



액화 공기 에너지 저장 기술(LAES)의 경제성 분석

고아름¹⁾ · 박성호^{2)*} · 류주열²⁾ · 박종포³⁾

Economic Evaluation of Liquid Air Energy Storage (LAES) System

Areum Ko¹⁾ · Sung-Ho Park^{2)*} · Ju-Yeol Ryu²⁾ · Jong-Po Park³⁾

Received 2 July 2019 Revised 18 December 2019 Accepted 9 January 2020

ABSTRACT Liquid air energy storage (LAES) using gas liquefaction has attracted considerable attention because of its mature technology, high energy density, few geographical constraints, and long life span. On the other hand, LAES has not yet been commercialized and is being developed recently. Therefore, few studies have performed an economic analysis of LAES. In this study, the levelized cost of electricity was calculated and compared with that of other energy storage systems. As a result, the levelized cost of electricity of LAES was \$371/MWh. This is approximately \$292/MWh, \$159/MWh, \$118/MWh, and \$3/MWh less than that of the LiCd battery, VRFB battery, Lead-acid battery, and NaS battery. In addition, the cost was approximately \$62/MWh and \$195/MWh more than that of Fe-Cr flow battery and PHS. Sensitivity analysis of the levelized cost of electricity according to the main economic factors was performed, and economic uncertainty analysis was performed through a Monte-Carlo simulation. The cumulative probability curve showed the levelized cost of electricity of LAES, reflecting price fluctuations in the air compressor cost, electricity cost, and standing reserve hourly fee.

Key words Liquid air energy storage(액화공기 에너지저장), Economic evaluation(경제성 분석), LCOE(균등화 발전비용), Uncertainty analysis(불확실성 분석)

Nomenclature

ADJ : adjustment

BBY : balance beginning of year

BD : book depreciation

BPV : by-product value

CC : carrying charge

CP : cumulative probability

CRF : capital recovery factor

DC : direct cost

DITX : differed income taxes

ESS : energy storage system

FCI : fixed capital investment

FOM : fixed operating and maintenance

LAES : liquid air energy storage

LCOE : levelized cost of electricity

1) Researcher, Environment & Energy Research Team, Plant Engineering Center, Institute for Advanced Engineering

2) Senior Researcher, Environment & Energy Research Team, Plant Engineering Center, Institute for Advanced Engineering

3) Chief Researcher, Environment & Energy Research Team, Plant Engineering Center, Institute for Advanced Engineering

*Corresponding author: sh.park@jae.re.kr

Tel: +82-31-330-7565

Fax: +82-31-330-7118

- NiCd : nickel-cadmium
- MACRS : modified accelerated cost recovery system
- NaS : sodium-sulfur
- OO : other outlay
- OTXI : other taxes and insurance
- PEC : purchased equipment cost
- PFI : plant facilities investment
- PHS : pumped hydroelectricity storage
- SRHF : standing reserve hourly fee
- SRP : standing reserve payment
- SRSC : standing reserve scheduled capacity
- TCI : total capital investment
- TCR : total capital recovery
- TDI : total depreciable investment
- TRR : total revenue requirement
- TRRL : levelized total revenue requirement
- TXD : tax depreciation
- VRFB : vanadium-redox flow battery

Subscript

- a : annualized
- ce : common equity
- d : debt
- FC : fuel cost
- j : jth year
- L : levelized
- m : number of discharge cycles per year
- n : operating year
- OMC : operating and maintenance cost
- ps : preferred stock
- R : replacement
- t : tax rate

1. 서론

전 세계적으로 잉여전력의 활용과 전력수요의 효율적인 대응을 위한 잉여전력 저장에 대한 연구가 활발히 진행 중

이다^[1~4]. 입지나 기상조건에 따라 출력 변동이 심한 신재생에너지로부터 안정적인 전력공급이 어려워 전력 생산과 소비의 불균형이 발생한 경우 효율적인 에너지 저장이 필요하다. 에너지저장시스템(ESS)은 전력수요가 적을 경우 전력을 저장하고 전력수요 증가 시 저장된 전력을 송출하여 전력수요에 대응하기 위한 시스템으로서, 안정적인 전력계통 및 수급체계 구축에 효과적인 수단으로 평가된다. 기존 발전설비의 경우 상당한 투자비용과 건설비용이 소요되는 반면, ESS는 실제 설치 및 운영까지 소요되는 기간이 1~2년 정도로 짧기 때문에, 기존 발전설비에 비해 보다 비용 효과적으로 급변하는 전력산업 환경변화에 대응할 수 있는 대안으로 평가 받고 있다^[5].

기계적 에너지 저장시스템의 대표기술인 공기를 압축시켜 에너지를 저장하는 압축공기에너지저장시스템(CAES; Compressed Air Energy Storage)은 높은 압력으로 공기를 압축할 때 상당한 에너지가 필요하다는 것과 기체 상태의 공기를 압축했을 때 에너지 저장 밀도가 낮아지고 지리적 제약이 크다는 것이 단점이었다. 이 단점을 보완하기 위해 영국 Highview Power는 압축공기를 액화시키는 시스템을 이용해 에너지를 저장하는 방법을 제안하였다. 액화공기에너지저장시스템(LAES system; Liquid Air Energy Storage system)은 2011년부터 2014년까지 런던 인근 슬라우 지역에 350 kW/2.5 MWh 파일럿 플랜트가 건설되어 성능시험이 수행되었고, 현재는 버밍엄 대학에 추가 연구를 위해 이전되었다. 2018년 6월부터는 맨체스터 인근 베리 지역에 실증을 위한 5 MW/15 MWh 실증 플랜트가 구축되어 근처 매립지 가스 발전소와 연계하여 성능시험이 진행되고 있다^[6].

LAES는 이용 자원이 공기로서 쉽게 얻을 수 있으며, 단위 용적 당 에너지 밀도가 높고, 수 kW~수 GW에 이르는 중·대용량 전력생산이 가능하여 최근 주목받고 있다. 또한 CAES에 비해 지리적 제약이 크지 않고, 수명이 30년 이상으로 배터리에 비해 긴 수명을 가진다^[6]. LAES는 잉여 전력을 활용하여 공기를 액화시켜 저장해 두었다가 전력요구 시 액화공기를 기화시켜 전력을 생산한다. ESS는 신재생전원 및 분산전원의 출력 안정화 및 주파수조정(regulation)서비스, 전압지원(voltage support) 및 운전 예비력(operating reserve)같은 보조서비스로서 활용될 수 있는데, LAES는

대용량 에너지저장시스템으로 대기대체예비력으로서 활용될 수 있다.

LAES는 전력수요가 적을 때 잉여전력을 활용하여 공기를 액화하여 저장해 두었다가 전력수요가 증가할 때 기화, 팽창과정을 통해 전력을 생산하는 간단한 공정으로 알려져 있으나 액화 및 재기화 공정에서 소모되는 많은 엑서지(Exergy) 손실로 인해 단독 공정 실증 플랜트의 실제 효율은 8~10% 내외로 보고되고 있다^[7]. LAES는 폐열과 냉열을 활용하여 왕복 효율을 높여 경제성을 확보할 수 있으나, 폐열과 냉열을 활용할 수 있는 지역에서만 이용 가능하여 또 다른 지리적 한계가 발생하게 된다. 이에 본 연구에서는 폐열과 냉열활용이 불가능한 곳에서도 활용 가능한 LAES 단일공정을 기반으로 효율을 최적화하여 실제 경제성 여부를 확인하였다.

LAES는 아직 기술개발 단계이며 보급 활성화를 위해서는 경제성 확보가 중요하다. LAES 공정은 80% 이상 효율을 가진 배터리에 비해 경쟁력이 없어 보이거나 수명이 불과 몇 년밖에 되지 않는 배터리보다 30년 이상 유지될 수 있어 경쟁력 확보 가능성이 존재한다^[6]. LAES 경제성분석 선행 연구 중 Morgan은 20 MW/800 MWh 단열 LAES 공정에 대해 Highview 파일럿 플랜트 기준 가격으로 6/10 인자 법칙을 적용하여 약 LCOE가 \$258/MWh 임을 예측하였다^[8]. 에너지 경제성분석 기관인 LAZARD 에서는 에너지저장시스템의 응용방법에 따라 LCOE가 \$227~\$815/MWh 범위를 가졌다^[9]. Highview Power에서는 20 MW급 LAES의 LCOE가 \$155/MWh임을 제시하였다^[10]. Kim *et al.*은 LAES에 LNG 냉열을 연계했을 경우 경제성이 향상되어 LCOE가 \$142.5/MWh 됨을 보였다^[11]. 기존 선행연구에서는 LCOE에 대해 경제적으로 전망 있는 결과를 나타내지만 자세한 비용자료가 공개되지 않았고, 경제성 인자, LCOE 산정 방법론 중 일부 제시되지 않았다. 또는 기존 에너지저장시스템의 경제성분석 시 총자본투자비와 운영비, 교체비용만 고려하여 LCOE를 산정하였으나, 실제 사업 투자비 외에도 발전소를 운영하는데 드는 비용은 고려하지 않는다는 한계가 있다.

경제성분석 결과는 각 가정과 가격에 따라 결과가 크게 달라질 수 있어 원하는 조건에서도 계산할 수 있도록 자세한 가정, 비용, 방법론이 제시되어 한다. 또한 LAES 보급

활성화를 위해 투자자 측면에서 경제성 확보를 위한 주요 요인변화에 따른 민감도 분석이 요구된다. 이를 통해 정책적인 차원에서 어느 정도의 재정적 지원이나 법적 제도적 보안을 도출할 수 있다.

본 연구에서 액화공기에너지저장시스템의 경제성 평가를 위해 공정모사 프로그램인 Aspen HYSYS를 이용하여 모사된 냉매 사이클과 열매체유 순환을 활용한 LAES 공정을 대상으로 수행하였다^[7]. 모사된 공정을 바탕으로 Aspen Capital Cost Estimator(ACCE)를 활용하여 설비투자비를 산정한 후 균등화 발전비용(LCOE; Levelized Cost Of Electricity)을 추정하고 타 에너지 저장시스템과 비교하였다. 에너지저장시스템 경제성 분석에 있어 초기설비비, 연간 운전운영비, 전기비용, 예비력 정산단가, 출력시간, 할인율 등이 경제성에 영향을 미치는 주요 요인이며, 일부 핵심 경제적 인자의 민감도 분석 및 경제적 불확실성 분석이 수행되었다.

2. 액화공기 에너지저장시스템 공정

액화공기 에너지저장시스템에 대한 경제성 분석을 수행하기 위해서는 우선적으로 액화공기에너지시스템에 대한 공정 설계 및 해석이 요구된다. 이에 본 연구에서는 선행적으로 수행되었던 냉매 사이클과 열매체유 순환 활용 액화공기에너지시스템 공정을 대상으로 경제성 분석을 수행하였다^[7].

Fig. 1은 열매체유 순환을 활용한 LAES 공정을 나타낸다. LAES 공정은 크게 두 단계로 나눌 수 있다. 먼저, 공기

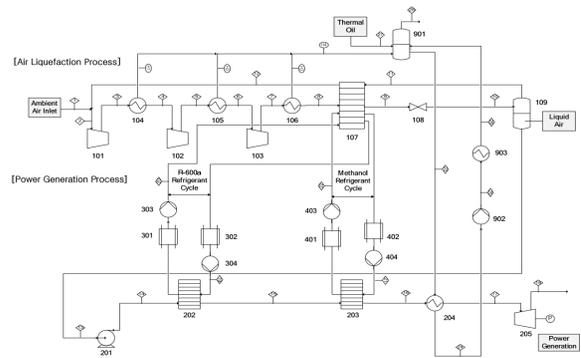


Fig. 1. Process flow diagram of LAES system^[7]

액화 공정(Air Liquefaction Process)은 잉여전력을 활용하여 공기를 압축하는 공정이다. 상온/상압의 공기를 다단 공기압축기(101/102/103)를 통해 압력을 12,000 kPa 까지 높인다. 고압의 공기는 극저온 주 열교환기(Coldbox, 107)를 통해 운전점이 상이한 두 종류의 냉매(R-600a, 메탄올)와 순차적인 열교환을 거쳐 -184℃까지 온도를 저하시킨다. 주 열교환기 후단에 Joule-Thomson 밸브(108)를 통과하여 압력이 200 kPa로 감압함으로써 온도 저하와 함께 액화 공기가 발생되고 이는 액화공기 저장탱크에 저장된다.

전력 생산 공정(Power Generation Process)은 피크 부하 등 전력 수요가 있을 때 저장된 액화공기를 활용하여 전력을 생산하는 공정이다. 저장된 액화 공기를 극저온펌프(201)를 이용하여 2,200 kPa로 승압시킨 후 두 단계의 재가열 열교환(202, 203)을 통해 기화가 발생한다. 기화된 공기는 마지막으로 터빈을 구동하여 전력을 생산한다. 기본적인 LAES 사이클의 왕복공정효율은 단일공정의 이론상 50% 미만에 그친다. 결국 사이클 효율을 향상시키기 위해서는 외부 열원 연계나 사이클 내부에서 발생하는 폐열활용이 필수적이다. 그러나 외부 열원 연계의 경우 주변부에 연계가 가능한 시스템이 존재해야하는 제약이 따른다. 이를 고려하여 선형연구에서 사이클 내부 폐열 활용을 하는 방안으로서 중간 냉각기에서 발생하는 열을 재기화 공정에 활용하는 공정이 제시되었다. 제시된 공정에서 공기 압축기 중간냉각장치(104, 105, 106)에서 발생하는 열은 열매체유에 전달된 후 저장탱크에 저장된다. 전력 수요 시 열매체유는 터빈 전단 열교환기(204)를 거쳐 터빈 전단의 공기 온도를 상승시켜 전력 효율을 개선시킨다. 본 연구에서는 외부 열원 연계 없이 내부폐열을 활용하는 단일 LAES 공정에 대한 경제성 분석을 수행하였다.

3. 액화공기 에너지저장시스템 경제성 분석

3.1 에너지 저장 시스템 경제성분석 방법

에너지저장 시스템 경제성 분석을 위해 미국 전력연구소(EPRI)에서 채택한 방법을 기반으로 개발된 연간 회수되어야 하는 총 비용(TRR; Total revenue requirement) 방

법론을 사용하였다^[12,13]. TRR은 시스템의 작동과 그 외 지출된 금액 보상을 위해 전력 판매를 통해 연간 회수되어야 하는 비용이다. LCOE를 산출하기 위해 총 자본투자비 추정, 연간 회수하여야 하는 총 비용 계산, 균등화, 균등화 발전단가 산출 단계로 계산된다.

총 자본 투자비(TCI; Total Capital Investment)는 Eq. 1과 같이 직접비(DC)와 간접비(IC)의 합인 고정 자본 투자비(FCI)와 기타 지출(OO)로 구성된다. 직접비는 설비비용(PEC), 설비 설치비용, 배관, 토지, 서비스시설 등을 포함한 비용을 나타내며, 간접비는 감독비용, 건설비용, 예비비 등을 포함한 비용을 나타낸다. 기타 지출(OO)은 시운전비용, 운전자본, 건설배당충당금 등을 포함한 지출이다. 실제 사업비 자료가 없는 경우 총 사업비의 각 세부 비용은 설비비용(PEC)을 기준으로 가정된 비율로서 산정된다^[14]. 따라서 설비비용의 산출결과가 전체 총 사업비 산정 신뢰도에 중요한 영향을 끼친다.

$$TCI = FCI + OO = DC + IC + OO \quad (1)$$

Fig. 2는 본 연구에서의 총 자본 투자비(TCI) 및 연간 회수하여야 하는 총비용(TRR) 산정 개략도이며, 설비비용을 기준으로 직접비, 간접비, 기타 지출을 산정하여 총 자본 투자비 산출 과정을 보여준다^[12].

연간 회수하여야 하는 총비용(TRR)은 시스템 운영회사가 그 해 발생한 모든 지출을 보상하고 시스템 가동을 위해 연간 회수하여야 하는 비용을 의미한다. TRR은 연간 발생하는 경비(Expense)와 그 외의 비용인 시설을 운영하는데 드는 비용 즉 보유비용(CC)의 합으로 산출된다. Fig. 2에

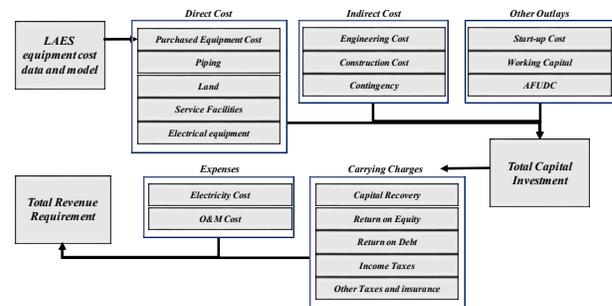


Fig. 2. Cost categories for the total revenue requirement of economic analysis of energy storage system^[12]

나타나듯이 보유비용(CC)은 자본회수비용(Capital recovery), 우선주·보통주에 대한 배당금(Return on Equity), 차입금 상환액(Return on Debt), 소득세(Income Taxes), 기타 세금 및 보험(Other Taxes and Insurance)을 포함한 금액으로, 총 자본투자비를 기반으로 산정된다. 자본회수비용(TCR_j)은 Eq. 2 와 같이 장부상 감가상각액(BD_j), 이연법인세(DITX_j) 자기자본금 건설배당충당금(RCEAF_j)의 합으로 산출된다.

$$TCR_j = BD_j + DITX_j + RCEAF_j \quad (2)$$

이연법인세란 과세장부액(TXD)과 회계장부액(BD)의 차이로 인해 발생한 세금을 의미하고 Eq. 5와 같이 계산된다. 과세장부액은 Eq. 3과 같이 총 감가상각대상 자본투자비(TDI)에 수정된 가속 원가 회수법의 감가상각률($f_{MACRS,j}$)을 반영하여 산출한다. t와 TL은 법인세율과 과세기간을 나타내며, Eq. 4와 같이 TL+2년부터는 과세소득(TXD)은 없는 것으로 가정하고 Eq. 6과 같이 산출된 이연법인세를 환급받는다.

$$TXD = TDI \times f_{MACRS,j} \quad j = 1, \dots, TL+1 \quad (3)$$

$$TXD = 0 \quad j = TL+2, \dots, n \quad (4)$$

$$DITX = (TXD - BD) \times t \quad j = 1, \dots, TL+1 \quad (5)$$

$$DITX = -\frac{\sum_{k=1}^{TL+1} DITX_k}{n - (TL+1)} \quad j = TL+2, \dots, n \quad (6)$$

연간 우선주·보통주에 대한 배당금과 차입금 상환액은 Eq. 7과 같이 연초잔액(BBY_{j,x})에 이자율(i)을 반영하여 산정한다. 첫해의 연초잔액은 Eq. 8과 같이 총자본투자비에 자본조달비율(f_x)를 반영하여 산출하고, 두해부터의 연초잔액은 Eq. 9와 같이 기존해의 연초잔액에(BBY_{j-1}) 장부상 감가상각액(BD_{j-1})과 추가지출비용(ADJ_{j-1})을 제외하여 매년 잔액을 산정한다. 추가 지출비용은 각 자본의 이연법인세로 Eq. 10과 같이 산정되고, 보통주의 경우에만 Eq. 11과 같이 보통주의 건설배당충당금(RECAF)도 포함시킨다.

법인세는 Eq. 12와 같이 산출한다. 기타 세금 및 보험 비용(OTXI)은 Eq. 13와 같이 물가상승률을 반영한 총 발전소 설비 투자비(PFI)에 기타 세금 및 보험비용 비율(f_{OTXI})를 반영하여 산출한다. 최종적으로 Eq. 14에 나타나듯이 자본회수비용, 우선주·보통주에 대한 배당금과 차입금 상환액, 법인세, 기타 세금 및 보험 비용의 합으로 보유비용(CC)이 산출된다. 경비(Expense)는 발전운영비와 관련된 금액으로, Eq. 15와 같이 ESS의 경우 충전하며 사용된 전력소비비용과 운전운영비의 합으로 산정된다.

$$ROI = BBY_{j,x} \times f_x \quad x = d, ps, ce \quad (7)$$

$$BBY = TCI \times f_x \quad x = d, ps, ce \quad (8)$$

$$BBY_j = BBY_{j-1} - (BD_{j-1} + ADJ_{j-1}) \quad j = 2, \dots, n \quad (9)$$

$$ADJ_{j,d} = DITX_j \times f_x \quad j = 2, \dots, n, \quad x = d, ps \quad (10)$$

$$ADJ_{j,d} = DITX_j \times f_{ce} + RCEAF_j \quad j = 1, \dots, n \quad (11)$$

$$ITX = \frac{t}{1-t} (ROI_{ce} + ROI_{ps} + RCEAF) - DITX \quad (12)$$

$$OITX = PFI \times f_{OTXI} \quad (13)$$

$$CC = TCR + ROI_{ce} + ROI_{ps} + ROI_d + ITX + OITX \quad (14)$$

$$Expense = FC + OMC \quad (15)$$

이후 보유비용과 경비의 합인 연간 회수하여야 하는 총비용을 균등화시킨다. 보유비용의 경우 매년 불규칙하게 발생하게 되는데 이를 Eq. 16과 같이 일정 시점의 가치로 할인시킨 후 자본회수계수(CRF)를 곱해주어 연도별로 균등하게 증가화한다. 경비는 물가상승률에 대한 영향을 제외하면 매년 일정하게 발생하는 비용이다. 경비는 Eq. 18과 같이 시스템 운영 전체 발생된 비용에 균등화인자(CELFF; Constant Escalation Levelization Factor)를 반영하여 증가화한다. 따라서 균등 연간 회수하여야 할 총비용(TRR_L)은 Eq. 22와 같이 균등 보유비용, 균등 전력사용비용, 균등 운전운영비의 합으로 계산된다.

$$CC_L = CRF \times \sum_1^n \frac{CC_j}{(1+i_{eff})^j} \quad (16)$$

$$CRF = \frac{i_{eff}(1+i_{eff})^n}{(1+i_{eff})^n - 1} \quad (17)$$

$$FC_L = FC_0 \times CELF_{FC} \quad (18)$$

$$CELF_{FC} = \frac{k_{FC}(1-k_{FC}^n)}{1-k_{FC}} \times CRF, \quad k_{FC} = \frac{1+r_{FC}}{1+i_{eff}} \quad (19)$$

$$OMC_L = OMC_0 \times CELF_{OMC} \quad (20)$$

$$CELF_{OMC} = \frac{k_{OMC}(1-k_{OMC}^n)}{1-k_{OMC}} \times CRF \quad (21)$$

$$k_{OMC} = \frac{1+r_{OMC}}{1+i_{eff}}$$

$$TRR_L = CC_L + FC_L + OMC_L \quad (22)$$

균등화 발전원가(LCOE)는 균등 연간 회수해야 하는 총 비용(TRR_L)에 연간 부산물 판매비용(BPV)을 제외한 금액에서 연간 전력생산량을 나누어 계산된다.

$$LCOE[\$/MWh] = \frac{TRR_L - BPV}{Annual\ Net\ Power} \quad (23)$$

본 연구에서는 예비력 정산금을 예비력에 대한 보상비용으로서 부산물 판매비용으로 적용하였다. LAES는 대용량 에너지저장시스템으로, 보조서비스 중 대기대체예비력에 해당된다. 대기대체예비력은 응동가능한 시간에 따라 20분 또는 120분 이내 확보 및 이용이 가능한 예비력으로 나뉜다. 예비력에 대한 정산단가는 당해의 서비스별 배정액을 전년도 서비스량으로 나누어 산정한다^[15].

본 연구에서는 선행연구에서 제시된 금액과 같이 20분 이내 응동가능한 대기대체예비력 정산금액은 3,395원/MWh, 120분 이내 응동가능한 대기대체예비력의 정산금액은 2,263원/MWh을 적용하였다^[16]. LAES의 경우 응동시간이 2.5~10분이기 때문에, 20분 이내 응동가능한 예비력 정산단가가 적용되었다. 예비력 서비스에 대한 정산금은 Eq. 24에 따라 계산된다^[17]. SRP는 정산금을, SRSC는 시간대별 지정된 20분 이내 응동가능한 정지상태 대기·대체예비력(MWh)

을, SRHF는 20분 이내 응동가능한 정지상태 대기·대체에 비례 정산단가를 나타낸다.

$$SRP = SRSC \times SRHF \quad (24)$$

3.2 액화공기 에너지저장시스템(LAES) 경제성분석 조건

영국 Highview사 파일릿 플랜트 구축을 통해 실증 사례는 있으나 실제 건설 사례에 대한 자세한 비용자료가 공개되지 않았고, 공정별/연계조건별 액화공기 시스템별로 설계가 상이할 수 있기 때문에 본 연구에 직접 적용하는 데 한계가 있다. 본 연구에서 액화공기 에너지저장시스템의 경제성 평가를 위해 공정모사 프로그램인 Aspen HYSYS를 이용하여 모사된 냉매 사이클과 열매체유 순환을 활용한 LAES 공정을 대상으로 수행하였다^[7]. 모사된 기기 설계 조건을 바탕으로 Aspen Capital Cost Estimator(ACCE)

Table 1. Cost estimation method for capital purchased equipment cost

Item	Number	Method
Air compressor	101, 102, 103	0.476 MM \$/MW [11,18]
Turbine	205	0.515 MM \$/MW [11,18]
Cryogenic pump	201	HYSYS V10, ACCE
R-600a pump	303, 304	HYSYS V10, ACCE
Methanol Pump	403, 404	HYSYS V10, ACCE
Thermal oil pump	902	HYSYS V10, ACCE
Air compressor intercooler	104, 105, 106	HYSYS V10, ACCE
Main coldbox	107	0.115 MM \$/MW [11]
Regasification heat exchanger	202, 203	HYSYS V10, ACCE
Air-thermal oil heat exchanger	204	HYSYS V10, ACCE
Liquid air storage tank	109	HYSYS V10, ACCE
Thermal oil storage tank	901	\$ 613,500 Cone Roff, Flat Bot, Field Fab Type

를 활용하여 총 설비투자비를 산정하였다. 일부 기기의 경우 ACCE에 내장된 기기모델 중 설계조건이 맞는 기기가 없어 선행연구의 비용모델이 사용되었다^[11,18,19]. Table 1은 각 주요기기의 비용을 산정하는 방법들을 나타낸다.

Table 2는 LAES 경제성분석을 위해 사용된 경제 지표를 나타낸다. 대부분의 경제지표는 다른 에너지 저장시스템과 비교하기 위해 선행연구에서 사용된 경제지표와 동일하게 적용하였다^[20]. 일부 정의되지 않는 경제지표는 가정되었다. 할인율은 선행연구에서 사용된 값인 8%를 적용하였다. 자기자본(common equity)과 차입금(Debt)은 50%씩 가정하였고, 각 연간 이자(Required annual return)는 가중평균자본비용(WACC; Weighted Average Capital Cost) 수식을 적용하여 계산되었다. LAES의 수명은 30년으로 가정하였으며, 이에 따라 30년간 LAES의 자산가치를 감가상각하였다. 법인세는 법인세 및 주민세 22%를 적용하였다. 계산을 단순화하기 위해 잔존가치는 없는 것으로 가정하였다. LAES의 충전효율은 공정해석결과에 나타나듯이 65%를 적용하였고, 이에 따른 LAES에 대한 방출시간은 6시간으로 적용하였다. 총 전력생산량과 전력소비량은 공정해석결과를 바탕으로 도출된 값이다^[7]. 또한 직접

Table 2. The economic index for economic analysis

Contents		Unit	Value
Annual inflation rate		%	2.5
Discount rate		%	8
Common equity	Financing fraction	%	50
	Required annual return	%	8.0
Debt	Financing fraction	%	50
	Required annual return	%	8.0
Discharge hour		hr	6
Capacity factor		%	25
Power plant net power		kW	36,850
Plant lifetime		years	30
Construction year		years	2
Electricity price		\$/kWh	0.06
Power consumption		kW	56,677
Storage time		hr	8
Labor number		persons	20
Average labor rate		\$/hr	28
Working hour		hr/year	480

Table 3. Cost estimation ratio for total capital expenditure^[12]

Contents	Unit	Value	Base
Purchased equipment installation	%	20.0	PEC
Piping	%	10.0	PEC
Instrumentation & control	%	7.0	PEC
Electrical equipment and materials	%	10.0	PEC
Land cost	%	10.0	PEC
Civil, structural and architectural	%	30.0	PEC
Service facilities	%	30.0	PEC
Engineering and supervision	%	9.8	DC
Construction cost & contractors profit	%	11.9	DC
Contingency	%	15.0	DC
Fixed operating and maintenance	%	1.29	FCI
Various operating and maintenance	%	9.0	FOM

비, 간접비 및 기타지출을 포함하는 총 자본 투자비를 산정하기 위하여 각 세부비용의 가정이 필요하다. 각 세부비용의 가정은 Table 3에 나타나있다. LAES의 고정 운전운영비, 변동 운전운영비, 기타 세부 비용은 설비투자비(PEC), 직접비(DC) 등 산정된 비용을 기준으로 비율로서 적용되었으며, 여러 발전소에서 사용된 경험 값을 활용하였다^[12].

3.3 균등화 발전비용 분석

균등화 발전비용을 계산하기 위해 핵심기기비용이 추산되었고, 각 세부기기의 비용은 Fig. 3에 나타나있다. 총 핵심기기비용에서 차지하는 각 기기비용의 비중은 Fig. 4에 나타나있고, 가장 많은 비중을 차지하는 기기는 압축기 비

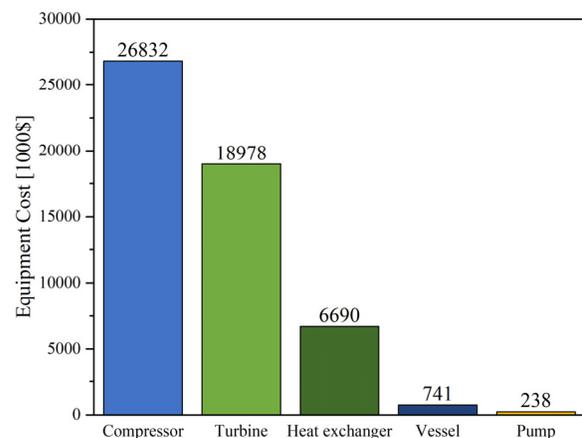


Fig. 3. Equipment cost summary

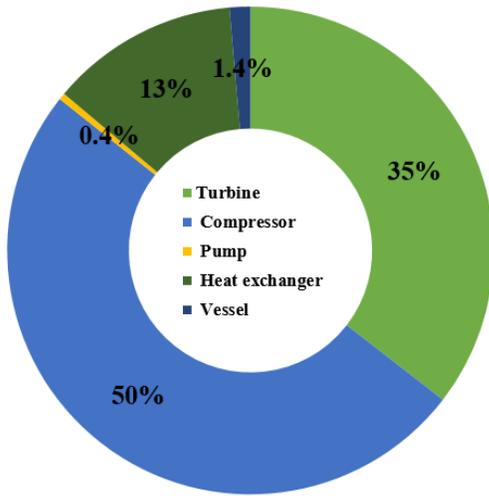


Fig. 4. Cost-share ratio for LAES

용으로 총 비용 중 50%인 약 27백만 달러를 차지하였다. 터빈 비용은 35%인 약 19백만 달러, 열교환기 비용은 13%인 약 7백만 달러를 차지하였다. 열교환기 비용 중 Main coldbox 비용이 61%를 차지하였다.

핵심기기비용을 기반으로 Fig. 2와 같이 직접비, 간접비, 기타 지출을 산정하고, 총자본투자비를 추정하였다. 이후 자본비용과 운영비용을 포함하는 연간 회수하여야하는 총비용(TRR)이 현금흐름도 형태로 산정되었고 Fig. 5에 그 결과를 나타내었다.

연도별로 산정된 TRR은 현재가치로 변환시킨 후 균등화한다. 균등화된 TRR은 \$374/MWh이며 그 중 시설투자비, 전기사용비용, 운전운영비는 각각 70%, 23%, 7%를 차지

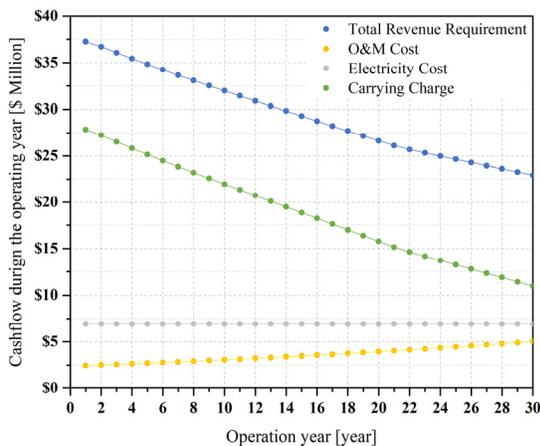


Fig. 5. Cashflow of LAES during the operation year

하였다.

Eq. 24에 따라 예비력 정산금을 예비력에 대한 보상비용으로서 부산물가치비용으로 적용 후 LCOE가 산정되었다. LAES의 LCOE는 Fig. 6에 나타나듯이 약 \$371/MWh으로 산정되었다.

타 에너지저장시스템과 LCOE를 비교하기 위해서 선행연구의 결과를 활용하였다^[21]. 한편, 선행연구에서의 LCOE에서는 보유비용에서 자본회수비용을 제외한 우선주·보통주에 대한 배당금과 차입금 상환액, 법인세, 기타 세금 및 보험 비용의 합이 고려되지 않는다. 이에 LAES의 보유비용에서 자본회수비용을 제외한 균등화비용이 균등화된 TRR에서 차지하는 비중인 47%를 타 에너지저장시스템에 적용하였다. 우선주·보통주에 대한 배당금과 차입금 상환액, 법인세, 기타 세금 및 보험 비용의 합을 반영하였고, 결과는 Fig. 6에 나타나있다.

또한, 선행연구의 경우 대용량 에너지 기술로서 운전기간을 20년을 기준으로 LCOE가 산정되었는데, 본 LAES 경제성분석에서 적용된 운영기간은 30년이므로 20년 이후 추가 교체비용을 산정 후 반영하였다. 양수발전을 제외한 전지들의 수명은 5~15년이므로 20년 이후 전지는 최소 1번 이상의 교체가 추가적으로 발생하여 LCOE가 증가할 가능성이 있다. 추가 교체비용을 적용하기 위해 운영기간 20년에 교체가 1번 발생한 것으로 가정하고, Eq. 25와 같이 선행연구에서 적용된 수식을 사용하여 연간 교체비용을 산정하였다.

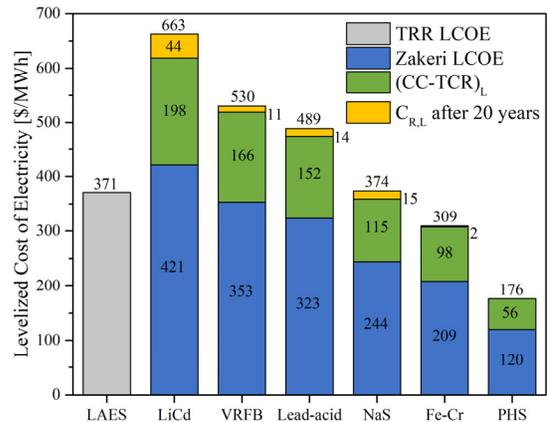


Fig. 6. LCOE comparison results of LAES and other EES system^[20]

$$C_{R,a} = CRF \times \sum_{k=1}^r (1+i)^{-kt} \times \left(\frac{C_R \times h}{\eta_{sys}} \right) \quad (25)$$

식에서 C_R 은 각 전지의 교체비용을, k 는 20년 이후 추가 교체 횟수를, t 는 교체한 운영년도를 의미한다. h 는 방전시간과 η_{sys} 는 시스템 효율을 의미하고 LAES에 적용된 값과 동일하게 적용하였다. 교체비용의 균등화 과정은 Eq. 26과 같이 계산된다.

$$C_{R,L} = \frac{C_{R,a}}{m \times h} [\$/kWh] \quad (26)$$

식에서 m 은 방출 횟수를 나타낸다. 20년 이후 추가 균등화 교체비용은 Fig. 6에 나타나듯이 연간 회수하여야 하는 총 비용을 기반으로 계산된 LCOE에 추가된다.

Fig. 6은 LAES와 타 에너지 저장시스템의 균등화 발전원가 비교 결과를 나타낸다. LAES는 니켈카드뮴(LiCd) 전지, 바둑 레독스플로배터리(VRFB), 납축전지(Lead-acid), 나트륨황 전지 보다 각각 \$292/MWh, \$159/MWh, \$118/MWh, \$3/MWh 가량 저렴한 것으로 확인되었다. 크롬-철 레독스 흐름전지(Fe-Cr), 양수발전(PHS)보다는 \$62/MWh, \$195/MWh 가량 비용이 더 발생하였다.

본 연구에서 다른 에너지저장시스템과 비교하기 위해 선행연구와 동일한 경제지표가 적용되었으나 이는 국내 경제지표와 다른 한계가 있다. 한국의 물가상승률의 경우 2009년에서 2018년의 한국 소비자물가총지수의 평균치인 1.96%를 적용하고, 예비타당성조사 수행총괄지침에 따라 5.5%를 실질 재무적 할인율로 적용하면 LAES의 LCOE는 \$371/kWh에서 \$317/kWh로 절감가능하다.

4. 민감도 분석 결과

4.1 설비투자비 민감도 분석

LAES의 균등화 발전비용에서 시설투자비가 70%로 설비투자비용 수준이 높은 것으로 확인되었다. 중·장기적으로 신재생에너지 보급 증대로 인한 에너지저장시스템 기술 성장이 예상되며, 이에 따른 기술 상용화 및 설비투자비용

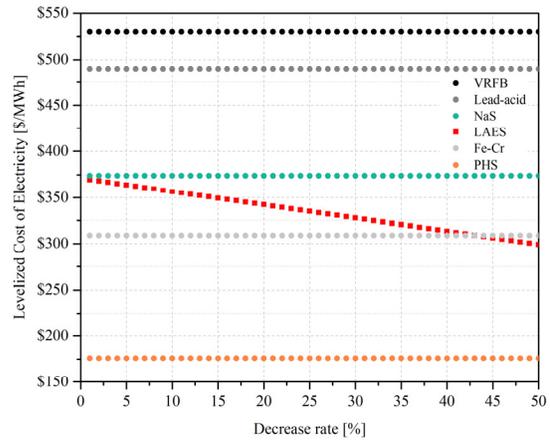


Fig. 7. LCOE comparison of ESS depending on decrease rate of compressor cost

이 감소할 것으로 기대된다. 설비투자비의 민감도 분석을 수행하고자 설비투자비 중 50%를 차지하는 압축기 비용감소율에 따른 균등화 발전비용 변화를 확인하였다.

Fig. 7에서 LAES의 압축기 비용이 1%에서 50%까지 감소하였을 때 LAES의 LCOE는 \$370/MWh에서 299\$/MWh까지 감소하였다. 압축기 비용이 43% 감소한 금액인 16백만 달러가 될 경우 크롬-철 레독스 흐름전지 수준의 경쟁력 확보가 가능할 것으로 보인다. 비록 양수발전보다는 높은 LCOE 결과를 보이지만 압축기 비용이 43% 이상으로 감소할 경우 타 에너지저장 전지보다 경쟁력이 있을 것으로 보인다.

4.2 전기비용 민감도 분석

LAES의 균등화 발전비용에서 전기사용비용은 23%를 차지하고 있다. 우리나라 전력시장에서 LNG 가격이 SMP 핵심 변수라고 분석되고, 2019년부터 유가하락 영향 및 LNG 세계개편의 영향으로 SMP가 크게 하락할 전망이다^[21]. 또한 ESS 지원 정책으로서 경부하 시간대 ESS 충전전력의 요금을 50% 할인하고, 피크시간대 방전을 통한 피크감축 기여분을 기본요금에 추가적으로 3배까지 할인하는 정책이 진행되고 있다^[22]. 이에 전기사용비용 감소에 따른 LCOE의 변화를 확인하였다.

타 에너지저장시스템의 경우 전력판매비용이 €0~100/MWh 변화될 때 LCOE 변동범위로 제시되어 이를 LAES 민감도 분석결과와 비교하였다. Fig. 8은 전기비용이 \$0/MWh에

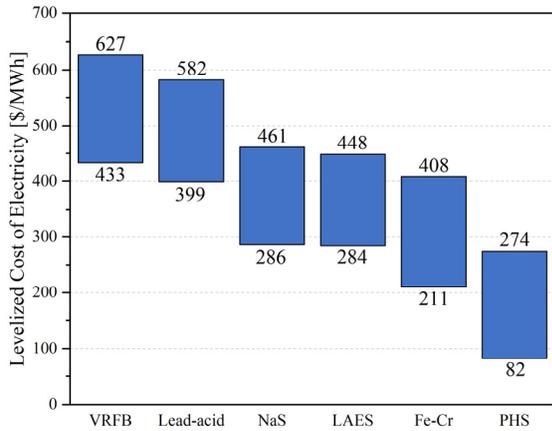


Fig. 8. LCOE comparison of ESS depending on variation of electricity price

서 \$112.21/MWh까지 변화할 때, LCOE의 결과를 나타낸다. 민감도 분석 결과 에너지저장시스템 모두 전력비용이 감소함에 따라 충전비용이 절감되므로 LCOE가 전체적으로 감소하는 것을 확인할 수 있다. LAES의 LCOE는 \$0/MWh에서 \$112.21/MWh까지 변화할 때, \$284/MWh에서 \$448/MWh로 변화하였다. 나트륨황 전지(NaS)의 경우 \$286/MWh에서 \$461/MWh로 변화한다. 전력비용이 감소함에 따라 LAES는 나트륨황 전지와 비슷한 경향을 보여 비슷한 수준의 경쟁력을 가질 것으로 판단된다. 한편, 나트륨황 전지의 경우 방출시간이 상대적으로 적고, 발전량은 최대 8MW이기 때문에 대용량 발전에 부적절할 가능성이 있다.

4.3 예비력정산단가 민감도 분석

예비력정산금은 LAES의 LCOE를 절감시키는데 중요한 인자이다. 선행연구에 따르면 국내 20분 이내 응답가능한 대기대체예비력 정산금액은 3,395원/MWh이다. 해외시장에서는 에너지 정산금 대비 1~2%의 예비력 정산금이 발생하지만 우리나라의 경우에는 0.1%대로 미미한 수준이다^[15]. 총 정산금 대비 계통운영보조서비스의 정산금도 시장개설 이후 지속적으로 하락함에 따라 사업자들이 설비의 안전운동을 위하여 관련서비스를 제공하는 것을 기피하는 현상이 나타나고 있다^[15]. 따라서 LAES 사업을 실시 할 때 적정 정산금이 어느 정도 수준인지를 파악하기 위하여 예비력정산단가 민감도 분석을 수행하였다. 북미 계통운영기관인 ERCOT에서 정지예비력의 경우 약 \$2~26/MWh 수준에서 보상하

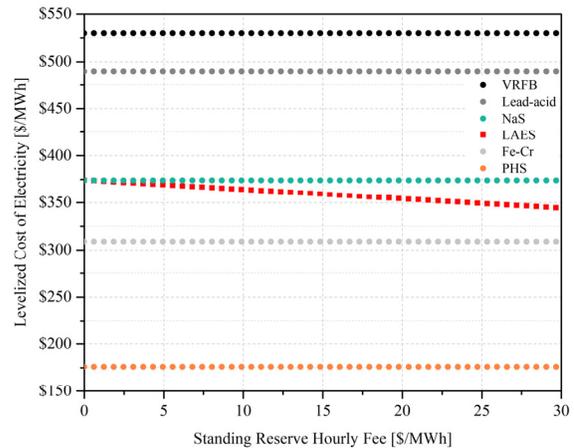


Fig. 9. LCOE comparison of ESS depending on variation of SRHF

기 때문에 민감도 분석 범위를 \$0~30/MWh로 두었다^[23]. Fig. 9는 예비력 정산단가가 변화 시 LCOE의 변화를 나타낸다. 예비력 정산단가가 \$0/MWh에서 \$30/MWh(33,000 원/MWh)까지 변화함에 따라 LAES의 LCOE는 \$374/MWh에서 \$343/MWh까지 감소된다. 한편 타 에너지 저장시스템도 예비력 정산단가가 높아짐에 따라 LCOE가 점차 감소하지만, 선행연구에 발전량 값이 정확히 제시되지 않아 예비력 정산단가가 적용되지 않았다. 예비력정산단가 민감도 분석 결과 정산단가가 \$30/MWh 수준이 되어도 선행연구에서 전지 중 가장 저렴한 크롬-철 레독스 흐름전지만큼의 경제성을 확보하기 어려운 것으로 확인되었다.

5. Monte-Carlo 시뮬레이션 분석

본 연구에서는 핵심 경제적 인자가 LAES의 LCOE에 미치는 영향을 파악하기 위해 Monte-Carlo 시뮬레이션 방법을 통하여 불확실성 분석을 수행하였다. Monte-Carlo 시뮬레이션은 정의한 입력 자료의 확률분포(Probability Distribution)에 따른 난수생성을 기반으로 누적결과의 확률적 모형을 제공하는 분석기법으로 경제성 분석에서 널리 사용되고 있다^[24,25]. 자료에 대한 확률분포를 얻기 위해 많은 시간과 모의시험이 소요되나, Monte-Carlo 시뮬레이션은 난수를 생성하여 보다 효과적으로 유효한 결과를 도출할 수 있다^[26]. 확보할 수 있는 데이터 수가 충분하지 못

하여 신뢰성 있는 평균과 표준편차 추정이 어려울 경우 최솟값과 최댓값만을 모수로 하는 균등분포나 최솟값, 최댓값, 최빈값을 모수로 하는 삼각분포를 가정할 수 있다^[27]. 본 연구에서는 삼각분포를 가정하여 Monte-Carlo시뮬레이션을 수행하였다. 먼저 핵심 경제적 인자를 선정하고 그 인자의 확률 분포를 지정한 후 난수(random number)를 지정하여 핵심 경제적 인자에 적용한다. 변화된 핵심 경제적 인자를 적용했을 때 LCOE가 달라질 누적확률밀도는 Eq. 27, Eq. 28과 같이 계산된다. 식에서 a, b, c는 최솟값, 최빈값, 최댓값을 나타낸다.

$$P(x) = \frac{(x-a)^2}{(c-a)(b-a)}, \quad x \leq b \quad (27)$$

$$P(x) = \frac{(b-a)}{(c-a)} + \frac{(x-b)(2c-x-b)}{(c-a)(c-b)}, \quad x > b \quad (28)$$

난수를 생성하고 누적확률을 구하는 과정을 여러 번 반복한다. 본 연구에서는 1,000회를 반복하였다. 반복하여 얻은 결과 값을 통해 누적확률분포곡선을 얻어 핵심 경제적 인자의 불확실성 분석을 수행할 수 있다.

5.1 설비투자비 확률론적 영향 분석

에너지저장시스템 경제성 분석에 있어 설비투자비가 경제성에 영향을 미치는 주요 요인이다. 설비투자비중 압축기 비용이 대부분을 차지하기 때문에, LAES 보급 활성화를 위한 압축기 비용의 최적조건을 제시하고자 Monte-Carlo를 이용한 경제적 불확실성 분석을 수행하였다. Fig. 10은 압축기 비용을 ±10%에서 ±70%까지 변동시켰을 때 LCOE에 미치는 영향을 누적확률로 나타낸 결과이다. 누적확률이 5~95%일 경우 그 확률에 해당하는 LCOE 범위 내에서 LCOE 결과가 나타날 확률이 90%임을 의미한다. 압축기 비용이 ±10% 변화할 경우 LCOE를 90% 확률로 얻을 수 있는 범위는 \$361/MWh~\$381/MWh이다. 마찬가지로 ±20% 변화 시 \$352/MWh~\$391/MWh, ±30% 변화 시 \$342/MWh~\$401/MWh, ±40% 변화 시 \$333/MWh~\$411/MWh, ±50% 변화 시 \$323/MWh~\$421/MWh, ±60% 변화 시 \$313/MWh~\$431/MWh, ±70% 변화 시 \$304/MWh~\$440/MWh에서 LCOE값을 90%확률로 얻을 수 있다. 민감

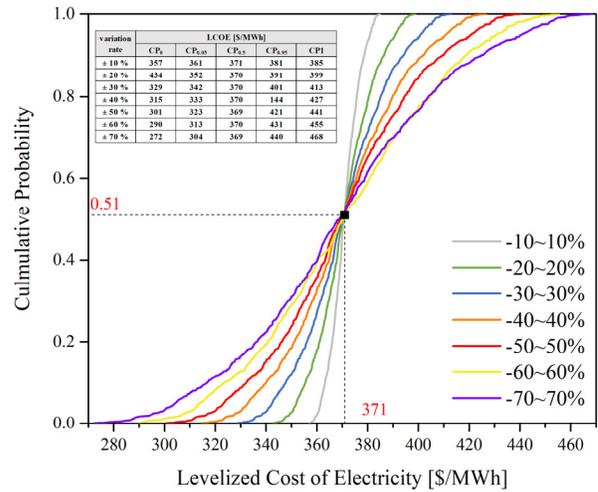


Fig. 10. Cumulative probability for LCOE using a Monte-Carlo simulation method with compressor cost variation

도 분석을 통해 총 압축기 비용이 50% 감소했을 때 LCOE가 \$299/MWh까지 감소하나, Monte-Carlo 시뮬레이션 분석을 통해 압축기 비용이 50% 감소할 경우 확률기반 최솟값은 \$323/MWh임을 알 수 있다. 결국 민감도 분석결과를 통해 전반적인 변화 추이를 파악하고, Monte-Carlo 시뮬레이션 결과를 통해 압축기 비용변화에 따른 하나의 LCOE가 아닌 확률론적 범위를 파악할 수 있다. 결과적으로 크롬-철 레독스 흐름전지와 같은 경쟁력을 갖기 위해서는 Compressor의 가격이 70% 정도 감소하여야 하고 LCOE 확률론적 최솟값으로 \$304/MWh를 얻을 수 있다.

5.2 전기비용 확률론적 영향 분석

LAES의 전기비용 변동이 균등화 발전비용에 미치는 영향을 분석하였다. Fig. 11은 전기비용의 값을 ±10%에서 ±100%까지 변동시켰을 때 LCOE에 미치는 영향을 누적확률로 나타낸 결과이다. 그래프 안 Table은 전력판매단가의 변화에 대한 각각의 누적 확률을 나타낸 표이다. 전기 비용의 변화율에 따라 확률론적 범위를 나타낸다.

예를 들어 전기비용이 \$17/MWh일 때, 민감도 분석을 통해 LCOE는 \$309/MWh가 된다. 한편, Monte-Carlo 시뮬레이션 분석을 통해서 기존 전기비용이 \$60/MWh에서 약 70%가 감소한 \$17/MWh가 되었을 때, 확률론적으로 최솟값은 \$331/MWh임을 알 수 있다. 또한 전기비용을 고려하지 않는 경우 즉, 전기비용이 100% 감소할 때에도

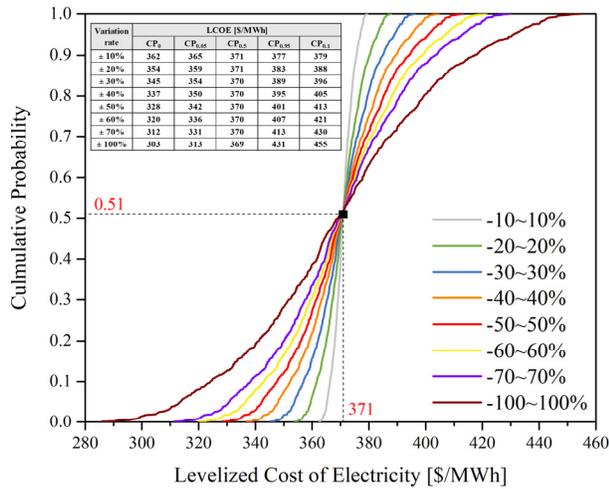


Fig. 11. Cumulative probability for LCOE using a Monte-Carlo simulation method with different electricity price variation

Monte-Carlo 확률론적 최솟값은 \$313/MWh 임을 보여 전기비용 감소로서 LCOE를 낮추는데 한계를 보여준다.

5.3 예비력 정산단가 확률론적 영향 분석

LAES의 예비력 정산금에 대한 확률론적인 영향을 파악하고자 예비력 정산단가 변동이 LCOE에 미치는 영향을 분석하였다. 북미 계통운영기관인 ERCOT에서 정지예비력의 경우 약 \$2~26/MWh 수준에서 보상하기 때문에 예비력 정산단가가 기존 3,395원/MWh(\$3/MWh)에서 10배인 33,950원/MWh(\$30/MWh)까지 ±100%부터 ±200%씩 증가시켜 변화를 확인하였다.

Fig. 12는 예비력 정산단가를 ±100%에서 ±900%까지 변동시켰을 때 LCOE에 미치는 영향을 누적확률로 나타낸 결과이다. LCOE를 90% 얻을 수 있는 범위는 ±100% 변화 시 \$369/MWh~\$373/MWh, ±300% 변화 시 \$365/MWh~\$377/MWh, ±500% 변화 시 \$360/MWh~\$381/MWh, ±700% 변화 시 \$323/MWh~\$385/MWh, ±900% 변화 시 \$360/MWh~\$381/MWh 이다. 예비력 정산단가 민감도 분석결과 기존 예비력 정산단가의 10배인 \$30/MWh를 적용 시 \$343/MWh의 LCOE를 얻었다. 반면, Monte-Carlo 시뮬레이션의 기존 예비력 정산단가의 10배인 900% 증가 시 최솟값이 \$352/MWh임을 확인하였다. 이를 통해 LAES가 크롬-철 레독스 흐름전지(Fe-Cr)만큼의 경제성을 확

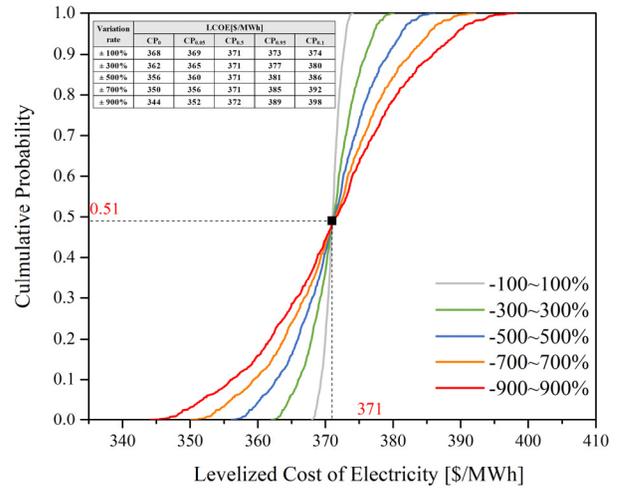


Fig. 12. Cumulative probability for LCOE using a Monte-Carlo simulation method with different Standing Reserve Hourly Fee variation

보하기 위해서는 예비력 정산단가가 10배 이상이 되어야 되는 것과 다른 경제적 인자에 비해 예비력 정산단가에 대한 영향은 미미한 것으로 확인되었다.

6. 결론

본 연구에서는 폐열과 냉열활용이 불가능한 곳에서도 활용 가능한 37MW/221MWh급 액화공기에너지저장시스템의 단일공정을 기반으로 경제성분석을 수행하기 위해 균등화 발전비용(LCOE)을 추정하여 타 에너지 저장시스템과 비교하였다. 산출된 LCOE 비교 결과 LAES는 니켈카드뮴(NiCd) 전지, 바둑 레독스플로배터리(VRFB), 납축전지(Lead-acid), 나트륨황 전지(NaS) 보다 저렴하고, 크롬-철 레독스 흐름전지(Fe-Cr), 양수발전보다는 비용이 더 발생함을 확인하였다.

본 연구에서는 다른 선행연구에서 고려되지 않은 우선주·보통주에 대한 배당금과 차입금 상환액, 법인세, 기타 세금 및 보험 비용을 반영하여 균등화 발전비용을 산정하였다.

또한, Monte-Carlo 시뮬레이션 방법을 통해 주 경제적인 변동에 따른 균등화 발전비용의 확률론적 범위를 제시하였으며, 이는 기술개발 단계인 LAES의 목표 균등화 발전비용을 얻기 위한 적정 압축기 비용, 전력비용, 예비력

정산단가 등을 산출하는 경제적 지침이 될 수 있을 것으로 판단된다.

ESS의 기술적 특성으로 인해 보조서비스 자원으로서의 중요성은 점차 강조되고 있으나, 공급자원으로서의 근본적인 기능을 구현하기 위해서는 전력거래를 위한 시장참여 방안에 대한 대안 수립이 무엇보다 필수적이라 할 수 있다. 현재 개발되고 있는 LAES의 운영예비력 서비스로의 진출이 증대된다면, 에너지저장장치의 단가하락과 기술력 향상으로 인한 효율 증대로 인해 경제성 향상이 가능하다. 방출 시간이 짧고 방출량이 상대적으로 적은 전지에 비해 LAES는 대용량 에너지저장시스템에 충분한 방출시간과 방출량을 만족한다. 대용량 에너지저장시스템으로서의 LAES 개발 촉진을 위하여 차별적 보상 등의 참여 유인제도가 필요할 것으로 판단된다.

또한, LAES의 경제성을 높이기 위해 전력생산 공정에서 방출되는 압축공기를 활용하는 방법이 고려되고 있다. 본 연구에서는 상압으로 공기가 방출되지만, 약 7~15 bar의 압축공기로 방출될 경우 압축공기를 활용하는 산업체에서 활용가능하다. 산업체의 경우 압축할 필요 없이 압축된 공기를 바로 활용할 수 있기 때문에 전력소비량을 감축시킬 수 있다. 피크부하 시 전력소비 감축량에 대해 수요반응자원으로 보상 받을 수 있어 이를 통해 수익성을 증대시킬 가능성이 있다. 현재 공정 설계를 바탕으로 상세 설계를 진행 중에 있으며 추후 실제 기기비용을 기반으로 LAES 시스템의 수요반응자원에 대한 경제성평가를 수행할 예정이다.

감사의 글

본 연구는 한국에너지기술평가원(KEIT)의 지원을 받아 수행되었습니다(No. 20188550000200).

References

- [1] Kim, J., and Jang, J., 2014, "A study on the economic analysis of the energy storage system in customer", *New. Renew. Energy*, **10**(3), 47-54.
- [2] Kang, B.O., Hwang, B.G., Kwon, K., and Jung, J., 2017, "Operational strategy of energy storage system (ESS) to participate in demand response (DR) market for industrial customer", *New. Renew. Energy*, **13**(2), 4-12.
- [3] Jeon, S., Kim, Y.K., Jung, J., and Kim, S., 2019, "Feasibility analysis of tariff system for the promotion of energy storage systems (ESSs)", *New. Renew. Energy*, **15**(3), 69-76.
- [4] Kim, H., Kim, S., and Kim, H.G., 2019, "Assessment of the optimal capacity of a battery energy storage system linked with a PV system based on an economic evaluation", *New. Renew. Energy*, **15**(4), 39-46.
- [5] Jeong, G., 2015, "Development of electricity market for energy storage systems (Report. P-2014-0-014-01)", Sejong : Ministry of Trade Industry and Energy.
- [6] Highview Power, 2017, "Liquid Air Energy Storage", <https://www.highviewpower.com/wp-content/uploads/2018/04/Highview-Brochure-November-2017-Online-A4-web.pdf>
- [7] Jang, S., and Park, J., 2018, "Simulation study on liquid air energy storage (LAES) system using dual refrigeration cycles and thermal oil circulation", *J. Korean Inst. Gas*, **22**(4), 63-73.
- [8] Morgan, R., Nelmes, S., Gibson, E., and Brett, G., 2015, "Liquid air energy storage-analysis and first results from a pilot scale demonstration plant", *Appl. Energy*, **137**, 845-853.
- [9] Lazard, 2016, "Lazard's levelized cost of storage analysis - version 2.0." <https://www.lazard.com/media/438042/lazard-levelized-cost-of-storage-v20.pdf>
- [10] Railey, R., 2017, "Liquid air energy storage: how cryogenics can support a greener", CEM-ICMC 2017, https://indico.cern.ch/event/578092/contributions/2642055/attachments/1491699/2319008/Cryogenic_Engineering_Conference_-_Madison_WI_-_July_11_2017.pdf
- [11] Kim, J., Noh, Y., and Chang, D., 2018, "Storage system for distributed-energy generation using liquid air combined with liquefied natural gas", *Appl. Energy*, **212**, 1417-1432.
- [12] Bejan, A., Tsatsaronis, G., and Moran, M., 1995, "Thermal design and optimization", John Wiley & Sons, New

- York.
- [13] Ko, A., Park, S.H., Kim, J.Y., and Cha, J.M., 2018, "Development and reliability optimization of economic analysis module for power generation system from industrial waste heat recovery", *J. Energy Eng.*, **27**(4), 50-63.
- [14] Park, S., Kim, J., Yoon, M., Rhim, D., and Yeom, C., 2018, "Thermodynamic and economic investigation of coal-fired power plant combined with various supercritical CO₂ Brayton power cycle", *Appl. Therm. Eng.*, **130**, 611-623.
- [15] Jo, J., 2017, "A study on rational operation Reservation system and compensation method reflecting characteristics of power storage device (Report. 17-2)", Seoul : Korea Energy Economics Institute.
- [16] Park, S., 2016, "A Study on the incentive factors of public and private companies", Master's Thesis, Seoul National University, Korea.
- [17] Electrical Utility Act, No. 16568, 43, "Rules on Operation of Electricity Market", 2019.
- [18] Schainker, R., 2010, "Compressed air energy storage (CAES): executive summary", Palo Alto (CA): Electric Power Research Institute.
- [19] Mateches [Website], 2019, <https://www.matche.com/equipcost/Tank.html>
- [20] Zakeri, B., Syri, S., 2015, "Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis", *Renew. Sust. Energy Rev.*, **42**, 569-596.
- [21] Kim, M., 2018, "The relationship between the import price of natural gas and system marginal price in Korea under oil price fluctuation", Master's Thesis, Hanyang University, Korea.
- [22] KEPCO, 2018, "Basic Terms of Service", <http://cyber.kepco.co.kr/ckepco/front/jsp/CY/D/C/CYDCHP00101.jsp>.
- [23] Gim, G., 2017, "A Study on the participation scheme of supplementary service for demand response resources", Naju : Korea Power Exchange (KPX)
- [24] Turton, R., Bailie, R.C., Whiting, W.B., and Shaeiwitz, J.A., 2008, "Analysis, synthesis and design of chemical processes", Pearson Education, Upper Saddle River.
- [25] Heo, J., Lee, B., Kim, S., Kang, S.-M., and Lim, H., 2018, "Economic evaluation with uncertainty analysis of glycerol steam reforming for the H₂ Production Capacity of 300 m³h⁻¹", *Appl. Chem. Eng.*, **29**(5), 589-593.
- [26] Chung, Y., 2013, "Analysis and evaluation of net present value by means of Monte Carlo simulation", *Journal of the Korean Society of Hazard Mitigation*, **13**(6), 15-20.
- [27] Kim, J.Y., and Kim, H.J., 2019, "Probabilistic feasibility of ocean thermal energy use for air-conditioning and heating systems", *J. Korean Soc. Miner. Energy Resour. Eng.*, **56**(1), 62-72.