에너지경제연구 제 15권 제 2 호
Korean Energy Economic Review
Volume 15, Number 2, Sep 2016 : pp. 189 ~ 223

정 책

지역난방용 CHP에서 ESS의 활용도 제고 방안 연구*

안재균**

요 약

리튬이온전지형 전지저장장지(ESS)는 증가하고 있는 신재생에너지 전원의 계통연계로 인한 전력계통 안전화 문제, 송배전 계통 내 혼잡 심화 등의 해결책으로 주목받고 있다. 본 논문에서는 지역난방용 열병합발전기(CHP)에 ESS를 설치할 경우 계통한계가격(SMP) 차익거래를 통한 부하평준화 효과 발휘 가능 여부와 ESS의 경제성을 분석하였다. 지역난방사업소의 열수요 패턴은 국가 전력계통에 총 전력부하 패턴과 다르므로 ESS를 지역난방용 CHP에 설치하여 활용하면 난방기 첨두부하 절감이 가능할 것으로 보인다. 그러나 ESS의 초기투자비는 수명기간 10년 이내 회수될 수 없는 것으로 분석된다. ESS의 방전량에 용량요금을 적용하고 주파소조정예비력 시장에 복합적으로 참여할 경우 경제성은 일부 개선된다. 따라서 CHP에 설치한 ESS의 활용도를 제고하여 전력계통에 편익을 증대하기 위해서는 용량시장과 주파수조정시장에 복합적인 활용을 제도적으로 보장하는 것이 필요한 것으로 보인다.

주요 단어 : ESS, 열병합발전, 경제성분석
경제학문헌목록 주제분류 : C61, Q13

* 본 논문은 에너지경제연구원 연구보고서 「열병합발전에서 ESS 설치의 경제성 분석 연구(2015)」의 일부 내용을 발췌하여 수정·보완한 논문입니다. 본 논문의 완성도 제고를 위해 조언을 주신 익명의 심사위원께 감사드립니다.
** 에너지경제연구원 부연구위원(주저자). jkahn@keei.re.kr

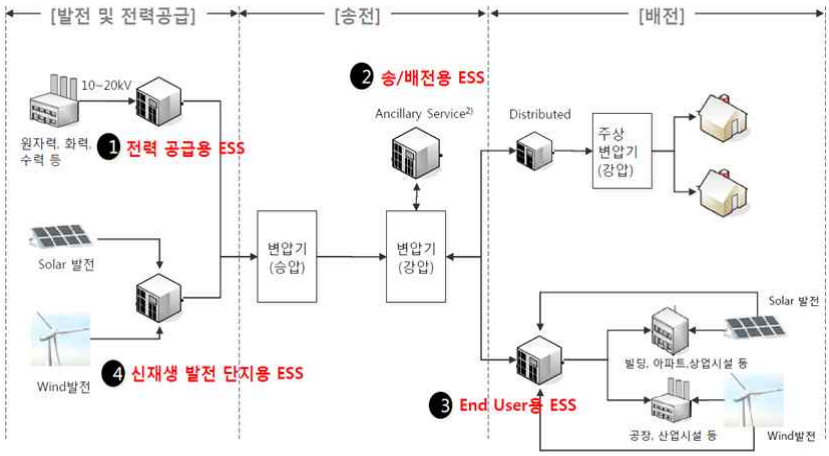
Ⅰ. 서 론

리튬이온전지 기반의 배터리형 전력저장시스템(Lithium Ion Battery Electricity Storage System, 이하 ESS)은 전기에너지를 화학에너지로 전환하여 저장하고 필요한 시기에 방전하여 공급할 수 있는 시스템 또는 장치로 정의한다. 이러한 ESS의 등장은 대규모의 전기를 경제적으로 저장할 수 없는 전기의 특성에 기인한다. 전기를 저장할 수 없음은 전력의 수급이 항상 일치시켜야 하는 시스템을 요구한다. 보다 구체적으로, 안정적인 전력수급을 유지하기 위해 최대수요(MW)를 충족할 수 있는 적정 규모의 발전용량(MW)을 보유해야 하는데 미래 최대수요가 전체 발전용량을 근소하게 초과할 경우 대규모 MW급 신규 발전소 건설이 필요해 상당한 초기투자비가 발생한다. 또한 전기수요의 변동 및 발전기의 예상치 못한 고장에 대비하기 위해 적정규모의 예비용량(MW)을 확보해야 한다.

이러한 전통적 전력시스템에 ESS는 [그림 1]과 같이 발전, 송/배전, 최종수용가에 활용하여 차익거래 및 수요관리를 통한 부하평준화, 보조서비스 참여로 신규 설비의 투자소요 감소와 전력계통 안정화 등에 기여한다. 발전부문에 ESS는 계통한계가격(SMP, System Marginal Price)이 낮을 때 잉여 전력을 저장하고 SMP가 높을 때 저장한 전력을 방전하는 차익거래와 주파수 조정 및 예비력과 같은 보조서비스 제공을 가능케 한다. 또한 신재생에너지의 경우 출력의 변동성을 감소시켜 전력품질을 개선한다. 송전단에 ESS는 주파수 조정과 송전혼잡을 완화하는 기능을 담당할 수 있다. 변전단에 ESS을 활용하면 변압기 용량을 초과하는 전력이 요구될 때 저장한 전기를 공급하여 안정적인 전력공급이 가능하고 추가적 배전설비의 투자소요를 줄일 수 있다. 마지막으로 최종수용가에 ESS는 비상전원 역할을 수행할 수 있고 전기요금이 낮을

시간대에 충전하고 높은 요금 시간대에 충전한 전기를 사용하여 비용 절감을 가능케 한다.

[그림 2] 전력계통 내 ESS 활용분야



출처 : 김상범(2012)

최근에는 증가하고 있는 신재생에너지의 출력 안정화와 주파수 조정과 같은 보조서비스에 있어서 ESS의 활용이 증가하고 있는 추세이다. 향후 ESS의 기술진보와 비용 하락에 큰 진전이 있을 경우 상기 언급한 전력계통에 다양한 분야에 널리 활용될 것으로 예상되고 있다.

본 논문의 분석대상인 열병합발전소(Combined Heat and Power, CHP)를 운영하는 집단에너지사업장[1]에 ESS는 열과 전기 부하의 상이함을 이용하여 동계 최대 전력수요 절감이 가능하다. 2009년부터 겨울철 최대전력수요는 하계 최대수요를 초과하는 양상을 띠고 있는데, 이를 고려할 때 CHP의 ESS 운영은 동계 효과적인 전력수급 안정화 수단이 될 수 있다.

1) 집단에너지는 "1개소 이상의 집중된 에너지 생산시설(열 또는 열과 전기)를 주거, 상업지역 또는 산업단지 내의 다수 사용자에게 일괄적으로 공급·판매하는 사업"으로 정의한다(에너지관리공단, 2014).

이러한 ESS의 장점과 해당 산업 경쟁력 강화의 목적으로 정부는 대용량 ESS의 실증사업(지식경제부, 2011)과 보급사업(관계부처 합동, 2012)을 추진하고 있다. 집단에너지사업장은 2013년에 정부의 ESS 연계 사업으로 한국지역난방공사 고양 사업소에 500kWh를 설치를 시작했고 2014년에 집단에너지사업자 ESS 보급지원 사업을 실시하여 2015년에 종료된 바 있다. 이 사업을 통해 ESS를 설치한 규모는 2MWh[2]에 그치고 현재는 정부의 후속사업 없는 상태이다. 해당 사업은 당시 ESS의 핵심부품인 리튬이온의 비용이 커 정부의 지원으로도 사업성이 부족한 것이 주요 원인으로 분석된다.

이에 따라 본 연구는 혼합정수계획법(Mixed Integer Linear Program) 기반 최적화 모형을 구축하여 집단에너지사업에 설치한 ESS의 경제성을 파악하고 ESS의 활용도를 제고할 수 있는 방안을 모색하여 향후 집단에너지를 포함한 발전부문에 ESS의 확산이 가능한 제도적 여건을 제안하였다.

본 논문은 다음과 같이 구성된다. 다음 Ⅱ장에서는 ESS 설치 대상인 지역난방사업장의 열부하와 계통의 총 전력부하 패턴을 분석하여 열병합발전에 ESS를 설치 시 부하평준화 효과 발휘 여부를 분석하고 ESS 차익거래의 경제성을 결정하는 전력시장의 SMP의 변동성을 살펴본다. 제Ⅲ장에서는 열병합발전에서 ESS 최적운영 모형을 기술하고 경제성을 분석한다. 제Ⅳ장에서는 경제성 분석을 실한다. 마지막 장에서는 결과를 요약하고 이에 근거하여 ESS의 활용도 제고 방안을 제안한다.

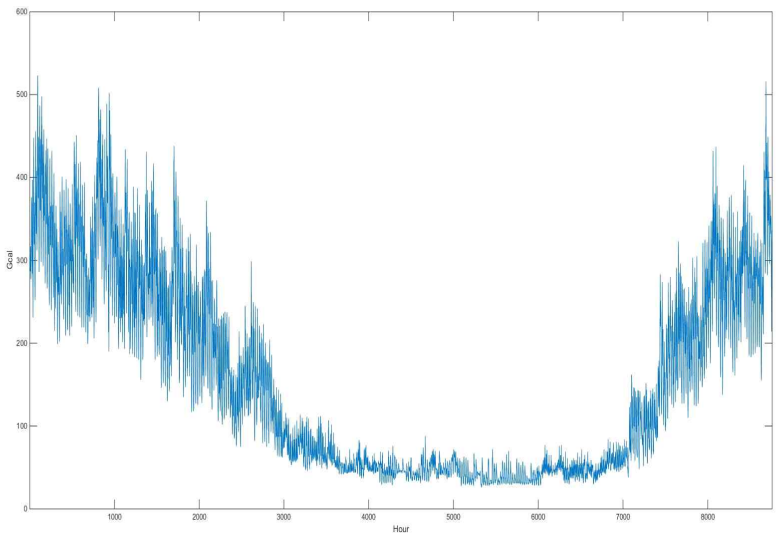
2) 해당 사업을 통해 한난 수원사업소 500kWh, 서대구에너지 자사 발전소 500kWh, GS 파워 안양열병합발전소에 1.035kWh ESS가 설치됨.

Ⅱ. 부하평준화 가능여부 및 SMP 변동성 분석

1. 지역난방용 CHP에 ESS의 부하평준화 효과

지역난방 사업자는 해당 사업장의 열수요를 충족하기 위해서 CHP를 가동하여 열과 전기를 동시에 생산하는데 이를 통상 열제약발전이라 불린다. 사업장의 열수요와 국가 전력계통에 총 전력수요의 패턴이 상이할 경우, ESS를 이용하여 열제약발전으로 생산된 전기를 충전하여 전력계통에 최대전력수요가 발생할 때 방전하여 첨두부하 절감효과를 발휘할 수 있게 된다. 이런 부하평준화 효과 가능여부를 분석하기 위해 지역난방 사업장의 열수요와 전력계통에 총 전력수요의 패턴을 비교토록 한다.

[그림 3] 시간대별 열수요 패턴



[그림 2]는 2006년 모 지역난방사업장의 8760개 시간대 열수요을 보이고 있다. 열수요는 전형적인 동고하저 형태를 띠고 있어 동계로 갈수록 기온이 떨어져 열수요가 대폭 증가한다. 또한 동계에 시간대별 열수요차가 크게 발생하는데 이는 열수요량에 비례하여 변동성이 확대되는 것을 알 수 있다.

[그림 3]은 CHP의 열제약발전이 주로 이루어지는 난방기(1~4월, 11~12월)에 시간대별 평균 열수요와 해당 기간에 전력계통에 총 전력수요[3]의 패턴을 비교하고 있다. 새벽시간대인 24시부터 7시의 열수요량은 일정수준 유지되는 반면에, 전력수요는 24시 이후 급격히 감소하여 3~4시 최소수요를 기록한다.

보다 면밀한 분석을 위해서 열과 전력수요가 일중 최대수요가 발생하는 시간대를 살펴보기로 한다. [그림 4, 5]는 각각 난방기에 해당하는 월에 하루 동안 최대 열수요와 최대 전력수요가 발생하는 시간대의 횟수를 나타내는 도수분포도이다.

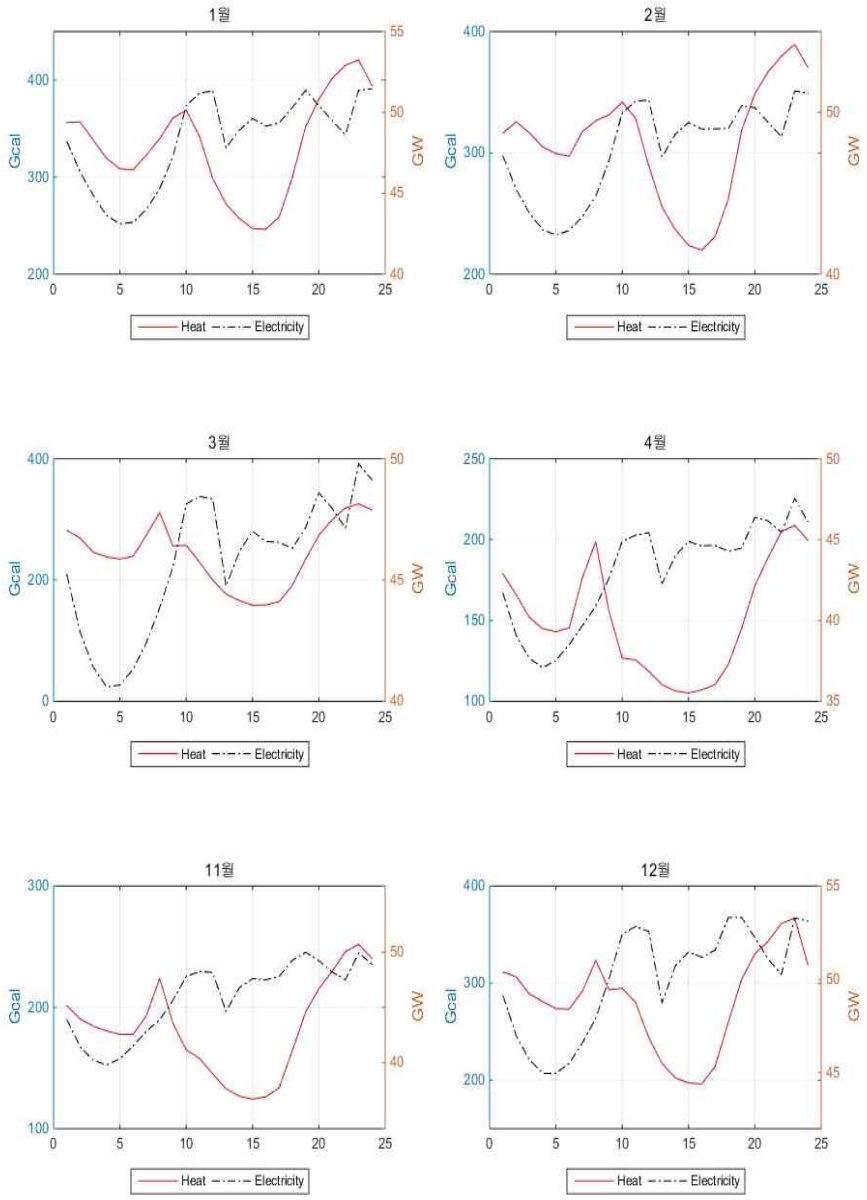
열수요의 경우 난방기에 21시에서 24시까지 최대수요가 집중된 형태를 보인다. 해당시간에 최대수요를 기록한 월별 횟수는 12월 24회, 1월 26회, 2월 21회, 3월 23회, 4월 21회, 11월 25회를 기록하였다.

전력계통에 총 전력수요는 4월과 11월을 제외하고 12~2월에 9시와 10시에 최대수요가 집중적으로 발생한다. 해당 시간대 최대 전력수요 발생회수로는 12월 22회, 1월 24회, 2월 23회를 기록하였다.

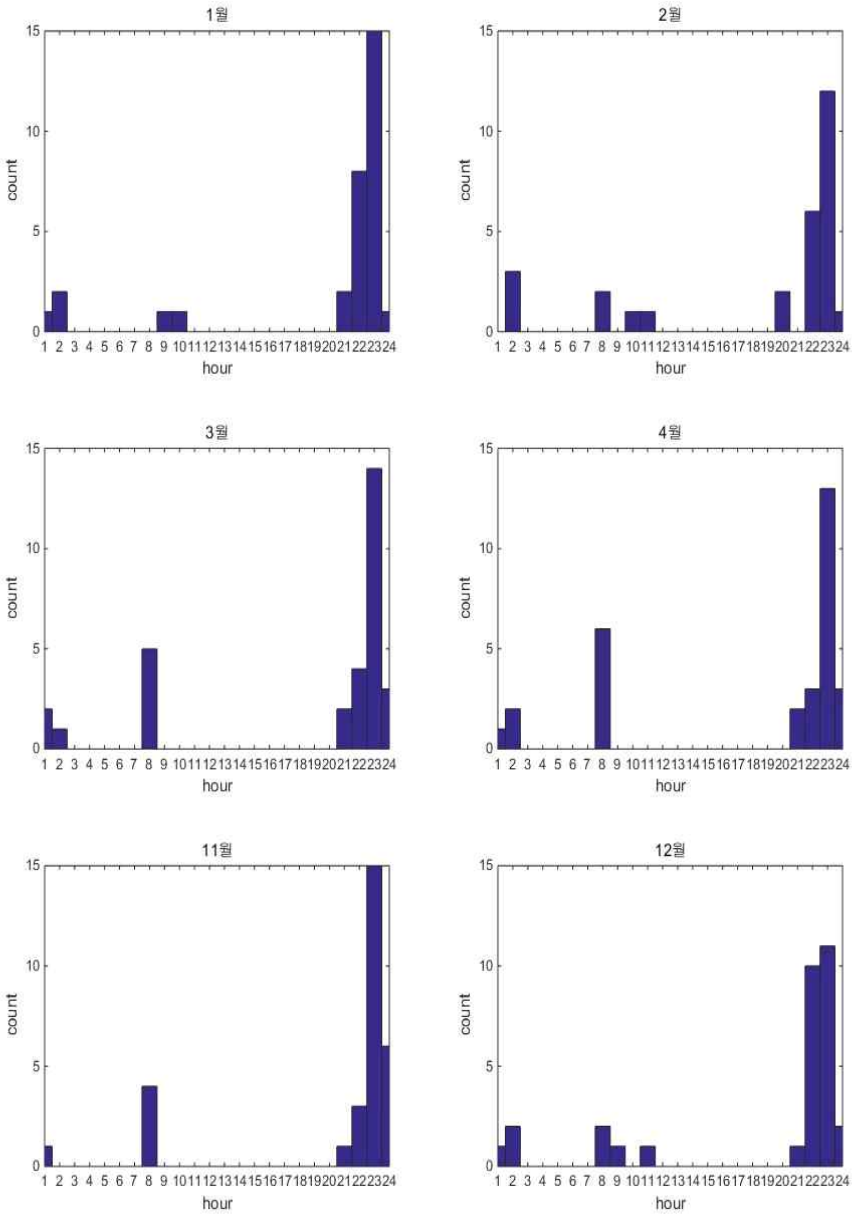
요약하면 동계(12월~2월) 최대 열수요는 21시~24시에, 최대 전력수요는 9시~10시에 발생한다. 따라서 열과 전력은 다른 패턴을 지니고 있는 것으로 분석된다. 이에 지역난방 사업자는 CHP에 설치한 ESS를 이용하여 동계에 최소 전력수요가 발생하여 SMP가 낮은 새벽시간대에 충전하여 SMP가 높은 최대전력수요가 발생하는 9시~10시에 방전하면 SMP 차익거래에 대한 이윤을 얻게 되고 전력계통측면에서는 부하평준화 효과를 발휘하게 된다.

3) 시간대별 총 전력수요는 취득이 불가하여, 2014년 발전단 전력에서 소내소비전력을 제외한 후, 송배전 손실률 3.69%를 적용하여 전력수요를 추정하였다.

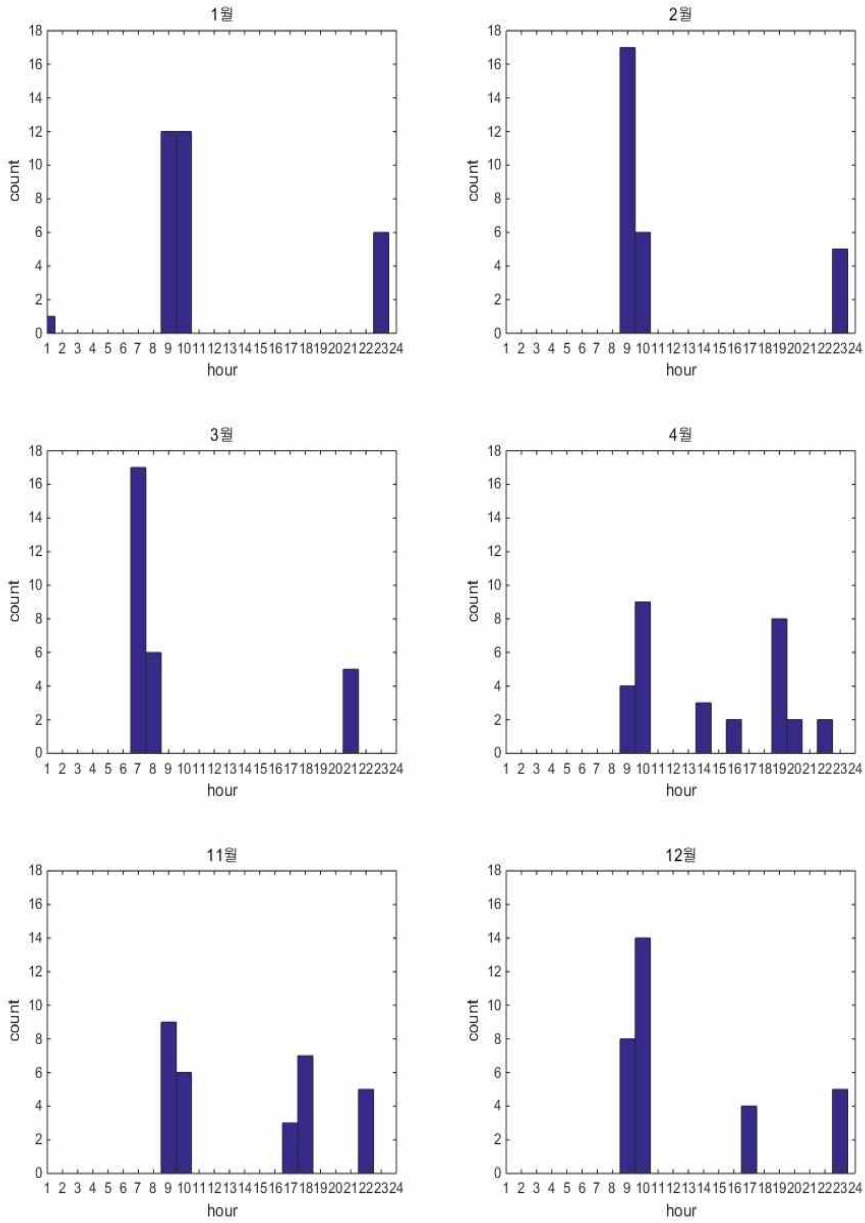
[그림 4] 난방기 열 및 전력수요 패턴 비교



[그림 5] 난방기 일중 최대 열수요 발생 시간대 횟수



[그림 6] 난방기 일중 전력 최대수요 발생 시간대 횟수



2. SMP 변동성 분석

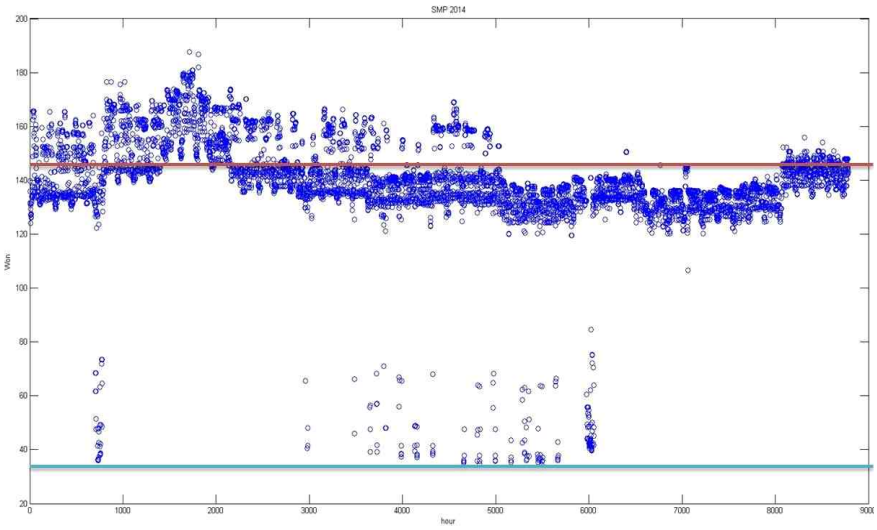
생산한 전기를 ESS를 이용하여 SMP가 낮은 시간대에 충전하여 SMP가 높은 시간대에 판매하는 차익거래의 이익수준은 SMP의 변동성이 결정한다. SMP의 변동성은 부하율과 전원구성에 영향을 받는다. 부하율(Load factor)[4] 이 낮을수록 SMP의 변동성은 증가하게 된다. 우리나라의 부하율은 2010년 74.1%로 선진국에 50~60% 수준보다 월등히 높은 수준이다. 이는 산업용 전력수요의 높은 비중에 기인한 것인데 이러한 높은 부하율은 전력수요가 상대적으로 일정하여 SMP 변동성이 적어 차익거래의 이윤수준을 감소시킨다.

전원구성의 경우 원자력과 석탄과 같은 기저 전원의 비중이 클수록 SMP의 변동성은 증가하게 된다. SMP는 변동비가 가장 높은 전원이 결정하게 되므로 가스복합화력(CCGT)의 SMP를 결정하는 횟수가 가장 많다. 기저 전원의 비중이 증가할 경우 기저 전원이 SMP를 결정하는 횟수가 늘어나게 된다. 기저 전원과 CCGT의 평균 연료단가(원/kWh)의 차이가 100원 이상이므로 기저 전원의 SMP 결정 증가는 CCGT가 결정하는 SMP와 격차를 확대하여 SMP 차익거래의 이윤수준이 증가하게 된다.

[그림 6]은 2014년 8760 시간대의 SMP를 나타내고 있다. 원자력과 CCGT의 평균 발전단가(원/kWh)를 각각 그림 하단부와 상단부의 수평선으로 표시하였다. 그림에서 전력수요가 적은 구정과 추석의 두 연휴를 제외하고 거의 대부분 시간대에 140원대에 두터운 층을 형성한 SMP를 볼 수 있는데 이는 CCGT가 해당 시간대의 SMP를 결정한 것을 뜻한다. 이렇듯 대부분의 한 전원이 SMP를 결정하게 되면 SMP의 변동성은 줄어들게 되므로, ESS의 SMP 차익거래의 빈도와 수익은 감소하게 된다.

4) 부하율은 평균전력/최대전력×100으로 계산되며, 부하율이 높을수록 시간대별 전력수요가 일정하다는 것을 뜻한다.

[그림 7] 2014년 시간대별 SMP



자료 : 전력거래소(http://epsis.kpx.or.kr)

보다 정밀한 분석을 위해, 하루에 가장 낮은 SMP에 충전하고 가장 높은 SMP에 방전하는 차익거래 시 수익이 발생할 수 있는 조건과 이를 충족하는 일수를 계산코자 한다[5]. ESS의 저장량과 충전량, 방전량이 각각 S와 C, D로, 충·방전 효율이 η로 종합효율(Round trip efficiency)이 η^2으로 주어질 때, 다음의 2개의 항등식, $S=\eta C$, $D=\eta S$ 이 성립한다. 최소 SMP(P_{min})일 때 충전하고 최대 SMP(P_{max})일 때 방전하면 이윤이 발생하는 조건은 아래와 같이 주어진다.

$$P_{max}D - P_{min}C > 0 \quad (1)$$

상기 충·방전 항등식과 이윤조건인 부등식(1)에 대입하면 아래와 같이 차익

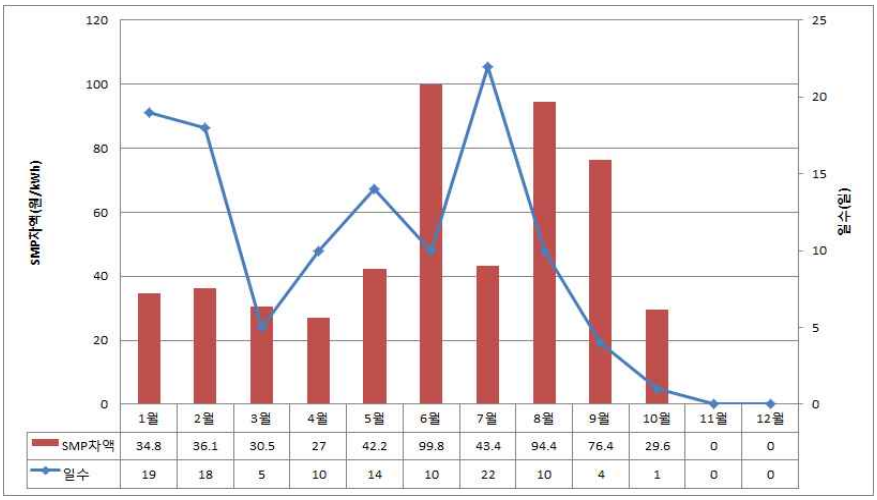
5) 하루이상의 장시간 동안 전력을 저장하여 방전하는 차익거래는 일일 충·방전의 수익보다 높을 수 있으나 차익거래의 빈도는 감소한다. 따라서 일일 충·방전 거래를 전제로 차익거래 가능조건 일수를 계산하였다.

거래 수익이 발생하는 최대/최소가격 비율이 도출된다. 수식(2)에 종합효율 86%를 대입하였을 때, SMP 차익거래에 이윤발생 조건은 최대가격/최소가격 비율은 1.163으로 계산된다.

$$\frac{P_{max}}{P_{min}} > \frac{1}{\eta^2} \quad (2)$$

[그림 7]는 2014년 일간 SMP 최대가격/최소가격 비율이 1.163 이상인 월별 일수와 수익을 나타낸다. 수익조건 비율 1.163 이상인 날은 총 113일로 집계된다. 월별 특징을 살펴보면 7월에 22일로 최다를 기록한 반면, 11~12월은 해당 비율을 만족하는 날이 없는 것으로 분석된다.

[그림 8] 2014년 일간 SMP 최대/최저 비율 1.163 이상 일수 및 차액평균



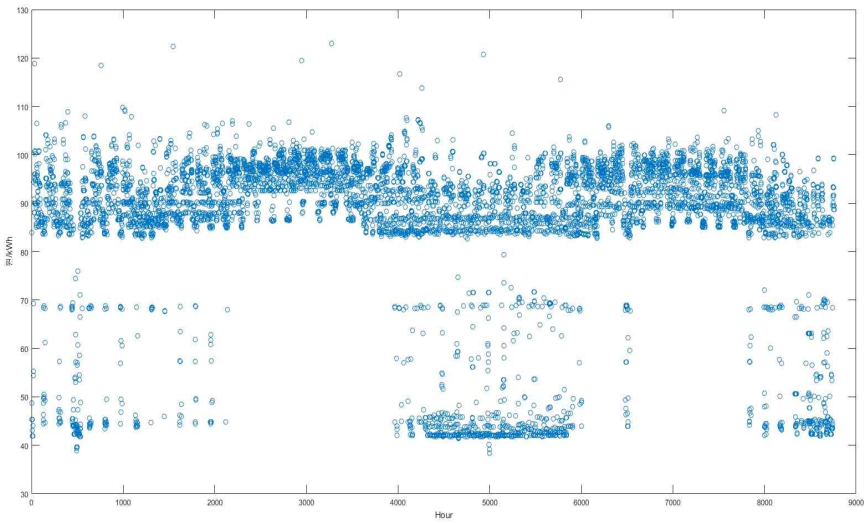
	1월	2월	3월	4월	5월	6월	7월	8월	9월	10월	11월	12월
SMP차액	34.8	36.1	30.5	27	42.2	99.8	43.4	94.4	76.4	29.6	0	0
일수	19	18	5	10	14	10	22	10	4	1	0	0

향후 7차 전력수급기본계획(산업통상자원부, 2015a)에 따라 2029년까지 신규 원자력 및 석탄발전소가 각각 13기, 20기가 증설이 계획되어 있는데 이에 따라 기저설비의 비중이 확대되어 일중 SMP의 변동성이 2014년에 비하여 증

가할 것으로 예상되고 있다. 또한 리튬이온 배터리의 가격도 2020년에는 현재 수준의 약 절반으로 하락할 것으로 전망되어 ESS의 경제성은 개선될 것으로 본다. 따라서 본 연구에서는 이러한 변화를 반영하기 위해 2021년의 SMP를 전망하였다[6].

[그림 8]은 2021년 시간대별 SMP 예측 결과를 나타내고 있다. 2014년과 비교하여 동계와 하계에 기저전원이 SMP를 결정짓는 횟수가 대폭 증가함을 알 수 있다.

[그림 9] 2021년 시간대별 SMP(예측)

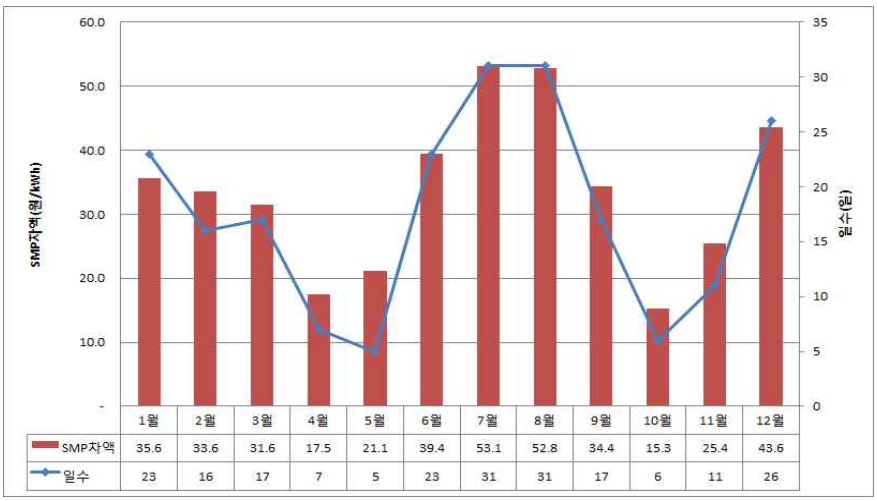


[그림 9]는 2021년 일간 SMP 최대/최소 비율 1.163 이상인 일수와 해당하는 일수의 SMP 최대와 최소의 평균을 나타낸다. 해당 비율을 만족하는 총

6) 2021년 SMP를 예측하기 위해 전력시장 시뮬레이션 프로그램 M-Core를 이용하였다. 프로그램의 입력 자료로 7차 전력수급계획의 전력수요와 공급설비를 반영하였다. M-Core의 알고리듬은 Lagrangian Relaxation (LR) 방법과 Dynamic Programming (DP) 방법을 혼합한 Single Unit Dynamic Programming (SUDP)이다. 보다 자세한 사항은 김형태 외(2012)를 참고할 것.

일 수는 2014년에 비해 약 1.9배 증가한 213일로 계산된다. 주목할 점은 2014년 11, 12월은 해당 비율을 충족하는 일이 없는데 반해 2021년은 각각 11일, 26일로 크게 증가한다는 것이다. 이는 CHP가 열제약발전이 가동되는 동계에 ESS를 이용한 SMP 차익거래의 기회가 증가한다는 것을 뜻한다.

[그림 10] 2021년 일간 SMP 최대/최저 비율 1.163 이상 일수 및 차액평균



	1월	2월	3월	4월	5월	6월	7월	8월	9월	10월	11월	12월
SMP차액	35.6	33.6	31.6	17.5	21.1	39.4	53.1	52.8	34.4	15.3	25.4	43.6
일수	23	16	17	7	5	23	31	31	17	6	11	26

Ⅲ. 분석 모형

지역난방용 CHP에서 ESS의 경제성을 분석하기 위해서는 혼합정수계획법(MILP) 기반의 최적화 모형을 구축하였다. 열병합발전의 기동특성(기동비, 최소 기동 시간, 최소 정지시간)을 모델링 한 김종우 외(2013)를 기본 모형으로 참고하고 ESS의 특성을 추가하였다.

1. 목적 함수

모형의 전제로는 지역난방 사업자는 담당 사업장에 가스터빈 복합발전 방식의 CHP와 열전용 보일러(Heat only Boiler, HOB), 축열조(Acculmulator, ACC), ESS를 갖추고 SMP에 대한 완전한 정보를 가지고 설비운영계획을 세워 열과 전기 판매수익을 극대화 한다. 또한 해당 사업자는 CHP 및 ESS는 SMP에 영향을 미치지 못하므로 가격수용자(Price taker)로 행동한다고 전제한다. 이러한 전제하에 사업자의 목적함수는 아래와 같이 주어진다.

$$\max. TR = \sum_{t=1}^{8760}(pe_t PSALE_t + ph_t HSALE_t) - \sum_{t=1}^{8760}(CF_t^{chp}(P_t^{chp})u_t^{chp} + sc_t^{chp}S_t^{chp})] - \sum_{t=1}^{8760} CF_t^{hob}(H_t^{hob})U_t^{hob} + sc_t^{hob}S_t^{hob}) + \sum_{t=1}^{8760}(PD_t^{ess} rcp_t rce_t tce_t)$$

(t=1,2,3,…,8760) (3)

상기 목적함수에서 대문자는 내생변수를, 소문자는 외생변수를, 상첨자는 설비(chp, hob, ess, acc)를, 하첨자는 시간대(t)를 나타낸다. 사업자의 수입은 전력과 열판매, ESS에 적용되는 용량요금으로 구성된다. 전력과 열판매 수입은 각각 전력판매량($PSALE_t$)[7]과 전력판매가격(pe_t)[8]의 곱으로, 열판매량($HSALE_t$)과 열요금(ph_t)의 곱으로 계산된다. 용량요금은 경제성 분석 시나리오[9]에 의해 ESS 방전량(PD_t^{ess})과 현행 기준용량가격(rcp), 지역별 용량가

7) 전력시장운영규칙 제2.3.2조에 의거 운영발전계획에서 제약운전에 의한 전기는 우선 구매하한다. 따라서 본 연구에서 CHP의 발전량은 계통에서 역송되어 모두 판매되는 것으로 가정한다.

8) 현행 변동비반영시장(Cost Based Pool, CBP)제도에서 열제약발전은 SMP와 CHP 변동비의 최소값으로 정산하는데, 본 연구에서는 열병합발전의 변동비는 통상 SMP보다 높으므로 전력판매가격(pe_t)은 SMP와 동일하다고 가정한다.

9) 다음장 Ⅳ. 경제성분석 결과, 1. 경제성분석 전제, 3) 용량요금 적용을 참조

격계수(rcf), 시간대별 용량계수(tcf)의 곱으로 계산된다.

사업자의 비용은 CHP와 HOB의 연료비와 기동비로 나뉜다. 각각의 연료비는 연료비용 함수(CF_t^{chp}, CF_t^{hob})와 on/off의 이진변수(U_t^{chp}, U_t^{hob})의 곱으로 구성된다. CHP와 HOB의 기동비용은 가동과 비가동을 나타내는 이진변수, S_t^{chp}, S_t^{hob}에 기동비용인 sc_t^{chp}, sc_t^{hob} 각각의 곱으로 표시된다. CHP와 HOB의 연료비용 함수는 아래와 같다.

1) CHP 연료비용 함수

CHP 발전기 연료비용 함수는 통상 발전기 출력의 2차 함수로 주어진다. 그러나 비선형 함수는 본 연구에서 채택한 혼합정수계획법(MILP)으로는 허용되지 않으므로 출력구간을 나누어 비용함수을 선형화(Piecewise approximation)가 요구된다. 선형 비용함수의 수식은 아래와 같이 표현된다. γ'은 최소출력 시 절편이며, mc_1^{chp}와 mc_2^{chp}는 각각의 해당 출력의 변동비를 나타낸다.

$$CF_t^{chp}(P_t^{chp}) = \gamma U_t^{chp} + mc_1 Pa_t^{chp} + mc_2 Pb_t^{chp} \quad (4)$$

2) HOB 연료비용 함수

열전용 보일러의 연료비용 함수는 자료의 부재로 인해 2차함수로 모형화가 불가능하여 아래와 같이 열량단가(δ)를 이용하여 선형으로 묘사하였다.

$$CF_t^{chp}(H_t^{hob}) = \delta H_t^{hob} \quad (5)$$

2. 제약조건

에너지밸런스와 CHP와 HOB, ESS의 기술 특성은 제약조건으로 반영된다. 본 모형에서 제약조건은 총 12개로 아래와 같다.

1) 열수급조건

지역난방 사업자는 CHP와 HOB에서 생산되는 열(H_t^{chp}, H_t^{hob}), 외부수열(h_t^{ex})과 축열조로부터의 순방열량($HD_t^{acc} - HC_t^{acc}$)으로 수용가의 열 수요(D_t^h)를 충족시킨다. 이때, t기의 열판매량($HSALE_t$)은 CHP와 HOB의 열생산량과 축열조의 방열량으로 구성된다.

$$H_t^{chp} + H_t^{hob} + h_t^{ex} + HD_t^{acc} - HC_t^{acc} = D_t^h \quad (6)$$

$$HSALE_t = H_t^{chp} + H_t^{hob} + HD_t^{acc} - HC_t^{acc} \quad (7)$$

2) CHP 운전범위

CHP의 발전량(P_t^{chp})은 최소출력($p_{\min}^{chp}$)과 최대출력($p_{\max}^{chp}$) 사이에서 결정된다.

$$p_{\min}^{chp} \le P_t^{chp} \le p_{\max}^{chp} \quad (8)$$

CHP의 연료비용함수를 선형근사화하면 발전량은 각 구간별 출력의 합으로 계산된다.

$$P_t^{chp} = Pa_t^{chp} + Pb_t^{chp} \tag{9}$$

출력범위(Pa_t^{chp}, Pb_t^{chp})는 각각 최소출력($p_{\min}^{chp}$)과 구간 구분점(p_{bet}^{chp}) 사이와 구간 구분점(p_{bet}^{chp})과 최대출력($p_{\max}^{chp}$)사이에 on/off 상태변수를 곱한 값을 초과할 수 없다.

$$Pa_t^{chp} \le (p_{bet}^{chp} - p_{\min}^{chp})\, U_t^{chp} \tag{10}$$

$$Pb_t^{chp} \le (p_{\max}^{chp} - p_{bet}^{chp})\, U_t^{chp} \tag{11}$$

3) 발전기 증감발률

CHP 발전기의 출력의 변화는 감발률(rd)와 증발률(ru)를 초과할 수 없다.

$$P_{t-1}^{chp} - P_t^{chp} \le rd_t \tag{12}$$

$$P_t^{chp} - P_{t-1}^{chp} \le ru_t \tag{13}$$

4) HOB 운전

HOB 또한 최소출력($h_{\min}^{hob}$)과 최대출력($h_{\max}^{hob}$)사이에 열을 생산한다.

$$h_{\min}^{hob} \le H_t^{hob} \le h_{\max}^{hob} \tag{14}$$

5) 운전 및 기동 관계식

CHP 또는 HOB의 기동(S_t^i)과 정지(D_t^i) 여부를 표시하는 이진변수는 발전기 및 보일러 on/off를 나타내는 이진변수(U_t^i)와 아래와 같은 항등식 관계를 여기서 인덱스 i는 CHP와 HOB를 나타낸다.

$$U_t^i - U_{t-1}^i = S_t^i - D_t^i \tag{15}$$

6) 최소운전시간 및 최소정지시간

최소 운전시간 제약을 설정하여 기동($S_t^i = 1$)되면 최소 운전시간(mst^i) 이내에는 정지($D_t^i = 1$)될 수 없도록 한다.

$$S_t^i + D_t^i + D_{t+1}^i + \cdots + D_{t+mst^i-1}^i \leq 1 \tag{16}$$

마찬가지로 최소 정지시간 제약으로 설비가 정지($D_t^i = 1$)되면, 최소 정지사간(mdt^i)이내에 설비는 기동될 수 없다.

$$D_t^i + S_t^i + S_{t+1}^i + \cdots + S_{t+mdt^i-1}^i \leq 1 \tag{17}$$

7) 가변 열전비

지역난방 사업자는 최대열전비($\theta_{\max}$)와 최저열전비($\theta_{\min}$) 사이에서 열전비를 선택하여 열과 전기를 판매한다.

$$H_t^{chp} \geq \theta_{\max} P_t^{chp} \tag{18}$$

$$H_t^{chp} \leq \theta_{\min} P_t^{chp} \tag{19}$$

8) 축열조 에너지밸런스

축열조는 생산한 열을 저장하는 설비로 t시간대의 축열조의 저장열량(HS_t^{acc}), 전 시간대의 저장열량(HS_{t-1}^{acc}), 축열량(HC_t^{acc}), 방열량(HD_t^{acc})과 아래의 같은 에너지밸런스 항등식이 성립한다.

$$HS_t^{acc} = HS_{t-1}^{acc} + HC_t^{acc} - HD_t^{acc} \quad (20)$$

9) 축열조 운전범위

축열조의 최대 저장량과 시간대의 충·방전량은 각각의 상한($h_{\max}^{acc}$,$h_{\max}^{cha}$, $h_{\max}^{dis}$)을 초과할 수 없다.

$$HS_t^{acc} \leq hs_{\max}^{acc} \quad (21)$$

$$H_t^{cha} \leq h_{\max}^{cha} \quad (22)$$

$$H_t^{dis} \leq h_{\max}^{dis} \quad (23)$$

10) CHP 전력밸런스

CHP의 발전량(P_t^{chp})은 ESS의 방전량(MWh), PD_t^{ess}에서 충전량(MWh), PC_t^{ess}을 차감한 순방전량, 전력판매량($PSALE_t$)과 다음과 같은 밸런스를 이룬다.

$$P_t^{gnr} + PD_t^{ess} - PC_t^{ess} = P_t^{sale} \quad (24)$$

11) ESS 에너지밸런스

t시간대 ESS 저장량(MWh), PS_t^{ess}는 전기의 저장량, PS_{t-1}^{ess}과 충·방전 효율계수(η)를 적용한 순충전량($\eta PC_t^{ess} - \frac{1}{\eta} PD_t^{ess}$)의 합과 같다.

$$PS_t^{ess} = PS_{t-1}^{ess} + \eta PC_t^{ess} - \frac{1}{\eta} PD_t^{ess} \quad (25)$$

12) ESS의 운영범위

t시간대의 ESS 저장량. PS_t^{ess}는 최대저장량($ps_{\max}^{ess}$)을 넘을 수 없고, 충전량, PC_t^{ess}와 방전량. PD_t^{ess}는 각각의 최대출력($pc_{\max}^{ess}$, $pd_{\max}^{ess}$)을 초과할 수 없다.

$$PS_t^{ess} \leq ps_{\max}^{ess} \quad (26)$$

$$PC_t^{ess} \leq pc_{\max}^{ess} \quad (27)$$

$$PD_t^{ess} \leq pd_{\max}^{ess} \quad (28)$$

이와 더불어 ESS는 동시에 충·방전이 불가능한데 선형모형에서는 이를 반영할 수 없으므로, 임의의 총량 제약을 각각 설정하여 동시 충·방전 현상을 방지하였다. 해당 제약식은 아래와 같다.

$$\sum_t PS_t^{ess} \leq sps_{\max}^{ess} \quad (29)$$

$$\sum_t PC_t^{ess} \leq spc_{\max}^{ess} \quad (30)$$

3. 사례분석

본 모형은 수도권 지역의 난방수요 패턴과 CHP(500MW), HOB(100Gcal/h), 축열조(800Gcal), 외부수열(65Gcal/h) 설비를 가정한다. 각 설비의 기술특성과 연료비용 입력 자료는 아래의 <표 1~5>과 같다.

혼합정수계획법(MILP) 모형의 해는 Land and Doig(1960)가 개발한 분단탐색법(Branch and bound method)으로 도출되며 상용 프로그램 GAMS (The General Algebraic Modeling System)와 Cplex solver를 이용하여 분석모형의 최적해를 구하였다.

1) CHP 특성-1

<표 1> CHP 입출력 계수 및 열전비

구분	입출력 계수(Gcal/MW)			열전비(Gcal/MW)	
	α	β	γ	상한	하한
CHP	0.000016	1.6845	44.13055	1.3465	0.9047

2) CHP 특성-2

<표 2> CHP 출력범위, 증감발률, 최소요구시간, 기동비용

구분	출력범위(MW)		증감발률(MW/분)		최소요구시간(hr)		기동비용 (천원/회)
	최소	최대	증발	감발	운전	정지	
CHP	150	500	22	22	3	3	978

3) HOB 특성

<표 3> HOB 출력범위, 최소요구시간, 투입계수, 기동비용

구분	규모 (Gcal/h)	출력범위(Gcal/h)		최소요구시간(hr)		투입계수 (Nm³/Mcal)	기동비용 (천원/회)
		최소	최대	운전	정지		
HOB	100	10	100	1	1	0.114	50

4) 축열조 특성

<표 4> 축열조 용량 및 축·방열 상한

구분	축열조 용량(Gcal)	축·방열 상한(Gcal/h)
CHP	800	60

5) 연료비

<표 5> CHP 및 HOB용 천연가스 요금

구분	CHP	HOB
천연가스 요금 (원/MJ)	12.379	17.210

자료 : 한국가스공사, 천연가스요금정보(www.kogas.co.kr)

주 : CHP는 100MW이상 발전용 천연가스 요금 중 집단에너지사업자 '15년 7월 요금을 적용함. HOB는 도시가스용 천연가스 도매요금 중 열전용설비 '15년 기타월(4,5,10,11월) 요금을 적용함.

Ⅳ. 경제성분석 결과

1. 경제성분석 전제

현재의 시점에서 열병합발전에 ESS의 경제성을 평가하기 위해서는 전력시장에서의 ESS 운영제도와 미래의 비용에 대한 가정이 요구된다. 구체적인 CBP에서의 ESS 운영과 주파수조정예비력 참여, 용량요금 적용, ESS의 비용의 전제는 아래에 기술토록 한다.

1) 변동비반영시장(CBP) 에서의 ESS의 운영

현행 CBP에서 중앙급전발전기 등록 기준은 발전기 1기의 설비용량이 20MW를 초과해야 한다(전력거래소, 2015). 현재의 대규모 용량 ESS는 경제성 요건을 만족하기에는 어려운 실정이다. 따라서 본 논문에서는 현재의 상용화 수준을 고려하여 ESS의 중앙급전발전기 등록기준을 최대방전용량이 1MW를 초과하고 최대저장전력량이 1MWh 초과로 전제한다.

더불어 ESS 사업자(ESS를 운영하는 발전사업자 포함)는 차익거래를 통한 전력 공급과 주파수조정예비력에 복수로 참여가 가능하다고 전제한다. 이에 따라 ESS 사업자는 SMP 차익거래를 통한 전력거래가 수익이 발생치 않는 시간대에는 주파수조정예비력에 참여한다[10].

CBP에서 ESS의 급전계획은 다음과 같은 전제를 따른다. 사업자가 ESS의

10) 상기 전제에 따라 최적화모형에 기술한 목적함수는 주파수조정예비력 변수를 포함하지 않는다. 이는 SMP 차익거래 여부를 우선 판단하고 나서 추후 주파수조정예비력 참여를 결정한다고 가정하기 때문이다.

최적 활용방안을 도출하고 시간대별 운영계획서(충/방전 및 G/F 또는 AGC 참여 여부 기재)를 계통운영자에게 제출하고, 계통운영자는 사업자가 제출한 운영계획서를 급전계획에 반영한다.

2) 주파수조정예비력 참여

국내 전력시장은 주파수 안정을 위해 주파수조정예비력을 보유하여 하고 있다. 주파수조정은 초기 응동하는 주파수추종(Governor Free. G/F)과 1차 응동 후 정상 주파수 범위로 회복하기 위한 자동발전제어(Automatic Generation Control, AGC)로 구분되어 각기 다른 정산기준을 적용받고 있다. 예비력의 규모는 별도 구분없이 통합하여 1,500MW를 보유하고 있다(전력거래소, 2015)

본 연구에서는 ESS는 주파수추종(G/F)과 자동발전제어(AGC)에 동시 제공은 불가하며 정산단가가 높은 G/F에만 참여한다고 가정한다. 이는 전력시장이 G/F와 AGC를 동시 공급할 경우, 각각에 대한 공급량을 구분할 수 없기 때문이다[11].

3) 용량요금 적용

산업통상자원부(2015b)는 ESS에 용량요금 적용방안으로 방전량을 공급가용용량으로 간주하여 용량정산금(Trading Period Capacity Payment, TPCP) 적용을 주장하였다. ESS에 기존 방식과 동일한 용량을 기준으로 용량요금을 지급할 경우, 이는 ESS의 공급능력에 대한 과보상 문제가 발생한다. ESS의 급전지시는 사업자가 제출한 운영계획서에 따를 경우, 계통운영자가 계통운영에 활용할 권한이 없기 때문이다. 따라서 본 논문은 해당 보고서를 인용하여 ESS에 대한 용량요금은 사업자가 계획한 방전전력량에 한해서만 공급용량으로 인정하여 용량요금을 적용받는 것으로 전제한다.

---

11) 실제로, 한전의 서안성변전소에 설치된 52MW급 주파수조정용 ESS는 G/F용 28MW와 AGC용 24MW로 구분하여 운영하고 있음.

4) 미래 ESS 비용

본 논문의 분석대상인 리튬이온 배터리 기반의 ESS는 가까운 미래에 전 세계 전기자동차 보급의 증가로 공급이 확대되어 ESS의 비용이 큰 폭으로 하락할 전망이다. 한국에너지기술평가원(2013)은 2020년 리튬이온 배터리의 가격은 2012년에 대비 절반 수준으로 떨어질 것으로 전망하고 있다. 또한 Bloomberg New Energy Finance(2011)은 리튬이온 배터리 시장이 지속 확대라는 전제하에 2030년 리튬이온 배터리 가격은 2010년에 비해 약 1/10 수준으로 예상하고 있다. 따라서 본 논문은 국내외 보고서를 참고하여 2021년 ESS의 비용은 3억/MWh 수준으로 가정하였다.

2. 경제성분석 시나리오

상기 전제를 기반으로 하여 연도별 SMP 및 ESS 비용과 충·방전 시나리오를 구성하였다. SMP는 2014년과 향후 기저전원의 비중이 증가가 예상되는 2021년을 대상으로 하였다. ESS 비용은 2014년의 경우 최저 입찰가를 고려하여 8억/MWh을, 2021년 비용은 비용하락 전제에 따라 3억/MWh을 적용하였다. ESS의 충·방전 효율은 90%와 97%로 구분하였다. ESS의 운영은 차익거래로만 운영과 주파수조정에만 참여, 복합 운영하는 시나리오를 설정하였다. 각각의 시나리오에 머리글자를 부여하여 아래와 같이 요약한다.

1) SMP 시나리오

- Y14 : 2014년 CBP 시장 SMP 실적치
- Y21 : 2021년 CBP 시장 SMP 예측치 (7차 전력수급계획 반영, 전력시장시뮬레이션 M-Core 활용), ESS 비용 하락 적용

2) ESS 효율 시나리오

- E90 : ESS 충·방전 효율 90%
- E97 : ESS 충·방전 효율 97%

3) ESS 운영 시나리오

- FAB : SMP 차익거래로만 운영
- FFR : 주파수 조정 보조서비스로만 운영 (329일, 20시간)
- ABFR : 동절기(12~2월) SMP 차익거래 및 주파수조정보조예비력 참여(90일, 5시간), 기타 기간(239일, 20시간)에는 주파수조정보조예비력으로만 운영

주파수조정 보조서비스 운영 시나리오(FFR, ABFR)에서 전제에 따라 ESS는 정산단가가 더 높은 주파수추종(G/F)에만 참여토록 한다. 현행 G/F의 연간수입은 응답가능용량(MW)과 속도 조정률 가중치(1.05), 부동대 가중치(1.05), G/F 정산단가(3.262원/MWh), 참여시간, 연간참여일수의 곱으로 결정된다[12]. FFR의 연간참여일수와 참여시간은 가용여유를 고려하여 329일, 20시간으로 설정하였고 ABFR에서는 동절기에는 각각 90일, 5시간으로, 기타 계절에는 239일, 20시간 참여로 설정하였다

상기 시나리오를 조합하여 총 12개의 세부 시나리오를 도출하였다. 아래 <표 6>은 조합 시나리오를 요약한다. 경제성 분석을 위해 모든 시나리오에 할인율은 5.5%를 적용하였고 ESS의 수명을 10년으로, 잔존가치는 발생하지 않는다고 가정하였다.

12) 속도 조정률 가중치는 온 조속기(Governor) 응답속도 향상 유도를 위한 계수이며, 부동대 가중치는 주파수의 일점 범위 내에서 조속기의 과도 반응을 방지하기 위한 계수임.

<표 6> ESS 경제성 분석 시나리오

시나리오		Y14	Y21
할인율		5.5%	
ESS 특성		· ESS 용량 : 1MW / 1MWh · ESS 수명 : 10년 (4,900 사이클)	
ESS 충·방전 효율 시나리오		· E90 : 90% · E97 : 97%	
ESS 운영 시나리오		· FAB : 8760시간 SMP 차익거래 · FFR : 8760시간 주파수 조정 보조 서비스 · ABFR : 동절기(12~2월) SMP 차익거래+주파수 조정 보조 서비스	
ESS 비용	초기투자비	8억/MWh	3억/MWh
	운영비	2014년 초기 투자비 기준 1.25%	
전력시장 (SMP)		CBP 2014년	CBP 2021년

3 경제성분석 결과

ESS의 활용도 제고방안을 모색하기 위해서는 충·방전 효율 및 외부환경, 제도 등이 ESS의 경제성에 어떠한 영향을 미치는지 분석하는 것이 중요하다. 먼저, ESS의 방전량에 대한 변화를 살펴보도록 한다.

<표 7>는 시나리오별 방전량을 나타낸다. ESS 충·방전 효율의 증가와 기저 전원의 비중 증가에 따른 SMP 변동성 증가, 용량요금 적용은 ESS의 방전량을 크게 증가시킨다. 2014년 SMP 대상으로 ESS 충·방전 효율 90%에서 97%로 증가할 경우 방전량은 165.1MWh로 11.5배 증가한 것으로 분석된다(시나리오 Y14-E97-N-FAB).

기저전원의 비중 증가에 따라 2021년 SMP 변동성 증가는 90% 효율인 ESS의 차익거래 방전량이 2014년 대비 최대 4.7배 증가시키는 것으로 분석된다(시나리오 Y21-E90-N-FAB).

방전량에 용량요금 지급은 2014년 효율 90% FAB 및 ABFR 시나리오(Y14-E90-CP-FAB, -ABFR) 방전량을 181~226% 증가시킨다. 이는 용량요금을 방전량에 적용함에 따라 충전시간대와 방전시간대의 SMP 가격차를 더욱 확대하여 차익거래의 기회가 증가하였기 때문이다.

<표 7> 시나리오별 방전량

(단위: MWh)

구 분		FAB	ABFR
Y14	E90-N	14.4	10.8
	E90-CP	40.5	35.2
	E97-N	165.1	84.1
	E97-CP	244.6	156.7
Y21	E90-N	68.3	51.5
	E90-CP	97.2	67.7
	E97-N	199.1	103.3
	E97-CP	244.6	159.5

<표 8, 9>은 용량요금 미적용 시나리오의 연 수입을 나타낸다. 해당 표에서 R_{ar}, R_{fr}은 각각 차익거래 수입과 주파수조정예비력 참여 수입을 뜻한다. 용량요금이 적용되지 않을 경우 주파수조정예비력에만 참여(FFR)하는 것이 가장 수익성이 높은 것으로 분석된다. 차익거래에 양호한 조건인 2021년과 충·방전 효율 97% ESS가 차익거래로만 운영할 경우(FAB) 연간 수입은 약 3백6십만 원 수준에 그치며, CHP가 가동되는 동절기 차익거래를, 기타 계절에는 주파수조정예비력으로 운영(ABFR)의 수입은 약 2천만 원을 기록하였으나 주파수조저예비력 참여(FFR) 수입, 약 2천4백만 원 보다는 적은 것으로 분석되었다. 이는 차익거래의 마진이 작고 거래량이 부족하므로 사업자 측면에서 ESS의 에너지거래용으로 활용하기에는 경제적으로 한계가 있음을 뜻한다.

<표 8> 효율 90% 및 CP 미적용 시나리오 연 수입

(단위: 원)

구 분	Y14-E90-N			Y21-E90-N		
	FAB	FFR	ABFR	FAB	FFR	ABFR
R_{ar}	423,225	-	378,004	2,020,051	0	1,560,425
R_{gf}	0	23,664,016	18,808,937	0	23,664,016	18,808,937
계	423,225	**23,664,016**	19,186,941	2,020,051	**23,664,016**	20,369,362

<표 9> 효율 97% 및 CP 미적용 시나리오 연 수입

(단위: 원)

구 분	Y14-E97-N			Y21-E97-N		
	FAB	FFR	ABFR	FAB	FFR	ABFR
R_{ar}	1,977,849	0	1,239,990	3,618,920	0	2,468,365
R_{gf}	0	23,664,016	17,190,577	0	23,664,016	18,808,937
계	1,977,849	**23,664,016**	18,430,567	3,618,920	**23,664,016**	21,277,302

<표 10, 11>은 용량요금 적용 시나리오의 연 수입을 나타낸다. R_{cp}은 용량정산금 수입을 뜻한다. 충·방전 효율 90%의 ESS은 여전히 주파수조정 예비력으로만 활용하는 것이 가장 수입이 높은 운영방안으로 분석된다.

반면에 2021년 SMP 대상으로 한 충·방전 효율 97%의 ESS는 차익거래와 주파주조정예비력으로 복합 운영 시나리오(ABFR)의 수입이 주파수조정 예비력으로만 운영하는 시나리오(FFR)의 수입을 근소하게 앞서 가장 수익성이 높은 운영방안으로 분석된다. 따라서 CHP가 가동되는 기간 중 SMP 변동성이 큰 계절에는 ESS를 이용해 에너지거래로 활용하고 나머지 계절에는 주파수조정용으로 활용하는 것이 경제성을 제고하는 방안으로 도출된다.

<표 10> 효율 90% 및 CP 적용 시나리오 연 수입

(단위: 원)

구 분	Y14-E97-CP			Y21-E97-CP		
	FAB	FFR	ABFR	FAB	FFR	ABFR
R_{ar}	234,831	0	200,825	1,857,199	0	1,487,606
R_{cp}	813,308	0	711,538	1,958,725	0	1,376,442
R_{gf}	0	23,664,016	18,808,937	0	23,664,016	18,808,937
계	1,048,140	**23,664,016**	19,721,299	3,815,924	**23,664,016**	21,672,985

<표 11> 효율 97% 및 CP 적용 시나리오 연 수입

(단위: 원)

구 분	Y14-E97-CP			Y21-E97-CP		
	FAB	FFR	ABFR	FAB	FFR	ABFR
R_{ar}	1,587,413	0	1,139,860	3,437,264	0	2,371,231
R_{cp}	4,751,052	0	3,156,177	4,275,334	0	3,220,285
R_{gf}	0	23,664,016	18,808,937	0	23,664,016	18,808,937
계	6,338,465	23,664,016	23,104,974	7,712,598	23,664,016	**24,400,453**

<표 12>는 시나리오별 순 현재가치(Net present value, NPV)를 나타낸 것이다[13]. 해당 표에서 보듯 모든 시나리오에서 NPV가 음으로 판명되어, 지역난방용 CHP에 설치한 ESS의 투자비는 10년 내에 회수가 불가능한 것으로 분석된다. ESS의 비용과 에너지거래에 양호한 환경인 2021년에는 경제성이 개선되나 NPV가 여전히 음으로 판명된다. NPV의 최대값을 보이는 시나리오는 Y21-E97-CP-ABFR로서, 용량요금이 방전량에 적용되는 제도를 전제로 CHP가 가동되는 기간 중 SMP 변동이 높은 계절에 전력거래를 수행하고 나

13) 각 시나리오의 수입이 ESS의 수명기간 10년 동안 동일하게 발생한다고 가정하여 NPV를 계산함.

머지 계절에는 주파수조정용으로 활용하는 운영이 가장 합리적인 ESS 운영으로 분석된다.

<표 12> 시나리오별 NPV

(단위: 천원)

구 분		FAB	FFB	ABFR
Y14	E90-N	-830,480	-655,300	-689,046
	E90-CP	-825,770	-655,300	-685,018
	E97-N	-818,762	-655,300	-682,549
	E97-CP	-785,893	-655,300	-659,513
Y21	E90-N	-344,510	-181,366	-206,200
	E90-CP	-330,973	-181,366	-196,374
	E97-N	-332,458	-181,366	-199,356
	E97-CP	-301,602	-181,366	-175,815

본 장에서는 혼합정수계획법(MILP) 모형을 구축하여 SMP의 변화와 ESS의 비용 및 효율, 용량요금 적용을 반영하여 지역난방용 CHP에 설치한 ESS의 경제성을 분석하였다. 그러나 분석 결과는 다음과 같은 한계가 있어 해석에 주의가 요구된다. 첫째, 용량요금 적용 결과 ESS의 동시 충·방전 현상이 발생하는데 이는 본 논문에서는 임의의 총량제약을 설정하였으나 비선형 모형을 채택하여 동시 충·방전 제약조건을 설정하는 것이 타당하다. 둘째, 주파수조정예비력의 경우 향후 속응형 ESS의 경우 정산단가가 상향조정 될 가능성이 높아 경제성 개선의 여지가 있다. 마지막으로, 본 논문에서는 SMP 차익거래의 수익이 가장 높은 하계에 열수요가 부족하여 CHP 열제약발전이 불가능한 사업장을 가정하였으나, 하계에 충분한 냉방수요로 열제약발전이 가능한 경우에는 ESS를 SMP 차익거래로 활용할 수 있다.

Ⅴ. 결 론

본 연구는 지역난방용 CHP에 설치한 ESS의 부하평준화 가능여부와 사업자 측면에서의 경제성을 분석하였다. 난방기 열수요와 계통의 전력수요 패턴이 상이하므로 지역난방용 CHP의 ESS는 계통에서 첨두부하를 줄일 수 있을 것으로 기대된다. 그러나 이러한 발전부문의 SMP 차익거래로는 ESS의 초기 투자비를 수명기간 10년 이내 회수하기는 불가능 한 것으로 분석된다. 이에 따라 ESS의 활용도를 높여 경제성을 제고할 뿐만 아니라 전력계통에 편익을 충분히 발휘할 수 있도록 관련 제도를 설계하는 것이 필요하다. 아래에서는 분석결과를 요약하고 ESS의 활용도를 제고할 수 있는 방안을 모색하였다.

지역난방사업소의 열수요 패턴은 국가 전력계통에 총 전력수요 패턴을 살펴보면, 동절기 새벽시간대 열수요는 일정부분 유지되는 반면 해당 시간대 전력수요는 최소를 기록하므로 열제약발전을 통해 생산한 전기를 ESS에 저장하고 최대 전력수요가 발생하는 오전 10시나 오후 7~8시 시간대에 방전을 통해 부하평준화 효과를 발휘할 수 있을 것으로 보인다.

그러나 SMP 차익거래로만 ESS를 운용할 경우 경제성이 확보되지 않는다. 이는 SMP의 변동성이 비교적 작은 수준에 기인한다. 따라서 ESS를 SMP 차익거래의 수익이 낮은 기간에는 전량 주파수조정예비력으로 운영하는 것이 보다 경제적인 운영안으로 판단된다. 또한, 용량요금을 방전량에 적용한 경우 ESS의 이용률의 증가 결과를 주목할 필요가 있다.

상기 분석 결과를 바탕으로 ESS의 전력계통에 제공하는 편익이 충분히 발휘되기 위해서는 전력거래와 주파수조정시장에 복합 활용 보장과 중앙급전발전기 등록여건을 완화하고 용량요금 적용 제도가 필요한 것으로 분석된다.

접수일(2016년 8월 16일), 게재확정일(2016년 9월 21일)

◎ 참 고 문 헌 ◎

관계부처 합동 (2012), 대용량 전력저장장치 보급촉진 방안

김상범 (2011), “ESS용 배터리 사업과 기술개발 전략”

김종우, 이지혜, 김학만 (2013), “가스터빈 복합발전의 기동특성을 고려한 열거래 기반 지역 냉난방 시스템의 최적 운영 모델”, *전기학회논문지*, 62권 11호

김형태, 이성우, 김규민, 권민성, 김욱, 정해성 (2012), “SUDP 알고리즘을 이용한 SMP 예측에 관한 연구”, 2012년도 대한전기학회 전력기술부문회 추계학술대회 논문집

산업통상자원부 (2015a), 제7차 전력수급기본계획

산업통상자원부 (2015b), “전기저장장치를 활용한 시장거래 제도개선 방안 수립”

에너지관리공단 (2014),「2014 집단에너지사업 편람」

전력거래소 (2015),「전력시장운영규칙」

지식경제부 (2011), 에너지저장 기술개발 및 산업화 전략

한국에너지기술평가연구원 (2013), “2013-2014 에너지기술 국내시장 전망”

Bloomberg New Energy Finance (2011), “Global Energy Storage Landscape and China’s Growing Role”

Dehamna, A. and Adamson, K. (2012), “Energy Storage on the Grid: Long Duration Energy Storage Systems: Compressed Air, Pumped Storage, NaS Batteries, Advanced Lead Acid Batteries, Flow Batteries, and Lithium Ion Batteries for Utility-Scale Storage: Market Analysis and Forecasts”, Pike Research

iSEA (2012), “Technology Overview on Electricity Storage”

Land, A.H. and Doig, A.G. (1960), “An automatic method of solving discrete programming problems”, *Econometrica: Journal of the Econometric Society*, 497-520

Pike Research (2012), “Energy Storage Tracker”

SBC Energy Institute (2013), “Electricity Storage”

ABSTRACT

Enhancing the usability of ESS installed on CHP for district heating

Jaekyun Ahn*

Lithium Ion Battery Electricity Storage System (ESS) is a device that charges, saves, and supplies electricity when it is needed. It is evaluated as one of the effective means to establish stable power system and supply and demand system. If ESS is installed in district heating and cooling zone that manages combined heat and power(CHP) generator, it is expected that there will be a reduction of peak demand during winter season. This research aims to review whether district heating ESS has an effect on load leveling or not, and analyze economic feasibility of installing Lithium-ion battery based ESS in combined heat and power generator. Although installing ESS to district heating and cooling zone's CHP reduces peak demand during winter season, the result of the economic feasibility analysis turned out that NPV was confirmed to be negative in all scenarios. As electric power transaction through arbitrage trade does not yield satisfactory profit, it is necessary to improve ESS's economic feasibility by utilizing capacity market and frequency regulation market in order to internalize the benefit ESS provides to power system.

Key Words : Electricity Storage System, Combined Heat and Power, Economic feasibility
JEL Codes : C61, Q13

* Associate Research Fellow, Korea Energy Economics Institute, jkahn@keei.re.kr