

## 정산 기준

[목차] [목차신설 2006.12.26]

### I. 발전사업자에 대한 정산

#### 1. 전력량 등에 대한 정산 <개정 2021.1.1.>

- 가. 일반발전기(수력, 양수 및 중양급전 구역전기 발전기를 제외한 발전기) <개정 2019.1.2.>
- 나. 수력발전기
- 다. 양수발전기
- 라. 중양급전전기저장장치 [신설 2016.5.12.]
- 마. 비중양급전발전기 및 비중양급전전기저장장치(구역전기발전기 제외) <목번호 변경 및 개정 2016.5.12.> <개정 2025.1.8.>
- 바. 구역전기발전기 [신설 2019.1.2.] <개정 2025.1.8.>
- 사. 직접전력거래 발전기 [신설 2021.12.28.]
- 아. 수소발전입찰시장 계약발전기 [신설 2023.8.30.]
- 자. 준중양급전발전기 [신설 2024.10.8.]

#### 2. 공급가능용량에 대한 정산

- 가. 일반발전기(수력, 양수 및 중양급전 구역전기 발전기를 제외한 발전기) <개정 2019.1.2.>
- 나. 수력발전기
- 다. 양수발전기 <개정 2021.9.18.>
- 라. 전기저장장치 [신설 2016.5.12.] <개정 2021.9.18.>
- 마. 용량가격 정산에서 제외되는 발전기 <목번호 변경 2016.5.12.>
- 바. 제주지역발전기에 대한 기준용량가격의 적용 <목번호 변경 2016.5.12.>
- 사. 중양급전 구역전기발전기 [신설 2019.1.2.]

#### 3. 양수발전기의 양수동력 정산

- 가. 양수계획량이내에서 실제 계량된 양수전력량에 대한 비용정산
- 나. 실제 계량된 양수전력량이 양수계획량을 초과하는 경우 초과 양수한 전력량에 대한 비용정산
- 다. 실제 계량된 양수량이 양수계획량 미만인 경우 양수하지 못한 전력량에 대한 정산

3.1 전기저장장치의 충전전력 정산 [신설 2016.5.12.]

4. 기동비용조정에 대한 정산

5. <삭제 2021.1.1.>

6. <삭제 2021.1.1.>

7. 시운전 전력의 정산

8. 대체연료 사용 발전기의 정산

9. 보조서비스에 대한 정산

가. 정산기준

나. 불이행시 정산

10. <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>

11. 예방정비 일정 변경에 대한 정산

가. 일반발전기(수력 및 양수를 제외한 발전기)

나. 복합 및 수력발전기

다. 양수발전기

12. 기타 정산

가. 기동 대기 발전기의 정산

나. 입찰량을 초과하여 급전지시한 발전기의 정산

다. 발전사업자 사유로 인한 공급가능용량 조정 원칙

라. 급전지시량을 계량값으로 하는 경우

마. <삭제 2006.12.26.>

바. LNG 약정물량 허용오차 초과로 부가금이 발생한 경우 [신설 2009.12.31.]

사. 복합발전기가 계통제약운전중 효율차이에 의해 추가 정산금이 발생하는 경우 [신설 2016.5.12.]

아. 복합발전기가 계통제약운전중 일부 가스터빈이 정지후 재기동 하는 경우 기동비 정산 [신설 2016.5.12.]

자. 열공급을 위해 발전기가 기동하는 경우 기동비 일부 지급 [신설 2016.5.12.]

- 차. 화력발전기에 대한 지역자원시설세 정산 [신설 2016.5.12.]
- 카. 기후·환경제약(가동중단, 상한제약 등)으로 비상대기예비력을 입찰한 석탄발전기의 정산 [신설 2020.12.1.]
- 타. 긴급정산상한가격 적용에 따른 비중앙급전발전기 등의 연료비 보전 [신설 2022.11.30.]
- 파. 긴급정산상한가격 시행에 따른 복합발전기 추가정산금 [신설 2023.5.3.]
- 하. 준중앙급전발전기의 기본정산금에 관한 정산 [신설 2024.10.8.]

### 13. 급전지시량 산정절차

- 가. 수력·양수발전기의 급전지시량 산정
- 나. 양수발전기의 양수지시량 산정
- 다. 재선언 공급가능용량 이상으로 급전지시한 발전 전력량 산정
- 라. 계통연결 지연
- 마. 계통분리 지연
- 바. 조기 계통연결
- 사. 조기 계통분리
- 아. 발전출력을 지정하여 지시하였으나, 지시한 출력으로 발전하지 못한 경우 급전지시 발전전력량 산정

### 14. 양수동력변동비 산정절차

- 가. 양수동력변동비 산정절차
- 나. 산정절차 및 기준

#### 14.1 전기저장장치 충전전력 변동비 산정절차 [신설 2016.5.12.]

### 15. 중앙급전 구역전기발전기 정산관련 기준 산정 [신설 2019.1.2.]

- 가. 시간대별 구역수요 초과 공급가능용량 산정
- 나. 실 공급가능용량 산정
- 다. 급전지시 이행 검증기준

### 16. 다조합 복합발전기 운전조합 판단기준

- 가. 다조합 복합발전기의 시간대별 출력구간의 운전조합 판단기준  
[시행일 : 2026.1.1.부터 시행예정]

### 17. 수소발전입찰시장 계약전력량에 대한 차액계약정산 [신설 2023.8.30.]

## II. 직접구매자에 대한 정산

1. 전력량에 대한 정산
2. 용량가격에 대한 정산
3. 부가정산금에 대한 정산
4. <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>
5. 예측제도 참여자의 대상자원 전력거래량에 대한 정산[신설 2020.10.1.] <개정 2021.9.18.>
6. 긴급정산상한가격 적용에 따른 비중양급전발전기 등의 연료비 보전 정산 [신설 2022.11.30.]
7. 준중양급전발전기의 기본정산금에 관한 정산 [2024.10.8.]
8. 복지특례할인비용에 대한 정산 [신설 2025.4.9.]

## III. 판매사업자에 대한 정산

1. 전력량에 대한 정산 <개정 2021.1.1.>
2. 가용능력에 대한 정산
3. 부가정산금에 대한 정산
4. <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>
5. 예측제도 참여자의 대상자원 전력거래량에 대한 정산 [신설 2020.10.1.] <개정 2021.9.18.>
6. 기타 정산
7. 긴급정산상한가격 적용에 따른 비중양급전발전기 등의 연료비 보전 정산 [신

설 2022.11.30.]

8. 수소발전입찰시장 계약전력량에 대한 차액계약정산 [신설 2023.8.30.]

9. 준중양급전발전기의 기본정산금에 관한 정산 [신설 2024.10.8.]

#### IV. 구역전기사업자의 전력거래에 대한 정산

1. 전력량에 대한 정산

2. 가용능력에 대한 정산

3. 부가정산금에 대한 정산

4. <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>

5. 예측제도 참여자의 대상자원 전력거래량에 대한 정산[신설 2020.10.1.] <개정 2021.9.18.>

6. 기타 정산

7. 긴급정산상한가격 적용에 따른 비중양급전발전기 등의 연료비 보전 정산 [신설 2022.11.30.]

8. 수소발전입찰시장 계약전력량에 대한 차액계약 정산 [신설 2023.8.30.]

9. 준중양급전발전기의 기본정산금에 관한 정산 [신설 2024.10.8.]

#### V. 예측제도 참여자에 대한 정산

#### VI. 전력거래차수별 대금지급 기준일정

#### VII. 직접전력거래 부가정산금에 대한 정산 [신설 2022.5.31.] <개정 2024.2.13.>

#### VIII. 분산특구 전력 직접거래에 대한 정산 [신설 2025.7.10.]

## I. 발전사업자에 대한 정산

### 1. 전력량 등에 대한 정산 <개정 2021.1.1.>

가. 일반발전기(수력 및 양수 및 중앙급전 구역전기 발전기를 제외한 발전기)  
<개정 2006.12.26., 2019.1.2.>

① 계량전력량에 대한 정산 <개정 2018.8.2., 2021.1.1.>

발전기가 발전한 전력량은 MP로 정산한다. <개정>

즉,

$$MEP_{i,t} = MP_{i,t} \times \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon) \times 1000$$

$MEP_{i,t}$  : 각 발전기의 거래시간별 전력량에 대한 정산금액

$MP_{i,t}$  :  $\text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(SMP_t, PC, EPCx), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$

단, 제주지역 발전기에 대해서는  $MP_{i,t}$  :  $\text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(SMP_t, EPCx), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$  <개정 2022.11.30.>

$TLF_{i,t}$  : 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

$SMP_t$  : 거래시간 계통한계가격

$PC$  : 제2.4.4조에 의한 정산상한가격

$MGO_{i,t}$  : 발전회원의 계량설비로부터 취득한 각거래 시간별 발전 전력량(MWh)

$RA_{i,t}$  : 마감시간 이후 발전사업자가 발전기 출력증가/감소율을 고려하여 변경입찰한 변경 공급가능용량(MWh). 다만 변경 입찰이 없는 경우에는  $A_{i,t}$  대치됨  
각 발전기의 거래일 발전전력량 정산금( $MEP_i$ )은 다음과 같다.

$$MEP_i = \sum_t MEP_{i,t}$$

② 계통운영에 따른 변동비보전정산금 <개정 2021.1.1>

- 전력거래소가 발전사업자의 입찰최소발전량을 초과하여 급전한 발전량에 대하여 전력량정산금으로 변동비를 회수할 수 없는 경우에는 전력량정산금과 변동비 차액을 정산한다. 단, CC모드로 입찰한 복합발전기가 급전지시에 의해 GT모드로 운전한 경우에는 해당 발전기의 변동비는 GT모드의 변동비를 적용한다.

변동비보전정산금( $MWP_i$ )은 다음과 같다.

$$MWP_i = \sum_t (HMWP_{i,t} + SMWP_{i,t})$$

$HMWP_{i,t}$  : 열제약운전계획량에 대한 변동비보전정산금

$SMWP_{i,t}$  : 계통제약으로 발전한 전력량에 대한 변동비보전정산금

즉,

$MGO_{i,t} - MEGW_{i,t} \leq \varepsilon$  이면,  $SMWP_{i,t} = 0$

그렇지 않으면,

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

단, 제약사유 1번에 따라 발전기가 열제약운전중 급전지시에 의해 열제약운전요구량을 초과하여 운전한 경우,

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

여기서,

$$SCMWG_{i,t}$$

$$= QPC_i \times \{ \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon)^2 - \text{Min}(RA_{i,t}, MEGW_{i,t})^2 \} + LPC_i \times \{ \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon) - \text{Min}(RA_{i,t}, MEGW_{i,t}) \} + NLPC_i \times MWGF_{i,t}$$

$$MPMWG_{i,t}$$

$$= \{ MP_{i,t} \times (\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon) - \text{Min}(RA_{i,t}, MEGW_{i,t})) \} \times 1,000$$

$MWGF_{i,t}$  : 급전지시 표시기

$MGO_{i,t} > 0$ ,  $MEGW_{i,t} = 0$  이면  $MWGF_{i,t} = 1$ , 그렇지 않으면 0

다만,  $MWGF_{i,t} = 1$ 인 경우라 하더라도 계통연결 거래시간이 지시받은 거래시간보다 빠르거나 계통분리 거래시간이 지시받은 거래시간보다 느린 경우  $MWGF_{i,t} = 0$  으로 조정한다.

$EAf_i$  : 전기단독모드(모드-III) 변동비를 열병합모드(모드-I) 변동비로 변환하는 효율보정계수

$SMWP_{i,t}$  : 계통제약으로 발전한 전력량에 대한 변동비보전정산금

$SCMWG_{i,t}$  : 발전사업자가 입찰한 최소발전량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 변동비

$MPMWG_{i,t}$  : 발전사업자가 입찰한 최소발전량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 시장가격 정산금

$$MP_{i,t} : \text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(SMP_t, PC, EPCx), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$$

단, 제주지역 발전기에 대해서는  $MP_{i,t} : \text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(SMP_t, EPCx), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$  <개정 2022.11.30.>

$RA_{i,t}$  : 마감시간 이후 발전사업자가 발전기 출력증가/감소율을 고려하여 변경입찰한 변경 공급가능용량(MWh). 다만 변경 입찰이 없는 경우에는  $A_{i,t}$  대치됨

$TLF_{i,t}$  : 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

$SMP_t$  : 거래시간 계통한계가격

$MGO_{i,t}$  : 발전회원의 계량설비로부터 취득한 각 거래 시간별 발전 전력량(MWh)

허용오차( $\varepsilon$ ) : 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기에 대해서는 ( $RA_{i,t} \times 0.01$ ), 기타발전기는 ( $RA_{i,t} \times 0.005$ )를 적용한다. 단, 최소허용오차는 0.5MW, 최대허용오차는 5MW를 적용한다. <개정 2023.9.26>

- 열제약운전발전기의 전력량정산금과 변동비의 차액은 열전비를 고려하여 계산하되, 열전비를 고려하여 계산한 무부하비를 초과할 수 없다. 다만, 열제약운전량에 대하여 무부하비를 아래와 같이 추가 정산한다.

즉,

$MEGW_{i,t} = 0$  이면,  $HMWP_{i,t} = 0$

그렇지 않으면,

$HMWP_{i,t} = \text{Min}\{\text{Max}(\text{HSCMWG}_{i,t} - \text{HMPMWG}_{i,t}, 0), \text{NLPC}_i \times 1/(1 + \text{HR}_i) \times \text{MGO}_{i,t}/\text{RA}_{i,t}\}$

여기서,

$\text{HSCMWG}_{i,t}$

$= \text{QPC}_i \times \{\text{Min}(\text{MEGW}_{i,t} + \varepsilon \times \text{FLAG}_{i,t}, \text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t})\}^2 + \text{LPC}_i \times \{\text{Min}(\text{MEGW}_{i,t} + \varepsilon \times \text{FLAG}_{i,t}, \text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t})\} + \text{NLPC}_i \times 1/(1 + \text{HR}_i) \times \text{MGO}_{i,t}/\text{RA}_{i,t}$

$\text{HMPMWG}_{i,t}$

$= \{\text{MP}_{i,t} \times \text{Min}(\text{MEGW}_{i,t} + \varepsilon \times \text{FLAG}_{i,t}, \text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t})\} \times 1,000$

$\text{HR}_i$  : 열공급 발전기의 열과 전기 생산비율(열전비)

$\text{MGO}_{i,t}$  : 발전회원의 계량설비로부터 취득한 각 거래 시간별 발전 전력량(MWh)

허용오차( $\varepsilon$ ) : 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기에 대해서는 ( $RA_{i,t} \times 0.01$ ), 기타발전기는 ( $RA_{i,t} \times 0.005$ )를 적용한다. 단, 최소허용오차는 0.5MW, 최대허용오차는 5MW를 적용한다. <개정 2023.9.26>

$RA_{i,t}$  : 마감시간 이후 발전사업자가 발전기 출력증가/감소율을 고려하여 변경입찰한 변경 공급가능용량(MWh). 다만 변경 입찰이 없는 경우에는  $A_{i,t}$  대치됨

$MEGW_{i,t}$  : 발전사업자가 발전을 요구한 최소 발전전력량(MWh)

$\text{MP}_{i,t} : \text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(\text{SMP}_t, \text{PC}, \text{EPCx}), \text{GP}_{i,t}), \text{SMP}_t\} \times \text{TLF}_{i,t}$

단, 제주지역 발전기에 대해서는  $\text{MP}_{i,t} : \text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(\text{SMP}_t, \text{EPCx}), \text{GP}_{i,t}), \text{SMP}_t\} \times \text{TLF}_{i,t}$  <개정 2022.11.30.>

$\text{TLF}_{i,t}$  : 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수



SMP<sub>t</sub> : 거래시간 계통한계가격

FLAG<sub>i,t</sub> : 계통계약 발전 여부표시기로써  $MEGW_{i,t} + \varepsilon \geq MGO_{i,t}$ 이면, FLAG<sub>i,t</sub> = 1이고 그렇지 않으면, FLAG<sub>i,t</sub> = 0

HSCMWG<sub>i,t</sub> : 열공급 발전사업자가 입찰한 최소발전량 내에서 실제 발전한 전력량에 대한 변동비

HMPMWG<sub>i,t</sub> : 열공급 발전사업자가 입찰한 최소발전량 내에서 실제 발전한 전력량에 대한 시장가격 정산금

## ② 계통운영에 따른 변동비보전정산금 <개정 2021.1.1>

- 전력거래소가 발전사업자의 입찰최소발전량을 초과하여 급전한 발전량에 대하여 전력량정산금으로 변동비를 회수할 수 없는 경우에는 전력량정산금과 변동비 차액을 정산한다. 단, CC모드로 입찰한 복합발전기가 급전지시에 의해 GT모드로 운전한 경우에는 해당 발전기의 변동비는 GT모드의 변동비를 적용한다.

변동비보전정산금(MWP<sub>i</sub>)은 다음과 같다.

$$MWP_i = \sum_t (HMWP_{i,t} + SMWP_{i,t})$$

HMWP<sub>i,t</sub> : 열계약운전계획량에 대한 연료비보전정산금

SMWP<sub>i,t</sub> : 계통계약으로 발전한 전력량에 대한 변동비보전정산금

즉,

$MGO_{i,t} - MEGW_{i,t} \leq \varepsilon$  이면, SMWP<sub>i,t</sub> = 0

그렇지 않으면,

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

단, 계약사유 1번에 따라 발전기가 열계약운전중 급전지시에 의해 열계약운전요구량을 초과하여 운전한 경우,

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

여기서,

SCMWG<sub>i,t</sub>

$$= QPC_i \times \{ \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon)^2 - \text{Min}(RA_{i,t}, MEGW_{i,t})^2 \} + LPC_i \times \{ \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon) - \text{Min}(RA_{i,t}, MEGW_{i,t}) \} + NLPC_i \times MWGF_{i,t}$$

단, 다조합 복합발전기의 SCMWG<sub>i,t</sub>는 다음과 같이 계산한다.

$$SCMWG_{i,t} = \text{Max} [0, QPC_{i,x,t} \times \{\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon)\}^2 - QPC_{i,y,t} \times \{\text{Min}(RA_{i,t}, MEGW_{i,t})\}^2 + LPC_{i,x,t} \times \{\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon)\} - LPC_{i,y,t} \times \{\text{Min}(RA_{i,t}, MEGW_{i,t})\} + (NLPC_{i,x,t} - NLPC_{i,y,t} \times GSCF_{i,t}) \times MWGMF_{i,t}]$$

여기서,

$GSCF_{i,t}$  :  $MEGW_{i,t}=0$ 이면 0, 그렇지 않으면 1

$MWGMF_{i,t}$  :  $MGO_{i,t}=0$ 이면 0, 그렇지 않으면 1. 다만,  $MWGMF_{i,t} = 1$ 인 경우라 하더라도 계통연결 거래시간이 지시받은 거래시간보다 빠르거나 계통분리 거래시간이 지시받은 거래시간보다 느린 경우  $MWGMF_{i,t} = 0$  으로 조정한다.

$QPC_{i,x,t}$  : 다조합 복합발전기 i의  $NGT_{i,x,t}$ :1조합 2차증분가격계수

$LPC_{i,x,t}$  : 다조합 복합발전기 i의  $NGT_{i,x,t}$ :1조합 1차증분가격계수

$NLPC_{i,x,t}$  : 다조합 복합발전기 i의  $NGT_{i,x,t}$ :1조합 가격상수

$QPC_{i,y,t}$  : 다조합 복합발전기 i의  $NGT_{i,y,t}$ :1조합 2차증분가격계수

$LPC_{i,y,t}$  : 다조합 복합발전기 i의  $NGT_{i,y,t}$ :1조합 1차증분가격계수

$NLPC_{i,y,t}$  : 다조합 복합발전기 i의  $NGT_{i,y,t}$ :1조합 가격상수

$NGT_{i,x,t}$  : 다조합 복합발전기 i의 x:1조합 운전 시 가스터빈발전기의 운전대수

$NGT_{i,y,t}$  : 다조합 복합발전기 i의 y:1조합 운전 시 가스터빈발전기의 운전 대수

$NGT_{i,MEGW,t}$  : 다조합 복합발전기 i가  $MEGW_{i,t}$ 를 발전하기 위한 운전조합의 가스터빈발전기의 운전대수

$NGT_{i,MGO,t}$  : 다조합 복합발전기 i의  $MGO_{i,t}$ 를 발전하기 위한 운전조합의 가스터빈발전기의 운전 대수

x : 다조합 복합발전기 i가  $\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon)$ 를 발전하기 위한 운전조합

y : 다조합 복합발전기 i가  $\text{Min}(RA_{i,t}, MEGW_{i,t})$ 를 발전하기 위한 운전조합

단, GT모드 운전시 변동비는 비용평가자료의 GT모드 입출력 특성계수를 적용한 비용계수를 사용한다.

$MPMWG_{i,t}$

$$= \{ MP_{i,t} \times (\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon) - \text{Min}(RA_{i,t}, MEGW_{i,t})) \} \times 1,000$$

$MWGF_{i,t}$  : 급전지시 표시기

$MGO_{i,t} > 0$ ,  $MEGW_{i,t} = 0$  이면  $MWGF_{i,t} = 1$ , 그렇지 않으면 0

다만,  $MWGF_{i,t} = 1$ 인 경우라 하더라도 계통연결 거래시간이 지시받은 거래시간보다 빠르거나 계통분리 거래시간이 지시받은 거래시간보다 느린 경우  $MWGF_{i,t} = 0$  으로 조정한다.

$EAF_i$  : 전기단독모드(모드-III) 변동비를 열병합모드(모드-I) 변동비로 변환하는 효율보정계수

SMWP<sub>i,t</sub> : 계통계약으로 발전한 전력량에 대한 변동비보전정산금

SCMWG<sub>i,t</sub> : 발전사업자가 입찰한 최소발전량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 변동비

MPMWG<sub>i,t</sub> : 발전사업자가 입찰한 최소발전량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 시장가격 정산금

MP<sub>i,t</sub> :  $\text{Min}(\text{SMP}_t, \text{PC}) \times \text{TLF}_{i,t}$

단, 제주지역 발전기에 대해서는  $\text{MP}_{i,t} : \text{SMP}_t \times \text{TLF}_{i,t}$

RA<sub>i,t</sub> : 입찰마감시간 이후 발전사업자가 발전기 출력증가/감소율 및 발전기의 여건변화 등을 고려하여 거래시간 1시간 이전까지 변경입찰한 공급가능용량(MWh). 다만 변경 입찰이 없는 경우에는 A<sub>i,t</sub>로 대체됨

TLF<sub>i,t</sub> : 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

SMP<sub>t</sub> : 거래시간 계통한계가격

MGO<sub>i,t</sub> : 발전회원의 계량설비로부터 취득한 각 거래 시간별 발전 전력량(MWh)

허용오차( $\epsilon$ ) : 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기에 대해서는  $(\text{RA}_{i,t} \times 0.01)$ , 기타발전기는  $(\text{RA}_{i,t} \times 0.005)$ 를 적용한다. 단, 최소허용오차는 0.5MW, 최대허용오차는 5MW를 적용한다. <개정 2023.9.26.>

- 열계약운전발전기의 전력량정산금과 변동비의 차액은 열전비를 고려하여 계산하되, 열전비를 고려하여 계산한 무부하비를 초과할 수 없다. 다만, 열계약운전량에 대하여 무부하비를 아래와 같이 추가 정산한다.

즉,

MEGW<sub>i,t</sub> = 0 이면, HMWP<sub>i,t</sub> = 0

그렇지 않으면,

$$\text{HMWP}_{i,t} = \text{Min}\{\text{Max}(\text{HSCMWG}_{i,t} - \text{HMPMWG}_{i,t}, 0), \text{NLPC}_{i,x,t} \times 1/(1+\text{HR}_i) \times \text{MGO}_{i,t}/\text{RA}_{i,t} \times \text{EEF}_{i,t}\}$$

여기서,

HSCMWG<sub>i,t</sub>

$$= \text{QPC}_i \times \{\text{Min}(\text{MEGW}_{i,t} + \epsilon \times \text{FLAG}_{i,t}, \text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t})\}^2 + \text{LPC}_i \times \{\text{Min}(\text{MEGW}_{i,t} + \epsilon \times \text{FLAG}_{i,t}, \text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t})\} + \text{NLPC}_i \times 1/(1+\text{HR}_i) \times \text{MGO}_{i,t}/\text{RA}_{i,t} \times \text{EEF}_{i,t}$$

단, 다조합 복합발전기의 HSCMWG<sub>i,t</sub>는 다음과 같이 계산한다.

$$\text{HSCMWG}_{i,t} = \text{Max}[0, \text{QPC}_{i,x,t} \times \{\text{Min}(\text{MEGW}_{i,t} + \epsilon \times \text{FLAG}_{i,t}, \text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t})\}^2 + \text{LPC}_{i,x,t} \times \{\text{Min}(\text{MEGW}_{i,t} + \epsilon \times \text{FLAG}_{i,t}, \text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t})\} + \text{NLPC}_{i,x,t} \times 1/(1+\text{HR}_i) \times \text{MGO}_{i,t}/\text{RA}_{i,t} \times \text{EEF}_{i,t}]$$

$QPC_{i,x,t}$  : 다조합 복합발전기  $i$ 의  $NGT_{i,x,t}$ :1조합 2차증분가격계수

$LPC_{i,x,t}$  : 다조합 복합발전기  $i$ 의  $NGT_{i,x,t}$ :1조합 1차증분가격계수

$NLPC_{i,x,t}$  : 다조합 복합발전기  $i$ 의  $NGT_{i,x,t}$ :1조합 가격상수

$NGT_{i,x,t}$  : 다조합 복합발전기  $i$ 의  $x$ :1조합 운전 시 가스터빈발전기의 운전대수

$NGT_{i,y,t}$  : 다조합 복합발전기  $i$ 의  $y$ :1조합 운전 시 가스터빈발전기의 운전 대수

$x$  : 다조합 복합발전기  $i$ 가  $\text{Min}(MEGW_{i,t} + \varepsilon \times FLAG_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t})$ 를 발전하기 위한 운전조합

단, GT모드 운전시 변동비는 비용평가자료의 GT모드 입출력 특성계수를 적용한 비용계수를 사용한다.

$HMPMWG_{i,t}$

$= MP_{i,t} \times \text{Min}(MEGW_{i,t} + \varepsilon \times FLAG_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t})$

$HR_i$  : 열공급 발전기의 열과 전기 생산비율(열전비)

$MGO_{i,t}$  : 발전회원의 계량설비로부터 취득한 각 거래 시간별 발전 전력량(MWh)

허용오차( $\varepsilon$ ) : 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기에 대해서는 ( $RA_{i,t} \times 0.01$ ), 기타발전기는 ( $RA_{i,t} \times 0.005$ )를 적용한다. 단, 최소허용오차는 0.5MW, 최대허용오차는 5MW를 적용한다. <개정 2023.9.26>

$RA_{i,t}$  : 입찰마감시간 이후 발전사업자가 발전기 출력증가/감소를 및 발전기의 여건변화 등을 고려하여 거래시간 1시간 이전까지 변경입찰한 공급가능 용량(MWh). 다만 변경 입찰이 없는 경우에는  $A_{i,t}$ 로 대체됨

$MEGW_{i,t}$  : 발전사업자가 발전을 요구한 최소 발전전력량(MWh)

$MP_{i,t}$  :  $\text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(SMP_t, PC, EPCx), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$

단, 제주지역 발전기에 대해서는  $MP_{i,t} : \text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(SMP_t, EPCx), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$  <개정 2022.11.30.>

$TLF_{i,t}$  : 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

$SMP_t$  : 거래시간 계통한계가격

$FLAG_{i,t}$  : 계통계약 발전 여부표시기로써  $MEGW_{i,t} + \varepsilon \geq MGO_{i,t}$  이면,  $FLAG_{i,t}=1$ 이고 그렇지 않으면,  $FLAG_{i,t}=0$

$SCMWG_{i,t}$  : 발전사업자가 입찰한 최소발전량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 변동비

$MPMWG_{i,t}$  : 발전사업자가 입찰한 최소발전량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 시장가격 정산금

$EEF_{i,t}$  : 에너지 효율적 이용을 위하여 제약사유 1번으로 입찰하여 열과 전기를 동시에 생산하는 표시기로서,  $MEGW_{i,t} > MG_i$  이며,  $MGO_{i,t} > 0$

이면  $EEF_{i,t} = 1$ , 그렇지 않으면 0 [신설 2016.5.12]  
 [시행일 : 2026.1.1.부터 시행예정]

③ 실제 계량된 발전량이 발전계획량 미만인 경우 발전하지 못한 전력량에 대한 정산 하루전발전계획의 발전계획량에는 포함되었으나, 전력거래소의 지시에 의해 감축한 전력량은 발전계획량으로 발전 시 기대이익(발전하지 못한 전력량에 대한 시장 가격정산금과 변동비의 차액)으로 정산한다. 단, CC모드로 입찰하여 하루전발전 계획에 반영된 복합발전기가 급전지시에 의해 GT모드로 운전한 경우, MAP 산정을 위한 SCMAG는 CC모드 변동비를 적용한다. <개정 2021.1.1., 2023.12.29.>

즉,

$MGO_{i,t} \geq \text{Min}(DAOS_{i,t}, RA_{i,t})$  이면,  $MAP_{i,t} = 0$ ,

그렇지 않으면,

$MAP_{i,t} = \text{Max}\{MPMAG_{i,t} - SCMAG_{i,t} - LOCMAG_{i,t}, 0\}$  <개정 2021.9.18.>

단, 고정출력 또는 하한계약발전기의 경우 아래 조건에 따라 지급여부를 판단한다.

가) 고정출력발전기

$\text{Min}(DAOS_{i,t}, RA_{i,t}) - \varepsilon \leq MGO_{i,t}$ 이면,  $MAP_{i,t} = 0$  <개정 2023.9.26.>

나) 하한계약발전기

$MEGW_{i,d,t} \geq DAOS_{i,t}$ 이고,  $\text{Min}(DAOS_{i,t}, RA_{i,t}, MEGW_{i,r,t}) - \varepsilon \leq MGO_{i,t}$ 이면,  $MAP_{i,t} = 0$

여기서,

$MPMAG_{i,t} = MP_{i,t} \times [\text{Min}(DAOS_{i,t}, RA_{i,t}) - \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t})] \times 1,000$

$SCMAG_{i,t} = QPC_i \times \{\text{MIN}(DAOS_{i,t}, RA_{i,t})^2 - \text{MIN}(MGO_{i,t}, RA_{i,t})^2\} + LPC_i \times \{\text{MIN}(DAOS_{i,t}, RA_{i,t}) - \text{MIN}(MGO_{i,t}, RA_{i,t})\} + NLPC_i \times MAGF_{i,t}$

$LOCMAG_{i,t} = LOCRHF \times \text{MAX}\{LOCRQ_{i,t} - RA_{i,t} + \text{MIN}(RA_{i,t}, DAOS_{i,t}), 0\}$   
 [신설 2021.9.18.]

$LOCMAG_{i,t}$  : 발전하지 못한 전력량에 대해 정산받게 되는 시간대별 예비력용량 가치 정산금 [신설 2021.9.18.]

$LOCRHF$  : 예비력용량가치 정산단가 [신설 2021.9.18.]

$LOCRQ_{i,t}$  : 예비력용량가치 공급량 [신설 2021.9.18.]

$MAGF_{i,t}$  : 발전량 감축시 발전기정지 여부 표시기로서  $DAOS_{i,t} > 0$ ,  $MGO_{i,t} = 0$  이

면 “1”, 그렇지 않으면 “0”

$MAP_{i,t}$  : 하루전발전계획의 발전계획량 대비 거래시간에 감축한 전력량(MWh)에 대한 거래시간별 정산금

$MPMAG_{i,t}$  : 발전하지 못한 전력량을 시장가격으로 정산할 경우 정산금

$SCMAG_{i,t}$  : 발전하지 못한 전력량에 대한 연료비

$MP_{i,t} : \text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(\text{SMP}_t, \text{PC}, \text{EPCx}), \text{GP}_{i,t}), \text{SMP}_t\} \times \text{TLF}_{i,t}$

단, 제주지역 발전기에 대해서는  $MP_{i,t} : \text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(\text{SMP}_t, \text{EPCx}), \text{GP}_{i,t}), \text{SMP}_t\} \times \text{TLF}_{i,t}$  <개정 2022.11.30>

$\text{TLF}_{i,t}$  : 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

$\text{SMP}_t$  : 거래시간 계통한계가격

$\text{MGO}_{i,t}$  : 발전회원의 계량설비로부터 취득한 각거래 시간별 발전 전력량(MWh)

허용오차( $\epsilon$ ) : 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기에 대해서는  $(\text{RA}_{i,t} \times 0.01)$ , 기타발전기는  $(\text{RA}_{i,t} \times 0.005)$ 를 적용한다. 단, 최소허용오차는 0.5MW, 최대허용오차는 5MW를 적용한다. <개정 2023.9.26>

$\text{RA}_{i,t}$  : 마감시간 이후 발전사업자가 발전기 출력증가/감소율을 고려하여 변경 입찰한 변경 공급가능용량(MWh). 다만 변경 입찰이 없는 경우에는  $A_{i,t}$  대치됨

$\text{DAOS}_{i,t}$  : 하루전발전계획에서 배분된 발전기별 에너지발전량 <개정 2021.1.1>

$\text{MEGW}_{i,d,t}$  : 하루전발전계획 수립 시점에 유효한  $\text{MEGW}_{i,t}$  입찰값 [신설 2023.12.29.]

$\text{MEGW}_{i,r,t}$  : 급전지시 시각에 유효한  $\text{MEGW}_{i,t}$  입찰값 [신설 2023.12.29.]

하루전발전계획의 발전계획량에는 포함되었으나, 전력거래소의 지시에 의해 발전하지 못한 전력량정산금( $MAP_i$ )는 다음과 같다. <개정 2021.1.1>

$$MAP_i = \sum_t MAP_{i,t}$$

③ 실제 계량된 발전량이 발전계획량 미만인 경우 발전하지 못한 전력량에 대한 정산  
하루전발전계획의 발전계획량에는 포함되었으나, 전력거래소의 지시에 의해 감축한 전력량은 발전계획량으로 발전 시 기대이익(발전하지 못한 전력량에 대한 시장가격정산금과 변동비의 차액)으로 정산한다. 단, CC모드로 입찰하여 하루전발전계획에 반영된 복합발전기가 급전지시에 의해 GT모드로 운전한 경우, MAP 산정을 위한 SCMAG는 CC모드 변동비를 적용한다.

즉,

$\text{MGO}_{i,t} \geq \text{Min}(\text{DAOS}_{i,t}, \text{RA}_{i,t})$  이면,  $MAP_{i,t} = 0$ ,

그렇지 않으면,

$MAP_{i,t} = \text{Max}\{(\text{MPMAG}_{i,t} - \text{SCMAG}_{i,t} - \text{LOCMAG}_{i,t}), 0\}$  <개정 2021.9.18.>

단, 고정출력발전기로서

$\text{Min}(\text{DAOS}_{i,t}, \text{RA}_{i,t}) - \epsilon \leq \text{MGO}_{i,t}$ 이면,  $\text{MAP}_{i,t} = 0$  <개정 2023.9.26.>

여기서,

$$\text{MPMAG}_{i,t} = \text{MP}_{i,t} \times [(\text{Min}(\text{DAOS}_{i,t}, \text{RA}_{i,t}) - \text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t})) \times 1,000$$

$$\text{SCMAG}_{i,t} = \text{QPC}_i \times \{\text{MIN}(\text{DAOS}_{i,t}, \text{RA}_{i,t})^2 - \text{MIN}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t})^2\} + \text{LPC}_i \times \{\text{MIN}(\text{DAOS}_{i,t}, \text{RA}_{i,t}) - \text{MIN}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t})\} + \text{NLPC}_i \times \text{MAGF}_{i,t}$$

단, 다조합 복합발전기의  $\text{SCMAG}_{i,t}$ 는 다음과 같이 계산한다.

$$\begin{aligned} \text{SCMAG}_{i,t} = & \text{Max}[0, \text{QPC}_{i,x,t} \times \{\text{MIN}(\text{DAOS}_{i,t}, \text{RA}_{i,t})\}^2 - \text{QPC}_{i,y,t} \times \\ & \{\text{MIN}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t})\}^2 + \text{LPC}_{i,x,t} \times \text{MIN}(\text{DAOS}_{i,t}, \text{RA}_{i,t}) - \text{LPC}_{i,y,t} \\ & \times \text{MIN}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t}) + (\text{NLPC}_{i,x,t} - \text{NLPC}_{i,y,t} \times \text{MGOF}_{i,t}) \times \\ & \text{DAOSF}_{i,t}] \end{aligned}$$

여기서,

$\text{MGOF}_{i,t}$  : 발전여부 표시기로서,  $\text{MGO}_{i,t} = 0$  이면 “0”, 그렇지 않으면 “1”

$\text{DAOSF}_{i,t}$  : 운영발전계획 표시기로서,  $\text{DAOS}_{i,t} = 0$  이면 “0”, 그렇지 않으면 “1”

$\text{QPC}_{i,x,t}$  : 다조합 복합발전기 i의  $\text{NGT}_{i,x,t}$ :1조합 2차증분가격계수

$\text{LPC}_{i,x,t}$  : 다조합 복합발전기 i의  $\text{NGT}_{i,x,t}$ :1조합 1차증분가격계수

$\text{NLPC}_{i,x,t}$  : 다조합 복합발전기 i의  $\text{NGT}_{i,x,t}$ :1조합 가격상수

$\text{QPC}_{i,y,t}$  : 다조합 복합발전기 i의  $\text{NGT}_{i,y,t}$ :1조합 2차증분가격계수

$\text{LPC}_{i,y,t}$  : 다조합 복합발전기 i의  $\text{NGT}_{i,y,t}$ :1조합 1차증분가격계수

$\text{NLPC}_{i,y,t}$  : 다조합 복합발전기 i의  $\text{NGT}_{i,y,t}$ :1조합 가격상수

$\text{NGT}_{i,x,t}$  : 다조합 복합발전기 i의 x:1조합 운전 시 가스터빈발전기의 운전대수

$\text{NGT}_{i,y,t}$  : 다조합 복합발전기 i의 y:1조합 운전 시 가스터빈발전기의 운전 대수

x : 다조합 복합발전기 i가  $\text{Min}(\text{DAOS}_{i,t}, \text{RA}_{i,t})$ 를 발전하기 위한 운전조합

y : 다조합 복합발전기 i가  $\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t})$ 를 발전하기 위한 운전조합

단, GT모드 운전시 변동비는 비용평가자료의 GT모드 입출력 특성계수를 적용한 비용계수를 사용한다.

$$\text{LOCMAG}_{i,t} = \text{LOCRHF} \times \text{MAX}\{\text{LOCRQ}_{i,t} - \text{RA}_{i,t} + \text{MIN}(\text{RA}_{i,t}, \text{DAOS}_{i,t}), 0\}$$

[신설 2021.9.18.]

$\text{LOCMAG}_{i,t}$  : 발전하지 못한 전력량에 대해 정산받게 되는 시간대별 예비력용량가치 정산금 [신설 2021.9.18.]

$\text{LOCRHF}$  : 예비력용량가치 정산단가 [신설 2021.9.18.]

$\text{LOCRQ}_{i,t}$  : 예비력용량가치 공급량 [신설 2021.9.18.]

$\text{MAGF}_{i,t}$  : 발전량 감축시 발전기정지 여부 표시기로서  $\text{DAOS}_{i,t} > 0$ ,  $\text{MGO}_{i,t} = 0$



이면 “1”, 그렇지 않으면 “0”

$MAP_{i,t}$  : 하루전발전계획의 발전계획량 대비 거래시간에 감축한 전력량(MWh)에 대한 거래시간별 정산금

$MPMAG_{i,t}$  : 발전하지 못한 전력량을 시장가격으로 정산할 경우 정산금

$SCMAG_{i,t}$  : 발전하지 못한 전력량에 대한 연료비

$MP_{i,t} : \text{Min}(SMP_t, PC) \times TLF_{i,t}$

단, 제주지역 발전기에 대해서는  $MP_{i,t} : SMP_t \times TLF_{i,t}$

$TLF_{i,t}$  : 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

$SMP_t$  : 거래시간 계통한계가격

$MGO_{i,t}$  : 발전회원의 계량설비로부터 취득한 각거래 시간별 발전 전력량(MWh)

허용오차( $\epsilon$ ) : 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기에 대해서는 ( $RA_{i,t} \times 0.01$ ), 기타발전기는 ( $RA_{i,t} \times 0.005$ )를 적용한다. 단, 최소허용오차는 0.5MW, 최대허용오차는 5MW를 적용한다. <개정 2023.9.26.>

$RA_{i,t}$  : 입찰마감시간 이후 발전사업자가 발전기 출력증가/감소율 및 발전기의 여건변화 등을 고려하여 거래시간 1시간 이전까지 변경입찰한 공급가능용량(MWh). 다만 변경 입찰이 없는 경우에는  $A_{i,t}$ 로 대체됨

$DAOS_{i,t}$  : 운영발전계획에서 배분된 발전기별 에너지발전량이며, 운영발전계획을 재수립한 경우는 마지막 계획을 적용한다.

하루전발전계획의 발전계획량에는 포함되었으나, 전력거래소의 지시에 의해 발전하지 못한 전력량정산금( $MAP_i$ )는 다음과 같다.

$$MAP_i = \sum_t MAP_{i,t}$$

[시행일 : 2026.1.1.부터 시행예정]

나. 수력발전기 <개정 2006.12.26>

① 발전계획량 이내에서 실제 계량된 전력량에 대한 정산

거래일의 총 발전계획량 이내에서 실제 발전한 전력량은 발전사업자가 제출한 발전계획시간대의 가중평균MP로 정산한다.

즉,

$$SEP_i = \frac{\sum_t (EGW_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t EGW_{i,t}} \times \text{Min} \left( \sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t}, \sum_t MGO_{i,t} \right) \times 1,000$$



여기서,

$$\sum_t EGW_{i,t} = 0 \text{ 인 경우는 } SEP_i = 0$$

$EGW_{i,t}$  : 발전사업자가 마감시간 이전에 제출한 발전계획량(MWh)

$REGW_{i,t}$  : 발전사업자가 마감시간 이후 변경제출한 발전계획량. 만약 변경이 없는 경우에는  $EGW_{i,t}$ 로 대체됨(MWh)

$MP_{i,t}$  :  $\text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(\text{SMP}_t, \text{PC}, \text{EPCx}), \text{GP}_{i,t}), \text{SMP}_t\} \times \text{TLF}_{i,t}$

단, 제주지역 발전기에 대해서는  $MP_{i,t}$  :  $\text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(\text{SMP}_t, \text{EPCx}), \text{GP}_{i,t}), \text{SMP}_t\} \times \text{TLF}_{i,t}$  <개정 2022.11.30.>

<개정 2008.4.22., 2013.2.28., 2021.1.1.>

$\text{TLF}_{i,t}$  : 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수 <개정 2021.1.1.>

IMF <삭제 2021.1.1.>

② 실제 계량된 발전량이 발전계획량을 초과하는 경우 초과하여 발전한 전력량에 대한 정산 <개정 2018.8.2>

계통의 안정적인 운영을 위해 전력거래소의 지시로 거래일의 총 발전계획량을 초과하여 발전하는 경우, 초과 발전한 전력량은 거래일의 최고MP와 기준용량 가격을 더한 값으로 정산한다.

즉,

$$\sum_t MGO_{i,t} \leq \text{Min}(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t}) \text{ 이면, } CON_i = 0,$$

그렇지 않으면,

$$CON_i = \text{Max}(XESO_i, 0) \times \{\text{Max}(MP_{i,1 \dots 24}) + \text{RCP}_i \times \text{RCF}_i \times \text{FSF}_i\} \times 1,000$$

$$+ \text{REOE}_i \times \left\{ \frac{\sum_t MP_{i,t}}{24} + \text{RCP}_i \times \text{RCF}_i \times \text{FSF}_i \right\} \times 1,000$$

여기서,

$$XESO_i = \text{Min}(\sum_t MGO_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t} + XSO_i) \\ - \text{Max}(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t})$$

$$\sum_t REGW_{i,t} \leq \sum_t EGW_{i,t} \text{ 경우,} \\ REOE_i = \text{Min}(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t MGO_{i,t}) - \sum_t REGW_{i,t}$$

$$\sum_t REGW_{i,t} > \sum_t EGW_{i,t} \text{ 경우,} \\ REOE_i = \text{Min}(\sum_t REGW_{i,t}, \sum_t MGO_{i,t}) - \sum_t EGW_{i,t}$$

$XESO_i$  : 전력거래소 지시로 발전사업자가 제출한 거래일 총 발전계획량을 초과하여 발전한 실제 전력량(MWh)

$XSO_i$  : 전력거래소가 거래일 총발전계획량을 초과하여 발전하도록 지시한 초과전력량(MWh)

$REOE_i$  : 발전사업자가 마감시간 이전에 제출한 발전계획량과 변경 제출한 발전계획량과의 차이(MWh)

$MP_{i,t} : \{\text{Max}(\text{Min}(\text{SMP}_t, \text{PC}), \text{SP}_{i,t})\} \times \text{TLF}_{i,t}$

단, 제주지역 발전기에 대해서는  $MP_{i,t} : \text{SMP}_t \times \text{TLF}_{i,t}$

<개정 2008.4.22., 2013.2.28., 2021.1.1.>

$\text{TLF}_{i,t}$  : 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수 <개정 2021.1.1.>

IMF <삭제 2021.1.1.>

③ 실제 계량된 발전량이 발전계획량 미만인 경우 발전하지 못한 전력량에 대한 정산

계통의 안정적인 운영을 위해 전력거래소의 지시로 거래일의 총 발전계획량 미만으로 발전한 경우, 발전하지 못한 전력량은 정산하지 않는다.

즉,

$$\sum_t MGO_{i,t} \geq \text{Min}(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t}) \text{ 이면,}$$

$\text{COFF}_i = 0$ , 그렇지 않으면,

$$\text{COFF}_i = \text{ENG}_i \times 0$$

여기서,

$$ENG_i = \text{Min}(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t}) \\ - \text{Min}(\sum_t MGO_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t} - ENSO_i)$$

ENG<sub>i</sub> : 전력거래소 급전지시로 실제 발전하지 못한 전력량(MWh)

ENSO<sub>i</sub> : 전력거래소가 발전하지 못하도록 지시한 전력량(MWh)

다. 양수발전기 <개정 2006.12.26, 2010.12.28, 2012.5.31>

① 발전입찰량 이내에서 실제 계량된 전력량에 대한 정산 <개정 2012.5.31>  
거래일의 총 발전입찰량 이내에서 실제 발전한 전력량은 발전사업자가 제출한 발전계획시간대의 가중평균 MP로 정산한다. <개정 2016.12.30.>

즉,

$$SEP_i = \frac{\sum_t (EGW_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t EGW_{i,t}} \times \text{Min}(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t}, \sum_t MGO_{i,t}) \times 1,000$$

<개정 2016.12.30.>

여기서,

$\sum_t EGW_{i,t} = 0$  인 경우는  $SEP_i = 0$

$MP_{i,t} : \text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(\text{SMP}_t, PC, EPCx), GP_{i,t}), \text{SMP}_t\} \times \text{TLF}_{i,t}$

단, 제주지역 발전기에 대해서는  $MP_{i,t} : \text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(\text{SMP}_t, EPCx), GP_{i,t}), \text{SMP}_t\} \times \text{TLF}_{i,t}$

<개정 2008.4.22., 2013.2.28., 2021.1.1., 2022.11.30>

$\text{TLF}_{i,t}$  : 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수 <개정 2021.1.1.>

IMF <삭제 2021.1.1.>

② 실제 계량된 발전량이 발전입찰량을 초과하는 경우 초과 발전한 전력량에 대한 정산 <개정 2012.5.31>

계통의 안정적인 운영을 위해 전력거래소의 지시로 거래일의 총 발전입찰량을 초과하여 발전하는 경우, 초과 발전한 전력량은 거래일의 양수발전 실적시간대 최고MP로 정산한다. <개정 2016.12.30., 2025.4.9.>

즉,

$$\sum_t MGO_{i,t} \leq \text{Min}(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t}) \text{ 이면, } CON_i = 0,$$

그렇지 않으면,

$$CON_i = \text{Max}\{XESO_i - PV_i, 0\} \times \text{Max}(MP_{i, \text{set}}) \times 1,000$$

<개정 2012.5.31., 2016.12.30., 2025.4.9.>

여기서,

$$XESO_i = \text{Min}(\sum_t MGO_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t} + XSO_i) - \text{Min}(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t})$$

$$PV_i = \text{Max}\left\{\left(\sum_t REGW_{i,t} - \sum_t EGW_{i,t}\right), 0\right\}$$

$$\text{단, } \sum_t EGW_{i,t} = 0 \text{ 이면, } \frac{\sum_t (EGW_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t EGW_{i,t}} = 0$$

$XESO_i$  : 거래소 지시로 거래일 총 발전계획량을 초과하여 발전한 실제 전력량

$PV_i$  : 발전사업자가 제출한 변경 발전입찰량이 마감시간 이전에 제출한 발전입찰량을 초과할 경우, 초과 전력량(MWh)

$MP_{i,t}$  :  $\text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(SMP_t, PC, EPCx), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$

단, 제주지역 발전기에 대해서는  $MP_{i,t} : \text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(SMP_t, EPCx), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$

<개정 2008.4.22., 2013.2.28., 2021.1.1., 2022.11.30.>

$MP_{i, \text{set}}$  : 발전입찰량을 초과하여 양수발전한 실적시간대의 양수발전기  $MP_{i,t}$   
[신설 2025.4.9.]

$TLF_{i,t}$  : 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수<개정 2021.1.1.>

IMF <삭제 2021.1.1.>

$VCGPS_i$  <개정 2012.5.31.> <삭제 2016.12.30.>

$VCPPS_i$  [신설 2010.12.28.] <삭제 2016.12.30.>

③ 실제 계량된 발전량이 발전입찰량 미만인 경우 발전하지 못한 전력량에 대한 정산 <개정 2012.5.31>

계통의 안정적인 운영을 위해 전력거래소의 지시로 거래일의 총 발전입찰량 미만으로 발전하는 경우, 발전하지 못한 전력량은 발전할 경우의 기대이익(발전가격과 양수가격의 차이)으로 정산한다.

즉,

$$\sum_t MGO_{i,t} \geq \text{Min}(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t}) \text{ 이면, } COFF_i = 0,$$

그렇지 않으면,

$$COFF_i = \text{Max}\{(ENG_i - ENP_i \times \eta_a), 0\} \times \text{Max}(OC_i, 0) \times 1,000$$

<개정 2012.5.31.>

여기서,

$$ENG_i = \text{Max}[(\text{Min}(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t}) - \text{Max}(\sum_t MGO_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t} - ENSO_i)), 0]$$

$$ENP_i = \text{Max}[(\text{Min}(\sum_t PO_{i,t}, \sum_t RPO_{i,t}) - \text{Max}(\sum_t MPE_{i,t}, (\sum_t RPO_{i,t} - PENSO_i))), 0]$$

$$OC_i = \left( \frac{\sum_t (EGW_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t EGW_{i,t}} - (VCPPS_i / \eta_a) \right)$$

$\sum_t EGW_{i,t} = 0$ 인 경우는,  $OC_i = 0$

$ENP_i$  : 전력거래소의 지시로 실제 양수하지 못한 전력량

$PENSO_i$  : 전력거래소가 양수하지 못하도록 지시한 전력량

$\eta_a$  : 발전기 평균 종합효율 (양수효율×발전효율) [신설 2012.5.31]

$MP_{i,t}$  :  $\text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(\text{SMP}_t, PC, EPC_x), GP_{i,t}), \text{SMP}_t\} \times TLF_{i,t}$

단, 제주지역 발전기에 대해서는  $MP_{i,t}$  :  $\text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(\text{SMP}_t, EPC_x), GP_{i,t}), \text{SMP}_t\} \times TLF_{i,t}$

<개정 2008.4.22., 2013.2.28., 2021.1.1., 2022.11.30.>

$TLF_{i,t}$  : 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수 <개정 2021.1.1.>

IMF <삭제 2021.1.1.>

$VCPPS_i$  : 거래일 발전기별 양수동력 변동비

[신설 2010.12.28.]

라. 중앙급전전기저장장치 [신설 2016.5.12.]

① 중앙급전전기저장장치의 전력량에 대한 정산은 양수발전의 전력량에 대한 정산규칙을 준용하되, 주파수조정 서비스만 제공하는 중앙급전전기저장장치의 경우 충·방전 전력량을 다음과 같이  $SMP$ 로 정산한다. <개정 2017.12.29., 2022.11.30.>

$$SEP_i = \sum_t [[\text{방전량(MWh)}]_{i,t} - \text{충전량(MWh)}_{i,t}] \times \text{Min}[SMP_t, EPC_x]$$

② 1항의 정산과 관련하여, 양수발전의 발전량은 전기저장장치의 방전전력량으로, 양수발전 변동비는 전기저장장치의 방전변동비로, 양수발전 양수동력변동비는 전기저장장치 충전변동비로, 양수발전의 양수전력량은 전기저장장치의 충전전력량으로, 양수발전의 발전기 평균 종합효율은 전기저장장치의 운전주기효율로 본다.

마. 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치(구역전기발전기 제외) <개정

2006.12.26., 2009.12.31.> <목번호 변경 및 개정 2016.5.12.> <개정 2022.6.30., 2022.11.30., 2022.12.27., 2025.1.8.>

① 비중앙급전발전기와 비중앙급전전기저장장치가 발전한 전력량은 SMP와 EPC 중 작은 값으로 정산하며 기타 사항은 정산하지 않는다. 즉,

$$MEP_i = \sum_t (MGO_i \times \text{Min}(SMP_t, EPC_X))$$

단, 제11.1.7조에 따라 고정가격계약을 체결한 발전기가 발전한 전력량은 고정가격계약의 정산상한가격을 적용하여 다음과 같이 정산한다. 즉,

$$MEP_i = \sum_t (MGO_i \times \text{Min}(\text{Min}(SMP_t, EPC_X), UPFP_{i,c,t}/1,000))$$

② 제1항에도 불구하고 사용전검사 검사필증 기준 설비용량 100kW 미만인 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치가 발전한 전력량은 EPC를 고려하지 않고 SMP로 정산한다. 즉,

$$MEP_i = \sum_t (MGO_i \times SMP_t)$$

단, 제11.1.7조에 따라 고정가격계약을 체결한 발전기가 발전한 전력량은 고정가격계약의 정산상한가격을 적용하여 다음과 같이 정산한다. 즉,

$$MEP_i = \sum_t (MGO_i \times \text{Min}(SMP_t, UPFP_{i,c,t}/1,000))$$

③ 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 제1항의 단서조항, 제2항의 단서조항에 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.

④ 제3항에 따라 고정가격계약을 체결한 ESS설비중 공급인증서 비율계약을 체결한 경우에는 제4.2.1.6조 제2항에 따르며 계약비율(백분율 기준)은 소숫점 셋째자리에서 반올림하여 계산한다.

바. 구역전기발전기 [신설 2019.1.2.] <개정 2022.6.30., 2022.11.30., 2025.1.8.>

① 구역전기발전기의 전력량에 대한 정산

구역전기발전기가 전력계통에 공급한 전력량은 SMP와 EPC 중 작은 값으로 정산한다. 즉,

$$MEP_i = \sum_t (MGO_i \times \min(SMP_t, EPC_X))$$

② 구역전기발전기의 역송전력량 비율에 따른 전력량정산금에 대한 차등금액 정산 [신설 2025.1.8.]

2025년 1월 1일 이후로 허가를 받은 신규 구역전기사업자 또는 전기설비용량 증설에 따른 변경허가를 받은 구역전기사업자의 구역전기발전기의 당월 역송전력량이 당월 발전량의 30% 초과 65% 이하 구간에 대해 당월 전력량정산금의 15%를 차감하고, 65% 초과 100% 이하 구간에 대해 당월 전력량정산금의 25%를 차감하여 차등금액을 부과한다. 전력량정산금에 대한 차등금액은 익월 4차수 대금지급일 정산명세서에 반영한다.

단, 전력거래소의 급전지시에 따르는 경우 해당 시간의 역송전력량에 대해서는 차등금액을 적용하지 않는다.

SERL <sub>i,m</sub> 구간	30%이하	30%초과 ~ 65%이하	65%초과 ~ 100%이하
SPFL <sub>i,m</sub>	0	15%	25%

SERL<sub>i,m</sub> ≤ 30% 이면,

$$SPPL_{i,m} = 0$$

30% < SERL<sub>i,m</sub> ≤ 65% 이면,

$$SPPL_{i,m} = MEP_{i,m} \times \frac{(SERL_{i,m} - 30\%)}{SERL_{i,m}} \times 15\%$$

65% < SERL<sub>i,m</sub> ≤ 100% 이면,

$$SPPL_{i,m} = MEP_{i,m} \times \frac{(SERL_{i,m} - 65\%)}{SERL_{i,m}} \times 25\% + MEP_{i,m} \times \frac{35\%}{SERL_{i,m}} \times 15\%$$

SERL<sub>i,m</sub>(Sales Energy Ratio for a Local sales company) : 구역전기발전기의 당월 발전량 대비 당월 역송전력량의 백분율(%)

SPFL<sub>i,m</sub>(Sales Energy Penalty Factor for a Local sales company) : 구역전기발전기의 당월 발전량 대비 당월 역송전력량의 비율에 따른 차등금액 가중치

SPPL<sub>i,m</sub>(Sales Energy Penalty Payment for a Local sales company):  
2025년 1월 1일 이후로 허가를 받은 신규 구역전기사업자 또는 전기설비용량  
증설에 따른 변경허가를 받은 구역전기사업자의 구역전기발전기 당월 발전량  
대비 당월 역송전력량의 비율에 따른 전력량정산금 차등금액

MEP<sub>i,m</sub>(Metered Energy Payment): 각 구역전기발전기의 거래 당월 전력량  
에 대한 정산금액

③ 제2항에서 구역전기발전기의 당월 발전량 대비 당월 역송전력량의 비율  
(SERL<sub>i,m</sub>)은 아래와 같이 산출한다. [신설 2025.1.8.]

$$SERL_{i,m} = \frac{\sum_t^{NT} MGO_{i,t}}{MSGL_{i,m} \times (1 - MLFL_i)} \times 100$$

여기서,

MSGL<sub>i,m</sub>(Metered Self Generation for a Local sales company) : 구역전기발  
전기의 월별 자체발전 계량값(MWh, 주변압기 2차측 기준)

MGO<sub>i,t</sub> : 구역전기발전기를 보유한 구역전기사업자의 계량 전력량(역송전력량)

NT(Number of Trading periods in a month): 1개월 동안의 거래시간

$\sum_t^{NT} MGO_{i,t}$ : 구역전기발전기를 보유한 구역전기사업자의 월별 계량 전력량(역송전력  
량)

MLFL<sub>i</sub>(Metered Loss Factor for a Local sales company) : 중앙급전 구역전  
기사업자 발전기의 발전량 계량점 전압과 전력거래 계량점(송전단) 전압이 다를  
경우 발생하는 개별 구역전기사업자의 변압기 손실계수로써 154kV 변압기손실  
률 설계치인 0.765%를 적용 (전압이 동일한 경우 0 적용)

사. 직접전력거래 발전기 <개정 2022.5.31., 2022.6.30., 2022.11.30.,  
2022.12.27., 2025.4.9.>

직접전력거래 발전기가 전력시장에 공급한 전력량은 SMP와 EPC 중 작은 값으  
로 정산한다. 단, 발전량균등정산방식의 발전기 및 비계통연계 직접전력거래 발  
전기가 공급한 전력량은 제외한다. 즉,

① 재생에너지전기공급사업자 또는 재생에너지전기저장판매사업자에 공급하는  
전력량을 초과하여 전력시장에서 거래하는 경우

$$MEP_i = \sum_t (EEC_{i,t} \times \text{Min}(SMP_t, EPC_X))$$

② 제1항에도 불구하고 사용전검사 검사필증 기준 설비용량 100kW 미만인 직



직접전력거래 발전기가 전력시장에 공급한 전력량은 EPC를 고려하지 않고 SMP로 정산한다.

$$MEP_i = \sum_t (EEC_{i,t} \times SMP_t)$$

여기서, 제1항 및 제2항에 적용하는  $EEC_{i,t}$ 는 다음과 같다.

가) 단일한 발전기( $i=1$ )에서 전력을 공급하는 경우

$$EEC_{i,t} = \sum_k (MGO_{i,t} \times SRRL_k - TRS_{k,t}) \times CDOF_{i,k} \times GPGF_i$$

나) 두 개 이상의 발전기에서 단일한 전기사용자( $k=1$ )에게 전력을 공급하는 경우

$$EEC_{i,t} = \left\{ \sum_i (MGO_{i,t} \times SRRL_k) - TRS_{k,t} \right\} \times \frac{MGO_{i,t}}{\sum_i MGO_{i,t}} \times CDOF_{i,k} \times GPGF_i$$

다) 발전량 균등정산방식을 선택하여 전력을 공급하는 경우

$$EEC_{i,t} = 0$$

단, 가), 나)에 해당하는 발전기가 제1.2.4조 제5항에 따라 직접전력거래비율을 적용하는 경우  $MGO_{i,t}$ 는 다음과 같다.

$$MGO_{i,t} = P_t \times SRER_i$$

$EEC_{i,t}$ (Excess Energy for a Consumer) : 직접전력거래로 공급되는 발전사업자의 시간대별 계량전력량이 전기사용자가 사용한 시간대별 전력량에 전력 손실률이 적용된 값을 초과하여 전력시장으로 공급된 전력량

$TRS_{k,t}$ (Traded energy through Renewable energy Supplier) : 직접전력거래를 통해 거래된 전기사용자의 전력량에 송·배전용전기설비 이용규정에 따른 손실률이 적용된 값

$MGO_{i,t}$  : 직접전력거래를 통해 개별전기사용자에게 공급되는  $i$  발전기의 시간대별 계량전력량

$CDOF_{i,k}$ (Certified Data On Flag) : 직접전력거래 데이터 확정 여부 표시기로서, 직접전력거래에 참여하는 발전설비와 전기사용자 전력량 정보가 취득된 후 직접전력거래 거래량 데이터가 확정되는 경우 1, 그렇지 않으면 0 [신설 2022.5.31.]

$GPGF_i$ (Generator connected to the Power Grid Flag) : 직접전력거래 발전기 계통연계 여부 표시기로서, 직접전력거래에 참여하는 발전설비가 송·배전사업자의 전기설비와 연결된 경우 1, 그렇지 않으면 0 [신설 2022.11.30.]

$SRRL_k$ (Supply Renewable energy Ratio for each consumer's Location) : 재생에너지전기공급사업자 또는 재생에너지전기저장판매사업자가 각 전기사용

자의 전기사용장소에 공급하는 비율

$SRER_i$ (Supplied Renewable Energy Ratio for direct ppa) : 재생에너지 발전기가 시간대별 거래량 중 직접전력거래로 공급하는 비율

$P_t$  : 동일한 주변압기에 연결된 1기의 개별 발전기 계량값

③ 제4.1.10조 제2호에 따라 직접전력거래비율을 적용하는 발전기가 전력시장에서 거래하는 경우

$$MEP_j = \sum_t (MGO_{j,t} \times \text{Min}(SMP_t, EPC_x))$$

이 경우  $MGO_{j,t}$ 는 다음과 같다.

$$MGO_{j,t} = P_t \times (1 - SRER_i)$$

$MGO_{j,t}$  : 발전기에서 생산되는 모든 시간대별 거래량에서 직접전력거래로 공급되는 거래량을 제외하고 전력시장에서 거래하는 전력량

$SRER_i$ (Supplied Renewable Energy Ratio for direct ppa) : 재생에너지 발전기가 시간대별 거래량 중 직접전력거래로 공급하는 비율

$P_t$  : 동일한 주변압기에 연결된 1기의 개별 발전기 계량값

아. 수소발전입찰시장 계약발전기 [신설 2023.8.30.]

수소발전입찰시장 계약발전기가 발전한 전력량은 SMP로 정산하며 기타 사항은 정산하지 않는다. 즉,  $MEP_i = \sum_t (MGO_i \times SMP_t)$

자. 준중양급전발전기 [신설 2024.10.8.]

준중양급전발전기가 발전한 전력량은 SMP와 EPC 중 작은 값으로 정산한다. 즉,

$$MEP_i = \sum_t (MGO_i \times \text{Min}(SMP_t, EPC_x))$$

단, 제11.1.7조에 따라 고정가격계약을 체결한 발전기가 발전한 전력량은 고정가격계약의 정산상한가격을 적용하여 다음과 같이 정산한다. 즉,

$$\sum_t (MGO_i \times \text{Min}(\text{Min}(SMP_t, EPC_x), UPFP_{i,c,t}/1,000), UPFP_{i,c,t}/1,000))$$

## 2. 공급가능용량에 대한 정산

가. 일반발전기(수력 및 양수 및 중양급전 구역전기 발전기를 제외한 발전기)

<개정 2006.12.26., 2019.1.2., 2021.1.1.>

일반발전기의 용량정산금( $CP_i$ )은 발전사업자가 입찰시 제시한 공급가능용량과 거래시간별 재선언공급가능용량 등을 반영하여 아래와 같이 정산한다. 즉,

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

단, 원자력발전기에 대해서는 급전지시 허용오차를 준수하는 한 다음과 같이 계량값에 의해 정산하고, <개정 2012.12.31>

$$TPCP_{i,t} = \text{Min}(A_{i,t} + 5, RA_{i,t} + 5, MGO_{i,t}) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1,000 \text{ <개정 2009.06.30., 2015.9.30.>}$$

복합발전기의 온도예보 갱신에 따른 공급가능용량 변경에 대해서는 재선언공급 가능용량을 반영하여 아래와 같이 정산한다. [신설 2012.12.31]

$$TPCP_{i,t} = \text{Min}(TA_{i,t}, RA_{i,t}, \text{Max}(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1,000 \text{ [신설 2012.12.31.]}$$

여기서,

$TA_{i,t}$  : 일기예보 갱신에 따른 복합발전기 시간대별 재선언공급가능용량

$$HCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times TCF_t \times PCF_i \text{ <개정 2016.10.31., 2022.5.31.>}$$

$TPCP_{i,t}$  : 시간대별 용량정산금

$RCP_i$  : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격

$RCF_i$  : 적정 설비에비력을 고려한 지역별 가중치이며, 본 가중치는 비용위원회에서 결정

$PCF_i$  : 성과연동형용량가격계수 <개정 2022.5.31.>

$$FCA_{i,t} : \text{Max}(OFCA_{i,t}, MGO_{i,t}) \text{ <개정 2021.12.28.>}$$

$OFCA_{i,t}$  : 거래시간의 각 발전기별 연료량(전기에너지로 환산량)

$OR_{i,t}$  <삭제 2021.1.1.>

$DAOS_{i,t}$  : 하루전발전계획에서 배분된 발전기별 에너지발전량 <개정 2021.1.1>

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

각 발전기의 거래일 용량정산금( $CP_{i,t}$ )은 다음과 같다.

$$CP_i = \sum_t TPCP_{i,t}$$

나. 수력발전기 <개정 2006.12.26>

수력발전소 용량정산금( $CP_{i,t}$ )은 발전사업자가 입찰시 제시한 발전계획량과 거래시간별 재선언한 발전계획량 등을 반영하여 아래와 같이 정산한다. 즉,

$$TPCP_{i,t} = \text{Min}(EGW_{i,t}, REGW_{i,t}) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1,000$$

여기서,

$$HCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times TCF_t \times PCF_i \text{ <개정 2016.10.31., 2022.5.31.>}$$

$TPCP_{i,t}$  : 시간대별 용량정산금

$RCP_i$  : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격

RCF<sub>i</sub> : 적정 설비예비력을 고려한 지역별 가중치이며, 본 가중치는 비용위원회에서 결정  
 PCF<sub>i</sub> : 성과연동형용량가격계수 <개정 2022.5.31.>  
 β : 용량가격 보정계수이며, 이 계수의 결정절차는 제2장 제2절에 따른다.

각 발전기의 거래일 용량정산금(CP<sub>i</sub>)은 다음과 같다.

$$CP_i = \sum_t TPCP_{i,t}$$

다. 양수발전기 <개정 2006.12.26., 2021.9.18.>

양수 발전기의 용량정산금(TPCP<sub>i</sub>)은 다음 식에 따라 거래일 단위로 정산한다.  
 즉,

$$TPCP_{i,t} = RA_{i,t} \times (HCF_{i,t} + \beta) \times ECPF_{i,t} \times 1000$$

여기서,

ECPF<sub>i,t</sub> = 용량가격 지급 여부 표시기로서 거래시간 1시부터 8시까지는 '0', 그  
 외의 시간은 '1'

$$HCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times TCF_t \times PCF_i \text{ <개정 2022.5.31.>}$$

RCP<sub>i</sub> : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격

RCF<sub>i</sub> : 적정 설비예비력을 고려한 지역별 가중치이며, 본 가중치는 비용위원회에서 결정

PCF<sub>i</sub> : 성과연동형용량가격계수 <개정 2022.5.31.>

PTCF<sub>i</sub> : [신설 2019.12.13.] <삭제 2021.9.18.>

ζ<sub>i</sub> : <개정 2004.4.22> <삭제 2021.9.18.>

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

각 발전기의 거래일 용량정산금(CP<sub>i</sub>)은 다음과 같다.

$$CP_i = \sum_t TPCP_{i,t}$$

라. 전기저장장치 [신설 2016.5.12.]

① 중앙급전전기저장장치의 용량정산금(TPCP<sub>i,t</sub>)은 아래와 같이 정산한다. <개정 2022.5.31.>

$$TPCP_{i,t} = RA_{i,t} \times EFCR_i \times (EHCF_{i,t} + \beta) \times 1000$$

여기서,

EFCR<sub>i</sub> : 비용평가위원회에서 결정한 실효용량비율

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

EHCF<sub>i,t</sub> : 전기저장장치의 거래시간별 용량가격

RCP<sub>i</sub> : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격

RCF<sub>i</sub> : 적정 설비예비력을 고려한 지역별 가중치이며, 본 가중치는 비용위원회에서 결정

PCF<sub>i</sub> : 성과연동형용량가격계수

β : 용량가격 보정계수이며, 이 계수의 결정절차는 제2장제2절에 따른다.

각 중앙급전전기저장장치의 거래일 용량정산금(CP<sub>i</sub>)은 다음과 같다.

$$CP_i = \sum_t TPCP_{i,t}$$

② 1항의 정산과 관련하여, 실효용량비율은 전기저장장치의 최대방전용량과 최대저장전력량을 고려하여 비용평가위원회에서 결정한다. <개정 2021.9.18., 2022.5.31.>

③ 또한, 전기저장장치의 용량가격보정계수는 양수발전의 용량가격보정계수를 준용한다. <신설 2021.9.18.>

마. 용량가격 정산에서 제외되는 발전기 [신설 2003.9.18.] <목번호 변경 2016.5.12.>

주파수조정 서비스만 제공하는 중앙급전전기저장장치, 중앙급전발전기에 해당하지 않은 발전기와 상업운전 개시 이전의 발전기는 용량정산금을 지급하지 않는다. 다만, 제18.3조 제8항의 지시에 의한 경우에는 제18.3조 제11항에 의하여 지급할 수 있다. <개정 2006.9.14., 2007.7.23., 2017.12.29>

바. 제주지역발전기에 대한 기준용량가격의 적용 <목번호 변경 2016.5.12.>

제주지역의 발전기에 대한 기준용량가격의 적용은 "나. 일반발전기"의 규정에도 불구하고 제주지역의 전력계통 특수성을 감안하여 비용평가위원회에서 별도로 정할 수 있다.

사. 중앙급전 구역전기발전기 [신설 2019.1.2.]

① 중앙급전 구역전기발전기의 용량정산금( $CP_i$ )은 구역수요 초과 공급가능용량 및 실제 공급가능용량이 20MW 이상인 경우에 한해, 구역수요 초과 공급가능용량, 거래시간별 재선언 공급가능용량 및 실제 공급가능용량 등을 반영하여 아래와 같이 정산한다. 즉,

$$TPCP_{i,t} = \text{Min}(AL_{i,t}, RAL_{i,t}, AAL_{i,t}) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1,000$$

여기서,

$AL_{i,t}$  : 중앙급전 구역전기발전기 시간대별 구역수요 초과 공급가능용량

$RAL_{i,t}$  : 중앙급전 구역전기발전기 시간대별 변경 구역수요 초과 공급가능용량, 다만 변경 입찰이 없는 경우에는  $AL_{i,t}$  대치됨

$AAL_{i,t}$  : 중앙급전 구역전기발전기 시간대별 실제 구역수요 초과 공급가능용량

$$HCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times TCF_t \times PCF_i <\text{개정 2022.5.31.}>$$

$TPCP_{i,t}$  : 시간대별 용량정산금

$RCP_i$  : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격

$RCF_i$  : 적정 설비에비력을 고려한 지역별 가중치이며, 본 가중치는 비용위원회에서 결정

$PCF_i$  : 성과연동형용량가격계수 <개정 2022.5.31.>

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

각 중앙급전 구역전기발전기의 거래일 용량정산금( $CP_i$ )은 다음과 같다.

$$CP_i = \sum_t TPCP_{i,t}$$

② 중앙급전 구역전기발전기의 구역수요 초과 공급가능용량이 실제 구역수요 초과 공급가능용량을 초과할 경우 중앙급전 구역전기발전기의 거래시간별 용량정산금에서 차감하여야 하는 위약금은 아래와 같이 산정한다. 즉,

$$TPCL_{i,t} = (RAL_{i,t} - AAL_{i,t}) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times APCF_{i,t} \times 1,000$$

여기서,

$TPCL_{i,t}$  : 실제 공급가능용량을 초과하여 입찰한 공급가능용량에 대한 거래시간별 위약금

$APCF_{i,t}$  : 거래시간별 실제 공급가능용량 초과율에 따른 위약금 가중치로서 아래 표에 따라 산정. 단, 최초로 중앙급전 구역전기발전기로 등록된 시점부터 1년간은  $APCF_{i,t}$ 의 50%를 적용한다.

$AERL_{i,t}$ [%]	10미만	10이상 15미만	15이상 20미만	20이상 25미만	25초과
$APCF_{i,t}$	0	0.5	1.0	1.5	2

$AERL_{i,t}$  : 거래시간별 실제 공급가능용량을 초과하여 중앙급전 구역전기발전기가

입찰한 공급가능용량의 백분율로서 아래와 같이 산출

$$AERL_{i,t} = \frac{RAL_{i,t} - AAL_{i,t}}{AAL_{i,t}} \times 100$$

각 발전기의 거래일 용량정산금에서 차감하여야 할 공급가능용량 초과입찰에 대한 위약금(APCL<sub>i</sub>)은 다음과 같다.

$$APCL_i = \sum_t TPCL_{i,t}$$

### 3. 양수발전기의 양수동력 정산

양수동력의 정산은 법 제16조의 규정에 의하여 산업통상자원부장관의 인가를 받은 기본공급약관 제59조(산업용전력)의 규정에도 불구하고 다음의 정산기준에 따른다.

가. 양수계획량 이내에서 실제 계량된 양수전력량에 대한 비용정산 <개정 2012.5.31>

거래일 발전사업자가 제출한 총 양수계획량 이내에서 실제 계량된 양수전력량의 정산은 양수계획시간대의 가중평균MP로 정산한다. 즉,

$$OPEP_i = \frac{\sum_t (PO_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t PO_{i,t}} \times \text{Min} \left\{ \sum_t RPO_{i,t}, \sum_t MPE_{i,t} \right\} \times 1,000$$

여기서,

$\sum_t RPO_{i,t} = 0$  이면  $OPEP_i = 0$ ,

$\sum_t PO_{i,t} = 0$  이면

$$OPEP_i = \text{Min}(MP_{i,9...24}) \times \text{Min} \left( \sum_t RPO_{i,t}, \sum_t MPE_{i,t} \right) \times \eta_a \times 1,000$$

OPEP<sub>i</sub> : 거래일 발전사업자가 제출한 거래일 총 양수계획량 이내에서 실제 양수한 전력량에 대한 정산금

PO<sub>i,t</sub> : 발전사업자가 마감시간 이전에 제출한 시간대별 양수계획량

RPO<sub>i,t</sub> : 발전사업자가 마감시간 이후에 변경하여 제출한 시간대별 양수계획량 [신설 2012.5.31]

MPE<sub>i,t</sub> : 양수발전기 계량설비에서 취득한 양수동력으로 사용된 전력량

MP<sub>i,t</sub> :  $\text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(\text{SMP}_t, \text{PC}, \text{EPCx}), \text{GP}_{i,t}), \text{SMP}_t\} \times \text{TLF}_{i,t}$

단, 제주지역 발전기에 대해서는 MP<sub>i,t</sub> :  $\text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(\text{SMP}_t, \text{EPCx}), \text{GP}_{i,t}), \text{SMP}_t\} \times \text{TLF}_{i,t}$  <개정 2008.4.22., 2013.2.28., 2022.11.30.>

TLF<sub>i,t</sub> : 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

IMF : 송전손실완화계수(Impact Mitigation Factor)

나. 실제 계량된 양수전력량이 양수계획량을 초과하는 경우 초과 양수한 전력량에 대한 비용정산

계통의 안정적인 운영을 위해 전력거래소의 지시로 거래일 발전사업자가 제출한 총 양수계획량을 초과하여 양수한 경우, 초과 양수한 전력량은 거래일의 양수동력 실적시간대 최저MP로 정산한다. <개정 2016.12.30., 2019.12.13., 2025.4.9.>

즉,

$$\sum_t \text{MPE}_{i,t} \leq \sum_t \text{RPO}_i \text{ 이면. } \text{CONPE}_i = 0$$

<개정 2012.5.31>

그렇지 않으면,

$$\begin{aligned} \text{CONPE}_i = & \text{Min}(\text{MP}_{i,\text{xpt}}) \times \text{XPE}_i \times \eta_a \times 1,000 \\ & + \left[ \text{Max} \left\{ \sum_t \text{MPE}_{i,t} - (\sum_t \text{RPO}_{i,t} + \text{XPESO}_i), 0 \right\} \right. \\ & \left. + \text{Max} \left\{ \text{Min} \left( \sum_t \text{PO}_{i,t}, \sum_t \text{MPE}_{i,t} \right) - \sum_t \text{RPO}_{i,t}, 0 \right\} \right] \\ & \times \text{Max}(\text{MP}_{i,1 \dots 24}) \times 1,000 \end{aligned}$$

<개정 2012.5.31., 2016.12.30., 2019.12.13., 2025.4.9.>

여기서,

$$\text{XPE}_i = \text{Max} \left\{ \text{Min} \left( \sum_t \text{MPE}_{i,t}, \sum_t \text{RPO}_{i,t} + \text{XPESO}_i \right) - \text{Max} \left( \sum_t \text{PO}_{i,t}, \sum_t \text{RPO}_{i,t} \right), 0 \right\}$$

CONPE<sub>i</sub> : 전력거래소 지시로 거래일 발전사업자가 제출한 총 양수계획량을 초과하여 양수한 전력량에 대한 정산금

XPE<sub>i</sub> : 전력거래소 지시로 실제 추가 양수한 전력량

XPESO<sub>i</sub> : 전력거래소가 거래일 발전사업자가 제출한 총 양수계획량을 초과하여 양수하도록 지시한 초과 양수전력량

PO<sub>i,t</sub> : 발전사업자가 마감시간 이전에 제출한 시간대별 양수입찰량

RPO<sub>i,t</sub> : 발전사업자가 마감시간 이후에 변경 제출한 시간대별 양수입찰량

MPE<sub>i,t</sub> : 양수발전기 계량설비에서 취득한 양수동력으로 사용된 전력량

MP<sub>i,t</sub> : Min{Max(Min(SMP<sub>t</sub>, PC, EPCx), GP<sub>i,t</sub>), SMP<sub>t</sub>} × TLF<sub>i,t</sub>

단, 제주지역 발전기에 대해서는 MP<sub>i,t</sub> : Min{Max(Min(SMP<sub>t</sub>, EPCx), GP<sub>i,t</sub>), SMP<sub>t</sub>} × TLF<sub>i,t</sub>

<개정 2008.4.22, 2013.2.28., 2022.11.30.>

MP<sub>i, xpt</sub> : 양수계획량을 초과하여 양수동력한 실적시간대의 양수발전기 MP<sub>i,t</sub>

TLF<sub>i,t</sub> : 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

IMF : 송전손실완화계수(Impact Mitigation Factor)



다. 실제 계량된 양수량이 양수계획량 미만인 경우 양수하지 못한 전력량에 대한 정산

계통의 안정적인 운영을 위해 전력거래소의 지시로 거래일 발전사업자가 제출한 총 양수계획량 미만으로 양수한 경우, 양수하지 못한 전력량은 기대이익(양수하여 발전할 경우 얻을 수 있는 이익)을 지급한다.

즉,

$$\sum_t \text{MPE}_{i,t} \geq \sum_t \text{RPO}_{i,t} \text{ 인 경우, } \text{COFPE}_i = 0 \quad \text{<개정 2012.5.31>}$$

그렇지 않으면,

$$\text{COFPE}_i = \text{Max}\{\text{ENP}_i \times \eta_a \times \text{OC}_i, 0\} \times 1,000 \times (-1) \quad \text{<개정 2012.5.31>}$$

여기서,

$$\begin{aligned} \text{ENP}_i &= \text{Max}\left\{\left(\text{Min}\left(\sum_t \text{PO}_{i,t}, \sum_t \text{RPO}_{i,t}\right) - \text{Max}\left(\sum_t \text{MPE}_{i,t}, \left(\sum_t \text{RPO}_{i,t} - \text{PENSO}_i\right)\right), 0\right)\right\} \\ \text{OC}_i &= \left( \frac{\sum_t (\text{EGW}_{i,t} \times \text{MP}_{i,t})}{\sum_t \text{EGW}_{i,t}} - \frac{\sum_t (\text{PO}_{i,t} \times \text{MP}_{i,t})}{\sum_t \text{PO}_{i,t} \times \eta_a} \right) \quad \text{<개정 2012.5.31>} \end{aligned}$$

여기서  $\sum_t \text{EGW}_{i,t} = 0$  이면

$$\text{OC}_i = \left( \text{Max}(\text{MP}_{i,1...24}) - \frac{\sum_t (\text{PO}_{i,t} \times \text{MP}_{i,t})}{\sum_t \text{PO}_{i,t} \times \eta_a} \right)$$

<개정 2012.5.31>

단,  $\sum_t \text{RPO}_{i,t} = 0$  또는  $\sum_t \text{PO}_{i,t} = 0$  이면  $\text{OC}_i = 0$

<단서신설 2012.5.31>

$\text{COFPE}_i$  : 전력거래소의 지시로 거래일 발전사업자가 제출한 거래일 총 양수계획량 미만으로 양수한 경우 양수하지 못한 전력량에 대한 정산금

$\text{MP}_{i,t}$  :  $\text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(\text{SMP}_t, \text{PC}, \text{EPCx}), \text{GP}_{i,t}), \text{SMP}_t\} \times \text{TLF}_{i,t}$

단, 제주지역 발전기에 대해서는  $\text{MP}_{i,t}$  :  $\text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(\text{SMP}_t, \text{EPCx}), \text{GP}_{i,t}), \text{SMP}_t\} \times \text{TLF}_{i,t}$  <개정 2008.4.22, 2013.2.28, 2022.11.30.>

$\text{TLF}_{i,t}$  : 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

$\text{IMF}$  : 송전손실완화계수(Impact Mitigation Factor)

### 3.1 전기저장장치의 충전전력 정산 [신설 2016.5.12.]

가. 중앙급전전기저장장치의 충전전력은 양수발전기의 양수동력에 대한 정산규칙을 준용한다.

나. 충전전력 정산과 관련하여, 양수발전기의 양수동력은 전기저장장치의 충전전력으로, 양수발전의 양수계획량은 전기저장장치의 충전계획량으로, 양수발전의 양수전력량은 전기저장장치의 충전전력량으로 본다.

다. 비중앙급전전기저장장치의 충전전력은 거래시간대별 SMP와 EPC 중 작은 값으로 정산하며 기타 사항은 정산하지 않는다. 다만, 연계된 발전기의 설비용량이 100kW 미만인 경우에는 거래시간대별 SMP로 정산한다. <개정 2022.11.30.>

## 4. 기동비용조정에 대한 정산

기동비용 조정(SUAP<sub>i</sub>)은 다음 공식에 따라 정해진다.

$$SUAP_i = \text{Max}[\{SUC_i \times (NSUA_i - NSUS_i)\}, 0]$$

여기서,

SUC<sub>i</sub> : 발전기의 기동비용

NSUA<sub>i</sub> : 거래일의 실제 기동을 실행한 횟수 <개정 2021.1.1>

$$NSUA_i = \sum_t SUA_{i,t}$$

거래기간 동안,

MGO<sub>i,t-1</sub> = 0 이고 MGO<sub>i,t</sub> > 0 이면, SUA<sub>i,t</sub> = 1 이고, 그렇지 않으면, SUA<sub>i,t</sub> = 0

단, 발전사업자의 사유로 기동한 경우에는 SUA<sub>i,t</sub> = 0이며, MGO<sub>i,t-1</sub> ≠ 0 이며, MGO<sub>i,t</sub> > 0 인 경우에도 파급정지 또는 급전지시로 정지된 후 급전지시로 재기동한 경우에는 SUA<sub>i,t</sub> = 1

NSUS<sub>i</sub> : 거래일의 계획된 총 기동 횟수 <개정 2021.1.1>

$$NSUS_i = \sum_t SUS_{i,t}$$

거래기간 동안,

Min(DAOS<sub>i,t-1</sub>, RA<sub>i,t-1</sub>) = 0 이고 Min(DAOS<sub>i,t</sub>, RA<sub>i,t</sub>) > 0 이면, SUS<sub>i,t</sub> = 1이고, 그렇지 않으면, SUS<sub>i,t</sub> = 0

단, 다조합 복합발전기의 기동비용 조정(SUAP<sub>i</sub>)은 다음과 같이 계산한다.

$$SUAP_i = \text{Max}[\{GSUC_i \times (GNSUA_i - GNSUS_i)\}, 0] + \text{Max}[\{\text{Max}(SSUC_i, 0) \times (SNSUA_i - SNSUS_i)\}, 0]$$

여기서,

$GSUC_i$  : 다조합 복합발전기  $i$ 의 GT 1대에 대한 기동비용

$SSUC_i$  : 다조합 복합발전기  $i$ 의 ST 1대에 대한 기동비용

$GNSUA_i$  : 다조합 복합발전기  $i$ 의 모든 가스터빈 발전기에 대한 거래일의 실제 기동을 실행한 횟수

$$GNSUA_i = \sum_t \sum_j GSUA_{i,j,t}$$

$GSUA_{i,j,t}$  : 다조합 복합발전기  $i$ 의 가스터빈 발전기  $j$ 의 거래시간  $t$ 에서의 기동 여부

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

단, 발전사업자의 사유로 기동한 경우에는  $GSUA_{i,j,t} = 0$ 이며,  $GSSI_{i,j,t-1} \neq 0$ 이며,  $GSSI_{i,j,t} = 1$ 인 경우에도 과급정지 또는 급전지시로 정지된 후 급전지시로 재기동한 경우에는  $GSUA_{i,j,t} = 1$  <개정 2023.6.30.>

$GSSI_{i,j,t}$  : 다조합 복합발전기  $i$ 의 가스터빈 발전기  $j$ 의 거래시간  $t$ 에 대한 운전 여부 [신설 2023.6.30.]

$SNSUA_i$  : 다조합 복합발전기  $i$ 의 모든 스팀터빈 발전기에 대한 거래일의 실제 기동을 실행한 횟수

$$SNSUA_i = \sum_t \sum_k SSUA_{i,k,t}$$

$SSUA_{i,k,t}$  : 다조합 복합발전기  $i$ 의 스팀터빈 발전기  $k$ 의 거래시간  $t$ 에서의 기동 여부

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

단, 발전사업자의 사유로 기동한 경우에는  $SSUA_{i,k,t} = 0$ 이며,  $GSSI_{i,k,t-1} \neq 0$ 이며  $GSSI_{i,k,t} = 1$ 인 경우에도 과급정지 또는 급전지시로 정지된 후 급전지시로 재기동한 경우에는  $SSUA_{i,k,t} = 1$  <개정 2023.6.30.>

$GSSI_{i,k,t}$  : 다조합 복합발전기  $i$ 의 스팀터빈 발전기  $k$ 의 거래시간  $t$ 에 대한 운전 여부 [신설 2023.6.30.]

$MGO_{i,j,t}$  : <삭제 2023.6.30.>

$MGO_{i,k,t}$  : <삭제 2023.6.30.>

$GNSUS_i$  : 다조합 복합발전기  $i$ 의 가스터빈 발전기  $j$ 에 대한 거래일의 계획된 총 기동 횟수

$$GNSUS_i = \sum_t \sum_j GSUS_{i,j,t}$$

$GSUS_{i,j,t}$  : 다조합 복합발전기  $i$ 의 가스터빈 발전기  $j$ 의 거래시간  $t$ 에서의 기동계

획 여부

$\text{Min}(\text{DAOS}_{i,j,t-1}, \text{RA}_{i,t-1}) = 0$ 이며,  $\text{Min}(\text{DAOS}_{i,j,t}, \text{RA}_{i,t}) > 0$ 이면,  
 $\text{GSUS}_{i,j,t} = 1$  이고, 그렇지 않으면,  $\text{GSUS}_{i,j,t} = 0$

$\text{SNSUS}_i$  : 다조합 복합발전기  $i$ 의 스팀터빈 발전기  $k$ 에 대한 거래일의 계획된  
총 기동 횟수

$$\text{SNSUS}_i = \sum_t \sum_k \text{SSUS}_{i,k,t}$$

$\text{SSUS}_{i,k,t}$  : 다조합 복합발전기  $i$ 의 스팀터빈 발전기  $k$ 의 거래시간  $t$ 에서의 기동계획 여부  
 $\text{Min}(\text{DAOS}_{i,k,t-1}, \text{RA}_{i,t-1}) = 0$ 이며  $\text{Min}(\text{DAOS}_{i,k,t}, \text{RA}_{i,t}) > 0$ 이면,  $\text{SSUA}_{i,k,t} = 1$  이  
고, 그렇지 않으면,  $\text{SSUA}_{i,k,t} = 0$

<개정 2021.1.1.> [시행일 : 2026.1.1.부터 시행예정]

## 5. 한계조정발전기 조정에 대한 정산 <삭제 2021.1.1.>

## 6. SMP 결정시 제외된 발전기에 대한 추가 정산 <삭제 2021.1.1.>

## 7. 시운전 전력의 정산 <개정 2006.12.26., 2021.1.1>

가. 상업운전 이전에 발전사업자가 성능시험 등을 목적으로 전력거래소에 발전을  
요청하고, 전력거래소에서 발전하도록 지시한 경우, 시운전 발전기가 생산한 전력량은  
거래일의 가중평균 시장가격(MP)으로 정산한다. <목번호 신설 2016.5.12.>

즉,

$$\text{EBCO}_i = \text{WMP}_i \times \sum_t \text{MGO}_{i,t} \times 1,000$$

여기서,

$\text{EBCO}_{i,t}$  : 발전기가 상업운전 이전에 생산한 전력량에 대한 정산금

$\text{WMP}_i$  : 거래일 하루전발전계획에 적용하는 시간대별 수요로 가중을 준 평균MP  
(원/kWh).

$\text{MP}_{i,t} : \text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(\text{SMP}_t, \text{PC}, \text{EPCx}), \text{GP}_{i,t}), \text{SMP}_t\} \times \text{TLF}_{i,t}$

단, 제주지역 발전기에 대해서는  $\text{MP}_{i,t} : \text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(\text{SMP}_t, \text{EPCx}), \text{GP}_{i,t}), \text{SMP}_t\} \times$   
 $\text{TLF}_{i,t}$  <개정 2008.4.22., 2013.2.28., 2022.11.30.>

$\text{TLF}_{i,t}$  : 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

IMF <삭제 2021.1.1.>

$\text{ED}_t$  : 하루전발전계획에 적용된 시간대별 예측수요(MWh)

나. 전기저장장치의 시운전전력에 대한 정산은 ‘가’의 발전기의 시운전전력 정산  
규칙을 준용한다. [신설 2016.5.12.]

다. 급전지시에 의해 발전하였으나 초기입찰에 참여하지 못한 시운전발전기의 정산 [신설 2021.1.1.]

발전회사가 보칙 21.3조의 제8항에 의한 전력거래소의 급전지시에 의해 발전하였으나 초기입찰에 참여하지 못하여 하루전발전계획에 미반영된 경우에는 다음과 같이 정산한다. <개정 2021.12.28.>

발전한 전력량에 대해서는 시장정산금과 변동비 중 큰 값과 용량가격으로 정산한다. 즉,

$$EACoi,t = CONACoi,t + CPACoi,t$$

$$CONACoi,t = \text{MAX}(MPi,t \times 1,000 \times MGOi,t, QPCi \times MGOi,t^2 + LPCi \times MGOi,t + NLPCi)$$

$$CPACoi,t = MGOi,t \times (HCFi,t + \beta) \times 1,000$$

## 8. 대체연료 사용 발전기의 정산 <개정 2006.12.26., 2021.1.1.>

주연료로 LNG를 사용하는 발전기가 LNG 공급의 부족으로 대체연료를 사용할 경우 해당 발전기의 대체연료 사용 시 변동비를 적용하여 계통제약으로 발전한 전력량에 대한 변동비보전정산금을 산정한다. 즉,

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

$$\gamma_i = \frac{\text{대체연료열량단가}}{\text{주연료열량단가}} \div (1 - \text{대체연료사용시 효율감소율}(\rho_i))$$

$\gamma_i$  : 주연료 대비 대체연료 열량단가의 비와 대체연료 사용시 발전기 효율 감소율을 고려한 상수

$\rho_i$  : 대체연료 사용시 효율 감소율이며, 이 계수의 결정절차는 제2장 제2절에 따른다.

<개정 2021.1.1.>

## 9. 보조서비스에 대한 정산 <제목변경 2006.9.14>

가. 정산기준 <개정 2006.9.14>

1) 1차주파수제어서비스 <개정 2021.1.1.>

① 발전사업자가 제공한 1차주파수제어서비스는 매시간별 1차주파수제어서비스를 제공한 발전기를 대상으로 제2항에 따라 정산한다. [신설 2008.10.31.] <개정 2011.6.30., 2019.12.13., 2021.1.1., 2021.12.28.>

② 발전사업자가 제공한 1차주파수제어서비스는 1차주파수제어서비스 제공량, 속도조정률 및 부동대에 따른 가중치를 고려하여 정산한다. 즉,

$$PCASP_{i,t} = PCRQ_{i,t} \times SDWF_i \times DBWF_i \times PCHF$$

여기서,

$PCASP_{i,t}$  : 1차주파수제어서비스 정산금액

$PCRQ_{i,t}$  : 발전기별 1차주파수제어서비스 공급량(1시간 평균)

$SDWF_i$  : 속도조정률에 따른 가중치

$DBWF_i$  : 부동대에 따른 가중치

$GFSF_{i,t}$  <삭제 2021.1.1.>

$PCHF$  : 1차주파수제어 정산단가 <개정 2021.1.1.>

③ 제2항의 1차주파수제어서비스 공급량, 속도조정률 가중치 및 부동대 가중치는 아래 각호와 같다. <개정 2019.12.13., 2020.7.8., 2021.1.1.>

#### 1. 1차주파수제어서비스 공급량( $PCRQ_{i,t}$ )

발전기별 1차주파수제어서비스 공급량( $PCRQ_{i,t}$ )은 계통운영시스템(EMS)으로부터 취득되는 1차예비력공급량을 1시간 평균하여 아래와 같이 산정한다.

$$PCRQ_{i,t} = \left( \sum_{m=1}^{60} PRSC_{i,m} \right) / 60$$

$PRSC_{i,m}$  : 발전기별 1차예비력 공급량 (EMS에서 1분 단위로 취득되는 상향예비력 기준)

#### 2. 속도조정률 가중치( $SDWF_i$ ) <개정 2019.12.13.>

속도조정률(%)	2이하	3이하	4이하	5이하	6이하	7이하	8이하	8초과
SDWF	1.075	1.05	1.025	1.0	0.95	0.9	0.85	0.8

#### 3. 불감대 가중치( $DBWF_i$ ) <개정 2019.12.13.>

불감대 증빙자료를 제출하지 않은 발전기는 최하위 불감대 가중치를 적용한다.[신설 2008.10.31] <개정 2019.12.13.>

불감대	%	0.04이하	0.05이하	0.06이하	0.06초과
	Hz	59.976 ~ 60.024	59.97 ~ 60.03	59.964 ~ 60.036	59.964미만 또는 60.036초과
DBWF		1.05	1.025	1.0	0.0

#### 4. 주파수추종 운전상태( $GFSF_{i,t}$ ) <개정 2019.12.13.><삭제 2021.1.1.>

④ 발전사업자가 소유한 준중양급전발전기 및 중양급전전기저장장치의 1차예

비력서비스에 대한 정산은 1항 내지 3항의 발전기의 1차예비력서비스에 대한 정산 규칙을 준용한다. [신설 2016.5.12.] <개정 2019.12.13., 2024.10.8.>

2) 2차주파수제어서비스 <개정 2006.9.14., 2019.12.13., 2020.7.8., 2021.1.1.>

① 발전사업자가 제공한 2차주파수제어서비스는 2차주파수제어서비스 공급량(주파수제어예비력과 2차예비력), 제어가용률 및 제어성과에 따른 가중치를 고려하여 정산한다. 즉,

$$SCASP_{i,t} = SCRQ_{i,t} \times CAWF_i \times CPWF_i \times SCHF$$

여기서,

SCASP<sub>i,t</sub>: 2차주파수제어서비스 정산금액

SCRQ<sub>i,t</sub>: 2차주파수제어서비스 공급량

CAWF<sub>i,t</sub>: 제어가용률에 따른 가중치

CPWF<sub>i</sub>: 제어성과에 따른 가중치

SCHF : 2차주파수제어서비스 정산단가 <개정 2021.1.1.>

② 2차주파수제어서비스 공급량, 제어가용률 가중치 및 제어성과 가중치는 다음 각호와 같이 적용한다. <개정 2019.12.13., 2020.7.8., 2021.1.1., 2021.12.28., 2022.6.30.>

#### 1. 2차주파수제어서비스 공급량(SCRQ<sub>i,t</sub>)

2차주파수제어서비스 공급량은 계통운영시스템(EMS)의 주파수제어예비력에서 1차예비력과 중복된 구간은 차감하여 다음과 같이 산정한다.

$$SCRQ_{i,t} = \text{Max}(FCRSC_{i,t} - PCRQ_{i,t}, 0)$$

여기서,

FCRSC<sub>i,t</sub> : 발전기별 주파수제어예비력 1시간 평균(EMS에서 1분 단위로 취득되는 상향예비력 기준)

$$FCRSC_{i,t} = (\sum_{m=1}^{60} FCRSC_{i,m}) / 60$$

#### 2. 제어가용률 가중치(CAWF<sub>i,t</sub>)

CAF [%]	15미만	15이상 20미만	20이상 25미만	25이상 30미만	30이상 35미만	35이상 40미만	40이상 45미만	45이상 50미만	50이상
CAWF	0.9	0.95	1	1.05	1.1	1.15	1.2	1.25	1.3

제어가용률은 입찰공급가능용량 대비 자동발전제어 운전용량의 백분율로서 아래와 같이 산출한다.



$$CAF_{i,t} = \frac{1}{60} \times \sum_{m=1}^{60} \frac{LFC_{i,m}^{\max} - LFC_{i,m}^{\min}}{RA_{i,t}} \times 100$$

여기서,

$LFC_{i,m}^{\max}$  : 자동발전제어 최대운전용량 (매 1분)

$LFC_{i,m}^{\min}$  : 자동발전제어 최소운전용량 (매 1분)

### 3. 제어성과 가중치(CPWF<sub>i</sub>)

CPF	0.5미만	0.5이상 0.6미만	0.6이상 0.7미만	0.7이상 0.8미만	0.8이상 0.9미만	0.9 이상 0.95미만	0.95이상
CPWF	0.8	0.85	0.9	0.95	1	1.05	1.1

제어성과는 당해 거래일의 실제출력과 계획출력의 상관계수로서 아래와 같이 산출한다. 단, 제1호의 발전기별 제어참여율이 1% 미만인 경우에는 가중치를 1로 적용한다.

$$CPF_i = CORREL_{day}(\overline{AG}_{i,m}, \overline{EG}_{i,m})$$

여기서,

$\overline{AG}_{i,m}$  : 발전기 실제출력의 1분 평균(EMS 4초자료로 산정)

$\overline{EG}_{i,m}$  : 발전기 예상출력의 1분 평균(EMS 4초자료로 산정)

$$\overline{EG}_{i,m} = \overline{DG}_{i,m} + \overline{GF}_{i,m}$$

$\overline{DG}_{i,m}$  : EMS 요구출력의 1분 평균(EMS 4초자료로 산정)

$\overline{GF}_{i,m}$  : 조속기 예상응답량의 1분 평균

$$\overline{GF}_{i,m} = \frac{RG_i \times \overline{\Delta F_m}}{60 \times SD_i} \times 100$$

$\overline{\Delta F_m}$  : 주파수편차의 1분 평균(EMS 4초자료로 산정)

$RG_i$  : 발전기의 정격출력(MW) (시장등록자료에 의거)

$SD_i$  : 속도조정율(%) (주파수추종서비스 적용기준에 의거)

③ 복합발전기에 대한 제2항 제2호의 제어가용률은 가스터빈 운전용량과 스팀터빈 운전용량을 합하여 산정한다. 단, 스팀터빈 운전용량은 가스터빈 운전용량에 0.5를 곱한 것으로 한다.

④ 제주도 발전기별 제어참여율은 출력증가/감소율을 기준으로 산정하며, 제어성과 가중치는 1로 한다. <개정 2019.12.13.>

⑤ 현장자료 취득 불량 등으로 실시간 자료취득이 불가능하여 2차주파수제어 서비스의 정산이 불가능한 경우, 장애 이전 10분과 장애 복구 후 10분의 평균 값을 적용한다. <개정 2019.12.13., 2021.1.1>

⑥ 발전사업자가 소유한 중앙급전전기저장장치의 2차주파수제어서비스에 대한 정산은 1항 내지 5항의 발전기의 주파수제어예비력 서비스에 대한 정산 규칙을 준용한다. [신설 2016.5.12.] <개정 2019.12.13., 2021.1.1>

### 3) 3차주파수제어서비스 <개정 2019.12.13., 2021.1.1.>

① 3차주파수제어서비스에 대한 정산은 사전에 정지상태 3차예비력과 속응성자원으로 지정된 경우에 한하여 제2항에 따라 정산한다. 단, 예비력 운영계획을 재수립할 경우, 재수립 이후 시간에 대해서는 신규 지정된 발전기에 한하여 정산한다. <개정 2011.12.2., 2019.12.13., 2021.1.1., 2021.12.28.>

② 발전기별 정산금은 다음 식에 따라 계산된다. <개정 2011.12.2., 2019.12.13., 2021.1.1., 2022.6.30.>

$$\text{즉, } TCASP_{i,t} = TRASP_{i,t} + QSRASP_{i,t}$$

여기에서,

$TCASP_{i,t}$  : 3차주파수제어서비스 정산금

$TRASP_{i,t}$  : 3차예비력 정산금

$QSRASP_{i,t}$  : 속응성자원 정산금

#### 1. 3차예비력 정산금( $TRASP_{i,t}$ )

3차예비력 정산금( $TRASP_{i,t}$ )은 사전에 정지상태의 3차예비력으로 지정된 경우에 제공하는 정산금으로 다음 식에 따라 정산한다.

$$TRASP_{i,t} = TRSC_{i,t} \times TRHF$$

여기서,

$TRASP_{i,t}$  : 30분 이내 목표출력에 도달 가능한 정지상태 3차예비력 정산금액

$TRSC_{i,t}$  : 시간대별 지정된 30분 이내에 목표출력에 도달 가능한 정지상태 3차예비력(MWh)

$TRHF$  : 30분 이내에 목표출력에 도달 가능한 정지상태 3차예비력 정산단가

#### 2. 속응성자원 정산금( $QSRASP_{i,t}$ )

속응성자원 정산금( $QSRASP_{i,t}$ )은 정지상태의 속응성자원으로 지정된 경우에 제공하는 정산금으로 다음 식에 따라 정산한다.

여기서,

$$QSRASP_{i,t} = QSRSC_{i,t} \times QSRHF$$

$QSRASP_{i,t}$  : 20분 이내 목표출력에 도달 가능한 정지상태 속응성자원 정산금액

$QSRSC_{i,t}$  : 시간대별 지정된 20분 이내에 목표출력에 도달 가능한 정지상태 속응성자원 발전력(MWh)

$QSRHF$  : 20분 이내에 목표출력에 도달 가능한 정지상태 속응성자원 정산단가

#### 4) 속응성자원서비스 [신설 2019.12.13.] <삭제 2021.1.1.>

#### 5) 자체기동 서비스 <번호변경 2019.12.13.>

① 자체기동발전기에 대한 정산은 사전에 자체기동발전기로 지정되어 자체기동능력이 인정된 경우(아래 각호의 경우 포함)에 한하여 제2항에 따라 정산한다.

1. 설비점검 등의 사유로 지정된 발전기의 운전이 불가능하여 동일특성의 발전기로 대체 할 수 있는 경우에는 자체기동능력을 인정한다. [신설 2008.10.31.]

2. 2대 이상의 발전기가 자체기동발전기로 지정된 경우에는 모든 발전기가 운전이 가능할 경우에 한하여 자체기동능력을 인정한다. [신설 2008.10.31.]

3. 비상발전기 정비 등 자체기동서비스가 불가능할 경우에는 자체기동능력을 인정하지 않는다. [신설 2014.11.3.]

② 발전기별 정산금은 다음 식에 따라 계산된다. 즉,

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

여기에서,

$BSP_{i,t}$  : 정산금액

$BSSC_i$  : 자체기동발전기 지정 설비용량(MW)

$BSHF$  : 정산단가 <개정 2008.10.31.>

$BSF_{i,t}$  : 자체기동서비스 플래그 [신설 2014.11.3.]

#### 6) 예비력용량가치 [신설 2021.1.1.]

① 예비력용량가치는 예비력 공급에 대한 정산금으로 1차주파수제어서비스와 2차주파수제어서비스를 제공한 발전기를 대상으로 제2항에 따라 정산한다.

② 발전사업자가 제공한 예비력용량가치는 아래와 같이 산정한다.

$$\text{LOCRP}_{i,t} = \text{LOCRQ}_{i,t} \times \text{LOCRHF}$$

여기서,

$\text{LOCRP}_{i,t}$  : 예비력용량가치 정산금액

$\text{LOCRQ}_{i,t}$  : 예비력용량가치 공급량

$\text{LOCRHF}$  : 예비력용량가치 정산단가 (계절별로 산정) <개정 2021.12.28.>

#### 1. 예비력용량가치 공급량 ( $\text{LOCRQ}_{i,t}$ )

예비력용량가치 공급량은 주파수제어를 위해 제공된 예비력을 의미하며 1차주파수제어서비스 공급량과 2차주파수제어서비스 공급량의 합으로 산정하되, 중복되는 구간은 제외한다 <개정 2021.12.28.>

$$\text{LOCRQ}_{i,t} = \text{PCRQ}_{i,t} + \max(\text{SRSC}_{i,t} - \text{PCRQ}_{i,t}, 0) \quad \text{<개정 2021.12.28.>}$$

$\text{PCRQ}_{i,t}$  : 발전기별 1차주파수제어서비스 공급량

$\text{SRSC}_{i,t}$  : 발전기별 2차예비력 1시간 평균 <개정 2021.12.28.>

(EMS에서 1분 단위로 취득되는 상향예비력 기준)

$$\text{SRSC}_{i,t} = \left( \sum_{m=1}^{60} \text{SRSC}_{i,m} \right) / 60$$

#### 2. 예비력용량가치 정산단가 ( $\text{LOCRHF}$ )

예비력용량가치 정산단가는 직전년 공급실적기준으로 1차주파수제어서비스 및 2차주파수제어서비스를 제공한 발전기들의 연료비와 시장가격의 차이를 평균한 값을 바탕으로 제2.5.3조의 계절별로 비용평가위원회에서 결정한다. 단, 석탄발전기의 예비력용량가치를 산정하는 경우 직전년도 발전기별 정산조정계수를 준용할 수 있다. <개정 2021.12.28.>

#### 7) EMS의 예비력 공급량과 예비력용량가치 세부산정

① EMS의 1분 단위 예비력 항목별 공급량 산정기준은 계통평가세부운영규정에 의한다. <개정 2021.7.1.>

② 예비력용량가치 정산단가의 세부산정 기준은 비용평가 세부규정에 의한다.

#### 나. 불이행시 정산

1) 주파수제어예비력서비스 <삭제 2021.1.1.>

2) 1차주파수제어서비스 <번호변경 및 개정 2019.12.13., 2021.1.1>

① 전력거래소의 사전 승인 없이 1차주파수제어서비스에 참여하지 않는 경우에는 거래일 예정 정산금을 지불하지 아니한다.

② 전력거래소에서 1차주파수제어서비스 이행상태를 평가하여 속도조정률 측정값이 불합격으로 판정되는 경우, 불합격 판정시점부터 정산금을 지급하지 아니한다.(단, 재측정값이 합격으로 판정될 경우, 합격 판정시점부터 정산금 지급을 재개한다.)

3) 2차주파수제어서비스 <개정 2019.12.13., 2021.1.1.>

① 전력거래소의 사전 승인 없이 2차주파수제어서비스에 참여하지 않는 경우에는 거래일 예정 정산금을 지불하지 아니한다.

② 전력거래소에서 2차주파수제어서비스 이행상태를 평가하여 출력증가/감소를 측정값이 불합격으로 판정되는 경우, 불합격 판정시점부터 정산금을 지급하지 아니한다.(단, 재측정값이 합격으로 판정될 경우, 합격 판정시점부터 정산금 지급을 재개한다.)

4) 3차주파수제어서비스 [신설 2019.12.13.] <번호변경 및 개정 2021.1.1.>

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 제1항에 의한 정산금의 환수는 다음과 같이 적용한다.

$$TCPP_i = 3 \times TCFP_i$$

TCPP<sub>i</sub> : 3차주파수제어서비스 불이행 발전기의 거래일 환수금액

TCFP<sub>i</sub> : 3차주파수제어서비스 발전기의 거래일 예정 정산금액

5) 자체기동 서비스 <번호변경 2019.12.13.>

① 자체기동능력 시험후 기동능력을 보유하지 아니한 것으로 확인되는 발전기에 대하여는 거래일 예정 정산금을 지불하지 아니하고 제2항에서 정하는 바에 따라 환수한다. <개정 2008.10.31.>

② 제1항에 의한 정산금의 환수는 다음과 같이 적용한다.

$$BSPP_i = 2 \times BSMP_i$$

BSPP<sub>i</sub> : 불이행 발전기의 환수금액

BSMP<sub>i</sub> : 30일간 최대 정산가능금액<개정 2008.10.31.>

10. <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>

11. **예방정비 일정 변경에 대한 정산** <개정 2006.12.26., 2008.10.31., 2014.11.3> <조항번호변경 및 개정 2015.3.17.>

전력거래소가 전력계통의 안정 운영을 위해서 사업자가 제출한 예방정비 일정을 시간대별용량가격계수가 낮은 기간에서 높은 기간으로 변경한 경우에 지급하는 정산금은 다음과 같다. <개정 2014.11.3.> <개정 2015.3.17.>

가. 일반발전기(복합, 수력 및 양수를 제외한 발전기)

일반발전기의 계획예방정비계획 조정시에는 다음 식에 따라 조정 후 예방정비기간 동안 거래시간 단위로 추가용량요금( $ACP_{i,t}$ )을 지급한다. 즉,

$$ACP_{i,t} = \text{Max}((PMA_i - \text{Min}(A_{i,t}, RA_{i,t}, MGO_{i,t})), 0) \times (DCF_i + \beta) \times ACTF \times 1,000$$
 <개정 2021.1.1>

여기서,

$DCF_i = RCP_i \times RCF_i \times [\text{Max}\{(TCF_d - TCF_{bd}) \div AOHD, 0\}] \times PCF_i$  <개정 2015.3.17. 2016.10.31., 2022.5.31.>

$ACP_{i,t}$  : 계획예방정비계획 조정으로 인한 시간대별 추가용량요금

$PMA_i$  : 발전기가 전년도 예방정비 기간을 제외한 기간동안의 용량정산금 정산에 반영된 공급가능용량의 합계를 예방정비기간을 제외한 기간으로 나눈 예방정비 발전기 설비용량(kW) [신설 2008.10.31]

$RCP_i$  : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격

$RCF_i$  : 적정 설비예비력을 고려한 지역별 가중치이며, 본 가중치는 비용위원회에서 결정

$TCF_d$  : 예방정비일정 조정 후 예방정비기간의 시간대별용량가격계수 합계 <개정 2008.10.31., 2014.11.3., 2015.3.17.>

$TCF_{bd}$  : 예방정비일정 조정 전 예방정비기간의 시간대별용량가격계수 합계 <개정 2008.10.31., 2014.11.3., 2015.3.17.>

$AOHD$  : 조정 후 예방정비기간(시간단위) [신설 2015.3.17.]

$PCF_i$  : 성과연동형용량가격계수 <개정 2022.5.31.>

$FCA_{i,t}$  <삭제 2021.1.1>

$OFCA_{i,t}$  <삭제 2021.1.1>

$OR_{i,t}$  <삭제 2021.1.1>

$DAOS_{i,t}$  <삭제 2021.1.1>

$ACTF$  : 계획예방정비계획 조정 플래그이며, 거래소가 계획예방정비계획을 조정하면 1, 그렇지 않으면 “0”임[신설 2008.10.31.]

각 발전기의 거래일 추가용량정산금( $ACP_i$ )은 다음과 같다.

$$ACP_i = \sum_t ACP_{i,t}$$

나. 복합 및 수력발전기<개정 2008.10.31>

복합 및 수력발전기의 계획예방정비계획 조정시에는 다음 식에 따라 조정 후 예방정비기간동안 거래시간 단위로 추가용량정산금( $ACP_{i,t}$ )을 지급한다. 즉,

$$ACP_{i,t} = PMA_i \times PRAF_i \times (DCF_i + \beta) \times ACTF \times 1,000 \quad \text{<개정 2008.10.31>}$$

여기서,

$$DCF_i = RCP_i \times RCF_i \times [\text{Max}\{(TCF_d - TCF_{bd}) \div AOHD, 0\}] \times PCF_i \quad \text{<개정 2015.3.17., 2016.10.31., 2022.5.31.>}$$

$ACP_{i,t}$  : 계획예방정비계획 조정으로 인한 시간대별 추가용량정산금

$PMA_i$  : 개별 예방정비발전기 설비용량(kW)[신설 2008.10.31]

$PRAF_i$  : 발전기가 전년도 예방정비 기간을 제외한 기간 동안의 설비용량대비 공급가능용량 입찰률[신설 2008.10.31]

$RCP_i$  : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격

$RCF_i$  : 적정 설비에비력을 고려한 지역별 가중치이며, 본 가중치는 비용위원회에서 결정

$TCF_d$  : 예방정비일정 조정 후 예방정비기간의 시간대별용량가격계수 합계<개정 2008.10.31., 2014.11.3., 2015.3.17.>

$TCF_{bd}$  : 예방정비일정 조정 전 예방정비기간의 시간대별용량가격계수 합계<개정 2008.10.31., 2014.11.3., 2015.3.17.>

$AOHD$  : 조정 후 예방정비기간(시간단위) [신설 2015.3.17.]

$PCF_i$  : 성과연동형용량가격계수 <개정 2022.5.31.>

$ACTF$  : 계획예방정비계획 조정 플래그이며, 전력거래소가 계획예방정비계획을 조정하면 “1“, 그렇지 않으면 “0”임 <개정 2008.10.31.>

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

각 발전기의 거래일 추가용량정산금( $ACP_i$ )은 다음과 같다.

$$ACP_i = \sum_t ACP_{i,t}$$

다. 양수발전기

양수발전기의 계획예방정비계획 조정시에는 다음 식에 따라 조정 전 예방정비기간 동안 거래시간 단위로 추가용량요금( $ACP_{i,t}$ )을 지급한다. 즉,

$$ACP_{i,t} = PMA_i \times (DCF_i + \beta) \times ECPF_{i,t} \times ACTF \times 1,000 \quad \text{<개정 2008.10.31., 2021.9.18.>}$$

여기서,

$ECPF_{i,t}$  = 용량가격 지급 여부 표시기로서 거래시간 1시부터 8시까지는 ‘0’, 그 외

의 시간은 '1' [신설 2021.9.18.]

$DCF_i = RCP_i \times RCF_i \times [\text{Max}\{(TCF_d - TCF_{bd}) \div AOHD, 0\}] \times PCF_i$  <개정 2015.3.17., 2016.10.31., 2022.5.31.>

$ACP_{i,t}$  : 계획예방정비계획 조정으로 인한 시간대별 추가용량요금

$PMA_i$  : 예방정비용량으로 예방정비 개별 발전기의 최대발전용량(MGC)을 적용한다 (kW)[신설 2008.10.31]

$RCP_i$  : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격

$RCF_i$  : 적정 설비예비력을 고려한 지역별 가중치이며, 본 가중치는 비용위원회에서 결정

$TCF_d$  : 예방정비일정 조정 후 예방정비기간의 시간대별용량가격계수 합계<개정 2008.10.31., 2014.11.3., 2015.3.17.>

$TCF_{bd}$  : 예방정비일정 조정 전 예방정비기간의 시간대별용량가격계수 합계<개정 2008.10.31., 2014.11.3., 2015.3.17.>

$AOHD$  : 조정 후 예방정비기간(시간단위) [신설 2015.3.17.]

$PCF_i$  : 성과연동형용량가격계수 <개정 2022.5.31.>

$ACTF$  : 계획예방정비계획 조정 플래그이며, 전력거래소가 계획예방정비계획을 조정하면 “1”, 그렇지 않으면 “0”임<개정 2008.10.31.>

$\zeta_i$  : <개정 2004.4.22.> <삭제 2021.9.18.>

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

[신설 2008.10.31]

각 발전기의 거래일 추가용량정산금( $ACP_{i,t}$ )은 다음과 같다.

$$ACP_i = \sum_t ACP_{i,t}$$

## 12. 기타 정산 <조항번호변경 2006.12.26., 2015.3.17.>

가. 기동대기 발전기의 정산 <개정 2009.06.30>

계통의 안정적인 운영을 목적으로 전력거래소에서 발전사업자에게 기동대기를 지시한 경우에는 다음과 같이 정산한다.

### ① 계통연결 지시로 기동대기한 비용정산

전력거래소에서 발전사업자에게 계통연결을 지시하고, 계통연결 전에 계통연결 지시를 취소한 경우에는 기동대기 시작시간부터 기동대기 마지막시간에 들어간 비용은 다음과 같이 정산한다. 단, 계통연결 대기시간이 거래일 2일 이상 지속되는 경우에는 연속되는 시간을 고려하여 거래일별로 정산한다. <개정 2011.12.2>

$$\text{즉, } SUSBC_{i,t} = \frac{SUC_i}{SUH_i} \times TH_{i,t}$$



여기서,

$SUSBC_{i,t}$  : 전력거래소가 기동대기를 지시한 경우 시간대별 정산금(원)

$SUH_i$  : 기동에 소요되는 시간이며, 제2장제2절에 따라 제출한 기동시간(기동비 산정에 적용한 시간)을 사용한다.

$TH_i$  : 기동대기시작시간부터 기동대기마지막시간까지 소요되는시간(계통연결 대기시간)

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

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

기동대기마지막시간 : 전력거래소가 계통연결을 취소한 시간 또는 계통연결예정시간을 지나서 계통연결된 시간

각 발전기의 거래일 기동대기발전기 정산금은 다음과 같다.

$$SUSBC_i = \sum_t SUSBC_{i,t}$$

단, 다조합 복합발전기의 계통연결 지시로 기동대기한 비용( $SUSBC_{i,t}$ )은 다음과 같이 계산한다. <개정 2023.6.30.>

$$SUSBC_{i,t} = \sum_j \frac{GSUC_i}{GSUH_i} \times GTH_{i,j,t} + \frac{SSUC_i}{SSUH_i} \times STH_{i,t}$$

여기서,

$GSUC_i$  : 다조합 복합발전기 i의 가스터빈발전기의 기동비용

$SSUC_i$  : 다조합 복합발전기 i의 스팀터빈발전기의 기동비용

$GSUH_i$  : 다조합 복합발전기 i의 가스터빈발전기의 기동소요시간

$SSUH_i$  : 다조합 복합발전기 i의 스팀터빈발전기의 기동소요시간

$GTH_{i,j}$  : 가스터빈 발전기 j의 기동대기시작시간부터 기동대기마지막시간까지 소요되는시간(계통연결 대기시간)

$$GTH_i = \sum_t \sum_j GTH_{i,j,t} \quad \text{<개정 2023.6.30.>}$$

$STH_i$  : 스팀터빈 발전기의 기동대기시작시간부터 기동대기마지막시간까지 소요되는시간(계통연결 대기시간)

$$STH_i = \sum_t STH_{i,t}$$

각 발전기의 거래일 기동대기발전기 정산금은 다음과 같다.

$$SUSBC_i = \sum_t SUSBC_{i,t}$$

② 발전기가 열간(HOT) 기동대기한 경우의 비용정산 [신설 2011.12.2]  
 전력거래소가 안정적 계통운영을 위해 발전기의 신속한 계통연결을 목적으로 발전사업자에게 열간(HOT) 기동대기 지시를 한 경우 비용은 다음과 같이 정산한다. 단, 열간 기동 대기시간이 거래일 2일 이상 지속되는 경우에는 연속되는 시간을 고려하여 거래일별로 정산한다.

$$\text{즉, HSUSBC}_{i,t} = \left( \frac{\text{SUC}_i}{\text{SUH}_i} \times \text{HSUTH}_{i,t} \times \text{HSUF} \right) + (\text{HSBTH}_{i,t}) \times \text{SUC}_i \times \text{HCR}$$

HSUSBC<sub>i,t</sub> : 전력거래소 지시에 의한 시간대별 기동대기 정산금

HSUF : 열간 기동대기 이후 계통연결 여부를 구분하는 표시기 (계통연결이 이뤄진 경우 “0”, 계통연결이 이뤄지지 않고 열간 기동대기상태가 취소된 경우 “1”)

HSUTH<sub>i</sub> : 열간 기동대기를 위한 기동시간 (열간 기동대기를 위한 기동준비 시작시간부터 기동준비 마지막시간까지 소요되는 시간)

$$\text{HSUTH}_i = \sum \text{HSUTH}_{i,t}$$

HSBTH<sub>i</sub> : 열간 기동대기 상태시간(열간 기동대기 시작시간부터 열간 기동대기 마지막 시간까지 소요되는 시간)

$$\text{HSBTH}_i = \sum \text{HSBTH}_{i,t}$$

기동준비 시작시간 : 열간 기동대기 시작시간에서 기동시간(SUH<sub>i</sub>)을 뺀 시간

기동준비 마지막시간 : 열간 기동대기 시작시간 이전 열간 기동대기 준비가 완료 또는 취소된 시간

열간 기동대기 시작시간 : 전력거래소에서 지시한 열간 기동대기 시작시간

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

HCR : 열간 기동대기시 시간대별 기동대기 정산금 지급률(35%를 적용하며, 비용평가위원회에서 변경할 수 있음)

각 발전기의 거래일 열간 기동대기 발전기 정산금은 다음과 같다.

$$\text{HSUSBC}_i = \sum_t \text{HSUSBC}_{i,t}$$

단, 다조합 복합화력 발전기의 HSUSBC<sub>i,t</sub>는 다음과 같이 계산한다. <개정 2023.6.30.>

$$\begin{aligned}
HSUSBC_{i,t} = & \sum_{j=1}^{NGT_i} \left( \frac{GSUC_i}{GSUH_i} \times GHSUTH_{i,j,t} \times GHSUF_{i,j} \right) \\
& + \sum_{j=1}^{NGT_i} (GHSBTH_{i,j,t} \times GSUC_i \times HCR) \\
& + \left( \frac{SSUC_i}{SSUH_i} \times SHSUTH_{i,t} \times SHSUF_i \right) \\
& + (SHSBTH_{i,t} \times SSUC_i \times HCR)
\end{aligned}$$

여기서,

$GSUC_i$  : 다조합 복합발전기  $i$ 의 가스터빈발전기의 기동비용

$SSUC_i$  : 다조합 복합발전기  $i$ 의 스팀터빈발전기의 기동비용

$GSUH_i$  : 다조합 복합발전기  $i$ 의 가스터빈발전기의 기동소요시간

$SSUH_i$  : 다조합 복합발전기  $i$ 의 스팀터빈발전기의 기동소요시간

$GHSUTH_{i,j}$  : 다조합 복합발전기  $i$ 의 가스터빈발전기  $j$ 의 열간 기동대기를 위한 기동시간 (열간 기동대기를 위한 기동준비 시작시간부터 기동준비 마지막시간까지 소요되는 시간)

$$GHSUTH_i = \sum_t \sum_j GHSUTH_{i,j,t} \quad \text{<개정 2023.6.30.>}$$

$SHSUTH_i$  : 다조합 복합발전기  $i$ 의 스팀터빈발전기의 열간 기동대기를 위한 기동시간 (열간 기동대기를 위한 기동준비 시작시간부터 기동준비 마지막시간까지 소요되는 시간)

$$SHSUTH_i = \sum SHSUTH_{i,t}$$

$GHSUF_{i,j}$  : 다조합 복합발전기  $i$ 의 가스터빈발전기  $j$ 의 열간 기동대기 이후 계통연결 여부를 구분하는 표시기 (계통연결이 이뤄진 경우 “0”, 계통연결이 이뤄지지 않고 열간 기동대기상태가 취소된 경우 “1”) <개정 2023.6.30.>

$SHSUF_i$  : 다조합 복합발전기  $i$ 의 스팀터빈발전기의 열간 기동대기 이후 계통연결 여부를 구분하는 표시기 (계통연결이 이뤄진 경우 “0”, 계통연결이 이뤄지지 않고 열간 기동대기상태가 취소된 경우 “1”) <개정 2023.6.30.>

$GHSBTH_{i,j}$  : 다조합 복합발전기  $i$ 의 가스터빈발전기  $j$ 의 열간 기동대기 상태시간 (열간 기동대기 시작시간부터 열간 기동대기 마지막 시간까지 소요되는 시간)

$$GHSBTH_i = \sum_t \sum_j GHSBTH_{i,j,t} \quad \text{<개정 2023.6.30.>}$$

$SHSBTH_i$  : 다조합 복합발전기  $i$ 의 스팀터빈발전기  $j$ 의 열간 기동대기 상태시간 (열간 기동대기 시작시간부터 열간 기동대기 마지막 시간까지 소요되는 시간)

$$SHSBTH_i = \sum SHSBTH_{i,t}$$

각 발전기의 거래일 열간 기동대기 발전기 정산금은 다음과 같다.

$$HSUSBC_i = \sum_t HSUSBC_{i,t}$$

[신설2021.1.1.] [시행일 : 2026.1.1.부터 시행예정]

나. 입찰량을 초과하여 급전지시한 발전기의 정산 <개정 2013.10.1., 2021.1.1.>  
전력거래소가 전력계통의 안정운전을 위해서 발전기의 공급가능용량 이상으로  
급전지시를 하거나, 발전기의 정비 또는 시험일정을 변경하는 경우에는 다음과  
같이 정산한다.

공급가능용량을 초과하여 발전한 전력량에 대해서는 시장정산금과 변동비 중 큰  
값으로 정산하고, 발전기의 실제 공급가능용량에 대해서는 용량가격으로 정산한다.  
즉,

$$XEGW_{i,t} = XSCON_{i,t} + XCP_{i,t}$$

단, 수력 및 양수발전기는 정산하지 않는다.

여기서,

공급가능용량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 정산은 다음과 같다.

$$MGO_{i,t} \leq RA_{i,t} \text{이면, } XSCON_{i,t} = 0$$

그렇지 않으면,

$$XSCON_{i,t} = \text{Max}(XMP_{i,t}, XVC_{i,t})$$

$$XMP_{i,t} = [\text{Min}\{MGO_{i,t}, RA_{i,t}\} + XEOGA_{i,t} - \text{Min}(\varepsilon, MGO_{i,t} - RA_{i,t})] - RA_{i,t}] \\ \times MP_{i,t} \times 1,000$$

$$XVC_{i,t} = QPC_i \times [\text{Min}\{MGO_{i,t}, RA_{i,t}\} + XEOGA_{i,t} - \text{Min}(\varepsilon, MGO_{i,t} - RA_{i,t})]^2 \\ - RA_{i,t}^2] +$$

$$LPC_i \times [\text{Min}\{MGO_{i,t}, RA_{i,t} + XEOGA_{i,t} - \text{Min}(\varepsilon, MGO_{i,t} - RA_{i,t})\} - RA_{i,t}]$$

<개정 2021.1.1.>

단, 다조합 복합발전기의  $XVC_{i,t}$ 는 다음과 같이 계산한다. <개정 2023.6.30.>

$$XVC_{i,t} = QPC_{i,x,t} \times \{\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) + XEOGA_{i,t} - \text{Min}(\varepsilon, MGO_{i,t} - RA_{i,t})\}^2 - QPC_{i,y,t} \times RA_{i,t}^2 + LPC_{i,x,t} \times \{\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) + XEOGA_{i,t} - \text{Min}(\varepsilon, MGO_{i,t} - RA_{i,t})\} - LPC_{i,y,t} \times RA_{i,t}$$

여기서,

$QPC_{i,x,t}$  : 다조합 복합발전기 i의  $NGT_{i,x,t}$ :1조합 2차증분가격계수

$LPC_{i,x,t}$  : 다조합 복합발전기 i의  $NGT_{i,x,t}$ :1조합 1차증분가격계수

$QPC_{i,y,t}$  : 다조합 복합발전기 i의  $NGT_{i,y,t}$ :1조합 2차증분가격계수

$LPC_{i,y,t}$  : 다조합 복합발전기 i의  $NGT_{i,y,t}$ :1조합 1차증분가격계수

$NGT_{i,x,t}$  : 다조합 복합발전기 i의 x:1조합 운전 시 가스터빈발전기의 운전대수

$NGT_{i,y,t}$  : 다조합 복합발전기 i의 y:1조합 운전 시 가스터빈발전기의 운전 대수

x : 다조합 복합발전기 i가  $\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t}) + \text{XEOGA}_{i,t} - \text{Min}(\varepsilon, \text{MGO}_{i,t} - \text{RA}_{i,t})$ 를 발전하기 위한 운전조합  
y : 다조합 복합발전기 i가  $\text{RA}_{i,t}$ 를 발전하기 위한 운전조합  
[신설 2021.1.1.] [시행일 : 2026.1.1.부터 시행예정]

단, CC모드로 입찰한 복합발전기가 급전지시에 의해 GT모드로 운전한 경우에는 해당 발전기의 GT모드 변동비로 계산한다.

발전기의 실제 공급가능용량에 대한 정산은 다음과 같다.

① 일반발전기 <개정 2021.1.1., 2022.12.27.>

$$\text{XCP}_{i,t} = [\{\text{RA}_{i,t} + \text{XEOGA}_{i,t}\} - \text{Min}\{\text{A}_{i,t}, \text{RA}_{i,t}, \text{Max}(\text{MGO}_{i,t}, \text{FCA}_{i,t})\}] \times (\text{HCF}_{i,t} + \beta) \times 1,000$$

단, 원자력발전기는 다음과 같다. <개정 2022.12.27.>

$$\text{XCP}_{i,t} = [\{\text{RA}_{i,t} + \text{XEOGA}_{i,t}\} - \text{Min}\{\text{A}_{i,t} + 5, \text{RA}_{i,t} + 5, \text{Max}(\text{MGO}_{i,t}, \text{FCA}_{i,t})\}] \times (\text{HCF}_{i,t} + \beta) \times 1,000$$

② 복합발전기 <개정 2021.1.1., 2022.12.27.>

$$\text{XCP}_{i,t} = [\{\text{RA}_{i,t} + \text{XEOGA}_{i,t}\} - \text{Min}\{\text{RA}_{i,t}, \text{TA}_{i,t}, \text{Max}(\text{MGO}_{i,t}, \text{FCA}_{i,t})\}] \times (\text{HCF}_{i,t} + \beta) \times 1,000$$

여기서,

XEGW : 발전사업자가 신고한 공급가능용량을 초과하여 발전하도록 전력거래소가 지시한 경우, 초과 발전량에 대한 정산금

XMP : 전력거래소 지시로 발전기의 입찰량을 초과하여 발전한 전력량을 시장 가격으로 정산할 경우 금액

XVC : 전력거래소 지시로 발전기의 입찰량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 변동비

XEOGA : 전력거래소 지시로 발전기의 입찰량을 초과하여 발전하도록 지시한 초과 전력량

XCP : 전력거래소 지시에 의한 발전기의 추가 용량정산금

다. 발전사업자 사유로 인한 공급가능용량 조정 원칙 <개정 2010.6.30., 2014.11.3., 2020.7.8.>

1) 계통연결 및 계통분리 지연

① 계통연결 지연 <개정 2014.11.3.>

발전사업자가 전력거래소로부터 계통연결 시간을 지시 받고, 실제 계통연결 시간이 지시받은 시간의 허용시간 범위를 초과하여 늦을 경우, 지연이 발생한 거래시간의 변경 공급가능용량( $\text{RA}_{i,t}$ )은 계량된 전력량으로 조정한다. 즉

$$\text{ARA}_{i,t} = \text{MGO}_{i,t}$$

여기서,

$ARA_{i,t}$  : 조정된 변경 공급가능용량

② 계통분리 지연 <개정 2014.11.3.>

발전사업자가 전력거래소로부터 계통분리 시간을 지시 받고, 실제 계통분리 시간이 지시받은 시간의 허용시간 범위를 초과하여 늦을 경우, 지연되는 시간 동안에 계량된 발전전력량( $MGO_{i,m}$ )을 "0"으로 조정한다. 즉  $MGO_{i,m} = 0$

해당 거래시간의 조정된 계량값( $AMGO_{i,t}$ )은 다음과 같다.

$$AMGO_{i,t} = \sum_{m=1}^{60} MGO_{i,m}$$

단, 석탄화력 발전기 계획예방정비 계통분리 시 석탄저장조 잔여탄 소진을 목적으로 계통분리 지연이 발생하는 경우, 계통분리 지시 시간 이후 1시간 이내만 계통분리 지연에서 제외하며 해당시간 DAOS는 다음과 같다.

$DAOS_{i,t} = 0$  <개정 2021.1.1.>

2) 조기 계통연결 및 계통분리

① 조기 계통연결 <개정 2014.11.3.>

발전사업자가 전력거래소로부터 계통연결 시간을 지시 받고, 실제 계통연결 시간이 지시받은 시간의 허용시간 범위를 초과하여 빠른 경우, 빨리 계통연결한 시간 동안에는 계량된 전력량( $MGO_{i,m}$ )을 "0"으로 조정한다. 즉

$MGO_{i,m} = 0$

해당 거래시간의 조정된 계량값( $AMGO_{i,t}$ )은 다음과 같다.

$$AMGO_{i,t} = \sum_{m=1}^{60} MGO_{i,m}$$

② 조기 계통분리 <개정 2014.11.3.>

발전사업자가 전력거래소로부터 계통분리 시간을 지시 받고, 실제 계통분리 시간이 지시받은 시간의 허용시간 범위를 초과하여 빠른 경우, 빨리 계통분리한 시간 동안에는 변경 공급가능용량( $RA_{i,m}$ )을 "0"으로 조정한다. 즉,

$RA_{i,m} = 0$

해당 거래시간의 재선언공급가능용량( $ARA_{i,t}$ )은 다음과 같다.

$$ARA_{i,t} = \sum_{m=1}^{60} RA_{i,m}$$

3) 계통연결 및 계통분리 지연, 조기 계통연결 및 계통분리 시 허용시간 [신설 2014.11.3.]

구분	LNG, 유류	석탄
계통연결/분리 허용시간(δ)	±5분	±10분

4) 발전기 고장정지 시 공급가능용량의 조정 [신설 2020.7.8.]

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 확인에 따라 아래와 같이 조정한다.

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

$CRA_{i,t}$  : 고장정지공급가능용량

5) 계획량 또는 급전지시량으로 발전하지 못한 경우 <개정 2010.6.30., 번호변경 2014.11.3., 2020.7.8.>

① 급전지시량에 미달하여 발전하는 경우

발전기가 전력거래소 지시가 아닌 발전회사 사유로 급전지시량에 미달되게 발전하고도 적절한 변경입찰을 하지 않은 경우 공급가능용량을 아래와 같이 조정한다.

$$|EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}| \leq \varepsilon \text{ 이면,}$$

$$ARA_{i,t} = \text{Max}(\text{Min}(RA_{i,t}, CRA_{i,t}), MGO_{i,t}) \text{ 이고,}$$

$$\text{그렇지 않으면 } ARA_{i,t} = MGO_{i,t}$$

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

$$|EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}| \leq \varepsilon \text{ 이면,}$$

$$ARA_{i,t} = \text{Max}(\text{Min}(RA_{i,t}, CRA_{i,t}), MGO_{i,t}) \text{ 이고,}$$

그렇지 않으면

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

여기서,

가.  $CRA_{i,t}$ (고장정지공급가능용량)가 없을 경우는  $RA_{i,t}$ 로 대체

나.  $EOSO_{i,t}$ 는 전력거래소가 급전지시한 발전전력량으로  $EOSO_{i,t}$ 는 12.아.1)에 의해 산정된 급전지시량을 적용한다.

허용오차( $\varepsilon$ ) : 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제

운전한 발전기에 대해서는  $(RA_{i,t} \times 0.01)$ , 기타발전기는  $(RA_{i,t} \times 0.005)$ 를 적용한다. 단, 최소허용오차는 0.5MW, 최대허용오차는 5MW를 적용한다. <개정 2023.9.26.>

② 급전지시량을 초과하여 발전한 경우

전력거래소의 지시에 의하지 않고 발전회사 자체사유로 급전지시량을 초과하여 발전한 경우 변경 공급가능용량( $RA_{i,t}$ )을 아래와 같이조정된 값을 적용한다.

$|EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}| \leq \varepsilon$  이면,  $RA_{i,t} = ARA_{i,t}$  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 12.아.2)에 의해 산정된 급전지시량을 적용한다.

허용오차( $\varepsilon$ ) : 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기에 대해서는  $(RA_{i,t} \times 0.01)$ , 기타발전기는  $(RA_{i,t} \times 0.005)$ 를 적용한다. 단, 최소허용오차는 0.5MW, 최대허용오차는 5MW를 적용한다. <개정 2023.9.26.>

6) 고정출력 제약입찰 발전기의 경우 발전량( $MGO_{i,t}$ )이 공급가능용량( $RA_{i,t}$ )보다 작을 경우 아래와 같이 조정한다. [신설 2020.7.8.]

$MGO_{i,t} + \varepsilon < RA_{i,t}$ 이면  $ARA_{i,t} = MGO_{i,t}$

라. 급전지시량을 계량값으로 하는 경우 <개정 2006.12.26>

전력거래소가 지시한 발전 또는 양수 전력량(급전지시량) 산정이 가능할 때까지는 전력거래소가 인정할 경우 계량값( $MGO_{i,t}$  또는  $MPE_{i,t}$ )을 급전지시량으로 할 수 있다. 다만, 계량값을 급전지시량으로 인정할 경우 전력거래소는 반드시 사유를 명시해야 하며 자세한 절차와 방법은 “급전지시량 산정절차”에 따른다.

마. <삭제 2006.12.26>

바. LNG 약정물량 허용오차 초과로 부가금이 발생한 경우[신설 2009.12.31]

LNG 약정물량 대비 초과 혹은 미달사용으로 부가금이 발생하여 비용평가위원회에서 의결된 발전기의 초과부가금은 추가 정산하며, 정산시점은 초과부가금 발생



익월 28일로 한다. <개정 2012.5.31.>

사. 복합발전기의 계통계약 보정정산금 [신설 2016.5.12.] <개정 2019.5.31., 2021.1.1., 2024.8.1.>

2기 이상의 발전기로 구성된 복합발전기는 계통계약 운전 시 계통계약 보정정산금(AASMWP : Additional Adjusted SMWP)을 다음과 같이 산정한다. 즉,

다음의 경우는  $AASMWP_{i,t} = 0$  이다.

- 1)  $SMF_{i,t} = 1$  이고  $DAOS_{i,t} > 0$
- 2)  $MEGW_{i,t} > 0$

그렇지 않으면,

$$AASMWP_{i,t} = \text{MAX}(ASMWP_{i,t} - MEP_{i,t} - SMWP_{i,t}, 0)$$

여기서,

$$ASMWP_{i,t} = FASMWP_{i,t} + SASMWP_{i,t} + TASMWP_{i,t}$$

$FASMWP_{i,t}$  : 복합발전기가 20%이하 출력(CC기준) 구간에서 재산정한 자기변동비

$$FASMWP_{i,t}$$

$$= [QPC_{i,g} \times \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon)^2 + LPC_{i,g} \times \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon) + NLPC_{i,g} \times MWGF_{i,t}] \times FASMWGF_{i,t}$$

$QPC_{i,g}$  : 가스터빈(GT) 1기준으로 산정된 2차 증분가격계수

$LPC_{i,g}$  : 가스터빈(GT) 1기준으로 산정된 1차 증분가격계수

$NLPC_{i,g}$  : 가스터빈(GT) 1기준으로 산정된 가격상수

$FASMWGF_{i,t}$  : 복합발전기 20%이하 출력에서 자기변동비 재산정 여부 표시기로서,

$0 < MGO_{i,t} \leq RA_{i,t} \times 0.2$  이고,  $RA_{i,t} > MGC_i \times 50\%$  이면,  $FASMWGF_{i,t} = 1$ , 그렇지 않으면 0

$SASMWP_{i,t}$  : 복합발전기가 20%~50%이하 출력(CC기준) 구간에서 재산정한 자기변동비

$$SASMWP_{i,t}$$

$$= [QPC_{i,m} \times \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon)^2 + LPC_{i,m} \times \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon) + NLPC_{i,m} \times MWGF_{i,t}] \times SASMWGF_{i,t} \times ASMWGF_{i,t}$$

$QPC_{i,m}$  : 전체호기 운전조합 기준으로 산정된 2차 증분가격계수

$LPC_{i,m}$  : 전체호기 운전조합기준으로 산정된 1차 증분가격계수

$NLPC_{i,m}$  : 전체호기 운전조합기준으로 산정된 가격상수

$SASMWGF_{i,t}$  : 복합발전기가 20% 초과, 50%이하 출력에서 자기변동비 재산정 여부 표시기로서,

$RA_{i,t} \times 0.2 < MGO_{i,t} \leq RA_{i,t} \times 0.5$  이고  $RA_{i,t} > MGC_i \times 50\%$  이면,  $SASMWGF_{i,t} = 1$ , 그렇지 않으면 0

$ASMWGF_{i,t}$  : 조정 계통제약정산금( $ASMWP_{i,t}$ ) 대상발전기 표시기로서 다음의 경우중 하나에 해당하면  $ASMWGF_{i,t} = 1$ , 그렇지 않으면  $ASMWGF_{i,t} = 0$

1) 발전기가 계통연결 후 3시간 이내인 경우

( $RA_{i,t-3} > MGC_i \times 50\%$ 이고,  $MGO_{i,t-3} = 0$ ) 이고,

$[(RA_{i,t+1} > MGC_i \times 50\%$ 이고,  $MGO_{i,t+1} \geq RA_{i,t+1} \times 50\%$ ) 또는 ( $RA_{i,t+2} > MGC_i \times 50\%$ 이고,  $MGO_{i,t+2} \geq RA_{i,t+2} \times 50\%$ ) 또는 ( $RA_{i,t+3} > MGC_i \times 50\%$ 이고,  $MGO_{i,t+3} \geq RA_{i,t+3} \times 50\%$ )]

2) 발전기가 계통연결 후 3시간 이내면서, 전력거래소 급전지시에 따라 기동하여 낮은 출력수준을 유지하는 경우

( $RA_{i,t-3} > MGC_i \times 50\%$ 이고,  $MGO_{i,t-3} = 0$ )이고, ( $RA_{i,t} > MGC_i \times 50\%$ 이고,  $MGO_{i,t} \leq RA_{i,t} \times 50\%$ )

3) 안정적 계통운행을 위해 전력거래소 급전지시에 따라 일정시간 낮은 출력수준을 유지하게 되는 경우와 계통제약 운전 후 계통분리 하는 경우

( $RA_{i,t-3} > MGC_i \times 50\%$ 이고,  $MGO_{i,t-3} > 0$ )이고,

( $RA_{i,t} > MGC_i \times 50\%$ 이고,  $MGO_{i,t} \leq RA_{i,t} \times 50\%$ )

$TASMWP_{i,t}$  : 복합발전기가 50%~80%이하 출력(CC기준) 구간에서 재산정한 자기변동비

$TASMWP_{i,t}$

$= [QPC_{i,m} \times \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon)^2 + LPC_{i,m} \times \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon) + NLPC_{i,m} \times MWGF_{i,t}] \times TASMWGF_{i,t}$

$QPC_{i,m}$  : 전체호기 운전조합 기준으로 산정된 2차 증분가격계수

$LPC_{i,m}$  : 전체호기 운전조합기준으로 산정된 1차 증분가격계수

$NLPC_{i,m}$  : 전체호기 운전조합기준으로 산정된 가격상수

$TASMWGF_{i,t}$  : 복합발전기가 50% 초과, 80%이하 출력에서 자기변동비 재산정

여부 표시기로서,

$RA_{i,t} \times 0.5 < MGO_{i,t} \leq RA_{i,t} \times 0.8$ 이고,  $RA_{i,t} > MGC_i \times 50\%$ 이면,  
 $TASMWGF_{i,t} = 1$ , 그렇지 않으면 0

단, 발전기 고장 및 계통연결지연 등 발전기 사유로 인해 발전기가 운전된 경우에는 보정정산금을 지급하지 않는다.

사. 복합발전기의 계통제약 보정정산금[신설 2016.5.12.] <개정 2019.5.31.><삭제 2021.1.1.> [시행일 : 2026.1.1.부터 시행예정]

아. 복합발전기가 계통제약운전중 일부 가스터빈이 정지후 재기동하는 경우 기동비정산 [신설 2016.5.12.] <개정 2024.8.1.>

2기 이상의 발전기로 구성된 복합발전기가 계통제약으로 운전되는 기간동안 거래소 지시에 의해 일부 가스터빈이 정지후 재기동하는 경우 기동비(ASUAP: Additional SUAP)를 추가 정산한다.

$$ASUAP_i = SUCp_i \times NSUAP_i$$

여기서,

$SUCp_i$ : 가스터빈(GT) 기준 기동비용

$NSUAP_i$  : 거래일 복합발전기가 계통제약 운전중 일부 가스터빈(GT) 재기동 횟수

$$NSUAP_i = \sum_t SUAP_{i,t}$$

$$SUAP_{i,t} = CONF_{i,t} \times PSUF_{i,t}$$

여기서,

$CONF_{i,t}$  : 계통제약발전 여부 표시기로서 다음의 경우 중 하나에 해당하면  $CONF_{i,t} = 1$ , 그렇지 않으면 0

1) 하루전발전계획에 미포함 시

$DAOS_{i,t} = 0$  이고,  $MGO_{i,t} > 0$  이며,  $MEGW_{i,t} = 0$ 인 경우

2) 하루전발전계획에 포함 시

$DAOS_{i,t} > 0$ ,  $GP_{i,t} > SMP_t$  이고,  $MGO_{i,t} > 0$  이며,  $MEGW_{i,t} = 0$  인 경우

$PSUF_{i,t}$  : 일부 가스터빈 재기동 대상여부 표시기로서 대상이면 '1', 그렇지 않으면, '0'

단, 발전사업자의 사유로 기동하는 경우에는 정산하지 않는다.

아. <삭제 2021.1.1.> [시행일 : 2026.1.1.부터 시행예정]

자. [신설 2016.5.12.] <삭제 2021.1.1.>

차. 화력발전기에 대한 지역자원시설세 정산 [신설 2016.5.12.]

지방세법에 따라 부과하는 화력발전기에 대한 지역자원시설세 정산금은 전력거래량에 소내전력률, 화석연료사용률 및 지역자원시설세율을 반영하여 다음과 같이 정산한다. 단, 규칙 제13.1.1조 및 별표30에 따른 정부승인차액계약 체결 발전기는 계약기간에 대해서는 지역자원시설세를 정산하지 않는다. 지역자원시설세를 납부한 발전기를 보유한 전기사업자는 한국전력거래소에 납부실적을 제출하여야 한다. 한국전력거래소는 납부실적을 제출받아 제출일 익월 1일 거래일부터 지역자원시설세 정산플래그(LPTFi)를 변경하여 정산을 시행한다. 단, 지역자원시설세 정산플래그 적용일 이전 기간에 대해 지역자원시설세 납부실적을 제출한 발전기는 아래의 산식을 통해 미정산분을 반영하여 정산하되, 미정산분의 반영시기는 지역자원시설세 정산플래그 적용일 이전 2개월간의 과세기간으로 제한하며 최초 1회에 한한다.

지역자원시설세의 미정산분은 미정산분이 확정되는 익월 거래시간별로 균등 배분하여 발전기에 적용한다.

<개정 2016.12.30., 2018.12.12.>

$$LPT_{i,t} = MGO_{i,t} \div (1 - APR_i) \times LPTFR_i \times LPTR \times 1,000 \times 0.5 \times LPTF_i + RLPT_{i,t}$$

<개정 2016.12.30., 2018.12.12.>

여기서,

$LPT_{i,t}$  : 화력발전 i의 t시간 지역자원시설세 정산금

$APR_i$  : 화력발전기 i의 소내전력률로서, 중앙급전발전기는 용량가격계수 산정시 적용하는 최근 3년간 소내전력률 값 중 최근 1년 값을 적용하며, 비중앙급전발전기는 중앙급전발전기의 산술평균값을 적용한다. 단, 전력거래량을 기준으로 지역자원시설세를 납부하는 발전기는 소내전력률을 0으로 적용한다. <개정 2016.10.31., 2016.12.30.>

$LPTFR_i$  : 화력발전기의 화석연료 사용비율로써, 매년말 전년도 7월부터 당해연도 6월까지의 발전기별 REC 발급실적 및 계량전력량을 이용하여 아래 산식에 따라 산정한 1년 평균값을 차기년도 1월부터 12월까지 적용한다. 단, 신규 발전기 준공 등으로 과거 화석연료사용률 실적을 산정할 수 없는 발전기는 유사발전

기의 화석연료사용률 평균값 적용을 원칙으로 하되, 최근 REC 발급실적을 제출하는 경우는 동 실적을 바탕으로 산정한 평균값을 적용할 수 있다. [신설 2016.12.30.] <개정 2024.12.3.>

$$LPTFR_i = [\text{계량전력량}_i - (REC\text{발급량}_i \div REC\text{가중치}_i) \times LPMF_i] \div \text{계량전력량}_i$$

$LPMF_i$  : 화력발전기 i의 혼소 플래그 (화석연료를 혼소한 경우 1, 아니면 0)

$LPTR$  : 화력발전 지역자원시설세율 (원/kWh)

$LPTF_i$  : 화력발전기 i의 지역자원시설세 정산 플래그 (1 또는 0)

$RLPT_{i,t}$  : 화력발전기 i의 t시간의 미정산분 반영금으로서, 아래와 같이 계산한다. 단, 지역자원시설세 화석연료사용률( $LPTFR_i$ ) 및 지역자원시설세 세율( $LPTR$ ) 이 변할 경우 각 시점까지 별도 산출하여 합하여 계산한다.

$$RLPT_{i,t} = LPT\_MGO_i \div (1 - APR_i) \times LPTFR \times LPTR \times 1000 \times 0.5 \times \frac{1}{NT}$$

$LPT\_MGO_i$  : 지역자원시설세 정산플래그 적용 이전, 납부실적을 제출한 기간 동안의 지역자원시설세 미정산 조정전력거래량의 합. 단, 미정산 조정전력거래량의 합산기간은 지역자원시설세 정산플래그 적용일 이전 2개월간의 과세기간으로 제한한다.

$NT$  : 1개월간 거래시간

카. 기후·환경제약(가동중단, 상한제약 등)으로 비상대기예비력을 입찰한 석탄발전기의 정산 [신설 2020.12.1.]

기후·환경제약(가동중단, 상한제약 등)에 의해 가동이 제한됨에도 불구하고 전력계통의 안정적 운영을 위하여 비상대기하는 경우, 해당 석탄 발전기가 입찰한 비상대기예비력에 대해 비상대기예비력기준단가로 정산한다.

$$ECRP_{i,t} = ECR_{i,t} \times ECRRP_{i,t}$$

$ECRP_{i,t}$  : 비상대기예비력에 대해 지급하는 정산금

$ECR_{i,t}$  : 석탄발전기가 시간대별로 입찰한 비상대기예비력(kWh)

$ECRRP_{i,t}$  : 비상대기예비력기준단가로, 비용평가위원회에서 정한 단가(원/kWh)

다만, 전력거래소가 비상대기예비력을 입찰한 발전사업자에게 급전지시를 한 경우, 급전지시에 따라 발전한 전력량에 대해서는 비상대기예비력정산금( $ECRP$ )을 지급하지 아니하며, [별표4] 6.3.10.3에 따라 해당 시간대의 비상대기예비력 입찰이 불가능한 경우는  $AECR_{i,t} = 0$  으로 한다. <개정 2021.7.1.>

타. 긴급정산상한가격 적용에 따른 비중양급전발전기 등의 연료비 보전 [신설 2022.11.30.]

제2.4.4조의2 제4항 내지 제8항에 따른 보전액은 동조 제6항의 전문위원회에서 결정한 바에 따라 추가 정산한다.

파. 긴급정산상한가격 시행에 따른 복합발전기 추가정산금 [신설 2023.5.3.]  
2기 이상의 발전기로 구성된 복합발전기는 긴급정산상한가격 시행으로 인해 정산가격이 제한되었을 경우 추가정산금(EAASMWP : EPC Additional Adjusted SMWP)을 다음과 같이 산정한다. 즉,

거래일이 제2.4.4조의2에 따른 긴급정산상한가격 적용기간에 해당하는 경우로서  $SMF_{i,t} = 1$ ,  $DAOS_{i,t} > 0$ 이고,  $MEGW_{i,t} = 0$ 인 경우

$$EAASMWP_{i,t} = \text{MAX}(ASMWP_{i,t} - MEP_{i,t} - SMWP_{i,t} - MAP_{i,t}, 0)$$

하. 준중양급전발전기의 기본정산금에 관한 정산 [신설 2024.10.8.]

준중양급전발전기의 기본정산금은 제어가능정산금과 제18.3.2조제1항에 따른 운영기간별 평균이행률에 따른 차감계수를 적용하여 산정하며, 정산금은 준중양급전발전기 운영기간 거래종료일로부터 익익월 마지막 거래일 정산명세서에 반영한다.

$$SSDG_i = \left( \sum_t^{\text{운영기간}} DCPS_{i,t} \right) \times (1 - RF_i)$$

$SSDG_{i,t}$ (Settlement of Semi-Dispatchable Generator) : 거래시간별 준중양급전발전기의 기본정산금

$SSDG_i$ (Settlement of Semi-Dispatchable Generator) : 준중양급전발전기의 기본정산금

$DCPS_{i,t}$ (Dispatchable Capacity Payment of Semi-dispatchable generator) 준중양급전발전기 운영기간 발전기가 제공하는 시간대별 제어가능용량에 대한 정산금액(원)

$RF_i$ (Reduction Factor) : 준중양급전발전기 운영기간 중 급전지시 이행실적에 따라 산정된 시간대별 평균이행률에 대한 차감계수

#### ① 제어가능량 정산금( $DCPS_{i,t}$ )

전력거래소가 전력시스템의 안정운동을 위하여 준중양급전발전기가 제공하는 제어가능용량에 대하여 준중양급전발전기 정산단가로 정산한다. 이 경우, 제어가능량은 발전기에 급전지시가 발생한 경우에는 자체발전계획량과 최소발전용량의 차이로 산정하며, 발전기가 급전지시를 대기하는 경우에는 계량값과 최소발

전용량의 차이로 산정한다. 여기서, 준중양급전발전기 정산단가는 비용평가위원회에서 의결된 2004년 이전에 진입한 발전기에 적용되는 기준용량가격( $RCP_i$ )을 말한다.

가) 발전기에 대해 급전지시가 발생한 경우

$$DCPS_{i,t} = \text{Max}(SSG_{i,t} - MG_i, 0) \times RCP_i \times DF_{i,t}$$

나) 발전기가 급전지시 대기 중인 경우

$$DCPS_{i,t} = \text{Max}(MGO_{i,t} - MG_i, 0) \times RCP_i \times (1 - DF_{i,t})$$

$DCPS_{i,t}$ (Dispatchable Capacity Payment for Semi-dispatchable generator)

준중양급전발전기가 제공하는 제어가능량에 대한 정산금액(원)

$RCP_i$  : 준중양급전발전기에 대한 정산단가로 비용평가위원회 결정한 기준용량가격

$SSG_{i,t}$ (Self Scheduled Generation) 발전사업자가 거래 전일에 제출한 시간대별 자체발전계획량

$DF_{i,t}$ (Dispatch Flag) 운영기간 중 시간대별 급전지시 플래그로, 급전지시가 있으면 1, 아니면 0

여기서, 급전지시 전( $t-1$ ), 후( $t+1$ ) 1시간을 급전지시량 도달 이행시간으로 하여 급전지시 시간에 포함한다.

## ② 기본정산금 차감계수( $RF_i$ )

준중양급전발전기 운영기간별 발생한 급전지시 평균 이행률에 따른 차감계수를 적용한다. 여기서, 이행률은 관제사가 지시한 시간대별 급전지시량과 계량값의 차이를 급전지시량으로 나눈값을 기준으로 하여 산정한다.

가) 기본정산금 차감계수( $RF_i$ )

급전지시 평균 이행률( $AGR_i$ )	차감계수( $RF_i$ )
90% 이상	0
90% 미만 ~ 80% 이상	0.2
80% 미만 ~ 70% 이상	0.4
70% 미만	1

$RF_i$ (Reduction Factor) : 준중양급전발전기 운영기간 중 급전지시 이행실적에 따라 산정된 시간대별 이행률의 산술평균값에 대한 차감계수

나) 급전지시 평균 이행률

$$AGR_i = \frac{\sum_t^{\text{운영기간}} (DGR_{i,t} + UGR_{i,t})}{n}$$

n : 준중앙급전발전기 운영기간 중 발생한 급전지시 시간(1시간 기준)의 횟수

(1) 급전지시량이 자체발전계획량 미만인 경우 즉,  $TGSO_{i,t} < SSG_{i,t}$  이면,

$$DGR_{i,t} = \text{Min}(100\%, (1 - \frac{MGO_{i,t} - TGSO_{i,t}}{TGSO_{i,t}}) \times 100(\%))$$

(2) 급전지시량이 자체발전계획량 이상인 경우 즉,  $TGSO_{i,t} \geq SSG_{i,t}$  이면,

$$UGR_{i,t} = \text{Min}(100\%, (1 - \frac{TGSO_{i,t} - MGO_{i,t}}{TGSO_{i,t}}) \times 100(\%))$$

$AGR_{i,t}$ (Average Guarantee Rate) 준중앙급전발전기 운영기간 동안 시간대별 급전지시 이행률 산술평균값

$DGR_{i,t}$ (Downward dispatch Guarantee Rate) 준중앙급전발전기 하향운전에 대한 시간대별 급전지시 이행률

$UGR_{i,t}$ (Upward dispatch Guarantee Rate) 준중앙급전발전기 상향운전에 대한 시간대별 급전지시 이행률

$TGSO_{i,t}$ (Target Generation of System Operator) 관제사가 지시한 시간대별 급전지시량(MW)

### 13. 급전지시량 산정절차 <조항번호이동 2006.12.26., 2015.3.17.>

가. 수력·양수발전기의 급전지시량 산정

급전원은 급전지시 불이행 시간(시작 ~ 종료)을 분 단위까지 입력한다.

만일,  $SOF_{i,t} = 1$  이면,  $EOSO_{i,t} = 0$ ,

$SOF_{i,t} = 0$  이면,  $EOSO_{i,t} = MGO_{i,t}$

$$EOSO_i = \sum_{t=1}^{24} EOSO_{i,t}$$

$$XSO = \text{Max}(EOSO_i - \sum \text{REGW}_{i,t}, 0)$$

$$ENSO = \text{MAX}\{\sum \text{REGW}_{i,t} - \text{MAX}(\sum \text{MGO}_{i,t}, EOSO_i), 0\}$$

여기서,

$SOF_{i,t}$  : 급전지시 불이행 표시기

$EOSO_{i,t}$  : 시간대별 급전지시량

$XSO_i$  : 전력거래소가 거래일 총 발전계획량을 초과하여 발전하도록 지시한 초과



전력량(MWh)

ENSO<sub>i</sub> : 전력거래소가 발전하지 못하도록 지시한 전력량

나. 양수발전기의 양수지시량 산정

급전원은 급전지시 불이행 시간(시작 ~ 종료)을 분 단위까지 입력한다.

만일, PESOF<sub>i,t</sub> = 1 이면, RPO<sub>i,t</sub> = 0, PEOSO<sub>i,t</sub> = 0이고,

PESOF<sub>i,t</sub> = 0 이면, PEOSO<sub>i,t</sub> = MPE<sub>i,t</sub>

$$PEOSO_i = \sum_{t=1}^{24} PEOSO_{i,t}$$

$$XPESO = \text{Max}(PEOSO_i - \sum RPO_{i,t}, 0)$$

$$PENSO = \text{Max}\{\{\sum RPO_{i,t} - \text{MAX}(\sum MPE_{i,t}, PEOSO_i), 0\}$$

여기서,

PESOF<sub>i,t</sub> : 급전지시 불이행 표시기

PEOSO<sub>i,t</sub> : 시간대별 양수지시량

XPESO : 전력거래소가 거래일 총 양수계획량을 초과하여 양수하도록 지시한 초과전력량(MWh)

PENSO : 전력거래소가 양수하지 못하도록 지시한 전력량

다. 재선언 공급가능용량 이상으로 급전지시한 발전 전력량 산정

급전원은 초과급전지시 시간을 분 단위까지 입력한다.

만일, XSOF<sub>i,t</sub> = 0 이면, XEOGA<sub>i,t</sub> = 0

XSOF<sub>i,t</sub> = 1 이면, EOSO<sub>i,t</sub> = MGO<sub>i,t</sub>

$$XEOGA_{i,t} = \text{MAX}(EOSO_{i,t} - RA_{i,t}, 0)$$

여기서,

XSOF<sub>i,t</sub> : 초과급전지시 표시기

XEOGA<sub>i,t</sub> : 전력거래소 지시로 공급가능용량을 초과하여 발전하도록 지시한 초과 전력량

라. 계통연결 지연 <개정 2014.11.3.>

급전원은 계통연결 하도록 지시한 시각과 실제 계통연결 시각을 분 단위까지 기록하며허용시간 이내 계통연결 시 SDF<sub>i,t</sub> = 0, 허용시간 초과 계통연결 지연 시 SDF<sub>i,t</sub> = 1로 한다.

만일, SDF<sub>i,t</sub> = 0이면, 해당 거래시간의 ARA<sub>i,t</sub> = RA<sub>i,t</sub>

SDF<sub>i,t</sub> = 1이면, 계통연결 지연 거래시간의 ARA<sub>i,t</sub> = MGO<sub>i,t</sub>

여기서,

SDF<sub>i,t</sub> : 계통연결 지연 발생 표시기

마. 계통분리 지연 <개정 2014.11.3.>

급전원은 계통분리 하도록 지시한 시각과 실제 계통분리 시각을 분 단위까지 기록하며 허용시간 이내 계통분리 시  $DSDF_{i,t} = 0$ , 허용시간 초과 계통분리 지연 시  $DSDF_{i,t} = 1$ 로 한다.

만일,  $DSDF_{i,t} = 0$ 이면,  $AMGO_{i,t} = MGO_{i,t}$

$DSDF_{i,t} = 1$ 이면, 계통분리 지연 시간의  $MGO_{i,m} = 0$

$$AMGO_{i,t} = \sum_{m=1}^{60} MGO_{i,m}$$

여기서,

$DSDF_{i,t}$  : 계통분리 지연 발생 표시기

계통분리 해야할 바로 직전까지의 시간(단위 : 분) 동안의 계량실적은 거래시간의 계량값의 산술평균값을 기준으로 평균하여 산정한다.

바. 조기 계통연결 <개정 2014.11.3.>

급전원은 계통연결하도록 지시한 시각과 실제 계통연결 시각을 분 단위까지 기록하며 허용시간 이내 계통연결 시  $ESF_{i,t} = 0$ , 허용시간 초과 계통연결 지연 시  $ESF_{i,t} = 1$ 로 한다.

만일,  $ESF_{i,t} = 0$  이면,  $AMGO_{i,t} = MGO_{i,t}$

$ESF_{i,t} = 1$  이면, 조기 계통연결 시간의  $MGO_{i,m} = 0$

$$AMGO_{i,t} = \sum_{m=1}^{60} MGO_{i,m}$$

여기서,

$ESF_{i,t}$  : 조기 계통연결 발생 표시기

계통연결 해야할 바로 직전까지의 시간(단위 : 분) 동안의 계량실적은 거래시간의 계량값의 산술평균값을 기준으로 산정한다.

사. 조기 계통분리 <개정 2014.11.3.>

급전원은 계통분리 하도록 지시한 시각과 실제 계통분리 시각을 분 단위까지 기록하며 허용시간 이내 계통분리 시  $EDSF_{i,t} = 0$ , 허용시간 초과 계통분리 지연 시  $EDSF_{i,t} = 1$ 로 한다.

만일,  $EDSF_{i,t} = 0$  이면,  $ARA_{i,t} = RA_{i,t}$

$EDSF_{i,t} = 1$  이면, 조기 계통분리 시간동안의  $RA_{i,m} = 0$

$$ARA_{i,t} = \sum_{m=1}^{60} RA_{i,m}$$

여기서,  $EDSF_{i,t}$  는 조기 계통분리 발생표시기

아. 발전출력을 지정하여 지시하였으나, 지시한 출력으로 발전하지 못한 경우 급전

## 지시 발전전력량 산정

급전원은 급전지시출력으로 발전하지 못한 경우 발전출력을 지시한 시작시간, 종료시간을 분단위로 기록하고 지시출력(SO<sub>i</sub>)을 기록한다.

1) 지시출력미달의 경우<개정 2003.9.18>

만일, LSOF<sub>i,t</sub> = 0 이면, EOSO<sub>i,t</sub> = MGO<sub>i,t</sub>

LSOF<sub>i,t</sub> = 1 이면,

$$\begin{aligned} \text{EOSO}_{i,t} = & [(MGO_{i,t-1} \times p \times Sf_{i,t}) + \sum_{m=p+1}^q \text{Min}\{MGO_{i,t-1} + RUR \times (m - p), SO_i\} \\ & + \\ & (MGO_{i,t+1}) \times (60 - q) \times Lf_{i,t}] / 60 \end{aligned}$$

여기서, LSOF<sub>i,t</sub> 는 지시출력미달 표시기

Sf<sub>i,t</sub>는 최초지시시간대 표시기로서,

최초지시 시각이 포함되면, Sf<sub>i,t</sub> = 1, 그렇지 않으면, Sf<sub>i,t</sub> = 0

Lf<sub>i,t</sub>는 지시종료시간대 표시기로서,

지시종료 시각이 포함되면, Lf<sub>i,t</sub> = 1, 그렇지 않으면, Lf<sub>i,t</sub> = 0

p : 출력지시 시각(분 단위), q : 출력 종료시각(분 단위)

(p, q 값은 매 거래시간별로 시작 및 종료시간 부여)

SO<sub>i</sub> : 송전단 기준으로 급전지시하는 발전기의 급전지시 전력량. 단, 발전단 기준으로 급전지시를 받는 발전기는 다음과 같이 산정한다.

SO<sub>i</sub> = (1-r<sub>i</sub>) × 발전단 기준 급전지시 전력량(r<sub>i</sub> : 각 발전소의 평균소내소 비율)

EOSO<sub>i,t</sub>: 급전지시 발전전력량(송전단 기준)

2) 지시출력초과의 경우<개정 2003.9.18>

급전원은 급전지시출력 불이행시 발전출력을 지시한 시작시간, 종료시간을 분단위로 기록하고 지시출력(SO<sub>i</sub>)을 기록한다.

만일, USOF<sub>i,t</sub> = 0 이면, EOSO<sub>i,t</sub> = MGO<sub>i,t</sub>

USOF<sub>i,t</sub> = 1 이면,

$$\begin{aligned} \text{EOSO}_{i,t} = & [(MGO_{i,t-1} \times p \times Sf_{i,t}) + \sum_{m=p+1}^q \text{Max}\{MGO_{i,t-1} - RDR \times (m - p), \\ & SO_i\} + (MGO_{i,t+1}) \times (60 - q) \times Lf_{i,t}] / 60 \end{aligned}$$

여기서, USOF<sub>i,t</sub>는 지시출력초과 표시기

Sf<sub>i,t</sub>는 최초지시 시간표시기로서,

최초지시 시각이 포함되면, Sf<sub>i,t</sub> = 1, 그렇지 않으면, Sf<sub>i,t</sub> = 0

Lf<sub>i,t</sub>는 지시종료 시간표시기로서,

지시종료 시각이 포함되면, Lf<sub>i,t</sub> = 1, 그렇지 않으면, Lf<sub>i,t</sub> = 0

p : 출력지시 시각(분단위), q : 출력 종료시각(분단위)

(p, q값은 매 거래시간별로 시작 및 종료시간 부여)

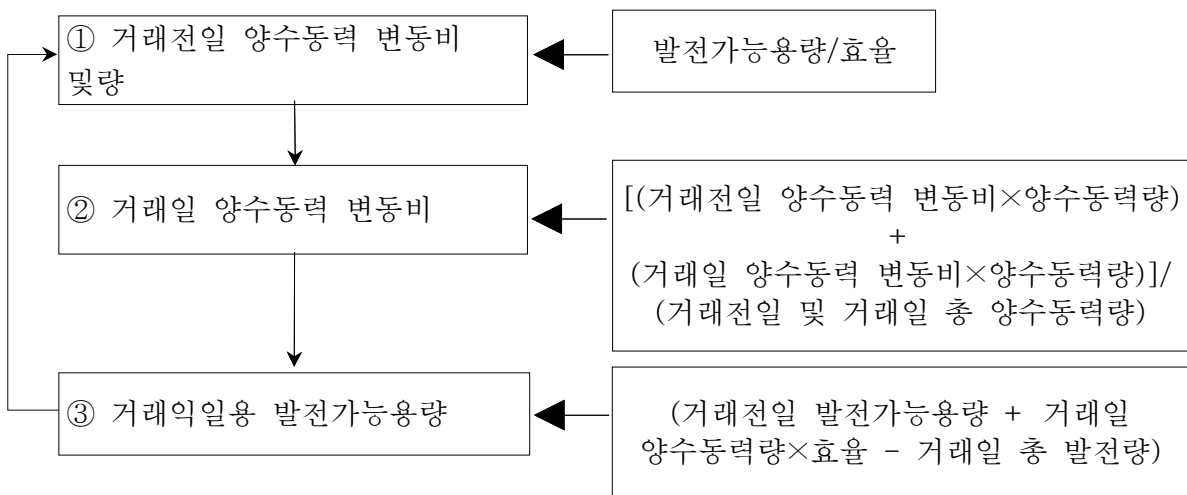
$SO_i$  : 송전단 기준으로 급전지시하는 발전기의 급전지시 전력량. 단, 발전단 기준으로 급전지시를 받는 발전기는 다음과 같이 산정한다.  $SO_i = (1 - r_i) \times$  발전단 기준 급전지시 전력량( $r_i$  : 각 발전소의 평균소내소비율)

$EOSO_{i,t}$  : 급전지시 발전전력량(송전단 기준)

3) <개정 2006.12.26.> <삭제 2009.06.30.>

## 14. 양수동력변동비 산정절차 [신설 2010.12.28.] <조항번호 변경 2015.3.17.>

가. 양수동력변동비 산정절차



나. 산정절차 및 기준

① 거래전일 양수동력 변동비 및 동력량 산정

○ 최초 거래전일 양수동력 변동비는 기 결정

○ 양수동력량은 거래전일 24시 기준으로 산정된 발전가능용량을 효율로 나눈 값

② 거래일 양수동력 변동비 산정

○ 거래전일 및 거래일 양수동력, 양수동력 변동비를 양수동력량으로 가중평균

○ 산정 산식

$$\frac{(\text{거래전일 가중 양수동력변동비} \times \text{양수동력 총량}) + (\text{거래일 가중 양수동력변동비} \times \text{양수동력 총량})}{\sum (\text{거래전일 양수동력 총량} + \text{거래일 양수동력 총량})}$$

\* 양수동력 변동비는 양수동력정산금을 기준으로 적용 <개정 2012.5.31>

③ 거래일일용 발전가능용량 산정

○ 거래전일 발전가능용량 + 거래일 실제 양수동력량 × 효율 - 거래일 총 발전량

④ “①~③”를 반복하면서 양수동력 변동비, 양수동력량 및 발전가능용량 계산  
<단서삭제 2012.5.31>

#### 14.1 전기저장장치 충전전력 변동비 산정절차 [신설 2016.5.12.]

가. 전기저장장치 충전전력 변동비는 양수발전기의 양수동력 변동비 산정절차를 준용한다.

나. ‘가’와 관련하여, 양수발전기의 양수동력 변동비는 전기저장장치의 충전 변동비로, 양수발전의 양수동력량은 전기저장장치의 충전전력량으로, 양수발전의 효율은 전기저장장치의 운전주기효율로, 양수발전기의 양수동력 총량은 전기저장장치의 충전전력총량으로, 양수발전의 양수동력정산금은 전기저장장치의 충전전력정산금으로 본다.

#### 15. 중앙급전 구역전기발전기 정산관련 기준 산정 [신설 2019.1.2.]

가. 시간대별 구역수요 초과 공급가능용량 산정

중앙급전 구역전기발전기가 전력계통으로 공급가능한 시간대별 구역수요 초과 공급가능용량은 입찰한 시간대별 발전가능용량을 송전단 기준으로 환산한 값에서 입찰한 공급구역 예상수요를 차감하여 산정한다. 즉,

$$AL_{i,t} = GCL_{i,t} \times (1 - MLFL_i) - EDL_{i,t}$$

여기서,

$AL_{i,t}$  : 구역전기사업자의 시간대별 구역수요 초과 공급가능용량(MWh)

$GCL_i$  : 중앙급전 구역전기발전기 거래시간대별 입찰 발전가능용량(MWh, 주변압기 2차 측 기준)

$MLFL_i$  : 중앙급전 구역전기사업자 발전기의 발전량 계량점 전압과 전력거래 계량점(송전단) 전압이 다를 경우 발생하는 개별 구역전기사업자의 변압기 손실계수로써 154kV 변압기손실을 설계치인 0.765%를 적용 (전압이 동일한 경우 0 적용)

$EDL_{i,t}$  : 중앙급전 구역전기발전기 거래시간대별 공급구역 예상수요

나. 실 공급가능용량 산정

① 거래일 이후 전력거래소는 중앙급전 구역전기발전기가 입찰한 공급가능용량과 실제 공급가능용량을 비교하여 초과입찰량에 대한 위약금을 산정한다.

② 중앙급전 구역전기발전기의 거래일 시간대별 실제 공급가능용량은 입찰한

시간대별 발전가능용량을 송전단 기준으로 환산한 값에서 구역수요 실적을 차감하여 산정한다. 즉,

$$AAL_{i,t} = \text{Max} \{ [GCL_{i,t} \times (1 - MLFL_i) - MDL_{i,t}], 0 \}$$

여기서,

$$MDL_{i,t} = MSGL_{i,t} \times (1 - MLFL_i) + MEL_{d,t} \times (1 + LLFL_d) - MGO_{i,t}$$

$AAL_{i,t}$  : 중앙급전 구역전기발전기 시간대별 실제 구역수요 초과 공급가능용량

$GCL_i$  : 중앙급전 구역전기발전기 거래시간대별 입찰 발전가능용량(MWh, 주변압기 2차측 기준)

$MLFL_i$  : 중앙급전 구역전기사업자 발전기의 발전량 계량점 전압과 전력거래 계량점(송전단) 전압이 다를 경우 발생하는 개별 구역전기사업자의 변압기 손실계수로써 154kV 변압기손실을 설계치인 0.765%를 적용 (전압이 동일한 경우 0 적용)

$MDL_{i,t}$  : 중앙급전 구역전기발전기 거래시간별 공급구역 실적수요로서 구역전기발전기의 송전단 기준으로 환산한 자체발전 계량값과 해당 발전기를 보유한 구역전기사업자의 전력구매량의 합에서 전력량 계량값(계통으로 역송한 전력량)을 차감하여 산정

$MSGL_{i,t}$  : 중앙급전 구역전기발전기의 자체발전 계량값(MWh, 주변압기 2차측 기준)

$MEL_{d,t}$  : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 계량기 설치점에서의 전력량 계량값(수전전력)

$LLFL_d$  : 구역전기사업자의 실제 계량기의 설치위치가 계량점과 다를 경우 발생하는 개별 구역전기사업자의 손실계수

$MGO_{i,t}$  : 중앙급전 구역전기발전기 보유한 구역전기사업자의 계량 전력량(역송 전력)

다. 급전지시 이행 검증기준

① 급전원은 규칙 제5.1.4조 및 제5.3.1조에 따라 구역수요 초과 공급가능용량 및 공급소요시간을 고려하여 중앙급전 구역전기발전기에 급전지시하고, 전력공급 시작 및 종료시간과 필요 시 전력공급을 지시한 시간을 분단위로 입력한다. <개정 2019.12.13.>

② 중앙급전 구역전기발전기 급전지시 이행 검증기준은 아래와 같다.

$|\text{Max} [\{\text{Min}(AL_{i,t}, RAL_{i,t}, AAL_{i,t}) - MGO_{i,t}\}, 0]| \leq \varepsilon$  이면 급전지시 이행 준수, 아니면 급전지시 이행 위반 <개정 2019.12.13.>

여기서,

$EOSO_{i,t}$  : <삭제 2019.12.13.>

$AL_{i,t}$  : 중앙급전 구역전기발전기의 시간대별 구역수요 초과 공급가능용량 [신설 2019.12.13.]

$RAL_{i,t}$  : 중앙급전 구역전기발전기의 시간대별 변경 구역수요 초과 공급가능용량 [신설 2019.12.13.]

$AAL_{i,t}$  : 중앙급전 구역전기발전기 시간대별 실제 구역수요 초과 공급가능용량

허용오차( $\varepsilon$ ) :  $\text{Min}(AL_{i,t}, RAL_{i,t}, AAL_{i,t}) \times 0.005$ , 최소허용오차는 0.5MW, 최대허용오차는 2MW를 적용한다. <개정 2019.12.13.>

## 16. 다조합 복합발전기 운전조합 판단기준 [신설 2021.1.1]

가. 다조합 복합발전기의 시간대별 출력구간의 운전조합 판단기준

① 하루전발전계획의 에너지발전량(DAOS)에 대한 운전조합은 [별표9] 7.6.1에 따라 공표된 하루전발전계획 결과의 운전조합을 적용한다. <개정 2022.6.30.>

② 제약량(MEGW)에 대한 운전조합은 제2.3.2조 및 [별표4]7.11.2에 따라 입찰자료로 제출된 제약운전정보를 적용한다.

③ 입찰량(A)에 대한 운전조합은 제2.3.2조에 따라 입찰자료로 제출된 GT호기별 운전정보를 적용한다.

④ 계량값(MGO)에 대한 운전조합은 아래와 같이 정해진다.

1. GT, ST 개별계량이 가능한 발전기들은 계량데이터를 통해 실제 출력에 대한 운전여부를 판단한다. <개정 2023.6.30.>

2. 개별계량이 불가능한 발전기 EMS 원격소장치(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. <개정 2023.6.30.>

3. 여기서, 운전조합의 결정은 1목 또는 2목에서 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. <개정 2023.6.30.>

4. 전력거래소는 규칙 제4.2.5.1조, 제4.2.5.5조의 2 및 별표8에 의거하여 발

전기 운전조합을 정정할 수 있다. [신설 2023.6.30.]

[시행일 : 2026.1.1.부터 시행예정]

## 17. 수소발전입찰시장 계약전력량에 대한 차액계약정산 [신설 2023.8.30.] <개정 2024.2.28.>

수소발전입찰시장 계약발전기의 거래시간별 계약전력량에 대한 차액계약정산금은 다음과 같이 각 발전기의 월별 조정계약가격과 계통한계가격간의 차액으로 정산한다. 즉,

$$CSA_{i,t,p} = \sum_{t=1} \{ \text{Min}(MFP_{i,m} - SMP_t, MFP_{i,m}) \times SOG_{i,t} \} \times 1000$$

여기서,

$CSA_{i,t,p}$  : 수소발전입찰시장 계약발전기의 차액계약정산금

$p$  : 수소발전입찰시장 개설 연도

$MFP_{i,m}$  : 수소발전입찰시장 계약발전기의 월별 최종계약가격으로서 아래와 같이 계산한다. 즉,  $MFP_{i,m} = (CCP_i \times FCI_{i,m} + FCP_i - NPP_i)$

여기서,

$CCP_i$  : 수소발전입찰시장 계약발전기의 변동계약가격

$FCI_{i,m}$  : 수소발전입찰시장 계약발전기의 월별 연료비 인덱스

$FCP_i$  : 수소발전입찰시장 계약발전기의 고정계약가격

$NPP_i$  : 수소발전입찰시장 계약발전기의 미이행 페널티가격, 별도의 페널티가격이 없는 경우 0을 적용함

$SOG_{i,t}$  : 수소발전입찰시장 계약발전기의 차액계약정산대상 전력량으로서 아래와 같이 계산한다. 즉,

$$SOG_{i,t} = \text{MIN}(MGO_{i,t}, \text{Max}(ACG_i - \sum_{h=1}^n MGO_{i,h}, 0))$$

여기서,

$ACG_i$  : 수소발전입찰시장 계약발전기의 연간 계약전력량

$n$  : 당해연도 계약거래 시작일부터 거래시점 직전 시간까지의 총시간 수

$\sum_{h=1}^n MGO_{i,h}$  : 당해연도 계약거래 시작일부터 거래시점 직전 시간까지의 총 발전 전력량

## II. 직접구매자에 대한 정산

### 1. 전력량에 대한 정산 <개정 2006.12.26., 2013.2.28., 2021.12.28.>

개별 직접구매자가 부담해야 할 전력량에 대한 거래시간별 정산금은 일반발전기



의 한계가격에 개별 구매자의 유효구매전력량을 곱한 값으로 한다. 단, 직접전력 거래를 통해서 공급받은 시간대별 전력량은 송전 또는 배전 손실률을 적용하여 유효구매전력량에서 제외한다. 즉,

$$ESC_{k,t} = \text{Min}(SMP_t, PC) \times PEC_{k,t} \times 1,000$$

여기서,

$ESC_{k,t}$ (Energy Settlement for a Consumer) : 개별 직접구매자의 거래시간에 대한 전력량 정산금

$$PEC_{k,t} = \text{Max}\{(MEC_{k,t} - ASRS_{k,t}), 0\} \times TLF_{k,t} \times (1 + DLFC) \times (1 + LLFC_k) \text{ <개정 2021.12.28.>}$$

$$ASRS_{k,t} = SRS_{k,t} \times (1 - LFRE_k) \times SROF_k \text{ [신설 2021.12.28.]}$$

$ASRS_{k,t}$ (Adjusted  $SRS_{k,t}$ ) : 직접전력거래를 통하여 개별 전기사용자에게 공급되는 시간대별 전력량에 송·배전용전기설비 이용규정에 따른 손실률이 적용된 값

$SRS_{k,t}$ (Supplied energy through Renewable energy Supplier) : 직접전력거래를 통하여 재생에너지전기공급사업자 또는 재생에너지전기저장판매사업자가 개별 전기사용자에게 공급하는 시간대별 전력량 [신설 2021.12.28.] <개정 2025.4.9.>

$LFRE_k$ (Loss Factor for Renewable Energy) : 개별 직접구매자의 직접전력거래 전력량에 적용되는 손실계수로써 송·배전용전기설비 이용규정에 따른 손실률 [신설 2021.12.28.]

$SROF_k$ (Supplied Renewable energy On Flag) : 전기사용자의 직접전력거래계약 여부 표시기로써, 직접전력거래를 통하여 공급받는 개별 전기사용자인 경우 1, 그렇지 않으면 0 [신설 2021.12.28.]

$MEC_{k,t}$ (Measured Energy for a Consumer) : 개별 직접구매자의 거래시간에 대한 계량기 설치점에서의 전력량 계량값

$TLF_{k,t}$  : 거래시간대 직접구매자의 정적손실계수이며, 지리적으로 가장 근접한 중앙급전발전기의 송전손실계수를 준용한다.

$DLFC$ (Distribution Loss Factor for Consumers) : 직접구매자의 전력량 계량값을 보정하기 위해 적용하는 배전손실 계수

$LLFC_k$ (Locational Loss Factor for a Consumer) : 직접구매자의 실제 계량기의 설치위치가 계량점과 다를 경우 발생하는 개별 직접구매자의 손실계수

개별 직접구매자의 거래일에 대한 전력량 정산금은 다음과 같다.

$$ESC_k = \sum_t ESC_{k,t}$$

## 2. 용량가격에 대한 정산 <개정 2006.12.26.>

직접구매자가 부담해야 할 용량가격에 대한 거래시간별 정산은 직접구매용량가격에 직접구매자별 용량가격적용전력과 거래시간의 역률조정계수를 곱하여 산출한 금액으로 한다. 즉,

$$CSC_{k,t} = CPC_t \times RP_k \times PFC_{k,t} \times 1,000$$

여기서,

$$CPC_t = HCF_{k,t} \times CFCP \text{ <개정 2025.4.9.>}$$

$$HCF_{k,t} = RCP_k \times RCF_k \times TCF_t \times PCF_k \text{ <개정 2022.5.31., 2025.4.9.>}$$

$RCP_k$  : 직접구매자 적용 기준용량가격으로서 당해연도 7월부터 다음연도 6월까지 적용될 전체 육지 발전기 기준용량가격을 당해연도 6월말 기준의 설비용량으로 가중평균한 값을 7월부터 다음연도 6월까지 적용한다. 다만, 제주지역의 직접구매자에 적용하는 기준용량가격은 당해연도 7월부터 다음연도 6월까지 적용되는 전체 제주 발전기 기준용량가격을 당해연도 6월말 기준의 설비용량으로 가중평균한 값을 적용한다. <개정 2022.5.31., 2025.4.9.>

$RCF_k$  : 직접구매자의 용량가격계수( $RCF_i$ )는 가장 인접한 중앙급전발전기의 용량가격계수( $RCF_j$ )를 적용한다. [신설 2021.12.28.] <개정 2025.4.9.>

$TCF_t$  : 시간대별 용량가격계수 [신설 2021.12.28.]

$PCF_k$  : 직접구매자의 성과연동형용량가격계수는 1로 적용한다. <개정 2022.5.31., 2025.4.9.>

$$PFC_{k,t} = 1 + \text{Max}(0.9 - PF_{k,t}, 0)$$

$CSC_{k,t}$ (Capacity Settlement for a Consumer) : 개별 직접구매자의 거래시간에 대한 용량정산금액

$CPC_t$ (Capacity Price for Consumers) : 직접구매자에게 적용하는 거래시간별 기준용량가격

$PFC_{k,t}$ (Power Factor Coefficient for a Consumer) : 직접구매자의 역률조정계수

$RP_k$ (Reference Power Value for a Consumer) 개별 직접구매자에 대한 용량가격적용전력

$CFCP$ (Compensation Factor of Capacity Payment for Consumers) : 직접구매자에 대한 기준용량가격을 결정하기 위해 적용하는 용량보정계수

$PF_{k,t}$ (Power Factor for a Consumer) : 직접구매자의 역률

개별 직접구매자의 거래일에 대한 용량가격 정산금은 다음과 같다.

$$CSC_k = \sum_t CSC_{k,t}$$

### 3. 부가정산금에 대한 정산

직접구매자가 부담해야 할 거래시간별 부가정산금은 직접구매자에 적용하는 부가정산금단가에 직접구매자의 유효구매전력량을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$USC_{k,t} = UPC \times PEC_{k,t} \times 1,000$$

여기서,

$USC_{k,t}$ (Uplift Settlement for a Consumer) : 개별 직접구매자의 거래시간에 대한 부가정산금

$UPC$ (Uplift Price for Consumers) : 직접구매자 적용 부가정산금단가(원/kWh)

개별 직접구매자의 거래일에 대한 부가정산금은 다음과 같다.

$$USC_k = \sum_t USC_{k,t}$$

### 4. <삭제 2019.12.31.>

### 5. 예측제도 참여자의 대상자원 전력거래량에 대한 정산 [신설 2020.10.1.] <개정 2021.9.18.>

직접구매자가 부담해야 할 재생에너지 발전량 예측에 대한 거래시간별 정산금은 예측제도에 참여하는 대상자원에 대한 거래시간의 총정산금에 거래시간의 전력시장 전체 총전력거래량 대비 거래시간의 직접구매자 구매전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$IFC_{k,t} = \frac{PEC_{k,t}}{TET_t} \times \sum_i IFP_{i,t}$$

여기서,

$IFC_{k,t}$ (Improved Forecast settlement for a Consumer) : 직접구매자의 거래시간에 대한 재생에너지 발전량 예측에 대한 정산금

$PEC_{k,t}$ (Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

$TET_t$ (Total Energy Traded) : 전력시장 전체의 거래시간에 대한 총전력거래량

$IFP_{i,t}$ (Improved Forecast Payment of renewable energy resource) : 예측제도에 참여한 대상자원의 재생에너지 발전량 예측에 대한 거래일의 시간대별 정산금

직접구매자의 거래일에 대한 재생에너지 발전량 예측에 대한 정산금은 다음과

같다.

$$IFC_k = \sum_{t=1}^{24} IFC_{k,t}$$

IFC<sub>k</sub>(Improved Forecast settlement for a Consumer) : 직접구매자의 거래일에 대한 재생에너지 발전량 예측에 대한 정산금

## 6. 긴급정산상한가격 적용에 따른 비중앙급전발전기 등의 연료비 보전 정산 [신설 2022.11.30.]

제2.4.4조의2 제6항의 전문위원회에서 동조 제4항 내지 제8항에 따른 보전액을 지급하기로 결정한 경우 직접구매자가 부담해야할 정산금은 긴급상한가격적용에 따른 비중앙급전발전기 등의 연료비보전정산금 총액에(이하 “EMWP” 라 한다.) EMWP가 발생한 월의 총 전력거래량에서 직접구매자가 구매한 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$EMSC_k = \sum_i EMWP_i \times \frac{\sum_t^{NT} PEC_{k,t}}{\sum_t^{NT} TET_t}$$

여기서,

EMSC<sub>k</sub> (Emergency Make whole Settlement for Consumer): 직접구매자의 연료비 보전 정산금

EMWP<sub>i</sub>: 발전기별 긴급정산상한가격 적용에 따른 비중앙급전발전기 등 연료비 보전 정산금

NT (Number of Trading periods in a month): 1개월 동안의 거래시간

$\sum_t^{NT} TET_t$ : 전력시장 전체의 연료비 보전 정산금이 발생한 월에 대한 총전력거래량

$\sum_t^{NT} PEC_{k,t}$ : 직접구매자의 연료비 보전 정산금이 발생한 월에 대한 총유효구매전력량

## 7. 준중앙급전발전기의 기본정산금에 관한 정산 [신설 2024.10.8.]

직접구매자가 부담해야할 정산금은 준중앙급전발전기의 기본정산금 총액에 제 18.3.2조 제1항에 따른 준중앙급전발전기의 각 운영기간에 발생한 총 전력거래량에서 직접구매자가 구매한 전력량의 비율로 곱한 금액으로 한다.

$$SSGC_k = \sum_i SSDG_i \times \frac{\sum_t^{\text{운영기간}} PEC_{k,t}}{\sum_t^{\text{운영기간}} TET_t}$$

SSGC<sub>k</sub>(Settlement of Semi-dispatchable Generator for Consumer) : 직접구매자의 준중앙급전발전기 기본정산금

SSDG<sub>i</sub>(Settlement of Semi-Dispatchable Generator) : 준중앙급전발전기의 기본정산금

$\sum_t^{\text{운영기간}} \text{TET}_t$ : 준중앙급전발전기 운영기간에 발생한 전력시장의 총 전력거래량

$\sum_t^{\text{운영기간}} \text{PEC}_{k,t}$ : 준중앙급전발전기 운영기간에 발생한 직접구매자의 총 유효구매전력량

## 8. 복지특례할인비용에 대한 정산 [신설 2025.4.9.]

개별 직접구매자가 부담해야 할 거래시간별 복지특례할인비용 정산금은 직접구매자에 적용하는 복지특례할인비용단가에 직접구매자의 유효구매전력량을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$\text{WSDSC}_{k,t} = \text{WSDC} \times \text{PEC}_{k,t} \times 1,000$$

여기서,

WSDSC<sub>k,t</sub>(Welfare & Special Discount Settlement for a Consumer) : 개별 직접구매자의 거래시간에 대한 복지특례할인비용 정산금

WSDC(Welfare & Special Discount for a Consumer) : 직접구매자의 전력량에 따라 부과하는 복지특례할인비용 단가(원/kWh)

PEC<sub>k,t</sub>(Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

## III. 판매사업자에 대한 정산

### 1. 전력량에 대한 정산 <개정 2005.1.21., 2021.1.1.>

판매사업자가 부담해야 할 전력량에 대한 거래시간별 정산금은 발전기의 거래시간별 전력량정산금 총액에서 직접구매자의 거래시간별 전력량정산금 및 계획발전정산금 총액을 차감한 금액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$\text{ESS}_t = \left( \sum_i (\text{MEP}_{i,t} + \text{SEP}_{i,t}) - \sum_k \text{ESC}_{k,t} \right) \times \frac{\text{PES}_t}{(\text{TET}_t - \sum_k \text{PEC}_{k,t})} \quad \text{<개정 2021.12.28.>}$$

ESS<sub>t</sub>(Energy Settlement for Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 전력량 정산금

MEP<sub>i,t</sub> : 각 발전기의 거래시간별 전력량에 대한 정산금액 <삭제 2021.1.1.>

ESC<sub>k,t</sub> : 직접구매자의 거래시간별 전력량 정산금 [신설 2005.1.21]

PES<sub>t</sub>(Purchased Energy by Sales Company): 판매사업자의 거래시간에 대한 구매 전력량

TET<sub>t</sub>(Total Energy Traded) : 전력시장 전체의 거래시간에 대한 총전력거래량

PEC<sub>k,t</sub>(Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량 [신설 2005.1.21]

PEL<sub>d,t</sub>(Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량 [신설 2005.1.21.]

판매사업자의 거래일에 대한 계획발전전력량에 대한 정산금은 다음과 같다.

$$ESS = \sum_t ESS_t$$

## 2. 가용능력에 대한 정산 <개정 2005.1.21>

판매사업자가 부담해야 할 가용능력에 대한 거래시간별 정산금은 거래시간에 대한 모든 발전기의 가용능력에 대한 정산금의 합계에서 모든 직접구매자의 거래시간에 대한 용량가격 정산금을 차감한 금액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$CSS_t = \left( \sum_i TPCP_{i,t} - \sum_k CSC_{k,t} \right) \times \frac{PES_t}{\left( TET_t - \sum_k PEC_{k,t} \right)}$$

여기서,

CSS<sub>t</sub>(Capacity Settlement for Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 가용능력 정산금액

TPCP<sub>i,t</sub> : 전력시장 발전기의 거래시간별 용량정산금

CSC<sub>k,t</sub> : 직접구매자의 거래시간별 용량가격 정산금

PES<sub>t</sub>(Purchased Energy by a Sales company) : 판매사업자의 거래시간별 구매 전력량[신설 2005.1.21.]

$$PES_t = TET_t - \sum_k PEC_{k,t} - \sum_d PEL_{d,t}$$

TET<sub>t</sub>(Total Energy Traded) : 전력시장 전체 발전기의 거래시간에 대한 전력거래량

PEC<sub>k,t</sub>(Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효

효구매전력량

PEL<sub>d,t</sub>(Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래 시간에 대한 유효구매전력량

판매사업자의 거래일 가용능력에 대한 정산금은 다음과 같다.

$$CSS = \sum_t CSS_t$$

### 3. 부가정산금에 대한 정산 <개정 2005.1.21., 2021.1.1., 2022.5.31., 2025.4.9., 2025.7.10.>

판매사업자가 부담해야 할 거래시간별 부가정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 부가정산금 총액에서 모든 직접구매자, 재생에너지전기공급사업자, 재생에너지전기저장판매사업자 및 분산에너지사업자의 거래시간에 대한 부가정산금을 차감한 금액에 전체발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 판매 사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$USS_t = (US_t - \sum_k USC_{k,t} - \sum_k USR_{k,t} - \sum_k USD_{k,t}) \times \frac{PES_t}{(TET_t - \sum_k PEC_{k,t})}$$

여기서,

USS<sub>t</sub>(Uplift Settlement for Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 부가정산금

US<sub>t</sub>(Uplift Settlement) : 거래시간에 대한 부가정산금 총계

$$US_t = \sum_i TPG_{i,t} - \sum_i MEP_{i,t} - \sum_i TPCP_{i,t}$$

USR<sub>k,t</sub>(Uplift Settlement of energy traded by Renewable energy supplier) : 직접 전력거래의 거래시간에 대한 부가정산금 [신설 2022.5.31.]

USD<sub>k,t</sub>(Uplift Settlement for Distributed energy business entity) : 분산에너지사업자의 거래시간에 대한 부가정산금 [신설 2025.7.10.]

판매사업자의 거래일 부가정산금은 다음과 같다.

$$USS = \sum_t USS_t$$

### 4. <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>

### 5. 예측제도 참여자의 대상자원 전력거래량에 대한 정산 [신설

2020.10.1.] <개정 2021.9.18.>

판매사업자가 부담해야 할 재생에너지 발전량 예측에 대한 거래시간별 정산금은 예측제도에 참여하는 대상자원에 대한 거래시간의 총정산금에 거래시간의 전력 시장 전체 총전력거래량 대비 거래시간의 판매사업자 구매전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$IFS_t = \frac{PES_t}{TET_t} \times \sum_i IFP_{i,t}$$

여기서,

$IFS_t$ (Improved Forecast settlement for Sales company) : 판매사업자의 거래 시간에 대한 재생에너지 발전량 예측에 대한 정산금

$PES_t$ (Purchased Energy by Sales Company): 판매사업자의 거래시간에 대한 구매전력량

$TET_t$ (Total Energy Traded) : 전력시장 전체의 거래시간에 대한 총전력거래량

$IFP_{i,t}$ (Improved Forecast Payment of renewable energy resource) : 예측제도에 참여한 대상자원의 재생에너지 발전량 예측에 대한 거래일의 시간대별 정산금

판매사업자의 거래일에 대한 재생에너지 발전량 예측에 대한 정산금은 다음과 같다.

$$IFS = \sum_{t=1}^{24} IFS_t$$

$IFS$ (Improved Forecast settlement for Sales company) : 판매사업자의 거래일에 대한 재생에너지 발전량 예측에 대한 정산금

## 6. 기타 정산 [신설 2012.5.31.] <조번호 변경 2015.3.17.>

한국가스공사로부터 연료를 공급받는 LNG발전기가 약정물량 대비 초과 혹은 미달사용으로 부가금이 발생하여 비용평가위원회로부터 지급이 의결된 경우, 판매사업자가 부담해야 할 정산금은 초과부가금 총액에 초과부가금이 발생한 월의 총 전력거래량에서 직접구매자의 총 구매전력량을 차감한 양에서 판매사업자가 구매한 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$XSS = \sum_i XEGD_i \times \frac{\sum_t^{NT} PES_t}{\left( \sum_t^{NT} TET_t - \sum_t^{NT} \sum_k PEC_{k,t} \right)}$$

여기서,



XSS (eXtra Settlement for a Sales Company): 판매사업자의 추가 정산금

XEGD<sub>i</sub>: 발전기별 초과부가금 추가 정산금

NT (Number of Trading periods in a month): 1개월 동안의 거래시간

$\sum_t^{NT} PES_t$ : 판매사업자의 초과부가금이 발생한 월에 대한 총구매전력량

$\sum_t^{NT} TET_t$ : 전력시장 전체의 초과부가금이 발생한 월에 대한 총전력거래량

$\sum_t^{NT} \sum_k PEC_{kt}$ : 직접구매자의 초과부가금이 발생한 월에 대한 총유효구매전력량

$\sum_t^{NT} \sum_d PEL_{dt}$ : 구역전기사업자의 초과부가금이 발생한 월에 대한 총유효구매전력량

## 7. 긴급정산상한가격 적용에 따른 비중앙급전발전기 등의 연료비

보전 정산 [신설 2022.11.30.]

제2.4.4조의2 제6항의 전문위원회에서 동조 제4항 내지 제8항에 따른 보전액을 지급하기로 결정한 경우 판매사업자가 부담해야할 정산금은 긴급상한가격적용에 따른 비중앙급전발전기 등의 연료비보전정산금 총액에(이하 “EMWP” 라 한다.) EMWP가 발생한 월의 총 전력거래량에서 판매사업자가 구매한 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$EMSS = \sum_i EMWP_i \times \frac{\sum_t^{NT} PES_t}{\sum_t^{NT} TET_t}$$

여기서,

EMSS (Emergency Make whole Settlement for Sales Company): 판매사업자의 연료비 보전 정산금

EMWP<sub>i</sub>: 발전기별 긴급정산상한가격 적용에 따른 비중앙급전발전기 등 연료비 보전 정산금

NT (Number of Trading periods in a month): 1개월 동안의 거래시간

$\sum_t^{NT} TET_t$ : 전력시장 전체의 연료비 보전 정산금이 발생한 월에 대한 총전력거래량

$\sum_t^{NT} PES_t$ : 판매사업자의 연료비 보전 정산금이 발생한 월에 대한 총구매전력량

## 8. 수소발전입찰시장 계약전력량에 대한 차액계약정산 [신설

2023.8.30.] <개정 2024.2.28.>

판매사업자가 부담해야 할 수소발전입찰시장 계약전력량에 대한 거래시간별 차액계약정산금은 수소발전입찰시장 수소발전입찰시장 계약발전기의 거래시간별 계약전력량 차액계약정산금 총액에 수소발전입찰시장 고시 <별표 3>의 구매자별 구매량 산정을 위한 전력거래비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$HBMS_t = \sum_i CSA_{i,t,p} \times PRS_p$$

여기서,

$HBMS_t$  : 판매사업자에 대한 수소발전입찰시장 차액계약정산금

$CSA_{i,t,p}$  : 수소발전입찰시장 계약발전기의 차액계약정산금

$PRS_p$  : 수소발전입찰시장 고시에 따른 입찰시장 개설 연도별 판매사업자의 구매량 산정을 위한 전력거래비율

$p$  : 수소발전입찰시장 개설 연도

## 9. 준중양급전발전기의 기본정산금에 관한 정산 [신설 2024.10.8.]

판매사업자가 부담해야할 정산금은 준중양급전발전기의 기본정산금 총액에 제18.3.2조 제1항에 따른 준중양급전발전기의 각 운영기간에 발생한 총 전력거래량에서 판매사업자가 구매한 전력량의 비율로 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$SSGS = \sum_i SSDG_i \times \frac{\sum_t^{운영기간} PES_t}{\sum_t^{운영기간} TET_t}$$

$SSGS_k$ (Settlement of Semi-dispatchable Generator for Sales Company) : 판매사업자의 준중양급전발전기 기본정산금

$SSDG_i$ (Settlement of Semi-Dispatchable Generator) : 준중양급전발전기의 기본정산금

$\sum_t^{운영기간} PES_t$  : 준중양급전발전기 운영기간에 발생한 판매사업자의 총 구매전력량

$\sum_t^{운영기간} TET_t$  : 준중양급전발전기 운영기간에 발생한 전력시장의 총 전력거래량

## IV. 잠정정산차액의 조정 <삭제 2005.1.21.>

## IV. 구역전기사업자의 전력거래에 대한 정산 [신설 2005.1.21]

## 1. 전력량에 대한 정산 <개정 2006.12.26., 2021.1.1., 2025.1.8.>

### ① 구역전기사업자의 전력량에 대한 정산 <개정 2025.1.8.>

구역전기사업자가 부담해야 할 전력량에 대한 거래시간별 정산금은 전체 발전기의 거래시간별 전력량에 대한 정산금 및 계획발전정산금 총액에서 모든 직접구매자의 거래시간별 전력량정산금 총액을 차감한 금액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$ESLS_{d,t} = \left( \sum_i (MEP_{i,t} + SEP_{i,t}) - \sum_k ESC_{k,t} \right) \times \frac{PEL_{d,t}}{(TET_t - \sum_k PEC_{k,t})}$$

여기서,

$ESLS_{d,t}$ (Energy Settlement for a Local Sales company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 전력량 정산금

$MEP_{i,t}$  : 발전기의 거래시간별 전력량 정산금

$PEL_{d,t}$ (Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

$SEP_{i,t}$  : 발전입찰량 이내에서 실제 계량된 거래시간별 전력량에 대한 정산금

$ESC_{k,t}$ (Energy Settlement for a Consumer) : 개별 직접구매자의 거래시간에 대한 전력량 정산금

$TET_t$ (Total Energy Traded) : 전력시장 전체의 거래시간에 대한 총전력거래량

$PEC_{k,t}$ (Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

### ② 구역전기사업자의 책임공급비율에 따른 전력량정산금에 대한 차등금액 정산 [신설 2025.1.8.]

2025년 1월 1일 이후로 허가를 받은 신규 구역전기사업자 또는 전기설비용량 증설에 따른 변경허가를 받은 구역전기사업자는 공급구역 내 책임공급비율을 고려하여 책임공급비율 기준을 미준수하여 구매하는 전력량에 대해서는 차등금액 가중치를 적용한 금액으로 정산한다. 당월 구역 내 전력수요 대비 당월 시장에서 구매한 전력량이 30% 초과 65% 이하 구간에 대해 당월 구매한 전력량정산금의 10%를 가산하고, 65% 초과 100% 이하 구간에 대해 당월 구매한 전력량정산금에서 20%를 가산하여 차등금액을 부과한다. 전력량정산금에 대한 차등금액은 익월 4차수 대금지급일 정산명세서에 반영한다.

단, 발전기의 고장, 정기점검 및 보수기간, 전기사업법 시행령 제19조제4항제3호에 해당하는 지역냉난방 구역전기사업자의 전력거래분은 차등금액을 적용하지 않는다.

PERL <sub>i,m</sub> 구간	30%이하	30%초과 ~ 65%이하	65%초과 ~ 100%이하
PPFL <sub>d,m</sub>	0	10%	20%

PERL<sub>i,m</sub> ≤ 30% 이면,

$$PPPL_{d,m} = 0$$

30% < PERL<sub>i,m</sub> ≤ 65% 이면,

$$PPPL_{d,m} = ESLS_{d,m} \times \frac{(PERL_{i,m} - 30\%)}{PERL_{i,m}} \times 10\%$$

65% < PERL<sub>i,m</sub> ≤ 100% 이면,

$$PPPL_{d,m} = ESLS_{d,m} \times \frac{(PERL_{i,m} - 65\%)}{PERL_{i,m}} \times 20\% + ESLS_{d,m} \times \frac{35\%}{PERL_{i,m}} \times 10\%$$

PERL<sub>i,m</sub>(Purchased Energy Ratio for a Local sales company) : 월별 공급구역 전기사용자의 전력수요 합계 대비 구역전기사업자가 전력시장에서 구매한 전력량의 백분율(%)

PPFL<sub>d,m</sub>(Purchased Energy Penalty Factor for a Local Sales company) : 2025년 1월 1일 이후 사업 허가를 받은 구역전기사업자의 책임공급비율 미준수에 따른 차등금액 가중치

PPPL<sub>d,m</sub>(Purchased Energy Penalty Payment for a Local sales company): 2025년 1월 1일 이후로 허가를 받은 신규 구역전기사업자 또는 전기설비용량 증설에 따른 변경허가를 받은 구역전기사업자의 책임공급비율 기준 준수 여부에 따른 시장에서 구매한 전력량에 대한 차등금액

ESLS<sub>d,m</sub>(Energy Settlement for a Local Sales company) : 구역전기사업자의 거래 당월에 대한 전력량정산금

③ 제2항에서 월별 공급구역 전기사용자의 전력수요 합계 대비 구역전기사업자가 전력시장에서 구매한 전력량의 백분율(PERL<sub>i,m</sub>)은 아래와 같이 산출한다. [신설 2025.1.8.]

$$PERL_{i,m} = \text{Max} \left\{ \left[ 1 - \frac{MSG_{L_{i,m}} \times (1 - MLFL_i)}{MDL_{i,m}} \right], 0 \right\} \times 100$$

여기서,

MSG<sub>L<sub>i,m</sub></sub>(Metered Self Generation for a Local sales company) : 구역전기발

전기의 월별 자체발전 계량값(MWh, 주변압기 2차측 기준)

MDL<sub>i,m</sub>(Measured Demand for Local sales company) : 구역전기발전기의 공급구역 월별 실적수요로서 구역전기발전기의 송전단 기준으로 환산한 자체발전 계량값과 해당 발전기를 보유한 구역전기사업자의 전력구매량의 합에서 전력량 계량값(계통으로 역송한 전력량)을 차감하여 산정

MLFL<sub>i</sub>(Metered Loss Factor for a Local sales company) : 중앙급전 구역전기사업자 발전기의 발전량 계량점 전압과 전력거래 계량점(송전단) 전압이 다를 경우 발생하는 개별 구역전기사업자의 변압기 손실계수로서 154kV 변압기손실을 설계치인 0.765%를 적용 (전압이 동일한 경우 0 적용)

## 2. 가용능력에 대한 정산

구역전기사업자가 부담해야 할 가용능력에 대한 거래시간별 정산금은전체 발전기의 거래시간별 가용능력에 대한 정산금의 총액에서 모든 직접구매자의 거래시간별 용량 가격 정산금을 차감한 금액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$CSLS_{d,t} = \left( \sum_i TPCP_{i,t} - \sum_k CSC_{k,t} \right) \times \frac{PEL_{d,t}}{\left( TET_t - \sum_k PEC_{k,t} \right)}$$

여기서,

CSLS<sub>d,t</sub>(Capacity Settlement for a Local Sales company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 가용능력 정산금액

TPCP<sub>i,t</sub> : 전력시장 발전기의거래시간별 용량정산금

CSC<sub>k,t</sub> : 직접구매자의 거래시간별 용량정산금

PEL<sub>d,t</sub>(Purchased Energy by a Local sales company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

TET<sub>t</sub>(Total Energy Traded) : 전력시장 전체 발전기의 거래시간에 대한 전력거래량

PEC<sub>k,t</sub>(Purchased Energy by a Consumer) : 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매 전력량

구역전기사업자의 거래일 가용능력에 대한 정산금은 다음과 같다.

$$CSLS_d = \sum_t CSLS_{d,t}$$

## 3. 부가정산금에 대한 정산 <개정 2021.1.1., 2022.5.31., 2025.4.9.,

2025.7.10.>

구역전기사업자가 부담해야 할 거래시간별 부가정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 부가정산금 총액에서 모든 직접구매자, 재생에너지전기공급사업자, 재생에너지전기저장판매사업자 및 분산에너지사업자의 거래시간별 부가정산금을 차감한 금액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$USLS_{d,t} = (US_t - \sum_k USC_{k,t} - \sum_k USR_{k,t} - \sum_k USD_{k,t}) \times \frac{PEL_{d,t}}{(TET_t - \sum_k PEC_{k,t})}$$

여기서,

$USLS_{d,t}$ (Uplift Settlement for a Local Sales company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 부가정산금

$US_t$ (Uplift Settlement) : 거래시간에 대한 부가정산금 총액

$$US_t = \sum_i TPG_{i,t} - \sum_i MEP_{i,t} - \sum_i TPCP_{i,t}$$

$USR_{k,t}$ (Uplift Settlement of energy traded by Renewable energy supplier) : 직접전력거래의 거래시간에 대한 부가정산금 [신설 2022.5.31.]

$USD_{k,t}$ (Uplift Settlement for Distributed energy business entity) : 분산에너지사업자의 거래시간에 대한 부가정산금 [신설 2025.7.10.]

#### 4. <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>

#### 5. 예측제도 참여자의 대상자원 전력거래량에 대한 정산 [신설 2020.10.1.] <개정 2021.9.18.>

구역전기사업자가 부담해야 할 재생에너지 발전량 예측에 대한 거래시간별 정산금은 예측제도에 참여하는 대상자원에 대한 거래시간의 총정산금에 거래시간의 전력시장 전체 총전력거래량 대비 거래시간의 구역전기사업자 구매전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$IFL_{d,t} = \frac{PEL_{d,t}}{TET_t} \times \sum_i IFP_{i,t}$$

여기서,

$IFL_{d,t}$ (Improved Forecast settlement for a Local sales company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 재생에너지 발전량 예측에 대한 정산금

$PEL_{d,t}$ (Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래

시간에 대한 유효구매전력량

TET<sub>t</sub>(Total Energy Traded) : 전력시장 전체의 거래시간에 대한 총전력거래량

IFP<sub>i,t</sub>(Improved Forecast Payment of renewable energy resource) : 예측제도에 참여한 대상자원의 재생에너지 발전량 예측에 대한 거래일의 시간대별 정산금

구역전기사업자의 거래일에 대한 재생에너지 발전량 예측에 대한 정산금은 다음과 같다.

$$IFL_d = \sum_{t=1}^{24} IFL_{d,t}$$

IFL<sub>d</sub>(Improved Forecast settlement for a Local sales company) : 구역전기사업자의 거래일에 대한 재생에너지 발전량 예측에 대한 정산금

## 6. 기타 정산 [신설 2012.5.31.] <조번호 변경 2015.3.17.>

한국가스공사로부터 연료를 공급받는 LNG발전기가 약정물량 대비 초과 혹은 미달사용으로 부가금이 발생하여 비용평가위원회로부터 지급이 의결된 경우, 구역전기사업자가 부담해야 할 정산금은 초과부가금 총액에 초과부가금이 발생한 월의 총 전력거래량에서 직접구매자의 총 구매전력량을 차감한 양에서 구역전기사업자가 구매한 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$XSS = \sum_i XEGD_i \times \frac{\sum_t^{NT} PES_t}{(\sum_t^{NT} TET_t - \sum_t^{NT} \sum_k^{NT} PEC_{k,t})}$$

여기서,

XSS (eXtra Settlement for a Sales Company) : 판매사업자의 추가 정산금

XEGD<sub>i</sub> : 발전기별 초과부가금 추가 정산금

NT (Number of Trading periods in a month) : 1개월 동안의 거래시간

$\sum_t^{NT} PEL_{d,t}$  : 구역전기사업자의 초과부가금이 발생한 월에 대한 총유효구매전력량

$\sum_t^{NT} TET_t$  : 전력시장 전체의 초과부가금이 발생한 월에 대한 총전력거래량

$\sum_t^{NT} \sum_k^{NT} PEC_{k,t}$  : 직접구매자의 초과부가금이 발생한 월에 대한 총유효구매전력량

## 7. 긴급정산상한가격 적용에 따른 비중앙급전발전기 등의 연료비

## 보전 정산 [신설 2022.11.30.]

제2.4.4조의2 제6항의 전문위원회에서 동조 제4항 내지 제8항에 따른 보전액을 지급하기로 결정한 경우 구역전기사업자가 부담해야 할 정산금은 긴급상한가격적용에 따른 비중양급전발전기 등의 연료비보전정산금 총액에(이하 “EMWP” 라 한다.) EMWP가 발생한 월의 총 전력거래량에서 구역전기사업자가 구매한 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$EMSL_d = \sum_i EMWP_i \times \frac{\sum_t^{NT} PEL_{d,t}}{\sum_t^{NT} TET_t}$$

여기서,

$EMSL_d$  (Emergency Make whole Settlement for a Local Sales Company): 구역전기사업자의 연료비 보전 정산금

$EMWP_i$ : 발전기별 긴급정산상한가격 적용에 따른 비중양급전발전기 등 연료비 보전 정산금

$NT$  (Number of Trading periods in a month): 1개월 동안의 거래시간

$\sum_t^{NT} TET_t$ : 전력시장 전체의 연료비 보전 정산금이 발생한 월에 대한 총전력거래량

$\sum_t^{NT} PEL_{d,t}$ : 구역전기사업자의 연료비 보전 정산금이 발생한 월에 대한 총유효구매전력량

## 8. 수소발전입찰시장 계약전력량에 대한 차액계약정산 [신설 2023.8.30.] <개정 2024.2.28.>

구역전기사업자가 부담해야 할 수소발전입찰시장 계약전력량에 대한 거래시간별 차액계약정산금은 수소발전입찰시장 수소발전입찰시장 계약발전기의 거래시간별 계약전력량 차액계약정산금 총액에 수소발전입찰시장 고시 <별표3>의 구매자별 구매량 산정을 위한 전력거래비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$HBML_{d,t} = \sum_i CSA_{i,t,p} \times PRL_p$$

여기서,

$HBML_{d,t}$ : 구역전기사업자에 대한 수소발전입찰시장차액계약정산금

$CSA_{i,t,p}$ : 수소발전입찰시장 계약발전기의 차액계약정산금

$PRL_p$ : 수소발전입찰시장 고시에 따른 입찰시장 개설 연도별 구역전기사업자의 구매량



산정을 위한 전력거래비율  
 $p$  : 수소발전입찰시장 개설 연도

## 9. 준중앙급전발전기의 기본정산금에 관한 정산 [신설 2024.10.8.]

구역전기사업자가 부담해야할 정산금은 준중앙급전발전기의 기본정산금 총액에 제 18.3.2조제1항에 따른 준중앙급전발전기의 각 운영기간에 총 전력거래량에서 구역전기 사업자가 구매한 전력량의 비율로 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$SSGL_d = \sum_i SSDG_i \times \frac{\sum_t^{운영기간} PEL_{d,t}}{\sum_t^{운영기간} TET_t}$$

$SSGL_d$ (Settlement of Semi-dispatchable Generator for Local Sales Company)

: 구역전기사업의 준중앙급전발전기 기본정산금

$SSDG_i$ (Settlement of Semi-Dispatchable Generator) : 준중앙급전발전기의 기본정산금

$\sum_t^{운영기간} PEL_{d,t}$  : 준중앙급전발전기 운영기간에 발생한 구역전기사업자의 총 유효구매전력량

$\sum_t^{운영기간} TET_t$  : 준중앙급전발전기 운영기간에 발생한 전력시장의 총 전력거래량

## V. 예측제도 참여자에 대한 정산 [신설 2020.10.1.]

### 1. 대상자원 전력거래량에 대한 정산 <개정 2021.9.18.>

가. 주요자원 (태양광·풍력을 발전원으로 하며 20MW를 초과하는 개별발전기 또는 태양광·풍력을 발전원으로 하는 소규모재생전력자원이 20MW를 초과하도록 구성된 예측형 집합전력자원) <개정 2021.9.18.>

① 주요자원의 전력거래량에 대한 정산 <개정 2021.9.18., 2022.12.27., 2023.8.30.>

-시간대별로 대상자원이 설비이용률 및 예측오차율 기준을 충족하는 경우, 대상자원 내 주요자원의 전력거래량에 대해 정산한다. 즉,

$IFP_{i,t} = MGOM_{i,t} \times FP_{i,t} \times JFPF_i \times 1,000$  <개정 2022.12.27., 2023.8.30.>

$JFPF_i$  : 제주 시범사업 중 재생에너지 입찰제도에 참여하는 자원에 적용하는 예측제도 정산단가 계수

적용 계수		적용 조건
JFPF <sub>i</sub>	0.5	제주계통 내 재생에너지 입찰제도(제주 시범사업)와 예측제도에 동시 참여하는 자원
	1	제주지역 외 지역(육지)의 예측제도 참여자원

여기서,

IFP<sub>i,t</sub> : 예측제도에 참여한 대상자원의 재생에너지 발전량 예측에 대한 거래일의 시간대별 정산금

MGOM<sub>i,t</sub> : 예측제도 대상자원 중 주요자원의 거래시간대별 전력거래량(급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비의 전력거래량은 제외) <개정 2021.9.18., 2022.12.27.>

$$MGOM_{i,t} = (MGOS_{i,t} \times SVF_{i,t}) + (MGOW_{i,t} \times WVF_{i,t})$$

여기서,

MGOS<sub>i,t</sub> : 예측제도 대상자원 중 태양광 발전자원의 거래시간대별 전력거래량(급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비의 전력거래량은 제외)

SVF<sub>i,t</sub> : 거래일의 시간대별 대상자원 내 태양광 발전자원의 예측제도 유효성 플래그로써 CFS<sub>i,t</sub> ≥ 10% 이면 SVF<sub>i,t</sub> = 1, 그렇지 않으면 0

CFS<sub>i,t</sub> : 예측제도 대상자원 중 태양광 발전자원의 시간대별 설비이용률

$$CFS_{i,t} = \frac{MGOS_{i,t}}{ICS_{i,t}} \times 100(\%)$$

MGOW<sub>i,t</sub> : 예측제도 대상자원 중 풍력 발전자원의 거래시간대별 전력거래량(급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비의 전력거래량은 제외)

WVF<sub>i,t</sub> : 거래일의 시간대별 대상자원 내 풍력 발전자원의 예측제도 유효성 플래그로써 CFW<sub>i,t</sub> ≥ 10% 이면 WVF<sub>i,t</sub> = 1, 그렇지 않으면 0

CFW<sub>i,t</sub> : 예측제도 대상자원 중 풍력 발전자원의 시간대별 설비이용률

$$CFW_{i,t} = \frac{MGOW_{i,t}}{ICW_{i,t}} \times 100(\%)$$

FP<sub>i,t</sub> : 예측제도 대상자원의 시간대별 예측오차율에 따라 주요자원 전력거래량에 적용되는 시간대별 기준단가는 아래 표와 같이 적용한다. <개정 2021.9.18., 2022.12.27., 2025.2.11.>

정산단가		적용 조건
FP <sub>i,t</sub>	0원/kWh	6% < FER <sub>i,t</sub>
	3원/kWh	4% < FER <sub>i,t</sub> ≤ 6%
	4원/kWh	FER <sub>i,t</sub> ≤ 4%

$FER_{i,t}$  : 예측제도 대상자원의 시간대별 평균 예측오차율로써,

$$FER_{i,t} = \frac{\sum_{k=1}^n FER_{i,k,t}}{n}, \quad n=2$$

$FER_{i,n,t}$  : 예측제도 대상자원에 대해 n차(총 2차)로 제출된 예측발전량으로 산정된 시간대별 예측오차율로써,

$$FER_{i,n,t} = \frac{|(FGM_{i,n,t} + FGA_{i,n,t}) - (MGOM_{i,t} + MGOA_{i,t})|}{ICM_{i,t}} \times 100(\%), \quad n=1,2$$

<개정 2021.9.18.>

$FGM_{i,n,t}$  : 예측제도 참여자가 대상자원 중 주요자원에 대해 전력거래소에 제출하는 차수별·시간대별 예측발전량(급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어된 설비의 해당시간 예측발전량은 제외)

$$FGM_{i,n,t} = (FGS_{i,n,t} \times SVF_{i,t}) + (FGW_{i,n,t} \times WVF_{i,t})$$

여기서,

$FGS_{i,n,t}$  : 예측제도 참여자가 대상자원 중 태양광 발전자원에 대해 전력거래소에 제출하는 차수별·시간대별 예측발전량(급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어된 설비의 해당시간 예측발전량은 제외)

$FGW_{i,n,t}$  : 예측제도 참여자가 대상자원 중 풍력 발전자원에 대해 전력거래소에 제출하는 차수별·시간대별 예측발전량(급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어된 설비의 해당시간 예측발전량은 제외)

<개정 2021.9.18., 2022.12.27.>

$FGA_{i,n,t}$  : 예측제도 참여자가 대상자원 중 보조자원에 대해 전력거래소에 제출하는 차수별·시간대별 예측발전량(급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어된 설비의 예측전력량은 제외) <개정 2021.9.18.>

$MGOA_{i,t}$  : 예측제도 대상자원 중 보조자원의 거래시간대별 전력거래량(급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어된 설비의 전력거래량은 제외) <개정 2021.9.18.>

$ICM_{i,t}$  : 예측제도 대상자원 중 주요자원에 대한 시간대별 유효 설비용량. 단, 예측형 집합전력자원의 경우 소속된 소규모재생전력자원 중 해당 시간대의 유효한 주요자원의 합으로 표시

$$ICM_{i,t} = (ICS_{i,t} \times SVF_{i,t}) + (ICW_{i,t} \times WVF_{i,t})$$

여기서,

$ICS_{i,t}$  : 예측제도 대상자원 중 태양광 자원에 대한 시간대별 설비용량으로써 전력시장에 등록된 설비용량에서 고장·정비 설비 및 급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어된 설비에 대한 용량을 제외한 값. 단, 예측형 집합전력자원의 경우 소속된 소규모재생전력자원 중 해당 시간대의 유효한 태양광 발전자원의 합으로 표시

ICW<sub>i,t</sub> : 예측제도 대상자원 중 풍력 자원에 대한 시간대별 설비용량으로써 전력 시장에 등록된 설비용량에서 고장·정비 설비 및 급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비에 대한 용량을 제외한 값. 단, 예측형 집합전력자원의 경우 소속된 소규모재생전력자원 중 해당 시간대의 유효한 풍력 발전자원의 합으로 표시  
<개정 2022.12.27.>

- 거래일의 시간대별 정산금을 합산하여 거래일 정산금을 산정한다.

$$IFP_{i,d} = \sum_{t=1}^{24} IFP_{i,t}$$

IFP<sub>i,d</sub> : 예측제도에 참여한 대상자원의 재생에너지 발전량 예측에 대한 거래일 정산금

## VI. 전력거래차수별 대금지급 기준일정 <개정 2006.11.29.,

구분	전력거래일	대금지급일
1차	1일 ~ 9일	익월 5일
2차	10일 ~ 18일	익월 13일
3차	19일 ~ 27일	익월 23일
4차	28일 ~ 말일	익월 26일

단, 제4.3.2조 제6항 내지 제9항에 따라 별도의 결제일을 지정한 경우 합의된 결제일을 대금지급일로 할 수 있다. <개정 2022.4.29.>

## VII. 직접전력거래 부가정산금에 대한 정산 [신설 2022.5.31.]

### 1. 직접전력거래 부가정산금 산정 [신설 2022.5.31.] <개정 2022.11.30., 2024.2.13., 2025.4.9.>

직접전력거래로 재생에너지전기공급사업자가 부담해야 하는 거래시간별 부가정산금은 직접전력거래에 적용하는 부가정산금단가에 직접전력거래로 전기사용자에게 공급되는 전력량을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$USR_{k,t} = UPR \times SRC_{k,t} \times 1,000 \times CDOF_{i,k} \times SCF_k \text{ <개정 2024.2.13.>}$$

여기서,

$$SRC_{k,t} = \sum_i MGO_{i-k,t} \times GPGF_i - \sum_i EEC_{i-k,t} \times EEOF_k \text{ <개정 2022.11.30.>}$$

USR<sub>k,t</sub>(Uplift Settlement of energy traded by Renewable energy supplier) : 직접전력거래의 거래시간에 대한 부가정산금

UPR(Uplift Price of energy traded through Renewable energy supplier) : 직접전력거래에 적용되는 부가정산금단가(원/kwh)

$SRC_{k,t}$ (Supplied Renewable energy for a Customer) : 비계통연계 직접전력거래 공급량과 직접전력거래 초과발전량을 제외하고 개별 전기사용자에게 공급되는 시간대별 직접전력거래 전력량 <개정 2022.11.30.>

$CDOF_{i,k}$ (Certified Data On Flag) : 직접전력거래 데이터 확정 여부 표시기로서, 직접전력거래에 참여하는 발전설비와 전기사용자 전력량 정보가 취득된 후 직접전력거래 거래량 데이터가 확정되는 경우 1, 그렇지 않으면 0

$SCF_k$ (Sales Company Flag) : 제3자간 전력거래 표시기로서, 제3자간 전력거래의 경우 0, 직접전력거래의 경우 1

$GPGF_i$ (Generator connected to the Power Grid Flag) : 직접전력거래 발전기 계통연계 여부 표시기로서, 직접전력거래에 참여하는 발전설비가 송·배전사업자의 전기설비와 연결된 경우 1, 그렇지 않으면 0 [신설 2022.11.30.]

$MGO_{i-k,t}$  : 전기사용자 k와 직접전력거래계약이 체결된 i 발전기의 시간대별 계량전력량

$EEC_{i-k,t}$ (Excess Energy for a Consumer): 직접전력거래로 공급되는 발전사업자의 시간대별 계량전력량이 전기사용자의 시간대별 구매전력량을 초과하여 전력시장으로 공급된 전력량

$EEOF_k$ (Excess Energy On Flag) : 직접전력거래에 대한 초과발전 여부 표시기로서, 초과발전이 발생하는 경우 1, 그렇지 않으면 0

직접전력거래를 통해 거래된 개별 전기사용자의 거래일에 대하여 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장 판매사업자가 부담하는 부가정산금은 다음과 같다. 단, 비계통연계 직접전력거래로 전력을 공급하는 재생에너지 전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자는 부가정산금을 부담하지 않는다. <개정 2022.11.30., 2025.4.9.>

$$USR_k = \sum_t USR_{k,t}$$

## 2. 직접전력거래 부가정산금단가의 산정기준 [신설 2022.5.31.] <개정 2025.4.9.>

가. 직접전력거래의 부가정산금단가는 제2.2.1.4조에 따라 비용위원회에서 심의 및 의결된 직접구매자에 대한 부가정산금단가에 적용되는 각 항목을 조정하여 산정한다. 그 방법은 비용평가 세부운영규정 제11장 제11.3.1조 제1항의 부가정산금 총액에서 지역자원시설세와 비상대기예비력 정산금을 제외한 금액을 동 규정 제11장 제11.3.1조 제2항의 총 거래량과 직접전력거래로 전기사용자에게 공급되는 전력량(비계통연계 직접전력거래로 전기사용자에게 공급되는 전력량 제외), 판매사업자와 전력구매계약 체결 및 전기사업법 시행령 제19조 제1항 제3호에 따라 거래된 발전량을 합한 값으로 나누어 산정한다. <개정 2022.11.30.>

나. 직접전력거래 부가정산금 단가는 매년 6월까지 산정하여, 당해연도 7월부터 1년간 모든 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자에게 동일하게 적용한다.

$$UPR = \frac{TUC - (\sum_i \sum_t LPT_{i,t} + \sum_i \sum_t ECRP_{i,t})}{\sum_t TET_t + \sum_k \sum_t SRC_{k,t} + TESC}$$

UPR(Uplift Price of energy traded by Renewable energy supplier) : 직접전력거래에 적용되는 부가정산금단가(원/kWh)

TUC(Total Uplift cost for a Consumer) : 비용위원회에서 심의 및 의결을 통해 직접구매자에 대한 부가정산금단가 산정에 활용되는 부가정산금 총액

$LPT_{i,t}$ (Local Plant Tax) : 화력발전기에 대한 시간대별 지역자원시설세 정산금

$ECRP_{i,t}$ (Emergency Capacity Reserve Payment) : 기후·환경 제약에 의해 가동이 제한된 석탄발전기가 입찰한 비상대기예비력에 대해 지급하는 정산금

$TET_t$ (Total Energy Traded) : 전력시장 전체의 거래시간에 대한 총전력거래량

$SRC_{k,t}$ (Supplied Renewable energy for a Customer) : 비계통연계 직접전력거래 공급량과 직접전력거래 초과발전량을 제외하고 개별 전기사용자에게 공급되는 시간대별 직접전력거래 전력량 <개정 2022.11.30.>

TESC(Traded Energy through Sales Company) : 판매사업자와 전력구매계약(PPA)을 체결한 발전사업자의 발전량과 전기사업법 시행령 제19조 제1항 제3호에 따른 전력거래계약 통해 전기사용자가 공급받은 연간 전력량의 합계

## VIII. 분산특구 전력 직접거래에 대한 정산 [신설 2025.7.10.]

### 1. 전력량 등에 대한 정산

① 분산특구 내 분산에너지사업자 발전기가 분산특구 내 수요를 우선 공급하고 남은 전력을 전력시장에서 거래할 수 있으며, 이때 공급한 전력량(이하 “초과발전량”)은 SMP와 EPC 중 작은 값과 송전손실계수를 반영하여 정산한다.

$$MEP_i = \sum_t \left\{ \sum_k (EED_{i,t} \times CDOFD_{i,k}) \times \text{Min}(SMP_t, EPC_X) \times TLF_{i,t} \right\}$$

여기서,

$EED_{i,t}$ (Excess Energy for Distributed energy business entity): 송·배전사업자가 공급 약관에 따라 산정한 분산에너지사업자 발전기의 시간대별 초과발전량

② 분산특구 내 분산에너지사업자 발전기의 당해 초과전력량이 당해 발전량의 30% 초과 65% 이하 구간에 대해 당해 전력량정산금의 15%에 해당하는 금액

을, 65% 초과 100% 이하 구간에 대해 당해 전력량정산금의 25%에 해당하는 금액을 해당 사업자의 재정보증 금액에서 청산한다. 다만, 전력거래소의 급전지시에 따르는 경우 해당 시간의 초과전력량에 대해서는 차등금액을 적용하지 않는다.

③ 차등금액 산정은 월별로 시행하며 최종정산 시 이를 통보하고, 분산에너지사업자에게 해당 차등금액이 반영된 전력량정산금을 지급한다. 이때, 발생한 차등금액은 해당 사업자의 재정보증금 계좌로 이체한다.

④ 전력거래 개시일로부터 1년이 지난 익월에 연간 기준으로 초과전력량 비율을 산정하고, 이에 해당하는 차등금액을 재정보증금에서 청산한다.

⑤ 차등금액 청산 시 제4항의 차등금액 대비 제3항의 차등금액 초과분(이자 제외)은 해당 분산에너지사업자에게 지급한다. 그 외 차등금액(이자 포함)은 전력거래소의 분산 특구 운영, 시스템 개발 및 유지 보수 등에 활용한다.

⑥ 제2항에서 분산특구 내 분산에너지사업자발전기의 당월(해) 발전량 대비 당월(해) 초과전력량의 비율( $SERD_{i,m(y)}$ )은 다음과 같이 산출한다.

$$SERD_{i,m(y)} = \frac{\text{송·배전사업자가 확인한 월(연)간초과전력량}}{MSGD_{i,m(y)} \times (1 - MLFD_i)} \times 100$$

여기서,

$MSGD_{i,m(y)}$ (Metered Self Generation for Distributed energy business entity)  
: 분산특구 내 분산에너지사업자 발전기의 월(연)간 자체발전 계량값(MWh, 주변압기 2차측 기준)

$MLFD_i$ (Metered Loss Factor for Distributed energy business entity) : 분산에너지사업자발전기의 발전량 계량점 전압과 전력거래 계량점(송전단) 전압이 다를 경우 발생하는 변압기 손실계수로써 154kV 변압기 손실률 설계치인 0.765%를 적용 (전압이 동일한 경우 0 적용)

$SERD_{i,m(y)}$ (=“S”) 구간	$S \leq 30\%$	$30\% < S \leq 65\%$	$65\% < S \leq 100\%$
$SPPD_{i,m(y)}$	0	15%	25%

$SERD_{i,m(y)} \leq 30\%$ 이면,

$$SPPD_{i,m(y)} = 0$$

$0\% < SERD_{i,m(y)} \leq 65\%$ 이면,

$$SPPD_{i,m(y)} = MEP_i \times \frac{(SERD_{i,m(y)} - 30\%)}{SERD_{i,m(y)}} \times 15\%$$

65% < SERD<sub>i,m(y)</sub> ≤ 100%이면,

$$SPPD_{i,m(y)} = MEP_{i,m(y)} \times \frac{(SERD_{i,m(y)} - 65\%)}{SERD_{i,m(y)}} \times 25\% + MEP_{i,m(y)} \times \frac{35\%}{SERD_{i,m(y)}} \times 15\%$$

SERD<sub>i,m(y)</sub>(Sales Energy Ratio for Distributed energy business entity) : 분산에너지사업자의 당해월(년) 발전량 대비 당해월(년) 초과전력량의 백분율(%)

SPFD<sub>i,m(y)</sub>(Sales Energy Penalty Factor for Distributed energy business entity) : 분산에너지사업자 발전기의 당해 발전량 대비 당해월(년) 초과전력량의 비율에 따른 차등금액 가중치

SPPD<sub>i,m(y)</sub>(Sales Energy Penalty Payment for Distributed energy business entity): 분산에너지사업자의 당해월(년) 발전량 대비 당해월(년) 초과전력량의 비율에 따른 전력량정산금 차등금액

MEP<sub>i</sub>(Metered Energy Payment): 분산에너지사업자 발전기의 시장 거래분에 대한 전력량 정산금액

## 2. 공급가능용량에 대한 정산

① “중앙급전 분산특구발전기”의 용량정산금(CP<sub>i</sub>)은 분산특구 수요 초과 공급가능용량 및 실제 공급가능용량(초과발전량)이 20MW 초과인 경우로 한정하며, 초과 공급가능용량, 거래시간별 재선언 공급가능용량 및 실제 공급가능용량(초과발전량) 등을 반영하여 아래와 같이 정산한다. 즉,

$$TPCP_{i,t} = \text{Min}(AD_{i,t}, RAD_{i,t}, AAD_{i,t}) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1,000 \times CDOFD_{i,k}$$

다만, 복합발전기의 온도 예보 갱신에 따른 공급가능용량 변경에 대해서는 재선언공급 가능용량을 반영하여 아래와 같이 정산한다.

$$TPCP_{i,t} = \text{Min}(TAD_{i,t}, AD_{i,t}, RAD_{i,t}, AAD_{i,t}) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1,000 \times CDOFD_{i,k}$$

여기서,

TPCP<sub>i,t</sub> : 시간대별 용량정산금

TAD<sub>i,t</sub> (Temperature adjusted Availability for Distributed energy business entity): 중앙급전 분산특구발전기의 기온 반영 시간대별 공급가능용량

AD<sub>i,t</sub> (Availability for Distributed energy business entity): 중앙급전 분산특구발전기의 시간대별 공급가능용량

RAD<sub>i,t</sub> (Re-offered Availability for Distributed energy business entity): 중앙



급전 분산특구 발전기의 시간대별 변경 공급가능용량, 다만 변경 입찰이 없는 경우에는  $AD_{i,t}$ 로 대체됨

$AAD_{i,t}$  (Adjusted Availability for Distributed energy business entity): 중앙급전 분산특구 발전기의 시간대별 실제 공급가능용량

$AAD_{i,t}$  = 분산특구발전기의 설비용량(복합발전기의 경우 입찰일의 최대 발전 가능용량으로 대체함) -  $\sum_{k=1}^K$  (송·배전사업자가 제공한 분산특구 전기사용자의 시간대별 계량값 k)

K : 해당 분산에너지사업자와 계약한 전기사용자 수

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

$TPCP_{i,t}$  : 시간대별 용량정산금

$RCP_i$  : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격

$RCF_i$  : 적정 설비에비력(ICF)을 고려한 지역(LF)별 가중치

$PCF_i$  : 성과연동형용량가격계수

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

$CDOFD_{i,k}$  (Certified Data On Flag for Distributed energy business entity): 분산특구 전력 거래 데이터 확정 여부 표시기로서, 송·배전사업자가 초과발전량 및 SDC(시간대별 전력 직접거래 전력량) 데이터를 확정하는 경우 1, 그렇지 않으면 0

② 중앙급전 분산특구 발전기의 분산특구 수요 초과 공급가능용량이 실제 공급가능용량(초과발전량)을 초과할 경우, 중앙급전 분산특구 발전기의 거래시간별 용량정산금에서 차감하여야 하는 위약금은 아래와 같이 산정한다. 즉,

$$TPCD_{i,t} = (RAD_{i,t} - AAD_{i,t}) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times APCFD_{i,t} \times 1,000 \times CDOFD_{i,k}$$

여기서,

$TPCD_{i,t}$  (Trading period availability Penalty Charge for Distributed energy business entity): 실제 공급가능용량(분산특구 내 공급량이 차감된 공급가능용량)을 초과하여 입찰한 공급가능용량에 대한 거래시간별 위약금

$APCFD_{i,t}$  (Availability Penalty Charge Factor for Distributed energy business entity): 거래시간별 실제 공급가능용량 초과율에 따른 위약금 가중치로서 아래 표에 따라 산정

$A(= AERD_{i,t})$ [%]	$A < 10$	$10 \leq A < 15$	$15 \leq A < 20$	$20 \leq A < 25$	$25 \leq A$
$APCFD_{i,t}$	0	0.5	1.0	1.5	2.0

$AERD_{i,t}$  (Availability Excess Ratio for Distributed energy business entity):

거래시간별 실제 공급가능용량을 초과하여 분산에너지사업자가 입찰한 공급가능용량의 백분율로서 아래와 같이 산출

$$AERD_{i,t} = \frac{RAD_{i,t} - AAD_{i,t}}{AAD_{i,t}} \times 100$$

각 발전기의 거래일 용량정산금에서 차감하여야 할 공급가능용량 초과입찰에 대한 위약금(APCD<sub>i</sub>)은 다음과 같다.

$$APCD_i = \sum_t TPCD_{i,t}$$

APCD<sub>i</sub> (Availability Penalty Charge for Distributed energy business entity): 중앙급전 분산특구발전기의 실제 공급가능용량 대비 초과 입찰한 공급가능용량에 대한 거래일 위약금

### 3. 분산특구 내 전력 직접거래 부가정산금에 대한 정산

전력 직접거래로 분산특구 내 분산에너지사업자가 부담해야 하는 거래시간별 부가정산금은 분산에너지사업자의 부가정산금 단가에 전력 직접거래로 전기사용자에게 공급되는 전력량을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$USD_{k,t} = UPD \times SDC_{k,t} \times 1,000 \times CDOFD_{i,k}$$

USD<sub>k,t</sub>(Uplift Settlement of energy traded by Distributed Energy Business Entity) : 분산특구 내 전력 직접거래의 거래시간에 대한 부가정산금

UPD(Uplift Price of energy traded through Distributed Energy Business Entity) : 분산특구 내 전력 직접거래에 적용되는 부가정산금단가(원/kwh)

SDC<sub>k,t</sub>(Supplied Distributed Energy for a Customer) : 분산특구 내 전력 직접거래 초과발전량과 부족전력량을 제외하고 개별 전기사용자에게 공급되는 시간대별 전력 직접거래 전력량 (송·배전사업자가 제공하는 값 사용)

CDOFD<sub>i,k</sub>(Certified Data On Flag for Distributed Energy Business Entity): 분산특구 전력 직접거래 데이터 확정 여부 표시기로서, 송·배전사업자로부터 초과발전량 데이터 및 SDC(시간대별 전력 직접거래 전력량)가 확정되는 경우 1, 그렇지 않으면 0

분산특구 내 전력 직접거래를 통해 거래된 개별 전기사용자의 거래일에 대하여 분산에너지사업자가 부담하는 부가정산금은 다음과 같다.

$$USD_k = \sum_t USD_{k,t}$$