

해남-제주간 직류송전시스템의 비용산정을 통한 ATC계산

손현일 \* · 신동준 \* · 김진오 \* · 김규호 \* \* · 이효상 \* \* \*  
 \* 한양대학교 전기공학과 · \* \* 안산 공과대학 · \* \* \* 전력거래소

Evaluation of ATC in Haenam-Cheju HVDC System Using Cost Calculation

Hyun-Il Son \* · Dong-Joon Shin \* · Jin-O Kim \* · Kyu-Ho Kim \* \* · Hyo-Sang Lee \* \* \*  
 \* Dept. of EE, Hanyang University · \* \* Ansan College of Technology · \* \* \* KPX

**Abstract** - As the electrical power industry is restructured, the electrical power exchange is extended. In Cheju, demand increases about 10 % every year. To cope with future demand, HVDC System usage should grow. This paper proposes optimal transfer capability of Haenam-Cheju HVDC System through cost optimization that considers generating cost, receiving cost and outage cost

전체소비자비용(TCC : Total Customer Cost)을 최소화 하는 점에서 HVDC선로를 통한 송전용량과 발전용량이 결정된다.

1. 서 론

직류송전(HVDC : High-Voltage Direct Current) 시스템은 계통이 분리되어 있는 지역간의 전력연계를 통해 전력수급의 최적화 등 다양하게 사용영역이 확대되어 왔다. 이러한 시스템을 이용하여 해남-제주 간에는 1998년 3월 직류송전선로의 상업운전이 시작되었으며, 현재 제주도 전력수요의 약 50 %를 담당하게 되었다.

현재 우리나라는 전력산업의 구조개편을 진행하고 있다. 구조개편된 전력산업에서는 전력거래에 참여하는 모든 전력회사는 경제성과 효율성을 도모하며, 이에 따라 송전망 운영도 과거의 신뢰도 위주의 운영방식에서 벗어나 신뢰도 한계 내에서 최적의 경제적 운영을 추구하는 방식으로 변화해야 한다. 따라서 송전선을 안정적으로 운용하면서 상업적 이용을 확대하기 위하여, 기존에 사용되고 있는 용량에 추가적으로 사용할 수 있는 가용송전용량(ATC : Available Transfer Capability) 개념의 도입이 필요하다 하겠다.

본 논문에서는 상정사고시의 전체송전용량(FCTTC : First Contingency Total Transfer Capability)을 이용한 기존 방법대신 HVDC 선로를 통한 내륙의 계통 한계가격(SMP : System Marginal Price)과 제주발전소의 발전비용, 정전비용을 고려한 비용의 최적화를 바탕으로 HVDC 선로에서의 최적송전용량(ATC)을 제안하였다. 사용된 데이터는 2003년 6월 계통한계가격(SMP), 발전데이터 및 제주부하를 이용하였다.

2. 본 론

2.1 비용계산을 통한 가용송전용량 결정

상정사고를 통한 가용송전용량(ATC)계산과 달리 비용계산을 통한 가용송전용량(ATC)산정은 다음 식 (1)과 같이 표현될 수 있다[1-3].

$$\text{Min}[TCC] = C_G + C_T + C_O \quad (1)$$

여기서,  $TCC$  : 전체 소비자 비용 [₩]

$C_G$ (발전비용),  $C_T$ (수전비용)과  $C_O$ (정전비용)의 합인

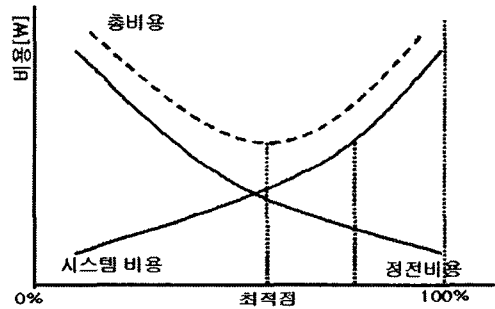


그림 1. 비용계산을 통한 ATC결정

2.1.1 정전비용계산

정전비용은 두 가지 측면에서 고려되어 질 수 있다. 첫 번째는, 상정사고로 인해 전력을 공급받지 못한 소비자가 입는 피해액으로 볼 수 있으며, 두 번째는, 전력공급자가 전력을 판매하지 못한 금액과 상정사고의 복구비용으로 생각할 수 있다.

정전비용의 계산은 국내 계통에서의 정전비용을 연구하여 얻어진 수식인 다음의 식 (2)를 이용하였다[4].

$$\text{Interruption cost by economic activity} = \frac{\text{Value added by economic activity}}{\text{Power input by economic activity}} \quad (2)$$

정전비용의 계산은 위 식 (2)로부터 식 (3)과 같이 계산 할 수 있다.

$$C_O = \sum_t (EUE_t \times p_{EUE}) \quad (3)$$

여기서,  $EUE$  : 정전발생시 미공급 전력량 [MW]  
 $p_{EUE}$  : GNP대비 전력 소비량 [₩/MW]

2.1.2 수전비용계산

HVDC 선로는 150 [MW] 2회선으로, 최대 수전량은 300 [MW]이다. HVDC 수전량을 통한 수전비용은 내륙의 계통한계비용과 수전량으로 정해진다. 식 (4)는 임의의 시간  $t$ 에서의 수전비용을 수식화한 것이다.

$$C_T = \sum_t (SMP_t \times T_t) \quad (4)$$

여기서,  $SMP_t$  : 시간별 계통한계가격 [₩/MWh]  
 $T_t$  : 시간별 HVDC선로 수전량 [MW]

### 2.1.3 발전비용계산

발전비용에는 고정비(감가상각비, 인건비 등)와 연료 비용이 있으나 비용 중 가장 많은 부분을 차지하는 연료비의 계산으로 발전비용을 산정한다. 식 (5)는 임의의 시각  $t$ 에서의 발전비용을 의미한다.

$$C_G = \sum_{i=1}^{n-1} (G_i \times p_{G_i}) + \left( P - \left( T + \sum_{i=1}^{n-1} G_i \right) \right) \times p_{G_n} \quad (5)$$

여기서,  $n$  :  $t$ 시각에서 발전중인 발전기의 대수  
 $G_i$  :  $i$ 번째 제주발전기 발전량 [MW]  
 $p_{G_i}$  :  $i$ 번째 발전기 발전단가 [₩/MW]  
 $P_t$  :  $t$ 시각의 제주 수요량 [MW]  
 $T_t$  :  $t$ 시각의 HVDC선로 수전량 [MW]

제주발전비용은 3개 발전소의 7개 발전기 연료비용으로 산정한다. 그림 (2)는 선정된 발전기에 대한 발전량별 연료비를 도식화한 것이다.

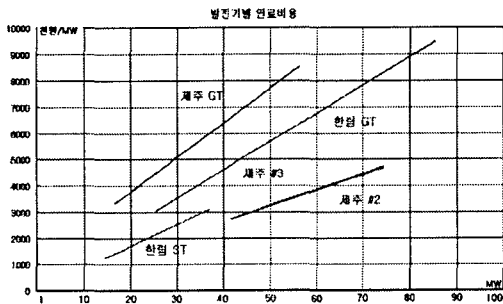


그림 2. 발전기별 발전량 및 발전비용

그림 2에서 한림 ST가 발전비용이 가장 낮지만, 한림 GT의 발전 후 전력공급이 가능하다. 따라서 발전비용이 두 번째로 낮은 제주 2호기부터 기동하며 가장 발전비용이 높은 제주 GT를 예비발전기로 정한다.

### 3. 사례연구

2003년 6월 제주지역의 수요량은 새벽에 낮고 22시에 피크부하가 발생되며, 전력량은 217~320 [MW]이다. 또한, 전체 수요량의 약 50%가 HVDC 선로를 통해 수전되고 있다.

해남-제주간 HVDC 선로 사용을 0%, 50%와 100%로 가정하여 각각의 비용을 계산하였다.

비용산정에 있어 두가지 제한조건을 가정하였다. 첫 번째는, HVDC 선로를 통한 수전량은 수요량 변화에 따라 자유롭게 변화할 수 있지만, 발전기는 기동시간이 존재하므로, 수요량이 발생하기 전에 그 기동시간만큼 미리 발전을 시작한다. 두 번째는, 수요량에서 15%의 예비율을 적용하여 발전비용을 산정하였다. 이와 같은 제한 조건은 계산의 편의뿐만 아니라, 실제 수요계획에서도 적용되는 사항이다.

#### 3.1 Case I - 제주발전기가 제주수요량 담당

HVDC 선로에서는 전력을 공급하지 않고 7개 제주발전소의 발전기를 발전하여 전력을 공급한다. 따라서 최소 수요량을 만족시키기 위해 제주 2호기와 제주 3호기, 한림 GT는 항상 운용되며, 수요량에 따라 한림

ST, 제주 GT 1, 2가 가동되며, 제주 GT 3을 예비발전기로 한다. 발전비용산정은 발전기 기동시간, 최소발전량, 기동비용 및 발전단가가 고려된다.

정전비용은 발전량이 가장 큰 한림 GT에 상정사고가 발생하는 것으로 가정하고, 기동시간과 식 (2)의 MW 당 정전비용을 고려하여 산출한다.

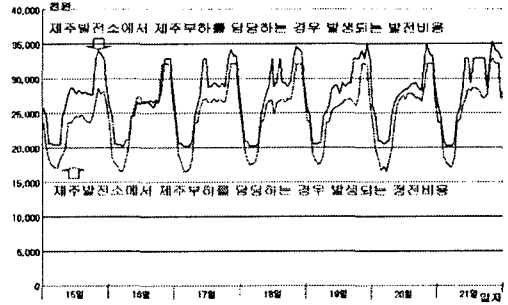


그림 3. Case I에 대한 결과그래프

그림 3중 그래프 위쪽 적색 실선은 발전비용이며, 아래의 적색 실선은 상정사고에 따른 정전비용이다. 다른 두 경우(Case II와 III)와 비교하여 전체적으로 고비용임이 보이며, 유사한 발전단가의 적용으로 정전비용과 발전비용이 유사한 결과를 보이고 있다.

#### 3.2 Case II - HVDC선로정격의 50% 수전

해남-제주간 HVDC 선로를 통해 내륙의 전력을 정격의 50%인 150 [MW]을 공급하고, 부족한 전력을 제주발전기의 발전으로 공급하는 경우이다.

정전비용은 첫 번째, HVDC 1회선에 상정사고가 발생, 두 번째, 한림GT, 한림ST에 상정사고가 발생, 두 가지를 가정하였다. 첫 번째에서 HVDC선로의 복구비용을 고려하지 않을 경우, 정전시간에 대한 정전비용 외에는 정전비용이 발생하지 않는다. 두 번째는 Case I와 마찬가지로 식 (2)에 의한 정전비용과 발전기 발전비용이 고려되었다.

산출된 결과는 그림 4에 나타내었다. 그래프의 위쪽 적색 실선은 계통한계가격과 발전비용이며, 아래의 적색 실선은 상정사고후 발생한 정전비용이다. 다른 두 경우(Case I과 III)와 비교하였을 때, 정전비용은 가장 낮으나, 전력공급비용은 100% 발전보다는 감소하였으나, 100% 수전시보다는 높았다.

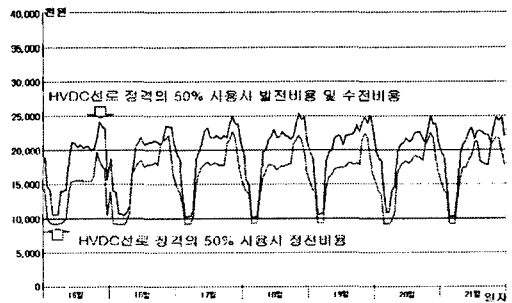


그림 4. Case II에 대한 결과그래프

#### 3.3 Case III - HVDC선로정격의 100% 수전

HVDC 선로의 정격인 300 [MW]을 초과하는 경우 발전단가가 낮은 제주 2호기만을 기동한다.

정전비용은 두 가지가 고려되었다. 첫 번째, HVDC 선로 1회선에 상정사고가 발생하는 경우는 (Case II)에서 얻은 정전비용이 적용되며, 두 번째, HVDC 선로

2회선 모두 상정사고가 발생하여 내륙의 전력을 공급하지 못하는 경우는 제주 지역의 모든 발전기를 가동하여 전력을 공급하는 것으로 가정한다.

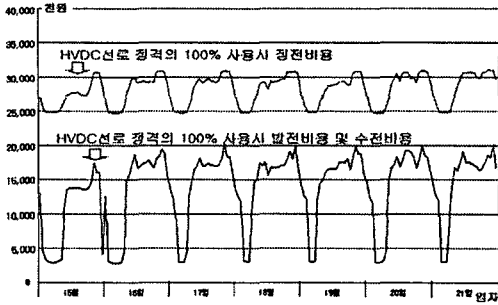


그림 5. Case III에 대한 결과그래프

그림 5에서, 그래프 위쪽 적색 실선이 정전비용이다. Case I, II보다 정전비용이 높았다. 이는 제주 3호기 기동시간인 47분까지 충분한 전력을 공급하지 못하기 때문이다. 아래의 청색 실선은 계통한계가격과 발전비용이다. 다른 두 경우와 비교할 때 가장 낮았다. 정전비용을 고려하지 않을 경우는 수전량이 많을수록 제주발전비용보다 내륙의 계통한계비용이 낮은 경우는 HVDC선로를 통한 전력공급이 유리함을 알 수 있다.

### 3.4 제주지역의 최적수전량 산정

Case I, II, III에서 계산된 전체 비용계산의 결과를 최소 자승법을 이용하여 근사화한 최저점을 찾게 되면 계산한 시점에서의 최적의 수전량을 산출할 수 있다. 그림 6에서 실제 수전량은 수요량의 약 50%이지만, HVDC 선로 정격의 25~50%이다. 비용계산을 통한 최적 수전을 하면 수요량의 60~95%를 담당하게 되며, HVDC 선로 정격의 55~75%를 사용하게 된다.

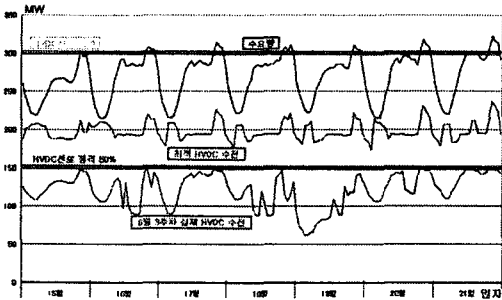


그림 6. HVDC선로를 통한 실제 수전량과 최적수전량

그림 6에 의해 수전량에 영향을 미치는 요소는 수요량과 계통한계비용임을 알 수 있었으며, 식 (6)과 같이 수식화 할 수 있다.

$$HVDC \text{수전량} = f(SMP, \text{제주수요량}) \quad (6)$$

Simulation은 제주수요량이 200~400 [MW]이며, SMP가 10~70 [원/kWh]일 때를 가정하였으며 결과로서 식 (6)은 식 (7)로, 그리고 그림 7로 표현된다.

$$T = 0.003SMP^2 - 0.703SMP - 0.001P^2 + 0.123P + 54.053 \quad (7)$$

Simulation 결과, 수요량과 수전량, 계통한계비용과 수전량은 각각 2차함수로서 표현이 되며, 그 함수에 따라 수전량이 변화한다. 여기서 주목할 점은 수전량은 수

요량이 증가할 경우 완만한 커브를 그리지만, 계통한계비용은 선형에 가까울 정도로 영향을 많이 받고 있다. 이는 발전비용보다 계통한계비용이 낮으며, HVDC 선로를 통한 수전량의 제한이 있기 때문이다.

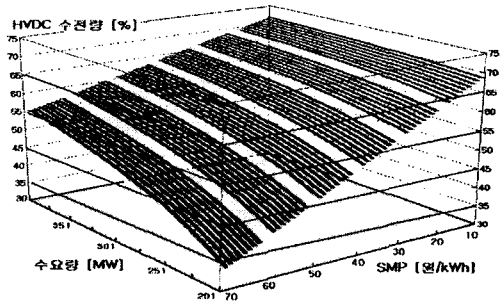


그림 7. SMP와 수요량에 따른 최적수전량 Simulation

## 4. 결 론

현재 제주지역에서는 전력수요량의 약 50%를 HVDC 선로를 통해 공급하고 있다. 이는 제주지역의 수요량을 충족시키기 위해 제주발전기를 가동하고 그 부족분을 내륙에서 공급받는 신뢰도를 증시킨 비경제적인 개념에서 전력공급이 되어왔다. 그러나 제주발전기의 발전원가가 내륙의 계통한계가격보다 높으므로 기존의 방식을 고수할 필요성은 점점 줄어들고 있다.

본 논문에서는 제주지역 전력공급은 발전비용과 수전비용, 정전비용의 비용최적화로 HVDC 선로를 통한 내륙의 값싼 전력을 공급하는 것이 경제적 측면에서 이득임을 보였다. 역으로, 내륙의 계통한계비용이 높고, 제주발전량이 충분하다면 제주에서 내륙으로 전력을 공급하는 것 역시 경제적 측면에서 고려될 사항이다.

향후 전력산업구조개편이 이루어져 현재의 단일가격시장에서 양방향입찰시장으로 전환된다면 제주지역에 있어 소비자 및 공급자에 유리한 HVDC 선로를 통한 전력공급이 경제적 측면에서 유리할 것으로 사료된다.

감사의 글  
이 논문은 2002년도 한국과학재단의 지원으로 수행되었음 (F01-2003-000-00073-0)

## [참 고 문 헌]

- [1] North American Electrician Reliability Council (NERC), "Available Transfer Capability Definitions and Determinations", NERC Report, June 1996.
- [2] Stefano Barsali, Paolo Pelacchi, "Technical-economical simulations of a deregulated electricity market : the setting of power flow limits in the interconnections lines", Power System Technology, 2002. Proceedings. PowerCon 2002. International Conference on , Vol.2, pp.938-943 Oct. 2002.
- [3] R.Brown, M.Marshall, "The cost of reliability", Transmission and distribution world, Vol 53, No.14, December 2001.
- [4] S.B.Choi, D.K.Kim, S.H.Jeon, H.S.Ryu, "Evaluation of the Customer Interruption Cost taking into consideration Macro Economic Approach in LPREA", Power System Technology, 2002. Proceedings. PowerCon 2002. International Conference on , Vol.4, pp.2358-2362, 2002.