

Zone에서의 송전계통 축약기법에 관한 연구

이동수 전영환 김진호\* 김성수\*\* 박종배\*\*\*  
 홍익대학교 부산대학교\* 한국산업기술대학교\*\* 건국대학교\*\*\*

A Study on Network Reduction in the Zone

Dong-Su Lee, Yeong-Han Chun, Jin-ho Kim\*, Sung-Soo Kim\*\*, Jong-Bae Park\*\*\*  
 Hong-ik University, Busan-National University\*, Korea Polytechnic University\*\*, Konkuk University\*\*\*

**Abstract** - The Similarity Index[1] is a good performance measure for the network reduction. It can be applied to the network reduction in the zone categorized by the nodal prices. This paper deals with a zonal reduction method based on the similarity indices. The proposed method was verified by IEEE 39 bus test system.

1. 서 론

시스템에서 송전제약이 발생하면 지역별 가격이 서로 다르게 나타난다. 그러나 송전제약이 특정선로에서만 발생하는 경우 시장 가격이 크게 두 지역으로 나뉘어 나타나게 된다. 이러한 경우에는 zonal price를 도입하는 것이 유용할 것이다.

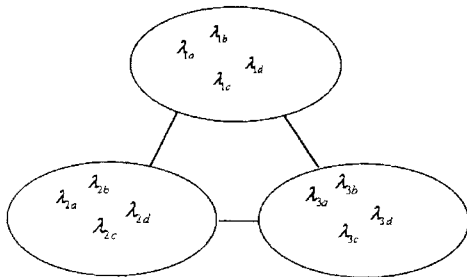
우리나라 계통은 북상조류로 대표되는 송전제약에 의해, 크게 두 개의 zone으로 나눌 수 있다. 따라서, 지역별 가격체제를 도입하게 된다면, zonal pricing 체제가 유용할 것으로 보인다.

본 논문에서는 zonal pricing 체제에서, 계통축약을 효율적으로 수행할 수 있는 방법론을 제시하고, IEEE 39 모선 시스템에 적용하여 그 효율성을 입증하였다.

2. 본 론

2.1 Zone 구성

지역별 가격체제에서 Zone을 구성하기 위해서는 모선별 한계가격을 알아야 한다. 이를 위해 최적조류계산(OPF, Optimal Power Flow)을 하게 되는데 OPF 수행결과 각 모선별 한계가격이 계산된다. 이 결과를 바탕으로 Zone은 모선한계가격이 비슷한 모선끼리 각각 Zone으로 묶어지게 된다.[2]



<그림2.1> Three Zone Control Area

$$\lambda_1 \cong \lambda_{1,a} \cong \lambda_{1,b} \cong \lambda_{1,c} \cong \lambda_{1,d}$$

$$\lambda_2 \cong \lambda_{2,a} \cong \lambda_{2,b} \cong \lambda_{2,c} \cong \lambda_{2,d}$$

$$\lambda_3 \cong \lambda_{3,a} \cong \lambda_{3,b} \cong \lambda_{3,c} \cong \lambda_{3,d}$$

위 <그림2.1>은 하나의 전력계통이 모선한계가격이 유사한 3개의 Zone으로 구분되는 것을 간략하게 보여주고 있다.

2.2 Similarity Indices

Similarity Index는 임의의 두 모선의 물리적 변화가 전력계통에 미치는 영향이 얼마나 유사한가를 판단하는 지수이다.[1] 2.1에서 언급했듯이, 모선 한계 가격의 차이로 발생하는 Zone에서, 각 Zone의 내부 모선의 물리적 변화가 다른 Zone의 모든 선로조류(Line Flow)에 얼마나 영향을 미치는가를 판단하는 도구로써 Similarity Index가 사용되고 있다. 즉, 같은 Zone의 임의의 두 모선의 물리적 변화가 다른 Zone에 얼마만큼의 영향을 주고 있는지를 Similarity Index로 판단하겠다는 것이다.

2.2.1 Similarity Indices 계산과정

Step 1 : Zone의 구분

초기 데이터를 바탕으로 해서 OPF수행한 후, 이 결과 각 모선별 한계가격이 유사한 모선끼리 묶어서 Zone을 만드는 작업을 한다

Step 2 : 기준 케이스 설정(Base-case set up)

step 1의 OPF와 다르게 load flow를 풀어서 각 라인의 percent line flow를 계산한다. 이때 기준 케이스는 축약될 Zone을 제외한 lines 즉, tie lines와 기타 Zone의 모든 lines의 percent line flow가 된다. 그리고 line flow의 고려 대상은 유효전력에 한한다.

Step 3 : 모선  $N_m$ 과  $N_n$ 의 Deviation Factor 계산

축약할 Zone의 발전기 모선 :  $N_G, N_{G2}, \dots, N_{GN}$

축약할 Zone의 부하 모선 :  $N_L, N_{L2}, \dots, N_{LM}$  일때,

i) 모선  $N_m$ 과  $N_n$ 이 발전기 모선일 경우

: 먼저 모선  $N_m$ 의 발전량을  $\Delta P$  만큼 증가시키고 Zone의 부하모선  $N_L$ 의 부하량을  $\Delta P$  만큼 증가시키고 tie-lines 및 기타 Zone의 내부 lines의 percent line-flow를 계산한다. 그리고 이때 계산값과 Step 2에서 기준 케이스의 percent line-flow와의 차이를 계산하게 되는데 이것이 모선  $N_m$ 의 모선  $N_L$ 에 대한 Deviation Factor라고 한다.

이번에는 모선  $N_n$ 의 발전량을  $\Delta P$ 만큼 증가시키고 부하모선  $N_L$ 의 부하량을  $\Delta P$ 만큼 증가시키고 tie-lines 및 기타 Zone의 내부 lines의 percent line-flow를 계산한다. 그리고 이때 계산값과 Step 2에서 기준 케이스의 percent line-flow와의 차이를 계산하게 되는데 이것이 모선  $N_n$ 의 모선  $N_L$ 에 대한 Deviation Factor라고 한다.

ii) 모선  $N_m$ 과  $N_n$ 이 부하모선일 경우

: 먼저 모선  $N_m$ 의 부하량을  $\Delta P$  만큼 증가시키고 Zone의 발전기모선  $N_G$ 의 발전량을  $\Delta P$  만큼 증가시키고 tie-lines 및 기타 Zone의 내부 lines의 percent line-flow를 계산한다. 그리고 i)과 같이 Deviation Factor를 계산한다.

이번에는 모선  $N_n$ 의 부하량을  $\Delta P$ 만큼 증가시키고 발전기모선  $N_G$ 의 발전량을  $\Delta P$ 만큼 증가시키고 tie-lines 및 기타 Zone의 내부 lines의 percent line-flow를 계산한다. 마찬가지로 Deviation Factor를 계산한다.

**Step 4 : Double-Deviation Factor 계산**

i) 모선  $N_m$ 과  $N_n$ 이 발전기 모선일 경우  
Step 3에서 모선  $N_m$ 과  $N_n$ 이 부하모선  $N_L$ 에 대해서 계산된 focus-lines [(tie-lines+기타 Zone 내부 lines)의 Deviation Factor의 차이를 모선  $N_m$ 과  $N_n$ 의 Double-Deviation Factor라고 한다.

ii) 모선  $N_m$ 과  $N_n$ 이 부하 모선일 경우  
i)과 마찬가지로 Step 3에서 모선  $N_m$ 과  $N_n$ 이 발전기 모선  $N_G$ 에 대해서 계산된 focus-lines의 Deviation Factor의 차이를 모선  $N_m$ 과  $N_n$ 의 Double-Deviation Factor라고 한다.

**Step 5 : Maximum Double-Deviation Factor**

i) 모선  $N_m$ 과  $N_n$ 이 발전기 모선일 경우  
Step 3에서 모선  $N_m$ 과  $N_n$ 이 부하모선  $N_L$ 에 대해서 계산된 focus lines의 Double-Deviation Factor 중 최대값을 Maximum Double-Deviation Factor라고 한다.

ii) 모선  $N_m$ 과  $N_n$ 이 부하 모선일 경우  
Step 3에서 모선  $N_m$ 과  $N_n$ 이 발전기모선  $N_G$ 에 대해서 계산된 focus-lines의 Double-Deviation Factor 중 최대값을 Maximum Double-Deviation Factor라고 한다.

**Step 6 : Maximum Double-Deviation Factor Matrix 구성**

i) 모선  $N_m$ 과  $N_n$ 이 발전기 모선일 경우  
Step 3~5의 과정을 부하모선  $N_{L2}, \dots, N_{LM}$ 에 대해서 반복한다.

ii) 모선  $N_m$ 과  $N_n$ 이 부하 모선일 경우  
Step 3~5의 과정을 발전기모선  $N_{G2}, \dots, N_{GV}$ 에 대해서 반복한다.

**Step 7 : Similarity Index**

i) 모선  $N_m$ 과  $N_n$ 이 발전기 모선일 경우  
Step 6에서 계산된 Maximum Double-Deviation Factor Matrix에서의 최대값(Maximum value)이 발전기 모선  $N_m$ 과  $N_n$  사이의 Similarity Index가 된다.

ii) 모선  $N_m$ 과  $N_n$ 이 부하 모선일 경우  
i)에서와 마찬가지로 Step 6에서 계산된 Maximum Double-Deviation Factor Matrix에서의 최대값(Maximum value)이 부하모선  $N_m$ 과  $N_n$  사이의 Similarity Index가 된다.

**Step 8 : 모든 모선쌍(bus pair)의 Similarity Index 계산**

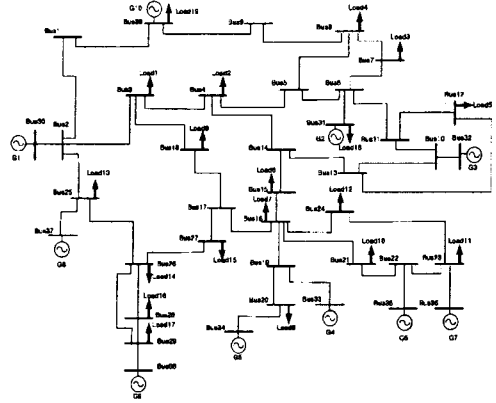
Zone 안의 모든 발전기 모선쌍과 부하 모선쌍에 대해서 Step 3 ~ 6까지의 과정을 반복하여 각 모선쌍에 대한 Similarity Index를 계산한다.

**Step 9 : Similar Buses Group 구성**

Step 7, 8에서 계산된 모선쌍의 Similarity Index를 바탕으로 하여 Error Factor (Similarity Index의 최대허용값) 보다 작은 Zone 내부의 발전기모선쌍과 부하모선쌍을 각각 Similar Buses Group으로 묶는다. 모선쌍이 Error Factor 보다 작을때 이 모선쌍은 'Similarity가 있다'고 표현하며 반대로 Error Factor보다 클때는 'Similarity가 없다'고 표현한다

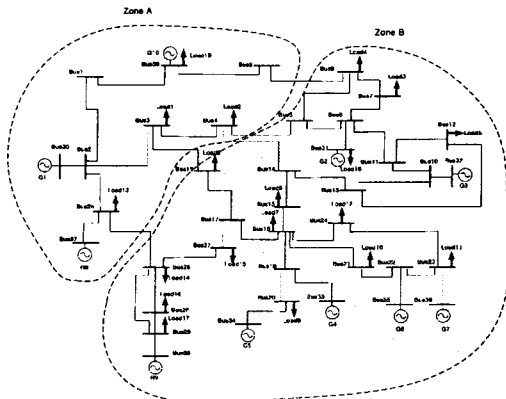
**2.3 사례연구**

아래 그림과 같이 Similarity Indices를 이용한 송전계통 축약기법을 적용하기 위해 IEEE 39모선 계통을 사용하였다. 여기서는 주어진 계통데이터를 가지고 Reduced Network를 구하는 경우(1)와 전 계통의 부하와 발전량을 20%증가했을 경우(2), 20%감소했을 경우(3)에 대해서 보다 넓게 만족하는 Reduced Network 구현을 시도하였다.



<그림 2.2> IEEE 39모선 계통

먼저 39모선 계통을 OPF 수행한 후 각 모선별 한계가 격이 비슷한 것끼리 Zone으로 구분하였다. 결과는 아래의 그림과 같다.



<그림 2.3> Zone의 구분

이 계통은 크게 Zone A와 Zone B로 Zone이 형성된다. 2.2절에서 설명한 Similarity Indices를 각각의 Zone의 발전기모선쌍과 부하모선쌍에 대해서 구하고 이것을

Similar Buses Group으로 구성하면 아래 표와 같이 된다. 여기에서 Error Factor는 0.25을 적용하였다.

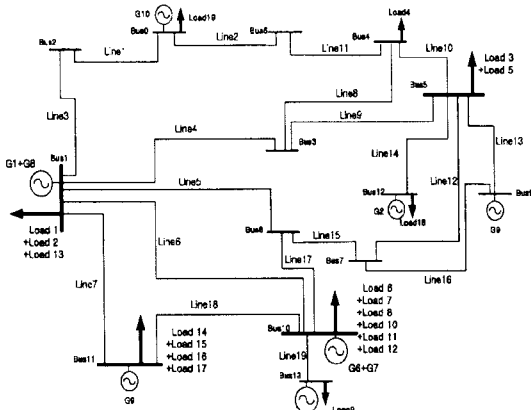
<표2.1> Similar Buses Group

Zone A Similar Buses Group	
Group 1	G 1,8
Group 2	Load 1,2,13

Zone B Similar Buses Group	
Group 1	G 4,5
Group 2	G 6,7
Group 3	Load 3,5
Group 4	Load 6,7,8,10,11,12
Group 5	Load 14,15,16,17

위에서 구성된 Similar Buses Group을 바탕으로 Reduced Network를 구성하면 아래그림과 같다.



<그림 2.4> Reduced Network

이때 축약된 계통의 각 Bus의 Voltage magnitude와 angle은 바뀌게 된다. 본 논문에서는 계통의 power flow는 축약된 계통에서도 변하지 않는다는 가정아래 각 Bus의 Voltage magnitude와 angle을 least-square 기법을 이용하여 구하였다.

아래 표는 least-square를 사용하여 모선 voltage magnitude와 angle을 구한 표이다.

<표2.2> Reduced Network의 모선 전압

모선 번호	전압크기	위상각	모선 번호	전압크기	위상각
1	.9790	.0381	8	.9792	.0514
2	1.0079	.0207	9	.9747	.0835
3	.9733	.0565	10	.9803	.0422
4	.9728	.0325	11	.9844	.0341
5	.9734	.0686	12	.9744	.0745
6	.9973	.0166	13	.9680	.1369
7	.9741	.0690			

위에서 새로구한 모선 Voltage를 이용하여 Reduced Network의 Line P와 Q를 만족시키는 line-admittance(1)를 구하였다. 또한 이것을 전체 계통의 부하량과 발전량을 20%증가했을때(2)와 20%감소했을때(3),각각 달라진 조류에 대해서도 Similarity Index를 구하고 이때 Reduced Network의 모선 Voltage와 Line P, Q를 만족시키는 line-admittance를 구하였다. 여기서는 지변상 과정은 위와 유사하므로 생략한다.결과는 다음 표와 같다.(1),(2),(3)의 경우 Similar Buses Group은

변화가 없음을 확인하였다.)

<표2.3> Reduced Network Line Admittance

선로 번호	원래계통 Admittance	Reduced-Network Admittance (1)	Reduced-Network (발전량과 부하량 20%증가) (2)	Reduced-Network (발전량과 부하량 20%감소) (3)	Optimal-Admittance (4)
1	-j40	-j71.189	-j76.863	-j74.672	-j74.34
2	-j40	-j6.6944	-j6.0205	-j4.9777	-j5.9868
3	-j24.331	-j24.28	-j23.637	-j18.134	-j22.48
4	-j78.125	-j11.727	-j55.74	-j56.381	-j48.823
5	j77.519	-j205.93	-j137.8	-j136.85	-j149.58
6	j75.188	-j80.956	-j49.748	-j38.234	-j49.328
7	j30.96	j67.131	-j24.076	-j24.933	j25.782
8	-j89.286	j865.7	-j812.56	-j786.54	-j822.35
9	-j384.62	-j422.38	-j434.3	-j431.6	-j429.77
10	j217.39	-j130.21	-j129.59	-j131.21	-j130.13
11	j27.548	-j16.747	-j11.737	-j18.529	-j14.95
12	-j1000	-j913.46	-j926.56	-j963.57	-j933.91
13	-j232.56	-j233.26	-j233.4	-j233.71	-j233.42
14	-j1000	-j1000	-j1000	-j999.98	-j1000
15	-j99.01	-j165.1	-j135.52	-j130.92	-j141.34
16	-j232.56	-j231.75	-j231.59	-j231.37	-j231.59
17	-j46.083	j34.93	-j19.884	-j44.572	-j29.801
18	j57.803	-j32.478	-j60.581	-j60.388	-j59.567
19	-j51.282	-j51.282	-j51.282	-j51.282	-j51.282

(여기서,Optimal-Admittance는 위의 (1),(2),(3)을 종합하여 Least-square를 이용하여 구한 값이다.)

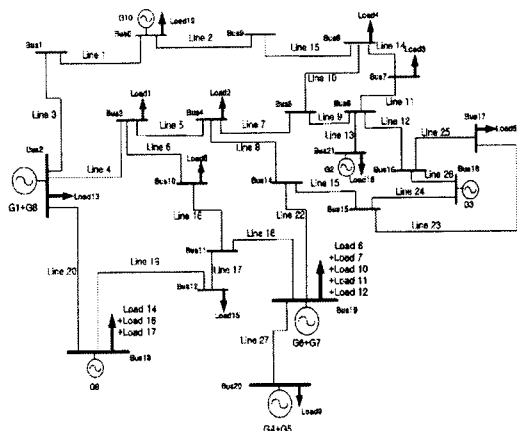
다음으로 Error Factor를 0.1으로 적용하였다. Zone은 송전혼잡에 의해서 발생되므로 전과 같고, Similar Index를 이용한 Similar Buses Group은 <표2.4>와 같고, 이것을 이용한 Reduced Network는 아래 <그림 2.5>와 같이 구성된다.

<표2.4> Similar Buses Group

Zone A Similar Buses Group	
Group 1	G 1,8

Zone B Similar Buses Group	
Group 1	G 4,5
Group 2	G 6,7
Group 3	Load 6,7,10,11,12
Group 4	Load 14,16,17



<그림 2.5> Reduced Network

Reduced Network의 Line Admittance는 앞에서 구한 과정과 같이 (1),(2),(3)으로 나누어 구해진다. 결과는 아래 표와 같다.

[참 고 문 헌]

<표2.5> Reduced Network Line Admittance

선로 번호	원래계통	Reduced-Network (1)	Reduced-Network (발전량과 부하량 20%증가) (2)	Reduced-Network (발전량과 부하량 20%감소) (3)	Optimal-Admittance
1	-j40	-j41.412	-j41.361	-j41.478	-j41.405
2	-j40	-j42.643	-j42.149	-j43.288	-j42.562
3	-j24.331	-j25.278	-j25.32	-j25.21	-j25.284
4	-j66.225	-j64.776	-j64.643	-j65.014	-j64.765
5	-j46.948	-j57.466	-j58.618	-j56.268	-j57.522
6	-j75.188	-j77.618	-j71.094	-j125.51	-j75.409
7	-j78.125	-j75.236	-j74.891	-j75.988	-j75.245
8	-j77.519	-j72.47	-j72.487	-j72.456	-j72.475
9	-j384.62	-j383.36	-j383.32	-j383.49	-j383.37
10	-j89.286	-j89.057	-j89.057	-j89.057	-j89.057
11	-j108.7	-j108.42	-j108.41	-j108.42	-j108.42
12	-j121.95	-j119.96	-j119.98	-j119.94	-j119.97
13	-j1000	-j1000	-j1000	-j1000	-j1000
14	-j217.39	-j216.86	-j216.82	-j216.93	-j216.86
15	-j27.548	-j28.717	-j28.622	-j28.794	-j28.705
16	-j121.95	-j137.42	-j137.44	-j137.39	-j137.42
17	-j57.803	-j33.63	-j32.418	-j35.532	-j33.81
18	-j112.36	-j118.92	-j119.7	-j117.66	-j119
19	-j68.027	-j69.631	-j69.861	-j69.25	-j69.657
20	-j30.96	-j35.644	-j32.46	-j44.665	-j35.259
21	-j99.01	-j101.07	-j101.37	-j100.55	-j101.09
22	-j46.083	-j22.468	-j13.391	-j28.566	-j22.661
23	-j1000	-j989.62	-j987.28	-j991.66	-j989.54
24	-j232.56	-j232.67	-j232.68	-j232.66	-j232.67
25	-j1000	-j995.58	-j1001.1	-j971.22	-j997.16
26	-j232.56	-j232.45	-j232.44	-j232.46	-j232.45
27	-j51.282	-j51.282	-j51.282	-j51.282	-j51.282

(여기서, Optimal-Admittance는 위의 (1),(2),(3)을 종합하여 Least-square를 이용하여 구한 값이다.)

감사의글

본 논문은 기초전력연구원 과제인 전력조류와 모선 별가격을 고려한 송전망 축약 알고리즘 및 프로그램 개발 (과제번호: R-2005-B-112)의 연구지원으로 수행되었음

3. 결 론

본 논문에서 사용된 Similarity Index의 기본 아이디어는 어떤 Zone 내부의 두 모선의 유효전력변화가 다른 Zone의 line-flow에 유사한 영향을 주면, 이 두 모선은 Zone에서의 물리적 특성이 비슷한 모선이므로 그룹으로 묶을 수 있다는 것이다.

또한 축약된 계통의 Line Admittance는 원래 계통의 Line-flow를 만족하게끔 바뀌게 되는데, 사례연구를 통해서 알아본 Optimal-Admittance 값은 원래 계통의 Line-Admittance와 거의 유사함을 확인하였다. 그러나 Error Factor의 값을 크게 잡을 경우 Error Factor 0.25 일때의 사례 연구에서와 같이 Line 8번의 Admittance값이 심하게 바뀌는 것을 확인하였다. 따라서 Reduced Network를 만들기 위해서는 Similarity Index를 어디까지 허용할 것인가, 즉 Error Factor를 잘 선택해야 되는 문제가 남아있다.