

기본연구보고서 99-15

전기요금체제의 개선방안에 관한 연구

宋 光 儀



Copyright(o) 1999. KEEI

목 차

I. 서론

II. 현행 전기요금체제의 현황 및 문제점

1. 전력수급 및 가격 추이
 - 가. 전력수급 추이
 - 나. 전력요금 추이
2. 전기요금의 결정원리
 - 가. 총괄원가주의
 - 나. 한계비용가격원리
3. 현행 요금체제의 특징 및 문제점
 - 가. 요금수준
 - 나. 요금구조

III. 구조개편과 시장가격제도

1. 전력산업 구조변화의 추이 및 유형
 - 가. 구조변화의 주요 동인에 따른 분류
 - 나. 전력풀시장제도의 제유형
2. 경쟁시장구조하 전력가격결정의 기본원리
 - 가. 분리가격제도(Unbundled Prices)
 - 나. 단기한계비용 가격책정
3. 전력 풀(Pool)시장에서의 가격 메카니즘
 - 가. 현물시장(Pool) 가격결정
 - 나. 현물시장에서의 투자결정
 - 다. 쌍무적 계약시장
 - 라. 현물시장에서의 전략적 행동 및 공공규제
4. 해외 전력 풀시장 운영 사례
 - 가. 영국의 전력 풀시장
 - 나. 캘리포니아 전력 풀시장

IV. 전력 시장가격제도의 제 문제

1. 우리나라 전력산업구조개편의 기본방향
 - 가. 단일계통 풀시장 모델
 - 나. 단계적 구조개편
2. 발전경쟁시장에서의 전력가격 결정구조 및 수준
 - 가. 풀시장 가격 결정 및 거래구조
 - 나. 풀시장 가격구조 및 수준 전망

다. 주요 문제점

3. 구조개편과 최종소비자요금체제의 변화

가. 기본여건의 변화

나. 요금수준의 변화

다. 요금체제의 변화

V. 결론

참고문헌

표 차례

- <표 II-1> 전력수급추이
- <표 II-2> 용도별 전력수요 추이
- <표 II-3> 발전설비 구성추이
- <표 II-4> 발전연료가격 추이
- <표 II-5> 현행 용도별 요금체계의 특징 및 요금
- <표 III-1> 미국 및 유럽의 전력시장 구조
- <표 III-2> 전력폴시장의 제유형
- <표 IV-1> 발전부문 분할(안)
- <표 IV-2> 전력산업 구조개편 단계별 특징
- <표 IV-3> 폴시장 발전가격 지급방법
- <표 IV-4> 예상년도의 전력수급
- <표 IV-5> 예상년도의 계통한계가격(요약)
- <표 IV-6> 모의시장에서의 전원별 변동비(2000년)
- <표 IV-7> 발전시장가격 종합
- <표 IV-8> 전압별 요금체계(안)

그림 차례

- [그림 II-1] 전력수급추이
- [그림 II-2] 전력요금추이
- [그림 II-3] 한전의 투자보수율 추이
- [그림 III-1] 전력폴시장제도의 기본구조
- [그림 III-2] 전력폴시장제도의 기본거래구조
- [그림 III-3] 전력폴시장에서의 SMP 결정방식
- [그림 III-4] 차이계약(CfD)에 의한 시장거래
- [그림 IV-1] 연중 가격(SMP) 지속곡선 : 2000년
- [그림 IV-2] 일일 시간대별 평균 SMP 구조

요 약

원가주의에 입각한 현행의 전기요금결정 방식은 정부규제의 중립성 및 효율적 생산을 전제로 하고 있으나 비용발생의 원천이 어디에 있든지 간에 모든 비용이 요금에 반영될 수밖에 없다는 현실적 상황은 기업내부에 소위 도덕적 해이 현상을 불러 일으켜 효율적 생산을 저해할뿐만 아니라 정부로 하여금 전기요금을 부문외적 목표를 실현하는 정책수단으로 활용할 수 있는 환경을 조성하여 자원의 효율적 배분을 저해한다.

현행 요금체제의 개선 방안으로는 현행 산업구조의 유지를 전제로한 가격상한제 등과 같은 새로운 가격체제의 도입을 고려해 볼 수 있으나 최근의 추세에서 보는 바와 같이 원가주의 토대가 되는 수직 통합적 산업구조 자체를 문제 삼는 구조개편 시대에는 전력산업의 수직적 구조분리 및 경쟁적 시장가격체제를 통한 자원배분 방식이 관리가격체제의 문제점을 극복하는 근본적 대안으로 나타난다.

현재 추진되고 있는 구조개편 계획에 의하면 발전부문에 시장가격체제가 도입되더라도 송·배전 부문은 자연독점적 성격을 유지하게 되어 시장성과의 대부분은 발전시장 및 최종 판매 시장에서 나타나게 되는데 구조개편 초기 일정기간(2009년까지)은 판매부문 역시 지역독점 체제를 유지할 것이기 때문에 결국 발전경쟁시장에서의 가격행태 및 성과가 시장가격체제의 핵심 내용을 이루게 된다.

발전시장에서의 경쟁적 가격입찰의 결과로 나타나는 도매전력가격수준 및 구조하에서 이윤 극대화를 추구하는 발전사업자의 효율적 생산, 비용절감 동기는 충분히 주어지게 되고, 종래 원가주의 구조하의 도덕적 해이(Moral hazard)나 역선택(adverse selection)에 의한 생산성 저하 문제는 그 해결의 실마리를 찾게 된다. 또한 민간 중심의 경쟁적 구조하에서 정책적 필요에 따라 요금 수준을 조정할 수 있는 여지는 크게 좁아지게 되고, 주어진 실시간 도매 가격 구조하에서 최종소비자 시장에서의 소비자간 교차보조(cross subsidy)는 상당부분 현실성을 상실케 한다.

경쟁적 시장가격체제로의 이행은 여러 가지 새로운 문제를 야기하는바, 특히 시장질서로의 이행에 따른 시장가격의 급격한 변화나 시장위험도의 증가에 따른 자본비용 상승, 발전사업자간 담합에 의한 가격상승, 시장거래비용의 증대, 기타 이행상의 제 문제가 제기된다.

발전부문이 시장가격체제로 이행하여 풀시장규칙에 따라 가격이 정해지는 경우의 발전시장 가격(계통한계가격 + 용량요금)은 50.7원/kWh 수준으로, 여기에 계통계약요인이나 연료계약에 따른 부가비용(Uplift)을 고려할 경우 현재의 발전부문의 원가(51.8원/kWh)를 초과하여 나타날 가능성이 큰 것으로 평가된다. 이는 현재의 전원구성이 시장기준으로는 다소 부적절, 기저부하시간대의 시장가격이 적정수준 이상으로 상승하여 나타난 결과로 해석된다.

그러나 이런 문제는 구조개편의 인센티브 효과가 나타나기 이전인 구조개편 초기에 과거의 구조와 시장질서가 맞지 않아 일어나는 문제로 시장구조의 정착과 함께 적정 전원구성을 유도하여 오히려 향후의 가격하락을 주도하는 요인으로 작용한다. 일부 시장위험도의 증가에 따른 자본비용의 상승도 경쟁시장에서의 비용절감 노력과 가격효율성의 증대로 상쇄되어 시장가격은 중·장기적으로 하향 안정화될 것으로 보여지는데 이는 앞서 시장가격체제로 이행한 나라들의 경험에서도 입증되고 있다.

시장가격체제로의 이행은 분명 과거 수직 통합적 구조하의 원가주의에 입각한 요금체제의 많은 구조적 문제점들을 해결할 수 있는 수단들은 갖고 있지만 이러한 개선 효과가 가시화되기 위해서는 일정한 시간이 필요하기 때문에 구조개편, 시장가격체제의 효과를 세대간에 균등하게 누리기 위해서는 초기의 가격불안정 요인을 안정화하는 방안이 필요하다.

또한 시장가격체도라는 전체 묶은 속에서도 대안적 시장제도 간에는 가격성고가 상당한 차이를 보일 수 있기 때문에 우리 실정에 맞는 시장제도를 찾아 나가는 작업이 중요하다. 일례로 구조개편 초기 불완전한 시장구조 하에서 발전사업자들의 전략적 행동을 방지하고 수요독점상의 부작용을 최소화하는 측면에서 오히려 전략적 행동의 가능성이 더 크다고 할 때 가급적 빠른 시일 안에 가격경쟁단계로 이행하는 것이 바람직하게 된다.

I. 서론

현행의 총괄원가주의에 입각한 전기요금 수준 및 요금체계 결정방식은 기왕의 전력산업이 유지해왔던 수직 통합적, 독점적 산업구조와 불가분의 관계를 갖고 있다. 생산(발전), 수송(송·배전), 판매라는 전력산업 수직계열의 제 단계가 일반산업에서와 같이 중간재시장에 의하지 않고 독점기업 조직내의 내부거래를 중심으로 조직되고 최종소비자시장에서도 독점적 공급자만이 존재할 때, 최종소비자시장에서의 요금결정 및 규제가 (총괄)원가주의에 입각해서 이루어짐은 지극히 당연해 보인다.

독점사업자의 독점적 지위의 남용에 따른 사회후생의 감소를 방지하고, 경쟁시장이 현실적으로 부재한 상황에서도 완전경쟁시장에서와 같은 자원의 최적배분을 이룰 수 있는 가격시스템의 적용이 가능하다는 믿음이 이러한 원가주의에 입각한 요금결정 및 규제의 규범적 원리를 제공한다.

그러나 원가주의에 입각한 전기요금제도의 현실적 운용은 규범적 이론이 제시하는 것과는 상당한 괴리를 나타내는 바, 우선적으로 지적되는 사항은 비용발생의 원천이 어디에 있든지 궁극적으로는 모든 비용이 요금에 반영되는 상황은 생산기업 내부에 소위 "도덕적 해이"(moral hazard) 현상을 불러 일으켜 비효율적 생산, 고비용의 생산구조를 낳게 되고, 결국은 상대적으로 높은 수준의 전기요금을 결과케 한다는 점이다.

요금구조의 결정과정에서도 같은 사정이 반복되어 (총괄)원가주의에 입각한 비용 배분방식은 용도별, 시간대별로 효율적인 요금체계를 이루게 하는데 적절한 유인책을 제공치 못한다는 점이다. 전력산업은 기본적으로 사용용도 및 사용시간대에 따라 생산비용이 크게 달라지는 다 산출물 산업으로서 개별서비스에 대한 적절한 요금책정은 효율적 자원배분에 있어 요금수준에 못지 않은 중요성을 갖고 있으나, 총괄원가주의 하에서는 어떠한 요금구조도 사업의 수익성과 직접적으로 관련이 없다는 사실로 인해 독점사업자 자신으로 하여금 보다 효율적인 요금구조를 설계케 하는 유인구조를 갖지 못하게 된다.

원가주의에 입각한 전기요금결정 및 규제방식의 또 다른 주요 문제점은 원칙적으로 중립적 조정자로서만 기능 해야 할 정부가 일부 규제 권한을 남용, 전기요금 결정과정에서 부문의적 목표를 설정하고 이를 요금수준 및 구조에 반영코자 할 때 이를 제어할 어떠한 수단도 갖추고 있지 못하다는 점이다. 물가나 소득재분배 등 거시 경제적 정책수단으로 전기요금을 활용하거나 타 에너지산업 보조 등 산업정책의 주요 도구로 활용 시 전기요금구조의 왜곡으로 인해 전기요금 자체의 효율적 자원분배기능이 크게 저해됨은 물론, 앞서 언급한 기업내부의 도덕적 해이 문제를 더욱 심화시키는 한 요인을 형성, 효율적 전력생산을 저해하게 된다.

원가주의의 이러한 모든 문제는 결국 정부 규제능력의 한계(비 중립성 포함)에서 연유한다고 볼 수 있는데, 전력생산기술이나 비용에 대한 정보 측면에서 정부-규제기관이 독점적 전력사업자에 비해 크게 열등한 위치에서 독점사업자(또는 내부 조직원)의 정보우위에 바탕을 둔 사적 이익 추구 행위를 효과적으로 제어할 수 없다는 논리가 그것이다. 공급위주, 대규모 발전소 중심의 자본집약적 전원개발 전략이나, 고비용의 고용구조의 유지, 행정편의주의에 의한 용도별, 시간대별 요금 구조 등이 그 대표적인 예로 지적된다.

지금까지의 전기요금 관련 연구는 원가주의에 입각한 요금결정방식이 갖는 상기와 같은 구조적 문제점을 분석하고 이에 대한 요금체제상의 대안 제시보다는 통상의 분석에서와 같이, 정부규제의 중립성, 효율적 생산을 전제로, 원가주의 요금결정구조 틀 내에서 현행 요금구조의 적정성 여부만을 주 연구대상으로 삼아왔다. 그러나, 최근의 추세에서 보는 바와 같이, 원가주의의 토대가 되는 완전 수직 통합적 전력산업 구조 자체가 문제되고 있는 구조개편 시대에 있어서는 총괄원가주의 자체의 구조적 문제점과 이의 개선을 위한 정책적 대안 모색이 좀 더 강조되는 연구방향 및 범위의 설정이 요구되고 있다.

본 연구는 이러한 요구에 부응하여 현행의 총괄원가주의에 입각한 요금결정 및 규제방식이 갖는 구조적 문제점에 대한 간략한 분석을 토대로, 현행 전기요금체제의 근본적 개선방향을 찾는데 연구의 주요 목적을 두고 있다. 구조개편, 중간재 시장기구의 도입을 전제한 관리가격체제에서 시장가격체제로의 전면적인 개편을 전제로 하는 요금정책상의 변화 의미 및 현

행 전기요금체제의 문제점을 개선함에 있어서의 실제적 효과를 사전적으로 검토함을 주요 연구내용을 삼게 될 것이다.

총괄원가주의를 근간으로 한 현행 요금체제의 특징 및 문제점은 제2장에서 다루어지고 있다. 요금수준 결정구조상의 주요 문제점은 회계원가의 실제 경제적 비용과의 괴리 문제, 타 에너지산업 보조나 각종 공익적 부담 등 부문간 교차보조, 정책적 고려에 의한 전기요금 수준 억제(적정 수준 이하의 투자보수율 문제) 문제 등에 대한 검토와 아울러 원가주의에 의한 독점기업 내부의 비효율적 생산 가능성을 검토한다. 요금구조 측면에서는 용도별, 중별 구분의 임의성을 비롯하여, 소비자간 횡적 보조 문제와 계절별, 시간대별 차등요금체계상의 문제점을 분석한다.

제3장은 본 보고서의 주요내용이 다루어지고 있는데 현행 관리가격체제의 궁극적 대안으로서의 시장가격체제의 주요 내용 및 실제 운영 사례를 분석한다. 우선적으로는 현재 전세계적으로 진행되고 있는 전력산업 구조개편의 추이 및 유형을 살펴본 후 경쟁적 전력시장에서의 가격결정의 기본원리를 분리가격제도와 단기한계비용 가격책정원리 측면에서 다루고 있다. 이어 전력 풀 시장에서의 구체적 가격결정 메커니즘을 보편적 풀 제도하의 한 표준적 방식을 중심으로 살펴본 후, 그 구체적인 사례로서 영국 및 미 캘리포니아에서의 풀 시장 운영실태 및 문제점을 검토한다.

제4장은 전력시장가격제도를 우리 나라에 도입하였을 경우, 총괄원가주의에 입각한 현행 전기요금체제의 문제점이 어떻게 개선될 수 있으며, 무슨 문제가 남고 또 새로이 발생할 수 있는 문제는 무엇인가를 다루고 있다. 먼저, 우리 나라의 전력산업 구조개편 계획 및 단계별 특징을 간략히 소개한 후, 구체적으로 발전부문에 경쟁적 시장기구를 도입하였을 경우의 예상되는 전력가격 수준 및 문제점을 파악한다. 이어 이러한 구조개편이 결국 최종 소비자 요금체계에 어떠한 영향을 미치게 되는가를 살펴보게 될 것이다.

II. 현행 전기요금체제의 현황 및 문제점

1. 전력수급 및 가격 추이

가. 전력수급 추이

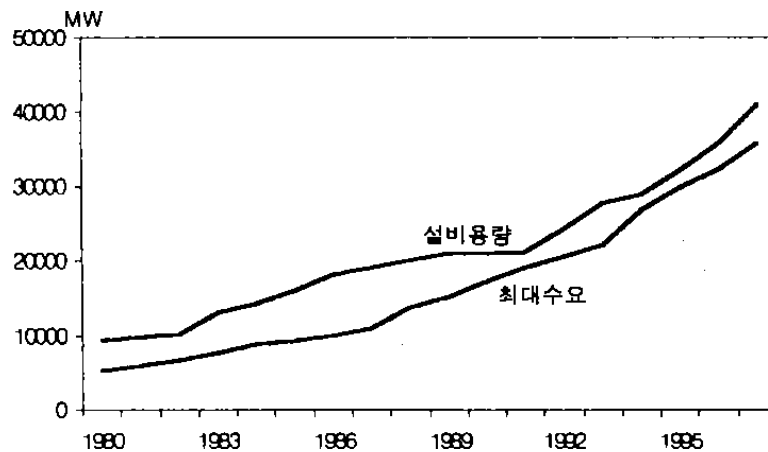
지난 2차 석유파동 직후인 1980년부터 IMF 경제위기가 발생하기 직전인 1997년까지 우리나라의 전력수요는 동기간 동안의 높은 경제성장 추세(연평균 8.3%)에 힘입어 최대부하 기준으로 연평균 11.7% (판매전력량 기준으로는 11.3%)의 높은 증가추세를 보였다. 이러한 수요증가 추세에 맞추어 공급능력도 크게 증가하여 1997년 말 현재 총 설비용량은 '80년 대비 7.5배 규모인 41,041 MW를 기록하고 있다.

<표 II-1> 전력수급추이

	1980	1986	1990	1997	'80 - '97 년평균증가율(%)
GDP('90년불변조원)	75.5	124.2	179.5	290.9	8.3
최대수요(Mw)	5,457	9,915	17,252	35,851	11.7
설비용량(Mw)	9,351	18,060	21,021	41,041	9.1
설비에비율(%)	72.1	82.1	21.8	14.5	-

특기할 사항은 [그림 II-1] 및 <표 II-1>에서 보는 바와 같이 설비에비율이 80년대에는 상당히 높은 수준을 지속하여 전반적으로 공급과잉상태에 있었음을 나타내고 있는 반면, 90년대에는 설비부족 현상을 나타내고 있다는 점이다.

[그림 II-1] 전력수급추이



용도별로는 상업용 수요가 서비스산업의 신장, 도시빌딩의 대형화 및 사회간접자본의 확대 등으로 가장 빠른 증가세(연평균 17.1%)를 나타내어 총 소비에서의 수요비중이 1980년 9%에서 1997년에는 21.6%로 증가하였고 향후에도 이러한 추세는 계속될 것으로 전망되고 있다.

주택용 수요는 소득수준의 증가에 따른 가전제품의 보급확대와 주거면적의 증가에 힘입어 총수요 증가율과 거의 같은 추세의 증가율을 나타내어, 1997년 현재 총소비에서의 비중은

'80년 수준인 16.2%를 유지하고 있다.

산업용 수요는 80년대 이후, 상대적으로 에너지저소비산업인 조립·금속·기계공업의 비중이 높아지면서 그 증가세가 다소 둔화되긴 하였으나, 정보화 및 자동화의 확산으로 이 부문 역시 생산증가율을 앞서는 전력수요 증가추세를 보이고 있다. 그러나 가정·상업부문에서의 증가율에는 못 미쳐 '97년의 소비비중은 '80년에 비해 12.0%포인트 하락한 58.0%를 기록하고 있다.

<표 II-2> 용도별 전력수요 추이

	1980	1986	1990	1997	'80 - '97 년평균증가율(%)
총수요전력량(GWh)	32,734	56,309	94,382	200,783	11.3
주택용(%)	16.2	18.3	18.8	16.2	11.2
상업용(%)	9.0	11.1	14.6	21.6	17.1
산업용(%)	70.0	65.4	62.8	58.0	10.0

공급설비구성 측면에서는 수력, 석유발전 중심(각각 12.3%, 74.4%)에서 원자력, 석탄발전 중심으로 공급구성이 크게 변화하여, 원자력 설비비중은 한 때 36.3%(1989년)에 이르렀다. '97년 말 현재 수력 및 석유발전설비비중은 각각 7.6%, 21.6%로 축소된 반면, 석탄 및 원자력 설비비중은 각각 24.9%, 25.1%를 차지하고 있다. '86년에 LNG를 도입하기 시작하면서, 가스발전설비(석유발전소 연료의 천연가스로의 대체 포함)도 크게 증가(연평균 12.9%)하여 '97년의 설비비중은 20.8%에 달하고 있다.

<표 II-3> 발전설비 구성추이

	1980	1986	1990	1997	'80 - '97 년평균증가율(%)
총설비규모(MW)	32,734	56,309	94,382	200,783	11.3
수력(%)	12.3	12.3	11.1	7.6	6.0
석탄(%)	8.0	20.5	17.6	24.9	16.6
석유(%)	74.4	40.8	22.9	21.6	1.4
가스(%)	0.0	0.0	12.1	20.8	12.9
원자력(%)	6.3	26.4	36.2	25.1	18.4

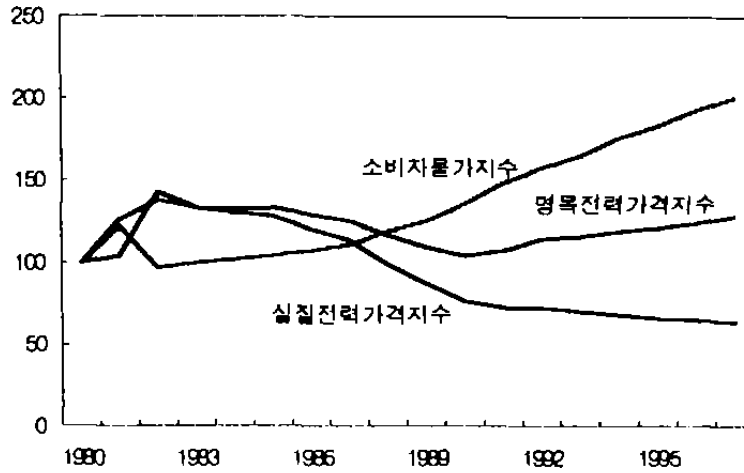
나. 전력요금 추이

지난 20년간 전력요금 수준은 '70년대 에너지위기상황이 여파를 미친 '80년대 초를 제외하면, 실질가격 기준으로 지속적인 하락추세를 나타내고 있다. '82-'97년 기간 중 명목상의 평균 전력요금은 kWh당 69.9원에서 65.3원으로 6.6% 정도만 하락하였지만, 동기간중 소비자물가지수는 2배 이상 수준으로 올라 '97년 불변가격기준 실질전력요금은 55% 정도가 하락한 것으로 나타나고 있다.

용도별로는 주택용 전기요금이 같은 기간 중 실질가격기준으로 40%정도 하락한 반면, 산업용 동력으로 사용되는 전기요금의 하락율은 60%를 기록하여, 70년대이래 산업용 전기요금

수준을 낮게 유지하는 정책이 '80-'90년대에도 계속되어 왔음을 나타내고 있다.

[그림 II-2] 전력요금추이



'80-'90년대에 전력요금이 하향적인 안정세를 유지한 원인은 무엇보다도 석탄, 석유 등 발전연료가격의 하락 안정세가 가장 큰 요인으로 지적되고 있다. '82-'97년 기간 중 연료용 유연탄의 평균 수입단가(CIF 기준)는 톤당 63.9달러에서 42.3달러로 32.7%가 하락한 것으로 나타나고 있고, 석유류는 발전용 B-C유가 리터당 178원에서 133원으로 25.5%, 경유가 216원에서 171원으로 21%가 하락하였다.

발전연료가격이 큰 폭으로 하락하는 상황에서도 명목 전력가격이 일정수준을 유지했다는 사실은 일반적으로 연료비 이외의 기타 생산비용 측면에서는 그다지 큰 개선이 이루어지지 않았음을 의미한다. 실제로 명목 전력요금이 상승해 왔던 90년대에 있어, 고정비의 대부분을 차지하는 감가상각비, 수선유지비 및 기타경비 등 세 개 항목의 비용이 kWh당 21.6원('90년)에서 30.4원('97년)으로 급증하여 전력요금 상승을 주도하고 있다.

<표 II-4> 발전연료가격 추이

	1982	1986	1990	1997	'97/'82(%)
유연탄 수입가격 (CIF, \$/MT)	62.93	42.15	47.75	42.33	-32.7
원유 도입가격 (FOB, \$/Bbl)	32.82	14.17	19.99	19.28	-41.3
B-C 구입가격 (원/리터)	178.69	82.31	91.84	133.17	-25.5
경유 구입가격 (원/리터)	216.60	131.38	130.36	171.20	-21.0

2. 전기요금의 결정원리

가. 총괄원가주의

현행 전기요금 수준을 결정하는데 가장 기본적인 원리는 요금이 전력을 생산·공급하는데 투입된 모든 비용(총괄원가)을 정확하게 반영하여 결정되어야 한다는 것이다. 경쟁이 부재한 자연독점적 상황하에서도 인위적으로 시장상황(수요, 공급조건)을 추정하여 적정생산량과 그

에 상응하는 가장 효율적인 공급비용을 계산해낸 후, 이러한 공급비용에 일치하는 가격을 책정케 함으로써 독점적 초과이윤을 없애고 완전경쟁 하에서와 같은 최적상태를 구현할 수 있다는 생각이 이러한 가격결정방식의 이론적 토대를 이루고 있다.

총괄원가에는 투자자본에 대한 적정한 보수가 포함되는데 자기자본에 대한 정상이윤과 차입자본에 대한 이자가 그 주요 구성요소를 이룬다. 이러한 원칙하의 가격결정은 일반적으로 다음의 식과 같이 나타낸다.

$$p = R/q = \{E + (V - D)r\}/q$$

여기서 q 는 판매전력량, R 은 총 요금수입을 나타내고, E 는 영업비, V 는 건설당초의 사업자산의 가치, D 는 감가상각충당금, 그리고 r 은 일정한 투자보수율을 말한다

이러한 가격결정방식의 관건은 결국 주어진 수요량을 충족시키는데 필요한 가장 효율적인 생산비용(영업비용 E 및 사업자산의 가치 $V-D$) 및 투자보수를 얼마만큼 공정하게 평가하여 요금에 반영하는가에 있을 것이다.

나. 한계비용가격원리

전력은 물리적으로 동질의 재화이지만, 다른 한편으로는 사용용도 및 시간에 따라 공급비용이 크게 달라지는 다 산출물 생산으로서의 특성을 갖고 있다. 따라서 요금구조를 어떻게 설정하느냐가 전력산업의 효율성을 결정짓는데 있어 요금수준 못지 않게 큰 영향을 미치게 된다. 결국, 원가주의 원칙은 개별서비스에도 그대로 적용되어야 한다는 것인데, 문제는 공통투입물의 범위가 큰 전력산업의 경우에 개별서비스의 원가를 얼마만큼 적절히 산출해 낼 것인가 이다.

일반 경제이론은 가장 적절한 개별서비스의 가격은 해당 서비스 한 단위를 추가적으로 생산할 때 소요되는 한계비용과 같아야 한다는 점을 지적한다¹⁾. 그러나 전력산업과 같이 고정설비비용이 큰 자본집약적 산업에 있어서는 주어진 설비규모 하에서 통상의 한계비용이 평균비용보다 낮은 규모의 경제 현상이 나타나 가격이 한계비용과 같게 되면 별도의 손실보전수단이 필요하게 된다. 이러한 이유로 전력산업에 있어 현실적으로 채용되는 것은 장기한계비용개념이다. 이는 추가적 생산에 따른 평균증분가변비용에 덧붙여 생산량의 증가가 계속될 때 결국 필요하게 될 추가설비에 대한 평균증분자본비용을 합한 것을 요금결정의 기준으로 삼는다는 것이다.

그러나 단기한계비용개념을 추가적인 수요 한 단위를 충족시키는데 필요한 모든 사회적 기회비용(설비부족에 의해 공급지장이 발생할 시의 사회적 손실 포함)²⁾으로 정의하면, 이러한 장·단기개념의 분리는 관점이나 개념사용용도의 차이에 불과한 것이 되고 균형 최적설비상태에서는 한계설비비용과 한계적인 공급지장비용이 같아 장·단기 한계비용은 일치하는 것으로 나타난다. 반면, 과잉설비가 있을 때는 단기한계비용이 장기한계비용보다 작고, 설비부족 시는 단기비용이 장기비용보다 큰 관계가 성립한다.

경쟁시장의 부재로 인해 실제로 공급지장의 사회적 가치를 측정키 어렵고, 전력수급의 적정성 여부를 떠나 사업자의 수지균형을 상시적으로 유지할 필요가 있는 독점적 상황의 관리가 가격제도하에서는 기간평균비용개념이 가미된 장기한계비용에 입각한 가격결정이 한계비용가격원리를 적용하는 것보다 현실적인 대안으로 나타난다. 최대부하요금(Peak-load pricing)제도가 그 대표적인 예인데 경부하 시기의 소비자는 한계변동비용만을 부담하지만, 최대부하 시기에는 설비비용까지를 부담하도록 하는 방안이 그것이다. 그러나 용도 및 시간대별 구분을 더욱 세분화하여 한계비용가격원리에 더욱 충실해지고자 할 때, 장기한계비용의 추정은 공통비용의 배분문제로 인해 극히 복잡해지고, 이로 인해 요금결정방식으로서의 상대적 이점을 오히려 상실케 된다. 전력시장에 경쟁적 구조가 가능하다면, 단기한계비용 가격원리가 더 적절한 방식이 될 수 있는데 이에 대해서는 제3장에서 상술하기로 한다.

주석 1) 전기요금 결정자의 목적함수가 생산자이윤 $V(p)$ 및 소비자이윤 $\lambda(p)$ 의 합으로 표현되는 사회적후생 $S(p)$ 을 조건없이 극대화하는 것이라면 이를 위한 최적의 가격구조(p)결

정방식은 다음과 같은 한계비용가격결정이 된다.

$$MaxS(p) = V(p) + \lambda(p) = \int p(y)dy - C(y)$$

$$\rightarrow p = \partial X / \partial y$$

주석 2) Schweppe et al.(1988)의 실시간가격이론(spot pricing of electricity)에서는 공급지장비용을 공급의 질(quality of supply)을 유지하는데 필요한 비용으로 표현하고 있어 공급비용 측면을 강조하고 있다.

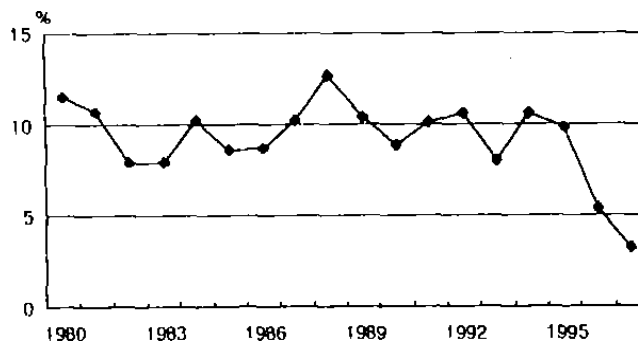
3. 현행 요금체제의 특징 및 문제점

가. 요금수준

1) 정책적 요인에 의한 요금수준 결정

총괄원가주의를 근간으로 한 현행 전기요금 수준 결정구조상의 첫번째 특징 및 문제점은 전기요금 수준이 물가 등 일반 거시경제정책이나 부문외적 요인에 의해 지나치게 큰 영향을 받고 있다는 점이다. 이는 현재의 한전 공기업 구조와 밀접하게 연관되어 있는데, 우선적으로 지적할 수 있는 점은 적정한 투자보수의 확보문제가 요금수준 결정에 있어 중요항목으로서 사전적으로 고려되기보다는 사후적으로 조정됨으로써 전력산업이 독자적인 자금조달 능력을 가지고 자율적으로 성장하는데 중대한 장애요인으로 작용해왔다는 점이다. 실제로 지난 '82년 이후 '97년까지 전기요금은 13차례에 걸쳐 개정되어 왔지만, 투자보수율이 요금조정의 주된 요인으로 내세워진 적은 거의 없는 실정이다. 실제로 전력수급이 긴박해지기 시작한 '90년 이후, 투자자금수요는 크게 증가해 왔지만, 전기요금 상승은 소비자 물가는 물론 비용상승에도 못 미쳐 한전의 재무구조를 악화시켜 왔다. 최근에는 이러한 현상이 심화되어 '96년 투보율이 5.4%, '97년에는 3.2%까지 하락하는 결과를 낳고 있다.

[그림 II-3] 한전의 투자보수율 추이



사업의 위험도가 상대적으로 낮은 공기업의 적정 투보율을 9% 수준으로 가정한다면, '97년 투보율을 이러한 수준으로 끌어올리기 위해서는 적어도 14% 정도의 요금 인상이 필요한 것으로 나타나고 있다³⁾.

2) 타 산업부문에 대한 지원

다음은 전기요금이 타 부문을 지원하는 주요 수단으로 이용되고 있는 점이다. 먼저 타 에너지산업에 대한 교차보조 문제인데, 경쟁력을 이미 상실한 국내 무연탄산업을 지원키 위해 경제급전원칙에 의한 소요량 이상의 무연탄을 높은 가격에 구입해 소비하거나 경직적인 액화천연가스(LNG)도입계약에 묶여있는 가스산업을 지원키 위해 일정량의 천연가스를 발전연

료로 의무적으로 사용하는 것 등이 그 대표적인 예가 된다.

'97년 말 현재의 전원구성을 전제로 정상적인 경제급전 원칙을 적용하였을 경우, 무연탄 약 70만 톤(총 발전연료사용량 230만 톤), LNG 약 150만 톤(총 발전연료사용량 538만 톤)을 각각 유연탄 및 증유발전으로 대체, 연간 2,100억 원 정도의 생산비용을 절감하여 약 1.6%의 전기요금을 인하할 수 있는 것으로 나타나고 있다. 장기적으로 경제성 없는 무연탄 발전설비를 퇴장시키는 등 전원구성이 보다 적정화될 경우 이로 인한 비용절감효과는 더욱 클 것으로 보인다.

이 밖에도 다목적댐등 수자원사업에 대한 지원이나 지역난방용 열병합발전소 지원, 기타 관련 중소기업 지원, 연구개발자금지원, 전기요금을 통한 북한 KEDO 원전사업 지원계획 등도 공기기업으로서의 한전이 전기요금을 타 산업부문에 대한 지원에 활용하는 좋은 예로 들 수 있다.

3) 독점기업내부의 생산적 비효율

현행 전기요금체제의 보다 근본적인 문제점은 총괄원가주의 방식의 요금결정 및 규제 그 자체에서 연유한다고 할 수 있다. 다시 말하면, 비용발생의 원천이 어디에 있는지 궁극적으로는 모든 비용이 요금에 반영될 수밖에 없는 상황은 생산기업 내부에 소위 "도덕적 해이(moral hazard)" 현상을 불러 일으켜 비효율적 생산, 고비용의 생산구조를 낳게 되고, 결국은 상대적으로 높은 수준의 전기요금을 결과케 한다는 점이다.

주된 논리는 정부가 완전 중립적인 입장에서 원가주의 원칙을 엄격히 적용 가격을 규제한다 하더라도, 생산비용에 대한 정보 측면에서 독점기업보다 불리한 위치에 있다면, 기업내부에서 개인적인 이해를 추구하여 비용을 상승시키더라도 이를 탐지하지 못하고⁴⁾ 비효율적 생산에 따른 비용상승분을 가격에 전가시키는 행위를 통제할 수 없다는 것이다.

생산기술의 선택단계에서부터 이러한 현상은 나타날 수 있는데, 흔히 "Averch-Johnson" 효과라 불리는 자본집약적 설비투자경향이 그 대표적인 예가 된다. 미국과 같이 투자보수를 중심의 가격규제를 시행하는 나라에서 설비자본에만 일정 투보율을 적용할 때, 이러한 현상은 쉽게 관측되는데, 우리 나라와 같이 투보율이 단기적으로 큰 의미를 갖지 않는 공기기업체에 있어서도 원가주의 하에서는 대규모 설비투자 위주의 자산극대화 전략이 효율성 여부를 떠나 규제기업내부의 사적 이해를 더 잘 반영할 것이라는 점은 쉽게 이해될 수 있다. 여기에 시장수요를 과다하게 예측하는 경향을 추가로 고려하면, '80년대 우리 나라를 포함하여 세계적 현상으로 나타난 전력산업의 일반적 과잉설비경향을 이러한 측면에서 설명해 볼 수 있을 것이다.

실제로 '80년대 우리 나라의 평균적인 설비에비율은 적정수준을 크게 상회하여 63.3%에 이르고 있다. 적정 설비에비율을 20-30%로 가정하고 '80년대의 과잉설비경향에 의한 누적적인 자본비용 손실분을 시산해 보면 '97년 현재가치 기준으로 약 6조5천억 원에 이르고 있다. 이는 '80년대 누적매출액(요금수입)의 4.2%에 해당하는 금액으로서, 보다 합리적이고 탄력적인 투자결정구조를 가지고 있었다면, 상당 폭의 추가적인 실질 전기요금하락이 가능했음을 나타낸다.

기타 생산비용(인건비, 연료구입비, 유지보수비, 기타 경비) 측면에서도 원가주의로부터 배태되는 도덕적 해이⁵⁾ 현상은 쉽게 추측해 볼 수 있으나 독점적 상황에서 그 정도를 정확하게 추정해내기는 쉽지 않다. 하지만, 구조개편을 통해 경쟁적 시장으로 이행한 나라의 경우를 보면 얼마쯤은 그 정도를 짐작해 볼 수 있을 것인데, 영국의 경우 구조개편 후(1990-1995) 실질전기요금이 평균 10%정도 하락하였지만, 30%정도의 고용인원 감축(발전부문 50%, 송배전부문 25%)등 생산비용의 절감으로 전력회사들의 평균적인 세전 이윤은 120% 정도 증가한 것등이 그 대표적인 예가 될 것이다.⁶⁾

나. 요금구조

1) 용도별 요금체계의 문제점-소비자간 교차보조

우리 나라의 현행 전기요금체계는 전기사용용도에 따라 요금종별을 달리 적용하는 용도별 차등요금제도로써 요금종별은 주택용, 일반용, 교육용, 산업용, 농사용 및 가로등으로 구분하고 있다. 각 용도 내에서는 전압 및 계절 시간대별로 요금구조를 점차 세분화하여 서비스별 원가주의 원칙을 확대해 가고 있고, 요금구성 측면에서는 대부분의 용도에서 선택적 이부요금제를 채택하여 한계비용가격원칙을 확대 적용해 나갈 수 있는 기본 틀을 제공하고 있다. 현행 요금체계의 첫 번째 문제점으로는, 서비스 종류의 구분이 비용발생구조를 충실히 반영하여 설정되었기보다는 소득이나 산업 정책적요인에 의해 임의적으로 설정되고 서비스별 가격구조도 비용구조와 상당한 괴리를 보이고 있다는 점이다. 다시말하면, 요금체계가 소비자간 횡적보조의 주요 수단으로 활용되어 자원의 효율적 배분을 저해하고 있다는 점이다. 저소득층과 농어민 보호정책의 일환으로 전력소비량이 작은 저소득층 및 농사용 전력에 대해 원가보다 크게 저렴한 요금을 책정하고 있다. 물가안정 및 산업의 국제경쟁력 지원을 위한다는 취지로 광업 및 제조업에 적용하는 산업용 전력 역시 여타 용도에 비해 낮은 전력가격을 유지하고 있다. 반면, 주택용 및 업무용(일반용)에는 고품의 전기요금을 적용하고 있다.

<표 II-5> 현행 용도별 요금체계의 특징 및 요금

용도	요금구조	특 징	요금수준 (원가회수율) 원/kWh
주택용	기본요금 6단계차등제 전력량요금 7단계누진제	과다한 누진단계(7단계) 단계간 요금격차 과도	100.94 (114%)
일반용 (갑,을)	선택적 이부요금 전압별,계절별 차등 시간대별 차등 (계약전력 5천kW이상)	가장 고품의 요금수준 단일 기본요금	102.01 (123%)
교육용	선택적 이부요금 전압별,계절별		84.87 (112%)
산업용 (갑,을,병)	선택적 이부요금 전압별,계절별 차등 시간대별(300kW이상)	기본요금: 전압별 단일 요금 상대적으로 저렴한 요 금	54.86 (94%)
농사용	용도별 차등(갑,을,병) 전등: 부하선비요금	농어민 보호정책에 따 른 저렴한 요금.	42.46 (41%)
가로등	정액등:부하선비요금 종량등:이부요금		56.18 (81%)
평균			71.93 (103%)

상기<표ii-5>에서 보는 바와 같이, 용도별 평균비용 기준으로 산업용이나 농사용 요금은 원가회수율이 각각 94%, 41%에 불과한 반면, 주택용, 일반용, 교육용은 모두 100%를 크게 상회하고 있다. 이는 제조업 중심의 산업용 전력 소비비중이 58%에 이르는 현실을 감안하면, 가정 및 일반서비스부문에서 제조업부문으로의 교차보조가 상당한 수준에 있음을 나타낸다.

동일 용도내의 소비자간에도 이러한 교차보조 현상은 쉽게 관찰되는바, 특히 주택용 요금구조가 이를 잘 말해준다. 주택용 요금은 현재 에너지소비절약을 유도한다는 명분 하에 7단계로 구분되어 1단계 대비 7단계의 요금이 기본요금은 약 22배, 전력량요금은 13배의 요금격차를 보이고 있다. 평균적인 소비자 계층인 3단계(월 101-200kWh 사용자)요금과 비교해서도 기본요금은 10배, 전력량 요금은 3.7배에 이르고 있다.⁷⁾ 이러한 격차는 공식적으로 에너지절약이라는 목적으로 설명된다. 그러나 에너지절약도 경제적 효율성을 달성하는 수단에 불과하다고 할 때, 해당 서비스의 공급비용을 크게 넘어서는 가격은 경제적으로는 설명될 수 없을 것이다. 실제로 4단계의 월 300kWh 사용자의 평균전기요금은 원가보다 30% 정도 높고, 7단계의 월 500kWh 사용자의 경우는 원가보다 100%정도 더 높은 것으로 나타나고 있다.

전력 다소비자가 침투부하 시에 기여하는 바가 큰 점을 고려하더라도 기간평균비용 기준으로 산정되는 요금이 같은 율의 비용격차를 반영한다고 볼 수는 없을 것이다. 실시간으로 한계비용가격원리를 가장 잘 반영하고 있을 것으로 여겨지는 영국의 경쟁적 전력현물시장(Pool)에서 동결기(1월)의 평균적인 일일 가격변동추이를 보더라도 최대부하시의 현물시장가격이 일 평균가격의 2배를 약간 넘는 수준에 불과한 것으로 나타나고 있다.⁸⁾

사실 용도중심의 현행 가격체계는 원가주의(한계비용)원칙을 적용하는데 있어 일차적인 장애요인으로 나타난다. 특히 일반용, 교육용, 산업용이라는 용도구분은 부하특성에 따른 공급원가상의 차이를 반영하기보다는 특정 산업부문(특히 제조업)을 전기요금 측면에서 지원키 위한 방안에 불과한 것으로 나타나고 있다. 그러나 산업구조의 고도화 및 다기화로 인해 제조업뿐만 아니라, 교육, 금융, 통신, 유통 등 모든 분야의 중요성이 커짐에 따라 종래의 용도별 구분 및 이에 근거한 차별적 요금 적용은 점차 그 실효성을 상실해가고 있다. 요금을 책정하는 가장 큰 범주로 용도보다는 전압을 설정하고 각 전압별로 계절별, 시간대별로 서비스종류를 구분하여 가격을 책정하는 것이 한계비용 가격원칙을 보다 적절히 적용, 소비자간 교차보조의 가능성을 줄이고 전력산업의 배분적 효율을 증가시킬 수 한 방법임은 지금까지의 여러 연구에서 지적된 바와 같다.

2) 요금체계의 비용구조와의 괴리

현행 요금체계의 또 다른 문제점은 각 서비스종별 요금산정이 여전히 과거실적을 토대로 한 평균비용 방식을 기본 골격으로 하고 있다는 점이다. 평균비용에 의한 요금의 산정은 일반 회계원칙에 의해 비교적 용이하게 산정되어 수요 공급자 및 규제당사자들이 이해하기 쉽고 운영 면에서 단순 명료하다는 장점이 있지만 이 방법은 투하자원의 경제적 가치를 가격에 적절히 반영하지 못함으로써 효율적 자원배분을 저해하는 문제점을 안고 있다.

첫 번째로 지적되는 문제점은 회계원가의 실제 경제적 비용과의 괴리 문제이다. 일반회계원리를 따른 가격체계의 경우 지금까지 투하된 자원의 역사적 비용을 회수하는데 주력하게 되는데, 자원배분의 효율성이라는 기준에서 볼 때 중요한 것은 미래의 소비자가 절약하는 자원이라는 점이다. 가격이라는 것은 추가적으로 소비된 양에 대해 지불하는 것이기 때문에 추가적으로 생산된 비용과 연관되어야 한다. 과거를 기준으로 하는 현행의 가격체계는 결국 과거의 가치기준으로 미래의 자원을 평가하는 셈인데, 이는 최적의 자원배분이라는 기준에서 볼 때 과다 또는 과소투자를 야기할 수 있고, 과거에 과도한 설비투자가 있었을 경우 소비자에게 전가되는 추가소비의 비용은 정상보다 높게 나타나 효율적 자원배분을 저해하는 문제점이 발생케 된다.

평균비용가격체계의 또 다른 큰 문제점은 수용가별, 공급시간대별로 다양한 전력공급의 실제 원가구조를 가격체계가 정확히 반영하지 못하고, 단순히 평균비용에 의해 가격을 책정함으로써 사장손실(death-weight loss)이라는 자원배분상의 왜곡을 초래한다는 점이다.

지난 20여년 동안의 요금제도의 변천 과정을 보면, 요금체계를 설계하는 기준이 단순히 용도별로 총비용을 배분하는 개념에서 (장기)한계비용 가격원칙에 보다 접근해 가고 있다. 최대수요조절요금제의 도입이나 요금종류의 계절별, 시간대별 세분화가 그 주요 내용이다. 그러나 이는 어디까지나 정책적으로 분류된 6개 용도라는 큰 범주 하에서 역시 정책적 요인을 고려하여 비용을 배분한 후에 용도 내에서 부차적으로 부하패턴에 따라 비용을 재 배분하는

수준에 그치고 있어 그 정확성이나 실효성에 있어 많은 한계를 나타내고 있다.

앞서 언급한 바와 같이 미래의 가치를 기준으로 한 한계비용 가격책정방식이 이러한 평균비용방식의 이론적 대안으로 제시된다. 그러나 현행의 산업구조를 그대로 놓아둔채 한계비용 가격책정 방식을 적용하는데는 시행상의 많은 문제점을 안고 있다.

전력산업과 같이 고정비의 비중이 높은 대규모 설비산업의 경우 한계비용 개념을 적용함에 있어서도 한계설비비용 가격책정과 관련하여 기간평균개념의 도입은 불가피하고, 또한 대규모의 네트워크를 통하여야만 공급을 할 수 있는 전력상품의 특성상 기여도에 따른 적절한 배분이 쉽지 않은 네트워크비용의 배분상의 문제 또한 필연적으로 평균비용개념을 불러오게 된다는 문제를 안고 있다.

전력산업 구조개편, 발, 송 배전, 판매부문의 수직적 분리 및 경쟁적 전력도매시장의 개설은 이러한 요금체계의 원가구조로부터의 괴리 문제를 보다 근원적으로 해결하는 한 구조적 환경을 제공하게 된다. 우선적으로 규모의 경제가 거의 없는 것으로 평가되는 발전부문의 분리는 60% 이상의 생산비용을 점유하는 발전부문에 한계비용 가격원리를 전면적으로 적용할 수 있는 환경을 조성하게 된다는 점이고, 규모의 경제가 여전히 존재하는 송 배전서비스부문에 있어서도 서비스별 분리가격제도는 단순평균비용가격제도의 문제점을 극복할 수 있는 다양한 방법을 제공하는 터전을 마련케 된다는 점이 그것이다.

주석 3) 장기할인율 8.5%를 전제로 한전의 장기한계비용을 시산한 에너지경제연구원의 한 연구(손양훈, 1997)에 의하면, 2010년까지의 장기전력수급계획이 실현되었을 경우 장기한계비용은 kWh당 79원(95년불변가격 기준) 정도로 나타나 97년 평균전기요금 59원보다 30% 이상이 높은 것으로 나타나고 있다.

주석 4) Leibenstein(1966)은 일찍이 기업내부의 이러한 기회주의적 행동은 현실적으로 상당한 수준에서 광범위하게 존재하나 계량화하기는 매우 어렵다는 의미에서 이를 "X 비효율"이라 명명하고 있다.

주석 5) 규제자와 피규제자간의 비대칭적 정보구조로 인해 파생되는 도덕적 해이 문제는 크게 두가지 종류로 나누어지는데, 첫 번째는 앞서 밝힌 생산기술상의 정보부족으로 규제기업이 비효율적 생산기술을 선택해도 규제자는 이를 탐지할 수 없다는 것으로 이를 흔히 역선택(adverse selection) 현상이라 부른다. 두 번째는 주어진 생산기술하에서 생산자가 최선의 노력을 기울이지 않아서 발생하는 생산성의 저하 문제로 이것의 협의의 도덕적 해이(moral hazard) 현상이다.

주석 6) Vicker & Yarrow, The British Electricity Experiment, 1997

주석 7) 한국전력공사 전력경제처, "전기요금제도 설명자료", 1997

주석 8) Financial Times, Power in Europe, No. 296, 3. 29. 1999, pp5-6.

Ⅲ. 구조개편과 시장가격제도

현행의 수직 통합적, 독점적 산업구조 하에서는 인센티브 가격규제방식으로도 원가주의가 갖는 구조적 문제점에서 크게 자유로울 수 없다고 할 때, 수직 제 단계의 구조적 분리 및 경쟁적 시장가격제도를 통한 자원배분 방식이 관리가격제도의 문제점을 극복하는 최종적인 대안으로 나타난다.

그러나 지난 수 십년 동안 수직 통합적 산업구조를 강제했던 전력산업의 제 특성은 일반적인 상품시장과는 크게 다른 시장제도 및 가격결정 메커니즘을 필요로 한다. 이에, 본고는 먼저 우리 나라에서 전력시장기구를 성공적으로 도입하는데 필요한 핵심적인 조건들을 파악키 위해, 현재 전세계적으로 진행되고 있는 전력산업 구조개편의 주요 흐름을 살펴본다. 이어 경쟁적 구조로 성공적으로 이행한 나라들에서 공통적으로 관찰되는 전력시장가격결정 메커니즘 상의 주요 특징을 이론적이고도 실제적으로 파악한 후, 이를 바탕으로 우리 나라에서 전력시장가격제도가 갖는 전기요금제도 개선대안으로서의 의미 및 문제점을 다음 장에서 살펴보고자 한다.

1. 전력산업 구조변화의 추이 및 유형

가. 구조변화의 주요 동인에 따른 분류

최근 세계적으로 진행되고 있는 전력산업구조개편은 크게 보아 두가지 흐름이 중첩되어 나타나고 있다. 첫 번째는 송전망 개방, common carrier 개념을 바탕으로 한 탁송(wheeling) 모델의 일반화이고, 또 다른 흐름은 각 지역시장 내에서의 수직적 구조분리를 바탕으로 한 일반적 전력도매시장(전력 풀)제도의 도입이 그것이다. 전력 풀시장제도도 각국의 실정에 따라 여러 가지 변이형태를 관찰 할 수 있다.

탁송모델과 풀 시장모델은 상호 대립되는 선택적 제도라고 하기보다는 서로 다른 구조변화 동인을 반영하여 나타난 각기 그 위상을 달리하는 시장형태라고 볼 수 있다. 즉, 탁송모델은 주로 지역간 또는 국가간 시장통합을 목적으로 한 광역 전력시장 형태이고, 전력 풀 시장제도는 전통적 지역이건 새로이 통합된 지역이건 간에 주어진 지역 내에서 보다 일반적인 시장기구의 도입을 통한 효율성 향상에 그 주안점을 둔 산업조직 형태라고 볼 수 있다.

1) 다중계통 탁송(wheeling)모델

최근의 전력산업 재편 움직임은 먼저 각국 경제의 지역화, 세계화추세와 그 궤를 같이 하고 있다. 특히 지역간 전력가격차의 지속은 어떠한 형태로든지 계통간의 협력의 필요성을 높여왔으나, 기존의 지역독점 구조 하에서는 그 효과가 미미했던 것이다. 그러나 전력망에 대한 소유권과 사용권 분리를 토대로 한 common carrier원칙의 확립은 지역간 시장통합의 가능성을 크게 증가시키고 있다.

탁송원칙에 의한 광역전력시장 구축의 기본원리는 각 지역시장내의 수직적 산업구조는 원칙적으로는 문제삼지 않고도 통신산업에서와 같이 제삼자에게 자유로운 전력수송망 사용(적정한 접속료를 지불한다는 전제하에)을 허용하면 지역간 거래를 활성화하여 지역간 가격차를 없애고 산업 효율성을 증대시킬 수 있다는 점에 기초를 두고 있다. '90년대 미국 전역 및 유럽연합 전체차원에서 진행되어 왔던 전력시장 통합노력은 이러한 시장모델을 바탕으로 하고 있다.

이러한 시장모델의 최대의 문제점은 중간 탁송자의 기회주의적 행동에 의해, 지역간 전력교류에 대한 이득이 독점될 수 있다는 점이다. 이러한 문제를 시정키 위해, 송전망 개방은 항상 수직 통합된 지역 전력사의 발·송·배전 수직단계간 회계분리 원칙을 동반하고 있으나 Kirchoff 법칙으로 표현되는 전력망 특유의 외부효과나 발·송전서비스간의 깊은 상호의존성은 적절한 탁송(송전서비스)가격이 쉽게 정의될 수 없음을 나타낸다.

미국의 경우, 1992년 EPA(Energy Policy Act)법의 통과와 함께, 송전망 개방의 기본원칙은

확립되었으나 이러한 원칙의 구체적 적용에 따른 전국규모의 본격적인 경쟁적 전력시장의 출현은 아직도 요원한 상태로 남아 있다. 예상대로 두 가지 문제점이 최대의 걸림돌로 등장한다. 첫째는 송전서비스 가격책정이 어떠한 방식으로 이루어져야 하는 지에 대한 합의가 쉽지 않고, 둘째는 시장통합에 따른 지역간 가격균등화 시에 일부 지역에서 발생하게 되는 기 투자자산 가치의 실현불능(좌초비용 stranded cost) 문제를 어떻게 처리할 것이냐 하는 문제이다. 실제로 계통간 거래에 대한 규제를 책임지는 미국의 연방에너지규제위원회(FERC)가 이 문제들에 대한 최소한의 기준을 마련한 것은 극히 최근의 일이다(Order 888, 1996. 12).⁹⁾

<표Ⅲ-1> 미국 및 유럽의 전력시장 구조

	주요 발전자수	주요 송전자수	총시장규모 (GW)	독립계통 지역시장규모
미 국	224	135	750.5	5.5
영 국	3	1	73.0	73.0
독 일	8	8	97.7	12.2
프 랑 스	1	1	103.4	103.4
이 태 리	1	1	56.5	56.5
스 페 인	9	1	43.4	43.4

자료 : EIA, "Electric power annual 1995, Volume II", DOE, 1996

UN, "The situation of electricity in the region of the CEE in 1994, 1996.3

- 주 : 1. 주요 발전자는 총 공급의 80% 이상을 점유
 2. 독일의 경우는 구 서독시장만을 의미
 3. 미국의 주요 발전자수는 IOU 숫자를 의미

유럽의 경우 역시, 1992년에 이미 유럽연합 집행부의 주도 아래 송전망 개방, 회계분리원칙이 시도되었으나 각국의 이해차이로 무산된바 있다. 그 후 수년간의 협상 결과, 탁송모델에 입각해 독립 배전사업자나 대규모 산업수용가 등 일부 대규모 수요자(총수요의 약 30%)에게만 전력망을 개방하는 부분적 전력시장 통합방안이 채택되었다(유럽연합 내 전력시장에 대한 유럽연합 지침, 1996. 12).⁹⁾

탁송모델에 기초한 시장영역의 확대 방안은 단일 계통 내에서도 적용 가능할 것이다. 수직 결합적 산업조직을 근본적으로 해체하지 않은채, 일부 독립적 배전사업자나 산업수용가와 독립적 발전업자(IPP)간에 수직결합 전력회사의 송전망을 이용한 직거래를 허용하는 방안이 그것이다. 이 경우 역시, 송전서비스 가격이나 계통이 제공하는 예비전력(back-up power)과 관련한 가격책정상의 어려움으로 시장개방 효과는 그다지 크지 않은 것으로 나타나고 있다.

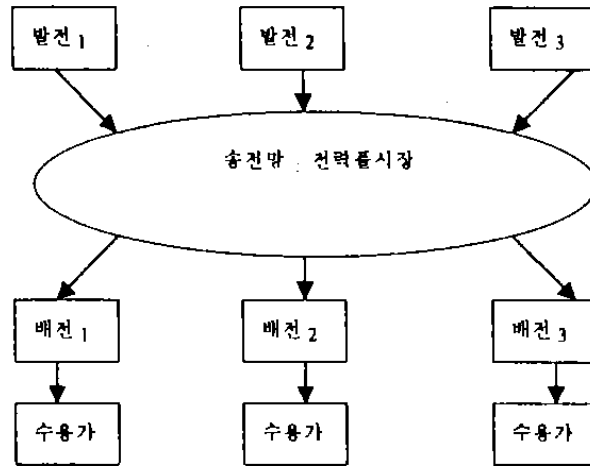
2) 단일계통 전력풀(Pool)시장 모델

송전망개방, 탁송시스템에 의거한 지역간 시장통합 노력이 담보 상태에 머무르는 동안, 일부 선진적인 지역(영국, 노르웨이, 뉴질랜드, 호주 빅토리아, 미국 캘리포니아 등)에서는 전혀 새로운 전력시장형태의 도입을 통한 문제해결을 시도하고 있다. 탁송시스템의 도입을 통한 빠른 시간내의 지역간 시장통합노력이 전력산업의 특이성을 간과한 위로부터의 인위적 구조개편 노력이라 한다면, 전력 풀 제도는 밑으로부터의 근본적인 지역적 구조개편의 결과로 볼 수 있다.

영국이건 캘리포니아건, 전력 풀시장제도가 도입된 지역들의 지난경험은 이를 단적으로 나타내고 있다. 어디서건 수직통합구조는 존속시키면서 탁송모델에 근거한 경쟁적 전력도매시장의 개설이 구조변화 초기의 관심사였으나¹⁰⁾, 전력상품 특유의 외부효과를 내부화 할 수 있는 중앙집권적 보조시장기구의 설치 및 수직통합구조의 근본적인 변화없이 전력산업에서

경쟁적 시장경제의 이점을 향유할 수 있는 여지가 그다지 많지 않다는 인식이 지배적이 되어왔던 것이다.

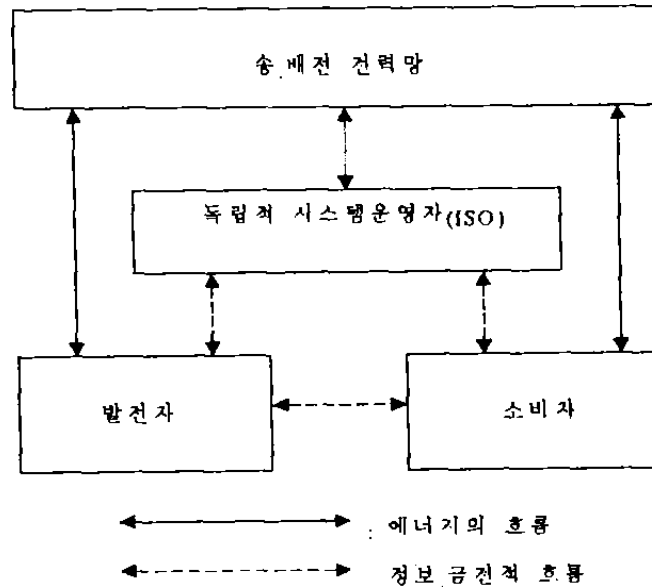
[그림Ⅲ-1] 전력폴시장제도의 기본구



전통적 산업조직과 비교하여, 전력 폴시장제도의 기본구조상의 특징은 다음 세 가지로 요약된다. 첫째는 발전부문으로부터 송전·시스템관리기능을 완전히 분리하여, 단일의 독립적인 시스템운영제도(ISO : Independent System Operator)를 구축하는 것이다. 경쟁적 시장기구가 제 기능을 발휘하기 위하여, 발전부문은 다수의 발전회사로 분리해야 하는데, 중요한 점은, 발전부문의 규모의 경제 등으로 인해 한 발전회사가 여러 개의 발전소를 소유할 수는 있지만, 경제급전의 효율성을 담보하기 위해, 시장거래의 기본단위는 기업이 아닌 개별발전소가 되어야 한다는 것이다. 둘째는, 전력 폴제도가 상호 독립적이었던 지역시장을 통합하는 한 방법으로 사용될 경우¹¹⁾, 전통적 지역시장의 수직분리는 물론이고 수평적으로 통합된 시장에 있어서 독립적 시스템운영자는 유일하게 존재하여야 한다는 점이다. 세 번째는, 중앙집권적·물리적 거래와 분권적·금전적 계약시장은 상호 독립되어 운영된다는 것이다.

이러한 특이한 시장제도가 기본적으로 목적하는 바는, 전력산업이 수직적으로 분리되어 생산활동에 대한 의사결정이 분권화 되어있는 구조하에서도, 전통적 산업구조가 가졌던 수직통합의 경제를 그대로 살리면서 시장경제의 이점을 최대한으로 누리하고자 함에 있다. 다른 한편으로, 이러한 구조만이 발·송전간의 상호의존·외부효과로 인한 시장실패 요인을 최대한도로 억제시키면서 거래비용을 최소화 할 수 있는 적절한 기준을 제공할 수 있다는 점이다. 다음 [그림Ⅲ-2]는 이러한 전력폴제도의 기본구조를 요약하고 있다.

[그림Ⅲ-2] 전력폴시장제도의 기본거래구조



나. 전력폴시장제도의 제유형

1) 의무폴 대 자유폴

폴시장 모델에 입각한 전력산업의 구조개편을 추진한 지역들에 있어서도 구체적인 시장형태는 각 지역의 역사적, 제도적 특성이나 주변 계통과의 연관관계, 또는 전원구성상의 특성에 따라 다양한 형태를 취하고 있다.

가장 폭넓은 기준으로 는 수요, 공급자의 경쟁적 도매전력 현물시장(Pool)에의 의무적 참여 여부를 기준으로 "의무(강제적) 폴(Universal Pool 또는 Mandatory Pool)"과 "자유(자발적) 폴(Voluntary Pool)"로 나누어진다.

일반적으로 주변 계통과의 거래관계가 많지 않고, 화석연료 중심으로 전원구성이 다양한 지역에서는 전력폴시장에의 참여를 의무화하여 중앙집권적 현물시장, 명시적인 경제급전 원리의 적용을 통한 생산효율의 극대화를 기하고자 하는 경향이 나타난다. 의무폴의 대표적인 예로는 영국 전력시장을 들 수 있다. 반면, 주변 계통과의 거래관계가 많거나 폴시장 참여를 강제하는 것이 제도적으로 불가능한 경우(미국 캘리포니아), 또는 수력 중심으로 전원구성이 단순하여 merit-order에 의한 경제급전의 의미가 그다지 크지 않은 경우(노르웨이)는 자유폴의 시장형태를 취하게 된다.

2) 일방입찰 대 양방입찰시장

현물시장의 운영형태에 따라서는 일방입찰시장과 양방입찰시장으로 구분된다. 공급자(발전사업자)만 경쟁입찰 과정에 참여하여 예측된 수요수준(집권적 시장운영자가 계산)에 상응하는 현물시장가격을 결정하는 방식이 전자에 해당되고, 수요·공급자 모두가 입찰에 참여하여 시장가격을 결정하는 방식이 후자에 해당된다. 대개 자발적 폴시장에서는 양방입찰방식을 시행하는 것이 보통이나, 보편적 폴제도하에서는 두가지 방식이 모두 사용되고 있다.

공급자 일방입찰 구조하에서의 가격결정과 관련된 또 다른 기준은 시장가격을 공급자가 제시한 가격에 의거 자동적으로 계산하는 경우(price-bidding generation pool)와 공급자의 제시된 비용정보를 바탕으로 계통운영자(또는 별도의 평가기관)가 임의로 구입가격을 결정하는 경우(cost-based generation pool)로 나뉘볼 수 있는데, 후자의 경우는 구조개편 초기의 한시적 거래형태로서의 의미만을 갖는 것이 보통이다.

가격기준의 공급자 일방입찰인 경우 공급자 자신의 단기 한계(가변)비용에 입찰해 입찰에 참여하는 것이 경쟁시장에서의 이윤 극대화 전략이 될 것이므로 계통전체의 한계비용이 시장가격이 되더라도 이 가격이 발전비용 전체를 포괄하지는 못하게 된다. 따라서 공급안정성이 위협을 받는 시간대에는 이러한 안정성의 가치를 별도의 가격항목으로 설정하여 시장가격을 조정하게 되는데, 이를 흔히 용량요금(Capacity Payment)이라 부른다. 그러나 양방입찰인 경우 이러한 공급안정성의 가치 역시 입찰시장에서 결정되므로 별도의 용량요금이 필요 없게 된다.

3) SMP방식 대 Pay-as-bid 방식

풀시장에서의 가격결정과 관련하여 일회(반시간 또는 한 시간 단위)의 경쟁적 입찰의 결과로 단일의 시장가격을 결정하여 그 시간대의 모든 수요, 공급자에게 적용하는 방식이 SMP 방식(계통전체의 한계비용가격 System Marginal Price 이 단일 시장가격이 되는 원리로 다음 절에서 상술)인 반면, 일반 상품시장에서와 같이 특정 공급자의 입찰가격이 특정 수요자의 입찰가와 맞을 때, 입찰가격이 그대로 시장가격이 되어 현물시장에 여러 가지의 가격이 병존하는 경우가 pay-as-bid 방식의 주 내용이다.

그러나, 현물시장의 형태가 어떠하든, 전력거래의 대부분이 장·단기 계약을 통해서 이루어지고, 현물시장은 이러한 분권적 계약거래의 기준을 제공하거나, 전체적인 수급을 조절하는 기능만에 머물고 있는 상황에서 단기 현물시장의 주 거래방식으로 pay-as-bid를 사용하는 경우는 거의 없는 실정이다.

다음의 <표Ⅲ-2>는 전력 풀시장제도를 채택한 대표적인 4개 지역 전력시장의 시장구조상의 제 특징을 유형화하여 비교·정리하고 있다.

<표Ⅲ-2> 전력풀시장의 제유형

	영국	호주 (빅토리아)	노르웨이	캘리포니아
시장형태	- 강제적 풀 - 일방입찰	- 강제적 풀 - 양방입찰	- 자발적 풀 - 양방입찰	- 자발적 풀 - 양방입찰
경계급전의 기준	- 공급자의 현물시장 입찰 가격	- 공급자의 현물시장 입찰 가격	- 계약시장 상황에 따라 조정	- 계약시장 상황에 따라 조정
용량요금	- 별도지급 - 규제기관에 의한 수준 결정	- 없음 - 수요의 공급 능력 초과시 일부 조정	- 없음 - 공급안정성 가치는 시장에서 결정	- 없음 - 공급안정성 가치는 시장에서 결정
수요·공급자 적거래	- 계약거래 가능 - 의무적으로 참여하는 현물시장가격과의 차이는 별도 정산(CFD 계약)	- CFD 계약 거래	- 자유계약 거래	- 자유계약 거래

주석 9) Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity.

주석 10) '80년대초 이래 영국이나 네덜란드 등 일부 유럽국가에서의 원칙적인 탁송의 허용이나, 1994년 미국 캘리포니아의 탁송시스템에 의거한 도·소매시장 개방 시도("Proposed policy statement on restructuring California's electric services industry and reforming regulatory", California Public Utilities Commission, 1994)가 성과없이 끝난 점이 그 대표적인 사례라 할 수 있다.

주석 11) 역사적으로 전력풀시장제도의 등장은 소규모 지역시장의 수평적 통합을 통한 규모의 경제성 확보가 그 주요 동기였다. 전통적의미의 전력풀제도의 표본인 New England Power(NEPOOL)이나 Pennsylvania-New Jersey-Maryland Power Pool(PJM)이 그 대표적인 경우이다. 최근 캘리포니아에서의 풀시스템 도입도 지역시장통합이 그 주요 동기라 할 것이다. 이러한 동기 측면에서 계통 내부의 수직통합의 비효율성을 해결하는 데 주안점을 둔 영국의 전력풀제도는 오히려 예외적인 경우에 속한다고 할 수 있다.

2. 경쟁시장구조하 전력가격결정의 기본원리

전통적인 총괄원가주의에 입각한 관리가격제도와 비교하여 경쟁적 시장가격제도하의 전력가격 결정원리상의 가장 큰 변화는 첫째는 중간재시장의 개설에 따른 서비스의 분화 및 도·소매가격의 분리이고 둘째는 경쟁적 시장에서는 전력가격이 기본적으로 기간평균비용(장기한계비용 포함)을 반영하여 결정되는 것이 아니라 단기의 한계비용구조를 반영하여 결정된다는 점이다.

가. 분리가격제도(Unbundled Prices)

전력 풀시장모델에 입각해서 전력산업의 수직 제 단계(발전, 송전, 배전, 판매)를 분리해서 각 단계에 경쟁적 시장기구를 개설하였을 경우, 전력가격 결정상의 가장 큰 특징으로 등장하는 것은 최종적인 전력공급에 필요한 각 개별서비스의 가격이 각 개별 중간재 시장에서 독자적으로 결정된다는 점이다. 따라서 전력의 최종소비자 가격은 기본적으로 이러한 각 단계별 개별서비스 가격을 적상하여 책정된다.

1) 발전시장 가격

한 최종소비자가 전력을 구입하기 위하여는 먼저 경쟁적 도매전력 현물시장 또는 자유계약 시장에서 발전서비스를 구매하게 된다. 이러한 발전서비스의 가치는 추가적인 수요 한단위를 즉각적으로 충족시키는데 순수하게 필요한 제 생산요소(발전연료, 인건비, 사용시설과 관련된 제 자본비용)뿐만 아니라, 경제적 저장이 불가능한 전력의 특성상, 수요증가 시에도 공급안정성을 유지하기 위해 필요한 제비용도 반영된다.

순수한 의미의 발전서비스의 가격은 중앙집권적 전력도매 현물시장에서의 경쟁입찰을 통해 결정되거나 계약시장에서의 자유로운 협상에 의해 결정된다. 공급안정성의 가치는 원칙적으로 현물시장에서의 경쟁입찰이나 자유계약시장에서의 협상에 의해 결정되지만, 공급자 일방 입찰제도에서와 같이 일부 시장제약요인이 있는 경우, 영국에서와 같이 규제기관이 "용량요금"(capacity payment)이란 이름하에 가격을 관리하기도 한다.

2) 송전서비스 가격

이어, 최종소비자는 송전망을 통한 전력수송서비스 가격을 지불하게 된다. 송전서비스의 가격 역시, 추가적인 수요 한 단위를 즉각적으로 충족시키는 필요한 비용(계통운영비 및 송전 열손실)을 반영한 부분과 공급안정성을 위한 부분으로 나누어진다.

문제는 공급안정성을 위한 송전서비스의 가치가 분권적 시장구조하에서는 쉽게 정의되기 어렵다는 점이다. 여기서 우선적으로 지적할 사항은 발전서비스와 송전서비스의 강한 상호의존

관계 및 송전망의 외부효과이다. 가장 대표적인 예는 송전설비가 부족하여 송전능력에 제약(혼잡)이 있을 경우, 계통의 최적 급전상태는 변화하여 전체적으로 발전에서 추가적인 비용이 발생하게 된다는 것이다. 결국 두 서비스간에는 전체적으로 강한 대체관계가 성립한다는 것과, 또한 한 단위의 추가적 수요가 미치는 영향도는 계통전체의 관점에서만 파악될 수 있다는 점도 분권적 방식의 송전서비스 가격결정을 어렵게 하는 요인으로 작용한다.

이러한 이유들로 인해 경쟁적 시장구조하에서도 송전망은 단일기업에 의해 독점적으로 운영되는 것이 일반적이고 이 경우 송전서비스가격은 정부의 엄격한 규제 대상이 된다. 그러나 규제의 방법은 전통적인 총괄원가주의 방식보다는 앞서 언급한 계통혼잡에 따른 기회비용, 송전열손실과 기타 무효전력 공급, 주파수 조절, 순동예비력 등의 보조서비스 등으로 서비스 종류를 세분하여 가격을 정하되 각각의 가격에 가격상한을 설정하는 등의 인센티브 가격규제방식을 채용하여 상·하류부문의 경쟁적 시장구조와 조화를 이루도록 하고 있다.

이상의 발전서비스 및 송전서비스 가격의 합이 경쟁시장에서 배전회사나 일부 대규모 수요자가 전력을 구입하는 도매전력가격이 된다. 대개의 경우, 쌍무계약을 통한 전력거래의 경우는 단일의 시장가격이 존재치 않지만, 현물시장가격은 전국 단일의 도매전력 가격수준을 제시하게 된다.

3) 배전서비스 가격

그 정도는 덜하지만, 배전서비스 역시 송전망과 같이 공동비용 부분이 큰 자연독점적 성격을 갖고 있음으로 해서 송전망의 한 모선과 연결된 특정 지역의 배전망 전체를 한 기업이 소유, 운영하는 형태를 띤다. 따라서 가격결정 역시 관리가격 방식을 따르게 된다. 이 경우도, 접속 지점이나 전압등을 기준으로 서비스를 구분하여 가격을 책정케 되는데, 이 때의 규제방식 또한 가격상한제 등의 인센티브 가격방식이다.

4) 최종소비자 가격

최종소비자가격은 이러한 각 중간서비스(발전, 송전, 배전) 시장가격에 일정한 판매비용을 합하여 결정된다. 이러한 가격제도의 일차적인 결과는 지금까지의 전국 단일의 전기요금체계에서 지역별로 전력가격이 차등화 되는 현상이 나타날 수 있다는 점이다.

이러한 시장가격제도하에서는 원칙적으로 정부의 최종소비자 가격 규제가 필요 없는 것으로 볼 수도 있겠지만, 전력이 보편적 서비스 개념에 비추어 협상력이 떨어지는 소규모 수용가 보호를 위한 최소한의 규제는 시장구조가 정착된 이후에도 계속 필요할 것이다. 특히, 경쟁적 시장구조가 정착하기까지의 단계별 이행기, 즉 판매부문이 배전부문으로부터 분리·자유화되기 이전까지의 지역독점체제하에서는 지금까지와 유사한 가격규제가 반드시 필요하게 된다.

그러나 가격결정은 현재와 같이 생산원가를 기준으로 하는 것이 아니라 중간재 시장의 대표가격이 기준이 된다. 경쟁적 시장구조하에서도 송·배전료는 강력한 규제의 대상이 될 것이므로, 최종소비자가격 결정의 핵심은 어떠한 발전서비스 시장가격을 기준으로 하는냐에 있을 것이다. 결국, 전력 소매판매업자가 도매전력을 현물시장에서 구입하든 자유계약시장을 통해 구입하든 자유이지만, 가격규제의 기준은 가장 대표성을 갖는 현물도매시장가격이 될 것이다.

요금체계 역시, 현재와 같이 임의로 용도를 구분하여 총비용을 배분하는 방식이 아니고 실제 소비자들의 전력풀시장에서의 실시간 가격체계에 대한 반응 정보를 바탕으로 요금종류와 수준을 결정하는 방식이 된다. 예를 들면, 일정 소비자군의 한 대표적 소비자가 현물시장에 참여했을 경우의 소비 및 구입 가격패턴에 관한 정보를 바탕으로 요금수준 및 구조를 설계하게 된다. 따라서 구조개편후 일정기간 동안 전기요금체계는 상당한 폭의 변화와 진화과정을 겪을 것으로 보인다.

나. 단기한계비용 가격책정 원리

경쟁적 시장구조하 전력가격 결정구조상의 두 번째 큰 특징은 종래와 같이 기간평균비용 개념에 입각한 가격결정이 아닌 매 순간, 매 시간의 단기한계비용에 입각해 시장가격을 결정케 된다는 점이다. 특히 경쟁적인 도매전력 풀시장에서의 가격결정은 이러한 원칙이 그대로 적용되는데, 최종소비자가격도 궁극적으로 이러한 도매전력가격 추이를 반영하게 된다고 할 때, 단기한계비용은 전력의 일반적 가격책정원리로 자리잡게 된다.

1) 장기한계비용(LMC) 대 단기한계비용(SMC)

현행의 총괄원가주의에 입각한 평균비용 가격책정원리의 가장 합리적인 대안으로 논의되고 있는 장기한계비용 가격책정원리 역시 그 기본전제는 수직통합적, 독점적 산업구조하의 관리가격체제이다. 우리가 앞서 이미 보았듯이, LMC는 미래의 최적의 수급균형 및 설비 구성 경로를 가정하고 미래에 한 단위의 추가적 수요가 발생할 시의 평균적인 비용증가분을 전력 가격결정의 기본원리로 삼고 있다.

그러나 경쟁적 시장구조하에서는 이러한 가격결정방식은 그 현실성을 상실하게 된다. 미래의 전력수급이 균형상태를 유지하리라는 것은 누구도 보장할 수 없을 뿐만 아니라, 이윤극대화를 추구하는 실제 시장참여자의 이해도 이러한 LMC를 실현하는데 있지 않다. 본질적으로는, 시장기구에서는 누군가가 미래의 비용정보를 가지고 가격을 "책정"하는 것이 아니라 시장참여자들의 상호작용의 결과로 시장가격이 "형성"된다는 점이다. 이때 개별 시장참여자들의 가격결정과 관련된 의사결정 기준은 어디까지나 단기라는 점이다.

결국, 실제의 시장가격 경로는 균형점 상의 장기한계비용곡선을 따라가는 것이 아니고, 일반상품시장에서와 같이 전반적인 공급설비과잉 시에는 공급자 전체의 단기한계변동비용만을 반영하게 되어 설비투자를 억제하는 반면, 공급부족 시에는 희소설비에 대한 특별지대까지를 획득, 시장가격을 비용 이상으로 끌어올리면서 추가적 설비투자를 유인하게 된다. 이것이 단기한계비용을 바탕으로 한 시장가격메카니즘의 핵심사항이다.

2) 전력산업에서의 단기한계비용

경제적 저장이 불가능한 특이 상품을 생산하는 전력산업에서 계통 전체의 단기한계비용은 현재의 주어진 설비규모를 기준으로 한 단위의 추가적 수요를 "안정적"으로 충족시키는데 필요한 제비용으로 정의된다.

달리 말하면, 단기적으로 한 단위의 추가적 전력수요를 현재의 설비를 가지고 즉각적으로 충족시킬 때 소요되는 한계변동비용에 덧붙여, 추가적 수요로 설비능력이 떨어져 공급의 안정도를 해침으로써 발생하는 사회적 비용(공급지장비용)이 단기한계비용의 주요 항목을 형성한다. 즉,

$$\text{단기한계비용} = \text{한계변동비용} + \text{공급지장비용}^{12)}$$

특정시점에 있어 발전부문의 계통 한계변동비용(흔히 *system lambda* $\lambda(t)$ 로 표현됨)은 한계설비의 연료비와 유지·보수비로 구성된다. 발전서비스의 공급지장비용 $G(t)$ 은 수요측면에서는 공급중단 시 수요자가 입는 손실의 가치로 추정되겠지만¹³⁾, 공급측면에서는 공급안정성을 위해 일정한 예비공급능력을 유지하는데 드는 비용으로 나타난다. 결국, 균형상태에서의 공급지장비용은 한계설비의 자본비용과 일치할 것이다¹⁴⁾.

특정시점의 송전부문의 계통한계변동비용 $L(t)$ 은 송전열손실, 계통운영비가 그 주요항목이 된다. 공급지장비용 $T(t)$ 은 송전능력의 제약으로 인해 발생하는 급전계획의 변경 등에 따른 추가적 비용이 주요항목이다.

결국, 배전 및 판매비용을 고려치 않을 때, 주어진 한 시간대(t)의 어느 한 추가적 전력수요자(k)에 대한 공급비용 $SMC_k(t)$ 는 다음과 같은 네 가지 구성요소로 나누어진다¹⁵⁾.

$$SMC_k(t) = \lambda(t) + G(t) + L_k(t) + T_k(t)$$

경쟁적 전력시장 가격제도의 현실적 가능성 및 효율성 제고라는 규범적 성격의 토대는 이러한 보다 잘 정의된 한계비용 개념에 일치하는 가격결정이 매일, 매시간의 경쟁적 입찰시장 제도에 의해 달성될 수 있다고 하는 점에 있다.

주석 12) 계통전체의 장기한계비용은 한계변동비용에 한계설비비용을 합산한 것으로 계산된다.

주석 13) 시장 균형가격개념으로는, "수요자의 전력소비를 공급능력 범위 이내로 끌어내릴 수 있는 가격 수준"으로 표현될 수 있다.

주석 14) 이런 점에서 단기한계비용은 장기한계비용개념과 같다고 할 수 있다. 그러나 단기비용은 매일, 매시간에 적용되는 개념이나, 장기한계비용은 기간평균 개념이 추가되어 경쟁적 현물시장상황과 어울리지 않는다는 차이점이 있다.

주석 15) 이러한 단기한계비용 개념에 입각한 실시간 전력요금(spot pricing)이론은 Schweppe et al.(1988)에서 체계적으로 정리되어 있다.

3. 전력 풀(Pool)시장에서의 가격 메카니즘

여기서는 보편적(강제적)풀 시장제도하의 전력 풀시장 및 자유계약시장에서의 한 표준적인 가격결정 방식을 살펴본 후, 그 구체적인 사례로서 영국 및 캘리포니아에서의 풀시장 운영 실태 및 주요 문제점을 다음 절에서 검토한다.

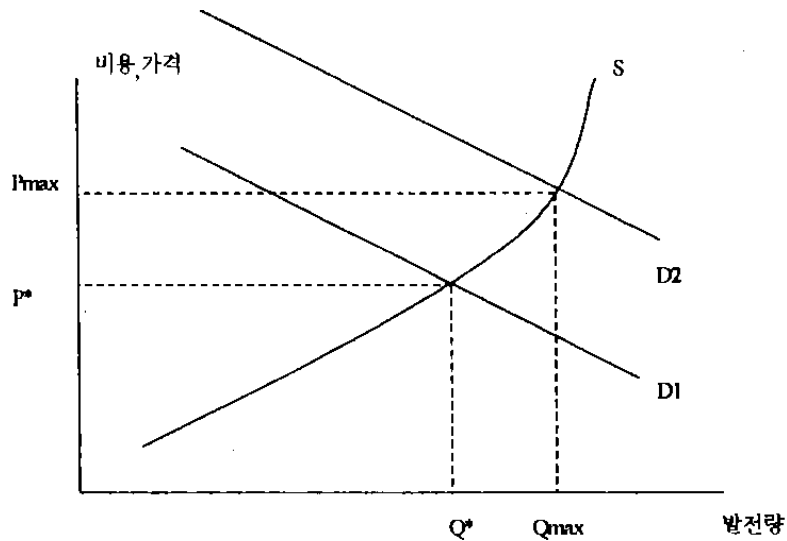
가. 현물시장(Pool) 가격결정

1) 계통한계가격(SMP: System Marginal Prices)

SMP(계통한계가격)는 앞서의 계통한계변동비용-System $\lambda(t)$ 에 상응하는 개념으로서 완전 경쟁적 시장상황에서는 두 개념은 일치하게 된다.

어느 한 시점의 공급자 경쟁입찰 시에, 각 개별 발전자(발전소)가 자신의 단기한계비용에 입각해 가격입찰에 참여하면(전략적 담합이 없다는 가정 하에서는 이윤극대화를 위한 최상의 전략), 독립적 시스템운영자(ISO)는 이러한 입찰정보를 토대로 입찰된 한계변동비용(가격)이 낮은 발전소부터 높은 발전소 순위(merit order)에 의한 시스템 전체의 최적 급전계획, 즉 공급곡선(S)을 작성하고, 시장수요곡선 $D(Q)$ 와 일치하는 수준에서 한계적인 발전자의 입찰가격(SMP)을 시스템전체의 발전서비스 시장가격(P^*)으로 정하게 된다. 다음의 [그림 III-3]은 이러한 원리를 개략적으로 보여주고 있다.

[그림 III-3] 전력풀시장에서의 SMP 결정방식



전력수요(부하)는 하루 중에도 큰 폭으로 변화를 하므로 매 번의 입찰시기(t)마다 $SMP(t)$ 는 달라지게 된다. 부하가 낮은 동절기 심야 시간대에는 한계변동비용이 가장 낮은 원자력이나 유연탄 발전이 한계설비가 되어 SMP 가 크게 하락하는 반면, 하절기 주간대의 피크부하 시기에는 가스터어빈 등 변동비용이 큰 설비가 한계설비가 되어 높은 발전서비스시장가격(SMP)이 형성 된다.

2) 용량요금(Capacity Payment)

용량요금은 앞서의 공급시장비용 $G(t)$ 에 해당하는 개념으로서 공급안정도의 가치를 나타낸다.

상기의 [그림 III-3]에서 보면, 수요가 증가하여 (수요곡선이 $D2$ 로의 이동) 계통의 최대안정 공급능력(Q_{max})에 접근해 가면, 주어진 설비구조하의 SMP 역시 최대점(P_{max})으로 접근한다. 그러나 수요가 안정적 공급능력을 넘는 수준에 이르면, 이를 충족시키기 위한 계통 전체의 단기한계비용은 급증하게 되는데, 용량요금은 이러한 비용과 SMP 와의 차액에 해당된다. 용량요금의 수준을 결정하는 방식은 대략 세 가지로 나눈다. 첫째로, 가장 이상적인 방법은 시장 메카니즘에 따르는 방법이다. 현물시장에서 공급자만이 아니라 수요자도 경쟁입찰에 참여 시켜, 수요·공급의 법칙에 의해 공급안정성의 가치를 결정케 하는 것이다. 결국 시장수요를 Q_{max} 이내로 끌어내리는데 필요한 만큼의 추가적인 가격을 지불케 한다는 것이다. 이러한 양방입찰의 경우, 일회성 입찰에 SMP 와 공급안정성의 가치가 시장가격 속에 동시에 포함되어 결정되기 때문에 SMP 와 명시적으로 구분되는 용량요금 결정방식은 존재치 않게 된다. 이것이 노르웨이나 캘리포니아에서와 같이 양방입찰제를 실시하는 전력 풀시장에서의 용량요금 항목의 처리 방식이다.

두 번째는 전력의 공급중단으로 수요자가 입는 손실의 가치를 계산하여 용량요금으로 부과하는 방식이다. 이 방법이 공급시장비용개념을 가장 잘 반영하고 있지만, 개별 수요자가 느끼는 공급시장에 따른 손실의 가치가 크게 다를 수 있는 상황에서 이러한 비용을 실제로 계산하기는 결코 쉽지 않게 된다.

세 번째는 결국 피크설비의 건설이 공급안정성을 일정하게 유지하기 위한 궁극적인 해결책이라는 관점에서 피크설비의 자본비용을 연금화시켜 용량요금으로 삼는 방법이다.

영국에서와 같이 전력 풀시장에서 발전서비스 공급자들만의 일방입찰을 실시하는 경우, 공급안정성의 가치를 결정하는 주요 방법은 형식적으로는 두 번째 방안인데 실제로 공급시장시의 사회적 가치를 세밀히 조사하여 결정키보다는 세 번째에서의 피크설비의 자본비용을 참조하여 정하게 된다. 다음은 소위 VOLL-LOLP 방식의 영국식 용량요금(CAP) 계산방법

이다. 즉,

$$CAP(t) = LOLP(t) * (VOLL - SMP(t))$$

LOLP(t) : t기의 공급지장확률(Loss of load probability)

VOLL : 충족되지 못한 발전서비스의 가치(Value of loss load)

여기서 VOLL의 크기는 규제기관에서 정해 주는데 영국에서는 초기에 kWh당 2파운드로 정해진 후, 소비자 물가지수에 연동해서 매년 조정되고 있다.

3) 송전서비스 가격결정

전력풀시장제도하에서도 대부분의 경우 송전서비스가 독점적 소유권을 갖고 있는 단일 송전 회사에 의해 공급되므로 해서, 송전서비스 가격은 강력한 규제의 대상이 되고 있다¹⁶⁾.

한계송전비용을 구성하는 요소 가운데, 한계변동비용 $L_k(t)$ 에 해당하는 송전열손실이나 계통운영비는 단위 추가수요의 비용효과를 추정하기도 쉽지 않고 총 비용 중에서 차지하는 비중도 작기 때문에 평균비용가격으로 처리해도 큰 무리가 따르지 않을 것이나, 송전서비스의 공급안정 가치에 해당하는 송전능력제약에 따른 기회비용(송전혼잡지대) $T_k(t)$ 는 이러한 평균비용 가격책정방식으로는 극단적인 전략적 행동을 유발하여, 송전망의 효율적 이용 및 적절한 투자를 저해하게 된다.

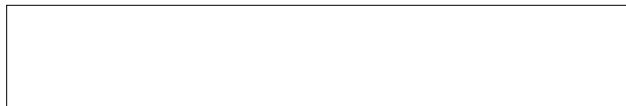
발·송전비용간의 상호의존성(대체성) 및 Kirchoff의 법칙¹⁷⁾으로 대변되는 전력수송상의 제 특성은 경쟁적 입찰에 입각한 적정한 발전현물시장의 개설을 통해 별도의 송전서비스 시장을 개설치 않고도 자동으로 적정 송전료 가격결정 문제를 해결할 수 있음을 시사한다.

시장기구를 통한 송전서비스 가격문제 해결의 한 방법은 상기의 경쟁적 현물시장을 지역적으로 나누어 운영하는 것이다. 만약 송전능력상에 어떠한 제약도 없다면, 모든 지역시장은 한 가격으로 수렴하고, 전력망 혼잡에 따른 기회비용도 사라진다. 이 경우 송전가격은 한계 변동비용, 즉 송전열손실 및 계통운영비만을 실현할 수밖에 없기 때문에 송전설비에 대한 자본비용은 포함되지 않는다. 수요수준에 상관없이 송전능력제약이 없다는 것은 설비가 과잉공급 상태에 있다는 것으로 시장원리(단기한계비용원리)에 따라 송전서비스 가격이 총비용에 훨씬 못 미치는 수준에서 형성됨을 나타낸다.

그러나 송전능력제약이 존재하여 시장이 분리되었을 경우, 지역현물시장간에 시장가격에 차이가 발생하게 된다. 결국 균형상태에서 어느 두 지역간의 송전서비스 가격책정의 기준은 두 지역 현물시장의 가격차가 된다³⁾. 만약 송전가격이 이러한 지역현물시장 가격차이를 넘어서면 타 지역에서 전력을 구입할 동기가 사라지게 되고, 송전가격이 이보다 작다면 이 두 항목이 같아질 때까지 송전수요의 증가가 계속될 것이기 때문이다. 이것이 흔히 Nodal Pricing으로 불리는 송전서비스의 한계비용 가격책정 원리이다.

이러한 원리를 보다 엄밀하게 살펴보면 다음과 같다. 여기에 n개의 모선으로 구성되어 있는 한 전력계통이 있다고 하고, $q_i, i=1, 2, \dots, n$ 를 모선 i에서의 전력의 순 유입량이라 하면, 송전능력제약하의 최적급전 문제는 Kirchoff법칙 및 송전용량제약 조건하의 다음과 같은 비용극소화 문제로 나타낼 수 있다.

$$\min_{q_i} \sum C(q_i) \text{ 단,}$$



이 문제의 최적해는 결국, 다음의 식들을 만족시키는 (q_i^*, p_i^*, μ_i^*)를 의미하게 된다.



여기서 p_i , μ_{ij} 는 라그랑지안 계수이다. 즉 p_i 는 모선 i 에서의 잠재적 전력가격이고 μ_{ij} 는 송전선 $i \rightarrow j$ 의 혼잡에 대한 잠재가격을 나타낸다. 결국 경쟁적 지역현물시장의 개설이 식(1)의 조건을 충족시킨다면, 송전능력의 제약에 따른 송전망 혼잡의 가치는 지역 현물 시장가격결정의 부산물로서 쉽게 계산될 수 있게 된다. 식(3)에서 보는 바와 같이 송전능력 제약이 없다면, 혼잡가격은 0 가 된다. (즉, $Y_{ij}(\theta_i - \theta_j) < K_{ij}$ 이면, $\mu_{ij} = 0$).

한편, Wu et al.(1996)이 증명하고 있는 바와 같이, 계통회사가 거둘 수 있는 총 혼잡지대는 실제 현물시장거래를 매개하고 남는 금액(MS: Merchandizing Surplus)과 일치하게 된다. 즉,

$$\sum_i \sum_j \mu_{ij} K_{ij} = - \sum_i b_i q_i$$

이는 결국, 경쟁적 전력현물시장 메카니즘을 통해 발전사업자는 자신의 발전비용을 회수하고, 수요자는 지불하고자 하는 전력가격을 지불하며, 송전회사는 사회적으로 최적의 혼잡지대를 송전서비스 가격의 일부로 취득하게 된다는 것을 의미하게 된다.

이러한 가격결정방식의 가장 큰 문제점은 이 방식은 공급·수요자 양방입찰에 입각한 지역별(모선별) 전력 현물시장의 개설을 전제로 하고 있는데, 이러한 시장거래를 위해서는 상당한 수준의 (거래) 비용이 소요되어 그 편익을 능가할 수도 있다는 문제가 제기될 수 있다. 특히 지역별(모선별)로 수요자시장을 개설, 각기 다른 수요함수를 정확히 추출해내어 최적의 혼잡지대를 계산해내기가 쉽지 않다는 것이다.

영국에서와 같이 아예 수요자 입찰제도가 존재치 않는 경우에는 이러한 방식의 가격책정은 처음부터 불가능하게 된다. 앞서 서술되어 온 바와 같이 시스템 전체의 한계비용에 입각해 단일의 발전서비스 시장가격을 결정하는 경우에는 송전서비스, 특히 공급안정성과 관련된 송전설비의 가치는 원가주의에 입각한 평균비용적인 방법으로 실현될 수 밖에 없게 된다. 영국의 경우, 송전능력 제약의 정도를 감안하여 지역적으로 송전가격을 나누고 있기는 하지만, 기본적으로 평균비용에 입각해 가격을 정하는 방식(구간요금제: Zoned Postage stamp rule)을 사용하고 있다.

그러나 수요·공급자 모두의 경쟁입찰을 허용하고 있는 경우(노르웨이, 캘리포니아, 아르헨티나, 칠레 등)는 완전하지는 않지만, nodal pricing의 원리를 준용하여 송전가격을 산정하고 있다.

나. 현물시장에서의 투자결정

과거 독점적, 수직 결합적 산업구조하에서는 투자결정이 총괄원가주의 원칙에 의해 보장된 투자보수를 기반으로 계획적으로 이루어졌지만, 경쟁적 시장구조하에서는 시장가격메카니즘에 따라 개별사업자의 자율적 판단에 따라 이루어지게 된다. 일반 상품시장에서와 같이 공급능력 부족시에는 공급자비용 이상으로 가격이 상승하여 투자를 유인하게 되고 공급능력의 과잉시에는 시장가격이 하락, 한계변동비용 밖에는 실현할 수 없기 때문에 투자를 억제한다.

1) 발전설비 투자결정

현물시장기능에 의한 발전설비비용(K)의 회수는, 먼저 발전서비스 시장가격을 결정하는 계통한계설비의 단기한계변동비용 $\lambda(t)$ 와 개별 발전자 고유의 단기한계변동비용 $g(t)$

의 차액이 그 첫 번째 항목을 차지하게 된다. 이어 특정 수요시점의 모든 공급가능설비에 일률적으로 지급될 공급안정성에 대한 대가 $G(t)$ 가 그 두 번째 항목을 형성한다. 즉 발전설비 투자결정의 기준은,

$$K \leq \sum_t [(\lambda(t) - g(t)) + G(t)]$$

단, $\lambda(t) < g(t)$ 이면 $\lambda(t) - g(t) = 0$

먼저, 수요가 침체되면 시스템 $\lambda(t)$ 는 하락하고 현재의 계통전체의 공급능력 하에서는 공급지장 가능성(LOLP: Loss of load probability)이 점차 없어져, $G(t)$ 는 0 수준으로 접근하게 된다. 이에 따라 시장가격수준이 투자비용을 회수하는데 실패하게 됨으로써 더 이상의 투자를 억제하게 된다. 반대로 지속적인 수요증가의 경우에는 시장가격이 발전설비의 가치를 충분히 반영해 추가적인 설비투자가 필요함을 나타내게 된다. 적절한 투자경로는 이러한 가격 등락 요인의 균형상태에서 결정될 것이다.

2) 송전설비 투자결정

송전설비에 대한 투자에 있어서는, 앞서 언급한 바와 같이, 수요가 낮아 전력망에 어떠한 혼잡도 발생치 않는 경우에는, 송전자는 단기 한계변동비용 이상의 고정자본 회수가 불가능하나, 수요증가에 따른 계통혼잡의 증가와 이에 따른 지대취득의 증대는 송전망에 대한 투자를 유인하게 된다. 어떠한 곳에 송전선 투자가 추가적으로 있어야 하는가하는 적정 송전입지 문제 역시 지역별 현물가격 분포가 주는 정보에 의해 해결될 수 있다. 특정한 개별송전선의 투자결정은 해당 송전선이 가져다주는 편익(지대)과 그 건설비용이 일치하는 수준에서 결정된다.

그러나 공급자 일방입찰시장에서와 같이 nodal pricing을 실시하지 않는 경우는 풀시장을 실제적으로 운영하면서 얻어지는 송전용량 제약에 관한 정보를 바탕으로 송전회사가 임의적으로 설비투자를 실시하고 그 비용을 대개는 우편요금방식(postage stamp rule)으로 불리는 원가주의에 입각한 평균비용 가격책정방식으로 회수하게 된다.

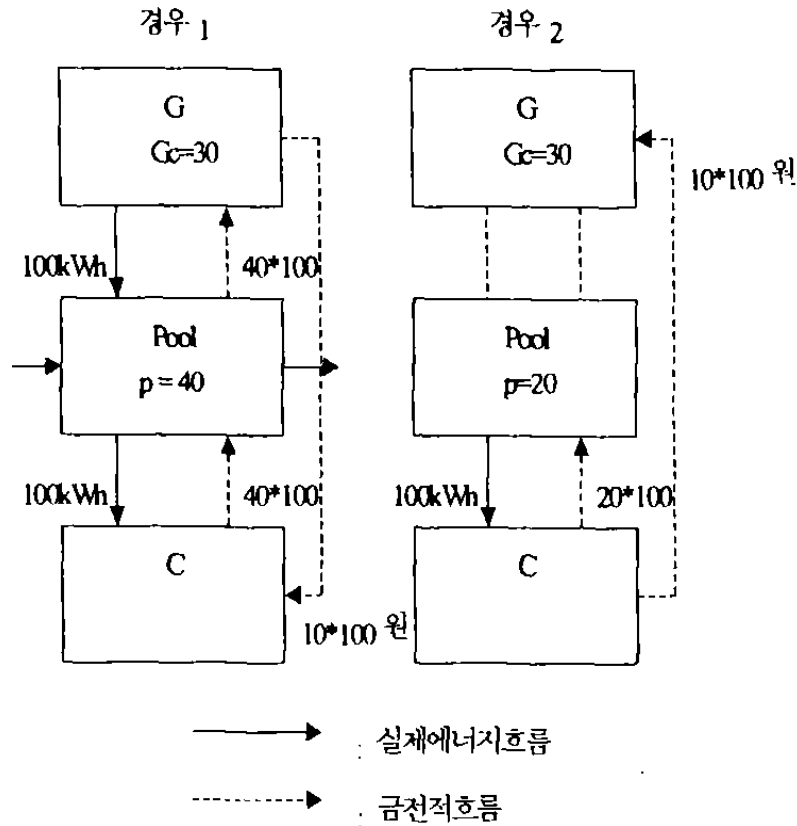
다. 쌍무적 계약시장

상기한 중앙집권적 현물시장이 갖는 문제점은 크게 두 가지로 요약된다. 첫째는 여러 가지 이유(규모의 경제, 과거의 유산 등)로 인한 발전부분의 불완전한 수평구조(독·과점) 및 일부 입찰제도상의 결함은 주요 발전자들의 전략적 행동을 유발시켜, 경쟁적 현물시장에서도 독점이윤 문제를 야기할 수 있다는 것이고, 둘째는 실제 현물가격의 극심한 등락에 따른 시장위험도의 문제이다. 이러한 이유 등으로, 실제로는 발전자와 소비자간의 대부분의 거래(80-90% 이상)가 현물시장이 아닌 분권적 쌍무계약 시장을 통해 체결되고, 현물시장 가격은 이러한 분권적 거래의 기준을 제공하거나 한계적인 수급을 조절하는 기능에 머물고 있다.

의무풀제도 하에서는 이러한 계약거래는 "차이계약" (CFD : Contract for Difference)이라 불리는데, 일정한 물량에 대해 고정가격을 정하는 방식으로 이루어진다. 차이계약이라 불리는 이유는 의무적으로 참여·지불해야 하는 현물시장가격과의 차이를 사후에 정산하는 방식으로 이루어지기 때문이다. 다음의 [그림III-4]는 차이계약에 의한 발전자와 소비자간 직거래의 한 실례를 보여주고 있다.

만약 어느 한 소비자가 한 발전자와 kWh당 30원의 가격(발전자의 발전비용 G_c 와 일치)에 일정량(100kW*5년)의 전력을 구입하는 계약을 맺었다고 하자. 그리고 시간별로 개설되는 현물시장의 결과에 따라 정산한다고 하면, 그 결과는 다음과 같다.

[그림 III-4] 차이계약(CfD)에 의한 시장거래



만약 경우1과 같이 현물시장가격($p=40$ 원)이 계약가격보다 높으면, 발전자가 그 차이(10 원/ $kWh \times 100kW$)를 소비자에게 지불하고, 경우2와 같이 현물시장가격이 계약가격(발전비용)보다 낮으면, 발전자는 더 이상 발전할 수가 없지만, 계약에 따라 소비자로부터 그 차이만큼의 금액을 지급 받게 된다²⁰⁾.

여기서 특히 주목해야 할 점은, 생산과 소비의 의사결정은 오직 현물가격에만 의존할 뿐, 분권적 시장의 거래관계가 계통의 중앙집권적 운영, 경제급전에 어떠한 영향도 미치지 않고 순전히 금전적 거래에 머무르게 된다는 점이다.

이와 같이 전력 풀제도하에서의 현물시장과 계약시장은 상호 독립적이면서도 의존적인 성격을 띠면서, 시장거래의 안정성을 보장해준다. 분권적 계약시장에 대한 현물시장의 기능은 다음 세 가지로 요약된다. 첫째는 본질적으로 불안정한 전력시장거래의 기준을 제공하고, 둘째는 전력거래에 수반된 송전서비스 및 기타 보조적인 서비스(예비전력, 부하조절, 전압 및 주파수조정 등)시장 개설문제를 자동으로 처리해주며, 세 번째는, 앞의 그림 예에서 볼 수 있는 바와 같이, 각 개별 발전자의 잉여전력의 판매나 부족전력의 구입을 현물시장을 통해 최소한의 거래비용으로 손쉽게 행할 수 있다는 점이다.

라. 현물시장에서의 전략적 행동 및 공공규제

전통적인 수직 통합적 구조하에서 발·송전 단계에 있어서의 공공규제는 상대적으로 간접적 성격을 띠어왔다. 장기전력수급계획에의 참여 및 최종 승인과정을 통해 수직통합기업의 전반적 투자결정에 지대한 영향을 미치고, 최종소비자 시장에서의 원가주의 가격규제는 상류부문의 여러 의사결정에 영향을 미치게 되나, 정부가 수직기업 내부의 조직형태·경영방식을 직접적으로 규제하지는 않는다. 그러나 경쟁적 현물시장에서는 여러 가지 비효율적 시장

성과를 낚는 전략적 행동의 가능성이 증대하여 전력도매시장에서 보다 더 직접적인 정부규제가 필요함을 나타낸다.

이론적으로 경쟁적 현물시장이 제대로 운영되기 위해서는 충분한 수의 공급자가 시장에 참여해야 하나, 현실적으로 그렇지 않을 가능성이 크다. 그 첫 번째 이유는 발전소 단위의 MES(Minimum Efficient Scale)는 상대적으로 적어지고 있지만, 발전기업 단위의 규모의 경제는 여전히 상당한 규모로 존재할 수 있다(Schmalensee & Golub, 1984)는 점이다. 두 번째는 전력풀제도로의 이행과정에서의 여러 문제점이다. 영국과 같이 대규모의 국영기업이 수평·수직으로 분리될 경우, 민영화 과정상의 기술적 문제로 한꺼번에 다수의 발전 기업으로 분리하기가 쉽지 않다. 캘리포니아에서와 같이 세 지역시장을 묶어 하나의 통합시장으로 만드는 경우도 기존 민영 발전사업자의 자산매각을 통한 기업수의 증가는 상당한 시간을 요하게 된다. 독립계발전자(IPP)의 증가 또한 단기에는 큰 성과를 기대키 어렵다.

현실적 이유야 어쨌든, 발전부문의 과점적 구조는 여러 가지 전략적 행동을 가능케하고 있는데, 첫 번째로는 경쟁입찰과정에서의 명시적 또는 암묵적 담합이다. 대부분 시간대의 한계 설비를 구성하는 중간부하용 발전소의 대부분을 보유하는 과점자들의 담합은 결국 발전시장 가격을 한계비용수준 이상으로 끌어올려(Green & Newbery, 1992 ; Lucas & Taylor, 1994), 과점자의 초과이윤 획득을 가능케 한다. 두 번째는 영국과 같이 수요자 입찰제도가 없어서 공급안정성의 가치 $G(t)$ 가 규제기관에 의해 정해질 때, 그 책정방식의 불완전성을 이용한 전략적 행동의 문제(Exelby & Lucas, 1993 ; Bunn & Lassen)이다.

그러나 이러한 전략적 행동의 가능성은 다른 한편으로, 차이계약 시장의 존재에 의해 완화된다(Wolfram, 1996)고 할 수 있는데, 주된 논점은 발전자들의 주요 수입원이 현물시장거래가 아닌 계약시장거래에서 온다고 할 때, 현물시장가격의 상승이 반드시 이득이 되지 않는다는 점이다.

어쨌든, 과점구조가 낚는 전략적 행동의 가능성 및 영국시장에서 관찰되는 그 실제적 모습과 아직도 곳곳에 남아있는 시장실패요인(특히 수요자입찰 부재시의 인위적 가격설정방식상의 결함)들은 중간시장개설이 결코 공공규제에 대한 수요를 감퇴시키지 않고 오히려 더욱 세련되고 전문화된 공공규제활동을 요구할 수 있다는 점을 시사한다.

주석 16) 송전망의 소유권이 분산적인 경우의 시장기구를 통한 송전서비스 거래상의 제문제에 대해서는 서정환, "송전망 분석 및 송전망 공개에 관한 연구", 에너지경제연구원, 1999. 제4장 "전력시장의 형태와 송전용량권" 참조.

주석 17) Kirchoff의 법칙이란 전력망에 흐르는 전류와 전압에 관한 법칙으로 그 주요 내용은 전력망내의 임의의 접합점에 유입되는 전류의 총합은 유출되는 전류의 총합과 같다는 것이다. 즉, 전력의 수송은 두 지점을 연결하는 최단거리의 송전선을 따라가는 것이 아니라 Kirchoff법칙에 따라 여러 경로로 나뉘어 이루어진다는 점이다. 이를 흔히 loop flow 현상이라 불리기도 하는데, 전력망이 갖는 외부효과를 잘 나타내고 있다.

주석 18) 전력수송만이 아니라 모든 상품의 수송에서도 수송서비스의 (잠재)가치는 수송대상이 되는 두 개의 분리된 동일상품시장의 시장가격차이가 된다. 흔히 Nodal pricing이라고 불리는 송전가격 책정원리는 이러한 수송경제의 기본 원리를 적용한 것이다. 이에 대한 추가적 논의는 Hunt & Shuttleworth(1993) 참조.

주석 19) Kirchoff의 법칙은 모선 i 에 투입된 전력 q_i 는 모선 i 에 연결된 송전선들에 유출되는 전력조류 q_{ij} 들의 합과 같다는 것을 의미하므로,

$$q_i = \sum_{j=1}^n q_{ij} = \sum_{j=1}^n Y_{ij}(\theta_i - \theta_j)$$

여기서 θ_i 는 모선 i 의 전압위상각이고 Y_{ij} 는 X_{ij} 가 송전선 ij 의 리액턴스 R_{ij} 가 저항일 때의 다음과 같은 값을 갖는 계수이다.

$$Y_{ij} = Y_{ji} = X_{ij} / (R_{ij}^2 + X_{ij}^2)$$

주석 20) 또 다른 형태의 계약방식은 소비자가 현물시장가격이 계약가격보다 높을 때에만 그 차이를 지급받고, 그대신 발전자에게 일정한 고정비를 지급하는 방식이 그 것이다. 영국의 경우, 본문의 계약방식을 "양방계약"(two way contracts)이라고 하는 데 비해 이러한 고정비 지급방식을 "일방계약"(one way contract)이라 부른다.

4. 해외 전력 풀시장 운영 사례

보편적 풀제도를 운영하는 대표적인 사례로서의 영국 전력시장과 선택적 풀제도를 시행하고 있는 캘리포니아 시장에서의 가격결정구조상의 특성 및 시장성과와 운영상의 문제점을 파악, 전력 시장가격제도의 실천적 과제를 점검하고자 한다.

가. 영국의 전력 풀시장

1989년의 "전기법(Electricity Act)" 제정 이후 영국에서의 전력 풀제도에 입각한 일반적 전력도매시장의 출현은 전력산업 역사상 가장 획기적인 사건으로 기록되고 있다. 전력산업에서도 여러 가지 보완적인 제도적 장치가 마련된다면, 일반적 의미에서의 시장기구가 개설될 수 있음을 처음으로 보여주고 있기 때문이다. 그러나 영국의 전통적 전력산업구조 및 제도가 남긴 특이성은 구체적인 시장기구설계에 많은 영향을 미치고 있는 바, 이를 기본구조, 현물시장가격의 책정방식, 계약시장의 실제 행태, 그리고 공공규제의 네 가지 측면에서 살펴보고자 한다.

1) 영국 전력산업의 기본구조

1990년 이전에는 영국도 여타지역에서와 같이 전력산업이 수직적으로 통합된 독점기업(CEGB : Central Electricity Generating Board)의 내부거래방식을 중심으로 조직되었다. 배전부문은 12개 지역독점 형태로 나뉘어 있었으나, 상·하류부문이 공히 국영기업이었음을 감안한다면, 진정한 의미에서 배전부문이 분리되었었다고 보기는 어렵다.

그러나 1990년의 개혁조치는 이러한 구조를 근본적으로 변화시켜, 수직적으로는 발·송·배전 단계를 완전히 분리, 외부 시장기구를 통한 거래를 일반화시키고, 발전 및 배전부문을 수평적으로 분할하여 단일시스템운영자(NGC : National Grid Company)의 중립적 통합 기능을 매개로 한 경쟁적 시장거래를 가능케 하고 있다.

영국 전력산업 기본구조상의 가장 큰 특징은 먼저, 발전부문의 과점적 구조에서 찾을 수 있다. 현재, 두 개의 주요 화력발전기업(National Power, Power Gen)과 한 개의 원자력발전회사(British Energy)가 총 공급물량의 75%(각각 28%, 21%, 26%)정도를 점유하고 있다. 기타의 공급은 소규모 독립계발전자(IPP)가 담당한다.

이러한 과점구조의 근원은 영국의 전력 풀제도가 소규모 지역시장을 통합하면서 형성된 것이 아니라, 하나의 독점적 국영기업이 민영화되면서 구조개편을 이루었다는 점에 있다. 점진적이 아닌 일괄적 민영화 시에 발생 가능한 여러 기술적 문제, 특히 다수의 발전자로 분할 시의 좌초비용(stranded cost)의 발생가능성 문제는 기존의 발전설비를 묶어 두 개의 기업으로 매각하는 방식을 취하게 한 기본 동인을 형성한다²¹⁾. 이론적으로는 과점구조하에서도 Bertrand식 가격경쟁이나 진입규제 철폐에 의한 Contestable market이 이루어지면, 완전 경쟁적 시장에서의와 같은 시장성과를 이룰 수 있을 것이라는 믿음이다.

2) 현물시장제도의 실제운영

(1) 발전가격 결정

영국 현물시장의 가장 큰 특징은 발전가격이 "하루 전 공급자 입찰시장"에서 정해진다는 것인데, 공급자의 입찰시장 참여는 의무이지만, 수요자 경쟁입찰제도가 도입되지 않아, 발전서비스 시장가격(system λ)만이 계통혼잡(송전능력 제약)이 없다는 가정 하에 시스템운영자의 예상 수요치를 바탕으로 결정된다. 따라서, 용량요금, 즉 공급안전성의 가치 $G(t)$ 는 시장에서 결정되지 않고 시장의외적 방식으로 관리가격 형태로 정해진다. 용량요금의 결정방식은 앞서 본 VOLL-LOLP 방식이다. 결국 발전자에게 지급되는 가격(PIP : Pool Input Price)은 다음과 같이 표현된다.

$$PIP = (1 - LOLP) * SMP + LOLP * VOLL$$

(2) 송전가격 결정

전력풀로부터 전력을 공급받는 소비자가 지불해야 하는 가격 (POP : Pool Output Price)은 상기 PIP에 송전서비스가격의 일부를 나타내는 항목(Uplift)을 가산하여 정해진다. 즉

$$POP = PIP + Uplift$$

이 Uplift 항목은 송전열손실 비용뿐만이 아니라, 실제 급전 시 예상과 다른 수요상태나 계통혼잡으로 인한 급전계획 조정에 따른 추가비용까지를 포함한다. 기타 전압조절을 위한 무효전력(reactive power) 공급비용, 주파수 조절, 순동예비력(spinning reserves) 등의 공급안정을 위한 보조서비스 비용이나 공통 계통운영비가 여기에 포함된다.

그러나 이 Uplift 역시 수요측면을 반영하고 있지 않기 때문에, 송전능력제약에 따른 지대(혼잡지대)를 포함하고 있지는 않다. 다시 말하면, 송전설비의 자본비용에 해당하는 부분은 포함되지 않는다는 것이다. 이러한 비용은 "SSC(System service charges)"란 별도 항목으로 처리된다.

문제는 이러한 송전서비스 가격이 평균비용가격책정방식으로 이루어진다는 점이다. 문제의 근원은 이론적으로는 수요자 입찰제도가 부재하여 지역별로 차등화 된 현물시장 질서를 갖추기 힘들다는데 있다. 이는 현물시장이 자동적으로는 송전가격문제를 해결해주지 못하고, 일정부분 관리가격 방식에 의존해야 함을 나타낸다. 이러한 불완전한 평균비용 가격책정방식은 결국, 발전소나 송전선의 입지문제와 관련한 기회주의적 행태를 가져와, 시스템의 비효율적 운영 및 투자라는 문제점을 낳게 된다.

3) 차이계약에 의한 분권적 시장거래

영국과 같은 의무적 전력 풀제도 하에서의 분권적 시장거래는 차이계약 방식을 통해서 이루어진다. 주된 계약방식은 앞서 언급한 쌍방계약(two way contract)이기보다는 일방계약(one way contract)방식으로 일정한 물량에 대해 특정의 소비자가 한 발전자에게 일정한 고정비를 지급하고, 현물가격이 계약가격을 초과할 때만 차이를 정산하는 시스템이다. 이 경우 발전자는 고정비를 통해 자신의 고정자본비용 일부의 회수를 안정적으로 보장받을 수 있게 된다. 특히 일부 독립계 발전자(IPP)와 지역배전회사(RECs : Regional Electricity Companies)와의 거래는 이런 방식을 기반으로 하고 있다.

4) 공공가격규제

발전부문에서의 과점적 구조, 현물시장 가격책정 방식에서의 불완전성등은 전력도매시장에서의 공공규제에 대한 결코 적지않은 수요를 낳고 있다. 영국에서는 구조개편과 함께 별도의 독립적인 규제기관(OFFER : Office of Electricity Regulation)을 신설하여 이 문제에 대처하고 있다.

OFFER의 임무는 첫째는 발전부문의 과점적 구조에서 연유하는 전략적 행동을 감시·감독하여 현물시장에서의 경쟁적 질서를 확립하는 것이다.

둘째는 일부 현물시장의 구조적 결함에서 야기되는 시장실패의 보완적 장치로서 규제가격책정의 기준 및 수준을 정하는 임무이다. 상기에서 본 바와 같이 발전부문의 결정적인 투자유인 항목인 공급 안정성의 실제가격을 정할 뿐 아니라, 송전가격의 일부(*Uplift*)를 결정하거나 *SSC*를 규제하는데 있어 중요한 역할을 담당한다.

송전가격의 규제방식은 원가주의 문제점을 시정하고, 상·하류부문에서의 경쟁적 시장구조와 조화를 이루기 위하여 *RPI-X* 방식의 상한가격제를 시행하고 있다. *Uplift*에 대해서는 서비스별주를 무효전력, 송전능력제약, 송전열손실, 기타 보조서비스(주파수조절, 순동예비력 등) 등 4개로 나누어 각각에 가격상한을 설정하는 방식을 채택하고 있다. *SSC*에 대해서는 포괄적 상한가격제를 적용한다. 배전서비스가격에 대한 규제도 접속지점이나 전압에 따라 서비스를 분류하여 상한가격제를 적용하고 있다.

셋째는 최종소매시장에서의 가격규제이다. 상류부문에서의 시장기구의 도입은 최종소비재시장의 공공규제의 역할을 기본적으로 크게 감소시키고 있고, 1998년부터 모든 소비자가 현물시장 및 계약시장에 직접 참여할 수 있게 된 상황은 이러한 측면을 강화시키고 있다. 송전망의 경우와 마찬가지로, 지역배전회사의 배전망 개방을 통한 배전서비스시장과 상업적 판매기능의 분리는 이러한 소매시장자유화의 중요한 전제조건이다. 하지만, 전력판매업자(Supplier)를 통한 소규모 수요자들의 수요통합이 불가피하다고 한다면, 최종 소매시장에서의 규제의 필요성은 여전히 중요한 과제로 남는다. 현재까지, 지역배전회사에 대한 규제방식은 *RPI-X*식 상한가격제에 입각한 것이었다.

나. 캘리포니아 전력 풀시장

영국에 이어, 전력 풀제도에 입각한 가장 일반적인 의미의 전력도매시장 개설을 추진하고 있는 지역은 캘리포니아이다. 캘리포니아 풀제도의 가장 큰 특징은, 모든 발전자가 의무적으로 현물시장거래에 참여하지 않아도 되는 "선택적 풀"제도를 채택한 점인데, 지역시장통합이 주요 동기로 작용할 결과로 풀이된다.

1) 전력풀제도를 통한 지역시장 통합

현재까지, 캘리포니아 전력시장은 세 개의 지역독점적 수직통합기업 *Utility* (Southern California Edison *SCE* ; San Diego Gas & Electric *SDG&E* ; Pacific Gas & Electric *PG&E*)에 의해 세 지역으로 분리 운영돼왔다. 그러나 새로운 시장구조하에서는 모든 기업이 수직적으로 분리되고, 송전망의 운영권은 새로이 신설된 단일의 시스템운영자(ISO)에게 이관하도록 되어있다. 수직분리구조를 공고히 하기위해 지역배전사업자로서의 과거의 *Utility*는 그의 자회사로 분리된 발전사업자와의 거래가 금지되고, 필요 수요를 새로이 신설될 현물시장에서 조달하거나 여타 발전자와의 "쌍무계약(*bilateral contract*)"을 통해 조달케 된다. ISO의 주 기능은 영국에서와 같이 시스템의 집권적 운영 및 실제적인 급전이다.

특기할 사항은 영국에서와는 달리, 현물시장이 ISO와 분리되어 별도의 기관(*PX* : Power Exchange)에 의해 운영된다는 점이다. 이러한 현물시장과 물리적 시스템운영기구의 분리는 현물시장에의 참여가 의무적이 아니라는 사실과 깊은 관련을 갖는다.

2) 현물시장 가격결정방식

캘리포니아 전력현물시장의 주요한 특징으로는 다음의 두 가지이다. 첫째는 공급자 입찰만이 아니라 수요자 입찰제도의 도입을 시도하고 있는 점이다. 이는 공급안정성의 가치가 영국과 같이 규제당국에 의해 결정되는 것이 아니라, 시장을 통해 실현됨을 뜻한다. 두 번째는 현물시장가격이 송전망 애로에 따른 기회비용을 고려하여 지역적으로 차별화 되어 결정된다는 것이다(*Nodal Pricing*). 이러한 두 제도의 결합으로 행정적 규제가격 아닌, 시장가격이 모든 집권적 현물시장거래, 또는 분권적 계약거래의 기준으로 작용하게 된다. 영국의 풀제도에서도 여전히 골치 아픈 문제로 남아있는 송전가격 문제는 여기서 보다 효율적인 해결의 실마리를 찾을 수 있게 된다.

3) 자발적 풀(Voluntary Pool)제도

캘리포니아 풀제도에서는 원칙적으로 현물시장에의 참여가 의무가 아니다. 어떠한 소비자도 현물시장에서 전력을 직구입하든, 현물시장과 연결된 차이계약 형태이든, 아니면, 현물시장을 매개로 하지 않고 바로 수요, 공급자가 직거래를 하든 자유이다. 원래의 개편안에는 캘리포니아도 영국과 같이 "보편적 풀"제도를 도입코자 하였으나²²⁾, 지역통합이 일차적 목표였던 동기 측면, EPA(1992)법에 따라 캘리포니아 이외의 타 지역과의 거래를 막을 수 없는 점, 기타 소유권제도상의 특수성 등으로 인해, 합의 균형은 자발적 풀제도로 기울었던 것이다.

그러나 이러한 시장기구의 이원화(현물시장과 계약시장)는 크게 두 가지 문제점을 드러낸다. 첫째는 이러한 선택적 풀제도하에서 효율적인 경제급전이 과연 가능할 것인가 하는 문제이다. 이중적 시장 구조하에서 현물시장이 마련해주는 급전계획은 더 이상 시스템 전체의 merit order를 나타내지 않는다. 만약, 계약상의 직거래가 항상 급전계획상에 우선 순위를 차지한다면, 현물시장제도에 의한 급전의 효율성은 상실될 것이기 때문이다.

두 번째 문제점은 현물시장가격의 일반적 신호기능의 감소에 따른 송전가격책정상의 어려움 증대다. 현물시장가격이 더 이상 계통전체의 효율적 경제급전을 반영치 않게 됨에 따라 지역시장 가격차 기준의 송전료 부담원칙(Nodal pricing)은 그 이론적 근거의 상당부분을 잃게 된다. 다른 한편으로 계약을 통한 직거래 시 우리는 다시금 일반 탁송시스템에서와 같은 송전가격책정상의 어려움을 겪게 된다. 전력상품의 송전서비스의 가치는 효율적으로 운영되는 시스템전체의 관점에서만 정의될 뿐, 한 특정 거래관점에서는 정의되기 어려운 특성을 갖고 있음을 다시금 상기할 필요가 있을 것이다.

미국 전력시장의 지정학적 특성에서 강제된 이러한 현물시장과 계약시장의 분리문제는 기존의 독점적 수직통합기업(Utility)에서 분리된 3개의 지배적인 발전사업자들에게 적어도 2002년까지는 현물시장에의 참여를 의무화함으로써 잠정적으로 해결하고 있다. 그러나 보다 근본적인 해결책은 여타지역 시장도 단순 탁송원칙을 포기하고 캘리포니아와 같은 전력 풀제도를 도입할 때 해결의 실마리를 더 쉽게 찾을 수 있다는 것이다(Joskow, 1996 ; Stalon, 1997). 이 경우, 새로이 형성된 지역풀 간 거래를 어떠한 방식으로 조직할 것인가 하는 문제가 남지만, 집권적 현물시장간의 거래가 일반적 탁송시스템에서 보다는 보다 더 쉽게 전력상품의 특성에 맞는 적절한 거래방식을 찾을 가능성이 높아보이는 것도 사실이다.

미국 전력시스템의 특성에서 연유하는 또 다른 중요한 점은 송전망의 사용권은 중앙집권화할 수 있지만, 소유권은 여전히 분산된 형태로 남아있음으로 해서 발생하는 문제이다. 이 경우 적절한 송전료를 거둬들이는 문제와 아울러, 송전선 사용의 대가를 실소유자들에게 적절히 배분하는 문제가 주요 문제로 떠오른다. 아직까지는 이 문제에 대한 뚜렷한 결론이 나오지 않지만, Hogan(1992)이 제시하는 바와 같이 개개의 송전선에 대한 용량권(TCR : Transmission Capacity Right)을 설정, 별도의 소유권 시장에서 거래되게 하면서, 그에 대한 보수는 앞서 언급한 지역별로 차등화된 현물가격체제와 대응시키면서 해결한다는 소위 "계약망체제(Contract network regime)"가 주요 해결책으로 제시되고 있다.

주석 21) 원래의 민영화안에 따르면, 좌초비용의 발생가능성이 큰 원자력발전소는 PG(Power Gen)에 포함시켜 규모가 비슷한 두 개의 발전회사로 매각하는 방안을 마련하였으나, 실제 민영화 과정에서 원전의 매각이 쉽지 않게되자, 원전을 PG에서 분리, 국영기업(Nuclear Electric, 1995년에 British Energy란 이름으로 민영화)형태로 존속시키면서 민영화되었다. 이러한 점이 초기에 불균등한 3사의 과점체제의 실제적 원인이다. 그후 원전의 좌초비용은 전력가격에 특별히 부가되는 세금(FFL : Fossile Fuel levy)에 의해 보전되는 방식을 취하게 된다.

주석 22) CPUC, Proposed policy decision in advancing the rulemaking investigation, 1995

IV. 전력 시장가격제도의 제 문제

전력산업 수직 제 단계의 구조적 분리 및 경쟁적인 중간재 시장기구의 도입으로 요약되는 전력산업 구조개편은 최종소비자(소매) 전력가격결정 행태 및 성과에 근본적인 변화를 불러 일으키게 된다. 변화의 정도는 구조개편의 진행 상황에 따라 일정한 차이를 나타내겠지만 기본적으로는 발전경쟁시장(도매시장)에서의 가격결정 구조상의 특징 및 성과가 최종소비자 시장의 가격효율성을 규정짓는 제일의 요인으로 작용하게 된다.

발전시장에서의 경쟁적 가격입찰의 결과로 나타나는 도매전력가격 수준 및 구조하에서 이윤 극대화를 추구하는 발전사업자의 효율적 생산, 비용절감 동기는 충분히 주어지게 되고, 종래 원가주의 구조하의 도덕적 해이(Moral hazard)나 역선택(adverse selection)에 의한 생산성 저하 문제는 그 해결의 실마리를 찾게 된다. 또한 민간 중심의 경쟁적 구조하에서 정책적 의지에 의해 요금 수준을 조정할 수 있는 여지는 크게 좁아지게 되고, 주어진 실기간 도매 가격 구조하에서 최종소비자 시장에서의 소비자간 횡적보조(cross subsidy)는 상당부분 현실성을 상실케 된다.

그러나 경쟁적 시장가격제도는 여러 가지 새로운 문제를 야기하게 되는데, 특히 구조개편 초기 수직통합적 운영체제에서 시장질서로의 이행에 따라 과거의 구조가 시장질서와 맞지 않아 일어날 수 있는 시장가격의 급격한 상승 가능성 등의 문제는 향후 시장질서의 정착을 위해서 선결적으로 해결해야 할 과제로 등장한다.

본 장에서는 우리 나라의 단계적 전력산업구조개편계획상의 주요 특징 및 문제점을 간략히 소개한 후 발전경쟁시장에서의 가격결정 방식을 살펴보고, 이러한 시장가격제도가 미칠 최종소비자 전력요금체제상의 개선방향 및 문제점을 검토한다.

1. 우리나라 전력산업구조개편의 기본방향

가. 단일계통 풀시장 모델

1) 발전부문의 수직분리, 수평분할

현재의 수직 통합적 한전체제를 유지하면서 단순히 송·배전망만을 개방하여 부분적·점진적으로 경쟁시장 영역을 확대해 가는 탁송 모델 방식이 "특정전기사업제도"라는 이름 하에 추진되었으나 99년 1월 발표된 정부의 "전력산업 구조개편 기본계획"은 궁극적으로 발, 송, 배전의 수직분리를 기반으로 한 일반적인 경쟁적 전력시장기구의 도입을 구조개편의 기본방향으로 하고 있다.

발전부문은 풀시장 모델에 입각하여 부문전체를 한전에서 분리한 후 5-7개의 독립적인 발전회사로 분할·매각하여 경쟁적인 발전시장 구조를 이루는 것으로 되어 있다.

발전부문의 분할에 있어서는 대략 다음의 세 가지가 중점적인 고려사항이 된다.

첫째는 발전사업이 갖는 규모의 경제를 고려해야 한다는 점이다. 경쟁의 성과를 충분히 누리기 위해서는 가급적 많은 발전사업자가 존재해야 하겠지만, 발전사업이 갖는 개발·건설 및 운영이나 입지상의 규모의 경제를 고려하면 단위 발전사업자의 규모를 일정수준 이상으로 유지시킬 필요가 있게 된다.

둘째는 규모의 경제와 시장지배력간의 상충관계를 조정할 사업자수의 결정문제이다. 발전부문의 시장지배력 발생 요인으로는 과점구조에 따른 명시적 또는 암묵적 담합, 시장거래 규칙상의 결함을 이용한 전략적 행동, 전원구성·사용연료의 차이에 따른 특정 시간대의 가격지배력 또는 송전능력제약을 이용한 지역적 가격지배력 문제 등을 들 수 있다. 사업자간 담합방지를 위해 수화력발전을 4-6개의 사업체로 분할하는 외에 특정부하대의 독점적 가격지배력 방지를 위해 발전회사간 전원구성이 유사하도록 기저, 중간, 첨두부하용 설비를 적절히 배분하는 것이 필요할 것이다. 또한 특정 지역에 특정회사의 발전소가 집중되어 송전계약 발생 시에 이에 따른 지역적 독점력이 발생되지 않도록 발전소 입지를 적절히 분산하여 배분할 필요가 있다.

셋째는 발전회사의 기업성, 민영화 측면이다. 상대적으로 효율이 좋은 발전소와 낮은 발전소를 적절히 조합, 배분하여 좌초비용의 발생을 최대한 억제하고 민영화 시 매각가치의 극대화를 꾀할 수 있도록 해야 할 것이며, 잔여 수명이 긴 발전소와 짧은 발전소의 적절한 배합과 연료가격의 변동에 따른 위험이 특정회사로 집중되지 않도록 전원구성을 조절하는 일이 필요하다.

<표 IV-1> 발전부문 분할(안)

(단위: MW)

	전원별 발전소					총용량
	유연탄	무연탄	중유 및 가스기력	복합 화력	양수 / 일반수력	
G1	삼천포 (3,240) 영흥 (1,600)	영동 (325)	여수2 (500)	분당 (900)	무주 (600) 일반수력 (535)	7,700
G2	보령 (3,000)	서천 (400)	서울 (388) 인천 (1,150)	보령 (1,800)	양양 (1,000)	7,738
G3	태안1-6 (3,000)	군산 (66)	평택 (1,400)	평택 (480) 서인천1-2 (1,800)	삼량진 (600) 청송 (600)	7,946
G4	하동1-6 (3,000)	영월 (100)	울산3 (400)	서인천3-4 (1,800) 부산 (1,800)	청평 (400)	7,710
G5	당진1-4 (2,000) 여수1 (500)	동해 (400)	울산1 (1,800)	일산 (900) 울산2 (1,200)	산청 (700)	7,500
G6 (원전)	고리, 영광, 월성, 울진					17,716

상기의 <표 IV-1>은 이러한 몇 가지 사항들을 고려하여 발전부문을 1개의 원전회사²³⁾ 및 5개의 수화력발전회사로 분할하는 경우, 2004년 기준 예상되는 각 발전회사의 발전소(건설중인 발전소 포함) 현황을 나타내고 있다.

2) 단일의 송전 및 시스템운영

송전부문은 계통의 효율적 운영을 담보하기 위하여 단일의 송전회사가 관리하는 것으로 된다.

송전부문의 구성요소는 크게 세 가지로 나누어지는데 첫째는 순수한 의미의 송전설비공급기

능이고 둘째는 독립적인 계통운영(ISO:Independent System Operator) 기능, 셋째는 수요·공급자간의 전력거래를 매개하는 전력거래소(PX: Power Exchange) 기능이 그것이다.

송전설비공급자는 충분한 송전설비의 건설, 관리 및 유지보수에 대한 책임을 지고, 모든 이 용자에게 비 차별적이고 공정한 송전망 접속 및 이용을 보장하게 되는데 이는 ISO에 송전 설비의 운영권을 제공하는 것으로 이루어지게 된다.

송전부문의 핵심기능은 ISO가 수행하게 되는데 주요 기능으로는 풀시장에서의 입찰정보를 바탕으로 발전계획, 계통안정운용서비스 및 송전설비 운용계획을 수립하고 PX와의 긴밀한 협조하에 실제적인 급전 및 제어기능을 담당한다.

전력거래소 기능은 도매전력 수요·공급자간의 거래를 매개하는 기능으로 강제적 풀시장제 도하에서는 모든 수요·공급을 통합하여 경쟁입찰을 통해 단일의 시장가격을 결정하고, 실 제의 정산을 매개한다. 또한 입찰정보를 토대로 작성되는 송전망 제약을 고려치 않은 급전 계획(공급곡선)을 작성하여 ISO가 이를 토대로 실제적인 송전망 제약하의 급전계획을 수립 도록 하게 된다.

송전부문의 이러한 기능들은 영국에서와 같이 단일의 송전회사(NGC:National Grid Company) 틀 내에서 수행되기도 하고 미국(캘리포니아)에서처럼 각기 다른 기구에 의해 운 영되기도 하지만, 세 가지 기능이 갖는 밀접한 상호의존성을 고려할 때, 단일계통 풀시장 모 델에서는 적어도 강제적 풀시장제도가 유지되는 한에서는 한 기구에 의해 운영되는 것이 일 반적인 현상으로 나타나고 있다. 우리 나라의 경우는 전력거래소가 ISO와 PX기능을 통합하 여 운영하고 송전 설비운영기능은 한전(송·배전회사)이 수행하는 체제로 할 계획이다²⁴⁾.

3) 배전부문의 수직적 분리, 수평분할 및 판매부문의 자유화

경쟁적 도매전력시장기구가 완성되기 위해서는 배전·판매부문의 수직적 분리 및 수평적 분 할이 이루어져야 하는데 "전력산업구조개편 기본계획"에 따르면 이는 2003년 이후에 이루어 지는 것으로 되어 있다.

2009년 이후에는 판매부문도 자유화되어 모든 수용가가 자유로 최종판매업자(Suppliers)를 선택할 수 있게 된다. 이 경우 판매업은 배전부문의 한 영역으로 간주되는 상태를 탈피하여 일정한 능력을 갖춘 사업자는 모두 발전사업자와 최종소비자간의 거래를 중개할 수 있게 된 다. 일반적으로는 배전업자가 여전히 주요한 판매사업자로 남게되지만, 그 외에도 발전사업 자가 부수적으로 판매사업을 수행할 수도 있고 기타 전력생산 및 수송설비를 갖추지 않은 독립계 사업자도 전력판매를 매개할 수 있는 판매사업자로 등장할 수 있게 된다.

나. 단계적 구조개편

우리 나라 전력산업 구조개편의 두 번째 특징은 영국이나 미국 등 다른 나라에서와 같이 어 느 한 시점에서 일시에 전력산업을 수직적으로 분리·분할하여 경쟁적 전력시장을 전일적으 로 도입하는 것이 아니라 향후 10 여년에 걸쳐 단계적으로 경쟁적 시장질서로 이행하고자 하는 점이다.

구조개편 일정은 크게 3단계로 나누어져 있는데, 첫 번째 단계(1999-2002)는 한전으로부터 발전부문만 5-7개 회사로 분리·분할하여 발전부문이나마 경쟁적 시장체제를 구축(발전경쟁 단계)한다는 것이고, 제2단계(2003-2008)는 송전망을 완전 개방하고 배전부문도 분리·분할 하여 명실상부한 경쟁적 전력도매시장체제(도매경쟁단계)를 이루는 것이다. 제3단계(2009년 이후)에서는 배전망을 개방하고 배전부문에서 판매부문을 분리하여 전력 소매시장의 완전 자유화를 이루게 된다는 것이다.

이러한 단계적 구조개편은 각 단계마다 각기 다른 시장규칙 및 거래 질서, 즉 각기 다른 시 장가격결정메카니즘을 수반케 되는데 이는 역시 각 단계마다 최종소비자시장에서의 가격결 정 행태 및 성과가 상당한 차이를 낳게 되는 기본구조를 형성한다.

1) 제1단계(1999-20002) : 발전경쟁단계

한전으로부터 발전부문만을 5-7개의 발전회사로 분리, 분할한 후 일정규모(20 MW) 이상의 모든 공급자들이 의무적으로 참여하는 일방입찰 풀시장구조를 형성한다.

한전에서 분리된 발전회사 및 기타 민자발전자(수자원공사, 한화에너지, LG에너지, 현대에너지, 포스에너지, 대구전력 등)들이 생산하는 모든 전력은 전력입찰시장(풀시장)에서 결정되는 가격에 의해 풀시장에 판매되고(Mandatory Pool), 송·배전회사로서의 한전은 풀시장 도매전력의 단일구매자로서 기능하게 된다.

기존 민자발전업체와 한전이 체결한 전력수급계약(PPA: Power Purchase Agreement)의 유지는 허용되나 풀시장에서 일차적으로 정산을 하였을 경우에는 이러한 전력수급계약은 차액정산계약(CfD)의 형태를 띠게 된다. 한전에서 분리된 발전회사들과 한전간에도 풀시장에서의 가격 불안정성을 헤징(hedging)하거나 기타 다른 가격 정책적 요인을 고려하여 별도의 차액정산계약을 맺을 수 있다. 일부 산업용 대수 용가에게도 전력 직거래를 허용하게 되는데 즉, 전력 풀시장에서 전력을 직구입하거나 발전회사와 직접적으로 수급계약을 체결하여 전력을 구입할 수 있다. 이 때 역시 수급계약은 차액정산계약의 형태를 띠게 될 것이나, 전력직거래의 구체적인 허용시기 및 방법은 아직 정해지지 않은 상태이다.

정부의 "전력산업 구조개편 기본계획"에 따르면, 발전회사들의 독립성이 아직 미비한 발전 경쟁 초기단계에서는 경쟁적 가격입찰이 아닌 발전회사들이 제출한 비용정보에 입각해 급전계획과 시장가격을 결정 하는 소위 "발전원가 기준 발전경쟁"(Cost-based Generation Pool) 단계를 거치도록 되어 있다.

각 발전소의 발전비용을 공정하게 평가하기 위한 별도의 협의체(가칭 "발전원가 평가위원회") 구성하고, 계통한계가격(SMP)은 주어진 시간대 수요를 충족키 위해 동원된 설비 중 변동비가 가장 비싼 한계설비의 변동비를 기준으로 책정된다. SMP 수입만으로는 발전설비에 대한 투자비 회수가 불가능하므로 별도의 용량요금을 지급하게 된다.

발전회사들의 민영화가 진전되어 민간에 의한 경영자율화가 정착되면, 경쟁적 가격입찰에 의해 풀시장가격을 결정하는 방식(Price-bidding Generation Pool)으로 전환할 예정인데, 공급자 일방의 경쟁입찰에 의해 결정되는 SMP를 단일의 풀시장가격으로 결정하는 것이나 앞서 설명된 바와 같이 공급안정성이 위협을 받는 시기에 별도의 용량 요금을 지급하여 발전 설비에 대한 투자를 유인하는 방식은 그대로 유지되는 것으로 되어 있다.

2) 제2단계(2003-2009) : 도매경쟁단계

2002년까지 한전으로부터 배전부문까지가 분리, 분할되면 수요(지역 배전사, 대규모 수용가)와 공급자(발전회사)간의 양방입찰에 의해 풀시장가격을 결정하는 체제로 이행하게 된다.

일정기간 의무풀제도를 유지할 수도 있겠으나 궁극적으로는 자율풀시장제도를 지향²⁵⁾하는 것으로 되어 있고, 자유풀 제도를 채택하게 될 경우, 시장거래의 주 형태는 발전회사와 배전회사 또는 대규모 수용가간의 개별적인 쌍무적 실물계약(Bilateral physical contract)형태로 바뀌게 된다. 양방입찰 시에는 시장청산가격 속에 공급안정성의 가치가 수요입찰의 결과로 포함되므로 별도의 용량요금 지급은 없게 된다.

<표 IV-2> 전력산업 구조개편 단계별 특징

	발전경쟁 (2000-2002)		도매경쟁 (2003-2009)	소매경쟁 (2009년 이후)
	원가기준	가격기준		
산업구조	- 발전부분 분리, 분할 - 송.배전부분 통합	- 발전부분 분리, 분할 - 송.배전부분 통합	- 발. 송.배전 분리, 분할 - 송전망 개방	- 발. 송.배전 분리, 분할 - 송.배전망 개방 - 판매부문분리
시장형태	- 의무풀 - 공급자 일방입찰	- 의무풀 - 공급자 일방입찰	- 의무 또는 자유풀 - 수요.공급 양방입찰	- 자유풀 - 수요.공급 양방입찰
경제급진 기준	- 공급자의 변동비	- 공급자의 현물시장 입 찰 가격	- 계약시장 상황에 따라 조정	- 계약시장 상황에 따라 조정
용량요금	- 별도지급 - 규제기관에 의한 수준 결정	- 별도지급 - 규제기관에 의한 수준 결정	- 없음 - 공급안정성 가치는 시장 에서 결정	- 없음 - 공급안정성 가치는 시장 에서 결정
수요.공급 자 직거래	- 차액정산 계약(CFD)	- CFD 계약 거래	- 자유로운 개별적 쌍무 계약거래	- 자유로운 개별적 쌍무 계약거래
주요 사례	- 칠레 - 아르헨 티나	- 영국(단 배전분리· 분할)	- 캘리포니아	- 북구제국 - 스페인 - 네덜란드

3) 제3단계(2009년 이후) : 소매경쟁단계

도매시장에서의 거래형태는 제2단계와 같은데 즉 수요·공급자간 양방입찰에 의한 풀시장가격 결정 및 자율풀제도 하의 개별적 쌍무계약이 시장거래의 주 형태로 남아 있게 된다. 차이점은 최종소비자시장구조에서 발생하는데 배전회사의 지역독점이 해제되어 최종소비자시장에서의 판매사업이 자유화된다는 점이다.

배전회사가 여전히 최종소비자시장의 주판매사업자로 남게 될 것이나 자연독점부문인 배전과 경쟁부문인 판매사업은 엄격한 기능(회계) 분리를 이루게 된다. 지역배전회사 이외에도 일정한 자격을 갖춘 독립적 판매사업자가 등장하여 동일 배전구역 내에서 자유로이 판매사업을 수행할 수 있다. 주요 독립 판매사업자 후보로는 우선 타 지역 배전회사를 들 수 있고,

발전사업자, 중간거래상(traders), 에너지관리회사(ESCO), 소비자조합, 대규모 산업용 수용가의 재판매기능 등을 들 수 있다.

주석 23) "전력산업 구조개편 기본계획"(1999.1, 산업자원부)에 따르면, 원자력부문은 발전형태의 특성 및 안전문제 등을 감안하여 별도의 한전 발전자회사 형태로 구성할 계획으로 되어 있음. "기본계획",p.7 참조.

주석 24) 전기사업법 개정안(99. 8) 제2절 한국전력거래소 참조

주석 25) "전력산업구조개편 참고자료"(1999. 2. 산업자원부), 80-81쪽 참조.

2. 발전경쟁시장에서의 전력가격 결정구조 및 수준

전력산업의 구조개편이 진행되어 시장가격체제가 도입되었다 하더라도 송·배전부문은 여전히 자연독점적 성격을 유지하게 되어 시장성과의 대부분은 경쟁적인 발전시장 및 최종판매시장에서 나타나게 된다. 그러나 구조개편 초기 일정기간 동안(2009년까지)은 판매부문 역시 지역독점체제를 유지할 것이기 때문에 결국 발전경쟁시장에서의 가격행태 및 성과가 시장가격제도의 핵심적인 내용을 이루게 된다.

여기서는 초기 원가기준 발전경쟁단계를 중심으로 발전경쟁시장에서의 가격결정구조상의 특징(가격기준 발전경쟁단계에서도 비용대신 입찰가격을 제출한다는 점 외에는 가격결정원리는 동일함)을 바탕으로 예상되는 가격성과 및 문제점을 분석한 후 다음절에서 최종소비자시장에서의 가격체제 변화의 의미를 살펴보고자 한다.

가. 풀시장 가격 결정 및 거래구조

구조개편 초기 발전경쟁 풀시장은 일정규모 이상의 모든 공급자가 경쟁입찰에 참여하는 의무풀-일방입찰시장으로서 개별 발전자(발전소)가 특정시간대의 자신의 가변생산비용(avoidable cost) 및 발전가능용량(availability)을 입찰시장에 제출하면 풀시장의 계통운영자는 이를 토대로 계통 제약조건이 없는 상태에서의 계통전체의 공급곡선을 작성하고 자신이 예측한 수요를 충족시키는 점에서 계통한계가격(SMP)을 결정한다. 이는 별도의 용량요금과 함께 해당시간대의 풀시장 구입가격(PPP)으로 된다.

발전소별 가변생산비용은 사전에 규제기관(발전원가 평가위원회)의 심사 및 동의를 거쳐 확정되는 비용으로서 일정기간 고정되어 입찰시장에 제출되기 때문에, 결국 발전가능용량이 발전시장에서의 실시간 주요 입찰내용이다.

1) 발전기별 가변비용 산정

발전비용은 개별발전기의 가변비용을 단일입찰가격으로 하여 제출할 수도 있으나 입찰과정의 투명성을 보장하기 위하여 정해진 일정기간(1개월 또는 3개월)동안 가변비용을 산출하는데 필요한 기본자료들을 해당 기간 전에 제출하면 전력거래소(계통·시장운영자)는 이러한 비용 정보를 바탕으로 당해 기간 동안의 SMP 산출의 토대가 되는 발전소별 입찰가격(Generating Unit price)을 산출하게 된다.

제출되는 비용정보의 주요 내용은 다음과 같다.

- 연료가격(FC: Fuel Cost)
- 기동비용(Start-up Cost) : 발전기가 기동된 후 계통에 맞물려 동기화(synchronisation)되기까지의 발전소 운전비용.
- 열소비율계수(I/O curve가 이차식인 경우 세 개의 계수)
 - 무부하 열소비율(NLH: No-load Heat rate)

- 1차항의 열소비율계수(LHC: Linear Heat Rate coefficient)
- 2차항의 열소비율계수(QHC: Quadratic Heat Rate coefficient)

이러한 정보를 바탕으로 계통-시장운영자는 계통한계가격 산출을 위한 제비용을 확정(이는 다시 규제기관에 의해 검토되고 승인되는 절차를 밟게 됨)하게 되는데 확정되는 주요 비용 항목은 다음과 같다.

- 기동비용
- 무부하비용 : 무부하 열소비율 * 연료가격²⁶⁾
- 1차 및 2차 비용계수(LPC = LHC * FC, QPC = QHC * FC)

2) 공급자 입찰

발전회사는 각 개별발전소(복합화력의 경우 모듈)별로 실제 거래일(trading day) 하루 전 어느 일정시점까지(예를 들면 10시) 익일의 24개의 거래시간(trading periods: 각 거래시간별로 단일의 SMP가 계산됨)에 대한 입찰서를 전력거래소에 제출하게 되는데 입찰서의 주요내용으로 거래시간별 발전가능용량, 기타 기술적 특성자료가 제시된다.

개별발전소의 공급가능용량은 거래일 전일의 일정시점부터 거래일 다음날 일정시점까지의 급전계획 수립기간(Scheduling declaration period)중의 시간대별 공급가능용량을 최대출력 범위 내에서 제출하며, 기타 기술적 특성자료는 다음의 사항을 포함하게 된다.

- 발전소 최대 및 최소 발전용량(MW)
- 발전소 출력 증.감발율(ramp up/down rate, MW/min.)
- 발전소 최소 출력 증.감시간

3) 수요예측 및 비계약 발전계획

계통운영자는 거래일의 24개 거래시간대별 계통전체의 수요를 예측하고 공급자가 제출한 입찰정보를 바탕으로 익일(거래일)의 시간대별 예측수요를 충족시키는데 필요한 변동비 우선순위(merit-order)에 의한 급전계획(schedule)을 수립한다.

그러나 이는 계통계약이나 기타 연료계약 등을 고려치 않은 계획으로서 계통한계가격(SMP)을 산정하기 위한 급전계획(Price-setting Schedule)이지 실제 급전계획은 아니다.

4) 계통한계가격(SMP)의 산정

앞서의 급전계획에 의해 거래일의 24개 거래시간(t)별로 각 발전소(i)의 발전계획전력량(PSEit: Price-setting scheduled energy)이 정해지면 사전에 정해진 비용자료(기동비용, 무부하비용, 비용계수)를 바탕으로 발전소별 입찰가격이 산정되고 이러한 발전소 입찰가격은 해당발전소가 일정한 최소한의 조건²⁷⁾을 지키면서 운전될 때 계통한계가격을 계산하는 입찰가격(Generation Unit Stack Price : SPit)으로 정식으로 인정된다.

기동비용(SUit) 및 무부하비용(NLi)은 발전소가 연속적으로 가동되는 시간(t=a에서 t=β까지)동안의 발전계획전력량(PSEit)에 대해 균등하게 배분되는데, 결국 거래시간 t에 대한 i 발전소의 입찰가격(GPit)은 다음과 같이 산정된다.

$$GPit = ICit + \frac{\sum_{i=a}^{\beta} (NLi * D + SUit)}{\sum_{i=a}^{\beta} PSEit}$$

여기서 ICit 는 증분비용을 나타내는데 입출력 특성식이 2차식인 경우는 다음과 같다.

$$ICit = 2a * PSEit + b$$

a : 2차 비용계수, b : 1차 비용계수

특정 거래시간 t 의 계통한계가격은 해당시간에 예측된 수요를 충족시키기 위해 발전이 계획된 발전소들($i = 1, 2, \dots, k$)의 입찰가격(Stack Price)중 가장 높은 가격으로 정해진다. 즉,

$$SMP_t = SP_{max} \quad kt$$

5) 용량요금(Capacity Payment) 산정

용량요금의 산정방법은 앞서 3장에서 살펴본 바와 같이 양방입찰을 바탕으로 한 시장청산가격 메카니즘에 의한 방법, 공급지장가치 계산법, 피크설비비용 배분 방법 등으로 나누어지나 발전경쟁단계에서는 피크설비비용 배분방법이 가장 현실적인 방안으로 고려되고 있다.

피크설비비용은 자본비용(RCC)과 고정 운전·유지비(ROC)로 나누어지는데 자본비용은 통상 피크설비(가스터빈이 일반적)의 투자비용(RIC)을 연금화 하여 결정하게 된다. 할인율(r)과 설비내구년한(n)이 주어질 때의 연금화 자본비용(RCC , 원/MW/년)은 다음과 같이 표현된다.

$$RCC = RIC \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$$

연간의 기준용량요금 RCP_y (원/MW) 는 이러한 자본비용에 고정운전유지비를 합해서 결정된다. 즉,

$$RCP_y = RCC + ROC$$

피크설비비용 배분방식은 수요대비 현재의 공급설비규모가 적정하다는 가정을 전제로 하고 있으나 실제의 설비규모가 적정선 이상이거나 이하일 때 설비규모를 적정선으로 유도하기 위해서는 용량요금 수준을 일정하게 조정할 필요가 있게 되는데 설비규모의 적정성을 나타내는 지표로 공급예비율을 사용할 경우, 실제의 예상 공급예비율($ERMy$)과 적정예비율($RRMy$)간의 차이를 바탕으로 기준 용량요금을 조정하게 된다. 결국, 실제 지급되는 연간용량요금(CP_y)은 다음과 같이 표현된다.

$$CP_y = RCP_y * (RRMy/ERMy)$$

거래시간별 평균적인 용량요금은 연간 용량요금을 가용율(a)을 고려한 연간의 거래시간수($8760 * a$)로 나누어 산출된다. 그러나 거래시간별로 공급지장확률($LOLP_t$)이 다르기 때문에 공급안정도의 가치를 나타내는 용량요금은 거래시간별로 다르게 나타나게 된다.

매시간별로 예상되는 각기 다른 공급지장확률을 적용하여 연간용량 요금을 거래시간별로 배분하는 것이 원칙이나 이는 아주 복잡한 계산 과정을 요구하므로 구조개편 초기, 비용기준 발전경쟁단계에서는 용량요금에 한해 연중 8760개의 거래시간을 계절별, 부하시간대별 부하특성을 고려한 몇 개(N)의 구간으로 통합하여 용량요금을 차등화 하여 지급하는 방안이 강구될 수 있을 것이다.

6) 풀구입가격 (PPP : Pool Purchase Price)

송전능력제약 이나 기타 연료계약조건을 고려치 않은 상태에서 공급자 입찰시장에서의 입찰정보와 계통운영자에 의해 예측된 수요를 바탕으로 결정되는 계통한계가격(SMP) 및 피크설비비용배분법에 입각해 규제기관에 의해 결정되는 용량요금(CP)의 합계가 비계약조건 하에서 풀이 발전사업자들로부터 구입하는 풀구입가격을 형성하게 된다.

$$PPPt = SMPt + CPt$$

7) 풀판매가격(PSP : Pool Selling Price)

풀이 실제적으로 풀시장 수요자에게 판매하는 가격(PSP)은 제약조건하의 실시간 계통운영의 결과, 계통제약조건을 고려치 않은 하루 전 발전계획과의 차이로 발생한 풀구입가격(PPP) 이상의 부가비용(Uplift)을 반영하여 결정하게 된다. 즉,

$$PSP = PPP + \text{부가비용(Uplift)}$$

일반적으로 부가비용을 유발하는 요인은 다음과 같다.

- 예측된 수요와 실수요의 차이
- 송전선로 용량제약에 따른 급전 변경
- LNG, 무연탄 등 정책성 연료의 의무소비에 따른 급전 변경
- 전압조절을 위한 무효전력, 주파수조절을 위한 순동예비력 등 계통의 안정성 유지를 위한 부가서비스 (Ancillary Services)
- 급전되지 않은 공급가능용량에 대한 용량요금 지급

8) 정산

이러한 풀시장 거래방식에 따른 발전사업자의 시장 수입을 정리해 보면 다음의 네 가지 경우로 나누어 볼 수 있다.

첫째, 입찰의 결과 거래일 하루 전 발전계획에 포함되고 실제 발전을 수행한 공급자는 PPP(SMP + 용량요금)를 지급 받게 된다.

둘째, 하루 전 발전계획에는 포함되었지만 계통제약요인으로 인해 실제 가동을 하지 않은 발전소에 대해서는 가동을 하지 않음으로 해서 입찰된 (기회)손실을 보전할 수 있는 금액 즉, "SMP - 자신의 변동비"를 용량요금과 함께 지급 받게 된다.

셋째, 발전 가능하다고 선언하였음에도 입찰가격이 높아 주어진 수요 하에서는 발전계획에 포함되지 않았던 발전소는 선언된 발전가능용량에 대해 용량요금만을 지급 받게 됨.

<표 IV-3> 풀시장 발전가격 지급방법

	가동시	비가동시
일일전 비계약 급전계획에 포함	계통한계가격(SMP) + 용량요금(CP)	계통한계가격(SMP) - 입찰가격(변동비) + 용량요금(CP)
일일전 비계약 급전계획에 포함되지 않음	입찰가격(변동비) + 용량요금(CP)	용량요금(CP)

넷째, 하루 전 발전계획에 포함되지는 않았지만, 계통제약요인에 의해 실제적으로 가동을 한 발전소에 대해서는 SMP가 아닌 자신의 입찰가격, 즉 자신의 가변비용(일반적으로 SMP보다 높은 수준)을 공급된 에너지에 대한 대가로 지급 받고, 아울러 선언된 발전가능용량에 대해 용량요금을 지급 받게 된다.

기타 무효전력이나 순동예비력 등의 부가서비스를 공급하는 발전사업자와는 별도의 계약을 체결하여 해당서비스에 대한 가격을 지불한다.

나. 풀시장 가격구조 및 수준 전망

이상의 풀시장 가격결정방식을 바탕으로 발전경쟁시장에서의 계통한계가격 및 용량요금의 수준 및 구조를 모의시장모형(POWERSYMPPlus)을 이용하여 살펴봄으로써 종래의 원가주의 가격결정과 비교하여 시장가격제도가 가질 수 있는 기본적인 문제점을 점검한다.

1) 전망의 기본전제

발전경쟁시장에서의 계통한계가격 계산을 위한 주요 입력자료는 크게 다음의 세 가지로 요약된다. 첫째는 수요수준 및 시간대별 부하패턴이고 둘째는 발전기별 설비, 발전가능용량 및 설비특성, 세 번째는 연료비용이다.

예상연도(2000-2003년)의 수요는 제5차 장기전력수급계획(안)의 기준안을 적용하고 시간대별 부하패턴은 기준년도(1997년²⁸⁾)의 매시간별 실적부하를 이용하였다. 즉 기준년도의 부하패턴이 모의시장 운영기간에도 그대로 적용됨을 전제한 것이다.

예상연도의 설비용량 역시 공급신뢰도 0.5일/년, 할인율 8%를 전제한 제5차 장기전력수급계획(안)을 이용하였다. 2000년의 총 설비규모는 기준년도보다 8.2% 증가한 49,050MW, 2003년에는 22.3% 증가한 55,383MW를 전제로 하고 있다. 다음의 <표 IV-4>는 예상연도의 전력수급상황을 표시하고 있다.

<표 IV-4> 예상연도의 전력수급

	1997	2000	2002	2003
설비용량 (MW)	45,332	49,050	54,301	55,383
피크부하 (Mw)	35,851	39,151	44,371	46,795
발전량 (GWh)	224,444	245,561	278,691	294,326

발전가능용량을 결정함에 있어서는 발전기의 정기보수 기간 및 시점이 중요한 역할을 담당하나 여기서는 발전기마다의 일정한 보수율을 바탕으로 보수기간을 일정한 확률적 모형을 이용해 년간으로 자동분산시키는 방법을 사용하고 있다. 발전기별 사고정지율은 대략 5-8%, 보수정지율은 7-12% 정도이다. 발전연료가격은 한전의 장기채무계획에서와 같이 기준연도 대비 원자력 1%, 기타연료 2%의 연평균 인상율을 가정하였다.

2) 계통한계가격(SMP)의 구조 및 수준

예상연도의 SMP 수준을 요약하면 다음의 <표 IV-5>와 같이 전망된다. 2000년의 매시간 SMP의 단순평균은 36.6원/kWh, 매시간의 발전량을 고려한 부하가중평균은 37.4원/kWh 수준으로 평가된다. 연중 최대치는 44.6원/kWh로 시현 시기는 여름철 피크수요기(7월 20일 오후3시)이고 최소는 9.1원/kWh로 추석 일의 자정 경에 시현되는 것으로 나타나고 있다.

<표 IV-5> 예상년도의 계통한계가격(요약)

	2000	2001	2002	2003
SMP				
- 단순평균	36.6	37.7	38.5	38.7
- 가중평균	37.4	38.5	39.3	39.4
SMP				
- 최 소	9.1	8.4	9.2	9.1
- 최 대	44.6	45.7	46.1	44.6

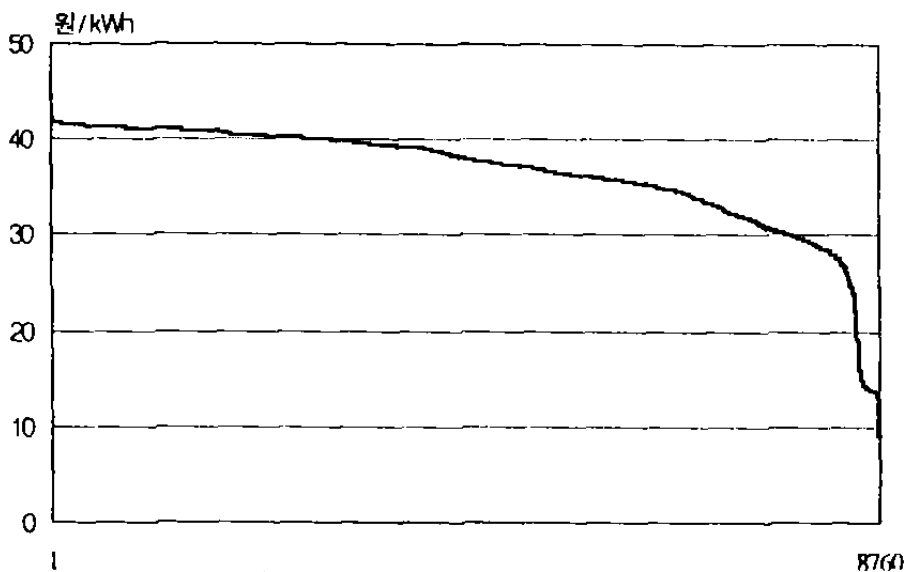
계통한계가격의 연간(8760시간)의 구조를 다음의 <그림 IV-1>이 나타내고 있는데 연중 극히 일부분의 시간대(200시간 미만)를 제외하고는 SMP가 중유발전소의 변동비(평균 29.2원/kWh)를 넘는 수준에서 결정됨을 알 수 있다.

이는 원자력, 유연탄 등 기저부하용 발전설비가 상대적으로 부족함을 간접적으로 드러내는 것으로 SMP 수준을 전반적으로 높이는 가장 중요한 요인으로 지적될 수 있다.

<표 IV-6> 모의시장에서의 전원별 변동비(2000년)

	수 력	원자력	유연탄	중유	무연탄	LNG	양수	종합
설비능력 (MW)	1,551	13,716	12,740	4,570	1,291	13,289	1,600	47,644
이용율(%)	29.8	83.3	81.4	75.5	64.6	23.0	17.2	59.6
변동비 (원/kWh)	-	4.67	14.53	29.16	33.23	37.50	46.61	14.98

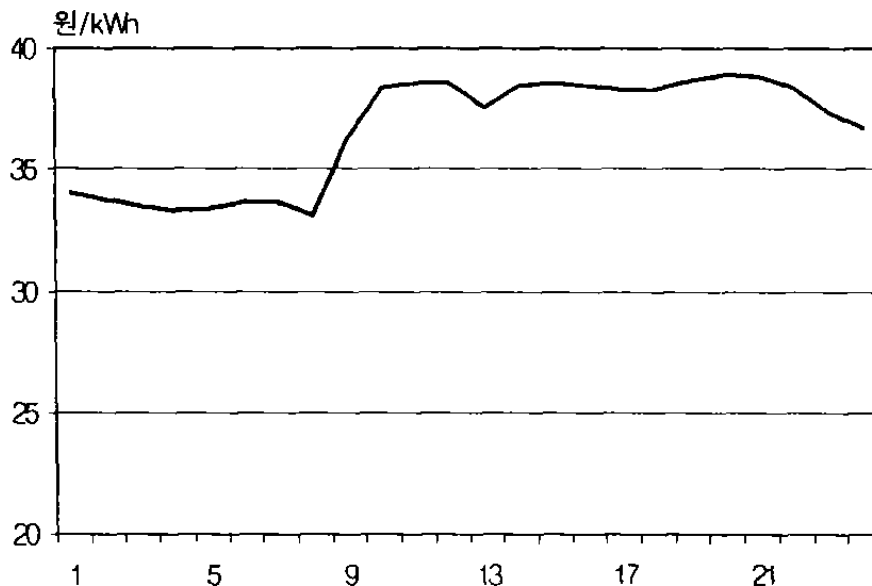
[그림 IV-1] 연중 가격(SMP) 지속곡선 : 2000년



매시간의 SMP를 시간대별로 평균한 하루의 시간대별 평균 SMP는 하루의 부하구조와 비슷한 형태를 띠며 나타나, 최대부하를 보이는 시간(오후 8:00)에 SMP도 가장 높은 수준을 나

타내게 된다. 다음의 <그림 IV-2>는 하루의 시간대별 평균 SMP 추이를 나타내고 있다. 계절별로는 봄(3, 4, 5월)에 SMP 수준이 가장 높고 겨울(12, 1, 2월)이 가장 낮게 나타나고 있다. 여름에는 야간대는 봄·가을에 비해 낮게 나타나나 주간대에는 봄 수준과 비슷한 구조를 보이고 있다. 요일별로는 일요일이 가장 낮고, 주, 야간대 차이는 별로 크지 않게 나타나는 반면, 월요일에는 주, 야간대의 차이가 크게 나타나고 있다.

[그림 IV-2] 일일 시간대별 평균 SMP 구조



3) 용량요금 수준

시장균형상태에서는 수요자가 평가하는 공급안정성의 가치가 공급자의 피크설비비용과 일치한다는 가정 하에서 피크설비의 연금화 비용을 공급안정성의 가치, 즉 용량요금으로 정하는 피크설비배분방식을 사용할 경우 용량요금의 수준은 대략 7.9원/kW, hr로 평가되는데 이중 자본비용은 4.88원/kW, hr, 고정운전유지비는 3.01원/kW, hr 이다.

용량요금 산정시의 기준피크설비 투자비용은 제4차 장기전력수급계획상의 LNG복합(LNG450)발전소 표준건설단가(52만원/kW)로 설비내구연한 30년, 할인율은 8%를 적용하였다.

기준 피크설비의 고정 운전·유지비는 역시 제4차 장기전력수급계획 기준의 LNG복합화력의 균등화 고정 운전/유지비(2,193원/kW, 월)을 사용하였다.

실제로 용량요금은 요금산정 기준피크설비의 종류 및 건설단가, 할인율, 설비내구연한에 대한 가정을 어떻게 하느냐에 따라 상당한 변화를 보이게 되는데 기준설비를 LNG복합에 일정한 설비화계수를 적용하여 가스터빈으로 바꿀 경우, 용량요금은 6.7-7.4원/kW, hr 수준으로 하락하게 된다.

용량요금은 일반적으로 공급 가능한 설비에 대해서만 지급하게 되므로 연중 공급가능시간(8760시간*가용율)만을 고려하여 산정하는 것으로 할 때는 용량요금 수준은 다소 상향되는 것으로 나타난다. 가스터빈 기준 용량요금에 최근 3년간의 LNG복합화력의 평균적인 가용율 93%를 적용할 경우의 조정된 용량요금은 대략 7.2-8.0원/kW, hr 수준이 된다.

4) 풀시장가격 종합

매 시간별 계통한계가격 및 용량요금의 합이 발전사업자들로부터 전력거래소가 구입하는 가격(PPP)를 구성하는데 이러한 PPP의 연평균 가격은 45.3원/kWh로 나타난다.

<표 IV-7> 발전시장가격 종합

	2000	2001	2002	2003
SMP 평균 (원/kWh)	37.43 (73.9)	38.53 (74.7)	39.29 (75.2)	39.38 (75.3)
기준용량요금 (원/kW, hr)	7.89 (15.6)	7.89 (15.3)	7.89 (15.1)	7.89 (15.1)
- 자본비용	4.88	4.88	4.88	4.88
- OM비용	3.01	3.01	3.01	3.01
풀시장구입가격 (PPP, 원/kWh)	45.32 (89.4)	46.42 (90.0)	47.18 (90.3)	47.27 (90.4)
평균용량요금 (원/kWh)	13.24 (26.1)	13.04 (25.3)	12.93 (24.8)	12.89 (24.7)
- 자본비용	8.19 (16.2)	8.06 (15.6)	8.00 (15.3)	7.97 (15.2)
- OM비용	5.05 (10.0)	4.98 (9.7)	4.93 (9.4)	4.92 (9.4)
부가비용 (평균용량요금 - 기준용량요금)	5.35 (10.6)	5.15 (10.0)	5.04 (9.7)	5.00 (9.6)
평균발전가격 (원/kWh)	50.67 (100.0)	51.57 (100.0)	52.22 (100.0)	52.27 (100.0)

그러나 용량요금은 어떤 특정 거래시간에 공급 가능하다고 선언된 모든 발전설비에 대해서는 해당설비의 실제 가동 여부와 상관없이 일률적으로 지급하게 되므로 해당 발전기의 실제 단위 발전량당 평균 용량요금(원/kWh)은 기준용량요금(원/kW, hr)보다 높게 나타나게 된다. 이러한 평균용량요금의 수준은 대략적으로 기준용량요금을 설비이용율로 나눈 값에 해당되는데 계통전체의 평균 용량요금 수준은 대략 13.2원/kWh로 평가된다.

이와 같이 급전되지 않은 공급가능설비에 대한 용량요금 지급분(부가비용의 중요 항목중 하나)을 풀구입가격(PPP)에 부가하되 다른 부가비용은 고쳐치 않았을 경우의 한전(송·배전·판매사업자)이 전력시장에서 구입하는 가격(PSP)은 50.7원/kWh 수준으로 나타난다. 풀시장은 이러한 거래를 이윤동기 없이 중립적으로 매개하는데 그치기 때문에 이러한 가격수준은 곧 발전사업자들의 평균적인 판매가격의 의미를 갖게 된다.

원가주의에 입각한 현재의 전력판매단가(75.8원/kWh)가 전력산업의 총비용을 반영하고, 그 중 발전부문의 원가비중이 68.3%(98년도 종합 원가 실적)에 이른다고 가정하면, 발전부문의 발전원가는 51.8원/kWh로 나타나 상기한 시장가격(50.7원/kWh)를 약간 넘는 수준이 되나 이러한 시장가격에는 기타 부가비용(PPP의 5-10%)이 포함되지 않은 것으로 이를 포함할 경우 시장가격은 발전원가를 초과하여 나타날 가능성이 큰 것으로 평가될 수 있다.

다. 주요 문제점

1) 비최적 전원구성하의 시장가격 상승

SMP방식의 시장가격 결정구조하에서는 시장가격이 발전비용과 일치하지 않는 것이 일반적 현상으로 나타난다. 완전경쟁적 시장구조를 가정하는 경우에도 전원구성이 최적인 경우에만

시장가격은 비용구조와 일치할 수 있다.

구조개편 초기, 시장기구가 이제 막 작동하기 시작하는 시기에 있어서 전원구성은 과거 원가주의에 입각한 전원개발정책의 결과로서 주어지게 된다. 시장상황을 전제로 하지 않은 상태에서 WASP와 같은 비용최적화 모형에 입각해 전원개발을 하였다 하더라도 수입측면에 대한 고려가 부족한 상태에서의 전원구성이 시장기준에서의 최적 구성이 되지 않을 수 있을 뿐만 아니라 독점적 구조하의 생산기술의 선택에 있어 규제기관과의 정보의 비대칭성을 기반으로 한 경영자의 자기 이해 극대화(소위 adverse selection 문제) 또는 정치적 이해관계에 따라 전원구성이 최적으로 구성되지 못할 수도 있게 된다.

이유야 어떻든 전원구성이 최적이지 않은 상황에서의 시장가격제도로의 이행은 가격수준의 급격한 변화를 야기할 수 있는 있는데 앞 절에서 분석한 바와 같이 현행의 전원구성을 전제로 한 시장가격 구조 및 수준 전망의 결과가 그 예가 될 수 있다.

즉, 현재와 같이 기저설비가 상대적으 부족한 전원구성 하에서 SMP방식의 가격결정구조로 이행하였을 때, 기저 및 중부하 시간대의 SMP가 적정수준 이상으로 상승하여 전반적으로 발전시장가격을 발전 비용 이상으로 높일 수 있다는 점이다. 다시 말하면 기저설비의 소유자들이 기저시간대에 설비부족에 따른 특별지대(초과이윤)을 획득하여 시장가격의 상승이 현실화 될 수 있다는 것이다.

이러한 전원구성은 시장가격제도가 정착해 가는 과정 속에서 초과이윤을 실현하는 설비분야로의 신규 진입을 통해 장기적으로 시장기준의 적정 전원구성으로 수렴해 갈 것이라고 볼 수 있지만, 설비구성이 외생적으로 주어지는 구조개편 초기의 시장가격의 급격한 변화는 피할 수 없는 현상이 될 수 있다.

2) 용량요금(피크설비비용 배분방식) 결정상의 문제점

피크설비비용 배분방식은 시장이 균형상태에 있다는 전제하에서만 적정수준의 용량요금으로 간주될 수 있다. 다시 말하면 공급예비율이 부족한 상황에서는 피크설비비용배분법에 의한 용량요금은 적정수준에 미달하고 공급예비율이 과다한 상태에서는 적정수준을 초과하여 나타나게 된다. 현재의 설비규모가 적정선을 이탈하였을 경우의 피크설비비용 배분법은 결국 시장가격을 원가로부터 괴리시키는 중요 요인으로 작용한다.

또 다른 문제점은 비최적 전원구성하에서의 피크설비의 수지균형을 기준한 피크설비비용 배분방식은 기저설비사업자에 상대적인 초과이윤을 안겨 전원별 수익불균형 문제와 함께 시장가격의 원가수준 이상으로의 상승 가능성을 현실화시킨다는 점이다.

3) 발전사업자들의 전략적 행동

구조개편 초기의 비용기준 발전경쟁단계에서는 가격입찰이 아닌 사전에 검증된 비용자료를 일정기간 단위로 제출하고 실제 입찰 시에는 공급가능용량만을 제출하기 때문에 전략적 행동의 가능성은 별로 없다는 것이고, 또 바로 이러한 점이 비용기준 발전경쟁단계를 구조개편초기에 실정하는 이유이기도 하다.

그러나 실제적으로는 비용자료의 제출 및 평가과정에서의 발전사업자들간의 명시적 또는 암묵적 담합에 의한 가격상승의 가능성이 있게 된다. "한계발전소의 변동비용"이 곧 시장가격(SMP)가 되는 방식에서 먼저 어떠한 비용항목을 SMP 계산에 산입 하느냐 하는 문제가 가격수준 결정에 결정적 영향을 미치게 되는데 이 과정에서 경쟁적인 가격 입찰방식에서는 고려되지 않을 일부 고정비 성격의 비용이 발전사업자들의 간의 암묵적 담합에 의해 제출되게 된다.

순수한 변동비용이라 하더라도 각 사업자들은 자신의 비용을 다른 사업자보다 엄밀하게 신고하여 얻는 이용율 증대를 통한 이익보다 모든 사업자가 조금씩 높은 비용을 신고하여 나타나는 SMP수준의 전반적 상승에 따른 수입증대에 더 큰 관심을 가질 수 있다. 특히 구조개편 초기의 비용자료의 확정과정은 이러한 위험을 더 크게 내포하게 되는데 초기의 비용자료는 비용기준 발전경쟁이 유지되는 동안에는 평가의 기준이 되는 자료로서 향후의 대략적인 SMP 수준을 규정짓는 역할을 담당하게 되기 때문이다.

발전사업자들의 이러한(암묵적) 담합 가능성은 평가·규제기관(발전원가평가위원회 또는 정부)과 사업자들간의 비용정보에 관한 비대칭성에 의해 강화된다. 평가기관이 모든 발전소의 비용특성을 정확하게 평가할 수 없는 상태에서 일부 특정 발전소의 비용을 정확하게 평가하여 비용을 깎아 내린다고 하더라도 SMP가격방식 하에서는 해당발전소의 수입에 거의 아무런 영향을 미치지 않기 때문에 발전사업자들로 하여금 진정한 비용정보를 신고하게 하는 아무런 유인을 주지 못하게 된다.

주석 26) 어느 개별 발전기의 입출력 특성(열소비율)을 다음과 같은 2차식 형태의 I/O curve로 설정하면,

$$H = ap^2 + bp + c \quad (a, b, c \text{ 는 열소비율 계수, } p \text{ 는 출력수준})$$

발전기의 운전비용은 이러한 열소비율에 연료가격(f , 원/Gcal)를 곱해 산정됨. 즉,

$$\text{운전비용} = (ap^2 + bp + c) f$$

출력수준 p 에서의 1 MWh를 추가적으로 생산하는데 드는 증분비용(IC)은 다음과 같이 표현됨.

$$IC = d(\text{운전비용})/dp = (2ap + b) f$$

이 경우, 무부하비용은 cf 임.

주석 27) 최소한의 운전조건으로는 일정이상의 출력수준을 낼 것과 거래지속시간(1시간)내에 원하는 만큼의 출력 증감이 실질적으로 이루어질 수 있어야 할 것 등임.

주석 28) 기준년도를 1997년으로 한 이유는 98년의 수요가 IMF외환위기에 의해 평년에 비해 크게 다르게 나타나고 있기 때문임.

3. 구조개편과 최종소비자요금체제의 변화

가. 기본여건의 변화

1) 원가주의에서 시장원리로

"전기요금은 적정원가에 적정이윤을 합한 것일 것(전기사업법 시행령 제14조)"이라는 총괄 원가주의 원칙이 폐기되고 전기요금은 경쟁적 시장에서의 "수요와 공급에 의해 결정되는 가격"(전기사업법 개정안 제 35조)을 기반으로 결정되게 된다.

구조 개편 초기에는 이러한 원칙은 발전시장에만 적용되게 되는데 발전부문이 차지하는 비중(총원가의 70%)을 고려할 때, 전기요금의 대부분이 원가주의가 아닌 시장에서의 수급에 의해 결정된다는 점은 구조개편과 함께 적용되는 기본원리로서 자리잡게 된다.

2) 수직 통합적 관리가격체제에서 분리가격체제로

지금까지는 한전이라는 독점적 기업내부에 전력의 생산(발전), 수송(송·배전), 판매기능이 통합되어 있는 구조에 상응하여 발전, 송전, 배전, 판매의 수직 제 단계에서 제공되는 다양한 서비스의 가격이 분리되지 않고 최종 소비자가격으로 통합되어 있었으나 앞으로의 최종 소비자 가격은 상류부문의 중간재 시장가격을 유통과정에 따라 적상하여 매겨지는 소매가격에 불과한 것으로 변하게 된다.

따라서 이제는 더 이상 전기요금이 한 독점적 사업체의 판매가격을 나타내는 것이 아니라 상류부문(발전부문)의 경쟁적 시장성과 하류부문(송·배전, 판매)의 독점적 시장성과가 종합되어 나타나는 한 결과로서 이해해야 된다.

나. 요금수준의 변화

현행 총괄원가주의하의 요금결정방식의 가장 큰 장점은 과정이 어떻든 간에 요금수준을 원가에 맞추어 결정한다는 점이다. 완전 경쟁적 시장구조하에서 나타날 수 있는 최선의 시장성과를 시장을 통하지 않고 내부조직을 통해서도 달성할 수 있다는 점이 원가주의의 이론적 배경을 형성한다.

그러나 전기요금의 타 부문을 지원하는 정책적 수단으로 이용되거나 일반 거시 경제적 정책 목표를 실현하는 도구로 사용될 때의 원가는 통상의 산업생산의 원가를 넘어서는 것이고, 여기에 독점기업내부의 생산적 비효율성까지를 감안하면 원가주의 이론적 전제인 "생산가능 곡선의 경계선에서의 생산"이라는 조건을 충족시키지 못하게 되고 현실적인 요금수준은 경제적 비용 이상으로 나타난다고 하는 점을 지적할 수 있다. 시장질서로의 이행은 이러한 원가주의의 구조적 문제점을 해결하여 요금인하를 유도하는 기본 토대를 제공하게 된다.

하지만 원가주의의 포기에 따른 가격불안정성의 증대, 전력산업의 위험도 증대에 따른 자본비용의 상승, 구조개편 초기의 전원구성의 왜곡에 따른 시장가격의 급증 가능성, 기타 시장거래비용의 증대 등은 요금수준이라 관점에서 시장가격제도가 갖는 부정적인 측면으로 볼 수 있다.

1) 요금수준 감소 요인

(1) 요금수준 결정에 있어서의 정책적 요인의 배제

먼저 수직적으로 구조 분리된 경쟁적 시장구조하의 서비스별 분리가 격제는 가격결정과정에서 임의의 정책적 목적을 달성하기 위하여 가격을 조정할 수 있는 여지를 크게 줄인다는 점이다.

객관적으로 적용되는 풀시장 규칙하의 경쟁적인 발전시장가격 결정과정에서 임의로 가격을 조정하는 것은 불가능하고 정책적 요인을 반영하기 위해서는 해당 항목을 객관적으로 설정하여 시장규칙으로 처리해야만 하는데, 순수에너지의 가치는 SMP 방식으로 결정되고 공급안정성의 가치는 피크설비의 비용을 객관적으로 산정하여 결정하는 가운데서 정책적 요인이 끼여들 여지는 거의 없게 된다.

과거와 같은 통합구조하에서 무연탄, 가스, 지역난방 등 여타 에너지 부문을 지원하는 한 방법은 비용을 최소화하는 변동비 우선순위(merit-order)에 의한 경제급전 원칙을 포기하고 해당 에너지를 사용하는 발전설비를 우선적으로 가동하여 소요량 이상의 물량을 소화하는 것이었다. 그러나 경쟁원리가 지배하는 시장구조하에서는 임의로 특정설비에 유리하게 급전하는 것은 불가능하게 되고, 최소한의 지원이 필요하다고 판단되는 경우에도 객관적인 시장규칙에 의해 그 지원규모가 투명하게 드러나게 된다.

과거에는 정책적 요인에 의한 비용증가가 "총괄원가"라는 이름에 파묻혀 일반 소비자들이 알 수 없는 과정을 통해 요금에 전가될 수 있었으나 타산업부문으로의 교차보조의 실상이 분리가격 원칙하에 별도의 요금항목으로 투명하게 집계될 때 이러한 보조정책은 지속 가능하지 않게 될 것이라는 점이다. 앞서 살펴본 바와 같이 발전시장가격만 해도 계통한계가격, 용량요금, 부가요금(Uplift) 등으로 나뉘고, 부가요금도 발생요인에 따라 세분화(타 에너지산업부문에 대한 지원은 "연료제약에 따른 부가요금"이라는 명목으로 별도로 집계됨)된다고 할 때, 정책적 요인에 따른 시장가격의 조정능력은 시간이 지남에 따라 거의 소멸될 수밖에 없을 것이다.

물가안정 등을 목적으로 하는 공기업 체제하의 투보율의 조정을 통한 전기요금 조정정책도 시장가격 결정과정에서 사전적으로 적정한 투자보수가 가격에 반영될 수밖에 없는 시장규칙속에서 그 의의를 크게 상실케 된다.

(2) 기업내부의 생산적 비효율 제거

개별기업들이 비용을 절감하면 하는 만큼 추가적인 이익이 발생하는 경쟁적 시장가격체계하에서 기업내부의 도덕적 해이(moral hazard)나 역선택(adverse selection)에 의한 생산성저하 문제는 근본적으로 해결의 실마리를 찾게 되고, 그 결과는 최종소비자 요금의 하락으로

로 귀결될 것이라는 점은 그 정도를 추정하기는 쉽지 않지만 극히 자명하다 할 것이다. 이러한 생산효율증가에 덧붙여 과거에는 기업의 회계적 비용이 진정한 경제적 비용을 얼마나 충실히 반영하는가를 감시하기 위하여 취해졌던 수 많은 규제행위들이 더 이상 필요없게 됨으로써 이로 인한 규제비용의 절약도 요금을 하락시키는 추가적인 요인으로 지적될 수 있다.

2) 요금수준 증대 요인

(1) 비최적 전원구성과 요금수준

앞서 설명한 바와 같이 구조개편 초기의 전원구성은 과거 원가주의에 입각한 전원개발계획의 결과로서 시장기준의 최적 전원은 아니라고 볼 수 있는데 이러한 상태에서의 전일적으로 시장가격제도를 도입할 경우에는 가격구조가 최적의 전원구성에서 나타나는 한계비용과 괴리를 모여 시장가격을 적정한 비용이상으로 상승시키는 주요 요인으로 작용하게 된다.

(2) 기업규모의 감소와 자본비용의 상승

발전부문의 6개의 독립적인 회사로 분할되고 그 일부는 민영화됨에 따라 기존의 수직통합기업(한전)이 누리던 자본조달사의 규모의 경제가 감소되어 자본비용이 상승하는 경향을 나타낼 수 있다. 그 동안의 한전은 공기업으로서 저리의 공공자금을 활용하는 등의 이점을 누릴 수 있었을 뿐만 아니라 정부 보증 하에 낮은 경영실적(낮은 투자보수율)하에서도 일반 자본시장에서 상당한 프리미엄효과를 누릴 수 있었으나 소규모의 민영화 기업이 한전과 같은 자본비용상의 이점을 누릴수는 없게 된다. 한전이 감수할 수 있었던 낮은 투보율은 민영화 기업은 살아남을 수 없기 때문에 시장가격에는 민간기업이 필요로 하는 수익률이 반영될 수밖에 없다고 한다면 시장가격은 현재보다 오를 가능성이 높게 된다. 경쟁적 시장상황하의 불확실성 및 시장위험도의 증대 또한 전력산업의 평균적인 자본비용을 높이는 요인으로 작용하게 된다.

(3) 구조개편 이행비용, 시장거래비용 증대

전력산업에서의 시장제도의 도입은 실시간 정보통신기술의 발전이 선결과제로 등장한다. 사실 전력산업이 그 동안 수직통합구조를 유지 할 수밖에 없었던 이유 중의 하나는 전력상품의 특수성을 반영하는 실시간 시장거래에 필요한 정보통신기술이 개발되지 않았기 때문이었다.

통신기술의 발달로 실시간 거래비용이 크게 줄어들어 시장을 개설할 수 있는 토대를 형성하게 되었지만 이러한 통신인프라의 구축은 막대한 초기 투자비를 필요로 하게 되어 구조개편 초기의 요금 상승요인으로 작용하게 된다. 또한 구조개편에 내재된 커다란 불확실성 요인이나 시행착오 등으로 전기사업자의 사업비용 증대 가능성은 상존 하게 된다.

다. 요금체계의 변화

현행 요금체계의 가장 큰 문제점은 서비스 종류의 구분이 비용발생 구조를 충실히 반영하여 설정되지 않고 소득정책이나 산업정책적 요인에 의해 임의로 설정되어 소비자간 교차보조의 주요 수단으로 활용되는 등 자원의 효율적 배분을 저해하고 있다는 점이다. 시간별 경쟁입찰, 한계비용 원리에 의한 실시간 가격결정 방식은 이러한 구조를 개선하는 기본적 토대를 제공하게 되고 서비스별 분리가격제는 도매경쟁시장의 가격효율성을 최종소비자시장에서도 실현하게 하는 기본 구조를 형성하게 된다.

1) 용도별 요금체계에서 전압별 요금체계로

현행의 최종 소비자 전기요금체계는 요금종별을 나누는 가장 큰 범주로 전기 사용용도에 따라 주택용, 일반용, 교육용, 산업용, 농사용 및 가로등 등 6개로 나누고 각 용도 내에서 전압 및 계절·시간대별로 요금구조를 점차 세분화하는 구조를 갖고 있다. 이러한 용도별 가격구조는 전력산업의 비용 발생구조를 따라 설정되지 않고 요금구조에의 정부의 정책적 개입을 용이하게 할 목적으로 설정되어 요금체계를 합리화하는 데 가장 큰 걸림돌로 작용한다.

전력산업의 수직적 구조분리 및 경쟁적 발전시장의 개시를 근간으로 하는 구조개편 이후의 분리가격제 하에서는 이러한 구조는 근본적으로 시정될 수 있는 계기를 갖게 된다.

먼저 수직적 분리구조에 맞추어 최종소비자요금은 발전, 송전, 배전 및 판매사업과 관련하여 발생한 비용을 항목별로 구분하여 청구될 수밖에 없게 된다(전기사업법 개정안 제17조 "전기판매사업자가 전기사용자에게 청구하는 전기요금청구서에는 발전, 송전, 배전, 전기판매사업과 관련하여 발생한 비용 및 산업자원부령이 정하는 비용을 항목별로 구분하여 명시하여야 한다.").

이러한 분리가격제 하에서 요금구조의 가장 큰 범주는 용도가 아닌 전압으로 변하게 되는데 이는 발, 송, 배전 각 단계에서의 비용을 구분하는 가장 기본적인 지표가 전압이기 때문이다. 한 예로 154kV이상의 고압을 사용하는 소비자는 배전단계를 거치지 않고 송전선에서 전기를 바로 쓰는 소비자에 해당하므로 배전요금은 지불하지 않아도 된다고 할 때 기존의 용도별 요금체계에서는 이러한 면을 반영하기가 쉽지 않지만 전압을 가장 큰 범주로 삼는 요금체계에서는 자연스럽게 이러한 비용발생구조를 반영할 수 있게 된다. 다음의 <표 VI-8>은 현행의 용도별 요금체계를 전압별로 바꾸었을 때 설정할 수 있는 요금체계의 한 예를 나타내고 있다.

<표 VI-8> 전압별 요금체계(안)

전압별 요금체계		전력판매량 비중(%)
주택용		18.4
저압	100-380V	14.5
고압	22.9kV	35.3
	154kV	30.5
	345kV	0.5
가로등		0.8

2) 소비자간 교차보조의 지양

발전경쟁시장에서의 (단기)한계비용 가격책정 원리에 따른 전력 도매시장가격의 결정은 최종소비자 시장에서의 요금체계의 조정을 불가피하게 한다.

현행의 요금체계 하에서는 농업용 및 산업용 요금이 원가이하에서 정책적으로 결정되어 큰 혜택을 누리고 있지만 경쟁적 도매시장의 출현으로 모든 부문의 소비자가 도매전력시장에서 전력을 직구입할 시의 자신의 구입비용을 쉽게 계산해 낼 수 있는 상태에서 이러한 소비자간 교차보조정책은 그 실현가능성이 점차 축소되게 된다.

경쟁적 도매시장의 한계비용 원리에 의한 가격책정방식의 배분적 효율성을 최종소비자시장에 그대로 시현하는 방안은 최종소비자들 역시 경쟁시장에서 실시간에 따라 전력을 구입할 수 있도록 하면 되겠으나 이를 위해서는 모든 수용가에 전자식 계량기를 설치해야 하는 등의 막대한 초기투자비가 소요 될 뿐만 아니라 당장에 너무 급격한 요금체계의 변화가 예상되므로 이러한 완전한 소매자유화는 단계적으로 추진하는 것이 바람직할 것이나 현행의 요금체계를 이러한 추이에 맞추어 개선해 나가는 것은 불가피하게 된다.

우선적으로는 각 용도별 요금수준을 원가구조에 맞추어 조정하는 일이 필요하다. 원가회수율이 94%정도에 불과한 산업용 요금의 원가수준으로의 조정과 원가이상의 높은 요금을 지

불하고 있는 주택용 및 일반 상업용 수용가의 요금 인하가 용도별 요금조정의 핵심사항이다.

그러나 더 중요하게는 용도별 체계자체를 개선하는 일이다. 현행의 용도별 구분 하에서는 요금체계에의 정책적 개입을 막기가 어렵기 때문에 전기를 중간투입물로 사용하는 생산부문의 구분(산업용, 일반용, 농사용, 교육용 등)을 없애고 이를 별도의 기준(계약용량, 수요패턴 등)에 따라 요금중별을 재조정하는 일이 필요하게 된다.

이러한 재조정된 소비자군에 따른 새로운 요금설정의 기준은 과거와 같이 불투명한 한전 내부의 비용자료를 기준으로 하는 것이 아니라 객관적으로 형성되는 경쟁적 도매시장가격을 기준으로 설정하게 된다.

다시 말하면, 계약용량이나 수요패턴 등에서 일정하게 동일한 행태를 보이는 소비자 그룹이 경쟁적 도매경쟁시장에서 전력을 직구입하였을 경우의 예상되는 구입비용을 기준으로 요금을 설정한다는 것이다.

3) 평균비용가격에서 한계비용 가격구조로

현행 요금체계의 또 다른 문제점인 평균비용기준의 가격책정방식 또한 구조개편, 경쟁적 도매전력시장의 도입 및 서비스별 분리가격제에 의해 그 해결의 실마리가 찾아진다.

우선적으로 과거의 회계적 원가를 평균하여 책정되는 요금의 경제적 원가로부터의 괴리현상은 구조개편 이후에는 더 이상 문제가 되지 않게 되는데 그 이유는 최종소비자 요금이 복잡한 생산원가 분석 및 배분을 거친 후에 정해지는 것이 아니라 경쟁적 도매시장의 가격성과를 그대로 반영하여 결정될 수밖에 없기 때문이다. 최종소비자요금의 원가로부터의 괴리 여부는 요금책정 과정상의 문제로 나타나는 것이 아니라 전력시장가격이 경제적 원가를 얼마나 충실히 반영하여 나타나는 가 하는 시장구조 및 성과의 문제로 이행하게 된다.

결국, 과거의 가치기준으로 미래를 평가하는 현행의 평균비용 가격체계에서 미래의 추가적인 한 단위의 수요증가에 대한 비용 증가분을 가격으로 평가하는 시장가격체제로 이행함으로써 투하 자원의 경제적 가치를 가격에 보다 정확하게 반영하게 된다.

현행의 용도별 요금체계 하에서 평균비용방식의 요금체계를 적용할 수밖에 없는 점은 앞서 제2장에서 서술하고 있는 바와 같지만, 용도별 요금체계가 전압별 요금체계(또는 분리가격제)로 바뀌고 정책적 개입을 용이하게 하는 용도구분을 수요패턴에 따라 합리적으로 재조정하는 경우, 한계비용원리에 입각한 경쟁적 도매전력시장의 시장성과는 최종 소비자시장에서도 그대로 실현될 수 있게 된다.

4) 이행상의 제 문제

구조개편에 따른 요금체계의 변화 및 개선이 어떠한 방향에서 이루어질 수밖에 없고 또 이루어져야 하는 가는 지금까지 서술한 바와 같지만 실제적인 이행과정은 여러 가지 새로운 문제점을 낳게 된다. 첫째는 요금체계의 급격한 변화에 따른 문제이고 둘째는 경쟁시장 구조가 낳는 소비자간의 새로운 힘의 불균형 문제이다.

최근까지의 연구결과를 토대로 보면, 현행의 요금체계가 원가(시장구입비용 기준)를 충실히 반영하는 방향으로 개선될 경우, 산업용 및 농사용 요금의 급격한 상승 및 주택용 수용가 중 소비량이 적은 저소득계층의 요금이 상당히 오르게 되는 결과가 나타나게 된다. 산업용 요금의 급격한 상승은 국제경쟁력을 약화시키는 요인으로 작용하게 되고 농사용 요금의 현실화는 그렇지 않아도 수입농산물과의 경쟁에서 큰 고통을 받고 있는 농민들의 수지를 크게 약화시키는 요인으로 작용하게 된다. 저소득층의 요금인상 또한 정치적으로 쉽게 수용될 수 없는 측면이 있다.

현행의 구조개편 계획이 2002년까지는 한전이 단일의 도매시장 구입자 및 최종판매자로서 역할하고 2003년 이후 배전·판매부문이 분리, 분할된 이후에도 최종 소비자시장의 자유화는 점진적으로 추진하게 되어 있기 때문에 이러한 문제들을 시간적 여유를 가지고 점진적으로 해결할 수 있는 구조를 갖추고는 있다. 그러나 문제는 언제까지 전기요금이 물가나 소득 등의 거시정책을 수행하거나 특정 산업을 지원하는 수단으로 사용되어야 하는가 하는 것이

다.

산업부문에서 전기요금의 상승이 문제가 되는 것은 철강 등 일차금속이나 비금속 광물 등 전력 다소비산업의 문제가 되겠는데 급격한 요금인상이 단기적으로 해당산업의 경쟁력에 치명적인 영향을 미치게 되겠지만 저에너지 가격의 유지로 해당산업이 적정수준 이상으로 성장하여 우리 나라 산업구조를 에너지다소비형으로 이끌어 감에 따른 산업구조의 취약화 문제를 종합적으로 고려할 때, 요금구조의 조속한 합리화는 또 다른 산업 정책적 측면에서 정당화될 수 있다.

전기요금을 소득재분배의 한 수단으로 하는 방식도 차제에 재고되어야 한다. 과거와 같이 정부가 충분한 재정능력을 갖추지 못할 때는 그럴 수도 있었겠지만 지금은 저소득층에 대한 지원은 정부 재정으로 직접적으로 처리하고 전기요금구조는 가격기능에 맡기는 것이 사회 전체적으로 후생수준을 높이고 자원을 보다 효율적으로 배분하는 방식일 수 있다는 인식 하에 문제를 바라보아야 할 것이다.

요금체계의 급격한 변화에 따른 부작용을 최소화하기 위해 점진적으로 요금체계를 조정하는 것이 바람직할 수 있으나 중요한 점은 구조개편 이후에는 정상적인 요금과 보조정책에 의한 요금조정이 보다 투명하게 드러나야 한다는 점이다. 분리가격 원칙 하에 발전, 송전, 배전, 판매부문의 제 비용이 명시되고 이어 구조개편 이행에 따른 추가비용요금과 함께 얼마만큼의 금액이 산업지원이나 저소득층 보조를 위해 전기요금에 산입되었는지가 밝혀져야 당해 수용가도 향후의 보다 완전한 시장가격체계에 대비할 수 있고 정부도 보조정책을 점차 축소할 수 있는 논리적 기반을 마련할 수 있다.

경쟁적 시장가격체계의 이행과 관련한 요금체계상의 보다 중요한 문제는 시장질서 하에서 시장 협상력이 떨어지는 소규모 수용가들로부터 협상력이 높은 대규모 수용가로의 교차보조 문제이다. 소매시장의 점진적 자유화 시에도 이러한 문제는 피할 수 없는 과제로 등장한다. 발전사업자와 수용가간의 직거래를 여러 가지 기술적 제약 요인에 의해 대규모 수용가부터 허용하게 될 때 요금규제를 받지 않는 직거래 허용수용가와 일반수용가(지역배전회사로부터만 전력을 구입)간의 교차보조는 중요한 문제로 등장한다.

일정용량 이상(이를테면 10,000kW)의 대수용가에 전력직거래를 허용하는 경우, 수용가 수는 작지만(97년말 현재, 10,000kW이상 수용가호수 504호) 판매전력량을 기준으로 한 구성비(38%)는 매우 높게 나타난다. 따라서 일반수용가를 보호하는 제도적 장치가 결여되어 있는 상태에서는 직거래 수용가가 구조개편의 가격성과를 전유하고 일반수용가는 오히려 가격이 상승할 가능성도 있게 된다.

원칙적으로 직거래 수용가에 대한 요금규제는 없어지게 되므로 일반 수용가를 보호하기 위해서는 구조개편 이행기 뿐만 아니라 완전 소매시장 자유화 이후에도 전기요금 결정에 있어 엄격한 기준을 적용해야 할 것이다. 다시 말하면, 일반적인 원가주의 원칙을 포기한 상태에서도 다른 기준, 이를 테면 일반수용가 요금은 시장평균가격을 넘을 수 없다는 등의 기준을 적용, 시장가격탄력성이 낮고 가격협상력이 부족한 일반수용가도 경제적 원가에 맞게 전기를 구입하여 구조개편 이후에도 수용가간의 공평의 원칙이 이루어질 수 있도록 하여야 할 것이다.

V. 결 론

현행 전기요금체제가 갖는 최대의 문제는 요금체제가 원가주의 원칙과 괴리를 보이고 있다는 점보다는 원가주의 자체에서 연유하는 구조적인 문제가 더 크게 작용한다. 원가주의에 입각한 요금결정 방식은 정부규제의 중립성 및 효율적 생산을 전제로 하고 있으나 비용발생의 원천이 어디에 있든지 간에 모든 비용이 요금에 반영될 수밖에 없다는 현실적 상황은 기업내부에 소위 도덕적 해이 현상을 불러 일으켜 효율적 생산을 저해할 뿐만 아니라 정부로 하여금 전기요금을 부문외적 목표를 실현하는 정책수단으로 활용할 수 있는 환경을 조성하여 자원의 효율적 배분을 저해한다.

현행 요금체제의 개선 방안으로는 현행 산업구조의 유지를 전제로 한 가격상한제 등과 같은 새로운 가격제도의 도입을 고려해 볼 수 있으나 최근의 추세에서 보는 바와 같이 원가주의 토대가 되는 수직 통합적 산업구조 자체를 문제삼는 구조개편 시대에는 전력산업의 수직적 구조분리 및 경쟁적 시장가격제도를 통한 자원배분 방식이 관리가격제도의 문제점을 극복하는 근본적 대안으로 나타난다.

경쟁적 시장가격제도하의 전력가격 결정원리상의 가장 큰 변화는 첫째는 중간재 시장의 개설에 따른 서비스의 분화 및 도·소매가격의 분리이고, 둘째는 경쟁적 시장에서는 전력가격이 기본적으로 기간평균비용을 반영하여 결정되는 것이 아니라 단기의 한계비용구조를 반영하여 결정된다는 점이다.

발전시장에서의 전력가격은 경제적 저장이 불가능한 전력상품의 특성을 반영하여 순수에너지 가치와 공급안정성의 가치로 구분한다.

일반적으로는 양자가 공히 현물시장(Pool)에서의 경쟁입찰이나 계약시장에서의 자유협상에 의해 결정되지만 구조개편 초기 발전사업자들만이 입찰에 참여하는 등의 일부 시장계약요인이 있는 경우에는, 시장균형상태에서는 공급안정성의 가치가 피크설비비용과 일치할 것이라는 관점에서, 피크설비비용(자본비용 및 운전유지비용)을 기준으로 "용량요금(Capacity payment)" 이란 이름 하에 규제기관에 의해 결정되기도 한다. 순수 에너지가치는 한계발전소의 가변비용 수준에서 계통한계가격(SMP)이란 이름 하에 발전사업자들의 경쟁입찰을 통해 결정된다. 송전요금 또한 이상적으로는 일반 수송경제원리에서와 같이 지역별 현물시장의 가격차를 이용하여 책정하게 되나 전국적으로 단일의 현물시장만이 개설되는 경우는 원가주의에 입각한 규제가격체제를 유지하게 된다.

현재 추진되고 있는 구조개편 계획에 의하면 발전부문에 시장가격체제가 도입되더라도 송·배전 부문은 자연독점적 성격을 유지하게 되어 시장성과의 대부분은 발전시장 및 최종 판매시장에서 나타나게 되는데 구조개편 초기 일정기간(2009년까지)은 판매부문 역시 지역 독점체제를 유지할 것이기 때문에 결국 발전경쟁시장에서의 가격행태 및 성과가 시장가격제도의 핵심 내용을 이루게 된다.

발전시장에서의 경쟁적 가격입찰의 결과로 나타나는 도매전력가격수준 및 구조하에서 이윤극대화를 추구하는 발전사업자의 효율적 생산, 비용절감 동기는 충분히 주어지게 되고, 종래 원가주의 구조하의 도덕적 해이(Moral hazard)나 역선택(adverse selection)에 의한 생산성저하 문제는 그 해결의 실마리를 찾게 된다. 또한 민간 중심의 경쟁적 구조하에서 정책적 필요에 따라 요금 수준을 조정할 수 있는 여지는 크게 좁아지게 되고, 주어진 실시간 도매가격 구조하에서 최종소비자시장에서의 소비자간 교차보조(cross subsidy)는 상당부분 현실성을 상실케 된다.

경쟁적 시장가격제도로의 이행은 여러 가지 새로운 문제를 야기하는바, 특히 시장질서로의 이행에 따른 시장가격의 급격한 변화나 시장위험도의 증가에 따른 자본비용 상승, 발전사업자간 담합에 의한 가격상승, 시장거래비용의 증대, 기타 이행상의 제 문제가 제기된다.

발전부문이 시장가격체제로 이행하여 풀시장규칙에 따라 가격이 정해지는 경우는 발전시장가격(계통한계가격 + 용량요금)은 50.7원/kWh 수준으로, 여기에 계통계약요인이나 연료계약에 따른 부가비용(Uplift)을 고려할 경우 현재의 발전부문의 원가(51.8원/kWh)를 초과하여 나타날 가능성이 큰 것으로 평가된다. 이는 현재의 전원구성이 시장기준으로는 다소 부적절, 기저부하시간대의 시장가격이 적정수준 이상으로 상승하여 나타난 결과로 해석된다.

그러나 이런 문제는 구조개편의 인센티브 효과가 나타나기 이전인 구조개편 추기에 과거의

구조와 시장질서가 맞지 않아 일어나는 문제로 시장구조의 정착과 함께 적정 전원구성을 유도하여 오히려 향후의 가격하락을 주도하는 요인으로 작용한다. 일부 시장위험도의 증가에 따른 자본비용의 상승도 경쟁시장에서의 비용절감 노력과 가격효율성의 증대로 상쇄되어 시장가격은 중·장기적으로 하향 안정화 될 것으로 보여지는데 이에 앞서 시장가격체제로 이행한 나라들의 경험에서도 입증되고 있다.

시장가격체제로의 이행은 분명 과거 수직 통합적 구조하의 원가주의에 입각한 요금체제의 많은 구조적 문제점들을 해결할 수 있는 수단들은 갖고 있지만 이러한 개선 효과가 가시화 되기 위해서는 일정한 시간이 필요하기 때문에 구조개편, 시장가격체제의 효과를 세대간의 균등하게 누리기 위해서는 초기의 가격불안정 요인을 안정화하는 방안이 필요할 것이다.

또한 시장가격체도라는 전체 묶음 속에서도 대안적 시장제도 간에는 가격성차가 상당한 차이를 보일 수 있기 때문에 우리 실정에 맞는 시장제도를 찾아 나가는 작업이 중요하다. 일례로 구조개편 초기 불안정한 시장구조 하에서 발전사업자들의 전략적 행동을 방지하고 수요독점상의 부작용을 최소화하는 한 방법으로 비용기준 발전경쟁시장 단계를 설정하였으나 실제적인 운영 측면에서 오히려 전략적 행동의 가능성이 더 크다고 할 때 가급적 빠른 시일 안에 가격경쟁 단계로 이행하는 것이 바람직하게 된다.

참 고 문 헌

- Baumol, W., & G. Sidak, *Transmission pricing and stranded costs in the electric power industry*, The American Enterprise Institute Press, 1995
- Bohn, R., B. Golub, R. Tabors & F. Schweppe, "Deregulating the generation of electricity through the creation of spot markets for bulk power", *Energy Journal*, 5(2), 1984
- California Public Utilities Commission, "Proposed policy statement on restructuring", 1994
- Cave, M. & C. Doyle, "Access pricing in network utilities in theory and practice", *Utilities Policy*, 4(3), 1994
- Chao, H. & S. Peck, "A market mechanism for electric power transmission", *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 10
- Crew, M., ed., *Pricing and regulatory innovations under increasing competition*, Kluwer Academic Publishers, 1996
- DOE/EIA, "Electricity prices in a competitive environment : Marginal cost pricing of generation services and financial status of electric utilities", DOE, Washington DC, 1997
- Einhorn, M., & R. Siddiqi, ed., *Electricity transmission pricing and technology*, Kluwer Academic Publishers, 1996
- Einhorn, M., ed., *From regulation to competition*, Kluwer Academic Publishers, 1994
- Exelby, M. & N. Lucas, "Competition in the UK market for electricity generating capacity". *Energy Policy*, April 1993
- Green, R., "Increasing competition in the British Electricity Spot Market", *Journal of Industrial Economics*, Vol. 44, No. 2, 1996
- Hogan, W.W., "Contract networks for electric power transmission", *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 4, 1992
- Hunt, S., & G. Shuttleworth, "Electricity transmission pricing", *Utilities Policy*, April, 1994
- Hunt, S., & G. Shuttleworth, "Forward, option and spot markets in the UK ", *Utilities Policy*, January 1993
- Joskow, P.L., "How will it all end? : The electric utility industry in 2005", *Electricity Journal*, Jan/Feb.1996
- KEMA, "Cost Based Generator Pool Rules", KEPCO Restructuring Programme Technical Advisor, 1999
- Lucas, N. & P. Taylor, "Structural deficiencies in electricity pricing in the pool", *Utilities*

- Policy, Oct. 1994
- OFFER, Annual reports,
- OFFER, "Review of electricity trading arrangements : Proposals", London, 1988
- Schweppe, F., M. Caramanis, . Tabors & R. Bohn, Spot Pricing of electricity, Kluwer Academic Publishers, 1988
- Stalon, D., "Electric industry governance : reconciling competitive power markets and the physics of complex transmission interconnections", Resource and Energy Economics, Vol. 19. 1997
- Wolfram, C.D., "Measuring Duopoly power in the British experiment", Economic Policy, no. 12, 1996
- Wu, F. et al., "Folk theorems on transmission access : Proofs and counterexamples", Journal of Regulatory Economics, Vol.10, 1996
- 손양훈, 전기요금의 중장기 개선방안에 관한 연구, 에너지경제연구원, 1997
- 유정호 외, 전기요금체계의 합리화방안 연구, 한국개발연구원, 1997
- 한국전력공사 전력경제처, "전기요금제도 설명자료", 1997
- 서정환, 송전망분석 및 송전망공개에 관한 연구, 에너지경제연구원, 1999
- Rothschild(1998), "한국 전력산업구조개편에 관한 자문용역 최종 보고서", 1998. 12.
- 산업자원부, "전력산업 구조개편 기본계획", 1999. 1.
- 산업자원부, "전력산업 구조개편 참고자료", 1999. 2.
- 한국전력공사 경영정보처, "경영통계"
- 한국전력공사 경영정보처, "종합원가계산서 "
- 한국전력공사 전력경제처, "시간대별 발전시물레이션을 통한 한계발전 비용 계산에 관한 연구", 1993. 12.