에너지경제연구 제 17 권 제 1 호
Korean Energy Economic Review
Volume 17, Number 1, March 2018 : pp. 1~35

탈원전·탈석탄·신재생 에너지 확대 정책에 따른 신규 전원구성의 수급 안정성 평가*

민대기** · 류종현*** · 최동구****

요 약

본 연구에서는 그동안 그 비중이 크지 않아 장기 전원구성 계획 시 심각하게 고려되지 않았던 신재생 에너지의 공급 불확실성이 전력 시장의 수급 안정성 및 적정 예비율에 미치는 영향을 명시적으로 분석할 수 있는 새로운 평가 모형을 제안하였다. 이러한 모형에 기반을 두어 우리나라 장기 전원구성 계획의 수급 안정성을 평가하였다. 기존의 '제7차 전력수급기본계획'을 따르는 경우 신재생 에너지 공급 불확실성은 계획기간 후반부인 2024년 이후부터 전력시장의 수급 안정성에 문제를 일으킬 수 있다. 또한, 석탄·원자력 비중이 감소하고 신재생 에너지의 비중이 증가하는 '제8차 전력수급기본계획'에서는 평균 설비 예비율과 공급 예비율을 각각 20%와 18% 이상으로 '제7차 전력수급기본계획'에서 설정하고 있는 수준들(각각 16%와 12%)보다 높게 설정하고 있으나 목표 공급 신뢰도(0.3일/년) 수준을 만족하지 못하는 결과가 예상된다.

주요 단어 : 전원구성, 신재생 에너지, 공급 불확실성, 수급 안정성
경제학문헌목록 주제분류 : Q40, Q42, Q48

* 본 논문은 2016년 대한민국 교육부와 한국연구재단의 지원을 받아 수행된 연구입니다. (NRF-2016S1A5A2A03925732) 본 논문의 개선을 위해서 많은 조언을 하여 주신 익명의 심사위원님들께 감사드립니다.
** 이화여자대학교 경영학과 부교수 (주저자). dmin@ewha.ac.kr
*** 홍익대학교 상경대학 조교수. jhryu@hongik.ac.kr
**** 포항공과대학교 산업경영공학과 조교수(교신저자). dgchoi@postech.ac.kr

Ⅰ. 서 론

과거 몇 년간 우리나라에서는 장기 전원구성계획 수립 시 의사결정 오류가 초래한 막대한 사회적 비용과 전력시장의 비효율성을 경험하였다. 지난 '11~'13년 전력수급 위기상황에서 절전을 위한 전 국민적 노력이 필요했으며, 이와 맞물려 발전사들의 경쟁적인 발전 사업신청과 정부의 과도한 허가로 인해 신규 발전 설비가 급격하게 증가하였다. 그러나 전력 수요 증가 둔화로 인한 LNG 발전 설비들의 급격한 이용률 감소와 수익률 하락이 전력시장의 큰 이슈가 되었다.

우리나라에서는 2002년 이후 산업통상자원부를 중심으로 매 2년마다 향후 15년간의 전력수요 전망과 발전설비 계획 등을 담아 안정적·효율적 전력수급을 목표로 하는 국가 '전력수급기본계획'을 수립하고 있다. 이 계획은 우리나라의 사회·경제에 미치는 영향이 막대하여, 관련 분야 국내 최고의 전문가들을 중심으로 다양한 경제·사회·환경 관련 사항들을 고려하여 수립되고 있다. 그럼에도 불구하고, 지난 '15년 수립된 '제7차 전력수급기본계획'(산업통상자원부, 2015) 수립 당시부터 최근까지 일부 전문가들과 환경단체들로부터, 과도한 전력수요 증가 전망치를 사용한 것과 원자력 및 화석연료 발전 설비 중심의 설비예비율 확대를 결정한 부분이 전력시장의 비효율성을 야기하고 있다고 지적받고 있다.

'제8차 전력수급기본계획' 수립 절차가 진행되고 있는 현 시점에서 고려되고 있는 현안 사항들은 아래와 같이 두 가지로 정리될 수 있다. 우선, 전력수요 정체 현상을 고려한 수요전망 조정이다. 최근 산업부문의 경기침체가 가시화 되고 있고, 조선·철강·석유화학 등 전력다소비 업종의 구조조정 등의 영향으로 수요정체가 현실화되고 있는 상황에서, 수요전망의 하향 조정이 필수

적인 것이다. 이에 따라, 최근 산업통상자원부는 '제8차 전력수급기본계획'을 수립함에 있어 지난 '제7차 전력수급기본계획' 수립 시 활용했던 3.4%의 연평균 GDP 성장률 전망을 2.5%로 하향조정하여 수요를 전망하였다고 발표하였다.

더욱 중요하게는, '15년 말 파리협약에서 체결된 신기후체제 합의 하에서의 국가 온실가스 감축 목표 달성과 최근 사회적으로 관심이 집중되고 있는 미세먼지로 인한 국민건강의 피해와 원자력 발전의 안정성에 대한 우려를 해결하기 위한 신정부의 탈원전·탈석탄·신재생 에너지 확대를 골자로 한 에너지 정책 방향을 반영해야 된다는 점이다. 지난 6월 정부출연연구기관인 에너지경제연구원은 신정부의 새로운 에너지 정책에 따라 원전 및 석탄 발전의 비중이 대폭 줄어들고 신재생 에너지 발전량 비중이 확대되는 전원구성 시나리오를 수립하고 이에 대한 비용, 온실가스 배출, 수급 안정성 측면에서의 파급효과를 다각적으로 분석한 '신정부 전원구성안 영향 분석' 보고서(에너지경제연구원, 2017)를 발표하였다. 해당 보고서에서 수립된 전원구성 시나리오에서는 신고리 5,6호기부터 신규원전 건설이 불가하고, 수명 30년 이상 석탄발전소를 폐지하며, 신재생 에너지 발전량을 '35년까지 13.4%로 확대하겠다는 '제4차 신재생 에너지 기본계획'(산업통상자원부, 2014)에서 설정한 목표를 2배 가까이 증가시킨 '30년 20%로 설정하였다. 이러한 시나리오 하에서 신정부의 에너지 정책은 온실가스 배출 차원에서는 긍정적 효과(2016년 실적치 대비 4,912만톤 CO_2eq. '제7차 전력수급기본계획'의 2029년 전망치 대비 6,711만톤 CO_2eq. 감소)가 기대되나, 경제성 및 수급 안정성 차원에서는 부정적인 효과(2016년 실적치 대비 발전비용 21% 증가 '제7차 전력수급기본계획'의 2029년 전망치 대비 발전비용 20% 증가)가 우려된다고 보고서는 분석하고 있다.

최근 발표된 '제8차 전력수급기본계획' 초안에서는 위 보고서의 전원구성 시나리오와 유사하게 전력수급계획을 수립하고 있다. 그 결과 적정 예비율이 20~22% 수준으로 '제7차 전력수급기본계획'에서의 적정 예비율인 22%대비 최대 2%p 감소할 것으로 예상된다. 이에 수급 안정성 논란이 일고 있으며, 한국원자력학회는 8월 말 보도자료를 통해 "원자력 발전 축소와 신재생 에너

지 발전이 확대될 경우, 수급 안정성에 부정적인 효과가 커지기 때문에 예비율을 오히려 더 높여야 한다.”고 지적하며, “정부의 적정 예비율 20% 발표는 탈원전·탈석탄을 기정사실로 전제한 것으로 나온 결과”라고 주장하고 있다(한국원자력학회, 2017).

이처럼 2017년 말에 발표될 ‘제8차 전력수급기본계획’의 최종 수립 결과에 많은 관심이 집중되고 있고, 현재 발표된 초안과 유사하게 최종 계획이 수립된다면 많은 논란이 있을 것으로 예상된다. 본 논문에서는 논란의 중심에 있는 새로운 전원구성의 수급 안정성 및 적정 예비율에 관련된 연구를 수행하였다. 우선, 장기 전원구성 계획을 수립하는데 있어 그동안 그 비중이 크지 않아 심각하게 고려되지 않았던 신재생 에너지의 공급 불확실성이 전력시장의 수급 안정성 및 적정 예비율에 미치는 영향을 명시적으로 분석할 수 있는 새로운 평가 모형을 제안하고, 이러한 모형을 기반으로 원자력 및 석탄 발전의 비중이 대폭 줄어들고 신재생 에너지 발전량이 급격하게 증가할 것으로 예상되는 신규 전원구성 계획 하에 예상되는 전력시장의 수급 안정성의 변화를 분석하였다. 또한, 발전 비용과 온실가스 및 환경오염 물질 배출량의 변화에 대한 분석을 함께 수행하였다. 이러한 분석 결과를 바탕으로 ‘제8차 전력수급기본계획’ 수립 방향에 대한 정책적 제언을 제공하고자 한다.

이 논문은 다음과 같이 구성된다. 다음 장에서는 전통적인 장기 전원구성 계획과 수급 안정성 및 변화하는 에너지 정책에 대응하기 위한 장기 전원구성 변화에 관한 국내외 선행연구들을 살펴본다. 제Ⅲ장에서는 본 연구에서 개발된 새로운 평가 모형과 분석 시나리오를 소개하고, 제Ⅳ장에서는 분석 결과를 정리하고 해석한다. 마지막 제Ⅴ장에서는 논문의 전체 내용을 요약하고 결론을 내린다.

Ⅱ. 문헌 연구

1. 전통적인 장기 전원구성 계획과 수급 안정성 관련 연구

기존의 장기 전원구성 계획에 관련된 연구는 지난 1970년대 초에 시작되어 1980년대 초반까지 선진국을 중심으로 활발하게 이루어졌다. 1970년대 초 선진국의 전력시장이 급격하게 팽창하는 과정에서 비용 효율적인 장기 전원구성 계획을 위한 경영과학적 연구의 필요성이 대두되었다. 비용 최소화를 목적함수로 갖는 확정적 최적화(deterministic optimization) 모형을 활용한 초기 연구결과가 경영과학분야에서 국제적으로 권위있는 저널들에 잇따라 발표되었다(Anderson, 1972; Bessiere, 1970; Peterson, 1973). 하지만, 전력 시장을 계획하고 운영하는데 있어 전력 공급에 대한 적절한 안정성을 유지하는 것이 비용을 효율화 하는 것보다 중요하다. 그럼에도 불구하고, 기존의 전원구성 계획과 관련한 연구들은 수급 안정성을 적절하게 고려하지 못하였고 비용 측면에서의 효율성만을 강조한다는 한계점을 비난받았다.

1970년대 후반부터 1980년대 중반에 걸쳐, 수급 안정성을 적절하게 고려하지 못하는 확정적 최적화 모형의 한계점을 극복하기 위하여 전력 수요 예측의 불확실성과 발전설비의 예상치 못한 고장으로 인한 전력 공급의 불확실성을 포함한 공급 신뢰도라는 확률적 제약을 추가한 연구들이 발표되었다. 예를 들어, 기존의 확정적 최적화 모형에 보조 이진 변수(auxiliary binary variable)을 추가하여 확률적 제약인 공급 신뢰도 제약을 확정적 모형에 구현할 수 있는 아이디어와 최적 계획을 찾기 위한 휴리스틱 분기한정법(heuristic branch & bound) 알고리즘을 제안한 연구 논문이 발표되었고(Scherer and Joe, 1977), 기회 제약식(chance constraint) 개념을 도입하여 공급 신뢰도 개념을 명시적인 확률적 제약식으로 표현하고 이를 확정적 제약식으로 변환하여 기존의 확

정적 모형에 포함한 최적 계획을 찾는 알고리즘을 제안한 연구 논문이 발표되었다(Noonan and Giglio, 1977). 이와 같은 연구들은 명시적이지만, 당시 컴퓨터의 연산 능력(computing power)에 비해 과도한 연산을 요구하는 한계로 인해 널리 적용되지 못하였다. 결과적으로 1980년대 초, 유효부하지속곡선(effective load duration curve : ELDC) 개념을 도입하여 공급 신뢰도를 우회적으로 표현하였고 과도한 연산 능력을 요구하지 않는 접근법들을 소개한 연구 논문들이 발표되었다(Bloom, 1982; Cote and Laughton; 1980, Stremel, 1982). 이러한 방법론들을 적용하여 WASP[1] 등과 같은 상용 소프트웨어들이 개발되었고, 다수의 국가들에서 상용 소프트웨어들을 활용하여 원자력, 석탄, 가스 등 전통적인 발전원 기반의 안정화된 전력시스템을 대상으로 하는 전원구성 계획을 수립하였다. 참고로 우리나라에서 수립중인 전력수급계획 또한 WASP에 기반하고 있다(산업통상자원부, 2015).

최근에는 수요 전망 및 연료 가격 등 장기 전원구성 계획에 활용되는 주요 자료들의 장기 예측 불확실성을 고려하여 비용 효과적·수급 안정적 장기 전원구성을 수립하는 연구들이 활발하게 진행되고 있다(Jin et al., 2011; Min and Chung, 2013; Feng and Ryan, 2013; Pisiella, 2016). 국내에서도 1993년 한국전력 연구원이 우선순위 동적계획법 (preference-order dynamic programming approach)을 WASP에 적용한 연구(Kim and Ahn, 1993)를 시작으로, 최근까지 장기 전원 구성 계획과 공급 안정성에 관련된 다수의 연구들이 발표되고 있다(한국전기연구원, 2006; 정재우 외, 2012; 이유수 외 2012).

1) 미국 Tennessee Valley Authority와 Oak Ridge National Laboratory에서 공동 개발하여 현재 국제원자력기구(IAEA)에서 관리 및 운영 중인 장기 전원구성 계획을 위한 상용 소프트웨어

2. 변화하는 에너지 정책에 대응하기 위한 연구

1980년대 중반 이후, 주요 선진국 전력 시장의 구조개편 및 규제완화(restructuring and deregulation)와 환경오염 물질 및 온실가스 배출 감축 등 환경문제의 중요성 대두와 같은 상황 변화에 따라, 장기 전원구성 계획에 관련된 연구는 다변화되어 왔다(Hobbs, 1995). 1990년대부터 최근에 이르기까지 전력부문에서의 온실가스 배출량 감축에 대한 관심이 커짐에 따라, 태양광, 풍력 등 신재생 에너지 기술, CCS(carbon capture and storage) 등 온실가스 감축 기술, 신재생 에너지 공급의무화 제도(renewable portfolio standard) 및 온실가스 배출권 거래제(carbon cap and trade system) 등 새로운 정책들의 도입에 따른 장기 전원구성 계획 수립 및 영향 분석에 대한 연구들이 다수 발표되었다. (Farghal and Aziz, 1988; Jonghe *et al.*, 2011; Choi and Thomas, 2012; Aghaei *et al.*, 2012; Hu and Jewell, 2013).

동시에, 전통적인 장기 전원계획 수립 연구들에서 의사결정 시 주요하게 고려하였던 경제성 외에 온실가스를 포함한 환경오염 배출량, 에너지 안보, 수용성 등 다양한 기준을 동시에 고려하여 의사결정을 하는 연구들이 활발하게 진행되고 있다. 2000년대 이후 최근까지는 온실가스 감축 비용의 변동성에 의한 전력 시스템 비용 증가, 혹은 신재생 에너지 공급 불확실성으로 인한 전력 시스템의 수급 안정성 저하 등이 중요한 의사결정 요인으로 포함되고 있으며, 이를 고려하기 위한 다양한 방법론들이 함께 제시되고 있다(Meza *et al.*, 2007; Tekiner *et al.*, 2010; Aghaei *et al.*, 2013; Gitizadeh *et al,* 2013).

국내에서도 최근 관련 연구들이 많이 발표되고 있다. 예를 들어, 2011년 일본 후쿠시마 원자력발전소 사고 이후 증가된 원자력 발전의 사후 비용과 사회적 비용에 대한 관심을 바탕으로 원자력 발전의 경제적·사회적 비용을 고려하여 기존의 전력수급기본계획에 대한 새로운 평가와 장기 전원구성에 대한 새로운 방향을 제시한 연구들이 있다(이창훈 외, 2013; 노동석 외, 2013;

최봉석 외, 2014; 조성진 외, 2015). 또한, 신재생 에너지 공급의무화 제도, 신재생 에너지 기본계획, 탄소 배출권거래제 등 신재생 에너지 및 온실가스 감축 정책 도입에 따른 장기 전원구성 변화 및 전력시장 영향에 대한 연구들이 있다(이정인 외, 2009; 문영석 외, 2011; Choi *et al.*, 2015; 이상림 외, 2015). 가장 최근에는 앞서 서론에서 언급하였던 신정부의 탈원전·탈석탄·신재생 에너지 확대 정책에 따른 장기 전원구성 시나리오 수립 및 영향을 분석하는 '신정부 전원구성안 영향 분석' 보고서 등이 있다(에너지경제연구원, 2017).

Ⅲ. 연구 방법론

1. 수급 안정성과 발전 비용 평가 모형

신재생 에너지의 비중 확대를 포함하는 우리나라의 에너지 정책은 온실가스와 미세먼지 등 환경오염 물질 배출을 저감하는데 효과적이지만 발전 비용의 상승과 함께 수급 안정성의 저하를 초래할 수 있는 위험이 존재한다. 따라서 장기 전원구성 계획을 구성함에 있어 합리적인 발전 비용의 유지, 안정적인 전력공급, 환경적 요인을 포함하는 다차원적인 평가 방안을 마련하는 것이 필요하다.

(1) 공급 신뢰도 모형

국가단위 전력시스템의 공급 신뢰도를 평가함에 있어 예비율 개념을 광범위하게 사용하고 있지만, 확정적 방법에서 사용되는 예비율의 경우 시스템의 불확실성을 반영하지 못하는 문제가 있다. 이와 같은 확정적 방법의 단점을 극복하고 시스템의 불확실성을 고려하기 위해, 서비스 가용도를 기반으로 하는 계통의 공급지장확률(loss of load probability, LOLP)과 공급지장기대값

(loss of load expectation, LOLE)을 고려하여 확률적 방법을 이용할 수 있다. LOLP와 LOLE는 1년 동안 고장정지와 가용도 등에 의하여 발전용량이 수요보다 작을 확률과 예상기간을 의미한다(Sanghvi *et al.*, 1991). 본 연구에서는 '제7차 전력수급기본계획'에서 활용한 공급 신뢰도를 측정하는 기준인 LOLE를 확률인 LOLP 형태로 변환하여 사용하도록 한다.

Billinton and Allan(1984)에 의하면 LOLP는 발전기의 고장정지확률 (Forced Outage Rate, FOR)과 정규화 전도부하지속곡선(normalized inverted load duration curve)을 이용한 재귀식(recursive equation)으로 계산된다. 하지만 이와 같은 방법은 발전설비의 고장정지만을 고려하고 있으며, 수요 변동성과 신재생 에너지의 발전량 변동성과 같이 공급지장을 초래하는 다양한 요인을 반영하지 못하는 한계가 있다.

본 연구에서는 전력시스템의 불확실성을 야기하는 다수의 요인을 고려하여 LOLP를 측정하기 위해서 시뮬레이션 모형을 제시한다. 본 연구진의 선행 연구결과인 장기 전원구성계획 모형과 공급 신뢰도 제약을 확장하여 본 연구의 목적에 적합한 시뮬레이션 모형을 구성하였다(Min and Chung, 2013; Min et al., 2017). 이를 위하여 우선, 전력 수요와 발전량과 같은 전력 시스템의 불확실 요인(uncertain factor)을 정의하고 과거 자료와 문헌연구를 기반으로 요인별 확률분포를 도출한다. 확률분포로 정의되는 불확실 요인을 통합하여 LOLP를 평가하는 모형을 제시하며, LOLP의 정의에 따라서 가용한 발전용량과 전력부하를 측정하는 방안을 제안한다.

현재 우리나라를 포함하여 장기 전원구성 계획을 위한 다수의 연구에서는 부하조정법을 이용하여 부하지속곡선에서 신재생 에너지의 시간대별 출력량을 차감하여 조정된 부하지속곡선을 사용하고 있다. 부하조정법에서는 신재생 에너지의 시간대별 출력량으로 과거 자료의 평균 또는 중위수 값을 사용하고 있으나, 확률적으로 결정되는 신재생 에너지 출력량의 불확실성을 적절하게 반영하지 못하는 한계가 존재한다.

신재생 에너지의 출력 불확실성을 반영한 유효부하지속곡선을 도출하기 위

하여 본 논문에서는 부하지속곡선에서 신재생 에너지의 시간대별 출력을 차감하되, 시뮬레이션을 통하여 확률적으로 결정된 출력량을 반영한다. 이때, 시뮬레이션 모형의 계산 부하를 완화시키기 위하여 부하지속곡선을 8,760시간으로 고려하지 않고 N개의 계단형태 곡선으로 단순화한 모형을 활용하고자 하며, 각 단계를 블록으로 정의하였다.

$D_{\pi t}^{\xi}$는 t연도에 $\tau \in N$ 블록의 전력부하를 나타내며, $\xi \in \Xi$는 전력부하가 변동성에 의한 불확실성을 내포함을 의미한다. $j \in J$ 유형의 신재생 에너지가 블록 τ에서의 출력률을 $A_{j\tau}^{\xi}$ $(0 \le A_{j\tau}^{\xi} \le 100\%)$로 정의하고 설비용량이 g_{jt}인 경우 출력률을 반영한 실제 출력량은 $A_{j\tau}^{\xi} y_{jt}$가 된다. 따라서 신재생 에너지 출력량을 고려한 t연도 $\tau \in N$ 블록의 유효부하는 $D_{\pi t}^{\xi} - A_{j\tau}^{\xi} g_{jt}$가 된다. 참고로 평균 출력량을 적용한 부하조정법에서는 $D_{\pi t}^{\xi} - E_{\xi}[A_{j\tau}^{\xi}] g_{jt}$가 된다.

전력부하와 신재생 에너지의 출력과 함께 기존 발전원의 고장정지 확률은 본 논문에서 고려하는 주요한 불확실 요인이다. 발전원 $i \in I$를 사용하는 개별 발전설비의 수가 y_{it}이고 고장정지확률이 q_i인 경우, 부하지속곡선의 블록 τ에서 가용한 발전설비의 수는 이항분포를 이용하여 나타낼 수 있다. 즉, 가용한 발전 설비수는 $y_{it\tau}^{\xi} \sim B(y_{it}, 1-q_i)$가 된다. 본 연구에서는 발전원이 동일한 경우 고장정지확률이 일정한 것으로 가정하였으므로, 기존 발전원을 이용하는 설비의 가용용량은 기간에 대한 독립 분포로 고려할 수 있다. 발전원 i의 설비 당 기준 용량을 k_i라 하면, 총 설비용량은 $y_{it\tau}^{\xi} k_i$가 된다.

전력부하에 신재생 에너지 출력을 반영하여 도출한 유효부하지속곡선 중 피크블록에서 전력부하와 가용발전설비 용량의 차이를 비교하여 LOLP를 정의할 수 있다. 이와 같은 정의에 따라서 전원구성 시나리오 s에 대해서 t연도의 LOLP $\Phi_t(s)$는 다음 식(1)과 같이 계산된다.

$$\Phi_t(s) = \Pr(D_{1t}^{\xi} - A_{j1}^{\xi} g_{jt} \ge y_{it\tau}^{\xi} k_i) \tag{1}$$

위 식(1)에서 D_{1t}^{ξ}, A_{j1}^{ξ}, $y_{it\tau}^{\xi}$는 서로 독립인 이산 확률분포(discrete probability distribution)로 정의한다. 신재생 에너지의 출력률 분포 A_{j1}^{ξ}는 과거 발전량 자료를 이용하여 블록단위의 이산 확률분포를 도출하며, 전력부하의 변동성 D_{1t}^{ξ}은 문헌을 참고하여 정규분포를 단순화한 이산 확률분포로 가정하였다. 기존 발전원의 가용 설비수를 나타내는 $y_{it\tau}^{\xi}$는 앞서 제시한 바와 같이 이항분포를 이용하였다. 이항분포와 이산 확률분포의 결합 확률분포(joint probability distribution)를 단일수식(closed form)으로 나타내는 것은 가능하지 않다. 따라서 본 연구에서는 몬테카를로 시뮬레이션(Monte-Carlo simulation) 기법을 활용하여 $\Phi_t(s)$를 추정하였다.

몬테카를로 시뮬레이션 기반의 LOLP 측정 방법을 단계별로 요약하여 제시하면 다음의 <표 1>과 같다.

〈표 1〉 몬테카를로 시뮬레이션 기반의 LOLP 추정 방법

Step 1. 초기화

총 시뮬레이션 반복 횟수 = M

시뮬레이션 반복 횟수 $m=1$ (즉, $m \leq M$)

표본크기 = K

t연도의 수요초과 횟수 $co_t^m = 0$

Step 2. 몬테카를로 랜덤 샘플링

전력부하 D_{1t}^{ξ}, 신재생 에너지 출력 A_{j1}^{ξ}, 가용 설비수 $y_{it\tau}^{\xi}$를 정의하는 확률분포로부터 연도별로 독립적으로 K개의 샘플을 생성

D_{1t}^{k}, A_{j1}^{k}, $y_{it\tau}^{k}$는 k번째 표본의 값을 의미

Step 3. K개의 샘플에 대하여 다음 과정을 반복 수행

$\Phi_t^k(s) = D_{1t}^k - A_{j1}^k g_{jt} - y_{it}^k k_i$

$\Phi_t^k(s) \geq 0$이면 co_t^m를 1 증가

Step 4. 평가

$$\Phi_t^m(s) = \frac{co_t^m}{K} \times 100(\%)$$

$m < M$이면 Step 2로 이동, $m = M$ 이면 Step 5로 이동

Step 5. LOLP 추정

연도별 LOLP의 평균과 분산을 다음 식에 의해서 추정

$$\hat{\Phi}_t(s) = \frac{1}{M}\sum_{m=1}^{M}\Phi_t^m(s),$$

$$S^2_{\hat{\Phi}_t(s)} = \frac{1}{M(M-1)}\sum_{m=1}^{M}[\Phi_t^m(s) - \hat{\Phi}_t(s)]^2$$

(2) 전원구성 계획의 발전비용 추정

전원구성계획의 총 발전비용은 발전설비 건설을 위한 자본비용, 고정 유지비용 및 변동비용(연료비용 포함) 등으로 구성된다. 자본비용과 고정 유지비용은 전원구성 계획에 반영된 설비용량에 의해 결정되며 발전량에는 독립적으로 결정되지만 변동비용은 발전량에 따라 결정된다. 따라서 전원구성 계획에서 제시된 전원별 설비용량을 고려한 최적 발전량을 추정하는 모형이 요구된다.

다음에 제시된 식 (2)-(6)은 계획기간 ($t = \{1,2,...,T\}$) 중 총 발전비용을 최소화하는 전원별 발전량을 결정하기 위한 수리 모형이다.

$$\min \pi_0 + \frac{1}{(1+\gamma)}E_\xi[\min \pi_1 + \cdots + \frac{1}{(1+\gamma)^T}E_{\xi^T|\xi^1,\cdots,\xi^{T-1}}[\min \pi_T]\cdots] \quad (2)$$

subject to

$$\pi_t = \sum_{i\in I}[c_i^u k_i z_{it} + c_i^f k_i y_{it} + c_i^v \sum_{\tau\in N} x_{i\tau t}] + \sum_{j\in J}[c_j^u z_{jt} + c_j^f g_{jt} + c_j^v \sum_{\tau\in N} x_{j\tau t}] \quad (3)$$

$$\sum_{i\in I} x_{i\tau t} + \sum_{j\in J} x_{j\tau t} \geq D_{\tau t}^{\xi} \quad (4)$$

$$x_{i\tau t} \leq k_i y^{\xi}_{it-1}\eta_\tau,\ x_{j\tau t} \leq A^{\xi}_{j\tau} g_{jt-1}\eta_\tau \quad (5)$$

$$x_{i\tau t},\ x_{j\tau t} \geq 0 \quad (6)$$

목적함수 식 (2)는 연간 발전비용 π_t에 할인율 γ를 적용하여 계산한 계획기간 동안의 총 발전비용의 기댓값을 최소화한다. 식 (2)는 t연도까지의 불확실성 $\xi^1, \xi^2, ..., \xi^t$을 고려한 다기간 확률계획법(multi-period stochastic programming) 문제임을 나타낸다. 식 (3)은 연간 발전비용으로 단위 설비투자비용(c^u_{it}, c^u_{jt})에 신규 설비용량($k_i z_{it}$,z_{jt} : k_i는 기준용량), 설비 당 고정 유지비용(c^f_i, c^f_j)에 설비용량($k_i y_{it}$,g_{jt})을 곱한 값과 단위 변동비용(c^v_i, c^v_j)에 발전량($x_{it\tau}$, $x_{jt\tau}$)을 곱한 값은 합하여 계산한다. 식 (4)는 부하지속곡선의 구간별 총 발전량이 수요를 만족해야 하는 제약이며, 식 (5)는 발전원별 발전량은 유효설비용량을 초과할 수 없음을 나타낸다. 마지막 식 (6)은 결정변수인 기간별 발전량을 정의한다.

식 (2)-(6)의 최적해(즉, 최적 발전량)를 구하기 위하여 우선 Block Separable Recourse의 특성에 의하여 다기간 확률계획법 문제를 2단계 확률계획법 문제로 변환한다(Birge and Louveaux, 2011). 2단계 확률계획법의 해법으로는 표본평균의 개념을 활용한 SAA(sample average approximation) 기법을 활용하였다. SAA를 활용한 2단계 확률계획법에서의 최적해 도출 방안은 선행연구를 참고하도록 한다(Kleywegt *et al.,* 2001; Min and Chung, 2013).

(3) 전원구성계획의 온실가스 배출량 추정

온실가스 배출량은 전원별 발전량에 전원 특성을 고려한 온실가스와 오염물질 (SOx, NOx, 분진)의 배출계수를 적용하여 계산한다. 이때 연도별, 부하지속곡선의 구간별 최적 발전량은 계획기간 동안의 총 발전비용을 추정하기 위한 식 (2)~(6)을 이용한다.

2. 시나리오 정의

제안된 평가 모형을 통해 신재생 에너지의 공급 불확실성이 전력시장의 수급 안정성 및 적정 예비율에 미치는 영향을 명시적으로 분석하고, 이러한 분석 결과를 바탕으로 '제8차 전력수급기본계획' 수립 방향과 관련한 정책적 제언을 제공하고자 본 연구에서는 4가지 분석 시나리오들을 아래와 같이 정의하였다.

우선, 현재 공식적으로 발표된 '제7차 전력수급기본계획'과의 비교를 통해 본 연구에서 제안된 모형의 활용성과 적합성을 보여주고자, 두 개의 시나리오를 정의하였다. 우리나라의 전력시장이 '제7차 전력수급기본계획'에서 발표된 2030년까지의 발전량 및 피크 전력 수요 전망[2]을 따르고, 이러한 수요를 충족하기 위해서 해당 계획에서 제안하고 있는 장기 전원구성 계획을 따랐을 경우를 ***시나리오 1***로 정의하였다. 시나리오 1과 동일한 수요 전망을 따르되 신재생 에너지의 공급 불확실성이 전력 시장의 공급 신뢰도에 미치는 영향을 고려하여 '제7차 전력수급기본계획'에서의 장기 전원구성 계획에 추가적인 발전소 건설을 고려한 경우를 ***시나리오 2***로 정의하였다. 또한, '제8차 전력수급기본계획'의 수립 방향에 대한 정책적 제언을 제공하기 위하여 해당 계획에서 제안될 것으로 예상되는 2030년까지의 수요 전망과 전원구성 계획을 따랐을 경우를 ***시나리오 3***으로 정의하였다. 마지막으로, 현재 논란이 되고 있는 보수적인 수요 전망에 대한 평가를 위해 시나리오 3과 동일한 장기 전원구성 계획을 따르되 수요 전망이 '제7차 전력수급기본계획'을 따르는 경우를 ***시나리오 4***로 정의하였다.

---

2) '제7차 전력수급기본계획'에서는 2029년까지의 전력 수요 전망치를 제시하고 있어, 2030년의 전력 수요 전망치는 다음의 언론 기사를 활용하였음(관련 언론기사: 동아일보, "2년만에 낮춘 전력수요 예측... '脫원전' 꿰맞추기 논란", 2017.07.14. http://news.donga.com/3/00/20170714/85350045/1).

〈표 2〉 시나리오 정의

시나리오	주요 가정
시나리오 1	'제7차 전력수급기본계획' 수요 전망 '제7차 전력수급기본계획' 전원구성 계획
시나리오 2	'제7차 전력수급기본계획' 수요 전망 '제7차 전력수급기본계획' 전원구성 계획 + 추가 발전용량
시나리오 3	'제8차 전력수급기본계획'에서 제안될 것으로 예상되는 수요 전망 '제8차 전력수급기본계획'에서 제안될 것으로 예상되는 전원구성 계획
시나리오 4	'제7차 전력수급기본계획' 수요 전망 '제8차 전력수급기본계획'에서 제안될 것으로 예상되는 전원구성 계획

〈표 3〉 시나리오 2에서 활용 될 전원 구성 계획을 위해 추가적으로 필요한 발전 설비 용량 및 도입 년도

년도		2024	2025	2028	2030
추가 용량 (MW)	원자력	-	1,400	-	-
	가스(LNG)	1,150	-	1,150	450
누적 용량 (MW)		1,150	2,550	3,700	4,150

본 연구에서 분석하고자 하는 4개의 시나리오를 요약하여 <표 2>에 제시하였다. 시나리오 2에서 고려하는 장기 전원구성 계획을 구성하기 위하여 본 연구의 제안 모형을 이용한 시뮬레이션을 통해 '제7차 전력수급기본계획'의 공급 신뢰도 기준인 '0.3일/년'을 충족시키기 위한 추가 용량을 계산하였다. <표 3>은 시나리오 2에서 고려하는 추가 용량과 도입 년도를 요약하고 있다. 또한, 시나리오 3에서 활용된 '제8차 전력수급기본계획'에서 제안될 것으로 예상되는 수요 전망과 전원 구성 계획은 최근 발표된 여러 언론 기사들[3]과 '신

3) 관련 언론기사: 동아일보, "2년만에 낮춘 전력수요 예측... '脫원전' 꿰맞추기 논란", 2017.07.14. http://news.donga.com/3/00/20170714/85350045/1
중앙일보, "전력 적정예비율 '22%→20%'로 낮춘다... 정부 탈(脫)원전 논리 뒷받침하나", 2017.08.11. http://mnews.joins.com/article/21835643#home
연합뉴스, "탈석탄·원전으로 2025년 이후 원전 11기분 새 발전설비 필요", 2017.07.16. http://www.yonhapnews.co.kr/bulletin/2017/07/15/0200000000AKR20170715051800003.HTML

정부 전원구성안 영향 분석' 보고서(에너지경제연구원 2017)에 기반하여 <표 4>와 같이 가정하였다.[4)]

〈표 4〉 시나리오 3에서 활용 될, '제8차 전력수급기본계획'에서 제안될 것으로 예상되는 수요 전망과 전원구성 계획

년도		2020	2022	2024	2026	2028	2030
최대 전력 수요 (MW)		90,900	94,100	96,900	99,100	100,600	101,900
전력 소비량 (GWh)		549,873	563,425	575,777	585,522	591,348	598,025
전원 구성 계획 (MW)	원자력	26,600	24,600	23,600	20,600	18,600	18,600
	석탄	33,000	31,000	29,000	27,000	25,000	22,500
	가스(LNG)	34,950	36,300	43,050	49,350	54,750	58,350
	풍력	5,570	7,544	9,392	11,429	13,697	16,217
	태양광	10,016	14,468	19,214	23,813	27,929	32,381
	기타 신재생	14,185	14,622	15,013	16,991	17,382	18,164
	석유/ 집단	11,650	25,562	24,553	26,531	26,922	27,704
	합계	136,371	139,874	149,209	159,123	167,098	175,752

*참고문헌: 최근 발표된 여러 언론 기사들[3)] 및 에너지경제연구원 2017

4) (원자력) 신고리 5, 6호기의 공사 중단 / 이후 모든 신규 원전 건설 백지화 / 현재 운영 중인 원자력 발전소를 수명 40년으로 고려하여 점차적으로 폐지, (석탄) 현재 운영 중인 석탄 발전소를 수명 30년으로 고려하여 점차적으로 폐지 / 신규 석탄 발전소 건설 중단, (신재생) 신재생 에너지의 전력생산 비중을 2030년까지 20%로 상향 조정하기 위해, 신재생 발전용량을 60GW 이상으로 증가시키고 풍력과 태양광이 약 75%를 차지하도록 설정.

Ⅳ. 분석 및 결과

1. 분석자료

본 연구의 분석에 활용된 자료들은 기본적으로 에너지경제연구원 등 국책 연구소의 보고서에서 공개된 '제7차 전력수급기본계획' 수립 시 활용되었던 자료들에 기초하였으며, 일부 전력거래소를 통해 수집되거나 국내외 관련 문헌 및 최근 '제8차 전력수급기본계획' 수립과정에서 발표되는 기사들에 근거하여 수집되었다.

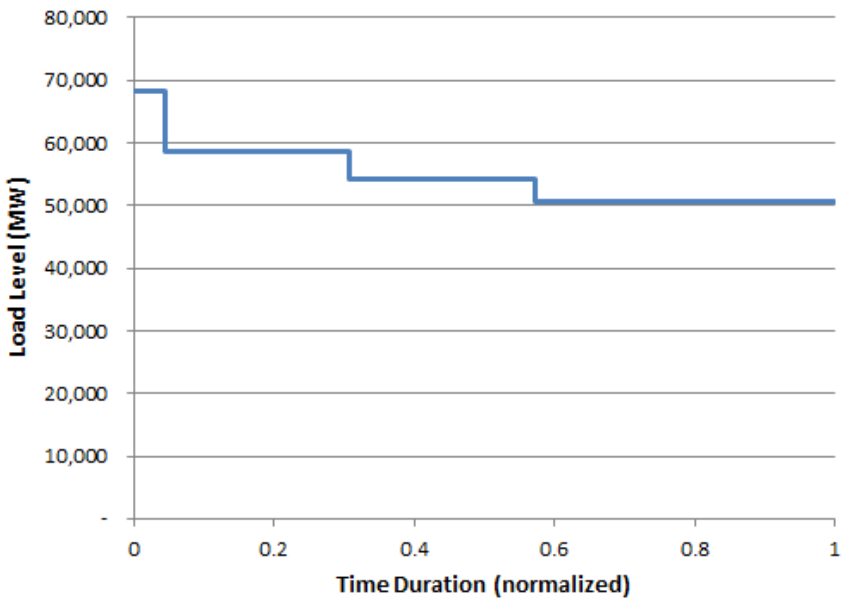
본 연구에서 가장 중요하게 다루고 있는 공급 신뢰도와 관련하여, 우리나라 전력 시스템이 요구하는 기준 공급 신뢰도는 '제7차 전력수급기본계획' 수립 시 활용 되었던 LOLE 기준 0.3일/년으로 설정하였고, 본 연구에서 제안된 모형에서는 LOLP 기준 약 0.082%로 환산되어 활용되었다. 또한, '제7차 전력수급기본계획' 수립 시 기준년도가 되었던 2014년을 기준년도로 설정하고, 앞서 Ⅲ.2장 시나리오 정의와 연계하여 2029년까지 16년 동안의 장기 전원구성 계획에 대한 분석을 수행하였다. 계획기간 동안의 할인율은, 2017년 8월 산업통상자원부에서 보도자료를 통해 '제8차 전력수급기본계획' 수립 시 활용될 것으로 발표한, 2030년까지의 연평균 GDP 성장률 전망치인 2.5%를 모든 시나리오에 공통적으로 활용하였다.

전력거래소에서 공개한 2011년부터 2013년까지 3년 동안의 일일전 시장(Day-ahead Market) 운영을 위한 시간별 전력 수요 예측 자료(전력거래소 2014)를 분석하여, 1년 동안의 부하지속곡선을 "첨두부하, 최대부하, 중부하, 경부하" 4단계로 블록화하는 기준을 수립하였다. 각 블록은 약 4.5%, 26.5%, 26.5%, 42.5%의 비중으로 1년 동안의 시간을 차지하고, 동시에 약 5.5%,

28.5%, 26.2%, 39.8%의 비중으로 1년 동안의 발전량을 차지하는 것으로 기준을 수립하였으며, 이러한 기준이 2030년까지 적용된다고 가정하였다.

[그림 1]은 2014년 발전량을 4단계의 블록화 된 부하지속곡선으로 표현한 결과이다. 또한, 동일 자료를 분석하여 각 부하지속곡선 블록에서의 전력 수요 변동성에 대한 경험적 이산 확률분포(empirical discrete probability distribution)를 수립하여 활용하였다. <표 5>는 첨두부하 시 전력 수요에 대한 변동성에 대해 수립된 확률분포를 요약하여 보여주고 있는데, 최대 전력 수요가 '제7차 전력수급기본계획' 혹은 '제8차 전력수급기본계획'에서 활용한 최대 전력 수요 전망 자료와 일치하도록 설정하였다.

[그림 1] 2014년 부하지속곡선



〈표 5〉 첨두부하 시 전력 수요 변동성(전력 수요의 경험적 확률분포)

	과거 자료	'제7차 전력수급기본계획' 수요 전망	'제8차 전력수급기본계획' 수요 전망
발생 확률[a)]\년도	2014 (MW)	2030 (MW)	2030 (MW)
15.30%	76,054	113,200	101,900
37.60%	72,081	103,969	93,590
30.80%	68,107	94,737	85,280
13.20%	64,134	85,506	76,971
3.10%	60,160	76,275	68,661

*참고문헌: [a)]전력거래소 2014

〈표 6〉 전통적 전원별 기술특성치 자료

전원	원자력1	원자력2	석탄 (유연탄)	가스복합 (LNG)	가스터빈 (LNG)
기준용량[a)] (MW)	1,000	1,400	500	450	250
건설비[a)] (천원/kW)	2,587	2,378	1,449	593	1,052
고정 유지비[a)] (천원/kW/yr)	150.28	135.24	38.76	37.47	34.2
최대 가동률[a)] (%)	77	77	87	87	87
고장 정지율[b)] (%)	5	5	5	6	6
수명기간[a)] (년)	40	40	30	30	30
연료비[a)] (원/백만kcal)	1,933	1,933	18,780	56,870	56,870
열효율[a)] (kcal/kWh)	2,314	2,365	1,978	1,760	1,734
피크기여도[a)] (%)	100	100	100	100	100

*참고문헌: [a)]조성진 et al., 2015; 한국전력공사 2017; 전력거래소 2016. [b)]Black and Veatch 2012

원자력, 석탄, 가스 기반의 전통적인 발전 기술들의 기술 특성치 (비용, 최대 가동율, 효율, 수명 등) 자료는 에너지경제연구원에서 지난 2015년 발간한 보고서에서 제시하고 있는 '제7차 전력수급기본계획' 수립 시 활용되었던 주요 자료들을 주로 활용하였다(조성진 *et al.*, 2015). 해당 보고서는 가스 발전 기술을 하나로 제시하고 있는 반면에, 전력 시스템의 공급 신뢰도에 대한 상세 분석을 목적으로 하는 본 연구에서는 첨두부하 시 중요한 역할을 하는 가스 발전기술을 가스터빈 발전과 가스복합 발전 두 개의 기술로 구분하여 고려하였고 이들의 기술 특성치 자료는 한국전력통계(한국전력공사, 2017)와 전력거래소의 발전설비현황 보고서(전력거래소, 2016)를 추가적으로 활용하였다. 또한, 기존 발전원의 가용 설비수의 확률변수의 값을 결정하는 데 활용하는 고장 정지 확률은 미국 NREL 보고서를 활용하였다(Black and Veatch, 2012). <표 6>은 기술 특성치 자료들을 요약하여 보여주고 있으며, 모든 비용은 2013년 화폐가치로 고려되었다.

<표 7>에 제시된 신재생 에너지 발전 및 집단에너지의 기술 특성치 자료들은 다음의 과정을 통해 구축되었다. 신재생 에너지 발전기술은 지난 2012년 한국에너지기술평가원과 한국에너지기술연구원에서 합동으로 수행한 '에너지기술 R&D 효과 분석을 위한 기술특성 조사'에서 구축된 자료를 활용하였다(한국에너지기술연구원, 2014; Park *et al.*, 2016). 하지만, 여러 발전기술들이 혼합되어 있는 기타 신재생 에너지와 집단에너지는 해당 비용을 고려하지 않았다. 기술 별 피크기여도 값은 '제7차 전력수급기본계획'에 활용되었던 자료를 활용하였으나, <표 8> 및 <표 9>와 같이 각 부하지속곡선 블록에서 기술별 평균 발전량 및 변동성(경험적 이산 확률분포)은 전력거래소의 협조를 받아 지난 2011년부터 2013년까지 3년 동안의 신재생 에너지 및 집단에너지의 시간별 발전량 자료를 이용하여 구성하였다(전력거래소 2014).

〈표 7〉 신재생 에너지 및 집단에너지 기술특성치 자료

전원	풍력	태양광	기타신재생	집단에너지
LCOE[a] (원/kWh)	112	215	-	-
수명기간[a] (년)	22	25	-	-
피크기여도[b] (%)	2	15	42	88

*참고문헌: [a]한국에너지기술연구원, 2014; Park et al., 2016. [b]산업통상자원부 2015

〈표 8〉 신재생 에너지 부하지속곡선 단계별 평균 출력량(이용률)

	첨두부하	최대부하	중부하	경부하	연평균
풍력	20.2%	33.6%	20.5%	23.4%	25.2%
태양광	36.5%	9.5%	26.4%	9.3%	15.1%
기타신재생	36.3%	39.3%	40.9%	36.1%	38.3%

*참고문헌: 전력거래소 2014

〈표 9〉 첨두부하 시 풍력/태양광 출력량 변동성
(신재생 에너지 발전량의 경험적 확률분포)

풍력		태양광	
이용률	확률	이용률	확률
50%	10%	55%	34%
40%	12%	45%	20%
30%	16%	35%	16%
20%	16%	25%	13%
10%	24%	15%	15%
0%	21%	5%	2%

*참고문헌: 전력거래소 2014

마지막으로, 각 시나리오별 온실가스 및 환경오염물질(SOx/NOx/분진) 배출량을 산정하는데 활용한 배출계수 또한 에너지경제연구원에서 지난 2015년 발간한 보고서를 참고하여 '제7차 전력수급기본계획' 수립 시 활용되었던 자

료들을 활용하였다(이상림 *et al.* 2015; 조성진 *et al.*, 2015). 환경오염물질의 경우 보고서에서는 직접적인 배출계수를 제시하고 있지 않으나, 배출물질 환경비용(천원/톤)과 전원별 환경비용 추정결과(원/kWh)를 이용하여 배출계수를 산출하였다. 본 연구에서 활용한 온실가스와 환경오염물질 배출계수는 <표 10>과 같다.

〈표 10〉 온실가스 및 환경오염물질 배출계수

전원	석탄	가스(LNG)	유류
SOx (kg/MWh)	0.317	-	0.460
NOx (kg/MWh)	0.497	0.386	0.985
분진(PM) (kg/MWh)	0.015	-	0.012
CO_2 eq. (kg/MWh)	823	362	702

*참고문헌: 이상림 *et al.* 2015; 조성진 *et al.*, 2015

2. 분석결과

시나리오별로 전력 시스템의 공급 신뢰도는 LOLP를 기준으로 평가하되, 전력시스템에 존재하는 불확실성에 대응하여 추가적으로 요구되는 설비용량의 적정성을 평가하기 위하여 설비 예비율과 공급 예비율을 함께 분석하였다. 여기서 설비 예비율은 설비용량과 수요의 기댓값으로 결정되는 확정적 지표이다. 고장정지확률 및 신재생 에너지의 발전 변동성과 같은 설비 불확실성을 반영하는 경우 유효 설비용량이 설비용량보다 작아질 수 있으므로 이를 고려한 공급 예비율을 함께 제시하였다. 본 논문에서 공급 예비율은 LOLP 시뮬레이션과 유사하게 설비 불확실성에 대한 몬테카를로 시뮬레이션을 M=30회 반복 수행한 결과를 이용하였다. 이때 시뮬레이션 결과의 표준오차가 충분히 작아지도록 각 표본의 크기를 K=1,000으로 설정하였다.

〈표 11〉 예비율과 공급신뢰도 분석

		설비예비율 (%)	공급예비율 (%)	LOLP (%)
시나리오 1	평균	19.71	12.83	0.1982
	최대	23.73	15.59	0.5400
	최소	16.70	10.66	0.0000
시나리오 2	평균	20.59	13.88	0.0154
	최대	23.73	15.58	0.0470
	최소	16.16	12.44	0.0000
시나리오 3	평균	23.26	18.42	0.1182
	최대	30.80	22.10	0.2970
	최소	20.26	14.93	0.0000
시나리오 4	평균	14.31	9.79	10.3161
	최대	23.73	14.81	19.3670
	최소	9.03	6.16	0.0000

<표 11>은 시나리오별 계획기간(2014-2029년) 동안의 설비 예비율, 공급예비율, LOLP의 평균, 최대 및 최소값을 요약한 결과이다. 시나리오별 연간 수치는 부록에 제시하였다. 시나리오 3('제8차 전력수급기본계획' 예상)의 설비예비율과 공급 예비율은 시나리오 1('제7차 전력수급기본계획')에 비하여 약 4%p와 약 5%p 증가한 23.26%과 18.42% 수준으로 분석되었다. 이는 신재생에너지의 확장에 따른 정격용량의 증가와 전력 수요의 감소에 의한 결과이다. 시나리오 3의 보수적인 전력 수요 전망을 대체하여 시나리오 4에 제시된 바와 같이 현재 '제7차 전력수급기본계획'의 전력수요를 가정하는 경우 예비율이 매우 낮아지며 공급 신뢰도 또한 매우 낮아지는 결과를 확인할 수 있다.

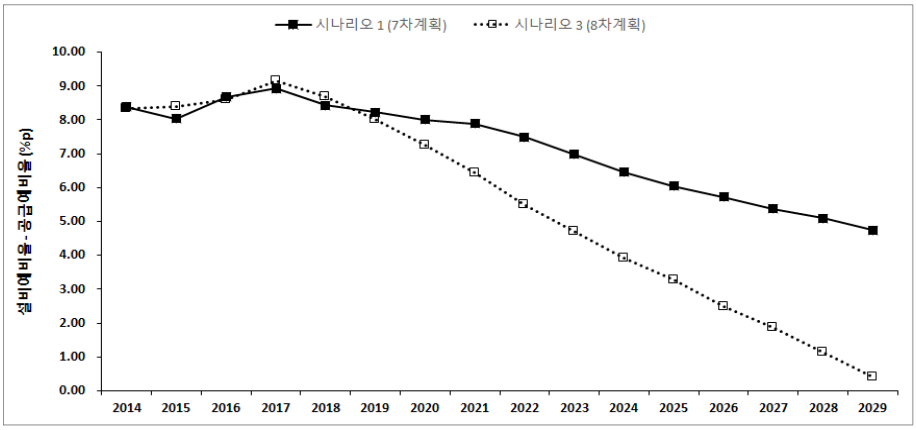
시나리오 1의 경우 계획기간의 후반부(2024년 이후)에서 연간 목표 LOLP 수준인 0.082%를 초과하는 경우를 확인하였다. 신재생 에너지의 공급 불확실성이 전력 시장의 공급 신뢰도에 미치는 영향을 고려하여 '제7차 전력수급기본계획'에서 제시하는 전원구성 계획에 추가적인 발전소 건설을 고려한 시나리오 2의 분석을 통하여 확인한 결과, 설비 예비율과 공급 예비율이 각각 약 16%와 약 12% 수준을 유지하는 경우 목표 LOLP 수준을 만족하는 공급신뢰도를 확보하는 것으로 확인되었다.

시나리오 3의 평균 설비 예비율과 공급 예비율은 각각 20%와 18% 이상으로 목표 공급 신뢰도(LOLP 0.082% 수준)를 만족하기 위한 시나리오 1의 설비 예비율 16% 및 공급 예비율 12%와 비교하여 매우 높은 수준으로 분석되었다. 시나리오 3은 정부의 탈원전, 신재생 에너지 확장 정책을 반영한 시나리오이다. 따라서 시나리오 3에서는 공급 신뢰도가 높은 원자력 발전의 비중 축소와 신재생 에너지에 의한 불확실성 확대에 대응하기 위한 목적으로 매우 높은 수준의 예비율을 계획하고 있다. 하지만, 시나리오 1 및 시나리오 2와 비교하여 예비율이 증가했음에도 불구하고 신재생 에너지에 의한 불확실성의 급격한 증가에 의하여 시나리오 3에서는 목표 공급 신뢰도를 만족하지 못하는 결과가 발생하였다.

신재생 에너지의 불확실성에 의한 공급 신뢰도 저하는 신재생 에너지의 보수적인 피크기여도를 고려하면 보다 심화될 수 있다. 신재생 에너지의 낮은 피크기여도와 공급 신뢰도의 관계를 설명하기 위하여 [그림 2]와 같이 시나리오 1과 시나리오 3의 설비 예비율과 공급 예비율의 차이를 분석하였다. 결과를 살펴보면 시나리오 1과 비교하여 시나리오 3에서 설비 예비율과 공급 예비율의 차이가 작은 것을 확인할 수 있다. 이와 같은 결과는 시나리오 3에서 신재생 에너지의 비중이 증가했음에도 불구하고 신재생 에너지의 피크기여도가 낮아 신재생 에너지의 불확실성이 공급 예비율과 설비 예비율의 차이에 미치는 영향이 매우 작아지는 것을 의미한다.

일반적으로 피크기여도는 실제 피크 시간대에 발전량 하위 10%에 속하는 발전설비의 평균 수치를 이용하는 것으로 알려져 있으며, 이와 같은 피크기여도 산정 방식에 따라서 신재생 에너지의 피크기여도와 실제 피크 시간대의 기대 발전량의 차이가 매우 크게 발생하게 된다. 즉, <표 7>과 <표 8>에서 제시한 바와 같이 공급 신뢰도에 영향을 미치는 피크기여도에 있어 전통적인 발전원과 비교하여 신재생 에너지의 피크기여도는 2~40% 수준으로 현재 장기수급 계획에서 신재생 에너지의 불확실성을 매우 보수적으로 반영하고 있으며, 결과적으로 실제 전력 시스템의 공급 신뢰도는 분석결과보다 더 낮아질 수 있음을 나타낸다.

[그림 2] 설비 예비율과 공급 예비율의 차이



〈표 12〉 발전비용 분석[1] (단위: 십억원)

	시나리오 1	시나리오 2	시나리오 3	시나리오 4
총비용	364,343	361,960	382,196	431,973
고정비용[2]	120,392	121,226	124,003	124,003
변동비용[3]	243,951	240,743	258,193	307,970

1) 계획기간 15년 동안의 총 발전비용을 의미함
2) 설비투자비와 고정유지비용
3) 변동비용(연료비용 포함)

시나리오 3에서는 수요 전망치가 하향 조정되었음에도 불구하고 신재생 에너지의 낮은 피크기여도와 공급 불확실성을 고려하여 계획된 총 정격용량이 시나리오 1에 비해 큰 것으로 분석된다. 이로 인해, <표 12>에 제시된 분석 결과와 같이 시나리오 3의 경우 시나리오 1과 비교하여 약 18조원 수준의 발전비용 증가를 예상할 수 있다. 또한 수요가 '제7차 전력수급기본계획'과 동일하다고 가정할 때 '제8차 전력수급기본계획'(시나리오 4)과 현재의 '제7차 전력수급기본계획'(시나리오 1)에서의 확장계획에 대한 총 발전비용 차이는 약 67조 6,300억원으로 확인되었다.

〈표 13〉 온실가스 및 환경오염물질 배출량 분석 (연평균)

시나리오	신재생 에너지 발전량 비중(%)	CO2eq (톤)	SOx (톤)	NOx (톤)	분진 (톤)
시나리오 1	5.843	253,621,119	90,028	162,875	4,260
시나리오 2	5.836	252,590,810	90,027	161,750	4,260
시나리오 3	8.494	221,251,004	72,193	150,134	3,416
시나리오 4	7.975	235,049,339	72,193	165,207	3,416

마지막으로 온실가스와 환경오염 물질 배출량의 시나리오별 분석결과를 <표 13>에 제시하였다. 시나리오 3의 경우 총 발전비용은 시나리오 1에 비하여 증가하지만 신재생 에너지의 발전비중 증가에 따라서 온실가스와 환경오염물질 배출량이 감소하는 것을 확인할 수 있다. 시나리오 1과 비교하여 시나리오 3에서 제시한 확장계획은 연간 32,370,115 tCO2eq의 온실가스와 12,741톤의 NOx 저감 효과를 기대할 수 있다.

Ⅴ. 결론 및 토의

매 2년마다 수립되고 있는 국가 '전력수급기본계획'은 에너지 다소비 제조산업 중심의 우리나라 사회·경제·환경에 막대한 영향을 미치는 국가적인 중요사안이기에 많은 전문가들의 관심을 받고 있다. 특히, 최근 신정부의 탈원전·탈석탄·신재생 에너지 확대를 골자로 한 에너지 정책이 주목을 받으면서 일반 대중들에게도 많은 관심을 받고 있다. 산업통상자원부는 많은 관련 전문가들과 함께 비용 효율성, 전력시장 수급 안정성, 온실가스 및 환경오염 물질 배출량 등 다양한 사항들을 고려하여 국가 '전력수급기본계획'에 대한 의사결정을 내리고 있다.

본 연구에서는 최근 관련 전문가 및 단체들이 서로 다른 의견을 내 논란의 중심에 있는 '제8차 전력수급기본계획'에서 제시될 것으로 예상되는 전원구성 계획의 수급 안정성 및 적정 예비율에 관련된 연구를 수행하였다. 특히, 원자력 및 석탄 발전의 비중이 대폭 줄어들고 신재생 에너지의 비중이 급격하게 증가하는 새로운 전원구성 계획의 특성을 고려하였다. 그동안 비중이 크지 않아 심각하게 고려되지 않았던 신재생 에너지의 공급 불확실성이 전력시장의 수급 안정성 및 적정 예비율에 미치는 영향을 명시적으로 분석할 수 있는 시뮬레이션 기반의 새로운 평가 모형을 제안하였다.

본 논문에서 제시한 평가 모형에 기반하여 분석한 결과를 요약하면 다음과 같다. 첫째, 전력 수요와 전원구성 확장 계획이 모두 '제7차 전력수급기본계획'을 따른다고 하더라도, 신재생 에너지의 공급 불확실성은 계획기간의 후반부(2024년 이후)에 전력 시장의 수급 안정성에 문제를 일으킬 수 있는 가능성을 확인할 수 있었다. 이러한 수급 안정성 문제를 보완하기 위하여 약 4GW 이상의 수급 안정성에 도움이 되는 발전 설비용량을 확보하는 것이 필요함을 분석할 수 있었다. 앞으로 수립될 것으로 예상되는 '제8차 전력수급기본계획'의 경우를 살펴보면, 하향 조정된 수요 전망으로 인해 평균 예비율은 증가할 것으로 예상됨에도 불구하고 신재생 에너지의 불확실성에 의하여 목표 공급 신뢰도를 만족하지 못하는 결과가 발생할 것으로 분석되었다. 따라서 수급 안정성 문제를 보완하기 위한 발전 설비용량을 추가로 확보해야 된다는 것을 확인하였다.

본 연구는 우리나라 전력 시스템의 최신 자료를 활용하지 못하였다는 점에서 한계를 지니고 있다. 그럼에도 불구하고, 본 연구의 분석 결과는 신재생 에너지의 공급 불확실성에 대한 타당한 고려 없이 장기 전원구성 계획을 수립할 경우 우리나라 전력 시장의 수급 안정성에 비효율성을 초래할 수 있는 가능성이 높다는 점을 보여주고 있다. 또한, 전력 시장의 수급 안정성을 높이기 위해서 추가로 확보해야할 발전 설비용량에 대한 의사결정 시 본 연구에서 제안한 평가 모형의 활용 타당성을 제시하고 있다.

본 연구의 제안모형을 개선하기 위하여 다음과 같은 사항을 고려하는 것이 필요하다. 첫째, 본 연구에서는 계산 효율을 고려하여 4단계의 블록화 된 부하지속곡선을 이용하였다. 부하지속곡선의 블록을 보다 세밀하게 구성함으로써 우리나라 전력 수요의 특성을 보다 자세하게 반영하는 것이 가능할 것이다. 둘째, 본 연구에서 가정한 분포를 보다 현실적으로 개선할 필요가 있다. 예를 들어, 기존 발전원의 고장정지확률을 독립 이항분포로 가정하였으나, 이항분포의 독립성을 수정함으로써 발전설비의 이질성을 반영할 수 있다.

접수일(2017년 10월 18일), 게재확정일(2017년 11월 9일)

◎ 참 고 문 헌 ◎

노동석, 조성진, 박찬국, 김종인, 남재현. 2013.「원자력발전의 경제적·사회적 비용을 고려한 적정 전원믹스 연구」에너지경제연구원 기본연구보고서

문영석, 노동석, 조상민. 2011. 에너지믹스 변화의 비용 추정: 신재생확대 시나리오, 에너지경제연구, 10(2), 169-186

산업통상자원부. 2014.「제4차 신재생 에너지기본계획」

산업통상자원부. 2015.「제7차 전력수급기본계획」

에너지경제연구원. 2017.「신정부 전원구성안 영향 분석」

이상림, 이지웅, 김양수. 2015.「7차 전력수급 기본계획하에서 배출권거래제가 전력시장에 미치는 영향」에너지경제연구원 수시연구보고서

이유수, 정용훈, 김영산. 2012. 포트폴리오 이론을 활용한 전원믹스 계획일 분석, 에너지경제연구원 기본연구보고서

이정인, 한석만, 김발호. 2009. RPS(Renewable Portfolio Standard) 제도 도입에 따른 국내 장기 전원구성 변화에 관한 연구, 전기학회논문지, 58(3), 467-477

이창훈, 이미숙, 조공장, 조연경, 김지은, 이수철, 김종환. 2013.「화석연료 대체에너지원의 환경·경제성 평가 I - 원자력을 중심으로」한국환경정책평가연구원 기후환경정책연구보고서

전력거래소. 2014. 전력통계정보시스템(http://epsis.kpx.or.kr)

전력거래소. 2016.「2015년 발전설비현황」

정재우, 민대기. 2012. 불확실성을 고려한 장기 전원 포트폴리오 평가, 한국경영과학회지, 37(3), 135-149

조성진, 박찬국, 노동석, 최봉석, 김양수, 박호정, 김윤경. 2015.「원자력발전의 경제적·사회적 비용을 고려한 적정 전원믹스 연구: 적정 전원믹스 연구」에너지경제연구원 기본연구보고서

최봉석, 박찬국, 조성진, 노동석, 윤태연, 권오상, 허혜진, 이홍림. 2014.「원자력발전의

경제적·사회적 비용을 고려한 적정 전원믹스 연구: 전원별 외부 비용 추정」 에너지경제연구원 기본연구보고서

한국전력공사. 2017.「제86호 (2016년) 한국전력통계」

한국원자력학회. 2017.「보도자료: 탈원전·탈석탄 확대 정책과 적정 전력 설비 예비율」

한국에너지기술연구원. 2014.「에너지시스템 분석 모형을 활용한 신재생 에너지 그리드 패리티 분석 연구」KIER 기술정책 Focus

한국전기연구원. 2006. 「전력수급기본계획 수립정책 개선방안 연구」

Anderson, D. 1972. "Models for determining least-cost investments in electric supply" *Bell Journal of Economics and Management Science* 3(1): pp267-299

Aghaei, J., Akbari, M.A., Roosta, A., Gitizadeh, M. and Niknam, T. 2012. "Integrated renewable-conventional generation expansion planning using multiobjective framework" *IET Generation Transmission & Distribution*, 6: pp773-784

Aghaei, J. Akbari, M.A., Roosta, A., and Baharvandi, A. 2013, "Multiobjective generation expansion planning considering power system adequacy" *Electric Power Systems Research* 102: pp8-19

Bessiere, F. 1970. "Investment '85' model of electricite de France" *Management Science* 17(4): pp192-211

Billington, R. and Allan, R. 1984. "Reliability evaluation of power systems", New York, Plenum Press

Birge, J. R., and Louveaux, F. 2011. "Introduction to stochastic programming". Springer Science & Business Media.

Black and Veatch. (2012). "Cost and performance data for power generation technologies." Technical Report Prepared for the National Renewable Energy Laboratory.

Bloom, J.A. 1982. "Long range generation planning using decomposition and probabilistic simulation" *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems* PAS-101(4): pp797-802

Choi, D.G. and Thomas, V.M. 2012. "An electricity generation planning model incorporating demand response" *Energy Policy* 41: pp429-441

Choi, D.G., Park, S.Y., and Hong, J.C. 2015. "Quantitatively exploring the future of renewable portfolio standard in the Korean electricity sector via a bottom-up energy model" *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 50: pp793-803

Cote, G. and Laughton M.A. 1980. "Prediction of reserve requirements in generation planning" *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* 2(2): pp87-95

Farghal, S.A. and Aziz, M.R.A. 1988. "Generation expansion planning including the renewable sources" *IEEE Transactions on Power Systems* 3: pp816-822

Feng, Y. and Ryan, S.M. 2013. "Scenario construction and reduction applied to stochastic power generation expansion planning" *Computers and Operations Research* 40: pp9-23

Gitizadeh, M., Kaji, M., and Aghaei, J. 2013. "Risk based multiobjective generation expansion planning considering renewable energy sources." *Energy*, 50: pp74-82.

Hobbs. B.F. 1995. "Optimization methods for electric utility resource planning" *European Journal of Operations Research* 83: pp1-20

Hu, Z. and Jewell, W.T. 2013. "Optimal generation expansion planning with integration of variable renewable and bulk energy storage systems" *Proceedings of IEEE Conference on Technologies for Sustainability*, pp1-8

Kim, Y.-C., and Ahn, B.-H. 1993. "Multicriteria generation-expansion planning with global environmental considerations" *IEEE Transactions on Engineering Management* 40(2): pp154-161

Jin, S., Ryan, S.M., Watson, J.P. and Woodru, D.L. 2011. "Modeling and solving a large-scale generation expansion planning problem under uncertainty" *Energy Systems* 2: pp209-242

Jonghe, C.D., Delarue, E., Belmans, R. and D'haeseleer, W. 2011. "Determining optimal electricity technology mix with high level of wind power penetration" *Applied Energy* 88: pp2231-2238

Meza, J.L.C., Yildirim, M.B., Masud, A.S.M. 2007, "A model for the multiperiod multiobjective power generation expansion problem" *IEEE Transaction on Power Systems* 22(2): pp871-878

Min, D. and Chung, J. 2013. “Evaluation of the long-term power generation mix: The case of South Korea's energy policy” *Energy Policy* 62: pp1544-1552

Min, D., Ryu, J. and Choi, D.G. 2017. “A long-term capacity expansion planning model for an electric power system integrating large-size renewable energy technology” *Computers & Operations Research* In Press

Noonan, F. and Gigolio, R.J. 1977. “Planning electric power generation: a non-linear mixed integer model employing Benders Decomposition” *Management Science* 23(9): pp946-956

Park, S.Y., Yun, B.-Y., Yun, C.Y. Lee, D.H., Choi, D.G. 2016. “An analysis of the optimum renewable energy portfolio using the bottom-up model: Focusing on the electricity generation sector in South Korea” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 53: pp319-329

Peterson, E.R. 1973. “A dynamic programming model for the expansion of electric power systems” *Management Science* 20(4): pp656-664

Pisciella, P., Vespucci, M.T., Bertocchi, M.. and Zigrino, S. 2016. “A time consistent risk averse three-stage stochastic mixed integer optimization model for power generation capacity expansion” *Energy Economics* 53: pp203-211

Sanghvi, A.P., Balu, N.J., Lauby, M.G. 1991. “Power system reliability planning practices in north America” *IEEE Transactions Power Systems* 6(4): pp1485-1492

Scherer, C.R. and Joe, L. 1977. “Electric power system planning with explicit stochastic reserve constraint” *Management Science* 23(9): pp978-985

Stremel, J.P. 1982. “Production costing for long-range generation expansion planning studies” *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems* PAS-101(3): 526-536

Tekiner, H., Coit, D.W., and Felder, F.A. 2010. “Multi-period multi-objective electricity generation expansion planning problem with Monte-Carlo simulation” *Electric Power Systems Research*, 80: pp1394-1405

부 록

〈표 A1〉 분석결과 - 시나리오 1 & 2

	시나리오 1			시나리오 2		
	설비예비율 (%)	공급예비율 (%)	LOLP (%)	설비예비율 (%)	공급예비율 (%)	LOLP (%)
2014	16.02	7.64	0.180	16.02	7.68	0.197
2015	11.53	3.49	4.627	11.53	3.52	4.310
2016	19.28	10.60	0.000	19.28	10.64	0.007
2017	23.73	14.80	0.000	23.73	14.82	0.000
2018	21.90	13.47	0.000	21.90	13.46	0.000
2019	20.69	12.47	0.003	20.69	12.46	0.007
2020	21.35	13.35	0.003	21.35	13.37	0.000
2021	22.62	14.73	0.000	22.61	14.75	0.000
2022	23.09	15.59	0.000	23.09	15.58	0.000
2023	20.71	13.73	0.010	20.71	13.74	0.003
2024	17.87	11.42	0.157	18.96	12.44	0.047
2025	16.70	10.66	0.540	19.10	12.94	0.043
2026	16.79	11.07	0.437	16.16	13.30	0.037
2027	16.85	11.47	0.463	19.19	13.68	0.037
2028	16.90	11.80	0.440	20.24	14.99	0.013
2029	16.98	12.23	0.523	19.88	14.95	0.013

〈표 A2〉 분석결과 - 시나리오 3 & 4

	시나리오 1			시나리오 2		
	설비예비율 (%)	공급예비율 (%)	LOLP (%)	설비예비율 (%)	공급예비율 (%)	LOLP (%)
2014	16.02	7.67	0.123	16.02	7.66	0.150
2015	16.75	8.35	0.073	11.53	3.49	4.347
2016	18.48	9.87	0.007	19.28	10.65	0.003
2017	27.29	18.13	0.000	23.73	14.81	0.000
2018	30.80	22.10	0.000	22.97	14.78	0.000
2019	28.96	20.95	0.000	21.02	13.48	0.003
2020	27.44	20.18	0.000	19.11	12.32	0.163
2021	23.13	16.69	0.003	14.75	8.75	4.923
2022	20.42	14.93	0.140	11.26	6.16	14.443
2023	20.26	15.55	0.080	11.33	6.99	14.583
2024	20.31	16.38	0.167	10.82	7.22	15.583
2025	20.62	17.35	0.147	10.84	7.87	15.720
2026	20.53	18.05	0.250	10.62	8.29	16.067
2027	21.01	19.15	0.163	10.73	9.08	16.257
2028	20.74	19.59	0.297	9.82	8.76	17.000
2029	20.83	20.42	0.290	9.03	8.69	19.367

ABSTRACT

Evaluating the effects of Korea's nuclear & coal phase-out and renewable energy shift on the power system reliability

Daiki Min*, and Jong-hyun Ryu** and Dong Gu Choi***

The Korean government has recently decided to dramatically expand renewable energy technologies (RETs) while reducing the portion of nuclear and/or coal power generations. The large deployment of RETs could possibly hurt the power system reliability because of the unreliability of RETs. This paper proposes a model for analyzing the effects of unreliable RETs on the reliability of power supply and the level of reasonable reserve margin. Numerical analysis provides some interesting findings. First, the 7th basic power supply plan (the 7th basic plan for long-term electricity supply and demand) could fail to meet the target level of power system reliability after 2024. In addition, the power system reliability could possibly worsen in the 8th basic power supply plan, which reduces the portion of nuclear and coal power generation and increases RETs, even though the 8th basic power supply plan sets the installed reserve and capability margin as 20% and 18% respectively, which are higher than those in the 7th basic power supply plan, 16% and 12% respectively.

Key Words : Power generation mix, Renewable energy, Supply uncertainty, Power system reliability

* Associate Professor, School of Business. Ewha Womans University. dmin@ewha.ac.kr
** Assistant Professor, College of Business Management, Hongik University, jhryu@hongik.ac.kr
*** Assistant Professor, Department of Industrial and Management Engineering, Pohang University of Science and Technology (corresponding author). dgchoi@postech.ac.kr