

규제연구 제12권 제1호 2003년

경쟁적 전력시장에서의 전략적 행동과 규제

김 남 일

(에너지경제연구원 연구위원)

본 연구는 구조개편 이후 한국 전력시장에서 발생될 수 있는 반경쟁적 행위와 이에 대한 규제방향에 대해서 논의하였다. 본 연구에서는 『전력계통운영모형』을 사용하여 세 가지 유형의 반경쟁적 전략적 행동을 시뮬레이션하였다. 그 결과 및 정책적 함의는 다음과 같다. 첫째, 원자력 회사는 설비의 전략적 퇴장을 통해서 이윤이 증가될 수 있다. 이런 전략적 행위를 방지하기 위해 필수 가동 계약을 체결하거나 두 개의 회사로 분할하는 방안을 검토해야 한다. 둘째, 석탄화력 발전기의 출력을 의도적으로 감소시키는 경우 시장청산가격은 크게 증가될 수 있다. 이에 대한 적절한 시장감시 기법이 한국의 실정에 맞게 개발되어야 한다. 셋째, (암묵적) 담합을 통해서 양수발전기가 퇴장하는 경우 첨두가격의 삭감기능이 크게 약화되므로 첨두시간대의 양수발전기 행태에 대한 감시가 필요하다.

핵심단어 : 전력시장, 전략적 행동, 담합, 시장지배력

I. 서론

전력산업의 구조개편이 추진됨에 따라 발전부문의 경쟁이 도입되고 전력산업의 전반적인 운영도 시장의 자율기능에 따라 이루어지는 방향으로 전환되고 있다. 이에 따라 정부의 역할도 과거 독점기업에 대한 규제정책에서 경쟁적 시장에 대한 것으로 근본적으로 변화되어야 하는 시점에 있다.

구조개편된 전력산업에 대해 정부가 해야 할 일반적 역할은 다음과 같이 생각해 볼 수 있다. 첫째, 경쟁의 촉진이다. 전력회사간 경쟁을 유도하며 소비자의 전력공급자 선택권 부여로 소매시장의 경쟁을 촉진한다. 둘째, 담합 및 불공정거래행위를 방지한다. 즉, 전력사업자의 시장지배력 행사, 부당한 공동행위 및 불공정거래행위를 규제하는 역할이 중요하다. 셋째, 전력소비자의 권익을 보호한다. 고객에 대한 서비스 기준을 질적으로 향상시키며 소규모 수용가에 대한 소비자보호 차원의 역할을 수행한다. 넷째, 전력공급의 안정성 및 신뢰도 확보이다. 전력 소비자들이 보편적 서비스로서의 전력을 지속적으로 공급받을 권리를 보장하기 위해 전력공급의 안정성이 확보되어야 한다.

이러한 정부의 역할을 수행하기 위한 구체적인 수단은 크게 규제 및 경쟁정책으로 나눌 수 있다. 먼저 규제정책의 관점에서 살펴보자. 구조개편 이후에도 독점 혹은 지역독점으로 남게 되는 송전 및 배전부문에 대한 요금규제는 계속되어야 한다. 또한 경쟁이 도입되는 발전 및 판매부문의 새로운 사업허가 기준의 수립·심사기능이 요구된다. 다음으로 경쟁정책의 관점에서 보면, 분할·합병정책, 소유권 부여에 대한 원칙 및 시장감시 기능의 수행 등이 중요한 내용이 된다. 그런데 전력산업 구조개편을 이미 마친 외국의 사례를 보면 전문규제기관과 일반규제기관 사이에서 경쟁정책의 주체는 나라마다 차이가 나는

상황에 있다.¹⁾ 다른 시장과는 달리 전력시장에서의 불공정거래행위, 반경쟁적 전략적 행동, 입찰담합, 설비퇴장 등이 매우 교묘하게 이루어지므로 일반규제기관 차원에서 알아내고 적발하기 어려운 측면이 있기 때문에 전문규제기관이 시장감시를 담당하는 것이 타당한 측면이 있다.²⁾

본 연구에서는 위에서 언급된 정부의 일반적 역할 중에서 첫 번째와 두 번째에 초점을 맞추어서 구조개편 이후 형성된 전력시장에서 발생될 수 있는 반경쟁적 전략적 행동을 분석하고 이에 대한 규제방향을 논의한다. 구체적으로 도매시장의 설계와 전략적 행동에 관련된 중요한 논쟁점을 정리하고 담합 및 시장지배력의 행사 등 반경쟁적 행동의 문제를 다룬다.

세계 각국에서는 구조개편 이후의 경쟁적 전력시장에서 나타나고 있는 전략적 행동과 시장지배력market power에 대한 분석 및 이에 대한 규제방식의 논의가 활발하게 진행되고 있다. 특히 산업조직론 분야의 많은 학자들이 진행하고 있는 연구는 전력풀시장에서의 가격결정 모형과 이에 의거한 가격예측, 전략적 행동 및 시장지배력의 정도와 이에 대한 규제 등 다양한 주제들에 걸쳐 있다.

현재 한국 전력시장은 경쟁도입의 초기 단계에 있고 시장도 본격적인 가격입찰price bidding의 단계에 있지 않기 때문에 입찰과정에서 담합과 시장지배력 등의 문제가 아직 발생되고 있는 것은 아니다. 하지만, 향후 도입될 양방향입찰시장two-way bidding pool (TWBP) 하의 여러 거래규정이 경쟁에 미치는 효과를 파악하고, 반경쟁적 행위가 발생할 수 있는 부분에 대한 규제수단을 미리 생각해 보는 것은 경쟁의 촉진이라는 구조개편의 본래 목적을 살리는 것이 될 것이다.

전력시장은 다른 상품시장과 달리 시장구조뿐만 아니라 복잡한 시장설계market design 및 시장운영규칙market rules에 의해 각 개별 기업들의 전략적 인센티브가 크게 달라지게 된다. 따라서 시장설계 및 시장운영규칙에 따라 전략적 행동이 어떻게 다르게 나타날 수

1) 예를 들어 영국과 미국에서는 기술규제, 경제적 규제 등은 전문규제기관(OFGEM, FERC)이 담당하고 경쟁정책은 일반규제기관(OFT, FTC)과 전문규제기관이 공동권한을 갖는 반면 호주의 경우 일반 규제기관인 ACCC가 경쟁정책 뿐만 아니라 경제적 규제까지도 담당하고 있다.

2) 한국의 경우도 전력시장의 감시를 공정거래위원회가 수행하기는 어렵다고 생각되며 전문규제기관인 전기위원회가 전력시장의 운영에 대해 전문성을 지닌 전력거래소 등에 위임하는 형태를 취해야 할 것으로 보인다.

있는지를 살펴보는 것은 의미있는 작업이 될 것이다. 그러나 전략적 행동에 대한 논의에서 주의해야 할 것은 과점시장에서 정상적인 기업활동으로서의 전략적 행동과 시장지배력의 행사와 관련된 반경쟁적 전략적 행동을 구분해서 보아야 한다는 점이다. 시장설계 단계에서는 반경쟁적 전략적 행동의 발생을 억제할 수 있도록 해야 할 것이며, 그것의 불완전한 측면을 보완하는 차원에서 사후적인 규제정책이 필요할 것이다.

본 연구의 구성은 다음과 같다. 제2장에서는 전력시장의 특징과 전략적 행동에 대해서 논의한다. 우선 전력 풀시장제도의 차이에 따른 전략적 행동을 살펴본다. 그리고 과점적 전력시장 구조의 특성 및 한국에서 시장지배력의 행사 유형 등을 논의한다. 제3장에서는 단기의 전략적 행동 유형에 대한 시뮬레이션 분석결과를 제시한다. 원자력 발전설비의 퇴장, 화력발전소 출력감소 행위, 그리고 양수발전기의 전략적 퇴장strategic idling 등의 효과를 검토한다. 제4장에서는 앞 장의 분석결과를 토대로 전력시장의 규제에 대한 시사점을 유도한다. 즉, 원자력 회사에 대한 정책, 첨두peak시간대의 시장지배력에 대한 규제, (암묵적) 담합행위에 대한 규제 등에 대해 논의한다.

II. 전력시장의 특징과 전략적 행동

전력시장에서 거래되는 전력은 여타 상품과 구별되는 몇 가지 특징이 존재한다.³⁾ 전력 수요 및 공급의 가격탄력성이 단기적으로 매우 낮으며, 경제적 저장이 불가능하므로 소비량의 변동을 흡수할 수 있는 완충장치가 부재하여 생산의 첨두peak와 비첨두off-peak가 존재하며, 발전시장에 신규진입 하는 데 상당한 건설기간이 소요된다는 것 등이다. 이러한 속성 때문에 아무리 경쟁적인 시장구조가 형성되어 있다고 하더라도 완전경쟁의 성과를 이루기 어려운 측면이 내재되어 있다고 볼 수 있다.

본 장에서는 시장제도의 차이에 따른 전략적 행동 및 시장지배력 문제를 다루고자 한

3) 전력산업은 대규모 설비·장치가 요구되는 생산과정의 특성인 규모의 경제, 전기의 특성상 중앙집중 관리의 필요성 등의 이유로 독점사업 형태로 운영되어 온 것이 일반적이 추세였으나, 가스터빈 등의 기술발전예 따라 발전부문의 규모의 경제 상실, 정보통신 및 기술진보에 따른 전력계통운영에 있어서 전력사용자를 포함한 다수 의사 반영이 가능해짐에 따라 경쟁과 선택이라는 시장경제원리를 적용할 수 있게 되었다.

다. 전력시장을 구조개편한 외국의 풀시장을 비교해 보면 전력거래가 이루어지는 방식에 대한 설계는 나라별로 매우 다양한 모습으로 나타나고 있다. 예를 들어 입찰bidding이 반복적으로 행해지는지 여부, 수요측 입찰을 허용하는지 여부, 입찰이 수정될 수 있는지 여부, 단순입찰인지 혹은 복합입찰인지 여부 등에 따라서 풀시장의 설계가 달라진다. 하지만 본 연구에서는 여러 이슈 중에서 가장 중요한 것 중의 하나인 강제풀mandatory 혹은 자유풀voluntary 방식에 따른 전략적 행동에 초점을 맞춘다.

구조개편한 외국의 전력시장에서 시장지배력의 행사 여부는 시장감시의 핵심 요인이 된다. 각국의 규제당국은 적절한 시장감시를 위해 시장지배력을 측정할 수 있는 지표를 개발해 왔다. 예를 들어 미국의 연방에너지규제위원회(FERC)는 시장지배력을 측정하기 위해 전통적으로 법무성(DOJ) 및 연방거래위원회(FTC)가 인수·합병 심사에 사용해 온 허핀달·허쉬만지수(HHI) 및 공급가격테스트Delivered Price Test 등을 사용해 왔다. 그러나 이런 방식은 수직통합 형태를 유지하던 전력회사의 시장지배력을 측정하는 데 적합한 것이며, 자유화가 진행된 전력산업에 대해서는 새로운 지표가 적용되어야 할 필요성이 제기되었다. 이에 따라 FERC는 Order 2001에서 공급예비력 평가기준(SMA)을 채택하였다. SMA에 따르면 시장지배력은 어떤 지역내 전체 설비용량에서 차지하는 비율을 기준으로 평가하는 것이 아니라 어떤 사업자가 시장가격의 결정시 중심적 역할pivot을 담당할 수 있는지 여부를 기준으로 판단한다. 해당 사업자가 지역내 최대 수요시의 공급예비력을 초과하는 설비용량을 보유하는 경우 그 사업자가 전력을 공급하지 않으면 수요를 만족할 수 없다. 따라서 그 사업자의 공급력은 시장에서 반드시 필요하며 시장가격에 영향을 미치는 시장지배력이 있다고 판단한다.

시장지배력market power에 대한 여러 가지 정의가 있을 수 있겠지만 본 연구에서는 시장지배력이란 산출량을 제한함으로써 가격을 경쟁수준 이상으로 유지할 수 있는 능력을 의미하는 것으로 본다. 본 장의 2절에서는 한국 전력시장에서 시장지배력 행사의 가능성을 몇 가지로 분류하고 제3장의 시뮬레이션 분석의 기초로 삼는다.

1. 시장제도와 전략적 행동

전력시장을 구조개편한 나라의 도매시장 설계에서 가장 중요한 이슈 중의 하나는 강제

풀mandatory pool과 자유풀voluntary pool 방식 중에서 어떤 것이 선호되는가이다. 강제풀에서는 발전사업자와 판매사업자가 전력거래를 풀을 통해서만 거래를 할 수 있고, 발전사업자는 전력 판매를 위해 생산된 모든 전력량을 풀에 입찰하여야 하고, 판매사업자는 필요한 전기를 풀을 통해서만 구입가능하다. 자유풀에서는 발전사업자와 판매사업자는 양자간 공급계약bilateral contract에 의해 거래하거나 풀시장에 참여하여 거래하는 선택권을 가지며 일반적으로 풀은 개별 공급계약의 불균형분imbalance을 처리하는 역할을 수행한다.

강제풀과 자유풀의 차이는 정산절차 및 급전운용절차 등 크게 두 가지 측면에서 나타나게 된다. 우선 정산절차의 관점에서 보자. 풀시장의 형태를 정산방식을 기준으로 분류하면, 발전되는 모든 전력에 대해 정산하는 경우 총량풀gross pool이라 부르며, 사전 계약량을 기준으로 실거래량과의 차이에 대해서만 정산하는 경우 잔량풀net pool이라 부른다. 보통 강제풀의 경우 정산방식은 총량풀이 되며, 자유풀의 경우 잔량풀이 된다. 다음으로 급전dispatch의 관점에서 보자. 강제풀은 전력계통 운영에서 중앙의 조정기능central dispatch이 강조되는 형태로 시장운영자가 입찰된 정보를 바탕으로 경제급전 순위merit order에 의해 시장가격을 결정한다. 자유풀에서는 대부분의 전력공급 가격은 발전사업자와 판매사업자 간의 자유로운 계약에 의해 결정되며, 일부만이 수급조정시장에서 결정된다. 즉, 중앙급전이 존재하지 않는 형태이다.

한 가지 주목할 것은 계약거래량의 측면에서 양 방식은 큰 차이를 보이지 않는다는 점이다. 자유풀 제도 하에서는 전체 전력거래에서 쌍방계약을 통해서 거래되는 비중이 보통 80~90%에 이른다. 그러나 강제풀제에서 모든 전력이 풀을 통해서 거래되어야 하지만 실제로 강제풀을 운영한 신전력거래체계New Electricity Trading Arrangements(NETA) 이전의 영국 전력시장에서 보듯이 재무적인 거래인 차액정산계약(CFD)의 비중이 80~90%에 이르고 있다. 따라서 자유풀이든 강제풀이든 계약으로 거래되는 비중은 비슷하다고 볼 수 있다.

강제풀과 자유풀 제도의 장단점은 다음과 같이 정리될 수 있다. 첫째, 자유풀 하에서 현물시장은 전력거래량이 적긴 하지만 사업자들의 가격조절 행위 때문에 가격변동성이 클 수 있다. 반면 강제풀시장에서 형성되는 가격은 자유풀보다는 안정적일 수 있으나 일부 시장지배자적 참여자들의 전략적 행동으로 인한 위험에 시장전체가 노출되어 있다고 볼 수 있다. 둘째, 강제풀에서 형성되는 가격은 전력도매 시장의 기준가격이 되므로 이를

기준으로 신규투자나 계약이 이루어지게 된다. 그러나 자유풀 하에서는 대부분의 거래가 양방계약으로 이루어지고 계약물량 이외에 계약가격이 공개되지 않으므로 도매시장 가격이 분명하지 않게 된다는 단점이 있다.

최근 들어 효율적인 전력시장의 설계를 위해서는 경쟁적인 쌍방거래(bilateral trading)를 허용하는 것이 바람직하다는 시각이 확산되고 있으며 이에 따라 자유풀 방식이 점차 지배적으로 되고 있다. 자유풀 제도는 NordPool국가(노르웨이, 스웨덴, 핀란드, 덴마크), 뉴질랜드, 미국, 독일 등에서 성공적으로 시행되고 있다. 영국의 경우 2001년 3월 NETA를 도입하면서 자유풀로 이행하였다. 반면 호주는 강제풀을 유지하고 있으며, 호주 방식의 시장설계를 따르고 있는 한국도 강제풀 제도를 취하고 있다. 앞서 언급한 대로 강제풀 방식은 보다 분명한 도매전력의 기준가격을 제시해 주는 장점이 있다. 따라서 소매경쟁 단계가 도입되기 이전에 최종소비자 요금에 대한 규제를 지속할 계획으로 있는 한국의 경우 강제풀을 채택하는 이점이 존재하는 것으로 보인다. 하지만 소매경쟁 단계 이후에는 자유풀로 이행하는 것이 바람직하다고 생각된다.

마지막으로 강제풀과 자유풀 제도를 모두 경험한 영국의 사례는 전략적 행동의 비교에 시사하는 바가 크므로 이를 정리한다. NETA 이전 영국의 강제풀 시장에서는 부하추종성 load following이 높은 발전기나 신뢰성이 높은 발전기를 건설하는 데 따른 인센티브가 적다는 문제를 가지고 있었다.⁴⁾ 반면에 기저발전기를 보유하는 경우 풀정산가격과 발전비용의 차이가 커서 큰 지대(rent)를 얻을 수 있으므로 신규전원은 기저에 편중되고 부하율이 낮은 피크전원을 건설한 독립발전회사(Independent Power Provider(IPP))는 거의 없었다. 또 운전예정 발전기가 계통으로부터 이탈해도 그에 대신하는 별도 공급력을 확보하는 비용은 모든 참가자가 부담하기 때문에 많은 발전사업자가 가스를 공급차단 조건으로 구입한다든지, 가스가격이 급등하는 시간대에는 갑자기 운전을 그만두고 확보한 가스를 가스시장

4) NETA 이전의 영국전력시장 운영의 개요는 다음과 같다. 모든 도매전력이 공영시장인 풀을 통해 거래되었다. 발전회사는 거래 전 날에 공급력을 풀에 응찰하고 계통운영회사인 NGC(National Grid Company)사는 낮은 가격을 제시한 발전기부터 순차로 낙찰해 익일의 급전계획을 책정했다. 거래가격(풀가격)은 최후에 낙찰된 발전기의 입찰가격에 의해서 30분마다 결정되었다. 예상수요와 실제수요 사이의 괴리의 조정, 송전용량 제약의 해소, 보조서비스 확보, 손실분 처리 등에 필요한 비용(uplift)의 일부는 송전계통 사용료로 회수하고 나머지는 풀가격에 없어서 모든 공급사업자로부터 균등하게 징수되었다.

에서 매각하는 등의 행동도 빈발했다.

NETA 이후의 영국 풀시장은 쌍방계약(bilateral contracts)에 기초해 전력을 거래하는 자유 풀로 이행하였다. 이 새로운 제도하에서는 도매시장에서 전력을 거래하는 방법은 쌍방거래, 거래소거래, 수급조정시장거래(Balancing Mechanism(BM)) 등으로 나누어진다. 대부분의 도매전력은 쌍방계약에 의해 혹은 거래소를 통해 거래되지만, 최종적으로 계약물량과 실제 물량을 맞추기 위한 BM시장이 존재한다. 수급불균형(imbalance) 가격이 결정되는 방식은 이중가격(dual imbalance price) 방식으로 불린다.⁵⁾ NETA 도입 직후 가격변동을 살펴보면 SBP(System Buy Price)가 일평균가격으로 15펜스/kWh 정도인 반면 SSP(System Sell Price)는 마이너스를 보인 때가 있을 만큼 매우 낮았다. 따라서 이와 같이 높은 가격을 보이고 있는 SBP로 결제되는 것을 피하기 위해서 판매사업자는 실제 구입량에 비해 과도한 계약(over contract)을 체결하는 경향이 나타나고 있다.

또한 NETA 이후 영국 전력도매시장에서는 전략적 행동 및 게이밍의 양상이 새로운 국면을 맞고 있다. BM시장에서의 성공여부는 어느 정도 출력과 수요를 단기간에 조정할 수 있는지가 관건이 된다. 따라서 수요를 통제하기 어려운 소매사업자의 전략적인 행위는 제한되는 반면 출력조정이 가능한 발전사업자가 우위에 서는 상황이 전개되고 있다. 특히 단기간에 운전출력을 변화시킬 수 있는 유연성이 높은 발전기를 보유한 회사가 절대적으로 유리하게 된다.

예를 들어 Innogy(National Power 후신)와 PowerGen사와 같이 기저발전기에서 첨두발전기까지 다양한 발전기의 포트폴리오를 보유한 회사가 매우 유리한 상황에 있다. 원자력 발전회사인 British Energy의 경우에는 모든 설비가 기저이므로 전략적 행동의 여지가 거의 없다. 또한 IPP의 경우에는 대부분 운전의 유연성이 높은 가스발전기(CCGT)를 보유하고 있지만 소규모이므로 전략적 운용의 혜택이 적으며 발전기 고장시 수급불균형(imbalance) 결제의 위험성을 안고 있다.

5) 이중가격 방식이란 부족분을 발생시킨 사업자에게 전력을 공급하는 가격(System Buy Price, SBP)과 잉여분을 발생시킨 사업자로부터 전력을 매입하는 가격(System Sell Price, SSP)을 달리하는 방식이다.

2. 과점적 경쟁하의 시장지배력

원론적으로 말해 경쟁적인 시장에서 가격은 공급과 수요의 원리에 따라 결정될 것이며, 그 시장이 진정으로 완전경쟁(perfect competition)이라면 가격은 한계비용 수준에서 결정될 것이다. 그러나 구조개편 이후 우리나라에 형성되어 있는 소위 ‘경쟁적 전력시장’은 6개의 큰 사업자로 이루어진 과점적 경쟁시장이라 볼 수 있다. 더욱이 앞서 언급한 전력시장 본연의 특수성 때문에 완전경쟁 시장의 성과는 달성되기 매우 어려워진다. 이와 아울러 발전력에서 40% 정도의 시장점유율을 보유한 원자력 회사의 존재, 그리고 각 화력회사가 발전원 포트폴리오를 보유하고 있는 특징 등으로 인해 우리의 전력시장에서 시장지배력의 행사 및 반경쟁적 전략적 행동 문제는 무시할 수 없는 이슈가 되고 있다.⁶⁾

일반적으로 과점시장은 ‘경쟁-담합-경쟁’ 등의 순환과정을 밟는 불안정한 속성을 지닌다. 그러나 전력 과점시장은 일반 상품의 과점시장과는 조금 다른 특징을 보일 것으로 기대된다. 먼저 전략적 행동 및 담합 가능성 측면을 보자. 5개 화력회사의 개별적인 시장 점유율은 12% 정도에 불과하지만 여러 연료원으로 구성된 발전시장의 특수성 때문에 어느 한 회사의 전략적 행동이 전체 시장에 영향을 줄 수 있는 여지가 존재한다.⁷⁾ 이런 행위를 발전력의 규모가 작은 독립발전사업자(IPP)들은 스스로 행하기 어렵지만, 다른 사업자의 전략적 행동으로 유발된 계통한계가격(system marginal price(SMP) 인상은 규모가 작은 IPP에게도 지대(rent)를 발생시킬 수 있다. 또한 매일 반복되는 입찰과정에서 사업자간의 암묵적 담합의 소지도 존재한다. 즉, 시장에 영향력이 있는 시장참여자들의 설비퇴장 등

6) 현재 전력시장의 입찰행위에 대한 분석을 하고 있는 이론적 모형은 중요한 전략변수를 무엇으로 보는가에 따라서 대체로 세 가지로 분류할 수 있다. 공급함수균형(supply function equilibrium) 접근법, 다단위입찰(multi-unit auction) 모형, 쿠르노(Cournot) 모형 등이다. 각 모형의 특성 및 장단점에 대한 자세한 논의는 김남일(2001)을 참조할 수 있다.

7) 여기서 언급한 다양한 연료원에 따른 전략적 행동의 가능성은 연료간 대체성 혹은 보완성에 기인하는 것이 아님을 주의해야 한다. 즉, 어떤 발전기는 연료특수적(fuel-specific) 속성을 가지므로 어떤 연료가 비용면에서 유리하다고 해서 그 연료로 쉽게 대체할 수 있는 것이 아니기 때문이다. 전략적 행동의 가능성은 연료의 종류(석탄, 중유, 가스)별로 생산단위당 연료비용이 크게 차이가 나는 것에 연유한다. 즉, 설비의 포트폴리오를 보유한 발전회사의 차원에서 보면 동질적이지 않은 여러 연료원 발전기에 대해 출력을 감소시키거나 혹은 설비를 퇴장시키는 등의 방법으로 전략적으로 활용할 여지가 많다는 점에 있다.

의 전략적 행동, 담합 등 반경쟁적 행위는 시장청산가격(MCP)을 상승시키는 결과를 가져올 것이며, 설비가동률 및 이윤 면에서 여타 사업자들에게도 유리하게 작용할 것이다.

다른 한편에서 전력시장이 다른 과점시장처럼 가격전쟁(price war)에 돌입하여 파괴적 경쟁(destructive competition)에 휘말릴 가능성에 대해서 살펴보자. 파괴적 경쟁이란 한계비용 수준 혹은 그 이하로 가격입찰을 하여 일시적으로 손실을 입는 상황에서 가격경쟁을 계속하는 경우를 말한다. 그러나 전력시장의 특성상 파괴적 경쟁은 발생하기 어려울 것이다. 일반적으로 과점시장의 경쟁이 격화되는 이유는 기업들이 시장점유율을 높여서 자신의 브랜드 명성을 확립하여 장기적인 수익성을 높일 의도를 갖거나 혹은 새로운 기업의 진입을 저지하기 위해 기존 기업들이 소위 약탈적 가격(predatory pricing)을 책정하기 때문이다. 그러나 전기상품의 특징 중의 하나인 익명성을 주목할 필요가 있다. 전력시장에서 어느 하루 혹은 한 달 동안 낮은 가격 책정으로 시장 참여율을 높인다고 하더라도 그 동안 공급된 전기는 익명성을 지니므로 브랜드 명성의 확립과는 전혀 무관한 것이 되며, 따라서 일시적인 파괴적 경쟁으로 얻을 수 있는 효과가 거의 없는 시장이 바로 전력시장이다.

한국 전력산업에서 시장지배력의 행사는 여러 형태로 나타날 수 있다. 첫째로, 각 거래 시간대의 한계발전기에 대한 예측이 가능하므로 이 정보를 가격조절을 위해 전략적으로 사용할 수 있다. 각 발전사업자들은 변동비가 크게 점프하는 순간의 해당 발전기를 알고 있는 상황에서 한계발전기의 정보는 매우 중요한 의미를 지닐 수 있다. 현행 비용기준풀(Cost-Based Pool(CBP) 하에서 SMP를 결정한 한계발전기는 <표 1>에 나타난 바와 같다.⁸⁾ 이 표는 본격적인 시장정산을 시작한 2000년 4월 이후 12월까지 발전기별 SMP 결정횟수와 소속 발전회사를 표시한 것이다. TWBP가 도입된 이후에도 현재 CBP하에서 나타나고 있는 SMP 결정 한계발전기의 종류 및 횟수에 급격한 변화가 있을 것으로 예상되지는 않는다. 이처럼 각 발전사업자들은 주어진 수요수준을 기준으로 어느 정도 한계발전기의 예상이 가능하므로 한계 및 한계 내(inframarginal) 발전기의 입찰가격에 대한 전략적 행동 가능성이 존재한다고 볼 수 있다.

두 번째로 발전력의 약 40%를 차지하는 원자력 회사의 시장지배력 행사 가능성이 존

8) <표 1>은 2000년 4월-12월의 모든 한계발전기를 제시하고 있지 않으며, 높은 순서대로 일부만을 보여주고 있다는 점을 유의해야 한다. SMP결정력이 없었던 발전기도 존재하며, 예컨대 월성#4는 1번의 SMP결정력과 3.78원의 SMP를 보였다.

제한다. 가격입찰 단계에서는 시장점유율이 높은 원자력 회사가 큰 영향력을 행사할 수 있는 위치에 있게 되므로, 원자력 회사의 입장에서는 시장제도 상의 주어진 제약 하에서

〈표 1〉 발전기별 SMP 결정횟수 및 발전회사(2000년 4~12월)

발전기	횟수	SMP 평균	발전회사
안양복합1	440	55.56	LG과워
부천복합1	376	56.90	LG과워
영남#1	336	45.23	남부
울산2복합2	244	50.91	동서
울산2복합1	236	58.78	동서
서인천 복합2_11	229	50.63	남부
울산#2	229	52.56	동서
분당복합2	222	56.22	남동
서인천복합1#1	211	56.11	서부
서인천복합1#5	179	53.77	서부
울산2복합3	168	52.30	동서
영월#1	168	54.09	남부
분당복합1	167	55.93	남동
평택복합1	165	62.23	서부
동해#1	164	43.18	동서
서인천복합2_12	163	49.98	남부
평택#3	160	53.47	서부
영남#2	137	47.08	남부
서인천복합2_22	129	49.06	남부
당진#1	114	12.42	동서
여수#2	113	51.26	남동
여수#1	107	49.52	남동
호남#2	104	18.30	동서
호남#1	103	18.55	동서
한화복합1	102	62.69	한화
평택#4	102	51.32	서부
태안#1	86	13.53	서부
울산#3	84	53.36	동서
일산복합1	81	58.31	동서

가장 이윤을 극대화시킬 수 있는 가격 및 수량의 입찰을 행하려 할 것이며, 이 회사의 규모가 크므로 소규모 IPP 등 다른 발전사업자에게 크게 영향을 미칠 수 있다.

세 번째로 발전설비의 포트폴리오를 보유한 발전사업자들의 전략적 행동 가능성이 높으며, 이들의 (암묵적) 담합 행위가 발생할 수 있다. 단일 연료원만으로 구성된 사업자는 전략적으로 행동할 여지가 상대적으로 적게 되지만, 한국의 주요 5개 발전사업자는 모두 적절한 발전설비의 조합을 보유하고 있으므로 전략적 행동의 형태가 다양하게 나타날 수 있다. 호주 등 해외사례를 보면, 기저를 구성하고 있는 석탄화력 회사가 출력감소 등의 행위를 통해 현물시장 가격을 높이고 큰 이익을 본 사례가 보고되고 있다.

네 번째로 지적될 수 있는 것이 CBP하의 시장 운영에서 양수발전기는 첨두가격 삭감 peak shaving 기능을 수행하고 있으나, 각 발전회사가 민영화된 이후에 양수발전기를 전략적으로 퇴장시키는 경우 첨두시 가격삭감 능력이 현저히 줄어들 수 있다는 점이다.

Ⅲ. 단기의 전략적 행동 분석: 시물레이션

본 장에서는 앞서 지적한 한국 전력시장에서의 시장지배력 행사의 가능성이 현실화될 수 있는지를 검증하기 위해 한전에서 사용하고 있는 『전력계통운영모형』(이하 『모형』)을 이용하여 시물레이션 분석을 행한다. 『모형』의 특징은 시간대별 실제통부하^{hourly chronological load}를 사용하여 주어진 계통을 시물레이션 하는 것이다. 이는 중단기적인 계통운영의 최적화뿐만 아니라 설비확장 등의 장기계획도 가능한 모형이다.⁹⁾ 이 모형의 주요 입력자료는 시간별 부하, 주별보수계획, 계통자료 등이 사용된다. 계통자료란 발전기별 특성자료(운전시간, 용량, 입출력곡선), 비용자료(기동비용, 운전유지비용, 사용연료,

9) 이 모형의 응용분야는 다음과 같다. 첫째, 장기전원개발계획이다. 장기전원계획의 검증을 위하여 실제 계통의 급진행태가 장기계획 수립시 예상한 내용과 일치하는지를 검토할 수 있다. 둘째, 공급신뢰도 분석이다. 일정한 기간에 대하여 주어진 부하에 대하여 갖고 있는 계통설비의 보수 및 사고정지를 감안한 공급신뢰도의 실증분석이 가능하다. 셋째, 보수계획이다. 계획기간별로 정해진 보수계획 혹은 몇 개의 계획대안을 평가하기 위하여 보수계획에 따른 계통운전상황을 검토·비교할 수 있다. 넷째, 연료비 계산 및 연료공급계획이다. 계획기간별로 발전계통에서 쓰일 연료 사용량 및 연료비, 재고 및 연료계약관리 등에 중요한 정보를 제공한다. 다섯째, 발전기별 이용률 연구이다. 각 발전기에 대한 정확한 계통 내 이용률을 계산함으로써 경제성 평가작업의 기초자료를 제공한다. 이밖에 부하 관리계획평가 및 공해물질배출량 정보를 제공한다.

연료단가 등), 계통 순동예비력 요구량, 설비증설 및 폐지계획 등이다. 입력자료가 주어지면 주week 단위로 발전소 기동정지 및 급전우선 순위가 결정된다. 이어 수력, 양수 및 발전량 고정발전소에 대한 급전배분을 먼저 수행한 후 화력발전소의 급전배분을 행한다. 그 이후 양수발전소의 운전을 최적화한 다음 다시 화력발전소의 재급전을 수행한다. 이런 과정이 매주 반복된다. 주요 출력결과는 한계비용(연료비), 각 발전기의 시간대별 발전량, 연료량 등이다.

실제 시뮬레이션에 사용된 모든 입력자료는 전력거래소가 제공한 2000년도 실적자료이다. 본 장의 분석대상은 원자력 발전기 일부의 퇴장효과, 양수발전기 퇴장 효과, 석탄화력 발전기 출력감소 행위 등이다.

1. 원자력 퇴장의 효과(영광 3, 4호기)

본 절에서는 원자력 발전기 퇴장의 효과를 보기 위해 한국수력원자력회사(한수원)의 영광 원자력 발전기(3, 4호기, 총2GW)가 퇴장되는 경우 어떻게 균형가격이 변화되는지를 살펴보고자 한다. 시뮬레이션 기간은 전력수요가 평균보다 높은 여름철의 1주간으로 잡았다(2000. 7. 2~7. 8: 1주간).

그 결과를 요약하면 다음과 같다. <표 2>는 영광원자력 발전기 3, 4호기가 퇴장했을 경우 발전회사별 가동률 및 발전량에 어떤 영향이 있는지를 보여주고 있다. 물론 한수원의 발전량은 2294.7(GWh)에서 1977.2(GWh)로 317.5(GWh)만큼 감소한다. 5개 화력발전회사의 발전량은 증가된다. <표 3>은 영광원자력 발전기 3, 4호기가 퇴장했을 경우 발전기 유형별 가동률 및 발전량에 미친 영향을 보여준다. 이 표가 보여주고 있듯이 영광원자력 발전기 유형인 경수로의 발전량이 줄어든 것은 당연하다. 발전기 유형별로 보면 317.5(GWh)의 경수로 발전량 감소는 석탄, 가스복합, 중유기력 발전기로 대체된다. 여기서 석탄발전기의 발전량은 1784.2에서 1839.8로 55.6만큼, 가스복합 발전량은 801.5에서 917.4로 115.9만큼, 중유기력은 380.4에서 479.2로 98.8만큼 증대하였다.

〈표 2〉 원자력 발전기 퇴장 효과(발전회사별, 2000년 7월 2일 ~ 7월 8일)

회사명	벤치마크		영광 3,4호기 퇴장	
	가동률(%)	발전량(GWH)	가동률(%)	발전량(GWH)
1. 남 동	67.1	627.5	71.4	667.8
2. 중 부	63.9	723.5	67.4	762.8
3. 서 부	58.6	618.1	62.6	660.1
4. 남 부	64.8	534.3	65.9	543.4
5. 동 서	55.4	539.9	64.5	628.6
6. 한 수 원	89.5	2,294.7	88.7	1,977.2
7. 민자발전	35.2	169.0	44.3	212.6
8. 제 주	57.1	43.7	57.1	43.6
9. 기 타	89.3	13.5	89.3	13.5

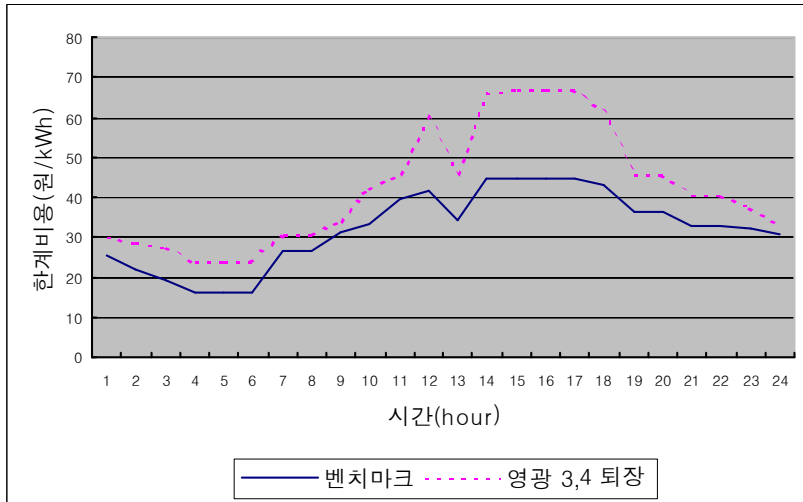
〈표 3〉 원자력 발전기 퇴장 효과(발전기 유형별, 2000년 7월 2일 ~ 7월 8일)

발전유형	벤치마크		영광 3,4호기 퇴장	
	가동률(%)	발전량(GWH)	가동률(%)	발전량(GWH)
1. 경 수 로	94.5	1,737.0	94.5	1,419.5
2. 중 수 로	95.0	443.5	95.0	443.5
3. 석 탄	90.5	1,784.2	93.3	1,839.8
4. 무 연 탄	93.1	202.0	93.1	202.0
5. 가스기력	21.9	56.6	21.9	56.6
6. 가스복합	40.6	801.5	46.5	917.4
8. 중유기력	51.3	380.4	64.6	479.2
10. 중유내연	66.6	9.0	66.6	9.0
12. 경유복합	62.9	11.1	62.8	11.1
13. 경유내연	31.5	10.0	31.5	10.0
14. 양 수	5.4	14.6	2.8	7.4
15. 수 력	43.8	114.3	43.8	114.3

다음으로 원자력 발전기 퇴장으로 인한 계통한계비용의 변화를 살펴보자. 〈그림 1〉은 2000년 7월 4일 하루에 대한 계통한계비용의 변동효과를 표시하고 있다. 영광 #3,4호기

의 퇴장으로 인해 시간당 계통한계비용은 5~20원/kWh의 범위에서 증가한 것으로 나타났다. 특히 주간의 피크 시간대에 인상효과가 크다.

〈그림 1〉 원자력 발전기 퇴장 효과(SMP, 2000. 7.4 (화))



한편 〈표 4〉는 원자력 발전기의 퇴장이 원자력 회사의 이윤에 미치는 효과를 나타내고 있다. 이윤에 미치는 효과는 세 부분으로 나누어진다. 즉, 수입의 구성요소인 가격과 생산량 그리고 비용 등의 변화이다. 영광 #3,4호기의 퇴장으로 인해 전체 원자력 회사의 발전량이 줄어들고 이에 따라 비용 또한 줄어들게 된다. 발전량의 감소분과 앞의 〈그림 1〉에서 본 계통한계가격 증대분의 상대적인 크기에 의해 수입의 증감이 결정될 것이다. 〈표 4〉에서 보듯이 수입수준은 퇴장 이전의 111억 원에서 퇴장 이후에는 124억 원으로 약 13억의 증대효과가 있었다. 결국 수입의 증대와 비용의 감소가 합쳐져 이윤 수준은 97억 원에서 112억 원으로 15억 원 정도의 증대효과가 나타났다.

〈표 4〉 원자력 발전기 퇴장 효과(이윤, 2000. 7.4 화)

생산량(MWh)		이윤(백만 원)		수입(백만 원)		비용(백만 원)	
원래	퇴장	원래	퇴장	원래	퇴장	원래	퇴장
333,080	287,720	9,675	11,213	11,085	12,406	1,410	1,193

원자력 발전소의 전략적인 퇴장이 원자력 회사의 이윤에 미치는 효과와는 달리 다른 전력회사의 이윤에 미치는 효과는 분명하다. 다른 전력회사의 이윤은 모두 증대된다. 그 이유는 원자력 발전기의 퇴장에 따라 SMP가 올라가며(〈그림 1〉), 이와 동시에 남동, 중부, 서부, 남부, 동서, 그리고 민자발전 회사 등 다른 모든 발전회사의 발전량이 증대되기 때문이다(〈표 2〉 참조).

2. 석탄화력 발전기의 출력감소 효과

다음으로 석탄화력 발전기의 출력감소 효과를 살펴보고자 한다. 실제로 호주 등 해외 사례에서 높은 부하시기에 석탄화력 발전소의 출력을 감소시키는 반경쟁적 행위가 발견되고 있다.¹⁰⁾

여기서는 한 예로서 남동회사와 중부회사가 각각 삼천포화력(#1~6, 3240MW), 보령화력(#1~6, 3240MW)의 발전기 출력을 입찰시 제출하는 최소출력 수준(정격의 50% 수준)으로 감소한 경우의 효과를 살펴보았다. 시뮬레이션 기간은 앞의 경우와 동일하게 여름철 피크에 해당하는 1주일이다(2000. 7. 2 ~ 7. 8: 1주간). 그 결과를 분석하면 다음과 같다.

〈표 5〉를 보면 남동회사와 중부회사 모두 출력감소 행위로 인해 발전량이 상당수준 감소하였다. 피크시기에는 석탄발전기의 가동률이 매우 높기 때문에 여타 발전회사의 석탄발전기 가동률을 더 높이는 힘든 상황이다. 따라서 〈표 6〉이 보여주듯이 출력감소분은

10) 호주 컨설팅 회사의 하나인 Bardak은 2001년 1월 22일 빅토리아 주의 Loy Yang Power 전력회사가 2000MW 규모에 해당하는 출력을 감소시켜 빅토리아 지역 시장가격이 폭등하는 사태가 발생하였다고 주장하였다. 호주의 경우 1월 22일은 피크부하시기에 해당된다. 당일의 예상 피크수요는 7900MW로서 실제의 피크수요는 그 보다 훨씬 적은 6727MW였다. 당일에 350MW의 발전기가 고장정지로 가동중단 하였으며 200MW Hazelwood 발전기 1기가 당일 고장정지 가능성을 보이는 사건이 발생하였다. 이날 11시 30분경 Loy Yang 전력회사의 발전기 4기 모두에서 출력이 감소하였으며 총 발전소 출력은 1100MW로 떨어졌다(Loy Yang A의 총 설비용량은 2000MW). 피크시간이 지난 5시 30분경에는 출력이 다시 정상으로 돌아왔다. 수요가 피크에 도달하고 있었기 때문에 900MW 출력손실은 피크시간대의 풀가격의 급격한 상승을 야기하여 \$800/MWh 수준을 초과하였다. 이러한 출력감소 행위로 인하여 빅토리아 지역은 추가적으로 2천만 불을 지불해야만 한 반면, Loy Yang 전력회사는 3백5십만 불을 더 벌었으며 에너지 가격을 3배 이상 상승시켰다.

대부분 가스복합 및 중유기력 발전으로 대체된다. 이에 따라 다른 화력발전회사인 서부, 남부, 동서회사의 발전량이 증대하였으며, 가스복합 발전기를 보유한 민자발전회사의 발전량도 증대하였다.

〈표 5〉 주요 화력발전소 출력감소 효과(발전회사별, 2000년 7월 2일 ~ 7월 8일)

회사명	벤치마크		출력감소	
	가동률(%)	발전량(GWH)	가동률(%)	발전량(GWH)
1. 남 동	67.1	627.5	65.5	434.4
2. 중 부	63.9	723.5	61.5	541.4
3. 서 부	58.6	618.1	65.1	687.0
4. 남 부	64.8	534.3	67.1	553.3
5. 동 서	55.4	539.9	68.9	671.2
6. 한 수 원	89.5	2,294.7	89.5	2,294.7
7. 민자발전	35.2	169.0	48.4	232.4
8. 제 주	57.1	43.7	57.1	43.7
9. 기 타	89.3	13.5	89.3	13.5

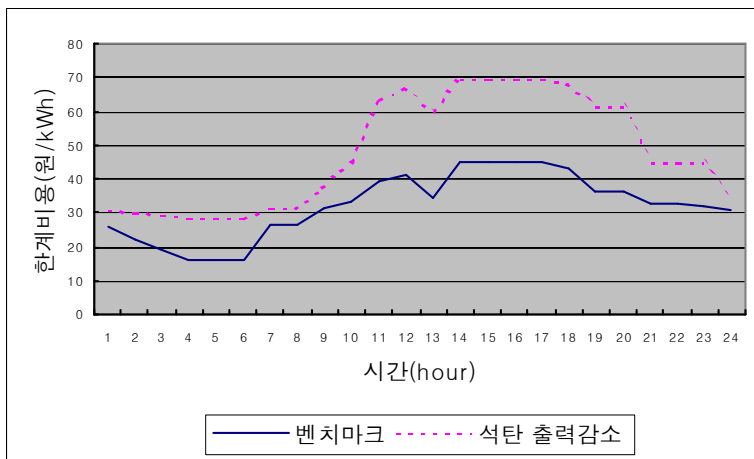
〈표 6〉 주요 화력발전소 출력감소 효과(발전유형별, 2000년 7월 2일 ~ 7월 8일)

발전유형	벤치마크		출력감소	
	가동률(%)	발전량(GWH)	가동률(%)	발전량(GWH)
1. 경 수 로	94.5	1,737.0	94.5	1,737.0
2. 중 수 로	95.0	443.5	95.0	443.5
3. 석 탄	90.5	1,784.2	94.3	1,365.7
4. 무 연 탄	93.1	202.0	93.1	202.0
5. 가스기력	21.9	56.6	21.9	56.6
6. 가스복합	40.6	801.5	49.5	977.2
8. 중유기력	51.3	380.4	71.6	530.7
10. 중유내연	66.6	9.0	66.6	9.0
12. 경유복합	62.9	11.1	62.9	11.1
13. 경유내연	31.5	10.0	31.5	10.0
14. 양 수	5.4	14.6	5.4	14.6
15. 수 력	43.8	114.3	43.8	114.3

〈그림 2〉는 석탄 발전기 출력감소로 인해 계통한계가격이 어떻게 영향을 받는지를 보여주고 있다. 하루 중 첨두시간대에 계통한계가격을 약 70원 정도까지 증대시키고 있다. 석탄발전기의 출력감소로 인해 남동회사와 중부회사의 이윤은 어떻게 변화되었는지를 〈표 7〉이 보여준다.

남동회사의 경우 출력감소 행위로 인한 생산량 감소 때문에 계통한계가격의 증가에도 불구하고 수입이 떨어졌음을 보여준다. 그러나 비용이 크게 감소하여 결국 7월 4일 하루 동안 2.2억 원 정도의 추가적인 이윤이 발생했음을 보여주고 있다. 중부회사의 경우에는 수입은 증대하고 비용은 감소하여 이윤수준이 7월 4일 하루 동안 5.7억 원 정도 추가로 발생하였다. 한편 석탄화력회사의 출력감소 행위에 따른 계통한계가격 인상 및 생산량 증대로 인해 다른 발전회사(서부, 남부, 동서 등)들도 지대를 얻는다.

〈그림 2〉 석탄 발전기 출력감소 효과 (7월 4일(화))



〈표 7〉 석탄 발전기 출력감소 효과(남동, 중부회사 이윤, 7월 4일(화))

	생산량(MWh)		이윤(백만 원)		수입(백만 원)		비용(백만 원)	
	원래	출력감소	원래	출력감소	원래	출력감소	원래	출력감소
남동	95,041	63,734	1,444	1,670	3,230	3,109	1,787	1,439
중부	109,796	81,748	1,431	2,004	3,769	4,099	2,338	2,095

3. 양수발전기의 침두시 가격결정력

다음으로 양수발전기의 침두시 가격결정력을 살펴보고자 한다. 2000년 현재 양수발전기의 현황은 남동발전이 무주양수 1,2(총 600MW), 서부발전이 삼랑진양수 1,2(총 600MW), 남부발전이 청평양수 1,2(총 400MW) 등을 보유하고 있다.¹¹⁾

여기서는 응동력이 뛰어난 양수발전기의 침두시 가격결정력을 분석하기 위해 남동, 서부, 남부 회사가 암묵적 담합implicit collusion을 하여 양수 발전기를 모두 가동 중지하는 경우를 분석하였다. 양수의 침두가격 삭감peak shaving 능력이 저하되는 경우 침두부하시 계통한계가격이 오를 것으로 예상된다.

원자력 퇴장의 경우와 마찬가지로 시뮬레이션 기간은 여름철 고부하기의 한 주간이다(2000. 7. 2 ~ 7. 8: 1주간). 시뮬레이션의 결과를 분석한 것이 아래 <표 8>와 <표 9>이다. 여기서 보듯이 양수발전기는 전체 발전량 및 이용률에 큰 영향을 미치는 것은 아니다. 즉, 양수발전기를 보유했던 남동, 서부, 남부의 발전량을 조금 줄인 효과를 가져 왔으며, 다른 발전회사의 발전량을 조금씩 증대시켰다.

발전기 유형별로 보면 가스복합 및 중유기력의 발전량을 조금 증대시킨 반면 석탄발전량을 조금 감소시켰으며, 나머지 발전기 유형은 크게 변동이 없는 것으로 나타나고 있다.

<표 8> 양수 발전기 퇴장 효과(발전회사별, 2000년 7월 2일 ~ 7월 8일)

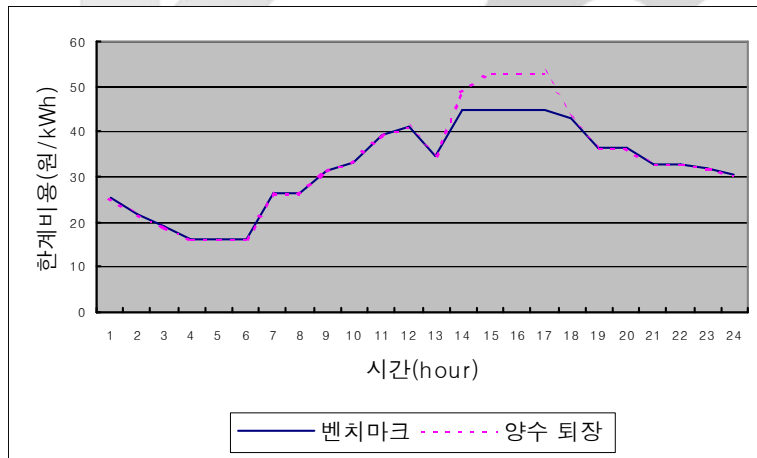
회사명	벤치마크		양수발전기 퇴장	
	가동률(%)	발전량(GWH)	가동률(%)	발전량(GWH)
1. 남 동	67.1	627.5	74.3	620.0
2. 중 부	63.9	723.5	62.8	711.4
3. 서 부	58.6	618.1	64.3	614.0
4. 남 부	64.8	534.3	70.0	530.5
5. 동 서	55.4	539.9	55.9	544.2
6. 한 수 원	89.5	2294.7	89.5	2294.7
7. 민자발전	35.2	169.0	35.4	170.3
8. 제 주	57.1	43.7	57.1	43.6
9. 기 타	89.3	13.5	89.3	13.5

11) 동서회사의 산청양수 1, 2는 2001년에 가동 시작되었으므로 본 절의 시뮬레이션에서 제외되었다.

〈표 9〉 양수 발전기 퇴장 효과(발전기 유형별, 2000년 7월 2일 ~ 7월 8일)

발전유형	벤치마크		양수 발전기 퇴장	
	가동률(%)	발전량(GWH)	가동률(%)	발전량(GWH)
1. 경 수 로	94.5	1737.0	94.5	1737.0
2. 중 수 로	95.0	443.5	95.0	443.5
3. 석 탄	90.5	1784.2	89.6	1767.6
4. 무 연 탄	93.1	202.0	93.1	202.0
5. 가스기력	21.9	56.6	21.9	56.6
6. 가스복합	40.6	801.5	40.9	805.9
8. 중유기력	51.3	380.4	51.9	385.3
10. 중유내연	66.6	9.0	66.6	9.0
12. 경유복합	62.9	11.1	62.8	11.1
13. 경유내연	31.5	10.0	31.5	10.0
14. 양 수	5.4	14.6	-	-
15. 수 력	43.8	114.3	43.8	114.3

〈그림 3〉 양수 발전기 퇴장 효과(SMP, 2000. 7.4 (화))



양수발전기의 퇴장으로 인한 가장 중요한 효과가 〈그림 3〉에 나타나 있다. 양수발전기의 퇴장은 첨두부하시 피크의 삭감효과를 떨어뜨려 계통한계가격을 올리는 효과를 가져온다.

〈표 10〉 양수 발전기 퇴장 효과(이윤, 2000. 7.4 (화))

	생산량(MWh)		이윤(백만 원)		수입(백만 원)		비용(백만 원)	
	원래	양수퇴장	원래	양수퇴장	원래	양수퇴장	원래	양수퇴장
남동	95,041	94,155	1,444	1,452 (+8)	3,230	3,240	1,787	1,788
서부	94,191	93,081	1,089	1,076 (-13)	3,245	3,247	2,156	2,171
남부	77,776	77,324	939	958 (+19)	2,613	2,632	1,673	1,675

〈표 10〉은 양수발전기를 모두 퇴장시키는 경우 남동, 서부, 남부 세 회사의 이윤변화를 표시하고 있다. 이윤에 미친 효과는 수입 및 비용 등 두 측면에서 살펴보아야 한다. 즉, 세 회사 모두 다른 발전기 포트폴리오를 소유하고 있으므로 양수 발전량의 감소로 인한 손실분과 계통한계가격 인상으로 발생한 각 회사내 타 발전기의 이득을 함께 고려해야 한다.

무주양수(600MW)를 보유한 남동회사와 청평양수(400MW)를 보유한 남부회사의 경우 이윤이 증대된 것으로 나타났다. 반면 삼랑진양수(600MW)를 보유한 서부회사의 경우 양수 발전기의 퇴장으로 오히려 이윤이 감소된 것으로 나타났다.

이런 결과가 나온 것은 다음과 같이 설명된다. 각 회사의 양수발전기가 퇴장하여 첨두 시간대의 양수발전량이 0으로 된 반면, 각 회사의 중간부하 혹은 첨두부하 발전기 중 일부의 가동이 증대되었기 때문이다.

〈표 11〉 양수설비 퇴장으로 인한 생산량 증감효과(단위: MWh)

발전회사	발전기	퇴장 이전	퇴장 이후	총생산량 효과
남동	무주 양수	926	0	-886
	여수#2	1040	1080	
서부	삼랑진 양수	1490	0	-1110
	평택복합	791	1171	
남부	청평 양수	496	0	-452
	부산화력	748	792	

위의 <표 11>에서 보듯이 서부회사의 경우 양수발전기의 퇴장의 생산량 감소효과가 가장 크며, 다음으로 남동, 남부의 순이다. 이 순서대로 <표 10>의 이윤에 영향을 미치는 것으로 나타나고 있다. 가장 생산량 감소효과가 큰 서부회사의 경우는 설비퇴장으로 이윤이 오히려 감소되는 것으로 나타난다.

양수발전기의 퇴장으로 양수발전기를 보유하지 않은 중부와 동서회사는 이익을 보게 된다. 즉, 침두시 가격인상으로 인한 지대rent를 이들 회사도 누리게 된다.

IV. 결론 : 전력시장 규제에 대한 시사점

본 장에서는 앞 장의 단기의 전략적 행동에 대한 분석 결과로부터 향후 전력시장의 규제에 대한 몇 가지 시사점을 도출하고자 한다.

첫째로, 원자력 회사의 설비퇴장 행위의 분석에서 나타난 결과를 해석해 보자. 시장규모의 약 5%에 해당되는 2GW의 영광 #1, 2호기 설비퇴장시 원자력 회사의 이윤이 증대되는 결과를 얻었다. 이때 SMP의 상승으로 인해 다른 모든 사업자의 이윤도 함께 증대된다. 이 결과가 암시하고 있는 바는 지금 현재의 원자력 회사의 규모가 설비퇴장 등의 행위로 인해 이득을 얻을 수 있을 정도로 크다는 것이다. 애초에 한국의 발전회사의 분할과정grouping에서 주요하게 고려된 사항은 어느 누구도 시장지배력을 행사할 수 없는 분할구도를 만들겠다는 것이었다. 그러나 이 결과에 기초해 볼 때 기존의 분할구도는 원자력 회사의 시장지배력을 가능하게 하는 구조이다. 즉, 원자력 회사가 발전력의 약 40% 정도로 상당한 점유율을 갖고 있어 일부의 설비퇴장을 통해 SMP를 올릴 경우 가동 중인 여타 원자력 발전소의 이득분이 상대적으로 커서 이런 전략적 행동의 여지가 존재하는 것으로 보인다. 따라서 원자력 회사의 필수가동must-run 계약을 통해서 전략적인 설비퇴장이 없도록 하거나 혹은 보수·정비계획 및 가격입찰행위에 대한 별도의 관리·감시가 필요하다고 보여진다. 보다 근본적으로 원자력 회사를 각각 20% 정도 시장점유율을 갖는 2개의 회사로 분할하는 것도 하나의 방안이라 생각된다.¹²⁾

12) 한국의 원자력 회사는 울진, 영광, 월성, 고리 등 물리적으로 별개의 지역(site)에 입지해 있으므로

둘째로, 석탄화력회사의 출력감소 행위가 함축하는 의미를 살펴보자. 남동과 중부회사가 (암묵적) 담합을 통해 각 회사의 대표적 기저발전기인 삼천포화력과 보령화력 발전기의 출력을 감소시키는 경우 전력시장 전체에 미치는 영향은 크다고 할 수 있다. SMP가 크게 증가하여 두 회사의 이윤이 증대하였다. 결과적으로 시장의 다른 참여자들도 가격 상승의 혜택을 누리게 된다. 물론 제3장에서 두 회사가 담합행위 없이 각자 발전기의 출력을 감소시키는 행위에 대해서는 명시적으로 분석하지 않았다. 하지만 결과들을 엄밀히 검토해 보면 부하수준에 따라서 다르겠지만 하계피크 시기의 평일에 어느 한 회사의 출력감소 내지 설비퇴장 행위는 그 회사 자신이 이윤을 높일 가능성이 크다고 보여진다.

이런 결과가 규제에 대해서 암시하는 바는 다음과 같다. 부하수준이 높은 하계피크 시기에는 전력시장의 5개 화력회사 중에서 두 회사간의 (암묵적) 담합이 존재하는 경우 시장가격은 매우 올라갈 가능성이 있다. 부하크기가 아주 높은 상황에서는 두 회사간 담합 없이 한 회사만이라도 일부 설비의 높은 가격입찰을 통해 시장참여를 하지 않음으로써 시장가격을 올릴 수 있는 가능성이 존재한다. 즉, 모든 발전회사를 포함하는 담합이라면 그 자체의 불안정성 때문에 담합을 유지하는 것이 어렵겠지만 부분적인 담합행위는 충분히 발생할 소지가 있다. 왜냐하면 담합에 참가하지 않은 기업의 이윤도 함께 증대될 수 있기 때문이다. 예를 들어 건설공사 입찰과정에서 빈번하게 발생하는 순번입찰bid rotation 행위가 5개 회사간의 입찰행위에서도 나타날 개연성이 충분히 존재한다. 규제기관에서 이런 가능성을 예측하고 있더라도 앞서 언급한 외국의 사례에서 보듯이 용량이 큰 기저발전기의 출력감소행위는 교묘하게 발생될 가능성이 매우 크며 그 적발이 용이하지 않다. 외국의 경우 적절한 시장감시를 위한 여러 기준을 사용하고 있는데 이를 한국 전력시장의 실정에 맞도록 보완하는 작업을 해야 할 것이다.

세째로, 응동력이 뛰어나 첨두시간대에 시장지배력을 가질 수 있는 양수발전기에 대한 분석결과가 의미하는 시사점을 살펴보자. 분석결과에 따르면 3개 회사(남동, 서부, 남부)가 (암묵적) 담합을 통해 양수발전기를 모두 퇴장시키는 경우 삼량진 양수발전기를 퇴장

2개의 회사그룹으로 분할하는 데 있어서 기술 및 안전도 측면의 어려움은 없는 것으로 보인다. 또한 원자력 부문에 대한 국가의 과학기술 정책 차원의 지원도 회사가 2개로 분할되어 있다고 해서 큰 문제가 없을 것으로 판단된다. 반면 원자력 회사의 분할을 통해 시장지배력의 감소뿐만 아니라 양 회사간 잣대경쟁(yardstick competition)의 효과도 생길 것으로 기대된다.

시킨 서부회사의 이윤은 감소하며, 나머지 두 회사의 이윤은 증대한다. 이 결과는 세 회사 모두의 (암묵적) 담합이 용이하지 않음을 암시한다. 서부회사의 동의를 얻기가 쉽지 않기 때문이다. 그러나 서부회사는 제외하고 남동 및 남부만이 담합하여 양수설비를 퇴장시키는 경우도 가능하다. 이 때 분명 남동과 남부뿐만 아니라 서부회사도 SMP 상승으로 인한 경제적 지대rent를 획득할 수 있기 때문이다.

양수발전기의 경우는 2002년 현재 산청양수를 보유하고 있는 동서회사를 포함한 4개 회사에서 가동되고 있다. 상대적으로 동질적이고 유사한 기능peak shaving을 수행하고 있는 양수발전기의 가동을 둘러싼 암묵적 담합행위는 여러 가지 조합이 가능할 것으로 보인다. 각각의 경우에 대한 시뮬레이션을 수행하여 발생될 수 있는 연합행위coalition에 대한 사전적 대비가 필요하다고 하겠다.

K C I

참 고 문 헌

- 김남일, 『경쟁적 전력시장에서의 정부의 역할』, 에너지경제연구원, 2001. 12.
- 산업자원부·공정거래위원회, 『경쟁시장 도입에 따른 전력산업의 규제전략 연구』, 2000. 9.
- 한국전력공사·경영경제연구소, 『경쟁적인 전력시장에서 발전경쟁력 분석연구』, 2000. 12.
- 한국전력공사·전력거래소, 『2000 전력시장 모의운영 통계』, 2001. 2.
- 한국전력공사, 「FERC의 시장지배력 심사기준(미국)」, 『해외전력정보』, 2002. 4.
- Borenstein, S., J. Bushnell, and C.R. Knittel, “Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures,” *Energy Journal*, 20(4), 1999, pp.65-88.
- Green, R.J. and Newbery, D.M., “Competition in the British Electricity Spot Market,” *Journal of Political Economy*, 100(5), 1992, pp.929-953.
- Green, R.J., “Increasing Competition in the British Electricity Spot Market,” *Journal of Industrial Economics*, 44(2), 1996, pp.205-216.
- Newbery, D.M., “Power Market and Market Power,” *Energy Journal*, 16(3), 1995, pp.39-66.
- OECD·IEA, *Competition in Electricity Markets*, 2001.
- Von der Fehr and Harbord D., “Spot Market Competition in the UK Electricity Industry,” *Economic Journal*, 103, 1993, pp.531-546.
- Wolfram, C., “Strategic Bidding in a Multi-unit Auction: an Empirical Analysis of Bids to Supply Electricity in England and Wales,” *Rand Journal of Economics*, 29(4), 1998, pp.703-725.

A Study of Strategic Behavior and Regulation in a Competitive Power Market

Nam-Yll Kim

This paper analyzes anti-competitive behaviors and provides a direction of their regulation in the restructured Korean power market. Using the System-Operating-Model, three separate strategic behaviors are simulated. The policy implications are derived as follows. (1) The nuclear company will earn positive profits from its strategic idling behavior. Must-run contracts should be applied to control the behavior. Moreover, the division of the company into two separate entities could be considered. (2) If some of coal-fired generators intentionally decrease the output of power, the market-clearing price will rise dramatically. A sophisticated set of market monitoring indicators and techniques should be developed to operate the market properly. (3) Had some of the pumped storage generators been reserved over peak time, peak-shaving function would have been considerably weakened. Various formats of the (implicit) collusion should be carefully examined to prevent the generators from exercising market power over peak periods.

Key Words : power market, strategic behavior, collusion, market power