

최적 조류 계산을 이용한 경제주체별 혼잡 및 손실비용 산정

서철수*, 윤기갑*, 박상호*, 최영도*, 이재걸*, 손현일**, 김진오**
한국전력공사 전력연구원*, 한양대**

congestion and Loss cost for economic subject using Optimal Power Flow

Chul-Soo Seo*, Gi-gab Yoon*, Sang-ho Park*, Young-do Choy*, Jae-gul Lee*, Hyun-Il Son**, Jin-O Kim**
KEPCO KEPRI*, HanYang University**

Abstract - Recently the power system consists of the more complicated structure, due to increase of power demands. In this circumstance, the congestion and loss capacity in transmission line is also increased. Accordingly, the investment planning of transmission system is required to reduce the congestion and loss of the transmission line. In study of the planning of domestic and international transmission expansion, the reliability of transmission planning and minimizing Investment cost is focused. However, the study has not been performed systematically in economic aspects. Typically, the congestion and loss costs have been individually calculated. It is not consider the mutual relationship between the congestion cost and the loss cost. This paper proposes a method to compute concurrently the congestion and loss costs. This purpose is to calculate the more exact value for economic assessment of the power system operation.

1. 서 론

전력계통은 인류가 만든 가장 복잡하고 거대 시스템으로, 이는 인류가 삶의 질을 추구하면 할수록 전기에너지로부터 그 대안을 찾고 있기 때문이다. 전력계통 계획자들은 급격한 전력수요 증가에 대처하기 위해 대규모의 전력공급원을 계획하게 되었으며, 이는 장거리 송전으로 인해 전력시스템에는 선로 혼잡 및 선로 손실이 발생하게 되었다. 송전혼잡은 시장참여자가 계통에서 물리적으로 수용될 수 없는 전력조류를 일으키는 급전을 요청할 때 존재하는 것으로, 희망하는 급전계획에 근거하여 혼잡을 표시할 수 있다. 또한, 전력계통에서의 손실은 송전거리, 송전용량에 영향을 주는 전원의 입지 및 구성비, 전압에 관계하는 수요지 구성과 송배전 전압, 역률에 관계하는 부하상태와 배전방식 등에 의해 발생한다. 이러한 손실 중에서 송전손실은 모선전압, 전압위상각 등 전력시스템의 상태에 따라 결정되는 양으로, 시스템 상태에 관한 모든 정보를 가지고 있어야 정확한 값을 알 수 있다. 본 논문에서는 기존의 계산의 복잡성으로 인해 고려하지 않았던 혼잡 및 손실비용을 변동비만영 발전시장(Cost-Based Pool, CBP)에서의 최적조류계산을 이용하여 시장참여자에 따른 비용 산정 방안 등에 대해 제안하고자 한다. 이를 위해 4차 수급계획상의 2016년 한전 미래 계통을 이용하여 사례연구를 수행함으로써 이 논문의 신뢰성을 높이고자 한다.

2. 본 론

2.1 제약비용

생산한 전력을 전력소비자에게 모두 보내는 것이 가능하다면, 발전원가는 최소화가 될 것이다. 그러나 송전선로라는 발전원과 전력소비원을 연계하는 물리적인 요소가 존재하므로 송전용량에 제약이 발생하며, 이로 인해 발전원가는 최소화가 되지 못한다. 이러한 제약에서 송전선로 용량계약으로 발생하는 선로혼잡, 송전선로의 저항성분에 의해 발생하는 선로손실을 가장 주요한 요소로 꼽을 수 있으며, 그 외에도 다음의 표 1에서처럼 다양한 제약비용이 발생한다.[1-2]

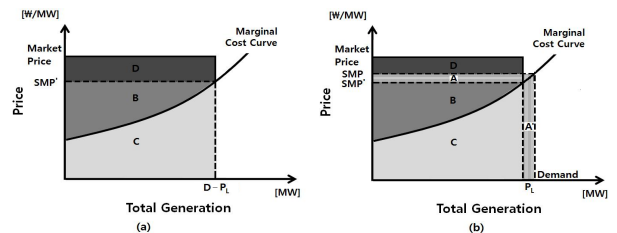
<표 1> 제약비용의 구분

제약비용	수급운영계약 비용	수요예측 오차 양수발전기 운용비용 연료, 열공급계약
	계통운영 제약비용	송변전설비 고장에 의한 제약 운전예비력 운용 제약 선로 혼잡에 의한 제약 선로 손실에 의한 제약

앞에서 언급한 선로혼잡과 선로손실로 인해 발생하는 비용을 혼잡비용과 손실비용이라 하며, 전자는 선로계약으로 인해 발전량의 재배분됨으로 발생하는 비용으로 정의되며, 후자인 손실비용은 선로 저항성분으로 인해 조류에 영향을 미쳐 상대적으로 수요지에서 원거리에 있는 발전기들이 선로 손실분 때문에 추가로 발전을 하는 경우 발생하는 비용으로 정의된다.

2.2 선로 손실로 인한 경제주체별 편익 산정

일반적으로 전력계통에서는 송전거리, 송전 용량에 영향을 주는 전원의 입지 및 구성비, 전압에 관계하는 부하의 구성과 송배전 전압, 역률에 관계하는 부하상태와 배전방식들에 의해 손실이 발생한다. 이러한 전력계통에서의 손실 중에서 송전손실은 모선전압, 전압위상각 등 전력시스템의 상태에 따라 결정되는 양으로, 시스템상태에 관한 모든 정보를 가지고 있어야 정확한 값을 알 수 있으며, 이를 계산하는 방법에 대해서는 앞의 서론에서 언급한 바와 같이 계통의 손실을 측정하는 방안이 여러 가지 방안들이 제시되어 있으나, 그 계산의 어려움으로 인해 전체 부하량의 1~5%를 손실량으로 추정하여 장기계통계획에 적용하고 있다. 즉, 장기계통계획이나 가격결정발전계획에서 손실량은 부하량에 포함되어 있는 것으로 추정하여, 실제로는 그 정확한 비용을 산정하고 있지 않다. 왜냐하면, 가격결정계획이나 장기계통계획에서 사용하는 부하는 부하근처에서 측정하는 값이 아닌, 발전기의 송전단에서 측정된 값으로, 송전손실까지 포함되어 있는 량이기 때문이다. 따라서 전력수요예측을 통한 가격결정발전계획에서 결정된 계통한계가격(System marginal price, SMP)은 수용가의 전력수요에 전력손실도 같이 포함하여 결정된다. 수요지에서 원거리에 있는 발전기들이 송전손실을 담당하지만, 계산의 편의를 위해 송전손실을 제외한 다른 제약이 없는 경우, 수용가의 전력수요를 충족하고 남은 발전기 중에서 공급비용이 가장 저렴한 발전기부터 전력손실을 부담하는 것으로 가정한다.[3]



<그림 1> 무손실 계통(a)과 유손실 계통(b)에서의 발전비용 곡선

전력시장을 통해 발전회사가 얻는 총 수입은 계통한계가격과 실제 발전량의 곱에 해당하며 이를 그림에서 표현하면 무손실계통(그림 3의 (a))에서는 B와 C영역이며, 전력생산을 위해 발전회사가 지출한 비용은 C영역이며, 따라서 발전회사의 수익은 B영역이다. 한편 손실이 있는 계통(그림3의 (b))에서는 발전회사의 수입은 A, A', B, C영역이며, 지출은 A'와 C이므로 수익은 A와 B영역이 된다.

$$SMP = \frac{d}{dx} TC(x) \Big|_{x=D}$$

$$SMP' = \frac{d}{dx} TC(x) \Big|_{x=D-P_L}$$

$$LB_G^A = SMP' \times (D - P_L) - \int_0^{D-P_L} TC(x) dx$$

$$LB_G^B = SMP \times D - \int_0^D TC(x) dx$$

$$LB_G = LB_G^B - LB_G^A$$

$$= (SMP - SMP') \times D + SMP' \times P_L - \int_{D-P_L}^D TC(x) dx$$

여기서, LB_G : 손실로 인한 발전회사의 편익
 LB_G^A : 무손실계통의 발전회사의 편익
 LB_G^B : 손실이 있는 계통의 발전회사의 편익
 위의 수식 에 의해 발전회사는 손실로 인한 추가적인 발전량의 증가로 인해 수입, 수익, 지출이 모두 증가하였다.

한편 송전회사는 송전손실이 없는 경우에는 그림 3의 (a)에서처럼 D 영역만큼의 수익이 발생하였으나, 송전손실로 인하여 A와 A'영역만큼 수익이 감소하는 결과를 얻을 수 있다. 이를 수식으로 표현하면 다음과 같다.

$$LB_T^A = PR \times (D - P_L) - SMP' \times (D - P_L)$$

$$LB_T^B = PR \times (D - P_L) - SMP \times (D)$$

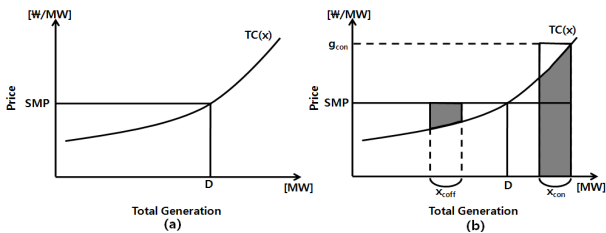
$$LB_T = LB_T^B - LB_T^A$$

$$= (SMP' - SMP) \times D - SMP' \times P_L$$

여기서, LB_T : 손실로 인한 송전회사의 편익
 LB_T^A : 무손실계통의 송전회사의 편익
 LB_T^B : 손실이 있는 계통의 송전회사의 편익
 송전회사의 수입은 전력손실과 무관하므로, 송전손실이 커질수록 편익 역시 감소하게 된다.

2.3 선로 혼잡으로 인한 경제주체별 편익 산정

혼잡비용은 선로 제약으로 인해 흐르는 조류를 줄일 수 있도록 발전 배분을 다시 하므로 추가적으로 소요되는 발전비용으로 계산된다. 즉, 가장 싼 발전기부터 경제급전이 이루어지지만, 제약이 발생하면 발전비용이 싼 발전기의 발전이 중단되고, 상대적으로 더 비싼 발전기들이 계통에 투입되기 때문에, 이러한 선로제약으로 인해 전력계통에 전체적으로 공급비용이 상승하게 된다. 이러한 혼잡비용을 단일가격시장에서는 제약발전(Constrained-ON)비용과 제약비발전(Constrained-OFF)비용으로 정의할 수 있으며, 이 정산금을 송전계통제약으로 인해 발생하는 비용으로 규정하고 있다. 총 변동비용곡선에서 각 발전기들의 가격결정발전계획에 의한 발전량과 운영결정발전계획에 의한 발전량과 변동비를 고려한 혼잡 비용을 산출하도록 하였다.[4-7]



〈그림 2〉 가격결정발전계획(a)과 운영결정발전계획(b)에서의 발전비용 곡선

선로 혼잡으로 인한 발전회사의 편익은 다음과 같다.

$$CB_G^A = SMP \times D - \int_0^D TC(x) dx$$

$$CB_G^B = SMP \times D - \int_0^{x_{coff}} TC(x) dx + g_{con} \times x_{coff}$$

$$- \int_0^D TC(x) dx + \int_{x_{coff}}^D TC(x) dx - \int_{x_{con}}^D TC(x) dx$$

$$= SMP \times D + g_{con} \times x_{coff} - \int_0^D TC(x) dx - \int_{x_{con}}^D TC(x) dx$$

$$CB_G = \int_0^D TC'(x) dx - \int_0^D TC(x) dx$$

$$= CB_G^B - CB_G^A$$

$$= g_{con} \times x_{coff} - \int_{x_{con}}^D TC(x) dx$$

여기서, CB_G : 혼잡으로 인한 발전회사의 편익
 $TC'(x)$: 운영결정발전계획의 총변동비용 곡선
 $TC(x)$: 가격결정발전계획의 총변동비용 곡선
 CB_G^A : 혼잡이 발생하기 전(가격결정발전계획)의 총 변동비용
 CB_G^B : 혼잡이 발생한 후(운영결정발전계획)의 총 변동비용

$$CB_T^A = (PR - SMP) \times D$$

$$CB_T^B = (PR - SMP) \times D + \int_{x_{con}}^D TC(x) dx - g_{con} \times x_{coff}$$

$$CB_T = \int_{x_{con}}^D TC(x) dx - g_{con} \times x_{coff}$$

송전회사는 식 (22)와 같이 편익이 발생하며, 이는 발전회사의 편익만큼 발생한다.

3. 사례 연구

본 논문에서는 한전계통의 4차수급계획 상의 2016년 미래계통을 이용하여 사례연구를 수행하였다. 한전 계통의 전력수요는 수도권에 밀집되

어 있는 반면에 발전기는 비수도권에 많이 분포되어 있다. 이는 수도권 신규 발전소 건설은 지리적 문제뿐만 아니라 많은 고정비가 소요되기 때문에 이를 선호하지 않기 때문이다. 따라서 국내 전력시장 구조는 복잡조류의 형태를 보이고 있다.

본 사례연구는 다음의 순서로 진행된다. 먼저 한전의 미래 계통분석, PSS/E 최적조류계산을 하기 위한 연료비용 함수 입력, 무손실계통 구성, 최적조류계산의 수렴, 발전연료비 산정, 손실 및 혼잡비용 계산, 그리고 마지막으로 손실 및 혼잡비용의 연간비용을 계산하였다.

사례연구 계통의 전력설비들을 수도권과 비수도권으로 나누었으며, 이 두 지역 사이를 6개의 복상선로로 구분하였다. 이들 선로를 통해 공급되는 복잡조류 한계량은 14,111[MW]이다.

〈표 2〉 발전사업자의 편익

구분	손실비용	혼잡비용
최대수요계통	653.0	7,561.2
90% 계통	7,286.3	283.0
80% 계통	8,469.0	1,348.1
70% 계통	1,004.2	-
기저부하계통	4,301.1	-
연간 편익 비용	44,716,849.5	5,021,507.5

〈표 2〉 송전사업자의 편익

구분	손실비용	혼잡비용
최대수요계통	-146,295.8	-7,561.2
90% 계통	-79,274.4	-83.0
80% 계통	-53,241.4	-1,348.1
70% 계통	-36,711.7	-
기저부하계통	-25,585.4	-
연간 편익 비용	-404,913,844.0	-5,021,507.5

4. 결 론

전력 산업구조의 복잡해짐에 따라 최적의 전력계통 운영에 영향을 미치는 여러 요소들을 고려한 복합적인 연구가 필요하게 되었다. 혼잡 및 손실비용을 독립적으로 분류하여 계산하는 방법[3]은 경제성 지표로써 사용할 수 있지만 전력계통 운영에 적용하기에는 두 비용간의 상호 간의 영향력을 배제했기 때문에 정확성의 문제점을 보인다. 이 논문은 정확한 전력계통의 경제성 평가를 하기 위해 각 시장참여자의 송전선로의 손실과 혼잡으로 인해 편익이 발생됨을 보였다. 제안한 방법은 앞으로 실시간 전력계통 운영 및 장기계통계획에 있어 기존의 방법보다 좀 더 정확하게 경제적 효율성을 평가하는데 사용할 수 있을 것이며, 수직 통합형 전력 구조 시장뿐만 아니라 규제완화 전력 구조 시장에서도 적용 가능하다는 점에서 중요한 의미를 갖는다.

[참 고 문 헌]

- [1] Daniel Kirschen Goran Strbac, "Fundamentals of power system Economics", John Wiley & Sons, Ltd 2004, pp.79-83.
- [2] Kepco "Study on assessment standard of the constrained operation and responsibility of congestion fee on power system", Kepri report, 2005.(in Korean), pp.25-42.
- [3] Hadi Saadat, "Power System Analysis" Second Edition, Mc Graw Hill, 2004.
- [4] Rui, Li, Luonan Chen, Ryuichi Yokoyama, Tamotsu Minakawa, "Cost Evaluation of Congestions for Wheeling Charge under Voltage Stability Constraints", power Tech, 2005 IEEE Russia.
- [5] Masoud Esmaili, Heidar Ali Shayanfar, Nima Amjadi, "Congestion management considering voltage security of power systems", Energy Conversion and Management, Volume 50, Issue 10, October 2009, Pages 2562-2569.
- [6] Brinda Malladi, B. Venkatesh and Eugene F. Hill, "Line Impact Cost Concept to Calculate Congestion Cost in Deregulated Electricity Market", Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE.
- [7] Osman Bulent Tor, Ali Zezih Cuven, Mohammad Shahidehpour, "Congestion-Driven Transmission Planning Considering the Impact of Generator Expansion", IEEE Transactions on power system, Vol. 23, No 2, May 2008, pp.781 - 789.