

비주거용 소비자 전력요금최소화 목적 BESS 최적운영 및 경제성 평가

Electric Bill Minimization Model and Economic Assessment of Battery Energy Storage Systems Installed in a Non-residential Customer

박 용 기* · 권 경 민** · 임 성 수** · 박 종 배*
(Yong-Gi Park · Kyoung-Min Kwon · Sung-Soo Lim · Jong-Bae Park)

Abstract - This paper presents optimal operational scheduling model and economic assessment of Li-ion battery energy storage systems installed in non-residential customers. The operation schedule of a BESS is determined to minimize electric bill, which is composed of demand and energy charges. Dynamic programming is introduced to solve the nonlinear optimization problem. Based on the optimal operation schedule result, the economics of a BESS are evaluated in the investor and the social perspective respectively. Calculated benefits in the investor or customer perspective are the savings of demand charge, energy charge, and related taxes. The social benefits include fuel cost savings of generating units, construction deferral effects of the generation capacity and T&D infra, and incremental CO₂ emission cost impacts, etc. Case studies are applied to an large industrial customer that shows similarly repeated load patterns according to days of the week.

Key Words : Economic assessment, Electric bill minimization, Li-ion Battery Energy Storage System (BESS), Optimal operation schedule

1. 서 론

전력계통 내에서 BESS(battery energy storage systems)는 다양한 용도로 활용 가능하다. 에너지 공급측면에서는 부하이전을 통한 에너지생산비용 절감, 피크저감에 따른 발전설비 건설지연 및 회피, 신재생에너지의 출력이전(Shifting) 및 출력안정화(Smoothing) 등에 활용할 수 있고, 계통운영 측면에서 송·배전설비 건설지연 및 회피, 선로혼잡 경감, 주파수조정예비력 등에 기여할 수 있다. 또한 마이크로그리드 내 분산자원으로 EMS(Energy Management System)의 운영계획에 따라 신뢰도 유지 등에 기여할 수 있으며 최종소비자 옥내 설치를 통한 전력품질 유지, 피크부하 저감, 에너지 차액거래, 비상발전기 대체 등에 활용할 수 있다[1]-[2].

상기의 다양한 BESS의 활용 방안 중 본 논문에서는 최종소비자 옥내에 설치된 BESS의 최적운영과 그에 따른 관점별 경제성 평가를 수행하였다. 전력소비자 옥내에 설치된 BESS의 운영전략은 전력품질, 비상발전기 대체 등의 부가적인 활용방안을 제외하면 피크부하경감에 따른 기본요금 절감, 에너지 차액거래를 통한 사용량 요금 절감이 주요 목적으로 선택된다. 기본요금 절감은 계통운영 측면에서 피크부하경감 또는 부하평준화와 대응되며, 사용량요금 절감은 시장가격에 따른 부하이전과 대응되므로 유사

한 운영모델을 적용할 수 있다. 계통운영 측면에서 피크부하경감 또는 부하평준화의 목적은 비선형 해법인 DP(Dynamic Programming)가 주로 적용되며[3]-[4], 시장가격에 따른 부하이전과 전력소비자의 사용량 요금 최소화는 간단한 LP(Linear Programming) 형식으로 모델링할 수 있다[5]-[6].

이러한 BESS의 운영모델을 이용하여 비주거용 전력소비자에 대한 여러 경제성평가 연구가 이루어지고 있다. [7]은 도시철도 변전소의 피크부하경감 모델을 적용한 BESS의 경제성평가를 수행하였으며, [8]은 3년간 상위 부하 평균값에 대한 목표치를 최대부하로 설정하여 해당 목표 이상의 부하 발생일에는 피크부하경감 모델을 적용하고 나머지 일에는 별도의 사용량요금최소화 운영 결과를 바탕으로 경제성 평가를 수행하였다. 이는 기본요금과 사용량요금에 대한 동시최적화를 수행하지 않음으로 인해 최적의 결과를 도출하지 못한다는 한계를 가지고 있다.

상기 기존 연구들은 피크저감, 차액거래 등의 개별 목적에 대한 최적의 결과를 얻을 수 있지만 최종소비자의 총지불요금최소화 측면에서는 준최적(Sub-optimum)의 결과이다. 결국 기본요금과 사용량요금을 동시에 고려한 BESS 운영 알고리즘 적용이 필요하며 해당 모델의 적용결과를 바탕으로 경제적 효과분석이 이루어져야 한다. 이를 극복하기 위해 [9]에서는 목적함수 내 피크저감 및 사용량요금최소화 모델을 동시에 고려한 BESS 운영 결과를 토대로 경제성평가를 수행하였지만, BESS의 기술적 제약을 단순화 하여 모델링되었고 기본요금을 결정하는 과거 최대부하실적을 반영하지 않은 한계를 가지고 있다. 또한 앞서 언급된 기존의 경제성 평가 연구들은 모두 BESS의 투자자인 전력소비자 관점에서 발생하는 지불요금의 절감효과에 초점을 맞추고 있어

† Corresponding Author : Dept. of Electrical Engineering, Konkuk University, Korea.

E-mail: jbaepark@konkuk.ac.kr

* Dept. of Electrical Engineering, Konkuk University, Korea.

** Woojin Industrial Systems, Korea.

Received : January 4, 2016; Accepted : April 1, 2016

BESS 설치로 전력계통 또는 사회적으로 미치는 영향에 대한 판단이 어렵다.

따라서 본 논문에서는 최종소비자에 설치된 BESS의 지불요금 최소화 목적의 운영모델을 충·방전의 효율, 수명을 고려한 충·방전 사이클 제약 등의 기술적 제약을 추가 반영하고 소비자의 과거 12개월간의 최대부하 또는 목표 최대부하를 고려한 기본요금 결정방법을 도입하여 기존의 모델보다 더 구체화된 알고리즘을 제시하였다. 또한 제시된 최적운영 알고리즘 적용 결과를 바탕으로 투자자인 전력소비자의 관점과 사회적 관점의 편익을 시산하여 관점별 경제성평가를 수행하였다. 이때 BESS의 경제성 평가 지표는 BESS 수명 이내의 순현재가치(Net Present Value)와 비용편익비율(Benefit-Cost ratio)이다[10].

사례연구에서는 대용량 리튬이온전지가 설치된 산업용 전력소비를 대상으로 BESS 최적운영과 그 결과를 토대로 경제성평가를 수행하였다. 리튬이온전지는 높은 중량에너지 밀도, 낮은 메모리효과, 대기상태일 때의 적은 손실, 대용량 제작의 용이성 등의 장점으로 최근 계통연계형 BESS 개발에 활용되고 있으며[11], 단점으로 지적되어온 높은 가격 또한 최근 단가하락이 지속되면서 향후 가격 경쟁력 확보가 기대된다[12].

2. 전력소비자의 BESS 운영모델

시간(또는 30분, 15분 등)의 단위로 부하이전용 BESS는 목적에 따라 크게 피크부하 감축, 전력에너지차액거래 등으로 운영될 수 있다. 이는 각각 전력소비자의 관점에서 기본요금 절감, 사용량요금 절감으로 이어진다. 한편으로부터 전력을 공급받는 국내의 일반 및 산업용 전력소비자 등의 비주거용 전력요금은 기본요금과 사용량요금으로 구분된다. 기본요금은 전력계통에 대한 투자비용 회수 목적으로 부과되며 소비자의 kW 단위의 계약용량 또는 계량기에서 측정되는 월간 최대부하에 대해 부과되며, 우리나라의 경우 15분 평균 최대값으로 측정된 최대부하와 kW 당 기본요금 단가의 곱으로 산정된다. 일반 및 산업수용자의 기본요금 적용전력은 최대부하계량기가 설치되어 있는 경우 당월을 포함하여 과거 12개월 중 최대가 발생하는 여름의 7, 8, 9월과 겨울 12, 1, 2월 중 최대부하와 당월의 최대부하 중 큰 값을 선택한다. 사용량요금은 한 달 동안 소비자의 사용전력량에 한전이 제시하는 계시별 변동 가격이 적용되고 있다. 또한 2015년 현재, 기본요금과 사용량요금의 합을 기준으로 전력산업기반기금 3.7%, 부가가치세 10%가 각각 부과된다.[13]

따라서 전력소비자 옥내에 설치된 BESS의 전력요금최소화 목적의 운영계획은 기본요금과 사용량요금에 각각 영향을 미치는 최대부하 감축과 부하 시간대 이전을 동시에 고려한 최적화로 수립되어야 한다. 이때, 소비자 부하는 하루전 예측 데이터를 기반으로 활용되며, 불확실성으로 인한 예측오차는 발생하지 않는다고 가정한다.

2.1 목적함수

전력 소비자의 한 달 간 전력사용에 대한 전기요금최소화 문제

는 다음과 같이 기본요금과 사용량요금의 합이 최소화되도록 목적함수가 수립된다. 이때 전력산업기반기금과 부가가치세는 기본요금과 사용량요금의 합에 비례하므로 목적함수에서 생략할 수 있다.

$$\text{Minimize } \left[C^D + \sum_{t=1}^T C_t^E \right] = \left[R^D L^D + \sum_{t=1}^T R_t^E L_t' \right] \quad (1)$$

$$= \left[R^D \max(L^{\max}, L_o^{\max}) + \sum_{t=1}^T R_t^E \times L_t' \right]$$

$$L^D = \max(L^{\max}, L_o^{\max}) \quad (2)$$

$$L^{\max} = \max(L_1', L_2', \dots, L_T') \quad (3)$$

$$L_t' = L_t + \frac{1}{\eta^d} EP_t^c - \eta^d EP_t^d, \quad \forall t \quad (4)$$

$$L_t' \geq 0, \quad \forall t \quad (5)$$

목적함수 식 (1)의 첫 번째 항은 기본요금이며, 두 번째 항은 사용량요금이다. 식 (2)의 L^D 는 당월 기본요금적용부하이며 여기서 L^{\max} 은 당월의 BESS 운영계획이 반영된 조정부하 중 최대값이며, L_o^{\max} 는 당월을 제외한 전월까지의 최대부하로 국내의 경우 직전 11개월 중 여름철의 7, 8, 9월과 겨울철의 12, 1, 2월 중 15분 평균 최대부하로 결정된다[13]. 또한 L_o^{\max} 는 향후 지속적인 피크 관리를 위한 최대부하 목표값으로 설정할 수 있다. 식 (4)에서 L_t' 은 시간대별 예측부하에서 BESS 충·방전량 후 조정된 부하이다. 이때, BESS의 출력은 효율이 반영되어 부하에(계통으로부터) 방전(충전)한다. BESS의 운영계획에 따라 조정된 부하 L_t' 은 식 (5)와 같이 모두 양의 값을 가져야 한다.

2.2 제약조건

목적함수와 더불어 BESS의 운영계획 최적화 과정에서 다음과 같은 기술적 특성으로 인한 제약조건들을 반영된다.

$$0 \leq EP_t^c \leq \overline{EP}, \quad 0 \leq EP_t^d \leq \overline{EP}, \quad \forall t \quad (6)$$

$$SOC^{\min} \leq SOC^o + \sum_{i=1}^t (EP_i^c - EP_i^d) \leq SOC^{\max}, \quad \forall t \quad (7)$$

$$SOC^{f1} \leq SOC^o + \sum_{i=1}^T (EP_i^c - EP_i^d) \leq SOC^{f2} \quad (8)$$

$$\sum_{t=1}^T EP_t^c \leq \{Cycle \times (SOC^{\max} - SOC^{\min})\}, \quad (9)$$

$$\sum_{t=1}^T EP_t^d \leq \{Cycle \times (SOC^{\max} - SOC^{\min})\}$$

식 (6)은 BESS의 충·방전 출력 제약이며, 식 (7)은 BESS의 SOC(State of Charge) 범위에 대한 제약, 식 (8)은 SOC 종료조건이다. 식 (9)은 계획기간 동안의 BESS의 사이클 제약이다. BESS의 수명을 판단하는 기준 중 하나는 출력의 누적 전류량이며 이는 배터리의 DoD에 따라 충·방전 사이클 수명(Cycle life)으로 표현할 수 있다[14]. 전압이 일정하다고 가정하였을 때 전력량은 전류량에 비례하므로 본 논문에서는 수명단축에 대한 제약을 반영하기 위해 충·방전 누적충전량과 누적방전량이 각각 BESS의

사용 가능 용량 ($SOC^{max} - SOC^{min}$)와 같을 때 $Cycle=1$ 로 정의하여 식 (9)과 같이 수명단축에 대한 제약으로 반영하였다.

3. BESS 경제성 평가

3.1 경제성 평가 지표

일반적인 경제성 분석 시에는 현 시점을 기준으로 평가 프로젝트 비용과 편익의 현재가치를 측정하고 이에 따른 순현재가치(NPV), 편익-비용 비율(B/C) 등을 기준으로 타당성 여부를 결정하게 된다[10].

$$\text{순현재가치} : NPV = \sum_{k=n_0}^N \frac{B_k - C_k}{(1+r)^k} \quad (10)$$

$$\text{편익-비용 비율} : B/C = \frac{\sum_{k=n_0}^N B_k / (1+r)^k}{\sum_{k=n_0}^N C_k / (1+r)^k} \quad (11)$$

여기서, n_0 은 사업의 개시시점, N 은 평가 기간, r 은 연간 할인율, B_k, C_k 는 각각 시행 k 연차의 발생 편익과 비용이다.

표 2 BESS 비용 구분

Table 2 Costs of BESS

비용구분		항목
투자비	저장설비 관련 단가 (원/kWh)	- 배터리 컨테이너제작비 - BMS
	전력설비 관련 단가 (원/kW)	- 전력변환장치(PCS) 제작비 - 계통연계비(변압기, 배전반, 공사비 등)
운영 유지비	고정 운영유지비	- 시설관리비, 인건비, 배터리교체비 등
	변동 운영유지비	- ESS 충전비용 - 손실비용

3.2 BESS의 투자비 및 운영비

설비 관련 비용은 표 2과 같이 크게 투자비와 운영 유지비로 구분할 수 있으며 BESS 투자비는 배터리 컨테이너제작비, BMS(Battery Management System), PMS(Power Management System), PCS(Power Conversion System) 제작비, 계통 연계 및 부지 비용 등으로 구성되고, 운영유지비는 장치별 운영비, 유지보수비, 인건비 등으로 구성된다. 관련 비용들을 간략화하면 시설투자비는 배터리뱅크(Battery Bank)를 구성하는 저장(Energy or Capability)설비 관련 비용(원/kWh)과 PCS 및 계통연계 등을 위한 전력(Power)설비 관련 비용(원/kW)으로 구분할 수 있으며, 운영유지비는 고정운영유지비와 변동운영유지비로 구분할 수 있다.

3.3 관점에 따른 BESS 편익

본 연구에서는 전력소비자 육내 전력요금최소화 목적 BESS 운영 시 발생하는 편익을 투자자인 전력소비자의 관점과 총자원

에 대한 사회적 관점으로 구분하여 편익을 산정하였다.

1) 투자자(전력소비자) 관점

ESS의 운영을 통해 투자자 관점에서는 표 3와 같이 기본요금, 사용량요금, 전력산업기반기금, 부가가치세 절감을 기대할 수 있다. 기본요금의 절감은 월별 피크부하저감에 따른 요금적용전력의 감소효과이며, 사용량요금절감은 부하이전에 따른 TOU가격이 반영된 요금절감효과이다. 전력산업기반기금과 부가가치세는 모두 기본요금과 사용량요금의 합에 비례한다. 2015년 현재 기준으로 전력산업기반기금 및 부가가치세는 각각 기본요금과 사용량요금 합 3.7%, 10%이다.

2) 사회적 관점

사회적 관점의 편익은 BESS를 설치·운영함으로써 전력계통(또는 사회) 전반에서 기대할 수 있는 경제적 효과이다. 표 4과 같이 BESS의 사회적 기대 편익은 전력계통의 발전연료비절감, 발전설비회피(또는 지연), 송·배전설비회피(또는 지연), CO2 발생량 변동에 따른 환경편익, 피크시간에 발생 가능한 송전계통 혼잡감소, 계통신뢰도 변화에 따른 공급지장비용 편익 등이 있다.[15]

표 3 투자자 관점의 기대 편익

Table 3 Investor benefits

투자자 편익요소	정 의
기본요금 절감 편익	월별 피크저감에 따른 기본요금 절감 효과
사용량요금 절감 편익	부하이전 효과로 시간대별 TOU 가격에 따른 사용량요금 절감
전력산업기반기금 절감 편익	전기요금 내 (기본요금+사용량요금)의 3.7%
부가가치세 절감 편익	(기본요금+사용량요금)의 10%

표 4 사회적 관점의 기대 편익

Table 4 Social benefits

사회적 편익	정 의
전력계통 연료비절감 편익	BESS의 부하이전 효과로 해당 시간대 한계 발전설비의 연료비 차액
발전설비회피 편익	BESS의 최대부하 감축 효과로 연중 피크 감소 기여분에 대한 발전설비 건설 회피 편익
송전설비회피 편익	BESS의 최대부하 감축 효과로 연중 피크 감소 기여분에 대한 송전설비 건설 회피 또는 지연 편익
혼잡비용감소 편익	선로혼잡이 발생하는 모선에 ESS가 설치 때, 피크수요 발생 시 혼잡경감의 역할 수행
배전설비회피 편익	BESS의 최대부하 감축 효과로 연중 피크 감소 기여분에 대한 배전 건설 회피 편익
환경 편익	BESS의 총방전 효율로 인해 발생하는 손실에 따른 CO2 발생 비용, 부(-)의 편익으로 반영
공급지장비용 감소 편익	BESS의 설치를 통한 계통 신뢰도 향상으로 인한 공급지장비용 감소 편익

연료비절감 편익은 각 시간대에서 BESS의 에너지 총·방전을 통해 발생하는 전력계통의 발전 연료비 차액이다. 전력시장에서 결정되는 시간대별 SMP를 가격결정발전기의 변동비로 가정하면 연간 연료비 절감편익은 시간대별 총전량과 방전량의 차에 SMP

를 곱한 합으로 산출할 수 있다.

$$\text{연간 연료비절감 편익} = \sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{24} \{SMP_t \times (ep_t^d - ep_t^c)\} \quad (11)$$

$$\begin{aligned} \text{연간 설비회피 편익} \\ = \text{피크억제전력}(kW) \times \text{설비회피단가}(\text{원}/kW\text{-y}) \quad (12) \end{aligned}$$

또한 연간 설비회피 편익은 식 (12)와 같이 정의할 수 있다. 여기서, 피크억제전력(kW)은 연간 최대전력 감소분이며 BESS가 설치 및 운영 전후의 최대부하 편차로 정의된다. 설비회피단가(원/kW-year)는 발전설비회피단가와 송·배전설비회피단가로 구분되며 해당 단가는 과거 부하관리 경제성평가 연구결과를 참고하였다[16].

BESS에 의한 환경편익은 부(-)의 편익과 정(+)의 편익으로 구분할 수 있다. 부(-)의 편익은 충·방전 시 BESS의 전력손실로 인한 계통 내 추가발전량의 CO2 배출비용으로 편익의 감소를 의미하며, 정(+)의 편익은 BESS의 부하평준화 효과로 인해 기존 화력발전기의 증·감발량이 감소하고, 그에 따라 발전기의 열효율이 향상됨에 따른 CO2 발생량 감소 효과를 의미한다. 정(+)의 환경편익은 개별발전기의 출력특성을 재평가 등의 복잡한 절차를 요구하므로 본 연구에서는 부(-)의 환경편익만 시산하여 경제성 평가에 반영하였다. 환경편익 산출을 위해 본 연구에서 적용한 온실가스 배출계수는 0.4714 ton·CO2e/MWh이며[17], CO2 배출 환경비용 단가는 6차 전력수급기본계획에서 반영한 21,000원/ton·CO2e로 가정하였다[18].

공급지장비용 감소편익은 BESS의 부하이전으로 조정된 전력계통 수요에 대한 발전설비의 공급지장에너지(LOLE) 감소분에 정전비용단가의 곱으로 산출할 수 있다. 본 논문에서는 BESS의 용량이 계통의 LOLP에 큰 영향을 주지 않는다는 가정으로 편익 산출에서 제외하였다.

4. 경제성평가 사례분석

4.1 입력 및 가정

1) 경제적 입력 지표

본 논문의 경제성평가 사례연구의 기준연도는 2015년, BESS 수명은 10년으로 가정하였다. 또한 기준 할인율은 제6차 전력수급기본계획에서 적용된 6.5%를 적용하였다[18].

표 5 경제성 평가 입력지표

Table 5 Indices of Economic Assessments

구분	기준연도	할인율	ESS수명
평가 지표	2015년	6.5%	10년

2) 미래 불확실성에 대한 가정

앞서 제시한 BESS 운영모델은 전력소비자의 부하예측 기반의 사전 운영계획수립을 목적으로 하며, 예측된 부하는 불확실성으

로 인한 오차가 발생하지 않는다고 가정하였다. 또한 편익 산정의 자료로 활용되는 전력소비자의 TOU 가격 및 부하, 전력계통의 SMP 및 수요, CO2 배출계수 및 단가 등은 향후 ESS를 운영하는 수명기간 동안 전력계통 및 시장상황에 따라 지속적으로 변동한다. 본 연구에서는 이러한 계통 및 시장 데이터들은 과거 실적을 바탕으로 향후 미래에도 그 값들이 변동하지 않는다는 가정에 경제성 평가를 수행하였다. 미래에 대한 장기적인 불확실성 분석을 대체하기 위해 본 논문에서는 비용, 편익, 경제적 지표에 따른 민감도 분석을 수행하였다.

ESS를 설치 후 운영 1년차의 기본요금에 대한 요금적용전력은 ESS 운영 전 1년간의 부하를 반영한다. 따라서 본 연구에서는 운영 1년차의 경우 전년도 월별 피크부하를 반영한 편익을 산정하고 2년차 이후에는 조정된 부하를 기준으로 편익을 계산하였다.

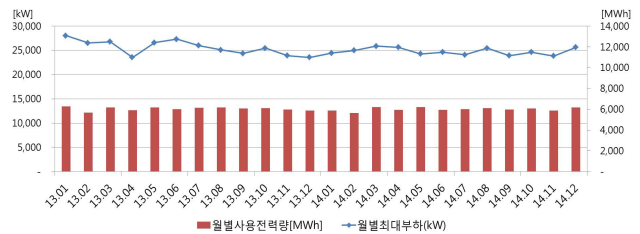


그림 1 월별 최대부하 및 사용전력량

Fig. 1 Monthly peak load and total used energy

3) 전력소비자

본 사례연구에서는 국내 산업용 고압(을) 선택 II 요금을 적용 받는 산업용 전력소비자-A에 BESS를 설치한다고 가정하였다. 이 전력소비자-A는 대용량부하로 154kV의 송전전압으로 전력을 공급받고 있으며 적용 기본요금 단가는 7,380원/kW이다. 전력소비자-A의 부하패턴은 2014년 한전의 I-Smart에서 제공하는 15분 단위 부하실적을 활용하였으며 전년도 최대부하를 반영하기 위해 2013년 월별 최대부하를 실적을 사용하였다. 전력소비자-A의 전년도(2013년) 및 당년도(2014년)의 월별 최대부하 및 사용전력량 실적은 그림 1과 같다.

부하실적으로 계산된 산업소비자-A의 2014년 기본요금과 사용요금의 합은 약 9,949백만원이며 이 중 기본요금은 약 23%, 사용요금은 약 77%를 차지하고 있다. 이때 전년도 최대부하는 2013년 1월에 발생한 28,045kW 이며, 2014년 최대부하는 3월에 발생한 25,894kW이다.

4) Li-ion BESS 정격 및 기술 특성

본 경제성 평가 사례분석에 적용한 Li-ion BESS는 표 6과 같이 정격 4MWh/6MW이며 충·방전 효율은 각각 0.9로 가정하였으며 배터리 DOD(Depth of Discharge)는 100%로 가정하였다.

표 6 BESS의 기술적 특성

Table 6 Technical Parameters of BESS

BESS 유형	정격	충전효율	방전효율	DoD
Li-ion	4MWh/6MW	0.9	0.9	100%

표 7 4MWh/6MW 급 Li-ion BESS 비용

Table 7 Costs of 4MWh/6MW Li-ion BESS

비용구분		단가	용량	소계
투자비	저장용량설비 관련 투자비	822,842 (원/kWh)	4 (MWh)	3,291 (백만원)
	전력변환설비 관련 투자비	499,538 (원/kW)	6 (MW)	2,997 (백만원)
	투자비 합계			6,289 (백만원)
운영 유지비	고정운영유지비	연간 투자비의 3%로 가정		
	변동운영유지비	BESS 효율에 따른 손실비용으로 편익산출과정에서 반영된다고 가정		

4.2 BESS 투자비 및 운영유지비

본 연구에서 BESS의 투자비는 2013년 미국 DOE/EPRI에서 조사한 장주기용 Li-ion BESS의 평균 비용단가를 사용하였으며[19], 2015년 현재, [12] 등을 참고하여 30% 투자비 절감이 발생했다고 가정하였다. 정격 4MWh/6MW의 투자비 및 연간 운영유지비는 표 7과 같다. 적용 환율은 1,100원/\$이다. 또한 [19]에서는 ESS의 연간 고정운영유지비를 투자비의 0.5~2%로 제시하였는데 본 연구에서는 보수적 접근을 위해 3%로 가정하였다. 변동운영유지비는 BESS 운영 시 손실비용으로 편익산출과정에서 반영되므로 별도 시산은 하지 않았다.

4.3 BESS 운영결과

전기요금최소화 목적 BESS 운영 결과 연간 월별 최대부하와 사용전력량은 그림 2과 같이 조정되었다. 이때 BESS 운영계획은 일별로 반복적으로 수행되었으며 최적화 알고리즘 내 목표 최대부하 유지기준 L_0^{max} 는 18,000kW로 설정하였고 운영 초기 및 종료 시점의 BESS의 SOC는 모두 0로 설정하였다. 월별 최대부하는 그림 2와 같이 20,494kW 이하로 유지되고 있고, 최대부하에 기여한 에너지를 제외한 BESS의 나머지 에너지 용량은 TOU 가격에 반응하여 운영계획이 수립되었다. 이때 연간 사용전력량은 충·방전 효율로 인한 손실이 발생하여 BESS 운영 이전보다 308MWh 증가하였다.

그림 3은 BESS 운영 후 월별 기본요금 적용전력을 보여주고 있다. BESS 운영 1년차의 경우 BESS를 운영하기 이전년도(2013년 부하로 가정) 최대부하가 존재함에 따라 상반기에는 요금적용전력이 여전히 높은 값을 유지하다 8월 이후 지속적인 피크저감 효과로 요금적용전력이 낮아지면서 기본요금 절감효과가 나타난다. 2차 년도 이후에는 1차 년도의 피크저감 부하가 반영되면서 지속적인 요금적용전력이 낮은 수준에서 유지된다.

기본요금에 반영되는 요금적용전력은 월간 최대부하로 결정되므로 매월 초에 설정된 L_0^{max} 은 요금 절감량에 영향을 준다. BESS 최적운영 모델에서 L_0^{max} 는 매월초 18,000kW로 시작하여 일별 운영결과에 따라 전일 조정된 최대부하를 반영하여 갱신된

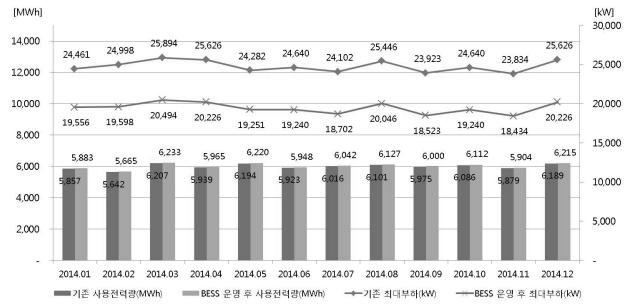


그림 2 BESS 운영계획을 고려한 월별 최대부하 및 사용전력량
Fig. 2 Monthly peak load and used energy considering the BESS schedule

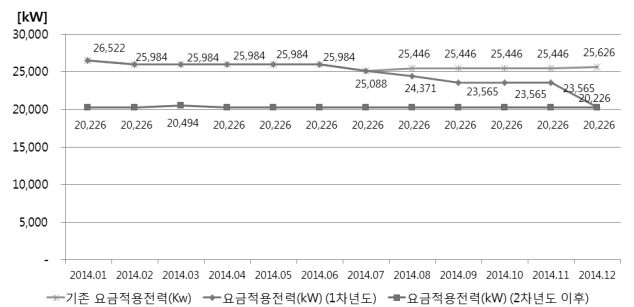


그림 3 BESS 운영계획을 고려한 월별 요금적용전력
Fig. 3 Monthly adjusted peak load for the demand charge considering the BESS Schedule

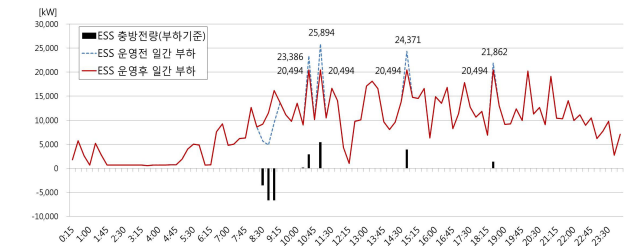


그림 4 최대부하 발생일('14.03.15.) BESS 운영 결과
Fig. 4 2014 On-peak day loads with/without BESS

다. 즉, 그림 5와 같이 3월 최대부하 발생일인 3월 15일의 $L_0^{max} = 18,000kW$ 지만, 해당 일에 BESS 운영에도 불구하고 조정된 최대부하는 20,493kW 이므로 다음날인 3월 16일의 운영계획에서는 그림 6와 같이 $L_0^{max} = 20,493kW$ 로 설정되어 최적화가 수행된다. 그 결과 3월 16일은 피크저감이 20,493kW까지만 수행되고 BESS에 충전된 여유용량은 사용량 요금 감소를 위해 TOU 가격이 높은 시점에서 방전계획이 수립되었음을 확인할 수 있다. 이후 남은 기간 또한 BESS는 20,493kW 이하의 피크관리와 사용량요금 관리를 수행하였다. 만약 사전 정확한 부하예측이 가능하다면 적정 L_0^{max} 설정으로 최대편익을 기대할 수 있다.

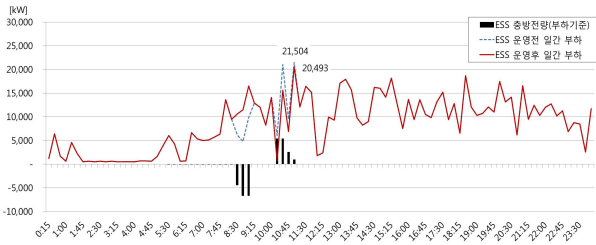


그림 5 최대부하 발생 다음날('14.03.16.) BESS 운영 결과
Fig. 5 The Loads of the day after on-peak occurs in 2014

4.4 관점별 편익 추정 결과

1) 투자자 편익 추정

BESS 운영 1차 년도와 2차 년도 이후 각 연도별 투자자인 전력 소비자 관점의 편익 산정결과는 표 8과 같다. BESS 운영 1년차에는 BESS 설치 이전년도 최대부하 반영됨에 따라 기본요금의 절감은 약 89.4백만원이며 2년차 이후에는 BESS에 의한 지속적인 피크저감 효과로 연간 약 486.8백만원의 절감이 기대된다. 사용량 요금은 매년 약 96.1백만원의 절감을 기대할 수 있다.

따라서 BESS 수명기간 10년 동안 기대할 수 있는 투자자 관점의 총 편익 현재가치는 그림 6-(a)와 같이 약 4,340백만원이다.

표 8 연간 투자자 편익산출 결과 (백만원/year)

Table 8 Annual investor benefits (million KRW/year)

구 분	기본요금 절감	사용량요금 절감	기반요금 절감	VAT 절감	편익 합계
운영 1년차	89.4	96.1	6.9	18.6	211.0
운영 2년차 이후	486.8	96.1	21.6	58.3	662.8

표 9 연간 사회적 편익산출 결과 (백만원/year)

Table 9 Annual social benefits (million KRW/year)

발전 연료비 절감편익	발전설비 회피편익	부(-)의 CO2 배출 환경편익	연간 편익 합계
- 41.4	740.8	- 3.0	702.4

2) 사회적 편익 추정

전력소비자의 요금최소화를 위한 4MWh/6MW BESS 운영 결과로 기대할 수 있는 사회적 편익은 표 9과 같다. 2014년 SMP 실적 기반으로 산출된 발전연료비절감편익은 부(-)의 편익으로 산출된다. 이는 BESS의 충전과 방전 시점의 계통 SMP 간 편차가 BESS의 손실을 보장할 만큼 크지 않다는 것을 의미한다. 또한 전력소비자의 최대부하 발생 시점과 SMP 최대 발생 시점의 차이, TOU 가격과 계통 SMP 간 패턴 차이가 부(-)의 연료비절감편익의 원인이다. 발전설비 및 송·배전설비 회피편익은 BESS의 계통 피크기여도에 따라 결정된다. 즉, 계통의 최대부하와 산업소비자의 최대부하가 발생하는 시점이 서로 다르다면 BESS가 기여할 수 있는 계통의 설비회피편익 효과는 낮아질 수 있다. 또한 전력소비자가 비수도관에 위치하고 있다면 송전설비건설회피의

영향을 작으며, 본 사례에 적용된 산업용소비자-A의 경우 154kV 송전전압으로 전력을 공급받으므로 발전설비건설회피와도 무관하므로 본 연구에서는 발전설비회피 편익만 고려하였다. 소비자 옥내에 설치된 BESS의 피크기여 용량은 최대 5.4MW이며 발전설비회피편익은 단가 137,180원/kW-year를 적용하면 최대 약 741백만원/year를 기대할 수 있다. BESS의 운영결과 발생하는 연간 총 손실량은 293MWh이며, 이를 통해 산출되는 연간 부(-)의 CO2 배출 환경편익은 약 (-)3.0백만원/year이다. 따라서 BESS 수명기간 10년 동안 기대할 수 있는 사회적 관점의 총 편익 현재가치는 그림 6-(b)와 같이 약 5,049백만원이다.

4.5 경제성평가 결과

비용 및 편익 추정 결과를 토대로 산업소비자-A에 설치된 4MWh/6MW 급 Li-ion BESS의 투자자 관점 및 사회적 관점의 경제성 평가 결과는 표 10과 같다. 투자자 관점 및 사회적 관점 모두 부(-)의 NPV 및 1 이하의 B/C를 보임으로서 경제성이 떨어진다 것을 확인할 수 있다. 이는 Li-ion BESS의 투자비가 여전히 높은 수준에 머물러 있으며, BESS의 설치·운용을 통해 비용회수를 할 만큼 편익이 발생하지 않는다는 것을 의미한다.

표 10 경제성 평가 결과

Table 10 Economic Assessment Result

구 분	경제성 평가 결과	
	투자자 관점	사회적 관점
총 비용의 현재가치	7,645 (백만원)	7,645 (백만원)
총 편익의 현재가치	4,283 (백만원)	5,063 (백만원)
NPV	- 3,362 (백만원)	- 2,582 (백만원)
B/C	0.568	0.660

4.6 민감도 분석

앞서 시산한 경제성 평가 결과를 바탕으로 비용 및 편익의 변화, 경제적 지표인 할인율의 변화에 따른 민감도 분석을 수행하였다. 비용에 대한 민감도 분석은 향후 Li-ion BESS의 기술향상 및 수요증가에 따른 공급량 증가 등으로 인한 투자비 감소를 가정하였다. 편익에 대한 민감도 분석 시 사회적 관점에서는 BESS의 전력계통에 대한 피크기여도에 따른 영향을 고려하였으며, 투자자 관점에서는 편익이 전력소비자의 부하패턴 및 TOU 요금 등이 바뀌지 않는다면 큰 변화가 발생하기 어렵다는 판단으로 민감도 분석에서 제외하였다. 할인율은 6차 전력수급기본계획에서 적용한 6.5%를 기준으로 감소 또는 증가 시켰을 경우 경제성평가 결과에 미치는 영향을 확인하였다.

이러한 가정을 바탕으로 수행한 민감도 분석 결과는 그림 8과 같다. 총 비용에 대한 민감도 분석 결과 현 비용수준에서 투자자 관점, 사회적 관점 각각 50% 이상, 40% 이상의 비용절감이 발생할 때 1 이상의 B/C 값을 기대할 수 있다. 이때 사회적 관점의 결과는 계통에 대한 피크기여도를 100%로 가정한 결과이다. 사회적 관점의 BESS의 계통 피크기여도에 따른 민감도 분석 결과,

현 100%의 피크기여도 시 앞선 결과와 같이 0.660의 B/C 값을 가지며 50%의 피크기여도 일 때 0.331의 B/C 값을 가진다.

또한 본 연구는 할인율 4.5%~8.5%에 대한 민감도분석을 수행하였으며, 할인율 따른 투자자 관점, 사회적 관점의 B/C는 각각 0.541~0.456, 0.635~0.553으로 할인율 증가에 대한 B/C의 민감도는 크지 않은 것으로 확인되었다.

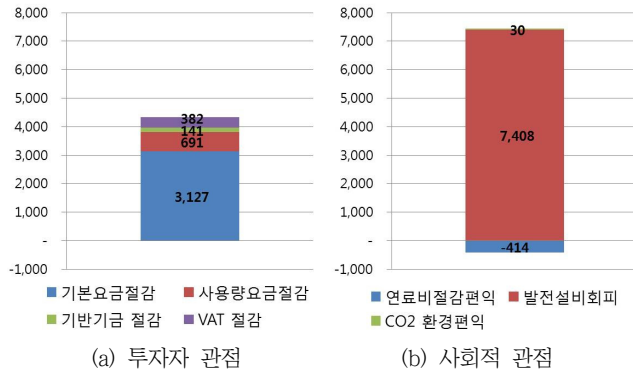


그림 6 관점별 BESS 편익 산정 결과 (백만원)
 Fig. 6 Present Value of total benefit in investor and social perspectives (million KRW)

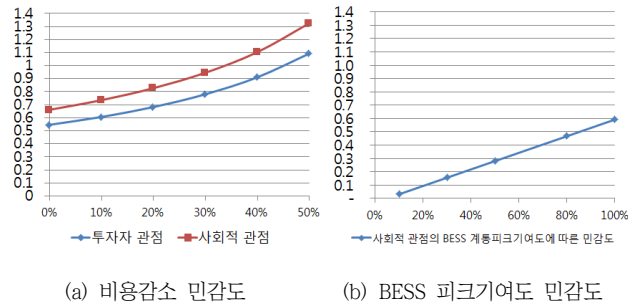


그림 7 민감도 분석 결과
 Fig. 7 Sensitivity analysis result

5. 결 론

본 논문은 국내 일반 및 산업용 등의 비주거용 전력소비자 옥내에 부하이전용 리튬이온 BESS를 전기요금최소화 목적으로 운영하였을 때 투자자 관점과 사회적 관점에서 기대할 수 있는 각 편익을 시산하고 B/C와 NPV의 지표를 기준으로 경제성평가를 수행하였다. 본 논문의 사례연구의 평가 대상 전력소비자는 국내 산업용 고압(을) 선택 II 요금을 적용받는 부하이다. 해당 전력 소비자는 연간 유사한 일별 부하패턴을 보이며 그에 따른 월별 최대부하 및 사용전력량의 편차 또한 크지 않다.

경제성 평가 결과 2015년 현재 기준으로 Li-ion 배터리 BESS의 B/C는 투자자 관점, 사회적 관점 각각 0.57, 0.66으로 낮은 경제성을 보이고 있다. 이는 BESS 운영을 통해 기대할 수 있는 편

익으로 현 수준의 투자비를 모두 회수할 수 없음을 의미한다. 그러나 계통 연계형 BESS의 지속적인 기술개발 및 생산량 증가 추세로 BESS 생산단가는 빠른 속도로 낮아지고 있다. 이러한 비용 감소가 향후 지속적으로 발생한다면 투자자 관점에서는 50%, 사회적 관점에서는 40% 이상의 비용절감이 이루어진다면 경제성이 확보될 것으로 본 연구의 민감도 분석에서 확인하였다. 만약, BESS의 수명 연장 등의 기술개발 효과가 더해진다면 ESS의 경제성 확보시기를 더 앞당길 수 있을 것으로 판단된다.

기 호 정 의

상수

- T : BESS 총·방전 운영계획 기간
- $Cycle$: BESS 총·방전 사이클(Cycle) 수
- \overline{EC} : BESS 정격 저장용량 (MWh)
- \overline{EP} : BESS 총·방전 정격 전력 (MW)
- L_t : t 시점 전력부하 (MW)
- L_o^{max} : 과거 기본요금적용 최대부하 (MW)
- L^{max} : 운영기간 내 최대부하 (MW)
- R^D : 기본요금 단가 (원/kWh)
- R_t^E : 시간대별 사용량요금 단가 (원/kWh)
- SMP_t : t 시점 계통한계가격 (원/kWh)
- SOC^o : BESS 초기 SOC(State of charge) (MWh)
- SOC^{f1} : BESS 종기 SOC 하한 (MWh)
- SOC^{f2} : BESS 종기 SOC 상한 (MWh)
- SOC^{max} : BESS SOC 상한 (MWh)
- SOC^{min} : BESS SOC 하한 (MWh)

변수

- C^D : 전력소비자의 기본요금 (원)
- C_t^E : 전력소비자의 t 시점 사용량요금 (원)
- ep_t^c : t 시점 계통에서 BESS로의 충전전력 (MW)
- EP_t^c : t 시점 BESS의 내부 충전전력 (MW)
- L^D : 소비자의 당월 기본요금 적용전력 (MW)
- L_t' : t 시점 BESS 총·방전 후 조정된 부하 (MW)
- SOC_t : t 시점 BESS 충전상태 (MWh)

감사의 글

본 연구는 2014년도 국토교통부의 지원에 의하여 이루어진 철도기술연구사업(14PRTD-C063745-03) 연구로서, 관계 부처에 감사드립니다.

References

[1] J. Eyer and G. Corey, "Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide", Sandia National Lab., 2010.

[2] D. Rastler, "Electricity Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits", EPRI, 2011.

[3] D. Maly and K. Kwan, "Optimal battery energy storage system(BESS) charge scheduling with dynamic programming", Proc. Inst. Elect. Eng. Sci. Meas. Technol., vol. 142, no. 6, pp. 453-458, 1995

[4] Oudalov, A., Cherkaoui, R., Beguin, A., "Sizing and Optimal Operation of Battery Energy Storage System for Peak Shaving Application", IEEE PowerTech, Lausanne, 1-5 July 2007, Page(s):621-625.

[5] C. Lo and M. Anderson, "Economic dispatch and optimal sizing of battery energy storage systems in utility load-levelling operations", IEEE Trans. Energy Convers., vol. 14, no. 3, pp.824 -829 1999

[6] R. Sioshansi, P. Denholm, T. Jenkins and J. Weiss "Estimating the value of electricity storage in PJM: Arbitrage and some welfare effects", Energy Econ., vol. 31, pp. 269-277 2008

[7] J.Y. Park et al. "Economic Assessment of ESS for Peak Load Shaving in the Substation of Urban Railway", KIEE, Vol. 63, No. 12, pp. 1752~1758, 2014

[8] S. K. Kim et al. "Sizing and Economic Analysis of Battery Energy Storage System for Peak Shaving of High-Speed Railway Substations", KIEE, Vol. 63, No. 1, pp. 27~34, 2014

[9] J. H. Heo et al., "Study on the Optimal Operation of ESS Considering Urban Railway Load Characteristic", Vol. 64, No. 10, pp. 1508~1516, 2015

[10] Gerald J. Thuesen & W.J Frbrycky, "Engineering Economy", Prentice Hall; 9 edition, June 9, 2000.

[11] L. Gao, S. Liu and R. Dougal, "Dynamic lithium-ion battery model for system simulation", IEEE Trans. Compon. Packag. Technol., vol. 25, no. 3, pp. 495-505, 2002

[12] IRENA, "Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook", 2015.01.

[13] Korea Electric Power Corporation, <http://www.kepco.co.kr>

[14] C. Zhou, K. Qian, M. Allan, and W. Zhou, "Modeling of the Cost of EV Battery Wear Due to V2G Application in Power Systems", IEEE Trans. Energy Convers., vol. 26, no. 4, pp. 1041-1050, 2011

[15] J. B. Park et al., "An Economic Assessment of Large-scale Battery Energy Storage Systems in the Energy-Shift Application to Korea Power System", KIEE, Vol. 64, No. 3, pp. 384-392, 2015

[16] KERI, "2010 Demand Side Management Project Report", 2010.

[17] Korea Power Exchange, <http://www.kpx.or.kr>

[18] "The 6th Basic Plan of Long Term Electricity Supply & Demand", Ministry of Trade, Industry and Energy, 2013

[19] DOE/EPRI, "2013 electricity storage handbook in collaboration with NRECA, (Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories).", 2013

저 자 소 개



박 용 기(Yong-Gi Park)

2005년 건국대 전기공학과 졸업. 2009년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 2014년 동 대학원 전기공학과 졸업(박사). 현재 건국대학교 전력시장신기술연구센터 연구원.

E-mail : draco98@konkuk.ac.kr



권 경 민(Kyoung-Min Kwon)

2006년 충북대 전기공학과 졸업. 2009년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 현재 ㈜우진산전 중앙연구소 연구개발팀 선임연구원.

E-mail : kmkwon@wjis.co.kr



임 성 수(Sung-Soo Lim)

1996년 충북대 전기공학과 졸업. 1998년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 현재 ㈜우진산전 중앙연구소 연구기획팀 책임연구원.

E-mail : sslim@wjis.co.kr



박 종 배(Jong-Bae Park)

1987년 서울대 공대 전기공학과 졸업. 1989년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1998년 동 대학원 전기공학과 졸업(박사). 현재 건국대학교 공과대학 전기공학과 교수.

E-mail : jbaepark@konkuk.ac.kr