

계통운영보조서비스 비용산정 및 분담방안

이정호*, 오태규*, 강동주*, 옥기열+, 전재룡+
*한국전기연구원, +한국전력거래소

An Approach to the Calculation and Allocation of Ancillary Service Cost

J.H. Lee*, T.K. Oh*, D.J. Kang*, K.Y. Ok+, J.R. Jeon+
*KERI, +KPX

Abstract - 본 논문은 실시간 수급균형 및 안전도 유지를 책임지는 계통운영자가 효율적인 시장운영을 위한 보조서비스 확보를 위해 체계적인 보조서비스 제도 수립에 근간이 되는 보조서비스의 가치산정 및 적정보상에 대한 합리적 근거를 제시한다. 보조서비스 개선방안에 따른 시장참여자의 정산영향 평가 및 분석을 위한 비용분담, 수익배분 시뮬레이션을 수행하였다. 보조서비스 비용요소를 발굴하여 비용산정에 반영하고 비용분담 방안을 제시함으로써 전력계통운영에 필수적인 보조서비스 공급에 대한 유인이 확대될 것이다.

1. 서 론

우리나라 전력시장에서도 계통운영보조서비스(Ancillary Service) (이하 보조서비스) 제도가 운영되어 오고 있는데 현재의 CBP 전력시장에서는 전력거래소가 보조서비스 운영계획을 별도로 수립하여 운영하고 그 실적에 따라 보조서비스 정산금을 지급하고 있다. 그러나 보조서비스의 적정 요구량 및 확보량의 실효성, 또는 정산단가 등에 대해 이견과 논의가 지속되고 있으므로 보조서비스의 정확한 요구량 산정과, 보조서비스 제공자 설비의 성능평가, 보조서비스의 적정 보상수준 등에 대한 객관적이고 합리적인 검토가 시급한 실정이다. 더욱이 현재의 정산 규칙은 각 발전기의 응동 특성 등, 시험 데이터가 준비되어 있지 않은 상태에서 제정되었기 때문에 가장 간단한 형태를 취하고 있으며 이에 대한 개선이 필요하다. 현재 CBP 시장에서의 보조서비스 보상체계는 서비스 제공 수준에 대한 정량적 평가와 제공에 따른 인센티브가 제대로 반영되지 않아, 발전회사들이 보조서비스 제공을 확대하기 위한 노력과 투자가 제대로 이루어지지 않고 있다.

본 논문에서는 보조서비스 정산단가 및 비용분담 원칙을 도출하여 보조서비스 제도를 개선함으로써 발생하는 시장참여자의 정산영향 평가 및 분석을 위한 비용분담, 수익배분 시뮬레이션을 수행하였다. 보조서비스 비용요소를 발굴하여 비용산정에 반영하고 비용분담 방안을 제시함으로써 전력계통운영에 필수적인 보조서비스 공급에 대한 유인이 확대될 것이다.

2. 본 론

2.1 국내 보조서비스 운영

국내 CBP 시장에서의 보조서비스 정의는 전력시장운영규칙에 따라 전력계통의 안정성 및 신뢰성을 유지하기 위하여 이루어지는 주파수조정, 적정 예비력의 확보, 무효전력의 수급, 자체기동발전 등의 행위로 정의되고 있으며, 크게 주파수조정서비스, 예비력서비스, 자체기동서비스, 무효전력수급 서비스의 4가지로 구분된다. 주파수조정서비스는 주파수추종운전(G/F : Governor Free Response)과 자동발전제어운전(AGC : Automatic Generation Control)으로 세분되고, 예비력서비스의 경우에는 발전기의 반응 시간과 현재 계통병입 여부에 따라 대기예비력과 대체예비력으로 구분된다. 대기예비력 역시 현재 시점에서의 계통병입 여부에 따라 운전상태 대기예비력과 정지상태 대기예비력으로 구분되며 예비력 보상은 정지상태 대기예비력과 대체예비력에 대해서만 이루어진다. 이는 운전상태 대기예비력의 경우 제약감발보상(COFF : Constrained Off Compensation)에 의해 보상되고 있다고 간주하기 때문이다.

<표 1> 보조서비스 적용 단가 개정안 (2006년 10월 이후)

주파수조정	에비력	자체기동
G/F 3,627원/MWh	대기 1,820원/MWh	130,000원/MW·월
AGC 941원/MWh	대체 1,210원/MWh	

전력시장에서 보조서비스의 비용을 원가분석 측면에서 접근하는 것은 매우 힘든 일이고 많은 시간과 노력을 기울여 진행하더라도 그 정확성에 대하여 다양한 전력시장참여자들의 동의를 구해내는 일 또한 어려운

일이다. 보조서비스의 종류별 소요비용 중 주파수조정보조서비스의 비용 요소에는 조속기 운전 및 자동발전제어 운전에 따른 발전기 열효율 감소 및 연료비 증가, 발전기 출력변동에 따른 기계적 마모 및 이에 따른 수명의 감소, G/F 및 AGC 운전에 따른 설비 투자 및 운영비용, 주파수 조정을 위해 추가기동 또는 감발로 인한 기회비용이 있다.

에비력의 경우 발전사업자의 직접비용과 시장비용 상승분이 있는데 이중 직접비용의 경우는 Hot Start 비용만 지불되므로 Cold 상태의 발전기가 Hot Start 상태로 이행될 때까지의 비용은 보상되지 않고 있다. 시장비용 상승분의 경우에는 발전기가 기동특성을 일부 개선하여 대기 예비력이나 대체예비력을 제공할 수 있기 때문에 이를 촉진하기 위한 비용지불이 필요하다. 또한, 복합발전기의 경우 빈번한 기동정지가 발전기의 수명감축 및 정비비 증가의 원인이 되는 만큼 발전사업자는 가능한 한 최소운전시간을 증가시키려 하기 때문에 이로 인한 시장운영비용의 증가가 예상된다.

2.1.1 주파수조정보조서비스 비용산정

주파수조정보조서비스 주요 비용요소인 G/F 운전에 의한 발전기 효율감소비용과 운영유지비 계산은 발전기의 종류, 발전기 개별호기마다 다르게 나오는데 대표적인 발전기를 선정, 수행한 연구 "계통운영보조서비스 적정 비용규모 산정에 관한 연구", "발전비용 산정을 위한 37기 화력발전설비 특별성능시험 결과보고서"를 활용하여 발전기효율감소 데이터를 도출, 적용하였다. 2006년 발전원별 발전비용 데이터에 의한 발전원별 효율감소와 그에 의한 비용은 다음 표2와 같이 산정하였다.

<표 2> 발전원별 효율감소와 효율감소로 인한 비용 산정

	효율감소(%)	발전비용(억원)	효율감소비용(억원)
유연탄	0.58	28,451	165
국내탄	1.25	3,657	46
유류-가스	0.57	20,378	116
복합	0.05	77,938	39
합계	-	130,424	366

"계통운영보조서비스 운영 및 보상방안" 연구결과에 따르면, 운영유지비의 경우 석탄화력 발전기는 50~70[원/MWh] 사이에서 산출되고 평균을 취하여 60[원/MWh]을 적용하고, 복합화력의 경우는 87[원/MWh]으로 산정되었고, 이를 본 논문에서의 유류-가스 발전기군의 운영유지비용으로 적용한다. 상기 표 2에서 추정된 연간 발전량에 근거한 연간 운영유지비용을 구하면 다음 표 3 평균값과 같다.

<표 3> 주파수조정서비스 제공에 따른 운영유지비 증가

	석탄화력	복합화력	합계
2004년	74억원	57억원	131억원
2005년	84억원	66억원	150억원
평균	79억원	62억원	141억원

석탄화력과 복합화력의 평균값을 더한 화력발전기 운영유지비용은 연간 141억원 수준에서 결정되는 것으로 추정할 수 있다. 효율저하에 의한 비용 성분을 더하면 366억원+141억원=507억원이고, 이를 주파수조정서비스로 인한 비용발생 성분으로 보고 최소 보상금액 수준으로 산정한다. 본 논문에서는 G/F 운전과 AGC 운전의 응답속도인 10초, 30초에 근거하여 응답속도에 반비례하여 단가를 적용할 것을 제안한다. 정산단가와 2006년 10월 정산실적에 근거하여 매 시간 G/F 및 AGC의 평균 서비스 제공량을 추정할 수 있다. 2006년 10월 정산실적에 따라 G/F의 경우 2,325,314,084[원-월]/3,627[원/MW-h]/744[시간/월]=861[MW]이고 AGC의 경우는 547,946,132[원-월]/941[원/MW-h]/744[시간/월]=783

[MW]이다. 마찬가지로 방식으로 G/F 총 보상비용이 507억원이므로 이에 근거하여 G/F 단가를 산정하면 6,722[원/MW-h], AGC 단가는 G/F 단가 1/3 적용하여 2,241[원/MW-h]이다. AGC 단가에 근거하여 AGC 총 보상금액을 구하면 15,371,198,280[원]으로 154억원 정도로 산출된다. 이 경우 주파수조정서비스의 총 보상금액은 661억원에 달하게 된다.

2.1.2 대기예비력 비용 산정

대기예비력은 주로 발전기 상정고장에 대비하여 20분 이내에 투입될 수 있도록 발전용량을 확보해 두는 개념이다. 실제 2006년도 대기예비력 확보실적을 보게 되면, 20~90[MW] 수준에서 분포하고, 평균은 56[MW] 수준이다. 본 논문에서는 대기예비력이 가스터빈과 양수발전기로 확보된다고 했을 때 각각에 대한 대기예비력 확보비용과 두 발전원이 대기예비력 확보 자원으로 공존하는 경우에 대기예비력 확보비용 및 단가를 산정한다. 가스터빈 발전기의 Hot Start 경우 정지 후 40분 이내에 유지될 수 있으며, 계통병입까지 소요되는 시간은 일반적으로 10~15분이다. 정지 후 40분이 경과한 뒤 다시 기동하기 위해서는 Cold Start를 하여야 하며 40분 이상 소요되므로, 대기예비력 확보를 위한 Hot 상태를 유지하기 위하여 40분마다 가스터빈(G/T)을 기동하여야 한다. 결과적으로, Cold Start하여 계통병입까지 되는데 40분, 계통병행로부터 Cold 상태에 도달하는데 40분 정도 소요된다. 일단 Hot 상태에 도달하기 위한 비용은 2,392[원/MW]이고, 이를 유지하기 위한 비용은 이의 절반인 1,196[원/MW]이다. 이를 합산하면 3,588[원/MW]이다. 이를 시간 단위로 환산하면 5,382[원/MWh]이다. 2006년 정산실적에 근거하여 대기예비력이 시간 당 평균 56MW 확보된다고 가정하면, 연간 비용은 2,640,193,920원, 즉 26억원에 달하게 된다.

2.1.3 대체예비력 비용 산정

가스터빈 발전기로 대체예비력을 확보할 경우 발생하는 비용은 기동 대기비용이 0이라고 볼 수 있다. 복합발전기의 경우, 총 발전용량이 16,572[MW]이고 기동대기비용은 45,551천원이므로 Hot 상태에 도달하기 위한 단위 용량 당 비용은 2,749[원/MW]이고, Hot 상태 유지비용은 도달 비용의 1/3인 211[원/MW]이다. 이를 합산하면 2,960[원/MW]이고, 이는 평균기동시간인 2.38(=1.19*2)[hour] 동안 발생한 비용이므로 1시간 단위의 비용으로 환산하면 1,244[원/MWh]이다. 증유발전기를 대체예비력을 확보할 경우 발전단 용량과 기동대기비용 합산을 통해 단위 용량당 평균 기동대기비용을 산정하였다. 단위용량 당 평균 기동대기비용은 24,225[원/MW]이다. 증유발전기의 경우, Cold Start 기동비용은 Hot Start 기동비용의 3배이므로 Hot 상태 도달비용은 80,353[원/MW]이고, Hot 상태 유지비용은 Hot 상태 도달비용의 1/3이 소요되므로 26,784[원/MW]이고, 합산하면 107,137[원/MW]이다. 이러한 과정은 8시간에 걸쳐 이루어지므로 시간당 평균적인 소요비용을 구하면 14,096[원/MWh]이다. 2006년 예비력 정산 실적에 따르면 대체예비력의 경우 시간당 평균적으로 1,065[MW]가 확보되었고, 이중 수력 27[MW], 양수 1,010[MW], 가스복합 26[MW], 증유 3[MW]로 확보되었다. 수력과 양수의 경우는 비용이 0인 것으로 가정하였고, 한계 발전기군인 가스복합과 증유의 평균 대기비용을 구한다. 확보량에 비례하여 구한다고 하면, 복합의 경우 1,244[원/MWh]이고 증유의 경우 14,096[원/MWh]이므로 복합과 증유의 가중평균 기동대기비용은 2,566[원/MWh]이 산출된다. 이 경우 대체예비력 총 보상비용은 24,004,546,200원, 즉 240억원 수준이다.

2.2.4 자체기동서비스 비용 산정

가스터빈 발전기를 자체기동서비스의 한계 발전기로 간주하고, 가스터빈 발전기를 자체기동 발전기로 준비시키기 위해 필요한 비상발전기 설치투자비용 및 운영유지비용, 자체기동시험비용 등을 감안하여 산정하였다. 자체기동발전기 단위 용량[MW] 당 연단위 비용을 구하기 위해 한림복합 GT #1을 적용할 경우 35MW이므로 152[만원/MW-년]이다. 광역정전 시 계통복구를 위해 자체기동서비스를 항상 공급 가능한 상태로 준비하여야 하며 이를 위해서는 평상 시에 시험 및 유지관리 비용이 소요된다. 시험 횟수를 최대 연 4회로 잡고 있지만, 전력거래소의 시험은 평균 연 2회 정도 이루어지고 있으며, 자체기동 발전기 1회 시험 시간은 최대 (2시간)로 설정한다. 비상발전기 설치비용과 기동시험비용을 근거로 자체기동서비스에 대한 연간 보상금액을 산출하면 다음과 같다. 단위 용량 당 보상비용이 1,520,000[원/MW-년]+44,435[원/MW-년]=1,564,435[원/MW-년]이고, 전체 자체기동서비스 용량이 1,929[MW]이므로 연간 3,017,795,115[원], 대략 30억원 정도의 비용이 소요된다.

2.3 보조서비스 비용분담 및 정산영향 평가

보조서비스 개선안에 따른 한전, 발전회사, 한수원의 정산영향 평가 및 분석을 위해서는 부담주체 및 부담비율을 반영하여 대략적인 모의를 해보는 과정이 필요하다. 보조서비스별로 다음과 같은 부담 규칙을 적용한다.

(1) AGC 운전 : 주로 실시간 부하변동에 의한 수급균형을 맞추기 위한 서비스로 간주하고 판매사업자 측에서 부담한다.

- (2) G/F 운전 : 갑작스런 큰 폭의 부하변동, 수요예측오차, 발전기 탈락(trip) 등에 대한 복합적인 요인을 가지고 있다고 보고 부하와 발전측이 공동으로 부담한다. 한수원을 제외한 일반 5개 기력 발전회사의 경우 G/F 운전으로 인한 효율감소, 발전기 탈락 자체로서 받는 손해 등을 감안하여 보조서비스 비용 자체를 부담하지는 않고 대신 서비스 수혜자인 한수원이 발전회사 부분을 부담하기로 한다. 다음은 발전측과 부하측이 부담하기 위한 방안이 필요한데, 이는 순시적으로 상정사고와 부하변동량의 크기를 비교하고 해당 비율에 따라 부과하기로 한다. 즉, G/F 서비스는 계통에서 발생하는 상정사고나 부하변동에 가장 먼저 반응하게 되는데 그러한 변동의 원인 유발량에 비례하여 비용을 분담한다는 개념이다. 발전측의 경우 상정사고 중 가장 큰 용량에 해당하는 원자력 1기의 용량인 1,000MW를 간주한다. 부하측의 경우는 2초 단위로 랜덤하게 변동하는 부하량과 제철부하의 변동량을 합산하여 그 기여도를 산출한다. 두 경우 공히 하루 동안 2초 단위로 측정된 부하의 변동량 값들 중 상위 30개의 변동량, 즉 상위 1분 동안의 평균을 최대 변동량으로 정의하였다. 이 경우 제철부하 변동량은 418MW, 시스템 랜덤부하 변동량은 588MW가 산출되었다. 합산하면 1,006MW로 거의 1,000MW 정도로 가정할 수 있다. 따라서 발전측과 부하측의 분담율을 각각 1:1 정도로 추정할 수 있다.
- (3) 대기예비력 : 대기예비력은 주로 발전기 상정사고와 부하급변동에 대비하여 확보되는 서비스이므로 시장에 참여하는 발전측과 부하측에 공히 부담시키되 G/F의 경우와 마찬가지로 1:1로 부담시키고 예비력 제공 발전기의 용량에 비례하여 보상한다. 대기예비력의 총 보상금액은 26억원이므로 13억원은 부하측이 나머지 13억원은 발전량에 비례하여 발전회사별로 분담한다.
- (4) 대체예비력 : 대체예비력의 경우는 상정사고 발생시 지속적인 예비력 투입을 위한 차원에서 확보되는 용량이므로 발전측에 부담시키고 제공 용량에 비례하여 보상한다. 대체예비력의 총 보상금액은 240억원이고 발전량에 비례하여 분담한다.
- (5) 자체기동 : 원인유발자를 선정하기가 불명확하고 수혜자 역시 모든 발전기와 부하가 되므로 총 30억원을 발전측과 부하측이 50:50으로 분담하되 발전사업자 간에는 설비용량에 비례하여 분담시킨다.

<표 4> 발전회사 및 판매회사별 보조서비스 비용분담 추정(억원)

비용분담	부하	A	B	C	D	E	F	기타	합계
G/F	253.5	253.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	507
AGC	154.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	154
대기	13.0	5.4	1.7	1.6	1.4	1.4	1.3	0.2	26
대체	0.0	100.4	31.7	29.0	25.7	25.7	24.5	3.0	240
자체기동	15.0	4.4	1.8	2.1	1.8	1.8	1.8	1.3	30
합계	435.5	363.7	35.3	32.6	28.9	28.9	27.6	4.4	957

<표 5> 발전회사 및 판매회사별 보조서비스 수익배분 추정(억원)

수익배분	부하	A	B	C	D	E	F	기타	합계
G/F	0.0	0.0	115.1	105.3	93.4	93.3	88.9	10.9	507
AGC	0.0	0.0	35.0	32.0	28.4	28.4	27.0	3.3	154
대기	0.0	0.0	2.7	4.7	6.7	8.0	4.0	0.0	26
대체	0.0	0.0	24.6	43.1	61.5	73.8	36.9	0.0	240
자체기동	0.0	2.7	2.8	0.0	0.8	4.2	10.1	9.3	30
합계	0.0	2.7	180.1	185.0	190.8	207.7	167.0	23.6	957

3. 결 론

현재 국내 보조서비스 단가 수준이 낮아 보조서비스 공급에 대한 발전사업자의 공급 유인이 부족하므로 본 논문에서는 단가 현실화 및 그 이론적 근거를 마련한다는 측면에서 의의가 있다. 본 논문에서 시도된 방법들은 수차례의 워크숍을 통해 시장참여자와 더불어 검토되었으며, 그 과정에서 다양한 측면에서의 문제제기와 보조서비스 비용성분에 대한 기본적인 인식을 공유하였다고 판단된다. 향후 공유된 인식과 이론적 접근을 근간으로 해서 비용성분에 대한 충분한 데이터 확보와 추가적인 연구가 진행된다면 보다 정확한 단가 산정과 적용방안이 확보될 것이다.

[참 고 문 헌]

- [1] 2003,2004,2005년도 전력시장 운영 현황, 한국전력거래소, 2004~2006
 [2] 계통운영보조서비스 운영 및 보상방안, 한국전력거래소, 2001.6
 [3] 계통운영보조서비스 적정 비용규모 산정에 관한 연구, 한국전력공사 전력연구원, 2006.1
 [4] 발전비용 산정을 위한 37기 화력발전설비 특별성능시험 결과보고서, 한국전력공사 전력연구원, 2000.5