

지역가격체계의 전력시장에 최적 한계손실계수 적용에 관한 연구

*신 동준, *고 용준, *김 진오, **이 효상
*한양대학교 전기공학과, **한국전력 전력거래소

A Study of applying Optimal MLF for Zonal Pricing Electricity market

*Dong-Joon Shin, *Yong-Joon Ko, *Jin-O Kim, **Hyo-Sang Lee
*Dept. of EE, Hanyang University, **Power Exchange Div. KEPCO

Abstract - This paper suggests the optimal dispatch method by MLF, that gives the appropriate price signal considering power flow and system losses under zonal pricing market. This price signal with MLF effects to dispatch merit order and customer price in the short term, and to connection point of new plant in the long term.

In the case study, optimal MLF dispatch method applied to simplified Korean power system. The result shows reduction of loss and northward flow.

- 선택이 가능하도록 발전계획의 수립이 가능하다.
- ii) 부하에 대한 적절한 가격신호 제공
 - 도매시장 또는 소매시장에서 피크부하로 인해 일시적으로 높은 전력 가격이 형성될 경우 소비자가 높은 전력 비용을 지불할지, 혹은 사용량을 줄여 전력 비용을 감소시킬 것인지를 결정할 수 있는 자료를 제공하는 등 소비자의 선택권을 최대한 보장할 수 있다.
- iii) 송전선로 투자 신호 제공
 - 실시간 운영 시 일정 주기로 계산되는 한계손실계수를 데이터 베이스화 할 경우 송전선로의 투자 결정을 위한 기본 자료 및 가격 신호를 제공할 수 있다.
- iv) 기존 및 미래 시장 참여자에게 적절한 신호 제공
 - 기존의 시장 참여자가 전력 계통상의 접속 위치를 바꾸거나, 새로운 시장 참여자가 발전소나 부하를 계통에 연결할 경우 계통의 손실을 고려한 송전선 접속 위치를 결정할 수 있다.

1. 서 론

전력시장의 구조개편으로 단일 전력계통 운영 주체가 발전, 송전, 배전을 분담하는 회사로 분리되어 운영되면 전력시장의 운영은 원칙적으로 일반 상품과 같이 시장 원리에 의해 이루어진다. 따라서 지금까지 발전기 간의 증분비용과 계통운용의 실시간 상황을 기초로 단일 운영 주체에 의해 이루어지던 급전방식은 발전소 입찰 가격을 기준으로 발전계획을 결정하는 방식으로 바뀌어지게 된다. 이 경우 발전사업자의 입찰 가격을 기초로 부하와 발전량의 분포, 송전선로의 손실을 고려해 시장원리에 입각한 최적의 경제급전을 수행하여야 하는데 이와 같은 최적 급전방식의 하나로 한계손실계수(MLF : Marginal Loss Factor)를 도입한 급전방식을 소개한다.

한계손실계수를 이용한 급전은 발전사업자와 소비자 모두에게 적절한 가격신호를 주어 국가적으로 전체 계통의 손실을 감소시킬 수 있으며, 발전사업자와 소비자에게 지역적 가격신호를 주는 등 여러 가지 장점을 갖는다. 그러나, 기존의 한계손실계수를 이용한 급전방식은 한계손실계수 급전방식 자체가 계통의 조류를 변화시켜 한계손실계수를 변화시키는 점을 고려하지 않고 있다. 본 논문에서는 지역 가격체계(Zonal Pricing) 하에서의 전력 시장환경에서 발전계획 후 변화된 한계손실계수를 이용해 급전을 반복 수행함으로써 최적의 급전을 수행하는 최적 MLF 급전방식을 제안하였으며 제안된 방식의 유용성을 우리나라의 모의 계통에 대한 사례연구를 통해 검증하였다.

2. 본 론

2.1 한계손실계수의 역할

경쟁체제에서의 전력시장 환경에서 한계손실계수를 도입해야 하는 중요한 요인은 다음과 같이 네 가지로 정리할 수 있다.

- i) 가격입찰에서의 경제급전
 - 급전우선 순위 결정 시 한계손실계수를 사용함으로써 계통의 손실을 줄일 수 있는 경제적인 발전기의

2.2 한계손실계수

한계손실계수란 특정 전력조류 아래에서 계통손실량의 민감도로, 부하 변화에 대한 발전량의 변화를 나타내며, 식 (1)과 같이 나타낸다.

$$MLF = \frac{\Delta P_G}{\Delta P_L} \quad (1)$$

이때 ΔP_G : 발전량의 변화
 ΔP_L : 부하량의 변화

한계손실계수 계산 시 부하량 증가에 따른 발전량의 증가는 조류계산 수행 시 슬랙 모션에서 담당하게 되므로 N개의 모션에 대한 한계손실계수를 계산하기 위해서는 N번의 조류 계산을 수행하여야 하나, 지역 가격체계를 시행하는 전력시장에서는 한계손실계수의 상대적 기준이 되는 지역 기준점(RRN : Regional Reference Node)을 필요로 한다. 이때 각 지역의 한계손실계수는 각 지역에서의 단위 부하 증가에 대한 지역 기준점에서의 발전량의 변화로 정의할 수 있으며 식 (2)와 같이 나타낼 수 있다.

$$MLF = (\Delta P_G^{RRN}) / (\Delta P_L^i) \quad (2)$$

이때 ΔP_G^{RRN} : RRN에서의 발전량 변화
 ΔP_L^i : 지역 i에서의 부하량 변화

위와 같은 정의로 인해 지역 기준점에서의 한계손실계수는 항상 1이 된다.

이때 주의하여야 할 점은 식 (2)를 사용해 계산한 한계손실계수가 각 지역마다 고정된 값이 아니라는 점이다. 이는, 지역 기준점을 제외한 타 지역의 한계손실계수는 계통의 부하와 발전량에 따라 변화하기 때문이다.

2.3 한계손실계수를 이용한 급전과 정산

한계손실계수를 이용한 급전은 식 (3)과 같이 발전 사업자의 입찰가격 (BP : Bid Price)을 한계손실계수를 이용한 지역 기준점에서의 가격으로 환산하여 가장 낮은 가격을 가진 발전소부터 급전하는 방식으로 이루어진다.

$$BP_n^{RRN} = BP_i^n / MLF_i \quad (3)$$

이때 BP_n^{RRN} : 발전기 n 의 입찰가격의 환산입찰가격
 BP_i^n : 지역 i 의 발전기 n 의 발전입찰가격
 MLF_i : 지역 i 의 한계손실계수

이러한 방식으로 발전계획이 결정되면 가장 높은 가격을 가진 발전소의 입찰가격이 지역 기준점에서의 계통한계가격 (SP^{RRN} : Spot Price at RRN)으로 결정된다. 이 지역 기준점에서의 계통한계가격은 발전소에 대한 보상비용과 소비자가 지불할 전력비용을 결정하는 기준가격이 되는 것이다.

발전소에 대한 보상과 소비자의 지불비용을 결정하는 각 지역에서의 한계가격은 한계손실계수를 이용하여 식 (4)와 같이 결정된다.

$$SP_i = SP^{RRN} \times MLF_i \quad (4)$$

이때 SP_i : 지역 i 에서의 한계가격
 SP^{RRN} : RRN에서의 한계가격

식 (3)과 (4)에 나타난 급전과 정산 방식에 의해 한계손실계수는 급전에 대한 가격신호의 역할을 하며 이를 표 1과 같이 정리할 수 있다. 한계손실계수를 적용해 장기간 실시간 운영한 결과를 데이터베이스화 할 경우, 이와 같은 가격신호는 송전선로 신, 증설과 새로운 발전소의 건설 및 부하점 추가에 대한 신호로도 사용될 수 있을 것이다.

표 1. 한계손실계수의 가격신호 역할

	발전과 소비에 대한 가격신호	
	$MLF > 1$	$MLF < 1$
급전우선순위	상승	하락
발전보상비용	증가	감소
소비지불비용	증가	감소

2.4 최적 MLF 급전방식

기존의 한계손실계수를 이용한 급전방식은 다음과 같이 정리할 수 있다.

- i) 발전소 입찰 데이터 입력
- ii) 이전 급전 단계의 전력 조류를 바탕으로 한계손실계수 계산
- iii) 발전소 입찰 가격을 ii에서 계산한 한계손실계수를 이용하여 지역기준점의 입찰 가격으로 환산
- iv) 지역기준점의 가격을 이용하여 급전 우선순위 결정

그러나, 이러한 기존 한계손실계수 급전방식은 바로 이전 단계의 급전단위의 전력 조류를 이용하여 급전 우선순위를 결정하는 단점이 있다. 비록 급전 단위간 연속성으로 인해 부하와 발전량에 큰 변화가 없다고 하여도 항상 변화하는 계통의 상황을 가격에 반영하기에는 부족한 점이 있다. 즉 새로운 발전계획에 의해 급전이 시행

됨으로써 변화된 전력 조류에 의해 한계손실계수 자체가 변화하는 점을 급전과 요금 정산에 반영하지 못하는 단점이 있는 것이다.

따라서 본 논문에서는 최종 급전으로 인해 변화된 전력조류를 반영한 새로운 한계손실계수를 반복 적용하여, 한계손실계수가 고정되거나 진동을 일으켜 더 이상 변화가 없을 때까지 급전을 수행, 한계손실계수가 계통의 상태를 좀 더 효과적으로 가격에 반영시킬 수 있도록 하는 최적 MLF 급전 방식을 제안하였다. 제안된 최적 MLF 급전 방식의 순서도를 그림 1에 나타내었다.

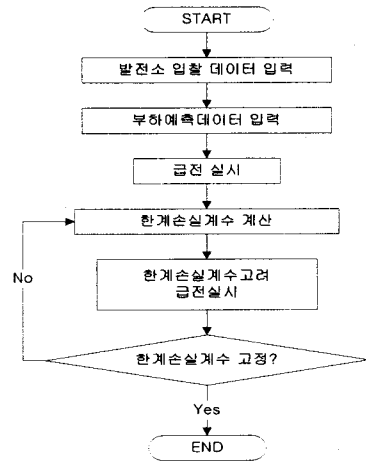


그림 1. 최적 MLF 급전과정

2.5 사례 연구

본 논문에서 제안한 최적 MLF 급전 방식을 우리나라의 실 계통을 모의한 모델에 적용하여, 지역 가격체계가 시행되었을 경우 최적 MLF 급전방식이 급전과 비용 정산, 그리고 복잡조류에 미치는 영향을 알아보았다. 지역 가격체계의 도입을 가정해, 전체 계통을 경인, 충청, 호남, 영동, 영남의 5개 지역으로 구분하였으며, 전기적, 지리적 중심에 위치한 신옥천을 지역 기준점으로 설정하였다. 사례계통의 간략한 계통도를 그림 2에 나타내었다.

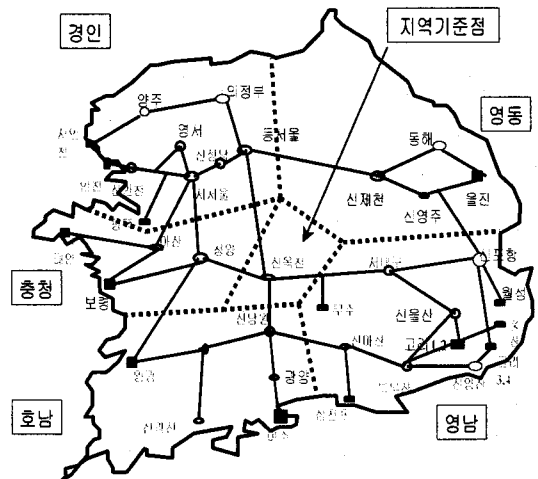


그림 2. 사례계통

표 2. 지역별 발전량, 부하량 분포

지역	발전량[MW]	부하량[MW]
지역 1(경인)	9,019	12,861
지역 2(충청)	6,750	3,481
지역 3(호남)	5,086	2,250
지역 4(영동)	3,785	1,589
지역 5(영남)	14,260	9,819

5개의 지역에 현재의 발전소(총 33개)를 배치하여, 에너지시장에 대한 검토를 하였으며, 입찰 용량은 38,900MW, 예측부하는 30,000MW로 지역별 발전량과 부하량을 표 2에 나타내었다.

발전소의 입찰 데이터를 기초로 모든 지역의 한계손실계수를 1로 하여 1차 급전을 수행한 후, 급전 결과를 바탕으로 1차 한계손실계수를 계산하여 2차 급전을 실시하였다. 이러한 급전과 한계손실계수 계산을 반복 실시한 결과 6차 급전 이후 한계손실계수가 고정되었다. 이러한 한계손실계수의 변화를 표 3에 나타내었다. 부하에 비해 발전량이 적은 경인과 영남지방의 한계손실계수는 1보다 높게 나타나 경인, 영남지방에 속하는 발전소들이 충청, 호남, 영동의 발전소에 비해 인센티브를 받게됨을 알 수 있다.

표 4에 최적 MLF 급전을 시행함에 따른 계통한계가격, 총 발전량, 경인지역 발전량, 그리고 소비자가 지불하여야 하는 비용과 발전소에 대한 보상비용의 변화를 나타내었다. 표 4에서 1차 급전은 한계손실계수를 적용하지 않은 일반 급전방식의 결과와, 그리고 2차 급전은 일반 한계손실계수 급전방식의 결과와 각각 일치함을 알 수 있었다. 이 두 급전결과를 본 논문에서 제안한 최적 한계손실계수 급전방식의 결과인 6차 급전과 비교하면, 6차 급전이 총 발전량은 줄면서, 동시에 경인지역의 발전량은 많거나 같은 결과를 보였다. 이는 최적 MLF 급전방식이 손실을 줄임과 동시에 우리나라 계통의 고질적인 문제인 북상조류를 경감시킬 수 있는 급전방식임을 보이는 결과라 할 수 있다. 1차 급전과 6차 급전의 북상조류 결과를 표 5에 보였다.

그림 3에는 소비자 지불비용과 발전소 보상비용의 변화를 보이고 있다. 5차 급전 이후 한계손실계수가 고정되므로 6차 급전 이후 두 비용 모두 고정된 결과를 보이고 있다. 이는 계통의 상황을 가격에 좀더 효과적으로 반영한 것으로 볼 수 있다.

표 3. 급전에 따른 한계손실계수 변화

	급전 1	급전 2	급전 3	급전 4	급전 5	급전 6
경인	1.281	1.127	1.241	1.159	1.185	1.185
충청	0.871	0.921	0.912	0.934	0.908	0.908
호남	0.865	0.914	0.965	0.898	0.908	0.908
영동	0.915	0.962	0.945	0.955	0.978	0.978
영남	0.998	1.105	1.236	0.998	1.096	1.096

표 4. 급전에 따른 비용과 발전량의 변화

	SMP [₩]	총발전량 [MW]	경인발전량 [MW]	소비자비용 [₩]	발전보상비 [₩]
1차급전	60	33,543	5,235	1,800,000	1,844,580
2차급전	53.85	32,895	6,553	1,801,125	1,685,870
3차급전	54.27	33,477	5,235	1,745,210	1,705,370
4차급전	48.54	34,795	5,235	1,696,600	1,624,590
5차급전	60.07	33,377	6,553	1,893,210	1,919,280
6차급전	56.15	32,205	6,553	1,798,500	1,765,100

표 5. 북상조류의 변화

	급전 1 [MW]	급전 6 [MW]
영동 -> 경인	2,018	1,684
충청 -> 경인	3,004	2,521
신옥천 -> 경인	2,606	2,103
총계	7,628	6,308

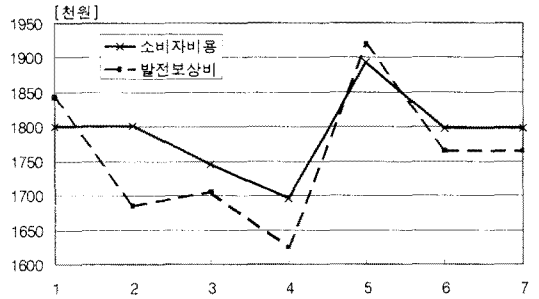


그림 3. 발전소 보상비용과 소비자 지불비용의 변화

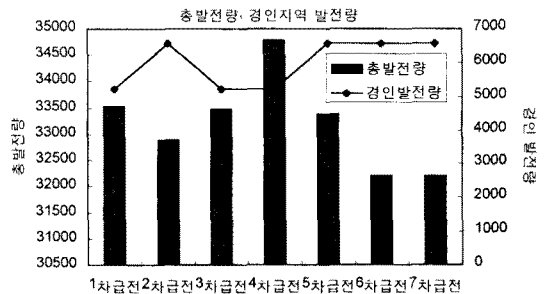


그림 4. 총발전량과 경인지역 발전량의 변화

3. 결 론

본 논문은 지역가격체계를 적용한 전력시장에서 전체 계통의 손실을 줄이고, 시장참여자에게 적절한 가격신호를 주기 위한 방식으로 최적 MLF 급전방식을 제안하였다. 사례 연구를 통해 제안한 최적 MLF 급전방식을 우리나라 실 계통을 모의한 계통을 5개의 지역으로 구분하여 적용한 결과 기존의 급전방식 및 일반 MLF 급전방식에 비해 전체 계통 손실 감소는 물론 경인지역 및 영남지역 발전소의 급전 우선순위를 높임으로써 우리나라 전력계통의 고질적인 문제인 북상조류를 감소시키는 결과를 나타내었다.

(참 고 문 헌)

- [1] "Treatment of Loss factors in the national Electricity market", NEMMCO, Nov. 1999
- [2] "Marginal Loss Factors For 1999/00 Fiscal Year", NEMMCO, Dec. 1999
- [3] Hadi Saadat, "Power System Analysis", McGraw-Hill
- [4] Schweppe, F.C. et al., Spot Pricing of Electricity, Kluwer Academic Publisher, Boston, 1988
- [5] "송전선 혼잡처리 비용 및 송전선 이용료 설정에 관한 연구", 한국전력공사 송변전처, 2000, 2