

혼잡처리의 해외 사례 분석을 통한 한국 전력시장에서의 혼잡처리 방안 모색

임규형*, 백영식*, 송경빈**
 * 경북대학교, ** 계명대학교

Discussion of the Congestion Management for the Korea Electricity Market by Analyzing Several cases in the World

Kyu-Hyung Lim*, Young-Sik Baek*, Kyung-Bin Song**
 * Kyungpook National University, ** Keimyung University

Abstract - This paper discusses a scheme of the congestion management in the Korea electricity market under the deregulated environment. We investigated some cases of the congestion management in the world and the effects of the congestion management in a simple example. A basic idea of the congestion management in the Korea is presented based on the analysis of transmission congestion management in the competitive electricity market.

1. 서 론

독점 사업이던 전력 시장의 개방을 통한 구조 조정은 전력의 판매와 구매에 경쟁 체제와 시장 기능을 도입함으로써 얻을 수 있는 이점들과 더불어 전력 계통의 신뢰도를 수직 통합되어 운영되던 과거 전력 시장의 수준 이상으로 유지하기 위한 어려움을 수반하고 있는데, 그 중 송전 선로의 공급 능력 한계로 인한 선로의 혼잡(congestion) 발생 및 그 처리 방안도 개방 전력 시장을 가진 세계 각 나라의 주요 관심 분야이다.[1] 최근 전력 시장의 구조가 풀(pool) 형태의 현물 시장과 쌍방 거래(bilateral contract)를 혼합하는 경향을 보이고 있지만 나라마다 전력 시장의 개방 환경이 다르고 요금 체계가 다르기 때문에 혼잡 처리 또한 이런 각 나라별 시장 구조에 맞는 특정적인 가격 제도를 통한 혼잡 처리 방안을 모색중이다. 예를 들면, 노르웨이에서는 가격 지역 제도를, PJM(Pennsylvania, New Jersey, Maryland)전력 시장에서는 지역 한계 요금을 혼잡 처리의 한 방안으로 채택하고 있으며, 북상 조류의 특징을 가진 우리나라도 전력 시장 개방을 위한 단계별 모델을 제시하고, 한국 전력 시장의 특색에 맞는 혼잡 처리 방안을 찾기 위한 연구가 계속 진행중이다. 본 논문에서는 PJM, 영국, 노르웨이 등 대표적인 전력 계통의 혼잡 처리를 예제 모선에 동시 적용하여 분석, 수치적인 비교를 통해 그 장·단점을 찾고, PTDF (power transfer distribution factor) [2] 혹은 CDF(congestion distribution factors) 등의 전력 조류의 민감도 개념을 응용하여 전력 시장 개방을 앞둔 우리나라의 경우에 적용 가능한 혼잡 처리 방안의 기초적인 자료를 제시하고자 한다.

2. 본 론

2.1 송전선 혼잡 처리에 대한 해외사례

미국 PJM 전력 시장의 경우 운용일 하루 전 시간대별 발전 계획 수립 시 안전 제약 조건을 고려한 금전(Security Constrained Dispatch)방법을 사용, 송전선의 혼잡을 고려하여 송전선 혼잡이 발생하지 않도록 발전기의 발전량을 결정한다. 혼잡 발생시 경제 급전에 의한 merit order의 순서를 위반하여 발전기들의 출력

을 배분하게 되는데 이로 인해 각 모선별 지역 한계 가격(Local Marginal Price)이 달라지게 된다.[1][3] 지역 한계 가격이란 각 모선의 증분 부하를 만족하기 위한 발전 비용을 의미하는 것으로써 시스템 한계 발전기에 주어지는 각 모선에 대한 민감도를 바탕으로 계산되어 지는데 본 논문에서는 CDF(congestion distribution factors)[4]를 사용하여 사례 계통의 한계 발전기에 대한 민감도를 구해서 지역 한계 가격 및 계통의 혼잡 비용을 산출해 본다. Chin-Ning Yu, Marija D. Ilic은 슬랙 버스에 대해 자유로운 CDF를 유도하였으며, 그 결과는 식(1)에서 식(9)로 유도된다. 정의는 DC 조류 계산으로부터 출발하는데, 모선 $i-j$ 를 흐르는 전력에 대해서 다음 식을 얻을 수 있다.

$$F^{(i,j)} = [M^{(i,j)}]^T \{\delta\} \quad (1)$$

여기서 $F^{(i,j)}$ 는 선로 조류를 나타내는 벡터, $[M^{(i,j)}]^T$ 는 각 행의 i 번째 열과 j 번째 열에만 $1/x_{i,i}$ 와 $-1/x_{i,j}$ 값을 가지고 나머지는 모두 0 값을 가지는 행렬. $\{\delta\}$ 는 전압의 위상각을 나타내는 벡터다.

다음으로, n 모선의 real power injection 과 전압 위상각과의 관계를 나타내면 다음과 같다.

$$\{P\} = [B]\{\delta\} \quad (2)$$

기준 모선 n 을 선택 후 (2)번 식으로부터 기준 모선에 대한 상대적인 위상각을 얻을 수 있다.

$$\{\delta_n^e\} = [B_{-n}]^{-1} \{P_{-n}\} \quad (3)$$

(1)번과 (3)번 식을 조합하면,

$$\begin{aligned} F^{(i,j)} &= [M^{(i,j)}]^T \left[\frac{[B_{-n}]^{-1} | 0}{0 | 0} \right] \{P\} + \delta_n [M^{(i,j)}]^T \{1\} \\ &= [D_n^{(i,j)}]^T \{P\} \end{aligned} \quad (4)$$

(4)번식으로부터,

$$[D_n^{(i,j)}] = \left[\frac{[B_{-n}]^{-1} | 0}{0 | 0} \right]^T [M^{(i,j)}] \quad (5)$$

기준 모선을 다르게 하면 다음과 같은 관계를 가진다.

$$[D_n^{(i,j)}] - [D_m^{(i,j)}] = \beta_{m,n}^{(i,j)} \{1\} \quad (6)$$

$$\beta_{m,n}^{(i,j)} = D_n^{(i,j)}(m) = -D_m^{(i,j)}(n) \quad (7)$$

여기서 $D_n^{(i,j)}(m)$ 은 $[D_n^{(i,j)}]$ 행렬의 임의의 열벡터 $\{D_n^{(i,j)}\}$ 의 m 번째 값을 나타낸다.

(5), (6), (7)번식의 관계에서 임의의 선로에 대한 congestion distribution factors(CDF)는 다음과 같다.

$$\{D^{(i,j)}\} = \{D_n^{(i,j)}\} + \beta^{(i,j)} \{1\} \quad (8)$$

$$\beta^{(i,j)} = -\frac{D_n^{(i,j)}(i) + D_n^{(i,j)}(j)}{2} \quad (9)$$

혼잡이 발생하지 않도록 각 발전기 출력이 정해지면 시스템의 한계 발전기가 정해지고, 각 모선의 단위 MW 증가에 대한 한계 발전기의 출력에 따라 지역 한계 가격이 달라지며 혼잡 비용은 혼잡이 발생한 선로 양쪽의 지

역 한계 가격의 차이에 전력의 양을 곱해서 얻을 수 있다.

강제적 풀로서 운영되고 있는 영국의 전력 시장은 모든 발전 사업자에게 발전량과 가격을 입찰 받아서 송전 계약을 고려하지 않은 채 입찰 비용 기준의 경제 급전을 실시하여 시스템 한계 비용(System Marginal Price)을 산정하고, 이를 이용하여 전력 구입 가격을 결정짓는다. 혼잡이 발생하면 비제약 급전과는 다르게 운용되고, 이에 따른 추가 비용은 보조 서비스 및 수요 오차에 따른 비용 등과 합해져서 시스템 부가 비용(Uplift)으로 산정, 소비자에게 요금으로 부과된다.[5] 재급전이 이루어지면 낙찰되었으나 혼잡으로 발전할 수 없는 발전기가 발생할 수 있고, 입찰에서는 떨어졌으나 발전해야 하는 발전기가 선택될 수 있다.

제약으로 발전할 수 없게 되는 발전기는 기회 비용의 관점에서 발전하지 못한 양에 대해 시스템 한계 비용과 입찰한 가격(P_{off})의 차이로 보상받고,

$$(SMP - P_{off}) \times \text{제약정지되는 발전량} \quad (10)$$

제약으로 발전해야 하는 발전기에 대해서는 입찰한 가격(P_{on})으로 발전한 양에 대한 비용을 지불 받는다.

$$(P_{on}) \times \text{제약운전되는 발전량} \quad (11)$$

혼잡 비용은 P_{on} 과 P_{off} 의 가격 차이에 혼잡을 처리하기 위한 조정량을 곱한 것으로 계산된다.[1]

$$\text{혼잡비용} = (P_{on} - P_{off}) \times \text{조정 발전량} \quad (12)$$

노르웨이의 현물 시장에서는 운영자의 경험에 의해 송전망에 혼잡이 예상되는 경우 혼잡이 발생할 지점을 기준으로 양쪽을 다른 입찰 지역으로 구분하고, 각 입찰자에게 입찰 지역과 입찰 가격의 최대·최소치를 알려주면 입찰자는 할당된 입찰 지역 안에서 매 시간대마다 최대치와 최소치의 범위 내에서 최대 14개의 가격에 대해 사거나 팔고자 하는 전력의 양을 표시하여 입찰하면(양방향 입찰) 수요와 공급의 균형점에서 익일의 24시간에 대해 1시간 단위로 가격(시스템 가격)이 형성된다.

혼잡이 발생하면 혼잡이 발생한 선로를 중심으로 지역을 분리하고, 분리된 지역별로 각각의 전기 가격이 형성되며, 그 가격의 차이가 혼잡 요금(congestion rent)이라는 혼잡 수입이 된다.[1]

2.2 모의 계통을 이용한 혼잡 비용 산정

본 논문에서는 PJM과 영국 및 노르웨이 전력 시장의 혼잡 처리를 서로 비교할 목적으로 그림.1과 같이 7모선 8선로의 시스템에 대해 손실을 무시하여 사례연구를 수행하였다.

총 450MW의 부하에 4대의 발전기가 투입되며, 2~5번 선로에 임의로 혼잡을 발생시킨 후 각 전력 시장에 대하여 혼잡 처리 방법을 적용시켜 보았다.

2.2.1 PJM의 혼잡비용

각 발전 사업자들의 입찰 내용은 표1과 같다.

표1. 발전 사업자별 입찰 내용

G1	G2	G3	G4
\$5/MWh (200MW)	\$9/MWh (150MW)	\$10/MWh (105MW)	\$12/MWh (100MW)

선로의 용량을 고려하지 않고 경제 급전을 실시하면 각 발전기들의 출력은 표2와 같고, 이때 LMP는 G3의 입찰 가격인 \$10이 된다.

이 경우 조류 계산을 하면 50MW의 전력이 2 → 5선로로 흘르고 있는데, 이 선로의 용량을 40MW로

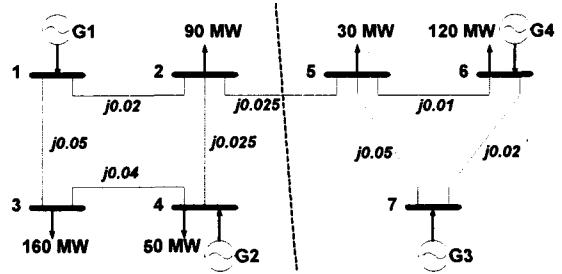


그림1. 모의 계통

표2. 선로용량을 무시한 경우 각 발전기 출력

G1	G2	G3	G4
200MW	150MW	100MW	0

제약을 가해서 혼잡을 발생시킨 후, 제약을 고려한 경제 급전을 하면 각 발전기 출력은 표3과 같다.

표3. 선로용량을 고려한 경우 각 발전기 출력

G1	G2	G3	G4
200MW	140MW	100MW	10MW

2-5번 선로의 CDF는 다음과 같다.

$\{D^{(2,5)}\} = \{0.5, 0.5, 0.5, 0.5, -0.5, -0.5, -0.5\}$
CDF를 이용하여 각 모선에서 1MW 증가시 선로의 용량 제약에 위배되지 않으면서 경제 급전을 위한 한계 발전기 G2, G3, G4의 각 모선에 대한 민감도 및 각 모선의 지역 한계 비용을 구하면 표4와 같다.

표4. 한계 발전기 민감도 및 LMP

모선	민감도			LMP
	G2	G3	G4	
1	1	0	0	\$9
2	1	0	0	\$9
3	1	0	0	\$9
4	1	0	0	\$9
5	0	1	0	\$10
6	0	1	0	\$10
7	0	1	0	\$10

표4로부터 2-5번 선로간 혼잡 비용은 $(\$10-\$9) \times 40\text{MW} = \40 이다.

2.2.2 영국의 혼잡비용

각 발전 사업자들의 입찰내용 및 혼잡이 발생하기 전 각 발전기들의 출력은 PJM의 경우와 같으며, 이 때, SMP는 \$10이 된다.

2-5번 선로간에 혼잡 발생 후 선로 용량을 고려한 급전에서 각 발전기의 출력은 표3에서처럼 PJM의 경우와 같다.

G2 발전기는 선로의 용량제약으로 자신이 입찰한 150MW 중 10MW를 발전할 수 있게 되었고, G4 발전기는 입찰에서는 떨어졌으나 선로의 용량제약으로 인해 10MW의 발전을 할 수 있게 되었다.

풀은 G2 발전기에 대해 10MW에 해당하는 보상을 하고, G4 발전기에 대해서는 10MW의 구입비용을 지불하는데 이는 혼잡이 발생하기 전과 전체적인 비용 차이를 보이고 이런 비용의 차이가 혼잡비용으로 계산되며 결과는 표5와 같다.

표5. 혼잡으로 인한 지불비용 및 혼잡비용

G2	$(\$10 - \$9) \times 10\text{MW} = \10
G4	$\$12 \times 10\text{MW} = \120
혼잡비용	$(\$12 - \$9) \times 10\text{MW} = \30

표5로부터 혼잡 비용 \$30 가 G2와 G4 발전 사업자들에게 기회 비용과 추가 전력 구입 비용으로 사용됨을 확인 할 수 있다.

2.2.3 노르웨이의 혼잡비용

혼잡이 발생하는 2-5번 선로를 중심으로 양쪽을 두 개의 구역으로 나누며, 편의상 양방향 입찰 곡선을 표6에 서와 같이 선형으로 가정한다.

표6. 양방향 입찰곡선

A	B
$D_a = 350 - 5P_a$	$D_b = 185 - 3.5P_b$
$G_a = 13.8P_a + 212$	$G_b = 9.7P_b + 3$

혼잡이 발생하지 않으면,

$$\begin{aligned} P_a &= P_b = P \\ G_a + G_b &= D_a + D_b \\ P &= \$10 \end{aligned}$$

A지역 발전량 : 350MW
B지역 발전량 : 100MW

2-5번 선로의 용량이 40MW로 제약이 가해지면, 혼잡이 발생한 2-5번 선로를 완전히 차단한 후 A지역에서는 2-5번 선로 용량인 40MW의 부하가 증가된 것으로 B지역에서는 40MW의 발전이 증가한 것으로 생각할 수 있다.

$$\begin{array}{ll} D_a = 350 - 5P_a & D_b = 185 - 3.5P_b \\ G_a = 13.8P_a + 212 & G_b = 9.7P_b + 3 \\ G_a - D_a = 40 & D_b - G_b = 40 \\ \downarrow & \downarrow \\ P_a = \$9.4681 & P_b = \$10.7576 \\ G_a = 342.6 \text{ MW} & G_b = 107.3 \text{ MW} \end{array}$$

시장은 40MW의 전력을 A지역에서 \$9.4681의 가격으로 구매해서 B지역에 \$10.7576의 가격으로 판매한다. 혼잡수입은 $(\$10.7576 - \$9.4681) \times 40\text{MW} = \51.58 이다.

2.2.4 우리나라의 혼잡비용

우리나라의 전력 시장 구조 개편은 1차로 발전 경쟁 구조, 2차로 도매 경쟁 체제, 3차로 소매 경쟁 체제로 발전되어 나갈 계획이다.[5] 각 단계에 따른 혼잡 처리는 발전 사업자, 송배전 사업자와 소비자에게 공평해야 하며, 혼잡이 해소되는 방향으로 이끌어야 함은 명백하다. 발전 경쟁 구조에서 CBP(Cost-Based Pool) 전력시장에 대해 살펴보면, 발전 사업자는 가용 발전 용량만을 입찰하고, 전력 거래소에 의해 가격과 발전량이 결정되는 구조이다. 혼잡 처리를 위해 발전 이익에 피해를 보는 발전 사업자에게는 기회 비용 보상이 주어지고, 혼잡에 따라서 새로 투입되는 발전 사업자에게는 추가 비용을 지급하게 되는데, 이런 비용이 혼잡 비용이다.[1] 이 혼잡 비용이 소비자의 부담일 수밖에 없다면, 소비자의 입장에서는 2.2절에서 비교해 본 결과 가장 비용이 작은 영국의 경우가 선택되어야 할 것이다. 그러나 특정 선로의 상시 또는 빈도 높은 혼잡은 발전 사업자에게 발전기의 운용 없는 계속적인 기회 비용 보상이라는 문

표7. 발전량 및 혼잡비용 비교

	발전량		혼잡비용
	혼잡 전	혼잡 후	
영국	$G1 + G2 = 350$	340 MW	\$30
	$G3 + G4 = 100$	110 MW	
PJM	$G1 + G2 = 350$	340 MW	\$40
	$G3 + G4 = 100$	110 MW	
노르웨이	$G1 + G2 = 350$	342.6 MW	\$51.58
	$G3 + G4 = 100$	107.3 MW	

제점을 야기 시킬 수 있으며, 송전 사업자의 경우엔 무효 전력 운용의 최적화 같은 방법으로 선로의 송전 용량을 높여 혼잡을 줄일 수 있으므로 모든 혼잡 비용의 소비자 부담은 옳지 않다. 즉, 발전 사업자와 송배전 사업자에게도 혼잡 요금의 일부를 분담시켜 혼잡 해소에 참여토록 유도해야 한다.

또한, 소비자에게 할당된 혼잡 비용을 균등하게 부과하는 방법은 시장 원리의 도입이라는 측면에서 부당하다. 크게는 광역 지역으로 구분하여 경인 지역과 비경인 지역의 요금 차별화가 이루어져야 하고, 궁극적으로는 광역 지역내의 각 모선에서의 요금 차별(Nodal Pricing) 방법을 통해 혼잡 처리비용에 대한 객관적인 경제 지표를 제시해야 할 것이다. 도매 경쟁 체제 하에서는 소비자가 혼잡을 해소하기 위해 부하를 관리한다면 혼잡비용 해소에 따른 인센티브 제공이 고려되어야 한다. 또한 DSM(Demand Side Management)과 혼잡처리를 연계한 프로그램 개발도 병행되어져야 한다.

3. 결 론

PJM, 영국, 노르웨이 등 대표적인 전력 계통의 혼잡 처리를 예제 모선에 동시 적용하여 분석, 수치적인 비교를 통해 우리나라에서의 송전선 혼잡 처리에 대한 방향을 제시하였다. 대부분의 송전선 혼잡 처리가 발전 사업자의 발전 기회 보장에 초점이 맞추어 있지만 각 모선의 차별화 된 요금 정책을 기본으로 모든 시장 참여자에게 공평하고 혼잡이 개선되는 방향으로의 계통 운전점이 이동되는 방안의 수립이 절실히 요구된다.

(참 고 문 헌)

- [1] 풀/탁송 모형에서의 Ancillary 서비스 확보 및 송전선 혼잡시 전력계통 운용 방안에 관한 연구, 박종근, 김진오, 정정원, 문승일, 차준민, 김홍래, 기초전력공학 공동연구소
- [2] Richard D. Christie, Bruce F. Wollenberg, Ivar Wangensteen, "Transmission Management in the Deregulated Environment", Proceedings of the IEEE, Vol.88, No.2, February 2000
- [3] 남미, 미국 PJM의 전력 도매경쟁시장 개요, 한전정보네트워크식회사
- [4] Chin-Ning Yu, Marija D. Ilic, "Congestion Cluster-Based Markets for Transmission Management", Proceedings of the Power Engineering Society Winter Meeting - Volume 2 , 821-832 , 1998
- [5] 한국의 전력산업 구조개편, 한국전력공사, 1999.5
- [6] Harry Singh, Shangyou Hao, Alex Papalexopoulos . "Transmission Congestion Management in Competitive Electricity Markets", IEEE Transaction on Power System, Vol.13, No.2, May 1998
- [7] R.S.Fang, A.K.David, "Transmission Congestion Management in an Electricity Market", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.14, No.3, August 1999