

한전계통의 동적 축약계통 구성에 관한 연구

장길수 윤용범 송석하 추진부  
한전 전력연구원

Development of KEPCO Dynamic Equivalent Systems

Gilsoo Jang Yong-Beum Yoon Seok-Ha Song Jin-Boo Choo  
Korea Electric Power Research Institute

**Abstract-** A procedure to develop dynamic equivalent systems of the KEPCO power system in the year 2010 was proposed, and 3 different equivalent systems in which the number of generators are 39, 30, and 19 were developed in this paper. The static and dynamic property of the reduced systems was verified by the comparison of time-domain simulation for the original system and the reduced systems.

1. 서 론

전력계통의 안정적이고 경제적인 운용을 위해 전력조류 계산, 과도안정도 및 정태안정도 등의 해석이 수행되고 있으며, 전력계통과 같은 대규모 비선형 계통에 대한 상세한 해석은 많은 계산시간과 노력을 필요로 하고 있다. 컴퓨터 H/W 및 S/W의 비약적인 발전으로 해석 대상 계통의 규모에 대한 제한이 완화되고 연산 소요시간도 줄어가고 있지만, 대규모 계통의 계속적이고 포괄적인 연산은 여전히 소모적인 일이 아닐 수 없다. 또한, 전력계통에서의 여러 현상에 대한 실시간 모의에 있어서 해석대상 계통의 규모는 실시간 시뮬레이터의 H/W에 의해 제한되고 있다. 따라서, 전력계통의 주요 동적/정적 특성이 반영되는 등가계통의 구성이 효율적인 전력계통 해석을 가능하게 하고, 실제계통의 실시간 연산을 위해서는 필수적으로 요구되고 있다.

등가계통의 구성은 'coherency'에 기초한 방법[1]의 개발을 기점으로 본격적인 논의가 시작되었으며, 그 후 해석적인 방법이 추가되어[2] 동적 등가계통 구성을 위한 체계가 정립되었고 계속된 연구[3]를 통해 보완되고 있다. EPRI의 지원에 의해 개발된 동적축약 프로그램 DYNRED (DYNamic REDuction)[4]는 현재 상용화되어 전력계통의 동적 등가계통 구성에 널리 사용되고 있다. 그러나, 한전계통에 대한 DYNRED를 이용한 동적 등가계통의 구성[5]에는 한전계통의 특수성으로 인한 제약이 존재하여 프로그램만으로는 동적 특성이 제대로 반영되지 않으며 이를 보완해줄 수 있는 추가적인 축약 과정을 필요로 하고 있다. 본 논문은 지역적으로 편중된 대단위 전원설비와 대규모 수요지, 고밀도화된 송전설비 등의 특징을 가지고 있는 한전계통에 대한 발전기간의 'coherency'와 지리적 위치 그리고, 발전 유형 및 제어계 형태 등이 고려된 동적 축약계통의 구성을 목적으로 하고 있다. 각 발전기 모선에 대한 축약을 통해 원 계통의 동특성을 보존하고 복합 발전설비 특성이 유지되도록 축약하여 기초 계통을 구성한 후 상용 프로그램 DYNRED를 이용한 각 발전기간의 'coherency' 파악, 파악된 coherency와 지리적 위치에 기초한 발전기 그룹핑, 제어계들의 특성을 고려한 발전기 그룹핑을 통해 원하는 축약계통을 구성하는 방법을 제시하였다.

2. 한전계통의 동적 축약

2.1 발전기 모선에서의 축약

본 논문에서는 2010년 한전계통에 대한 동적 축약계통

의 구성을 다루고 있으며, 해석 대상계통은 표 1과 같이 구성되어 있다.

표 1: 2010년 한전 계통

발전기	부하	모선	선로	총발전량
272기	848개	1199개	2572개	64922MW

해석 대상 계통을 구성하는 272개의 발전기에 대하여 발전기 제어계 형태를 고려한 그룹핑을 통해 각 발전소 모선에 대한 축약을 수행하여 17개 복합 발전소를 제외한 62기 규모로 축약하였다.

2.2 복합 발전소의 등가 축약

현재 한전 전체 발전설비의 30%에 해당하는 복합 발전소는 기력에 비해 작은 용량을 가진 다수의 가스터빈과 가스터빈에 의해 발전되고 남은 열량의 일부에 의해 구동되는 증기터빈으로 구성된다. 이러한 가스터빈과 증기터빈은 각각 다른 형태의 제어계를 사용하여 발전기의 등가 축약을 어렵게 하고 있다. 2010년 한전계통에서 운전되는 서울, 일산, 서인천 등 17개 복합 발전소에 대하여 본 논문에서는 다음 원칙을 바탕으로 등가 축약을 수행하였다.

- ① 가스터빈(들)과 증기터빈으로 구성된 복합 발전기에 대해서는 등가 가스터빈과 기존 증기터빈으로 구성된 2기 형태로 등가화한다.
- ② 가스터빈(들)과 증기터빈이 같은 형태의 발전기 대터틀 갖고, 동일 제어계를 갖는 경우 1기의 등가 발전기로 축약한다.
- ③ 1번으로 구성된 각 축에서의 등가 모델이 다른 축과 동일한 경우 추가적인 축약을 수행한다.
- ④ 상세한 모델링이 필요없는 경우 가스터빈의 특성만이 고려된 1기 모델로 축약한다.

이상의 알고리즘을 바탕으로 17개 복합 발전소에 대한 축약이 수행되었고, 그 축약 과정은 표 2에 나타내었으며 발전소를 구성하는 각 행은 가스터빈(GT) 한 대와 증기터빈(ST) 한 대로 등가화되고 3번째 열은 축약을 통한 발전기 개수의 변화를 나타내고 있다.

2.3 111기 한전 등가계통의 구성

발전기 모선에서의 축약을 통해 272기의 2010년 한전계통은 111기 규모의 계통으로 축약되며, 축약계통에 대한 개요는 표 3에 나타나있다. 구성된 계통은 원 계통의 40% 규모로 발전기 및 제어계 다이나믹 데이터가 축약된 동특성이 보존되는 축약계통으로서 한전계통의 정적/동적 시뮬레이션에 소요되는 시간과 노력을 줄일 수 있으며, 전력계통 현상의 각 해석 목적에 따른 실시간 모의를 위해 추가적으로 필요한 등가 축약을 수행하기 위한 기초계통으로서의 역할을 하게 된다. 이러한 기본계통에 대한 상세한 설명 및 과도안정도, 정태안정도 결과 등을 담은 별도의 논문이 제출된 예정이다.

표 2: 복합 발전소의 등가축약 결과

발전소	발전기 구성	발전기수 변화
서울	GT 2기 + ST 1기	3 => 2
일산	GT 4기 + ST 1기	8 => 4
	GT 2기 + ST 1기	
서인천	GT 4기 + ST 2기	28 => 6
	GT 4기 + ST 2기	
	GT 8기 + ST 8기	
경인	GT12기 + ST 4기	16 => 2
부천	GT 3기 + ST 1기	4 => 2
평택	GT 4기 + ST 1기	5 => 2
분당	GT 5기 + ST 1기	10 => 4
	GT 3기 + ST 1기	
안양	GT 4기 + ST 1기	5 => 2
보령	GT 4기 + ST 2기	12 => 4
	GT 4기 + ST 2기	
민자1	GT 2기 + ST 1기	3 => 2
민자2	GT 2기 + ST 1기	6 => 4
	GT 2기 + ST 1기	
현대	GT 2기 + ST 1기	3 => 2
민자3	GT 2기 + ST 1기	3 => 2
민자4	GT 2기 + ST 1기	3 => 2
대구민	GT 4기 + ST 2기	6 => 2
울산	GT 2기 + ST 1기	9 => 4
	GT 4기 + ST 2기	
부산	GT 8기 + ST 4기	12 => 2

표 3: 111기 규모 축약계통 개요

발전기	부하	모선	선로	총발전량
111기	718개	1036개	2413개	64922MW

### 3. 추가적인 계통 축약

#### 3.1 Two-time scale 법에 의한 축약

앞 절에서 구성된 기본계통을 바탕으로 해석 목적에 따라 추가적인 축약을 수행하기 위하여 각 발전기간의 'coherency'를 바탕으로한 그룹핑이 선행되어야 하며, 이러한 발전기 상호간의 'coherency'를 파악하기 위해 DYNRED 프로그램에서 제공되는 선형 시뮬레이션법[6], 약한 동적 링크법[7], two-time scale법[8] 중에서 특정 동적 현상에 국한되지 않는 등가 축약계통의 구성을 위하여 two-time scale법을 사용하였다. 이 방법은 서로 강하게 연결된 발전기들에 대해 약한 선로로 연결된 다른 서로 강하게 연결된 발전기 그룹들에 의해 발생하는 발전기 상호간의 저주파 진동에 기초한다. Two-time scale법에 의해 정의된 그룹의 수는 사용자에 의해 선택되는 저주파 모드의 수와 일치하며 이 방법은 계통상태 행렬의 고유치와 고유벡터 계산을 필요로 하기 때문에 현재는 발전기 800기 규모로 제한되어 있다. 각 'coherent group'에 대한 기준 발전기로는 가장 독립적인 고유벡터를 갖는 것이 선택되며 'coherent group'은 계산된 고유벡터 값으로 기준 발전기와 나머지 발전기들의 패턴을 비교함으로써 구성된다. Two-time scale법에 근거하여 2010년 한전계통의 area 1과 2에 대한 정적/동적 현상의 해석을 위한 등가 축약계통을 구하기 위해 30개의 발전기 그룹을 구성하여 발전기와 제어계의 축약을 수행하고, area 1과 2를 제외한 지역에 대해서는 네트워크 축약도 수행하였다.

#### 3.2 30기, 39기, 19기 축약계통의 구성

제어계를 가진 발전기는 상세 모델과 고전 모델 두 가지 형태로 축약이 가능하며, 관심지역에 큰 영향을 주는 발전기에 대해서는 상세 모델로 축약하며, 비교적 관심지역과 멀리 떨어진 소규모 발전기는 제어계가 생략된 고전 모델로 축약하여 다이나믹 데이터를 간소화 시켰

다. 관심 지역에 대한 영향을 고려하여 축약계통의 발전기 수는 정해지며 표 4에 나타난 2010년 한전계통의 30기, 39기, 19기 등가계통이 구성되었다.

표 4: 원 계통과 등가 계통의 구성 비교

구분	모선 수	선로 수	부하 수
30기 축약 계통	444	904	323
39기 축약 계통	478	946	346
19기 축약 계통	418	813	308

구성된 축약계통의 특성을 검증하기 위하여 각 축약계통과 원 계통에 대한 다양한 동작점에서의 전력조류계산을 통한 정적 특성의 검증과 관심지역에서의 상정 사고에 대한 계통의 동특성 시뮬레이션을 이용한 동적 특성 검증이 수행되었다.

#### 3.3 축약계통의 정적 특성 비교 및 검증

축약계통의 정적 특성을 검증하기 위하여 원 계통과 3개의 축약계통에 대해 전력조류계산을 수행하였으며, 모선 1400번 (양주), 1500번 (의정부), 2400번 (영서), 2500번 (동서울), 7020번 (신김천)에 대한 모선 전압의 크기와 위상각을 비교하여 표 5에 나타내었다. 3개의 축약계통에서의 계산 결과가 원 계통에서의 전력조류계산 결과와 유사함을 확인할 수 있고 19기 축약 계통에서의 결과는 30기와 39기 축약 계통의 결과에 비해서는 그 정확도가 떨어지지만 원 계통과 0.4% 정도의 오차밖에 가지지 않는 것을 알 수 있다.

표 5: 전력조류계산 결과 (전압)

모선 번호	전압 (pu / degree)			
	원 계통	30기 축약 계통	39기 축약 계통	19기 축약 계통
1400	1.029∠-31.29	1.029∠-31.34	1.028∠-31.33	1.026∠-32.12
1500	1.025∠-29.83	1.025∠-29.87	1.025∠-29.86	1.021∠-30.60
2400	1.023∠-29.36	1.023∠-29.36	1.023∠-29.39	1.022∠-30.25
2500	0.980∠-26.25	0.980∠-26.29	0.980∠-26.28	0.977∠-27.02
7020	1.046∠-6.92	1.046∠-6.96	1.045∠-6.95	1.042∠-7.54

전력계통에 선로의 제거와 같은 변화를 주어 동작점을 변화시킨 후 각 등가 축약 계통과 원 계통의 정적인 특성을 비교하였다. 모선 7020 (신김천) 과 모선 9010 (고리) 사이의 765 kV 선로를 제거할 경우 초기 동작점은 변하게 되며 새로 찾은 동작점에서 전력조류계산을 수행하여 그 결과를 다음의 표 6에 나타내었고 원 계통과의 오차를 살펴보면 30기의 경우 0.07% 정도로 원 계통과 거의 유사함을 알 수 있다.

표 6: 전력조류계산결과 (전력)

선로	유효 전력(MW)/무효전력(MVAR)			
	원 계통	30기 축약 계통	39기 축약 계통	19기 축약 계통
1400-1800	255 / -140	255 / -140	255 / -140	256 / -143
1500-1900	188 / 15	188 / 15	188 / 15	189 / 14
2400-3600	-621 / 31	-621 / 32	-621 / 32	-622 / 22
2400-3800	181 / -425	182 / -426	182 / -425	173 / -423
2500-4700	-280 / 111	-280 / 111	-280 / 111	-250 / 111
4010-1020	756 / -351	755 / -352	755 / -351	700 / -344

이번 시험에서는 154 kV 모선인 1680번 (신당)과 4490번 (평택)의 유효전력을 증가시키면서 각 축약 계통에서 1500번 모선에서의 전압 값을 계산하였다. 그림 1은 모선 1680번의 유효전력을 기본 값인 150 MW에서 50 MW씩 순차적으로 증가시키면서 구한 전압 값을 나타낸다. 그림에 있는 대로 원 계통의 PV 곡선 형태를 각 축약 계통이 잘 추종하다가 임계점 주위에서 오차를 가짐을 알 수 있으며, 30기와 39기 축약 계통의 추종 정도가 19기에 비해 좋음을 확인할 수 있다.

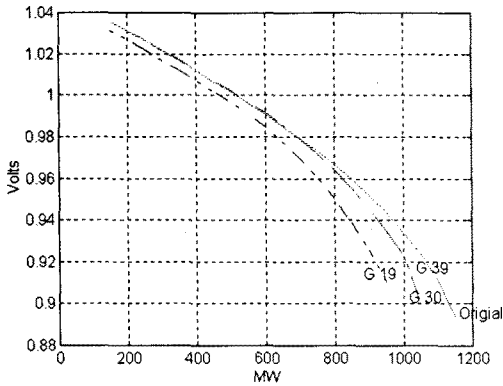


그림 1: 모선 1680번의 PV 곡선

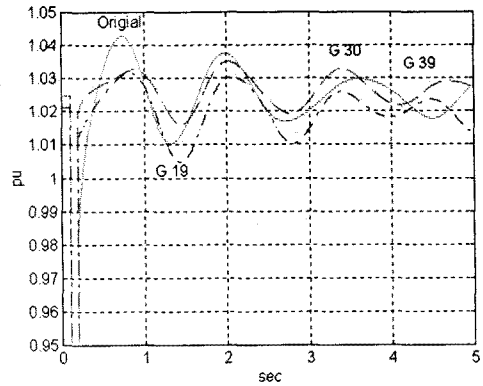


그림 2: 모선 1500번 전압 크기

### 3.4 축약계통의 동적 특성 비교 및 검증

축약 계통의 동적 특성을 비교 검증하기 위해서 상정 사고에 대한 각 계통의 응답을 시뮬레이션하였다. 사용된 상정 사고는 area 1에 있는 모선 1500번(의정부)에서 0.1초 시점에 발생한 삼상 사고이며 0.1초 동안 지속된 후 0.2초가 될 때 해소되었다. 이 사고에 대한 각 계통의 동적 응답이 5초간 시뮬레이션 되었으며, 그림 2는 모선 1500번에서의 전압의 크기를 5초 동안 시뮬레이션 한 것으로서 외란이 제거된 직후 원 계통과 비교적 큰 차이를 보이며, 그 후의 원 계통의 전압 스윙을 잘 추종하는 형태를 보인다. 등가 축약 계통이 외란 직후 전압의 스윙을 제대로 나타내지 못하는 원 계통에 비해 강인한 계통으로 등가되었다는 것을 확인할 수 있으며, 이러한 점은 제어기의 적절한 모델링을 통해 개선될 수 있다. 그림 3을 통해 원 계통의 유효전력을 각 등가 계통이 고장 제거 직후에는 잘 추종하지 못하며, 그 후에는 등가 계통에 따라 추종 정도가 다르게 나타나고 있음을 알 수 있다. 차과도시점(subtransient period)에서의 원 계통 특성을 반영하기 위해서는 더욱 정교한 제어계 모델링을 필요로 하며 각 축약 기준모선과 원 모선의 특성(전압, 전류 등) 차이를 축약 모선에 연결된 제어계의 튜닝을 통한 개선이 필요하다.

## 4. 결 론

본 논문에서는 한전계통의 특성을 고려한 동적 축약계통 구성 방법을 제시하였으며 2010년 한전계통에 대해 111기 규모의 기본계통과 30기, 39기, 19기 규모의 등가 축약계통을 구성하였다. 원 계통과의 시간 영역 시뮬레이션을 통하여 구성된 동적 축약계통이 원 계통의 정적/동적 특성이 잘 반영하고 있음을 보였다. 그리고, 원 계통의 특성이 대부분 보존되는 111기 계통은 전력계통의 안정도 계산을 위한 한국형 벤치마크 계통으로 개발될 예정이다.

보다 다양한 계통 현상이 정확하게 반영되는 동적 축약계통의 구성은 각 발전기 모선에서 얼마나 정확하게 모선에 연결된 발전기들의 특성이 반영되도록 축약하는지에 달려 있으며 이를 위하여 각 모선에서 등가로 표현되는 발전기 및 제어계 정수의 튜닝을 이용한 등가화 계통의 정제를 위한 연구가 요구된다.

### [참 고 문 헌]

[1] A. J. Germond and R. Podmore, "Dynamic Aggregation of Generating Unit Models," IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-97, No. 4, pp. 1060-1069, July/August 1978.

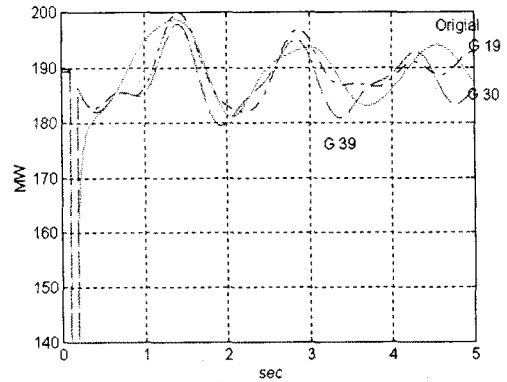


그림 3: 모선 1500 - 1900 선로의 유효 전력

[2] J. Zaborsky, K. W. Whang, G. M. Huang, L. J. Chiang, and S. Y. Lin, "A Clustered Dynamical Model for a Class of Linear Autonomous Systems Using Simple Enumerative Sorting," IEEE Trans. on Circuits and Systems, Vol. CAS-29, No. 11, pp. 747-757, November 1982.

[3] A.J. Germond and R. Podmore, "Dynamic Aggregation of Generating Unit Models", IEEE Trans. Vol. PAS-97, pp. 1060-1069, July/August, 1978.

[4] Dynamic Reduction: User's Manual, EPRI, May, 1994.

[5] 한전 전력연구원, "2010년 한전계통의 동적축약에 의한 시뮬레이터 규모 확정", TM.96EJ25.P1999.63, 1999년 2월.

[6] R. Podmore, "Identification of Coherent Generators for Dynamic Equivalents", IEEE Trans., Vol.PAS-97, pp. 1344-1354, July/August, 1978.

[7] R. Nath, S.S. Lamba, K.S. Prakasa Rao, "Coherency Based System Decomposition into Study and External Areas Using Weak Coupling", IEEE Trans., Vol. PAS-104, pp. 1443-1449, June, 1985.

[8] J.R. Winkelman, J. Chow, B.C. Bowler, B. Avramovic, and P.V. Kokotovic, "An Analysis of Interarea Dynamics of Multi-Machine Systems", IEEE Trans., Vol. PAS-100, pp. 754-763, February, 1981.

[9] W.W. Price, A.W. Hargrave, B.J. Hurysz, J.H. Chow, P.M. Hirsch, "Large-scale System Testing of a Power System Dynamic Equivalencing Program", IEEE Trans., Vol. 13, No. 3, pp. 768-774, August 1998.