

에너지믹스 변화의 비용 추정: 신재생확대 시나리오*

문영석**, 노동석***, 조상민****

요 약

본 연구는 신재생에너지가 기존 전원구성 정책에서 차지하는 위상 및 향후 이를 더욱 확대할 경우 발생하는 비용을 종합적으로 평가해 보는 것이 목적이다. 신재생발전을 기존계획(제5차 전력수급기본계획('10~'24), 제4차 신재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획안('10~'30)) 대비 약 2배 (원전기준 10 GW 추가)로 확대 할 경우 '30년까지 신재생비용은 총 209.0조원이 소요되며, 기존계획에 비해서는 106.4조원이 추가로 소요되는 것으로 평가되었다. '30년도에 기존계획대로 신재생전원을 확대할 경우 전기요금 상승요인은 '10년 대비 22.2%p, 신재생전원 10GW 추가 확대 시 17.1%p 발생하는 것으로 나타났다. 이처럼 신재생 추가 확대를 위해 태양광 등 고비용 신재생전원의 도입은 향후 급격한 기술혁신이 동반되지 않는 한 국민경제에 상당한 비용부담을 수반하게 된다. 한편 신재생전원의 비용은 신재생발전의 기술혁신 속도에 크게 좌우되는 것으로 분석되었다.

주요 단어 : 에너지믹스, 전원구성, 신재생에너지, 전기요금 상승률
경제학문헌목록 주제분류 : Q40, Q42, Q48

* 에너지경제연구원 내부자료 『신재생에너지 발전확대 비용전망(2011)』을 보완한 것임.

** 에너지경제연구원 선임연구위원 (주저자). ysmoon@keei.re.kr

*** 에너지경제연구원 연구위원. dsrho@keei.re.kr

**** 에너지경제연구원 부연구위원. smin0614@keei.re.kr

I. 서 론

지난 3월 일본의 대지진과 이에 따른 후쿠시마 원전사고 이후 세계 각국에서는 원전 정책을 재검토하는 움직임이 활발히 일어나고 있다. 일본은 새로운 에너지 기본계획 수립을 위한 작업에 착수했으며, 독일의 경우 가동 중인 17개 원전을 2022년까지 단계적으로 전부 폐지하고 이를 화력과 신재생발전으로 대체하는 방안을 구상 중이다. 반면 원전 주요 수출국인 미국과 프랑스는 기존의 원전정책을 재확인 하였으며 중국, 인도 등 에너지수요가 급증하는 국가들도 기존의 원전확대 정책을 유지하겠다고 발표했다. 기존의 원전 계획을 포기하는 경우 전기요금의 상승 뿐 아니라 산업구조에서도 변화를 야기하기 때문에 각 국은 변화의 방향을 모색하면서도 매우 신중하게 접근하고 있다.

우리나라에서도 기존 원전 정책에 대한 우려와 함께 원전 계획을 축소하고 신재생에너지를 확대하자는 시민·사회단체의 요구가 거세지고 있다. 그러나 신재생에너지 확대가 현실적인 대안으로서 평가되기 위해서는 정서적인 접근보다는 사회경제·산업구조 등에 미치는 영향에 대한 면밀하고도 광범위한 분석이 선행되어야 할 것이다. 즉, 원전 건설 계획 축소 및 타에너지원의 대체설비 증가 규모에 대한 분석, 원전 대체를 위해서 필요한 투자비와 대체전원의 기술수준에 대한 분석 등이 필요하다. 본 검토는 특히 신재생에너지가 기존 전원구성 정책에서 차지하는 위상을 분석하고 향후 이를 더욱 확대할 경우 발생하는 비용을 종합적으로 검토 평가해 보는 것이 목적이다. 비용추정 방식은 현행 전원구성 정책에 따른 투자비용과 신재생발전 추가확대, 설비대체 및 백업설비 도입 등 비용증감 요인을 종합적으로 고려하였고, 궁극적으로는 이로 인한 전기요금 영향을 추산하였다.

본 논문은 다음과 같이 구성된다. 2장에서는 우리나라의 에너지믹스 정책

현황에 대해서 기술하고, 3장에서는 최근 일본의 에너지정책 변화 동향에 대해서 알아본다. 그리고 4장에서는 신재생에너지 발전확대가 전기요금에 미치는 영향에 대한 시나리오 분석 결과를 정리한다. 5장에서는 분석결과에 대한 시사점과 향후 과제, 분석의 한계점 등을 제시한다.

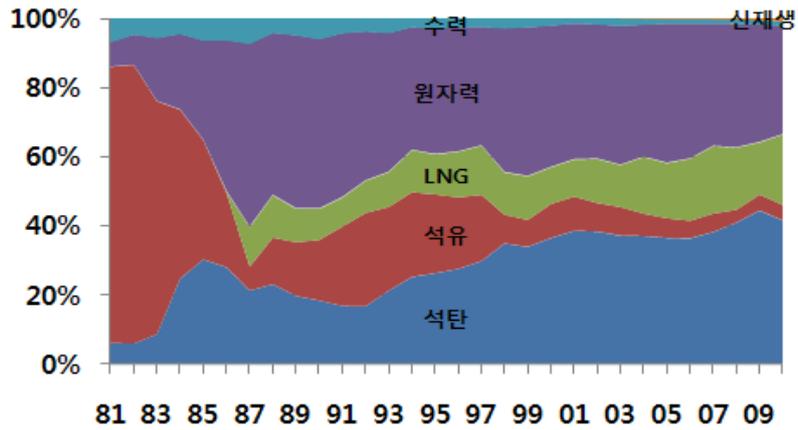
Ⅱ. 우리나라 에너지믹스 정책 현황

1. 1차 에너지 및 전원구성 현황

우리나라의 에너지믹스 정책 현황 중 1차 에너지 공급추이를 살펴보면, 석유, 석탄 등 화석연료의 비중이 시간의 흐름에 따라 지속적으로 감소하고 있음을 알 수 있다. 석유는 1981년 58.1%에서 2010년 40%로, 석탄은 33.3%에서 29.2%로 감소하였다. 이에 반해, 천연가스(LNG)와 원자력의 비중은 증가했다. 천연가스의 경우 1981년의 경우 에너지 공급에서 차지하는 비중이 0%였으나 2010년 15.7%로 증가하였으며, 원자력의 경우도 81년 1.6%에서 2010년 12.2%로 증가했다.

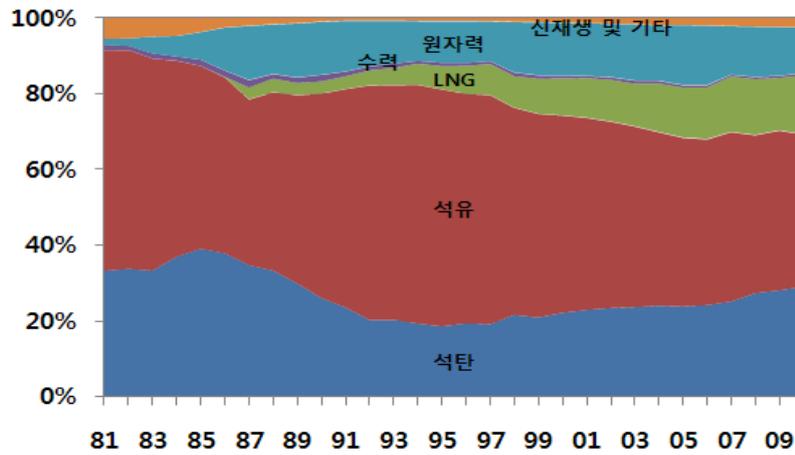
1981년부터 2010년까지 에너지원별 발전비중은 1차 에너지와 유사한 비중 변화가 있었다. 석유비중은 크게 감소하였고(79.8%→4.4%). 대신에 석탄(6.3%→41.7%), LNG(0%→20.4%), 원자력(7.2%→31.3%) 등 다른 에너지원들의 발전비중은 증가했다. 2010년 기준으로 가장 비중이 큰 발전원은 석탄과 원자력이며, LNG의 비중이 최근 증가하고 있는 추세이다. 이에 반해 신재생에너지를 통한 발전은 여전히 1% 미만의 수준에 머물고 있는 실정이다. 1981년부터 2010년까지의 전원별 발전비중을 그래프로 나타내면 다음과 같다.

[그림 1] 1차에너지 공급비중 변화



자료: 에너지경제연구원, 에너지통계연보

[그림 2] 전원별 발전비중 변화



자료: 에너지경제연구원, 에너지통계연보

2. 국가에너지 기본계획상의 에너지믹스 정책

2008년 수립된 제1차 국가에너지기본계획은 향후 2030년까지의 에너지믹스 정책의 기본 방향을 제시하고 있다. 동 계획에 담긴 에너지믹스 정책의 기조는 아래 3가지 특징으로 요약할 수 있다. 첫째, 청정에너지 공급의 증가이다. 환경 오염을 막고 저탄소 녹색성장을 추진하기 위해 신재생에너지의 비중을 2007년 2.4%에서 2030년까지 11%로 증가시키는 것을 목표로 하고 있다. 둘째, 화석연료 공급의 감축을 추진하고 있다. 2007년 현재 83%를 차지하고 있는 화석연료(석유, 석탄, LNG)는 2030년까지 그 비중이 61%로 축소되게 된다. 그리고 마지막으로, 발전에 있어서 원자력 비중의 증가이다. 2007년 현재 26% 수준인 원자력의 설비 비중을 2030년까지 40.6%로 증가시키는 것을 목표로 하고 있다. 이러한 3가지 축을 바탕으로 작성된 국가에너지기본계획에 따른 에너지믹스 변화 전망을 표로 나타내면 다음과 같다

〈표 1〉 국가에너지기본계획에 따른 에너지 비중 변화 전망

(단위: %)

구분	2007년	2020년	2030년
석탄	25.3	23.2	15.7
석유	43.4	36.2	33.0
LNG	13.8	11.9	12.0
원자력	14.9	22.1	27.8
신재생 및 기타	2.5	6.6	11.5

자료: 제1차 국가에너지기본계획, 2008

장기 발전소 건설계획은 다음과 같다. 제5차 전력수급기본계획에 따르면 원자력 발전의 경우 2024년까지 총 14기를 건설할 예정이다. 7기는 현재 건설

중이고 2018년부터 2024년까지 6기가 건설 예정이다*). 2024년까지 원자력 발전은 설비용량의 31.9%, 발전량의 48.5%로 확대될 예정이다.

〈표 2〉 원자력 발전 확대 계획

연도	2007년	2020년	2030년
원전 기수	21	27	34
설비 용량(MW)	18,716	25,916	35,916
원자력 설비비중(%)	23.3	27.7	31.9
원자력 발전비중(%)	31.3	38.6	48.5

자료: 제5차 전력수급기본계획, 2010

주: 2030년 원전 비중은 제1차 국가에너지기본계획의 2030년 목표치임

또한, 2024년 까지 석탄 발전소는 15기, LNG 발전소는 19기가 더 건설될 예정이다. 2024년까지 발전소 건설 계획 및 총 공급용량을 표로 나타내면 다음과 같다.

〈표 3〉 2024년까지 발전소 건설계획

구분	원자력	석탄	LNG	기타	합계
건설계획 (GW) (2010~2024)	18.2 (14)	12.1 (15)	12.2 (19)	0.8	43.3
총공급용량 (GW) (2024년)	35.9 (34)	31.4 (65)	23.5 (59)	21.7	112.6

자료: 제5차 전력수급기본계획, 2010

() : 발전기 수

*) 제5차 전력수급계획에 포함된 신규원전 14기중 신고리 1호기는 2010년 12월 준공되었다.

Ⅲ. 일본의 에너지 정책 변화

지난 3월 일본의 대지진으로 발생한 후쿠시마 원전사고로 인해, 일본의 간나오토 총리는 지난 5월 10일 기존의 에너지 기본계획의 백지화와 더불어 재검토의 필요성에 대해서 언급하였다. 2010년 6월에 발표된 기존의 에너지기본계획에서는 2030년까지 원자력 발전소 14기를 더 증설할 예정이었으나, 이번 원전사고 이후 원전의 안전성에 대한 의문들이 제기되면서 신재생에너지 강화, 에너지 절약 강조 등의 방향으로 정책노선의 변화를 시사한 것이다.

주요 내용으로서 비록 정책적 근거가 제시되지 않아 실현가능성은 미지수로 보이나 신재생에너지의 발전비중을 2020년 초까지 20% 이상 수준으로 높이는 안이 포함되어 있다. 구체적인 실행방안중 하나로서 1,000만 가구 태양광 패널을 설치할 목표로 설정하고 이를 위한 별도의 지원제도를 수립할 것임을 언급하기도 했다.

동 발표 직후 컨설팅사인 AT Kearney는 이러한 정책 전환이 미칠 과급효과에 대한 시나리오 분석결과를 제시했다. 이 보고서에 따르면 신재생에너지 확대 시 그 수준에 따라 발전단가가 최소 47.7%에서 최대 176%까지 상승하는 것으로 나타났으며, 이에 따라 전기요금도 영향을 받게 될 것으로 예측했다. 정책 변경 수준에 따른 발전단가의 상승률을 구체적으로 살펴보면 다음과 같다.

〈표 4〉 일본 신재생 확대 시 전기요금 영향(2020년 효과)

정책변경 수준	전원구성			발전단가 상승	CO ₂ 배출량 증가
	원자력	신재생	LNG		
신규 원전건설 및 수명연장 없이 노후 원전 순차 폐지	15.5%	8.3%	34.5%	47.7%	5.2%
원전 완전 폐지, 신재생 확대 및 LNG 대체	0%	11.9%	46.4%	70.3%	19.3%
원전 완전 폐지, 신재생 비중목표 조기달성(20년 약20%)	0%	17.5%	40.8%	101.0%	13.0%
원전 완전 폐지, 원전 감소분 전량 신재생으로 대체	0%	28.0%	30.3%	176.6%	1.1%

자료: AT Kearney 동경사무소(2011.5)

발전단가의 상승과 이로 인한 전기요금의 상승은 필연적으로 산업구조에 영향을 미치게 된다. 이 보고서에 따르면 발전단가 47.7% 증가시 철강업, 전자부품 산업, 화학공업의 수익률은 각각 2.5%p, 2.3%p, 1.7%p 하락하는 것으로 분석되었다. 또한, 세계 최고의 수준에 있는 일본의 원전 분야에서의 경쟁력에 비해 신재생에너지 부문의 상대적 경쟁력은 떨어지므로 신재생에너지 중심의 에너지 정책은 산업 전체의 고용 감소를 야기할 수 있다는 분석이 제시되었다. 그리고 기존 원전 정책 추진 시 이산화탄소의 배출량이 현재보다 0~4% 가량 증가할 것으로 예상되는 반면 원전 축소 시 이산화탄소의 배출량은 현재보다 5~19%p 더 증가할 것으로 예상되어 환경 보호를 위해 국제사회에서 리더십을 발휘해 온 일본에게 상당한 부담으로 작용할 수 있을 것으로 전망했다.

IV. 신재생에너지 발전확대의 전기요금 영향 시나리오 분석

1. 현행 신재생에너지 공급 목표 및 발전계획

신재생에너지 발전확대의 효과를 파악하기 위해 기존 신재생에너지 활용 계획을 검토하였다. 2010년 작성된 제4차 신재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획안('10~'30)에 따르면, 2030년까지 1차 에너지 기준으로 신재생에너지의 공급비중을 12%, 공급량 36,731 천TOE를 달성하는 것을 목표로 하고 있다. 2008년 현재 신재생에너지 공급량은 5,854 천TOE이며 비중은 2.4%에 불과하다. 이 계획에서는 과거 폐기물에너지 위주였던 신재생에너지 공급구조를 앞으로는 태양에너지, 풍력, 바이오에너지 등으로 공급원을 다변화하고 있다.

이에 따라, 신재생에너지의 발전 설비 규모는 2030년 기준 10,428 MW, 발전량은 75,462GWh로 확대될 전망이다. 피크 기여도를 고려한다면 풍력은 11,992MW, 태양에너지는 9,399MW 등 총 34,385MW의 설비가 건설되어야 한다. 전력수요 전망과 신재생 발전규모를 표로 나타내면 다음과 같다

〈표 5〉 전력수요 전망과 신재생 발전규모(목표안)

구분		2010	2020	2024	2030	연평균 증가율
전력수 요전망	전력소비량(GWh)	423,784	535,779	551,606	569,407	1.5%
	최대전력(MW)	69,886	89,225	95,038	102,978	2.0%
신재생 에너지	설비규모(MW)	2,127	6,653	8,061	10,428	8.3%
	발전량규모(GWh)	8,629	40,648	54,467	75,462	11.5%

자료: 제4차 신재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획안('10~'30), 2010

2. 10 GW의 신재생에너지 확대 시나리오

본 연구에서는 기존 신재생계획의 2030년 신재생 목표설비 규모를 2배로 확대하는 시나리오를 설정하여 이에 따른 비용을 추산하였다. 우선 2020년까지 5GW, 2030년까지 10GW(원전기준, 누적)의 신재생 전원을 추가 확대하고, 이에 따라 신재생 발전 설비용량은 2030년 기준 기존계획 10.4GW에서 20.4GW로 확대되는 것으로 가정했다. 설비용량 10GW는 원전 기준 설비 이용률을 90%로 가정했을 때 발전량으로 환산하면 78,840GWh의 전력에 해당하게 된다.

시나리오 상에서는 기존 발전계획에 반영된 신재생 설비는 계획대로 도입하고, 이에 추가로 풍력(육상 및 해상)과 태양광 설비 도입을 전제하고 있다. 풍력은 우선 2030년까지 경제적 잠재량을 100% 활용하여 우선 공급하고, 태양광은 풍력 공급분으로 부족한 나머지 부분을 공급하는 것으로 가정한다. 시나리오상의 발전량 확보를 위해서는 2020년까지 26GW, 2030년까지 52GW의 풍력·태양광 설비 추가도입이 필요하다. 연도별 추가도입량은 다음과 같다.

〈표 6〉 신재생 추가 확대를 위한 신규 설비용량

(단위: MW, 누적치)

구분	2020	2024	2030
풍 력	4,140	5,553	8,280
태양광	21,882	29,350	43,765
(합계)	26,022	34,903	52,045

신재생에너지 발전설비 비용은 건설비용과 운전유지비용으로 구성된다. 기준년도(2010년)의 건설비용은 육상 및 해상 풍력이 각각 kW당 200만원과 400만원, 태양광은 582만원 수준이다. 또한 운전 유지비의 경우 육상 및 해상 풍력이 각각 연간 5만원과 12만원, 태양광은 5.8만원 수준이다. 여기서 육상풍력

은 2010년 발전차액 기준가격에 해당하는 시스템 단가의 추정치, 해상 풍력의 비용은 현재 추진 중인 해상풍력 단지 조성비용 기준이고, 태양광의 경우 국내 발전차액 기준 가격 산정 시 기준 건설단가이다.

여기서 중요한 것은, 건설비용과 운전유지비용을 신재생에너지원별로 일정한 학습률(Learning Rate)*에 따라 감소하는 방식이 적용되었다는 것이다. 학습률은 누적 생산량이 2배 늘어날 때의 단가하락율로, 육상 풍력과 해상 풍력은 각각 7%, 9%, 태양광은 17%로 설정하였으며 이것은 IEA의 보고서에 사용된 자료를 인용하였다.**) 주요 특징은 성숙된 기술(육상풍력이나 지열 등)일수록 학습률이 낮으며 신규 기술일 경우 높다는 점이다.

3. 신재생 추가확대에 따른 비용 및 발전원가의 변화

이상의 시나리오대로 신재생 추가 확대 시 비용 및 발전원가의 변화를 계산해보았다. 신재생발전 확대비용은 2030년까지 총 209조원이 소요될 것으로 계산되며, 이것은 기존의 계획과 비교해볼 때 106.4조원이 증가되는 것이다. 신재생에너지 발전원가는 제5차 전력수급계획의 설비 증가 고려 시 2010년 kWh 당 234원에서 2030년 130원 수준으로 감소될 것으로 전망되었다. 추가적인 10 GW 증설 감안 시 2030년 발전원가는 135원으로 기존 계획보다 발전원가가 증가할 것으로 추정되었다. 제5차 전력수급계획과 비교해 2030년 기준으로 kWh 당 5.3원 증가하는 것으로 나타났다. 이는 시나리오 상 추가 확대 되는 신재생 전원이 상대적으로 고비용 전원인 풍력, 태양광으로 한정되기 때문에 신재생발전의 규모 확대에 의한 원별 발전단가 하락에도 불구하고 신재

*) 학습률은 신재생 보급규모가 확대될 때 기술발전(습득) 및 규모의 경제가 작용하여 투자비용이 감소하는 비율이다. 가령 5%의 학습률이라 함은 누적 설비규모가 2배가 될 때마다 해당 설비에 대한 투자비가 5%씩 감소한다는 의미이다. IEA 또한 본 학습률 전제의 불확실성을 인정하고 있으며, 현재 이용 가능한 정보에 기반한 최선의 추정치(best knowledge)라고 밝히고 있다.

**) IEA, World Energy Outlook 2010

생발전 전체 발전단가가 상승하기 때문이다. 추가 도입되는 10GW의 신재생 에너지 전원 발전단가는 2020년에 kWh당 150원 수준이 될 것으로 추정된다. 기존계획 대비 신재생에너지의 발전 비중은 12.7%p 증가하는 것으로 나타났다. 발전원가 변화를 표로 나타내면 다음과 같다.

〈표 7〉 신재생전원의 발전원가 변화

(단위: 원/kWh)

구분	2010	2020	2024	2030
제5차 전력수급기본계획(A)	234.0	132.5	129.7	129.5
신재생에너지 추가도입 시(B)	234.0	150.8	144.5	134.8
- 신재생 추가도입분	-	172.1	163.9	150.3
신재생 발전단가상승 (B-A)	-	18.2	14.7	5.3

4. 전원구성 및 전기요금 변화 분석

신재생 전원을 시나리오대로 확대하게 되면 전원구성은 다음과 같이 변화하게 된다. 기존 정책을 유지할 때 2030년 원자력 및 신재생 전원 비중은 각각 40.6%, 7.8%로 나타난다. 그리고 시나리오에 따라 신재생 전원을 2배로 늘리면 2030년 신재생 비중은 15.4%로 증가하고 원전의 비중은 33.1%로 감소하게 된다.

〈표 8〉 전원구성 비교 (2030년 기준)

구분		원자력	신재생	석탄	가스	기타	계
기존 정책	설비용량(MW)	53,916	10,428	31,445	23,464	13,605	132,858
	비중(%)	(40.6)	(7.8)	(23.7)	(17.7)	(10.2)	(100.0)
신재생 확대	설비용량(MW)	43,916	20,428	31,445	23,464	13,605	132,858
	비중(%)	(33.1)	(15.4)	(23.7)	(17.7)	(10.2)	(100.0)

신재생 확대에 따른 비용증감을 추산하기 위해서는 신재생 발전비용과 함께 신재생 전원의 간헐성(intermittency)을 보완하기 위한 백업전원 설비비용 및 발전량이 감소되는 전원의 발전비용이 고려되어야 한다. 신재생발전이 원전을 대체한다고 했을 경우 감소되는 원전비용은 32.4조원(kWh당 41.14원)이 된다. 한편 신재생 전원 10GW 확대에 대한 백업전원용 설비비용은 2030년까지 6.1조원이 소요되는 것으로 나타났다. 백업설비로는 예비발전소의 건설이나 대규모 전력저장장치(배터리)가 고려될 수 있다. 그러나 배터리의 경우 현재의 비용수준이 너무 높을 뿐 아니라 미래 비용 추정이 불가능하다. 따라서 백업설비는 예비발전소를 건설하는 것으로 전제하였고, 건설단가가 가장 낮은 가스복합발전을 기준으로 산정하였다.

이상에서 말한 모든 총 비용, 즉 신재생 발전 확대 비용, 설비 대체로 인한 비용 감소, 백업 설비비용을 종합적으로 고려한 전기요금 변화를 추산해 보면 다음 표와 같다.

〈표 9〉 전기요금 변화효과

(단위: 10억원)

구분	2020년	2024년	2030년
신재생추가 확대에 의한 누적 비용 증가분(A)	65,984	83,548	110,814
원전축소로 인한 누적비용 감소분(B)	(16,217)	(21,572)	(32,435)
백업전원설비 추가로 인한 누적비용증가분(C)	3,037	4,074	6,074
신재생 추가확대로 인한 연간 총 누적비용 변화 (A+B+C)	52,803	65,870	84,454
기존계획의 전기요금 상승률 (2010년 기준)	10.33%p ↑	13.27%p ↑	22.16%p ↑
신재생 추가시 전기요금 상승률 (2010년 대비)	21.77%p ↑	27.13%p ↑	39.25%p ↑
전기요금 추가상승률	11.44%p ↑	13.87%p ↑	17.09%p ↑

기존 계획에 따른 신재생 전원 확대에 의한 전기요금의 상승 요인은 2010년 대비 22.2%p로 나타났다. 그리고 신재생 전원을 10GW 추가확대 시, 기존 계획에 더해 2030년까지 17.1%p 추가적인 상승 요인이 발생하는 것으로 분석되었다.

참고로 이상의 분석은 제2절에서 논의된 신재생발전의 학습률 전제에 따른 것이다. 학습률이 본 분석의 가정보다 완만해질 경우, 전기요금 인상폭은 위의 분석 예측치보다 더 증가할 가능성이 존재하게 된다. 예를 들면, 신재생에너지 기술혁신속도(학습률)를 절반 수준으로 전제하면, 기존계획의 전기요금 인상률이 22.2%p에서 29.6%p로 증가하고, 신재생 추가확대로 인한 전기요금 추가 인상률은 17.1%p에서 31.4%p로 증가하게 된다.

V. 시사점 및 향후 과제

정부의 장기에너지 공급믹스에 대한 기존 정책은 제1차 국가에너지기본계획(2008), 제5차 전력수급계획(2010)에 나타나 있다. 이 계획들은 온실가스 감축을 위해 화석에너지를 줄이고 원자력과 신재생에너지를 확대한다는 정책 기조에 따라 수립된 것이다.

하지만 일본 원전사고 이후 기존의 원전확대정책에 대한 우려와 함께 원전 정책의 재검토 요구가 각계에서 제기되고 있다. 이에 대응해 우리나라에서도 원전을 대체할 수 있는 대안으로 신재생에너지가 거론되고 있지만 아직은 경제성 측면에 문제가 있어 대규모 도입에는 시간이 필요할 전망이다. 이 분야의 기술혁신 속도는 매우 빠르게 이루어지고 있지만 우리나라의 경우 협소한 국토면적과 자연 조건상 재생에너지자원이 풍부하지 못한 상황이어서 기존의 원전 확대 정책의 대안이 될 만큼 신재생에너지가 역할을 하는 데에는 많은 시간과 투자가 소요될 것으로 판단된다.

본 논문은 신재생발전의 비용에 대한 계량적인 분석을 시도해 보았다. 분석 결과에 의하면 정부가 현재 추진 중인 신재생 확대계획에 반영된 신재생 발전(2030년에 발전비중 12.2%)을 2배(원전기준 약 10GW 설비 추가)로 확대할 경우 2030년에 실질 전기요금 인상률은 39.3%p이며, 이는 물가상승을 고려하면 더욱 확대될 전망이다. 참고로 1982년에서 2011년까지 명목전기요금 상승률은 18.5%에 불과한 반면 동기간의 물가상승률은 240%에 이른다. 또한, 태양광 등 고비용 신재생 전원의 확대는 급격한 기술혁신을 전제하지 않는 한국민경제의 상당한 부담을 요구한다. 기존 계획 대비 신재생 발전 약 2배 확대 시 총 209조원이 소요되며, 기존 계획 대비 106.4조원 증가하는 것으로 나타났다.

이와 같은 비용부담 뿐만 아니라 신재생에너지를 급격히 확대하는데 한계가 있을 수 있다. 예를 들면, 기존 정책에 반영된 신재생에너지 의무비율(RPS)조차도 발전사업자들이 지키기 어렵다는 의견이 있으며, 신재생에너지 발전의 간헐성으로 인해 대규모 설비투자 시 백업설비가 필요하다는 점, 그리고 물리적으로 신재생에너지를 더 확대할 육상 및 해상 부지를 확보할 수 있느냐 하는 것도 의문이다.

이상의 논의에 근거해 향후 에너지믹스 정책 수립 시 고려해야 할 사항들을 정리해보면 다음과 같다. 원전비중의 급격한 축소는 대체 설비의 확대가 수반된다. 유연탄 및 LNG 복합발전으로 대체 시 발전원가가 상승하고 이는 전력요금의 인상요인으로 작용하게 된다. 또한 화력 발전량의 증대는 이산화탄소의 배출량 증가를 초래하며 이는 온실가스 감축정책의 사회적 비용 증가를 불러오게 된다. 반면, 신재생에너지로 대체 시에는 이산화탄소 배출량은 증가하지 않겠지만 분석한 바와 같이 전력요금 인상요인이 크다. 따라서 에너지믹스 및 전원구성 정책은 전기요금 영향, 온실가스 배출 영향, 국내산업의 국제경쟁력 및 국가경제에 미치는 영향, 에너지 비용 증가에 대한 국민의 부담 수용정도, 원전의 안전성 제고에 대한 사회적 공감대 등을 종합적으로 고려하여 결정해야 한다.

우리나라도 향후 신재생에너지 및 원전비중에 대한 종합적 분석과 사회적 논의를 통해 적정 에너지믹스 정책을 도출해야 한다. 아직은 합리적인 방안을 도출하는 과정에 있으며, 신중한 협의 및 조정을 요하는 과정이므로 단계적이고 전략적인 접근이 필요하다. 왜냐하면 에너지믹스정책의 전환은 정부 독자적으로 결정할 수 있는 문제가 아니라 사회적 공감대의 형성이 무엇보다 필요하기 때문이다. 그리고 이 과정에서 일본 및 주요국의 장기에너지정책 재검토 과정에 대한 지속적 모니터링 및 평가를 통해 우리나라 에너지믹스정책 수립에 참고하는 지혜도 필요할 것이다.

마지막으로, 본 분석의 한계점은 다음과 같다. 우선 본 분석은 신재생확대로 인한 직접비용(투자비, 백업전원)만을 반영하였고, 전원구성 변화의 간접효과(환경효과 및 산업구조 변화 등)는 반영치 못하는 한계가 있다. 따라서 전원구성의 변화가 환경, 에너지 공급안정성, 미래 성장동력에 미치는 효과 등에 대한 종합적인 분석으로 확대가 필요하다. 그리고 신재생 전원비용은 기술혁신 속도에 따라 크게 좌우되나, 본 연구에서는 기술혁신 속도에 대한 전제가 불확실한 한계를 가지고 있다. 기술혁신 속도에 따라 분석결과가 민감하게 좌우되므로 이에 대한 추가적인 연구가 필요한 것으로 보인다.

◎ 참 고 문 헌 ◎

국무총리실 외. 2008. 제1차 국가에너지기본계획: 2008~2030 (2008년 8월 27일).

지식경제부. 2010. 제5차 전력수급기본계획 : 2010~2024 (2010년 12월).

에너지경제연구원. 2010. 제4차 신재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획안:
2010~2030 (내부자료).

에너지경제연구원. 신재생에너지 발전확대 비용전망 (내부자료, 2011년 8월).

AT KEARNEY 동경사무소. 電力政策検討の視座～ 國民負担と産業界への影響を踏
まえた冷静な議論を～ (2011년 5월 23일).

IEA. 2010. World Energy Outlook 2010. Paris, France : OECD/IEA.

ABSTRACT

Re-examination of Energy Mix Policy: Scenario
Analysis of Renewable Energy Expansion in Power
Generation Sector

Young Seok Moon*, Dongseok Rho**, Sangmin Cho***

The objective of this study is to evaluate the economics of expansion of renewable energy in power generation. Comparing the Scenario (doubling the renewable energy generation) with the existing government plans, total investment requirement will be 209 trillion Korean Won up to 2030, which is more than 106.4 trillion Korean Won of the existing government plans. As a result, electricity price will increase by 22.2%p in 2030 due to the existing expansion plan, and additional 17.1%p increase by the doubling of renewable energy in power sector compare to the existing plans. It means the expansion of renewables by introducing solar and wind power will require huge investment burden to the economy in spite of assuming a rapid technological innovation. The estimated investment requirements are very sensitive to the assumption of technological innovation rate.

Key Words : Energy Mix, Renewable Energy, Electricity Price

JEL Codes : Q40, Q42, Q48

* (Main author) Senior Research Fellow, Korea Energy Economics Institute. ysmoon@keei.re.kr

** Research Fellow, Korea Energy Economics Institute. dsrho@keei.re.kr

*** Associate Research Fellow, Korea Energy Economics Institute. smin0614@keei.re.kr