

Critical Contingency Analysis for a Short-term System Operation Planning in Korea

李 瀾 護<sup>†</sup>  
(Lee Jeong Ho)

**Abstract** - This paper presents the results of critical contingency analysis for the Korean power system which is performed to identify the impact of the critical contingencies on the Korean power system and set up a short term system operation planning for the purpose of preventing large scale blackout. The static and dynamic simulation is carried out for each critical contingency and the simulation results for each contingency are shown under the peak load condition for the year 2005, 2007 and 2010.

**Key Words** : Critical Contingency Analysis, Short-term System Operation, Large Scale Blackout, Static Simulation, Dynamic Simulation

1. 서 론

최근 북미 동북부 광역정전을 비롯하여 영국, 이탈리아 등 해외에서 수차례 발생한 대정전 사태와 우리나라에서의 태풍 매미에 의한 일부 지역의 정전 사태를 계기로 전력공급 중단 사태는 국가적 재난사고로 인식되고 있으며 안정적인 전력 공급에 대한 사회적 관심이 높아지고 있다.

특히 우리나라의 경우는 수도권에 전력 수요가 밀집되어 있고, 적정 공급력 확보를 위한 계통설비 보강이 이루어지고 있으나, 전력계통의 물리적 특성에 의해 특정 상정고장 시에는 수도권 부하에 전력을 공급하는 주요 간선 송전계통에 과도안정도 및 전압불안정 문제가 야기될 수 있으며 이로 인해 전압제약에 의한 송전용량에 제한이 가해지고 있다.

또한 매년 지속적으로 성장하는 전력 수요에 안정적으로 전력을 공급하기 위하여 공급설비의 지속적인 확충뿐만 아니라 전력을 원활히 수송하기 위한 조상설비의 설치가 요구되나, 설치부지 고갈 및 기술적 제약 등으로 전력공급 설비가 적기에 건설되지 못하는 사례가 늘고 있어 단기적인 전력공급 안정성이 위협받고 있는 실정이다.

최근 이러한 문제에 대한 해결책의 하나로써 2004년 및 2005년 울진 원자력발전소 5, 6호기 건설시 765kV 신태백-신가평간 선로 격상으로 상시 전력수송에는 큰 문제가 없으나 동 선로의 루트 고장 시(765kV 병행 2회선 차단의 가혹 상정고장)에는 잔여 345kV 및 154kV 송전선로에 일시에 조류가 집중되어 전압불안정 문제를 초래하여 전력공급 지장이 우려되는 실정이다. 또한 현재 4기가 운전 중인 당진 발전소의 경우 2010년까지 4기가 추가로 건설되어 총 8기가 운전되며

여기서 생산된 대부분의 전력은 신안성-신서산간 765kV 선로를 통해 수도권으로 수송되게 된다. 그러나 이 지역 계통 구성상 특성에 의해 765kV 병행 2회선 차단의 가혹 상정고장 시의 안정운용 대책은 부하차단, 발전기 트립 등 복합적 안정화 대책을 필요로 한다. 이를 위해서는 전력계통 해석 기법을 사용하여 보다 정확하고 정량적인 결과를 도출하고 이를 바탕으로 체계적이고 효율적인 계통 안정성 확보방안을 마련하여야 한다.

본 논문에서는 우리나라 전력계통의 가혹 상정고장에 대한 계통해석을 수행하고 단기계통운용계획을 수립하기 위한 기본 자료로 이용하고자 한다.

2. 분석대상계통

2.1 수급조건

본 논문에서는 전력계통의 안정적인 운용을 위하여 우리나라 2005년, 2007년 및 2010년 전력계통에 대해 가혹 상정고장을 검토하여 단기 전력계통운용 안정화 대책 수립을 위한 기초 자료로써 활용하고자 한다. 분석 대상 계통으로 표 1~3과 같은 2005년, 2007년, 2010년 첨두 부하계통을 고려하였다.

표 1 부하  
Table 1 Load

해석 계통	유요전력 부하 [만kW]			부하역률 평균[%]		
	전국	경인 지역	비경인 지역	전국	경인 지역	비경인 지역
2005년	5,209	2,200	3,008	91.34	90.50	92.46
2007년	5,547	2,344	3,203	91.38	90.52	92.50
2010년	6,102	2,618	3,484	91.43	90.53	92.21

<sup>†</sup> 교신저자, 正會員 : 한국전기연구원 선임연구원 · 공박  
E-mail : leejh@keri.re.kr  
接受日字 : 2005年 6月 9日  
最終完了 : 2005年 10月 4日

표 2 발전

Table 2 Generation

해석 계통	유효전력 발전 [만kW]			무효전력 발전 [만kVar]		
	전국	경인 지역	비경인 지역	전국	경인 지역	비경인 지역
2005년	5,281	1,114	4,167	1,045	186	859
2007년	5,630	1,094	4,536	1,085	111	975
2010년	6,190	1,313	4,877	956	131	825

표 3 계통구성

Table 3 Network Information

	모선수	선로수	발전기수
2005년	1,407	1,875	258
2007년	1,510	2,027	287
2010년	1,625	2,213	304

2.2 연도별 발전력 및 송전선로 증가 추이

우리나라 향후 전력계통에 대한 연도별 기준수요 전망치는

표 4와 같고, 발전소 건설계획은 표 5에 표시하였고 주요 송전설비 건설계획은 표 6에 나타내었다.

표 4 연도별 기준수요 전망 - 2차수급계획

Table 4 Yearly Load Forecast - The Second Basic Plan for the Supply and Demand of Electric Power

구분	판매전력량		최대전력		
			수요관리전		수요관리 효과(천kW)
	GWh	%	천kW	부하율 (%)	
2003 (실적)	(293,599)	(5.4)	47,385(51,257)	77.7	(3,872)
2004	312,067	6.3	51,264(55,519)	76.3	(4,255)
2005	328,051	5.1	55,023(58,895)	75.0	2,087(5,959)
2006	339,804	3.6	57,413(61,285)	74.6	2,795(6,667)
2007	349,529	2.9	59,697(63,569)	74.0	3,437(7,309)
2008	358,410	2.5	61,916(65,788)	73.3	4,069(7,941)
2009	366,801	2.3	63,981(67,853)	72.8	4,703(8,575)
2010	374,452	2.1	66,028(69,900)	72.1	5,385(9,257)
2011	381,703	1.9	67,995(71,867)	71.5	6,067(9,939)
2012	388,775	1.9	69,921(73,793)	71.0	6,773(10,645)
2013	395,496	1.7	71,748(75,620)	70.5	7,469(11,341)
2014	401,731	1.6	73,619(77,491)	69.9	8,193(12,065)
2015	407,338	1.4	75,553(79,425)	69.2	8,949(12,821)
2016	412,313	1.2	77,397(81,269)	68.5	9,715(13,587)
2017	416,486	1.0	79,266(83,138)	67.7	10,529(14,401)
평균 증가율 %	04-05	5.4	7.8		
	06-10	2.7	3.7		
	11-15	1.7	2.7		
	16-17	1.1	2.4		
	04-10	3.5	4.9		
	11-17	1.5	2.6		
	04-17	2.5	3.7		

표 5 연도별 기준수요 전망 - 2차수급계획

Table 5 Yearly Generation Plan

구분	최대전력		
	수요관리후		
	천kW	증가율(%)	부하율(%)
2003 (실적)	(47,385)	(3.5)	(77.7)
2004	(51,264)	(8.2)	(76.3)
2005	52,936	3.3	77.7
2006	54,618	3.2	78.0
2007	56,260	3.0	77.8
2008	57,847	2.8	77.6
2009	59,278	2.5	77.5
2010	60,643	2.3	77.4
2011	61,928	2.1	77.2
2012	63,148	2.0	77.2
2013	64,279	1.8	77.1
2014	65,426	1.8	76.8
2015	66,604	1.8	76.5
2016	67,682	1.6	76.2
2017	68,737	1.6	75.8
평균 증가율 %	04-05	5.7	
	06-10	2.8	
	11-15	1.9	
	16-17	1.6	
	04-10	3.6	
	11-17	1.8	
	04-17	2.7	

표 6 연도별 발전력 증가 추이

Table 6 Key Transmission Plan

연도	월	발 전 소	설 비	연말용량(천KW)	하계용량(천KW)	최대수요(천KW)	설비에비율
2003		기 존 설 비		56,053	56,093	47,385	18.4
2004				59,958	59,129	51,264	15.3
	1	폐지-군산부연단	-66				
	1	천상소수력	0.3				
	2	안흥중설(한수원)	0.03				
	3	증설_여수화력#2(남부)	28.6				
	4	한경풍력(남부)	6				
	6	울춘복합 G/T(메이아)	327.6				
	6	부산복합#3(남부)	450				
	6	부산복합#4(남부)	450				
	6	승봉도중설(한전)	0.5				
	6	10개내연인수(한전)	4.8				
	6	대구염색열병합	72.9				
	6	한석소수력	0.1				
	7	청수LFG	1				
	7	울진원자력#5(한수원)	1,000				
	7	영흥석탄#1(남동)	800				
	9	성남소수력(수공)	0.3				
	10	여수LFG	0.9				
	10	신태양태양광	0.04				
	11	양산풍력(코에너지)	8				
	11	부산바이오가스(서회건설)	2.1				
	12	영흥석탄#2(남동)	800				
	12	용담소수력(수공)	1.8				
	12	정우담태양광	0.5				
	12	소형열병합	16				
2005				62,413	61,730	52,936	16.6
	1	하동소수력	0.8				
	1	서울사당열병합(케너텍)	2,001				
	3	월드컬처태양광	1.5				
	3	한라전공태양광	1.5				
	3	한강솔라택태양광	1.5				
	3	솔라전력태양광	1.5				
	5	서울마린태양광	3				
	6	담양소수력	1.3				
	6	영덕풍력(영덕풍력)	40				
	6	제주내연(중부)	40				
	6	울춘복합S/T(미란트)	176.2				
	6	인천복합#1(중부)	450				
	6	울진원자력#6(한수원)	1,000				
	6	한백솔라태양광	1.5				
	6	여천열병합(금호석유)	28.3				
	6	거문도(한전)	1				
	6	덕적도(한전)	0.5				
	6	추자도(한전)	1				
	6	소형열병합	16				
	7	솔레코태양광	1.5				
	7	세도에너지태양광	1.5				
	7	솔라플러스태양광	1.5				
	8	원광선택태양광	1.5				
	9	제주풍역(제주풍력)	30				
	10	수도권매립(에코에)	50				
	10	강원풍력#2(강원풍력)	98				
	10	강성태양광	0.4				
	12	당진석탄#5(동서)	500				
	12	탐진소수력(수공)	0.8				
	12	대곡소수력(수공)	0.3				
	12	영덕태양광(영덕태양광)	1.5				

연도	월	발전소	설비	연발용량(천KW)	하계용량(천KW)	최대수요(천KW)	설비에비율
2006				65,764	64,213	54,618	17.6
	1	폐지-조도(한전)	-1.2				
	1	폐지-울릉도(한전)	-3				
	2	양양양수#1(중부)	250				
	3	광양복합#1(SK전력)	473.5				
	4	양양양수#2(중부)	250				
	6	소형열병합	56				
	6	당진석탄#6(동서)	500				
	6	양양양수#3(중부)	250				
	6	한경풍력2단계(남부)	14				
	6	울릉도(한전)	6				
	6	조도(한전)	1.5				
	6	양양풍력(중부)	3				
	7	광동소수력(수공)	0.2				
	7	달방소수력(수공)	0.2				
	8	양양양수#4(중부)	250				
	9	청수양수#1(서부)	300				
	9	남제주#3(남부)	100				
	10	성산풍력(남부)	20				
	11	부산정관열병합(현대전)	100.3				
12	청송양수#2(서부)	300					
12	광양복합#2(SK전력)	473.5					
12	섬진강소수력(수공)	1.4					
12	충주댐소수력(수공)	3					
12	주암댐소수력(수공)	0.8					
12	대청소수력(수공)	0.8					
12	운문소수력(수공)	0.7					
2007				69,284	67,732	56,260	20.4
	3	남제주#4(남부)	100				
	5	구미열병합(STX)	87.2				
	6	흑산도(한전)	1.5				
	6	소형열병합	47				
	6	당진석탄#7(동서)	500				
	6	태안석탄#7(서부)	500				
	7	안정복합#1(대우)	733				
	9	부곡복합#2(LG에)	500				
	10	태백풍력(남부)	20				
	11	화성동탄열병합(난방공)	525				
	12	당진석탄#8(동서)	500				
12	오산열병합(주 오산)	7					
2008				72,843	71,646	57,847	23.9
	3	태안석탄#8(서부)	500				
	6	소형열병합	61				
	6	하동석탄#7(남부)	500				
	6	보령석탄#7(중부)	500				
	6	영흥석탄#3(남동)	800				
	6	덕적도(한전)	0.5				
	10	성남관교열병합(난방공)	146				
	10	송도열병합(난방공)	205				
	11	파주열병합(난방공)	346				
12	보령석탄#8(중부)	500					
2009				76,676	76,676	59,278	29.3
	1	송도복합#1,2(대림)	1,000				
	3	영흥석탄#4(남동)	800				
	3	하동석탄#8(남부)	500				
	3	영월무연탄#3(남부)	200				
	4	시화호조력(수자원)	254				
	5	부곡복합#3,4(LG에)	1,000				
	6	소형열병합	79				
12	화북댐소수력(수공)	0.4					

표 7 주요 송전설비 건설계획  
Table 7 Real Power Margin

구분	구 간	공장(km)	준공년도	필요상
765kV	신태백-신가평	155	2000	○ 울진3,4호기 계통연결 ○ 초기 345kV 운전 (2004년 격상)
	울진-신태백	49	2005	○ 울진 후속기 계통연결
	신안성-신가평	75	2006	○ 수도권 배후계통(남부-동부)연계
	신고리-북경남	100	2009	○ 고리 후속기(제2부지) 계통연결
	북경남-신충북	120	2018년이후	
	신충북-신안성	110	2018년이후	○ 수도권-(중부)-영남 제5루트 ○ 영남지역 발전력 수도권 유통
345kV	신용인-신수원	10	2004	○ 수원지역 계통보강
	영흥-신시흥	38	2004	○ 영흥화력 연결
	양양-동해	86	2005	○ 양양양수 연결
	광양복합-광양	22	2004	○ 광양복합 연결
	청송분기	20	2006	○ 청송양수 연결
	송도복합-신시흥2	20	2009	○ 송도복합 연결
	신포천-신가평	64	2007	○ 수도권 동북부 지역 계통보강
	신월성분기	10	2009	○ 신월성원전 1,2호기 계통연결
	보령T/P-청양	30	2007	○ 보령 7,8호기 계통연결
	광양-신강진	106	2008	○ 전남지역 계통보강
	신덕은-신포천	45	2007	○ 수도권 북서지역 계통보강
	북경남 제2분기	30	2010	○ 신고리원전 3,4호기 계통연결
	신김해-신녹산	20	2010	○ 부산 녹산공단지역 계통보강
	예천P/P-신영주	20	2010	○ 예천양수 연결
	신충주분기	26	2010	○ 충북지역 계통보강
	신당진-신온양	46	2010	○ 충남 중서부지역 계통보강
	군산-옥구	23	2011년~17년	○ 군산지역 계통보강
	신충북-청원	40	2018년 이후	○ 신고리원전 후속기 배후계통보강
	신충북-신옥천	25	2018년 이후	○ 신고리원전 후속기 배후계통보강

※ 추후 한전의 계통검토 결과에 따라 설비계획이 변경될 수 있음

투입. 신안성-신서산 765kV 선로로 4,000MW가 넘는 조류가 흐르게 됨. 신온양-신당진 선로 추가

이 중 계통에 큰 영향을 주는 사항은 다음과 같다.

2005년 : 울진N/P 5, 6호기가 투입되어 신태백 모선에 연결. 신가평-신태백 선로(2004년부터 765kV로 격상되어 운전)의 조류가 약 2,720MW로 됨.

2006년 : 신가평-신안성 765kV 1회선 건설

2007년 : 신포천 변전소가 신설, 2006 ~ 2007년에 걸쳐 당진화력 5, 6, 7호기 투입, 신안성-신서산 765kV 선로 조류가 3,500MW가 넘게 됨.

2008~2010년 : 신고리, 신월성 원자력 발전기가 추가로 투입. 태안 발전소와 당진 발전소 각기 8호기까지

### 3. 정상상태 분석

#### 3.1 유효전력 여유(P-V) 분석

유효전력 여유 분석은 한 지역의 부하 또는 경계점 조류에 대한 모선(들) 전압과의 관계를 나타내는데 사용되며, 본 분석 방법의 특징은 모의되는 계통상태에 대하여 일련의 부하 수준 또는 경계점 조류에 대하여 전압 붕괴점까지의 근접도를 제시하여 준다. 따라서 정상상태에서의 유효전력 여유 분석은 현재 계통의 상태를 파악하는데 좋은 척도가 된다.

유효전력 여유 분석에 있어 중요한 계통 파라미터는 총부

하, 중요선로의 조류 등이 있다. 그리고 정적인 분석을 통하여 건전상태 및 상정고장 상태에 대하여 유효전력 여유를 계산한다. 즉, 중요 계통 파라미터를 조금씩 증가시키거나 조류 계산 또는 연속조류계산을 수행한다. 현재 운전점에서부터 P-V 곡선의 꼭지점으로 나타나는 정적인 전압 불안정점까지의 차이가 유효전력 여유에 해당한다. 연도별 P-V 곡선 및 유효전력 여유를 그림 1~3과 표 7에 나타내었다.

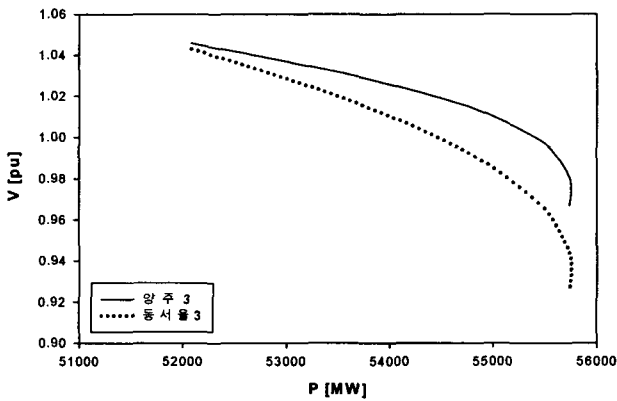


그림 1 2005년도 P-V 곡선  
Fig. 1 P-V Curve in the Year 2005

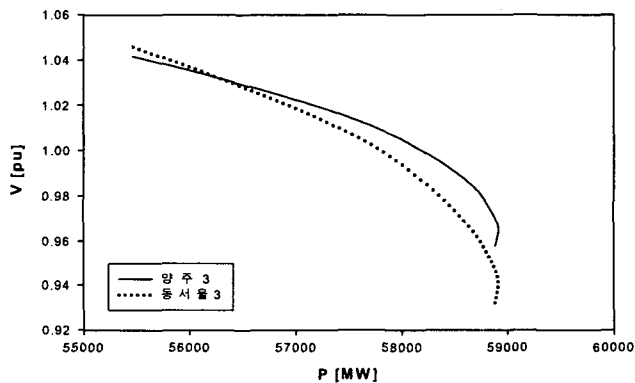


그림 2 2007년도 P-V 곡선  
Fig. 2 P-V Curve in the Year 2007

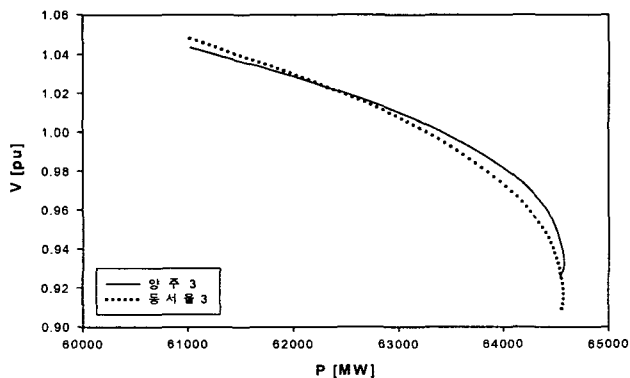


그림 3 2010년도 P-V 곡선  
Fig. 3 P-V Curve in the Year 2010

표 8 유효전력 여유량

Table 8 Real Power Margin

대상 계통	초기값 [MW]	최대전력 [MW]	유효전력 여유[MW]	% 여유
2005년도	52,085	55,754	3,668	7.0 %
2007년도	55,466	58,914	3,447	6.2 %
2010년도	61,021	64,574	3,553	5.8 %

3.2 용통전력 여유(F-V) 분석

전력계통은 경쟁적 전력시장체제 하에서도 전력수급 안정이 유지되도록 운전되어야 한다. 이런 운영 조건에서 계통의 한 지역에서 다른 지역으로의 유효전력 이동의 요구는 증가하게 된다. 그러나 선로의 열용량 제약, 전압 수준 제약, 그리고 안정도 제약에 의하여 각 지역을 연결하는 계통의 중요선로의 조류는 계통 안전도 유지를 위하여 제한되기도 한다. 따라서 용통전력 여유(F-V) 분석은 전압안정도 측면에서 지역 간 용통전력의 한계에 관한 정보를 도출하며, 이는 용통조류 여유 개념으로 나타내어진다. 용통조류 여유는 Base case에서의 용통조류 수준과 F-V (용통조류-전압크기) 곡선의 꼭지점에 해당하는 전력조류 방정식을 만족하는 최대 용통조류 수준의 차이로 정의된다. 그림 4는 우리나라 전력계통의 2005, 2007, 2010년 F-V곡선을 나타내며 표 8은 용통전력 여유를 표시한다.

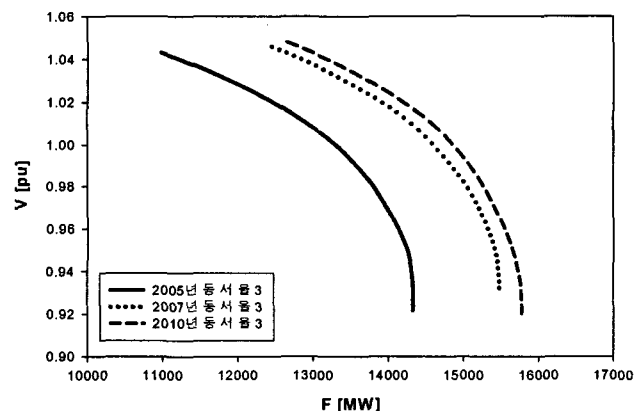


그림 4 각 연도별 F-V 곡선  
Fig. 4 Yearly F-V Curve

표 9 용통전력 여유

Table 9 Interface Flow Margin

대상 계통	초기값 [MW]	최대전력 [MW]	용통전력 여유[MW]	% 여유
2005년도	10,973	14,336	3,363	30.6 %
2007년도	12,447	15,480	3,033	24.4 %
2010년도	12,659	15,778	3,119	24.6 %

4. 상정고장 분석

본 논문에서는 표 9에 나타낸 4개 선로의 병행 2회선 고장에 대하여 유효전력 여유 분석 및 용통전력 여유 분석을 수행하였다.

표 10 상정고장 SET  
Table 10 A Set of Contingency

고장 SET	전압 [kV]	상정고장	CKT	모선번호	
				From	To
CASE1	765	신가평-신태백	1,2	5010	1020
CASE2	765	신안성-신서산	1,2	6030	4010
CASE3	345	화성-아산	1	6950	4400
			2	6951	4401
CASE4	345	양주-서인천	1	1400	3350
			2	1400	3151

4.1 유효전력 여유(P-V) 분석

각 년도별 4가지 상정고장에 대하여 유효전력 여유량을 보면 2005년을 제외한 2007년과 2010년도 계통에서 신가평-신태백 고장(이후 CASE1 으로 함)의 경우와 신안성-신서산 고장(이후 CASE2 로 함)의 경우 모두 발산한다. 또한 2005년에는 CASE1의 경우 발산하고 CASE2에서는 수렴하긴 하지만 여유량이 매우 작은 것으로 나타났다. 이는 765kV 병행 2회선 고장인 CASE1과 CASE2가 가혹한 상정고장임을 나타낸다. 년도별 유효전력 여유는 다음 표 10~12와 같다.

표 11 2005년도 상정고장별 유효전력 여유  
Table 11 Real Power Margin for each Contingency in the Year 2005

구 분	초기값 [MW]	최대전력량 [MW]	유효전력 여유 [MW]	% 여유
BASE CASE	52,085	55,754	3,668	7.0 %
CASE1	52,085	발산	발산	-
CASE2	52,085	52,160	74	0.1 %
CASE3	52,085	53,760	1,674	3.2 %
CASE4	52,085	52,922	837	1.6 %

표 12 2007년도 상정고장별 유효전력 여유  
Table 12 Real Power Margin for each Contingency in the Year 2007

구 분	초기값 [MW]	최대전력량 [MW]	유효전력 여유 [MW]	% 여유
BASE CASE	55,466	58,914	3,447	6.2 %
CASE1	55,466	발산	발산	-
CASE2	55,466	발산	발산	-
CASE3	55,466	56,956	1,487	2.7 %
CASE4	55,466	56,598	1,131	2.0 %

표 13 2010년도 상정고장별 유효전력 여유  
Table 13 Real Power Margin for each Contingency in the Year 2010

구 분	초기값 [MW]	최대전력량 [MW]	유효전력 여유 [MW]	% 여유
BASE CASE	61,021	64,574	3,553	5.8 %
CASE1	61,021	발산	발산	-
CASE2	61,021	발산	발산	-
CASE3	61,021	63,407	2,385	3.9 %
CASE4	61,021	63,453	2,431	4.0 %

4.2 용통전력 여유(F-V) 분석

각 년도별 4가지 상정고장에 대하여 용통조류 여유를 보면 유효전력 여유와 비슷한 경향을 나타낸다. 765kV 병행 2회선 고장인 CASE1과 CASE2가 가장 가혹함을 알 수 있다. 분석 결과는 다음 표 13 ~ 15와 같다.

표 14 2005년도 상정고장별 용통전력 여유  
Table 14 Interface Flow Margin for each Contingency in the Year 2005

구 분	초기값 [MW]	최대 전력량 [MW]	용통전력 여유 [MW]	% 여유
BASE CASE	10,970	14,344	3,374	30.8 %
CASE1	발산	발산	발산	-
CASE2	10,970	11,224	254	2.3 %
CASE3	10,846	12,156	1,310	12.1 %
CASE4	11,028	12,261	1,233	11.2 %

표 15 2007년도 상정고장별 용통전력 여유  
Table 15 Interface Flow Margin for each Contingency in the Year 2007

구 분	초기값 [MW]	최대 전력량 [MW]	용통전력 여유 [MW]	% 여유
BASE CASE	12,447	15,480	3,032	24.4 %
CASE1	발산	발산	발산	-
CASE2	발산	발산	발산	-
CASE3	12,433	13,645	1,210	9.7 %
CASE4	12,426	13,890	1,463	11.7 %

표 16 2010년도 상정고장별 용통전력 여유  
Table 16 Interface Flow Margin for each Contingency in the Year 2010

구 분	초기값 [MW]	최대 전력량 [MW]	용통조류 여유 [MW]	% 여유
BASE CASE	12,658	15,777	3,118	24.6 %
CASE1	발산	발산	발산	-
CASE2	발산	발산	발산	-
CASE3	12,635	14,542	1,905	15.1 %
CASE4	12,657	15,125	2,467	19.5 %

위에서 보는 바와 같이 4가지 상정고장 별로 유효전력 여유와 응통조류의 여유를 구해본 결과 765kV 병행 2회선 고장인 CASE1과 CASE2가 가혹 상정고장으로 판단되었다.

4.3 가혹 상정고장의 상세 모의

가혹 상정고장인 765kV 루트 사고를 4가지 방법으로 구분하여 상세모의를 수행한다. 가혹한 두 가지 상정고장과 상세모의의 방법은 표 16, 표 17과 같다.

표 17 가혹 상정고장 SET

Table 17 A Set of Critical Contingency

사고 SET	전압	상정고장	CKT	모선번호	
				From	To
CASE1	765	신가평-신태백	1,2	5010	1020
CASE2	765	신안성-신서산	1,2	6030	4010

상세모의를 위하여 해당 상정고장에 대해 다음 4가지 경우로 상세 구분하였다. 방법1은 상정고장만을 고려한 경우이며, 방법2는 765kV 선로고장시 해당선로의 무효전력보상을 위한 리액터의 차단을 고려하였다. 방법3은 765kV 선로고장시 계통 안정화를 위한 발전기차단을 적용할 때 계통내 수급조건이 만족되도록 발전기 차단량만큼의 발전량을 원자력발전기와 수도권이의 지역 발전기에서 용량에 비례하여 균등하게 증가시키도록 하였고 방법4는 방법2와 방법3의 리액터 차단 및 발전기 차단을 동시에 고려하여 모의한 방안이다.

표 18 상세 모의 방안

Table 18 Detailed Simulation Scheme

방안	내용	방법
방법1	상정고장만 고려	765kV 2회선 동시 고장
방법2	리액터 차단 고려	• 765kV 신태백T/L 고장시 : 신가평 200Mvar, 신태백 400Mvar • 765kV 신안성T/L 고장시 : 신안성 200Mvar, 신서산 400Mvar
방법3	발전기 차단 고려	• 765kV 신태백T/L 고장시 : 울진3호기 탈락 및 한수원, 수도권 제외 모든 발전기 scale 증가 (1,000MW) • 765kV 신안성T/L 고장시 : 당진 T/P 1~3기 탈락 및 한수원, 수도권 제외 발전기 scale 증가 (500~1,500MW)
방법4	리액터+발전기 차단 동시고려	

2005년도의 기본 해석에 있어서 수렴한 경우는 신안성-신서산 사고에서 방법 2와 4를 적용한 경우를 제외하고 전부 발산하는 결과를 보였다. 따라서 발산한 경우에 대하여 이를

안정화시키기 위한 보상이 필요하며, 그 결과는 다음 표18 및 표19와 같다.

표 19 2005년도 유효전력 여유

Table 19 Real Power Margin in the Year 2005

방법 SET	CASE1	CASE2
Method 1	발산	발산
Method 2	발산	유효전력 여유 [MW]
		74(0.14%)
Method 3	발산	발산
Method 4	유효전력 여유 [MW]	유효전력 여유 [MW]
	18 (0.03%)	270 (0.51%)

표 20 2005년도 응통전력 여유

Table 20 Interface Flow Margin in the Year 2005

방법 SET	CASE1	CASE2
Method 1	발산	발산
Method 2	발산	응통전력 여유 [MW]
		99 (0.89%)
Method 3	발산	발산
Method 4	응통전력 여유 [MW]	응통전력 여유 [MW]
	20 (0.18%)	327 (2.95%)

2007년의 경우 고려되는 모든 CASE에 대하여 전부 발산하는 결과를 나타냈다. 이는 2005년에 비하여 765kV 선로의 조류가 증가하여 765kV 선로 고장 시 전압안정도가 저하되어 계통이 점차 한계로 다가가고 있음을 확인할 수 있다.

2010년의 경우도 2007년과 마찬가지로 모든 CASE에서 발산하는 결과를 보였다. 따라서 발산하는 경우에 대하여 이를 수렴시키기 위한 보상 조치가 필요함을 알 수 있다.

5. 과도안정도 분석

주요 상정고장 시 연도별로 과도안정도를 확보하기 위해 필요한 최소 Trip 발전기 대수를 검토하였다. 대상으로 하는 상정고장은 765kV 선로 2회선 동시 탈락 사고로 하였다. 과도안정도 분석을 위한 상정고장 모의 분석 절차는 다음과 같다.

- 상정고장 모의 분석 절차 : 상정고장 시 시간 별 모의 과정은 다음과 같다.
- ▷ t=1.0sec - 선로 3상고장 : CASE 1, 2의 상정고장을 각각 적용한다.
- ▷ t=1.0833sec (고장 후 5 cycle) - 고장 제거 (선로



차단) : 765kV 계통의 경우 5 cycle 이내에 고장이 제거되어야 한다. 1) 본 모의에서는 최악의 상황을 가정하기 위해 고장 후 5 cycle 후에 고장이 제거되는 것으로 한다.

- ▷ t=1.15sec (선로 차단 후 4 cycle) - 발전기 Trip : 상정고장 시 동기 탈조가 예상되는 발전기에 대해 발전기 차단을 고려한다.
- ▷ t=2.0833sec (선로 차단 후 60 cycle) - 재폐로 : 모선 고장(재폐로 시도)
- ▷ t=2.1667sec (재폐로 후 5 cycle) - 고장 제거 (선로 차단) : 본 모의에서 고려하는 고장은 일시적인 고장이 아니기 때문에 재폐로 시도 후 다시 차단되게 된다.
- ▷ t=2.25sec (선로고장 후 1.25sec) - 765kV 선로고장 시 345kV 단에 투입되어 있는 분로 리액터(Sh.R)를 차단한다.

과도안정도 검토 결과 연도별로 동기 탈조를 막기 위한 최소 발전기 Trip 필요량은 표 20과 같다. 신가평-신태백 선로고장 시에는 울진 발전기가 동기 탈조하며, 신안성-신서산 선로고장 시에는 당진 발전기가 동기 탈조하므로 각 고장에 대하여 동기 탈조하는 발전기들을 Trip 대상 발전기로 정한다.

표 21 과도안정도 검토 결과

Table 21 Result of Transient Stability Simulation

상정 고장	2005년	2006년	2007년	2010년
신가평-신태백 고장 (최소 Trip 대수)	불안정 (1기 Trip)	불안정 (1기 Trip)	불안정 (1기 Trip)	불안정 (1기 Trip)
신안성-신서산 고장 (최소 Trip 대수)	안정	불안정 (2기 Trip)	불안정 (4기 Trip)*1	불안정 (2기 Trip)

\* 1: 리액터 동시차단(순시) 시는 발전기 3기만 탈락해도 안정함.

참고로 재폐로 유무가 안정도에 미치는 영향을 보기 위해서 같은 모의 과정에서 재폐로를 하지 않은 경우와 결과를 비교하였는데 재폐로 시행 유무에 관계없이 과도안정도는 비슷한 결과를 보였다.

5.1 2005년도 분석

신가평-신태백 765kV 2회선 고장 시에는 그림 5와 같이 과도적으로 불안정하며 울진 1기(3호기)를 Trip하면 과도적으로는 안정함을 볼 수 있다.

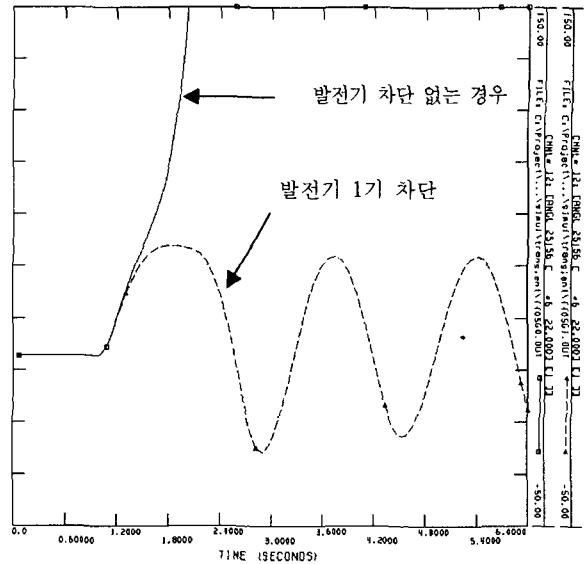


그림 5 신가평-신태백 고장 시 울진 6호기 위상각 (2005년도)

Fig. 5 Phase Angle of Uljin Power Plant Unit 6 for SinGapyung-SinTaebaek T/L Contingency (2005)

신안성-신서산 765kV 2회선 고장 시에는 그림 6과 같이 동기 탈조가 발생하는 발전기 없이 과도적으로도 안정하다.

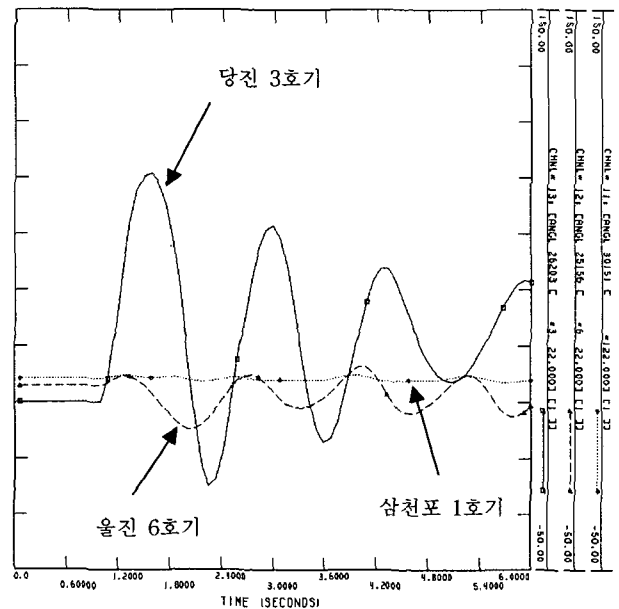


그림 6 신안성-신서산 고장 시 발전기들의 위상각 (2005년도)

Fig. 6 Phase Angle of Generators for SinAnseong-SinSeosan T/L Contingency (2005)

5.2 2007년도 분석

신가평-신태백 765kV 2회선 고장 시에는 그림 7과 같이 과도적으로 불안정하며 울진 1기(3호기)를 Trip하면 과도적으로는 안정함을 볼 수 있다.

- 1) 신뢰도 유지기준 참조 (고장 제거 시간 : 765kV 계통의 경우 5 cycle 이내, 345kV 이하의 계통의 경우는 6 cycle 이내)

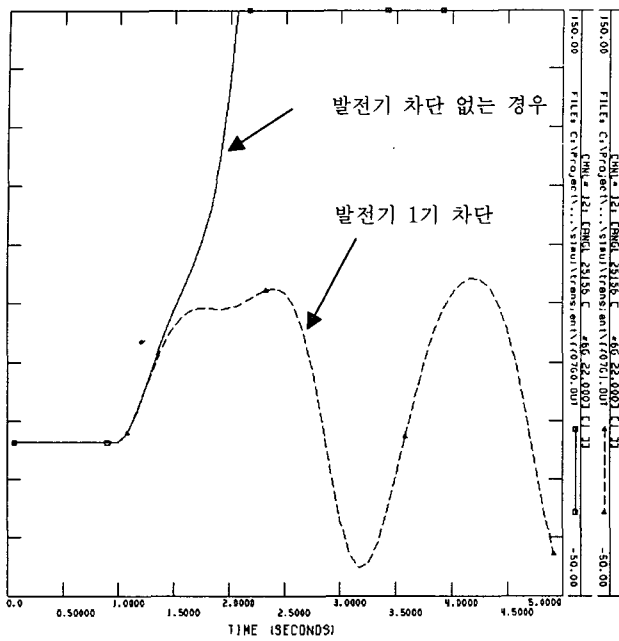


그림 7 신가평-신태백 고장 시 울진 6호기 위상각 (2007년 도)

Fig. 7 Phase Angle of Uljin Power Plant Unit 6 for SinGapyung-SinTaebaek T/L Contingency (2007)

신안성-신서산 765kV 2회선 고장 시에는 그림 8과 같이 당진 3기(당진 1, 2, 3호기)를 Trip하여도 과도불안정하며 총 4기(당진 1, 2, 3, 4호기)를 Trip하면 과도적으로는 안정함을 볼 수 있다.

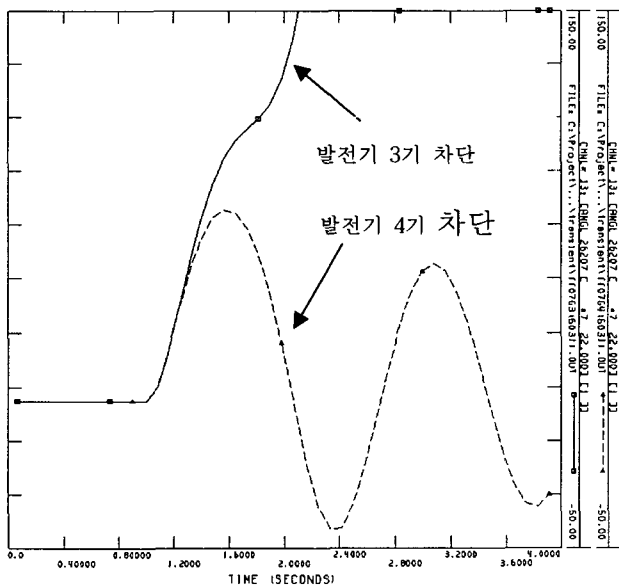


그림 8 신안성-신서산 고장 시 발전기들의 위상각 (2007년 도)

Fig. 8 Phase Angle of Generators for SinAnseong-SinSeosan T/L Contingency (2007)

### 5.3 2010년도 분석

신가평-신태백 765kV 2회선 고장 시에는 그림 9와 같이 과도적으로 불안정하며 울진 1기(3호기)를 Trip하면 과도적으로는 안정함을 볼 수 있다.

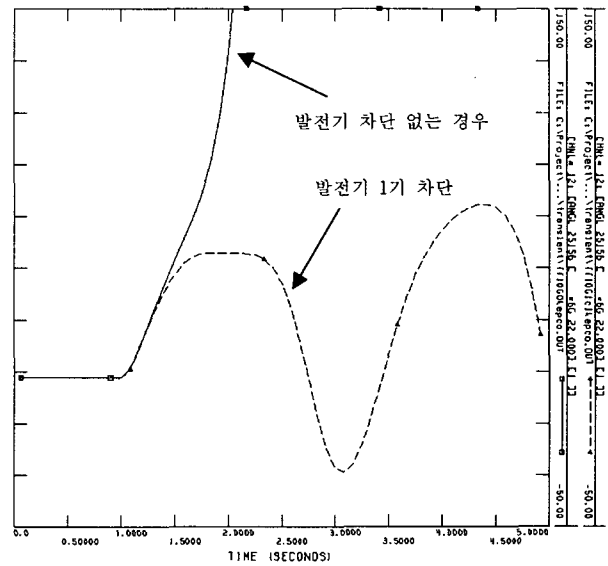


그림 9 신가평-신태백 고장 시 울진 6호기 위상각 (2010년 도)

Fig. 9 Phase Angle of Uljin Power Plant Unit 6 for SinGapyung-SinTaebaek T/L Contingency (2010)

신안성-신서산 765kV 2회선 고장 시에는 그림 10과 같이 당진 1기(당진 1호기)를 Trip하여도 과도불안정하며 총 2기(당진 1, 2호기)를 Trip하면 과도적으로는 안정함을 볼 수 있다.

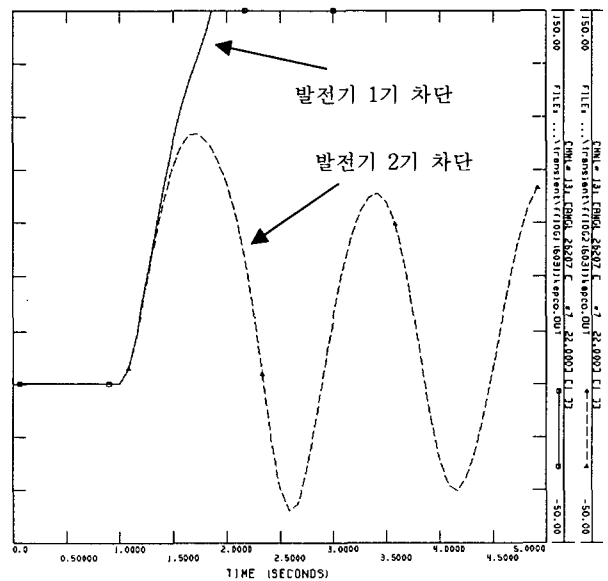


그림 10 신안성-신서산 고장 시 발전기들의 위상각 (2010년 도)

Fig. 10 Phase Angle of Generators for SinAnseong-SinSeosan T/L Contingency (2010)

## 6. 결 론

수도권 지역 계통은 부하집중으로 인해 전압안정성이 가장 취약한 지역으로 분류되며, 수도권 지역으로 대용량 전력 수송을 담당하는 765kV 선로고장이 분석 결과를 통해 가장 가혹한 상정고장으로 확인되었다. 또한 상정고장 시 광역정전으로 파급되는 위험성이 있는 경우, 계통의 전력 수급 여유도를 고려하여 동기탈조가 예상되는 발전소의 일부 발전기를 차단하는 안정화 방안을 고려하여 분석하였다.

주요 상정고장별로 대상 계통을 분석한 결과, 2005년의 경우는 발전기 차단을 고려한 안정화 제어를 통해서 조류계산이 수렴하는 결과를 보였으나 유효전력 및 용통전력 여유도 측면에서 보면 여유가 거의 없는 것으로 나타났다. 2007년, 2010년의 경우는 상정고장 시 고려되는 모든 사례에서 운전점을 찾을 수 없는 결과를 보였다.

이러한 상황을 개선시키기 위해 2005년 이후에는 우리나라 가혹 상정고장에 대하여 계통 안정화 및 광역고장 방지를 위한 별도 설비의 추가 설치가 필요한 것으로 판단된다.

## 참 고 문 헌

- [1] 산업자원부, “제2차 전력수급기본계획”, 2004
- [2] 한국전력공사, 송변전사업본부, 계통계획실, “2002년 장기 송변전 건설계획”, 2002
- [3] Prabha Kundur, Power System Stability and Control, McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [4] Carson W. Taylor, Power System Voltage Stability, McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [5] PTI, Program Operation Manual, Oct. 2002
- [6] PTI, Program Application Guide, Oct. 2002

## 저 자 소 개



### 이 정 호 (李 瀟 護)

1964년 12월 21생. 1987년 서울대학교 전기공학과 졸업. 1989년 동 대학원 전기공학과 졸업(공학석사). 1993년 동 대학원 전기공학과 졸업(공학박사). 1993년~1996년 현대엔지니어링. 1996년~2002년 현대중공업. 2002년~현재 한국전기연구원 융합기술연구단 선임연구원

E-mail : leejh@keri.re.kr