

한전 실계통의 혼잡처리에 대한 적용사례

임규형*, 백영식*, 송경빈**

* 경북대학교, ** 계명대학교

A Case Study of the Congestion Management for the Power System of the Korea Electric Power Cooperation

Kyu-Hyung Lim*, Young-Sik Baek*, Kyung-Bin Song**

* Kyungpook National University, ** Keimyung University

Abstract - This paper presents a basic 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 real data. 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 제제와 시장 기능을 도입함으로써 얻을 수 있는 이점들과 더불어 전력 계통의 신뢰도를 수직 통합되어 운영되던 과거 전력 시장의 수준 이상으로 유지하기 위한 어려움을 수반하고 있는데[1]. 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. 나라마다 전력 시장의 개방 환경이 다르고 요금 체계가 다르기 때문에 혼잡 처리 또한 이런 각 나라별 시장 구조에 맞는 특징적인 가격 제도를 통한 혼잡 처리 방안을 모색 중이다. 예를 들면, 노르웨이에서는 가격지역 제도를, PJM(Pennsylvania, New Jersey, Maryland) 전력 시장에서는 지역 한계 요금을 혼잡 처리의 한 방안으로 채택하고 있으며, 북부 주류의 특징을 가진 우리나라로 전력 시장 개방을 위한 단계별 모델을 제시하고, 한국 전력 시장의 특색에 맞는 혼잡 처리 방안을 찾기 위한 연구가 계속 진행 중이다. 본 논문에서는 PJM과 영국 pool 시장에서의 혼잡 처리를 CDF(congestion distribution factors) 전력 조류의 민감도 개념을 응용하여 한전 실계통 데이터에 적용해 보고 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 금전에 의한 merit order의 순서를 위반하여 발전기들의 출력을 배분하게 되는데 이로 인해 각 모선별 지역 한계 가격(Local Marginal Price)이 달라지게 된다.[1][2]

지역 한계 가격이란 각 모선의 증분 부하를 만족하기 위한 발전 비용을 의미하는 것으로써 시스템 한계 발전기에 주어지는 각 모선에 대한 민감도를 바탕으로 계산

되는데 본 논문에서는 CDF(congestion distribution factors)[3]를 사용하여 한전 실계통의 한계 발전기에 대한 민감도를 계산한다.

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 지역 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 금전을 실시하여 시스템 한계 비용(SMP)을 산정하고, 이를 이용하여 전력 구입 가격을 결정짓는다. 혼잡이 발생하면 계통의 운용점은 혼잡을 처리한 결과로 운전하게 되며, 이에 따른 추가 비용은 보조 서비스 및 수요 오차에 따른 비용 등과 함께져서 시스템 부가 비용(Uplift)으로 산정, 소비자에게 요금으로 부과된다.[4] 재급전이 이루어지면 낙찰되었으나 혼잡으로 발전할 수 없는 발전기가 발생할 수 있고, 입찰에서는 떨어졌으나 발전해야 하는 발전기가 선택될 수 있다.

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

$$(SMP - P_{off}) \times \text{제약정지되는 발전량} \quad (1)$$

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

$$(P_{on}) \times \text{제약운전되는 발전량} \quad (2)$$

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

$$\text{혼잡비용} = (P_{on} - P_{off}) \times \text{조정 발전량} \quad (3)$$

2.2 한전 실계통에서의 혼잡 비용 계산

2.2.1 혼잡 처리 과정

송전선 혼잡으로 발생하는 혼잡 비용에 대한 계산 과정은 그림 1과 같이 제시된다.

처음에 발전 비용 데이터만을 이용해서 송전선의 용량을 고려하지 않고 전체 발전 비용을 최소로 하는 각 발전량을 정한다. 여기서 정해진 발전량을 이용해 전력 조류 프로그램을 실행시켜 선로에 흐르는 전력 조류를 계산한다. 각 선로의 전력 조류와 각 선로 용량을 비교해서 선로에 혼잡이 발생했는지 여부를 판단한다.

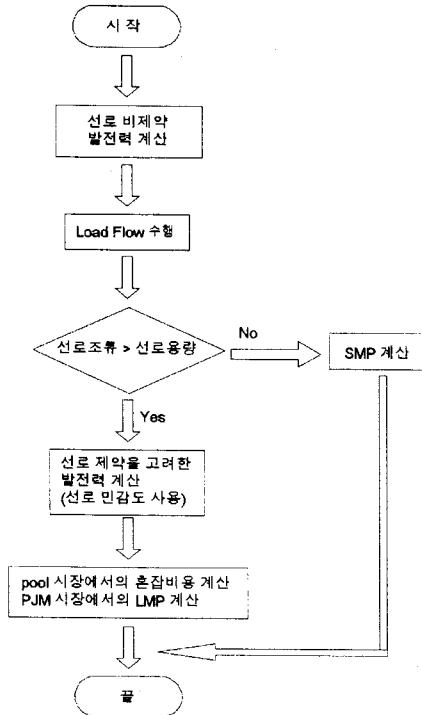


그림 1. 혼잡비용 계산 알고리듬

혼잡이 발생하지 않으면 각 발전기의 발전 비용 중 가장 비싼 발전비용을 SMP로 정하고 전체 발전 비용을 계산한다.

혼잡이 발생하면 각 모선의 주입전력의 변동분에 대한 각각 선로에 대한 영향을 나타내는 선로 민감도와 혼잡을 발생시키는 선로 조류, 그리고 각 선로 용량을 이용해서 선로의 혼잡을 해결하면서 전체 발전 비용을 최소로 하는 새로운 발전력을 찾는다.

다음식은 새로운 발전력을 찾기 위한 목적 함수와 제약 조건을 나타낸다.

$$\begin{aligned}
 & \text{Min } C(P_g) \\
 \text{s.t. } & \sum P_g = \sum P_{load} \\
 & S \Delta P \leq (\text{선로용량} - \text{선로조류}) \\
 & 0 \leq P_g \leq P_{g\max}
 \end{aligned}$$

위 식에서 S 는 민감도 행렬을 나타내며, $\Delta P = P_g - P_{old}$ 로서 선로의 제약을 고려하지 않고 구했던 발전력(P_{old})과 선로 혼잡 발생 후 혼잡을 해결하기 위해 새로 구해야 할 발전량과의 차이를 나타낸다. 발전량의 이런 변동분이 민감도와 곱해지면 각 선로에 흐르는 전력 조류량의 변화를 나타내는데 혼잡 해결을 위한 제약 조건으로 전력 조류의 변화량이 송전선 혼잡을 고려하지 않고 구했던 발전량에 의한 전력 조류와 송전선 용량과의 차이를 만족하도록 구성한다.

이렇게 송전선 혼잡을 해결하도록 제약 조건을 가진 식을 풀면 새로운 발전량이 정해지는데 이 발전량은 송전선 혼잡을 고려하지 않고 구했던 발전량과 차이를 나타내고 이것에 의해 전체 발전 비용이 혼잡 해결 전보다 혼잡 해결 후가 조금 증가하게 된다. 이 증가된 발전 비용이 혼잡으로 인해 발생된 혼잡 비용이며 마지막으로 pool 시장에서의 혼잡 비용과 PJM 전력 시장에서의 혼잡 비용을 계산하게 된다.

2.2.1 한전 실계통 적용

실계통에 풀 시장에서의 혼잡비용 처리 과정과 PJM 전력시장에서의 혼잡 처리 비용 계산 과정을 적용해 보겠다.

우선 다음과 같은 4가지 가정을 필요로 한다.

1) 각 발전기의 최소 발전량은 0으로 한다. Pool 시장에서는 각 발전 사업자가 발전량과 발전 비용을 입찰한 후 경쟁에서 탈락되면 발전을 하지 못하게 되는 경우가 발생한다. 각 발전량의 최소 발전량을 0으로 함으로써 이와 유사한 상황을 만들 것이다.

2) SMP는 각 발전기 발전량에서의 충분 발전비용 가운데 최대값으로 한다.

실제는 Pool 시장 참여자들이 제출하는 입찰가 가운데 실제 발전에 참여하는 발전기 입찰가중 가장 높은 입찰가가 SMP가 되지만 본 논문에서는 발전량을 근거로 발전량에서의 충분 발전 비용 중 가장 큰 값을 SMP로 설정한다.

3) PJM 시장에서는 LMP만 계산한다.

Pool 시장에서는 각 발전기 발전량만으로도 혼잡 비용 발생과 그 처리비용을 보여줄 수 있지만 PJM 전력시장에서는 각 발전 사업자와 각 부하 모선간 전력 거래량이 주어져야 혼잡 비용 계산이 가능하다. 임의적으로 전력 거래량을 정할 수도 있지만 그렇게 구한 혼잡 비용이 큰 의미가 없기 때문이다.

4) 전체 선로 중 몇 개의 선로만 제약 조건으로 사용하고 나머지 선로는 용량을 무한대로 가정한다.

우리나라 계통의 특징은 남쪽지방의 쌍 발전기에서 발전된 전력을 수도권과 경인 지역 등 수요가 많은 쪽으로 전력을 전송하는 북상조류의 형태를 가진다. 따라서 전력시장 개방 시 혼잡이 발생할 확률이 가장 높은 선로가 수도권과 경인 지역으로 유입되는 전력선이라 할 수 있다. 본 논문에서는 총 부하 23383.4MW에 764개의 모선과 1441개의 선로를 가진 실계통 데이터를 근거로 아산에서 서서울, 청양에서 서서울, 청원에서 동서울, 신제천에서 동서울로 연결되는 6개 북상선로를 선택하고, 선로제약을 고려하지 않은 채 최소 발전 비용을 나타내는 각 발전량을 구한 후 6개 북상 선로 중 선로 조류량이 가장 많은 한 선로에 임의로 혼잡을 가하고 그 혼잡을 해결하도록 발전량을 재분배 하였다.

표 1과 표 2에서는 위에서 가정한 것을 근거로 우리나라 실계통 데이터에 발생한 혼잡을 해결하고 영국 pool 시장에서의 혼잡 비용 계산 과정을 적용한 결과를 보여주고 있다.

가정했던 6개 북상 선로 중에서 아산에서 서서울로 연결되는 512번 선로에 혼잡을 가정했었는데 표 2으로부터 혼잡을 일으켰던 북상 선로의 전력 조류가 선로 용량 안으로 줄어들었음을 알 수 있다.

이 경우 PJM 전력시장에서 혼잡 비용 계산을 위해 사용하는 LMP를 계산해 보면 전 모선에서 0.190541로 나타나는데, 혼잡이 발생했음에도 각 모선에서 LMP가 모두 같게 나타나는 이유는 표 2에서 선로 비제약 시 흐르던 809.26MW의 전력이 선로 혼잡을 해결함으로써 770.56MW가 흐르고 따라서 약 30MW의 전송선로 여유 용량을 가지기 때문이다. 다시 말하면 혼잡이 발생했던 선로의 전력 조류가 혼잡 해결 후 정확히 선로 용량에 맞게 흐르다면 각 모선에서의 단위 MW 증가시 혼잡을 발생하지 않으면서 증가된 부하를 만족하려면 한계 발전기간에 적당량을 분배해서 발전하겠지만 지금처럼 혼잡 해결 후 선로 조류에 비해 1MW 이상의 선로 여유 용량이 생기면 한계 발전기 가운데 가장 발전 비용이 싼 한 발전기에서 모두 발전해도 선로 혼잡을 다시 유발하지 않게 되므로 모든 모선에서의 LMP가 동일하게 나타나는 것이다.

표1. 혼잡비용(한전 실계통에 Pool 시장의 방식을 적용한 경우)

Bus No.	선로 비제약		선로 제약		
	발전량 (MW)	발전비용	발전량 (MW)	발전비용	보상비용
팔당 1	0	0	0.0143197	0	0.180648
팔당 2	0	0	0.0140859	0	0.177697
팔당 3	0	0	0.0142842	0	0.1802
서인천9	82.2409	204.355	78.3284	194.633	1.97745
서인천10	82.2412	204.356	78.322	194.617	1.98086
서인천11	82.2407	204.354	78.3196	194.611	1.9818
서인천12	82.2411	204.356	78.3268	194.629	1.97834
서인천13	82.2407	204.355	78.2964	194.553	1.99351
서인천14	82.2409	204.355	78.3149	194.599	1.98429
서인천15	82.2409	204.355	78.3149	194.599	1.98428
서인천16	82.2414	204.356	78.3174	194.605	1.98325
서인천1	85.8137	213.233	88.5775	0	220.1
서인천4	85.8139	213.233	88.6791	0	220.352
서인천7	85.8132	213.232	88.6458	0	220.27
서인천8	85.8135	213.232	88.6139	0	220.19
서인천6	73.8885	183.601	71.8738	178.594	1.01826
서인천7	73.8886	183.601	71.8738	178.594	1.01832
평택 1	18.7995	46.7137	21.1086	0	52.4512
평택 2	18.7982	46.7105	21.1086	0	52.4513
울진 1	980	2435.14	980	2435.14	0
울진 2	980	2435.14	980	2435.14	0
울진 3	1030	2559.38	1030	2559.38	0
울진 4	1030	2559.38	1030	2559.38	0
청평1G	140	347.877	139	345.391	2.2579
청평2G	140	347.877	139	345.391	2.2579
의암 1	0	0	5.66E-18	0	3.36E-17
의암 2	0	0	0.0342824	0	0.20394
춘천 1	0	0	5.72E-08	0	1.96E-07
화천 1	27	67.0905	27	67.0905	0
화천 2	27	67.0905	27	67.0905	0
화천 3	27	67.0905	27	67.0905	0
화천 4	27	67.0905	27	67.0905	0
청평1P	140	347.877	139	345.391	2.2579
청평2P	140	347.877	139	345.391	2.2579
영동 1	0	0	4.00E-15	0	9.93E-15
영동 2	13.0203	32.3532	11.8768	29.5119	0.57793
동해 1	0	0	8.30E-15	0	2.06E-14
강릉 1	41	101.878	40.9989	101.875	0.002438
강릉 2	41	101.878	41	101.878	0
태안 1	407.451	1012.45	362.501	900.754	22.7186
태안 2	407.454	1012.46	362.501	900.753	22.7202
태안 3	407.452	1012.45	362.501	900.753	22.7192
태안 4	407.451	1012.45	362.501	900.753	22.7187
보령 2	212.428	527.849	255.859	0	635.765
보령 3	326.408	811.07	335.966	0	834.819
보령 4	326.408	811.07	335.963	0	834.812
보령 5	326.408	811.069	335.963	0	834.812
보령 6	326.409	811.072	335.963	0	834.812
당진 1	407.454	1012.46	362.501	900.753	22.7202
당진 2	407.454	1012.45	362.497	900.743	22.7222
무주 1	250	621.209	250	621.209	0
무주 2	250	621.209	250	621.209	0
서천 2	0	0	1.52047	0	3.77812
영광 1	980	2435.14	980	2435.14	0
영광 2	980	2435.14	980	2435.14	0

영광 3	1030	2559.38	1030	2559.38	0
영광 4	1030	2559.38	1030	2559.38	0
하동 1	394.192	979.501	386.98	961.578	3.64533
하동 2	321.862	799.773	329.203	0	818.014
하동 3	259.326	644.382	298.565	0	741.883
하동 4	720	1789.08	720	1789.08	0
월성 2	720	1789.08	720	1789.08	0
월성 3	720	1789.08	720	1789.08	0
고리 1	587	1458.6	587	1458.6	0
고리 2	650	1615.14	650	1615.14	0
고리 4	1000	2484.84	1000	2484.84	0
울산 1	0	0	1.7675	0	4.39193
울산 2	0	0	7.27E-15	0	1.81E-14
울산 4	265.937	660.808	294.084	0	730.748
울산 5	265.937	660.809	294.083	0	730.746
울산 6	265.936	660.808	294.084	0	730.749
삼랑 1	300	745.45	299.239	743.559	1.64144
삼랑 2	300	745.45	299.24	743.559	1.64142
삼천포1	364.072	904.658	382.48	0	950.398
삼천포2	364.074	904.664	382.561	0	950.599
삼천포3	388.201	964.615	404.8	0	1005.86
삼천포4	388.199	964.61	404.798	0	1005.85
삼천포5	328.156	815.415	336.666	0	836.559
삼천포6	328.156	815.414	336.666	0	836.559
Total	23383.4	58103.9	23383.4	43796.8	14478.5
SMP		2.48483			
혼잡비용				171.324	

표2. 6개 복상 선로의 전력조류 비교

Line No.	Between buses	Line flow		Line flow limit
		선로 비제약	선로 제약	
220	동서울3-청원345	-184.72	-194.49	200
221	동서울3-신제천3	-775.1	-792.38	800
222	동서울3-신제천3	-775.1	-792.38	800
510	서서울3-청양345	-504.41	-523.21	550
511	서서울3-청양345	-504.41	-523.21	550
512	서서울3-아산345	-809.26	-770.56	800

3. 결 론

본 논문에서는 두 대표적인 전력 시장에서의 전력 계통의 혼잡 처리를 한전 실계통 데이터에 적용해 보았다. 몇 개의 가정을 했고 또 PJM전력시장의 FTR 같은 시장 보완 기능등에 대한 내용은 생략하고 두 전력 시장의 혼잡 비용 처리 내용 가운데 큰 출기애 해당하는 내용만을 적용해보았기 때문에 좀 더 정확한 비교를 위해서는 앞으로 보완해야 할 부분들도 많이 있지만 실계통을 통한 수치적인 결과 분석으로 우리나라에서의 송전선 혼잡 처리에 대한 기초적인 자료 제시에 의의를 두고자 한다.

(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, 기초전력공학공동연구소
- (2) 남미, 미국 PJM의 전력 도매경쟁시장 개요, 한전정보네트 워크주식회사
- (3) 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
- (4) 한국의 전력산업 구조개편, 한국전력공사, 1999.5