

The Affections of System Stability on Replacing the Synchronous Condenser in Jeju Island

張秉勳[†] · 尹鍾秀^{*} · 韓正烈^{**} · 沈鼎雲^{***} · 姜尙均[§] · 李炳峻^{§§}

(Byunghoon Chang · Jongsuyoon · Jeongyeol Han · Jeongwoon Shim · Sanggyun Kang · Byongjoon Lee)

Abstract - The CSC-based HVDC system links the Jeju system to the mainland system. Because CSC-based HVDC is installed in Jeju, the reactive power is needed to transfer active power through the HVDC. In order to supply reactive power, switched capacitors and synchronous condensers are installed in Jeju system. The deterioration of established synchronous condensers, however, causes a reactive power supply capability decline and high maintenance cost. It brings about the instability of Jeju system and the incremental of maintenance and repair costs. In the future the installation of wind generators and additional HVDC system would aggravate the stability of Jeju system. Therefore, it needs to consider a countermeasure against above problems.

In this paper, Analysis of several contingencies of Jeju system was performed, and some contingencies caused voltage-reactive power problem was known. CPF method was introduced in order to make countermeasures to replace the synchronous condensers and to solve the voltage-reactive power problem. The location and capacity of reactive power sources were also decided. It could guarantee medium and long term stability of Jeju system.

Key Words : Jeju system, CSC-based HVDC system, CPF, ESCR, Synchronous condenser

1. 서 론

전류형 HVDC는 변환소자료써 사이리스터를 이용하기 때문에 DC 전력 전송량의 대략 60%에 해당하는 지상 무효전류를 교류계통으로부터 흡수한다. 이러한 무효전력 소비는 HVDC 전송용량이 커짐에 따라 더 많은 문제를 유발하는데, 무효전력을 보상하기 위해서 HVDC 연결단에 콘덴서, 동기조상기, FACTS 기기와 같은 무효전력 보상장치를 설치한다. 동기조상기는 1930년대부터 계통의 전압과 무효전력을 제어하는데 중요한 역할을 수행해 왔으며, 병렬커패시터에 비해 연결점의 모선 전압이 낮은 경우에도 출력전압을 유지 또는 상승시키는 점이 가능하다는 이점이 있다. 일반적으로 HVDC와 연계되어 있는 동기조상기의 역할은 아래와 같다. HVDC의 전송량 증가시 필터 및 무효전력 보상역할을 수행하고 있는 콘덴서의 on/off 동작에 따라 발생하는 순시 AC 전압 불균형 문제 및 HVDC 시스템이 정상운전시 AC 계통에서 지락이나 단락과 같은 사고 발생시 AC 계통에 발생하는 과전압 문제를 해소시켜준다. 또한 Black start를 할 수 있다는 장점 때문에 HVDC의 필수적인 보조 설비로 많이 이용되고 있다. 또한 전력 전자기술의 발전에 따라 최근에

STATCOM과 같은 빠른 속응성을 가지고 있는 FACTS 기기와 결합해서 사용하는 대안도 검토되고 있다.[1]

현재 제주 계통은 전체 약 500MW 규모의 계통으로 전체 용량의 50% 또는 160MW 이내에서 전류형 HVDC를 통해 육지계통으로부터 전력을 공급받도록 운전되고 있다. 제주 HVDC는 정주파수 모드(frequency control)로 운전되기 때문에 외란에 따른 계통주파수 변동분을 연계선이 설비용량(총 300MW) 이내에서 모두 감당하게 된다. 이러한 상황에서 단일 연계선 2 pole이 동시에 정지하게 되는 경우 UFR(Under Frequency Relay)에 의해 미리 지정된 시나리오에 따라 최대 전계부하의 48%까지 차단하도록 되어 있다. 또한, 제주 계통 내에는 switched capacitor와 reactor로 구성되어 있는 HVDC 필터와 동기조상기가 2기(55MVar×2=110MVar) 설치되어 있다.[2] 제주 계통에 설치되어 있는 동기조상기는 1977년도에 제작된 설비로 기계, 전기, 제어분야 및 기타 부속설비들이 약 28년 정도 경과한 노후설비로 유지 보수 및 운전 에 많은 취약한 문제점이 있다. 따라서 동기조상기의 개조 또는 동기조상기의 역할을 수행할 수 있는 대체 설비에 대한 상세한 검토가 필요한 시점이다. 향후 제주 지역에는 대규모의 풍력단지가 조성될 예정이고, 2011년에는 HVDC 연계선이 추가적으로 설치될 예정이다. 이에 따른 계통 검토 및 운전전략 수립이 필요하다. 이를 위해서 제주 중·단기 계통의 안정성 특히 전압-무효전력 관점에서의 안정도 검토가 필요하다.

일반적으로 전압-무효전력 관점에서의 상정고장사고는 크게 송전선로 상정고장, 발전기 상정고장이 있고, 제주계통의 경우 HVDC 상정고장 사고를 추가로 고려해야 한다. 제주 HVDC는 정주파수 운전을 하기 때문에, 발전기 상정고장 시 해당 발전기의 발전력에 해당하는 만큼 HVDC 수전량이

[†] 교신저자, 正會員 : 한전전력연구원 선임연구원

Email : jang7@kepri.re.kr

^{*} 正會員 : 한전전력연구원 선임연구원

^{**} 正會員 : 한전전력연구원 일반연구원

^{***} 正會員 : 한국전력공사 과장

[§] 正會員 : 고려대학교 박사과정

^{§§} 正會員 : 고려대학교 전기공학과 정교수

接受日字 : 2007年 9月 11日

最終完了 : 2007年 9月 18日

증가하게 되고, 이에 따라 HVDC에서 소모하는 무효전력의 양이 증가하게 된다. 만일 제주 계통 내에 충분한 무효전력 공급원이 없다면 계통은 무효전력 불균형으로 인해 붕괴될 것이다. 상정고장시 계통이 붕괴되는 경우(조류계산 해가 존재하지 않는 경우) 사고이후 계통에 대한 정보를 얻을 수 없기 때문에 대책방안을 수립에 많은 어려움이 있다. 이의 문제점을 해결하기 위해서 새로운 계통 해석 방법인 GCPF 방법을 도입하였다. GCPF 방법은 사고 이전의 상태에서부터 사고 이후의 상태까지 발전력을 파라미터화하여 연속적으로 조류를 계산함으로써 사고 이후 해가 존재하지 않는 경우에 대해서도 계통 정보를 유추할 수 있다.[3] 사고 이후의 계통 상태에 대한 정보를 바탕으로 계통의 취약 지역을 선정할 수 있으며, 이에 따른 순동무효전력원의 적정 용량 투입함으로써 무효전력의 불균형 문제를 해소할 수 있을 것이다.

HVDC 상정고장시 제주 계통은 발전량은 적고 무효전력 공급 능력은 과다한 고립된 계통의 특성을 가지게 된다. 따라서 이에 따른 과전압 현상이 발생 될 수도 있다. 과전압 발생시 순간적인 과전압 해소를 위한 inductive 출력을 낼 수 있는 순동 무효전력 원의 투입으로 과전압 문제를 해소할 수 있을 것이다.

또한 HVDC가 계통에 연계되어 있는 경우 ESCR(Effective Short Circuit Ratio) 검토를 통해 AC 계통이 HVDC의 성능에 미치는 영향을 검토하여야 한다. 특히 대규모 풍력단지가 조성되고 제주 계통내 화력발전기가 많이 꺼져있는 최소 부하 상태에서는 ESCR 문제가 발생할 수 있다. ESCR 문제의 해결을 위해서는 계통내 발전기를 기동시키거나 동기조상기의 투입 등으로 문제점을 해소할 수 있을 것이다.

본 논문에서는 제 2연계선이 투입된 제주 계통에서 발전기 상정고장시 해석을 위해 GCPF 방법을 적용하였고, 상정고장시 발생하는 문제점 해결을 위해 필요한 순동 무효전력원의 capacitive 용량 및 inductive 용량을 산정함으로써, 노후화된 제주 동기조상기에 대한 중장기 관점에서의 대책 방안을 수립하였다.

2. 본 문

본 논문에서는 제주 계통의 안정성 확보를 위해 크게 송전선로, 발전기, HVDC 상정고장 및 ESCR을 검토하였다.

2.1. 송전선로 상정고장 검토

송전선로 상정고장은 안정도 검토 중 가장 일반적인 상정고장이라고 할 수 있다. 송전선로 상정고장 set에서 발전기 인출선로 및 지중선로 상정고장은 제외하였다. 유효전력 여유 해석 결과 제주 계통 내 모든 발전기의 P가 증가할 때까지 부하를 증가시켜도 안정한 결과를 도출하였다.(그림 1)

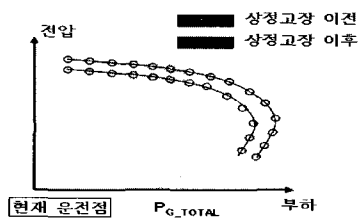


그림 1 PV 해석결과
Fig. 1 Result of PV analysis

2.2 제주 중장기계통 ESCR 검토

AC 계통과 HVDC 연계시 유효, 무효전력 변화에 의해 AC 모선 전압의 변동이 발생한다. 정상상태 시에는 전압조정장치에 의한 전압보상이 이루어지며 과도상태 시 DC계통과 AC계통사이의 폐회로 상호작용이 일어난다. 이때 폐회로 상호작용의 강도는 테브난 등가 임피던스 함수로 표현되며 테브난 임피던스가 클수록 상호작용이 심해진다. 계통의 강도는 시스템에 연계된 HVDC의 용량에 영향을 받으며 일반적으로 ESCR(Effective Short Circuit Ratio)로 결정된다.

식 (1)에서 SCC는 단락용량을 말하며 일반적으로 단락용량이 낮다는 것은 계통이 약하다는 것을 의미한다.

$$SCC = \sqrt{3} \times V_{ac} \times I_{sc} \quad (1)$$

- V_{ac} : 선간전압(phase-to-phase voltage)
- I_{sc} : 고장전류(short circuit current)

ESCR은 아래 식(2)과 같이 표현된다.[1]

$$ESCR = \frac{SCC - Q_{comp}}{P_N} \quad (2)$$

- SCC : 단락용량(short circuit capacity)
- Q_{comp} : AC 계통에 설치되어 있는 무효전력 보상량
- P_N : dc power

일반적으로 ESCR의 값에 따라 AC계통의 강도는 아래와 같이 분류된다.[5]

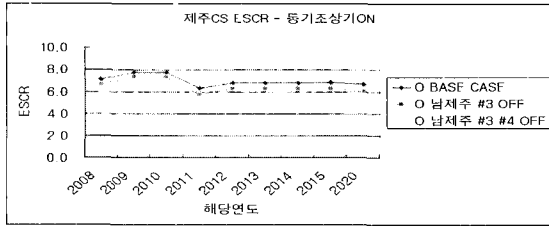
- $ESCR > 3$; high,
- $2 < ESCR < 3$; low
- $ESCR < 2$; very low

일반적으로 동기조상기의 경우 short circuit current를 증가시키기 때문에 ESCR이 증가하게 된다. 반면에 shunt capacitor나 harmonic filter(60Hz에서는 capacitive 출력)의 경우 ESCR을 감소시킨다.[4]

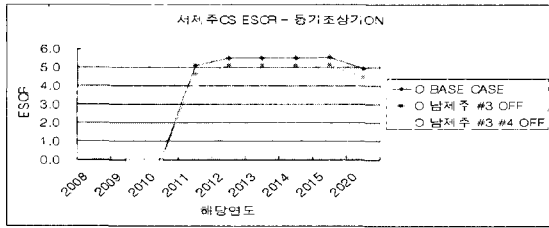
따라서 현재 설치되어 있는 동기조상기의 대안으로써 동기조상기를 투입할 것인가 아니면 SVC와 같은 FACTS기기를 투입할 것인가에 대하여 ESCR 측면에서 검토하였다. 대상년도는 2008년부터 2020년까지로 2008년도 계통의 경우 총 부하량은 약 550MW이고 HVDC 수전량은 150MW이고, 2020년도 계통의 경우 총 부하량은 약 670MW이고, HVDC 수전량은 총 350MW이다. 주요 상정고장은 제주 계통내 가장 큰 발전기인 남제주#3호기가 탈락하는 경우(100MW)와 남제주#3, #4호기가 동시에 탈락하는 경우(200MW)를 고려하였다. ESCR 측면에서 가장 심각한 상황을 고려하기 위해서 FACTS기기가 설치되고, 풍력이 추가되는 경우에 대하여 ESCR을 검토하였다. 기존의 부하 패턴으로부터 최소부하는 최대부하의 60% 수준이라고 판단되어진다. 풍력발전량은 120MW로 설정하였고, 만일 향후 풍력발전량이 증가한다면 ESCR의 값은 더욱 감소될 것이다. ESCR 검토시 풍력발전량은 변하지 않는다는 전제하에 계산되었다. 만일 풍력발전량이 변화(감소)하는 경우 HVDC 전송량의 증가로 ESCR은 보다 더 감소할 것이다.

2.2.1 AC모선에 동기조상기가 설치되어 있는 경우

그림 2는 동기조상기가 설치되어있는 제주 중장기 첩두부하 계통에 대하여 ESCR을 검토한 결과이다. 상정고장 검토 결과 ESCR이 모두 최소 3.5 이상으로 안정하다고 판단할 수 있다. 2011년의 경우 ESCR이 갑자기 감소하게 되는 데 이는 제 2 연계선이 2011년에 투입되기 때문이다.



(a) ESCR at Jeju S/S

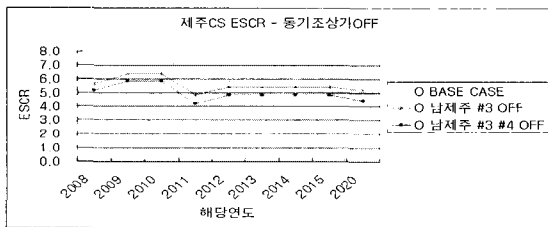


(b) ESCR at west - Jeju S/S

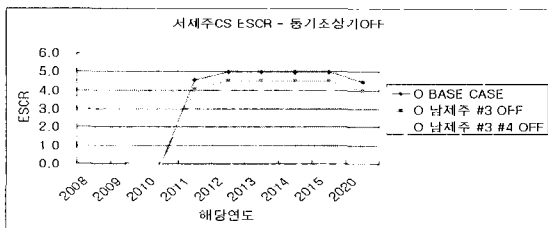
그림 2 AC 모선에 동기조상기가 설치된 경우 ESCR
Fig. 2 ESCR in case of installing Sync. condenser at AC Bus

2.2.2 AC 모선에 FACTS 기기가 설치되어 있는 경우

그림 3은 FACTS 기기가 투입되어 있는 경우에 대하여 ESCR을 검토한 결과이다. FACTS 기기가 투입되는 경우 동기조상기가 투입된 경우에 비해 ESCR의 값이 감소하였다. 하지만 여전히 ESCR은 3.0이상으로 안정하다고 판단할 수 있다.



(a) ESCR at Jeju S/S



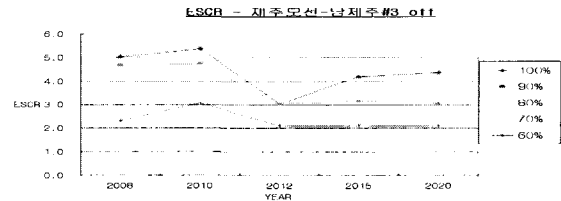
(b) ESCR at west - Jeju S/S

그림 3 AC 모선에 FACTS 기기가 설치된 경우 ESCR
Fig. 3 ESCR in case of installing FACTS equipment at AC Bus

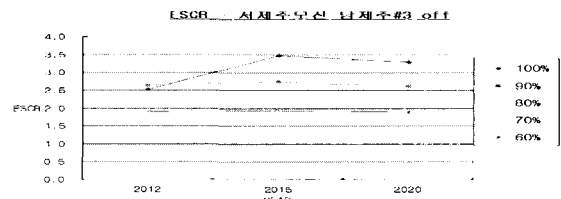
2.2.3 AC 모선에 FACTS 기기가 설치되어 있고 풍력을 고려한 경우

그림 4는 AC 모선에 FACTS 기기가 설치되어 있는 상황에서 풍력이 투입된 경우에 대한 ESCR 검토 결과를 보여준

다. 그림 4 (b)는 80~60% 부하수준에서 ESCR이 2.0에 가깝게 떨어지게 된다는 것을 확인할 수 있다. 이 수치는 계통의 강도가 낮거나 매우 낮은 상태라고 판단되기 때문에 향후 제주 계통내 풍력이 120MW 투입된다면 FACTS 기기와 같은 동기조상기를 투입하는 것이 바람직하다고 판단된다.



(a) ESCR at Jeju S/S



(b) ESCR at west - Jeju S/S

그림 4 AC 모선에 FACTS 기기가 설치된 경우 ESCR (풍력 연계고려)

Fig. 4 ESCR in case of installing FACTS equipment at AC Bus (considering wind power)

2.3 발전기 상정고장 검토

HVDC가 주파수 제어를 하는 경우 제주 계통내 발전기가 탈락하는 경우 주파수 문제는 발생하지 않을 것이다. 하지만 HVDC 전송량의 증가로 인해, HVDC에서 소모하는 무효전력량이 증가하게 된다. 즉 발전기 상정고장은 유효전력의 수급 불균형 문제가 아닌 무효전력 불균형 문제라고 말할 수 있다. 만일 무효전력 불균형시 조류계산의 해가 발산으로 인하여, 사고이후의 계통 정보를 얻을 수 없기 때문에 안정화를 위한 대책방안 수립시 어려움이 있다. 이 문제점의 해결을 위해서 GCPF 방법을 적용하였다. GCPF 방법은 YV 해석(연속선로정수조류계산)방법과 유사한 방법으로 CPF 방법의 또 다른 응용으로 그 절차는 그림 5와 같다. GCPF 방법은 선로의 어드미턴스 값 대신 발전기의 발전력을 파라미터화 하여 연속조류계산을 수행함으로써 계통 붕괴 현상과 유사한 상황을 모의할 수 있으며, 붕괴 순간에서의 참여인수를 계산함으로써 대책방안을 위한 위치 선정 정보를 획득할 수 있다.[3][6][7]

향후 2011년 제주 계통에 추가적으로 HVDC가 투입될 계획이기 때문에 본 논문에서는 크게 HVDC 연계선이 추가되기 이전의 계통인 2008년도와 HVDC 연계선이 추가된 이후의 2012년 계통에 대하여 계통을 해석하였다. 탈락하는 발전기의 용량이 클수록 HVDC의 수전량 증가가 커지고 무효전력 소모량 또한 커지기 때문에 발전기 상정고장은 발전기 출력력이 가장 큰 발전기의 탈락이 가장 심각한 상정고장이라고 판단할 수 있다. 주요 상정사고 set은 표 1과 같다.

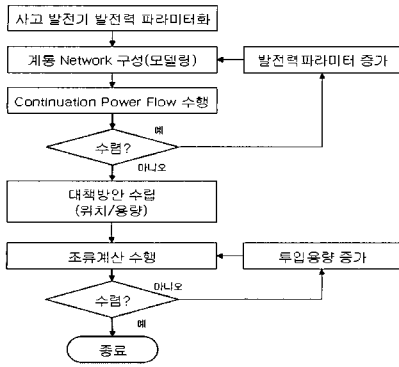


그림 5 GCPF 해석 절차

Fig. 5 Procedure of the GCPF analysis

표 1 발전기 상정사고 Set

Table 1 Contingency Set of Generator

구분		사고발전기
N-1 Contingency	2008년	남제주 3호기 고장(100MW)
	2012년	남제주 3호기 고장(90MW)
N-2 Contingency	2008년	남제주 3호기 고장(100MW) 남제주 4호기 고장(100MW)
	2012년	남제주 3호기 고장(90MW) 남제주 4호기 고장(90MW)

각 상정고장에 따른 해석 결과는 아래와 같다.

(1) 2008년 발전기 1기 상정고장(남제주TP#3호기)

남제주#3호기 고장시 조류계산 해가 수렴하지 않았으며, 이때 취약 위치는 제주TP, 산지, 조천, 성산, 동제주 순으로 나타났고, 계통 안정화를 위해서는 제주TP에 50MVar를 투입하였고 그 결과 안정하였다.(그림 6)

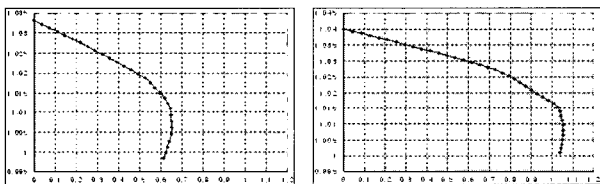


그림 6 제주TP 투입시 변화

Fig. 6 Variation on injection at Jeju TP

(2) 2012년 발전기 1기 상정고장(남제주TP#3호기)

제주TP에 50Mvar 투입된 상태에서 취약위치의 제주TP, 산지, 조천, 서제주, 신제주 순으로 나타났고, 서제주에 40Mvar 투입시 계통이 안정하게 되었다.(그림 7)

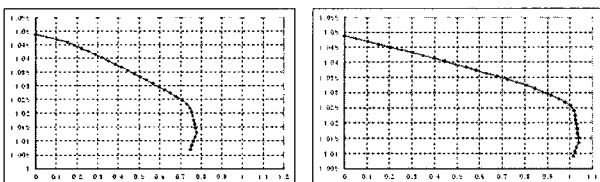


그림 7 제주TP, 서제주TP 투입시 변화량

Fig. 7 Variation on injection at Jeju TP & west-Jeju TP

(3) 2008년 발전기 2기 상정고장(남제주TP#3,4호기)

발전기 2기 사고의 경우 무효전력을 한 곳에 110Mvar 이

상 투입하여도 계통이 불안정하였으며 한 곳에 너무 큰 용량을 투입하는 것은 부지 등의 이유로 거의 불가능하다. 따라서 2개소 위치를 고려하였다. 참여인수 값은 처음 1개소 위치는 다른 곳에 비해 매우 큰 값을 갖지만 그 이외의 지역에서는 참여인수 값이 큰 차이가 나지 않아서 2개소를 선정하는 경우에는 주요 모선에 대하여 모두 검토를 실시하였다. 제주 TP 모선은 반드시 포함이 되어야 해가 수렴을 하였기 때문에 고정으로 하였고 나머지 모선들과의 조합으로 결과를 도출하였다. 그 결과 내용은 표 2에 자세히 나와 있다. 표 2에서 음영으로 칠해진 부분이 본 연구에서 제안하는 위치 / 용량이라고 생각하면 된다.

표 2 무효전력 용량 산정 (2개소 고려)

Table 2 Estimation of reactive power (considering 2 site)

제주TP	성산	합	제주TP	산지	합	제주TP	한라	합
50	110	160	50	110	160	50	110	160
60	100	160	60	100	160	60	100	160
70	90	160	70	90	160	70	90	160
80	80	160	80	80	160	80	80	160
90	70	170	90	70	170	90	70	170
100	60	170	100	60	170	100	60	170
110	60	170	110	60	170	110	60	170

제주TP	신서귀	합	제주TP	조천	합	제주TP	신제주	합
50	110	160	50	110	160	50	110	160
60	100	160	60	100	160	60	100	160
70	90	160	70	90	160	70	90	160
80	80	160	80	80	160	80	80	160
90	70	170	90	70	170	90	70	170
100	60	170	100	60	170	100	60	170
110	60	170	110	60	170	110	60	170

(4) 2012년 발전기 2기 상정고장(남제주TP#3,4호기)

2012년에 발전기 2기 탈락하는 경우 제주TP와 서제주에 동기조상기 투입시 각각 270/290MVar를 투입하는 경우 계통이 안정하다. 하지만 투입 용량이 너무 큰 관계로 3개소 위치를 고려하였다. 3개소의 위치에 각각 투입용량을 바꿔가면서 최소 투입조합을 찾기 위한 방법으로 분해법(decomposition)을 사용하였다. 변하는 파라미터 A, B, C 3개중에서 A는 고정을 시켜놓고 B를 변화시키면서 해를 수렴시키기 위한 C 값을 찾는 방법을 사용하였다. 이후 A 값을 단계별로 증가시키는 방법을 사용하였다. 투입용량은 10MVar 단위로 변화시켰다. 발전기 1기 상정고장시 제주TP와 서제주가 투입 위치로 결정되었기 때문에 두 위치는 고정하고, 나머지 지역에 대한 검토를 수행하였다. 신제주에 투입했을 때 가장 효과가 좋았고 그 결과는 (표 3)과 같다.

위의 결과로부터 N-1 상정고장 고려했을 때의 동기조상기 용량과 N-2 상정고장을 고려했을 때의 동기조상기 용량을 요약하면 (표 4)와 같다.

2.4 HVDC 상정고장 해석결과 (과전압 문제 관점)

HVDC가 탈락하게 되면 제주 지역내 유효전력을 공급할 수 있는 공급원이 켜져있는 발전기를 제외하고는 없기 때문에 UFR(Under Frequency Relay)이 동작하도록 되어 있다. UFR이 동작하게 되면 부하차단으로 주파수 불균형 문제는 해소시킬 수 있지만 과전압이 발생할 수도 있다. 과전압 발생시 해소하기 위한 방안으로 순동무효전력원의 reactive 용량을 산정할 수 있을 것이다.

표 3 무효전력 용량 산정 (3개소 고려)

Table 3 Estimation of reactive power (considering 3 site)

제주IP	서제주	신제주	합	제주IP	서제주	신제주	합
50	40	110	200	60	30	120	210
50	50	110	210	60	40	110	210
50	60	110	220	60	50	100	210
50	70	100	220	60	60	100	220
50	80	100	230	60	70	100	230
50	90	100	240	60	80	100	240
제주IP	서제주	신제주	합	제주IP	서제주	신제주	합
70	30	120	220	80	30	120	230
70	40	110	220	80	40	110	230
70	50	100	220	80	50	100	230
70	60	100	230	80	60	90	230
70	70	90	230	80	70	90	240
70	80	90	240				

표 4 발전기 상정고장시 필요한 순동무효전력원 용량

Table 4 Capacity of Synchronous condenser at generator contingency

구분	투입위치	총투입용량 (Mvar)
N-1 Contingency (남제주3호기 고장)	2008년 제주TP	50
	2012년 제주TP / 서제주	90
N-2 Contingency (남제주3,4호기 고장)	2008년 제주TP / 신제주	160
	2012년 제주TP / 서제주 / 신제주	200~230

HVDC 탈락과 동시에 HVDC Filter가 제거되는 것으로 하였고 사고시나리오에 따른 주요 모선들의 전압 변화는 과전압기준(1.10pu(170kV))에 따라 과전압 여부를 판단하였다. 상정사고에 따른 주요 모선의 과전압 발생을 방지하고 조류계산의 해가 발산하는 것을 막기 위하여 리액터의 최적 위치와 용량을 고려하였다.

표 5 사고시나리오

Table 5 Contingency scenario

구분	대상년도	고장 시나리오
CASE I	2008년	HVDC 2-pole 탈락
CASE II	2008년	HVDC 2-pole 탈락 남제주TP 탈락(100MW)
CASE III	2012년	HVDC 4-pole 탈락

2.4.1 CASE I

2008년 제주계통에서 HVDC 2-pole이 탈락이 되었을 때 UFR에 의한 부하차단은 70%부하수준(380MW)이며 주요모선에서 과전압은 발생하지 않았다. 상정사고에 따라 부하 차단에 의해 전력수급을 정상화할 수 있고, 과전압이 발생하지 않으므로 추가적인 reactor 투입을 고려하지 않았다.(표 6)

표 6 주요모선 전압(CASE I)

Table 6 The Voltage of main Buses(CASE I)

모선(번호)	전압(P.U.)
제주#1CTR(121)	1.0878
동제주#2(132)	1.0779
신제주#1(142)	1.0764
성산#2(202)	1.0736
산지(210)	1.0625

2.4.2 CASE II

2008년 제주계통에서 HVDC 2-pole 탈락과 발전기 1기의 고장을 상정하였다. 고장발전기는 남제주TP#4(100MW)이고 UFR에 의한 부하차단은 50% 부하 수준(271MW)이다. 다수의 주요 모선에서 과전압이 발생하였고 Swing의 무효전력 출력이 한계를 벗어나 조류계산 해가 발산하였다. 과전압을 방지와 조류계산의 해를 수렴시키기 위하여 리액터의 최적 위치와 용량을 고려하였다. 제주TP에 -50Mvar 용량의 reactor투입하여 주요모선의 과전압을 제거하였고 Swing 발전기의 무효전력출력을 한계 안으로 수렴시켰다.(표 7)

표 7 주요모선 전압

Table 7 The Voltage of main Buses

모선(번호)	전압(P.U.)	
	투입이전	투입이후
제주#1CTR(121)	1.1090	1.0882
동제주#2(132)	1.1046	1.0835
신제주#1(142)	1.1049	1.0855
성산#2(202)	1.1067	1.0865
산지(210)	1.0838	1.0635

2.4.3 CASE III

2012년 제주계통에서 HVDC 4-pole 탈락을 상정하였다. 상정사고에 따른 부하차단은 40% 부하 수준(240MW)이다. 40%의 부하수준은 현재 UFR로는 차단할 수 없는 부하수준이다. 부하차단의 결과 다수의 주요 모선에서 과전압이 발생하였고 Swing의 무효전력 출력이 한계를 벗어나 조류계산 해가 발산하였다. 과전압 방지와 조류계산의 해를 수렴시키기 위하여 리액터의 최적 위치와 용량을 고려하였다. 제주TP에 -3Mvar 용량의 reactor투입하여 주요모선의 과전압을 제거하였고 Swing 발전기의 무효전력출력은 한계 안으로 수렴하였다.(표 8)

표 8 주요모선 전압

Table 8 The Voltage of main Buses

모선(번호)	전압(P.U.)	
	투입이전	투입이후
제주#1CTR(121)	1.1003	1.0988
동제주#2(132)	1.0626	1.0611
신제주#1(142)	1.0393	1.0382
성산#2(202)	1.0648	1.0634
산지(210)	1.0741	1.0727

위의 결과로부터 HVDC 상정고장시 N-1 상정고장을 고려했을 때, N-2 상정고장을 고려했을 때 계통 안정화를 위해 투입해야할 inductive 순동 무효전력원의 용량은 표 9와 같다.

표 9 HVDC 상정고장시 순동무효전력원 용량(Reactive)

Table 9 Capacity of Spinning reactive power source at HVDC contingency(Reactive)

구분	고장시나리오	투입 위치	투입 용량 (MVar)
N-1 Contingency	2008년 HVDC 2-pole 탈락	제주TP	0
	N-2 Contingency	2008년 HVDC 2-pole 탈락	제주TP 탈락
남제주TP 탈락			제주TP -50
	2012년 HVDC 4-pole 탈락	제주TP	-3

3. 결 론

제주 계통의 안정성 확보를 위해 여러 상정고장을 검토하고 문제점 발생시 이에 대한 대책방안을 수립하였다. 상정고장 검토결과 송전선로 상정고장시 안정하다고 판단된다. GCPF 방법을 적용하여 발전기 상정사고를 해석하였고, 대책방안으로 capacitive 순동무효전력원 용량을 산정하였다. 또한 HVDC 상정사고시 주요모선의 과전압 발생여부 검토하였고, 대책방안으로 inductive 순동무효전력 용량을 산정하였다.

제주 증장기 계통 ESCR 검토하고 제주계통 안정성 확보를 위한 제주계통 해석 결과 약 100MVar 동기조상기의 운전이 필요하며(풍력고려시) 약 40~100MVar의 추가적 순동무효전력원이 제주 증장기 계통(2011년이후, 서제주)에 필요함을 알 수 있었다. 위 연구수행 결과를 토대로 다음과 같은 제주계통 순동무효전력 공급 대안을 제시 한다.(표 10)

표 10 순동 무효전력 공급 대안

Table 10 Counterproposal of spinning reactive power supply

구분	N-1 Contingency		N-2 Contingency	
	필요순동 무효전력량	설치 위치	필요순동 무효전력량	설치 위치
2008년	100MVar	제주 T/P	100MVar	제주 T/P
2011년 이후	40MVar 추가 필요	서제주	60MVar	성산
			40MVar 추가 필요	서제주

감사의 글

본 연구는 한국전력공사지원 정책현안과제의 일환으로 전력 연구원 주관하여 수행한 결과의 일부임.

참 고 문 헌

- [1] 김찬기, 장길수, 임성주, 추진부, "HVDC와 전력전자", 생능출판사, 2006
- [2] 한국전력거래소, "제주계통 정밀진단을 통한 적정 부하 차단량 산정 및 계통안정화 방안", 05. 2007.
- [3] S.-G. Kang, S.-S. Seo, B. Lee, J.-Y. Joo, J.-C. Bae, "A study on the determination of generation limits in the Jeju system using generation continuation power flow(GCPF)", CIGRE regional meeting, 2007
- [4] C.W.Taylor, Power System Voltage Stability. New York: McGrawHill, 1994
- [5] P.Kundur, Power System Stability and Control. New York: McGrawHill, 1994
- [6] V. Ajarapu and C. Christy, "The continuation power flow: A tool for steady-state voltage stability analysis," IEEE Trans. Power Syst., vol. 7, pp. 416-423, Feb. 1992
- [7] J. Alexander, "New continuation power flow tool for investigating the nonlinear effects of transmission branch parameter variations", IEEE Trans. Power Syst., vol. 15, pp. 223-227, Feb. 2000

저 자 소 개



장 병 훈 (張秉勳)

1964년 3월 21일생. 1989년 고려대 공대 전기공학과 졸업. 1992년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1999년 동 대학원 전기공학과 졸업(공학박사). 현재 한전 전력연구원 전력계통연구소 선임연구원



윤 종 수 (尹鍾秀)

1968년 5월 30일생. 1993년 경북대 공대 전기공학과 졸업. 96년 동 대학원 전기공학과 석사 졸업. 현재 한전 전력연구원 전력계통연구소 선임연구원



한 정 열 (韓正烈)

1980년 2월 15일생. 2002년 전북대 공대 전자정보공학부 졸업. 2006년 한국전력공사 입사. 현재 한전 전력연구원 전력계통연구소 일반연구원



심 정 운 (沈鼎雲)

1963년 4월 11일생, 1989년 중앙대 전기공학과 졸업, 현재 한전 송변전처 계통운영팀 과장



강 상 균 (姜尙均)

1978년 11월 6일생. 2003년 고려대 공대 전기전자전파공학부 졸업. 2005년 동 대학원 전기공학과 석사 졸업. 현재 동 대학원 전기공학과 박사과정.



이 병 준 (李炳峻)

1961년 7월 16일생. 1987년 고려대 공대 전기공학과 졸업. 1991년 아이오와 주립대 전력계통 석사 졸업. 1994년 동 대학원 전력계통 박사 졸업. 현재 고려대 전기공학과 정교수.