

신재생에너지 보급량 예측을 위한 시스템다이내믹스 모델 개발

The System Dynamics Model Development for Forecasting the Capacity of Renewables

김현실* · 고경호** · 안남성*** · 조병옥****

Kim, Hyun-shil* · Ko, Kyung-ho** · Ahn, Nam-sung*** · Cho, Byung-oke****

Abstract

Korea is implementing strong regulatory derives such as Feed in Tariff to provide incentives for renewable energy developers. But if the government is planning to increase the renewable capacity with only "Price policy" not considering the investors behavior in the competitive electricity market, the policy would be failed. It is necessary system thinking and simulation model analysis to decide government's incentive goal.

This study is focusing on the assesment of the competitiveness of renewable energy with the current Feed in Tariff incentives compared to the traditional energy source, specially coal and gas. The simulation results show that the market penetration of renewable energy with the current Feed-in-Tariff level is about 60-70% of the government goal under condition that the solar energy and fuel cell are assumed to provide the whole capacity set in the governmental goal. If the contribution from solar and fuel cell is lower than planned, the total penetration of renewable energy will be dropped more. Notably, Wind power turned out to be proved only 10% of government goal because of its low availability.

Keywords: 신재생에너지, 발전차액지원제도, 시스템다이내믹스, 경쟁적 도매전력시장
Renewable energy, Feed in Tariff, System Dynamics, Competitive
Wholesale Electricity market

* 한전 전력연구원 (제1저자, kimhs@kepri.re.kr)

** 한전 전력연구원 (공동저자, koho@kepri.re.kr)

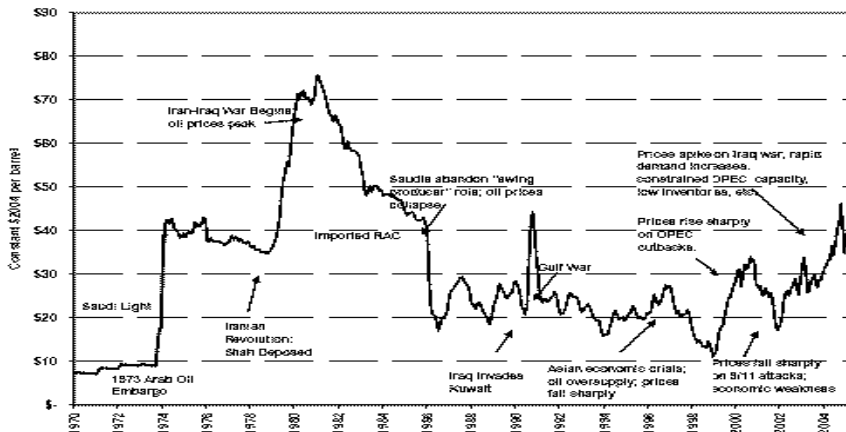
*** 한전 전력연구원 (공동저자, nsahn@kepri.re.kr)

**** 서울산업대 박사과정 (공동저자, jeontag@hotmail.com)

I 서론

1. 배경

지난 2001년 9.11 테러와 2003년 이라크 전쟁 이후 국제유가는 상승세를 꾸준히 유지하고 있다. 우리가 주로 수입하고 있는 두바이유 가격을 보면 2004년 30달러에서 2005년 40달러 그리고 올해는 70달러 수준까지 치솟았다. 에너지경제연구원은 이러한 유가 상승의 주된 이유로 미국과 중국을 중심으로 석유 수요가 증대하는 반면 원유와 정제 시질의 부족, 중동지역의 지정학적 불안을 그 이유로 들고 있다(이원우, 2005).



[그림 1] 국제유가 변동

자료 : DOE/EIA, World Oil Price Chronology, Aug. 2005

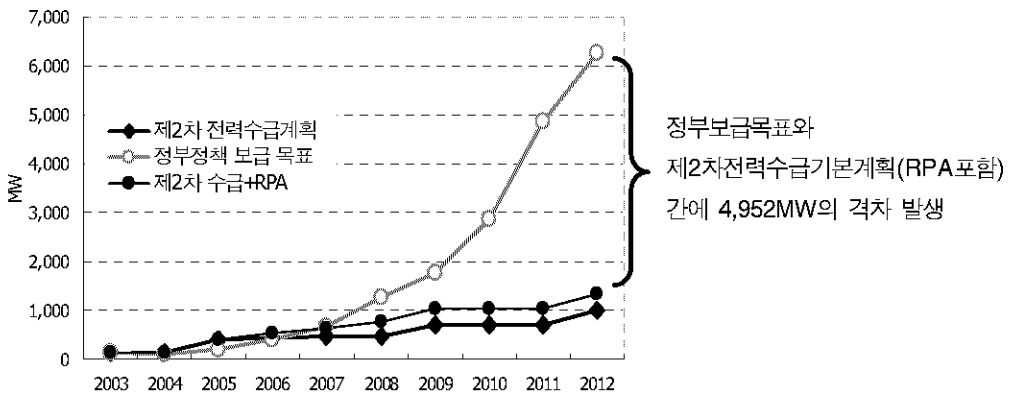
또한 2004년 러시아 비준에 의해 기후변화협약이 실질적인 효력을 갖게 됨에 따라 해외 선진국가들은 제1차 온실가스 감축의무 이행(2007~2012년)을 위한 정책적 대응방안을 마련하고자 노력하고 있고 이산화탄소 거래 및 처리비용은 전력가격 상승 요인으로 작용하고 있으며 이는 에너지산업을 포함한 각국 경제에 큰 영향을 줄 것이다.

이러한 고유가 상황과 국제적 환경규제는 전력시장에서 큰 부담이면서 동시에 신재생에너지 개발에 적극적인 노력을 기울이게 한다. 유럽신재생에너지위원회(BREC; European Renewable Energy Council)는 에너지분야의 신재생에너지 기여율이 2040년에 적게는 30%, 많으면 50%에 이를 것으로 전망하고 있다. 우리 정부는 2011년까지 총 1차 에너지의 5%를 신재생에너지로 공급한다는 목표를 가지고 있으며 참여정부 출범 당시 신재생에너지 에

산이 1,193억원에서 2005년 4,095억원으로 2.5배 증액되는 등 매년 관련 예산을 증가시키고 있다. 또한 2005년에는 대규모 에너지 공급사와 3년간 1.1조원의 투자를 위한 신재생에너지 공급협약(RPA)¹⁾을 체결하는 등 민간부문의 신재생에너지 투자를 적극 장려하고 있다. ‘제2차 신재생에너지 기술 개발 및 이용·보급 기본계획(2003~2012)’에 따르면 총 78,506억원의 예산이 신재생에너지 보급을 위해 소요될 전망이다.

그러나 현재 우리나라의 신재생에너지 보급은 발전차액지원제도가 실시된 이후 증가하고는 있지만 정부의 적극적인 투자에도 불구하고 가격경쟁력이 뛰어난 타 에너지원 때문에 적게 보급되고 있으며 현재의 신재생에너지 보급 추세와 정부 목표를 비교하면 상당히 큰 격차를 보이고 있다.

신재생에너지에 의한 발전규모만을 비교해 보았을 때 2012년 기준으로 ‘제2차 신재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획’상의 발전규모가 ‘제2차 전력수급 기본계획(2004~2017년)’²⁾상의 발전규모보다 6.2배 크며 제2차 전력수급기본계획과 최근 정부와 공기업간에 협약한 RPA를 포함하더라도 약 4,952MW의 격차가 발생하고 있다.



[그림 2] 신재생에너지의 정부목표와 전력수급계획과의 비교

- 1) RPA (Renewable Portfolio Agreement) : 신재생에너지 공급 참여 협약으로 대형에너지 공급사들에게 중장기 신·재생에너지 개발·공급계획을 수립할 수 있도록 하기 위하여 2005년 7월 25일 9개사(발전6개사, 한전, 수자원공사, 지역난방공사)를 대상으로 ‘06.1~’08.12년까지 3년간의 장기계약을 체결하고 협약기간동안 총력 196MW 신규설치 등 신재생에너지 보급 및 기술개발사업에 총 10,758 억원 투자하기로 결정하였다. 이 협약을 통해 확보되는 신재생에너지량은 지난 2004년 신재생에너지 공급량 500만toe의 약 4.2%수준으로 원유 159만 배럴을 대체할 수 있는 양이다.
- 2) ‘신재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획’은 대체에너지개발및이용·보급촉진법 제4조에 근거해 10년을 계획기간으로 계획을 수립·시행하고 연내 수정·보완을 추진함. 전력수급 기본계획은 전기사업법에 근거하여 2년 단위로 수립·시행하고 필요시 전력정책심의회에의 심의에 의해 변경이 가능함.

2. 문제제기

우리 정부에서 신재생에너지 보급 확대를 위한 여러 가지 지원정책을 실시하고 있다. 신재생에너지 설비의 투자 경제성 확보를 위해 신재생에너지를 이용하여 전력을 생산한 경우 기준가격과 계통한계가격과의 차액을 지원해주는 발전차액제도를 도입하였고, 공공기관 신축 시에 건축공사비의 5%이상을 신재생에너지 설비로 설치하도록 의무화한 공공기관 신재생에너지 이용 의무화제도를 실시하고 있으며, 신재생에너지 시스템 설비를 시공할 때에 품질 향상·A/S 체계보완·소비자의 신뢰를 확보하기 위한 신재생에너지 전문기업을 도입하는 등 다양한 지원을 추진하고 있음에도 불구하고 [그림2]와 같이 정부 목표량과 보급 현황 사이에 많은 차이가 날 것으로 예측되고 있다. 따라서 이러한 지원제도가 신재생에너지 보급을 위한 충분한 유인책이 되지 못한다고 할 수 있겠다. 특히 가장 많은 지원이 이루어지고 있는 발전차액지원제도는 많은 문제점이 제기 되고 있는데 이창훈 외 (2005)의 연구에서도 발전차액지원이 성공하기 위해서는 획일화된 기준가격을 다양한 기준가격체제로 확대하고 기준가격 적용기간의 합리적인 설정과 재원조달 방안의 재검토가 필요하다고 제시하였다. 정부 또한 그 적용기간을 한시적으로 규정하고 그 기간 동안의 수익분석 등을 통해 기준가격과 적용기간을 재조정할 계획임을 밝힌 바 있고 음식물쓰레기 등을 활용한 바이오가스발전, 방파제가 없는 조력발전 등 신규 발전원에 대한 발전차액지원 필요성이 제기됨에 따라 지난 2004년 7월부터 2006년 3월까지 발전차액지원제도 개선방안에 대한 검토 용역을 한국전기연구원 주관으로 진행하였다.

중요한 것은 아무리 많은 정부 지원이 이루어진다고 해도 신재생에너지 투자자들이 전력시장가격과 에너지 가격의 큰 변동성 때문에 투자를 꺼린다면 정부의 목표량을 실질적으로 달성하기 어렵다. 즉 경쟁적 전력시장에서 일반 투자자들의 투자 행태를 고려하지 않고 단편적인 가격정책 하나만으로 신재생에너지를 증가시키려 한다면 정부 정책은 실패할 가능성이 크다. 전력시장에서 신재생에너지 보급과 투자에 영향을 주는 요인이 무엇이고 어떠한 인과관계를 갖는지 시스템 사고를 통해 분석하고 모델링하여 분석한 후 정부 정책을 수립해야 할 필요가 있다.

따라서 본 연구는 발전차액지원제도를 통해 신재생에너지가 어느 정도 보급될 수 있는지를 시스템다이내믹스 모델을 이용하여 분석하고자 한다. 특히 올해 한국전기연구원에서 제시한 신재생에너지원별 발전차액기준 가격을 적용하였을 때 신재생에너지가 어느 정도 보급될 것인지를 중심으로 연구하였다.

II 우리나라의 신재생에너지 보급을 위한 지원정책 및 현황

대체에너지 개발의 필요성이 높아지면서 우리나라도 신재생에너지 자원 개발에 많은 투자를 기울이고 있다. 특히 신재생에너지원에 의한 발전전력의 규모를 증대시키기 위해 우리 정부는 발전차액지원제도(Feed in Tariff)³⁾라는 기준가격 의무구매 제도를 시행하고 있다. 발전차액지원제도는 신재생에너지 발전전력에 대해 원별로 기준가격을 책정 고시하고 일반 전력 시장가격(System Marginal Price, 계통한계가격⁴⁾)과의 차액을 지원하는 시스템이다. 현재 신재생에너지원별로 발전전력 생산에 따른 차액을 지원해주는 기준 가격은 [표1]과 같다.

[표 1] 신재생에너지 발전차액지원제도 기준가격표

대상전원	설비용량기준	기준가격(원/kWh)		
		자가용설비	사업용설비	
태양광	3kW 이상	716.40		
풍력	10kW 이상	SMP+CP ⁵⁾	107.66	
소수력	3MW 이하	SMP+CP	73.69	
조력	50MW 이상 (방조제 시설치용)	62.81		
LFG	50MW 이하	SMP+CP	20MW미만	65.20
			20~50MW	61.80
폐기물소각 (RDF ⁶⁾ 포함)	20MW 이하	SMP+CP		

주) 정부무상지원금의 비율이 30%이상의 경우 기준가격 적용대상에서 제외

자료 : 산업자원부

3) Feed in Tariff : 현재 가장 보편적으로 시행되고 있는 지원책으로 정부는 신재생에너지원별로 고정가격을 설정한후, 전기사업자에 대해 지역내 신재생에너지 발전전력을 전량 구매하도록 의무화한 것이다. 대개의 경우 이러한 고정가격은 정상적인 시장가격보다 높은 가격으로 설정되며 구매는 일정기간동안 보장된다. 보통 적용연수는 15~20년 정도이고 신규로 진입하는 설비에 대해서 기술개발에 따른 비용저감 추세를 반영하여 연도별로 하락하는 기준가격을 적용한다.

4) 계통한계가격 (SMP) : 거래시간별로 일반발전기(원자력, 석탄 외의 발전기)의 전력량에 대해 적용하는 전력시장가격(원/kWh)으로서, 비계약발전계획을 수립한 결과 시간대별로 출력(output)이 할당된 발전기의 유효 발전가격(변동비) 가운데 가장 높은 값으로 결정된다.

5) CP : Capacity Payment (일반발전기 용량 요금)

6) RDF : 폐기물 고형 연료

이 제도는 화석연료에 비해 경제성이 낮은 신 재생에너지의 보급촉진을 위해 '02년 5월 도입돼 '02~'05년간 1,094GWh의 신재생에너지 발전 전력에 대해 218억원이 지원됐다. 태양광과 풍력의 경우 상업발전 개시일로부터 15년 동안 적용되고, 소수력·조력·LFG·폐기물은 상업발전 개시일로부터 5년 동안 적용을 받게 된다. 이 제도 도입 후 지원 대상 신재생에너지 발전소가 '02년 29개에서 '05년 65개로 대폭 증가하는 등 신재생에너지 보급 확산에 크게 기여해 왔다. 발전전원별 보급현황은 2004년 말 대수력을 포함한 전체 신재생에너지 발전전력이 총 발전량에서 약 1.3%를 차지하고 있고 설비용량은 1,644MW, 발전량은 4,533GWh이다. 대수력을 제외하였을 경우 설비용량은 115MW, 발전량은 370GWh이다. 소수력이 44.8%로 가장 많이 보급되었고 그 다음으로 LFG⁷⁾발전이 39.7%를 차지한다(표2).

[표 2] 신재생에너지 발전전원별 보급현황(2004)

분야	태양광	풍력	수력(소수력)	바이오/LFG	합계
개소	490	136	51(35)	8	685
용량(kW)	8,534	28,913	1,579,389 (50,589)	27,518	1,644,354
발전량(MWh)	9,872	47,442	4,329,362 (165,979)	146,927	4,533,603
비중(%)	0.2 (2.7)	1.0 (12.8)	95.5 (44.8)	3.3 (39.7)	100

자료 : 산업자원부

[표 3] 제2차 기본계획에 의한 신재생에너지 원별·연차별 설비 규모

(단위 : MW)

구분	발전원	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	합계
전력	풍력	17	40	55	105	120	200	300	300	550	550	2,237
	연료전지	-	0.1	0.1	0.6	1.6	5	20	150	160	180	517
	태양광	1	5	14	35	50	75	110	230	450	330	1,300
	IGCC ⁸⁾	-	-	-	-	10	-	-	260	280	250	800
	LFG	14	15	15	15	15	8	8	8	8	8	114
	소수력	8	10	10	40	60	60	70	70	80	90	498
	해양에너지	-	-	-	1	-	240	-	90	480	-	811
소계	40	70	94	197	257	588	508	1,108	2,008	1,408	6,277	

7) LFG (Land Fill Gas) : 매립지 가스

8) IGCC : Integrated Gasification Combined Cycle (가스화복합발전)

이러한 결과를 토대로 정부는 ‘제2차 신재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획 (2003~2012)’을 통해 총 전력생산 중 신재생에너지 발전량이 차지하는 비율을 2011년까지 7.0%로 설정하였고 2012년까지 총 전력 분야에 6,277MW의 신재생에너지 설비 용량을 확보할 계획이다(표5). 한편 이러한 정부의 공급목표량 달성을 위해 2012년까지 발전차액 지원만에 소요될 예산 규모는 약3조 2백억원에 이른다(표6).

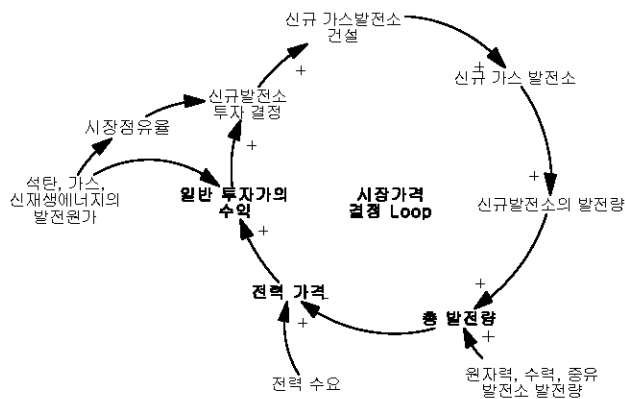
[표 4] 제2차 기본계획에 의한 발전차액 지원 연차별 소요예산(억원)

구 분	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	계
차액지원	105	485	827	1,319	2,217	3,297	4,918	7,643	9,445	30,256

Ⅲ. 신재생에너지 보급 예측을 위한 시스템다이내믹스 모델링

1. 전력시장 모델링

본 연구는 전력연구원에서 개발한 도매전력 시장가격 예측 모델에 신재생에너지 발전에 대한 모델을 추가하여 분석하였다.

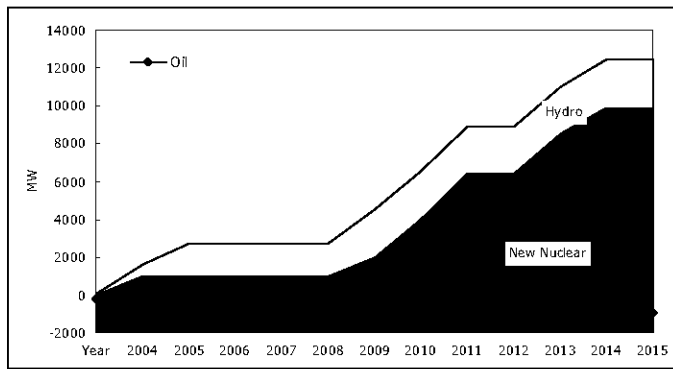


[그림 3] 도매전력 시장가격 결정 인과지도

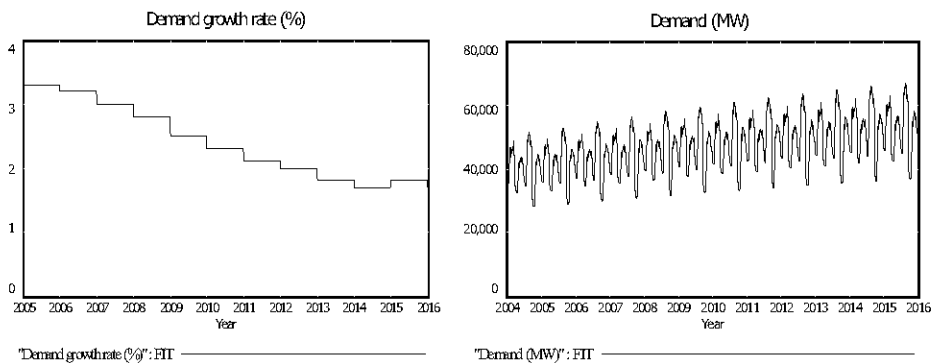
[그림3]은 도매전력시장에서 전력가격을 결정하는 인과지도이다. 도매전력 시장은 전력

가격이 시장의 전력공급과 수요에 의해 결정되고 시장가격에 따라 열소비율 (Heat rate)이 낮은 발전소 즉 원가대비 이익이 예상되는 발전소만 가동되는 시장이다.

일반투자자에 의해 투자되는 발전원은 석탄(수입탄) 과 가스, 신재생에너지원이고 이들은 발전원가의 Weibull distribution⁹⁾에 따라 결정되는 시장점유율로 신규 발전소가 건설되는 것으로 모델을 설계하였다. 반면에 대규모 건설비가 필요하고 장기적 건설 기간이 필요한 원자력과 일반투자자에 의해 선호되지 않는 수력, 중유 발전소는 정부가 계획한 “제2차 전력수급기본계획”에 따라 연도별로 신규 건설되고 전력수요는 기준 수요안 (수요관리 후의 최대전력 증가율)에 따라 증가한다고 가정하였다.



[그림 4] 제2차 전력수급계획에 의한 신규 발전설비 용량



[그림 5] 연도별 최대전력수요 증가율과 전력수요

9) Weibull distribution : 물질의 인장시험을 하던 스웨덴의 물리학자 Waloddi Weibull이 제안한 분포로 신뢰성 공학, 품질관리, 생존분석 등에 적용됨. 지수분포의 변형으로서 임의성이 다소 낮은 자료에 적용이 가능한 분포임

아래 [그림6]은 전력시장가격과 신재생에너지 보급량 예측을 위해 시스템다이나믹스 모델 설계에 사용된 기본자료이다. 시뮬레이션 시작 시간은 2004년이며 이때의 총 발전설비용량은 59,958MW, 최대전력수요는 51,264MW이다.

<p style="text-align: center;">기본가정</p> <ul style="list-style-type: none"> • Starting year = 2004년 • 분석 기간 = 2012년 • 도매 경쟁 전력시장 • 전력시장 자료 = 제2차 전력수급계획 • Must run = 원자력, Oil, 국내탄,수력 • 기존 시장경쟁발전 = 수입탄, CCGT • 가스가격과 석탄가격은 불변 • 최대수요증가율 = 연평균 2.7%/year • 투자자들은 최대수요증가율에 기초해 경쟁에너지원에 대한 투자량 결정 • 신재생에너지 기본 자료 = 전기연구원의 신재생에너지 경제성 분석 자료(2006) 	<p style="text-align: center;">Gas & Coal</p> <ul style="list-style-type: none"> • CCs Capital Cost = 600천원/MW • CCs 발전원가 = 61.34원/Kwh • Gas Price = \$7/MMBtu • Coal Capita Cost = 1,600천원/MW • Coal 발전원가 = 55.55원/KWh • Coal Price = \$1.6/MMBtu
<p style="text-align: center;">신재생에너지</p> <ul style="list-style-type: none"> • 풍력, LFG, 소수력 = 발전차액지원에 의한 시장경쟁 • 연료전지와 태양광 = 정부계획에 따라 모두 건설 • 해양에너지는 분석에서 제외 • 신규 신재생에너지 건설 시작 년도 = 2005년 	

[그림 6] 시뮬레이션 모델 가정 및 입력자료

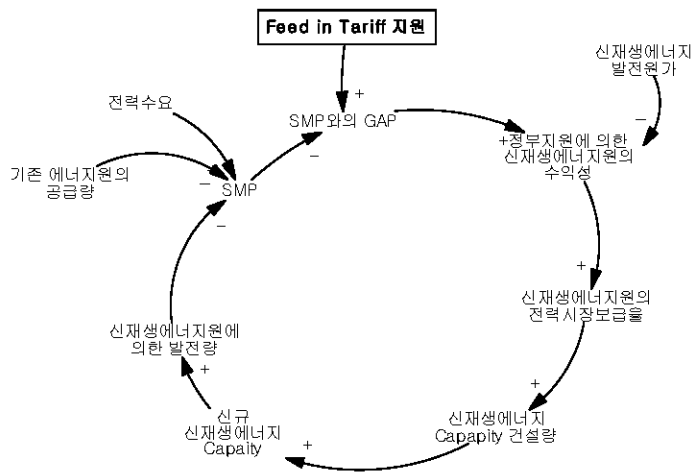
본 연구에서 사용한 신재생에너지원에 대한 기초 입력 자료는 전기연구원의 ‘신재생에너지 발전차액지원제도 개선방안 공청회(2006)’에서 발표한 전원별 경제성 분석 자료와 새로 제안된 발전차액 기준가격 자료를 사용하였다. 아래 [표5]는 전기연구원에서 제시한 신재생에너지 경제성 자료와 발전차액기준가격(안)이다.

[표 5] 모델에 사용한 신재생에너지 기초 입력자료

	풍력	연료전지 (연료비포함)	태양광	바이오매스 (LFG)	소수력
2004년 설비용량(MW)	27.4	0.25	0.2	27.5	44.3
초기 투자비 (만원/kW)	170	910	880	180	250
운전유지비(원/MWh)	2.45	10.94	8	3.2	2.63
이용율 (%)	23	90	15	65	40
발전원가 (원/kWh)	112.57	269.72	692.77	74.99	86.04
발전차액 기준가격 (원/kWh)	107	282	677	68	86

2. 신재생에너지 보급량 예측 모델링

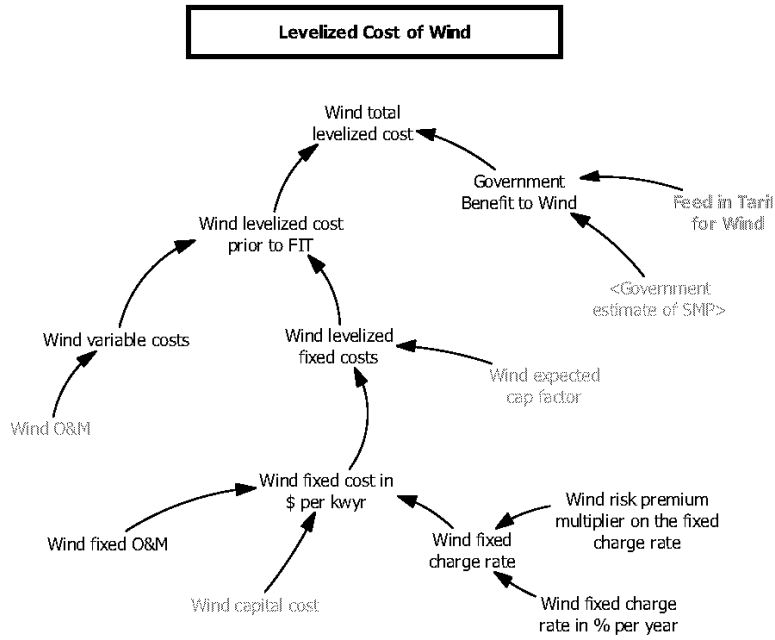
본 연구에서는 5개 신재생에너지원 중 발전원가 수준이 저렴한 풍력과 소수력, 바이오매스(LFG)가 기존의 석탄·LNG(Combined Cycle 발전)와 경쟁하여 얼마나 보급 될 것인지에 중점을 두고 분석하였다. 가장 높은 발전차액 기준가격이 적용되는 태양광과 연료전지는 정부 계획대로 보급된다고 전제하였다. 두 에너지원은 정부의 신재생에너지 총 보급 목표량의 29%를 차지한다(표3 참조).



[그림 7] 발전차액 지원에 의한 신재생에너지 보급 인과지도

[그림7]은 정부의 발전차액 지원에 의해 신재생에너지원의 발전원가가 영향을 받음으로써 신재생에너지 공급과 전력시장에 영향을 주고 있는 Casual Loop이다. 발전차액지원(Feed in Tariff)에 의해 전력시장가격과의 차이를 신재생에너지 공급업자에게 지원해 주면 그만큼 수익성이 증가하게 되어 신재생에너지에 대한 투자와 건설이 증가하게 된다. 신재생에너지원에 의해 생산된 전력은 전량 구매되기 때문에 신재생에너지 공급업자는 특별한 제약이 없다면 보유한 설비를 모두 가동할 것이고 이는 전력시장의 공급량을 증가시켜 SMP(전력시장가격)에 영향을 주게 될 것이다.

신재생에너지의 발전원가(Levelized cost ; 1kWh를 생산하기 위해 드는 비용)를 계산하는 모델링은 아래 [그림8]과 같다.



[그림 8] 풍력발전의 발전원가 계산 모델링

주) Wind total leveled cost = Wind leveled cost prior to FIT-Government Benefit to Wind
 Government Benefit to Wind = MAX(0,Feed in Tariff for Wind-Government estimate of SMP)

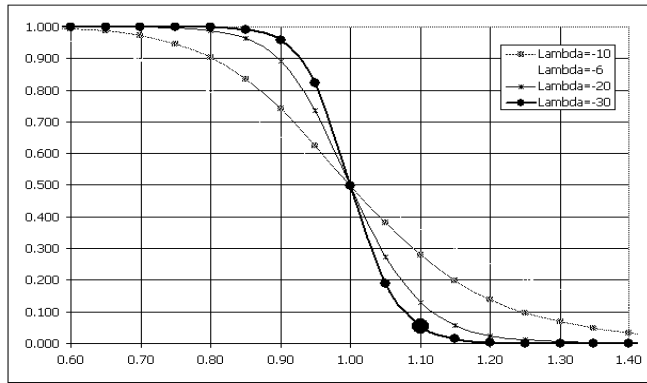
초기 투자비용에 고정비와 변동비를 더한 값이 순수 발전원가가 된다. 실제 시스템은 정부가 전력시장가격과 발전원가의 차액을 지원하는 것으로 신재생에너지 공급업자의 수익성에 영향을 주는 시스템이지만 본 연구에서는 발전원가와 전력시장가격과의 차액을 수순 신재생에너지 발전원가에서 차감하는 방식으로 모델 설계를 하였다. 전기연구원의 경제성 분석 자료에 의하면 풍력발전의 발전원가 수준은 96.77원~112.57원/kWh로 평가되었는데 본 모델에서는 전기연구원이 제시한 발전원가 중 보수적인 기준을 적용하여 최고 높은 값이 발전원가가 되도록 임의로 설정하였다.

신재생에너지 발전설비의 건설은 경쟁에너지원의 발전원가에 따른 와이블 분포에 따라 건설되며 계산식은 아래와 같다.

$$i \text{ 발전원의 Market share} = \frac{Cost_i^k}{\sum_{i=1}^n Cost_i^k}$$

Cost_i = 경쟁발전원의 발전원가

와이블 분포에서 경쟁에너지원의 시장점유율을 결정하는 파라미터는 “Lamda” 이다. 이 값의 크기에 따라 시장점유율 분포가 달라지며 Lamda의 크기는 나라별 시장 상황과 특성에 따라 결정된다. 아래 [그림9]는 Combined Cycle 발전 대비 풍력발전의 시장점유율이 Weibull distribution의 Lambda (λ) 값에 따라 어떻게 달라지는 보여주고 한 예이다.

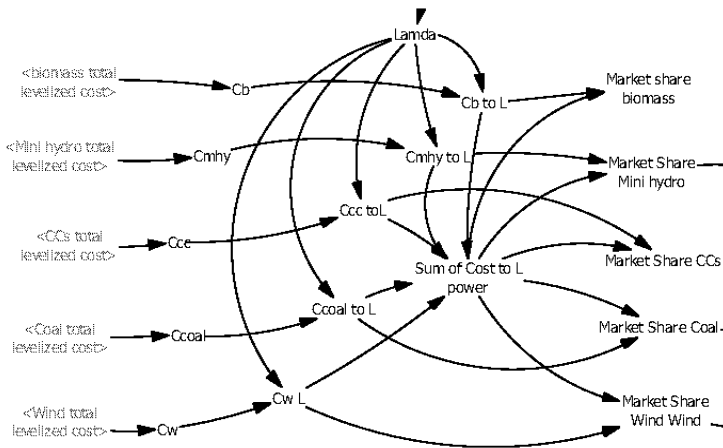


[그림 9] Weibull distribution에 의한 시장점유율 변화

주) Wind to CCs ratio = Cost of Wind/Cost of Combined Cycle

$$\text{Wind Market share} = (\text{Cost of Wind})^\lambda / \{(\text{Cost of Wind})^\lambda + (\text{Cost of CC})^\lambda\}$$

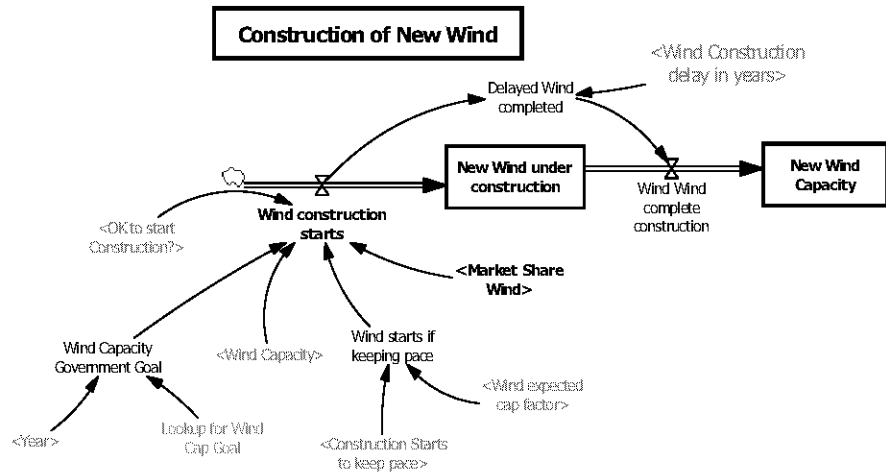
이 모델에서 시장 경쟁을 하게 되는 발전원은 석탄(수입탄), 가스(CCGT), 풍력, 소수력, 바이오매스 5개가 되고 와이블 분포에 의한 시장점유율 계산은 아래 [그림10]과 같이 모델링 되었다.



[그림 10] 경쟁에너지원의 시장점유율 계산

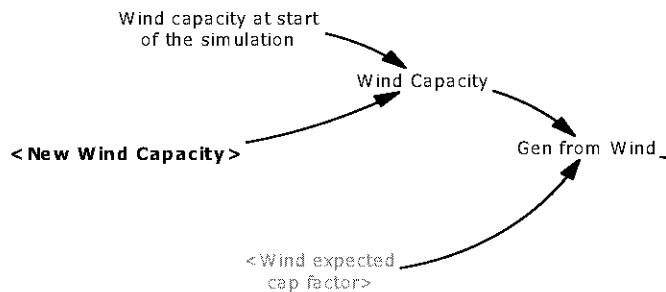
본 연구에서는 Lamda 값을 20으로 설정하여 분석하였다. 위 모델링에 의해 각 경쟁 에너지원의 시장점유율이 결정되면 이 값은 발전원별로 얼마만큼 건설될 것인지에 영향을 주게 된다.

[그림11]은 시장점유율에 따라 신규로 건설되는 풍력발전의 건설 Flow 모델링이다. 풍력발전소를 건설하는 데는 1년의 시간지연이 있는 것으로 설정하였다.



[그림 11] 풍력 발전의 신규 건설 Flow 모델링

신재생에너지 발전소 건설에는 기존의 발전원과는 다른 많은 제약이 따른다. 예를 들면 풍력의 경우 풍속과 풍력을 설치할 장소가 가장 큰 제약 사항이 된다. 그러나 모델에서는 이러한 제약사항을 반영하기가 어려워 정부 보급목표량을 발전소 용량 증가 상한으로 정하여 그 이상을 초과하여 발전소를 건설하지 못하는 것으로 Cap을 설정하였다.



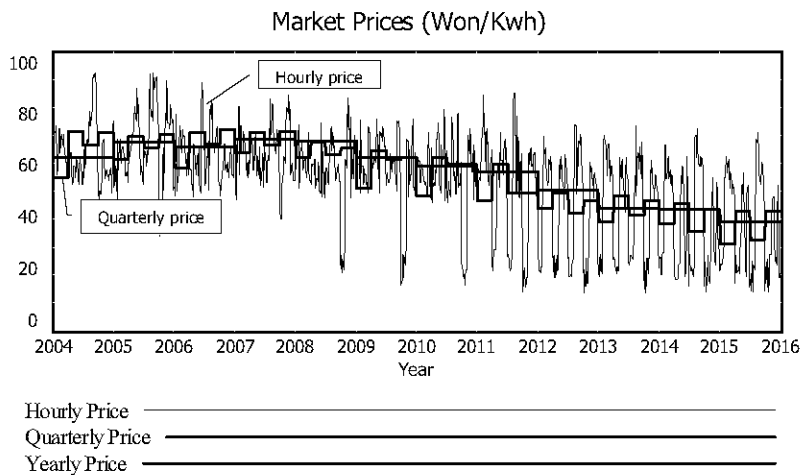
[그림 12] 신규용량이 추가된 풍력의 발전량 계산 모델링

[그림12]는 풍력발전의 발전량을 계산하는 모델링이다. 신규발전소 건설이 완성되면 에너지원별 이용률에 따라 발전을 하게 되고 이는 전력시장에서 전력공급 증대로 이어져 전력시장가격에 영향을 주게 된다. 그러나 전체 전력시장에서 신재생에너지원에 의한 발전량이 차지하는 비중이 작기 때문에 현저한 영향을 주지는 못한다.

V. 모델시뮬레이션 결과

1. 시장가격 변화와 신재생에너지 보급량

[그림13]은 모델 시뮬레이션 결과로 나타난 전력시장가격 변화이다. 시뮬레이션 초기 분기별 전력 시장가격은 70원/kWh 수준에서 형성되었다가 수요성장률이 하락하기 때문에 점차 하락하는 것으로 나타났다. 또한 2008년 이후에는 대용량의 원자력발전이 지속적으로 추가되어 공급량이 증가하기 때문에 시장가격의 하락에 영향을 준 것으로 보인다. 2008년 이후 시간대별 시장가격이 20원/kWh대로 하락하는 이유는 가을과 겨울의 새벽시간대의 부하 수요가 매우 낮고 공급량은 많아 계통한계가격이 석탄발전소의 발전원가 이하로 결정되기 때문이다.

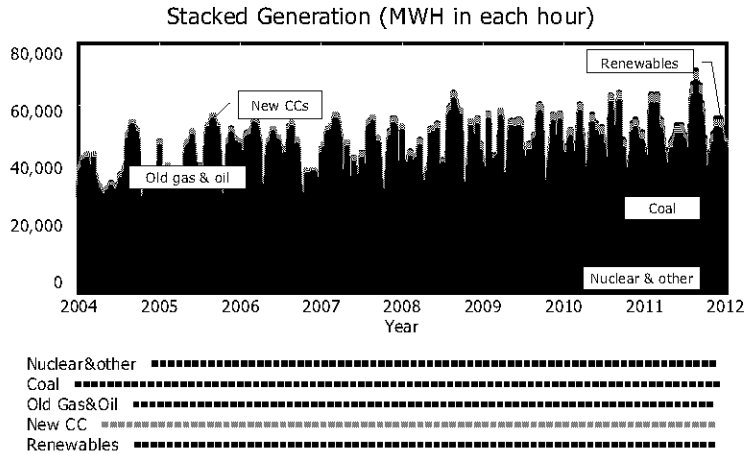


[그림 13] 시간대별 전력시장 가격 변화

전력시장가격의 하락할 경우 발전차액지원 제도 하의 신재생에너지 지원액은 점차 커지

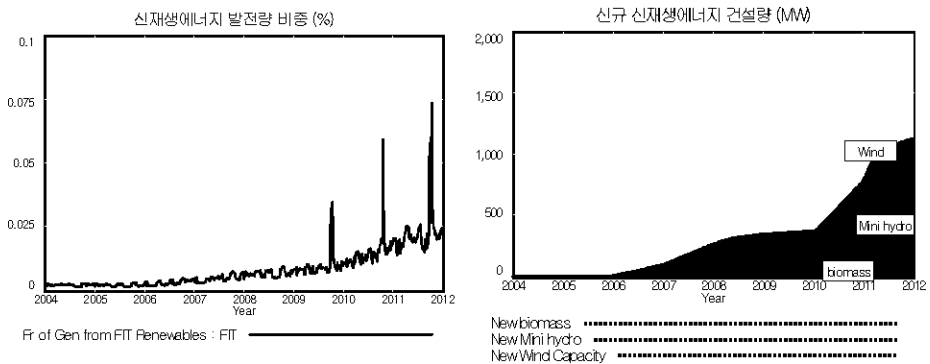
고 신재생에너지 공급자의 수익성도 커져 전력시장에서 투자 유인이 되는 반면 석탄이나 LNG 발전은 수익성 저하로 이어지기 때문에 일반투자가에 의한 투자가 감소하게 된다.

[그림14]는 각 에너지원별 발전량을 보여주고 있다. 2012년 말 총 49,506MWh의 발전량 중 원자력과 석탄이 약 95%를 차지하고 신재생에너지에 의한 총 발전량은 1,149MWh로 약2% 수준으로 나타났다.



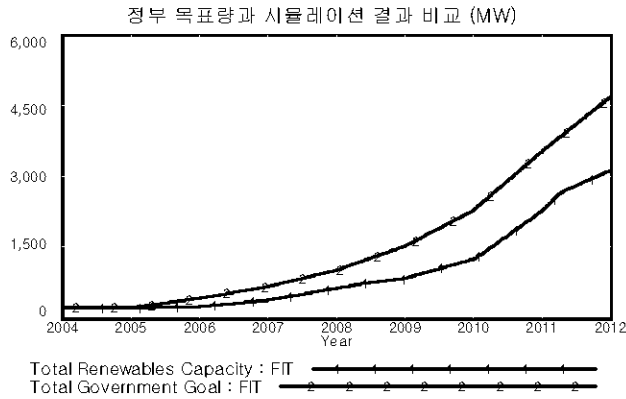
[그림 14] 에너지원별 발전량

신재생에너지원의 신규 건설량(그림15)을 보면 발전원가가 가장 낮았던 소수력이 가장 많이 건설되는 것으로 나타났다.



[그림 15] 신규 신재생에너지 발전량 비율과 발전 설비량

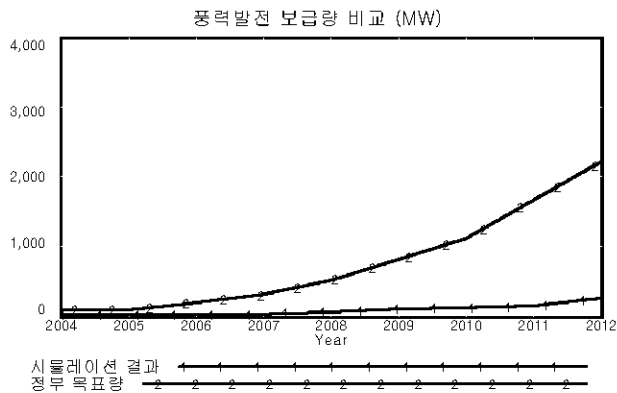
2012년 정부 계획에 의한 신재생에너지 보급목표는 해양에너지를 제외하고 약 4,600MW이나 모델 시뮬레이션 결과 2012년에 약 3,100MW 정도 보급되는 것으로 나타났다(그림16).

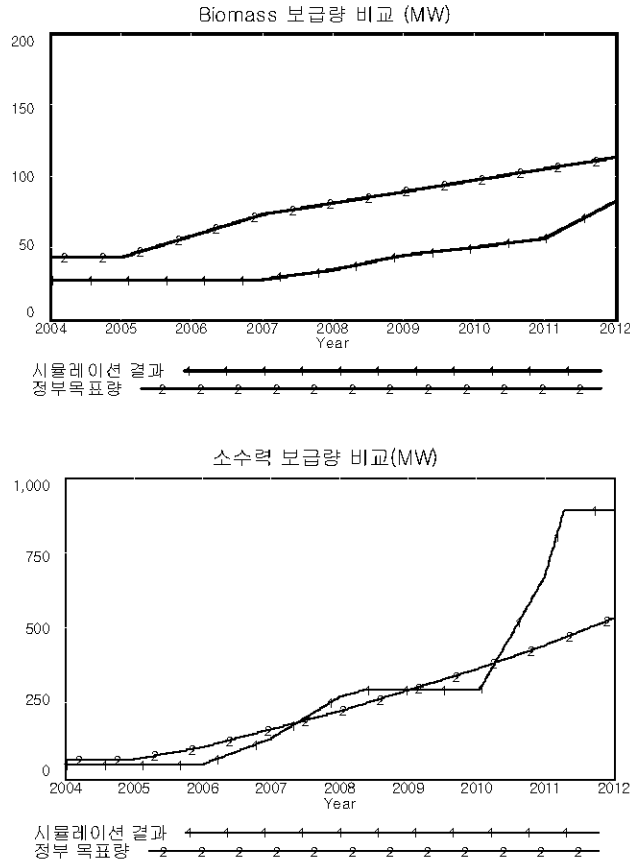


[그림 16] 정부 목표량과 시뮬레이션 결과와의 비교

이 값은 태양력과 연료전지가 정부 목표대로 보급된다고 전제한 것이므로 두 에너지원도 전력시장 경쟁을 통해 진입한다고 할 경우 보급량이 훨씬 더 낮아질 수 있음을 의미한다.

시장경쟁을 통해 진입하는 것으로 설정한 풍력, 소수력, 바이오매스 각각의 정부 목표량과 시뮬레이션 결과를 비교해 보면 [그림 17]과 같다.





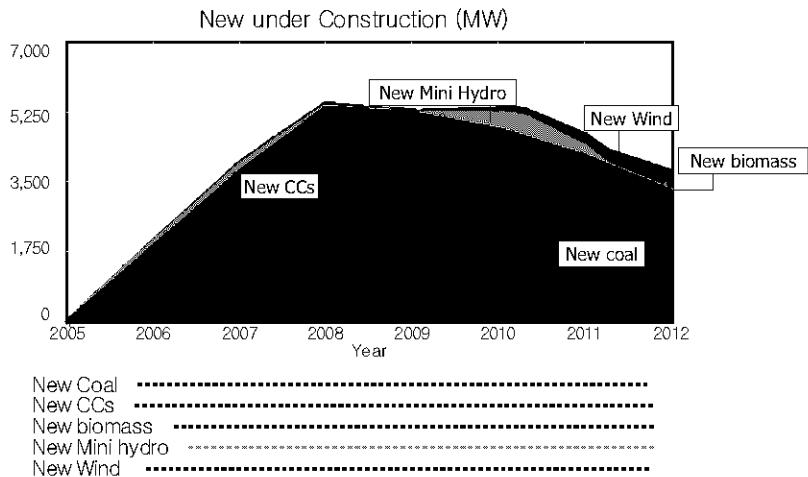
[그림 17] 신재생에너지원별 보급목표량과 시뮬레이션 결과 비교

바이오매스와 풍력의 경우 정부 보급목표량에 도달하지 못하고 있고 특히 풍력의 경우 목표량의 10%수준 밖에 달성하지 못하는 것으로 나타났다. 이에 반해 소수력의 경우에는 2010년까지 정부 보급 목표량을 충분히 달성할 뿐 아니라 2012년에는 목표량을 훨씬 초과한 신규 소수력 발전 용량이 공급될 수 있는 것으로 나타났다. 정부 보급 목표량을 신규 용량 추가의 상한으로 적용했음에도 불구하고 2010년 이후 소수력의 신규 용량이 정부보급 목표량을 초과하는 이유는 시간 지연에 의한 것이다. 즉 [그림11]에서 신재생에너지 발전설비 건설을 결정하는 시간과 완성되어 일반투자자가 발전용량으로 인식하는 데는 1년의 시간 지연이 있기 때문이다.

신재생에너지가 발전차액 지원으로 전력시장에서 가스나 석탄에 비해 경쟁력을 확보 받았음에도 불구하고 [그림16]과 [그림17]에서 보듯이 정부 목표량을 따라가지 못한다. 이는 정부의 보급량이 너무 높게 책정되었을 수도 있음을 의미한다. 또한 풍력의 경우 이용을

이 23%로 낮기 때문에 풍력 발전의 보급량이 적을 수 있으므로 육상풍력에 비해 이용률이 높은 것으로 평가되는 해상풍력자원에 대한 투자를 고려해 볼 여지가 있다.

[그림18]은 전력시장에서 투자가에 의해 신규로 건설 중인 발전설비 용량이다. 석탄의 경우 발전원가가 낮기 때문에 2008년까지 많은 투자 증가가 이루어지지만 시장가격이 하락하면서 점차 감소한다. 가스 발전의 경우에는 2012년 신규로 건설되는 양이 약 1,000MW에 불과하다. 이는 시장가격이 낮고 가스발전소의 발전원가가 높아 수익성이 확보되지 않기 때문이다. 반면 신재생에너지원의 경우 시장가격이 낮아지면 발전 차액이 더 커지기 때문에 시장가격이 하락하는 2008년 이후 더 많이 투자되고 있음을 볼 수 있다.

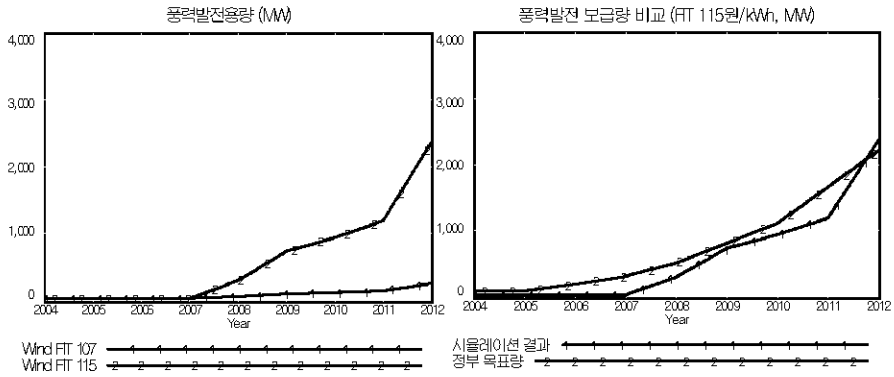


[그림 18] 신규 투자 발전용량

2. 발전차액 수준 변화에 의한 풍력 보급량

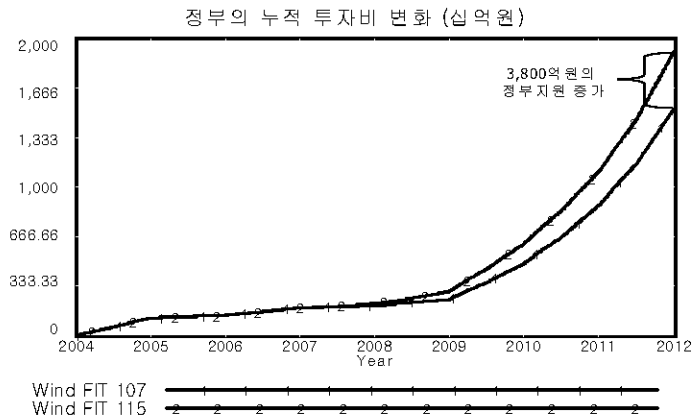
기본 모델결과 많은 전문가들이 예상했던 것처럼 신재생에너지원의 보급량은 매우 저조하다. 보급량 증대를 위해 정부가 가장 손쉽게 취할 수 있는 대체안은 발전차액 수준을 증가 시키는 것이다. 따라서 본 연구에서는 다른 변수는 고정하고 풍력에너지원에 대한 정부의 발전차액 기준가격을 변화시켰을 경우 보급량 변화를 살펴보았다.

아래 [그림19]는 풍력 발전의 발전차액 수준을 변화시켰을 때의 시뮬레이션 결과이다.



[그림 19] 발전차액 지원 수준 증가에 따른 풍력발전 보급량 변화

풍력에 대한 발전차액 가격기준 107원/kWh에서 115원/kWh로 높이는 전략을 선택했을 경우 풍력발전 보급량은 2012년에 약2,360MW까지 증가하여 정부의 보급목표량을 거의 달성하게 된다. 그러나 이러한 투자는 당연히 비용증가를 수반한다. [그림20]은 발전차액 수준 증가에 따른 정부의 투자비 변화이다. 전기연구원에서 제시한 발전차액수준을 적용하였을 때 정부가 풍력, 바이오매스, 소수력 보급량 증대를 위해 부담해야하는 투자비는 약 15,200억원이 었으나 풍력에 대한 발전차액 수준을 107원/kWh에서 115원/kWh으로 증가시켰을 경우 투자비는 약 19,000억원이다. 참고로 정부가 2012년까지 풍력, 바이오매스, 소수력 발전의 차액 지원을 위해 계획한 소요 예산은 16,205억원이다.



[그림 20] 풍력발전 차액 지원 수준 증가에 따른 정부 투자비 변화

풍력의 발전량이 많아지면서 공급량이 증가하기 때문에 바이오매스나 소수력의 발전이 줄어 총 발전차액지원 금액이 약간씩 감소하는 상쇄효과가 발생하긴 하지만 정부가 풍력의 발전차액 기준가격을 상향 조정함으로써 공급목표량을 달성하고자 했을 때 2012년 정부가 추가적으로 부담해야 하는 비용은 약 3,800억원이다.

이 때 한가지 중요한 점은 신재생에너지 보급에만 중점을 두어 보급량을 무리하게 늘릴 경우, 신재생에너지는 기저부하를 담당하고 전력시장은 발전량에 대해 의무적으로 구매를 해야 하기 때문에 크든 작든 시장가격의 하락과 기존 석탄, 가스 발전의 발전량 감소를 불러온다. 시장가격의 하락은 석탄과 가스 발전소에 대한 투자를 감소로 이어진다. 발전량의 감소는 일반 투자자(발전회사)의 수익 감소를 의미하고 석탄과 가스 발전소의 투자 감소는 장기적으로 전력시장의 공급량 감소를 의미한다. 따라서 정부는 신재생에너지 보급량을 어느 정도로 결정해야할지 신중해야만 한다.

IV 결론

에너지 가격 상승과 국제적인 환경 규제에 대응하기 위해 세계적으로 신재생에너지에 대한 투자가 증가 하여왔고 앞으로도 더 많은 투자가 될 예정이다. 우리나라 역시 경제성이 낮고 건설 제약이 많이 따르는 신재생에너지 발전 용량을 증가시키기 위해 발전차액지원제도를 실시해 오고 있다.

본 연구에서는 전력시장에서 발전차액지원으로 경제성 측면에서 신재생에너지원이 기존의 석탄과 가스 에너지원과 경쟁하여 시장에서 얼마나 보급 될 수 있을 것인지를 시스템다이내믹스 모델을 이용하여 분석하고 신재생에너지원 중 풍력과 소수력, 바이오매스 에너지가 경쟁적 전력시장에서 정부의 보급 목표를 얼마나 달성할 수 있을지를 조사하였다. 각 신재생에너지원의 최대 보급량을 정부의 보급 목표량으로 제한을 하였고 각 전원별 경제성을 비교하여 보급량을 예측하였다.

연구결과 태양광과 연료전지가 정부 목표대로 모두 보급된다고 하였을 때 총 정부 목표량의 2/3 수준 정도 보급되는 것으로 나타났다. 특히 풍력의 경우에는 목표량의 10% 밖에 보급되지 못하는 것으로 나타났다. 반면에 발전원가가 낮은 소수력의 경우 건설 시간 지연에 의해 정부목표량을 초과하여 보급될 수 있는 것으로 시뮬레이션 결과가 나타났지만 실제 소수력 발전이 건설될 수 있는 여건을 고려한다면 정부 보급목표량 수준 이상으로 건설되기는 어려울 것으로 판단된다. 만약 보급량이 가장 낮았던 풍력을 정부 보급 목표수준까지 증대시키기 위해 발전차액지원 가격 수준을 107원/kWh에서 115원/kWh로 상향 조

정했을 때 정부는 2012년까지 3,880억원의 추가 비용을 부담해야 하는 것으로 나타났다. 정부는 이 추가 투자비용을 발전차액에 지원해야 하는지 혹은 다른 투자 대안에 활용해야 하는지 판단해야 한다.

그러나 아무리 많은 정부지원이 이루어진다고 해도 신재생에너지 투자자들이 전력시장 가격과 에너지가격의 큰 변동성 같은 전력시장 위험을 염려한다면 정부의 보급 목표량은 달성하기 어려울 것이다. 즉 투자자들의 투자 행태를 인식하지 못하고 단편적인 가격 정책 하나만으로 신재생 발전설비를 증가시키려한다면 정부 정책을 실패할 가능성이 크다. 따라서 전력시장에서 신재생에너지 보급에 영향을 주는 요인이 무엇이고 어떠한 인과관계를 형성하는지 시스템적 사고를 통한 분석을 하고 시뮬레이션 모델을 통한 사전 분석을 선행 한 후 정책목표와 투자량을 결정해야 할 것이다.

정부의 발전차액지원제도는 에너지원별로 약간씩 다른 방법으로 지원되에도 불구하고 본 모델에서는 모든 신재생에너지원에 대해 고정 기준가격에서 시장가격을 차감한 금액으로 발전차액지원 효과를 계산하였고, 신재생에너지원 보급에 따른 제약사항을 반영하지 못한 것이 본 연구의 한계이다. 또한 신재생에너지원의 건설량에 상당한 영향을 주는 시장 점유율 계산 시 발전원가라는 하나의 변수에 의해서만 결정하도록 단순화 한 것도 모델 결과에 많은 영향을 준 것으로 판단된다. 향후 이러한 한계와 모델에 적용된 많은 가정을 줄일 수 있도록 수정하는 작업이 보완되어야 할 것이다.

[참고문헌]

- 산업자원부(2003), 「제2차신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획(2003~2012)」
- 산업자원부(2004), 「신·재생에너지 발전 의무비율 할당제(RPS) 도입연구」
- 산업자원부(2004), 「제2차 전력수급기본계획(안) 2004~2017」
- 산업자원부(2005), 「2005년 신·재생에너지 백서」
- 세서욱·허무열(2004), 재생가능에너지보급배경과 보급지원책-EU 가맹국과 일본의 시사점
-, 한국EU학회 EU학연구 제9권 제2호
- 에너지관리공단(2006), 「신재생에너지의 이해」
- 에너지관리공단·전기연구원(2006), 「신재생에너지 발전차액지원제도 개선 방안 공청회」
- 이원우(2005), 「고유가의 원인과 대응방안」, 에너지경제연구원 연구보고서
- 이창훈·황석준·부경진·이근대·김명미(2005), 「신재생에너지전력 시장활성화 방안 연구」, 에너지경제연구원 연구보고서
- 한국전기연구원(2005), 「신·재생에너지 발전요금 Workshop 자료집」
- 한국전력거래소(2005), 「2005년도판 발전설비현황」
- 한국전력공사(2004), 「전력통계속보」
- Andrew Ford(2006), *Simulating Carbon Baskets in the Western U.S. and Canada.*
- DOE/EIA(2005), *World Oil Price Chronology.*
- John D. Sterman(2000), *Business Dynamics-system thinking and modeling for a complex world*, McGraw Hill.
- REN21(2005), *Renewable 2005 GLOBAL STATUS REPORT*