

국내 예비력 기준 및 운영현황

2022.2.7

전력거래소

김진이

whenaman@kpx.or.kr



Contents

- 1 주파수제어 이론
- 2 해외 예비력 체계
- 3 국내 예비력 기준 및 운영현황
- 4 향후 계획



▶ 주파수제어(LFC, Load Frequency Control) 개념

- ◆ 'Load'는 발전기의 출력수준, 'Frequency'는 계통주파수를 의미하므로 LFC는 **계통주파수를 안정적으로 유지하기 위한 발전기의 출력제어**를 의미
- ◆ 계통운영시스템(EMS)에서 발전기의 AGC 상·하한을 LFC_MAX/MIN으로 지칭

▶ 주파수제어(LFC) 종류

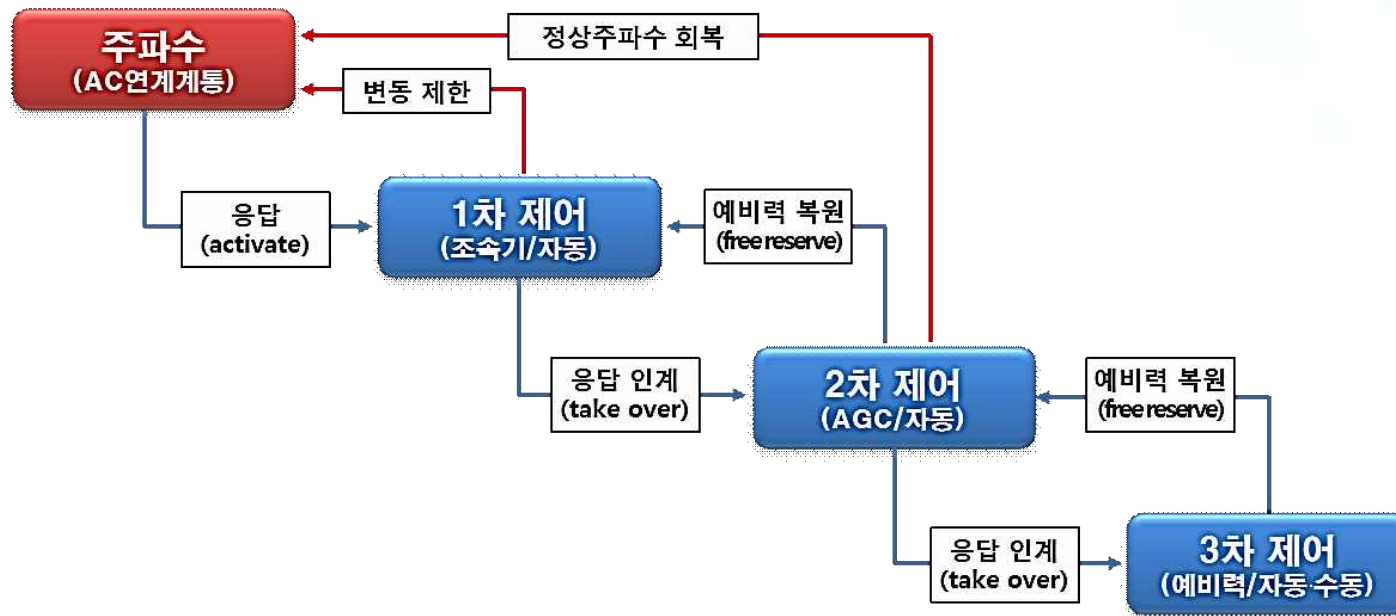
- ◆ 응답속도를 기준으로 **1차(primary), 2차(secondary), 3차(tertiary)**로 구분
순차적인 예비력의 제어 및 복구 과정을 통해 주파수를 회복하고 후속 사고 대비
- ◆ **1차 제어**
 - 신속한 응답으로 **주파수 하락을 억제**하여 **과도안정주파수**를 **형성**하기 위한 제어로, 동 제어를 위해 필요한 예비력이 '**1차 예비력**'
 - 전통적으로 **발전기의 조속기 운전(Governor Free)** 사용
- ◆ **2차 제어**
 - 1차 제어로 유지된 **과도안정주파수**를 **60Hz로 회복**함과 동시에 **소진된 1차 예비력을 복구**하기 위한 제어로, 동 제어를 위해 필요한 예비력이 '**2차 예비력**'
 - 전통적으로 **발전기의 AGC 운전(AGC Regulation)** 사용

1. 주파수제어 이론



◆ 3차 제어

- 소진된 2차 예비력을 복구하고 경제급전 체계로 전환하기 위한 제어로 동 제어를 위해 필요한 예비력이 '3차 예비력'
- 1차 및 2차 예비력 이후에 사용되므로 자동응답과 수동응답을 모두 허용



<주파수제어(LFC) 개념 및 종류>

▶ 제어 범위

- ◆ 1차 제어는 전체 연계계통을, 2차/3차 제어는 제어구역(Control Area)별로 이루어짐
- ◆ 연계된 계통
 - 동기계통에 다수의 운영자(Balancing Authority)가 존재
 - 1차 예비력은 전체가 분담하고, 2차/3차 예비력은 운영자(BA)별로 확보해야 하므로 1차 예비력에 비해 2차/3차 예비력의 요구량이 큼
 - ▶ 독일 사례(중앙유럽과 연계계통) : 1차(800MW) < 2차(2,000MW) ≒ 3차(1,900MW)
- ◆ 단독 계통
 - 단독계통일 경우 단일 운영자가 확보해야 할 예비력은 1,2,3차가 유사함
 - 따라서 연계계통은 2차/3차 예비력을 중시하는 반면, 단독계통 운영자는 1차 제어를 중시하게 됨
 - ▶ 미국의 경우, 연계계통인 PJM, CAISO 등은 1차 예비력을 명시적으로 관리하지 않는 반면, DC로 구분된 텍사스의 ERCOT은 1차 예비력을 보조서비스로 확보하여 관리

2. 해외 예비력 체계



▶ 북미 사례

◆ 정상상태와 상정고장으로 구분하여 분류

◆ 1차 예비력

- 발전기의 조속기 운전을 의무로 규정하고, 1차 예비력을 명시적으로 관리하지 않음
* 단, 텍사스는 1차 예비력으로 'Responsive Reserve' 운영, 부동대 기준은 36mHz

◆ 2차 예비력

- 북미의 모든 계통운영자는 정상상태 예비력으로 ACE(제어편차)를 위한 Regulation과 상정고장 대비 순시에 대응하기 위한 10분운전예비력(TMSR)을 확보
* LFC 2차 제어에 해당하는 Regulation도 주파수 회복에 사용되지만, 미국은 정상상태 주파수 유지를 위한 예비력으로 분류
* TMSR(Ten-Minute Spinning Reserve)는 대부분 AGC로 확보하므로 LFC 2차로 분류 가능

◆ 3차 예비력

- 개별 운영자별로 분류기준 및 기술요건 다양
* Ten-Minute Non-spinning Reserve, Thirty-Minute Spinning/Non-spinning Reserve, Supplement Reserve, Replacement Reserve, Quick Start Reserve 등 명칭 및 기술요건 다양

2. 해외 예비력 체계



▶ 유럽 사례

- ◆ LFC 제어체계와 형식적으로 일치하는 예비력 분류체계
- ◆ **1차 예비력**
 - 1차 예비력 확보량, 응답시한, 응답속도, 응답지속시간 등 기술요건을 EU 차원 규정
 - * 유럽연합의 1차예비력은 FCR(Frequency Containment Reserve)라 부름
- ◆ **2차 예비력**
 - 2차 제어는 제어구역별로 이루어지며, 2차 예비력 확보량, 응답시한, 응답속도, 응답지속시간 등 기술요건은 개별 운영자에게 위임
 - * 유럽연합의 2차예비력은 FRR(Frequency Restoration Reserve)라 부름
- ◆ **3차 예비력**
 - 3차 제어는 제어구역별로 이루어지므로, 기술요건은 개별 운영자에게 위임
 - * 유럽연합의 3차예비력은 RR(Replacement Reserve)라 부름

▶ 시사점

- ◆ 예비력 분류체계는 관행에 따라 국가별로 차이가 있음
 - **미국**은 **계통상태를 기준**으로 정상상태와 상정고장을 구분하여 분류
 - **유럽**은 **응답속도를 기준**으로 정상상태와 상정고장을 구분하지 않음
- ◆ 국내의 경우 독립계통임을 감안 충분한 예비력 확보 필요

3. 국내 기준 및 운영현황



▶ 국내 예비력 기준

◆ 예비력 기준

- 정상상태와 상정고장으로 구분(북미체계와 유사)

◆ 예비력 분류 및 사용용도

- 정상상태 : 평상시 60Hz를 유지하기 위함
 - ▶ (주파수제어예비력) 미소수요변동에 대한 정상상태 주파수(60Hz) 유지
- 상정고장 : 고장발생시 주파수 회복을 위함
 - ▶ (1차 예비력) 고장발생시 주파수 저하를 억제하고 새로운 균형점 형성
 - ▶ (2차 예비력) 과도안정주파수를 60Hz로 회복하고 1차, 주파수제어 예비력 복구
 - ▶ (3차 예비력) 2차 예비력 복구
- 속응성자원 : 전력계통의 과도한 변동성에 신속하게 대응
 - ▶ (속응성자원) 이중고장(N-2) 또는 연속고장(N-1-1)에 대비하여 3차 예비력을 복구하고 후속 발전기 기동시간(약 4시간)까지 운전 가능한 양수 등의 예비 마진
→ 국내 전원 구성(대부분 GT 단독운전 불가) 및 계통여건(고립계통)을 감안한 계통안정성 보강 대책

3. 국내 기준 및 운영현황



◆ 예비력 기술요건

- **주파수제어예비력** : 자동발전제어운전을 통해 5분 이내 동작하여 30분 이상 출력 유지
- **1차 예비력** : 주파수추종운전을 통해 10초 이내 동작하여 5분 이상 출력 유지
- **2차 예비력** : 자동발전제어 운전을 통해 10분 이내 동작하여 30분 이상 유지
- **3차 예비력** : 중앙급전발전기를 통해 30분 이내 확보할 수 있는 예비력
- **속응성자원** : 운영예비력과는 별도로 중앙급전발전기 중 20분 이내 동작하여 4시간 이상 유지

* 운영예비력 : 주파수제어예비력, 1차, 2차, 3차예비력

◆ 예비력 확보기준

- 정상상태는 수요변동량의 확률변위값, 상정고장은 최대단일고장(N-1)에 대한 요구량
- **주파수제어예비력** : 5분 수요변동량의 99% 변위값인 **700MW**
- **1차 예비력** : NERC의 주파수응답요구량(IFRO) 산정기법을 차용하여 국내 계통에 맞게 산정하되, 최저주파수는 상정고장시 실적최저치의 99%인 59.7Hz 적용
→ **1,000MW**

* 1차예비력 요구량 = 계통정수X(과도안정주파수-최저주파수)X10=912X(59.81-59.7)X10=1,000

- **2차 예비력** : 최대단일고장인 **1,400MW**
- **3차 예비력** : 최대단일고장인 **1,400MW**
- **속응성자원** : 이중고장 1,400MW + 정상상태 수요변동의 99% 변위 초과분 600MW
→ **2,000MW**

3. 국내 기준 및 운영현황



▶ 종합 – 국내 예비력 기준

항 목		확보량(MW)	확보수단	성능요건	
여유 예비력	평상시	주파수제어예비력	700 이상	자동(AGC+ESS)	5분 이내 30분 유지
	고장시	1차예비력	1,000 이상	자동(GF+ESS)	10초 이내 5분 유지
		2차예비력	1,400 이상	자동(AGC)	10분 이내 30분 유지
		3차예비력	1,400 이상	자동+수동	30분 이내 -
	속응성자원		2,000 이상	수동	20분 이내 4시간 유지
TOTAL		6,500 이상			

3. 국내 기준 및 운영현황



▶ 종합 – 예비력 체계 비교



3. 국내 기준 및 운영현황



▶ 국내 예비력 운영현황

◆ 예비력 운영 기준

- 전력거래소는 운영예비력의 종류별 확보량을 실시간으로 관리하여야 함

◆ 예비력 실적관리

- 운영예비력 : 예비력 종류별로 발전기별 현재 출력부터 남은용량을 중복하여 산정

< EMS의 운영예비력 실적산정 방식 >

예비력 종류	발전기별 확보실적 산정방식(1분단위)	종합 EMS 예비력 실적
1차예비력①	$\min(\text{GFmax}^1 - \text{현재출력}, \text{GFRQ}^3)$	Σ ①, 개별발전기의 합
주파수제어예비력②	$\min(\text{AGCmax}^2 - \text{현재출력}, 5 \times \text{RR}^4)$	Σ ②, 개별발전기의 합
2차예비력③	$\min(\text{AGCmax} - \text{현재출력}, 10 \times \text{RR})$	Σ ③, 개별발전기의 합
3차예비력④	운전상태 : $\min(\text{RA} - \text{현재출력}, 30 \times \text{RR})$ 정지상태 : 기동중/정지중 구분·산정	Σ ④, 개별발전기의 합

1) GFmax : 주파수추종서비스(GF) 상한

2) AGCmax : 자동발전제어(AGC) 상한

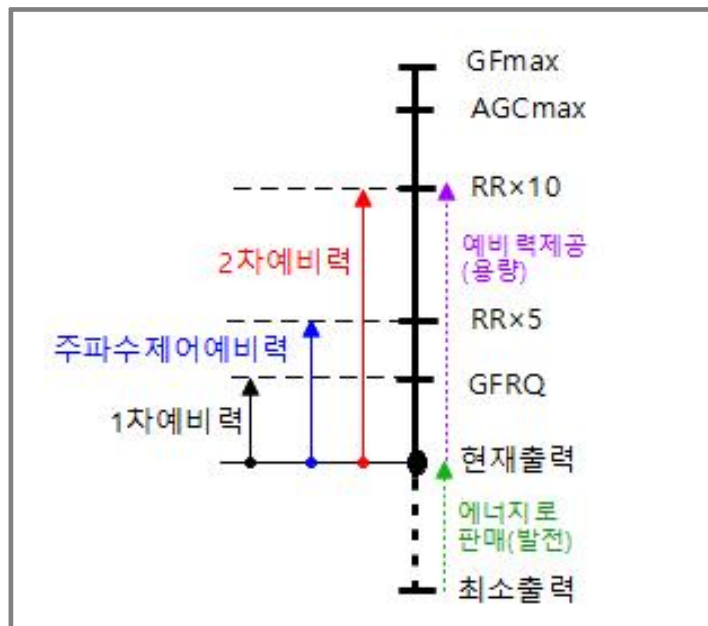
3) GFRQ : 속도조정률 특성에 따른 0.2Hz 변동시 응답가능한 주파수추종 이론값, 수단은 GF

4) RR(Ramp Rate) : 발전기가 분당 증감할 수 있는 출력증가율(MW/분), 수단은 AGC

3. 국내 기준 및 운영현황



▶ 실시간 예비력 확보 예시



<실시간 예비력 확보 예시>

◆ 운영예비력

- 주파수제어, 1차, 2차, 3차예비력을 현재 출력에서부터 남은 용량을 포함하면서 확보

◆ 속응성자원

- 정지 중인 발전기 중 성능요건을 만족하는 자원을 사전에 지정하여 확보

▶ 예비력시장 신설

- 실시간시장과 함께 예비력시장을 도입하여 예비력*을 시장 상품화하여 거래

- 예비력 시장이 도입되면 단가기준이 아닌 시장가격으로 결정되어, 예비력 부족시 가격이 인상되므로 예비력의 실시간 가치 반영 가능

* 예비력가격 : 실시간 예비력을 제공하는 발전기의 기회비용 중 가장 높은 값으로 결정
(기회비용 = 실시간 시장가격(실시간 SMP)-발전기의 자기연료비)

▶ 초속응 주파수반응서비스에 대한 新예비력 항목 개발

- 재생에너지 증가로 관성이 저하됨에 따라 초속응성 주파수 반응자원*이 필요하므로 이에 대한 별도의 예비력 항목 개발

* 발전기 고장 등 외란이 발생할 경우 수밀리초컨드 이내 동작하여 계통주파수의 급격한 하락 혹은 상승을 막아주는 자원

- 전력수급기본계획과 연계하여 추진(계통스터디를 통해 필요량, 도입시점, 기술요건 등 검토)

▶ 무효전력, 계통강건성 제공에 대한 新보조서비스 상품 도입

- 동기발전기 감소에 따른 전압불안정, 계통강건성 약화(단락용량 저하)에 대응하기 위한 서비스 상품(동기조상기, 그리드 포밍 인버터 등) 개발

감사합니다.

smart
KPX