

해남-제주간 직류송전시스템의 비용산정을 통한 ATC계산

論 文
54A-4-6

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

孫 鉉 一* · 金 鎮 吾† · 李 孝 祥** · 申 東 峻***
(Hyun-Il Son · Jin-O Kim · Hyo-Sang Lee · Dong-Joon Shin)

Abstract - As the electrical power industry is restructured, the electrical power exchange is extended. One of the key information used to determine how much power can be transferred through the network is known as available transfer capability (ATC). To calculate ATC, traditional deterministic approach is based on the severest case, but the approach has the complexity of procedure. Therefore, novel approach for ATC calculation is proposed using cost optimization in this paper. Cheju Island interconnected HVDC system with mainland in KEPCO (Korean Electric Power Corporation) systems, and the demand of Cheju Island increases about 10 [%] every year. To supply for increasing demand, the supply of HVDC system must be increased. This paper proposed the optimal transfer capability of HVDC system between Haenam in mainland and Cheju in Chju Island through cost optimization. The cost optimization is considered production cost in Cheju Island, wheeling charge through Haenam-Cheju HVDC system and outage cost with one depth (N-1 contingency)

Key Words : ATC, HVDC System, Cost Optimization, 정전비용(Outage Cost)

1. 서 론

직류송전시스템은 계통이 분리되어 있는 지역간의 전력연계를 통해 전력수급의 최적화를 이루는 등 다양한 장점으로 인해 사용영역이 확대되어 왔다. 이러한 송전시스템을 이용하여 해남-제주 간에는 1998년 3월 직류송전(HVDC: High-Voltage Direct Current)선로에 대한 상업운전이 시작되었으며, 현재 제주도 전체 전력수요의 약 50 %를 담당하게 되었다.

현재 우리나라는 전력산업의 구조개편을 진행하고 있으며, 전력거래에 참여하는 모든 전력회사는 경제성과 효율성을 도모하고 있다. 이에 따라 송전망 운영도 과거의 신뢰도 위주의 운영방식에서 벗어나 신뢰도 한계 내에서 양방향입찰시장(TWBP: Two Way Bidding Pool)같이 최적의 경제적 운영을 추구하는 방식으로 변화하고 있다. 따라서 송전선을 안정적으로 운용하면서 상업적 이용을 확대하기 위하여, 기존에 사용되고 있는 용량에 추가적으로 사용할 수 있는 가용송전용량(ATC: Available Transfer Capability)의 개념의 도입이 필요하다.

지금까지 전력회사들은 가용송전용량(ATC)을 측정하기 위해 첫 상정사고시 전체송전용량(FCTTC: First Contin-

gency Total Transfer Capability)이란 용어를 사용해 왔으나, 전력산업 구조개편이 진행되면서 같은 개념인 가용송전용량(ATC)이란 용어를 사용하기 시작했다. 가용송전용량이란 송전계통에 주어진 시간동안 사용하지 않고 남아있는 용량을 측정하는 것이다. 가용송전용량의 계산은 전체송전용량(TTC: Total Transfer Capability)과 송전신뢰도 여유도(TRM: Transmission Reliability Margin), 그리고 설비편의 여유도(CBM: Capacity Benefit Margin)와 같은 다양한 고려사항과 함께 물리적 한계같은 불확실성으로 인해 매우 복잡하고 어려운 문제이다.

본 논문에서는 상정사고를 이용한 기존의 방법대신 HVDC선로를 통한 내륙의 계통한계가격(SMP: System Marginal Price)과 제주발전소의 발전비용, 정전비용을 고려한 비용의 최적화를 바탕으로 HVDC선로에서의 최적송전용량(ATC)을 제안하도록 한다. 사용한 데이터들은 2003년 6월 계통한계가격(SMP)과 발전데이터를 사용하였다.

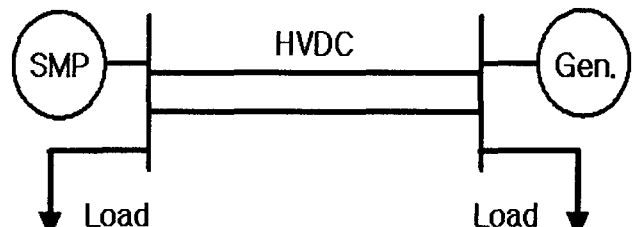


그림 1 한전계통에서의 HVDC선로 개념
Fig. 1 A concept of HVDC system in KEPCO systems

† 교신저자, 正會員 : 漢陽大 工大 電氣工學科 教授 · 工博

E-mail : jokim@hanyang.ac.kr

* 準會員 : 漢陽大 工大 電氣工學科 碩士課程

** 正會員 : 韓國電力去來所 · 工博

*** 正會員 : 韓國電氣研究院 · 工博

接受日字 : 2004年 11月 18日

最終完了 : 2005年 3月 9日

2. 본 론

2.1 한전계통과의 전력연계

제주도는 한국에서 가장 큰 섬이며, 전체 전력수요량의 50 %를 내륙에서부터 공급받고 있다. 한전의 HVDC선로의 운영규칙은 HVDC선로의 신뢰도를 고려하여, 제주수요량의 50 %나 HVDC선로 정격의 50 % 중 낮은 전력량을 기준으로 제주 수요량을 충족시키고 있으며, 부족한 전력은 제주도의 발전기를 가동하여 공급하고 있다. 그러나 현재의 발전단가가 내륙계통에 비해 상대적으로 고가인 발전기를 가동함으로써 경제적인 측면에서 소비자 및 전력회사에 불리한 운영을 하고 있다. 그러나 전력연계라는 측면에서는 그림 1에서처럼 내륙의 계통한계가격이 제주 발전비용보다 고가이면 제주수요량을 충족하고도 남은 전력을 내륙에 공급하는 것이 경제적으로 유리하다고 할 수 있다.

2.2 가용송전용량 결정

NERC Definition에 따르면 가용송전용량(ATC)은 송전선을 안정적으로 운용하면서 상업적 이용을 확대하기 위하여, 기존에 사용되고 있는 용량에 추가적으로 사용할 수 있는 송전용량이다. 그림 2에서처럼 전체송전용량(TTC)은 한 지역에서 다른 지역으로 계통 안정도의 위반 없이 안전하게 송전할 수 있는 최대 송전량이다. TTC를 결정하는 요소에는 계통 조건, 주요 상정사고 등이 있다. 송전신뢰도 여유도(TRM)은 계통의 불확실성을 고려하여 전력계통의 안정적인 운전을 보장하기 위해 필요한 양이고 설비편익여유도(CBM)는 발전설비 신뢰도 기준을 만족시키기 위해 필요한 양이다. 가용송전용량계산은 다음과 같다[1,2].

$$TTC = \text{Min}\{Thermal, Voltage, StabilityLimit\} \quad (1)$$

$$ATC = TTC - TRM - CBM \quad (2)$$

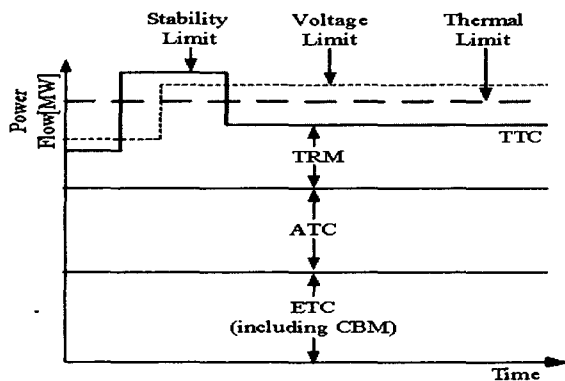


그림 2 TTC와 ATC
Fig. 2 TCC and ATC

2.3 비용계산을 통한 가용송전용량 결정

상정사고를 통한 가용송전용량(ATC)계산과 달리 비용계산을 통한 가용송전용량(ATC)산정은 다음 식 (3)과 그림 3

에서처럼 표현될 수 있다[1-3].

$$\text{Min}[TCC] = C_G + C_T + C_O \quad (3)$$

여기서, TCC : 전체 소비자 비용 [₩]

C_G (발전비용), C_T (수전비용)과 C_O (정전비용)의 합인 전체소비자비용(TCC : Total Customer Cost)을 최소로 하는 점에서 HVDC선로를 통한 송전용량과 발전용량이 결정된다.

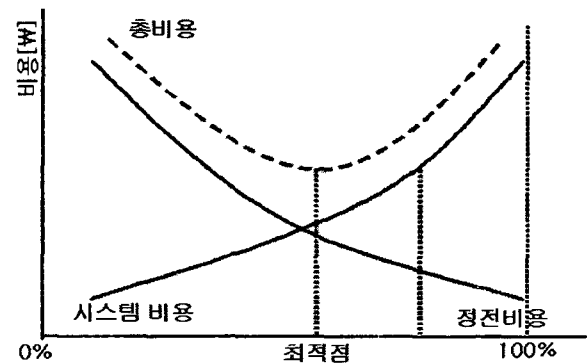


그림 3 비용계산을 통한 ATC결정
Fig. 3 ATC evaluation of cost calculation

2.3.1 정전비용계산

정전비용 계산기법은 크게 거시적인 접근법과 미시적인 접근법으로 구분할 수 있다. 거시적인 접근방법은 국민경제 전체와 연관해서 포괄적으로 검토하는 방법이며, 미시적인 접근방법은 개개의 고객을 대상으로 대규모 설문조사들을 통해 고객의 업종별 정전비용을 추정하는 방법이다[4].

본 논문에서는 거시적인 접근방법으로 정전으로 인해 유지되어야 할 경제상황이 그 만큼 정지 또는 정지당하여, 당연히 생산되어야 할 경제적인 가치가 상실된다는 점에 착안하였으며, 식 (4)는 국민총생산(GNP) 대비 총 사용전력량(MWh)으로 나누어 그 비율로 정전비용단가를 결정하였다.

$$\begin{aligned} \text{Interruption cost by economic activity} &= p_{EVE} \\ &= \frac{\text{Value added by economic activity}}{\text{Power input by economic activity}} \end{aligned} \quad (4)$$

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.

식 (5)는 상정사고발생시간 t 동안의 공급받지 못한 전력량 EUE_t 와 식 (4)에서 구한 정전비용단가(p_{EVE})를 곱하여 전체 정전발생시간동안의 정전비용을 계산하였다.

$$C_O = \sum_t (EUE_t \times p_{EUE}) \quad (5)$$

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

2.3.2 수전비용계산

HVDC 선로는 150 [MW] 2회선으로, 최대 수전량은 300 [MW]이다. HVDC 수전량을 통한 수전비용은 내륙의 계통 한계비용과 수전량으로 정해진다. 식 (6)은 임의의 시각 t 에 서의 수전비용을 수식화한 것이다.

$$C_T = \sum_t (SMP_t \times T_t) \quad (6)$$

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

2.3.3 발전비용계산

발전비용에는 고정비(감가상각비, 인건비 등)와 연료비용 이 있으나 비용 중 가장 많은 부분을 차지하는 연료비의 계 산으로 발전비용을 산정한다. 식 (7)은 임의의 시각 t 에서의 발전비용을 의미한다.

$$C_G = \sum_{i=1}^{n-1} (G_i \times p_{G_i}) + \left(P_t - \left(T_t + \sum_{i=1}^{n-1} G_i \right) \right) \times p_{G_n} \quad (7)$$

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 HVDC 수전량 [MW]

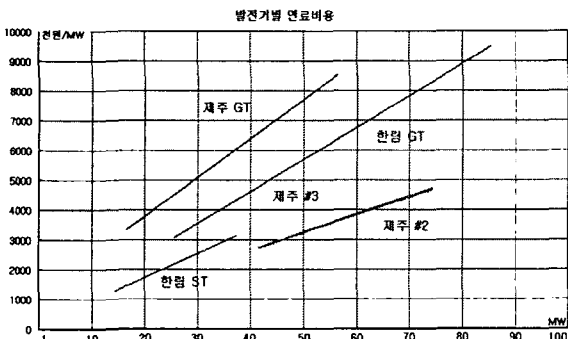


그림 4 발전기별 발전량 및 발전비용
 Fig. 4 Generating cost and capacity

제주발전비용은 3개 발전소의 7개 발전기 연료비용으로 산정한다. 그림 4는 선정된 발전기에 대한 발전량별 연료비 를 도식화한 것이다. 그림 4에서 한림 ST가 발전비용이 가 장 낮지만, 한림 GT의 발전 후 전력공급이 가능하다. 따라 서 발전비용이 두 번째로 낮은 제주 2호기부터 기동하며 가 장 발전비용이 높은 제주 GT를 예비발전기로 정한다.

3. 사례 연구

2003년 6월 제주지역의 수요량은 새벽에 낮고 22시에 피 크부하가 발생되며, 전력량은 217~320 [MW]이다. 또한, 전 체 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 번째 는, HVDC 선로를 통한 수전량은 수요량 변화에 따라 자유 롭게 변화할 수 있지만, 발전기는 기동시간이 존재하므로, 수요량이 발생하기 전에 그 기동시간만큼 미리 발전을 시작 한다. 두 번째는, 수요량에서 15 %의 예비율을 적용하여 발 전비용을 산정하였다. 이와 같은 제한 조건은 계산의 편의 뿐만 아니라, 실제 수요계획에서도 적용되는 사항이다.

또한, 정전비용의 경우에는 식 5에서처럼 각 시각 정시에 정전이 발생한 것으로 가정하여, 예비발전기가 발전하는 시 간까지 부족한 전력량과 식 4에서 구하였던 정전단가에 발 전기기동시간까지의 시간의 곱으로 산출한다.

3.1 Case 1 - 제주발전기가 제주수요량 담당

HVDC 선로에서는 전력을 공급하지 않고 표 1에서처럼 7 개 제주발전소의 발전기를 발전하여 전력을 공급한다. 200 년 6월 3주차의 평균을 통해 제주지역의 최대수요량은 약 320 MW이며, 최소 수요량은 217 MW임을 알 수 있었다. 그러므로 최소 수요량을 만족시키기 위해 제주 2호기와 제 주 3호기, 한림 GT는 항상 운용되며, 수요량에 따라 한림 ST, 제주 GT 1, 2가 가동되며, 제주 GT 3을 예비발전기로 한다. 발전비용산정에서 고려한 사항으로는 발전기 기동시 간, 최소발전량, 기동비용 및 발전단가이다.

표 1 Case 1의 전력공급원

Table 1 Power supply of Case 1

항시 투입 전력공급원	수요량에 따른 투입 전력공급원	예비 전력공급원
제주 #2	제주GT#1	제주GT#3
제주 #3	제주GT#2	계
한림C/C	계	
계	255 MW	

정전비용은 발전량이 가장 큰 한림 GT에 상정사고가 발 생하는 것으로 가정하고, 기동시간과 식 (2)의 MW당 정전 비용을 고려하여 산출한다.

산출한 결과는 그림 5에서처럼 나타내질 수 있다. 그림 5

는 6월 3주차의 발전연료비용을 기반으로 수요량에 따른 발전비용을 추산한 결과이다. 그래프 위쪽 적색 실선은 발전비용이며, 아래의 적색 실선은 상정사고에 따른 정전비용이다. 정전시간은 예비전력공급원인 제주GT#3의 발전시간인 0.17hr로 발전시간이 0.78hr인 제주화력까지 발전해야 되는 Case III의 정전시와 비교하는 낮지만, 전력공급비용인 발전단가가 고가이므로 고비용임이 보이며, 유사한 발전단가의 적용으로 정전비용과 발전비용이 유사한 결과를 보이고 있다.

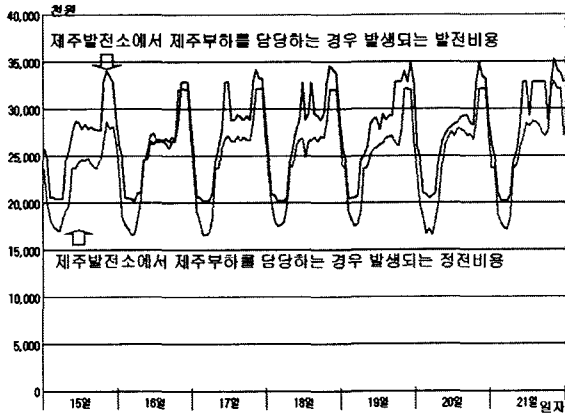


그림 5 Case I에 대한 결과그래프
Fig. 5 Result of Case I

3.2 Case II - HVDC선로정격의 50 % 수전

표 2에서처럼 해남-제주간 HVDC 선로를 통해 내륙의 전력을 정격의 50 %인 150 MW를 공급하고, 부족한 전력을 제주발전기 중 발전단가가 가장 낮은 순서대로 발전하여 전력을 공급한다.

표 2 Case II의 전력공급급원
Table 2 Power supply of Case II

항시 투입 전력공급원		수요량에 따른 투입 전력공급원		예비 전력공급원	
HVDC	150 MW	제주 #3	75 MW	제주GT#1	55 MW
제주 #2	75 MW	한림C/C	105 MW	제주GT#2	55 MW
계	225 MW	계	180 MW	제주GT#3	55 MW
				계	165 MW

이 경우의 정전비용을 구하는데 있어 두 가지 상황을 모의할 수 있다. 첫 번째는 HVDC선로 1회선에 상정사고가 발생하는 경우, 두 번째, 한림GT, 한림ST에 상정사고가 발생하는 경우이다. 첫 번째 HVDC선로1회선 상정사고인 경우는 HVDC선로의 복구비용을 고려하지 않았으므로, 정전시간에 대한 정전비용 외에는 정전비용이 발생하지 않는다. 두 번째는 Case I와 마찬가지로 발전기 기동시간까지의 정전비용과 발전기 발전비용을 고려하였다.

산출된 결과는 그림 6에서처럼 나타내질 수 있다. 그래프

의 위쪽 적색 실선은 HVDC선로를 통한 150 MW에 대한 계통한계비용과 150 MW를 제외한 수요량에서 제주발전기의 발전량에 대한 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.

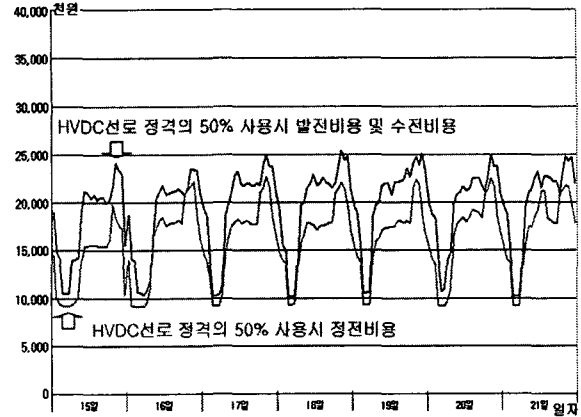


그림 6 Case II에 대한 결과그래프
Fig. 6 Result of Case II

3.3 Case III - HVDC선로정격의 100 % 수전

제주지역의 최대수요량은 350 MW이로 해남-제주간 HVDC 선로의 정격인 300 MW를 초과하는 시간이 있다. 따라서 발전단가가 가장 낮은 제주 2호기만을 수요량이 300 MW를 초과할 때만 가동하여야 한다.

표 3 Case III의 전력공급급원
Table 3 Power supply of Case III

항시 투입 전력공급원		수요량에 따른 투입 전력공급원		예비 전력공급원	
HVDC	300 MW	제주 #2	75 MW	제주 #3	75 MW
계	300 MW	계	75 MW	한림C/C	105 MW
				제주 GT	165 MW
				계	270 MW

이 경우의 정전비용은 두 가지로 고려할 수 있는데, 첫 번째는 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. 이 경우는 Case I의 발전의 경우와 유사하지만, 발전기의 기동시간은 발전기에 따라 다르므로, 발전까지의 시간이 정전시간으로 계산되므로, 상당히 많은 정전비용이 발생하게 된다.

산출된 결과는 그림 7에서처럼 나타내질 수 있다. 그래프 위쪽 적색 실선은 상정사고를 모의하여 얻은 정전비용이다. 정전비용이 다른 두 경우(Case I, II)보다 상당히 높음을

알 수 있었으며, 이는 제주 3호기 기동시간인 0.78hr까지 충분한 전력을 공급하지 못하기 때문이다. 아래의 청색 실선은 계통한계비용과 발전비용이다. 다른 두 경우와 비교할 때 가장 낮음을 알 수 있다. 정전비용을 고려하지 않을 경우는 수전량이 많을수록 제주발전비용보다 내륙의 계통한계비용이 낮을 경우는 HVDC선로를 통한 전력공급이 유리함을 알 수 있다.

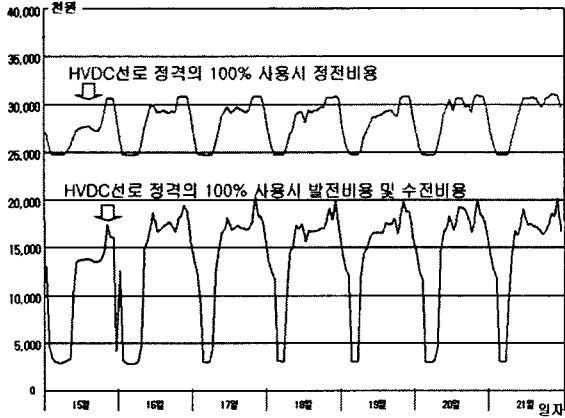


그림 7 Case III에 대한 결과그래프
Fig. 7 Result of Case III

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 8에서 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.

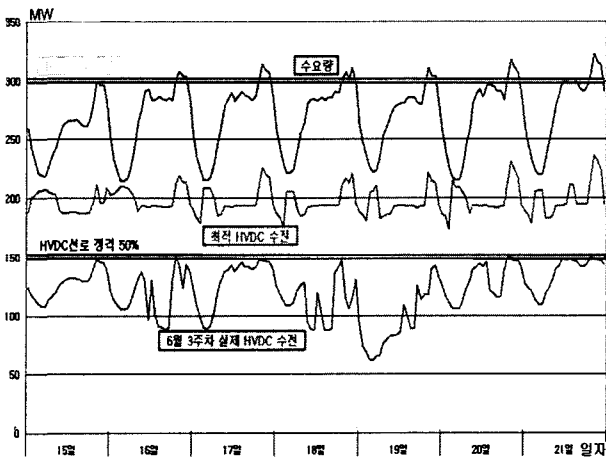


그림 8 HVDC선로를 통한 실제 수전량과 최적수전량
Fig. 8 Actual and proposed transfer capability

그림 8에 의해 수전량에 영향을 미치는 요소는 수요량과 계통한계비용임을 알 수 있었으며, 식 (8)과 같이 수식화 할

수 있다.

$$HVDC\text{수전량} = f(SMP, \text{제주수요량}) \quad (8)$$

Simulation은 제주수요량이 200~400 [MW]이며, SMP가 10~70 [원/kWh]일 때를 가정하였으며 결과로서 식 (8)은 식 (9)로, 그리고 그림 9로 표현된다.

$$T = 0.003SMP^2 - 0.703SMP - 0.001P^2 + 0.128P + 54.053 \quad (9)$$

Simulation 결과, 수요량과 수전량, 계통한계비용과 수전량은 각각 2차함수로서 표현이 되며, 그 함수에 따라 수전량이 변화한다. 여기서 주목할 점은 수전량은 수요량이 증가할 경우 완만한 커브를 그리지만, 계통한계비용은 선형에 가까울 정도로 영향을 많이 받고 있다. 이는 발전비용보다 계통한계비용이 낮으며, HVDC 선로를 통한 수전량의 제한이 있기 때문이다.

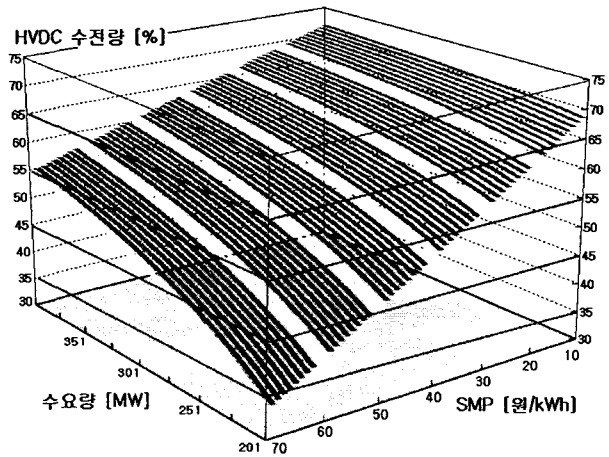


그림 9 SMP와 수요량에 따른 최적수전량 Simulation
Fig. 9 Simulation of Optimal transfer capability

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, 제주 발전량이 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 경

제적 측면에서 유리할 것으로 사료된다.

감사의 글

이 논문은 2003년도 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.Marshell, "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.

저 자 소 개



손 현 일 (孫 鉉 一)

1975년 1월 20일생. 2001년 한양대 전기공학과 졸업. 2004년~현재 동 대학원 전기공학과 석사과정

E-mail : hison@ihanyang.ac.kr



이 효 상 (李 孝 祥)

1955년 2월생. 1981년 2월 한양대학교 전자통신공학과 졸업. 2005년 동대학원 전기공학과 졸업(공박). 2004년~현재 한국전력거래소 부처장.

E-mail : lhs707@kpx.or.kr



김 진 오 (金 鎭 吾)

1956년 1월 17일생. 1980년 2월 서울대학교 전기공학과 졸업(학사). 1983년 2월 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1991년 12월 Texas A&M 대학교 전기공학과 졸업(공박). 현재 한양대학교 전자전기공학부 정교수.

E-mail : jokim@hanyang.ac.kr



신 동 준 (申 東 峻)

1972년 1월 28일생. 1998년 한양대 전기공학과 졸업. 2004년 동 대학원 전기공학과 졸업(공박). 2004년~현재 한국전기연구원 연구원.

E-mail : djshin@ihanyang.ac.kr