

연구보고서 2001-01

전력산업 구조개편에 따른 전력수급
안정화 방안 연구

2001. 10



제 출 문

산업자원부장관 귀하

본 보고서를 “전력산업 구조개편에 따른 전력수급 안정화 방안 연구”의 최종보고서로 제출합니다.

2001년 10월

에너지경제연구원장

연구책임자 : 김 남 일(책임연구원)

연구참여자 : 정 한 경(연구위원)

송 광 의(연구위원)

요 약

2000년 12월 전력산업구조개편 촉진법과 개정된 전기사업법이 국회에서 통과되어 2001년 4월부터 발전부문이 한전으로부터 분리됨으로써 전력산업에서도 경쟁체제가 시작되었다. 이에 따라 발전부문에 대한 진입규제의 완화가 진행되고 있으며, 나아가 전력산업의 전반적인 운영도 시장의 자율기능에 따라 이루어지는 방향으로 전환되고 있다. 시장경쟁 체제하에서 전력수급은 시장의 가격신호에 따라 자율적으로 결정되는 것이 원칙이다. 하지만 전력설비는 특성상 장기간에 걸쳐 막대한 투자가 요구되고 미래의 수요, 연료가격 변동 등 불확실성이 높으므로 사업자가 직면한 투자위험도는 상당히 크다고 볼 수 있다. 그에 따라 외국의 사례와 같이 투자비 규모가 적고 투자비 회수가 유리한 가스발전 등 특정전원을 선호할 가능성도 높다고 볼 수 있다.

따라서 미국 캘리포니아 전력부족사태에서 잘 나타난 대로 구조개편 이후 규제의 실패로 인해 민간사업자의 발전소 건설을 억제하는 결과를 초래한 사실이 주는 교훈 등을 고려하여 전력산업 구조개편 과도기에 전력수급 안정을 기할 수 있는 제도적 장치 마련이 긴요하다. 본 보고서는 이러한 문제의식에서 출발한 것이다. 본 보고서에서는 우선 전력산업 구조개편에 따른 수급불안정성 요인을 크게 네 가지로 분류하였다. 적정 예비율 확보의 불확실성, 건설·계획 중인 발전소의 불확실성, 발전사업의 위험성 증대, 그리고 여건의 변화 등이다.

이러한 구조개편에 따른 수급불안정성 요인을 해소하고 발전소 건설

투자를 촉진할 수 있도록 하기 위해 다음과 같은 방안을 제시하고 있다. 첫째, 용량시장 제도는 적정 예비율을 보장할 수 있는 매우 안정적인 수단이며 또한 발전사업자의 위험도를 줄이고 자금조달의 원활화를 기할 수 있는 방안이므로 이를 도입하는 것이 바람직하다. 둘째, 현재 전체 발전량의 약 10%를 차지하는 자가발전사업을 활성화시키는 것은 전력공급원을 다변화시켜서 수급안정에 도움이 된다. 셋째, 발전사업자가 판매사업을 겸업할 수 있는 경우, 안정적인 판매망 확보로 발전소 건설을 촉진하는 요인으로 작용할 것이며, 용량시장 도입과 보완적인 효과도 지닌다. 넷째, 발전자회사 매각 이후 한전의 감자시 정부에 귀속되는 부분을 전력산업 기반기금에 출연하거나 별도의 기금화하여 발전소 건설자금으로 장기저리 융자하게 되면 발전사업자의 투자촉진을 유도할 수 있을 것이지만, 이 정책은 제한적으로 사용되어야 한다. 다섯째, 대규모 투자가 필요한 발전사업분야에 대한 민간의 참여확대를 유도하기 위해 공정거래법 상의 출자총액 및 채무보증 제한에 대한 예외를 인정하는 방안을 제시하였다. 여섯째, 허가받은 발전소를 적기에 준공하도록 유도함으로써 수급안정을 도모할 수 있다. 일곱째, 발전사업자가 직면한 사업상의 위험도를 줄일 수 있도록 계약시장의 활성화를 통해 발전사업자의 수익변동폭이 줄어들도록 유도해야 한다. 이를 위해 차액정산계약(CfD) 혹은 vesting contract가 적극적으로 활용될 필요성이 있다.

한편 준비상시의 대처방안으로서 공영회사의 운영과 보조금 입찰에 대해서 논의하였다. 제시된 두 방안은 구조개편으로 조성된 경쟁시장 원리를 침해하지 않도록 당분간 수급상황의 추이를 지켜보면서 신중하게 검토해야 한다.

ABSTRACT

The Korean electric power industry has launched a competitive system in April 2001 with the generating part separated into 6 companies. There is a concern that under the new market arrangements there is no guarantee that enough capacity investment is induced to meet demand. This is a question of whether there is an adequate incentive for generators to secure a sufficient capacity margin over expected demand.

Under the new system, four major sources of insecurity in power supply would be categorized : more unpredictable reserve margin, the uncertainty to timely completion of the pre-scheduled power plants, increasing risk in generation business, and unfavorably changing circumstances.

In this report, several institutional or policy measures to alleviate insecurity in power supply and facilitate capacity investment are considered. The measures include : (1) the introduction of the capacity credit market system currently used in PJM area, (2) giving a boost to self-generating business so as to diversify power sources, (3) permission to engaging both in generation and delivery business, now prohibited by law, (4) appropriate utilization of a long-term, low-interest loan funded from sales of generation subsidiaries, and (5) activating contract markets such as CfD and vesting contracts.

<목 차>

제 1 장 서론	1
제 2 장 전력수급 불안정성 요인 분석	4
1. 전력수급 전망	4
가. 발전설비 추이	4
나. 전력수요 전망	6
다. 발전설비 용량 및 예비율 전망	7
2. 전력수급 불안정성 요인	11
가. 적정 예비율 확보의 불확실성	11
나. 건설·계획 중인 발전소의 불확실성	13
다. 발전사업의 위험성 증대	16
라. 여건의 변화	18
제 3 장 발전소 투자촉진 방안	20
1. 용량시장(Capacity Credit Market)의 도입	20
가. 용량시장의 정의	20
나. 용량시장의 작동원리 : 이론적 배경	21
다. 용량시장의 실제 운용 : PJM사례	25
1) PJM 용량시장의 특성	25
2) 의무용량 할당공식 및 절차	27
3) 벌금(penalty) 및 시장운용실적	29
라. 용량가치 보상방법 장단점 비교	34
1) 장단점 비교	34

2) 비교평가의 기준	36
마. 실행방안	37
2. 자가발전사업 활성화	39
가. 설비 및 발전량 현황과 전망	39
나. 판매가격 및 구매가격	44
1) 현행 시장규칙하의 예상 시장수입	44
2) 자가발전사업자의 비상(back-up)전력구입가격	45
다. 자가발전사업의 활성화 방안	49
3. 발전과 판매의 겸업 허용	51
가. 현황 및 개선방향	51
나. 외국의 사례	53
4. 발전회사 매각대금 활용	54
5. 대기업집단의 발전사업 참여제한 완화	58
6. 허가 받은 발전소 적기준공 대책	60
가. 발전사업 허가제도	60
나. 발전소 건설지연의 원인	62
다. 허가제를 통한 건설지연 대책	64
1) 사업준비기간제도의 활성화	65
2) 사업허가후 사후관리제도	65
라. 실행방안	67
제 4 장 계약시장 활성화	69
1. 발전사업 위험과 설비투자	69
가. 위험의 변화와 재배분	69

나. 설비투자위험관리	72
2. 계약시장의 필요성 및 정책 활용도	75
가. 위험관리	75
나. 중장기 소비자 가격 안정화	76
다. 시장지배력 완화	78
3. 기본적 위험관리 방안 : 전력파생상품	79
가. 전력파생상품	79
나. 선물·선도계약	80
다. 옵션계약	87
라. 차액정산계약(CfD)	92
4. 장외 및 장내 계약시장 비교	98
가. 장내 계약시장의 상대적 유용성	98
나. 장외 및 장내 계약시장의 경쟁 관계	100
5. 계약시장 발전 여건 조성	102
가. 기본방향	102
나. 시장 참여자의 범위 확대	103
다. 장외시장에서 장내시장으로의 전환	103
라. 구조개편 추진 과정의 규제 위험 축소	104
마. 유효경쟁 제고 시책 강화	105
바. 최종소비자 요금규제의 합리화	106
제 5 장 준비상시 대책	107
1. 공영회사의 운영	108
2. 보조금 입찰	109

가. 보조금 입찰의 정의	109
나. 수급안정화 목표	110
다. 전원Mix 정책과의 연관성	110
1) 5차수급계획하의 전원Mix	110
2) 경쟁시장하의 전원Mix 전망	112
제 6 장 결 론	115
참 고 문 헌	119

<표 차례>

<표 2-1> 전력공급의 주요 지표	6
<표 2-2> 최대수요 재전망 (단위 : 만kW)	7
<표 2-3> 건설중인 발전소 현황 (공정률 : 2001. 5월말)	9
<표 2-4> 전력수급 전망 (2001~2010) (단위 : 만kW, %)	10
<표 2-5> 세계 주요국의 설비예비율 추이 (단위 : %)	12
<표 2-6> 2001년도 건설기본계획 수립 대상 설비 건설주체 선정	15
<표 2-7> 영국 도매시장 거래 현황	17
<표 3-1> PJM 예비율 규제기준	29
<표 3-2> PJM용량시장 운용실적 (2001년 6월)	32
<표 3-3> PJM용량시장 운용실적 (2001년 5월)	33
<표 3-4> 용량시장 모델의 장단점	34
<표 3-5> 가격스파이크모델의 장단점	35
<표 3-6> 용량요금 모델의 장단점	35
<표 3-7> 업종별 자가발전 설비내역 (단위 : kW, %)	40
<표 3-8> 업종별 자가발전량내역 (단위 : MWh, %)	41
<표 3-9> 상용자가발전실적 연도별 변화추이	42
<표 3-10> 상용자가발전 전망	43
<표 3-11> 한전의 수급계약 자가발전소 현황 (1999년 현재)	46
<표 3-12> 한전·발전회사의 자본구성 (2001.4, 단위:조원)	55
<표 3-13> 분할방식별 한전의 자산-부채 구성	56
<표 3-14> 현행법상 대기업집단의 출자총액 및 채무보증제한 예외 ..	60
<표 4-1> 발전사업의 주요 위험	70
<표 4-2> 선물거래와 선도거래의 차이	81

<표 4-3> CfD의 예시	94
<표 5-1> 발전기 유형별 건설공기 및 건설비용	108
<표 5-2> 전원구성 추이 및 전망 (단위: MW, %)	111
<표 5-3> 원별발전량 추이 및 전망 (단위: GWh, %)	112

<그림 차례>

<그림 3-1> 사례 1 : 피크수요<의무용량>설비용량	23
<그림 3-2> 사례 2 : 피크수요<설비용량>의무용량	23
<그림 3-3> 사례 3 : 설비용량<피크수요>의무용량	24
<그림 3-4> 상용자가발전실적 연도별 변화추이	41
<그림 3-5> 용자의 사례 : 집단에너지 공급사업	57
<그림 3-6> 발전소 건설 인허가 행정 절차도	63
<그림 4-1> 선물/선도계약의 가치	85
<그림 4-2> 매도 헤징의 이익	86
<그림 4-3> 콜옵션 기본 포지션의 이익 형태	88
<그림 4-4> 풋옵션 기본 포지션의 이익 형태	89
<그림 4-5> 풋옵션을 활용한 매도헤징	91
<그림 4-6> 양방향 차액정산계약	96
<그림 4-7> 단방향 차액정산계약	96

제 1 장 서론

한국의 전력산업은 2000년 12월 전력산업구조개편 촉진법과 개정된 전기사업법이 국회에서 통과되어 2001년 4월부터 발전부문이 이전의 한 전으로부터 분리됨으로써 경쟁체제가 시작되었다.

전력산업이 수직적 통합체제에서 경쟁체제로 이행함에 따라서 발전부문의 투자자가 지게 되는 위험은 상대적으로 크게 증대하게 된다. 수직적 독점체제 하에서는 잘못된 미래 예측이나 전망에 근거한 투자 등 경영상의 오류로 인한 비용상승은 대부분 가격에 그대로 반영되어 소비자에 전가될 수 있었다. 그러나 경쟁체제 하에서는 투자자에 대한 정부의 직·간접적 수입 보장이 없는 상황에서 전력시장 참여자는 투입요소가격 변동, 기술변화, 수요의 불확실성, 규제의 불확실성 등에 따른 위험을 직접 평가하고 관리해야 한다. 2003년부터는 현재의 비용기준풀시장(CBP)이 양방향입찰시장(TWBP)으로 전환될 것이며, 이에 따라서 도매전력가격의 변동성이 매우 높아지게 되므로 발전사업자의 사업위험도는 더욱 증대할 것이다.

또한 향후 분할된 발전자회사의 민영화가 진행되면 신규 발전소 건설은 민간의 자발적인 투자의지에 의해 결정되므로 전력공급이 더 이상 정부의 계획에 따라 안정적으로 이루어지는 상황은 기대할 수 없게 된다. 그리고 발전소 건설은 최소한 2년에서 10년까지 소요되므로 발전사업자 입장에서는 미래의 수요변동을 어떻게 적절히 예측하는지가 현재

의 투자결정에서 매우 중요하게 된다.

경쟁시장에서 전력수급은 기본적으로 가격에 의해 조절되어야 함은 두말할 필요가 없다. 또한 발전원의 구성도 각 발전원의 수익성에 따라 사업자의 선택에 의해 적정상태가 유지되어야 한다. 이런 관점에 볼 때 정부의 전력가격에 대한 정부의 지나친 개입은 가격의 안정은 도모할 수 있을 것이지만 사업자의 수익성을 저해하여 오히려 수급불안의 원인이 될 수 있다.

최근 캘리포니아 전력비상사태는 구조개편을 추진하고 있는 나라에서 전력수급의 안정성 문제에 대한 관심을 크게 유발시키고 있다. 캘리포니아 사태에 대해 여러 가지 원인이 지적·분석되고 있는데, 가장 근본적인 원인 중의 하나로서 과거 10년에 걸쳐 수요를 충족시키기 위한 신규 발전설비에 대한 충분한 투자가 이루어지지 못한 점이 지적되고 있다.¹⁾ 물론 우리나라와 상황과 여건이 다르지만, 캘리포니아주가 비상사태에 대처해 나가는 과정에서 논의·시행되고 있는 대책은 우리에게 시사하는 바가 있다고 생각된다.

현재 정부는 전력시장에서 비상상황(emergency)이 발생하는 경우 수급의 안정을 유도하기 위해 다음과 같은 법적 장치를 마련해 놓고 있다. 전기사업법 제29조(전기의 수급조절 등)에서 “산업자원부 장관은 천재·지변·전시·사변, 경제사정의 급격한 변동 기타 이에 준하는 사태가 발생하여 공공의 이익을 위하여 특히 필요하다고 인정하는 경우에는 전기

1) 신규건설이 부진한 사유로는 (1) 강력한 환경규제로 인해 발전소 건설허가 절차 복잡 및 장기간 소요, (2) 구조개편에 따라 인근주의 값싼 전력 유입에 대한 우려, (3) 판매사업자의 용량확보 의무가 없어 발전사업자의 신규건설을 위한 인센티브 부족 등이 지적되고 있다.

사업자 또는 자가용전기설비를 설치한 자에 대하여 다음 각호의 1의 사항을 명할 수 있다”고 하고 각호에서 특정한 전기판매사업자에 대한 전기의 공급, 특정한 전기사용자에 대한 전기의 공급, 특정한 전기판매사업자 또는 전기사용자에 대한 송전용 또는 배전용 전기설비의 이용 제공 등을 명시하고 이러한 명령에 의하여 손실을 입은 경우 제30조(손실 보상)에서 산업자원부 장관은 정당한 보상을 하도록 규정하고 있다.

본 보고서에서 다루고자 하는 전력수급의 안정성 문제는 비상상황이 발생한 경우에 대한 대처방안을 검토하려는 것이 아니며, 사전적으로 수급불안정성이 발생할 수 있는 요인을 최소화할 수 있는 제도적·정책적 대응책을 시장원리를 훼손시키지 않는 범위 내에서 마련하고자 하는 것이다. 다시 말하면 구조개편의 주요목표인 경쟁시장의 원리를 손상시키지 않는 범위 내에서 적절한 시장규칙의 설정 그리고 올바른 규제정책의 수립이라는 맥락에서 전력공급의 안정성이 어떻게 확보될 수 있는지에 대한 논의를 하고자 한다. 또한 제2장에서 서술되고 있듯이 전력의 수급측면에서 볼 때, 2006년까지는 예정된 발전소 건설이 계획대로 진행될 것으로 예상되므로 본 보고서가 다루고 있는 수급안정화 대책의 논의는 전력시장에 도매경쟁이 도입된 이후, 특히 전력산업의 민영화가 상당부분 진행된 시점에 발생할 수 있는 상황에 대한 연구임을 밝혀 둔다.

본 보고서의 구성은 다음과 같다. 제2장에서는 향후 10년간 전력산업의 수급전망 및 수급불안정성 요인에 대해 정리한다. 제3장에서는 발전소 건설촉진 방안에 대해 항목별로 구체적으로 논의한다. 제4장에서는 계약시장의 활성화 방안에 대해서 논의한다. 제5장에서는 준비상시 대책을 논의하며 제6장은 결론을 맺는다.

제 2 장 전력수급 불안정성 요인 분석

1. 전력수급 전망

가. 발전설비 추이

전력공급 설비는 늘어나는 전력수요에 대응하여 빠르게 증가해 왔다. 1980년 10,375MW이었던 발전설비는 2000년말 53,679MW로 증가하여 20년간 5.2배의 양적 팽창을 이루었다. 발전전력량은 동일 기간동안 40,078GWh에서 290,869 GWh로 증가하여 설비증가에 비해 높은 7.3배가 증가하였다.

전반적인 전력수급상황을 나타내는 지표인 전력예비율을 살펴보면 1980년대 초·중반에는 매우 높은 예비율이 유지되었고 이후 1990년대 초반에는 공급불안을 우려할만한 수준으로 예비율이 감소하기도 했다. 1986년도 공급예비율은 61.2%이었고 1994년도의 공급예비율은 2.4%이었다.²⁾

이 예비율 수치들은 1980년대 초·중반의 과잉설비, 그 후 1990년

2) 공급예비율(%) = (공급능력 - 최대전력수요) / 최대전력수요 x 100 으로 정의된다. 공급예비율의 계산에서 공급능력(capability)은 보통 최대전력수요가 발생한 시점의 공급능력 자료가 사용된다. 한편, 설비예비율(%) = (설비용량 - 최대전력수요) / 최대전력수요 x 100 으로 정의된다. 실제 설비예비율 수치가 자료마다 조금씩 차이나는 이유는 설비용량(capacity) 산정의 기준시점이 최대전력수요가 발생한 시점이 될 수도 있고 연말기준이 될 수도 있기 때문이다.

대 초반의 과소설비를 시현해 온 패턴을 보여 주는 것이다. 80년대 초반의 공급과잉의 원인으로서 1970년대부터 추진된 탈석유전원 정책과 전력수요의 과대예측을 들 수 있으며, 1990년대 초반의 설비부족현상은 경기호황의 지속과 하계 냉방부하 급증에 기인한 것으로 설명된다.

전력설비의 이용률³⁾은 예비율의 과대·과소현상의 발생과 동일한 이유로 1980년대에는 40%대 수준, 1990년대에는 60%대의 이용률을 보이고 있다. 이용률의 제고는 발전설비의 운영이 1980년대에 비해 1990년대에 보다 효율적이었음을 의미한다.

신규 발전소의 증가와 1990년대 초반 대거 건설된 복합발전소에 의해 평균 발전효율도 1980년의 35.63%에서 2000년에는 39.45%로 향상되었고 종업원 1인당 판매전력량도 발전설비의 대용량화와 자동화에 의한 생산성의 향상으로 1980년 2,000MWh 수준에서 2000년에는 8,878MWh로 약 4.4배가 신장되었다.

전력공급의 양적인 성장과 더불어 전압, 주파수유지 및 정전 등 질적인 측면도 향상되었다. 1981년의 수용가 호당 정전회수 및 정전시간은 전원측과 배전측의 고장 및 작업에 의한 것을 합하여 8.09회에 891분이었던 것이 2000년에는 0.64회 21.58분으로 크게 개선되어 선진국 수준을 유지하고 있다.

3) 이용률(%) = 발전량/(설비용량 x 8760) x 100

<표 2-1> 전력공급의 주요 지표

	1980	1985	1990	1995	2000
발전설비(MW)	10,375	17,640	24,056	35,356	53,679
자가발전설비(MW)	984	1,503	3,034	3,172	5,228
발전량(GWh)	40,078	62,667	118,461	203,546	290,869
공급예비율(%)	40.1	31.3	8.3	7.0	12.4*
이용률(%)	45.1	43.5	58.4	66.3	62.2
발전효율(%)	35.63	36.98	36.99	38.14	39.45
종업원1인당 판매전력량(MWh)	2,047	2,666	3,740	6,054	8,878
호당정전회수 정전시간(회/분)	8.09(891)*	4.56(523)	2.67(295)	0.84(39.22)	0.64(21.58)

- 주 : 1. 발전설비는 타사 및 상용자가발전 포함
 2. 정전회수 및 시간 통계는 1981년 기준임
 3. 2000년도 공급예비율(%)은 2000년 8월의 공급능력과 최대전력 자료에 근거해서 계산된 것임. 즉, $(46,078-41,007)/41,007 \times 100 = 12.4\%$
 4. 2000년도 설비예비율(%)은 $(48,451-41,007)/41,007 \times 100 = 18.2\%$. 설비용량은 연말기준임

자료 : 『한국전력통계』 및 『경영통계』, 2001, 『전력통계속보』, 2000.10, 한국전력공사

나. 전력수요 전망

최근 발표된 경제성장률에 대한 수정된 예측 및 전력수요 실적을 고려할 때 5차장기전력수급계획의 전력수요보다 높은 증가가 예상된다. 즉, 2000년의 실적을 보면 150만kW 정도가 예상보다 증대되었고, 2001~2003년에는 약 140~150만kW의 추가적인 증가가 예상되며 장기적으로는

둔화추세를 보일 것으로 전망된다. 아래 <표 2-2>은 5차계획의 수요량과 재전망한 수요량을 대비하고 있다.

<표 2-2> 최대수요 재전망 (단위 : 만kW)

구 분	2000	2001	2002	2003	2005	2010	2015
5차 계획 (A)	3,951	4,206	4,470	4,710	5,166	6,072	6,751
재전망 (B)	4,101	4,347	4,612	4,858	5,262	6,098	6,777
증감 (B-A)	150	141	142	148	96	26	26

주: 2000년도 수치는 실적치

다. 발전설비 용량 및 예비율 전망

향후 10년간 발전설비 용량 및 예비율에 대한 전망을 하기 위해서는 몇 가지 고려하여야 할 사항이 있다.

우선 발전부문 분할시 각 개별 발전회사에 배분된 이미 건설 중에 있는 발전소와 아직 계획단계에 있어 건설 주체의 선정이 완결되지 않은 발전소를 별도로 고려해야 한다.

발전자회사에 배분되어 건설 중인 발전소의 경우 적기에 준공이 될 수 있도록 추진되어야 할 것이다. 예컨대 영광원자력 5, 6호기(200만kW, 2002.4/12월)의 경우 적기에 준공이 될 수 있도록 온배수 관련 민원의 원만한 해결이 선행되어야 한다. 또한 태안석탄화력 5, 6호기(100만kW, 2002.2/9월) 및 울진원자력 5, 6호기(200만kW, 2004.6/2005.6월)의 경우는 송전선로 연계문제가 해결되어야 한다. 하동 6호기(2001.9→2001.7)

및 태안 6호기(2002.9→2002.7)는 시운전기간 단축으로 하절기 이전에 준공이 추진되고 있다. 아래 <표 2-3>은 건설 중인 발전소 현황을 보여주고 있다.

한편 계획 중인 발전소의 경우 각 발전소의 건설을 어떤 발전회사에 배분할 지가 아직 확정되지 않은 곳도 있으며, 용량·준공시기가 재검토되고 있는 곳도 존재한다.

둘째로 건설 중인 발전소 중에서 연기요인이 발생되어 건설이 지연되고 있는 민자발전소(IPP)가 있다. 현대 울촌복합 발전소(47만kW, 2003.6→2005.6)의 준공시기는 자금 유동성 문제로 인해 2년 정도 연기될 전망이다. 또한 가스배관 및 공업용수 문제로 대구복합 발전소(95만kW, #1:2005.3, #2:2006.12 준공 예정)의 건설도 유보 중이다.

<표 2-3> 건설중인 발전소 현황 (공정률 : 2001. 5월말)

사업명	용 량 (MW)	공사기간 (착공~준공)	건설비 (억원)	총 누계공정률(%)		추진상 문제점	
				계 획	실 적		
한수원	영광#5,6	1000×2	'96. 9~'02. 12	32,219	92.27	92.38	온배수 저감설비 5호기 가동전 설치 필요
	울진#5,6	1000×2	'99. 1~'05. 6	33,972	46.27	46.35	없음
	신고리#1,2	1000×2	'03. 8~'09. 9	49,134	건설 기본계획 확정 ('00. 08)		"
	신월성#1,2	1000×2	'04. 4~'10. 9		건설 기본계획 확정 ('00. 12)		"
	신고리#3,4	1400×2	'04. 11~'11. 9		건설 기본계획 확정 ('01. 02)		"
남동	영흥#1,2	800×2	'99. 9~'04. 12	23,174	44.56	44.23	"
	예천양수 #1,2	400×2	'05. 8~'10. 12		건설 기본계획 확정 ('01. 03)		"
중부	양양#1~4	250×4	'96. 9 ~'06. 6	7,998	50.03	50.03	"
	보령복합	1800	'96. 4~'01. 12	9,151	99.64	99.64	G/T 설계결함 해결 필요
	인천복합 (LNG#1)	450	'04. 1~'06. 6	2,982	건설 기본계획 확정 ('00. 12)		"
서부	태안#5,6	500×2	'97. 11~'02. 9	9,624	85.75	85.75	"
	청송#1,2	300×2	'00. 9~'06. 12	3,974	21.60	21.60	"
남부	하동#5,6	500×2	'96. 12~'01. 9	9,084	98.57	98.57	"
	부산복합	1800	'00. 5~'04. 6	7,862	36.36	36.36	없음
	영월무연탄 #3	200×1	'02. 6~'05. 9	3,501	3.11	3.11	"
동서	산청#1,2	350×2	'95. 2~'01. 12	4,992	96.18	96.18	없음
	당진#5,6	500×2	'02. 9~'06. 6	10,870	2.36	2.36	"
민전	울촌복합 (현대)	471.9	'00. 12~'03. 7	2,547	-	-	자금 유동성 문제 조속해결 필요
	대구복합 (대구전력)	473.5×2	'02. 10~'06.12	3,813	-	-	LNG배관망,용수확보 어려움으로 입지변경 추진

<표 2-4> 전력수급 전망 (2001~2010) (단위 : 만kW, %)

구 분		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2008	2010
5차 계 획	최대수요	4,206	4,470	4,710	4,951	5,166	5,367	5,733	6,072
	설비용량	4,915	5,280	5,538	5,802	6,039	6,306	6,723	7,142
	설비예비율	16.9	18.1	17.6	17.2	16.9	17.5	17.3	17.6
재 전 망	최대수요	4,347	4,612	4,858	5,070	5,262	5,438	5,773	6,098
	설비용량	4,915	5,250	5,491	5,785	5,992	6,259	6,628	7,046
	설비예비율	13.1	13.8	13.0	14.1	13.9	15.1	14.8	15.5

본 절에서 발전설비 용량을 전망할 때 가정한 것은 5차수급계획 상의 모든 설비가 계획대로 준공이 추진된다고 보며, 지연되고 있는 민자 발전소의 경우 수정된 준공시점을 사용하여 용량에 추가하였다. 이런 가정 하에 향후 전력의 수요와 설비용량, 그리고 설비예비율의 추이는 <표 2-4>에 나타난 바와 같다.

위의 <표 2-4>에 따르면 2005년까지 예비율은 상대적으로 낮은 수준인 약 13-14% 정도로 예상되며, 2006년 이후의 예비율은 약 15-16%로 예상된다.

2. 전력수급 불안정성 요인

가. 적정 예비율 확보의 불확실성

구조개편 이후의 경쟁환경 하에서는 발전소 건설은 기본적으로 투자에 대한 수익성과 위험도를 고려하는 민간 사업자의 자발적인 의사결정에 의해 이루어지게 된다. 즉, 원칙적으로 경쟁시장 구도하에서 신규발전소의 건설규모, 발전원의 선택은 정부의 계획에서 전기사업자의 몫으로 이전되었다고 할 수 있다.

구조개편 이전에는 정부가 장기전력수급계획을 수립하여 전력의 수요 수준을 예측하고 이를 충족하기 위한 설비를 건설하도록 계획하여 적절한 예비율을 보유하고자 하는 정책을 실행해 왔다.⁴⁾

그러나 전기사업법 개정으로 기존의 장기전력수급계획은 전력수급기본계획으로 명칭이 변경되었고, 계획이 곧 실행을 의미하던 것에서 가이드라인 제공 수준으로 실행력이 축소되었다.

개정된 전기사업법 “제3장 전력수급의 안정”의 제25조(전력수급기본계획의 수립)에서 “산업자원부장관은 전력수급의 안정을 위하여 전력수급기본계획을 수립하고 이를 공고하여야 한다”고 하고 기본계획에 포함될 사항으로서 전력수급의 기본방향, 전력수급의 장기전망, 전기설비 시설계획, 전력수요의 관리, 기타 전력수급에 필요한 사항 등을 명시하고

4) 물론 제2장 1절에서 언급한 대로 과거의 설비예비율이 일정한 범위 내에서 유지되어 온 것은 아니며, 상당한 변동폭을 보여온 것이 사실이다.

있다. 동법 시행령 개정안의 제16조에는 보다 구체적으로 “산업자원부장관은 2년마다 법25조의 규정에 의한 전력수급기본계획을 수립하되 그 계획기간은 10년 이상으로 한다”고 보다 구체화하고 있다. 따라서 구조개편 이후에도 이전과 동일한 수준과 내용의 장기계획이 수립될 것이다.

그러나 이러한 전력수급기본계획의 강제력은 매우 약해졌다고 볼 수 있고, 더욱이 경쟁환경 하에서는 발전사업 면허를 가진 새로운 사업자의 진입 및 수익성이 없는 발전소의 퇴출 등으로 인해서 예비율 수준을 예측하기는 매우 어려운 상황이다.

<표 2-5> 세계 주요국의 설비에비율 추이 (단위 : %)

	미국	캐나다	영국	프랑스	일본	대만	한국
1989	39.6	-	31.7	71.1	-	-	39.5
1990	34.7	-	28.2	66.7	21.8	16.3	21.9
1991	34.2	-	21.4	57.8	-	20.0	10.4
1992	35.2	-	22.7	68.4	-	15.2	18.0
1993	29.4	-	17.2	56.2	31.6	9.6	25.1
1994	27.4	22.2	22.9	62.8	18.1	12.8	7.7
1995	21.1	26.4	18.5	63.8	18.6	9.9	7.7
1996	22.9	22.2	15.7	59.6	24.9	9.2	10.6
1997	20.4	22.1	20.0	65.9	29.1	15.7	14.5
1998	12.3	15.8	21.4	63.2	32.1	12.0	31.5
1999	-	-	-	-	-	-	26.0
2000	-	-	-	-	-	-	18.2

주: 설비에비율 계산에서 설비용량은 자가발전설비를 뺀 것이며, 연말기준임. 프랑스의 경우 설비에비율이 매우 높게 나타나 있는데, 이는 수출전력량이 많은 것을 반영.

자료 : 『해외전력통계 2000』, 한국전력공사

한편 영국과 미국 등은 구조개편 당시 우리보다 높은 설비에비율 수

준을 갖고 있었으며, 충분한 설비예비율 확보가 구조개편 성공 여부에 관건이 된다는 지적이 있다. 그런 의미에서 세계 주요국의 설비예비율 추이를 살펴 볼 필요가 있는데 <표 2-5>가 이를 보여주고 있다.

구조개편 이후에는 정부의 발전소 설비계획에 의하지 않고 시장친화적인 수단에 의해 원하는 적정예비율을 확보할 수 있는 방법을 찾는 것이 매우 중요한 일이 될 것이다. 이를 위해 고안된 방식 중의 하나가 바로 미국의 PJM지역에서 실시하고 있는 용량시장(capacity credit market) 제도이다. 이에 대해서는 제3장에서 자세히 다루기로 한다.

나. 건설·계획 중인 발전소의 불확실성

2000년 1월 확정된 제5차장기전력수급계획의 설비증설계획도 건설이 착공되어 건설중인 설비 또는 실행계획(건설기본계획)이 확정된 설비에 대해서만 의미를 가질 것으로 보인다. 또한 실행계획이 확정된 발전설비의 경우에도 건설주체의 선정이 이루어지지 않으면 건설이 어려운 상황에 봉착할 것이다.

중·단기(2001년~2005년) 전력수급 상황을 예상해 보면 현재 건설중 발전소가 계획대로 준공된다면 2006년까지 전력수급의 안정성은 확보 가능할 것이다.

한편 지연되고 있는 민자발전소의 경우 지연기간을 최대한 단축하기 위한 노력이 필요하다. 즉, 울춘복합 발전소(현대)는 유동성자금 문제 등을 조속히 해결하도록 추진한다면 2년 연기요인을 1년 정도로 단축하는 것이 가능할 것이다('03.6→'04.6). 또한 대구복합 민전은 입지변경 등 대책을 추진해야 한다(#1 : '05.3, #2 : '06.12).⁵⁾

한편 중·장기 전력수급(2006년 이후) 상황을 보면 2006~2010년 기간에 계획중인 신규 발전소에 대해서도 발전자회사에게 건설의무를 부과하는 등의 방안을 강구하여 계획대로 추진하여 2010년까지의 전력수급 안정성을 확보해야 한다.

2001년도에 건설기본계획이 수립되어야 할 대상발전소는 <표 2-6>에 나와 있는 대로 정부방침이 미확정된 신규양수 #1,2 (400MW×2), 석유화력 #1,2(500MW×2) 등이며 총 11기 2,806MW라 할 수 있다. 건설주체가 정해지지 않은 경우, 용량·준공시기의 재검토가 필요한 경우, 입지가 확정되지 않은 설비 등 다양한 문제가 남아 있다. 특히 경쟁시장에서의 상대적 수익성 부족으로 사업자들이 건설을 꺼려할 것으로 판단되는 양수, 청정석탄발전소 등도 포함되어 있다.

건설 중인 발전소의 경우 적기에 준공하도록 유도할 수 있는 장치가 마련되어야 하며, 계획 중인 발전소의 경우는 위에서 언급한 여러 문제를 조기에 매듭짓고 건설주체의 선정을 마무리해야 할 것으로 생각된다.

그러나 향후 신규 발전소 중 일부는 장기 투자에 따른 비용부담 및 민영화시 부정적인 영향을 염려하여 발전자회사가 건설을 기피할 우려가 있다. 또한 향후 민간 발전회사가 사정에 따라 새로이 허가 받은 발전소의 건설공기에 대한 조정을 원하는 상황이 얼마든지 발생할 수 있다.

현행 전기사업법은 발전소건설 허가이후, 준비기간(최장 10년)에 대해서만 규정하고 있는데 위와 같은 문제를 대비해 보완할 필요가 있다. 이에 대해서는 제3장 6절의 허가 받은 발전소의 적기준공 대책에 대한 검토에서 자세히 논의하도록 한다.

5) 부곡복합(LG)은 계획대로 준공되었다(G/T: '00.6 준공, S/T: '01.4.1 준공).

<표 2-6> 2001년도 건설기본계획 수립 대상 설비 건설주체 선정

발전소	용량(MW)	준공시기	배분 사업단	배 분 사 유	비 고
석탄격상 #1,2	800×2	08.6/09.3	남 동	○ 기 확보부지 내 발전소 건설 - 영흥화력 후속기 부지	정부방침 확정
오리멸전 #1,2	500×2	07.6/08.3	중 부	○ 기 확보부지 내 발전소 건설 - 군장공단 부지	정부방침 미확정
차세대원전 #1,2 (기본계획 확정 01.2)	1,400×2	10.9/11.9	원자력	○ 기 확보부지 내 발전소 건설 - 신고리 부지	정부방침 확정
석유화력 #1,2	500×2	08.6/09.3	서 부	○ 석탄화력(태안 #7,8호기)으로 대체 추진계획 반영 - 회사방침 기 확정('00.12.23)	정부방침 미확정
제주석유 #1,2	75×2	07.6/09.6	남 부	○ 제주도내 발전설비 균등화 도모 ○ 계통여건 측면에서 유리	-現 設備容量 : 중부 : 255MW 남부 : 165MW
청정석탄 #1	300×1	07.9	서 부	○ 건설부지 여건상 가장 유리 - 태안화력단지내 건설	
대체전원 #1	5×1	03.3	남 부	○ 한림복합 인근지역으로서 한림 복 합의 남부발전 회사 연고 반영	
대체전원 #2	1×1	03.12	남 부	○ 대체전원#1과 연계 배분 ※ 금년도 전력수급기본계획 수립 결 과에 따라 건설사업 추진 확정	용량·준공 시기등 재검토필요
분산형 전원#1	100×1	05.6	중 부	○ 건설사업 균등배분 ※ 금년도 전력수급기본계획 수립 결 과에 따라 건설사업 추진 확정	당초 수도권 변전소 부지를 활용
LNG복합 #2	450×1	07.3	동 서	○ 석탄화력(당진 #7,8호기)으로 대체 추진계획 반영 - 회사방침 기 확정('00.12.23)	정부방침 미확정
신규양수 #1,2 (기본계획 확정 01.3)	400×2	10.9/10.12	남 동	○ 부하대별 설비균등화 - 남부가 양수 비율이 가장 낮으나 남부의 침투비중이 가장 높아 제 외	남부 자체 침투비중 : 50.8%

주: 위의 표에 나와있는 발전소 건설계획은 시안단계에 있는 것이고 현재 2001년도 전
력수급기본계획 수립을 위해 설비계획 예비 의향 조사 등 논의가 진행 중이므로
입지, 전원, 설비용량, 건설주체 등이 조정될 가능성이 큼

다. 발전사업의 위험성 증대

앞서 서론에서 언급한대로 경쟁체제 하에서 투자자에 대한 정부의 직·간접적 수입 보장이 없는 상황에서 전력시장 참여자는 투입요소 가격 변동, 기술변화, 기술적 성과, 수요의 불확실성, 규제 불확실성 등에 따른 위험을 직접 평가하고 관리해야 한다.

전력가격 및 투자수익의 변동이 큰 폭으로 늘어나게 되는 경쟁시장에서 발전사업자가 위험을 최소화하기 위한 적절한 대응책을 강구하지 않거나 위험회피를 위해 과도한 비용을 지출하는 전력회사는 시장가격에 의해서는 비용을 회수하기 어려운 상황에 직면할 수도 있다.

위험감소 내지 관리를 위한 재무적 수단으로서 발전사업자와 판매사업자 혹은 발전사업자와 전력소비자간의 장기계약이 활성화되어야 할 것이며 전기사업법에 보장된 차액정산계약(CfD)이 주요 실행방안이 될 전망이다.

아래 <표 2-7>은 영국의 도매전력시장에서의 거래 현황을 보여주고 있다. 이에 따르면 총 전력거래량의 87~89%가 계약시장을 통해 거래되고 있는데, NETA 시스템(2001.3.27 도입) 이전의 영국은 우리와 마찬가지로 강제풀 시장이었다는 점에서 시사하는 바가 크다고 생각된다. 계약시장에 대해서는 제4장에서 자세히 살펴 볼 것이다.

<표 2-7> 영국 도매시장 거래 현황

구분	1995/96		1998/99	
	TWh	%	TWh	%
총거래량	273	100.0	291	100.0
풀시장가격거래 (헤징계약 없음)	36	13.2	33	11.3
계약시장거래	237	86.8	258	88.7
- 프랜차이즈 계약	80	29.3	0	0
- PPA	27	9.9	45	15.5
- 직거래	46	16.8	63	21.6
- 일반 CfD	84	30.8	150	51.8

자료: Doyle, G. & D. Maclaine, Power as a Commodity

한편 발전사업 위험도의 증가는 결국 발전사업자의 자본비용의 증가로 나타나게 된다는 점을 주목할 필요가 있다. 구조개편 이전에 민자발전소(IPP)의 경우 발전소 건설계획이 시작될 때부터 전력구매자(한전)와 공급자(민자발전소)간에 전력구매계약(PPA)을 통해 발전소 완공 이후 전력의 판매가격 및 판매대상자를 정하고 이를 기반으로 하여 발전소 건설자금을 조달할 수 있었다. 그러나 구조개편 이후의 경쟁체제하에서 개별 발전사업자들은 불안정한 현물시장가격에 직접 노출되고 안정적인 현금흐름(cash flow)의 확보가 어려워지면서 발전소설비투자에 대한 금융조건이 악화되게 되었다. 따라서 민영화된 발전회사가 경쟁시장에 진입하고 생존하기 위해서는 무엇보다도 발전소 건설비용을 효율적으로

조달할 수 있는 방안을 개발하게 될 것이다.⁶⁾

정부의 입장에서 안정적인 전력수급을 위해서는 발전소 투자에 소요되는 자금이 원활히 조달될 수 있도록 여러 가지 제도를 개선할 필요가 있다. 주어진 시장 조건에서 기업단위에서 가용한 위험관리수단 이외에 정부가 나서서 현물시장에서 용량요금(capacity payment)의 지불을 통해 위험을 완화시키는 정책을 시행할 수도 있고, 용량시장(capacity credit market)의 운용을 통해서 투자에 대한 위험을 판매사업자가 분담하도록 하는 방안이 있을 수 있다. 이에 대해서는 제3장 1절에서 논의될 것이다. 또한 선진국에서 이미 활발하게 개발되고 있는 민간발전사업에서의 새로운 자금조달 방법들이 우리나라에서도 활성화될 수 있도록 정부 차원에서 제도적인 보완장치를 마련할 필요가 있다.⁷⁾

라. 여건의 변화

위에서 언급된 전력산업 구조개편 이후의 변화된 환경에 기인한 수급

-
- 6) 미국에서는 1990년 후반 전력시장이 자율화되면서 여러 형태의 자본조달기법이 개발되어 왔다. 우선 자본투자 부담을 경감시키는 방법으로서 합성리스(Synthetic lease) 기법, 자산유동화(Securitization) 기법 등이 발전하였다. 또한 발전사업의 위험을 감소시키는 방안으로서 설비대여계약(Toll Agreement), 전력중개상(Power Marketer)을 통한 상업계약(Merchant Agreement), Blind Pool을 이용한 포트폴리오 파이낸싱 등이 개발되었다. 이에 대한 자세한 내용은 『전력도매시장에서의 설비투자 유인정책에 관한 연구』(2001.6)을 참조하라.
 - 7) 예컨대 표준화된 설비대여계약을 도입할 필요가 있으며, 리스계약을 통해서 설비를 확보하는 경우 이 비용을 부채가 아니라 발전소 운영비용으로 처리할 수 있다면, 부채비율을 낮출 수 있을 것이다. 현행 리스회계처리 준칙 제4조에 의하면 설비플랜트의 경우 운영리스에 해당되지 않으며 대부분 금융리스로 간주되어 리스비용은 부채가 된다.

불안정성 요인 이외에도 최근 더욱 심각해지고 있는 다양한 요인들이 상존하고 있다.

예를 들어 발전소 건설 초기 단계에 부지매입, 집단이주, 어업권 등 과도한 보상 요구나 도로, 교량, 항만 등 과도한 지역지원사업 요구, 자연환경훼손, 전자파 피해, 地價하락 등 각종 유형의 민원발생으로 건설 지연의 가능성이 존재한다. 또한 지자체의 환경요건 강화로 인허가에 어려움을 겪은 대표적인 지역으로 영흥화력 후속기(영흥#3,4), 군장 오리멸전#1,2 등과 최근 발전사업을 포기한 광양지역의 포철민자 등을 들 수 있다.

한편 송전선로 건설지연에 따라 발전소 준공시기가 지연되는 현상이 발생하고 있다(양양양수#1~4, 영흥화력#1,2). 송전선로 건설은 선로 경과지가 길어 자연경관 훼손, 전자파 피해, 地價하락 등 때문에 집단 민원발생이 발생할 소지가 매우 크며, 정부와의 협의 사항이 많아 건설지연 가능성이 높다.

구조개편에 따라 발전부문이 한전에서 분리됨에 따라 신설 발전회사의 신인도, 상환능력 등은 과거 한전에 비해서 상대적으로 낮게 평가되므로 프로젝트 파이낸싱(Project Financing), 회사채 발행 등에서 채원조달의 어려움이 증대할 것으로 예상된다. 발전소 적기준공을 위한 투자재원의 원활한 조달을 위해서 국내 발전회사의 신용평가 등급을 높이고 노력하여 금융비용을 절감하고 산업은행 시설자금, 전력채 등 양질의 투자재원을 조달할 수 있도록 해야 할 것이다. 발전자회사의 매각대금을 투융자 자금으로 활용하는 것에 대한 논의는 제3장 4절을 참조하라.

제 3 장 발전소 투자촉진 방안

1. 용량시장(Capacity Credit Market)의 도입

가. 용량시장의 정의

전력산업에 경쟁체제를 도입한 국가에서 발전설비의 고정비를 보상하는 장치는 가격스파이크 모형(price spike model), 용량요금(capacity payment), 용량시장(capacity credit market) 등 크게 세 가지로 나누어진다.

용량시장 제도는 전력을 최종 소비자에게 공급하는 판매사업자(Load Serving Entities)에게 자신들이 공급하는 최대 전력량에 일정 비율을 더한 발전용량을 확보하도록 의무를 부과하고, 이를 확보하지 못할 경우 벌금을 부과하는 제도이다.

이 제도의 핵심내용은 판매사업자에게 용량에 대한 의무를 부과한다는 것이며, 그 의무부과로 인해 에너지시장 외에 발전용량의 여유분이나 부족분을 거래할 수 있는 별도의 용량시장이 자연스럽게 형성된다.

용량시장 제도는 미국의 PJM 시장, 뉴욕전력시장, 뉴잉글랜드 전력시장 등에서 시행되고 있다. 한편 미국의 캘리포니아 지역에서도 최근의 전력비상사태를 극복하기 위한 한 방안으로서 판매사업자에게 용량확보 의무를 부과하는 것을 검토하고 있다.⁸⁾

8) 이에 대한 내용은 『캘리포니아 전력위기에 대한 분석보고서』(2001.2)를 참조하라.

나. 용량시장의 작동원리 : 이론적 배경

경쟁적 용량시장에서 대표적인 수요자는 부하공급주체(Load Serving Entities)이며 대표적인 공급자는 발전업자이다. 그러나 용량을 과다확보한 판매사업자가 과다분에 대한 일시적인 공급자가 될 수 있으며, 자신의 가용한 용량이상으로 계약한 발전업자는 그 부족분에 대한 일시적인 수요자로 나타날 수도 있다.

용량시장의 벌금(penalties)은 의무용량을 확보하지 못한 판매사업자에게 혹은 이미 계약된 발전력을 제공하지 못하는 발전업자 양자 모두에게 부과된다.

그 벌금의 수준이 어느 정도 되어야 할 지를 간단한 예를 들어 설명하면 다음과 같다. 설비용량은 K , 의무용량은 Kr (일일 예상수요의 120%로 가정)로 표시하자. K 는 일정시점에 고정된 값으로 두고, Kr 은 확률변수인 예상수요에 따라 변하게 되므로, Kr 도 또한 확률변수가 된다. 그리고 예상수요에서 확률성을 갖는 부분인 오차항이 정규분포한다고 가정하자.

우선 용량가격의 수준을 이론적으로 예측하면 다음과 같다. 즉, $K > Kr$ 이라면 용량가격은 0에 근접할 것이며, $K < Kr$ 이라면 용량가격은 벌금수준에 이르게 될 것이다.

$K > Kr$ 일 때 용량가격이 0에 근접하게 되는 이유를 살펴보자. 설비용량이 의무용량보다 많게 되면, 용량시장에서 수요자가 주도권을 쥐는 상황이 된다. 따라서 공급자는 용량을 팔지 못하고 놀리는 것보다는 1원을 받고라도 팔려는 인센티브로 인해 용량가격이 낮아져서 결국 0원에 근

접하게 된다는 것이다.

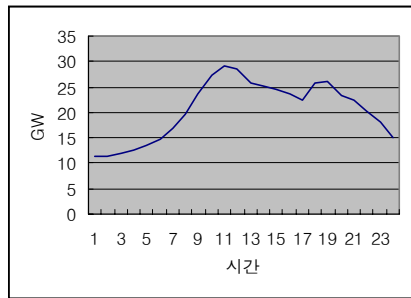
한편 $K < K_r$ 일 때 용량가격이 벌금(penalty) 수준에 이르게 되는 이론적 근거는 다음과 같다. 설비용량이 의무용량보다 작게 되면, 용량시장은 공급자 주도의 시장이 된다. 수요자 입장에서는 용량을 확보 못해서 벌금을 무는 것보다는 벌금보다 조금이라도 싼 가격이라면 용량을 확보하려고 노력하게 될 것이며, 결국 가격은 벌금에 근접하게 된다는 것이다.

이제 적절한 벌금수준이 어느 정도 인지를 설명해 보자. 정규분포에서, K_r 의 기대값이 K 라면 ($E(K_r)=K$), $K < K_r$ 의 확률은 $1/2$ 일 것이다. 첨두발전기 고정비의 정확히 두 배로 벌금을 부과하는 경우를 고려해 보자. 이 때, $K < K_r$ 이면 용량가격은 벌금에 해당되어 첨두발전기 고정비용의 200%를 커버하며, $K > K_r$ 일 때 용량가격은 0이므로 0%를 커버하게 된다.

따라서 $K < K_r$ 가 될 확률이 $1/2$ 인 경우, 첨두발전기 고정비의 정확히 두 배로 벌금을 부과한다면 첨두발전기의 고정비에 해당하는 만큼이 회수될 수 있다는 것을 의미한다.

이상의 논의는 확률을 고려한 사전적 관점에서 어떻게 기대고정비용이 회수되는지를 살펴본 것이다. 사후적인 관점에서는 설비용량이 의무용량보다 부족한 경우 의무용량을 확보하지 못한 판매사업자는 고정비의 2배로 설정된 벌금을 물어야 한다.

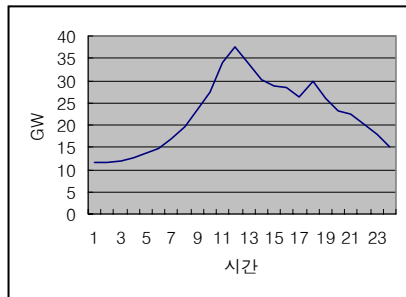
<그림 3-1> 사례 1 :
피크수요<의무용량<설비용량



<그림 3-1>은 현재 설비용량(K) = 40GW. 의무용량(Kr)은 Peak부하 (29GW)의 120%로 설정되어 35GW 임을 보여주고 있다.

즉, $K > K_r$ 이므로 이때 용량가격은 0이다. 이 경우 용량가격이 0인 이유는 다음과 같이 설명된다. 설비용량이 의무용량보다 많게 되면, 용량시장에서 수요자가 주도권을 쥐는 상황이 된다. 따라서 공급자는 용량을 팔지 못하고 놀리는 것보다는 1원을 받고라도 팔려는 인센티브로 인해 용량가격이 낮아져서 결국 0원에 근접하게 된다는 것이다.

<그림 3-2> 사례 2 :
피크수요<설비용량<의무용량

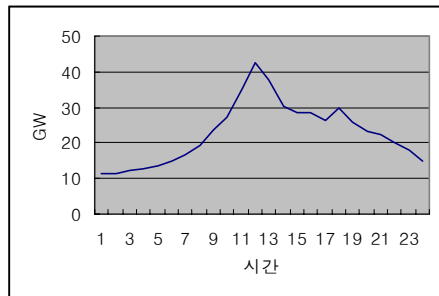


<그림 3-2>는 현재 설비용량(K) = 40GW. 의무용량(Kr)은 Peak부하 (37GW)의 120%로 설정되어 45GW 임을 보여주고 있다.

즉, $K < K_r$ 이므로 이때 용량가격은 벌금(penalty) 수준이 될 것이다. 설비용량이 의무용량보다 작게 되면, 용량시장은 공급자 주도의 시장이 된다. 수요자 입장에서는 용량을 확보 못해서 벌금을 무는 것보다는 벌금보다 조금이라도 싼 가격이라면 용량을 확보하려고 노력하게 될 것이며, 결국 가격은 벌금에 근접하게 된다는 것이다.

하지만, Peak부하수준은 여전히 설비용량보다 적으므로 모든 부하는 공급된다.

<그림 3-3> 사례 3 :
설비용량<피크수요>의무용량



<그림 3-3>은 현재 설비용량(K) = 40GW. 의무용량(Kr)은 Peak부하(42GW)의 120%로 설정되어 51GW임을 보여주고 있다.

즉, $K < Kr$ 이므로 이때 용량가격은 벌금(penalty) 수준이 될 것이다.

Peak부하수준이 설비용량을 초과하므로 비상상황(emergency)이다.

용량시장은 장기적인 관점에서 투자촉진을 유도할 수 있는 수단이 된다. <그림 3-1>과 상황에서는 설비에 대한 투자유인이 발생하지 않는다.

위의 그림에서 주의해야 할 점은 의무용량을 확보하지 못한다고 해서 실제 최종소비자가 전력을 소비하기를 원하지만 그렇게 하지 못하는 비상상황으로 곧바로 연결되는 것은 아니라는 사실이다. 왜냐하면 의무용량이 설비용량보다 높아서 벌금을 물어야 하는 판매사업자가 존재하지만, 이 경우에도 최대수요 수준이 설비용량보다 낮을 수 있기 때문이다. 이 내용을 그림으로 표시한 것이 <그림 3-2>로서 설비용량이 의무용량보다는 작지만 피크수요보다는 높은 경우이다.

<그림 3-2>의 상황에서는 벌금을 물어야 하는 판매사업자가 존재하지만, 모든 부하는 공급되고 있는 상황이므로 부하차단(load shedding) 등이 필요한 긴급상황은 아니다. 그러나 설비에 대한 투자유인은 발생하게 된다. 대부분 <그림 3-1>과 <그림 3-2>의 상황에서 용량시장이 운용될 것으로 보인다.

<그림 3-3>은 캘리포니아 사태처럼 전력을 공급받지 못하는 최종소비자가 존재하게 되는 비상상황인데, 이런 상황은 용량시장이 존재하는 시스템이 장기에 걸쳐 안정적으로 운용된다면 드물게 발생할 것이다.

다. 용량시장의 실제 운용 : PJM사례⁹⁾

1) PJM 용량시장의 특성

PJM 용량 시장은 일별 용량시장(PJM Daily Capacity Credit Market)과 월별 용량시장(PJM Monthly Capacity Credit Market)으로 구성되어 있다. PJM 용량시장의 운영 주체는 PJM 접속국(PJM Office of Interconnection, PJM OI)이다. 일별 용량시장은 다음 날의 용량에 대한 거래가 이루어지는 반면, 월별 용량시장은 한 달에 한 번 시장이 운영되며, 다음 달을 포함하여 향후 12개월까지의 용량거래가 이루어진다. 일별 용량시장과 월별 용량시장의 운영방식은 기본적으로 동일하므로 일별 용량시장을 중심으로 용량시장의 운영방식을 살펴본다.

기본적으로 PJM 용량시장은 자발적 시장이지 반드시 참여해야 하는

9) 여기서 소절 1), 2) 등은 『전력도매시장에서의 설비투자 유인정책에 관한 연구』(2001.6)를 참조하였다.

의무시장은 아니다.¹⁰⁾ 그러나 일일시장에 대해서는 1999년 1월 1일부터 2001년 5월 31일까지 의무적 참여 조항을 한시적으로 적용한다. 금요일이나 공휴일 전날이 아닌 경우, 일별 용량시장은 다음날의 용량거래에 대한 입찰을 받아 정산한다. 금요일이나 공휴일 전날의 경우, 다음의 근무일까지 포함하여 각 날에 대하여 별도의 입찰과 정산이 이루어진다.

일별 용량시장의 경우 다음의 스케줄에 따라서 운용된다. 오전 7:00부터 오전 10:00까지 구매입찰(Buy Bids)과 판매오퍼(Sell Offers)로 이루어진다. 입찰한 물량은 고정블록(Fixed Block) 혹은 가변블록(Up-To Block)으로 지정할 수 있다. 고정블록은 정확히 제시된 물량만큼을 사거나 팔겠다는 것이고 가변블록은 제시된 물량까지 사거나 팔겠다는 것이다.

입찰이 끝나면 PJM OI는 시장정산가격을 결정하는 절차를 시작한다. 먼저 동일한 가격으로 입찰된 물량을 고정블록과 가변블록으로 구별하여 합산한다. 동일한 가격으로 입찰한 물량은 하나의 물량으로 처리된다. 동일한 가격에서 고정블록은 가변블록에 비하여 우선권을 갖는다. 합산이 끝나면, 판매입찰은 낮은 가격에서 높은 가격으로 (공급곡선), 구매입찰은 높은 가격부터 낮은 가격으로 (수요곡선) 순서를 정한다. 한계 판매입찰가격이 한계 구매입찰가격을 초과하지 않는 최대의 물량을 결정하고 이 때의 한계 판매입찰가격을 시장정산가격으로 결정한다.

의무적 참여 조항이 한시적으로 적용되는 1999년 1월 1일부터 2001년

10) 자발적 시장이라는 의미는 다음과 같다. 앞서 본대로 용량시장이란 판매사업자에게 의무적으로 확보해야 할 용량이 지정되는 것을 의미하는데, 판매사업자 입장에서는 의무용량을 장기계약으로 확보하던 용량시장에서 구입하던 상관없다. 그런 의미에서 용량시장이 자발적 시장이란 것이며, 의무용량의 확보 자체는 의무사항이 된다.

5월 31일까지는 용량의 여유가 있는 시장참여자는 여유 물량 전체를 반드시 판매입찰하여야 한다. 판매입찰하지 않을 경우, 자동적으로 여유 물량만큼이 가변 블록으로 0의 가격으로 판매 입찰된다. 의무용량을 확보하지 못한 사업자는 반드시 부족분 만큼을 구매입찰 하여야 한다. 구매입찰하지 않았을 경우, 자동적으로 부족분 만큼을 가변블록으로 당시의 고장률을 고려한 용량 부족 벌금의 가격 (2000/2001년도, \$177.30/MW-day)으로 구매 입찰된다.

2) 의무용량 할당공식 및 절차

PJM 전력시장에서는 최종 소비자에게 전력을 판매하는 소매 공급사업자는 자신이 공급하는 전력에 비례하여 발전용량을 확보해야 하는 의무를 진다. 먼저 개별 소매공급사업자의 의무용량을 결정하기에 앞서 PJM Interconnection이 PJM 전력 시장내의 8개 지역에 대해서 의무용량(Unforced Capacity Obligation)을 다음과 같은 공식에 의하여 계산한다. 과정을 통해 계산된다.¹¹⁾

의무용량(Unforced Capacity Obligation) $= (\text{Zone Coincident Peak} \times \text{DF} - \text{ALM} \times \text{ALM Load Factor}) \times \text{FPR}$

- ① 지난 여름 PJM 전력 시장 전체의 최대 부하로부터 날씨를 고려하여 조정된 최대 부하(Coincident peak)를 계산한다.
- ② 각 지역이 차지하는 부하비율을 구하고 이를 조정된 최대 부하에

11) 가용 설비용량(Unforced Capacity)에 대한 정의는 주 11)을 참조하라.

곱하여 지역별 최대 부하(Zone Coincident peak)를 계산함. 각 지역별 부하 비율은 지난 여름 최대 부하가 걸린 5일 동안 각 지역이 전체 부하에서 차지하는 비율의 평균으로 계산한다.

- ③ 지역별 여름과 겨울의 계절별 부하의 차이를 고려한 다양성인자(Diversity Factor, DF)를 ②에서 계산한 지역별 최대 부하에 곱하여 각 지역의 최대 부하를 계산한다. DF의 크기는 지역에 따라 달라질 수 있다.
- ④ 적극적 수요관리에 의하여 단전의 위험이 있을 때, 자발적으로 줄일 수 있는 부하(Active Load Management, ALM)를 계산하고 실제로 줄일 수 있는 확률을 나타내는 ALM 부하 인자(ALM Load Factor)를 곱하여 최대 부하가 걸릴 때 적극적 수요관리에 의하여 줄일 수 있는 예상 부하의 크기를 계산한다.
- ⑤ ③에서 계산된 최대 부하에서 ④에서 부하를 뺀 것이 각 지역이 필요로 하는 최대 용량이다.
- ⑥ ⑤에서 계산된 최대 용량에 개별 발전 설비가 고장날 확률을 평균한 시장평균고장율 (Pool average Equivalent Forced Outage Rate Demand, Pool Ave. EFORD)과 발전설비의 예비율 (Installed Reserve Margin, R)을 고려하여 결정되는 예상 시장필요예비율 (Forecast Pool Requirement, FPR)을 곱하여 얻어진 것이 각 지역이 확보하여야할 의무용량 (Unforced Capacity Obligation)의 크기이다. FPR은 다음의 식에 의하여 계산된다.

$$FPR = (1 + R) \times (1 - \text{Pool Ave. EFORD})$$

R의 크기는 신뢰성 위원회 (Reliability Committee)에 의하여 결정되고 Pool Ave. EFORd는 개별 발전 설비의 EFORd를 평균한 것으로, 과거 5년간의 평균으로 계산된다.

PJM의 일년(Planning period)은 6월 1일부터 다음 해 5월 31일 까지이다. 각 연도에 적용되는 각 수치의 크기는 다음과 같다. 당 해에 적용되는 FPR의 크기는 2년 전에 이미 결정되어진다.

<표 3-1> PJM 예비율 규제기준

Planning Period	R	Pool Ave.EFORd	FPR	ALM FACTOR
1999/2000	20.0%	9.52%	108.58	0.967
2000/2001	19.5%	9.76%	107.84	0.987
2001/2002	19.0%	9.52%	107.67	0.965
2002/2003	19.0%	8.43%	108.97	0.966

자료: RRA-Reliability Committee PJM 2000/2001 Planning Period Obligations & Factors

지역별 의무용량이 결정되면 각 지역의 개별 소매 공급 사업자에 대해서는 그 사업자가 전력 공급책임을 지는 최종 소비자들이 최대 부하에서 차지하는 비율에 따라서 매일 매일 의무용량이 결정된다.

3) 벌금(penalty) 및 시장운용실적

소매 공급사업자가 자신의 의무용량을 확보하지 못하면 용량 부족 벌금(Capacity Deficiency Rate, CDR)이 부과된다. 고장률을 고려하지 않

은 CDR (Installed CDR)은 하루 MW당 \$160이 부과되고, 고장률을 고려한 CDR (Unforced CDR)은 $\$177.30/\text{MW-Day} (= \$160 / (1 - \text{Pool Ave. EFORd}) = \$160 / (1 - 0.976))$ 이 적용된다.

별금의 수준은 앞서 언급한대로 2000/2001년도에 $\$177.3/\text{MW-day}$ ($\$7.4/\text{MWh}$)정도이다. 이 거두어진 별금에 대한 처리의 기본원칙은 초과 설비보유자 및 의무할당량 준수자에게 공식에 의해 별금을 배분하여 이들에게 인센티브를 주는 것이다.¹²⁾

용량시장에서 입찰이 이루어지는 물리적 장소는 PJM 홈페이지의 『eCapacity』 라는 인터넷 프로그램이다. 시장의 구매자/판매자는 일일 (daily) 혹은 월별(monthly) 용량시장에 참가하기 위해 『eCapacity』 에 등록하고 Bid/Sell Offer Form을 제출하여야 한다.

PJM 용량시장의 가격 및 거래량 실적 (2001년 5월 및 6월에 대한 실적치)은 <표 3-2>와 <표 3-3>에 나타나 있다. 두 표를 비교해 보면, 6월의 용량거래량(MW of Credits)이 5월의 용량거래량보다 크게 나타나 있다. 또한 가용 설비용량(Unforced capacity)¹³⁾과 의무용량(Obligation)의 차이인 초과분(Sum of Excess)이 6월에 적게 나타나므로 이를 반영하여

12) PJM문서인 RAA(Reliability Assurance Agreement)의 schedule 11(deficiency charges)에 별금의 배분방식이 자세히 설명되어 있다.

13) 가용 설비용량(Unforced Capacity)은 다음과 같이 정의된다. "Installed capacity rated at summer conditions that is not on average experiencing a forced outage or forced derating, calculated for each Capacity Resource on a rolling 12-month average (which shall be updated each month for the 12 months ending two months prior to the billing month) without regard to the ownership of or the contractual rights to the capacity of the unit." 보다 단순한 정의는 다음과 같다. "The Product of an internal or qualified external unit's installed capacity and it's unit-specific 12-month rolling average unforced outage rate."

용량시장의 가격(Clearing Price)은 5월보다 6월에 조금 높게 형성된다.¹⁴⁾ 특기할 만한 사실은 월별시장의 가격은 \$160~\$299 등으로 높은 반면, 일일시장의 가격은 5월의 경우 대부분 0의 수준, 그리고 6월의 경우 대부분 \$20에 근접한 낮은 수준을 보이고 있다는 점이다.

앞서 본대로 PJM지역의 벌금수준은 \$177.3/MW-day인데도 불구하고 구매입찰(Buy Bids)과 판매오퍼(Sell Offers)의 수준이 \$177.3/MW-day을 넘는 경우가 있음은 주목할 만하다. 그 이유의 한 가지는 벌금의 분배와 상관이 있는 것으로 보인다. 즉, 벌금을 분배받을 수 있는 자격은 특정 기간동안 초과설비보유자 및 의무할당량 준수자에게 주어지는데, 벌금 할당금을 받을 자격을 얻기 위해서 벌금을 상회하는 프리미엄을 용량가격에 지불할 용의가 있음을 의미한다. 그러나 \$100 이상의 큰 차이를 보이는 경우를 이해하기 위해서는 보다 심도 있는 분석이 요청된다.

각 표는 구매입찰가격과 판매오퍼가격의 범위를 보여주고 있다. 참고로 2001년 9월 25일 거래된 2001년 10월 시장분은 청산가격 \$10.00/MW-day로 234.5MW의 용량(capacity credits)이 거래되었다. 이때 구매입찰은 25건이 있었으며, 그 범위는 \$0.00-\$55.00/MW-day였다. 한편 판매오퍼는 18건이 있었고 그 범위는 \$1.00-\$80.00/MW-day였다.

위의 <표 3-2>와 <표 3-3>에 나타난 수치에 의거할 때 용량시장을 통해 거래되는 용량(capacity credits)은 전체 의무용량(obligation)의 불과 2~3%에 이르는 것으로 나타나고 있다.¹⁵⁾ 이와 같이 용량시장에서의 거

14) 앞의 용량시장의 가격수준에 대한 이론적 논의에서는 가격이 0아니면, 벌금수준에 근접하는 것으로 보았다. 그러나 실제의 시장운용 실적은 가격수준이 0과 벌금 사이의 중간값을 가지는 경우도 종종 있다는 것을 보여준다.

15) 2000년 6월 현재 PJM지역의 가용 설비용량(Unforced Capacity)과 의무용량

래량이 전체의 의무용량 중에서 차지하는 비중이 낮은 이유는 대부분의 의무용량은 용량시장을 통해 거래가 이루어지기 전에 여타 계약시장을 통해 미리 확보되기 때문이다.¹⁶⁾

(Obligation)은 각각 53023.1MW와 52665.7MW에 이른다. 용량시장에서 거래되는 일일용량(MW of credits)을 의무용량(obligation)으로 나누면 2~3%의 수치를 얻는다.

- 16) PJM 지역의 8개 주요 전력회사 중의 하나인 PPL Corporation의 경우 약 90%의 전력은 계약시장에서 거래되며, 나머지 10%만이 현물시장에서 거래되고 있다. 따라서 정확한 자료를 구할 수는 없지만, PJM 지역 전체도 이와 비슷한 비율을 보일 것으로 추정된다. 결국 의무용량의 대부분은 계약시장에서의 쌍방계약(bilateral contracts)에 의해 확보됨을 알 수 있다.

<표 3-2> PJM용량시장 운용실적 (2001년 6월)

Market	Market Cleared	MW of Credits	Clearing Price (\$/MW-day)	Sum of Excess (MW)	Buy Bid Price Range (\$/MW-day)	Sell Offer Price Range (\$/MW-day)
7/02	6/29	603	\$ 0			
7/01	6/29	598.9	\$ 0			
6/30	6/29	1969.8	\$ 170	409.2		
7월-9월	6/28	73.8	\$ 20		1~177	0~225
9월	6/28	255	\$ 175		25~177.31	74~225
6/29	6/28	1978.8	\$ 20	409.9		
8월	6/27	199.4	\$ 175		10~200	145~225
6/28	6/27	1988.4	\$ 20	406.7		
7월	6/26	90.2	\$ 159		5.99~230	45.60~200
6/27	6/26	1920.4	\$ 20	300.1		
7월-9월	6/25	114.5	\$ 160		0.05~176.83	1~300
6/26	6/25	1914.7	\$ 22	411.6		
6/25	6/22	1901.9	\$ 22	468.9		
6/24	6/22	1911.1	\$ 22	406.5		
6/23	6/22	1911.1	\$ 22	406.5		
6/22	6/21	1759.9	\$ 22	335.9		
6/21	6/20	1551.7	\$ 1	336.6		
6/20	6/19	1583.3	\$ 25	337		

<표 3-3> PJM용량시장 운용실적 (2001년 5월)

Market	Market Cleared	MW of Credits	Clearing Price (\$/MW-day)	Sum of Excess (MW)	Buy Bid Price Range (\$/MW-day)	Sell Offer Price Range (\$/MW-day)
8월	5/31	14	\$ 273		5.75 ~ 301.31	75 ~ 348
6/01	5/31	1395.2	\$ 50	-		
	5/31	1616.7	\$ 0	1215.3		
7월	5/29	74	\$ 299		10 ~ 352.43	259 ~ 325
	5/30	1156.4	\$ 0	1175.6		
	5/29	1100.8	\$ 0	1175.9		
	5/28	1098.5	\$ 0	1175.9		
	5/27	1098.4	\$ 0	1175.9		
	5/26	1098.4	\$ 0	1175.9		
6월	5/24	96.4	\$ 250		0.33 ~ 327	45.6 ~ 300
	5/25	1113.4	\$ 0	1175.6		
	5/24	990.4	\$ 0	1175.5		
6월-9월	5/22	0	-		0.02 ~ 300.43	340 ~ 340
	5/23	955.3	\$ 0	1175.3		
	5/22	1260.6	\$ 0	1175.5		
	5/21	852.8	\$ 0	1175.4		
	5/20	856.3	\$ 0	1175.4		
	5/19	856.3	\$ 0	1175.4		
6월-12월	5/17	0	-		1.33 ~ 220	-
	5/18	792	\$ 0	1174.8		
	5/17	771.4	\$ 0	1175.4		
6월-5월(02)	5/15	7.7	\$ 165		1.33 ~ 169.14	165 ~ 165
	5/16	736.5	\$ 0	1175.4		
	5/15	716.5	\$ 0	1136.3		
	5/14	730.7	\$ 0.45	1135.7		
	5/13	739.6	\$ 0.49	1135.8		
	5/12	739.7	\$ 0.49	1135.9		
	5/11	115.2	\$ 0.5	1136.1		
	5/10	781.2	\$ 0.5	1276.5		

라. 용량가치 보상방법 장단점 비교

1) 장단점 비교

<표 3-4> 용량시장 모델의 장단점

구 분	장 점	단 점
용량시장	<ul style="list-style-type: none"> · 주어진 설비용량을 확보하는 직접적인 방법으로서, 설비 투자의 유도 및 공급신뢰도 (reliability) 확보가 상대적으로 간편함 · 에너지가격(energy prices)의 변동폭을 낮게 유지할 수 있음. 즉, 순수한 용량시장 제도하에서는 에너지가격은 가장 비싼 첨두발전기의 변동비를 넘지 않을 것임 · 발전사업자들의 장기공급계약을 촉진시키고, 그에 따라 투자재원조달(financing)을 원활하게 하는 수단으로 사용될 수 있음 	<ul style="list-style-type: none"> · 부하수준에 영향을 줄 수 있는 가격신호(price signal)를 생성할 수 없음 · 용량시장의 수요곡선은 별금수준까지는 완전비탄력적(수직선)이어서 시장지배력 문제 발생하지 있음 · 각 부하공급주체(LSE)의 용량을 개별적으로 할당해야 하는 추가적 부담 · 인접한 계통이 가격스파이크 시스템일 때 그 영향을 크게 받을 수 있음 (우리나라의 경우 해당 없음)

<표 3-5> 가격스파이크모델의 장단점

구분	장점	단점
가격스파이크	<ul style="list-style-type: none"> · 주어진 설비용량을 확보하는 간접적인 방법으로서, 용량요금 및 용량시장 제도를 추가로 도입할 필요가 없음 · 효율적인 가격신호(efficient price signal)를 시장의 수요 측에 제공할 수 있음 	<ul style="list-style-type: none"> · 가격스파이크가 존재하므로 도매시장가격의 변동폭이 커서 수익성 변동폭이 크게 되고 따라서 투자위험(investment risk)이 상대적으로 크게 됨. · 시장지배력(market power)의 행사가 용이해짐 · 주어진 설비용량을 확보하는 간접적인 방법으로 체계적 오차(systematic error)가 발생할 수 있음

<표 3-6> 용량요금 모델의 장단점

구분	장점	단점
용량요금	<ul style="list-style-type: none"> · 발전사업자는 변동비용 뿐만 아니라 고정비용을 회수할 수 있는 메커니즘을 갖게 되므로 투자촉진 유인이 있음 · 가격스파이크 모델과 달리 에너지가격의 변동폭을 낮게 유지할 수 있음. 	<ul style="list-style-type: none"> · 용량요금(CP)은 설비에 대한 장기적 신호를 주기 어려움 (영국에서의 경험적 사실). · 용량요금(CP)에 대한 전략적 행동의 증거가 많음 (영국에서의 경험) · 그 예로서 공급지장확률(LOLP)을 높이기 위해 시장에서 전략적으로 설비를 퇴장시킬 가능성이 있음 · 다른 예로서 CP가 낮은 몇 년 동안 SMP가 증가되었음 (영국)

2) 비교평가의 기준

첫째, 예비율 목표 달성의 용이성 면에서 어떤 방식이 유리한지를 살펴보면, 용량시장 > 용량요금 > 가격스파이크 등의 순이 될 것이다. 즉, 용량시장에서는 예비율(R)을 직접적으로 정부가 통제하게 되므로 가장 확실하게 의도한 예비율 수준을 확보할 수 있게 된다. 가격스파이크 모델에서는 발전사업자가 리스크를 가장 많이 지게 되며, 용량시장에서는 판매사업자가 리스크를 많이 부담하는 형태이다.

둘째, 투자신호(signal)의 신속성 면에서 보면, 용량시장 > 용량요금 > 가격스파이크 등의 순이 될 것이다. 용량시장에서는 벌금(penalty) 및 예비율(R) 등을 높임으로써 판매사업자 및 투자자에게 빠르고 직접적인 시장신호를 전달하게 되리라 본다.

셋째, 최종소비자요금 부담의 최소화라는 관점에서 세 가지 방식을 비교해 보아야 한다. 도매요금이 소비자요금에 반영되는 규제체계를 가정할 때, 가격변동이 큰 가격스파이크 모델보다는 용량요금 방식이 소비자가 부담하는 요금수준의 변동성을 줄일 수 있으므로 더 나은 방식으로 볼 수 있다. 한편 용량시장 제도와 용량요금 방식을 비교하여 볼 때, 양자 모두 발전소 투자에 대해 일정부분 정부의 개입이 영향을 미치는 형태이다. 여기서는 용량시장 제도 하에서 정부가 설정하는 예비율 수준이 용량요금 방식 혹은 가격스파이크 모델에 의해 결정되는 예비율 수준보다 높게 되는 경우를 상정하고 논의를 전개하고자 한다.

장기적인 관점에서 경쟁시장에서의 가격결정은 장기한계비용을 반영한 공급곡선과 수요곡선의 상호작용에 의해서 이루어지게 된다. 예비율 수준이 높다는 것은 시장에서 수요자가 유리한 입장에 선다는 것을 의미하며 이는 가격을 낮출 힘으로 작용한다. 반면 낮은 예비율은 시장에 긴장(tight)을 주게 되며, 이는 가격에 대한 상승압력으로 작용하게 될 것이다. 그러나 용량시장 제도하에서 예비율 수준은 시장에서 자연스럽게 형성된 초과설비(excess capacity)로서의 예비율이 아니라 정부가 정한 것이라는 점이 고려되어야 한다. 즉, 판매사업자가 용량에 대한 확보 의무를 지게 되므로 초과설비에 대한 인센티브는 공급자 측에서 유발된 것이 아니라 수요자 측에 의해서 유발된 것이다. 따라서 사전적인 계약 시장에서의 가격은 용량시장이 없을 때 보다 일정 정도 높게 형성될 가능성이 있다고 볼 수 있다. 또한 용량시장에서 지불된 가격은 어떤 형태로든 에너지가격과 함께 소비자에게 전가될 것이다.

이처럼 높은 예비율 수준이 시장에서 가격을 낮출 압력으로 작용하는 측면과 수요자인 판매사업자에게 부담이 되는 추가적인 용량확보의무가 가격을 높일 압력으로 작용하는 측면 등 양자가 작용하는 힘의 상대적 크기에 의해 최종소비자 요금에 미치는 효과가 결정될 것이다. 이에 대한 상세한 이론적·실증적 논의는 본고의 범위를 벗어난다.

마. 실행방안

본 절에서는 용량시장 제도를 우리나라 전력시장에 도입하는 경우 정책실행에 필요한 구체적인 가이드라인을 몇 가지 제시하고자 한다.

첫째, 용량시장을 도입하더라도 TWBP 시장설계를 수정할 부분은 크게 없다고 보여지지만 이에 대한 엄밀한 확인작업이 추가로 요청된다.

둘째, 용량시장을 도입하면 에너지시장에서의 가격이 가장 비싼 침두발전기의 변동비를 넘지 않을 것으로 예상된다. 하지만 도입 초기에는 안정성을 확보하기 위해서 에너지시장에서의 가격상한제를 병행 실시하는 것이 바람직하다고 생각한다. 참고로 PJM지역은 1998. 4.1 ~ 1999. 4.1 사이에는 용량시장을 도입함과 동시에 에너지시장에서의 가격상한(\$155/ MWh)을 설정하였으나, 1999. 4.1일 이후에 에너지시장에서의 가격상한을 없애고 도매가격을 자유화하였다는 점을 주목할 필요가 있다.

세째, 용량시장에서 벌금(penalty)수준은 앞서 이론적 배경에서 설명한 대로 설비용량>의무설비용량 ($K > K_r$: 이 경우 용량가격 수준은 0으로 수렴)과 설비용량<의무설비용량 ($K < K_r$: 이 경우 용량가격 수준은 벌금 수준으로 수렴)의 확률을 각각 1/2로 동일하게 볼 때, 신형 침두발전기의 고정비용의 2배로 설정하는 것이 바람직하다고 본다.

현재 우리나라 용량요금(CP) 수준인 7원/kWh의 2배인 14원/kWh(336원/KW일) 정도가 적절한 수준이 될 것이다. 참고로 PJM 지역은 신형 침두발전기의 고정비용을 \$6.6/MWh로 추정하고 있으며, 벌금(penalty) 수준은 \$7.4/MWh (\$177.3/MW-day)로 설정되어 있다.¹⁷⁾

한편 징수된 벌금은 원칙적으로 발전업자의 투자촉진을 위해 사용하도록 해야 할 것이며 PJM지역에서 벌금을 처리하는 방식을 준용할 수 있을 것이다. 앞서 살펴 본대로 PJM지역에서 벌금처리의 기본원칙은 초

17) PJM지역의 벌금수준은 고정비용보다 조금 높은 수준에 설정되어 있다. PJM지역의 벌금수준이 지나치게 낮다는 이론적인 논의에 대해서는 Stoff(2000)를 참조하라.

과설비 보유자 및 의무할당량 준수자에게 공식에 의해 벌금을 배분하여 줌으로써 설비투자를 촉진할 인센티브를 높이는 것이다.

네째, 용량시장에서 구매자와 판매자가 일일 혹은 월별 용량을 입찰하기 위한 물리적 시장을 개설하고 이를 관리하는 주체를 선정해야 할 것이다. PJM지역의 용량시장 운영은 PJM 홈페이지의 『eCapacity』라는 인터넷 프로그램을 통해서 Bid/Sell Offer Form을 제출하도록 되어 있으며, 그 관리는 PJM의 Office of Interconnection이 담당하고 있다. 우리나라에서는 전력거래소가 용량시장을 운용하는 것이 바람직할 것이며, PJM의 『eCapacity』에 유사한 프로그램을 개발해야 할 것이다.

다섯째, 용량시장의 도입시기와 의무설비용량(Kr)의 수준을 적절히 정해야 할 것이다. 이 제도가 실제 효과를 보기 위해서는 최소한의 설비건설 기간이 필요하므로 당장 실시하는 것 보다는 예를 들어 몇 년 후(4~5년후)부터 이 제도를 실시한다고 정부가 미리 공표할 필요가 있다. 또한 우리의 경우 향후 예비율 수준을 고려할 때, 의무설비 수준을 당장 PJM 수준인 118~120%로 설정할 수는 없으며, 실시 초기에는 115% 정도에서 조금씩 올리는 방안이 바람직하다고 생각된다.

2. 자가발전사업 활성화

가. 설비 및 발전량 현황과 전망

2000년말 현재 자가발전기를 상시 가동하고 있는 상용자가발전사업자는 83개업체이며, 상용자가발전설비는 5,231MW로 전체 발전설비 53,682

MW의 9.7%를 점유하고 있다. 한편 상용자가발전량은 28,756 GWh로 총발전량 290,344 GWh의 9.9%를 차지한다. 상용자가발전에서 제조업이 차지하는 비중을 보면 설비는 75.1%, 발전량은 77.0%이다. 발전량면에서 특히 철강, 화학, 섬유, 정유, 제지펄프 등 5개업종의 비중이 72.3%로 절대적으로 높다.

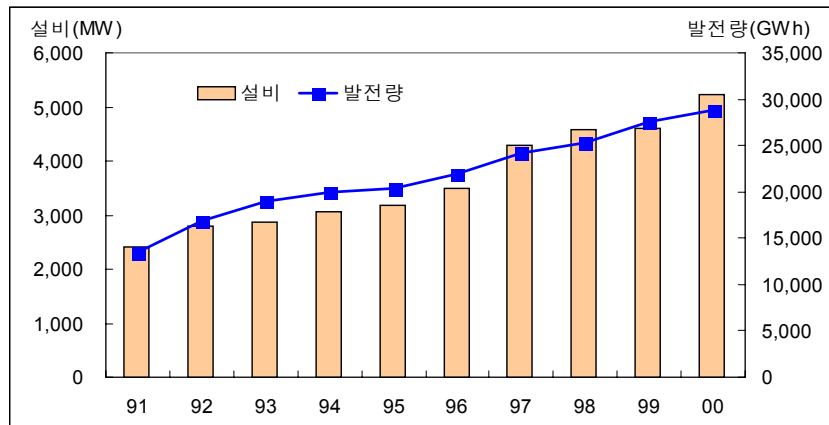
<표 3-7> 업종별 자가발전 설비내역 (단위 : kW, %)

업종	1999		2000		설비증가율 (%)
	설비용량	구성비	설비용량	구성비	
음식료업	78,630	1.7	78,700	1.5	0.1
섬유	197,150	4.3	193,650	3.7	-1.8
목재	13,185	0.3	13,185	0.3	-
제지	127,100	2.8	127,530	2.4	0.3
정유	376,885	8.2	376,975	7.2	0.02
화학	705,084	15.3	751,681	14.4	6.6
비금속	9,100	0.2	9,100	0.2	-
1차철강	1,529,690	33.2	2,057,490	39.3	34.5
비철금속	55,230	1.2	56,502	1.1	2.3
전자	262,840	5.7	262,840	5.0	-
제조업계	3,354,894	72.8	3,927,653	75.1	17.1
전기업	1,180,255	25.6	1,230,255	23.5	3.7
기타서비스	74,538	1.6	72,938	1.4	-2.1
총계	4,609,687	100	5,230,846	100	13.5

<표 3-8> 업종별 자가발전량내역 (단위 : MWh, %)

업종	1999		2000		증가율 (%)
	발전량	구성비	발전량	구성비	
음식료업	348,884	1.3	349,882	1.2	0.3
섬유	756,470	2.8	737,293	2.6	-2.5
목재	74,134	0.3	72,498	0.3	-2.2
제지	638,989	2.3	575,271	2.0	-10.0
정유	2,356,619	8.6	2,200,546	7.7	-6.6
화학	3,684,022	13.4	4,145,460	14.4	12.5
비금속	49,068	0.2	50,314	0.2	2.5
1차철강	11,298,248	41.1	12,186,292	42.3	7.9
비철금속	318,799	1.2	314,282	1.1	-1.4
전자	1,371,024	5.0	1,513,345	5.3	10.4
제조업계	20,896,257	76.0	22,145,183	77.1	6.3
전기업	6,482,352	23.6	6,515,213	22.6	0.5
기타서비스	114,234	0.4	95,372	0.3	-16.5
총계	27,492,843	100	28,755,768	100	4.6

<그림 3-4> 상용자가발전실적 연도별 변화추이



<표 3-9> 상용자가발전실적 연도별 변화추이

구 분	'91	'92	'93	'94	'95	'96	'97	'98	'99	'00
설비용량 (MW)	2,414	2,799	2,865	3,056	3,172	3,498	4,291	4,577	4,610	5,231
증가율 (%)	17.5	15.9	2.4	6.7	3.8	10.3	22.7	6.7	0.7	13.5
총설비대비 점유율 (%)	10.3	10.4	9.4	9.6	9.0	8.9	9.5	9.5	8.9	9.7
발전량 (GWh)	13,489	16,840	18,980	19,938	20,441	21,929	24,208	25,287	27,493	28,756
증가율 (%)	22.1	24.8	12.7	5.0	2.5	7.3	10.4	4.5	8.7	4.6
총발전량 대비점유율 (%)	10.2	11.4	11.6	10.8	10.0	9.6	9.8	10.7	10.5	9.9

위의 <그림 3-5>와 <표 3-9>는 상용자가발전업체의 설비 및 발전량의 연도별 변화추이를 나타내고 있다. 지난 10년간 총설비 대비 및 총발전량 대비 점유율은 10% 내외로 유지되어 왔음을 보여준다.

한편 <표 3-10>는 향후 2004년까지 신·증설될 것으로 예정된 업체의 현황을 보여주고 있다.

<표 3-10> 상용자가발전 전망

연도	주요 신·증설 업체	업종	설비용량 (kW)	당해년도 증가량 (kW)	총설비용량 (kW)	총발전량 (GWh)
2001	인천공항에너지	신설	서비스	127,000	569,210	5,800,056 (10.9)
	청주지역난방공사	신설	전기	61,400		
	강남열병합	신설	전기	13,300		
	포항제철(포항)	증설	철강	363,810		
	펜아시아페이퍼코리아	증설	제지	10,000		
	롯데호텔	폐지	서비스	△6,300		
2002	포항제철(포항)	증설	철강	70,000	100,000	5,900,056 (1.7)
	포항제철(광양)	증설	철강	30,000		
2003	현대건설 (부산정관지구)	신설	전기,가스	70,200	105,200	6,005,256 (1.8)
	시화에너지공단	증설	서비스	35,000		
2004	주택공사 (인천논현지구)	신설	전기,가스	29,000	29,000	6,034,256 (0.5)
2005	신·증설계획 없음					6,034,256

현재 자가발전사업관련 법규와 시장운영규칙을 살펴보면 다음과 같다. 전기사업법 제31조제2항에 따르면 대통령령이 정하는 경우에 한하여 자가용전기설비를 설치한 자가 전력시장에서 전력을 거래할 수 있으며, 동법 시행령 제19조제2항은 생산전력의 연간 총생산량의 30% 미만의 범위 안에서 전력거래를 할 수 있도록 규정하고 있다.

또한 전기사업법 제31조제3항의2에 따르면 자가발전력의 시장거래시에는 우선적으로 구매할 수 있도록 규정되어 있으며, 이는 설비용량이 2만kW 이하인 발전사업자에게도 마찬가지로 적용된다.

전력시장운영규칙 제70조는 중앙급전발전기가 아닌 발전기를 보유한 회원의 전력거래 및 정산에 대해 규정하고 있다. 제70조제1항에 따르면 중앙급전발전기가 아닌 발전기를 보유한 회원이 전력시장에서 전력을 판매하고자 하는 경우에는 “입찰운영절차서”에 따라 발전기별 발전계획량(판매계획량) 및 기술적 특성을 전력거래소에 제출하여야 하며, 전력거래소는 해당 발전계획량에 대해서는 우선 반영하여야 한다고 규정하고 있다. 또한 제70조제2항은 시간대별 발전전력량에 대해서는 해당 거래시간의 계통한계가격으로 정산하며, 공급가능용량에 대해서는 정산하지 않는다고 규정하고 있다.

나. 판매가격 및 구매가격

1) 현행 시장규칙하의 예상 시장수입

이전의 수직통합 한전 체제하에서는 자가발전사업자의 회피비용(한전의 시간대별 발전연료비 원가적용) 수준으로 한전의 구매계약 가격을 정하여 왔다. 구조개편 이전에 맺은 수급계약(PPA)이 현재에도 그대로 유효하므로 현행 CBP하에서 이전의 계약대로 거래가 이루어지고 있다.

현행 회피비용 수준의 수급계약은 현행 CBP시장규칙 하의 SMP기준에 따라 정산하는 것과 거의 동일한 의미를 지닌다. 즉, 자가발전사업자의 시장수입 수준은 용량요금(CP)이 지불되지 않으므로 (시간대별 발전

량 × SMP) 에 해당된다고 할 수 있다.

현행 정산규칙의 문제점으로 지적될 수 있는 것은 자가발전소도 일정 부분 공급안정성에 기여하는 측면이 있는데도 용량요금을 전혀 지불하지 않고 있다는 점이다.

2) 자가발전사업자의 비상(back-up)전력구입가격

자가발전사업자들은 한전에 대한 전력 판매가격 뿐 만 아니라, 한전으로부터의 전력 구매가격도 전력 수급계약을 통해 사전적으로 정하고 있다. <표 3-11>은 1999년 자가용발전설비 업체 중 한전과 수급계약(PPA)을 맺고 있는 업체의 현황을 보여주고 있다.

현재 자가발전사업자의 한전에 대한 판매가격은 「산업용(을) 고압A 선택(II)」로 일률적으로 정해져 있다. 반면 한전으로부터의 전력 구매가격은 각 업체마다 다르게 계약을 맺고 있다. 즉, 한전이 적용하는 산업용전력의 분류를 기준으로 하여 각 업체의 사용전력의 크기, 전압크기, 업종분류에 따라 계약을 체결하게 된다.

한 사례로서 경남 진주에 소재한 자가발전사업자인 신동에너지(주)(열병합사업자)의 시설용량 및 구매계약용량은 다음과 같다.

- 시설용량 : 42.6MW
- 한전에 대한 판매가격 : 「산업용(을) 고압A 선택(II)」
- 한전으로부터 구매가격 : 「산업용(병) 고압B 선택(I)」
- 한전으로부터 구매계약용량 : 4000KW

<표 3-11> 한전의 수급계약 자가발전소 현황 (1999년 현재)

원 별	발전소명	시설용량 (MW)	전력수급 개시일	계약 기간	구입 전력량 (천kWh)	단가 (원/kWh)	비고 (단가산출기준)	
자 가 용 발 전 설 비	LG여천	27.80	85/06/25	수급개시 일로부터 2년단위 자동갱신	132,335	42.69	○ 한전 전기 요금 연동 산업용(을) 고압A선택II 요금	
	거평제철	19.20	85/10/05		20,162	41.53		
	동해펌프	36.43	96/02/05		9,883	39.97		
	대구염색	53.10	87/10/12		1,193	39.99		
	LG부평	12.50	90/08/08		32,941	41.75		
	현대정유	94.00	91/07/31		1,333	48.14		
	LG석유	26.99	92/06/26		37,322	40.80		
	대한유화	16.18	94/06/21		22,305	41.38		
	두산건설	20.00	95/10/29		46,310	51.52		
	현대대산	507.0	97/06/26		2,331,894	46.30		
	무주리조트	9.00	96/11/25		84	75.70		
	성남소각	4.5	98/03/26		5,228	39.82		
	삼양사	23.3	98/12/01		174	40.86		
	목동열병합	24.50	87/12/13		85,460	43.21		
	반월공단	62.71	90/08/01		283,653	45.28		
	구이공단	85.50	91/11/12		540,624	45.85		
	벽산에너지	21.00	92/04/21		121,115	47.14		
	부산염색	19.00	93/02/12		44,358	46.84		
	신호상사	24.00	95/07/26		62,906	45.41		
	노원열병합	37.00	97/01/15		76,346	41.56		
	대전3.4공단	88.0	97/06/15		319,951	48.32		
	수원열병합	43.2	97/10/20		190,555	48.51		
	대구성서	43.5	97/03/07		185,930	48.53		
	시화지구	5.6	97/10/01		1,712	53.23		
	신동에너지	42.6	99/04/01		104,256	45.37		
	열병합계	1,346.61	25개소		4,658,028	46.17		
	포항제철	662.59	82/07/06		7		○ 한전의 시간 대별 발전 연료비 원 가 적용	
	광양제철	857.20	97/04/14		2,496	65.89		
	포철계	1,519.79	2개소		2,504	65.90		
	소 계	2,866.40	27개소			4,660,531	46.18	
	총 계	8,457.36	63개소			9,214,940	70.55	

이 사업자가 한전으로부터 전력을 구매해야 하는 경우는 자체 보일러가 고장이 나서 터빈이 가동되지 못하게 되거나, 추석 혹은 전력수요업체의 보수기간 등에 열병합발전소를 가동하지 않는 것이 유리할 때 한전으로부터 전력을 구매하게 된다고 한다.

신동에너지(주)가 한전에 판매하는 가격은 <표 3-11>에 따라서 45.37 원/kWh으로 주어지므로, 한전으로부터의 구매가격을 대략적으로 비교해 보기 위해 다음과 같은 가정을 한다.

한전의 「산업용(병) 고압B 선택(I)」 요금표에서 월별 기본요금은 KW 당 4,140원 및 전력량요금은 봄·가을철의 중부하시간대 요금인 kWh당 51.60원 등을 기준으로 하여 다음의 공식을 적용한다.

$$\text{구매가격} = (\text{기본요금} + \text{전력량요금}) / \text{사용전력량}$$

월별 기준으로 고장일이 각각 30일, 10일, 5일 일때의 구매가격을 다음과 같이 구한다.

① 30일 고장시 구매가격

$$\{4,140\text{원} \times 4,000\text{KW} + 4,000\text{KW} \times 24\text{시간} \times 30\text{일} \times 51.60\text{원}\} / \{4,000\text{KW} \times 24\text{시간} \times 30\text{일}\} = 57.35\text{원/kWh}$$

② 10일 고장시 구매가격

$$\{4,140\text{원} \times 4,000\text{KW} + 4,000\text{KW} \times 24\text{시간} \times 10\text{일} \times 51.60\text{원}\} / \{4,000\text{KW} \times 24\text{시간} \times 10\text{일}\} = 68.85\text{원/kWh}$$

③ 5일 고장시 구매가격

$$\frac{\{4,140\text{원} \times 4,000\text{KW} + 4,000\text{KW} \times 24\text{시간} \times 5\text{일} \times 51.60\text{원}\}}{\{4,000\text{KW} \times 24\text{시간} \times 5\text{일}\}} = 86.1\text{원/kWh}$$

여러 요인에 기인한 일시적인 고장이 발생하더라도 한달분의 기본요금을 모두 물어야 하므로 kWh당 비상(back-up)전력가격을 높이는 요인이 된다. 또한 기본 및 전력량 요금의 평균구매가격은 짧은 고장일 경우 더 높게 된다. 그러나 짧은 고장일의 경우 각 항의 분자에 해당하는 절대적인 손실액이 적음은 물론이다.

결국, 비상(back-up)전력가격이 일반 전력가격보다 높은 이유는 고장일이 며칠 안되더라도 기본요금 한달분을 모두 물어야 하는데 주요 원인이 있다.

또다른 사례로서 인천국제공항열병합발전소의 경우를 보면, 한전에 대한 판매가격은 「산업용(을) 고압A 선택(II)」로 신동에너지(주)와 동일한 반면, 한전으로부터의 구매가격은 상시와 예비용 모두 「산업용(을) 고압B 선택(I)」을 적용받도록 계약하고 있어 신동에너지(주)와 차이가 난다. 또한 예비전력에 대한 요금적용은 계약종별은 동일하지만, 상시요금적용 전력의 5%를 적용하여 상시전력 요금과 합산하여 청구하도록 되어 있다.

분당, 일산 등지의 한국지역난방공사는 열병합발전소가 한전의 발전자회사 소유이며, 전기의 수요자는 한전 이외에는 없으므로 자가발전사업자 범주에 속하지 않음을 주의할 필요가 있다. 따라서 판매 및 구매가격이 모두 「산업용(을) 고압A 선택(II)」로 동일하게 적용되고 있다.

다. 자가발전사업의 활성화 방안

대용량 수용가(산업체, 업무용)의 중·소규모 자가발전사업이 활성화된다면, 부하중심지에 발전설비를 건설하게 되므로 송전설비의 건설부담이 크게 줄어드는 등 사회적 편익이 증진될 수 있다. 또한 전력공급 부족시 총설비의 약 10%에 해당되는 자가설비의 여유분을 충분히 활용할 수 있다는 측면에서 공급안정성에 기여할 수 있을 것이다.

상용자가발전 사업을 활성화하기 위해서는 다음과 같은 측면이 고려되어야 할 것이다. 첫째로 용량요금이 적정하게 지불될 수 있는 방안이 마련되어야 한다. 자가발전소도 일정부분 공급안정성에 기여하므로 용량요금의 일부를 지급 받아야 하지만, 현행 CBP하의 용량요금 지급방식을 그대로 적용하기가 어려운 측면이 있어 SMP만을 지급하게 된 것이다. 당분간 CBP 규칙하에서 용량요금을 일정부분 지불하는 방안이 마련되어야 할 것으로 생각된다. 그러나 TWBP 설계하에서는 peak시 공급기여도 만큼 보상을 받을 수 있게 될 것이므로 자가발전자에 대한 용량요금 지불 문제는 자연스럽게 해결될 수 있다.

둘째로 연간 총생산량 제약의 확대를 고려할 필요가 있다고 보여진다. 연간 총생산량의 30% 미만으로 정한 것은 계통의 안정성을 고려한 것이다. 즉, 전력이 남을 때 모든 자가발전자가 한꺼번에 시장에 판매하려 하면 우선구매 규정으로 인해 계통의 안정성을 해칠 수 있다는 근거에서 설정된 것이다. 하지만 그 제약수준을 50% 정도로 확대할 수 있을 것으로 생각된다.

셋째로 비상(back-up)전력이 상용전력보다 높은 가격에 거래되는 것은

타당하지만 그 수준이 적정한지 여부는 위에서 본 대로 업체마다 구매 계약이 다르고 사정이 다르므로 일률적으로 파악하기는 어렵다고 보여진다. 따라서 비상전력의 가격수준을 인위적으로 조정하는 것보다는 자가발전사업자들이 전력을 살 수 있는 판매사업자에 대한 선택권을 확대하는 방법으로 해결하는 것이 바람직할 것이다. 예를 들어 현재 계획 중에 있는 직거래고객의 범위에 자가발전사업자들은 수용용량을 달리 적용하여 빠른 시간 내에 포함시키는 것도 한 방안으로 생각된다.

한편 대기업이 자체적으로 중·소규모의 자가 발전소를 건설하여 지리적으로 분산되어 있는 산하그룹에 전력을 공급하게 하는 방안도 고려할 수 있으나 이 방안의 편익에 대해서는 회의적이다.¹⁸⁾

18) 예를 들어 현대그룹 계열사(지역적으로 분산된 울산의 현대조선, 서울의 현대본사 등등)를 한 단위로 묶어 전력을 공급하는 방식의 자가발전소 허용을 검토해 볼 수 있다. 이것의 기본 아이디어는 현대의 모든 계열사가 사용하는 전력량을 현대소유 발전소가 풀에 공급하는 전력량과 상계시키고 송배전요금만 지불하게 하는 것이다. 나머지 전력이 있다면 이는 별도의 정산방법에 의해 계산할 수 있을 것이다.

이 방안은 자가발전사업을 촉진하는 방법이 되는데 이것이 의미를 가지려면 다음 두 가지 측면 중의 하나가 충족되어야 할 것이다. 첫째로 각 계열사가 별도의 자가발전기를 설치하기에는 수요가 너무 작은 용량이었으나, 이 방안을 통해 규모의 경제성의 잇점이 생길 수 있다. 둘째로 각 계열사가 별도의 직거래수용가로서 전력을 거래하기에 너무 작은 용량이었으나(5만kW 이하) 이 방안을 통해 직거래 수용가의 잇점이 발생할 수 있다.

현재 각 계열사가 각기 소규모 발전을 하고 있는 상황에서 이 방안이 새로이 도입된다면 규모의 경제성 측면의 효과가 새로이 추가될 수도 있으나, 만일 시장에서 전력을 구매하고 있는 상황이라면 시장거래 속에 이미 규모의 경제성 효과가 체화되어 있으므로 추가적인 편익은 없다고 볼 수 있다.

두 번째 측면에서 각 계열사가 한 묶음으로 직거래수용가가 되는 잇점이 불분명하다. 왜냐하면 각 계열사는 지역적으로 분산되어 있으므로 각자는 차별적인 송전요금을 지불해야 한다. 이 경우 각 계열사가 그룹소속의 발전소와 거래하는 것과 다른 발전사업자와 CfD 계약을 맺는 것과 아무런 차이가 없을 수 있다. 또한

한편 자가발전사업자의 판매겸업이 허용되면 인근의 다른 사업자에게 전기를 판매할 수 있으므로 자가발전설비 투자를 촉진하는 유인이 될 수 있을 것이다. 발전사업자의 판매겸업에 대해서는 다음 절에서 논의한다.

3. 발전과 판매의 겸업 허용

가. 현황 및 개선방향

현행 전기사업법 제7조제3항에 따르면 대통령령이 정하는 경우(배전사업과 전기판매사업) 외에는 동일인에게는 2종류이상의 전기사업을 허가할 수 없다고 규정하여 발전사업과 판매사업의 겸업이 금지되고 있다.¹⁹⁾

원래 부문간 겸업을 허용하지 않는 이론적 근거는 한 사업자가 독점사업과 경쟁사업을 동시에 보유하는 경우 독점부문의 이윤을 지레로 하여 경쟁부문에서의 경쟁자에 비해 부당하게 사업상 우위를 확보하게 되는 것을 방지하고자 하는 것이다.²⁰⁾

향후 각 계열사가 독자적으로 직거래대상이 된다는 점도 주목할 필요가 있다.

- 19) 전기사업법 제2조에서는 “전기사업자”라 함은 발전사업자, 송전사업자, 배전사업자 및 전기판매사업자를 말한다고 규정하고 있다.
- 20) 이를 지레이론(leverage theory)이라고 부른다. 규제대상이 되는 독점사업과 여타 경쟁사업간의 교차보조(cross subsidy)가 발생하는 경우이며, 이에 대해서는 법적 제한을 가할 필요가 있다. 한편 지역독점으로 남게 될 배전부문과 경쟁이 도입될 판매부문의 겸업허용은 독점적 지위를 남용하지 못하도록 하는 배전망의 개방이 전제가 되므로 타당성이 확보된다고 볼 수 있다.

2004년 이후 판매부문의 부분적 자유화가 시작되는데 발전부문 뿐만 아니라 판매부문도 경쟁환경에 있다면, 발전과 판매부문의 겸업을 허용할 필요성 있다. 발전사업자 입장에서는 판매회사 및 대규모 소비자와 장기판매계약을 체결하거나 지역독점권이 없는 판매사업에 대한 겸업을 할 수 있게 되면 안정적인 판매망 확보로 자금조달이 용이해지고 신규 건설에 대한 유인이 발생하게 될 것이다. 판매사업자 입장에서도 전력을 시장에서 구매하든지 아니면 자신이 직접 발전사업을 하든지 하는 새로운 선택권을 가질 수 있어 상황에 따라 스스로 발전소를 지으려고 할 유인이 생긴다.

따라서 현행 전기사업법상 발전사업과 판매사업의 겸업금지 조항을 개정하여 발전사업자가 판매사업을 겸업할 수 있도록 허용해야 할 필요성이 있다. 겸업허용에 대한 법개정시 쟁점이 될 수 있는 부분을 정리하면 다음과 같다.

우선 그 시기는 한전의 배전부문이 분할된 이후 추진하는 것이 바람직하다. 왜냐하면 구조개편의 기본방향이 수직분할인데 아직 송배전 및 판매가 통합된 상태에서 다시 발전부문과 판매사업을 겸업할 수 있도록 하는 것은 구조개편의 방향에 혼돈을 가져올 수 있기 때문이다. 둘째로, 순수한 판매회사 이외에 배전판매회사도 발전사업을 할 수 있는지에 대한 분명한 기준이 필요하다고 보여진다. 영국의 경우 지역배전판매회사(REC)가 발전사업을 하는 경우도 있지만, 우리나라의 경우에는 순수한 판매회사만 발전사업을 할 수 있도록 허용하는 것이 바람직한 것으로 생각된다. 셋째로 판매사업과 발전사업을 겸업하는 경우 양 회사간의 관계를 분명히 할 필요가 있다. 즉, 강제풀(gross pool) 제도 하에서는 겸

업하는 회사의 운영은 판매사업부는 풀시장에서 전력을 사와서 수용가에게 전력을 팔게 되며, 발전사업부는 풀시장에 전력을 팔아야 하는 거래형태를 띠게 될 것이다.

현행 전기사업법에 따르면 2004년 이후 대용량수용가를 대상으로 한 판매사업은 허용된다. 그러나 발전사업과 판매사업의 겸업금지 조항으로 인해 발전사업자가 판매사업을 할 수는 없으며 또한 그 반대의 경우도 마찬가지다. 따라서 발전부문과 배전부문의 민영화가 본격적으로 진행되기 전에 발전사업과 판매사업을 겸할 수 있도록 법령의 개정이 추진되어야 할 것으로 생각된다.²¹⁾

발전사업자가 판매사업을 겸업할 수 있는 경우, 안정적인 판매망 확보로 발전소 건설 촉진이 가능하며 용량시장 도입과 보완적 효과도 기대할 수 있을 것으로 보인다.

나. 외국의 사례

영국, 미국 등 외국의 경우에는 겸업금지 조항이 따로 존재하지 않으므로 발전사업과 판매사업의 겸업은 당연히 허용된다.

영국의 경우 판매면허는 1종 판매사업자 면허(first-tier supplier licence)와 2종 판매사업자 면허(second-tier supplier licence)로 나뉘어져 있다. 그러나 어떤 한 지역배전회사(REC) 입장에서 볼 때, 1종 판매사업

21) 배전분할 이후 민영화를 원활히 추진하기 위해서는 배전망사업과 판매부문에 대한 민영화 원칙을 분명히 할 필요가 있다. 즉, 민영화 업체가 양자 모두의 사업권을 갖는 것인지 아니면 배전망사업에 대한 권리만 갖는 것인지가 분명해져야 한다. 또한 순수한 판매회사 이외에 배전판매회사도 발전사업을 할 수 있는지에 대한 분명한 기준이 있어야 할 것이다.

면허, 2종 판매사업 면허, 발전사업면허를 동시에 가질 수 있으며, 다만 회계분리를 철저히 하도록 되어 있다.

미국의 경우를 보면, 캘리포니아 주의 경우 원래의 수직통합된 회사를 분리하는 구조개편 과정에서 송전부문에 대해서는 ISO를 설립하고, 발전부문에 대해서는 화력발전소를 100%매각하게 하였지만, 원자력과 수력은 판매회사(utility)가 그대로 보유하도록 하였다.

미국 PJM 지역의 경우도 구조개편을 실행하면서, utility에 대해 모든 발전소를 매각하도록 강제하지 않았으며, 대략 15%정도를 매각한 것으로 알려지고 있다. 또한 판매회사가 직접 보유하고 있는 발전소의 용량만큼은 당연히 용량확보의무(capacity obligation)에서 인정되는 부분이 된다. 최근 Ercot ISO가 설립된 Texas 지역에서도 10개 수직통합회사를 분리하는 과정에 있는데, 판매회사에 대해 발전부문 매각을 강제하지 않는다고 한다.

결론적으로 영국과 미국의 경우 전력회사(순수 판매회사 혹은 배전겸업 판매회사)가 발전사업을 겸할 수 있는 것은 당연한 전제이며 법적인 금지사항이 아니라고 볼 수 있다.

4. 발전회사 매각대금 활용

정부의 전력산업 민영화 계획에 따라 발전자회사의 매각이 추진되고 있다. 발전회사 민영화에 따른 매각대금은 한전 (Post-KEPCO)에 귀속된다. 정부는 대주주로서 매각대금 처리에 관한 의사결정에 참여할 수 있는데, 경제상황 및 경영정책의 우선 순위에 따라서 처리방식이 달라질

수 있다.

<표 3-12>은 2001년 4월 현재 한전 및 발전회사의 자본구성을 보여 주고 있다. 한전(Post-Kepeco)의 자산 46.5조원은 발전회사에 대한 투자자산 16.7조원을 포함하는데, 이는 화력과 원자력회사의 자본금의 합계에 해당한다.

<표 3-12> 한전·발전회사의 자본구성 (2001.4, 단위:조원)

구분	화력	원자력	한전
자산	15.9	17.4	46.5*
부채	8.0	8.7	15.0
자본	7.9	8.7	31.5

□

발전회사의 매각대금은 한전(Post-KEPCO)의 ① 변제기가 도래한 부채의 상황, ② 투자재원, ③ 변제기가 도래하지 않은 부채의 상황, ④ 자본의 감소 등에 사용될 수 있다. 그런데 현재 Post-KEPCO의 부채-자본 비율은 매우 낮은 상황에 있으므로 매각대금을 모두 부채를 변제하는데 사용하는 것은 바람직하지 않다고 보여진다.

<표 3-13>는 분할방식별 한전의 자산-부채 구성을 보여 주고 있다. 가운데 그림은 물적분할 이후 한전(Post-KEPCO)의 자본구성 현황을 나타내고 있는데, 이중 원자력 및 화력회사에 대한 투자자산 16.7조는 발전자회사가 모두 매각된다면 현금자산으로 바뀌게 된다. 이를 모두 부채를 갚는데 사용하더라도 약 1.7조가 남는 상황이 된다. 이 경우 부채비율 0%의 기이한 사업체가 될 것이다.

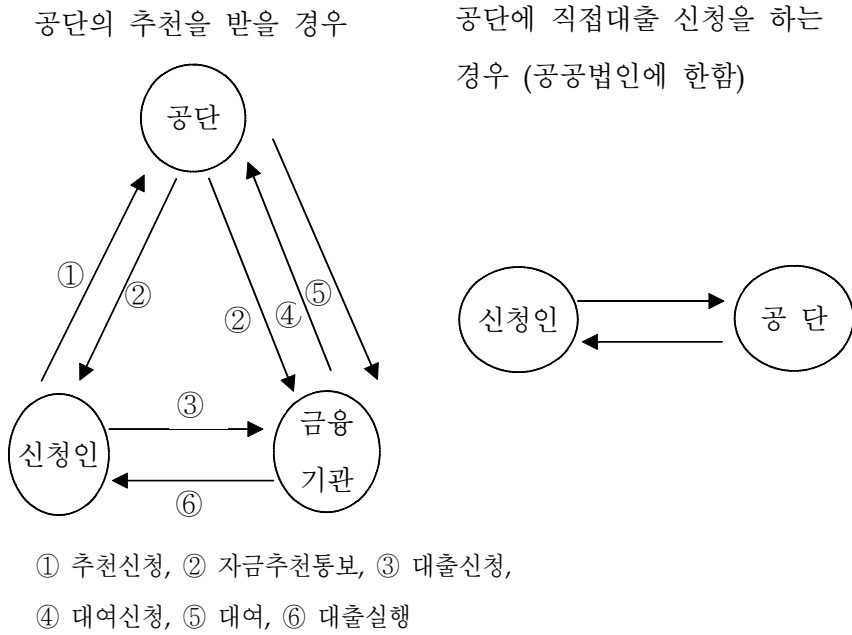
<표 3-13> 분할방식별 한전의 자산-부채 구성

<Pre-Kepeco>		<Post-Kepeco>		<Post-Kepeco>	
자산 63.1조	부채 31.6조	자산 29.8조	부채 15.0조	자산 29.8조	부채 15.0조
	자기자본 31.5조		투자자산 16.7조		자기자본 31.5조
		(물적분할)		(감자 혹은 인적분할)	

현재 주어진 조건 하에서 매각대금이 투자재원으로 활용되는 방안은 송배전회사인 한전(Post-KEPCO)의 신규설비 및 보수재원으로 사용되는 것이다. 그러나 여기서는 수급안정화와 관련하여 이 매각대금을 발전부문의 재투자재원으로 활용하는 방안을 생각해 보고자 한다.

발전소투자촉진책과 관련한 매각대금의 활용방안은 우선, 발전자회사 매각 후 매각대금에 상응하는 한전(Post-KEPCO) 자본의 감자를 통해서 회수된 정부투자분 (16.7조원 중 32% 5.3조원)의 일부를 기반기금(혹은 신규기금)에 출연하는 방법이 있을 수 있다. 둘째로 법개정 등을 통해 한전(Post-KEPCO)이 기반기금에 직접 출연하도록 하는 방법이다. 두번째 방법은 한전 민간 주주의 반발을 초래할 우려가 있다. 만일 기금을 조성한다면 일시불 형식의 소모성 자금으로 활용하기 보다는 융자의 형식을 취하는 것이 바람직할 것이다. 융자의 사례로서 집단에너지 공급사업을 들 수 있다.

<그림 3-5> 용자의 사례 : 집단에너지 공급사업



이 사업의 지원근거는 「에너지 및 자원사업 특별회계법」 및 「에너지이용합리화를 위한 자금지원지침」이며, 지원대상은 지역냉난방사업, 소규모집단에너지(CES), 산업단지 열병합발전사업 등이고, 지원내용은 소요자금의 100% 이내, 연리 7.5%, 8년 거치 7년 분할상환 등으로 되어 있다. 그 지원절차는 에너지관리공단의 추천을 받을 경우와 공단에 직접대출을 신청하는 경우 등 두 가지가 있다.

한편 발전소투자촉진을 위한 기금을 조성하여 투융자를 하는 경우

WTO의 규정에 위배되는지를 검토할 필요가 있다. WTO 협정에 에너지 부문(전력, 가스 등)에 관해 특정한 규정은 아직 없으며, 이 분야의 협상이 최근 진행되고 있다. WTO의 「보조금 및 상계조치에 관한 협정(Agreement on Subsidies and Countervailing Measures)」에 따르면 수출입에 직접적인 왜곡효과를 갖는 금지보조금(prohibited subsidies), 그리고 직접적으로 수출입에 영향을 주지는 않으나 해당국의 보조금 지급으로 기업의 경쟁력이 향상되어 타 회원국의 국내산업에 피해를 주거나 이익에 심각한 영향을 주는 상계가능 보조금(actionable subsidies) 등은 피해발생시 보복조치가 허용되고 있다.

우리나라 발전소에서 생산되는 전력은 수출입이 안되는 특수한 상황에 있으므로 금지보조금의 경우에 적용되지는 않는다. 다만, 전력은 다른 산업의 원료로 사용되므로 다른 산업의 경쟁력에 영향을 줄 수 있다면 상계가능 보조금의 대상이 될 수 있다. 그러나 전력의 가격결정은 여러 단계를 거치게 되며, 또한 전력도매시장의 특성상 건설보조금이 바로 낮은 도매가격으로 연결되는 것은 아니다. 따라서 다른 산업이 적용 받는 최종소비자가격에 미치는 발전소투자에 대한 보조금의 역할은 매우 미미할 것이다. 발전소투자촉진 보조금이 안정적 공급력 확보 차원의 의미를 강하게 지니며, 건설보조금이 내외국인에 대한 차별없이 적용되는 경우 WTO의 규정과 상치되지 않을 것으로 보인다.

5. 대기업집단의 발전사업 참여제한 완화

대규모 투자가 필요한 발전사업 분야에 참여할 수 있는 국내의 민간

기업은 별로 많지 않다. 그러나 공정거래법 제10조(출자총액의 제한)에 따르면 대규모기업집단에 속하는 회사는 출자한도액을 초과하여 다른 국내회사의 주식을 취득 또는 소유하여서는 안된다고 규정하고 있어 대기업의 발전사업 참여가 사실상 어렵게 되어 있다.

발전사업의 특성상 건설·운영 및 투자자금 회수에 10년 이상 장기간이 소요되는 상황에서, 미래에 건설될 자산과 현금흐름(cash flow)을 근거로 하는 프로젝트 파이낸싱(project financing)을 받기 위해서는 어떤 형태로든 수익의 안정성에 대한 증명이 필요하다. 만일 PPA 혹은 차액정산계약(CfD) 등을 매개로 한 투자자금 확보가 불가능한 경우 다른 형태의 채무보증이 필요할 것이다.

현재 공정거래법 제10조 2(계열회사에 대한 채무보증의 금지)에서는 대규모기업집단 중 대통령령이 정하는 기준에 해당하는 기업집단에 속하는 회사는 국내 계열회사에 대하여 채무보증을 하여서는 안된다고 규정하고 있어, 대기업이라도 프로젝트 파이낸싱을 얻기가 용이하지 않는 상황이다.

따라서 발전사업에 민간의 참여 확대를 위해 정책적 차원에서 현행 대기업집단의 출자총액 및 채무보증 제한을 완화할 필요가 있다. 출자총액 제한에 대해서는 현행 공정거래법에서 예외를 인정하고 있는 사회간접자본시설 분야에 발전사업을 포함시킬 수 있을 것이다. 한편 채무보증 제한의 경우에도 공정거래법을 개정하여 발전사업을 예외 분야로 인정하도록 하는 것이 바람직할 것이다.

<표 3-14> 현행법상 대기업집단의 출자총액 및 채무보증 제한 예외

출자총액	채무보증
<ul style="list-style-type: none"> ○ 사회간접자본시설 (민간소유가 일정 기간으로 한정되는 경우)에 대한 민간투자 ※ 발전시설은 소유권이 국가에 귀속되지 않으므로 제외 ○ 기업의 경쟁력 강화를 위한 구조개선(기업구조조정) ○ 외국인 투자유치 또는 중소기업과의 기술협력을 위한 경우 	<ul style="list-style-type: none"> ○ 조세특례제한법에 의한 합리화기준에 따라 인수되는 회사의 채무관련보증 ○ 기업의 국제경쟁력 강화를 위해 필요한 경우 기타 대통령령이 정하는 경우의 채무보증

6. 허가 받은 발전소 적기준공 대책

가. 발전사업 허가제도

경제적 규제로서의 인·허가는 흔히 평균비용이 체감하는 자연독점산업에서의 진입규제 정책으로 해석된다. 대표적인 분야는 에너지 및 통신의 네트워크 부문, 상·하수도나 철도 등으로서 시장경쟁에 참여하는 사업자의 수를 제한하여 중복투자 등 자원의 낭비를 방지하고 규모의 경제를 확보하는 것이 일반적 진입규제로서의 인·허가제의 주요 목적이 된

다.

그러나 경쟁분야인 발전부문의 허가제는 일종의 산업구조 고도화라는 정책적 목표에 따라 선택적으로 행해지는 진입규제 정책이라고 할 수 있을 것이다.²²⁾ 일정한 재무능력 및 기술 능력을 발전사업 허가의 제일의 조건(전기사업법 제7조제5항의1)으로 내세움으로써 경쟁력 있는 발전사업을 육성하고자 하는 점이나, 발전소가 어느 특정 지역에 편중되거나 사용연료가 특정 에너지원에만 의존하는 현상이 발생치 않도록 함으로써(법 제7조제5항의3 및 시행령 제4조) 특정 전원의 개발을 촉진하거나 억제하는 특정 전원개발의 수단으로 활용하고자 하는 점이 그것이다.

하지만, 전력산업의 특성과 관련하여 법규상의 허가관련 조항에서 주안점이 두어지고 있는 것은 무엇보다 설비규모 및 투자 회임 기간이 긴 전기사업이 계획대로 수행되어 전력의 수급에 차질을 빚지 않도록 한다는 것이다. 이 내용은 사업허가시의 중요한 세 가지 기준 중에 하나로 규정되어 있으며, 허가 취소 및 변경허가의 가장 중요한 항목으로 설정되어 있다는 점도 주목할 만하다.

전기사업법 제7조는 전기사업이 계획대로 수행될 수 있어야 함을 주요허가 기준으로 제시하고 법 제12조는 지정한 준비기간 내에 전기설비

22) 과거 전력산업은 대표적인 자연독점산업으로 간주되어 일반적 진입규제의 적용을 받아 왔으나, 전력산업을 수직적으로 분리한 구조개편 이후에는 자연독점원리가 계속 작동되는 네트워크 부문에만 규제가 적용된다. 그러나 더 이상 규모의 경제가 큰 의미를 갖지 못하는 발전부문은 경쟁시장원리에 맡겨도 된다는 인식이 일반화되고 있으며, 이 부문에 대해 자연독점론적 관점의 진입규제는 바람직하지 않게 되었다. 한편 선택적 진입규제 목적의 인·허가는 산업구조 고도화 이외에 보조금이 지급되는 구조적 불황산업에 대한 진입규제, 중소기업 고유업종 지정, 외국인 투자규제 등을 목적으로 시행되기도 한다.

의 설치 및 사업의 개시를 하지 않은 경우를 허가 취소의 거의 유일한 경우로 명시하고 있다. 결국 허가제는 발전사업자가 부당한 이유로 허가 받은 발전소의 건설을 지연하지 못하도록 하는 법적 토대를 제시하고 있다고 할 수 있다.

그러나 현행의 전기사업법(시행규칙)은 발전소 건설 허가 이후 사업개시까지의 최대 사업준비기간만을 명시하고 있을 뿐, 사업준비기간 동안 실제적으로 발전소 건설사업이 예정대로 진행되고 있는지를 점검할 수 있는 제도적 장치는 거의 결여되어 있어 필요한 전원개발을 적기에 유도하는 기능을 다하지는 못하고 있는 현실이다. 따라서 범규상의 허가제가 투자촉진정책으로서의 기능을 갖기 위해서는 일부 제도적 보완이 필요하다고 볼 수 있다.

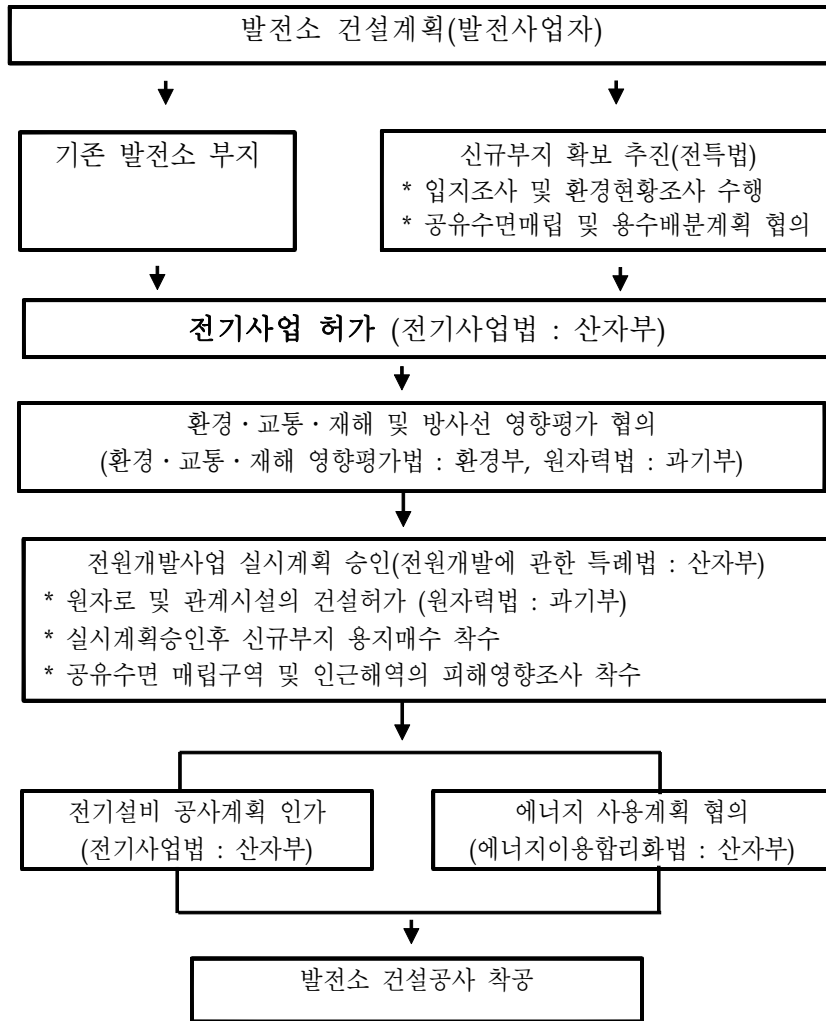
나. 발전소 건설지연의 원인

발전사업 허가 후에 발전소의 건설이 지연되는 경우는 크게 발전사업자 내부적 요인과 외부적 요인으로 구분해 볼 수 있다. 내적 요인으로는 계획된 발전소 입지가 확보되지 못하는 경우, 또는 사업자의 자금난에 의한 경우를 들 수 있다. 외적 요인으로는 확보된 입지를 둘러싼 환경의 변화가 주요 요인으로서 LNG배관망이나 용수 확보 조건의 변화, 또는 계통과의 연계조건의 변화로 발전소의 사업성이 크게 변화된 경우이다.

입지 미확보의 경우에는 사업허가 후 지방자치단체가 환경 영향 등을 이유로 입지허가를 하지 않는 경우가 포함될 수 있는데 최근 광양에 유연탄발전소 사업허가를 얻은 후 지자체가 입지 허가를 하지 않아 사업

자체를 취소한 포스에너지의 경우가 대표적 사례로 지적될 수 있다.

<그림 3-6> 발전소 건설 인허가 행정 절차도



대구 민전의 경우는 입지는 확보하였지만 기대됐던 LNG 배관망이나 용수 공급시설 등이 기대대로 이루어지지 않아 사업의 경제성이 변화한 사례로 기록되고 있다. 계통 연계조건의 변화란 송전망 건설의 지연에 따른 건설 지연이나, 송전선로 변경에 따른 접속조건 변화와 이에 따른 분쟁 등을 말하는데, 접속설비의 설치비용은 발전사업자가 지게 되므로 계통변경은 접속비용의 증가를 유발, 이에 따른 분쟁은 발전소 건설지연의 중요한 외부 요인으로 작용한다.

이와 같은 발전소 건설지연 요인들은 발전사업자의 사업 전략적 고려와 직·간접으로 연계되면서 건설지연의 정도를 결정하게 되는데 정상적인 시장환경 하에서는 이 모든 것이 사업자의 자율에 맡겨져 처리되는 것이 원칙이나 전력 수급안정을 별도의 정책적 목표로 추구하는 경우 사업자의 자율에 일정한 제약을 가할 수도 있을 것이다.

다. 허가제를 통한 건설지연 대책

발전소 건설지연 대책으로서 건설지연 요인에 대해 정부가 적극적으로 개입하여 지연 요인을 제거 또는 완화시켜 주거나 보조금을 지원하는 등 포지티브한 지원대책을 강구할 수도 있을 것이다. 이러한 경우의 지원대책은 일반적인 발전소의 투자촉진 정책과 그 궤를 같이하므로 이 절에서 추가적인 언급은 피하고자 한다. 다만 이러한 포지티브 지원정책이 시행되는 경우는 정상적으로 건설중인 발전사업 조차도 지원을 기대하면서 건설을 지연시킬 동기를 유발하게 될 요인이 될 수도 있다는 점을 지적하는데 그치고자 한다.

허가제를 통한 건설지연 대책은 크게 두 가지로 허가전의 대책과 허

가후의 사후처리 방안으로 대별되는데 사전적이든 사후적이든지 간에 현행법의 테두리 안에서는 별척위주의 네가티브 대책이 된다는 점이다.

1) 사업준비기간제도의 활성화

사전적으로는 전기사업법이 명시하고 있는 사업준비기간제도의 활성화를 기하는 것으로서 발전소 설비별, 핵심공정별 또는 전원별로 표준 준비기간을 설정하여 사업허가 심사 시에 활용하는 방법이다.

현재의 발전사업 허가기준(안)에서는 원자력, 석탄, 수력발전소는 10년, 천연가스 및 중유발전 8년, 기타 석유발전소는 4년 등 사업준비기간 전체만을 지정하여 고시하고 있으나 발전소를 적극적으로 적기에 유도하기 위해서는 사업준비기간을 보다 세분하여 각 준비기간에 적정한 표준 준비기간을 설정하여 허가심사 기준으로 삼을 수도 있다.

2) 사업허가후 사후관리제도

사업허가후의 사후관리가 현행의 허가제에서 보완되어야 하는 부문일 수 있는데 현재는 허가 후에 취할 수 있는 조치는 단순히 사업정지 또는 허가 취소라는 일회성 조치 뿐으로 어떠한 경우에 어떠한 조치를 거쳐 사업정지 또는 허가취소 조치를 내리게 되는지에 대한 세부 조항이 결여된 실정이다.

사업허가 후의 사후관리는 크게 네 가지 방향에서 추진될 수 있다. 첫째는 건설지연상황의 일상적 점검 및 건설지연사유에 대한 보고의 의무화이고, 둘째는 건설지연사유가 정당한지에 대한 주기적 평가업무이고 셋째는 부당한 건설지연시의 벌칙제도 운영, 넷째는 허가취소시의 건설

중 부지 및 설비의 처리방안이다.

건설지연 상황의 일상적 점검이 이루어지기 위해서는 일정한 기준이 마련되어야 하는데 이를 위해서도 사업허가시의 사업준비기간에 대한 일정한 구분이나 전원별·공정별 표준준비기간 설정이 필요할 것이다. 지정된 준비기간 또는 표준 준비기간에 비추어 건설이 지연되고 있다고 판단되는 경우에는 지연사유를 보고케 하는 절차가 마련되어 있어야 할 것이다.

다음은 보고된 건설지연 상황에 대해 그것이 사업자의 적정한 판단에 의한 것인지 아니면 부당한 시장 전략적 행동에서 나온 것인지를 평가하는 과정으로서 이러한 건설지연사유의 정당성 여부를 평가하기 위해서는 먼저 부당한 건설지연이 시장을 교란시키는 금지행위에 해당된다는 점을 명시할 필요가 있다.

정당성 평가의 일차적 기준은 현재의 시장상황으로서, 예를 들면 현재의 설비 능력이 충분하여 예비력 수준이 적정수준을 넘어서고 있을 때에는 발전소 건설을 지연시키는 행위는 지극히 합리적인 경우이므로 정당한 지연에 해당할 것이지만, 만약 전력수급이 압박을 받아 예비율이 적정 수준을 크게 밑돌고 있음에도 시장 전략적 차원에서 발전소 건설을 지연시킨다면 이를 금지행위로 간주하여 제재하는 방안을 강구할 필요가 있을 것이다. 그 밖에 사업자가 제시하는 여러 가지 건설 지연 사유를 평가하여 불가피한 건설지연 조건과 그렇지 않은 경우를 구분하는 일이 정당성 평가의 주요 업무가 된다.

허가 후 사후관리의 다음 항목은 부당한 건설지연시의 벌칙제도를 운영하는 방안으로서 이전부터 보조금 등의 지원이 행해져왔던 사업에 대

한 지원중단, 공정지연에 따른 페널티 부과, 사업정지 또는 허가 취소 조치가 주요 내용이 된다. 여기서 아직 사업이 개시되지 않은 개별 설비의 사업정지는 무의미하고 발전사업자 단위의 사업정지나 허가취소는 지나친 벌칙을 구성하므로 사업정지나 허가취소의 구체적 의미(건설허가와 사업허가의 분리)나 조건을 재정립할 필요가 있다.

마지막으로 보완되어야 할 사항은 현행법이 건설지연시의 거의 유일한 대책으로 명시하고 있는 허가취소와 관련한 사항으로, 허가취소가 내려질 시는 해당 발전소의 건설은 원점으로 되돌아가고 상황은 더욱 악화되는 것이기 때문에 적극적인 의미에서 건설중인 발전소를 적기에 유인하고자 하는 경우에는 정부가 건설 중인 발전소 부지 및 설비의 처리에 일정한 개입을 시도할 수 있을 것이다.

이를 위해서는 먼저 부당한 시장 전략적 동기에 의한 발전소 부지 및 설비의 보유를 금지한다는 원칙을 천명하는 것이 필요하다. 나아가 허가 취소 시에는 사업자가 자율적으로 건설 중인 발전소 부지 및 설비를 일정 시한 내에 제삼자에게 매각하도록 유도하며, 이러한 시한을 넘어서까지 처리를 하지 않는 경우는 정부 개입하의 공개경쟁입찰 등의 방법을 통한 일정한 매각절차를 밟아 나가도록 함으로써 필요한 경우 지속적인 발전소 건설이 이루어지도록 하는 것이 필요할 것이다.

라. 실행방안

기본적으로 경쟁분야인 발전부문의 허가제 및 페널티 위주의 사후관리제도의 강화는 민간발전사업자의 자유로운 투자 및 영업행위를 저해하고 나아가 사전적 의미에서 발전소 건설 자체를 위축시키는 결과를

남을 수가 있으므로 실제적인 시행은 매우 조심스럽게 이루어져야 한다.

예를 들면 구체적인 사업준비기간의 지정이나 표준 준비기간의 엄격한 적용은 사업준비 자체를 지연시킬 우려가 크므로 시장상황에 따라 매우 탄력적으로 운용되어야 할 것이다. 건설지연시의 벌칙제도 또한 충분한 시간을 가지고 사업준비를 시도하는 합리적인 투자행태에 매우 큰 장애물로 등장할 수도 있음을 고려한다면 벌칙제도의 실제적인 운용은 매우 제한적으로 이루어질 수밖에 없게 된다. 실제 운용과정에서도 일반적인 법규의 테두리 안에서는 그 부작용이 너무 크므로 반드시 필요한 경우에 한정하여 쌍무협약(또는 다자간 협약)의 형식으로 추진하는 것이 더 바람직할 수 있을 것이다.

허가취소 및 사후 처리방안의 근본취지는 수급안정이란 정책적 목표를 달성하기 위해서는 전략적 동기에 의한 건설지연에 대한 일정한 제한이 필요하다는 것이다. 이러한 제한조치는 일단 건설하기로 한 발전소 부지는 일정 정도 공익성을 갖기 때문에 재산권의 행사가 일부 제한될 수 있다는 원칙의 천명으로 볼 수 있다. 하지만 허가취소는 그 자체로 큰 페널티를 구성하므로 그 실제적인 운용은 일단 사업자에게 최대한의 자율권을 주는 범위 내에서 이루어지는 것이 바람직할 것이다.

제 4 장 계약시장 활성화

1. 발전사업 위험과 설비투자

가. 위험의 변화와 재배분

시장자유화는 전력산업의 투자자가 지게 되는 위험을 증대시키고, 소비자에 대한 가격 위험은 줄이는 효과를 가진다. 경쟁도입 이전에는 여러 형태의 미래비용 추정상의 오류는 높은 가격으로 전력소비자에게 전가될 수 있었던 반면, 자유화된 경쟁시장에서는 전력회사 투자자가 사업 전반의 위험을 모두 떠안아야 한다. 발전사업도 여타 사업과 마찬가지로 운영을 잘 하고 실수를 피해 가는 기업이 보다 큰 보상을 받는 분야로 바뀌게 되었다.

일반적으로 발전사업자가 직면하게 되는 대표적인 위험은 다음의 <표 4-1>과 같다. 여기에 나열된 여러 위험은 사실상 전력산업에 대한 규제 방식 및 구조와 상관없이 존재하는 위험이지만, 구조개편으로 달라지는 것은 발전사업자가 위험에 대응하여 취하게 되는 조치와 위험이 현실화될 때 누가 궁극적으로 위험에 따른 비용을 부담하는가와 위험별 상대적 중요도라고 할 수 있다.

구조개편과 관련하여 특히 중요시되는 위험은 시장위험이며, 구조개편 진행과정상의 규제위험도 단기적으로는 기존체제에 비해 증폭될 가능성이 크다는 점에서 중요하게 다루어야 할 사안이다.

<표 4-1> 발전사업의 주요 위험

위험의 유형	예상외의 결과
<건설 투자> 비용 초과 공기 지연 기술 재무	건설비 예상 초과 건설기간 장기화; 부족 전력 구입 가능성 발전소 성능 부족(특히 신기술 사용 관련) 높은 발전소 재무비용
<운영> 시장(물량, 가격) 운영·유지보수 연료, 강수량 재무	초과설비를 가져오는 전력판매 부진; 주고객의 공급선 변경; 전력판매가격 하락 높은 인건비 및 재료비 높은 연료비; 부적절한 연료량; 적은 강수량 기대 이하의 수익; 자본 구조의 취약성
<정책> 규제 정책 환경 정책 입지 정책	규제에 의한 비용 상승; 행정 절차상의 업무 지연; 세금 부담 증대 환경규제 관련법의 점진적 강화 환경영향 평가기준의 변화 발전소용 구입 토지 사용 불가 상황 발생

시장위험 중에서도 가장 중요한 것은 시장가격 변동 위험이다. 가격하락(인상)은 생산자(구매자)에게 손실을 초래하게 되는데, 전력가격 변동 요인은 크게 경제활동 수준, 날씨, 산업구조 등의 수요측 요인과 설비

폐지 및 신규 건설, 전원구성, 고장 정지, 강수량, 연료가격의 변동 등 공급측 요인으로 나누어 볼 수 있다. 거래량의 변동 가능성, 즉 물량 위험을 전제로 하는 일반적인 전력거래도 계약 내지는 거래 가치의 불확실성을 야기하게 된다. 계약 당사자의 인도 혹은 정산 의무 불이행으로 인한 신용 위험 역시 중요하게 다루어야 한다.

규제 하에서의 가격은 적정투자보수를 포함하는 실적 총비용을 기준으로 결정됨으로써 투자보수는 거의 사전적으로 결정되어 있다고 볼 수 있는 반면, 전력시장이 경쟁시장이 되면 전력의 시장 청산가격은 전력의 공급상황에 따라 결정되고 이에 따라 투자보수도 사후적 결과로서 결정된다. 경쟁시장에서의 탄력적 가격결정은 수요가 부진하면 가격마저 하락하여 수익성 악화가 가중되고, 그 반대의 경우는 가격이 오르며 정상을 초과하는 이윤의 기회도 가질 수 있음을 뜻한다. 이러한 수익의 변동성 증가, 즉 위험도의 증가는 자본비용(필요 투자보수)의 상승을 수반하게 된다.

전력산업구조개편의 핵심은 발전, 송전, 배전, 판매라는 전력산업의 기본적 기능이 수직적으로 분리되어 별개의 산업 내지 시장을 구성한다는 데 있다. 이러한 기능의 분리는 각 사업부문(기능)별 관련 위험의 분리를 가져오게 된다. 송전, 배전 부문과는 달리 독점 규제체제에서 경쟁체제로의 이행되는 발전부문은 투자자가 지게 되는 위험이 상대적으로 크게 늘어나게 되며, 이는 독점체제에 비해 소비자가 지는 가격 위험을 줄이는 효과를 가진다.

독점체제에서는 잘못된 미래 예측이나 전망에 근거한 투자 등 경영상의 오류로 인한 비용 상승은 대부분 가격에 그대로 반영되어 소비자에

게 전가될 수 있다. 반면에 경쟁시장에서는 늘어나는 사업 전반의 많은 위험을 일차적으로 지는 것은 전력회사의 투자자로서, 위험의 회피나 분산을 얼마나 비용 효과적으로 하는가를 포함한 전반적 사업운영에 있어서의 상대적 효율성에 따라 시장, 즉 소비자로부터의 보상의 크기가 결정된다.

따라서 위험을 최소화하기 위한 적절한 대비책을 강구하지 않거나 위험 회피를 위해 과도한 비용을 지출하는 전력회사는 규제가 아니라 시장에서 결정되는 가격으로는 비용을 회수할 수 없게 될 것이며, 결국 전력산업 투자자가 이러한 비용을 흡수해야 한다. 투자자의 기대수익율은 사업이나 기업의 특성(위험도)에 따라 달라지게 되는데, 수익의 변동가능성, 즉 위험도가 높은 사업에 대한 투자는 높은 위험을 감수하는 대가로 높은 투자수익율을 요구하게 되며, 반대로 수익성의 편차가 적은 낮은 위험도의 사업에 대한 투자는 상대적으로 낮은 투자수익율을 기대하게 된다.

나. 설비투자 위험관리

경쟁시장에서 위험의 배분이 달라지고, 이에 따라 자본비용이 변동하게 됨은 이미 언급한 바와 같다. 경쟁이 도입되면서 늘어난 사업위험을 최소화 내지 완화시키고, 그 결과 발전설비투자 자본에 대한 적절한 접근을 보장하고 수급안정화에 기여하는 방안을 개략적으로 살펴보도록 한다.

높은 위험에는 높은 잠재적 보상(투자보수)이 대응되며, 높은 이윤은 다음과 같은 여러 가지 발생원에서 연유하게 될 것이다. 첫째 경쟁하에

서 보다 나은 경영유인 압력에 따른 원가절감, 둘째 기존의 독점공급체제에서 대체로 일반화되어 있는 전력산업 외적활동 및 부문에 대한 지원의 축소 내지 폐지, 셋째 새롭고 다양화된 서비스의 개발을 통한 새로운 이윤 기회의 창출, 넷째 새로운 지역시장에의 진입을 통한 이윤 기회 창출 등이다.

보다 큰 투자보수에 대한 기대는 잠재적 사업 위험을 줄여줌으로써 투자를 용이하게 한다. 다른 조건이 같다면, 일반적으로 투자자는 보다 높은 잠재적 보수에 대해서는 보다 큰 위험을 부담할 용의를 가지며, 보다 적은 위험에 대해서는 낮은 보수도 수용할 용의를 가진다.

위험 저감 내지 관리를 위한 많은 재무적 수단들이 있다. 발전사업자와 판매사업자 혹은 전력소비자간의 계약은 발전설비투자의 위험을 줄여줄 수 있다. 장기계약의 활용은 소비자의 선택이 어떻게 설비투자의 의사결정과 위험배분에 영향을 미치는가를 보여주는 좋은 예이다.

계약을 하는 목적중의 하나는 서로 다른 거래자간에 위험을 넘기거나 분담하는 것이다. 거래자 쌍방에 불확실성이 있는 경우 그것을 기꺼이 감당하고자 하는 사람에게로 위험을 넘기고자 한다. 피할 수 없다거나, 예측할 수 있는 위험은 가장 낮은 수준의 프리미엄을 요구하는 거래자에게 위험을 넘기거나 나누게 된다. 예측할 수 없는 위험은 투기업자나 위험을 분산 처리할 수 있는 보험사 등으로 계약을 통해 넘길 수 있다. 어떤 산업에서의 위험 전가는 소요비용과 불확실성에 의해 좌우되는데, 일반적으로 위험은 이를 기꺼이 감수하려는 사람이나 감수할 능력을 가지고 있거나 조정할 수 있는 유리한 위치에 있는 사람에게로 옮겨간다.

모든 경쟁적 전력시장에서 일반적으로 발전사업자, 전기소비자, 전기

소매판매사업자들은 서로간에 장기계약 관계를 맺을 수 있도록 허용된다. 현재 대부분의 계약은 선도계약, 선물계약, 옵션계약, 혹은 전력구매계약의 형태를 띠고 있다.

선도/선물 및 옵션계약은 어느 발전소에서 전력을 공급할지를 명시하지 않기 때문에 간혹 재무적 계약으로 불리기도 하며, 전력구매계약은 통상적으로 전력을 공급할 발전소를 명시하기 때문에 물리적 쌍방계약으로 불린다.

선도계약은 경쟁적 현물시장과 함께 작동된다. 이는 가격위험을 이전하거나 헤징하기 위해 사용되는 파생적 수단중에서 가장 단순한 형태의 하나이다. 선도계약의 당사자는 오늘 합의한 가격(행사가격)으로 미래에 인도할 것을 약정하게 되는데, 만약 인수도 시점에서의 시장가격이 행사가격 보다 높다면, 판매자가 구매자에게 보상하는 것이 되고, 그 반대의 경우에는 구매자가 판매자를 보상하게 된다. 선물계약은 선도계약과 유사하나, 매우 정형화되어 거래는 선물시장에서 불특정 다수의 공개호가에 의한 경쟁입찰방식으로 거래가 이루어지고, 대개 반대매매를 함으로써 실물인도는 발생하지 않는다. 이밖에 여러 종류의 가격 위험을 헷지하기 위해 사용될 수 있는 한층 더 복잡하고, 선진적인 파생상품들이 수없이 많다.

옵션계약은 두 가지의 가격 - 계약이 체결되면서 지불하는 옵션 프리미엄과, 실제 인수도시 KWh 당 정산하게 되는 행사가격 - 을 가진다. 옵션계약은 실행되기 위해 현물가격을 참조할 필요는 없다. 선도계약에 비해, 옵션계약은 물량위험을 부분적으로 헷지할 수 있다는 점에서 판매자에게 유리하며, 발전사업자는 옵션 프리미엄을 통해 고정발전비용을

회수할 수도 있다.

전력구매계약(PPA)은 재무적 계약과 유사한 점도 있지만, 전력공급을 담당할 발전소가 사전에 명시되기 때문에, 중앙집중적 풀시장에서 충돌이 나타날 수 있음에 유의해야 한다. 강제풀(Gross Pool)에서 전력구매계약은 일종의 발전소 운영 임대차 계약의 성격을 가지게 된다. 이밖에도 많은 위험관리방안이 있으며, 이들을 통해 모든 위험을 완전하지는 않지만 많은 부분을 제거할 수 있다.

주어진 시장 조건에서 기업 단위에서 가용한 위험관리수단들 이외에, 정부가 나서 현물시장에서 용량요금의 지불과 같은 위험을 완화시키는 규제정책을 도입·시행할 수도 있으며, 용량시장의 운용을 통해 투자에 대한 위험의 일부를 판매사업자가 나서서 분담토록 하는 방안도 있다.

2. 계약시장의 필요성 및 정책 활용도

가. 위험관리

경쟁이 도입되면서 늘어나게 된 전력 풀시장 가격 변동 위험을 회피하기 위해 시장에 참여하는 구매자와 판매자 모두 장내 및 장외 계약 형태의 파생상품을 활용할 필요성이 증대된다. 만일 풀가격의 변동성이 시장위험을 증대시키면, 이에 따라 투자자본에 대한 자본비용이 상승하면 투자가 줄어들고, 결국 전기요금의 상승으로 연결된다. 따라서 계약을 통한 위험(수익 변동성)의 회피 내지 축소는 설비투자시 미래수익에 대한 안정성을 부여하여, 투자자들의 신뢰를 높여 자본비용의 감소를 가

저오는 등 전력산업의 원활한 투자자본 조달 및 우호적 투자여건 조성에 기여함으로써, 결국 사업자의 수익성 제고뿐 아니라 장기적으로 신규 투자와 새로운 진입을 촉진시켜 경쟁을 도모하고 수급안정 및 가격안정을 통해 소비자의 후생 증진을 가져오게 된다.

특히 완전한 시장 자유화로 가기 전의 구조개편 초기에 있어서 시장 참여자들간의 균형적이고 지속가능한 재무적 건전성을 보장하기 위한 방안으로 vesting contract가 활용될 수 있다. 구조개편 초기에 균형에서 벗어난 높은 현물가격에 따른 판매사업자의 재무적 위험을 헷지하거나, 반대로 낮은 현물가격으로부터 발전사업자를 보호함으로써 사업자의 수입 흐름에 대한 불확실성을 감소시켜 자금조달을 원활하게 하고 민영화 시 매각자산의 가치 증대에 기여하게 된다. 한편 vesting contract를 수년간의 시장 경험후에 시장참여자가 개발할 상업적 계약의 포트폴리오 형태로 미리 구현할 수도 있다. 이러한 조치를 통해 최종 목표하는 경쟁 시장으로의 단계적 이행과정에서 시장에 기초한 계약들이 vesting contract를 대체하게 함으로써 성숙한 위험관리 계약시장의 기초를 제공하게 할 수 있다.

나. 중장기 소비자 가격 안정화

구조개편 초기의 풀시장 전력가격 상승²³⁾을 보정하기 위해 부하별 구

23) 구조개편 초기에 비최적 전원 구성, 위험도 상승에 따른 자본비용 상승 등에 따라 풀시장 전력가격의 상승이 예상된다. 중장기적으로는 시장력에 의해 전원구성 및 규모가 적정화되고, 가격구조의 개선으로 수요구조가 합리화됨과 더불어, 경쟁압력에 의한 비용절감효과로 도매시장가격은 점진적으로 장기균형가격 수준으로 하락할 것으로 전망된다.

분 정산 방식을 실시하고 있으나, 이 방식보다는 (차액정산)계약을 통하여 발전사업자의 초과이윤을 흡수하는 것이 시장운영 원칙에 부합하고, 점진적 구조개편의 이행에 지장을 주지 않는 보다 바람직한 방안으로 판단된다.²⁴⁾

시장가격이 장기평균비용 수준으로 수렴하기까지의 기간과 그 동안의 시장가격에 대한 예측을 기초로 적정투자보수를 실현하는 수준에서 민영화 이후에도 유효한 장기 vesting contract를 정부 주도로 마련할 필요가 있다. 장기계약의 가격, 물량 비중, 기간 등은 초과이윤을 흡수한다는 원칙 하에서 각 발전자회사별 적정 필요수입(투자보수)을 기준으로 다양한 조합을 염두에 두고 결정하는 것이 바람직하다.

정부 주도가 아닌 사업자간 풀시장가격 전망에 기초한 자율적 장기계약도 구조개편 초기의 소비자 가격 안정화에 기여할 것이다. 현물시장가격이 장기균형수준을 상회할 경우 장기계약가격은 현물시장가격의 점진적 균형가격으로의 수렴을 반영하여 현물가격보다 낮을 것이기 때문이다. 한편 양방향입찰시장 개설을 위한 배전회사 분할 과정에서 분할 초기에 나타날 수 있는 적정수익보장 원칙과 단계적 요금체계 개선 과정의 지역간 전력요금격차완화라는 현실적 제약간의 충돌 문제도 이러한 vesting contract를 각 배전회사별로 적절히 배분 승계시킴으로써 해소

24) 영국의 경우, 초기 차액정산계약은 구조개편으로 인해 발생하는 발전자회사들의 좌초비용을 해소하기 위한 방안으로 활용되었다. 반면, 우리나라는 영국과는 달리 오히려 초과이윤의 회수를 위해 차액정산계약이 고려될 수 있다. 한편 발전사업자, 특히 원자력발전사업자의 시장지배력 남용 가능성을 제어할 수 있는 방안으로도 계약의 활용이 고려될 필요가 있다.

내지 완화될 수 있다.

다. 시장지배력 완화

헷지계약이나 특별히 고안된 vesting contract는 시장참여자의 행위를 제어할 수 있는 가능성을 가진다. 발전시장에서 전략적 발전설비의 퇴장 등을 통해 풀시장 가격을 상승시켜 부당이윤을 추구할 가능성이 있는 시장지배적 사업자의 경우²⁵⁾ 계약물량의 증가는 시장지배력 행사의 유인을 축소시키는 효과를 가진다. 발전사업자가 상당량의 계약을 체결한 경우 시장지배력의 행사를 통해 이익을 얻을 수 있는 기회가 그만큼 상실되어 발전사업자의 과격한 입찰행위가 완화될 수 있다. 계약으로 인해 높은 현물가격에 의한 이득은 없고, 불시 발전정지시 높은 현물가격으로 구매하여 낮은 계약가격으로 판매할 가능성 등 오히려 현물시장의 높은 가격이 발전사업자의 위험을 증대시키기 때문에 의도적으로 시장가격을 높이려는 유인은 줄어들게 되는 것이다

구조개편 초기에 vesting contract와는 별도로 일정 시간을 두고 모든 발전사업자 및 판매사업자에 대해 거래량의 일정 비율 이상을 (차액정산)계약토록 하는 의무계약비율제도를 도입하는 방안도 고려해 볼 수 있다. 현재와 같은 구매독점 단계에서는 적정 계약가격 및 물량의 결정에 대한 정부의 개입은 필연적이나, 양방향입찰시장에서 규제된 고정요금으로 소비자에게 전력을 공급할 의무가 주어진 구매자가 다수가 되는 경

25) 원자력발전회사의 경우 기저부하시장의 시장점유율이 50%를 초과하고 있어, 원자력발전에 대해서는 상당량을 적정투자보수를 보장하는 수준에서 차액정산계약으로 처리하는 방안이 바람직할 것이다.

우 의무계약비율제도는 자율적 계약의 활성화와 장내계약시장의 조기 정착에 기여할 것이다 .

3. 기본적인 위험관리 방안 : 전력파생상품

가. 전력 파생상품

파생상품이란 일반상품 및 금융상품의 가격변동위험을 관리하는데 흔히 사용되는 수단이라고 할 수 있다. 파생상품이라고 불리는 이유는 이러한 파생상품의 가치가 이자율, 환율, 혹은 기초자산으로부터 파생되어 나오기 때문이다. 예를 들면, 파생금융상품의 경우 채권, 금리, 외환, 주식 등의 기초금융자산 자체를 대상으로 한 것이 아니라, 해당 금융상품의 미래 가격변동을 예상하여 이들 상품의 가격 움직임을 상품화한 것이다. 대표적 파생상품으로 선물, 선물환, 옵션, 스왑 등을 들 수 있고, 이들 파생상품을 대상으로 선물옵션, 스왑선물, 스왑옵션 등의 2차 파생상품도 있다. 이러한 파생상품을 활용하면 전체 거래대금의 단 몇 퍼센트에 불과한 위탁증거금만으로 미래의 가격 변동위험을 회피하거나 줄일 수 있다.

전력선물이라는 파생상품도 그 가치가 도매전력의 가격으로부터 파생되어 나오는 일종의 파생상품계약이라고 할 수 있다. 해당 기업은 이러한 파생상품을 이용하여 도매전력가격의 방향과 변동성에 대해 영향력을 행사하거나, 기업이 당면한 위험노출을 감소시킬 수 있다. 한편 이러한 선물계약은 전력현물시장에서 전력의 미래(기대)가격을 알려주는 정

보제공 역할을 수행하게 된다.

나. 선물·선도 계약

먼저 전력거래계약은 현물계약과 기타 파생상품계약으로 구분할 수 있다. 현물계약은 상품 즉시인도로 정형화된 계약을 새로 만드는 것이 불필요하다. 하지만 인수 장소, 가격결정, 대금결제방식에 대한 조항에 대한 합의를 본 이후에 현물거래가 이루어진다. 이러한 관점에서 현물시장의 역할중 하나는 신속하게 작성할 수 있는 표준화된 계약을 제공하는 것이고, 이를 통해 거래비용을 최소화하는 것이다.

모든 계약이 현물계약처럼 즉각적인 인수도를 필요로 하는 것은 아니다. 많은 경우 거래 당사자는 인수도에 앞서 계약의 조건들을 정하고자 하는데, 선도 및 선물계약은 이러한 필요에 따라 생겼다. 선도계약은 미래의 특정 시간에 정해진 장소에 합의한 가격으로 어떤 상품을 일정 물량 인수·인도하는데 대한 계약이다. 계약금액은 인도시기에 지불되고, 시장가격과 계약가격의 차이에서 계약보유자의 수익과 손실이 결정된다.

<표 4-2> 선물거래와 선도거래의 차이

구 분	선물거래	선도거래
거래형태	특정 장소에서 중개인들의 공개호가에 의한 경쟁입찰방식으로 거래	일정한 장소 없이 당사자들 간에 직접적으로 거래
참가자	참가자는 특정시점, 특정가격의 계약에 대한 매입자 또는 매도자로서 거래하고, 비회원인 참가자는 중개인을 통하여 거래	직접적으로 거래하거나 중개인을 통하여 거래 가능함
거래 상대방	실제적인 거래상대방을 알 수 없음	항상 상대 거래방을 인지함
가격형성	거래가격은 거래소내의 거래를 통해 매순간 변하며, 체결가격은 즉시 공시	사적인 당사자간 거래이므로 공시하지 않음
신용도	청산소가 각 거래에 대해 계약이행을 보증해 주므로 신용상의 위험은 없음	계약이행의 신용도는 전적으로 매매쌍방에 의존함
증거금	기본증거금과 유지증거금을 모든 참가자에게 적용	기본적으로 증거금이 불필요
가격청산	청산소를 통해 매일 이루어지며 이익에 대한 인출이 가능하며 유지증거금 수준이하로 손실발생시 추가증거금을 납부해야 함	손익은 계약종료일에 결정
인수도	대부분의 계약이 만기일 이전의 반대매매에 의해 계약이 종료되고, 약 2% 정도만이 실물 인수도로서 계약 종료	거래의 대부분이 실제 실물 인수도가 이루어짐
결제일	모든 계약은 거래소가 규정한 장래의 특정일에만 결제가 가능	거래쌍방간의 합의된 날짜를 결제일로 함
계약단위	거래방법 및 계약단위, 만기일 등은 표준화	거래쌍방의 합의로 결정

선도계약과 유사한 형태로 선물계약이 있다. 그러나 선물거래는 경쟁적이고 지속적인 공개호가 방식으로 불특정 다수가 지정된 거래소에서 표준화된 단위와 조건으로 거래가 이루어지며, 청산소를 통한 거래 계약의 이행 보증 및 일일정산제도가 있어 (중도)청산이 용이하며, 대체로 계약종료전 반대매매되어 자산의 실질적 인도가 발생하지 않는다는 점에서 양자간 맞춤형 계약인 선도거래와 구별된다. <표 4-2>는 선도거래와 선물거래의 차이를 정리한 것이다.

선물거래가 효과적으로 이루어지기 위해 요구되는 상품 및 시장의 조건은 다음과 같다.

- 기초 상품의 가격이 변동적이어야 함.
- 다양하고 수많은 수요자와 공급자가 있어야 함.
- 기초 상품이 대체 가능해야 함.
- 모든 시장참여자들은 공통의 기준하에서 활동해야 함. 즉, 정해진 기간에 정해진 장소에서 인수도되는 정확한 명세를 가진 상품에 대하여 가격이 제시된다는 것을 시장참여자들이 이해하고 있어야 함.
- 선물계약은 미래가치에 대한 시장참여자들의 종합적인 평가를 반영하면서 거래소에서 경쟁적으로 거래
- 거래소의 선물가격에 대한 정보는 폭넓게 그리고 즉각적으로 배포되고, 이는 시장의 전반적인 기준가격을 제시
- 선물시장의 유동성은 기초상품의 인수도 이전에 계약이 용이하게 완결될 수 있도록 함.

- 선물계약은 실제로 인수도가 드물지만, 만약 인수도가 요구된다면 재무적인 이행을 보장, 상대방의 지불불이행(default)에 대한 위험 제거
- 거래는 중개회사와 은행 등을 포함하는 청산회원들에 의한 금융체계에 의해서 지원
- 적절한 재무기준과 감시절차에 의해서 보호되는 안전하고 공정하며 질서 있는 시장 제공

선물시장은 시장참여자가 위험을 감수할 수 있거나 기꺼이 감수하고자 하는 다른 시장참여자에게 위험을 전가함으로써 위험을 감소시키거나 제어하는 것을 허용한다. 선물시장에서의 헷징(hedging)은 일반적으로 “실물에 대하여 취한 포지션과 반대되는 방향으로 선물시장에서 동일한 물량의 포지션을 취하는 경제적인 행위”를 말한다. 예를 들면, 실물을 매입(보유)하는 경우 선물시장에서 동일한 물량을 매도하고, 실물을 매도하는 경우 선물시장에서 동일한 물량을 매입하는 것이다.

Long(매입)은 가격상승시, Short(매도)는 가격하락시 이익이 발생한다. 하지만 가격상승(하락)시 손해가 예상되는 사람이 Long(Short) 포지션을 취하여 손실과 이익을 상쇄시키는 기본적 헷징은 현물가격과 해당 선물가격간의 상관관계가 매우 높아서 두 가격이 같은 추세로 변동하기 때문에 가능하다. 다시 말해 현물가격의 변동에 기인한 현물포지션의 가치에서의 손실 혹은 이익은 선물가격의 변동에 기인한 선물포지션의 가치 변화에 의하여 상쇄됨으로써 미래 현물가격의 등락에 따른 위험을 최소화할 수 있다. 헷징은 그들의 노출된 위험을 감소시키는 것이 주된 목적

이기 때문에 대부분의 경우 유리한 가격변동에 따른 발생가능한 이익을 포기하여야 한다.

선물시장은 적정가격발견이라는 또 다른 경제적 기능은 수행한다. 선물가격은 현재와 미래에 있어서 한 상품의 수요와 공급을 반영하는 것으로 거래소에서의 공개적이고 경쟁적인 거래의 결과이다. 따라서 동일 상품에 대해 만기가 다른 선물가격들은 미래의 다양한 시점에서 그 상품의 수요와 공급에 대한 현재의 기대를 반영하게 된다. 구매자들의 지불용의와 판매자들의 판매용의에 대한 시장에서의 집약적 평가가 반영된 가격정보가 거래소에서 지원하는 정교한 가격보고체계에 의해 사람들에게 공개되므로 선물시장은 미래의 여러 시점에서의 기대현물가격에 대한 가격발견(price discovery)이라는 중요한 기능을 수행하며, 이는 나아가 현물시장의 경쟁을 촉진하는 효과를 가진다.

선도시장은 거래 당사자들이 상대방의 지급불능 위험에 노출되어 있고, 경쟁적 시장에서 거래되기가 어려워 유동성 부족이라는 취약점을 가지는데, 선물시장은 이를 개선시킨 것으로서, 표준화된 거래단위의 계약으로 거래를 집중시켜, 이를 규제·감시하고 상대방의 신용위험을 제거하기 위해 계약이행을 보장해주는 청산소를 조직함으로써 충분한 신용이 없어 선도시장에서 제외된 거래자도 자유롭게 선물시장에 참여할 수 있게 함으로써 높은 유동성과 경쟁력을 제공한다

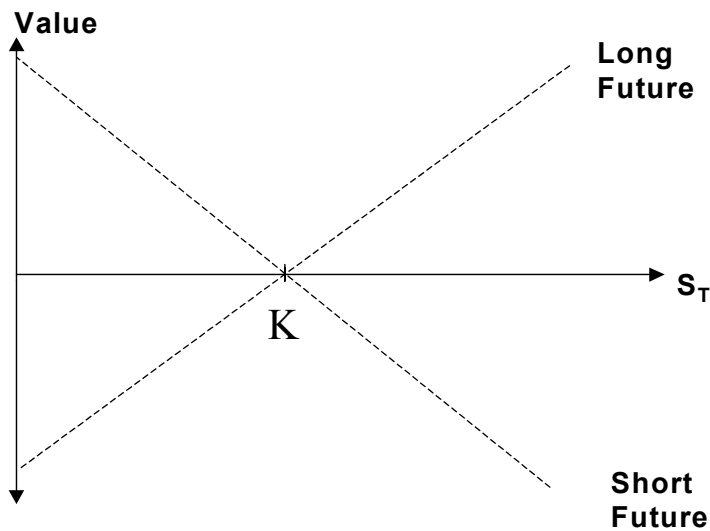
발전사업자들이 자신들이 생산하는 전기의 판매가격을 보장받기 위하여 전력선물계약을 판매(short hedging)하거나, 대규모 전력수용가들이 자신들이 지불해야 하는 전력구입가격의 상한을 고정하기 위하여 전력선물계약을 구입(long hedging)하는 것을 전력선물계약의 대표적인 이용

사례로 들 수 있다. 전력시장의 판매 및 구입 양측에서의 가격변동위험에 노출되어 있는 전력유통업자들은 상황에 따라서 선물계약을 판매하거나 구입함으로써 가격변동위험을 타 거래자에게 전가시킬 수 있다.

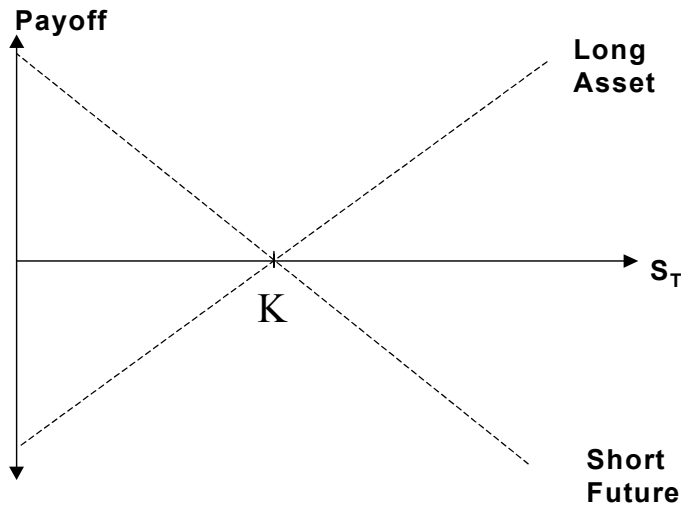
<그림 4-1>에 나타난 바와 같이 선물/선도계약에서의 매입(long) 혹은 매도(short) 포지션의 가치는 기초자산의 만기시점 기대가격(S_T)과 선물/선도 계약가격(K)과의 차이에 해당한다.

- 매입(long) 포지션의 가치 = $S_T - K$
- 매도(short) 포지션의 가치 = $K - S_T$

<그림 4-1> 선물/선도계약의 가치



<그림 4-2> 매도 헤징의 이익



매도헤징(short hedging)은 현물시장에서 가격하락 위험 노출로부터 보호와 관계가 있다. 예를 들면, 도매전력의 판매가격 하락에 의한 이윤 감소 위험에 직면해 있는 발전회사가 매도헤징을 취하면, 현물시장의 가치하락은 선물시장의 이익에 의해서 상쇄되고 가격이 상승할 경우에는 정반대의 상황이 발생한다. 수익성과 자금의 흐름에 부정적인 영향을 미칠 수 있는 전력가격의 하락을 우려하는 발전회사는 현물시장의 가격하락에 대하여 선물시장에서의 매도헤징 전략을 구사함으로써 자금의 흐름을 안정화시킬 수 있다. 실제의 거래가 정확히 현물 및 선물의 손익을 상쇄하지 않을 수 있지만, 현물가격의 변동 위험을 현물과 선물간의 가격 차이(베이스스)의 변동으로 대체함으로써 이윤 및 자금흐름의 변동을

축소시키게 된다.

매입헤징(long hedging)을 통해 현물시장의 전력구매자(예: 전력판매 회사)는 미래시점의 전력을 정해진 가격에 매입한다고 약정하는 선물매입을 통해 먼저 매입 포지션을 설정하고, 이후 만기시점에 가서 반대매매(해당 선물을 매도)를 통해 청산함으로써 전력구매비용을 고정시킬 수 있다. 배전·판매회사는 확정된 전력판매가격에 대하여 전력의 구매비용을 고정시켜 일정 이윤 보장 효과를 거둘 수 있으며, 전력유통업자들은 미래의 미확정 구매비용에 대하여 현재의 현물가격으로 미리 판매할 수 있다. 최종수용가들도 자신들의 미래 가용예산의 불확실성을 감소시키기 위하여 매입헤징을 이용할 수 있다.

다. 옵션 계약

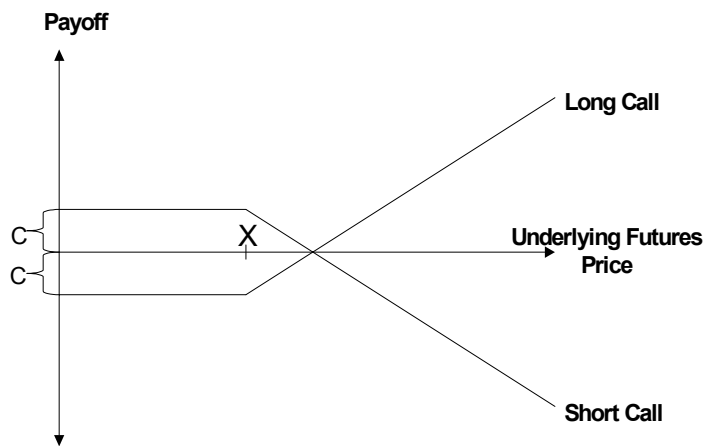
옵션계약이란 특정상품을 만기일(이내)에 특정가격(행사가격)으로 사거나 팔 권리에 대한 거래 약정을 말한다. 옵션계약의 매수자(buyer 혹은 holder)는 기초상품(underlying asset)을 사거나 팔 권리에 대하여 대가를 지불하는 반면에, 옵션계약의 매도자(seller 혹은 writer)는 의무를 지는 대가로 보상(premium)을 받는다. 만약 옵션매수자가 요구(권리를 행사)하면 옵션매도자는 이에 응하여 해당 기초상품을 행사가격에 인수(매입)하거나 인도(매도)하여야 한다.

옵션계약 매수자는 기초상품을 매입(콜옵션의 경우) 혹은 매도(풋옵션의 경우)하는 옵션의 행사, (만기까지) 옵션 미행사, (만기 이전) 옵션 매도라는 세가지 중 하나의 선택이 가능하다. 즉, 옵션계약은 미래 인도에 대한 유연성을 부여한 계약으로, 옵션매수자가 미래의 시점에서 상품의

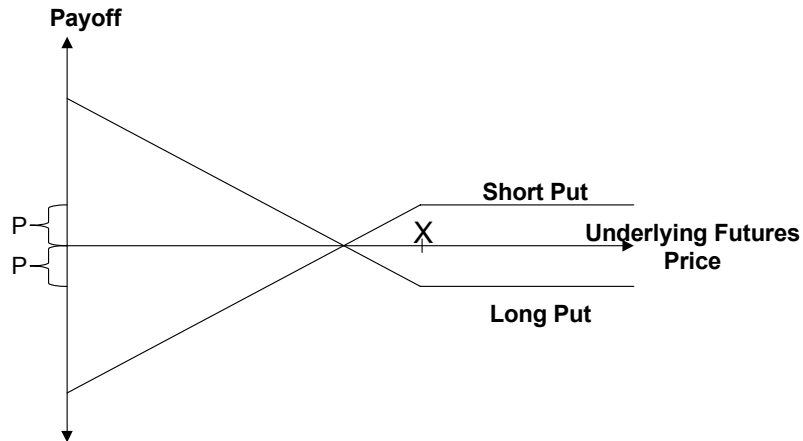
인수 혹은 인도 여부를 결정하도록 허용함으로써 매수자의 손실가능액을 옵션가격 이내로 한정하는 보험 기능을 가지게 된다. 반면에 옵션매도는 이익이 최초에 수령하는 프리미엄에 국한되는 반면에 손실 위험은 이론적으로 무한하여 일반투자자들은 옵션 매도포지션을 취하는 경우가 상대적으로 적다.

옵션의 기본 유형은 콜옵션(call option)과 풋옵션(put option)으로 나눌 수 있다. 콜옵션은 옵션매수자가 매도자로부터 옵션만기일(European Option) 혹은 그 이전에 언제든지(American Option) 옵션기준물을 행사가격에 매입할 수 있는 권리를 가지는 계약을 말하며, 풋옵션은 옵션매수자가 매도자로부터 옵션만기일 혹은 그 이전에 언제든지 옵션기준물을 행사가격에 매도할 수 있는 권리를 가지는 계약을 말한다.

<그림 4-3> 콜옵션 기본 포지션의 이익 형태



<그림 4-4> 풋옵션 기본 포지션의 이익 형태



옵션에 관련된 기초적인 용어를 정리하면 다음과 같다.

- 옵션행사 : 기준물의 현물가격이 옵션행사가격에 비하여 유리한 경우 옵션매입자가 옵션계약내용을 옵션매도자에게 이행하도록 요구하는 행위
- 행사가격(Exercise price) : 옵션이 행사될 때 지불되는 가격으로 현물가격과는 차이를 나타내게 됨. 그림에서 X .
- 프리미엄(또는 option fee) : 옵션매매시 거래되는 옵션가격을 지칭. 그림에서 C, P .
- 유럽식과 미국식 옵션의 차이 : 미국식은 정해진 날짜 이전에 옵션(권리)행사가 가능하지만 유럽식은 정해진 날짜에만 행사하도록 되어 있음.
- 내재가치(intrinsic value)와 시간가치 : 옵션가격을 결정하는 두 가

지 요소²⁶⁾

- 내가격(in the money) : 옵션의 내재가치가 있는 상태를 지칭하는데 콜옵션의 경우 현재시세가 옵션행사가격보다 높은 경우²⁷⁾, 풋옵션의 경우는 현재시세가 행사가격보다 낮은 경우 내가격 상태에 있게 됨.

선물은 가격고정을 통해 위험을 중화하는 반면, 옵션의 매입은 보험성격으로 불리한 가격변화에 따른 손실의 최대 한도를 설정하고, 유리한 방향의 가격변동에 따른 이득을 허용한다는 점을 헤징수단으로서의 옵션과 선물의 차이로 지적할 수 있다.

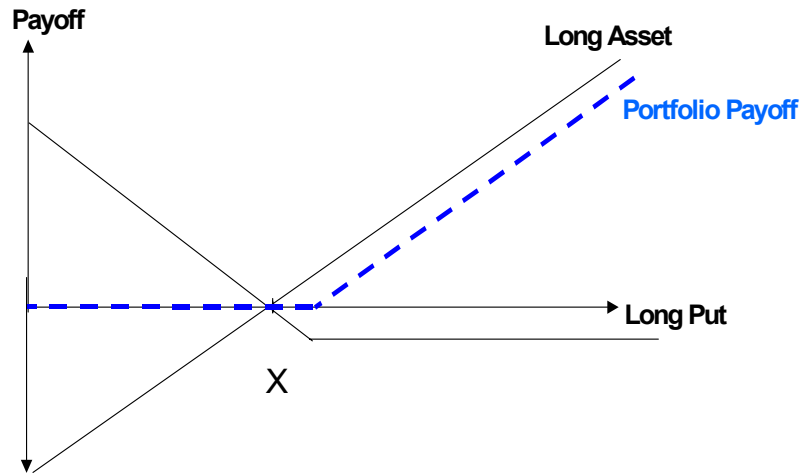
콜옵션을 활용한 매입 헤징은 콜 옵션(매입권리)의 구매자는 행사가격 이상으로 가격이 상승하는 경우 옵션(매입권리)을 행사하거나, 혹은 당초 지불한 것보다 높은 권리금(옵션 프리미엄)을 받고 옵션을 매도 청산하게 되고, 반대로 만약 행사가격 이하로 가격이 하락하면 옵션은 행사되지 않고, 당초 지불한 프리미엄 만큼 손해를 보게 된다. 도매시장의 전력구매자는 콜옵션을 매입함으로써 미래 전력구매가격의 상한을 (행사가격 + 프리미엄) 수준에서 고정시키고, 도매전력가격이 크게 하락하는

26) 내재가치는 행사가격과 현물시장가격의 차이를 반영하는 것이며, 시간가치는 현물시장가격과 계약이 풀되는 시기에 예상되는 현물시장가격의 차이를 반영한 것이다. 즉 내재가치는 옵션을 지금 당장 처분하는 경우 현재시장가격에 비추어 얼마만큼의 이익을 볼 수 있는지를 나타낸다. 그리고 시간가치는 시간이 흘러 옵션만기일이 가까워지면 옵션이 가지고 있는 가치가 감소함에 따라 만기일이 길면 길수록 높고 만기일이 가까워지면 감소한다.

27) 이와 유사하게 외가격(out of the money, 내재가치가 없는 상태), 등가격(at the money, 현재시세가 옵션행사가격과 동일한 경우)의 용어가 있다.

경우의 이득은 (프리미엄을 뺀 수준에서) 모두 향유할 수 있게 된다.

<그림 4-5> 풋옵션을 활용한 매도헤징



풋옵션을 활용한 매도헤징은 풋 옵션(매도권리)의 구매자가 행사가격 이하로 가격이 하락하는 경우 옵션(매도권리)을 행사하거나, 혹은 당초 지불한 것보다 높은 권리금(옵션 프리미엄)을 받고 옵션을 매도(청산)하는 것이다. 반면에 행사가격 이상으로 시장가격이 상승하면 풋옵션은 행사되지 않는다. 도매시장의 전력생산자는 풋옵션을 매입함으로써 미래 전력판매가격의 하한을 (행사가격 - 프리미엄) 수준에서 고정시키고, 도매전력가격이 행사가격 이상으로 상승하는 경우의 잠재적 가격상승 이득은 (일정 프리미엄을 뺀 수준에서) 모두 향유할 수 있게 된다.

칼라를 이용한 매입 헤징은 도매시장 전력구매자가 콜옵션을 매입하는 동시에 동일 만기의 풋옵션을 매도함으로써, 콜옵션 매입은 전력구매

가격의 상한선 설정 효과를, 풋 옵션 매도는 프리미엄 수취로 전체 헤징 비용을 절감시키지만 가격 하락에 따른 잠재적 이윤을 일정 범위내로 제한시키는 효과를 가진다. 이러한 칼라는 옵션 설정을 위한 비용과 가격상승에 따른 손실폭을 줄이지만, 가격 하락에 따른 잠재적 이윤도 일정범위내로 제한하게 된다.

참고로 대표적 합성옵션은 다음과 같은 것들이 있다.

- 스프레드(Spread) : 옵션거래의 일종으로 기초자산, 옵션유형, 만기는 같으나 행사가격이 서로 다른 옵션을 하나는 매입하고 동시에 하나는 매도하는 형태의 거래(수직스프레드 혹은 가격스프레드)
- 스트래들(Straddle)²⁸⁾ : 기초자산, 행사가격, 만기가 같은 콜옵션과 풋옵션을 모두 매입 또는 매도하는 거래(양방향 옵션). 상기한 칼라를 이용한 매입 헤징이 이에 해당
- 스트랭글(Strangle) : 기초자산, 만기는 같으나 행사가격이 다른 내재가치가 없는 상태(out of the money)의 콜옵션과 풋옵션을 모두 매입 또는 매도하는 거래

라. 차액정산계약(CfD)

전력산업의 구조개편과 함께 새롭게 대두된 계약의 대표적인 형태인

28) 스트래들은 동일 행사가격, 동일 만기의 콜옵션과 풋옵션을 동시 매입하여 가격의 변동방향이 아니라 변동정도에 대한 헤징 또는 투기이다. 따라서 가격의 변동 폭이 작으면 손해를 보지만 변동 폭이 크면 이익을 본다.

차액정산계약 (Contract for differences, CfD)은 전력에 대한 현물계약이 아니라 금융결제 수단의 형태로서 파생상품 가운데 스왑계약과 유사하다. 차액정산계약은 수익과 구매비용의 변동성을 감소시키기 위하여 Gross Pool 체제에서 발전사업자와 판매사업자의 대부분이 활용하는 재정적 위험회피수단으로서 풀시장 외부의 재무계약이다

실물인도방식이 아닌 현금결제방식의 선도계약에 해당하는 발전사업자와 판매사업자간의 양자협정계약으로 특정기간 중에 거래된 전력량에 규정된 기준에 따라 서로 지급하는 계약이다. 일반적으로 합의된 실행가격과 시장에서 결정된 SMP간의 차액을 수취하는 방식을 택한다.

CfD의 장점은 풀가격의 변동에도 불구하고 발전사업자에게는 수입을, 판매사업자에게는 비용의 안정성을 보장하는데 있다. <표 4-3>은 차액정산계약을 예시적으로 보여주고 있다. 발전회사와 배전판매회사(Purchaser)간에 행사가격 20,000원/MWh로 구매하기로 계약한 후, 시장가격(SMP로 산정)이 행사가격보다 높은 1월의 경우 발전사업자가 배전사업자에게 차액(1,000원)을 지급하고, 반대로 시장가격이 행사가격보다 낮은 3월의 경우에는 발전사업자가 배전사업자로부터 차액(1,000원)을 받음으로써 순비용은 언제나 일정하게 유지하게 된다.

<표 4-3> CfD의 예시

월	평균 SMP	구입자 수취	구입자 지불	순비용
1	21,000	1,000	-	20,000
2	20,000	-	-	20,000
3	19,000	-	1,000	20,000

CfD는 전력풀에서 실물거래를 위한 현물입찰의 기준으로 현물가격을 설정하는 기능을 하며, 이 현물가격은 다시 CfD의 기준으로 활용된다. 비록 CfD가 장외에서 양자간 정산하는 재무적 수단일 뿐이지만 실물거래를 위한 계약과 동일한 경제적 효과를 지닌다.

POOL가격과의 상관관계 제거 정도는 실제의 CfD의 형태와 규정항목에 의해 좌우된다. 간단한 양방향(Two-way) CfD하에서 계약 당사자들은 정해진 가격을 기준으로 효과적으로 거래할 수 있으며, 이러한 가격 변동 위험회피에 드는 비용은 계약 당사자의 위험 상쇄라는 성격상 크지 않다.

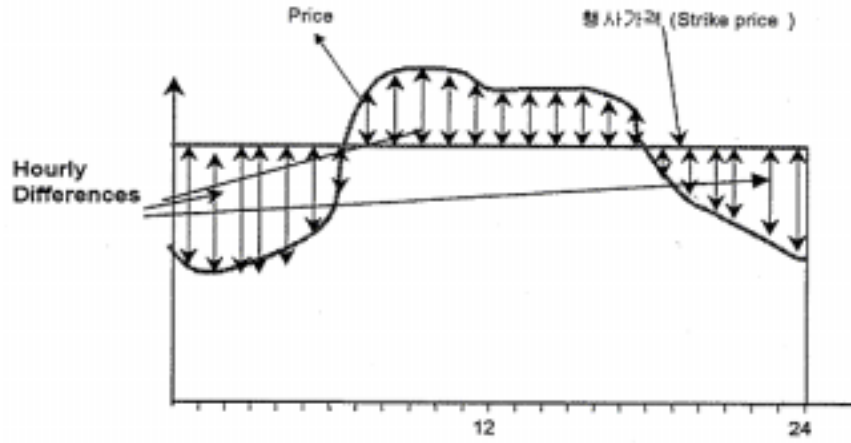
콜옵션과 풋옵션이 결합된 표준 양방향(Two-way) CfD 계약은 계약기간과 행사가격(Striking Price)을 미리 정하고, POOL가격이 행사 가격을 초과하는 경우 발전사업자가 POOL가격과 협정가격의 차액을 판매사업자에게 지불하고, 반대로 POOL가격이 행사가격보다 작아지면 판매사업자가 발전사업자에게 차액을 지불하는 계약이다. 따라서 계약 쌍방이 POOL에서 얻는 수입 또는 비용과 순 차액지급(수령)액의 합은 행사가격(Striking Price)에 계약전력량을 곱한 것과 사실상 같다. 이는 결국 거래

당사자가 행사가격으로 거래하는 선도계약에 해당한다. Net Pool이라면 CFD 계약이 아닌 실물인도 조건의 선도계약이 보다 일반적인 형태가 될 것이다. 비록 CFD계약이 재무적 계약일지라도 실물인도계약과 동일한 경제적 효과를 가진다.

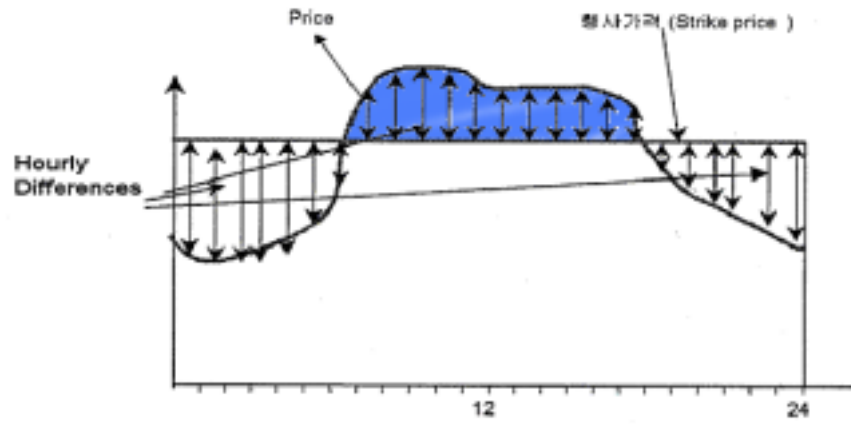
단방향(One-way) CFD 계약은 판매사업자의 비용에 가격상한선을 설정하고 POOL가격이 이 행사가격(Striking Price)을 초과할 때마다, POOL가격과 행사가격과의 차이를 발전사업자가 판매사업자에게 지급하게 되고, 반대인 경우(POOL가격이 행사가격에 미달하는 경우), 발전사업자가 행사가격 이하의 차액을 판매사업자로부터 되돌려 받는 권리를 포기하는 대신 소위 Option Fee(옵션 프리미엄)라 불리는 고정금액을 미리 받는다. 이론적으로 이러한 프리미엄의 합계는 행사가격 이하로 POOL가격이 형성되어 발생할 차액의 예상합계 금액에 근접하게 된다. 즉 단방향 CFD 계약은 발전사업자가 콜옵션의 매도자가 되고, 판매사업자가 콜옵션의 매입자가 되는 장외 콜옵션 계약(캡계약)에 해당된다.

사후에 결정되는 판매사업자의 구매비용과 발전사업자의 수령액은 POOL가격이 예상보다 높고 낮음에 달려 있다. POOL가격이 예상가격보다 높은 경우 이러한 회피방법(CFD 계약)을 통하여 판매사업자(도매 전력 구매자)는 저비용으로 이득을 얻을 수 있게 된다. POOL가격이 예상가격보다 낮을 경우 차액 수령액(Pool가격-계약가격)은 발전회사에 지급되는 Option Fee 보다 적게 된다

<그림 4-6> 양방향 차액정산계약



<그림 4-7> 단방향 차액정산계약



CfD계약의 가격보상기준으로 SMP와 LOLP요소를 따로따로 구분하여 비용을 회수하는 것이 가능하지만 대부분의 CfD는 PPP(Pool Purchase Price)를 기준으로 계약을 체결한다. 발전사업자들은 PSP(pool Selling Price)의 Uplift 요소에 영향을 미칠 수 없다는 이유로 Uplift요소에 대하여 보상을 요구하려하지 않기 때문에 PSP로 계약되는 사례는 거의 없다.

CfD의 가격은 거래당사자의 POOL가격에 대한 인식, 즉 변동성의 수준과 정도, 위험회피성향 등에 의하여 영향을 받는다. 만약 다음 해에 POOL가격이 CfD가격을 상회할 것으로 인식되면 현재의 수준보다 높아질 것이고 반면 현재보다 약화될 것으로 인식되면 현수준 보다 낮아질 것이다. 그리고 일반적으로 판매사업자는 그들의 운영이익이 구매가격에 매우 민감하기 때문에 발전사업자보다 위험회피적이다. 반면 발전사업자는 발전용량, 공급량, 보조서비스 등으로 수입을 얻을 수 있으므로 그들의 운영이익이 전기판매로부터 얻는 수익에 상대적으로 덜 민감한 편이다. 영국에서의 발전사업자와 판매사업자의 운영이익의 민감도 분석 결과에 의하면 Two-way CfD에서의 계약가격은 차액의 분포와 상대적인 위험회피성향을 반영하는 프리미엄의 크기에 따라 예상 Pool가격 보다 약간 높아지는 것으로 나타나고 있다. One-way CfD에서는 판매업자는 높은 Pool가격으로부터의 영향을 덜 받으려고 하며, 발전업자가 대부분의 위험을 감수하게 됨으로 이 계약의 프리미엄은 높아지게 된다.

4. 장외 및 장내 계약시장 비교

가. 장내 계약시장의 상대적 유용성

Gross Pool의 경우 전체 발전량은 풀시장을 통하여 거래 및 급전계획이 이루어져야 하기 때문에, 계약시장은 풀시장 외부에서 실물인수도 절차 없이 장외계약(OTC contract)의 형태로서 차액정산계약이 주된 고려 대상이 된다. Net Pool의 경우에는 전체 발전량 가운데 상당 부분은 쌍무계약을 통해 전력 공급자와 수요자가 일정 수익이 보장되는 헤징 수단을 확보한 것으로 간주할 수 있고, 이밖에 여타 다양한 장외 및 장내 계약(exchange-traded contract) 형태의 파생상품이 추가적인 가격변동 위험 회피 방안으로 고려될 수 있다.

이같은 전력 파생상품에 대한 장외계약과 장내계약을 비교하면 다음과 같다.

첫째, 영국의 사례에서 보듯이, 차액정산계약을 활용하는 경우, 계약물량이 전체 발전량의 상당 부분을 차지하게 되면, 이러한 장외시장에서 거래되는 사적 계약에서 도출된 가격이 진정한 전력공급 비용을 반영할 수 있는 가능성이 낮다는 문제점이 있다. 이와 대조적으로 선물이나 옵션계약 등은 NYMEX나 IPE와 같은 장내시장에서 거래되고, Reuters나 Dow Jones와 같은 정보제공업자(media)들이 가격정보를 제공하며, 복잡한 형태의 중앙 풀시장이 없기 때문에 해당 가격은 거래가 체결되는 평균 가격으로서 해당 상품의 진정한 공급비용에 수렴할 가능성이 높다고

볼 수 있어, 전력시장 가격결정의 투명성과 단순성 측면에서 장내 전력 파생상품시장이 상대적으로 우월하다고 할 수 있다.

둘째, 장외계약 형태의 차액정산계약은 전력시장 내부에서 활용되는 헤징 수단이라고 볼 수 있는데, 이는 전력시장 내부의 현물 및 헤징에 대한 공급자와 수요자가 가격변동에 따른 상반된 입장을 상호간에 보증을 취하는 형태로, 해당 계약시장 참여자의 범위가 전력시장 내부에 속한 구성원으로 제한되어, 전력시장 외부로 확대될 가능성은 크지 않다. 반면에 장내계약 형태의 선물 및 옵션계약은 전력시장 내부와 함께 전력시장 외부의 국내 실수요자 및 순수 투자자뿐 아니라 해외 실수요자와 순수 투자자를 유인할 수 있기에 해당 계약시장 참여자의 범위가 전력시장 외부로 확대될 수 있다. 따라서, 장외계약에 비해 장내계약을 활용할 경우 주된 이점은 가격결정 과정에 유동성이 보다 풍부해지고, 이로써 진정한 전력공급 비용에 수렴할 가능성이 높아진다고 볼 수 있고, 또한 전력시장 외부의 직접, 간접적으로 관련된 당사자들에게도 전력가격 변동위험을 헤징할 수 있는 수단을 제공하게 된다.

셋째, 장외 파생상품은 정적인(static) 헤징수단인 반면 장내 파생상품은 동적인(dynamic) 헤징수단으로서 이들 사이에 계약 활용상 유연성의 차이가 있다. 전자의 경우, 차액정산계약 계약이 체결되면 계약 완료 시점까지 계약의 변경 내지 취소에 대한 쌍방향의가 없는 이상 계약 체결 시 정해진 가격 및 물량은 고정적이다. 반면, 후자의 경우는 선물 및 옵션 계약이 체결된 이후에도 해당 계약의 가치(가격)는 장내 거래소를 통해 시시각각으로 변화하고 반대매매를 통하여 계약 완료 시점 이전에도 해당 계약의 일부 혹은 전부를 변경 내지 취소할 수 있다. 따라서 장내

계약은 가격변동 위험을 관리할 수 있는 기능(risk management)뿐 아니라 변화하는 현재와 미래 수급 상황을 고려하여 시장에서 보다 정확한 가격을 도출하는 기능, 즉 가격발견(price discovery) 기능까지를 제공한다. 이와 함께, 현재 가격에 대비하여 미래 일정 시점의 수급을 고려한 가격의 예측치를 시장 참여자의 합의로서 도출하는 기능, 즉 가격예시(price forecasting) 기능을 제공하여, 단기 영업계획과 중장기 투자결정에도 유의한 정보를 제공한다.

나. 장외 및 장내 계약시장의 경쟁 관계

미국의 경우, 여러 주에서 전력 풀시장이 존재하는데, 특히 캘리포니아의 CalPX(California Power Exchange)와 PJM이 대표적이라 할 수 있고, 이들 풀시장에서 거래되는 전력을 대상으로 선도계약, 스왑계약 등이 장외시장에서 거래되고 있으며, NYMEX에서 COB 및 PV와 PJM의 피크부하 시간대를 대상으로 선물계약이 거래되고 있다.

호주의 경우는, NSW와 VIC 풀시장에서 현물 전력이 거래되고 있는데, 이들 풀시장에서 거래되는 전력을 대상으로 선도계약, 스왑계약 등이 장외시장에서 거래되고, SFE에서 NSW와 VIC의 기저부하 및 피크부하 시간대를 대상으로 선물계약이 거래되고 있다.

이렇듯, 현물 전력을 대상으로 장외 및 장내시장이, 그리고 장내시장 내에서 인수도 지점별, 인수도 시간대별 선물계약이 존재함을 알 수 있는데, 이러한 전력 파생상품에 대한 장외시장과 장내시장의 경쟁 현황을 살펴보면 다음과 같다.

미국 서부지역의 경우, CalPX의 선도계약(block forward)이 1999년 이

후 활발히 거래되고 있는 반면, NYMEX의 COB 및 PV 인수도 지점 선물계약은 1996년 거래 개시 이후 지속적으로 성장하다 1998년 2/4분기 이후 거래가 중단된 상태에 있다. 이러한 대조적인 발전 배경에는 (1) CalPX의 비영리적 운영에 따른 직접적인 거래비용의 차이로 NYMEX의 선물계약에 대한 기피, (2) 선물계약의 경우 인수도 지점과 거래 지점과의 차이로 인한 과도한 베이스스 위험 발생, (3) 헤징에 대한 실수요자의 근접한 거래 지역에 대한 선호 등을 들 수 있는데, 이에 대해, NYMEX는 CalPX의 의한 불공정한 경쟁 조건을 지적하고 이에 대한 시정을 요구한 바 있다.

호주의 경우도 NSW 및 VIC 풀시장에서 거래되는 현물 전력의 가격 변동성을 관리하기 위하여 선도 및 스왑 형태의 장외거래가 활발히 전개되었고, 이로써 1996년 이후 거래가 개시된 전력선물은 상대적으로 위축되는 양상을 보이게 되었다.

이상을 요약하면, 이들 파생상품은 거래 조건이 비정형적인 장외시장과 표준화된 장내시장에서 시장 참여자들에 의해 경쟁적인 관계를 가지게 되고, 이들 파생상품에 대한 전체 수요가 제한적일 경우 상이한 성장 경로를 나타내게 된다. 이들 파생상품 시장의 발전 혹은 쇠퇴는 결국 시장 참여자들의 선택에 달려 있지만, 정책적인 고려 사항은 어느 시장 혹은 제도가 가격발견 과정에서 보다 투명성을 유지할 수 있고 비용 효과적인지 하는 것이다.

이는 풀시장 가격과 이와 연계된 파생상품 가격이 단순히 계통혼잡 상황을 관리하는 차원을 넘어서 시장 수급, 즉 발전량 및 부하에 대한 계획과 투자에 대한 결정에 결정적인 역할을 하기 때문이다. 만약 특정

파생상품 시장이 이러한 선택 기준 하에서 유리한데도 불구하고, 다른 파생상품 시장에 비해 차별적인 조건으로 운영될 경우 정책적인 개입이 필요하게 된다.

5. 계약시장 발전 여건 조성

가. 기본 방향

양방향 입찰시장 단계가 되면 전력의 공급자인 발전자회사와 단독 구매자인 한전으로 구성된 시장구도에서 벗어나 배전 및 판매회사의 분리에 따른 전력 수요측의 참여자 범위가 확대되게 된다. 또한, 가격결정 과정도 비용에 근거한 입찰이 아닌 가격에 의한 입찰 방식에 의해서 전환됨에 따라 가격변동에 따른 실질적인 수익변동 위험이 초래될 것으로 예상된다.

이러한 상황에서 해당 시장 참여자들이 자발적으로 쌍방간 파생상품 계약을 체결할 수 있어야 하며, 장기적으로 이를 발전시킨 장내 계약시장을 개설하는 것이 바람직하다.

이러한 계약시장 발전을 위해서 관련업체 경영층은 계약시장의 순기능에 대한 이해가 필요하고, 정부는 관련 법 및 제도를 정비할 필요가 있다. 특히, 계약시장이 발달하기 위해서는 (1) 현물시장에서 (완전) 경쟁적인 가격이 결정될 수 있는 여건을 마련하는 것이 무엇보다 중요하고, (2) 일정 수준의 가격변동성이 존재하여, 헷징 수요를 유발시킬 필요가 있다.

결국, 이러한 시장을 통한 전력의 적정한 가치 반영은 구조개편의 기본 목적이자 효과로서, 이를 통해 (1) 자원의 효율적 배분 기능을 달성하고, (2) 중장기에 걸쳐 적정한 투자규모가 결정되도록 유도하는데 있다.

나. 시장 참여자의 범위 확대

양방향 입찰시장(TWBP)에서는 발전자회사와 배전 및 판매회사 등 전력의 공급과 수요에 직접적으로 관련된 시장 참여자 뿐 아니라 유통업자(marketer), 중개업자(broker) 등의 새로운 형태의 신규 시장 참여자가 등장할 것으로 예상된다. 이들은 직접적으로 전력 수급과 관련된 설비를 소유하지 않고, 단지 전력의 원활한 거래를 위해 필요한 시장 참여자로서의 역할만을 할 것인데, 이들의 순기능을 제고시킬 수 있는 방향으로 전력사업 관련 법규과 제도가 정비될 필요가 있다.

이들은 기본적으로 시장의 유동성을 제고시켜 가격결정과 관련된 충분한 정보를 제공함으로써 보다 경쟁적이고 객관적인 시장가격의 결정을 유도하는데 기여할 것으로 판단된다.

다. 장외시장에서 장내시장으로의 전환

양방향 입찰시장(TWBP) 구조하에서 당초 계획대로 경쟁적인 가격이 결정되고, 이에 따라 발생하는 가격변동 위험을 헷징하기 위한 수단으로서 차액정산계약이나, 이를 발전시킨 선도시장 등 전력 관련 파생상품에 대한 시장 여건이 성숙된다는 가정 하에서 궁극적으로 선물계약과 같은

파생상품의 장내시장 개설을 고려할 필요가 있다.

앞서 언급한 바대로, 파생상품의 장외시장에 대비한 장내시장의 장점으로는 (1) 가격결정 과정에 유동성이 보다 풍부해지고, 이로써 진정한 전력공급 비용에 수렴할 가능성이 높아진다고 볼 수 있고, (2) 전력시장 외부의 직접, 간접적으로 관련된 당사자들에게 전력가격 변동위험을 헤징할 수 있는 수단을 제공하며, (3) 장내 파생상품은 동적인(dynamic) 헤징수단으로 볼 수 있는데, 이로써 이들 헤징계약의 활용상 유연성을 높일 수 있다는 점이다. 우선 Gross Pool의 운영을 전제한 선물 및 옵션 계약의 거래를 위한 장내시장의 발전을 위해서는 차액정산계약의 표준화 작업이 이루어질 필요가 있다.

라. 구조개편 추진 과정의 규제 위험 축소

규제체제에서 경쟁시장으로의 이행 과정에는 많은 불확실성이 내재되어 있다. 구조개편의 종착점이 분명히 정의되지 않거나, 정의되었다 할지라도 구조개편 과정의 학습효과는 개선의 여지를 노출시키게 된다. 실제 앞서 구조개편을 진행한 많은 나라에서 제2차 구조개혁 물결이 나타남에 따라 규제 측면의 많은 부분을 재구성하였거나 이를 검토하고 있다.

한편 우리나라를 포함하여 많은 나라에서 구조개편은 점진적으로 진행되고 있다. 계속 이어질 부분적 개혁의 일정이 확정되어 있지 않으며, 점진적이라는 것 자체가 기존과 새로운 체제의 두 가지 규제체제가 공존하는 것을 의미한다. 두 개의 다른 규제체계간의 경계가 불분명한 경우가 많아서, 분쟁이 일어나거나 이행기간중 상당한 규제위험을 야기할

규칙 적용상의 불확실성 문제가 나타날 수 있다.

규제위험은 다른 일반적인 위험과 마찬가지로 투자를 위축시키고, 투자자가 요구하는 위험 프리미엄을 상승시키는 효과를 가진다. 비록 이것이 과도기적 문제일지라도, 우리나라처럼 경쟁체제 도입 이후에도 계속적인 투자가 요구되는 경우 심각한 문제로 확대될 수 있다. 계약시장은 그 성격상 중장기적 거래를 대상에 포함한다는 점에서 규제적 위험의 최소화는 계약시장 활성화의 주요 관건이 된다고 할 수 있다. 따라서 투자를 용이하게 하기 위해 신뢰할 수 있고 분명히 정의된 전력시장 규제 체계를 제공하고, 건설허가와 관련된 행정절차의 원활화를 기함으로써 우호적 투자환경을 조성하는 등의 규제적 위험을 최소화하는 것은 구조 개편 과정에서의 핵심적 정부 역할이라고 할 수 있다.

마. 유효경쟁 제고 시책 강화

계약시장이 발달하기 위해서는 현물시장에서의 가격결정이 (완전)경쟁적이어야 한다. 현물시장가격의 수준과 변동성이 계약시장 파생상품의 가치를 결정한다는 점에서 현물시장가격에 대한 인위적 힘의 작용 가능성은 가능한 한 철저히 배제되어야 하는 것이다.

특히 발전부문의 진입장벽을 최소화시킬 필요가 있으며, 효과적인 시장진입과 소비자 선택을 위해 시장참여자의 반경쟁적 행위 가능성과 신규발전진입에 대한 장벽 발생 가능성을 예의 주시하고, 이를 방지하기 위한 대책을 마련, 시행하여야 한다.

계통신뢰도 및 발전설비투자를 계속 감시하되, 조사결과 큰 문제가 없으면 정부의 개입은 가급적 자제하고, 감시체계는 시장의 크기와 기능

정도에 맞추는 것이 바람직하다.

바. 최종소비자 요금규제의 합리화

현물거래와 다양한 계약시장 거래간의 적정 포트폴리오를 전제한 현물가격과 장기가격간의 표준 가중치 지수를 설정하여, 이를 포획 수용가에 대한 최종소비자요금 규제에 적용하면 판매사업자가 수익안정화를 위해 나름의 적정 수준까지 (장기)계약 거래를 하도록 유도하는 효과를 가지게 될 것이다. 특히 초기에 설정하게 될 vesting contract의 단계적 기한 만료와 병행하여, 시장에 의한 자율적 계약이 이를 대신할 수 있도록 촉진하기 위해서는 시장에서 결정될 자율적 계약의 비중 증대에 맞추어 이들 계약의 물량과 가격이 최종소비자 요금에 적절히 반영될 수 있는 유연한 요금규제가 과도기적으로 필요할 것으로 판단되며, 소비자 선택권의 확대 과정에서도 기존의 계약들이 사업자의 부담으로 작용하지 않도록 할 필요가 있다.

한편 판매사업자에게 용량확보의무를 부과하는 용량시장제도의 운용은 용량의 특성상 이의 확보가 대부분 계약시장을 통해 이루어지리라는 점에서 에너지시장에서의 계약거래 활성화에 기여할 것이다. 용량시장 제도에 대해서는 제3장에서 논의한 바가 있다.

제 5 장 준비상시 대책

향후 전력공급 부족이 예상되는 준비상 상황하에서는 정부가 어떤 형태로든 전력시장에 관여하지 않을 수 없게 된다.²⁹⁾ 제3장의 <그림 3-6>에서 본대로 발전소건설 계획에서 실제 착공까지는 여러 단계를 거쳐야 하는데, 준비상시 긴급하게 발전소를 건설할 필요가 있을 때에는 정부가 나서서 부지확보 과정, 환경영향평가 등이 원활하게 진행될 수 있도록 지원할 필요가 있을 것이다.

준비상시 발전소 건설기간을 단축시키기 위해서 정부가 취해야 될 조치는 다음과 같은 것이 있다. 우선 부지확보를 긴급히 해야 할 것이며, 환경영향평가에서 부처간 및 지자체의 협조를 구하여야 할 것이다. 또한 발전소의 건설을 위해서는 여러 조건에 맞는 설계사양을 설정하여 기술 용역을 발주해야 하는데 입찰과정을 단축할 수 있는 방안을 강구해야 한다. 그 외에도 일정규모 이상의 발전설비 기자재를 구매할 때는 WTO 조약에 의해 국제입찰을 하도록 되어 있는데 이를 간소화해야 한다.

이런 모든 조치가 원활하게 작동된다면 최소한의 물리적 건설기간(최단기 2년) 만으로 발전소를 건설·준공할 수 있을 것이다.

29) 여기서 준비상 상황이라 함은 전력공급 부족에 의해 실제 단전(load shedding)이 발생되고 있는 상황을 말하는 것이 아님을 유의해야 한다. 비상상황이 이미 발생하고 있는 경우에는 전기사업법 제29조(전기의 수급조절 등)에 규정된 안정화 장치를 발동할 수 있다. 본 장에서는 준비상 상황은 가까운 장래(예컨대 2-3년 후)에 비상상황이 예상되는 시점을 의미한다는 것을 전제로 여러 조치를 논의한다.

<표 5-1> 발전기 유형별 건설공기 및 건설비용

구분	원자력		석탄		석유	LNG복합	양수
	1000	1400	500	800			
	MW	MW	MW	MW	500	450	300
					MW	MW	MW
실건설기간 (개월)	64	68	44	52	42	30	65
총기간 (개월)	155	157	122	133	120	102	141
건설단가 (천원/kW)	1,688	1,498	1,147	1,092	896	572	714
총비용	1조6880	2조972	5735	8736	4480	2574	2142
	억원	억원	억원	억원	억원	억원	억원
설비수명(년)	40	40	30	30	30	30	55

자료: 『발전설비현황』, 한국전력거래소, 2001년도판

<표 5-1>은 각 발전기 유형별 건설공기 및 건설비용을 보여 주고 있다. 실건설기간은 물리적 건설기간을 의미하며, 총기간은 실건설기간에 부지조성 및 환경평가 등 사전준비기간을 포함한 것이다. 물리적 건설기간이 가장 짧은 발전기는 LNG복합(450MW기준)으로 약30개월의 표준공기를 가진다. 본 장에서는 앞서 언급된 발전소건설 계획부터 착공까지의 기간 단축 이외에 정부가 취할 수 있는 대책으로서 공영회사의 운영 및 보조금 입찰 등을 중심으로 살펴본다.

1. 공영회사의 운영

준비상 상황에서 발전소의 건설이 부족하다고 여겨질 때 공기업을

통해서 직접 발전소를 건설하여 수급안정을 기하도록 하는 방안이 있다. 그 실행방안으로서 새로운 공영회사 설립, 기존 발전자회사 중 하나를 공기업으로 남기는 방법, 혹은 원자력회사를 활용하는 방법 등이 고려될 수 있다.

물론 새로운 공영회사를 설립하는 방안은 기존 발전자회사의 완전 민영화 이전에는 별도로 고려할 필요가 없다. 만일 민영화가 예상외로 빨리 진행될 경우 수급 상황을 고려하여 마지막 발전자회사의 매각을 유보하는 방식도 생각될 수 있다.

모든 화력 발전자회사를 민영화한 이후에 공영회사의 필요성이 대두된다면 새로운 공영회사의 설립과 공기업으로 남아있는 원자력회사의 활용안 중에서 합리적으로 선택할 수 있을 것이다.

발전자회사가 완전 민영화되기 이전까지는 공영회사의 설립은 단지 미래의 상황을 대비하는 아이디어 차원의 문제이며 별도의 회사를 세울 필요는 없다고 보여진다. 완전 민영화 이후 공영회사가 설립된다고 하더라도 민간 발전사업자를 통한 경쟁체제의 구축이라는 구조개편의 본래 목적에 부정적으로 작용하지 않도록 추진되어야 한다.

2. 보조금 입찰

가. 보조금 입찰의 정의

보조금 입찰이란 정부가 발전소허가를 보장한 상태에서, 보조금에 대한 최저가입찰을 통해서 사업자를 선정하는 것을 말한다. 물론 나머지

발전소 건설비용은 민간사업자가 부담하게 된다. 보조금 입찰은 준비상 상황에서 긴급하게 발전소 건설을 유도한다는 수급안정 측면에서 사용될 수도 있고, 또한 특정 전원발전소에 선택적 지원을 함으로써 전원 Mix의 적정화를 달성하기 위한 정책으로 활용될 수도 있다.

나. 수급안정화 목표

만일 정부가 준비상시 보조금 입찰 정책을 사용하는 경우 그 자금원은 발전자회사의 매각대금 혹은 전력산업기반기금이 될 것이다. 보조금이 지급되는 방식은 일시불(lump-sum)로 해야 할 것이며, 시장에 참여해서 Kwh당 몇 원의 생산보조금을 받는 방식은 시장가격을 직접 왜곡하므로 피하는 것이 바람직하다.

그러나 정부가 준비상시 보조금입찰 정책을 쓸 것이라는 것을 발전사업자들이 알게 된다면, 발전사업자들이 오히려 전략적으로 투자를 줄일 수도 있으므로 이 정책의 사용은 극히 제한적으로 해야 한다.

보조금 입찰을 수급안정화 목적으로 긴급하게 사용한다면, 정부가 입지 및 허가를 보장해 주는 경우가 될 것인데 그것은 최단기에 건설될 수 있는 LNG발전소일 수밖에 없다. 결과적으로 정부가 전원구성상 LNG발전소의 비중을 높이게 되는 것이다.

다. 전원Mix 정책과의 연관성

1) 5차수급계획하의 전원Mix

5차수급계획에 따르면 2015년까지 총106기, 4,513만kW의 발전설비 건설이 계획되었는데 수력, 원자력, 석탄, 석유 등 주요 전원이 고루 건설되도록 배분되었다. 전원별로는 석탄 24기, 1,320만kW, 석유 15기, 530만kW, 양수 12기, 370만kW가 계획되었고 원자력 14기, 1,530만kW, LNG 22기, 752만kW이다.

기존설비의 폐지계획과 신규설비의 건설에 의한 발전설비용량은 1999년 4,698만kW에서 2015년 7,906만kW로 약 1.7배가 확대되었다. 발전원별 설비구성에 있어서 원자력, 석탄, 수력 구성비는 지속적으로 증가하며 LNG 구성비는 점진적으로 증가후 하향추세가 유지되나 석유의 구성비는 감소하는 것으로 나타나고 있다.

<표 5-2> 전원구성 추이 및 전망 (단위: MW, %)

	1980	1990	1999	2000	2010	2015
수력	1,157 (12.3)	2,340 (11.1)	3,148 (6.7)	3,148 (6.4)	6,324 (8.5)	6,934 (8.8)
무연탄	750 (8.0)	1,020 (4.9)	1,291 (2.8)	1,291 (2.6)	1,325 (1.8)	800 (1.0)
유연탄	-	2,680 (12.7)	11,740 (25.0)	12,740 (26.0)	19,240 (25.8)	20,420 (25.8)
석유	6,897 (73.4)	4,815 (22.9)	4,716 (10.0)	4,866 (9.9)	6,806 (9.1)	6,001 (7.6)
가스	-	2,550 (12.1)	12,368 (26.3)	13,289 (27.1)	18,387 (24.6)	18,850 (23.8)
원자력	587 (6.3)	7,616 (36.2)	13,716 (27.7)	13,716 (28.0)	22,529 (30.2)	26,050 (33.0)
계	9,391	21,021	46,978	49,050	74,611	79,055

발전전력량은 1999년 2,372억kWh에서 2015년에는 4,268억kWh로 1.8배 확대될 전망이다. 원별비중은 원자력이 1999년 43.5%에서 2015년 44.5%로, 석탄은 34.1%에서 34.9%로 확대될 전망이며, LNG 및 중유발전은 각각 1999년 12.7%, 6.9%에서 10.8%, 6.9%로 축소 내지 비중유지가 예상된다.

<표 5-3> 원별발전량 추이 및 전망 (단위: GWh, %)

	1980	1990	1999	2000	2010	2015
수 력	1,984 (5.3)	6,361 (5.9)	6,066 (2.5)	4,399 (1.7)	4,566 (1.2)	4,712 (1.1)
무연탄	2,481 (6.7)	2,630 (2.5)	4,833 (2.0)	6,069 (2.4)	6,208 (1.6)	4,419 (1.0)
유연탄	-	17,331 (16.1)	76,711 (32.1)	83,914 (33.5)	137,891 (35.9)	144,603 (33.9)
석 유	29,297 (78.7)	18,857 (17.5)	18,527 (7.8)	26,191 (10.4)	39,024 (10.2)	36,643 (8.6)
가 스	-	9,604 (8.9)	30,124 (12.6)	28,816 (11.5)	43,328 (11.3)	46,267 (10.8)
원자력	3,477 (9.3)	52,887 (49.1)	103,064 (43.1)	101,238 (40.4)	153,156 (39.9)	190,125 (44.5)
계	37,239	107,670	239,325	250,627	384,173	426,769

2) 경쟁시장하의 전원Mix 전망

경쟁시장에서 발전원의 선택은 사업자가 자율적으로 결정하게 될 것이다. 즉, 경제원리에 따르면, 수익이 많이 발생되고 있는 유형의 발전소

는 많이 지어지는 반면, 수익이 적거나 손실이 발생되고 있는 유형의 발전소는 더 이상 지어지지 않거나 퇴장하게 되어 모든 유형의 발전소의 수익성이 비슷하게 되는 점에서 장기균형을 이루게 된다. 이처럼 장기적으로 시장에 의해 도달되는 전원Mix가 적절한 수준이 된다.

보다 구체적으로 보면 사업자는 투자의 회임기간이 길거나 건설공기가 긴 설비의 건설을 회피하는 경향을 보일 것이다. 왜냐하면, 초기투자비가 과다하게 들며, 건설기간 및 비용회수기간이 장기인 발전소의 경우 사업위험도가 매우 높으므로 그만큼 수익성이 크게 보장되지 않는 한 투자를 기피할 것이다. 따라서 상대적으로 투자비가 적고 건설공기가 짧은 발전설비의 비중이 증대할 수 있으며 이러한 경향은 발전가격의 상승을 가져올 것으로 예상된다.

한편 정부가 인·허가 규제를 통해서 전원Mix를 조절하는 것이 정당화될 수 있는 경우는 환경 및 안보 등 외부효과가 있는 발전소 건설에 대한 지원이다. 즉, 외부효과로 인한 시장실패를 막는다는 의미에서 그것을 내부화(internalize)할 수 있는 수준의 보조금 지급은 정당화될 수 있다. 하지만 그 범위를 넘어서 정부가 특정 투자기피설비에 대해서 유인책을 강구하는 것은 재고해야 할 것이다.

정부의 개입이 정당화되는 경우라 하더라도 문제는 어떤 수준이 적절한 전원Mix인지를 사전에 알기 어렵다는 점이다. 물론 과거 한전은 WASP 등의 전산모형을 활용한 비용최소화기법을 통해서 적절한 설비 조합(optimal mix)을 도출하여 전원계획에 활용해 왔다.

그러나 비용최소화 기법은 시장의 수요·공급 상황을 고려한 것이 아니라 비용측면만을 고려하는 것이므로 발전기별 수익성에 따른 발전사

업자들의 자발적인 발전원 선택 결과와 일치할 수는 없다.

다만, 장기수급계획 및 전원개발계획은 전력시장에 가이드라인을 제공한다는 의미에서 지속적으로 행해질 것이므로, 이전의 한전이 해 오던 WASP을 활용한 적정 설비조합의 산출도 기준점을 잡는다는 의미에서 지속할 필요가 있다.

만일 비용측면에서 본 설비의 적정조합과 시장의 선택 사이에 지나친 괴리가 있다고 판단되는 경우 정부는 전기사업법 제7조 및 제56조 등 전기사업의 허가에 관련되는 조항에 의거해서 조절기능을 행사할 수 있을 것이다. 영국의 경우 전력산업 구조개편 이후 신규건설 또는 기존설비의 연료전환으로 가스발전이 급증하자 규제기관에서 신규가스발전의 인·허가를 중지한 사례가 있다.

제 6 장 결 론

우리나라의 경우 2015년에는 현재의 발전설비 보다 약 1.6배 증가가 예상되는 등 아직도 전력수요 성장의 잠재력이 매우 높으며, 국내 부존 자원 부족과 인접국가와의 전력계통 연계도 어려운 실정이므로 전력수급 안정은 무엇보다도 중요한 과제이다.

2000년 12월 전력산업구조개편 촉진법과 개정된 전기사업법이 국회에서 통과되어 2001년 4월부터 발전부문이 한전으로부터 분리됨으로써 전력산업에서도 경쟁체제가 시작되었다. 이에 따라 발전부문에 대한 진입규제의 완화가 진행되고 있으며, 나아가 전력산업의 전반적인 운영도 시장의 자율기능에 따라 이루어지는 방향으로 전환되고 있다.

시장경쟁 체제하에서 전력수급은 시장의 가격신호에 따라 자율적으로 결정되는 것이 원칙이다. 하지만 전력설비는 특성상 장기간에 걸쳐 막대한 투자가 요구되고 미래의 수요, 연료가격 변동 등 불확실성이 높으므로 사업자가 직면한 투자위험도는 상당히 크다고 볼 수 있다. 그에 따라 외국의 사례와 같이 투자비 규모가 적고 투자비 회수가 유리한 가스발전 등 특정전원을 선호할 가능성도 높다고 볼 수 있다.

따라서 미국 캘리포니아 전력부족사태에서 잘 나타난 대로 구조개편 이후 규제의 실패로 인해 민간사업자의 발전소 건설을 억제하는 결과를 초래한 사실이 주는 교훈 등을 고려하여 전력산업 구조개편 과도기에 전력수급 안정을 기할 수 있는 제도적 장치 마련이 필요하다. 본 보고서

는 이러한 문제의식에서 출발한 것이다.

본 보고서의 제2장에서는 우선 전력산업구조개편에 따른 수급불안정성 요인에 대해서 정리를 하였다. 그 요인은 크게 네 가지로 나누어지는데 첫째, 적정 예비율 확보의 불확실성, 둘째, 건설·계획 중인 발전소의 불확실성, 셋째, 발전사업의 위험성 증대, 넷째, 여건의 변화 등이다.

제3장에서는 수급불안정성 요인을 해소하고 발전소 건설투자를 촉진할 수 있도록 하는 방안에 대해 논의하였다. 첫째, 용량시장 제도는 적정 예비율을 보장할 수 있는 매우 안정적인 수단이며 또한 발전사업자의 위험도를 줄이고 자금조달의 원활화를 기할 수 있는 방안임을 지적하였다. 둘째, 현재 전체 발전량의 약 10%를 차지하는 자가발전사업을 활성화시키는 것은 전력공급원을 다변화시켜서 수급안정에 도움이 된다고 본다. 셋째, 발전사업자가 판매사업을 겸업할 수 있는 경우, 안정적인 판매망 확보로 발전소 건설을 촉진하는 요인으로 작용할 것이다. 이는 용량시장 도입과 보완적인 효과도 지닌다고 볼 수 있다. 넷째, 발전회사 매각 이후 한전의 감자시 정부에 귀속되는 부분을 전력산업 기반기금에 출연하거나 별도의 기금화하여 발전소 건설자금으로 장기저리 융자하는 방안은 발전사업자의 투자촉진을 유도할 수 있을 것이다. 다섯째, 대규모 투자가 필요한 발전사업분야에 대한 민간의 참여확대를 유도하기 위해 공정거래법 상의 출자총액 및 채무보증 제한에 대한 예외를 인정하는 방안을 제시하였다. 여섯째, 허가받은 발전소를 적기에 준공하도록 유도함으로써 수급안정을 도모할 수 있다.

제4장에서는 발전사업자가 직면한 사업상의 위험도를 줄일 수 있는 다양한 재무적 계약에 대해 논의하였다. 계약시장의 활성화를 통해 발전

사업자의 수익변동폭이 줄어들고, 프로젝트 파이낸싱을 통한 안정적 자금조달이 가능해 진다면 발전사업자의 투자를 촉진하는 유인이 될 것이다.

서론에서 지적했듯이 본 보고서의 초점은 비상상황이 발생한 경우에 대한 대처방안이 아니라 사전적으로 수급불안정성이 발생할 수 있는 요인을 최소화할 수 있는 제도적·정책적 대응책을 시장원리를 훼손시키지 않는 범위 내에서 제시하는데 있다.

따라서 본 보고서의 제3장과 제4장에서는 경쟁시장의 원리를 손상시키지 않는 범위 내에서 적절한 시장규칙의 설정 그리고 올바른 규제정책의 수립이라는 맥락에서 방안들이 제시되었다.

한편 제5장은 어느 시점에서 볼 때 그 후 2-3년 내에 심각한 수급불안이 야기될 것이 예상되는 준비상시의 대처방안으로서 공영회사의 운영과 보조금 입찰에 대해서 논의하고 있다. 제시된 두 방안은 현 단계에서 도입할 필요가 있는 것은 물론 아니며, 구조개편으로 조성된 경쟁시장 원리를 침해하지 않도록 당분간 수급상황의 추이를 지켜보면서 신중하게 검토해야 한다.

이외에도 수급안정화 차원에서 고려되어야 할 것 중의 하나는 수도권의 전력수급 문제이다. 우리나라의 약 40%의 전력을 소비하는 수도권의 경우 총 설비용량의 25% 수준만을 보유하고 있어 발전설비 확충이 시급하지만, 2003년까지 발전설비 용량증가는 15만kW로 단·중기적으로 수도권의 전력수급 어려움이 예상되고 있다. 수도권 전력계통 안정을 위해 기존에 확보된 입지를 최대한 활용하여 전력공급력을 증진할 수 있는 방안을 마련해야 할 것이다.

본 보고서에서 명시적으로 다루지는 않았지만, 구조개편 이후에도 수요관리(DSM) 측면에서의 노력은 지속되어야 할 것이다. 특히 수요관리는 단기적인 효과를 거둘 수 있는 정책이므로 수급의 불안이 예상되는 시기에는 수요관리 프로그램을 적절히 활용할 수 있을 것이다.

참 고 문 헌

□ 국내문헌

- 김방립, 『전력산업구조개편: 문제점과 개선방안』, 김방립의원 정책자료
집 제4호
- 산업자원부, 『발전사업 세부허가기준(안)』, 2001.7
- 에너지경제연구원, 『전력산업의 개혁방향과 주요 정책과제』, 2000.4
- 에너지경제연구원, 『전력산업 민영화 연구』, 2000.7
- 에너지경제연구원, 『한전 배전부문 분할방안에 관한 연구』, 2001.5
- 에너지경제연구원, 『도매경쟁시장의 개설 및 운영을 위한 정책 및 규제
설계 용역(정책개념화)』, 2001.8
- 한국전기연구소, 『전력산업 구조개편후의 장기전력수급계획 수립·방
안』, 2000
- 한국전력거래소, 『캘리포니아 전력위기에 대한 분석보고서』, 2001.2
- 한국전력거래소, 『전력시장운영규칙』, 2001.4.2
- 한국전력거래소, 『캘리포니아 전력위기 현황』, 2001.4
- 한국전력거래소, 『전력수급 및 시장여건 전망』, 2001.5
- 한국전력거래소, 『전력도매시장에서의 설비투자 유인정책에 관한 연
구』, 2001.6
- 한국전력거래소, 『발전설비현황』, 2001
- 한국전력공사, 『예비력이야기: 전력산업의 계획과 운용에 있어서의 예비
력』, 1997

한국전력공사, 『상용자가발전업체 조사분석』, 2000.8
한국전력공사, 『배전부문 해외 벤치마킹 보고서』, 2000.10
한국전력공사, 『한국전력통계』, 2001
한국전력공사, 『경영통계』, 2001

□ 외국문헌

Doyle, G & D. Maclaine, *Power as a commodity : The future of the UK electricity supply industry*, Financial Times Energy Publishing
Freehills, "Guideline No. 11 - Maintaining a Secure and Stable Electricity Supply" in *Freehills Work Order No. RSC 8 - Key regulatory processes need to be specified in the regulatory guideline of Electricity Commission*
Kee, Edward D. , "Vesting Contracts : A Tool for Electricity Market Transition," *Electricity Journal*, July 2001
PJM Interconnection, L.L.C., *PJM Capacity Credit Markets, Schedule 11*
PJM Interconnection, L.L.C., *PJM Manual for Accounted-For Obligation*, 2000.11
Stoft, Steven, "PJM's Capacity Market in a Price-Spike World," *POWER*, May, 2000
Stoft, Steven, "Installed Capacity Requirements," Ch.2-8, *Power System Economics(Draft)*, 2001.1.31