

### 제주지역 전력공급 대안과 특성분석

\*김창수 이창호  
한국전기연구원

#### A Study on the Generating Capacity Expansion Characteristics in Jeju Island

C. S. Kim C. H. Rhee  
KERI

**Abstract** - Although Jeju island is connected with main network system by HVDC cable line, it's network assumes the form of independent system in an operating point of view. Therefore Jeju needs it's own independent capacity expansion planning. Continuous growth of demand and increase of antiquated plants in Jeju requires additional generating capacity.

This paper analyzes characteristics of two alternatives which include it's own expansion of facilities and capacity expansion of network system for Jeju island. Furthermore this paper evaluates economic efficiency of those alternatives and analyzes long-term program of demand-supply of electricity.

#### 1. 서 론

제주지역의 전체 전력수요는 2004년 최대463MW로 육지계통의 석탄화력 1기보다 적은 수요이다. 전력공급은 중유기력, 내연, 복합화력 등 제주내 발전기와 HVDC 연계설비를 이용하여 공급하고 있다. 제주지역 전력공급의 특징은 육지계통과 HVDC로 연계되어 일부 전력을 육지로부터 공급받고 있으나 독립적인 계통운영 특성을 가지며, 지역적으로는 자체 수급에 의한 계통운영을 추진하여야 하는 특성을 갖고 있다. 제주지역 자체설비와 HVDC의 종합운영으로 제주지역의 전력품질은 타 독립계통 도서보다 매우 우수하며, 전압유지율과 주파수유지율이 육지계통 수준을 유지하고 있다.

제주지역의 전력수요는 우리나라 전체의 전력수요 증가율의 1.5배에 달하는 연평균 15%이상의 높은 증가를 유지하고 있으며, 전력수요 증가와 노후발전설비의 증가는 제주지역의 추가적인 전력공급설비를 요구하고 있다. 이에 따라 현재 2010년 이후의 제주지역 전력수급에 대한 평가가 필요하며, 효율적이고 안정적인 공급방안 수립이 필요한 시기이다. 따라서 본 연구에서는 제주지역에 가능한 공급대안에 대하여 특징과 장단점을 분석하여 정부의 수급정책 추진에 참고자료로 활용되는 방향으로 연구를 추진하였다.

#### 2. 제주지역 공급대안 분석

##### 2.1 제주지역 전력공급

현재 2010년까지 제주지역 확정설비용량은 약 740MW이다, 2011년에 60MW 용량이 폐지될 것으로 예상되어 공급설비가 최대수요를 충족하지 못하게 된다. 특히, 제주지역에는 풍력 등 대체에너지 설비가 증가하고 있으나, 이러한 설비가 하계 최대부하시 공급력으로 작용하는 비율이 낮으므로 공급설비로 기여하지 못하고 있다.

제주지역의 발전소는 중유기력, 중유내연, 경유복합 등 다양한 종류와 용량을 가진 발전설비가 운용되고 있으며, HVDC 150MW×2회선이 육지계통과 연결되어 있다.

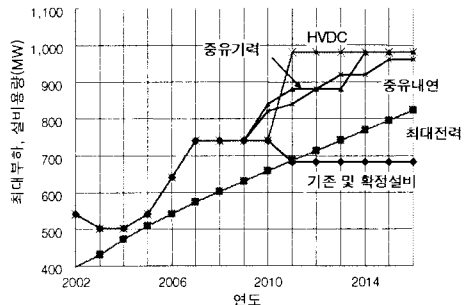
최근 중부발전에서 기존의 노후DP를 폐기하고 신규 DP로 40MW 1기를 건설 중에 있으며, 남부발전에서도 중유기력 100MW×2기가 건설 중에 있다.

<표 1> 제주지역 확정설비 용량(하계기준)

연도	중부발전			남부발전			한전 및 기타			확정공용계	최대수요예측	
	제주 #1,3	제주 DP	제주 GT	남제주 #1,2	남제주 #3,4	한림	남제주 DP	HVDC 연계	풍력			LF G
2004	160	-	40	20	-	90	40	150	-	1	501	463(471)
2005	160	40	40	20	-	90	40	150	-	1	541	508
2006	160	40	40	20	100	90	40	150	-	1	641	541
2007	160	40	40	20	200	90	40	150	-	1	741	573
2008	160	40	40	20	200	90	40	150	-	1	741	602
2009	160	40	40	20	200	90	40	150	-	1	741	631
2010	160	40	40	20	200	90	40	150	-	1	741	658
2011	160	40	-	-	200	90	40	150	-	1	681	686
2012	160	40	-	-	200	90	40	150	-	1	681	713
2013	160	40	-	-	200	90	40	150	-	1	681	740
2014	160	40	-	-	200	90	40	150	-	1	681	767
2015	160	40	-	-	200	90	40	150	-	1	681	795
2016	160	40	-	-	200	90	40	150	-	1	681	(823)

공급대안 대안설정에서 가장 큰 방향은 제주지역 자체공급과 육지계통 연계용량 증설의 두 방향이다. 제주 지역 내 용량확보 대안은 현재 건설중인 설비를 기준으로 중유DP 40MW와 중유기력 100MW가 설정될 수 있다. 최근에는 제주지역을 중심으로 도시가스 공급에 대한 요구가 나타나고 있으며, 향후 LNG배관망이 확충될 경우에는 LNG복합도 대안으로 고려할 수 있다. 제주지역 내의 설비건설로 공급할 경우에는 이러한 대안들이 적절한 Mix를 가지고 건설되게 되며, 여기에 LNG복합도 가능하 다.

추가적인 연계설비 대안으로는 기존 HVDC 2회선에 추가하여 신규 HVDC 선로를 건설하는 것으로 150MW× 2회선을 고려하고 있다. HVDC는 발전기와는 달리 선로 건설에 의해 육지전력을 제주지역으로 송전하는 것으로 선로운영에 정책에 따라 다양한 형태의 시나리오가 도출될 수 있다.



<그림 1> 제주지역 전원대안별 공급시나리오

위의 그림은 제주지역내 발전설비 신설대안 및 HVDC 대안에 따른 연도별 설비용량 그래프이다. 여기에 나타나 있는 HVDC는 신규증설 용량으로 300MW를 설정한 경우이다. 이 경우에 그림에서와 같이 HVDC가 투입되는 2011년에는 가용용량이 급격히 증가하여 높은 예비율이 되며, 이 수준은 2016년경에 적정 예비율 수준으로 뒀을 알 수 있다.

### 2.2 HVDC 공급대안의 시나리오

발전기와 마찬가지로 선로도 고장정지가 발생하며, 특히 HVDC는 변환소의 고장과 해양을 통과하는 케이블 사고가 발생한다. 따라서 이를 고려하여 안정적인 수급유지를 위한 HVDC 용량은 신뢰도 정책에 따라 다양한 설정이 가능하다. 현재 한전에서 고려하고 있는 HVDC 증설 대안은 기존 선로와 비슷한 형태 및 용량으로 신규 HVDC 선로도 150MW×2회선이다. 이를 위하여 변환소는 + 및 -의 2회선으로 건설하며, 케이블은 사고시 장기간 수리가 필요한 위험성을 고려하여 3회선을 건설하는 것으로 설계되고 있다.

현재 기존 HVDC가 2회선 300MW용량에 N-1사고를 고려하여 150MW를 운영중에 있으며, HVDC증설시에도 기존 설비의 N-1을 활용하여 신규용량을 300MW증가로 고려하고 있다. 다른 의견으로 신규증설도 기존과 마찬가지로 N-1을 고려하여야 한다는 의견이 있으며, 이러한 운영은 제주도의 공급신뢰도 정책과 제주지역의 비상발전계획에 따라서 달라진다. 또한, 제주지역의 HVDC연계 전력을 매 시간별 전체수요의 50%로 제한하는 경우도 있다. 이를 고려하면 HVDC의 운영을 다음과 같이 산정할 수 있다.

- ① 전체300용량 : 총 450MW 운용  
신규설비에 의한 증가용량을 300MW까지 이용하여 총 용량으로 450MW까지 고려하면서 경제급전 운용
- ② 단계300용량 : 단계적 증가후 최종 450MW 운용  
기존설비의 영향을 고려하여 신규설비에 의한 증가용량을 300MW까지 고려하되, 연도별 용량증가는 중유내연 시나리오 형태로 용량증가를 반영
- ③ 제한300용량 : 제한용량으로 최대 450MW 운용  
제주지역의 시간별수요의 50%이내에서 연계설비공급
- ④ 전체225용량 : 총 375MW 운용  
추가설비의 가용용량을 계통안정을 고려하여 225MW로 축소하여 경제급전 운용 및 2015, 2016년에 중유내연설비 추가(예비력 확보)
- ⑤ 단계225용량 : 단계적 증가후 최종 375MW 운용  
기존설비의 영향을 고려하여 신규설비를 225MW까지 고려하되, 연도별 용량증가는 중유내연으로 고려시 용량증가형태를 반영 중유내연 추가건설
- ⑥ 전체150용량 : 총 300MW 운용  
추가설비의 가용용량을 계통안정을 고려하여 150MW로 축소하여 경제급전 운용, 이 경우에는 부족한 설비는 중유내연을 추가하는 것으로 설정

이에 따라 본 연구에서는 HVDC 대안의 운영 시나리오를 위의 6가지를 가정하여 각각에 대하여 시뮬레이션 하였다.

## 3. 경제성 분석

### 3.1 Screening 분석

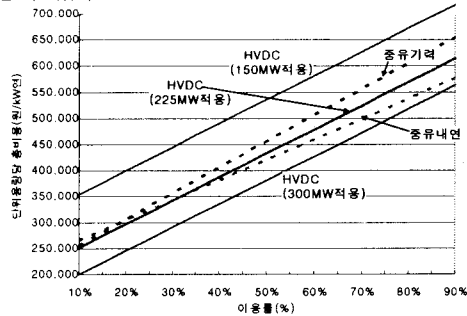
미래투자에 대한 대안 경제성 분석은 정확한 자료의 한계와 불확실성 등으로 입력 자료에 따라 많은 차이가 발

생하게 된다. 여기서는 입수 가능한 자료를 활용하여 분석하였으며, 사용된 기준자료는 다음의 표와 같다.

<표 2> 분석 기준자료

비용산정 기준	중유기력 100MW x 2	중유내연 40MW x 2	계통연계(300) 150MW x 2
총설비비단가(천원/kW)	1,506	1,462	1,648
연간운전비(천원/kW연)	84,700	100,000	21,667
경제평가수명(년)	30	25	30
할인율(%)	7.0%	7.0%	7.0%
자본회수계수(CRF)	0.08059	0.08581	0.08059
균등 설비비 (원/kW연)	121,350	125,419	132,803
총고정비(원/kW연)	206,050	225,419	154,469
연료가격(원/Gcal)	23,725	23,725	
열효율(송전단)	35.89%	46%	
구입전력(원/kWh)			47.69
송전손실(HVDC)			7.90%
송전단가(원/kWh)	56.85	44.36	51.78

위의 데이터를 이용한 탐색분석은 아래의 그림과 같다. 그림에서 기준데이터를 기준으로 추가용량 300MW운영의 HVDC가 경제성 측면에서 가장 우수하며, 그다음으로 중유내연, 225MW운영HVDC, 중유기력, 150MW 운영HVDC 순이다. 이에 따라 신규 HVDC 설비를 300MW까지 가용할 경우에는 비교적 우수한 대안이나, 중유내연과의 비용차이가 이용률 70% 이상에서는 5%이내의 차이로 줄어들게 되어 기본 자료설정에 따라 달라질 수 있다.



<그림 2 > 대안별 이용률에 따른 Screening 분석

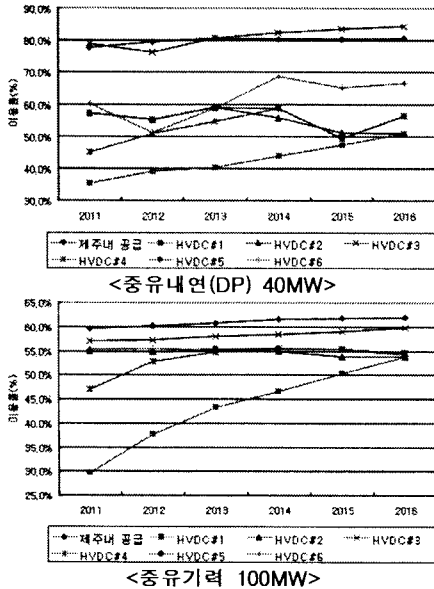
### 3.2 시뮬레이션 분석

상세한 분석을 위하여 각 대안별로 실제 경제급전에 따른 총비용의 차이를 분석하였다. 분석방법은 시간별 경제급전 시뮬레이션 모형인 POWRSYM을 사용하여 경제급전에 따른 변동비용을 시뮬레이션 하여 총비용을 도출하였다. 시뮬레이션은 2004년부터 2016년까지 수행하였으며, 설비수명을 고려하여 2016년 결과를 2040년까지 연장하였다. 고정비용 분석에서 기존설비 및 건설중인 설비에 대한 고정비(설비비+운전유지비)는 고려하지 않았다. 이는 모든 대안에 대하여 기존 설비에 대한 영향이 없는 것으로 분석하였으며, 이 경우에 같은 비용이 발생하므로 모든 대안에 동등하게 고려하지 않았다.

먼저 설비대안별로 현재 건설중인 DP40MW와 중유기력 100MW에 대한 이용률을 분석하였다. 이는 기존 설비는 효율이 낮아서 모든 대안에 대하여 이용률이 낮으며, 신규설비는 앞으로 전체 수명기간동안 운영하여야 하므로 현재 건설중인 설비의 영향을 분석하였다.

이용률 분석그림에서 DP는 제주내 건설과 HVDC#3운영정책의 경우에 이용률이 80%이상 높게 유지되고 있으나, 그 외의 시나리오에 대해서는 40~60% 정도의 낮은 이용률이 예상되어진다. 중유기력은 효율이 DP보다 낮아서 이용률에 더 많은 영향을 준다. 기본적으로 이용률은 약 60% 수준이며, HVDC#1운영정책의 경우에는 투입초기의 높은 설비비율로 인하여 30%대로

낮아지게 된다. 따라서 HVDC 운용정책에는 기존 발전기에 대한 이용률보전이나 손실보상 정책이 고려되어야 한다.



<그림 3> 공급시나리오에 따른 설비별 이용률 변화

다음은 각 시나리오별로 앞에서 제시한 기본자료를 기준으로 POWRSYM분석에 의한 총비용(변동비+신규대안의 고정비)을 분석한 것이다. 표에서 고정비는 신규 대안설비에 대한 고정비를 연간 균등화하여 나타낸 것이며, 변동비는 도내 발전설비의 총 연료비와 구입전력비용을 합하여 산출한 비용을 나타낸 것이다.

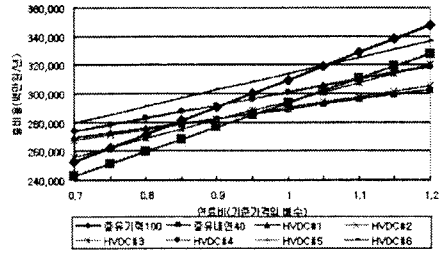
<표 3> 경제성 종합비교 (단위:백만원)

대안 시나리오	연간균등화 고정비	연간균등화 변동비	연간 총비용	차이 (%)	
중유가격100투입	57,457	251,996	309,453	5.4%	
중유내연40투입	61,089	232,645	293,733	기준	
HVDC 추가건설 (3회선 케이블)	#1	46,341	242,865	289,206	-1.5%
	#2	46,341	243,693	290,034	-1.3%
	#3	46,341	248,073	294,414	0.2%
	#4	58,934	241,809	300,734	2.4%
	#5	58,934	242,080	301,014	2.5%
	#6	74,974	238,701	313,657	6.8%
HVDC 추가건설 (2회선 케이블)	#1	37,461	242,865	280,326	-4.6%
	#2	37,461	243,693	281,154	-4.3%
	#3	37,461	248,073	285,534	-2.8%
	#4	50,054	241,809	285,534	-2.8%
	#5	50,054	242,080	291,863	-0.6%
	#6	66,095	238,701	304,796	3.8%

위의 표에서 중유내연 기준으로 HVDC 3회선 최대용량 운영시에는 1.5%정도 낮은 연 45억의 차이가 있으며, 가용 용량이 줄어들면 차이가 낮아져 #3운영안 이상에서는 중유DP가 유리하다. 그러나 제주 자체설비 건설의 경우에 내연발전소만 건설되는 것이 아니라 중유복합과 함께 건설되어야 하므로 50%씩 Mix를 고려하면 제주지역 건설대안의 연간총비용이 2.7%가 증가하므로 HVDC#6운영안을 제외하면 HVDC 건설이 유리하다.

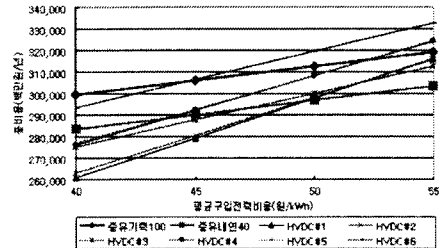
다음은 기본자료 중에서 가장 민감한 연료가격(중유가격) 변동과 구입전력비용 변동에 따른 민감도 분석을 수행하였다. 최근에는 유가의 급등으로 중유가격이 높아지

고 있으며, 기준가격의 1.2배 이상 상승할 경우에는 HVDC 건설에 의한 육지의 싼 전력을 공급받는 것이 유리하다. 여기에서 육지공급비용은 원자력 및 석탄화력의 공급이 높아져 영향이 거의 없는 것으로 가정하였다.



<그림 4> 중유가격의 변동에 따른 민감도 분석

HVDC구입전력단가 변화에 대한 민감도는 가능한 낮은 구입전력의 경우에 HVDC가 유리하다.



<그림 5> 구입전력 시나리오에 따른 민감도 분석

다음의 표는 지금까지 분석결과를 토대로 대안결정시 고려하여야 하는 사항을 요약한 것이다.

<표 4> 대안 선택시 고려사항

구분	HVDC 대안결정	자체전원 대안결정
장점	<ul style="list-style-type: none"> <li>에너지안정 측면에서 유리</li> <li>전력생산에너지원의 다양</li> <li>유가변동 불확실성 감소</li> <li>순간적인 수급변동에 대응</li> <li>풍력 등 설비증가에 대응</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>전력공급 불확실성 감소</li> <li>지역소요전원의 지역내 해결에 의한 대규모 장기</li> <li>정전요인 감소</li> <li>지역간 불협화음 해소</li> </ul>
고려사항	<ul style="list-style-type: none"> <li>기존 설비의 영향 최소화</li> <li>단계적 운전용량 증대</li> <li>HVDC가용용량 감소대책</li> <li>HVDC유지보수 수칙수립 (1,2회선 유지보수시 대응)</li> <li>-고장 등으로 탈락시 대응 (수요관리, 자가발전 등)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>다양한 에너지원에 의한 전력생산 노력 필요</li> <li>-LNG복합 등의 설비대안 고려</li> <li>대체에너지 설비용량 제한</li> <li>-계통시스템에 영향을 주지 않는 범위내</li> </ul>

#### 4. 결 론

지금까지 제주지역의 전력공급 대안에 대하여 제주내 건설과 연계된 대안으로 분석하였다. 경제성 측면에서는 HVDC가 약간 유리하나 시나리오에 따라 달라지며, 오차범위 내에 있다. 최근 유가급등과 유가상승요인으로 제주지역 자체공급이 불리한 요인으로 나타나고 있다. 다만, HVDC용량증설은 투입초기에 급격한 용량증가로 인한 기존 제주 발전설비 운영에 어려움이 발생할 것이며, 이를 고려한 단계적인 계통운영 투입이 필요하다. 이는 지금까지 운영규칙에 포함되어 있는 제주지역내 수요의 50%내 공급을 운영규칙을 유지하는 것이다.

#### [참고 문헌]

- [1] 한국전력거래소, "2003년도 제주도 전력수요예측", 2003. 12
- [2] 김창수, 이창호, "제주지역 전력공급과 효과적인 수요관리 방안", 대한전기학회 하계학술논문집, 2004.7
- [3] 현대엔지니어링, "제주지역 중유발전소 건설타당성 조사", 2002.
- [4] 한국전력공사, "전력계통 운영측면의 제주연계선 추가건설 타당성 검토", 2003. 2