論 文
58-2-7

자체기동 보조서비스의 가치평가 산정 방안

An Approach to Assessment of the Value of Black Start Service

李 瀅 護† · 吳 泰 圭* · 姜 東 周** · 玉 基 烈***
(Jeong-Ho Lee · Tae-Kyoo Oh · Dong-Joo Kang · Ki-Youl Ok)

Abstract - For the power system to keep in a stable operating state, sufficient ancillary services must be available to respond to credible contingency events and return the power system to a satisfactory operating state in the case of contingencies as well as blackout events within specified predefined limits. The logical and reasonable bases of valuing and pricing the ancillary services are required to reach the common ground among market participants. The total amount of black start service transactions is quite small compared to the total ancillary service transactions as well as energy market transactions. Black start services must be provided as one of the ancillary services in the deregulated electricity market. In order to procure and remunerate black start services, it is necessary to quantify the value of the black start sources within the power system. In this paper, an approach to assess the value of the black start service is presented based on the cost-of-service solution. Financial simulation of the influence on market participants for the proposed approach on the service is carried out. The cost of the black start service is allocated in accordance with the principle of "causer pays", and the cost is shared by the producers and consumers equally that created the requirement for the service. Under the present electricity market, the mechanism to recover the cost is not implemented, a new approach to the ancillary services to provide incentive for the service providers has to be studied in the near future.

Key Words : Ancillary Service, Black Start Service, Causer Pays, Cost-of-Service

1. 서 론

전력계통 및 전력시장을 운영하는 전력거래소는 실시간으로 전력수급 균형 및 안정도를 유지하여야 할 책임이 있으며, 이러한 기능은 에너지시장을 통해 1차적으로 이루어진다. 그러나, 에너지시장의 급전 및 가격 산정이 1시간 또는 5분 단위로 이루어지므로 실시간 전력계통 운영에 있어서 전력수급 균형을 유지하기 위해 필요한 별도의 서비스 체제가 계통운영보조서비스(Ancillary Service)이다. 국내 전력시장운영규칙[1]에 따르면 "계통운영보조서비스(이하 보조서비스)는 전력계통의 신뢰성, 안정성을 유지하고, 전기품질을 유지하며, 전력거래를 원활하게 하기 위하여 전기사업자가 제공하는 주파수조정, 예비력, 무효전력 및 자체기동 등의 서비스를 말한다" 라고 정의한다. 계통운영자는 전력시장에서 보조서비스를 구매하여 전력계통의 실시간 수급균형을 유지하여야 하는데, 이러한 보조서비스의 거래규모는 에너지시장에 비해 상대적으로 작으나 계통운영에 필수적인 요소이다.

국내의 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 정산규칙은 각 발전기의 응동 특성 등, 시험 데이터가 준비되어 있지 않은 상태에서 제정되었기 때문에 가장 간단한 형태를 취하고 있으며 이에 대한 개선이 필요하다. 현 CBP 전력시장에서의 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. 전력시장 체제에서 보조서비스가 시장참여자들에 의해 자발적으로 준비되고 공급되기 위해서는 보조서비스에 대한 가치 산정 및 적정 보상에 대한 합리적 근거가 마련되어야 하며, 이에 대한 시장참여자들의 동의가 이루어져야 한다. 현재 우리나라 CBP 전력시장의 경우 주파수조정, 예비력, 자체기동, 기타 정산기준에 정한 사항의 보조서비스를 제공한 발전사업자에게 보상이 이루어지고 있으며, 단가 수

* 正 會 員 : 한국전기연구원 전력시스템연구본부 Smart Grid 연구센터 책임연구원 · 工博
** 正 會 員 : 한국전기연구원 전력시스템연구본부 Smart Grid 연구센터 연구원
*** 正 會 員 : 한국전력거래소 과장
† 교신저자, 正會員 : 한국전기연구원 전력시스템연구본부 Smart Grid 연구센터 선임연구원 · 工博
E-mail : leejh@keri.re.kr
接受日字 : 2008年 9月 5日
最終完了 : 2008年 12月 19日

준에 의해 세부적으로 구분할 때 총 5가지의 서비스가 정의되고 있다.

현재 각국에서 사용되는 보조서비스 구매 방안은 크게 3가지로 분류된다. 서비스 비용 지불 (Cost of Service) 방법, 일정요율 보상 (Flat-rate) 방법, 경쟁적 구매 (Competitive Procurement) 방법이다. 캘리포니아(California) ISO, PJM, 뉴욕(New York) ISO 등의 경우, 서비스 비용 지불 방법, 즉 발전사업자가 서비스 비용을 제시하면 규제기관에서 정한 보상금액을 발전사업자에게 부하 비율대로 배분하는 방식, 을 적용하고 있다. 뉴잉글랜드 ISO(ISO-NE : New England Independent System Operator)는 2003년까지 서비스 비용 지불 방법을 사용하였으나 발전사업자의 자발적인 서비스 공급을 유도하기 위해 일정 요율 보상 방법으로 변경하여 적용하고 있는데, 2006년에 보상요율을 $4.5/kW-yr, 2007년 $4.58/kW-yr로 매년 보상단가를 갱신하고 있다. 경쟁적 구매 방법을 적용하는 전력시장으로는 미국 텍사스 전력시장(ERCOT), 캐나다 알버타(Alberta) 전력시장, 캐나다 온타리오(Ontario)전력시장, 뉴질랜드(New Zealand) 전력시장이 있으며, 가장 효율적인 방법으로 평가되고 있다.[4]

자체기동 보조서비스는 전체 보조서비스에서 차지하는 비중은 낮지만 신뢰성 있는 전력계통 운영에 있어서 중요한 역할을 한다. 전력계통에 광역정전이 발생할 경우 필요한 보조서비스로 한전의 계통복구 시나리오에 따라 자체기동 발전기가 설정되어 있으며, 이를 제공하는 설비에 대해서는 적정한 소요비용 지급이 이루어져야 한다. 그러나 CBP 전력시장에서는 각 발전기의 비용평가에 있어 자체기동 설비유지에 대한 비용이 포함된 경우도 있으며, 자체기동 서비스가 제공될 경우 이에 따른 연료비 등의 보상이 이루어지고 있으나, 서비스의 적정 보상수준에 대한 연구가 필요한 실정이다.

현행 자체기동 보조서비스 제도에서는, 사전에 자체기동 발전기로 지정되어 전력거래소에 의해 보유능력이 인정된 발전기만 정산금(=자체기동 발전기 지정 설비용량 × 정산단가)이 지불되고 있다. 자체기동 능력 시험 후 기동 능력을 보유하지 않은 것으로 확인되는 발전기에 대하여는 거래월 예정 정산금이 지불되지 않고, 해당발전기에 대해 거래월 예정 자체기동 정산금액의 2배에 해당하는 정산금을 환수한다. 자체기동 발전소 지정원칙은 신속한 계통복구를 위해 전국계통을 지역으로 구분하여 각 지역별로 자체기동 발전소를 지정하도록 하고 있다. 부가하여, 전력시장규칙[1]에서 "자체기동발전소"는 외부로부터의 기동전력 공급없이 비상발전기 등에 의하여 자체기동 후 타 발전소의 기동전력 또는 부하에 전력을 공급할 수 있는 발전소를 말한다" 라고 정의하고 있다. 본론에서는 자체기동 보조서비스 적정 보상금액 산정 방안과 판매회사와 발전회사별 비용분담 및 정산영향 모의 결과를 제시한다.

2. 본 론

본론에서는 자체기동 보조서비스 적정 비용 산정에 관한 정전 시 계통 복구 절차, 자체기동 발전기 보상비용 산정, 광역정전 시 자체기동 발전기의 보상, 자체기동 서비스의 비용분담 및 정산영향 모의에 대하여 기술하였다.

2.1 정전 시 계통 복구 절차

정전이 발생하면 송전회사(한전)와 발전회사는 정전발생 즉시 전력거래소에 통보하고 전력거래소는 급전자동화설비 및 부대설비에서 제공하는 전력정보 및 사업자가 통보한 계통사항을 종합하여 전체 계통정전 여부를 확인한다. 전체 계통정전으로 확인될 경우 전력거래소는 급전통신설비를 사용하여 송전회사와 발전회사를 지역별로 호출하고 전체 계통정전임을 통보한다. 전력거래소로부터 정전을 통보받은 송전회사와 발전회사는 황색차단기 이외의 모든 차단기를 즉시 개방하고, 시송전선로를 연계하는 모선연락 또는 모선구분차단기를 포함한 황색차단기가 개방되어 있을 경우 즉시 연결한다.

또한 발전사업자의 경우 정전 통보 이후 '지역별 세부복구절차'에 따라 즉시 자체기동 발전기를 기동한다. 송전회사와 발전회사는 차단기 조작 또는 자체기동 발전기 기동 후 즉시 그 결과를 전력거래소에 보고한다. 전력거래소에 의해 사전에 수립된 '복구계획'과 급전지시와의 차이가 있는 경우에는 전력거래소의 급전지시가 우선하며, 전기사업자의 안전에 중대한 영향이 있어 급전지시를 이행할 수 없는 경우를 제외하고는 급전지시가 우선한다. '복구계획'의 이행 또는 급전지시 사항이 안전에 중대한 영향을 줄 수 있는 경우 각 사업자는 안전한 방법을 전력거래소에 제시하고 협의·시행하여야 한다.

전력거래소는 지역별로 황색차단기를 통한 시송전계통의 연계 및 자체기동 발전기의 안정여부를 확인한 후 시송전선로 가압을 지시하고 발전회사와 송전회사는 급전지시에 따라 시송전선로를 가압한다. 발전회사는 우선공급발전기 모선의 전력수전을 확인한 후 우선공급발전기 모선에 전력수전이 확인되면 우선공급발전기에 기동전력을 공급하기 위한 절차를 개시하고, 시송전선로 이외의 계통을 통하여 전원이 먼저 가압되어 오거나 소내 운전 중인 경우 인출선로 측 황색 차단기는 개방하고 먼저 가압된 전원을 통하여 기동전력을 공급한다.

전력거래소는 계통주파수 및 전압을 고려하여 공급가능 부하량을 검토, 송전사업자에게 부하공급을 급전지시하며, 송전회사는 전력거래소의 급전지시에 따라 '지역별 세부복구절차'에 규정된 부하공급 절차를 수행한다. 각 지역별 계통이 안정되고 인접 지역의 계통이 복구되면 전력거래소는 연계하고자 하는 각 지역의 송전사업자 운전원을 동시 호출하여 지역간 계통을 연계하는데, 경인 남-북부간 연계를 최우선으로 하고 기타 지역은 지역별 계통복구 진행정도에 따라 인근지역간 연계를 시행한다. 단 경인 남-북부의 계통 복구가 지연될 경우에는 지역간 연계절차 순서는 전력거래소의 판단 하에 수정될 수 있다.

그림 1에서의 지역별 자체기동 발전기에 대한 자세한 사

항은 표 1에 정리하였다. 2007년1월 현재 우리나라 자체기동 발전기의 총 용량은 1,929MW이며 경인북부, 경인남부, 영동, 중부, 영남, 호남, 제주 등 7개 지역, 12개 발전소의 16기 발전기가 자체기동 발전기로 지정되어 있다. 발전원별로는 수력, 양수 발전기가 대부분의 자체기동 용량을 담당하는 것 외에 3기의 가스터빈발전기가 130MW의 자체기동 보조서비스를 공급하고 있다.

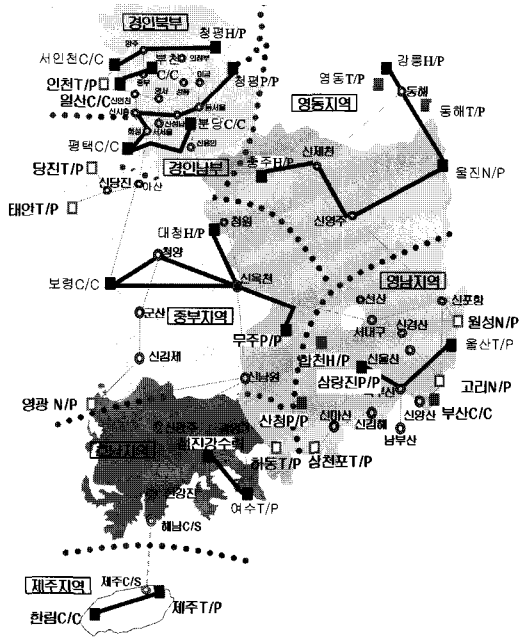

그림 1 자체기동을 위한 국내전력계통의 지역 구분

Fig. 1 Regions of Korean power system for black start

2.2 자체기동 발전기 보상금액 산정

본 논문에서는 자체기동 보조서비스를 공급하는 발전기의 보상금액을 산정함에 있어서 가스터빈 발전기를 자체기동 서비스의 한계 발전기로 간주하고, 가스터빈 발전기를 자체기동 발전기로 준비시키기 위해 필요한 비상발전기 설치투자비용 및 자체기동 시험비용 등을 고려하여 보상금액을 산정하였다. 비상발전기 설치비용은 한림복합 G/T #1의 사례를 참조하였고, 투자비용에 대한 내역은 다음에 기술하였다.

수력, 양수, 가스터빈으로 구성되는 자체기동 보조서비스 구성 발전기 중에서 가스터빈 발전기를 서비스 제공의 한계 발전기로 간주하고 연간 보상 금액은 다음과 같이 산정한다.

연간 자체기동 보조서비스 보상 금액[원] =
자체기동 발전기 보상금액[원/MW-년] ×
전체 자체기동 보조서비스 용량[MW]

여기서,

자체기동 발전기 보상금액[원/MW-년] =
비상발전기 설치비용[원/MW-년] +
자체기동 시험비용[원/MW-년]

표 1 지역별 자체기동 발전기 및 우선공급발전기 (2007년 1월 31일 기준)

Table 1 Black start generators in Korea

지역별		자체기동 발전기 (발전회사) -용량MW	시송전계통 (발 · 변전소)	우선공급 발전기 (발전회사)
경인 북부	주 선로	청평수력 #1,2,3 (한수원) - 80MW	마석S/S-덕소-도봉-양주 - 신덕은S/S	서인천복합 G/T#2 (서부발전)
	예비 선로	부천복합 G/T #1 (GS파워) - 100MW	중동S/S-화곡-가양-등촌 - 상암-능곡-지도S/S	일산복합 G/T#1 (동서발전)
경인 남부	주 선로	분당복합 G/T#1 (남동발전) - 75MW	용인S/S-남사-안성-송탄 - 평택-포승-원정S/S	평택복합 G/T#1 (서부발전)
	예비 선로	청평양수 #1 (남부발전) - 200MW	동서울S/S-신성남-신시흥 -화성S/S	
영동	주 선로	충주수력 #1 (수자원) - 100MW	충주S/S-왕암-신제천- 제천-영월-태백-이원S/S	동해T/P#1 (동서발전)
	예비 선로	양양양수 #1 (중부) - 250MW	동해S/S	영동T/P#1 (남동발전)
중부	주 선로	무주양수 #1 (남동발전) - 300MW	신옥천S/S-청양S/S	보령복합 G/T#1 (중부발전)
	예비 선로	대청수력 #1,2 (수자원) - 90MW	신탄진S/S-동대전-신흥- 남대전-신옥천-은진-논산 -부여-옥산-서천T/P-관 창S/S	보령복합 G/T#7 (중부발전)
영남	주 선로	삼랑진양 수 #1 (서부발전) - 300MW	북부산S/S	울산복합 G/T#5,6 (동서발전)
	예비 선로	산청양수 #1 (동서발전) - 350MW	의령S/S-진주-개양-하동 S/S	하동T/P#1 (남부발전)
호남		섬진강수 력 #1,2 (한수원) - 29MW	정공S/S-담양-일곡-북광 주-계림-승주-순천-율촌- 화치S/S	여수T/P#1 (남동발전)
제주	주 선로	제주화력 G/T#3 (중부발전) - 55MW	동제주S/S-신제주S/S	한림복합 G/T#1 (남부발전)
	예비 선로		제주T/P#2,3-한라- 안덕S/S	
합계용량		1,929MW		

표 2 한림복합발전소 설비현황
Table 2 Configuration of Hanrim combined cycle power plant

설비내역	현황	상세사항
설비용량	105,000kW	GT 35MW × 2기, ST 35MW × 1기
자체기동 필수 부하	357kW	
현 비상발전기 용량	150kW	

표 2의 한림복합발전소 설비현황에서 보는 바와 같이 한림복합발전소의 비상발전기는 자체기동 필수 부하를 만족시키기 위한 발전기 용량이 부족하여 자체기동이 불가하므로 비상발전기가 추가 설치되어야 하며 추가 비용은 다음 표 3에서 요약하였으며, 한림복합발전소에 비상발전기를 신설하기 위한 총 투자비용은 약 5.5억원으로 산출되었다.

표 3 자체기동 발전기 설치비용 데이터
Table 3 Installation cost data for a black start generator

비용내역	비용 (억원)	상세사항
비상발전기 구매/설치 비용	4.5	○ 발전기 용량 : 400kW
발전기실 신축 비용	0.5	○ 면 적 : 약 54㎡ (16.4평) ※ 남제주기력 #3,4 비상발전기실 면적 적용 ○ 산출근거 : 300백만원/평 적용
부대작업 비용	0.5	○ 케이블 Route 신설 및 케이블 포설 ○ 기존설비 차단기반 개조 및 차단기 추가 구매 ○ 기존설비 회로변경 등
총 설치 비용	5.5	

발전기의 수명기간과 이자율을 고려하여 연 단위로 할당되는 비상발전기 설치비용을 산정한다. 발전기의 수명을 15년, 이자율을 연 6%라고 가정, 연도별 비용을 x라고 가정하면 다음과 같은 식이 수립된다.

$$5.5억원 = \sum_{t=1}^{15} x\left(\frac{1}{1+0.06}\right)^t = x\left(\frac{1}{1.06}\right)\left(\frac{1-\left(\frac{1}{1.06}\right)^{15}}{1-\frac{1}{1.06}}\right)$$

$$x = 5{,}663[만원/년]$$

결국, 단위 용량[MW] 당 연 단위 설치비용을 구하면 한림복합 GT #1의 경우 35MW이므로 162[만원/MW-년]이다.

자체기동 발전기의 경우, 광역정전 시 계통을 복구할 수 있도록 자체기동 보조서비스를 항상 공급 가능한 상태로 준비하여야 하며 이를 위해서는 평상 시에 시험 및 유지관리 비용이 소요된다.

전력시장운영규칙 '계통운영보조서비스 절차' 자체기동 서비스에 관한 내용으로써 다음과 같은 조항이 있다.

7.7.4.1 전력거래소는 자체기동 서비스로 지정된 발전기에 대해 연간 최대 4회 이내에서 자체기동 가능여부를 파악한다.

7.7.4.2 자체기동 가능여부 파악을 위한 시험내용은 다음과 같다.

1. 보조발전기를 포함한 자체기동 발전기 기동가능 여부
2. 자체기동 시간 등

전력시장운영규칙에서 발전기 시험 횟수를 연간 최대 4회로 잡고 있지만, 실제로는 평균 연 2회 정도의 시험이 이루어지고 있고, 자체기동 발전기 1회 시험 시간은 최대 (2시간)로 설정한다. 이 경우 발전기 기동을 위한 기동비용과 시험 시간 동안 시장에 참여하지 못함으로 발전사업자는 손실이 발생하게 된다. 가스터빈 발전기들의 기동비용은 일일발전계획 적용 데이터에서 Hot 기동비용을 참조하여 Cold 기동비용 (Hot 기동비용의 2배)을 추정하여 적용하였다.

표 4 가스터빈 발전기의 기동시험비용
Table 4 Start-up cost of gas turbine generators for black start test

구분		Hot 기동비용 (원)	Cold 기동비용 (원)	연 2회 시험비용 (원)
기동시험을 위한 기동비용	부천복합 GT#1 (100MW)	782,000	1,564,000	3,128,000
	분당복합 GT#1 (75MW)	1,318,000	2,636,000	5,272,000
	제주화력 GT#3 (55MW)	455,000	910,000	1,820,000
합계용량	230MW		합 계	10,220,000
			MW 당 평균	44,435[원/MW-년]

따라서, 상기 비상발전기 설치비용과 기동시험 비용을 근거로 자체기동 서비스에 대한 연간 보상금액을 산출하면 다음 표 5와 같다.

표 5 자체기동 서비스에 대한 연간 보상금액
Table 5 Annual compensation for black start service

항목	비용 또는 금액	비고
단위 용량 당 설치비용	1,620,000 [원/MW-년]	
단위 용량 당 기동시험비용	44,435 [원/MW-년]	
단위 용량 당 자체기동 발전기 보상금액	1,664,435 [원/MW-년] (= 138,703 [원/MW-월])	단위 용량 당 설치비용 + 단위 용량 당 기동시험비용
연간 자체기동 서비스 보상금액	3,210,695,115 [원]	전체 자체기동 서비스 용량(=1,929MW) * 단위 용량 당 자체기동 발전기 보상금액(=1,664,435 [원/MW-년])

2.3 광역정전 시 자체기동 발전기의 보상

광역정전이 발생하면, 본 논문 2.1 정전 시 계통 복구 절차에서와 같이 정해진 복구절차에 따라 자체기동 발전기를 기동하여 시송전선로에 가압 하고 그로 인해 우선공급 발전기가 기동되어 지역에서 광역으로 순차적인 복구가 이루어지게 된다. 이 때를 대비하여 자체기동(system restart) 발전기를 지정하고 광역정전 발생 시에 대비하도록 하며, 그에 대한 대가를 보상하게 된다. 이 경우에 있어서, 이러한 자체기동 보조서비스에 대한 적정한 보상 수준이 어느 정도인가 하는 것이 문제이다.

자체기동 서비스가 공급되어야 하는 상황은 물리적으로 광역계통이 정전된 상태이고 그로 인해 정상적인 시장운영 자체도 정지되겠지만, 어떤 측면에서는 공급이 수요를 충족시키지 못해 부하가 강제적으로 차단된 상황으로도 해석될 수 있다. 이러한 환경 하에서는 시장가격이 시장가격상한(price cap) 혹은 VoLL(Value of Lost Load) 값에 도달하게 되며, 그 시점에 공급되는 전기에 대해서는 이러한 가격상한이나 VoLL 값으로 보상하는 것이 타당하다. 이 방법은 2002년 NEMMCO의 의뢰를 받아 NECG(Network Economics Consulting Group)라는 컨설팅 회사가 호주 전력시장규칙과 관련하여 수행한 연구에서 제안한 아이디어이다.

우리나라의 경우 VoLL 값 산정에 대한 연구[3]는 2003년 한국전력거래소에 의해 수행된 바 있다. 해당 보고서에서 우리나라 전력계통의 신뢰도 기준에 근거한 공급설비 최적투자조건을 기준으로 공급지장비용의 산정수준과 전력시장모의 결과를 고려하여 VoLL 값을 산정하였다. VoLL 값의 수준은 첨두설비의 고정비와 운영유지비용(Fixed O&M cost)을 고려하여 산정되었다. 이 경우 첨두설비의 고정비와 운영유지비용 수준에 따라 일정 범위의 분포범위(2,600~4,100[원/kWh])를 보였으며 해당 보고서에서 결론적으로 제안한 수준은 2,600[원/kWh] 이었다.

VoLL 값이 정해지면, 필요한 것은 이러한 가격수준으로 발전기에 지급하게 되는 금액에 대한 시간을 어떻게 적용할 것인가가 문제이다. 본 논문에서는 상기 계통복구 절차에 따라 시송전선로에 전압이 가압되고 그로 인해 우선기동 발전기가 기동할 수 있게 되는 시간까지를 1시간으로 하여 자체기동 서비스가 제공되는 시간대로 정의한다. 적용되는 VoLL 값의 수준이 2,600[원/kWh]일 경우 자체기동 발전기의 보상금액 수준은 표 6과 같다.

표 6 자체기동 발전기의 발전용량 및 보상금액 (VoLL=2,600[원/kWh])
Table 6 Generation and compensation for black start generators

지역별	자체기동 발전기 (발전회사)	발전용량 (kWh)	서비스 보상(원)
경인북부	청평수력 #1,2,3 (한수원)	80,000	208,000,000
	부천복합 G/T #1 (LG파워)	100,000	260,000,000
경인남부	청평양수 #1 (남부발전)	200,000	520,000,000
	분당복합 G/T#1 (남동발전)	75,000	195,000,000
영동	충주수력 #1 (수자원)	100,000	260,000,000
	양양양수 #1 (중부)	250,000	650,000,000
중부	무주양수 #1 (남동발전)	300,000	780,000,000
	대청수력 #1,2 (수자원)	90,000	234,000,000
영남	삼랑진양수 #1 (서부발전)	300,000	780,000,000
	산청양수 #1 (동서발전)	350,000	910,000,000
호남	섬진강수력 #1,2 (한수원)	29,000	75,400,000
제주	제주화력 G/T#3 (중부발전)	55,000	143,000,000
합 계		1,929,000	5,015,400,000

2.4 자체기동 서비스의 비용분담 및 정산영향 모의

CBP 시장참여자인 수요측에 해당하는 판매사업자와 공급측에 해당하는 발전회사의 정산영향 모의 및 분석을 위해서는 서비스 비용에 대한 부담주체 및 부담비율을 반영한 대략적인 모의과정이 필요하다. 전력시장이 개설된 이래, 시장참여자간 보조서비스 비용 부담 주체 및 부담 비율에 대한 다음의 의견이 꾸준히 제기되어 왔다.

첫째, 판매사업자 측면에서는, 판매사업자가 보조서비스 전체 비용을 부담하는 경우, 발전설비 유지보수에 대한 유인이 부족하게 되어 발전기의 고장정지율이 증가할 수 있다.

둘째, 발전회사 측면에서는, 고장정지로 인해 발전을 못하는 것만으로도 이미 손해를 보므로, 그로 인해 유지보수를 소홀히 할 이유가 없다.

따라서, 상기 두 가지 입장 중 어느 특정 입장을 선택하여 적용하기는 어려운 점이 있으므로 보조서비스 보상금액 산정에 있어 비용분담은 다음의 원칙을 적용한다.

첫째, 무임승차자를 방지하고 보조서비스의 의무적 공급분에 대한 공평 분담한다.

둘째, 원인유발자 부담원칙을 적용함으로써 보조서비스 유발비용 축소를 위한 효율적 동기를 제공하고자 하며 개별적 원인유발 산정이 곤란할 경우 그룹 전체에 비용을 분담시킨다.

셋째, 비용할당의 단순원칙으로서 시장거래 및 정산에 소요되는 거래비용을 축소하여, 개별 및 그룹단위 원인유발자의 구분이 불명확한 경우 균등 분담시키고, 원인유발의 산정이 직접적이지 않은 경우 계량전력량에 비례하여 분담시킨다.

상기 원칙에 따라 자체기동 서비스 비용분담 원칙은 원인유발자를 선정하기가 불명확하고 수혜자 역시 모든 발전기와 부하가 되므로 자체기동 서비스 보상 총액을 수요측과 공급측이 50:50으로 분담하되 발전사업자 간에는 설비용량에 비례하여 분담시키는 원칙을 적용한다.

상기 비용분담 원칙을 적용하여 자체기동 서비스에 대한 모의를 수행하기 위한 데이터는 표 7의 발전회사에 대한 설비현황이며, 판매회사 및 발전회사별 자체기동 서비스 비용분담 및 정산영향 모의 결과는 표 8~9의 형태로 요약될 수 있다. 표 7에는 2005년도 발전회사별 전력거래량, 발전설비 및 자체기동설비 자료를 포함한다.

표 7 2005년도 발전회사별 전력거래량, 발전설비, 자체기동설비

Table 7 Genco's Transactions and MW data in 2005

내용 \ 발전회사	A	B	C	D	E	F	기타	계
전력거래량 (GWh)	141,692	44,766	40,945	36,324	36,303	34,590	4,240	338,861
발전설비용량 (MW)	18,250	7,571	8,500	7,497	7,280	7,194	5,260	61,554
자체기동설비용량 (MW)	109	200	350	305	300	375	290	1,929

표 5에서 도출한 연간 자체기동 서비스 보상금액인 32억원을 판매회사와 발전회사간 50:50으로 배분하고 각 발전회사의 발전설비용량에 비례하여 자체기동 서비스 보상금액을 배분한 결과가 표 8의 자체기동 보조서비스 비용분담 모의 결과이다.

표 8 판매회사 및 발전회사별 자체기동 보조서비스 비용분담 모의 결과

Table 8 Simulation results of black start cost

내용 \ 비용분담 주체	판매회사	발전회사 A	발전회사 B	발전회사 C	발전회사 D	발전회사 E	발전회사 F	발전회사 기타	합계
자체기동 서비스 비용 (억원)	16.0	4.7	2.0	2.2	1.9	1.9	1.9	1.4	32

표 9는 자체기동 보조서비스 제공에 따른 발전회사의 수익을 표시하였으며, 이 모의 결과는 자체기동 설비용량에 비례하여 발전회사별로 배분한 결과이다.

표 9 판매회사 및 발전회사별 자체기동 보조서비스 수익배분 모의 결과

Table 9 Simulation results of black start benefit

내용 \ 수익주체	판매회사	발전회사 A	발전회사 B	발전회사 C	발전회사 D	발전회사 E	발전회사 F	발전회사 기타	합계
자체기동 서비스 수익(억원)	0.0	1.8	3.3	5.8	5.1	5.0	6.2	4.8	32

표 10 판매회사 및 발전회사별 자체기동 보조서비스 최종정산 모의 결과

Table 10 Simulation results of black start earning

최종정산 \ 주체	판매회사	발전회사 A	발전회사 B	발전회사 C	발전회사 D	발전회사 E	발전회사 F	발전회사 기타	합계
자체기동 최종정산(억원)	-16.0	-2.9	1.3	3.6	3.1	3.1	4.4	3.4	0.0

표 10은 표 8의 비용분담 모의와 표 9의 수익배분 모의를 종합한 것으로 각 회사별 정산 모의 결과를 제시하였다. 판매회사의 경우 자체기동 서비스를 제공하지 않으므로 분담액 자체가 정산금액과 일치하지만 손해이며, 발전회사 A는 타 발전회사에 비해 상대적으로 발전설비 용량은 크나 자체기동설비 용량은 작아 정산결과에서는 손해를 보였다. 정산 모의 결과에서 발전회사 A를 제외한 나머지 발전회사들은 서비스 제공에 대한 수익을 얻음을 알 수 있다.

3. 결 론

보조서비스는 전력계통의 안정운영 및 품질유지에 필수적인 요소이며, 계통운영자가 전력계통의 안정운영과 전력품질 유지에 관한 책임을 다하기 위해 전력시장에서 보조서비스는 원활히 활용될 수 있어야 한다. 시장참여자들이 적극적으로 보조서비스 제공에 참여하도록 유인을 제공하기 위한 적절한 보상이 반드시 이루어져야 하며, 계통운영자는 철저한 성능평가를 통해 계통운영에 효과적으로 기여할 수 있는 보조서비스를 적정수준으로 확보하고 운영하여야 할 것이다. 보조서비스 확보와 운영에 있어서, 보조서비스 제공을 감시하고 계량할 수 있는 별도의 장치를 도입할 필요가 있다.

보조서비스 중에서 전체 보상금액에 비해 차지하는 비중이 낮은 자체기동 보조서비스에 대한 비용기반의 보상금액 산정방법, VoLL 값을 이용한 광역정전시 자체기동 보조서비스 보상수준 산정 방안과 판매회사와 발전회사들의 비용분담, 수익배분 모의를 통해 시장참여자별 최종정산 모의 결과를 도출하였다.

국내에서 자체기동 서비스를 제공하는 수력, 양수, 가스터빈 발전기 중에서 가장 공급 비용이 높은 가스터빈 발전기를 한계발전기로 간주하고 가스터빈 발전기를 자체기동하기 위해 설치하여야 하는 보조전원용 발전기의 설치비용과 자체기동 시험비용을 고려하여 보상금액을 산정하였다. 보조서비스 비용을 분담함에 있어서 원인유발자 부담원칙을 적용하여 합리적 비용 분담이 되도록 하였다. 자체기동 서비스의 경우, 비용분담 원칙은 원인유발자를 선정하기가 불명확하고 수혜자 역시 모든 발전기와 부하가 되므로 자체기동 서비스 보상 총액을 수요측과 공급측이 50:50으로 분담하되 발전사업자 간에는 설비용량에 비례하여 분담시키는 원칙을 적용하였다.

그렇지만 현재 CBP 전력시장의 경우, 원인유발자 비용부담방식의 적용에 선행하여 비용회수 메카니즘이 마련되어야 하지만 현실적으로 곤란하므로, 장기적으로 발전회사의 유인 제공측면에서 보조서비스 제공에 대한 새로운 방식의 연구가 필요해 보인다.

참 고 문 헌

[1] 한국전력거래소, "전력시장운영규칙", 2007. 12.

[2] 한국전력거래소, "전력시장 효율성 향상을 위한 계통운영보조서비스 개선방안에 관한 연구" 최종보고서, 2007. 1.

[3] 한국전력거래소, "TWBP 시장에서의 가격상한 설정에 관한 연구" 최종보고서, 2003. 10.

[4] Alan G. Isemonger, "The Viability of the Competitive Procurement of Black Start: Lessons from the RTOs", The Electricity Journal, Volume 20, Issue 8, Pages 60-67, October 2007.

[5] R. Raineri, S. Rios, D. Schiele, "Technical and economic aspects of ancillary services markets in the electric power industry: an international comparison", Energy Policy, Volume 34, Issue 13, Pages 1540-1555, September 2006.

[6] Brendan Kirby, "Ancillary Services: Technical and Commercial Insights", Wartsila North America Inc. July 2007.

[7] CIGRE Advisory Group Task Force 38.05.07, "Methods and Tools for Costing Ancillary Services", June 2001.

저 자 소 개

이 정 호 (李 濎 護)

1964년 12월 21일생. 1987년 서울대학교 전기공학과 졸업. 1989년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1993년 동 대학원 전기공학과 졸업(박사). 1993년~1996년 현대엔지니어링. 1996년~2002년 현대중공업. 2002년~현재 한국전기연구원 전력시스템연구본부 선임연구원

E-mail : leejh@keri.re.kr

오 태 규 (吳 泰 圭)

1951년 4월 30일생. 1978년 서울대학교 전기공학과 졸업. 1984년 미국 Iowa State University 졸업(석사). 1986년 동 대학교 졸업(박사). 1991년~1992년 펜실바니아주립대 교환교수. 1987년~현재 한국전기연구원 전력시스템연구본부 책임연구원

E-mail : tkoh@keri.re.kr

강 동 주 (姜 東 周)

1975년 9월 9일생. 1999년 홍익대학교 전자전기제어공학과 졸업. 2001년 동대학원 전기정보제어공학과 졸업 (공학석사). 2001년~현재 한국전기연구원 전력시스템 연구본부 연구원

E-mail : djkang@keri.re.kr

옥 기 열 (玉 基 烈)

1969년 2월 13일생. 1994년 서울대학교 전기공학과 졸업. 2006년 건국대학교 전기공학과 졸업(석사). 1994년~1995년 현대건설. 1996년~2001년 한국전력공사. 2001년~현재 한국전력거래소 기술기획실 시장기획팀 과장

E-mail : okkil@kpx.or.kr