

HVDC 송전망이 대형발전단지의 과도안정도에 미치는 영향 분석

Analysis of Effect of HVDC Transmission System on the Transient Stability

전혁모* · 전영환*
(Hyeok-Mo Jeon · Yeong-Han Chun)

Abstract - The characteristics of Korean power systems are large capacity of generation sites and concentrated load in Seoul metropolitan area. According to the national generation facility plan, more generation facilities are needed to be constructed as the electrical demands are forecasted to increase. Moreover, the size of generation sites are expected to increase, too. Therefore transient stability problems become worse and worse. Recently, the necessity of HVDC has been raised to overcome the difficulty of constructing HVAC transmission lines. This paper shows the analysis of transient stability when HVDC transmission system is added to the power system consisting of large generation sites.

Key Words : Transient stability, Commutation failure, HVDC, DC/AC transmission lines, Nuclear power plant

1. 서론

우리나라 발전소는 지리적, 경제적인 이유로 대형 발전단지 위주로 건설이 되고, 수요지에서 멀리 떨어진 곳에 편중되어 있다. 따라서 우리나라의 송전망은 해안가에 위치한 대형 발전단지로부터 우리나라 전체 전력 소비의 40% 이상을 점하고 있는 수도권으로 전력을 수송하기 위한 초고압 송전망 형태로 발전되어 왔다. 이러한 특성으로 인해 우리나라 계통은 대단위 발전단지 인출선에서 고장이 발생하는 경우 과도불안정 현상을 보이고 있으며, 과도불안정 현상의 파급을 방지하기 위해 고장파급방지장치(SPS, special protection system)를 운영하고 있다. 고장파급방지장치는 과도불안정 현상이 발생하는 경우, 발전기 일부를 탈락시켜 나머지 발전기들을 안정화시킴으로써 계통을 안정화시키는 장치이다. 이 때 탈락시킬 수 있는 발전기량은 예비력, 계통정수 등 여러 가지 변수에 따라 결정이 되며, 송전망 등 계통의 여건 변화에도 크게 영향을 받는다.

우리나라 전력수요는 앞으로 계속 증가할 것으로 예측되며, 제6차 전력수급 기본계획에서 2027년 기준수요가 126GW까지 증가할 것으로 예측하고 있다. 수요의 증가와 함께 발전소와 송전망의 증설은 불가피한 실정이지만 초고압 송전망 건설은 국민의 수용성이 낮다는 문제를 내포하고 있다. 이러한 배경으로 DC 500kV 레벨에서 지중화가 가능한 HVDC(High Voltage Direct Current) 송전망을 도입하는 경우, HVDC의 영향을 면밀히 살펴

볼 필요가 있다. HVDC 시스템은 변환설비에 의한 빠른 조류제어 특성을 가지고 있으므로 제어가 가능한 범위 내에서는 계통의 안정성을 높일 수 있으며, 장거리 송전의 경우에는 AC 송전과 비교하여 경제적이다는 큰 장점이 있다[1]. 하지만 설비 자체가 많은 소자들로 구성이 되기 때문에 자체적으로 고장률이 높다는 한계 동시에 가지고 있을 뿐 아니라[2], 전류실패(commutation failure) 특성에 의해 조류가 완전히 차단되는 시간대가 존재하는 점 등이 단점으로 거론되고 있다. 이에 대해 다기의 HVDC를 운영하고 있는 북미나 중국에서 HVDC가 연계된 AC 계통에 대한 안전도 연구가 다수 진행되었다[3-5].

본 논문에서는 과도안정도가 문제가 되는 계통에서 HVDC가 기존의 AC 선로를 대체하는 경우, AC/DC 송전망의 특성과 과도안정도에 대해서 미치는 영향을 분석하였다. 분석을 위해 대형 발전단지로부터 부하 중심지로 전력을 수송하기 위한 3가지 선로 연계 방안을 가정한다. 시나리오 1은 765kV AC 선로 2루트로 연계하는 방안이다. 시나리오 2는 시나리오 1의 765kV 선로 1루트를 HVDC 선로로 대체하여 765kV 선로 1루트 HVDC 1루트로 연계하는 방안이다. 마지막으로 시나리오 3은 시나리오 1의 765kV 선로 2루트를 모두 HVDC 선로로 연계하는 방안이다. 세 시나리오를 비교함으로써, 기존 AC계통에 HVDC 선로가 도입됨에 따라 계통에 미치는 영향에 대해 과도안정도 측면에서 검토하였다.

2. 계통의 구성

2.1 우리나라 계통 특성

우리나라 계통은 2013년 기준 발전설비용량이 약 90GW, 최대 전력 기준 부하량이 약 80GW인 계통이다. 제6차 전력수급 기본 계획에 의거하면 2017년 발전설비용량이 약 158GW, 최대전력

* Corresponding Author : Dept. of Electrical and Electronic Engineering, Hong Ik University, Korea

E-mail : yhchun@hongik.ac.kr

* Dept. of Electrical and Electronic Engineering, Hong Ik University, Korea

Received : November 25, 2015; Accepted : December 23, 2015

기준 부하량이 약 126GW인 계통이 될 것으로 예상된다.

표 2에서 확인할 수 있듯이, 수도권에 발전원은 용통전력량을 통한 전원구성을 제외하고 발전설비용량으로 봤을 때 전국 발전설비용량의 약 20~25%를 차지하는 것을 알 수 있다. 또한 표 3에서 확인할 수 있듯이 전국 부하의 35~40%가 수도권에 위치함에 따라 수도권은 부하대비 발전설비율이 매우 떨어진다고 할 수 있다. 이에 우리나라 전력계통은 4개의 345kV 선로와 2개의 765kV 선로를 이용하여 수도권으로 전력을 유통하고 있는 실정이다. 이 중 4개의 345kV 선로와 1개의 765kV 선로는 서해안의 화력 발전단지의 전력을 수송하며, 1개의 765kV 선로는 동해안의 발전단지의 전력을 수송하고 있다[6].

이러한 우리나라 계통 특성에 의해 여러 문제가 발생하고 있으며, 해당 선로가 계통에 미치는 영향이 크다고 할 수 있다. 이에 계통사업자는 고장과급방지방지를 운영하는 등의 보완책을 가지고 있다.

표 1 6차 수급계획의 전국 전원구성 전망 [MW, %]

Table 1 The prospects about Korean power generation configuration

구분	원자력	유연탄	무연탄	LNG	석유	양수	신재생	집단	계	
2013	정격 용량	23,116	23,409	1,125	23,574	4,890	4,700	5,142	4,406	90,362
	피크 기여도	25.6	25.9	1.2	26.1	5.4	5.2	5.7	4.9	100
2027	정격 용량	23,116	23,409	1,125	23,574	4,780	4,700	1,595	3,306	85,605
	피크 기여도	27.0	27.3	1.3	27.5	5.6	5.5	1.9	3.9	100

표 2 6차 수급계획의 수도권 전원구성 전망 [MW, %]

Table 2 The prospects about metropolitan area power generation configuration

구분	유연탄	무연탄	LNG	석유	양수	신재생	집단	용통 전력	계	
2013	정격 용량	3,340	-	13,565	1,400	400	857	2,711	14,919	37,192
	피크 기여도	9.0	-	36.5	3.8	1.1	2.3	7.3	40.1	100
2027	정격 용량	3,340	-	13,565	1,400	400	195	2,157	14,919	35,976
	피크 기여도	9.3	-	37.7	3.9	1.1	0.5	6.0	41.5	100

표 3 전력수요 전망

Table 3 The prospects about electrical demands

연도	전국 전력소비량 (GWh)	전국 최대전력 (MW)		수도권 전력소비량 (GWh)	수도권 최대전력 (MW)		최대 전력시 전국 부하대 비율
		하 계	동 계		하 계	동 계	
2013	485,428	78,998	80,374	173,025	30,377	31,808	39.6
2027	771,007	126,740	121,684	244,984	41,736	43,396	35.7

그럼에도 불구하고, 해마다 증가하는 전력 수요를 충족시키기 위해서는 추가의 발전소 건설이 불가피하며, 우리나라의 지리적, 사회적, 경제적 특성상 부하 밀집지역에서 떨어진 지역에 대형 발전단지의 건설이 필요하다. 이에 따라 화력 및 원자력 발전단지의 계획되어 있다. 표 4는 본 논문의 검토 대상인 대형 발전단지의 구성을 나타낸다. 기존에 화력 및 원자력 발전단지가 위치하고 있는 지역에 대형 발전단지가 신규로 건설된다고 가정하였다. 원자력 발전단지는 1,400[MW] 용량의 원자력 발전기 4기로 구성된 원자력 발전단지 #1, #2 이다.

표 4 대형 발전단지의 구성

Table 4 Configuration of large generation sites

구 분	설비용량 [MW]	비 고
원자력 발전단지	6,000 (6기)	기 존
화력 발전단지	3,200 (4기)	
원자력 발전단지	11,200 (8기)	신 규
화력 발전단지	6,000 (6기)	
합 계	26,400 [MW]	

2.2 대형 발전단지 건설에 따른 송전선로 연계방안 제시

기존의 대형 발전단지에서 부하 중심지로 전력을 수송하기 위해 765kV 선로 1개가 용통선로로 위치하고 있다. 대형 발전단지가 추가로 건설됨에 따라 새로운 용통선로가 필요하다. 따라서 본 논문에서는 원자력 발전단지 #1을 연계하기 위하여 중간에 모선 분기된 765kV 선로 2회선과 원자력 발전단지 #2를 연계하기 위한 765kV 선로 2회선이 추가로 건설된다고 가정하였다. AC 망의 연계는 아래 표 5의 발전소 접속설비 구성기준에 의거하여 원자력 발전단지의 설비용량이 5,600MW로 3,000MW를 초과하기 때문에 765kV 선로로 선정하였다.

표 5 발전소 접속설비 구성 기준

Table 5 The standards for facility connecting power plants

송전설비(kV)	접속용량	신설기준
765kV T/L	3,000 MW 초과	대규모 전력용동이 필요하고 345kV T/L보다 유리한 경우
345kV T/L	500 MW 초과 3,000 MW 이하	154kV T/L로 전력용동이 불가능 하거나 향후 전력 수요가 예상될 경우
154kV T/L	500 MW 이하	기설 선로가 발전설비 및 전력 수요 증가로 적정 수준을 유지할 수 없는 경우

본 논문의 목적인 HVDC가 도입됨에 따라 AC 계통의 과도안정도에 미치는 영향을 분석하기 위하여, AC 송전선로 뿐만이 아니라 HVDC를 적용한 시나리오를 구성하였다. 특히 765kV 선로에 대한 사회적 수용성이 떨어짐에 따라 해당 선로를 HVDC로

대체하여 건설하는 경우에 대하여 시나리오를 제시하였다.

시나리오 1은 원자력 발전단지를 765kV 선로 2루트로 연계하는 방안이다. 시나리오 2는 시나리오 1의 원자력 발전단지 #1을 연계하는 765kV 선로를 HVDC로 대체하고, 원자력 발전단지 #2는 765kV 선로로 연계하는 방안이다. 시나리오 3은 시나리오 1의 두 원자력 발전단지를 연계하는 765kV 선로 2루트를 HVDC 2루트로 대체하는 방안이다. 아래의 그림 1-3은 시나리오 별 계통도를 나타낸다.

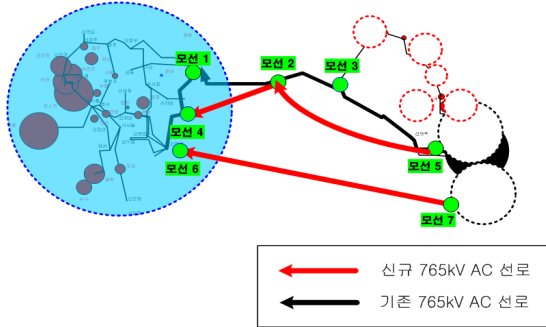


그림 1 시나리오 1의 계통도

Fig. 1 Power system of scenario 1

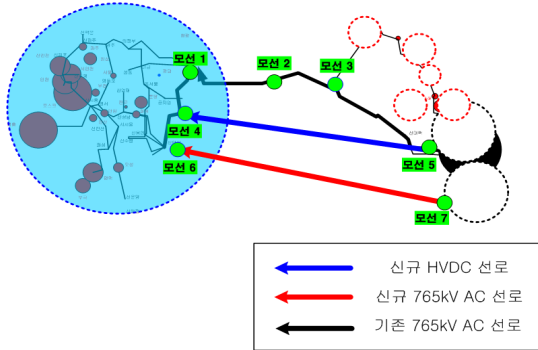


그림 2 시나리오 1의 계통도

Fig. 2 Power system of scenario 2

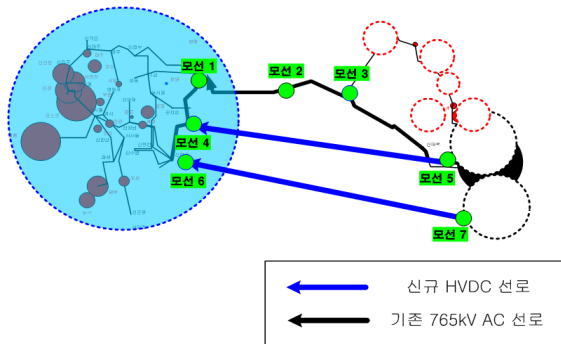


그림 3 시나리오 1의 계통도

Fig. 3 Power system of scenario 3

2.3 HVDC 선로 연계 용량 선정

앞서 제시된 세 가지 시나리오 중 HVDC 선로가 반영된 시나리오 2, 3은 HVDC의 연계 용량을 산정하는 것이 필요하다. 본 논문에서는 시나리오 1에서 제시한 765kV 선로의 송전량을 분석하여 해당 용량에 맞게 HVDC 용량을 산정하였다. 표 6은 시나리오 1과 같이 두 원자력 발전단지를 연계한 765kV 선로의 송전량을 나타낸다. 표 6에서 확인할 수 선로의 송전량이 각각 5.4GW, 6.2GW 인 것을 알 수 있다. 따라서 본 연구에서는 765kV 선로를 대체한 HVDC의 용량을 6GW로 선정하였고, 현재 기술을 고려하여 전류형 HVDC로 가정하였다.

표 6 시나리오 1의 765kV 선로의 송전량

Table 6 Power flow of 765kV lines in scenario 1

시나리오	송전설비	발전설비	송전량 [MW]	이용율 [%]
시나리오 1	765kV AC 선로 2회선	원자력 발전단지 #1	5469.6	37.2
		원자력 발전단지 #2	6249.6	42.5

HVDC는 double bipolar 시스템으로 각 극은 1.5GW를 송전한다. HVDC 컨버터는 정상상태일 때 유효전력 전송량의 50~60%의 무효전력을 소모한다. 따라서 HVDC 양 단에는 3,600[MVar]의 분포 콘덴서와 1,000[MVar]의 FACTS 설비가 설치를 가정하였다.

3. 과도안정도 해석

대형 발전단지 인출선에서 고장 시 과도불안정 현상의 과급을 방지하기 위해 고장과급방지장치가 설치되어 있는 우리나라 계통 특성 상 HVDC 시스템의 기술적 수용성 분석은 매우 중요하다. 특히 HVDC 시스템은 많은 소자로 구성되어 있어 자체적으로 고장률이 높을 뿐만 아니라 AC 사고 발생 시 급격한 AC 전압 강하로 인해 HVDC에 전류실패가 발생하여 블록 될 위험이 있기 때문에 기술적 수용성 분석은 더욱 중요하다.

시나리오 1은 두 원자력 발전단지를 765kV 선로로 연계한 방안으로서 시나리오 2, 3에 대한 베이스 케이스이다. 시나리오 1의 765kV 선로를 시나리오 2, 3에서 각각 1루트, 2루트의 HVDC로 대체함으로써 HVDC가 도입됨에 따라 계통 과도안정도에 미치는 영향을 비교 분석하였다.

과도안정도 해석을 위한 모의실험은 각 시나리오의 주요 모션에서 0.5초에 3상 단락 사고가 발생하여 5cycle 후(0.583초)에 사고를 제거함과 동시에 765kV 선로 또는 HVDC 선로를 탈락시키고, 발전단지의 주요 발전기 위상을 검토하여 계통이 불안정해지면 4cycle 후(0.65초)에 고장과급방지장치가 동작하여 1,400MW 용량의 원자력 발전기를 탈락시키는 순서로 진행하였다. 과도안정도 해석을 위해 전 세계적으로 사용되는 Siemens PTI사의 PSS/E 툴을 사용하였다.

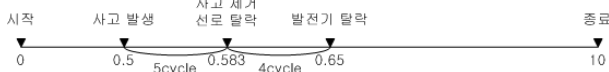


그림 4 과도안정도 해석 진행 순서
 Fig. 4 Simulation sequence for transient stability analysis

3.1 시나리오 1

그림 5-10은 HVDC 선로가 포함되지 않고 AC 선로로만 연계

한 시나리오 1의 각 모선에서 3상 단락 사고가 발생하여 765kV 선로 2회선이 탈락했을 때 대형 발전단지에 있는 주요 발전기의 위상을 나타낸다. 대형 발전단지는 지리적 근접성으로 인하여 전기적으로 동일한 반응을 보이는 것을 알 수 있다. 모선6-모선7 765kV 선로 2회선이 탈락하는 경우를 제외하고는 765kV 선로 2회선이 탈락하여도 발전기 탈락 없이 계통이 안정화 되었다. 이는 AC 선로 탈락 시 다른 선로가 우회 전력전송을 가능하게 해주기 때문에 발전기 탈락 없이 계통이 안정화되는 것으로 확인하였다.

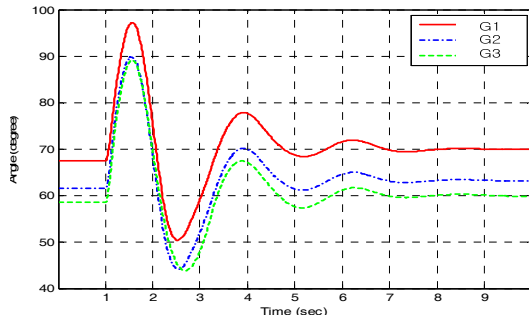


그림 5 모선1-모선2 765kV 2회선 탈락 시 발전기 위상
 Fig. 5 Phase angle of generators in a situation in which bus1-bus2 765kV double circuit lines tripped.

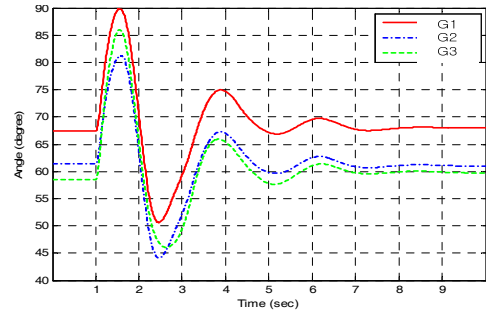


그림 8 모선2-모선4 765kV 2회선 탈락 시 발전기 위상
 Fig. 8 Phase angle of generators in a situation in which bus2-bus4 765kV double circuit lines tripped.

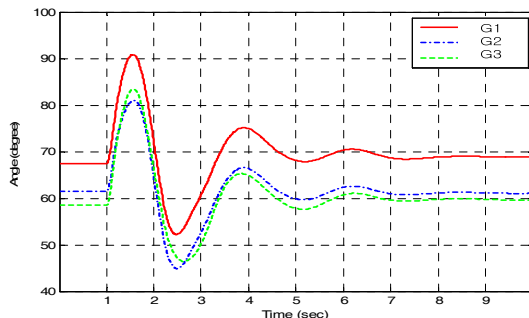


그림 6 모선2-모선3 765kV 2회선 탈락 시 발전기 위상
 Fig. 6 Phase angle of generators in a situation in which bus2-bus3 765kV double circuit lines tripped.

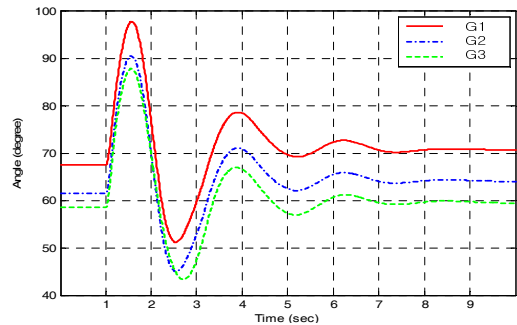


그림 9 모선2-모선5 765kV 2회선 탈락 시 발전기 위상
 Fig. 9 Phase angle of generators in a situation in which bus2-bus5 765kV double circuit lines tripped.

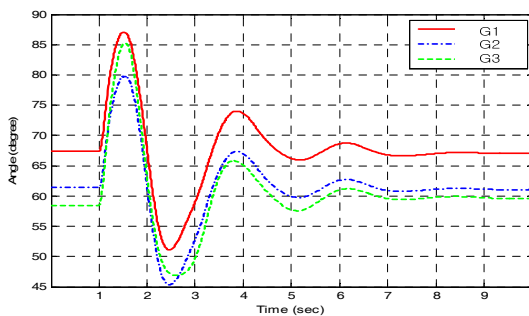


그림 7 모선3-모선5 765kV 2회선 탈락 시 발전기 위상
 Fig. 7 Phase angle of generators in a situation in which bus3-bus5 765kV double circuit lines tripped.

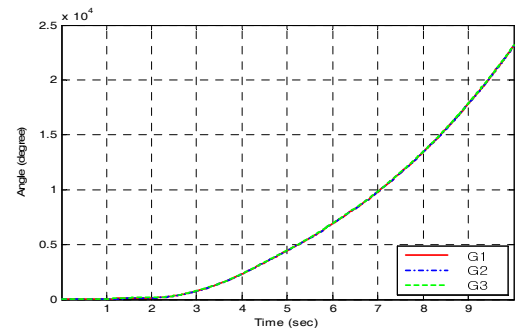


그림 10 모선6-모선7 765kV 2회선 탈락 시 발전기 위상
 Fig. 10 Phase angle of generators in a situation in which bus6-bus7 765kV double circuit lines tripped.

그림 11에서 확인할 수 있듯이 모선6-모선7 765kV 선로 2회선이 탈락 시에는 원자력 발전기 1기(1,400MW) 탈락 시에 계통이 안정화 되었다. 이는 해당 송전선로로 흐르던 전력을 우회 송전해 줄 수 있는 AC 망의 보강이 가정되지 않았기 때문에 계통의 안정화를 위해서 발전기 탈락이 필요한 것으로 판단된다.

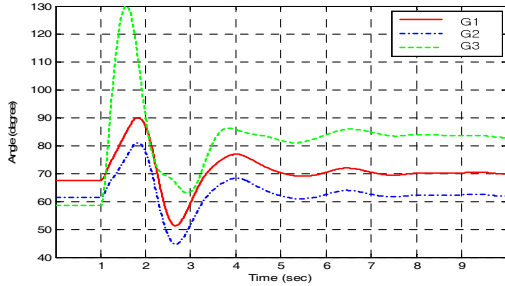


그림 11 모선6-모선7 765kV 2회선 탈락 시 발전기 위상 (발전기 1기 탈락)

Fig. 11 Phase angle of generators in a situation in which bus6-bus7 765kV double circuit lines tripped.(after tripping 1 generator)

3.2 시나리오 2

그림 12-16은 시나리오 1의 765kV 선로 1루트를 HVDC 선로

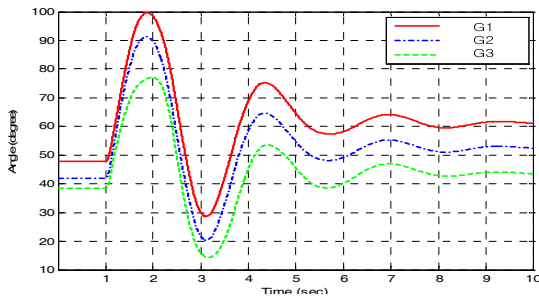


그림 12 모선1-모선2 765kV 2회선 탈락 시 발전기 위상

Fig. 12 Phase angle of generators in a situation in which bus1-bus2 765kV double circuit lines tripped.

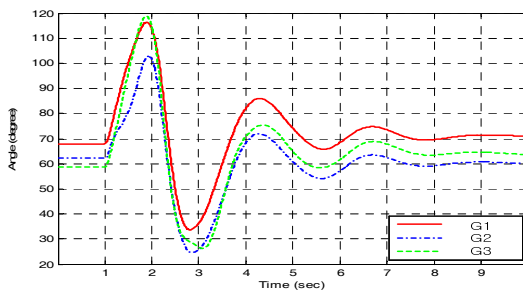


그림 13 모선2-모선3 765kV 2회선 탈락 시 발전기 위상

Fig. 13 Phase angle of generators in a situation in which bus2-bus3 765kV double circuit lines tripped.

1루트로 대체한 시나리오 2의 각 모선에서 3상 단락 사고가 발생하여 765kV 선로 2회선 또는 HVDC 선로가 탈락했을 때 대형 발전단지에 있는 주요 발전기 위상을 나타낸다. 시나리오 1의 결과와 동일하게 모선6-모선7 765kV 선로 2회선이 탈락하는 경우를 제외하고는 765kV 선로 2회선 및 HVDC 선로가 탈락하여도 발전기 탈락 없이 계통이 안정화되는 것을 알 수 있다. 이는 해당 AC 선로 및 HVDC 선로 탈락 시 다른 선로로 우회 송전이

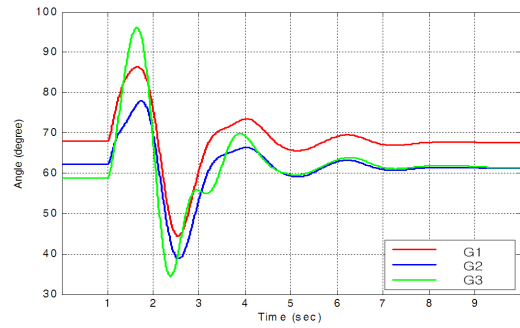


그림 14 모선3-모선4 765kV 2회선 탈락 시 발전기 위상

Fig. 14 Phase angle of generators in a situation in which bus3-bus4 765kV double circuit lines tripped.

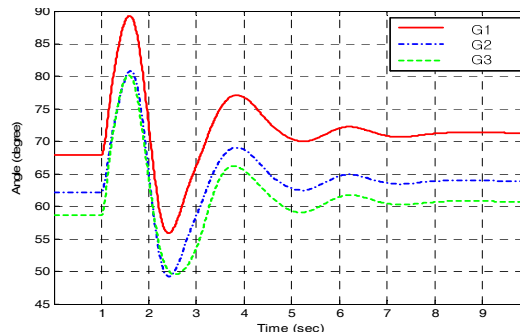


그림 15 모선4-모선5 HVDC 탈락 시 발전기 위상

Fig. 15 Phase angle of generators in a situation in which bus4-bus5 HVDC tripped.

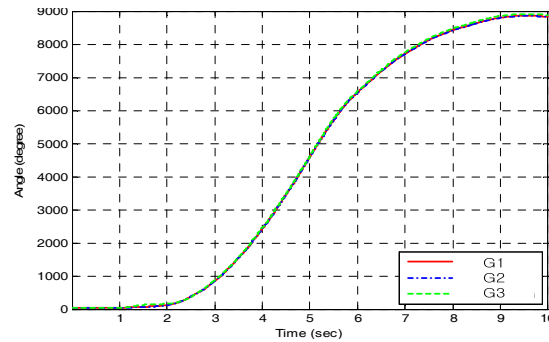


그림 16 모선6-모선7 765kV 2회선 탈락 시 발전기 위상

Fig. 16 Phase angle of generators in a situation in which bus6-bus7 765kV double circuit lines tripped.

가능하기 때문에 발전기 탈락 없이 계통이 안정화되는 것을 확인하였다.

그림 17에서 확인할 수 있듯이 모선6-모선7 765kV 선로 2회선이 탈락 시 시나리오 1과 동일하게 원자력 발전기 1기(1,400MW)가 탈락되었을 때 계통이 안정화 되었다. 이는 시나리오 1과 마찬가지로 해당 송전선로로 흐르던 전력을 우회 송전해 줄 수 있는 AC 망의 보강이 가정되지 않았고, 또한 HVDC는 정격 이상의 전력을 송전할 수 없기 때문에 계통의 안정화를 위해서 발전기 탈락이 필요한 것으로 판단된다.

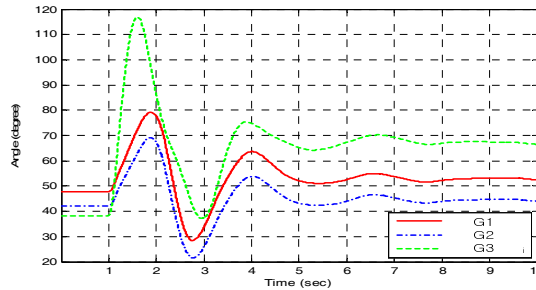


그림 17 모선6-모선7 765kV 2회선 탈락 시 발전기 위상(발전기 1기 탈락)

Fig. 17 Phase angle of generators in a situation in which bus6-bus7 765kV double circuit lines tripped.(after tripping 1 generator)

3.3 시나리오 3

그림 18-22는 시나리오 1의 765kV 선로 2루트를 HVDC 선로 2루트로 대체한 시나리오 3의 각 모선에서 3상 단락 사고가 발생하여 765kV 선로 2회선 또는 HVDC 선로가 탈락했을 때 대형 발전단지에서 있는 주요 발전기 위상을 나타낸다. HVDC 선로 또는 모선3-모선5 765kV 선로 2회선 탈락 시에는 별도의 발전기 탈락 없이 계통이 안정화되는 것을 알 수 있다. 이는 해당 선로 탈락 시 다른 선로가 우회 전력전송을 가능하게 해주기 때문인 것으로 확인하였다. 하지만 모선1-모선2 765kV 선로 2회선과 모선2-모선3 765kV 선로 2회선이 탈락하는 경우 계통이 불안정하게 되었다.

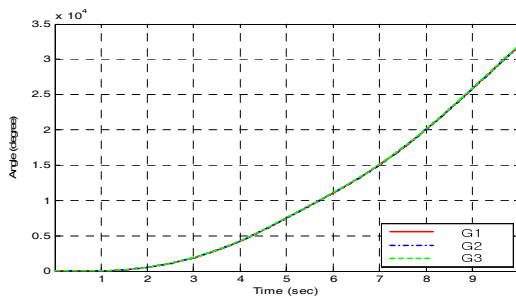


그림 18 모선1-모선2 765kV 2회선 탈락 시 발전기 위상
Fig. 18 Phase angle of generators in a situation in which bus1-bus2 765kV double circuit lines tripped.

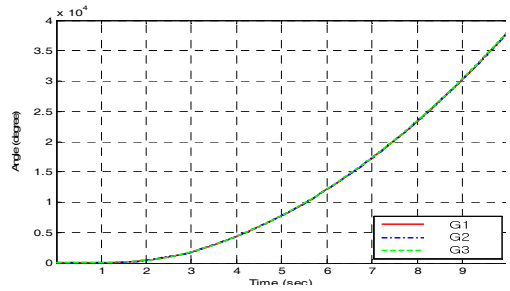


그림 19 모선2-모선3 765kV 2회선 탈락 시 발전기 위상
Fig. 19 Phase angle of generators in a situation in which bus2-bus3 765kV double circuit lines tripped.

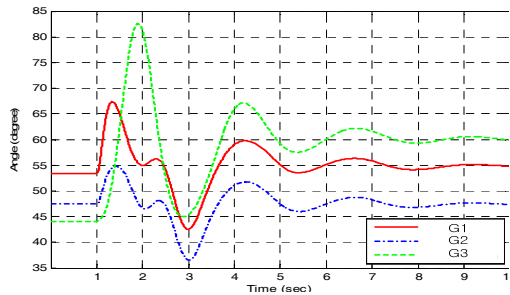


그림 20 모선3-모선5 765kV 2회선 탈락 시 발전기 위상
Fig. 20 Phase angle of generators in a situation in which bus3-bus5 765kV double circuit lines tripped.

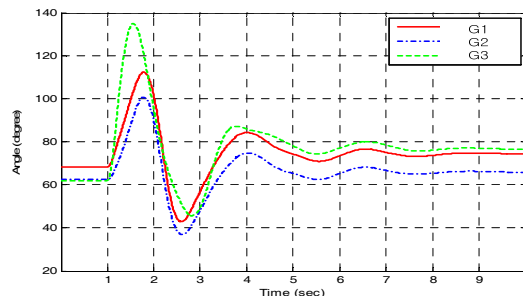


그림 21 모선4-모선5 HVDC 탈락 시 발전기 위상
Fig. 21 Phase angle of generators in a situation in which bus4-bus5 HVDC tripped.

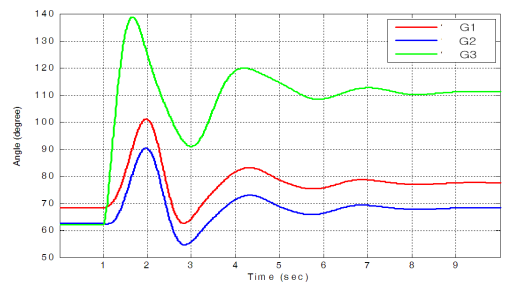


그림 22 모선6-모선7 HVDC 탈락 시 발전기 위상
Fig. 22 Phase angle of generators in a situation in which bus6-bus7 HVDC tripped.

그림 23은 모선1-모선2 765kV 선로 2회선 탈락 시 원자력 발전기 3기(4,200MW)가 탈락되었을 때, 그림 24는 모선2-모선3 765kV 선로 2회선 탈락 시 원자력 발전기 1기(1,400MW)가 탈락되었을 때, 대형 발전단지의 주요 발전기 위상을 나타낸다. 이 때 계통이 안정화되는 것을 확인할 수 있다. 이는 두 원자력 발전단지를 모두 HVDC 선로로 연계하면서 765kV 선로 탈락 시에 HVDC 선로로 전력을 우회 송전하는 것이 불가능하기 때문에 발전기 탈락이 필요한 것으로 판단된다. 또한, 모선1-모선2 765kV 선로가 모선2-모선3 765kV 선로보다 정상상태 시 더 많은 송전량을 가지고 있기 때문에 더 많은 발전기의 탈락이 필요한 것으로 확인하였다.

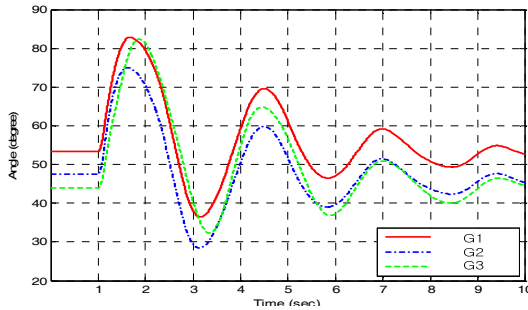


그림 23 모선1-모선2 765kV 2회선 탈락 시 발전기 위상(발전기 3기 탈락)

Fig. 23 Phase angle of generators in a situation in which bus1-bus2 765kV double circuit lines tripped.(after tripping 3 generators)

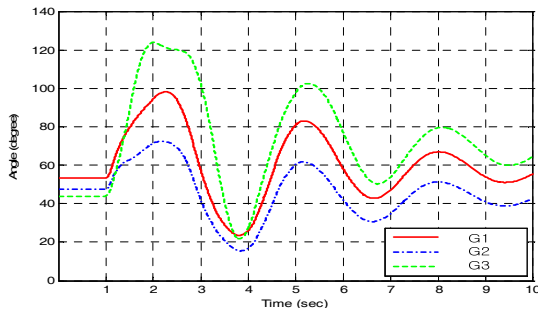


그림 24 모선2-모선3 765kV 2회선 탈락 시 발전기 위상(발전기 1기 탈락)

Fig. 24 Phase angle of generators in a situation in which bus2-bus3 765kV double circuit lines tripped.(after tripping 1 generator)

세 가지 시나리오의 과도안정도 검토 결과 대형 발전단지를 AC 선로 2루트로 연계하거나, AC 선로 1루트 및 HVDC 1 루트로 연계한 경우에는 인근의 AC 선로가 탈락할 때, 다른 AC 선로로 우회 송전하는 것이 가능하여 적은 발전기 탈락으로 계통이 안정화 되었다. 하지만 HVDC 2 루트 연계한 경우에는 여분의 우회로가 확보되지 않아 많은 양의 발전기 탈락을 통해 계통이 안정화 되는 것을 확인할 수 있었다.

3. 결 론

본 논문에서 HVDC가 계통 과도안정도에 미치는 영향을 검토하기 위해 대형 발전단지를 연계하는 세 가지 방안을 제시하였다. 대형 발전단지를 765kV AC 선로 2루트로 연계한 시나리오 1이 베이스 케이스로 시나리오 2, 3에서 각각 765kV AC 선로 1루트, 2루트를 HVDC로 대체하는 방안이다.

시나리오 1의 경우, 모선6-모선7 765kV 선로 2회선 탈락 시 원자력 발전기 1기(1,400MW)가 탈락했을 때 계통이 안정화되었다. 시나리오 2의 경우, 시나리오 1과 동일하게 모선6-모선7 765kV 선로 2회선 탈락 시 원자력 발전기 1기(1,400MW)가 탈락했을 때 계통이 안정화 되었다. 이는 해당 송전선로로 흐르던 전력을 우회 송전해 줄 수 있는 AC 망의 보강이 가정되지 않았기 때문으로 판단된다.

시나리오 3의 경우, HVDC 선로가 탈락한 경우에는 다른 AC 선로로 전력을 우회 송전이 가능하기 때문에 계통이 발전기 탈락 없이 안정화 되었다. 하지만 모선1-모선2 765kV 선로 2회선 탈락 시에는 원자력 발전기 3기(4,200MW)가 탈락하고, 모선2-모선3 765kV 선로 2회선 탈락 시에는 원자력 발전기 1기(1,400MW)가 탈락했을 때 안정화되었다. 이는 HVDC가 정격 이상의 전력을 송전할 수 없기 때문에 해당 AC 선로로 흐르던 전력이 HVDC로 우회 송전이 불가능하며, 우회 송전하도록 하는 다른 AC 선로가 없다는 것을 의미한다.

즉, AC 선로가 탈락할 때, HVDC 1 루트로 연계한 경우에는 다른 AC 선로로 전력이 우회 송전하는 것이 가능하지만, HVDC 2 루트 연계한 경우에는 여분의 우회로가 확보되지 않아 과도안정도 측면에서 매우 불안하기 때문에 HVDC 2 루트 건설은 바람직하지 않다. 결론적으로 HVDC 선로는 AC 선로 사고 시, 조류의 대체 루트 역할을 하지 못하기 때문에 대형발전단지의 조류를 전송하기 위한 목적으로 건설하기에는 AC 선로에 비해서 불리한 측면이 있으므로 HVDC 적용을 결정하기 위해서는 심도 깊은 연구가 필요하다는 것을 알 수 있다. 또한, AC 모선에서 3상 단락 사고가 발생한 경우에 HVDC에 미치는 영향에 대해서는 좀 더 심도 깊은 연구가 필요하여 이 부분의 연구를 계속할 예정이다.

References

- [1] P. Kundur, "Power System Stability and Control", McGraw- Hill, 1994.
- [2] M.G. Bennett, N.S. Dhaliwal and A. Leirbukt, "A Survey of the Reliability of HVDC Systems Throughout the World During 2011-2012", CIGRE 2014 Report B4-117, 2014.
- [3] Baorong Zhou, "Influences of ±800kV Yunnan-Guangdong HVDC System on Security and Stability of China Southern Power Grid", Energy and Power Engineering, 2013.
- [4] Peng Ye, "Transient Stability Analysis of Hu-Liao

HVDC and AC Parallel Transmission System", Smart Grid and Renewable Energy, 2010.

- [5] John Reeve, "Study of Power Transfer Capability of DC Systems Incorporating AC Loads and a Parallel AC Line", IEEE Transactions on Power Delivery, 1997.
- [6] "The 6th basic plan for long-term electricity supply and demand", Ministry of Trade, Industry and Energy, 2013.
- [7] "The 2nd national energy basic plan", Ministry of Trade, Industry and Energy, 2014.

저 자 소 개



전 혁 모 (Hyeok-Mo Jeon)

1989년 1월 8일생. 2014년 홍익대학교 전자전기공학부 졸업. 2014년~현재 동 대학원 전기정보제어 공학과 석사과정



전 영 환 (Yeong-Han Chun)

1961년 2월 8일생. 1983년 서울대학교 전기공학과 졸업. 1985년 동 대학원 전기공학과 석사. 1985~1994년 한국전기연구원 연구원. 1997년 일본 동경대학교 전기공학과 박사. 1998~2002년 한국전기연구원 그룹장. 2002~현재 홍익대학교 전자전기공학부 교수