

KERI Brief

탈원전 정책의 경제적 영향

조경엽

한국경제연구원 선임연구위원
(glcho@keri.org)

요약 소한 국토, 높은 에너지 수입의존도, 고립된 전력망 등 우리나라의 특수성을 고려하지 않고 무리하게 추진되고 있는 현 정부의 탈원전 정책에 대한 우려가 커지고 있다. 탈원전으로 고급인력 유출, 전력요금 상승, 전력수급 차질, 산림훼손, 환경오염 등 부작용이 만만치 않다. 탈원전의 타당성을 확보하기 위해 원전의 경제성을 과소평가하고 신재생에너지의 경제성을 과대평가해서 인위적으로 그리드 패리티 시점을 2030년경까지 낮췄다는 비판을 받고 있다. LCOE(균등화발전비용)에 대한 IEA의 국제비교를 반영할 경우 신재생에너지가 원전의 경제성을 능가하는 그리드 패리티의 시점은 정부의 기대와 달리 2040년 이전에는 불가능할 것으로 전망된다. 본 연구는 현 정부의 탈원전 정책을 「제7차 전력수급기본계획」에서 「제8차 전력수급기본계획」으로의 전환으로 정의하고 불확실성이 가장 큰 발전원별 LCOE에 대해 시나리오를 구성하고 탈원전 정책의 경제적 영향을 분석하고 있다. KEEI의 LCOE 전망에 기초한 시나리오 1의 그리드 패리티는 2035년으로 추정되고 전력요금은 2017년 대비 2030년에 5.6% 증가하고 2040년에는 6.4% 감소할 전망이지만 현실성은 낮은

것으로 평가된다. 신규원전과 원전의 수명연장을 포함하여 LCOE를 추정한 시나리오 2의 그리드 패리티는 2041년으로 추정되고, 전력요금은 2017년 대비 2030년에 15.5% 증가하고 2040년에 14.1% 증가할 것으로 전망된다. 신규원전 없이 노후연장만을 고려한 시나리오 3의 그리드 패리티는 2047년으로 추정되고, 전력요금은 2030년에 25.8% 증가하고 2040년에는 33% 증가할 것으로 추정된다. 기준시나리오 대비 연평균 GDP는 시나리오 1에서 0.16% 감소하고, 시나리오 2에서 0.6%, 시나리오 3에서 1.26% 감소할 것으로 전망된다. 경제성을 갖추지 못한 신재생에너지를 확대하고 친환경적이고 세계 최고의 기술을 보유한 원전을 성급하게 축소할 때 우리가 치러야 할 사회·경제적 비용이 기대보다 클 전망이다. 중장기적으로 신재생에너지를 확대하는 것이 우리가 가야 할 길이 분명하지만 우리나라의 특수성을 고려한 전략적 접근이 필요하다. 제9차 전력수급기본계획은 전력의 소비자인 산업계, 가계 등 경제주체들과의 충분한 합의를 통해 미래국가경쟁력을 고려한 중장기 전략을 담아낼 필요성이 높다.

I. 서론

□ 경제와 환경을 고려하여 원전의 수명을 연장하고 있는 세계적 추세와 달리 경제성 평가마저 왜곡하며 무리하게 추진되고 있는 탈원전 정책의 부작용이 심화되고 있음

○ 안전하고 깨끗한 에너지시스템을 구축하겠다는 명분과 달리 고급인력 이탈로 오히려 국민의 안전을 위협하고 온실가스과 미세먼지 배출이 늘고 있음¹⁾

- 가스와 석탄발전 비중이 늘어나면서 온실가스 배출이 증가하여 지구온난화 방지를 위한 범지구적 노력에도 역행하고 있음
- 지난해 한국의 이산화탄소 배출량은 6억 9760만t으로 전년보다 1,880만t(2.8%) 증가하여 탈원전 시행 전인 2016년보다는 3,510만t(5.3%) 증가하여 경제협력개발기구(OECD) 회원국 평균 증가율(0.4%)보다 7배 높고, 세계 평균(2%)보다도 빠르게 증가하였음²⁾
- 무리하게 태양광을 밀어붙인 결과 삼림저수지 황폐화와 태양광 패널의 폐기물로 인한 환경오염은 더욱 심각해지고 있음

○ 탈원전 정책으로 고급인력의 이탈로 그 동안 어렵게 쌓아온 세계 최고의 원전기술 보유국의 지위가 허물어지고 있음

- 두바이, 사우디아라비아 등으로의 원전수출에 차질을 빚고 있고 당연히 우리의 몫으로 여겼던 원전 운영권마저 영국에 빼앗기는 등 국가적 손실을 자초하고 있음

○ 날씨에 따라 전력 생산량이 극단으로 오가는 재생에너지의 간헐성 문제에 대응하느라 송배전 관리비용이 늘어나면서 한국전력공사(한전)의 적자가 급증하고 전력수급 차질에 대한 불안감이 고조되고 있음³⁾

□ 정부는 그 동안 탈원전을 해도 2030년까지 연평균 전기요금 인상요인이 1.3%라고 주장하고 있지만 경제성 평가에 대한 신뢰성 논란마저 일고 있음

○ 2018년 원전의 발전비용은 1kWh당 62원, 석탄 83원, LNG 123원, 태양광·풍력은 179원에 달해 값싼 발전원 대신 값비싼 발전원을 늘림으로써 전기요금 인상은 불가피함

○ 태양광의 경제성을 부각하려고 설비투자 비용이나 토지매입 비용을 시장가격보다 낮춰 추정하는 비합리적인 일마저 벌어져왔음

- 사회·환경적 비용을 전력의 발전비용에 포함하는 균등화발전비용(LCOE)에 인위적으로 태양광 및 풍력 발전소의 투자비용을 낮추고 원전의 비용을 인위적으로 높였다는 비판을 받고 있음
- 에너지기후정책연구소는 2030년까지 신재생에너지가 원전의 발전 비용보다 낮아지는 '그리드 패리티(grid parity)'가 가능하다는 연구를 제시하였지만 부지의 토지비용이 전혀 고려되지 않은 것으로 밝혀짐⁴⁾
- IEA(국제에너지기구)의 국제비교에 따르면 협소한 국토를 지닌 일본과 한국에서 신재생에너지의 경제성은 현저히 낮은 것으로 평가됨

1) '국민의 안전을 위협하는 탈원전' 토론회에서 손양훈 교수는 "전문성 없는 탈핵인사가 원자력 안전 규제 기구를 담당하는 것은 비상식적이며 심각한 모순"이라며 "비전문가들을 앉혀 놓고 원전에 대해 하나씩 설명해가며, 이들의 의사결정을 기다리는 것은 규제 시스템의 붕괴이며 원전안전에 대한 중대한 위협"이라고 지적하고 있음

2) 21일 글로벌 에너지 기업인 BP가 발표한 '세계 에너지 통계 리뷰' 참조

3) 매년 수조 원의 흑자를 내던 한전이 올 상반기에 9,285억 원 적자를 내면서 부채가 123조 원으로 증가하였음

4) 에너지기후연구소(2017), "중장기 발전원별 균등화비용 추정 연구" 참조

○ 이러한 비용 상승요인을 전력가격에 반영하지 않으면 한전의 손실은 불가피할 전망이다

- 국회입법조사처는 탈원전으로 2017~2030년까지 누적 전력구입비 146조 원 증가할 것으로 추정

□ 본 연구는 불확실성이 큰 LCOE에 대해 합리적인 시나리오를 설정하고 시나리오별 전력요금 상승 정도와 경제적 영향을 추정하는데 목적을 두고 있음

○ 본 연구는 「제7차 전력수급기본계획」의 발전원별 믹스가 「제8차 전력수급기본계획」으로 전환을 현 정부의 탈원전 정책으로 규정하고 LCOE 시나리오별 경제적 영향을 분석함

○ 에너지경제연구원(KEEI)의 LCOE와 국제기구에서 제시한 한국의 LCOE를 기준으로 시나리오를 구성하고 LCOE 변화에 따른 전력요금 상승요인과 경제적 영향을 CGE 모형을 활용하여 분석함

II. 탈원전·탈석유 정책의 현황과 쟁점

1. 현 정부의 탈원전 로드맵

□ 현 정부의 탈원전 로드맵은 현재 가동 중인 원전 24기 중 15기를 폐쇄하여 2038년에 14기 원전만을 가동하겠다는 것으로 정의됨

- 공론화위원회의 결정에 따라 신고리 5·6호기는 2021년과 2022년에 완공할 계획이며 이후부터 신규원전 건설을 백지화하고 수명연장을 불허하여 2031년에 18기, 2038년에 14기로 원전을 감축할 계획임

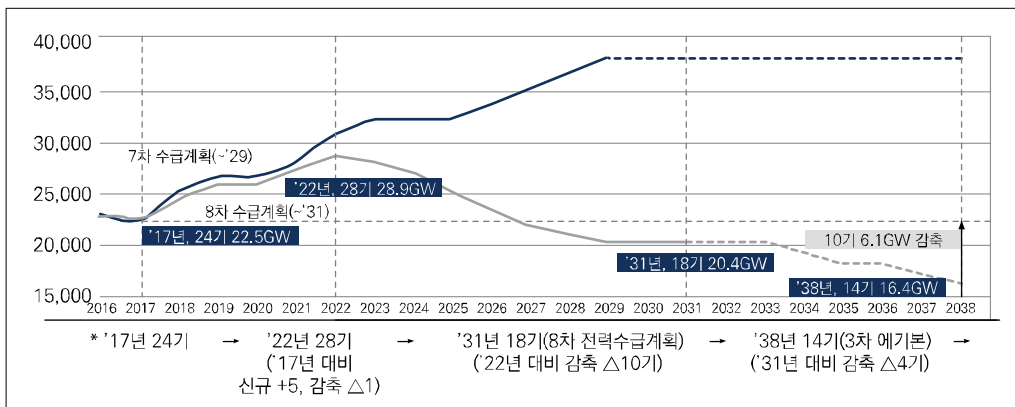
- 월성 1호기는 7,000억 원을 들여 2022년까지 수명을 연장하기로 했던 기존 계획을 접고 조기폐쇄하기로 결정하였음

- 월성 1호기에 대한 경제성 분석 결과, kWh당 발전 원가는 120원인데 판매단가는 60원이라 경제성이 없는 것으로 평가하면서 논란이 일고 있음
- 2009년에 월성 1호기 이용률을 85%로 계산한 반면 이번 평가에서는 57.7%를 적용하면서 월성 1호기가 경제성이 없는 것으로 결론을 도출하였음¹⁾

5) 이용률 57.7%는 최근 3년간 평균 이용률인데, 여기에는 지난해 5월부터 예방점검을 위해 가동을 중단했던 기간의 이용률 40.6%가 포함되었기 때문임

〈그림 1〉 단계적 감축대상 원전 현황 및 향후 전망

구분	호기수	용량	대상
신규원전	6기	8.8GW	· 신한울 3·4, 천지 1·2, 신규 1·2
노후원전	14기	12.5GW	· '38년까지 14기 *고리 2~4, 월성 2~4, 한빛 1~4, 한울 1~4
월성	1기	0.7GW	· 월성 1호기



자료: 신고리 5·6호기 건설체개 방침과 에너지전환(탈원전) 로드맵 확정, 산업통상자원부 2017.10.24., 보도자료

2. 전력수급기본계획

가) 전력수요

□ 「제8차 전력수급기본계획」은 「제7차 전력수급기본계획」에 비해 전력에 대한 기준수요를 상당히 보수적으로 전망하고, 수요관리를 통해 줄이려는 목표수요도 대폭 강화하였음

- 제8차 기본계획의 2029년 기준수요량은 제7차 기본계획보다 108.4GWh(14.1%) 낮은 657.7GWh 추정하고 있음
- 수요관리를 통해 전력소비를 연평균 42.1GWh 줄여 2030년에 최대 95GWh 줄일 계획에 있어 기준수요량의 연평균 증가율보다 목표수요량의 연평균 증가율은 1.1%p 줄어들 전망임

□ 정부의 수요전망이 4차 산업 혁명기술 발전으로 야기되는 전력중심의 사회로의 전환을 무시하고 너무 낮게 전망했다는 비판 대두

- 전기자동차 인공지능 기술 보급이 임계점을 넘으면 전력수요가 폭발적으로 증가할 가능성을 배제하고 있다는 비판이 제기되고 있음
- 전력소비는 2000년대 이후 연평균 4.1%씩 증가하여 소비량이 2.2배나 늘어날 정도로 다른 에너지에 비해 소비가 빠르게 증가하는 에너지에 속함
- 이와 같이 전력소비를 과소 추정함으로써 현 정부의 탈원전정책에 따른 신규발전 설비의 필요성을 낮추기 위한 의도적인 전망이라는 비판을 받고 있음

□ 전력 수요를 과소추정하면 적정 발전설비를 갖추지 못할 가능성이 높아 수시로 전력감축을 요청하면서 산업의 생산차질이 불가피해지고 블랙아웃이라는 대규모 정전사태를 초래할 수 있다는 비판이 제기되고 있음

- 제3차 전력수급계획에서 2014년 최대 전력수요를 68.8GW로 전망했으나 2009년에 이미 예측치를 넘어선 경험이 있으며, 제8차 기본계획에서도 최대전력수요전망치를 초과했음
- 2014~2016년까지 3차례 전력 수요 감축요청을 하였으나, 2017~2018년 겨울기간 동안 8차례에 걸쳐 수요 감축을 요청한 경험이 있음

〈표 1〉 전력 수요관리 계획

	제7차 전력수급기본계획		제8차 전력수급기본계획	
	기준수요	목표 수요	기준수요	목표 수요
2015	498.0	489.6	-	-
2016	520.9	509.8	-	-
2017	546.8	532.6	509.0	507.0
2018	573.2	555.3	523.5	519.1
2019	597.0	574.5	538.0	530.4
2020	617.8	588.4	552.3	540.1
2021	637.0	600.1	566.7	548.9
2022	655.0	609.8	579.6	556.1
2023	671.9	618.0	592.1	561.7
2024	688.4	625.1	604.1	566.2
2025	704.9	631.7	615.8	569.8
2026	720.6	638.0	627.1	572.8
2027	736.0	644.0	637.9	575.2
2028	751.1	650.2	647.9	577.0
2029	766.1	656.9	657.7	578.5
2030	-	-	667.0	579.5
2031	-	-	675.4	580.4
연평균 증가율(%)	3.1	2.1	2.1	1.0

자료: 제7차 전력수급기본계획, 제8차 전력수급기본계획, 기획재정부

〈표 2〉 「제8차 전력수급기본계획」 발전량 비중

(단위: %)

연도	원자력	석탄	LNG	신재생	석유	양수	계
2017	30.3	45.4	16.9	6.2	0.6	0.7	100
2030	23.9	40.5	14.5	20.0	0.3	0.8	100

자료: 「제8차 전력수급기본계획」

나) 발전원별 비중

□ 「제8차 전력수급기본계획」은 원전과 석탄발전을 단계적으로 축소하고 신재생에너지의 비중을 확대하겠다는 계획을 담고 있음

○ 신재생에너지는 2017년 6.2%에서 2030년에 20%로 확대하고 원자력은 30.3%에서 23.9%, 석탄은 45.4%에서 40.5%로 축소할 계획임

□ 원자력의 2029년의 정격용량은 7차에서 23.4%에서 11.7%로 12.2%로 축소되고 신재생 발전용량은 20.1%에서 31.7%로 확대될 전망

○ 석탄의 발전용량도 2029년에 26.8%에서 23.8%로 축소할 계획에 있기 때문에 현 정부의 에너지정책 방향은 탈원전, 탈석탄 그리고 신재생에너지 확대 로 정의될 수 있음

○ 총 6기의 신규원전 건설의 백지화, 노후 10기의 수명연장 중단, 월성 1호기의 조기 폐쇄, 노후 석탄발전소는 2022년까지 10기를 폐지하고 당진에코파워 등 석탄발전 6기의 LNG 연료로 전환, 30년 이상된 석탄발전기의 보철 가동 중단 등의 정책이 포함되어 있음

○ 날씨에 따라 발전량이 급변하는 간헐성 문제를 고려하면 탈원전·탈석탄 정책이 시행되면 급격히 약화된 기저부하 기능을 LNG 발전으로 대체할 수 없다는 비판이 제기되고 있음

〈표 3〉 전원구성 전망(전격용량기준)

(단위:%)

	제8차 전력수급기본계획				제7차 전력수급기본계획			
	원자력	석탄	LNG	신재생	원자력	석탄	LNG	신재생
2014	-	-	-	-	22.2	28.2	28.7	6.7
2015	-	-	-	-	22.1	27.7	28.7	7.5
2016	21.8	30.2	30.8	8.8	20.9	31.6	25.3	8.1
2017	19.3	31.6	31.9	9.7	21.0	29.8	27.0	8.7
2018	20.3	30.8	31.0	10.7	21.3	28.4	26.8	10.7
2019	20.7	28.6	31.7	12.2	20.6	28.3	26.7	11.6
2020	19.8	28.3	31.9	13.5	19.9	28.0	26.5	12.9
2021	19.0	29.1	30.7	14.9	19.8	30.5	25.0	13.3
2022	19.3	29.5	29.5	16.4	21.0	29.9	24.1	13.9
2023	19.5	29.1	27.9	18.3	21.8	29.6	22.7	14.9
2024	18.4	27.6	29.2	20.7	21.7	29.6	22.7	16.0
2025	16.9	26.5	29.5	23.1	21.4	29.2	22.4	17.3
2026	15.5	26.1	29.0	25.4	21.9	28.6	21.9	18.0
2027	14.0	25.3	29.3	27.5	22.4	28.0	21.4	18.7
2028	13.0	24.5	29.2	29.6	22.9	27.5	21.0	19.3
2029	12.2	23.8	28.3	31.7	23.4	26.8	20.6	20.1
2030	11.7	23.0	27.3	33.7	-	-	-	-
2031	11.7	22.9	27.2	33.6	-	-	-	-

자료: 「제8차 전력수급기본계획」과 「제7차 전력수급기본계획」

다) 발전원별 비용

▣ 신재생에너지의 발전비용이 빠르게 감소하면서 신재생에너지의 발전단가와 기존 에너지 발전단가가 같아지는 그리드 패리티에 대한 논쟁이 뜨겁게 일고 있음

- 그리드 패리티의 조기달성 가능성은 현 정부의 탈원전 정책을 지지하는 강력한 근거로 작용하고 있음
- 단순히 연료비 등 발전원가를 기준으로 한 비용보다는 각종 사회적 비용과 환경비용 등을 반영한 균등화발전비용(LCOE)을 기준으로 그리드 패리티를 측정하고 있음
- LCOE는 할인율, 총비용 대비 투자비용, 건설기간, 발전소의 수명, 연료비 전망, 환경비용 이용률, 지역별 여건 등에 따라 민감하기 때문에 연구마다 추정 값의 편차가 크다는 문제가 있음
 - 에너지기후정책연구소는 각 에너지원에 사고위험비용, 에너지세제 개편추이, 영국의 재생에너지 발전원별 비용 전망 하락률 등을 적용하여 2025~2030년 사이에 태양광 발전단가는 kWh당 86.35~82.03원으로 원자력 83.96~96.25원을 역전하는 것으로 추정

○ 태양광 발전은 30MW 규모의 초대형 설비를 기준으로 하고 있고 토지비를 제외하거나 원전의 사고 위험 비용을 과다 산정한 결과로 밝혀지면서 논란이 되고 있음

- 산업조직학회는 우선 30MW 이상 규모의 태양광 설비에서만 2025년 그리드 패리티가 일어날 것으로 분석하고 있으나, 문제는 태양광의 경우 30MW 이상의 설비를 짓기가 쉽지 않다는 점임
- 통상 1MW 태양광 설비를 설치하는 데 1만3,200㎡(4,000평)의 부지가 필요한데, 산술적으로 30MW 설비를 들이기 위해선 39만6,000㎡(12만 평)가 필요함⁶⁾
- KEEI는 적어도 2030년까지 그리드 패리티가 쉽지 않을 것으로 전망하고 있음
 - KEEI 추정에 따르면 1kWh당 61.2원인 원전(이용률 80% 기준)의 균등화 발전비용이 2030년에 72.66원으로 상승한 반면 태양광(100~300kw 기준)은 같은 기간 비용이 141.7원 87.18원전으로 떨어져 격차는 줄었지만 여전히 원전이 더 싼 것으로 추정하고 있음

6) 용량이 38.9MW로 우리나라에서 가장 큰 규모인 강원 영월 태양광 발전소 부지의 넓이는 97만여㎡에 달함

〈표 4〉 발전원별 균등화 발전비용¹⁾

(단위: 원/kWh)

		원전 ²⁾			석탄	LNG	태양광 ³⁾			육상 풍력	해상 풍력
		이용률 75%	이용률 80%	이용률 85%			100kW 이하	100 ~ 3,000kW	3,000kW 이상		
KEEI	2017	68.29	61.17	69.58	81.22	92.00	147.6	141.7	133.28	124.25	-
	2030	76.98	72.66	68.84	100.06	98.71	94.88	87.18	80.67	93.24	-
산업조직학회	2017	79.8~89.51			83.4	88.09	139.16	131.57	111.03	132.51	204.9
	2030	81.43~91.14			94.8	92.92	90.88	85.57	69.9	108.39	169.21

주: 1) 할인율 4.5% 기준의 결과 값이며, 산업조직학의 결과는 국제가격 기준으로 모듈가격을 추정된 대안 1의 결과임

2) KEEI는 원전의 이용률에 따른 비용을 제시하고 있으며, 산업조직학회는 원전의 사회적 비용에 따른 비용을 제시하고 있음

3) 태양광의 규모를 KEEI는 100kW 이하(소규모), 100~3000kW(기준규모), 3000kW(대규모)로 분류하고 있으며, 산업조직학회는 100kW(소규모), 1MW(기준규모), 30MW(대규모)로 분류하고 있음

자료: KEEI(연구수행기관): 「발전원별 균등화 발전원가 산정에 관한 연구」, 한국전력거래소, 2018.

산업조직학회(연구수행기관): 「균등화 발전원가 해외사례 조사 및 시사점 분석」, 한국전력공사, 2018.

<p>□ IEA(국제에너지기구)의 국제연구비교에 따르면 협소한 국토를 지닌 일본과 한국에서 신재생에너지의 경제성은 현저히 낮은 것으로 분석하고 있음</p> <p>○ IEA 연구에 따르면 한국과 일본의 신재생에너지는 높은 설치비용, 운용 및 관리비용 때문에 원전은 물론 석탄과 LNG 발전의 LCOE 보다 높은 것으로 추정하고 있음</p> <ul style="list-style-type: none"> - 한국의 대규모 매립형 태양광의 LCOE는 MWh당 101.86~176.34달러로 미국의 53.5~102.56달러보다 2배 가까이 높은 것으로 추정되고 있음 - 육상 풍력의 경우도 한국의 LCOE는 111.64~178.63달러로 미국의 39.6~63.2달러에 비해 3배 가까이 높아 경제성이 크게 떨어지는 것으로 추정되고 있음 <p>○ 신재생에너지의 경제성이 과거에 비해 크게 향상되는 것은 사실이지만 선진국의 사례를 들어 무리하게 탈원전 정책을 추진하는 것은 에너지전환 비용과 전력비용을 과소추정할 위험성이 높음</p>	<p>□ IEA의 전망에 따르면 원전의 수명을 연장할 경우 원전의 LCOE는 신규원전의 LCOE의 절반 이하로 떨어지기 때문에 신재생에너지가 원전의 경제성을 능가하는 데는 상당한 시간이 걸릴 것으로 전망</p> <p>○ 미국은 현재 가동 중인 99기의 원전 중 88기를 20년 연장 운전을 승인하면서 최초 운영 허가 기간이 40년을 넘겨 60년간 운영하고 있음⁷⁾</p> <p>○ 국회입법조사처에 따르면 세계원전 181기 중 40%(181기)가 30~39년 된 원전이며 23%(101기)가 40년 이상 운영 중에 있음</p>
	<p>7) 지난 5년간 전 세계에서는 40GW 규모의 원전이 40년을 넘어 운영할 수 있도록 수명연장 허가를 받았음(조선일보 2019.6.17. "세계는 原電 수명연장 중... 美, 99기 중 88기 20년 더 썬")</p>

〈표 5〉 한·미·일 에너지원별 2020년 LCOE 비교

(단위: USD/MWh)

		한국			일본			미국		
할인율		3%	7%	10%	3%	7%	10%	3%	7%	10%
원자력(ALWR) ¹⁾		28.68	40.42	51.47	62.63	87.57	112.50	54.34	77.71	101.76
LNG(CCGT) ²⁾		121.82	126.08	129.82	133.21	138.42	143.07	60.34	65.95	70.62
석탄 ³⁾		77.66	83.83	89.46	94.81	107.42	119.25	82.64	93.79	104.00
태양광	가정용(옥상)	155.56	216.67	268.76	218.11	301.60	373.65	105.92	156.12	199.45
	상업용(옥상)	122.56	170.71	211.75				78.39	117.24	150.76
	대규모(지상매립)	101.86	142.07	176.34	180.51	239.43	290.33	53.50	79.84	102.56
풍력	지상	111.64	147.45	178.63	134.56	182.10	223.38	39.60	52.23	63.20
	해상	214.47	274.63	326.88				102.34	137.37	167.73

주: 1) Advanced Light Water Reactor 기준

2) CCGT(Combined Cycle Gas Turbine) 기준

3) 한국은 Pulverized coal 800 기준, 일본은 Ultra-supercritical 기준, 미국은 Supercritical pulverized 기준

4) 2013년 USD 기준

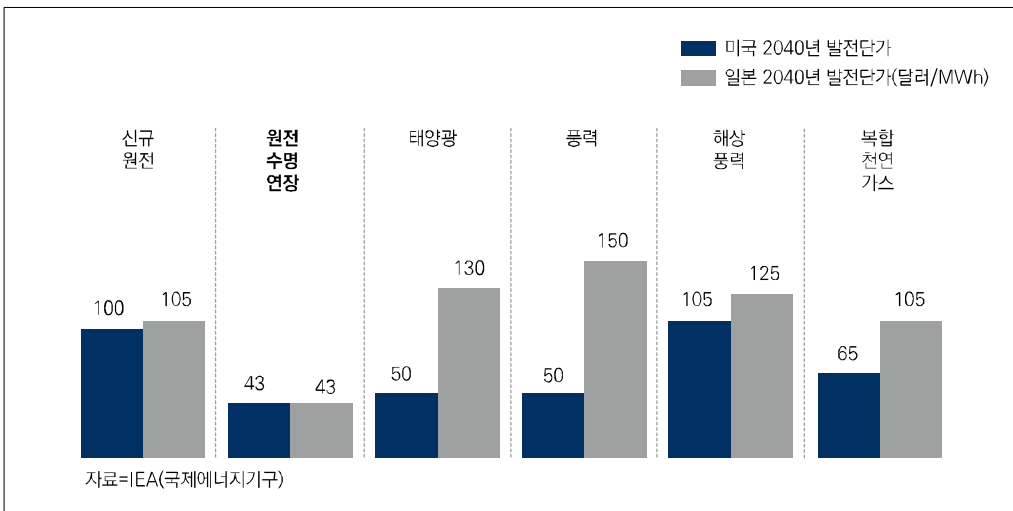
자료: IEA, Projected Costs of Generating Electricity 2015

- 현 정부의 탈원전 정책으로 우리는 2020년에 10기, 2030년대에 4기가 수명 40년이 되면 가동이 중단 될 예정임
- IEA는 미국과 일본에서 10~20년 수명을 연장한 원전의 LCOE는 2040년 MWh당 43달러로 태양광(일본 130달러, 미국 50달러)이나 풍력(일본 150달러, 미국 50달러)보다 경제적인 것으로 평가하고 있음
- OECD 산하 원자력기구(NEA)의 2012년 조사에서 원전 수명 10년 연장하는데 드는 비용은 1GW당 한국이 5억 달러로 가장 낮고, 프랑스가 11억 달러로 가장 높음⁸⁾

- 현 정부의 신규원전 건설의 백지화와 노후 10기의 수명연장을 중단하고 있어 원전과 태양광과의 발전비용의 격차는 국내연구에 비해 훨씬 클 것으로 판단되며 그리드 패리티 시점도 2040년 이전에는 불가능할 것으로 전망됨

8) 미국이 원전 88기의 수명연장에 들인 비용은 1GW당 7억 달러로 추정됨(조선일보 2019.6.17. "세계는 原電 수명연장 중... 美, 99기 중 88기 20년 더 써")

〈그림 2〉 2040년 발전원별 비용 전망



자료: 조선일보 2019.6.17. "세계는 原電 수명연장 중... 美, 99기 중 88기 20년 더 써"

III. 탈원전의 경제적 영향

가) 분석모형

□ 완전 동태적 연산 가능한 일반균형(CGE) 모형

- 분석기간: 2017~2040년
- 분석대상산업: 5개의 전력(원자력, 석탄, LNG, 석유, 신재생에너지), 3개의 에너지산업(석탄, 석유, 도시가스), 3개의 일반산업(농림수산업, 제조업, 서비스업)
- 미래에 대한 완전예측 능력을 가정한 경제주체(가계, 기업, 정부)의 최적화 행위와 제품시장, 생산요소시장, 수출입시장 등의 일반균형을 추정

□ 다른 재화와 차별화되는 전력산업의 고유 특성

- 전력은 발전용량이 고정되어 있어 수요변화에 맞춰 단기간에 공급량 확대 불가능
- 발전원별 생산단가가 다르지만 판매가격은 동일하여 발전원간 교차보조가 발생하고 있음
 - 원자력이나 석탄 발전의 발전단가는 가스, 수력, 석유발전의 발전단가에 비해 상대적으로 낮고 특히 신재생에너지에 비해서는 매우 낮은 상황임
 - 전력거래소에서 판매되는 가격인 계통한계가격(SMP)으로 전력을 판매하면 원자력과 석탄발전사가 과도한 수익을 얻기 때문에 정산조정계수를 통해 이를 조정하고 있음
- 전력의 판매가격은 가정용, 산업용, 농사용, 교육용 등 용도별로 다른 요금제가 적용되고 있음
 - 산업용은 원가보다 높은 요금이 적용되고 있고 주택용과 농사용은 원가보다 낮은 전력요금으로 판매되고 있음

□ 본 연구에서는 이와 같은 전력부문의 특성을 반영하면서 탈원전 정책과 신재생에너지 확대 정책을 반영하기 위해 Bohringer and Rutherford(2009)와 같이 CGE 모형에 상향식 모형을 혼합한 하이브리드 기법을 적용하였음

- 탈원전 정책을 평가하기 위해 본 연구는 Bohringer and Rutherford(2009)와 같이 발전원별 특화된 고정투입요소(설비용량)가 있어 공급의 상한선이 존재한다고 가정하였음⁹⁾
 - 탈원전 정책에 따라 원자력 발전소가 폐지되면 공급 상한선이 줄어들어 원자력 발전 전력의 가격이 상승하고 최종 전력판매가격에 영향을 미치도록 모형이 설계되어 있음
- 발전원별 생산비용이 다르지만 전력거래소에서 이를 구매하여 동일한 가격으로 판매하는 경로를 모형에 반영

9) 고정투입요소를 포함한 발전원별 최종 전력은 다음과 같이 노동, 자본 중간재화로 복합된 전력과 고정투입요소가 레온티에프 함수로 복합된다고 가정하면, $Y_{ext,i,t} = \min [X_{ext,i,t}, R_{ext,i,t}]$ 로 표시할 수 있다. 여기서 하첨자 ext 는 기존의 전력생산 기술인 석탄, 가스, 석유, 원자력 발전기술을 대변한다. $R_{ext,i,t}$ 는 기존 발전원별 고정투입요소를 의미한다. 비용최소화 문제로부터 전력의 수요함수를 도출할 수 있다. 고정투입요소의 공급은 주어졌다고 가정하고 이에 대한 수입은 가계에 귀속된다고 가정하면 고정투입요소의 공급과 수요는 $Y_{ext} \frac{\partial c(p_{x,ext}, p_{r,ext})}{\partial p_{r,ext}} \leq \overline{R_{ext}}$ 로 도출된다. 여기서 $\overline{R_{ext}}$ 는 주어진 고정투입요소이고 발전원별 전력수요(Y_{ext})는 주어진 부존자원을 초과하지 못하게 된다. 즉 고정투입요소 $\overline{R_{ext}}$ 가 발전원별 전력공급의 상한선이 된다. 원전이 폐지될수록 부존자원의 $\overline{R_{ext}}$ 가 감소하게 되고 원자력 발전의 공급이 제약을 받게 되고 원자력 발전 전력의 가격이 상승하는 결과를 가져온다.

- 특히 신재생에너지와 같이 경제성이 없어 도입이 지연되는 발전원은 LCOE가 하락하거나 탈원전 등 기존의 발전원에 대한 규제로 인해 도입이 확대됨¹⁰⁾
- 발전원별 LCOE는 연구마다 편차가 크기 때문에 시나리오를 구성하여 분석함
- 전력산업의 발전원별 교차보조문제를 반영하기 위해 한국전력거래소와 같은 전력거래시장을 도입하고, Mark-up 가격설정의 개념을 도입하였음
- 전력거래소는 발전원별로 공급되는 전력을 구매하는 경제주체로서 발전원별 발전단가의 차이로 발생하는 구매가격을 교차보조를 통해 조정하는 역할을 한다고 가정함¹¹⁾
- 용도별 가격 차이는 세금 또는 보조금으로 발생한다고 가정함으로써 전력산업의 마지막 특성인 용도별 교차보조문제를 모형에 반영하였음

나) 전제조건 및 시나리오

(1) 전제조건

- 본 연구는 발전원별 발전량이 「제7차 전력수급기본계획」에서 「제8차 전력수급기본계획」으로 전환될 때 발전원별 LCOE 차이에 따른 경제적 효과를 분석함
- 전력수요는 2017년을 기준으로 연평균 2.1%씩 증가한다고 가정함
- 「제8차 전력수급기본계획」에 발전원별 발전량 비중이 2017년과 2030년만 제시되어 있어 연도별 발전량 비중은 2017년 비중에서 2030년 비중으로 일정하게 접근한다고 가정하였으며, 이를 현 정부의 탈원전 시나리오로 설정하였음

- 기준시나리오에서 2017년 발전량 비중은 탈원전 시나리오와 동일하다고 가정하고 「제7차 전력수급기본계획」에 제시된 연도별·발전원별 정격용량에 에너지통계연감에 나타난 2017년 발전원별 이용률을 적용하여 연도별 발전 비중을 추정하였음
- 기준시나리오와 탈원전 시나리오 모두 2017년의 발전비중은 원전 30.3%, 석탄 45.4%, LNG 16.9%, 석유 1.2%, 신재생에너지 6.2%로 동일하다고 가정함
- 기준시나리오 하의 2030년 발전비중은 원전 33.3%, 석탄 37.8%, LNG 18.1%, 석유 0.6%, 신재생에너지 9.8%로 2017년에 비해 석탄과 석유의 발전 비중이 감소하고 원전, LNG, 신재생에너지의 비중이 증가한다고 가정함

10) 재생에너지의 생산함수를 $X_{rnt,t} = [\beta_1 KL_{rnt,t}^\rho + \beta_2 A_{rnt,t}^\rho]^{1/\rho}$, $\beta_1 + \beta_2 \geq 1$ 로 가정할 수 있다. 여기서 KL 은 자본과 노동의 복합재화를 의미하며 A 는 R&D로 축적되는 신재생에너지 관련 지적자본을 의미한다. 기존의 전력생산기술과 달리 가중치 모수의 합이 1보다 크거나 같다고 가정하였다. 이는 투입대비 산출이 작다는 의미이다. 따라서 신재생에너지 발전기술의 생산단가는 기존의 전력생산 단가보다 비싸다는 현실을 반영한 것이다. 생산기술이 발전하게 되면 $\beta_1 + \beta_2 \leq 1$ 가 되어 신재생에너지 발전단가가 기존의 전력생산 단가와 같거나 더 저렴해질 가능성이 있다. 기존 연구에 따르면 신재생에너지의 발전단가가 시간이 지날수록 저렴해져 조만간 기존의 발전기술의 단가에 접근할 것으로 예상된다. 신재생 관련 지적자본은 $A_{rnt,t+1} = (1+g)A_{rnt,t} + (1+c)I_{rnt,t}$ 와 같이 축적된다고 가정하였다. 여기서 g 는 정부의 지원 또는 규제에 의해 신재생에너지가 시장에 보급이 확대되는 침투율 (penetration rate)을 의미하고, c 는 신재생에너지와 같이 경제성이 약한 신기술에 대한 투자에 따른 리스크를 의미한다.

11) 전력거래소의 비용최소화 문제로 도출되는 비용함수는 $P_t^{ELE} = MC_t^{ELE} = c(P_{ele,t})$ 가 된다. 여기서 P_t^{ELE} 는 전력복합재화의 단일가격을 의미하며, 이는 개별 발전원의 공급가격(교차보조를 포함)의 함수로 구성된 한계비용과 같다. 비용함수에 Shepard's Lemma를 적용하면 한 단위 복합전력을 생산하기 위해 필요한 개별 전력의 수요함수는 $\frac{\partial c(P_{ele,t})}{\partial P_{ele,t}} = p_{ele}(1 + m_{ele,t})$ 와 같이 도출된다

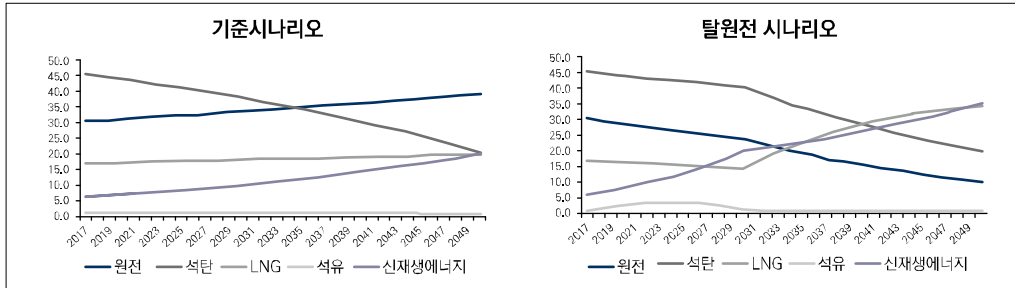
〈표 6〉 기준시나리오와 탈원전 시나리오 하의 발전원별 발전비중

(단위: %)

	기준시나리오					탈원전 시나리오				
	원전	석탄	LNG	석유	신재생에너지	원전	석탄	LNG	석유	신재생에너지
2017	30.3	45.4	16.9	1.2	6.2	30.3	45.4	16.9	1.2	6.2
2030	33.5	37.8	18.1	0.8	9.8	23.9	40.5	14.5	1.1	20.0
2040	36.1	30.2	19.0	0.6	14.0	15.5	28.5	28.7	0.9	26.5

〈그림 3〉 기준시나리오와 탈원전 시나리오 하의 발전원별 비중

(단위: %)



- 탈원전 시나리오 하의 2030년 발전비중은 원전 23.9%, 석탄 40.5%, LNG 14.5%, 석유 1.1%, 신재생에너지 20%로 기준시나리오에 비해 원전이 9.6%p 감소하고 신재생에너지가 11.2%p 증가함
- 탈원전 시나리오에서 시간이 지날수록 원전과 석탄의 발전 비중은 감소하고 LNG와 신재생에너지의 발전 비중이 증가하여 2040년에 원전은 20.6%p, 석탄은 1.7%p 기준시나리오보다 낮고 LNG와 신재생에너지는 각각 9.7%p와 12.5%p 높음

(2) 분석 시나리오

□ 기준시나리오에서 탈원전 정책으로의 전환에 있어서 불확실성이 가장 큰 LCOE에 대한 시나리오를 다음과 같이 구성함

- 시나리오 1의 경우 원전, 석탄, LNG의 LCOE는 KEEI의 추정 값을 사용하였으며, 신재생에너지의 LCOE는 KEEI의 추정에 신재생 보급비중과 IEA 전망을 이용하여 보완하였음
- 제8차 에너지기본계획의 신재생에너지의 보급전망에 따르면 총신재생에너지(태양광, 풍력, 자가용의 합계)에서 태양광이 차지하는 비중은 2017년에 56%에서 2030년에 60%로, 육상풍력은 13%에서 31%로 증가하는 반면 자가용 태양광은 31%에서 9%로 감소
- KEEI의 추정에 따르면 태양광(100~300kW 기준)의 LCOE는 2017년 141.7원/kWh에서 2030년 87.18원/kWh으로 감소하고 육상풍력은 124원/kWh에서 93.24원/kWh으로 감소함

<ul style="list-style-type: none"> - KEEI가 자가용 태양광에 대한 LCOE를 추정하지 않아 IEA가 전망한 태양광과 가정용 태양광과의 LCOE 격차인 1.53배를 KEEI 태양광 LCOE 전망에 적용하였음 - 신재생발전원별 LCOE에 비중을 곱하여 더한 가중평균값을 신재생에너지의 LCOE로 가정하였으며 2030년 이후는 2017~2030년의 증감율과 동일하게 증감한다고 가정하였음 ○ 시나리오 2에서 석탄, LNG, 신재생에너지의 LCOE는 시나리오 1과 동일하다고 가정하였으나 원전은 신규원전과 노후원전의 수명연장 LCOE 격차를 반영하였음 - 신규원전의 LCOE는 KEEI가 추정한 kWh당 61.17원을 가정하였으며, 노후원전의 수명연장의 경우는 IEA의 전망에 따라 신규원전의 1/2인 30.59원으로 가정하였음 	<ul style="list-style-type: none"> - 원전은 신규원전 41.3%와 노후원전의 수명연장이 58.7%로 가정하고 신규원전과 노후원전의 수명연장의 가중평균 값을 원전의 LCOE로 가정함¹²⁾ ○ 시나리오 3에서는 신규원전 건설을 백지화한 현 정부의 탈원전 정책을 반영하여 노후원전의 수명연장만을 고려하여 원전의 LCOE를 설정하였음 - 이 밖의 석탄, LNG, 신재생에너지의 LCOE는 시나리오 1과 동일하다고 가정하였음 ○ 모든 시나리오에서 석유발전의 LCOE는 석탄의 LCOE와 동일하다고 가정하였음
	<p>12) <그림 1>에서 보듯이 산업자원부가 발표한 「신고리 5·6호기 건설재개 방침과 에너지전환(탈원전) 로드맵 확정」에 따르면 신규원전 8.8GW(6기)를 백지화하고 노후원전 12.5GW(14기)를 수명연장을 안하기로 결정하였음. 정부가 폐지하기로 한 총 원전설비용량 중에서 신규원전의 비중은 41.3%이고 수명연장 원전은 58.7%에 달함</p>

〈표 7〉 분석 시나리오

시나리오	내 용
시나리오 1	<ul style="list-style-type: none"> · KEEI에서 추정한 원전(이용률 80% 기준), 석탄, LNG의 LCOE 적용 · 신재생에너지의 LCOE는 제8차 전력수급계획의 태양광, 육상풍력, 자가용 보급전망 비중 적용 · 보급전망(2017년 → 2030년), 태양광 56% → 60%, 육상풍력 13% → 31%, 자가용 31% → 9% · LCOE(2017년 → 2030년), kWh당 태양광(100~300kw 기준) 141.7원 → 87.18원, 육상풍력 124원 → 93.24원, 자가용은 IEA 전망에 따라 풍력의 1.53배로 가정
시나리오 2	<ul style="list-style-type: none"> · 석탄, LNG, 신재생에너지 시나리오 1과 동일 · 원전은 신규원전 41.3%와 노후원전 수명연장 58.7%를 적용하여 원전의 LCOE 조정 · 신규원전의 LCOE는 에너지경제연구원이 추정한 kWh당 61.17원(2017년) → 72.66원(2030년) 이용 · IEA 전망에 따라 노후원전 수명연장의 LCOE는 신규원전의 1/2로 가정
시나리오 3	<ul style="list-style-type: none"> · 석탄, LNG, 신재생에너지 시나리오 1과 동일 · 원전은 신규원전 없이 노후원전 수명연장 100% 적용 · IEA 전망에 따라 노후원전 수명연장의 LCOE는 신규원전의 1/2로 가정 · 원전의 LCOE는 30.59원/kWh(2017년) → 36.33원/kWh(2030년)

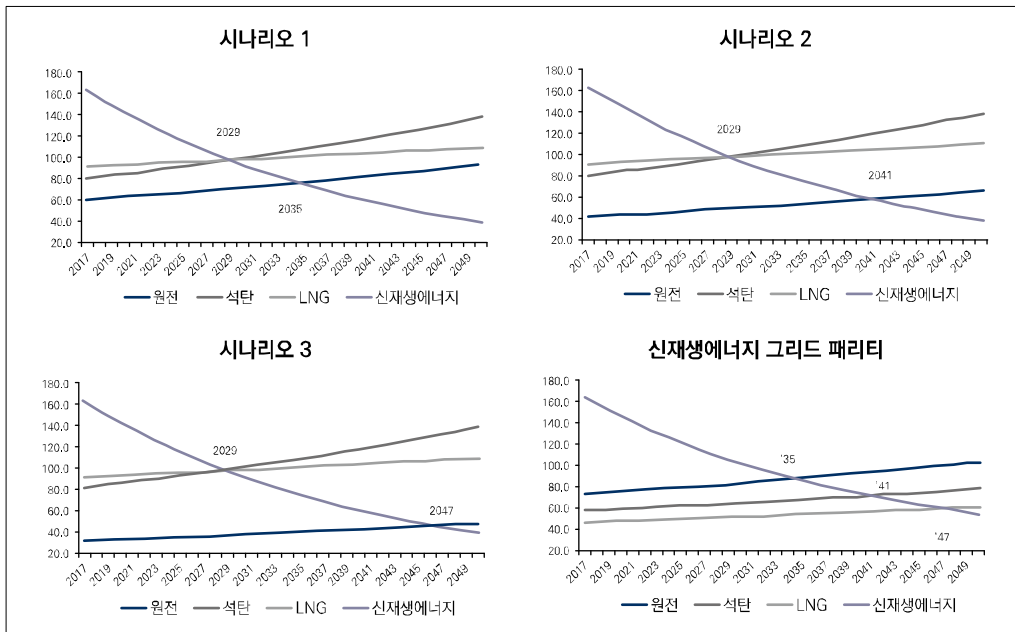
□ <그림 4>는 신재생에너지가 기존 발전원의 LCOE와 동일해지는 시나리오별 그리드 패리티를 보여주고 있음

- 모든 시나리오에서 2029년부터 신재생에너지의 LCOE가 화력발전의 LCOE보다 낮아지기 시작하고 LNG 발전의 LCOE가 석탄의 LCOE보다 낮아지는 시점도 2029년임을 알 수 있음
- 신재생에너지가 원전보다 경제성이 좋아지는 시점은 시나리오 1에서 2035년으로 추정되고, 시나리오 2에서는 2041년, 시나리오 3에서는 2047년으로 추정됨

- 노후원전의 수명을 연장하는 비중이 높을수록 원전에 대한 신재생에너지의 그리드 패리티의 시점이 점점 늦어져 탈원전에 따른 전력가격 상승압력이 커질 것으로 전망됨

<그림 4> 시나리오별 LCOE

(단위: 원/kWh)



다) 분석결과

▣ 탈원전 정책으로 전력요금이 상승하면 다양한 경로를 거쳐 경제에 영향을 미침

- 전력요금 상승은 사용자 비용을 증가시켜 판매가격이 상승하여 국제경쟁력 약화의 원인으로 작용하여 수출을 둔화시켜 경제성장에 부정적으로 작용함
- 전력요금 상승은 소비자 가격을 상승시켜 소비와 투자의 감소 원인으로 작용하기도 함
- 전력요금 상승으로 생산이 감소하면 노동과 자본에 대한 수요가 감소하기 때문에 가계의 소득이 감소하여 내수둔화의 원인이 되기도 함
- 국내물가가 상승하여 수입이 증가하는 가격효과가 발생하기도 하지만 소득이 감소하여 수입재화에 대한 수요가 감소하는 소득효과가 함께 발생하기 때문에 전력요금 상승은 국제수지에 부정적으로 작용함

▣ <표 8>과 <그림 5>는 탈원전 정책에 따른 전력요금 변화를 2017년에 대비하여 보여주고 있음

- 시나리오 1에서 전력요금은 2017년 대비 2020년에 1.9%, 2030년에 5.6%, 2035년에 1.4% 증가하다가 그리드 패리티가 지나면서 감소하여 2040년에 -6.4% 감소할 전망

- 시나리오 2의 전력요금은 2017년 대비 2020년에 3.3%, 2030년에 15.5%, 2035년에 17.5%까지 증가하다가 그리드 패리티 시점에 다가오면서 증가세가 둔화되어 2040년에 14.1% 증가할 전망
- 시나리오 3의 전력요금은 2020년에 5%, 2030년에 25.8%, 2040년에 2017년 대비 33% 증가할 것으로 추정됨
 - 서울대학교(2019)는 신재생에너지의 비중이 2030년 20%로 증가하고 2040년에 35%로 상승할 때 전력요금은 2030년에 14.4~29.2%, 2040년에 32~47.1%까지 증가하는 것으로 추정하고 있음¹³⁾
- 시나리오 2와 시나리오 3과 같이 그리드 패리티 시점이 2041년과 2047년으로 상당기간 늦어질 경우 전력요금 상승 압력은 커질 것으로 전망됨

13) 서울대학교(2019)는 신재생에너지 비중이 2030년에 20%, 2040년에 35%로 증가할 때 기타 발전원의 비중에 따라 4개의 케이스로 구분하고 있음. 첫 번째는 WASP 모형을 이용한 최적 발전량 비중 도출, 두 번째는 8차 전력수급계획 발전량 비중 적용, 세 번째는 온실가스 추가가 감축안 반영, 네 번째는 원전이용률 하향 조정 등 4가지 케이스로 구분하고, 신재생에너지의 LCOE가 빠르게 감소하는 경우와 느리게 감소하는 경우로 나누어 분석하고 있음. 노동석(2019) “에너지 전환의 전기요금 영향” 서울대학교 전력연구소 참조

<표 8> 2017년 대비 시나리오별 전력요금 변화

(단위: %)

	시나리오 1	시나리오 2	시나리오 3
2020	1.9	3.3	5.0
2025	6.4	13.3	21.3
2030	5.6	15.5	25.8
2035	1.4	17.5	34.9
2040	-6.4	14.1	33.0

<p>□ 전력요금이 상승하면 내수와 수출이 둔화되어 GDP가 감소하는데 시나리오별 GDP 변화는 <표 9>와 <그림 4>에서 찾아 볼 수 있음</p> <p>○ 본 연구는 신고전학파의 성장모형에 기초하고 있어 정책변화에 따른 성장경로의 기울기 변화를 추정하는 대신 성장경로의 이동을 추정하고 있어 본 연구의 결과를 성장률의 증감으로 해석해서는 안 됨¹⁴⁾</p> <p>- 균제상태(steady state)에 도달하기 전까지의 전이경로(transition path)에서 발생하는 특이성을 보완하기 위해 본 연구는 장기간의 평균 GDP를 제시하였음</p> <p>○ 시나리오 1에서 2020~2030년 기간 동안 연평균 GDP는 기준시나리오에 비해 0.23%, 2020~2040년 기간 동안 연평균 0.16%씩 감소할 전망</p> <p>○ 시나리오 2에서 GDP는 2020~2030년 기간 동안 연평균 0.43%, 2020~2040년 0.60% 감소하는 것으로 추정됨</p>	<p>○ 시나리오 3에서 GDP는 2020~2030년 기간 동안 연평균 0.63%, 2020년에서 2040년 기간 동안 연평균 1.26%씩 감소할 전망</p> <p>○ 그리드 패리티 시점이 2041년과 2047년으로 늦어질 경우 GDP 감소폭도 커질 전망이다</p>
	<p>14) 신고전학파의 성장이론에서 정책 충격(shock)이 발생하면 전이경로(transition path)를 거쳐 새로운 균제상태(steady state)인 새로운 성장경로에 진입하게 됨. 즉 성장률의 변화가 아니라 GDP 수준이 변한 것으로 해석해야 함. 이와 같이 성장경로의 이동을 추정한 효과를 level effect라고 하고 성장경로의 기울기가 변한 것을 growth effect라고 정의하고 있음. 신고전학파의 성장이론에 기초한 연구는 전자를 추정하고 내생적 성장모형에 기초한 연구는 주로 후자에 초점을 맞추고 있음. 본 연구는 신고전학파의 성장이론에 기초하여 level effect를 추정하고 있기 때문에 본 연구의 결과를 성장률 변화로 해석해서는 안 됨</p>

<표 9> 기준시나리오 대비 시나리오별 GDP 변화

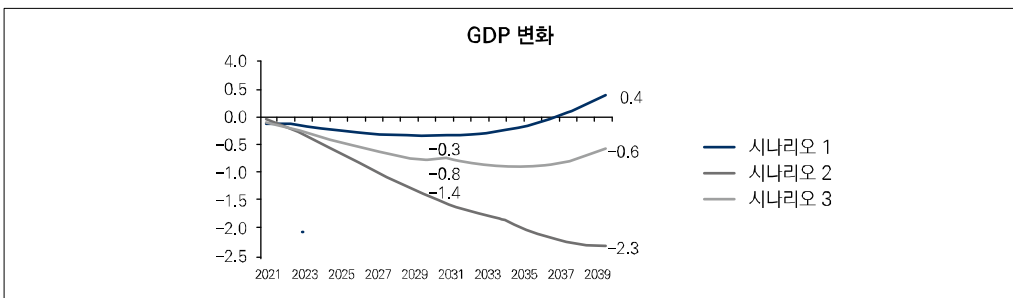
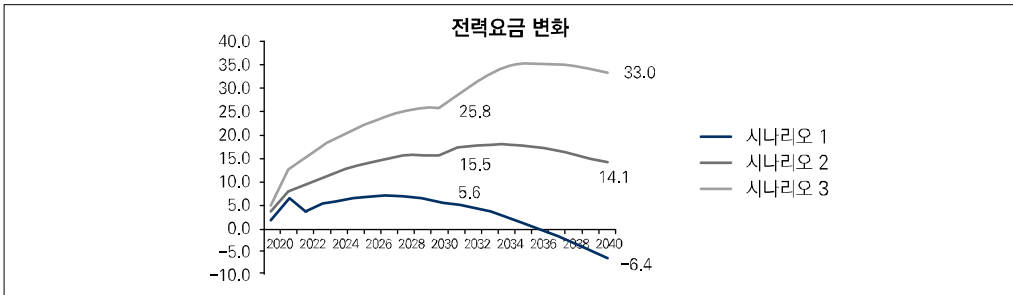
(단위: %)

	시나리오 1	시나리오 2	시나리오 3
2020~2030	-0.23	-0.43	-0.63
2020~2040	-0.16	-0.60	-1.26

주: 정책효과 분석은 크게 level effect를 추정하는 방법과 growth effect를 추정하는 방법이 있는데, 본 연구는 level effect를 추정하는 방법론을 택하고 있어 결과를 성장률 변화로 해석해서는 안되고 GDP 성장경로의 level 변화로 해석해야 함

〈그림 5〉 시나리오별 전력요금과 GDP 변화 추이

(단위: %)



IV. 결론

□ 우리나라의 특수성을 고려하지 않고 무리하게 추진되고 있는 현 정부의 탈원전 정책에 대한 우려가 커지고 있음

- 협소한 국토, 높은 에너지 수입의존도, 고립된 전력망 등 우리나라의 특수성을 고려하지 않은 탈원전으로 고급인력 유출, 전력요금 상승, 전력수급 차질, 산림훼손, 환경오염 등의 부작용이 커지고 있음
- 정부는 탈원전을 해도 2030년까지 전력요금의 인상요인이 1.3%에 불과하다고 주장하고 있지만 근거가 빈약한 경제성 평가에 기초하고 있어 탈원전 정책의 지속가능성에 대한 의구심만 키우고 있음
 - 신재생에너지의 LCOE 추정에 투자비용을 낮추고 부지의 토지비용을 포함하지 않은 반면 원전의 LCOE 추정에는 낮은 이용률을 적용하고 안전비용을 과대 산정하면서 정부의 경제성 평가에 대한 불신이 커지고 있음
- IEA의 국제비교 분석을 반영할 경우 우리나라에서 신재생에너지가 원전의 경제성을 능가하는 그리드 패리티의 시점은 정부의 기대와 달리 2040년 이전에는 불가능할 것으로 전망됨
 - IEA는 한국과 일본과 같이 협소한 국토를 지닌 나라의 신재생에너지의 경제성은 현저히 낮은 것으로 분석하고 있음
 - 더욱이 IEA 전망에 따르면 노후원전의 수명을 연장할 경우 원전의 LCOE는 신규원전의 LCOE의 절반 이하로 떨어지기 때문에 신재생에너지가 원전의 경제성을 능가하는 데는 상당한 시간이 걸릴 것으로 전망됨

□ 그리드 패리티 시점에 따른 현 정부의 탈원전 정책의 경제적 영향을 분석한 결과에 따르면 전력요금은 2017년 대비 2030년에 25.8%, 2040년에 33% 증가할 전망

- 본 연구는 현 정부의 탈원전 정책을 「제7차 전력수급기본계획」에서 「제8차 전력수급기본계획」으로 발전원별 비중이 전환되는 것으로 정의함
 - 현 정부의 탈원전 정책은 원전의 발전비중을 2017년 30.3%에서 2030년에 23.9% 2040년에 15.5%까지 줄이고 신재생에너지를 2017년에 6.2%에서 2030년에 20%, 2040년에 26.5%까지 늘리는 것으로 정의됨
 - 본 연구는 불확실성이 가장 큰 발전원별 LCOE에 대한 시나리오를 구성하고 제7차에서 제8차 기본계획으로의 전환에 따른 경제적 영향을 시나리오 별로 제시하고 있음
 - KEEI의 LCOE 전망에 기초한 시나리오 1의 그리드 패리티는 2035년으로 추정되고, 신규원전과 원전의 수명연장을 포함하여 LCOE를 추정한 시나리오 2의 그리드 패리티는 2041년으로 추정되고, 신규원전 없이 노후연장만을 고려한 시나리오 3의 그리드 패리티는 2047년으로 추정됨
 - 가장 현실성 있는 시나리오로 시나리오 3을 꼽을 수 있는데, 시나리오 3의 전력요금은 2020년에 2017년 대비 5%, 2030년에 25.8%, 2040년에 33% 증가할 것으로 전망됨
 - GDP는 기준시나리오에 비해 시나리오 3에서 2020~2030년 기간 동안 연평균 0.63% 감소하고 2020~2040년에 1.26% 감소할 전망이다
- 제9차 전력수급기본계획은 전력의 소비자인 산업계, 가계 등 경제주체들과의 충분한 합의를 통해 미래국가경쟁력을 고려한 중장기 전략을 담아낼 필요성이 높음

- 경제성을 갖추지 못한 신재생에너지를 확대하고 친 환경적이고 세계 최고의 기술을 보유한 원전을 축소한데 우리가 치러야할 사회·경제적 비용은 기대한 것보다 클 전망이다
- 중장기적으로 신재생에너지를 확대하는 것이 우리가 가야할 길이 분명하지만 우리나라의 특수성을 고려한 전략적 접근이 필요함