

## 전력시장 제도개선 제주 시범사업에 대한 정산기준

### [목차]

#### 1. 목적

#### 2. 적용범위

#### 3. 발전사업자 및 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자에 대한 정산

##### 가. 전력량에 대한 정산

- (1) 일반발전기
- (2) 급전가능재생에너지자원
- (3) 비중양급전발전기 및 비중양급전전기저장장치
- (4) 시운전발전기

##### 나. 공급가능용량에 대한 정산

- (1) 일반발전기
- (2) 급전가능재생에너지자원
- (3) 시운전발전기
- (4) 용량가격 정산에서 제외되는 발전기

##### 다. 보조서비스에 대한 정산

- (1) 예비력정산금
- (2) 마일리지정산금
- (3) 자체기동서비스정산금

##### 라. 기동대기 발전기의 정산

- (1) 계통연결 지시로 기동대기한 비용정산
- (2) 열간(HOT) 기동대기한 비용정산

##### 마. 화력발전기에 대한 지역자원시설세 정산

##### 바. 발전사업자 사유로 인한 공급가능용량 조정 원칙

- (1) 계통연결 및 계통분리 지연
- (2) 조기 계통연결 및 계통분리
- (3) 계통연결 및 계통분리 지연, 조기 계통연결 및 계통분리 시 허용시간( $\delta t$ )
- (4) 발전기 고장정지 시 공급가능용량의 조정
- (5) 계획량 또는 급전지시량으로 발전하지 못한 경우

(6) 고정출력 제약입찰 발전기의 발전량( $MGO_{i,t}$ )이 공급가능용량( $RA_{i,t}$ )보다 작을 경우

사. 급전지시량 산정 절차

(1) 지시출력 미달의 경우

(2) 지시출력 초과인 경우

(3) 급전지시이행 허용오차 산정 기준

(4) 급전지시량을 계량값으로 하는 경우

아. 다조합 복합발전기 운전조합 판단기준

#### 4. 판매사업자에 대한 정산

가. 에너지정산금

나. 용량정산금

다. 부가정산금

라. 예측제도 참여자의 대상자원 전력거래량에 대한 정산

#### 5. 예측제도 참여자에 대한 정산

## 1. 목적

규칙 제16장 제6절의 규정에 의거 발전사업자, 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자에 대한 정산금 산정에 대한 세부산식을 정함으로써 공정하고 투명한 전력 시장 운영을 도모하는 것을 목적으로 한다.

## 2. 적용범위

본 별표에서는 제16장 전력시장 제도개선 제주 시범사업에 대한 모든 정산산식에 대하여 규정하며 특별한 언급이 없는 이상 별표2의 정산산식은 적용하지 아니한다.

## 3. 발전사업자 및 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자에 대한 정산

가. 전력량에 대한 정산

(1) 일반발전기

(가) 에너지정산금( $MEP_{i,t}$ )

에너지정산금은 하루전에너지정산금과 실시간에너지정산금의 합으로 구성된다.

$$MEP_{i,t} = DA\_MEP_{i,t} + \sum_q RT\_MEP_{i,t,q}$$

하루전에너지시장 정산금은 하루전에너지계획량에 대해 하루전에너지가격으로 계산한다.

$$DA\_MEP_{i,t} = DA\_MP_{i,t} \times DA\_SE_{i,t} \times 1h \times 1,000$$

실시간에너지시장 에너지정산금은 하루전에너지계획량과 계량값과의 편차에 대하여 실시간에너지가격으로 계산한다. 단, 급전지시가 아닌 상황에서 공급가능용량을 초과한 전력량에 대해서는 계산하지 아니한다.

$$RT\_MEP_{i,t,q}$$

$$= RT\_MP_{i,t,q} \times \{ \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t} - DA\_SE_{i,t} \times 1h \} \times TPR\_E_{i,t,q} \times 1,000$$

$MEP_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 에너지정산금(원)

$DA\_MEP_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지시장 에너지정산금(원)

$RT\_MEP_{i,t,q}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지정산금(원)

$DA\_MP_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh)

$$DA\_MP_{i,t} = DA\_SMP_{i,t} \times STLF_{i,t}$$

RT\_MP<sub>i,t,q</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh)

$$RT\_MP_{i,t,q} = RT\_SMP_{i,t,q} \times STLF_{i,t,q}$$

DA\_SMP<sub>t</sub> : 거래시간(t)별 하루전에너지가격(원/kWh)

RT\_SMP<sub>t,q</sub> : 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지가격(원/kWh)

DA\_SE<sub>i,t</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량(MW)

MGO<sub>i,t</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)별 계량전력량(MWh)

MGO<sub>i,t,q</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 계량전력량(MWh)

RA<sub>i,t</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h)

TPR\_E<sub>i,t,q</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 에너지 거래단위 변환계수

MGO<sub>i,t</sub> = 0 인 경우, TPR\_E<sub>i,t,q</sub> = 0.25

그 외의 경우, TPR\_E<sub>i,t,q</sub> = MGO<sub>i,t,q</sub> / MGO<sub>i,t</sub>

XSO<sub>F</sub><sub>i,t</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량 초과 급전지시 여부,

초과 급전지시를 한 경우 XSO<sub>F</sub><sub>i,t</sub> = 1, 그렇지 않은 경우 XSO<sub>F</sub><sub>i,t</sub> = 0

ε<sub>i,t</sub> : 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기(i)의 거래시간(t)별허용오차로 아래 기준을 따름

주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기의 경우 ±(RA<sub>i,t</sub> × 0.01), 기타발전기의 경우 ±(RA<sub>i,t</sub> × 0.005)

단, 최소허용오차는 ±0.5MWh, 최대허용오차는 ±5MWh를 적용한다.

(나) 변동비보전정산금(MWP<sub>i,t</sub>)

변동비보전정산금은 전력거래소의 급전지시에 따라 발전사업자가 최소발전계약량을 초과하여 공급가능용량 이내로 발전한 전력량에 대하여 에너지정산금 및 예비력정산금으로 변동비를 회수할 수 없는 경우 변동비에서 에너지정산금 및 예비력정산금을 차감한 금액으로 정산한다. 단, 급전지시로 공급가능용량을 초과하여 발전한 경우에 대해서는 최소발전계약량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 변동비 차액을 정산한다. 단, 주 연료로 LNG를 사용하는 발전기가 LNG 공급의 부족으로 대체연료를 사용할 경우에는 대체연료사용에 따른 열량단가 상승 및 효율감소를 반영한 변동비를 적용한다. <개정 2024.2.28., 2024.5.31.>

$$MWP_{i,t} = \text{Max}(\text{SCMWG}_{i,t} \times \gamma_{i-\text{MPMWG}_{i,t}} - \text{RTRCP}_{i,t}, 0) \times \text{SCMWG\_FLAG}_{i,t}$$

$$\begin{aligned} \text{SCMWG}_{i,t} = & \text{Max}[\{X\_QPC_{i,t} \times \{\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t} + \epsilon_{i,t}) \times (1 - \text{XSO}_{F_{i,t}}) + \\ & \text{MGO}_{i,t} \times \text{XSO}_{F_{i,t}}\}^2 - Y\_QPC_{i,h} \times \text{Min}\{\text{RA}_{i,t}, \text{Max}_n(\text{MEGW}_{n,i,t})\}^2\} \\ & + \{X\_LPC_{i,t} \times \{\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t} + \epsilon_{i,t}) \times (1 - \text{XSO}_{F_{i,t}}) + \text{MGO}_{i,t} \times \end{aligned}$$

$$XSOF_{i,t} \} - Y\_LPC_{i,t} \times \text{Min}\{RA_{i,t}, \text{Max}_n(\text{MEGW}_{n,i,t})\} \\ + (X\_NLPC_{i,t} \times 1h \times X\_FLAG_{i,t} - Y\_NLPC_{i,t} \times 1h \times Y\_FLAG_{i,t}) + \\ (ESUC_{i,t} \times 1h \times SUCR\_FLAG_{i,t}), 0]$$

$$\text{MPMWG}_{i,t} = \{DA\_SE_{i,t} \times 1h - \text{Min}(\text{Max}_n(\text{MEGW}_{n,i,t}), DA\_SE_{i,t} \times 1h)\} \times DA\_MP_{i,t} \times \\ 1,000 \\ + \sum_q [\{\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + \text{MGO}_{i,t} \times XSOF_{i,t} - \\ \text{Max}(\text{Max}_n(\text{MEGW}_{n,i,t}), DA\_SE_{i,t} \times 1h)\} \times \text{TPR\_E}_{i,t,q} \times \text{RT\_MP}_{i,t,q} \times \\ 1,000]$$

$$\text{RTRCP}_{i,t} = \text{RT\_FCRCP}_{i,t} + \text{RT\_PCRCP}_{i,t} + \text{RT\_SRCP}_{i,t} + \text{RT\_TRCP}_{i,t}$$

$\text{MWP}_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금(원)

$\text{SCMWG}_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금 지급 영역에 대한 변동비(원)

$\text{MPMWG}_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금 지급 영역에 대한 에너지정산금(원)

$\text{RT\_RCP}_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 실시간예비력 정산금(원)

$\text{SCMWG\_FLAG}_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금 지급 플래그  
 $\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + \text{MGO}_{i,t} \times XSOF_{i,t} > \text{Min}\{RA_{i,t}, \text{Max}_n(\text{MEGW}_{n,i,t})\}$  일 경우

$\text{SCMWG\_FLAG}_{i,t} = 1$ , 그 외의 경우  $\text{SCMWG\_FLAG}_{i,t} = 0$

$\text{MGO}_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 계량전력량(MWh)

$\text{MGO}_{i,t,q}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 계량전력량(MWh)

$DA\_SE_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량(MW)

$RA_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h)

$\varepsilon_{i,t}$  : 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기(i)의 거래시간(t)별허용오차로 아래 기준을 따름

주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기의 경우  $\pm(RA_{i,t} \times 0.01)$ ,

기타발전기의 경우  $\pm(RA_{i,t} \times 0.005)$

단, 최소허용오차는  $\pm 0.5\text{MWh}$ , 최대허용오차는  $\pm 5\text{MWh}$ 를 적용한다.

$XSOF_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량 초과 급전지시 여부,  
 초과 급전지시를 한 경우  $XSOF_{i,t} = 1$ , 그렇지 않은 경우  $XSOF_{i,t} = 0$

$\text{MEGW}_{n,i,t}$  : 발전기(i)가 변경입찰 회차(n)에 제출한 거래시간(t)에 대한 발전사업자 하한제약량(MWh)

$\text{Max}_n(\text{MEGW}_{n,i,t})$  : 발전기(i)가 변경입찰한 회차(n)에 제출한 거래시간(t)에 대한 발전사업자 하한계약량 중 최댓값(MWh)

단, 전력거래소의 급전지시로 계약을 변경한 경우에는 자기계약량은 최종 제출한 하한계약량을 사용한다.

$\text{TPR\_E}_{i,t,q}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 거래구간(q)에서의 에너지 거래단위 변환계수

단,  $\text{MGO}_{i,t} = 0$  인 경우  $\text{TPR\_E}_{i,t,q} = 0.25$

그 외의 경우  $\text{TPR\_E}_{i,t,q} = \text{MGO}_{i,t,q} / \text{MGO}_{i,t}$

$\text{QPC}_i$  : 발전기(i)별 2차증분가격계수(원/MWh<sup>2</sup>)

$\text{LPC}_i$  : 발전기(i)별 1차증분가격계수(원/MWh)

$\text{NLPC}_i$  : 발전기(i)별 가격상수(원/h)

$\gamma_i$  : 발전기(i)에 대한 주연료 대비 변동비 상승분 반영 상수, 대체연료를 사용하지 않은 경우  $\gamma_i = 1$ ,

그렇지 않은 경우  $\gamma_i = \text{대체연료열량단가} / \{\text{주연료열량단가} \times (1 - \rho_i)\}$

$\rho_i$  : 발전기(i)에 대한 대체연료 사용 시 효율감소율, 본 계수의 결정절차는 제 2장 제2절에 따름

$\text{X\_FLAG}_{i,t}$  :  $\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t}) \times (1 - \text{XSOF}_{i,t}) + \text{MGO}_{i,t} \times \text{XSOF}_{i,t} > 0$  일 경우  $\text{X\_FLAG}_{i,t} = 1$ ,

그렇지 않을 경우  $\text{X\_FLAG}_{i,t} = 0$ , 위 조건과 관계없이 조기병입 및 병해지연의 경우 0

$\text{X\_QPC}_{i,t}$  :  $\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - \text{XSOF}_{i,t}) + \text{MGO}_{i,t} \times \text{XSOF}_{i,t}$ 에 대한 2차증분가격계수(원/MWh<sup>2</sup>)

$\text{X\_LPC}_{i,t}$  :  $\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - \text{XSOF}_{i,t}) + \text{MGO}_{i,t} \times \text{XSOF}_{i,t}$ 에 대한 1차증분가격계수(원/MWh)

$\text{X\_NLPC}_{i,t}$  :  $\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - \text{XSOF}_{i,t}) + \text{MGO}_{i,t} \times \text{XSOF}_{i,t}$ 에 대한 가격상수(원/h)

$\text{X\_QPC}_{i,t}$ ,  $\text{X\_LPC}_{i,t}$ ,  $\text{X\_NLPC}_{i,t}$ 는 다음 표에 따라 발전기 종류별로 달리 적용한다. <개정 2024.5.31.>

	다조합 복합발전기		다조합 복합발전기 외 중양급전발전기
	급전지시에 따라 GT모드로 운전한 경우	그 밖의 경우	
$\text{X\_QPC}_{i,t}$	GT 단독 운전 시 $\text{QPC}_i$	$\text{X\_NGT}_{i,t}:1$ 조합의 $\text{QPC}_i$	$\text{QPC}_i$
$\text{X\_LPC}_{i,t}$	GT 단독 운전 시 $\text{LPC}_i$	$\text{X\_NGT}_{i,t}:1$ 조합의 $\text{LPC}_i$	$\text{LPC}_i$
$\text{X\_NLPC}_{i,t}$	GT 단독 운전 시 $\text{NLPC}_i$	$\text{X\_NGT}_{i,t}:1$ 조합의 $\text{NLPC}_i$	$\text{NLPC}_i$

$\text{X\_NGT}_{i,t}$  :  $\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - \text{XSOF}_{i,t}) + \text{MGO}_{i,t} \times \text{XSOF}_{i,t}$ 에 해당하는 요소에 대한 다조합복합발전기의 가스터빈 발전기 운전 대수

세부결정방안은 아. 다조합 복합발전기 운전조합 판단기준을 따름

$\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - \text{XSOF}_{i,t}) + \text{MGO}_{i,t} \times \text{XSOF}_{i,t} = \text{RA}_{i,t} + \varepsilon_{i,t}$   
인 경우  $\text{RA}_{i,t}$  기준을 적용

$\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - \text{XSOF}_{i,t}) + \text{MGO}_{i,t} \times \text{XSOF}_{i,t} = \text{MGO}_{i,t}$ 인 경우  $\text{MGO}_{i,t}$  기준을 적용

$\text{X\_NST}_{i,t}$  :  $\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - \text{XSOF}_{i,t}) + \text{MGO}_{i,t} \times \text{XSOF}_{i,t}$ 에 해당하는 요소에 대한 다조합복합발전기의 스팀터빈 발전기 운전 대수  
세부결정방안은 아. 다조합 복합발전기 운전조합 판단기준에 따름

$\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - \text{XSOF}_{i,t}) + \text{MGO}_{i,t} \times \text{XSOF}_{i,t} = \text{RA}_{i,t} + \varepsilon_{i,t}$   
인 경우  $\text{RA}_{i,t}$  기준을 적용

$\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - \text{XSOF}_{i,t}) + \text{MGO}_{i,t} \times \text{XSOF}_{i,t} = \text{MGO}_{i,t}$ 인 경우  $\text{MGO}_{i,t}$  기준을 적용

$\text{Y\_FLAG}_{i,t}$  :  $\text{Max}_n(\text{MEGW}_{n,i,t}) > 0$  일 경우  $\text{Y\_FLAG}_{i,t} = 1$ , 그렇지 않을 경우  $\text{Y\_FLAG}_{i,t} = 0$

단, 위 조건과 관계없이 조기병입 및 병해지연의 경우 0

$\text{Y\_QPC}_{i,t}$  :  $\text{Max}_n(\text{MEGW}_{n,i,t})$ 에 해당하는 요소에 대한 2차증분가격계수(원/MWh<sup>2</sup>)

$\text{Y\_LPC}_{i,t}$  :  $\text{Max}_n(\text{MEGW}_{n,i,t})$ 에 해당하는 요소에 대한 1차증분가격계수(원/MWh)

$\text{Y\_NLPC}_{i,t}$  :  $\text{Max}_n(\text{MEGW}_{n,i,t})$ 에 해당하는 요소에 대한 가격상수(원/h)

$\text{Y\_QPC}_{i,t}$ ,  $\text{Y\_LPC}_{i,t}$ ,  $\text{Y\_NLPC}_{i,t}$ 는 다음 표에 따라 발전기 종류별로 달리 적용한다. <개정 2024.5.31.>

	다조합 복합발전기		다조합 복합발전기 외 중양급전발전기
	급전지시에 따라 GT모드로 운전한 경우	그 밖의 경우	
$\text{Y\_QPC}_{i,t}$	GT 단독 운전 시 $\text{QPC}_i$	$\text{Y\_NGT}_{i,t}:1$ 조합의 $\text{QPC}_i$	$\text{QPC}_i$
$\text{Y\_LPC}_{i,t}$	GT 단독 운전 시 $\text{LPC}_i$	$\text{Y\_NGT}_{i,t}:1$ 조합의 $\text{LPC}_i$	$\text{LPC}_i$
$\text{Y\_NLPC}_{i,t}$	GT 단독 운전 시 $\text{NLPC}_i$	$\text{Y\_NGT}_{i,t}:1$ 조합의 $\text{NLPC}_i$	$\text{NLPC}_i$

$\text{Y\_NGT}_{i,t}$  :  $\text{Max}_n(\text{MEGW}_{n,i,t})$ 에 해당하는 요소에 대한 다조합복합발전기의 가스터빈 발전기 운전 대수

세부결정방안은 아. 다조합 복합발전기 운전조합 판단기준에 따름

$\text{Max}_n(\text{MEGW}_{n,i,t}) = \text{MEGW}_{k,i,t}$ 인 경우  $\text{MEGW}_{k,i,t}$  기준을 적용

$\text{Y\_NST}_{i,t}$  :  $\text{Max}_n(\text{MEGW}_{n,i,t})$ 에 해당하는 요소에 대한 다조합복합발전기의 스팀터빈 발전기 운전 대수

세부결정방안은 아. 다조합 복합발전기 운전조합 판단기준에 따름

$\text{Max}_n(\text{MEGW}_{n,i,t}) = \text{MEGW}_{k,i,t}$ 인 경우  $\text{MEGW}_{k,i,t}$  기준을 적용

$\text{ESUC}_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 등가기동비용(원/h)

다조합복합발전기의 경우

$$ESUC_{i,t} = \{GSUC_i \times \sum_{t1=X_t}^{Y_t} (\sum_j GSUA_{i,j,t1}) + SSUC_i \times \sum_{t1=X_t}^{Y_t} (\sum_j SSUA_{i,j,t1})\} \times MGO_{i,t} / \sum_{t1=X_t}^{Y_t} (MGO_{i,t1})$$

그 외의 경우  $ESUC_{i,t} = (SUC_i \times MGO_{i,t} \times \sum_{t1=X_t}^{Y_t} SUA_{i,t1}) / \sum_{t1=X_t}^{Y_t} (MGO_{i,t1})$

$SUA_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 기동여부,

$MGO_{i,t-1} = 0$ ,  $MGO_{i,t} > 0$ 인 경우  $SUA_{i,t} = 1$  (단, 발전사업자의 사유로 기동시  $SUA_{i,t} = 0$ )

$MGO_{i,t-1} \neq 0$ ,  $MGO_{i,t} > 0$ 일 경우  $SUA_{i,t} = 0$

(단, 과급정지 및 급전지시 정지 후 급전지시 재기동한 경우,  $SUA_{i,t} = 1$ )

$GSUA_{i,j,t}$  : 다조합 복합발전기(i)의 가스터빈 발전기(j)의 거래시간(t)별 기동여부

$GGSI_{i,j,t-1} = 0$ 이고,  $GGSI_{i,j,t} = 1$ 이면,  $GSUA_{i,j,t} = 1$ , 그렇지 않으면,  $GSUA_{i,j,t} = 0$

단, 발전사업자의 사유로 기동한 경우에는  $GSUA_{i,j,t} = 0$  이며,

또한,  $GGSI_{i,j,t-1} \neq 0$ 이고,  $GGSI_{i,j,t} = 1$ 인 경우에도 과급정지 또는 급전지시로 정지된 후 급전지시로 재기동한 경우에는  $GSUA_{i,j,t} = 1$ 을 적용한다.

$GGSI_{i,j,t}$  : 다조합 복합발전기(i)의 가스터빈 발전기(j)의 거래시간 (t)별 운전여부

$SSUA_{i,j,t}$ : 다조합 복합발전기(i)의 스팀터빈 발전기(j)의 거래시간(t)별 기동여부

$GSSI_{i,j,t-1} = 0$ 이고,  $GSSI_{i,j,t} = 1$ 이면,  $SSUA_{i,j,t} = 1$ , 그렇지 않으면,  $SSUA_{i,j,t} = 0$

단, 발전사업자의 사유로 기동한 경우에는  $SSUA_{i,j,t} = 0$  이며,

또한,  $GSSI_{i,j,t-1} \neq 0$ 이고,  $GSSI_{i,j,t} = 1$ 인 경우에도 과급정지 또는 급전지시로 정지된 후 급전지시로 재기동한 경우에는  $SSUA_{i,j,t} = 1$ 을 적용한다.

$GSSI_{i,j,t}$  : 다조합 복합발전기(i)의 스팀터빈 발전기(j)의 거래시간 (t)별 운전여부

$GSUC_i$  : 다조합 복합발전기(i)별 가스터빈 1기에 대한 기동비용(원)

$SSUC_i$  : 다조합 복합발전기(i)별 스팀터빈 1기에 대한 기동비용(원)

$SUCR\_FLAG_{i,t}$  : 거래시간(t)가 속한 연속운전시간 동안의 각 발전기(i)의 기동비 보상 여부 플래그

$\sum_{t1=X_t}^{Y_t} (MEGW_{i,t1}) > 0$ 인 경우  $SUCR\_FLAG_{i,t} = 0$ , 그 외의 경우  $SUCR\_FLAG_{i,t} =$



1

$X_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 연속운전구간의 첫 거래시간,  
거래시간(t)내 연속운전기간 동안  $MGO_{i,t1-1} = 0$  이고,  $MGO_{i,t1} > 0$  인 경우  $X_t =$   
t1

단,  $MGO_{i,1} > 0$ 인 경우  $X_{i,t} = 1$

$Y_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 연속운전구간의 마지막 거래시간,  
거래시간(t)내 연속운전기간 동안  $MGO_{i,t1+1} = 0$  이고  $MGO_{i,t1} > 0$  인 경우,  $Y_t =$   
t1

단,  $MGO_{i,24} > 0$ 인 경우  $Y_{i,t} = 24$

$RT\_FCRCP_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 실시간주파수제어예비력 정산금  
(원)

$RT\_PCRCP_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 실시간1차예비력 정산금(원)

$RT\_SRCP_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 실시간2차예비력 정산금(원)

$RT\_TRCP_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 실시간3차예비력 정산금(원)

(다) 기대이익정산금( $MAP_{i,t}$ )

기대이익정산금은 전력거래소의 급전지시에 의해 하루전에너지계획량과 다르게 운전한 경우, 하루전발전계획으로 발전했을 시의 기대이익을 보전하기 위한 금액을 정산하며, 에너지에 대한 기대이익정산금과 예비력에 대한 기대이익정산금의 합에서 변동비보전정산금을 차감한 금액이 0보다 큰 경우 아래 정산산식에 따라 지급한다.

$$MAP_{i,t} = \text{Max}(E\_MAP_{i,t} + R\_MAP_{i,t} - MWP_{i,t}, 0)$$

단, 예비력을 제공하지 못하는 고정출력발전기에 대해서는 다음과 같은 사항을 추가로 고려한다.

$$|\text{Min}(DA\_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t}) - MGO_{i,t}| \leq \varepsilon_{i,t} \text{ 이면, } MAP_{i,t} = 0$$

에너지기대이익정산금은 하루전에너지계획량 대비 실제 발전한 전력량과의 편차에 해당하는 에너지정산금과 변동비의 차이로 계산한다.

$$E\_MAP_{i,t} = MPMAG_{i,t} - SCMAG_{i,t}$$

$MPMAG_{i,t}$

$$= \sum_q [\{ \text{Min}(DA\_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t}) - \{ \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t} \} \} \times RT\_MP_{i,t,q} \times TPR\_E_{i,t,q}] \times 1,000$$

$SCMAG_{i,t}$

$$\begin{aligned}
&= V\_QPC_{i,t} \times \text{Min}(DA\_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t})^2 - W\_QPC_{i,t} \times \{\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \\
&\quad \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}\}^2 \\
&\quad + V\_LPC_{i,t} \times \text{Min}(DA\_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t}) - W\_LPC_{i,t} \times \{\text{Min}(MGO_{i,t}, \\
&\quad RA_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}\} \\
&\quad + V\_NLPC_{i,t} \times 1h \times V\_FLAG_{i,t} - W\_NLPC_{i,t} \times 1h \times W\_FLAG_{i,t}
\end{aligned}$$

예비력기대이익 정산금은 각 예비력 요소별 하루전예비력계획량 대비 실제 제 공한 예비력과 편차를 예비력 가격으로 계산한다.

$$\begin{aligned}
R\_MAP_{i,t} = & \sum_q \{ (DA\_SPCR_{i,t} \times TPR\_PCR_{i,t,q} - \text{Min}(SPCR_{i,t,q}, PCRQ_{i,t,q})) \times \\
& 0.25h \times RT\_PCR\_P_{i,t,q} \times PCRCP\_FLAG_{i,t} \\
& + (DA\_SFCR_{i,t} \times TPR\_FCR_{i,t,q} - \text{Min}(SFCR_{i,t,q}, FCRQ_{i,t,q})) \times 0.25h \times \\
& RT\_FCR\_P_{i,t,q} \times FCRCP\_FLAG_{i,t} \\
& + (DA\_STR_{i,t} \times TPR\_TR_{i,t,q} - \text{Min}(STR_{i,t,q}, TRQ_{i,t,q})) \times 0.25h \times \\
& RT\_TR\_P_{i,t,q} \times TRCP\_FLAG_{i,t} \} \times 1,000
\end{aligned}$$

MAP<sub>i,t</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)별 기대이익정산금(원)

MWP<sub>i,t</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금(원)

E\_MAP<sub>i,t</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)별 에너지기대이익정산금(원)

MPMAG<sub>i,t</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량과 계량전력량 편차에 대한 에너지정산금(원)

SCMAG<sub>i,t</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량과 계량전력량 편차에 대한 변동비(원)

MGO<sub>i,t</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)별 계량전력량(MWh)

MGO<sub>i,t,q</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 계량전력량(MWh)

DA\_SE<sub>i,t</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량 (MW)

RA<sub>i,t</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h)

ε<sub>i,t</sub> : 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기(i)의 거래시간(t)별허용오차로 아래 기준을 따름

주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기의 경우 ±(RA<sub>i,t</sub> × 0.01), 기타발전기의 경우 ±(RA<sub>i,t</sub> × 0.005)

단, 최소허용오차는 ±0.5MWh, 최대허용오차는 ±5MWh를 적용한다.

XSOF<sub>i,t</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량 초과 급전지시 여부, 초과 급전지시를 한 경우, XSOF<sub>i,t</sub> = 1, 그렇지 않은 경우 XSOF<sub>i,t</sub> = 1

TPR\_E<sub>i,t,q</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 거래구간(q)에서의 에너지 거래단위 변환계수

단, MGO<sub>i,t</sub> = 0 인 경우 TPR\_E<sub>i,t,q</sub> = 0.25

그 외의 경우  $TPR_{E_{i,t,q}} = MGO_{i,t,q} / MGO_{i,t}$

$QPC_i$  : 발전기(i)별 2차증분가격계수(원/MWh<sup>2</sup>)

$LPC_i$  : 발전기(i)별 1차증분가격계수(원/MWh)

$NLPC_i$  : 발전기(i)별 가격상수(원/h)

$V\_FLAG_{i,t}$  :  $\text{Min}(DA\_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t}) > 0$  일 경우  $V\_FLAG_{i,t} = 1$ , 그렇지 않을 경우,  $V\_FLAG_{i,t} = 0$

$V\_QPC_{i,t}$  :  $\text{Min}(DA\_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t})$ 에 대한 2차증분가격계수(원/MWh<sup>2</sup>)

$V\_LPC_{i,t}$  :  $\text{Min}(DA\_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t})$ 에 대한 1차증분가격계수(원/MWh)

$V\_NLPC_{i,t}$  :  $\text{Min}(DA\_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t})$ 에 대한 가격상수(원/h)

$V\_QPC_{i,t}$ ,  $V\_LPC_{i,t}$ ,  $V\_NLPC_{i,t}$ 는 다음 표에 따라 발전기 종류별로 달리 적용한다. <개정 2024.5.31.>

	다조합 복합발전기		다조합 복합발전기 외 중앙급전발전기
	급전지시에 따라 GT모드로 운전한 경우	그 밖의 경우	
$V\_QPC_{i,t}$	GT 단독 운전 시 $QPC_i$	$V\_NGT_{i,t}:1$ 조합의 $QPC_i$	$QPC_i$
$V\_LPC_{i,t}$	GT 단독 운전 시 $LPC_i$	$V\_NGT_{i,t}:1$ 조합의 $LPC_i$	$LPC_i$
$V\_NLPC_{i,t}$	GT 단독 운전 시 $NLPC_i$	$V\_NGT_{i,t}:1$ 조합의 $NLPC_i$	$NLPC_i$

$V\_NGT_{i,t}$  :  $\text{Min}(DA\_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t})$ 에 해당하는 요소에 대한 다조합복합발전기의 가스터빈 발전기 운전 대수, 세부결정방안은 아. 다조합 복합발전기 운전조합 판단기준에 따름

$\text{Min}(DA\_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t}) = DA\_SE_{i,t} \times 1h$  인 경우  $DA\_SE_{i,t}$  기준을 적용

$\text{Min}(DA\_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t}) = RA_{i,t}$  인 경우  $RA_{i,t}$  기준을 적용

$V\_NST_{i,t}$  :  $\text{Min}(DA\_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t})$ 에 해당하는 요소에 대한 다조합복합발전기의 스팀터빈 발전기 운전 대수, 세부결정방안은 아. 다조합 복합발전기 운전조합 판단기준에 따름

$\text{Min}(DA\_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t}) = DA\_SE_{i,t} \times 1h$  인 경우  $DA\_SE_{i,t}$  기준을 적용

$\text{Min}(DA\_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t}) = RA_{i,t}$  인 경우  $RA_{i,t}$  기준을 적용

$W\_FLAG_{i,t}$  :  $\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t} > 0$ 일 경우,  $W\_FLAG_{i,t} = 1$

그렇지 않을 경우,  $W\_FLAG_{i,t} = 0$

$W\_QPC_{i,t}$  :  $\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}$ 에 대한 2차증분가격계수(원/MWh<sup>2</sup>)

$W\_LPC_{i,t}$  :  $\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}$ 에 대한 1차증분가격계수(원/MWh)

$W\_NLPC_{i,t}$  :  $\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}$ 에 대한 가격상수(원/h)

$W\_QPC_{i,t}$ ,  $W\_LPC_{i,t}$ ,  $W\_NLPC_{i,t}$ 는 다음 표에 따라 발전기 종류별로 달리 적용한다. <개정 2024.5.31.>

	다조합 복합발전기		다조합 복합발전기 외 중앙급전발전기
	급전지시에 따라 GT모드로 운전한 경우	그 밖의 경우	
$W\_QPC_{i,t}$	GT 단독 운전 시 $QPC_i$	$W\_NGT_{i,t}:1$ 조합의 $QPC_i$	$QPC_i$
$W\_LPC_{i,t}$	GT 단독 운전 시 $LPC_i$	$W\_NGT_{i,t}:1$ 조합의 $LPC_i$	$LPC_i$
$W\_NLPC_{i,t}$	GT 단독 운전 시 $NLPC_i$	$W\_NGT_{i,t}:1$ 조합의 $NLPC_i$	$NLPC_i$

$W\_NGT_{i,t}$  :  $\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t})$ 에 해당하는 요소에 대한 다조합복합발전기의 가스터빈 발전기 운전 대수로, 세부결정방안은 아.다조합 복합발전기 운전조합 판단기준에 따름

$\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) = MGO_{i,t}$  인 경우  $MGO_{i,t}$  기준을 적용

$\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) = RA_{i,t}$  인 경우  $RA_{i,t}$  기준을 적용

$W\_NST_{i,t}$  :  $\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t})$ 에 해당하는 요소에 대한 다조합복합발전기의 스팀터빈 발전기 운전 대수로, 세부결정방안은 아.다조합 복합발전기 운전조합 판단기준에 따름

$\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) = MGO_{i,t}$  인 경우  $MGO_{i,t}$  기준을 적용

$\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) = RA_{i,t}$  인 경우  $RA_{i,t}$  기준을 적용

$DA\_SPCR_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전 1차예비력 계획량(MW)

$DA\_SFCR_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전 주파수제어예비력 계획량(MW)

$DA\_STR_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전 3차예비력 계획량(MW)

$TPR\_PCR_{i,t,q}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 1차예비력 거래단위 변환계수

단,  $PCRQ_{i,t} = 0$  인 경우  $TPR\_PCR_{i,t,q} = 1$

그 외의 경우  $TPR\_PCR_{i,t,q} = PCRQ_{i,t,q} / PCRQ_{i,t}$

$TPR\_FCR_{i,t,q}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 주파수제어예비력 거래단위 변환계수

단,  $FCRQ_{i,t} = 0$  인 경우  $TPR\_FCR_{i,t,q} = 1$

그 외의 경우  $TPR\_FCR_{i,t,q} = FCRQ_{i,t,q} / FCRQ_{i,t}$

$TPR\_TR_{i,t,q}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 3차예비력 거래단위 변환계수

단,  $TRQ_{i,t} = 0$  인 경우  $TPR\_TR_{i,t,q} = 1$

그 외의 경우  $TPR\_TR_{i,t,q} = TRQ_{i,t,q} / TRQ_{i,t}$

$PCRQ_{i,t,q}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q) 동안 계통운영시스템(EMS)에서 산정되는 1차예비력 평균(MW)

$FCRQ_{i,t,q}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 주파수제어예

비력 정산용량(MW) <개정 2024.5.31.>

$$FCRQ_{i,t,q} = \text{Max}\{\text{Min}(FCRSC_{i,t,q} - PCRQ_{i,t,q}, MGO_{i,t,q}/0.25 - LFCMIN_{i,t,q}), 0\}$$

$FCRSC_{i,t,q}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q) 동안 계통운영시스템(EMS)에서 산정되는 주파수제어예비력 평균(MW)

$LFCMIN_{i,t,q}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q) 동안 계통운영시스템(EMS)에서 산정되는 주파수제어예비력 하한(MW)

$TRQ_{i,t,q}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 3차예비력 정산용량(MW) <개정 2024.5.31.>

$$TRQ_{i,t,q} = \text{Max}(TREC_{i,t,q} - FCRQ_{i,t,q} - PCRQ_{i,t,q}, 0)$$

$TREC_{i,t,q}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q) 동안 계통운영시스템(EMS)에서 산정되는 3차예비력 평균(MW)

$RT\_PCR\_P_{i,t,q}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간 1차예비력 가격(원/kW-h)

$RT\_FCR\_P_{i,t,q}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간 주파수제어예비력 가격(원/kW-h)

$RT\_TR\_P_{i,t,q}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간 3차예비력 가격(원/kW-h)

$PCRCP\_FLAG_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 1차예비력 정산금 지급여부 플래그

$FCRCP\_FLAG_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 주파수제어예비력 정산금 지급여부 플래그

$SRCP\_FLAG_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 2차예비력 정산금 지급여부 플래그

$TRCP\_FLAG_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 3차예비력 정산금 지급여부 플래그

(라) 임밸런스페널티( $IMBP_{i,t}$ )

임밸런스페널티는 중앙급전발전기에 대하여 사업자가 제출한 하한 및 고정계약발전량에 미달하여 발전한 경우 해당 발전량에 대하여 실시간에너지시장 에너지거래가격( $RT\_MP_{i,t,q}$ )의 20%를 환수한다. 단, 성능시험 사유로 인한 제약입찰 시에는 임밸런스 페널티를 적용하지 아니한다.

$$MEGW_{i,t} = 0 \text{ 또는 제약코드 4(성능시험 사유)로 제약입찰 한 경우, } IMBP_{i,t} = 0$$

그 외의 경우,

$$IMBP_{i,t} = \sum_q (IMBP_{i,t,q})$$

$$IMBP_{i,t,q} = - \text{Max}\{\text{Max}\{(MEGW_{i,t} - MGO_{i,t}) - \varepsilon_{i,t}, 0\} \times TPR_{E_{i,t,q}} \times RT\_MP_{i,t,q} \times 0.2 \times 1,000, 0\}$$

MEGW<sub>i,t</sub> : 발전기(i)가 거래시간(t)에 제출한 발전사업자 하한계약량(MWh)

TPR<sub>E<sub>i,t,q</sub></sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 에너지 거래단위 변환계수단, MGO<sub>i,t</sub> = 0 인 경우 TPR<sub>E<sub>i,t,q</sub></sub> = 0.25

그 외의 경우 TPR<sub>E<sub>i,t,q</sub></sub> = MGO<sub>i,t,q</sub> / MGO<sub>i,t</sub>

RT\_MP<sub>i,t,q</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh)

$$RT\_MP_{i,t,q} = RT\_SMP_{i,t,q} \times STLF_{i,t,q}$$

ε<sub>i,t</sub> : 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기(i)의 거래시간(t)별허용오차로 아래 기준을 따름

주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기의 경우 ±(RA<sub>i,t</sub> × 0.01), 기타발전기의 경우 ±(RA<sub>i,t</sub> × 0.005)

단, 최소허용오차는 ±0.5MWh, 최대허용오차는 ±5MWh를 적용한다.

## (2) 급전가능재생에너지자원 <개정 2024.2.13.>

### (가) 에너지정산금(MEP<sub>i,t</sub>) <개정 2024.2.13.>

에너지정산금은 급전가능재생에너지자원에 속한 보유자원별 제11.1.7조에 따른 고정가격계약 물량에 대한 에너지정산금과 그 외 물량에 대한 에너지정산금 합으로 구성되며, 고정가격계약 물량에 대한 에너지정산금은 에너지거래가격과 고정가격계약단가 중 작은 값으로 조정하여 산정한다. 여기서, 제11.1.7조에 따른 고정가격계약은 2023년 4월 1일 이후 체결된 계약을 말한다.

$$MEP_{i,j,t} = \sum_c C\_MEP_{i,j,c,t} + S\_MEP_{i,j,t}$$

$$MEP_{i,t} = \sum_j MEP_{i,j,t}$$

하루전에너지시장 정산금은 하루전에너지계획량에 대해 하루전에너지가격으로 계산한다.

$$DA\_MEP_{i,t} = DA\_MP_{i,t} \times DA\_SE_{i,t} \times 1h \times 1,000$$

실시간에너지시장 에너지정산금은 하루전에너지계획량과 계량전력량의 편차를 실시간에너지가격으로 계산한다.

$$RT\_MEP_{i,t,q} = RT\_MP_{i,t,q} \times (MGO_{i,t} - DA\_SE_{i,t} \times 1h) \times TPR_{E_{i,t,q}} \times 1,000$$

MEP<sub>i,t</sub> : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 에너지정산금(원)

DA\_MEP<sub>i,t</sub> : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지시장 에너지정산금(원)

RT\_MEP<sub>i,t,q</sub> : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지정산금(원)

DA\_MP<sub>i,t</sub> : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh)

$$DA\_MP_{i,t} = DA\_SMP_{i,t} \times STLF_{i,t}$$

RT\_MP<sub>i,t,q</sub> : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh)

$$RT\_MP_{i,t,q} = RT\_SMP_{i,t,q} \times STLF_{i,t,q}$$

DA\_SMP<sub>t</sub> : 거래시간(t)별 하루전에너지가격(원/kWh)

RT\_SMP<sub>t,q</sub> : 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지가격(원/kWh)

DA\_SE<sub>i,t</sub> : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량(MW)

MGO<sub>i,t</sub> : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 계량전력량(MWh)

MGO<sub>i,t,q</sub> : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 계량전력량(MWh)

TPR\_E<sub>i,t,q</sub> : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 에너지 거래단위 변환계수

단, MGO<sub>i,t</sub> = 0 인 경우 TPR\_E<sub>i,t,q</sub> = 0.25

그 외의 경우 TPR\_E<sub>i,t,q</sub> = MGO<sub>i,t,q</sub> / MGO<sub>i,t</sub>

에너지거래가격은 하루전시장 에너지정산금과 실시간시장 에너지정산금을 계량전력량으로 나눈값으로 한다.

$$EP_{i,t} = (DA\_MEP_{i,t} + \sum_q RT\_MEP_{i,t,q}) / MGO_{i,t} / 1,000$$

제11.1.7조에 따른 고정가격계약을 고려한 에너지정산금은 다음과 같은 조정절차에 따라 산정한다.

① 제11.1.7조에 따른 고정가격계약 물량에 대한 에너지정산금

$$C\_MEP_{i,j,c,t} = \text{Min}(EP_{i,t}, UPFP_{i,j,c,t} / 1,000) \times MGO_{i,j,t} \times CR_{i,j,c,t}$$

② 그 외 물량에 대한 에너지정산금

$$S\_MEP_{i,j,t} = EP_{i,t} \times MGO_{i,j,t} \times (1 - \sum_c CR_{i,j,c,t})$$

제11.1.7조에 따라 고정가격계약을 체결한 태양광 또는 풍력설비에 연계된

ESS설비에 대해서는 신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영 지침」 별표 2의 비고 제21호 따라 ESS설비의 가중치가 인정되는 시간대별 전력량을 위의 정산산식에 따라 정산한다. 단, ESS설비의 접속점이 연계발전기의 계량점보다 하단에 설치되어 있는 경우로 ESS설비의 가중치가 인정되는 시간대별 전력량이 연계발전기의 시간대별 전력량보다 큰 경우에는 그 연계발전기의 시간대별 전력량을 적용한다.

$EP_{i,t}$  : 급전가능재생에너지자원(i)에 대한 에너지 거래가격(원/kWh)

$C\_MEP_{i,i,c,t}$  : 급전가능재생에너지자원(i)에 속한 보유자원(j)의 제11.1.7조에 따른 고정가격계약(c) 물량에 대한 거래시간(t)별 에너지정산금(원)

$S\_MEP_{i,i,t}$  : 급전가능재생에너지자원(i)에 속한 보유자원(j)의 제11.1.7조에 따른 고정가격계약(c)이 아닌 물량에 대한 거래시간(t)별 에너지정산금(원)

$MEP_{i,i,t}$  : 급전가능재생에너지자원(i)에 속한 보유자원(j)의 거래시간(t)별 에너지정산금(원)

$MGO_{i,j,t}$  : 급전가능재생에너지자원(i)에 속한 보유자원(j)의 거래시간(t)별 계량 전력량(MWh)

$CR_{i,j,c,t}$  : 급전가능재생에너지자원(i)에 속한 보유자원(j)의 제11.1.7조에 따른 고정가격계약(c)에 대한 거래시간(t) 별 비율로서 소숫점 셋째자리에서 반올림하여 계산한다.

$UPFP_{i,j,c,t}$  : 급전가능재생에너지자원(i)에 속한 보유자원(j)의 제11.1.7조에 따른 고정가격계약(c)에 대한 거래시간(t) 별 고정가격계약단가(원/MWh)

(나) 변동비보전정산금( $MWP_{i,t}$ )

변동비보전정산금은 공급가능용량 이내로 발전한 전력량에 대하여 에너지정산금으로 입찰비용을 회수할 수 없는 경우 에너지정산금과 입찰비용 간의 차액으로 정산한다. 단, 급전지시로 공급가능용량을 초과하여 발전한 경우에 대해서는 발전한 전력량 전체에 대한 입찰비용 차액을 정산한다.

$$MWP_{i,t} = \text{Max}(SCMWG_{i,t} - MPMWG_{i,t}, 0)$$

$$SCMWG_{i,t} = \int_0^{MWG\_UP_{i,t}} \{ RT\_OFFER\_PRICE_{i,t}(MW) \cdot d(MW) \} \times 1,000$$

$$MWG\_UP_{i,t} = \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}, SET\_POINT_{i,t} \times 1h + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}$$

$$MPMWG_{i,t} = DA\_SE_{i,t} \times 1h \times DA\_MP_{i,t} \times 1,000$$



$$+ \sum_q [\{ \text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t} + \varepsilon_{i,t}, \text{SET\_POINT}_{i,t} \times 1\text{h} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - \text{XSOF}_{i,t}) \\ + \text{MGO}_{i,t} \times \text{XSOF}_{i,t} - \text{DA\_SE}_{i,t} \times 1\text{h} \} \times \text{TPR\_E}_{i,t,q} \times \text{RT\_MP}_{i,t,q} \times 1,000]$$

$\text{MWP}_{i,t}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금(원)

$\text{SCMWG}_{i,t}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금 지급 영역에 대한 변동비(원)

$\text{MWG\_UP}_{i,t}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금 지급 영역 상한(MWh)

$\text{MPMWG}_{i,t}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금 지급 영역에 대한 에너지정산금(원)

$\text{SET\_POINT}_{i,t}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 대한 60분 평균 EMS 급전지시 출력(MW)

$\text{RT\_OFFER\_PRICE}_{i,t}$  (MW) : 급전가능재생에너지자원(i)의 실시간시장 입찰구간별(MW) 입찰가격(원/kWh)

단, 실시간시장의 입찰 공급가능용량을 초과한 구간에 대한 가격은 마지막 구간의 가격을 적용한다.

$\text{MGO}_{i,t}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 계량전력량(MWh)

$\text{MGO}_{i,t,q}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)별 계량전력량(MWh)

$\text{DA\_SE}_{i,t}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량(MW)

$\text{DA\_MP}_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh)

$$\text{DA\_MP}_{i,t} = \text{DA\_SMP}_{i,t} \times \text{STLF}_{i,t}$$

$\text{RT\_MP}_{i,t,q}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh)

$$\text{RT\_MP}_{i,t,q} = \text{RT\_SMP}_{i,t,q} \times \text{STLF}_{i,t,q}$$

$\text{DA\_SMP}_t$  : 거래시간(t)별 하루전에너지가격(원/kWh)

$\text{RT\_SMP}_{t,q}$  : 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지가격(원/kWh)

$\text{RA}_{i,t}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h)

$\varepsilon_{i,t}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 대한 허용오차(MWh)

$\text{XSOF}_{i,t}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량 초과 급전지시 여부,

초과 급전지시를 한 경우,  $\text{XSOF}_{i,t} = 1$ , 그렇지 않은 경우,  $\text{XSOF}_{i,t} = 0$

$\text{TPR\_E}_{i,t,q}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 해당하는 거래구간(q)에서의 에너지 거래단위 변환계수

단,  $MGO_{i,t} = 0$  인 경우  $TPR\_E_{i,t,q} = 0.25$   
 그 외의 경우  $TPR\_E_{i,t,q} = MGO_{i,t,q} / MGO_{i,t}$

(다) 기대이익정산금( $MAP_{i,t}$ )

기대이익정산금은 전력거래소의 급전지시에 의해 하루전에너지계획량과 다르게 운전한 경우, 하루전발전계획으로 발전했을 시의 기대이익을 보전하기 위한 금액을 정산하며, 에너지에 대한 기대이익정산금에서 변동비보전정산금을 차감한 금액이 0 보다 큰 경우 아래 정산산식에 따라 지급한다.

$$MAP_{i,t} = \text{Max}(E\_MAP_{i,t} - MWP_{i,t}, 0)$$

$$E\_MAP_{i,t} = MPMAG_{i,t} - SCMAG_{i,t}$$

$SET\_POINT_{i,t} \leq DA\_SE_{i,t}$ 인 경우,

$$MPMAG_{i,t} = \sum_q [RT\_MP_{i,t,q} \times \{ \text{Min}(DA\_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t}) - \{ \text{Min}\{ \text{Max}\{ \text{Min}(MGO_{i,t}, DA\_SE_{i,t} \times 1h), SET\_POINT_{i,t} \times 1h \}, RA_{i,t} \} \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t} \} \} \times TPR\_E_{i,t,q}] \times 1,000$$

$SET\_POINT_{i,t} > DA\_SE_{i,t}$ 인 경우,

$$MPMAG_{i,t} = \sum_q [RT\_MP_{i,t,q} \times \{ \text{Min}(DA\_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t}) - \{ \text{Min}\{ \text{Max}(MGO_{i,t}, DA\_SE_{i,t} \times 1h), SET\_POINT_{i,t} \times 1h, RA_{i,t} \} \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t} \} \} \times TPR\_E_{i,t,q}] \times 1,000$$

$$SCMAG_{i,t} = \int_{MAG\_LO_{i,t}}^{MAG\_UP_{i,t}} \{ DA\_OFFER\_PRICE_{i,t}(MW) \cdot d(MW) \} \times 1,000$$

$SET\_POINT_{i,t} \leq DA\_SE_{i,t}$ 인 경우,

$$MAG\_UP_{i,t} = \text{Min}(DA\_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t})$$

$$MAG\_LO_{i,t} = \text{Min}(\text{Max}(\text{Min}(MGO_{i,t}, DA\_SE_{i,t} \times 1h), SET\_POINT_{i,t} \times 1h), RA_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}$$

$SET\_POINT_{i,t} > DA\_SE_{i,t}$ 인 경우,

$$MAG\_UP_{i,t} = \text{Min}(DA\_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t})$$

$$MAG\_LO_{i,t} = \text{Min}(\text{Max}(MGO_{i,t}, DA\_SE_{i,t} \times 1h), SET\_POINT_{i,t} \times 1h, RA_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}$$

$MAP_{i,t}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 기대이익정산금(원)

$E\_MAP_{i,t}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 에너지기대이익정산금(원)

$MWP_{i,t}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금(원)

$MPMAG_{i,t}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량 대비 실제 발전한 전력량과의 편차에 해당하는 에너지정산금(원)

$SCMAG_{i,t}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량 대비 실제 발전한 전력량과의 편차에 해당하는 변동비(원)

$MAG\_UP_{i,t}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 기대이익정산금 지급 영역 상한(MWh)

$MAG\_LO_{i,t}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 기대이익정산금 지급 영역 하한(MWh)

$DA\_OFFER\_PRICE_{i,t}$ (MW) : 급전가능재생에너지자원(i)가 구간별 발전예측량(MW)에 대하여 하루전시장에서 입찰한 가격(원/kWh)

단, 하루전시장의 입찰 공급가능용량을 초과한 구간에 대한 가격은 마지막 구간의 가격을 적용한다.

$SET\_POINT_{i,t}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 대한 60분 평균 EMS 급전지시 출력(MW)

$TPR\_E_{i,t,q}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 해당하는 거래구간(q)에서의 에너지 거래단위 변환계수

단,  $MGO_{i,t} = 0$  인 경우  $TPR\_E_{i,t,q} = 0.25$

그 외의 경우  $TPR\_E_{i,t,q} = MGO_{i,t,q} / MGO_{i,t}$

$DA\_SE_{i,t}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량(MW)

$RA_{i,t}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h)

$MGO_{i,t}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 계량전력량(MWh)

$MGO_{i,t,q}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 대한 구간(q)별 계량전력량(MWh)

$XSOF_{i,t}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량 초과 급전지시 여부, 초과 급전지시를 한 경우,  $XSOF_{i,t} = 1$ , 그렇지 않은 경우,  $XSOF_{i,t} = 0$

$RT\_MP_{i,t,q}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh)

$RT\_MP_{i,t,q} = RT\_SMP_{i,t,q} \times STLF_{i,t,q}$

(라) 임밸런스페널티( $IMBP_{i,t}$ ) <개정 2024.2.28.>

임밸런스페널티는 급전가능재생에너지자원에 대하여 급전지시량 대비 실제계량값이 허용오차를 초과하였을 경우 해당 전력량에 대한 정산금을 환수한다.

$MGO_{i,t}/ICDM_i < 10\%$ 인 경우,  $IMBP_{i,t} = 0$

그 외의 경우,

$$IMBP_{i,t} = \sum_q (IMBP_{i,t,q})$$

$$IMBP_{i,t,q} = - [\text{Max}\{(MGO_{i,t} - SET\_POINT_{i,t}) - ICDM_i \times IMB\_TOL, 0\} \times TPR\_E_{i,t,q} \times IMBPP_{i,t,q} \times 1,000]$$

$RT\_MP_{i,t,q} \leq 0$ 인 경우,

$$IMBPP_{i,t,q} = \text{Max}\{-MIN\_OFFER\_PRICE, 0\}$$

$RT\_MP_{i,t,q} > 0$ 인 경우,

$$IMBPP_{i,t,q} = \text{Max}\{RT\_MP_{i,t,q} - \text{Min}_s(OFFER\_PRICE_{i,t,s}), 0\}$$

그 외의 경우,  $IMBPP_{i,t,q} = 0$

$MGO_{i,t,q}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 대한 구간(q)별 계량전력량(MWh)

$SET\_POINT_{i,t}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 대한 60분 평균 EMS 급전지시 출력(MW)

$ICDM_i$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 대한 주요자원 설비용량(MW-h)

$IMB\_TOL$  : 급전가능재생에너지에 대한 임밸런스 허용오차로 아래 표에 따라 달리 적용한다.

구 분	2024년 12월 31일 까지	2025년 12월 31일 까지
임밸런스 허용오차	12%	8%

$IMBPP_{i,t,q}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 대한 구간(q)별 임밸런스페널티 적용가격(원/kWh)

$RT\_MP_{i,t,q}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh)

$$RT\_MP_{i,t,q} = RT\_SMP_{i,t,q} \times STLF_{i,t,q}$$

$RT\_SMP_{i,t,q}$  : 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지가격(원/kWh)

$MIN\_OFFER\_PRICE$  : 제16.3.2조제3항제2호의 입찰하한가격(원/kWh)

$OFFER\_PRICE_{i,t,s}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 해당하는 입찰 구간(s)별 입찰가격(원/kWh)

$\text{Min}_s(OFFER\_PRICE_{i,t,s})$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 해당하는 최소 입찰가격(원/kWh)

(3) 비중양급전발전기 및 비중양급전전기저장장치 <개정 2024.2.13.,

2024.2.28.>

비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치는 에너지정산금만 지급한다. 에너지정산금은 제11.1.7조에 따른 고정가격계약 물량에 대한 에너지정산금과 그 외 물량에 대한 에너지정산금의 합으로 구성되며, 고정가격체결 물량에 대한 에너지정산금은 에너지거래가격과 고정가격계약단가 중 작은 값으로 조정하여 산정한다.

단, 급전가능집합전력자원의 보유자원에 해당하는 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치에 대해서는 정산금을 지급하지 아니한다. 여기서, 제11.1.7조에 따른 고정가격계약은 2023년 4월 1일 이후 체결된 계약을 말한다.

$$MEP_{i,t} = \sum_c C\_MEP_{i,j,c,t} + S\_MEP_{i,j,t}$$

하루전에너지시장 정산금은 하루전발전계획량에 대해 하루전에너지가격으로 계산한다. 단, 제16.3.1조의 하루전에너지시장 입찰 대상이 아닌 발전기에 대해서는 전체 계량전력량을 하루전에너지가격으로 정산한다.

하루전에너지시장 입찰대상 발전기의 경우,

$$DA\_MEP_{i,t} = DA\_MP_{i,t} \times DA\_SE_{i,t} \times 1,000 \times 1h$$

그 외의 경우,

$$DA\_MEP_{i,t} = DA\_MP_{i,t} \times MGO_{i,t} \times 1,000 \times 1h$$

실시간에너지시장 에너지정산금은 하루전발전계획량과 계량전력량의 편차를 실시간에너지가격으로 계산한다. 단, 제16.3.1조의 하루전에너지시장 입찰 대상이 아닌 발전기에 대해서는 정산하지 아니한다.

하루전에너지시장 입찰대상 발전기의 경우,

$$RT\_MEP_{i,t,q} = RT\_MP_{i,t,q} \times (MGO_{i,t} - DA\_SE_{i,t} \times 1h) \times TPR\_E_{i,t,q} \times 1,000$$

그 외의 경우,

$$RT\_MEP_{i,t,q} = 0$$

$MEP_{i,t}$  : 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치(i)의 거래시간(t)별 에너지정산금(원)

$DA\_MEP_{i,t}$  : 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지시장 에너지 정산금(원)

$RT\_MEP_{i,t,q}$  : 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지정산금(원)

DA\_MP<sub>i,t</sub> : 비중양급전발전기 및 비중양급전전기저장장치(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh)

$$DA\_MP_{i,t} = DA\_SMP_{i,t} \times STLF_{i,t}$$

RT\_MP<sub>i,t,q</sub> : 비중양급전발전기 및 비중양급전전기저장장치(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh)

$$RT\_MP_{i,t,q} = RT\_SMP_{i,t,q} \times STLF_{i,t,q}$$

DA\_SMP<sub>t</sub> : 거래시간(t)별 하루전에너지가격(원/kWh)

RT\_SMP<sub>t,q</sub> : 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지가격(원/kWh)

DA\_SE<sub>i,t</sub> : 비중양급전발전기 및 비중양급전전기저장장치(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량 (MW)

MGO<sub>i,t</sub> : 비중양급전발전기 및 비중양급전전기저장장치(i)의 거래시간(t)별 계량 전력량(MWh)

MGO<sub>i,t,q</sub> : 비중양급전발전기 및 비중양급전전기저장장치(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 계량전력량(MWh)

TPR\_E<sub>i,t,q</sub> : 비중양급전발전기 및 비중양급전전기저장장치(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 에너지 거래단위

변환계수

단, MGO<sub>i,t</sub> = 0 인 경우 TPR\_E<sub>i,t,q</sub> = 0.25

그 외의 경우 TPR\_E<sub>i,t,q</sub> = MGO<sub>i,t,q</sub> / MGO<sub>i,t</sub>

에너지거래가격은 하루전시장 에너지정산금과 실시간시장 에너지정산금을 계량 전력량으로 나눈값으로 한다.

$$EP_{i,t} = (DA\_MEP_{i,t} + \sum_q RT\_MEP_{i,t,q}) / MGO_{i,t} / 1,000$$

제11.1.7조에 따른 고정가격계약을 고려한 에너지정산금은 다음과 같은 조정절차에 따라 산정한다.

① 제11.1.7조에 따른 고정가격계약 물량에 대한 에너지정산금

$$C\_MEP_{i,c,t} = \text{Min}(EP_{i,t}, UPFP_{i,c,t} / 1,000) \times MGO_{i,t} \times CR_{i,c,t}$$

② 그 외 물량에 대한 에너지정산금

$$S\_MEP_{i,t} = EP_{i,t} \times MGO_{i,t} \times (1 - \sum_c CR_{i,c,t})$$

제11.1.7조에 따라 고정가격계약을 체결한 태양광 또는 풍력설비에 연계된 ESS설비에 대해서는 신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영 지침」 별표 2의 비고 제21호 따라 ESS설비의 가중치가 인정되는 시간대별 전력량을 위의 정산산식에 따라 정산한다. 단, ESS설비의 접속점이

연계발전기의 계량점보다 하단에 설치되어 있는 경우로 ESS설비의 가중치가 인정되는 시간대별 전력량이 연계발전기의 시간대별 전력량보다 큰 경우에는 그 연계발전기의 시간대별 전력량을 적용한다.

$EP_{i,t}$  : 비중양급전발전기 및 비중양급전전기저장장치(i)에 대한 에너지 거래가격(원/kWh)

$C\_MEP_{i,c,t}$  : 비중양급전발전기 및 비중양급전전기저장장치(i)의 제11.1.7조에 따른 고정가격계약(c) 물량에 대한 거래시간(t)별 에너지정산금(원)

$S\_MEP_{i,t}$  : 비중양급전발전기 및 비중양급전전기저장장치(i)의 제11.1.7조에 따른 고정가격계약(c)이 아닌 물량에 대한 거래시간(t)별 에너지정산금(원)

$CR_{i,c,t}$  : 비중양급전발전기 및 비중양급전전기저장장치(i)의 고정가격계약(c) 비율로서 소숫점 셋째자리에서 반올림하여 계산

#### (4) 시운전 발전기

##### (가) 에너지정산금( $MEP_{i,t}$ )

시운전 발전기에 대한 에너지정산금은 (1)일반발전기의 (가)에너지정산금 정산산식을 따른다.

##### (나) 변동비보전정산금( $MWP_{i,t}$ )

보칙 21.3조 제8항에 의한 전력거래소 급전지시에 따라 발전한 시운전 발전기에 대한 변동비보전정산금은 (1)일반발전기의 (나)변동비보전정산금 정산산식을 따른다.

#### 나. 공급가능용량에 대한 정산

##### (1) 일반발전기 <개정 2024.2.28.>

일반발전기의 시간대별 용량정산금( $TPCP_{i,t}$ ), 급전지시에 의한 시간대별 추가용량정산금( $XCP_{i,t}$ )은 아래 정산산식에 따른다.

시간대별 용량정산금( $TPCP_{i,t}$ )은 발전사업자가 입찰 시 제시한 공급가능용량과 거래시간별 재선언공급가능용량 등을 반영하여 정산한다. 단, 복합발전기의 경우 공급가능용량 대신 기온반영 공급가능용량을 적용하여 정산한다.

복합발전기가 아닌 발전기의 경우,

$$TPCP_{i,t} = \text{Min}(A_{i,t}, RA_{i,t}, \text{Max}(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1,000$$

복합발전기의 경우,

$$TPCP_{i,t} = \text{Min}(TA_{i,t}, RA_{i,t}, \text{Max}(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1,000$$

전력거래소가 전력계통의 안정운영을 위하여 발전기의 공급가능용량 이상으로 급전지시를 하거나, 발전기의 정비 또는 시험일정을 변경하는 경우에는 전력거래소 지시에 의한 발전기의 추가 용량정산금( $XCP_{i,t}$ )을 아래 산식에 따라 지급한다. 단, 복합발전기의 경우 공급가능용량 대신 기온반영 공급가능용량을 적용하여 정산한다.

복합발전기가 아닌 발전기의 경우,

$$XCP_{i,t} = [\{RA_{i,t} + XEOGA_{i,t}\} - \text{Min}\{A_{i,t}, RA_{i,t}, \text{Max}(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})\}] \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1,000$$

복합발전기의 경우,

$$XCP_{i,t} = [\{RA_{i,t} + XEOGA_{i,t}\} - \text{Min}\{RA_{i,t}, TA_{i,t}, \text{Max}(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})\}] \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1,000$$

$TPCP_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 용량정산금(원)

$XCP_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량 초과 발전량에 대한 용량정산금(원)

$A_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량(MW-h)

$RA_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h)

$TA_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 기온반영 공급가능용량(MW-h)

$MGO_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 계량전력량(MWh)

$HCF_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 일반용량가격(원/kW-h)

$$HCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times TCF_t \times PCF_i$$

$RCP_i$  : 발전기(i)에 대한 제주지역 기준용량가격(원/kW-h)

$RCF_i$  : 발전기(i)에 대한 적정설비 예비력을 고려한 지역별 가중치

$PCF_i$  : 발전기(i)에 대한 성과연동형용량가격계수

$TCF_t$  : 거래시간(t)에 대한 시간대별용량가격계수

$\beta$  : 용량가격 보정계수이며, 이 계수의 결정절차는 제2장 제2절에 따른다.

$XEOGA_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t) 별 전력거래소 지시로 발전기의 입찰량을 초과하여 발전하도록 지시한 초과전력량(MWh)

(2) 급전가능재생에너지자원 <개정 2024.2.28., 2024.5.31.>

급전가능재생에너지자원에 대한 정산은 발전사업자 및 소규모전력중개사업자가 입찰시 제시한 공급가능용량과 실효용량, 계량전력량 및 급전지시 출력 등을 반영하여 아래와 같이 정산한다.

$SET\_POINT_{i,t} \geq RA_{i,t}$  인 경우,



$$TPCP_{i,t} = \text{Min}(A_{i,t}, RA_{i,t}, MGO_{i,t}, EA_i) \times RCP_i \times 1,000$$

SET\_POINT<sub>i,t</sub> < RA<sub>i,t</sub> 인 경우,

$$TPCP_{i,t} = \text{Min}(A_{i,t}, RA_{i,t}, EA_i) \times RCP_i \times 1,000$$

TPCP<sub>i,t</sub> : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 용량정산금(원)

A<sub>i,t</sub> : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량(MW-h)

RA<sub>i,t</sub> : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h)

EA<sub>i</sub> : 급전가능재생에너지자원(i)에 대한 실효용량(MW-h),

$$EA_i = \sum_j (MGC_{i,j} \times EFCR_j)$$

MGC<sub>i,j</sub> : 급전가능재생에너지자원(i)에 속한 보유자원(j)의 최대발전용량(MW),  
전기저장장치의 경우 최대방전용량으로 한다.

EFCR<sub>j</sub> : 보유자원(j)에 해당하는 전원별 실효용량비율, 본 계수는 비용평가위원회에서 결정한다.

RCP<sub>i</sub> : 급전가능재생에너지자원(i)에 대한 제주지역 기준용량가격(원/kW-h)

### (3) 시운전발전기

보칙 제21.3조 제1항에 따른 입찰자료를 제출하지 않았으나 동조 제8항에 의한 전력거래소 급전지시에 따라 발전한 시운전발전기의 시간대별 용량정산금은 아래 산식에 따라 지급한다.

$$XCP_{i,t} = MGO_{i,t} \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1,000$$

XCP<sub>i,t</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량 초과 발전량에 대한 용량정산금(원)

MGO<sub>i,t</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)별 계량전력량(MWh)

HCF<sub>i,t</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)별 일반용량가격(원/kW-h)

$$HCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times TCF_t \times PCF_i$$

RCP<sub>i</sub> : 발전기(i)에 대한 제주지역 기준용량가격(원/kW-h)

RCF<sub>i</sub> : 발전기(i)에 대한 적정설비 예비력을 고려한 지역별 가중치

PCF<sub>i</sub> : 발전기(i)에 대한 성과연동형용량가격계수

TCF<sub>t</sub> : 거래시간(t)에 대한 시간대별용량가격계수

β : 용량가격 보정계수이며, 이 계수의 결정절차는 제2장 제2절에 따른다.

### (4) 용량가격 정산에서 제외되는 발전기

주파수조정 서비스만 제공하는 중앙급전전기저장장치, 중앙급전발전기, 급전가능재생에너지, 급전가능집합전력자원에 해당하지 않는 발전기와 상업운전 개시 이전의 발전기는 용량정산금을 지급하지 않는다. 다만, 제17.3조 제8항의 지시

에 의한 경우에는 별표33 나. (3)에 따라 지급한다.

#### 다. 보조서비스에 대한 정산

##### (1) 예비력정산금

(가) 주파수제어예비력에 대한 정산 <개정 2024.2.13.>

주파수제어예비력에 대한 정산은 계통운영시스템(EMS)에서 1분 단위로 산정되는 주파수제어예비력 공급량에 대한 15분 단위 평균치와 실시간 주파수제어예비력가격을 고려하여 아래 산식에 따라 정산한다.

$$RT\_FCRCP_{i,t} = \sum_q RT\_FCRCP_{i,t,q}$$

$$RT\_FCRCP_{i,t,q} = \{ \text{Min}(SFCR_{i,t,q}, FCRQ_{i,t,q}) \times 0.25h \} \times RT\_FCR\_P_{t,q} \times FCRCP\_FLAG_{i,t} \times 1,000$$

$RT\_FCRCP_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 실시간 주파수제어예비력 정산금(원)

$RT\_FCRCP_{i,t,q}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 실시간 주파수제어예비력 정산금(원)

$FCRQ_{i,t,q}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 주파수제어예비력 정산용량(MW) <개정 2024.5.31.>

$$FCRQ_{i,t,q} = \text{Max}\{ \text{Min}(FCRSC_{i,t,q} - PCRQ_{i,t,q}, MGO_{i,t,q}/0.25h - LFCMIN_{i,t,q}), 0 \}$$

$FCRSC_{i,t,q}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q) 동안 계통운영시스템(EMS)에서 산정되는 주파수제어예비력 평균(MW)

$LFCMIN_{i,t,q}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q) 동안 계통운영시스템(EMS)에서 산정되는 주파수제어예비력 하한(MW)

$MGO_{i,t,q}$  : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 계량전력량(MWh)

$SFCR_{i,t,q}$  : 발전기(i)에 대한 거래기간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 실시간 주파수제어예비력계획량(MW)

$RT\_FCR\_P_{t,q}$  : 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 실시간 주파수제어예비력 가격(원/kW-h)

$FCRCP\_FLAG_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 주파수제어예비력 정산금 지급여부 플래그

단, 주파수제어예비력을 불이행한 경우에는 아래의 사항에 따른다.

- ① 전력거래소의 사전 승인 없이 주파수제어예비력에 참여하지 않는 경우에는 거래일 예정 정산금을 지불하지 아니한다.
- ② 전력거래소에서 주파수제어예비력 이행 상태를 평가하여 출력증가/감소를

측정값이 불합격으로 판정되는 경우, 불합격 판정시점부터 정산금을 지급하지 아니한다. (단, 재측정값이 합격으로 판정될 경우, 합격 판정시점부터 정산금 지급을 재개한다.)

(나) 1차예비력에 대한 정산 <개정 2024.2.13.>

1차예비력에 대한 정산은 계통운영시스템(EMS)에서 1분 단위로 산정되는 1차예비력 공급량에 대한 15분 단위 평균치를 실시간시장 거래단위를 고려하여 실시간 1차예비력가격으로 정산한다.

$$RT\_PCRCP_{i,t} = \sum_q RT\_PCRCP_{i,t,q}$$

$$RT\_PCRCP_{i,t,q} = \{ \text{Min}(SPCR_{i,t,q}, PCRQ_{i,t,q}) \times 0.25h \} \times RT\_PCR\_P_{t,q} \times PCRCP\_FLAG_{i,t} \times 1,000$$

$RT\_PCRCP_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 1차예비력 정산금(원)

$RT\_PCRCP_{i,t,q}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 실시간 1차예비력 정산금(원)

$PCRQ_{i,t,q}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q) 동안 계통운영시스템(EMS)에서 산정되는 1차예비력 평균(MW)

$SPCR_{i,t,q}$  : 발전기(i)에 대한 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 실시간 1차예비력계획량(MW)

$RT\_PCR\_P_{t,q}$  : 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 실시간 1차예비력가격 (원/kW-h)

$PCRCP\_FLAG_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 1차예비력 정산금 지급여부 플래그

단, 1차예비력을 불이행한 경우에는 아래의 사항에 따른다.

- ① 전력거래소의 사전 승인 없이 1차예비력에 참여하지 않는 경우에는 거래일 예정 정산금을 지불하지 아니한다.
- ② 전력거래소에서 1차예비력 이행상태를 평가하여 속도조정을 측정값이 불합격으로 판정되는 경우, 불합격 판정시점부터 정산금을 지급하지 아니한다. (단, 재측정값이 합격으로 판정될 경우, 합격 판정시점부터 정산금 지급을 재개한다.)

(다) 3차예비력에 대한 정산 <개정 2024.2.13.>

3차예비력에 대한 정산은 계통운영시스템(EMS)에서 1분 단위로 산정되는 3차예비력 공급량에 대한 15분 단위 평균치를 실시간시장 거래단위를 고려하여 실시간 3차예비력가격으로 정산한다.

$$RT\_TRCP_{i,t} = \sum_q RT\_TRCP_{i,t,q}$$

$$RT\_TRCP_{i,t,q} = \{\text{Min}(STR_{i,t,q}, TRQ_{i,t,q}) \times 0.25h\} \times RT\_TR\_P_{t,q} \times TRCP\_FLAG_{i,t} \times 1,000$$

RT\_TRCP<sub>i,t</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 3차예비력 정산금(원)

RT\_TRCP<sub>i,t,q</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 실시간 3차예비력 정산금(원)

TRQ<sub>i,t,q</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 3차예비력 정산용량(MW)

$$TRQ_{i,t,q} = \text{Max}(TREC_{i,t,q} - FCRQ_{i,t,q} - PCRQ_{i,t,q}, 0)$$

TREC<sub>i,t,q</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q) 동안 계통운영시스템(EMS)에서 산정되는 3차예비력 평균(MW)

STR<sub>i,t,q</sub> : 발전기(i)에 대한 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 실시간 3차예비력계획량(MW)

RT\_TR\_P<sub>t,q</sub> : 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 실시간 3차예비력가격(원/kW-h)

TRCP\_FLAG<sub>i,t</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 3차예비력 정산금 지급여부 플래그

단, 3차예비력을 불이행한 경우에는 아래의 사항에 따른다.

① 3차주파수제어서비스로 지정된 발전기가 급전지시에도 불구하고 정해진 시간 내에 계통연결을 하지 못하거나 최소 운전시간이상 운전이 불가능할 경우에는 거래일 예정 정산금을 지불하지 아니하고 제2항에서 정하는 바에 따라 환수한다. 단, 고장 또는 기타사유로 3차예비력 제공이 불가능하여 사전 신고한 경우에는 해당 시간에 대해서만 정산하지 아니한다.

② 3차예비력 정산금의 환수는 다음과 같이 적용한다.

$$TCPP_i = 3 \times \sum_{t,q} RT\_TRCP_{i,t,q}$$

## (2) 마일리지 정산금 <개정 2024.2.13.>

마일리지정산금은 계통운영시스템(EMS)에서 15분 마일리지 합산치를 제어성과를 고려하여 마일리지 정산단가로 정산한다.

$$FCMP_{i,t}$$

$$= \sum_q [\sum_m \{(|EG_{i,t,q,m} - EG_{i,t,q,m-1}|) \times \text{Max}\{(1 - |AG_{i,t,q,m} - EG_{i,t,q,m}|/EG_{i,t,q,m}), 0\}\} \times \text{Max}\{\text{CORREL}_m(AG_{i,t,q,m}, EG_{i,t,q,m}), 0\}] \times FCMHF \times FCRCP\_FLAG_{i,t} \times 1,000$$

FCMP<sub>i,t</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 마일리지정산금(원)

AG<sub>i,t,q,m</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)내 1분 단위 주파수제어

출력지시 구간(m)의 발전기 실제출력(MW)

단, 발전기의 실시간 출력 자료취득 시 누락이 발생한 경우 해당 구간(m) 및 전(m-1), 후(m+1)에 해당하는 구간을 제외한다.

$EG_{i,t,q,m}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)내 1분 단위 주파수제어 출력지시 구간(m)의 예상출력(MW)

단, 발전기의 실시간 출력 자료취득 시 누락이 발생한 경우 해당 구간(m) 및 전(m-1), 후(m+1)에 해당하는 구간을 제외한다.

FCMHF : 마일리지 정산단가(원/△kW)

$FCRCP\_FLAG_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 주파수제어예비력 정산금 지급여부 플래그

단, 주파수제어예비력을 불이행하여 마일리지를 제공할 수 없는 경우에는 아래의 사항에 따른다.

- ① 전력거래소의 사전 승인 없이 주파수제어예비력에 참여하지 않는 경우에는 거래일 예정 정산금을 지불하지 아니한다.
- ② 전력거래소에서 주파수제어예비력이행 상태를 평가하여 출력증가/감소를 측정값이 불합격으로 판정되는 경우, 불합격 판정시점부터 정산금을 지급하지 아니한다. (단, 재측정값이 합격으로 판정될 경우, 합격 판정시점부터 정산금 지급을 재개한다.)

### (3) 자체기동서비스 정산금 <개정 2024.2.13.>

자체기동발전기에 대한 정산은 사전에 자체기동발전기로 지정되어 자체기동능력이 인정된 경우 아래의 사항을 확인하여 산식에 따라 정산한다.

$$BSP_{i,t} = BSSC_i \times BSHF \times BSF_{i,t}$$

여기서,

$BSP_{i,t}$  : 정산금액

$BSSC_i$  : 자체기동발전기 지정 설비용량(MW)

BSHF : 정산단가

$BSF_{i,t}$  : 자체기동서비스 플래그

- ① 설비점검 등의 사유로 지정된 발전기의 운전이 불가능하여 동일특성의 발전기로 대체 할 수 있는 경우에는 자체기동능력을 인정한다.
- ② 2대 이상의 발전기가 자체기동발전기로 지정된 경우에는 모든 발전기가 운전이 가능할 경우에 한하여 자체기동능력을 인정한다.
- ③ 비상발전기 정비 등 자체기동서비스가 불가능할 경우에는 자체기동능력을 인정하지 않는다.

④ 자체기동능력 시험후 기동능력을 보유하지 아니한 것으로 확인되는 발전기에 대하여는 거래일 예정 정산금을 지불하지 아니하고 아래 산식에 따라 정산금을 환수한다.

$$BSPP_i = 2 \times BSMP_i$$

라. 기동대기 발전기의 정산

(1) 계통연결 지시로 기동대기한 비용정산

전력거래소에서 발전사업자에게 계통연결을 지시하고 계통연결 지시를 취소하거나, 계통연결 예정시간을 지나서 계통연결 하도록 지시한 경우에는 기동대기 시작시간부터 기동대기 마지막시간에 소요된 비용은 다음과 같이 정산한다. 단, 계통연결 대기시간이 거래일 2일 이상 지속되는 경우에는 연속되는 시간을 고려하여 거래일별로 정산한다.

$$SUSBC_{i,t} = (SUC_i/SUH_i) \times TH_{i,t}$$

단, 다조합복합발전기의 경우

$$SUSBC_{i,t} = \sum_j \{ (GSUC_j/GSUH_j) \times GTH_{i,j,t} \} + (SSUC_i/SSUH_i) \times STH_{i,t}$$

$SUSBC_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대하여 전력거래소가 기동대기를 지시한 경우 시간대별 정산금(원)

$SUC_i$  : 발전기(i)에 대한 기동비용(원)

$GSUC_i$  : 다조합 복합발전기(i)별 가스터빈 1기에 대한 기동비용(원)

$SSUC_i$  : 다조합 복합발전기(i)별 스팀터빈 1기에 대한 기동비용(원)

$SUH_i$  : 발전기(i)의 기동소요시간(h)

$GSUH_i$  : 다조합 복합발전기(i)별 가스터빈 1기에 대한 기동소요시간(h)

$SSUH_i$  : 다조합 복합발전기(i)별 스팀터빈 1기에 대한 기동소요시간(h)

$TH_i$  : 발전기(i)의 기동대기시작시간부터 기동대기마지막시간까지 소요되는 시간(계통연결 대기시간)

$$TH_i = \sum_t (TH_{i,t})$$

$GTH_{i,j}$  : 다조합 복합발전기(i)에 해당하는 가스터빈 발전기(j)의 기동대기시작시간부터 기동대기마지막시간까지 소요되는 시간(계통연결대기시간) (h)

$$GTH_{i,j} = \sum_t (GTH_{i,t})$$

$STH_i$  : 다조합 복합발전기(i)에 해당하는 스팀터빈 발전기의 기동대기시작시간부터 기동대기마지막시간까지 소요되는 시간(계통연결대기시간) (h)

$$STH_{i,j} = \sum_t (STH_{i,t})$$

기동대기시작시간 : 전력거래소가 발전기를 기동하여 계통에 연결할 것을 지시한 계통연결 예정시간에서 기동시간( $SUH_i$ )을 뺀 시간

기동대기마지막시간 : 전력거래소가 계통연결을 취소한 시간 또는 계통연결 예정시간을 지나서 계통연결된 시간

(2) 열간(HOT) 기동대기한 비용정산

전력거래소에서 발전사업자에게 열간(HOT)기동대기를 지시한 경우 소요된 비용은 다음과 같이 정산한다. 단, 열간(HOT) 기동대기시간이 거래일 2일 이상 지속되는 경우에는 연속되는 시간을 고려하여 거래일별로 정산한다.

$$HSUSBC_{i,t} = (SUC_i/SUH_i) \times HSUTH_{i,t} \times HSUF_i + HSBTH_{i,t} \times SUC_i \times HCR$$

단, 다조합복합발전기의 경우

$$HSUSBC_{i,t} = \sum_j \{ (GSUC_i/GSUH_i) \times GHSUTH_{i,j,t} \times GHSUF_{i,j} \} + \sum_j (GHSBTH_{i,j,t} \times GSUC_i \times HCR) + (SSUC_i/SSUH_i) \times SHSUTH_{i,t} \times SHSUF_i + SHSBTH_{i,t} \times SSUC_i \times HCR$$

$HSUSBC_{i,t}$  : 전력거래소 지시에 의한 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 시간대별 기동대기 정산금(원)

$SUC_i$  : 발전기(i)별 기동비용(h)

$GSUC_i$  : 다조합 복합발전기(i)별 가스터빈 1기에 대한 기동비용(원)

$SSUC_i$  : 다조합 복합발전기(i)별 스팀터빈 1기에 대한 기동비용(원)

$SUH_i$  : 발전기(i)별 기동소요시간(h)

$GSUH_i$  : 다조합 복합발전기(i)별 가스터빈 1기에 대한 기동소요시간(h)

$SSUH_i$  : 다조합 복합발전기(i)별 스팀터빈 1기에 대한 기동소요시간(h)

$HSUTH_i$  : 발전기(i)의 열간 기동대기를 위한 기동시간(h)

(열간 기동대기를 위한 기동준비 시작시간부터 기동준비 마지막시간까지 소요되는 시간)

$$HSUTH_i = \sum_t (HSUTH_{i,t})$$

$GHSUTH_{i,j}$  : 다조합 복합발전기(i)에 해당하는 가스터빈 발전기(j)에 대한 열간 기동대기를 위한 기동시간(h)

(열간 기동대기를 위한 기동준비 시작시간부터 기동준비 마지막시간까지 소요되는 시간)

$$GHSUTH_{i,j} = \sum_t (GHSUTH_{i,j,t})$$

$SHSUTH_i$  : 다조합 복합발전기(i)에 해당하는 스팀터빈 발전기에 대한 열간 기동대기를 위한 기동시간(h)

(열간 기동대기를 위한 기동준비 시작시간부터 기동준비 마지막시간까지 소요되는 시간)

$$SHSUTH_i = \sum_t (SHSUTH_{i,t})$$

$HSUF_i$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 열간 기동대기 이후 계통연결 여부를 구분하는 표시기

계통연결이 이루어진 경우,  $HSUF = 0$

계통연결이 이루어지지 않고 열간 기동대기상태가 취소된 경우,  $HSUF = 1$

$GHSUF_{i,j}$  : 다조합 복합발전기(i)에 해당하는 가스터빈발전기(j)에 대한 열간 기동대기 이후 계통연결 여부를 구분하는 표시기

계통연결이 이루어진 경우,  $GHSUF_{i,j,t} = 0$

계통연결이 이루어지지 않고 열간 기동대기상태가 취소된 경우,  $GHSUF_{i,j,t} = 1$

$SHSUF_i$  : 다조합 복합발전기(i)에 해당하는 스팀터빈발전기의 열간 기동대기 이후 계통연결 여부를 구분하는 표시기

계통연결이 이루어진 경우,  $SHSUF_{i,j,t} = 0$

계통연결이 이루어지지 않고 열간 기동대기상태가 취소된 경우,  $SHSUF_{i,j,t} = 1$

$HSBTH_i$  : 발전기(i)의 열간 기동대기 상태시간(h)

(열간 기동대기를 위한 기동준비 시작시간부터 기동준비 마지막시간까지 소요되는 시간)

$HSBTH_i = \sum_t(HSBTH_{i,t})$

$GHSBTH_{i,j}$  : 다조합 복합발전기(i)에 해당하는 가스터빈 발전기(j)의 열간 기동대기 상태시간(h)

(열간 기동대기를 위한 기동준비 시작시간부터 기동준비 마지막시간까지 소요되는 시간)

$GHSBTH_{i,j} = \sum_t(GHSBTH_{i,j,t})$

$SHSBTH_{i,j,t}$  : 다조합 복합발전기(i)에 해당하는 스팀터빈 발전기의 열간 기동대기 상태시간(h)

(열간 기동대기를 위한 기동준비 시작시간부터 기동준비 마지막시간까지 소요되는 시간)

$SHSBTH_i = \sum_t(SHSBTH_{i,t})$

HCR : 열간 기동대기시 시간대별 기동대기 정산금 지급률, 35%를 적용하되 변경 필요시 비용평가위원회에서 결정

기동준비시작시간 : 열간 기동대기 시작시간에서 기동시간( $SUH_i$ )을 뺀 시간

기동준비마지막시간 : 열간 기동대기 시작시간 이전 열간 기동대기 준비 완료 또는 취소된 시간

열간 기동대기 시작시간 : 전력거래소에서 지시한 열간 기동대기 시작시간

열간 기동준비 마지막시간 : 열간 기동대기 시작시간 이후 계통연결 또는 열간 기동대기가 취소된 시간

마. 화력발전기에 대한 지역자원시설세 정산

화력발전기에 대한 지역자원시설세 정산은 별표2 I. 발전사업자에 대한 정산 12.기타 정산 차. 화력발전기에 대한 지역자원시설세 정산을 따른다.

바. 발전사업자 사유로 인한 공급가능용량 조정 원칙

(1) 계통연결 및 계통분리 지연



(가) 계통연결 지연

발전사업자가 전력거래소로부터 계통연결 시간을 지시받고, 실제 계통연결 시간이 지시받은 시간의 허용시간 범위를 초과하여 늦을 경우, 지연이 발생한 거래시간의 변경 공급가능용량( $RA_{i,t}$ )은 계량된 전력량으로 조정한다.

$$ARA_{i,t} = MGO_{i,t}$$

$ARA_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 조정된 변경 공급가능용량(MW-h)

$MGO_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 계량전력량(MWh)

(나) 계통분리 지연

발전사업자가 전력거래소로부터 계통분리 시간을 지시받고, 실제 계통분리 시간이 지시받은 시간의 허용시간 범위를 초과하여 늦을 경우, 지연되는 시간 동안에 계량된 발전전력량( $MGO_{i,m}$ )을 “0”으로 산정하여 계량값을 조정한다.

$$AMGO_{i,t} = \sum_m MGO_{i,t,m}$$

$AMGO_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 조정 계량전력량(MWh)

$MGO_{i,t,m}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 분(m)에 대한 계량전력량(MWh)

(2) 조기 계통연결 및 계통분리

(가) 조기 계통연결

발전사업자가 전력거래소로부터 계통연결 시간을 지시받고, 실제 계통연결 시간이 지시받은 시간의 허용시간 범위를 초과하여 빠를 경우, 조기 계통연결되는 시간 동안에 계량된 발전전력량( $MGO_{i,m}$ )을 “0”으로 산정하여 계량값을 조정한다.

$$AMGO_{i,t} = \sum_m MGO_{i,t,m}$$

$AMGO_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 조정 계량전력량(MWh)

$MGO_{i,t,m}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 분(m)에 대한 계량전력량(MWh)

(나) 조기 계통분리

발전사업자가 전력거래소로부터 계통분리 시간을 지시받고, 실제 계통분리 시간이 지시받은 시간의 허용시간 범위를 초과하여 빠를 경우, 조기 계통분리되는 시간 동안에 변경 공급가능용량( $RA_{i,t,m}$ )을 “0”으로 조정한다.

$$ARA_{i,t} = \sum_m RA_{i,t,m}$$

$ARA_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 조정된 변경 공급가능용량(MW-h)  
 $RA_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h)  
 $EDSF_{i,t,m}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 분(m)에 대한 조기계통분리 표시  
 기

(3) 계통연결 및 계통분리 지연, 조기 계통연결 및 계통분리 시 허용시간( $\delta_i$ )  
 LNG 및 유류발전기,  $\delta_i = \pm 5$ 분  
 $\delta_i$  : 발전기(i)에 대한 계통연결/분리 허용시간(분)

(4) 발전기 고장정지 시 공급가능용량의 조정  
 발전기 고장정지 시 공급가능용량은 [별표4] 6.3.7.5.2 가. 발전기 고장정지 시  
 공급능력 변경 기준과 [별표4] 9.7.6.2 고장정지 발전기 공급가능용량 변경 확  
 인 기준을 준용하여 아래와 같이 조정한다.  
 $ARA_{i,t} = \text{Max}(\text{Min}(RA_{i,t}, CRA_{i,t}), MGO_{i,t})$

$RA_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h)  
 $CRA_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 고장정지공급가능용량(MW-h)  
 $MGO_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 계량전력량(MWh)

(5) 계획량 또는 급전지시량으로 발전하지 못한 경우 <개정 2024.2.13.>  
 (가) 급전지시량에 미달하여 발전하는 경우 <개정 2024.2.13.>  
 발전기가 전력거래소 지시가 아닌 사업자 사유로 급전지시량에 미달되게 발전  
 하고도 적절한 변경입찰을 하지 않은 경우 공급가능용량을 아래와 같이 조정  
 한다.  
 $|EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}| \leq \varepsilon_{i,t}$  이면,  $ARA_{i,t} = \text{Max}\{\text{Min}(RA_{i,t}, CRA_{i,t}), MGO_{i,t}\}$   
 그렇지 않으면,  $ARA_{i,t} = MGO_{i,t}$

단, 급전지시 미달이 1시간 이내인 최초 거래시간은 아래와 같이 조정된 값을  
 적용한다.

$ARA_{i,t} = \text{Max}\{\text{Min}(RA_{i,t}, CRA_{i,t}), MGO_{i,t}\} - |EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}|$   
 여기서,

- ①  $CRA_{i,t}$ (고장정지공급가능용량)가 없을 경우는  $RA_{i,t}$ 로 대체
- ②  $EOSO_{i,t}$ 는 전력거래소가 급전지시한 발전전력량으로  $EOSO_{i,t}$ 는 3.사.(1)에  
 의해 산정된 급전지시량을 적용한다.

$ARA_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 조정된 변경 공급가능용량(MW-h)

$RA_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h)  
 $CRA_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 고장정지공급가능용량(MW-h)  
 $EOSO_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 전력거래소 급전지시 발전전력량(MWh)  
 $MGO_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 계량전력량(MWh)  
 $\varepsilon_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 허용오차(MWh)

(나) 급전지시량을 초과하여 발전하는 경우 <개정 2024.2.13.>

발전기가 전력거래소 지시가 아닌 사업자 사유로 급전지시량을 초과하여 발전한 경우 공급가능용량을 아래와 같이 조정한다.

$|EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}| \leq \varepsilon_i$  이면,  $ARA_{i,t} = RA_{i,t}$  이고,

그렇지 않으면,  $ARA_{i,t} = RA_{i,t} - |EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}|$

단, 공급가능용량으로 운전지시한 발전기가 공급가능용량 이상으로 발전한 경우에는  $|EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}| = 0$ 으로 본다.

여기서,  $EOSO_{i,t}$ 는 전력거래소가 급전지시한 발전전력량으로  $EOSO_{i,t}$ 는 3. 사.(2)에 의해 산정된 급전지시량을 적용한다.

$ARA_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 조정된 변경 공급가능용량(MW-h)

$RA_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h)

$EOSO_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 전력거래소 급전지시 발전전력량(MWh)

$MGO_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 계량전력량(MWh)

$\varepsilon_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 허용오차(MWh)

(6) 고정출력 제약입찰 발전기의 발전량( $MGO_{i,t}$ )이 공급가능용량( $RA_{i,t}$ )보다 작을 경우

$MGO_{i,t} + \varepsilon_{i,t} < RA_{i,t}$ 인 경우,  $ARA_{i,t} = MGO_{i,t}$

그 외의 경우,  $ARA_{i,t} = RA_{i,t}$

$ARA_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 조정된 변경 공급가능용량(MW-h)

$RA_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h)

$\varepsilon_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 허용오차(MWh)

## 사. 급전지시량 산정 절차

(1) 지시출력 미달의 경우

LSOF<sub>i,t</sub> = 0 인 경우, EOSO<sub>i,t</sub> = MGO<sub>i,t</sub>

LSOF<sub>i,t</sub> = 1 인 경우,

$$\text{EOSO}_{i,t} = [(\text{MGO}_{i,t-1} \times p_{i,t} \times \text{Sf}_{i,t}) + \sum_{m=p+1}^q \text{Min}\{\text{MGO}_{i,t} + \text{RUR}_i \times (m - p), \text{SO}_{i,t}\} + \text{MGO}_{i,t+1} \times (60 - q_{i,t}) \times \text{Lf}_{i,t}] / 60$$

EOSO<sub>i,t</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 전력거래소 급전지시 발전전력량 (MWh)

LSOF<sub>i,t</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 지시출력미달 표시기

Sf<sub>i,t</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 최초지시시간대 표시기

최초지시 시각이 포함되었을 경우, Sf<sub>i,t</sub> = 1

그렇지 않을 경우, Sf<sub>i,t</sub> = 0

Lf<sub>i,t</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 지시종료시간대 표시기

지시종료 시각이 포함되었을 경우, Lf<sub>i,t</sub> = 1

그렇지 않을 경우, Lf<sub>i,t</sub> = 0

p<sub>i,t</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 출력지시 분 단위 시각(분)

q<sub>i,t</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 출력종료 분 단위 시각(분)

SO<sub>i,t</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 송전단기준 급전지시 전력량(MWh)

발전단기준 급전지시를 받는 경우, SO<sub>i</sub> = 발전단 기준 급전지시 전력량 × (1 - r<sub>i</sub>)

r<sub>i</sub> : 발전기(i)의 평균 소내소비율

(2) 지시출력 초과 의 경우

USOF<sub>i,t</sub> = 0 인 경우, EOSO<sub>i,t</sub> = MGO<sub>i,t</sub>

USOF<sub>i,t</sub> = 1 인 경우,

$$\text{EOSO}_{i,t} = [(\text{MGO}_{i,t-1} \times p_{i,t} \times \text{Sf}_{i,t}) + \sum_{m=p+1}^q \text{Min}\{\text{MGO}_{i,t} - \text{RDR}_i \times (m - p), \text{SO}_{i,t}\} + \text{MGO}_{i,t+1} \times (60 - q_{i,t}) \times \text{Lf}_{i,t}] / 60$$

EOSO<sub>i,t</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 전력거래소 급전지시 발전전력량 (MWh)

USOF<sub>i,t</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 지시출력초과 표시기

Sf<sub>i,t</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 최초지시시간대 표시기

최초지시 시각이 포함되었을 경우, Sf<sub>i,t</sub> = 1

그렇지 않을 경우, Sf<sub>i,t</sub> = 0

Lf<sub>i,t</sub> : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 지시종료시간대 표시기

지시종료 시각이 포함되었을 경우, Lf<sub>i,t</sub> = 1

그렇지 않을 경우,  $Lf_{i,t} = 0$

$p_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 출력지시 분 단위 시각(분)

$q_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 출력종료 분 단위 시각(분)

$SO_{i,t}$  : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 송전단기준 급전지시 전력량(MWh)

발전단기준 급전지시를 받는 경우,  $SO_i = \text{발전단 기준 급전지시 전력량} \times (1 - r_i)$

$r_i$  : 발전기(i)의 평균 소내소비율

### (3) 급전지시이행 허용오차 산정 기준

제2.3.2조 제1항의 주과수추종 또는 자동발전제어운전 신고 후 실제 운전한 발전기의 경우,

$$\varepsilon_{i,t} = \pm \text{Min}\{\text{Max}(RA_{i,t} \times 0.01, 0.5), 5\}$$

그 외 발전기의 경우,

$$\varepsilon_{i,t} = \pm \text{Min}\{\text{Max}(RA_{i,t} \times 0.005, 0.5), 5\}$$

### (4) 급전지시량을 계량값으로 하는 경우

전력거래소가 지시한 발전량 산정이 가능할 때 까지는 전력거래소가 인정하는 경우 계량값(MGO<sub>i,t</sub>)를 급전지시량으로 할 수 있다. 다만, 계량값을 급전지시량으로 인정할 경우 전력거래소는 사유를 명시해야 한다.

## 아. 다조합 복합발전기 운전조합 판단기준

(1) 하루전에너지계획량(DA\_SE<sub>i,t</sub>)에 대한 운전조합은 하루전발전계획 결과의 운전조합을 적용한다.

(2) 제약량(MEGW<sub>n,i,t</sub>)에 대한 운전조합은 제2.3.2조 및 [별표4]7.11.2에 따라 입찰자료로 제출된 제약운전정보를 적용한다.

(3) 입찰량(A<sub>i,t</sub>, RA<sub>i,t</sub>)에 대한 운전조합은 제2.3.2조에 따라 입찰자료로 제출된 GT호기별 운전정보를 적용한다.

(4) 계량값(MGO<sub>i,t</sub>)에 대한 운전조합은 아래와 같이 정해진다.

(가) GT, ST 개별계량이 가능한 발전기들은 계량데이터를 통해 실제 출력에 대한 운전여부를 판단한다.

(나) 개별계량이 불가능한 발전기는 EMS 원격소장장치(RTU)로부터 취득된 데이터와 전력거래시스템(e-power market)에 제출된 각 호기별 계통연결시간을 통해 개별호기 운전여부를 판단한다. 발전사업자는 해당 운전조합 결과를 통지받은 후 7일 이내에 관련 증빙서류와 함께 이의신청 할 수 있으며 변경에 관한 증빙서류를 전력거래소에 제출하고 승인받아야 한다. 또한, 전력거래소는 이의신청에 대해서 접수일로부터 10일 이내에 처리결과를 해당 전기사업자에게 통지하여야 한다. 단, 발전사업자가 전력거래시스템(e-power market)에 발전기 개별 호기 운전정보를 제출하지 않은 경우 직전 운전여부를 준용하여 적용한다.

(다) 여기서, 운전조합의 결정은 (가) 또는 (나)에서 결정된 개별 호기별 운전여부를 토대로 결정한다. 해당 거래시간에서 운전조합이 복수인 경우 운전시간이 가장 큰 조합으로 한다. 만약, 가장 큰 운전조합이 여러개일 경우 비용이 가장 높은 운전조합을 적용한다.

(라) 전력거래소는 규칙 제4.2.5.1조, 제4.2.5.5조의 2 및 별표8에 의거하여 발전기 운전조합을 정정할 수 있다.

(5) 전력거래소는 규칙 제4.2.5.1조, 제4.2.5.5조의 2 및 별표8에 의거하여 (2) ~ (4)의 항목에 대한 발전기 운전조합을 정정할 수 있다. <개정 2024.2.28.>

## 4. 판매사업자에 대한 정산

### 가. 에너지정산금

전력시장 제도개선 제주 시범사업에서 판매사업자가 부담해야 할 거래시간별 에너지정산금은 제주지역 자원의 거래시간에 대한 에너지정산금 총액으로 한다.

$$ESS_t = \sum_i MEP_{i,t}$$

$ESS_t$  : 판매사업자의 거래시간(t)에 대한 전력량정산금(원)

$MEP_{i,t}$  : 자원(i)의 거래시간(t)에 대한 에너지정산금(원)

### 나. 용량정산금

전력시장 제도개선 제주 시범사업에서 판매사업자가 부담해야 할 거래시간별 용량정산금은 제주지역 자원의 용량정산금과 공급가능용량 초과 발전량 용량정산금의 합으로 한다.

$$CSS_t = \sum_i (TPCP_{i,t} + XCP_{i,t})$$

$CSS_t$  : 판매사업자의 거래시간(t)에 대한 용량정산금(원)

$TPCP_{i,t}$  : 자원(i)의 거래시간(t)에 대한 용량정산금(원)

$XCP_{i,t}$  : 자원(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량 초과 발전량에 대한 용량정산금

(원)

다. 부가정산금

전력시장 제도개선 제주 시범사업에서 판매사업자가 부담해야 할 거래시간별 부가정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 부가정산금 총액으로 한다.

라. 예측제도 참여자의 대상자원 전력거래량에 대한 정산

전력시장 제도개선 제주 시범사업에서 판매사업자가 부담해야 할 거래시간별 발전량 예측 정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 발전량 예측 정산금 총액으로 한다.

$$IFS_t = \sum_i IFP_{i,t}$$

$IFP_{i,t}$  : 예측제도에 참여한 대상자원(i)의 거래시간(t)에 대한 발전량 예측 정산금 (원)

$IFS_t$  : 판매사업자의 거래시간(t)에 대한 발전량 예측 정산금(원)

## 5. 예측제도 참여자에 대한 정산

전력시장 제도개선 제주 시범사업에서 예측제도 참여자에 대한 정산은 별표2의 V. 예측제도 참여자에 대한 정산을 따른다.