

## 제주계통의 안정적 운전에 대한 타당성 연구

金燦起<sup>†</sup>, 蔣在元<sup>\*</sup>, 文捧洙<sup>\*\*</sup>, 沈鼎雲<sup>\*\*\*</sup>

### Feasibility Study for the Stable Operation of Cheju Network

Chan-Ki Kim, Jae-Won Chang, Bong-Soo Moon and Jeong-Woon Shim

#### 요 약

본 논문의 배경은 제주지역의 안정적 전력공급을 위하여 최적의 전력공급체계를 분석한 논문이다. 본 논문에서 검토한 내용은 제주도 전력공급 현황과악 및 문제점 분석, 전력계통 운영측면에서 최적의 전력설비건설 타당성 검토 그리고 경제성 및 신뢰도 검토이다. 결론적으로 2011년에 HVDC 연계 선을 제주에 건설하는 경우에 경제성 평가(30년간 2011년 현가합 비교)를 한 경우 HVDC 연계선 추가건설이 기력(중유)발전이나 LNG 발전 보다 경제적인을 보여주고 있다. 그리고 신뢰도 측면에서도 좋은 역할을 할 것으로 기대되어진다.

#### ABSTRACT

The benefits of utilizing energy exchange between the main land and Cheju island in Korea make it interesting to establish new HVDC sea cable interconnections. A total power of 350 MW or more can then be exchanged through the HVDC links including the existing Cheju HVDC #1 interconnection. A feasibility study base on economical benefits has been carried out. Especially the comparison of economy benefit between thermal power plant, LNG power plant and HVDC system shows that HVDC system is the only solution in Cheju island. Also, this paper shows that additional HVDC system help to enhance the stability of power system.

**Key Words** : HVDC, HVDC Feasibility Study

#### 1. 서 론<sup>[1]</sup>

본 논문의 배경은 제주지역의 안정적 전력공급을 위하여 최적의 전력공급체계를 분석한 논문이다. 본 논문에서 검토한 내용은 다음과 같다.

- 제주도 전력공급 현황과악 및 문제점 분석
- 전력계통 운영측면의 제주연계선 추가건설 타당성 검토
- 경제성 및 신뢰도 검토

그림 1은 2008년도 제주지역의 발전설비능력을 보여주는 것이며, 표 1은 제주지역의 발전용량과 설비능력 그리고 최대 운전실적을 보여주고 있다. 그림 1과 표 1로부터 제주지역은 발전설비 용량이 542MW와 공급능력이 501MW이며 최대전력은 431MW이다. 그리고 표 2는 중단기적 제주 발전설비 증설 및 폐지 계획을 보여주고 있는 것으로 2010 ~ 2015 사이에 제주지역에는 전력의 부족분이 예상되며, 제주도 지역 적정 예비

<sup>†</sup>교신저자 : 정회원, 한전 전력연구원 선임연구원  
E-mail : ckkim@kepri.re.kr

<sup>\*</sup>정회원, 한전 전력연구원 전력계통연구소장

<sup>\*\*</sup>정회원, 한전 전력연구원 송변전계획처 계통계획팀장

<sup>\*\*\*</sup>정회원, 한전 창원전력관리처 계통운영부장

접수일자 : 2008. 5. 13      1차 심사 : 2008. 7. 19

2차 심사 : 2008. 8. 4      심사완료 : 2008. 8. 7

율을 17%이상으로 상정할 경우에 제주도에 필요로 하는 발전설비 용량은 280MW가 된다. 따라서, 2010까지는 발전설비나 HVDC 300MW급이 제주에 건설되어야 한다. 본 논문은 이러한 현황에 대하여 제주지역에 설치되어야 하는 최적의 전력설비의 종류를 선택하는 경제성 비교방법을 제시하였다.

경제성 평가방법은 제주의 독립계통과 육지와 제주를 HVDC로 연계한 경우에 연료비와 고정비, 그리고 전력손실을 고려하여 2011년을 기준으로 30년간, 할인율 8%를 적용하여 계산하였다. 육지의 연료비는 2007년 기준으로 평균원가를 적용하였으며, 제주계통은 실제적인 연료비를 고려하였다. 그리고 HVDC와 제주를 연계하는 경우에는 HVDC의 손실비(케이블과 손실비)를 연료비와 고정비에 포함하였다.

표 1 제주 지역의 발전설비용량과 공급능력  
Table 1 Generation equipments capability and supply capability in Jeju  
( '08. 8월말 현재)

구 분		설비용량 (MW)	공급능력 (MW)	비 고 ('03.8.6 최대전력)
중 부	제주 기력	160.0	160.0	168.0
	제주 G/T	55.0	40.0	-
	제주 내연	40.0	0	-
	소 계	255.0	200.0	
남 부	남제주기력	20.0	20.0	19.2
	남제주내연	40.0	40.0	36.0
	한림 복합	105.0	90.0	57.0
	소 계	165.0	150.0	
동기조상기(G/T)		110.0	-	
연계선(150×1)		-	150.0	149.2
비중앙	행원풍력	9.8	0.3	0.3
	회철LFG	2.0	1.2	1.2
	소 계	11.8	1.5	
합 계		542.0	501.0	431.0

## 2. 제주 전력계통 현황

제주도의 전력은 화력발전소와 해저케이블을 통해 육지로부터 공급되고 있다. 제주도내에 설치된 제주도의 각종 화력발전설비는 제주도 전력부하가 적어 소규모 발전설비에 의존하고 있다. 2003년 12월 현재 최대 단위기 용량이 75MW이며 사용 연료 또한 중유 혹은 경유로서 고가의 에너지를 사용하고 있다.

제주도는 육지로부터 직류해저케이블을 통해 전력을 공급 받고 있으며 수전된 직류전류를 교류로 변환하여 제주 계통에 공급하는 직류송전(HVDC)방식에 의하고 있어 부하추종특성이 신속하고 전력제어 특성이 좋아 제주 전력계통 안정에 크게 기여하고 있다. 그림 2는 제주 HVDC시스템의 동작원리를 보여주고 있다.

표 2 중단기적 제주 발전설비 증설 및 폐지 계획  
Table 2 Extension and close plan of Generation equipments in Jeju from view point of short terms and long terms  
( '08. 8월말 현재)

연 도	발전소명(MW)	총설비 용량	공급 능력	최대 전력	설비 예비율	공급 예비율
2007. 3	남제주석유#4(남부) 100	748	741	577.9	29.4	28.2
2008. 1	-	748	741	609.4	22.7	21.6
2009. 6	-	748	741	641.7	16.6	15.5
2010. 6	-	748	741	675.2	10.8	9.8
2011. 1	제주G/T# 1~3 (한전,중부) -165 남제주기력#1~2 (남부) -20	563	681	705.6	-20.2	-3.5
2012		563	681	735.9	-23.5	-7.5
2013		563	681	763.9	-26.3	-10.9
2014		563	681	791.4	-28.9	-13.9
2015		563	681	815.9	-31.0	-16.5

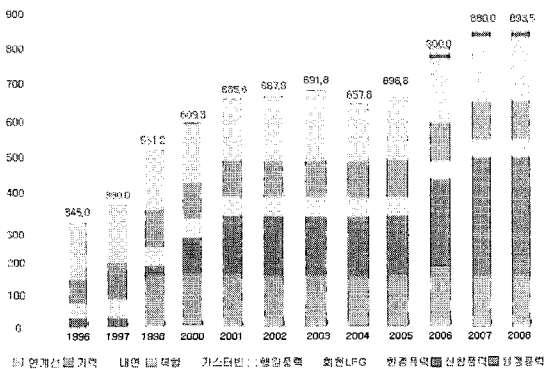


그림 1 제주 발전설비용량 (전력거래소 제공)<sup>[2]</sup>  
Fig. 1 Generation equipments capability in Jeju

또한 제주도의 전력을 육지로 공급할 수 있어 육지 계통에 소규모이지만 전력을 공급할 수 있는 설비이다. HVDC는 연계설비는 직교류 변환설비나 직류해저케이블로 구성된다. 직교류 변환장치는 Thyristor Valve와 변환용 변압기를 거쳐 교류계통과 연결되도록 되어 있다. 해저케이블은 지질연의 Solid 케이블을 사용하였으나 케이블 보호를 위한 계장이 되어 있다. 또한 어업 활동에 따른 외부손상으로부터 보호하기 위해 해저에 매설하고 콘크리트매트, DUCT 등으로 보호되어 있다. 중성선 방식은 대지귀로(Ground Return)방식

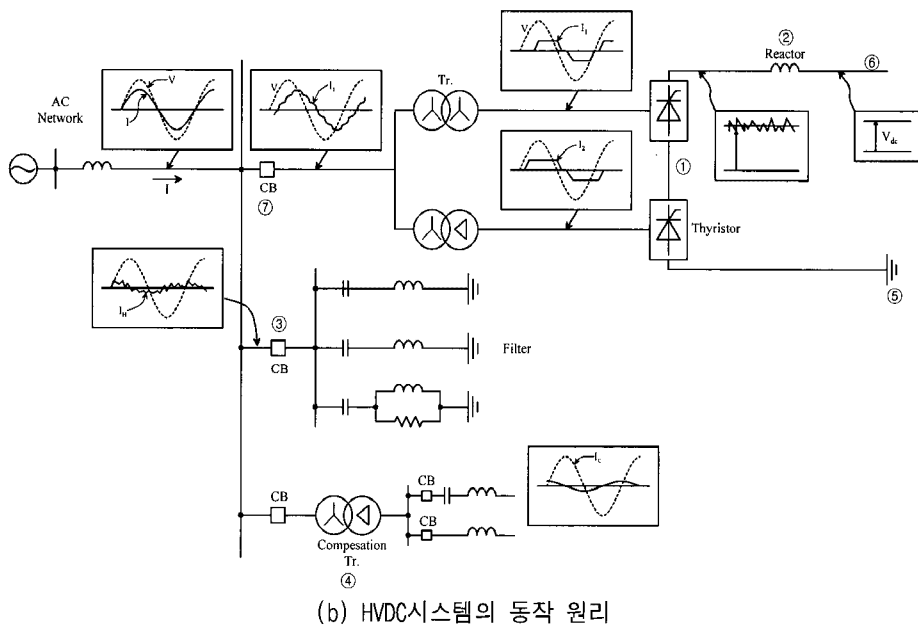
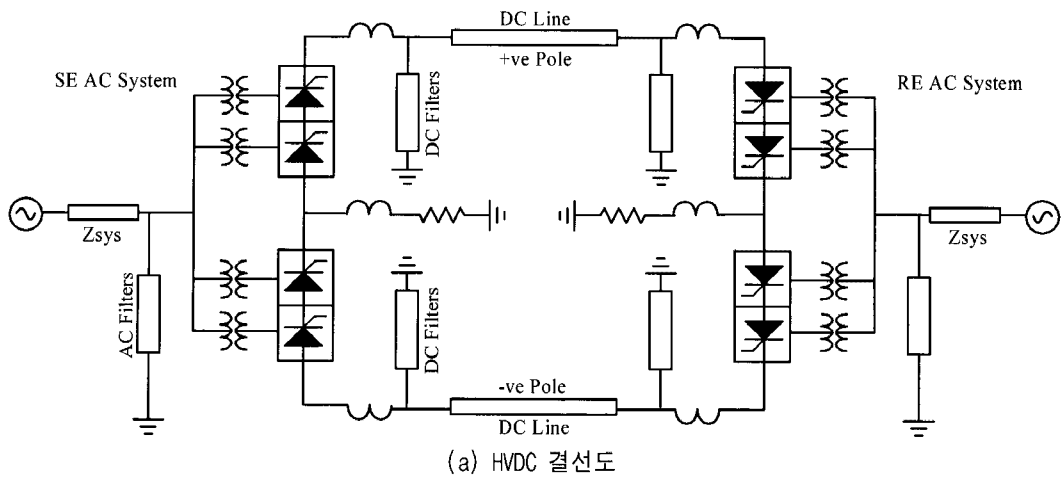


그림 2 제주-해남 HVDC 시스템 단선도 [4]  
 Fig. 2 Jeju-Haenam HVDC diagram

표 3 제주도의 154kV 송변전설비 현황

Table 3 Present state of transmission line and substation equipments in Jeju

변전소	변전소 형식	변압기			선로			지지물	비고
		1차전압 (kV)	2차전압 (kV)	용량 (MVA)	회선수	선종 (mm <sup>2</sup> )	공장 (C-km)		
신제주	GIS	154	66	80	12	330	277	428	
	GIS	154	23	160					
한림내연	GIS	154	23	80					
동제주	GIS	154	23	120					
안덕	GIS	154	66	80					
	GIS	154	23	120					
한라	GIS	154	66	120					
	GIS	154	23	80					
신서귀	GIS	154	23	120					

표 4 제주 발전기의 연료비 및 고정비 ('07년도 기준)

Table 4 Fuel costs and 고정비 of Jeju generators

구분	북제주	북제주	북제주	북제주	남제주	남제주	한림	·신규
	화력#1	화력#2,3	G/T	내연	화력	내연	복합	LNG
연료비	143.33	239.49	123.53	135.94	124.94	199.72	135.94	100.00
고정비	9,783,809	1,321,215	0	840,798	3,078,560	12,562,860	9,783,809	12,435,841

표 5 제주 전력공급시나리오(2011년 HVDC 건설)

Table 5 Power generation plan in Jeju (HVDC installation in 2011)

구분	기존전력공급설비					신규전력공급설비			설비용량	최대전력	예비율
	기력	내연		복합	HVDC	기력	복합	HVDC			
	북제주	북제주	남제주	한림	제주	제주		MW	MW	(%)	
2011	10	40	40	90	150	350		200	880	681	29.2%
2015	10	40	40	90	150	350	150	200	1030	776	32.7%
2018	10	40		90	150	350	150	200	990	838	18.1%
2020	10	40		90	150	350	300	200	1140	879	29.7%
2023		40		90	150	350	300	200	1130	960	17.7%
2024		40		90	150	350	450	200	1280	989	29.4%
2026		40			150	350	600	200	1340	1050	27.7%
2030					150	350	600	200	1300	1082	20.1%
2040					150	350	600	200	1300	1082	20.1%

표 6 제주발전기 공급시나리오(2011년 HVDC와 LNG만 건설)

Table 6 Power generation plan in Jeju (HVDC and LNG installation in 2011)

구분	기존전력공급설비					신규설비			계	최대부하	예비율
	기력	내연		복합	HVDC(기준)	기력	복합	HVDC			
	북제주	북제주	남제주	한림	MW	75MW	150MW	MW	MW	MW	(%)
2011	10	40	40	90	150	350	300	200	1180	681	73.3%
2018	10	40		90	150	350	300	200	1140	838	36.0%
2023		40		90	150	350	300	200	1130	960	17.7%
2024		40		90	150	350	450	200	1280	989	29.4%
2026		40			150	350	600	200	1340	1050	27.7%
2030					150	350	600	200	1300	1082	20.1%
2040					150	350	600	200	1300	1082	20.1%

표 7 제주발전기 공급시나리오(2011년 LNG만 건설)

Table 7 Power generation plan in Jeju (LNG installation in 2011)

구분	기존전력공급설비					신규설비			계	최대부하	예비율
	기력	내연		복합	HVDC(기준)	기력	복합				
	북제주	북제주	남제주	한림	MW	MW	MW	MW	MW	(%)	
2011	10	40	40	90	150	350	300	980	681	43.9%	
2018	10	40		90	150	350	450	1090	838	30.1%	
2023		40		90	150	350	600	1230	960	28.1%	
2026		40			150	350	750	1290	1050	22.9%	
2035					150	350	750	1250	1082	15.5%	
2040					150	350	750	1250	1082	15.5%	

표 8 경제성비교 종합표 (30년간 합계)  
Table 8 Overall economy comparison

구분	제주발전비용		육지발전비용		연계선		비용 합계	1안대비 년평균 절감액
	고정비	연료비	고정비	연료비	고정비	손실비		
제 1안	27,378	110,635	3,065	18,486	10,505	494	170,563	-
제 2안	22,943	59,663	7,253	43,114	18,904	3,163	155,040	198.8
제 3안	24,780	57,406	7,253	43,114	18,904	3,163	154,620	199.1

단위 : 억원

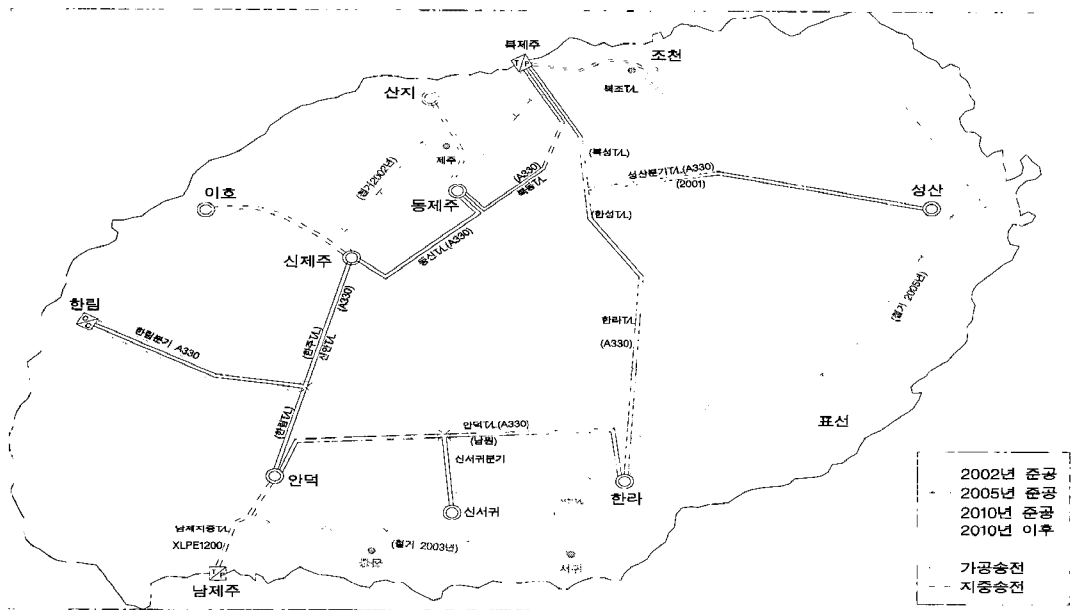


그림 3 제주 전력계통도  
Fig. 3 Power network in Jeju

을 사용하여 손실이 최소화 되도록 되어 있다. HVDC의 주요정격은 다음과 같다.

- 용량 : 300MW (150×2Pole)
- 전압 : ±180kV DC
- 변환용 변압기(Converter Transformer)
  - ① 정격전압 : 154/79.2/79.2kV
  - ② 정격용량 : 188.2/94.1/94.1MVA
- 사이리스터 밸브(Thyristor Valve)
  - ① 정격전압 : 154/79.2/79.2kV(Y-Y-Δ)
  - ② 점호방식 : 광점호 12Pulse

또한, 제주도의 송전계통은 화산지대인 관계로 대지 고유저항이 높아 비접지 66kV 계통으로 운전하였으나 고장 검출이 어려워 전력계통의 신속한 복구가 어려웠

다. 이를 위해 66kV 저항접지 방식으로 전환하여 운전하였으나 부하증가에 따른 송전선비 용량 확보를 위해 154kV 직접접지 방식으로 운전되고 있다. 제주도의 특성상 전력계통은 환상망으로 형성되어 있으며 현재의 송전망과 송변전 설비계획은 그림 3과 같다.

제주도의 전력 판매량은 1500MW정도에서 포화하는 경우와 지속성장하는 경우를 생각 할 수 있는데, 본문에서는 포화하면서 1500MW이내에서 포화하는 경우를 가정하였다.

### 3. 경제성 검토

제주지역의 전력수급 안정을 위해 설정한 LNG복합 건설, 기력발전소 건설, HVDC 추가 연계선 건설 대안에 대한 경제성 평가 비교 전제 조건은 다음과 같다.

- 검토방법
  - 각 발전기별로 고정비, 연료비 및 전력손실비에 대한 2011년 현가합 비교
  - 검토기간 : 30년(2011년~2040년), 할인율 : 8% 적용
- 비용 산정 기준
  - 육지계통
    - 발전기의 고정비 및 연료비  
(’07년 평균연료비 : 46원/kWh)
  - HVDC : 고정비 및 손실비 비용
    - 손실비 : (변환설비 + Cable + 육지선로의 손실) × 46원/kWh
- LNG 구입단가 : 100원/kW  
(분당복합#2 발전기 기준)
- LNG 복합발전소 건설비용 : 2,800억원  
(인수기지 건설비용 미포함)
- 추가연계선 건설비용 : 4,300억원
- 제주 계통부하는 2020년 포화되는 걸로 가정
- 검토 시나리오
  - 제 1안 : ‘11년 LNG 발전소 건설  
(연계선 2회선 운용)
  - 제 2안 : ‘11년 추가 연계선 건설  
(연계선 4회선 운용)
  - 제 3안 : ‘11년 추가 연계선 및 LNG 발전소 건설  
(연계선 4회선 운용)
- 기존의 HVDC 운전방식
  - 최대 전력공급전력을 150MW이하
  - 제주도 부하의 50%만 공급

- 신규 LNG 발전기 운전방식
  - 신규 300MW는 “Must-Run”으로 사용
  - 나머지 발전기는 경제급전방식 적용

제주의 발전기는 육지에 비해 소규모이고 사용연료 또한 증유, 경유이므로 발전소 고정비 및 연료비가 육지에 비해 비싸다. 발전기별 용량 및 연료비는 표 4와 같으며 전국 평균연료비 46원/kWh 보다 상당히 높다.

표 5는 2011년 제주에 HVDC를 건설하는 경우에 제주지역의 중장기적인 발전설비 공급계획을 보여주고 있는 것이며, 전력 예비율은 20% 이내로 산정하였다. 그리고 표 6은 HVDC와 LNG를 동시에 건설하는 경우에 제주지역의 중장기적인 발전설비건설계획을 보여주고 있으며, 표 7은 LNG만 건설하는 경우를 보여주고 있다.

표 8은 HVDC연계선과 LNG 발전소를 제주에 건설하는 경우에 대한 경제성 평가를 보여주는 것으로 HVDC 연계선을 추가 건설하는 경우가 연 평균 200억 원을 절감할 수 있고, 30년간 6000억 원을 절감할 수 있다.

표 4에서 고려된 연료비는 제주에서는 가장 낮은 가격 그리고 육지에서는 가장 높은 가격으로 설정하였으며, 고정비 또한 HVDC는 가장 비싼 경우 그리고 발전기는 가장 싼 가격으로 설정하였기에, 향후 양방향 시장이나 PBP(Price Based Pool)시장에서 제주지역 발전기가 송전제약에 의하여 발전기별 상한비용(Price Cap)으로 운전될 경우 실제 절감액은 2배까지 증가될 수도 있다.

향후 TWBP(양방향입찰시장)나 PBP(Price Based Pool)에서 제주 발전기가 송전제약에 의하여 발전기별 상한비용(Price Cap)으로 운전시 실제 절감액은 더 증가될 것으로 예상된다. 따라서, HVDC 연계선의 송전 능력한계로 발생하는 제주지역 송전제약비용은 향후 한전 경영상의 부담으로 작용할 것이다.

#### 4. 신뢰성 검토

HVDC 연계선을 추가로 건설하는 경우에 HVDC 연계선은 기존 2회선에서 4회선으로 늘어나며, 2회선 고장(변환소 1곳 정지)시에도 잔여 2회선으로 공급이 가능하고 HVDC 시스템의 완전 정지시간은 연간 4.642시간에서 0.002시간으로 감소될 것으로 사료된다.

HVDC 연계선을 추가 건설시 발전소 추가건설 대비 고장횟수, 등가 고장 시간 등을 분석하면, 표 9와 같다.

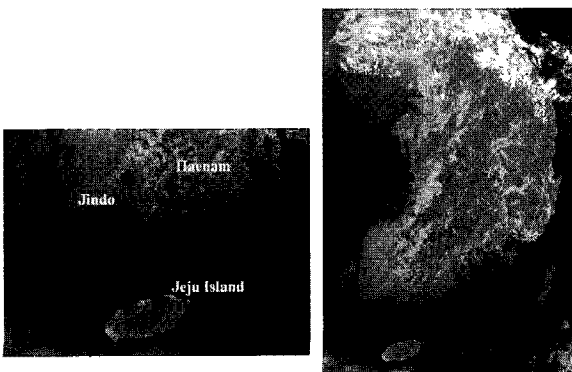


그림 4 제주 HVDC시스템의 위치  
Fig. 4 Jeju HVDC locations

표 9 HVDC 추가 건설시 신뢰도

Table 9 Reliability at additional HVDC installation

구 분	고장 회선수	고장횟수 (회/년)	등가고장시간 (hour/회)	연평균 고장시간 (hour)	고장시 잔여회선수
발전소 추가건설	1	27.37273	15.794108	432.306	1
	2	0.49080	9.412178	4.642	0
HVDC 추가건설	1	47.47273	15.988768	759.054	3
	2	27.61151	15.748510	434.846	2
	3	2.012846	8.010343	16.118	1
	4	0.000267	4.967956	0.002	0

표 10 신뢰도 기준

Table 10 Reliability reference

구 분	고장회수 (λ)		등가수리시간 γ (hour)	비 고
	(회/년)	회×10 <sup>6</sup> /hour		
Block 1	5.32	607	8.759	
Block 2	1.50	171	5.0	
Block 3	0.05	5.7	2.160	고장탐지 수리용 선반 조치포함수리소요 90일

본 논문에서 고려한 신뢰도의 기준은 표 10과 같으며 각각의 요소에 대해 설명은 다음과 같다.

○ Block 1 : Pole 단위의 기기로서 Bi-Pole 운전시 이 부분의 기기 고장은 다른 Pole의 운전에 영향을 미치지 않는 기기 (Valve, Converter Transformer pole 단위 기기 등)

○ Block 2 : Bipole 운전시 이 부분 고장은 Bipole 전체로 영향을 미치는 기기 (Synchronous condenser, T/L 교류계통 고장 등)

○ Block 3 : 해저 Cable 계통

표 11은 HVDC와 HVDC #2를 추가 건설한 경우에 신뢰도를 보여주고 있는 것으로, 특히 제주 HVDC 추가 연계선은 해저케이블의 고장에 대비하여 제주지역정전에 대한 신뢰도 향상에 주된 목적을 두고 있다. 표 12는 HVDC Trip에 따른 전력 예비력을 보여주고 있다.

표 11 신뢰도 기준

Table 11 Reliability results

구 분	고장 회선수	고장횟수		이용불가능 (%)	이용가능율 (%)
		(회/h)	(회/년)		
기존 HVDC	1	0.00812	27.37273	4.935	99.065
	2	5.6E-05	0.49080	0.053	99.947
기존 HVDC와 신규 HVDC 병렬운전	1	0.00542	47.47273	9.143	90.857
	2	0.00235	20.59080	4.261	95.739
	3	0.00024	2.14385	0.208	99.792
	4	3.7E-08	0.00033	0.000	100.000

표 12 HVDC Trip에 따른 전력 공급 예비력(2006-2010)

Table 12 Power reserve according to HVDC trips

	Bi-Pole Trip	Mono-Pole Trip
2006	-1.7%	12%
2007	10%	23.5%
2008	5%	17.4%
2009	0.2%	12.0%
2010	-4.0%	7.4%

다음은 계통 시뮬레이션 프로그램(PSS/E)을 이용하여 제주계통의 신뢰도를 검증한 것으로 시뮬레이션의 전제조건은 다음과 같다<sup>[3]</sup>.

[검토전제]

- 제주계통 부하 : 450MW ('11년 Peak의 65% 수준)
- 계통검토조건
  - 제 1안 - 연계선 4회선 및 LNG 발전소 운전 (HVDC 용통조류 350MW 수준)
  - 제 3안 - 기존 연계선 2회선 및 LNG 발전소 운전 - 상정고장조건 : LNG 발전소 1 Unit (GT+ST, 150MW) 탈락

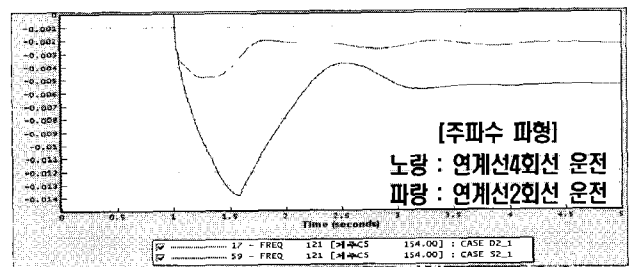


그림 5 시뮬레이션 결과  
Fig. 5 Simulation results

표 13 시뮬레이션 요약  
Table 13 Simulation Summary

	제 1안	제 3안
부하탈락 여부	부하탈락 발생 (최저주파수 59.17Hz)	부하탈락 없음 (최저주파수 59.71Hz)
분석결과	○ 기존 연계선만으로 대용량 발전기 탈락시 Back-up 능력 한계	○ 연계선 4회선 운전으로 대용량 발전기 탈락시 Back-up 능력우수

그림 5와 표 13으로부터 연계선 4회선 운전 시 2회선 운전에 비해 설비고장에 의한 계통파급 억제효과가 탁월함을 알 수 있다.

다음은 제주지역 정전 발생 실적 및 직류연계선 부하추중 실적을 보여주고 있는 것으로 HVDC가 제주에서 차지하고 있는 비중과 제주의 대용량 발전기가 트립한 경우에 HVDC의 응답속도에 따라 광역정전으로 파급되지 않은 사례를 보여주고 있다.

□ 제주지역 정전 발생 실적

'00년	'01년	'02년	'03년	'04년	'05년	'06년	'07년	합 계
7회 (6회)	9회 (7회)	1회 (0회)	3회 (1회)	1회 (1회)	1회 (1회)	3회 (3회)	2회 (0회)	27회 (18회)

※ ( )는 직류연계선 고장에 의한 광역정전 발생 실적

□ 제주지역 발전기 고장 시 직류연계선 부하추중 실적(정전 미발생)

'00년	'01년	'02년	'03년	'04년	'05년	'06년	'07년	합 계
27회	12회	1회	2회	7회	7회	3회	2회	61회

※ 남제주발전소 기력 3, 4호기 시운전시 부하추중 실적 제외

5. 결 론

• 제주지역 중장기 수급전망 분석결과 2006년에 남부 발전에서 추진 중인 100MW급 기력 발전기가 공급되지 않으면, 공급 예비율이 약 6%이하로 떨어지고, 2010년까지 HVDC #1이 Bi-Pole Trip이 되는 경우에는 전력공급 예비율이 0%이하로 떨어지는 경우가 발생한다.

• 2011년에 HVDC 연계선을 제주에 건설하는 경우에 경제성 평가(30년간 2011년 현가합 비교)를 한 경우 HVDC 연계선 추가건설이 기력(중유)발전 그리고,

LNG 발전 보다 경제적이다.

• 기존의 HVDC 설비만으로 운전할 경우 공급 예비율 저하로 제주지역 송전계약 비용이 증가하여 한전의 경영상 부담으로 작용할 것이다. 실제 예로 '03년도 약 365억원 정도의 경영손실이 발생되었기 때문에 2011년에 HVDC 연계선을 추가 건설하는 경우에는 지금과 같은 상당부분 경영손실이 해소될 것으로 사료된다.

참 고 문 헌

[1] “제주 추가연계선 타당성 검토”, 전력연구원 보고서, 2005.  
[2] “제주 발전설비 및 운전현황”, 전력거래소 보고서, 2007  
[3] Kundur, “Power System Stability and Control”, 1993.  
[4] “Cheju-Haenam HVDC manual”, AREVA, 1996.

저 자 소 개



김찬기(金燦起)

1968년 12월 17일생. 1991년 서울산업대 전기공학과 졸업. 1996년 중앙대 대학원 전기공학과 졸업(공학). 1996년~현재 한전 전력연구원 선임연구원. 현재 당 학회 학술위원.



장재원(蔣在元)

1956년 5월 6일생. 1996년 미국 Kentselaer Polytechnic institute 전기공학과 졸업(공학). 2008년 한국전력공사 전력연구원 전력계통연구소장.



문봉수(文捧洙)

1958년 10월 12일생. 1986년 서울대 전기공학과(석사). 1987년 한국전력공사 입사. 2008년 한국전력공사 송변전계획처 계통계획팀장.



심정운(沈鼎雲)

1963년 4월 11일생. 1989년 중앙대 전기공학과 졸업. 1990년 한국전력공사 입사. 2008년 한국전력공사 창원전력관리처 계통운영부장.