

ESS 성능평가용 실시간 계통 시뮬레이터를 통한 계통연계형 주파수 조정 모델에 대한 연구

진태환*, 이인준*, 김경화*, 정재윤**, 조경철*

*한국섬유기계융합연구원 에너지DX연구센터

** (주)인텍에프에이 소프트웨어센터

e-mail:jinth@kotmi.re.kr

Study of Grid-Connected Frequency Regulation Model through Real-Time Grid Simulator for Performance Test of Power Grid Tied ESS

Tae-Hwan Jin*, In-Jun Lee*, Kyung-Hwa Kim*, Jae-Yoon Jeong**, Kyung-Chul Cho*

*Energy DX Research Center, Korea Textile Machinery Convergence Research Institute

**Software Center, Intech-FA Inc.

요약

본 논문에서는 ESS의 계통연계형 주파수 조정 모델 즉, 1차 주파수 제어인 GF(Governor Free)모드와 2차 주파수 제어인 AGC(Auto Generation Control)모드를 ESS로 활용하여 분담할 수 있는 모델에 대한 연구를 소개한다. 이를 위해 90GW급 육지와 제주 계통모델을 포함하는 실시간 동적 시뮬레이터를 활용하고 ESS의 GF와 AGC 모델을 위한 알고리즘을 적용하여 Case Study를 수행하였습니다. 그래서, 주파수 제어모델에 대한 주파수 회복 능력에 대한 비교와 발전기에 분담되는 AGC 지령의 ESS 분배에 따른 발전 출력 특성을 확인 할 수 있습니다.

1. 서론

최근 전력망 시스템은 기존의 화석 연료 중심의 중앙 발전소와 신재생 에너지의 분산 전원을 기반으로 운영되고 있으며, 이는 계통의 복잡성, 관성 저하 등의 현상으로 주파수 제어 부분에 많은 문제를 야기하고 있다.

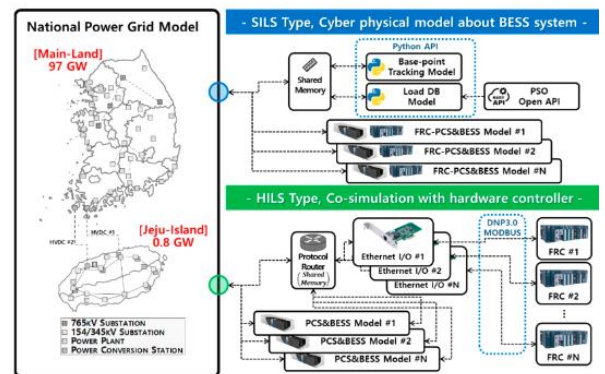
그래서 BESS(Battery Energy Storage System)가 PFC(Primary Frequency Control)로 각광받고 있으며 다양한 연구 및 실증이 진행되고 있습니다.[1-3] 다만, 많은 연구에서 명확한 계통적 특성이나 발전모델에 대한 특성을 고려하지 않고 있어서 BESS 시스템으로 적용할 수 있는 다양한 운영 알고리즘에 대한 효과분석에는 어려움을 겪고 있습니다.

본 연구에서는 국가 단위의 실시간 동적 계통 시뮬레이터를 활용하여 BESS의 1차 주파수(GF)와 2차 주파수(AGC)의 운영 알고리즘을 적용하여 계통에 대한 영향 뿐만 아니라 기존 발전모델 원들에 대한 영향도 함께 확인 할 수 있는 Case Study 결과를 제공합니다.

2. 연구내용

2.1 시뮬레이터 구성

실시간 동적 시뮬레이터는 제주와 육지를 포함하는 국가 단위로 총 97.8 GW규모로 구성되어 있으며, 중앙 급전 발전기 모델 177개, HVDC 모델 4회선, 동적 부하 모델 100GW과 100GW 규모의 부하모델, 14개 사이트에 연계된 380MW(PCS 기준) 계통 연계형 주파수 조정 BESS 모델을 구성되어 있습니다.



[그림 1] 실시간 동적 시뮬레이션 구성도

2.1 1차 주파수 제어용 ESS 제어 알고리즘

1차 주파수 제어용 모델은 유지회복제어, 정상제어, 동적제어로 구분되어 있습니다. 유지회복 제어는 주파수 불감대 영역인 59.97~60.03Hz 내에서 수행되며 유지회복 제어 출력비와 SOC 등급에 따라 회복제어는 10%, 유지제어는 15%로 출력제어 합니다.

$$P_{ESS,i} = S_{ESS,i} \times K_{rec,i}$$

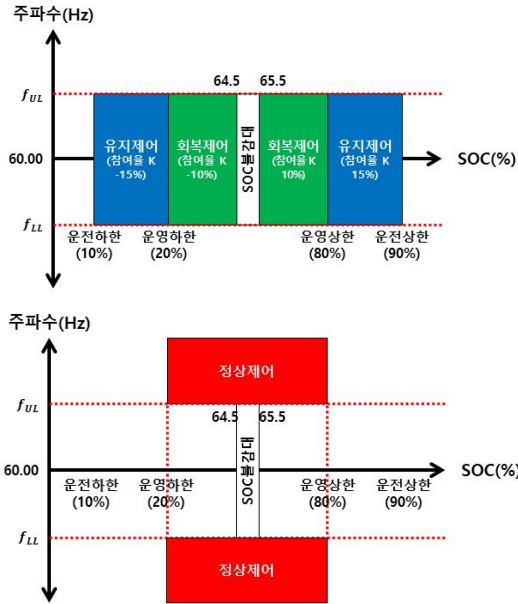
정상제어는 주파수 불감대 영역 밖에서 수행되며 SOC 운영 상/하한에 따라 정상 제어 Droop 특성에 따라 출력지령을 계산합니다.

if Frequency > 60Hz

$$P_{ESS,i} = \max(\Delta f \frac{S_{ESS,i}}{60(K_{nordrp,i}/100)} PRT_{dh,i}, -S_{ESS,i})$$

elseif Frequency < 60Hz

$$P_{ESS,i} = \min(\Delta f \frac{S_{ESS,i}}{60(K_{nordrp,i}/100)} PRT_{ch,i}, S_{ESS,i})$$



[그림 1] BESS의 1차 주파수 제어 알고리즘 (유지회복/정상)

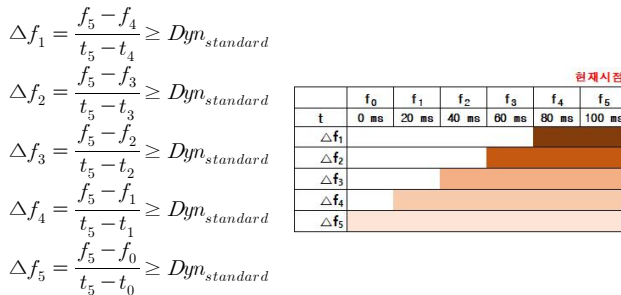
동적제어는 일정주기로 취득된 주파수를 현재값과 비교하여 앞의 이력데이터 5개와 비교분석하여 동적제어 판단기준 (0.0279Hz/sec)보다 크면 동적제어를 수행합니다.

if Frequency > 60Hz

$$P_{ESS,i} = \max(\Delta f K_{grid} PRT_{ch,i}, -S_{ESS,i})$$

elseif Frequency < 60Hz

$$P_{ESS,i} = \min(\Delta f K_{grid} PRT_{dh,i}, S_{ESS,i})$$



[그림 2] BESS의 1차 주파수 제어 알고리즘 (동적)

2차 주파수 제어용 모델은 1차 주파수 제어모델과 같이 유지회복 제어와 AGC 자동제어모델로 구성되어 있습니다.

if $P_{AGC,i} > 0.0$

$$P_{ESS,AGC} = \min(P_{AGC,i} \times K_{ESS,AGC}, P_{Discharge,UL})$$

$$P_{GSCC,AGC} = P_{AGC,i} - P_{ESS,AGC}$$

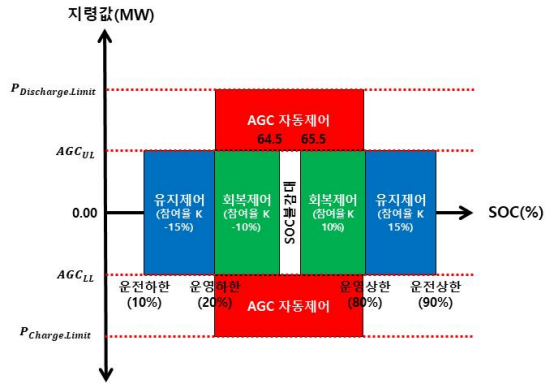
$$P_{ESS,i} = \max(P_{ESS,AGC} PRT_{dh,i}, S_{ESS,i})$$

elseif $P_{AGC,i} < 0.0$

$$P_{ESS,AGC} = \max(P_{AGC,i} \times K_{ESS,AGC}, P_{Charge,LL})$$

$$P_{GSCC,AGC} = P_{AGC,i} - P_{ESS,AGC}$$

$$P_{ESS,i} = \min(P_{ESS,AGC} PRT_{ch,i}, -S_{ESS,i})$$

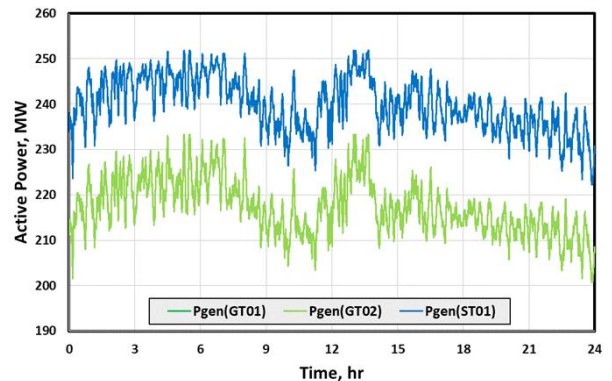


[그림 3] BESS의 2차 주파수 제어 알고리즘

2차 주파수 제어는 발전기에 지령되는 AGC 지령에 대해 BESS가 배분율에 따라 운전되는 것으로 일반 발전기가 4초마다 지령을 받는것에서 1초 단위 변동분 조정을 추가하여 AGC로 응동하게 됩니다.

2.2 Case Study 결과

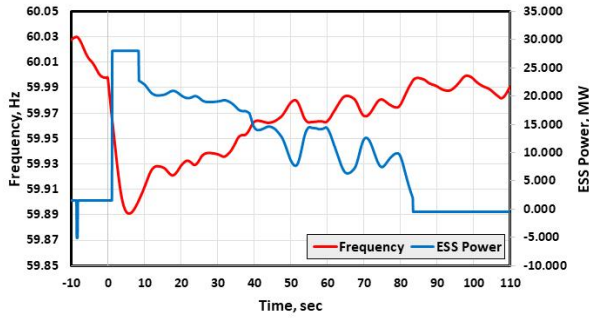
본 연구에서 1차/2차 주파수 제어를 개발된 알고리즘의 영향도를 평가하기 위해서 군산복합화력의 가스터빈 2기와 스팀터빈 1기의 시스템에 적용하였습니다.



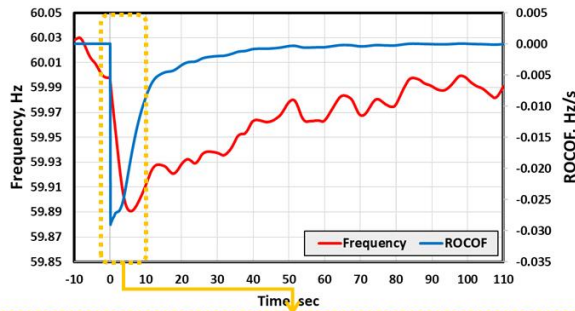
[그림 4] 군산복합화력 발전기 출력 특성

먼저, 1,200MW급 원자력 발전기 1기를 Trip했을 때에 ESS의 발전특성을 확인해 보았습니다. 발전기 Trip 시점을 0초로 봤을 때 5.9초만에 0.1092Hz의 주파수가 하락하고, 평균 RoCoF -

0.0185Hz/s를 나타내는 것을 확인하였고 사고시점부터의 순시 RoCoF는 -0.029Hz/s로 나타났습니다.



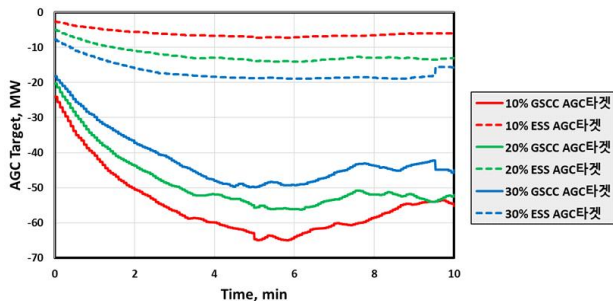
(a) 발전기 Trip시 BESS의 1차 주파수 응답 특성



(b) BESS 응답특성에 따른 RoCoF 특성

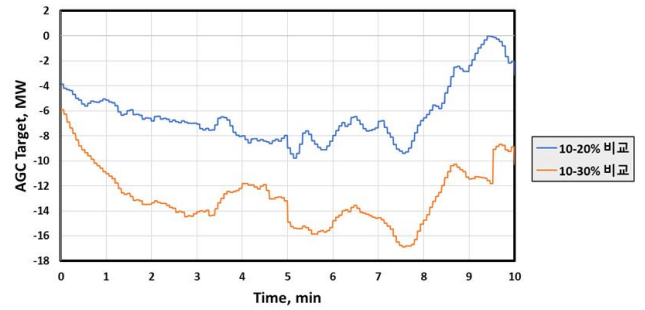
[그림 5] BESS의 1차 주파수 제어 특성

다음은 2차 주파수제어를 군산복합화력발전소로 배분되는 AGC 지령값에서 10%, 20%, 30% 비율로 시뮬레이션을 수행하였습니다.



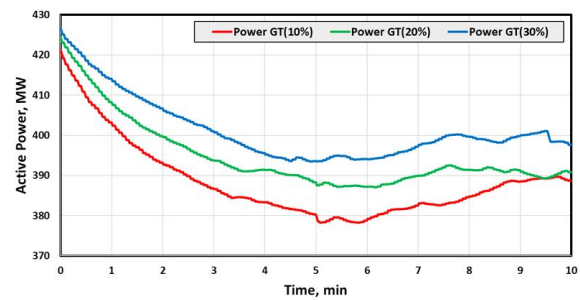
[그림 6] 군산복합화력 발전소의 AGC 지령과 ESS의 배분 지령

AGC 시험조건은 5분마다 재조정되는 급전지령인 Base-Point 재분배 시점이 0인 시험부터 2회 가량 변동하는 기준으로 AGC 특성을 평가하였습니다.



[그림 7] 10~20%, 10~30% 배분시의 지령 비교

지령 배분은 10%의 경우 최대 7.22MW, 20%의 경우, 14.05MW, 30%의 경우 18.98MW로 분담하는 것을 확인 할 수 있었습니다.



[그림 7] BESS의 AGC 협조제어에 따른 발전기 출력 변화

Base-Point가 재분배되는 시점에 대한 특성을 확인하기 위해 10분 단위로 비교했을 때에는 10~20%는 6.28MWh, 10~30%는 12.87MWh를 감소시키는 것을 확인 할 수 있었습니다.

3. 결론

BESS의 계통연계형 알고리즘 개발하고 영향도를 살펴보았으며, 이를 위해 국가단위 실시간 동적 시뮬레이터를 설계하여 BESS의 1차 주파수 제어와 2차 주파수 제어의 영향을 분석해 보았습니다.

1차 주파수 제어는 1,200MW급 발전력 탈락시, RoCoF의 영향은 0.0185Hz/s까지 억제할 수 있었으며, 과도상태 주파수의 범위를 벗어나지 않도록 1차 주파수 제어 특성을 대응 할 수 있습니다. 2차 주파수 제어는 발전기에 분담되는 AGC 응답량을 협조 운전하여 주파수 제어와 발전기 분담율을 억제할 수 있었는데 Base-Point가 변화하는 3 포인트를 대상으로 시뮬레이션을 했을 때 분담율에 따라 최대 10~20% 발전기 응답율을 저감할 수 있다는 것을 확인하였습니다.

사사

This work was supported by the Technology Innovation Program (20032134) through the Korea Planning &

Evaluation Institute of Industrial Technology(KEIT)
funded by the Ministry of Trade, Industry &
Energy(MOTIE, Korea)

참고문헌

- [1] Jo, H.; Choi, J.; Agyeman, K.A.; Han, S. Development of frequency control performance evaluation criteria of BESS for ancillary service: A case study of frequency regulation by KEPCO. In Proceedings of the 2017 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT-Asia), Auckland, New Zealand, 4-7 December 2017; pp. 1-5.
- [2] Sanduleac, M.; Toma, L.; Eremia, M.; Boicea, V.A.; Sidea, D.; Mandis, A. Primary frequency control in a power system with battery energy storage systems. In Proceedings of the 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe), Palermo, Italy, 12-15 June 2018; pp. 1-5.
- [3] Stein, K.; Tun, M.; Matsuura, M.; Rocheleau, R. Characterization of a fast battery energy storage system for primary frequency response. *Energies* 2018, 11, 3358.