

변동비반영 발전시장(CBP)에서의 양수발전기 운영방안

김광인* 김두중 박만근
한국전력거래소 시장운영실 시장운영팀

An Operation Method of Pumped Storage Hydroplants in The Cost Based Pool

Kim Kwang-In* Kim Doo-Jung Park Marn-Geun
Market Operation Team Dept. of KPX, Kangnam 167 Seoul Korea

Abstract - The electric power industries in Korea are launched into deregulation by introducing the CBP(Cost Based Pool), where generation sector of KEPCO was divided into six generation companies and the other sectors of KEPCO remains vertically integrated system. In deregulated market, participants are concerned with maximization of their profit rather than minimization of system-wide costs .

Consequently, there are difficulties in applying the cost minimization for the scheduling of generation resources to CBP, because of the operation of pumped-storage hydroplants.

This paper presents an operation method of pumped storage hydroplants which is helpful for the economic operation of power system considering the market in the CBP.

1. 서 론

전통적으로 규모의 경제성 및 공공성 등이 고려되어 수직통합체제로 운영되어 오던 전력산업부문에 전력공급의 효율성 제고와 경쟁을 통한 사회이익 극대화 측면에서 구조개편을 단행하게 되었다. 이러한 시대적 조류에 맞추어 우리 나라에서도 2001년 4월부터 초기 구조개편 모형인 변동비반영 발전시장을 토대로 기존 한전의 수직독점체제에서 발전부문을 6개 회사로 분할하고 경쟁할 수 있도록 전력시장을 개설하였다.

전력산업의 시장경쟁체제 도입으로 과거의 중앙집중식 급전계획으로부터 구조개편에 따른 시장경쟁체제를 부분적으로나마 반영한 급전방식의 도입이 불가피하게 되었으며, 각 발전사업자는 자사의 이익극대화라는 시장논리에 따라 효율적인 발전기 운영방안을 생각하지 않을 수 없게 되었다. 특히, 양수발전기는 과거 중앙집중적인 급전체제에서 계통전체의 경제성 및 안정성을 동시에 고려하여 운영되어 왔지만, 발전회사 분리로 인해 개별사업자의 이익이 우선되는 환경으로 전환되었다. 따라서, 구조개편에 따른 과거 양수발전기의 운영방식 전환으로 인한 계통전체 효율 감소를 방지하면서 발전 및 판매(한전) 사업자의 이익에도 부합될 수 있도록 양수발전기에 대한 운영방안을 마련해야 하는 상황이 되었다.

이러한 상황을 고려하여 논문에서는 구조개편에 따른 계통운영과 경제급전 측면의 조화를 달성할 수 있도록 양수발전기의 운영방안을 제시하였다.

2. 본 론

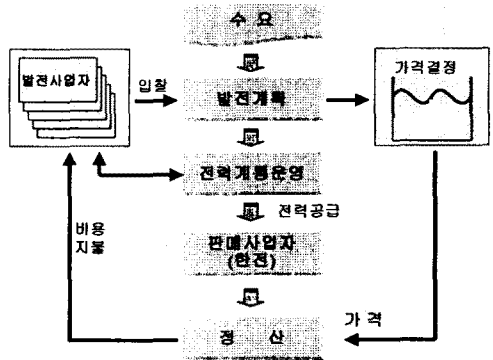
2.1 변동비반영 발전경쟁시장(CBP)

전력산업구조개편은 한계비용에 의한 가격결정방식을 채용함으로써 사회적 잉여를 최대화하여 자원배분의 효율성을 제고하는 것이다. 우리 나라에서 현재 운영중인

초기단계의 발전시장도 이 한계비용 이론을 바탕으로 한다. 기존 수직통합체제로 운영되던 한전에서 발전부문만을 분리하여 [그림.1]과 같이 매일 발전입찰을 시행하고 이에 따라 발전계획을 수립하고 시간대별 거래가격인 계통한계가격을 결정하는 방식을 채용하고 있다.

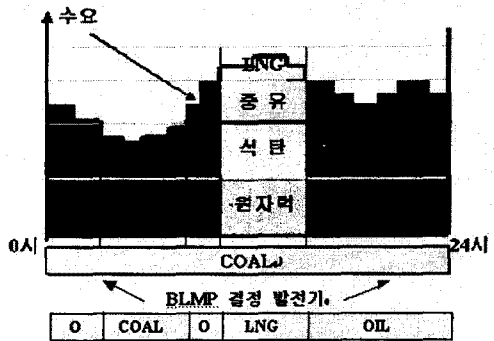
2.1.1 CBP의 가격결정 방식

CBP 전력시장에서의 발전입찰내용은 사업자의 시간대



[그림.1] CBP시장의 흐름

별 가용능력이며, 전력거래소에서는 기 제출된 발전기별 변동비자료를 바탕으로 전력계통의 수요를 최소비용으로 공급하기 위한 발전계획을 수립하고, 시간대별로 결정된 발전기별 변동비(연료비+기동비)를 바탕으로 한계가격을 결정한다. 한계가격은 [그림.2]와 같이 기저발전기인 원자력 및 석탄발전기에 적용하는 기저한계가격(BLMP : Base Load Marginal Price)와 기저발전기 이외의 일반발전기의 적용하는 계통한계가격(SMP: System Marginal Price)으로 분리 산정된다.



[그림.2] CBP의 가격결정방식

2.1.2 CBP의 정산 방식

CBP에서는 기저발전기와 일반발전기를 구분한 이원화된 정산체계가 적용되며, 가격결정발전계획에 포함된 발전량에 한계가격(일반발전기:SMP, 기저발전기:BLMP)을 곱해서 정산한다. 계통혼잡 및 기타 제약사항에 의해 발생하는 제약운전에 대한 정산은 실변동비와 SMP중 높은 것으로 정산하며 제약으로 인해 발전하지 못한 발전기에 대해서는 기회비용을 보상한다.

이와 별도로 발전설비의 고정비 회수와 미래 설비투자 유인을 위하여 기준발전기의 자본비용과 운전비용을 연가화하여 산출한 용량가격(CP)을 입찰한 발전기의 가용능력에 곱하여 지급하고 있다. 이상의 CBP상에서 이루어지는 기본 정산방식은 아래 [표.1]과 같다.

[표.1] CBP의 정산방식

구분	가격결정발전계획 포함	가격결정발전계획 미포함
실발전량	SMP(BLMP) + CP	변동비 + CP
미발전량	SMP(BLMP) -변동비 + CP	CP

2.2 양수발전기의 운영

수직통합된 한전체제에서 양수발전기는 경제급전(ED) 및 계통안정운영 측면 모두를 고려하여 운영하여 왔다. 우선, 경제급전 측면에서는 전체계통의 비용최소화를 위하여 기저발전기인 석탄과 원자력으로 계통부하를 공급할 수 있는 경우부하시에 양수하여 비싼 발전기가 투입되는 중부하시에 발전하는 Peak Shaving(첨두부하삭감) 방식으로 운영되어 왔다. 즉, Peak Shaving에 의한 발전비용 감소분에 양수한 양수동력량에 대한 발전량의 비율에 의해 산정된 식(1)의 효율(η)을 반영한 값이 양수비용을 초과하는 범위에서 운전이 이루어져 왔다.

$$\eta = \frac{e_g}{e_p} \quad (1)$$

여기서,

e_g = generation, MWh
 e_p = pumping load, MWh

한편, 양수발전기는 수력과 마찬가지로 뛰어난 출력변동/주파수응동 특성을 가지고 있어서 계통안정도와 신뢰도유지에 기여하는 바가 매우 크다. 따라서 단순한 경제급전 측면 이외에도 양수발전소는 계통의 안정운영 측면에서의 필요시 양수 및 발전을 함으로써 계통운영에 기여하여 왔다. 하지만, 전력산업구조개편에 따른 CBP의 도입으로, 양수발전소가 해당 발전사업자의 수익 측면을 우선적으로 고려하여 운영되어야 하기 때문에 기존의 계통운영측면과 경제성을 함께 고려할 수 있는 양수발전기의 운영환경이 변화하게 되었으며, 이에 따라 계통운영에 상당한 제약이 발생하게 되었다.

2.2.1 CBP도입에 따른 양수발전기운영의 문제점

경쟁적 전력시장의 도입을 위해 그 준비단계로 한전에서는 2000년 4월부터 CBP의 모의운영을 시행하였다. 가격결정단계에서 양수발전기에 대해서는 양수와 발전입찰을 동시에 받고 전력수요에 시간대별 양수동력량을 합산하여 발전계획을 수립하였으며 발전량은 변동비를 "0"으로 간주하여 발전계획에 우선 반영하였다. 계통운영을 위한 운영발전계획 수립 시에도 동일한 방법으로 양수발전기를 처리하였지만 계통운영 시에 입찰내용과 변경되어 운영될 경우 발전사업자의 손실이 발생할 수 있었다. 양수동력을 위한 구입전력비용은 양수시간대의 SMP로

결정되었고 발전량에 대해서는 발전시간대의 SMP와 CP를 더한 값으로 거래되었다.

이러한 방식으로 1년에 걸쳐 모의운영을 시행한 결과 많은 문제점이 발견되었는데, 그 주요 사항들은 다음과 같다.

- 양수발전기의 양수동력량 및 발전량 조절에 의한 시장가격의 왜곡
- 전력계통의 경제운전과의 괴리 심화 (판매가격에 CP가 포함되어 편평시간대와 발전시간대의 변동비/SMP 차이가 작은 경우에도 양수발전기를 운전하여 계통 전체의 변동비 손실 발생)
- 양수발전기의 계통안정화 측면의 활용 곤란 (양수 및 발전입찰 결과를 준수하지 않을 경우, 발전사업자의 손실에 따른 반발 발생)

2.2.2 양수발전기 운영방식의 개선방향

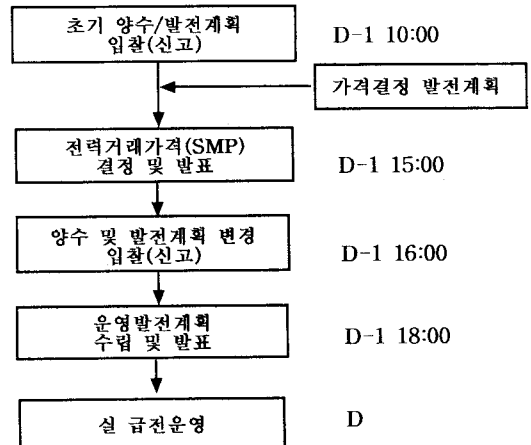
모의운영의 결과로 앞 절에서와 같은 양수발전기의 운영상의 문제점이 도출되었다. 이 문제점은 크게 시장왜곡의 문제와 양수발전기 특성을 반영한 계통운영의 문제로 요약될 수 있다. 따라서, 양수발전소를 이용한 발전사업자의 전력거래가격 조작성능을 제거함으로써 시장왜곡을 방지시켜야 하고, 일간 SMP 곡선에 바탕을 둔 경제운영 방안이 마련되어야 하며, 실 계통운영시 양수발전기의 운전특성이 고려될 수 있도록 하여 양수발전기의 활용기회를 증대시키는 방향으로 운영되어야 한다.

2.3 새로운 양수발전기 운영방식의 적용

양수발전기의 시장가격 왜곡을 위한 Gaming 도구 활용 억제와 계통운영의 효율성을 감소시키지 않도록 하기 위해 수직통합체제에서 운영되던 경제운영방식인 Peak Shaving 방식이 자발적으로 지속적으로 가격 Signal에 의해 유지될 수 있도록 다른 발전기와 분리하여 별도의 입찰 및 정산 방식을 마련하였다.

2.3.1 SMP 결과반영 입찰에 따른 발전계획 수립

과거의 경제급전 방식에서 양수발전기는 발전계획수립 시에 연료비가 싼 기저발전기의 발전력이 남은 시간대를 택하여 양수계획이 수립되었다. 이것이 CBP 모의운영 시에는 발전계획이 세워지지 않은 상태에서 입찰에 의해 양수동력량을 결정함에 따라 기저발전력이 부족한 경우에도 편평을 하는 등, 경제운영과는 배치되는 상황이 발생하게 되었다. 또한, CBP체제에서 양수동력량을 수요에 포함시킴에 따라 SMP의 상승요인으로 작용해 실제 양수비용이 과다 평가되는 불합리성이 발생하였다.



[그림.3] 변경된 양수운영방식

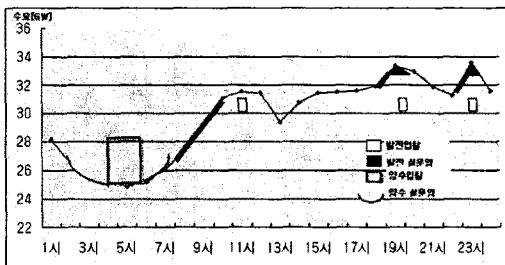
이러한 문제점을 보완한 새로운 양수발전기 운영방식은 발전사업자가 발전시간대와 그 양을 결정하여 입찰하되, 양수의 경우, SMP 발표(거래일 전일 15:00까지) 이후 그 결과를 바탕으로 거래 전일 16:00까지 양수시간대 및 그 양을 결정하도록 하였다(그림.3). 따라서 양수입찰량은 가격결정을 위한 전력수요에서 제외된다. 또한, 양수발전기에 대한 CP 지급을 발전량가격과 분리하여 독립적으로 지급함으로써 계통의 변동비 차이에 의한 경제급전이 이루어지도록 하였다. 이에 따라 양수발전기는 전력시장의 가격 signal에 의한 Peak Shaving으로 운영될 수 있게 되었다.

한편, 가격결정발전계획 수립시 양수발전기 발전계획(시간대별 발전량)은 우선 반영하되, SMP 발표 후에 양수 펌프계획 제출시 발전계획에 있어서도 최초 입찰량을 초과하지 않는 범위에서 변경이 가능하도록 함으로써 SMP 예측 불확실성에 의한 발전사업자의 입찰 Risk를 감소시켰다.

2.3.2 양수발전기 특성 반영 운영방식

운영발전계획 수립 및 실 급전운영 시에는 양수발전기의 시간대별 양수량(조정안) 및 발전량을 조정하여 반영되도록 하였다. 즉, 계통운영 사정에 의하여 연료비가싼 기저발전기의 출력감발 요인이 발생할 경우, 전력거래소에서 발전사업자가 기 제출한 양수계획량을 초과하여 양수하도록 함으로써 기저발전기의 출력 감발을 최소화 하였으며, 반대로, 양수발전기의 펌핑시 연료비가싼 첨두부하용 발전기가 추가 운전될 경우에는 계획된 펌핑을 축소시킬 수 있도록 하여 계통 전체의 경제적 운영을 도모하였다. 그러나 이러한 계통운영 측면의 양수발전기 운전이 발전사업자와 판매사업자 모두에게 적어도 손실은 발생되지 않도록 특수한 정산방식을 도입하였다. 결과적으로 새로운 양수발전기 운전방식의 채택으로 과거의 모의운영에 대비하여 발전사업자는 수익이 증대되고 판매사업자는 구입비용이 감소하는 등, 양자 모두에게 이익이 발생하게 되었다.

또한, 양수발전기는 예비력 확보와 주파수유지 등의 계통안정도 측면에서(그림.4)와 같이 입찰총량을 맞추어 운영함으로써 양수발전기의 탁월한 부하중능력을 계통운영에 활용할 수 있도록 함으로써 과거의 양수발전기의 역할을 새로운 발전경쟁시장(CBP)에서도 그대로 이행될 수 있게 하였다.



[그림.4] 양수발전기의 양수 및 발전운영

2.3.3 양수발전기의 발전량 및 양수동력량의 정산

양수동력량은 발전사업자가 전력시장(Pool)에서 구매하는 전력량이 되며 발전량은 발전사업자가 Pool에 판매하는 전력량이다. 각각의 전력량은 시간대별 한계가격(SMP)로 정산(구입 또는 판매)하는 것을 원칙으로 하며 그 세부사항은 아래와 같다.

· 양수동력비용 정산

양수동력비용(발전사업자의 전력구입비용)은 양수동력량의 발생 구분에 따라 구분하여 다음과 같이 정산한다. 우선, 발전사업자가 제시한 거래일의 총양수계획량 이내

에서 실제 계량된 양수전력량의 정산은 식(2)와 같이 양수시간대의 가중SMP로 정산한다.

$$OPEP_i = \frac{\sum_t (PO_{i,t} \times SMP_t \times (1 + TLF_t))}{\sum_t PO_{i,t}} \times \text{Min}(\sum_t PO_{i,t}, \sum_t MPE_{i,t}) \times 1000 \quad (2)$$

여기서,

$\sum_t PO_{i,t} = 0$ 인 경우는 $OPEP_i = 0$

$OPEP_i$: 거래일 총양수계획량 이내에서 실제 양수한 전력량에 대한 정산금(원).

$PO_{i,t}$: 발전사업자가 제출한 시간대별 양수계획량 단, 변경 양수계획량이 있는 경우 변경한 양수계획량 적용(MWh).

$MPE_{i,t}$: 양수발전기 계량설비에서 취득한 양수동력으로 사용된 전력량(MWh).

TLF_t : 양수발전기가 양수하는데 필요한 전력량을 전송하는데 발생하는 송전손실

한편, 계통의 안정적인 운영을 위해 전력거래소의 지시로 거래일의 총 양수계획량을 초과하여 양수한 경우, 초과 양수 전력량은 거래일의 발전시간대 평균SMP로 정산하며, 반대로 계통운영 상의 이유로 양수하지 못한 전력량에 대해서는 기대이익(양수하여 발전할 경우 얻을 수 있는 이익)을 지급한다. 여기에서 해당시간대의 SMP를 적용하지 않고 가중평균SMP를 적용하는 이유는 발전사업자가 요구한 시간대와 일치하도록 양수발전소를 운전시킬 수는 없고, 이 경우에 발전사업자에게 이익이나 손해가 발생되지 않도록 하기 위함이다.

· 양수발전량 정산

양수발전량에 대한 전력량가격(판매사업자의 전력구입가격)도 양수동력비용과 마찬가지로 발전전력량의 발생 구분에 따라 구분하여 다음과 같이 정산한다. 우선, 거래일의 총 발전계획량 이내에서 식(3)과 같이 실제 발전한 전력량은 발전사업자가 제출한 발전계획시간대의 가중평균SMP로 정산한다.

$$SEP_i = \frac{\sum_t (EGW_{i,t} \times SMP_t)}{\sum_t EGW_{i,t}} \times \text{Min}(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t}, \sum_t MGO_{i,t}) \times 1000 \quad (3)$$

여기서,

$\sum_t EGW_{i,t} = 0$ 인 경우는 $SEP_i = 0$

SEP_i : 가격결정발전계획에 포함되어 발전한 발전기의 거래일 전력량에 대한 정산금액(원).

$EGW_{i,t}$: 발전사업자가 마감시간 이전에 제출한 발전계획량(MWh).

$REGW_{i,t}$: 발전사업자가 마감시간 이후에 변경 제출한 발전계획량. 제출한 시간대별 양수계획량. 만약, 계선언이 없으면 $EGW_{i,t}$ 와 동일함(MWh).

$MGO_{i,t}$: 계량설비로부터 취득한 각 거래시간대별 발전전력량(MWh).

또한, 계통운영을 위해 전력거래소 지시로 거래일의 총 발전계획량을 초과하여 발전하는 경우, 초과분에 대해서는 거래일의 최고 SMP로 계산하며, 발전하지 못하는 경우는 기대이익(발전가격과 양수가격의 차이)를 발전기별 효율(η_i)을 고려하여 정산한다. 여기서 추가발전량에 대해 거래일의 최고 SMP로 정산하는 이유는, 발전사업자

가 추가 발전을 하지 않을 경우, 상부저수지에 저장된 물을 해당일 다음날 최고 SMP가 나타나는 시간을 선택하여 발전할 수 있기 때문이다.

· 양수발전기 용량요금 정산

일반적으로 발전사업자는 식(4)와 같은 방식으로 시간대별 SMP_t 즉, 변동비만을 고려하여 이익(PF_t)을 계산하여 그 값이 양이 되는 범위에서 양수동력량과 양수발전량을 결정한다. 그러나 과거 모의운영시에는 양수발전기에 대하여 일반 화력발전기와 동일하게 식(5)와 같이 공급가능용량(available capacity)을 기준으로 용량요금을 지급하였다. 이 경우, 양수발전기 운전에 따른 이익이 발생하는 시간대가 확대되어 경제운영과 배치되는 요소가 발생할 수 있다. 따라서 이를 개선하는 방안으로서 양수발전기에 대해서는 식(6)과 같이 다른 발전기와 구분하여 발전량과 관계 없이 용량요금을 별도로 지급하도록 하였다.

$$PF_t = \sum_i (SMP_t \times EGW_{i,t}) - \sum_i (SMP_t \times PO_{i,t} \times \frac{1}{\eta_i}) \quad (4)$$

$$PF_t = \sum_i \{ (SMP_t + HCP) \times EGW_{i,t} - \sum_i (SMP_t \times PO_{i,t} \times \frac{1}{\eta_i}) \} \quad (5)$$

$$TPCP_t = MGC_i \times \text{Max}(HCF_t + \beta) \times 24 \times \zeta \times 1000 \quad (6)$$

여기서,

- η_i : 양수발전기 종합효율(발전효율×양수효율)
- HCP_t : 시간대별 용량가격
- $TPCP_t$: 양수발전기 i 의 용량요금정산금
- MGC_i : 거래일 발전입찰시 제출한 발전기 최대출력
- β : 일반발전기 용량가격 보정계수
- ζ : 양수발전기 용량가격지급율

현재 CBP에서는 상부저수지 용량을 고려할 경우 양수발전기는 최대출력으로 통상 6시간 운전가능 하므로 용량가격지급율(ζ)을 25%로 정하여 운영하고 있다.

3. 결 론

현재 우리 나라에서 도입한 전력산업구조편 모형인 CBP는 구조개편 초기모형으로 기존 한전의 수직독점체제를 개혁하여 발전부문의 경쟁을 유도함으로써 앞으로 소비자의 선택권이 보장되는 완전경쟁시장으로 전이하기 위한 시험적인 전력시장모형이라고 할 수 있다. 즉, 경제발전 측면의 발전운영 방식에서는 기존 한전의 수직독점체제에서 크게 벗어나지 않으면서 경쟁을 통한 완전한 시장논리 도입을 하는 데에 그 의의를 가진다고 할 수 있다.

그러나 새로운 전력시장 개설 이전에 1년간에 걸친 모의운영을 통해 많은 부분의 문제점이 노출되었고, 본 논문에서는 그러한 문제점 중 양수발전기의 문제를 해결하는 방안을 제시하였으며, 현재 CBP 시장에 적용 중에 있다. 이 방식에서는 발전사업자의 자율적인 입찰을 보장할 뿐 아니라 그 과정에서의 Risk를 감소시키는 한편 양수발전기 특성에 따른 경제적이고 안정적인 계통운영 실현 등에 효과가 있음이 입증되었다. 그리고 양수동력량을 수요에서 별도로 처리함으로써 양수시간대의 전력시장가격을 현실화 시켜 가격상승을 방지함으로써 소비자에 돌아가는 구조개편에 따른 부담을 줄일 수 있도록 하였다.

새로운 전력시장에서의 양수발전기 운영방식은 발전사업자는 예측된 시장가격을 바탕으로 양수발전기의 양수동력량과 발전량을 입찰하기 때문에 실제 시장가격은 예

측치와 다를 수 있어서 과거 중앙급전 방식의 양수발전소 최적화와는 다소의 차이가 발생한다. 그러나 계통의 안정운영 측면에서 양수발전기의 특성을 충분히 활용할 수 있으면서, 발전사업자가 양수 및 발전입찰을 자율적으로 시행할 수 있다는 점에서 본 방식의 의의가 있다고 할 수 있으며, 향후, 새로운 전력시장 설계에서도 이를 응용한 양수발전기 운영방식 개발이 기대된다.

[참 고 문 헌]

- [1] Allen J. Wood and F. Wollenberg, *Power Generation, Operation, and Control*, John Wiley & Sons, Inc., 1996.
- [2] P. F. Penner, *Electric Utility restructuring : A Guide to the Competitive Era*, Public Utilities Reports, Inc., Vienna, Virginia, 1997.
- [3] Hugh Rudnick, *Pioneering Electricity Reform in South America*, IEEE Spectrum, pp. 38-44, Aug. 1996.
- [4] 김발호, 박종배, "전력산업 구조개편 개론" 기초전력공학공동연구소, August 1999.
- [5] 한국전력거래소, "전력시장운영규칙" 한국전력거래소, April 2001.
- [6] 한국전력거래소, "전력시장운영규칙 세부운영기준" 한국전력거래소, April 2001.