

국내 발전차액지원제도의 재검토

김 유진¹⁾, 김 수덕²⁾

The Review of Korean Feed-in tariffs

Yujin Kim, Suduk Kim

Key words : Renewable Energy Policy, FITs(Feed-in tariffs)

Abstract : 신·재생에너지 발전차액 지원이 전력기반기금을 통해 우선 지원됨에 따라 지원금의 규모가 현재의 제도 하에서 지속가능할 것인가에 대한 문제가 지적되어 왔다.

본 연구는 새로운 기준가격지침에 따라 발전차액지원금의 규모를 추정하여 본 결과, 현재와 같이 SMP가 격이 지속적으로 상승하는 경우에는 전력산업기반 기금 중 차액지원금의 비중이 2011년에 8.96%~21.49% 수준으로 도출되어 다소 비중은 증가하지만 관련 사업의 지원에 큰 무리는 없으며, 이전의 연구결과에 따른 지원규모의 폭등현상 등은 나타나지 않을 것으로 분석되었다.

subscrip

FITs : feed-in tariffs
RPS : renewable portfolio standards
PTC : production tax credit
SMP : system Marginal Price

1. 서론

정부는 2011년 전체 발전량의 7%를 신·재생에너지전력으로 공급할 것을 목표로 설정하여 이를 달성하기 위한 노력을 기울이고 있다. 신·재생에너지의 보급에는 경제적 타당성 부족, 신·재생전원을 이용한 전력공급시의 간헐성문제 등 몇 가지 간과할 수 없는 문제가 있는 것이 사실이나, 장기적으로 환경요인과 같은 외부효과를 내부화할 경우 경쟁력을 가지게 될 수 있다. 하지만 현재의 관점에서는 장기적인 선행투자자와 시장전망의 불확실성 등 기술력과 경제력 차원에서 화석연료와 경쟁하기에는 한계가 있기 때문에 정부의 지원이 필요한 실정이다.

신·재생에너지의 부족한 경제성을 보완하고 이를 이용한 전력의 보급을 촉진하기 위해 유럽 및 선진국에서는 Green Pricing 프로그램, 요금상계(Net Metering)제도, FITs, RPS, PTC, 경쟁입찰제도 등을 추진하고 있으며, 우리나라에서는 FITs 형태의 발전차액지원제도를 추진하고 있다.

발전차액지원제도는 2002년 5월 「대체에너지이용 발전전력의 기준가격 지침」을 근거로 신·재생에너지를 이용한 전력량에 대해 기준가격과 전력거래가격간의 차액을 지원하는 제도이다. 이 제

도에 대해 기준가격 산정기준의 적정성, 장기적 차액보전을 위한 자금의 확보 등 여러 가지 문제가 있음이 지적되어 왔다. 조인승의(2004)¹³⁾는 현재의 기준고시가격이 회피비용방식으로 책정되고 있기 때문에 신·재생에너지 원별로 기술수준, 시장여건, 발전원가 등의 차이를 고려하지 못하므로, 원별 특성을 고려한 가격설정방안이 필요함을 밝히고 있다. 윤순진(2003.5)⁹⁾은 2003년 이후 3년 동안 전체 전력기반기금에서 신·재생 에너지 지원에 소요될 예산은 총기금의 0.68%에 불과하기 때문에, 현재의 전력기반기금에서는 지속적인 지원이 어려울 가능성이 있다고 지적하였다. 이런 문제점을 보완하고 적정한 기준고시가격을 책정하기 위한 많은 연구들이 진행되었고 그간의 연구를 바탕으로 정부는 2006년 8월 「신·재생에너지 발전차액 기준가격 지침 개정」을 발표하였다. 이 새로운 지침서에서는 발전원가에 근거한 기준가격의 산정과 독일방식과 같은 연차별 가격인하의 규정, 스페인과 같은 기준가격과 전기요금에 근거한 프리미엄요금제의 2가지 기준가격의 추가 등에 내용을 담고 있다. 이런 차원에서 실제적으로 정부지원규모에 대한 앞서의 논의가 어떻게 변화했는지에 대해 살펴볼 필요가 있으며, 지속가능성 문제가 차액지원의 관점에서 어떤 의미를 갖는지 살펴보는 것은 의미 있는 작업이라 생각된다.

1) 아주대학교 에너지학과 박사과정
E-mail : kim.eugenekim@gmail.com
Tel : (031)219-2698 Fax : (031)219-2969
2) 아주대학교 에너지학과 부교수
E-mail : suduk@ajou.ac.kr
Tel : (031)219-2689 Fax : (031)219-2969

본 연구에서는 이와 같이 변화하고 있는 한국의 신·재생에너지 전력보급제도인 발전차액지원제도의 변화 추이에 대해 살펴보고, 이를 근거로 장기적으로 예상되는 발전차액지원금의 규모를 추정, 현 제도 하에서 차액지원제도의 지속가능성을 평가해보고자 한다.

2. 국내 신·재생에너지 발전차액지원제도

2011년까지 전체발전량의 7%(대수력 제외 시 5.6%)를 신·재생에너지 전력으로 보급하기 위해, 산업자원부는 2002년 5월 「대체에너지이용 발전전력기준가격지침」을 공고하여 발전차액지원제도를 시행하였다. 이 지침(2006년 10월 11일 이전까지 적용됨)에서는 기준가격의 적용대상 전원, 적용기간(5년), 적용기준 등을 규정하고 있다. 발전차액지원제도 하에서 신·재생에너지 발전사업자는 전력거래소에 회원 등록을 한 후 생산된 전력을 전력거래소에 계통한계가격으로 판매하고, 기준가격과 전력거래가격간의 차액은 전력기반기금을 통해 지원받게 된다. 기준가격은 태양광 발전의 경우 2002년 당시 국내 실적자료가 없어 독일의 기준가격에 수송비 등의 직접추가비용과 관리비 등의 간접추가비용 등을 고려해 20%의 할증을 주어 책정되었다. 다른 신·재생에너지원의 경우에는 석유 대체차원에서 발전원별로 효율을 고려하여 중유 발전설비 이용률에 해당하는 회피 비용으로 책정되었다. 2003년 10월에는 「대체에너지이용 발전전력기준가격지침」의 1차 개정이 진행되어 이전에 5년이었던 태양광, 풍력의 기준가격 적용기간을 15년으로 연장하고, 적용 용량(태양광 20MW, 풍력 250MW)을 제한하는 규정을 도입하였다. 2004년 10월 2차 개정에서는 조력발전에 대한 기준가격을 설정하여 지원대상으로 규정하였다.

중유발전설비 이용률에 따른 회피비용방식으로 산정되는 기준가격의 기준이 모호하고, 기술발달에 따른 적절한 구매가치를 반영하지 못한다는 지적에 따라, 문제를 개선하기 위해, 적절한 기준에 따른 가격산정방식의 모색과 독일 및 선진국의 가격적용방식에 대한 연구들이 진행되었고 그간의 연구들을 바탕으로 2006년 8월 「신·재생에너지 발전차액 기준가격 지침 개정」을 발표하여, 2006년 10월 11일부터 신규전원에 이를 적용하고 있다. 주요 변경내역은 Table1과 같다.

Table 1 신·재생에너지 발전전력의 기준가격 변경내역

| 전원 | 대상 | 구분 | 기준가격 (원/kWh) | | 기준가격 | 비고 | |
|--------|---------|----------|--------------|--------|--------|----------------|-------|
| | | | 고정가격 | 변동가격 | | | |
| 태양광 | 3kW이상 | 30kW이상 | 677.38 | - | 716.40 | 감소율 4% (3년 이후) | |
| | | 30kW미만 | 711.25 | - | | | |
| 풍력 | 10kW이상 | | 107.29 | - | 107.66 | 감소율 2% (3년 이후) | |
| 수력 | 5MW이하 | 일반 | 1MW이상 | 86.04 | SMP+15 | 73.89 | |
| | | | 1MW미만 | 94.64 | SMP+20 | | |
| | | 기타 | 1MW이상 | 86.18 | SMP+5 | | |
| | | | 1MW미만 | 72.80 | SMP+10 | | |
| 바이오에너지 | LFG | 50MW이하 | 20MW 이상 | 88.07 | SMP+5 | 81.80 | |
| | | 20MW 미만 | 74.89 | SMP+10 | 65.20 | | |
| | 바이오가스 | 50MW이하 | 150kW 이상 | 72.73 | SMP+10 | 신설 | |
| | | 150kW 미만 | 85.71 | SMP+15 | | | |
| 해양에너지 | 조력 | 50MW이상 | 최대조차 8.5m이상 | 방조제계 | 62.81 | - | 62.81 |
| | | | 최대조차 8.5m미만 | 방조제계 | 76.63 | - | |
| | | | | 방조제계 | 75.59 | - | |
| | | | 방조제계 | 80.50 | - | | |
| 폐기물 소각 | 20MW이하 | | - | SMP+5 | SMP+CP | | |
| 연료전지 | 200kW이상 | 바이오가스 이용 | 234.53 | - | 신설 | 감소율 3% (2년 이후) | |
| | | 기타연료 이용 | 282.54 | - | | | |

자료 : 산업자원부(2006.8.30)
주 : 2006년 10월 11일부터 적용

새로운 기준가격 지침의 주요 개정내용을 살펴보면 첫째, 요금구조의 변화이다. 기존의 고정가격시스템에 계통한계가격에 연동해 변화하는 변동가격시스템을 도입하고(소수력, 바이오, 폐기물), 기존 기준가격의 분류체계를 사업여건에 따라 설비특성별(소수력, 조력), 설비규모별(소수력, 바이오가스), 연료형태별(연료전지)로 세분화하고 있다. 둘째, 기준가격의 보장기간의 변화이다. 지침개정 이전까지는 태양광과 풍력만 15년간 기준가격으로 지원하고, 나머지 에너지원은 5년만 지원함으로써 원별로 차등하고 수익성을 보장하지 못하는 짧은 보장기간이 문제로 지적되어 왔다. 이 문제의 대안으로 보장기간이 에너지원에 상관없이 모두 15년간 보장되는 것으로 개정되었다. 셋째, 기준가격에 연차별 인하비율을 도입한 점이다. 적용기간은 기술속도와 비용인하를 고려하기 위해 상업운전개시일 별로 기준가격 인하율을 도입하고 있다. 풍력과 태양광의 감소율은 각각 4%와 2%로 상업운전개시년도의 3년 이후부터 적용되는 것으로 설정하고 있으며, 연료전지는 3%로 2년 이후부터 적용하는 것으로 설정하고 있다. 이 밖에 지원 용량의 확대, 각 기관별 의무분담 명확화 등이 주요 변경사항으로 볼 수 있다.

3. 신·재생에너지의 전력 보급촉진제도의 변화에 따른 차액지원금 규모 분석의 범위와 가정

3.1 분석의 범위

국내 차액지원금의 규모를 분석하고 있는 연구로는 에너지경제연구원에서 수행한 「제2차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획」과 미발표된 김수덕외(2005)의 기술연구회 제공자료를 근거로 차액지원금을 산정하고 있는 "신·재생에너지보급의 산업부문별 효과분석" 연구, 새로운 기준가격 지침의 수행과제로 진행한 한국전기연구원(2006)의 등의 연구가 있다. 본 논문에서는 「제2차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획」을 근거로 정부가 신·재생에너지원별 발전 보급목표에서 제시한 목표치의 발전량을 추계하여 새로운 기준가격체계 하에서의 차액지원금을 분석함으로써, 차액지원제도의 지속가능성을 평가하는 한편, 본 연구의 결과를 위의 연구들과 비교분석해보고자 한다.

3.2 분석의 모형과 자료

발전차액지원제도는 기준가격과 계통한계가격(SMP)간의 차액을 "전력산업기반조성기금"을 통해 지원함으로써 간접적으로 소비자에게 비용을 부담시키고 있다. 전력산업기반기금은 2001년 6월 전기사업법 제48조에 의거 전력산업의 지속적인 발전과 전력산업의 기반조성에 필요한 재원을 확보하기 위해 설치되며, 전기사업법시행령 제36조에 따라 2005년 12월 28일 이전까지는 전기사용자의 전기요금에 4.591%를 전력기반조성기금으로 부과하였으나, 2005년 12월 28일 이후부터는 부과기준을 낮추어 전기사용자의 전기요금에 3.7%를 곱한 값으로 소비자에게 부과하여 재

원을 마련하고 있다.

본 연구에서는 우선 원별-년도별 차액지원금을 산정한 후 각 원별로, 또 전체 에너지원의 합으로 누적 차액지원금을 추계한다. 그리고, 전력판매량을 고려하여 전력산업기반기금의 향후 규모를 예측하고, 기금 중 차액지원금이 차지하게 될 비중을 분석해 본다. 차액지원금의 산정식과 분석을 위해 사용한 기본적인 가정은 Table 2에 요약, 정리하였다.

$$S = \sum_j S_j = \sum_j \sum_{i=2005}^{2020} S_{ij} = \sum_j \sum_{i=2005}^{2020} (P_{ij} - SMP_i) RE_{ij}$$

S : 모든 신·재생에너지를 이용한 전력생산에 대한 누적차액지원금
 S_j : j 번째 신·재생에너지원에 대한 2005-2020년 기간 동안의 누적지원금
 S_{ij} : j 번째 신·재생에너지원에 대한 i 년도의 차액지원금
 P_{ij} : j 번째 신·재생에너지원의 i 년도 기준가격
 RE_{ij} : j 번째 신·재생에너지원의 i 년도 연간발전량

Table 2 분석의 기본 가정

| 항목 | 적용기간 | 가정 |
|------------------|---------------------|--|
| 년 평균 SMP 가격 | 2005-2007년 평균 SMP | 전력거래소(2007.5)의 2001년 4월 - 2006년 12월 평균 SMP 실적자료, 전력거래소(2007.7)의 2007년 1월-6월까지의 실적자료, 2007년 7월-12월까지의 예측자료 |
| | 2008-2020년 평균 SMP | 시나리오 1 = 년 평균 4.4%씩 증가 (2001-2006년까지 평균 SMP 실적자료의 평균 증가율을 산정하여 적용하였음. 개산시 2004년과 2005년의 증가율을 제외하였는데, 이는 이 기간 동안 발전용 LNG 가격(Coef)은 상승하는 반면 소매가격은 고정되어 있었기 때문에 전력수요가 상승하여 SMP가격이 크게 상승하였음. 이후 인플레이션 추세가 고도화해 역전되지 않도록 제거하였음.) 시나리오 2 = 2007년 가격 유지(81.58/kWh) |
| 원별 기준가격 (<표> 참조) | 2007년 이전 | 대체에너지이용 발전전력의 기준가격 지침의 기준가격 적용(2006년 10월 11일까지 적용) |
| | 2007년 이후 | 신·재생에너지이용 발전전력의 기준가격 지침 적용 (고정요금 적용, 변동요금은 고려하지 않음) |
| 전력판매수입 | 2007-2020년 | 전력판매단가 × 전력판매량 |
| 전력판매량 | 2007-2020년 | 「제3차 전력수급기본계획」의 판매량 전망 자료에 근거하여 2020년까지의 년 별 전력판매량 산정 (2006년 실적, 2010년, 2015년, 2020년 계획(수요관리전)자료의 각 기간 사이의 평균증가율을 계산하여 년 별 전력판매량을 산정하였음) |
| 전력판매단가 | 2005-2006년 전력 판매단가 | 전력통계연보(2007.5)의 평균 전력판매단가 실적 자료 적용 |
| | 2007년 전력 판매단가 | 2007년 1월 15일 전기요금 2.1%인상조정에 따라 2006년보다 2.1%도 상승한 78.04원 적용 (요금수준 평균 2.1% 인상(산입용 평균 4.2%인상, 가로동 4.2%인상, 심야전력 9.7%인상, 나머지는 등질)) |
| 전력산업기반기금 | 2005년 전력산업 기반기금 | 전력판매수입 × 0.04591 |
| | 2006-2020년 전력산업기반기금 | 전력판매수입 × 0.037 |

주: 전력수요의 기준은 모든 경우 「제3차 전력수급기본계획」을 기본으로 함.

본 연구에서 상정한 SMP 시나리오와 기준가격을 그래프로 표시하면 Fig.1과 같다.

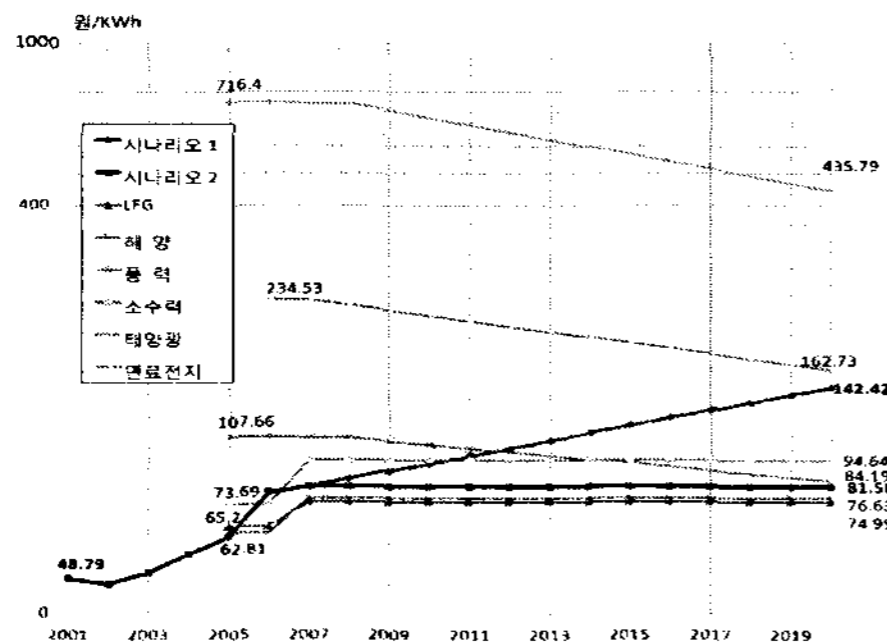


Fig. 1 년도 별 평균 SMP 가격 시나리오와 기준가격

자료: 산업자원부(2006.8.30), 전력거래소(2007.5), 전력거래소(2007.7)

- 주: 1) 조력의 기준가격은 최대조차 8.5m이상의 방조제가 없을 때 적용되는 가격임
 2) 바이오의 기준가격은 20MW 미만의 LFG 설비에 적용되는 가격임.
 3) 소수력의 기준가격은 1MW 미만의 설비(일반)에 적용되는 가격임

그림의 [시나리오 1]과 같이 SMP가 증가할 경우 대부분의 신·재생에너지 이용 전력은 2012년에 정부의 차액지원 없이 시장가격으로 전력을 판매함으로써 기존 에너지원과 경쟁할 수 있게 된다. 이 경우 차액지원은 태양광과 연료전지를 보급하는데 지원됨을 알 수 있다. [시나리오 2]와 같이 SMP가 결정되는 경우에는 해양(조력)에너지와 LFG만이 시장가격으로 판매됨으로써 차액지원을 받지 않게 된다.

4. 분석결과와 차액지원금의 규모 비교 평가

4.1 분석의 기본 시나리오

분석을 위한 시나리오를 구성하기 위하여, 발전량은 「제2차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본 계획」(이하 기준 시나리오로 명명)에서 제시하고 있는 목표발전량을 그대로 전제하였다. 다만 2007~2012년까지의 총 신·재생발전량 및 원별 발전량은 그대로 사용하되, 총발전량의 경우, 2005년과 2006년의 실제 발전량이 각각 364,639GWh, 381,181GWh로 [기준 시나리오]보다 크게 증가했으므로 총 발전량 대비 신·재생에너지의 발전비중은 계획과 다소 차이를 보일 수 있다. 따라서 「제3차 전력수급기본계획」에서 계획하고 있는 발전량을 이용하여 각 년의 총 발전량을 산정하였다.

2012년 이후 부터는 매년 0.2%씩 신·재생에너지 발전 비중이 증가하는 것으로 가정하여 2020년에 일차에너지의 7%에 도달하도록 신·재생발전량 시나리오를 잡아보았다. 다만 원별 구성비는 분석의 편의를 위하여 2012년의 구성비가 2020년까지 그대로 적용되는 것으로 가정하였다.

Table 3 분석의 기본 시나리오

| 단위 | (단위: GWh) | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------------|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2020 |
| 태양광 | 14 | 31 | 158 | 262 | 410 | 767 | 1,385 | 1,793 | 1,877 | 1,972 | 2,069 | 2,515 |
| 풍력 | 130 | 239 | 920 | 1,445 | 2,806 | 3,526 | 5,246 | 6,639 | 6,949 | 7,300 | 7,661 | 9,311 |
| 소수력 | 178 | 185 | 681 | 918 | 1,194 | 1,470 | 1,786 | 2,140 | 2,239 | 2,353 | 2,469 | 3,001 |
| IGCC | 0 | 0 | 79 | 79 | 79 | 2,139 | 4,356 | 6,336 | 6,631 | 6,967 | 7,311 | 8,886 |
| LFG | 130 | 155 | 3,097 | 3,394 | 3,698 | 4,000 | 4,314 | 4,618 | 4,832 | 5,078 | 5,327 | 6,474 |
| 연료전지 | 2 | 4 | 13 | 42 | 175 | 894 | 1,711 | 2,622 | 2,744 | 2,883 | 3,025 | 3,677 |
| 해양 | 0 | 3 | 3 | 573 | 573 | 843 | 1,726 | 1,726 | 1,806 | 1,896 | 1,982 | 2,421 |
| 소계 | 455 | 618 | 4,895 | 6,703 | 8,735 | 13,636 | 20,503 | 25,871 | 27,076 | 28,446 | 29,854 | 36,283 |
| 총발전량 (기준) | 311.05 | 321.17 | 330.45 | 339.45 | 347.67 | 355.32 | 362.92 | 369.97 | - | - | - | - |
| 총발전량 (예측) | 364.63 | 381.18 | 398.19 | 416.11 | 434.83 | 454.28 | 461.10 | 468.02 | 475.04 | 482.17 | 489.40 | 518.33 |
| 총발전량 비중(% - 기준) | 0.8% | 1.1% | 1.5% | 2.0% | 2.5% | 3.0% | 3.9% | 5.6% | 7.0% | - | - | - |
| 총발전량 비중(% - 예측) | 0.1% | 0.2% | 1.2% | 1.6% | 2.0% | 3.0% | 4.4% | 5.5% | 5.7% | 5.9% | 6.1% | 7.0% |
| 지금·가동설비 기준 발전량 계수계 (미지급·미가동설비 제외)** | | | | | | | | | | | | |
| 태양광 | 0.5 | 5.5 | 27.9 | 46.1 | 72.2 | 135.2 | 240.6 | 318.0 | 330.7 | 347.5 | 364.6 | 443.2 |
| 풍력 | 103.3 | 207.7 | 799.5 | 1,256 | 2,265 | 3,064 | 4,568 | 5,770 | 6,039 | 6,345 | 6,656 | 8,093 |
| 소수력 | 157.6 | 157.3 | 578.2 | 779.0 | 1,013 | 1,247 | 1,518 | 1,816 | 1,901 | 1,997 | 2,095 | 2,547 |
| IGCC | 0.0 | 0.0 | 79.2 | 79.2 | 79.2 | 2,138 | 4,356 | 6,336 | 6,631 | 6,967 | 7,311 | 8,886 |
| LFG | 128.7 | 119.2 | 2,377 | 2,611 | 2,853 | 3,088 | 3,328 | 3,562 | 3,728 | 3,917 | 4,110 | 4,995 |
| 연료전지 | 0.0 | 0.2 | 0.8 | 2.6 | 10.7 | 54.4 | 104.0 | 159.3 | 166.8 | 175.2 | 183.9 | 223.5 |
| 해양 | 0.0 | 0.0 | 3.0 | 573.0 | 573.0 | 843.0 | 1,726 | 1,726 | 1,806 | 1,897 | 1,991 | 2,420 |
| 소계 | 390.2 | 489.9 | 3,866 | 5,347 | 6,886 | 10,569 | 15,830 | 19,685 | 20,804 | 21,847 | 22,717 | 27,809 |

주: **는 제3차 전력수급기본계획(2008)의 발전량
 **에너지관리공단(2007.6)에 의거, 차액 미지원 및 미가동 설비를 고려하여 발전량을 추계하였음. 2005년과 2006년은 지원 및 가동된 신·재생설비의 실적 발전량이며, 2007년부터는 2006년의 지원 및 가동 발전비율을 근거로 2020년까지의 지원 및 가동 발전량을 산정하여 적용하였음.
 기준은 제2차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획(2003.12)의 자료를 의미함.
 2005년과 2006년의 데이터는 실적치임.
 총발전량 비중은 총발전량 중 신·재생에너지 발전량(소계)이 차지하는 비중을 의미함.

그 외에 기본시나리오 작성 시 고려한 사항은 에너지관리공단(2007.6)의 실제 차액지원 실적을 보면, 정부보조금 30%이상의 설비와 미가동중인 설비는 차액지원 대상에서 제외하고 있다는 점이다. 이에 대해서는 명확한 정보가 있을 수 없기 때문에, 2006년의 실적치를 기준으로 발전량실적

과 실제 차액지원 발전량과의 지원비율을 계산하여 2020년까지 일괄 적용하였다.

새로운 기준가격 지침에서는 태양광, 풍력, 연료전지의 경우 상업운전개시일 별로 기준가격 인하율을 도입하고 있으므로, 매년 새롭게 설치되는 신규설비는 상업운전개시년도의 기준가격으로 15년간 고정적으로 지원받게 된다. 상업운전개시년도에 따른 인화된 기준가격을 고려하기 위해서는 신규설비를 구분할 필요가 있으므로 본 연구에서는 1) 매년 설치될 수 있는 신규설비가 생산하는 발전량을 전년도 발전량과 분석년도의 발전량의 차액으로 결정하고, 2) 이 신규설비가 매년 생산하는 발전량은 분석년도의 발전량으로 2020년까지 증감 없이 고정적으로 생산하는 것으로 가정하여 3) 분석년도의 기준으로 15년간 지원받는 기준가격과 각 년의 SMP와의 차액을 산정, 4) 차액과 발전량을 곱해 연간 차액지원금을 계산한다.

4.2 차액지원금의 규모 비교평가

지속가능한 차액지원금의 지원이 가능한지 평가해 보기 위해 앞서 가정을 통해 계산한 전력산업기반기금 중 차액지원금의 비중을 계산해 보았다. 계산결과는 Table 4와 같다.

총 전력산업기금 중 차액지원금의 비중을 분석해 보면, 전력판매단가 [시나리오 3]에서 산정된 전력산업기금 중에서 [시나리오 1]에 따른 차액지원금의 비중은 2011년에 8.96%, 2012년에 10.71%로 정점을 이룬 후 점차 감소하여 2020년 8.05%에 달하는 것으로 분석되었다. 2012년 이후 비중이 점차 감소하는 것은 [시나리오 1]의 가정하에서 태양광과 연료전지를 제외한 나머지 신·재생에너지원의 기준가격이 SMP보다 낮아져 차액지원 대상에서 제외되기 때문이다(Fig.1참조). [시나리오 2]의 차액지원금 비중역시 2011년 18.09%, 2012년 21.41%로 정점을 이루며, 2020년에 17.03%로 나타난다. 규제가격인 전력판매단가가 2020년까지 인상 없이 2007년 수준을 유지하는 [시나리오 4]의 전력산업기반기금 중 차액지원금의 비중은 2011년에 [시나리오 1]이 10.65%, [시나리오 2]는 21.49%로 위 [시나리오 3]의 경우보다 모두 높게 나타났다.

본연구의 분석결과를 기존의 연구들의 분석결과와 비교해보았다. 산업자원부(2003.12)의 「제2차 신·재생에너지기본계획」에서 전망하고 있는 차액지원금의 규모와 비교해보면, 2011년에 7천 643억원으로, 총 전력산업기반기금 중 차액지원금의 비중은 [시나리오 3]의 경우 50.76%, [시나리오 4]의 경우 60.31%로, 본연구의 분석결과보다 전력산업기금에서 높은 비중을 차지하는 것으로 나타난다. 이는 산업자원부(2003.12)의 계획상의 규모가 어떻게 산정되었는지에 대한 정확한 근거는 알 수 없어 비교 근거로 삼기 어려우나, 본 연구의 경우 차액지원금의 미지급비율을 고려하였고 현재의 SMP가 높은 수준을 유지하고 있기 때문에 이와 같은 차이가 발생하는 것으로 생각된다.

또한 「2차 전력수급기본계획」에 반영된 신·재생이용 전력 생산규모에 따라 차액지원금을 재추계한 아주대학교 김수덕(2005)의 미발표된 내

부 연구 자료와 비교해보았을 때에도 본 연구에서 추계한 비중보다 높게 나타났는데, 이는 세가지 이유로 정리할 수 있다. 첫째는 김수덕(2005) 연구의 경우 SMP를 본 연구에서 가정한 시나리오 1,2 보다 낮은 2003년과 2004년의 실적 평균치인 52.9원으로 일괄 적용하고 있기 때문이며, 둘째는 기준가격도 본 연구의 경우 연차별로 가격이 조정된 2006년 8월 발표된 새로운 기준가격을 근거로 삼는 반면, 김수덕(2005) 연구는 2006년 8월 이전에 적용된 기준가격을 이용하고 있기 때문이다. 마지막으로 본연구의 발전량은 미지급비율을 고려하여 조정되었기 때문에 발전량의 기준면에서도 차이가 나기 때문이다.

Table 4 차액지원금의 규모 비교평가

| | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2020 |
|----------------------------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|--------|--------|---------|--------|
| 전력판매량 (GWh) | 332.4 | 348.7 | 365.4 | 383.0 | 401.3 | 420.6 | 429.2 | 438.0 | 447.0 | 456.2 | 465.8 | 492.6 |
| 평균 판매단가 (원/KWh) | | | | | | | | | | | | |
| 시나리오3 | 74.4 | 76.4 | 79.7 | 83.3 | 86.9 | 90.8 | 94.7 | 98.9 | 103.3 | 107.8 | 112.6 | 139.6 |
| 시나리오4 | 74.4 | 76.4 | 79.7 | 79.7 | 79.7 | 79.7 | 79.7 | 79.7 | 79.7 | 79.7 | 79.7 | 79.7 |
| 전력산업기금 (억원) | | | | | | | | | | | | |
| 시나리오3 | 247.5 | 266.5 | 291.6 | 319.0 | 345.0 | 381.8 | 406.9 | 433.5 | 461.8 | 492.0 | 524.5 | 688.0 |
| 시나리오4 | 247.5 | 266.5 | 291.6 | 305.6 | 320.2 | 335.6 | 342.5 | 349.5 | 356.7 | 364.0 | 371.6 | 393.1 |
| 전력산업기금(차액) (억원) | | | | | | | | | | | | |
| 시나리오3 | 10.06 | 13.40 | 10.79 | 11.80 | 12.91 | 14.13 | 15.05 | 16.04 | 17.09 | 18.20 | 19.40 | 25.45 |
| 시나리오4 | 10.06 | 13.40 | 10.79 | 11.30 | 11.85 | 12.41 | 12.67 | 12.83 | 13.18 | 13.46 | 13.75 | 14.54 |
| 차액지원금 (억원) | | | | | | | | | | | | |
| 시나리오1 | 74** | 100** | 176 | 289 | 442 | 794 | 1,348 | 1,715 | 1,774 | 1,834 | 1,886 | 2,046 |
| 시나리오2 | 74** | 100** | 440 | 701 | 1,138 | 1,756 | 2,724 | 3,434 | 3,568 | 3,711 | 3,846 | 4,339 |
| 김수덕의(2005) 추계 | 656 | 1,213 | 2,054 | 3,164 | 4,862 | 8,776 | 14,800 | - | - | - | 25,644 | 48,511 |
| 산업자원부(2003.12) 추계 | 485 | 827 | 1,315 | 2,217 | 3,297 | 4,916 | 7,643 | 9,448 | - | - | - | - |
| 한국전기연구원(2006) 추계 1 | - | - | 1,280 | 2,298 | 4,006 | 7,745 | 13,366 | 17,658 | - | - | - | - |
| 한국전기연구원(2006) 추계 2 | - | - | 1,215 | 2,153 | 3,715 | 7,220 | 12,399 | 16,222 | - | - | - | - |
| 한국전기연구원(2006) 추계 3 | - | - | 1,134 | 2,015 | 3,426 | 6,865 | 11,200 | 14,255 | - | - | - | - |
| 전력산업기금중 차액지원금의 비중 - 시나리오 3 | | | | | | | | | | | | |
| 시나리오1 | 0.73% | 0.74% | 1.63% | 2.45% | 3.43% | 5.62% | 8.96% | 10.71% | 10.38% | 10.07% | 9.73% | 8.05% |
| 시나리오2 | 0.73% | 0.74% | 4.08% | 5.94% | 8.81% | 12.45% | 18.09% | 21.41% | 20.88% | 20.38% | 19.82% | 17.03% |
| 김수덕의(2005) 추계 | 6.52% | 9.05% | 19.04% | 26.81% | 37.64% | 62.11% | 98.36% | - | - | - | 132.15% | 182.7% |
| 산업자원부(2003.12) 추계 | 4.82% | 6.17% | 12.22% | 18.78% | 25.53% | 34.80% | 50.76% | 58.88% | - | - | - | - |
| 한국전기연구원(2006) 추계 1 | - | - | 11.86% | 19.47% | 31.02% | 54.79% | 88.78% | 110.06% | - | - | - | - |
| 한국전기연구원(2006) 추계 2 | - | - | 11.29% | 18.24% | 28.76% | 51.09% | 82.31% | 101.14% | - | - | - | - |
| 한국전기연구원(2006) 추계 3 | - | - | 10.53% | 17.07% | 26.54% | 47.29% | 74.42% | 88.87% | - | - | - | - |
| 전력산업기금중 차액지원금의 비중 - 시나리오 4 | | | | | | | | | | | | |
| 시나리오1 | 0.73% | 0.74% | 1.63% | 2.56% | 3.73% | 6.39% | 10.65% | 13.29% | 13.44% | 13.62% | 13.74% | 14.06% |
| 시나리오2 | 0.73% | 0.74% | 4.08% | 6.20% | 9.80% | 14.16% | 21.49% | 26.55% | 27.03% | 27.55% | 27.97% | 29.80% |
| 김수덕의(2005) 추계 | 6.52% | 9.05% | 19.04% | 27.98% | 41.03% | 70.68% | 116.85% | - | - | - | 186.46% | 319.7% |
| 산업자원부(2003.12) 추계 | 4.82% | 6.17% | 12.22% | 19.61% | 27.82% | 39.60% | 60.31% | 73.03% | - | - | - | - |
| 한국전기연구원(2006) 추계 1 | - | - | 11.86% | 20.32% | 33.81% | 62.35% | 105.48% | 136.50% | - | - | - | - |
| 한국전기연구원(2006) 추계 2 | - | - | 11.29% | 19.04% | 31.35% | 58.14% | 97.78% | 125.44% | - | - | - | - |
| 한국전기연구원(2006) 추계 3 | - | - | 10.53% | 17.82% | 28.93% | 53.81% | 88.40% | 110.22% | - | - | - | - |

주: 2005년과 2006년은 모두 실적자료이며, 2007년 이후부터는 분석결과임. 차액지원금은 누계액이 아닌 연도별 차액지원규모임.
*은 전력산업기반기금 실적자료(전년도 이월금액 포함)임(ETEP 홈페이지). **은 에너지관리공단(2007.6)의 실적 자료임.

새로운 기준가격 지침을 산정하기 위한 연구과제로 수행된 한국전기연구원(2006)의 연구는 새로운 기준가격 지침에 따른 차액지원금의 규모를 산정하고 있다. 이 연구에서 가정하고 있는 산업자원부(2003.12)의 보급목표에 따른 발전량 시나리오 1를 중심으로 SMP의 세가지 가정에 따라 산정된 차액지원금의 규모와 비교해본 결과도 본 연구에서 산정한 비중의 결과보다 모두 높게 나타났다. 이는 본 연구에서는 2005년 이후 화석연료가격의 상승으로 인해 높은 수준을 유지하고 있는 SMP를 고려하여 시나리오를 산정하는 데 비해 한국전기연구원(2006)의 SMP 가정들은 2005년 당시의 SMP 실적을 토대로 매우 낮은 수준의 SMP 전망을 하고 있기 때문에 이 같은 차이가 나타나는 것으로 보인다.

본 연구의 분석 결과를 개정지침 하에서 발전 차액지원제도가 지속가능할 것인지의 관점에서도 평가해 보았다. 본 연구에서 추정된 2011년의 비중은 8.96%~21.49%수준으로 전력산업기반기금 투자 실적의 차액 지원비율 0.83%과 비교할 경우 다소 큰 비중을 차지하는 것으로 나타나나 기금 내에서 지원하는데, 큰 무리는 없을 것으로 판단된다. 다만 이와 같이 장기적으로 차액지원금의 규모가 커질 경우 전력산업기금을 통해 지원되는 타 지원 사업에 영향을 미치게 됨으로 전력산업기반기금의 균형 있는 조정이 필요할 것이다.

Table 5 전력산업기반조성기금 투자실적

(단위 : 백만원)

| 구분 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | |
|--------------|-------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| 전력수요 관리사업 | 73,582 | 74,944 | 85,994 | 117,321 | 138,449 | |
| 전력연구 개발사업 | 72,468 | 98,396 | 93,588 | 144,971 | 144,612 | |
| 인프라구축 지원사업 | 22,872 | 24,891 | 30,238 | 35,849 | 41,041 | |
| 전력공급 지원사업 | 54,593 | 80,418 | 89,280 | 104,568 | 401,709 | |
| 전기안전관리 지원사업 | 52,570 | 68,227 | 63,803 | 59,722 | 86,528 | |
| 발전소주변지의 지원사업 | 123,328 | 171,891 | 142,539 | 115,165 | 187,292 | |
| 전력기술 사업화투자 | - | - | - | - | 15,000 | |
| 에너지 지원 사업 | ○탄에너지사업운영비 | - | 42 | 40 | - | - |
| | ○무연탄발전지원사업 | 146,178 | 182,793 | 134,582 | 168,831 | * |
| | ○합병발전지원사업 | 75,806 | 66,518 | 33,521 | 78,816 | * |
| | ○신재생에너지 개발·보급사업** | - | - | - | - | 147,988*** |
| | ○신재생에너지 발전지원** | 3,373 (0.49%) | 5,707 (0.87%) | 4,640 (0.81%) | 7,809 (0.78%) | 11,128**** |
| | 소계 | 225,457 (32.94%) | 255,059 (29.75%) | 172,795 (22.72%) | 225,457 (22.40%) | 159,118 (11.87%) |
| 총 사업 | 56,813 | 78,585 | 78,000 | 185,619 | 179,792 | |
| 기금 운용비 | 2,881 | 4,990 | 5,899 | 7,743 | 8,615 | |
| 합 계 | 684,362 | 857,385 | 780,601 | 1,006,419 | 1,340,154 | |

자료 : ETEP 홈페이지(전력기반조성사업센터)
 주 : * 2006년 "에너지 지원사업"의 항목이 사라지고 "신재생에너지 개발·보급사업"의 항목이 추가되었음. 무연탄발전지원사업과 합병발전지원사업은 "전력공급지원사업" 항목으로 편입됨.
 ** 2006년 "신재생에너지 개발·보급사업"의 항목추가로 기존 "신재생에너지발전지원" 항목이 사라짐. 신재생에너지 개발·보급사업의 주요 구성으로는 신재생에너지기술개발, 신재생에너지인력양성, 신재생에너지설비보급기반구축, 태양광발전보급지원, 신재생에너지발전차액지원 등의 지원항목을 포함하고 있음.
 *** 차액지원금의 비중만을 분리해서 살펴보기 위해 차액지원금의 항목을 제외한 나머지 항목의 금액만을 표시하였음.
 **** 2006년 신재생에너지 발전차액 지원금액임.
 <표 5>과 <표 6>의 2006년 합 계 중 차액지원금의 비중이 각각 0.74%와 0.83%로 차이가 존재하는데, 이는 <표 6>의 경우 에너지관리공단(2007.8)의 실적 자료를 이용한 차액규모(9,982; 단위 백만원)이며, <표 5>은 ETEP 홈페이지의 실적 자료로 차액규모가 11,128(단위 백만원)으로 다소 차이가 나기 때문임.

5. 결론

우리나라는 기후변화 협약으로 인한 환경문제를 해결하기 위한 대안으로 신·재생에너지를 이용한 전력 생산을 촉진하기 위해 발전차액지원제도를 시행하고 있으며, 시행 상 나타나고 있는 문제점을 개선해 나가고 있다. 위에서 살펴본 바와 같이 2006년 8월의 개정안에서는, 독일과 같이 고정 가격을 연차별로 인하하는 방식을 추가하였고, 에너지원에 상관없이 모두 15년간 지원하는 것으로 수정하고 있다. 이는 기존에 문제가 되었던 짧은 보장기간과 전력기반기금이라는 한정된 재원을 통한 차액지원의 지속가능성을 보완하기 위한 방안으로 볼 수 있다.

본 연구에서는 차액지원의 관점에서 발전차액 지원제도의 지속가능한 지원에 대한 기존의 논의가 새로운 기준가격지침과 화석연료 상승으로 인한 고 수준의 SMP 추세 하에서 어떻게 변화했는지 살펴보고자 하였다. 차액지원 규모를 평가해 보고 있는 기존 선행 연구들과 본 연구에서 가정된 시나리오 하에서의 차액지원 규모를 비교 평가해 본 결과, 2011년의 기존 연구들의 전력산업기반기금 중 차액지원금의 비중이 50.76%~105.46% 수준을 나타내는 데 비해, 본 연구에서 추정된 비중은 8.96%~21.49%수준으로 도출되어 장기적으로 현 발전차액지원제도 하에서 차액지원금을 지원하는 데 큰 무리가 없다는 결론에 이르렀다. 다만

전력산업기반기금 중 차액지원금의 비중이 높아질 경우 전력산업기금을 통해 지원되는 타 지원 사업에 영향을 미치게 됨으로 전력산업기반기금의 형평성 있는 조정이나 추가적인 기금 확보 등의 대책이 필요할 것으로 판단된다.

지금까지의 가격지원제도는 가격이 시장을 통해 결정되는 것이 아닌 정부에 의해 인위적으로 결정된다는 점에서 한계가 존재한다. 따라서 어느 정도 신·재생에너지 전력 시장의 기반이 확충되면, 장기적으로는 시장 메커니즘에 근거한 제도의 차용을 검토해야할 필요가 있을 것이다. 해외에서도 기존에 FITs나 입찰 제도를 시행하던 국가들이 점차적으로 RPS제도로 전환하고 있다. 우리나라에서도 RPS제도의 추진을 이미 검토하고 있으나, 당장 시행하기에는 선행되어야할 과제들이 존재하므로, 이러한 과제들에 대한 방안 마련이 선행되어야 할 것이다.

References

- [1] EEA(European Environment Agency), 2005, "Annual European Community Greenhouse Gas Inventory 1990-2003 and Inventory Report 2005"
- [2] 김수덕, 문춘걸, 2005, "RPS(Renewable Portfolio Standards) 도입의 경제적 효과", 자원환경경제연구, Vol.14, No.3, pp.751-773
- [3] 산업자원부, 2003. 12. "제2차 신·재생에너지 기술개발 및, 이용보급 기본계획"
- [4] 산업자원부, 2006.8.30, "신·재생에너지이용 발전전력의기준가격지침"-산업자원부 고시 제2006-89호
- [5] 산업자원부, 2006.8, "2005년 신·재생에너지 백서"
- [6] 에너지경제연구원, 에너지기술연구원, 2004, "신·재생에너지 원별 경제성 분석과 통계체계 개선방안 연구", 산업자원부 연구보고서
- [7] 에너지관리공단, 2007, "2006년 신·재생에너지 통계"
- [8] 에너지관리공단, 2007.6, "신·재생에너지 발전사업 운영실적 보고서"
- [9] 윤순진, 2003.5, "재생가능에너지 확대를 위한 법제도 개선", 에너지대안센터, 에너지정책 심포지엄, 23/5/2003
- [10] 전력거래소, 2007.5 "2006년도 전력시장통계책자" <http://www.kpx.or.kr/>
- [11] 전력거래소, 2007.7, "2007년 6월 시장실적 보고서"
- [12] 전력기반조성사업센터 홈페이지, <http://www.etepre.kr>
- [13] 조인승, 이창호, 2004, "신·재생에너지를 이용한 발전 전력의 적정구매가치 산정방안", 에너지공학회, 2004년도 추계학술대회 발표 논문집, pp.189 ~ 194
- [14] 한국전기연구원, 2006, "신·재생에너지 발전 차액지원제도 개선 및 RPS제도와 연계방안", 산업자원부 연구보고서
- [15] 한국전력공사, 2007.5, "2006년도 한국전력통계"
- [16] 한국전력공사, 2007.5, "전력통계속보"