제주지역 공급 송전망의 경제적 편익 분석

김태훈*, 류헌수, 조강욱, 박만근
전력거래소 전력계획처 계통계획팀

Beneficial Analysis of Jeju Grid Interconnection in Market

Tae-Hoon Kim*, Heon-Su Ryu, KangWook Cho, Marn Geun Park
Korea Power Exchange

Abstract - 우리나라 전력시장은 2001년 4월부터 구조개편 초기모델로 원가반영발전시장(Cost Based Pool)으로 새로운 경쟁적 시장환경이 도입되면서 지역간 연계를 위한 송전망의 확충은 개별 시장참여자뿐만 아니라 다양한 이익주체들에게 경제적 편익에 큰 영향을 미칠 수 있다. 따라서 국내 전력시장 환경에 적합한 송전망 투자의 경제성 평가 절차와 방법을 개발하고 전산모형을 활용하여 실제 계통계획(안)에 적용하여 시장참여자별 경제적 효과를 평가한다.

제1장 서 론

우리나라의 송전망 계통의 구성은 대규모 부하단지로부터 원거리에 떨어져 위치하게 되는 발전단지의 입지 제약으로 인해 지역별 전력수급의 불평형 해소를 위해 지역간 전력 융통을 담당하는 송전망을 통해 연계되어 있다. 장기적으로도 전력수송 역무를 원활하게 수행하기 위해 전력수급 기본계획의 수립의 한 분야로 송전망 투자계획을 수립하고 있다. 대용량 발전단지로부터 전력수송을 위한 간선망과 지역간 연계를 위한 융통선로, 그리고 345kV 변전소 단위별로 지역 공급권역을 형성하고 지역 내 원활한 전력공급을 위한 송전망을 구성하여 154kV 변전소와 배전선로를 통해 전력 수송을 담당하는 체계로 크게 특징 지을 수 있다.

국내 전력시장으로의 구조개편이전에는 한국전력이 수직독점 체제에서 단독으로 발·송·변전 설비 투자계획을 수립하여 실행하였으나, 구조개편 이후 시장참여자들이 전력시장 환경에서 전력의 생산과 소비에 관련된 역할을 담당하고 있어 계통과 시장의 공정한 운영뿐만 아니라 미래의 설비 투자계획과 시장전망에 대한 예측 가능한 정보 제공을 필요로 한다. 이에 따라 국내 전력시장 환경에 적용하기 위해 개발된 송전망 투자의 경제성 평가 절차와 방법을 활용하여 육지~제주간 HVDC 연계선 확충 투자방안에 대한 시장참여자별 경제적 편익효과를 분석한다.

제2장 송전망 경제적 편익 분석 방법론

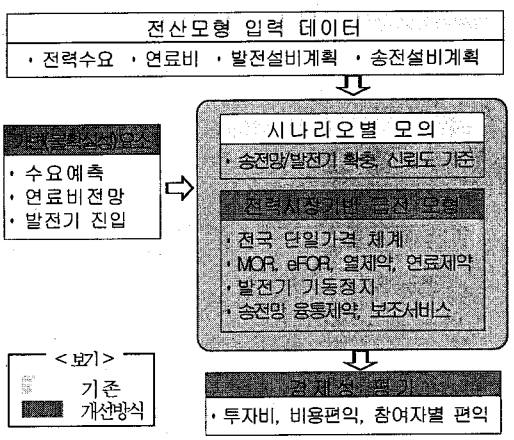
2.1 연계 송전선의 경제성 평가 효과

정부에서 2006년 2월 "제주자치도 관련 특별법"을 제정하여 제주지역에 관광·휴양산업과 첨단과학 기술단지 조성을 활발히 추진하도록 지원하고 있어 제주자치도의 전력사용도 지속적으로 증가할 전망이다. 제주도는 1998년 3월 HVDC 제 1연계선의 상업 운전 시작 이전까지는 전기적으로 완전히 고립된 계통이었다. 장기적으로도 제주지역에 안정적인 전력공급을 위해 2011년 6월 준공목표로 육지~제주간 직류송전방식 제 2연계선 건설계획이 2006년 12월에 지식경제부에서 공고한 제 3차 전력수급 기본계획에 포함되었다.

아울러 2008년 12월 공고 예정으로 추진되고 있는 제 4차 전력수급기본계획 수립과정에서 제주지역의 장기적인 전력수급 안정과 공급능력 확보를 위한 방안으로 최근에 육지~제주간 제 3연계선 건설(안)이 2018년 준공예정으로 논의되고 있다. 육지~제주간 연계 송전망의 확충 전후의 시장참여자들에게 미치는 경제적 가치에 대해 참여자별 기대편익(Expected Benefit)과 편익의 범위(Benefit Range) 산출을 통해 편익변화뿐만 아니라 투자의 위험도를 가늠할 수도 있다.

2.2 연계선의 경제적 편익 평가 방법

미국 전력시장을 선도했던 캘리포니아는 2000년 전력



<그림 1> 전력시장 모델에서 연계선의 경제적 편익 분석

위기 이후 전력설비 인프라 확보 수단의 일환으로서 Transmission Economic Assessment Methodology(이후 TEAM 이라 칭함)를 개발하였고 송전망의 적기 확충 강화를 위한 투자결정 방법론으로 활용하고 있다. 지식경제부 정책연구과제 보고서에서 이를 벤치마킹하여 우리나라 전력시장의 여건을 반영한 연계 송전망의 투자의사 결정 방법론을 처음으로 제시하였고 시장참여자별 편익 변화의 분석 절차와 방법론을 정립함으로써 향후 비용의 공정한 분담 주체와 궁극적으로는 요금제도 개선을 위한 자료로 활용이 기대된다.

Global Energy사로부터 도입한 마켓심 전산모형 모의결과의 타당성 확보를 위해 2007년도 시장운영 실적 보고서와 비교한 결과 유효한 결과를 얻었다. 마켓심은 다음의 그림1에 요약된 순서도와 같이 연산처리를 수행하는데, 특히 전력시장 모델링과 미래 전망의 불확실성을 고려하는 부분이 독보적인 기능이라 할 수 있다.

또한 미래 전력시장에서 송전망 설비투자 대안에 대한 시나리오 개발과 수요예측과 실적에 기반한 확률밀도함

수의 모델링 방법으로 불확실성 요소를 반영하게 되면 참여자별 경제적 편익의 기대값과 편익의 범위 산출이 가능하게 되므로 투자계획의 정책적 의사결정에 유용한 정보로 활용될 수도 있다.

제3장 제주지역 연계송전망 추가 사례 분석

3.1 HVDC 연계선의 경제성 평가 모델

육지에서 제주지역으로 전력 송전을 위한 수요예측 및 설비계획은 제 3차 전력수급기본계획의 장기 수요예측자료를 기본으로 입력하였고, 이에 따르면 2006년 최대부하 시현값을 기준으로 14년후인 2020년도 전국은 5,899만kW에서 7,181만kW(+21%)로, 그리고 수도권은 2,379만kW에서 3,190만kW(+34%), 제주도는 52만kW에서 88만kW(+69%)로 지역별 전망을 하였다.
이러한 전망에 따라 표1에서 보여주는 바와 같이 HVDC #2연계 송전선의 투자계획이 수립되었고 장차 HVDC #3 연계선 추가방안이 논의됨에 따라 현재의 전력시장 모델을 반영하여 회원사별 편익 변화도 비교분석하고자 한다.

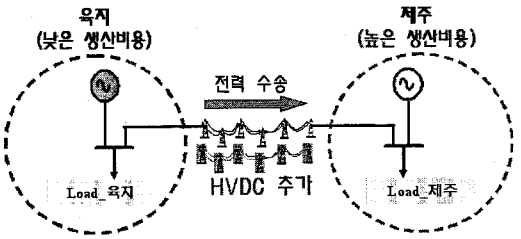
<표 1> 제주지역 설비계획 개요

구 분			정격용량 [MW]	출력제한 [MW]	증감발율 [MW/분]	비고 (준공,폐지)
중부	제주 #1		10.0×1	10/5	0.1	09.1폐지
	제주 #2,3		75.0×2	75/42×2	1.0	
	제주내연 #1		40.0	40/26	1.2	
	제주GT #3		55.0	45/16	5.0	GT1,2동기
남부	남제주 #1,2		100.0×2	100/50×2	5.0	
	남제주내연 #1~4		20.0×2	20/7×2	0.3	18.1폐지
	한림GT #1,2 ST		35.0×3	105/41	8.8	
신재생 에너지			19.0	-	-	행원한경산업월정
HVDC#1		1pole	150.0*	150/40	110	
		2pole	150.0			
계획	제주내연#2		40.0	40/26	1.2	09.6
	HVDC#2	1pole	200.0*			11.6
		2pole	200.0			11.6
	LNG복합		300.0			13.6
	HVDC#3	mono p.	200.0*			18.6
합 계 (계획분 제외)			769.0	740/352	137.7	(계획:740)

직류연계선의 운영/유지보수 기술력 확보 및 고장이력을 감안한 신뢰도를 고려하고자 HVDC 연계선의 운전용량은 기존 직류연계선과 같이 이중고장을 적용하여 분석했다. 장기 수요예측과 설비계획, 지역별 부하 점유율 등의 데이터는 전력수급기본계획에 공고된 내용을 기준으로 하고 시장 관련 데이터는 2007년도 국내 전력시장 운영실적을 주로 반영하였다. 특히 수요예측의 불확실성을 반영한 결과의 도출을 위해서는 정부에서 2000년부터 2006년까지 4차례에 걸쳐 장기 계획으로 수립하고 발표하였던 수요예측의 샘플오차들이 정규분포를 따른다는 전제로 보면 4.5% 정도의 표준편차가 나타난다. 제주지역에 설치되어 계통에 접속된 신재생에너지 전원은 주로 풍력 발전기인데 2007년말 현재 상업 운전 중인 설비는 19MW이고 연평균 이용율은 약 20% 수준을 기록하고 있어 피크시 용량 기여도를 20%로 적용하였다.

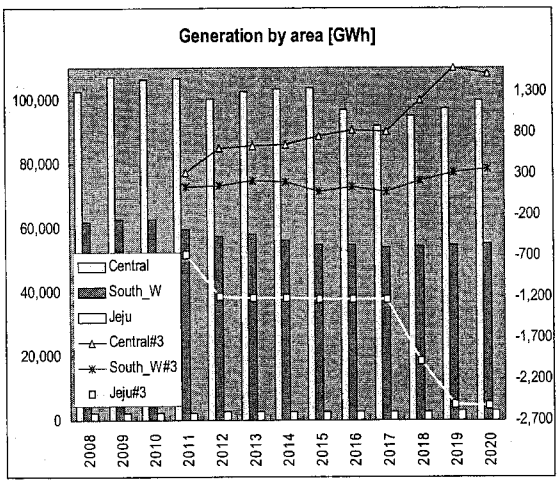
3.2 기존 HVDC 선로 대비 #3추가시 편익변화 분석

육지로부터 제주지역으로 전력공급을 주로 담당하는 직류연계 송전망의 효과 분석을 위해 운전 중인 #1 HVDC를 기준 케이스로 삼고 #3 HVDC(2018.6월)의 추가시 시장 참여자별 경제적 영향을 관심대상으로 평가하고자 #2 HVDC가 준공될 2011년부터의 변화를 표시한다. 직류 연계선이 추가되는 상황을 그림2와 같이 상정해 보면 육지측 계통연계의 인접지역인 중부지역과 호남지역에서 발전량의 변동 영향이 상대적으로 크게 나타난다.



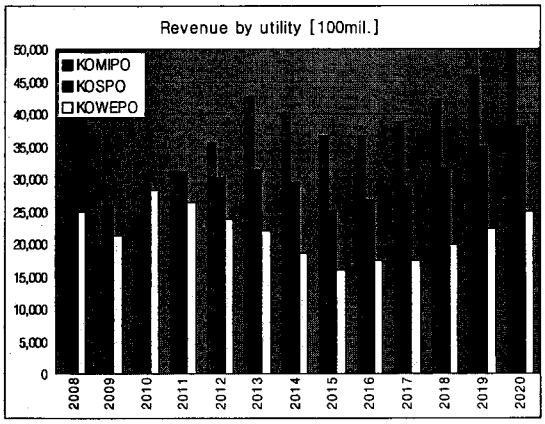
<그림 2> 육지~제주 연계선 추가

세부적으로 지역별 발전량을 살펴보면 중부지역에서는 기준케이스에서는 연도별로 106TWh에서 99TWh로 떨어지지만 #3증설 이후 +300~+1,600GWh의 증가 현상을 보이고 마찬가지로 호남지역에서는 연도별로 62TWh에서 54TWh로 저하현상 대비 증설 이후 +90~+360GWh 정도로 약간의 증가 추세를 보인다. 하지만 제주지역은 연도별로 2,114GWh에서 2,899GWh 수준으로 최종 규모 37%의 증가와는 반대로 -1,200~-2,500GWh로 감소 변화가 발생한다.



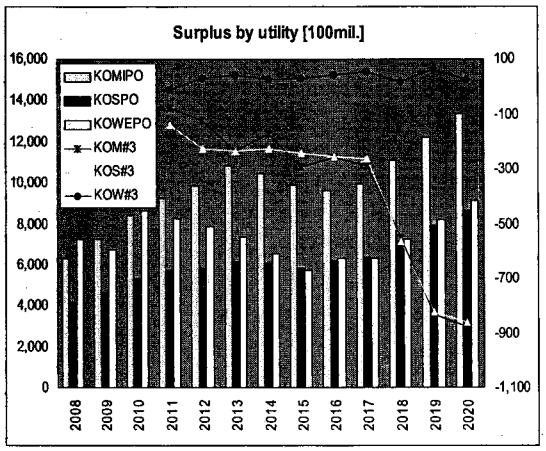
<그림 3> 제주지역 공급 발전량의 변화

아래의 그림4는 #3 연계선의 추가로 인해 발전회사별 수입 변화를 나타내는데 2011년도부터 연도별로 남부발전의 수입 감소가 400억에서 3,500억 수준으로, 중부발전에서는 연도별 수입 감소가 300억에서 2,600억 수준으로 각각 나타나고, 반대로 서부발전의 연도별 수입 증가는 30억에서 400억 정도로 집계되었다. 이러한 결과와 어느 정도 상관이 있다고 추정되는 발전회사별로 2011년부터 2020년까지 연도별 잉여 변화는 그림5와 같이 요약되는 바, 기준 케이스 대비 #3 연계선 투입 영향은 남부발전의 경우 100억~800억원 수준의 감소를 보이고 중부발전에서도 거의 유사한 결과를 나타낸다. 하지만 같은 조건에서 서부발전의 연간 잉여 변동은 연계선 투입 이후 약 50억 내외의 증가를 나타낸다.



<그림 4> 중부,남부,서부발전의 수입 변화

특히 중부발전과 남부발전의 #3 연계선 투입시 상세한 잉여저하 현상을 우측에 따로 표시된 세로축 범위 규모로 확인할 수 있다.



<그림 5> 중부,남부,서부발전의 잉여 변화

제4장 결 론

본 논문에서는 현재의 전력시장 환경에서 제주지역 전력공급을 위해 추가로 건설예정인 직류연계선이 시장참여자들에게 미치는 경제적 효과를 평가하였다. 더불어서 장기 수요예측의 불확실성에 대해서도 국내 처음으로 확률론적 방법을 도입하여 회원사의 편익 변화 범위를 산출함으로써 전력시장에서 이익주체들이 잠재적 위험요소를 능동적으로 반응하여 투자계획을 수립할 수 있게 된다. 전력계통의 신뢰도 확보를 기반으로 하는 전력설비의 확충계획 수립시 전력시장 모델을 반영한 시장참여자별 편익 분석 방법론을 이용하여 효율적인 투자의사 결정이 가능하다. 아울러 경쟁시장의 공정성 확보와 전력시장의 제도 개선을 위해 지속적인 발전이 필요하다.

[참 고 문 헌]

[1] CAISO, "Transmission Economic Assessment Methodology", 2004
[2] J.K. Joo, K.W. Cho, "Economic Assessment of Transmission Expansion", M.K.E. research report, April 2008.
[3] K.B. Song, S.K. Kwon, "Analysis of the Renewable Energy on Power System", KPX research report, October 2006.
[4] 지식경제부, "제3차 전력수급기본계획", 2006.12월
[5] 한국전력공사, "장기 송변전 설비계획", 2007.1월