HVDC 송전을 이용한 동해안 신규전원의 수도권 계통 연계방안에 대한 연구

A Study on the Impact of HVDC Transmission System to Interconnect Large-scale Power Generation Plants to Power Grid in Korea

한 수 영* · 권 도 훈** · 정 일 엽* · 임 재 봉†
 (Su-Young Han · Do-Hun Gwon · Il-Yop Chung · Jae-Bong Lim)

Abstract - Although the demand for electricity has been increasing these days, it becomes more difficult to find new sites for large-scale power generation plants near urban areas due to environmental and economic issues. Therefore, new power plants are forced off to rural or desolate coastal areas. As a result, there is significant regional imbalance in power generation and consumption between urban and rural areas in South Korea. This paper investigates the feasibility of high-voltage DC (HVDC) system as a candidate for electric power transmission system from east-coastal sites to metropolitan area. To this end, this paper analyzes transient stability and dynamic impact of a HVDC transmission system and compares the results to conventional high-voltage AC (HVAC) transmission systems via PSS/E simulation. This paper also examines the effect of HVDC system to voltage variation and low-frequency resonance in the neighboring buses in the grid using ESCR(Effective Short Circuit Ratio)과 UIF(Unit Interaction Factor) indices.

Key Words : HVDC, Power system, Transmission system, ESCR, UIF

1. 서 론

2008년 8월에 발표된 제 1차 국가에너지기본계획에 따르면 강원도 동해안 지역에 대규모 신규 전원이 건설될 예정이며[1], 신규전원의 건설 시기는 제 6차 전력수급계획이 완료되는 2027년 이후로 늦어도 2035년경에는 전원이 준공되어 운행에 들어갈 것으로 예상된다. 강원도 동해안 지역에 신규 전원이 건설될 경우, 기설선로의 송전여유용량이 부족해지기 때문에 계통안정도 측면에서 문제를 야기할 가능성이 높다. 또한 우리나라 전력계통은 수도권을 중심으로 전력수요가 집중되어 있으며, 지속적으로 전력수요는 증가할 것으로 예상되기 때문에[2] 강원도 동해안 지역에 신규전원이 건설될 경우 부하 밀집 지역인 수도권까지 전력공급을 위한 대용량 장거리 신규 송전선로의 건설은 불가피 하다.

기존 345kV 송전선로를 사용한 고전압 교류 송전방식은 대용량 장거리 송전의 경우 선로손실에 따른 효율이 낮아 경제적 측면에서 문제가 있으며, 특히 765kV 급의 송전선로는 거대한 철탑으로 인한 환경파괴와 고가의 건설비용, 송전선로 주변 주민들의 민원으로 인하여 건설이 지연되거나 현실적으로 어려울 수 있다는 문제점이 있다. 따라서 본 논문

에서는 제 6차 전력수급계획이 완료되는 2027년 미래계통을 기반으로 HVDC 송전방식을 적용하여 강원도 동해안 지역의 신규발전설비와 수도권 계통과의 연계에 대한 계통영향 평가를 수행한다.

2. 계통해석을 위한 계통구성과 과도안정도 검토

2.1 계통검토 수행과정

그림 1 계통검토 수행 과정

Fig. 1 Flow chart for power system analysis

본 논문에서의 전체적인 계통구성 및 계통해석 수행과정을 그림 1에 나타내었다. 먼저 제 6차 전력수급계획을 포함한 2027년 미래계통을 기반으로 하여 계통해석을 수행할 기본 대상계통을 구성하며 주요 모선을 대상으로 과도안정도 검토를 통하여 기설 송전선로의 여유용량 및 계통안정도를

* School of Electrical Engineering, Kookmin University, Seoul, Korea

** School of Electrical Engineering, Seoul National University, Seoul, Korea

† Corresponding Author : School of Electrical Engineering, Kookmin University, Seoul, Korea

E-mail : ljb@kookmin.ac.kr

Received : August 28, 2013; Accepted : November 21, 2013

검토한다. 기본 대상계통에 대한 해석이 끝나면 제 1차 국가에너지기본계획에 따른 신규전원 발전용량과 신규선로 건설 시 연계지점, 그리고 연계방법에 대해서 검토한다. 특히 HVDC를 이용한 계통연계에 대한 동적모의 등을 수행한다. 마지막으로 HVDC가 인접 계통의 전압 안정도와 저주파 공진에 미치는 영향을 평가하기 위하여 ESCR(Effective Short Circuit Ratio)과 UIF(Unit Interaction Factor) 지표를 검토한다.

2.2 기본 계통 구성

계통검토를 위한 기본 계통 구성은 그림 2와 같이 제 6차 전력수급기본계획에 따라 2019년 12월에 준공 예정인 '신울진-강원-신경기'를 연계하는 765kV 송전선로를 포함한 계통으로 구성하였다. 또한 제 6차 전력수급기본계획에 따른 전국 전력수요와 강원도 동해 지역에 건설될 신규화력발전소 6GW, 수도권 동남부의 신규복합발전소 2GW를 포함한 2027년 기본 계통을 PSS/E를 이용하여 구성하였다.

기본 계통의 전국 전력수급 상황은 표 1과 같다. 수도권 지역은 전체 전력 수요의 40% 이상을 차지하는 대규모 부하 밀집 지역이다. 그러나 수도권 내에 설치된 발전 설비는 수도권 내의 전력 부하의 약 50%만을 담당하고 있어 비수도권에서 수도권으로의 대규모 전력공급을 받아야 한다. 영남지역은 전력수요와 전력공급이 거의 같아서 영남지역 내부의 발전으로 전력수요를 감당할 수 있음을 알 수 있다. 그 밖의 강원, 중부, 호남지역에서는 전력발전이 전력수요보다 많으므로 남는 발전력을 수도권으로 보내고 있음을 예상할 수 있으며, 특히 호남과 중부지역에서 약 16GW의 전력이 수도권으로 보내짐으로써 수도권으로의 부상조류가 매우 크다는 것을 예상할 수 있다.

그림 2 동해로부터 수도권까지의 345kV 이상 단선도

Fig. 2 Single-line diagram of high-voltage transmission line from east coast to capital area

표 1 기본 계통에서의 전국 전력수급 상황 [단위:GW]

Table 1 Power supply and demand of the base grid

	수도권	강원	중부	영남	호남	합계
수요	46.2	8.2	18.3	25.5	7.7	105.9
발전	22.9	17.6	32.7	25.6	9.1	107.9

그림 3은 피크부하를 적용하여 PSS/E로 모의한 강원지역과 수도권 지역의 주요선로의 조류흐름을 나타낸다. 그림에서 굵은 화살표는 765kV 선로를 의미하며 1회선 당 약 7GW의 선로용량을 가진다. 얇은 화살표는 345kV 선로를 의미하며 1회선 당 약 2GW의 선로 용량을 가진다. 화살표 방향은 정상상태에서의 조류의 방향을 의미하며 대부분의 선로는 2회선으로 구성되나, 신경기와 곤지암을 연계하는 345kV선로와 '신가평-신경기', '신경기-신안성'을 연계하는 765kV선로는 1회선으로 구성되어 있다. 흰색 화살표는 각 선로의 선로용량 대비 조류흐름이 60% 이내로 적절한 조류가 흐르고 있는 경우를 나타내고 회색 화살표는 선로용량 대비 조류흐름이 61~80%까지의 중부하 선로를 의미한다. 검정색 화살표는 조류흐름이 81% 이상인 과중부하 선로를 의미한다. 기본계통의 조류해석 결과, 강원도 지역과 수도권 지역의 조류흐름을 보면 대부분의 주요 선로가 적절한 조류흐름을 유지하고 있으며, '신경기-경기개폐소' 간 345kV 선로와 '신가평-미금' 간 345kV 선로에서 각각 조류흐름이 64%, 81%로 중부하, 과중부하 선로로 추가적인 선로 보강이 필요할 것으로 예상된다.

그림 3 기본 계통 강원지역과 수도권지역 조류흐름

Fig. 3 Power flow analysis results of the base grid around Gangwon and capital area

2.3 기본 계통 과도안정도 검토

전력계통의 과도안정도는 돌발적인 외란이 발생하였을 경우 이를 극복하고 새로운 정상상태에 도달하게 하는 전력계통의 주요한 특성을 의미한다[3]. 우리나라의 전력계통은 일반적으로 수도권 용통전력을 765kV의 경우에 1회선 선로 사고, 345kV의 경우 병행 2회선 선로의 사고 시 안정적으로 수도권으로 전송될 수 있는 상황을 한계상황이라고 정의하여 사용하고 있다[4][5]. 따라서 본 논문에서는 강원지역에서 수도권으로 연결된 345kV와 765kV 기설선로들과 신규전원에서 각 연계지점으로 연계되는 신규선로의 3상 단락사고에 대한 안정도를 검토하였다.

과도안정도 검토를 위한 모의해석은 PSS/E를 통해 수행하였고, 모의해석의 시퀀스는 아래 그림 4와 같다. 0.5초에

발전기 근처 모선에 사고가 발생하면 765kV 선로사고의 경우 신뢰도고시 기준에 따라 5주기(0.0833초) 후에 고장을 제거하였고, 345kV 선로 사고의 경우 6주기(0.1초) 후에 고장을 제거한 뒤 고장선로를 끊고 5초까지 모의해석을 실시해 안정도를 검토하였다[16].

그림 4 과도안정도 모의해석 조건

Fig. 4 Simulation conditions for transient stability analysis

본 논문에서의 과도안정도 모의 시의 안정 기준은 아래 표 2와 같으며 한전의 계통계획 기준에 따라 765kV 2회선 사고의 경우 발전기는 최대 2기까지 탈락을 허용하였고, 발전기가 3기 이상 탈락해야 계통이 수렴하는 경우에는 과도안정도가 불안정하다고 판단하였다. 765kV 1회선 사고와 345kV 1회선, 2회선 사고는 발전기 탈락이 발생하지 않는 것을 안정된 기준으로 선정하였다.

표 2 과도안정도 해석 시 안정으로 판정하는 기준

Table 2 Standard for stable conditions in transient stability analysis

사고모선	사고회선	과도안정도 안정 기준
765kV	2회선	최대 2기 탈락 허용
	1회선	발전기 탈락 불허
345kV	2회선	발전기 탈락 불허
	1회선	발전기 탈락 불허

표 3 기본 계통 과도안정도 검토 결과

Table 3 Transient stability analysis result of the base grid

상정고장		사고회선	과도안정도	탈락발전기
765kV	강원-신태백	2회선	2기 탈락	울진 # 5, 6
		1회선	안정	없음
	강원-신가평	2회선	1기 탈락	울진 # 5
		1회선	안정	없음
	강원-신경기	2회선	2기 탈락	울진 # 5, 6
		1회선	안정	없음
	신울진-신태백	2회선	안정	없음
		1회선	안정	없음
	강원-신울진	2회선	1기 탈락	울진 # 5
		1회선	안정	없음
345kV	울진-신영주	2회선	안정	없음
		1회선	안정	없음
	울진-신태백	2회선	안정	없음
		1회선	안정	없음
	동해-신제천	2회선	안정	없음
		1회선	안정	없음

일반적으로 선로의 사고는 발전기 근처에서 발생한 사고가 전력계통 안정도에 미치는 영향이 더 크기 때문에 발전기 근처에서 사고를 모의하였다.

과도안정도 검토 시, 탈락 발전기는 울진 5, 6호기를 탈락시키는 것을 기준으로 했다. 울진 5, 6호기는 발전용량이 각각 1GW로 강원지역에 있는 여러 발전기들을 탈락시켜 본 결과 765kV 2회선 사고 시 계통 안정도에 가장 큰 영향을 미치는 발전기로 확인하였다. 표 3은 기본 계통을 대상으로 한 과도안정도 검토 결과를 보여준다.

과도안정도 검토 결과 강원변전소 주변 765kV 모선에서 최대 2기의 발전기 탈락이 발생하였고, 모든 경우가 과도안정도 안정 조건을 만족하였다. 따라서 그림 2와 같이 '신울진-강원-신경기'를 연계하는 765kV 송전선로가 건설되었다는 가정 하에, 기설선로만으로도 안정된 계통운영이 가능하다는 것을 알 수 있다.

2.4 기본 계통 기설선로의 송전 여유용량

제 6차 전력수급기본계획을 반영한 2027년 기본 계통은 2.3절에서의 과도안정도 검토 결과 기설선로만으로 안정된 운영이 가능하다는 것을 확인하였다. 그러나 국가에너지기본계획에 따른 강원도 동해안 지역에 신규전원이 추가적으로 건설되어 수도권 지역으로 전력을 송전할 경우, 안정된 계통운영을 보장하기 위해서는 기설선로들의 송전 여유용량을 파악할 필요가 있다.

동해, 신태백, 울진, 신영주 모선은 모두 강원도에서 수도권 지역으로 송전선로가 연결되어 있는 주요 모선이다. 기설선로들의 송전 여유 용량과 안정도를 파악하기 위해 각 모선에 1GW 용량의 화력 발전기를 연계한 후, 과도안정도를 검토하였다. 과도안정도 분석결과는 표 4~7과 같다.

표 4 동해 모선에 1GW 화력발전기 연계 시 과도안정도 검토 결과

Table 4 Transient stability analysis result when 1GW generator connected to Donghae Bus

상정고장		사고회선	과도안정도	탈락발전기
765kV	강원-신태백	2회선	3기 탈락	울진 # 4, 5, 6
	강원-신가평	2회선	3기 탈락	울진 # 4, 5, 6
	강원-신경기	2회선	3기 탈락	울진 # 4, 5, 6
	신울진-신태백	2회선	2기 탈락	울진 # 5, 6
	강원-신울진	2회선	2기 탈락	울진 # 5, 6

표 5 신태백 모선에 1GW 화력발전기 연계 시 과도안정도 검토 결과

Table 5 Transient stability analysis result when 1GW generator connected to Sintaeback Bus

상정고장		사고회선	과도안정도	탈락발전기
765kV	강원-신태백	2회선	3기 탈락	울진 # 4, 5, 6
	강원-신가평	2회선	3기 탈락	울진 # 4, 5, 6
	강원-신경기	2회선	3기 탈락	울진 # 4, 5, 6
	신울진-신태백	2회선	2기 탈락	울진 # 5, 6
	강원-신울진	2회선	3기 탈락	울진 # 4, 5, 6

표 6 울진 모선에 1GW 화력발전기 연계 시 과도안정도 검토 결과

Table 6 Transient stability analysis result when 1GW generator connected to Uljin Bus

상정고장	사고 회선	과도 안정도	탈락 발전기
765kV	강원-신태백	2회선	3기 탈락
	강원-신가평	2회선	3기 탈락
	강원-신경기	2회선	3기 탈락
	신울진-신태백	2회선	2기 탈락
	강원-신울진	2회선	3기 탈락

표 7 신영주 모선에 1GW 화력발전기 연계 시 과도안정도 검토 결과

Table 7 Transient stability analysis result when 1GW generator connected to Sinyeongju Bus

상정고장	사고 회선	과도 안정도	탈락 발전기
765kV	강원-신태백	2회선	2기 탈락
	강원-신가평	2회선	2기 탈락
	강원-신경기	2회선	3기 탈락
	신울진-신태백	2회선	2기 탈락
	강원-신울진	2회선	2기 탈락

수도권 지역으로 송전선로가 연결되어있는 동해, 신태백, 울진, 신영주 모선에 각각 1GW 용량의 화력 발전기를 연계하여 과도안정도 검토 결과 모든 모선에서 345kV 송전선로 1회선, 2회선 사고와 765kV 송전선로 1회선 사고 시, 발전기 탈락 없이 안정하였다. 그러나 765kV 송전선로 2회선 사고 시, 탈락 발전기가 최대 3기로 불안정한 결과를 확인하였다. 이는 기설선로에 송전 여유용량이 더 이상 없다는 것을 의미하며, 기본 계통에 1GW 용량 이상의 대규모 신규전원이 연계될 경우 안정된 계통 운영이 불가능하다는 것을 의미한다. 따라서 2027년 이후 강원도 동해안 지역에 추가적인 신규전원이 건설될 경우, 기설선로를 사용한 송전은 불가능하며, 표 1과 같이 수도권 지역에 수요가 집중적으로 밀집되어있는 상황을 고려 할 경우 수도권으로의 대용량 장거리 송전선로의 건설은 불가피하다고 할 수 있다.

3. HVDC 송전방식을 사용한 계통 구성

국가에너지기본계획에 따라 강원도 동해안 지역에 대규모 신규 전원이 건설될 경우, 기설 송전선로만을 사용한 전력공급은 불가능하다는 것을 확인하였다. 따라서 안정된 계통운영을 위해서는 신규 송전선로 건설이 불가피하다. 또한 우리나라 전력계통이 전체 전력수요의 40%가 수도권에 집중되어 있으며, 수도권의 전력수요가 지속적으로 증가할 것으로 예측되므로[2] 이러한 상황을 고려할 경우 수도권까지의 대용량 장거리 송전은 필수적이다.

기존 AC 송전방식은 345kV 송전선로의 경우, 대용량 장거리 송전에 있어서 송전선로 상의 손실로 인해 경제적인 측면에서 부적합하다. 또한 765kV 송전선로의 경우 345kV 송전선로에 비해 비교적 송전효율은 높으나 거대한 철탑으로 인한 환경파괴 문제와 송전선로 주변지역 주민들의 민원

으로 인하여 건설이 지연되거나 제한될 수 있다는 문제점이 있다. 반면 HVDC 송전방식은 AC 송전방식과 비교하여 동일용량 대비, 철탑의 면적 및 부피를 획기적으로 줄일 수 있으며[6] 송전선로가 보다 저렴하고 구조적으로 송전선로의 회전을 줄여 보다 경제적이다[7]. HVDC의 또 다른 장점은 지중화가 가능하여[8] 송전선 건설에 따른 민원을 해결할 수 있으며 환경친화적인 계통계획이 가능하다. 그림 5는 HVDC 송전방식과 기존 AC 송전방식의 변환설비 및 선로비용을 고려한 손익분기점을 간략하게 표현한 그래프를 의미하며, 그림 6은 변환설비, 선로비용, 선로선실에 따른 비용을 의미한다.

그림 5 HVDC와 AC 송전의 손익분기점 비교 [9]

Fig. 5 Break-even point for HVDC compared to AC transmission system

그림 6 HVDC와 AC 송전방식의 건설비용[10]

Fig. 6 Comparisons of construction costs for HVDC and HVAC transmission system

그림 5에서 알 수 있듯이 HVDC 송전방식은 인버터/컨버터 스테이션과 같은 변환설비 때문에 초기비용은 AC 송전방식에 비하여 비싸나, 송전효율이 높아 약 200~300km에 달하는 손익 분기점을 지나면 결과적으로는 장거리 송전에 있어 HVDC 송전방식이 보다 경제적이다. 또한 그림 6과 같이 송전용량이 높아질수록 계통운영에 있어 보다 경제적이라는 사실을 알 수 있다. 따라서 본 논문에서는 강원도 동해안 지역으로부터 수도권까지의 장거리 송전을 기존 AC 송전방식의 문제점을 해결하는 HVDC 송전방식을 적용하여 계통검토를 수행한다. 또한 강원도 동해안 지역의 대규모 신규전원과 수도권 계통의 최적연계방안을 검토하기 위하여 발전용량, 연계지점, 그리고 연계 방법의 3가지에 대하여 다양한 케이스를 검토하였다.

3.1 발전용량 선정

제 6차 전력수급계획에 따르면 강원도 동해안 지역과 경북 영덕군에 건설되는 신규전원의 설치용량은 6GW로 예상되

지만 실제 신규전원의 정확한 용량은 알 수 없다[2]. 따라서 신규전원이 3GW(1.5GW 2기)와 6GW(1.5GW 4기)의 규모로 설치된다고 가정하여 테스트 계통을 구성 하였고 각각의 경우에 최적 송전방안을 찾고자 한다.

3.2 계통 연계지점 선정

전력 공급 시 부하지역으로 전력을 바로 연계하는 방법이 가장 좋으나, 수도권 중심부는 인구 밀집 지역이므로 초고압 송전선로를 수도권 중심부로 연계하는 방법은 사실상 불가능 하다. 따라서 본 논문에서는 그림 7과 그림 9에 나타난 바와 같이 크게 수도권 북부지역과 남부지역으로 나누어 수도권 외각 지역으로 송전선로를 연계하여 계통을 구성하였고, 각 연계지점에 대한 안정성을 분석하였다. 동해안 지역의 신규전원으로부터 연계지점까지의 대략적인 거리는 수도권 북부의 경우 240km, 남부의 경우는 210km로 예상된다. 이 때 송전선로의 길이는 강원도 지역의 산맥과 지형을 고려하여 지도상 직선거리의 1.2배를 각 연계지점까지의 거리로 계산 하였다.

3.2.1 수도권 북부지역으로의 계통연계

강원도 동해안지역에 건설되는 신규전원을 수도권 북부지역으로 연계 할 경우 수도권 북부지역에 안정된 전력공급이 가능하다. 우리나라는 수도권으로 부하가 집중되어 있고 주로 남쪽에서 전력을 수도권으로 공급하여 북상조류가 매우 크게 나타난다. 따라서 수도권 북부지역은 방사형계통의 끝부분에 해당하여 수도권 남부지역에 비해 전압강하가 크고 전력 공급도 원활하지 않는다는 단점이 있다. 따라서 강원도 동해안지역에 건설되는 신규전원이 수도권 북부지역으로 연계될 경우 수도권 전력공급이 위, 아래에서 이루어짐으로써 수도권의 전력 안정도가 향상될 수 있다. 또한 수도권 북부지역에 있는 발전단가가 비싼 복합 화력은 피크 부하에서만 주로 운행되므로 신규전원 연계를 통해 피크부하를 낮춰 보다 경제적인 계통운영이 가능하다. 그러나 신규전원을 수도권 북부지역으로 연계할 경우에는 신규 송전선로연계를 위한 신규모선 또한 건설해야 하고, 근처 연계 선로로 추가 연결이 필요하게 되므로 수도권 남부지역으로의 연계보다 초기 건설비용이 더 많이 든다는 단점이 있다.

그림 7 동해로부터 수도권 북부지역으로의 계통연계
Fig. 7 HVDC system connected to northern capital area

수도권 북부지역으로의 전력공급 사례검토를 위하여 본 논문에서는 ‘북경기’ 라는 가상의 신규모선이 수도권 북부지역에 설치된다고 가정하였다. 이때 신규 ‘북경기’ 모선과 기존 계통 연계를 위한 신규 송전선로 건설이 필요한데 신규 송전선로가 연계되는 접점으로 기설모선 가운데 2개 모선을 선택하였다. 대상이 되는 기설모선으로 ‘양주’와 ‘신의정부’, ‘양주’와 ‘신파주’의 2개의 케이스를 선정하여 우선적으로 적합 여부를 검토하였다. 표 8은 ‘북경기’ 모선 고장 시 고장전류 검토 결과이다. 검토결과 고장전류는 ‘북경기’ 모선으로부터 ‘양주’ 및 ‘신의정부’ 모선으로의 연계 보다는 ‘양주’와 ‘신파주’ 모선으로의 연계 방법이 비교적 적어 ‘양주’ 및 ‘신파주’ 모선으로 연계하는 것이 더욱 적합한 것을 알 수 있다. 따라서 최종적으로 다음 그림 8과 같이 계통을 구성하였다.

표 8 북경기 모선 고장 시 고장전류

Table 8 Fault Current of the Bukgyeonggi Bus

신규전원 용량	양주, 신의정부 연계[kA]	양주, 신파주 연계[kA]
3GW	47.5	46.9
6GW	49.1	48.4

그림 8 양주, 신파주 연계 시 수도권 북부지역 계통조류
Fig. 8 Power flow around northern capital area

3.2.2 수도권 남부지역으로의 계통연계

강원도 동해안지역에 건설되는 신규전원을 그림 9와 같이 수도권 남부지역으로 연계할 경우 약 16GW에 이르는 북상조류를 줄일 수 있다는 장점이 있다. 또한 수도권 북부지역으로의 연계에 비해 거리도 가깝고, 기존의 ‘신중부’ 모선이나 ‘신안성’ 모선을 연계모선으로 사용하여 추가적인 신규모선 설치비용과 신규 연계선로 건설비용이 필요 없으므로 초기 건설비용이 보다 저렴하다. 그러나 수도권 북부지역에 비해 비교적 수도권 중심부와 가깝고, 이미 ‘신중부’나 ‘신안성’ 모선에 연계되는 765kV 송전선로가 지나고 있으므로 추가적인 선로 건설에 대한 주민들의 민원이 발생할 가능성이 있다.

‘신중부’ 및 ‘신안성’ 모선의 고장 시 고장전류 크기를 비교하여 최종 연계지점을 선정 하였다. 고장전류 검토 결과는 표 9와 같다. 검토결과 ‘신안성’ 모선의 고장전류 보다는 ‘신중부’ 모선의 고장 시 고장전류가 적어 최종적으로 그림 10과 같이 계통을 구성하였다.

그림 9 동해로부터 수도권 남부지역으로의 계통 연계
Fig. 9 HVDC system connected to southern capital area

표 9 신중부, 신안성 모선 고장 시 고장전류
Table 9 Fault currents of Sinanseong and Sinjungbu BUS

신규전원 용량	신중부[kA]	신안성[kA]
3GW	50.9	68.4
6GW	51.1	68.8

그림 10 신중부 연계 시 수도권 남부지역 계통 조류 흐름
Fig. 10 Power flow around southern capital area

3.3 HVDC 송전방식을 사용한 연계 방법

HVDC 송전방식은 기존 교류계통의 송전 방식을 AC/DC(교류/직류)변환장치를 사용하여 전력을 직류로 변환하여 공급하는 방식이다. 직류송전은 20~30년 전부터 상용화되기 시작하여 최근 설비비용이 계속적으로 늘어나는 송전 방식으로서 AC 송전방식이 가질 수 없는 여러 가지 장점 때문에 최근 많은 주목을 받고 있으며, 최근에는 세계 각국에서는 대용량 장거리 송전에서 HVDC 송전방식을 활용하는 경우가 많아지고 있다[11].

HVDC 송전방식은 송전선로의 가격이 저렴하고, 송전손실이 적어 송전 효율이 높아 동해로부터 수도권까지의 대용량 장거리 송전에 적합하다. 또한 지중화가 가능하며 765kV 송전선로와 동일 용량을 송전 시 비교적 작은 철탑을 사용하여 수도권 근처까지 송전선로가 건설된다 하더라도 주민들에 민원을 줄이며 환경적 문제 또한 최소화 하여 보다 현실적인 송전망 계획이 가능하다. 따라서 본 논문에서는 제 6차 전력수급기본계획을 반영한 2027년 기본 계통을 기반으로 3.2절에서 언급한 수도권 북부 지역과 남부지역에 신규전원용량과 동일한 용량의 HVDC 송전방식을 적용하여 계통을 구성하였다.

표 10 시나리오별 계통 구성

Table 10 Composition of the Power System

시나리오	신규전원 용량	연계지역	HVDC
1	3GW	수도권 북부 (북경기)	1.5GW 2회선
2	6GW	수도권 북부 (북경기)	3.0GW 2회선
3	3GW	수도권 남부 (신중부)	1.5GW 2회선
4	6GW	수도권 북부 (신중부)	3.0GW 2회선

HVDC 송전방식은 변환설비의 종류에 따라 전류형과 전압형 HVDC로 구분된다. 본 논문에서는 전류형 HVDC를 적용하였고, 500kV 바이폴 방식의 2회선으로 HVDC를 모델링 하였다. 표 10은 시나리오별 계통구성을 정리하였고, 그림 12는 계통구성별 조류흐름을 나타낸다.

(a) 시나리오 1 - 동해안-북경기 HVDC 3GW 연계

(b) 시나리오 2 - 동해안-북경기 HVDC 6GW 연계

부로의 연계에서는 765kV 송전선로를 사용한 송전방식이 보다 더 안정적이라는 것을 확인하였다. 그러나 수도권 남부 지역으로 이미 765kV 송전선로가 지나고 있고, 수도권 중심지역과 비교적 가까운 위치를 감안하였을 경우 추가적인 765kV 송전선로 건설은 현실적으로 어려울 수 있다는 단점이 있다.

표 14 신규전원(3GW) - 수도권 남부(신중부) HVDC 3GW 연계 과도안정도 결과

Table 14 Transient Stability Analysis Result at Sinjungbu bus

상정고장	사고 회선	과 도 안정도	탈 락 발전기
765kV	강 원-신태백	2회선	2기 탈락
	강 원-신가평	2회선	2기 탈락
	강 원-신경기	2회선	2기 탈락
	신울진-신태백	2회선	안 정
	강 원-신울진	2회선	2기 탈락

표 15 신규전원(6GW) - 수도권 북부(북경기) 765kV 2회선 연계 과도안정도 결과

Table 15 Transient Stability Analysis Result at Bukgyenggi bus

상정고장	사고 회선	과 도 안정도	탈 락 발전기
765kV	강 원-신태백	2회선	2기 탈락
	강 원-신가평	2회선	1기 탈락
	강 원-신경기	2회선	2기 탈락
	신울진-신태백	2회선	안 정
	강 원-신울진	2회선	2기 탈락

표 16 신규전원(6GW) - 수도권 북부(북경기) HVDC 6GW 연계 과도안정도 결과

Table 16 Transient Stability Analysis Result at Bukgyenggi bus

상정고장	사고 회선	과 도 안정도	탈 락 발전기
765kV	강 원-신태백	2회선	1기 탈락
	강 원-신가평	2회선	1기 탈락
	강 원-신경기	2회선	2기 탈락
	신울진-신태백	2회선	안 정
	강 원-신울진	2회선	2기 탈락

표 17 신규전원(6GW) - 수도권 남부(신중부) 765kV 2회선 연계 과도안정도 결과

Table 17 Transient Stability Analysis Result at Sinjungbu bus

상정고장	사고 회선	과 도 안정도	탈 락 발전기
765kV	강 원-신태백	2회선	1기 탈락
	강 원-신가평	2회선	1기 탈락
	강 원-신경기	2회선	1기 탈락
	신울진-신태백	2회선	안 정
	강 원-신울진	2회선	1기 탈락

표 19는 각 시나리오 별 고장전류 검토 결과이다. 이때 고장모션은 신규전원으로부터 연계지점 모션을 선정하여 검

토하였다. 검토결과 위의 표에서 확인할 수 있듯이 고장전류의 크기는 신규전원 3GW, 6GW 용량 모두 HVDC 송전방식을 사용한 계통구성이 가장 낮은 고장전류가 측정되었다. 연계지점 별로는 신중부 보다는 북경기 지역으로의 연계가 고장전류가 보다 더 낮게 측정되었다. 이는 HVDC 송전방식이 고장 시 조류 제어가 가능하다는 것을 알 수 있다.

표 18 신규전원(6GW) - 수도권 남부(신중부) HVDC 6GW 연계 과도안정도 결과

Table 18 Transient Stability Analysis Result at Sinjungbu bus

상정고장	사고 회선	과 도 안정도	탈 락 발전기
765kV	강 원-신태백	2회선	1기 탈락
	강 원-신가평	2회선	1기 탈락
	강 원-신경기	2회선	1기 탈락
	신울진-신태백	2회선	안 정
	강 원-신울진	2회선	2기 탈락

표 19 각 시나리오 별 고장전류 검토 결과

Table 19 Fault Current Analysis Result

신규전원 용량	연계방법	수도권 북부지역[kA] (북경기 연계)	수도권 남부지역[kA] (신중부 연계)
3GW	345kV 4회선	44.4	55.7
	HVDC 3GW	39.5	50.9
6GW	765kV 2회선	49.4	52.0
	HVDC 6GW	39.7	51.1

4.2 HVDC 송전방식에서의 기술적 검토사항

HVDC 송전방식을 전력계통에 도입 시, 전압변동 및 저주파 공진 등의 문제에 따른 계통의 안정적인 운전 여부를 분석하기 위해 ESCR(Effective Short Circuit Ratio)과 UIF(Unit Interaction Factor) 계수를 검토한다[12].

4.2.1 ESCR(Effective Short Circuit Ratio) 검토

교류계통에 복합적으로 사용되는 HVDC 송전방식은 DC Link단에 붙는 교류계통의 강도에 따라 계통 전체에 미치는 영향이 달라진다. 보통 교류계통의 강도가 약할수록 계통에 미치는 부정적 영향은 커지게 되는데 전압안정도, 과전압, 저주파 공진과 같은 문제를 야기한다[13]. 이와 같은 영향을 판단하기 위하여 HVDC 설계 시 일반적으로 교류계통의 강도를 나타내는 지표로 계통의 임피던스를 고려한 단락용량인 Short Circuit Ratio(SCR)를 사용하여 계통의 강도를 결정한다. 전류형 HVDC의 경우에는 무효전력 보상을 위한 병렬 커패시터나 동기조상기 등이 설치되기 때문에 이를 고려하기 위하여 ESCR을 새로운 계통강도의 지표로 사용한다[11]. ESCR을 구하는 식은 식 (1)과 같으며 이때 S는 AC 계통의 3상 단락용량, Q_d는 병렬 커패시터가 보상하는 무효 전력 용량, P_d는 HVDC 정격용량이다.

$$ESCR = \frac{S - Q_d}{P_d} \quad (1)$$

ESCR에 따른 계통강도는 표 20과 같이 나타낼 수 있다 [13]. 이때 HVDC 송전방식을 사용한 안정된 계통운행을 보장하기 위한 ESCR은 2.5 이상 즉 'High' 레벨 이상이어야 하며 본 논문에서는 보수적인 여유도를 고려하여 ESCR 값이 3.0 이상 되는 경우를 안정된 기준으로 선정하여 검토하였다. 표 21은 계통 구성 별 ESCR 검토결과이다.

표 20 ESCR 기준 [11]

Table 20 ESCR Level [11]

Level	ESCR
High	2.5 < ESCR
Low	1.5 < ESCR < 2.5
Very Low	ESCR < 1.5

표 21 ESCR 검토 결과

Table 21 Analysis Result of the ESCR

연계지점 및 연계방법		S [MVA]	Q _d [MVA]	P _d [MVA]	ESCR	검토 결과
북경기 HVDC 3GW	Converter Station	16,487	1,684	3,000	4.9	만족
	Inverter Station	23,647	2,442	3,000	7.0	만족
신중부 HVDC 3GW	Converter Station	16,480	1,682	3,000	4.9	만족
	Inverter Station	30,497	2,579	3,000	9.3	만족
북경기 HVDC 6GW	Converter Station	22,056	2,833	6,000	3.2	만족
	Inverter Station	23,775	3,582	6,000	3.6	만족
신중부 HVDC 6GW	Converter Station	22,065	2,833	6,000	3.2	만족
	Inverter Station	30,579	3,353	6,000	4.5	만족

4.2.2 UIF(Unit Interaction Factor of Generator) 검토

저주파 공진현상(SSR: Subsynchronous Resonance)은 HVDC 시스템의 발전기와 인접해 있는 컨버터 스테이션에서 발생하는 문제로, 계통의 전기적 시스템과 발전기의 기계적 시스템 사이에서 60Hz의 정격 주파수 보다 작은 주파수에서 공진하는 현상을 의미한다. 만약 이 SSR 현상이 심할 경우, 발전기의 터빈과 축을 파괴하는 결과를 초래할 수 있다. 따라서 HVDC 송전방식을 적용한 계통 검토 시 안정적인 계통 운영 보장을 위한 지표로 UIF를 사용하며, 안정적인 계통운행을 보장하기 위한 UIF는 0.1을 기준으로 항상 0.1이하를 만족해야 한다[13]. UIF를 구하는 식은 식 (2) 와 같다. 이때 SC_{TOT}는 AC계통의 3상 단락용량, SC_i는 발전기를 제외한 AC계통의 3상 단락용량, MVA_{HVDC}는 HVDC의 정격용량, MVA_i는 발전기 정격용량을 의미한다.

$$UIF = \frac{MVA_{HVDC}}{MVA_i} \left(1 - \frac{SC_i}{SC_{TOT}} \right)^2 \quad (2)$$

본 논문에서는 PSS/E를 사용하여 각 컨버터 스테이션에서의 UIF를 검토하였다. 표 22는 계통 구성 별 UIF 검토결과다. 검토 결과 모든 연계지점에서 UIF 기준을 만족하는 것을 확인할 수 있다.

표 22 UIF 검토 결과

Table 22 Analysis Result of the UIF

연계지점 및 방법	SC _{TOT} [MVA]	SC _i [MVA]	MVA _i [MVA]	MVA _{HVDC} [MVA]	UIF	검토 결과
북경기 HVDC 3GW	16,487	13,801	1,460	3,000	0.05	만족
신중부 HVDC 3GW	16,480	13,787	1,460	3,000	0.05	만족
북경기 HVDC 6GW	22,056	19,273	1,460	6,000	0.06	만족
신중부 HVDC 6GW	22,065	19,279	1,460	6,000	0.06	만족

5. 결 론

본 논문에서는 2008년 8월에 발표된 제 1차 국가에너지 기본계획에 따라 2027년부터 강원도 동해안 지역에 건설되는 신규전원을 대상으로 최적 연계지 방안 및 계통안정도에 대하여 검토하였다. 먼저 제 6차 전력수급계획을 반영한 2027년 기본 계통을 구성하여 과도안정도를 검토한 결과 기본 계통은 신뢰도 고시를 만족하여 안정적인 계통 운영이 가능하지만 추가적인 발전기가 계통에 연계될 경우, 송전선로의 여유용량이 부족하여 기설선로 만으로의 계통운영은 불가능하다는 것을 확인하였다. 또한 PSS/E를 이용한 전국 전력수급현황을 검토한 결과 수도권으로의 전력수요가 집중되어 있어 수도권으로의 신규 장거리 대용량 송전선로의 건설이 불가피하다는 것을 확인하였다. 강원도 동해안 지역에 건설되는 신규전원은 실제로 어느 정도의 용량으로 건설될지 모르기 때문에 3GW와 6GW로 나누어 구성하였다.

동해안 지역으로부터의 계통연계를 위한 연계지점은 계통 상황을 고려하여 수도권 북부와 남부지역으로 나누어 주변 송전선로 상황과 고장전류검토를 통해 '북경기'(가상 신규모선)와 '신중부' 모선을 계통연계 지점으로 선정하여 계통을 구성하였다. 수도권 북부지역으로의 연계는 전력을 남, 북에서 공급하므로 보다 안정적인 전력공급이 가능하며, 수도권 남부지역으로의 연계는 약 16GW에 달하는 북상조류를 줄여 보다 안정적인 계통운영이 가능할 것으로 보인다.

다음으로 HVDC 송전방식을 이용한 계통 검토는 AC 송전방식을 적용한 계통구성결과를 대상으로 비교하여 과도안정도와 고장전류를 검토하였다. 검토결과 과도안정도 측면에서는 북경기로의 HVDC 6GW 연계를 제외하고는 AC 송전방식을 적용하였을 경우가 보다 안정적인 결과를 보였다. 그러나 대용량 장거리 송전이라는 점을 고려할 경우, 345kV 송전선로를 사용한 연계방법은 적합하지 않으며 송전손실 측면에서도 HVDC 송전방식이 보다 더 적합하다. 또한 과도안정도 결과에서도 큰 차이가 없어 HVDC 송전방식을 사

용한 연계방법이 보다 더 적합한 연계방법이라 생각된다. 또한 고장전류 측면에서는 모든 경우 HVDC 송전방식을 사용하였을 경우 보다 낮은 고장용량을 확인할 수 있었다. 또한 ESCR과 UIF 검토결과 모든 계통구성이 안정조건을 만족하여 우리나라 계통에 HVDC 송전방식을 적용하였을 경우 큰 문제를 야기하지 않을 것으로 예상된다.

본 논문에서는 HVDC 송전방식을 이용하여 강원도 동해안 지역에 신규전원이 건설될 경우, 발전용량과 연계지점을 고려하여 최적 연계방안에 대하여 검토하였다. 그러나 신규전원이 건설될 시점에는 주민들의 민원 상황과 주변 환경요소, 부지확보 가능성 여부 등을 고려하여 선택되어야 할 것이다.

감사의 글

본 연구는 지식경제부 및 정보통신 산업진흥원의 대학 IT연구센터 지원사업의 연구결과로 수행되었으며 (NIPA-2013-H0301-13-2007) 2013년도 정부(교육과학기술부)의 재원으로 한국연구재단의 기초연구사업 지원을 받아 수행된 것임(NRF-2011-0014872)

References

- [1] National Energy Committee, "The First South Korea Energy Basic Plan (2008~2030)", 2008. 8
- [2] Ministry of Knowledge Economy, "The Sixth Power Supply and Demand Basic Plan", 2013. 2
- [3] M. Shin, K. Park, H. Min, and M. Kwon, "Real-Time Optimal Decentralized Control Technique for Improving Transient Stability of the Power System", The Trans. of the Korean Institute of Electrical Engineers, 43(12), 1994. 12.
- [4] S. Moon, "Study on the Medium-Large CHP Impact Analysis of Power System and Prediction of Electricity Sales Revenue", Korea District Heating Corporation, 2005. 1.
- [5] D. Kim, "Congestion Cost Reduction using Voltage-Sourced Converter Back-to-Back HVDC in Metropolitan Area Power System", 2010 KIEE Summer Conference
- [6] SIEMENS, "More energy highways for Europe's power grid", www.siemens.com
- [7] ALSTOM, "High Voltage Direct Current and the DC grid", www.alstom.com
- [8] M. Rafheb, "HIGH VOLTAGE DIRECT CURRENT POWER TRANSMISSION", 2012. 5.
- [9] ABB, "High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems Technology Review Paper".
- [10] ABB, "Brazil-China-India meeting on HVDC and Hybrid Systems planning and Engineering".
- [11] J. Kim, "High-Voltage Direct Current(HVDC) Transmission Technology Trends", Electricity Journal, 2000. 12
- [12] TransGrid Solutions Inc, "Investigating the impact of HVDC Schemes in the Irish Transmission Network", 2009. 10, www.transgridsolutions.com
- [13] P. Kundur, "Power System Stability and Control", McGraw-Hill, 1993.
- [14] C. Kim, V.K. Sood, G. Jang, S. Lim, S. Lee, "HVDC Transmission - Power Conversion Applications in Power Systems", John Wiley & Sons. Ltd, 2009.
- [15] J. Arrillaga, Y. H. Liu, N. R. Watson, "Flexible Power Transmission - The HVDC Options", John Wiley & Sons. Ltd, 2007.
- [16] National Energy Committee Notification 2011-254, "Power System Reliability and Quality Standards"

저 자 소 개

한수영 (韓秀映)

1987년 9월 1일생. 2012년 국민대학교 전자공학부 졸업. 현재 동 대학원 전자공학부 석사과정

Tel : 02-910-5581

E-mail : greenways@kookmin.ac.kr

권도훈 (權度勳)

1985년 2월 17일생. 2010년 서울대학교 전기·컴퓨터공학부 졸업. 2012년 동 대학원 전기·컴퓨터공학부 석사 취득 현재 동 대학원 전기·컴퓨터공학부 박사과정

Tel : 02-886-3101

E-mail : dhkwon@powerlab.snu.ac.kr

정일엽 (丁一燁)

1976년 3월 16일생. 1999년 서울대학교 전기·컴퓨터공학부 졸업. 2001년, 2005년 동 대학원 전기·컴퓨터공학부 석사, 박사 취득. 2005년-2007년 미국 버지니아텍 연구원, 2007년-2010년 FSU-CAPS 연구원, 2010년 9월-현재 국민대학교 전자공학부 조교수

Tel : 02-910-4702

E-mail : chung@kookmin.ac.kr

임재봉 (林在鳳)

1952년 4월 14일생. 1974년 서울대학교 전기공학과 졸업. 1976년, 1987년 동 대학원 전기공학과 석사, 박사 취득. 1975-1981년 충남대학교 전자공학과 조교수, 1981-현재 국민대학교 전자공학부 정교수

Tel : 02-910-4703

E-mail : ljb@kookmin.ac.kr