

신재생발전 확대적용을 위한 ESS와 천연가스발전기의 경제성 평가

주용진 · 신주곤 · 서동균 · 박세익[†]

한국전력공사 전력연구원

Economic Evaluation of ESS and Natural Gas Generator for Expansion of New and Renewable Generation

YONGJIN JOO, JUGON SHIN, DONGKYUN SEO, SEIK PARK[†]

KEPCO Research Institute, 105 Munji-ro, Yuseong-gu, Daejeon 34056, Korea

[†]Corresponding author :
seik.park@kepco.co.kr

Received 27 June, 2018
Revised 17 July, 2018
Accepted 31 August, 2018

Abstract >> This paper considers the alternative way to mitigate cost for REC instead of Photovoltaic (PV) panels with Energy Storage System (ESS). This study starts from an economic analysis of a 1 megawatt PV system without ESS. Several assumptions have been applied in consideration of the current domestic situation. Based on this result, the economic efficiency of PV with ESS improved. However, the reliance on government subsidies was very high. The alternative way to cover the fluctuation power from renewable energy was reviewed with economical and technical way. In case the natural gas engine applied to PV, the IRR and Levelized Cost of Electricity (LCOE) can be improved without ESS. And if small amount of additional REC, the IRR can be improved up to investment level.

Key words : Economic evaluation(경제성 평가), Natural gas generator(천연가스 발전기), Energy storage system(에너지저장장치), Photovoltaic(태양광발전)

1. 서론

지구온난화와 에너지보존에 대한 대응책으로 재생에너지, 특히 풍력 및 태양광 발전이 전 세계적으로 주목받고 있다. 그러나 풍력발전과 태양광발전은 각 발전출력이 시간이나 기상조건에 따라 크게 좌우되므로 이러한 재생에너지의 대량도입은 기존 전력시스템의 안정적 운영에 다양한 영향을 미칠 것으로 예상된다¹⁾. 전력은 생산과 동시에 소비가 이루어지는 특성을 가지고 있기 때문에 수요에 대

응할 수 있는 공급능력을 항상 보유하고 있어야 한다. 또한 수요는 끊임없이 변화하고, 이에 대응하는 공급능력도 그 종류, 형태에 따라 서로 다른 기능과 특성을 가지고 있다. 그러므로 수요의 변화에 안정적으로 대응 가능하고 경제적인 공급방식을 충분히 고려하여 안정성과 경제성이 함께 확보될 수 있는 에너지 수급방식을 구성할 것인지가 신재생에너지 보급 확대 정책의 핵심이다. 따라서 풍력발전과 태양광발전이 전력시스템 운영에 크게 기여하기 위해서는 기대 출력량을 정확하게 예측하는 것

이 필수요소지만 변화무쌍한 대자연의 흐름을 예지하는 것은 쉬운 일이 아니다. 그러므로 출력변동성이 심한 재생에너지를 고품질 전력으로 전환하고자 노력이 배가되고 있다.

현재 신재생에너지를 이용하는 발전시스템이 가지는 큰 변동성을 완화하는 대표적인 방법은 양수발전과 배터리저장시스템이 있다. 양수발전은 기동정지 및 출력조정이 용이하고 부하추종성이 우수하지만 경제적인 관점에서 고정비 이외에 양수를 위한 동력비용이 연료비로 소요되므로 1 kW 당 연료비는 화력이나 원자력에 비하여 높다고 보고되고 있다²⁾. 리튬이온전지와 같은 배터리에 전기에너지를 저장하였다가 필요한 시기에 전력을 공급하는 에너지저장시스템(ESS)이 적용할 수 있다. 그러나 가격이나 용량의 제약으로 인하여 종래 발전시스템의 운영 유연성을 활용하여 재생에너지의 변동성을 제어하는 방법이 우선시되어야 한다. 즉 재생에너지 발전 출력예측을 활용하여 천연가스발전기와와의 하이브리드 발전시스템의 운영법에 대해서 검토가 필요하다.

일반적으로 전력산업 투자 특히 신재생에너지 사업투자에 있어서 산업특성을 고려한 투자리스크 요인들이 고려되어야 한다. 투자리스크는 크게 기술리스크, 시장리스크, 규제리스크로 나눌 수 있다. 기술리스크란 신재생 발전 기술 중 성숙도와 규모에 따른 문제로 투자비(건설비), 건설기간, operation & maintenance (O&M) 비용 및 이용률에 따라 많은 차이가 난다. 금융조달 비용과 현금 유동성에 많은 부담이 없을 경우 신재생 등 소규모 발전원보다는 대용량 원자력 발전에 투자하는 것이 좋을 수 있다. 시장리스크는 발전설비를 운영하며 발생하는 연료가격 및 수요 변동성, 다른 기술과의 경쟁 및 전력시장에서 발생하는 전력가격의 변동성을 의미한다. 신재생 발전과 같이 자연의 에너지를 이용할 경우 발전기 효율과 설비의 수명도 이들 항목에 포함될 수 있다. 마지막으로 규제 리스크는 전력시장과 관련된 각종 규제에 관한 것들이다. 선진국 및 우리나라의 전력거래제도는 입찰, 가격결정계획, 운영계획 및 정산제도

가 각각 다르며, 생산한 전력을 소비자 및 배전/판매 회사에 판매하는 방식도 많이 다르기 때문이다. 투자자는 이러한 시장운영규칙과 관련규제제도 하에서 경제성을 충분히 고려해야 하는 것이 당연하다. 특히, 신재생에너지에 대하여도 기술별, 국가별, 시스템 구성별로 경제성이 상이할 수 있으며, 이를 고려하여 최적의 신재생에너지 기술을 시장에 도입하기 위한 노력이 필요하다. 더욱이 국가적 차원에서 신재생에너지를 확대 적용하기 위하여 ESS 연계를 경제성 확보를 위한 당연한 방향으로 홍보해서는 안 되며 면밀한 분석을 통하여 배터리 기술이 성숙단계에 이를 때까지 적정기술은 없는지 지속적인 검토가 필요하다.

이에 본 연구에서는 신재생 발전 중 한전에서 추진 중인 태양광발전시스템의 경제성 분석을 근간으로 ESS 적용시 경제성 변화 경향과 이를 대체할 적정기술로 천연가스 엔진 발전기의 경제성과 기술성을 분석하였다.

2. 본 론

2.1 신재생 발전과 ESS 연계에 따른 경제성 향상 효과검증을 위한 태양광 발전 모델 경제성 분석

2.1.1 할인율

할인율은 사업의 경제성 분석을 위하여 투자된 사업의 미래수익을 현재가치로 환산할 경우 내부수익율과 비교시 유용하게 활용된다. 국내 발전 사업을 위한 할인율은 경제성 분석 목적으로 각종 수익성 지표를 계산함에 있어서 사회적 할인율의 개념을 도입하여 사용하는 경우가 있다. 그 예로 “예비타당성조사 일반지침(제4판)의 수정보완: 사회적 할인율의 조정”이라는 관련 문헌에서는 5.5%로 할인율을 적용하였다³⁾. 그리고 신재생사업의 경우 규모상 개인투자보다는 타인자본 조달을 전제로 자금계획이 수립되므로 통상 태양광펀드 운용 관련 자산운용기관의 수수료를 포함한 수익률 기대치는 7-8% 수준⁴⁾이 일반적이다. 본 연구에서는 할인율의 기준을 정부지침

Table 1. Basic data for economic analysis of PV

Item	Content
Capacity	1 MW
Lifetime	20 years
Availability	14.5%*
Average efficiency reduction rate/year	1%*
SMP	93 won/kWh*
REC	110 won/kWh*
Investment cost	1.7 Bill. won**
First year annual operating cost	0.17 Bill. won**
Average daily power generation time	3.5 hours**

*Average Price of SMP and REC of KPX as of April 25, 2018.

**Based on 1 MW Product Family of Hanwha Q-cell.

과 시장상황을 고려한 수익률을 모두 감안하기 위하여 이 둘의 평균값인 6.5%로 경제성 분석에 활용하였다. 참고로 한전에서 해외사업을 위하여 고려하는 할인율은 10% 수준이다.

2.1.2 투자비 및 이용률

투자비는 1 MW 용량 태양광 발전설비의 투자비는 17억 원, 최초년도 연간운영비는 0.17억 원, 1일 평균 발전시간은 3.5시간으로 Table 1은 참고문헌의 데이터를 이용한다⁵⁾.

투자자 측면에서 투자리스크를 주요변수별로 분석하기 위해서는 기술적 특성이 다른 다양한 발전기술에 대하여 일정한 기준에 따라 비교/평가할 수 있

Table 2. Comparison of total power production cost vs.investment cost for calculation of PV power generation LCOE without ESS (unit: 1,000 KRW)

Year	Electricity sales	REC profit	Total profit	Operating cost	Interest	Amortization	Total cost	Income	Cumulated income	Total produced power (kW)
Installation	0	0	0	0	0	0	0	-1,700,000	-1,700,000	-
+1	118,129	139,722	257,851	17,000	77,346	59,500	153,846	104,004	-1,595,996	1,270.20
+2	116,947	138,325	255,272	17,000	77,342	59,500	153,842	101,430	-1,494,566	1,257.50
+3	115,766	136,928	252,694	17,000	77,338	59,500	153,838	98,855	-1,395,711	1,244.80
+4	114,585	135,530	250,115	17,000	77,335	59,500	153,835	96,281	-1,299,430	1,232.09
+5	113,403	134,133	247,537	17,000	77,331	59,500	153,831	93,706	-1,205,724	1,219.39
+6	112,222	132,736	244,958	17,000	77,327	59,500	153,827	91,131	-1,114,593	1,206.69
+7	111,041	131,339	242,380	17,000	77,323	59,500	153,823	88,557	-1,026,036	1,193.99
+8	109,860	129,941	239,801	17,000	77,319	59,500	153,819	85,982	-940,054	1,181.29
+9	108,678	128,544	237,223	17,000	77,315	59,500	153,815	83,407	-856,647	1,168.58
+10	107,497	127,147	234,644	17,000	77,311	59,500	153,811	80,833	-775,814	1,155.88
+11	106,316	125,750	232,066	17,000	77,307	59,500	153,807	78,258	-697,556	1,143.18
+12	105,134	124,353	229,487	17,000	77,304	59,500	153,804	75,683	-621,873	1,130.48
+13	103,953	122,955	226,909	17,000	77,300	59,500	153,800	73,109	-548,764	1,117.78
+14	102,772	121,558	224,330	17,000	77,296	59,500	153,796	70,534	-478,230	1,105.07
+15	101,591	120,161	221,752	17,000	77,292	59,500	153,792	67,960	-410,270	1,092.37
+16	100,409	118,764	219,173	17,000	77,288	59,500	153,788	65,385	-344,885	1,079.67
+17	99,228	117,366	216,595	17,000	77,284	59,500	153,784	62,810	-282,075	1,066.97
+18	98,047	115,969	214,016	17,000	77,280	59,500	153,780	60,236	-221,839	1,054.27
+19	96,865	114,572	211,437	17,000	77,277	59,500	153,777	57,661	-164,178	1,041.56
+20	95,684	113,175	208,859	17,000	77,273	59,500	153,773	55,086	-109,092	1,028.86

는 분석방법이 필요하다. 이 경우 유용하게 사용되는 경제성 분석 방법이 균등화발전단가(levelized cost of electricity, LCOE)라고 할 수 있다. 균등화발전단가는 수명 기간 동안의 예상되어지는 전력생산량 수명 기간 동안의 총 소요비용의 비로 식 (1)에 의하여 계산되어지며, 67.2원/kWh 수준이다.

$$LCOE = \frac{\text{수명기간동안의 총소요비용}}{\text{수명기간동안의 예상되는 전력생산량}} \quad (1)$$

ESS가 없는 1 MW급 태양광발전시스템의 LCOE를 계산하기 위하여 총전력 생산량과 관련 총비용을 20년 태양광패널 수명에 맞춰 계산을 한 결과는 Table 2와 같다. 해당 계산 결과는 전력거래소 신재생원스톱 사업정보 종합포털에서 제공하는 경제성 분석툴(수익성 자가진단)을 활용하여 계산되었다⁶⁾.

추가적으로 투자비의 경우 총투자비용 중 30%는 자기자본, 70%는 타인자본으로 하여 금융비용을 산정하였다.

2.2 태양광 발전 경제성 개선을 위한 ESS 연계 천연 가스 발전기 이용법 분석

태양광과 같은 신재생 발전원은 발전출력이 항상 일정하게 유지될 수 없어 계통 불안정성에 미치는 영향이 커서, ESS를 연계하여 운영할 경우 높은 REC로 사업성을 보완해주고 있으며 이러한 정책은 최근 개정된 신재생에너지 공급의무화 및 연료 혼합 의무화 제도·관리 운영지침에도 반영되어 있다⁷⁾. 이러한 ESS의 기능은 최대수요감축(peak-cut), 수요량 평준화(load leveling), 전력공급 예비력(electric supply reserve), 주파수 조정(frequency regulation), 신재생 출력변동 안정화(renewable energy regulation, ramp control) 등의 용도로 활용된다. 이러한 ESS는 에너지를 저장하고, 빠른 응답성능을 기반으로 한 에너지 공급이 가능하기 때문에 활용도가 높다고 할 수 있다. 이러한 좋은 성능과 기능에도 불구하고, 확대보급이 어려운 점은 대용량에 따른 제작/설치/유지 보수/짧은 수명 등의 높은 비용으로 경제성을 확보하

기 어렵다는데 큰 문제점이 있다. 그래서 ESS가 갖는 기능 중 에너지 저장기능을 기반으로 한 수요량 평준화, 최대수요 감축의 기능은 포기하고, 신재생 출력변동 안정화에 초점을 맞춘다면 천연가스 발전기가 그 기능을 경제적인 방법으로 보완이 가능할 것으로 판단된다.

주요한 기술적인 근거는 다음과 같다.

첫째, 천연가스 발전기는 구매비용이 저렴하다. 도서발전용 디젤발전기를 변경해서 제작도 가능하며, 천연가스용 대형버스 엔진을 발전용으로도 사용이 가능하며, 500 kW급 엔진의 경우 1억 원 내외로 제어시스템까지 구성이 가능하다.

둘째, 배터리와 달리 사용시간이 증가함에 따라 효율이 줄어들지 않는다. 수요처 부하에 따라 가스엔진의 맵핑을 변경하면 일정한 효율을 지속적으로 유지할 수 있으며, 하드웨어 점검을 통하여 효율복구도 수월하다.

셋째, 배터리의 수명은 통상 20년으로 제작사에서 홍보하지만, 현실적으로 충·방전 횟수의 제한과 더불어 15년 이상 사용이 어려운 것이 사실이다. 또한 Li-ion 배터리 이외 유지보수비용과 수명 측면에

Table 3. Device characteristics of ESS and alternative system

Item	Li-ion battery	VRFB battery	NG generator
Investment cost /1 MWh	1 Bill. won	6 Bill. won	0.1 Bill. won
Average efficiency reduction rate/year	-2%/year	-2%/year	-
Life time	15 years	20 year	30 years
Operating cost/year	0.1 Bill. won/year	0.01 Bill. won/year	0.0277 Bill. won/year*
Disposal cost	0.3 Bill. won	0.03 Bill. won	0.03 Bill. won

* Fuel consumption of a 500 kW gas engine in part load (25% Thermal efficiency).

44 MJ/Nm³ (natural gas LHV) × 25% (thermal efficiency) × fuel consumption for a year (x) = 500 kW (gas engine output) × 10%
 - Fuel consumption for a year (x) = 176,727 Nm³/year
 - Fuel cost for a year = 17.7 million won/year

서 유리한 바나듐 레독스 흐름전지(VRFB)의 경우도 초기투자비용은 현재기준으로 상당히 고가로 가격경쟁력이 부족한 게 현실이다. 하지만 천연가스 발전기의 경우 수없이 많은 부하변경운전을 하더라도 30년 이상은 충분히 사용이 가능하다. 마지막으로 배터리의 경우 폐액을 포함한 처리비용이 높은 편이나, 천연가스 엔진 발전시스템의 경우 폐기비용이 거의 들지 않는다. 하지만 이런 천연가스 발전기의 경우 신재생 출력변동 안정화 기능을 수행하기 위하여 일정량의 연료비가 운영비에 반영되는 부분은 있으나, 일반배터리 정상정비 비용수준 이하이다. Table 3은 일반배터리 시스템과 천연가스 발전기의 성능과 운영비를 요약한 것이다.

중요한 비교사항으로 ESS를 연계한 신재생발전시스템의 경우 가중치를 5까지 인정해주고 있다⁷⁾. 이를 반영할 경우에도 기존 태양광발전시스템과 비교시 LCOE가 51.7원까지 떨어지고, 내부수익률(IRR)도 4.65%까지 상승한다. ESS 연계를 통한 수익구조 개선에도 불구하고, ESS 중 배터리 시스템의 고비용으로 경제성이 크게 개선되지는 않았다.

Fig. 1에서와 같이 ESS 설치에 따른 과도한 초기 투자비용과 15년 이후 도래하는 배터리 교체시기에 맞춰 ESS를 연계한 태양광 발전의 경제성은 정부지원 REC의 규모에 크게 의존하는 형태를 보인다. 그리고 단독 PV시스템은 태양광 패널의 평균 수명이 20년 수준으로 감안하여 분석의 기준으로 정하였다.

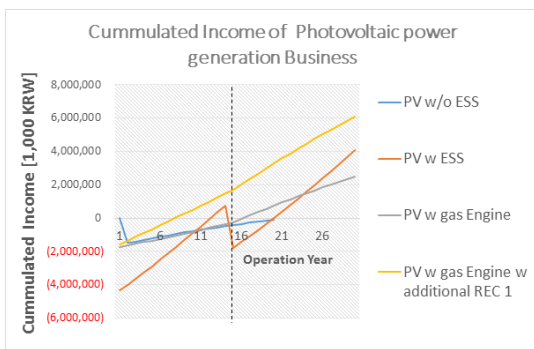


Fig. 1. Comparison of cumulative gains and losses in connection with PV and NG generator

그래도 REC 5배 가중치로 인하여 IRR 4.65% 수준으로 많은 개선이 있었지만, 태양광펀드 운용 관련 자산운용기관의 수수료를 포함한 수익률 7-8% 수준에는 못 미치는 수치이다.

하지만 가스엔진을 이용한 신재생 출력변동 안정화 기능에 초점을 맞출 경우 15년차에 타인자본 전체 상환으로 손익분기점에 이르고, 이후 15년간 지속적인 수익을 기대할 수 있다. 이는 배터리타입의 ESS 외에 500 kW급 가스엔진을 출력변동제어용으로 경제적인 비용으로 설치하여 얻은 결과이다. 최근 미세먼지 저감 관련 후속대책의 일환으로 질소산화물에 대해서도 기본부과금제도가 입법 예고되었다⁸⁾. 단계적으로 배기허용 규제치 30% 이상에 대해 2,130원/kg의 환경부담금이 부과 예정이며, 이러한 비용도 엔진 모델별 편차를 고려하여 평균값을 반영하여 계산에 포함하였다. 더 나아가 이 태양광 발전과 가스엔진의 혼합 시스템에 정책적으로 REC 가중치를 추가로 1을 인정해준다면, 내부수익률(IRR) 12% 수준의 고수익도 가능한 것으로 파악되었다. 현재 태양광 연계 ESS의 경우 REC를 5를 인정하고 있고, 이는 기술성숙도에 따라 점차적으로 줄어들 것으로 예상되며, 가스엔진의 경우 출력보정은 가능하지만 저장기능이 없어 기존 ESS 대비 20-25% 수준인 REC 1을 비교대상으로 선정하여 비교하였다.

이러한 상황에서 기술성숙도가 더딘 ESS 배터리 연계에 정부지원금을 REC의 형태로 지원하기보다는 배터리 기술이 충분히 성숙되어 경제성을 확보하기까지는 천연가스엔진을 신재생 출력변동 안정화를 위해 적은 규모의 REC 혜택을 주어 신재생기술 확대라는 큰 정책추진에 기회비용을 최소화하는 것이 필요할 것으로 판단된다.

2.3 천연가스 발전기의 주파수 조정 기능의 기술적 분석

모든 발전시스템은 항상 고유한 수준의 운전 유연성을 갖추고 있어 공급과 수요의 균형을 유지하도록 설계되어 있다. 그러나 이러한 유연성에는 한계가 있



Fig. 2. Configuration of operational flexibility

Table 4. Comparison of power plants with regard to flexibility

Flexibility	Gas turbine	Combined cycle	Coal-fired power plant
Minimum load (% PNom)	40-50%	40-50%	25-40%
Ramp rate (% PNom/min)	8-12%	2-4%	1.5-4%
Hot start-up time (min) or (h)	5-11 minutes	60-90 minutes	2.5-3 hours
Cold start-up time (min) or (h)	5-11 minutes	3-4 hours	5-10 hours

으므로 신재생에너지의 대량공급에 따라 전력균형을 유지하기가 더욱 어렵게 된다. 발전시스템의 운전 유연성은 Fig. 2와 같이 전력계통시스템에 공급되는 최소부하, 기동할 때 소요되는 시간 그리고 얼마나 빨리 부하를 올릴 수 있는냐하는 부하증가율로 정의할 수 있다.

최소 부하, 빠른 기동/부하변동성이 신재생 출력 변동 안정화를 위해서는 절실히 필요하다. 기존 발전 설비의 경우 이들 인자에 대한 정량적인 통계데이터가 Table 4에 제시되어 있다. 일반 가스터빈이 원자력과 기력발전기보다는 빠른 응답성능을 보이기는 하지만 신재생에너지의 출력변동에 대한 보완 기술로는 적합하지 않은 수준이다.

하지만 가스엔진(디젤엔진 포함)의 경우 빠른 다른 주력 발전설비에 비하여 Fig. 3과 같이 기동/부하 추종 성능이 월등히 뛰어나며, 부하조정성능을 좀 더 빠르게 운영할 수 있는 장치개발을 병행한다면, 도서 지역의 신재생에너지 출력변동 조정목적으로는 충분히 사용이 가능할 것으로 판단된다.

2.4 경제성/기술성 분석의 한계

ESS는 Li-ion 배터리 시스템 및 VRFD 배터리 시

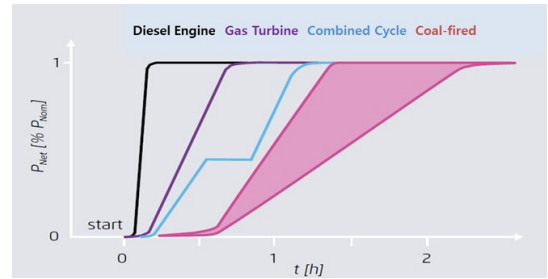


Fig. 3. Ramp rates and start-up times of different power plant technologies

스템으로 비교범위를 제한하였으며, 효율과 15-95% 수준의 충전효율도 분석에 고려되지 못하였다. 천연가스 발전기의 연료소모율은 제조사에서 특정조건에 대해 국한된 자료만 제공하여, 발전기 정격출력기준으로 열효율 25%를 가정하여 해당 부하의 연료소모율을 역산하여 부정확한 부분을 내포하고 있다. 총비용 산정시 운영비용의 물가 상승률과 태양광모듈의 설치 위치에 따른 이용률 등은 고려하지 못하여 LCOE 계산의 오차가 발생할 수 있다. 그리고 천연가스발전기가 기존 발전시스템보다 응답성능이 빠르기는 하지만, 기술적으로 배터리만큼 수 ms에서의 응답성능을 보장할 수 없다. 하지만 조속기/부하변동 장치에 대한 추가연구를 수행할 경우에 한하여 신재생 출력변동제어용으로는 사용이 가능하다는 가정하에 경제성까지 분석되었다. 마지막으로 천연가스엔진에 기존 도시가스 대신 매립지가스 등 REC 혜택이 있는 연료적용에 따른 연소방식에 대해서는 검토되지 않았다.

3. 결론

국가적으로 RPS 제도 도입으로 신재생 발전용량을 20%까지 확대 적용하기 위하여 제8차 전력수급 계획, 제3차 에너지기본계획에 반영하여 에너지의 패러다임이 변경되고 있다. 이러한 상황에서 계통의 안정성을 담보하기 위하여 태생적으로 출력변동이 많은 신재생발전에 ESS 연계시 많은 혜택을 주며, 정책을 추진하고 있다. 이러한 정책은 전력구입

비 상승으로 이어져, 전기요금 증대로 직결되는 문제가 병행될 수 밖에 없다. 이러한 문제를 본 논문에서는 고찰하기 위하여 대표성을 갖는 1 MW급 태양광발전시스템의 투자비/운영비를 산정하여 모델로 선정하고, ESS 연계시 경제성 확보 여부를 판단하며 미래의 완벽한 ESS 구현을 위한 가교기술로 가스엔진 발전기의 적용을 검토하여 다음과 같은 결론을 내렸다.

1) 현재 국내 1 MW급 태양광 발전시스템은 투자비 기준 17억 원, LCOE 기준 67.2원/kWh 수준이다. 단, 총투자비 중 자기자본 비율은 30%, 할인율은 6.5%로 가정하였다.

2) ESS 연계를 통한 태양광+ESS의 경제성은 정부 지원의 REC에 상당부분 의존하고 있으며, REC 5배 기준으로 적용 시에도 IRR이 4.65% 및 NPV 30.5억 수준으로 경제성이 부족한 상황이다.

3) ESS의 순기능 중 신재생 출력변동 안정화에 초점을 맞춘다면 천연가스 엔진을 이용한 발전시스템이 빠른 응답성능으로 대안이 될 수 있으며, 이 시스템이 갖는 낮은 초기투자비용, 긴 수명 등의 장점으로 30년 사용 기준 IRR 3.0%이며, REC가 추가로 1이 인정될 경우 IRR이 12%까지 상승가능하다.

4) 국가적 차원에서 ESS 연계 신재생 발전을 궁극의 해답으로 기술개발을 추진한다면, 천연가스 엔진 연계 신재생발전 방식이 배터리기술이 성숙하기 전까지 가교역할을 할 수 있는 적정기술임을 확인하였다. 특히, 한전의 경우 도서지역의 발전 사업을 위하여 운용 중인 디젤발전기의 활용을 고려할 경우 투자비와 운영비 측면의 시너지가 클 것으로 판단된다.

후기

본 연구는 한국동서발전, 한국서부발전, 한국중부발전으로부터 지원을 받아 수행되었다.

References

1. J. Cochran, M. Miller, O. Zinaman, and M. Milligan, "Flexibility in 21st Century Power Systems", National Renewable Energy Laboratory, 2014, p. 1-8.
2. R. Diao, N. Samaan, Y. Makarov, R. Hafén, and J. Ma, "Planning for Variable Generation Integration Through Balancing Authorities Consolidation", IEEE PES General Meeting, 2012, PESGM2012-00104.
3. S. Ryu and S. Kim, "An Analysis on the Optimal Operation and Economic Feasibility of Household Fuelcell System for Climate Change", Korea Energy Economic Review, Vol. 10, No. 1, 2011, pp. 25-48.
4. Y. K. Kim and B. M. Chang, "Estimation of LCOE for Korean PV Projects : For the Ones that Financial Investors Participated in", New and Renewable Energy, Vol. 8 No. 3, 2012, 2012-09-PV-003.
5. K. H. Koh and S. Park, "The Sensitivity Comparison of each Risk Factors Analysis on Renewable Energy and Other Generating Technologies", New and Renewable Energy, Vol. 7, No.4, 2011, 2011-12-RP-002.
6. KPX, "One-stop Business Information of new reProduction" <http://onerec.kmos.kr/portal/contents.do?key=1985>.
7. Ministry of Commerce, Industry and Energy, "Management Operation Guidelines of Mandatory to Supply Renewable Energy and Mandatory Management of Fuel Mixture", 2018.06.25.
8. Ministry of Environment, "KOREA Ministry of Environment's Notice of Legislation on Basic Charge about NOx emission under regulation", <http://www.me.go.kr/home/web/index.do?menuId=68>.