정책 이슈페이퍼 16-08

확률적 전력계통망 최적화 모형 구축 연구

전우영

목 차

Ⅰ. 배경 및 문제점 / 1
Ⅱ. 조사 및 분석 결과 / 3
Ⅲ. 연구 의의 및 정책적 시사점 / 28
<참고자료> / 32

에너지경제연구원
Korea Energy Economics Institute

Ⅰ. 배경 및 문제점

□ 최근 전력시스템은 많은 변화와 도전에 직면해 있음.

○ 기존에 화석연료를 사용하던 수송과 난방과 같은 서비스들이 전력화를 통해서 전력수요가 빠르게 증가하고 있음.

○ 화석연료발전소에서 발생되는 온실가스에 대한 규제와 비용이 점점 강화되는 추세속에 환경비용은 전력시스템 운영자에게 더 이상 참고사항이 아닌 결정적 제약조건(binding constraint)이 되고 있음.

○ 또한 전통적인 전력생산설비인 원자력 발전소나 송전망 시설에 대한 주민 수용성이 급격히 악화되면서 사회적 비용이 급증하고 있음.

□ 이런 문제점에 대한 해결책으로 온실가스 배출 저감에 기여할 수 있고, 사회적 수용성이 높으며, 큰 보급 잠재력을 가지고 있는 재생에너지가 주목을 받고 있음.

○ 대표적 재생에너지인 태양광과 풍력의 경우 에너지균등화비용(Levelized Cost of Energy, LCOE)이 각각 $0.16/kWh, $0.07/kWh 수준으로 화력발전의 LCOE 수준에 거의 근접했으며, 우리나라에서도 2029년까지 태양광 16.6GW, 풍력 8.1GW의 높은 보급이 계획.

○ 하지만 태양광, 풍력과 같은 변동성 재생에너지(Variable Renewable Energy, VRE)는 대규모로 전력시스템에 도입이 될 경우 높은 변동성과 간헐성, 불확실성으로 인해 전력시스템의 안정성에 문제를 일으킬 수 있음.

○ 그렇기 때문에 변동성 재생에너지가 전력시스템에 미치는 영향을 선제적으로 분석하고 이에 대한 대응방안을 마련하는 것이 중요.

□ **하지만 변동성 재생에너지와 이와 연계되어서 운영되는 에너지저장장치(Energy Storage System, ESS) 등 전력시스템에 도입이 검토 중인 새로운 기술들의 특징을 포괄할 수 있는 전력시스템 분석 툴은 국내에 아직 미비한 상황.**

○ 기존의 WASP과 M-Core는 결정론적(deterministic) 정보를 이용해 거시적인 관점에서의 수급 분석에 초점이 맞춰져 있기 때문에 확률적(stochastic) 특성을 띄는 변동성 재생에너지와 ESS의 운용에 대한 미시적인 분석에는 한계.

□ **본 연구에서는 변동성 재생에너지와 이에 연계된 ESS가 전력시스템에 미치는 영향에 대한 분석이 가능한 확률적 전력계통망 최적화 모형을 제안하고, 제주도 전력계통망을 시범 연구 모형(Test-Bed)으로 이용해 본 모형으로 분석 가능한 다양한 요소들에 대한 탐색과 추가적 활용가능성에 대해서 모색.**

○ 구축된 제주도 전력계통망 모형을 기반으로 하여, 정책시나리오 분석을 통해 풍력과 ESS가 전력시스템의 안정성과 경제성에 미치는 영향을 입체적으로 분석.

○ '제4차 신재생에너지 기본계획'과 제주도 지역 에너지 개발 계획 등을 바탕으로 시나리오를 산정해서, 높은 수준의 풍력과 ESS가 향후 전력시스템에 도입되었을 때 어떤 영향을 미치는지에 대해서 분석.

- 시간별 발전 Mix, 시스템 안정성 유지위한 필요예비력, 풍력 효율성, 계통한계가격(SMP), 지역별 한계가격(Locational Marginal Price, LMP), 송전망 혼잡, 최적 ESS 운용 등을 포함한 종합적인 분석.

Ⅱ. 조사 및 분석 결과

1. 세계 변동성 재생에너지 도입 전망

□ **전력부문에서 재생에너지의 핵심적인 원은 수력이었지만, 풍력과 태양광이 기술력과 경제성이 갖춰지면서 빠르게 증가하고 있음.**

○ 세계적으로 현재 풍력과 태양광의 발전용량은 전체 발전용량 중 2.5%에 그치고 있지만, 2030년에는 15%까지 증가할 것으로 전망.[1)]

○ [그림 1]에 나타난 IRENA 전망에 따르면, 2030년 발전용량 기준으로 변동성 재생에너지가 전체 발전용량에서 차지하는 비중이 덴마크는 약 86%, 독일은 74%, 영국은 61%에 이를 것으로 전망.

○ 'Danish Wind'로 상징되는 덴마크의 경우 2013년에 전체 전력소비량의 33%, 2014년에 39%를 풍력으로 공급.

- 덴마크의 경우 이미 과거 10여 년간 풍력 변동성에서 기인하는 계통안정성 문제를 해결하기 위한 방안들을 피크용 발전설비, 예비력 용량, 정교한 수요전망, 양수발전, 수요자원이용 등을 이용한 복합적인 해결책을 강구.

□ **우리나라도 2029년까지 태양광 16.6GW, 풍력 8.1GW의 높은 보급이 계획 예정.**

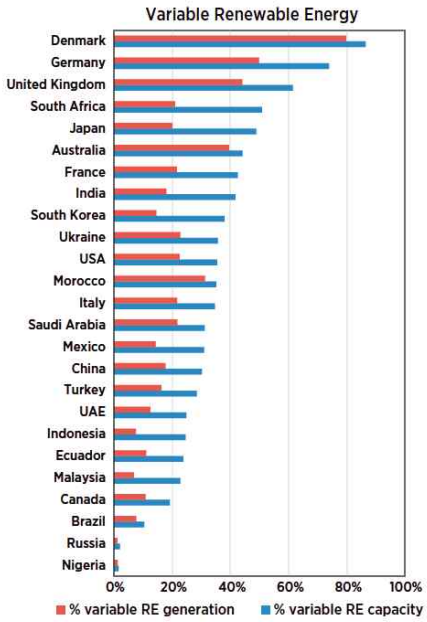
○ 정부계획에 따르면 전체 신재생에너지 발전량 중 태양광이 차지하는 비중은 2012년 5.7%에서 2035년에 23.4%, 풍력은 2012년 4.7%에서 2035년에 30.2% 수준으로 증가할 전망임.

---

1) IRENA(2014). REmap 2030

○ 변동성 재생에너지의 전력시스템 도입 증가가 이루어 질 경우, 운용상의 문제점을 선제적으로 파악하고 해결책을 모색하기 위한 연구가 필수적임.

[그림 1] 2030년 해외 주요국 변동성 재생에너지 비율 전망



<자료: IRENA(2014), REmap 2030>

2. 기존 전력계통망 모형 효용 및 해외 연구 사례

□ **미국 EIA자료에 따르면, 효과적인 전력계통망 모형(SCOPF) 도입으로 5%의 효율 개선이 이루어 질 경우 미국은 약 $190억 불의 연간 전력시스템 운용비용 절감효과가 있을 것으로 분석.**

○ 우리나라의 경우 2014년 기준 총 전력시스템 정산금액은 약 44.4조 원[2]으로 효과적인 SCOPF 도입을 통해 5%의 비용절감을 하면 연간 약 2.2조 원의 편익이 발생 가능

2) 한국전력거래소, 2014년도 전력시장 통계. 2015.7.

[표 1] SCOPF를 통한 전력시스템 효율성 제고로 인한 비용 절감

	2009 gross electricity production(GWh)	Production Cost($Bil/yr), $30/MWh energy price	Savings, 5% efficiency increase	Production Cost($Bil/yr), $100/MWh	Savings, 5% efficiency increase
U.S.	3,724,000	112	6	372	19
World	17,314,000	519	26	1731	87

<자료:EIA 2012, Cain et al 2012 재인용>

□ **미국 지역별 전력시스템 운용자인 ISO들은 각각 다른 시장 메커니즘을 도입하고 있으며, 각 특징에 맞는 SCOPF 적용 통해 전력시장을 운용하고 있음**

○ PJM, NYISO, ISO-NE, MISO, CAISO는 지역한계가격(LMP)을 근간으로 정산한다는 원칙아래, 발전부분과 보조서비스 부분을 분리하여, 일일 전(Day-Ahead), 한시간 전(Hour-Ahead), 실시간(Real-time) 시장을 운영.

○ PJM, NYISO, ISO-NE는 용량시장을 운영하고 있지만, CAISO와 SPP는 용량시장을 운영하고 있지 않음.

3. MPSOPF 모형 개요

□ **본 연구에서 사용하는 확률적 전력계통망 최적화 모형인 Multi-Period SuperOPF(MPSOPF)는 SCOPF에 개념적인 근간을 두고 있는 모형으로, PJM, NYISO 등과 같이 미국 지역별 전력시스템 운영 및 감시 기관인 ISO가 실제 전력시스템 운용을 위해 사용하는 모형임.**

○ SCOPF는 일반적으로 전력수요 제약, 계통안전도 제약, 송전망 제약, 상정사고 제약, 전력시스템의 물리적 제약 등을 모두 고려하여 계통망 운영비용을 최소화 해주는 발전 계획을 도출해주는 모형.

○ MPSOPF는 SCOPF를 개념적인 근간으로 하여 변동성 신재생에너지와 에너지저장장치가 전력시스템에 미치는 영향에 대한 분석을 위해 더욱 개선된 모형임.

○ 미국 FERC(Federal Energy Regulatory Commission) 지원하에, Cornell University에서 개발된 모형으로 1500회가 넘는 reference 기록 중임.

- 본 연구책임자도 모형의 테스트와 풍력모형 개발부분에 연구진으로 참여.

□ MPSOPF의 목적함수는 전력수요패턴이 주어졌을 때, 발전기제약, 계통안정성 제약, 네트워크 제역, 신재생에너지 변동성 제약, 사고상황 제약을 모두 만족시키면서 전력시스템 운영비용을 최소화하는 발전계획을 도출하는 것임.

○ 기존 모형은 특정 시간에 snapshot 적인 시스템 분석만 가능했던 반면에 MPSOPF는 특정 시간대(예를 들어 24시간)의 연속적인 전력시스템 최적화 분석이 가능함.

○ 또한 MPSOPF는 전력시스템에 계통안정성을 유지하는데 필요한 예비력의 양(Load-Following Reserve, Contingency Reserve)을 모형 내부적으로 도출해줌.

○ 확률적 특성을 띄는 풍력 변동성에 대한 분석이 가능하며, ESS에 전력시스템 영향에 대한 분석이 가능함.

□ MPSOPF상에 제주도 전력계통망 모형을 구축하였으며, 다음과 같은 내용에 대한 분석을 수행하였음.

○ 발전기별 출력 분석.

- 시간별 발전원별 Mix 분석, 시간별 Reserve(보조전력)양 분석.

○ 네트워크 효과 분석.

- 송전망 혼잡 분석, 지역별(Bus별) LMP(Locational Marginal Price) 분석.

○ 변동성 신재생에너지 효과 분석.

- 풍력이 계통안정성에 미치는 영향, 풍력 효율 분석.

○ ESS 효과 분석.

- ESS의 경제성, 풍력 제어효과, 계통안정성 개선효과 분석.

○ 전력시스템 운영 비용 분석.

- 발전비용(Generation Cost), 예비력 비용(Reserve Cost) 분석.

4. 제주도 전력계통망 모형 구축

□ 제주도는 한라산을 중심에 둔 환상형 형태의 전력계통망 구조를 가지고 있는데, 크게 세 가지의 발전원에 의해서 운영이 됨.

○ 첫 번째 기저로 이용되는 발전원은 해남(HVDC1, 150MW)과 진도(HVDC2, 200MW)와 연결되어 있는 두 회선의 HVDC(High Voltage DC)를 통해서 충원.

○ 두 번째는 285MW 규모의 중부발전과 305MW규모의 남부발전에서 중유를 주 연료로 해서 만들어지는 발전원.

○ 세 번째는 2015년 기준 156.3MW가 보급이 되어 있는 풍력이 주가 되는 신재생에너지 발전원임.

□ 제주도는 북쪽으로 생산 혹은 육지로부터 송전된 전력이 서귀포나 성산 등

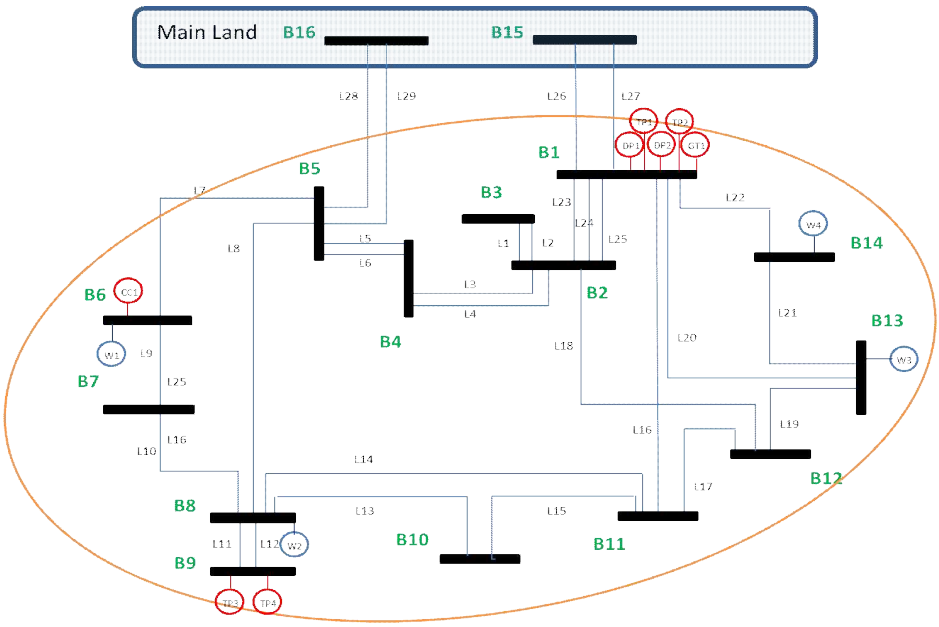
으로 송전되어 사용되는 남하조류의 특징을 띄고 있음.

○ 두 기의 HVDC와 중부발전은 제주시 인근에 위치해 있으며, 중부 발전은 총 5기의 발전기를 보유하고 있는데, 75MW급 기력발전이 2기, 40MW급 디젤발전이 2기, 그리고 55MW급 가스터빈발전이 1기로 구성.

○ 남제주와 한림에 위치한 중부발전은 3기의 발전기를 보유하고 있고, 100MW급 기력발전이 2기, 105MW급 복합화력이 1기로 구성.

○ 전체적인 전력수요는 제주시와 서귀포시 중심으로 집중되고 있으며, 북쪽에서 생산 혹은 HVDC 회선으로 송전된 전력이 서귀포나 성산 지역으로 송전되는 남하조류의 특징을 띄고 있음.

[그림 2] 제주도 전력계통망 모형, 버스, 발전기 및 송전선 정보



[표 2] 제주 전력계통망 모형, 버스 및 발전기 정보

버스 번호	버스 이름	발전기 정보(용량, MW)
1	제주	TP1(75), TP2(75), DP1(40), DP2(40), GT1(55)
2	동제주	
3	산지	
4	신제주	
5	서제주	
6	한림	CC1(105), 풍력1
7	금악	
8	안덕	풍력2
9	남제주	TP3(100), TP4(100)
10	신서귀	
11	한라	
12	표선	
13	성산	풍력3
14	조천	풍력4
15	HVDC1(해남)	HVDC1(150)
16	HVDC2(진도)	HVDC2(200)

□ **제주도 전력수요는 총 7개의 주요 전력수요 발생지역(동제주, 산지, 서제주, 한림, 신서귀, 한라, 성산)에서 발생하고 있는 것으로 모델링하였으며 2014년 여름철과 겨울철 전력수요량 및 패턴은 다음과 같음.**

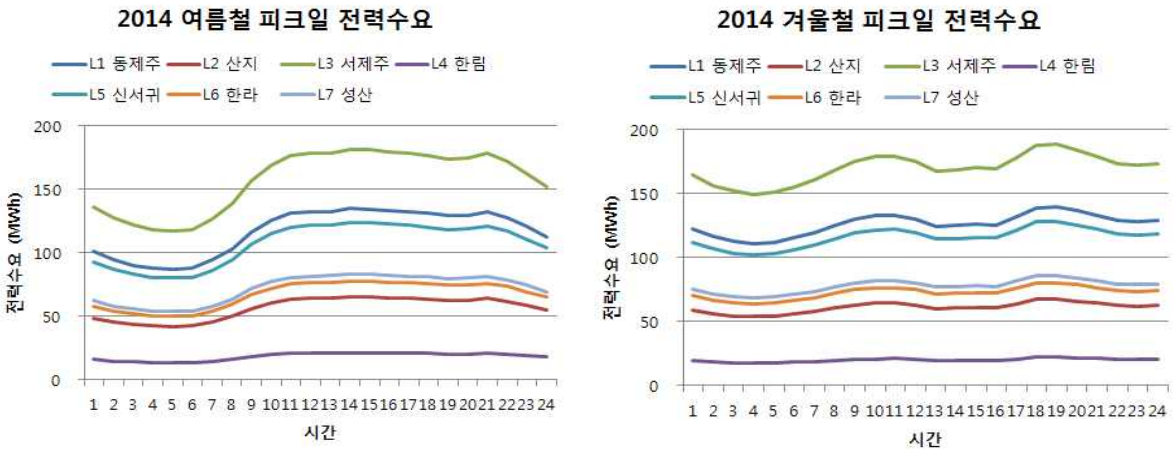
○ 2014년 여름철 피크수요는 689MW이며, 냉방수요로 인해 낮 시간과 밤 시간의 전력수요차가 명확히 발생하는 구조를 보여주고 있음.

○ 2014년 겨울철 피크수요는 714MW이며, 난방수요로 인해 낮 시간과 밤 시간의 전력수요차가 크지 않은 비교적 평평한 구조를 보여주고 있음.

○ 모형상의 지역별 전력수요는 제주 전체 전력수요 패턴에 비례한 형태로 발

생한다고 가정하고, 7개 지역의 전력 수요발생량 비율에 근거해서 전력수요 패턴을 도출하였음.

[그림 3] 제주도 전력계통망 모형, 버스, 발전기 및 송전선 정보



□ **제주도는 [표 3]에서 보는바와 같이, 2015년 3월 기준으로 18개의 소규모 단지에서 156.3MW의 풍력이 보급되어 있으며, 2020년까지 9개의 프로젝트에서 441MW의 풍력 보급 계획이 추가되어 597.3MW까지 확대될 계획임.**

○ MPSOPF 제주 전력계통망 상에 위치한 4개의 풍력단지와 연계하면, 2015년 기준으로 성산 98MW, 조천 33.6MW, 한림 24.7MW에 보급되어있고, 안덕에는 아직 보급량이 없음.

○ 2020년 기준으로는 성산 119MW, 조천 93.6MW, 한림 216.7MW, 안덕(모슬포) 168MW가 보급될 예정임.

○ 2015년 156.3MW, 2020년 597.3MW는 2014년 제주도 피크수요 대비 각각 22%, 84% 수준으로 전력시스템 규모대비 상당히 높은 풍력보급량임. 이는 일반적으로 풍력이 전력시스템 안정성에 영향을 미치는 수준으로 알려진

10%를 훨씬 초과하는 수준이기 때문에, 풍력이 계통에 미치는 영향을 면밀히 분석할 필요가 높음.

[표 3] 제주도 풍력단지별 보급용량 (2015년 vs 2020년)

풍력단지 번호	버스 번호	버스이름	**2015년 용량(MW)**	**2020년 용량(MW)**
풍력1	6	한림	**24.7**	**216.7**
풍력2	8	안덕(모슬포)	**0**	**168**
풍력3	13	성산	**98**	**119**
풍력4	14	조천	**33.6**	**93.6**
		총합	**156.3**	**597.3**

5. 풍력 확률 모형 개발

□ **이 장에서는 MPSOPF 모형에 모듈로 들어가게 될 풍력 확률 모형의 개발과 풍력 시나리오 도출의 방법론에 대해서 살펴보았음.**

○ 풍력확률모형을 만들기 위해 필요한 기상데이터는 기상청을 통하여 수집하였음.

○ 제주도내에 기상청에서 자동으로 기상정보를 수집하고 있는 지역(Automatic Weather Station, 이하 AWS)은 총 17개 지역으로([그림 6-1]), 이 17개 AWS 지역에 대해서, 2012년부터 2014년까지 10분-평균값을 측정한 시간별 풍속(m/s)과 기온자료를 지역별로 수집 적용하였음.

○ [그림 4]에서 주황색으로 표시된 3개 지역이 2015년 기준 풍력단지가 운영되고 있는, 행원, 성산, 한림지역이고, 초록색으로 표시된 지역은 2020년 기준으로 추가적으로 운영될 예정인 안덕(모슬포) 풍력단지.

[그림 4] 기상청 제주 AWS 지점 및 풍력단지 위치

□ **풍력확률모형 도출을 위한 방법론은 Jeon et al(2015)에서 인용하였으며 크게 네 단계의 과정으로 이루어져있음.**

○ <Step 1>에서는 풍속예측모형을 통계모형을 이용해서 개발하였음.

- 풍속 예측 모형은 2-스테이지 ARMAX 모형을 이용하였음.
- 2-스테이지 중 첫 번째 스테이지에서는 결정론적 (deterministic) 정보인 계절별 주기, 일간 주기 등의 정보와 기온정보를 설명변수로 이용해 정보를 추출하였음.
- 두 번째 스테이지에서는 첫 번째 스테이지의 residual($v_{t,i}$)을 가져와서 ARMA 모형을 적용하여 1-스테이지의 residual 속에 녹아있는 정보를 추출하는 통계작업을 수행하였음.

<Stage 1 : Deterministic Part>

$$log(WindSpeed_{t,i}+1) = f_D(Deterministic\ Cycles_{t,i}, Temperature_{t,i}) + v_{t,i}$$

<Stage 2: ARMA Part>

$$v_{t,i} : (1-\sum_{j=1}^{p}\alpha_j L^j)v_t = (1+\sum_{j=1}^{q}\theta_j L^j)\epsilon_t$$

- Deterministic $Cycles_{t,i}$: 1년, 반년, 24시간, 12시간이 주기인 sine과 cosine 커브
- $v_{t,i}$: 첫 번째 단계 OLS 추정식의 잔차(residual)
- $\epsilon_{t,i}$: 두 번째 단계 ARMA 추정식의 백색잡음잔차(White noise residual)

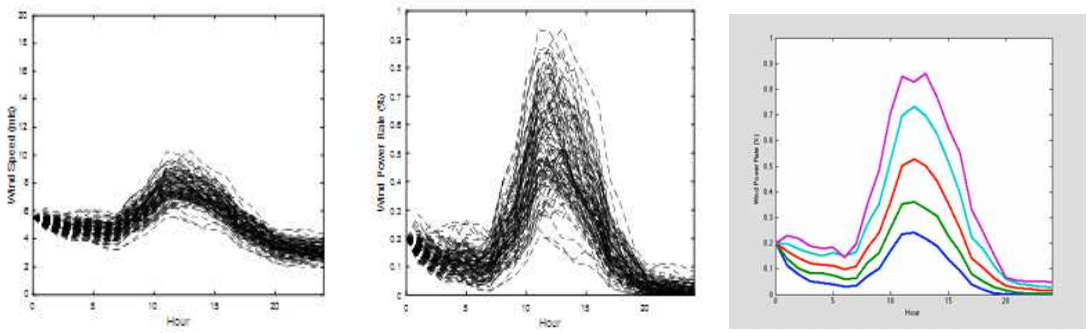
○ <Step 2>에서는 풍속예측모형을 이용해 Monte Carlo 시뮬레이션 방법론을 통해서 샘플 풍속 profile을 생산하였음.

- [그림 6-2]의 그래프는 모형상에 풍력단지가 들어와 있는 4개 지역중 한림지역 모형을 이용해서 여름철 피크일에 24시간동안의 풍속 예측 샘플을 1000개 생성한 모습임.

○ <Step 3>에서는 풍력 터빈의 power curve를 이용해 풍속 Profile을 풍력 Profile로 변환시켰음.

○ <Step 4>에서는 1000개 풍력 Profile 샘플에서 패턴, 변동성, 불확실성을 대표 할 수 있는 5개 풍력 시나리오 Profile을 추출하였음.

[그림 5] 한림지역 풍력에 대해 풍력예측모형 <step 2, 3, 4> 수행 결과



<step 2> <step 3> <step 4>

5. 풍력과 ESS의 전력시스템 영향연구를 위한 정책 시나리오 분석.

□ **이 장에서는 MPSOPF 모형을 이용해 구축한 제주 전력계통망과 풍력 확률 모형으로 얻은 제주 풍력 시나리오를 이용해 풍력과 ESS가 전력계통망에 어떤 영향을 미치는지에 대한 시나리오 분석을 수행하였음.**

□ **시나리오 구축에 대한 중요 조건 및 가정은 다음과 같음.**

○ 계통운영자가 일일전 발전계획수립(Day-Ahead Planning, DAP)을 하는 관점에서 전력계통망 최적화를 수행하였음. 자정시간 기준으로 향후 24시간에 대한 발전계획을 수립하였음.

○ 2014년 기준 각 계절별 대표성을 띄는 날짜를 선택해서 각 날짜에 대한 24시간 최적화를 수행하였음. 여름철과 겨울철은 각 계절에 피크수요를 가지는 날짜를 선택하였고, 봄철과 가을철은 대조적인 분석을 위해서 평일 중 가장 수요가 낮은 날짜를 선택하였음.

- 계절별 대표일: 겨울(2014-01-09), 봄(2014-06-04), 여름(2014-07-25), 가을

(2014-10-09)

○ 앞서 구축한 풍력 예측 시나리오를 이용해 모형 상에 풍력발전 불확실성 구축하였음. 이는 실제 운용의 관점에서 풍력의 변동성과 불확실성을 고려한 최적화 수행을 가능하게 함.

○ 일일전 발전계획 수행 시 풍력 불확실성을 고려하여 발전량과 예비력(Contingency Reserve, Load-Following Reserve)의 양을 도출하였음.

○ 송전망 제약을 최적화 수행 시 고려하여 전력시스템 네트워크 효과와 이에 따른 LMP(지역별 한계가격) 영향을 반영한 최적 발전 계획을 수립하였음.

○ 부하 차단(Load Shedding)을 MWh당 천만 원의 패널티를 부과하는 제약조건하에서 허용하였음. (VOLL[3] = 10,000천원/MWh)

○ 리튬 이온 저장장치 (Lithium-Ion ESS)를 각 풍력단지에 풍력용량에 비례하게 설치하였음. ESS의 용량은 2020년 풍력용량의 50%크기(총 용량 298.5MWh)로 가정하였다. 최적 ESS 용량 탐색 부분에서는 이 용량을 단계적으로 증가 및 감소시켰음.

□ **위의 가정과 조건을 반영해서 산정한 시나리오는 다음과 같은 다섯 가지임.**

○ 이 5개 시나리오를 이용해 풍력의 용량별 계통에 미치는 영향 분석과 ESS의 경제성 분석을 중심으로 정책 시나리오 분석을 수행하였음.

3) Value of Lost Load(VOLL)은 1 MWh의 전력수요를 계통에서 수용하지 못하는 것에 대한 비용을 뜻한다. 일반적으로 적정설비용량을 추정하기 위해 사용되는 정전지속기간(Duration of Blackout)을 계산할 때 사용되는 개념으로, Duration of Blackout= RCC/VOLL 의 관계를 보인다. 여기서 RCC는 Reliability Cost of Capacity로 피크에 사용되는 발전기의 1MW-year당 비용을 나타낸다. 그래서 예를들어, RCC가 80,000천원/MW-year, VOLL이 10,000천원/MWh 이라고 하면 Duration of Blackout이 8시간 수준인 적정설비용량을 이 사회에서 수용하는 것을 뜻한다.

[표 4] 5개 시나리오 정의

1) **Case 1** : 2015년 기본 제주전력계통 (풍력X)

2) **Case 2a**: Case 1 + 2015년 풍력용량(156MW)
3) **Case 2b**: Case 1 + 2020년 풍력용량(597MW)

4) **Case 3a**: Case 2a + ESS at 4 wind sites(298.5MW)
5) **Case 3b**: Case 2b + ESS at 4 wind sites(298.5MW)

□ **계절별 대표일 Case별 최적 발전 믹스 분석을 하였으며, 여름철 대표일의 결과는 다음과 같음.**

○ [그림 6]의 그래프는 아래에서부터 빨간색은 육지와 연결된 두 개의 HVDC에 의해서 제주도로 공급되는 발전량, 파란색은 제주(Bus1)에 있는 두기의 기력발전(TP1), 노란색은 남제주(Bus9)에 있는 두기의 기력발전(TP2), 하늘색은 제주에 있는 디젤발전(DP), 옅은 회색은 한림(Bus6)에 있는 복합화력발전(CC), 그림에는 나오지 않았지만 짙은 회색은 제주에 있는 가스터빈 발전(GT)을 뜻함.

○ Case 1은 전통적 발전소만을 이용해서 제주전력계통을 운영했을 때 발생되는 전원믹스 profile을 보여주며, 전체적으로 HVDC와 기력발전이 기저를 담당하고 복합화력이 피크부하를 그리고 가스터빈발전은 본 전력수요 수준에서는 가동이 되지 않는 것으로 나타났음.

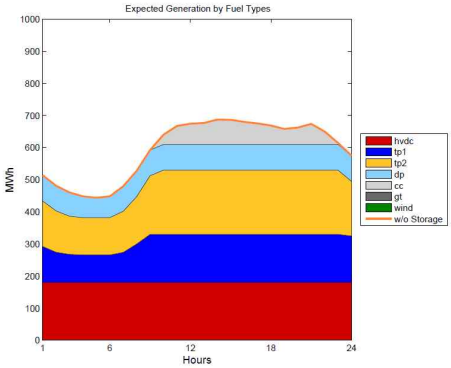
○ Case 2a와 Case 2b는 2015년 수준의 풍력(156MW)과 2020년 수준의 풍력(597MW)이 도입됐을 때 발전원별 믹스 profile을 보여주고 있음.

- 초록색으로 표시된 부분이 풍력 발전 부분으로, Case 2a에서 나타난 2015년 풍력 수준에서는 전체적으로 풍력이 없는 Case 1의 발전 믹스를 유지하면서 풍력이 주로 피크부하를 담당하는 복합화력을 대체하고 있음.
- 반면 Case 2b에 나타난 2020년 풍력 수준에서는 높은 수준의 풍력 보급이 특정 시간대에는 기저부하의 발전량까지 대체하는 수준으로 나타나고 있음.

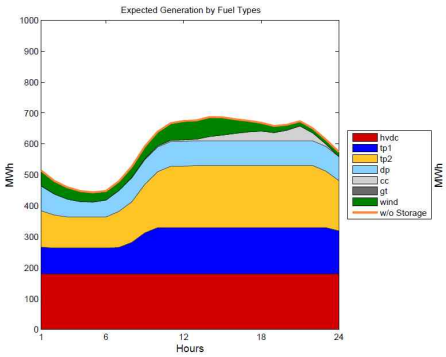
○ Case 3a와 Case 3b는 4개 풍력단지에 298.5MWh규모의 리튬이온 ESS를 설치했을 때 2015년 풍력 수준과 2020년 풍력 수준에서의 발전원별 믹스 profile을 보여주고 있음.

- 그림에서 오렌지 선이 기존의 수요를 보여주고 있고, 오렌지 선보다 올라온 부분은 ESS 충전에 의해서 수요가 증가한 부분이고, 오렌지 선보다 낮은 부분은 ESS 방전에 의해서 수요가 대체된 부분을 뜻함.
- ESS에 의해서 Case 3a와 Case 3b 모두에서 풍력발전부분이 미약하게 증가했고, ESS가 주로 피크부하용인 복합화력의 발전량을 대체하고 있는 것을 확인할 수 있음.

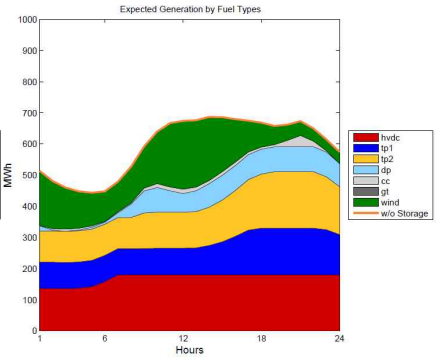
[그림 6] 발전원별 24시간 평균 발전패턴, 여름철 피크일



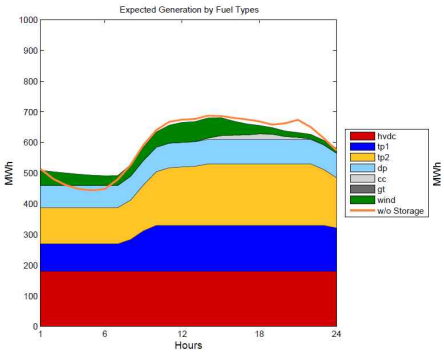
(a) Case 1



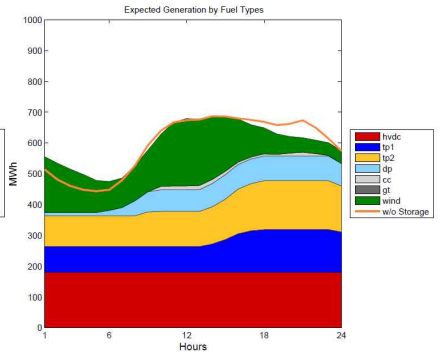
(b) Case 2a



(c) Case 2b



(d) Case 3a



(e) Case 3b

□ **계절별 대표일 Case별 전력시스템 운용결과 요약과 운용비용 분석을 하였으며, 여름철 대표일의 결과는 다음과 같음.**

○ 시스템 운용 결과 요약에서는 E[Conventional Generation], E[Wind Generation], Load-Following Reserve, Contingency Reserve, E[Load Shed]로 구분하여 분석하였음.

- 전통적 발전기들의 평균 발전량을 보여주는 E[Conventional Generation]에서는 풍력이 전혀 도입되지 않은 Case 1에서 가장 높고, Case 2b에서는 높은 풍력 도입이 전체 발전량을 약 40%가량 대체해주고 있음. Case 3b에서는 ESS가 풍력의 변동성을 안정적으로 제어해주면서 실제 계통이 받아들인 풍력발전량(E[Wind Generation])도 80MWh가량 증가하였음.
- 시간 간 변동성(Inter-hour variability)를 제어해주는 Load-Following Reserve는 Case 1 대비 Case 2a와 Case 2b에서 풍력도입양에 비례하게 상당히 가파르게 증가하였고, 시간 내 변동성(Within-hour variability)을 제어해주는 Contingency Reserve 또한 Load-Following reserve 만큼은 아니지만, Case 2에서 풍력이 도입되면서 상당부분 증가하였음.
- 하지만 Case 3에서 나타났듯이, ESS가 풍력의 불안정성에서 기인하는 시간 간 변동성과 시간 내 변동성을 상당히 효과적으로 제어해주면서, 계통 안정성을 유지하기 위해 필요한 Load-Following Reserve와 Contingency Reserve량이 매우 효과적으로 줄어든 것을 알 수 있음.
- E[Load Shed]는 계통 내에서 소화되지 못한 전력 수요를 보여주는데, 전 Case에서 거의 0에 수렴하는 값을 보여주고 있음. 이는 VOLL의 페널티를 감당하고도 부하차단을 할 만큼 극단적인 이상상황은 없다는 것을 보여줌.

[표 5] 시스템 운용 결과 요약 - 여름철 대표일

(E[MWh]/일)	c1	c2a	c2b	c3a	c3b
E[Conventional Generation]	14,284	13,367	11,346	13,378	11,301
E[Wind Generation]	0	917	2,938	928	3,018
Load-Following Reserve	457	1,699	4,045	322	2,181
Contingency Reserve	1,564	1,843	2,297	101	1,121
E[Load Shed]	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0

○ 전력계통 운용비용 분석에서는 Generation Cost(발전비용)과 Reserve Cost (예비력비용)을 구분하였으며, Reserve Cost는 다시 Load-Following Reserve Cost와 Contingency Reserve Cost로 구분하여 분석하였음.

- Generation Cost(발전비용)는 Case 1 대비 Case 2b에서 풍력이 효과적으로 화석연료 발전을 대체해주면서 25%가까이 감소한 반면, Reserve Cost(예비력비용)는 3배 이상 증가하였음.

- Case 3b에서 ESS가 계통에 도입되면서 Case 2b대비 Reserve Cost가 절반가까이 감소하였고, 풍력의 변동성이 효과적으로 제어되면서 계통에서 받아들일 수 있는 풍력의 량이 소량 증가하면서 Generation Cost도 소량 감소하였음.

- 그래서 Total Operating Cost(총운용비용) 기준으로 Case 1 대비 Case 2b는 약 310백만 원 감소하였고, Case 3b는 350백만 원 감소하였음.

[표 6] 전력계통 운용비용 분석 - 여름철 대표일

(백만원/일)	c1	c2a	c2b	c3a	c3b
Generation Cost	1,353.6	1,238.0	1,016.2	1,235.6	995.3
Reserve Cost	9.9	18.2	35.4	3.9	18.4
Load-Following Reserve Cost	5.4	12.8	28.7	3.6	15.1
Contingency Reserve Cost	4.6	5.4	6.7	0.3	3.3
Total Operating Cost	1,363.5	1,256.3	1,051.6	1,239.9	1,013.4

□ **송전망 혼잡 분석에서는 현재의 송전망용량 수준은 2020년까지 도입 예정된 풍력을 모두 차질 없이 수용할 수 있는 것으로 분석. 하지만 현재의 95% 혹은 90%수준의 송전망 용량에서는 큰 지역별 SMP 이격이 관찰.**

○ 다섯 가지 Case에서 모두 송전망 혼잡은 관찰되지 않았으며, 동일한 지역별 SMP를 보여주었음.

○ Case 3에서는 ESS가 전력수요와 SMP가 낮은 밤 시간대 충전을 위해서 전력수요를 늘이고, 전력수요가 높은 오후 시간대 방전을 통해 전력수요를 shaving하면서 전체적으로 SMP의 밤 낮 변동이 상당히 줄어든 평평한 형태의 SMP 패턴을 가짐. Case 3b를 Case 2b와 비교해서 살펴보면, 밤 시간 SMP가 증가하고, 낮 시간 SMP가 감소하면서 변동성 높은 Case 2b의 SMP 패턴에 반해, 안정적인 패턴을 보여주고 있다.

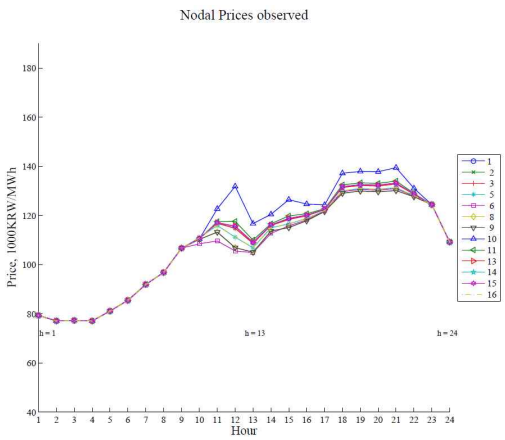
○ 하지만 ESS 도입으로 인한 변동성이 낮고 평평한 형태의 SMP는 결과적으로 ESS의 차익거래이익(Price Arbitrage Profit)을 줄이는 결과를 가져오고, 궁극적으로 ESS가 과도하게 도입이 되면 SMP가 수평선의 형태를 나타내면서 ESS가 차익거래로부터 얻는 경제성은 사라지게 됨.

○ 95% 송전 용량 수준에서 피크시간에 송전망 혼잡으로 인한 지역별 SMP의 이격이 발생하기 시작하였음. 95% 송전망 수준에서 SMP의 이격은 지역별로 크지는 않지만, 신서귀(Bus 10)에서 가장 크게 SMP가 올라가는 것을 알 수 있음.

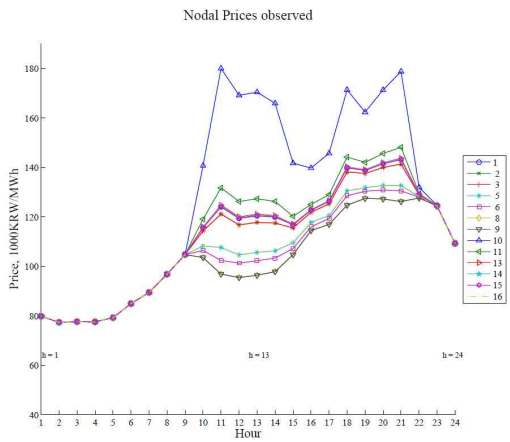
○ 90% 송전 용량 수준에서는 SMP 이격이 훨씬 뚜렷하게 나타남. 10시~21시 사이에 전력수요가 높은 시간대에 SMP의 차이가 크게 나타나는데 신서귀(Bus 10)의 SMP는 11시경 약 180원/kWh까지 증가하는 반면 조천(Bus 14)는 약 100원/kWh 수준에서 SMP가 결정이 되고 있음.

○ 90% 송전 용량 수준에서의 SMP 패턴으로 판단해보면, HVDC에서 들어오는 값싼 전력이 북쪽 지역의 수요처로는 원활히 공급이 되어서 조천(Bus 14), 산지(Bus 3), 동제주(Bus 2), 제주(Bus 1) 등에서는 상대적으로 SMP가격이 낮게 형성이 되지만, 이 값싼 전력이 남쪽까지는 송전이 원활이 이루어지지 않아서 신서귀(Bus 10), 한라(Bus 11)에서는 높은 SMP가격으로 나타나고 있음.

[그림 7] 24시간 지역별 계통한계가격(LMP) 송전망 혼잡에 따른 변화, 여름 피크일



(a) Case 3b, 95% 송전용량



(b) Case 3b, 90% 송전용량

□ **연간계통 운용비용은 Case 1대비 풍력이 도입된 Case 2a와 2b는 각각 6%, 25.5% 절감되었고, ESS가 함께 도입된 Case 3a와 3b는 각각 8.3%, 29.7% 절감되었음.**

○ 발전비용(Generation Cost)를 살펴보면, 낮은 풍력 수준의 Case 2a와 Case 3a는 Case 1대비 각각 273억 원, 287억 원 경감되었고, 높은 풍력 수준의 Case 2b와 Case 3b는 각각 1193억 원, 1258억 원 경감.

- 발전비용 경감요인으로는 풍력발전이 화석연료발전을 효과적으로 대체하는 것이 일차적인 이유임.
- ESS가 도입되었을 경우 Case 3b와 Case 2b의 발전비용경감효과 개선이 약 66억 원 발생하는데 이는 값비싼 피크부하를 새벽 시간으로 옮기면서 값싼 발전원을 더 이용하는 것과 ESS가 풍력의 변동성을 개선시키면서 추가적인 풍력이 전력시스템에 들어오는 효과에서 발생하는 비용경감 효과임.

○ 예비력비용(Reserve Cost)을 살펴보면, 낮은 풍력 수준의 Case 2a와 Case 3a는 Case 1대비 각각 21억 원 증가, 20억 원 경감되었고, 높은 풍력 수준의 Case 2b와 Case 3b는 각각 125억 원, 48억 원 증가하였음.

- Case 2b에서 예비력비용은 Case 1 예비력비용의 5.5배에 해당되는 값으로 높은 풍력 변동성이 계통안정성 저하유발에 대한 해결비용이 상당히 가파르게 증가하는 것을 알 수 있음.
- 또한 풍력이 없는 Case 1에서 예비력비용/발전비용의 비율이 0.7%에 불과했지만, 높은 풍력인 Case 2b에서는 이 비율이 5.1%까지 증가하였음. 이는 높은 풍력이 전력시스템에 도입되면 예비력비용이 전체계통운용비용 중 상당한 부분을 차지할 것을 보여줌.
- Case 3b에서는 ESS가 풍력의 변동성을 상당히 효과적으로 경감시켜주면서

약 77억 원의 예비력비용이 절약된 것으로 나타났음.

○ 발전비용과 예비력비용 경감에 추가로 ESS의 피크전력수요 감축효과로 얻을 수 있는 용량비용절감효과(Capacity Cost Saving Effect) 까지 고려하면 Case 3a와 3b의 경우 각각 약 42.6억 원과 35.3억 원이 이 요인에 의해서 얻어질 수 있는 효용으로 분석.

- 이 비용은 Case 3a와 3b 각각에 대한 피크수요 경감효과인 48.5MW, 40.2MW에 피크부하용 LNG발전소의 고정설비비율을 연간비용으로 계산한 값인 87,780천원/MW-year[4]을 적용하여 분석한 값임.

[표 7] Case 별 연간 계통운영비용 분석

(백만원/년)	c1	c2a	c2b	c3a	c3b
Generation Cost	416,370	389,094	297,095	387,638	290,527
Reserve Cost	2,755	4,843	15,241	773	7,561
Annual Operating Cost	**419,125**	**393,937**	**312,336**	**388,412**	**298,088**
Operating Cost Saving from Case 1	-	25,188	106,789	30,714	121,038
Capacity Cost Saving	-	-	-	4,257	3,529
Total Annual System Cost Saving	**-**	**25,188**	**106,789**	**34,971**	**124,567**
c1와의 차이(%)	-	6.0%	25.5%	8.3%	29.7%

□ **ESS도입 통한 연간계통 운용비용 절감효과는 낮은 풍력일 경우 약 97.8억 원, 높은 풍력일 경우 약 177.8억 원으로 높은 풍력상황에서 ESS의 효용이 낮은 풍력대비 약 182%에 이르는 것으로 분석.**

4) 이 연간 피크부하용 NG발전기 capacity cost는 <표 > EIA자료에서 Conventional CC, Natural Gas 발전기의 overnight capital cost($917/kW), Fixed O&M cost($13.17/kW-yr) 에 발전기수명 30년, 이자율 6%, 환율 1100 원/USD를 적용하여 도출한 값이다.

○ [그림 8]발전비용에서는 높은 풍력의 경우 ESS의 비용절감효과가 낮은 풍력대비 각각 4.5배로 상당히 높은 것으로 나타났음.

- 이는 ESS가 풍력의 높은 변동성과 불확실성을 제어해주면서, 과도한 변동성으로 인해 기존에 계통에서 소화할 수 없었던 추가적인 풍력을 사용할 수 있게 되면서 화석연료발전비용이 줄어들었기 때문임.

○ 예비력비용에서는 높은 풍력의 경우 ESS의 비용절감효과가 낮은 풍력대비 각각 1.9배로 나타났음.

- 이는 높은 풍력상황하에서 ESS가 풍력변동성 경감에 기여할 수 있는 여지가 더 많고, ESS가 효율적으로 계통안정성 제고에 기여하고 있기 때문임.

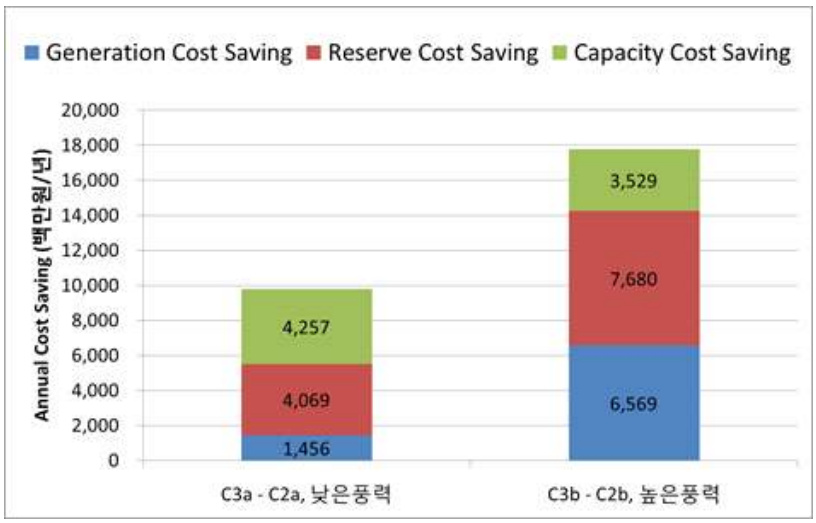
○ 용량비용절감효과는 낮은 풍력대비 높은 풍력에서 약 83% 수준으로 줄어든 것으로 나타났음.

- 이 이유는 낮은 풍력에서는 풍력의 변동성이 낮기 때문에 ESS가 피크부하경감에 집중할 수 있는 반면, 높은 풍력에서는 ESS가 피크부하경감보다는 풍력변동성 제어 쪽으로 기능이 더욱 집중되기 때문에 상대적으로 피크 shaving의 효과는 약해지기 때문임.

○ ESS도입을 통한 총 연간계통운영비용 절감의 규모는 낮은 풍력일 경우 약 97.8억 원, 높은 풍력일 경우 177.8억 원으로, 높은 풍력상황에서 ESS의 효용이 낮은 풍력대비 약 182%에 이르는 것으로 나타났음.

- 이는 높은 풍력이 전력시스템에 유발하는 안정성 유지 비용이 상당히 높음을 간접적으로 보여주는 결과이며, ESS가 이 풍력에 의해 발생하는 계통안정성유지비용을 효과적으로 대체해주기때문에 풍력과 함께 연계되어 설치될 때 그 효용이 극대화된다는 것을 보여줌.

[그림 8] ESS도입에 따른 연간계통운영비용 절감효과
분석, 낮은 풍력 vs 높은 풍력



□ **ESS도입 통한 연간계통 운용비용 절감효과는 낮은 풍력일 경우 약 97.8억 원, 높은 풍력일 경우 약 177.8억 원으로 높은 풍력상황에서 ESS의 효용이 낮은 풍력대비 약 182%에 이르는 것으로 분석.**

○ [그림 9]은 Case 3b를 대상으로 ESS 용량을 달리해가면서 최적화 모형 분석을 했을 때, 각 ESS 용량 규모(x축) 별로 단위 ESS 용량(MWh)당 얼마나 큰 전력계통운용 비용 절감이 발생하는지를 보여주는 그래프임.

○ 초록 선은 MWh당 ESS가 generation cost을, 파란 선은 operating cost(발전비용(generation cost) + 예비력비용(reserve cost))를, 빨간 선은 Total system cost(operating cost + 용량비용(capacity cost))를 얼마나 절감시키는지를 보여주고 있음.

○ 점선은 MWh당 연간 ESS비용을 보여주는 선으로, 실선이 점선보다 위에 위치하면 ESS의 경제성이 있는 것이고(효용>비용), 아래에 위치하면 경제

성이 없는 것으로 해석가능(효용<비용).

○ 전체적인 단위 ESS 용량당(MWh) 비용절감효과 패턴은 ESS 설치 용량이 증가할수록 점차 감소함. 즉 ESS 용량이 증가할수록, 단위 ESS 용량당 operating cost나 capacity cost 감소효과가 희석되어서 단위 ESS 용량당 비용절감효과는 감소.

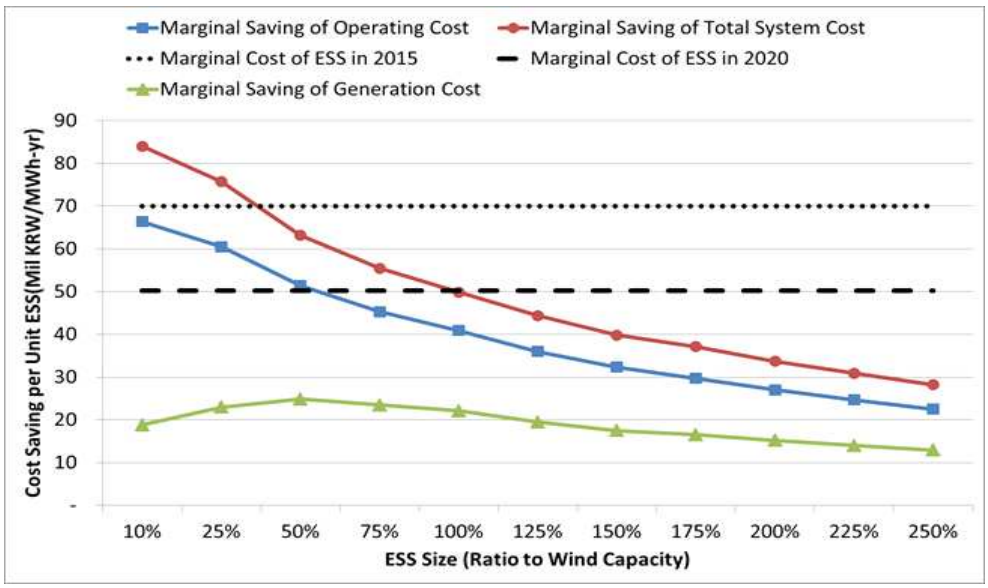
○ 2015년 ESS 비용 기준(69.9백만원/MWh-yr), Generation Cost saving(초록선)이나 Operating Cost saving(파란 선)만 감안하면 아직 ESS는 경제성이 없는 것으로 나타남. 하지만 Capacity Cost saving(빨간 선)까지 고려해서 경제성을 살펴보면 ESS는 풍력용량대비 25% 수준까지는 편익이 발생.

○ 2020년의 예상 ESS 비용기준(50.2백만원/MWh-yr), 여전히 Generation Cost saving 효과만 감안 시에는 경제성이 달성 안됨. 하지만 Operating Cost saving 효과 감안 시에는 풍력용량 대비 약 50%까지는 경제성이 있는 것으로 나타났고, Capacity Cost saving 효과까지 함께 고려하면 풍력용량 대비 약 100% 수준의 ESS용량 도입까지 편익이 발생.

○ 즉 ESS의 peak shaving 효과로 인해 피크 시 적정설비용량을 줄이는 것에 대한 기여를 정량화한 capacity cost saving 효과까지 고려하면, 2015년의 ESS 가격 수준에서도 경제성이 있는 것으로 나타났지만, capacity cost saving 효과를 고려하지 않으면 ESS의 경제성이 상당히 제한됨.

○ ESS가 generation cost, reserve cost, capacity cost 각각 부분에 있어서 전력계통운영에 기여하는 점을 체계적이고 합리적으로 분석해서 ESS의 실질적인 경제성과 가치를 추정할 필요가 있음.

[그림 9] ESS 용량별 단위 ESS용량당 Operating Cost and Total System Cost 절감 효과 분석, 2015년 vs 2020년 ESS 비용 기준



Ⅲ. 연구 의의 및 정책적 시사점

□ 본 연구의 의의는 다음과 같이 요약 가능.

○ 첫째, 본 연구를 통해서 보다 과학적이고 실제 전력시스템 운용관점에 근접한 전력시스템 최적화 모형을 구축함으로써 전력계통망에 새로 도입될 기술과 정책에 대한 사전 영향분석을 할 수 있는 플랫폼을 구축.

- 본 모형을 통해 풍력과 태양광과 같은 변동성 신재생에너지와 ESS 보급을 포함해서 최근에 도입된 수요자원시장, 실시간 전력요금제, 전기자동차 보급 확산, 탄소배출비용 등 새로운 기술, 정책, 제도가 전력시스템에 미치는 영향을 선제적으로 분석하고 개선방안을 모색할 수 있는 분석툴

을 가짐으로써 기술과 정책을 구현하는 데 드는 시간적, 경제적 시행착오를 줄이는데 기여할 수 있음.

○ 둘째, 풍력의 높은 변동성과 불확실성이 전력시스템에 가져오는 안정성 저하문제에 대해서 분석하였음.

- “바람은 공짜이지만, 풍력을 전력시스템에서 사용하는 것은 공짜가 아니다”라고 전력시스템 운용자들은 말함. 이 풍력을 전력시스템에서 사용할 때 발생하는 계통안정성문제를 해결하기 위해서 발생하는 추가적인 예비력 비용의 규모에 대해서 체계적인 분석을 본 연구를 통해 수행하였음.

○ 셋째, 풍력과 연계되어 사용되는 ESS가 풍력의 변동성을 얼마나 효율적으로 개선시키고, 전력시스템 운용에 어떤 경제적인 기여를 하는지에 대해서 분석하였음.

- 일반적으로 알려진 ESS의 경제성 평가요소인 시세차익거래(Price Arbitrage Trade)는 ESS 경제성의 일부분일 뿐이며, ESS 경제성의 상당한 부분이 풍력 변동성 경감에 따른 예비력 비용 절감과 피크부하 감소에 따른 피크발전용량 비용 경감에서 기인하는 것임을 도출.

○ 넷째, 제주도 풍력단지의 풍력을 예측할 수 있는 풍력확률모형을 개발하고, 이를 바탕으로 실제 전력시스템 운용관점에서 참고할 수 있는 풍력시나리오를 도출하였음.

- 풍력의 변동성과 불확실성이 전력시스템에 미치는 영향을 연구하는 데 있어서 실제 풍력의 특성을 잘 포괄할 수 있는 풍력시나리오를 도출하는 것이 아주 중요한데, 본 연구에서는 과학적 체계를 갖춘 풍력확률모형을 이용해서 설득력 있는 풍력시나리오를 도출하였음.

□ 본 연구를 통해 도출할 수 있는 정책적 시사점은 다음과 같음

○ 이 연구의 결과는 전력시스템 운영과 비용평가에 대한 중요한 시사점을 제시하고 있음. 우리나라의 전력시스템의 정산은 현재에도 발전비용, 예비력비용, 용량비용으로 나누어서 하고 있지만, ESS와 같은 새로운 전력시스템 플레이어가 들어와서 운용될 때 이 플레이어가 전력시스템 운용에 기여하는 부분에 대한 합리적인 보상은 아직 체계적으로 이루어지고 있지 않는 실정.

○ 특히 예비력의 경우에는 현재 주파수조정예비력(frequency control), 대기예비력(spinning reserve), 대체예비력(non-spinning reserve) 형태로 고정된 양을 계속 유지하게 하는 구조이기 때문에, 풍력과 같은 변동성 재생에너지가 대량으로 보급될 경우 유연하게 계통안정성 유지를 위해 필요한 예비력을 조정할 수 없게 되어 있음.

- 변동성 재생에너지 보급 확대로 변화하는 전력시스템 환경에서 이 예비력 관리 부분에 대한 조정이 필요함.

○ 또한 변동성 재생에너지로 인한 안정성저하를 해결하기 위해 가장 중요한 요소인 대기예비력에 대한 정산 비용이 기여도에 비해 너무 낮은 실정임.

- 2006년 기준 대기예비력 정산단가가 시간당 1820원/MW 수준인데 이는 미국 NYISO의 작년 정산단가 평균 수준인 $10/MW(10-minute spinning reserve 기준)의 1/7에 해당되는 값임.
- 이런 현실적이지 않은 예비력비용구조는 향후 풍력 보급이 급증할 때, 풍력이 전력시스템운영비용에 미치는 영향을 왜곡하여 풍력변동성을 해결하는 데 드는 비용이 과소평가 할 수 있음.
- 예비력의 운영구조와 비용 수준이 현실에 맞게 변화되어야 안정적이고 효율적인 풍력보급과 풍력이 전력시스템에 유발하는 비용에 대한 평가가 정확하게 이루어지고, 따라서 ESS의 변동성 재생에너지와 연계되어 운영될

때의 경제성이 보다 합리적으로 평가될 수 있을 것임.

□ **마지막으로 "모든 시장참여자는 사용하는 서비스에 대해서 비용을 지불하고, 제공하는 서비스에 대해서 보상을 받아야 한다"는 기본적인 경제학 원리가 전력시장에 효과적으로 적용되어야 함.**

○ 이 원리가 합리적으로 적용될 때, ESS가 전력시스템 운영에 기여하는 모든 요소들, 즉 발전비용, 예비력비용, 용량비용 경감에 대한 객관적인 경제성 평가가 가능함.

○ 이러한 기여에 대한 평가와 보상이 투명하고 합리적으로 이루어질 때, 시장에서 ESS와 신재생에너지의 원활한 보급이 이루어질 것임.

< 참고자료 >

한국전력거래소, 2014년도 전력시장 통계, 2015.

김영환, “전력산업의 변화와 미래” 발표자료, 제주전력거래소, 2014.

Cain, M. B., O’Neil, R. P., Castillo, A., ‘History of Optimal Power Flow and Formulations’, December 2012.

FERC, ‘Recent ISO Software Enhancements and Future Software and Modeling Plans’, Federal Energy Regulatory Commission, 2011.

IEA, ‘World Energy Outlook 2014’, International Energy Agency, 2014.

IRENA, ‘REmap 2030 : A Reneable Energy Roadmap’, International Renewable Energy Agency, June 2014.

Jeon, W., Lamadrid, A. J., Mo, J.Y., and Mount, T. D., “Using deferrable demand in a smart grid to reduce the cost of electricity for customers” Journal of Regulatory Economics, 2015.

Jeon, W., Lamadrid, A. J., Mo, J.Y., and Mount, T. D., “The Controllability of Real Things-Planning for Wind Integration”, The Electricity Journal, 28 (1), 19-28, 2015.

정책 이슈페이퍼 16-08

확률적 전력계통망 최적화 모형 구축 연구

2016년 8월 31일 인쇄
2016년 8월 31일 발행
저 자 전 우 영
발행인 박 주 헌
발행처 **에너지경제연구원**
44543 울산광역시 종가로 405-11
전화: (052)714-2114(代) 팩시밀리: (052)-714-2028
등 록 1992년 12월 7일 제7호
인 쇄 크리커뮤니케이션 (02)2273-1775