

REC 가중치를 고려한 최적 ESS 용량 산정에 관한 연구

A Study on the Estimation of Optimal ESS Capacity Considering REC Weighting Scheme

이 성 우* · 김 형 태* · 신 한 솔* · 김 태 현* · 김 욱*
(Sungwoo Lee · Hyoungtae Kim · Hansol Shin · Tae Hyun Kim · Wook Kim)

Abstract - As the generation of renewable energy increases rapidly, the stability of the grid due to its intermittency becomes a problem. The most appropriate way to solve this problem is to combine and operate the renewable generators with the ESS(Energy Storage System). However, since the revenues of operating the ESS are less than the investment cost, many countries are implementing various incentive policies for encouraging investment of the ESS. In this paper we estimated optimal capacity of the ESS to maximize profits of renewable energy generation businesses under the incentive policy of Korea and analyzed the impact of the incentive policy on the future electric power system of Jeju island. The simulation results show that the incentive policy has significantly improved the profitability of the renewable energy businesses generation business. But the volatility of the net demand has increased as the energy stored in the ESS is discharged intensively at the time of the incentive application.

Key Words : Energy storage system, Renewable energy certificate, Renewable energy intermittency, Renewable portfolio standards, ESS incentive, Jeju island

1. 서 론

최근 신재생에너지에 대한 투자가 확대됨에 따라 전력 계통 내에서 차지하는 비중이 점진적으로 증가할 것으로 예상된다. 특히 그 중에서도 풍력과 태양광에너지는 전 세계적으로 가장 빠르게 증가하고 있는 신재생에너지원이다[1]. 그러나 풍력과 태양광 발전은 출력조정이 불가능하고 간헐성이 크기 때문에 출력을 예측하기가 어려워 계통내의 비중이 증가할 경우 수급 불균형을 야기하기 쉬우며 이로 인한 주파수 및 전압 불안정을 발생시킬 가능성이 높아진다[2].

실제로 태양광 발전의 비중이 높은 캘리포니아의 경우에는 최근 전력 수요가 가장 높아야 할 낮 시간대에 오히려 계통의 실수요가 낮아지는 duck curve 현상이 발생해서 전력 수급에 문제가 발생하고 있고[3], 제주도에서도 대규모 풍력발전으로 인해 송전제약이 발생하여 발전 출력을 제한해야만 하는 상황이 발생하고 있다.

제주도의 사례와 같이 신재생에너지의 출력 제한을 통해 계통을 안정화시키는 방안도 있지만, 이 경우에는 발전기의 출력을 비자발적으로 줄여야 하기 때문에 신재생 발전사업의 수익성을

감소시키게 된다. 또한 신재생 발전기의 출력을 제한한 만큼 화석 발전기의 출력을 증가시켜야 하기 때문에 계통운영비용이 증가하는 문제도 발생한다[4]. 신재생 발전기의 출력제한을 최소화 하면서도 계통 안정성을 유지하기 위한 가장 근본적인 방법은 전력저장장치(ESS, Energy Storage System)를 활용하는 것이다[5]. ESS와 신재생 발전기를 연계하여 운영할 경우 ISO는 신재생 발전기의 간헐성 완화, 연료비 절감, 송전부하 완화 등의 긍정적 효과를 얻을 수 있고, 신재생 발전사업자는 전력도매요금(SMP)이 낮을 때 전력을 충전했다가 높을 때 방전하는 방식으로 이익을 창출할 수 있다. 그러나 ESS의 가격이 아직까지는 매우 비싸기 때문에 ESS 도입 시 관련 인센티브 정책 및 제약조건 등을 반영하여 사업성을 확보할 수 있는 최적의 용량을 산정하는 것이 중요하다.

ESS 용량 산정에 대한 연구는 그 사용 목적에 따라 다양한 방향으로 진행되어 왔다. 그 중 가장 대표적인 주제는 계통 운영 비용 최소화를 위한 ESS 용량 산정에 관한 연구이다[6-11]. 특히 최근에는 마이크로그리드 시장이 활성화됨에 따라 ESS는 신재생 에너지의 수용성을 높이고 계통을 안정화시킬 수 있기 때문에 마이크로그리드의 필수 요소로 간주되고 있다[12]. 또한 연료 수급이 원활하지 않고 규모가 작은 독립형 마이크로그리드의 경우에는 신재생 발전기와의 연계를 통해 화석 연료 의존도를 낮출 수 있기 때문에 ESS의 경제성을 충분히 확보할 수 있다는 연구 결과도 발표된 바 있다[13].

계통 운영비용 최소화에 대한 연구 이외에는 신재생 발전기 연계를 위한 ESS의 최적용량 산정문제가 있다. 풍력 에너지의

† Corresponding Author : Dept. of Electrical and Computer Engineering, Pusan National University, Korea.
E-mail: kimwook@pusan.ac.kr

* Dept. of Electrical and Computer Engineering, Pusan National University, Korea.

Received : April 2, 2018; Accepted : July 17, 2018

경우에는 정 출력 제어[14], 출력 예측 오류 최소화[15] 등 출력 안정화와 관련된 분야에 많은 연구가 되어있다. 태양광 발전의 경우에는 자가발전용으로도 많이 사용되고 ESS 연계를 위한 지원 정책도 많이 시행되고 있기 때문에 전기요금 최소화[16], 발전 수익 극대화[17] 문제 등과 같이 발전 수익성을 높이기 위한 목적으로도 연구 결과가 많이 발표되고 있다.

본 논문에서는 대한민국의 ESS 인센티브 정책을 반영하여 전력 판매 수익을 극대화하기 위한 최적 ESS 용량 산정에 관한 연구를 진행하였다. 신재생-ESS 연계 모델은 대한민국과 유사한 인센티브 정책을 시행하는 나라에도 적용할 수 있도록 일반화하였고, 이를 위해 다양한 에너지원을 함께 수용할 수 있는 공용 ESS 모델도 함께 제시하였다. 시뮬레이션은 제주도 계통을 기준으로 매년 8,760시간 동안의 신재생 에너지 발전량과 SMP를 반영하여 수행하였다. 이 때 에너지 발전량은 풍력, 일사량, 기온 등의 통계 자료를 이용하여 계산하였고, SMP는 8차 수급계획에 따른 수요 증가분과 신재생 발전기 건설계획을 바탕으로 계산하였다.

이후 본 논문의 구성은 다음과 같다. 먼저 2장에서는 ESS 최적 용량 산정문제를 정식화하도록 한다. 3장에서는 향후 인센티브 정책에 대한 시나리오를 수립 및 시뮬레이션 결과를 제시하고 이에 대한 분석을 진행하였다. 그리고 마지막으로 4장에서는 본 연구에 대한 결론을 제시하였다.

2. 신재생-ESS 연계 모델 정식화

2.1 기호 및 약어의 정의

집합

- $y \in Y$ 계획 년도 인덱스
- $d \in D$ 날짜 인덱스
- $h \in H$ 시간 인덱스
- $r \in R$ 신재생 에너지원 인덱스

파라미터

- dr 할인율 (%)
- $SMP_{y,d,h}$ 전력도매요금(SMP) [원/MWh]
- REC 신재생 에너지 공급인증서(REC) 가격 [원/MWh]
- $w_{y,r}$ 신재생 에너지원 r 의 REC 가중치
- $RP_{y,d,h,r}$ 신재생 에너지원 r 의 판매가격 [원/MWh]
- $DP_{y,d,h,r}$ 신재생 에너지원 r 에 연계된 ESS의 에너지 판매 가격 [원/MWh]
- $Icost_y$ ESS 투자비용 [원/MWh]
- $Recost_y$ ESS 재투자 비용 [원/MWh]
- $cycle$ ESS의 충/방전 사이클수 [회] (정격 용량의 80% 기준)

- $life$ ESS 수명 [년]
- eff_c/eff_d ESS 충/방전 효율 [%]
- E_{max}/E_{min} ESS의 최대/최소 전력저장량 비율 [%]
- C_{max}/D_{max} ESS의 최대 충/방전 용량 비율 [%]
- $P_{y,d,h,r}$ 신재생 에너지원 r 의 발전량 [MWh]
- $L_{y,d,h}$ 전력 수요 [MWh]
- NL_{min} 최소 실 전력수요 [MW]
- Δt 단위 시간 [1시간]

변수

- $Ecap_{gr}$ 신재생 에너지원 r 에 연계된 ESS 용량 [MWh] (개별 연계)
- $Ecap_y$ 공용 ESS 용량 [MWh]
- $x_{y,d,h,r}$ 신재생 에너지원 r 에 연계된 ESS의 충/방전 상태(개별연계) (0:방전 / 1:충전)
- $x_{y,d,h}$ 공용 ESS의 충/방전 상태 (0:방전 / 1:충전)
- $C_{y,d,h,r}$ 신재생 에너지원 r 의 충전용량 [MWh]
- $D_{y,d,h,r}$ 신재생 에너지원 r 의 방전용량 [MWh]
- $E_{y,d,h,r}$ 신재생 에너지원 r 의 전력저장량 [MWh]
- $cur_{y,d,h,r}$ 신재생 에너지원 r 의 출력감축량 [MWh]

2.2 신재생-ESS 연계 모델 정식화

다음의 <그림 1>과 <그림 2>는 각각 개별 ESS 연계 모델과 공용 ESS 모델을 나타낸 것이다. 현재 대한민국에서는 풍력과 태양광 발전기가 공동으로 사용하는 ESS 연계 시스템에 대한 인센티브 규정이 정해진 바는 없다. 하지만 일반적인 ESS 인센티브 모델에도 적용할 수 있도록 하기 위해 <그림 2>의 공용 ESS 모델에 대한 정식화도 함께 진행하였다.

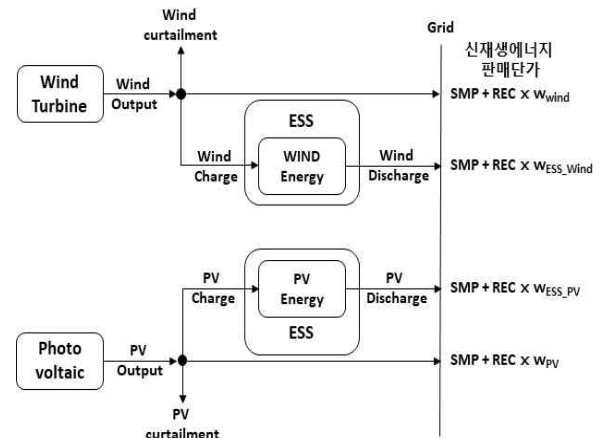


그림 1 개별 연계 ESS 모델 구성도

Fig. 1 The diagram of individually connected ESS

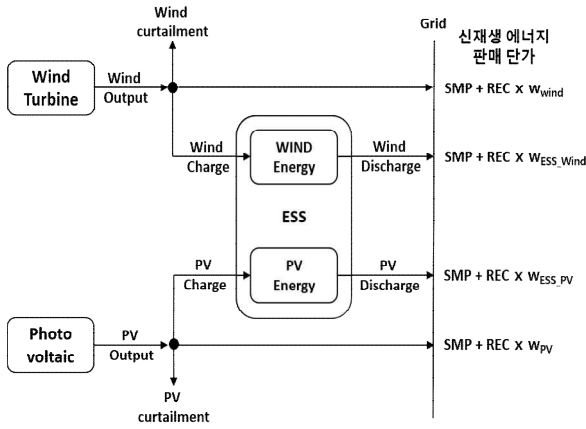


그림 2 공용 ESS 모델 구성도

Fig. 2 The diagram of shared ESS

2.2.1 목적함수

본 논문에서는 계획기간 동안의 신재생 발전 사업자의 이익을 현재 가치로 환산한 값을 목적함수로 정의하였다. 목적함수는 아래 수식과 같다.

MAXIMIZE

$$\sum_{Y,D,H,R} \frac{RP_{y,d,h,r}^* (P_{y,d,h,r} - C_{y,d,h,r} - cur_{y,d,h,r})}{(1+dr)^y} \quad (1)$$

$$+ \sum_{Y,D,H,R} \frac{DP_{y,d,h,r}^{**}}{(1+dr)^y} \quad (2)$$

$$- \sum_{Y,D,H,R} \left(\frac{(1-0.8) \times Rcost}{cycle \times eff_d} \times \frac{D_{y,d,h,r}}{(1+dr)^y} \right) \quad (3)$$

$$- \sum_{Y,R} \frac{Icost (Ecap_{y,r} - Ecap_{y-1,r})}{(1+dr)^{y-1}} \quad (4)$$

$$+ \sum_{Y,D,H,R} \frac{Icost (life - Y + y - 1) \times (Ecap_{y,r} - Ecap_{y-1,r})}{life \times (1+dr)^Y} \quad (5)$$

$$* RP_{y,d,h,r} = SMP_{y,d,h,r} + REC$$

$$** DP_{y,d,h,r} = SMP_{y,d,h,r} + REC \times w_{y,r}$$

본 연구에서는 미래 건설 예정인 신재생 발전기에 필요한 최적의 ESS 용량을 산정하는 것이 목적이므로 신재생 발전기의 건설비, 유지관리비 등은 목적함수에 포함하지 않았다. 위의 목적함수에서 수식 (1)과 (2)는 각각 신재생 에너지의 발전수익과 ESS를 통해 판매한 에너지의 발전수익에 관한 것이다. 다음으로 수식 (3)은 배터리 열화에 의해 발생하는 성능저하를 고려하여 매년 동일한 성능을 유지하기 위해 필요한 재 투자비용, 수식 (4)는 ESS 설치비, 마지막으로 수식 (5)는 ESS의 잔존가치를 의미한다. 단 (4), (5)는 개별 연계 모델에만 적용되는 것으로 공용 연계 모델의 목적함수는 아래 식 (6), (7)을 따른다.

$$- \sum_{Y,R} \frac{Icost (Ecap_{y,r} - Ecap_{y-1,r})}{(1+dr)^{y-1}} \quad (6)$$

$$+ \sum_{Y,D,H} \frac{Icost (life - Y + y - 1) \times (Ecap_{y,r} - Ecap_{y-1,r})}{life \times (1+dr)^Y} \quad (7)$$

2.2.2 제약조건

ESS 설치 용량 제약

본 연구에서는 RPS(Renewable Portfolio Standard)제도에 의해 매년 신재생 발전기의 용량이 증가할 것으로 예상되고 또한 현재 REC 가중치 정책에 의해 신재생 연계용 ESS가 보급되는 단계에 있기 때문에 계획기간 동안 ESS의 폐지가 발생하지 않을 것이라 가정하였다. 따라서 수식 (8), (9)를 통해 매년 배터리의 총 정격용량이 증가하도록 식을 구성하였다.

$$Ecap_{y-1,r} \leq Ecap_{y,r}, \quad \forall y,r \quad (\text{개별연계}) \quad (8)$$

$$Ecap_{y-1} \leq Ecap_y, \quad \forall y \quad (\text{공용연계}) \quad (9)$$

ESS 최소/최대 전력 저장용량 제약

일반적으로 배터리 제조사에서는 배터리의 수명과 성능 등을 고려해서 최적의 상태로 운영 가능한 SOC(충전상태, State of Charge) 구간을 정해두고 있다. 아래 수식 (10), (11)은 배터리 사용 구간에 대한 제약조건이다.

$$0 \leq E_{y,d,h,r} \leq Ecap_{y,r} \times (E_{\max} - E_{\min}), \quad \forall y,h,h,r \quad (\text{개별연계}) \quad (10)$$

$$0 \leq E_{y,d,h} \leq Ecap_y \times (E_{\max} - E_{\min}), \quad \forall y,h,h \quad (\text{공용연계}) \quad (11)$$

ESS 충/방전 제약

아래 제약조건들은 ESS의 충/방전과 관련된 제약조건이다. 여기서 수식 (17), (18), (21), (22)에서 사용된 기호 M은 논리 식을 구현하기 위한 상수로서 매우 큰 값을 선정하여 사용하였다.

$$E_{y,d,h,r} - E_{y,d,h-1,r} = (C_{y,d,h,r} \times eff_c - D_{y,d,h,r} / eff_d), \quad \forall y,h,h,r \quad (12)$$

$$\sum_{Y,D,H} D_{y,d,h,r} \leq \sum_{Y,D,H} C_{y,d,h,r}, \quad \forall r \quad (13)$$

$$C_{y,d,h,r} \leq P_{y,d,h,r}, \quad \forall y,d,h,r \quad (14)$$

$$C_{y,d,h,r} \leq Ecap_{y,r} \times C_{\max}, \quad \forall y,d,h,r \quad (15)$$

$$D_{y,d,h,r} \leq Ecap_{y,r} \times D_{\max}, \quad \forall y,d,h,r \quad (16)$$

$$C_{y,d,h,r} \leq M \times x_{y,d,h,r}, \quad \forall y,d,h,r \quad (17)$$

$$D_{y,d,h,r} \leq M \times (1 - x_{y,d,h,r}), \quad \forall y,d,h,r \quad (18)$$

수식 (12)는 에너지원 별 저장 전력량을 계산하기 위한 방정식이고, 수식 (13)은 ESS에 충전된 전력보다 더 많은 전력을 방전할 수 없다는 제약조건, 수식 (14)는 신재생 에너지 이외에 외부전력망에서 전력을 충전하지 못하도록 제한하기 위한 제약조건이다. 다음으로 수식 (15), (16)은 최대 충/방전 용량 제약조건, 그리고 수식 (17), (18)은 같은 시간동안 동시에 충/방전 하지 못하도록 제한하기 위한 제약조건 이다. 단, 수식 (15)~(18)은 개별 연계 모델에만 적용할 수 있는 제약조건으로 공용 모델에서는 아래의 식 (19)~(22)를 따른다.

$$\sum_R C_{y,d,h,r} \leq Ecap_y \times C_{max}, \quad \forall y,d,h \quad (19)$$

$$\sum_R D_{y,d,h,r} \leq Ecap_y \times D_{max}, \quad \forall y,d,h \quad (20)$$

$$\sum_R C_{y,d,h,r} \leq M \times x_{y,d,h}, \quad \forall y,d,h \quad (21)$$

$$\sum_R D_{y,d,h,r} \leq M \times (1 - x_{y,d,h}), \quad \forall y,d,h \quad (22)$$

신재생에너지 출력 제한

아래 수식 (23)은 계통 신뢰도 유지를 위해 전력 부하 중 일정 용량 이상을 화석연료가 담당하도록 하기 위한 제약조건이고, 수식 (24)는 이를 만족하기 위해 신재생 발전기의 출력 제한이 발생한 경우 출력 제한분 만큼 충전 가능한 전력량이 줄어들도록 하기 위한 제약조건이다.

$$L_{y,h,d} - NL_{min} \leq \sum_R (P_{y,d,h,r} - cur_{y,d,h,r} - C_{y,d,h,r} + D_{y,d,h,r}) / \Delta t, \quad \forall y,d,h \quad (23)$$

$$C_{y,d,h,r} \leq P_{y,d,h,r} - cur_{y,d,h,r}, \quad \forall y,d,h,r \quad (24)$$

3. 사례연구

3.1 시나리오 구성

본 논문에서 제안한 알고리즘을 적용하기 위한 대상으로는 제주도 계통을 선정하였다. 계획기간은 2018년부터 2027년까지 총 10년간으로 설정하였고, 이 때의 할인율은 5%, REC 거래가격은 풍력과 태양광의 REC 거래시장이 통합된 2016년 3월 이후부터 2017년까지의 가장 평균값인 97,270원을 적용하였다.

〈표 1〉은 2016년 제주지역의 신재생 에너지원 별 발전기 용량과 발전실적과 미래 제주계통의 신재생 설비 계획을 나타낸 것이다. 2016년의 발전실적에 따르면 풍력 발전기의 이용률은 약 19.73%, 태양광발전기의 이용률은 10.06%인 것으로 나타났다.

시뮬레이션에 사용하기 위한 시간대별 신재생 발전량 계산에는 상용 마이크로그리드 설계 프로그램인 HOMER를 이용했다. HOMER는 NASA의 과거 기상 통계 자료와 설비특성자료를 이용해서 8,760시간의 신재생 예상 발전 출력을 계산해주는 기능을 제공한다. 여기서 풍력발전기는 Vestas V82(1.67MW), 태양광 패

표 1 제주 신재생 설비 계획(전력거래소)

Table 1 Renewable energy plan of Jeju island (KPX)

연도	풍력		태양광	
	설비용량 (MW)	예상 발전량 (GWh)	설비용량 (MW)	예상 발전량 (GWh)
2016 (실적)	272	470	101	89
2017	272	470	125	110
2018	292	505	213	188
2019	442	764	343	302
2020	612	1,058	473	417
2021	767	1,325	603	531
2022	1,045	1,806	713	628
2023	1,045	1,806	820	723
2024	1,045	1,806	910	802
2025	1,345	2,324	1,000	881
2026	1,545	2,670	1,080	952
2027	1,745	3,015	1,160	1,022

표 2 제주지역 전력수요 전망

Table 2 Electric load forecasting of Jeju island

연도	전력 소비량 (GWh)	예상 신재생 발전량 (GWh)	실 전력 수요 (GWh)	최대 수요 (MW)
2017	4,957	668	4,289	921
2018	5,193	840	4,353	962
2019	5,441	1296	4,145	996
2020	5,699	1792	3,907	1,032
2021	5,969	2259	3,710	1,067
2022	6,212	2945	3,267	1,100
2023	6,454	3075	3,379	1,132
2024	6,696	3781	2,915	1,163
2025	6,935	3891	3,044	1,193
2026	7,171	4390	2,781	1,223
2027	7,403	4890	2,513	1,253

널은 Hanwha QPLUS BFR-G4.1(280W) 모델의 설비특성을 적용하였고 기상 데이터는 2016년 신재생에너지의 연간 발전실적과 동일해지도록 NASA의 기상데이터(풍속, 일사량, 기온)를 비례축소한 값을 사용하였다.

〈표 2〉는 8차 수급계획에서의 기준수요와 신재생 발전량을 뺀 실 전력수요 값 그리고 연도별 최대 수요 값을 나타낸 표이다. 시뮬레이션 상에서는 2017년 예상 전력소비량과 최대수요 값을 기준으로 미래 전력부하 데이터를 만들어 사용하였다. 그리고 미래 예측 SMP는 2017년 SMP 실적 데이터를 기준으로 실 전력수요에 비례 증가한 값을 사용하였다.

〈표 3〉은 계통 안정도 유지를 위해 필요한 제주계통의 최소 실 전력수요를 나타낸 것이다. 여기서 최소 실 전력수요 제약 조건은 HVDC 운전유지를 위한 최소 송전량과 발전기의 기동상태 유지를 위한 최소 발전량의 합으로 산정하였다.

표 3 최소 실 전력수요 제약

Table 3 Constraints of the minimum net load

연도	HVDC 최소 송전량 (MW)			발전기 최소 출력 (MW)	합계 (MW)
	#1	#2	#3		
2020년 이전	40	40	-	184	264
2020년 이후	40	40	-200	184	64

표 4 ESS 사양

Table 4 Specifications of the ESS

항 목	값
사용가능한 SOC 범위	정격 용량의 5%~95%
배터리 사이클 수명	6000회 (정격 용량의 80% 기준)
배터리 내용연수	10년
최대 충전 용량	정격 용량의 100%
최대 방전 용량	정격 용량의 100%
충/방전 효율	충전 97.5%/방전 97.5%
초기투자 비용	550,000원/kWh

표 5 REC 가중치 시나리오

Table 5 Scenarios of the REC weighting scheme

연도	풍 력					태양광				
	S1	S2	S3	S4	S5	S1	S2	S3	S4	S5
2018	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	5	5	5	5	5
2019	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	5	5	5	5	5
2020	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
2021	4	3.93	3.86	3.79	3.71	4	3.93	3.86	3.79	3.71
2022	4	3.86	3.71	3.57	3.43	4	3.86	3.71	3.57	3.43
2023	4	3.79	3.57	3.36	3.14	4	3.79	3.57	3.36	3.14
2024	4	3.71	3.43	3.14	2.86	4	3.71	3.43	3.14	2.86
2025	4	3.64	3.29	2.93	2.57	4	3.64	3.29	2.93	2.57
2026	4	3.57	3.14	2.71	2.29	4	3.57	3.14	2.71	2.29
2027	4	3.5	3	2.5	2	4	3.50	3	2.50	2

HVDC 선로는 운전상태 유지를 위해 현재 선로 당 40MW씩 총 80MW의 최소 송전량을 유지하고 있으나 양방향 송전이 가능한 200MW 용량의 HVDC가 추가 건설되는 2020년 이후에는 최대 120MW 까지 역방향 송전이 가능해 질 것으로 예상된다. 그리고 계통 신뢰도 유지를 위해 남제주 화력 1, 2호기와 제주화력 2, 3호기가 항상 가동한다고 가정하면 화력 발전기 최소 출력의 합은 184MW 가 된다. 따라서 제주 계통의 최소 실 전력수요는 2020년 이전에는 264MW, 2020년 이후에는 64MW가 될 것이라 가정하였다.

〈표 4〉는 시뮬레이션에 사용한 ESS의 사양을 나타낸 것이다. ESS의 사양은 최근 사용되고 있는 일반적인 ESS의 사양을 나타

낸 것이다. 여기서 초기 투자비용은 ESS를 구성하는 배터리와 PCS 등을 모두 포함한 가격을 의미한다.

〈표 5〉는 사례연구에 적용한 연도별 ESS 가중치 시나리오를 구성한 것이다. 2018년 6월 개정된 REC 가중치 개정안에 따라 2019년 까지는 풍력 4.5, 태양광 5를 유지하고 2020년에는 풍력과 태양광 모두 가중치 4를 적용하였다. 2020년 이후의 가중치에 대해서는 시나리오 별로 2027년의 가중치가 각각 4, 3.5, 3, 2.5, 2가 되도록 선형적으로 감소시킨 값을 사용하였다.

표 6 REC 가중치 적용시간

Table 6 Applicable times of the REC weights

에너지원	기간	가중치 적용 시간	
		육지지역	제주지역
태양광	1월 1일 ~ 12월 31일	충전 10시~16시	
		방전 0시~10시 16시~24시	
풍력	3월 17일 ~ 6월 6일	09시~12시	19시~22시
	6월 7일 ~ 9월 20일	13시~17시	13시~15시 19시~21시
	9월 21일 ~ 11월 14일	18시~21시	18시~21시
	11월 15일 ~ 3월 16일	12시~19시	18시~21시

〈표 6〉은 각 에너지원과 연계된 ESS의 REC 가중치 적용 시간을 나타낸 것이다. 에너지 원 별로 ESS 가중치 적용 시간이 다른 이유는 ESS의 연계하는 목적이 다르기 때문이다. 태양광 에너지는 낮 시간대에 집중적으로 발생하기 때문에 태양광 발전기의 용량이 크게 증가할 경우 계통 제약이 발생할 가능성이 크다. 따라서 발전량이 집중되는 10시에서 16시 까지 에너지를 충전하고, 그 이외의 시간에는 SMP의 추이에 따라 방전할 수 있도록 유도하기 위해 위와 같은 ESS 가중치 적용시간이 정해졌다. 반면 풍력에너지의 경우에는 출력변동이 심하기 때문에 평소 간헐성 대응을 위한 예비력이 마련되어야 한다. 이러한 이유로 풍력 발전기와 ESS의 연계를 통해 주파수 유지를 위한 예비력을 확보하는 한편 계절별 피크 부하 시에는 충전된 전력을 방전할 수 있도록 유도하기 위해 위와 같은 가중치 적용시간이 결정되었다.

그러나 태양광 에너지는 피크시간대에 발전하는 전형적인 부하추종형 에너지원이고 아직까지는 duck curve가 나타날 정도로 대한민국의 태양광 발전용량이 크지 않기 때문에 REC 가중치를 이용해서 발전량을 분산시키는 것이 큰 실효성이 없을 수 있다. 또한 풍력 발전의 경우에는 ESS 가중치가 적용되는 짧은 시간동안 ESS에 저장된 모든 에너지를 방전하는 패턴이 나타나는데, 이러한 이유로 ESS 가중치가 오히려 계통안정성을 해칠 수 있다는 의견이 있다. 여기에 대한 자세한 분석은 이후 가중치 적용 시의 사례분석 결과에서 확인할 수 있다.

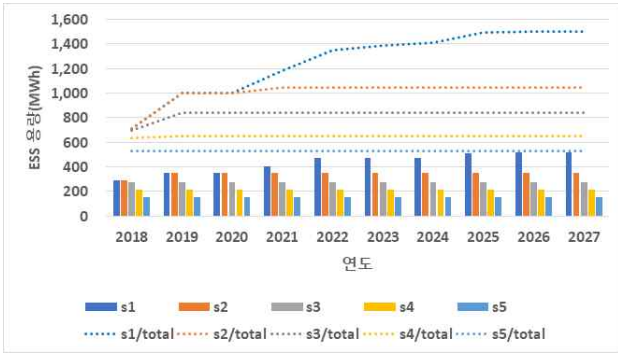


그림 3 최적 ESS 용량 추이 (개별연계 모델, 풍력)
 Fig. 3 Yearly changes of the optimal capacity of the ESS (Individually connected model, wind energy)

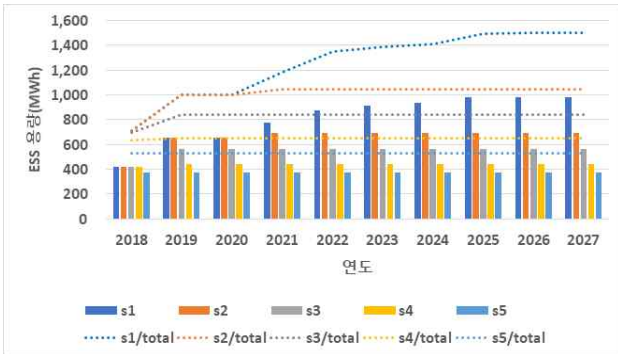


그림 4 최적 ESS 용량 추이 (개별연계 모델, 태양광)
 Fig. 4 Yearly changes of the optimal capacity of the ESS (Individually connected model, photovoltaic energy)

3.2 결과

본 문제를 구성하기 위해 상용 최적화 프로그램인 GAMS (General Algebraic Modeling System)을 사용하였고, MILP(혼합 정수 선형계획법, Mixed Integer Linear Programming)로 구성된 문제 풀이를 위해 Xpress solver를 사용하였다. Xpress는 Gurobi, CPLEX와 함께 가장 많이 사용되는 MILP solver중 하나로서 LP 문제 풀이 시에는 simplex method, MILP 문제 풀이 시에는 branch & bound method를 사용하여 해를 찾는다.

3.2.1 ESS 최적 용량

<그림 3>, <그림 4>는 각각 개별 연계모델에서의 풍력과 태양광 연계용 ESS의 최적 용량을 나타낸 그래프이다. 여기서 점선 그래프는 개별 연계모델에서의 총 ESS 용량 합계를 나타낸 것이다. 개별 연계 모델에서의 결과를 보면 총 발전용량은 풍력이 태양광에 비해 월등하게 높지만 태양광에 더 많은 ESS가 연계되는 결과를 보였다. 이러한 결과가 나온 이유는 태양광 발전이 풍

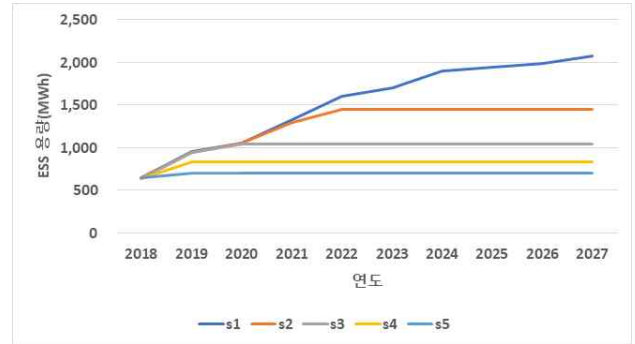


그림 5 최적 ESS 용량 추이 (공용 연계 모델)
 Fig. 5 Yearly changes of the optimal capacity of the ESS (Shared ESS model)

표 7 경제성 분석

Table 7 Economic Analysis

(단위 : 10억 원)

시나리오	개별연계		공용 연계	
	이익	NPV	이익	NPV
ESS 연계 없음	① 2,724	-	① 2,724	-
S1	② 2,954	②-① 229	③ 3,169	③-① 444 (+93.9%)
S2	2,904	178	3,091	366 (+105.6%)
S3	2,863	138	3,024	300 (+117.4%)
S4	2,829	105	2,972	248 (+136.2%)
S5	2,803	79	2,934	210 (+165.8%)

력발전에 비해 ESS 연계 가중치를 적용받을 수 있는 시간이 길어 상대적으로 더 유리한 조건으로 에너지를 판매할 수 있었기 때문이다. 시뮬레이션 상 2018년 ESS 방전 에너지 판매 단가는 kWh당 풍력 545원, 태양광 631원으로 약 16%가량 더 유리한 가격으로 에너지를 판매한 것으로 나타났다.

<그림 5>는 공용 연계모델에서의 ESS 최적 용량을 나타낸 것이다. 공용 연계모델에서는 동일 시나리오 대비 개별 연계모델의 결과보다 더 많은 ESS를 연계 하는 결과가 나타났다. 특히 ESS 연계 가중치가 가장 높은 시나리오 1의 경우 마지막 해에 약 38%(+572MWh)가량 더 많은 용량이 연계되었고, 가중치가 가장 낮은 시나리오 5의 경우 약 32%(+173MWh)더 많은 용량이 연계되는 결과를 보였다.

3.2.2 경제성 분석

<표 7>은 개별 연계모델과 공용 연계 모델에서의 신재생 연계

ESS의 경제성 분석 결과를 나타낸 것이다. 표에서 사용된 순현재 가치(NPV, Net Present Value)는 신재생 발전기와 ESS를 연계함으로써 얻을 수 있는 추가 이익을 현재 가치로 환산한 값을 의미한다. 표를 보면 ESS 연계 REC 가중치가 낮아질수록 NPV 값도 낮아지는 것을 확인할 수 있다. 그리고 공용연계 모델의 NPV값이 동일 시나리오에서의 개별연계 모델에 비해 크게 향상된다는 사실도 확인할 수 있다.

또한 <표 7>을 통해 가중치가 낮아질수록 공용연계 모델과 개별연계 모델에서의 상대적인 NPV 격차가 점점 커지는 것을 확인할 수 있다. 이러한 결과들을 바탕으로 공용 연계 모델이 개별연계 모델에 비해 경제적으로 더 나은 결과를 보여주며 향후 ESS 연계 가중치가 줄어들더라도 상대적으로 더 안정적인 수익을 기대할 수 있을 것으로 예상된다.

3.2.3 ESS 이용량

<그림 6>은 시뮬레이션 기간 동안의 풍력과 태양광 에너지에 대한 총 ESS 이용량을 비교한 그래프이다. 각 그래프를 살펴보면 태양광 에너지가 가중치가 낮은 풍력에너지에 비해 ESS 이용량이 더 높았고 REC 가중치가 높은 시나리오 S1에서 가중치가 낮은 시나리오 S5로 갈수록 ESS 이용량이 점점 낮아지는 경향이 나타났다.

REC 가중치에 따른 영향 이외에도 연계 방식에 따른 차이도 크게 나타났다. 같은 시나리오 상에서 공용연계 모델은 개별연계 모델에 비해 풍력의 경우 약 79%, 태양광의 경우 약 41% 가량 이용량 차이가 발생했고, 가장 큰 차이가 발생한 시나리오 S5에서는 풍력에서 약 91%, 태양광에서는 약 56%의 이용량 차이가 나타났다.

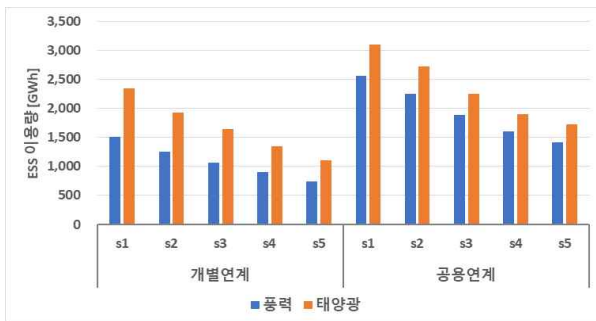


그림 6 시나리오 별 총 ESS 이용량
Fig. 6 Total processed energy of ESS

이러한 결과가 적절한지 검증하기 위해 동일한 조건에서 각 연계방식에 대한 일일 충/방전 계획을 시뮬레이션 해 보았다. 이때 개별연계 모델에서는 각 에너지원 당 50MWh(E_{max} : 45MWh)씩, 공용연계 모델에서는 100MWh(E_{max} : 90MWh)가 연계된 상황을 가정했다. 그리고 신재생 연계 ESS의 REC 가중치는 2018년 가중치(풍력 4.5, 태양광 5)를 적용하였다.

<그림 7>과 <그림 8>은 각각 개별연계 모델과 공용연계 모델에서의 최적 충/방전 계획을 나타낸 그래프이다. 각 그래프를 비교해보면 최적 충/방전 계획이 다르게 나타나는 것을 확인할 수 있다. 개별연계 모델에서는 에너지원 각각에 대해 충전 가능한 용량이 제한되기 때문에 풍력에너지보다 더 비싼 가격에 판매할 수 있는 태양광 에너지를 45MWh이상 충전할 수 없었다. 그러나 <그림 8>에서는 풍력에너지를 모두 방전한 이후 모든 용량(90MWh)을 태양광 에너지를 충전하는데 사용했다. 즉, 본 시뮬레이션을 통해 공용연계 모델에서는 ESS 운영의 유연성을 높임으로써 동일한 용량의 개별연계 ESS에 비하여 더 많은 신재생 에너지를 수용할 수 있다는 것을 확인할 수 있었다.

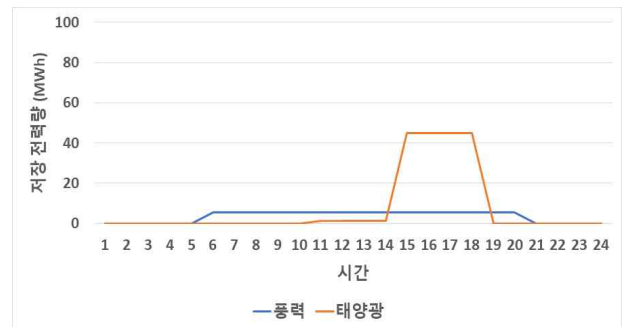


그림 7 일일 충/방전 계획 (개별연계 모델)
Fig. 7 Daily charge/discharge planning of the ESS (individually connected ESS)

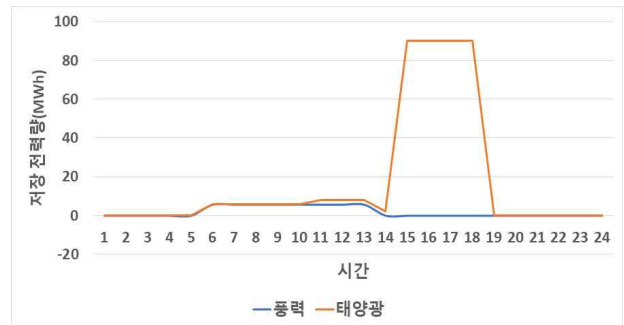


그림 8 일일 충/방전 계획 (공용연계 모델)
Fig. 8 Daily charge/discharge planning of the ESS (shared ESS)

3.2.4 실 전력수요

<그림 9>와 <그림 10>은 가중치가 가장 높은 시나리오 S1과 가장 낮은 시나리오 S5에 대한 제주계통의 실 전력수요를 나타낸 것이다. 그래프를 보면 ESS 가중치가 적용되는 시간인 18시에서 21시 사이에 ESS 내에 충전된 모든 에너지가 한 번에 방전되어 실 전력수요가 급감하는 현상이 발생했다. 특히 2018년과 2027년의 결과를 비교해보면 해가 지날수록 실 전력수요의 변동

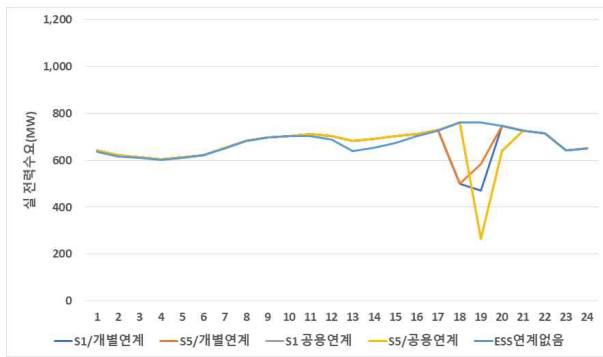


그림 9 실 전력수요(2018. 12. 18)
Fig. 9 Net demand (Dec 18, 2018)

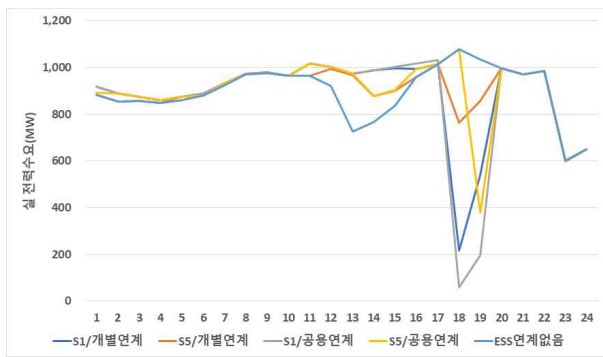


그림 10 실 전력수요(2027년 12월 18일)
Fig. 10 Net demand (Dec 18, 2027)

이 더 커지는 현상이 나타났다.

이러한 현상이 발생하는 이유는 다음과 같다. 충전 시에는 REC 가중치가 충전 가격에 영향을 미치지 않으므로 SMP가 반영된 최적 충전계획이 세워질 수 있다. 이는 ESS 연계가 없을 때와 ESS 연계 상태의 실 전력수요 그래프를 비교해보면 알 수 있다. 그러나 에너지가 방전 될 때에는 SMP에 비해 가중치가 적용된 REC 가격이 더 높고 REC 가중치를 적용 받을 수 있는 시간이 한정되어 있기 때문에 가중치가 적용되는 시간에 모든 전력을 단 시간에 방전하는 결과가 나타난다.

이러한 결과를 통해 국내 인센티브 제도가 신재생 발전 비중이 높은 제주 계통에는 좋지 않은 영향을 미칠 가능성이 있다는 것을 알 수 있다. 특히 <그림 10>의 시나리오 S1/개별연계 모델에서는 화력 발전기들이 17시와 18시 사이에 799MW 만큼의 출력을 줄여야하고, 19시와 20시 사이에는 다시 457MW 만큼을 높여야하는데, 이는 ESS가 연계되지 않았을 때의 결과보다 훨씬 더 높은 수치이다. 따라서 현행 ESS 인센티브 정책은 단기적으로는 ESS의 투자를 활성화 시키고 신재생 에너지의 간헐성을 완화하는데 도움이 될 수 있지만, ESS의 용량이 계통에 상당한 영향을 미칠 정도로 커진 경우에는 오히려 실 전력수요의 변동성을 증가시키는 현상이 나타날 가능성이 크다.

4. 결 론

본 논문에서는 대한민국의 신재생-ESS 연계 인센티브 정책을 반영하여 최적 ESS 용량을 산정하는 연구를 진행하였다. 신재생 연계 ESS의 충/방전 상태를 결정하기 위한 이진변수로 인해 최적화 모델은 MILP 문제로 구성되었다. 따라서 해당 문제를 풀이하기 위해 상용 최적화 프로그램인 GAMS와 MILP solver인 XPRESS를 사용하였다.

시뮬레이션에는 미래 인센티브 정책을 반영하기 위해 다섯 가지 시나리오를 가정했다. 첫 번째 시나리오에서는 2020년 이후 가중치가 4로 유지된다고 가정하였고 나머지 시나리오에서는 2027년 가중치가 각각 3.5, 3, 2.5, 2가 되도록 선행적으로 감소한다고 가정하였다. 그리고 다양한 에너지원을 함께 수용할 수 있는 공용 ESS 모델과 개별 ESS 연계 모델에 대한 시뮬레이션을 함께 진행하였다.

ESS 용량 산정 결과를 보면 가중치가 높은 상태로 계속 유지되는 시나리오 S1에서는 신재생 발전기의 용량이 증가함에 따라 ESS 용량도 함께 증가하는 경향을 보였으나 가중치가 낮아질수록 ESS 연계 수익성이 높은 초기 계획기간에만 ESS가 투입되는 결과가 나타났다.

수익성 분석에서는 시나리오에 따라 수익성 차이가 크게 나타났으나 모든 경우에서 NPV가 높게 나타났기 때문에 현행 인센티브 정책은 ESS 투자를 활성화시키는데 큰 도움이 될 것으로 예상되었다. 특히 공용연계 모델은 개별연계 모델보다 더 높은 수익성을 보였는데, 이는 신재생 발전량에 따라 유연하게 전력 저장 용량을 분배할 수 있었기 때문이다.

마지막으로는 한국의 현행 인센티브 정책이 제주 계통에 미치는 영향을 분석해보았다. 현행 제도상에서는 ESS 가중치가 적용되는 시간이 한정되어 있기 때문에 해당시간에 실 전력수요가 급변하는 결과가 나타났다. 특히 신재생 발전 비중이 높은 제주 계통에서 이러한 상황이 발생한다면 화력 발전기의 출력을 급속도로 줄여야하기 때문에 계통 주파수를 유지하기 어려워질 가능성이 높을 것으로 예상된다.

이러한 결과를 종합적으로 판단해 보면 현행 ESS 인센티브 정책은 단기적으로는 신재생 에너지의 간헐성을 완화하고 사업자의 참여를 효과적으로 이끌어 낼 수 있을 것으로 보인다. 그러나 장기적인 관점에서 보면 신재생 발전기의 용량이 커질수록 현행 인센티브 정책으로 인해 실 전력수요의 변동성이 매우 커지는 문제점 또한 확인할 수 있었다. 그러므로 향후 ESS의 단가가 하락하여 신재생 발전기와의 연계가 활성화 되는 시점에서는 이러한 문제에 대응하기 위해 신재생 발전 출력 변동성에 대한 페널티를 부과하거나 실 전력수요에 따라 정산단가를 조정하는 등의 대책과 이와 관련된 추가 연구가 필요할 것으로 판단된다.

감사의 글

본 연구는 2015년도 산업통상자원부의 재원으로 한국에너지기술연구원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제입니다. (no. 20174030201770)

References

- [1] REN21 Secretariat, "Renewables 2017 global status report", REN21, 2017.
- [2] P. Denholm and M. Hand, "Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity," *Energy Policy*, vol. 39, pp. 1817-1830, Nov. 2011.
- [3] Paul Denholm, Matthew O'Connell, Gregory Brinkman, and Jennie Jorgenson, "Over generation from solar energy in California : A field guide to the duck chart", *Tech. Rep. NREL/TP-6A20-65023*, Nov. 2015.
- [4] Lori Bird, Jaquelin Cochran, and Xi Wang, "Wind and solar energy curtailment : Experience and practices in the United States", *NREL, Tech. Rep. NREL/TP-6A20-60983*, Mar. 2014.
- [5] Anya Castillo, Dennice F. Gayme, "Grid-scale energy storage applications in renewable energy integration : A survey", *Energy Conversion and Management*, vol. 87, pp. 885-894, Nov. 2014.
- [6] S. X. Chen, H. B. Gooi, M. Q. Wang, "Sizing of energy storage for microgrids", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp 142-151, Mar 2012.
- [7] S. Bahramirad, W. Reder, A. Khodaei, "Reliability-constrained optimal sizing of energy storage system in a microgrid", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 2056-2062, Dec 2012.
- [8] Juan P. Fossati, Ainhoa Galarza, Ander Martín-Villate, Luis Fontán, "A method for optimal sizing energy storage systems for microgrids", *Renewable Energy*, vol. 77, pp. 539-549, May 2015.
- [9] Hossein Khorramdel, Jamshid Aghaei, Benyamin Khorramdel, Pierluigi Siano, "Optimal battery sizing in microgrids using probabilistic unit commitment", *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 12, no. 2, pp. 834-843, Apr 2016.
- [10] Jing Li, Wei Wei, Ji Xiang, "A simple sizing algorithm for stand-alone PV/wind/battery hybrid microgrids", *Energies*, vol. 5, no. 12, pp. 5307-5323, Dec 2012.
- [11] Ryoichi Komiyama, Yasumasa Fujii, "Assessment of massive integration of photovoltaic system considering rechargeable battery in Japan with high time-resolution optimal power generation mix model", *Energy Policy*, vol. 66, pp. 73-89, Mar. 2014.
- [12] R.H. Lasseter, "Microgrids", *Power Engineering Society Winter Meeting 2002 IEEE*, pp. 27-31, Jan 2002.
- [13] Michael Lippert, "Li-ion energy storage takes microgrids to the next level", *Renewable Energy Focus*, vol. 17, no. 4, pp. 159-161, Jul/Aug 2016.
- [14] X. Y. Wang, D. Mahinda Vilathgamuwa, S. S. Choi, "determination of battery storage capacity in energy buffer for wind farm", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, no. 3, pp. 868-878, Sep 2008.
- [15] Pierre Haessig, Bernard Multon, Hamid Ben Ahmed, Stéphane Lascaud, Pascal Bondon, "Energy storage sizing of for wind power : Impact of the autocorrelation of day-ahead forecast errors", *Wind Energy*, vol. 18, no. 1, pp. 43-57, Jan 2015.
- [16] Johannes Weniger, Tjarko Tjaden, Volker Quaschnig, "Sizing of residential PV battery systems", *Energy Procedia*, vol. 46, pp. 78-87, 2014.
- [17] Abubakar Sani Hassan, Liana Cipcigan, Nick Jenkins, "Optimal battery storage operation for PV systems with tariff incentives", *Applied Energy*, vol. 203, pp. 422-441, Oct 2017.

저 자 소 개



이 성 우 (Sungwoo, Lee)

2013년 2월 부산대학교 전자전기공학부 졸업. 2015년 2월 동 대학원 전자전기컴퓨터공학과 졸업(공학석사). 현재 동 대학원 전기전자컴퓨터공학과 박사과정



김 형 태 (Hyungtae, Kim)

2013년 2월 부산대학교 전자전기공학부 졸업. 2015년 2월 동 대학원 전자전기컴퓨터공학과 졸업(공학석사). 현재 동 대학원 전기전자컴퓨터공학과 박사과정



신 한 솔 (Hansol, Shin)

2015년 2월 부산대학교 전자전기공학부 졸업. 2017년 2월 동 대학원 전기전자컴퓨터공학과 졸업(공학석사). 현재 동 대학원 전기전자컴퓨터공학과 박사과정



김 태 현 (Tae Hyun, Kim)

2015년 2월 부산대학교 전자전기공학부 졸업. 2017년 2월 동 대학원 전기전자컴퓨터공학과 졸업(공학석사).

현재 동 대학원 전기전자컴퓨터공학과 박사과정



김 욱 (Wook, Kim)

1990년 2월 서울대학교 전기공학과 졸업. 1992년 2월 동 대학원 전기공학부 졸업(공학석사). 1997년 8월 동 대학원 전기공학부 졸업(공학박사). 현재 부산대학교 전기컴퓨터공학부 부교수