

A Study on Operation Standards for Optimal Operating Reserve in Electricity Market

柳 盛 昊* · 李 康 玩** · 金 光 源*** · 黃 甲 珠§
(Seong-Ho Ryu · Kang-Wan Lee · Gwang Won Kim · Kab-Ju Hwang)

Abstract - The deregulation and structural reform of power markets have started from the early 90s, which has brought about new studies on the new environment. Regardless the market structure, however, power systems need to be operated and planned in a stable and reliable manner. Therefore, decisions on proper amount of operating reserves and their reliable operations are very important. Up to now, the decision processes of operating reserves depend mainly on experiences of operators in Korea. When Korean power market comes under private management, operating reserves would influence power rate as well as power quality. Therefore, it is time to prepare reasonable operating reserve standards in a systematic way for the new environment. This study suggests the proper operating reserve standards considering rules of the power market in Korea. To verify the adequacy of the proposed standards, stability and frequency characteristics of the Korean power system are analyzed as well.

Key Words : 운영예비력, 주파수조정예비력, 고장대비예비력, 대체예비력

1. 서 론

1990년대에 들어 세계적으로 전력산업의 규제완화와 구조개편이 이루어지기 시작했으며, 우리나라도 1999년 1월에 시장원리가 도입된 구조개편의 기본계획이 확정되어 현재 개편작업이 추진되고 있다.[1-3] 이러한 전력산업 구조개편의 목적은 규제완화와 경쟁도입을 통하여 전력공급의 효율성을 높이고, 장기적으로는 값이 싼 전력을 안정적으로 공급하며, 소비자의 선택권 확대를 통해 편익을 도모하는데 있다. 전력산업의 구조가 어떻게 개편되는 물리적인 전력시스템은 합리적으로 계획되고, 안정적으로 운영되어야 하는 것이 무엇보다도 요청된다. 이런 점에서 전력시스템의 예비력 문제는 전력시스템의 주파수를 제어하고 시스템을 안정적으로 운영하기 위한 기본적인 요소가 되고 있다.[5-7]

문제는 이러한 예비력, 즉 운영예비력을 얼마만큼 보유하고 있어야 하는가? 에 있다. 전력계통의 운용 측면에서 예비력은 특히 즉시 사용 가능한 예비력은 많이 확보할수록 전기품질과 공급신뢰도를 향상시킬 수 있으나, 경제적인 측면을 무시하고 필요 이상의 예비력을 확보할 수는 없으므로 적절한 예비력의 적절한 용량 확보가 매우 중요하다. 그동안 전력시스템 실무에서의 운영예비력 확보방안을 살펴보면, 과거의 운영실적에 의해 설정된 예비력 확보기준에 의해 전력시스템을 운영해 오고 있으며, 급전단계의 예비력은 발전기의

공급능력과 현재출력의 차이로만 계산하거나 급전원의 판단에 의존하는 측면이 많았다.

전력산업의 구조개편에 따라 발전사업과 판매사업이 민영화되면 운영예비력의 확보기준이 전력사업자의 이해와 직결되며, 나아가 전기요금과 전력의 품질에 영향을 주므로 새로운 예비력의 기준설정이나 확보방법 등을 체계적으로 정립하여 시장환경에 대비할 필요가 있다. 이 때 투명한 의사결정과 체계적인 산정기준이 전제되어야 하는데, 이는 보다 공정하고 합리적인 근거를 기반으로 예비력을 산정해야 함을 의미한다.

이러한 배경으로부터 본 연구에서는 개편되는 우리나라의 전력시장(CBP-TWBP) 환경에 적합한 운영예비력의 기준을 연구하여 제안하였다. 그 접근방법으로는 현재 운영중인 국·내외 전력회사의 운영기준을 검토하고, 실적들을 분석하여 예비력 기준의 근거를 도출하였으며, 제안한 예비력 기준의 타당성을 검증하기 위하여 널리 알려진 상용 소프트웨어(PSAF 및 DSA PowerTools)로 전력시스템의 안정성과 주파수 특성 등을 시뮬레이션 하였다.

2. 운영예비력의 현황

2.1 운영예비력의 분류와 정의

운영예비력(Operating Reserve)은 “부하의 변동 및 사고가 발생하였을 때에도 규정된 주파수를 유지하고 안정된 전력공급을 수행하기 위하여 십 수분 정도의 단시간 내에 운전가능하며, 운전정지중인 예비설비를 가동하여 부하를 담당하게 될 때까지 계속해서 발전할 수 있는 능력”으로 정의할 수 있다.

* 正 會 員 : 韓 國 電 力 去 來 所 課 長
 ** 正 會 員 : (주)대화기술사 대표 · 전기기술사
 *** 正 會 員 : 蔚 山 大 電 氣 電 子 情 報 系 統 工 學 部 副 教 授 · 공 박
 § 正 會 員 : 蔚 山 大 電 氣 電 子 情 報 系 統 工 學 部 教 授 · 공 박
 接 受 日 字 : 2002 年 12 月 27 日
 最 終 完 了 : 2003 年 2 月 27 日

운영예비력은 역할에 따른 분류방법이 전력회사마다 다르게 표기되고 있는데, 정리해 보면

- 기능에 따른 분류 :
 - 주파수 조정예비력 (Frequency Regulation Reserve)
 - 고장대비 예비력 (Contingency Reserve)
- 발전원의 상태에 따른 분류 :
 - 운전(동기)예비력 (Spinning Reserve)
 - 정지대기(비동기) 예비력 (Non-Spinning Reserve)
- 적용순서에 따른 분류 :
 - 1차 예비력 (Primary Reserve)
 - 2차 예비력 (Secondary Reserve)
- 적용시간에 따른 분류 :
 - 10분 예비력 (10-Minute Reserve)
 - 30분 예비력 (30-Minute Reserve)

등으로 요약할 수 있다. 그림 1은 우리나라 실무에서 널리 사용하고 있는 예비력의 분류도이다.

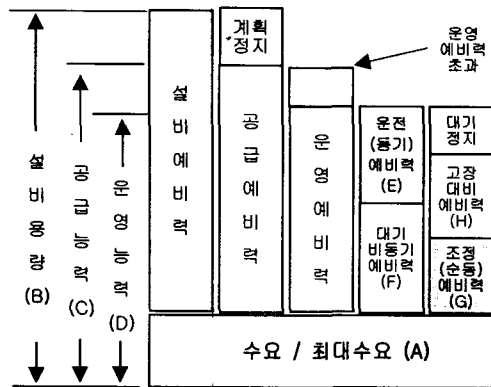


그림 1 예비력의 분류도
Fig. 1 Classification of power reserve

2.2 국외의 운영예비력

본 연구에서는 전력시장 환경이 구축된 국외기관(미국 7곳, 캐나다 2곳, 영국 1곳)의 운영예비력 기준을 조사·분석하였다.[3] 각 기관의 운영예비력을 동기, 비동기 및 대체예비력으로 분류하여 나타내면 표 1과 같다. 표에서 대체예비력이 명시되지 않은 기관은 연계선을 통하여 대체예비력에 해당하는 전력공급계약을 맺고 있는 것으로 판단된다. 각 기관의 운영예비력 설정기준을 정리하면 표 2와 같다. 국외의 경우, 대부분의 기관에서 상정사고(Contingency)를 기준으로 예비력을 결정하며, 운영예비력에서 대체예비력을 제외한 예비력을 고장대비예비력(Contingency Reserve)이라고 표기하고, 고장대비예비력의 50[%]이상을 동기예비력으로 할당하고 있다.

주파수조정예비력은 모든 조사 기관에서 공히 정상적인 부하변동에 대응할 수 있는 적정량을 확보하는 것을 원칙으로 하고 있다. 캐나다 Ontario IMO[8]와 영국 NGC[10]의 경우에는 주파수 변동 허용범위를 각각 59.5~60.5, 49.5~50.5 로 규정하고 있으며, 미국의 기관들은 NERC와 FERC의 기준을 충족해야 한다고 규정하고 있다. 특히, 미국 ERCOT에서는 과거부하데이터를 분석하여 주파수조정예비력의 양을 산정하

고 있다.[15]

표 1 국외 기관별 운영예비력의 구분

Table 1 Operating reserves in overseas utilities

기관명	동기예비력	비동기예비력	대체예비력
ERCOT	동기예비력(10분)	비동기예비력(10분)	대체예비력
NYISO	10분 예비력	30분 예비력	-
CAISO	동기예비력(10분)	비동기예비력(10분)	대체예비력
PJM	1차 예비력(10분)	2차 예비력(30분)	30분이상예비력
NEPOOL	10분 예비력	30분 예비력	대체예비력
NPCC	10분 예비력	30분 예비력	대체예비력
Alberta ITA	동기예비력(10분)	보충예비력(15분)	-
Ontario IMO	10분 예비력	30분 예비력	-
NGC	상정사고예비력 계획예비력	대기 예비력(20분)	-

표 2 국외의 기관별 운영예비력 설정기준

Table 2 Operating reserve standards in overseas utilities

기관명	예비력 구분	기준
ERCOT	동기예비력	가장 큰 발전기 2대 탈락
	비동기예비력	동기예비력만으로 부족함이 예상될 때
NYISO	10분예비력	가장 큰 단일 상정사고
	30분예비력	가장 큰 단일 상정사고
CAISO	동기예비력	가장 큰 단일 상정사고, 수화력 비율
	비동기예비력	가장 큰 단일 상정사고, 수화력 비율
PJM	1차예비력	발전력구성, 시간대, 부하수준, 부하예측오차 등
	2차예비력	가장 큰 단일 상정사고, 수화력 비율
NEPOOL	10분예비력	1차 상정사고
	30분예비력	2차 상정사고
NPCC	10분예비력	1차 상정사고
	30분예비력	2차 상정사고
Alberta	동기예비력	가장 큰 상정사고
	보충예비력	가장 큰 상정사고
Ontario	10분예비력	1차 상정사고
	30분예비력	2차 상정사고
NGC	상정사고	상정사고
	대기예비력	-

2.3 국내의 운영예비력

그동안 우리나라의 전력수요는 선진 외국과 달리 지속적인 증가추세를 나타내 왔다. 이에 따라 예비력의 확보량이나 규정도 변해왔는데, 그 동안의 운영예비력 변화동향을 정리하여 나타내면 표 3과 같다.

표 3 운영 예비력의 변화 동향

Table 3 Trend of operating reserve

년도	최대수요 [MW]	예비력 [MW]	예비력 [%]	최대단위기 [MW]
1981	6,144	1,100	17.9	587
1986	9,915	1,700	17.1	950
1990	17,252	2,500	14.5	950
2000	41,007	4,000	9.8	1000

그림 2는 구조개편 직전의, 표 4는 현재 적용중인 CBP 단계의 예비력 운영기준을 나타낸 것이다. 현재 적용중인 운영예비력 기준을 살펴보면, 운영예비력을 주파수조정예비력(1,000MW), 대기예비력(1,500MW) 및 대체예비력(1,500MW)

으로 분류하며, 이중 대기예비력(1,500MW)은 발전설비의 불시정지나 수요예측오차 등에 대비하여 10~20분 이내에 확보 가능한 예비력으로 운전상태(500MW)와 정지상태(1,000MW) 예비력으로 구분하고 있다.

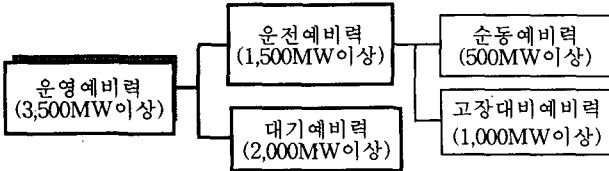


그림 2 구조개편 직전의 예비력 운영기준
Fig. 2 Operating reserve standards before power market

표 4 CBP 시장의 예비력 운영기준
Table 4 Operating reserve standards in CBP market

예비력 분류			설정량		응답시간	
대분류	소분류	세부항목	요구량 [MW]	요구량 [MW]	응동시간 [분 이내]	지속시간 [분]
운영예비력	주파수조정예비력	GFC	500	1,000	즉시	
		AGC	500		0.5	
	대기예비력	운전상태	500	1,500	10	
		정지상태	1,000		20	
	대체예비력		1,500	1,500	120	

3. 새로운 운영예비력 기준

3.1 운영예비력 기준의 제안

본 연구를 통하여 제안하는 TWBP 이후의 시장환경에 대응하는 운영예비력 기준을 정리하면 표 5와 같이 나타낼 수 있다. 이에 현재의 기준과 제안하는 기준을 항목별로 비교하도록 한다.

표 5 제안하는 예비력 운영기준
Table 5 Proposed operating reserve standards

예비력 분류			설정량		응답시간	
대분류	소분류	세부항목	요구량 MW(%)	요구량 MW(%)	응동시간 [분내]	지속시간 [분]
주파수조정예비력		GFC	500 (1.0%)	1,000 (2.0%)	즉시	
		AGC	500 (1.0%)		5	
운영예비력	고장대비예비력	운전상태	500 (1.0%)	1,500 (3.0%)	10	120
		정지상태	500 (1.0%)		10	
		정지상태	500 (1.0%)		30	
	대체예비력		1,500 (3.0%)	1,500 (3.0%)	120	

(1) 용어의 정의

항목	규정	비고
기존	대기예비력 (Standing Reserve)	• 용어의 의미가 불명확
제안	고장대비예비력 (Contingency Reserve)	• 용어의 의미가 명확 • 많은 전력회사에서 규정

(2) 예비력의 분류

항목	규정	비고
기존	주파수조정예비력을 포함	• 기존의 급전운영체제에 적합
제안	운영예비력에 제외	• 운영예비력의 정의에 부합 • 전력시장 환경에 적합

(3) 주파수조정예비력의 응동시간

항목	규정	비고
기존	• GFC : 즉시 • AGC : 30초	• 500[MW/30초] 실현의 어려움
제안	• GFC : 즉시 • AGC : 5분	• AGC 최대 제어주기 : 5분 • 국제기준에 부합

(4) 고장대비예비력의 분류

항목	규정	비고
기존	• 운전상태(10분) : 500MW • 정지상태(20분) : 1,000MW	• 규정의 단순성
제안	• 운전상태(10분) : 500MW • 정지상태(10분) : 500MW • 정지상태(30분) : 500MW	• 공급신뢰도 향상 • 기동시간 최대치: 30분 • 전력시장 환경에 적합: 참여주기가 30[분]
비고	■ 최대 발전기 1기(1,000MW) Trip시 해당용량의 100[%]이상을 10분 이내에 협조되도록 규정함으로써 원활한 계통운영을 기대.	

(5) 고장대비예비력의 지속시간

항목	규정	비고
기존	고장대비예비력의 지속시간을 미설정	
제안	고장대비예비력의 지속시간을 설정 (120분)	• 전력시장 참여발전기의 규정을 명확히 함 (예, 복합화력, 양수발전)

(6) 설정 예비력의 값

항목	규정	비고
기존	• 상수값으로 설정	• 규정의 단순성
제안	• 상수값 및 백분율 값으로 설정	• 수요변동에 따른 융통성 • 수요예측 오차율의 반영

3.2 주파수조정예비력의 검토

본 연구에서는 주파수조정예비력(Frequency Regulation Reserve; FRR)을 운영예비력에 포함하지 않도록 하였는데, 그 이유는 FRR이 평상시 전력의 품질을 가늠하는 척도인 주파수와 관련한 순시응동 예비력이기 때문이다.

FRR은 GFC(조속기추종제어)와 AGC(자동발전제어) 예비력으로 분류할 수 있으며, GFC의 적정 예비력인 500[MW] 또는 부하수준의 1[%]에 대한 근거는 주파수 유지(60±0.2Hz)를 위한 조속기추종력의 실적을 근거로 하였다.(표 6) 반면 AGC의 적정 예비력은 ERCOT의 접근방법처럼 과거 평상시 5분간 부하변동특성을 검토하여 도출하였다.[12] 그림 3은 부하가 증가할 때의 상향 및 하향조정량(220MW, 210MW)를 보인 것이며, 요일별, 부하수준별 상하향 주파수 조정량을 정리하면 표 7과 같이 된다. 검토결과를 정리하면 다음과 같다.

- ① 계통에 병입되어 운전중인 발전기들 가운데 조속기 추종이 가능한 모든 발전기는 GFC 운전을 하도록 하며, 그 크기는 500[MW](일최대수요의 1.0[%])이상을 확보한다.
- ② 일상적인 부하변동의 크기는 5분 구간에서 상·하향 조정량을 합쳐 일최대수요의 1.0[%] 이하이므로, AGC 예비력도 GFC 와 같은 수준(500[MW] 또는 일최대수요의 1.0[%] 이상)을 유지하도록 한다.
- ③ 부하가 증가하거나 감소할 때의 조정량은 부하변화에 따른 균형에너지가 제대로 공급된다는 가정하에서의 주파수 조정량은 일최대수요의 1.0[%] 이내의 수준이다. 만약 균형에너지의 공급을 무시한다면 부하가 증가하는 구간에는 상향조정량을 많이 두도록 하며, 부하가 감소하는 구간에는 하향조정량을 많이 두도록 한다.
- ④ 부하변동의 크고 작음은 요일별, 부하수준별로 약간의 차이가 나는데 그 이유는 발전기의 구성(GFC 발전기의 대수 등)에 영향을 받기 때문이다.
- ⑤ 부하수준의 높고 낮음에 관계없이 부하변동폭은 비슷하게 나타나므로 경부하시에도 GFC와 AGC 예비력을 합쳐 1,000[MW]이상의 예비력을 확보하도록 한다. 즉, %기준이 아닌 MW기준으로 확보하도록 한다.
- ⑥ 평상시에 비해 큰 부하변동이 예상될 때는 상·하향 조정량을 1.0[%] 이상 크게 확보하도록 한다.

3.3 고장대비 예비력의 검토

고장대비 예비력은 수요예측오차의 보정 및 고장에 대한 대비를 목적으로 한다. 계통의 안전도 측면에서는 모든 고장대비 예비력을 운전상태로 유지하는 것이 바람직하지만 경제적인 측면을 또한 고려하여야 하므로 일반적으로는 고장대비 예비력의 일정부분을 운전상태로 유지하고 나머지 부분을 대기상태로 유지하고 있다. 해외의 자료조사 결과 가장 보편적인 형태는 운전 중에 있는 발전기 중에서 가장 큰 용량의 50%에 해당하는 전력을 운전상태로 유지하는 것이다. 이러한 접근법을 우리나라의 경우에 적용하면 500MW 정도의 운전상태 고장대비 예비력이 필요하며, 나머지 1000MW는 대기상태로 운용할 수 있다. 한편, 본 논문에서는 운전상태 용량 결정의 또 다른 접근법으로, 단기수요예측 오차율 실적인 1.5[%]를 고려하여 500[MW] 또는 최대부하수준의 1[%]이상으로 설정하였다. 본 연구에서는 적절한 운전상태 고장대비 예비력의 값을 도출하기 위하여 수요예측오차 실적을 분석하였다. 최근(2001년)의 수요예측오차를 개략적으로 볼 때, 평상일(269일)의 경우 1.30[%], 일요일(47일)의 경우 1.74[%], 특수일(49일)의 경우 2.18[%]로 나타났다. 이는 대상일의 특성이나 범주에 따라 규정된 값을 조정하여 확보할 필요가 있

음을 의미한다.

표 6 주파수조정예비력 산정을 위한 실적자료(1999년)
Table 6 Operating data for frequency regulation reserve

항 목	기 력		G/T	수력	원자력	전 체	
	석탄	유류					
설비용량 (MW)	13,031	5,953	9,100	2,134	13,716	43,934	
평균발전량 (MW)	9,543	1,468	3,851	692	11,765	27,319	
이용률(%)	73	24.7	42.3	32.4	85.8	62.2	
속도조정률 (%)	설계	6.48	5.0	4.40	3.0	-	4.84
	실적	6.34	7.22	4.72	3.53	-	5.45
응동량 (MW/0.1Hz)	설계	335	198	345	119	-	1,513
	실적	342	137	321	101	-	1344
이용률 고려 응동량	250	34	136	33	-	836	

표 7 요일별, 부하수준별 상·하향 주파수 조정량
Table 7 AGC requirements in various conditions

요 일	부하수준	5분 평균	
		상향조정 MW (%)	하향조정 MW (%)
일요일	경부하	157 (0.48)	113 (0.35)
	중부하	123 (0.37)	118 (0.36)
월요일	경부하	122 (0.32)	128 (0.34)
	중부하	228 (0.55)	252 (0.75)
평 일	경부하	140 (0.37)	129 (0.34)
	중부하	124 (0.32)	149 (0.39)
토요일	경부하	112 (0.29)	120 (0.32)
	중부하	124 (0.32)	149 (0.39)

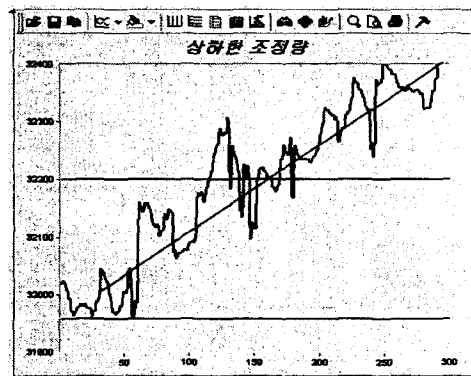


그림 3 부하증가시의 AGC 조정량(430MW)
Fig. 3 AGC requirements in load increment period

표 8은 2001년도 수요예측 오차를 월별로 나타낸 것이다. 2002년도의 침두수요로 기록된 하계 평상일(8.29,목)의 경우를 예로 들면, 최대수요가 45,773[MW] 이므로 45,773[MW] × 1.09[%] = 499[MW]의 예비력을 가지도록 요구되는데 이는 상수값으로 설정한 500[MW]와 비슷한 값이다. 표 9는 계절별, 요일별 수요예측 오차를 나타낸 것이다. 이러한 검토로부터 고장대비예비력의 설정과 관련한 몇 가지 운영방안을 도출할 수 있다.

- ① 고장대비예비력은 대상일의 특성(평상일, 특수일, 계절, 요

일 등)에 따라 적절한 값을 설정하도록 한다.

- ② 예비력 확보량은 일최대부하 수준의 1[%] 이상을 기준으로 설정하도록 한다.
- ③ 대상일의 최대수요와 예측오차를 추정할 수 있다면, "운전상태 고장대비예비력[MW] = 대상일의 예측최대수요 [MW] × (수요예측오차[%]/100.0)"로 산정하여 확보한다.

표 8 2001년도 월별 수요예측오차[%]

Table 8 Monthly load forecasting errors in 2001

월	평상일(일수)	일요일(일수)	특수일(일수)
1	2.00 (23)	3.09 (4)	2.83 (4)
2	1.06 (23)	1.90 (4)	1.70 (1)
3	1.23 (25)	1.15 (4)	1.97 (2)
4	1.25 (22)	1.65 (5)	0.79 (3)
5	1.11 (20)	1.23 (3)	2.26 (8)
6	1.10 (23)	1.74 (4)	1.88 (3)
7	1.61 (21)	2.50 (4)	2.91 (6)
8	2.38 (18)	2.91 (3)	2.04 (10)
9	1.22 (23)	1.24 (4)	2.29 (3)
10	0.98 (23)	1.12 (4)	2.72 (4)
11	1.02 (26)	1.37 (4)	0.00 (0)
12	0.94 (22)	1.20 (4)	1.60 (5)
평균	1.30 (269)	1.74 (47)	2.18 (49)

표 9 계절별, 요일별 수요예측오차[%]

Table 9 Load forecasting errors in various condition

구분	봄(3-5월)	여름(6-8월)	가을(9-11월)	겨울(12-2월)
일	1.38 (12)	2.34 (11)	1.25 (12)	2.06 (12)
월	1.53 (12)	2.11 (10)	1.37 (12)	1.72 (11)
화	1.49 (11)	1.25 (8)	0.98 (12)	1.43 (11)
수	0.96 (10)	1.44 (9)	0.88 (12)	1.13 (10)
목	1.25 (12)	2.08 (10)	0.95 (12)	1.15 (11)
금	0.81 (10)	1.21 (13)	1.02 (12)	1.31 (12)
토	1.08 (12)	1.78 (12)	1.20 (12)	1.28 (13)
특수	1.87 (13)	2.29 (19)	2.54 (7)	2.10 (10)
평균	1.32 (92)	1.86 (92)	1.21 (91)	1.52 (90)

()내는 일수

3.4 대체 예비력의 검토

대체예비력은 발전 및 송전설비의 장기간 고장정지 등에 대비하여 보유하는 예비력으로, 그 크기는 전력시스템에서 동일모선 최대발전력의 탈락을 상정하여 설정하였다. 현재 우리나라 대전원단지의 동일모선 최대발전력의 합이 4,000 [MW]이므로 주파수조정예비력(1,000MW)과 고장대비예비력(1,500MW)을 제한 1,500[MW] 또는 최대부하수준의 3[%]이상으로 설정하였다. 또한, 대체예비력의 용량을 이와 같이 고장대비 예비력 용량인 1500[MW]로 설정함으로써 고장대비 예비력의 지속시간 내에 문제가 해결되지 않는 경우에 고장대비예비력을 대체할 수 있는 예비력이라는 대체예비력의 본래 의미와도 잘 부합된다.

대체예비력은 전력공급시간에 제한이 있는 고장대비예비력을 절환할 수 있으며, 2시간 이내에 계통에서 요구하는 발전력을 제공할 수 있어야 할 뿐만 아니라 2시간 이상 운전을 지속할 수 있어야 한다. 이러한 요구로부터 복합화력의 경우,

가스터빈 기동으로부터 약 2시간이내에 증기터빈발전기가 출력을 낼 수 있으므로 이런 점도 감안하여 대체예비력으로 설정하여야 한다. 표 10은 대체예비력의 근거가 되는 발전기의 운전소요시간을 나타낸 것으로, 기력발전소에서 Hot 대기상태인 증기터빈 발전기가 대체예비력으로 운영될 수 있음을 보여주고 있다.

예상되는 문제로는 운영상 빈도가 적을 것으로 예상되는 대체예비력을 시장환경에서 어떻게 받아드릴 것인가? 하는 점이다. 전력시장의 측면에서는 그 필요성을 느끼지 못할 수가 있으나 공급신뢰도를 증시하는 시스템(또는 정부)의 입장이나, 중장기적인 면에서는 그 규정이 필요하다. 이러한 문제를 전력시장에서 해결하기 위해서는 보다 면밀한 검토가 필요하다.

표 10 복합화력의 증기터빈 발전기 운전소요시간

Table 10 Steam turbine start-up time in combined cycle plant

발전소명	COLD상태		WARM상태		HOT상태		
	지시~병입	병입~전출력	지시~병입	병입~전출력	지시~병입	병입~전출력	
BDN 복합	#1	1:10	4:00	0:50	2:40	0:40	1:40
	#2	1:15	2:40	0:55	2:00	0:40	1:20
ISN 복합	#1	3:05	0:55	1:55	0:55	1:50	0:55
	#2	3:05	0:55	1:55	0:55	1:50	0:55
USN 복합	#1	3:25	3:50	1:53	2:20	1:15	1:30
	#2,3	3:10	0:35	1:50	0:35	1:35	0:35
PTG복합	#1	1:55	1:30	0:55	1:00	0:45	0:50
SIC	#1·8	1:54	1:50	0:54	1:00	0:52	0:40
SIC	#9·12	3:13	3:30	1:32	1:14	0:58	0:20

3.5 전력시스템 고장의 시뮬레이션

연구진은 제안한 운영예비력 기준을 검증하기 위하여 과거의 고장사례들을 통하여 예비력-주파수 특성을 분석하였으며, 상용 소프트웨어(Cyme사의 PSAF 와 PowerTech사의 DSA PowerTools)를 사용하여 미래의 고장들을 상정하여 시뮬레이션 하였다.[3-4] 시뮬레이션 과정에서 고장이 발생한 후 발전기의 탈락에 이르는 시간을 0.1초(6 cycle)로 가정하였다. 1992년 이후 가장 가혹한 수급 불균형으로 기록된 1997년의 발전기 정지사고(총 수요의 12.4% 탈락)가 발생했을 때 주파수가 58.81[Hz]까지 저하한 적이 있는데, 이 때에도 부하차단의 수단으로 이용되는 저주파수계전기 1단계 정정치인 58.8Hz이하로 저하하지는 않았다.

미래에 일어날 수 있는 혹심한 사고의 경우로, 가장 큰 발전력을 지닌 지역에서 345[kV]모선에 1선지락 접지사고가 발생하여 10cycle 후에 보호계전기에 의해 고장이 제거되고 여러 대의 발전기가 차례대로 탈락되는 시뮬레이션 결과를 표 11에 나타냈다. 그 결과, 최저부하수준에서는 발전기 3대(발전력 10%)이상 탈락시 저주파수계전기(UFR)가 동작하는 것으로 나타났다.

그림 4는 2004년도 최저부하수준에서 발전기 4대 탈락(발전력 14.78%)시의 주파수 변동특성을 보인 것이다. 표시되는 주파수는 345[kV]모선의 주파수이며, 고장초기에 주파수가 순간적으로 올라가는 현상은 송전계통에서 고장이 발생하면 송전전력이 고장전에 비해 저하하기 때문인데, 이는 고장점에 가까운 발전기들이 일제히 가속하게 되어 계통주파수가 상승

하기 때문이다.[5]

그림 4에서 저주파수계전기에 의하여 부하차단이 발생한 후에도 계통주파수가 목표치인 60Hz로의 회복이 더디게 나타나는 것은 최저부하수준에서는 주파수조정능력이 없는 원자력 발전의 점유율이 높고 조속기추중운전(GFC)을 하는 발전기의 대수가 작아 규정주파수로의 복귀시간이 지연되기 때문이다.[6]

표 11에서 최대부하 수준인 경우, 5대의 발전기가 탈락하면 불균형이 10.69[%]가 되어 계통주파수가 59.20Hz까지 저하되지만 최저부하 수준에서는 3대의 발전기만 탈락하여도 그 불균형이 10.5[%]가 된다. 즉, 최저부하수준에서의 수급불균형은 최대부하수준의 경우와 유사하지만 계통주파수는 59.55Hz까지 저하되고 1단계 저주파수계전기가 동작되어 부하차단이 일어나는 것으로 나타났다.

표 11 발전기 탈락시의 수급불균형 및 주파수
Table 11 Frequency drop according to generator outage

발전기 탈락 대수	탈락 MW	최대부하 (50,755MW)		최저부하 (30,290MW)	
		불균형 [%]	주파수 [Hz]	불균형 [%]	주파수 [Hz]
1	950	1.90	59.75	3.24	59.6
2	1,900	3.89	59.60	6.69	59.1
3	2,900	6.06	59.55	10.59	58.8/UFR1단계
4	3,900	8.32	59.40	14.78	58.7/UFR1단계
5	4,900	10.69	59.20	19.30	58.6/UFR2단계
6	5,900	13.15	59.05	24.19	58.4/UFR3단계

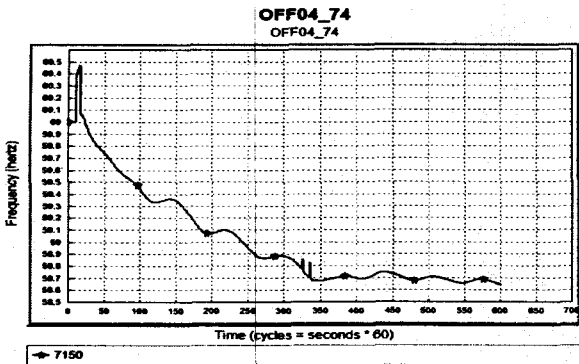


그림 4 2004년 최소부하에서 발전기 4대 탈락시 주파수
Fig. 4 Frequency response when 4 generators are out

3.6 향후의 운영예비력 확보량

표 3의 예비력 변화 동향을 살펴보면, 1980년대는 최대수요의 17[%]수준을 확보하였으나 1990년대에는 14[%] 수준, 그리고 2000년대에는 10[%]수준을 확보하여 운영하였다. 이와 같이 최대수요에 대한 예비력 점유비율은 감소되는 추세였으나 예비력의 크기[MW]는 점차 증가하였다. 현재도 우리나라의 전력수요는 선진 외국과 달리 지속적인 증가추세를 나타내고 있으며, 단위 전력설비 용량도 점점 증대되고 있는 추세이다. 전력수요가 증가하면 전력계통의 규모도 커지게 되며 이에 따라 전기사고에 의한 지장전력 크기도 점차 증가될 것이므로 이를 감안하여 유연성 있는 운영예비력의 양을

확보하는 것이 합리적이다. 따라서 전력계통의 최대부하수준이 15[%]이상 변화하면 예비력의 확보를 다음과 같이 최대부하수준의 백분율로 산정하도록 한다.

- ① 주파수조정예비력: GFC 전력 1.0[%] 이상, AGC 전력 1.0[%] 이상
- ② 고장대비예비력: 운전상태 1.0[%] 이상, 정지상태 2.0[%] 이상
- ③ 대체예비력: 3.0[%] 이상

표 12는 연도별 최대부하수준 상태를 고려한 운영예비력 확보량을 나타낸 것이다. 현재 부하수준의 15[%] 이하에 머물게 되는 2005년까지는 현재의 수준을 유지하되, 이후에는 GFC와 AGC용량을 각각 600[MW]로, 고장대비예비력과 대체예비력을 각각 1,800[MW] 이상 확보하도록 한다. 표 12는 연도별 운영예비력의 가이드라인이며 실제로 운영할 때는 전력시장에서의 중장기 및 특수기간 전력수급전망(연간, 월간, 하계, 동계, 월드컵, 올림픽, 특수경부하기간, 정부의 안정적 수급운영 요청기간 등)을 감안하여 운영하도록 한다. 구체적인 방법으로는 과거 유사한 기간(특성)의 예비력 운영실적에 근거하여 유연하게 대처할 수 있을 것이다.

표 12 연도별 운영 예비력[MW]의 전망
Table 12 A future prospect of operating reserve

년도	최대 부하	주파수조정 예비력		고장대비 예비력		대체 예비력	운영 예비력	운전 예비력	정지 예비력
		GFC	AGC	운전 상태	정지 상태				
2002	46,116	500	500	500	1000	1500	3000	1500	2500
2003	48,576	500	500	500	1000	1500	3000	1500	2500
2004	50,704	500	500	500	1000	1500	3000	1500	2500
2005	52,624	500	500	500	1000	1500	3000	1500	2500
2006	54,376	600	600	600	1200	1800	3600	1800	3000
2007	56,050	600	600	600	1200	1800	3600	1800	3000
2008	57,729	600	600	600	1200	1800	3600	1800	3000
2009	59,375	600	600	600	1200	1800	3600	1800	3000
2010	60,975	600	600	600	1200	1800	3600	1800	3000

4. 결 론

본 연구를 통하여 우리나라의 전력시장 환경에 적합한 운영예비력의 기준을 연구하고 제량들을 제시하였다. 접근방법으로는 현재 운영중인 국·내외 전력회사의 운영기준을 검토하고, 실적들을 분석하여 예비력 기준의 근거를 도출하였으며, 제한한 예비력 기준의 타당성을 검증하기 위하여 전력시스템 측면의 동특성도 시뮬레이션 하였다. 그 주요 내용과 결과를 요약하면 다음과 같다.

- (1) 운영 예비력과 관련한 용어들을 정의하고 역할에 따라 분류하였다. 이때, 일상적인 부하변동에 대응하는 주파수 조정예비력은 운영예비력에서 제외하도록 하였다.
- (2) 주파수 조정예비력을 조속기추중제어(GFC)에 의한 예비력과 자동발전제어(AGC)에 의한 예비력으로 구분하고 그 적정량을 제안하였다.
- (3) 기존의 대기예비력(Standing Reserve)이란 용어를 고장대비예비력(Contingency Reserve)으로 표기하고, 적용시간을 운전상태인 10분예비력과 정지상태인 30분예비력으로 구분하여 설정하였다.
- (4) 주파수조정예비력은 수조주기의 부하 실적자료를 이용하

여 5분 평균부하값과 상·하향 조정량을 산정하여 설정하였다.

- (5) 연중 수요예측오차를 분석하여 해당시점의 특성(계절, 요일, 특수일 등)을 고려한 운전상태 고장대비비력의 설정을 제안하였다.
- (7) 제안한 예비력 요구량의 타당성을 전력시스템의 안정성 측면에서 검증하기 위하여 상정사고를 모의하였다.
- (9) 우리나라 전력수요의 증가세가 큰 점을 고려하여 현재 상수값으로만 설정하고 있는 운영예비력 확보량을 백분율로도 설정하여 그 편의성을 높였다.

본 연구의 결과는, 전력산업 구조개편에 따른 시장설계 및 운영에서의 예비력 확보방안 및 운영방안의 기준자료로 활용할 수 있어 전력시스템의 안정운영에 기여하게 될 것으로 기대된다.

감사의 글

본 연구는 한국전력거래소의 지원으로 이루어졌으며 이에 감사드립니다.

참 고 문 헌

- [1] "도매경쟁시장 기본설계안 설명회-시장참여자 이해관련 Rule", 한국전력거래소, pp.1-95, 2001. 10.
- [2] 최종보고서, "CBP단계 보조서비스 비용지불 및 차기경쟁시장(PBP 및 TWBP)대비 보조서비스 준비에 대한 연구", 한국전기연구원, pp.1-235, 2001. 6.
- [3] 최종보고서, "적정 운영예비력 확보기준 및 확보량 산정에 관한 연구", 한국전력거래소, pp. 1-136, 2002. 10
- [4] 류성호, 이강완, "운전예비력에 대한 계통주파수 영향" 대한전기학회전력계통연구회, 2002년도 춘계학술발표회 논문집 pp.71-73, 2002. 5.
- [5] 송길영, "신편 전력계통공학", 통일출판사, pp.490-491, 1998.9.
- [6] 이강완, "계통주파수특성분석에 관한 연구 보고서", 한국전력공사, pp.49-52, 1987. 12
- [7] Sreven Stoft, "Power System Economics", IEEE Press, 2002
- [8] K. Bhattacharya, et al, "Operation Of Restructured Power Systems", Kluwer Academic Publishers, 2001
- [9] M. Shahidehpour, "Market Operations in Electric Power Systems", IEEE Press, 2002
- [10] "Market Rules for the Ontario Electricity Market", 600pages, IMO, May, 2001
- [11] "NYISO Ancillary Services Manual", NYISO, pp. 1-146, 1999. 7.
- [12] "NGC Incentive Schemes from April 2000 : An Initial Consultation", Office of Electricity Regulation, Aug. 1999
- [13] "Adendum to: NYISO Ancillary Services Manual", NYISO, pp. 1-20, March 2001
- [14] "Ancillary Services Requirements Protocol", California ISO, Oct. 2000

- [15] "ERCOT Methodologies for Determining Ancillary Service Requirements", ERCOT, April 2001
- [16] "Ancillary Services in a Two-Settlement System", NE Pool, May 1999
- [17] "Report for The Federal Energy Regulatory Commission Ancillary services Markets", PJM Interconnection, April, 2000

저 자 소 개



류 성 호 (柳 盛 昊)

1961년 7월 19일생, 1989년 광주대 전기공학과 졸업, 2000년 한양대 대학원 전기공학과 졸업(석사), 현재 한국전력거래소 급전실 과장, 당학회 정회원

e-mail: sopower@kpx.or.kr



이 강 완 (李 康 玩)

1946년 1월 7일생, 1974년 인하대 공대 전기공학과 졸업, 1974년~1987년 한국전력 근무, 1987년~현재 (주)대화기술사 대표, 전기기술사(발송배전)

e-mail: daehwaen@unitel.co.kr



김 광 원 (金 光 源)

1966년 5월 14일생. 1989년 서울대 전기공학과 졸업. 1991년 동 대학원 졸업(석사). 1996년 동 대학원 졸업(공학박). 1996 ~ 현재 울산대 전기전자정보시스템공학부 조교수.

Tel : (052) 259-2186

Fax : (052) 259-1686

E-mail : gwkim@mail.ulsan.ac.kr



황 갑 주 (黃 甲 珠)

1953년 1월 14일생, 1975년 울산공대 전기공학과 졸업, 1983년 한양대 대학원 전기공학과 졸업(공학박), 1987년~1989년 미국 Univ. of Texas at Arlington 방문교수, 현재 울산대 공대 전기전자정보시스템공학부 교수, 당학회 평의원

e-mail: hwangkj@uou2.ulsan.ac.kr