

System Dynamics에 의한 발전설비투자 모델개발 및 행태 분석

論 文

56-10-5

Generation Investment Model Development and Behavior Analysis using System Dynamics Approach

金賢實* · 尹用範†
(Hyun-Shil Kim · Yong-Beum Yoon)

Abstract - The Korea electricity wholesale market is operated under the cost-based-pool system and the government regulation to the new generation capacities in order to insure the resource adequacy. The goal of government's regulation is the electricity market stability by attracting proper generation investment while keeping the reliability of system. Generation companies must mandatory observe that government plan by now. But if the restructuring is to be complete, generation companies should not bear any obligation to invest unless their profitability is guaranteed. Namely the investors' behavior will be affected by the market prices.

In this paper, the system dynamics model for Korea wholesale electricity market to examine whether competitive market can help to stabilize is developed and analyzes the investors behavior. The simulation results show that market controlled by government will be operated stable without resulting in price spike but there is no lower price because of maintaining the reasonable reserve margin. However, if the competition is introduced and the new investment is determined by the investor's decision without government intervention, the benefits from lower wholesale price are expected. Nevertheless, the volatility in the wholesale market increases, which increases the investment risks

Key Words : System Dynamics, Electricity Market, Regulation, Competition, Behavior

1. 서 론

현재 우리나라 전력시장은 단기적 측면에서의 CBP(Cost based Pool)시장을 통한 발전량 입찰과 장기적 측면에서의 '전력수급기본 계획'이라는 규제적 요소가 공존하고 있다. 이러한 규제적 요소는 적정한 수준의 발전설비가 투자되어 전력시장이 안정적으로 운영되도록 하는 것을 목적으로 한다. 제3차 전력수급기본 계획에 따라 발전설비가 건설될 경우 2020년에는 설비예비율이 22.8% 수준을 유지할 것으로 예측되고 있다. 그러나 일반 발전사업자들의 의향조사에 의하면 2020년 이들이 보유하고자 하는 발전설비 용량은 11,312만kW로서 57.5%의 높은 설비예비율 추세를 보이고 있다. 만약 규제기관 통제 없이 투자자의 의향대로 발전소가 모두 건설된다면 전력시장가격에 상당한 영향을 주게 될 것이다. 현재까지 발전사는 정부의 발전설비 건설 계획을 따를 의무가 있지만 완전 도매경쟁시장이 형성될 경우 일반 발전사들은 시장의 수익성에 기초해 신규 발전소 건설에 대한 투자여부를 결정할 것이다. 즉 기업의 이익을 기대할 수 없다면 발전소 건설 계획을 지연시키거나 취소할 것이다. 이처럼 전력시장에서의 규제정책과 발전사의 투자행태는 전력시장의 가격변화에 영향을 주고 이는 다시 규제정책과 발전소 투자에 영향을 주는 동적특성을 지니게 된다. 따라서

본 논문에서는 상기와 같은 동적특성 분석을 위한 시스템다이나믹스(System dynamic, SD로 표시) 기반 전력투자분석 모델을 제시하였다. 그리고 제시된 모델을 이용하여 발전소 건설 및 폐지에 따른 전력 수급 및 전력가격 변화와 함께 전력설비 투자에 대한 시나리오별 전원설비 투자 영향도를 고찰하였다.

2. SD에 의한 발전설비 투자 분석 모델

2.1 SD 모델링 개요

SD 모델은 1960년대 MIT의 Jay Forrester 교수가 기본 논리와 방법론을 개발하였고 산업동태론[10]을 시작으로 환경 모델링과 국가 경제 모델링의 거시적 연구를 거쳐 1999년 Andrew Ford의 「Modeling the Environment」와 2000년 John Sterman의 「Business dynamics」에서 시스템사고와 모델링에 관한 이론을 체계적으로 정리하였다[6,11]. SD란 하나의 시스템 내에서 피드백 구조를 찾아내려는 시스템 사고를 기반으로 한 접근법으로서 시스템 동적특성의 원인을 피드백과 시간지연으로 본다. 시간지연은 시스템 상태의 파악 및 의사결정을 위해서 소요되는 시간과 의사결정이 시스템에 영향을 미치는 데 걸리는 시간을 말한다. 그리고 피드백은 시스템의 동태성을 일으키는 주요 요인이며 강화고리(Positive feedback loop)와 균형고리(Balancing feedback loop)의 결합에 의해 발생한다. 강화고리는 시스템을 구성하는 변수들이 그 결과를 한 극단으로 계속 강화하려는 속성을 갖는 연결고리이다. 반면 균형고리는 변수들

† 교신저자, 正會員, 韓電電力研究院 責任研究員 · 工博

E-mail : ybyoon@kepri.re.kr

* 非 會 員 : 韓電電力研究院 一般研究員

接受日字 : 2007年 6月 13日

最終日字 : 2007年 8月 28日

간의 관계가 균형상태를 유지하려는 속성으로 이루어진 고리이다. SD 접근을 이용하여 Andy Ford는 미국 서부지역의 전력시장을 모형화하고 2000년도의 전력시장 가격 스파이크의 원인을 적시에 이루어지지 않은 전력설비 투자 부족에 의한 것으로 분석하였다. 또한 설비 투자 부족의 원인을 부동산 시장에서 일어나는 건설의 과잉과 침체 사이클로 설명하였다[7,8]. 또한, Bunn 은 영국 전력시장을 대상으로 규제 조건 및 경쟁 환경, 그리고 발전회사의 전략적 행동에 따른 발전설비 투자 패턴을 SD 접근법에 의하여 설명하였다[9]. 특히 모델내에서 시장 신호에 의해 발전설비 투자량이 내생적으로 결정되는 방식이 아닌 LOLP(Loss of Load Probability)나 발전회사의 시장점유율 등을 외생적으로 조정해 설비예비율이 어떻게 변화하는지를 제시하였다. 이와 같이 발전설비 투자예측 및 분석에 SD 기법들이 적용되고 있으며 관심으로 하는 시장특성 및 환경을 바탕으로 다양한 모델들이 개발, 구현되고 있다. 본 논문에서는 우리나라 변동비 반영시장(CBP) 을 기반으로 SD기법에 의한 전력시장 가격결정 및 투자자들의 투자행태 모델을 제시하였다. 또한 이를 이용하여 발전설비 투자추이를 모의, 분석하였다.

2.2 전력시장가격 예측 모델링

2.2.1 전력시장가격과 신규투자 결정 모델

개발된 모델은 전력공급과 수요에 의해 가격이 결정된다. 모델은 우선 시간대별 수요와 공급량을 모델 내에서 내생적으로 계산을 하고 두 값의 차이를 계산해서 발전량이 부족할 경우 바로 전시간대에서 계산된 시장가격에서 상승하고 발전량이 수요보다 남을 경우에는 하락하도록 하였다. 수요와 공급의 차이량에 따른 가격상승 또는 하락의 폭은 Fraction값으로 설정되어있으며 외생변수이다. 이렇게 계산된 시간대별 시장가격을 분기 혹은 연간으로 평균한 값을 분기별 시장가격과 연도별 시장가격으로 사용하였다.

전력시장이 형성되었을 경우 일반투자자에 의해 투자될 발전원은 건설단가가 싸고 건설기간이 짧은 가스 발전소가 선호될 가능성이 높으므로 전력시장에서 신규로 투자되는 발전원은 가스이고 나머지 발전은 기존의 규제기관에 의한 계획(예를들어 우리나라의 경우 전력수급 기본계획)에 의해 강제적으로 건설된다고 가정하였다. 그림 1은 전력시장가격형성과 신규투자가 피드백 루프에 의해 연결되어 있음을 보여주는 모델이다. 전력수요(Electricity Demand)와 발전원의 발전량(Total Generation)에 의해 시장가격(Market price) 결정되면 투자자들은 투자하고자하는 발전원의 발전원가(Levelized cost)와 비교해 수익성을 판단하고 투자의사결정을 하면 신규투자에 의해 발전량이 영향을 받고 이는 시장가격의 변화를 가져오게 될 것이다.

2.2.2 신규 가스발전소 투자 모델

그림 2는 신규 가스발전소 건설에 대한 모델이다 투자자가 건설허가를 받는데 1년이 소요되고(Delay Permits) 건설승인이 난 후 투자자는 발전원가와 시장가격을 비교하여 수익성이 있다고 판단될 때(Investors expected profitability)

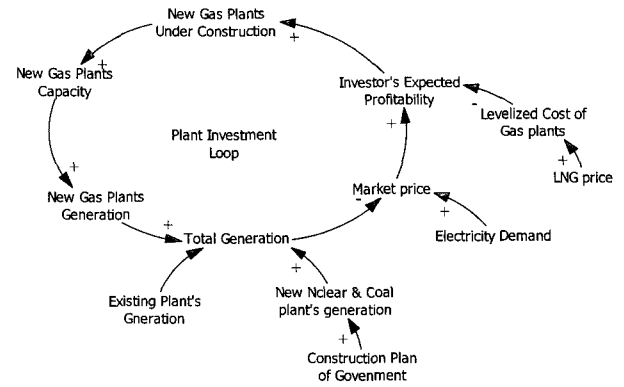


그림 1 전력시장가격과 신규투자 결정 모델
Fig. 1 Model of market price and investment decision

건설을 시작하게 된다. 이때 투자자들은 미래에 이용가능한 공급량과 침투수요에 대해 전력시장에서 정보를 얻을 수 있으며 극단적인 선택을 하지 않는 합리적인 투자자들과 가정하였다. 완성된 신규발전설비는 전력시장에서 공급량을 증대시키게 되고 이는 전력시장가격에 영향을 주게 된다.

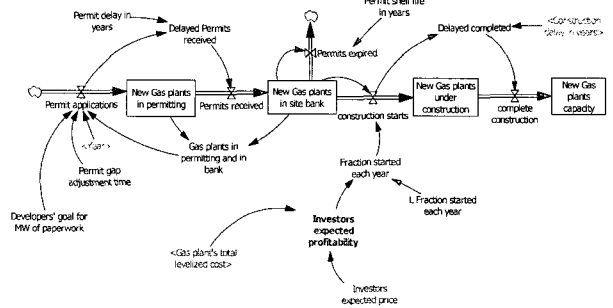


그림 2 신규 가스발전소 투자 모델
Fig. 2 Investment model of new gas plant

기대 수익성을 결정하는 핵심 요인 중에 하나가 가스발전소의 발전원가이고 발전원가는 가스가격변화에 따라 변동한다. 그림 3은 이와 같은 일련의 과정을 나타낸 가스발전소의 발전원가 모델이다. 가스 가격예측모델에 의해 계산된 미래 가스가격이 주요 변동비가 되고 신규가스발전소 초기 건설투자비에 대한 감가상각비와 고정 운전유지비가 주요 고정비를 구성하는 항목이 된다. 이 두 비용이 전력시장가격과 더불어 신규발전소 건설 투자를 결정하는 핵심 변수가 된다. 이렇게 발전원가가 계산되면 투자자들이 예측하는 기대 가격과 비교해 기대 수익에 따른 신규발전소 건설량을 결정하게 된다.

2.2.3 투자자의 기대수익 표현

투자자의 기대가격(Investors expected price)은 현재시점에서 향후 2년 후의 전력수요와 공급량을 예측해 기대가격을 계산한다. 따라서 기대가격은 매년 달라지며 이때 발전소 건설 취소라든지 신규 발전소 공급에 대한 정보를 투자

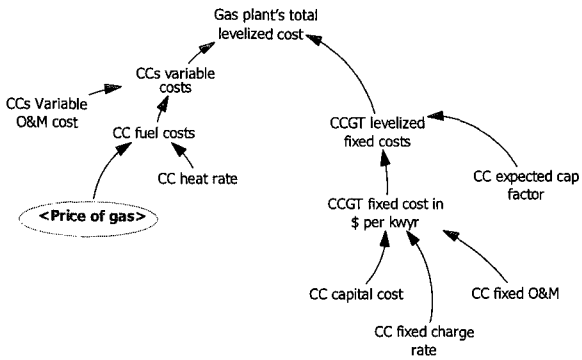


그림 3 신규 가스발전원의 Levelized cost 계산 모델
Fig. 3 Levelized cost calculation model of new gas plant

자들이 공개적으로 얻을 수 있다고 가정된다. 투자자의 수익성(Investor's Expected Profitability)은 발전원가 대비 기대가격의 비율이며 이 값이 1이라면, 투자자들은 그들이 설정한 수익성 목표를 달성했다고 판단하게 되고 만약 0.95라면 투자자들이 설정한 수익성 목표를 충족시키기 위해서는 기대가격이 5%가 낮음을 의미한다. 이 수익성 변수에 기초해 발전기 건설을 하게 되는데 얼마만큼 건설할 것인지는 모델 내부변수에 의해 결정되도록 표현하였다. 만약 수익성이 1이 될 경우 일반적으로 투자자들 중 절반만 승인된 발전기 건설을 시작하고 나머지 투자자들은 수익성이 더 높아질 때까지 기다리는 그림 4와 같은 S-curve의 건설 시작을 그래프로 표현하였다[5,12].

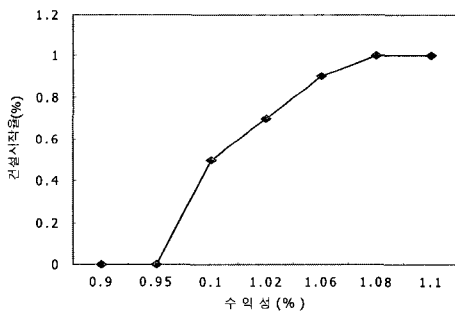


그림 4 수익성에 따른 신규발전소 건설율
Fig. 4 New power plant construction rate according to profitability

3. 우리나라 CBP 적용 모의 및 결과분석

3.1 입력데이터

3.1.1 기본가정 및 발전기 투자데이터

신규 발전소 건설은 가스 발전소만 일반 투자자에 의해 투자되고 나머지 발전원은 제3차 전력수급기본계획에 따라 모두 건설된다고 가정하였다. 이외의 기본가정 및 신규 가

스 발전기의 초기 투자비를 비롯한 제반 데이터는 표 1과 같으며 국내외 관련 자료를 근거로 도출, 사용하였다.

표 1 기본가정 및 입력자료

Table 1 Basic assumption and input data

기본가정
모의 초기년도 = 2000년
신규 발전소 건설 및 최대수요 증가율 = 제3차 전력수급기본계획
Must run = 원자력, 수력
시장가격에 따라 발전량이 결정되는 발전원 = 가스, 석탄, 증유
일반 투자자에 의해 건설되는 발전원 = 가스
신규 가스 발전소 자료
초기투자비 = 600천원/MWh
감가상각율 = 14.7%
열소비율 = 6,800BTUs
고정 운전유지비 = \$2/kWyr
이용율 = 60%
신규발전소 건설 허가기간 = 1년
신규발전소 건설 기간 = 2년

3.1.2 시간대별 전력수요 및 발전량

본 논문에서는 계절별로 대표일 1일씩을 추출하여 1년을 4일로 축약하였다. 그리고 특정년도의 시간별 전력수요는 식1에 나타낸 바와 같이 모의 시작년도의 시간대별 수요패턴(그림 5)에 첨두수요 및 증가율을 곱하여 증가하는 것으로 하였다. 그리고 일반 발전기¹⁾의 시간대별 발전량(C_t^e)은 발전설비용량에 고장정지율과 계절별 유지보수율을 반영한 운전가능 설비용량을 계산한 후 시장가격에 따라 발전량이 계산되도록 식2, 3와같이 나타내었다. 그리고 식4는 열소비율(Heat rate) 계산에 관한 식으로서 그림 1의 모델에서 계산된 전력시장가격(P_t)과 입력데이터로 주어진 운전유지비(C_{om}^e), 연료비(P_{fuel}^e)로부터 계산된다. 일반발전기를 제외한 원자력과 수력은 Must-run 발전기로 전력시장가격과 관계없이 항상 발전하며, 이용가능한 발전설비용량에 이용율을 곱하여 발전량을 산출하였다. 본 논문에서의 모의 초기년도는 2000년으로 설정하였으며 이때의 총 발전설비용량은 47,867MW, 최대전력수요는 40,784MW이다. 그리고 신규 발전설비 추가량과 최대전력수요량은 2005년까지 실적치를 사용하였고[4] 2006년부터는 전력수급 기본계획 자료를 이용하였다. 에너지원별 운전유지비와 연료비 데이터는 수급기본계획 자료 및 전력거래소의 발전설비현황 자료를 이용하였다[1,3].

1) 여기서 일반발전기는 원자력과 수력을 제외한 석탄, 석유, 가스 발전기로 시장가격에 의해 발전량이 결정되는 발전기를 의미함

$$D_i = D^{shape} \times D_i^{peak} \times (1 + \Delta D_{i+1}) \quad (1)$$

여기서, D_i : i 년도의 시간별 전력수요
 D^{shape} : 시간별 부하 패턴(그림 5 참조)
 D_i^{peak} : i 년도의 첨두수요
 ΔD_{i+1} : $i+1$ 년도의 첨두수요 증가율(%)

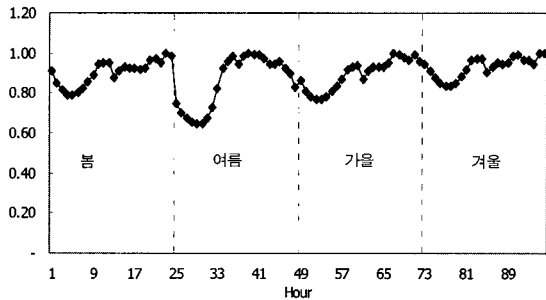


그림 5 계절별 부하 패턴[2]
 Fig. 5 Seasonal demand shape

$$G_i^e = CP_i^e \times f(HR^e) \quad (2)$$

$$CP_i^e = (CP_0^e + \sum_{k=0}^{i-1} CP_{n,k}^e) \times (1 - FOR^e) \times AR^e \quad (3)$$

$$HR^e = \frac{p_i - C_{om}^e}{P_{fuel}^e} \quad (4)$$

여기서, G_i^e : 발전원 e의 시간대별 발전량 (MWh)
 CP_i^e : i 년도 이용가능한 발전 설비량 (MW)
 $f(HR^e)$: 발전원별 열소비율에 따른 가동률 함수 (그림 6 참조)
 HR^e : 발전원별 열소비율(Btu/kWh)
 CP_0^e : 초기 발전설비량(MW)
 $CP_{n,k}^e$: k 년도의 신규발전설비량(MW)
 FOR^e : 고장정지율(%)
 AR^e : 계절별 이용률(%)
 P^t : 시간대별 현물 전력시장가격(원/kWh)
 C_{om}^e : 발전원별 운전유지비(원/kWh)
 P_{fuel}^e : 발전원별 연료가격(원/Btu)

상기 식1,2에 의하여 전력수요와 전원 설비량이 도출되면 이에 의하여 전력시장 가격이 산출되고 이를 바탕으로 투자자들의 발전기 설비투자 메카니즘으로 이어지게 된다. 본 논문에서는 이와 같은 일련의 과정에서 규제기관계획대로 발전설비가 추가되었을 경우(기본시나리오)와 투자자들의 자율에 의한 경우 발전설비 투자행태 및 이에 따른 전력가격 및 설비 예비율 민감도를 도출하였다.

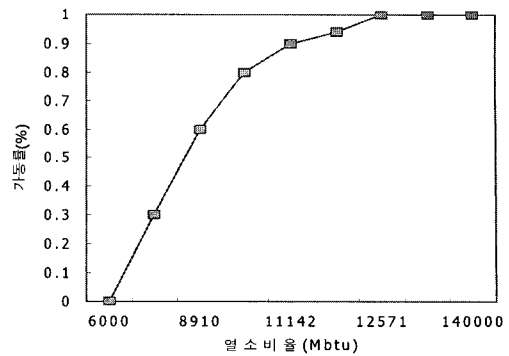


그림 6 열소비율에 따른 발전기 가동률 함수 예
 Fig. 6 Example for the power plant usage function according to heat rate

3.2 개발모델 검증

본 논문에서 제시한 모델을 검증하기 위하여 2001년부터 2006년까지의 우리나라 실제 SMP와 모델에서 산출된 SMP를 그림 7과 같이 비교, 검증하였다. 그림 7에 나타낸 바와 같이 전체적인 흐름은 유사하나 특정시점에서는 20원/kWh 내외의 차이를 보이고 있다. 현재 우리나라 전력시장이 기저부하와 SMP가격이 나누어진 이중 가격 구조이기 때문에 수요와 공급에 의해 단일 가격이 형성되도록 모델링 한 본 시뮬레이션 결과와 동일한 값을 나타내기는 어려울 것이다. 특히 2005년 말과 2006년의 오차는 예측된 가스가격이 실제보다 너무 낮게 예측된 것이 가장 큰 원인이다. 또한 실제 SMP 계산에서는 고려되는 예방정비 계획, 발전기 가동정지, 양수발전기의 이용 등 많은 기술적이고 실무적인 요인들이 본 모델링에 반영되지 못했기 때문인 것으로 분석된다. 이와같은 오차는 향후 모델 정밀도 향상 및 새로운 기능추가에 의하여 극복이 가능할 것이다.

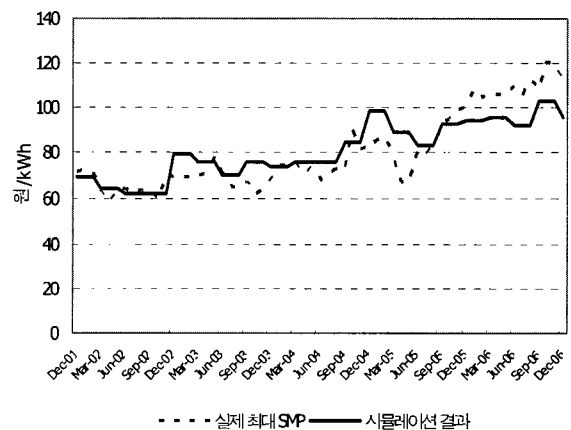


그림 7 실제 SMP와 모의결과와의 비교
 Fig. 7 Comparison of real SMP and simulation result

3.3 모의결과 분석

3.3.1 기본시나리오(Base scenario)

그림 8은 전력수급 기본계획에 의하여 발전기 건설 및 폐지가 이루어진다고 가정한 경우의 시장가격 모의결과이다. 여기서 분기별 시장가격은 시간대별 시장가격을 평균한 값이다. 시뮬레이션 초기 최대전력수요 증가율(2005년까지 실제 증가율)이 5%이상에 달했기 때문에 시장가격은 점차 상승하지만 2005년 이후 최대수요증가율이 점차 감소하고 대량의 원자력과 석탄 발전소 추가로 시장가격은 80~90원/kWh에서 점차 안정적인 추세를 보이는 것으로 나타났다.

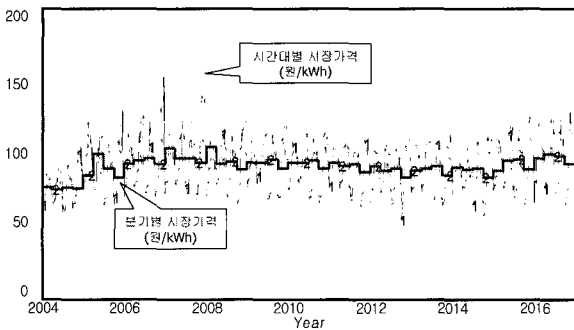


그림 8 기본 시나리오하에서의 시장가격 변화
Fig. 8 Market price variation of Base scenario

그림 11에는 기본시나리오에 의한 경우 년도별 설비예비율 추이를 나타내었다. 우리나라에서 적정 설비예비율 수준으로 여겨지는 15~17%를 초과하는 것을 알 수 있다. 참고적으로 본 모델에서의 이용가능한 발전설비는 고장정지율(FOR)과 계절별 예방정지율이 차감된 발전설비를 의미하는 것으로써 '제3차 전력수급기본계획'의 발전설비예비율보다 약간 낮게 설비예비율이 계산된다.

3.3.2 투자시나리오(Investment scenario)

본 시나리오는 원자력과 석탄 등 기저부하를 담당하는 발전원은 규제기관 계획대로 건설, 운전되고 첨두부하를 담당하는 가스발전소만이 일반투자자에 의해 시장 신호에 따라 투자된다는 시나리오이다. 그림 9는 투자시나리오와 기본시나리오의 분기별 시장가격 변화를 비교한 것으로서 기본시나리오 비하여 시장가격측면에서는 다소 낮으나 변동성은 높게 나타나고 있다. 2007년 겨울 시장가격의 가파른 상승이 나타나는데 이는 전력수요 증가를 공급량이 따라가지 못해 발생한다. 즉 투자자들이 향후 2년 후의 전력시장을 예측했을 때 시장가격이 상승할 것이라고 판단하고 신규 발전소에 대한 투자를 시작하더라도 발전소 건설허가와 건설기간이라는 시간 지연 때문에 전력공급이 부족한 시점에서 바로 공급되지 못하기 때문이다. 2007년 공급량 부족에 의한 가격 급등이 있는 후 점차 하락하는데 이는 2007년이 가격

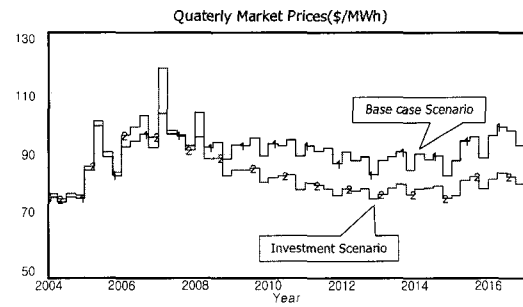


그림 9 각 시나리오별 시장가격 변화 비교
Fig. 9 Market price comparison of Base scenario and Investment scenario

스파이크를 포함해 투자자들이 전력 시장의 수익성에 대해 낙관적인 예측을 하고 가스발전소에 대한 투자가 증가해 공급량이 많아지기 때문이다. 그러나 시장가격이 계속 하락하기 때문에 가스발전소에 대한 투자는 점차 감소하고 2012년 쯤에는 전혀 없게 된다(그림 10 참조). 그림 10은 일반투자자에 의한 발전소 건설량을 나타낸 것이다. 투자자에 의한 전형적인 Boom and Bust 투자 사이클이 나타나고 있다. 2008년 약 8,000MW의 건설이 있는 후 점차 건설량이 감소하다 2012년에서 2015년까지 전혀 투자가 이루어지지 않는다. 이는 투자자들이 원자력과 석탄 발전소의 투자 계획과 신규 가스 발전소의 투자과잉에 의해 전력시장 가격이 하락하고 수익성이 저하될 것을 인식해 투자를 하지 않기 때문이다. 2016년에 약 20,000MW의 신규 발전소가 가동 중에 있게 된다.

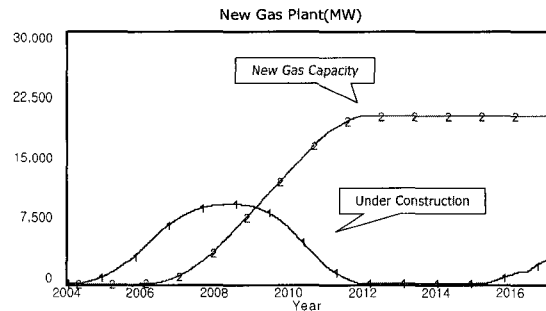


그림 10 신규 가스발전소 건설량
Fig. 10 Construction trends of new gas power plant

일반투자자에 의한 투자 과잉과 침체 사이클은 미 서부시장을 대상으로 발전소의 투자 행태를 분석한 논문[8]에서도 나타났었는데 Sterman은 신규투자의 과잉과 침체라는 사이클은 건설에 따른 시간 지연과 시장의 피드백 구조를 이해하지 않고 투자가 이루어지기 때문에 발생하는 현상이라고 설명하고 있다[11]. 그림 11은 기본시나리오와 투자시나리오와의 설비예비율 변화를 나타낸 그래프이다. 기본시나리오에 비하여 투자시나리오에서는 분기별 설비예비율이 45% 이상까지 증가하는 추세를 보이고 있다. 이는 제3차 전력수급기본계획에서 발전사 의향조사에 의한 2017년 설비예비율이 57%에 이르는 것과 어느 정도 맥을 같이하는 것으로 추

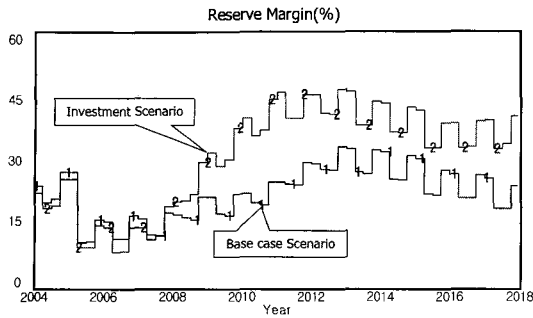


그림 11 시나리오별 설비예비율 변화
Fig. 11 Reserve margin trends of two scenario

정할 수 있다. 그리고 그림 12는 규제기관 계획에 의한 가스발전소 건설량과 사업자 건설의향 그리고 본 연구의 시물레이션 결과를 비교한 것이다. 제3차 전력수급기본계획에 의한 가스발전소의 건설량은 2017년 약 9,700MW에 불과하지만 전력시장 신호에 의해 발전소 투자가 이루어지는 조건에서의 발전설비 건설량은 2배 이상 증가하는 추세를 보이고 있다. 이는 결국, 투자자들은 전력시장이 경쟁을 하게 된다면 규제된 전력시장보다 시장가격이 더 높아질 것으로 기대한다고 해석할 수 있다.

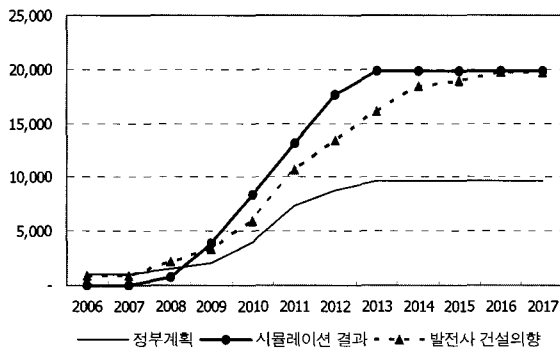


그림 12 가스발전소 건설량 비교(MW)
Fig. 12 Comparison of regulator plan, simulation and GENCO's construction intention for gas power plant

4. 결 론

본 논문에서는 SD기법을 이용하여 전력시장에 대한 정부 개입효과와 시장 가격 신호에 의한 일반투자자의 투자 효과를 분석하는 모델을 개발하고 이에 의한 우리나라에서의 발전기 투자행태를 예측하였다. 본 모델은 전력시장가격을 형성하는 요소들 간의 피드백 효과를 반영할 수 있으며 장기적인 발전소 건설 시간이 전력시장에 주는 영향, 수익성에 기초한 투자자들의 동적인 의사 결정 행태를 반영할 수 있도록 설계하였다. 그리고 본 모델에 대한 모의결과는 다음과 같다.

첫째 발전설비 투자를 규제기관에 의한 경우 전력시장은 적정한 발전설비 예비율을 유지할 수 있는 것으로 나타났다. 이는 무분별한 발전설비 투자로 인한 사회적 손실을 회

피할 수 있다는 장점이 있으며 가격이 다소 높기는 하지만 큰 가격변동 없이 시장을 유지시킬 수 있다. 그러나 규제기관에 의한 계획은 발전사업자가 규제기관 계획대로 발전소를 건설하지 않을 경우와 전력수요가 예측한 것보다 높거나 낮은 변동성을 가졌을 때 시장 가격이 흔들릴 수 있다는 위험이 존재한다.

둘째 전력시장 신호에 의해 발전소 투자가 이루어지도록 시장을 설계하였을 경우, 일반 투자자들의 전력시장가격이 높아질 것으로 기대해 신규발전소에 대한 투자를 증가시키고 이로 인해 전력시장가격이 하락하는 추세를 보였다. 그러나 시장가격이 계속 하락하여 수익성이 낮아지게 되자 신규투자는 전혀 발생하지 않았다. 경쟁시장에서는 일반투자자가 수익성을 너무 높게 예측하게 되면 설비 예비율이 높아질 수 있고, 발전소 건설기간에 의한 시간 지연 때문에 적시에 전력공급을 하지 못할 경우 전력시장가격이 급등할 수 있는 위험이 존재한다.

본 연구는 이 논문은 전력시장구조가 바뀌었을 때 시장가격이 어떻게 변화되는지를 구체적인 시물레이션 분석모델을 이용해 분석했다는 데 그 의의가 있다. 또한 정책적 의사결정에 거시적 경향을 시각적으로 보여주고 시사점을 쉽게 찾아낼 수 있다는 장점이 있으며, 일반투자자의 투자와 시장가격의 동적관계를 묘사하고 피드백을 반영할 수 있다.

본 연구의 한계점은 일반투자자에 의해 투자될 수 있는 발전원을 가스발전소로만 국한하였고 투자자들의 투자 의사 결정 요인을 발전원가라는 한가지만을 고려했다는 것이며 향후 이에 대한 보완연구가 이루어져야 할 것이다.

참 고 문 헌

- [1] 산자부, 제3차 전력수급기본계획(2006~2020년), 2006
- [2] 한국전력거래소, 계약종별·산업별 부하곡선 자료집, 2005.12.
- [3] 한국전력거래소, 2006년도 발전설비 현황, 2006.6 .
- [4] 한국전력공사, 경영통계, 2006.
- [5] Andrew Ford, "Cycles in Competitive Electricity Markets: a Simulation Study of the Western United States", Energy Policy, Vol 27, p. 637-658. 1999.
- [6] Andrew Ford, Modeling the Environment, Island Press. 1999.
- [7] Andrew Ford, "Waiting for the Boom: A Simulation Study of Power Plant Construction in California", Energy Policy, Vol 29, p. 847-869. 2001.
- [8] Andrew Ford, "Simulation Scenarios for the Western Electricity Market", A Discussion Paper the California Energy Commission Workshop on Alternative Market Structures for California, 2001. 11.
- [9] Derek W. Bunn and Erik R. Larsen, "Sensitivity of Reserve margin to Factors Influencing Investment Behavior in the Electricity Market of England and Wales", Energy Policy, p420-429. 1992.

- [10] Jay Forrester, Industrial Dynamics, Pegasus Communications, Waltham, MA, 1961.
- [11] John D. Sterman. Business Dynamics, Irwin McGraw-Hill. 2000.
- [12] Namsung Ahn, Jaekook Yu. "Simulation of Power Plant construction in competitive Korean Electricity Market", International Conference on Asian Energy in the New Century. Hong Kong, 2001.8.

저 자 소 개



김 현 실 (金賢實)

1975년 2월 9일생. 2001년 충남대학교 대학원 졸업. 2005년~현재 한전전력연구원 연구원

Tel : 042-865-7626

Fax : 042-865-7619

E-mail : kimhs@kepri.re.kr



윤 용 범 (尹用範)

1958년 9월 28일생. 1984년 부산대학교 전기공학과 졸업. 1995년 서울 대학원 전기공학과 졸업(공박). 1986년~현재 한전 전력연구원 책임연구원

Tel : 042-865-7620

Fax : 042-865-7619

E-mail : ybyoon@kepri.re.kr