

# 구조개편 이후의 특자연료 처리방안

노동성  
(에너지경제연구원)

## 1. 서론

전력산업 구조개편이 진행 중이다. 정부는 1999년 1월 독점체제인 전력산업에 경쟁을 도입하여 “전력공급의 효율성을 제고하고 장기적으로 값싸고 안정적인 전력공급을 지속적으로 보장하며 전력사용에 있어서 소비자의 선택권 확대를 통한 편익 증진”을 목적으로 전력산업의 구조개편 계획 및 일정을 발표하였다. 전력산업 구조개편의 기본방향은 규모의 경제와 자연독점이 인정되는 송전부문을 제외하고 발전부문 및 배전부문의 분할 및 민영화를 통하여 2010년까지 단계적으로 발전, 도매, 소매부문의 경쟁을 도입하는 것이다.

그 동안 전력부문에서는 다양한 공적기능을 수행해 왔다. 타에너지산업 지원, 에너지 수요관리사업, 농어촌 전화사업 및 도서발전지원, 기술연구개발 및 중소기업지원, 발전소 주변지역 지원 사업, 원자력발전 부담금 등이 그 주요내용이다. 특히 무연탄, LNG, 열병합발전 등의 타에너지 분야에 대한 전력부문의 지원은 공적 기능의 핵심적인 부분으로 간주되고 있다. 전력부문에서 이러한 준정부적 기능의 수행이 가능했던 것은 한국전력공사(이하 한전)가 정부 소유의 공기업으로서 독점체제가 유지되어 왔기 때문이다. 그러나 전력산업구조 개편은 한전의 독점적 지위의 소멸과 민영화로 이어질 것이므로 이러한 준정부적, 공적기능의 지속이 곤란할 것이 예상되며 또한 이러한 공적기능은 전력산업 구조개편의 효율적 추진을 저해하는 요인이 될 것이다.

본 연구는 전력산업 구조개편 이후 발전용 무연탄 및 LNG, 열병합발전 등 타에너지산업 지원에 대한 대책 마련을 주요 목적으로 하고 있다. 본연구의 주요내용은 전력부문의 타에너지산업에 대한 지원 현황과 전력산업 구조개편 이후 외국의 지원 사례 및 방안에 대한 조사를 통하여 정책성 발전원의 구조개편 이후 풀시장내에서의 계약방식과 운영, 정산과정 그리고 보조금의 조성방법에 대해 논하고 있다.

1) 산업자원부, 전력산업 구조개편 기본계획, 1999.1.21

## 2. 전력부문의 타에너지산업 지원 현황

### 2.1 무연탄

전력부문에서는 석탄산업의 지원을 위해 고가인 국내 무연탄(이하 무연탄)을 일정량 이상 소비하고 있다. 1998년 무연탄 생산량 436만톤, 소비량 384만톤 중 전체 소비량의 63.8%인 245만톤이 전력부분에서 소비되었다.

무연탄 소비에 의한 전력부문의 추가비용은 '90년대 연평균 약 582억원, '98년 한해로는 연간 768억원 수준으로 평가된다. 이 평가는 정부가 에너지특별회계에서 지원하는 타가안정지원금 등을 제외하고 무연탄의 대체연료를 수입 유연탄으로 전제하여 무연탄 생산비 중 두 발전원의 연료비 차이만을 계산한 것이다.<sup>2)</sup> 무연탄발전의 경쟁력 상실은 지속적인 채탄여건의 악화와 인건비의 상승 등의 생산비 증가에 의한 발전원가 상승과 환경측면의 불리함 때문이다.

국내 무연탄 산업은 지속적으로 합리화 사업이 진행 중이다. '89년의 347개소에 달하던 탄광수는 334개소가 폐광되어 전국에 11개소의 광산만이 운영중에 있으며, 광원수는 53,686인이 감소하여 8,573인이 종사하고 있다. 정부는 석탄산업합리화를 위하여 '89~'98년 기간중 폐광대책비, 생산감축지원, 탄가안정지원, 연탄가안정지원 등으로 약 3조원을 지원하였다.

발전부문에 경쟁이 도입될 경우 유연탄에 비해 비경제적인 무연탄은 발전시장에서 경쟁적인 가격에 의해 소비될 가능성이 없으며 발전부문의 무연탄 소비 중단시 태백시를 중심으로 도계읍, 사북읍, 고한읍 일대의 인구 10만여명의 지역경제가 일시에 붕괴할 가능성이 있다.<sup>3)</sup> 또한 실업문제, 도시영세민의 에너지비용 상승의 문제가 발생할 것이다.

2) 발전용 국내탄 소비에 의한 발전부문의 추가비용 계산식은 다음과 같다.

추가비용 = 무연탄발전량 × (무연탄발전 연료비 - 유연탄발전 연료비)  
'98년의 무연탄발전량은 3,599GWh, 무연탄 및 유연탄발전의 연료비는 각각 kWh 당 30.36원, 14.57원이었다.

3) 전국에 운영중인 11개의 광산중 7개소의 광산이 태백시 일원에 위치하고 있다. 태백시 일원의 광산들은 장성, 한보, 태백(태백시), 도계, 경동(도계), 동원(사북), 삼탄(고한) 등이며, 전체의 약 84%를 생산하고 있다.



탄광지역의 대체산업으로서 카지노, 리조트 단지 건설, 폐광지역에서 대체산업 창업시 재정 및 금융상의 지원제도가 시행 중이다. 카지노사업은 “폐광지역개발지원에관한특별법”이 1995년 제정됨으로써 시작된 것으로 2010년까지 3단계로 추진될 계획이다. 1단계 사업이 완료되는 시점은 2002년이며 장소는 정선군 백운산지구이다. 현재 민간지분 49%에 대한 공모주 청약이 완료된 상태이다. 1단계 사업에 앞서 2000년 7월 정선군 고한읍 박십지역에 스킨카지노가 개장될 예정이다. 카지노 사업이 본격화할 경우 고용 및 관련산업의 발달로 지역경제의 활성화에 기여할 수 있을 것으로 기대하고 있다.

영국, 독일 등의 국가에서는 발전부문과 자국내 석탄산업 간의 공공계약을 맺도록 하여 일정물량의 자국탄을 발전용으로 사용하는 제도를 운영한 바 있다. 영국에서는 '79년 이후 4차에 걸친 계약으로 발전부문의 자국탄 소비량의 축소와 가격인하를 유도해 왔다(표 1참조). 동기간중 발전용 자국탄 소비량은 7,500만톤에서 3,000만톤으로 축소했으며, 가격은 GJ당 180p(pence)에서 133p로 인하되었다. 독일에서는 '74년 “Third Law on the Use of Coal in Power Production”을 제정하고 15년간('80~'95년) 총 6.4억톤의 자국탄을 발전용으로 소비하도록 보장하였다. 자국탄 소비에 의한 전력부문의 추가비용은 전력요금에 부과하는 “coal levy”에 의해 조성되는 발전기금에 의해 지원하였다.

표 2. 영국의 발전용 자국탄 소비 계약 추이

차	기간	물량 (만톤/년)	가격 (p/GJ)	비 고
1차	'79.11-'83.10	7,500	-	- 82년 계약수정(물량 7,300만톤으로 축소, 300만톤에 대한 가격할인)
2차	'86.4-'91.4	7,400	180	- 5,200만톤: 생산비 기준 단, 생산비 적용물량은 매년 축소 - 100만톤: 연료유 가격 - 1,200만톤: 국제가 기준
3차	'90-'92	7,000-6,500	180	- 7,000만톤: 90,91년 - 6,500만톤: 92년
4차	'94.4-'98.4	4,000-3,000	151-133	- 92년 실질가격기준 매년 3.1% 가격인하

무연탄에 대한 대책으로서 정부의 석탄산업정책과 조화를 도모하는 한편 전력산업 구조개편이 석탄산업에 미치는 충격을 완화하고 석탄산업 또는 지역경제가 대비하는 기간의 확보가 필요하다. 카지노사업의 활성화를 위하여 내국인 출입 카지노의 허가가 폐광지역으로 제한하는 정책이 지속되어야 하며 발전용 무연탄의 사용량, 가격에 대한 결정을 석탄산업과 전력부문간의 공공계약으로 전환하고, 계약기간도 3~5년의 중장기로 변경할 필요가 있다.

## 2.2 LNG

LNG 생산자는 대규모 투자비의 조달, 판매위험 회피를

위하여 20년 이상의 장기계약과 Take-or-Pay(TOP) 물량인수 의무 이행을 조건으로 수요자와 계약을 맺는다. 최소계약물량은 연간 약 300만톤에 달하며 이러한 이유로 LNG 공급량은 신축적이지 못하다. 외환위기의 발생과 LNG 수요의 증가세 둔화로 2000~2003년 기간중 약 860만톤의 공급과잉이 예상된다(표 2 참조).<sup>5)</sup>

LNG 공급과잉물량 해소 방안으로서 도시가스 및 산업용 수요의 확대, 도입물량의 축소 등의 방안이 추진 중이며 감량권(allowance) 행사, 공급국과의 협상을 통한 협상감량 등의 대책에도 불구하고 2003년까지 약 140만톤, 연간 약 30만톤의 공급과잉이 발생할 것으로 예상된다. 이러한 대책 후에도 남는 공급과잉 물량에 대해서는 국내도입후 재판매, 저장탱크의 건설, 발전용으로 소비 등의 방안을 고려할 수 있다. 그러나 도입후 재판매는 세계적으로 LNG 소비국가가 한정되어 있고 세계적으로 공급과잉 상태가 지속되어 재판매가 불가하며, 저장탱크의 건설도 3~4년의 공기를 필요로 한다. 따라서 단기적인 공급과잉 물량해소의 유일한 대안은 발전용으로 소비하는 것이다.

표 3. LNG 수급분석(단위: 천톤)

연도	수요		도입계약 확정물량	공급과잉 물량	저장능력 초과물량	자체해소 물량	추가소비 필요물량
	도시가스	발전용					
2000	13,168	8,968	4,200	15,044	1,876	267	1,769
2001	14,415	9,580	4,835	16,712	2,297	513	2,437
2002	15,303	10,155	5,148	16,980	1,677	691	2,031
2003	16,249	10,770	5,479	16,980	731	543	989
계	59,135	39,473	19,682	65,716	6,581	2,014	7,223

주: 자체해소물량에는 산업용 및 자가발전용 신규수요개발, 감량권 행사, 협상감량, 무상물량이월 등 도입물량축소방안이 포함된 것임.

2003년까지의 공급과잉물량에 대한 미인수를 가정하면 TOP 위약금은 2,960억원에 달하며,<sup>6)</sup> 공급과잉 물량을 발전용으로 소비하게 되면 대체발전원에 대한 추가비용은 789억원으로 평가된다.<sup>7)</sup> 공급과잉 물량을 전력부문에서 소비한다면 과잉물량 소비에 의한 추가비용을 전력부문과 가스부문이 합리적으로 배분하는 방안이 마련될 필요가 있으며, 추가비용의 50%를 양부문에서 분담할 경우 공급과잉물량에 대해 평균 10.1%의 가격인하가 필요하다.

- 제5차 장기전력수급계획의 발전용 LNG 소요량과 제5차 장기천연가스수급계획의 도시가스 수요전량을 기초로 LNG 수급을 분석한 것이다.
- LNG 가격 \$180/톤, 환율 1,120원/\$ 기준이다. LNG 수송선박에 대한 연간 적하보증물량에 대한 ship-or-pay 위약금은 포함하지 않은 것이다.
- 추가비용 계산전제는 다음과 같다.
  - 발열량: LNG 13,000kcal/kg, B-C유 9,900kcal/l
  - 효율: LNG 45.4%, B-C유 37.2%
  - 연료가격(98.11): LNG 285원/kg, B-C유 141.9원/l
 kWh당 연료비: LNG 40.20원, B-C유 33.14원  
 여기의 주요 전제들은 '98년의 실적치를 이용하고 있으나 외환위기 이후 비정상적인 환율의 적용에 의한 오류의 가능성이 있다.

4) Giga joule. 1J는 0.2388853kcal임.

### 2.3 열병합발전

열병합발전에 의한 지역난방은 동일한 연료원으로부터 전기와 열을 동시에 생산, 공급하여 에너지이용의 효율을 제고하고, 환경개선효과가 있는 에너지공급 시스템이다. 국내 지역난방 열공급은 중앙난방, 개별난방에 비해 가격경쟁력의 우위를 바탕으로 공급지역을 확대해 가고 있다. 특히 하계도 국내의 지역난방 공급형태는 지역난방회사가 전력회사 소유의 열병합발전소로부터 열을 구입하여 열수요자에게 공급하는 형태를 취하고 있고 전력회사는 열공급의무를 부담하고 있다. 그러나 열수요와 전력수요의 행태가 동고동저 및 하고동저의 부하패턴을 가지고 있어 상반된 부하행태를 보일 뿐만아니라 열수요가 집중된 수도권 열병합발전소의 연료가 LNG로 제한됨으로써 다양한 문제가 발생하고 있다. 전력회사의 입장에서는 전력수요가 높지 않은 동절기에 열공급의무에 의한 발전이 불가피하고 열판매수입이 열공급으로 인한 경제급전 손실을 전부 충당하지 못하여 손실이 발생하고 있다.

수도권의 주거단지에서 열공급을 하는 분당, 일산, 안양, 부천 복합화력 등 신도시 열병합 발전소의 한국지역난방공사와 한전과의 열수급계약은 2013년까지이다.

2000년 1월을 기준으로 난방방식별 난방비를 비교할 때 지역난방이 100이라면 LNG 중앙난방은 147, 보일러등유 중앙난방은 166, LNG 개별난방은 132으로서 비교대상 난방방식들에 비해 지역난방은 훨씬 저렴한 수준이다.<sup>8)</sup> 지역난방 열비용이 낮은 요금수준으로 유지될 수 있는 주요 원인은 낮은 수열비용 때문이다. 분당, 안양, 일산, 부천복합발전소의 경제급전손실액은 연간 500억원 수준<sup>9)</sup>이며 이 손실을 완전히 보전하기 위해서는 지역난방 열소비자가격이 일시에 60% 이상 인상되어야 한다.

표 4. 신도시 열병합발전소의 경제급전손실(98.10~99.3)

		분당	안양	일산	부천	계
발전실적(GWh)	주간	896	506	592	475	2,467
	심야휴일	828	423	524	219	1,994
급전손실(억원)		349	202	267	103	921
열판매수익(억원)		132	67	148	57	404
손실(억원)		217	135	119	46	517

자료: 한전

전력산업의 구조개편 후 발전경쟁 체제하에서 열병합발전은 전력판매 및 열공급 수입이 생산원가를 보전하지 못하여 원활한 열공급을 보장할 수 없다. 그러나 집단에너지사업의 지역독점성과 지역난방 열수요에 대한 열공급의무 이행에 의

8) 연간 13,6kcal 소비 기준, 부가가치세를 포함한 비용이다. 시설비, 동력비, 인건비 등을 제외하고 연료비만을 비교한 것이다.

9) 이 비용은 수도권 지역난방 열병합발전소의 편익으로 볼 수 있는 수도권 계통안정에 기여, 환경개선 효과등의 편익은 불포함한 것이다. 또한 경제급전 손실액은 전력부하의 행태, 발전시설의 규모(예비력), 전원구성에 따라 다르게 될 것이다. 또한 시간대별 급전보형의 운영을 통해 지역난방용 열병합발전의 대체전원을 시간대별로 결정하는 정밀한 분석이 필요하다.

한 발생비용에 대해서는 정책적 고려가 필요할 것이다.

열병합발전에 대한 대책으로서 동계 PPA(power purchasing agreement) 계약체결(또는 uplift 제도) 및 기타계절과 하계 전력폴시장 참여, 열비용의 상향조정, 오염원규제에서 총량 배출규제로 전환을 통한 연료비용 절감 등이 있을 수 있으며 이 대안들은 병행 추진되어야 할 것이다. 특히 열비용의 상향조정에 의한 열병합 발전사업자의 손실 보전이 필수적이다.

### 3. 비용기준 발전경쟁 시장

발전경쟁 단계의 시장구조는 의무몰의 형태로 운영된다. 풀구입가격(PPP: Pool Purchase Price)은 계통한계가격(SMP: System Marginal Price)에 일정한 용량가격(CP: Capacity Payment)을 가산하여 지급되며 풀판매가격(PSP: Pool Selling Price)은 풀구입가격에 계통운용비용과 계통계약요금, 기타 정책적 연료계약요인에 의해 발생하는 부가적인 비용을 반영하여 결정하게 된다. 발전사업자의 수입은 SMP와 CP로 대부분 결정된다.

계통운영자는 공급자들이 제출한 비용정보에 의해 거래일의 시간대별 예측수요의 충족에 필요한 경제급전 우선순위(merit-order)에 의한 급전계획(schedule)을 수립하고 가격결정(비계약하) 발전계획에는 포함되었지만 계통계약요인(연료계약 등)으로 인해 실제 가동을 하지 않은 발전소에 대해서는 가동을 하지 않음으로 해서 발생하는 기회손실을 보전할 수 있는 금액 즉, (SMP - 자신의 변동비)를 용량가격과 함께 지급하게 된다.

표 4. 풀시장 발전가격 지급방법

	가동시	비가동시
일일전 비계약 급전 계획에 포함	계통한계가격(SMP) + 용량가격(CP)	계통한계가격(SMP) + 입찰가격(변동비) + 용량요금(CP)
일일전 비계약 급전계획에 불포함	입찰가격(변동비) + 용량요금(CP)	용량요금(CP)

계약성 발전원의 경쟁시장에서의 운전 양상을 살펴볼 때, LNG 물량계약이 발생할 경우 LNG 물량소화 및 타발전원의 발전량 감소에 의한 비용이 발생하며, 무연탄 발전소는 SMP에 의해 변동비의 전부와 고정비의 일부 그리고 CP에 의해 고정비의 일부를 회수하지만 고정비 전체의 회수 여부는 불확실하다. 무연탄 물량소화 및 타발전원의 발전량 감소에 의한 비용이 발생한다. 열병합발전소는 일반적인 LNG 발전소와 유사하지만 열병합발전소의 특성상 LNG 복합발전소에 비해 추가적인 고정비가 소요되었다면 고정비 전체의 회수 여부가 불확실해진다.

### 4. 보조금의 조성

타에너지 산업의 지원을 위해서 차액정산계약(CfD: Contract

for Difference), 부가비용(uplift), 보조금 조성의 방법이 있으며, 제정 예정인 시장운영규칙에 의하면 부가비용과 보조금 조성 방법이 병행 적용되어야 할 것이다.

CfD란 발전사업자와 소비자간에 일정한 물량에 대해 고정가격을 정하는 것이다. 차액정산계약이라 불리는 이유는 의무적으로 참여, 지불해야 하는 현물시장가격과의 차이를 사후에 정산하는 방식으로 계약이 이루어지기 때문이다. 영국의 경우 자국탄의 발전용 소비 유도를 위하여 SMP와 CP에 대해서 CfD를 체결하여 일정량의 자국탄을 일정한 가격수준으로 소비한 사례가 있다. 이 방식으로 석탄산업을 지원할 경우 별도의 보조금을 조성할 필요가 없으며 CfD에 의한 추가비용은 수용가에 그대로 전가된다.

부가비용은 풀시장에서의 구입가격에 부가되는 비용을 의미하며 송전손실, 실제 급전시 예상과 다른 수요의 발생이나 계통혼잡으로 인한 급전계획 조정에 따른 비용, 기타 전압조절을 위한 무효전력(reactive power) 공급비용, 주파수 조절용 순동예비력(spinning reserve) 등 공급안정을 위한 품질유지서비스(ancillary service)나 공통 계통운영비가 포함된다. 비용기준 발전경쟁시장의 운영규칙에 의한 경우 특정연료를 사용하는 정책성발전원의 가동으로 발생하는 추가비용의 대부분이 부가비용으로 처리될 것이다.

보조금의 조성 사례로서 미국, 영국등의 계통편익비용(system benefit charge), 공공재비용(public goods charge), 화석연료세(fossil fuel levy) 등이 있다. 이러한 보조금 내지 기금의 조성 이유는 원자력발전소의 폐로비용 등 전력산업 구조개편으로 발생한 좌초비용(stranded cost)의 처리를 위함이다. 국내 정책성발전원의 경우 대상 발전원의 발전원가를 정부(전력감독원 등)에서 평가하고, 각 발전원이 지급받게 되는 SMP 및 CP가 발전원가를 보상하지 못할 경우 조성된 보조금을 통하여 이를 지급하게 된다.

보조를 위한 공적부담금 규모 계산식은 다음과 같다.

무연탄발전의 경우 보다 싼 에너지원으로서의 연료전환을 금지하고 총괄원가를 보상함을 전제한다.

$$\cdot \text{무연탄: 고정비원가} \times \text{설비용량} + (\text{변동비원가} - \text{평균SMP}) \times \text{발전량} - \text{kWh당 용량가격} \times \text{대상연도 무연탄 용량} \times (8,760 \times (1 - (\text{사고율} + \text{보수율})))$$

LNG 발전은 경제급전 물량과 공급과잉물량을 구분할 필요가 있으며 보조금 조성은 공급과잉물량에 의해 발생하는 추가비용 부분이다.

$$\cdot \text{LNG: LNG추가발전량(GWh)} \times \text{경제급전손실(원/kWh)} \times \text{LNG가격보정계수}$$

열병합발전은 동계 열공급을 위한 발전소의 가동으로 발생하는 경제급전 손실액에 대해 보조금이 조성될 필요가 있다.

$$\cdot \text{열병합: 경제급전손실액} - \text{열판매액} + \text{복합발전대비 고정비 차액}$$

2000년도의 공적부담금 시산결과 무연탄 1,272억원, LNG 229억원, 열병합 523억원으로 평가된다.<sup>10)</sup>

## 5. 제약성 연료의 풀시장내 운영방식

### 5.1 계약방식

발전사업자와 석탄사업자간, 발전사업자와 LNG 공급자간에 연간 사용량, 구입가격에 대한 다년간 계약제도를 확립할 필요가 있다. 발전용 LNG에 대해서는 전력거래소가 발전사업자와 LNG 공급자간 연간 사용량과 가격계약을 위하여 매년도 경제급전 예상물량을 제공할 필요가 있을 것이다.

보조금 지급에 의한 발전사업자와 석탄사업자의 담합을 방지하고 전기소비자 보호를 위하여 계약과정에 정부의 개입을 전기사업법(또는 하위법)에 명시해야 하며 계약의 내용으로 발전소별 배분 물량, 세부공급일정, 가격 등이 포함되어야 한다.

### 5.2 제약성연료의 배분

무연탄발전 사업자의 경우 보조금 수익 증대에 의한 매출액의 극대화를 도모하기 위해 중유와의 혼소비율을 현재보다 저하시켜 발전량을 증대할 가능성이 있으므로 혼소율에 대한 규제가 필요하다. 혼소율을 감안하여 재평가된 용량에 의해 물량을 배분하는 계산식은 다음과 같다.

발전소 배분량

$$= \text{전체물량} \times (\text{용량} \times \text{혼소율}) / \sum_{i=1}^n (\text{용량} \times \text{혼소율})$$

표 6. 발전용 무연탄의 배분 사례

발전소명	용량 (MW)	발전량 (GWh)	연료소비량(만톤)	혼소율 (%)	중유 (%)	용량2 (MW)	2000년 배분 물량(만톤)
영월	100	705	39	77.4	27.5	77	22
영동	325	2,156	73	61.5	33.8	200	56
동해	400	632	27	100.0	36.6	400	112
군산	66	506	14	42.7	29.6	28	8
서천	400	2,511	99	78.1	35.5	313	88
계·평균	1,291	6,510	253	71.0	33.5	1,018	285

주: 용량은 2000년 기준임.

LNG발전 역시 초과물량 소비에 의한 발생 비용이 모두 보전되므로 LNG 발전사업자들의 물량할당 경쟁이 발생할 것으로 예상된다. 초과 과잉공급 물량의 배분은 모든 LNG 발전소에 용량비율에 의해 배분하는 방법과 수도권 계통안정도 내지 송전편익을 고려하여 수도권 발전소에 집중 배분하는 방법을 고려할 수 있다.

### 5.3 정책성 발전원의 급전원칙

전력시장운영규칙 19조<sup>11)</sup>에서 명시한 월간계획서의 내용

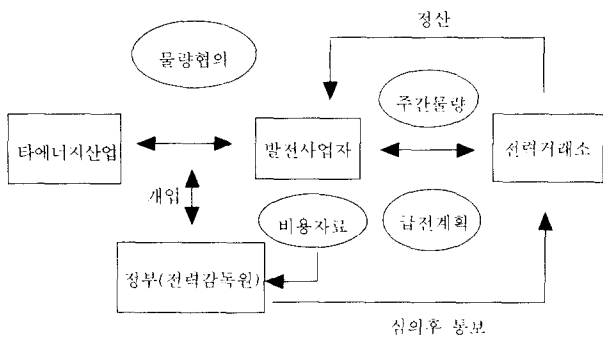
10) 이 공적부담금 수준은 보조금 조성 규모를 과약하기 위한 것이며 실제 정산시에는 풀시장 운영의 결과로 제시되는 SMP를 기초로 정확한 산정이 가능하다.

에는 주간발전계획이 명시될 필요가 있다. 전력거래소는 연료계약 발전원에 대해 일별, 시간대별 급전계획을 작성하고, 발전사업자에게 통보하여 전력거래소의 급전지시에 발전사업자가 응할 수 있도록 한다. 단, 전력거래소의 급전계획은 연료계약 발전원의 가동으로 인한 계통비용 증가를 최소화하는 계획이어야 한다.

### 5.4 정책성 발전원의 정산과정

다음은 특정연료를 사용하는 정책성 발전원의 정산과정을 도시한 것이다. 계약의 당사자로서 타에너지사업자와 발전사업자, 발전사업자와 전력거래소가 있으며, 소비자의 이익을 대리하여 계약중재 및 규제를 위하여 모든 절차에 정부가 개입된다.

발전용 물량 계약이 완료되면 발전사업자와 전력거래소는 급전에 관한 상세한 계약을 체결해야 하며 급전후 발전사업자는 규제기관에 비용자료를 보고하고 정부는 이를 심의하여 전력거래소가 정산을 할 수 있도록 한다.



## 6. 결론

무연탄에 대한 대책으로서 정부의 석탄산업정책과 조화를 도모하는 한편 전력산업 구조개편이 석탄산업에 미치는 충격을 완화하고 석탄산업 또는 지역경제가 대비하는 기간의 확보가 필요하다. 카지노사업의 활성화를 위하여 내국인 출입 카지노의 허가가 폐광지역으로 제한하는 정책이 지속되어야 하며 발전용 무연탄의 사용량, 가격에 대한 결정을 석탄산업과 전력부문간의 공공계약으로 전환하고 계약기간도 3~5년의 중장기로 변경할 필요가 있다.

2003년까지 공급과잉이 예상되는 LNG에 대한 경제적인 해결 방안은 발전용으로 소비하는 것이다. 공급과잉 물량의 미인수에 대한 TOP 위약금에 비해 발전부문의 추가비용이 훨씬 적기 때문이다. 이 경우 과잉물량 소비에 의한 추가비용을 전력부문과 가스부문이 합리적으로 배분하는 방안이 마련될 필요가 있으며, 추가비용의 50%를 양부문에서 분담할 경우 공급과잉물량에 대해 평균 10.1%의 가격인하가 필요하다.

11) 한국전력공사 전력거래소, 전력시장운영규칙(ver. 0), 2000. 3. 23

전력산업의 구조개편 후 발전경쟁 체제하에서 열병합발전은 전력판매 및 열공급 수입이 생산원가를 보전하지 못할 것이다. 그러나 집단에너지사업의 지역독점성과 지역난방 열수요에 대한 열공급의무 이행에 의한 발생비용에 대해서는 정책적 고려가 필요할 것이다. 열병합발전에 대한 대책으로서 동계 PPA 계약체결(또는 Uplift 제도) 및 열비용의 상향조정 등이 있다. 특히 열비용의 상향조정에 의한 열병합발전 사업자의 손실 보전이 필수적이다.

2000년도를 대상으로 공적부담금을 시산한 결과 공적부담금의 규모는 무연탄 1,126억원, LNG 196억원, 열병합 519억원으로 평가된다.

정책성 연료의 배분에 있어서 무연탄발전의 경우 중유와의 혼소비용을 현재보다 저하시키지 못하도록 규제하고 혼소율을 감안하여 재평가된 용량에 의해 물량을 배분한다. LNG 과잉공급 물량의 배분은 모든 LNG 발전소에 용량비율에 의한 배분방법과 수도권의 계통안정도 내지 송전편익을 고려하여 수도권 발전소에 집중 배분하는 방법이 있을 수 있다.

발전사업자와 특정연료 사업자간의 계약에 있어서 전력시장운영규칙 19조에서 명시한 월간계획서의 내용에는 주간발전계획이 명시될 필요가 있다. 급전운영의 원활화를 위해 전력거래소는 연료계약 발전원에 대해 일별, 시간대별 급전계획을 작성하고, 발전사업자에게 통보하여 전력거래소의 급전지시에 발전사업자가 응할 수 있도록 한다.

특정발전원의 정산절차에서 타에너지사업자와 발전사업자, 발전사업자와 전력거래소 간의 계약 체결시 소비자의 이익을 대리하여 정부가 개입한다. 발전용 물량 계약이 완료되면 발전사업자와 전력거래소는 급전에 관한 상세한 계약을 체결해야 하며 급전후 발전사업자는 정부에 비용자료를 보고하고 정부는 이를 심의하여 전력거래소가 정산을 할 수 있도록 한다.

### 참고문헌

- [1] 강원도, 강원통계연보, 1988
- [2] 대한석탄공사 장성광업소 현황자료, 1999. 5.19
- [3] 산업자원부, 석탄산업합리화사업단, 석탄통계연보, 1998
- [4] 산업자원부, 에너지경제연구원, 에너지의 이해, 1999
- [5] 산업자원부, 에너지경제연구원, 에너지통계연보, 각호
- [6] 산업자원부, 장기천연가스수급계획, 1993, 1996, 1999, 2000
- [7] 산업자원부, 장기전력수급계획, 1993, 1995, 1998, 2000
- [8] 석탄산업합리화사업단, 석탄동향, 각월호
- [9] 에너지경제연구원, 석탄산업 정책방향의 재정립연구, 1998.11
- [10] 에너지경제연구원, 에너지통계월보, 각월호
- [11] 에너지경제연구원, 한국지역난방공사의 발전전략에 관한 연구, 중간보고서, 1999.4
- [12] 이성근, 석탄광 지원제도 개선방안연구, 에너지경제연구원 연구보고서 93-03
- [13] 전력산업구조개편 추진기획단 운영팀 보고자료, 1999.2
- [14] 태백시, 제17회 태백통계연보, 1998
- [15] 태백시, 탄광지역종합개발계획, 민자유치실명자료 98-3

[16] 한국가스공사, LNG 수급현황 및 대책, 1988.12  
 [17] 한국가스공사, 중기 LNG 수급안정대책(안), 1999.5  
 [18] 한국전력공사, 경영통계, 1999  
 [19] 한국전력공사, 한국전력통계, 1999  
 [20] 한국전력공사, 종합원가계산서, 1999  
 [21] Department of Trade and Industry, Digest of United Kingdom Energy Statistics 1998  
 [22] Department of Trade and Industry, The Energy Report, Transforming Markets, 1998. volume1  
 [23] Monopolies and Mergers Commission, Annual Review & Account 1997/98  
 [24] Monopolies and Mergers Commission, The Role of the MMC fifth edition.  
 [25] Office of Electricity Regulation Annual Report, 1997

[26] Peter Fox-Penner, Electric Utility Restructuring, A Guide to the Competitive Era, 1997  
[www.cipb.or.kr](http://www.cipb.or.kr)      [www.kdhc.co.kr](http://www.kdhc.co.kr)

**저 자 소 개**



**노동식(魯棟錫)**  
 1958년 11월 29일생. 1983년 숭실대 경영학과 졸업. 현재 숭실대 대학원 경제학과 재학중. 1983년 9월-현재 에너지경제연구원 전력연구단 연구위원. 1998년, 2000년 장기전력수급계획 심의소위원회 위원.