

전력시장의 용량 메커니즘이 전력시장 성과에 미치는 동태적 효과*

Dynamic Effects of Capacity Mechanisms of Electricity Market on the Market Performances

장대철** · 박경배***

Jang, Dae-Chul** · Park, Kyungbae***

Abstract

The introduction of competition in the generation of electricity has raised the fundamental question of whether markets provide the right incentives for the provision of the capacity needed to maintain system reliability. Capacity mechanisms are adopted around the world to guarantee appropriate level of investment in electricity generation capacity.

In this study, we discuss these approaches and analyze the capacity pricing mechanisms from the adequacy perspective. We conclude that the design of capacity mechanism is very important to decrease electricity spot price and increase total electric capacity. Specifically, the constant of capacity pricing mechanism made a difference to the performance of electricity market. However, the slope of capacity price mechanism is better than the constant of that in improving performance of electricity market.

Keywords: 용량 메커니즘, 전력시장, 발전 설비 투자, 전력 가격, 가격 변동성
(Capacity Mechanism, Electricity Market, Capacity Investment, Electricity Price, Price Volatility)

* 본 연구는 2011년도 지식경제부의 채원으로 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 인력 양성사업 중 하나인 ‘KAIST 기후변화특성화대학원’ 과제의 결과입니다.

** KAIST 경영대학 연구교수(제1저자, nozajang@gmail.com)

*** 상지대학교 경영학과 교수(교신저자, kbpark@sangji.ac.kr)

I. 서론

전력 산업은 전력이라는 상품이 갖는 특성과 전력을 생산하는데 있어 발생하는 규모의 경제로 인해 전통적으로 수직적으로 통합된 독점 공기업이나 독점 민간 기업 체제로 유지되어 왔다. 그러나 그 동안 수직적 통합에 따른 비효율성이 계속 지적되어 왔으며, 최근 발전 부문에 있어서의 기술 진보로 규모의 경제가 크게 감소함에 따라 많은 나라에서 경제적 효율성을 높이기 위한 전력 산업 구조 개편과 민영화가 추진되었다. 이러한 흐름을 촉진시킨 또 다른 이유는 해외 투자자본의 유치를 촉진하며 특히, 정부의 입장에서 국가 부채를 감소시킬 수 있는 하나의 방법이었던기 때문이다.

이러한 전력 산업의 구조 개편 과정에서 가장 중요하게 고려되는 요소는 시장 구조와 전력 거래 체제이며, 전력시장에서 발전회사들의 시장지배력 행사를 억제하고 적정한 신뢰도를 유지하는 것을 목적으로 설계되어야 한다. 실제로 시장 구조와 거래 체제가 잘못 설계되는 경우, 2001년의 캘리포니아 사태뿐 아니라 최근 발생한 뉴욕의 정전 사태, 그리고 영국의 초기 전력 풀에서 내셔널 파워(National Power)와 파워젠(PowerGen)의 두 발전회사에 의한 시장지배력 행사 문제와 같이 사회적으로 큰 위험과 비용을 수반하게 된다.

그런데 이러한 문제들의 많은 부분은 발전 용량의 부족 혹은 전략적인 발전 용량의 철회 등에 의해서 이루어지게 된다. 용량 메커니즘의 설계 문제에 대한 기존의 연구는 일반적인 독점적 시장체제에서의 상황만을 다루고 있어서 현재 일반적으로 적용되어 진행되고 있는 전력 거래 시장에서의 연구는 아직 부족한 편이다.

이와 함께 기존의 전력시장에서의 용량 메커니즘 연구는 모델링의 복잡성 때문에 정태적인 분석방법에 머무르는 경우가 많았다. 하지만 전력시장의 복잡성과 동태적 특성을 고려하면 현실적으로 더욱 의미 있는 결과를 얻기 위해서는 시스템 다이나믹스와 같은 동태적 분석 방법론을 적용해야 할 필요성이 높다.

이 연구에서는 동태적인 관점에서 용량 메커니즘에서의 용량 가격 결정 방식이 사회후생 및 시장에서의 성과에 어떤 영향을 미치는지에 대해서 살펴볼 것이다. 또한 이를 위해서 송배전 제약을 제외함으로써 문제를 간단히 하였다. 용량 가격 산정 방식의 모형화를 기본으로 하였고, 선도시장을 추가적으로 도입하여 용량 메커니즘이 현물시장과 선도시장을 포함한 전력시장 전체에 대해서 미치는 동태적 영향을 분석하고자 하였다.

다음의 2장에서는 용량 메커니즘의 특징 및 분류에 대해서 다루고, 시스템 다이나믹스를 전력시장에 적용한 연구들에 대해서 살펴본다. 3장에서는 연구모형과 인과지도에 대해서 논의하고, 4장에서 시뮬레이션에 의한 결과를 기술한다. 5장에서는 이러한 결과를 기반으로 하여 연구의 의의와 시사점을 도출할 것이다.

II. 선행연구

1. 용량 메커니즘의 특징 및 분류¹⁾

용량 메커니즘은 여러 가지 기준에 의해서 구분될 수 있는데 크게 가격 스파이크(Price Spike or Energy-only) 방식과 용량요금(Capacity Payment) 방식, 그리고 용량 의무(Capacity Obligation) 방식이 있다. 용량의무방식은 용량시장(Capacity Market) 방식으로도 불리고 있다.

미시경제학의 이론에 의하면 가격 스파이크 방식에 의해서 시장의 장기적인 균형과 효율이 달성될 수 있다. 즉, 수요와 공급의 실시간 가격에 의해서 거래가 이루어지고 가격에는 희소 렌트가 반영되어 용량과 관련된 고정비용을 효율적으로 회수할 수 있게 된다. 그렇기 때문에 시장이 경쟁적으로 작동하기만 하면 용량 메커니즘을 추가적으로 도입할 필요가 없게 되는 것이다. 이러한 관점을 가지고 예전의 캘리포니아 전력거래체제나 노드풀(NordPool), 호주 빅토리아 시장(Australian Victoria Pool) 등이 구축되었다.

하지만, 캘리포니아는 시장 메커니즘에만 의존하고 있다가 2001년에 전력용량 부족사태를 겪은 후 LSE(Load Serving Entities)에게 용량 메커니즘의 일종인 ACAP(available capacity requirement)를 부과하는 방향으로 전환하였다. 그리고 현재 용량이 풍부한 Texas에서도 공급의 적정도를 달성하기 위한 규제 방안의 적당한 형태에 관한 논의가 활발하게 진행 중에 있다. 또한 호주에서도 최근 공급 부족에 대한 우려가 커지면서 용량 메커니즘의 도입을 위한 연구와 논의가 활발하게 진행되고 있다.

시장 메커니즘(가격 스파이크 혹은 energy-only)에만 의존하는 것은 현재 여러 가지 문제점을 나타내고 있는데 시장이 경쟁적이라면 잘 작동하겠지만, 전력의 비저장성, 수요와 공급의 높은 불확실성, 비탄력적인 수요와 건설기간 및 비용의 거대한 규모 등과 같은 전력시장의 특성 때문에 경쟁적인 시장의 구축이 상대적으로 어렵다. 또한 시장 메커니즘의 완전한 작동을 위해서는 수요측의 가격에 대한 반응이 잘 이루어져야 하는데 미터링 및 커뮤니케이션에 대한 인프라가 부족하고 정보기술의 발전에도 불구하고 경제적 타당성이 입증되지 않았으며 정치적 목적의 교차보조가격체계의 변화가 어렵고 운영 패러다임의 변화가 아직 이루어지지 않았다는 점과 경험의 부족으로 인한 어려움 등이 더해져서 단지 시장 메커니즘만을 적용한 체제에서 적정도 확보 문제가 큰 이슈로 제기되는 것이다. 이러한 것에 추가적으로 현물 시장의 실패 혹은 자본시장의 실패에 대한 대비가 필요한 측면과 함께 예비율이 낮을 때 시장 체제에서의 높은 가격이 희소 렌트인지 시장 지배력의 행사 때문인지에 대해서 명확하게 판단할 수 없으며 희소 렌트에 의한 가격이라도 너무 높은 가격은 전

1) 자세한 내용은 장대철(2008)을 참고할 수 있다.

력 서비스의 보편성에 의해서 정치적으로 받아들여지지 않는 경우가 많기 때문에 순수한 시장 메커니즘에만 의존하는 방식이 이론적으로는 좋은 방안임에도 현실적으로 적용 시에는 가격 상한 규제나 시장 완화 절차(market mitigation procedures) 등과 같은 보조적인 장치들이 필요하게 되고 이러한 보조적인 메커니즘의 하나로 용량 메커니즘에 대한 논의가 대부분의 나라에서 실행되거나 진행 중에 있는 것이다. 이러한 용량 메커니즘은 전력 현물 시장에서의 가격상한이나 시장 완화 절차에 의해서 투자가 충분하지 못할 수 있는 가능성을 보완하기 위한 측면도 있는 것이다.

용량 요금(Capacity Payment) 방식은 가동성(availability)에 대해서 용량 당 일정한 가격으로 보상하는 것을 말하는데 NETA 이전의 영국, 스페인, 아르헨티나, 콜롬비아 등에서 적용되고 있다. 용량 요금과 관련된 전력산업에서의 논의는 Boiteux의 피크 부하 가격 설정 이론(Theory of peak load pricing)에 기반을 두고 있다. 이 이론은 피크 부하 동안에 단위 용량 추가시 발생하는 비용과 용량 제약에 의해서 전력서비스를 공급받지 못하는 한계 소비자의 지불의사액이 같을 때 최적의 용량 규모가 달성된다고 주장하고 있다. 이러한 피크 부하가격설정이론은 불확실성에 중점을 두는가 아니면 기술 믹스(technology mix)에 중점을 두는가에 따라서 두 가지 방식으로 나누어진다. 첫 번째 방식은 LOLP(공급지장확률)*VoLL(공급지장가치)에 의해서 용량 요금을 결정하는 것이고 두 번째 방식은 비용최소화곡선 개념에 의해서 피크 설비의 고정비용을 용량요금으로 결정하는 것이다. 이러한 두 가지 개념은 모두 단위 용량 당 일정 가격으로 계산된다.

이러한 관점으로 용량 요금을 결정하면 가격을 VoLL로 설정하고 고정비용이 없는 수요측 입찰에 의해서 용량 요금은 의미가 없어질 수 있다. 하지만 수요측 입찰은 위에서 언급한 한계에 의해서 현실적으로 완전하게 적용되기는 쉽지 않기 때문에 여전히 용량 요금의 역할은 존재하게 된다.

NETA 이전의 영국의 전력거래체제에서 용량 요금은 $LOLP * (VoLL - SMP)$ 방식은 계산되었다. 이러한 방식은 용량의 공급이 증가하면 LOLP가 낮아지고 전력계통 한계가격(SMP, System Marginal Price)는 낮아지기 때문에 VoLL이 일정기간 동안 고정되어 있다고 하면 용량 요금 수준은 크게 변화하지 않을 수 있다. 하지만 NETA 이전의 영국의 경우에서와 같이 발전사업자들이 용량 감소를 통한 전략적 행동에 의해서 문제가 발생한 경우도 있었다. 발전사업자들은 용량을 감소시켜 SMP를 상승시켜서 현물시장에서 이익을 얻고 또한 피크 부하시간대에서의 용량감소는 LOLP를 급격하게 상승시킬 수 있으므로 SMP의 증가에 따른 용량요금의 감소효과를 최소화할 수 있게 되었던 것이다. 즉, 현물시장과 용량 메커니즘과의 연계가 분명하게 고려되어야 했었다.

용량요금의 장점은 용량의 안정적인 공급이 가능하고 가격의 변동성을 줄일 수 있다는

점이 있지만 과대투자과 한계비용이하의 입찰에 의한 비효율의 발생 등과 같은 단점을 가지고 있다. 그리고 LOLP, VoLL, 피크설비의 고정비용 등을 추정해야 하는 부담을 가지고 있다.

용량의무방식 혹은 용량시장방식은 발전사업자(또는 전력판매자)에 일정 시점 내에서 예상되는 피크 부하량에 대해서 미리 결정된 수준으로 예비 용량을 보유하는 의무를 지우는 것이고 실제 부하와의 차이에 대해서 용량 시장을 개설하여 거래할 수 있도록 하는 체제이다. 이러한 의무를 지키지 않았을 경우에는 패널티를 부과하게 된다. 이러한 방식은 PJM, NYPP, New England 등에서 실행되고 있다. PJM에서는 ICAP(Installed Capacity)라고 부르기도 하는데 이러한 방식은 용량요금 방식이 가격 통제 방식인 것에 비해서 공급량 통제 방식이라는 차이점이 있다. 의무 수준과 패널티에 대해서는 시장운영자(ISO, Independent System Operator) 등과 같은 규제 기관이 설정하게 되는데 용량요금에서의 마찬가지로 계산방법 및 추정의 오류가 문제로 지적될 수 있다. 또한 현물시장과 연결되지 않기 때문에 전력 시장 전체적인 측면에서 왜곡을 가져올 수도 있다. 그리고 현재 주로 한 달 전에 의무가 부과되고 있는 것은 용량 시장에서의 가격이 매우 낮아서 거의 영에 가깝거나 매우 높아서 가격 상한 혹은 패널티 금액까지 올라가게 될 것이다. 이것은 한 달이라는 기간 내에서는 수요와 공급 모두가 비탄력적인 특성을 가지게 되기 때문이다. 캘리포니아에서는 이러한 점을 수정해서 다양한 기간을 가질 수 있는 ACAP 제도를 도입하고 있다.

2. 전력시장설계에서의 용량 메커니즘

전력 시장 설계에 있어서 용량 메커니즘은 앞에서 살펴보았듯이 크게 세 가지의 방법이 구현되고 있는데 가격 스파이크 체제는 현물시장에 용량의 가치를 포함시키는 것으로 기존의 미시경제학 이론에서 연구되었던 것이고 용량요금 체제는 Boiteux의 피크 부하 가격 설정 이론(Theory of peak load pricing)에 기반을 두고 현재 피크부하설비비용을 적용하는 방법과 LOLP*VoLL에 의한 산정 방법이 있으며 용량의무방식은 보통 피크부하의 112~118% 정도를 확보하도록 하고 의무를 준수하지 않을 경우 패널티를 부과하는 것으로 쉽게 적용할 수 있어서 구조개편 전부터 유사한 방법으로 사용되고 있었다.

전력산업의 구조개편 및 민영화를 먼저 실시한 여러 나라들에서 발전사업자의 발전량 혹은 발전 용량의 감소와 같은 전략적 행동에 의한 가격 상승과 이를 통하여 수익을 높였다는 주장이 제기되고 있다(Chloé Le Coq, 2002; Wolak and Patrick, 2001; 김남일, 2002), 이러한 주장은 용량 메커니즘의 설계가 전체 전력 시장의 경쟁 형태 및 성과에 커다란 영향을 주며 용량 메커니즘이 있을 때 발전용량에 과대 투자 할 것이라는 것과는 반대의 결

과를 가져왔다는 것을 보여준다.

이밖에 용량 메커니즘에 관한 이론적 연구로는 Chuang and Wu(2000)와 Creti and Fabra(2003)가 있는데 Chuang and Wu(2000)은 NETA전 영국의 용량 요금 방식을 일반화하여 이러한 용량 요금 방식의 적용가능성의 제약과 용량 요금 방식에는 개별 소비자의 선호도가 반영되지 않으며 모든 소비자가 동일한 수준의 신뢰도에 대해서 동일한 가격을 지불하게 된다는 점을 한계로 지적하였다. 이러한 한계를 극복하기 위해서 시장의 가격 탐색 기능을 도입하고자 용량 메커니즘에 양방향 입찰 제도를 도입해야 함을 주장하였다. Creti and Fabra(2003)는 PJM의 ICAP 제도를 대상으로 분석하고 있는데 발전용량과 송전의 제약을 주어진 것으로 할 때 기업의 용량 의무에 대한 기회비용을 고려하여 규제자가 최적의 예비율과 패널티를 결정하는 문제를 다루었다. 또한 사회 후생적 측면에서 수요 관리 방식과 용량 시장 방식을 비교하였다.

이처럼 기존의 수직적 통합하에서의 용량 요금 및 용량 의무 방식에 대한 연구는 많이 있지만 전력 구조 개편 하에서 용량 메커니즘을 어떻게 설계해야 할 것인가에 대해서 실증적인 연구뿐만 아니라 이론적인 연구가 부족하며 현물시장과 용량 메커니즘을 통합적인 관점에서 바라보고 있는 문헌도 드문 편이다. 이와 함께 용량 메커니즘이 시장 성과에 미치는 동태적인 영향에 대해서도 추가적인 연구가 필요한 상황이다.

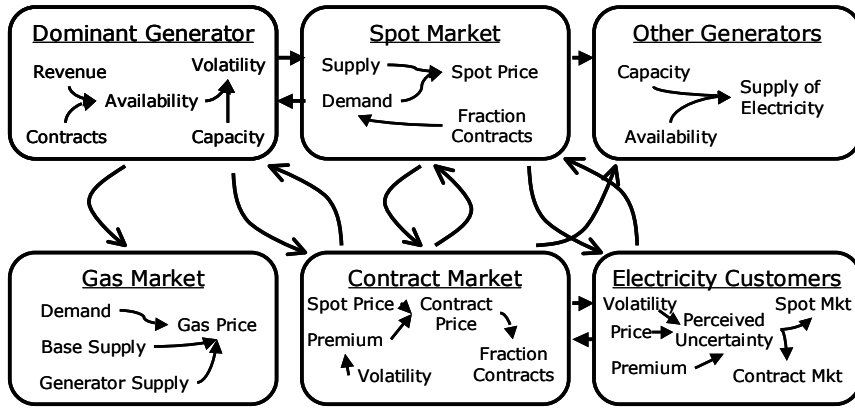
3. 시스템 다이내믹스를 이용한 전력시장 관련 선행연구

Bunn, Dyner and Larsen(1997)은 가스 시장과 전력시장의 규제가 구분되어 있기 때문에 두 시장 사이의 차이거래(arbitrage) 상황을 이용할 수 있으며 발전가능용량을 감소시킴으로써 시장지배력 행사가 가능할 수 있음을 밝혔다.

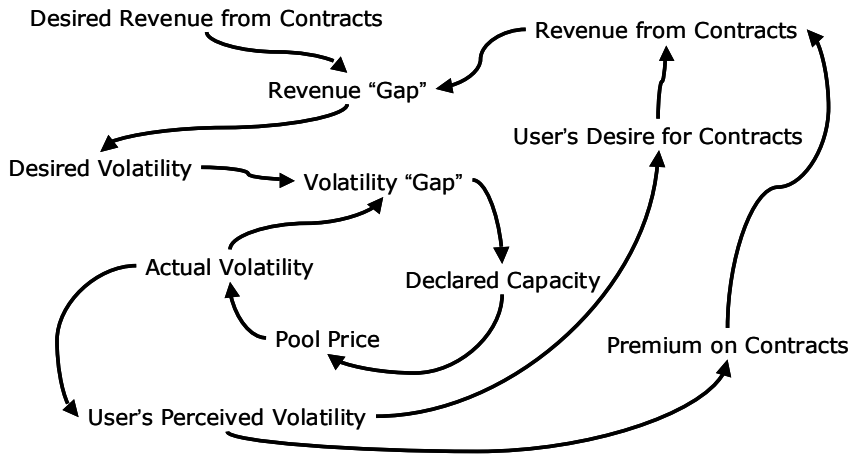
이것은 시장지배력이 있는 발전사업자가 전력시장에서 가스발전소의 선언용량을 줄여서 전력가격을 높이고 가격 변동성에 영향을 주어 선도계약(forward contract) 시장에서 위험 프리미엄을 높게 받을 수 있을 뿐만 아니라 발전량을 줄여서 남은 가스를 가스시장에 팔아서 발전가능용량 감소에 의한 수입 감소 가능성을 낮추고 더 높은 수입을 얻을 수 있음을 의미한다. 그리고 발전가능용량은 감소하지만 전력가격은 상승하므로 전체적으로 수입이 증가할 수도 있게 된다.

이 논문에서 선도계약에 대한 기대 수요는 가격의 분산(변동성)에 대한 단조증가 오목함수(increasing concave function)로 표현되고 입찰전략은 시장지배력이 있는 발전사업자가 3기에 한 번 용량을 줄이도록 하였으며 이 때 지난 5기 동안의 가격변동성을 독립변수로, 용량감소율을 종속변수로 하는 로지스틱 커브(logistic curve)를 구성하여 최소 10%~최대

25% 사이에서 용량감소율을 결정하도록 하였다. 이 논문에서 모형의 구조와 주요 피드백 루프는 다음과 같다.

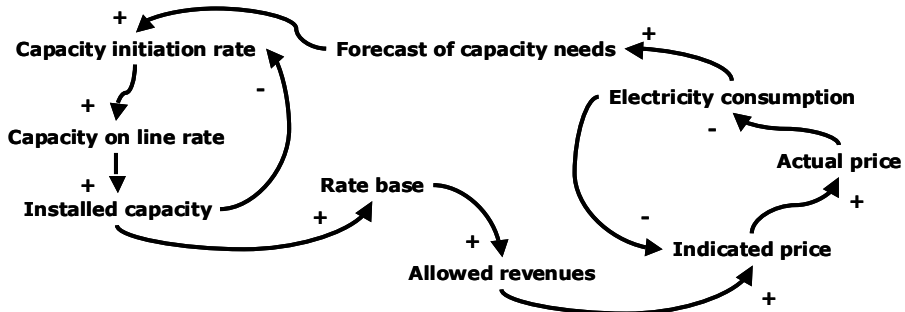


[그림 1] Bunn, Dyner and Larsen(1997)의 모형 구조



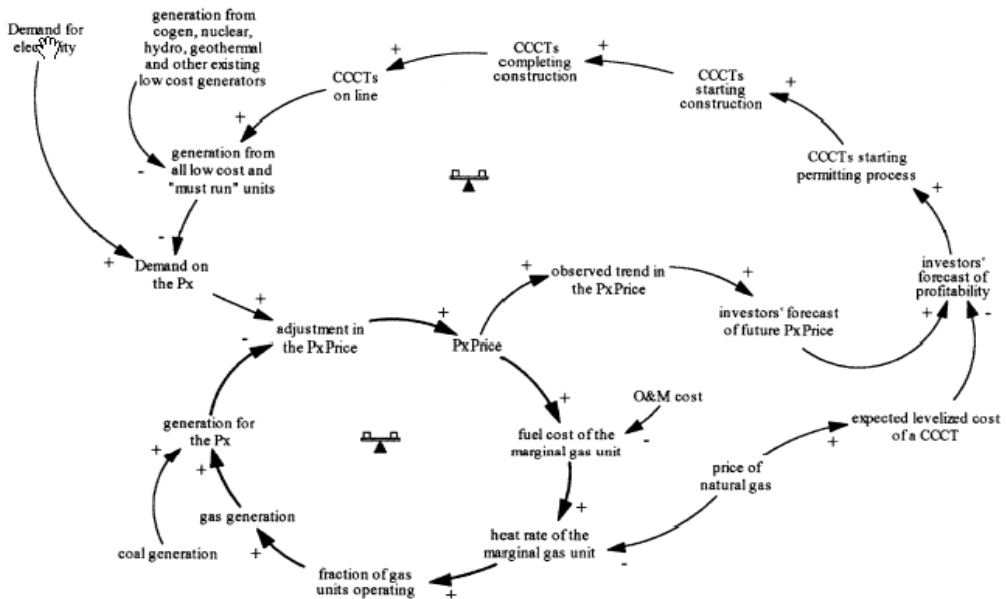
[그림 2] Bunn, Dyner and Larsen(1997)의 주요 피드백 루프

Ford(1997)은 시스템 다이내믹스를 전력시장에 적용할 때의 이슈에 대해서 정리하였는데 전력시스템의 발전 방향 등에 대한 기본적인 소개와 전력시장을 시스템 다이내믹스로 모델링 할 때의 개념적 틀 등을 제시하였고 전력산업에서의 주요 피드백 루프 소개하였다.



[그림 3] Ford(1997)의 주요 피드백 루프

Bunn and Larsen(1994)에서 용량요금 등의 개입이 전력시장의 위험을 줄일 수 있기 때문에 필요하다고 주장하고 있으며 Ford(1999)는 전력시장에서 발전용량의 과소공급과 과대공급이 번갈아 가며 주기적으로 발생하는 현상을 시스템 다이나믹스의 피드백 구조로 설명하고 총발전용량의 주기성과 전력청산가격(SMP, System Marginal Price)의 변동성이 전력청산가격(SMP)에 추가적으로 주어지는 일정한 가격의 용량 요금에 의해서 완화될 수 있음을 보였다. 또한 전력구매자가 단기적으로는 높은 비용을 지불하게 되지만 장기적인 관점에서는 낮아지는 현물 전력청산가격(SMP)에 의해서 용량요금의 비용을 상쇄할 수 있게 됨을 보였다. 다음은 주요 피드백 루프이다.



[그림 4] Ford(1999)의 주요 피드백 루프

안남성(2001)은 우리나라 전력시장에서의 전력공급용량에 대한 주기성을 확인하고 특히 10% 이상의 전력수요 증가가 이루어질 경우 전력공급 부족 가능성이 높기 때문에 전력시장 전체를 시장에 의존하는 방안은 상당한 위험을 내포하고 있으며 원자력이나 유연탄과 같은 대형발전소 건설은 정부가 정책적으로 지원하는 것이 바람직하다고 주장하였다.

이 연구 모형의 가정은 Ford(1999)의 모형을 기반으로 하였는데 전력수요는 매년 일정수준으로 증가하고 일반 투자가에 의해 공급되는 신규발전소는 모두 CCGT(Combined Cycle Gas Turbine)이고 투자가가 시장거래가격과 CCGT 발전원가를 비교한 후 이익이 예상될 때 투자하고 필요한 CCGT는 전용량이 건설될 수 있으며 원자력이나 수력과 같은 Must Run 발전소는 외생변수로 설정하였다. 유연탄, 중유, 국내탄 및 운전중인 가스복합 발전소는 시장 거래 가격에 따라서 변동비와 비교한 후 운전을 위한 발전소 비율을 선정하게 되고 시장 거래가격이 변동비의 150%를 넘을 때는 가격상한 제도를 도입하여 그 이상 상승하지 못하게 하였으며 LNG 구입가격은 실제로 시장기능에 의해 동태적으로 결정이 되나 이 모델에서는 일정가격으로 한 후 민감도 분석을 수행하였다. 연료별 발전 가능 용량은 각 연료별 전체 용량에 운영 능력 비율을 가정하여 각 연료별 공급 가능 용량을 가정하고 2000년 연간 평균 전력 수요는 32,000MW로 가정하였다. 가스복합 발전소(CCGT) 건설비, 변동비 및 연료별 전력공급곡선 등에 대해서는 2000년 국내 자료를 적용하였다.

이 연구에서 제시하고 있는 향후 모형의 개선 방향은 향후 시장 가격 안정을 위한 원자력 발전소가 계속 건설될 경우 시장 거래 가격과 신규 원전 건설을 위한 자금의 관계를 묘사할 수 있는 재무적 모형(Financing Model)이 첨부되어야 하며 연료가격이 모형에 매우 큰 영향을 미치므로 내생적으로 결정되도록 해야 하고 현재의 모델이 년 평균 수요에 의한 가격 결정을 하고 있으나 계절별 첨두 부하를 묘사할 수 있는 모델로 개선될 경우 향후 첨두 부하 및 당시의 시장 가격을 예측할 수 있을 것으로 예상하고 있다. 그리고 6개의 발전회사별로 수익 및 판매를 묘사할 수 있는 재무적 모형(Financing Model)이 첨부될 경우 각 발전회사의 향후 미래 경영 전략 개발에 응용될 수 있을 것이라고 주장하였다.

4. 전력 선도 계약 시장 관련 선행연구

전력 거래에 있어 선도계약시장이 시장 성과에 미치는 영향에 관한 연구로는 Allaz and Vila(1993), Green(1999), Wolfram(1999), Bunn and Oliveira(2001), Wolak(2000) 그리고 Chole le Coq and Henrik Orzen(2002) 등이 있다. 이들은 대부분 선도계약시장이 도입되는 경우 현물시장에서 발전 사업자의 시장지배력 행사와 관련된 전략적 행동이 감소할 것이라고 주장하였다. Allaz and Vila(1993)는 시장 가격이 한계비용을 초과할 수 있는 쿠르노

(cournot) 형태의 현물시장을 가정하고 시장 참여자들이 자신들의 현물시장 거래량에 해당하는 물량을 선도계약으로 매도할 수 있는 경우 현물시장에서 가격을 상승시키고자 하는 유인이 감소할 수 있음을 보였다. Green(1999)은 공급함수모형을 이용하여 영국의 전력POOL이 개설된 이후 초기 6년간 주요 발전회사인 National Power와 PowerGen이 현물시장 거래량의 대부분을 선도계약을 통해 헷징하였으며, 이 기간 동안 이들의 시장 지배력이 약화되었음을 이론적, 실증적인 증거를 사용하여 주장하였다. Wolfram(1999) 역시 발전회사들이 자신들의 시장 지배력을 이용하여 가능한 수준까지 시장 가격을 높이지 않은 것이 높은 수준의 계약 물량 때문이라고 주장하였으며, Wolak(2000) 또한 도매 경쟁 단계 초기에 체결된 금융적 헷징계약이 시장 지배력을 완화시킬 수 있다고 주장하였다. Bunn and Oliveira(2001)는 선도계약 물량과 가격이 외생적으로 주어지게 한 객체기반(Agent-based Model Simulation)을 통해 선도계약 물량이 증가함에 따라 현물시장에서 발전회사들의 전략적 행동이 감소함을 보였다. 한편 Choloe Le Coq and Henrik Orzen(2002)은 Allaz and Vila(1993)의 모형을 n 개의 회사로 확장한 모형을 사용하여, 시장 진입에 의해서 발생하는 경쟁 강화 효과와 비교해 볼 때, 선도계약시장에 의한 경쟁 강화 효과는 예상되었던 수준보다 약화될 것이라고 주장하였다.

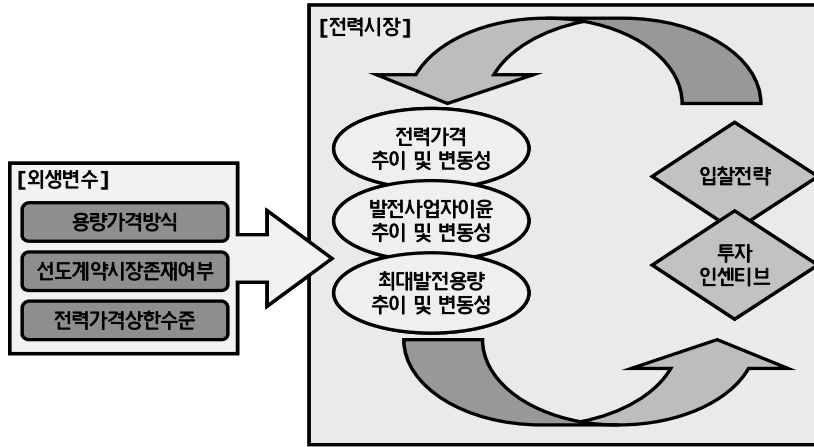
Ⅲ. 연구모형

1. 연구의 개념적 틀

본 연구에서는 용량 가격의 결정 방식과 선도계약시장의 존재 여부 그리고 전력 도매 가격의 상한 수준을 통제할 수 있는 변수를 도입하였다. 그리고 이러한 변수들이 입찰전략과 투자전략 또는 투자의사결정 과정과 전력가격의 수준 및 변동성에 미치는 영향을 살펴보고자 하였다. 이와 함께 최대발전용량의 수준이나 변동성과 같이 전력시장의 성과에 미치는 영향을 파악하고자 하였다.

용량 가격은 용량에 대한 가격 체계를 의미하는데, 총 용량요금에 대해서 우선 살펴보면 다음과 같다. 정책 결정자는 용량가격을 결정하는 요소인 기울기(e)와 절편(f)을 결정하게 되고 이에 따라 기업이 받게 되는 총 용량가치 보상 금액(CP , capacity payment)은 다음과 같다. 이 때 q_1 은 기업1의 발전 용량이고, p_e 는 ‘용량가격’, e 는 용량가격에서 생산량에 비례하는 부분으로 ‘용량가격의 기울기’, f 는 생산량에 비례하지 않는 고정적인 부분으로 ‘용량가격의 절편’이라고 부르기로 하자: $CP(q_1) = p_e q_1 = (e q_1 + f) q_1$.

이를 위한 연구의 기본적인 틀을 다음과 같다.

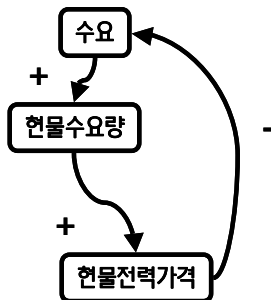


[그림 5] 연구의 개념적 틀

2. 연구 모형 및 주요 피드백 루프2)

1) 주요 피드백 루프 1: ‘수요와 가격의 관계’

수요가 증가하면 현물 수요량이 증가하고 이것은 현물전력가격을 상승시키게 되는데 상승한 현물전력가격에 의해서 수요는 다시 감소하는 음의 피드백 구조를 가지고 있다. 수요는 부하지속곡선(Load Duration Curve)을 구성하여 무작위적으로 추출하였다.



[그림 6] 수요와 가격의 관계

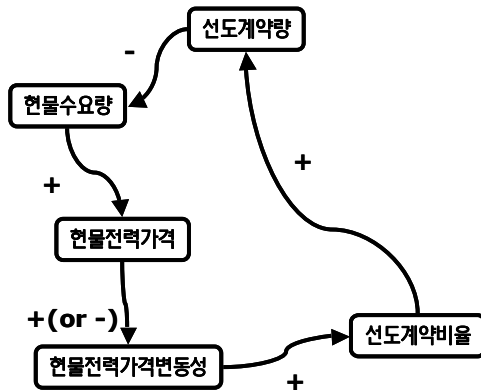
2) 본 장의 인과지도에서 인과관계의 극성이 누락된 부분은 비선형적 함수 형태로 되어 있어서 변수들 사이의 극성이 변수의 값에 따라서 달라질 수 있음을 의미한다.

2) 주요 피드백 루프 2: ‘선도계약 비율의 결정’

선도계약비율은 다음의 식으로 결정된다.

$$\text{선도계약비율} = \frac{ax^s}{b^s + x^s} \dots\dots\dots (1)$$

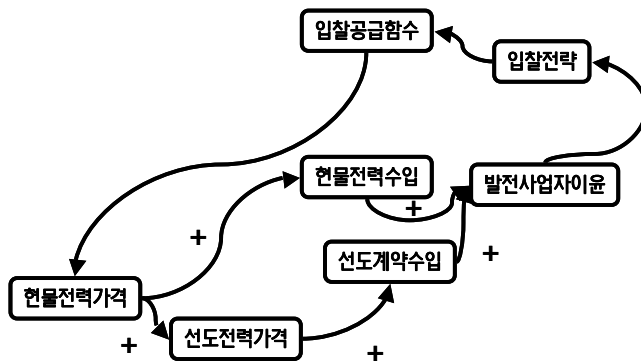
여기서 a 는 선도계약비율포화계수로 0에서 1사이에서 결정되고 x 는 현물 전력 가격 변동성 평균이고, s 는 선도 계약 비율 함수 계수이고, b 는 선도 계약 비율 반포화 계수이다. 전력가격변동성평균이 증가하면 선도계약비율이 증가하게 된다.



[그림 7] 선도계약 비율의 결정

3) 주요 피드백 루프 3: ‘입찰 전략의 결정’

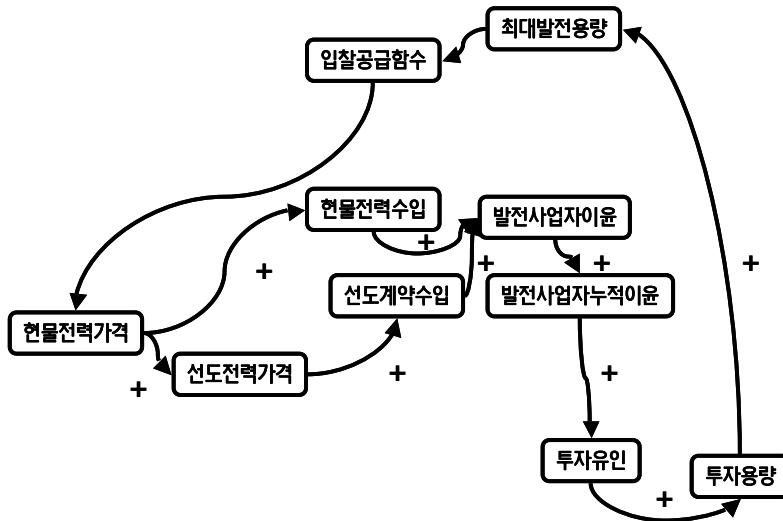
입찰전략은 발전사업자의 이윤이 전기와 비교했을 때 증가하였으면 입찰 가격을 높이고 이윤이 감소하였으면 입찰가격을 낮추는 전략을 적용하였다.



[그림 8] 입찰 전략의 결정

4) 주요 피드백 루프 4: ‘발전용량 투자와 최대 발전용량의 결정’

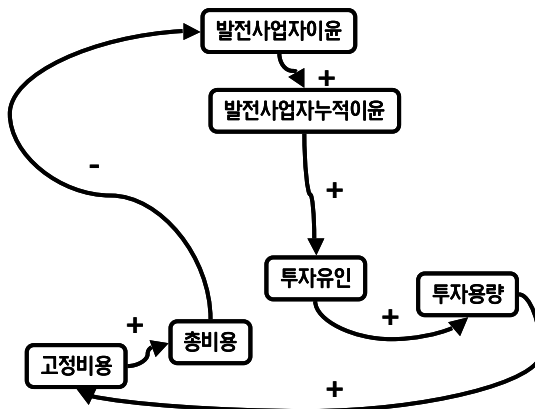
발전사업자의 누적이윤이 클수록 투자유인이 상승하여 투자용량이 증가하고 이것은 최대발전용량을 증가시킴으로써 입찰공급합수를 위쪽으로 움직이게 한다.



[그림 9] 발전용량 투자와 최대 발전용량의 결정

5) 주요 피드백 루프 5: ‘발전용량 투자에 따른 고정 비용’

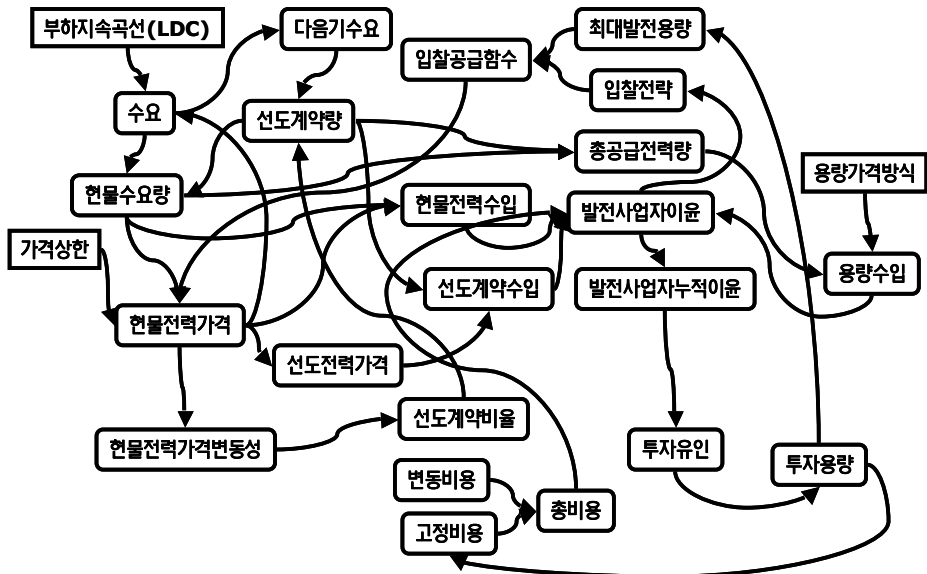
투자용량이 증가함에 따라서 고정비용이 증가하여 결과적으로 발전사업자의 누적이윤을 감소시키게 된다.



[그림 10] 발전용량 투자에 따른 고정 비용

6) 연구 모형: ‘가~마의 피드백을 통합한 통합 피드백 구조’³⁾

본 모형에서는 전력 시장의 세 가지 구조인 현물시장, 선도시장, 그리고 용량 시장을 모두 포함하여, 이들 간의 관계와 전력 가격이나 발전용량 등 전력 시장의 성과에 미치는 인과관계를 표현하였으며, 이를 통해서 전력시장의 동태성을 반영하는데 중점을 두었다.



[그림 11] 시스템 다이나믹스 연구 모형

IV. 분석결과

본 장에서는 3장의 시스템 다이나믹스 모형을 시뮬레이션 하여, 용량 메커니즘의 구조가 선도계약비율, 현물 전력 가격과 현물 전력가격의 변동성 평균, 수요 수준, 최대발전용량, 발전사업자의 평균 이윤 등의 변수에 미치는 영향을 살펴볼 것이다. 이러한 용량 메커니즘은 앞에서 언급한 대로 용량가격의 절편과 용량가격의 기울기로 구성된다.

본 분석에서 사용한 용량 가격의 구조는 다음의 표와 같다. 이를 통해서 용량가격 절편의 변화에 의한 영향과, 용량가격 기울기의 변화에 의한 영향을 살펴보고자 한다. 여기서는 A를 기준으로 하여 용량가격의 절편의 변화의 효과를 위해서 A와 B, C, D를 비교하여 분

3) 자세한 모델의 수식은 뒷부분의 부록을 참고할 수 있다.

석할 것이고, 용량가격의 기울기의 변화에 대한 효과 분석을 위해서 A와 E, F, G를 비교하여 분석할 것이다. 용량 가격을 구성하는 2가지 요소인 용량가격의 절편과 기울기에 대한 효과를 독립적으로 분석하고자 한다.

〈표 1〉 용량 메커니즘의 구조

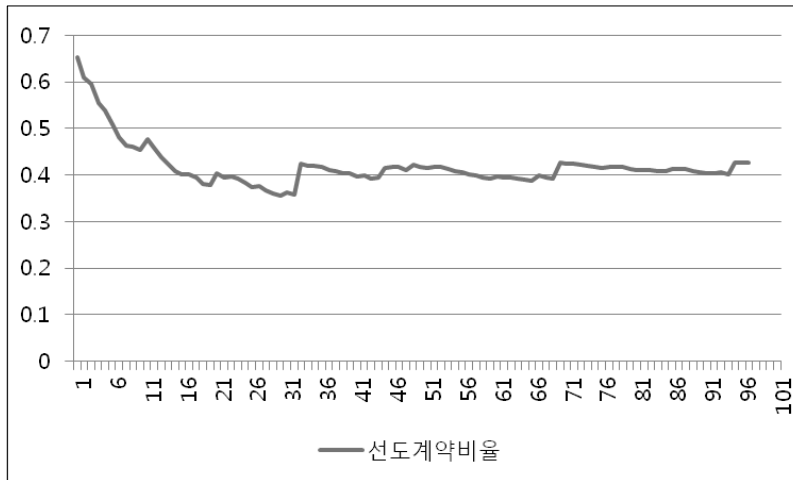
Case	용량가격의 절편	용량가격의 기울기
A	0	0
B	0	10
C	0	20
D	0	30
E	10	0
F	20	0
G	30	0

위의 용량가격 구조에서 A를 기준으로 하여 관련 변수들에 대한 추세를 살펴보았다. 10기마다 데이터를 정리하였고, 그림에서는 100기의 결과를 나타내었다.

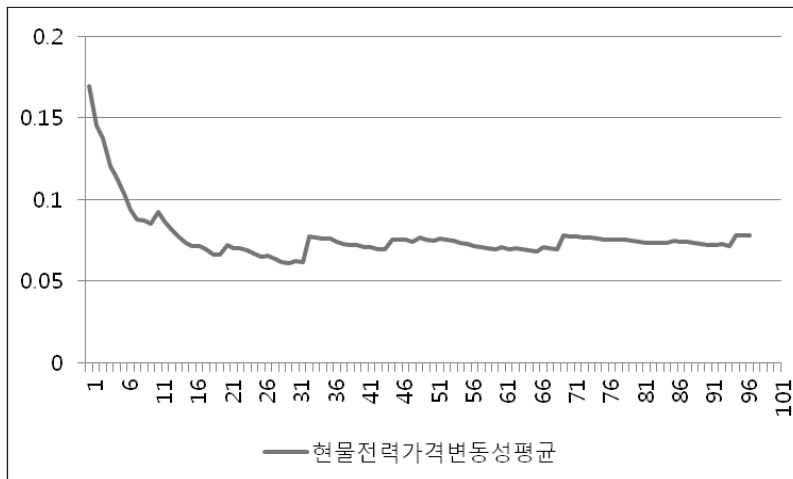
〈표 2〉 용량가격 구조 A의 시뮬레이션 결과

(절편 0, 기울기 0)	11	21	31	41	51	61	71	81	91	100
선도계약비율	0.4625	0.394	0.3678	0.4071	0.4115	0.3987	0.3954	0.4176	0.4118	0.4264
현물전력가격 변동성평균	0.0882	0.0698	0.0636	0.0731	0.0742	0.071	0.0701	0.0757	0.0743	0.0781
수요	26.73	41.03	42.12	64.83	97.72	59.35	76.71	63.06	84.87	78.96
현물전력가격	1.485	8.459	9.819	21.21	52.75	14.77	16.76	14.49	28.81	24.09
최대발전용량	148.35	150.44	150.1	149.06	148.63	148.75	149.24	149.73	150.95	152.11
발전사업자 평균이윤	359.04	68.03	80.73	235.42	278.63	300.09	347.96	453.42	480.49	582.91

선도계약비율은 초기에 급격하게 하락하지만 점차 약간 상승하거나 0.4 근처로 점차 수렴해가는 모습을 보이고 있음을 알 수 있고, 현물 전력 가격의 변동성 평균도 이와 유사한 형태를 보여주고 있다.

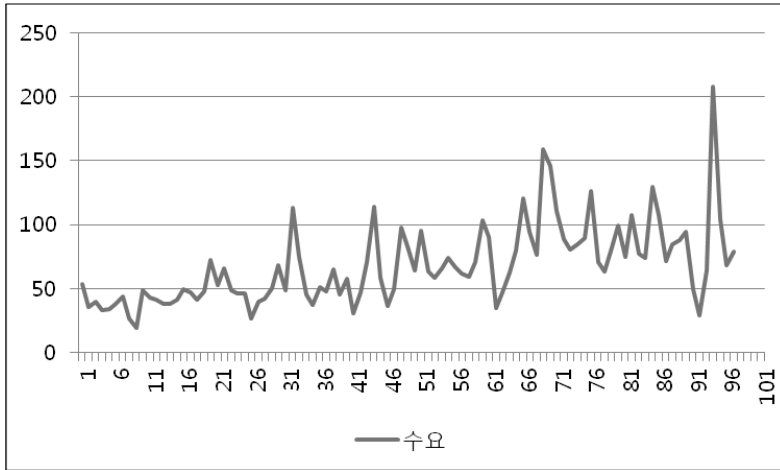


[그림 12] 선도계약비율의 추세: Case A



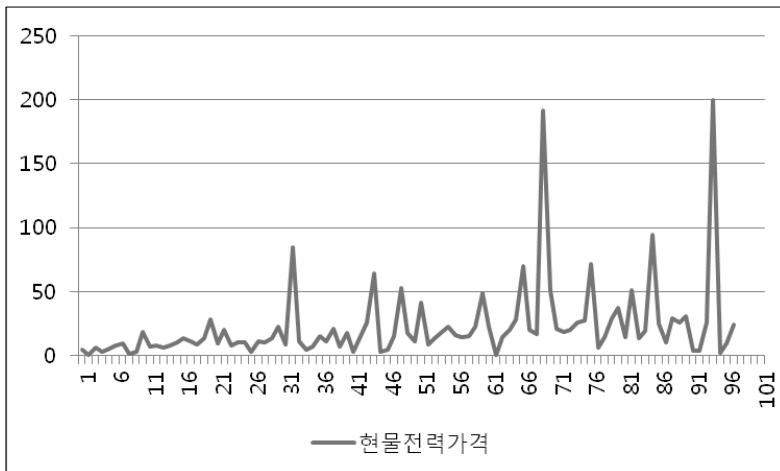
[그림 13] 현물전력가격의 변동성 평균 추세: Case A

수요의 변화 추이를 살펴보면 다음과 같다. 수요는 점차 상승하고 있으며, 변동성은 확대되고 있다는 점을 알 수 있다.



[그림 14] 수요의 추세: Case A

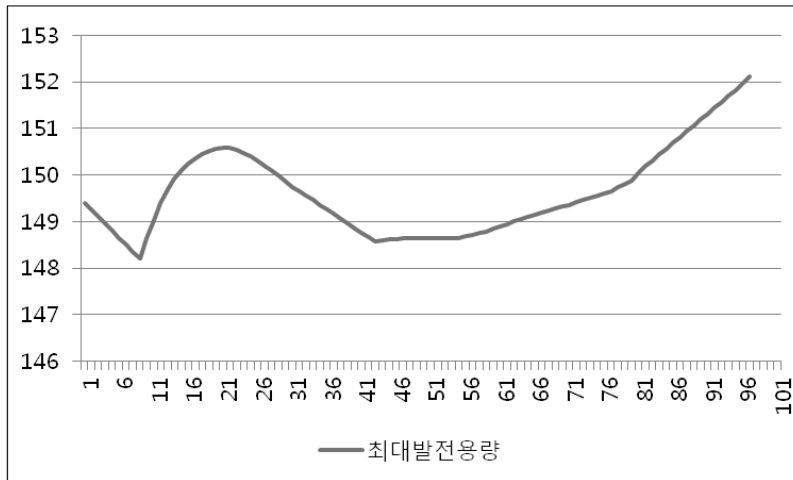
현물전력가격의 추세를 살펴보면 다음과 같다. 전력가격의 수준은 조금 상승하는 추세를 보여주고 있으며, 변동성은 상당히 커지고 있음을 알 수 있다.



[그림 15] 현물전력가격의 추세: Case A

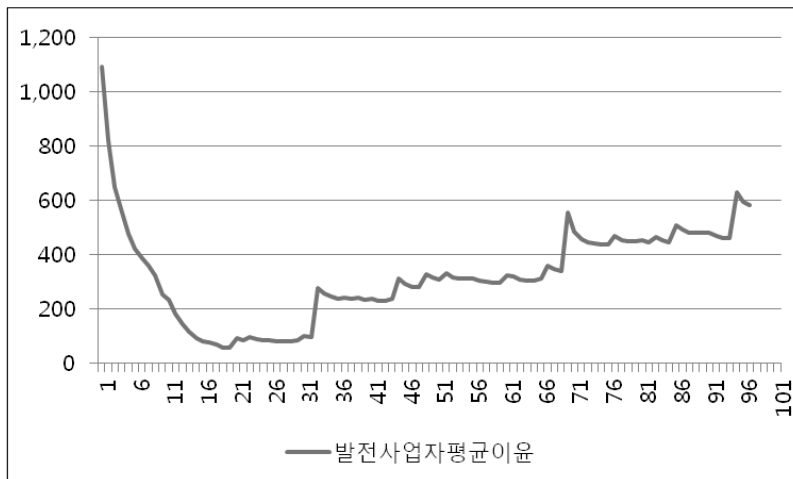
최대발전용량의 추세를 살펴보면, 다음과 같다. 최대발전용량이 줄어들다가 상승하는 주기적 경향을 보여주고 있으며, 이 주기가 점차 길어지고 있는 점이 나타나고 있지만, 점차 상승의 추세가 강하게 나타나고 있어서 시뮬레이션 기간이 길어지면 최대발전용량의 상승 추세는 더욱 강하게 나타날 것이다. 이러한 경향은 전력가격의 상한이 있으며 선도계약에

의해서 현물 가격의 상승이 제한을 받기 때문에 용량의 하락 추세가 나타나기는 하지만 용량 가격에 의해서 발전용량의 확대에 강한 인센티브가 있기 때문에 시간이 오래 지날수록 최대발전용량은 상승하게 된다.



[그림 16] 최대발전용량의 추세: Case A

발전사업자의 평균이윤을 살펴보면, 다음과 같다. 발전사업자의 평균이윤은 초기에는 하락하게 되지만 후기에는 점차 상승하는 추세를 나타낸다.



[그림 17] 발전사업자의 평균이윤 추세: Case A

다음으로, <표 1>의 용량 메커니즘 구조에 대한 각 변수의 추세를 시뮬레이션하였다.

<표 3> 용량가격 구조 B의 시뮬레이션 결과

(절편 0, 기율기 10)	11	21	31	41	51	61	71	81	91	100
선도계약비율	0.4644	0.395	0.3647	0.3912	0.3892	0.3737	0.3701	0.3796	0.37	0.3988
현물전력 가격변동성평균	0.0888	0.0701	0.0629	0.0691	0.0687	0.065	0.0642	0.0664	0.0641	0.071
수 요	27.18	41.06	43.36	64.63	97.2	58.27	74.64	64.75	83.71	86.17
현물전력가격	1.607	8.566	11.38	20.21	42.04	13.33	14.18	13.97	22.4	19.01
최대발전용량	148.35	155.65	163.77	171.82	179.84	187.8	195.72	203.58	211.39	218.37
발전사업자 평균이윤	20,461	18,274	20,397	24,827	27,252	31,495	35,317	44,589	48,319	52,961

<표 4> 용량가격 구조 C의 시뮬레이션 결과

(절편 0, 기율기 20)	11	21	31	41	51	61	71	81	91	100
선도계약비율	0.4645	0.3951	0.3647	0.391	0.3889	0.3734	0.3697	0.379	0.3694	0.3985
현물전력가격 변동성평균	0.0888	0.0701	0.0629	0.0691	0.0686	0.0649	0.0641	0.0662	0.064	0.0709
수 요	27.19	41.07	43.36	64.61	97.16	58.23	74.61	64.76	83.67	86.19
현물전력가격	1.609	8.573	11.37	20.17	41.85	13.29	14.13	13.94	22.3	18.9
최대발전용량	148.35	155.76	164.03	172.24	180.38	188.45	196.45	204.39	212.26	219.28
발전사업자 평균이윤	40,562	36,718	41,128	49,941	54,799	63,272	70,871	89,253	96,681	105,748

〈표 5〉 용량가격 구조 D의 시뮬레이션 결과

(절편 0, 기울기 30)	11	21	31	41	51	61	71	81	91	100
선도계약비율	0.4645	0.3951	0.3647	0.3909	0.3888	0.3733	0.3695	0.3788	0.3692	0.3984
현물전력가격 변동성평균	0.0888	0.0701	0.0629	0.0691	0.0686	0.0649	0.064	0.0662	0.0639	0.0709
수요	27.19	41.08	43.36	64.61	97.15	58.22	74.6	64.76	83.66	86.19
현물전력가격	1.609	8.576	11.37	20.15	41.79	13.28	14.12	13.93	22.28	18.87
최대발전용량	148.35	155.79	164.11	172.36	180.54	188.64	196.68	204.63	212.52	219.55
발전사업자 평균이윤	60,663	55,165	61,866	75,064	82,356	95,059	106,438	133,931	145,056	158,548

〈표 6〉 용량가격 구조 E의 시뮬레이션 결과

(절편 10, 기울기 0)	11	21	31	41	51	61	71	81	91	100
선도계약비율	0.4638	0.391	0.3634	0.4042	0.4067	0.3935	0.3886	0.4124	0.4047	0.4205
현물전력가격 변동성평균	0.0886	0.0691	0.0626	0.0723	0.073	0.0697	0.0685	0.0744	0.0725	0.0765
수요	26.98	40.63	43.52	65.61	98.83	59.84	76.88	63.71	85.4	81.63
현물전력가격	1.555	8.209	11.65	22.37	53.35	15.43	17.23	15.11	28.51	24.37
최대발전용량	148.35	151.7	153.5	154.58	156.19	158.29	160.78	163.37	166.73	169.92
발전사업자 평균이윤	774.9	417.18	414.42	612.44	673.74	739.79	830.28	1,067	1,124	1,259

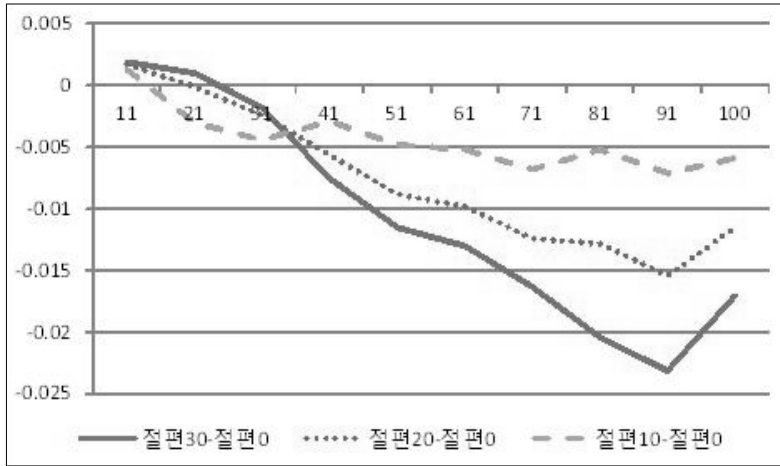
〈표 7〉 용량가격 구조 F의 시뮬레이션 결과

(절편 20, 기울기 0)	11	21	31	41	51	61	71	81	91	100
선도계약비율	0.4642	0.3939	0.3654	0.4015	0.4027	0.3889	0.383	0.4048	0.3964	0.4149
현물전력가격 변동성평균	0.0887	0.0698	0.0631	0.0717	0.072	0.0686	0.0672	0.0725	0.0704	0.0751
수요	27.08	40.94	43.56	65.43	98.53	59.53	76.5	64.07	85.08	83.62
현물전력가격	1.582	8.463	11.71	21.93	50.44	14.98	16.64	14.94	26.93	23.33
최대발전용량	148.35	152.53	155.82	158.58	161.66	165.07	168.78	172.6	177.02	181.15
발전사업자 평균이윤	1,189	788.98	782.6	987.12	1,056	1,155	1,273	1,579	1,661	1,833

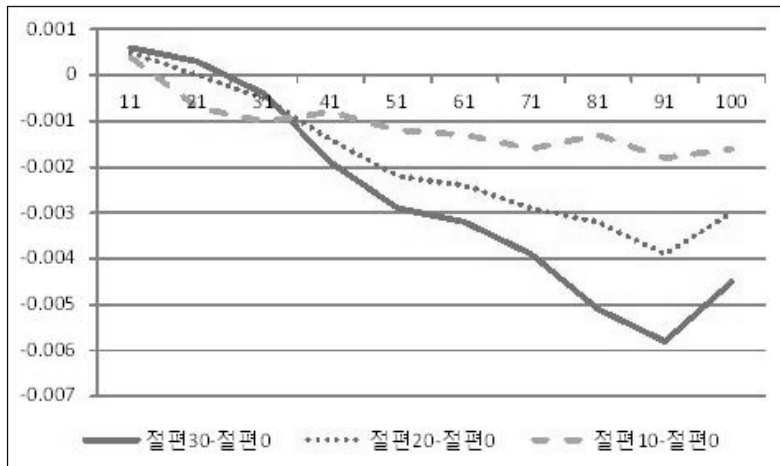
〈표 8〉 용량가격 구조 G의 시뮬레이션 결과

(절편 30, 기울기 0)	11	21	31	41	51	61	71	81	91	100
선도계약비율	0.4644	0.395	0.366	0.3996	0.4	0.3857	0.3791	0.3972	0.3887	0.4094
현물전력가격 변동성평균	0.0888	0.0701	0.0632	0.0712	0.0713	0.0678	0.0662	0.0706	0.0685	0.0736
수요	27.14	41.05	43.55	65.28	98.25	59.25	76.2	64.51	84.97	85.02
현물전력가격	1.597	8.56	11.7	21.58	48.43	14.6	16.17	14.91	25.99	22.59
최대발전용량	148.35	153.11	157.41	161.34	165.48	169.84	174.44	179.13	184.25	188.99
발전사업자 평균이윤	1,604	1,170	1,169	1,390	1,469	1,602	1,745	2,098	2,208	2,415

〈표 2〉에서 〈표 8〉까지의 결과를 기반으로 하여 Case A와 비교하여 시뮬레이션 결과를 분석하였다. 우선, Case G(절편 30), F(절편 20), E(절편 10)와 Case A(절편 0)의 값의 차이를 각 변수에 대해서 분석하였다. 선도계약비율을 살펴보면, 용량가격의 절편이 큰 경우에 선도계약비율이 더 낮아지고 있음을 알 수 있다. 현물 전력 가격의 변동성 평균도 유사한 경향을 나타낸다.

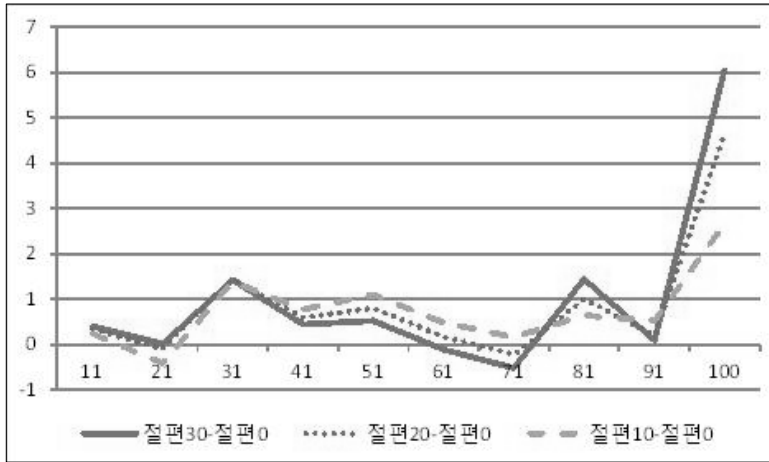


[그림 18] 용량가격 절편의 변화가 선도계약비율에 미치는 영향



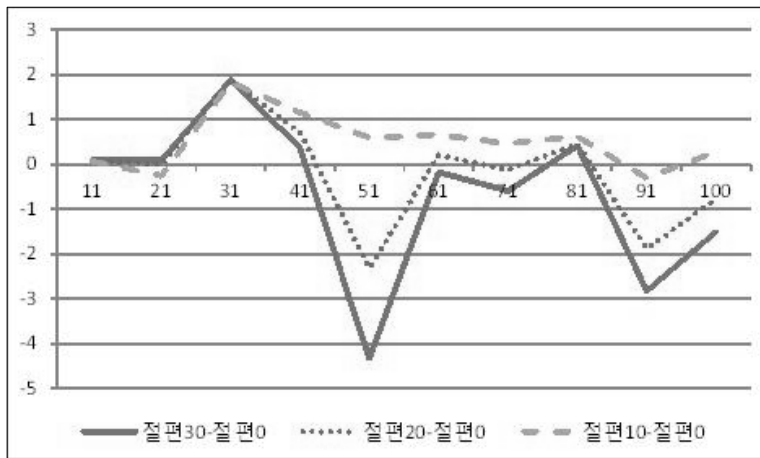
[그림 19] 용량가격 절편의 변화가 현물 전력 가격의 변동성 평균에 미치는 영향

용량가격의 절편 변화가 수요에 미치는 영향을 살펴보면, 용량가격의 절편이 큰 경우 시간이 지날수록 수요가 더 큰 경향을 나타내고 있다. 하지만 초기에는 절편이 작은 경우가 수요가 더 큰 구간도 있음을 알 수 있다. 용량가격의 효과에 의해서 수요가 증가하기까지 중간에는 수요가 일시적으로 감소할 수 있음을 정책에서도 고려해야 한다.



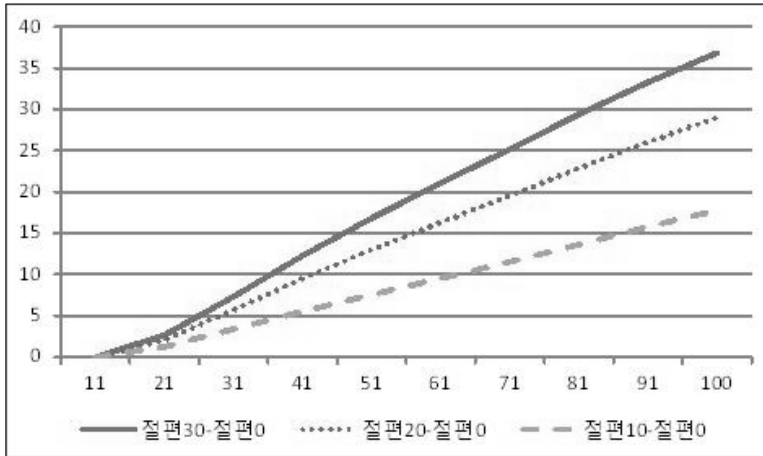
[그림 20] 용량가격 절편의 변화가 수요에 미치는 영향

용량가격의 절편의 변화가 현물전력가격에 미치는 영향을 살펴보면, 용량가격의 절편이 작은 경우, 현물 전력 가격이 더 낮아지게 됨을 알 수 있다. 이것은 용량 메커니즘에 의해서 추가적인 용량이 확보되어 가격의 안정성에 기여하고 있다고 해석할 수 있다.



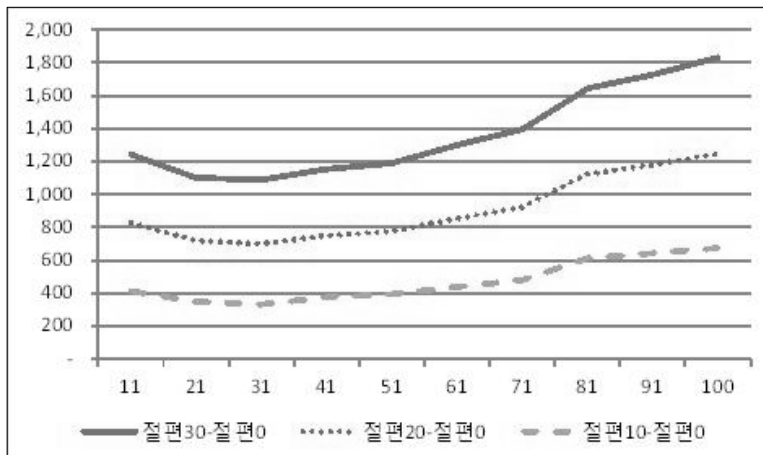
[그림 21] 용량가격 절편의 변화가 현물전력가격에 미치는 영향

용량가격의 절편의 변화가 최대발전용량에 미치는 영향을 살펴보면, 용량가격의 절편이 큰 경우 최대발전용량도 커짐을 알 수 있다. 용량 메커니즘이 용량의 확보에 기여하고 있다고 해석할 수 있다.



[그림 22] 용량가격 절편의 변화가 최대발전용량에 미치는 영향

용량가격의 절편의 변화가 발전사업자의 평균 이윤에 미치는 영향을 살펴보면, 용량가격의 절편이 큰 경우 발전사업자의 평균 이윤도 커짐을 알 수 있다.



[그림 23] 용량가격 절편의 변화가 발전사업자의 평균이윤에 미치는 영향

용량가격의 기울기를 변화시키는 경우에는 용량가격의 절편을 변화시키는 경우와 비교할 때 Case B, C, D의 경우에 큰 차이가 나타나지 않았다. 단지, 발전 사업자의 평균이윤의 경우에만 상대적으로 큰 차이가 나타났다. 이것은 용량가격의 절편이 각 변수에 미치는 영향은 차이가 많이 나지만, 용량가격의 기울기는 각 변수에 미치는 영향이 상대적으로 더 작다는 점을 의미한다. 또한 용량가격의 절편의 영향과 용량가격의 기울기의 영향력을 비

교하면 다음의 표와 같다.

선도계약비율의 경우에는 용량가격의 절편을 변화시키는 경우가 더 크게 나타났고, 현물 전력가격의 경우에도 용량가격의 절편을 변화시키는 경우가 더 높게 나타났으며, 현물 전력가격의 변동성 평균의 경우에도 마찬가지였다. 하지만 수요와 최대발전용량, 발전사업자의 이유에 대해서는 용량가격의 기울기를 변화시키는 경우가 더 높은 값을 나타내었다. 즉, 용량가격의 절편과 기울기의 효과를 비교하면, 전반적으로 용량가격의 기울기를 변화시키는 경우가 전력시장의 성과를 더 좋게 함을 알 수 있었다. 하지만 이 경우 발전사업자의 이유도 상당히 증가하기 때문에 이에 대해서 추가적으로 고려하여 정책과 시장을 설계 하지 않는다면 향후 시장지배력에 의한 문제가 발생할 가능성도 존재한다.

<표 9> 용량가격의 구조 설계 방식에 따른 성과 비교

구 분	값	비 교	값	구 분
선도계약비율	100회		100회	선도계약비율
절편30-절편0	-0.017	>	-0.028	기울기30-기울기0
절편20-절편0	-0.0115	>	-0.0279	기울기20-기울기0
절편10-절편0	-0.0059	>	-0.0276	기울기10-기울기0
현물전력가격변동성평균	100회		100회	현물전력가격변동성평균
절편30-절편0	-0.0045	>	-0.0072	기울기30-기울기0
절편20-절편0	-0.003	>	-0.0072	기울기20-기울기0
절편10-절편0	-0.0016	>	-0.0071	기울기10-기울기0
수요	100회		100회	수요
절편30-절편0	6.06	<	7.23	기울기30-기울기0
절편20-절편0	4.66	<	7.23	기울기20-기울기0
절편10-절편0	2.67	<	7.21	기울기10-기울기0
현물전력가격	100회		100회	현물전력가격
절편30-절편0	-1.5	>	-5.22	기울기30-기울기0
절편20-절편0	-0.76	>	-5.19	기울기20-기울기0
절편10-절편0	0.28	>	-5.08	기울기10-기울기0

(계속)

구 분	값	비 교	값	구 분
최대발전용량	100회		100회	최대발전용량
절편30-절편0	36.88	<	67.44	기울기30-기울기0
절편20-절편0	29.04	<	67.17	기울기20-기울기0
절편10-절편0	17.81	<	66.26	기울기10-기울기0
발전사업자평균이윤	100회		100회	발전사업자평균이윤
절편30-절편0	1832.09	<	157965.1	기울기30-기울기0
절편20-절편0	1250.09	<	105165.1	기울기20-기울기0
절편10-절편0	676.09	<	52378.09	기울기10-기울기0

V. 결론과 향후 연구방향

결론적으로 용량 메커니즘의 설계 방식이 전력시장의 성과에 많은 영향을 미치고 있으며, 특히 용량 가격의 요소인 용량가격 절편과 용량가격 기울기를 어떻게 설정하는가에 따라서 많은 차이가 나타남을 알 수 있었다. 용량가격 절편은 전력 성과의 차이에 영향을 주고 용량가격 기울기는 전력 성과의 전반적인 개선을 일으키고 있음을 확인할 수 있었다.

이와 함께 Ford(1999) 논문 결과를 일부 재확인하였다. 즉, 일정 가격의 용량 요금에 의해서 투자가 증가하고 현물전력가격변동성은 하락하는 경향을 나타내고 있음을 확인하였다. 하지만 전력가격 자체가 하락하고 있지는 않아서 Ford(1999)의 결과와 일치하지 않는다. 이것은 선도계약 부문과 투자 피드백 구조의 차이에서 기인한다고 판단된다.

본 연구는 현재 심각해진 전력 공급의 위기 상황을 어떻게 해결할 수 있을 것인지에 대한 중요한 실마리를 제공해 줄 수 있다. 현재 발전 공급량에 대한 의사결정은 전력 수요를 미리 예측하여 이에 적합한 발전소를 건설하는 방식이지만 이러한 방식은 수요에 대한 예측의 정확성뿐만 아니라 실제 건설을 추진하는 발전회사에 대한 유인이 부족하여 실제 공급용량 확보에 어려움을 겪을 가능성이 많이 있다.

따라서 이를 보완하기 위해서는 용량 메커니즘을 도입하고 이를 통해서 발전회사의 용량 공급 유인을 증가시키고 동시에 이를 통해서 전력가격을 안정화시켜서 실질적으로 소비자의 부담을 감소시킬 수 있는 적절한 방법이 필요하게 된다. 그리고 이러한 용량 메커니즘을 적절하게 설계하기 위해서는 이를 구성하는 가격 산정 방식에 대한 검토가 반드시 요

구되며 본 연구는 이러한 부분에 있어서 의미 있는 방법을 제시하고 있는 것이다.

이와 함께 현재의 전력 산업은 현물시장, 선도시장, 용량시장으로 구분되지 않고 하나의 중앙집중형 시스템으로 구성되어 있어서, 각 시장의 실질적인 성과에 대한 관리가 외부에 명확하게 드러나지 않아서 각 시장과 관련된 부분에 있어서 효율성 및 효과성과 연관된 신호가 전력 산업의 이해관계자들에게 잘 전달되지 않게 된다.

또한 추후 전력시장은 현재의 중앙집권적인 공급방식에서 스마트그리드와 신재생에너지를 활용한 로컬네트워킹 방식으로 전환이 예상되는 되는데 이러한 경우에는 다양한 시장으로 분화되고 이들 시장을 결합하여 운영할 수 있는 방법이 필요하게 된다.

따라서 전체 시장을 기능별로 분할하여 다룰 필요가 있는데, 이러한 경우 각 시장 간의 연계관계를 명확하게 설정하고 표현하여 분석할 필요가 있는데 본 연구는 이러한 이슈를 명확하게 모형에 반영하여 다룸으로써 실질적인 전력 시장의 분화 및 발전에 기초를 제공할 수 있을 것이다.

본 연구의 모델은 전력시장에 대한 초기 모델로써 각 시장에서의 의사결정과 시장간의 관계가 단순한 함수 가정으로 연결되어 있다. 이러한 점을 보완하여 향후 모형의 가정 및 알고리즘에 대한 추가적인 정밀화를 통해서 좀 더 의미 있는 결과를 얻을 수 있을 것으로 기대된다. 이와 함께 본 연구의 결과를 바탕으로 선도계약시장 도입에 의한 영향이나 전력 가격상한에 의한 영향에 대해서 추가적인 개별 연구를 수행함으로써 전력시장의 다양한 측면에서 의미 있는 정책적 시사점을 얻을 수 있을 것이다.

【참고문헌】

- 김남일. (2002). “경쟁적 전력시장에서의 입찰균형가격 예측을 위한 이론적 모델과 실증분석”. 『에너지경제연구원 기본연구보고서』.
- 안남성. (2001). “경쟁체제 하에서의 발전소 건설 시스템 다이내믹스 모델 개발”. 『한국 시스템 다이내믹스 연구』, 제2권 제2호: 25-40.
- 장대철. (2008). “전력거래시장 설계에 관한 연구: 용량가격방식과 용량철회전략”. KAIST 경영 대학 경영공학전공 박사학위논문.
- Allaz, B., and J. L. Vila. (1993). “Cournot Competition, Futures Markets and Efficiency”. *Journal of Economic Theory*, Vol. 59: 1-16.
- Bunn, Derek W., and Erik R. Larsen. (1994). “Assessment of the uncertainty in future UK electricity investment using an industry simulation model”, *Utilities Policy*, Vol. 4, No. 3: 229-236.
- Bunn, Derek W., and Fernando S. Oliveira. (2001). “Agent-Based Simulation - An Application to the New Electricity Trading Arrangements of England and Wales”. *IEEE Transactions on evolutionary computation*, Vol. 5, No. 5.
- Bunn, Dyner, and Larsen. (1997). “Modelling latent market power across gas and electricity markets”. *System Dynamics Review*, Vol. 13, No. 4: 271-288.
- Chuang, Angela S., and Felix Wu. (2000). “Capacity Payments and the Pricing of Reliability in Competitive Generation Markets”. *Proceedings of the 33rd Hawaii International Conference on System Sciences*.
- Creti, Anna, and Natalia Fabra. (2003). “Capacity Markets for Electricity”. working paper.
- Ford, Andrew. (1999). “Cycles in competitive electricity markets: a simulation study of the western United States”. *Energy Policy*, Vol. 27: 637-658.
- _____. (1997). “System Dynamics and the Electric Power Industry”. *System Dynamics Review*, Vol.13, No.1: 57-85.
- Green, Richard J. (1999). “The Electricity Contract Market in England and Wales”. *Journal of Industrial Economics*, Vol. 47, No. 1: 107-124.
- Le Coq, Chloé, and Henrik Orzen. (2002). “Do Forward Markets Enhance Competition: Experimental Evidence”. *SSE/EFI Working Paper Series in Economics and Finance*, No. 506.
- Wolak, Frank A., and Robert H. Patrick. (2001). “The impact of market rules and market structure

on the price determination process in the England and Wales electricity market”. working paper.

Wolak, Frank A. (2000). “An Empirical Analysis of the Impact of Hedge Contracts on Bidding Behavior in a Competitive Electricity Market”. working paper.

Wolfram, C. (1999). “Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market”. *American Economic Review*, Vol. 89, No. 4: 805-826.

【부록: 모델 수식】

가격상한 = 200

계약미이행선도량 = MAX(선도수요량- 계약이행선도량,0)

계약이행선도량 = IF THEN ELSE(선도수요량>=실수요량,실수요량,선도수요량)

고정비용 = 투자용량*1000

공급초과수요량 = MAX(수요-최대발전용량,0)

다음기선도계약비율 = DELAY FIXED(선도계약비율,1,0)

다음기수요변화율 = DELAY FIXED(IF THEN ELSE(현물전력가격<=0,1,

다음기수요변화율하한+다음기수요변화율포화계수*현물전력가격^다음기수요변화율함수계수/((다음기수요변화율반포화계수^다음기수요변화율함수계수+현물전력가격^다음기수요변화율함수계수)), 1 , 0)

다음기수요변화율반포화계수 = 10

다음기수요변화율포화계수 = 0.7

다음기수요변화율하한 = 0.6

다음기수요변화율함수계수 = 1.2

다음기입찰가격계수 = DELAY FIXED(입찰전략,1,1)

발전사업자누적이윤 = INTEG(발전사업자이윤,0)

발전사업자이윤 = 발전사업자총수입-발전사업자총비용

발전사업자총비용 = 변동비용+고정비용

발전사업자총수입 = 현물전력수입+선도전력수입+용량수입

발전사업자평균이윤 = IF THEN ELSE(Time<=0,0,발전사업자누적이윤/Time)

미래현물전력가격예측 =MIN (FORECAST(현물전력가격,10,1), 가격상한)

변동비용 = IF THEN ELSE(최대발전용량*최대변동비용계수/(최저입찰가격계수+최대변동비용계수)>=총공급전력량,- 최저입찰가격계수*(총공급전력량+최대발전용량*LN((최대발전용량-총공급전력량)/최대발전용량)), - 최저입찰가격계수*(최대발전용량*최대변동비용계수/(최저입찰가격계수+최대변동비용계수)+최대발전용량*LN((최대발전용량-최대발전용량*최대변동비용계수/(최저입찰가격계수+최대변동비용계수))/최대발전용량))+((총공급전력량-최대발전용량*최대변동비용계수/(최저입찰가격계수+최대변동비용계수))*최대변동비용계수)

선도계약비율 = IF THEN ELSE(현물전력가격변동성평균<=0,0,선도계약비율포화계수*현

$$\text{물전력가격변동성평균} \wedge \text{선도계약비율함수계수} / (\text{선도계약비율반포화계수} \wedge \text{선도계약비율함수계수} + \text{현물전력가격변동성평균} \wedge \text{선도계약비율함수계수})$$

$$\text{선도계약비율반포화계수} = 0.1$$

$$\text{선도계약비율포화계수} = 1$$

$$\text{선도계약비율함수계수} = 1.2$$

$$\text{선도수요량} = \text{수요예측량} * \text{다음기선도계약비율}$$

$$\text{선도전력가격} = \text{미래현물전력가격예측}$$

$$\text{선도전력수입} = \text{선도전력가격} * \text{선도수요량}$$

$$\text{수요} = \text{Load Duration Curve}(\text{RANDOM } 0 \ 1) * 365 * (1 + \text{RAMP}(0.01, 10, 200)) * \text{다음기수요변화율}$$

$$\text{수요예측량} = \text{DELAY FIXED}(\text{FORECAST}(\text{수요}, 10, 1), 1, \text{수요})$$

$$\text{실수요량} = \text{IF THEN ELSE}(\text{최대발전용량} > \text{수요}, \text{수요}, \text{최대발전용량})$$

$$\text{연료가격변화} = 1$$

$$\text{용량가격기울기} = 0$$

$$\text{용량가격절편} = 10$$

$$\text{용량감소분} = \text{최대발전용량} * \text{용량감소율}$$

$$\text{용량감소율} = 0.001$$

$$\text{용량수입} = (\text{용량가격기울기} * \text{총공급전력량} + \text{용량가격절편}) * \text{총공급전력량}$$

$$\text{초기최대발전용량} = 150$$

$$\text{총공급전력량} = \text{현물수요량} + \text{계약이행선도량}$$

$$\text{최대발전용량} = \text{INTEG}(\text{투자용량} - \text{용량감소분}, \text{초기최대발전용량})$$

$$\text{최대변동비용계수} = 300$$

$$\text{입찰가격계수} = \text{INTEG}(\text{다음기입찰가격계수}, 50)$$

$$\sim \text{입찰가격계수} = \text{MAX}(\text{초기입찰가격계수} * \text{입찰전략}, \text{최저입찰가격계수})$$

$$\text{투자용량} = \text{DELAY FIXED}(\text{투자유인}, 10, 0)$$

$$\text{투자유인} = \text{IF THEN ELSE}(\text{발전사업자평균이윤} \leq 0, 0, \text{투자유인포화계수} * \text{발전사업자평균이윤} \wedge \text{투자유인함수계수} / (\text{투자유인반포화계수} \wedge \text{투자유인함수계수} + \text{발전사업자평균이윤} \wedge \text{투자유인함수계수}))$$

$$\text{투자유인반포화계수} = 1000$$

$$\text{투자유인포화계수} = 1$$

$$\text{투자유인함수계수} = 1.2$$

$$\text{최저입찰가격계수} = 40 * \text{연료가격변화}$$

입찰전략 = IF THEN ELSE(TREND(발전사업자이윤,10,0)=0,0, IF THEN ELSE(TREND(발전사업자이윤,10,0)<0,-입찰전략포화계수*(-TREND(발전사업자이윤,10,0))^입찰전략함수계수/(입찰전략반포화계수^입찰전략함수계수+(-TREND(발전사업자이윤,10,0))^입찰전략함수계수),입찰전략포화계수*TREND(발전사업자이윤,10,0)^입찰전략함수계수/(입찰전략반포화계수^입찰전략함수계수+TREND(발전사업자이윤,10,0)^입찰전략함수계수)))

입찰전략반포화계수 = 0.5

입찰전략포화계수 = 2

입찰전략함수계수 = 1.2

현물수요량 = IF THEN ELSE(실수요량>=선도수요량,실수요량-선도수요량,0)

현물전력가격 = MAX(MIN(현물수요량*입찰가격계수/(최대발전용량-현물수요량),가격상한),0)

현물전력가격누적변동성 = INTEG(ABS(TREND(현물전력가격,10,0)),0)

현물전력가격변동성평균 = IF THEN ELSE(현물전력가격누적변동성<=0,0,현물전력가격누적변동성/Time)

현물전력수입 = 현물전력가격*현물수요량

Load Duration Curve([(0,0)-(400,100)],(0,100),(25,75),(91,50),(170,45),(300,35),(365,20))