

규제연구 제16권 제1호 2007년 6월

# 전력시장 운영체제에 관한 소고

조 창 현\*

현행 전력시장 운영체제가 직면하고 있는 주요 이슈들을 검토하고 문제점을 발굴하여 이에 대한 개선방향을 제시한다. 운영체제의 핵심인 비용반영시장(CBP)의 주된 문제점은 용량가격(CP) 지급과 관련한 동기부여체계의 왜곡이다. 이의 시정을 위해서는 미래 보상적 성격을 지닌 설비확충 유인제도의 도입 및 기저 발전기 용량가격의 하향조정이 필요하다. 최근 변동비 보상체계 일원화 논의에 대해서는 신중하고 비판적인 시각으로 접근할 필요가 있다. 왜곡된 전력시장 구조 및 CBP체제하에서 변동비 정산체계 일원화는 한전과 발전 자회사들 간의 내부 수익성 관계를 변화시킬 뿐 별다른 긍정적 효과를 가져오지 않는다. 오히려 경쟁환경 및 유인체계상의 왜곡을 초래할 가능성을 높인다. 구역전기사업자의 발전설비용량 상한은 고정시키기보다는 유연하게 운영할 필요가 있으며, 용량 확보기준은 동태적 유연성을 지닌 기준으로 재설정될 필요가 있다. 구역전기사업의 활성화를 위해서는, 현행 가격체계 및 경쟁환경의 정비와 연계하여 설비투자 확대 유인을 지닌 보상체계 수립이 중장기적으로 검토되어야 한다. 배전부문 내부혁신을 통해 나타나는 효율성 제고 효과가 전력시장에 파급되고 소비자 후생에 영향을 미치도록 하기 위해서는, 전력시장 시스템 및 소비자가격 간에 이와 같은 효과가 전달되는 연계 고리를 창출할 필요가 있다.

핵심용어: 전력시장, 변동비, 용량가격, 보상체계, 구조개편

\* 산업연구원, 서울시 동대문구 청량리동 206-9 ([chcho@kiet.re.kr](mailto:chcho@kiet.re.kr))

접수일: 3/15, 게재확정일: 5/30

# I. 머리말

## 1. 현행 전력시장 운영체제의 연원

우리나라의 현행 전력시장 운영체제의 연원은 1990년대 말에 입안·추진된 ‘전력산업 구조개편 기본계획’으로 거슬러 올라간다. 이 계획은 한마디로 독점구조하의 우리나라 전력산업을 경쟁적 전력산업으로 개편하는 것을 목적으로 수립된 단계별 시행계획이라 할 수 있다. 이 계획은 구조개편의 완성일정을 단계별로 구분하여, 한전 발전부문을 수 개의 발전 자회사로 분할하여 발전부문에 경쟁을 도입하고 이들을 민영화하며, 배전 및 판매 부문도 수 개의 회사로 나누어 민영화하고 전력 도·소매 부문에 경쟁을 도입하며, 송·배전망을 민간에 개방하여 공정한 경쟁여건을 조성함으로써 종국적으로는 송전을 제외한 전력의 모든 부문에 걸쳐 완전한 경쟁환경을 조성한다는 것을 그 내용으로 하고 있다.

정부는 이와 같은 단계별 경쟁환경 조성의 정착을 위한 핵심적인 제도적 장치로 전력 풀을 통한 경쟁입찰을 기조로 하는 전력거래제도를 도입하였는데, 이것이 현행 전력시장 운영체제의 골간을 이루고 있다. 전력산업 구조개편은 2001년 4월에 한전의 발전부문이 한전으로부터 분리되어 각각 6개 발전 자회사로 분할·독립됨으로써 일단 계획상의 제2단계(발전자회사 분할단계)까지 나아갔다. 그러나 다음 단계인 배전분할 추진과정에서 구조개편 추진에 관한 논란이 가열되었고, 결국 정부와 노조측은 공동연구를 통해 이 논란을 종식시키기로 합의하였다. 현행 전력시장 운영체제가 더 이상의 단계로 나아가지 못하고, 발전부문 분할 당시 도입된 이른바 ‘비용반영시장’(CBP, Cost-Based Pool) -이하 CBP로 지칭한다-의 형태에 그대로 머물게 된 것은, 2004년 중반에 보고된 ‘배

전분할 관련 공동연구단'의 연구결과와 이를 근거로 한 노사정위원회의 결의에 따라 전력산업 구조개편이 잠정 중단됨에 따른 것이다.)<sup>1)</sup>

## 2. 현행 전력시장 운영체제의 골격

전력시장을 경쟁단계의 관점에서 크게 발전부문 경쟁, 도매경쟁, 소매경쟁의 3단계로 구분한다면, 우리나라의 현행 전력시장은 발전부문 경쟁단계에 머물러 있다고 할 수 있다. 다만, 이 단계도 발전회사들이 진정한 의미에서의 경쟁을 하고 있는 상태는 아니다. 메이저 발전회사 6개가 모두 한전 자회사들이기 때문이다. 그러나 어쨌든, 현행 전력시장은 도매경쟁이 도입되기 이전의 단계로서, 표면적으로는 발전부문에서 복수의 발전회사들이 경쟁상태에 있는 반면, 송전, 배전 및 판매 부문에서는 한전의 독점상태가 유지되고 있는 발전부문 경쟁단계인 것으로 규정할 수 있다.

2001년 4월에 전력거래소가 설립되어 현재까지 전력시장의 운영주체로서 기능하고 있다. 현행 전력시장은 참여의 강제성 여부의 측면에서 보면, 이른바 의무풀(mandatory pool) 또는 강제풀(compulsory pool)이라 할 수 있다. 한전과 별도의 전력구입계약(PPA)을 체결한 발전사업자를 제외하고, 일정 용량 이상의 발전기에 의해 발전된 모든 전력은 전력시장(전력거래소)을 통해 거래되어야 한다.

거래되는 전력 한 단위에 대한 거래금액 또는 정산단가와 관련된 것으로, 다음 절에

1) 배전분할 관련 공동연구단은 한전 배전·판매 부문 분할의 타당성을 검토하여 분할 여부에 대한 노·사·정 간의 합의를 도출하기 위해 2003년 9월에 결성되었다. 다음 단계의 발전회사 민영화 및 배전 부문 분할 계획들은 배전분할 관련 공동연구단의 결성에 따라 이 연구단의 보고서가 나오게 될 2004년 5월 이후로 연기되었다. 공동연구단의 출범은 2003년 8월 개최된 노사정위원회 공공부문 구조조정 특별위원회에서 노·사·정이 전력망 산업의 합리적인 개혁방안에 대한 공동연구가 필요하다는 데 인식을 같이하고 이를 위한 공동연구단 구성에 합의한 데 따른 것이다. 공동연구단은, 노정 당사자 각 1인, 노정이 추천한 전문가 각 2인, 중립인사 2인 등 총 8명으로 구성되었다. 공동연구단은 배전분할의 타당성 연구 검토, 해외사례 조사 등을 2004년 5월까지 완료하기로 하였다. 2004년 5월에 원래 계획대로 공동연구단의 최종 보고서가 공공부문구조조정특별위원회에 보고되었는데, 보고서의 결론은 배전분할의 타당성이 없다는 것이었다. 노사정위원회는 이에 근거하여 정부의 한전 배전분할 및 매각 계획을 중단할 것을 결의하였다. 정부는 결국 노사정위원회의 정책 권고를 받아들였으며, 배전분할 추진을 중단기로 결정하였다. 이로 인해 배전부문 분할 및 그 이후로 일정이 잡혀진 모든 기본계획상의 전력산업 구조개편 추진이 중단되었다.

서 논의할 현행 전력시장 운영체제에 대한 평가와 관련한 가장 중요한 특성은 현행 전력시장이 비용반영시장(CBP)이라는 점이다. 이 시장은 그 본질이 전력 한 단위당 거래금액이 기본적으로 발전에 소요된 비용에 의거하여 산정된 가격으로 지불된다는 점에 있다. 현행 CBP에서 발전사업자들은 가격 입찰을 하지 않고, 공급가능용량만을 입찰(신고)하도록 되어 있다. 각 발전기의 발전비용은, 발전사업자들이 사전 제출한 각 발전기별 원가 자료 및 기술적 특성 관련 자료를 토대로 비용평가위원회에서 평가·결정한다.

현행 전력시장은 CBP에 의한 보상체계상의 구분을 위해 발전기를 발전연료를 기준으로 기저 발전기와 일반 발전기로 구분하고 있다. 현행 CBP에 의한 기본적인 보상체계는, 변동비에 대한 보상 성격을 지닌 계통한계가격과 고정비에 대한 보상 성격을 지닌 용량가격(CP, Capacity Payment)으로 구성되어 있다. 변동비 보상에 있어, 원자력 및 석탄 발전기로 구성되는 기저 발전기에 대해서는 각 시간대별 기저 발전기의 계통한계가격인 기저한계가격(BLMP, Based Load Marginal Price)이 적용되며, 기저 발전기 이외의 중유 및 LNG 발전기 등에 대해서는 각 시간대별 발전기 전체의 계통한계가격인 계통한계가격(SMP, System Marginal Price)이 적용된다. 고정비는 발전기 운전 여부에 관계없이 입찰한 모든 발전기(가용능력을 신고한 발전기)에 지급된다.

〈표 1〉 현행 전력시장의 발전비용 보상체계

		급전 당일	
		실제 발전을 한 경우 (발전량)	실제 발전을 하지 않은 경우(미발전량)
급전 하루 전	비계약 급전 스케줄에 포함된 경우	한계가격+용량보상액	(한계가격-실변동비) +용량보상액
	비계약 급전 스케줄에 포함되지 않은 경우	자기계약의 경우: 한계가격+용량보상액 계통계약의 경우: 실변동비+용량보상액	용량보상액

현행 CBP에 의한 발전비용 보상체계는, 급전 하루 전에 이루어지는 비계약 급전스케줄에 포함되었는지 여부에 따라, 그리고 급전 당일 실제 발전을 했는지 여부에 따라 각각 다른 금액을 보상받는 형태로 되어 있다. 비계약 급전 스케줄에 포함되었으며 실제 발전도 한 경우는, 한계가격+용량보상액이 지급된다. 비계약 급전 스케줄에는 포함되었

으나 실제 발전을 하지 않은 경우는, 한계가격에서 실변동비를 차감한 금액에다 용량보상액이 추가되어 지급된다. 비계약 급전 스케줄에 포함되지 않았으나 실제 발전을 한 경우는, 계약이 자기계약으로 인한 것인지 계통계약으로 인한 것인지에 따라 보상액이 달라지는데, 전자의 경우 한계가격+용량보상액이, 후자의 경우 실변동비+용량보상액이 각각 지급된다. 비계약 급전 스케줄에 포함되지도 않고 실제 발전도 하지 않은 경우는, 용량보상액만 지급된다(<표 1> 참조).

전력시장 운영체제의 변화를 2004년 7월을 기준으로 그 이전과 이후로 구분한다면, 후자가 전자와 구별되는 중요한 변화는 이른바 ‘구역전기사업’의 도입으로 인한 변화라고 할 수 있다. 이는 구역전기사업이 특히 발전부문과 판매부문에 대한 민간회사의 진입을 용이하게 함으로써 전력시장 경쟁구조를 어느 정도 변화시킬 수 있는 동기를 부여했기 때문이다. 다만, 구역전기사업은 직접적으로 전력시장을 통하지 않고 전력을 공급하는 제도이며 전력시장 자체를 근본적으로 변화시킨 제도는 아니라는 점에서, 전력시장 운영체제와 관련한 논의에 있어서는 1차적인 사안이라기보다는 2차적인 사안에 속한다고 할 수 있다.

앞서 언급한 바와 같이, 배전부문 분할 및 민영화 등을 골자로 하는 배전부문 구조개편 계획은 노사정위원회의 결의에 따라 중단되었다. 정부는 대신 배전분할 관련 공동연구단이 제시한 대안을 수용하여, 한전 조직체계 내에서 자율성을 강화하는 독립사업부제를 도입해 내부경쟁체제를 구축하여 전력산업의 효율성을 제고하기로 하였다. 이와 같은 정부 방침에 따라 배전부문 독립사업부제 도입을 위한 연구용역이 시행되었으며, 2006년 9월 한전 배전부문은 연구용역 결과를 바탕으로 독립사업부제를 도입함으로써 내부경쟁체제에 돌입하게 되었다. 이번에 도입된 배전부문 독립사업부제의 핵심은 책임경영을 골자로 하는 경영혁신과 이의 원활한 추진을 위한 내부조직의 재정비에 있다.

본 연구에서는 이상과 같은 현행 전력시장 운영체제가 직면하고 있는 주요 이슈들을 검토하고 문제점을 발굴하여 이에 대한 개선의 방향을 제시하고자 하였다. 우선, 제2절에서는 현행 전력시장 운영체제와 관련한 주요 이슈와 문제점들을 검토하고 개선의 방향을 제시하였으며, 특정한 관점에서 논란이 되고 있는 사안에 대해서는 이를 주로 필자의 논리와 객관적 자료들을 근거로 평가하였다. 제3절에서는 본 연구의 결론을 대신하여, 전력산업 구조개편이 재개될 경우 가장 우선적으로 대두될 것으로 예상되는 이슈

인 구조개편에 대한 인식에 대해 제언함으로써 관련 후행연구에의 연결고리를 제시하고자 하였다.

## II. 현행 전력시장 운영체제의 주요 이슈와 문제점 및 개선방향

### 1. 현행 CBP제도의 문제점 및 개선방향

CBP제도로 특징 지워지는 현행 전력시장 운영체제는 원래 배전분할과 함께 새로운 운영체제로 대체될 예정이었던 것이다. 그러나 2004년 배전분할 중지로 인해 CBP제도의 본질적인 변경을 유보한 채 이를 장기간 운영해야 하는 상황이 불가피하게 되었다. 이에 따라 현행 전력시장 운영체제가 과연 현행 전력산업 구조와 전력시장 상황에 적합한지 여부를 점검하고, 이의 개선이 요구된다면 어떤 방향으로 현행 체제를 손질해야 할지를 검토할 필요가 있게 되었다.

현행 전력시장 운영체제를 평가함에 있어 크게 다음과 같은 두 가지 점이 충분히 고려되어야 한다. 첫째, 현행 전력시장은 다음과 같은 점 때문에 진정한 의미에서의 경쟁적 전력시장과는 거리가 있다는 점이다. 2005년 말 현재 전력시장에서 거래되는 총발전량의 98.7%를 차지하는 6개의 메이저 발전회사들이 모두 100% 한전 자회사이자 공공 회사이며, 송전, 배전 및 판매 부문은 한전이 독점하고 있다. 둘째, 이처럼 불완전하고 왜곡된 전력산업 구조하에서 소위 CBP에 의한 전력시장 운영이 이루어지고 있는데, 이와 같은 CBP에 의한 전력시장 운영은 현재로서 불가피하며, 향후로도 전력산업 구조개편과 관련한 정치적 향배가 변경되지 않는 한 CBP체제의 본질적 틀을 깰 수 없으며 따라서 현행 체제 개선의 논의도 이 틀 내에서 이루어져야 한다는 점이다.

현행 CBP체제의 운영상 특성을 요약하면 다음과 같다: 발전회사들만이 입찰에 참여하고 한전은 수요독점자로서 기능. 가격 입찰 없는 발전량만의 입찰. 가격 아닌 비용에 근거한 정산. 정산단가는 사전에 위원회가 원가자료를 검토하여 결정. 비용 보상체계는

변동비에 대한 보상 성격을 지닌 계통한계가격과 고정비에 대한 보상 성격을 지닌 용량 가격으로 구성. 변동비 보상체제는 발전원별 원가수준을 감안하여 기저한계가격(BLMP)과 계통한계가격(SMP)으로 이원화·비계약 급전스케줄에 포함되었는지 여부에 따라, 그리고 실제 발전을 했는지 여부에 따라 각각 다른 금액을 보상·이상과 같은 현행 CBP 운영방식은 CBP체제의 틀을 벗어날 수 없다는 제약하에서는 어느 정도 불가피한 차선의 선택들이라 할 수 있다. 그러나 그럼에도 불구하고, 아래 사항들은 개선의 여지를 지니고 있으며, 개선이 이루어질 경우 상당정도 효율성 증대 효과를 가져올 수 있을 것으로 판단된다.

우선, 현행 CBP체제하에서 가장 큰 문제가 되는 것은, 제약발전이든 비계약발전이든 간에 실제 운전되지 않는 발전기에 대해서도 운전되는 발전기와 동일한 수준의 용량가격(CP)이 지급된다는 점이다. 이로 인해 퇴장되어야 할 발전기가 계속 존속하고 장기적으로는 설비효율화를 위한 발전회사들의 유인체계가 왜곡되게 된다. 용량가격과 관련한 유인체계의 개선을 위해서는 실제 운전되는 발전기와 운전되지 않는 발전기간에 지급되는 용량가격을 차등화하는 방향으로 현행 용량가격 지급제도가 개선될 필요가 있다. 또한 용량가격을 의도적으로 과도히 지급받기 위해 시도되는 전략적 행동들을 구분해 낼 수 있는 제도적 기준들이 강구될 필요가 있다. 장기적으로는, “기 투자된 설비의 매몰비용(sunk cost)에 대한 과거보상적 성격”을 지닌 현행 용량가격 제도를 폐지하고, 이를 “현재 또는 미래의 설비확충을 유도하는 미래보상적 성격을 지닌 설비확충 유인제도”로 대체할 필요가 있다.<sup>2)</sup>

그동안 기저 발전기의 용량가격이 일반 발전기의 용량가격보다 훨씬 높은 것이 문제였다. 그러나 이 문제점은 2007년 1월 1일자로 규정 개정을 통해 해소되었다. 따라서 이 점은 현행 문제점이라기보다는 해소된 문제점에 대한 인식과 회고로서 이하에서 지적하고자 한다: 우리나라 전력산업의 역사적 배경을 무시한다면, 기저 발전기의 용량가격이 일반 발전기의 용량가격보다 높다는 점은 사실 원리적으로 잘못된 것이 아니다. 원자력 발전소, 석탄 발전소 등의 건설비용이 LNG 발전소의 건설비용보다 높으며, 따라

2) 전력산업연구회(2005)는 관련 외국의 사례로, 스페인 등에서는 계약비발전 발전기에 대한 보상을 전면 폐지하였고 캘리포니아는 시장가격과 입찰가격보다 훨씬 작은 최소한의 금액만을 지급한다는 점을 지적하였다.

서 고정비용을 보상하기 위해 고안된 용량가격의 원래 취지로 보면 이와 같이 설정하는 것이 맞기 때문이다. 기저 발전기의 용량가격이 일반 발전기의 용량가격보다 훨씬 높게 설정된 이유도 이와 같은 용량가격의 원래 취지가 중요하게 고려되었기 때문일 것으로 짐작된다.

그러나 우리나라 전력산업의 역사적 배경을 고려한다면, 기저 발전기의 용량가격이 일반 발전기의 용량가격보다 훨씬 높다는 점은 고정비용 보상이라는 용량가격 설정의 원래취지와 상충될 뿐만 아니라, 공공발전소와 민간발전소 간의 보상의 형평성 문제를 야기하는 측면이 있었다. 즉 기저 발전기의 경우 그 대부분이 한전 발전 자회사 소유로서 그 건설비를 국민의 세금으로 충당하였을 뿐만 아니라 이 비용을 수십년간 회계상 감가상각으로 처리함으로써 발전소 건설비의 상당부분을 이미 보상받았다고 할 수 있다.<sup>3)</sup> 반면에, 민간발전사는 대부분 일반 발전기를 소유하고 있으며 그 건설비를 민간자금으로 충당함으로써 공공비용으로 처리되지 못했을 뿐만 아니라, 비교적 최근에 건설된 것이 많아 감가상각의 정도도 기저 발전기에 비해 상대적으로 적었다고 할 수 있다. 이에 더하여, 경쟁 활성화라는 측면에서 보면, 민간에 의한 발전시장 진입이 지속적으로 증가하는 것이 바람직한데, 현행 용량가격 보상체계하에서는 주로 일반 발전기에 의존하는 민간부문의 발전시장 진입이 위축될 수밖에 없었던 것이다. 이상과 같은 문제점 완화를 위해 2007년부터 현행 기저 발전기의 용량가격을 일반 발전기의 그것에 근접하도록 낮추는 방향으로 변경되어, 양 발전기의 용량가격이 일원화된 것은 매우 다행스럽다 하겠다.

3) 용량가격은 감가상각의 정도와는 상관없이 지급된다.

## 2. 변동비 보상체제 일원화 논의에 대한 비판적 검토와 평가

CBP제도 운영의 핵심은 발전회사들에게 여하히 발전원가를 적정하게 보상할 것인가 하는 데 있다. 수요 측면의 경쟁이 전혀 없고 공급 측면에서만 경쟁이 있으며, 그것도 가격이 아닌 공급량에 의한 경쟁만이 이루어지는 상황하에서는 발전원가 보상의 적정성 여부가 제도 운영의 효율성 여부를 결정하는 핵심사안이 될 수밖에 없는 것이다. 발전원가 보상체제의 개선과 관련하여 최근 일각에서, BLMP와 SMP로 이원화되어 있는 현행 발전 변동비 보상체제를 SMP로 일원화해야 한다는 논의가 이루어지고 있다.

이러한 논의에 대해 필자는 크게 두 가지 측면을 지적하고자 한다. 첫째, 변동비 보상체제 일원화 논의의 배경에는, 제도를 경쟁적 시장 상황에 맞게 운영하기 위해서는 소위 ‘일물일가의 법칙’에 충실해야 한다는 점이 그 논거로 깔려있다. 물론, 전력시장 구조 자체가 경쟁적이고 가격경쟁이 정상적으로 이루어지는 상황이라면 일물일가의 법칙에 따라 정산체제를 일원화하는 것이 바람직하다. 그러나 전력시장 구조 자체가 왜곡된 상황(경쟁적 시장이 아닌 상황)에서 전력시장 운영체제의 일부를 경쟁적 시장 상황에 적합한 제도로 변경한다 해서 반드시 효율성이 제고되는 것은 아니라는 점이다. 둘째, 변동비 보상체제의 일원화는 “원가 보상”을 그 본질로 하는 CBP의 틀을 크게 벗어날 우려가 있다는 점이다. 이상과 같은 측면들을 고려할 때, 변동비 보상체제 일원화에 대해서는 보다 신중한 검토 및 재고가 필요하다고 본다. 아래에서는 이들 측면에 대해 구체적으로 논의하기로 한다.

우선, BLMP와 SMP를 SMP로 일원화함으로써 발전회사들에 지급하는 한전의 비용 부담이 크게 증가할 가능성이 있다. 2005년 한 해 동안 전력시장을 통해 이루어진 전력 거래실적을 보면, 총거래량 3,389억kWh에 총정산금액이 17조2,809억 원에 이른다. 2005년 한계가격의 평균 정산단가는 51원/kWh이며, 계통한계가격(SMP)의 평균 정산단가는 61.97원/kWh으로, 기저한계가격(BLMP)의 평균 정산단가는 19.28원/kWh로 각각 나타나고 있다. 정산금액의 구성을 보면, 한계가격으로 정산된 금액과 용량가격으로 정산된 금액이 각각 47.6%와 39.2%를 차지하며, 나머지 13.2%가 기타정산금으로 나타나고 있다. 일반 발전기와 기저 발전기의 비중은 정산금액 기준으로 각각 36%와 64%이다 (<표 2>, <표 3>, <표 4> 및 <표 5> 참조). 이와 같은 자료를 토대로 아주 단순하게 추정하더

라도, BLMP와 SMP를 SMP로 일원화할 경우 발전회사에 지급되는 한전의 비용이 지금보다 약 9조2,500억 원 정도 증가할 것으로 예상할 수 있다.<sup>4)</sup>

표면적으로 보면, 이와 같은 발전회사에 지급되는 한전의 비용 증가는 6개 발전회사가 모두 100% 한전자회사이기 때문에 그 영향은 모회사-자회사 간의 내부거래상의 변화에 그치는 것으로 생각될 수 있다. 그러나 그렇지 않다. 한전의 비용 증가는 한전의 이익 축소와 부채의 증대로 연결되고 이는 나아가 국민의 부담으로 이어지게 되는 것이다.

〈표 2〉 최근 한계가격의 정산단가

(단위: 원/kWh)

	SMP	BLMP	평균
2004년	55.79	19.17	49.22
2005년	61.97	19.28	51.00

자료: 전기위원회, 전력시장 운영실적, 2006.

〈표 3〉 정산금액의 구성(2005)

	에너지정산금 (SMP, BLMP)	용량정산금 (CP)	기타정산금
금액	8조2,214억 원	6조7,774억 원	2조2,821억 원
구성비	47.6%	39.2%	13.2%

주: 기타정산금은 제약발전 정산금, 시운전발전기 정산금, 기동보상비 등을 포함.

자료: <표 2>와 동일.

〈표 4〉 발전기별 전력시장 점유율(2005)

	일반 발전기	기저 발전기
설비용량	41%	59%
정산금액	36%	64%
거래량	21%	79%

자료: <표 2>와 동일.

4)  $3,389\text{억 원} \times 64\% \times (61.97 - 19.28)\text{원} = 9\text{조}2,500\text{억 원}$ . 이는 물론 부정확한 추정이다. 그러나 이 추정은 부정확함에도 불구하고, 근거가 없는 추정은 아니다.

〈표 5〉 발전회사별 전력시장 점유율(2005)

구분	설비용량		거래량		정산금액		정산단가 원/kWh
	만kW	%	억kWh	%	억 원	%	
한수원	1,825	29.6	1,417	41.8	55,830	32.3	39.40
남동	719	11.7	409	12.1	19,977	11.6	48.79
중부	750	12.2	363	10.7	22,216	12.9	61.20
서부	728	11.8	363	10.7	22,023	12.7	60.63
남부	757	12.3	448	13.2	28,258	16.4	63.12
동서	850	13.8	346	10.2	21,152	12.2	61.15
기타(민간)	526	8.6	42	1.3	3,353	1.9	79.09
합계	6,155	100	3,389	100	172,809	100	51.00

자료: <표 2>와 동일.

〈표 6〉 발전원별 전력시장 점유율(2005)

연료원	설비용량		거래량		거래금액		정산단가
	만KW	%	억KWh	%	억 원	%	
원자력	1,772	28.8	1,404	41.4	54,887	31.8	39.10
유연탄	1,759	28.6	1,240	36.6	53,988	31.2	43.54
무연탄	113	1.8	52	1.5	2,812	1.6	53.77
중유	535	8.7	164	4.8	14,962	8.7	91.10
LNG	1,388	22.5	485	14.3	42,221	24.4	87.13
소계	5,567	90.4	3,345	98.6	168,870	97.7	...
합계	6,155	100	3,389	100	172,809	100	51.00

자료: <표 2>와 동일.

둘째, 기저 발전기를 많이 소유한 발전자회사(한수원 및 석탄발전소를 많이 소유한 발전자회사)와 그렇지 않은 발전자회사 간에 이윤격차가 확대될 것이다. 현재도 발전자회사 간에는 상당정도 수익 불균형이 존재한다. 한수원과 나머지 5개 발전자회사 간에 매우 큰 수익 불균형이 존재하는 것은 말할 것도 없고, 나머지 5개 발전자회사 간에도 수익 불균

형이 있다. 이와 같은 상황하에서 한계가격 정산단가 일원화는 한수원과 나머지 5개 발전자회사 간에, 그리고 나머지 5개 발전자회사 간에 이미 존재하는 수익 불균형을 더욱 심화시킬 것이다. 예컨대, 소유 발전기 중 기저 발전기가 차지하는 비중은 2005년 말 현재 남부발전(주)의 경우 39.6%인 데 비해, 중부발전(주)의 경우 45.3%이다(전기위원회, 2006). 한편, 2005년 당기순이익은 남부발전(주)의 경우 1,072억 원인 데 비해, 중부발전(주)의 경우 2,168억 원이다(각 발전회사 홈페이지 ‘재무정보’). 이와 같은 상황하에서 변동비 정산단가를 일원화할 경우, 중부발전(주)의 당기순이익은 남부발전(주)의 그것에 비해 상대적으로 증대될 것이며, 이는 양자 간 수익 불균형의 심화를 의미한다. 이와 같은 수익 불균형 심화는 전력시장에서 보다 공정한 경쟁환경을 조성하고자 하는 정책방향과 역행하는 것이다.

보다 심각한 문제는, 변동비 정산단가 일원화로 인해 한전 발전자회사들과 민간 발전사들 간의 이윤격차가 현재보다 더욱 확대될 것이라는 점이다. 왜냐하면, 변동비 정산단가 일원화로 인해 증가하는 정산금액상의 혜택은 대부분 한전 발전자회사들에게 귀속될 것이기 때문이다(정산금액 기준으로 볼 때, 기타로 분류된 민간발전사업자가 차지하는 비중은 1.9%에 불과하며, 나머지 98.1%는 모두 한전 발전자회사가 차지하는 비중이다(<표 5> 참조)). 또한 향후 기존 민간 발전사들 및 잠재적 민간 발전사들이 기저 발전기를 건설하는 것은 여러 가지 이유로 인해 거의 가능하지 않기 때문이다. 이와 같은 상황이 공정한 경쟁환경 조성에 역행하는 것은 말할 필요도 없을 것이다.

뿐만 아니라, 한전 발전자회사들과 민간 발전사들(및 잠재적 민간 발전사들) 간의 이윤격차 확대는 동태적 또는 미래지향적 관점에서 볼 때 잠재적 민간사업자들의 진입 장벽을 더욱 높이는 결과를 초래한다. 예컨대, 정산금액 기준으로 이미 32%의 시장지배력을 지닌 한수원의 시장지배력은, 한계가격 정산단가 일원화에 의해 가속화되는 이윤 축적 및 ‘돈 주머니’(잉여금) 창출을 통해 직접·간접으로 심화될 것이다.

이상과 같은 상황이 다른 측면에서 정당성을 확보한 상태에서 전개되는 것이라면 문제는 어느 정도 완화될 수 있다. 즉 경쟁우위에 있는 모든 발전소가 자신의 자본으로 발전소를 건설했고 원가효율성 제고 노력으로 인해 시장지배력이 확대된 상황에서 변동비 정산단가 일원화가 이루어진다면, 문제의 심각성은 다소 약화될 수 있다. 그러나 현재의 상황은 그렇지 않다. 현 상태에서의 변동비 정산단가 일원화는, 한전 발전자회사

들이 발전설비 건설비를 국민의 세금으로 충당하였을 뿐만 아니라 이 충당된 금액을 그동안 전력요금과 감각상각비라는 명목으로 수십 년간 보상받아옴으로써 민간 발전사에 비해 경쟁환경 측면에서 이미 월등한 우위에 섰음에도 불구하고, 제도적으로 이와 같은 우위격차를 더욱 확대시키는 것이 되기 때문이다.

또한, 변동비 정산단가 일원화는, 석탄발전소 등 환경오염도가 상대적으로 큰 발전소 건설을 촉진하고 LNG 발전소 등 환경오염도가 적은 발전소 건설을 침체시키는 유인으로 작용하지 않을까 우려된다. 이는 단순히 환경 측면에서의 문제를 야기하는 데 그치는 것이 아니다. 한전 발전자회사에 의한 공공발전소 건설을 촉진하고 민간발전소 건설을 위축시킴으로써 경쟁환경 조성에 역행하는 측면도 있는 것이다. 물론, 원리적으로 보면 한계비용 정산체제는 발전소 건설비 등 장기적인 고정비 관련 유인체계라기보다는 단기적인 변동비 관련 유인체계라는 점에서, 발전설비 효율화에 미치는 영향이 용량가격 정산체제에 비해 적다고 할 수 있다.<sup>5)</sup> 그러나 우리나라와 같은 전력산업 구조하에서 기저 발전기의 변동비 원가와 지급되는 SMP 간의 격차가 일반 발전기의 변동비 원가와 지급되는 SMP 간의 격차에 비해 상대적으로 매우 큰 현상이 “장기간 지속될 때”는, 한계비용 정산체제는 단기적인 영향을 넘어서서 장기적인 영향력을 행사할 수 있게 되는 것이다. 기저 발전기의 발전원가가 100원인데 SMP를 300원 지급받고 일반 발전기의 원가가 290원인데 SMP를 동일하게 300원 지급받는 정산체제하에서, 더욱이 기저 발전기의 건설비까지 국민의 세금으로 보상받는 상황이 “지속되고 또 앞으로도 장기간 지속될 것으로 예측된다면”, 기저 발전기와 일반 발전기 중 어떤 발전기의 건설이 촉진될지는 명약관화한 것이다.

현행 정산체제가 경쟁적 전력시장에 맞지 않는다는 이유만으로 변경하는 것은 현행 전력시장이 경쟁적 전력시장인 경우에는 정당화될 수 있다. 그러나 현행 전력시장을 왜곡된 채로 유지하고 또한 CBP체제의 본질은 그대로 유지하면서도 단지 변동비 정산체제가 이원화되어 있다는 것만으로 이를 경쟁시장에 맞는 일원화된 체제로 변경해야 한다는 것은 그 자체만으로는 설득력이 적다. 이와 같은 변경을 통해 중대한 긍정적 효과가 초래되지 않는 한 그렇다. 현행처럼 왜곡된 전력시장 구조 및 CBP체제하에서 변동

5) 또는 극단적으로 말한다면, 그 영향이 없다고도 할 수 있다.

비 정산체제 일원화는 별다른 긍정적 효과를 가져오지 않는다. 이는 한전과 발전 자회사들 간의 내부 수익성 관계를 변화시킬 뿐, 생산자 적정이윤 보장 효과를 가져오지 않는다. 소비자 후생 증대를 의미하는 전력요금 인하도 가져오지 않는다. 그렇다고 하여 전력공급의 안정성을 가져오는 것도 아니다. 뿐만 아니라, 오히려 전술한 바와 같은 경쟁환경 및 유인체계상의 심각한 왜곡을 초래할 가능성을 높이는 것이다. 이처럼 전력산업 경쟁력이나 효율성을 제고시키는 효과가 없을 뿐만 아니라, 심각한 부작용을 초래할 가능성이 있는 제도적 변경 사안에 대해서는 보다 신중한 검토가 필요하다고 판단된다.

어차피 현행 CBP체제하에서의 발전회사 원가절감 또는 이윤확대는 전력요금 인하를 통한 국민의 후생 증대로 연결되지 않는다. 현행 정산체제와 전력요금은 별개로 각각 (인위적으로) 산정되므로 양자 간에는 아무런 상관관계나 파급효과가 없기 때문이다. 한전이 부과하는 전력요금은 적정원가와 적정이윤의 산정을 통해 결정되는데, 적정원가는 발전원가·송배전원가·판매원가 각각의 추정 및 합산을 통해, 그리고 적정이윤은 요금기저에 투자보수율을 곱하여 산정된다. 이와 같은 방식에 의해 산정되는 전력요금은 전력시장에서 CBP에 의한 보상체계하에서 산정되는 정산단가와 무관하게 결정되는 것이다.

CBP체제하에서의 정산제도는 (경쟁적 전력시장체제하에서처럼) 일원화되어 있는지 여부가 중요한 것이 아니라, CBP의 본질에 충실하게 운영되고 있는지 여부가 중요한 관건이 된다. 다시 말하면, 현행 CBP제도가 원가에 근접하는 적정수준의 보상과 발전회사 간 경쟁형평성 또는 경쟁상의 공정성을 제고하는 데 주로 검토의 초점이 맞추어져야 한다. 현행 CBP체제하에서 정산제도의 변경을 통해 “경쟁효과 그 자체”를 제고하는 데는 CBP체제의 본질상 상당한 한계가 있기 때문이다. 정태적 관점에서는, 한전 발전자회사와 민간 발전사업자 간에 경쟁형평성을 제고하는 데 초점이 맞추어져야 한다. 그리고 미래지향적 관점에서는, 특히 기존 발전사업자와 잠재적 진입 발전사업자 간에 경쟁형평성을 제고하는 데 초점이 맞추어져야 한다. 이와 같은 관점에서 보면, 그리고 (진정한) 경쟁적 시장에서 얻을 수 있는 수입(revenue)에 가능한 한 근접하도록 하는 변동비 정산체제를 지향한다면, 각 발전기별로 원가에 보다 근접하도록 각각 달리 보상해주는 형태의 정산방식, 즉 변동비 정산방식의 3원화 또는 4원화가 오히려 바람직하다. 왜냐하면 경쟁적 시장에서는 모든 발전사업자가 자신의 (원가+적정이윤)만을 얻을 수

있기 때문이다. 그리고 CBP제도하에서 (원가+적정이윤)만을 얻을 수 있도록 하는 유효한 유인체계는, 당연히 해당 발전기의 원가를 기초로 하여, 가능한 한 당해 원가에 가장 근접하도록 정산해 주는 정산체제이기 때문이다. 각 발전원별로 원가를 보다 세분하여 정산하는 것이 이와 같은 (원가+적정이윤)만 얻을 수 있게 하는 CBP의 원래의 취지와 본질에 보다 합치된다는 말이다.

### 3. 구역전기사업제도의 문제점 및 개선방향

구역전기사업은 2004년 7월부터 시행되어 3년째 접어들고 있다. 구역전기사업이란 민간 발전사업자가 소용량의 발전기를 이용해 전기를 생산한 뒤 이를 전력거래소와 한전을 통하지 않고 특정 구역 내의 소비자에게 직접공급하는 형태의 전기사업을 말한다. 구역전기사업제도의 도입배경은, 도심지의 아파트 단지나 호텔, 병원 등 다량의 전력수요가 발생하는 지역 근처에 발전설비를 갖춘 전원의 개발 촉진을 통해 발전소 입지난해소, 송전선 건설비용 및 송전손실비용 절감, 전력공급의 안정성 확보, 발전 및 배전·판매 부문의 경쟁 활성화 등을 가져오기 위한 것이다.

구역전기사업자의 발전설비용량 상한은 3만5천KW로 제한된다.<sup>6)</sup> 구역전기사업자는 당해 공급구역 최대전력수요의 70% 이상의 발전설비용량과 자체 송배전망을 갖추어야 한다. 이런 점에서 구역전기사업자는 실질적으로 발전·송배전 및 판매 기능을 동시에 수행하는 수직통합형 전력회사라 할 수 있다. 전기사업법상으로 구역전기사업자는 발전사업과 판매사업을 겸업하는 사업자로 간주되며, 따라서 발전사업자 및 판매사업자의 자격과 기준이 동시에 적용된다. 구역전기사업자는 전력생산과정에서 해당구역 전력수요에 비해 부족하거나 또는 해당구역 전력수요를 충족하고 남는 전력을 전력시장(전력거래소) 또는 전기판매사업자(한전)를 통해 구입 또는 판매할 선택권을 가진다. 전력시장을 통할 경우 전력시장 운영규칙의 적용을 받아 전력구매 시 한전과 동일한 적용을 받고, 전력판매 시에는 발전사업자 중 비증앙급발전기의 적용을 받는다. 전기사업법은 배전설비 중복투자 방지 목적을 위해 기존 한전의 공급지역에 대해서는 구역전기사업의 허

6) 이와 같은 용량 제한은, 용량의 지나친 확대가 구역전기사업자가 한전의 일반용·주택용 전력수요를 잠식함으로써 한전의 농업용·산업용 전력요금 교차보조에 차질이 발생할 우려를 고려한 것이다.

가를 받을 수 없도록 규정하고 있다. 따라서 구역전기사업이 가능한 지역은 신규로 개발되는 지역에 한정된다. 전기사업법에서 의무사항으로 규정하고 있지는 않으나, 구역전기사업자는 전력 외에 열(냉/난방으로 활용)을 동시에 공급하는 열병합발전기(주로 소형 가스열병합발전기)를 사용한다. 그래야만 경제성이 있기 때문이다.

현재와 같이 발전시장과 판매시장에의 경쟁이 매우 제한되어 있는 상황에서 구역전기사업제도를 도입한 것은 긍정적인 정책결정인 것으로 판단된다. 이는 무엇보다도 구역전기사업이 한전 및 한전 자회사에 의해 독점화되어 있는 발전시장과 판매시장에 민간회사 진입의 길을 터줌으로써 양 시장의 경쟁을 활성화하고 나아가 전력시장 전체의 경쟁을 활성화하는 데 기여할 것으로 판단되기 때문이다. 또한, 구역전기사업은 효율적으로 시행될 경우, 미래의 가장 심각한 문제로 대두될 수 있는 전력설비 공급부족 문제를 상당정도 해소할 수 있을 것으로 생각되기 때문이다.<sup>7)</sup>

구역전기사업제도를 통해 이상과 같은 효과가 충분히 발현되도록 하기 위해서는 다음과 같은 측면들에 대한 현행 제도의 재검토가 필요하다. 첫째, 설비용량 제한 문제이다. 현행 구역전기사업자의 발전설비용량 상한은 3만5천KW로 제한된다. 이와 같은 용량 제한의 설정 취지는, 용량의 지나친 확대가 구역전기사업자가 한전의 일반용·주택용 전력수요를 잠식함으로써 한전의 농업용·산업용 전력요금 교차보조에 차질이 발생할 우려 때문이라고 한다. 그러나 이와 같은 우려는 다소 지나친 감이 없지 않다. 왜냐하면, 구역전기사업이 가능한 지역은 신규로 개발되는 지역에 한정되므로 이와 같은 지역상의 한정 자체가 이미 한전의 일반용·주택용 전력수요를 대부분 보호하고 있기 때문이다.

이와 같은 상황에서 발전설비용량의 제한을 통해 추가적으로 한전의 전력수요를 보호하고자 하는 것은 한전에 대한 과잉보호가 될 뿐이다. 더욱이 구역전기사업의 도입 취지의 하나가 민간 사업자의 전력시장 진입을 유도함으로써 왜곡된 현행 발전 및 배전·판매 부문의 경쟁을 활성화시키는 데 있는 것이라면, 한전의 전력수요 잠식을 우려

7) 심사자는 이와 관련하여, 여전히 구역전기사업제도 도입에 따른 국가사회적 편익은 아직 검증되지 못한 실정이며, 이 제도의 시행에 따른 부작용과 이슈들, 즉 무분별한 구역전기사업자의 양산이나 구역전기사업 구역 내의 소비자 선택권 보장 문제에 대한 대책 등은 향후의 주요한 과제로 대두되고 있다는 점을 지적하고 있다.

한다는 자체가 구역전기사업의 도입취지와 상충하는 것이 된다. 경쟁 활성화는 기존 사업자의 전력수요 잠식을 전제로 하기 때문이다.<sup>8)</sup>

구역전기사업자의 발전설비용량 상한은 무조건 3만5천KW로 고정시키기보다는 기본적으로 해당 구역의 전력수요에 맞게 설정될 필요가 있다고 본다. 예컨대, 해당 구역의 평균 전력수요가 3만5천KW보다 훨씬 큰 경우 발전설비용량을 3만5천KW 이하로 한다면, 해당 구역은 만성적인 전력수요 초과 상태에 있게 될 것이고 해당 구역전기사업자는 전력시장 또는 한전으로부터 만성적으로 보완전력 구매를 해야 하는 상황에 처하게 될 것이다. 이와 같은 상황은 그 자체로서 불합리할 뿐만 아니라, 전력공급의 안정성을 추구하고자 하는 구역전기사업의 원래 도입취지에도 맞지 않는 것이다. 발전설비용량 제한을 해제함으로써 인해 과잉설비가 나타날 것이라는 우려는 불필요한 것이다. 과잉설비의 유지 그 자체가 해당 설비의 경제성을 저해하고 나아가 사업자의 수익성을 저해하는 것이기 때문에 사업자 스스로 과잉설비를 유지할 인센티브가 없는 것이다.

둘째, 이상과 같은 맥락에서 보면, 해당구역 최대전력수요의 70% 이상의 설비용량을 확보하도록 요구하고 있는 현행 규정은 그 방향으로 보면 맞는 것이다. 최대수요가 발생하는 경우가 많지 않고 대부분의 시간대에서 발전설비가 100% 이하의 가동률로 운전된다는 점을 감안하여 설비용량을 최대수요의 100%로 요구하지 않고 그보다 훨씬 낮은 70%로 한 것이다. 즉 이와 같은 설비용량 확보기준은 이미 설비의 경제성과 구역전기사업자의 수익성을 감안하여 결정된 것이다. 사업자측 일각에서 이를 지나치게 낮추도록 요구하는 것은 구역전기사업의 취지에 맞지 않는 불합리한 요구라고 본다.<sup>9)</sup> 다만, 설비용량의 확보 기준을 최대전력수요의 70%라고 한 것은 경직적·정태적 기준이라는 문제점이 있다. ‘구역전기사업자의 공급구역 전력수용산정에 관한 업무처리규정’(2004. 11)에

- 
- 8) 심사자는, 이상과 같은 한전 전력수요 잠식 논리의 취약성에도 불구하고, 현재와 같은 주택용 요금의 누진제도와 전력요금의 종별 교차보조 제도하에서는 구역전기사업자의 용량만 확대한다고 해서 경쟁이 활성화된다고 보기는 어렵고 오히려 *creme skimming*을 가증시킬 여지가 없지 않을 것이라는 점을 지적하고 있다. 그러나 심사자는, 구역전기사업자가 진입할 수 있는 시장이 크고 또한 지역독점이 아니라 다수의 사업자가 동시에 경쟁하는 것이 가능하다는 조건이 충족될 경우, 구역전기사업자의 용량 확대는 경쟁 활성화를 가져올 것이라는 점을 용인하고 있다.
- 9) 전력수요에 대비하여 지나치게 낮은 발전설비용량은 만성적인 수요초과 상태 및 이에 따른 구역전기사업자의 만성적인 전력구매를 초래함으로써 구역전기사업자가 전력생산보다는 전력구매-재판매간 차익 거래에 치중하도록 하는 결과를 초래할 가능성이 높다.

의하면, 해당구역의 전력수요 산정은 기존지역과 신규지역으로 구분하여 산정하는데, 일단 기존지역의 산정방식을 중심으로 논의해 보기로 한다. 기존지역은 허가신청일을 기준으로 과거 1년간의 실제수요 자료를 바탕으로 최대전력수요를 산정하도록 되어 있다. 문제는 전력수요가 매년 변동할 뿐만 아니라, 지속적으로 상승할 가능성이 높다는 점이다. 예컨대, 과거 1년간의 실제수요를 바탕으로 최대전력수요를 산정하여 설비용량을 이 수요의 70%가 되도록 하였으나, 5년 후 전력수요가 산정 당시의 1.5배가 되었다면 어떻게 할 것인가? 심각한 전력공급 부족 문제가 발생할 것이다. 이와 같은 문제를 어느 정도 해소하기 위해서는, 설비용량의 확보 기준을 동태적 기준 또는 상황에 따라 조정되는 유연성을 지닌 기준으로 설정할 필요가 있다. 이와 같은 기준의 예로, 설비용량의 확보 기준을 “초기 설치 시 허가신청일을 기준으로 과거 1년간의 실제수요를 바탕으로 산정한 최대전력수요의 70%로 하되, 매 3년마다 최대전력수요를 재산정하여 설비용량 확보기준을 당해 연도의 최대전력수요의 70%에 맞게 조정한다.”는 것으로 설정할 수 있을 것이다.<sup>10)</sup> 이 경우 구역전기사업자는 확보기준 대비 부족한 설비용량만큼 추가 설비를 마련하거나, 또는 남는 전력을 추가로 전력시장 또는 한전에 판매하게 될 것이다.

한편, 구역전기사업자가 과부족 전력거래제도를 남용하여 발전사업자가 아닌 단순 판매사업자로 전락하는 상황이 발생하지 않도록 현행 과부족 전력거래제도를 면밀히 검토하여 보완할 필요가 있다. 전기사업법에 의하면, 구역전기사업자는 해당구역 전력의 과부족을 해결하기 위해 두 가지 방법을 사용할 수 있다. 그 하나는 전력시장을 통한 거래이고 다른 하나는 한전을 통한 거래이다. 두 가지 거래방법은 거래가격 수준 등에

10) 심사자는, 이와 같은 기준 적용 시 이 기준이 구체적인 현실 적용성을 지니도록 보다 다듬고 조정할 필요성이 있다는 점을 제시하면서, 이 기준을 바로 적용할 경우 다음과 같은 문제점이 발생할 수 있다는 점을 지적하고 있다: 초기 설치 시 허가신청일을 기준으로 과거 1년간의 실제수요를 바탕으로 산정한 최대전력수요의 70% 제안을 선택할 경우, 구역전기사업 허가신청은 실제적 전력공급에 앞서 훨씬 이전(최소한 2~3년 이전)에 이루어지기 때문에 실제 전력수요를 알 수 없고 다만 단위전력부하 산정 기준에 의거하여 산정된 전력수요를 기초로 하여 전력공급설비용량을 산정하기 때문에 실제와는 상당한 차이를 보일 수 있다. 따라서 과거 1년간의 실제수요를 바탕으로 산정하는 것은 실제 적용상 현실과 부합하기 어려운 문제가 있게 된다. 또한, 매 3년마다 최대전력수요를 재산정하여 설비용량확보 기준을 조정하는 것은, 구역전기사업이 시행되는 대상지역의 개발특성(공동주택 중심/건물상업용 중심/주택·상업 혼합형태, 대규모/중소규모, 수도권/비수도권)이 천차만별인 관계로 일률적 적용 시 문제를 야기할 수도 있다.

서 차이점이 있다. 전력시장을 통한 거래의 경우를 보면, 당해구역의 전력수요를 충족시키고 전력이 남는 경우 이를 당해 시간대에 전력시장에서 결정되는 가격에 판매할 수 있다.

한편, 구역전기사업자가 전력을 전력시장을 통해 판매할 경우, 발전사업자 중 비중앙급전발전기의 적용을 받는데, 이는 구역전기사업자의 설비용량 확대 유인을 저해하고 나아가 구역전기사업의 활성화에 제약요인으로 작용할 수 있다. 비중앙급전발전기에 대해서는 용량가격이 지급되지 않기 때문에 설비투자 유인이 결여되어 있기 때문이다. 구역전기사업자의 설비용량 확대 유인 제고 및 구역전기사업의 활성화를 위해서는, 중장기적으로 용량가격에 상응하는 개념의 설비투자 확대 유인을 지닌 구역전기사업자에 대한 보상체계 수립이 긍정적으로 검토될 필요가 있다.<sup>11)</sup>

한편, 일부 사업자들은 구역전기사업에 대한 추가적인 지원 확대를 요구하고 있으나, 구역전기사업에 대한 직접적인 정부의 지원은 현행 정도가 적정하다고 판단된다.<sup>12)</sup> 대부분의 지원은 직접적인 지원보다는 간접적인 유인의 형태를 취하는 것이 바람직하다.

11) 그러나 심사자는 현재와 같이 구역전기사업자를 둘러싼 가격제도나 경쟁환경 등이 불완전한 상황하에서, 중앙급전발전기에 지급되는 것과 유사한 형태로 용량가격을 지급하는 것은 시장의 왜곡이나 동 정도의 남용을 가져올 가능성이 있다는 점을 지적하고 있다.

12) 구역전기사업에 대한 정부의 직접적인 지원내용은 대체로 다음과 같다(전기위원회 웹진 최근호, 전기사업해설서, 2005): 에너지이용합리화자금은 집단에너지사업법에 의한 집단에너지사업허가를 받은 자에게 에너지이용합리화법에 의한 장기 저리 용자를 지원하는 제도로서 에너지관리공단 자금추천(자금추천심사위원회)을 받은 후 용자승인 신청(30일 이내에 용자승인)하는 형태이다. 예컨대, 2005년 시설자금 경우(집단에너지사업) 소요자금의 100% 이내에서 대출기간을 8년 거치 7년 분할 상환으로 하여 3.25%의 이자율이 적용된다. 또한 집단에너지시설에 2005년 12월 31일까지 투자(중고품에 의한 투자를 제외)하는 경우에는 당해 투자자금의 100분의 10에 상당하는 금액을 소득세(사업소득에 대한 소득세에 한함) 또는 법인세에서 공제한다(조세특례제한법 제25조의2 제1항). 전력산업기반기금 부담금부와 면제혜택도 주어진다. 즉 일반 발전회사가 생산한 전력에 대하여 전기요금의 4.591%에 해당하는 전력산업기반기금 부과금을 소비자로부터 징수하는 부분에 있어 구역전기사업자가 생산하여 공급하는 전력에 대하여는 전력산업기반기금 부과를 면제한다. 그 밖에, 열병합발전시설 설치지원금 지원이 있다. 이는 한국가스공사 관할로 하여 열병합발전 설비를 신설 또는 증설한 자에게 3천만 원 한도로 3만 원/kW의 설치지원금을 지급한다.

#### 4. 배전부문 독립사업부제의 문제점과 제언

이번에 도입된 배전부문 독립사업부제의 핵심은 경영혁신과 이를 뒷받침할 수 있는 내부조직의 창출에 있다. 경영혁신의 내용은 사업부별로 독립회계를 실시하여 내부경쟁 기반을 조성하고, 이를 바탕으로 철저한 성과평가와 권한 위양에 의한 책임경영에 의해 경영효율을 향상시키는 것으로 집약된다. 사업부의 자율경영체제를 구축하기 위해 본사의 권한을 사업부로 대규모 위양하였으며, 지속적으로 위양과제를 발굴하여 위양할 예정이다. 조직·예산 부문은 팀 이하 조직의 자율운영권 등 사업부 운영의 필수권한을 위양하고, 인사부문은 사업부부장의 위상을 높여 통솔권을 강화하였다. 영업 등 사업부 부문은 현장업무를 적극 위양하여 사업부를 실질적으로 운영토록 지원하기로 하였다(한전, 보도자료, 2006. 9.)<sup>13)</sup>

이번에 시행된 배전부문 독립사업부제 도입은 그 내용으로 볼 때 분명히 고무적인 일임에는 틀림없다. 과거 경영자율성과 독립성이 매우 제한된 수직통합체제하에서의 배전부문 경영상황과 비교할 때, 이와 같은 독립사업부제로의 전환은 분명히 진일보한 것이며, 따라서 어느 정도의 효율성 제고 효과가 있을 것이다.

그러나 이와 같은 독립사업부제 도입으로 전력산업 전반에 획기적인 효율성 제고 효과가 있게 될까? 이에 대한 대답은 부정적일 수밖에 없다. 이는 무엇보다도 이와 같은 배전부문의 내부혁신이 현행 전력시장 운영체제 및 소비자 후생에 미치는 영향이 매우 제한적이기 때문이다. 서두에서 언급한 바와 같이 전력시장의 효율성 및 소비자 후생이

13) 이와 같은 혁신체제를 뒷받침하기 위해, 사업부 회계시스템은 현행 비용중심(Cost Center)에서 이익중심(Profit Center)의 경영관리를 위한 독립회계시스템으로 전환하고, 사업부별 경영성과 측정에 적합한 재무제표를 산출할 예정이다. 또한 사업부 성과평가시스템은 사업부 간 경쟁효과를 측정하고 공정경쟁을 유인하기 위하여 수익성뿐만 아니라 공공성 등을 균형 있게 평가하고, 사업부별 성과에 따라 보상과 책임이 연계되는 인센티브 시스템을 운영하기로 하였다. 한편, 내부경쟁도입의 확대를 위해 구입전력비 절감과 전기판매수입 증대 등 수익성 제고를 위한 경영혁신 및 원가절감 경쟁을 유도하고, 신진기사업자 진입 등 전력산업 전반의 경쟁 활성화에 동참하며, 민간부문과의 경쟁에도 적극 참여하여 부가서비스 창출을 전개하기로 하였다. 이상과 같은 경영혁신의 효율적 시행을 위해, 15개 지사 중 우선 고객호수 100만 이상이고 판매량이 5% 이상인 8개 지사를 9개의 독립사업부로 전환하는 조직개편이 단행되었다. 또한 사업부제 도입과 함께 사업소 조직이 팀제로 전환되어, 전국 15개 지사의 1,854개 부·과가 독립사업부 출범 이후 748개로 대폭 축소되었다. 그리하여 9개 사업부 조직은 2실 8팀으로, 7개 지사는 1실 5팀으로 각각 운영된다(한전, 보도자료, 2006. 9).

제고되지 않는 한 전력산업 전반의 효율성은 제한될 수밖에 없는 것이다.

왜 배전부문 내부 경영체제 혁신을 내용으로 하는 독립사업부제 도입이 전력시장 운영체제 및 소비자 후생에 미치는 영향이 매우 제한적일 수밖에 없는가? 그 이유는 다음과 같다. 배전부문의 내부혁신이 현행 소비자 후생에 영향을 미치기 위해서는 배전부문 내부혁신을 통해 창출되는 비용 절감 등의 효과가 전력시장에 반영되어 가격하락으로 나타나야 하며, 또한 이와 같은 전력시장에서의 가격하락은 소비자가격(소매전력요금)이 하락하도록 영향을 주어야 한다. 그러나 현행 전력산업과 전력시장 시스템 및 소비자가격 간에는 이와 같은 영향이 전달되고 반영되는 연계고리가 미비되어 있다. 따라서 배전부문 내부혁신을 통해 나타나는 효율성 제고 효과는 배전부문 내에서 그치고 전력시장과 소비자에 전달되지 않는다. 다시 말하면, 배전부문의 내부혁신은 혁신되는 그만큼 배전사업자의 후생을 증대시키는 데 그칠 뿐이다. 보다 극단적으로 말한다면, 배전부문의 내부혁신은 한전이라는 한 전력사업자의 원가 절감과 이윤 증대를 어느 정도 가져올 수 있을 뿐이며, 전력산업 전반 및 전력시장의 효율성 증대와 소비자 후생 제고에는 거의 영향을 미치지 않는다는 것이다.

필자는 이와 같은 배전부문 내부혁신이 불필요한 것이라고 말하는 것이 아니다. 이것도 필요한 것이고, 그 자체로서 나름대로 긍정적인 효과가 있다. 다만, 그 효과가 미치는 범위가 현재로서는 매우 제한되어 있다는 것이다. 배전부문 내부혁신을 통해 나타나는 효율성 제고 효과가 전력산업 전반 및 전력시장에 파급되고 소비자 후생에까지 영향을 미치도록 하기 위해서는 현행 전력산업과 전력시장 시스템 및 소비자가격 간에 이와 같은 효과가 전달되고 반영되는 연계고리를 창출할 필요가 있다. 전력산업 구조개편이 더 이상 진전되기 어려운 현 상황에서, 전력시장 왜곡을 더 이상 심화시키지 않으면서 이와 같은 연계고리를 창출하는 것은 쉽지 않으며 또 어느 정도 인위적·기술적인 고안을 필요로 한다. 그러나 이러한 연계고리는 잘 고안된다면, 다소 부자연스럽다 하더라도 없는 것보다는 있는 것이 전력산업 전반 및 소비자 후생을 위해 바람직할 것이다.

### Ⅲ. 맺음말: 전력산업 구조개편의 재개에 대비한 인식변화를 위하여

이상에서 논의한 현행 전력시장 운영체제의 주요이슈와 문제점은, 사실 그 대부분이 전력산업 구조개편이 중도에 중단되었기 때문에 발생한 사안들이다. 이들은 전력산업 구조개편이 재개된다면 변경되거나 사라질 사안들이다. 전력산업 구조개편이 재개될 경우, 떠오를 이슈들은 (현행 이슈와 관련은 되겠지만) 지금과는 다른 새로운 사안들일 것이다. 전력산업 구조개편은 언젠가 재개될 수 있다. 본 연구의 결론을 대신하여, 필자는 전력산업 구조개편이 언젠가 재개될 경우 가장 우선적으로 대두될 것으로 예상되는 이슈, 즉 구조개편에 대한 인식에 대해 간략히 제언함으로써 관련 후행연구에의 연결고리를 제시하고자 한다.

전력산업 구조개편과 관련한 올바른 인식에 대한 논의는 이와 관련한 오해에 대한 논의로부터 출발하는 것이 효과적이다. 그리고 이와 같은 오해에 대한 논의의 실마리는, 2003년 여름 미국 북동부와 캐나다 남부지역에서 광범위하게 발생한 정전사태 사례가 선명하게 제공해 준다. 2003년 여름에 발생한 미국 북동부와 캐나다 남부지역의 정전사태는 그 원인이 전력산업 구조개편과 관련한 사안에 있지 않은가? 하는 의문을 불러일으켰다. 이에 대한 필자의 답변은 (모순처럼 들릴 수도 있는) 다음과 같다. “그렇다.” 또한 동시에 “그렇지 않다.” “그렇다.”는 대답은 전력산업 구조개편을 그 기본원리에 위배되는 방법으로 수행한 것이 이 정전사태의 주요 원인이 되었다는 점에서 그렇다는 의미이다. “그렇지 않다.”는 대답은 이 정전사태의 원인은 결코 전력산업 구조개편 그 자체에 있지 않다는 점에서 그렇지 않다는 의미이다.

정전사태의 원인에 대한 정확한 조사결과는 나오지 않았다. 그러나 정전사태의 물리적 원인은 대체로 밝혀졌다. 그것은 한마디로 송전망의 노후화였다. 문제는 송전망의 노후화를 초래한 보다 근본적인 원인은 어디에 있는가 하는 것이다. 이 점에 대해서는 전력산업 구조개편을 반대하는 측이나 이를 지지하는 측 모두의 주장에서 공통점을 찾을 수 있다. 송전망에 대한 관리와 규제에 문제가 있었다. 필요한 송전망 확충 투자를 도의시키고 이익추구에 급급한 민간 송전망회사를 제대로 관리하고 규제하지 못했다는 것이다. 다시 말하면, 전력산업 구조개편의 기본원리를 따르지 않았다는 말이다. 전력산업

구조개편의 기본원리는 무엇이라 말하는가? 자연독점성 및 강한 외부효과가 인정되는 송전부문에 대해서는 (국지적이 아닌 범지역적) 독점을 유지하되, 이 부문의 가격과 전략적 행동을 규제하고 공정한 제3자 접속의 공공성을 확보하여 독점력을 남용하지 못하도록 해야 한다. 또한 독점된 부문이 경쟁이 도입된 부문(발전 및 판매부문)에 참여하지 못하도록 하여 양부문간 사업연계에 의한 독점의 폐해를 방지해야 한다.

미국은 특히 송전부문에 대해 그동안 이와 같은 전력산업 구조개편의 기본원리에 위배되는 정책을 시행해 왔다. 송전망을 국지적으로 분할하여 이를 대부분 민간부문에 맡겨 왔고, 이의 규제업무를 대부분 해당 개별 주(州)의 규제기관과 연방규제기관(FERC)이 혼합적으로 시행하고 양자 간의 업무분장이 제대로 되어 있지 않아 강력하고 일관된 규제가 불가능하였으며, 송전망회사가 발전부문 또는 판매부문에 참여하여 독점력의 남용이 가능하였다. 이와 같은 상황에서 어느 송전망회사가 자신의 이윤추구에 우선하여 송전망 확충에 투자하고자 하겠는가?

송전망 부문뿐만 아니라 여타 어떤 부문에 대해서도 전력산업 구조개편의 기본원리에 위배되는 방향으로 구조개편을 시행한다면 이와 같은 정전사태는 촉발될 수 있다. 그러나 송전망 부문을 포함한 어떤 부문에 대해서도 전력산업 구조개편의 기본원리에 부합하는 방향으로 구조개편을 시행한다면 이와 같은 정전사태는 발생하지 않을 것이다. 전력산업 구조개편 그 자체는 문제를 지니고 있지 않다. 다만, 잘못된 방향으로 시행되는 전력산업 구조개편만이 문제를 초래하는 것이다. 전력산업 구조개편의 원리 그 자체는 복잡하지 않다. 관건은 이를 어떻게 실행하는가에 있는 것이다.

한편, 같은 미국에서 캘리포니아는 전력산업 구조개편에 실패하고 PJM은 성공하였다. 이처럼 극단적인 두 가지 상황이 동일한 나라에서 발생한 것은 이들이 채택한 구조개편의 방법이 서로 달랐기 때문이다. 전력산업 구조개편은 시행한다고 해서 무조건 성공하는 것도, 무조건 실패하는 것도 아니다. 전력산업 구조개편이 성공하는 것과 실패하는 데는 나름의 조건이 전제되어야 하는 것이다. 그리고 이 조건의 상당부분은 ‘전력산업 구조개편의 원리에 부합하는 방향으로 구조개편을 하는가?’ 하는 문제와 관련된다.

캘리포니아와 PJM이 각각 실패하거나 성공한 요인은 크게 두 가지로 구분될 수 있다. 해당 지역에 내재된 구조적 요인과 구조개편의 계획 및 방법에 기인하는 요인이 그것이다. 전자의 경우 그 결과는 대부분 불가피하다. 그러나 후자의 경우, 전력산업 구조

개편의 원리에 부합하는 계획 및 방법인지 여부에 따라 완전히 다른 결과가 나타날 수 있다.

이제 이들 요인별로 캘리포니아와 PJM을 간략히 비교해 보자. 해당 지역에 내재된 구조적 요인으로 우선 연료별 발전설비 구성을 들 수 있다. 캘리포니아의 경우 대부분 가동비용과 전력생산량이 기후조건 여하에 크게 좌우되는 발전소로 구성된 반면, PJM 발전설비의 50% 이상이 가동비용이 저렴하고, 사용연료들의 가용상태가 기후조건에 덜 민감하였다. 해당 지역에 내재된 또 하나의 구조적 요인으로 개별 주의 영향의 정도를 들 수 있다. 캘리포니아의 경우 신규 발전소 건설에 대한 주정부의 규제와 환경규제로 인해 충분한 발전설비용량을 확보하는 데 어려움이 있었다. 그러나 PJM의 경우 특정 개별 주의 영향으로부터 독립된 상태에 있어 신규발전소 건설에 대한 개별 주정부의 간섭이 상대적으로 적었다(조창현, 2003).

구조개편의 계획 및 방법에 기인하는 요인에 있어서, 캘리포니아는 공급부족 문제가 있는 상태에서 구조개편을 시행하였고, 급격한 속도로 소매경쟁을 도입하였으며, 전력 풀(pool)의 거래체제와 조직이 비효율적이었다. 또한 가격변동성 위험 회피수단이 제공되지 않았고, 예비력 확보를 위한 아무런 수단도 마련되지 않았으며, 경쟁체제로 이행하는 과도기간이 지나치게 짧았다. 반면에 PJM은 공급측면에 문제가 없는 상황에서 구조개편을 시행하였고, 소매경쟁을 신중하게 점진적으로 도입하고 아울러 시험프로그램을 시행하였으며, 전력풀의 거래체제와 조직이 효율적이었다. 또한 다양한 가격변동성 위험 회피수단이 제공되었고, 용량신용시장 등 예비력 확보를 위한 수단이 마련되었으며, 시행착오 및 부작용에 대비하여 경쟁체제로 이행하는 과도기간을 충분히 설정하였다(조창현, 2003). 한마디로, 캘리포니아는 전력산업 구조개편의 원리에 어긋나는 방향으로 구조개편을 시행한 반면, PJM은 그 원리에 부합하는 방향으로 구조개편을 시행한 것이다. 그 결과는 자명하였다. 전자는 실패하고 후자는 성공하는, 상호 상반된 결과가 나타났던 것이다.

## 참고문헌

- 각 발전회사 홈페이지, 「재무정보」, 각 연도
- 전기위원회, 『구역전기사업자의 공급구역 전력수용산정에 관한 업무처리규정』, 2004.
- \_\_\_\_\_, 『전력시장 운영실적』, 2006.
- \_\_\_\_\_, 『전기사업해설서』, 2005
- 전력산업연구회, 『발전회사간 경쟁강화방안 연구』, 산업자원부, 2005.
- 조창현, 『전력산업 구조개편과 민영화: 쟁점분석과 사례연구』, 산업연구원, 2003.
- 한국전력공사, 보도자료, 2006. 9.

## Some Thoughts on the Operation System of the Electricity Markets

Chang Hyeun Cho

This study examines main issues of the operation system of the current electricity markets, digs out the relevant problems, and suggests their possible solutions. One of the major problems of the CBP, the essence of the operation system of the current electricity markets, is the distortion of the motivation system related to capacity prices. To remedy this problem, needed are an introduction of the future-rewarding incentive system for facility expansion and downward adjustment of the capacity prices for the base-load generators. It is necessary to approach cautiously and with a critical view to the recent discussions on the unification of the compensation system for the variable costs. Under the distorted structure of the electricity markets and the CBP, the unification of the compensation system for the variable costs will not give rise to any positive effect, but will just result in the change in profitability relationships between KEPCO and its subsidiaries. Rather, the unification will raise the possibility of causing the distortion of the competition environment and incentive system. It is needed to set up the capacity limits of the generation facilities of the zonal electricity supply business more flexibly. It is also needed to apply dynamically more flexible criteria to the capacity-maintaining condition for the zonal electricity supply business. In order to facilitate the zonal electricity supply business, it is critical to set up an compensation system for inducing the expansion of facility investment in the long run. To convey the efficiency

enhancement effect created from the reform in the distribution sector to the electricity markets and consumer welfare, a connection link should be made between the system of electricity markets and electricity retail prices.

Key words: electricity markets, variable costs, capacity price, compensation system, restructuring

