

전력산업 구조개편 이후 전원구성비율 예측에 관한 연구

A Study on Forecasting of Electric Power Generation Mix in the Competitive Electricity Market

홍정석(아주대학교 에너지학과)

곽상만(시스텍믹스(주))

권병훈(산업자원부 전력산업과)

나기룡(산업자원부 전력산업과)

최기련(아주대학교 에너지학과 교수)

Abstract

It is one of the important problems how to maintain the optimal electric power generation mix. The Objective of this study is development of a computer model which can be used to forecast the investment of power generation unit by the plant owners after restructuring the electricity industry.

The impacts of the various government policies can be analyzed using the computer model, thus the government can formulate effective policies for achieving the desired electric power generation mix.

I. 서 론

전력산업은 지난 수십년간의 규제적 독점체제로부터 벗어나 단계적으로 보다 경쟁적인 구조로 전환되어 가고 있다. 2000년 12월 전력산업구조개편 촉진법과 개정된 전기사업법이 국회에서 통과되어 2001년 4월부터 발전부문이 이전의 한전으로부터 분리되고 전력거래소에 의해 운영되는 시장에서 전력거래가 이루어짐에 따라 경쟁시장체제로의 첫발을 내딛었다. 또한 기후변화협약과 환경보호 강화, 기술의 발전과 혁신 등 여러 가지 국내외 여건 변화는 각 발전설비의 경쟁력에 큰 변화를 가져올 것이다.

그러나 무엇보다 중요한 것은 전력산업 구조개편이 발전원의 선택에 대한 의사결정과정에서 근본적 변화를 유도한다는 점이다. 즉, 그 동안 정부계획에 의해 건설, 운영되던 발전설비들은 전력산업 구조개편에 따라 앞으로 시장에 의해 그 선택이 이루어지게 된다. 전력수요증가에 따른 신규전원의 선택이 일차적으로 시장기능에 맡겨지게 되는 것이다. 앞으로의 경쟁시장에서 각 발전원의 경제성을 스스로 입증하지 못한다면 전력시장에서 퇴출되는 경우도 가능한 것이다. 그러나 국가 전체적인 관점에서 적절한 전원구성비율을 유지하는 것은 전력산업 구조개편이 이루어지고 경쟁시장이 도입되더라도 중요한 문제가 아닐 수 없다.

이 연구의 구체적인 목표는 구조개편에 따른 발전원별 시장 경쟁력을 분석하고 이에 기반하여 사업자의 의향을 반영한 전원구성의 변화를 예측하고 경쟁시장에서 발전원별 경쟁구조와 정책방향의 영향을 모사할 수 있는 전산모형을 개발하는 것이다. 이렇게 개발된 모형을 활용하여 전력산업 구조개편 이후 경쟁체제하에서의 발전설비 투자를 예측하고 이에 따른 영향을 분석하는 정책 모형으로 활용 가능할 것이다.

II. 전력산업현황 및 전망

1. 발전설비 추이

전력은 그 사용의 편리성으로 인하여 경제성장 및 국민생활 수준 향상에 따라 소비가 급증하였다. 1990년 이후 2000년까지 경제성장률은 연평균 6.1%, 에너지수요는 연평균 7.5% 증가한 반면, 전력수요는 연평균 9.8% 증가하였다. 1998년에는 외환위기로 전력수요가 최초로 마이너스(-3.6%) 성장을 기록하였으나, 이후 11.3%의 연

간 증가율을 기록하고 있다.

전력공급설비는 이렇게 늘어나는 전력수요에 대응하여 빠르게 증가해왔다. 1980년 9,391MW이었던 발전설비는 2000년말 48,451MW로 증가하여 20년간 5.2배로 양적 팽창을 이루었다. 전력판매량은 동일 기간동안 32,734GWh에서 239,535GWh로 증가하여 설비증가에 비해 높은 7.3배가 증가하였다.

2. 전력수요 전망

2000년 현재 1인당 전력소비는 5,523kWh로 미국(12,834kWh, '98)의 43%, 일본(7,557kWh, '99)의 73%수준이다. 전력판매량은 2001년부터 2015년까지 연평균 3.3% 증가하고 단기적으로 2005년까지는 연평균 5.4%정도에서 장기적으로 2.0%까지 수요 성장이 둔화되는 것으로 예측되고 있다. 최대전력수요는 2001년부터 2015년까지 연평균 3.4%증가를 예측하고 있다.(수요관리 후 기준) 전력판매량과 마찬가지로 2005년까지는 4.8%에서 2011~2015기간에는 2.2%로 둔화되는 것으로 전망되었다.

<표 1> 연도별 전력수요전망

구분	판매전력량		최대전력					
	GWh	증가 율(%)	수요관리 전		수요관리 효 과	수요관리 후		
			MW	부하 율(%)		MW	증가 율(%)	부하 율(%)
2000(실적)	239,535	11.8	41,007(43,866)	74.0	(2859)	41,007	10.0	74.0
2001(실적)	257,731	7.6	43,125(46,393)	74.4	(3268)	43,125	5.2	75.5
2002	271,009	5.2	46,051(49,319)	74.2	309(3577)	45,742	6.1	74.6
2003	288,591	6.5	49,440(52,708)	73.7	1,316(4,584)	48,124	5.2	74.6
2004	299,983	3.9	52,120(55,388)	72.8	1,927(5,195)	50,193	4.3	74.1
2005	311,056	3.7	54,436(57,704)	72.4	2,577(5,845)	51,859	3.3	74.1
2010	355,324	2.2	65,889(69,157)	68.7	5,265(8,533)	60,624	2.9	72.4
2015	391,950	1.9	74,784(78,052)	66.6	7,039(10,307)	67,745	1.8	71.3
평 균 증 가 율 (%)	'01-'05	5.4	5.8			4.8		
	'06-'10	2.7	3.9			3.2		
	'11-'15	2.0	2.6			2.2		
	'01-'05	4.0	4.9			4.0		
	'01-'15	3.3	4.1			3.4		

자료) 제1차 전력수급기본계획

3. 발전설비 용량 및 예비율 전망

전력수급기본계획은 전기사업자의 시장참여 의향을 반영하기 위하여 한전, 6개 발전자회사, 민간기업 등의 전기사업자를 대상으로 발전설비계획 의향 조사를 실시하고, 의향조사 결과 중 실현성이 높은 확정적 발전설비계획을 따로 선정한다.

이번 제1차 전력수급기본계획의 사업자 의향조사('01.7, '01.10)의 결과에 의하면 2015년까지 약 41조원을 투입하여 총 97기 4,115만kW를 건설할 의향이 있는 것으로 나타났다. 이중 건설중인 것은 총 42기 2,102만kW이고, 신규건설인 것은 총 55기 2,013만kW로 나타났다. 이 조사에 의하면 발전자회사는 유연탄을, 민간사업자는 LNG 발전소 건설을 선호하는 것으로 나타났다.

조사된 사업자 발전설비계획은 재원조달, 송전이용계약, 인허가 여건 등의 불확실성이 있으므로 사업자계획을 실현가능성 정도에 따라 등급을 분류할 필요가 있다. 건설중(A), 건설준비중(B1, B2), 계획중(C1, C2, C3)의 3단계로 등급을 분류하고 A~C1까지의 사업을 확정적 계획(Most Probable Plan)으로 분류한다. 현재 시점에서 비 확정설비(C2, C3)는 사업진척도에 따라 차기 계획시 확정 설비 (A~C1)로 전환될 수 있다.

확정적 발전설비계획 기준으로 설비에비율은 2006년까지 14~18%, 2007~2012년은 21% 이상, 2013~2015년은 14~19%를 유지할 것으로 전망된다. 사업자 발전설비계획 기준으로는 설비 예비율이 2006년까지 14~18%, 2007년 이후 23% 이상 유지할 것으로 전망된다. 적정 설비에비율은 대략 15~17%, 적정 공급예비율은 8~10% 수준이다.

이 계획은 신규 투자수익 전망을 반영하는 사업자의 의향 조사에 기초한 예측으로서 미래 시장가격이 충분히 높게 형성될 경우 의향조사에서 나타난 모든 용량이 건설 될 수 있을 것이다.

발전원별 설비특성, 경제성, 환경영향, 불확실성 등을 고려하여 최적화(비용최소화) 전산모형에 의해 도출된 전원구성비(기준 발전설비계획)는 다음 표와 같으며 이러한 전원구성비를 유지하기 위해 정부가 전력안보 차원에서 수급안정 관리를 당분간 주도할 것으로 보인다.

<표 2> 연도별 전원구성비

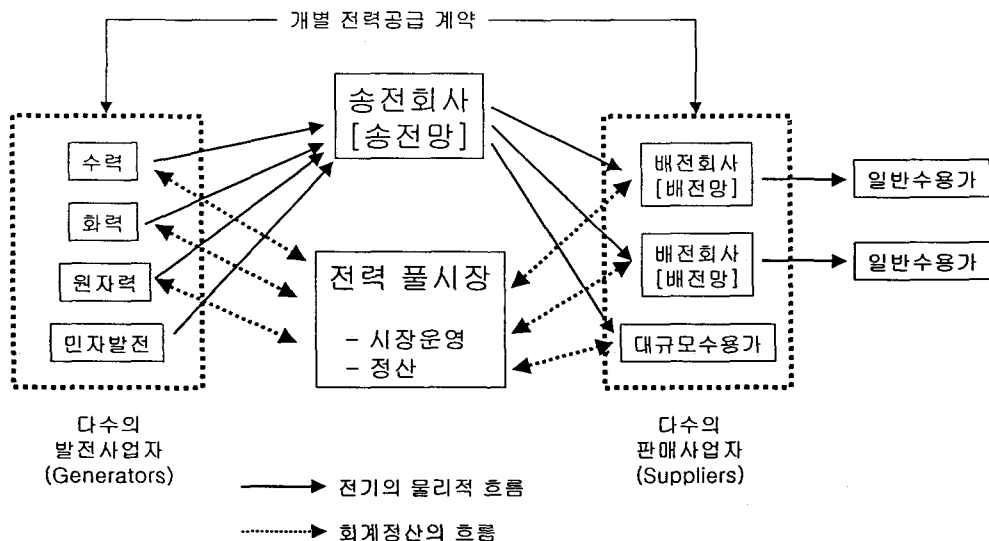
연도	원자력	석탄	LNG	석유	수력
2005	28.9 (28.8)	29.7 (29.5)	26.7 (26.7)	7.6 (7.9)	7.1 (7.1)
2010	31.0 (30.2)	32.0 (27.6)	23.2 (24.6)	6.4 (9.1)	8.4 (8.5)
2015	37.4 (33.0)	30.9 (26.8)	20.9 (23.8)	2.8 (7.6)	8.0 (8.8)

※ () 내는 제5차 장기전력수급기본계획 전원구성비

4. 전력산업구조개편

1) 현황

우리나라 전력산업 구조개편은 다음과 같은 3단계로 추진되고 있다. 그 첫단계인 발전경쟁단계(2001~2003년)에서는 한국전력공사의 발전부문을 6개의 자회사로 분할하여 발전부문의 경쟁체제를 구축하였다. 분할된 발전회사를 단계적으로 민영화하여 효율성 증진을 통한 발전원가의 절감을 도모한다. 도매경쟁단계(2004~2008년)에서는 송전망을 개방하고 배전부문을 분할하여 경쟁적 전력도매시장체제로 전환한다. 송전망의 개방은 민간업체도 전국적인 송전망의 자유로운 이용을 보장하는 것이며 이렇게 함으로써 공정한 경쟁여건을 조성한다. 소매경쟁단계(2008년 이후)에서는 배전망 개방 및 배전부문에서 판매부문을 분리하여 전력 소매시장을 자유화한다.



[그림 1] 전력산업 구조개편의 개념도

전력산업은 3단계의 구조개편 과정을 거쳐서 [그림 1]과 같은 산업구조를 가지게 된다. [그림 1]에서 보는 바와 같이 전력산업은 다수의 발전사업자, 단일 송전회사, 판매사업자인 다수의 배전회사 및 도매시장인 전력플시장으로 구성된다.

현재, 이러한 계획에 따라 우리 나라의 전력산업구조는 대폭적인 개편을 추진 중에 있다. 우선 전력회사인 한국전력이 분할되어 2001년 4월2일 발전자회사가 탄생되었다. 이 과정에서 원자력발전은 수력발전과 함께 한국수력·원자력발전주식회사가 담당하게 되었다. 한국수력원자력 이외의 다섯 개의 화력발전회사들은 조건이 충족되면 민영화될 예정이다.

2) 전력산업 구조개편과 전력수급계획

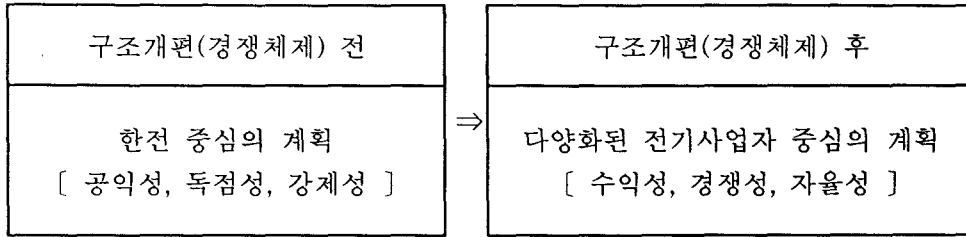
전력산업 구조개편에 의해 전력산업에는 경쟁시장개념이 도입되고 <표 3>과 같은 새로운 패러다임이 형성되었다.

<표 3> 전력시장의 새로운 패러다임

구조개편 전	구조개편 후
<ul style="list-style-type: none"> ○ 규모의 경제성이 존재하는 독점 형태 사업 ○ 공익성 우선으로 공급책임, 공평 부담 원칙 준수 ○ 수요에 부응하는 설비확장 위주의 경영 ○ 비용보상 방식의 요금결정 (정부규제·승인요금) 	<ul style="list-style-type: none"> ○ 계통운영을 제외한 분야에 경쟁체제가 도입되는 경쟁사업 ○ 기업성을 중시하는 고객 세분화, 시장차별화 추진 ○ 이익실현을 위한 판매확대, 시장확대 위주의 경영 ○ 고객이 참여하는 전력가격 결정 (시장결정·자율 가격)

이와 같은 전력시장의 변화에 따라 전력수급계획의 수립 주체와 성격도 변화되었다. 구조개편 이전의 전원개발은 한전이 중심이 되어 정부정책차원의 의사결정이라고 볼 수 있었으나, 구조개편에 따라 전력수급 기능과 역할을 다양한 주체에게 분담하게 되었다.

<표 4> 전원 개발 주체의 변화



따라서 경쟁적 전력시장에서 전력수급계획의 역할도 재정립하여야 한다. 수급불균형 가능성 해소를 위한 별도의 대처방안 수립하고 시장기능 활성화까지 한시적 정부 조정기능 (수급안정대책 등)을 도입하며, 기존 전력수급계획과 신규계획의 연계성 확보, 시장에서 적정 설비투자를 유인할 수 있는 메커니즘 강구 등을 필요로 한다.

III. 연구 문제와 모형의 개요

1. 선행연구 분석

적정 전원구성비율의 설정과 같은 에너지 정책 평가는 어느 한사람의 평가자에 의존할 수 없는 공공사업의 성격을 지니고 있다. 따라서, 다양한 전문분야에 속한 다수 전문가의 집단적 평가에 의존하는 그룹의사결정문제에 속한다. 그룹의사결정 문제는 다수 평가자들의 의견을 하나로 종합하는 과정이 포함된다.

대표적 선행연구 사례로 “계층화 의사결정법(AHP)을 이용한 전원구성비율 설정에 관한 연구”(1996)는 AHP를 이용한 우리나라의 적정 전원구성비율의 설정과 아울러 AHP에 의한 원자력과 석탄화력발전의 편익/비용 분석을 시도하였다. 적정 전원구성비율 설정 문제는 자원배분(Resource Allocation)의 관점에서 문제를 다루었고, 후자는 편익/비용 분석(Cost-Benefit Analysis)의 관점에서 문제를 다루었다. 이를 통해 에너지 정책 평가를 위한 의사결정기법으로서의 AHP의 활용 가능성을 함께 다루고 있다. 두 경우 모두 설문조사를 통하여 우리나라 에너지 전문가들의 의견을 취합한 후 이를 평가의 입력자료로 삼았다.

상기 연구를 포함하여 전력산업 구조개편 이전에 수행된 전원구성비율과 관련된 연구들은 모두 적정한 전원구성비율을 구하기 위한 것이었다. 즉, 단일 독점 공기업에 의해 전력산업이 수행되고 있었기 때문에 정부가 정책적으로 적정한 전원구성비율을 설정하고 그것을 실천하기만 하면 되었다. 따라서 전원구성비율에 관련하여

문제가 되는 것은 적절한 전원구성비율을 어떻게 구하고 그 값은 어떻게 되는가 이었다.

전력산업 구조개편 이후의 상황은 그 기초가 변화된다. 여전히 적절한 전원구성 비율이 어디인가는 중요한 문제이며 이후에도 전력수급기본계획에서 이를 제시할 것이다. 그러나 이것은 단순히 공공복리 차원의 바람직한 방향을 제시해주는 역할 이상을 하진 못한다. 경쟁시장에서 전원개발과 발전형식의 선택은 각 전기사업자들이 선택할 문제이기 때문이다. 본 연구에서는 적정 전원구성비율이 어떻게 되느냐가 아닌 이 문제를 다루고 있다.

위에서 언급한 선행 연구는 전력산업 구조개편 이전의 적절한 전원구성비율을 산정하는 문제에 관한 연구이다. 하지만 이 연구의 성과는 기존의 최적화 기법 등과는 다르게 AHP 기법이 적정 전원구성비율 설정문제에 적용가능한 다기준 의사결정기법으로서의 타당성과 활용방안을 제시했다는 데 있다. 이 선행연구에서 활용한 방법과 설정한 평가기준들은 본 연구에서 전력산업 구조개편 이후 전기사업자들의 의사결정기준을 살펴보는데 활용할 수 있다.

“경쟁적 전력시장에서 도매전력가격 예측에 관한 기초연구”(전력연구원, 2002)에서는 발전원별 경쟁체제 도입 후 도매 전력 시장의 가격과 일반 투자자의 신규 발전소 건설 Cycle을 예측할 수 있는 시스템 다이내믹스 모델을 개발하고 이를 이용하여 전력시장 안정화를 위한 방안을 모색하였다.

이 선행연구에서 수행한 DSM 시나리오분석에서는 수요관리의 효과로 인해 신규 발전소 건설 붐의 시기와 규모가 변화되지만 기본적인 건설과잉과 부족이라는 시장의 다이내믹스와 이에 연유한 과부족 현상을 제거하지는 못한다. DSM에 의해 낮아진 전력수요는 시장가격이 낮아지는 역할을 하게 되어 기본 시나리오에서 보였던 가격 스파이크를 제거시키고 시장가격의 안정에 기여한다. 시장가격은 DSM으로 인한 수요감소와 낮은 수요 성장률로 인해 일반투자자에 의해 신규 가스발전소가 추가되지 않더라도 정부계획에 의한 타 에너지원의 추가 공급으로 시물레이션 기간 내내 낮은 수준에서 안정적으로 나타난다.

이 연구는 Andrew Ford(2001)의 모델을 참고로 하여 시스템 다이내믹스 모델을 이용하여 분석결과, 일반 투자자에 의한 신규 발전소 건설이 장기적인 건설 Lead-time에 의한 Boom and bust cycle을 보이는 것으로 나타났다. Andrew Ford(2001)는 미국 서부 지역의 발전소 건설에 대한 시나리오 시물레이션 분석을 하였는데, 발전소 건설 delay에 의해 적시에 전력이 공급되지 못함으로써 2000년과 2001년에는 너무 많은 전력공급으로 가격이 급락하게 된다.

기본 시나리오 분석에서는, 현재 개발자에 의한 발전소 건설이 전형적인 Boom 상태에 있음을 보였다. 이 결과는 구조 개편된 전력 산업이 소비재 산업과 부동산 산업에서 나타나고 있는 전형적인 Boom and Bust Cycle을 경험한다는 증거를 제시하였다. 시스템 다이내믹스 접근에 기초한 모델링 개발로 발전소 건설의 Boom and Bust 시기에 노후된 발전소의 폐쇄와 Conservation saving이 미치는 영향을 분석하였다.

2. 모형개발을 위한 기초자료분석

1) 구조개편 이후 발전원별 경쟁력 분석

현재 우리나라의 주요 발전원은 원자력, 유연탄, LNG 이다. 이들 세가지 발전원이 전체 발전용량에서 차지하는 비중은 약 80%이며, 발전량으로는 약 90%를 차지한다. 이 세가지 발전원은 앞으로도 주요 발전형식의 위치를 유지할 것이다.

그런데, 현재 원자력의 경우 한국수력원자력이 모두 소유하고 있으며, 그 기술과 투자의 특성상 앞으로도 계속 공사의 형태로 유지될 가능성이 크다. 대규모 자본투자가 필요하고, 안전이나 기술적인 특성에 의해 앞으로도 민간에 의해 투자될 가능성은 적으며, 국가 에너지, 환경의 필요에 따라 정책적으로 추진, 운영될 가능성이 크다. 따라서 본 연구에서는 민간이 주로 선택하는 발전원으로 예상되는 유연탄과 LNG를 고려하도록 한다.

경쟁시장에서도 석탄화력은 기저발전설비로서의 역할을 그대로 유지할 것이다. 우리나라의 에너지수급 여건상 가스 및 석유발전의 기저발전시장 침투는 석유 및 가스 가격의 대폭 하락과 같은 특별한 여건 변화를 가정하지 않는 한 당분간 기대하기 어렵다.

경쟁시장의 경쟁력은 비용이 아닌 수익성 측면에서 분석되어야 하지만, 만약 수입 측면에서의 조건이 비교대상 전원간에 차별이 없다면 상대적으로 비용이 낮은 전원이 높은 수익성을 갖는, 즉 경쟁력이 있는 전원으로 평가될 수 있다.

그러나 실제 발전시장에서는 발전원별 판매가격에 차이가 발생하므로 수입과 비용을 모두 고려하여 수익성으로 평가해야 할 것이다. 본절에서는 상대적 비용 경쟁력에 초점을 맞추어 균등화 비용을 먼저 비교분석고, 본 모형에서는 설비 운영 특성에 따른 대강의 발전원별 판매가격을 추정하여 수익성을 구하도록 한다.

(1) 균등화 비용 평가의 주요 입력 전제

발전원가 분석을 위한 자료는 2002년 발전설비현황의 발전원별 설비특성 자료를 이용하였다. 대상 발전원의 경제적 기준운영기간은 모두 30년이며, 소내소비율과 열

소비 등은 모두 자료를 그대로 채택하였다.

할인율(discount rate)은 평균화비용을 산출하는데 있어서 매우 중요한 역할을 담당하고 있는데 이는 미래의 여러 기간에 걸쳐서 발생하는 지출 및 수입의 가치가 현시점에서 평가할 때 할인율 만큼 축소되기 때문이다. 할인율이 높아지면 상대적으로 초기투자비가 많은 설비의 경제성이 불리해지며, 그 영향이 다른 어떤 변수들의 변화에 비해 크기 때문에 경제성 분석에서 가장 중요시되는 변수이다.

본 분석에서는 8%의 할인율을 그대로 사용한다. 할인율은 경제상황에 따라, 그리고 분석 대상사업의 위험도에 따라 달라지게 되는데, 최근의 이자율 하락을 감안하면 8%의 할인율은 다소 높다고 볼 수 있지만, 경쟁적 전력시장이 본격적으로 가동되고, 발전회사가 민영화될 예정으로 있어 이에 따른 발전사업의 위험도 상승을 반영하는 할인율의 상향조정 가능성을 고려하여 그대로 적용한다. 환율은 1,250원/\$를 적용하였다.

(2) 분석 결과

발전원가 분석결과는 <표 5>와 같다. 유연탄과 석유, LNG의 발전원가에 대한 이용율에 따른 민감도 분석을 시행하였다. 기타 할인율, 수명 등에 대한 민감도 분석은 생략하였다. 결과를 보면 유연탄 80만kW가 거의 전 이용율 범위에서 가장 발전원가가 낮은 것으로 나타났다. 물론 원자력도 같이 분석했다면 높은 이용율 범위에서는 원자력의 발전원가가 더 낮을 것이다. LNG는 10%이하의 이용율 범위에서 가장 발전원가가 낮은 것으로 나타났다.

<표 5> 발전원가 분석결과

이용율(%)	유연탄 50만kW	유연탄 80만kW	석유	LNG
5	387.0	326.7	322.8	273.9
10	200.6	170.0	184.4	163.8
15	138.4	117.7	138.3	127.1
20	107.3	91.6	115.3	108.8
25	88.7	75.9	101.4	97.8
30	76.2	65.5	92.2	90.4
35	67.4	58.0	85.6	85.2
40	60.7	52.4	80.7	81.2
45	55.5	48.1	76.9	78.2
50	51.4	44.6	73.8	75.7
55	48.0	41.8	71.3	73.7
60	45.2	39.4	69.2	72.1
65	42.8	37.4	67.4	70.7
70	40.7	35.7	65.9	69.4
75	38.9	34.2	64.6	68.4
80	37.4	32.9	63.4	67.5
85	36.0	31.7	62.4	66.7
90	34.8	30.7	61.5	66.0
95	33.7	29.8	60.7	65.3
100	32.7	28.9	59.9	64.7

2) 발전설비건설의 의사결정 주체와 기준의 변화

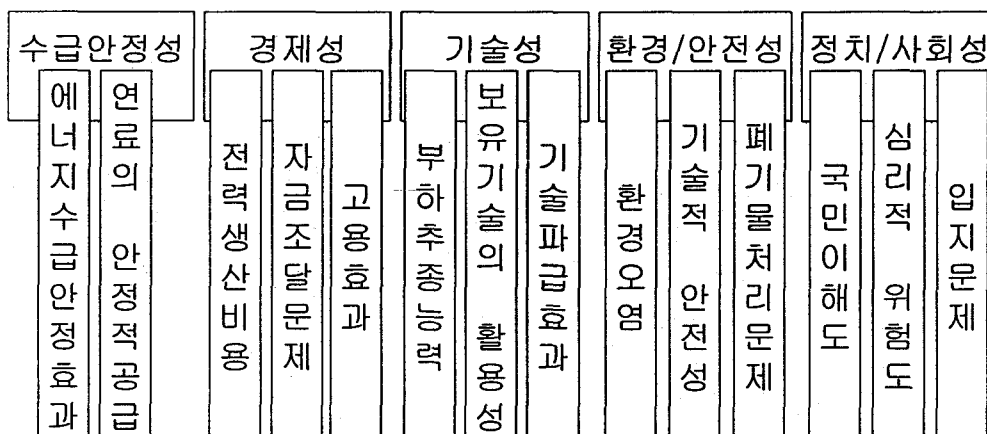
(1) 전력산업 구조개편 이전의 의사결정 기준

앞서 언급했듯이 전력산업 구조개편 이전의 전원개발의 주체는 독점 공기업과 정부이며 특히 이 시기 우리나라 전원개발계획은 전력의 안정적, 효율적, 경제적 공급을 목적으로 에너지시스템의 상호작용과 수요의 불확실성을 고려하면서 동시에 장기적인 관점에서 최적화의 달성을 목적으로 하였다.

이러한 목적을 달성하기 위해 우리나라는 지난 1977년부터 WASP(Wien Automatic System Planning Package) 전산모형을 이용하여 전원개발계획을 수립하여 왔다. WASP는 TVA(Tennessee Valley Authority)에서 개발한 전원개발계획 수립을 위한 전산모형으로서 공급신뢰도, 계통운영상의 문제점 여부 등 기술적 요건을 만족하는 전원설비 조합안 중에서 비용이 최소가 되는 건설계획안을 제시해준다. 그러나 WASP는 다른 전산모형과 마찬가지로 에너지원 배분의 적정화, 건설과 급효과, 환경영향 및 사회 정치적 요인 등 비계량적 요소에 대한 평가가 미흡할 뿐만 아니라 입력된 전제조건에 의거한 경제성 평가의 결과에만 의존하므로써 특정

발전원에 대한 과잉 의존의 오류를 범하게 될 우려도 있다. 더욱이 총 소비에너지의 90%이상을 수입에 의존하는 우리나라와 같은 자원빈국이 복잡하고 유동적인 국제정세에 대비하면서 전력을 안정적으로 공급하기 위해서는 비용의 최소화에만 의존할 수는 없다.

이에 따라 정부의 장기전력수급계획의 기본 방향에도 경제성, 입지, 환경문제 및 정치적 요인등을 종합적으로 고려하여 에너지원별 발전설비를 구성하도록 하였다. 이러한 요인들을 고려한 평가기준들을 정리하면 [그림 2], <표 6>과 같다. 이러한 기준이 그대로 전력산업 구조개편 이전의 전원개발계획에 적용이 되었다는 것은 아니다. 그러나, 전원개발계획에서도 WASP에 의한 결과에 다양한 비계량적 정책요소들을 고려하여 최종적으로 적정 전원구성비율을 결정해 왔으며, 그러한 비계량적 요인들은 모두 이와 같은 기준에 포함될 것이다.



[그림 2] 전력산업 구조개편 이전의 일반적 의사결정 계층

<표 6> 평가기준의 요약

주항목	세부항목	설 명
전력수급안정성	연료의 안정적 공급 에너지 수급안정 효과	<ul style="list-style-type: none"> 연료원의 안정확보가능성(세계 자원매장량, 지역 편중성 등 고려할 때) 연료가격의 변동에 따른 발전비용의 상승 또는 유연성 효과
경제성	전력생산비용 자금조달문제 고용효과	<ul style="list-style-type: none"> 발전소 건설 및 운영에 따른 총비용 초기투자비의 조달 등 발전소 건설 및 운영에 투입되는 소요인력
기술성	부하추종능력 보유기술의 활용성 기술파급효과	<ul style="list-style-type: none"> 전기의 품질을 유지하기 위한 적정 부하 추종 능력 여부 국내 보유기술 및 인력의 효율적 활용 측면 발전소 건설 및 운영에 따른 타산업에의 파급효과
환경/안전성	환경오염 기술적 안전성 폐기물처리문제	<ul style="list-style-type: none"> 발전소 운영에 따른 수질 및 대기오염 직업적 재해 발생빈도 등을 포함한 기술적 안전성 발전소 운영과정에서 발생하는 폐기물의 처리난이도
정치/사회성	국민이해도 심리적 위험도 입지문제	<ul style="list-style-type: none"> 발전원에 대한 일반국민의 이해도, 친숙도, 수용성 등 거대사고 발생 가능성, 재해의 치유난이도, 재해의 지속기간 등 발전원별 입지조건, 지역주민의 수용성 등

(2) 전력산업 구조개편 이후의 의사결정 기준

전력산업구조개편이후 발전형식 선택기준의 가장 우선시 되는 기준은 수익성이 될 것이다. 따라서 적은 비용으로 운영이 가능한 발전형식이 당연히 선호되어야 할 것이다. 대부분의 이용을범위에서 유연탄의 발전원가가 LNG보다 낮으며, 유연탄과 LNG 수입가격에 커다란 변동이 발생하지 않는한 앞으로도 이러한 상황이 유지될 것이다. 수익성만을 본다면 유연탄이 선호될 수 밖에 없다.

그러나 전력수급기본계획의 발전소 건설의향조사 결과를 보면 발전자회사는 유연탄 발전소를, 민간사업자는 LNG 발전소를 선호하는 것으로 나타났다. 수익성 면에서 열위인 LNG 발전소를 건설하려는 사업자가 존재하는 것은 수익성이 가장 중요한 선택기준이지만, 그외에도 선호에 변화를 줄 수 있는 선택기준이 존재하기 때문이다. 수익성이외의 선택기준으로는 투자자금, 건설기간, 입지, 환경, 연료수급 문

제 등이 있다. 이중 투자자금, 건설기간, 입지, 환경 측면에서 LNG가 유연탄 보다 유리한 특성을 가지고 있다.

수익성 측면에서 유연탄이 월등히 유리한 것은 유연탄의 발전원가가 LNG보다 낮은 것이 주요인이지만, 현재의 도매시장가격의 결정방식 때문이기도 하다. 발전회사들에게 지급되는 가격은 그 시점에서 가동된 발전원 중 가장 비용이 비싼 발전원의 한계비용을 가격으로 결정하여 모든 발전원에 동일하게 지급하는 방식이다. LNG가 유연탄보다 발전원가가 높기 때문에 부하가 낮은 야간시간대를 제외하면 보통 한계발전원은 LNG가 선택되며 이에 따라 동시에 가동되는 유연탄은 자신의 한계비용보다 훨씬 높은 가격을 받아 높은 이윤을 남기게 된다. 이러한 점 때문에 현재 발전경쟁시장(CBP)에서는 원자력과 유연탄은 SMP대신 따로 기저부하시장에서 결정된 기저부하가격(BLMP)을 지급받고 있으나 향후 전력산업 구조개편이 완료되어 소매경쟁시장까지 도입되는 시점에서는 이러한 구분이 없어질 것으로 예상된다.

그러나, 이러한 유연탄의 수익성은 LNG가 존재하기 때문에 가능한 것이다. 만약 수익성 때문에 유연탄만을 건설하여 미래에 LNG가 존재하지않는 전원구성이 된다면, 유연탄이 한계발전원이 되어 발전시장가격을 LNG가 결정하는 경우 만큼의 높은 수익을 발생할 수 없다. 즉, 장기적인 수익성 측면에서도 어느 정도의 LNG가 존재하여 높은 발전시장가격을 형성해주는 것이 유연탄에서 높은 수익을 얻을 수 있는 것이다. 따라서 적절한 LNG와 유연탄의 전원구성이 발전회사 입장에서 높은 수익성을 유지하는 데 유리하다.

수익성 이외의 측면에서 LNG를 선택할 유인도 존재한다. 현재 민간기업에서 LNG를 선호하는 양상도 수익성 측면에서만 본다면 쉽게 이해하기 어려운 상황이다. 다양한 발전형식을 소유한 발전자회사들은 유연탄을 건설하여 수익성을 더욱 높이고, 이에 비해 경쟁력이 낮은 민간회사들이 수익성이 낮은 LNG를 건설한다면, 갈수록 두 집단간의 경쟁력에 차이가 발생할 것이다. 그러나 발전사업에 경험이 적은 민간회사 입장에서는 자본투자가 적고, 건설기간이 짧아 투자회수기간이 짧은 LNG가 매력적인 선택으로 여겨지고 있다. 투자대안간의 선택에 있어서 경제성 뿐만 아니라 투자회수기간이 얼마나 짧은지가 중요한 선택기준이 되고 있다. 즉, 수익성 측면에서 보면 유연탄이 가장 선호될 것이나, 장기적인 수익 측면과 수익성 이외의 다양한 기준에 의해 LNG 또한 대등한 대안으로 기능할 것이다.

오히려 LNG의 대세를 전망하는 의견이 적지 않은데, 앞서와 같이 적은 자본투자와 짧은 건설기간에 따른 유연성 뿐만 아니라, 입지적인 여건도 LNG가 매우 유리한 점이 있다. 유연탄은 연료수급과 대량의 냉각수를 해결하기 위해 해변가에 위치해야 저비용으로 운전이 가능하다. 또한 대규모의 회처리장이 필요해 면적이 상

당히 커야 한다. 반면, LNG는 전국적인 배관망이 존재하고 유연탄보다 적은 규모의 냉각수만이 필요하기 때문에 내륙에 위치하더라도 비용상의 불리함이 없다.

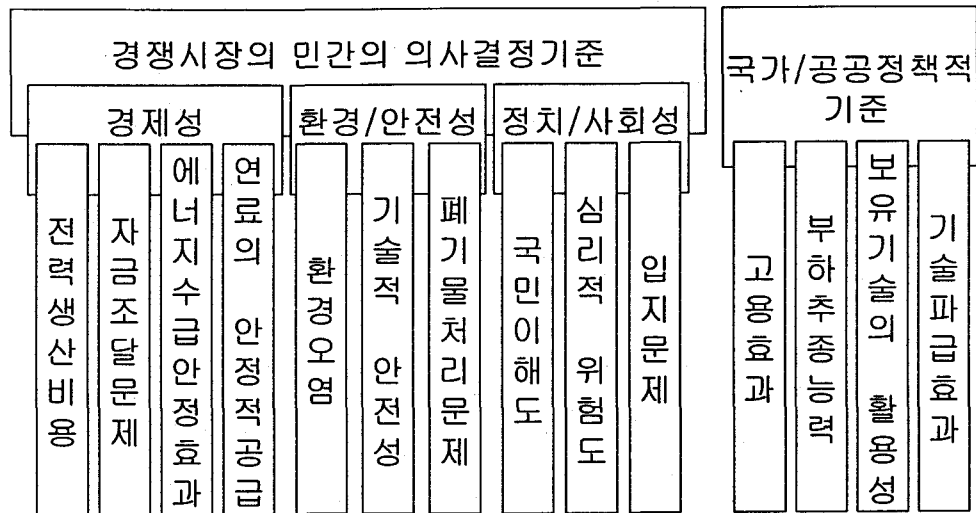
또 향후 기후변화협약에 의한 국제적인 환경규제가 우리나라에도 영향을 미칠 경우 우리나라 전체 이산화탄소 배출량의 절대 다수를 차지하는 전력산업이 가장 크게 영향을 받게 될 것이다. 탄소세와 같은 규제가 도입된다면 이는 발전비용에 즉시 반영이 될 것이다. 똑같은 화석연료를 사용하지만 연료의 성분상 LNG가 유연탄보다 단위당 이산화탄소 배출량이 적기 때문에 환경규제의 부담이 상대적으로 작으면서 대규모로 발전할 수 있는 대안으로 LNG가 유리하다.

LNG가 유연탄 보다 불리한 점으로는 수익성 이외에 연료수급의 문제가 있다. LNG의 가격변화는 유가와 비슷한 추세를 보인다고 하며, 우리나라에서는 발전형식 중 가장 연료비가 높고 가격변화의 위험성도 크다.

그리고 제1차 전력수급기본계획의 전력수요예측에 의하면, 판매전력량의 평균증가율은 2001년부터 2005년까지는 5.4%, 2006년부터 2010년까지는 2.7%, 2011년부터 2015년까지는 2.0%로, 최대수요는 각각 5.8, 3.9, 2.6%(수요관리 전)로 점점 낮아지는 추세로 전망하고 있다. 경제성장률의 둔화와 함께 지난세기와 같은 전력수요의 급성장은 없을 것으로 보인다. 공급측면에서도 현재 우리나라에서 운영중인 대부분의 발전소는 지난 세기말 전력수요의 급성장에 기인하여 건설된 최신설비들로 아직 수명이 많이 남아있다.

따라서, 앞으로 대용량 발전소의 대량 공급의 필요성이 줄어들 것이다. 입지의 부족과 함께 전력수요성장의 둔화는 대용량 발전원으로서 유연탄의 가치를 낮추는 요인이 될 것이다. 수요변화에 탄력적인 건설이 가능한 LNG의 유연성 가치가 더욱 높아질 것으로 볼 수 있다.

이러한 상황을 고려하여 전력산업 구조개편 이전과 비교한다면 [그림 3]과 같이 발전원의 선택을 결정하는 과정에 있어서 의사결정 기준의 변화를 예상할 수 있다. 기존의 발전투자선택의 변수들 중 많은 경우는 민간사업자로서도 당연히 고려해야 하는 것이나, 일부는 공공성이 짙은 것으로 구분되고, 이런 공공성을 가진 변수들 보다는 다른 변수들에 대해서 우선순위나 가중치가 높아질 것이다.



[그림 3] 의사결정 계층의 변화 예시

결론적으로 전력산업 구조개편 이전의 세부적인 평가기준 항목들 자체는 아직도 의미를 가지고 있을 것이나 그 우선순위는 경쟁시장의 도입과 함께 크게 바뀔 것이다. 민간기업의 수익성에 직접적인 연관이 있는 기준은 그 가중치가 크게 높아질 것이고 민간기업의 수익성보다는 국가/공공정책적인 측면이 강한 기준은 민간의 의사결정과정에서 그 우선순위가 내려갈 것이다.

3. 분석 모형의 개괄

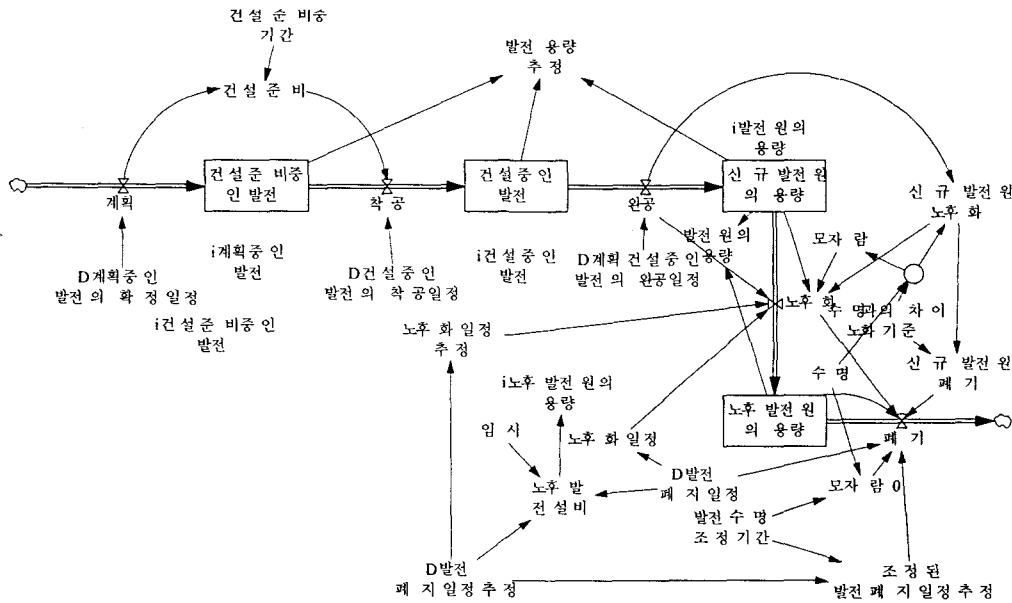
1) 발전소의 수명주기

어떤 형식의 발전원이더라도 건설계획에서 시작하여 착공, 건설, 완공, 운영, 폐기의 수명과정을 가지게 된다. 다만 그 각각의 과정에 걸리는 시간이 각 형식별로 차이가 있다. 이 수명 과정은 전형적인 Stock and Flow 로 구성될 수 있다. 이 때 계획, 착공, 건설, 완공 등과 같은 이벤트들은 flow로 볼 수 있고, 각 과정 사이의 기간 동안 발생하는 누적분은 stock 변수로 볼 수 있다.

본 모형에서는 완공되어 발전가능한 용량을 세분하였는데, 완공이후 폐기 전까지 실제 발전을 하여 운영가능한 용량 중, 향후 10년안에 수명이 끝나는 경우에는 노후로, 그 이외의 것은 신규로 분류하였다. 이것은 발전사업자들이 새로운 발전소 건설을 계획할 경우, 계획이후 완공시 까지의 시간 지연을 고려할 때 지금 계획된 발전소가 완공될 무렵에는 노후화된 용량분은 실제 발전시장에서 폐기될 것이므로 건설계획시 미래에 실제 운영가능한 용량을 고려하기 위함이다.

모델에서 건설계획시에 고려하는 용량은 현재시점에서 운영가능한 용량이 아니라 노후화된 용량을 제외한 신규 용량과 건설준비중 용량, 건설중인 용량을 고려하

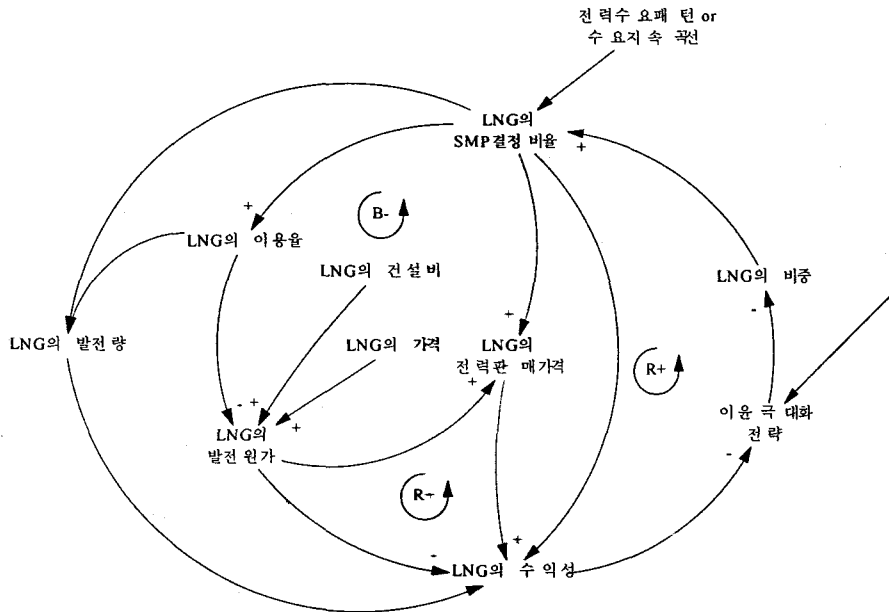
여 수요예측과 비교하여 결정하도록 한다. 그리고 제1차 전력수급기본계획에 따라 2015년까지 확정적 계획으로 분류된 발전건설계획은 그대로 실현된다고 가정하고 자료를 입력하였다.



[그림 4] 발전소의 수명주기 Stock Flow Diagram

발전소의 수명주기의 첫 번째 flow인 계획은 전력수급기본계획에 의한 확정적 건설계획의 자료인 'D계획중인 발전소의 확정일정'에 의해 결정되고, 모형에 의해 simulation된 값은 '건설추진'에서 결정된다. 계획에서 완공까지의 시간지연을 감안하여 10년후의 미래의 수요예측과 현재 계획, 건설, 운영중인 용량을 감안하여 10년 후에 운영가능한 용량을 추정하여 비교하고, 적정예비율을 유지하도록하는 정부정책이 적절히 효과를 보고 있다는 가정에서 추정된 용량이 수요예측치에 모자라는 부분을 현재에 건설추진할 용량으로 감안한다. 필요한 전체 용량에서 LNG와 유연탄의 비중을 얼마나 할 것인지는 다양한 변수를 감안하여 결정하게 되며 이에 대해서는 다음 절에서 Causal Loop Diagram을 이용하여 설명할 것이다.

2) 전원구성비율과 수익성의 관계



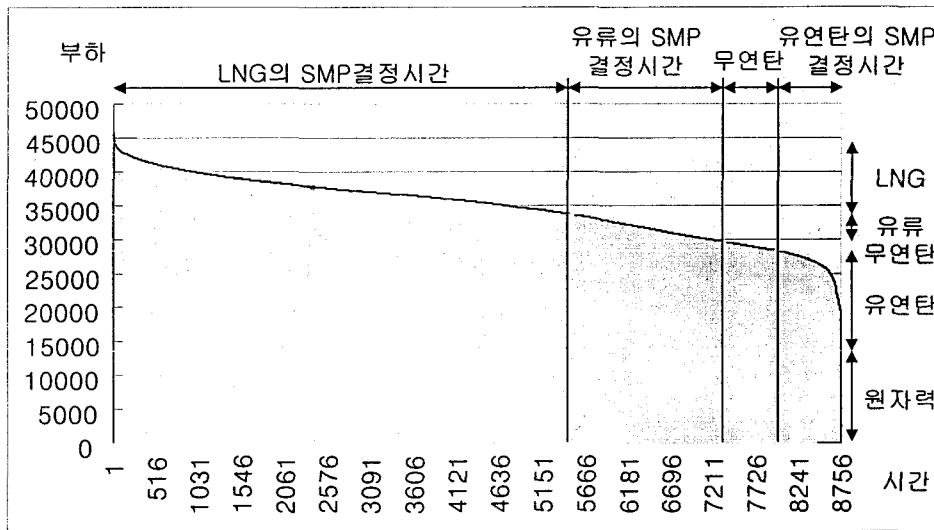
[그림 5] LNG 발전의 구성비율과 수익성과의 관계

[그림 5]의 Causal Loop Diagram은 LNG 발전의 전원구성비율과 수익성, 그에 의한 LNG 발전 건설에 의한 LNG 구성비율의 변화로 이어지는 closed loop를 보여준다. 'LNG의 비중'이 높아지면 'LNG의 SMP 결정비율' 또한 증가할 것이다. 'LNG의 SMP 결정비율'의 증가는 'LNG의 발전량'과 'LNG의 이용율'을 높여지게 할 것이고, LNG가 가격을 결정하는 비율이 높을수록 높은 한계비용의 LNG 발전소가 선택되는 경우가 증가할 것이므로 LNG의 전력판매가격 또한 증가할 것이다. 반면 이용율이 증가할수록 LNG의 발전비용을 낮출 수 있을 것이므로 LNG의 전력판매가격 또한 낮아질 수 있을 것이다. 종합적으로 'LNG의 수익성'은 'LNG의 전력판매가격'과 'LNG의 발전량'과는 양의 방향으로, 'LNG의 발전원가'와는 음의 방향으로 연결되어 있다.

이윤극대화 전략이란 수익성이 높은 유연탄을 선택하는 전략이라고 본다면, LNG의 수익성과는 반대방향으로 연결되어 있을 것이다. 이 Causal Loop Diagram은 2개의 강화고리(Reinforcing Loop)와 1개의 균형고리(Balancing Loop)로 이루어져 있으며, 발전비용면에서 LNG는 지속적으로 유연탄보다 높은 값을 유지한다, 즉 경제성이 상대적으로 낮다라는 전제를 갖는다.

조는 역시 유연탄이 발전비용면에서 LNG보다 지속적으로 낮은 값을 유지하여 기저 부하로 운영된다는 전제를 갖는다.

모형에서 전원구성에 따른 수익성의 변화를 계산하기 위해 부하지속곡선을 이용해 각 발전형식별 최소발전시간을 구하였다. 부하지속곡선은 1년 8760시간의 부하를 부하의 크기순서로 시간에 따라 재분배한 것이다. 이 부하지속곡선에 각 발전형식별 발전용량을 기저부하부터 누적시켜 표시하면 해당 발전형식의 최소발전시간을 알 수 있다. (최대용량발전가능시간)최소발전시간은 해당 발전형식의 발전용량을 모두 가동할 수 있는 시간으로 정의한다. 인접해 있는 두 발전형식이 있을 경우 보다 기저에 가까운 발전형식의 최소발전시간은 보다 첨두에 가까운 발전형식에게는 최대발전시간에 해당될 것이다. 최대발전시간은 해당 형식의 발전원이 1년에 최대 발전가능한 시간이다.



[그림 7] 부하지속곡선

[그림 7]은 이러한 관계를 간단히 예시한 것이다. 유연탄과 원자력을 예로 들어 보면 두가지 모두 기저부하용에 해당하지만, 원자력이 유연탄보다 기저에 해당한다. 사실상 두가지 발전형식은 거의 항상 함께 가동되지만 굳이 따지면 먼저 원자력이 발전되고 그 이상의 부하에 유연탄이 발전되는 것으로 볼 수 있다. 이 경우 원자력의 최소발전시간은 유연탄의 최대발전시간이다. 원자력은 [그림 7]과 같은 경우라면 최대발전시간은 8760시간이다.

그리고 부하지속곡선에서 각 발전형식이 차지하는 면적은 각 발전형식의 발전량이 된다. 부하패턴이 매년 일정하다고 가정하고 최근 2년간의 부하지속곡선의 패턴과 각 발전형식의 구성비중을 이용하여 각 발전형식별 최소발전시간을 구하도록 하

였다.

이렇게 수요지속곡선상에서 SMP 결정 발전기를 찾는 것은 위와 같이 간단히 개념적으로만 생각하면 간단한 것 같지만, 실제로는 상당히 복잡하고 어려운 문제이다. 이는 실제 발전계획 수립시에 발전기별 비용 이외에도 발전기의 기동-정지시간, 출력증감발율, 최소운전시간, 최소정지시간 등을 고려하기 때문이다.

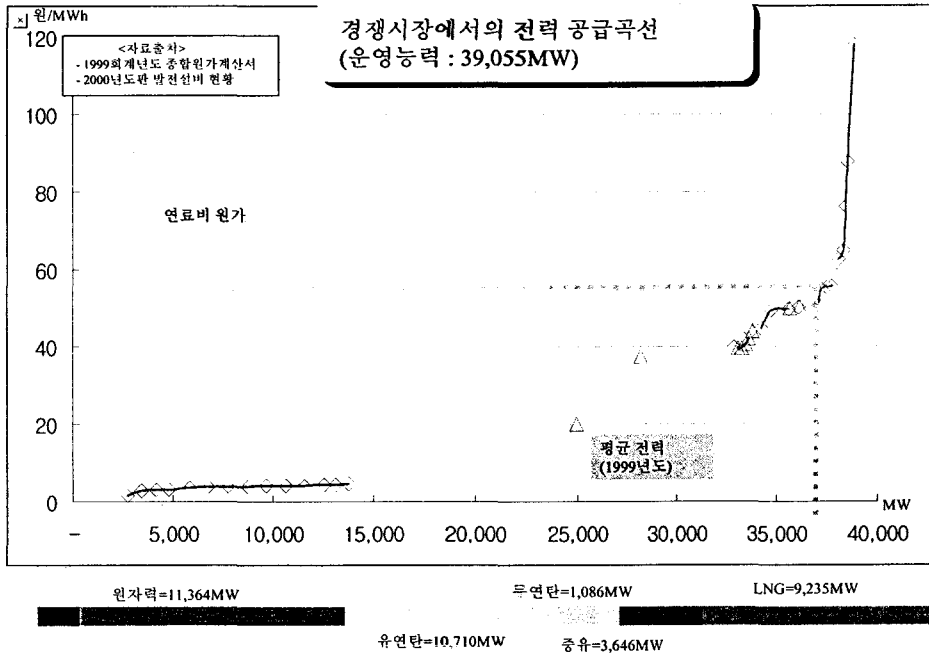
발전기의 기동정지 특성에 따라 상당부분의 중유발전소나 무연탄발전소는 부하가 낮은 심야에도 정지하지 않고 최소출력으로 운전을 한다. 이는 부하를 감소시키는 역할을 하여 변동비가 낮은 석탄(유연탄)발전소의 출력을 감소시키는 작용을 하며 따라서 유연탄 발전소가 한계가격을 결정하도록 한다. 참고사항이지만, 최소 출력으로 운전하는 발전기는 한계가격을 결정할 수 없도록 규정되어 있다.

또, 발전계획을 수립하다 보면 항상 예비력이 발생하여 이것도 수요를 낮추는 것과 동일한 효과를 나타낸다. 발전기 보수 문제도 한계가격 결정에 영향을 주는데, 이는 수요를 높이는 것과 유사한 효과가 있으리라고 생각된다. 모형에서는 가능한 이러한 실제상황을 고려하도록 하였으나, 완벽한 것은 아니다. 그러나 여기서 필요한 것은 전원구성비율의 어느 정도의 연관성만을 추정하면 되므로 모형의 목표에 비추어 적절한 수준이라고 본다.

모형에서는 위와 같이 부하지속곡선을 이용하여 전원구성변화에 따른 발전형식별 발전시간과 발전량을 구하고 각 발전형식이 한계발전원이 되어 가격을 결정하는 시간을 추정한다. 만약 예방정비기간 등 실제 발전가능한 용량을 제대로 감안하고 발전기의 기동정지 특성에 따라 부하가 낮은 심야에도 정지하지 않고 최소출력으로 운전하는 경우 등을 정확히 구성하여 부하지속곡선에 적용했다면 여기서 도출된 각 발전형식별 최대발전시간과 최소발전시간의 사이에 해당하는 시간동안 해당 발전원이 한계발전원이었다는 것이므로 그 차이는 1년동안 각 발전형식이 가격을 결정할 시간이 될 것이다. 전원구성비율이 시간에 따라 변화하면 그에 따라 변화된 최소발전시간, 최대발전시간, 가격결정시간을 추정할 수 있다. 그에 따라 각 발전형식이 발전하는 시간동안 가격을 결정하는 한계발전원의 시간비율을 추정할 수 있다.

각 발전형식의 발전하는 시간동안 가격을 결정하는 한계발전원의 시간구성을 추정하고 그에 대응하는 발전량을 추정할 수 있으므로 평균판매수입을 추정할 수 있다. 이때 각 한계발전원에 의해 결정되는 가격은 발전형식별 발전원가를 사용하였는데, 실제로는 같은 발전형식이라도 각 발전소 설비별로 모두 비용이 다르며 낮은 순서대로 발전에 참여하여 발전설비 하나하나에 대응하는 계단형 한계비용곡선에 의해 가격이 결정되지만, 본 모형에서는 미래 건설될 설비에 대해 예측하고 있어 그러한 세부비용자료를 생성할 수 없고 또 본 모형의 목적에 따라 정밀한 가격을

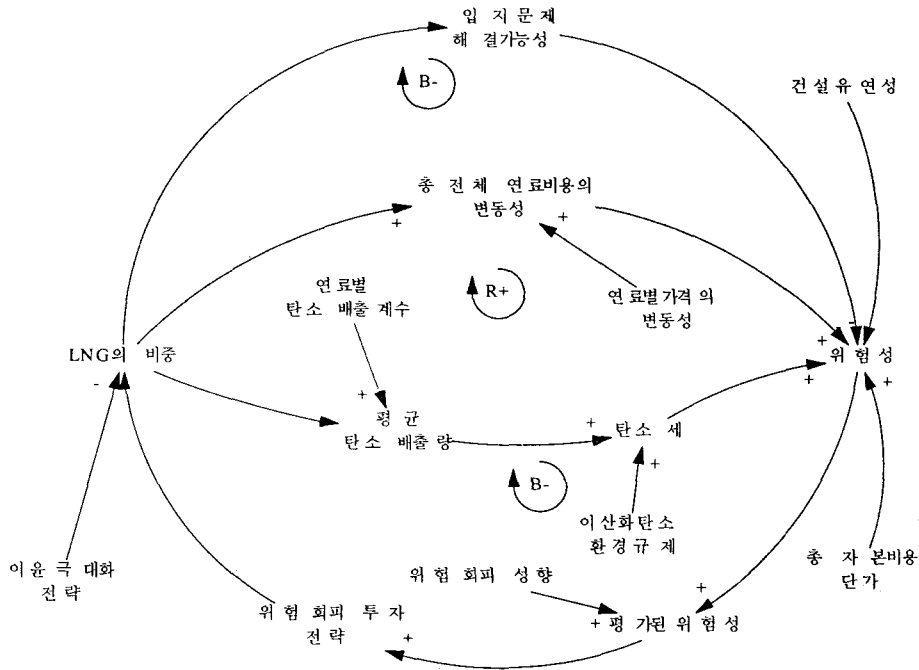
계산하는 것에 중심을 둘 필요는 없으므로 문제를 단순화하여 모형화하기 위해 각 발전형식별로 하나의 비용을 대표화하여 사용하였다.



[그림 8] 경쟁시장의 전력공급곡선

3) 전원구성비율과 수익성이외의 조건과의 관계

수익성 이외의 기준 중에 전원구성비나 운영상황의 변화에 따라 영향을 받는 것도 있지만 받지 않는 것도 있다. 투자회수기간과 관련된 건설기간의 발전형식별 차이의 영향은 순전히 그 기술의 특성으로 결정되며 전원구성비나 운영상황이 어떻게 변화하더라도 건설기간에 영향을 주게 되지는 않는다. 단지 기술개발에 의해 건설공기가 단축될 수도 있다고 볼 수 있으며, 어느 한 발전형식이 대세가 되면서 그 기술에 대한 경험이 축적되고 기술개발이 상대적으로 많아지는 경우도 있겠지만 본 연구에서 그러한 기술개발 추세를 예측하는 것은 범위를 벗어난 것이다.



[그림 9] 전원구성비율과 수익성이외의 의사결정변수와의 관계

투자자금의 경우도 기술적 차이에 의해 발생하는 차이가 결정적이므로 마찬가지로 생각할 수 있을 것이다. 그러나 Stella(2002)의 연구에서는 이를 자본비용(capita cost)측면에서 고려하여 운영기간동안의 총 자본비용규모를 변수로 사용하고 발전소의 완공과 폐기에 따른 흐름과 대응시켰다. 그리고 정책에 따라 이것이 변화하도록 설계하였다. 본 연구 모형에서도 같은 개념을 활용할 수 있도록 모델을 구성하였지만, 정책과정을 내재화시킨 Stella(2002)의 모형과는 목적이 다르므로 외생변수화 하여 사용하였다.

입지문제 또한 기술적 특성과 밀접한 관련이 있다. 유연탄의 경우 연료와 회처리 를 위해 대규모의 면적이 필요하며, 하나의 unit에 해당하는 발전시설용량도 발전형 식별로 차이가 있다. 이와 같은 문제들은 앞서와 같이 각 발전형식의 기술적 특성 이며, 전력산업의 운영상황에 의해 영향받지 않는다고 볼 수 있다.

반면, 입지가능한 면적의 측면에서는 LNG에 비해 유연탄이 훨씬 적은데다가, 우리나라의 면적은 고정되어 있으므로 새로운 발전시설을 건설할 수 있는 면적은 발전시설이 건설될수록 줄어들 것이므로 시간에 따른 발전소 건설과 전원구성비율의 변화에 따라 변화될 것이며, 이것은 LNG 보다 유연탄에 있어서 더 큰 영향을 주는 문제일 것이다.

환경과 연료수급에 관한 문제는 건설, 투자, 입지 등과는 그 성격이 조금 다르다. 이들 모두 각 발전형식의 기술적 특성에 의해 결정적으로 좌우된다는 공통점이 있

지만, 환경과 연료수급 문제는 다른 것들과는 달리 운영과정과 전원구성에서 발생하는 변화에 의해 크게 달라진다. 건설, 투자, 입지 등의 문제는 건설에 대한 의사 결정시에 문제가 되고 완공이후의 운영상황에 의해 변동될 여지가 거의 없지만, 환경과 연료수급 문제는 완공 이후의 운영과정에 따라 그 결과가 달라질 수 있다. 전원구성비율과 운영상황에 따라 같은 발전량이라도 운영과정의 환경오염물질 배출량과 연료사용량은 상당히 다를 것이다.

IV. 연구 결과

1. 시나리오 설정 및 시뮬레이션 조건

본 연구에서 개발된 모형을 이용하여 다양한 환경변화에 대한 전원구성비의 변화를 동태적으로 관찰할 수 있다. 각 변수의 조합에 따라 다양한 결과를 도출할 수 있는데, 여기서는 <표 7>과 같이 목표 예비율의 변화와 원자력의 지속적 공급과 민영화 여부의 조합에 대한 결과를 보도록 하였다.

<표 7> 시나리오 변수

변 수	범 위	비 고
목표 예비율	10%, 15%	유지하려는 전력 설비예비율
민영화	○, ×	2010년까지 민영화 완료 여부
장기적인 원자력 공급	○, ×	2015년 이후 추가적인 원자력공급 여부

수요 공급의 조건은 모두 제1차 전력수급기본계획의 기준 전력수요 예측과 확정적 발전설비계획을 기준으로 시뮬레이션 하였다. 확정적 발전설비계획(Most Probable Plan)은 건설의향 조사를 종합한 후 사업자 계획을 실현 가능성에 따라 건설중(A), 건설준비중(B1, B2), 계획중(C1, C2, C3)의 3단계로 등급을 분류했을 때 A~C1까지의 사업을 말한다.

‘장기적인 원자력 공급’은 제1차 전력수급기본계획의 고려기간인 2015년 이후에도 일정한 원자력 발전의 공급이 있다는 가정을 고려할 수 있도록 한 것이다. 현실적으로 장기적인 원자력 발전 공급의 추진력이 과연 현재와 같을 수 있을 것인가에

대한 불확실성 존재한다. 때문에 제1차 전력수급기본계획의 기간 이후인 2015년 이후의 상황에 대해 더 이상의 원자력 공급이 없는 경우와 있는 경우를 고려하도록 하였다. 원자력 발전 장기적인 원자력 발전의 공급이 있다고 가정할 경우는 현재의 원자력 발전의 구성비율을 어느 정도 유지할 수 있도록 한 것이다.

‘민영화’는 약 10년후에 발전회사가 모두 민영화가 되어 그들의 전원계획의 의사결정구조가 지금과 달라진다는 가정을 고려할 수 있도록 한 것이다. 현재 전력산업 구조개편 이후 발전부문은 여러개의 자회사들로 분할되었지만, 아직까지 공사형태로 유지되고 있다. 발전부문이 경쟁구조로 바뀌었다고는 하나 공사형태로 있는 한 전원계획 측면에서 그 의사결정구조가 크게 바뀔 것이라고 보기는 힘들 것이다. 여기서는 약 10년후에는 발전자회사들이 모두 민영화된다고 가정하고 이전과 의사결정구조가 바뀔 경우 전원구성비의 변화를 살펴본다. 민영화의 영향은 전체 발전용량에는 영향을 주지 않으면서 민간 발전회사의 발전원 선택기준에만 영향을 준다.

‘목표 예비율’은 우리나라의 전력예비율을 일정하게 유지하려는 정책이 시행될 경우 목표하는 예비율에 따라 전원구성비의 거동이 어떻게 변화하는지를 관찰하기 위한 변수이다.

시뮬레이션 기간은 2003년부터 2050년까지이다. LNG, 유연탄, 원자력을 제외한 기타 국내탄, 석유, 수력 등은 모형에 포함되어 있으나 장기적으로 추가적인 공급을 고려하지 않았기 때문에 장기로 갈수록 구성비율이 무시할 만큼 낮아지게 된다.

<표 8> 민영화와 장기적인 원자력 공급 시나리오 설정

시나리오 번호	민영화 여부	목표예비율	장기적인 원자력공급 여부
시나리오 1	×	10%	×
시나리오 2	×	10%	○
시나리오 3	×	15%	×
시나리오 4	×	15%	○
시나리오 5	○	10%	×
시나리오 6	○	10%	○
시나리오 7	○	15%	×
시나리오 8	○	15%	○

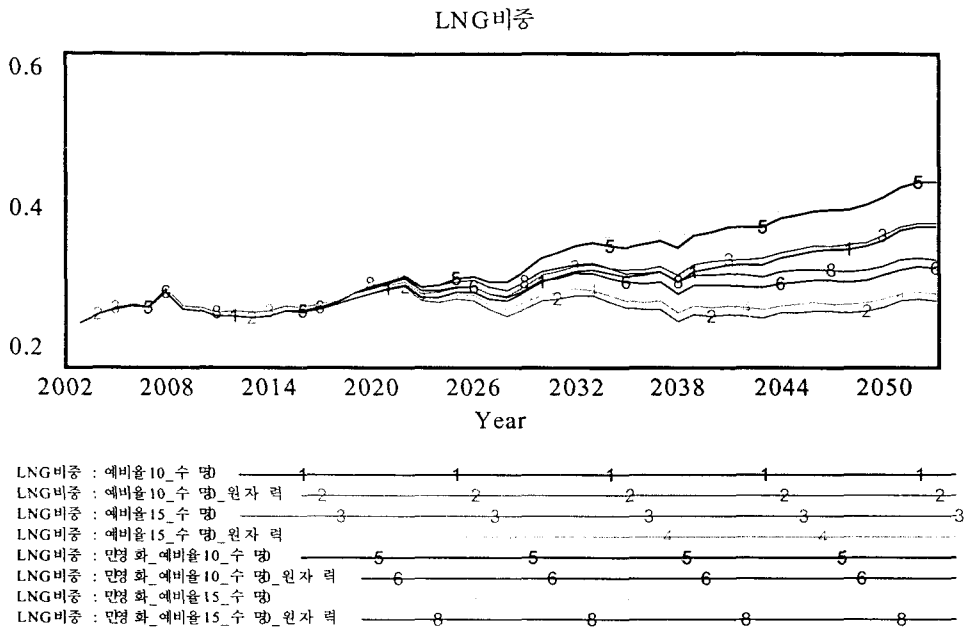
2. 시나리오별 LNG 구성비율 결과

연도별 시나리오별 LNG 비중 결과는 <표 9>, [그림 10]과 같다. 목표 예비율

5% 포인트의 차이는 LNG의 구성비에 같은 방향으로 약 0.5~0.8% 포인트의 차이를 가져온다. 그리고, 장기적인 원자력 발전의 공급이 있을 경우, 목표 예비율을 5% 포인트 올리면 LNG 구성비는 약 1% 포인트 정도 증가한다. 장기적인 원자력 발전의 공급이 있을 경우, LNG 구성비는 약 8에서 10% 포인트 정도 낮아지는 것으로 나타났다. 민영화 되었을 경우, 목표예비율과 장기적인 원자력 발전 공급이 LNG 구성비에 미치는 변화는 더 크게 나타난다. 민영화의 영향은 장기적으로 약 5% 포인트 정도 LNG 구성비를 증가시키는 것으로 나타났으며 시간에 따라 그 차이가 점점 커지는 것으로 보인다. 장기적으로 LNG의 구성비를 가장 작게 하는 시나리오는 2번으로 2050년에 27.43%, 가장 크게 하는 시나리오는 7번으로 2050년 42.18%로 나타났다.

<표 9> 민영화와 원자력공급 시나리오별 LNG 발전의 구성비율

Year	시나리오 1	시나리오 2	시나리오 3	시나리오 4	시나리오 5	시나리오 6	시나리오 7	시나리오 8
2003	0.2531	0.2531	0.2531	0.2531	0.2531	0.2531	0.2531	0.2531
2005	0.2726	0.2726	0.2732	0.2732	0.2726	0.2726	0.2732	0.2732
2010	0.2700	0.2700	0.2749	0.2749	0.2699	0.2699	0.2748	0.2748
2015	0.2695	0.2695	0.2757	0.2757	0.2701	0.2701	0.2763	0.2763
2020	0.2918	0.2914	0.2969	0.2965	0.2995	0.2990	0.3049	0.3045
2025	0.2930	0.2844	0.2985	0.2901	0.3106	0.3007	0.3175	0.3076
2030	0.3077	0.2824	0.3152	0.2905	0.3379	0.3088	0.3488	0.3202
2035	0.3143	0.2744	0.3221	0.2836	0.3520	0.3063	0.3635	0.3193
2040	0.3248	0.2637	0.3327	0.2747	0.3721	0.3022	0.3837	0.3170
2045	0.3430	0.2684	0.3495	0.2789	0.3937	0.3080	0.4031	0.3216
2050	0.3611	0.2743	0.3661	0.2843	0.4145	0.3151	0.4218	0.3273



[그림 10] 민영화와 원자력공급 시나리오별 LNG 발전의 구성비율

3. 시나리오별 유연탄 구성비율 결과

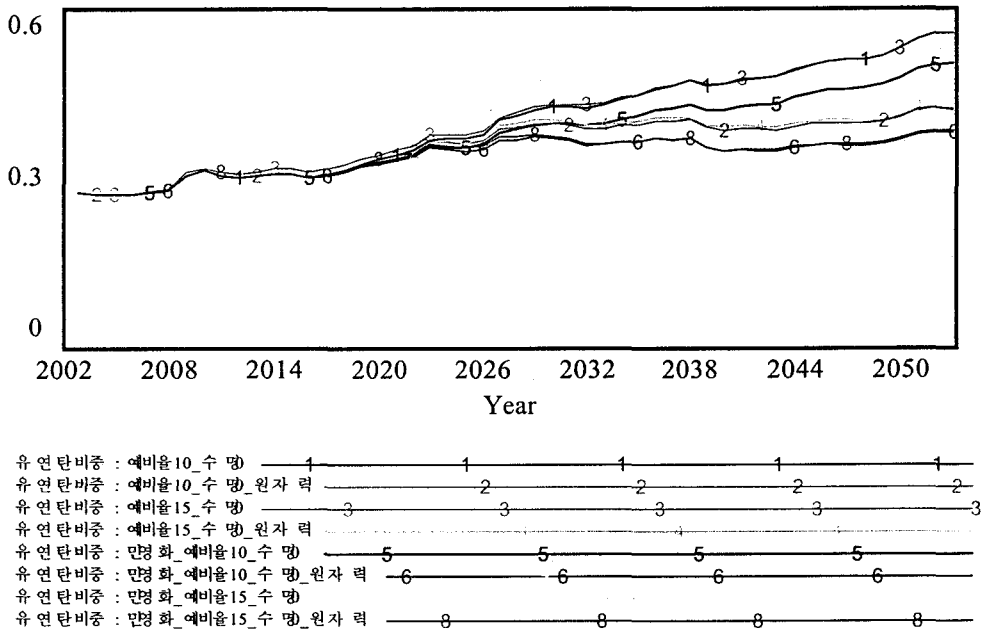
목표 예비율이 유연탄의 구성비율에 미치는 영향은 LNG의 경우보다는 작은 것으로 보인다. 그래프에서도 그 차이를 볼 수 있다. 다만, 장기적인 원자력 발전 공급의 유무에 따라 목표 예비율이 유연탄 발전의 구성비율에 미치는 효과의 방향이 다르게 나타난다. 장기적인 원자력 공급이 있는 경우에는 유연탄의 구성비율이 목표 예비율의 증가에 따라 증가하지만, 장기적인 원자력 공급이 없는 경우에는 목표 예비율과 유연탄 발전의 구성비율은 반대 방향으로 움직인다.

LNG의 그래프보다 유연탄의 그래프는 예비율이 다른 시나리오의 곡선이 거의 겹치고 있다. 장기적인 원자력 발전의 공급이 있을 경우, 구성비는 약 10에서 12% 포인트 정도 낮아지는 것으로 나타나 LNG의 경우보다 좀더 영향이 큰 것으로 보인다. 민영화 되었을 경우, 장기적인 원자력 발전 공급이 유연탄 발전의 구성비율에 미치는 변화는 더 크게 나타났다. 민영화의 영향은 장기적으로 약 5% 포인트 정도 유연탄의 구성비를 감소시키는 것으로 나타났으며 시간에 따라 그 차이가 점점 커지는 것으로 보인다. 장기적으로 유연탄의 구성비율을 가장 작게 하는 시나리오는 6번으로 2050년에 36.61%, 가장 크게 하는 시나리오는 1번으로 2050년 52.81%로 나타났다.

<표 10> 민영화와 원자력공급 시나리오별 유연탄 발전의 구성비율

Year	시나리오 1	시나리오 2	시나리오 3	시나리오 4	시나리오 5	시나리오 6	시나리오 7	시나리오 8
2003	0.2740	0.2740	0.2740	0.2740	0.2740	0.2740	0.2740	0.2740
2005	0.2695	0.2695	0.2700	0.2700	0.2695	0.2695	0.2700	0.2700
2010	0.3125	0.3125	0.3181	0.3181	0.3124	0.3124	0.3180	0.3180
2015	0.3078	0.3078	0.3175	0.3175	0.3072	0.3072	0.3169	0.3169
2020	0.3317	0.3313	0.3412	0.3408	0.3249	0.3246	0.3340	0.3337
2025	0.3695	0.3607	0.3771	0.3689	0.3531	0.3455	0.3594	0.3526
2030	0.4250	0.3954	0.4293	0.4017	0.3960	0.3702	0.3971	0.3734
2035	0.4446	0.3938	0.4470	0.3989	0.4081	0.3632	0.4068	0.3645
2040	0.4652	0.3831	0.4669	0.3887	0.4189	0.3458	0.4170	0.3477
2045	0.4982	0.3946	0.4988	0.3994	0.4483	0.3560	0.4460	0.3578
2050	0.5281	0.4059	0.5279	0.4102	0.4752	0.3661	0.4727	0.3682

유연탄비중



[그림 11] 민영화와 원자력공급 시나리오별 유연탄 발전의 구성비율

4. 시나리오별 원자력 구성비율 결과

원자력 발전의 구성비율은 장기적인 원자력 발전의 공급 유무에 따라 크게 달라진다. 장기적인 원자력 발전의 추가적인 건설이 없다고 가정할 경우, 원자력 발전의 구성비율은 2050년에 약 7%정도이다. 목표 예비율이 원자력 발전의 구성비율에 미치는 영향은 장기적인 원자력 발전의 공급의 유무에 따라 다른데, 없는 경우에는 장기적으로 예비율에 의한 원자력 발전의 구성비에 차이가 점차 사라지는 것으로

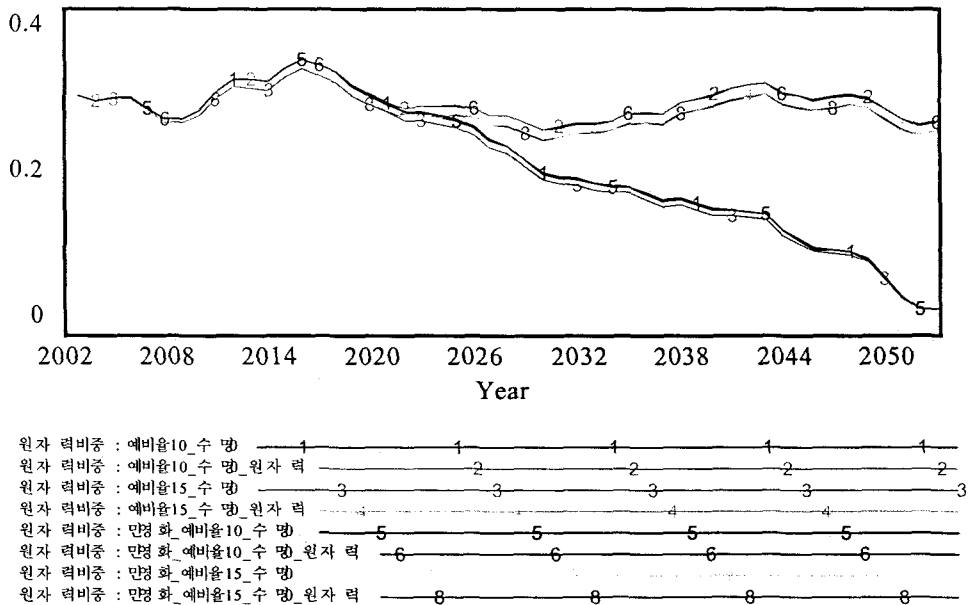
나타난다. 이것은 원자력 발전의 구성비율의 절대치가 줄어들면서 나타나는 효과라고 볼 수 있다. 장기적인 원자력 발전의 공급 있는 경우에는 목표 예비율이 5% 포인트 증가에 따라 약 1~1.3% 포인트 정도 구성비율이 낮아지는 것으로 나타났다.

원자력 발전의 경우 그 구성비율에 대한 민영화의 영향은 세가지 변수 중 가장 낮은 것으로 나타났다. 민영화의 영향은 전체 발전용량에는 영향을 주지 않으면서 민간 발전회사의 발전원 선택기준에만 영향을 주기 때문이다. 장기적으로 원자력의 구성비율을 가장 작게 하는 시나리오는 7번으로 2050년에 6.69%, 가장 크게 하는 시나리오는 2번으로 2050년 27.82%로 나타났다.

<표 11> 민영화와 원자력공급 시나리오별 원자력 발전의 구성비율

Year	시나리오 1	시나리오 2	시나리오 3	시나리오 4	시나리오 5	시나리오 6	시나리오 7	시나리오 8
2003	0.2921	0.2921	0.2921	0.2921	0.2921	0.2921	0.2921	0.2921
2005	0.2897	0.2897	0.2890	0.2890	0.2897	0.2897	0.2890	0.2890
2010	0.2760	0.2760	0.2691	0.2691	0.2762	0.2762	0.2692	0.2692
2015	0.3263	0.3263	0.3140	0.3140	0.3263	0.3263	0.3140	0.3140
2020	0.2939	0.2946	0.2826	0.2833	0.2933	0.2940	0.2819	0.2826
2025	0.2639	0.2808	0.2536	0.2698	0.2629	0.2799	0.2526	0.2689
2030	0.1968	0.2507	0.1880	0.2395	0.1958	0.2497	0.1870	0.2384
2035	0.1811	0.2708	0.1735	0.2592	0.1802	0.2697	0.1726	0.2581
2040	0.1526	0.2945	0.1456	0.2807	0.1519	0.2935	0.1449	0.2797
2045	0.1154	0.2927	0.1102	0.2793	0.1148	0.2917	0.1097	0.2784
2050	0.0702	0.2782	0.0672	0.2657	0.0699	0.2773	0.0669	0.2649

원자력비중



[그림 12] 민영화와 원자력공급 시나리오별 원자력 발전의 구성비율

V. 결 론

본 연구는 구조개편에 따른 발전원별 시장 경쟁력을 분석하고 이에 기반하여 사업자의 영향을 반영한 전원구성 예측 전산 모형을 개발하고 경쟁시장에서 발전원별 경쟁구조와 정책방향의 영향을 모사할 수 있는 전산모형의 개발하는 것을 목표로 하였다. 이렇게 개발된 모형을 활용하여 전력산업 구조개편 이후 경쟁체제 하에서의 발전설비 투자를 예측하고 이에 따른 영향을 분석하는 정책적 준거모형으로 활용 가능할 것이다.

본 연구에서 개발을 시도한 모형은 지금까지 전원개발계획에 사용되어온 최적화 모형과는 성격이 다르다. 기존 모형의 목적은 의사결정자에게 적정 전원구성비와 최적의 설비투자계획을 제시하는 것이며, 도출되는 결과는 이행되어야 할 목표가 된다. 이와 달리 본 연구의 모형은 최적의 전원구성비만을 최종 목표로 하지 않고 있다. 전력산업 전반을 관리하는 공공기관의 입장에서 예상되는 조건과 정책에 대해 미래의 전원구성비가 어떠한 영향을 받는지 합리적으로 추정해 볼 수 있도록 하여 전원구성비와 관련된 정책을 사전에 모의실험 해보는 것으로 실행가능한 정책 개발에 도움을 주도록 하는 것이 목적이다.

모형에서 민간이 투자할 대상 설비형식으로서 LNG와 유연탄을 우선 고려하였다. 앞서도 언급했듯이 전력산업 구조개편 이후의 발전소 건설은 발전회사들이 각자의 경영전략에 따라 수행하게 된다. 현재 우리나라의 주요 발전원은 원자력, 유연탄, LNG 이다. 이들 세가지 발전원이 전체 발전용량에서 차지하는 비중은 약 80%이며, 발전량으로는 약 90%를 차지한다. 이 세가지 발전원은 앞으로도 주요 발전형식의 위치를 유지할 것이다.

그러나, 현재 원자력의 경우 한국수력원자력이 모두 소유하고 있으며, 그 기술과 투자의 특성상 앞으로도 계속 공사의 형태로 유지될 가능성이 크다. 따라서 본 연구에서는 민간이 주로 선택하는 발전원으로 유연탄과 LNG를 고려하도록 하였다.

LNG와 유연탄 발전에 대해서 앞서 언급했던 전력산업 구조개편 이후 발전원 선택에 있어서의 변화를 모형에 고려하였다. 그 변화라는 것은 발전설비를 투자하는 대상이 공공에서 민간으로 변화함에 따라 발생하는 의사결정구조, 선호기준의 변화이다. 본 연구에서는 발전설비투자의 의사결정에 고려되는 변수에 있어서 전력산업 구조개편 이전과 이후에 큰 차이가 있다기보다는 각 변수들의 우선순위나 관점, 시각이 변화될 것으로 파악하였다.

그리고 이러한 변수를 크게 두가지 부류로 구분하였다. 투자의사결정이 민간으로 바뀌면서 가장 중요하게 고려할 것으로 예상되는 변수로서 수익성과 같은 직접적인

경제적인 변수와 기타 환경, 입지 등과 같은 변수들로 구분하였다. 그리고, 여건변화와 정책적인 개입에 의해 이들 변수들이 투자결정에 미치는 가중치가 변화한다는 가정에서 다양한 시나리오에 따라 전원구성비의 동태적인 거동의 변화를 모사할 수 있는 모형을 구성하였다.

개발된 모형으로 다양한 시나리오에서 2050년까지 장기간에 걸친 전원구성비의 변화를 시뮬레이션 하였는데, 미래에도 현재의 전원구성비와 비슷한 비율을 유지하기 위해서는, 당연한 결과이지만 민간이 공급하지 못한다고 가정한 원자력의 공급을 장기적으로 공급 가능한가가 관건이 된다. 제1차 전력수급기본계획 기간인 2015년 이후에도 원자력의 지속적인 공급이 가능하여 현재와 비슷한 구성비율을 유지해 준다면 다른 발전원의 구성비율 또한 현재의 범위에서 상대적으로 크게 벗어나지 않는다. 민영화의 영향으로 공공정책적인 측면을 가진 의사결정 변수에 대한 고려를 발전사업자들이 전혀 하지 않는다고 한다면 LNG의 구성비율을 증가시키는 결과를 보였다.

본 연구의 한계점 및 향후 연구방향은 다음과 같다. 다수의 발전사업자가 존재하는 경쟁시장이지만 이들 발전사업자가 비슷한 여건을 갖고 같은 조직에서 분리된 자회사들이기 때문에 비슷한 의사결정구조를 가질 것으로 가정하였다. 그러나, 향후 먼 미래에 민영화가 완료된 후 각자의 기업문화가 정착된 이후에는 각 사의 의사결정구조나 고려되는 변수들, 가중치들은 모두 다르게 될 것이다.

그럼에도 발전설비 투자사업에 고려되는 변수들은 모두 예상할 수 있는 것들이고 특별히 어느 발전사업자만이 고려하는 변수가 존재한다고 하더라도 그 가중치는 크지 않을 것이다. 개별 회사간에 각 변수들의 가중치에 차이가 약간은 존재하겠지만, 향후에도 이들에 대해 합리적인 방법으로 꾸준히 조사하고 하나의 기준으로 구성할 수 있다면 큰 문제는 없을 것이다.

그리고, 발전자회사 이외의 시장참여자들은 기존 한전의 조직에서 분리된 것이 아니므로 상당히 다른 의사결정을 할 수 있을 것이지만, 이들은 구성비율이 매우 작고 발전사업에 있어서 고려해야할 변수는 발전자회사와 유사할 수밖에 없을 것이다. 다만, 기업의 규모가 작기 때문에 다른 사업자와 다른 결정을 내릴 수 있다면 그러한 영향이 전체적으로 얼마나 될 것인지는 차후 고려해야할 것이다. 이번 모형에서는 이들의 영향은 작을 것으로 보고 그러한 차이에 대한 고려는 하지 않았다.

전원구성비와 관련된 변수들은 매우 광범위하고, 특히 각각에 대해 자세한 조사와 분석이 이루어져야 하는 세부 문제들과 연관되어 있기 때문에 향후 실제 사용하면서 이러한 변수들에 대해 많은 개선이 이루어져야 한다.

[참고 문헌]

- 김남일 외. 2001.10. 「전력산업 구조개편에 따른 전력수급 안정화 방안 연구」. 에너지경제연구원.
- 김창섭 외. 2001.7 「전력산업 구조개편에 따른 전력부문 기후변화협약대응 방안 수립」. 한국남부발전(주) 발전처.
- 김형준. 1996.2. 「계층화 의사결정법(AHP)을 이용한 전원구성비율 설정에 관한 연구」. 인하대학교 박사학위논문.
- 산업자원부. 2002. 12. 「경쟁적 전력시장에서 도매전력 가격 예측에 관한 기초연구」.
- 산업자원부. 2002. 8. 「제1차 전력수급기본계획」.
- 산업자원부. 2002. 「제2차 국가에너지기본계획」.
- 심상렬. 2002. 「에너지산업 구조개편에 따른 열병합발전의 경제성 평가 - CES 사업의 열병합 발전을 중심으로」. 에너지경제연구원.
- 에너지경제연구원/한국수력원자력(주) 경영기획처. 2001.8. 「원자력발전 경쟁력 분석 연구」.
- 윤원철. 2001. 「주요국의 전력산업 구조개편 비교연구」. 에너지경제연구원.
- 윤원철 외. 1999.8. 「한국지역난방공사의 발전전략에 관한 연구」. 에너지경제연구원.
- 윤원철 외. 2002.4. 「한국지역난방공사 전력시장 진입 최적 방안 연구」. 에너지경제연구원.
- 한국전력거래소. 2002. 7. 「발전설비현황」.
- 한국전력공사. 2000. 「경쟁적인 전력시장에서 발전 경쟁력 분석 연구」.
- 한국전력공사. 1999.2. 「전원개발계획과 경제성 평가」.
- Bunn, Derek W. and Erick R. Larsen. 1997. *Systems Modelling for Energy Po*
New York-London: John Wiley & Sons, Ltd.
- Fiddaman, Thomas S. 1997. *Feedback complexity in integrated climate-economy*
Ph.D. Thesis Management 1997 Ph.D. Massachusetts Institute of
Technology, Sloan School of Management. Cambridge, MA, USA.
- Ford, Andrew. 1997. System Dynamics and the Electric Power Industry. *System
Dynamics Review* 13 (no. 1 Spring 1997): 57-85. by John Wiley & Sons, Lt
- Forrester, Jay W., 1994. *Learning Through System Dynamics as Preparation for th*
Century. Keynote Address for System Thinking and Dynamic Modeling
Conference for K-12 Education. June 27-29, 1994 at Concord Academy
Concord, MA, USA. Online access:

<http://sysdyn.mit.edu/sdep/papers/D-4434-3.pdf>. Last access date: 28 May, 2002.

Oggianu, Stella Maris. 2002. *A System Dynamics Model of the Energy Policym Process*. Ph.D. Thesis, Massachusetts Institute of Technology, Department Nuclear Engineering. Cambridge, MA, USA.

Sterman, John. 2002. *Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a C World*. Boston: Irwin/McGraw-Hill.

VENSIM. Ventana Systems. (Copyright 1996-2001 Ventana Systems, Inc.). *Venta Systems* [Homepage of Ventana Systems], Online. Available <http://www.vensim.com>. Last access date: February, 2000.