에너지공학 ISSN 1598-7981, 제29권 제2호(2020)
Journal of Energy Engineering, Vol. 29, No. 2, pp.68~78(2020)
https://doi.org/10.5855/ENERGY.2020.29.2.068

체코 열병합발전소 주파수조정용 배터리에너지저장장치 경제성 분석

김유탁† · 차동민 · 정수안 · 손상학*
한국전지연구조합, 피피에스컴퍼니
(2020년 3월 23일 접수, 2020년 5월 15일 수정, 2020년 5월 19일 채택)

Economic analysis of Frequency Regulation Battery Energy Storage System for Czech combined heat & power plant

YuTack KIM† · DongMin Cha · SooAn Jung · SangHak Son*
Battery R&D Association of Korea, *PPS company
(Received 23 March 2020, Revised 15 May 2020, Accepted 19 May 2020)

요 약

신 기후변화협약에 따라 전 세계적으로 온실가스를 저감하는 기술개발이 활발하게 이뤄지고 있으며, 발전·송배전 분야에서 에너지효율향상에 대한 연구가 진행되고 있다[1,2]. 에너지저장장치를 이용해 잉여전기를 저장하고 전기를 공급하는 운영방식에 대한 경제성 분석, 지역단위 열 병합 발전소에서 주파수조정예비력으로 에너지저장장치를 활용하는 것이 가장 수익이 높은 운영방안으로 보고되었다[3-7]. 이에 본연구에서는 체코의 열병합발전소를 대상으로 에너지저장장치 설치를 위한 경제성 분석을 실시하였다. 배터리에너지저장장치의 경제성 평가에 있어 가장 중요한 요소는 수명으로 일반적으로 1일 1회 충·방전을 기준으로 보증수명은 10~15년으로 알려져 있다. 시뮬레이션을 위해 배터리와 PCS의 비율은 1:1, 1:2로 설계하였다. 일반적으로 Primary 주파수조절용의 경우 1:4로 설계를 하지만, 열병합발전소의 특성을 고려하여 최대 1:2의 비율로 설정하였으며, 각각의 비율에 맞게 용량을 1MW~10MW, 2MWh~20MWh로 시뮬레이션을 실시하여 연간 사이클 횟수를 기준으로 수명을 평가하였다.

체코의 열병합 발전소에 배터리에너지저장장치를 설치하는 사업은 현지 인프라와 전력시장을 고려할 경우 투자 회수 기간은 3MW/3MWh가 5MW/5MWh보다 유리하다. 보조금 없이 예상 구매 가격을 고려한 간단한 투자 회수기간에서 약 3년, 약 5년으로 산정되었으며, 구입비용이 전체 평생 동안 비용의 중요한 부분이기 때문에 구매 가격을 50 % 낮추면 약 절반 정도의 회수 기간이 단축 될 수 있지만, 3MWh와 5MWh의 규모에 경제를 통해 수익성 확보는 불가능하다. 전력시장의 가격이 50% 하락하면 투자 회수기간은 P1 모드에서는 3년, P2 및 P3 모드에서는 2년 더 길어진다.

배터리에너지저장시스템과 발전기의 결합으로 인한 절감액의 변화에 대한 민감도 분석은 전제 범위 내에서 회수 기간에 큰 영향을 미치지 않으며, 보조금 15%를 받는 기준에서 3MW 시스템의 총 비용은 66,923,000 CZK이며, 편익은 모드에 따라 244,210,000 ~ 294,795,000 CZK이며, 비용회수기간은 3~4년이다. 동일한 기준에서 5MW 시스템의 경우 총 비용은 101,320,000 CZK이며, 편익은 모드에 따라 253,010 ~ 281,411,000 CZK로 나타나며, 비용회수기간은 5~6년이다. 체코에서 배터리에너지저장시스템은 MWh당 1년에서 1.2년의 투자회수기간이 발생하는 것을 알 수 있다.

주요어 : 주파수조절, 배터리에너지저장장치, 열병합발전소, 경제성분석, 전력요금

Abstract - According to the new climate change agreement, technology development to reduce greenhouse gases is actively conducted worldwide, and research on energy efficiency improvement in the field of power generation and transmission and distribution is underway [1,2]. Economic analysis of the operation method of storing and supplying surplus electricity using energy storage devices, and using energy storage devices as a frequency adjustment reserve power in regional cogeneration plants has been reported as the most

†To whom corresponding should be addressed.
Tel : +82-2-3461-9402 E-mail : ytkim@battery.or.kr

profitable operation method [3-7]. Therefore, this study conducted an economic analysis for the installation of energy storage devices in the combined heat and power plant in the Czech Republic. The most important factor in evaluating the economics of battery energy storage devices is the lifespan, and the warranty life is generally 10 to 15 years, based on charging and discharging once a day.
For the simulation, the ratio of battery and PCS was designed as 1: 1 and 1: 2.
In general, the primary frequency control is designed as 1: 4, but considering the characteristics of the cogeneration plant, it is set at a ratio of up to 1: 2, and the capacity is simulated at 1MW to 10MW and 2MWh to 20MWh according to each ratio. Therefore, life was evaluated based on the number of cycles per year. In the case of installing a battery energy storage system in a combined heat and power plant in the Czech Republic, the payback period of 3MW / 3MWh is more favorable than 5MW / 5MWh, considering the local infrastructure and power market. It is estimated to be about 3 years or 5 years from the simple payback period considering the estimated purchase price without subsidies. If you lower the purchase price by 50%, the purchase cost is an important part of the cost for the entire lifetime, so the payback period is about half as short. It can be, but it is impossible to secure profitability through the economy at the scale of 3MWh and 5MWh. If the price of the electricity market falls by 50%, the payback period will be three years longer in P1 mode and two years longer in P2 and P3 modes.

Key words : Frequency Regulation, Battery Energy Storage System, Combined Heat & Power Plant, Economic Analysis, Tariff

1. 서 론

신 기후변화협약에 따라 전 세계적으로 온실가스를 저감하는 기술개발이 활발하게 이뤄지고 있으며, 특히 발전분야에서 에너지효율향상에 대한 연구가 꾸준히 진행되고 있다[1, 2]. 특히 배터리에너지저장장치의 적용분야가 신재생에너지, 마이크로그리드에서 전력계통을 구성하는 발전, 송·배전, 수용가로 확대되고 있다. 국내에서는 2013년부터 피크저감, 주파수조절용, 신재생연계용 등 다양한 분야에서 배터리에너지저장장치를 적용하는 사업이 추진되었으며, 최근에는 발전소를 대상으로 잉여전력을 저장하여 발전의 효율을 향상시키는 에너지저장장치 활용에 대한 연구가 보고되고 있다. 일반적으로 발전소는 원료에 의한 비용변화가 발생되지만, 잉여의 전기에 대해서는 효율과 경제성에 대한 면밀한 검토가 이뤄지지 않았다. 이러한 분야에 배터리에너지저장장치를 이용해 잉여전기를 저장하고 전기를 공급하는 운영방식에 대한 경제성 분석 결과가 보고되고 있다[3-6]. 지역단위 열 병합 발전소에서 주파수조정예비력으로 에너지저장장치를 활용하는 것이 가장 수익이 높은 운영방안으로 보고되었다[7]. 지역난방사업소의 열수요 패턴은 국가 전력계통에 총 전력부하 패턴과 다르므로 에너지저장장치를 지역난방용 CHP에 설치하여 활용하면 난방기 첨두부하의 절감이 가능하다는 것이다. 이러한 국내 실증사례를 통해 배터리에너지저장장치에 대해 해외 수출모델로 활성화 될 것으로 예상된다.

전 세계적으로 신재생에너지의 보급비율이 가장 높은 유럽은 2014년부터 유럽 국가간 전력망의 연계를 추진하고 있으며, 우리와 에너지믹스가 유사한 체코는 기후변화협약(UNFCCC) 가입국이며, EU의 회원국에 대한 연간 온실가스배출 목표에 따라 EU 배출권거래제도(EU-ETS)가 적용되는 분야에서 2030년까지 2005년 대비 배출량을 43% 감축해야 한다.체코 전력 발전의 주요 에너지원은 석탄으로, 석탄의 체코 생산 감소 및 탄소배출량 문제로 석탄의 비중을 줄이고 원자력과 신재생에너지의 발전 비중을 늘리기 위해 에너지 효율을 20% 향상이 목표이다. 특히 체코는 폴란드, 독일, 오스트리아, 슬로바키아와 전기를 거래하고 있으며, 수출이 수입보다 많은 전력 수출국이다. 유럽에서 전체 열수요의 약 12%를 담당하고 있는 지역난방 시스템은 유럽에 약 6,000개가 도입되어 있으며, 지역냉난방 시스템을 에너지 및 기후변화 정책 목표를 달성하는 데 중요한 수단으로 인식하고 있으며, 이와 관련하여 다양한 정책을 추진하고 있다.

이에 본 연구에서는 이러한 국내의 다양한 실증경험을 바탕으로 해외를 대상으로 배터리에너지저장시스템 실증을 위한 용량산정, 전력시장 연계운영 시뮬레이션 등 경제성 분석을 통해 타당성을 제시하였다.

2. 체코 열병합발전소의 현황 및 전망

2-1. 발전설비 및 운영현황

체코는 1976년부터 운영된 체코의 발전소는 2개의 발전기를 운영하고 있으면, 하나는 back press extraction 방식의 25MW 발전기, 다른 하나는 condensing extraction 방식의 25MW 발전기로 발전소의 전기발전 용량은 50MW이다. 또한 발전소에는 석탄과 바이오매스를 원료로 사용하는 3개의 보일러와 경유를 사용하는 2대의 보일러를 통해 주변의 산업체와 주택단지에 증기와 온수를 제공하고 있다. Fig. 1.은 체코 열병합 발전소의 전력발전 용량 및 향후 전망이며, Fig. 2.는 열(증기, 온수) 발전용량의 및 전망 그래프이다.

2-2. 전력시장 분석 및 전망

유럽의 전력시장은 2014년부터 통합되고 있으며, 현재는 모두 19개국이 참여했다. 체코의 전력시장은 지리적 여건으로 인해 인접한 독일에 영향을 많이 받는다. Fig. 3.은 2005년부터 2017년까지의 독일과 체코의 전력요금 현황이다. 장기적으로 장기 경쟁입찰은 사라지고, 1주일 단위로 매일 거래가 되며, 최소 15분 동안 전기거래가 가능하도록 하는 시스템이 도입되는 것이다. 이러한 전력시스템은 전력 소비량, 시간의 발전 및 출력변화에 영향을 받는다.

향후 체코의 전력시장은 1일전 전력시장이 전체 시장의 90%를 차지할 것이며, 장기적으로 석탄발전의 수요는 감소하고, 퀵스타트가 가능한 가스엔진이나 터빈으로 교체되면서 용량이 적은 MZ15+ 가격이 증가할 것으로 예상된다.

2-3. 전력거래시장

체코의 전력시장은 전일, 당일, 밸런스, 불균형 보상으로 구분된다. 전일시장은 전력공급 하루 전 매 시간단위로 입찰을 하는 방식으로 공급과 수요과 일치하는 한계 가격이 설정되는 경매방식으로 운영된다. 최근이 평균 가격은 Table 1.과 같이 지속적으로 가격이 떨어기는 것을 알 수 있다. 다만, 피크와 오프피크의 가격 차이가 점점 줄어드는 것을 알 수 있다.

Table 2.는 당일의 전력시장에서의 가격으로 시장의 전력 요금은 지속적으로 감소하는 것을 알 수 있다. 특히 피크와 오프피크 사이의 간격이 줄어드는 것을 알 수 있다. 다만, 당일 시장에서 전력의 불균형이 일어나는 시간은 연간 200시간 정도이다.

Table 3.은 체코의 전력시장 중 밸런스 시장에 대한 가격 자료로써 MWh당 90～100유로의 높은 가격으로 거래가 진행된다. 이러한 높은 가격의 균형시장은 연간 1,500～2,000 시간으로 많은 것은 아니다. Table 4.은 불균일 보상시장의 가격통계이다. 시스템에서 1시간 이내에 반복적으로 변화기 때문

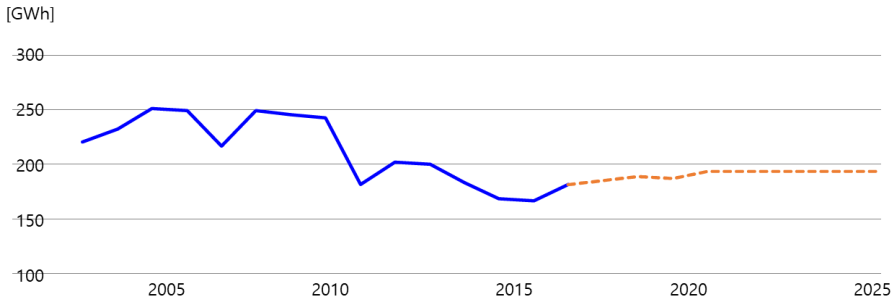

Fig. 1. Power Generation capacity by combined heat & power Plant

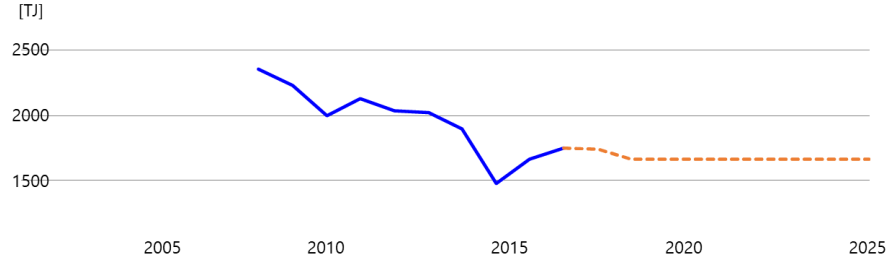

Fig. 2. Heat generation capacity by combined heat & power Plant

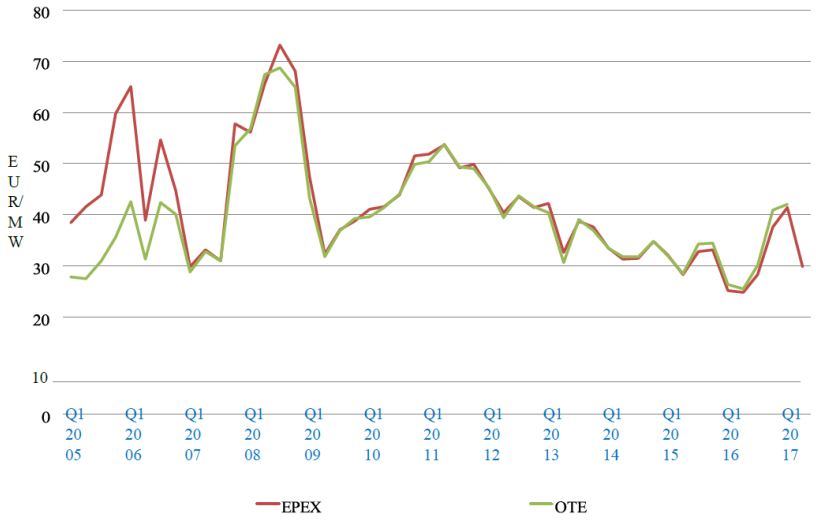

Fig. 3. 2005년부터 2017년까지의 독일과 체코의 전력요금의 변화

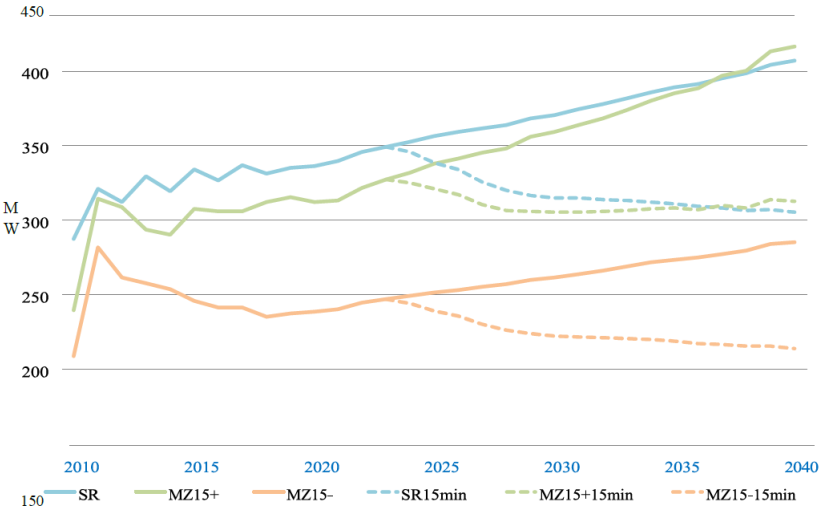

Fig. 4. 2040년까지의 전력시장에 따른 요금전망

Table 1. 체코의 전일 전력시장 가격통계

		2012	2013	2014	2015	2016
Average price	(EUR/MWh)	42.38	36.74	32.96	32.32	31.15
Average price - peak	(EUR/MWh)	48.39	42.66	37.38	36.32	35.50
Average price - off-peak	(EUR/MWh)	36.37	30.81	28.55	28.32	26.80
Amount	(TWh)	12.16	12.99	15.11	19.97	20.14

에 유연한 관리가 필요하며, 이러한 발전사의 손실을 에너지저장장치를 통해 보상이 가능하다. 결국 전력공급의 불균형 패널티와 에너지저장장치를 활용한 보상 방법에 대한 경제성 분석이 필요하다.

Table 2. 체코의 당일 전력시장 가격통계

		2012	2013	2014	2015	2016
Average price	(CZK/MWh)	1093	1051	969	976	960
Average price - peak	(CZK/MWh)	1136	1113	1007	1018	1032
Average price - off-peak	(CZK/MWh)	978	901	871	878	812
Amount	(GWh)	328	417	443	539	537

Table 3. 체코 전력밸런스 시장 가격통계

		2012	2013	2014	2015	2016
Average price of RE+	(CZK/MWh)	2338	2516	2479	2573	2638
Amount of RE+	(GWh)	392	377	279	284	265
Average price of RE-	(CZK/MWh)	-27	-37	-22	-12	-7
Amount of RE-	(GWh)	-389	-412	-390	-418	-375

Table 4. 체코 전력 불균일 보상시장 가격통계

		2012	2013	2014	2015	2016
Sum of positive imbalances	(GWh)	1025	1105	1111	1138	1075
Sum of negative imbalances	(GWh)	-1028	-1070	-1000	-1003	-964
Cost of imbalances	(millions of CZK)	-1509	-1517	-1087	-1230	-1102
Price of counter-imbalance	(CZK/MWh)	1103	1034	939	918	946

이러한 분석을 위해서는 배터리에너지저장장치의 용량, 활용빈도, 사용 수명 등 다양한 요소를 검토하고 최적화 하는 것이 필요하다.

3. 주파수조절용 배터리에너지저장시스템 시뮬레이션

3-1. 배터리에너지저장장치 용량 산정

체코에서 보조서비스에 참여하는 배터리의 용량은 아래와 같은 조건으로 설계한다. 일반적으로 PR의 용량은 10MW로 단일장치에서의 용량은 3MW로 제한된다. 주파수가 200mHz로 변경되고 300MW 보다 큰 유닛의 경우 100mHz 보다 큰 감소가 발생하는 경우 해제한다.

$$\Delta P = -\frac{100}{\delta}\frac{P_n}{f_n}\Delta f$$

ΔP : 단위 생산량에 필요한 변화[MW]
P_n : 유닛의 공칭출력[MW]
Δf : 정의된 값에서의 [Hz]에서의 주파수 불균형
δ : 규제 통계 [%]
f_n : 사전 정의된 주파수(50Hz)

또한 서비스 공급자들에게 제시된 조건은 2MW/분이다. 현재 구축된 발전기의 작동범위는 4~27MW이며, 2차 규제는 5~27MW이다. 결국 현재

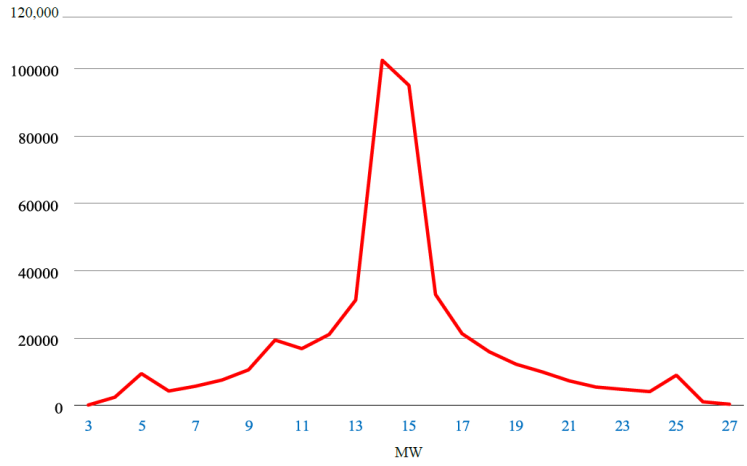

Fig. 5. 발전기의 분당 출력 그래프

Table 5. 배터리에너지저장장치 용량별 시뮬레이션 결과

Size (MW/MWh)	Cycles -/year	Lifetime years	RE+ at TG2 (%)	Size (MW/MWh)	Cycles -/year	Lifetime years	RE+ at TG2 (%)
1/1	261	19.2	18	1/2	146	34	9
2/2	300	16.7	19	2/4	169	30	9
3/3	343	14.6	20	3/6	194	26	10
4/4	390	12.8	21	4/8	222	23	11
5/5	444	11.3	22	5/10	253	20	13
6/6	503	9.9	24	6/12	292	17	14
7/7	562	8.9	26	7/14	332	15	16
8/8	616	8.1	29	8/16	372	13	17
9/9	650	7.7	34	9/18	404	12	21
10/10	505	9.9	49	10/20	278	18	44

발전용량에서 구현이 가능한 배터리의 발전용량은 4～5MWh가 적합하다.

3-2. 배터리에너지저장장치 운전 시뮬레이션

배터리에너지저장장치의 경제성 평가에 있어 가장 중요한 요소는 수명으로 일반적으로 1일 1회 충·방전을 기준으로 보증수명은 10년～15년이다. 시뮬레이션을 위해 배터리와 PCS의 비율은 1:1, 1:2로 설계를 하였다. 일반적으로 Primary 주파수조절용의 경우 1:4로 설계를 하지만, 열병합발전소의 특성을 고려하여 최대 1:2의 비율로 설정하였으며, 각각의 비율에 맞게 용량을 1MW～10MW, 2MWh～20MWh로 시뮬레이션을 실시하여 연간 사이클 횟수를 기준으로 수명을 평가하였다. 결과적으로 1MW/1MWh 구성의 경우 30～50% 범위 내에 사용하는 것이 가장 긴 수명으로 이용하는 것이 가장 이상적인 운영모델이라는 것을 알 수 있다. 반면, 비용이 높은 단기거래시장을 진입을 위해서는 3～5MWh가 가장 경제성은 높은 것을 알 수 있다.

4. 경제성 분석

4-1. 배터리에너지저장장치 최적 용량 설계

본 연구는 난방 시설에 대한 요구 사항과 목표를 고려할 때 배터리 시스템을 통한 전기 누적만을 다루며, 난방 시설의 전기 축적은 다음과 같은 운영 모드에서 사용한다.

- 낮은 요금 시간 동안 사용 : 전일시장(day-ahead)과 당일시장(intra-day)에 사용은 현재 전기 가격이 낮고 피크 타임 동안의 기본 부하의 가격 차이 때문에 이익이 되지 않음. 이러한 부분은 2025 년까지 중기에도 이익을 내지는 않을 것으로 예상된다.
- 전기 시장의 불균형에 대한 보상 모드에서의 운영 : 균형 시장에서의 사용 또는 불균형의 형태는 양의 에너지와 음의 에너지 사이에 비교적 유리한 가격 차이를 제공. 그러나 그것은 상대적으로 소량을 요구하는 단일 구매자에 의존하고 규제에너지 그룹을 포함한 규제 전기는 연간 약 3,500 시간만 요구. 분석은 현재 배터리 축적 사용에 대한 시장에서 충분한 신호가 없다는 것을 나타낸다.
- AnS 제공 방식의 운영 : PS 코드가 AnS 제공을 위해 배터리 시스템을 사용할 수 있도록 허용하는 경우 운영 회수의 주요 원천이다.
- 축적 유연성 제공 : 적어도 2025 년까지 중기적으로 이익이 되지 않음. 비상 공급은 배분자나 자치 정부가 요구하는 서비스가 아니기 때문에 사용성이 낮다.
- 기존 장비의 운영 최적화 : AnS에 참여하지 않고 기존 장비의 운영 최적화만으로는 충분한 이익을 창출하지 못한다.

4-2. 배터리에너지저장장치 용량 산정

개별 작동 모드를 위한 배터리 축적의 최적 크기는 3MWh, 5MWh로 증기를 방출하여 에너지를 낭비해야하는 상황의 발생을 줄이기 위해 5MW 배터리를 사용하여 작동 중에 누적되는 것이 합리적이다. 주요 규제로 인해 최대 10MW의 축전지 시스템이 유사한 운영 결과와 함께 설비에 설치 될 수 있으나 지속적인 재충전을 통해 상대적으로 자율적인 작동이 가능한 용량. PS 작동 코드는 PR에 사용되는 경우 3 MW의 설치 출력을 요구하지만, 시행중인 강령은 현재 PR 규정에 배터리를 사용하는 것을 허용하지 않는다.

연속 충전 배터리 누적은 배터리의 일부가 지속적으로 충전되고 또 다른 부품이 PR 제공에 사용되는 방식으로 작동 될 수 있으나, 그러한 경우 최소 설치 크기는 4MWh, 배터리 축적 시스템이 1 : 1의 전력용량 비율을 달성하고, TG2와 함께 가상 장치에서 2차 조절 모드로 작동될 수 있다. 운영상의 경제성 확보를 위한 SR 전원 밴드의 최적 배터리 축적 시스템 점유율은 30～50%임을 고려하여 최대 5MWh의 설치량을 고려할 수 있다. 다만, 에너지저장시스템은 Black Start을 위해 사용될 수 없지만, 긴 정전이 발생할 경우 제어센터, 안전시스템, 통신 등과 같은 중요한 인프라에 전기를 공급하는 데 사용될 수 있다.

4-3. 민간도 및 경제성 분석

배터리 저장 시스템의 구축, 설치에 대한 투입 비용과 연간 운영비용 및 수익을 포함하여 전체 투자 프로젝트와 관련한 SPP(Simple Payback Period) 계산을 기반으로 분석 모델은 할인율이 다른 여러 대안에서 할인회수기간(DPP)을 계산하여 보완하였으며, 결과는 SPP 계산의 경우 보다 더 현실적이고 유용하다.

대안 A는 배터리에너지저장시스템 3MW/3MWh, B는 5MW/5 MWh로 운영 모드 P1 (PR(Primary Regulation)만 제공), P2 (SR(Secondary Regulation)만 제공), P3 (PR과 SR의 조합)으로 연간 총 수익에는 특히 배터리에너지저장시스템에서 제공하는 부수적 서비스의 수익이 포함하였다. 이는 배터리에너지저장시스템 전체 수명 기간 동안 개별 연도에 시뮬레이션으로 서비스로부터의 수익은 ①연간 소득(관련 AnS 범주에 따라 서비스를 유지하기위한)과 ②규제 에너지 공급으로 인한 소득으로 분석하고, 에너지 교환의 상황을 감안할 때 전력 구매 및 판매시 전력 가격 차이에 대한 잠재적 수익은 고려하지 않음 시스템의 기술, 구성, 기본 경제변수, 원 회수의 계산을 기반으로 한 비용 및 수익에 대한 간략한 분석 수행하였다. 총 수익에 영향을 미치는 가장 중요한 매개 변수를 식별하고 민감도 분석을 수행하여 그러한 매개 변수의 수익에 대한 민감성이 얼마나 중요한지 확인하였으며, 수익의 계산에 영향을 미치는 가장 중요한 변수는 구매 가격과 대안 비용의 변화, 규제 서비스 가격의 변화를 포함하고 있다. 장비의 총 구매 가격은 기본 변수로 시장, 개발 및 제조의 역동적인 변화를 고려할 때, 문제의 장비 가격의 중요한 고려사항이다. 배터리 작동과 관련된 배터리 재충전 비용은 포함되지 않았으며, 구매 비용은 배터리 스테이션의 수명 기간 동안 총 비용의 거의 80 %를 차지하며 유지 관리, 작동, 핵심 부품 교체보다 중요하다.

3MW/3MWh, 5MW/5MWh에 대한 각 운영 모드 P1, P2 및 P3은 전체 평생 동안 총 수익에 가장 중요한 영향을 평가하는 데 사용된다. SR이 제공되는

Table 6. 배터리에너지저장시스템의 경제성 분석 파라미터

	대안	
	A	B
최대 출력	3MW	5MW
최대 용량	3MWh	5MW
AnS 제공을 위한 생산량 증가	3MW	3MW
운영 모드 1 : PR만 제공		
최대 수명	8.00년	8.00년
평균 수명	14.29년	14.29년
평균 연간 충전량	675 MWh/년	1,125 MWh/년
운영 모드 2 : SR만 제공		
기대 수명	16년	13년
연간 제약에너지(reg. energy) 거래량 (+)	692MWh/년	692MWh/년
연간 제약에너지(reg. energy) 거래량 (-)	-591MWh/년	-591MWh/년
운영 모드 1 : PR+SR 조합		
기대 수명	16년	13년
PR과 SR의 비율	30% : 70%	30% : 70%
연간 중단시간	14일/년	14일/년

Table 7. 배터리에너지저장시스템의 경제성 분석 변수

	대안	
	A	B
투자 파라미터		
단위당 배터리 가격	650,000 €/MW	600,000 €/MW
환율	26.5 Kč/€	
배터리 저장 시스템의 구매 가격(a)	51,675,000 CZK	79,500,000 CZK
구내에 있는 기존 장소의 개조 비용(b)	3,000,000 CZK	3,000,000 CZK
시스템 구매 가격의 15 % 보조금(c)	7,751,000 CZK	11,925,000 CZK
배터리 저장 시스템의 총 가격(a+b-c)	46,924,000 CZK	70,575,000 CZK
운영 파라미터		
배터리 스테이션 보조 시스템의 갱신	3,180,000 CZK/수명	5,300,000 CZK/수명
연간 운영비 (구매 가격의 1 %)	517,000 CZK/년	795,000 CZK/년
추가 서비스 (원격 진단)	50,000 CZK/년	50,000 CZK/년
가상 단위 절감	1,100,000 CZK/년	1,650,000 CZK/년

Table 8. 3MWh, 5MWh 배터리에너지저장시스템의 비용분석

단위 : 천 CZK, %

	대안 A(3MW)		대안 B(5MW)	
	비용	구성비	비용	구성비
배터리 스테이션 취득	51,675	77	79,500	78
구내에있는 기존 장소의 재개발	3,000	4	3,000	3
유지 보수 및 운영 비용	8,268	12	12,720	13
축전기 갱신 비용	3,180	5	5,300	5
추가 서비스 (원격 진단)	800	1	800	1
총 비용	66,923	100	101,320	100

Table 9. 전체 수명동안의 비즈니스모델별 예상 수익

단위 : 천 CZK, %

	대안 A(3MW)		대안 B(5MW)	
	수익	구성비	수익	구성비
운영모드 P1				
PR 출력 수익	226,610	93	226,610	90
TG2와의 결합으로 인한 절약	17,600	7	26,400	10
총수익	244,210	100	253,010	100
운영모드 P2				
SR 출력 수익	236,465	80	222,565	79
(+) 규제 에너지 수익	39,559	13	34,034	12
(-) 규제 에너지 수익	72	0	62	0
TG2와의 결합으로 인한 절약	18,700	6	24,750	9
총수익	294,795	100	281,411	100
운영모드 P3				
PR 출력 수익	71,990	25	63,987	24
SR 출력 수익	175,283	60	155,795	58
(+) 규제 에너지 수익	27,691	9	23,824	9
(-) 규제 에너지 수익	50	0	43	0
TG2와의 결합으로 인한 절약	18,700	6	24,750	9
총수익	293,714	100	268,399	100

모드 P2가 두 가지 대안 모두에서 가장 수익성이 높음을 나타낸다. PR 규정 가격이 모드 P1에서 절대적으로 주요. P2 및 P3 모드에서 두 가지 대안 모두에서 투자 회수에 영향을 미치는 주된 가격 변수가 SR과 PR 출력 수익이고 규제 에너지에 대한 수익률은 소득의 훨씬 덜 중요한 부분이다. 따라서 PR 및 SR 규제 산출물의 가격은 투자 회수를 평가하기 위한 중요 변수이다.

PR, SR 규제 산출물의 가격이 가장 좋지 않은 경우에도 수입의 80%를 차지해 가장 높은 비중을 나타낸다. 민감도 분석은 PR 및 SR 규제 산출물의 가격을 다루며, 이는 원래 전제된 양의 -50 %에서 +

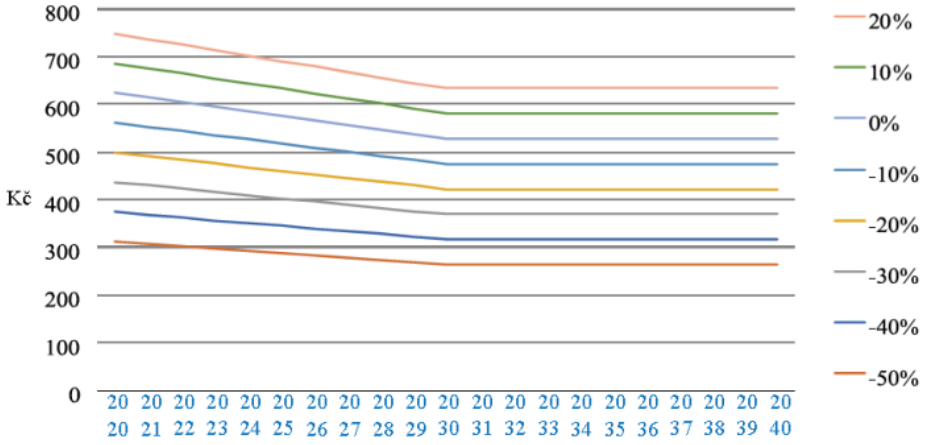

Fig. 6. PR 모델에서의 가격 곡선(년)

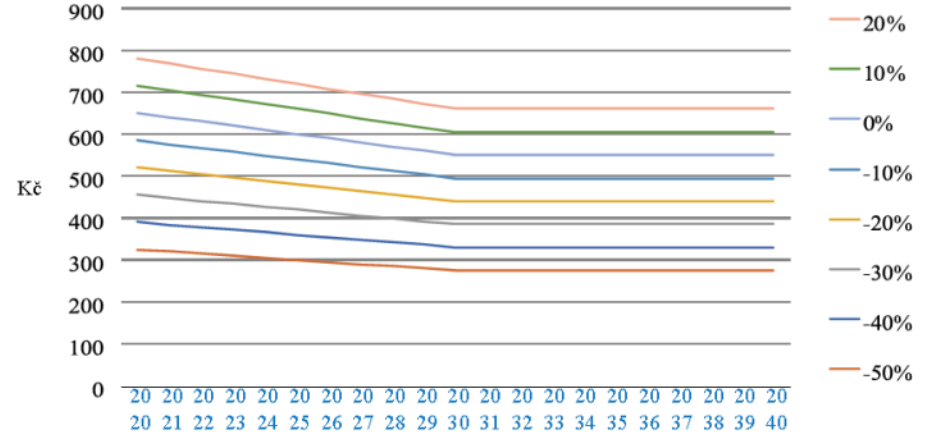

Fig. 7. SR 모델에서의 가격 곡선(년)

Table 10. 배터리에너지저장장치의 용량별 비용편익 및 투자회수 기간

기준 비용 : 650,000 € / MW, 단위 : 천 CZK, 보조금 : 시스템 비용의 15%

비용 및 편익	비용	편익		
		P1(PR)	P2(SR)	P3(PR+SR)
대안 1 : 3MW 시스템	66,923	244,210	294,795	293,714
대안 2 : 5MW 시스템	101,320	253,010	281,411	268,399

투자 회수 기간	P1(PR)	P2(SR)	P3(PR+SR)
대안 1 : 3MW 시스템	4년	3년	3년
대안 2 : 5MW 시스템	6년	5년	5년

20 % 범위에 해당 할 것으로 예상된다.

Table 10.은 배터리에너지저장 시스템의 경제성 분석결과 표로 비용에 비해 편익이 충분히 높게 나타나며, 투자 회수 기간이 3년에서 6년 사이로 나타나 동 사업의 경제성은 충분한 것으로 판단된다.

5. 결 론

체코의 열병합 발전소에 배터리에너지저장장치를 설치하는 사업은 현지 인프라와 전력시장을 고려할 경우 투자 회수 기간은 3MW/3MWh가 5MW/5MWh보다 유리하다. 보조금 없이 예상 구매 가격을 고려한 간단한 투자 회수기간에서 약 3년, 약 5년으로 산정되었으며, 구매가격을 50 % 낮추면 구입비용이 전체 평생 동안 비용의 중요한 부분이기 때문에 약 절반 정도의 간단한 회수 기간이 단축될 수 있지만, 3MWh와 5MWh의 규모에 경제를 통해 수익성 확보는 불가능하다. 전력시장의 가격이 50% 하락하면 투자 회수기간은 P1 모드에서는 3년, P2 및 P3 모드에서는 2년 더 길어진다.

배터리에너지저장시스템과 발전기의 결합으로 인한 절감액의 변화에 대한 민감도 분석은 전제 범위 내에서 회수 기간에 큰 영향을 미치지 않으며, 보조금 15%를 받는 기준에서 3MW 시스템의 총 비용은 66,923,000 CZK이며, 편익은 모드에 따라 244,210,000 ~ 294,795,000 CZK이며, 비용회수기간은 3~4년이다. 동일한 기준에서 5MW 시스템의 경우 총 비용은 101,320,000 CZK이며, 편익은 모드에 따라 253,010 ~ 281,411,000 CZK로 나타나며, 비용회수기간은 5~6년이다. 체코에서 배터리에너지저장시스템은 MWh당 1년에서 1.2년의 투자회수 기간이 발생하는 것을 알 수 있다.

감사의 글

본 연구는 산업통상자원부(MOTIE)와 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제이다. (No. 20172410104630)

References

1. Ju-Gang Lee, Sung-Sik Choi, Min-Kwan Kang, Dae-Seok Rho, 2017, A Study on The Performance Verification and Economic Evaluation of ESS for Frequency Regulation Application, KAIS, Vol. 18, No. 5, pp. 738-744
2. Sung-Min Cho, Hee-Sang Shin, Jae-Chul Kim, 2012, Modeling of Battery Energy Storage System at Substation for Load Leveling and Its Economic Evaluation, KIEE, Vol. 61, No. 7, pp. 950-956
3. Joon-Young Choi, Jong-Hyun Lee, Jong-Wook Ahn, Won-Suk, Ko, Jun-Hee Hong, 2009, Economic Analysis of Energy Storage system for Power System in Jeju, KIIEE, Vol. 23, No. 8, pp. 104-109
4. SangKyun Kang, EunKyu Lee and JangHo Lee, 2014, Power and Economic Simulation of island for the field demonstration test of smart micro-grid system based on stand-alone wind power, New & Renewable Energy, Vol. 10, No. 3, pp. 22-30
5. Jae-Gul Lee, Jeong-Hoon Shin, Young-Do Choy, Su-Chul Nam, Tae-Kyun Kim, 2009, A study on the method to evaluate minimum capacity of energy storage system(ESS) for Micro-Grid design, KIIEE, Vol. 23, No. 10, pp. 52-58
6. Seok-Hwan Song, Byung-Ki Kim, Seung-Teak Oh, Kye-Ho Lee, Daeseok Rho1, 2014, Economic Evaluation Algorithm of Energy Storage System using the Secondary Battery, Journal of the Korea Academia-Industrial cooperation Society, Vol. 15, No. 6 pp. 3813-3820
7. Jaekyun Ahn (2016), Enhancing the usability of ESS installed on CHP for district heating, Korean Energy Economic Review, Vol. 15, No. 2, pp. 189-223