

장기계통 서해안 발전력 융통을 위한 HVDC루트 경제성 검토

김태훈* 이조련 유현수 권석기
전력거래소*, 전력거래소, 전력거래소, 전력거래소

A Feasibility Study on the Economic Effect of the HVDC Route for Western Power Complex

Kim, Tae-Hoon* Lee, Jo Lyeon Ryu, Heon-Su Kwon, Seok Kee
KPX*, KPX, KPX, KPX

Abstract - 우리나라 전력계통에서 수도권으로 전력융통을 담당하는 기존의 송전선로는 안정성을 확보를 위해 제약을 두어 운영한다. 전력수급기본계획과 장기 송변전 설비계획을 기본으로 하여 중부 서해안지역의 발전력을 수도권으로 송전하기 위하여 추가 송전선로를 HVDC로 건설할 경우, 계통에 기여하는 효과 및 경제성을 분석하였다.

1. 서 론

우리나라 전력계통의 수급 안정성을 확보하기 위해 정부에서 발표한 제2차 전력수급기본계획에 따르면, 중부 서해안지역에는 대용량의 발전설비 8,000MW가 운전 중이고, 2017년까지 4,000MW의 설비가 추가로 건설될 예정이며, 여기에 중소용량급 발전설비까지 포함시킬 경우에 이 지역의 발전력은 총 23,900MW에 달한다.^[1] 최종 계획연도의 중부 서해안지역 계통여건에서 이러한 발전설비확충 계획을 고려해볼 때, 발전력 수송을 원활히 하기 위한 신규 송전선로 건설의 필요성이 대두되고 있는바, 초장기 계통구성의 대안측면에서 이 조건을 반영하여 계통의 영향을 모의, 분석하고자 한다.

본 논문에서는 여러 가지 대안 중에서 HVDC 루트 신설을 통한 발전력 수송능력 보장방안에 대한 타당성 연구를 수행하였다. HVDC 시스템은 1954년 스웨덴 본토와 Gotland 섬 사이에 최초로 도입된 이후 싸이리스터 밸브 개발, IGBT 개발 등으로 지속적인 안전성 향상과 대규모 전력전송 설비에 상용화가 가능해졌다. 이에 영광원자력 발전단지 - 중부 서해안 발전단지 - 수도권북부의 수요밀집지역을 연결하는 3단계 HVDC 시스템을 도입했을 경우를 상정하여 전력융통 루트관련 지역계통에 미치는 영향을 모의, 분석하였다. 345kV 계통 접속을 위한 HVDC의 적정전압과 용량을 결정하고, 우리나라 장기계통에 설치되었을 때 계통운영상 문제점과 특성을 분석하였다. 특히 전압안정도 측면의 효과를 검토하여 융통전력의 변화를 관찰하고, 주요 345kV 선로 상정고장시 전압안정성 향상을 관찰하였다. 또한 발전기 운전비용을 계산하여 경제적 효과를 분석하였다. 제2차 전력수급기본계획의 최종연도인 2017년 전국계통을 검토대상으로 모의하였다.

2. 본 론

2.1 계통모델 작성

2.1.1 전국 계통 기본모델

초장기 전력계통 수립을 위한 대상으로 2017년 전국계통 모델을 구성하여 아래와 같은 전제조건으로 기본계통 모델을 작성 하였다. 345kV 송전망은 고장용량 초과개소의 해소방안으로 시행되는 모선분리 운전하는 개소 외에는 전부 연계하여 운전하고, 154kV 송전망은 345kV 변전소 공급권역별로 계통을 분리하여 운전하는 것으로 구성하였다.^{[3][4]} 발전설비측면을 보면 2017년 중부 서해안계통에는 태안8기, 당진8기, 보령 8기 등 현재 대비 총 8기가 추가되어 이 지역에만 최종적으로 23,900MW 용량규모의 발전설비가 들어설 예정이다. 영광원자력 발전단지 5,900MW와 합하면 중부 서해안 벨트지역의 총 발전용량은 29,800MW에 이른다. 다음에 2017년 계통수요, 발전설비 현황, 지역별 수요분포 특성 등을 나타내었다.

○ 중부 서해안지역 대규모 발전설비 현황 : 8,000MW (보령6기, 태안6기, 당진4기)
- 2017년까지 증설계획 : 대용량기 8기(4,000MW) 등 총 23,900MW 입지예정

○ BASE CASE : 2017년 계통 최대부하시
- 전국 최대부하 : 68,737 MW
- 전국 발전설비 : 88,038 MW
- 수도권 부하 : 29,159 MW
- 수도권 발전력 : 15,500 MW

○ 전력설비 및 수요 증감 [단위 : MW]

| 구 분 | '05년 실적(a) | '17년 예상(b) | 증감(b-a) |
|--------------|--------------|---------------|------------------|
| 설비용량 | 61,737 | 88,038 | 26,301 |
| 최대수요 | 54,631 | 68,737 | 14,106 |
| 설비에비 (예비율,%) | 7,106 (13.0) | 19,301 (28.1) | 12,1957 (15.1p%) |

○ 지역별 수요 분포 [단위 : %]

| 구 분 | 수도권 | 영동권 | 중부권 | 호남권 | 영남권 | 손실 | 합계 |
|-----|------|-----|-----|------|------|-----|-------|
| 분포율 | 42.4 | 6.8 | 8.3 | 11.6 | 29.2 | 1.7 | 100.0 |

- 전국 평균역율 : 91% (수도권 : 90.5%, 기타지역 : 91.5%)

○ 원별 발전기 운전출력 [단위 : %]

| 구 분 | 원자력 | 석탄 | 국내탄 | LNG | 복합 | 양수,수력 |
|--------|-----|-----|-----|-----|----|-------|
| 정격용량대비 | 100 | 100 | 95 | 95 | 90 | 50 |

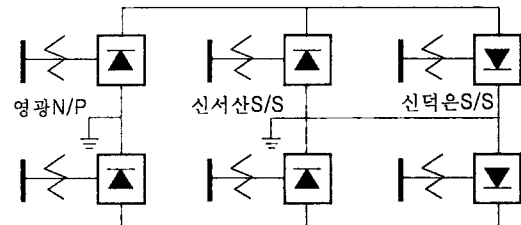
- 복합발전기는 외기온도 감소 및 양수, 수력은 수위저하 고려
- 발전기 단자전압 : 1.0 pu 유지

○ 전압유지 조상설비(S.C.)

- 2017년 운전설비 소요량 : 2,306.0만 kVAr

2.1.2 검토대상 HVDC CASE 모델

기본 모델을 기준계통으로 설정하고 남부 및 중부 서해안 벨트지역에 위치한 잉여 발전력을 수도권 북부지역으로의 전력융통 능력을 개선하기 위해 영광N/P와 신서산S/S 인근발전단지, 신덕은S/S를 연계할 수 있는 HVDC로 3단계 접속루트를 신설하는 CASE 모델을 상정하였다. HVDC 정격용량은 500kV에 1,000MW×2회선으로 설계하였고, 순동무효전력은 신덕은S/S, 신서산 S/S, 영광S/S에 각각 400MVA, 320MVA, 280MVA를 설치하였다. [그림 1]에 2-pole 3단계 HVDC 시스템을 나타내었다.^[5]



〈그림 1〉 2-pole 3단계 HVDC 시스템

○ HVDC 루트 보장모델 CASE

| 구 분 | 계통구성 (보장설비) | 비 고 |
|---------|---|-----|
| 기본 CASE | ○ 2017년 전국계통 기본모델 | |
| HVDC 루트 | ○ HVDC 3단계 연계(영광N/P-신서산S/S-신덕은S/S) • DC ±500kV, 2,000 MW × 2 pole • 345kV 영광-신서산 150km • 345kV 신서산-신덕은 150km | |
| | ○ 조상설비 증설 : 1,000 MVA • 신덕은 400, 신서산 320, 영광 280 | |

2.2 적용기준

2.2.1 계통 안정성 검토 적용기준

대상 계통의 신뢰도 영향분석을 위해 345kV 이상 주요 송전망을 대상으로 상정 고장시 계통 전압안정도 측면에서 검토를 하였다. 모의 절차는 비교모델 CASE별 345kV 주요선로 2회선 상정고장 리스트를 작성하고 전압불안정을 유발하는 고장리스트를 추출한 후, 검색된 고장루트별로 Powertech.사(캐나다)의 전압안정도 분석용 패키지인 VSAT(Voltage Stability Analysis Tool)을 이용하여 용동선로의 조류를 증가시켜가면서 용동전력 한계치를 찾아냈다.^[6] 즉 수도권발전출력을 단계적으로 감소시키고 반대로 비수도권의 발전출력을 증가시켜 용동전력의 조류를 가중시켰다. 현재 CBP 전력시장 체제에서 운영되는 주간전력수급자료(2005년 7월 1일)와 가격발전계획의 Merit Order(2005년 6월 30일)를 참고하여 실제 계통 운영의 특성을 최대한 반영하였다. 계통운전 전압 유지 기준은 정상시 공칭전압의 1.023 ~ 1.050 pu, 345kV 이상 주요 송전망 1개 루트 2회선 동시 상정고장시 0.95 pu 이하로 내려가지 않도록 설정하였다.^[2]

2.2.2 비용 산정 기준

비용 산출을 위해서 적용된 기준은 계획발전정산금(SEP)과 계통계약발전량 정산금(SCON)의 합에 제약비발전량변동비(SCCOF)을 더한 운전비 항목과 용량가격에 설비용량을 곱하여 산출되는 고정비 항목으로 대별하여 기저부하와 일반부하로 구분 적용하였고, 그 산식은 다음과 같다.

- 운전비 = SEP(계획발전정산금) + SCON(계통계약발전량 정산금) + SCCOF(계약비발전량변동비)
- 고정비 = 용량가격 × 설비용량

| 구분 | 기저부하 | 일반부하 | 비고 |
|------|------------|------------|----|
| 운전비용 | 21.58원/kWh | 62.21원/kWh | |
| 용량요금 | 20.49원/kWh | 7.17원/kWh | |
| 소계 | 42.07원/kWh | 69.38원/kWh | |

- 운전비용과 용량요금은 2005년 7월1일자 시장가격 참조

송변전 투자비 산정을 위해 345kV 송전선로의 km당 건설단가 약 15억 원, 345kV 변압기 1조 증설 약 17억 원, 345kV 차단기 1기 증설 약 7.2억 원, 동서울S/S SVC 설치사례를 준용한 전압보상설비 MVar당 약 7,500만 원을 기본 데이터로 적용하였다. 투자비 회수를 위한 자본회수계수(Capital Recovery Factor) 산식에서는 할인율 7%, 내구연수 30년을 적용하였다.^[8]

2.3 효과 분석

2.3.1 계통에 기여하는 효과

중부 서해안 벨트지역에 위치한 발전단지로부터 수도권으로 전송을 위한 HVDC 루트 신설을 모의한 결과 용동전력 한계치는 1,770만 kW로써, HVDC 루트를 보강하지 않은 기본 CASE 한계치 1,660만 kW 대비 약 110만 kW 정도가 증가하는 것으로 분석되었다. 이는 기존 6개선로에 분담되는 조류를 HVDC에서 완화시켜주기 때문이다. 세부내용은 아래의 표로 요약하였다. 표를 자세히 살펴보면 용동전력 증가로 인해 수도권 지역의 예비율이 약 14%로 증가되는 효과를 알 수 있다.

○ HVDC 보강 후 용동전력 한계증가 효과 [단위 : 만kW]

| 구분 | 기본 CASE | HVDC 보강 | 비고 |
|---------------|---------|---------|--------|
| 전국 최대수요 | 6,873 | 6,873 | |
| 수도권 수요(a) | 2,916 | 2,916 | |
| 수도권 발전력(b) | 1,550 | 1,550 | |
| 발전력(c) | 비계약 | 723 | 723 |
| | 계약(d) | 1,256 | 1,146 |
| 용동전력(c-a) | 비계약 | -2,193 | -2,193 |
| | 계약(e) | -1,660 | -1,770 |
| 증감 | "기준" | +110 | |
| 수도권예비력(b-c-a) | 294 | 404 | |
| 예비율(%) | (10.1) | (13.9) | |

기존의 전력용동 선로에 루트별 전기적 특성에 의해 배분되는 전력조류의 경감과 아울러 전압 안정성 측면에서 중부 서해안 발전단지로부터 수도권으로의 HVDC 루트 보강시 전압안정성 향상 및 계통의 전압안정도 특성이 변화되는 것으로 분석되었다. 아래 표를 살펴보면 기본 CASE 대비 HVDC 보강계통에서 전압불안정 선로가 줄어들음을 알 수 있고, 기존 CASE의 용동한계치 결정 선로가 345kV 아산-화성 T/L에서 345kV 신충주-곤지암T/L로 바뀌었음을 알 수 있다.

○ HVDC 보강 후 전압 안정도기여 효과

| 항목 | 선로 구간 | 기본조류(MW) | 기본 CASE | HVDC 보강 | 비고 |
|--------------|------------------------|----------|---------|---------|----|
| 1 | 신서산-신안성 | 4,140 | 불안정 | 안정 | |
| 2 | 신평천-신태은 | 580 | 안정 | 불안정 | |
| 3 | 신평주-양주 | 1,146 | 불안정 | 안정 | |
| 4 | 신인천CC-신평주 서인천CC-신평주 | 1,452 | 불안정 | 안정 | |
| 5 | 아산-화성 | 2,926 | 제약 | 안정 | |
| 6 | 신충주-곤지암 | 1,458 | 불안정 | 제약 | |
| 용동전력 한계치(MW) | | | "16600" | 17700 | |

2.3.2 비용 분석

HVDC 루트신설 효과를 연간 운전비용 측면에서 살펴보면, 기본 CASE의 경우 약 23조 4,548억원으로 추산되나, HVDC 보강시 약 23조 3,187억원으로 추산되는데, 여기서 보이는 차이는 용동계약 완화로 발전비용이 상대적으로 저렴한 남부지역의 발전기 운전효과에 기인하는 것으로 연간운전비만 비교해보면 약 1,361억원 정도 절감이 예상된다. 그러나 HVDC 및 부속 신규설비의 투자비 약 1조 5,950억원을 포함할 때 투자비를 CRF로 환산하여 비교하면 연간 약 81억원의 절감효과가 있는 것으로 산출되었다. 하지만 좀 더 정확한 비용 데이터와 모형 Factor가 고려되어야만 투자 의사 결정을 위한 비용분석의 신뢰성을 얻을 수 있다. 아래 표에 HVDC 보강 전·후의 비용을 산정하여 비교하였다.^{[3][9][10]}

○ HVDC 보강 전·후 비용 산정

| 구분 | 발전 및 송전 설비 | 투자비 | 연간운전비 |
|---------|---|---------|----------------------|
| 기본 CASE | ○ 2017년 전국계통 기본모델 "기준" | | 23,4548조 |
| HVDC보강 | ○ HVDC 3단자 연계 (영광N/P-신서산S/S-신태은S/S) • DC ±500kV, 2,000 MW × 2 pole × 3 Tml. • 345kV 영광-신서산 150km 신서산-신태은 150km ○ 조상설비 증설 (1,000 MVar) • 변환투자비 = \$312,000/MW×2,000MW×2 = 1.25조원 • 송전투자비 = 15억 원/km×150km×2×60% = 2,700억원 • 조상설비투자비 = 7500만원/MVar×1000 = 750억원 | 1,595조원 | 23,3187조 (▽1361억) |

3. 결 론

중부 서해안 벨트지역에 집중적으로 위치한 발전단지로부터 수도권 북부 지역에 위치한 345kV 변전소에 대규모 전력을 수송하기 위해 영광N/P-신서산S/S-신태은S/S 지점을 잇는 HVDC 3단자 연계 루트 신설방안을 모의한 결과, 계통운영 측면에서 용동전력 제약 110만 kW 완화효과와 수도권 서부지역의 전압안정도 향상효과를 얻었다. 운전비용 측면에서 연간 약 1,361억원 규모의 운전비용 절감효과가 예상되고 투자비 요소를 상쇄하여도 연간 약 81억원의 효과가 예측된다. 장기계통 설비계획의 확충을 위한 투자비 효과 산출결과를 볼 때 경과 루트선정, 시공여건 고려 등 세부적인 사항에 대해서는 투자사업 효과분석을 위한 전문 용역의 선행이 필요하다. 세계적인 전력 시장을 선도하는 변환소자 개발 추세와 가격대비 성능향상을 고려한다면 국내의 장기계통 특성상 AC와 DC 연계송전 방식을 조합한 교차변환설비의 도입시점에 앞서 새로운 형태의 송전 취약계통 보강방안도 부분적으로는 접목이 가능할 것으로 전망된다. 아울러 전력계통의 안정성 향상을 위해 수도권지역에 순동무효전력을 확보하는 방안의 세부적인 검토도 요구된다.

[참고 문헌]

- [1] 산업자원부, "제2차 전력수급기본계획(2004-2017년)", 산자부 공고, 제 2004-285호, 2004.12월
- [2] 산업자원부, "전력계통신뢰도 및 전기품질 유지기준", 산자부 고시, 제 2005-11호, 2005년
- [3] 한전 계통계획실, "장기 송변전 설비계획(2004-2017년)", 한전, 2005.3월
- [4] 전력거래소, "중장기 전력계통 운영계획(2006-2017년)", 전력거래소, 2005.5월
- [5] PTL, "Program Application Guide & Program Operation Guide", ver.29, Ch.6, 2002.10월
- [6] Powertech., "VSAT manual", ver.4.2, 2005.1월
- [7] 전원계획팀, "발전설비 현황", 전력거래소, 2004년
- [8] 계통계획팀, "전력계통공학과정 귀국보고서", 전력거래소, 2002.5월
- [9] I. Vancers, "A Survey of the Reliability of HVDC Systems throughout the World during 2001-2002", CIGRE, 2004년
- [10] J. Arrillaga, "High voltage D.C. transmission technology", IEE, Power and Energy series 30, Ch. 3