

전력시장 제도개선 제주 시범사업

5. 제주 전력시장의 정산

순서

1. 정산금 개요
2. 세부 정산항목
3. 정산 예시

1. 정산금 개요

1. 정산금 개요

- (사업명) 시장원칙 기반 전력시장 제도개선 제주 시범사업
- (사업내용) 실시간시장 + 재생에너지 입찰제도 + 예비력시장

사업내용	주요내용
1.1 실시간 시장	<ul style="list-style-type: none">▪실시간 전력수급을 고려한 실시간 발전계획 수립 및 가격결정▪하루전대비 실시간가격 편차에 대한 이중정산체계 마련
1.2 재생에너지 입찰제도	<ul style="list-style-type: none">▪재생e(1MW 초과)에 대한 발전예측량 및 가격입찰▪시장기반 출력제어량 결정 및 정산금 산정방안 마련
1.3 예비력 시장	<ul style="list-style-type: none">▪재생에너지 불확실성, 변동성 대응을 위한 예비력 가격결정▪예비력 요소별 발전계획 반영, 가격결정 및 정산방안 마련

1.1. 정산금 개요(실시간시장)

- 전력시장에 참여하는 사업자는 밸런싱 확보 책무를 가지며, 시장에서 체결된 계약량(DA_SE)과 실적(MGO)과의 차이는 실시간 가격으로 부담
- 하루전시장과 실시간시장의 이중시장 구조로 구성

구분	시장 운영 프로세스	비고
변경 전	<p>하루전시장(1회) (관제사가 실시간 상황을 고려 기동·정지 지시)</p> <p>하루전 11:00 17:00 18:00</p> <p>입찰마감 수요/RE 예측 D-1 SMP D-1 계획 계획조정 실시간</p> <p>D-1 18시 이후 계획조정 작업 없음</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 하루전발전계획이후 조정작업 없음 · 1시간단위계획 · 재생e의 지속적증가 <p>→ 시장-계통과리증가</p>
변경 후	<p>하루전시장(1회) 발전계획 연속 조정(최신정보기반 업데이트)</p> <p>하루전 11:00 17:00 거래당일 00:00</p> <p>입찰마감 수요/RE 예측 입력자료 업데이트 D-1 SMP D-1 계획 실시간</p> <p>D-1 17시 이후 연속적 계획조정</p> <p>Weather forecast accuracy</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 하루전발전계획이후연속적 조율 · 15분단위로계획으로 세분화 · 최신기상정보에기반한입력자료 갱신 <p>→ 정확도향상</p> <ul style="list-style-type: none"> · 변경된상황을 실시간시장가격으로 반영

1.2. 정산금 개요(재생에너지 입찰)

- 급전가능 재생e에 중앙급전발전기와 동등한 대가 지급
- 시범사업 미참여 비중양은 현행과 동일하게 전력량정산금만 지급(하루전smp적용)

구분		중앙급전발전기	급전가능재생e	그 외 비중양 (시범사업 미참여)
에너지 정산금	전력량정산금	○	○	○
	변동비보전정산금	○	○	X
	기대이익정산금	○	○	X
	임밸런스페널티	○	○	X
용량정산금		○	○	X
보조서비스정산금		○	X	X

1.3. 정산금 개요(예비력시장)

- 하루전 시장에서는 필요한 예비력을 사전 확보하고, 실시간시장에서 에너지와 예비력의 동시최적화를 통해 예비력가격 책정
- 실시간예비력 실적과 계획량 중 작은값에 대하여 실시간예비력가격으로 정산

구분	현행 (예비력용량가치정산금)	예비력시장
예비력상품	단일	종류별
가격형식	예비력요금	예비력가격
가격종류	전년 분기별 평균요금	실시간 한계가격 Max(실시간SMP-변동비)
거래단위	1시간	15분

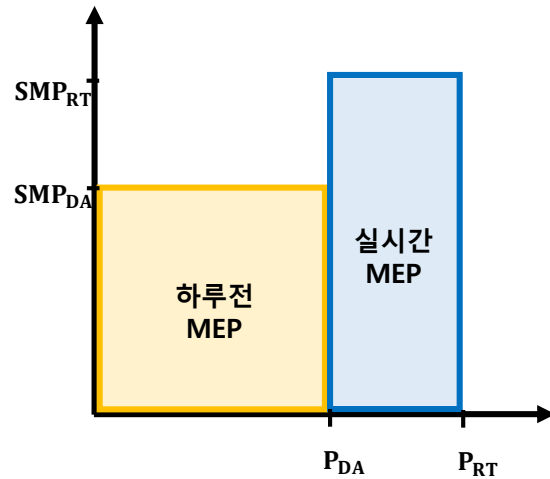
2. 세부 정산항목

2.1. 전력량정산금 (MEP)

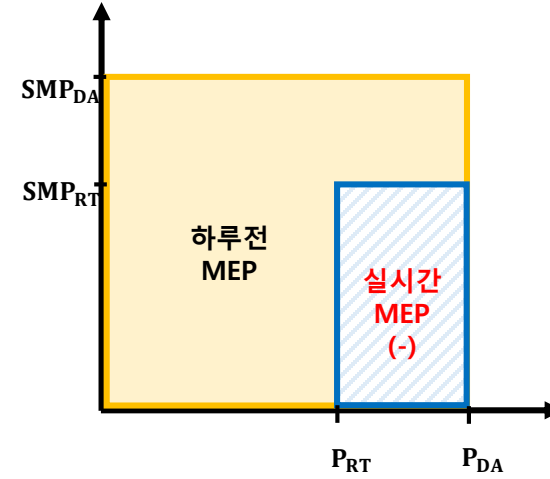
이중정산을 적용하여 하루전낙찰량은 하루전가격으로 정산하고, 실시간 변동량은 실시간 가격으로 정산

- 전력량정산금 = 하루전낙찰량 X 하루전가격 + (실시간발전량 - 하루전낙찰량) X 실시간가격

예시)



< 실시간시장에서 발전량 증가 시 >



< 실시간시장에서 발전량 감소 시 >

※ [기호 정의] SMP_{DA} : 하루전가격, SMP_{RT} : 실시간가격, P_{DA} : 하루전낙찰량, P_{RT} : 실시간발전량

2.1. 전력량정산금 (MEP)

이중정산을 적용하여 하루전낙찰량은 하루전가격으로 정산하고, 실시간 변동량은 실시간 가격으로 정산

- 전력량정산금 = 하루전낙찰량 X 하루전가격 + (실시간발전량 - 하루전낙찰량) X 실시간가격

구분	하루전시장 정산	실시간 정산
의미	하루전시장 낙찰량을 시장가격으로 정산	하루전시장 낙찰량과 실제 발전량의 편차를 실시간가격으로 편차정산
계산식	하루전 시장가격 × 낙찰량 $DA_MP \times DA_SE$	실시간 시장가격 × {min(발전량, 입찰량)-하루전 낙찰량} (중앙) $\Sigma[RT_MP \times \{(min(MGO, RA+\epsilon) - DA_SE)\} \times TPR_E]$ (재생E) $\Sigma[RT_MP \times (MGO - DA_SE) \times TPR_E]$
이중 정산	$MEP(\text{중앙}) = (DA_MP \times DA_SE) + \Sigma[RT_MP \times \{(min(MGO, RA+\epsilon) \times (1-XSOF) + MGO \times XSOF - DA_SE) \times TPR_E\}]$ $MEP(\text{급전가능재생e}) = (DA_MP \times DA_SE) + \Sigma[RT_MP \times (MGO - DA_SE) \times TPR_E]$	

2.2. 변동비보전정산금 (MWP-중앙)

발전계획, 급전지시 등에 의해 발전한 전력량에 대해 변동비를 회수할 수 없는 경우에 지급하는 정산금

● 중앙급전발전기의 MWP

= MAX [실시간발전량 X 발전단가

- { 하루전낙찰량 X 하루전가격 + (실시간발전량 - 하루전낙찰량) X 실시간가격 }

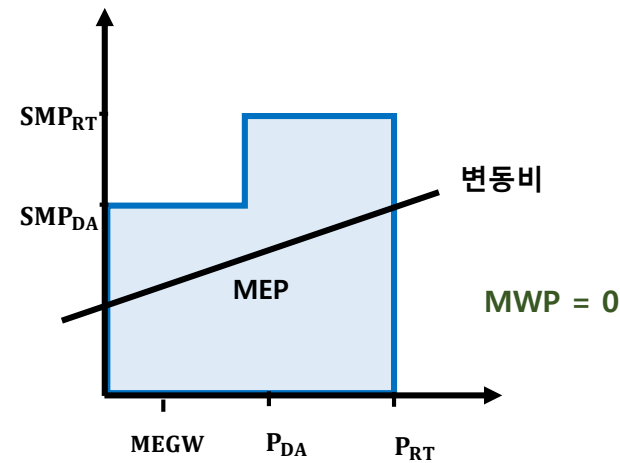
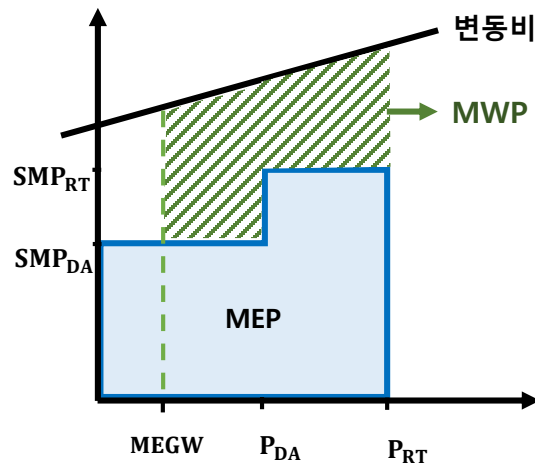
- 예비력정산금, 0]

↳ 전력량정산금

※ 단, 제약입찰량 미만 발전량에 대해서는 지급하지 않음

예시)

* 예비력정산금 = 0이라 가정



※ [기호 정의] SMP_{DA} : 하루전가격, SMP_{RT} : 실시간가격, P_{DA} : 하루전낙찰량, P_{RT} : 실시간발전량, MEP: 전력량정산금, MEGW: 제약입찰량

2.2. 변동비보전정산금 (MWP-중앙)

발전계획, 급전지시 등에 의해 발전한 전력량에 대해 변동비를 회수할 수 없는 경우에 지급하는 정산금

구분		하루전시장 정산	실시간 정산
계산식	자기 변동비 (SCMWG)	자기 변동비 + 기동비 (X조합 $P_1 \equiv MGO$, Y조합 $P_2 \equiv MEGW$ or DA_SE) $\text{MAX}\{(A_X P_X^2 + B_X P_X + C_X) - (A_Y P_Y^2 + B_Y P_Y + C_Y) + \text{SUC}, 0\}$	
	에너지정산 (MPMWG)	$DA_MP \times \{DA_SE - \text{Max}_n(\text{MEGW})\}$	$\Sigma[\text{RT_MP} \times \{\text{MGO} - \text{Max}(\text{Max}_n(\text{MEGW}), DA_SE)\} \times \text{TPR_E}]$
	예비력 (RTRCP)	주파수제어 + 1차 + 2차 + 3차예비력 서비스 정산금 $\Sigma[\text{RT_FCRCP} + \text{RT_PCRCP} + \text{RT_SCRCP} + \text{RT_TRCP}]$	
이중정산		$\text{MWP} = \text{MAX}(\text{SCMWG} - \text{MPMWG} - \text{RTRCP}, 0)$ $\text{SCMWG} = \text{MAX}[X_QPC \times \{\text{Min}(\text{MGO}, \text{RA} + \epsilon) \times (1 - \text{XSOF}) + \text{MGO} \times \text{XSOF}\}^2 - Y_QPC \times \text{Min}\{\text{RA}, \text{Max}_n(\text{MEGW})\}^2$ $+ X_LPC \times \{\text{Min}(\text{MGO}, \text{RA} + \epsilon) \times (1 - \text{XSOF}) + \text{MGO} \times \text{XSOF}\} - Y_LPC \times \text{Min}\{\text{RA}, \text{Max}_n(\text{MEGW})\}$ $+ (X_NLPC \times X_FLAG - Y_NLPC \times Y_FLAG) + (\text{ESUC} \times \text{SUCR_FLAG}), 0]$ $\text{MPMWG} = DA_MP \times [DA_SE - \text{Min}\{\text{Max}_n(\text{MEGW}), DA_SE\}]$ $+ \Sigma[\text{RT_MP} \times \{\text{Min}(\text{MGO}, \text{RA} + \epsilon) \times (1 - \text{XSOF}) + \text{MGO} \times \text{XSOF} - \text{Max}(\text{Max}_n(\text{MEGW}), DA_SE)\} \times \text{TPR_E}]$ $\text{RTRCP} = \Sigma[\text{RT_FCRCP} + \text{RT_PCRCP} + \text{RT_SCRCP} + \text{RT_TRCP}]$	

※ $\text{Max}_n(\text{MEGW})$: 제약입찰량 입찰이력 중 최대값. 단, 급전지시로 제약 변경 시 최종 제출한 제약입찰량 사용

2.2. 변동비보전정산금 (MWP-급전가능재생e)

- 급전가능재생e의 MWP

= MAX [실시간발전량 X 입찰가격

- { 하루전낙찰량 X 하루전가격 + (실시간발전량 - 하루전낙찰량) X 실시간가격 }, 0

- 급전가능재생e는 MWP가 거의 발생하지 않습니다!

☞ 왜냐하면, ① 발전계획에 낙찰되었다는 것은 자신의 입찰가격이 SMP보다 같거나 작음을 의미하고, ② 급전가능재생e의 입찰가격은 0원 이하이므로, 대부분 입찰비용을 회수하고도 일정액 이상의 수익이 발생하기 때문입니다.

- 그럼 어떤 경우에 MWP가 지급되나요?

☞ 최소출력이하 발전 등으로 가격결정자격을 상실해 자신의 입찰가격보다 SMP가 더 낮게 결정되는 경우, MWP가 지급됩니다.

☞ 급전지시에 의해 하루전 낙찰량 대비 발전량이 감소하여 이중정산에 의해 MEP에서 음수가 되는 경우에도 입찰비용을 회수할 수 있도록 MWP가 지급됩니다.

2.2. 변동비보전정산금 (MWP-급전가능재생e)

발전계획, 급전지시 등에 의해 발전한 전력량에 대해 입찰비용을 회수할 수 없는 경우에 지급하는 정산금

구분		하루전시장 정산	실시간 정산
계산식	입찰비용 (SCMWG)	<p>재생에너지 공급가능용량 입찰 구간에 따른 양, 가격으로 급전가능 재생에너지의 입찰비용 산정</p> $\int_0^{MWG_UP} \{RT_OFFER_PRICE_{i,t}(MW) \cdot d(MW)\}$ <p>* MWG_UP = Min(MGO, RA+ε, SET_POINT+ε) (1-XSOF) + MGO×XSOF</p>	
	에너지정산 (MPMWG)	DA_MP × DA_SE	Σ[{Min(MGO, RA+ε, SET_POINT+ε) - DA_SE} × RT_MP]
이중정산		<p>MWP = MAX(SCMWG - MPMWG, 0)</p> <p>SCMWG = $\int_0^{MWG_UP} \{RT_OFFER_PRICE_{i,t}(MW) \cdot d(MW)\}$</p> <p>MPMWG = DA_MP × DA_SE + Σ[RT_MP × {Min(MGO, RA+ε, SET_POINT+ε) × (1-XSOF) + MGO×XSOF - DA_SE}] × RT_MP × TPR_E]</p>	

2.3. 기대이익정산금 (MAP-중앙)

계통사유로 인하여 하루전 낙찰량과 다르게 발전한 경우, 기 낙찰 발전량에 대한 이익을 보장해주는 정산금

구분		하루전시장 정산	실시간 정산
계산식	에너지정산 (MPMAG)	하루전 계획량과 실제 발전량의 편차에 실시간 시장가격을 곱하여 산정 $\Sigma(DA_SE - MGO) \times RT_MP \times TPR_E$	
	연료비 (SCMAG)	발전계획 낙찰량에 대한 자기 변동비(DA_SE)	실제 발전량에 대한 자기변동비(MGO)
		$(A_V P_V^2 + B_V P_V + C)$	$(A_W P_W^2 + B_W P_W + C)$
	예비력 기대이익 (R_MAP)	[[하루전 계획량 - Min(실시간 계획량, 예비력 실적)] × 예비력 단가] $\Sigma[\{DA_SPCR - \text{Min}(SPCR, PCRQ)\} \times RT_PCR_P] + \{DA_SFCR - \text{Min}(SFCR, FCRQ)\} \times RT_FCR_P]$ $+ \{DA_STR - \text{Min}(STR, TRQ)\} \times RT_TR_P]$	
변동비보전	MWP		
이중정산		$MAP = \text{Max}(MPMAG - SCMAG + R_MAP - MWP, 0)$ $MPMAG = \Sigma [\{\text{Min}(DA_SE, RA) - \{\text{Min}(MGO, RA) \times (1-XSOF) + MGO \times XSOF}\}] \times RT_MP \times TPR_E$ $SCMAG = V_QPC \times \{\text{Min}(DA_SE, RA)\}^2 - W_QPC \times \{\text{Min}(MGO, RA) \times (1-XSOF) + MGO \times XSOF\}^2$ $+ V_LPC \times \{\text{Min}(DA_SE, RA)\} - W_LPC \times \{\text{Min}(MGO, RA) \times (1-XSOF) + MGO \times XSOF\}$ $+ V_NLPC \times V_FLAG - W_NLPC \times W_FLAG$ $R_MAP = \Sigma[\{DA_SPCR \times TPR_PCR - \text{Min}(SPCR, PCRQ)\} \times RT_PCR_P \times PCRCP_Flag]$ $+ \{DA_SFCR \times TPR_FCR - \text{Min}(SFCR, FCRQ)\} \times RT_FCR_P \times FCRCP_Flag]$ $+ \{DA_STR \times TPR_TR - \text{Min}(STR, TRQ)\} \times RT_TR_P \times TRCP_Flag]$ $MWP : \text{MAX}(SCMAG - MPMAG - RTRCP, 0)$	

2.3. 기대이익정산금 (MAP-급전가능재생e)

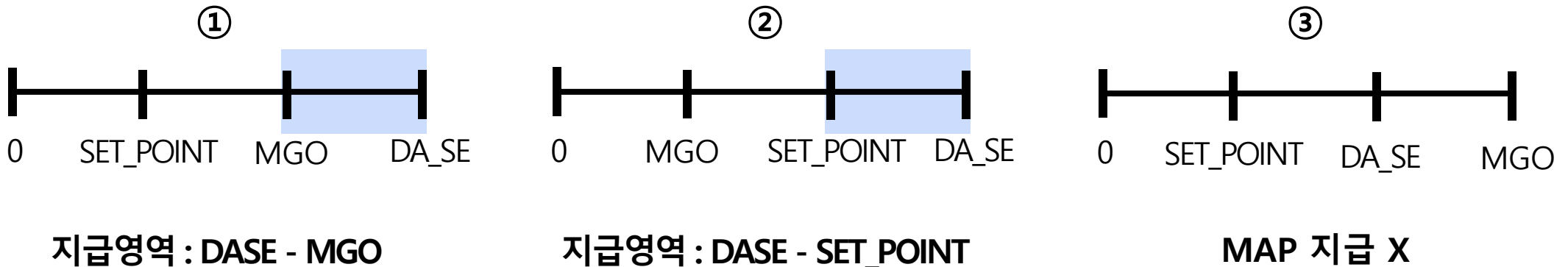
- 급전가능재생e의 MAP

$$= \text{MAX} [(\text{하루전낙찰량} - \text{실시간발전량}) \times \text{실시간가격} - (\text{하루전낙찰량} - \text{실시간발전량}) \times \text{입찰가격} - \text{변동비보전정산금}, 0]$$

- 단, 급전지시량 대비 초과, 미달 용량에 대해서는 지급하지 않음

예를들어, 하루전 발전계획 이후 출력 감발지시가 있었을때

MAP 지급 범위는 ① 급전지시량 이내로 발전량을 감발한 경우에는 발전량까지 인정되지만,
 ② 초과 감발한 경우에는 급전지시량까지만 인정되며, ③ 증발한 경우에는 MAP가 지급되지 않음



※ [기호 정의] SET_POINT : 급전지시량, DA_SE: 하루전낙찰량, MGO : 실시간발전량

2.3. 기대이익정산금 (MAP-급전가능재생e)

계통사유로 인하여 하루전 낙찰량과 다르게 발전한 경우, 하루전 낙찰량에 대한 기대이익을 보장해주는 정산금

구분		하루전시장 정산	실시간 정산
계산식	에너지정산 (MPMAG)	<ul style="list-style-type: none"> • $SET_POINT \leq DA_SE$ $\sum [RT_MP \times \text{Min}(DA_SE, RA) - \text{min}\{\text{Max}\{\text{min}(MGO, DA_SE), SET_POINT\}, RA\}]$ • $SET_POINT > DA_SE$ $\sum [(DA_SE - MGO) - \text{min}\{\text{Max}(MGO, DA_SE), SET_POINT, RA\}]$ 	
	연료비 (SCMAG)	$\int_{MAG_LO}^{MAG_UP} \{DA_OFFERR_PRICE_{i,t}(MW) \cdot d(MW)\}$	
	변동비보전	MWP	
	이중정산	$MAP = \text{Max}(MPMAG - SCMAG - MWP, 0)$ $MPMAG_{(SET \leq DA)} = \sum [RT_MP \times \{ \text{Min}(DA_SE, RA) - \text{min}\{\text{Max}\{\text{min}(MGO, DA_SE), SET_POINT\}, RA\} \times (1 - XSOF) + MGO \times XSOF \} \times TPR_E]$ $MPMAG_{(SET > DA)} = \sum [RT_MP \times \{ \text{Min}(DA_SE, RA) - \text{min}\{\text{Max}(MGO, DA_SE), SET_POINT, RA\} \times (1 - XSOF) + MGO \times XSOF \} \times TPR_E]$ $SCMAG = \int_{MAG_LO}^{MAG_UP} \{DA_OFFERR_PRICE_{i,t}(MW) \cdot d(MW)\}$ $MWP : \text{MAX}(SCMWG - MPMWG, 0)$	

2.4. 임밸런스 페널티 (IMBP)

● 중앙급전발전기

: 계약입찰량 대비 실시간발전량이 허용오차를 벗어난 경우 **미달 발전량**에 대하여 페널티 부과
단, 성능시험으로 계약입찰한 경우에는 제외

● 중앙급전발전기의 IMBP

$$= - (\text{실시간가격} \times 20\%) \times \text{MAX}\{ (\text{계약입찰량} - \text{실시간발전량}) - \text{허용오차}(\epsilon)^*, 0 \}$$

* 허용오차(ϵ) : 주파수추종/자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기의 경우 ($RA_{i,t} \times 0.01$), 기타발전기의 경우 ($RA_{i,t} \times 0.005$)

※ 단, 최소 0.5MWh, 최대 5MWh 적용

2.4. 임밸런스 페널티 (IMBP)

● 급전가능 재생e

: 급전지시량 대비 실시간발전량이 허용오차를 벗어난 경우 과잉 발전량에 대하여 페널티 부과 단, 주요자원 설비용량의 10%미만으로 발전한 경우에는 제외

● 급전가능재생e의 IMBP

$$= - (\text{페널티 단가}) \times \text{MAX}\{ (\text{실시간발전량} - \text{급전지시량}) - (\text{주요자원 설비용량} \times \text{허용오차율}^*), 0 \}$$

* 허용오차율 : '24년까지는 12%, '25년까지는 8% 적용

페널티단가 구분	발전량 < 지시량	발전량 > 지시량
RT_MP > 0	-	Max(실시간가격 - 최소 입찰가격, 0)
RT_MP ≤ 0	-	Max(-입찰하한가, 0)*

* 실시간가격이 음수가 되었을 경우 추가 발전에 대한 전력량 페널티는 MEP에서 음의 값으로 기 계산됨

2.5. 용량정산금 (CP)

● 중앙급전발전기

: 기존 CP, XCP 정산식과 동일

● 용량정산금 = $\text{Min} (\text{공급가능용량}^*, \text{변경 공급가능용량}) \times \text{일반용량가격}$

* 단, 복합발전기는 기온에 따라 공급가능용량이 바뀔 수 있으므로, 공급가능용량대신 온도보정 공급가능용량을 적용함

● 급전가능 재생e

: 입찰값, 실효용량, 발전량 중 작은 값으로 지급

● 용량정산금 = $\text{Min} \{ \text{공급가능용량}, \text{변경 공급가능용량}, \text{실효용량}^*, (\text{발전량}_{\text{SET_POINT=RA}}) \} \times \text{기준용량가격}$

*전년 전력수급을 바탕으로 특정 자원을 모두 제거했을 때, 그 자원을 대체하기 위해 일반발전기가 얼마나 필요한지 계산한 용량[MW]

2.6. 보조서비스정산금 (AS정산금)

● 예비력정산금

- 예비력을 종류별(1차, 주파수제어, 3차 예비력)로 나누어 예비력의 실시간 가치 반영
- $\text{Min}(\text{실시간예비력 제공실적}, \text{실시간예비력 계획량})$ 에 대하여 실시간 예비력가격으로 정산금 지급
- 자체기동서비스 : 자체기동발전기 지정 설비용량 \times 정산단가 \times 지급여부

$$\bullet \text{예비력 정산금} = \text{Min}(\text{예비력계획량}, \text{예비력실적}) \times \text{예비력가격} \times \text{지급여부}$$

● 마일리지정산금

- 거래소의 자동발전제어 지시를 빠르고 정확하게 이행할수록 더 많은 인센티브를 지급하는 이행실적 기반 정산

$$\bullet \text{마일리지 정산금} = \text{마일리지}^{\textcircled{1}} \times \text{상관계수}^{\textcircled{2}} \times \text{정확도계수}^{\textcircled{3}} \times \text{마일리지 정산단가}^{\textcircled{4}}$$

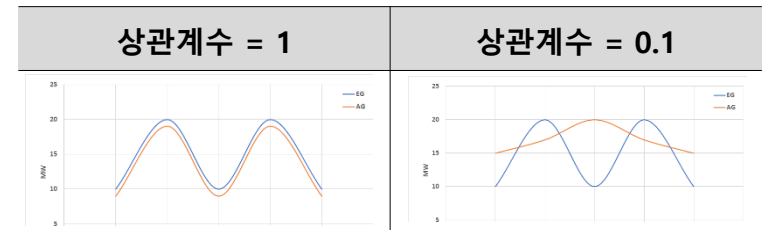
① (마일리지) 자원이 실제로 움직인 성능을 의미, 발전기에 지시한 1분단위 목표출력값의 변동분 적산치

② (상관계수) 목표출력과 실제 출력 파형간 유사한 정도

③ (정확도계수) 목표출력과 실제출력간의 정확도

④ (정산단가) 기존 1~3차서비스 정산금 단가를 고려하여 비용위 의결 후 결정 예정

< 상관계수 산정 예시 >



2.7. 기타 정산금

● 기동대기정산금

- 계통연결 지시하였으나, 취소 혹은 계통연결 지연한 경우 발생

$$\bullet \text{ 기동대기 정산금} = \text{기동대기시간} \times \text{기동비}$$

● 지역자원시설세

- 화력발전기에 대해 지역자원시설세 일부를 보전

$$\bullet \text{ 지역자원시설세} = \text{발전량} \times \text{화석연료사용비율} \times \text{지역자원시설세율} \times 0.5$$

3. 정산 예시

3.1. 전력량정산금 예제

Q 다음 발전기의 MEP를 계산하라.

(단위 : MWh, 원/kWh)

거래시간	RA	DA_SE	DA_SMP	MGO	RT_SMP
1구간	200	150	150	10	120
2구간				20	150
3구간				30	180
4구간				40	160

- $DA_MEP = 150 \times 150 \times 1,000 = 22,500,000\text{원}$
- $RT_MEP_1 = 120 \times \{100 - 150 \times 1h\} \times \frac{10}{100} \times 1,000 = -600,000\text{원}$
 $RT_MEP_2 = 150 \times \{100 - 150 \times 1h\} \times \frac{20}{100} \times 1,000 = -1,500,000\text{원}$
 $RT_MEP_3 = 180 \times \{100 - 150 \times 1h\} \times \frac{30}{100} \times 1,000 = -2,700,000\text{원}$
 $RT_MEP_4 = 160 \times \{100 - 150 \times 1h\} \times \frac{40}{100} \times 1,000 = -3,200,000\text{원}$
- $\sum RT_MEP = -8,000,000\text{원}$
- $MEP = 22,500,000 + (-8,000,000) = 14,500,000\text{원}$

3.2. 임밸런스 페널티 예제 (급전가능재생e)

Q 다음 발전기의 IMBP를 계산하라

(단위 : MW, 원/kWh, MW-15min)

거래시간	ICDM	최소입찰가	입찰하한가	RA	RT_SMP	RT_SE	SET_POINT	MGO
1구간	100	-10	-80	40	120	35	30	10
2구간					150	40		15
3구간					100	20		20
4구간					-20	25		5

■ 허용오차 = ICDM × 12% = 12MW

■ 추가 제어 지시가 없을때, $SET_POINT_t = \sum RT_SE_q / 4 = (35+40+20+25)/4 = 30MW$

■ $MGO_t = \sum MGO_q = (10 + 15 + 20 + 5) = 50MWh$

■ (정산식) $IMBP_q = - \text{페널티 단가}_q \times \text{Max}(MGO_t - SET_POINT_t) - \text{허용오차}, 0) \times TPR_E_q (= \frac{MGO_q}{MGO_t})$

■ $IMBP_1 = - (120 - (-10)) \times \{(50 - 30) - 12\} \times \frac{10}{50} \times 1,000 = - 208,000\text{원}$

$IMBP_2 = - (150 - (-10)) \times \{(50 - 30) - 12\} \times \frac{15}{50} \times 1,000 = - 384,000\text{원}$

$IMBP_3 = - (100 - (-10)) \times \{(50 - 30) - 12\} \times \frac{20}{50} \times 1,000 = - 352,000\text{원}$

$IMBP_4 = - (-(-80)) \times \{(50 - 30) - 12\} \times \frac{5}{50} \times 1,000 = - 64,000\text{원}$

} IMBP = - 1,008,000원



감사합니다.