

# HVDC Application Considering Fault Current Characteristics

## 고장 전류 특성을 고려한 HVDC 적용 방안

Jung-Soo Park\*, Gil-Soo Jang\*\*, Chan-Ki Kim\*\*  
 박 정 수\*, 장 길 수\*\*, 김 찬 기\*\*

### Abstract

One of the most serious problems in KEPCO power system is the load centralization in the capital area. The load capacity in the capital area is almost 40% of the total load. However, the generation capacity in this area is just 16% of the total generation. The inequality, between the power demand and supply, in this area needs the power transmission from other regions. The simplest method to solve the problem is the installation of power plants or the addition of high-capacity transmission line in the metropolitan area. However, because of the concentration of human and material resources, there is a difficulty in the installation of the generation and transformer facility. As a result, instead of the installation of large scale facilities, the approach to maximize the application of existing facilities is required. In this research, we will develop a scheme with an HVDC installation for enhancing power transfer capability by utilizing the existing transmission lines.

### 요 약

한국 전력 계통의 가장 큰 문제점은 수도권에 부하 집중으로서, 서울과 경기도를 비롯한 수도권에 부하량은 전체 전력 소비량의 약 40%를 차지하는 반면 이들 지역의 발전량은 전체 전력 발전량의 약 16%에 불과하다. 이러한 수도권에 전력 공급에서의 불균형은 수도권에 아닌 다른 지역에서의 전력 전송을 필요로 한다. 이러한 장거리 전력 전송은 유효 전력에서의 손실 증대, 국지적인 무효 전력 불균형으로 인한 송전 용량 제한, 고장 용량의 증대 등을 일으키게 된다. 이를 해결하기 위해 고려할 수 있는 가장 간단한 방법은 수도권 내의 발전소 신설 또는 대용량 송전 선로의 추가 설치이다. 그러나 수도권은 과도한 인적 물적 자원의 밀집으로 인하여 대규모 발전소 및 송변전 설비의 건설을 위한 토지 조달 등에 어려움이 있고 또한 인구 밀집 지역에서는 공해와 같은 환경적 문제와 혐오 시설 기피 등의 사회적 문제로 인하여 현실적으로 발전소 또는 송 변전 설비의 건설은 불가능한 실정이다.

따라서 대규모 설비의 건설에 의한 문제 해결 보다는 기존 설비의 활용도를 증대시키는 방향으로의 접근법이 요구된다. 본 연구에서는 기존 송전 선로의 활용도 증대를 고려한 HVDC의 적용 방안을 개발하고자 하며, 이를 위한 시뮬레이션 모델의 개발 및 해석을 다루고 있다.

*Key words : Power System, HVDC, Fault Current*

### 1. 서 론

한국 전력 계통의 가장 큰 문제점은 수도권에 부하 집중으로서, 서울과 경기도를 비롯한 수도권에 부하량은 전체 전력 소비량의 약 40%를 차지하는 반면 이들 지역의 발전량은 전체 전력 발전량의 약 16%에 불과하다. 이러한 수도권에 전력 공급에서의 불균형은 수도권에 아닌 다른 지역에서의 전력 전송을 필요로 한다. 이러한 장거리 전력 전송은 유효 전력에서

\* 高麗大學校 電氣電子電波工學部  
 (School of Electrical Engineering, Korea University)  
 \*\* 韓電電力研究員 電力系統研究室  
 (KEPRI, Power System Lab.)

★ 교신저자 (Corresponding author)

※ 감사의 글

본 연구는 산업자원부의 지원에 의하여 기초전력 연구원(R-2007-2-055) 주관으로 수행된 과제임.

接受日:2007年 12月 13日, 修正完了日: 2007年 12月 30日

의 손실 증대, 국지적인 무효 전력 불균형으로 인한 송전 용량 제한, 고장 용량의 증대 등을 일으키게 된다.

이를 해결하기 위해 고려할 수 있는 가장 간단한 방법은 수도권 내의 발전소 신설 또는 대용량 송전 선로의 추가 설치이다. 그러나 수도권은 과도한 인적 물적 자원의 밀집으로 인하여 대규모 발전소 및 송 변전 설비의 건설을 위한 토지 조달 등에 어려움이 있고 또한 인구 밀집 지역에서는 공해와 같은 환경적 문제와 혐오 시설 기피 등의 사회적 문제로 인하여 현실적으로 발전소 또는 송 변전 설비의 건설은 불가능한 실정이다.

따라서 대규모 설비의 건설에 의한 문제 해결 보다는 기존 설비의 활용도를 증대시키는 방향으로의 접근법이 요구된다. 본 연구에서는 기존 송전 선로의 활용도 증대를 고려한 HVDC(High Voltage Direct Current)의 적용 방안을 개발하고자 하며, 이를 위한 시뮬레이션 모델 및 해석을 다루고 있다.

## II. 본 론

### 1. 한전 실 계통 분석

한전 실 계통은 모두 11개의 권역으로 나뉘어져 있고 이 11개의 권역은 각각 발전 지역(Area)과 부하 지역으로 구분되어 있다. 그러므로 한전 계통은 모두 총 11개의 부하 지역(Area No. 1~11)과 11개의 발전 지역(Area No. 51~61)으로 구분된다. 이 중 수도권 계통은 4개의 부하 지역(Area No. 1~4)과 발전 지역(Area No. 51~54)으로 이루어져 있다.

한전 계통의 총 발전량 또는 부하량은 약 60,000MW 이다. 그러나 이 중 약 40%의 부하가 수도권 4개 부하 지역(Area No. 1~4)에 집중되어 있는 반면 수도권 4개 발전 지역(Area No. 51~54)에서 담당하는 발전은 전체 발전량의 약 16%에 불과하다. 따라서 수도권에서 소비하는 전력의 약 60%는 수도권 이외의 타 지역(Area No. 55~61)에서 공급받고 있다.

이러한 수도권 계통은 아래 그림 1에서 볼 수 있는 것과 같이 345kV 환선망으로 둘러싸여 있으며 수도권 부하들은 이 환선망의 345kV 모선에서 변압기를 통해 강압된 154kV의 하위 계통으로부터 전력을 공급 받고 있다. 이 수도권 환선망은 대부분의 전력을 2개의 765kV 루트와 4개의 345kV 루트를 통해 남부의 타 지역으로부터 공급받는다. 이 6개의 루트를 통해 북쪽으로 이동하는 전력은 수도권 북상 조류라고 불린다.

아래 표 1은 2008년 한전 계획 계통 데이터들의 하계 첨두 부하에서 이 6개의 북상 조류 루트들과 각

루트를 통해 전송되는 전력의 양을 정리한 것이다.

수도권 북상 조류와 같은 대용량 장거리 송전은 무효 전력의 손실로 인한 전압 문제를 일으키게 된다. 또한 수도권과 같은 혼잡한 거대 부하 계통의 경우 무효 전력의 소비가 급격히 늘어나게 되면 전압 강하에 의해 전력 전송이 되지 않는 전압 붕괴 현상이 나타날 수 있다.

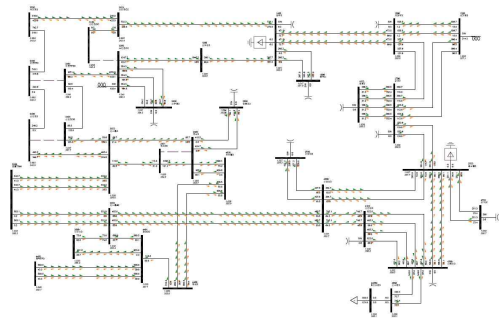


Fig 1. 345kV KEPCO Power System in the capital area  
그림 1. 2008년 한전 계통 데이터 수도권 345kV 환선망

이 6개의 북상 조류 루트들은 비 수도권에서 수도권으로의 전력 공급 대부분을 담당하고 있는 중요한 루트들이다. 만약 이 루트들 중 하나에 사고가 발생하여 송전이 중단되면 수도권으로의 전력 전송 용량에서의 부족뿐만 아니라 무효 전력 공급에도 문제가 일어나 계통 운영에 큰 어려움이 발생하게 된다.

Table 1. Northern Power Flow in 2008 KEPCO System  
표 1. 2008년 한전 계획 계통의 수도권 북상 조류 루트

From		To		BaskV	회선
1020	신가평7	5010	신태백7	765	×2
4750	곤지암	5700	신계천3	345	×2
4100	신안성3	4800	신전천3	345	×2
4010	신안성7	6030	신서산7	765	×2
4400	화성3	6950	아산3	345	×2
4600	서서울3	4850	신온양	345	×2

표 2는 Powertech의 VSAT(Voltage Stability Analysis Tool)을 이용하여 2008년 계통에 대한 수도권으로의 최대 전력 전송량을 분석하여 정리한 것이다.

#### ○ VSAT 시뮬레이션 시나리오

(a) 부하량 증가 : 각 수도권 4개 부하 지역(Area No. 1~4)에 있는 부하들의 유효 전력과 무효 전력을 일정한 비율로 증가 시킨다.

- (b) 발전량 증가 : 비 수도권 발전 지역(Area No. 55~61)에서 원자력과 수력을 제외한 발전기의 유효 전력 발전량을 (a)의 유효 전력 부하 증가만큼 증가시킨다.
- (c) 상정사고 : 위 표 2~10에 나타나 있는 복상 조류 루트 6개에 대하여 각 루트가 차단된 경우를 가정한다.
- (d) 전력 조류 계산 결과가 수렴하지 않을 때까지 (a)와 (b)를 수행한다.

Table 2. VSAT Simulation Results in 2008 KEPCO System  
 표 2. 2008년 계획 계통 데이터의 VSAT 시뮬레이션 결과

At Gen	At Load	Contingency		
27275.9	7249.4 (+ 0.0%)	From	1020	신가평7
		To	5010	신태백7
27275.9	7249.4 (+ 0.0%)	From	4010	신안성7
		To	6030	신서산7
28165.9	8139.4 (+ 12.3%)	From	4400	화성3
		To	6950	아산3
28205.9	8179.4 (+ 12.8%)	From	4750	곤지암
		To	6950	아산3
28480.9	8454.4 (+ 16.6%)	From	4600	서서울3
		To	4850	신은양
28635.9	8609.4 (+ 18.8%)	From	4100	신안성3
		To	4800	신진천3
28675.9	8649.4 (+ 19.3%)	Pre-Contingency		
27275.9	6520.5 (+ 0.0%)	From	1020	신가평7
		To	5010	신태백7
27275.9	6520.5 (+ 0.0%)	From	4010	신안성7
		To	6030	신서산7
28430.9	7675.5 (+ 17.7%)	From	4400	화성3
		To	6950	아산3
28655.9	7900.5 (+ 21.2%)	From	4750	곤지암
		To	5700	신계천3
28850.9	8095.5 (+ 24.2%)	Reached Max Gen.		
27275.9	4050.4 (+ 0.0%)	From	1020	신가평7
		To	5010	신태백7
27275.9	4050.4 (+ 0.0%)	From	4010	신안성7
		To	6030	신서산7
28705.9	5480.4 (+ 35.5%)	From	4400	화성3
		To	6950	아산3
28850.9	5625.4 (+ 38.9%)	Reached Max Gen.		
27275.9	6305.6 (+ 0.0%)	From	1020	신가평7
		To	5010	신태백7
27275.9	6305.6 (+ 0.0%)	From	4010	신안성7
		To	6030	신서산7
28510.9	7540.6 (+ 19.6%)	From	4400	화성3
		To	6950	아산3
28850.9	7880.6 (+ 25.0%)	Reached Max Gen.		

위 표 2에서 볼 수 있는 것처럼 수도권에서 전력

전달이 취약한 지역은 1번 서울T/C 지역이다. 이 지역은 위 그림 1에서 신태백3 모선에서 미금 3 모선 사이의 지역이다. 그림 1에서 볼 수 있는 것처럼 1번 서울T/C 지역은 수도권 전력 조류의 말단 지역으로써 전력 전송이 시작되는 남쪽 발전 지역에서 보면 가장 전기적으로 거리가 먼 지역이다. 그러므로 이 지역으로 전달되는 무효 전력이 가장 적고 따라서 계통 변화에 대한 전압 변화 또한 가장 심한 지역이라 할 수 있다.

1번 서울T/C 지역으로의 전력 전송 문제를 해결하기 위해 선택할 수 있는 가장 간단한 방법은 타 지역으로부터 이 지역으로 직접 송전 선로를 건설하는 것이다. 그러나 이미 설치된 6개의 345kV 및 765kV 루트들의 전송량이 최대 전송 용량까지 여유가 있고 장거리 송전 선로를 설치하는 것 또한 많은 시간과 노력이 필요하므로 기존 선로를 그대로 이용하는 방법이 더 경제적일 수 있다.

이를 위하여 고려할 수 있는 방법으로는 수도권 내부에 무효 전력의 여유가 많은 지역으로부터 무효 전력의 여유가 없는 1번 서울T/C 지역으로 수도권 345kV 환선망이 아닌 다른 루트를 통하여 유무효 전력을 공급하는 것이다. 그러나 기존의 AC 선로를 사용하여 이 두 지역을 연결할 경우 이 신설 루트로 전송되는 전력의 제어가 불가능하고 또한 송전단에 사고가 발생 하였을 경우 고장 전류가 수전단 쪽으로 불필요하게 전달되어 사고의 파급 효과가 커질 수 있다. 따라서 이 구간에 AC 선로 대신 HVDC를 설치하여 문제를 해결하고자 한다.

**2. 수도권 HVDC 설치**

수도권에 HVDC를 설치할 가장 적합한 위치를 선정하기 위하여 위 그림 1의 수도권 환선망 345kV 모선 중 154kV 하위 계통의 부하에 전력을 공급하는 역할을 하는 모선 22개에 대하여 PV와 QV 분석을 실시하였다. 아래 표 3은 PQ/QV 분석을 실시한 22개의 345kV 모선을 정리한 것이다.

Table 3. 345kV Buses for PV and QV Analysis

표 3. PV와 QV 분석을 실시한 345kV 모선

모선 번호	모선이름	모선 번호	모선이름	모선 번호	모선이름
1350	신덕은3	2600	영등포3	4400	화성3
1400	양주3	2700	신양재3	4500	신성남3
1500	의정부3	3400	신인천3	4600	서서울3
1600	성동3	3500	신안산3	4650	신수원3
1700	미금3	3550	서인천3	4700	신용인3
1800	중부3	3600	신시흥3	4750	곶지암
2401	영서3S	3650	신시흥#2		
2500	동서울3	3800	신부평3		

수도권에 HVDC를 설치할 때 송전단은 전압 변화가 가장 작고 유무효 전력 여유가 가장 많은 모선들 중에 선택되어야 하며 수전단은 전압 변화가 가장 크고 유무효 전력의 여유가 가장 적은 모선들 중에 선택되어야 한다. 이러한 모선을 선정하기 위하여 한전 계획 계통 데이터에 수도권 각 지역에 대한 4개의 전력 전송 시나리오와 6개의 상정사고 시나리오를 모두 적용하여 가장 안정한 모선과 가장 불안정한 모선을 선택하였다.

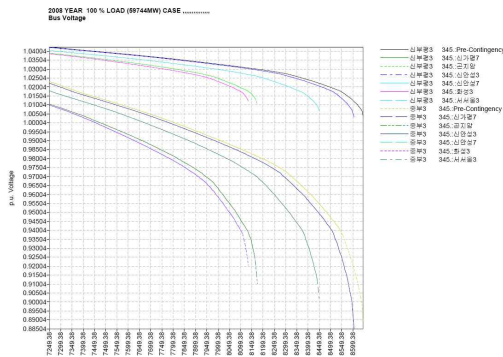


Fig 2. PV Curves of Bus #3800 and Bus #1800

그림 2. '3800신부평3'과 '1800중부3'의 PV 곡선

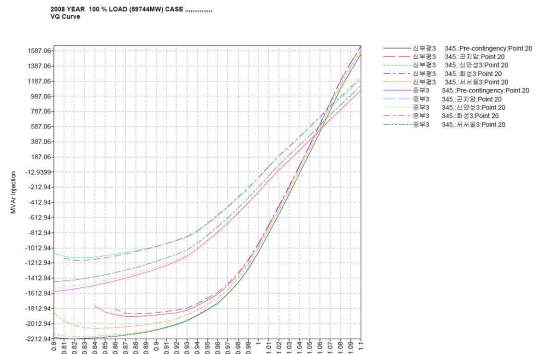


Fig 3. QV Curves of Bus #3800 and Bus #1800

그림 3. '3800신부평3'과 '1800중부3'의 QV 곡선

그림 2와 3은 2008년 계획 계통에 대하여 위 22개 모선 중 3800신부평3 모선과 1800중부3 모선의 PV와 QV 곡선을 나타낸 그림이다. 아래 그림 2와 3에서 볼 수 있는 것처럼 3800 신부평3 모선은 계통 부하의 유효 전력 변화에 대하여 가장 전압 변동이 작고 무효 전력 여유가 상당히 많다. 그러나 1800 중부3 모선은 계통 부하의 유효 전력이 증가함에 따라 전압이 빠르게 떨어지고 무효 전력 여유 또한 매우 작음을 알 수 있다. 따라서 3800 신부평3 모선과 변압기로 연결된 하위 154kV 모선인 3810 신부평1 모선을 송전단으로 하고 1800 중부3 모선의 하위 154kV 모선인 1810 중부1 모선을 수전단으로 하여 HVDC를 설치하였다.

3. HVDC 설치에 따른 고장 용량 변화

HVDC는 크게 사이리스터 밸브를 사용하는 전류형 컨버터 HVDC가 있고 GTO나 IGBT를 이용한 PWM 스위칭 방법을 사용하는 전압형 컨버터 HVDC가 있다. 전류형 HVDC는 125MW 4회선을 설치하여 500MW가 전송되도록 하였으며 전압형 HVDC는 250MW 2회선을 설치하여 500MW가 전송 되도록 하였다. 전류형 HVDC의 경우 DC to AC 컨버터에서 흡수하는 무효 전력을 보상하기 위하여 전송되는 유효 전력의 약 60%인 300MVA의 병렬 캐패시터를 1810 중부1 모선에 설치하였다.

표 4는 2008년 한전 계획 계통 데이터에 HVDC를 설치한 후 Area #1 서울T/C의 최대 부하 증가량 분석을 수행한 결과이다. VSAT에서는 HVDC가 모델링 되어 있지 않기 때문에 VSAT에서 수행한 것과 같은 시나리오를 PSS/E에 적용하여 분석하였다.

Table 4. Max. Load Increments after HVDC Installation  
표 4. HVDC 설치 후 Area #1 서울T/C의 최대 부하 증가

		Base	Max	Max Base	증가비 (%)	비고
None	MW	7249.4	8677.5	1428.1	+ 19.7	Voltage Collapse
	MVAR	3486.9	4173.9	687.0		
CSC	MW	7249.4	8634.0	1384.6	+ 19.1	Voltage Collapse
	MVAR	3486.9	4153.0	666.1		
VSC	MW	7249.4	8824.4	1575.0	+ 21.7	Reached Max. Gen.
	MVAR	3486.9	4244.5	757.6		

위 표 4에서 볼 수 있는 것처럼 전류형 HVDC를 설치하였을 경우 비 수도권 화력 발전기에서 Area #1 서울T/C로의 전력 전송이 증가하지 않고 오히려 감소하고 있으나 전압형 HVDC를 설치한 이후에는 비 수도권 화력 발전기들의 최대 발전량까지 부하를 증가시킬 수 있음을 알 수 있다. 따라서 비 수도권에서 수도권으로의 장거리 송전이 아니더라도 전압형 HVDC를 사용하여 수도권 내부의 전압 안정도 문제를 해결할 수 있다.

AC 계통에 HVDC를 설치함으로써 계통의 특성 변화를 확인할 수 있는 지수들 중에 대표적인 것은 고장 용량(SCR, Short Circuit Ratio)이다. 고장 용량(SCR)은 계통의 강건함을 정량적으로 판단할 수 있는 대표적인 지수로써 AC 계통에 설치된 HVDC의 효과를 계산하기 위하여 제안된 지수로는 ESCR(Effective Short Circuit Ratio)가 있다.

Table 5. Fault Impedances on Bus #1810  
표 5. 1810 중부1 모선에서의 고장 임피던스 계산

	Bus Voltage	FACTS Options	Fault Impedance	
			Real	Imag.
			Mag.	Ang.
None	1.03043	Block	0.00176	0.01073
			0.01087	80.68495
		Convert	0.00175	0.01072
			0.01086	80.72846
CSC	1.02571	Block	0.00191	0.01116
			0.01132	80.28810
		Convert	0.00122	0.01077
			0.01084	83.53722
VSC	1.01748	Block	0.00180	0.01080
			0.01095	80.53768
		Convert	0.00118	0.01064
			0.01071	83.67163

Table 6. Short Circuit Ratios on Bus #1810  
표 6. 1810 중부1 모선에서의 고장 용량 계산

	Bus Voltage	FACTS Options	SCR	ESCR
None	1.03043	Block	19.53000	
		Convert	19.55065	
CSC	1.02571	Block	18.58428	17.98428
		Convert	19.41310	18.81310
VSC	1.01748	Block	18.91073	18.91073
		Convert	19.34130	19.34130

표 5와 6은 2008년 계획 계통 데이터에서 HVDC의 수전단인 1810 중부1 모선에서 고장 계산을 수행하여 고장 임피던스와 SCR, ESCR를 계산한 결과이다. 그리고 표 7과 8은 HVDC의 기여도를 비교하기 위하여 전류형 HVDC가 설치된 계통의 부하 증가 한계 조건 (Area #1 서울T/C의 부하를 19.1% 증가)에서 각기 다른 형태의 HVDC가 설치 되었을 때의 분석 결과를 비교하여 나타낸 것이다. 또한 FACTS 기기들의 영향을 비교하기 위하여 고장 임피던스 계산 시 FACTS와 DC 선로들을 차단(Block or Ignore)한 경우와 어드미턴스로 변환(Convert to Admittance Load)한 두 가지 경우에 대해 모두 계산하여 비교하였다.

표 6과 8에서 확인할 수 있는 것처럼 HVDC가 설치되지 않은 경우와 비교하였을 때 전류형 HVDC는 계통의 고장 용량을 증가시키지 않는 것을 알 수 있으며 전압형 HVDC는 계통의 고장 용량을 증가시키는 역할을 할 수 있음을 알 수 있다. 수도권의 경우 큰 고장 용량으로 문제가 되고 있는 지역이므로 이러한 고장 용량의 증대는 바람직하지 않지만, 대체 방안인 교류 송전선의 건설을 통해서는 더 큰 고장 용량의 증대가 있을 수 있다.

Table 7. Fault Impedances on Bus #1810 (The Load Capacity in Area #1 increased up to 19.1%)

표 7. 1810 중부1 모선에서의 고장 임피던스 계산 (Area #1 부하 19.1% 증가)

	Bus Voltage	FACTS Options	Fault Impedance	
			Real	Imag.
None	0.95031	Block	0.00206	0.01023
			0.01044	78.61469
		Convert	0.00207	0.01024
			0.01045	78.57175
CSC	0.89628	Block	0.00233	0.01034
			0.01060	77.30116
		Convert	0.00234	0.01035
			0.01061	77.26035
VSC	0.99000	Block	0.00202	0.01044
			0.01063	79.04935
		Convert	0.00149	0.01066
			0.01076	82.04304

Table 8. Short Circuit Ratios on Bus #1810 (The Load Capacity in Area #1 increased up to 19.1%)

표 8. 1810 중부1 모선에서의 고장 용량 계산 (Area #1 부하 19.1% 증가)

	Bus Voltage	FACTS Options	SCR	ESCR
None	0.95031	Block	17.30827	
		Convert	17.28875	
CSC	0.89628	Block	15.15799	14.55799
		Convert	15.14091	14.54091
VSC	0.99000	Block	18.43398	18.43398
		Convert	18.21133	18.21133

4. 전압형 HVDC 다이내믹 시뮬레이션

위 결과로부터 전압형 HVDC의 설치로 인하여 수도권으로의 최대 전력 전송 능력과 단락 용량과 같은 정태 상태에서의 계통 특성이 개선되고 있음을 알 수 있다. 이 단원에서는 수도권의 전압형 HVDC의 설치 이후에 나타나는 동적 안정도 특성(과도 안정도)에 대하여 분석할 것이다.

계통의 과도 안정도 시뮬레이션을 위해서는 기본적으로 PSS/E 전력 조류 데이터(raw file)의 VSC(Voltage Sourced Converter) DC Line Data 부분에 해당하는 동적 데이터가 PSS/E의 동적 데이터 파일(dyr file)에 존재해야 한다. PSS/E의 전압형 HVDC 동적 모델은 VSCDCT 모델이다. 이 모델의 동적 데이터는 다음과 같은 파라미터들로 구성되어 있다.

Table 9. Dynamic Parameters for VSCDCT

표 9. VSCDCT 모델의 동적 파라미터

'VSC Name', 'VSCDCT'			
ICONS	M	Block_Flag_1	Blocked Converter (For VSC#1)
	M+1	XFBus_Ctrl_Side_1	System Bus Number for Voltage or Reactive Power Control (For VSC#1)
	M+2	Block_Flag_2	Blocked Converter (For VSC#2)
	M+3	XFBus_Ctrl_Side_2	System Bus Number for Voltage or Reactive Power Control (For VSC#2)
CONs	J	Tpo_1	Time Constant of Active Power Order Controller (For VSC#1)
	J+1	AC_VC_Limit_1	Reactive Power Limit for AC Voltage Control (For VSC#1)
	J+2	AC_Vctrl_kp_1	AC Voltage Control Proportional Gain (For VSC#1)
	J+3	Tac_1	Time Constant for AC Voltage PI Integral (For VSC#1)
	J+4	Tacm_1	Time Constant of the AC Voltage Transducer (For VSC#1)
	J+5	Iacmax_1	Current Limit (For VSC#1)
	J+6	Droop_1	AC Voltage Control Droop (For VSC#1)
	J+7	VCMX_1	Maximum VSC Bridge Internal Voltage (For VSC#1)
	J+8	XREACT_1	PU Reactance of the AC Series Reactor on Converter MVA Rating (For VSC#1)
	J+9	QMAX_1	Maximum System Reactive Limits in MVARs (For VSC#1)
	J+10	QMIN_1	Minimum System Reactive Limits in MVARs (For VSC#1)
	J+11	AC_VC_KT_1	Adjustment Parameter for the Feedback from Reactive Power Limiter to AC Voltage Controller (For VSC#1)
	J+12	AC_VC_KTP_1	Adjustment Parameter for the Feedback from Current Order Limiter to AC Voltage Controller (For VSC#1)
Repeat above 13 parameters, except (For VSC#2)			
J+26	Tpo_DCL		Time Constant of the Power Order Controller
J+27	Tpo_lim		Time Constant of the Power Order Limit Controller

과도 안정도 시뮬레이션에 사용된 계통은 HVDC가 설치되지 않은 2008년 한전 계통 데이터와 전압형 HVDC가 설치된 2008년 한전 계획 계통 데이터이다. 상정사고는 중부3 345kV 모선의 하위 154kV 계통에서 1865 순화 모선과 1870 서소문 모선 사이의 154kV 2회선 중 1회선 상정사고를 적용하였다. 시뮬레이션은 0.5초에 이 두 선로 중 한 선로에 3상 지락 사고를 가하고 0.1초 후 이 선로를 트립하여 5.0초까지 진행하였다. 모니터링 된 계통 변수는 1800 중부3 345kV 모선의 하위 154kV 계통에 있는 21821 서울-#4G와 21822 서울-#5G의 발전기의 회전자 위상각이다.

아래 그림 5에서 초기 동작점을 기준으로 아래 두 개의 그래프는 21821 서울-#4G의 그래프이며 위에 두 개의 그래프는 21822 서울-#5G의 그래프이다. 그리고 각각의 그래프 쌍에서 아래쪽에 위치한 그래프들이 HVDC가 설치되지 않은 경우의 그래프이며 위쪽에 위치한 그래프들이 전압형 HVDC가 설치된 경우의 그래프이다. 이 그림에서 확인할 수 있는 것처럼 전압형 HVDC의 설치로 인하여 발전기의 초기 동작점이 HVDC가 설치되지 않은 계통과 다르게 나타나고 있다. 전압형 HVDC를 설치하지 않은 경우와 설치한 경우에 특별한 안정도의 변화는 없지만 사고 제어 후에도 이 초기 조건의 차이가 계속해서 나타나고 있으며 HVDC의 동작이 발전기 회전자 위상각의 변화에 영향을 미치고 있음을 확인할 수 있다.

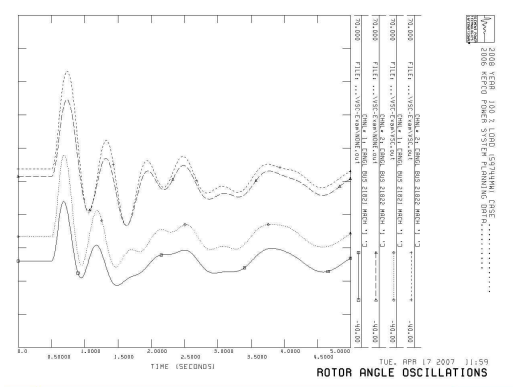


Fig 4. Relative Generator Rotor Angle between Bus #21822 and Bus #21822

그림 4. 21821 서울-#4G와 21822 서울-#5G의 발전기의 회전자 위상각 변화

5. 남북한 계통 연계를 위한 HVDC의 설치

최근 개성 공단의 입주 및 남북 관계의 개선으로 인하여 대북 송전의 가능성이 대두되고 있다. 한전 계통과 북한 전력 계통이 연계될 경우 그 연계 위치는 북한과 가장 가까운 Area #1 서울T/C 지역이 될 가능성이 높다. 이미 개성 공단에 전력을 공급하기 위하여 1350 신덕은3 345kV 모선과 연결된 하위 154kV 지역의 1945 문산 154kV 모선에서 1390 개성 154kV 모선까지 154kV 선로가 설치되어 있다.

그러나 위에서 언급한 것처럼 이미 Area #1 서울 T/C는 무효 전력 부족 문제로 인하여 비 수도권으로부터의 전력 전송에 어려움이 있고 여기에 북한의 부하까지 부담하여 장거리 송전을 할 경우 기존의 문제가 더욱 악화될 우려가 있다. 그러나 위 단원 3

에서 제안된 수도권 HVDC 설치에 이 문제를 해결할 대안이 될 수 있다.

이를 확인하기 위하여 2008년 한전 계통에 추가적인 선로의 증설 없이 1390 개성 모선을 통하여 북한으로 전력을 공급한다고 가정하고 북한으로 공급되는 전력은 이 모선의 부하로 증가하여 북한으로 전송할 수 있는 최대 전력량을 분석하였다.

Table 10. Max. Load Increment on Bus #1390 after HVDC Installation

표 10. HVDC 설치 후 1390 개성의 최대 부하 증가

		Base	Max	Max Base	증가비 (%)	비고
None	MW	38,895	882,500	843,605	+ 2,169	Voltage Collapse
	MVAR	18,841	427,481	408,640		
CSC	MW	38,895	802,490	763,595	+ 1,963	Voltage Collapse
	MVAR	18,841	388,724	369,883		
VSC	MW	38,895	922,490	883,595	+ 2,271	Reached Max Gen.
	MVAR	18,841	446,853	428,012		

위 표 10은 2008년 한전 계통 데이터에 HVDC를 설치한 후 1390 개성 모선의 부하를 증가시키고 수력기를 제외한 비 수도권의 발전량을 같은 양만큼 증가시키면서 전력 조류 계산을 수행하여 북한으로 전송할 수 있는 최대 전력량을 계산한 것이다. 위 표에서 알 수 있는 것처럼 한전 계통의 기존 설비를 그대로 유지하면서 개성을 통해 북한으로 전송할 수 있는 최대 전력량은 약 882.5MW 이다. 3810 신부평1과 1810 중부1 사이에 HVDC가 설치될 경우 전류형 HVDC의 경우에는 오히려 이보다 전송할 수 있는 전력이 줄어들지만 전압형 HVDC가 설치되어 있을 경우에는 922.5MW의 전력을 개성을 통해 북으로 전달할 수 있다.

표 11과 12는 위 표 10의 각 최대 부하 조건에 대하여 1810 중부1 모선에서의 고장용량을 계산한 결과이다. 아래 표에서 볼 수 있는 것처럼 HVDC가 없는 경우보다 전압형 HVDC가 설치된 경우가 고장 용량이 커지는 문제가 있게 된다. 또한 전류형 HVDC가 설치된 경우의 개성 부하량이 가장 적고 전압형 HVDC가 설치된 경우가 가장 부하량이 많은 경우이기 때문에 같은 부하량에서는 이 차이가 더욱 명확하게 드러난다.

Table 11. Fault Impedance on Bus #1810 (The Load Capacity in Area #1 increased up to 19.1%)

표 11. 1810 중부1 모선에서의 고장 임피던스 계산 (Area #1 부하 19.1% 증가)

	Bus Voltage	FACTS Options	Fault Impedance	
			Real	Imag.
			Mag.	Ang.
None	0.97082	Block	0.00186	0.01046
			0.01062	79.91704
		Convert	0.00187	0.01047
			0.01064	79.87343
CSC	0.96104	Block	0.00204	0.01088
			0.01107	79.38034
		Convert	0.00128	0.01042
			0.01050	82.99683
VSC	0.99000	Block	0.00186	0.01058
			0.01074	80.02910
		Convert	0.00132	0.01083
			0.01091	83.05086

Table 12. Short Circuit Ratio on Bus #1810 (The Load Capacity in Area #1 increased up to 19.1%)

표 12. 1810 중부1 모선에서의 고장 용량 계산 (Area #1 부하 19.1% 증가)

	Bus Voltage	FACTS Options	SCR	ESCR
None	0.97082	Block	17.74254	
		Convert	17.72319	
CSC	0.96104	Block	16.68711	16.08711
		Convert	17.59515	16.99515
VSC	0.99000	Block	18.24757	18.24757
		Convert	17.96676	17.96676

### III 결론

기존의 연구에서는 수도권의 부하 집중으로 인한 무효 전력 문제를 해결하기 위해서는 SVC와 STATCOM과 같은 FACTS 기기만이 고려되고 HVDC는 주로 지중 또는 수중을 통한 장거리 송전에만 고려되고 있다. 하지만 위 3~5 단위의 결과로부터 전압형 HVDC를 이용하여서도 이러한 수도권의 전압 문제를 해결할 수 있고 동적 안정도의 개선 효과 또한 얻을 수 있음을 확인할 수 있다. 이러한 결과를 바탕으로 하여 더욱 많은 HVDC의 적용 사례에 대한 연구가 진행되어야 할 것이다.

### 참고문헌

- [1] 김찬기, 장길수, 임성주, 추진부, HVDC와 전력전자, 생능출판사, 2006. 2.
- [2] Kundur, Power System Stability and Control, McGraw-Hill, 1993
- [3] PSS/E Operatioin Manual, vol. 2, Siemens, Novemver 2005

### 저 자 소 개

#### 박 정 수 (정회원)



2002년 : 고려대학교 전기전자전공공학부 졸업 (공학사)  
 2004년 : 고려대학교 대학원 전기공학과 (공학석사)  
 2004년 3월~현재 : 고려대학교 대학원 전기공학과 박사과정 재학 중

<주관심분야> Power System Dynamic Stability, Flexible AC Transmission System

#### 장 길 수



1991년 : 고려대학교 전기공학과 졸업 (공학사)  
 1994년 : 고려대학교 대학원 전기공학과 (석사과정)  
 1997년 : 아이오와주립대학교 대학원 전기공학과 (공학박사)  
 2000년 3월~현재 : 고려대학교 전기전자전공공학부 교수

<주관심분야> Power System Stability and Control, Renewable Energy System

#### 김 찬 기



1991년 : 서울산업대학교 전기공학과 졸업 (공학사)  
 1993년 : 중앙대학교 대학원 전기공학과 (공학석사)  
 1996년 : 중앙대학교 대학원 전기공학과 (공학박사)  
 1996년 3월~현재 : 한전전력연구원 전력계통연구실 선임연구원

<주관심분야> 발전기제어, 전력전자, HVDC