

규제연구 제16권 제2호 2007년 12월

전력산업 구조개편 방식과 정부의 규제

: 미국 전력시장 분석의 시사점

김 현 숙*

미국의 전력산업은 동북부에서 채택하고 있는 풀(pool)제와 2001년 이전의 캘리포니아와 현재 텍사스에서 이용되고 있는 분할시스템으로 대표될 수 있다. 캘리포니아 구조개편 실패 이후 분할시스템에 대한 우려가 높지만 통합시스템 역시 중앙통제 최적화의 비효율성 문제가 존재한다. 따라서 전력산업 구조개편 성패는 통합이나 분할이냐에 따라 달라지기보다는 시장디자인 내용에 더 의존한다. 도매시장에서는 가격시그널이 참여자의 인센티브를 왜곡하지 않도록 지역가격체제의 도입이 필요하며, 공급안정성을 확보하기 위한 제도 구축과 수요탄력성 증대를 위한 노력이 필요하다. 송전혼잡비용 처리방식은 system redispatch 비용 산정이 수요자와 공급자 간의 적절한 비용이전 차원에서 바람직한 것으로 보이며, 산업 전체의 수직적 통합보다는 최소한 송전망 운영주체를 독립시키는 것이 전력시장의 가격을 낮추고 신규 기업의 시장진입을 원활히 하는 데 도움이 될 것으로 보인다. 소매시장의 경쟁도입은 유효경쟁을 창출하고 비용효율적인 기업이 진입할 수 있도록 고안되어야 한다. 그런 의미에서 현재 구역전기사업제도는 소매경쟁에 도움이 되지 않는다. 마지막으로 규제기관은 구조개편의 성과를 모니터링할 수 있는 다양한 형태의 사전적, 사후적 장단기 지표들을 이용하여 시장지배력 행사를 사전에 방지하거나 사후적으로 교정할 수 있는 시스템을 구조개편 이전부터 갖출 필요가 있다.

핵심용어: 지역가격체제, system redispatch비용, 송전망 운영주체, 구역전기사업, 시장 모니터링

* 숭실대학교 경제학과, 서울시 동작구 상도동 511(e-mail: annakim@ssu.ac.kr)

** 본 연구는 숭실대학교 교내연구비 지원으로 이루어졌음을 명기한다.

접수일: 10/6, 게재확정일: 11/7

I. 서 론

우리나라 전력산업 구조개편 방식에 대한 논쟁은 다양한 형태로 존재해 왔지만 주로 배전을 분할할 것인가가 내용의 핵심이었다. 전력산업의 수직적 통합체제를 해체하고 일부 발전시설이나 배전부문을 강제적으로 매각하여 분할시스템을 구축하면 전력산업에 경쟁이 창출되고 효율적인 체제로 전환될 것이라는 것은 합리적 기대가설이 성립한다면 가능한 시나리오이다. 그러나 캘리포니아 전력위기는 현실세계를 합리적 기대가설로만 설명할 수 없음을 증명하였다.

반대로 수직적 통합을 유지하거나 혹은 수직적 통합과 유사한 강력한 풀(pool)제를 채택한다고 하여 시스템이 효율적이고 시장지배력의 행사가 없어지는 것도 아니다. 2005년 8월 PJM(펜실베이니아-뉴저지-메릴랜드)의 일전시장(day ahead market) 가격급등이나 뉴잉글랜드 용량시장(capacity market)의 시장지배력 등이 그 예이다.

본 논문은 통합과 분할시스템 중 무엇이 더 우월한지에 대한 답을 찾는 것이 목적이 아니다. 두 시스템은 장단점을 보유하고 있으므로 시스템의 도입 자체가 전력산업 구조개편의 성공을 평가하는 것도 더더욱 아니다. 오히려 통합과 분할로 대표되는 미국의 전력산업 구조개편의 내용과 성과를 분석함으로써 각 시스템의 장점과 단점, 구조개편 시 고려해야 할 중요한 사항에 대해 시사점을 찾는 것을 본 논문의 목적으로 삼는다. 미국의 주별 구조개편의 성과와 문제점을 분석하다 보면 구조개편 시 반드시 고려해야 할 이슈와 그 이슈에 대한 해답을 어느 정도는 추론해 낼 수 있다.

본 논문의 구성은 다음과 같다. 우선 제II장에서는 미국 전력산업의 경쟁도입 역사와 구조개편 과정에 대해 소개한다. 구조개편 방식을 미동북부의 통합시스템과 캘리포니아와 텍사스로 대표되는 분할시스템으로 나누어 그 핵심내용과 장단점, 성과를 설명한다.

제III장은 미국연방정부가 주별로 자체적인 구조개편을 겪은 후 미국시장 전체에 대해 제시한 “표준시장설계(Standard Market Design ; SMD)”의 내용을 소개하고 이를 통해 향후 미국 전력시장 발전방향을 전망한다. 제IV장은 본 연구의 핵심으로 미국 전력시장 사례 분석으로부터의 시사점을 다섯 가지 부문으로 나누어 제시한다. 마지막 제V장은 결론으로 구성되어 있다.

II. 미국 전력산업의 역사 및 구조개편

1. 미국 전력산업의 역사 및 경쟁도입 배경

미국 전력산업의 경우 1960년대까지 여러 개의 대규모 유틸리티가 주정부의 규제하에 주요한 전력사업자로 활동하고 있었다. 그러나 1970년대에 들어 Clean Air Act(최초 법안 1963년, 확대법안 1970년)와 National Environment Policy Act(1970년)가 통과되면서 새로운 발전소의 건설비용이 크게 증가하게 되었다. 또한 높은 이자율, 경기침체 등과 1979년 3월 28일에 발생한 Three Mile Island¹⁾ 제2 발전기 사고는 건설 중인 발전소의 안전 문제에 대한 우려감을 일으켜 발전소 건설비용이 증가하게 되었고 특히 원자력발전소에 대한 투자가 정체되었다.

이와 같은 상황에서 민간 소유의 발전소들이 급격히 증가했으며, 정부 역시 원자력발전소의 비용 비효율성과 안정성 문제로 인해 전력산업 전반에 대한 규제완화를 시작하였다. 그 첫 번째 단계가 1978년 기존 유틸리티를 규제하는 “공공유틸리티규제법(Public Utilities Regulatory Policies Act; PURPA)”의 개정이며 이어 1992년 독립발전사업자의 권리를 강화하는 “에너지정책법안(Energy Policy Act; EPA)”이 통과된다. 공공유틸리티규제법은 이윤규제를 받지 않는 QFs(Qualifying Facilities)²⁾를 설정하고 QF의 발전량을 유틸리티

1) three mile island는 펜실베이니아주 middle town 근처에 있는 발전소지역으로 그곳 발전기 2기의 고장으로 미국 전역에 원자력발전소의 위험성에 대한 경각심을 불러일으켰던 사건이다.

2) QF는 공공유틸리티규제법과 위원회의 규정 제292조를 만족하는 발전소를 말하는 것으로 크게 두 가지 종류로 구성되어 있다. 하나는 열병합발전소이고 다른 하나는 주요한 에너지원이 수력, 풍력, 태양력 등 신재생에너지인 소규모 발전기들이다. 소규모 발전기는 일반적으로 80MW의 발전용량 제한이 있다. QF

에게 판매할 수 있도록 허용하였다.

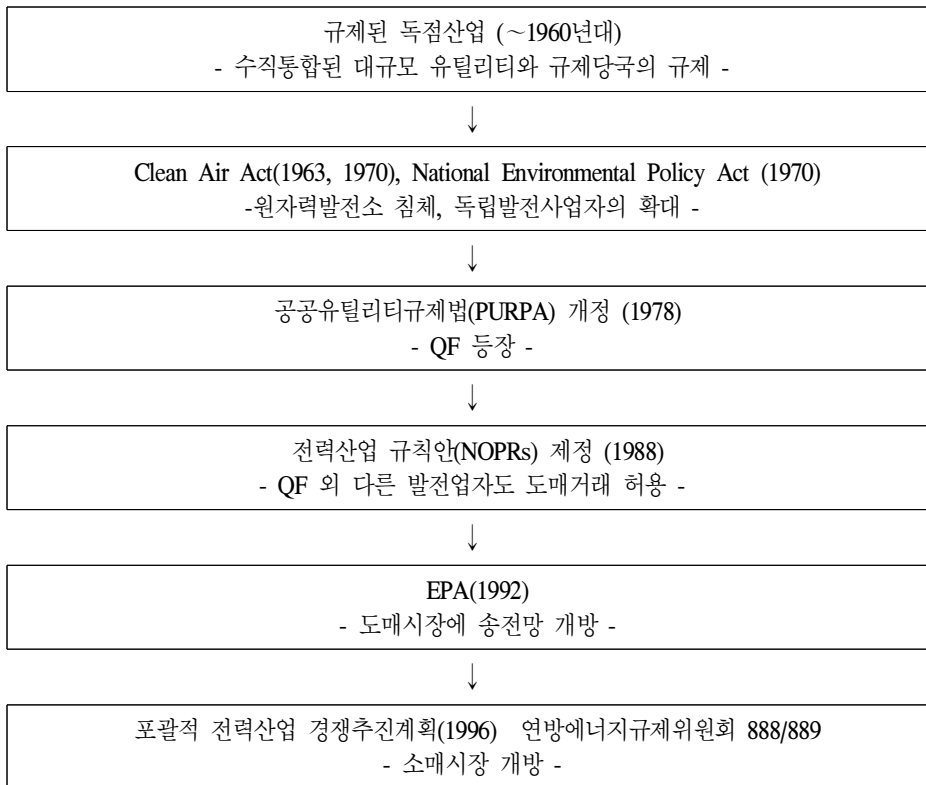
1988년 “연방에너지규제위원회(Federal Energy Regulatory Commission; 연방에너지규제위원회)”가 제안한 세 가지 “전력산업 규칙안(Notices of Proposed Rulemaking; NOPRs)”은 전력산업에 경쟁이 활성화되도록 하였다. 연방에너지규제위원회는 QFs만이 아니라 시장가격에 기초하여 QF가 아닌 발전업자들도 도매거래를 할 수 있도록 허용하였다. 이에 따라 1992년에 이르러서는 독립발전사업자가 전체 발전업자의 10.7%를 차지하는 상황에 이르게 되었다. 또한 Pacific Power and Light와 Utah Power and Light가 합병되면서 송전망 접근에 대한 조건을 제시해야 하는 상황에서 제3자의 송전망 접근에 대한 논의가 활성화되었다.

1992년 통과된 에너지정책법안은 연방에너지규제위원회로 하여금 전체 미국 송전망에 대한 접근을 규제하도록 허용하면서 전력도매시장의 체제를 크게 개편한다. 에너지정책법안을 통해 연방에너지규제위원회가 제공한 송전망 접근에 대한 규제는 송전망 이용가격의 결정방식에 대한 논의를 활성화하였다. 송전망 가격결정방식은 크게 세 가지로 구분되는데 관계 당사자 간의 자발적인 조정을 통한 가격설정, 중앙 풀제의 가격 시스템, 지역별 가격(nodal pricing)시스템으로 분류가능하다. 현재 미국의 송전시스템은 주 단위로 혹은 지역별 송전운영체제(Regional Transmission Organization; RTO)별로 위의 세 가지 시스템 중 하나를 채택하여 사용하고 있다.

에너지정책법안은 도매시장의 송전선 이용권에 대해서만 언급하였지 소매시장의 참여자에 대한 송전선 이용권은 배제하였다. 소매시장에 대해서는 각 주정부에 그 권한을 위임하였는데 “캘리포니아공공유틸리티위원회(California Public Utilities Commission; CPUC)”는 1994년 4월 소매시장에서 송전선의 이용을 허가하는 경쟁정책을 발표하였다. 이는 주로 높은 주내 소매가격을 안정화하기 위한 것이었다. 최종소비자가 발전업자와 직접 계약을 통해 전력을 공급받게 되면 기존의 소매요금을 하향조정할 수 있기 때문이다. 실제로 소매시장에서 직접 거래를 허용한 이후 캘리포니아의 전력요금은 하락하였고, 그 밖에 뉴욕, 매사추세츠, 애리조나, 오하이오 북부, 일리노이 북부 등 소매요금이 비싼 주에서 소매경쟁을 도입할 인센티브를 보유하고 있었다.

는 대규모 유틸리티에게 avoided cost rate로 에너지나 용량을 팔 권리가 있으며 2005년 제정된 “공공유틸리티주회사법(Public Utility Holding Company Act)”의 제한을 받지 않을 권리가 있다. QF는 미국연방정부가 소규모 발전사들을 전력시장에 진입시켜 경쟁을 활성화하기 위해 도입한 제도이다.

〈표 1〉 미국 전력산업의 주요정책 변화



1996년에 이르러서는 미국 에너지성에서 포괄적 전력산업 경쟁추진계획을 발표하여 2003년 1월 1일까지 미국 전 지역에서 소매전력시장을 개방토록 규정하였다. 이에 따라 캘리포니아를 필두로 미국의 25개주에서 전력시장의 자유화가 진행되었다. 기존의 수직적 통합으로부터 구축된 협력체계를 유지하거나 여러 지역을 통합한 경우에도 통합적인 파워 풀(pool)을 유지하는 체계가 미국 동부지역인 뉴잉글랜드, 뉴욕, PJM(펜실베이니아-뉴저지-메릴랜드)에 구축된 반면, 더욱 시장중심적이고 분산화된 체계가 캘리포니아(1998~2000년)와 텍사스에 자리 잡았다. 캘리포니아 전력산업 구조개편 실패 이후 통합된 시스템의 안정성에 더 무게를 두는 경향이 있기는 하지만 두 시스템은 각각 장점과 단점을 가지고 있다.³⁾ <표 1>은 미국 전력산업체제를 변화시킨 주요한 법안의 시계열적 흐름을 보여주고 있다.

3) Wilson(2002)은 두 시스템의 장점을 혼합한 hybrid 체제를 제안한다.

2. 구조개편 방식과 성과

(1) 추진방식⁴⁾

1) 통합시스템(integrated system): 미국 동북부 지역

미국 동북부의 뉴잉글랜드, 뉴욕, PJM에서 채택하고 있는 풀제(pool system)는 발전, 송전, 배전이 통합된 시스템으로 두 가지의 특징을 가지고 있다. 하나는 시장참여자 간에 장기적이고 안정적인 계약이 이루어진다는 점이고, 다른 하나는 시스템 전체의 발전, 송전, 배전을 중앙에서 최적화를 통해 통제하고 가격도 최적화의 문제를 풀어 계산하는 일종의 “스마트마켓(smart market)”⁵⁾의 형태를 이룬다는 점이다. 예를 들어 뉴잉글랜드에서 도매시장 수요자는 이미 결정된 용량에 대해서는 옵션을 확보할 의무가 있으며, 공급자는 풀에 강제적으로 참여하여 모든 가능한 발전용량을 제공하고 모든 이용가능한 발전용량은 실시간(real time)시장에 이용할 수 있도록 준비해야 한다. PJM 시장은 공급자의 참여는 자발적이지만 풀이 아닌 민간시장에서 거래할 수 있는 공급자는 소규모의 가격수용자이며 송전선 가격은 풀에서 결정된 가격을 반드시 따르도록 되어 있다.

통합시스템에서는 모든 발전, 송전, 보조서비스의 선물시장거래가 최적화를 통해 이루어진다. 최적화 문제는 발전기 가동상황, ramping rates, 보조에너지를 총망라하여 이루어지며 위와 같은 최적화는 일전시장(day ahead market)만이 아니라 한시간전(hour ahead) 시장과 실시간(real time)시장에서도 반복적으로 이루어진다. 시장을 총망라하는 가격과 발전 스케줄은 시스템 전체의 잠재가격과 기회비용에 따라 결정되며, 고정 발전기 가동 비용, 최소 운영비용, 한계비용의 세 부분 입찰형태의 디자인을 이용하는 경우도 있다.

통합시스템의 목표는 발전, 송전, 보조서비스⁶⁾ 전체의 조화를 이뤄 시스템의 안정성을 확보하면서 가장 경제적으로 전력수요를 충족시키는 것이다. 최적화 문제의 해는 시

4) Wilson(2002)을 일부 참조.

5) 스마트 마켓은 McCabe, Rassenti and Smith가 컴퓨터 알고리즘을 이용하여 전력구매자와 공급자가 직면하는 물리적인 제약에 대한 피드백을 제공하기 위해 개발한 것으로 네트워크 산업에서 시장에서 결정되는 해를 찾는 데 쓰이는 시스템이다.

6) 보조서비스(ancillary services)란 전력의 수요와 공급을 실시간에 일치시키기 위해 예기치 않은 수요변동이나 투입이 예정된 발전기의 고장 등이 발생했을 때 빠른 시간 내에 가동할 수 있는 예비전력을 의미한다. 보조서비스의 세부 종류는 얼마나 빠른 시간 내에 가동할 수 있는가에 따라 3~4개로 분류된다.

시스템 운영자에 의해 계산되며 선도시장과 실시간시장의 통합하에 단일시장체제로 운영된다. 이와 같은 시스템은 시장참여자 간의 정보의 비대칭 문제나 마찰이 없다면 발전 용량이나 송전선의 용량, 보조서비스에 대한 각종 기술적인 제약하에 거래로부터의 이익을 극대화하거나 수요가 비탄력적이므로 비용을 최소화하는 해를 풀어 가격과 발전량을 산출하게 된다. 만약 지역별 가격(nodal pricing)을 채택하고 있다면 발전업자는 자신의 발전기가 있는 지역의 지역가격을 발전에 대한 보상으로 받게 된다.

그러나 이와 같은 통합시스템은 중앙통제자의 재량에 너무 많은 것을 맡기게 되며 새로운 시장참여자에게 진입장벽을 형성하게 된다. 또한 시장참여자의 입찰이 실제비용인지 아닌지를 판단하기 어렵고 입찰이 최적화 알고리즘을 조작할 가능성이 있다. 무엇보다도 최적화를 통해 가격과 발전량을 정한다고 해서 발전업자의 인센티브를 통제할 수 있거나 시장지배력을 자동적으로 완화할 수는 없다.

가격체계는 최적화 문제가 불완전한 경우 왜곡될 수 있다. 예를 들어 실시간시장의 경우 발전기의 가동까지 걸리는 시간제약을 고려해야 한다. 일전시장과 비교하여 실시간시장에서는 짧은 시간 내에 가동할 수 있는 발전기(첨두부하 발전기)가 더 경제적인 수 있다. 그런데 가격이 정기적으로 계산되고 더욱 긴 기간에 걸친 평균비용에 따라 결정된다면 짧은 시간 내에 가동할 수 있는 발전기에 대한 저평가가 발생하게 된다.

따라서 통합시스템은 시스템 운영자가 순차적 시장의 청산을 위해 최적화 문제를 풀어 시스템의 안정성과 효율성을 확보한다는 원칙하에 운영되는 시장이지만 입찰과 실제 한계비용이 어느 정도 차이가 있는가, 시장의 경쟁정도가 어느 정도인지에 따라 효율적 시장이 될 수도 있고, 시장참여자의 시장지배력 행사에 취약할 수도 있다.

(2) 분할시스템(unbundling system): 캘리포니아(1998~2000년)와 텍사스

분할시스템은 시장참여자가 순차적인(sequential) 시장에 자발적으로 참여하여 입찰을 통해 가격과 발전량을 결정하는 시스템이다. 일반적으로 발전, 송전, 배전 및 판매가 중앙에 의해 통합된 것과 비교하여 전력의 각 부문이 분할되어 있고 자발적인 참여를 통해 순차적으로 시간에 따라 시장이 운영되므로 분할시스템이라고 부른다.

7) 분할시스템의 가장 정확한 정의는 시스템 전체가 통합되어 청산되지 않고 분산되어 순차적으로 청산된다는 것이다. 분할시스템은 대체적으로 수직적 통합을 해체하는 형태로 이루어지지만 반드시 전력의 각

분할시스템은 크게 두 가지의 특징을 지니고 있다. 첫째, 에너지, 송전, 보조서비스 시장 간에 명시적인 조율이 없다. 각 시장은 순차적으로 형성되고 독립적으로 청산되므로 각 시장의 참여자가 합리적 기대가설에 따라 행동할 경우 거의 효율적(nearly efficient)이라고 볼 수 있다.

또 다른 특징은 가동비용이나 **ramping cost**가 시스템 운영자에 의해 명시적으로 고려되지 않고, 시장참여자가 스스로 내부화해야 한다는 것이다. 각 입찰자는 선도시장에서 전력을 판매하기 위해 스스로 자신의 플랜트의 가동비용, **ramping cost**를 계산하여 입찰에 참여할지 여부와 입찰가격을 결정한다.

위와 같은 분할된 시장의 두 가지 특징에 대한 평가는 세 가지로 분류할 수 있다. 첫째, 시장은 매일 반복되기 때문에 일전시장의 참여자는 연속되어 개설되는 한시간전시장과 실시간시장의 가격을 예측할 수 있으며 예측된 가격에 따라 시장참여를 결정할 수 있다는 견해가 있다. 분할된 시장은 시장참여자에게 제약을 가하는 장기적인 계약이 없으며 시장에 자발적으로 참여하며 발전용량 의무가 없고 이에 대한 가격지불도 없다. 또한 비효율적인 발전기에 제공하는 용량가격도 없으므로 새로운 참여자의 시장진입이 가능하다는 것이다. 둘째, 분할된 시장은 기본적으로는 매우 불완전하지만 연속시장이 많으면 학습을 통해 문제가 해결될 것이라는 관점이다. 셋째, 단순한 분할시스템은 완벽한 선도거래시장이 발달되기 전의 이행기 단계라고 보는 것이다. 이 경우 중요한 이슈는 시스템 운영자가 송전선 용량에 대한 통제를 할 때 단지 송전에 대한 운영에 국한하고 송전선에 대한 권리를 사고 팔 수 있는 시장을 개설하는 것으로 충분하다는 것이다.

그러나 분할시스템으로 시장구조를 재편한 캘리포니아는 위의 견해와는 달리 효율적이지 않았다. 단지 공급부족으로 캘리포니아 시장가격이 치솟은 것이 아니라 선도시장에서 거래를 충분히 하지 않고 실시간시장의 가격상한제를 이용하여 이윤을 극대화한 공급업자의 행위에 의해 연속적인 시장의 효율적 체인이 붕괴되었기 때문이다.

(3) 두 시스템 비교

통합시스템은 기존의 수직적 통합이 지니는 장점을 이어받아 시장참여자의 장기적인

부문이 상호독립적일 필요는 없다.

계약관계를 설정하고 시스템 운영자에게 중층의 시장(일전시장, 한시간전시장, 실시간시장, 송전시장)의 운영권을 배타적으로 위임한다. 통합시스템은 안정된 협력 속에 장기적인 의무부과를 통해 시스템 전체의 안정성을 확보하고자 한다. 따라서 시스템의 제약을 충족하는 최적화 문제를 푸는 것이 시장참여자가 스스로 자신의 행위를 최적화하는 것보다 더 정확하고 시장청산가격보다 시스템 제약하에 계산된 가격(shadow price)이 더 정확할 때 힘을 발휘하게 된다.

분할시스템은 시장참여자의 자발적 참여를 전제로 장기적 관계를 형성하지 강제적인 참여를 요구하지 않는다. 또한 시장참여자로 하여금 자유롭게 선도시장에서 거래할 수 있도록 허용한다. 이 경우 시스템 운영자는 시스템 전체의 안정성에 영향을 줄 수 있는 송전시스템과 실시간시장을 운영하는 정도의 제한된 권리를 갖게 된다(전력위기 이전 캘리포니아 ISO). 그러나 선도시장이 불완전할 경우, 시스템 운영자가 선도시장에 개입하는 권한을 제한하는 분할시스템의 효율성은 크게 손상을 입게 된다. 따라서 지속적인 거래를 통해 거의 완전시장에 근접한 시장을 창출하지 못한다면 시스템의 조화를 강제하지 않는 분할시스템은 실패할 가능성이 있다. 따라서 통합시스템과 분할시스템 중 무엇을 선택하느냐는 최적화 문제를 풀 때 그것이 얼마나 현실을 제대로 반영할 수 있느냐와 통합되지 않은 형태로 존재하는 선도시장의 불완전성이 어느 정도이냐에 달려 있다.

통합시스템과 분할시스템을 이용하는 미국의 주별 전력시장의 시장형태를 비교해 보면 다음과 같다.

우선 수요자와 공급자 간의 직거래인 쌍무계약(bilateral contract)이 전체 거래에서 차지하는 비중은 통합시스템을 따르는 뉴욕 ISO, PJM이 상대적으로 분할시스템을 따르는 캘리포니아보다는 높다. 그러나 예외도 있어 뉴잉글랜드의 쌍무계약은 금융계약(financial contract)을 통해 위험을 제거하는 수준에서 이루어지고 있고, 실질적인 거래는 100% 풀 시장에서 이루어진다. 텍사스의 경우, 풀제를 따르지 않고 분할시스템을 따르지만 대부분의 거래가 수요자와 공급자 간에 직접적으로 이루어지고 있다.

〈표 2〉 미국의 통합과 분할시스템의 핵심내용 비교

구 분	통합시스템			분할시스템	
전력시장	NYISO	New England ISO	PJM	CAISO (1998~2000)	ERCOT
쌍무계약	50%	financial (40%)	64%	10%	95~97%
ISO의 역할	일전시장, 한 시간전시장, 실시간시장, 송전, 보조서비스 관할	일전시장, 실시간시장, 송전, 보조서비스 운영	일전시장, 한 시간전시장, 실시간시장, 송전, 보조서비스 관할	실시간시장, 송전, 보조서비스 관할	일전시장, 한 시간전시장, 실시간시장, 송전, 보조서비스 관할
Pool의 존재	있음	있음	있음	없음(CalPX에서 거래)	없음(대부분 직거래)
가격체계	nodal	nodal 시도	nodal	zonal	zonal
송전선권리	PTP	PTP	PTP	FGR	FGR
용량에 대한 보상	용량시장 ICAP ⁸⁾	용량시장 ICAP	용량시장 ICAP	에너지시장	에너지시장

일반적으로 통합시스템을 구축하고 있는 지역에서는 풀제가 존재하게 되고 ISO는 순차적인 시장을 통합하여 최적화에 따라 가격과 급전 스케줄을 제시하는 반면, 캘리포니아(2001년 이전)에서는 시장참여자의 자발적 참여하에 순차적으로 시장이 개설되어 독립적으로 청산되고, 실시간시장과 송전선 운영만을 ISO가 관장하고 있었다. 텍사스 ERCOT의 경우, 전력거래소는 존재하지 않지만 시장이 순차적으로 개설되어 있고 송전선에 대한 거래나 송전혼잡비용 결정방식도 캘리포니아와 유사하다.

통합시스템을 구축한 지역에서는 최적화를 통해 도출된 지역별 가격(nodal pricing)을 채택하여 이용하고 있으며, 분할시스템에서는 이보다 단순한 권역별 가격(zonal pricing)을 도입하고 있다. 이에 따라 송전선에 대한 가격과 권리설정도 각각 PTP(point to point)와 FGR(flowgate right)⁹⁾로 구성되어 있다.

8) ICAP은 Installed Capacity의 약자로 실제로 발전기를 가동하느냐와 관계없이 발전기 건설 시 설치된 발전용량의 크기만큼 용량시장에서 보상을 해주는 시스템으로 실제로 이용가능한 발전용량에 대해서만 보상을 해주는 ACAP(available capacity)과 대비된다.

마지막으로 장기적인 투자를 위한 인센티브를 제공하기 위해 통합시스템은 모두 용량시장을 운영하고 있으나 분할시스템은 특별히 독립된 용량관련 시장이나 용량지불 형식이 존재하지 않으며 에너지시장에만 의존하고 있는 점도 큰 차이점이다.

3. 구조개편 추진성과와 문제점

통합시스템과 분할시스템이 각각 시장의 성과에 어떤 영향을 주었는지, 어떤 시스템이 더 우월한지를 비교하기에는 구조개편 사례가 많지 않다. 다만, 캘리포니아가 전력위기를 겪은 후 시장참여자의 합리적인 행위를 통해 연속적인 시장의 가격 간에 헤징이 이루어지지 않고 선도거래시장이 불완전할 경우 전력요금의 불안정성은 심각해질 수 있다는 사실에 많은 전문가들이 주목하게 되었다. 미국 지역별 시장의 구조개편 이후의 성과를 정리하면 다음과 같다.

(1) 미국 동북부시장(PJM)

통합시스템의 대표적인 PJM 시장에도 몇 차례에 걸친 가격급등과 시장지배력의 문제가 제기되어 왔다. 캘리포니아와 비교해서는 시장디자인이 안정적으로 운영되고 있지만 일반적으로 PJM 시장의 근본적인 문제로 세 가지가 거론된다.

첫째, PJM이 시장청산을 위해 이용하는 최적화 모형에 결점이 있어 시장의 신뢰성에 대한 문제가 제기될 수 있다는 점이다. 둘째, 시장참여자의 입찰가격이 과연 그들의 한계비용을 잘 반영하고 있는지 즉 효율성에 대한 문제가 제기된다. 셋째, 용량시장이 제대로 작동하지 않아 시장지배력이 행사되고 있고 장기적인 투자가 활성화되지 않는 문제점이 존재한다.

첫 번째 문제는 이미 지적하였듯이 제약하의 최적화가 과연 실제 시장참여자의 비용과 조건을 제대로 반영하고 있는지에 대한 문제제기이다. 일반적으로 최적화 문제는 제약조건을 고려하여 풀지만 현실의 모든 제약조건을 반영하기 어렵다는 약점이 있다. 특히 평균적인 개념의 최적화 해를 벤치마크로 사용하게 되면 평균과 차이가 나는 경우,

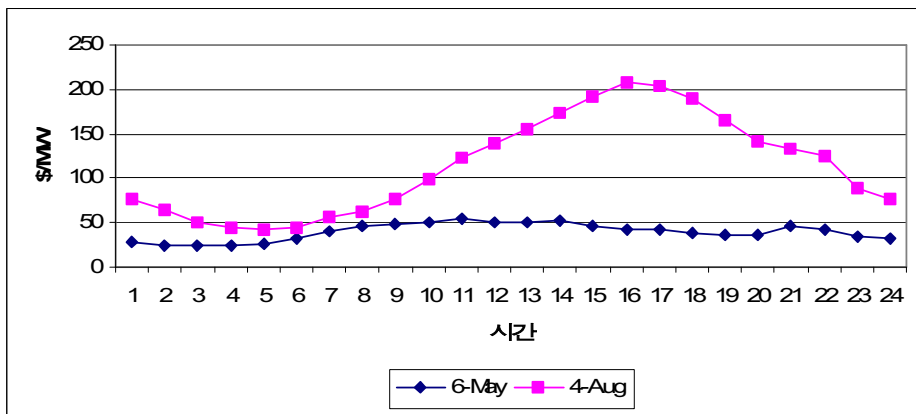
9) PTP와 FGR에 대한 자세한 내용은 김현숙(2006) 참조.

벤치마크 해와 경쟁적인 해는 다를 수 있다. 최적화 문제를 중앙의 시스템 운영자가 풀 때 모든 현실적인 조건을 반영하는 것은 거의 불가능하다. 따라서 통합시스템의 해가 경쟁적 시장의 해와 유사하도록 결정하는 것은 사실상 매우 어렵다.

두 번째 문제는 과연 시장이 경쟁적인가, 시장참여자가 시장지배력을 행사하고 있지 않은가에 대한 의심이다. 실제 한계비용과 발전기의 입찰비용이 다르면 시장지배력을 이용하여 발전업자가 시장청산가격을 상승시키게 된다.

일례로 2005년 8월의 PJM 일전시장의 높은 한계가격이 시장참여자의 시장지배력 행사로 인해 발생했다는 분석이 있다. 2005년 8월 PJM 일전시장 청산가격이 크게 상승했던 사건이 있는데 과연 이것이 부하의 증가로 인한 것인지, 시장지배력 행사인지, 연료비용의 상승에 의한 것인지에 대해 의견이 분분하였다. 2005년 5월 6일과 비교하여 2005년 8월 4일의 부하가 높았던 것이 사실이나 시장청산가격의 상승폭은 그 이상인 것으로 보이기 때문이다.

〈그림 1〉 PJM 일전시장 청산가격 비교

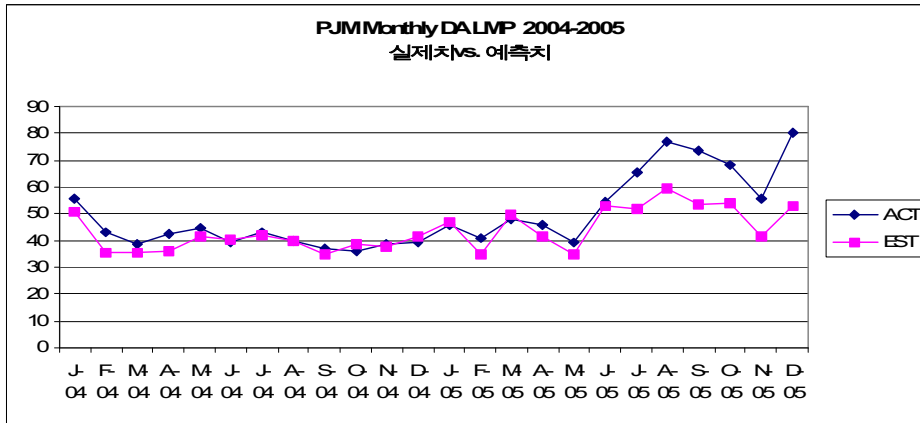


자료: Spinner(2006)

물론 비교기간 중 천연가스 가격은 36.7%, 발전용 원유가격은 15.4%로 상승했지만 (석탄은 1% 감소), 연료가격의 상승이나 부하의 증가만으로 설명할 수 없는 가격의 상승이 있었다는 것이 일반적인 견해이다. 이는 <그림 2>의 PJM 시장가격의 예측치와 실제치의 차이를 살펴봐도 알 수 있다. 따라서 2005년 7월부터 2005년 12월에 이르기까지는

연료가격의 상승으로 인한 시장가격 상승요인을 제거하더라도 시장청산가격이 다소 높았다고 볼 수 있다.

〈그림 2〉 PJM 일전시장 청산가격 예측치와 실제치



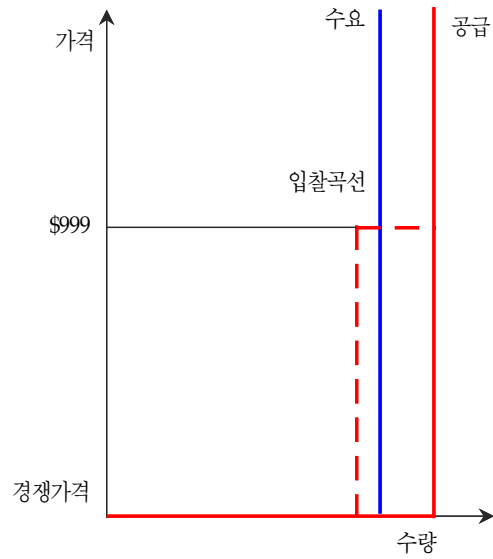
자료: Spinner(2006)

세 번째로 안정적인 전력공급원 확보를 위해 PJM은 NYISO의 모형을 따라 용량시장을 개설하였는데 부하업체로 하여금 최고부하와 예비력을 포함한 용량으로 약 120%를 확보하도록 강제하였다. 캘리포니아와 달리 용량시장을 통해 필요한 발전용량을 확보함으로써 지속적으로 심각한 공급부족 사태는 없었다. 그러나 2000~2001년이 초기 용량 시장에서는 공급량도 부족했고 시장지배력의 행사도 감지되었다.

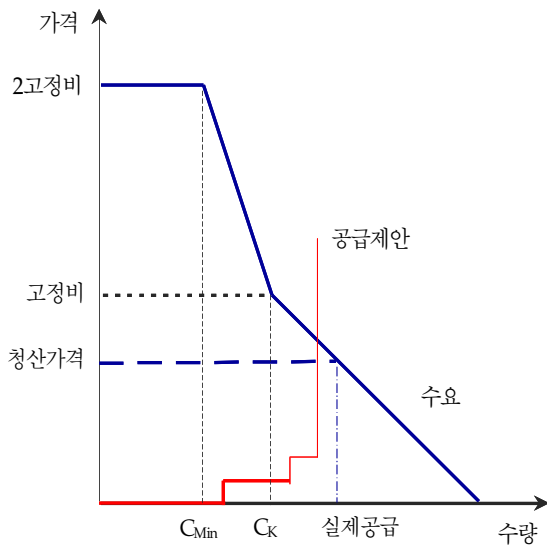
초기 월별단위를 기초로 입찰을 행했던 용량시장(〈그림 3〉의 (a) 참조)은 발전업자의 시장지배력에 쉽게 노출되었다. 단기간 내에 전력수요가 비탄력적이라는 점을 감안하여 공급업자는 실제 공급량은 충분하지만 입찰가격을 높여 시장지배력을 행사하였다. 따라서 시장가격은 충분한 공급량에도 불구하고 공급업자가 시장지배력을 행사하고자 하는 가격만큼 상승할 수밖에 없었다. 또한 ICAP 시장에서 용량보상을 받는 발전용량은 이용가능한 발전용량인데 이용가능한 발전용량이 정확히 얼마인지를 측정하는 것이 어려워 과거 30년 동안 사용한 공식에 따라 예방정비기간이 아닌 기간 동안의 평균 이용가능 발전용량을 사용하였는데, 이는 실제 이용가능용량과는 큰 차이가 있었다.

〈그림 3〉 초기 용량시장과 개선된 용량시장

(a) 초기 용량시장



(b) 개선된 용량시장(뉴잉글랜드)



자료: Crampton and Stoft(2005)

ICAP 용량시장을 개설하고 있는 NYISO, PJM, NE-ISO 모두 시장지배력 행사문제 외에 다음과 같은 문제점을 가지고 있었다. 첫째, 용량시장의 수입이 충분한 투자를 확보하도록 인센티브를 제공하지 못한다. 둘째, 전체 단일시장으로 용량시장이 운영되면서 지역별 차이가 반영되지 않고, 발전소의 입지에 대한 신호를 제공할 수 없다는 단점이 있었다. 셋째, 용량시장이 지역별 신호를 제공하지 못함에 따라 RMR(Reliability Must Run)¹⁰⁾계약 수가 크게 증가하여 RMR 계약에 따라 발전하는 발전기가 비용 효율적이지 않은 경우가 있어 전체 시스템 효율성을 침해하는 사례가 있다. 넷째, 고정비용을 회수하는 “Safe Harbor”¹¹⁾ 입찰이 비효율적이라는 견해가 있었다.

PJM은 발전소 건설인센티브 확보, 발전소의 적정 입지선정, 발전원의 적정한 믹스 등을 위해 용량시장 개선 제안인 “신뢰도 유지 가격체계(Reliability Pricing Mechanism; RPM)”를 2005년 8월 31일 연방에너지규제위원회에 제출하였다. 제안의 주요한 골자는 하나의 단일 용량시장을 지역별 시장으로 전환하고 용량에 대한 수요를 비탄력적인 수요곡선이 아니라 필요한 용량에 따라 굴곡점이 있는 우하향 수요곡선으로 바꾸어 발전업자의 용량시장 지배력을 완화하도록 하는 것이다(<그림 3>의 (b) 수요곡선 참조). 이에 따르면 용량의 확보는 가장 값싸게 입찰한 발전기에 대한 용량부터 이용하고, 용량가격은 수요와 입찰공급곡선의 균형점에서 결정된다.

한편 PJM과 함께 NYISO의 용량시장 모형에 따라 용량시장을 개선한 뉴잉글랜드의 새로운 용량시장은 용량시장 균형용량은 수요곡선과 공급입찰곡선에 의해 결정하지만, 가격은 실제 한계비용을 고려하여 결정한다는 점에서 PJM의 용량시장과 차이가 있다(<그림 3>의 (b)의 청산가격 참조). 이처럼 새롭게 변형된 용량시장은 위에 지적한 용량시장의 문제점들을 개선하는 데 도움이 되는 것으로 보인다.

10) RMR은 전력운영주체가 시스템의 안정성을 유지하기 위해 특정 발전기로 하여금 유사시에 발전하도록 강제하는 것을 의미한다. 주로 송전혼잡이 발생한 국지적 지역의 수요에 대처하거나 전압을 유지하거나 시스템 운영자나 특정지역의 안정성을 지원하기 위해 이와 같은 제도를 두고 있다.

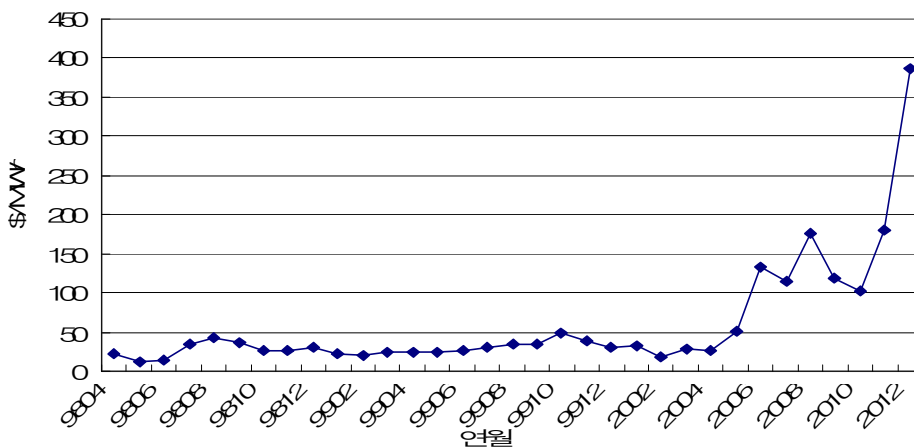
11) safe harbor란 일반적으로 어떤 경제주체가 좋은 의도하에 행동한다고 가정하고 법적인 채무를 탕감해주는 제도를 의미한다. PJM에서는 발전업자가 고정비용에 해당하는 만큼 입찰하도록 허용하였는데, 이는 발전업자의 양심과 선한 의도를 믿는다는 전제하에 이루어진 것이었다. 그런데 입찰수준이 과도한 것으로 판명되었다.

(2) 캘리포니아 시장

캘리포니아 전력시장은 가장 분권화된 분할시스템을 채택한 것으로 알려졌으며, 시장이 개설된 1998년 4월에서 1999년 말에 이르기까지 큰 문제없이 운영되고 있었다. 시장이 안정적으로 유지되던 1999년에만 해도 대부분의 전력 전문가들은 분할시스템이 통합시스템보다 유연하며 시장지배력의 행사도 오히려 적다는 결론을 내릴 정도로 캘리포니아 시장 운영은 양호했다.

그러나 2000년 여름 들어 수요증가와 공급부족, 동시에 발전업자의 시장지배력 행사로 인해 도매시장가격이 급속히 치솟고 배전업자인 PG&E가 파산신청을 하면서 분할시스템으로 운영되던 시장이 완전히 붕괴하게 된다. 2000년 여름의 도매가격 상승폭은 가격상한제가 있었음에도 불구하고 2000년 봄 대비 20배까지 상승하였다.

<그림 4> 캘리포니아 일전시장(day-ahead market)가격 변화추이



자료: 김현숙(2006)

도매가격의 상승만이 아니라, 캘리포니아는 전력공급 부족으로 부분적인 정전까지 단행하면서 위기경보를 자주 발행하게 된다. 1998~1999년에 걸쳐 발행된 1단계와 2단계 조기경보가 10건 미만인 반면, 2000년에는 1단계 위기경보가 56건, 2단계는 36건에 달하였고 2001년에는 더욱 늘어나 1단계는 76건, 2단계는 61건, 3단계는 38건에 달했다.

캘리포니아의 전력위기가 단지 공급부족만이 아니라 발전업자의 시장지배력 행사로

인해 발생했다는 점은 다양한 증거를 통해 확인할 수 있다. Cho&Kim(2007)의 연구결과에 따르면 러너지수로 살펴보는 캘리포니아 발전업자의 시장지배력은 2000년에 들어 크게 증가하였다.

〈표 3〉 캘리포니아의 월별 시장지배력 지수 비교

연도	월	L_1	L_c	BBW	연도	월	L_1	L_c	BBW
1998	4	-0.069	-0.055	-	1999	8	-0.02	0.120	0.14
1998	5	-0.224	-0.206	-	1999	9	0.06	0.084	0.16
1998	6	-0.524	-0.51	-0.51	1999	10	0.194	0.285	0.31
1998	7	0.225	0.221	0.28	1999	11	-0.003	0.199	0.26
1998	8	0.264	0.287	0.39	1999	12	0.022	0.10	0.09
1998	9	0.141	0.193	0.33	2000	1	-0.175	0.131	0.13
1998	10	-0.003	0.056	0.05	2000	2	-0.195	0.03	0.03
1998	11	-0.032	0.006	-0.02	2000	3	-0.113	-0.041	-0.06
1998	12	-0.006	0.092	0.17	2000	4	-0.202	-0.151	-0.16
1999	1	-0.127	-0.049	-0.02	2000	5	0.044	0.055	0.25
1999	2	-0.160	-0.051	-0.07	2000	6	0.378	0.577	0.63
1999	3	-0.004	-0.005	-0.07	2000	7	0.210	0.490	0.50
1999	4	0.032	0.037	0.02	2000	8	0.182	0.528	0.56
1999	5	0.0012	0.003	0.00	2000	9	0.246	0.404	0.36
1999	6	-0.031	-0.043	0.05	2000	10	0.210	0.352	0.34
1999	7	0.059	0.10	0.17					

주: L_1 은 송전제약을 고려한 지역별 러너지수의 가중치, L_c 는 BBW(2002)가 이용한 단순 러너지수, BBW는 BBW(2002)의 러너지수 결과
 자료: Cho&Kim(2007)

시장지배력의 행사를 통해 캘리포니아 시장의 발전업자의 이윤이 1999년과 비교하여 2000년에 평균 54% 증가하고, 2001년 들어서는 2000년에 비해 30% 이상 증가한 점은 캘리포니아 시장붕괴의 큰 원인이 발전업자의 시장지배력 행사에 따른 것임을 확인해 준다.

〈표 4〉 캘리포니아 전력공급업자의 이윤 추이(1999~2000년)

에너지 공급업자	1999년 이윤 (백만 달러)	2000년 이윤 (백만 달러)	연 증가율 (%)
Willams company	221	832	276
Calpine Corporation	95	353	240
Dynergy	146	452	210
AES Corporation	228	657	188
Arizona Public Service	127	307	141
Reliant Energy	528	819	55
Enron Corporation	893	1,266	42
Duke Energy	1,507	1,776	18
Southern Company	1,276	1,313	3
총 이윤	5,022	7,747	54

자료: <http://bernie.house.gov/pc/briefs/energysum.pdf>

가장 분권적인 시장시스템을 갖추었던 캘리포니아의 구조개편이 실패로 끝나면서 분권화된 시스템이 불완전한 시장에서 일으킬 수 있는 치명적인 오류에 대한 분석이 뒤를 이었고, 분권화된 시스템보다는 통합된 시스템이 시장의 불완전성에 덜 민감하다는 주장이 제기되고 있다.

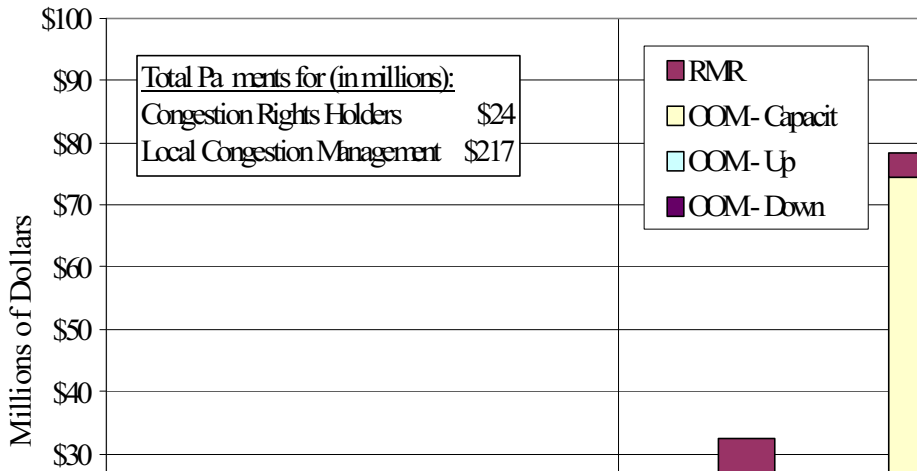
(3) 텍사스 시장(ERCOT)

텍사스 시장은 캘리포니아 시장과 유사한 운영형태를 보이지만 외부로부터 전력을 수입하지 않고, 전력거래가 수요자와 공급자 간의 쌍무계약에 의해 대부분 이루어진다는 점에서 시장가격의 불안정성 위험이 비교적 적다. 또한 수직통합된 유틸리티를 강제로 분할하지 않고 발전소의 명칭(entitlement)만 다른 회사에게 경매를 통해 판매하도록 규정한 점이 다르다. 또한 도매경쟁 대신 소매경쟁을 활성화하는 전략으로 구조개편에 접근한 것도 다르다. 구조개편 전략이 강제 풀을 통한 중앙집권적 통제시스템의 구축이 아니었다는 점에서 통합시스템이라기보다는 캘리포니아와 더불어 분할된 시스템으로 구분될 수 있는 유형이다.

ERCOT은 발전용량이나 송전용량이 다른 주에 비해 충분한 편이어서 기본적인 수급 조건에서 큰 문제는 없는 편이며 시장가격도 95%가 쌍무계약을 통해 이루어지므로 매

우 안정적이다. 다만, ERCOT의 가장 큰 문제점으로 지적되는 것은 현재 사용하는 권역별 가격(zonal price)으로는 효율적인 자원배분을 할 수 없을 만큼 지역 내 혼잡(inter-zonal congestion)문제가 심각하다는 것이다.

〈그림 5〉 ERCOT의 송전혼잡렌트(2004. 1.~2004. 8)



자료: 2004 Assessment of the Operation of the ERCOT Wholesale Electricity Market

지역 내 송전혼잡비용은 상당한 수준으로 예를 들어 2004년 1~8월 사이 지역 간 혼잡수익은 2,400만 달러인 반면 지역 내 혼잡수익은 2억 1,700만 달러인 것으로 나타나 권역별 가격(zonal price)이 적절한 지역별 가격신호로 작동하고 있지 않음을 확인하게 된다. 이와 같은 지역 내 송전혼잡은 권역별 가격으로는 해결할 수 없으며, 이로 인해 발전소의 입지선정 등에 있어 문제를 야기하고 있다. 현재 ERCOT은 지역 내 혼잡을 완화하고 전체적인 가격신호의 효율성을 증진하기 위해 2009년 1월부터 3월까지 지역별 가격체계(nodal pricing)시스템으로 전환을 완료한다는 계획의 준비단계에 있다.

III. 미국 전력시장의 새로운 규제방안 : 표준시장설계안(SMD)

연방에너지규제위원회는 미국 전역을 포괄하는 단일한 도매시장 표준시장설계안을 1990년대부터 준비하였다. 그 시초는 송전망에 대한 공개내용을 담은 Order 888과 889였다. 그 후 지역송전연합체제(RTO)에 대한 내용인 Order 2000을 거쳐 2002년에는 표준시장설계 규칙안을 완성하고 2003년에는 도매시장에 대한 백서를 발간하였다. 표준시장설계안이 포괄하고 있는 범위는 매우 포괄적인데 크게 구분해 보면 (i)도매시장 전반의 구조 (ii)송전선 소유 및 운영, 가격체계 (iii)발전 및 송전계획 (iv)시장지배력 감시 및 완화 (v)전력산업의 소유지배구조이다.

연방에너지규제위원회는 지역별로 분리되어 있는 지역송전운영기구를 하나로 묶고 통일된 시장디자인과 운영원칙을 구축함으로써 지역 간 전력거래가 합리적이고 효율적으로 이루어지도록 할 목적으로 표준시장설계안 구축해 왔다. 시장설계의 표준적인 원칙을 제공함으로써 지역별로 송전서비스 가격지불의 차별성을 극복하고, 새로운 송전선 건설의 인센티브를 제공하며, 시장참여자의 다양한 형태의 시장지배력 행사로부터 소비자를 보호한다는 것이 연방규제위원회의 목적이다. 이를 위해 표준시장설계안은 독립적인 송전운영자를 구축하고 그 역할을 강화하려 시도하였다.

이와 같은 내용의 표준시장설계안은 2004년 9월에 미국의 모든 지역송전운영기구에 착수될 계획이었으나 이를 실행하는 과정에서 발생한 여러 가지 문제점과 기존의 송전선 소유업자의 반발로 인해 연방규제위원회는 2005년 7월 15일에 공식적으로 종결을 선언하고 지역별 송전연합체제와 ISO가 후속작업을 인수하는 것으로 되어 있다. 그 이후 새롭게 제기되는 “신-공정접근 송전체제(neo-open access transmission)” 내용은 지역 간 송전선 이용과 접근의 차별성을 없앤다는 것으로 핵심적인 부분은 표준시장설계안과 유사하다.

1. 독립적인 송전운영주체

연방에너지규제위원회는 각 지역에 독립적인 송전운영주체를 구축하여 기존의 유틸

리티들은 독립적 송전운영주체에 송전선의 이용권과 운영권을 인수하도록 강요하였고, 모든 시장참여자가 송전운영주체의 송전선 운영에 강제로 참여하도록 정하였다. 또한 송전선 운영주체는 비영리조직이어야 하며, 도매시장과 송전선 운영만이 아니라 지역의 장기적 공급안정성의 확보와 향후 송전선 투자에 대한 의무까지 지도록 규정하였다.

2. 도매시장구조

표준시장설계안이 표방하는 시장디자인은 PJM, NYISO, NE-ISO의 통합시스템을 모방한 것으로 모든 송전연합체제에게 일전시장과 실시간 에너지시장을 확보할 것을 권장하며, 네트워크 서비스는 통합된 소매관련 송전도 포함할 것을 권고하고 있다. 또한 지역별 한계가격체계(modal pricing)를 채택하도록 권고하고 있으며, 연방에너지규제위원회는 공급안정성과 송전용량에 대한 투자까지 그 책임영역을 확대하고 있다. 또한 송전선 이용권은 초기단계에서는 PTP(point to point)를 이용하고, 이후 단계에서 다양한 옵션과 FGR(flowgate right)를 제시할 것을 권고하고 있다.

3. 공급안정성(resource adequacy) 확보

독립적인 송전운영주체는 부하업체에게 전체 전력수요를 예측하고 적절한 전력공급을 확보하도록 의무를 부과한다. 만약 부하업체가 필요한 전력을 확보하지 못하면 이에 대해 벌금을 부과할 수 있다. 과거에는 각 주정부가 전력공급에 대한 계획, 전력수급의 안정성을 책임지고 있었지만, 표준시장설계안은 그 책임을 송전운영주체에 부과하고 있다. 단, 연방에너지규제위원회가 관할하지 않는 주체들은 이와 같은 전력확보의 의무를 질 필요가 없다.

4. 시장감시

시장참여자로부터 독립적이고 중립적인 시장감시단을 형성하여 시장감시 결과를 독립적인 송전운영주체 이사회와 연방에너지규제위원회에 보고하도록 한다. 시장감시단

의 책임은 시장지배력이 있는지 여부에 대한 감사, 시장지배력 완화장치 고안, 시장에 대한 부적절한 행위에 대한 조사, 벌칙부과로 이루어진다.

IV. 우리나라 구조개편에 대한 시사점

미국 전력산업 구조개편 과정과 성과에 대한 분석과정은 완벽한 시장디자인은 없다는 것을 깨닫게 하지만 동시에 우리나라 구조개편 시 반드시 고려해야 할 중요한 사항이 무엇인지에 대해 시사점을 제공하고 있다.

1. 가격시그널과 송전혼잡비용

가격이 통합시스템처럼 최적화의 해를 통해 도출되든, 분할시스템처럼 시장참여자의 입찰을 통해 결정되든 시장가격이 시장참여자의 행위에 올바른 시그널로 작동하는 것이 중요하다. 예를 들어 ERCOT의 시장가격이 권역별 가격으로 결정되어 있어 권역 내 혼잡이 심각한데도 불구하고 이것이 시장가격에 반영되지 않는다면 발전소의 입지나 발전량 공급에 대해 잘못된 인센티브가 제공되며 시장의 효율적인 운영이 방해받게 된다. 가격은 시장참여자의 행위를 경제적으로 유도하도록 실제 전력시스템에 적합하게 설계되어야 한다.

현재 우리나라 전력시장 가격정산은 전국에 단일시장가격체계를 이용하고 있다. 물론 상대적으로 높이는 형식으로 송전혼잡 및 송전손실 비용을 계상하기는 하지만 여러 가지 비용이 혼합되어 지불되고 있어 순수한 송전혼잡과 관련된 비용을 가늠하기는 쉽지 않다.

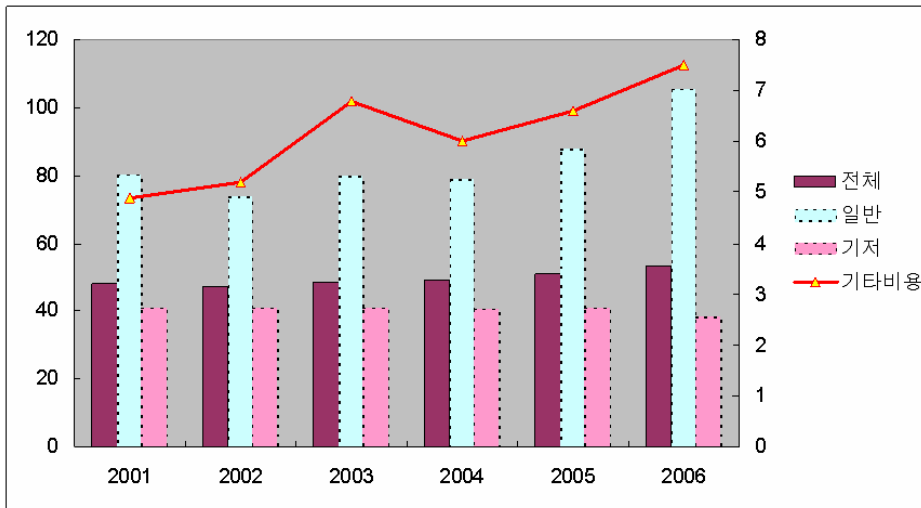
<그림 6>은 각 발전기별 정산금액을 발전량으로 나눈 정산단가의 연도별 추이를 나타내고 있다. 실선은 용량 요금과 에너지 요금을 제외한 기타비용으로 송전혼잡과 관련된 비용은 여기에 포함되어 있다.¹²⁾ 일반발전기의 정산단가가 가스요금 상승으로 지속

12) 기타비용에는 자기계약과 비자기계약에 따른 비용 외에 에너지 정산단가로 분류될 수 있는 비용도 포함되어 있어 전체 비용 중 비자기계약에 따른 송전혼잡비용이 어느 정도인지 계산하기는 용이하지가

적으로 상승하고 있고, 기타비용 역시 지속적으로 증가하고 있어 송전혼잡에 따른 비용도 증가하고 있는 것으로 보인다.

〈그림 6〉 연도별 정산단가 추이

(단위: 원/KWh)



주: 에너지 정산단가는 그래프 왼쪽의 값
 기타비용은 그래프 오른쪽의 값
 자료: 전력거래소, 김성수(2007)에서 재인용

거래전일 가격결정 단계의 비계약발전계획에 의한 예정정산단가와 각종 제약을 반영한 실급 전 운영 후의 실정산단가의 차이인 부가비용은 전체 정산단가의 14%(2006년 기준) 정도를 차지하고 있는 것으로 나타나 무시할 수 없는 수준이며, 지속적으로 상승하고 있다. 송전선 이용관련 비용을 부가비용 형태로 부가하게 되면 비용항목이 잘 분류되어 있지 않아 송전선의 운영 및 투자와 관련한 시그널을 제대로 제공하지 못하는 문제를 노정하게 된다.

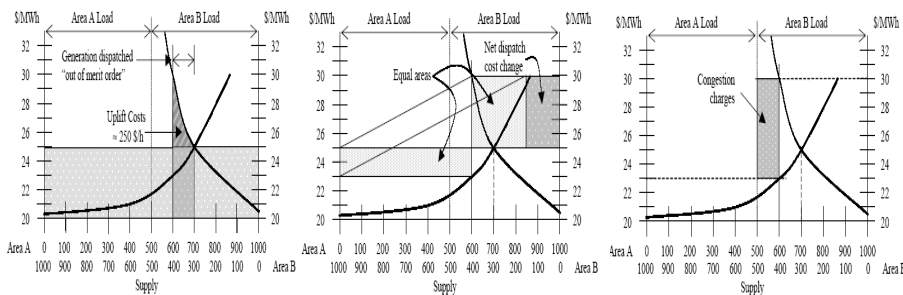
미국은 송전혼잡비용을 독립적인 항목으로 설정하여 지역에 따라 크게 부가비용(uplift charges), system redispatch 지불방식, 송전혼잡수입(congestion revenue) 징수방식 세 가지

않다. 전문가의 견해에 따르면 2003년 송전혼잡비용이 약 2천억 원 수준인 것으로 추산되고 있으며 2006년까지 다소간의 변화는 있지만 2천억 원 수준에서 일정 정도 상승한 것으로 보고 있다.

형태로 징수하고 있다. 뉴잉글랜드 ISO는 2002년까지는 부가비용(uplift charges) 방식을 이용하다가 system redispatch 지불방식으로 전환하였다. 부가비용 방식은 급전에 포함되지 않았던 발전기가 급전을 하면서 받게 되는 가격으로 단일가격체계하에서 이용되는 시스템으로 급전지시를 받게 된 발전기는 자신의 변동비 혹은 오퍼(offer) 가격에 따라 보상을 받게 된다.

system redispatch 지불방식은 뉴욕 ISO에서 2000~2001년에 이용되던 방식이고, 캘리포니아에서는 2005년에 부분적으로 도입한 방식으로 지역별 가격시스템하에서 혼잡이 발생하지 않았을 경우의 급전가격과 혼잡발생 시의 급전가격의 차이를 송전혼잡비용으로 정의한다. 송전혼잡수입은 송전혼잡을 야기한 발전량만큼에 지역별 가격을 곱하여 계산되는 것으로 PJM, 뉴욕 ISO, 과거 캘리포니아 ISO에서 이용되던 방식이다. 미국의 동북부 지역의 ISO들은 대부분 지역별 가격신호체제(nodal pricing)를 채택하고 있고, 캘리포니아와 텍사스는 권역별 가격신호체제(zonal pricing)를 채택하고 있어 부가비용 방식보다는 system redispatch 방식이나 송전혼잡수입 방식을 채택하고 있다.

〈그림 7〉 송전혼잡비용 처리방식



(a) 부가비용(uplift charge) 방식 (b) system redispatch 방식 (c) 송전혼잡수입 방식

자료 : Bernard & Eto(2003)

세 가지 방식은 각각 장단점이 있으나 system redispatch 방식은 혼잡에 따른 급전의 생산비용 자체를 직접 반영하고 생산자와 소비자 간의 비용이전이 분명하다는 점에서 사회후생의 극대화뿐만 아니라 생산자와 소비자의 잉여 간의 적절한 배분차원에서 우월하다.¹³⁾

우리나라의 경우에도 에너지 단일가격 정산체계하에서 부가비용 방식으로 송전혼잡 비용을 처리하고 있으나 도매시장의 경쟁을 활성화하고 사회후생을 극대화하기 위해서는 가격체계도 지역가격체계로 전환하고, 이에 따른 송전혼잡비용 산정도 system redispatch 방식으로 전환하는 것을 검토해 볼 필요가 있다.

2. 수직적 통합과 송전네트워크 운영

수직적 통합기업의 존재가 시장경쟁에 도움이 될지 방해가 될지는 산업구조에 따라 다르다. 어떤 산업의 독점기업이 투입물 시장에서 수요독점인 경우에는 투입물을 적게 구입하여 재화를 적게 생산함으로써 이중의 마크-업(double mark-up)을 누리게 된다. 이 경우에는 기업이 수직적 통합의 형태로 유지되면 오히려 재화의 가격은 낮추고 생산량은 증가시킬 수 있으므로 수직적 통합의 형태가 경쟁에 더 바람직하다. 그러나 규모는 작지만 경쟁관계에 있는 기업이 존재하게 되면 통합기업은 투입물 가격을 높여 재화시장에서 소규모 경쟁자보다 유리한 경쟁을 할 수 있게 된다. 즉 경쟁자의 비용을 높여 시장지배력을 확보함으로써 경쟁을 위협하게 된다.

미국 전력산업의 기존 유틸리티는 수직적 통합의 형태로 유지되면서 다른 소규모 판매회사 등과의 경쟁관계에서 유리한 위치를 점하고 있었고, 분할방식의 구조개편은 결국 이와 같은 수직적 통합을 해체하는 것이었다. Riordan(1998)은 수직적 통합의 강도가 높아질수록 산출물과 투입물의 가격이 상승한다는 것을 이론적으로 보여주고 있다. Joskow and Schmalensee(1983) 역시 전력산업에서 수직적 통합기업이 경쟁자의 비용을 증가시켜 시장지배력을 행사함을 밝히고 있다.

발전자회사로 분할되기는 하였지만 여전히 수직적 통합체제를 유지하고 있는 한전은 다른 규모가 작은 소매 및 판매회사나 소규모 구역전기사업자 등과의 거래¹⁴⁾에서 통합의 이점을 누리기 쉽다. 특히 시스템의 안정성과 관련하여 외부성이 있는 송전 네트워크망을 소유하고 있으므로 송전망에 대한 접근 및 이용비용에 대한 차별을 통해 전체

13) Joskow and Tirole(2003) 참조.

14) 단, 현재 우리나라는 전력소매요금의 교차보조와 누진제 등 가격체제 왜곡으로 주택지역 내 구역전기사업자는 한전에 비해 유리한 사업환경에 놓여 있다.

발전업자의 인센티브에 영향을 주고 새로운 사업자의 시장진입에 장벽을 형성함으로써 경쟁의 힘을 약화시킬 수 있다.

미국의 연방에너지규제위원회는 표준시장설계안을 통해 송전네트워크를 독립적인 주체가 운영하고 송전선 관리, 운영만이 아니라 투자에 대한 책임도 독립운영주체에게 부과하고 있다. 이는 수직적 통합형태의 지배적 기업이 존재할 경우, 시장에 진입하였거나 진입할 경쟁자의 비용을 상승시켜 경쟁을 약화하기 때문에 가장 공공성이 큰 송전네트워크를 수직적 통합형태에서 분리함으로써 시장거래를 활성화하고 사회후생을 극대화하기 위한 것이다. Vogelsang(2001)은 이중요금(two part tariff)을 이용하여 독립적인 송전회사가 혼잡비용 징수를 위해 송전선 투자를 게을리 할 수 있는 문제를 극복하기 위해 송전회사를 공적인 시스템 운영자인 ISO와 연계하는 시스템을 제안하고 있다.

3. 안정적 전력공급 확보 혹은 탄력적 수요반응(Demand Response)

캘리포니아 구조개편의 실패는 분할된 시스템의 약점에도 기인하지만 당시 초과수요 문제가 큰 불씨였다. 환경규제와 원자력발전소 건설이 이루어지지 않으면서 장기적으로 발전용량이 적정하게 확보되지 않았던 것이 시장참여자의 전략적 행위에 흔들리기 쉬운 분할시스템의 문제를 증폭시킨 것이다. 따라서 수요의 탄력성을 획기적으로 증가시키지 않는 한 장기적으로 전력의 안정적 공급원을 확보하는 것은 시장가격의 안정과 시장참여자의 전략적 행위를 방지하는데 중요한 요건이 된다.

통합시스템처럼 에너지시장과는 별도로 용량시장을 개설할 것인지, 현재 우리나라 용량요금제도를 개선할 것인지, 아니면 에너지시장의 가격을 통해 고정비용을 보전할 것인지를 구체적 계획안은 다른 시장제도와 맞물려 결정되므로 사전적으로 어떤 시스템이 유리하다고 단언할 수는 없다. 미국의 동북부의 주들은 내용은 다소 차이가 있으나 용량시장제도를 이용하고 있으며, 캘리포니아 등에서는 에너지시장만을 운영하였다. 미국 외 다른 나라의 용량 확보와 관련된 메커니즘은 다양한 형태로 운영되고 있으며 북유럽 국가인 스웨덴이나 노르웨이는 지역에 따라 다른 방식을 채택하고 있다.

〈표 5〉 전력공급 확보방식

전력공급 안정성 확보방식	해당국가
Competitive tendering ¹⁵⁾	프랑스, 독일, 포르투갈
용량지불제도	스페인, 이탈리아(2003년 이후) 영국(2001년 이전)
전략적 예비력 확보(strategic reserve) ¹⁶⁾	영국, 스웨덴, 노르웨이, 네덜란드
송전운영주체에 의한 첨두부하발전기 확보 ¹⁷⁾	스웨덴, 핀란드
송전운영주체가 수요자인 용량시장	노르웨이
부하업체가 수요자인 용량시장	미국 PJM, 뉴욕, 뉴잉글랜드

수요와 공급이 지속적으로 일치해야 하는 전력산업의 성격상 장기적 수요예측에 따른 투자는 전력가격의 안정성을 위해 매우 중요하다. 정부나 규제당국이 장기적인 계약을 통해 전력공급계획을 마련하는 경쟁입찰(competitive tendering)은 전력의 안정적 공급을 위해서는 우수한 시스템이나 과다설비공급이 우려된다. 용량지불제도는 발전소 건설의 인센티브를 제공할 수는 있으나 인센티브의 적정 수준을 정하기가 매우 어렵다. 따라서 이 또한 발전소의 과다설비 공급 문제에 직면할 수 있다. 송전운영주체가 직접 첨두부하 발전기를 보유하는 것은 성수기의 안정적 전력공급에는 도움이 되나 시장을 통한 전력구매나 발전소 건설투자에 대한 인센티브 제공에는 도움이 되지 않는다.

이에 비해 송전운영주체에 의한 전략적 예비력 확보나 용량시장은 계약이나 경매시장을 통해 발전용량을 확보하는 것으로 더욱 시장중심적인 거래 및 계약형태이다. 그러나 여전히 발전업자의 시장지배력 문제나 노후화된 발전기의 탈퇴 등과 관련한 문제점을 드러내고 있다.

15) competitive tendering은 정부나 규제당국이 수요와 공급의 불균형을 직접 발전소 건설입지나 기술에 대한 제한 등의 의무를 부과한 다년간 전력구매계약을 통해 해결하는 방식을 의미한다. 이는 과거의 독점적 형태의 발전소 건설 및 투자계획과 유사한 것이다.
 16) 전략적 예비력 확보는 송전운영주체로 하여금 발전업자와의 계약을 통해 예비력으로 일정 정도의 전력을 확보하게 하는 방법이다.
 17) 송전운영주체가 첨두부하 발전기를 직접 보유하고 운영하는 체제로 실시간 균형을 위해 손쉽게 사용할 수 있다는 장점이 있지만 자주 사용할 경우 시장이나 가격기능을 침체시킬 수 있다는 단점이 있다.

전력의 안정적 공급이 중요한 이유는 전력수요가 요금에 비탄력적¹⁸⁾이기 때문이다. 전력수요의 탄력성에 대한 연구결과를 요약해 보면 대체적으로 주택용 전력수요의 경우, 단기적인 탄력성은 0.15~0.2 정도의 추정치를 나타내고 있고, 장기적인 탄력성은 0.47~0.7의 값을 보이고 있다. 전력수요 탄력성을 획기적으로 증가시키는 기술의 보급을 통해 전력수요가 가격에 민감하게 반응하여 수요와 공급을 일치하도록 만들 수 있다면 장기적 공급안정성 확보의 중요성은 크게 감소하게 된다.

4. 시장지배력과 정부의 규제

어떤 형태로 시장구조를 개편해도 전력시장은 완전경쟁시장이 될 수 없으므로 시장참여자의 시장지배력의 행사를 어떻게 제어할 것인지는 항상 고려해야 한다. 전력산업을 공기업 형태의 독점으로 운영하고 가격을 정부가 규제하는 경우에는 정보의 비대칭성이나 주인-대리인 문제로 비효율이 발생하게 된다. 이를 해결하기 위해 민영화를 포함한 구조개편을 단행하게 되면 위와 같은 비효율은 사라지지만 시장구조가 독점이든 과점이든 시장지배력의 문제에 직면하게 된다. 또한 시장메커니즘이 아무리 정교해도 시장 참여자는 이윤을 창출하기 위한 전략적 행위를 하게 된다.

따라서 규제당국은 다양한 형태의 시장모니터링을 통해 시장참여자의 전략적 행위를 방지할 수 있는 장치를 마련해야 한다. 단지 캘리포니아와 같은 분할시스템만이 시장지배력에 취약한 것은 아니다. 통합시스템의 경우에도 용량시장이나 에너지시장 모두 입찰과정에서 시장지배력을 행사할 수 있고, 실제 시장지배력이 행사된 적도 있다. 이를 제어하고 감시하며, 시장지배력이 있을 경우 조기에 적발할 수 있는 시스템의 마련이 매우 중요하다. Twomey, Green, Neuhoﬀ & Newbery(2005)는 시장지배력의 행사 여부를 감지할 수 있는 방법론에 대해 다음과 같이 정리하고 있다.

미국의 표준시장설계안은 시장지배력의 정의에 어느 정도의 기간 동안 경쟁시장 수준으로부터 가격이 벗어나면 시장지배력이라고 정의하는지에 대한 언급이 없다. 전력이

18) 전력수요탄력성 추정에 대해서는 Bohi(1981), Espey and Espey(2004)가 대표적인 것들이다. 우리나라의 전력수요 탄력성은 에너지경제연구원에서 시도된 바 있으나 아직 구체적인 범위를 정할만한 심층적이고 광범위한 연구는 없는 상태이다.

격의 상승은 매우 짧은 기간 동안에도 소비자에게 치명적인 손해를 끼칠 수 있으므로 보통 1년 정도로 기준기간을 산정하는 방식보다는 짧은 기간을 기준기간으로 볼 필요가 있다.¹⁹⁾ <표 6>의 다양한 지표를 이용해 시장지배력이 행사되고 있다고 판단할 경우, 규제당국은 산업자체의 구조개편, 가격규제(가격상한제), 시장규칙(입찰가격 등에 대한 제한)에 대한 규제 등을 통해 시장지배력의 완화를 위해 개입해야 한다.

<표 6> 시장지배력에 대한 판정기준 및 분석도구

구분	범주	장점	단점	이용가능성	
구조적인 지표	시장점유율 및 HHI	사전적 (ex ante)	- 이해가 용이 - 이론적 근거 - 매출액 등 기초변수만 필요	- 수요측면, 전략적 행위, 송전혼잡 등을 고려하지 못함 - 동학시장 고려하기 어려움	- 수십 년간 가장 많이 사용되어 왔음 - 단점에 대한 지속적인 문제제기
	결정적(pivotal) 공급자 지수 및 잔여(residual) 공급지수	사전적 사후적 (ex post)	- 수요측면을 고려 - 동학시장 고려 가능 - 전체 시장만이 아니라 지역시장에서도 사용가능 - 경험적 연구 뒷받침	- 지역을 구별하기 어려움 - 담합 등의 행위를 밝히기 어려움 - 탄력성과 진입/탈퇴를 고려하기 어려움	- 최근 도입되었으나 점차 이용이 증가
	잔여수요 분석	사후적	- 수요와 공급의 탄력성 고려 - 러너지수와 연계	- 입찰자료 필요 - 실증연구 제한적	- 최근 도입되었으나 향후 이용가능성 불투명
행위적인 지표	러너(Lerner)지수	사전적 사후적	- 해석 용이 - 지역적 구분이 필요하지 않음 - 사전적, 사후적 지표로 모두 활용 가능	- 경쟁가격을 설정하기 어려움 - 시장지배력 외에 마진에 영향을 주는 변수들을 구별하기 어려움	- 가장 표준적인 지표 - 비용측정의 정확성이 개선되면 더욱 신뢰성 커짐

19) 영국의 경우에는 ①1년 동안 30일 이상 5% 이상의 가격상승이 있을 경우, ②1년 동안 10일 이상 15% 이상의 가격상승이 발생할 경우, ③1년 동안 약 1%의 기간(80시간) 이상 45%의 가격상승이 발생할 경우를 시장지배력이 발생했다고 정의한다.

구 분		범주	장점	단점	이용가능성
행위적 지표	순이익 벤치마크 분석	사후적	- 투자나 진입/탈퇴 등 장기적 인센티브 고려	- 비용측정의 어려움 - 이윤의 원천 해석 어려움	- 최근 개발된 지표
	Capacity Withholding	사후적	- 공급업자의 직접적 전략(수량감소)에 집중 - 비용측정 없이도 가능 - 발전기 고장에 대한 분석 필요	- 발전결정에 관한 상세정보 필요 - 고장에 대한 감사 어려움 - 실증분석 결과에 대한 논쟁 여전	- 러너지수 등의 가격지표에 대한 보완책으로 기능
가상 실험 모델	경쟁 벤치마크 분석	사후적	- 가격비용마진분석을 전체 시장구조에 적용	- 적정 경쟁 벤치마크 설정 어려움	- 1999년 도입 이후 널리 이용 - 다양한 추정 필요
	과점모델	사전적	- 다양한 시장지배력 행사요소를 하나로 통합	- 다양한 가정이 분석결과에 신빙성을 낮춤	- 1990년대 도입 이후 사용되고 있으나 논쟁 여전
	송전모니터링	사전적 사후적	- 송전은 시장지배력 행사에 중요한 요인이나 무시되어 왔음	- 입찰, 발전, 송전에 대한 자료 필요 - 사례별 독립적인연구 필요	- 중요하지만 분석에 제한

주: Twomey, Green, Neuhoﬀ & Newbery(2005)에 기초

시장지배력 행사에 대한 판정기준과 이에 대한 완화시스템을 매칭해 보면 다음과 같다. 우선 장기적으로는 시장참여자의 수나 시장점유율 등을 조정하는 구조개편이 시장지배력을 완화하는 사전적 장치로 이용될 수 있으며, 경쟁시장 가격과 실제가격, 입찰가격을 비교하여 시장지배력이 있을 경우 시장디자인을 변화시켜 이를 사후적으로 완화할 수 있다. 단기적으로는 입찰가격을 기준으로 사전적으로 가격상한제 등을 고려할 수 있으며, 사후적으로는 고장정지를 감사하거나 잔여수요 분석을 통해 capacity withholding이 있는지 여부를 밝혀 이를 처벌할 수 있다. 전력산업의 구조개편 이후에도 다양한 형태의 시장지배력에 대한 분석을 통해 적절한 완화조치를 취해야 하는 것은 규제당국의 몫이다.

〈표 7〉 시장지배력 판정 및 규제당국에 의한 완화조치

구분	사전적(ex ante)		사후적(ex post)	
	시장지배력 행사발견	시장지배력 완화장치	시장지배력 행사발견	시장지배력 완화장치
장기 분석	- 구조적지표(HHI, 시장점유율) - 과점모델 시뮬레이션	- 강제분할 등 구조개편 - 시장에 기초한 가격과 실제가격 비교 - must run 발전기 결정	- 경쟁적 시장 벤치마크 시뮬레이션 - 시장입찰과 이윤극대화입찰 비교	- 법정 소송 - 시장디자인 수정
단기 분석	- 기준입찰과 실제입찰 비교 - pivotal 공급업자 지수나 송전혼잡지표 등 이용	- 현물시장 입찰조정(입찰상한제) - must run 이용 및 다른 운영자와 계약	- 고장정지에 대한 감사 - 잔여수요 분석	- 단기 가격 재산정 - withholding에 대한 처벌

5. 소매시장경쟁 도입과 구역전기사업제도

미국은 EPA를 통해 도매시장에 송전망을 개방한 이후 포괄적 전력산업 경쟁추진계획(1996)을 통해 소매시장까지 송전망 개방을 확대하여 현재 25개주에서 소매경쟁을 실시하고 있다. 즉 도매시장에 경쟁을 도입하고 이어 소매시장에도 경쟁을 도입한 것이다. 미국과 달리 일본처럼 소매시장의 경쟁은 일찍 도입하였으나 도매시장은 여전히 지역 독점적 형태를 유지하고 있는 나라들도 있다. 소매시장과 도매시장 중 어떤 시장에 먼저 경쟁을 도입하느냐가 중요한 것은 아니다. 단, 두 시장은 연계되어 있으므로 한 시장의 경쟁도입의 효과가 다른 시장에 파급될 수 있는 경로는 열어놓을 필요가 있다.

우리나라는 최근 구역전기사업자제도²⁰⁾를 통해 소매시장에 경쟁을 도입하기 시작하였다. 구역전기사업제도를 통해 소매경쟁을 확대하고 이것이 전력산업의 효율성에 도움

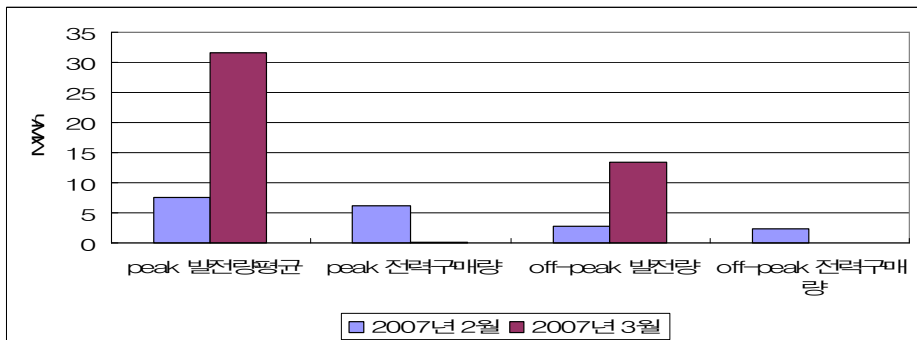
20) 구역전기사업제도란 전기를 생산하여 이를 전력시장을 통하지 않고 특정 공급구역 내 사용자에게 직접적으로 공급하는 제도를 일컫는 것으로 전기사업법 제2조에 명시되어 있다. 동법에 따르면 구역전기사업자는 발전, 배전, 판매를 겸할 수 있으며 중복투자를 방지하기 위해 지역 내 독점공급업체로 전력을 공급할 수 있는 권한을 가진다. 위와 같은 제도는 전력산업에 소매경쟁을 도입하겠다는 목적과 밀접된 수요처 인근에 소규모 열병합 발전설비를 건설하여 전기와 동시에 냉난방을 공급하여 에너지 사용을 효율화한다는 목적을 동시에 포함한 것으로 보인다.

이 되기 위해서는 비용효율적인 기업이 구역전기사업자로 진입해야 한다.

그런데 현재 구역전기사업자들은 전력요금의 교차보조와 주택용 누진요금제의 혜택을 이용하여 이윤을 창출하고 있으며 비용구조상 한전보다 더 비용효율적인 기업이라고 볼 수 없다.²¹⁾ 경쟁이 단지 시장참여자를 추가하는 것이 아니라 비용효율적인 기업의 출현을 통해 가격을 낮출 수 있는 여지를 마련하는 것이라면 현재의 구역전기사업제도 디자인은 재고할 필요가 있다.

예를 들어 산업단지에 열과 전기를 공급하는 A회사는 자체산업시설에 공급하고 남은 전기를 산업단지에 판매하고 있다. A회사의 전력생산량을 분석해 본 결과, 전력부하가 많은 시간에 전력거래소로부터의 전력구매량이 전력부하가 적은 시간의 구매량과 큰 차이가 없어 단순재판매를 통해 수익을 올리는 모습은 찾아보기 어렵다. 특히 2007년 3월에 들어서는 자체 발전을 통해 산업단지 내 수요자에게 전력을 공급하고 전력거래소로부터 구매하는 전력수준은 미미하다. 산업용 전력요금단가를 고려할 때 전력의 단순재판매에 따른 이윤은 거의 없고 산업단지 내 자체시설 가동 후 남은 전력을 판매하고 있음을 확인하게 된다.

〈그림 8〉 산업단지 내 A 구역전기사업자 자체발전 및 전력구매 내역

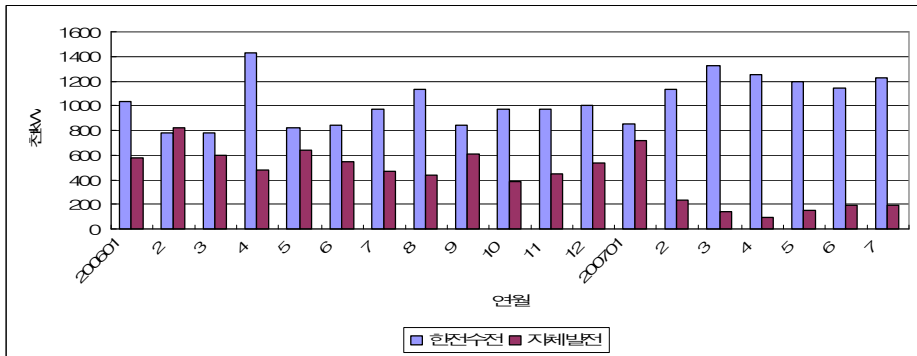


한편, 아파트단지에 열과 전기를 공급하는 B회사는 자체 열병합 발전기를 통해 전력과 열을 생산하는 대신 상당부분의 전력을 한전으로부터 공급받아 단순 재판매를 통해

21) 실제 구역전기사업자로 등록된 한 기업의 비용구조에 대한 내부 자료를 살펴본 결과 한전에 비해 저렴한 비용으로 전력을 공급하기에는 어렵다는 것을 확인할 수 있었다.

큰 수입을 올리고 있다. 한전으로부터 전력을 공급받는다면 그 단가는 kW당 100원 정도이고 구역전기사업자가 소비자에게 받는 요금은 kW당 110원에서 130원이므로 단순 재판매를 통해서도 수익을 얻을 수 있는 것이다. B회사의 전력구매 및 자체발전 현황을 살펴보면 다음과 같다.

〈그림 9〉 주택지역 내 B 구역전기사업자의 자체발전 및 전력구매 내역



주택지역 내 전력을 공급하는 B회사는 전력요금이 누진제로 비싼 피크타임이나 수요를 상당부분 자체 충당할 수 있는 기타 시간대에도 모두 한전으로부터 값싼 전력을 공급받아 소비자에게 재판매하여 큰 수익을 올리고 있다. 2006년 1년간 전력수요량의 63.9%를 한전수전으로 공급하였고, 2007년 1월부터 7월까지 전력수요량의 82.4%를 한전수전으로 공급받고 있다. 특히 요금단가가 비싼 시간대(16~20시)만 자체 발전을 가동하고 기타 시간대는 주로 한전으로부터 전력을 공급받아 단순 재판매하고 있고 2007년 들어 더욱 자체 전력발전량이 줄어들어 분산형 전원개발이라는 구역전기사업제도 도입의 의미가 무색할 정도이다.

이와 같은 대조적 결과는 결국 현 구역전기사업자가 용도별 차별요금제도에 따라 혜택을 볼 수 있는지 없는지를 보여주고 있으며 단지 구역전기사업자의 출현이 전력생산 비용의 하락이나 유효경쟁의 활성화로 이어지기는 어렵다는 것을 반증한다. 구역전기사업자가 유효경쟁의 활성화에 도움이 되려면 한전과 동일하게 경쟁할 수 있도록 가격체계의 왜곡을 바로잡아야 하며 지역독점체제보다 광범위한 지역을 묶어 2~3개의 구역전기사업자가 동시에 진입할 수 있도록 시장권역을 재편할 필요가 있다.

V. 요약 및 결론

본 연구에서는 미국 동북부지역과 캘리포니아, 텍사스의 전력산업 구조개편 과정과 그 성과를 살펴보면서 우리나라 전력산업 구조개편 시 고려해야 할 내용과 방향에 대해 분석하였다. 통합과 분할이라는 상반된 구조개편 과정을 걸어온 미국 몇 개 주의 경험으로부터 각 시스템의 장점과 단점에 대해 분석하고 구조개편 과정 중 노정된 문제점에 대한 해결방식을 살펴보았다. 단지 다른 나라 사례를 이해한다는 차원을 넘어 우리나라 전력산업의 향후 발전방향과 정부의 규제정책에 대해 제공하는 시사점은 무엇인가 분석하였다.²²⁾

도출된 시사점으로는 우선 도매시장에서는 가격시그널이 참여자의 인센티브를 왜곡하지 않도록 지역가격체제²³⁾를 도입해야 할 필요가 있으며, 공급안정성을 확보하기 위한 다양한 방식의 장단점과 수요탄력성 증대를 위한 노력의 필요성에 대해 지적하였다. 송전혼잡비용 처리방식 중 *system redispatch* 비용 산정이 다른 방식에 비해 갖는 장점도 강조하였다. 또한 수직적 통합보다는 최소한 독립적인 송전망 운영주체를 내세우는 것이 전력시장의 가격을 낮추고 신규 기업의 시장진입을 원활히 하는 데 도움이 된다는 것도 언급하였다.

소매시장의 경우에는 경쟁 도입이 유효경쟁을 창출하고 비용효율적인 기업이 진입할 수 있도록 고안되어야 하며, 송전망이 소매시장에까지 개방될 필요가 있음을 지적하였다. 그런 의미에서 우리나라 구역전기사업자의 한계에 대해서도 지적하였다.

마지막으로 규제기관은 구조개편의 성과를 모니터링할 수 있는 다양한 형태의 사전적, 사후적 장단기 지표들을 이용하여 시장지배력 행사를 사전에 방지하거나 사후적으로 신속히 교정할 수 있는 시스템을 구조개편 이전부터 갖출 필요가 있다.

본 연구는 다양한 구조개편 경험을 가진 미국 사례를 바탕으로 우리나라 전력산업 구

22) 다만, 현재 우리나라의 전력산업 구조개편의 속도나 방향이 아직 제 궤도에 이르지 못했기 때문에 본 연구에서 제시하는 시사점이 단계적으로 실현되기에는 구조개편 로드맵상 현실적인 한계를 지니고 있다.

23) 지역가격체제는 원칙적으로 지역별 가격(*nodal pricing*)을 의미하지만 지역 내 혼잡비용이 크지 않다면 6개 권역별(경기, 강원, 충청, 영남, 호남, 제주) 가격(*zonal pricing*)을 도입하는 것도 무방하다. 어떤 지역가격체제를 도입할 것인지는 지역 내 송전혼잡비용이 무시할 만한 수준인지 여부에 달려 있다.

조개편 과정에서 고려해야 할 세부사항에 대해 제시하였다. 분할이나 통합 모두 완벽하지 않다는 점을 들어 향후 전력산업의 산업구조에 대한 직접적인 대답을 제공하지 않고 다만, 발전, 송전, 배전을 모두 통합하는 수직적 통합시스템보다는 송전은 분리하는 시스템이 더 바람직하다는 내용만 언급하였다. 추후 연구에서는 여러 형태의 산업구조 시나리오와 본 연구에서 제시한 구체적인 제도와 디자인을 접목한 가상실험을 통해 전력산업의 향후 산업구조에 대한 제시도 필요하다.

참고문헌

김성수, 「효율성 개선에 대한 인센티브」, 전력포럼 발표자료, 2007.

김현숙, 「경쟁적 시장하의 송전네트워크 운영」, 산업조직학회 전력포럼, 2006.

Altman, A., R., Entriken and M. Trotignon(2005), “Resource Adequacy: What Can Be Learned from the European Experiences,” EPRI working paper, 2005.

Bernard C. L. & J.H., Eto, “Electricity transmission congestion costs: A review of recent reports,” Ernest Orland Lawrence Berkeley National Laboratory, 2003.

Bohi D., *Analyzing Demand Behavior: A Study of Energy Elasticity*,” Johns Hopkins University, 1981.

Byrne, John, Yound-Doo Wang and Jung-Min Yu, “Lessons from a Comparative Analysis of California and PJM Electricity Restructuring Models,” Center for Energy and Environmental Policy, Uinversity of Delaware, 2006.

Cho In-Koo and Hyunsook Kim, “Market Power and Network Constraint in a Deregulated Electricity Market,” *Energy Journal*, Vol.28, No.2, 2007.

Crampton Peter and Steven Stoft, “Capacity Market That Make Senses,” *Electricity Journal* 18, 2005, pp.43-54

Espey, J., and M. Espey, “Turning on the Lights: A Meta-Analysis of Residential Electricity Demand Elasticities,” *Journal of Agricultural and Applied Economics*, April, 2004.

ERCOT, *2004 Assessment of the Operation of the ERCOT Wholesale Electricity Market*, 2005.

Joskow and Schmalensee, *Markets for Power: An Analysis of Electricial Utility Deregulation*, MIT Press, 1983.

Joskow, Paul L. and Tirole, Jean, “Merchant Transmission Investment,” NBER Working Paper, No.W9534, March 2003.

PJM Interconnection, *2005 State of the Market Report*, 2006.

- Riordan M.H., "Anticompetitive Vertical Integration by a Dominant Firm," *American Economics Review*, Vol.88, No.5, 1998.
- Spinner H.M., "Competitiveness of PJM Wholesale Electricity Market as It Relates to the Development of Competitive Resale Market for Electric Generation in Virginia," presented at Virginia Conference, 2006.
- Twomey, Green, Neuhoff & Newbery, "A Review of the Monitoring of Market Power: The Possible Roles of TSOs in Monitoring for Market Power Issues in Congested Transmission Systems," Cambridge Working Papers in Economics 0504, Faculty of Economics (formerly DAE), University of Cambridge, 2005.
- Vogelsang Ingo, "Price Regulation for Independent Transmission Companies," *Journal of Regulatory Economics*, Vol.20, No.2, 2001.
- Wilson, Robert, "Architecture of Power Market," *Econometrica*, Vol.70, No.4, 2002, pp.1299-1340.

Power Market Restructuring and Government Regulation : Implication of the United States Cases

Hyunsook Kim

Power market of the United States consists of two different regimes, i.e., the integrated system of the north-eastern area including PJM, NYISO, New England ISO, and the unbundled system of California before 2001 and ERCOT. After the power crisis of California, there has been a preference toward integrated system in the United States, but it has had several weakness, too. The success of power market restructuring does not depend on only market structure, but also market design itself. We need to bring nodal pricing for appropriate price incentive for generators and set up the institutional framework for resource adequacy as well as demand response. For transmission pricing, system redispatch cost is better in terms of appropriate transfer between producer and consumer. Compared to vertical integration, the independent transmission operator is helpful for lowering entry barrier and prices. For retail competition, cost effective entrants are crucial and the current CES system can not initiate effective competition in the Korean power market. Finally, regulators need to design ex-ante monitoring and ex-post intervention system in order to prevent the exercise of market power before regulation begins.

Key words: nodal pricing, system redispatch cost, transmission operator, CES,
market monitoring