

제주지역 전력공급과 효과적인 수요관리 방안

김창수 이창호
한국전기연구원

A Study on the DSM Policy and Power Supply in Jeju Island

C. S. KIM, C. H. Rhee,
Korea Electrotechnology Research Institute

Abstract - Although Jeju is an island, its electricity demand is 430MW. It indicates electricity demand and its growth rate in Jeju are higher than mainland average. The supply of electricity in Jeju consists of power plants within the island and connection of main system using cable line. The cost of supply is higher than mainland system. However the electricity rate and DSM incentives were treated equally with mainland. Therefore, Effective DSM promotion has not been carried out.

This paper analyzes the policy alternatives of supply in Jeju and presents effective DSM countermeasures. Also it presents long-term policy on stabilization of supply and demand in Jeju.

1. 서 론

제주지역은 우리나라에서 가장 큰 섬으로 관광산업도시이다. 제주지역은 현재 육지와 HVDC 2회선으로 연계되어 있으며, 계통연계의 전체용량은 300MW이나 N-1사고를 고려하여 최대 150MW로 운영 중이다.

최근 20년간 제주지역의 전력증가는 타 지역에 비하여 증가속도가 매우 높으며, 설비확충이 시급한 실정에 있다. 이에 제주내연발전기 교체와 남제주 중유기력 #3, #4호기 200MW 신설이 확정되어 추진 중에 있다. 그러나 신규 발전소가 투입되기까지 여름철 설비예비율 하락이 예상되어 계통연계용량을 한시적으로 늘리는 방안도 고려하고 있다.

제주지역은 관광지역으로 산업용 전력수요가 거의 없으므로 수요관리사업 추진에 있어서 육지계통과 다른 정책을 추진하여야 한다. 특히, 최근에는 풍력 등 대체발전설비의 보급이 증가하여 제주도의 계통에 영향을 주고 있다.

여기서는 현재 제주지역의 수요증가에 대비한 발전소 건설과 계통연계의 장단점을 분석하고, 특히, 제주지역의 수요관리 분야에서 특징과 보급 가능한 프로그램 및 정책에 대하여 분석한다.

2. 제주지역 수급특성

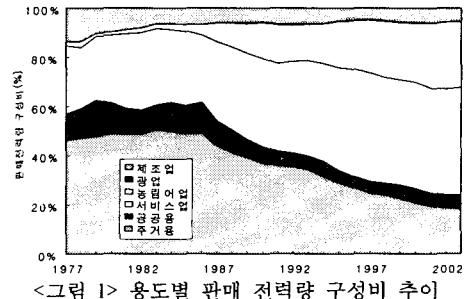
2.1 수요특성

제주지역은 육지와 떨어져 있으며, 관광도시로 발달하여 산업용 부하가 차지하는 비율 5%로 매우 낮다. 이에 비하여 업무용은 50%로 높은 편이다.

<표 1> 용도별 판매 전력량 (2003년)

판매 전력	주거용	업무용	농림 어업	제조업	총계
제주 (GWh)	430 (18%)	1,174 (50%)	638 (27%)	123 (5%)	2,364 (100%)
전국 (GWh)	44,572 (15%)	98,640 (34%)	7,149 (2%)	143,238 (49%)	293,599 (100%)

또한, 제주지역의 수요특징으로 농림어업사용이 매우 높으며, 이는 양어장 등에서 사용하는 전력의 급격한 증가에 의한 것으로 농림어업은 가장싼 농사용 요금을 적용받고 있어서 제주지역의 요금원가 회수에도 부정적인 영향을 주고 있다.



<그림 1> 용도별 판매 전력량 구성비 추이

그림 1에서 농림어업 및 서비스분야의 전력수요 비중이 점차 높아지고 있으며, 용도별 전력수요증가 추이에 있어서도 전국 증가율과 비교하여 차이가 매우 크다.

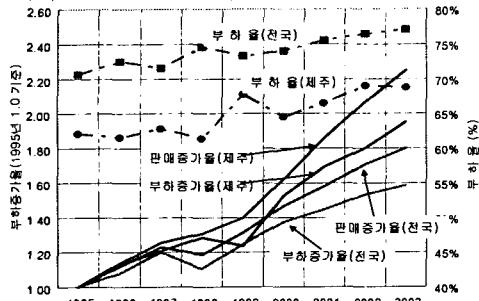
<표 2> 용도별 전력수요 증가추이

구분	'80~'85	'85~'90	'90~'95	'95~'00	'00~'03	'00~'03 전체
제주 지역	전체	14.4%	20.5%	14.0%	10.1%	11.5%
	주거용	14.4%	13.9%	8.5%	3.2%	6.7%
	공공용	12.3%	8.2%	8.9%	11.9%	10.7%
	서비스	16.3%	25.0%	17.4%	11.0%	12.2%
	농림어업	37.6%	66.0%	20.2%	15.8%	15.4%
	제조업	5.7%	16.5%	12.1%	12.6%	8.1%
전국	전체	9.2%	13.2%	11.6%	8.0%	7.0%
	주거용	12.6%	13.0%	9.8%	5.6%	6.3%
	공공용	10.0%	11.8%	9.2%	11.1%	9.1%
	서비스	14.4%	16.7%	18.8%	13.0%	12.4%
	농림어업	25.5%	19.3%	18.2%	9.5%	3.9%
	제조업	7.2%	12.7%	10.1%	6.5%	4.4%

제주지역 평균증가율이 우리나라 평균증가율보다 3~5% 정도 높다. 용도별 증가률 보면 주거용 및 공공용은 전국과 비슷하나, 서비스와 농림어업의 증가율이 매우 높음을 알 수 있다. 서비스업의 경우에는 80년대에 급격하게 성장하였으며, 90년대에 전국과 비슷한 수준에서 다시 2000년대부터 증가율이 높아지고 있다.

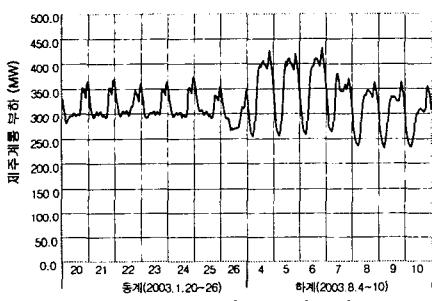
농림어업의 경우에 80년대 전국 증가율이 높으나, 제주도의 경우에는 이보다 훨씬 높은 2배 이상의 증가율을 보이고 있으며, 최근까지도 높은 증가율을 지속하고 있다. 따라서 수요관리사업 추진에 있어서도 제주지역의 특성을 살려야하며, 따라서 제주지역의 수요관리는 서비스업(업무용) 분야와 농림어업(농사용) 전력사용의 관리가 전력수요 정책의 핵심으로 개발되어야 한다.

다음은 제주지역의 부하율을 나타낸 그림이다. 제주지역 부하율 68.7% 수준으로 전국에 비하여 약 10%정도 낮은 수준이다. 이는 부하율이 높은 제조업의 비중이 거의 없기 때문이다. 최대부하 증가도 18년 평균 8.7%로 전국 대비하여 2.8% 높은 수준이다.



<그림 2> 제주지역 부하율 및 전력수요 변화

여름철과 겨울철 제주지역의 부하특성을 보면 겨울철은 심야전력기기의 보급으로 최대부하와 기저부하의 차이가 60MW에 불과하나, 여름철에는 냉방부하의 증가로 기저부하와 최대부하의 차이가 170MW 정도로 매우 높게 나타나고 있다.



<그림 3> 제주지역 부하특성

일최대부하에 대한 연간 패턴 분석에서는 5~6 월과 10월이 가장 낮아서 2003년의 경우 310MW, 340MW 수준이다. 여름철(7 월 말~9 월 초)은 연중 부하가 가장 높으며, 2003년의 경우에 최대 430MW 까지 높아졌으며, 겨울철에는 370MW 수준이다. 이에 따라 봄과 여름의 일최대부하 차이가 약 100MW 이상 발생하고 있다. 일부부하 특성으로 겨울철에는 심야기기 영향으로 23시경에 최대가 발생하며, 여름철에는 저녁시간대에 최대가 발생하고 있다. 업무용도 호텔 등 관광산업에 의한 수요 패턴 영향이 높음을 알 수 있다.

2.2 공급특성

제주지역의 계통연계는 98부터 계통에 투입되었으며, 이전에는 독립계통으로 운영되었다. 따라서 전력공급은 안정적인 전력수요를 위하여 여러 대의 발전소로 운영하는 것이 필요하며, 이에 제주도의 단위 발전기의 용량은 10MW 내연력, 75MW 중유기력, 105MW 복합화력 등 다양한 용량의 발전기를 보유하고 있다. 그러나 대부분의 발전기가 중유를 사용하여 연료측면에서 모든 발전기가 석유에 의존하고 있다. 98년부터는 육지계통과 연계하는 HVDC가 완공되어 여기서의 공급력이 급격하게 증가하게 되었다. 다음의 그림은 발전기의 전원별 구성비를 나타낸 것이다.

최근에는 남제주석유 #3,#4의 건설이 진행되고 있으며, 2006년 및 2007년에 투입되면 기력의 단위용량이 100MW로 증가된다. 이 경우에 단위기 용량의 유지보수

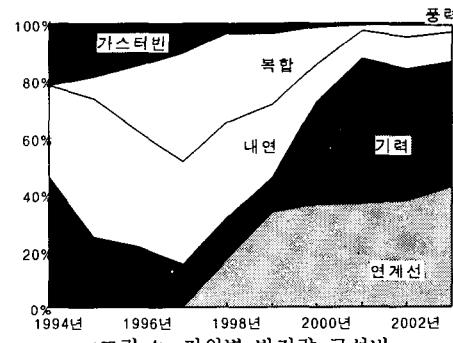
는 전체 공급력에서 차지하는 비중이 높아질 것이다.

다음의 표는 2003년 전력공급을 나타내고 있다. 표에서 연계선과 기력발전이 전체 전력공급의 87%로 대부분을 차지하고 있다.

<표 3> 설비용량 및 전력공급량(2003년)

설비	용량(MW)	발전량	이용률
연계선	150	1,104(43%)	84
기력	180	1,129(44%)	71.6
내연력	80	273(11%)	39.0
복합화력	105	59(2%)	6.4
가스터빈	165	2(0.1%)	0.1
기타	12	23(1.0)	23.0
계	692	2,410	

제주지역의 전력공급을 보면 연계선이 공급되지 않은 97년 까지는 복합화력과 내연발전의 비중이 높았으나, 연계선 공급으로 복합화력과 가스터빈의 이용률이 급격하게 변화하였음을 알 수 있다. 이는 낮은 전기기격인 육지계통 전력이 공급되어 비효율적인 발전소의 이용이 급격히 낮아졌기 때문이다. 최근에는 전력수요의 증가로 기력발전설비의 비중도 점차 확대되고 있다.



<그림 4> 전원별 발전량 구성비

3. 제주지역 수급대안 분석

3.1 제주지역 공급대안

제주지역의 전력공급방안은 크게 지역 내 발전소 건설에 의한 자체수급과 연계설비 추가에 의한 육지계통에서 공급 등 2가지로 나눌 수 있다.

자체발전소 공급은 지역수요를 해당지역에서 해결하고, 대규모 공급지장 발생확률이 낮은 장점이 있으나, 육지계통에 비하여 작은 설비용량과 연료원의 한정으로 발전비용이 육지계통에 비하여 높은 단점이 있다. 연계선 추가에 의한 공급은 추가연계선에 의한 연계선 이용률 향상과 속응성 등대로 높은 전력품질을 얻을 수 있으나, 기존 제주지역 발전설비의 폐지 또는 비상발전기화의 우려와 HVDC망의 가동정지를 고려하여야 한다.

HVDC 설비의 특성 및 장점은 다음과 같다.

- 도서지역과 육지 대규모설비와의 발전단가 차이를 이용하여 육지에서 도서로 전력공급
- 도서지역 환경오염이 감소하나, 육지지역으로 배출을 이전하게 됨.
- 대부분의 설비를 외국에 의존(케이블, 변환소, 조상기)
- 육지지역의 비교적 싼 전원활용이 가능하며, 다양한 전원의 포트폴리오 구성(급격한 연료비변동에 대응)
- 속응성 증대로 대체에너지보급 활성화
- 도서계통 발전설비 확충은 다음과 같은 특성이 있다.
- 에너지수급의 도서자립화
- 도시가스망 확보시 발전설비와 연계하여 공급가능
- 설비국산화 및 운전신뢰성 보장

다음은 공급대안별 특징을 요약한 것이다.

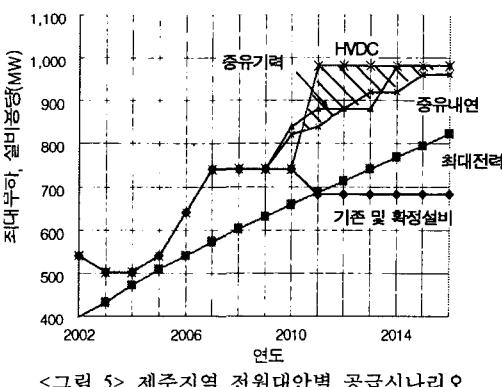
<표 4> 공급대안별 특징 요약

대안	추가 HVDC	중유 기력	중유 내연	LNG 복합	석탄화력
특장	- 추가 HVDC 표준 발전 100MW	- 건설중인 표준내연 국산화	- 표준내연 국산화	- 가스망 건설시 도입 가능	- 단위용량 100MW 제주환경법
장점	- 기존 연세화 변화로 신뢰성향상 계통변화속 응성(품질 향상)	- 기존과 의 설비표준화	- 열효율높음 계통속도성 건설기간 종합신뢰도 우수	- 민간가스 공급연계 환경유리 고효율	- 비용측면 유리
단점	- 지역간 수급 불균형 계통교장 시 장기간	- 연료비 risk 낮음	- 소음발생 주파수 품질 환경배출 저 감시설	- 부대시설 (가스망, 저장시설) 환경반대	- 부대시설 (석탄처리)

현재 제주지역에 제주지역의 대체에너지보급은 타 지역보다 활발하게 추진되고 있으며, 추가적인 설비보급이 추진되고 있다. 제주지역의 기후특성상 풍력발전설비가 보급되고 있으며, 이러한 설비는 육지계통보다 경제적이다. 그러나 풍력발전설비가 증가함에 따라 전체적인 계통안정도 측면에서는 취약하게 된다. 이를 보완하는 시스템으로 현재 HVDC 연계시스템이 활용되고 있다.

3.2 공급대안 효과

제주지역의 수요는 매년 27~30MW씩 증가하는 것으로 예측되며, 예비력 20%를 고려하면 설비증설은 매년 33~36MW증가가 있어야 한다. 현재 2006년 및 2007년 각 100MW의 설비증가가 있으나, 2011년 폐지설비로 2011년까지 150MW의 추가설비가 소요된다. 이를 중유기력으로 할 경우에 200MW, 중유내연은 160MW 등의 신규 설비가 필요하며, 이를 HVDC로 할 경우에 300MW가 추구된다.



<그림 5> 제주지역 전원대안별 공급시나리오

위의 그림5는 각 전원대안별 공급시나리오를 나타낸 것이다. 그림에서 HVDC 대안과 자체발전 대안과의 단위 용량 차이로 빚어진 부분만 2011년~2015년까지 과잉설비로 나타나게 되며, HVDC설비 건설시는 과잉설비 만큼 기존 발전설비의 이용률 감소가 발생하게 된다. 따라서 HVDC설비 계획시 과잉설비 기간동안의 기존 발전설비 활용을 위하여 용량제한 등도 고려할 수 있다.

3.3 제주지역 수요관리

우리나라의 수요관리프로그램은 부하관리요금제도, 효율개선, 부하관리프로그램 등이 있으며, 하계최대수요 절감은 부하관리요금제도와 부하관리프로그램이다. 이러한 프로그램의 설계는 육지계통에 맞추어 설계되어서 제주도에 적용하기에는 어렵다. 또한, 도서지역의 공급비용은 육지계통과 달리 높은 수준으로 부하관리 추진에 따른 효과가 매우 크다.

<표 5> 부하관리효과의 편익비교(공급자원)

구분	육지계통	제주계통	효과
요금 제도	고정비 125천원/kW	고정비:125천원/kW	설비회피
부하 관리	고정비:125천원/kW 에너지:52.21원/kWh	고정비:220천원/kW 에너지:56.73원/kWh	설비 및 에너지

주) 계통확장비용 감소 또는 연기편익을 고려하지 않은 값임.

위의 표에서 일반적으로 요금제도 및 부하관리 지원금 산정의 기준으로 적용하는 고정비 편익이 육지계통에 비하여 2배 수준으로 매우 높다. 이는 최대부하 절감시 지원하는 비용도 육지계통에 비하여 최소 2배 이상의 지원금이 가능하다. 다만, 도서지역의 최대부하는 저녁시간대에 발생하므로 이 시간대에 부하관리가 이루어지는 프로그램 보급이 필요하다.

두 번째 수요관리 방안으로 제주지역의 업무용 등에 보급된 비상발전기의 활용이다. 현재 비상발전기는 수용가 최대부하감소에 의한 기본요금 절감을 위해 일부 활용되고 있으며, 제주지역은 활용도가 육지보다 높다. 업무용 대수용가를 대상으로 설문결과 최대수요의 50% 이상에 해당하는 설비를 보유하고 있으며, 대상수용가의 50%가 이용실적이 있으며, 항시 가동이 가능한 상태이다. 따라서 비상전원을 수급자원으로 활용하여 육지계통의 DLC 형태로 운영이 가능하다. 이 경우에도 DLC 수행에 따른 비용지불 등은 육지계통보다 높은 단가를 설정할 수 있다. DLC를 약정하면 설비비비용량에 DLC용량을 포함하여 전체적으로 공급예비력을 낮게 유지하여도 된다.

4. 결론

제주지역 수급방안 분석에서 공급대안과 수요대안을 고려할 수 있는 방안을 제시하였다.

먼저 공급대안에서 HVDC 및 기존발전설비가 있으며, 경제성뿐만 아니라 다른 특성도 종합적으로 고려되어야 한다. HVDC공급 시에는 기존 발전설비에 대한 운영정책 및 관련 기회비용에 대한 고려가 있어야 한다. 이는 1998년의 HVDC공급에서와 같이 기존 설비에 대한 이용률 변화가 크기 때문이다.

제주지역만의 수요관리로 심야기기의 차별보급, 요금제도의 차별화와 보상단가 상향, 비상발전기의 DLC자원 활용과 보상단가 상향 등이 있으며, 수요관리프로그램의 지역별 차별화제도를 보급하는 것이 필요하다.

[참고문헌]

- [1] 한국전력거래소, “2003년도 제주도 전력수요예측”, 2003. 12
- [2] 현대엔지니어링, “제주지역 중유발전소 건설타당성 조사”, 2002.
- [3] 한국전력공사, “전력계통 운영측면의 제주연계선 추가건설 타당성 검토”, 2003. 2
- [4] 한국전력거래소-제주금전소, “제주지역 전력통계”, <http://www.kpxj.or.kr/>