

ESS기반 재생에너지 출력제한 경감을 통한 효율적 저탄소 전력체계 구축 모색 - 2025년 제주도를 중심으로 -

전우영*† · 김진이** · 이성우***

*전남대학교 경제학부 부교수, **전력거래소 실시간시장팀 팀장, ***전력거래소 실시간시장팀 대리

Establishing an Efficient Low-Carbon Power System by Reducing Curtailment of Renewable Energy using ESS - The Case of Jeju Island in 2025 -

Jeon, Wooyoung*† · Kim, Jin-Yi** · Lee, Sungwoo***

*Associate Professor, Department of Economics, Chonnam National University, Gwangju, Korea

**Team Leader, Korea Power Exchange, Real-time Market Team, Naju, Korea

***Assistant Manager, Korea Power Exchange, Real-time Market Team, Naju, Korea

ABSTRACT

Due to the ambitious carbon net-zero target by 2050, deployment of variable renewable energy (VRE) sources has been accelerated. However, the duck curve problem caused by massive generation of solar photovoltaics increases the possibility of VRE curtailment, leading to increasing power supply cost due to reduced capacity factor of VRE. This study estimates hourly amount of VRE curtailment and analyzes an energy storage system (ESS) as a viable option to mitigate curtailment based on the Jeju Island power system in 2025. The power system optimization model called PLEXOS is used to estimate the amount of curtailment, and a profit maximization model is applied to analyze the economic feasibility of ESS. The result shows that the economic feasibility of ESS was higher when applying system marginal price (SMP) 0 KRW/kWh when VRE is curtailed compared to the case of applying SMP on the mainland. At the ESS capacity that can achieve 25% total curtailment reduction, an internal rate of return (IRR) of 4.99% is achieved; with a lower ESS capacity, an IRR of 6~8% can be achieved. This result suggests that ESS is a viable option to reduce VRE curtailment to an appropriate level to operate such a power system efficiently.

Key words: Renewable Generation, Curtailment, Energy Storage System, Load Shifting, Flexible Resource

1. 서론

탄소중립에 대한 국내외적 압박이 거세지면서 2021년 10월 영국 글래스고에서 열린 제26차 유엔기후변화협약(COP26)에서 한국은 2030년 국가 온실가스 감축목표(Nationally Determined Contribution, NDC)를 2018년 배출량 대비 40% 감축하는 것으로 발표하였다. 이는 기존의 26.3% 감축에서 50% 가까이 상향된 목표로, 특히 산업부문은 기존

의 6.4% 감축에서 14.5% 감축으로 8.1%p 상향된 반면, 전환부문은 28.5%에서 44.4%로 15.9%p 상향되었다. 우리나라의 에너지집약적인 산업구조상 단기적으로 산업충격없이 탄소저감을 이루기가 힘들기 때문에 산업부문의 부담을 전환부문이 더 많이 짚어준 것으로 이해할 수 있다(2050 CNC).

전환부문에서 NDC 목표를 달성하기 위해서는 신재생에너지 비중을 2018년 6.2%에서 2030년 30.2%로 증가시켜야 한다. 이는 기존의 9차전력수급계획에서 제시하였던 20.6%

†Corresponding author : wyjeon@jnu.ac.kr (Department of Economics, Chonnam National University, Gwangju, 61186, Korea. Tel. +82-62-530-1558)

ORCID 전우영 0000-0003-2264-7289
김진이 0000-0002-5371-0212

이성우 0000-0001-9184-0790

에서 9.4%p가 상향된 수치이다. 9차전력수급계획에서 신재생에너지 설비를 58 GW 보급하는 것이 목표였는데, 재생에너지 보급률 상향과 전기화로 인한 전력수요 확대까지 감안할 경우 NDC 목표달성을 위해서는 약 100 GW 가까운 재생에너지 보급이 필요할 것으로 전망된다. 이를 위해 정부는 2021년 10월 신재생에너지 의무공급화 제도인 RPS (Renewable Portfolio Standard)의 의무공급량을 기존 2022년 10%에서 2026년 25%로 상향 조정하면서 재생에너지 보급 확대 실현을 위한 단계들을 밟아가고 있다(MOTIE, 2020).

IEA는 재생에너지 보급에 따른 전력계통의 영향을 6단계로 나누고 있다. 재생에너지 보급 3% 이하는 phase 1의 영향없음 단계, 3~15%에 도달하면 phase 2의 가시성(Visibility)문제 단계, 15~25%에 도달하면 phase 3의 유연성(Flexibility)문제 단계, 20% 이상이 되면 phase 4의 안정성(Stability) 문제 단계, 25% 이상이면 phase 5, 6의 장단기과잉(Surplus)문제 단계로 분류한다. 2030년 재생에너지 목표가 달성될 경우 우리는 phase 2부터 phase 6 수준의 문제까지 10년이 안되는 기간동안 급격한 전력계통 환경의 변화를 경험하게 된다(IEA, 2018).

태양광, 풍력과 같은 변동성 재생에너지(Variable Renewable Energy, VRE)가 확대되면 나타나는 대표적인 문제 중 하나가 출력제한 문제이다. 평균적인 태양광의 이용률은 14% 수준, 풍력의 이용률은 25% 수준이지만, 태양광의 경우 낮시간에 집중적으로 발생되기 때문에 봄, 가을철 수요가 낮은 날에 높은 용량의 태양광과 풍력발전이 집중적으로 발생할 경우 수요보다 재생에너지 발전이 더 많은 과잉발전이 발생하여 재생에너지 출력을 제한해야 한다. 안정적인 계통운전을 위해 항시 운영되어야 하는 전통발전원(Must Run)을 감안하면 출력제한 규모는 더 커지게 된다. 재생에너지의 출력제한량이 10% 증가한다는 것은 재생에너지의 용량효율이 10% 감소한다는 것을 의미하기 때문에 재생에너지의 발전단가를 높이고, 전체전력공급의 비효율을 초래하게 된다.

2030년 Carbon Free Island (CFI, 2030)를 목표로 하고 있는 제주도는 2020년 기준 이미 재생에너지 발전량 비율 16.2%를 달성하였다. 태양광과 풍력 용량은 각각 448 MW, 295 MW까지 증가했고 재생에너지 설비용량비율은 36%를 달성하였다(Jeju, 2019). 그 결과 2020년 풍력발전의 출력제한은 77회 실시되었고, 그 규모는 전체 풍력발전의 3.2% 수준이었다. 이 수치는 태양광과 풍력의 보급 확대와 함께 빠르게 증가할 것으로 전망된다(KPX, 2021).

본 연구는 출력제한이 빠르게 증가하는 제주지역을 대상으로 2025년을 기준연도로 하여 출력제한 경감을 위해

리튬이온 배터리기반 ESS (Energy Storage System)가 적용되었을 때 ESS 용량별 출력제한 경감률과 경제성을 분석하였다. 2025년 출력제한량 추정을 위해 전력시스템최적화 모형을 적용하였고, ESS 최적 운영을 통한 경제성 분석에는 저자가 직접 구축한 편의 최적화 모형을 적용하였다.

본 논문의 구조는 다음과 같다. 2장에서는 재생에너지 출력제한 관련한 선행연구에 대해서 논의하였고, 3장에서는 본 연구에서 사용된 모형과 데이터에 대해서 설명하였다. 4장에서는 시나리오별 출력제한에 필요한 ESS 용량과 경제성 분석 결과에 대해서 논하였고, 5장에서는 연구의 결론과 시사점에 대해서 정리하였다.

2. 선행연구 분석

해외 재생에너지 출력제한 경감을 통한 전력시스템 효율화를 연구한 논문에는 Denholm and Mai (2019), Jeon et al.(2015), Jacobsen and Schröder (2012) 등이 있다.

Denholm and Mai (2019)은 2050년 55%의 전력수요가 VRE로 공급되는 Texas의 전력시스템을 대상으로 VRE의 출력제한을 경감하는데 있어서 ESS 용량별 영향을 분석하였다. ESS가 없는 경우, 4시간 지속가능한 ESS 용량, 8시간 지속가능한 ESS 용량 등 3가지의 시나리오를 분석하였으며, 4시간 지속가능 ESS가 적용될 경우 출력제한이 11%~16% 수준에서 8%~10%로 경감됨을 보였다. Jeon et al.(2015)에서는 미국 북동부지역의 풍력변동성에 대한 유연성자원으로 ESS가 활용될 경우 에너지비용과 예비력비용이 얼마나 경감되며, 그와 함께 풍력 출력제한이 얼마나 감소하는지 분석하였다. 2014년 수준에서 ESS는 유연성자원으로 경제성 확보가 어렵지만 향후 재생에너지 보급이 증가하고 ESS 가격이 하락할 경우 실현가능한 대안임을 보였다. Jacobsen and Schröder (2012)은 VRE의 출력제한을 과도하게 최소화하려는 그리드 투자는 오히려 비효율적이며 일정수준의 출력제한이 최적방안일 수 있음을 주장하였다.

재생에너지 출력제한과 관련한 국내연구는 상대적으로 드물며 Kim and Myung (2019), Jeon and Mo (2018), Kang et al.(2017) 등이 있다. Kim and Myung (2019)는 재생에너지 보급증가에 따른 출력제한 사례를 소개하면서, 출력제한이 필요한 경우 발전원들의 제약조건을 고려하여 출력제한을 최적으로 분배하는 방안을 제시하였다. Jeon and Mo (2018)는 확률적 전력계통망 모형을 이용해서 2020년 제주 전력시스템을 대상으로 ESS가 재생에너지 변동성 경감자원으로 활용될 경우 예비력자원 비용 경감과 출력제어량 경감에 효율적인

결과를 도출할 수 있음을 보였다. Kang et al.(2017)는 제주 전력시스템을 대상으로 행원지역의 풍력발전과 연동된 ESS를 기반으로 해서 풍력발전의 출력변동을 완화하고 출력제한을 최소화하기 위해 필요한 ESS용량을 분석하였다.

본 연구는 제주도에서 출력제한이 본격화되는 2025년을 대상으로 연간 출력제한의 횟수와 량을 분석하고, 출력제한 경감에 필요한 ESS의 용량을 차등적으로 적용해서 ESS의 경제성을 분석했다는 점에서 기여도를 가진다. 또한 논란이 되고 있는 출력제한 시점의 SMP 기준값으로 0원과 육지 SMP를 차등적으로 적용해서 ESS 최적운영을 모형화하고 경제성을 분석하였다.

3. 연구방법 및 자료

3.1 제주 출력제한 분석 모형

제주의 출력제한량을 추정하기 위해서 전력계통 최적화 모형인 PLEXOS를 이용하였다. PLEXOS는 재생에너지를 포함한 다양한 새로운 전원으로 요소들이 전력시스템과 전력시장에 미치는 영향을 분석하는데 있어서 세계적으로 검증된 모형으로, 국내에서도 다양한 연구기관에서 활용하고 있는 모형이다. 최근 재생에너지의 확률적 특성이 전력계통에 미치는 영향에 대한 연구수요가 높아지면서, Deane et al.(2015), Edmunds et al.(2015), Garrigle et al.(2013) 등 영국, 아일랜드, 이탈리아를 포함하는 다양한 국가를 대상으로 PLEXOS를 활용해서 재생에너지 영향을 분석한 연구가 증가하고 있다.

PLEXOS 최적화 모형의 개념도는 Fig. 1과 같다. PLEXOS의 입력값은 크게 3부분으로 전력수요, 발전비용 및 특성, 불확실성 요소로 분류가능하다. 이 입력값과 제약조건을 바탕으로 선형(Linear Planning, LP) 혹은 혼합정수계획법(Mixed Integer Planning, MIP) 방법을 적용해서 불확실성을 반영한 기대 전력공급비용을 최소화하는 최적화를 수행한다. 이때 최적화 시간 단위는 1시간이다. 최적화의 결과로 1년간 모든 발전기의 구동여부와 발전량, 시간별 한계가격, 시간별 재생에너지 발전량 및 출력제한량이 도출된다. 본 연구에서는 재생에너지 발전을 확률적으로 반영할 경우 연산 복잡도는 고도로 올라가는 반면 분석의 편익은 크지 않기 때문에 결정론적으로 반영하였다. 연간 재생발전의 시간별 형태는 과거 실적치를 적용하였고 연간 수요는 과거 패턴에 9차전력수급계획 기반 2025년 목표치를 적용하였다. Table 1은 PLEXOS에 반영된 전통적 발전기, 재생에너지, HVDC에 대한 정보를 보여준다.

본 연구는 2025년을 대상년도로 선정했다. 그 이유는 첫째, 2025년에 이미 재생에너지 발전비율이 30%를 초과할 것으로 예상되는 제주에서 출력제한이 충분히 유의미하게 중요해지는 시점이고, 둘째, 과잉 발전되는 재생에너지를 육지로 역송하기 위해 건설되는 HVDC#3의 완공시기가 2025년이기 때문에 이것이 출력제한에 미치는 영향을 살펴보기 위함이다.

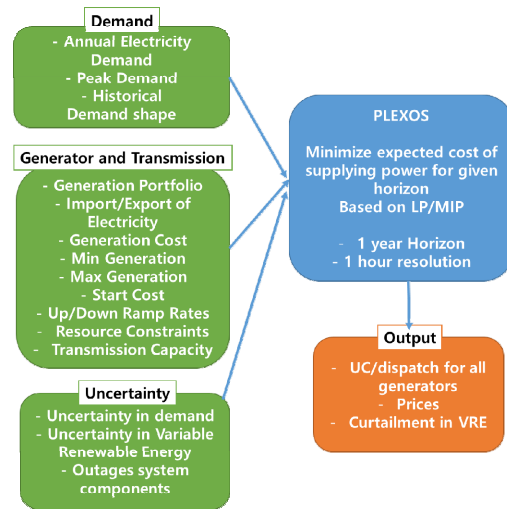


Fig. 1. PLEXOS optimization framework

Table 1. Jeju power system input in 2025

No.	Generator	Maximum Generation (MW)	Minimum Generation (MW)
1	South Jeju CC	158	54
2	South Jeju GT	106	37
3	South Jeju TP1	94	50
4	South Jeju TP2	95	50
5	Jeju TP1	75	42
6	Jeju TP2	74	42
7	Jeju LNGCC1	123	78
8	Jeju LNGCC2	124	78
9	Jeju LNG GT1	82	48
10	Jeju LNG GT2	82	48
11	Hanlim GT	75	27
12	Hanlim CC	109	41
13	Jeju DP1	39	26
14	Jeju DP2	39	26
15	HVDC#1(Haenam)	150	-
16	HVDC#2(Jindo)	200	-
17	HVDC#3(Wando)	200	-
18	Solar PV	1011	-
19	Wind	752	-

3.2 ESS 최적화 모형

PLEXOS로 도출된 제주의 출력제한량을 바탕으로 ESS가 최적으로 운영될 경우 ESS의 편익 극대화를 추정하기 위해 최적화 모형을 구축하였다. 본 연구에서 ESS의 최적 운영전략은 출력제어량을 최소화하면서 주어진 SMP 하에서 차익거래편익을 최대화하는 것이다. 최적화 모형의 구체적인 구조는 Table 2에 나타나 있고, 개별 변수에 대한 설명은 Table 3에 요약되어 있다.

최적화 모형에서 (Eq.1)은 목적함수로 주어진 일간 시간별 SMP 값에 대해서 ESS 충방전 통해 비용을 최소화하는 구조를 가진다. t 는 시간, i 는 날짜를 나타내는 구조로 24시간 동안의 최적 ESS 운영을 365일 동안 반복하는 구조로 이해가능하다. 목적함수는 음수형태의 비용을 최소화 구조이기 때문에 궁극적으로 ESS의 차익편익을 최대화하는 것으로 이해가능하다.

(Eq.2)는 ESS 시간별 충방전량에 의해서 SMP가 업데이트되는 구조를 보여준다. 수요에 대한 SMP 민감도 b 는 선형회귀분석을 통해 추정하였다. (Eq.3)과 (Eq.4)는 시간별 충전량 제약을 보여준다. 출력제어를 최소화하는 방향으로 ESS운영을 설계하기 위해서 출력제어가 발생하는 시간에 우선적으로 충전하고, 그 외의 시간은 물리적 충전제약 하에서 최적으로 결정되도록 하였다.

Table 2. Formulation of ESS profit maximization

$\min_{X_{t,i}^{ch}, X_{t,i}^{dis}} \sum_{t=1}^{24} [SMP_{t,i} * (X_{t,i}^{ch} + RE \cdot X_{t,i}^{dis})] \quad (Eq.1)$
<p><i>subject to</i></p>
$SMP_{t,i} = SMP_{t,i}^0 + b \cdot (X_{t,i}^{ch} + X_{t,i}^{dis}) \quad (Eq.2)$
$LCB_{t,i} \leq X_{t,i}^{ch} \leq CP \quad (Eq.3)$
$LCB_{t,i} = \min(CP, CT_{t,i}) \text{ if } CT_{t,i} > 0 \quad (Eq.4)$ $LCB_{t,i} = 0 \text{ if } CT_{t,i} = 0$
$-\min(CP, MD_{t,i}) \leq X_{t,i}^{dis} \leq 0 \quad (Eq.5)$
$0 \leq \sum_{t=1}^{24} (RE \cdot X_{t,i}^{ch} + X_{t,i}^{dis}) \leq EC \quad (Eq.6)$
$X_{t,i}^{ch} > 0, X_{t,i}^{dis} < 0 \quad (Eq.7)$

(Eq.5)는 시간별 방전량 제약을 보여준다. 시간별 방전량 하한은 물리적 방전가능량과 출력제어가 발생하지 않는 계통 최대방전허용량 중 작은 값에서 결정되도록 하였다. (Eq.6)은 에너지 저장량 제약을 보여준다. 일간 총 에너지 저장량은 0보다 작을 수 없고 물리적 에너지 저장용량보다 클 수 없다. (Eq.7)은 충전과 방전의 부호 제약을 보여준다.

Table 3. Variable description for cost minimization model

Variable	Description
$X_{t,i}^{ch}$	charging energy at day i , hour t (MWh)
$X_{t,i}^{dis}$	discharging energy at day i , hour t (MWh)
RE	ESS Roundtrip Efficiency
$SMP_{t,i}$	SMP reflecting ESS charging at day i , hour t (KRW/kWh)
$SMP_{t,i}^0$	Initial SMP at day i , hour t (KRW/kWh)
b	Sensitivity of SMP by demand (KRW/MWh)
$CT_{t,i}$	Amount of Curtailment at day i , hour t (MWh)
$LCB_{t,i}$	Lower Bound of Charging at day i , hour t (MWh)
CP	Charging/discharging Power Capacity (MW)
$MD_{t,i}$	Maximum possible discharge at day i , hour t (MWh)
EC	ESS Energy Capacity (MWh)

4. 분석 결과

4.1 출력제한 추정 결과

Fig. 2는 최적화 모형으로 추정된 봄철 가장 출력제한이 많이 이루어진 날(4월 13일)의 24시간 원별 발전 프로파일을 보여준다. 파란색은 육지에서 제주로 송전되는 정송량(Land to Jeju), 회색은 일반발전기 발전량, 노란색은 재생에너지 발전량, 초록색은 출력제한량을 보여준다. 그리고 빨간색 점선은 이날의 수요패턴, 검은색 점선은 제주에서 육지로 송전되는 역송량(Jeju to Land)을 보여준다. 이 날은 태양광이 집중적으로 발생하는 9시부터 16시 구간에 재생에너지 발전이 수요대비 매우 높은 수

준으로 공급되어서 최대 515 MWh의 출력제한이 발생하고 있다. 출력제한을 최소화하기 위해 9시부터 16시까지 최대가능 역송용량인 400 MW로 역송이 이루어지고 있다. 역송과 출력제한이 이루어지는 시간에도 공급안정성을 위해서 Must Run 발전기들이 구동되고 있는 것을 확인할 수 있다.

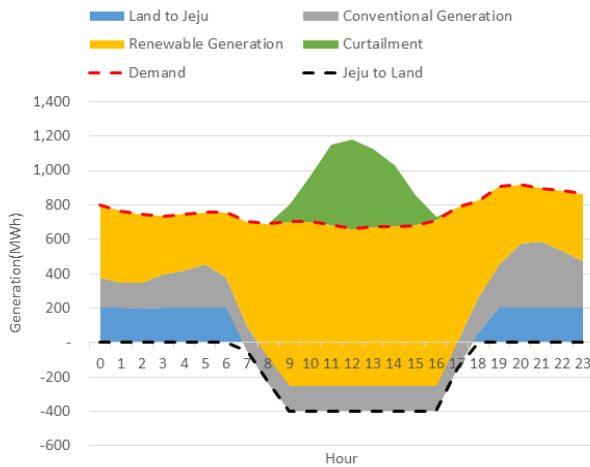


Fig. 2. 24 Hour generation profiles from different sources, spring day

Fig. 3과 Fig. 4는 최적화 모형으로 추정된 2025년 시간별 출력제한 빈도와 규모를 보여주고 있다. 연간 출력제한이 가장 빈번하게 발생한 시간은 일사량이 가장 강한 12시이며 53회의 출력제한이 발생했다. 2025년 총 262회의 출력제한 발생 횟수 중 태양광이 강한 10시~16시에 출력제한이 발생한 비율은 86.6%로 대부분의 출력제한이 태양광의 집중적인 발전때문인 것을 알 수 있다.

연간 출력제한량은 30,089 MWh이고, 이는 전체 재생에너지 발전량의 약 0.9%로 나타났다. 2020년 77회의 출력제한 횟수와 19,449 MWh 출력제한량과 비교하면 재생에너지 용량이 약 2.4배 증가한 것을 고려할 경우 출력제한량 증가폭은 상대적으로 크지 않은 것을 확인할 수 있다. 이는 HVDC#3이 제공하는 역송 유연성이 큰 역할을 했기 때문이다. 2025년 재생에너지 과잉발전으로 인한 제주에서 육지로의 역송량은 전체 재생에너지 발전량 대비 약 11.6%인 것으로 분석되었다.

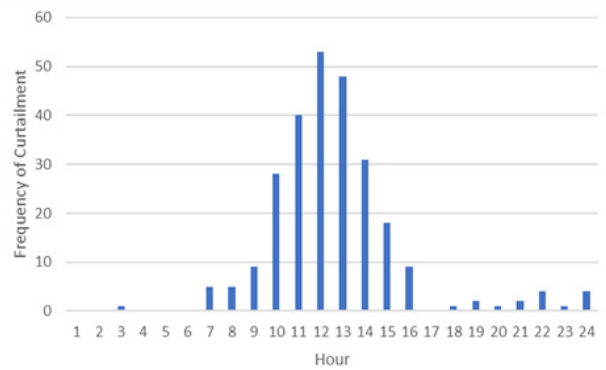


Fig. 3. Hourly frequency of curtailment in 2025

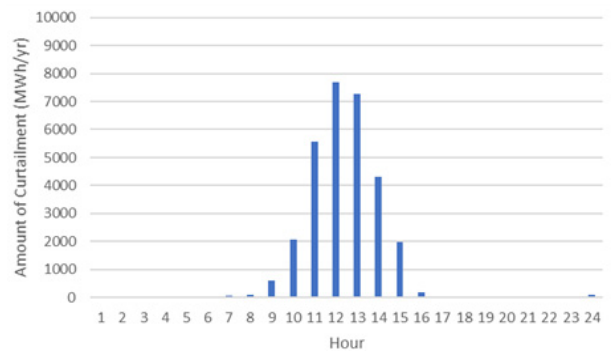


Fig. 4. Total hourly amount of frequency of curtailment in 2025

4.2 ESS 최적 운영 경제성 분석

Fig. 5는 2025년 제주 전력계통에서 출력제어 경감률 목표수준별로 필요한 ESS 용량을 보여준다. 전체 2025 제주의 출력제어 량 중 25%를 경감하기 위해서는 총전용량기준 40 MW, 50%를 경감하기 위해서는 100 MW, 75%를 경감하기 위해서는 190 MW, 100%를 경감하기 위해서는 515 MW가 필요한 것으로 분석되었다. 출력제어 경감률이 높아질수록 ESS의 이용률이 떨어져서 지수함수와 같은 형태로 많은 용량이 필요한 것으로 나타났다. 본 연구에서는 본 절에서 제시된 출력제어 경감률에 해당하는 ESS 용량별로 ESS 최적 운영 및 경제성 분석을 하였다.

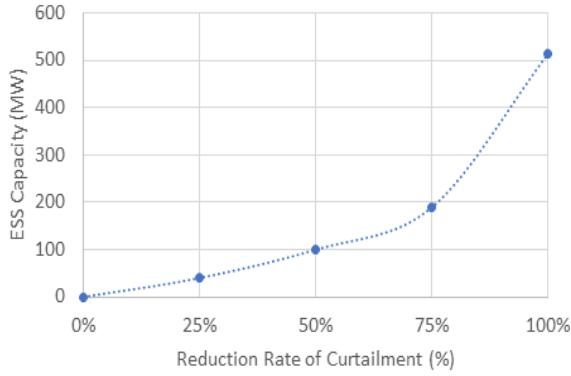


Fig. 5. Required ESS capacity to achieve curtailment reduction target

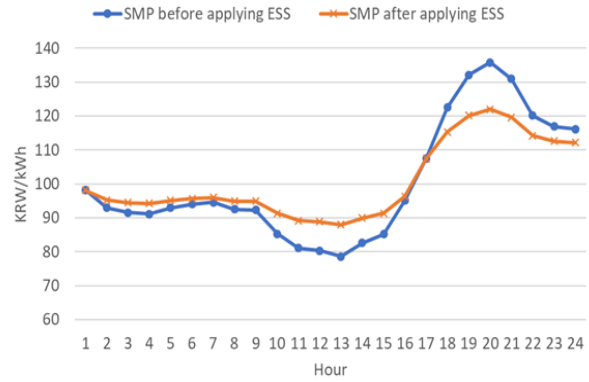


Fig. 6. 24-hours SMP profiles with/without ESS on a day without curtailment, 100 MW ESS

Fig. 6과 Fig. 7은 100 MW ESS가 적용되기 전과 후의 24시간 SMP 프로파일을 보여준다. Fig. 6에서는 출력제한이 없는 날의 경우 기존 SMP는 낮시간 높은 태양광발전으로 순수요가 낮아져서 SMP가 최저수준을 보이고 20시경에 피크 순수요를 보이면서 SMP가 최고수준을 기록한다. ESS가 적용되어서 차익거래를 수행하면 피크수요가 비피크시간으로 이전하면서 이에 비례하게 피크 SMP가 낮아지고 비피크 SMP가 높아진 것을 확인할 수 있다. 본 연구에서 적용된 ESS 충방전 효율은 90%이다.

Fig. 7은 출력제어가 있는 날의 ESS 적용전과 후의 SMP 프로파일을 보여준다. 본 연구에서 출력제한이 발생할 경우의 SMP는 두 가지 case로 분리해서 분석하였다. 하나는 출력제한이 발생할 경우 한계비용이 제로인 재생에너지가 한계발전이 되기 때문에 SMP를 0원으로 적용하는 경우, 다른 하나는 제주와 육지가 HVDC로 연결되어 있기 때문에 출력제어발생 경우 육지의 SMP를 적용하는 경우이다. Fig. 7은 출력제어 경우 SMP가 0원이 되는 경우를 보여준다. 출력제어 시 SMP가 0원으로 적용될 경우 피크와 비피크시간의 SMP 차이가 매우 커지기 때문에

Table 4. ESS economic validity analysis, Land SMP in case of curtailment (100 Mil KRW)

Curtailment Reduction Rate	ESS Power Capacity (MW)	ESS Energy Capacity (MWh)	ESS Capacity Factor (%)	Revenue from Arbitrage	Revenue from CP	Revenue from AS Capacity Value	Revenue from AS value	Total Annual Revenue	Investment Cost	NPV	IRR (%)
100%	515	3090	2.20%	5.9	718.4	17.1	2.0	743.4	14,821.7	-5,151	0.02%
75%	190	1140	5.80%	12.5	265.1	17.0	2.0	296.6	5,756.0	-1,898	0.79%
50%	100	600	10.40%	14.5	139.5	16.9	2.0	172.9	2,878.0	-629	1.82%
25%	40	240	23.00%	14.3	55.8	15.0	1.7	86.8	1,151.2	-22	4.28%

Table 5. ESS economic validity analysis, SMP 0 KRW in case of curtailment (100 Mil KRW)

Curtailment Reduction Rate	ESS Power Capacity (MW)	ESS Energy Capacity (MWh)	ESS Capacity Factor (%)	Revenue from Arbitrage	Revenue from CP	Revenue from AS Capacity Value	Revenue from AS value	Total Annual Revenue	Investment Cost	NPV	IRR (%)
100%	515	3090	2.40%	-0.5	718.4	17.1	2.0	737.0	14,821.7	-5,234	-0.05%
75%	190	1140	6.30%	14.0	265.1	17.0	2.0	298.1	5,468.2	-1,591	0.84%
50%	100	600	10.70%	20.6	139.5	16.8	2.0	178.9	2,878.0	-551	2.17%
25%	40	240	22.10%	18.6	55.8	16.0	1.9	92.3	1,151.2	49	4.99%

이윤 극대화를 위해서 ESS는 피크수요를 출력제어시간으로 적극적으로 옮기는 작업을 수행한다.

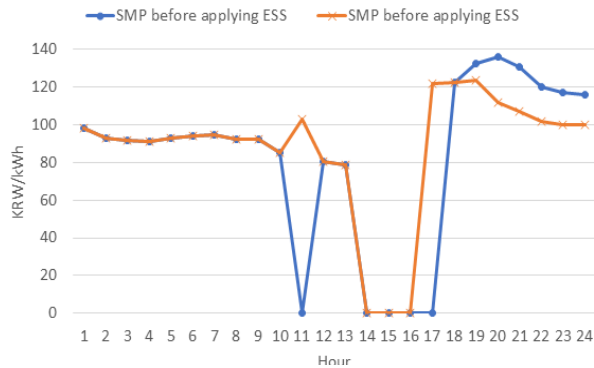


Fig. 7. 24-hours SMP profiles with/without ESS on a day with curtailment - SMP 0 KRW/kWh applied, 100 MW ESS

Table 4와 Table 5는 ESS 용량별 편익 극대화를 수행했을 경우 2025년 8760시간 전체에 대한 ESS의 경제적 분석 결과를 보여준다. Table 4는 출력제한시 육지 SMP를 적용하는 경우, Table 5는 SMP 0원을 적용하는 경우의 결과를 보여준다. 각각 출력제한 경감률 100%, 75%, 50%, 25%에 해당하는 ESS 용량에 대해서 경제성 분석을 하였다.

ESS는 리튬이온 배터리로 가정하였으며 최대출력량으로 총 6시간을 연속 방전할 수 있는 에너지용량을 가정하였다. 25%의 출력제한 경감에 해당하는 ESS의 용량일 경우 약 23%의 이용률을 보이는 반면, 100%의 출력제한 경감에 해당하는 ESS 용량의 경우 2.2%의 이용률로 매우 비효율적으로 ESS가 활용되는 것으로 나타났다. 이는 출력제한을 과도하게 최소화하려는 정책은 효율적인 자원 활용을 하지 못하는 결과로 귀결될 수 있음을 보여준다.

본 연구에서 ESS의 편익은 크게 4가지 요소로 구성되어 있다. 첫째는 일간 SMP의 시간별 차이를 이용해서 SMP가 낮을 때 충전하고 SMP가 높을 때 방전하는 차익거래 수익이다(Revenue from Arbitrage). 출력제한이 발생할 경우 SMP는 0원 혹은 육지 SMP가 적용되기 때문에 차익거래를 최적으로 추구하다보면 출력제한은 자연스럽게 최소화 된다. 둘째는 ESS가 제공하는 용량가치에 대해서 지불받는 용량요금 수익이다(Revenue from CP). 용량요금은 ESS의 최대출력과 방전가능시간에 비례하게 산출하였으며 제주의 용량요금단가인 22.05원/kWh를 적용하

였다. 셋째는 주파수제어 예비력 용량에 대한 가치 정산금 수익이다(Revenue from FR Capacity Value). 제주 주파수제어 예비력 기준인 최대 15 MWh까지 시간당 제공이 가능하다는 제약을 적용하였다. 넷째는 실제로 ESS 예비력 용량이 주파수 제어에 활용되어서 적용받는 제어비용 정산금이다(Revenue from AS value). ESS의 투자비용은 100 MW/600 MWh 리튬이온배터리를 기준으로 2,878억 원을 적용하였다(전력거래소 내부자료).

순현재가치(NPV)는 할인율 4.5%를 기준으로 추정하였다. 육지 SMP를 적용할 경우 100% 출력제한경감에 해당하는 ESS 용량이 적용된 경우 NPV는 -5151억 원, 25% 출력제한경감 ESS 용량의 경우 -22억 원으로 경제성 달성이 힘든 것으로 나타났다. 반면 SMP 0원이 적용된 경우, 25% 출력제한경감 ESS 용량의 경우 NPV가 49억 원으로 경제성이 달성 되는 것으로 나타났다. 이는 이론적으로 타당한 0원의 SMP가 적용되어 출력제한시간에 충전 유인을 더 제공하고, 합리적인 ESS 용량이 출력제한 경감에 활용될 경우 ESS는 경제적으로 타당한 대안이 될 수 있음을 보여준다.

Fig. 7과 Fig. 8은 ESS용량별 경제성분석 결과를 IRR 기준으로 보여준다. Fig. 7에서 육지 SMP가 적용됐을 경우 25% 출력제한 경감 ESS 용량에서는 IRR이 4.28%로 기준 할인율인 4.5%보다 낮아서 경제성 달성이 힘든 것으로 나타났다. 하지만 보간법을 통해 더 낮은 용량에서의 IRR을 추정해보면 충분히 경제성이 달성될 수 있음을 본 그래프는 보여준다. Fig. 8은 앞서 설명했던대로 25% 출력제한경감 ESS 용량에서 IRR이 4.99%로 이미 경제성이 달성되었으며, 더 낮은 ESS용량에서는 8% 이상의 IRR 달성도 가능함을 보여준다.

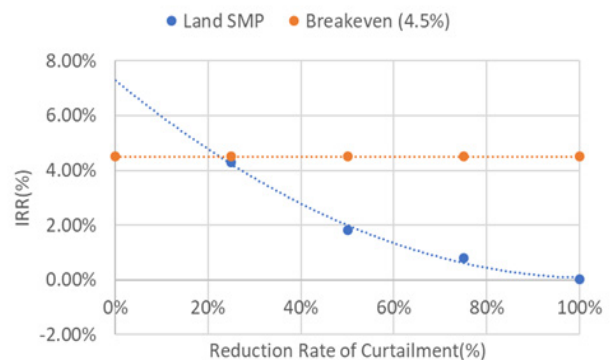


Fig. 8. IRR of ESS by varying capacities, Land SMP

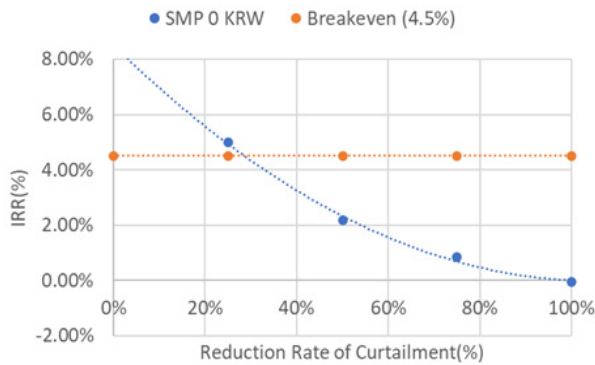


Fig. 9. IRR of ESS by varying capacities, SMP 0 KRW

5. 결론 및 시사점

본 연구에서는 2025년 제주전력시스템을 대상으로 전력시스템 최적화모형을 이용해 출력제한량을 추정하고, ESS를 출력제한경감을 위해 최적으로 활용할 경우 경제적으로 타당한 대안이 될 수 있는지 분석하였다. 출력제한 시 SMP를 0원과 육지 SMP로 차등적으로 적용하고, ESS용량도 출력제한경감 수준별로 시나리오를 나누어 분석하였다. 분석결과 출력제한경감률 25%를 달성할 수 있는 ESS용량이 SMP 0원 시나리오에 적용될 경우 경제성이 확보되며, 육지 SMP가 적용되는 경우도 같은 ESS용량에 대해서 거의 경제성이 달성되는 것으로 나타났다. 보관법으로 IRR을 추정할 경우, 더 낮은 ESS용량에서는 ESS를 더 효율적으로 활용하여 6~8% 수준의 IRR 달성도 가능한 것으로 나타났다. 또한 높은 출력제한 경감률의 경우 ESS의 이용률이 떨어져서 경제성이 하락하는 것으로 추정되었는데, ESS의 잉여용량을 보조서비스 등의 용도로 다양하게 활용한다면 경제성이 더 높아질 여지가 있는 것으로 분석된다.

본 연구결과는 ESS가 VRE 출력제한 경감에 대해 경제적으로 타당한 대안이 될 수 있음을 시사한다. 기존에 ESS는 부가가치가 높은 주파수제어를 위한 보조서비스 자원으로 주로 활용되었지만, 태양광 보급 증가로 덕커브 문제가 심해지고 출력제한이 증가하면서 일간 SMP 격차가 커질 경우 기존의 보조서비스 용도 뿐만아니라 부하이전 용도로도 ESS는 충분히 경제성을 달성할 수 있을 것으로 나타났다. 2030 NDC 목표를 달성하기 위해서 가까운 미래에 VRE가 기하급수적으로 증가할 것을 고려하면, 이미 기술적으로 검증이 된 ESS는 안정적이고 효율

적인 전력공급시스템 구축에 핵심적인 자원이 될 것으로 전망된다.

사사

이 논문은 전남대학교 학술연구비(과제번호: 2020-1934) 지원에 의하여 연구되었음.

References

2050 Carbon Neutrality Committee (CNC). 2021. The 2nd general meeting.

Deane JP, Gracceva F, Chiodi A, Gargiulo M & Gallachóir BPÓ. 2015. Assessing power system security. A framework and a multi model approach, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 73, 283-297.

Denholm P & Mai T. 2019. Timescales of energy storage needed for reducing renewable energy, *Renewable Energy*, 130, 388-399.

Edmunds R, Davies L, Deane P & Pourkashanian M. 2015. Thermal power plant operating regimes in future British power systems with increasing variable renewable penetration, *Energy Conversion and Management*, 105, 977-985.

Golden R & Paulos B. 2015. Curtailment of Renewable Energy in California and Beyond, *The Electricity Journal*, 28(6), 36-50.

International Energy Agency (IEA). 2018. *World Energy Outlook*.

Jacobsen HK & Schröder ST. 2012. Curtailment of renewable generation: Economic optimality and incentives, *Energy Policy*, 49, 663-675.

Jeju. 2019. *Carbon Free Island 2030*

Jeon W, Lamadrid AJ, Mo JY & Mount T. 2015. Using Deferrable Demand in a Smart Grid to Reduce the Cost of Electricity for Customers, *Journal of Regulatory Economics*, 47(3), 239-272.

Jeon W & Mo JY. 2018. The True Economic Value of Supply-Side Energy Storage in the Smart Grid

- Environment - The case of Korea, Energy Policy, 121, 101-111.
- Kang MH, Chae SH, Ahn JH & Kim EH. 2017. Analysis on Required Capacity of Energy Storage System to Mitigate Wind Power Fluctuation, Journal of the Korean Solar Energy Society, 37(6), 59-68.
- Kim SH & Myung HS. 2019. The Study on the Method of Distribution of output according to Power Limit of Renewable Energy, Journal of IKEEE, 23(1), 173-180.
- Korea Power Exchange (KPX). 2021. Electric Power Statistics Information System (EPSIS).
- Mc Garrigle EV, Deane JP & Leahy PG. 2013. How much wind energy will be curtailed on the 2020 Irish power system?, Renewable Energy, 55, 544-553.
- MOTIE. 2020. 9th Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand(2020-2034).