비용평가 세부운영규정

2023. 11.

smart KPX 전기의 미래를 열어가는 전력거래소

비용평가 세부운영규정

2023. 11.

smart KPX 전기의 미래를 열어가는 전력거래소

목 차

제1장 총 칙 ····· 1
제2장 발전기 연료의 열량단가 평가기준 ····· 3
제3장 발전기별 기동비용 산정 및 적용 기준 ····· 47
제4장 발전비용평가 성능시험 기준 ····· 52
제5장 기준용량가격 산정기준 ····· 73
제6장 양수발전소 용량가격지급률(ξ_i) 결정을 위한 시험기준 <삭제 2022.11.28.>
제7장 시간대별 용량가격계수 산정 기준 ····· 84
제8장 정산조정계수 산정기준 ····· 87
제9장 발전기 기술특성자료 작성 및 적용기준 <삭제 2020.3.27.>
제10장 용량가격계수의 소내전력률 및 지역계수 가중치 산정기준 ····· 92
제11장 직접구매자 적용 각종계수 산정기준 ····· 94
제12장 구역전기사업자 적용 각종계수 산정기준 ····· 96
제13장 계통운영보조서비스 정산단가 산정기준 ····· 98
제14장 정적손실계수 산정기준 ····· 104
제15장 보조서비스 특성자료 제출 및 적용기준 <삭제 2020.3.27.>
제16장 발전사업으로 허가받은 부생가스 발전기의 정산조정계수 산정기준 <삭제 2015.9.23.>
제17장 민간석탄발전기의 정산조정계수 산정기준 ····· 107
제18장 신재생에너지공급의무화제도 의무이행비용 보전기준 ····· 132
제19장 수요반응자원의 순편익가격 산정기준 ····· 143
제20장 전기저장장치 기술특성자료 작성 및 적용기준 <삭제 2020.3.27.>
제21장 전기저장장치 용량가격지급률(ξ_i) 결정을 위한 시험기준 <삭제 2022.11.28.>
제22장 열공급발전기 열전비와 효율보정계수 산정기준 ····· 146
제23장 배출권거래비용 산정기준 <삭제 2023.6.30.>
제24장 성과연동형용량가격계수 산정기준 ····· 157
제25장 비상대기예비력기준단가 산정기준 ····· 168
제26장 적정공급용량 적용 시장기준예비율 산정기준 ····· 170

제27장 전기저장장치의 실효용량비율 산정기준 ····· 175
보 칙 ····· 184

붙임 서식

[비용평가세부운영규정 별지 서식]

2- 1. 석탄 및 유류발전기 열량단가 산출내역서 ····· 200
2- 2. LNG사용 자가소비용 직도입 발전기 열량단가 산출내역서 ····· 201
2- 3. 도시가스사업자 발전기 열량단가 산출내역서 ····· 202
2- 4. LPG사용 발전기 열량단가 산출내역서 ····· 203
2- 5. LPG 및 자가소비용 직도입 LNG사용 발전기의 열량단가 산출내역서 ····· 204
2- 6. 원자력발전소 연료비 산정자료 ····· 205
2- 7. 발전소별 각계정원장 내역서 ····· 207
2- 8. 발전소별 재고출납카드 ····· 208
2- 9. 발전소별 연료/열량 소비실적표 ····· 209
2-10. 발전소별 연료 분석대장 ····· 210
2-11. 발전연료비 자료 점검표 ····· 212
2-12. 발전연료 발열량 자료 현장점검표(석탄) ····· 213
2-13. 발전연료 발열량 자료 현장점검표(유류) ····· 214
2-14. 발전기별 온실가스 배출량 내역 ····· 215
3- 1. 발전기별 기동비용 자료 ····· 216
3- 2. 복합화력발전기 기동비용 자료 ····· 217
18-1. 중간적용가격 및 의무이행비용 보전금액 산정내역 ····· 222
22-1. 집단에너지 사업에 의한 열공급발전기 열전비 산정 결과 확인서 ···· 224
22-2. 열공급발전기 열전비 산정 세부내역 ····· 225
23-1. 배출권 정산 관련 제출 양식 ····· 226
25. 화력발전소 기동연료비·소내소비전력·용수 산출내역서 ·· 228

[전력시장운영규칙 별지 서식]

1. 제4호 복합 기동연료비/소내소비전력/용수 산출내역(예) ····· 229
2. 제5호 화력 기동연료비/소내소비전력/용수 산출내역(예) ····· 231
3. 제8호 발전비용평가 성능시험 요청서 ····· 232
4. 제9호 발전비용평가 성능시험 결과표 ····· 233
5. 제10호 발전비용평가 성능시험 입회서 ····· 234

부 록

[개정이력] ····· 235

비용평가 세부운영규정

제1장 총 칙

1.1 목적

이 규정은 전력시장운영규칙 제2장 제1절(발전비용 평가절차) 및 제2절(비용평가위원회)에 의거하여 변동비반영 발전시장에서 비용평가 관련 업무를 공정하고도 효율적으로 수행하기 위하여 필요한 사항을 정함에 목적이 있다.

1.2 적용범위

본 규정은 비용평가관련 업무에 적용하며 그 세부업무는 다음과 같다.

1. 발전기 연료의 열량단가 평가
2. 발전기 기동과 관련되어 소요되는 비용 산정 <개정 2020.3.27.>
3. 발전비용 평가를 위한 성능시험 <개정 2006.10.30.>
4. 기준용량가격 및 기준용량가격 보정계수 산정 <개정 2020.3.27.>
5. 양수발전기 및 중앙급전전기저장장치별 용량가격지급률 산정을 위한 시험 <개정 2016.6.28., 2020.3.27.>
6. 시간대별용량가격계수 산정 <개정 2020.3.27.>
7. 정산조정계수 산정 [신설 2020.3.27.]
8. 용량가격계수(공급용량계수, 용량손실계수 및 용량손실계수가중평균, 가중치) 산정 [신설 2020.3.27.]
9. 직접구매자에 대한 부가정산금단가, 손실계수, 발전측 송전요금 및 직접구매 용량보정계수 산정 [신설 2020.3.27.]
10. 구역전기사업자에 대한 손실계수 및 발전측 송전요금 산정 [신설 2020.3.27.]
11. 계통운영보조서비스 제공에 대한 정산기준에 적용할 정산단가 산정 <개정 2020.3.27.>
12. 발전기별 정적손실계수 산정 [신설 2020.3.27.]

13. 신재생에너지 공급인증서 기준가격 산정 [신설 2020.3.27.]
14. 신재생에너지 공급의무자의 연간 의무이행비용 산정 [신설 2020.3.27.]
15. 의무이행비용 소요계획 [신설 2020.3.27.]
16. 수요반응자원의 순편익가격 산정 방식 [신설 2020.3.27.]
17. 열공급발전기의 열전비 및 효율보정계수 산정 [신설 2020.3.27.]
18. 배출권 거래비용 산정 [신설 2020.3.27.]
19. 발전기의 성과연동형용량가격계수 산정 [신설 2020.3.27.] <개정 2022.6.27.>
20. 기타 비용평가위원회 심의 및 의결사항

1.3 보안유지 의무 [신설 2006.10.30]

비용평가관련 업무 수행자 및 위원은 직무와 관련하여 습득한 사항을 누설 또는 도용하거나 다른 사람으로 하여금 이용하게 하여서는 아니 된다.

제2장 발전기 연료의 열량단가 평가기준

2.1 정의

2.1.1 발전기의 열량단가는 연료비 및 환경비용, 배출권비용의 단위열량에 대한 가격을 말한다. <개정 2020.3.27., 2021.2.24.>

2.1.2 석탄 연료의 열량분석 기준 [신설 2020.3.27.]

2.1.2.1 석탄에 포함된 수분은 표면수분과 고유수분으로 나뉘며, 이 두 수분의 합을 총수분이라 한다. 표면수분은 인수식 시료를 실온 20℃, 상대습도 75%에서 항량이 될 때까지 보관하여 그 습도와 평형이 되었을 때(이 시료를 조습시료라 함) 감량된 수분량을 말하며, 고유수분은 조습시료를 107±3℃에서 항량이 될 때까지 건조하였을 때 감량된 수분량을 의미한다.

2.1.2.2 인수식(As Received Base)이란 석탄의 고유수분, 표면수분, 회분과 광물질들이 혼합되어 있는 상태를 말한다.

2.1.2.3 기건식(Air Dried Basis)이란 실험실의 오븐 또는 공기중에서 석탄의 표면에 부착되어 있는 '표면수분'을 제거한 상태로, 석탄시료를 건조장치에 넣어 실온보다 10~15℃ 높게 유지하며 공기로 건조시킨 상태를 말한다.

2.1.2.4 건식(As Dry Basis)은 석탄의 수분을 100% 제거한 상태로 3mm 이하의 석탄 시료를 107±3℃의 건조기에서 60분간 가열하여 석탄의 '총수분'을 제거한 시료의 상태를 말한다.

2.2 산정기준 <개정 2020.3.27.>

2.2.1 전력거래소는 매월 말일까지 다음 월 적용할 열량단가를 산정한다.

2.2.2 매월 적용하는 열량단가는 아래의 각 호의 요소로 구분되며 이를 모두 합산하여 산정한다. <신설 2019.6.26., 개정 2021.2.24.>

① 연료도입 비용에 의한 열량단가(이하 연료열량단가)

② 연료 사용으로 인한 환경개선 활동비용에 수반되는 변동비에 의한 열량단가(이하 환경열량단가)

③ 온실가스 배출권(이하 배출권) 할당대상 발전사업자의 배출권 거래에 수반되는 순구매비용(=구매비용-판매수입)에 의한 열량단가(이하 배출권열량단가)

2.2.2.1 연료열량단가는 익월 적용을 위하여 매월 말일까지 산정한다. [신설 2019.6.26.]

2.2.2.2 환경열량단가는 당해 연도 7월부터 익년 6월까지 1년간 적용을 위하여 당해 연도 6월 말일까지 산정한다. [신설 2019.6.26.]

2.2.2.3 배출권열량단가는 익월 적용을 위하여 매월 말일까지 산정한다. [신설 2021.2.24.]

2.2.3 혼소율 산정은 다음 식에 의한다. <개정 2020.3.27.,2020.9.25.>

$$\text{혼소율 } Y_f(\%) = \frac{(M-2)\text{월 발열량}_f}{\sum_{f=1}^{n}(M-2)\text{월 발열량}_f}$$

f : 혼소연료의 종류, n : 혼소연료의 수

다만, 국내탄 발전기의 경우 M-2월의 발열량이 없는 경우, 최근 사용실적이 있는 월의 혼소율을 적용한다.

2.2.4 계산항목의 소수점 처리 [신설 2020.3.27.]

① 열량단가[원/Gcal]는 소수점 첫째자리에서 반올림하여 원단위까지 계산한다.

② 입고금액[원], 원료비[원], 공급비[원], 소각수열비[원]는 소수점 첫째자리에서 반올림하여 원단위까지 계산한다.

③ 입고량, 연료사용량은 톤, kℓ기준으로 소수점 넷째자리에서 반올림 처리한다. (kg, ℓ까지 계산)

④ 발열량과 소각수열량은 Gcal기준으로 소수점 일곱째자리에서 반올림 처리한다. (kcal까지 계산)

⑤ 원자로 열출력은 MWth기준으로 소수점 넷째자리에서 반올림 처리한다. (kWh까지 계산) <개정 2021.7.29.>

⑥ <삭제 2021.7.29.>

⑦ 열량의 단위변환은 환산계수(1cal = 4.1868J)를 적용한다.

2.2.5 2.2.1의 열량단가는 최소 0 이상으로 한다. [신설 2021.2.24.]

2.2.6 특별한 사유가 있는 경우, 비용평가위원회에서 혼소율 및 열량단가 산정기준을 별도로 정할 수 있다. <신설 2020.3.27. 항번호 변경 2021.2.24.>

2.3 산정절차

2.3.1 화력 발전기의 연료열량단가

<개정 2019.3.27., 2019.6.26., 2020.3.27., 2020.7.29., 2021.11.29., 2022.3.29.>

2.3.1.1 석탄 발전기의 연료열량단가 <개정 2019.3.27., 2019.6.26., 2020.3.27., 2022.3.29.>

2.3.1.1.1 석탄을 사용하는 발전기 열량단가의 산정은 다음 식에 의한다. <개정 2019.3.27., 2020.3.27., 2022.3.29.>

$$\text{열량단가} = \frac{\text{연료단가(원/톤)}}{\text{연료발열량(kcal/kg)}} \times 1{,}000$$

여기서, 열량단가의 단위는 [원/Gcal]로 한다.

① 석탄발전기(국내탄, IGCC 발전기 포함)는 제2.2.3의 혼소율을 반영하여 열량단가를 산정한다. <개정 2010.6.28., 2020.3.27., 2022.3.29.>

2.3.1.1.2 연료단가 산정은 다음 식에 의한다. <개정 2020.3.27., 2022.3.29.>

$$\text{연료단가}_{[(M-2)\text{월}]} = \frac{(M-2)\text{월 입고금액 (원)}}{(M-2)\text{월 입고량 (톤)}}$$

여기서, M : 열량단가 적용월

① 연료단가는 자료제출 최종월(적용월 2개월전)의 물대 및 도입부대비(운임비, 개별소비세, 체선료, 조출료, 하역료, 보험료 등)를 합산하여 입고량(톤)으로 나누어 산정한다. 단, 도입부대비 중 관련 법령에 따라 환급되는 금액(개별소비세 등)은 연료단가 산정 시 제외한다. <개정 2019.3.27., 2020.3.27., 2020.9.25., 2022.3.29.>

② 국내탄 발전기의 연료단가는 물대 및 도입부대비에서 전력산업기반기금 지원금을 차감한 후 입고량(톤)으로 나누어 산정하며, 전력산업기반기금이 물대 및 도입 부대비의 합계보다 클 경우 차액부분은 익월에 반영한다. <항번호 변경 2022.3.29.>

③ 입고일자는 선박접안일을 기준으로 한다. 다만, 도착지 인도조건 계약이거나 국내탄의 경우 발전소내 저탄장 도착일로 한다. [신설 2020.3.27.] <항번호 변경 2022.3.29.>

④ 입고금액 중 물대, 운임비 산정 시 환율은 수출자의 책임이 수입자에게 이전되는 시점의 최초고시 매매기준환율을 적용한다. 다만, 해당일이

공휴일인 경우에는 직전 마지막 영업일을 기준으로 한다. [신설 2020.3.27.] <항번호 변경 2022.3.29.>

⑤ M-2월의 입고량이 M-3월 입고량의 30%이하인 경우 M-2,3월의 입고량 기준 가중평균 연료단가를 적용한다. 단, M-2,3월의 입고량이 없을 경우 M-1월 열량단가를 적용한다. <개정 2008.11.25., 2016.6.28., 2020.3.27.> <항번호 변경 2022.3.29.>

⑥ 입고량은 인수식을 기준으로 한다. <개정 2007.12.27., 2020.3.27.> <항번호 변경 2022.3.29.>

⑦ 연료단가 적용에 있어서 타 발전소에 기입고 처리된 연료의 재입고(이하 “기타입고”라 함)는 반영하지 않는 것을 원칙으로 한다. 단, 특별한 사유가 있는 경우 비용평가위원회의 의결을 거쳐 반영할 수 있다. <개정 2007.12.27., 2009.7.28., 2017.10.27., 2020.3.27.> <항번호 변경 2022.3.29.>

2.3.1.1.3 연료발열량 산정은 다음 식에 의한다. <개정 2020.3.27.>

$$\text{연료발열량 [(M-2)월]} = \frac{\text{(M-2)월 발열량 (kcal)}}{\text{(M-2)월 사용량 (kg)}}$$

① (M-2)월 발열량은 M-2월동안 해당 발전소에서 연소된 소비탄의 발열량 합계를 의미하며 열량분석은 인수식을 기준으로 한다. <개정 2008.11.25., 2020.3.27.>

② 연료의 M-2월의 사용량이 M-3월 사용량의 30%이하인 경우, M-2,3월의 사용량 기준 가중평균 연료발열량을 적용한다. M-2,3월의 사용량이 없을 경우는 최근 사용실적이 있는 월의 연료발열량을 적용한다. <개정 2006.10.30, 2008.11.25., 2010.3.29., 2020.3.27.>

③ 열량의 계량단위는 연소가스중의 수증기 기화잠열(氣化潛熱)을 포함한 고위발열량(HHV : High Heating Value)을 적용한다. <개정 2004.12.24., 2020.3.27.>

2.3.1.1.4 혼소율 산정은 제2.2.3을 따른다. <개정 2004.12.24., 2007.12.27., 2008.11.25., 2020.3.27.>

2.3.1.1.5 열량단가(기타입고 반영) 산정 및 적용

① 기타입고를 반영하여 열량단가 산정시 연료의 연료단가는 최초 입고

처리된 연료단가를 적용하되, 기타입고를 위해 발생하는 운송비 등을 추가하여 반영할 수 있다. <개정 2020.3.27.>

② 연료발열량과 혼소율은 제2.2.3과 제2.3.1.1.3에 따라 산정한다. <개정 2017.10.27., 2020.3.27.>

2.3.1.2 유류(이하 바이오중유 포함) 발전기의 연료열량단가 [신설 2020.3.27.]

2.3.1.2.1 유류 발전기의 열량단가의 산정은 다음 식에 의한다.

$$\text{열량단가} = \frac{\text{연료단가(원/㎘)}}{\text{연료발열량(㎉/ℓ)}} \times 1{,}000$$

여기서, 열량단가의 단위는 [원/Gcal]로 한다.

2.3.1.2.2 연료단가 산정은 다음 식에 의한다.

$$\text{연료단가 [(M-2)월]} = \frac{\text{(M-2)월 입고금액 (원)}}{\text{(M-2)월 입고량 (㎘)}}$$

여기서, M : 열량단가 적용월

① 연료단가는 자료제출 최종월(적용월 2개월전)의 물대 및 도입부대비(운송료, 제수수료, 보험료 등)를 합산하여 입고량(㎘)으로 나누어 산정한다.

② 입고일자는 선박접안일을 기준으로 한다. 다만, 하역완료 시 연료 성분분석 후 품질이 확정되는 조건의 경우에는 하역완료일로 한다.

③ 입고금액 중 물대, 운임비 산정 시 환율은 수출자의 책임이 수입자에게 이전되는 시점의 최초고시 매매기준환율을 적용한다. 다만, 해당일이 공휴일인 경우에는 직전 마지막 영업일을 기준으로 한다.

④ M-2월의 입고량이 M-3월 입고량의 30%이하인 경우 M-2,3월의 입고량 기준 가중평균 연료단가를 적용한다. 단, M-2,3월의 입고량이 없을 경우 M-1월 열량단가를 적용한다.

2.3.1.2.3 연료발열량 산정은 다음 식에 의한다.

$$\text{연료발열량 [(M-2)월]} = \frac{\text{(M-2)월 발열량 (kcal)}}{\text{(M-2)월 사용량 (ℓ)}}$$

① (M-2)월 발열량은 M-2월동안 해당 발전소가 연소한 각 연료의 발열량

합계로 산정한다.

② 연료의 M-2월의 사용량이 M-3월 사용량의 30%이하인 경우, M-2,3월의 사용량 기준 가중평균 연료발열량을 적용한다. M-2,3월의 사용량이 없을 경우는 최근 사용실적이 있는 월의 연료발열량을 적용한다. 단, 발열량 실적자료를 제출할 수 없는 경우는 연료 구매시 발행한 시험성적서를 적용할 수 있다.

③ 열량의 계량단위는 연소가스중의 수증기 기화잠열(氣化潛熱)을 포함한 고위발열량(HHV : High Heating Value)을 적용한다.

2.3.1.2.4 유류를 사용하는 열병합발전기가 LNG를 1차연료로 추가할 경우 열량단가 산정 및 적용 [신설 2011.12.29.]

① 유류를 사용중인 열병합발전기가 LNG를 1차연료로 추가하여 사용할 경우의 열량단가는 화력발전소 유류와 LNG 연료별로 열량단가를 산정한다. 단, 최초로 LNG를 1차연료로 사용하는 경우, LNG 도입방식이 유사한 발전기의 열량단가를 준용한다. <개정 2020.3.27.>

② 발전사업자는 ①항에 의거 산정된 열량단가중 낮은 열량단가의 연료를 해당월 적용 연료 및 열량단가로 선택함을 기재하여 제출한다. 단, LNG공급사 사유로 연료공급중단이 명백하게 발생한 경우에는 열량단가 수준에 관계없이 유류 열량단가를 적용하고, 발전기 자체사유로 열량단가가 높은 연료를 선택할 경우에는 열량단가가 낮은 연료의 열량단가를 적용한다.

- 열량단가가 적용되고 있는 해당월 기간중에 상기 2가지 특별한 사유가 발생할 경우에도 동일한 기준을 적용한다.

③ 다수 보일러 중 일부 보일러만 설비개선이 이루어져 불가피하게 보일러별로 LNG와 유류를 다르게 사용할 경우에는 유류와 LNG 연료별 열량단가를 제2.2.3에 따른 혼소율로 가중 평균하여 1개의 열량단가만을 적용하되, 유류와 LNG 연료사용실적이 없어 혼소율 산정이 불가능한 경우에는 열량단가가 낮은 연료의 열량단가를 적용한다.

이때, 혼소율 관련 총발열량 산정시 연료별 사용량은 소비시 계측된

값을 적용하고, 연료발열량은 연료공급사가 제공하는 시험성적서 결과를 적용할 수 있다. <개정 2020.3.27.>

④ 발전사업자는 연료사용량을 실시간 자동으로 측정하고 저장할 수 있는 장치를 구비해야 한다.

⑤ 발전사업자는 열량단가 자료제출시 매월 일자별로 연료 사용내역 등 관련 증빙자료를 함께 제출해야 한다. <개정 2020.3.27.>

- 전력거래소 요청이 있을 경우 발전사업자는 전력거래일에 대한 연료사용내역 및 발전실적 관련 자료를 전력거래일 이후 2영업일까지 제출해야 한다.

2.3.1.3 LNG 사용 발전기의 연료열량단가

<개정 2019.3.27., 2019.6.26., 2020.3.27., 2020.7.29., 2021.11.29., 2022.3.29., 2023.11.27.>

2.3.1.3.1 한국가스공사 공급 발전기의 연료열량단가 <개정 2020.3.27., 2021.11.29.>

2.3.1.3.1.1 평균요금제 적용 발전기의 연료열량단가

① 한국가스공사로부터 접수한 적용월의 원료비단가와 공급비단가를 합산하여 산정한다. 원료비단가는 한국가스공사 「천연가스 공급규정」의 도입가, 도입부대비(관세, 개별소비세, 수입부과금, 화물입항료 등 기타) 및 손실가로 구성된다.

② 도입부대비중 관련 법령에 따라 환급되는 금액(수입부과금 등)은 원료비 단가 산정 시 제외한다.

③ 비용평가위원회 의결 후 한국가스공사로부터 원료비 및 공급비단가 수정 공문을 접수 시 공문 접수 이후 최초 영업일에 초기 입찰하는 거래일부터 수정된 열량단가를 적용하는 것을 원칙으로 한다. 단, 전력거래소가 수정 공문 접수 이후 최초 영업일에 초기 입찰하는 거래일부터 수정된 열량단가를 반영하기 어렵다고 판단하는 경우 전력거래소가 지정한 거래일부터 수정된 열량단가를 적용한다. <개정 2020.3.27.,2021.11.29.>

2.3.1.3.1.2 개별요금제 적용 발전기의 연료열량단가 [신설 2021.11.29.]

① 월별 원료비 단가, 연간 공급비단가 및 정산단가를 합산하여 산정한다. 다만, 열량단가 산정 시 다음 각 호의 항목은 반영하지 않는다.

1. 교환 물량(Swap 물량)
2. 의무인수계약(TOP)에 따라 발생한 손익, 재고의 해외처분손익, 저장용량 초과 및 공급용량(시간당 최대사용량)초과 가산금 등 발전사의 사유로 발생한 비용
3. 최초 상업운전 이전 시운전 기간에 대한 공급비 정산단가

② 월별 원료비단가는 한국가스공사로부터 접수한 적용 월의 원료비단가를 적용한다.

1. 원료비단가는 한국가스공사 「천연가스 공급규정」의 도입가, 도입부대비(관세, 개별소비세, 수입부과금, 화물입항료 등 기타) 및 손실을 반영한 재고단가로 구성된다.
   가. 한국가스공사가 실제 하역단가가 아닌 발전사와 합의된 가격으로 원료비단가를 산정할 경우 이를 적용한다.
   나. 한국가스공사의 개별요금제 운영지침에 따라 도입가에 가산되는 위험프리미엄 등은 원료비에 포함한다.
   다. 한국가스공사의 비축물량 사용으로 발생한 요금은 원료비에 포함한다.
2. 도입부대비 중 관련 법령에 따라 환급되는 금액(수입부과금 등)은 원료비 단가 산정 시 제외한다.
3. 비용평가위원회 의결 후 한국가스공사로부터 원료비 및 공급비 단가 수정 공문 접수 시 공문 접수 이후 최초 영업일에 초기입찰하는 거래일부터 수정된 열량단가를 적용하는 것을 원칙으로 한다. 단, 전력거래소가 수정 공문 접수 이후 최초 영업일에 초기 입찰하는 거래일부터 수정된 열량단가를 반영하기 어렵다고 판단하는 경우 전력거래소가 지정한 거래일부터 수정된 열량단가를 적용한다.

③ 연간 공급비단가는 변동비 단가와 고정비 단가를 각각 산정, 합산하여 적용하며 산정원칙은 아래와 같다.

1. 공급비는 연간 단위로 산정하는 것을 원칙으로 한다.
2. 제1항의 연간은 적용 연도 1월에서 12월까지를 의미한다.
3. 변동비 단가는 한국가스공사로부터 접수한 적용 월의 개별요금

제용 요금표에 의한 공급량 요금단가(원/GJ)를 적용한다.

4. 고정비 단가는 연간 비용(하역요금, 저장요금, 공급용량요금, 수급관리 대행서비스 수수료)을 연간소비계획물량(GJ)으로 나누어 산정한 후 합산한다.

가. 연간 비용은 한국가스공사로부터 접수한 용량요금단가에 발전사업자가 가스공사와 확정한 설비이용용량을 기준으로 산정한다.

나. 연간 소비계획물량은 적용 연도 직전 한국가스공사와 확정한 적용 연도의 소비계획물량을 적용한다.

다. 고정비 단가는 아래 산식에 따라 월별 산정한다.

$$\text{고정비단가 (원/Gcal)} = \frac{\text{연간하역요금} + \text{연간저장요금} + \text{연간공급용량요금} + \text{연간수급관리대행서비스수수료(원)}}{\text{연간소비계획물량(Gcal)}}$$

1) 연간하역요금: 하역요금단가 (원/회) × 가스공사와 확정한 연간 예상하역횟수 (회)

2) 연간저장요금 : 저장요금단가 (원/㎥) × 가스공사와 확정한 연간 저장용량(㎥)

3) 연간공급용량요금 : 공급용량요금단가 (원/(GJ/h)) × 가스공사와 확정한 시간최대사용량(GJ/h)

4) 수급관리 대행서비스 수수료 : 한국가스공사와 연간 가스수급계획 상 확정한 예상 서비스 이용량 및 서비스 수수료단가에 기초하여 산정된 요금(원)

④ 연간 공급비단가는 재산정 사유 발생 시 변경 금액을 반영하여 재산정 할 수 있으며, 사유 발생 원인에 따라 아래와 같이 산정한다.

1. 공급비단가 재산정 사유

가. 한국가스공사 천연가스공급규정 개별요금제 시행지침에 따른 공급비용 요금단가 또는 수급관리 대행서비스 수수료단가 변경 시

나. 기타 발전사업자와 한국가스공사의 합의에 따라 연간 공급비 수준이 변경되는 경우로 합리적 사유가 있는 경우

2. 재산정기준

가. 제1호 가목의 사유 발생 시 제3항 제4호 다목에 따라 재산정하되, 한국가스공사가 변경된 공급비단가를 소급적용하는 경우 제2.3.1.3.2조 자가소비용 직도입발전기 열량단가 산정 기준을 준용하여 재산정 및 정산한다.

나. 제1호 나목의 사유 발생 시 필요시 비용평가위원회 의결을 거쳐 달리 산정할 수 있다.

⑤ 정산단가는 공급비(고정비) 정산단가로 다음과 같이 산정한다.

가. 정산단가는 연간소비계획물량과 실제 소비량, 실제 공급비(하역요금, 저장요금, 공급용량요금 및 수급관리 대행서비스 수수료) 등의 예상과 실제단가 차이에 따른 금액 차이를 보정하기 위해 산정한다.

나. 정산단가는 연 1회 산정하는 것을 원칙으로 하며, 익년도 적용 기간에 월별 균등 단가로 산정한다.

다. 정산단가는 아래와 같은 기준에 따라 산정한다.

$$\text{익년도 공급비정산단가 (원/Gcal)} = \frac{\text{당해연도공급비용정산금(원)}}{\text{익년도연간소비계획물량(Gcal)}}$$

1) 공급비용정산금: 공급비 발생액(원) - (기적용 공급비단가(원/Gcal) × 실제소비량(Gcal))

2) 공급비 발생액 및 적용단가는 각 산정항목별(하역요금, 저장요금, 공급용량요금, 수급관리 대행서비스 수수료) 예상값 및 실적값 간의 차이로 산정한다.

2.3.1.3.2 자가소비용 직도입 발전기 <개정 2020.3.27., 2021.11.29., 2023.11.27.>

① M-1월 원료비 단가, 연간 공급비단가 및 정산단가를 합산하여 산정한다. 다만, 열량단가 산정 시 다음 각 호의 항목은 반영하지 않는다. <개정 2020.7.29., 2020.11.30., 2021.11.29.>

1. 교환 물량(Swap 물량)
2. 의무인수계약(TOP)에 따라 발생한 손익, 재고의 해외처분손익, 저장용량 초과 및 공급용량(시간당 최대사용량)초과 가산금 등 발전사의 사유로 발생한 비용
3. 최초 상업운전 이전 시운전 기간에 대한 정산단가

② 원료비단가는 M-1월의 입고금액 및 도입부대비(관세, 개별소비세, 수입부과금, 검정료, 화물입항료, 관세사용역비)를 합산하여 입고량(Gcal)으로 나누어 산정한다.

1. 원료비 산정 원칙

가. 입고금액 산정 시 환율은 최초고시 매매기준환율을 적용하며, 적용일자는 하역리포트의 하역완료일을 기준으로 하되 하역 완료일이 공휴일인 경우에는 직전 마지막 영업일을 기준으로 한다.

나. 자료제출 이전까지 하역이 완료되지 않은 예정 입고량은 원료비 산정 시 포함하는 것을 원칙으로 하며, 공급사로부터 받은 예정 입고 금액, 예정 입고량 및 예정 하역완료일 등이 명시된 관련서류를 전력거래소에 제출하여야 한다. 이 경우의 도입금액 원화 환산은 한국가스공사 「천연가스 공급규정」의 원료비 산정상의 환율을 적용한다. 여기서, 관련서류라 함은 장기계약의 경우 발전사업자로부터 제출받은 연간 입고계획 및 월단위 입고계획을, 현물계약의 경우에는 장기계약에 준하는 서류를 말한다. <개정 2021.11.29.>

다. 자료제출 이후 예정 입고량중 도입부대비 산정에 필요한 단위가 명시되지 않은 경우에는 직도입 발전기의 실적자료를 기준으로 표준화한 단위환산계수를 적용한다.

1) 개별소비세 및 수입부과금 산정을 위해 1톤 = 52.0820MMbtu을 적용

2) 화물입항료 산정을 위해 $1m^3$ = 22.9905MMbtu을 적용, 다만, 최종 화물입항료 산정을 위해 국토교통부 「무역항 등의 항만시설 사용 및 사용료에 관한 규정」의 환산계수($1m^3$ = 6.2898barrel)를 적용한다.

라. 도입부대비중 무관세국가에서 도입된 입고량 및 예정 입고량에 대한 관세는 원료비 단가 산정시 제외하되, 관세 부과가 확정된 경우 비용평가위원회 의결에 따라 추후 반영할 수 있다.

마. 도입부대비 중 관련 법령에 따라 환급되는 금액(수입부과금

등)은 원료비 산정시 제외한다.

2. Gcal 단위 환산 원칙

가. 하역완료된 입고량은 하역리포트의 GJ에 대해 Gcal 단위로 변환한다. <개정 2020.3.27.>

나. 하역이 완료되지는 않았으나 제2항1호나목에 의거 원료비 산정에 포함할 경우의 입고량에 대해서는 GJ 단위가 명시된 경우는 가목을 적용하고 그렇지 않고 MMbtu 단위만 명시된 경우에는 직도입 발전기의 실적자료를 기준으로 표준화한 환산계수(1GJ = 0.9478 MMbtu)를 적용한다.

3. 원료비단가 산정시 M-1월의 입고량이 M-2월 적용 입고량의 30%이하일 경우 M-1,2월의 입고량 기준 가중평균 원료비단가를 적용한다. 단, M-1,2월의 입고량이 없을 경우 M-1월 적용 원료비단가를 적용한다.

4. 최초 직도입 등의 사유로 적용월 이전 입고량이 없는 경우에는 비용평가위원회의 의결을 거쳐 별도 산정할 수 있다.

③ 연간 공급비 단가는 변동비 단가와 고정비 단가를 각각 산정, 합산하여 적용하며 산정원칙은 아래와 같다. <개정 2020.7.29., 2021.11.29., 2023.11.27.>

1. 공급비는 연간 단위로 산정하는 것을 원칙으로 한다. 다만, 산정기간 내 제4항의 사유 발생 시 적용기간 내 재산정할 수 있다.

2. 제1항의 연간은 적용 연도 1월에서 12월까지를 의미하되, 시운전 발전기의 경우 운전 개시(예정)월에서 12월까지를 의미한다. 적용 물량 및 비용은 해당 기간의 제출자료를 적용한다. <개정 2023.11.27.>

3. 변동비 단가는 발전사업자가 제출한 아래 단가를 합산하여 산정한다.

$$\text{변동비단가 (원/Gcal)} = \text{도시가스품질검사단가} + \text{배관시설종량요금단가} + \text{터미널종량요금단가(원/Gcal)}$$

가. 도시가스사업법에 의한 도시가스품질검사 단가

- 산업통상자원부 “도시가스시설 등의 검사수수료 및 교육비 기준“ 고시 단가(원/N㎥)

나. 배관시설이용계약서에 따른 요금 단가(원/GJ) <개정 2023.11.27.>

다. 터미널 이용계약서에 따른 요금 단가(원/GJ)

- 2개 이상의 터미널을 사용하는 경우에는 제조시설이용계약서의 인입지점별 기화·송출시설 계약용량(시간당 최대 송출물량) 기준으로 변동비단가(종량요금단가)를 가중평균하여 산정

4. 고정비 단가는 발전사업자가 제출한 가목과 나목의 연간 비용을 각각 연간도입계획물량(GJ)으로 나누어 산정한 후 합산하되, 각각의 단가는 월별 균등하게 산정한다. <개정 2021.9.29., 2021.11.29., 2023.11.27.>

$$\text{고정비단가(원/Gcal)} = \frac{\text{터미널 용량요금단가} + \text{배관시설 용량요금단가} + \text{배관시설 인입가스 품질검사단가} + \text{가스기기 조정사업 분담금단가(원/Gcal)}}{}$$

가. 산정기간 전 확정(예상)되는 연간비용

1) 터미널 이용계약서에 따른 용량요금

2) 배관시설이용계약서의 약정 인입/인출 계약용량에 따라 지불하는 용량요금 <개정 2023.11.27.>

3) 한국가스공사 배관시설이용규정에 따라 품질검사를 시행하여 발생한 배관시설 인입가스 품질검사비용

나. 산정기간 전 확정(예상)이 어려운 아래 연간 비용은 직전년도 실적 비용 반영

1) 한국가스공사의 가스기기 조정사업 분담금

다. 연간도입계획물량은 적용 연도 직전 천연가스공급사와 확정한 적용 연도의 도입계획물량과 발전사가 자체적으로 계획중인 단기도입계획물량을 합산하여 반영한다.

라. 고정비 단가는 아래 산식에 따라 연간 평균단가로 산정한다. <개정 2021.9.29.,2021.11.29.>

1) 가.1)의 월별 단가는 아래 산식에 따라 산정한다.

$$\text{터미널 용량요금단가(원/Gcal)} = \frac{\text{연간 터미널용량요금(원)}}{\text{연간 도입계획물량(Gcal)}}$$

2) 가.2)의 월별 단가는 아래 산식에 따라 산정한다.

$$\text{배관시설 용량요금단가 (원/Gcal)} = \frac{(\text{연간인입계약용량(GJ/h)} \times \text{인입용량요금단가(원/(GJ/h))}) + (\text{연간인출계약용량(GJ/h)} \times \text{인출용량요금단가(원/(GJ/h))})}{\text{연간도입계획물량(Gcal)}}$$

3) 가.3)의 월별 단가는 아래 산식에 따라 산정한다.

$$\text{배관시설 인입가스 품질검사단가(원/Gcal)} = \frac{\text{연간 인입가스 품질검사비용(원)}}{\text{연간도입계획물량(Gcal)}}$$

여기서, 인입가스품질검사비용은 적용기간 예상되는 총 금액 <개정 2023.11.27.>

4) 나.1)의 월별 단가는 아래 산식에 따라 산정한다.

$$\text{가스기기 조정사업 분담금단가(원/Gcal)} = \frac{\text{연간 가스기기 조정사업 분담금(원)}}{\text{연간도입계획물량(Gcal)}}$$

5. 제3호 내지 제4호의 발전사 제출자료 및 연간도입계획물량은 제2.3.1.3.2조제2항제1호다목의 환산계수(1톤=52.0820MMbtu) 또는 제2.3.1.3.2조제2항제2호나목의 환산계수(1GJ=0.9478MMbtu)를 사용하여 GJ로 변환 후 원/Gcal, Gcal 단위로 적용하며, 기타 필요한 환산계수는 에너지법시행규칙 별표 에너지열량환산기준에 따른다. <개정 2023.11.27.>

④ 공급비 단가는 재산정 사유 발생시 변경 금액을 반영하여 재산정할 수 있으며, 사유 발생 원인에 따라 아래와 같이 산정한다. <신설 2020.7.29. 개정 2021.11.29., 2023.11.27.>

1. 공급비 단가 재산정 사유
   가. 도시가스사업법에 의한 도시가스 품질검사 수수료 단가 및 한국가스공사 배관시설이용규정 또는 제조시설이용요령 상의 종량요금 변경 시
   나. 한국가스공사 배관시설이용규정 또는 제조시설이용요령 상의 용량요금 변경 시
   다. 기존 직도입 발전사업자의 터미널 혹은 배관시설 신규 사용 예정 등 기타 합리적 사유가 있는 경우
2. 재산정 기준
   가. 제1호의 가목 사유 발생시 제3항제3호의 산정기준에 따라 산정한다. [신설 2021.11.29.]
   나. 제1호의 나목 사유 발생시 제3항제4호 라목의 산정기준에 따라

최초 공급비 산정 시의 연간 도입계획물량 기준으로 산정한다. <개정 2023.11.27.>

$$\text{고정비단가 (원/Gcal)} = \frac{\text{용량요금 변경에 따른 연간 용량요금 납부 예상금액(원)}}{\text{최초 공급비 산정시의 연간 도입계획물량(Gcal)}}$$

다. 제1호 다목 사유 발생시는 제3항제4호 라목의 산정기준에 따라 산정하되, 필요시 비용평가위원회 의결을 거쳐 달리 산정할 수 있다.

3. 제1호 다목의 터미널 혹은 배관시설 신규 사용 예정인 발전사업자는 원료비 반영 및 공급비 단가 재산정 기준 개정 등을 위하여 열량단가 적용 월 최소 3개월전까지는 전력거래소에 사전 협의 및 연간도입계획물량, 터미널이용계약, 배관시설이용계약, 공급비 적용기준 등 단가 산정에 필요한 자료를 제출하여야 한다. 자료제출 지연 시 도입계획예정인 물량은 원료비에 반영하지 아니한다.

⑤ 정산단가는 M-2월 원료비 정산단가와 공급비 정산단가로 구분하여 산정한다. <개정 2020.7.29., 2021.11.29., 2023.11.27.>

1. M-2월 원료비 정산단가

정산단가는 적용입고량과 실제입고량, 적용입고량에 대한 적용환율 및 표준 단위환산과 실제값 등의 차이로 인한 금액 차이를 보정하기 위한 것으로, 자료제출 이후 입고량에 대한 환율 및 표준화 단위 변환 적용에 따른 차이는 각각 제2항1호가목의 환율과 하역리포트의 실적 단위 변환값을 적용하여 매월 산정한다.

$$\text{원료비 정산단가 (원/Gcal)} = \frac{\text{M-2월 실적원료비(원)}}{\text{M-2월 실적입고량(Gcal)}} - \frac{\text{M-2월 적용원료비(원)}}{\text{M-2월 적용입고량(Gcal)}}$$

여기서,

- M-2월 실적 및 적용 원료비는 M-2월 실제 입고된 원료비 및 M-2월 적용 원료비
- M-2월 실적 및 적용 입고량은 M-2월 실제 입고된 입고량 및 M-2월 적용 입고량

2. 공급비(고정비) 정산단가 <개정 2023.11.27.>

가. 정산단가는 연 2회 산정하며, 공급비 정산금 등을 적기에 반영하기 위한 연중 정산단가와 도입계획물량과 실제 입고량 차이에 의한 정산분 등을 익년도에 반영하기 위한 연말 정산단가로 구분한다. <개정 2023.11.27.>

나. 연중 정산단가는 공급비 정산금 및 가스기기 조정사업 예상 분담금의 증감분을 반영하기 위해 산정하고, 연말 정산단가는 연간도입계획물량과 실제 입고량의 차이, 터미널 및 배관시설의 예상 이용요금과 실제 납부액의 차이, 인입가스품질검사비용의 예상 이용요금과 실제 납부액의 차이 및 배관시설 할인·면제금의 사후 반영을 위해 산정한다. <개정 2023.11.27.>

다. 정산단가는 잔여기간 혹은 익년도 적용기간에 월별 균등 단가로 산정한다.

라. 산정원칙 <개정 2023.11.27.>

1) 정산단가 반영 항목

가) 한국가스공사의 공급비 변경에 따른 적용 연도 소급 정산금 (종량요금 단가 변동에 따른 소급분 포함)

나) 터미널 이용계약서의 전년도 요금 정산금(용량요금)

다) 배관시설 이용계약서에 따른 전년도 요금 정산금(용량요금) <개정 2023.11.27.>

라) 한국가스공사의 직전년도 가스기기 조정사업 분담금 차액

마) 터미널 이용요금, 배관시설 이용요금 및 인입가스 품질검사 비용 차액 <개정 2023.11.27.>

바) 한국가스공사 규정에 따라 발전사업자에게 할인 또는 면제하는 정산금

- 천연가스공급규정 제34조제2항(요금의 정산)에 따른 할인금액
- 배관시설이용규정 제28조의3(추가수입분배금)에 따른 할인금액
- 배관시설이용규정 제36조제6항(배관시설이용 제한)에 따른 면제금액

사) 제3항제3호 다목의 터미널 2개 이상 사용의 경우 최초 산정한 가중 평균 변동비단가(종량요금단가)에 의한 예상금액과 실제 납부금액의 차액 등

2) 1)의 가)내지 라)에 의한 정산단가는 적용 연도 내 한국가스공사의 공급비 소급 정산분 반영 시점에 맞춰 일괄 산정하는 것을 원칙으로 하며, 한국가스공사 공급비 변경시점이 지연될 경우에도

8월 적용 열량단가 적용시점까지는 산정한다.

3) 2)에 의한 적용기간 내 정산단가 산정 후에도 연간 도입계획물량과 실제 입고량 차이가 발생시 정산단가를 재산정, 익년도 공급비 단가 산정시 반영한다.

4) 1)의 마)의 정산단가는 연간 총비용을 연간 도입계획물량과 실제 입고량 차이를 고려하여 익년도 공급비 단가 산정시 반영한다.

5) 1)의 바)의 정산단가는 연간 총비용을 익년도 공급비 단가 산정시 반영한다.

6) 1)의 사)에 의한 정산단가는 계획대비 사용량 실적의 정산단가 차이를 익년도 공급비 단가 산정 시 반영한다.

마. 정산단가는 아래와 같은 기준에 따라 산정한다.

1) 라.2)의 정산단가는 정산금 총액을 고정비 단가 최초 산정시의 잔여기간의 도입계획물량으로 나누어 월별 균등 산정한다.

$$\text{연중 공급비정산단가 (원/Gcal)} = \frac{\text{공급비소급정산금+터미널이용정산금+배관시설 이용 정산금+가스기기조정사업분담금차액(원)}}{\text{당해 연도 잔여기간 도입계획물량(Gcal)}}$$

2) 라.3)과 라.4)의 정산단가는 총비용을 연간도입계획과 실제 입고량 차이를 반영한 정산금을 산정한 후 익년도 연간도입계획물량으로 나누어 월별 균등 산정한다.

$$\text{①익년도 공급비정산단가 (원/Gcal)} = \frac{\text{기적용기간 실제발생액(원)} - \text{기적용기간 공급비단가(원/Gcal)} \times \text{기적용기간 실제입고량(Gcal)}}{\text{익년도 예상도입계획물량(Gcal)}}$$

- 여기서, 기적용기간은 연간 공급비 적용월(1월～12월)과 한국가스공사 공급비 소급 정산분 반영시점～12월로 구분되며 각 기간별 정산금을 산정 후 합산한다.

3) 라.5)의 정산단가는 연간 총비용을 익년도 연간도입계획물량으로 나누어 월별 균등 산정한다.

$$\text{②익년도 공급비정산단가 (원/Gcal)} = \frac{\text{한국가스공사 규정에 따라 발전사에게 할인 또는 면제하는 정산금(원)}}{\text{익년도 연간예상도입계획물량(Gcal)}}$$

4) 라.6)의 정산단가는 아래 산식에 따라 최초 산정 시의 월 단위 가중평균단가의 합과 변동비단가와 사용량 실적을 반영한 월

단위 가중평균단가 합의 차이를 12개월로 나누어 월별 균등 산정한다.

③ 익년도 공급비정산단가(원/Gcal) = (실제터미널변동비단가(원/GJ) - 기적용터미널변동비단가(원/GJ)) ÷ 12 × 4.1868

$$\text{실제터미널 변동비단가(원/GJ)} = \sum_{m=1}^{12}\left(\frac{\sum_{i=1}^{NTNL}(\text{사용량}_{i,m}(GJ) \times \text{변동비단가}_{i,m}(\text{원/GJ}))}{\sum_{i=1}^{NTNL}\text{실제사용량}_{i,m}(GJ)}\right)$$

$$\text{기적용 터미널 변동비단가(원/GJ)} = \sum_{m=1}^{12}\left(\frac{\sum_{i=1}^{NTNL}(\text{기화송출시설 계약용량}_{i,m}(GJ/h) \times \text{변동비단가}_{i,m}(\text{원/GJ}))}{\sum_{i=1}^{NTNL}\text{기화송출시설 계약용량}_{i,m}(GJ/h)}\right)$$

여기서, NTNL = 터미널 계약 수, 기화·송출시설 계약용량 = 시간당 최대 송출물량

2.3.1.3.3 한국가스공사 공급 및 자가소비용 동시 사용 발전기

① 한국가스공사로부터 공급받는 LNG와 자가소비용 직도입 LNG를 동시에 사용하는 발전기는 제2.3.1.3.1과 제2.3.1.3.2를 각각 준용하여 산정한 후 분담비율(%) 기준으로 가중평균하여 산정한다. <개정 2019.3.27., 2020.7.29.>

2.3.1.3.4 도시가스사업자 공급 발전기 <개정 2020.3.27.>

① 도시가스사업자의 M-2월 청구서의 청구금액을 입고량(Gcal)으로 나누어 산정하며, 청구금액중 발전기 운전에 직접 관련된 금액만 반영하며, 관련 법령에 따라 환급되는 금액(수입부과금 등) 및 부가가치세는 제외한다.

② 입고량(Nm^3)의 Gcal로의 단위 환산은 청구서상의 단위(평균)열량(MJ/Nm^3)에 입고량(Nm^3)을 곱한 후 제2.2.4 ⑦에 의해 환산한다. <개정 2020.3.27.>

③ LNG와 유류를 혼소하여 사용하는 발전기는 제1항, 제2항과 제2.3.1.2를 준용하여 열량단가를 각각 산정한 후 제2.2.3 산식에 따른 혼소율을 기준으로 가중평균하여 산정한다. <개정 2020.3.27.>

④ LNG를 소각수열과 혼소하여 사용하는 발전기는 제2.2.3의 혼소율이 아닌, 아래 산식에 따라 12개월 이동평균 혼소율을 적용하여

산정한다. <개정 2020.3.27.>

$$\text{열량단가 (원/Gcal)} = \frac{\sum_{m=1}^{12} \text{LNG입고금액}_m(\text{원})}{\sum_{m=1}^{12} \text{LNG발열량}_m(\text{Gcal})} \times Y_{lng} + \frac{\sum_{m=1}^{12} \text{소각수열비}_m(\text{원})}{\sum_{m=1}^{12} \text{소각수열량}_m(\text{Gcal})} \times (1 - Y_{lng})$$

여기서, 열량단가의 단위는 [원/Gcal]로 한다.

$$\text{혼소율}(Y_{lng})\ (\%) = \frac{\sum_{m=1}^{12} \text{LNG발열량}_m}{\sum_{m=1}^{12} (\text{LNG발열량}_m + \text{소각수열량}_m)}$$

여기서, m : 월단위 열량단가 산정기간(M-2월부터 M-13월)

1. LNG입고금액과 LNG발열량은 제1항, 제2항을 준용하여 산정한다.
2. 소각수열비는 청구금액에서 지원되는 금액(저소득층지원금 등) 및 부가가치세는 제외하며 소각수열량은 수열계량기에서 측정된 값을 사용한다.

2.3.1.3.5 자가터미널을 사용하는 자가소비용 직도입 발전기 <신설 2020.11.30., 개정 2021.11.29., 2023.11.27.>

① 자가터미널을 사용하는 자가소비용 직도입 발전기의 연료열량단가는 제2.3.1.3.2.조 제1항에 따른 M-1월 원료비 단가, 연간 공급비 단가 및 정산단가를 합산하여 산정한다.

1. 연간 공급비 단가는 변동비 단가(도시가스품질검사단가, 배관시설 종량요금단가 및 터미널 종량요금단가)와 고정비 단가(터미널 용량요금단가, 배관시설 용량요금단가, 배관시설인입가스 품질검사단가, 가스기기 조정사업 분담금단가)를 합산하여 산정한다.
2. 제2항 내지 제4항을 통해 별도 규정하지 않은 항목에 대해서는 제2.3.1.3.2조를 준용하여 산정하는 것을 원칙으로 한다.

② 자가터미널 이용원가의 공급비 단가는 제4항에 따라 산정한 자가터미널 이용원가를 연간 도입계획물량(GJ)으로 나누어 고정비 단가를 산정하며 월별 균등하게 적용한다.

③ 자가터미널 이용원가 관련 공급비는 다음의 방식으로 산정한다.

1. 공급비(고정비) 정산단가

가. 정산단가는 연간도입계획물량과 실제 입고량, 터미널 예상 이용원가와 실제 이용원가의 차이 발생에 따른 금액 차이를 보정하기 위해 산정한다.

나. 정산단가 산정횟수 및 적용방식은 제2.3.1.3.2조 제5항2호 가목 내지 다목을 준용한다.

다. 산정원칙

1) 정산단가 반영항목

가) 제4항에 따라 산정한 직전년도 터미널 예상 이용원가와 실적 이용원가의 차액

나) 가)에 따라 적용 기간 내 정산단가 산정 후에도 연간 도입계획물량과 실제 입고량 차이가 발생시 정산단가를 재산정, 익년도 공급비 단가 산정시 반영한다.

2) 1)의 가)의 정산단가 산정시점은 제2.3.1.3.2조 제5항제2호라목 2)를 준용한다.

3) 1)의 나)의 정산단가 산정시점은 제2.3.1.3.2조 제5항제2호라목 3)을 준용한다.

라. 정산단가는 아래와 같은 기준에 따라 산정한다.

1) 다.2)의 정산단가는 자가터미널 이용원가 차액을 고정비 단가 최초 산정시의 잔여기간의 도입계획물량으로 나누어 월별 균등하게 적용한다.

$$\text{연중 자가터미널 공급비정산단가 (원/Gcal)} = \frac{\text{실적기준터미널이용원가(원)} - \text{예상기준터미널이용원가(원)}}{\text{잔여기간 도입계획물량(Gcal)}}$$

2) 다.3)의 정산단가 산정기준은 제2.3.1.3.2조 제5항제2호 마목 2)를 준용한다.

$$\text{익년도 자가터미널 공급비정산단가 (원/Gcal)} = \frac{\text{기적용기간 실제발생액(원)} - \text{기적용기간 공급비단가(원/Gcal)} \times \text{기적용기간 실제입고량(Gcal)}}{\text{익년도 예상도입계획물량(Gcal)}}$$

④ 자가터미널을 이용하는 발전사업자는 아래의 산정기준에 따라 산정한 자가터미널 이용원가 및 관련 자료를 제출하여야 한다.

1. 실적 이용원가 산정결과 제출시 회계법인 등 외부검증기관의 검토결과보고서를 첨부하여야 한다.
2. 자가터미널 이용원가 산정기준
   가. 자가터미널 이용원가는 하역이용원가, 저장이용원가 및 기화송출 이용원가를 합산하여 산정하며 각 기능별 이용원가는 다음과 같이 산정한다.

$$\text{하역이용원가(원)} = \frac{\text{하역 총원가(원)}}{\text{터미널 총 하역 항차 수(회)}} \times \text{자가물량 하역 항차 수(회)}$$

$$\text{저장이용원가(원)} = \frac{\text{저장 총원가(원)}}{\text{터미널 총 저장용량(kℓ)}} \times \text{자가저장설비 이용용량(kℓ)}$$

$$\text{기화송출이용원가(원)} = \frac{\text{기화송출 총원가(원)}}{\text{터미널 총 기화송출용량(GJ/h)}} \times \text{자가기화송출 이용용량(GJ/h)}$$

   나. 기능별 총원가는 해당 기능을 제공하기 위하여 소요되는 적정원가와 적정투자보수의 합으로 산정한다.
      1) 적정원가는 각 기능별 자산에 대한 감가상각비, 인건비 등 터미널 이용에 소요되는 비용항목을 말한다. 적정원가는 '공공요금산정기준(기획재정부 훈령) Ⅲ. 1. 적정원가'에 기초하여 산정하되 자가터미널의 특성을 반영할 수 있다.
      2) 적정투자보수는 터미널 서비스를 제공하기 위하여 공여하고 있는 자산에 대한 적정한 보수를 말하며 요금기저에 적정투자보수율을 곱하여 산정한다.
         가) 요금기저는 공공요금산정기준 Ⅲ.2.다.에 기초하여 산정한다. 단, 공공요금산정기준 Ⅲ.2.다.(5)에 규정된 운전자금의 비용회수기간은 1개월로 한다.
         나) 적정투자보수율은 실제 차입금리 수준을 고려한 세후타인자본투자보수율과 자기자본에 대한 적정한 기회비용을 고려한 자기자본투자보수율을 가중평균하여 산정한다.
         다) 자본구성비율은 적정투자보수율 산정을 위한 자료 제출시점의 최근 감사받은 재무제표상의 자기자본과 타인자본을 고려하여

산정한다.

라) 타인자본보수율은 자료 제출시점의 최근 결산 재무제표상의 실적 타인자본보수율을 적용한다. 다만, 자가터미널 관련 특정차입금이 존재하는 경우 특정차입금의 최근 결산 재무제표상 이자율을 우선 반영하며 요금 기저 중 타인자본해당액이 특정차입금을 초과하는 부분에 대해서는 일반차입금을 사용한 것으로 간주한다.

마) 자기자본보수율은 천연가스공급가격산정기준 제12조 ④에 따라 산정한다. 다만 아래 규정된 항목은 달리 적용한다.

- 대용기업인 한국가스공사의 무부채위험계수는 대용기업의 유부채위험계수에 연결 재무제표상 부채비율을 이용하여 산정한다.
- 유부채위험계수는 대용기업의 무부채위험계수에 다)에 따라 산정된 부채비율을 적용하여 산정한다.

다. 기능별 총원가는 기능별 직접원가와 공통원가 배부액을 합산하여 산정한다.

1) 직접원가는 특정 기능에 전적으로 귀속되는 원가로 해당 기능의 총원가로 직접 반영한다.

2) 공통원가는 터미널 원가 중 특정 기능에 귀속되지 않는 터미널 공통원가와 전사공통원가로 구성되며 원가 특성에 따른 배부기준을 적용하여 각 기능에 배부한다.

가) 전사공통원가는 발전사업자의 발전과 터미널 및 기타사업부문에 배부하며 부문별 자산가액, 인원수 및 매출액 비율 등 전사공통원가의 특성을 반영한 배분기준에 따라 사업부문별로 배부한다.

나) 터미널공통원가는 하역, 저장, 기화송출의 각 기능에 배부하며 기능별 직접 자산가액, 인원수 및 영업비용 비율 등 터미널 공통원가의 특성을 반영한 배부기준에 따라 기능별로 배부한다. 다만, 자가터미널에서 하역, 저장 및 기화송출 외 선적 등의 기능을 제공할 경우 해당 기능에도 공통원가를 배부할 수 있다.

다) 터미널 부문에 배분된 전사공통원가는 터미널 공통원가에 포함하여 각 기능에 배부한다.

라. 기능별 당해연도 자가 터미널 이용용량 등은 다음과 같이 산정한다.

1) 자가 물량하역항차수는 당해연도 중 자가터미널을 이용하여 하역할 LNG의 총하역항차수로 산정한다.

2) 자가 저장설비 이용용량은 제2.3.1.3.2조 제3항제4호다목의 물량을 기준으로 도시가스사업법 시행령 제3조제1항제2호에 저장필요용량 규모를 적용하여 산정한다.

3) 자가기화송출이용용량은 한국가스공사 배관시설이용규정에 의해 체결한 약정 인입계약용량을 적용하여 산정한다.

2.3.1.3.6 한국가스공사 탱크로리 직공급 발전기 [신설 2022.3.29.]

2.3.1.3.6.1 열량단가 산정은 다음 식에 의한다.

$$\text{열량단가} = \frac{\text{연료단가(원/톤)}}{\text{연료발열량(㎉/㎏)}} \times 1{,}000$$

여기서, 열량단가의 단위는 [원/Gcal]로 한다.

2.3.1.3.6.2 연료단가 산정은 다음 식에 의한다.

$$\text{연료단가 [(M-2)월]} = \frac{\text{(M-2)월 입고금액 (원)}}{\text{(M-2)월 입고량 (톤)}}$$

여기서, M : 열량단가 적용월

① (M-2)월 입고금액은 M-2월동안 해당 발전소에 입고된 금액의 합계로 산정한다.

② (M-2)월의 입고량이 M-3월 입고량의 30%이하인 경우 M-2,3월의 입고량 기준 가중평균 연료단가를 적용한다. 단, M-2,3월의 입고량이 없을 경우 M-1월 열량단가를 적용한다.

2.3.1.3.6.3 연료발열량 산정은 다음 식에 의한다.

$$\text{연료발열량 [(M-2)월]} = \frac{\text{(M-2)월 발열량 (kcal)}}{\text{(M-2)월 사용량 (kg)}}$$

① (M-2)월 발열량은 M-2월동안 해당 발전소가 연소한 연료의 발열량 합계로 산정한다.

② 발열량 실적자료를 제출할 수 없는 경우 구매자용 계량표를 적용할 수 있다.

③ (M-2)월의 사용량이 M-3월 사용량의 30%이하인 경우 M-2,3월의 사용량 기준 가중평균 연료발열량을 적용한다. 단, M-2,3월의 사용량이

없을 경우 최근 사용실적이 있는 월의 연료발열량을 적용한다.

2.3.1.4 LPG 사용 발전기의 연료열량단가 <신설 2020.9.25., 개정 2023.11.27.>

$$\text{열량단가} = \frac{\text{연료단가(원/톤)}}{\text{연료발열량(㎉/kg)}} \times 1{,}000$$

여기서, 열량단가의 단위는 [원/Gcal]로 한다.

2.3.1.4.1 LPG를 사용하는 발전기의 열량단가 <개정 2023.11.27.>

① 연료단가 산정은 다음 식에 의한다.

$$\text{연료단가 [(M-2)월]} = \frac{\text{(M-2)월 입고금액 (원)}}{\text{(M-2)월 입고량 (톤)}}$$

여기서, M : 열량단가 적용월

② 연료발열량 산정은 다음 식에 의한다.

$$\text{연료발열량 [(M-2)월]} = \frac{\text{(M-2)월 발열량 (kcal)}}{\text{(M-2)월 사용량 (kg)}}$$

1. (M-2)월 발열량은 M-2월동안 해당 발전소가 연소한 연료의 발열량 합계로 산정한다.
2. 발열량 실적자료를 제출할 수 없는 경우는 연료 구매시 발행한 시험성적서를 적용할 수 있다.

③ LPG와 도시가스사업자 공급 LNG를 혼소하여 사용하는 발전기는 제2.3.1.3.4와 제2.3.1.4.1을 준용하여 열량단가를 각각 산정한 후 제2.2.3 산식에 따른 혼소율을 기준으로 가중평균하여 적용 열량단가를 산정한다.

2.3.1.4.2 LPG 및 자가소비용 직도입 LNG 사용 발전기의 열량단가 [신설 2023.11.27.]

① 연료단가는 연료공급사로부터 접수한 적용 월의 연료단가(원/톤)를 적용한다.

② 연료발열량은 자료제출 월 시험성적서상 고위 발열량(kcal/kg)을 적용한다.

③ LPG와 자가소비용 직도입 LNG를 사용하는 발전기는 제2.3.1.3.2와 제2.3.1.4.2에 따라 해당 월 적용 열량단가를 각각 산정한다.

2.3.2 화력발전기의 환경열량단가

[신설 2019.6.26.] <개정 2022.3.29.,2022.8.29.>

2.3.2.1 화력발전소 환경열량단가의 산정은 다음 식에 의한다.

$$\text{환경열량단가 (원/Gcal)} = \frac{\text{n-1년 환경비용(원)}}{\text{n-1년 발열량(Gcal)}}$$

① 산정기간은 적용 연도의 직전년도 1월 1일부터 12월 31일까지로 한다. <개정 2022.3.29.>

② 발열량은 해당발전소가 산정기간 연소한 연료의 발열량 합계를 말하며, 연료열량단가를 위해 산정하는 발열량과 동일한 기준에 따라 산정하는 것을 원칙으로 한다. 다만 LNG발전기는 청구서상 공급물량을, 그 외 발전기는 연료열량소비실적표 등을 반영하여 별도 산정할 수 있다. <개정 2022.3.29.>

③ 발전사업자의 발전기 중 산정시점의 연료열량단가를 공유하는 발전기의 환경열량단가는 비용과 발열량을 합산하여 동일하게 산정하는 것을 원칙으로 하되, 이 중 항목별 비용이 발생하지 않는 발전기로 입증할 수 있는 경우에는 이를 구분하여 산정할 수 있다.

④ 상업운전 개시 등으로 일 년 간의 비용을 산정할 수 없는 발전기의 환경열량단가는 연료열량단가를 공유하는 발전기의 환경열량단가를 동일하게 적용하되, 연료열량단가를 공유하는 발전기가 없는 경우 설비와 여건이 유사한 발전기의 환경열량단가를 적용한다. 다만, 비용이 발생하지 않는 항목을 입증할 수 있는 경우 이를 제외하여 산정할 수 있다. <개정 2022.3.29.>

⑤ 산정기간 발전실적이 없는 발전기의 환경열량단가는 0을 적용한다. <개정 2022.3.29.>

⑥ ①내지⑤에도 불구하고 비용평가위원회는 특별한 사유가 있는 경우 환경열량단가 산정기준을 별도로 정할 수 있다. <개정 2022.3.29.>

2.3.2.2 환경비용은 연료사용과 직접적으로 연계된 변동비를 말하며, 탈황비용, 탈질비용, 규제비용으로 구분하여 산정한다.

① 탈황비용이란 슬러리 제작에 사용되는 석회석(또는 대체약품), 용수비(용수요금, 부담금), 폐수처리에 사용되는 약품비 등 탈황

재료비를 말한다. <개정 2022.3.29.>

② 탈질비용이란 암모니아(암모니아수, 무수암모니아 등), 요소수, 순수(Demi Water) 등 탈질 재료비를 말한다. <개정 2022.3.29.>

③ 규제비용이란 대기환경보전법 및 환경오염시설의 통합관리에 관한 법률에 의한 대기오염물질 기본배출부과금과 자원순환기본법에 의한 사업장일반폐기물 관련 폐기물처분부담금(발전시설분진비용, 폐석고, 폐석회, 석탄재)을 말한다. 이 중 폐기물처분부담금은 감면금액을 제외하고 석탄재의 매립 후 미재활용으로 인한 부담금을 포함하며, 석탄재의 매립 후 미재활용으로 인한 부담금은 재활용 기간의 말일이 속하는 연도의 비용으로 반영한다. <개정 2022.3.29., 2022.8.29.>

④ 산정기간 발생한 환경비용의 반영을 원칙으로 하되, 발생시기를 파악할 수 없는 경우에는 세금계산서 등 회계자료를 기준으로 산정할 수 있다. 또한, 발전사업자가 구분된 비용의 제출 등을 위하여 대체자료를 제출한 경우 적정성 검토를 거쳐 이를 적용할 수 있다. <개정 2022.3.29.>

2.3.2.3 설비의 공동사용 등으로 항목별 환경비용의 구분이 필요한 경우 다음의 기준을 순차적으로 적용하여 구분한다.

① 항목별 환경비용을 유발하는 발전기를 특정할 수 있는 경우 해당비용은 구분하지 않는다.

② 항목별 환경비용 여부에 대한 구분이 필요한 경우 발전사업자의 재고자산수불부(또는 계량증명서)에 의한 연간 사용량 비율 등으로 구분한다.

③ 환경비용이 발전기와 열공급 전용설비에서 동시에 발생하는 경우 연간 발열량(입열량) 비율 등으로 구분한다.

④ 열과 전기를 동시에 공급하는 발전기의 환경비용은 이를 열과 전기로 구분하지 않고 반영한다.

⑤ 발전원에 따른 비용의 구분이 필요한 경우에는 재고자산수불부(또는 계량증명서)를 기준으로 하고, 동일 전원내 구분은 연간 발전량 비율 등을 기준으로 한다.

⑥ 상기 ①내지 ⑤의 절차에 따른 비용의 구분이 곤란한 환경비용 항목은 반영하지 않는 것을 원칙으로 한다.

2.3.3 원자력발전기의 연료열량단가 <개정 2020.3.26., 2021.7.29.>

2.3.3.1 원자력발전기의 열량단가 산정

① 노심내 장전된 원전연료의 단위질량당 발열량 계산이 불가능하므로 연료비 및 원자로 열출력을 사용하여 다음 식에 의해 산정한다. <개정 2010.6.28.>

$$\text{열량단가 (원/Gcal)} = \frac{\sum_{i=M-2}^{M-16} \text{연료비(원)}i \times 10^3}{\sum_{i=M-2}^{M-16} (\text{원자로열출력(MWth)}i \times k) \times 860(\text{kcal/kWh})}$$

② 열량단가는 M-2월의 월간 연료비 및 원자로 열출력을 포함한 이전 15개월의 합계를 적용한다. <개정 2010.6.28.>

- 월간 연료비는 원자로형별로 2.3.3.2항에 따라 산정한다.
- 월간 원자로 열출력은 소내 전산기에 의해 측정되는 월간 누계 열출력을 적용하고 k값은 열출력 보정상수를 반영한 1.0045를 적용한다. <개정 2021.7.29.>
- 예방정비기간은 발전소 기동, 정지 및 인출연료의 회계처리 등으로 연료비의 변동폭이 크므로 산정에서 제외한다.

③ 예방정비기간이 5개월 초과 시 전월 적용 열량단가를 적용한다. [신설 2010.6.28.]

④ 노심 전체를 신연료로 장전하여 운전을 개시하는 발전소의 열량단가는 다음과 같이 산정한다. <개정 2011.3.30., 2021.7.29.>

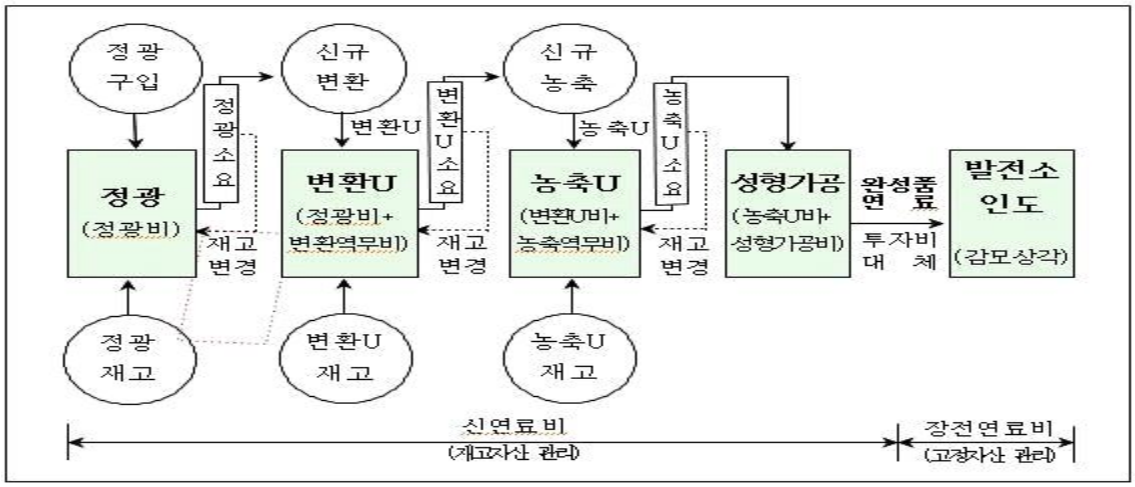
- 경수로의 경우 상업운전 개시월 이후 2개월까지는 유사호기 (신규발전기와 유사한 가장 최근 상업운전을 개시한 발전기)의 열량단가를 적용하고, 3개월 이후부터는 ①에 의해 열량단가를 산정한다.
- 중수로의 경우는 아래 표에 따라 적용월별로 열량단가를 산정한다.

적 용 월	열량단가 산정요소		
	총 연료비	원자로 열출력	중수비
[재가동 개시월(주1) +3개월]까지	초기노심 연료비 배분액(주2)	유사호기 적용	
[재가동 개시월 +4개월 및 5개월]	초기노심 연료비 배분액 + 유사호기 교체연료비		
[재가동 개시월 +6개월] 이후	연료비에 초기노심 연료비 배분액을 합산하여 2.3.3.1의 ①에 의해 산정		

주) 1. 재가동 개시월은 노심전체를 신연료로 교체하여 운전을 개시하는 월
2. 초기노심 장전연료 취득원가는 재가동 개시월부터 15개월간 배분하여 월간 총 연료비에 산입

2.3.3.2 월간 연료비 산정 [신설 2010.6.28.]

원자력발전소의 연료비는 다음과 같이 전산시스템(ERP)에 의해 각 단계별로 다음과 같이 산정된다.



① 신연료비는 우라늄의 정광, 변환, 농축의 각 가공단계별로 투입된 총원가를 이동평균법에 의해 계산하여 해당 가공단계의 출고가액으로 하고, 성형가공단계는 완성품 단위별로 해당원가를 개별법으로 관리된다.

② 장전연료비는 원자로에 장전되어 1년 이상 연소되므로 고정자산으로 취득되고 감가상각에 의해 연료비를 회계 처리된다.

2.3.3.2.1 경수로 <개정 2010.6.28.>

발전기별 월간 연료비는 월간 소모연소도를 측정, 계산하여 다음 식에 의해 산정한다.

$$\text{연료비(원)} = \text{총 장전연료비(원)} \times \frac{\text{소모연소도(MWD/MTU)}}{\text{설계연소도(MWD/MTU)}}$$

※ MWD/MTU : Megawatt Day/Metric Ton Uranium

① 원전연료는 연료집합체별 연소도를 1개월 단위로 측정하여 연소량이 산정되고 연료공급자가 보증한 설계연소도에서 연소된 양이 차지하는 비중만큼 감모상각 처리되어 계산된다.

② 총 장전연료비는 원자로에 장전된 모든 연료의 다발별 도입가격의

합계로 전산시스템(ERP)의 총 취득가액을 적용한다.

③ 소모연소도는 노내 중성자속 검출기를 이용한 원자로 출력분포 측정시험 결과를 연료별 출력계산 전산코드(INCORE) 및 연소도 계산 전산코드(TOTE)에 의해 처리된 연소도를 적용한다.

④ 설계연소도는 연료공급자가 보증하는 연소도로 해당주기 설계보고서에 명시된 값을 적용한다.

2.3.3.2.2 중수로 <개정 2010.6.28.>

중수로는 운전중에 원전연료가 수시 교체되므로 발전소별 노심장전연료 취득원가와 교체분 연료취득원가, 매월 연료 다발수 및 중수비를 계산하여 월간 총 연료비를 산정한다. <개정 2008.11.25.>

총 연료비(원) = 연료비(원) + 중수비(원)

① 발전기별 연료비는 다음 식에 의해 산정한다.

- 연료비(원) = 교체연료수(다발) × 연료다발비용(원/다발)

② 발전기별 중수비는 다음 식에 의해 산정한다.

- 중수비(원) = 중수감모상각비(원) + 중수보충비(원)

2.3.3.3 <삭제 2021.7.29.>

2.3.4 배출권열량단가 [신설 2021.2.24.]

2.3.4.1 배출권열량단가의 산정은 다음 식에 의한다.

$$\text{배출권 열량단가 (n월적용) (원/Gcal)} = \frac{\sum_{n-13월}^{n-2월} \text{배출권 순구매비용}}{\sum_{n-13월}^{n-2월} \text{사용연료 발열량}}$$

① 발열량은 해당발전소가 산정기간 연소한 연료의 발열량 합계를 말하며, 연료열량단가를 위해 산정하는 발열량과 동일한 기준에 따라 산정한다. 다만 LNG발전기는 청구서상 공급물량을, 그 외 발전기는 연료열량소비실적표 등을 반영하여 별도 산정할 수 있다. <개정 2022.3.29.>

② 순구매비용은 배출권 할당대상 발전사업자가 산정기간 동안 배출권거래소 또는 그 외에서 할당배출권 및 상쇄배출권(KOC 제외)을 구입

하기 위해 지출한 비용에서 기 확보한 배출권을 판매한 수입을 차감하여 산정하되, 산정 시 거래된 배출권에 대한 이행년도는 고려하지 않는다. 단, 2021년 이후 획득한 KOC를 상쇄배출권으로 전환하는 경우 전환물량만큼을 기준가격으로 비용 반영한다. <개정 2022.11.28.>

1. 기준가격은 배출권시장에서 최근 1년간(전환월 포함) 거래된 모든 할당배출권의 거래량 가중평균가격으로 산출하며, 경매는 포함한다.

③ 배출권열량단가는 발전기별로 산정하는 것을 원칙으로 한다.

④ 산정기간 중 상업운전 개시 등으로 배출권 열량단가를 산정할 수 없는 각 월의 순구매비용 및 사용연료 발열량은 아래 각 호의 순으로 매월 대체하여 적용하되, 최초 발전사업 개시 등으로 배출권 구매의무가 발생하지 않는 기간이 있는 경우 해당기간 순구매비용은 반영하지 않는다. <개정 2021.11.29.>

1. 동일 발전사업자의 동일연료 발전기 평균
2. 동일 발전사업자의 타연료 발전기 평균을 2.3.4.2의 제4항에 따른 구매기여계수 비율로 환산
3. 동일연료 발전기 전체 평균

⑤ 산정기간 동안 해당발전기 이용률이 24.3.2.1조의 기준이용률 미만인 경우 해당발전기의 배출권열량단가는 최근 월과 동일하게 적용한다. 단, 최근 월의 배출권열량단가가 없는 경우 0을 적용한다.

⑥ ①내지⑤에도 불구하고 비용평가위원회는 특별한 사유가 있는 경우 배출권열량단가 산정기준을 별도로 정할 수 있다.

2.3.4.2 발전사업자의 배출권 순구매비용의 발전기별 구분이 필요한 경우 다음의 기준을 순차적으로 적용하여 구분한다.

① 전환부문(열·전기)과 그외 부문의 구분이 필요한 경우 부문별 탄소배출량 비율을 적용하되 관련 법령에 의한 최근 부문별 배출권 할당량 비율 등으로 대체할 수 있다.

② 발전설비와 열전용 설비와의 구분이 필요한 경우 사용연료 발열량 비중으로 구분한다.

③ 열과 전기를 동시에 공급하는 발전기는 열과 전기로 구분하지 않고 산정한다.

④ 발전설비 전체의 비용을 개별발전기로 구분하는 경우 배출권구매기여도의 비중에 따라 구분하며, 이때 배출권 구매기여도는 아래의 각 호의 절차에 따라 산정한다.

1. 발전기별 월별 구매기여계수를 다음 식에 따라 산정한다.

월별 구매기여계수 = 발전기별 배출계수 - 국가배출권할당계획에 따른 할당 시 배출계수 × 무상할당비율

단, 발전기별 배출계수는 규정 제2.3.4.3조에 의한 배출계수를 산정기간 동일하게 적용하고, 무상할당비율은 할당 시 반영된 무상할당비율에 조정계수 적용 효과를 고려하여 산정한다. <개정 2022.6.27.>

2. 산정기간 발전기별 구매기여도는 다음 식에 따라 산정한다.

$$\text{구매기여도} = \sum_{n-13\text{월}}^{n-2\text{월}} \text{구매기여계수} \times \text{발전량}$$

단, 발전량은 제2.4.1.3조의 자료제출 마감일 기준 전력거래량(AMGO) 적용을 원칙으로 하되 불가피한 경우 해당 발전사업자의 계량값 등으로 대체할 수 있다. <개정 2021.11.29.>

3. 발전기별 구매기여도 비중에 따라 발전설비 전체의 비용을 발전기별로 구분한다.

4. 발전기별 구매기여도 총합의 부호와 실구매비용의 부호가 일치하지 않는 경우에는 순구매시 최소 구매기여계수와 순판매시 최대 구매기여계수가 각각 0이 되도록 전체 발전기의 구매기여계수를 조정한 후 구매기여도를 산정한다.

⑤ ①내지 ④에도 불구하고 주 연료의 이산화탄소 직접 배출량이 제외되는 등 관계 법령에 따라 산정되는 배출량이 실제 배출량 대비 현저히 적은 발전기는 비용 구분 시 제외하여 산정할 수 있다. <개정 2021.11.29.>

2.3.4.3 개별발전기의 배출계수는 직전연도 온실가스 배출량을 직전연도 발전량으로 나누어 산출하며, 매년 6월에 산정하여 당해연도 7월부터 다음연도 6월까지 적용한다. 단, 이의 신청 등으로 인해 온실가스 배출량이 변경된 경우에는 변경된 값을 적용하여 해당 발전기의 배출계수를 재산정할 수 있다. <신설 2022.6.27.>

2.3.4.3.1 온실가스 배출량은 발전기, 배연탈황시설 및 대기오염물질 방지시설별

온실가스 직접배출량을 말하며, 「온실가스 배출권의 할당 및 거래에 관한 법률」상의 배출권등록부 및 「기후위기 대응을 위한 탄소중립·녹색성장 기본법」 및 동법 시행령에 의거 지정된 목표관리제 대상 업체가 제출한 명세서를 기준으로 산정한다. <신설 2022.6.27.>

2.3.4.3.2 열공급 발전기의 온실가스 배출량은 열과 전기의 생산비율을 고려하여 전기생산에 따른 온실가스 배출량을 산출한다.

$$\text{전기생산에 따른 온실가스 배출량} = \text{열공급 발전기의 온실가스 배출량} \times \frac{0.0036 \times P \times R_{eff}}{H + 0.0036 \times P \times R_{eff}}, \quad R_{eff} = \frac{e_H}{e_P}$$

여기에서, H = 해당 열공급 발전기의 열생산량(TJ)
P = 해당 열공급 발전기의 전력거래량(MWh)
Reff = 열 생산효율과 전기 생산효율의 비율
eH = 열 생산효율(0.8)
eP = 전기 생산효율(0.35) <신설 2022.6.27.>

2.3.4.3.3 배출계수 산정시의 발전량은 계량전력량 조정값(AMGO)을 기준으로 산정한다. <신설 2022.6.27.>

2.3.4.3.4 대상 설비별 배출계수 산정을 함에 있어 아래 각호의 발전기에 대해서는 예외적으로 산정한다. <신설 2022.6.27.>

① 이행연도의 배출권등록부 등록 의무가 있음에도 온실가스 배출량 실적을 제출하지 않은 설비의 배출계수는 실적을 제출한 전체 대상 설비의 배출계수 중 가장 높은 값을 적용한다.

② 발전실적이 있는 LNG 및 유류발전기의 배출계수는 제2.3.4.3조에서 산출한 배출계수와 아래의 환산 수식으로 산출한 배출계수 중 작은 값을 적용한다.

$$\text{환산 배출계수} = \text{탄소배출계수}\left(\frac{tC}{TJ}\right) \times 44/12\left(\frac{kgCO_2}{kgC}\right) \times 10^{-3} \times \text{산화계수} \times \text{전환계수(순발열량/총발열량)} \times 4.1868\left(\frac{J}{cal}\right) \times \text{열소비율}\left(\frac{Gcal}{MWh}\right)$$

1. 탄소배출계수 및 산화계수는 국가 온실가스 통계 관리위원회에서 확정하여 공표하는 국가 온실가스 인벤토리 보고서상의 최근값을 적용한다.
2. 전환계수는 에너지법 시행규칙 별표의 에너지열량 환산기준의

연료원별 순발열량 및 총발열량을 기준으로 산정한다.

3. 열소비율값은 발전기 정격출력에서 최근 비용평가성능시험에 의해 산정된 정격출력기준 소내소비율을 차감한 송전단 용량의 80%출력에서의 열소비계수와 열소비 상수를 이용하여 계산한다.

2.4 자료의 제출 정확성 검증 <개정 2005.12.27., 2020.3.27., 2023.11.27.>

2.4.1 자료의 제출 <개정 2020.3.27.>

2.4.1.1 제2.3.1 화력발전기의 연료열량단가 및 제2.3.3 원자력발전기의 연료열량단가 자료는 [별지 2-1~2-9]에 의거 제출하며 제출기한은 매달 말일기준 9일전(실근무일 기준)까지로 한다. 다만, LNG사용 자가소비용 직도입 발전기의 공급비단가 자료 제출기한은 매년 12월 말일기준 9일전(실근무일 기준)과 한국가스공사의 공급비 소급 정산 월 말일기준 9일전(실근무일 기준), 한국가스공사로부터 수정공문을 접수한 당일까지로 한다.
<개정 2019.6.26., 2020.3.27., 2020.7.29., 2023.11.27.>

2.4.1.2 제2.3.2 화력발전기의 환경열량단가 자료 제출기한은 당해 연도 4월 말까지로 한다.
<개정 2019.6.26., 2020.3.27., 2022.3.29.>

2.4.1.3 배출권열량단가 자료제출 기한은 매달 말일기준 9일전(실근무일 기준)까지로 한다. [신설 2021.2.24.]

2.4.2 열량단가 산정시 제출한 자료의 사전 검증 <개정 2020.3.27., 2021.11.29.>

2.4.2.1 발전기별 열량단가의 정확한 산정을 위하여 다음의 ①~⑨에 따라 제출한 자료를 이용하여 검증한다. 다만, 한국가스공사(평균요금제) LNG를 사용하는 발전기는 검증서류를 제출하지 않을 수 있다.
<개정 2020.3.27., 2022.3.29., 2023.11.27.>

① 석탄, 유류 및 LPG 연료를 사용하는 발전기

<개정 2020.3.27., 2020.9.25., 2023.11.27.>

No	제 출 서 류	검 증 내 용
1	Invoice 및 수입신고필증	- 계약단가 확인
2	하역리포트 및 물량분석성적서(COW) 또는 탄질분석성적서(COA)	- 입고량 확인
3	Time Sheet	- 입고일 확인
4	발전소별 각계정원장 내역서	- 연료비 지급금액 확인(회계 증빙용) (별지2-7)
5	발전소별 재고출납카드	- 입고량, 연료사용량 및 입고단가 확인 (별지2-8)
6	연료/열량소비실적표	- 연료사용량 및 발열량 확인 (별지2-9)
7	석탄발전기 계통연결 이후 연료/열량 소비실적 (발전실적(설비)관리시스템 자료 및 전산출력물)	- 석탄발전기의 유류혼소율 산정내역 확인 - 발전실적(설비)관리시스템 자료와 로그 데이터를 제출하며, 불일치시 작은값으로 한다.
8	발전연료 분석대장 (현장사업소 작성)	- 현장발전소 작성 소비열량 관리대장과 일치여부 확인 (별지2-10) - 현장 검증시 기초자료로 활용
9	환율 증빙자료	- 환율 확인
10	기타 전력거래소 요청자료 - 상기 제출서류를 제출하지 못할 경우 이에 준하는 성격의 서류 - 상기 항목에 해당하지 아니하는 서류로서 상기 서류내용을 보완하거나 기타 열량단가 평가에 필요하다고 판단되는 서류	

※ 국내 도입으로 상기 서류를 제출하기 어려운 경우, 공급사로부터 입고금액, 입고물량이 포함된 관련서류로 갈음할 수 있다.

② 한국가스공사 LNG 사용(개별요금제 수요자) 발전기 [신설 2021.11.29.]

구분	No	제 출 서 류	검 증 내 용
원료비단가	1	M월 원료비단가 * KOGAS 제출시 발전사제출 면제	- 원료비단가 산정을 위한 자료 확인
	2	KOGAS로 부터 수령한 실제원료비 청구서	- 실제 사용물량 확인, 원료비단가 사후검증
공급비단가	3	KOGAS와 합의한 연간 수급계획 - 소비계획, 항차도입계획, 예상재고	- 공급비용 단가 산정위한 자료확인 - 공급비용 정산단가 산정을 위한 소비량 확인
	4	KOGAS와 합의한 연간 저장용량(m^3) - 제한가능 저장용량 별도구분	
	5	KOGAS와합의한 시간최대사용량(GJ/h)	
	6	상기 사항에 기초한 공급비용(고정비) 산정내역(KOGAS 공문)	
	7	수급관리 대행서비스 신청내역 및 연간수급관리 계획 상 수수료 추정자료(KOGAS 공문)	
	8	KOGAS로부터 수령한 실제 공급비용 청구서 (비용항목별 산정내역 포함)	
	9	KOGAS로 부터 수령한 실제 수급관리 대행서비스 청구서	- 익년도 공급비용 정산액산정을 위한 자료확인
기타	10	기타 전력거래소 요청자료	

③ LNG사용 자가소비용 직도입 발전기 <개정 2020.3.27.,2020.7.29.>

구분	No	제 출 서 류	검 증 내 용
원료비단가	1	M월, M-1월 적용 Invoice 및 하역리포트	- 계약단가 및 입고일, 입고량 확인
	2	해당항차가 포함된 연간 도입스케줄	- 도입예정 Term 및 Spot 물량과 일정 확인
	3	M월, M-1월 적용 수입신고필증	- 관세, 개별소비세 확인
	4	M월, M-1월 적용 석유수입부과금 납부고지서	- 수입부과금 확인
	5	M월, M-1월 적용 검정수수료 Invoice	- 검정수수료 확인
	6	M월, M-1월 적용 항공항만사용료 납입고지서	- 화물입항료 확인
	7	M월, M-1월 적용 관세사 용역비 청구서 또는 계약서	- 관세사 용역비 확인
	8	M월, M-1월 적용 환율 증빙자료	- 하역완료일 기준 최초고시 매매기준환율 확인
공급비단가	9	장기물량 계약서 또는 검증 내용이 포함되어 있는 공문	- 연간 도입 Cargo수 및 물량 - 기본 Cargo수 대비 조정 가능한 Cargo수 및 물량(물량조정권)
	10	익년도 연간 도입스케줄	- Cargo 수 및 물량, 예상 도입일정 등 확인
	11	Spot 계획 관련 서류	
	12	KOGAS에 제출하는 연간 제조시설 사용계획 공문	
	13	터미널사에 제출하는 연간 터미널 사용계획 공문	
	14	제조시설이용계약서	- 제조시설계약용량 (하역, 저장, 기화・송출) 확인
	15	적용년도 터미널 비용 공문 및 청구서, 세금계산서	- 터미널 예상비용 및 터미널 실제비용 확인
	16	배관시설이용요금 조정공문	- 배관시설 인입용량/인출용량 요금단가, 종량요금단가 확인
	17	배관시설이용계약서	- 배관시설 인입/인출계약용량 확인
	18	직전년도 월별 배관시설 이용요금 청구서	- 배관시설 이용료, 가산금, 기타정산 등 확인
	19	적용년도, 직전년도 가스기기조정 사업 분담금 청구 공문 및 세금계산서	- 가스기기 조정사업 분담 금액 확인

구분	No	제 출 서 류	검 증 내 용
공 급 비 단 가	20	한국가스공사의 공급비변경에 따른 적용년도 소급 정산분 공문 및 세금계산서	- 가스공사 공급비변경에 따른 소급정산금 확인
	21	직전년도 터미널 요금 정산분 공문 및 세금계산서	- 직전년도 터미널 요금 정산분 확인
	22	적용년도 월별 인입가스 품질검사 청구서 및 세금계산서	- 인입가스 품질검사 비용 확인
	23	적용년도 월별 도시가스 품질검사 신청서	- 도시가스 품질검사 단가 확인
기타	24	기타 전력거래소 요청자료 - 상기 제출서류를 제출하지 못할 경우 이에 준하는 성격의 서류 - 상기 항목에 해당하지 아니하는 서류로서 상기 서류내용을 보완하거나 기타 열량단가 평가에 필요하다고 판단되는 서류	

※ 연간 도입스케줄의 경우 매월 업데이트되는 당해년도의 도입스케줄을 말한다.

④ 자가터미널 이용 LNG사용 자가소비용 직도입 발전기

[신설 2020.11.30.]

원료비 단가 관련 제출자료는 ③을 준용한다.

구분	No	제 출 서 류	검 증 내 용
공급비단가	1	장기물량 계약서 또는 검증 내용이 포함되어 있는 공문	- 연간 도입 Cargo수 및 물량 - 기본 Cargo수 대비 조정 가능한 Cargo수 및 물량(물량조정권)
	2	익년도 연간 도입스케줄	- Cargo 수 및 물량, 예상 도입일정 등 확인
	3	Spot 계획 관련 서류	
	4	배관시설이용요금 조정공문	- 배관시설 인입용량/인출용량 요금단가, 종량요금단가 확인
	5	배관시설이용계약서	- 배관시설 인입/인출계약용량 확인
	6	직전년도 월별 배관시설 이용요금 청구서	- 배관시설 이용료, 가산금, 기타정산 등 확인
	7	터미널 기능별 총원가집계 내역서	- 자가터미널 기능별 원가 산정내역 확인 등
	8	터미널 연간 총 하역항차 계획서	- 자가터미널 기능별 용량단가 산정을 위한 총 설비용량 관련 자료 확인
	9	터미널 총 저장 및 기화 송출용량 산정 내역서	
	10	적용년도, 직전년도 가스기기조정 사업 분담금 청구 공문 및 세금계산서	- 가스기기 조정사업 분담 금액 확인
	11	한국가스공사의 공급비변경에 따른 적용년도 소급 정산분 공문 및 세금계산서	- 가스공사 공급비변경에 따른 소급정산금 확인
	12	적용년도 월별 인입가스 품질검사 청구서 및 세금계산서	- 인입가스 품질검사 비용 확인
	13	적용년도 월별 도시가스 품질검사 신청서	- 도시가스 품질검사 단가 확인
기타	14	기타 전력거래소 요청자료 - 상기 제출서류를 제출하지 못할 경우 이에 준하는 성격의 서류 - 상기 항목에 해당하지 아니하는 서류로서 상기 서류내용을 보완하거나 기타 열량단가 평가에 필요하다고 판단되는 서류	

⑤ 도시가스사업자 공급 발전기 [신설 2020.3.27.]

No	제 출 서 류	검 증 내 용
1	M-2월 도시가스사 납부 청구서	- 입고금액, 발열량 확인
2	연료공급사가 발행하는 세금계산서	- 도시가스사업자 공급 LNG와 유류 혼소시, 유류 연료단가 확인
3	연료공급사가 제공하는 시험성적서	- 도시가스사업자 공급 LNG와 유류 혼소시, 유류 발열량 확인
4	소각수열량 구입량 및 지급금액 확인서	- 도시가스사업자 공급 LNG와 유류 혼소시, 소각수열량 구입량 및 지급금액 확인
5	기타 전력거래소 요청자료 - 상기 제출서류를 제출하지 못할 경우 이에 준하는 성격의 서류 - 상기 항목에 해당하지 아니하는 서류로서 상기 서류내용을 보완하거나 기타 열량단가 평가에 필요하다고 판단되는 서류	

⑥ 한국가스공사 탱크로리 직공급 발전기 [신설 2022.3.29.]

No	제 출 서 류	검 증 내 용
1	M-2월 한국가스공사 요금청구서	- 입고금액, 입고량 확인
2	한국가스공사가 발행하는 세금계산서	- 입고금액 확인
3	연료/열량 소비실적표	- 연료사용량 및 혼소율 확인
4	구매자용 계량표	- 연료사용량 및 발열량 확인
5	기타 전력거래소 요청자료 - 상기 제출서류를 제출하지 못할 경우 이에 준하는 성격의 서류 - 상기 항목에 해당하지 아니하는 서류로서 상기 서류내용을 보완하거나 기타 열량단가 평가에 필요하다고 판단되는 서류	

⑦ LPG 및 자가소비용 직도입 LNG 사용 발전기 [신설 2023.11.27.]

자가소비용 직도입 LNG 관련 제출자료는 ③을 준용한다.

No	제 출 서 류	검 증 내 용
1	M월 연료단가	- 연료단가 확인
2	연료공급사가 제공하는 시험성적서	- 연료 발열량 확인
3	연료 사용계획서	- 연료사용계획 확인
4	공급사로부터 수령한 실제 연료비(M-1월) 청구서	- 실제 사용물량 확인, 연료비 사후 검증
5	연료/열량 소비실적표	- 연료사용량 및 발열량 확인(별지2-9)
6	기타 전력거래소 요청자료 - 상기 제출서류를 제출하지 못할 경우 이에 준하는 성격의 서류 - 상기 항목에 해당하지 아니하는 서류로서 상기 서류내용을 보완하거나 기타 열량단가 평가에 필요하다고 판단되는 서류	

⑧ 화력 발전기의 환경열량단가 <개정 2019.6.26., 2020.3.27., 2022.3.29.>

No	제 출 서 류	검 증 내 용
1	각계정원장 내역서	- 환경비용 확인
2	세금계산서 또는 회계결의서	- 환경비용 확인
3	재고자산수불부 또는 계량증명서	- 구매된 재료의 실제 투입여부 - 환경비용의 구분
4	부과금고지서 및 납부영수증	- 규제비용 확인
5	사업장대기오염물질관리시스템 및 굴뚝자동측정기기측정결과 데이터	- 규제비용(배출부과금) 확인 - 발전기별 규제비용의 구분
6	올바로시스템 데이터	- 규제비용(폐기물처분부담금) 확인 - 발전기별 규제비용의 구분
7	기타 전력거래소 요청자료	

⑨ 화력 발전기의 배출권열량단가 [신설 2021.2.24.]

No	제 출 서 류	검 증 내 용
1	세금계산서 및 회계결의서	- 비용 또는 수입 확인 및 반영
2	배출권등록부시스템 거래이력 등	- 거래내역 검증
3	발전실적관리시스템 등 자료	- 사용열량 검증
4	기타 전력거래소 요청자료	

2.4.3 자료의 보관 [신설 2021.9.29.]

2.4.3.1 보관 원칙

① 회원사는 발전비용평가와 직·간접적으로 연계된 자료를 보관하여야 한다.

② 회원사는 보관 시료의 무결성 확보를 위해 전력거래소가 배부한 보안스티커를 이용하여 봉인하여야 한다.

③ 회원사는 자료를 고의로 훼손하거나 조작하여서는 아니 된다.

④ 자료의 훼손 및 소실 등이 발생한 경우 지체없이 전력거래소에 보고하여야 한다.

2.4.3.2 보관자료의 종류

① 연료도입비 검증을 위해 제출한 증빙 자료 및 부속 문서

② 연료발열량 검증을 위해 제출한 증빙 자료 및 부속 문서

③ 현장점검 수행을 위한 연료비 회계자료, 발전 시료 및 부속 문서

④ 기타 전력거래소에서 정하는 자료

2.4.4 제출자료의 사후 검증(현장점검) [신설 2020.3.27.] <개정 2021.9.29.>

2.4.4.1 검증원칙

① 전력거래소는 발전회사가 열량단가 산정 시 제출한 연료단가와 발열량 검증을 위해 각각 본사 및 사업소를 방문하여 현장점검을 시행한다.

② 전력거래소는 연료비의 정확성 및 시료봉인 상태를 확인하기 위해 사전 예고없이 점검을 시행할 수 있다.

③ 발전사업자는 현장점검에 적극 협조해야 하며, 특별한 사유없이 거부 시 이에 대한 조치는 비용평가위원회에서 결정한다.

④ 전력거래소는 외부 전문기관에 자료 검증 업무를 위임할 수 있다.

2.4.4.2 검증대상

점검대상 발전기는 전력거래소가 중앙급전발전기 중에서 과거 실적을 고려하여 선정하며, 비용평가위원회에서 특정발전사업자 및 발전소에 대한 현장점검 시행을 결정하는 경우 그 결정에 따른다.

2.4.4.3 현장점검 전 업무분장 <개정 2021.9.29.>

구 분	업 무 분 장	세 부 업 무 내 용
전력거래소	현장점검 계획수립	○ 현장점검계획 협의 및 회원사 통보
해당 발전회사 본사	현장점검 준비	○ 보안절차에 대한 제반사항 준비 ○ 연료단가 점검과 관련하여 ERP 시스템 및 대차대조표, 손익계산서 등 준비
해당 발전회사 사업소		○ 보안절차에 대한 제반사항 준비 ○ 연료발열량 점검과 관련하여 전력거래소 제출 현장점검 분석대장(별지2-10) 및 보관 시료, 기측정 발열량 레포트, 발열량 측정기기 검교정 문서 등 준비

2.4.4.4 현장점검 절차 <개정 2021.9.29.>

2.4.4.4.1 연료단가 및 본사단위의 자료 검증

① 연료비용의 검토

전력거래소는 발전사업자 본사에 방문하여 지난 1년간 제출한 연료비 자료를 검증하며, 발전사업자가 제출한 증빙자료와 외부감사를 거친 동일 기간의 대차대조표 및 손익계산서를 비교 검토한다.

② 환경개선비용의 검토

발전사업자가 제출한 증빙서류와 현장자료의 일치 여부를 점검한다. [신설 2019.6.26.]

③ 열량단가 점검시에는 [별지2-11]의 양식에 따라 점검표를 작성한다.

④ 배출권 비용의 검토 [신설 2021.2.24.]

발전사업자가 제출한 증빙서류와 현장자료의 일치 여부를 점검한다.

2.4.4.4.2 연료발열량 및 사업소 단위의 자료 검증 <개정 2021.9.29.>

① 전력거래소는 시료 보관환경, 봉인 훼손 여부 등을 고려하여 시료 보관상태의 적정성을 평가한다.

② 발열량 측정기록과 기제출된 연료열량소비실적표(전산출력물)의 보관상태 및 일치 여부를 점검한다.

③ 발열량계의 최근 검교정 시기 등을 고려하여 검교정 결과의 타당성을 평가한다.

④ 점검 대상 시료를 선정하여, 해당시료의 무게 및 발열량을 측정한다.

1. 석탄(기건식)의 경우, 별도로 수분을 측정한다.
2. 석탄(건식) 및 유류의 경우, 아래의 조건에 따라 시료를 건조(가온)한다.

<시료 건조(가온)조건>

석탄(건식)	유류
107±3℃, 2시간 이내	상온~60℃, 5시간 이내

3. 열당량(EE Value : Energy Equivalent Value) 등이 측정기기에 올바르게 입력되었는지 확인한다.

⑤ 발열량은 2회 측정한 평균값과 기제출 발열량 간 오차를 산정한 후 전력시장 적용 발열량에 따라 다음의 반복성을 기준으로 적합 여부를 판단한다. 다만, 측정기기 등 현장 여건을 고려하여 재현성 기준으로 판단할 수 있다.

<연료별 발열량 허용오차 기준>

[단위 : cal/g]

연료원	기제출 발열량	반복성	재현성
석탄 (건식)	6,611.25 이상	35.59	61.14
	6,611.25 미만 6,276.87 이상	40.84	76.07
	6,276.87 미만	46.10	91.00
유류	-	47.77	155.25

⑥ 발열량 점검시 [별지2-12,13]의 양식에 의거 점검표를 작성한다.

2.4.4.5 사후 조치 및 결과 보고 <개정 2021.9.29.>

2.4.4.5.1 전력거래소는 발전사업자에 점검 결과에 대한 해명자료를 요청할 수 있으며, 이에 발전사업자는 성실히 해명 요청에 응하여야 한다.

2.4.4.5.2 점검 결과가 부적합하다고 판단되는 경우 전력거래소는 회원사 담당자 교육 및 현장점검 재시행을 한다.

2.4.4.5.3 제2.4.4.5.2조에 따른 조치사항에도 불구하고 점검 결과가 부적합하다고 판단되는 경우, 해당 발전기 및 이와 열량단가를 공유하는 발전기들의 차기 열량단가에 대해 전력시장 운영규칙 제2.1.1.6조에 따른 열량단가를 적용할 수 있다. 다만, 상기 조치사항은 비용평가위원회 의결에 따라 다르게 적용할 수 있다.

2.4.4.5.4 전력거래소는 점검 시행 후 점검 결과에 대해 비용평가위원회에 보고한다.

제3장 발전기별 기동비용 산정 및 적용 기준

3.1 기본원칙

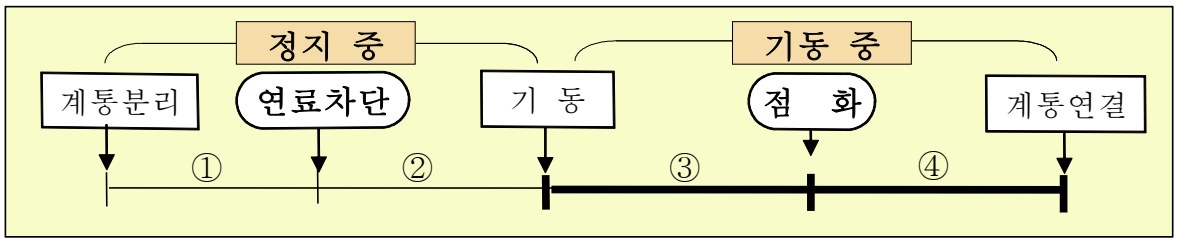
3.1.1 기동비용은 “기동연료비 + 소내소비 전력비 + 용수비”로 구성된다.

3.1.2 기동비용 산정에 필요한 자료는 판매사업자가 공표한 기본공급약관 별표3의 계절별·시간대별 구분표에 따른 계절 시작월의 2개월 전 말일까지 제출하며, 각 계절 시작 전까지 기동비용을 산정한다. 다만, 기본공급약관의 계절별·시간대별 구분표 및 전력량요금이 변경되는 경우 변경된 사항은 변경된 월로부터 2개월 후 기동비용 산정 시 반영한다. [신설 2018.11.28.] <개정 2021.10.28.>

3.1.3 기동비용은 발전기별 열간(HOT)기동 운전실적을 기준으로 한다.

3.1.3.1 정지·기동시간 산정은 터빈 금속온도를 기준으로 하고 시간을 기준으로 할 시에는 6~12시간 정지 후 기동을 적용할 수 있으나, 현행 전력시장운영규칙에 근거하여 거래일(D)의 급전지시에 대응하기 위한 발전은 D-1일 19시이므로 이에 해당하는 6시간을 열간(Hot) 정지·기동시간 기준으로 한다. <개정 2018.11.28.>

3.1.3.2 기동비용은 정지 중 비용(①+②)과 기동 중 비용(③+④)으로 구분하여 기동단계별 투입량을 산출한다. <개정 2018.11.28., 2023.11.27.>



3.1.3.2.1 여기서의 기동은 거래소의 급전지시를 받고 기동절차를 시작하는 시점을 말한다. <개정 2016.6.28., 2018.11.28., 2023.11.27.>

3.1.3.2.2 정지 단계와 기동 단계에서 사용한 연료가 다른 경우, 해당 실적은 반영하지 않는다. [개정 2023.11.27.]

3.1.3.3 기동비용 산정을 위한 실적자료는 자료제출 직전월 말일까지의 정지·기동 실적 중 3.1.3에 해당하는 최근 5회 이상 20회까지의 모든 실적자료를 기본으로 하며 다음의 기준을 따른다. 단, 용수사용 단가 실적자료는 3.4.2를 따른다. <개정 2018.11.28.>

3.1.3.3.1 기동비용 산정 시 설비용량, 사용연료, 연소방식, 보일러 및 터빈 형식, 제작사가 같은 발전기의 경우 정지·기동 실적을 합산하여 제출할 수 있다. [신설 2018.11.28]

3.1.3.3.2 실적 부족 시 해당 사유를 기재 후 대체 가능한 자료를 제출하고 이 경우 평균기동비용 단가 산정 시 제외한다. 단, 대체 가능한 자료가 없을 경우 평균기동비용 단가를 적용한다. [신설 2018.11.28.]

3.1.3.4 복합화력 발전기 기동비용 산정을 위한 실적자료는 정지시 마지막 발전호기의 계통 분리 시점과 기동시 선행 가스터빈의 계통 연결 시점의 차이가 6시간 이내인 자료를 대상으로 하며, 세부 기준은 아래와 같다. [신설 2023.8.28.]

3.1.3.4.1 복합화력 발전기의 정지실적은 복합발전기 선행 가스터빈 계통연결 이후부터 마지막 발전호기의 계통 분리까지의 운전기간 중 최대 조합시에 운전한 GT, ST의 정지실적을 반영한다. 단, 복합발전기의 일부 GT가 계통분리 후 재기동하는 경우, GT 재기동 이후 시점 복합발전기의 최대운전조합에 해당하는 GT, ST의 정지실적을 반영한다. [신설 2023.8.28.]

3.1.3.4.2 복합화력 발전기의 기동실적은 복합발전기 선행 가스터빈 계통연결 이후부터 마지막 발전호기의 계통 분리까지의 운전기간 중 최대 조합시에 운전한 GT, ST의 기동실적을 반영한다. 단, 복합발전기의 일부 GT가 계통분리 후 재기동하는 경우, GT 재기동 이전 시점 복합발전기의 최대운전조합에 해당하는 GT, ST의 기동실적을 반영한다. [신설 2023.8.28.]
[시행일 : 다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 도입시 시행예정]

3.1.4 원자력 및 수력·양수발전기의 경우 기동비용을 산정 및 적용하지 않는다.

3.1.5 복합화력 발전기는 모드(GT, CC)별로 다음과 같이 기동비용을 적용한다.

① GT Mode의 기동비용

1. GT와 ST의 조합이 3:1이하인 경우 GT 1대의 기동비용을 적용한다.
2. GT와 ST의 조합이 4:1이상인 경우 GT 2대의 기동비용을 적용한다.

② CC Mode의 기동비용

1. GT와 ST의 조합이 3:1이하인 경우
   · GT 1대의 기동비용 + ST 기동비용을 적용한다.
2. GT와 ST의 조합이 4:1이상인 경우
   · GT 2대의 기동비용 + ST 기동비용을 적용한다.
3. ST 기동비용 = ST 소내소비 전력비 + ST 용수비(단, 기동연료비=0)

3.1.6 기동비용 단가는 기동비용을 설비용량으로 나누어 산정한 값이며 최종 기동비용 단가는 자기기동비용 단가와 평균기동비용 단가 중에 작은 값을 적용한다. <개정 2018.11.28.>

3.1.5 복합화력 발전기의 기동비용은 GT, ST 각 1기 단위로 다음과 같이 산정한다. <개정 2022.3.29., 2023.8.28.>

3.1.5.1 GT 1기의 기동비용은 GT 기동연료비 + GT 소내소비 전력비로 산정하며, 제3.1.3.4.1조에서 인정된 GT 정지실적을 GT 정지대수로 나누어 산출한 값과 제3.1.3.4.2조에서 인정된 GT 기동실적을 GT 기동대수로 나누어 산출한 값을 합산하여 적용한다. <개정 2023.8.28.>

3.1.5.2 ST 1기의 기동비용은 ST 소내소비 전력비 + ST 용수비(단, 기동연료비=0)로 산정한다. <개정 2023.8.28.>

3.1.6 기동비용 단가는 기동비용을 설비용량으로 나누어 산정한 값이며 최종 기동비용 단가는 자기기동비용 단가와 평균기동비용 단가 중에 작은 값을 적용한다. 다만, 복합발전기의 기동비용 단가는 GT, ST 각 1기 기준으로 산정한다. <개정 2018.11.28., 2022.3.29.>

[시행일 : 다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 도입시 시행예정]

3.1.6.1 자기기동비용 단가는 3.1.1 및 3.1.3에 따라 산정한 발전기별 기동비용 단가이다.

3.1.6.2 평균기동비용 단가는 3.1.6.1에 의한 단가를 발전기 분류(LNG(GT, CC, 기력), LPG(GT, CC, 기력), 유연탄, 무연탄, 중유, 바이오중유, 등유, 경유(GT, ST) 등)별 평균한 값으로 분류별 최대 및 최소 기동비용 단가는 산정 시 제외한다. <개정 2018.11.28., 2023.11.27.>

3.1.7 최종 기동비용은 3.1.6에 의하여 산정한 최종 기동비용 단가에 발전기별 설비용량을 곱하여 산출한다. 단, 복합화력 발전기의 경우 3.1.5에 따라 최종 기동비용 단가에 모드(GT, CC)별 설비용량을 곱하여 산출한다. [신설 2018.11.28.]

3.1.6.2 평균기동비용 단가는 3.1.6.1에 의한 단가를 발전기 분류(LNG(GT, ST, 기력), LPG(기력), 유연탄, 무연탄, 중유, 바이오중유, 등유, 경유(GT, ST) 등)별로 평균한 값으로 분류별 최대 및 최소 기동비용 단가는 산정 시 제외한다. <개정 2018.11.28., 2022.3.29., 2023.8.28.>

3.1.7 최종 기동비용은 3.1.6에 의하여 산정한 최종 기동비용 단가에 발전기별 설비용량을 곱하여 산출한다. 단, 복합화력의 경우 GT 기동비용을 GT대수와 관계없이 GT 1기의 기동비용으로 산정하고 CC 기동비용은 GT 1기와 ST 1기의 기동비용으로 산정한다. 기동비 정산시에는 시장운영규칙 [별표2] 정산규정에 따라 정산한다. [신설 2018.11.28.] <개정 2022.3.29., 2023.8.28.>

[시행일 : 다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 도입시 시행예정]

3.2 기동연료비 산정기준

3.2.1 기동연료비는 정지 및 기동 중 연료사용량에 연료단가를 곱하여 산정한다. [신설 2018.11.28]

3.2.1.1 연료사용량은 정지 및 기동 중 사용되는 주연료(제1연료) 및 보조연료(제2연료)의 사용량을 말하며, 고체 및 기체연료(석탄, LNG)는 [kg] 단위로 표기하고 액체연료(경유, 중유, 등유)는 [ℓ]단위로 표기한다.

3.2.1.2 연료단가는 각 계절 시작 직전월의 열량단가 산정에 사용된 연료단가를 적용한다. 단, 한국가스공사에서 공급하는 LNG 발전기의 기동연료비 산정 시 환산이 필요한 경우에는 1원/GJ = 54.6026원/톤을 기준으로 한다.(소수점 넷째자리까지) [신설 2010.3.29.] <개정 2021.10.28.>

3.3 소내소비전력비 산정기준

3.3.1 소내소비전력비는 정지 및 기동 중 보조기기 운전 등을 위해 소비되는 소내소비전력량에 전력량요금단가를 곱하여 산정한다. <개정 2018.11.28.>

3.3.1.1 소내소비전력량은 정지 및 기동 중 실적자료 제출을 기본으로 하되 계측기 부재 등 실적 측정이 어려운 경우 사유와 함께 대체 가능한 자료를 제출한다. <개정 2018.11.28.>

3.3.1.2 정지 중 소내전력량의 운전실적이 부재할 경우에는 [(6시간 - 기동시간) × 정지 중 소내전력]을 적용한다.

3.3.1.3 전력량요금단가는 자료 제출 월(각 계절 시작월의 2개월 전)에 판매회사와 발전회사의 발전기(소)별 체결된 계약으로 전력량요금, 연료비조정요금, 기후환경요금을 합산하여 산정하며 각 계절의 요금 적용을 원칙으로 한다. 다만, 아래와 같이 조정할 수 있다. <개정 2012.3.29., 2021.3.26., 2021.10.28.>

3.3.1.3.1 연료비조정요금과 기후환경요금은 각 계절의 요금이 자료 제출 월 말일까지 확정되지 않는 경우 자료 제출 월 말일까지 판매사업자가 공표한 요금을 적용한다. <개정 2021.10.28.>

3.3.1.3.2 발전기(소)별 수전전력의 계약종별/계절별/시간대별 전력량요금은 자료 제출 월 말일까지 판매사업자가 공표한 기본공급약관의 월간 전기요금표를 기준으로 하되, 시간대별 전력량요금은 중간부하 시간대 요금을 적용한다. 다만, 특별한 사유로 계약종별을 적용하기 어려운 경우 산업용(을) 고압B/선택(Ⅰ)요금/중간부하시간대 요금을 적용한다.

3.3.1.4 <삭제 2021.10.28.>

3.4 용수비 산정기준

3.4.1 용수비는 정지 및 기동 중 사용되는 용수(순수)이며, 용수사용량에 용수사용 단가를 곱하여 산정한다. <개정 2018.11.28.>

3.4.1.1 용수사용량은 정지 및 기동 중 사용되는 용수의 사용 실적자료 제출을 기본으로 하되 계측기 부재 등 실적 측정이 어려운 경우 사유와 함께 대체 가능한 자료를 제출한다. <개정 2018.11.28.>

3.4.1.2 용수사용 단가(원/톤)는 “원수료 + 전력료 + 원수처리약품비 + 여재 수지교체비 + 기타비용”으로 구성된다.

3.4.2 용수사용 단가는 평가자료 제출 직전월 말일까지의 실적 자료 중 최근 3개월 실적을 적용한다. 단, 실적자료가 없을 경우 직전 계절에 제출한 용수사용 단가를 적용한다. <개정 2018.11.28., 2021.10.28.>

3.5 제출자료

3.5.1 기동비용 관련 제출자료 양식은 [별지 3-1, 2]와 [전력시장운영규칙 별지 제4, 5호]에 의거 제출한다. <개정 2003.3.28>

3.5.1.1 적용 기동비는 천원 미만을 절사하여 작성한다.

제4장 발전비용평가 성능시험 기준

4.1 시험개요

4.1.1. 명 칭

본 시험의 명칭은 "발전비용 평가를 위한 성능시험" (이하 "성능시험"이라 함)이라 한다.

4.1.2 성능시험 대상설비 <개정 2005.1.27>

4.1.2.1 중앙급전발전기로 "A급 계획예방정비"를 시행한 발전기와 "A급 계획예방정비에 준하는 성능개선 공사"를 시행한 발전기는 정비 및 공사 기간과 완료 일자를 전력거래소에 제출하고 정비 및 공사 완료 후 3개월 이내에 성능시험을 실시하여야 한다.

단, 특별한 사유가 있는 경우의 성능시험 대상여부와 원자력 및 수력 발전기의 성능시험 시행여부는 비용평가위원회에서 정할 수 있다.

여기서, "A급 계획예방정비"는 각 발전사업자의 정비기준에 따르며, 복합 발전기의 경우에는 최근 1년간 정비 및 공사 시행 누계용량이 전체용량의 50% 초과인 발전기를 대상으로 한다. <개정 2005.1.27, 2008.11.25>

4.1.2.2 비중앙급전발전기와 신설발전기가 중앙급전발전기로 전력시장에 신규로 참여하는 경우에는 전력거래 개시 후 3개월 이내에 성능시험을 실시하고 그 결과를 전력거래소에 제출하되, 신설발전기 중 성능개선 없이 상업운전 개시후 2년 이내에 최초계획예방정비를 시행시에는 성능시험을 생략할 수 있다. <신설 2005.1.27, 개정 2007.12.27, 2008.11.25>

4.1.2.3 수급 및 계통운영 여건, 성능시험 대상 발전기의 운전상황 및 성능시험 수탁기관 사정에 따라 3개월 이내에 성능시험을 실시하지 못할 경우에는 전력거래소와 별도 협의 후 시행할 수 있다. [신설 2005.1.27]

4.1.2.4 유류를 사용중인 열병합발전기가 LNG를 1차연료로 추가하고자 하는 경우 LNG연료 사용개시 이후 3개월 이내 비용평가성능시험을 별도

시행해야 한다. 다만, 다수 보일러 중 일부 보일러만 설비개선이 이루어져 불가피하게 보일러별로 LNG와 유류를 다르게 사용할 경우에는 설비개선 완료 후 3개월 이내 비용평가성능시험을 할 수 있다. [신설 2011.12.29]

4.1.3 시험요청

비용평가위원회는 사업자가 제출한 발전비용 관련 자료가 부적정하다고 판단 시 해당사업자에 대하여 해당 발전기의 성능시험을 요청할 수 있으며, 발전사업자도 필요시 성능시험을 요청할 수 있다.

4.1.3.1 요청양식은 [전력시장운영규칙 별지 제8호]에 따른다. <개정 2008.11.25>

4.1.4 시험입회

전력거래소는 발전기의 성능시험이 성능시험기준에 의거 공정하고 투명하게 이루어지고 있는지 확인하기 위해 시험에 입회한다. <개정 2008.11.25>

4.1.4.1 시험부하 선정 확인

부하별 성능특성이 잘 나타나도록 부하선정이 되었는지 확인한다.

4.1.4.2 설비 상태 및 운전조건 확인

설비 및 운전의 시험조건 유지 여부, 대표성이 있는 연료 선정 여부, 계절별 특성에 적합한 운전상태 유지 여부 등을 확인한다.

4.1.4.3 시험 진행상태 확인

운전상태, 계측상태, 기록상태, 대표성이 있는 측정값 취득여부 등을 확인한다.

4.1.5 시험관련 업무분장

4.1.5.1 시험관련 기관

전력거래소, 해당 발전회사 본사 및 사업소, 성능시험 용역 수탁기관 <개정 2003.3.28>

4.1.5.2 성능시험 관련기관 업무분장 세부내역

구 분	업 무 분 장	세 부 업 무 내 용
전력거래소	성능시험 요청 및 입회	○ 성능시험 시행 요청 ○ 성능시험 진행 입회 ○ 성능시험 결과 반영
해당 발전회사 본사	성능시험 요청 성능시험 계획 수립	○ 성능시험 시행 요청 ○ 성능시험 기본계획 수립 ○ 급전지령소와 성능시험 일정 협의 ○ 각 사업소 성능시험 상황 종합관리
해당 발전회사 사업소	성능시험 준비 및 진행	○ 성능시험 세부계획 수립 및 준비 - 자체 성능시험 계획 수립 - 급전 반영 - 성능시험 연료 확보 - 비정상 설비 사전 점검 및 정비 - 계측기 설치 및 교정 - 기록요원 확보 및 기록지 준비 ○ 성능시험 진행 - 시험조건 유지 및 시험기록 - 연료 시료채취 및 발열량 측정 ○ 성능시험 결과정리 - 기록지 회수 및 정리
성능시험 용역 수탁기관	성능시험 주관	○ 성능시험 절차확정 ○ 성능시험 진행 주관 ○ 성능시험 결과산정 및 보고서 작성

4.2 성능시험 방법

4.2.1 성능시험 기준 Code

성능시험의 기준은 KEPIC MPT - 46 “발전플랜트 성능시험” 최신본을 기본으로 한다. <개정 2008.11.25, 2018.12.27>

4.2.2 성능시험 방법

성능시험은 입·출력법에 의한 Plant 송전단 열소비율(열효율)을 측정하는 것으로 한다.

4.2.3 성능시험결과 보정

설비의 정확한 성능을 파악하기 위해서 계절, 운전조건, 연료성상 등 Plant 효율에 영향을 줄 수 있는 항목은 표준조건(설계치 등)으로 보정한다.

4.2.4 Plant 송전단 열소비율(열효율)의 산정은 다음 식에 의한다. 즉,

$$HR = \frac{Wf \times Hf}{Pnet \times f} \ (kcal/kWh)$$

$$\eta p = \frac{860}{HR} \times 100 = \frac{Pnet \times 860}{Wf \times Hf} \times f \times 100 \ (\%)$$

여기서, HR : Plant 송전단 열소비율 (kcal/kWh)

ηp : Plant 송전단 열효율 (%)

Pnet : 송전단 전기출력 (kW)

Wf : 연료 사용량 (kg/h)

Hf : 연료의 고위발열량 (kcal/kg)

f : 보정계수 (무차원, 발전원별 고려 적용)

$= f_{ap} \times f_{at} \times f_{fw} \times f_{fh} \times f_{pf} \times f_{sp} \times f_{st} \times f_{ep}$

(f_{ap} : 대기압력 보정계수, f_{at} : 대기온도 보정계수,
f_{fw} : 연료의 총수분 보정계수, f_{fh} : 연료의 수소성분 보정계수,
f_{pf} : 발전기 역률 보정계수, f_{sp} : 주증기압력 보정계수,
f_{st} : 주증기온도 보정계수, f_{ep} : 터빈 배기압력 보정계수)

4.2.5 성능시험 부하

4.2.5.1 복합화력 이외 발전기 성능시험

<개정 2003.3.28, 2008.11.25., 2018.12.27., 2021.3.26., 2022.12.28.>

① 성능시험을 위한 발전기의 부하 유지는 100%, 80%, 60%, 안정운전 최저부하의 4개 부하를 기준으로 한다. 여기서, 안정운전 최저부하는 「계통평가세부운영규정」 제3.6.2조의 최소발전용량으로 환경규제(대기환경보전법 등)를 준수하면서 안정적인 운전을 유지하기 위하여 발전해야 할 최소용량을 의미한다.

② 4개의 부하점이 현장 설비의 여건에 맞지 않는 경우 설비의 성능을 대표할 수 있는 열소비율 곡선이 되도록 전력거래소와 협의하여

시험부하를 다르게 선정할 수 있으며, 최저부하가 최대부하의 50% 이상인 경우는 최저부하를 포함하여 3개 부하에 대하여 시험을 실시할 수 있다. <개정 2022.12.28.>

③ 두 가지 연료를 사용하도록 설계된 발전기는 주된 연료에 대해서만 실시한다. <개정 2022.12.28.>

4.2.5.2 <삭제 2021.3.26.>

4.2.5.3 복합화력의 성능시험

<개정 2006.10.30., 2008.11.25. 2019.9.27., 2021.3.26., 2022.12.28., 2023.11.27.>

① 복합화력 발전소의 성능시험은 GT 전체호기와 ST를 포함한 복합사이클, GT 부분호기와 ST를 포함한 복합사이클 및 GT 단독의 단순사이클 시험을 각각 실시한다.

② 복합사이클 성능시험 부하 선정은 아래와 같이 가스터빈 대수를 고려하여 적용하며, 최저부하는 「계통평가세부운영규정」제3.6.2조의 최소발전용량으로 환경규제(대기환경보전법 등)를 준수하면서 안정적인 운전을 유지하기 위하여 발전해야 할 최소용량을 의미한다.

1. GT와 ST의 조합이 1:1인 경우, 100%, 80%, 60%, 최저부하의 4개 부하를 기준으로 한다. 단, 4개의 부하점이 현장 설비의 여건에 맞지 않는 경우 설비의 성능을 대표할 수 있는 열소비율 곡선이 되도록 전력거래소와 협의하여 시험부하를 다르게 선정할 수 있으며, 최저부하가 최대부하의 50% 이상인 경우는 최저부하를 포함하여 3개 부하에 대하여 시험을 실시할 수 있다. <개정 2023.11.27.>
2. GT와 ST의 조합이 2:1이상인 경우, 아래표를 기준으로 한다.

GT:ST	시험부하1	시험부하2	시험부하3
1:1	1GT Base	1GT 80%	1GT 최저부하
2:1	2GT Base	2GT 80%	2GT 최저부하
3:1	3GT Base	3GT 80%	3GT 최저부하
4:1	4GT Base	4GT 80%	4GT 최저부하
5:1	5GT Base	5GT 80%	5GT 최저부하

③ GT 부분호기와 ST를 포함한 복합사이클 성능시험 자료는 각 GT 조합별 시험을 통해 직접 확보하는 것을 원칙으로 한다.

④ 단순사이클 성능시험은 계통평가세부운영규정 제3.7.7조에 의해 지정된 발전기 또는 복합사이클과 다른 운전조건하에서 일시적으로 단순사이클 운전이 가능하다고 회원사가 요청한 경우로 한정하며, GT 부하 선정은 제2항을 기본으로 한다. 다만, 제2항 또는 제3항의 복합사이클 시험을 통해 자료를 취득할 수 있을 경우에는 시험을 생략할 수 있다.

⑤ 제1항 내지 4항에 따라 직접 성능시험을 통해 자료를 취득할 경우, 발전기별 상태, 이용률 등을 고려하여 해당 설비의 특성을 대표할 수 있는 발전기를 선택하여 시험을 실시한다.

⑥ 전력시장운영규칙 부칙(2021.1.1.) 제8조에 따라 전력거래시스템(e-power market)에 공지하는 전날까지, 제2항 또는 제3항의 복합사이클 시험을 통해 취득한 자료를 바탕으로 복합발전기 전출력 구간의 입출력 특성계수를 산정해야 하며 입출력 특성계수 산정 시 부하별 자료는 아래와 같이 적용한다. 여기서, 복합발전기의 전출력 구간은 「계통평가세부운영규정」 제3.6.1조의 최대발전량과 제3.6.2조의 최소발전량 구간을 의미하며, 아래표의 선정부하는 제2항에 따른다.

GT:ST	부하1	부하2	부하3	부하4
1:1	1GT Base	1GT 80%	1GT 60%	1GT 최저부하
2:1	2GT Base	2GT 80%	1GT Base	1GT 최저부하
3:1	3GT Base	3GT 80%	2GT Base	2GT 최저부하
4:1	4GT Base	4GT 80%	2GT Base	2GT 최저부하
5:1	5GT Base	5GT 80%	3GT Base	3GT 최저부하

⑥ <삭제 2021.3.26.>

[시행일 : 다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 도입시 삭제예정]

⑦ 제2항 또는 제3항의 복합사이클 시험을 통해 취득한 자료를 바탕으로 다조합 복합발전기 입출력 특성계수를 각각 산정하며 그 방법은 4.6.4조를 따른다. 단, 각 GT 조합별 복합사이클 성능시험 미시행 발전기의 경우 과거 성능시험 자료 중 최근 자료를 바탕으로 4.6.4조에 따라 입출력 특성계수를 재산정한다.

<개정 2021.3.26., 2022.12.28.>

[시행일 : 다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 도입시 시행예정]

⑧ 열공급 발전기의 경우 ModeⅢ(전기부하 추종운전)을 기준으로 한다. [신설 2022.12.28]

⑨ 1차연료가 2개 이상인 발전기는 각각의 연료에 대해서 실시한다. 다만, GT별로 연료가 구분되는 경우 사전에 전력거래소와 협의하여 결정한다.
<신설 2022.12.28., 개정 2023.11.27.>

4.2.6 성능시험 시간

① 기력(석탄・국내탄) 발전소 : 각 부하별 2시간

② 기력(유류・가스) 발전소 : 각 부하별 2시간(연료공급탱크 제한)

③ 복합・가스터빈 발전소 : 각 부하별 1시간 (운전성능 특성)

④ 내연, 열병합 발전소 : 각 부하별 2시간 (연료공급탱크 제한)
단, 특별한 사유가 있는 경우 관련기관 합의하에 적정시간을 적용한다.
<개정 2003.3.28., 2018.12.27>

4.2.7 성능시험 횟수

① 성능시험은 각 부하별 2회씩 실시하여 평균값을 적용한다.
단, 이 경우 동일한 부하에서의 연속시험은 하지 않아야 한다.

② 두 시험간의 보정된 열소비율 차이는 기력(석탄, 국내탄) 3.0%, 기력(유류,가스) 1.5%, 복합 및 가스터빈 1.25%, 열병합발전소는 1.5% 이내여야 하며, 만약 규정치를 초과하면 열소비율 편차가 초과된 부하에 대해서만 제3시험을 실시한다. <개정 2018.12.27.>

③ 열소비율 편차가 초과될 경우 성능시험 용역 수탁기관에서 전력거래소에 이를 통보하고 전력거래소는 해당 발전회사에 제3시험을 요청한다. [신설 2018.12.27]

④ 해당 발전회사는 제3시험 요청 후 3개월 이내에 제3시험을 시행하여야 한다. 단, 발전기 운전상황 및 성능시험 수탁기관 사정 등에 따라 3개월 이내 제3시험을 실시하지 못하는 경우에는 전력거래소와 별도 협의 후 시행할 수 있다. [신설 2018.12.27]

⑤ 제3시험 결과 총 3회의 평균값 대비 1.0% 이상 편차가 발생하는

보정된 열소비율 값이 발생한 경우 그 결과는 제외한다. 그렇지 않으면 3회의 시험결과는 모두 인정한다. <개정 2018.12.27.>

⑥ 제3시험 결과가 의결되기 전까지는 성능시험 이전 결과를 적용한다. [신설 2018.12.27]

4.3 시험조건

4.3.1 운전조건

발전기의 운전출력은 Load Limit 상태로 해당시험 부하를 유지한다.

4.3.2 혼소율 유지(국내탄 발전소)

성능시험 해당년도의 기준혼소율을 유지한다. <개정 2003.3.28.>

4.3.3 설비 정상운전

시험 결과에 영향을 줄 수 있는 설비의 비정상 운전개소가 있을 경우 정비 후 정상상태에서 시험을 수행한다.

4.3.4 계통격리(Cycle Isolation)

계통외부로 열 출입은 다음 항목 외에는 없도록 한다.

① Deaerator Vent (탈기 목적)

② Water & Steam Sampling (수질감시 목적)

③ Steam Trap (증기중 응축수 제거 목적)

④ 보일러 CBD(Continuos Blow Down) 정상상태 유지

⑤ Demi-Water Make-Up 정상상태 유지

4.3.5 운전 조작

시험 중 설비는 정상운전이 되어야 하고, 규정된 출력 및 운전조건하에서 연속 정상운전에 영향을 줄 수 있는 설비의 어떠한 조정 또는 조작도 행해서는 안 된다.

4.3.6 정격운전

4.3.6.1 시험결과의 보정을 최소화하기 위해서 운전조건은 최대한 정격을 유지한다.

① 주증기압력, 온도, 재열증기 온도

② 터빈 배기압력 (조정 가능한 범위 내에서 조정)

③ O_2 % (과잉공기 운전)

4.3.6.2 부분부하 변압운전은 정상적으로 수행한다.

4.3.6.3 SH & RH Spray 유량은 가급적 최소량 유지한다.

4.3.6.4 SAH (SCAH : Steam Coil Air Heater)

① 유류 발전소 : 정상 운전

② 석탄 및 국내탄 발전소 : 정상 운전

4.3.6.5 보조증기 사용

① 연료가열 및 기타 운전상 필요한 보조증기는 정상운전 상태를 유지한다. (FO Heating, EP Heating, SJAE, Seal Steam, Unit Heater)

② 사무실 난방용 Heating Steam은 차단한다.

4.3.7 연료선정

4.3.7.1 시험연료는 시험 대상설비에서 가장 많이 사용하고 있는 대표성 있는 연료를 선정한다. 단 석탄 발전기의 경우 최근 6개월 동안 사용한 연료의 평균 열량을 기준으로 대표성 있는 연료로 선정하며 발전사업자는 관련증빙을 제출한다. <개정 2009.3.27., 2018.12.27>

4.3.7.2 <삭제 2008.11.25>

4.3.8 소내전력

4.3.8.1 소내전력은 자체 보조변압기를 통해 공급하며 기동변압기를 통한 소내전력은 가능한 공급을 억제한다.

4.3.8.2 불필요한 예비기기 운전은 금지한다.

4.3.8.3 수전전력은 정상운전 상태를 유지한다.

4.3.8.4 대기온도에 따라서 기동 정지되는 보조기기 (SLP, CWP 등) 전력량 및 타 호기와의 공용부하는 연간 분배하여 적용한다. <개정 2006.12.13, 2018.12.27>

4.3.8.5 열병합발전기에 있어 열공급설비 전용 보조기기의 소내전력은 소내

소비전력 산정에서 제외한다. 단, 기력발전기와 동일개념으로 사용되는 기기의 소비전력은 포함한다. <개정 2006.12.13>

4.4 계 측

4.4.1 계측항목

① 입력부문 : 연료 사용량, 연료 발열량

② 출력부문 : 송전단 및 발전단 출력, 소내전력량

③ 보정항목 : 대기압력, 대기온도, 발전기 역률, 터빈 배기압력, 연료중의 수분 및 수소성분, 주증기온도 및 압력

4.4.2 항목별 계측 방법

4.4.2.1 연료 사용량

① 유류 발전소 : 연료유량계 기준. 단, 시험대상 호기의 연료유량계를 교정하고, ASME PTC 46 최신본의 연료유량계 측정오차 기준을 만족하는 유효교정성적서(교정후 1년 이내)를 제출해야 한다. <개정 2016.11.28.>

② 가스 발전소 : 한국가스공사가 설치한 Flow Meter 기준. 단, 사업소내에 한국가스공사에서 측정된 유량이 2개호기 이상으로 분기되어 사용되는 경우에는 시험 대상호기의 유량계를 교정하고(CC기준) 이에 대한 유효교정성적서(교정 후 1년 이내)를 제출하여야 한다.(다만, 사업소내에 1개 호기만 있는 경우 또는 2개 호기 이상이라도 시험대상 호기만 운전할 경우는 권장사항으로 함) <개정 2003.3.28, 2006.10.30, 2015.12.29>

③ 국내탄 발전소 : Coal 및 Oil량 동시측정

1. Coal : 상탄계량기, 미분탄/원탄 저장조, 급탄계량기
2. Oil : Flow Meter, 연료탱크(Daily Tank)의 Sounding

④ 석탄 발전소 : 미분기별 급탄 계량장치, 상탄계량기, Silo Level

4.4.2.2 연료의 성질과 상태 <개정 2008.11.25>

① 시료채취 및 발열량 측정방법은 발전소 성능시험 지침서(한전 전력연구원 발행)에 준한다.

② 발열량, 공업분석 및 원소분석은 사업소 분석 값을 기준으로 하며, 사업소 분석이 불가능할 경우에는 공인기관에 의뢰 분석한다. <개정 2018.12.27.>

4.4.2.3 송전단 전기출력

전력거래용 주변압기 후단의 전력량계를 기준으로 한다.
<개정 2006.10.30>

4.4.2.4 발전단 출력

해당 발전기 기존 전력량계를 참고용으로 측정한다.

4.4.2.5 소내전력량

보조 및 기동변압기의 기존 전력량계를 기준으로 한다.

4.4.2.6 보정항목의 측정

다음 항목은 계측기를 특설하여 측정하도록 한다.

① 대기 압력, 대기 온도, 주증기압력, 주증기온도, 터빈 배기압력

② 기타 항목은 중앙제어실 운전치 취득 시스템을 이용한다.

4.4.2.7 기 타

발전소 성능시험지침서(한전 전력연구원 발행)에 따른다.

4.4.2.8 기 록

취득 항목별 전산출력 및 수기록에 의한다.

4.4.3 측정 주기

전자시스템으로 취득되는 자료는 1분 주기로 하되, 수기 취득이 필요할 경우 아래 기준을 적용한다.

① 온도 : 매 5분

② 압력 : 매 5분

③ 전력량

1. 적산전력량계 : 매 10분
2. 역률 측정 : 매 5분

④ 연료량

1. Tank Sounding : 매 30분
2. Oil 및 Gas Flow Meter : 매 10분

3. 상탄 및 급탄계량기 : 매 10분
4. 기타 차압측정원리에 의한 경우 : 매 1분

⑤ Sampling : 매 30분

⑥ 기타 : 매 5분

4.5 시 험

4.5.1 시험전 준비사항

① 시험출력 확보 요청 : 급전 반영

② 시험연료 확보

③ 비정상 설비 사전 점검 및 정비

④ 계측기 설치 및 교정

⑤ 시험 자료 준비

기록지, 계산 Sheet, 교정 성적서, 보정 곡선, 연료탱크 용량표 등 시험관련 자료를 확보한다.

⑥ 기록요원 확보 및 교육

4.5.2 시험전 운전 조작사항

4.5.2.1 시험개시 직전 다음 항목 외에는 계통격리(Cycle Isolation)를 실시한다.

① Deaerator Vent (탈기 목적)

② Water & Steam Sampling (수질감시 목적)

③ Steam Trap (증기중 응축수 제거 목적)

④ 보일러 CBD 정상상태 유지

⑤ Demi-Water Make Up 정상상태 유지

4.5.2.2 연료유 Oil Tank 및 Coal Bunker 등을 시험 전에 가득 채운다.

4.5.2.3 시험은 계통이 안정되어 주파수 및 역률 변화가 적은 시간을 선정하여 실시한다.

4.5.2.4 시험 전 모든 계측기는 사용 가능한 상태로 둔다.

4.5.2.5 시험 실시 전에 기력 발전설비는 2시간 이상, 복합 및 내연 발전설비는 1시간 이상 부하 안정시간을 두어 전체 Cycle이 열적 평형상태가 유지되도록 한다.

4.5.2.6 발전기의 운전출력은 Load Limit 상태로 해당 시험부하를 유지한다.

4.5.2.7 발전설비 정상운전에 필요한 보조증기는 시험을 행하는 Unit에서 공급하며, 그 외는 차단한다. <개정 2018.12.27>

4.5.2.8 Water 및 Steam의 Sampling System은 평상시와 동일하게 유지한다.

4.5.2.9 보조기기는 실제 운전대수로 운전한다. <개정 2018.12.27>

4.5.2.10 기력 발전설비의 경우 보일러 운전상태를 다음과 같이 유지한다.

① 시험개시 전까지 보일러 Flue Gas 분석을 실시하고 O_2를 규정치로 맞춘다.

② 시험 개시 전까지 연소상태 점검 및 조정을 완료한다.

③ 석탄화력의 경우

1. 시험 개시 3시간 전 부하 및 혼소율을 시험치로 조정한다.
2. 시험 전 석탄 미분도를 점검하여 적정치를 유지한다.
3. 시험 전 회중 미연탄소 발생현황을 사전 점검하여 필요시 연소상태를 미리 조정한다.

4.5.2.11 시험 전 다음 사항의 청소를 실시하여 청결상태를 유지하도록 한다.

① Fuel Oil Strainer, Burner Tip 등을 청소한다.

② 증기 터빈의 복수기 관의 역세 또는 연속 세정 등을 실시한다.

③ 가스 터빈의 경우 정지 중 Water Washing을 실시한다.

<개정 2006.10.30>

4.5.3 예비시험

시험하고자 하는 발전설비, 계측기 및 인원 등이 적합한 상태에 있는지 확인하기 위한 시험으로 다음 사항을 점검한다.

4.5.3.1 각 계측기 동작상태 점검, 시험요원의 훈련, 운전상태의 점검 및 조정, 성능의 사전 점검, 설비의 미비점 도출 및 시정, 계통 격리상태 점검

4.5.4 시험의 진행

4.5.4.1 시험이 진행되는 동안 시험 진행요원은 현장을 순시하면서 시험기록의 정확성과 운전상태의 정상 여부를 확인한다.

4.5.4.2 시험기간 중에는 긴급한 상황을 제외하고는 임으로 운전조건을 변경하지

않도록 해야 하며 이 기간 중에는 가능한 한 설비의 정비작업을 피한다.

4.5.4.3 시험이 정상적으로 진행되어 예정된 지속시간을 경과하면 시험을 종료하고 다음 사항을 행한다.

① 시험 관련 자료 집계 및 확인 <개정 2018.12.27>

② 발전설비 운전상태 정상화

4.5.4.4 시험 또는 결과 계산시 측정된 자료에 중대한 결함이나 심한 불안정 요소가 발견된 경우 시험을 중단하거나 시험결과 전체를 폐기하여야 한다.

4.5.4.5 만약 결함부분이 시험의 시작이나 종료시에 발생하였다면 그 시험은 결함부분만 폐기하여야 한다. <개정 2008.11.25>

4.5.4.6 중단 또는 폐기된 시험은 필요한 경우 상호 협의하여 시행한다.

4.6 시험결과 산정

4.6.1 결과계산 기준

4.6.1.1 결과 산정은 KEPIC MPT-46 규격에 의한다. <개정 2018.12.27>

4.6.1.2 시험기간의 기록평균치를 적용한다.

4.6.1.3 2회 시험의 평균치로 결과를 표기한다.

4.6.1.4 열소비율 또는 열효율은 소수점 이하 2자리까지, 열 입력량은 소수점 이하 3자리까지, 발전기 입출력 특성계수 및 상수는 소수점 이하 6자리까지 표기하고, 발전기 입출력 특성계수 및 상수 산정 시 각각의 수치 표기단위 까지만 입력한다.

단, 모든 수치는 표기단위 아래에서 반올림 한다. <개정 2005.1.27>

4.6.1.5 열병합발전기의 효율산출시 열 공급으로 인한 발전감소분에 대하여 보정을 시행한다. 단, 터빈배출증기 및 추기증기에 대한 엔탈피는 온도, 압력의 실측값을 적용하고, 터빈사용 종단 엔탈피(UEEP)는 복수기가 있는 일반 기력발전소의 부하대별 평균치를 적용한다. <신설 2003.3.28, 개정 2006.12.13>

4.6.1.6 열병합발전기가 열공급을 목적으로 증기 Bypass 시행시 Bypass 유량에 대한 열량은 열입열량에서 감한다. <개정 2006.12.13>

4.6.1.7 열병합발전기의 입,출력 열량 계산에 적용되는 기준유량은 터빈입구 증기

유량으로 한다. <개정 2006.12.13.>

4.6.1.8 제4.2.5.3조 복합화력의 성능시험에 따라 산출한 입출력특성계수에 음의 값이 발생하거나, 해당설비의 고유 특성이 반영되지 않아 일부 조정이 필요한 경우에는 입열량을 조정하여 입출력특성계수를 산출할 수 있으며, 입열량 조정 사유 발생 시 성능시험 수행기관은 보고서 작성 전 전력거래소 및 발전회사와 협의하여야 한다. <신설 2019.9.27., 개정 2021.3.26.>

4.6.2 결과 보정 기준

4.6.2.1 보정항목의 보정계수는 해당 발전설비의 공급자가 제시한 보정곡선을 이용한다.

4.6.2.2 보정항목에 대한 표준치 적용 기준은 다음과 같다.

① 대기압력 : 760 mmHg

② 대기온도

1. 기 력 : 설계치 <개정 2018.12.27>
2. 가스터빈 및 복합 : 설계치 <개정 2018.12.27>

③ 연료의 총수분 : 최근 6개월 사용한 연료의 평균치 적용 <개정 2009.6.25>

④ 연료의 수소성분 : 설계치

⑤ 발전기 역률 : 0.95 (실제 운전치에 가까운 값)

⑥ 주증기압력, 온도 : 설계치

⑦ 터빈 배기압력 : 설계치

4.6.3 전력량 적용 기준

4.6.3.1 전력량은 송전단에서 계량된 전력만 적용한다.

4.6.3.2 송전단에 전력량계가 설치되어 있지 않는 경우 송전단출력은 발전단기준(발전단출력-소내전력량)을 적용한다.

4.6.3.3 발전단기준으로 송전단 전기출력계산시 주변압기, 보조변압기 및 여자기의 손실을 반영한다.

4.6.3.4 계통에서 직접 수전한 기동용 변압기 또는 특설 변압기의 소내전력량(주요 기기용, 여자기용, 탈황설비용 등)은 소내전력량에 반영한다. <개정 2008.11.25.>

4.6.4 복합발전기 입출력특성계수 추가산정 [신설 2016.6.28.]

4.6.4.1 '전력시장운영규칙 별표2 정산기준 12. 기타정산 사'에 따라 가스터빈(GT)과 스팀터빈(ST)으로 이뤄진 복합발전기의 전력거래 정산 시 활용할 목적으로 산정한다. <개정 2019.6.26>

4.6.4.2 산정대상은 복합모드(CC) 운전기준 최대출력 대비 80%이하 구간에 적용할 입출력특성계수이다. <개정 2019.6.26>

4.6.4.3 최초 산정이후 비용평가성능시험 시행시 재산정하여 제출해야 한다.

4.6.4.4 입출력특성계수 산정원칙은 다음과 같다.

① 별도 성능시험 없이 최근 비용평가성능시험 자료를 활용하여 산정하되, 불가피한 사유가 있는 경우에는 시험 관련기관이 협의하여 변경할 수 있다.

② 부하 구간대별(CC기준 20%이하, CC기준 20~80%) 전력거래 정산을 위해 GT 1기 운전기준과 전호기 운전기준으로 각각 입출력 특성계수를 산정하여 적용하되, 다음 제3항에 해당하는 경우에는 전호기 운전기준에 의해 산정된 입출력특성계수를 80%이하 모든 구간대에 적용 할 수 있다. <개정 2019.6.26>

③ 80%이하 구간에 대해 각각 산정된 입출력특성계수를 적용하여 부하대별 효율을 비교한다. <개정 2019.6.26>

1. CC20% 효율이 CC30% 효율보다 크거나 유사한 경우

부하대별 효율 적용 및 비교기준

부하	CC10%	CC20%	CC30%	CC40%	CC50%~80%
효율(%)	GT1기 운전기준 입출력 특성계수 적용시 효율		전호기 운전기준 입출력 특성계수 적용시 효율		

단, 부하수준은 최근 비용평가성능시험 결과중 CC최대출력(Base) 기준대비 비율을 적용함

2. 발전기 특성, 동일 조합 및 유사 발전기 결과 등 고려 시 전호기 운전기준으로만 적용이 더 타당하고 판단되는 경우

4.6.4.5 가스터빈(GT)와 스팀터빈(ST) 조합 형태별 입출력특성계수 산정 세부 기준은 다음과 같다.

① GT(1) : ST(1) 조합인 경우

구 분			부하(1)	부하(2)	부하(3)
CC 0% ~ CC20%	GT단독 입출력 특성계수 없는경우	기 준	GT 1기 최저부하	GT 1기 중간부하(80%)	GT 1기 최대부하
		전기출력 (MWh)	CC최저부하 전기출력 $\times \frac{GT\text{용량} \div GT\text{운전대수}}{\text{총용량}}$	CC중간부하(80%) 전기출력 $\times \frac{GT\text{용량} \div GT\text{운전대수}}{\text{총용량}}$	CC최대부하 전기출력 $\times \frac{GT\text{용량} \div GT\text{운전대수}}{\text{총용량}}$
		입열량 (Gcal/h)	CC 최저부하대 열량 ÷ GT 운전대수	CC 중간부하대(80%) 열량 ÷ GT 운전대수	CC 최대부하대 열량 ÷ GT 운전대수
	GT단독 입출력 특성계수 있는경우	최신 비용평가성능시험시 산정된 GT단독기준 입출력특성계수 적용			
CC20%~CC80%		최신 비용평가성능시험 결과(CC기준)에 의한 입출력특성계수 적용			

② GT(2) : ST(1) 이상 발전기 조합인 경우

구 분		부하(1)	부하(2)	부하(3)
CC 0% ~ CC20%	기준	GT 1기 최저부하	GT 1기 중간부하(80%)	GT 1기 최대부하
	전기출력 (MWh)	CC 최저부하 전기출력 $\times \frac{GT\text{용량} \div GT\text{운전대수}}{\text{총용량}}$	CC 중간부하(80%) 전기출력 $\times \frac{GT\text{용량} \div GT\text{운전대수}}{\text{총용량}}$	CC 최대부하 전기출력 $\times \frac{GT\text{용량} \div GT\text{운전대수}}{\text{총용량}}$
	입열량 (Gcal/h)	CC 최저부하 열량 ÷ GT 운전대수	CC 중간부하대(80%) 열량 ÷ GT 운전대수	CC 최대부하대 열량 ÷ GT 운전대수
CC20% ~ CC80%	기 준	CC최저부하 시험시 GT 운전대수 기준 최저부하	전호기 운전시 중간부하(80%)	전호기 운전시 최대부하(100%)
	전기출력 (MWh)	CC최저부하 전기출력 $\times \frac{GT\text{용량}}{\text{총용량}}$	CC 중간부하대(80%) 전기출력	CC 최대부하대 전기출력
	입열량 (Gcal/h)	CC 최저부하대 열량	CC 중간부하대(80%) 열량	CC 최대부하대 열량

③ 입출력특성계수 산정시 요소별 적용기준

1. 가스터빈(GT) 단독기준 산정시 최신 비용평가성능시험 결과(CC기준)에서 발전기 총용량에서 가스터빈(GT)용량 비중을 고려하여 계산한다.
2. 전기출력(MWh)은 비용평가성능시험시 송전단 기준 입출력특성계수 산정시 적용된 부하대별 최종 전기출력값을 적용한다.
3. 입열량(Gcal/h)은 비용평가성능시험시 송전단 기준 입출력특성계수 산정시 적용된 부하대별 최종 입열량값을 적용한다.
4. 총용량(MW)은 발전기 용량합계(GT+ST)로써 인가용량 기준을 적용하되, 불가피한 사유가 있을 경우는 달리 적용할 수 있다.

5. GT용량(MW)은 해당발전기 가스터빈(GT) 총용량으로써 인가용량 기준을 적용하되, 불가피한 사유가 있을 경우는 달리 적용할 수 있다.
6. GT 운전대수는 비용평가성능시험시 부하대별(CC최저부하, CC중간부하 CC최대부하) 실제 운전되는 가스터빈(GT) 발전기 대수를 말한다.
7. 입출력특성계수에 음의 값이 발생 하거나 해당설비의 고유 특성이 반영되지 않아 일부 조정이 필요한 경우에는 입열량을 조정하여 입출력특성계수를 산출할 수 있다. <개정 2019.9.27.>

4.6.4 다조합 복합발전기 입출력특성계수 산정
<신설 2016.6.28., 개정 2019.6.26., 2021.3.26., 2022.12.28.>

4.6.4.1 '전력시장운영규칙 2.1.1.1조, 2.1.1.3조 및 별표2 정산기준'에 따라 복합발전기의 운전조합별 비용을 발전계획 수립 및 정산에 활용할 목적으로 산정한다.

4.6.4.2 산정대상은 복합발전기의 운전조합별 입출력특성계수 및 가스터빈 발전기(GT) 1대(개별GT)에 대한 입출력특성계수이다. 이때, 개별GT는 GT 전체호기가 동일한 GT로 구성되어 있다고 가정했을 때의 GT 1대를 의미한다.

4.6.4.3 입출력특성계수 산정은 최근 발전비용평가 성능시험 결과를 이용하며 전력거래소에서 산정한다.

4.6.4.4 입출력특성계수 산정원칙은 다음과 같다.

① 1:1 운전조합 입출력특성계수 산정 후 산식을 통해 운전조합별 입출력특성계수 및 개별GT 입출력특성계수를 산정하며 산정 세부 기준은 4.6.4.5를 따른다.

② 1항의 개별GT 입출력특성계수 산정을 위한 산식이란 개별GT와 ST의 출력관계를 나타내는 1차식($P_{ST}=aP_{GT}+b$)으로 계수(a)와 상수(b)로 구성되며 정확한 예비력산정을 위해 개별GT의 출

력수준에 따라 기동구간(1구간)과 급전구간(2구간)을 별도로 산정하며 산정방법은 아래와 같다.

1. 기동구간(1구간)은 출력수준이 최소발전용량 미만인 구간을 의미하며 비례식 산정방법은 아래와 같다.

가. 계수(a) = (ST 최소발전용량 ÷ 개별GT 최소발전용량)

나. 상수(b) = 0

2. 급전구간(2구간)은 출력수준이 최소발전용량 이상인 구간을 의미하며 비례식 산정방법은 아래와 같다.

가. 계수(a) = (ST 공급가능용량 - ST 최소발전용량) ÷ (개별GT 공급가능용량 - 개별GT 최소발전용량)

나. 상수(b) = -(계수(a)×개별GT 공급가능용량) + ST 공급가능용량

③ 제2항에서 기동구간(1구간)의 계수(a)가 급전구간(2구간)의 계수(a)보다 작은 경우, 발전계획 수립을 위하여 개별GT와 ST의 출력관계 산식을 조정하여 적용할 수 있다.

4.6.4.5 입출력특성계수 산정 세부 기준은 다음과 같다.

① 운전조합별 입출력특성계수 산정방법

1. 4.2.5.3의 복합사이클 성능시험의 N:1 부하점에서의 입출력 특성계수를 1:1조합의 입출력특성계수와 GT대수의 관계식으로 치환하여 최소자승법을 통해 1:1 입출력 특성계수를 산출한다.

2. N:1조합과 1:1조합의 입출력특성계수 관계식은 다음과 같다.

- $A_{N:1} = A_{1:1} \div N$
- $B_{N:1} = B_{1:1}$
- $C_{N:1} = C_{1:1} \times N$

* N = 복합발전기 GT 대수

** $A_{1:1}$ = 1:1조합 2차 열소비 계수, $B_{1:1}$ = 1:1조합 1차 열소비 계수, $C_{1:1}$ = 1:1조합 열소비 상수

*** $A_{N:1}$ = N:1조합 2차 열소비 계수, $B_{N:1}$ = N:1조합 1차 열소비 계수, $C_{N:1}$ = N:1조합 열소비 상수

3. 단, 입출력특성계수에 음의 값이 발생하거나 해당 설비의 고유특성이 반영되지 않아 일부 조정이 필요한 경우, 성능시험 수행기관은 전력거래소 및 발전회사와 협의 후 적절한 조정을 통해 입출력특성계수를 산출할 수 있다.
4. 기타 필요한 사항이 있는 경우 발전비용평가 성능시험 시 적용하는 기준과 절차를 따른다.

② 개별GT 입출력특성계수 산정방법

1. 1:1조합의 입출력특성계수와 제4.6.4.4조 제2항의 산식을 이용해 산정하고 발전계획 수립 시 적용한다.
2. 개별GT 입출력특성계수 산정 시 4.6.4.4 제2항의 급전구간(2구간)을 적용하며, 비례식이 $P_{ST}=aP_{GT}+b$일 때 개별GT 입출력특성계수 산정방법은 다음과 같다.
   - $A_{GT} = (1+a)^2 \times A_{1:1}$
   - $B_{GT} = (2A_{1:1} \times b + B_{1:1}) \times (1+a)$
   - $C_{GT} = A_{1:1} \times b^2 + B_{1:1} \times b + C_{1:1}$

   * A_{GT} = 개별GT 2차 열소비 계수, B_{GT} = 개별GT 1차 열소비 계수, C_{GT} = 개별 GT 열소비 상수

   ** $A_{1:1}$ = 1:1조합 2차 열소비 계수, $B_{1:1}$ = 1:1조합 1차 열소비 계수, $C_{1:1}$ = 1:1조합 열소비 상수
3. 단, 복합발전기가 GT 단독 입찰하거나 ST 출력이 불가한경우, 개별GT 입출력특성계수는 4.2.5.3의 제4항의 단순사이클 시험을 통해 도출된 GT 입출력특성계수를 사용한다. 단, 시험 생략시 복합사이클 시험을 통해 산정된 대표GT 입출력특성계수를 4.6.4.5의 제1항과 같은 방식으로 산정하여 적용한다.

③ <삭제 2021.3.26.>

[시행일 : 다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 도입시 시행예정]

4.6.4.6 기타 필요한 사항이 있는 경우 발전비용평가성능시험시 적용하는 기준과 절차를 따른다.

4.7 시험결과 보고서

시험결과 보고서에 포함되어야 할 사항은 다음과 같다.

① 시험의 간략한 요약

1. 시험목적, 시험근거, 시험주관자 서명, 검토자 서명, 승인자 서명, 시험일자
2. 시험입회서 : [전력시장운영규칙 별지 제10호] 참조

② 상세 내용

1. 설비개요(발전소 및 발전기명, 발전소 위치), 시험방법, 시험항목, 시험범위, 시험조건, 보정 항목, 결과 계산 절차 및 방법, 결론의 간략한 기술, 특기사항, 열소비율(열효율) 특성곡선
2. 시험결과 요약표 : [전력시장운영규칙 별지 제9호] 참조

③ 부 록

1. 계산 Sheet
2. 기타 참고자료

4.8 성능시험결과의 적용

성능시험 결과의 적용여부와 적용시점은 비용평가위원회에서 정한다.

제5장 기준용량가격 산정기준 [본장신설 2006.12.26]

5.1 기준용량가격의 정의

5.1.1 기준용량가격은 발전기 및 전기저장장치의 공급가능용량당 연간 지급해야하는 금액의 시간당 가격(원/kW-h)을 말한다. <개정 2016.6.28>

5.2 기준용량가격의 구성

5.2.1 기준용량가격은 발전기, 송전접속설비, 수전전력기본요금에 대한 기준용량가격에서 전력시장에서의 기대이익을 차감해 구성된다. <개정 2015.12.29., 2022.11.28.>

5.3 발전기의 기준용량가격

5.3.1 기준용량가격 산정원칙

5.3.1.1 발전기의 기준용량가격은 신인천 가스복합발전기의 가스터빈 발전기를 기준으로 발전기의 진입연도별로 다르게 적용한다. <개정 2016.10.27>

5.3.1.2 기준용량가격은 진입연도별 단위전력량당 건설투자비와 당해연도 단위전력량당 운전유지비의 합으로 구성된다. <개정 2016.10.27>

5.3.1.3 운전유지비는 인건비, 수선유지비, 경비, 일반관리비, 공통비와 운전자본에 대한 보수로 구성된다. <개정 2015.12.29>

5.3.1.4 기준용량가격 산정시 적용할 기술적·경제적 특성자료는 최근 전력수급기본계획 자료를 고려하되, 보다 객관적이고 합리적인 자료가 있는 경우에는 이를 감안하여 산정할 수 있다. <개정 2007.12.27>

5.3.2 기준용량가격 산정절차

5.3.2.1 단위전력량당 건설투자비

5.3.2.1.1 연도별 발전단 기준 단위출력당 건설단가는 기준발전기의 단위출력당 건설단가에 연도별 물가지수를 적용하여 산정한다. <개정 2016.10.27>

5.3.2.1.1.1 연도별 물가지수는 2004년을 기준으로 건설투자비를 구성하는

각 비목별로 적정 통계지표를 적용하여 산정한다. <신설 2016.10.27>

5.3.2.1.1.2 비목별 통계지표의 항목별 비중은 최근 전력수급기본계획의 자료를 준용하되, 보다 객관적이고 합리적인 자료가 있는 경우에는 이를 감안하여 산정할 수 있다. <신설 2016.10.27>

5.3.2.1.1.3 물가지수 산출을 위한 통계지표의 수가 부족하여 해당연도를 대표할 수 있는 물가지수 산출이 불가할 경우에는 해당연도의 직전연도 값을 적용한다. <신설 2016.10.27>

5.3.2.1.2 송전단 기준 단위출력당 건설단가는 발전단 기준 단위출력당 건설단가에 소내전력률을 감안하여 산정한다.

$$\text{송전단 기준 단위출력당 건설단가} = \text{발전단 기준 단위출력당 건설단가} \div (1 - \text{소내전력률})$$

5.3.2.1.3 송전단 기준 단위출력당 건설단가를 연금화시켜 연간 건설투자비 회수금액을 산정한다.

$$\text{연간 건설투자비 회수금액} = \text{송전단 기준 단위출력당 건설단가} \times \text{자본회수계수(CRF)}$$

5.3.2.1.4 자본회수계수는 발전기 건설투자비 및 동 건설투자비 기회비용을 설비내용연수동안 동일한 금액으로 회수가 가능하도록 하는 계수를 말한다. <개정 2016.10.27>

$$\text{자본회수계수(CRF)} = \frac{r \times (1 + r)^n}{(1 + r)^n - 1}$$

단, r : 할인율, n : 내용연수

5.3.2.1.4.1 <삭제>

5.3.2.1.4.2 <삭제>

5.3.2.1.4.3 <삭제>

5.3.2.1.5 단위전력량당 건설투자비는 연간 건설투자비 회수금액을 연간 가용시간으로 나누어 산정한다. 단, 산정한 단위전력량당 건설투자비가 4.05원/kW-h 미만일 경우에는 4.05원/kW-h를 단위전력량당 건설투자비로 적용한다. <개정 2016.10.27>

5.3.2.1.6 연간 가용시간은 8,760시간에 가용률을 곱하여 산정한다. <개정 2016.10.27>

$$\text{가용률} = \left(1 - \frac{\text{예방정비일수}}{365}\right) \times (1 - \text{고장정지율})$$

(예방정비일수, 고장정지율 : 기준발전기 특성자료)

5.3.2.2 기준용량가격 적용 할인율 산정

5.3.2.2.1 5.3.2.1.4의 자본회수계수에 적용하는 할인율은 5.3.2.2.5의 유사 발전회사의 실제 차입금리 수준을 고려한 세후 타인자본 투자보수율과 자기자본에 대한 적정한 기회비용을 고려한 자기자본 투자보수율을 자본구성비율로 가중 평균하여 산정한다. <신설 2018.7.20>

적정투자보수율 = 세전 타인자본 투자보수율×(1-법인세율) × 타인자본비율 + 자기자본 투자보수율 × 자기자본비율

5.3.2.2.2 세전 타인자본 투자보수율은 변동금리 부담이자, 고정금리 부담이자, 해당 차입금의 만기동안 배분된 차입 관련 부대비용을 합산한 금액을 최근 1년의 기초시점과 기말시점의 차입금 평균으로 나누어 산정하며, 5.3.2.2.5의 유사발전회사의 평균값을 적용한다. 여기서 최근 1년이라 함은 기준용량가격 산정시점의 직전 회계연도의 1년을 의미한다. 다만, 후순위 차입금은 실제 차입금리 계산시 제외한다. <신설 2018.7.20.>

5.3.2.2.2.1 세후 타인자본 투자보수율은 세전타인자본 투자보수율에서 법인세율을 공제한 율로 하고, 법인세율은 과세표준 200억 초과 3,000억원 이하 구간의 법인세법 제55조제1항에 따른 세율(지방소득세 포함)을 적용한다. <신설 2018.7.20., 개정 2023.5.30.>

5.3.2.2.3 자기자본투자보수율은 자본자산가격결정모형(CAPM, Capital Asset Pricing Model)을 사용하여 산정하며, 무위험자산수익률과 위험프리미엄(시장위험 프리미엄 × 위험계수)을 합한 금액으로 산정한다. <신설 2018.7.20.>

자기자본투자보수율 = 무위험자산수익률 + 시장위험프리미엄 × 위험계수

5.3.2.2.3.1 무위험자산수익률은 20년 만기 국고채의 최근 1년 일평균 이자율을 적용한다. 여기서 최근 1년이라 함은 기준용량가격 산정시점의 직전 회계연도의 1년을 의미한다. <신설 2018.7.20.>

5.3.2.2.3.2 시장위험프리미엄은 국내 공공요금 산정시 실제 적용수준을 고려하여 산정한다. <신설 2018.7.20.>

5.3.2.2.3.3 위험계수(유부채) 산정 기준 <신설 2018.7.20.>

① 대용기업의 유부채 위험계수는 5.3.2.2.4의 자본구성비율 산정시의 기간 동안 대용기업인 한국전력의 월별(해당월의 마지막 영업일 기준) 주가 수익률과 KOSPI 지수 월별(해당월의 마지막 영업일 기준) 수익률간의 공분산 및 분산을 반영하여 산정한다.

② 대용기업의 무부채 위험계수는 대용기업의 유부채 위험계수에 5.3.2.2.4의 자본구성비율 산정시의 기간 동안 대용기업의 연결재무제표 상의 부채비율을 이용하여 산정한다.

③ 대용기업의 발전부문 무부채 위험계수는 대용기업의 무부채 위험계수에 한국전력과 발전자회사간 적용중인 위험계수 격차를 고려하여 산정한다.

④ 유사 발전회사의 유부채 위험계수는 대용기업의 발전부문 무부채 위험계수에 5.3.2.2.4의 부채비율을 적용하여 산정한다.

5.3.2.2.4 자본구성비율은 LNG발전기를 보유한 비교기업(한국전력공사의 LNG발전기 보유 발전자회사)의 개별 재무제표 상의 20년 평균값(20년에 미치지 못하는 경우 회사 설립이후 최대 기간 적용)을 적용하여 매년 산정하며, 자기자본비율과 타인자본비율은 자기자본과 차입금 합계 대비 자기자본과 차입금의 각 비율로 한다. 여기서 20년 평균값이라 함은 적용 회계연도 기준가격 산정시점의 최근 회계연도말 이전 20년을 의미한다. <신설 2018.7.20.>

5.3.2.2.4.1 차입금은 사채, 장단기 차입금 등 이자비용이 발생하는 실제 차입과 관련된 부채를 말한다. <신설 2018.7.20.>

5.3.2.2.5 유사 발전회사는 기준용량가격 산정시점 직전 연도에 아래 기준에 따른 민간발전회사로 한다. <신설 2018.7.20.>

① 상용가동 중인 설비용량 250MW 이상의 LNG 단일발전소 보유 회사(신재생에너지 발전설비는 예외)

② 한국전력과 전력수급계약(Power Purchase Agreement)을 체결하지 아니하고, 전력시장을 통한 전력판매 발전회사

③ 전기 매출액이 전체 매출액의 70% 이상인 회사

5.3.2.2.6 5.3.2.2.2 및 5.3.2.2.3.1의 최근 1년 적용 이자율은 동 조항에도 불구하고 산정시점의 금융시장 여건 등을 감안하여 비용평가위원회에서 이자율 산정기간을 조정하여 적용할 수 있다. <신설 2018.7.20.>

5.3.2.3 단위전력량당 운전유지비

5.3.2.3.1 <삭제 2015.12.29>

5.3.2.3.2 <삭제 2015.12.29>

5.3.2.3.3 발전단 기준 단위출력당 운전유지비는 당해연도 단위출력당 건설단가에 일정비율을 곱하여 산정한다. <개정 2016.10.27>

5.3.2.3.4 송전단 기준 단위출력당 운전유지비는 발전단 기준 단위출력당 운전유지비에 소내전력률을 감안하여 산정한다.

$$\text{송전단 기준 단위출력당 운전유지비} = \text{발전단 기준 단위출력당 운전유지비} \div (1 - \text{소내전력률})$$

5.3.2.3.5 단위전력량당 운전유지비는 송전단 기준 단위출력당 운전유지비를 연간 가용시간으로 나누어 산정한다.

5.3.2.3.6 연간 가용시간은 8,760시간에 가용률을 곱하여 산정한다. <개정 2016.10.27>

$$\text{가용률} = \left(1 - \frac{\text{예방정비일수}}{365}\right) \times (1 - \text{고장정지율})$$

(예방정비일수, 고장정지율 : 기준발전기 특성자료)

5.4 송전접속설비의 기준용량가격

5.4.1 기준용량가격 산정원칙

5.4.1.1 접속용량 산정시 적용 발전기는 가스복합발전기(500MW)로 한다.

5.4.1.2 접속전압과 선로 및 선로긍장은 한국전력공사의「송전용전기설비 이용규정」의 별표 3 (계통연계기준)에 따라 154kV A410×2B×2회선, 10km로 한다.

5.4.1.3 접속선로 발전용량당 건설투자비는 한국전력공사의 “최근 투융자 표준공사비(A410×2B×2회선, 내륙지역)”에 의거 산정한다.

5.4.1.4 접속선로 운전유지비는 한국전력공사의 “최근 송전접속선로 운전유지비 산정현황”에 의거 산정한다.

5.4.2 기준용량가격 산정절차

5.4.2.1 단위전력량당 건설투자비

5.4.2.1.1 발전단 기준 단위출력당 건설단가는 공사비에 선로긍장을 곱한 금액을 정격용량으로 나누어 산정한다.

5.4.2.1.2 송전단 기준 단위출력당 건설단가는 발전단 기준 단위출력당 건설단가에 소내전력률을 감안하여 산정한다.

$$\text{송전단 기준 단위출력당 건설단가} = \text{발전단 기준 단위출력당 건설단가} \div (1 - \text{소내전력률})$$

5.4.2.1.3 송전단 기준 단위출력당 건설단가를 연금화시켜 연간 건설투자비 회수금액을 산정한다.

$$\text{연간 건설투자비 회수금액} = \text{송전단 기준 단위출력당 건설단가} \times \text{자본회수계수(CRF)}$$

5.4.2.1.4 자본회수계수는 송전접속설비 건설투자비 및 동 건설투자비 기회비용을 설비내용연수동안 동일한 금액으로 회수가 가능하도록 하는 계수를 말한다. <개정 2020.6.26.>

$$\text{자본회수계수(CRF)} = \frac{r \times (1 + r)^n}{(1 + r)^n - 1}$$

다만, r : 5.3.2.2.의 할인율, n : 내용연수 (n : 최근 전력수급기본계획 자료)

5.4.2.1.5 단위전력량당 건설투자비는 연간 건설투자비 회수금액을 연간 가용시간으로 나누어 산정한다.

5.4.2.1.6 연간 가용시간은 8,760시간에 가용률을 곱하여 산정한다.

$$\text{가용률} = \left(1 - \frac{\text{예방정비일수}}{365}\right) \times \left(1 - \text{고장정지율}\right)$$

(예방정비일수, 고장정지율 : 최근 전력수급기본계획 자료)

5.4.2.2 단위전력량당 운전유지비

5.4.2.2.1 발전단 기준 단위전력량당 운전유지비는 발전단 기준 단위출력당 건설단가에 운전유지비율을 곱하여 산정한다.

5.4.2.2.2 운전유지비율은 한국전력공사의 “최근 송전접속선로 운전유지비 산정현황”에 의거 산정한다.

5.4.2.2.3 송전단기준 단위출력당 운전유지비는 발전단 기준 단위출력당 운전유지비에 소내전력률을 감안하여 산정한다.

$$\text{송전단 기준 단위출력당 운전유지비} = \text{발전단 기준 단위출력당 운전유지비} \div \left(1 - \text{소내전력률}\right)$$

5.4.2.2.4 단위전력량당 운전유지비는 송전단기준 단위출력당 운전유지비를 연간 가용시간으로 나누어 산정한다.

5.4.2.2.5 연간 가용시간은 8,760시간에 가용률을 곱하여 산정한다.

$$\text{가용률} = \left(1 - \frac{\text{예방정비일수}}{365}\right) \times \left(1 - \text{고장정지율}\right)$$

(예방정비일수, 고장정지율 : 최근 전력수급기본계획 자료)

5.5 수전전력기본요금의 기준용량가격 [신설 2015.12.29]

5.5.1 기준용량가격 산정원칙

5.5.1.1 수전전력기본요금은 표준 요금적용전력의 기본요금을 시간당 단가로 산정한다.

5.5.1.2 표준 요금적용전력은 표준적인 LNG발전설비 1kW당 적용되는 요금적용전력을 말하며 1.72%로 한다.

5.5.1.3 수전전력기본요금 적용 기본요금은 한국전력공사의 최근 전기요금표의 산업용(을) 고압B 선택I에 의거 산정한다.

5.5.2 기준용량가격 산정절차

5.5.2.1 수전전력기본요금은 표준 요금적용전력에 연간 기본요금을 곱한 금액을 연간 가용시간으로 나누어 산정한다.

5.5.2.2 연간 기본요금은 요금적용 기본요금에 12를 곱하여 산정한다.

5.5.2.3 연간 가용시간은 8,760시간에 가용률을 곱하여 산정한다.

$$\text{가용률} = \left(1 - \frac{\text{예방정비일수}}{365}\right) \times (1 - \text{고장정지율})$$

(예방정비일수, 고장정지율 : 최근 전력수급기본계획 자료)

5.6 전력시장에서의 기대이익 [신설 2022.11.28.]

5.6.1 산정원칙

5.6.1.1 전력시장에서의 기대이익은 단위전력량당 에너지마진과 단위전력량당 보조서비스마진의 합으로 구성된다.

5.6.1.2 전력시장에서의 기대이익은 가스터빈 발전기 기준으로 산정한다.

5.6.1.3 전력시장에서의 기대이익 산정에 활용되는 자료는 직전년도까지 중앙급전발전기(상업운전)로 편입한 발전기 중 전력시장에 참여하는 육지지역의 자료만을 활용한다.

5.6.2 단위전력량당 에너지마진

5.6.2.1 단위전력량당 에너지마진은 0원/kWh로 한다.

5.6.3 단위전력량당 보조서비스마진

5.6.3.1 단위전력량당 보조서비스마진단가는 이론적 예비력용량가치정산금을 직전년도 연간시간으로 나누어 산정한다.

5.6.3.2 이론적 예비력용량가치정산금은 예비력용량가치정산단가, 운전발생예상시간, 예비력제공가능비율의 곱으로 계절별로 산정한 후 합산하며 아래 산식에 따라 산정한다.

$$\frac{\sum_{S=\text{봄}}^{\text{겨울}} (\text{예비력용량가치정산단가}_s \times \text{운전발생예상시간}_s \times \text{예비력제공가능비율}_s)}{\text{직전년도연간시간}[h]}$$

5.6.3.2.1 계절은 4계절로 봄 3~5월, 여름 6~8월, 가을 9~11월, 겨울 12~2월로 한다.

5.6.3.2.2 예비력용량가치정산단가는 계절별 최근 비용평가위원회 의결 결과를 적용한다.

5.6.3.2.3 운전발생예상시간은 공휴일을 제외한 직전년도 동·하계 기간의 일수에 6시간을 곱하여 산정한다. 이때 동·하계 기간이란 매년 1월 1일부터 2월 15일, 7월 16일부터 9월 15일, 12월 16일부터 12월 31일까지의 기간을 의미한다.

5.6.3.2.4 예비력제공가능비율은 5.6.1.3에 해당하는 발전기들을 대상으로 예비력 제공가능량을 최대발전용량으로 나누어 산정하며 아래 산식에 따른다.

$$\text{예비력 제공가능비율}_S = \frac{\sum_{M=1}^{3}\sum_{i=1}^{n} \text{예비력 제공가능량}_{i,M}[MWh]}{\sum_{M=1}^{3}\sum_{i=1}^{n} \text{최대발전용량}_{i,M}[MWh]}$$

n = 5.6.1.3에 해당하는 발전기 수

M = 각 계절에 해당하는 월 수

5.6.3.2.4.1 예비력제공가능량은 발전기가 제공할 수 있는 1차 예비력과 2차 예비력의 합으로 산정하되, 중복되는 구간은 제외한다. 이때 1차 예비력과 2차 예비력은 계통평가세부운영규정 제6장을 준용해 아래 산식에 따라 산정한다.

$$\text{예비력제공가능량} = \text{1차 예비력} + Max(\text{2차 예비력} - \text{1차 예비력}, 0)$$

$$\text{1차 예비력} = \max[\min(GF_{\max} - GF_{\min}, GFRQ), 0]$$

$$\text{2차 예비력} = \max[\min(AGC_{\max} - AGC_{\min}, 10 \times RR), 0]$$

5.6.3.2.4.2 5.6.3.2.4 및 5.6.3.2.4.1에 활용되는 GFmax, GFmin, AGCmax, AGCmin, 최대발전용량, GFRQ, 출력증가율, 속도조정률 등은 전력시장운영규칙 제5.10.1조에 의해 계통평가위원회에서 의결된 최근 발전기 기술적 특성자료 및 보조서비스 특성자료를 활용하여 각 계절에 해당하는 분기별 특성자료를 이용하되, GFRQ는 속도조정률 특성에 따른 0.2Hz 주파수 변동시 응동가능한 주파수추종 이론값을 아래 산식에 따라 계산한 값을 사용한다.

$$GFRQ = (0.2 \times GF_{\max} \times 100) \div (\text{속도조정률} \times 60)$$

5.7 제주발전기의 기준용량가격은 비용평가위원회에서 결정한 바에 따른다. <항번호 변경 2022.11.28.>

5.8 수요반응자원의 기준용량가격은 당해연도 지역별 기준용량가격을 적용한다. [신설 2016.10.27.] <개정 2021.10.28., 2022.9.29., 항번호 변경 2022.11.28.>

제6장 양수발전소 용량가격지급률(ξ_i) 결정을 위한 시험기준

<삭제 2022.11.28.>

제7장 시간대별 용량가격계수 산정 기준

[본장신설 2006.12.26]

7.1 정의

7.1.1 시간대별 용량가격계수라 함은 시간대별로 기준용량가격을 차등적용하기 위해 설정한 계수를 말한다.

7.2 산정주기

7.2.1 전력거래소는 매 회계연도가 시작하기 전까지 다음 해에 적용될 시간대별 용량가격계수를 결정한다.

7.3 산정기준

7.3.1 거래연도의 각 거래일을 평일과 공휴일로 구분하여 월별·시간대별 피크발생 시간수를 연간 총 피크발생시간수로 나누어 월별·시간대별 피크발생확률을 산출한다. <개정 2014.11.26>

$$\text{평일 월별·시간대별 피크발생확률} = \frac{\text{평일 월별·시간대별 피크발생 시간수}}{\text{연간 총 피크발생 시간수}}$$

$$\text{공휴일 월별·시간대별 피크발생확률} = \frac{\text{공휴일 월별·시간대별 피크발생 시간수}}{\text{연간 총 피크발생 시간수}}$$

7.3.2 피크발생 시간수는 시간대별 부하가 연도별 최대부하의 R%이상인 시간수를 월별·시간대별로 집계하여 산출한다. 이때, 연도별 최대부하의 산출기준 거래기간은 각 연도의 전년도 11월1일부터 해당연도 10월31일까지로 한다. <개정 2014.11.26., 2022.12.28.>

7.3.2.1 7.3.2조의 R%은 최근 3개년 부하율을 산술평균하여 산출하며, 소수점 둘째자리에서 반올림하여 소수점 이하 1자리까지 계산한다. 여기서, 부하율은 한국전력통계 자료를 적용한다. <신설 2022.12.28.>

7.3.3 시간대별 부하자료는 적용년도 기준 직전년도 10월31일부터 이전 3개년의 전력부하 실적을 이용한다. <개정 2008.12.29, 2012.10.16., 2014.11.26>

7.3.4 적용년도의 시간대별 용량가격계수는 7.3.5조의 보정전 시간대별 용량가격계수에 7.3.6조의 보정값을 곱하여 산정하며, 소수점 일곱째자리에서 반올림하여 여섯째자리까지 산출한다.

<개정 2008.12.29, 2016.10.27>

7.3.5 보정전 시간대별 용량가격계수는 월별·시간대별 피크발생확률에 조정 비율을 곱하여 산출한다. 이때, 조정비율은 연간 보정전 시간대별 용량 가격계수의 평균을 1.0으로 만드는 값을 말한다. 단, 전력수급의 안정을 위해 보정전 시간대별 용량가격계수의 하한값을 둘 수 있다.

<신설 2008.12.29, 개정 2014.11.26., 2016.10.27>

7.3.6 시간대별 용량가격계수의 변경에 의한 정산금 차이를 최소화하기 위하여 적용하는 보정값은 7.3.3조의 부하기간 용량정산금(TPCP) 산정 시 적용되는 총 용량을 거래시간별 용량정산금 산정 시 적용되는 용량에 보정전 tcf를 곱한 값과 7.3.3조의 부하기간 추가용량요금(ACP)정산금 지급실적을 해당기간 기준용량가격, 용량가격계수 및 성과연동형용량가격계수로 나눈 값의 합으로 나누어 계산한다.

<신설 2008.12.29, 개정 2011.3.30., 2014.11.26., 2016.10.27., 2017.12.28., 2019.12.26., 2022.6.27.>

$$\frac{\sum_{i=1}^{\text{발전기수}}\sum_{t=1}^{n} CCCP_{i,t}}{\sum_{i=1}^{\text{발전기수}}\sum_{t=1}^{n}(CCCP_{i,t}\times \text{보정전}tcf_t)+\sum_{i=1}^{\text{발전기수}}\sum_{j=1}^{\text{부하기간}}\frac{\text{해당연도 추가용량요금}(ACP)\text{정산금지급실적}_{i,j}}{RCP_{i,j}\times RCF_{i,j}\times PCF_{i,j}}}$$

n : 해당부하기간의 총시간수

$CCCP_{i,t}$: 거래시간별 용량정산금 산정 시 적용되는 용량

tcf_t : 시간대별 용량가격계수

$RCP_{i,j}$: 시간대별 발전기 기준용량가격

$RCF_{i,j}$: 시간대별 발전기 용량가격계수

$PCF_{i,j}$: 시간대별 발전기 성과연동형용량가격계수

7.3.6 시간대별 용량가격계수의 변경에 의한 정산금 차이를 최소화하기 위하여 적용하는 보정값은 7.3.3조의 부하기간 용량정산금(TPCP) 산정 시 적용되는 총 용량을 거래시간별 용량정산금 산정 시 적용

되는 용량에 보정전 tcf를 곱한 값과 7.3.3조의 부하기간 추가용량 요금(ACP)정산금 지급실적을 해당기간 기준용량가격, 용량가격계수 및 연료전환성과계수로 나눈 값의 합으로 나누어 계산한다.

$$\frac{\sum_{i=1}^{\text{발전기수}}\sum_{t=1}^{n} CCCP_{i,t}}{\sum_{i=1}^{\text{발전기수}}\sum_{t=1}^{n}(CCCP_{i,t}\times \text{보정전}tcf_t)+\sum_{i=1}^{\text{발전기수}}\sum_{j=1}^{\text{부하기간}}\frac{\text{해당연도 추가용량요금}(ACP)\text{정산금지급실적}_{i,j}}{RCP_{i,j}\times RCF_{i,j}\times FSF_{i,j}}}$$

n : 해당부하기간의 총시간수

$CCCP_{i,t}$: 거래시간별 용량정산금 산정 시 적용되는 용량

tcf_t : 시간대별 용량가격계수

$RCP_{i,j}$: 시간대별 발전기 기준용량가격

$RCF_{i,j}$: 시간대별 발전기 용량가격계수

$FSF_{i,j}$: 시간대별 발전기 연료전환성과계수

[2022.9.1. 이전 규정]

7.3.7 7.3.6에 따른 거래시간별 용량정산금 산정 시 적용되는 용량 계산 시 부하기간 내 폐지된 발전기의 용량은 모두 제외한다. <신설 2019.12.26.>

제8장 정산조정계수 산정기준 [본장신설 2008.4.29]

8.1 목적

8.1.1 규칙 제14.10조에 의한 별표23(전력가격 안정 등을 위한 정산금 보정)에 규정된 정산조정계수(이하 “조정계수”라 한다)의 산정과 관련된 세부기준을 정하는 데 그 목적이 있다. <용어변경 2012.6.28, 개정2015.5.27>

8.2 적용대상

8.2.1 조정계수가 적용되는 발전기는 정부의 요금규제를 받는 전기판매사업자가 총 소유지분의 50%를 초과하여 소유한 발전사업자(요금규제를 받는 전기판매 사업자를 포함하여 이하 “조정당사자”라 한다)의 발전기로 한다.

8.2.2 조정계수는 전원별(원자력, 석탄, 국내탄, 일반(양수, 전기저장장치 및 신·재생에너지 발전기 제외))로 적용한다. <개정 2016.6.28>

8.2.3 원자력은 배분된 조정계수 범위내에서 송전량을 기준으로 노형별(경수로, 중수로)로 구분하여 적용할 수 있다. <개정 2009.6.25>

8.2.4 석탄은 8.4.1에 따른 조정이 필요한 경우에는 발전사업자별로 적용할 수 있다. <신설 2015.5.27., 개정 2020.12.29.>

8.3 산정주기

8.3.1 조정계수는 연 1회 산정하는 것을 원칙으로 하되, 연료가격의 급격한 변동, 전기요금의 조정, 시장제도 변경 등의 예측할 수 없는 사유가 발생하거나 조정계수 산정을 위한 전망 자료 등이 실적과 상당한 차이가 발생한 경우 분기단위로 조정계수를 재산정할 수 있다. 다만, 조정계수 재산정 시 전력시장운영규칙 제4.2.5.5조의 2조 5항에 해당하는 경우, 조정계수의 연간 적용범위(0<정산조정계수≤1) 내에서 전력시장운영규칙 [별표23] 제7.0조에 따른 정산금의 조정금액을 고려하여 4/4분기 조정계수 재산정 시 이전 기간에 적용된 조정계수를 변경할 수 있다. <개정 2020.11.30>

8.3.2 전력거래소는 매분기 시작 전까지 전원별 조정계수 적용결과를 비용평가위원회에 보고하여야 한다.

8.3.3 전력거래소는 비용평가위원회의 의결을 거쳐 적용년도 시작 전까지 적용년도에 적용할 전원별 조정계수를 결정하여야 한다. 또한 조정계수를 재산정할 경우에도 비용평가위원회의 의결을 거쳐야 한다.

8.4 산정기준

8.4.1 전원별 조정계수는 8.2.1의 전기판매사업자와 발전사업자 전체간의 적정투자보수율 차이를 유지하면서 전원간 투자우선순위가 바뀌지 않도록 산정하되, 원자력, 국내탄과 같이 정부정책에 의해 운영되는 전원은 예외로 할 수 있다. 다만, 발전사업자별 예상투자보수율이 제8.4.2조에서 산정된 발전부문의 적정타인자본보수율 보다 작은 경우에는 해당 발전사업자의 영업이익이 해당 발전사업자의 금융손익(평가손익 등 제외) 수준이 되도록 조정계수를 조정할 수 있다. <개정 2009.7.28., 2020.12.29.>

8.4.1.1 전원별 투자우선순위는 전원별 발전원가를 고려하되, 8.4.1.1.4조에 따라서 정하는 바에 따라 전원별 투자보수율이 되도록 산정한다. <개정 2009.7.28., 2015.5.27., 2020.12.29.>

8.4.1.1.1 전원별 발전원가는 전원별 대표 발전기(원자력 1,000MW, 석탄 500MW, 국내탄 200MW, 일반의 경우 LNG복합 500MW)의 원가자료에 전원별 대표 발전기와 유사한 용량을 가진 발전기의 당해연도 포함 최근 3년간의 단순 평균 이용률을 고려하여 산정한다. <신설 2009.7.28, 개정 2015.5.27., 2017.10.27>

8.4.1.1.2 전원별 발전원가는 감가상각비, 운전유지비, 연료비 및 최소투자보수로 구성된다. 최소투자보수를 산정하기 위한 최소투자보수율은 8.4.2.1의 발전사업자의 채권자요구수익률을 고려하여 결정한다. [신설 2015.5.27]

8.4.1.1.3 전원별 대표발전기의 원가자료는 최근 전력수급계획상 투자비, 운전유지비와 당해 연도가 포함된 대표 발전기의 최근 3년 평균 예상 연료비를 이용한다. <신설 2015.5.27., 개정 2017.10.27.>

8.4.1.1.4 전원별 투자보수율은 전원별 대표발전기의 투자보수율 중 최소투자보수율을 초과하는 부분의 투자보수율이 동일하게 유지되도록 한다. 다만, 최근 3년간 시장가격을 결정하는 비중이 50%이상이 되는 전원의 조정계수는 1로 정하고, 전원별 투자보수율을 산정한다. <신설 2015.5.27., 개정 2020.12.29.>

8.4.1.2 <삭제 2020.12.29.>

8.4.1.2.1 <삭제 2020.12.29.>

8.4.2 제8.2.1의 전기판매사업자와 발전사업자의 적정투자보수율은 송·배전, 판매 부분과 발전부문의 영업위험과 재무위험을 반영하여 산정한다. <개정 2009.7.28., 2021.11.29.>

8.4.2.1 적정투자보수율은 주주의 요구수익률과 채권자의 요구수익률을 재무구조로 가중평균하여 산정한다. <개정 2009.7.28>

8.4.2.2 주주의 요구수익률은 자본자산가격결정모형 (Capital Asset Pricing Model)을 이용하여 산정하며, 채권자의 요구수익률은 차입이자율에 이자비용의 법인세절감효과를 고려하여 산정한다. <개정 2008.12.29, 개정 2009.7.28>

8.4.2.2.1 <삭제 2009.7.28>

8.4.2.2.2 <삭제 2009.7.28>

8.4.2.2.3 <삭제 2009.7.28>

8.4.2.3 자본자산가격결정모형(Capital Asset Pricing Model)은 개별자산의 균형수익률을 도출해내는 모형으로 아래와 같이 주주요구수익률을 산정한다. <개정 2008.12.29, 2009.7.28>

개별주식의 주주요구수익률(E(Ri)) = 무위험자산수익률(Rf) + 시장위험프리미엄(E(Rm)-Rf)*위험계수(Bi)

1. 무위험자산은 주로 국공채를 의미함
2. 시장위험프리미엄은 주식시장수익률과 국공채수익률과의 차이를 의미함
3. 위험계수는 주식시장수익률의 수익률에 대한 개별주식의 민감도를 의미함

8.4.2.3.1 <삭제 2009.7.28>

8.4.2.3.2 <삭제 2009.7.28>

8.4.2.4 제8.2.1의 전기판매사업자와 발전사업자의 실적투자보수율은 아래와 같이 산정하며, 전기생산 및 공급과 직접 관련이 없는 부대사업수익 및 비용은 포함하지 아니한다. <신설 2009.7.28., 개정 2021.11.29.>

실적 투자보수율 = 세후 영업이익 ÷ 요금기저

1. 세후 영업이익 = 영업이익 - 법인세비용 + 일부 영업외손익
2. 요금기저(순가동설비가액+운전자금+건설중인자산중 자기자금분)
   - 전기의 생산·공급을 위해 직접 활용되고 있는 실제 투자된 자산
   - 건설중인자산중 자기자금분 : 평균건설중인자산 - 평균차입금잔액

8.4.2.4.1 <삭제 2020.12.29.>

8.4.2.4.2 <삭제 2020.12.29.>

8.4.2.4.3 영업이익 산정 시 신·재생에너지 공급의무 관련 수익 및 비용은 포함하지 아니한다. 다만, 신·재생에너지 공급의무를 이행하는 발전사업자의 신·재생 발전기 중에서 공급인증서 의무이행비용 보전 대상에서 제외되는 발전기의 수익 및 비용은 포함할 수 있다. <개정 2021.11.29.>

8.4.3 <삭제 2009.7.28>

8.4.4 <삭제 2009.7.28>

8.4.5 <삭제 2020.12.29.>

8.5 산정절차

8.5.1 조정당사자는 시장 및 재무전망에 필요한 적용년도 예상 전원별 연료가격 및 연료사용량, 판매가격 및 판매량, 발전량, 고정비 자료 등을 전력거래소에 제출한다.

8.5.2 전력거래소는 조정당사자가 제출한 자료를 기초로 적용년도 연평균 전력시장가격(SMP)과 회사별 발전량 및 공급가능용량 등을 전망한다.

8.5.2.1 적용년도 연평균 전력시장가격(SMP) 전망을 위한 전력수요증가율, 국제유가 및 대미환율 수준 등은 관련 전문기관의 최근 전망자료를 적용한다. [신설 2009.7.28]

8.5.3 전력거래소는 조정 당사간의 투자보수율, 전원간 발전원가, 전원별 투자보수율 등을 고려하여 적용년도 조정계수를 산정한다. <개정 2009.7.28., 2020.12.29.>

8.5.4 조정당사자와 전력거래소는 제8.3.3조에 따른 조정계수 산정과 관련하

여 해당 조정 당사자의 재무제표, 요금 기저, 열량단가 등 반영내역에 대해 상호 확인할 수 있다. [신설 2020.12.29.]

8.5.5 조정계수 산정과정에 명백한 오류가 발견되었을 경우, 당해연도 내 조정계수 재산정시 이를 반영하거나, 당해연도 비용평가위원회의 재의결을 통해 기존 조정계수를 변경할 수 있다. [신설 2020.12.29.]

제9장 발전기 기술특성자료 작성 및 적용기준

<삭제 2020.3.27>

제10장 용량가격계수의 소내전력률 및 지역계수 가중치 산정기준

[본장신설 2007.12.27.], [개정 2016.10.27.]

10.1 정의

10.1.1 소내전력률은 발전기의 총발전량에서 소내전력량이 차지하는 비율을 말하며, 소내전력량은 발전단전력량과 송전단전력량의 차를 말한다.

10.1.2 지역계수 가중치는 지역신호 강화를 위하여 지역계수에 적용하는 가중치를 말한다. <신설 2016.10.27>

10.2 소내전력률 산정기준 <개정 2016.10.27>

10.2.1 직전 3년간 평균 소내전력률은 전력거래소의 발전실적관리시스템 계량값으로 산정함을 원칙으로 한다.

10.2.2 전력거래소 발전실적관리시스템의 계량값 중 시스템 오류 등으로 인한 비정상값은 연간 평균 소내전력률 산정시 제외한다.

10.2.3 발전실적관리시스템 계량값에 대한 신뢰성 및 적정성 검증 전까지는 전력통계정보시스템을 활용하여 소내전력률을 산정할 수 있다.

10.3 소내전력률 산정절차 <개정 2016.10.27>

10.3.1 지역별용량가격계수 산정시의 중앙급전발전기 용량은 전기사업법 제61조에 의한 인가용량에서 직전 3년간 평균 소내전력률을 고려한 소내소비전력을 차감하여 산정한다.

10.3.2 연간 평균 소내전력률은 연간 소내전력량을 연간 발전단 발전량으로 나누어 산정한다.

10.3.3 연간 소내전력량은 연간 발전단 발전량에서 연간 송전단 발전량을 차감하여 산정한다.

10.3.4 연간 발전단 발전량 및 송전단 발전량은 시간대별 발전량을 합산하여 산정한다.

10.4 지역계수 가중치 산정기준 <신설 2016.10.27>

10.4.1 지역계수 가중치를 적용하여 산출한 지역계수의 하위 1%이내의

평균값이 상위 1%이내의 평균값의 85%이상이 되도록 가중치를 산정한다. <개정 2021.6.28.>

10.5 지역계수 가중치 산정절차 <신설 2016.10.27>

10.5.1 전력시장운영규칙 제2.4.3조에 따라 지역계수 가중치를 적용하여 각각의 지역계수를 산출한다.

<표 삭제 2021.6.28.>

10.5.2 지역계수 가중치는 지역계수 가중치 산정기준에 적합한 가중치 중 최댓값(소수점 이하 1자리까지 계산)으로 산정한다. <개정 2021.6.28.>

제11장 직접구매자 적용 각종계수 산정기준

[본장신설 2007.12.27.]

11.1 정의

11.1.1 직접구매자 적용 각종 계수는 전력시장운영규칙 제2.2.1.4조(기능)의 제1항 제8호에 의거 부가정산금단가, 손실계수, 발전측 송전요금 및 직접구매 용량보정계수를 말한다.

11.2 산정기준

11.2.1 부가정산금단가는 직전년도의 전력시장에서 발생된 부가정산금 총액과 총거래량을 기준으로 산정한다. 단, 전력시장에서 거래하지 않는 전력수급계약(PPA) 사업자는 부가정산금단가 산정 시 제외한다.

11.2.2 손실계수는 송전손실계수와 배전손실계수로 구분하여 산정하며, 송전손실계수는 일반 발전사업자에게 적용하는 정적손실계수를 그대로 적용하며, 배전손실계수는 직전년도에 발생된 배전손실률을 기준으로 산정한다.

11.2.3 발전측 송전요금은 전기사업법 제15조(송·배전용 전기설비의 이용요금 등)의 규정에 의거 최근년도에 산업통상자원부 장관으로부터 인가를 받은 발전측 송전요금과 송전단 발전량을 기준으로 산정한다. <개정 2016.6.28>

11.2.4 직접구매 용량보정계수는 직전년도 중앙급전발전기의 1시간 평균 입찰용량과 직전년도 최대전력거래량을 기준으로 산정한다. 단, 전력시장에서 거래하지 않는 전력수급계약(PPA) 사업자는 직접구매 용량보정계수 산정 시 제외한다.

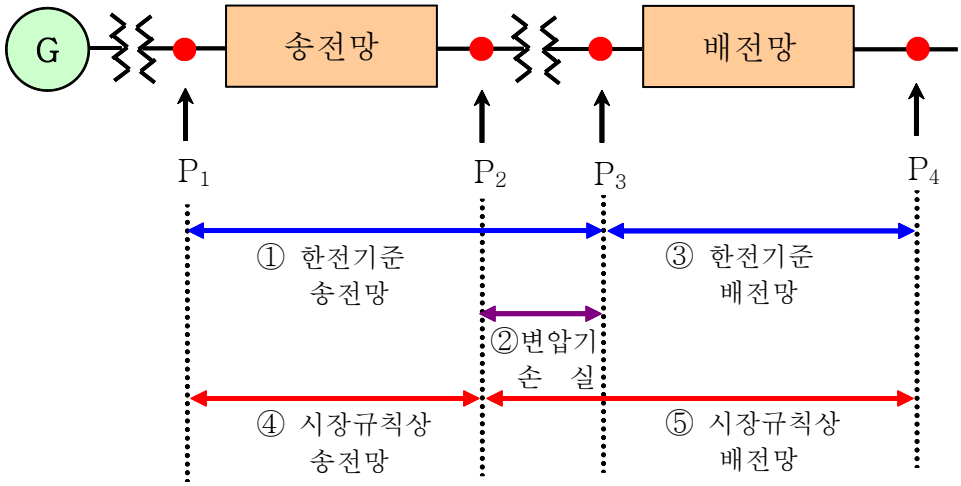
11.3 산정절차

11.3.1 부가정산금단가는 전년도의 전력시장에서 발생된 부가정산금 총액을 총거래량으로 나누어 산정하며, 적용범위는 다음과 같다.
단, 전력시장에서 거래하지 않는 전력수급계약(PPA)사업자는 부가정산금단가 산정 시 제외한다. <개정 2016.12.28., 2020.11.30., 2022.8.29>

① 부가정산금 총액 : 변동비 보전 정산금, 기대이익 정산금, 지역자원시설세 정산금, 보조서비스 정산금, 기동비용 정산금, 기동대기 정산금, 복합발전기 변동비 보전 추가정산금, GT 일부기동비 정산금, 공급가능용량초과 발전량 정산금, 비상대기예비력 정산금, 예비력용량가치 정산금

② 총거래량 : 중앙급전발전기, 비중앙급전발전기, 시운전발전기

11.3.2 배전손실률은 배전선로손실률과 154kV 변압기손실률을 합하여 산정하며, 배전선로손실률은 한국전력공사에서 발행한 "경영통계" 자료를 적용하며, 154kV 변압기손실률은 설계치인 0.765%를 적용한다. 그리고 구매측에서 본 배전손실계수를 산정한다.



11.3.3 발전측 송전요금은 최근년도 1년간 발전측 송전이용요금필요수입액을 동년도 1년간 송전단 발전량으로 나누어 산정한다. 발전측 송전이용요금필요수입액과 송전단 발전량은 송전사업자로부터 공문으로 받은 자료를 적용한다.

11.3.4 직접구매 용량보정계수는 직전년도 중앙급전발전기의 1시간 평균 입찰용량을 직전년도 최대전력발생일시의 중앙급전발전기 송전단 계량값으로 나누어 산정한다. 단, 전력시장에서 거래하지 않는 전력수급계약(PPA) 사업자는 직접구매 용량보정계수 산정 시 제외한다.

제12장 구역전기사업자 적용 각종계수 산정기준

[본장신설 2007.12.27]

12.1 정의

12.1.1 구역전기사업자 적용 각종 계수는 전력시장운영규칙 제2.2.1.4조(기능)의 제1항 제10호에 의거 손실계수, 발전측 송전요금을 말한다.

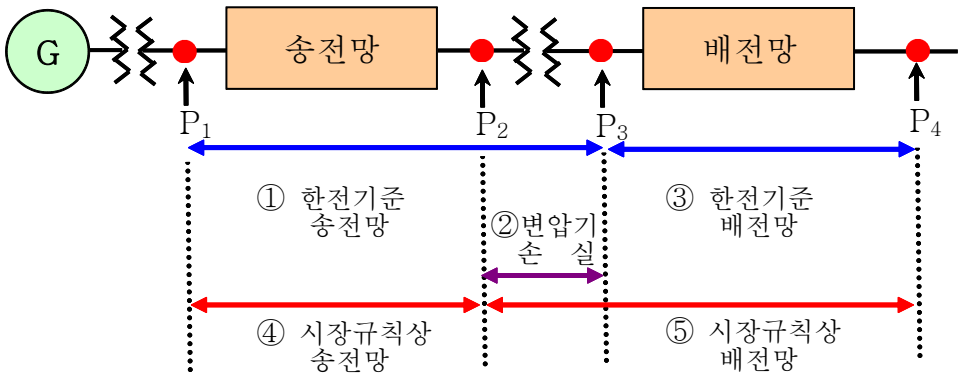
12.2 산정기준

12.2.1 손실계수는 송전손실계수와 배전손실계수로 구분하여 산정하며, 송전손실계수는 일반 발전사업자에게 적용하는 정적손실계수를 그대로 적용하며, 배전손실계수는 직전년도에 발생된 배전손실률을 기준으로 산정한다.

12.2.2 발전측 송전요금은 전기사업법 제15조(송·배전용 전기설비의 이용요금 등)의 규정에 의거 최근년도에 산업통상자원부 장관으로부터 인가를 받은 발전측 송전요금과 송전단 발전량을 기준으로 산정한다. <개정 2016.6.28>

12.3 산정절차

12.3.1 배전손실률은 배전선로손실과 154kV 변압기손실률을 합하여 산정하며, 배전선로손실은 한국전력공사에서 발행한 “경영통계”자료를 적용하며, 154kV 변압기손실률은 설계치인 0.765%를 적용한다. 그리고, 구매측에서 본 배전손실계수를 산정한다.



12.3.2 발전측 송전요금은 최근년도 1년간 발전측 송전이용요금필요수입액을 동년도 1년간 송전단 발전량으로 나누어 산정한다. 발전측 송전이용요금필요수입액과 송전단 발전량은 송전사업자로부터 공문으로 받은 자료를 적용한다.

제13장 계통운영보조서비스 정산단가 산정기준

[본장신설 2008.11.25.]

13.1 정의

13.1.1 계통운영보조서비스(이하“보조서비스”)는 전력계통의 신뢰성, 안정성 및 전기품질을 유지하고, 전력거래를 원활하게 하기 위하여 전기사업자가 제공하는 주파수조정, 예비력, 무효전력 및 자체기동 등의 서비스를 말한다. <개정 2020.3.27.>

13.1.2 보조서비스의 단가는 규칙의 보조서비스에 대한 정산방법(별표2.9)에 따라 1차주파수제어서비스 정산단가, 2차주파수제어서비스 정산단가, 3차예비력 정산단가, 속응성자원 정산단가, 자체기동 정산단가 및 예비력용량가치 정산단가로 구분한다. <개정 2020.3.27., 2022.5.27.>

13.2 산정주기

13.2.1 거래소는 1년 단위로 매년 1/4분기 중에 보조서비스단가를 재산정하며 산정한 정산단가는 당해년도 2/4분기부터 익년도 1/4분기까지 적용한다. 다만, 예비력용량가치 정산단가는 13.2.2의 기준을 따른다. <개정 2022.5.27.>

13.2.2 예비력용량가치 정산단가 산정주기 [신설 2022.5.27.]

13.2.2.1 거래소는 예비력용량가치 정산단가를 4계절로 구분하여 매년 2월, 8월 2회에 걸쳐 재산정한다.

13.2.2.2 13.2.2.1의 4계절은 봄 3월~5월, 여름 6월~8월, 가을 9월~11월, 겨울 12월~2월로 한다.

13.2.2.3 봄과 여름 계절의 정산단가는 2월에, 가을과 겨울 계절의 정산단가는 8월에 산정한다.

13.2.3 보조서비스 정산체계가 변경되거나 보조서비스이행에 따른 비용 증감시에는 13.2.1 및 13.2.2에도 불구하고 재산정할 수 있다. <개정 2022.5.27.>

13.3 산정기준

13.3.1 1차주파수제어서비스 정산단가 <개정 2020.3.27.,2022.5.27.>

13.3.1.1 발전사업자가 제공한 1차주파수제어서비스량은 직전년도 1차주파수제어서비스 정산금을 직전년도 1차주파수제어서비스 정산단가로 나누어 산정한다. <개정 2015.6.29.,2020.3.27.,2022.5.27.>

13.3.1.2 송전사업자의 전기저장장치가 제공한 1차주파수제어서비스량은 직전년도 전기저장장치가 제공한 1차예비력 EMS 제공실적을 합산하여 산정한다. 즉,

$$\sum_{t=1}^{n}\sum_{i=1}^{m}\left(PCRQ_{i,t}\times SDWF_{i,t}\times DBWF_{i,t}\right)$$

여기서,

n : 연간 시간수

m : 1차주파수제어서비스를 제공하는 전기저장장치 기수

$PCRQ_{i,t}$: 시간대별 전기저장장치의 1차예비력 제공량

$SDWF_{i,t}$: 속도조정률 가중치로서 발전기 적용기준 준용

$DBWF_{i,t}$: 부동대 가중치로서 발전기 적용기준 준용

<개정 2015.6.29.,2020.3.27.,2022.5.27.>

13.3.1.3 1차주파수제어서비스 정산단가는 적용년도 1차주파수제어서비스 정산금 배정액을 13.3.1.1과 13.3.1.2에 따라 산정된 1차주파수제어서비스량의 합으로 나누어 산정한다. <개정 2015.6.29.,2020.3.27.,2022.5.27.>

13.3.2 2차주파수제어서비스 정산단가 <개정 2020.3.27.,2022.5.27.>

13.3.2.1 발전사업자가 제공한 2차주파수제어서비스량은 직전년도 2차주파수 제어서비스 정산금을 직전년도 2차주파수제어서비스 정산단가로 나누어 산정한다. <개정 2015.6.29.,2020.3.27.,2022.5.27.>

13.3.2.2 송전사업자의 전기저장장치가 제공한 2차주파수 제어서비스량은 직전년도 시간대별 주파수제어예비력으로 하며 다음과 같이 산정한다. 즉,

$$\sum_{t=1}^{n}\sum_{i=1}^{m}\left(FCRSC_{i,t}\times CAWF_{i,t}\times CPWF_{i,t}\right)$$

n : 연간 총 시간수

m : 2차주파수제어서비스를 제공하는 전기저장장치 기수
$FCRSC_{i,t}$: 시간대별 전기저장장치의 주파수제어예비력 제공량
$CAWF_{i,t}$: 제어가용률에 따른 가중치로서 발전기 적용기준 준용
$CPWF_{i,t}$: 제어성과 가중치로서 발전기 적용기준 준용
<개정 2015.6.29.,2020.3.27.,2022.5.27.>

13.3.2.3 2차주파수제어서비스 정산단가는 적용년도 2차주파수제어서비스 배정액을 13.3.2.1과 13.3.2.2에 따라 산정된 2차주파수제어서비스량과 전기저장장치가 제공한 2차주파수제어서비스량의 합으로 나누어 산정한다. <개정 2015.6.29.,2020.3.27.,2022.5.27.>

13.3.3 3차주파수제어서비스 정산단가 <개정 2020.3.27.,2022.5.27.>

13.3.3.1 3차예비력 정산단가(정지상태) <개정 2022.5.27.>

13.3.3.1.1 3차예비력서비스량은 직전년도 3차예비력 정산금을 직전년도 3차예비력 정산단가로 나누어 산정한다. <개정 2011.3.30.,2020.3.27., 2022.5.27.>

13.3.3.1.1 3차예비력 정산단가는 적용년도 3차예비력 정산금 배정액을 13.3.3.1.1에 따라 산정된 3차예비력서비스량으로 나누어 산정한다. <개정 2011.3.30.,2020.3.27.,2022.5.27.>

13.3.3.2 속응성자원 정산단가 <개정 2020.3.27.>

13.3.3.2.1 속응성자원서비스량은 직전년도 속응성자원 정산금을 직전년도 속응성자원 정산단가로 나누어 산정한다. <개정 2011.3.30.,2020.3.27.>

13.3.3.2.2 속응성자원 정산단가는 적용년도 속응성자원 정산금 배정액을 13.3.3.2.1에 따라 산정된 속응성자원서비스량으로 나누어 산정한다. [신설 2020.3.27.]

13.3.3.3 [신설 2010.3.29], <삭제 2011.3.30.>

13.3.4 자체기동 정산단가 <개정 2020.3.27.>

13.3.4.1 자체기동서비스량은 직전년도 자체기동 정산금을 직전년도 자체기동 정산단가로 나누어 산정한다. <개정 2020.3.27.>

13.3.4.2 자체기동 정산단가는 적용년도 자체기동 정산금 배정액을 자체기동

서비스량으로 나누어 산정한다. <개정 2020.3.27.>

13.3.5 예비력용량가치 정산단가 [신설 2022.5.27.]

13.3.5.1 예비력용량가치 정산단가는 발전기들이 제공한 예비력의 기회비용을 정산하기 위한 단가를 말한다.

13.3.5.2 예비력용량가치 정산단가는 직전년도 공급실적을 기준으로 1차예비력 및 2차예비력을 제공한 발전기들의 연료비와 시장가격의 차이를 평균하여 계절별로 산정한다.

13.3.5.2.1 계절별 예비력용량가치 정산단가는 시간대별 용량가치를 예비력용량가치 공급량을 기준으로 가중평균하여 산정한다.

$$LOCRHF = \frac{\sum_{t=1}^{n}(LOCRHF_t \times LOCRTQ_t)}{\sum_{t=1}^{n} LOCRTQ_t}$$

LOCRHF : 해당계절 예비력용량가치 정산단가

$LOCRHF_t$: 시간대별 예비력용량가치

$LOCRTQ_t$: 시간대별 예비력용량가치 총공급량

13.3.5.2.2 발전기의 예비력용량가치는 예비력공급점 기준 평균 연료비인 예비력단가와 시장가격 차이에 정산조정계수를 곱하여 산정한다. 석탄발전기의 경우 직전년도 정산조정계수를 준용하여 산정한다.

13.3.5.2.3 시간대별 예비력용량가치는 발전기의 예비력용량가치를 예비력용량가치 공급량을 기준으로 가중평균하여 산정한다. 단, 예비력용량가치가 음수인 발전기의 예비력용량가치는 0으로 적용하며, 연료비가 없는 발전기는 예비력용량가치 산정에서 제외한다.

$$LOCRHF_t = [\sum_{i=1}^{k}(MP_{i,t} - FCSR_{i,t}) \times \pi_i \times LOCRQ_{i,t}] / \sum_{i=1}^{k} LOCRQ_{i,t}$$

$$FCSR_{i,t} = \frac{[QPC_i \times GPSR_{i,t}^2 + LPC_i \times GPSR_{i,t} + NLPC_i]}{GPSR_{i,t}}$$

$$LOCRTQ_t = \sum_{i=1}^{k} LOCRQ_{i,t}$$

$$GPSR_{i,t} = IGO_{i,t}$$

k :시간대별 용량가치 산정에 참여하는 발전기수
(연료비가 없는 자원은 제외)

π_i : 발전기별 정산조정계수

$LOCRQ_{i,t}$: 시간대별 발전기의 예비력 용량가치 공급량

$MP_{i,t}$: 시간대별 발전기의 시장가격

$FCSR_{i,t}$: 예비력단가(예비력공급점 기준 발전기의 평균연료비)

$GPSR_{i,t}$: 시간대별 발전기의 예비력 공급점

QPC_i : 발전기 2차증분 가격계수

LPC_i : 발전기 1차증분 가격계수

$NLPC_i$: 발전기 가격상수

$IGO_{i,t}$: 발전기의 출력

13.3.5.2.3 시간대별 예비력용량가치는 발전기의 예비력용량가치를 예비력용량가치 공급량을 기준으로 가중평균하여 산정한다. 단, 예비력용량가치가 음수인 발전기의 예비력용량가치는 0으로 적용하며, 연료비가 없는 발전기는 예비력용량가치 산정에서 제외한다.

$$LOCRHF_t = [\sum_{i=1}^{k}(MP_{i,t} - FCSR_{i,t}) \times \pi_i \times LOCRQ_{i,t}] / \sum_{i=1}^{k} LOCRQ_{i,t}$$

$$FCSR_{i,t} = \frac{[QPC_{i,t} \times GPSR_{i,t}^2 + LPC_{i,t} \times GPSR_{i,t} + NLPC_{i,t}]}{GPSR_{i,t}}$$

$$LOCRTQ_t = \sum_{i=1}^{k} LOCRQ_{i,t}$$

$$GPSR_{i,t} = IGO_{i,t}$$

k :시간대별 용량가치 산정에 참여하는 발전기수
(연료비가 없는 자원은 제외)

π_i : 발전기별 정산조정계수

$LOCRQ_{i,t}$: 시간대별 발전기의 예비력 용량가치 공급량

$MP_{i,t}$: 시간대별 발전기의 시장가격

$QPC_{i,t}$: 발전기 2차증분 가격계수. 단, 다조합 복합 발전기의 경우 해당 거래시간 실제 운전조합의 2차증분 가격계수

$LPC_{i,t}$: 발전기 1차증분 가격계수. 단, 다조합 복합 발전기의 경우 해당 거래시간 실제 운전조합의 1차증분 가격계수

$NLPC_{i,t}$: 발전기 가격상수. 단, 다조합 복합발전기의 경우 해당 거래시간 실제 운전조합의 가격상수

$IGO_{i,t}$: 발전기의 출력

<개정 2022.12.28.>

[시행일 : 다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 도입시 시행예정]

13.3.5.2.4 현장자료 취득 불량으로 EMS 예비력 자료취득이 불가능한 경우 앞뒤 시간대 평균실적을 적용한다.

제14장 정적손실계수 산정기준

[본장신설 2009.7.28]

14.1 정의

14.1.1 한계송전손실계수는 임의모선의 단위부하 공급에 필요한 기준모선의 발전량 변동을 말한다. <개정 2015.9.23, 2019.5.29>

14.1.2 발전기별 손실민감도(S_{G_i})는 임의 발전기 출력변동에 대한 전체 계통의 손실 변동량을 말한다. <신설 2019.5.29.>

$$S_{G_i} = \frac{\triangle P_{loss}}{\triangle P_{G_i}}$$

• ΔP_{G_i}:발전기 출력 변동량, ΔP_{loss}: 계통 손실 변동량

14.1.3 발전기별 동적손실계수(DTLFi)는 실시간 계통상태를 반영하여 계통운영시스템의 계통해석 과정에서 산정되는 손실민감도를 반영한 한계송전손실계수를 말한다. <신설 2019.5.29.>

$$DTLF_i = 1 - S_{G_i} = 1 - \frac{\Delta P_{loss}}{\Delta P_{G_i}} = \frac{\Delta P_{G_i} - \Delta P_{loss}}{\Delta P_{G_i}} = - \frac{\Delta P_{ref}}{\Delta P_{G_i}}$$

• ΔP_{ref} : 기준발전기 발전 변동량

14.1.4 발전기별 정적손실계수(STLFi)는 동적손실계수의 산술평균값을 말한다. <개정 2019.5.29.>

14.2 산정기간 및 주기 <개정 2019.5.29.>

14.2.1 정적손실계수는 전년도 3월부터 당해연도 2월까지의 발전기별 동적손실계수 자료를 기준으로 산정한다.

14.2.2 산정된 정적손실계수는 당해연도 7월부터 다음연도 6월까지 적용되며, 당해연도 6월전까지 산정되어야 한다.

14.3 산정기준 및 절차 <개정 2019.5.29.>

14.3.1 계통운영시스템의 계통해석과정 주기별 손실민감도를 취득한다. <신설 2019.5.29.>

14.3.1.1 손실민감도 산정에 필요한 임의모선 및 기준모선에 연결된 발전기의 출력량은 주변압기 고압측을 기준으로 하고, 육지지역의 기준모

선은 보령화력 3~6호기, 제주지역의 기준모선은 제주화력으로 한다. <개정 2019.5.29.>

14.3.2 손실민감도 취득 주기별로 산정한 동적손실계수를 평균하여 일 단위 정적손실계수를 산정한다. <신설 2019.5.29.>

14.3.2.1 전체 산정기간 중 발전기의 일 단위 정적손실계수 산정값이 30개 이하인 발전기는 계산된 해당 발전기의 산정값은 제외하고 지리적, 전기적으로 가장 인접한 발전기(이하 “유사발전기”라 함)의 일 단위 정적손실계수를 적용한다. <신설 2019.5.29.>

14.3.2.2 일 단위 정적손실계수 산정값이 30개를 초과하는 발전기는 해당 발전기의 일 단위 정적손실계수를 적용하되, 발전실적 부족으로 일 단위 값을 산정할 수 없는 경우 유사발전기의 산정값을 적용한다. <신설 2019.5.29.>

14.3.3 정적손실계수는 발전기별 일 단위 정적손실계수를 기준으로 계절별, 요일별로 산술평균하여 12개 구간값을 산정하는 것을 원칙으로 한다. 단, 시장운영규칙 제2.5.3조제1항에 의한 경우에는 시간대별로 구분하여 산정할 수 있다. <개정 2019.5.29.>

14.3.3.1 12개 구간값 계산을 위한 계절은 봄(3~5월), 여름(6~8월), 가을(9~11월), 겨울(12, 1~2월)을, 요일은 평일(월~금요일), 토요일, 휴일(일요일 및 공휴일)을 말한다. <개정 2019.5.29.>

14.3.3.2 정적손실계수 산정 시 발전기 모선 및 계통 구성은 정적손실계수 산정 직전 최근의 겨울철 전력계통 운영방안을 기준으로 한다. <신설 2019.5.29.>

14.3.3.3 조합발전기(복합 및 수력·양수발전기)는 개별 발전기의 일 단위 정적손실계수의 평균값으로 산정하며, 복합발전기의 경우 GT와 CC에 동일한 값으로 적용한다. <신설 2019.5.29.>

14.3.3.4 동일모선에 연결된 발전기는 발전기별 정적손실계수를 평균하여 동일한 값을 적용한다. <개정 2019.5.29.>

14.3.4 직접구매자 및 구역전기사업자 발전기는 유사발전기의 정적손실계수를 준용한다. <개정 2015.9.23., 2019.5.29.>

제15장 보조서비스 특성자료 제출 및 적용기준

<삭제 2020.3.27>

제16장 발전사업으로 허가받은 부생가스 발전기의 정산조정계수 산정기준

<삭제 2015.9.23>

제17장 민간석탄발전기의 정산조정계수 산정기준

[본장신설 2012.10.16]

제1절 일반 <개정 2017.3.28., 2022.2.25.>

17.1.1 목적

17.1.1.1 규칙 제15.10조(전력가격 안정 등에 대한 조치) 제1항제3호에 해당되는 중앙급전 석탄발전기(이하 “민간석탄발전기”라 함)에 적용할 정산조정계수의 산정과 관련된 세부기준을 정함을 목적으로 한다.

17.1.2 적용기간

17.1.2.1 정산조정계수는 기저발전기의 확충 등으로 전력시장가격이 안정될 때까지 한시적으로 적용하고, 비용평가위원회는 정산조정계수 적용여부를 5년 주기로 검토하며 5년 주기의 기산일은 최초 민간석탄발전기의 상업운전개시일로 한다. 다만, 상위 법령이나 전력시장운영규칙의 관련 근거 조항이 유효할 때까지만 한시적으로 적용한다. <개정 2022.2.25.>

17.1.2.2 정산조정계수 적용을 중지한 기간 중이라도 비용평가위원회가 시장가격의 급등으로 시장가격 안정화 조치가 필요하다고 심의·의결한 경우 정산조정계수 적용을 재개할 수 있으며, 적용기간은 비용평가위원회 결정에 따른다.

17.1.2.3 정산조정계수는 적정투자수익 초과금액을 회수하고 미달액을 보전하도록 산정한다. 미달액 보전의 경우 보전기한은 해당 민간석탄발전기의 상업운전 개시일로 부터 기산하여 30년으로 하고, 보전 수준은 비용평가위원회에서 정한 해당 민간석탄발전기의 총괄원가를 기준으로 함을 원칙으로 한다.

17.1.2.4 미달액 보전기간은 정산조정계수를 적용하여 초과금액을 회수한 기간과 동일 하도록 한다.

17.1.3 산정원칙

17.1.3.1 정산조정계수는 제2절 투자비 산정기준과 제3절 총괄원가 산정기준에 따라 산정된 민간석탄발전기 건설 및 운영에 소요되는 총괄원가를 보상하는 수준에서 결정되는 것을 원칙으로 하되, 발전사업자의 경영효율성 제고를 위해 유인규제 방식을 시행할 수 있다. <개정 2018.4.26>

17.1.3.1.1 총괄원가는 성실하고 능률적인 경영하에서의 전력생산에 소요되는 적정원가와 이에 공여하고 있는 진실하고 유효한 자산에 대한 적정투자보수를 가산한 금액으로 한다.

17.1.3.2 정산조정계수는 총괄원가를 회수할 수 있도록 회계연도의 연료가격, 시간대별 계통한계가격, 연간 발전량, 입찰량, 전력시장에서 지급되는 정산금 등의 예상치를 고려하여 회계연도 직전 12월까지 산정되어야 한다. 다만, 시운전 및 최초 상업운전시점에는 실제 운전 일정을 고려하여 달리 정할 수 있다.

17.1.3.3 정산조정계수는 연 1회 회계연도 단위로 산정되는 것을 원칙으로 한다. 다만, 예상치와 실적치의 차이가 발생하는 경우 분기 단위로 재산정할 수 있다.

17.1.3.4 전력거래소는 해당 민간석탄발전기의 정산조정계수 산정을 위해 다른 발전사업자에게 필요한 자료의 제출을 요청할 수 있고, 자료의 제출을 받은 발전사업자는 이에 협조하여야 한다.

17.1.4 산정절차

17.1.4.1 비용평가위원회는 발전기 건설 및 운영에 필요한 투자비를 확정한다.

17.1.4.2 확정된 투자비는 유형자산과 무형자산의 해당 계정과목으로 재분류 되며, 유형자산에는 토지, 건물, 구축물, 기계장치, 비품, 차량운반구, 건설중인자산 등이 있으며 무형자산에는 영업권, 개발비, 산업재산권, 소프트웨어 등이 있다.

17.1.4.3 연료비, 운전유지비, 감가상각비, 적정투자보수, 적정법인세비용을 합산하여 총괄원가가 산정된다.

17.1.4.3.1 연료비는 해당 발전사업자의 예상 연료비를 적용한다.

17.1.4.3.2 운전유지비는 타 발전사업자 석탄발전기의 과거 운전유지비 실적에 설비용량, 물가 보정 등을 고려하여 산정한다.

17.1.4.3.3 감가상각비는 감가상각대상 유형자산과 무형자산을 자산별 내용연수로 나누어 산정한다.

17.1.4.3.4 적정투자보수는 요금기저에 적정투자보수율을 곱하여 산정하며 적정법인세비용은 적정투자보수를 세전으로 환산한 값에 법인세율(한계세율)을 곱하여 산정한다.

17.1.4.4 정산조정계수는 제3절 총괄원가 산정기준에 따라 산정된 총괄원가와 연간 단위로 예측한 해당 발전기의 입찰량, 발전량과 시간대별 계통한계가격 등을 기초로 제4절 제2관에 따른 예상 시장정산금이 일치하도록 발전소별로 산정한다. 다만, 호기별로 시운전 개시일정과 상업운전 개시일정이 상이한 경우 상이한 기간 동안은 발전기별로 달리 정할 수 있다.

17.1.4.5 투자비 및 총괄원가가 변경되어 기정산분과 차이가 발생하는 경우 차이금액을 재정산 한다. <신설 2018.4.26.>

1. 17.2.2.7에 따라 투자비 재확정 및 총괄원가 재산정분과 기정산분과의 차이금액
2. 최종 투자비 확정시점의 산정기준에 따른 투자비 및 총괄원가와 기 정산분과의 차이금액

제2절 투자비 산정기준 <개정 2017.3.28>

17.2.1 용어의 정의

17.2.1.1 투자비는 17.2.1.2에 따른 실적공사비와 17.2.1.3에 따른 유사발전기 그룹 표준투자비를 고려하여 17.2.6에 의해 확정된 부분을 말하며, 17.2.6.1의 상업운전 개시시점의 잠정 확정된 투자비와 17.2.6.2의 상업운전 개시 후 재검증을 거쳐 최종 확정된 투자비로 구분된다. <개정 2018.4.26>

17.2.1.2 실적공사비는 발전사업자에 의해 투자된 발전기 공사비를 말한다.

17.2.1.3 유사발전기그룹 표준투자비는 입지(동해안, 서해안, 남해안)별, 설비용량별(500MW급, 1000MW급)별로 표준발전기를 표준부지에 표준 부지배치로 건설한다고 가정할 경우에 소요되는 예상 발전기

공사비를 말한다.

17.2.1.3.1 석탄발전기 설비용량 구분은 아래와 같다.

설비용량 350MW 초과 750MW 이하 : 500MW급 설비용량 750MW 초과 : 1,000MW급

17.2.1.4 유사발전기그룹이라 함은 사용연료, 설비용량, 발전방식 등에 있어 유사한 특성을 가지는 발전기들의 집합을 말한다.

17.2.1.5 표준발전기는 유사발전기그룹 발전기 중 발전기 효율, 건설공사비 측면에서 가장 경제적인 발전기를 말하며 동일 부지에 동시에 건설된 발전기 2기를 기준으로 한다.

17.2.1.6 표준부지는 입지별로 가장 공통적인 특성을 가질 수 있는 신규 부지를 말한다.

17.2.1.7 표준 부지배치는 발전소의 형식, 규모 등을 고려한 주요 발전설비의 배치계획, 하역설비, 운탄설비, 냉각수 계통의 취·배수 구조물, 회처리장 등의 부대설비 및 건물 등을 표준부지의 지형 및 입지조건과 연계하여 발전소를 원활하고 경제적으로 운영할 수 있는 부지배치를 말한다.

17.2.1.8 17.2.1에서 규정하지 아니한 용어의 정의는 전력시장운영규칙, 전기사업회계규칙(산업통상자원부령), 전기사업회계분리기준(산업통상자원부 고시)에 따른다.

17.2.2 일반 원칙

17.2.2.1 전력거래소는 발전기 실적공사비의 적정성 검토를 위해 유사발전기그룹 발전기의 표준투자비를 산정한다.

17.2.2.2 비용평가위원회는 17.2.4에 따른 표준투자비의 적정성, 17.2.5에 따른 실적공사비의 적정성을 검토한 후 상업운전 개시시점에 투자비를 잠정 확정하고 상업운전 개시 후 다음 각 호와 같은 재검증 절차를 거쳐 투자비를 최종 확정한다. <개정 2018.4.26>

1. 회계전문기관의 실재성 검토
2. 해당 발전사업자 실적공사비의 적정성 검토
3. 투자비 산정기준 등의 개정으로 인한 투자비 영향 및 반영 검토

17.2.2.3 기자재를 외화로 구매함에 따라 발생하는 통화관련손익 (외화환산손익, 외환차손익, 파생상품 손익)은 투자비에서 고려하지 않는다.

17.2.2.4 발전기 건설 중 사업주와 일괄도급계약자(EPC사업자)간 계약금액보다 증가된 공사비에 대해 분쟁이 발생하여 관련 소송이 계류 중이거나, 대한상사중재원에 중재를 요청한 경우 동 공사비 증가금액은 법원의 확정판결이나 대한상사중재원의 판정 전까지 실적공사비에 반영하지 아니하며, 법원 의 확정판결이나 대한상사중재원의 판정으로 실적공사비의 변동이 발생하는 경우 비용평가위원회에서 확정된 금액을 요금기저에 포함한다.

17.2.2.5 석탄 발전설비운영과 직접 관련되고 상업운전 개시 이후에 발생하는 비용 중 운전유지비 항목의 비용은 제3절 제3관 운전유지비 산정기준에 따르며, 그 외 항목의 비용은 요금기저에 반영하는 것을 원칙으로 한다. 다만, 보일러·터빈·발전기의 설비 개체에 한해서는 설비 개체비가 최초 투자금액의 50% 이상인 경우 비용평가위원회에서 확정한 금액을 요금기저에 반영한다.

17.2.2.6 17.2.1.1의 투자비, 17.2.1.2의 실적공사비 및 17.2.1.3의 표준투자비 산정시 석탄 발전설비와 직접 관련된 공사비 외에 건설기간 중 자본비용은 포함하되, 신재생에너지 등 석탄 발전설비와 직접 관련되지 않는 비용은 포함하지 아니한다.

17.2.2.7 비용평가위원회는 다음 각 호의 경우 투자비를 재확정하고 총괄원가를 재산정 할 수 있으며, 제1호 및 제2호의 경우에는 소급하여 적용하되 소급기간은 관련 법령에 따르고, 제3호의 경우에는 변경시점 이후부터 적용한다. <신설 2018.4.26>

1. 투자비 자료가 허위 또는 사실과 다른 경우
2. 법위반으로 투자비 및 총괄원가 산정기준이 변경된 경우
3. 제2호 외에 투자비 및 총괄원가 산정기준이 변경된 경우

17.2.3 투자비 구성

17.2.3.1 투자비는 발전소와 송전접속설비 투자비, 건설기간 중 자본비용의 합으로 한다.

17.2.3.2 발전소 투자비는 일괄도급계약자(EPC 사업자) 투자비와 사업주(Non-EPC) 투자비로 구분하며 세부적인 내용은 아래 표와 같다.

항 목				내 용	비고
발전소	EPC	설계 기술비		발전소 설계비용	간접비
		기자재비	주기기	발전기/터빈, 보일러 등	직접비
			보조기기	환경, 배관, 전기 설비 등	
		시공비	토목	제17.2.3.4조 참조	
			건축	제17.2.3.5조 참조	
			기계	제17.2.3.6조 참조	
			전기·계측	제17.2.3.7조 참조	
	Non-EPC	사업주 공사비	기자재비	보조기기	직접비
			시공비	토목, 건축, 기계, 전기·계측공사	
		사업주 제경비		사전개발비, 일반관리비 등	간접비
		용 역 비		사업주 지원용역, 책임감리 용역 등	
		용 지 비		발전소 부지매입비, 이주보상비, 어업권 보상비, 지역협력 사업비	
송전 접속설비				발전소 접속점에서 공용송전망까지 접속설비	
건설기간 중 자본비용				건설기간 중 투입자금에 대한 기회비용	

17.2.3.3 설계기술비는 발전소 건설에 필요한 기본 및 상세설계에 소요되는 비용을 말한다.

17.2.3.4 토목공사비는 부지정지, 법면보호, 진입도로, 호안축조, 방파제, 공사용 용수 및 공사용 전력설비, 연료하역부두 축조, 본관기초굴착, 본관 지반보강, 배수로 축조, 냉각수 취수펌프구조물 축조, 취수관로 축조, 옥외탱크기초, 석탄취급설비기초, 조경, 전기설비 기초공사, 전기 집진기 기초, 탈황설비 기초, 옥외소화설비 및 지하매설물, 오·폐수처리설비기초, 구내도로 및 배수, 회처리설비 기초, 냉각수 배수구 축조, 석회석 하역부두 축조, 공업용수 가압장, 배수로 지반보강 등의 공사에 소요되는 비용으로 한다.

17.2.3.5 건축공사비는 터빈 및 전기·전자건물 마감, 터빈 및 보일러건물 기초, 터빈 철골설치, 터빈발전기 기초, 옥내기기 기초, 연돌 축조, 전기전자건물 신축, 주제어건물 신축, 염수주입건물 신축, 행정동 신축, 기계공작실, 종합창고, 해수양수 제어건물, 회처리수 재순환 펌프건물, 가스창고, 석고저장건물, 석고탈수건물, 흡수탑재순환펌프

건물, 석회석 슬러리제조건물, 탈황 폐수처리건물, 용수 및 환경관련 건물, 탈황 전기전자 건물, 석탄저장건물, 경유 펌프실, 폐기물 저장창고, 보안시설 및 기타부대공사, 도급자 가설건물 및 작업장 공사 등의 공사에 소요되는 비용으로 한다.

17.2.3.6 기계공사비는 보일러 및 부대설비 설치공사, 터빈 및 발전기 설치공사, 기계설비 설치, 순환수펌프 설치공사, 보온설치공사, 도장공사, 공용설비 설치, 배관설치 등의 공사에 소요되는 비용으로 한다.

17.2.3.7 전기·계측공사비는 전력용변압기 설치공사, 발전기모선 설치공사, 구내송전선로 설치공사, 전기기기 설치공사, 접지공사, 조명설비, 케이블 트레이 및 전선관 설치공사, 케이블 포설공사, 부대건물 전기설비 공사, 전기 잡설비, 계측제어설비 등의 공사에 소요되는 비용으로 한다.

17.2.3.8 사업주 공사비는 사업주가 직접 발주 또는 구매하는 항목의 공사비와 공사부대비용을 말한다.

17.2.3.9 사업주 제경비는 발전회사(특수목적법인) 설립직전까지 발생한 사전개발비, 발전회사(특수목적법인) 설립이후 상업운전 직전까지의 일반관리비 등을 포함하는 비용을 말하며, 이 중 사전개발비는 발전소 건설공사와 직접 관련되는 비용으로 환경영향평가, 사업타당성 분석 등의 용역비용과 정부의 전력수급기본계획 공고시점부터 발전회사 설립직전까지 발생한 합리적 수준의 일반관리비용을 말한다.

17.2.3.10 용역비는 사업주 지원용역, 책임감리 용역, 비파괴 검사용역, 환경영향평가용역, 인허가 지원용역, 위탁운전 및 경상정비용역, 온배수 재순환 분석용역, 지질조사용역, 어업피해조사용역 등을 말한다.

17.2.3.11 용지비는 발전소 부지매입비, 이주보상비, 어업권 보상비, 지역협력 사업비로 구성된다. 이 중 부지매입비는 토지, 지장물, 그리고 취득세 등으로, 이주보상비는 정착지원비, 주거이전비, 이사비용으로 구성된다.

17.2.3.11.1 용지비 중 지역협력사업비는 발전소 건설을 추진하는 과정에서 발전소 주변지역 주민의 복리증진과 주변지역 경제 활성화 등을 위해 지자체, 대표성을 가진 지역주민 단체 등의 요구로 인해 발생하는 실적공사비를 말한다.

17.2.3.12 송전접속설비 투자비는 공용 송전망으로부터 발전기의 전기설비에 이르기까지의 전선로와 이에 부속하는 개폐장치, 모선 및 기타 관련 설비의 건설에 소요되는 비용을 말한다.

17.2.3.13 건설기간 중 자본비용은 건설기간 중 발전소 건설을 위하여 투입된 자기자본과 타인자본의 기회비용을 말하며, 자기자본과 타인자본에는 상업운전직전까지 누적된 기회비용을 포함한다.

17.2.4 표준투자비 산정

17.2.4.1 발전소 건설 투자비 항목 중 부지특성에 따라 배치나 규모가 달라지는 부대설비 투자비 항목의 표준투자비는 표준 부지배치 기준으로 개략적으로 추정된 설계물량과 표준품셈에 의한 설계가격(최근 유사사업의 평균 낙찰률 반영)을 곱하여 산정하며, 동 공사비 항목으로는 부지정지공사, 본관지반 보강공사, 석탄취급설비공사, 석회석취급설비공사, 석회석하역 부두공사, 연료하역 부두공사, 호안공사, 방파제공사, 취·배수관로 축조공사 등이 있다. 발전사업자가 발전기를 위해 실제 건설하지 않은 부대설비 항목은 발전기의 표준투자비와 실적공사비 비교시 표준투자비 항목에 포함하지 아니한다.

17.2.4.2 부대설비 투자비 항목을 제외한 표준화가 가능한 항목의 표준투자비는 선행 유사발전기그룹 발전기의 실적공사비를 참조하여 산정하며, 동 발전기의 투자비를 기준으로 용량, 증기조건과 석탄 발열량 보정 등의 방법으로 기술적 특성을 반영하고, 계약일로부터 산정시점의 가격기준일까지의 물가상승률을 반영하여 산정한다. 물가상승률 적용시 기자재비는 항목별로 한국은행 생산자 물가지수를 적용하고 설치/시공비는 대한건설협회의 「건설업 임금실태 조사보고서」상의 시중노임단가표를 참조한 노무비 지수를 적용한다.

17.2.4.3 설계기술비는 발전소 설계에 실제 소요되는 수준을 감안하여 일괄도급(EPC)방식으로 사업이 수행될 경우 EPC 직접비의 2.5%(500MW급 기준)로 한다. 다만 1,000MW급 발전기에 대해서는 설계전문기관의 연구결과를 반영하여 달리 정할 수 있다.

17.2.4.4 용역비는 일괄도급(EPC)방식으로 사업이 수행될 경우 발전소 직접

비의 2.0%로 한다. 다만, 송전접속설비를 한국전력공사와 발전사업자가 분담하여 건설할 경우 발전소 직접비는 발전사업자의 분담금액을 포함하여 산정한다.

17.2.4.5 사업주 공사비중 사업주 기자재비와 사업주 시공비는 관련 일괄도급계약자(EPC 사업자) 투자비 항목에 포함하여 표준투자비를 산정하되, 사업주 시공비 중 사원주택의 표준투자비는 발전소 설비용량에 석탄발전기 보유 타 발전사업자 석탄발전소의 사원주택 규모를 참고(본사 소재 사업소와 석탄외의 전원설비가 포함된 사업소 제외)하여 설비용량당 인원수, 인원수당 세대수, 세대당 사원주택 면적과 발전기 시운전 개시 시점의 전전년도 발전소 인근지역 평균 분양가액을 곱하여 산정한다.

17.2.4.6 사업주 제경비는 일괄도급(EPC) 방식으로 사업이 수행될 경우 발전소 직접비의 4.5%로 한다. 다만, 송전 접속설비를 한국전력공사와 발전사업자가 분담하여 건설할 경우 발전소 직접비에 발전사업자의 분담금액을 포함하여 산정한다.

17.2.4.7 부지매입비는 토지, 지장물 및 취득관련 비용 등으로 구분되며, 이중 토지는 표준발전기 2기의 면적에 발전소 부지 매입시점의 발전소 부지 표준공시지가, 발전소 부지 주변지역의 용지보상배율을 곱하여 산정한다. 또한, 지장물 (건물, 영농손실, 임목, 분묘 등 포함) 등은 토지구입비용 표준투자비의 30%을 곱하여 산정하며, 취득세, 농어촌특별세, 지방교육세는 발전소 부지 매입시점의 적용세율을 곱하여 산정한다.

17.2.4.8 이주 보상비 중 정착지원비는 이주 정착지원을 위해 이주세대에 지급되는 비용으로, 이주정착금, 이주정착지원금, 생활안정지원금으로 구성되며 세대당 정착지원비에 발전소 설비용량, 설비용량당 세대수를 곱하여 산정한다. 주거 이전비는 발전소 부지 매입시점에 통계청이 조사·발표하는 가계조사통계의 도시근로자가구의 가구원수별 월평균 가계지출비에 일정 개월수, 발전소 설비용량, 설비용량당 세대수를 곱하여 산정하고, 이사비는 발전소 부지 매입시점의 노임, 차량운임, 포장비를 고려한 일정 금액에 발전소 설비

용량, 설비용량당 세대수를 곱하여 산정한다.

17.2.4.9 어업권보상비는 표준발전기와 동일 해안에 위치한 발전기의 설비용량당 어업권보상단가의 실적치에 표준발전기 공사착수 시점까지의 생산자물가지수 변동률, 발전기 설비용량을 곱하여 산정하며, 동일 해안에 입수 가능한 어업권 보상실적이 존재하지 아니한 경우 타 해안의 보상실적 자료를 참조하여 산정할 수 있다.

17.2.4.10 지역협력 사업비와 준공 후 발전소의 건물, 구축물, 시설물, 건물에 부착된 기계장치에 대해 부과될 취득세와 동 부가세는 실적공사비와 표준투자비의 비교시 포함하지 아니한다.

17.2.4.11 접속설비 연계전압과 접속선로는 한국전력공사의 「송·배전용전기설비 이용규정」의 별표5(발전소 계통연계기준)에 따라 345kV ACSR480 × 4B 2회선으로 하며, 선로길이는 유사설비 평균값을 반영하여 50km로 한다.

17.2.4.12 송전 접속설비 투자비는 한국전력공사의 최근 「건설분야 표준단가」에 의거 산정한다.

17.2.4.13 건설기간 중 자본비용 산정을 위한 건설공기는 발전사업세부허가기준이 포함된 관련 고시(산업통상자원부 고시 제 2016-133호) 제8조(발전연료별 사업의 준비기간 등)를 고려한 투자비 산정 전문기관의 표준공기를 적용하고, 표준공기 동안 연도별로 배분될 표준투자비는 주요 항목별 표준배분곡선 등에 의해 산정하며, 회계연도별의 건설기간 중 자본비용의 산정은 아래와 같다.

$$A = (B + D/2) \times I$$

A : 회계연도별 건설기간 중 자본비용, B : 누적 전년도 현금흐름 및 누적 투자보수
D : 회계연도별 현금흐름, I : 건설중인 회계연도별 발전사업자 자본비용

17.2.4.14 건설중인 기간 동안 회계연도별 발전사업자의 세전 가중평균자본비용은 17.3.2.9내지 17.3.2.12의 산정원칙을 적용하여 산정하되, 경과한 회계연도에 대해서는 자본비용의 구성요소 중 산정기간이나 산정시점의 값은 해당연도 기준 값을 사용한다.

17.2.4.15 건설중인 기간 동안의 적정투자보수 중 타인자본 부분은 매년 세전으로 보상하고, 자기자본 부분은 매년 세후로 보상한다. 다만,

준공시점에서 건설기간 동안의 자기자본 투자보수에 대한 법인세 비용 효과를 일시에 계산하여 투자비에 가산하되, 상업운전 기간 동안 요금기저 산정시 동 효과를 제외한다.

17.2.5 실적공사비 검토

17.2.5.1 비용평가위원회는 건설기본계획이 확정된 발전사업자의 실적공사비 적정성을 검토하기 위해 전력거래소 관련부서 담당자를 간사로 하고, 한국전력공사, 해당 발전사업자를 포함한 석탄발전기 보유 발전사업자, 외부전문가를 위원으로 하는 협의체를 둘 수 있다.

17.2.5.2 해당 발전기를 건설 중인 발전사업자는 이사회에서 발전기 건설기본계획이 확정된 이후 분기 단위로 다음 각 호의 서류를 전력거래소에 제출하여야 하며, 비용평가위원회는 이를 검토한다.
<개정 2017.6.28., 2018.4.26.>

1. 발전소의 주요 사업개요 및 주요 설비계획
2. 발전소의 착공부터 준공까지의 호기별 예상 공사기간 및 발전소 예상 공사비
3. 공사비 재원조달방안(자기자본, 프로젝트 파이낸싱금액) 세부내역 및 공사비의 연도별 재원별 집행 계획 대비 집행실적 내역
4. 공사비의 항목별 연도별 집행계획대비 집행실적 내역
5. 주요 공정별 건설공기 계획대비 진행실적 내역
6. 지역협력사업비 계획대비 집행실적 내역
7. 기타 발전소 건설관련 중대한 변화 발생내용 등
8. 1~7호에서 당초 계획의 변경 및 계획 대비 실적차이 발생시 변경 및 차이원인에 대한 상세 분석내역

17.2.5.2.1 비용평가위원회는 해당 발전사업자가 17.2.5.2에 따른 서류를 제출기한 내에 제출하지 않거나 제출된 자료의 부실 또는 허위로 인해 실적공사비에 대한 공정하고 객관적인 적정성 검토가 이루어질 수 없다고 판단되는 경우에는 표준투자비와 실적공사비 중 작은 값을 적용할 수 있다. <신설 2018.4.26.>

17.2.5.3 해당 발전사업자는 실적공사비에 대한 회계전문기관의 검토보고서

에 표준투자비 항목 분류기준과 동일한 방식으로 분류한 실적공사비 세부 명세서를 첨부하여 발전소의 최초 호기 시운전 3개월 전까지 전력거래소에 제출하여야 한다.

17.2.5.4 전력거래소 담당부서는 항목별로 표준투자비와 발전사업자가 제출한 실적공사비(지역협력사업비 포함)를 비교 형식으로 구분하여 기재하고 차이금액 발생시 차이가 큰 주요 항목의 차이발생 원인을 명기하여 비용평가위원회에 제출한다.

17.2.5.5 비용평가위원회는 실적공사비 검토결과 추가적인 검토가 필요하다고 판단한 항목에 대해서는 세부 분석자료를 발전사업자에 요구할 수 있으며, 발전사업자는 지체 없이 이에 응하여야 한다.

17.2.5.6 실적공사비 중 건설기간 중 자본비용 산정을 위한 회계연도별 자기자본투자보수율은 17.2.4.13에 의해 산정된 자기자본투자보수율과 동일한 값을, 타인자본수익률은 17.3.2.10에 따라 산정된 차입금리를, 자본구성 비율은 해당 발전사업자의 실적치를 각각 적용한다.

17.2.5.7 비용평가위원회는 지역협력 사업비 중 해당 발전사업자가 상업운전기간동안에 경상적인 지출이 예상되는 기부금성 항목의 비용은 실적공사비에서 제외하며, 법적 근거, 불요불급한 비용지출 최소화, 합리적 수준 여부 등을 종합적으로 고려하여 지역협력 사업비의 적정성 여부를 검토한다.

17.2.6 투자비 확정

17.2.6.1 상업운전 개시시점의 잠정투자비 확정

17.2.6.1.1 상업운전 개시시점의 잠정투자비는 17.2.6.1.2내지 17.2.6.1.5의 비용평가위원회 검토결과에 따라 확정된다.

17.2.6.1.2 비용평가위원회는 항목별로 표준투자비와 실적공사비의 차이 발생시, 차이원인에 대한 해당 발전사업자의 소명이 합리적이라고 판단되는 경우에는 투자비로 인정하고 그렇지 아니한 경우 인정하지 아니한다.

17.2.6.1.3 17.2.5.7에 의거 비용평가위원회의 적정성 검토가 완료된 지역협력사업비가 표준투자비의 1.5%를 초과할 경우에는 17.2.5.7에 의

해 검토된 지역협력사업비와 표준투자비의 1.5%에 해당하는 금액과 17.2.5.7에 의해 검토된 지역협력사업비에서 표준투자비의 1.5%에 해당하는 금액을 차감한 금액의 50%를 더한 금액을 비교하여 이중 적은 금액으로 확정하고, 상기 금액이 표준투자비의 1.5% 이하일 경우에는 17.2.5.7에 의해 검토된 지역협력사업비로 확정한다.

17.2.6.1.4 실적 공사비 중 표준투자비 항목에는 포함되지 않았으나 비용평가위원회에서 타당성을 인정한 공사비에 대해서는 투자비에 반영할 수 있다.

17.2.6.1.5 발전소의 건물, 구축물, 시설물, 건물에 부착된 기계장치에 대한 취득세는 관련기관에 신고, 납부한 금액을 투자비에 가산한다.

17.2.6.1.6 시운전기간 동안에 발생한 연료비와 운전유지비 실적은 상업운전 개시시점의 잠정투자비 산정시 제외한다.

17.2.6.2 상업운전 개시 후 최종투자비 확정

17.2.6.2.1 투자비의 실재성 검토를 위해 건설되는 발전기 중 후속 호기의 상업운전 개시 후 1년 이내에 해당 발전사업자와 한국전력공사는 공동 명의로 투자비 실사결과와 해당 발전기의 시운전 정산금 실적을 반영한 회계전문기관의 발전기 투자비 검토결과 보고서를 전력거래소에 제출하여야 한다. 다만, 실사기간 추가소요 등 사유가 발생하는 경우 기한연장 여부는 비용평가위원회에서 정할 수 있다. <개정 2017.9.26., 2018.4.26.>

17.2.6.2.2 시운전 정산금 실적 반영시 시운전 기간 동안의 시운전 정산금과 실제 발생한 원가간의 정산을 위해, 시운전 정산금(연료비와 운전유지비 실적분 제외)과 이자효과(시운전 정산금 지급시점과 최종투자비 확정시점의 기간차이에 회계기간별 적정투자보수율을 고려한 금액)를 반영한다.

17.2.6.2.3 비용평가위원회는 다음 각 호를 반영하여 해당 발전기의 투자비를 최종 확정한다. <개정 2018.4.26.>

1. 해당 발전사업자와 한국전력공사가 제출한 투자비 검토결과 보고서
2. 상업운전 개시시점부터 투자비 최종 확정시점까지 변경된 실적

공사비를 반영하여 재실시된 전체 실적공사비의 적정성 검토결과

3. 최종 확정시점의 투자비 산정기준

제3절 총괄원가 산정기준 <개정 2017.3.28>

제1관 감가상각비 산정기준

17.3.1.1 확정된 투자비를 유형자산과 무형자산으로 분류한 후 감가상각대상 자산가액을 확정한다.

17.3.1.2 감가상각비는 감가상각대상 자산가액을 정액법에 의해 자산별 적정 내용연수로 나누어 산정한다.

17.3.1.3 내용연수는 국제회계기준(IFRS)에 따라, 한국전력공사의 발전자회사((주)한국수력원자력 제외) 석탄발전소의 보일러, 터빈, 발전기 등 각 자산별로 적용중인 내용연수를 준용하여 적용한다. 다만, 건설기간 중 자본비용, 지역협력사업비, 건설기간 중 자본화 되지 않은 사업주 제경비 등 요금기저 중 회계상 자산으로 인식되지 않는 항목의 경우 유·무형 자산의 가중평균 내용연수를 적용한다.

17.3.1.4 상업운전 개시연도의 감가상각비는 제2절 투자비 산정기준에 의거 산정된 상업운전 개시시점의 잠정 투자비와 상업운전 개시시점부터 상업운전 개시 회계연도말까지의 예상 자본적 지출을 자산별 내용연수와 취득시점을 고려하여 월할 상각하여 산정한다.

17.3.1.5 상업운전 개시연도의 다음연도 이후 감가상각비는 적용 회계연도의 자본적 지출 계획을 반영한 후 자산별 내용연수와 취득시점을 고려하여 월할 상각하여 산출된 값에 적용 회계연도의 직전 회계연도 감가상각비 예측오차를 가감하여 산정한다.

17.3.1.6 해당 발전사업자가 발전사업 외의 사업을 영위하거나 석탄발전 외의 발전사업을 하는 경우, 석탄발전기에 배부할 공용자산의 감가상각비는 전기사업회계규칙을 준용하여 산정한다.

제2관 적정투자보수 산정기준

17.3.2.1 적정투자보수는 요금기저에 적정투자보수율을 곱하여 산정된다.

17.3.2.2 요금기저는 순가동설비 자산가액, 건설중인자산과 운전자금으로 구성되며, 전력생산에 직접 공여치 아니하는 유휴자산, 타목적의 자산, 인수 및 합병 등에 따른 영업권, 미상각된 자산 재평가 차액 등은 제외한다.

17.3.2.3 요금기저 중 순가동설비 자산가액(사원주택 임차보증금과 무형자산을 포함하고 감가상각누계액을 차감한 금액)은 각 호와 같이 산정한다.

1. 상업운전 개시시점의 순가동설비 자산가액은 제2절 투자비 산정기준에 의거하여 산정된 상업운전 개시시점의 잠정 투자비와 상업운전 개시 회계연도말 현재의 순가동설비 자산가액을 평균하여 산정한다.
2. 상업운전 개시연도 다음연도 이후 순가동설비 자산가액은 적용 회계연도의 직전 회계연도 순가동설비 자산가액의 예측오차를 반영한 적용 회계연도의 기초 예상 순가동설비 자산가액과 적용 회계연도의 기말 예상 순가동설비 자산가액을 평균하여 산정한다.

17.3.2.4 요금기저 중 운전자금은 영업비용에서 감가상각비 등 현금유출이 수반되지 않는 비용을 차감한 금액을 기준으로 매년 산정하되, 비용회수기간은 3년 주기로 산정한다.

17.3.2.5 요금기저 중 운전자금 산정을 위한 영업비용은 연료비와 운전유지비로 구분하며, 제3절 제5관 연료비 산정기준 및 제3절 제3관 운전유지비 산정기준에 따라 산정된 금액을 적용한다.

17.3.2.6 운전자금 중 연료비 해당분은 일간 연료비에 비용회수기간을 곱하여 산정하며, 예측치와 실적치의 차이가 발생하는 경우에는 차기 회계연도 정산조정계수 산정시 이를 반영한다.

17.3.2.6.1 일간 연료비는 17.3.5.1에 따라 산정된 정산조정계수 기간 동안의 연료비 합계를 동 기간 동안의 일수로 나누어 산정한다.

17.3.2.6.2 연료비의 비용회수기간은 재고보유기간과 채권회수기간을 합산하고 대금지급기간을 차감하여 계산한다.

17.3.2.6.3 재고보유기간은 재고자산 인식 후부터 발전기에 투입 전까지의 평균 소요기간을 기준으로 산정한다.

17.3.2.6.4 채권회수기간은 발전 후부터 시장정산금 회수일까지의 평균 소요기간을 기준으로 산정한다.

17.3.2.6.5 대금지급기간은 재고자산 인수 후부터 재고자산 대금지급일까지의 평균 소요기간을 기준으로 산정한다.

17.3.2.6.6 재고보유기간 및 대금지급기간은 전력시장에서 거래하는 한국전력공사 발전자회사의 17.2.1.3.1에 따른 설비용량별 석탄발전기 최근 3개년 평균 실적자료를, 채권회수기간은 최근 3년간 전력시장 정산금 회수기간의 평균 실적자료를 이용한다.

17.3.2.7 운전자금 중 운전유지비 해당분은 연간 운전유지비를 연간 총 일수로 나눈 일간 평균 운전유지비에 비용회수기간을 곱하여 산정한다.

17.3.2.7.1 연간 운전유지비는 17.3.3.1의 연간 운전유지비로 하며, 비용회수기간은 연료비 운전자금 산정시의 채권회수기간과 동일하게 적용하여 산정한다.

17.3.2.8 적정투자보수율은 발전사업의 위험도, 금리수준, 자본구조 등을 고려하여 결정한다.

17.3.2.9 적정투자보수율은 실제 차입금리 수준을 고려한 세후 타인자본 투자보수율과 자기자본에 대한 적정한 기회비용을 고려한 자기자본 투자보수율을 자본구성비율로 가중 평균하여 산정한다.

적정투자보수율 = 세전 타인자본 투자보수율×(1-법인세율) × 타인자본비율 + 자기자본 투자보수율 × 자기자본비율

17.3.2.10 세전 타인자본 투자보수율은 변동금리 부담이자, 고정금리 부담이자, 해당 차입금의 만기동안 배분된 차입 관련 부대비용을 합산한 금액을 기초시점과 기말시점의 차입금 평균으로 나누어 산정한다. 다만, 법인세법상의 특수관계자로부터의 차입금은 실제 차입금리 계산시 제외한다.

17.3.2.10.1 17.3.2.10의 변동금리는 3년만기 무보증 회사채 AA- 기준금리와

프로젝트파이낸싱(Project Financing, 이하 PF라 한다) 약정시점의 해당 발전사업자의 위험 등이 반영된 가산금리의 합으로 구성되며, 고정금리는 PF 약정시점의 고정금리를 말한다.

17.3.2.10.2 변동금리 중 해당 발전사업자의 가산금리, 고정금리는 동종업종 유사 PF사례, 금융시장 상황 등을 고려하여 적정성을 검토한다.

17.3.2.10.3 세후 타인자본 투자보수율은 세전타인자본 투자보수율에서 법인세율을 공제한 율로 하고, 세전타인자본 투자보수율은 정산조정계수 산정시점 직전월로부터 역산한 1년간 월평균 이자율로 한다.

17.3.2.10.4 발전사업자는 PF대출금에 대한 리파이낸싱을 시행할 경우 리파이낸싱으로 인해 변동된 대출금 현황자료를 전력거래소에 즉시 제출하여야 한다.

17.3.2.11 자기자본투자보수율은 자본자산가격결정모형(CAPM, Capital Asset Pricing Model)을 사용하여 산정하며, 무위험자산수익률과 위험프리미엄(시장위험 프리미엄 × 위험계수)을 합한 금액으로 산정한다.

자기자본투자보수율 : 무위험자산수익률 + 시장위험프리미엄 × 위험계수

17.3.2.11.1 무위험자산수익률은 20년 만기 국고채의 최근 1년 일평균 이자율을 적용한다. 여기서 최근 1년이라 함은 정산조정계수 산정시점의 직전월로부터 역산한 1년을 의미한다.

17.3.2.11.2 시장위험프리미엄은 국내 공공요금 산정시 실제 적용수준을 고려하여 산정한다.

17.3.2.11.3 위험계수(유부채) 산정

1. 대용기업의 유부채 위험계수는 17.3.2.12의 자본구성비율 산정시의 기간 동안 대용기업인 한국전력의 월별(해당월의 마지막 영업일 기준) 주가 수익률과 KOSPI지수 월별(해당월의 마지막 영업일 기준) 수익률간의 공분산 및 분산을 반영하여 산정한다.
2. 대용기업의 무부채 위험계수는 대용기업의 유부채 위험계수에 17.3.2.12의 자본구성비율 산정시의 기간 동안 대용기업의 연결

재무제표 상의 부채비율을 이용하여 산정한다.

3. 해당 발전사의 무부채 위험계수는 대용기업의 무부채 위험계수에 한국전력과 발전자회사간 적용중인 위험계수 격차를 고려하여 산정한다.
4. 해당 발전사의 유부채 위험계수는 해당 발전사의 무부채 위험계수에 17.3.2.12의 부채비율을 반영하여 산정한다.

17.3.2.12 자본구성비율은 석탄발전기를 보유한 비교기업(한국전력공사의 석탄발전기 보유 발전자회사)의 개별 재무제표 상의 20년 평균값(20년에 미치지 못하는 경우 회사 설립이후 최대 기간 적용)을 적용하여 매년 산정하며, 자기자본비율과 타인자본비율은 자기자본과 차입금 합계 대비 자기자본 과 차입금의 각 비율로 한다. 여기서 20년 평균값이라 함은 적용 회계연도 기준가격 산정시점의 최근 회계연도말 이전 20년을 의미한다.

17.3.2.12.1 차입금은 사채, 장·단기 차입금 등 이자비용이 발생하는 실제 차입과 관련된 부채를 말한다.

제3관 운전유지비 산정기준

17.3.3.1 운전유지비는 17.2.1.3.1에 의한 설비용량별, 운전유지비 항목별로 산정한 과거 3개년 평균 운전유지비에 적용 회계연도와 그 직전 회계연도의 물가상승률을 반영하고 설비용량 차이에 따른 Scale Factor를 곱한 후 개별 고정성 비용을 합하여 아래와 같이 산정한다. 다만, 적용 회계연도의 직전 회계연도 재무제표가 공시된 경우 직전 회계연도 포함 최근 3개년 평균 운전유지비를 기준으로 산정한다.

운전유지비 = (과거 3개년 설비용량별 (해당 발전기 제외) 평균 운전유지비)
× (1 + 적용년도의 직전 회계연도 항목별 예상 물가상승률)
× (1 + 적용년도의 항목별 예상 물가상승률)
× $\left(1+\left(\frac{\text{신규발전기 설비용량}}{\text{기준발전기 설비용량}}\right)^{0.6}\right)$
+ (개별 고정성비용)

17.3.3.1.1 과거 3개년 17.2.1.3.1의 설비용량별(해당 발전기 제외) 평균 운전유지비 산정은 다음과 같다.

1. 과거 3개년 발전기별 평균 실적 운전유지비

=(적용 회계연도 4년전 실적 운전유지비 × (1+적용 회계연도 3년전 물가상승률) × (1+적용 회계연도 2년전 물가상승률) + 적용 회계연도 3년전 실적 운전유지비 × (1+적용 회계연도 2년전 물가상승률) + 적용 회계연도 2년전 실적 운전유지비)÷ 3

2. 과거 3개년 설비용량별 평균 운전유지비

$$= \frac{\sum \text{과거 3개년 발전소(기)별 평균 실적 운전유지비}}{\text{그룹별 발전소(기)수}}$$

17.3.3.1.2 기준발전기 설비용량은 동일한 설비용량에 속하는 발전기들의 설비용량을 가중 평균하여 산정한다.

17.3.3.1.3 발전기별로 과거 회계연도의 실적이 없거나 적정성이 검증되지 않은 해당 회계연도의 운전유지비는 제외하고 산정할 수 있다.

17.3.3.2 운전유지비의 항목은 인건비, 수선유지비, 기타비용, 그리고 개별 고정성비용으로 구성된다.

17.3.3.2.1 인건비 항목은 급여, 퇴직급여 및 복리후생비 등 급여성비용을 의미한다.

17.3.3.2.2 수선유지비는 사급비와 도급비 등 수선유지와 직접적으로 관련이 있는 비용을 의미한다.

17.3.3.2.3 기타비용은 운탄회사비, 수전비 및 보험료 등을 의미한다.

17.3.3.2.4 개별 고정성 비용은 17.3.3.1에 따른 평균 운전유지비 산정시 제외된 송·변전설비 주변지역지원법에 의한 비용, 전력거래수수료, 지역자원시설세, 회처리비용 및 사원주택 임차 관련비용 등을 의미한다.

17.3.3.3 물가상승률은 인건비는 공무원 임금 상승률, 수선유지비는 시중노임단가 상승률, 기타비용은 소비자 물가지수 상승률을 적용하며, 시중노임단가는 발전소 경상정비공사의 8개 직종에 대한 시중노임단가의 단순평균을 적용한다.

제4관 적정법인세 비용

17.3.4.1 적정법인세비용은 적정투자보수를 세전 적정투자보수로 환산한 후 법인세율을 곱하여 산정한다.

$$\text{적정법인세비용} = \frac{\text{적정투자보수}}{(1-\text{법인세율})} \times \text{법인세율}$$

제5관 연료비 산정기준

17.3.5.1 정산조정계수 산정을 위한 연간 예상 연료비 전망시 발전기 출력에 따른 연료비는 시간별 예상 발전량에서의 총발열량에 예상 열량단가를 곱하여 아래와 같이 산정된다.

$$\text{연료비용} = \sum((QHC_i \times P_i^2 + LHC_i \times P_i + NLHC_i) \times \text{예상 열량단가})$$

*QHC_i, LHC_i, $NLHC_i$: 발전기별 열소비계수 및 상수, P_i : 시간별 예상 발전량

17.3.5.1.1 연간 예상 총 연료비는 해당 발전기의 기술적 특성 자료, 예방정비계획, 매월 예상 열량단가를 시뮬레이터에 입력한 후 산정된 값으로 한다.

17.3.5.2 열소비계수 및 상수는 비용평가위원회에서 심의·의결한 해당 발전기의 자료(심의·의결한 자료가 없는 경우 설계치)를 적용한다.

17.3.5.3 예상 적용 열량단가는 해당 발전기 및 타 전력시장에 상업운전중인 석탄발전기의 예상 석탄 도입가격과 발열량을 고려하여 산정한다.

제4절 정산조정계수 산정 <개정 2017.3.28>

제1관 전력시장가격, 입찰량 및 발전량 전망

17.4.1.1 유가, 환율, GDP 성장률 등의 경제변수에 대한 전문기관의 전망자료를 기초로 적용년도 유가 및 환율을 확정한 후 발전기별 열량단가 및 전력시장의 전력 수요 증감률을 전망한다.

17.4.1.2 발전기별 적용년도 계획예방정비 일정, 발전기 고장정지 현황자료와 상업운전 예정 발전기의 시운전 계획 및 상업운전 계획을 발전사업자 및 통계자료 등을 통해 확보한다.

17.4.1.3 전력거래소 전력시장 분석시스템에 발전기별 열량단가, 전력수요, 발전기별 계획예방정비 일정 및 고장정지, 상업운전 예정 발전기의 운전계획을 입력하고 열제약, 송전제약 등을 반영하여 적용년도 시간대별 계통한계가격, 해당발전기의 입찰량과 발전량을 전망한다.

제2관 예상 시장 정산금 전망

17.4.2.1 해당 발전기에게 지급되는 예상 시장정산금은 전력시장운영규칙 별표 2에 따라 전력량 등에 대한 정산금, 보조서비스 정산금, 용량정산금 등으로 구분되며, 전력량 등에 대한 정산금은 계량전력량에 대한 정산금, 계통운영에 따른 변동비보전정산금, 실제 계량된 발전량이 발전계획량 미만인 경우 발전하지 못한 전력량에 대한 정산금으로 구성된다. <개정 2022.8.29.>

17.4.2.2 계량전력량에 대한 정산금은 전력시장운영규칙 별표 2에 따른 각 발전기의 거래일 발전전력량에 대한 정산금으로 전력시장운영규칙 별표 23에 따라 정산조정계수가 반영되어 산정된다. <개정 2022.8.29.>

17.4.2.3 계통운영에 따른 변동비보전정산금은 전력시장운영규칙 별표 2에 따라 전력거래소가 발전사업자의 입찰최소발전량을 초과하여 급전한 발전량에 대하여 전력량정산금으로 변동비를 회수할 수 없는 경우, 전력량정산금과 변동비 차액을 정산하는 것으로 전력시장운영규칙 별표 23에 따라 정산조정계수가 반영되어 산정된다. <개정 2022.8.29.>

17.4.2.4 실제 계량된 발전량이 발전계획량 미만인 경우 발전하지 못한 전력량에 대한 정산금은 전력시장운영규칙 별표 2에 따라 하루전발전계획의 발전계획량에는 포함되었으나 전력거래소의 지시에 의해 감축한 전력량에 대한 정산금으로 전력시장운영규칙 별표 23에 따라 정산조정계수가 반영되어 산정된다. <개정 2022.8.29.>

17.4.2.5 보조서비스 정산금은 1차주파수제어서비스, 2차주파수제어서비스, 3차주파수제어서비스, 자체기동서비스, 예비력용량가치에 대한 정산금으로 전력시장운영규칙 별표 2에 따라 산정된다. <개정 2022.8.29.>

17.4.2.6 용량 정산금은 전력시장운영규칙 별표 2에 따라 해당 발전사업자가 입찰시 제시한 공급가능용량과 거래시간별 재선언공급가능용량 등을 반영하여 산정된다. <개정 2022.8.29.>

제3관 정산조정계수 산정 및 재산정

17.4.3.1 정산조정계수는 제3절 총괄원가 산정기준에 따라 산정된 총괄원가와 제4절 제2관에 따라 산정된 예상 시장정산금을 일치시키는 값으로 산정된다.

17.4.3.2 연간 단위로 산정된 열량단가, 계통한계가격(SMP), 발전량 등의 예상치가 실적치와 차이가 발생하는 하는 경우 분기 단위로 시장정산금과 총괄원가간 차이발생금액을 반영하여 연간 단위로 예상 시장정산금과 총괄원가가 일치하도록 정산조정계수를 재산정한다. 다만, 당해연도 전력거래에 의한 실적 정산금과 총괄원가간에 차이가 있는 경우에는 차기년도 2분기 적용 정산조정계수 산정시 이를 반영한다. <개정 2017.9.26>

17.4.3.3 분기 단위로 재산정하는 항목은 열량단가, 계통한계가격, 입찰량, 발전량으로 한정하며, 나머지 항목은 차기 회계연도 정산조정계수 산정시 차이분을 반영한다.

17.4.3.4 운전유지비 중「송변전설비 주변지역지원법」에 의해 지출되는 비용은 한국전력공사에서 해당 발전사업자에게 요청한 적용 회계연도 예상비용을 개별 고정성 비용에 반영하며, 과부족분은 차기 회계연도에 반영한다.

17.4.3.5 운전유지비 중 전력거래수수료 및 지역자원시설세는 적용 회계연도 연간예상전력량에 적용 회계연도의 수수료율 및 세율을 고려하여 개별 고정성 비용에 반영하며, 연간 실제발전량과 차이가 발생한 경우 과부족분은 차기 회계연도에 반영한다.

17.4.3.6 운전유지비 중 회처리 비용, 사원주택 임차 관련비용 등 해당 발전사업자가 직접 건설 하지 않음에 따라 발생하는 항목은 17.3.3.2.4에 따라

개별 고정성비용에 반영하며, 과부족분은 차기 회계연도에 반영한다.

17.4.3.8 해당 발전기의 안정화 기간(3년 이내) 동안 고장 정지가 발생한 경우 특정 기간 (상업운전 개시 시점이후 1년까지는 60일, 그 다음 1년 까지는 45일, 상업운전 개시 시점이후 2년이 초과하는 시점부터 3차 회계연도 말까지는 30일로 하며, 그 기간이 1년 미만일 경우에는 연간 대비 해당일수의 비율만큼 30일에서 조정) 동안은 회수하지 못한 고정비 등을 고려하여 정산조정계수를 재산정 한다.

17.4.3.9 해당 발전기가 안정화 기간 이후에 고장 정지한 경우에는, 발전공기업 석탄발전기들의 평균 고장정지일수(이하 “기준일수”라 함) 이내에 해당하는 고장정지 기간에 대해서만 고정비를 보상한다. 이때 기준일수는 17.2.1.3.1의 설비용량 구분에 따라 해당 발전기와 동일 설비용량으로 분류되는 발전공기업 석탄발전기들의 상업운전 개시 시점으로부터의 경과기간을 아래의 방법으로 구간화하여 매년 산정하며, 산정 시점은 해당연도 정산조정계수의 최초 산정 시점으로 한다. <개정 2020.9.25.>

4차 회계연도 ~ 5차 회계연도	6차 회계연도 ~ 10차 회계연도	11차 회계연도 ~ 15차 회계연도	16차 회계연도 ~ 20차 회계연도	21차 회계연도 ~ 25차 회계연도	26차 회계연도 ~ 30차 회계연도

17.4.3.10 회계기간 동안 매월 정산에 적용되는 열량단가는 제3절 제5관 연료비 산정기준과는 별개로 연료도입의 경제성과 효율성 향상을 목적으로 연료도입에 따른 유인규제방식을 적용하여 정산한다.

17.4.3.10.1 발전기별 열량단가가 기준열량단가의 상·하한 내에 있는 경우에는 해당 발전기의 열량단가를, 발전기별 열량단가가 기준열량단가의 상·하한을 초과하는 경우에는 조정된 열량단가를 적용하여 산정한다. 다만, 조정된 열량단가는 거래시간별 계획발전 전력량 정산금 조정금액(XTSEP) 계산시 거래일 계획발전 전력량 정산금(SEP)에서 차감되는 해당 발전기의 변동비(SCSEP) 계산시에는 적용하지 아니하고, 해당 발전기 열량단가를 적용한다.

17.4.3.10.2 기준열량단가는 매월 단위로 산정하며, 17.2.1.3.1의 설비용량별(500W급과 1,000MW급)로 발전기별 매월의 열량단가를 설비용량으로 가중 평균한 값을 적용한다.

17.4.3.10.3 17.4.3.10.1내지 17.4.3.10.2에 의한 발전기별 열량단가 적용기준은

다음 각 호와 같다.

1. 기준열량단가의 상하한(±10%) 범위 내 : 해당 발전기 열량단가 적용
2. 상한 초과 시 : 상한 열량단가 + (해당 발전기 열량단가 - 상한 열량단가) × 0.95
3. 하한 미만 시 : 해당 발전기 열량단가 + (하한 열량단가 - 해당 발전기 열량단가) × 0.05

17.4.3.11 전용부두가 없어 연안·육로수송이 필요하거나 타 기관과 계약에 의해 부두사용료를 지불하는 경우 또는 유동층 보일러 등 발전설비가 표준발전기와 상이한 경우와 같이 기술적, 환경적 제약으로 인해 해당발전기의 열량단가가 기준 열량단가와 차이가 발생하는 경우에는 17.4.3.10에도 불구하고 해당 발전기의 열량단가를 적용한다.

제5절 시운전 전력의 정산기준 <개정 2017.3.28., 2023.7.28., 2023.11.27.>

17.5.1 시운전 기간의 정산조정계수는 17.2.6.1에 따른 해당 석탄발전기의 잠정투자비가 확정되지 않은 경우 시운전 기간별로 다음과 같이 적용한다. <개정 2020.9.25., 2022.10.28., 2023.7.28.>

17.5.1.1 시운전 개시일이 속한 최초 분기에는 해당 분기를 기준으로 산정한 다른 민간석탄발전기들의 해당 연도 연간 정산조정계수들의 단순평균을 적용한다.

17.5.1.2 최초 분기 이후에는 다른 민간석탄발전기들에 적용 중인 해당 분기 정산조정계수들의 단순평균을 적용한다. 다만, 최초 분기 이용률(설비용량 기준)이 발전공기업 1,000MW급 시운전 발전기의 최초 3개월 평균 이용률 대비 현저히 낮은 경우 이용률 감소 사유를 검토하여, 다른 민간 석탄발전기들의 해당 연도 연간 정산조정계수들의 단순평균을 적용할 수 있다. <개정 2023.11.27.>

17.5.1.3 17.5.1.1 및 17.5.1.2의 다른 민간석탄발전기란 17.2.6.1에 따른 잠정투자비 또는 17.2.6.2에 따른 최종투자비가 확정된 발전기를 의미한다.

17.5.2 17.5.1에도 불구하고 선행호기가 제6절에 따라 임시 투자비 기준의 정산조정계수를 적용받고 있을 경우 후행호기는 해당 석탄발전사업자의 정산조정계수를 적용한다.

17.5.3 연료비는 제3절 제5관에 따라 산정하고, 고정비는 제2절에 따라 산

정하며, 정산조정계수 산정시 적용 자료는 산정시점에서 입수 가능한 최신 자료에 의한다.

17.5.4 시운전기간에 실제 정산에 적용되는 연료비는 17.4.3.10에도 불구하고 비용평가위원회에서 심의·의결된 열량단가를 적용하여 산정된 값을 적용한다.

제6절 잠정투자비 확정 전 상업운전발전기의 정산기준 <신설 2023.7.28.>

17.6.1 17.2.6.1에 따른 잠정투자비가 확정되지 않은 해당 민간석탄발전기는 다른 민간석탄발전기들에 적용 중인 정산조정계수들의 단순평균 적용을 원칙으로 한다. 다만, 비용평가위원회에서 해당 민간석탄발전기에 대해 임시 투자비를 의결한 경우에는 해당 투자비를 기준으로 17.6.2에 따라 산정한 정산조정계수를 적용한다.

17.6.2 17.6.1 단서의 정산조정계수 산정을 위한 총괄원가는 제3절 총괄원가 산정기준 및 제4절 정산조정계수 산정기준에 따른다. 다만, 17.6.2.1, 17.6.2.2, 17.6.2.3, 17.6.2.4를 제3절 총괄원가 산정기준 및 제4절 정산조정계수 산정기준보다 우선하여 적용한다.

17.6.2.1 요금기저의 기초자산가액 산정시점은 해당 발전기 선행호기 상업운전개시 시점을 기준으로 한다.

17.6.2.2 감가상각비 산정을 위한 내용연수는 유사 용량 민간석탄발전기들의 내용연수를 고려하여 산정한다.

17.6.2.3 적정투자보수율은 17.2.6.1에 따른 잠정투자비 또는 17.2.6.2에 따른 최종투자비가 확정된 민간석탄발전기 산정값의 단순평균을 적용한다.

17.6.2.4 17.2.2.5의 재투자비, 17.4.3.8내지 17.4.3.9의 기준일수를 초과한 고정비 차감 및 17.4.3.10내지 17.4.3.11의 열량단가 조정 규정은 반영하지 않는다.

17.6.3 해당 민간석탄발전사업자는 정산조정계수 산정에 필요한 예산서, 열량단가, 금융비용 등 전력거래소의 자료요청에 적극 협조하여야 한다.

제18장 신재생에너지공급의무화제도 의무이행비용 보전기준

[본장신설 2013.4.24]

18.1 목적

18.1.1 규칙 제11장 제2절(의무이행비용 정산)에 규정된 공급의무자별 의무이행비용 정산에 적용할 중간적용가격 및 기준가격과 관련된 세부기준을 정하는 데 그 목적이 있다.

18.2 적용대상

18.2.1 공급의무자별 의무이행비용이 적용되는 발전기는 공급의무자의 정산용 발전기로 한다.

18.2.2 공급의무자별 의무이행비용 보전금액 산정시 공급인증서의 경우 백원 단위 이하를 절사한 금액을 적용한다. <개정 2016.2.25., 2021.5.28.>

18.2.3 <삭제 2016.2.25>

18.3 산정주기

18.3.1 거래소는 매월 중간적용가격 및 공급의무자별 월간 의무이행비용 보전금액을 산정한다. 단, 2014년 이후부터 매년 1월부터 6월까지의 중간 적용가격은 직전년도 12월의 중간적용가격을 적용하되 18.3.2조 단서조항에 따라 산정기간을 달리 할 경우에는 직전년도 12월의 중간적용가격 적용기간 또한 달리 정해진 기간 동안 적용한다.
<개정 2017.5.31., 2019.3.27.>

18.3.2 거래소는 매년 6월 말일까지 전년도 기준가격 및 공급의무자별 연간 의무이행비용 보전금액을 산정한다. 다만, 정당한 사유가 있는 경우 비용평가위원회의 의결을 거쳐 산정기간을 달리 할 수 있다.
<개정 2017.5.31., 2019.3.27.>

18.3.3 거래소는 의무이행비용 정산금액이 해당년도 이행비용 소요계획을 초과하는 경우 해당 초과분에 대해 한국전력공사에 지급요청시기 및 공급의무자별 지급시기를 별도로 정할 수 있다.

18.4 중간적용가격 산정기준

18.4.1 RPS대상 태양광설비(2012년 이후 공급인증서 발급 개시 설비) 및 비태양광설비 <개정 2016.2.25>

[단위 : 원/REC]

구 분	외부구매	자체건설	선정계약
가중평균 단가	$P_{평균}$	$P_{평균}$	-
전년도 기준가격	P'_{O1}, P'_{O2}	P'_{R1}, P'_{R2}	-
중간적용 가격	$\min(P'_{X}, P'_{Y}, P'_{O1}, P'_{O2}, P_{평균})$	$\min(P'_{X}, P'_{Y}, P'_{R1}, P'_{R2}, P_{평균})$	발전설비별 계약단가

* $P_{평균}$: 해당년도 전월까지의 현물시장과 계약시장의 가중평균단가
* P'_{O1}, P'_{R1} : 각각의 전년도 상반기 기준가격
* P'_{O2}, P'_{R2} : 각각의 전년도 하반기 기준가격
* P'_{X}, P'_{Y} : 전년도 선정분 가중평균단가

① 선정계약분 비용정산을 위한 중간적용가격은 발전설비별 계약단가를 적용한다. <개정 2016.2.25>

② 외부구매(현물시장, 자체계약)분 비용정산을 위한 중간적용가격은 전년도 선정분 가중평균단가, 전년도 현물시장 기준가격, 전년도 자체계약 기준가격, 해당년도 전월까지의 현물시장과 자체계약시장의 가중평균단가 중 작은 값을 적용한다. <개정 2016.2.25>

③ 자체건설분 비용정산을 위한 중간적용가격은 전년도 선정분 가중평균단가, 전년도 자체건설 기준가격, 해당년도 전월까지의 현물시장과 자체계약시장의 가중평균단가 중 작은 값을 적용한다. <신설 2016.2.25>

④ 가중평균단가, 전년도 기준가격 및 중간적용가격은 원단위 미만 절사한 수치를 적용한다. <항번호 변경 2016.2.25>

⑤ 태양광설비에 ESS설비를 연계하였을 경우, 이로 인해 추가 발급되는 공급인증서는 ESS설비가 연계된 후 거래되는 해당 월부터의 중간적용가격을 적용한다. 이 경우, 추가 발급되는 공급인증서는 ESS설비가 연계된 태양광설비(해당 ESS설비 포함)로부터 발급되는 공급인증서에서 전력계통으로 송전하는 전력량에 태양광설비의 가중치를 적용한 양을 차감한 양으로 한다. <항번호 변경 2016.2.25., 신설 2017.1.24>

⑥ 위 기준은 2016년도 의무이행실적에 한하여 적용한다.
<신설 2016.2.25., 항번호 변경 2017.1.24>

18.4.2 2017년 이후 RPS대상 태양광설비(2012년 이후 공급인증서 발급 개시 설비) 및 비태양광설비 <개정 2016.2.25., 2017.2.24., 2018.6.27., 2018.8.29., 2023.3.30.>

[단위 : 원/REC]

구 분	외부구매 (고정가격계약 제외)	자체건설 (바이오혼소 설비 제외)	자체건설 (바이오혼소 설비)		고정가격계약		
			석탄혼소	중유혼소	자체계약	선정계약	소형태양광 계약
가중평균단가	P평균	P평균	P평균	P평균	P평균	-	-
전년도 기준가격	P′	P′	P′′′	P′′′′	P′′	-	-
중간적용가격	min(P′, P평균)	min(P′, P평균)	min(P′′′, P평균)	min(P′′′′, P평균)	min(P′′, P평균)	1842조 ②항 적용	1842조 ③항 적용

* P평균 : 해당년도 전월까지의 현물시장과 자체계약시장의 가중평균단가
* P′ : 전년도 외부구매(고정가격계약 제외) 기준가격
* P′′ : 전년도 고정가격계약(선정계약 제외) 기준가격
  (단, P′, P′′의 경우 2017년도 중간적용가격 산정 시에는 고정가격계약 신설 전 산정기준에 따른 전년도 외부구매 기준가격을 적용)
* P′′′ : 전년도 바이오혼소(석탄) 설비 기준가격
* P′′′′ : 전년도 바이오혼소(중유) 설비 기준가격

① 고정가격계약으로 체결하는 자체계약의 비용정산을 위한 중간적용가격은 전년도 고정가격계약으로 체결한 자체계약의 기준가격(단, 2017년도 중간적용가격 산정시에는 P'를 적용)과 해당년도 전월까지의 현물시장과 자체계약시장의 가중평균단가 중 작은 값을 적용한다. <신설 2017.2.24>

② 선정계약분의 비용정산을 위한 중간적용가격은 발전설비별 계약단가에서 다음 각 호의 단가를 차감하여 적용한다. 다만, 2016년 이전 선정계약분의 비용정산을 위한 중간적용가격은 발전설비별 계약단가를 적용한다. <개정 2017.2.24., 2023.3.30.>

1. 전기사업법 제31조 제1항 본문에 따라 전력시장에 참여한 사업자의 경우 해당 발전설비의 해당 발전월별 전력거래 정산금을 해당 발전월별 전력거래량으로 나눈 값으로 하며 소수점 셋째자리에서 반올림하여 둘째자리까지 계산한 단가
2. 전기사업법 제31조 제1항 단서에 따라 전기판매사업자와 전력거래계약을 체결한 사업자의 경우 해당 발전월의 전력시장의 월 가중평균 계통한계가격 (다만, 「전력거래가격 상한에 관한 고시」

에 따른 “긴급정산상한가격”이 적용되는 경우 시간대별로 이를 반영한 가중평균 계통한계가격)

③ 소형태양광계약분의 비용정산을 위한 중간적용가격은 계약단가에서 ②항 본문 각 호의 단가를 차감하여 적용한다. <신설 2018.8.29.>

④ 외부구매(현물시장, 고정가격계약을 제외한 자체계약)분, 자체건설분 비용정산을 위한 중간적용가격은 전년도 기준가격과 해당년도 전월까지의 현물시장과 자체계약시장의 가중평균단가 중 작은 값으로 한다. <개정 2017.2.24., 항번호 변경 2018.8.29.>

⑤ 가중평균단가, 전년도 기준가격 및 중간적용가격은 원단위 미만 절사한 수치를 적용한다.
<항번호 변경 2016.2.25, 2017.2.24, 2018.8.29.>

⑥ 태양광설비에 ESS설비를 연계하였을 경우, 이로 인해 추가 발급되는 공급인증서는 ESS설비가 연계된 후 거래되는 해당 월부터의 중간적용가격을 적용한다. 이 경우, 추가 발급되는 공급인증서는 ESS설비가 연계된 태양광설비(해당 ESS설비 포함)로부터 발급되는 공급인증서에서 전력계통으로 송전하는 전력량에 태양광설비의 가중치를 적용한 양을 차감한 양으로 한다.
<개정 2017.1.24, 항번호 변경 2017.2.24., 2018.8.29.>

⑦ 위 기준은 2017년도 의무이행실적부터 적용한다.
<항번호 변경 2017.1.24., 2017.2.24., 2018.8.29.>

18.4.3 RPA에 의해 보급한 태양광설비

[단위 : 원/kWh]

구 분	2009년		2010년		2011년	
	선정계약	자체건설	선정계약	자체건설	선정계약	자체건설
가중평균단가	P_{09}	P_{09}'	P_{10}	P_{10}'	P_{11}	P_{11}'
중간적용가격	계약단가	$\min(P_{09},P_{09}')$	계약단가	$\min(P_{10},P_{10}')$	계약단가	$\min(P_{11},P_{11}')$

* P_{09}, P_{10}, P_{11} : 해당년도 선정계약에 대한 가중평균단가
* P_{09}', P_{10}', P_{11}' : 해당년도 자체건설에 대한 가중평균단가

① 계약년도별 가중평균단가 적용시 자체건설한 발전소는 전기사업법 제63조에 의한 최초 사용전검사 완료일을 기준으로 한다.

② 선정계약에 대한 중간적용가격은 발전설비별 계약단가를 적용한다.

③ 자체건설에 대한 중간적용가격은 선정계약에 대한 가중평균단가와 자체건설에 대한 가중평균단가 중 작은 값을 적용한다.

④ 가중평균단가 및 중간적용가격은 원단위 미만 절사한 수치를 적용한다.

18.4.4 육지-제주 중간적용가격 구분 산정 <개정 2021.11.29., 2023.3.30.>

[단위 : 원/REC, 원/kWh]

$중간적용가격_{제주} = 중간적용가격_{육지} - \{(SMP_{제주} - SMP_{육지}) \div 가중치 \times 1{,}000 \times 0.9\}$

① 중간적용가격(선정계약분 비용정산을 위한 중간적용가격 제외) 산정시 발전소 소재지 기준으로 육지(제주지역을 제외한 지역)와 제주지역을 구분하여 산정한다. 단, 한국전력공사와 전력거래를 하는 제주지역 발전소의 경우는 육지 중간적용가격을 적용한다. <개정 2016.2.25>

② $중간적용가격_{육지}$: 육지 소재 발전소를 대상으로 하여 산정한 중간적용가격을 의미한다.

③ $중간적용가격_{제주}$: 제주 소재 발전소에 대한 중간적용가격으로 상기의 산식에 따라 산정하되 “0” 미만의 경우 “0”으로 본다.

④ $SMP_{육지}$, $SMP_{제주}$: 육지 및 제주 각각의 REC 발전월의 가중평균 계통한계가격을 적용한다. 다만「전력거래가격 상한에 관한 고시」에 따른 “긴급정산상한가격”이 적용되는 경우 시간대별로 이를 반영하여 가중평균 계통한계가격을 적용한다. <개정 2016.2.25., 2021.11.29., 2023.3.30.>

⑤ 2012년 6월 30일 이전에 전기사업법 제7조에 따른 발전사업허가를 받은 설비는 육지 및 제주지역 구분없이 산정하여 적용한다.

18.5 기준가격 산정기준

18.5.1 RPS대상 태양광설비(2012년 이후 공급인증서 발급 개시 설비) 및 비태양광 설비 <개정 2016.2.25., 2017.2.24., 2021.11.29., 2023.11.27.>

[단위 : 원/REC]

구 분	외부구매 (고정가격계약 제외)	자체건설	고정가격계약		
			자체계약	선정계약	소형태양광계약
이행정산물량	Q_O	Q_R	Q_T	Q_S	Q_v
가중평균단가	P_O	P_R	P_T	P_S	P_v
기준가격	$\frac{P_O \times Q_O + P_R \times Q_R}{Q_O + Q_R}$, 18.5.1조⑥항 적용		18.5.1조 ①항 적용	18.5.1조 ②항 적용	18.5.1조 ③항 적용

* 이행정산물량, 가중평균단가 : REC를 기준으로 산정

* 이행정산물량 : 의무이행비용 정산대상 공급인증서의 물량

* 자체건설 Q_R, P_R 산정시 미이용 산림바이오매스를 통한 이행정산물량은 포함하되, 그 외 바이오혼소 이행정산물량은 제외

[신설 2019.3.27.]

① 고정가격계약으로 체결하는 자체계약의 기준가격은 해당년도에 계약체결된 전체 고정가격계약(선정분 포함)의 계약체결용량에 대한 가중평균가격을 최초 고정가격으로 하여 해당 고정가격에서 18.4.2조 제2항 본문의 각 호 단가를 차감한 가격을 계약기간동안 적용한다.

이 경우 계약가격에 설비별 가중치가 포함된 계약의 최초 고정가격은 가중치별로 산정하여 적용한다.

<신설 2017.2.24., 개정 2021.5.28.>

1. 최초고정가격은 'SMP+1·REC'를 기준으로 산정하며, 설비 가중치가 포함된 계약은 가중치별로 산정하여 적용한다. 제주지역은 아래 산식에 따라 별도로 산정하여 적용한다. 이 때 SMP 단위는 1MWh를 기준으로 한다.

[제주지역 최초고정가격 산정 방법]

◆ $REC단가_{제주} = REC단가_{육지} - \{(기준SMP_{제주}^{1)} - 기준SMP_{육지}^{2)}) \div 가중치\}$

➢ 여기서, $REC단가_{육지} = 최초고정가격_{육지} - 기준SMP_{육지}$

◆ $최초고정가격_{제주} = REC단가_{제주} + 기준SMP_{제주}$

1) 제주지역 기준SMP는 계약체결을 위해 제시된 제주지역 SMP의 설비용량 기준 가중평균값

2) 육지지역 기준SMP는 계약체결을 위해 제시된 육지지역 SMP의 설비용량 기준 가중평균값

② 선정계약의 계약단가는 「신재생에너지 공급의무화제도 및 연료혼합의무화제도 관리·운영지침」(이하 운영지침) 제10조에 따라 선정한 공급인증서 매매계약에 따라 적용하고, 선정계약에 대한 기준가격은 발전설비별 계약단가에서 18.4.2조 제2항 본문의 각 호 단가를 차감하여 적용한다. 다만, 2016년 이전 선정분에 대한 기준가격은 최초 계약단가를 계약년도 이후 12년간의 기준가격으로 적용한다.
<개정 2016.2.25., 2017.2.24., 2018.8.29., 2021.5.28.>

③ <삭제 2016.2.25>

③ 소형태양광의 계약단가는 운영지침 제10조의2에 따라 계약한 공급인증서에 적용하고, 해당계약에 대한 기준가격은 계약단가에서 18.4.2조 제2항 본문의 각 호 단가를 차감하여 적용한다. <신설 2018.8.29.>

④ 각 구분별 가중평균단가는 각 구분별 이행정산물량을 가중 평균하여 산정한다. 다만, 다음 각 호의 물량은 제외한다. <개정 2016.2.25., 2017.2.24., 2018.6.27., 항번호 변경 2018.8.29.>

1. <삭제 2018.6.27>
2. <삭제 2018.6.27>
3. <삭제 2018.6.27>
4. <삭제 2018.6.27>
5. 공급의무자가 2015년 12월 31일까지 발전사업자와 공급인증서 구매계약(현물시장 거래분 제외)을 체결하거나 자체적으로 건설하여 상업운전을 개시한 태양광 설비에 대하여 발급된 공급인증서 <신설 2018.6.27>
6. 공급의무자가 자체건설한 바이오혼소(석탄 또는 중유) 설비에 대하여 발급된 공급인증서 <신설 2018.6.27>
7. 신재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영지침 제12조 별표4에 따른 공급의무자가 참여하는 특수목적법인과의 계약에 의한 거래(단, 동 지침 제3조제22호에 의한 고정가격계약은 제외) 및 사후재정산 방식의 계약에 의한 거래 <신설 2018.6.27>

⑤ 자체건설 가중평균단가는 아래의 수식에 따라 계산한 설비별 공급인증서 평균단가를 이행정산물량으로 가중평균하여 비용평가위원회에서 정한다. 단, 비용평가위원회는 가중평균단가 산정 시 시장 및 기술의

변동에 따라 다음 각 호 외의 사정을 고려할 수 있다.
<개정 2018.6.27., 항번호 변경 2018.8.29., 개정 2021.5.28.>

[단위 : 원/REC]

공급인증서 평균단가(가중치반영) = [발전단가* - 전력시장가격(SMP)]×1,000 * 발전단가 = 설비 내용연수 동안의 총 발전원가의 현재가치/총 발전량의 현재가치

1. 발전원가는 감가상각비, 운전유지비, 연료비, 법인세비용, 적정투자보수 등에서 열판매수입 등 부대수입을 차감하여 산정한다.
2. 각 세부요소는 대상설비의 지출증빙, 계약서 등을 검토하여 적용하되, 유사설비의 과거실적, 최근 전력수급기본계획, 신재생원별 가중치 산정 연구결과 등을 참조하여 결정한다. <신설 2017.6.28>

⑥ 외부구매(현물시장, 고정가격계약을 제외한 자체계약, 이하 본 항에서 동일함) 분 및 자체건설(바이오혼소 설비 제외, 이하 본 항에서 동일함) 분 비용정산을 위한 기준가격은 해당 구분별 이행정산물량과 해당 구분별 가중평균단가를 곱하여 합한 것을 해당 구분별 이행정산물량의 합으로 나눈 값을 적용한다. 다만, 위와 같이 산정한 해당 이행연도 기준가격이 동일한 산식에 따라 산정한 직전 이행연도의 외부구매 분 및 자체건설 분에 대한 기준가격(이하 본항에서 “직전 기준가격”이라 함)의 100분의 80미만인 경우는 직전 기준가격의 100분의 80에 해당하는 값을, 100분의 120을 초과하는 경우에는 직전 기준가격의 100분의 120에 해당하는 값을 당해 이행연도의 기준가격으로 한다. <개정 2017.2.24., 2018.6.27., 항번호 변경 2017.6.28., 2018.8.29., 2021.11.29.>

⑦ 제4항 6호의 자체건설 바이오혼소(석탄 또는 중유) 설비 비용정산을 위한 기준가격은 석탄 또는 중유 각각의 설비에 대해 아래 수식에 따라 계산한 설비별 공급인증서 평균단가를 이행정산 물량으로 가중평균하여 비용평가위원회에서 정한다. 다만, 비용평가위원회는 기준가격 산정 시 시장 및 기술의 변동에 따라 다음 호 이외의 사정을 고려할 수 있다.
<신설 2018.6.27., 항번호 변경 2018.8.29., 개정 2021.5.28.>

[단위 : 원/REC]

공급인증서 평균단가(가중치반영) = [혼소연료단가 - 석탄 또는 중유 연료단가]×1,000 * 다만, 공급인증서 평균단가 산정시 미이용 산림바이오매스 이행정산 물량은 제외 <신설 2019.3.27>

1. 연료단가는 대상설비의 지출증빙, 연료사용량 증빙 등을 검토하여 적용하되, 유사설비의 과거실적, 사업계획서 등을 참조하여 결정한다. <신설 2018.6.27>

⑧ 각 연도별 정산범위를 초과하는 이행량은 이행실적으로 제출하는 시점의 기준가격으로 정산한다. <항번호 변경 2017.2.24., 2017.6.28., 2018.8.29.>

⑨ 가중평균단가 및 기준가격은 원단위 미만 절사한 수치를 적용한다. <항번호 변경 2017.2.24., 2017.6.28., 2018.8.29.>

⑩ 거래량 부족 등의 사정으로 기준가격을 산출하기 어려울 경우 별도로 산정한다. <항번호 변경 2017.2.24., 2017.6.28., 2018.8.29.>

⑪ 규칙 제11.1.7조 제3항 내지 제4항에 따른 계약신고기한을 초과하여 신고한 설비에 대하여는 계약신고일이 속한 시점의 기준가격 산정시 포함 및 적용한다. <개정 2015.3.26, 2016.2.25, 항번호 변경 2017.2.24., 2017.6.28., 2018.8.29., 개정 2021.5.28.>

⑫ 삭제 <2023.11.27.>

⑬ 태양광설비에 ESS설비를 연계하였을 경우, 이로 인해 추가 발급되는 공급인증서는 ESS설비가 연계된 후 거래되는 해당년도부터의 기준가격을 적용한다. 이 경우, 추가 발급되는 공급인증서는 ESS설비가 연계된 태양광설비(해당 ESS설비 포함)로부터 발급되는 공급인증서에서 전력계통으로 송전하는 전력량에 태양광설비의 가중치를 적용한 양을 차감한 양으로 한다.
<항번호 변경 2017.2.24., 2017.6.28., 2018.8.29.>

18.5.2 <삭제 2016.2.29.>

18.5.2 RPA에 의해 보급한 태양광설비 <조번호 변경 2016.2.25>

[단위 : 원/kWh]

구 분	2009		2010		2011	
	선정계약	자체건설	선정계약	자체건설	선정계약	자체건설
가중평균단가	P_{09}	P_{09}'	P_{10}	P_{10}'	P_{11}	P_{11}'
기준가격	계약단가	$\min(P_{09},P_{09}')$	계약단가	$\min(P_{10},P_{10}')$	계약단가	$\min(P_{11},P_{11}')$

* P_{09}, P_{10}, P_{11} : 해당년도 선정계약에 대한 가중평균단가
* P_{09}', P_{10}', P_{11}' : 해당년도 자체건설에 대한 가중평균단가

① 계약년도별 가중평균단가 적용시 자체건설한 발전소는 전기사업법 제63조에 의한 최초 사용전검사 완료일을 기준으로 한다.

② 가중평균단가 및 기준가격은 원단위 미만 절사한 수치를 적용한다.

18.5.3 육지-제주 기준가격 구분 산정 <조번호 변경 2016.2.25., 개정 2021.11.29., 2023.3.30.>

[단위 : 원/REC, 원/kWh]

$$기준가격_{제주} = 기준가격_{육지} - \{(SMP_{제주} - SMP_{육지}) \div 가중치 \times 1{,}000 \times 0.9\}$$

① 기준가격(선정계약분 비용정산을 위한 기준가격 제외) 산정시 발전소 소재지 기준으로 육지(제주지역을 제외한 지역)와 제주지역을 구분하여 산정한다. 단, 한국전력공사와 전력거래를 하는 제주지역 발전소의 경우는 육지 기준가격을 적용한다. <개정 2016.2.25>

② $기준가격_{육지}$: 육지 소재 발전소를 대상으로 하여 산정한 기준가격을 의미한다.

③ $기준가격_{제주}$: 제주 소재 발전소에 대한 기준가격으로 상기의 산식에 따라 산정하되 “0” 미만의 경우 “0”으로 본다.

④ $SMP_{육지}$, $SMP_{제주}$: 육지 및 제주 각각의 이행년도 가중평균 계통한계가격을 적용한다. 다만「전력거래가격 상한에 관한 고시」에 따른 “긴급정산상한가격”이 적용되는 경우 시간대별로 이를 반영하여 가중평균 계통한계가격을 적용한다. <개정 2016.2.25., 2021.11.29., 2023.3.30.>

⑤ 2012.6.30. 이전에 전기사업법 제7조에 따른 발전사업허가를 받은 설비는 육지 및 제주지역 구분없이 산정하여 적용한다.

18.6 의무이행비용 정산 관련 정보제공

18.6.1 거래소는 월간정산을 신청한 공급의무자에게 매월 말일까지 해당 월 중간적용가격 및 해당 공급의무자의 월간 의무이행비용 보전금액 산정 내역을 별지 제18-1호 서식에 따라 제공한다. <신설 2015.11.26>

18.6.2 거래소는 전기사업법 제2조 제10호의 판매사업자에게 매월 말일까지 해당 월 중간적용가격 및 전체 공급의무자의 월간의무이행비용 보전금액 산정내역을 별지 제18-1호 서식에 따라 제공한다. <신설 2015.11.26>

제19장 수요반응자원의 순편익가격 산정기준

[본장신설 2014.10.29]

19.1 정의

19.1.1 수요반응자원 순편익가격(NBTP, Net Benefit Test Price)이란 수요반응자원을 보유한 수요관리사업자가 전력시장에 입찰할 수 있는 최소가격(원/kWh)을 말한다.

19.2 산정주기

19.2.1 전력거래소는 매월 시작일의 2일전(실근무일 기준) 까지 다음 월에 적용할 순편익가격을 산정한다.

19.3 산정절차

19.3.1 거래 월의 발전기 및 제주연계선의 공급용량, 열량단가, 예방정비 계획 등을 고려하여 공급곡선을 작성한다. <개정 2022.9.29>

19.3.2 공급곡선 중 피크설비에 해당하는 구간에 대해서는 Curve Fitting(곡선 맞춤) 프로그램을 통해 지수함수 형태로 추정된 공급곡선을 구한다. <개정 2015.2.26>

19.3.3 추정된 공급곡선에서 거래 월의 순편익가격을 산정한다. <개정 2015.2.26>

19.4 공급곡선 작성

19.4.1 비중앙급전발전기의 공급용량 및 발전단가

19.4.1.1 비중앙급전발전기의 공급용량은 M-2월의 거래시간별 평균 거래량을 적용한다.

19.4.1.2 비중앙급전발전기의 발전단가는 0원으로 적용한다.

19.4.2 중앙급전발전기의 공급용량 및 발전단가

19.4.2.1 중앙급전발전기의 공급용량은 발전기의 분기별 최대공급용량에 거래월의 예방정비계획을 일별로 반영한 평균 공급용량을 적용한다.

19.4.2.2 중앙급전발전기의 발전단가는 분기별 최대공급용량을 기준으로 거래월의 열량단가를 적용하여 산출한다. 단, 수력 및 양수발전기의 발전

단가는 0원으로 적용한다.

19.4.2.3 복합화력발전기의 경우 CC Mode를 기준으로 발전단가를 산출한다.

19.4.2.3 복합화력발전기의 경우 CC Mode 최대 운전조합(N:1)을 기준으로 발전단가를 산출한다. <개정 2022.12.28.>
[시행일 : 다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 도입시 시행예정]

19.4.3 제주연계선의 공급용량 및 발전단가 <개정 2022.9.29.>

19.4.3.1 제주연계선의 공급용량은 제주연계선의 월별 최대 공급용량에 거래월의 예방정비계획을 일별로 반영한 평균 공급용량을 적용한다. <신설 2022.9.29>

19.4.3.2 제주연계선의 발전단가는 0원으로 적용한다. <신설 2022.9.29.>

19.4.4 육지지역은 육지 비중앙급전발전기 및 육지 중앙급전발전기의 공급용량과 발전단가를, 제주지역은 제주 비중앙급전발전기, 제주 중앙급전발전기, 제주연계선의 공급용량과 발전단가를 고려하여 거래 월의 지역별 공급곡선을 작성한다. <개정 2022.9.29.>

19.4.4.1 이 장에서 사용하는 발전단가는 비용평가위원회에서 정한 열량단가 및 발전기 입출력특성계수, 최대발전용량을 적용한 것을 말한다.

19.5 추정 공급곡선

19.5.1 19.4에서 작성한 공급곡선의 피크구간에 대해서는 Curve Fitting(곡선맞춤) 프로그램을 활용하여 공급곡선을 추정한다. <개정 2015.2.26>

① 피크구간은 LNG 또는 유류를 연료원으로 하는 중앙급전발전기의 공급구간을 의미한다. 단, 추정의 편차가 최소화될 수 있도록 피크구간을 적용한다.

② 지수함수($a^{b \cdot MW - c} + d$)를 적용하며 Curve Fitting (곡선맞춤) 프로그램을 시행하여 아래의 목적함수를 최소화하는 지수함수의 계수 및 상수(a, b, c, d)를 산정하여 산정한다.

$$\text{목적함수} = \sum_{i=1}^{n} \left(a^{b \times MW_{i,m} - c} + d - \text{발전단가}_{i,m} \right)^2 \times \text{공급용량}_{i,m}$$

$MW_{i,m}$: m월의 발전단가 순으로 발전기 i까지의 누적 공급용량

발전단가$_{i,m}$: m월의 발전기 i의 발전단가

공급용량$_{i,m}$: m월의 발전기 i의 공급용량

19.6 순편익가격(NBTP) 산정 <개정 2015.2.26., 2022.9.29.>

19.6.1 추정 공급곡선에서 아래의 계산식을 만족하는 점(P, Q)를 산정한다. <개정 2015.2.26.>

계산식 : $P/Q = \triangle P/\triangle Q$

P : 순편익가격(원/kWh)

Q : 순편익가격에서의 공급용량(MW)

19.6.2 단, 제주지역의 경우 19.5.1 제2항에 따라 선형함수로 추정된 목적함수 값이 지수함수로 추정된 목적함수 값보다 작을 시, 해당 거래 월의 제주지역 순 편익가격을 산정할 수 없다.
<삭제 2015.2.26., 개정 2022.9.29.>

19.6.3 <삭제 2015.2.26>

19.6.4 <삭제 2015.2.26.>

제20장 전기저장장치 기술특성자료 작성 및 적용기준

<삭제 2020.3.27>

제21장 전기저장장치 용량가격지급률(ξi) 결정을 위한 시험기준

<삭제 2022.11.28.>

제22장 열공급발전기 열전비와 효율보정계수 산정기준

[본장신설 2016.7.28.]

22.1 목적

22.1.1 열공급발전기에 대한 전력거래 정산시 필요한 열전비 및 열병합모드 변동비 산정을 위한 세부기준을 정하는데 목적이 있다.

22.2 정의

22.2.1 열전비(HR : Heat Ratio)는 열공급발전기의 전기생산용량 대비 열생산용량 비율(열생산용량 ÷ 전기생산용량)로써, 소내소비를 제외한 유효 생산용량을 의미한다.

$$\text{열전비}(HR) = \frac{\text{열생산용량}(Gcal/h)}{\text{전기생산용량}(Gcal/h)}$$

22.2.2 효율보정계수(EAf : Efficiency Adjust Factor)는 열과 전기를 동시생산하는 열병합모드(이하 “모드1”) 기준 변동비 산정을 위해, 전기단독 생산 운전방식(이하 “모드3”) 기준 변동비에 추가로 반영되는 모드1과 모드3간 효율차이를 의미한다.

모드1 기준 변동비 = 모드3 기준 변동비 × 효율보정계수(EAf)

22.3 적용대상 및 적용시점

22.3.1 열전비는 전력시장에 등록된 중앙급전발전기 중 열공급제약으로 전력거래에 참여하는 발전기를 대상으로 한다. 단, 22.4에 따른 열전비 자료를 제출하지 않을 경우에는 열전비 산정대상에서 제외한다.

22.3.2 효율보정계수는 전력시장에 등록된 중앙급전발전기 중 열공급 제약으로 운전중 전력거래소에 의해 열공급 제약운전량을 초과하여 전기출력이 가능한 발전기로서, 모드1 기준 발전효율과 모드3 기준 발전효율간 차이가 있는 발전기를 대상으로 한다. 단, 22.5에 따른 효율보정계수 산정 관련 자료를 제출하지 않을 경우에는 대상에서 제외한다.

22.3.3 열전비와 효율보정계수는 22.4와 22.5에 따라 산정된 값을 비용평가

위원회 심의를 통해 확정하며, 적용시점은 의결이후 익월 1일부터 적용한다. 단, 전력시장운영규칙 제2.1.1.2조 제⑨항 개정이후 최초로 열공급발전기의 열전비 및 효율보정계수를 일괄 심의·의결한 경우에 한하여 전력시장운영규칙 부칙에 의거하여 2016년 5월 1일부터 소급하여 적용한다.

22.4 열전비 산정 및 적용기준

22.4.1 발전기별 열전비는 발전사업자가 제출한 자료를 기초로 하여 다음 기준에 따라 산정된 결과를 적용한다.

$$\text{발전기별열전비}(HRi) = MAX(\text{발전기별기준열전비}, 1) \times PFhi$$

i : 발전기 구분표시자

22.4.1.1 발전기별 기준 열전비는 22.4.2 기준에 따라 계산된 값을 의미한다.

22.4.1.2 PF_h(Penalty Factor h)는 22.4.2 기준에 따라 열전비 산정관련 제출되는 참고 자료 충실도에 따른 발전기별 차등값으로써 다음과 같이 적용한다.

PF_h	충족조건
1	· 최신 유효한(최초 설비준공 또는 변경시) 열평형도 제출 · 전기와 열부문 모두 설비구축 정도가 설계기준을 충족하는 다음의 경우중 하나를 제출 ① 시험기관에 의한 인수성능시험(또는 유사시험)의 보증기준 충족시 (열수요 부족 등 사유로 부분부하 시험결과가 보증기준 충족 경우 포함) ② 시험기관에 의한 시험결과가 보증기준 충족하는 발전기가 주요 기기(터빈, 보일러, 발전기) 용량 및 출력 증감없이 폐열활용 등 설비개선을 통해 추가로 열생산이 증가한 경우
1.25	· 최신 유효한(최초 설비준공 또는 변경시) 열평형도 제출 · 전기와 열부문중 설비구축 정도가 설계기준을 일부 충족하는 다음 경우중 하나를 제출 ① 시험기관에 의한 인수성능시험(또는 유사시험)시 특별한 사유로 인해 전기 또는 열부문중 한 부문만 시행하고 보증기준 충족시 ② 시험기관에 의한 인수성능시험(또는 유사시험)시 전기 또는 열부문중 일부는 보증기준 충족하고 일부는 보증기준 미충족시
1.50	· 최신 유효한(최초 설비준공 또는 변경시) 열평형도 제출 · 전기와 열부문 설비구축 관련 시험기관에 의한 보증기준을 충족하는 결과 미제출

22.4.1.3 PF_h를 변경하고자 할 경우에는 시험기관에서 인수성능시험에 준한 시험을 시행한 후 결과를 전력거래소에 제출하여 비용평가위원회 심의를 받아야 하며, PF_h 변경은 22.4.1.2에 따른다.

22.4.1.4 PF_h 변경을 위한 시험시 운전시간 경과 등 사유로 인해 전기와 열 출력에 변화가 예상되는 경우 제작사가 제공한 보정기준 등을 반영하여 기존 설계시(계약시) 보증기준을 변경할 수 있다.

22.4.1.5 열전비는 소수점 다섯째짜리에서 반올림한다.

22.4.2 발전기별 기준 열전비 산정

22.4.2.1 집단에너지사업법에 따라 허가받은 열공급발전기

집단에너지사업 관련 법령 및 산업통상자원부 고시 제2015-123호 “열생산용량 및 전기생산용량의 계산방법 등”에 따라 설비준공 또는 준공이후 최신의 열형도 기준으로 정부 또는 집단에너지사업 관련 법령 및 에너지이용합리화 관련 법령에 따라 업무를 위탁받은 기관이 확인해 준 열전비(별지22-1호)를 적용하며, 열전비 산정 세부내역(별지22-2호), 열평형도 및 설계자료, 인수성능시험 또는 그에 준한 시험결과 등 참고자료를 제출해야 한다.

22.4.2.2 타에너지지원 관련 정부기준 적용을 받은 열공급발전기

타에너지지원 사업운영 요령(2009-75호)을 적용받은 열공급발전기는 설비준공 또는 준공이후 최신의 열평형도 기준에 의한 열병합발전기금정산지침에서 정한 열전비를 적용하며, 열전비 산정 세부내역(별지22-2호), 열평형도 및 설계자료, 인수성능시험 또는 그에 준한 시험결과 등 참고자료를 제출해야 한다.

22.4.2.3 일반발전기

22.4.2.1과 22.4.2.2에 해당하지 않는 열공급발전기와 22.4.2.1과 22.4.2.2에 해당하지만 불가피한 사유가 있는 열공급발전기는 설비준공 또는 준공 이후 최신의 열평형도 기준으로 집단에너지사업 관련 법령 및 산업통상 자원부 고시 제2015-123호 “열생산용량 및 전기생산용량의 계산방법 등”을 준용하여 22.4.5에 따라 산정된 결과를 적용하며, 열전비 산정 세부내역(별지22-2호), 열평형도 및 설계자료, 인수성능 시험 또는 그에 준한 시험결과 등 참고자료를 제출해야 한다.

22.4.3 최초 열전비 적용이후 집단에너지사업 관련 법 또는 전기사업 관련 법에 의거 설비개조 등 사유로 인해 열전비 변경 사유가 발생한 경우에는 설비준공일로부터 3개월 이내에 시험을 하고, 시험종료 이후 2개월 이내에 22.4.2에 따라 변경된 열전비와 관련 자료를 전력거래소에 제출해야 한다. 단, 열수요 부족 등 사유로 인해 3개월 이내 시험이 어려울 경우에는 전력거래소와 사전 협의하여 시험 일정을 변경할 수 있으며, 발전기 주요기기(터빈, 보일러, 발전기) 용량에 변화없이 폐열회수 설비 추가 등 설비개선을 통해 열 생산 용량만 증가한 경우에는 성능시험을 하지 않을 수 있다.

22.4.4 열전비 관련 시험 또는 현장검증이 필요하다고 판단되는 경우에는 별도의 기준을 마련하여 운영할 수 있다.

22.4.5 일반발전기 열전비 산정기준

22.4.5.1 “열생산용량 및 전기생산용량의 계산방법 등” 산업통상자원부 고시 제2015-123호를 준용하여 정격설계부하 기준(시간당 최대 열생산 부하시) 전기생산용량을 열량으로 환산하여 열생산용량과의 비율로 열전비를 계산한다.

22.4.5.2 열공급발전기 유형에 따라 계산조건은 다음을 적용한다.

유형	복합발전기	기타발전기
특성	GT, ST조합 발전기	GT, ST 등 단독 사이클 발전기
계산 조건	열부하추종운전(모드1) 외부온도 15^{0}C, CC 기준	열최대부하생산시 전기출력기준

단, 특별한 사유가 있는 경우에는 다음과 같은 적용한다.

① 복합발전기중 모드1운전 불가능시 기타발전기 계산조건을 따른다.

② 외부온도 15^{0}C 기준 열평형도가 없는 경우에는 제작사가 제공한 보정기준을 적용하여 계산 할 수 있다. 단, 제작사 보정기준이 없는 경우에는 설비특성(제작사, 유형, 용량 등)이 유사한 발전기의 보정기준을 준용할 수 있다.

③ 15^{0}C보다 높은 온도기준에 의한 자료로 산정한 열전비가 1이하인

경우에는 온도보정 하지 않을 수 있다.

22.4.5.3 열생산용량 계산

22.4.5.3.1 열생산용량은 증기공급시 열생산용량(Q1)과 온수공급시 열생산용량(Q2)의 합이며, 열평형도(시간당 최대열생산부하)상에서 공급되는 유효열량과 동일해야 한다.

22.4.5.3.2 공급열매체가 증기일 경우

$$Q1 = 539 \times We - Q1' - Q1''$$

Q1 : 증기공급시 유효 열생산용량(kcal/h)

We : 열병합발전보일러의 정격용량을 KS B6205(육용강제보일러의 열정산방식)에서 정하는 매시 환산증발량으로 환산한 양(kg/h)

Q1′ : 열병합발전보일러의 생산열량중에서 발전에 소요되는 열량(kcal/h)

Q1″ : 소내소비열량(열병합발전시설시스템상의 소내소비열량, kcal/h)

22.4.5.3.3 공급열매체가 온수일 경우(열병합발전시설의 증기를 이용하여 온수를 생산하기 위해 열교환기 등을 이용하는 경우)

Q2 = DH HTR 열공급용량(Q2′) + DH ECO 열공급용량(Q2′′) + 기타 열공급용량(Q2′′′)

Q2 : 온수공급시 유효 열생산용량(kcal/h)

DH HTR 열공급용량(Q2′) : 열평형도상 지역난방수 추기측과 배기측 열교환기에서 산정되는 열공급용량(kcal/h)으로 유효 열생산용량

DH ECO 열공급용량(Q2′′) : 열평형도상 DH ECO의 지역난방수 열교환기에서 산정되는 열공급용량(kcal/h)으로 유효 열생산용량

기타 열공급용량(Q2′′′) : DH HTR와 DH ECO 이외 열생산설비에서 산정되는 열공급용량(kcal/h)으로 유효 생산용량

22.4.5.3.4 열평형도 기재사항에 따라 열공급용량 산정은 다음 중 1가지를 선택할 수 있다.

① 열평형도에 열교환기 입·출구에 공급열매체 양(유량)과 엔탈피 기재시

- DH HTR 열공급용량(Q2′) = 추기측 열공급용량 + 배기측 열공급 용량

추기측 열공급용량(kcal/h) = 지역난방수 추기측 열교환기 입구유량(kg/h)

× 열교환기 입구·출구 엔탈피 차이(kcal/kg)

배기측 열공급용량(kcal/h) = 지역난방수 배기측 열교환기 입구유량(kg/h)
× 열교환기 입구·출구 엔탈피 차이(kcal/kg)

- DH ECO 열공급용량(Q2′′) = DH ECO 열교환기 입구유량(kg/h)
× 열교환기 입구·출구 엔탈피 차이(kcal/kg)
- 기타 열공급용량(Q2′′′) : 기타 열생산설비 기준으로 산정된 유효 열공급용량

② 열평형도에 열교환기 입·출구에 공급열매체 양(유량)과 온도 기재시

- DH HTR 열공급용량(Q2′) = 추기측 열공급용량 + 배기측 열공급 용량

추기측 열공급용량(kcal/h) = 지역난방수 추기측 열교환기 입구유량(kg/h)
× 열교환기 입구·출구 온도 차이(kcal/kg)

배기측 열공급용량(kcal/h) = 지역난방수 배기측 열교환기 입구유량(kg/h)
× 열교환기 입구·출구 온도 차이(kcal/kg)

- DH ECO 열공급용량(Q2′′) = DH ECO 열교환기 입구유량(kg/h)
× 열교환기 입구·출구 온도 차이(kcal/kg)
- 기타 열공급용량(Q2′′′) : 기타 열생산설비 기준으로 산정된 유효 열공급용량

22.4.5.3.5 열평형도상 유효 열생산용량 산정을 위한 소내소비 열량 및 열교환기 입열량 산출이 가능한 경우에는 별지22-2호 서식에 이를 기재하여 제출해야 한다.

22.4.5.4 전기생산용량 계산

22.4.5.4.1 전기생산용량은 정격설계부하(시간당 최대열생산부하시) 열병합발전기의 출력 (kW)를 열량으로 환산한 값으로서, 소내소비전력은 제외하여 산정한다.

$$Q3 = (K - K') \times 860$$

Q3 : 유효 전기생산용량(kcal/h)

K : 정격설계부하(시간당 최대열생산부하)시 열병합발전기 출력(kW)

K′ : 소내소비전력(열병합발전시설시스템상의 소내소비량)(kW)

22.4.5.4.2 소내소비전력은 열평형도상에 반영된 값을 반영하되, 열평형도상

으로 산정이 불가능한 경우에는 열전비 산정시점 대비 최근 시행한 비용평가성능시험 결과에서 산정된 소내소비율을 적용하여 산정할 수 있다.

22.4.6 열전비산정 관련 기타사항이 발생하는 경우에는 열전비 산정에 관한 집단에너지사업 관련 고시준용 및 비용평가위원회 결정에 따른다.

22.5 열병합모드 변동비 산정을 위한 효율보정계수 산정기준

22.5.1 열공급발전기가 열제약운전중 급전지시에 의해 열제약 운전요구량을 초과하여 운전한 발전량에 대한 모드1 기준 변동비는 모드3 기준 변동비에 모드1과 모드3간 발생하는 효율차이를 고려하여 산정하며, 이를 위해 효율보정계수(EAf : Efficiency Adjust Factor)를 산출하여 적용한다. <개정 2022.8.29.>

$SCMWGi,t \times$ 효율보정계수$(EAfi)$ 이때, SCMWGi,t는 급전지시에 의한 초과 운전시 모드3 기준 변동비(원)

22.5.2 효율보정계수 산정 대상 열공급발전기는 다음의 자료를 제출해야한다.

① 모드3 기준과 모드1 기준 열평형도 등 관련자료

② 효율보정계수(EAf) 산정내역

회사명	발전기명	유형 (복합,기타)	발전효율		효율보정계수 (EAf_i)
			모드1	모드3	

22.5.3 최초 효율보정계수 산정이후 집단에너지사업 관련 법 또는 전기사업 관련법에 따라 발전기 주요 기기(터빈, 보일러, 발전기) 용량변화 등 설비개조로 인해 발전효율에 변경사유가 발생한 경우에는 설비준공일로부터 3개월 이내에 시험을 하고, 시험종료 이후 2개월 이내에 효율보정계수를 재산정하고 관련 자료를 전력거래소에 제출해야 한다. 단, 3개월 이내 시험이 어려운 경우에는 전력거래소와 사전 협의하여 시험일정을 변경할 수 있다.

22.5.4 효율보정계수(EAf) 산정 및 적용기준

효율보정계수(EAf)는 모드3 기준 최대 전기출력시 발전효율과 모드1 기준 열최대부하 조건에서 전기출력시 발전효율간 상대비율의 중간값

(평균값)으로 산정하며, 소수점 다섯째자리에서 반올림한다.

$$\text{효율보정계수}(EAfi) = 1 + [(\frac{\text{모드3기준 발전효율}}{\text{모드1기준 발전효율}} - 1) \times \frac{1}{2} \times PFei]$$

i : 발전기 구분표시자

22.5.4.1 모드3기준 발전효율과 모드1기준 발전효율은 22.5.5와 22.5.6에 따라 산정된 값을 적용한다.

22.5.4.2 PFe(Penalty Factor e)는 22.5.5와 22.5.6 기준에 따라 효율보정계수 산정관련 제출되는 발전기별 참고자료 충실도에 따른 차등값으로써 다음과 같이 적용한다.

PFe	충족조건
1	· 22.5.6 기준에 따라 모드별 효율 자료(열평형도 등) 제출 · 제출된 모드별 발전효율 시험결과가 설계기준 모두를 충족하는 다음의 경우중 하나 ① 시험기관에 의한 시험(인수성능시험 또는 유사시험)결과가 설계(계약)시 모드별 보증 효율기준을 충족하는 경우(열수요 부족 등 사유로 인해 부분부하 시험에서 보증 효율기준 충족하는 경우 포함) ② 모드1 발전효율은 시험기관에 의한 시험시 설계 보증기준을 충족하지만, 모드3기준 설계 및 보증기준이 없어서 모드3 발전효율은 비용평가성능시험 결과를 적용한 경우
0.75	· 22.5.6 기준에 따라 모드별 효율 자료(열평형도 등) 제출 · 제출된 모드별 발전효율 시험결과가 설계기준 일부를 충족하는 다음의 경우중 하나 ① 모드1 또는 모드3 중 한 가지 방식으로만 시험기관에 의한 인수성능시험(유사시험)을 하고, 결과가 보증기준을 충족하는 경우 ② 시험기관에 의한 인수성능시험(유사시험) 결과중 모드1 또는 모드3 기준 발전효율이 일부는 충족하고, 일부는 충족하지 못한 경우
0.50	· 22.5.6 기준에 따라 모드별 효율 자료(열평형도 등) 제출 · 모드별 발전효율 관련 시험기관에 의한 결과 미제출

22.5.4.3 PFe를 변경하고자 할 경우에는 시험기관에서 인수성능시험에 준한 시험을 시행한 후 결과를 전력거래소에 제출하여 비용평가위원회 심의를 받아야 하며, PFe 변경은 22.5.4.2에 따른다.

22.5.4.4 PFe 변경을 위한 시험시 운전시간 경과 등 사유로 인해 전기와 열 출력에 변화가 예상되는 경우 제작사가 제공한 보정기준 등을 반영

하여 기존 설계시(계약시) 보증기준을 변경할 수 있다.

22.5.5 열공급발전기 대상별 효율보정계수(EAf) 산정

22.5.5.1 집단에너지사업법에 따라 허가받은 열공급발전기

22.4에 따른 열전비 산정시 적용했던 모드1 기준 열평형도와 동일 시점의 모드3 기준 열평형도를 기초로 하여 22.5.6에서 정한 기준에 따른 발전효율을 기준으로 효율보정계수를 산정하여 적용한다.

22.5.5.2 타에너지 지원을 받은 열공급발전기

타에너지지원 사업운영 요령(2009-75호)을 적용받은 열공급발전기는 열병합발전 기금정산 지침에서 정한 모드3 기준 발전효율과 모드1 기준 발전효율을 기준으로 효율보정계수를 산정하여 적용한다.

22.5.5.3 일반발전기

22.5.5.1과 22.5.5.2에 해당하지 않는 열공급발전기와 22.5.5.1과 22.5.5.2에 해당하지만 불가피한 사유가 있는 열공급발전기는 열전비 확인시 적용했던 열평형도(모드3, 모드1)을 근거로 22.5.6에서 정한 기준에 따라 효율보정계수를 산정하여 적용한다.

22.5.6 효율보정계수(EAf) 산정기준

22.5.6.1 효율보정계수(EAf)는 열공급발전기 유형별로 구분하여 산정한다.

유형	복합발전기	기타발전기
대상	GT, ST조합 발전기	GT, ST 등 단독 사이클 발전기

22.5.6.2 복합발전기 효율보정계수(EAf) 산정

22.5.6.2.1 모드1 기준 발전효율은 외부온도 15℃에서 열·전기 동시생산 운전조건하에서 열최대부하시 최대 전기출력 기준에서 산정된 설계효율을 말한다.

22.5.6.2.2 모드3 기준 발전효율은 외부온도 15℃에서 전기단독으로 최대 전기출력시 산정된 설계효율을 말한다. 단, 모드3 기준에 의한 설계효율 자료제공이 불가능할 경우에는 효율보정계수 산정시점 대비 최근 시행한 비용평가성능시험 결과중 CC Base 부하에서 온도 등 최종 보정된 결과에 의한 효율을 사용할 수 있다.

22.5.6.2.3 외부온도 15℃ 자료가 없는 경우에는 제작사가 제공한 보정기준을

적용하되, 제작사 보정기준이 없는 경우에는 설비특성(제작사, 유형, 용량 등)이 유사한 발전기의 보정기준을 준용하거나, 15℃와 가장 근접한 온도기준의 설계효율을 사용할 수 있다.

22.5.6.2.4 송전단을 기준으로 산정하되, 적용이 불가능한 경우에는 발전단 기준으로 산정할 수 있으며, 모드1과 모드3 적용기준은 동일해야 한다.

22.5.6.3 기타발전기 효율보정계수(EAf) 산정

22.5.6.3.1 모드1 기준 발전효율은 열최대부하시 전기출력 기준에서 산정된 설계효율을 말한다.

22.5.6.3.2 모드3 기준 발전효율은 최대 전기출력 기준으로 산정된 설계 효율을 말한다. 단, 모드3 기준에 의한 설계효율 자료제공이 불가능시 효율보정계수 산정시점 대비 최근 시행한 비용평가성능시험 결과중 최대부하에서 최종 보정된 결과에 의한 효율을 사용할 수 있다.

22.5.6.3.3 송전단을 기준으로 산정하되, 적용이 불가능한 경우에는 발전단 기준으로 산정할 수 있으며, 모드1과 모드3 적용기준은 동일해야 한다.

22.5.7 효율보정계수 산정에 관하여 기타사항이 발생하는 경우에는 비용평가위원회 결정에 따른다.

제23장 배출권거래비용 산정기준

<삭제 2023.6.30.>

제24장 성과연동형용량가격계수 산정기준

[본장신설 2016.10.27., 개정 2022.6.27.]

24.1 목적

24.1.1 본 장은 규칙 제2.4.3조에 규정된 성과연동형용량가격계수의 산정과 관련된 세부 기준을 정하는 데 그 목적이 있다. <개정 2022.6.27.>

24.2 기본원칙 <개정 2018.6.27., 2022.6.27.>

24.2.1 성과연동형용량가격계수는 발전기여도로 구성된다. <개정 2022.6.27.>

24.2.2 성과연동형용량가격계수는 매년 6월 산정하며, 산정된 값은 당해 7월부터 이듬해 6월까지 기준용량가격 적용 대상설비의 용량정산금 정산에 적용한다. <개정 2022.6.27.>

24.2.3 성과연동형용량가격계수 산정시 육지지역의 자료만을 활용하고, 제주지역에 위치한 기준용량가격 적용 대상설비의 성과연동형용량가격계수는 1로 한다. <개정 2022.6.27.>

24.2.4 성과연동형용량가격계수는 직전연도까지 중앙급전발전기(상업운전)로 편입한 설비를 대상으로 산정하며, 이후 대상이 된 설비는 1을 적용한다.

<항번호 변경 2018.6.27.> <개정 2022.3.29., 2022.6.27.>

24.2.5 <삭제 2020.5.27.>

24.3 발전기여도 <개정 2021.7.29., 2023.11.27.>

24.3.1 발전기여도는 전력시장운영규칙 제2.4.3조 제8항 제1호에 따라 기준발전기여도에 운전기여도, 응동유연성기여도 및 기동기여도의 평균을 곱하여 다음과 같이 계산한다. <신설 2021.7.29.>

$$\text{발전기여도} = \text{기준발전기여도} \times \frac{\text{운전기여도} + \text{응동유연성기여도} + \text{기동기여도}}{3}$$

24.3.1.1 기준발전기여도(개별발전기의 이용률, 급전지시 기동실적 등) 산정시 시장감시 목적으로 하는 시험(용량시험, 기동시험 등) 등의 운전실

적은 제외한다. <개정 2021.7.29., 2022.3.29.>

24.3.2 기준발전기여도는 개별발전기의 이용률을 기준이용률로 나누어 산출하며, 최댓값은 1로 한다. <개정 2021.7.29.>

24.3.2.1 기준이용률은 공휴일을 제외한 직전연도 동·하계 기간의 일수에 6시간을 곱한 값을 연간 시간으로 나눈 값에 30% 출력의 운전을 가정하여 산정한다.

24.3.2.1.1 24.3.2.1조의 공휴일은 「관공서의 공휴일에 관한 규정」 제2조의 “공휴일” 및 토요일을 말한다.

24.3.2.1.2 24.3.2.1조의 동·하계 기간이란 매년 1월1일부터 2월15일, 7월16일부터 9월15일, 12월16일부터 12월31일까지의 기간을 말한다.

24.3.2.2 개별발전기의 이용률은 연간 계량전력량 조정값(AMGO)에서 제약입찰량을 제외한 값을 연간 입찰량으로 나누어 산정하며, 직전 3년간의 이용률을 평균하여 적용한다. <개정 2022.8.29.>

24.3.2.2 개별발전기의 이용률은 연간 조정발전량에서 제약입찰량을 제외한 값을 연간 입찰량으로 나누어 산정하며, 직전 3년간의 이용률을 평균하여 적용한다.

[2022.9.1. 이전 규정]

24.3.2.3 <삭제 2022.8.29.>

24.3.2.3 조정발전량은 他발전기의 제약발전에 의한 발전량 감소를 보정하기 위한 것으로 개별발전기의 시간대별 가격결정발전계획 계획량(PSE)과 계량전력량 조정값(AMGO) 중 큰 값을 말한다.

조정발전량 = $\sum_{t=1}^{\text{연간총시간}} \text{Max}(\text{PSE}_{i,t},\ \text{AMGO}_{i,t})$

단, 수력·양수발전기의 경우, $\sum_{d=1}^{\text{연간총일수}} \text{Max}(\sum_{t=1}^{24}\text{PSE}_{i,d,t},\ \sum_{t=1}^{24}\text{AMGO}_{i,d,t})$

[2022.9.1. 이전 규정]

24.3.2.4 제약입찰량 산정 시, 제약사유가 열공급에 의한 제약입찰량은 제외한다.

24.3.2.5 전력수급의 적정 신뢰도 확보를 위해 개별발전기와 수요반응자원의 연료비단가 기준 누적용량이 송전단 최대수요에 (1+시장기준예비율)을 곱한 값 이내이면 기준발전기여도를 1로 하고, 초과할

경우는 다음 산식에 따른다. 이때, 누적용량 산정은 최대수요 122% 초과직전까지 개별발전기만으로 연료비단가 기준으로 누적한 다음, 수요반응자원 전체용량을 누적하고, 이후 잔여 개별발전기의 용량을 연료비 단가 기준으로 누적한다. <개정 2020.5.27., 2021.7.29., 2021.9.29., 2022.6.27.>

$$\text{기준발전기여도} = \text{Max}\left(\frac{B - x}{B - A}, \frac{\text{개별발전기 이용률}}{\text{기준이용률}}\right)$$

여기서, A = 송전단 최대수요 × (1+시장기준예비율)

B = 송전단 최대수요 × C%

$$C = \frac{122 - (1+\text{시장기준예비율}) \times 100 \times D}{1 - D}$$

$$D = \frac{\text{당해연도 발전기의 단위전력량당 운전유지비} + \text{기준용량가격 중 수전전력기본요금단가}}{\text{당해연도 기준용량가격}}$$

x = 연료비단가 기준 누적용량 + 해당 발전기 공급용량의 1/2

단, 송전단 최대수요에 (1+시장기준예비율)을 곱한 값을 초과할 경우에도 직전 3년 기간 중 전력거래소의 급전지시로 1회 이상 기동하여 전력량을 제공한 기준용량가격 적용 대상설비는 다음 산식에 따른다.

$$\text{기준발전기여도} = \text{Max}\left(\frac{B - x}{B - A}, \frac{\text{개별발전기 이용률}}{\text{기준이용률}}, D\right)$$

<개정 2018.6.27., 2019.6.26., 2021.7.29., 2021.9.29.>

24.3.2.5.1 개별발전기의 연료비단가는 발전기별 공급용량(P), 열소비계수(QHC, LHC, NLHC), 열량단가(FC), 송전손실계수(TLF)를 이용하여 다음과 같이 산정하며, 수요반응자원 의무감축용량의 연료비단가는 누적용량이 송전단 최대수요의 122% 초과 직전인 발전기와 동일하게 적용한다. <개정 2020.5.27.>

$$\text{연료비단가} = \frac{(QHC \times P^2 + LHC \times P + NLHC) \times FC}{P \times TLF}$$

24.3.2.5.2 발전기별 공급용량은 전기사업법 제61조에 의한 인가용량에서 직전 3년간 평균 소내전력률을 고려한 소내소비전력을 차감하되, 소내전력률은 제10장 용량가격계수의 소내전력률 및 지역계수산정기준에 따라 산정한다. <개정 2018.6.27>

24.3.2.5.3 발전기별 열소비계수, 열량단가, 송전손실계수는 최대수요 발생일의 값을 적용한다.

24.3.2.5.4 송전단 최대수요는 직전 해 3월부터 당해 2월까지의 기간 중 전력수요가 가장 높았던 시간대의 육지 중앙급전 및 전력시장 참여 비중앙급전 발전기의 발전량에 수요반응자원의 전력부하감축거래량을 합하여 산출한다.

24.3.2.5.5 최대수요 발생일 이후에 상업운전을 개시한 발전기의 공급용량은 누적용량 산정에서 제외한다.

24.3.3 운전기여도는 운전시간 지수, 계통기여시간 지수를 평균하여 다음과 같이 계산한다. <신설 2021.7.29., 개정 2023.11.27.>

$$\text{운전기여도} = \frac{\text{운전시간 지수} + \text{계통기여시간 지수}}{2}$$

24.3.3.1 운전시간 지수는 연간 제약입찰량 초과 운전시간($NXEMEGW_i$)의 최근 3년 평균값(이하 “초과운전시간”이라 함)을 이용하여 다음과 같이 산정한다. [신설 2021.7.29.]

구 분	운전시간 지수
초과운전시간 상위 10% 이내 발전기	1
초과운전시간 하위 10% 이내 발전기	1-R%
그 외	$\frac{(x-B)+(1-R\%)\times(A-x)}{A-B}$

여기서, A : 초과운전시간 상위 10% 발전기 중 최솟값
B : 초과운전시간 하위 10% 발전기 중 최댓값
R : 상·하위 지표값 적용 편차(%)
x : 개별 발전기 초과운전시간

24.3.3.1.1 24.3.3.1조의 연간은 적용년도 1월에서 12월까지를 의미한다. [신설 2021.7.29.]

24.3.3.1.2 연간 제약입찰량 초과 운전시간($NXEMEGW_i$)은 연중 제약입찰량($MEGW_{i,t}$)을 초과하여 발전한 시간을 모두 합하여 다음과 같

이 계산한다. <신설 2021.7.29., 개정 2021.8.30., 2022.8.29., 2023.6.28.>

$$NXEMEGW_i = \sum_{t}^{연간총시간} XEFMEGW_{i,t}$$

여기서,

$NXEMEGW_i$(Number of eXtra Energy exceeded Minimum Energy Generator Want to product) : 연간 제약입찰량 초과 운전시간

$XEFMEGW_{i,t}$(eXtra Energy Flag exceeded Minimum Energy Generator Want to product) : 제약입찰량 초과 운전여부 표시기로서, $MEGW_{i,t} + \varepsilon < AMGO_{i,t}$이면 $XEFMEGW_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 $XEFMEGW_{i,t} = 0$.

허용오차(ε) : 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기에 대해서는 $\pm(RA_{i,t} \times 0.01)$, 기타발전기는 $\pm(RA_{i,t} \times 0.005)$를 적용한다. 단, 최소허용오차는 ±0.5MW, 최대허용오차는 ±5MW를 적용한다.

24.3.3.1.2 연간 제약입찰량 초과 운전시간($NXEMEGW_i$)은 연중 제약입찰량($MEGW_{i,t}$)을 초과하여 발전한 시간을 모두 합하여 다음과 같이 계산한다.

$$NXEMEGW_i = \sum_{t}^{연간총시간} XEFMEGW_{i,t}$$

여기서,

$NXEMEGW_i$(Number of eXtra Energy exceeded Minimum Energy Generator Want to product) : 연간 제약입찰량 초과 운전시간

$XEFMEGW_{i,t}$(eXtra Energy Flag exceeded Minimum Energy Generator Want to product) : 제약입찰량 초과 운전여부 표시기로서, $SCON_{i,t} > 0$이거나 $PSE_{i,t} > 0$이면서 $MEGW_{i,t} + \varepsilon < AMGO_{i,t}$이면 $XEFMEGW_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 $XEFMEGW_{i,t} = 0$.

단, 수력·양수발전기의 경우 $MEGW_{i,t} + \varepsilon < AMGO_{i,t}$ 이면 $XEFMEGW_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 $XEFMEGW_{i,t} = 0$

허용오차(ε) : 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기에 대해서는 $\pm(RA_{i,t} \times 0.01)$, 기타발전기는 $\pm(RA_{i,t} \times 0.005)$를 적용한다. 단, 최소허용오차는 ±0.5MW, 최대허용오차는 ±5MW를 적용한다.

[2022.9.1. 이전 규정]

24.3.3.1.3 상업운전 개시시점 등의 이유로 연간 제약입찰량 초과 운전시간($NXEMEGW_i$) 실적이 3년(36개월) 미만인 경우 해당 발전기의 초과운전시간은 최근 2년(24개월) 평균으로 적용하고, 2년(24개월) 미만인 경우 해당 발전기의 초과운전시간은 직전년도 실적으로 산정한다. [신설 2021.7.29.]

24.3.3.1.4 직전년도 1월 이후 상업운전을 개시한 발전기 등 초과운전시간을 계산할 수 없는 경우 해당 발전기의 운전시간 지수는 동일 연료 발전기의 평균으로 적용하며, 초과운전시간 상·하위 10% 이내 발전기 선정 시 제외한다. 동일 연료 발전기의 평균 적용 시, 1차연료가 2개 이상인 발전기는 시운전 기간을 제외한 직전연도 계량전력량 조정값(AMGO)이 가장 많은 1개 연료를 기준으로 한다. <신설 2021.7.29., 개정 2023.11.27.>

24.3.3.2 계통기여시간 지수는 연간 계통제약 운전시간($NXESCON_i$)의 최근 3년 평균값(이하 “계통기여시간”이라 함)을 이용하여 다음과 같이 산정한다. [신설 2021.7.29.]

구 분	계통기여시간 지수
계통기여시간 상위 10% 이내 발전기	1
계통기여시간 하위 10% 이내 발전기	1-R%
그 외	$\frac{(x-B)+(1-R\%)\times(A-x)}{A-B}$

여기서, A : 계통기여시간 상위 10% 발전기 중 최솟값
B : 계통기여시간 하위 10% 발전기 중 최댓값
R : 상·하위 지표값 적용 편차(%)
x : 개별 발전기 계통기여시간

24.3.3.2.1 24.3.3.2조의 연간은 적용년도 1월에서 12월까지를 의미한다. [신설 2021.7.29.]

24.3.3.2.2 연간 계통제약 운전시간($NXESCON_i$)은 연중 하루전발전계획에 포함되지 못했으나 계통제약으로 발전한 시간을 모두 합하여 다음과 같이 계산한다. [신설 2021.7.29.] <개정 2021.8.30., 2022.8.29., 2023.6.28.>

$$NXESCON_i = \sum_{t}^{연간총시간} XEFSCON_{i,t}$$

여기서,

$NXESCON_i$(Number of eXtra Energy produced due to System CONstraints) : 연간 계통제약 운전시간

$XEFSCON_{i,t}$(eXtra Energy Flag due to System CONstraints) : 계통제약 운전여부 표시기로서, $DAOS_{i,t} = 0$이고 $MEGW_{i,t} + \varepsilon < AMGO_{i,t}$, 또는 $DAOS_{i,t} > 0$이고 $SMF_{i,t} = 0$이고 $SMWP_{i,t} > 0$이면 $XEFSCON_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 $XEFSCON_{i,t} = 0$.

단, 수력·양수발전기의 경우 $DAOS_{i,t} = 0$이고 $MEGW_{i,t} + \varepsilon < AMGO_{i,t}$ 이면 $XEFSCON_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 $XEFSCON_{i,t} = 0$

허용오차(ε) : 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기에 대해서는 $\pm(RA_{i,t} \times 0.01)$, 기타발전기는 $\pm(RA_{i,t} \times 0.005)$를 적용한다. 단, 최소허용오차는 ±0.5MW, 최대허용오차는 ±5MW를 적용한다.

$SMF_{i,t}$: 계통운영발전기표시기로서 계통제약운전의 경우 0, 계통제약운전이 아닐 경우 1

24.3.3.2.2 연간 계통제약 운전시간($NXESCON_i$)은 연중 가격결정발전계획에 포함되지 못했으나 계통제약으로 발전한 시간을 모두 합하여 다음과 같이 계산한다.

$$NXESCON_i = \sum_{t}^{연간총시간} XEFSCON_{i,t}$$

여기서,

$NXESCON_i$(Number of eXtra Energy produced due to System CONstraints) : 연간 계통제약 운전시간

$XEFSCON_{i,t}$(eXtra Energy Flag due to System CONstraints) : 계통제약 운전여부 표시기로서, $PSE_{i,t} = 0$이고 $SCON_{i,t} > 0$이면 $XEFSCON_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 $XEFSCON_{i,t} = 0$.

단, 수력·양수발전기의 경우 $PSE_{i,t} = 0$이고 $MEGW_{i,t} + \varepsilon < AMGO_{i,t}$이면 $XEFSCON_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 $XEFSCON_{i,t} = 0$

허용오차(ε) : 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기에 대해서는 $\pm(RA_{i,t} \times 0.01)$, 기타발전기는 ±

($RA_{i,t} \times 0.005$)를 적용한다. 단, 최소허용오차는 ±0.5MW, 최대허용오차는 ±5MW를 적용한다.

[2022.9.1. 이전 규정]

24.3.3.2.3 상업운전 개시시점 등의 이유로 연간 계통제약 운전시간($NXESCON_i$) 실적이 3년(36개월) 미만인 경우 해당 발전기의 계통기여시간은 최근 2년(24개월) 평균으로 적용하고, 2년(24개월) 미만인 경우 해당 발전기의 계통기여시간은 직전년도 실적으로 산정한다. [신설 2021.7.29.]

24.3.3.2.4 직전년도 1월 이후 상업운전을 개시한 발전기 등 계통기여시간을 계산할 수 없는 경우 해당 발전기의 계통기여시간 지수는 동일 연료 발전기의 평균으로 적용하며, 계통기여시간 상·하위 10% 이내 발전기 선정 시 제외한다. 동일 연료 발전기의 평균 적용 시, 1차연료가 2개 이상인 발전기는 시운전 기간을 제외한 직전연도 계량전력량 조정값(AMGO)이 가장 많은 1개 연료를 기준으로 한다. <신설 2021.7.29., 개정 2023.11.27.>

24.3.4 응동유연성기여도는 다음 각 호의 평가지표별 산정된 기여지수를 평균하여 계산한다. <신설 2021.7.29., 개정 2023.11.27.>

1. 최대발전용량 대비 최소발전용량
2. 기동소요시간
3. 최소발전용량도달시간
4. 계통분리시간
5. 최소운전시간
6. 최소정지시간
7. 주파수추종 운전범위 상한값 대비 하한값
8. 자동발전제어 운전범위 상한값 대비 하한값

24.3.4.1 제24.3.4조 각 호의 평가지표는 전력시장운영규칙 제5.10.1조 규정에 의한 계통평가위원회에서 의결된 최근 발전기 기술적 특성자료 및 보조서비스 특성자료를 이용하여 발전기별로 계산한다. [신설 2021.7.29.]

24.3.4.1.1 복합발전기의 경우 불가피한 경우를 제외하고 CC모드를 기준으로 하며 최대발전용량, 최소발전용량, 주파수추종 운전범위 상·하한, 자동발전제어 운전범위 상·하한은 분기별값의 평균으로, 기동소요시간 및 최소발전용량도달시간은 상태별(열간/온간/냉간)값의 평균으로 적용한다. [신설 2021.7.29.]

24.3.4.1.2 기력 및 내연 발전기의 경우 기동소요시간 및 최소발전용량도달시간은 상태별(열간/온간/냉간)값의 평균으로 적용한다. [신설 2021.7.29.]

24.3.4.1.3 수력 및 양수 발전기의 경우 최대발전용량, 주파수추종 운전범위 상한, 자동발전제어 운전범위 상한은 호기별 값의 합으로, 최소발전용량, 주파수추종 운전범위 하한, 자동발전제어 운전범위 하한은 호기별값의 최솟값으로, 기동소요시간, 최소발전용량도달시간, 계통분리시간, 최소운전시간, 최소정지시간은 호기별값의 평균으로 적용한다. [신설 2021.7.29.]

24.3.4.1.4 1차 연료가 2개 이상인 발전기는 시운전 기간을 제외한 직전 연도 계량전력량 조정값(AMGO)이 가장 많은 1개 연료 기준의 특성자료로 산정한다. [신설 2023.11.27.]

24.3.4.2 제24.3.4조 각 호의 평가지표별 기여지수는 제24.3.4.1조에 따라 계산된 발전기별 평가지표(이하 “의결평가지표”라 함)를 이용하여 다음과 같이 산정한다. [신설 2021.7.29.]

구 분	평가지표별 기여지수
의결평가지표 하위 10% 이내 발전기	1
의결평가지표 상위 10% 이내 발전기	1-R%
그 외	$\frac{(x-B)+(1-R\%)\times(A-x)}{A-B}$

여기서, A : 의결평가지표 하위 10% 발전기 중 최댓값
B : 의결평가지표 상위 10% 발전기 중 최솟값
R : 상·하위 지표값 적용 편차(%)
x : 개별 발전기 의결평가지표

24.3.4.3 의결평가지표가 없는 발전기의 경우 해당 발전기의 평가지표 기여지수는 (1-R%)로 적용하며, 의결평가지표 상·하위 10% 이내 발전기 선정 시 제외한다. [신설 2021.7.29.]

24.3.5 기동기여도는 급전지시에 의한 연간 기동횟수(NUS_i)의 최근 3년 평균값(이하 “지시이행횟수”라 함)을 이용하여 다음과 같이 산정한다. <신설 2021.7.29., 개정 2023.11.27.>

구 분	기동기여도
지시이행횟수 상위 10% 이내 발전기	1
지시이행횟수 하위 10% 이내 발전기	1-R%
그 외	$\frac{(x-B)+(1-R\%)\times(A-x)}{A-B}$

여기서, A : 지시이행횟수 상위 10% 발전기 중 최솟값
B : 지시이행횟수 하위 10% 발전기 중 최댓값
R : 상·하위 지표값 적용 편차(%)
x : 개별 발전기 지시이행횟수

24.3.5.1 24.3.5조의 연간은 적용년도 1월에서 12월까지를 의미한다. [신설 2021.7.29.]

24.3.5.2 급전지시에 의한 연간 기동횟수(NUS_i)는 시간 t에서 기동여부 표시기($SUA_{i,t}$)를 모두 합하여 다음과 같이 계산한다. [신설 2021.7.29.]

$$NUS_i = \sum_{t}^{\text{연간총시간}} SUA_{i,t}$$

여기서,
NUS_i(Number of Unscheduled Start-ups) : 급전지시에 의한 연간 기동횟수
$SUA_{i,t}$: 발전기의 거래시간별 실적 기동 표시기

$SUA_{i,t}$: 발전기의 거래시간별 실적 기동 표시기
단, 복합발전기의 경우 등록된 복합 발전기 기준 거래시간별 실적 기동 표시기
<개정 2022.12.28.>
[시행일 : 다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 도입시 시행예정]

24.3.5.3 상업운전 개시시점 등의 이유로 연간 기동횟수(NUS_i) 실적이 3년(36개월) 미만인 경우 해당 발전기의 지시이행횟수는 최근 2년(24개월) 평균으로 적용하고, 2년(24개월) 미만인 경우 해당 발전기의 지시이행횟수는 직전년도 실적으로 산정한다. [신설 2021.7.29.]

24.3.5.4 직전년도 1월 이후 상업운전을 개시한 발전기 등 지시이행횟수를

계산할 수 없는 경우 해당 발전기의 기동기여도는 동일 연료 발전기의 평균으로 적용하며, 지시이행횟수 상·하위 10% 이내 발전기 선정 시 제외한다. 동일 연료 발전기의 평균 적용 시, 1차연료가 2개 이상인 발전기는 시운전 기간을 제외한 직전연도 계량전력량 조정값(AMGO)이 가장 많은 1개 연료를 기준으로 한다.
<신설 2021.7.29., 개정 2023.11.27.>

24.3.6 운전기여도와 응동유연성기여도의 각 지수 및 기동기여도 산정 시 적용하는 편차(R%)는 5%를 사용한다. [신설 2021.7.29.]

24.4 환경기여도 <삭제 2022.6.27.>

24.5 성과연동형용량계수 <개정 2022.6.27.>

24.5.1 성과연동형용량가격계수는 개별발전기의 발전기여도에 보정계수를 곱하여 산출하며, 소수점 다섯째자리에서 반올림하여 넷째자리까지 산출한다. <개정 2022.6.27.>

24.5.2 <삭제 2022.6.27.>

24.5.3 보정계수는 수요반응자원을 제외한 전체 개별발전기 합산계수의 용량가중평균이 1이 되도록 하는 값을 말한다. <개정 2020.5.27.>

24.5.4 보정계수 산정 시 적용하는 공급용량은 24.3.2.5.2조의 값을 사용한다.

24.5.5 이의 신청 등으로 인해 계량전력량이 변경된 경우에는 변경된 값을 적용하여 해당 발전기의 성과연동형용량가격계수를 재산정할 수 있다. <개정 2022.6.27.>

24.5.6 <항번호 변경 2018.6.27.>

24.5.7 <항번호 변경 2018.6.27.>

24.5.8 <항번호 변경 2018.6.27.>

24.5.9 중앙급전 구역전기 발전기의 성과연동형용량가격계수는 1로 한다. [신설 2019.6.26.] <개정 2022.6.27.>

제25장 비상대기예비력기준단가 산정기준

[본장신설 2020.11.30]

25.1 목적

25.1.1 본 장은 규칙 제2.2.1.4조에 규정된 비상대기예비력 기준단가 산정과 관련된 세부 기준을 정하는 데 그 목적이 있다.

25.2 적용대상

25.2.1 비상대기예비력기준단가는 규칙 제2.3.2조 제1항 제29호에 따라 비상대기예비력을 입찰한 발전기의 비상대기예비력정산금 정산에 적용한다.

25.2.2 비상대기예비력이라 함은 미세먼지 저감 및 관리에 관한 특별법 제21조에 따른 미세먼지 저감과 온실가스 감축 등을 위한 가동중단 또는 상한제약(이하 '기후·환경 제약')에 의해 가동이 제한된 석탄발전기가 전력계통의 안정적 운영 등을 위해 전력거래소가 급전지시할 경우를 대비하여 거래 시간별로 별도로 입찰한 용량(MWh)을 말한다.

25.3 산정주기

25.3.1 비상대기예비력기준단가는 매년 11월 산정하며, 산정된 값은 당해년도 12월부터 익년도 11월까지 비상대기예비력 정산금 정산에 적용한다. 다만, 정당한 사유가 있는 경우 비용평가 위원회의 의결을 거쳐 산정시점 및 적용기간을 달리 할 수 있다. <개정 2021.9.29.>

25.4 산정기준

25.4.1 비상대기예비력 기준단가는 산정시점을 기준으로 직전 3개년도 회계결산과 관련한 석탄발전기의 손익계산서(회사별 구분회계 자료)를 기준으로 산정한다.

25.4.2 비상대기예비력 기준단가는 직전 3개년도에 대하여 비상대기예비력 입찰대상 발전사업자들의 연도별 석탄발전기 운전유지비용의 총합을 연도별 석탄발전기 공급가능용량(ARA)과 비상대기예비력 입찰

량의 총합으로 나누어 연도별 운전유지비 단가를 산정한 후, 직전 3년간 운전유지비 단가의 단순 평균한 값을 적용한다. 석탄발전기 운전유지비용은 영업비용 중 인건비, 수선유지비, 기타영업비용을 포함하되, 판매비와 관리비, REC와 ETS 비용, 부대사업비용은 제외한다. 다만, 비상대기예비력 기준단가는 산정 시점을 기준으로 최근 진입발전기의 기준용량가격(RCP)를 상한으로 한다.

25.4.3 비상대기예비력기준단가(원/kWh)는 소수점 셋째자리에서 반올림 처리하며, 공급가능용량(MWh)과 비상대기예비력 입찰량(MWh)는 소수점 첫째자리에서 반올림 처리한다.

25.5 자료제출 및 단가 산정 절차

25.5.1 비상대기예비력 입찰대상 발전사업자는 매년 8월 말일까지 직전 3개년 연도별 석탄발전기의 손익계산서를 기준으로 한 석탄발전기의 운전유지비용 세부내역과 공급가능용량, 비상대기예비력 입찰량 자료를 전력거래소에 제출하여야 한다. 또한 발전사업자는 석탄발전기 손익계산서상 운전유지비 자료 제출 시 외부 공시자료(공공기관 경영정보 공개 시스템(알리오) 등)와 동일한 기준에 의해 작성하여 제출하여야 한다.

25.5.2 전력거래소는 전력거래 통계 및 알리오 공시자료 등을 활용하여 발전사업자의 제출자료를 확인·검토하여, 비상대기예비력 기준단가를 산정한다.

제26장 적정공급용량 적용 시장기준예비율 산정기준

[본장신설 2021.9.29.]

26.1 목적

26.1.1 본 장은 전력시장운영규칙 제2.4.3조(용량가격의 결정 및 공개) 제4항 5호 및 6호에 규정된 적정공급용량의 시장기준예비율 산정과 관련된 세부 기준을 정하는 데 그 목적이 있다.

26.2 용어정의

26.2.1 “시장기준예비율”은 공급용량계수의 적정공급용량 산정에 적용하는 값으로 용량가격 지급의 기준이 되는 설비예비율을 말하며, 기준예비율의 (산술)평균으로 산정한다.

26.2.2 “기준예비율”은 시장기준예비율 산정에 적용하는 값으로 기준수요로부터 산정한 수요전망과 공급전망에 대하여 전력수급기본계획의 공급신뢰도 확보기준(공급지장확률 0.3일/년)을 만족하는 설비예비율을 말한다.

26.2.3 “고장지장확률(LOLE, Loss of Load Expectation)”은 발전설비의 고장 등으로 인하여 공급 부족 현상이 발생할 기대확률을 말한다.

26.2.4 “기준수요”는 시장기준예비율 산정에 적용하는 수요전망 산정에 기준이 되는 시간대별 전력수요를 말한다.

26.2.5 “수요전망”은 시장기준예비율 산정에 적용하는 당해연도 7월부터 익년도 6월까지의 시간대별 전력수요 전망값을 말한다.

26.2.6 “최대부하”는 1시간 평균 전력수요의 연중 최댓값으로 연간 최대부하를 말한다.

26.2.7 “연간총수요”는 연간 전력수요의 모든 시간에서의 시간대별 전력수요를 합한 값을 말한다.

26.2.8 “최대부하 전망치”는 시장기준예비율 산정에 적용하는 당해연도 7월부터 익년도 6월까지의 시간대별 수요전망의 연간 최대부하를 말한다.

26.2.9 “연간총수요 전망치”는 시장기준예비율 산정에 적용하는 당해연도 7월부터 익년도 6월까지의 시간대별 수요전망의 모든 시간에서의 시간대별 전력수요를 합한 값을 말한다.

26.2.10 “공급전망”은 시장기준예비율 산정에 적용하는 당해연도 7월부터 익년도 6월까지의 시간대별 공급용량 전망값을 말하며, 발전설비의 신규진입 및 폐지계획, 예방정비계획과 등가고장정지율(EFOR, Equivalent Forced Outage Rate) 등을 반영하여 산정한다.

26.2.11 “최대부하 보정값”은 시간대별 공급전망에 대하여 시간대별 수요전망의 부하를 조정하여 전력수급기본계획의 공급신뢰도 확보기준을 만족하도록 보정한 최대부하값을 말한다.

26.3 산정주기 및 기준

26.3.1 전력거래소는 매년 6월까지 시장기준예비율을 산정하며, 산정된 값은 당해 7월부터 이듬해 6월까지 전력시장운영규칙 제2.4.3조 제4항 제5호에 규정된 공급용량계수의 적정공급용량 산정에 적용한다.

26.3.2 시장기준예비율 산정을 위한 입력자료는 이행연도 3월말 기준 자료를 이용하여 산정하고, 제주지역을 제외한 육지 지역의 자료만을 활용하여 산정한다.

26.3.3 시장기준예비율은 백분율(%) 단위 기준으로 소수점 셋째자리에서 반올림하여 둘째자리까지 계산한다.

26.3.4 시장기준예비율 산정은 시간대별 수요전망과 시간대별 공급용량에 대한 연간 공급지장확률(LOLE, Loss of Load Expectation)을 계산하는 방법을 적용한다.

26.4. 수요전망

26.4.1 시간대별 수요전망은 전력수급기본계획에서 사용하고 있는 동일모형을 이용하여, 다음의 절차를 거쳐 최근 3개년 각각 연도의 기준수요로부터 최종 6개의 수요전망을 산정한다.

① 최근 3개년 각각 연도의 시간대별 기준수요를 산정하고, 각 기준수요의 최대부하와 연간총수요를 아래 각 호와 같이 계산한다.

1. 최근 3개년의 각각 연도의 기준수요는 시간대별 수요를 적용하고, 시간대별 수요는 중앙급전발전기 거래량, 전력시장 참여 비중앙발전기 거래량 및 수요반응자원의 전력부하감축거래량을 합한 값에 제주

연계선 융통전력량을 차감하여 산정한다.

2. 최대부하는 최대부하 시현기간의 최대부하 시점의 중앙급전발전기 거래량, 전력시장 참여 비중앙발전기 거래량 및 수요반응자원의 전력부하감축거래량을 합한 값에 제주연계선 융통전력량을 차감하여 산출한다.
3. 연간총수요는 모든 시간에서의 시간대별 전력수요를 합한 값으로 산정하고, 시간대별 전력수요는 중앙급전발전기 거래량, 전력시장 참여 비중앙발전기 거래량 및 수요반응자원의 전력부하감축거래량을 합한 값에 제주연계선 융통전력량을 차감하여 산정한다.

② ①의 각 시간대별 기준수요의 최대부하와 연간총수요가 아래 각 호의 최대부하 전망치와 연간총수요 전망치가 같도록 전력수급기본계획에서 사용하고 있는 동일모형을 이용하여 각 시간대별 기준수요를 조정하여 적용한다.

1. 최대부하 전망치는 직전년도 최대부하에 직전 3년간의 최대부하 평균증가율(기하평균)을 곱하여 산출한다.
2. 연간총수요 전망치는 직전년도 연간총수요에 최근 3개년 연간총수요의 평균증가율(기하평균)을 곱하여 적용한다.

③ ②의 각 시간대별 기준수요의 주간 단위 요일별 수요패턴이 일치하도록 각 시간대별 기준수요의 일수를 앞과 뒤로 이동하여 최종 6개의 시간대별 수요전망을 산정한다.

26.5 공급전망

26.5.1 시간대별 공급전망은 아래 각 항에 따라 중앙급전발전기, 전력시장 참여 비중앙발전기 용량과 수요반응자원의 의무감축용량을 합한 값에 제주연계선 융통전력용량을 차감하여 산정한다.

① 중앙급전발전기(구역전기발전기 및 수력발전기 제외)의 용량은 법 제61조에 의한 인가용량에서 직전 3년간 평균 소내전력률을 인가용량에 곱하여 산정한 소내소비전력을 차감하고, 아래 각 호에 따라 발전기의 예방정비계획 및 등가고장정지율을 반영하여 산출한다.

1. 발전기의 예방정비계획은 발전사가 제출하고 전력거래소가 확인

한 예방정비계획시스템의 예방정비계획을 적용한다.

2. 발전기의 등가고장정지율은 최근 전력수급기본계획 자료를 적용한다.

② 중앙급전 구역전기발전기의 용량은 직전년도 시간대별 구역수요 초과 공급가능용량을 적용한다.

③ 수력발전기의 용량은 직전년도 시간대별 발전량을 적용한다.

④ 전력시장 참여 비중앙발전기 용량은 직전년도 시간대별 발전량에 최근 3개년 용량증가율(기하평균)을 곱하여 적용한다.

⑤ 수요반응자원의 의무감축용량은 당해연도 3월 말 기준 수요반응자원의 의무감축용량에 최근 전력수급기본계획의 수요반응자원 피크저감효과를 고려하여 적용한다.

⑥ 제주연계선 융통전력용량은 당해연도 3월 말 기준 제주연계선 융통전력용량을 적용한다.

26.6 시장기준예비율

26.6.1 시장기준예비율은 최근 3개년 각각 연도의 시간대별 기준수요로부터 산정한 총 6개의 수요전망 시나리오에 대한 각각의 기준예비율의 (산술)평균으로 산정한다.

26.6.2 기준예비율(%)은 각 수요전망의 최대부하 보정값과 최대부하 시현시점의 공급용량을 이용하여 아래 산식에 따라 산정한다.

$$\text{기준예비율}(\%) = \frac{\text{공급용량} - \text{최대부하 보정값}_{\text{LOLE}\fallingdotseq 0.3\text{일/년}}}{\text{최대부하 보정값}_{\text{LOLE}\fallingdotseq 0.3\text{일/년}}}$$

① 최대부하 보정값$_{\text{LOLE}\fallingdotseq 0.3\text{일/년}}$은 각 수요전망의 부하를 조정하여 최적화(이분법)로 공급지장확률(LOLE) 0.3일/년을 탐색하여 아래 각 호에 따라 산정한다.

1. 초깃값 (D_1, D_2)를 설정하고, 초깃값 (D_1, D_2)의 중간(평균)값 D_3를 계산한다.
2. 중간값 D_3의 공급지장확률(LOLE(D_3))이 0.3일/년 보다 작다면, 초깃값 D_1은 D_3, D_3는 D_2와 D_3의 평균값으로 대체한다.

3. 중간값 D_3의 공급지장확률(LOLE(D_3))이 0.3일/년 보다 크다면, 초깃값 D_2는 D_3, D_3는 D_1와 D_3의 평균값으로 대체한다.
4. 공급지장확률(LOLE)이 허용오차 범위 내에서 0.3일/년을 만족하도록 1내지 3의 과정을 반복하여 공급신뢰도 확보기준을 만족하는 최대부하 보정값$_{LOLE \fallingdotseq 0.3일/년}$을 산정한다.

② 공급용량은 아래 각 호에 따라 중앙급전발전기, 전력시장 참여 비중앙발전기의 용량과 수요반응자원의 의무감축용량을 합한 값에 제주연계선 융통전력용량을 차감하여 산정한다.

1. 중앙급전발전기(구역전기발전기 제외)의 용량은 법 제61조에 의한 인가용량에서 직전 3년간 평균 소내전력률을 인가용량에 곱하여 산정한 소내소비전력을 차감하여 적용한다.
2. 수요반응자원의 의무감축용량은 당해연도 3월 말 기준 수요반응자원의 의무감축용량을 적용한다.
3. 중앙급전 구역전기발전기, 전력시장 참여 비중앙발전기의 용량 및 제주연계선 융통전력용량은 최대부하 시현시점에서 26.5.1조에 따른 공급전망값을 적용한다.

제27장 전기저장장치의 실효용량비율 산정기준

[본장신설 2022.11.28.]

27.1 목적

27.1.1 전기저장장치의 용량정산금 정산시 적용할 실효용량비율을 산정하는 세부기준을 정하는데 목적이 있다.

27.2 정의

27.2.1 실효용량비율(EFCR : Effective Firm Capacity Rate)은 전기저장장치 설비용량 중 공급용량으로 실효성이 인정되는 비율로 공급신뢰도 기여도 분석을 통해 산정한다.

27.2.2 실효용량(EFC : Effective Firm Capacity)은 전기저장장치가 입찰한 공급가능용량 중 공급용량으로 인정되어 용량정산금이 지급되는 용량을 의미한다.

27.2.3 부하지속곡선은 부하의 크기를 기준으로 내림차순 정렬한 우하향 곡선을 의미하며 x축은 시간, y축은 부하크기를 나타낸다.

27.2.4 전도부하지속곡선은 부하지속곡선의 x축과 y축을 전도한 곡선으로 x축은 부하의 크기, y축은 시간을 나타낸다.

27.2.5 유효부하지속곡선은 발전기 고장 및 예방정비 등의 이유로 정지하여 공급하지 못하는 공급능력을 부하의 증가로 치환하여 적용한 부하지속곡선으로 전도부하지속곡선에 발전기별 정지확률(q)과 운전확률(1-q)를 적용하여 산정한 새로운 등가부하지속곡선을 의미한다.

27.2.6 공급지장시간 기대치(LOLE : Loss of Load Expectation)는 발전기 고장 등으로 계통부하가 가용 설비용량을 초과하여 공급지장이 예상되는 시간을 의미한다.

27.2.7 비정지공급용량(PCap, Perfect Capacity)은 고장 및 휴전 등으로 인한 정지확률이 0인 발전기가 제공하는 가상의 이상적인 공급용량을 의미한다.

27.2.8 보정고장정지율(MFOR, Modified Forced Outage Rate)은 계획정지율과 비계획정지율을 고려하여 산정한 종합적인 고장정지율을 의미한다.

27.2.9 계획정지율은 정지계획에 포함되는 정지율을 의미하며 최근 3개년 계획정지율 산술평균값을 적용한다.

27.2.10 비계획정지율은 운전시간대비 비계획정지 발생 확률을 의미하며 최근 3개년 비계획정지율 산술평균값을 적용한다.

27.2.11 방전지속시간은 전기저장장치가 최대방전용량(PCS용량)의 크기로 전력공급이 가능한 시간을 의미한다.

27.2.12 실효용량자원은 태양광 및 풍력, 전기저장장치 및 기타자원을 의미한다.

27.2.12.1 기타자원은 풍력과 태양광을 제외한 모든 재생에너지 발전자원과 비중앙발전자원, 구역전기발전기를 의미한다.

27.2.13 일반발전기는 실효용량자원에 속하지 않는 발전기를 의미하며 연료원별로 원자력, 석탄, 가스, 유류, 수력 등으로 분류한다.

27.2.14 대상계통은 실효용량비율을 산정하기 위해 전년도 실적을 기준으로 구성한 계통을 의미한다.

27.2.15 기준계통은 대상계통에 기준 PCap을 투입하여 조정된 계통을 의미한다.

27.2.16 기준 PCap은 기준계통의 LOLE가 목표 LOLE를 만족하도록 투입된 PCap을 의미한다.

27.2.17 기준 유효부하지속곡선은 기준계통으로 작성한 유효부하지속곡선을 의미한다.

27.2.18 개별자원계통은 기준계통에서 해당 실효용량자원을 제거한 계통을 의미한다.

27.2.19 개별자원 PCap은 개별자원계통의 LOLE가 LOLE 목표치를 만족하도록 기준 PCap외에 추가적으로 투입된 PCap을 의미한다.

27.2.20 개별자원 유효부하지속곡선은 개별자원계통을 기준으로 작성한 유효부하지속곡선을 의미한다.

27.2.21 포트폴리오계통은 기준계통에서 전체 실효용량자원을 제거한 계통을 의미한다.

27.2.22 포트폴리오 PCap은 포트폴리오계통의 LOLE가 LOLE 목표치를 만족하도록 기준 PCap외에 추가적으로 투입된 PCap을 의미한다.

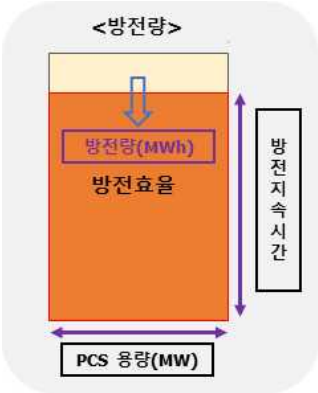
27.2.23 포트폴리오 유효부하지속곡선은 포트폴리오계통을 기준으로 작성한 유효부하지속곡선을 의미한다.

27.3 실효용량 산정 및 적용기준

27.3.1 방전지속시간

27.3.1.1 개별 전기저장장치의 방전지속시간은 배터리용량과 PCS용량, 방전효율을 고려하여 다음과 같이 산정한다.

$$\text{방전지속시간}(h) = (\text{배터리용량} \times \text{방전효율}) \div PCS\text{용량}$$



27.3.1.2 방전효율 수치없이 충방전효율만 존재할 경우 충전/방전효율이 동일하다고 가정하여 아래와 같이 산정한다.

$$\text{충전효율} = \text{방전효율} = \sqrt{\text{충방전효율}}$$

27.3.2 전기저장장치의 실효용량과 실효용량비율

27.3.2.1 전기저장장치의 실효용량과 실효용량비율은 육지와 제주지역을 구분하여 산정한다.

27.3.2.2 전기저장장치의 실효용량비율은 전기저장장치 PCS용량 대비 실효용량 비율로 아래와 같이 산정한다.

$$\text{실효용량비율}(\%) = \text{실효용량}(MW) \div PCS\text{용량}(MW)$$

27.3.2.2.1 전기저장장치의 실효용량비율은 소수점 3자리에서 반올림하여 소수점 2자리로 산정한다.

27.3.2.3 전기저장장치의 실효용량은 LOLE 분석을 통해 전기저장장치와 동일한 LOLE 기여도를 갖는 PCap으로 산정한다.

27.3.2.4 실효용량비율은 매년 전년도 1월부터 12월까지의 실적을 기반으로 산정하며, 당해년도 6월까지 심의·의결하여 당해년도 7월부터 익년도 6월까지 적용한다.

27.3.2.5 방전지속시간 1시간 단위의 실효용량비율을 월별로 산정하며 최소시간 2시간부터 최대시간 8시간까지 7개의 비율을 산정한다.

27.3.3 실효용량비율의 적용

27.3.3.1 개별 전기저장장치의 실효용량비율은 방전지속시간을 미리 산정된 방전지속시간별 실효용량비율 표에 적용하여 월별로 계산하여 산정한다.

27.3.3.2 개별 전기저장장치의 방전지속시간이 정수일 경우 실효용량비율표의 수치를 그대로 적용하고 방전지속시간이 유리수로 소수값이 존재할 경우 소수값의 크기를 고려하여 중간값을 적용한다.

27.3.3.2.1 중간값은 방전지속시간을 정수항과 소수항으로 구분한 뒤, 정수항과 소수항의 실효용량비율을 각각 산정하고 이를 합산한다.

27.3.3.2.2 정수항의 실효용량비율은 실효용량비율 표 방전지속시간에 해당하는 실효용량비율을 적용한다.

27.3.3.2.3 소수항의 실효용량비율은 방전지속시간의 정수값에 해당하는 실효용량비율과 (정수값+1)시간에 해당하는 실효용량비율과의 차이에 방전지속시간의 소수값을 곱하여 산정한다.

실효용량비율(int+dec) = 정수항(int) + 소수항(dec)

정수항(int) = 실효용량비율(int)

소수항(dec) = dec×[실효용량비율(int+1) - 실효용량비율(int)]

여기서, int: 방전지속시간의 정수값

dec: 방전지속시간의 소수값

실효용량비율(x): 방전지속시간별 실효용량비율 표의 방전지속시간 x시간에 해당하는 실효용량비율

27.3.3.2.4 방전지속시간이 8시간 이상일 경우 정수항은 방전지속시간 8시간의 실효용량비율, 소수항은 방전지속시간 7시간과 8시간의 실효용량비율 차이에 소수값을 적용하여 산정한다.

정수항(int) = 실효용량비율(8)

소수항(dec) = dec×[실효용량비율(8) - 실효용량비율(7)]

27.3.3.3 산정한 실효용량비율이 100(%)를 넘어설 경우 100(%)를 적용한다.

27.3.3.4 실효용량비율은 소수점 3자리에서 반올림하여 소수점 2자리로 산정한다.

27.3.3.5 계산된 개별 전기저장장치의 실효용량비율을 전력시장운영규칙 별표2 정산기준 2.공급가능용량에 대한 정산 라에 규정된 전기저장장치 실효용량비율에 적용한다.

27.3.4 공급지장시간 기대치(LOLE)

27.3.4.1 LOLE 분석은 유효부하지속곡선을 통해서 수행한다.

27.3.4.2 LOLE 목표치는 전력수급기본계획의 공급신뢰도 확보기준을 적용한다.

27.3.4.3 월별 LOLE 목표치는 연단위의 목표치를 월단위로 균등하게 나누어 적용한다.

27.3.4.4 전기저장장치와 동일한 LOLE 기여도를 갖는 PCap을 전기저장장치의 실효용량으로 산정한다.

27.3.4.5 보정고장정지율을 다음과 같이 산정한다.

보정고장정지율(%) = (계획정지율 + 비계획정지율) − (계획정지율 × 비계획정지율)

27.3.4.5.1 보정고장정지율은 연료원별로 구분하여 산정한다.

27.3.4.5.2 발전기의 계획 및 비계획정지율은 전력설비 정지통계값을 적용하고 HVDC의 계획 및 비계획정지율은 실적데이터를 적용한다.

27.3.5 실효용량자원 적용 방법

27.3.5.1 발전실적 및 충/방전 자원을 구분하여 적용한다.

27.3.5.1.1 풍력, 태양광, 기타자원은 발전실적을 부하에서 차감한다.

27.3.5.1.2 중앙급전용 전기저장장치는 일간 충/방전패턴을 생성하고 이를 부하에서 차감한다.

27.3.5.2 전기저장장치의 일간 충/방전패턴은 피크부하 최소화를 목적으로 방전지속시간 내에서 피크부하 시간대에 방전하고 최소부하 시간대에 충전한다.

27.3.5.3 발전기 및 전기저장장치의 설비용량은 전년도 12월 31일 전력시장에 도입된 설비용량을 기준으로 적용한다.

27.3.5.3.1 전력시장에 도입된 전기저장장치 설비가 없을 경우 전력시장 운영규칙 제1.1.2조 77항 1호에 정의된 최소 설비용량을 적용한다.

27.4 산정방법

27.4.1 부하지속곡선 작성

① 전기저장장치의 실효용량비율을 산정할 직전년도의 실적데이터와 발전설비데이터를 아래와 같이 설정한다.

1. 월간 시간대별 발전단 기준 부하실적
2. 월간 시간대별 발전단 기준 실효용량자원(풍력, 태양광, 기타자원)의 발전실적
3. 전기저장장치의 발전단 기준 설비용량

② 전기저장장치의 방전지속시간에 따라 전기저장장치의 시간대별 충/방전 패턴을 생성한다.

1. 전기저장장치의 방전지속시간별로 2시간부터 8시간까지 총 7가지의 충/방전 패턴을 생성한다.
2. 충/방전 패턴은 피크부하를 최소화를 목적으로 피크부하시간대에 방전하고 최소부하시간대에 충전한다.
3. 충/방전 패턴은 당일 부하패턴을 고려하여 일간 단위로 생성한다.

③ 시간대별 부하실적에서 실효용량자원의 발전실적과 전기저장장치의 충/방전 패턴을 적용한 수정된 시간대별 부하실적을 산정한다.

④ 수정된 시간대별 부하실적을 부하의 크기를 기준으로 내림차순 정렬하여 x축은 시간을, y축은 부하크기를 나타내는 부하지속곡선을 작성한다.

1. 시간대별 부하실적을 기반으로 월단위로 구분하여 월간 유효부하지속곡선을 작성한다.
2. 방전지속시간에 따른 전기저장장치의 충/방전 패턴 변화를 고려하여 방전지속시간별로 유효부하지속곡선을 작성한다.
3. 매월(12개월), 방전지속시간(7시간)으로 구분하여 총 84개의 부하지속곡선을 작성한다.

⑤ 부하지속곡선의 x축과 y축을 전도하여 x축은 부하크기를, y축은 시간을 나타내는 전도부하지속곡선을 작성한다.

27.4.2 유효부하지속곡선 작성

① 실효용량비율을 산정할 직전년도 설비데이터를 설정한다.

1. 발전기 및 HVDC 발전단 기준 설비용량
2. 연료원 및 HVDC 계획 및 비계획정지율
3. 연료원은 원자력, 석탄, 가스, 유류, 수력, 등으로 구분한다.
4. 단, HVDC는 제주지역의 실효용량비율 산정시 계획/비계획 정지율을 적용하고, 육지지역 산정시 실적을 적용한다.

② 계획 및 비계획정지율을 적용하여 보정고장정지율을 산정한다.

$$\text{보정고장정지율}(\%) = (\text{계획정지율} + \text{비계획정지율}) - (\text{계획정지율} \times \text{비계획정지율})$$

③ 전도부하지속곡선에 발전기와 HVDC의 정지확률을 부하의 증가로 치환하여 유효부하지속곡선을 작성한다.

1. 전력시장에 투입된 모든 발전기와 HVDC의 설비용량과 보정고장

정지율을 적용하여 유효부하지속곡선을 산정한다.

2. 전도부하지속곡선은 발전기와 HVDC의 보정고장정지율이 적용되지 않은 유효부하지속곡선을 의미한다.

$$ELDC_n(x) = (1-q_n)ELDC_{n-1}(x) + q_n ELDC_{n-1}(x)(x-C_n)$$

여기서, n : 설비 인덱스

$ELDC_n$: n번째 설비의 정지확률을 고려한 유효부하지속곡선

$ELDC_0$: 전도부하지속곡선

q_n : n번째 설비의 보정고장정지율[pu]

C_n : n번째 설비용량(MW)

27.4.3 기준계통 설정 및 기준 PCap 산정

① 작성된 유효부하지속곡선에 전력시장에 투입된 일반발전기 총설비용량을 적용하여 LOLE를 산정한다.

1. 총설비용량 = $\sum$발전기 설비용량
2. $ELDC_n$(총설비용량) = $LOLE$

② 계통의 LOLE가 LOLE 목표치와 다를 경우 PCap을 투입 또는 제거한 후 LOLE를 재산정한다.

1. $ELDC_n$(총설비용량 + $PCap$) = $LOLE$

③ 계통의 LOLE가 LOLE 목표치를 만족할 때까지 ②의 과정을 반복하여 LOLE 목표치를 만족하는 PCap인 기준 PCap을 산정한다.

1. $ELDC_n$(총설비용량 + 기준 $PCap$) = 목표 $LOLE$
2. 기준 $PCap = ELDC_n^{-1}$(목표 $LOLE$) − 총설비용량
3. PCap은 소수점 3자리에서 반올림하여 소수점 2자리로 산정한다.

④ 대상계통에 기준 PCap을 투입하여 기준계통을 설정한다.

27.4.4 포트폴리오 PCap

① 기준계통에서 실효용량자원을 모두 제거한 후 포트폴리오 유효부하지속곡선을 작성한다.

$$ELDC_P_n(x) = (1-q_n)ELDC_P_{n-1}(x) + q_n ELDC_P_{n-1}(x)(x-C_n)$$

여기서, n : 설비 인덱스

$ELDC_P$: 실효용량자원 전체를 제거한 포트폴리오 유효부하지속곡선

q_n : n번째 설비의 보정고장정지율[pu]

C_n : n번째 설비용량(MW)

② 포트폴리오 유효부하지속곡선에 발전기 설비용량을 적용하여 LOLE를 산정한다.

1. $ELDC_P_n$(총설비용량 + 기준 $PCap$) = $LOLE$

③ 전체 실효용량자원 제거로 상승한 LOLE를 고려하여 추가적으로 PCap을 투입한 후 LOLE를 재산정한다.

1.$ELDC_P_n$(총설비용량 + 기준 $PCap$ + 추가$PCap$) = $LOLE$

④ 계통의 LOLE가 목표치를 만족할 때까지 ③의 과정을 반복하여 LOLE 목표치를 만족하는 PCap인 포트폴리오 PCap을 산정한다.

1. $ELDC_P_n$(총설비용량 + 기준 $PCap$ + 포트폴리오 $PCap$) = 목표 $LOLE$

2. 포트폴리오 $PCap$ = $ELDC_P_n^{-1}$(목표$LOLE$) − 총설비용량 − 기준$PCap$

3. PCap은 소수점 3자리에서 반올림하여 소수점 2자리로 산정한다.

27.4.5 개별자원 PCap

① 기준계통에서 개별 실효용량자원을 제거하여 개별자원 유효부하지속곡선을 작성한다.

$$ELDC_S_{i,n}(x) = (1-q_n)ELDC_S_{i,n-1}(x) + q_n ELDC_S_{i,n-1}(x)(x-C_n)$$

여기서, n : 설비 인덱스

i : 개별 실효용량자원 인덱스

$ELDC_S$: 개별 실효용량자원을 제거한 개별자원 유효부하지속곡선

q_n : n번째 설비의 보정고장정지율[pu]

C_n : n번째 설비용량(MW)

② 개별자원 유효부하지속곡선에 발전기 설비용량을 적용하여 LOLE를 산정한다.

1. $ELDC_S_{i,n}$(총설비용량 + 기준 $PCap$) = $LOLE$

③ 개별 실효용량자원 제거로 상승한 LOLE를 고려하여 추가적으로 PCap을 투입한 후 LOLE를 재산정한다.

1. $ELDC_S_{i,n}$(총설비용량 + 기준 $PCap$ + 추가 $PCap_i$) = $LOLE$

④ 계통의 LOLE가 목표치를 만족할 때까지 ③의 과정을 반복하여 LOLE 목표치를 만족하는 PCap인 개별자원 PCap을 산정한다.

1. $ELDC_S_{i,n}$(총설비용량 + 기준 $PCap$ + 개별자원 $PCap_i$) = 목표 $LOLE$

2. 개별자원 $PCap_i = ELDC_S_{i,n}^{-1}$(목표$LOLE$) − 총설비용량 − 기준$PCap$

3. PCap은 소수점 3자리에서 반올림하여 소수점 2자리로 산정한다.

27.4.6 개별자원 PCap 조정 및 실효용량비율 산정

① 산정된 개별자원 PCap을 모두 합산하여 실효용량자원의 총 실효용량을 산정한다.

1. 총실효용량$(MW) = \sum$개별자원 $PCap$

② Diversity Effect 영향을 고려하여 포트폴리오 PCap과 총실효용량의 크기가 서로 다를 경우 개별자원 PCap를 조정한다.

③ 실효용량자원이 제공하는 총 실효용량과 포트폴리오 PCap 크기가 같아지도록 아래와 같이 개별자원 PCap을 조정한다.

$$\text{조정개별자원 } PCap = \text{ 개별자원 } PCap \times \frac{\text{포트폴리오 } PCap}{\sum \text{개별자원 } PCap}$$

④ 조정된 전기저장장치의 PCap을 전기저장장치의 실효용량으로 적용하고, PCS용량과 비교하여 방전지속시간별 실효용량비율을 산정한다.

1. ESS 실효용량$(MW) = ESS PCap(MW)$
2. 실효용량비율$(\%)$ = 실효용량$(MW) \div PCS$용량(MW)
3. 실효용량비율은 소수점 3자리에서 반올림하여 소수점 2자리로 산정한다.

제28장 보 칙

28.0 규정의 공고 및 개정

28.1 공 고

본 규정의 공고는 다음과 같은 방법으로 시행한다

1. 한국전력거래소에서 제공하는 인터넷에 게시
2. 규정의 제정 및 개정시 해당사항을 중앙급전발전기, 수요반응자원 및 전기저장장치를 소유한 전력거래소 회원사에게 통보

28.2 개 정

본 규정의 개정은 비용평가위원회의 의결을 거쳐 개정한다.

부 칙

이 규정은 2003년 3월 28일부터 시행한다.
이 규정은 2004년 9월 23일부터 시행한다.
이 규정은 2004년 12월 24일부터 시행한다.
이 규정은 2005년 1월 27일부터 시행한다.
이 규정은 2005년 5월 27일부터 시행한다.
이 규정은 2006년 1월 1일부터 시행한다.
이 규정은 2006년 11월 1일부터 시행한다.
이 규정은 2006년 12월 13일부터 시행한다.
이 규정은 2007년 1월 1일부터 시행한다.
이 규정은 2007년 4월 1일부터 시행한다.
이 규정은 2007년 7월 1일부터 시행한다.
이 규정은 2007년 12월 27일부터 시행한다.
이 규정은 2008년 5월 1일부터 시행한다.
이 규정은 2008년 12월 1일부터 시행한다.
이 규정은 2008년 12월 29일부터 시행한다.

이 규정은 2009년 3월 27일부터 시행한다.
이 규정은 2009년 6월 25일부터 시행한다.
이 규정은 2009년 7월 28일부터 시행한다.
이 규정은 2009년 11월 1일부터 시행한다.
이 규정은 2010년 1월 1일부터 시행한다.
이 규정은 2010년 7월 1일부터 시행한다.
이 규정은 2011년 4월 1일부터 시행한다.
이 규정은 2012년 1월 1일부터 시행한다.
이 규정은 2012년 4월 1일부터 시행한다.
이 규정은 2012년 7월 1일부터 시행한다.
이 규정은 2012년 8월 1일부터 시행한다.
이 규정은 2012년 11월 1일부터 시행한다.
이 규정은 2013년 1월 1일부터 시행한다.
이 규정은 2013년 5월 1일부터 시행한다.
이 규정은 2013년 7월 1일부터 시행한다.
이 규정은 2013년 8월 1일부터 시행한다.
이 규정은 2013년 10월 1일부터 시행한다.
이 규정은 2014년 1월 1일부터 시행한다.
이 규정은 2014년 9월 25일부터 시행한다.
이 규정은 2014년 11월 3일부터 시행한다.
이 규정은 2014년 12월 1일부터 시행한다.
이 규정은 2015년 3월 1일부터 시행한다.

부 칙 <2015.3.26.>

제1조(시행일) 이 규정은 2015년 3월 31일부터 시행한다.

제2조(적용례) 제18.5.1조 제8항은 2012년 12월 27일 이후에 계약체결(계약체결 이후 전기사업법 제63조에 의한 최초 사용전검사를 완료한 경우 최초 사용전검사 완료)한 설비에 대하여 2014년도 신재생에너지공급의무화제도 의무이행비용 정산분부터 적용한다.

부 칙

이 규정은 2015년 7월 1일부터 시행한다. <2015.6.29.>

이 규정은 2015년 10월 1일부터 시행한다. <2015.9.23.>

이 규정은 2015년 12월 17일부터 시행한다. <2015.11.26.>

부 칙 <2015.12.29.>

제1조(시행일) 이 규정은 2016년 1월 1일부터 시행한다.

제2조(경과조치) 제4.4.2.1조 제2항 단서는 2018년 1월 1일부터 적용한다.

부 칙 <2016.2.25.>

제1조(시행일) 이 규정은 2016년 2월 29일부터 시행한다.

제2조(경과조치) 제18장 신재생에너지공급의무화제도의무이행비용 보전기준 개정사항은 2016년 의무이행비용 정산분부터 적용한다. 단, 의무이행을 목적으로 공급의무자가 2015년 12월 31일까지 발전사업자와 공급인증서 구매계약(현물시장 거래분 제외)을 체결한 태양광 설비 및 공급의무자가 2015년 12월 31일까지 자체적으로 건설하여 상업운전을 개시한 태양광 설비에 대해서는 종전 규정을 적용한다.

부 칙 <2016.3.14.>

이 규정은 2016년 3월 15일부터 시행한다.

부 칙 <2016.6.28.>

제1조(시행일) 이 규정은 2016년 7월 1일부터 시행한다.

제2조(경과조치) 제21장 전기저장장치 용량가격지급률(ξ_i) 결정을 위한 시험기준은 2017년 1월 1일부터 적용한다.

부 칙 <2016.7.28.>

이 규정은 2016년 8월 1일부터 시행한다.

이 규정은 2016년 8월 28일부터 시행한다.

부 칙 <2016.10.27.>

제1조(시행일) 이 규정은 2016년 11월 1일부터 시행한다.

제2조(경과조치) 제24장 연료전환성과계수는 관련 자료의 취득 및 계수 산정에 소요되는 시간을 감안하여, 신규 연료전환성과계수 산정 및 의결 이전에는 기준용량가격 적용 대상설비의 연료전환성과계수는 1을 적용한다.

부 칙 <2016.11.28.>

제1조(시행일) 이 규정은 2016년 12월 1일부터 시행한다.

제2조(경과조치) 제4.4.2.1조 제1항은 예산반영 및 연료유량계 교체기간을 고려하여 2018년 1월 1일부로 시행한다.

부 칙 <2016.12.28.>

제1조(시행일) 이 규정은 2017년 1월 1일부터 시행한다.

부 칙 <2017.1.24.>

제1조(시행일) 이 규정은 2017년 2월 2일부터 시행한다.

부 칙 <2017.2.24.>

제1조(시행일) 이 규정은 2017년 4월 11일부터 시행한다.

부 칙 <2017.3.28.>

제1조(시행일) 이 규정은 2017년 3월 8일부터 시행한다.

부 칙 <2017.5.29.>

제1조(시행일) 이 규정은 2017년 5월 29일부터 시행한다.

부 칙 <2017.5.31.>

제1조(시행일) 이 규정은 2017년 5월 31일부터 시행한다.

부 칙 <2017.6.28.>

제1조(시행일) 이 규정은 2017년 7월 1일부터 시행한다.

부 칙 <2017.9.26.>

제1조(시행일) 이 규정은 2017년 10월 1일부터 시행한다.

부 칙 <2017.10.27.>

제1조(시행일) 이 규정은 2017년 11월 1일부터 시행한다.

부 칙 <2017.12.28.>

제1조(시행일) 제23.5.6조는 2017년 12월 28일부터, 제7.3.6조는 2018년 1월 1일부터 시행한다.

부 칙 <2018.4.26.>

제1조(시행일) 이 규정은 2018년 5월 1일부터 시행한다.

부 칙 <2018.6.27.>

제1조(시행일) 이 규정은 2018년 7월 1일부터 시행한다.

제2조(적용례) 제18장 신재생에너지공급의무화제도의무이행비용 보전기준 개정사항은 2017년도 의무이행비용 정산분부터 적용한다.

부 칙 <2018.7.20.>

제1조(시행일) 제5장 기준용량가격 산정기준 개정사항은 2018년 7월 1일부터 시행한다.

부 칙 <2018.8.29.>

제1조(시행일) 제18장 신재생에너지공급의무화제도의무이행비용 보전기준 개정사항 및 제23장 배출권거래비용 산정기준 개정사항은 2018년 8월 29일부터 적용한다.

부 칙 <2018.11.28.>

제1조(시행일) 제3장 발전기별 기동비용 산정 및 적용 기준 개정사항은 2018년 11월 28일부터 적용한다.

부 칙 <2018.12.27.>

제1조(시행일) 제4장 발전비용평가 성능시험 기준 개정사항은 2018년 12월 27일부터 적용한다.

부 칙 <2019.3.27.>

제1조(시행일) 제2장 발전기 연료의 열량단가 평가기준 개정사항은 2019년 4월 1일부터, 제18장 신재생에너지공급의무화제도 의무이행비용 보전기준 개정사항은 2019년 3월 27일부터 적용한다.

제2조(적용례) 제2.3.3.2조부터 제2.3.3.4조까지는 2019년 5월 적용 열량단가 산정분부터 적용한다.

제3조(경과조치) 제2.3.3.2조 제2항1호다목 및 2호나목의 단위환산계수는 필요시 매 2년마다 재산정한다.

부 칙 <2019.5.29.>

제1조(시행일) 제14장 정적손실계수 산정기준 개정사항은 2019년 6월 1일부터 적용한다.

부 칙 <2019.6.26.>

제1조(시행일) 제2장 발전기 연료의 열량단가 평가기준 개정사항에 의한 환경열량단가는 2019년 8월 1일(전력거래일 기준)부터, 제24장 연료전환성과계수 산정기준 개정사항은 2019년 7월 1일부터 적용한다.

부 칙 <2019.11.27.>

제1조(시행일) 제6장 양수발전소 용량가격지급률 결정을 위한 시험기준 개정사항은 2019년 12월 1일부터, 제8장 정산조정계수 산정기준 개정사항은 2019년 12월 1일부터, 제23장 배출권거래비용 산정기준 개정사항은 2019년 11월 27일부터 적용한다.

부 칙 <2019.12.26.>

제1조(시행일) 제7장 시간대별 용량가격계수 산정기준 개정사항은 2020년 1월 1일부터 적용한다.

부 칙 <2020.1.29.>

제1조(시행일) 제9장 발전기 기술특성자료 작성 및 적용기준 개정사항은 2020년 2월 1일부터 적용한다.

부 칙 <2020.3.27.>

제1조(시행일) 제2장 발전기 연료의 열량단가 평가기준 개정사항 및 제13장 계통운영보조서비스 정산단가 산정기준 개정사항은 2020년 4월 1일부터 적용한다.

제2조(적용례) 제2.1절부터 제2.4.3.4조까지는 2020년 6월 적용 열량단가 산정분부터 적용한다

제3조(발전소 시료 보안스티커 운영에 관한 경과조치) 연료의 열량단가 평가기준 개정사항 중 제2.4.3.3조 발전소 시료 보안스티커 운영은 제1조 시행일로부터 6개월 이내에 시행할 수 있다.

제4조(정산금 배정액에 관한 적용례) 제13.3.1.3의 “1차예비력 정산금 배정액”, 제13.3.2.3의 “주파수제어예비력 정산금 배정액”, 제13.3.3.1.2의 “3차예비력 정산금 배정액”, 제13.3.3.2.3의 “속응성자원 정산금 배정액” 및 제13.3.4.2의 “자체기동 정산금 배정액”은 시행일 기준 가장 최근 비용평가위원회 의결 결과를 적용한다.

제5조(정산단가 산정에 관한 적용례) 2020년 4월 1일부터 2021년 3월 31일까지는 정산단가 산정 시“1차예비력서비스량”은 “주파수추종서비스량”, “1차예비력 정산금”은 “주파수추종서비스정산금”, “직전년도 1차예비력 정산단가”는 “직전년도 주파수추종서비스 정산단가”, “주파수제어예비력 서비스량”은 “자동발전제어서비스량”, “주파수제어예비력 정산금”은 “자동발전제어 서비스정산금”, “직전년도 주파수제어예비력 정산단가”는 “직전년도 자동 발전제어서비스 정산단가”, “정지상태 3차예비력서비스량”은 “직전년도 정지상태 대기예비력지정량”, “속응성자원서비스량”은 전력시장운영규칙 [별표3] 19.2.3의 “속응성자원 확보량(2,000MW)”을 각각 적용한다.

부 칙 <2020.5.27.>

제1조(시행일) 이 규정은 2020년 6월 1일부터 시행한다.

부 칙 <2020.6.26.>

제1조(시행일) 이 규정은 2020년 6월 26일부터 시행한다.

부 칙 <2020.7.29.>

제1조(시행일) 이 규정은 2020년 7월 29일부터 시행한다.

부 칙 <2020.9.25.>

제1조(시행일) 이 규정은 2020년 9월 25일부터 시행한다.

부 칙 <2020.11.30.>

제1조(시행일) 제2장 발전기 연료의 열량단가 평가기준 개정사항은 2021년 1월 1일부터, 제25장 비상대기예비력기준단가 산정기준 신설사항은 2020년 12월 1일부터 시행한다. 다만, 제2.3.1.3.2조 ①항의 원료비 단가는 2021년 2월적용 열량단가 산정 시부터 적용한다.

제2조(적용례) 제25장 비상대기예비력기준단가 산정기준 규정의 시행일 이후의 최초 비상대기예비력 기준단가와 이 규정 시행일 이전 기간의 정산에 대하여 적용되는 비상대기예비력 기준단가는 이 규정 시행일 기준 가장 최근 비용평가위원회 의결 결과를 적용한다.

부 칙 <2020.12.29.>

제1조(시행일) 이 규정은 2020년 12월 29일부터 시행한다.

제2조(적용례) 이 규정은 이 규칙 시행 전에 제8.4.1.2조에 의한 손실보상요청을 한 자에 대해서도 적용한다.

부 칙 <2021.2.24.>

제1조(시행일) 제2장 발전기 연료의 열량단가 평가기준 개정사항에 의한 배출권열량단가는 전력시장운영규칙 부칙(2019.12.31.) 제8조 ①항에 따라 2022년 1월 1일(전력거래일 기준) 부터 적용한다.

제2조(시행일 이전 발생한 구매비용의 처리를 위한 경과조치)

①시행일 직전 일까지 발생한 온실가스 배출권 구매비용의 정산 및 이와

관련된 모든 사항은 종전 규정 제23장에 따라 처리함을 원칙으로 한다.
② 제1항의 시행을 위해 종전 규정 제23장 중 아래 각 호는 별도정산이 필요한 잔여기간으로 한정하여 산정한다.

1. 제23.4조에 따른 기준가격
2. 제23.5조에 따른 정산량

③ 시행일 직전 일까지 상쇄배출권으로 전환되지 않아 종전 규정 제23장에 따른 처리에 반영되지 못한 KOC는 시행일 이후 상쇄배출권으로 전환 시 해당 물량을 배출권시장 월 평균가격(상쇄배출권 기준) 등으로 환산한 비용을 2.3.4.1의 순구매비용으로 반영할 수 있다.

제3조(발전기별 배출계수의 적용)
① 발전기별 배출계수(톤/MWh), BM계수(톤/MWh), 조정계수 등은 소수 넷째 자리까지 적용한다.
② 2.3.4.2의 제1항에 따른 발전기별 배출계수 적용이 곤란한 발전기는 아래의 배출계수(톤/MWh)를 연료에 따라 적용할 수 있다.

석탄	LNG	유류	기타
0.8870	0.3889	0.6588	0.6449

단, LPG는 LNG의 배출계수를 적용

제4조(모의기간 운영)
① 전력거래소는 규정개정일 이후 부칙 제1조의 시행일 이전까지 개별 발전기의 배출권열량단가를 모의 산정하여 해당 발전사업자에게 제공할 수 있다
② 발전사업자는 제1항의 시행을 위한 전력거래소의 자료 요청에 적극 협조하여야 한다.

제5조(산정기간 조정) 제2.3.4.1에도 불구하고 2022년 1월 적용을 위한 배출권 열량단가는 그 산정기간을 2021년 1월부터 2021년 11월까지 조정하여 적용한다.

부 칙 <2021.3.26.>

제1조(시행일) 제4장 발전비용평가 성능시험 기준 개정사항은 2021년 4월 1일부터 시행한다.

제2조(조합별 비용함수 시행전 조합별 성능시험 완료 발전기 부하선정방안) 제4.2.5.3조 제6항의 개정사항은 전력시장운영규칙 부칙(2021.1.1.) 제8조에

따라 전력거래시스템(e-power market)에 공지하는 전날까지 시행한다.
제3조(다조합 복합발전기 입출력특성계수 산정) 제4.2.5.3조 제7항 및 제4.6.4조의 개정사항은 전력시장운영규칙 부칙(2021.1.1.) 제8조에 따라 전력거래시스템(e-power market)에 공지하는 날로부터 시행한다.

부 칙 <2021.4.29.>

제1조(시행일) 제23장 배출권거래비용 산정기준 개정사항은 2021년 4월 29일부터 시행한다.

부 칙 <2021.5.28.>

제1조(시행일) 제18장 신재생에너지공급의무화제도 의무이행비용 보전기준 개정사항은 2021년 5월 28일부터 시행한다.
제2조(적용례) 제18.5.1조 제1항은 2017년도 계약 체결분부터 적용한다. 단, 2017년도에 체결된 계약에 대하여는 2020년도 의무이행실적에 대한 이행비용 정산부터 적용한다.

부 칙 <2021.6.28.>

제1조(시행일) 제10장 용량가격계수의 소내전력률 및 지역계수 가중치 산정기준 및 제24장 연료전환성과계수 산정기준 개정사항은 2021년 6월 28일부터 시행한다.

부 칙 <2021.7.29.>

제1조(시행일) 제2장 발전기 연료의 열량단가 평가기준 개정사항 제2.3.3조는 2021년 8월 1일부터, 제24장 연료전환성과계수 산정기준 개정사항 제24.3.1.1조는 시장감시 목적 구분을 위한 급전지시 입력시스템을 보완하여 2022년 6월에 산정하는 2022년 7월 1일부로 적용하는 연료전환성과계수부터 적용한다.
제2조(적용례) 제2장 발전기 연료의 열량단가 평가기준 개정사항은 2021년 9월 적용 열량단가 산정 시부터 적용한다.

부 칙 <2021.8.30.>

제1조(시행일) 제24장 연료전환성과계수 산정기준 개정사항은 2021년 8월 30일부터 시행한다.

부 칙 <2021.9.29.>

제1조(시행일) 제2장 발전기 연료의 평가기준 개정사항은 2021년 10월 1일부터, 제26장 적정공급용량 적용 시장기준예비율 산정기준 신설에 의한 공급용량계수는 2021년 10월 1일부터 적용한다. 다만, 제24.3.2.5조 개정에 의한 연료전환성과계수는 2022년 7월 1일부로 적용하는 연료전환성과계수부터 적용한다.

제2조(적용례) 제2장 발전기 연료의 평가기준 개정사항 중 자가소비용 직도입 발전기의 공급비 단가 개정사항은 2022년 1월 적용 열량단가 산정 시부터, 자료의 제출 정확성 검증에 대한 개정사항은 2022년 1월 1일부터 적용한다.

부 칙 <2021.10.28.>

제1조(시행일) 제3장 발전기별 기동비용 산정 및 적용 기준 개정사항은 2021년 11월 1일부터 시행한다.

제2조(적용례) 제3장 발전기별 기동비용 산정 및 적용 기준 개정에 따른 기동비용은 2022년 1월 적용 기동비용 산정 시부터 적용한다.

부 칙 <2021.11.29.>

제1조(시행일) 제2장 발전기 연료의 열량단가 평가기준 개정사항은 2021년 12월 1일부터, 제18장 신재생에너지공급의무화제도 의무이행비용 보전기준 개정사항은 2021년 11월 30일부터 시행한다.

제2조(적용례) ① 제2장 발전기 연료의 열량단가 평가기준의 개정사항은 2022년 1월 적용 열량단가 산정 시부터 적용한다.

② 제18장 신재생에너지공급의무화제도 의무이행비용 보전기준의 개정사항 중 제18.4.4조 제4항의 개정사항은 2021년 12월에 적용할 중간적용가격 산정 시부터 적용한다.

③ 제18장 신재생에너지공급의무화제도 의무이행비용 보전기준의 개정사

항 중 제18.5.1조 제1항 및 제18.5.3조 제4항의 개정사항은 2021년도 신재생에너지 공급의무화제도 의무이행비용 보전금액 정산을 위한 기준가격 산정 시부터 적용한다.

④ 제18장 신재생에너지공급의무화제도 의무이행비용 보전기준의 개정사항 중 제18.5.1조 제6항의 개정사항은 2022년도 신재생에너지공급의무화제도 의무이행비용 보전금액 정산을 위한 기준가격 산정 시부터 적용한다.

제3조(발전사업자의 정보변경에 따른 자료제출 의무) 제2.3.4.2조의 제5항과 관련하여 할당 시 배출계수, 무상할당비율, 조정계수 등의 정보가 변경되는 발전기의 발전사업자는 사유 발생 즉시 해당 내용을 전력거래소에 제출하여야 한다.

부 칙 <2021.12.29.>

제1조(시행일) 제23장 배출권거래비용 산정기준 개정사항은 2021년 12월 29일부터 시행한다.

부 칙 <2022.2.25.>

제1조(시행일) 제17장 민간석탄발전기의 정산조정계수 산정기준 제17.1.2.1조의 개정사항은 2022년 3월 8일부터 시행한다.

부 칙 <2022.3.29.>

제1조(시행일) 제2장 발전기 연료의 평가기준 개정사항은 2022년 4월 1일부터, 제3장 발전기별 기동비용 산정 및 적용기준 개정사항은 전력시장운영규칙 부칙(2021.1.1.) 제8조에 따라 전력거래시스템(e-power market)에 공지하는 날로부터 시행한다.

제2조(적용례) 제2장 발전기 연료의 평가기준 개정사항 중 제2.3.2조 화력발전기의 환경열량단가 개정사항은 2022년 7월 적용 환경열량단가 산정 시부터 적용한다.

부 칙 <2022.5.27.>

제1조(시행일) 제13장 계통운영보조서비스 정산단가 산정 기준 개정사항은

실계통기반 하루전시장이 적용되는 시점부터 시행한다.

부 칙 <2022.6.27.>

제1조(시행일) 제1장 총칙, 제2장 발전기 연료의 평가기준, 제7장 시간대별 용량가격계수 산정 기준, 제24장 연료전환성과계수 산정기준 개정사항은 실계통기반 하루전시장 도입일부터 시행한다.
제2조(적용례) 제24장 연료전환성계수 산정기준 개정사항 중 제24.4.7.3.3조 사항은 2022년 7월 1일부터 적용하며, 실계통기반 하루전 시장 도입시 삭제한다.

부 칙 <2022.8.29.>

제1조(시행일) 제2장 발전기 연료의 평가기준 개정사항은 2022년 9월 1일(전력거래일 기준)부터, 제11장 직접구매자 적용 각종계수 산정기준, 제17장 민간석탄발전기의 정산조정계수 산정기준, 제22장 열공급발전기 열전비와 효율보정계수 산정기준, 제24장 성과연동형용량가격계수 산정기준 개정사항은 실계통기반 하루전시장이 적용되는 시점부터 시행한다.
제2조(적용례) 전조의 개정사항 중 계수 및 단가 산정 시 실계통기반 하루전시장 시행 이전 기간을 포함하는 경우에는 실계통기반 하루전 시행 이전 기간에 대한 종전의 규정을 적용한다.

부 칙 <2022.9.29.>

제1조(시행일) 제19장 수요반응자원의 순편익가격 산정기준 개정사항은 전력시장운영규칙 부칙(2022.5.31.) 제2조에 따라 전력거래시스템에 공지하는 날로부터 시행한다.

부 칙 <2022.10.28.>

제1조(시행일) 이 규정은 2022년 10월 28일부터 시행한다.

부 칙 <2022.11.28.>

제1조(시행일) 제2장 발전기 연료의 열량단가 평가기준, 제5장 기준용량가

격 산정기준 개정사항은 2022년 12월 1일(전력거래일 기준)부터, 제27장 전기저장장치의 실효용량비율 산정기준 신설사항은 2022년 11월 28일부터 시행한다.

제2조(적용례) ① 제2장 발전기 연료의 열량단가 평가기준 개정사항은 2022년 12월 적용 열량단가 산정시부터 적용한다. 단, 2022년 11월 적용 열량단가 산정시 기반영된 2022년 9월까지의 순구매비용은 종전의 규정을 적용한다.

② 제27장 전기저장장치의 실효용량비율 산정기준 신설사항은 최초 산정하는 실효용량비율에 한하여 제주지역의 실효용량비율은 2023년 12월 31일까지, 육지지역의 실효용량비율은 2024년 6월 30일까지 심의·의결한다. <개정 2023.6.28., 2023.9.25.>

제3조(규정개정 이전 기반영된 KOC의 처리를 위한 경과조치) 제2.3.4.1조 2항의 KOC를 상쇄배출권으로 전환하는 경우의 비용 반영은 전환물량에서 2022년 9월 순구매비용까지 기반영된 KOC 물량을 차감하여 반영하며, 차감 후 전환물량이 양수가 되는 시점부터 반영한다. 단, 2022년 9월 순구매비용까지 기반영된 KOC 물량을 산출할 때,

1. 열량단가 산정기간에 12회 포함되지 못한 물량에 대해서는 “포함횟수/12”를 곱하여 산출한다.
2. 2021년 이후 구입한 KOC를 규정개정 이전에 상쇄배출권으로 전환한 물량은 제외하고 산출한다.

부 칙 <2022.12.28.>

제1조(시행일) 제7장 시간대별 용량가격계수 산정기준 개정사항은 2022년 12월 28일부로 시행한다. 제4장 발전비용평가 성능시험 기준, 제13장 계통운영보조서비스 정산단가 산정기준, 제19장 수요반응자원의 순편익가격 산정기준, 제24장 성과연동형용량가격계수 산정기준, 별지 25 개정사항은 전력시장운영규칙 부칙(2021.1.1.) 제8조에 따라 전력거래시스템(e-power market)에 공지하는 날로부터 적용한다. 다만, 제4.2.5.1조, 제4.2.5.3조 제2항, 제4항, 제8항, 제9항 개정사항은 2022년 12월 28일부로 적용한다.

제2조(적용례) 전조의 개정사항 중 계수 및 단가 산정 시 전력시장운영규+

칙 부칙(2021.1.1.) 제8조에 따라 전력거래시스템(e-power market)에 공지하는 날 이전 기간을 포함하는 경우에는 전력시장운영규칙 부칙(2021.1.1.) 제8조에 따라 전력거래시스템(e-power market)에 공지하는 날 이전 기간에 대한 종전의 규정을 적용한다.

제3조(수요반응자원의 기본정산금 산정시 시간대별 용량가격계수 개정(안) 적용에 대한 경과조치) 수요반응자원의 기본정산금 산정시 제7.3.2조의 R%는 다음의 연도별 완화계수를 이용하여 적용한다.

① R% = 80% × (1-연도별 완화계수) + 최근3개년 부하율 × 연도별 완화계수

② 연도별 완화계수

적용연도	2023년	2024년	2025년 이후
완화계수	33%	67%	100%

부 칙 <2023.3.30.>

제1조(시행일) 이 규정은 2023년 3월 30일부터 시행한다.

제2조(적용례) ① 제18.4.2조 제2항 및 제18.4.4조 제4항의 개정사항은 2023년 4월에 적용할 중간적용가격 산정시부터 적용한다.

② 제18.5.3조 제4항의 개정사항은 2022년도 신재생에너지공급의무화제도 의무이행비용 보전금액 정산을 위한 기준가격 산정시부터 적용한다.

부 칙 <2023.5.30.>

제1조(시행일) 이 규정은 2023년 5월 30일부터 시행한다.

부 칙 <2023.6.28.>

제1조(시행일) 제24장 성과연동형용량가격계수 산정기준 개정사항은 2023년 7월 1일부터 시행한다.

제2조(적용례) 제24장 성과연동형용량가격계수 산정기준 개정에 따른 내용은 실계통기반 하루전시장 시행(2022.9.1.) 이후 자료에 대해 적용하며, 실계통기반 하루전시장 시행(2022.9.1.) 이전 자료에 대해서는 종전의 규정

(2022.8.29. 개정 이전 규정)을 적용한다.

부 칙 <2023.7.28.>

제1조(시행일) 이 규정은 2023년 7월 28일부터 시행한다.

제2조(적용례) 이 규정 중 17.6.2에 관한 개정규정은 2023년 7월 10일 거래분부터 적용한다.

부 칙 <2023.8.28.>

제1조(시행일) 이 규정은 2023년 9월 1일부로 시행한다.

제2조(적용례) 제3장 발전기별 기동비용 산정 및 적용 기준 개정사항은 전력시장운영규칙 부칙(2023.2.28.) 제2조에 따라 전력거래시스템을 통해 공지하는 날로부터 적용한다.

부 칙 <2023.11.27.>

제1조(시행일) 이 규정은 2023년 12월 1일부로 시행한다.

제2조(유효기간) 제17.5.1.2조 단서의 개정 규정은 2023년 12월 31일(전력거래일 기준)까지 효력을 가진다.

제3조(적용례) ① 제17.5.1.2조 단서의 개정 규정에 따라 2023년 11월 비용평가위원회에서 의결되는 정산조정계수는 2023년 12월분의 정산에 한정하여 적용한다.

② 제18.5.1조 제12항의 개정 규정은 2023년도 신재생에너지공급의무화제도 의무이행비용 보전금액 정산을 위한 기준가격 산정 시부터 적용한다.

별지 2-1 [신설 2020.3.27]

석탄 및 유류발전기 열량단가 산출내역서

○○ 발전기 열량단가 산출내역

연료 구분	발전소	입고량		입고금액 (원)	연료단가		연료사용실적		연료발열량		열량단가 (원/Gcal)	비고
		값	단위		값	단위	사용량 (kg, ℓ)	발열량 (kcal)	값	단위		

※ 열량단가=연료단가/연료발열량
연료단가는 최종월(적용월 2개월전)의 평균공급단가(입고단가)를 적용
연료발열량은 최종월(적용월 2개월전)의 실적 적용

※ 혼소율 반영 열량단가 : $\sum_{i}$ (열량단가i × 혼소율i),

i : 사용연료 종별

※ 해당사항이 있을 경우, 비고란에 M-2,3월 가중평균 연료단가, 가중평균 연료발열량 적용 또는 M-1월 열량단가 적용 기입

별지 2-2 <개정 2020.3.27., 2020.7.29., 2023.11.27.>

LNG사용 자가소비용 직도입 발전기 열량단가 산출내역서

○○ 발전기 열량단가 산출내역

1. 원료비단가

입고량(톤)	입고금액(원)	연료단가(원/톤)	발열량(kcal/kg)	원료비단가(원/Gcal)

2. 원료비 정산단가

구분	원료비 정산단가(원/Gcal)
실제	
예상(전월 신고)	

3. 공급비단가 (최초 및 연중 재산정)

구분	1월	2월	…	11월	12월
변동비단가(원/Gcal)_(a)					
고정비단가(원/Gcal)_(b)					
공급비단가(원/Gcal)_(a+b)					

4. 공급비 정산단가 (연말 및 연중 정산단가)

구분	공급비 정산단가(원/Gcal)
연말 정산단가	
연중 정산단가	

5. 최종 열량단가 (1+2+3+4)

최종 열량단가(원/Gcal)

※ 원료비, 공급비 항목

원료비항목
LNG수입대금
관세
개별소비세
석유수입부과금
화물입항료
관세사용역비
검정수수료

공급비항목
터미널 이용료
배관 이용료
인입가스 품질검사비용
도시가스 품질검사비용
가스기기조정사업 분담금

별지 2-3 [신설 2020.3.27.]

도시가스사업자 발전기 열량단가 산출내역서

○○ 발전기 열량단가 산출내역

1. LNG

사용월		
사용금액		
환급액 세부항목	안전관리부담금	
	석유수입부과금	
입고금액		
LNG 사용량(m3)		
평균발열량(MJ/m3)		
발열량(Gcal)		
열량단가(원/Gcal)		

2. 유류

입고월	연료	연료입고량 (ℓ)	입고금액 (원)	연료단가 (원/kℓ)	연료사용량 (ℓ)	연료발열량 (kcal/ℓ)	총발열량 (kcal)	열량단가 (원/Gcal)

[연료발열량 산정 참고자료]

연료	비중(kg/ℓ)	발열량(kcal/kg)	연료발열량(kcal/ℓ)

※ 유류발전기중 발열량 실적자료를 제출할 수 없는 경우는 연료구매시 발행한 시험성적서를 적용할 수 있다.
※ 발열량은 고위발열량(HHV : High Heating Value)을 적용한다.

3. 최종 연료 열량단가

연 료	중유 혼소율	LNG 혼소율	최종 열량단가

※ 최종 열량단가=중유혼소율×중유열량단가+LNG혼소율×LNG 열량단가

별지 2-4 [신설 2020.9.25.]

LPG사용 발전기 열량단가 산출내역서

○○ 발전기 열량단가 산출내역

1. LPG

입고월	연료	연료입고량 (kg)	입고금액 (원)	연료단가 (원/kg)	연료사용량 (kg)	연료발열량 (kcal/kg)	총발열량 (kcal)	열량단가 (원/Gcal)

※ 발열량 실적자료를 제출할 수 없는 경우는 연료구매시 발행한 시험성적서를 적용할 수 있다.
※ 발열량은 고위발열량(HHV : High Heating Value)을 적용한다.

2. 도시가스사업자 공급 LNG

사용월		
사용금액		
환급액 세부항목	안전관리부담금	
	석유수입부과금	
입고금액		
LNG 사용량(m3)		
평균발열량(MJ/m3)		
발열량(Gcal)		
열량단가(원/Gcal)		

3. 최종 연료 열량단가

연 료	LPG 혼소율	LNG 혼소율	최종 열량단가

※ 최종 열량단가 = LPG혼소율 × LPG열량단가 + LNG혼소율 × LNG열량단가

별지 2-5 [신설 2023.11.27.]

LPG 및 자가소비용 직도입 LNG사용 발전기 열량단가 산출내역서

○○ 발전기 열량단가 산출내역

1. LPG

구분	연료단가(원/톤)	연료발열량(kcal/kg)	열량단가(원/Gcal)
LPG			

※ 연료발열량은 고위발열량(HHV : High Heating Value)을 적용한다.

2. LNG

가. 원료비단가

입고량(톤)	입고금액(원)	연료단가(원/톤)	발열량(kcal/kg)	원료비단가(원/Gcal)

나. 원료비 정산단가

구분	원료비 정산단가(원/Gcal)
실제	
예상(전월 신고)	

다. 공급비단가 (최초 및 연중 재산정)

구분	1월	2월	…	11월	12월
변동비단가(원/Gcal)_(a)					
고정비단가(원/Gcal)_(b)					
공급비단가(원/Gcal)_(a+b)					

라. 공급비 정산단가 (연말 및 연중 정산단가)

구분	공급비 정산단가(원/Gcal)
연말 정산단가	
연중 정산단가	

마. LNG 열량단가 (가+나+다+라)

LNG 열량단가(원/Gcal)

3. 최종 열량단가

사용 연료	적용 열량단가(원/Gcal)

별지 2-6 <개정 2020.3.27., 2021.7.29.>

원자력발전소 연료비 산정자료
(OOOO.OO월 적용)

○ 발전기별 열량단가 산정내역

호기	연료비 (원)	열량단가(원/Gcal)			열출력 (MWth)
		전월	당월	증감률(%)	
평균					

○ 발전기별 연료단가 세부 산정내역

* 발전기별 연료비(경수로)- O호기

구분	년 월							합계
	M-16	M-15	…	(생략)	…	M-3	M-2	
열량단가 (원/Gcal)								
연료비(원)								
원자로 열출력(MWth)								
총 장전연료비(원)								
소모연소도 (MWD/MTU)								
설계연소도 (MWD/MTU)								

* 발전기별 연료비(중수로)- O호기

구분	년 월							합계
	M-16	M-15	…	(생략)	…	M-3	M-2	
열량단가 (원/Gcal)								
원자로 열출력(MWth)								
총 연료비(원)								
연료비(원)								
교체연료수(다발)								
연료다발비용 (원/다발)								
중수비용(원)								
중수감모 상각비(원)								
중수보충비(원)								

별지 2-7 [신설 2020.3.27.] <개정 2022.3.29.>

20 년 월 발전소별 계정원장

항차	기본정보		비용 항목		업체명	USD	적용환율	입고금액 (KRW)	특이사항
○항차	도입국가		유연탄대금	물대					
	성격		개별소비세	개별소비세					
	물량 (MT)		운임	기본운임					
	FOB단가 ($/톤)			추가운임					
	운임단가 ($/톤)			체선료					
	선박명			조출료					
	선적완료일 (B/L)		보험료	보험료					
	NAR (kcal/kg)		화물입항료	화물입항료					
	GAR (kcal/kg)		하역료	하역료					
	계약조건		통관수수료	통관수수료					
	선박접안일		흘수검정료	흘수검정료					
			LC수수료	LC수수료					
			기타	(항목명)					
			기타	(항목명)					
			기타	(항목명)					
			소계						

※ 자료제출 최종월(적용월 2개월전)의 연료비 지급금액 실적 적용
※ 환율을 적용하지 아니하는 경우는 공란으로 제출

별지 2-8 [신설 2020.3.27.]

20 년 월 발전소별 재고출납카드

발전소명 : 20 . [단위 : ℓ, ton, 원/ℓ, 원/ton]

플랜트	자재내역	전월말 재고수량	전월말 재고금액	전월말 재고단가	당월 입고수량	당월 입고금액	당월 입고단가	소비 출고수량	소비 출고금액	소비 출고단가	당월말 재고수량	당월말 재고금액	당월말 재고단가

※ 기타입고 발생시 추가제출

플랜트	자재내역	기타 입고수량	기타 입고금액	기타 입고단가	기타 출고수량	기타 출고금액	기타 출고단가

※ 자료제출 최종월(적용월 2개월전)의 평균공급단가(입고단가) 실적 적용

별지 2-9 [신설 2020.3.27.]

20 년 월 발전소별 연료/열량 소비실적표

발전소명 : 20 . [단위 : ℓ, ㎉, ㎏]

플랜트	호기	일자	연료 소비실적				연료 소비실적			
			소비량(t,kℓ)			연료	소비량(t,kℓ)			연료
			운휴시	운전시	계	발열량	운휴시	운전시	계	발열량
총계										
평균										

※ 발열량은 자료취득 가능한 1개월 직전의 평균실적을 적용

※ 연료발열량 : 인수식(석탄의 경우)

※ 연료발열량 평균은 발전기별 및 일자별 소비량으로 가중하여 산정한 값을 기입

별지 2-10 [신설 2020.3.27.] <개정 2021.9.29.>

20 년 월 발전소별 연료 분석대장

1. 석탄

발전소명 : 20 .

사용 일자	측정 일자	호기	소비탄종				혼탄비		시료 무게(g)			발열량(kcal/kg)			수분(%)			시료보관	
			주탄종(A)		보조탄종(B)														
			항차	탄종	항차	탄종	(A)	(B)	기건식	건식	인수식	기건식	건식	인수식	표면 수분	고유 수분	총 수분	일련 번호	시료 번호

① 연료발열량은 연료채취 후 3영업일 이내 측정한다.
② 시료 무게의 경우 해당 상태에만 기재한다.
③ 발열량은 동일한 시료를 동일한 발열량계에서 2회 이상 측정한 평균값을 적용하는 것을 원칙으로 한다.
④ 발열량계는 최근 1년 이내에 검교정된 기기를 사용한다.
⑤ 발열량 측정 시 다음의 보정 값을 기본으로 적용하되 시료 상태에 따라 달리 적용할 수 있다.

[단위 : cal/g]

질산	황	점화선
8	0	50

⑥ 발열량은 인수식으로 환산하여 기재하며, 고위발열량(HHV : High Heating Value)을 적용한다.

- 인수식 발열량(kcal/kg) = $\text{건식발열량} \times \frac{100-\text{총수분}}{100}$, 건식 발열량(kcal/kg) = $\text{기건식발열량} \times \frac{100}{100-\text{고유수분}}$
- 총수분(%) = $\text{표면수분} + \text{고유수분} \times \frac{100-\text{표면수분}}{100}$, 표면수분(%) = $\frac{\text{인수식시료무게} - \text{기건식시료무게}}{\text{인수식시료무게}} \times 100$, 고유수분(%) = $\frac{\text{기건식시료무게} - \text{건식시료무게}}{\text{기건식시료무게}} \times 100$

* 기건식의 경우 석탄을 건조할 때 오븐 온도는 최고 40℃를 넘지 않도록하며, 대기온도가 40℃를 넘을 때에는 대기온도로 한다.
* 총수분 : 소비연료의 채취일에 측정한 값을 사용한다.(발전소 보관)

⑦ 시료측정 후 50g 분량의 시료를 시료봉투에 담아 전력거래소가 배부한 보안스티커로 봉인한 후 90일간 보관한다.
⑧ 일련번호의 경우 전력거래소가 배부한 보안스티커의 번호를 일자별 오름차순으로 작성한다.
⑨ 기건식 시료의 경우 적절한 항온·항습 환경에서 보관한다.

2. 유류

발전소명 :　　20　.

사용일자	측정일자	호기	소비유종				시료보관	
			시료 무게(g)	밀도(kg/ℓ)	발열량(kcal/kg)	발열량(kcal/ℓ)	일련번호	시료번호

① 연료발열량은 연료채취 후 3영업일 이내 측정한다.

② 시료 무게의 경우 해당 상태에만 기재한다.

③ 발열량은 동일한 시료를 동일한 발열량계에서 2회 이상 측정한 평균값을 적용하는 것을 원칙으로 한다.

④ 발열량 측정 시 다음의 보정 값을 기본으로 적용하되 시료 상태에 따라 달리 적용할 수 있다.

[단위 : cal/g]

질산	황	점화선
8	0	50

⑤ 발열량은 고위발열량(HHV : High Heating Value)을 적용한다.

⑥ 시료측정 후 300㎖ 분량의 시료를 유리병 혹은 PE용기에 담아 전력거래소가 배부한 보안스티커로 봉인한 후 90일간 보관한다.

⑦ 일련번호의 경우 전력거래소가 배부한 보안스티커의 번호를 일자별 오름차순으로 작성한다.

별지 2-11 [신설 2020.3.27.]

발전연료비 자료 점검표

20 . . ( )

☐ 대 상 : ○○발전회사 발전비용 평가자료
☐ 기 간 : 0000.00.00~0000.00.00
☐ 점 검 일 : 0000. 00. 00. (0)
☐ 점검장소 : 000 발전회사 본사

구 분	점 검 내 용	점 검 결 과
연료비 입고금액	각계정원장 내역서와의 일치여부	
연료 입고량	재고출납카드와의 일치여부	
기타	재무제표와의 일치여부	
”	회계감사자료와의 일치여부	
점검자 의견		
확 인 자	○○발전회사 소속, 직위 : 성 명 : (서명)	
점 검 자	전력거래소 소속, 직위 : 성 명 : (서명)	

별지 2-12 [신설 2020.3.27.] <개정 2021.9.29.>

발전연료 발열량 자료 현장점검표(석탄)

. . ( )

발전소명 : **발전소 :**

- 사 용 연 료 :

적합 여부

항 목	점 검 내 용	점검결과
소비연료의 열량측정 및 관리상태	소비연료 시료 보관상태	
	발열량 측정업무의 적절성	
	발열량 측정기기 검교정 상태	
	측정자료 기록 및 관리 상태	
제출자료의 적정성	발전사업자 제출 열량자료와 현장사업소 보관자료와의 일치 여부	
제출자료의 정확성	발전사업자 제출 열량자료와 현장보관시료 발열량 측정치 일치 여부	

호기 (일자)	건조 온도(℃)	시료 상태 (측정 상태)	연료 수분(%)			시료 무게 1차	시료 무게 2차
(. .)		□ 건 식 □ 기건식	총 수분	제출			
				측정			
			고유 수분	제출			
				측정			

구분	기제출 (cal/g)	현장 측정값(cal/g) 1차	현장 측정값(cal/g) 2차	측정값 평균 (cal/g)	오차 (cal/g)
건식					
기건식					
인수식					

호기 (일자)	건조 온도(℃)	시료 상태 (측정 상태)	연료 수분(%)			시료 무게(g) 1차	시료 무게(g) 2차
(. .)		□ 건 식 □ 기건식	총 수분	제출			
				측정			
			고유 수분	제출			
				측정			

구분	기제출 (cal/g)	현장 측정값(cal/g) 1차	현장 측정값(cal/g) 2차	측정값 평균 (cal/g)	오차 (cal/g)
건식					
기건식					
인수식					

* 건식, 기건식 및 인수식의 경우 시료의 수분 함량을 고려한 환산값

확인자 (발전사업자)	소속, 직위 : 성 명 : (서명)
점검자 (전력거래소)	소속, 직위 : 성 명 : (서명)

※ 전력거래소 요구 기준치를 하나라도 만족하지 못하는 경우 현장점검 결과를 부적합으로 판단한다.

별지 2-13 [신설 2020.3.27.] <개정 2021.9.29.>

발전연료 발열량 자료 현장점검표(유류)

. . .( )

발전소명 : 발전소

- 사 용 연 료 :

적합 여부

항 목	점 검 내 용	점검결과
소비연료의 열량측정 및 관리상태	소비연료 시료 보관상태	
	발열량 측정업무의 적절성	
	발열량 측정기기 검교정 상태	
	측정자료 기록 및 관리 상태	
제출자료의 적정성	발전사업자 제출 열량자료와 현장사업소 보관자료와의 일치 여부	
제출자료의 정확성	발전사업자 제출 열량자료와 현장보관시료 발열량 측정치 일치 여부	

호기 (일자)	연료측정온도(℃)		기제출			
			밀도(kg/ℓ)		발열량(kcal/ℓ)	발열량(cal/g)
(. .)						
	시료 무게(g)		현장 측정값(cal/g)		측정값 평균 (cal/g)	오차 (cal/g)
	1차	2차	1차	2차		

호기 (일자)	연료측정온도(℃)		기제출			
			밀도(kg/ℓ)		발열량(kcal/ℓ)	발열량(cal/g)
(. .)						
	시료 무게(g)		현장 측정값(cal/g)		측정값 평균 (cal/g)	오차 (cal/g)
	1차	2차	1차	2차		

확인자 (발전사업자)	소속, 직위 : 성 명 : (서명)
점검자 (전력거래소)	소속, 직위 : 성 명 : (서명)

※ 전력거래소 요구 기준치를 하나라도 만족하지 못하는 경우 현장점검 결과를 부적합으로 판단한다.

별지 2-14 [신설 2022.6.27.]

'00년도 발전기별 온실가스 배출량 내역

1. **발전회사** : 전력거래소에 등록한 회원 명칭
2. **제출일** : 20○○년 ○○월 ○○일
3. **발전기별 온실가스배출량, 전력거래량, 열생산량**

발전기 코드	발전기명	온실가스 배출량 (tCO_2-eq)	전력 거래량 (MWh)	열공급설비만 작성		
				열생산량 (TJ)	열생산 효율(%)	전기생산 효율(%)

<작성요령>

① 온실가스 배출량은 배출량 인증 통보서 및 온실가스 배출량 명세서상의 연간 해당 발전기 온실가스 직접배출량을 기입한다.

② 전력거래량은 연간 계량전력량 조정값을 기입한다.

③ 열생산량은 해당 열병합 발전시설에서 생산한 열의 공급량을 기입하며, 외부에서 구매한 열의 재공급량은 제외한다.

④ <삭제 2018.6.27>

⑤ 위에 있는 표의 내용을 엑셀로 제출

4. **제출자 :** 홍 길 동 (서명)

(전화번호 : 000 - 000 - 0000 핸드폰 : 010 - 0000 - 0000)

붙임 : 배출량 인증 통보서(세부내역서 포함) 및 온실가스 배출량 명세서 사본 1부. 끝.

별지 3-1 <개정 2021.10.28.>

발전기별 기동비용 자료

■ 발전기명 : 발전소 호기

항 목		단 위	비 용 (기동조건:Hot)	비 고
기 동 연 료	제1연료			
	사용량	[kg],[ℓ]		
	단가	[원/kg],[원/ℓ]		
	제2연료			
	사용량	[kg],[ℓ]		
	단가	[원/kg],[원/ℓ]		
	기동연료비(A)	**[원]**		
소내소비 전력비	기동시	[kWh]		
	정지시	[kWh]		
	전력단가	[원/kWh]		계약전력
	소내전력비(B)	**[원]**		
용수(순수) 비	사용량	[m^3, 톤]		
	순수단가	[원/m^3]		
	순수사용비(C)	**[원]**		
기동비용(A+B+C)		**[원]**		

별지 3-2

○○ 복합화력발전기 기동비용 자료

1. GT Mode 기동비용 : 원

GT 1대 기동비용 ①	운전조합 GT : ST	GT 적용대수 ②	GT Mode 기동비용 ① × ②
원	:		원

※ GT 적용대수는 GT와 ST의 조합이 3:1 이하시 1대, 4:1 이상시 2대 적용

2. CC Mode 기동비용 : 원

GT Mode 기동비용 ①	ST 소내소비 전력비 ②	용 수 비 ③	CC Mode 기동비용 ① + ② + ③
원	원	원	원

3. 기동비용 세부현황

항 목		단 위	GT 1대	ST
기동연료비	기동연료종류	LNG (등유)		
	사용량	ℓ		0
	단 가	원/ℓ		
	기동연료비 ①	원		0
소내소비 전 력 비	소비전력량(기동시)	kWh		
	소비전력량(정지시)	kWh		
	전력단가	원/kWh		
	소내소비전력비②	원		
용수(순수)비	사용량	㎥	0	
	용수사용단가	원/㎥		
	용수비용 ③	원	0	
기동비용 소계 ①+②+③		원		

※ GT 기동연료량과 소내소비전력량은 기 제출자료 적용, ST의 소내소비 전력량 자료는 “ST 소내소비전력량 산출 세부내역서” 양식에 의거 산정

4. 용수비용

	원수료	전력료	원수처리 약품비	여재수지 교체비	하수료	기 타	계
단가(원/톤)							

00 복합화력발전기 ST 소내소비전력량 산출 세부내역서

1. ST 기동시

No	기 기 명	정격용량 (kW)	설치 대수	운전 대수	운전시간 (Hr)	전력량 (kWh)	부하율	소비전력량(kWh)	비 고
Total									

2. ST 정지시

No	기 기 명	정격용량 (kW)	설치 대수	운전 대수	운전시간 (Hr)	전력량 (kWh)	부하율	소모전력량(kWh)	비 고
Total									

※ 작성기준

1. 기동시간 + 정지시간 = 6시간
2. 운전시간(Hr)은 소수점 1자리까지
3. 부하율은 0.75 적용
4. 전력량(kWh) = 정격용량(kW) × 운전시간(Hr)
5. 소비전력량(kWh) = 전력량(kWh) × 부하율
6. GT와 중복되어 GT에 포함된 운전기기는 제외

별지 3-2 <개정 2022.3.29.> [시행일 : 다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 도입시 시행예정]

○○ 복합화력발전기 기동비용 자료

1. GT Mode 기동비용 : 원

GT Mode 기동비용 ①	운전조합 GT : ST	GT 적용대수 ②	GT 1대 기동비용 ① ÷ ②
원	:		원

※ GT 적용대수는 GT모드 운전시 실제 기동되는 운전대수

2. CC Mode 기동비용 : 원

GT Mode 기동비용 ①	ST 소내소비 전력비 ②	ST 용 수 비 ③	CC Mode 기동비용 ① + ② + ③	ST 기동비용 ① + ② + ③ - ①
원	원	원	원	원

3. 기동비용 세부현황

항 목		단 위	GT 1대	ST
기동연료비	기동연료종류	LNG (등유)		
	사용량	ℓ		0
	단 가	원/ℓ		
	기동연료비 ①	원		0
소내소비 전 력 비	소비전력량(기동시)	kWh		
	소비전력량(정지시)	kWh		
	전력단가	원/kWh		
	소내소비전력비②	원		
용수(순수)비	사용량	m^3	0	
	용수사용단가	원/m^3		
	용수비용 ③	원	0	
기동비용 소계 ①+②+③		원		

※ GT 기동연료량과 소내소비전력량은 기 제출자료 적용, ST의 소내소비 전력량 자료는 “ST 소내소비전력량 산출 세부내역서” 양식에 의거 산정

4. 용수비용

	원수료	전력료	원수처리 약품비	여재수지 교체비	하수료	기 타	계
단가(원/톤)							

00 복합화력발전기 ST 소내소비전력량 산출 세부내역서

1. ST 기동시

No	기 기 명	정격용량 (kW)	설치 대수	운전 대수	운전시간 (Hr)	전력량 (kWh)	부하율	소비전력량(kWh)	비 고
Total									

2. ST 정지시

No	기 기 명	정격용량 (kW)	설치 대수	운전 대수	운전시간 (Hr)	전력량 (kWh)	부하율	소모전력량(kWh)	비 고
Total									

※ 작성기준

1. 기동시간 + 정지시간 = 6시간
2. 운전시간(Hr)은 소수점 1자리까지
3. 부하율은 0.75 적용
4. 전력량(kWh) = 정격용량(kW) × 운전시간(Hr)
5. 소비전력량(kWh) = 전력량(kWh) × 부하율
6. GT와 중복되어 GT에 포함된 운전기기는 제외

별지 6-1 [삭제 2022.11.28.]

별지 6-2 [삭제 2022.11.28.]

별지 18-1

중간적용가격 및 의무이행비용 보전금액 산정내역

□ ○월 중간적용가격

○ RPS대상 태양광 설비

[단위 : 원/REC]

구 분	가중치	계약시장		현물시장	자체건설
		선정계약	자체계약		
육지	-	계약단가			
제주		계약단가			

○ RPS대상 비태양광 설비

[단위 : 원/REC]

구 분	가중치	계약시장	현물시장	자체건설
육지	-			
제주				

○ RPA에 의해 보급된 태양광 설비

[단위 : 원/kWh]

구 분	2009년		2010년		2011년	
	선정계약	자체건설	선정계약	자체건설	선정계약	자체건설
중간적용가격	계약단가		계약단가		계약단가	

□ ○월 의무이행비용 정산 : △△△원

신청회사	REC 수량	정산금액(원)	비 고
A			
B			
C			
계			

별지 21-1 [삭제 2022.11.28.]

별지 21-2 [삭제 2022.11.28.]

별지 22-1

집단에너지 사업에 의한 열공급발전기 열전비 산정 결과 확인서

1. 회 사 명 :
2. 발전기명 :
3. 발전기 유형 : 복합, 기타
4. 열전비 산정

전기용량(A) (Gcal/h)	열용량(B) (Gcal/h)	열전비(B/A)	산정기준

5. 열전비 산정 세부내역

○ 전기용량

발전단(kW)①	소내소비(kW)②	송전단(kW)③	유효 전기용량 (③×860kcal)

○ 열용량

구분	DH HTR(kcal)①	DH ECO(kcal)②	기타(kcal)③	유효 열용량 (①+②+③)
증기				
온수				
합계				

집단에너지사업 관련 법령, 고시 2015-123호(열생산용량 및 전기생산용량의 계산방법 등 기준) 및 비용평가세부운영규정에 따라 산정된 열전비임을 확인합니다.

확인일자 : ○○○○○년 ○○월 ○○일

확인기관 : (인)

별지 22-2

열공급발전기 열전비 산정 세부내역

1. 설비내역 및 종합현황

회사명	발전기명	설비유형(복합, 기타)	사용연료	열전비 산출결과		
				열생산용량(Gcal)(a)	전기생산용량(Gcal)(b)	열전비(a/b)

2. 세부산정내역

(1) 열생산용량 : 열최대부하시

구분	측정대상		DH 입열량(A) (Gcal/h)	소내소비(B) (Gcal/h)	열생산용량(C=A-B) (Gcal/h) (엔탈피 차이, 온도차이)
온수 (①)	DH HTR	추기측 (a)	추기측 열교환기 입구 유량(kg/h) × 입·출구 엔탈피 차이(kcal/kg)	B = A - C	지역난방수 추기측 열교환기 입구 유량(kg/h) ×입·출구 엔탈피 차이(kcal/kg) or 온도차이
		배기측 (b)	[(*추기측 출구에서 배기측 열교환기 입구 유량(kg/h) ×입·출구 엔탈피 차이(kcal/kg)] + [배기측 열교환기 입구 유량(kg/h) × 입·출구 엔탈피 차이(kcal/kg)] * 다단 열교환기를 사용하는 경우 합산	B = A - C	지역난방수 배기측 열교환기 입구 유량(kg/h) × 입·출구 엔탈피 차이(kcal/kg) or 온도차이
	DH ECO(c)		HRSG측 열교환기 입구 유량 × 입·출구 엔탈피 차이 ※ 열교환기가 없는 경우 유효 열생산용량 적용	B = A - C	지역난방수 열교환기 입구 유량(kg/h) × 입출구 엔탈피 차이(kcal/kg) or 온도차이
	기타(b)		기타 열생산설비에서 산정된 입열량	B = A - C	기타 열생산설비에서 산정된 유효 열생산량
	합계(a+b+c+d)				
증기 (②)			We × 539	소내소비열량	유효 열생산용량(A-B)
합계 (①+②)					

(2) 전기생산용량 : 열최대부하시 전기출력

열최대부하 용량 (Gcal/h)	발전단 전기출력(A) (kWh)	소내소비(B) (kWh) 또는 소내소비율(%)	송전단 전기출력(C=A-B) (kWh)	전기생산용량(D=C×860)

별지 23-1

가. 발전기별 배출내역

(단위: tCO2-eq, MWh, TJ)

발전기 코드	발전기 명	전원 (연료원)	전력 거래량	배출량	사업장	공동 배출량 (사업장 기준)	REC발급분 (바이오연료 사용시)		열 생산량 (열병합설비만 작성)
							거래량	가중치	

* 증빙자료 : 배출권등록부, 배출량명세서

<작성요령>

1. 온실가스 배출량은 온실가스 배출권등록부상의 연간 해당 발전기 온실가스 직접배출량을 기입한다.
2. 공동배출량은 해당 발전기가 소속된 사업장의 배연탈황시설, 대기오염물질방지시설의 배출량을 기입한다.
3. 전력거래량은 연간 계량전력량 조정값을 기입한다.
4. 열생산량은 해당 열병합 발전시설에서 생산한 열량이며, 열전용보일러 및 외부에서 구매한 열은 제외한다.
5. 열생산효율과 전기생산효율은 0.8과 0.35를 사용한다.

나. 사업자별 배출권 할당 및 이월차입내역

사업자	할당량	이월량	차입량

다. 기준가격 산정을 위한 배출권 구매 및 판매내역

(단위: 톤, 원)

회사	거래일자	장구분	종류	구매금액	구매단가	구매량	판매량
		장내/장외	상쇄/할당/KOC				

* 증빙자료 : 세금계산서, 배출권등록부

1. KOC는 해당년도에 전환하여 배출권으로 제출한 양에 한하여 구매금액과 구매량을 제출한다.

별지 24-1 [삭제 2022.6.27.]

별지 25 [전력시장운영규칙 별지 제5호 서식] <개정 2022.12.28., 2023.8.28.> [시행일 : 다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 도입시 시행예정]

화력발전소 기동연료비·소내소비전력·용수 산출내역서

○○화력 기동연료비 / 소내소비전력 ■ 용수(순수) 산출내역(예)

■ 발전기명 : ○○화력 ○○호기 (1대기준)

○ 운전조건 : HOT(정지기간 6시간 이내), 산출기간 명시

No	호기	계통 분리일	계통 연결일	정지기간 (Hr:Min)	기동기간 (Hr:Min)	기동 연료량 (연료종류) (l , kg)			소내소비전력 사용량(kWh)			용수 사용량 (ton)
						1연료	2연료	보조 연료	정지시	기동시	소계	
1	1											
	2											
	…											
	평균											
2	1											
	2											
	…											
	평균											
평 균												

* 복합 연속운전시간 내 기동실적을 GT 호기별로 작성하여 1회 실적으로 기입
** 각 GT 호기별 정지·기동기간이 6시간 이내일 경우 실적 기입

○ 용수사용단가

(단위 : 원/톤)

구 분	원수료	전력료	원수처리 약품비	여재수지 교체비	하수료	기타	계
단 가							

[전력시장운영규칙 별지 제4호 서식]

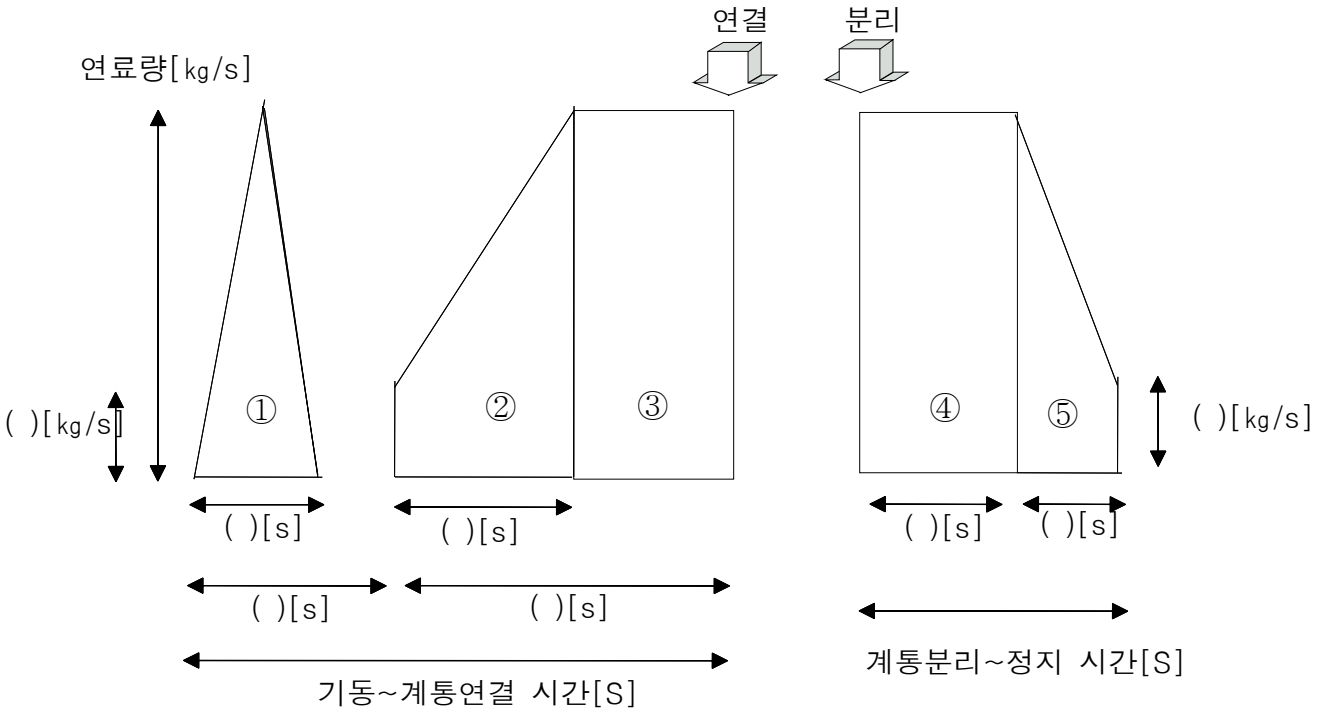
복합발전소 기동연료비·소내소비전력·용수 산출내역서

OO복합 기동연료비/소내소비전력/용수 산출내역(예)

Ⅰ. 기동연료비

1. GT 1대당 기동연료 산출내역

○ 기동 FLOW도(예)



○ 사용연료량 산출내역(예)

(단위 : kg)

No.	사 용 내 용	사 용 량	소 계
1	기동 Purge 연료		기동시 :
2	점화(720rpm)~3,450rpm 승속 연료		
3	3,450rpm~3,600rpm도달 및 계통연결전 연료		
4	계통분리 ~ Cooling 연료(5분)		정지시 :
5	3,600rpm~2,400rpm(연료차단) 감속 연료		
누 계			

Ⅱ. 소내소비전력

1. GT 1대당 소내소비전력

○ 기동시

(단위 : kWh)

구분	기기명	정격용량	운전대수	사용전력량(HOT)	비고
세부내역					
합 계					

○ 정지시

(단위 : kWh)

구분	기기명	정격용량	운전대수	사용전력량(HOT)	비고
세부내역					
합 계					

Ⅲ. 용수비용

1. 용수사용단가

(단위 : 원/톤)

구 분	원수료	전력료	원수처리 약품비	여재수지 교체비	하수료	기 타	계
단 가							

[전력시장운영규칙 별지 제5호 서식]
화력발전소 기동연료비・소내소비전력・용수 산출내역서

OO화력 기동연료비/소내소비전력/용수(순수) 산출내역(예)

■ 발전기명 : ○○화력 ○○호기 (1대기준)

○ 운전조건 : HOT(정지기간 6시간 이내), 산출기간 명시

No	호기	계통 분리일	계통 연결일	정지기간 (Hr:Min)	기동기간 (Hr:Min)	기동 연료량 (연료종류) (l , kg)	소내소비전력 사용량(kWh)			용수 사용량 (ton)
							정지시	기동시	소계	
1										
2										
3										
4										
5										
6										
7										
8										
9										
평 균										

○ 용수사용단가

(단위 : 원/톤)

구 분	원수료	전력료	원수처리 약품비	여재수지 교체비	하수료	기타	계
단 가							

[전력시장운영규칙 별지 제8호 서식]

발전비용평가 성능시험 요청서

20 . . .

발 전 소 명		발전소 호기 (설비용량 : MW) (사용연료 :)
시 험 요 청 내 용	구 분	□ 신규설비 □ 연료전환 □ 설비개조 □ 비상운전 □ 기 타
	사 유	
	시험일시	~ (일간)
비 고		
신 청 자		직 위 : 성 명 : (인)

[전력시장운영규칙 별지 제9호 서식]

발전비용평가 성능시험 결과표

▣ 발전소 명 :	▣ 발전기 명 :

20 . . .

1. 연료 종류

연 료 종 류	혼 소 율 (%)	비 고

※ 혼소율(%) : 국내탄 발전소일 경우 기록 요

2. 부하별 열소비율 및 소내전력율

구 분			100%	(80)%	(60)%	( )%
출 력 (kW)	발전단					
	송전단	①				
		②				
열소비율 (kcal/kWh)	발전단					
	송전단					
효 율 (%)	발전단					
	송전단					
소내전력량(kW) ③						
소내전력율(%)						

※ ① : DPM 측정값, ② : 열효율 산정시 적용된 송전단 전기출력값
③ : 소내전력량 = 보조변압기 사용전력량 + 기타(수전전력량 등)
※ 복합발전기의 경우 기준조건 명기 요망 : 15℃ 기준, 기타

3. 입출력 특성계수

구 분	2차계수	1차계수	상 수	소 내 소비계수	소 내 소비상수
발전단					
송전단					

※ 1) 소수점이하 7자리에서 반올림하여 6자리까지 기록 요
2) 소내소비계수 및 상수 산정기준 : 발전단 출력과 송전단 ①출력으로 산정

[전력시장운영규칙 별지 제10호 서식]

발전비용평가 성능시험 입회서

20 . . .

발 전 소 명	발전소 호기 (설비용량 : MW)	
시 험 입 회 내 용	입 회 자 의 견	비고
1. 시험부하 선정 확인 ○ 설비 성능의 대표성? ○ 선정된 시험부하의 종류? ○ Combine 및 Simple Cycle 시험부하계획의 선정여부? ○ 선정된 시험부하의 횟수?		
2. 설비상태 및 운전조건 확인 ○ 설비 사전점검표 확인여부? ○ 시험 중 설비가 정상적인 운전이 가능한가? ○ 계통 격리(Cycle Isolation)의 적정 여부?		
3. 시험 진행상태 확인 ○ 대표성있는 적정연료사용 여부? ○ 설비 운전상태? ○ 계측상태? ○ 기록상태? ○ 대표성이 있는 측정값 취득 여부?		
성능시험 진 행 자	소 속 : 직 위 : 성 명 : (서명)	
입 회 자	소 속 : 직 위 : 성 명 : (서명)	

개 정 이 력

개정 일자	비용평가위원회	개정 내용
2001.05.29	2001년 제2차	○ 비용평가 관련 세부운용규정 제정
2001.12.28	2001년 제9차	○ 발전소 수전전력 요금 중 정산기본요금평가 및 적용 기준 제정
2003.03.28	2003년 제3차	○ 비용평가 관련 세부운용규정 개정
2004.09.23	2004년 제10차	○ 양수발전소 시험기준 추가
2004.12.24	2004년 제13차	○ 국내탄발전소 혼소율 적용기준 개정
2005.01.27	2005년 제1차	○ 특별성능시험 기준 개정
2005.05.27	2005년 제5차	○ 수전전력의 정산기본요금 산출기준 개정
2005.12.27	2005년 제13차	○ 발전기연료의 열량단가 평가기준 개정
2006.10.30	2006년 제10차	○ 총칙 개정 ○ 발전기연료의 열량단가 평가기준 개정 ○ 발전비용평가 성능시험 기준 개정
2006.12.13	2006년 제12차	○ 발전기연료의 열량단가 평가기준 개정 ○ 발전비용평가 성능시험 기준 개정
2006.12.26	2006년 제13차	○ 발전소 수전전력 요금 중 정산기본요금 산출 적용기준 삭제 ○ 기준용량가격 산정기준 추가 ○ 시간대별 용량가격계수 산정기준 추가 ○ 기저상한가격 산정기준 추가
2007.03.27	2007년 제3차	○ 양수발전소 용량가격지급률 결정을 위한 시험기준
2007.06.26	2007년 제6차	○ 기준용량가격 산정기준 개정 ○ 기저상한가격 산정기준 개정 ○ 발전기 기술특성자료 작성 및 적용기준 추가
2007.12.27	2007년 제12차	○ 발전기 연료의 열량단가 평가기준 개정 ○ 발전비용평가 성능시험 기준 개정 ○ 기준용량가격 산정기준 개정 ○ 기저상한가격 산정기준 개정 ○ 지역별 용량가격 계수 산정을 위한 소내전력률 산정기준 추가 ○ 직접구매자/구역전기사업자 적용 각종계수 산정기준 추가

개정 일자	비용평가위원회	개정 내용
2008.04.29	2008년 제4차	○ “기저상한가격 산정기준” 폐지 ○ “계통한계가격 보정계수 산정기준” 제정
2008.11.25	2008년 제12차	○ 열량단가 산정기준 개정 ○ 발전비용평가 성능시험 기준 개정 ○“계통운영보조서비스 정산단가 산정기준” 제정
2008.12.29	2008년 제13차	○ “시간대별 용량가격계수 산정기준” 개정 ○ “계통한계가격 보정계수 산정기준“ 개정
2009.03.27	2009년 제3차	○ 발전비용평가 성능시험 기준 개정
2009.06.25	2009년 제6차	○ 발전비용평가 성능시험 기준 개정
2009.07.28	2009년 제7차	○ 열량단가산정시 정산금 반영 ○ 계통한계가격 보정계수 산정기준 개정 ○ 정적손실계수 산정기준 신설 ○ 보조서비스 제출기준 및 적용기준 신설
2009.09.25	2009년 제9차	○ 한국가스공사 LNG : M-1 연료비적용
2009.12.29	2009년 제12차	○ 부생가스발전사업자 계통한계가격보정계수 산정기준 신설
2010.03.29	2010년 제3차	○ 발전기 연료의 열량단가 평가기준 ○ 발전기별 기동비용 산정 및 적용 기준 ○ 발전기 기술적 특성자료 작성 및 적용기준 ○ 계통운영보조서비스 정산단가 산정기준 ○ 보조서비스 특성자료 제출 및 적용기준 신설
2010.06.28	2010년 제6차	○ 발전기 연료의 열량단가 평가기준 개정
2010.07.29	2010년 제8차	○ 복합발전기 최대출력재출시 적용 분기별 대표온도 수정 ○ 부생가스발전기 비용자료 제출기간 연장
2010.11.29	2010년 제12차	○ 원자력(경수로)발전기 출력증감발률 제출시 원자력 안전규제요건 반영할 수 있도록 출력구간에 대한 예외규정 신설

개정 일자	비용평가위원회	개정 내용
2011.03.30	2011년 제3차	○ 원자력발전기 신규원전 및 노심전체 연료 교체시 열량단가 산정기준 신설 ○ 시간대별용량가격계수 산정시 보정값 산출방식 개정 ○ 최대출력변경 및 소내소비 산정기준 개정 ○ 보조서비스 정산단가 산정기준 개정
2011.12.29	2011년 제13차	○ 유류를 사용하는 열병합발전기의 LNG 1차 연료추가시 발전비용 평가기준 개정 - 열량단가 산정기준 개정(신설) - 발전비용평가 성능시험기준 개정(신설) - 발전기 기술적 특성자료 작성 및 적용기준 개정
2012.03.29	2012년 제3차	○ 발전기별 기동비용 산정기준 개정 - 소내전력비 산정시 산업용(병)요금제 폐지 (전기공급약관 개정사항 반영) ○ 부생가스발전기 계통한계가격보정계수 산정기준 개정 - 산정기준에 대한 조문 구체화
2012.06.28	2012년 제8차	○ 계통한계가격보정계수 산정기준 개정 - 단순용어변경 : 정산조정계수
2012.07.27	2012년 제9차	○ 발전기 기술특성자료 작성 및 적용기준 - 양수발전 최대 및 최소용량기준 신설
2012.10.16	2012년 제13차	○ 민간석탄발전기 정산조정계수 적용기준 신설 ○ 시간대별용량가격계수 산정기준 개정 (과거실적이용기간 변경)
2012.12.28	2012년 제16차	○ 부생가스발전기 정산조정계수 산정기준 개정
2013.04.24	2013년 제4차	○ 신재생에너지공급의무화제도 의무이행비용 보전기준 신설
2013.06.28	2013년 제6차	○ 정산조정계수 산정 기준 개정
2013.07.30	2013년 제8차	○ 부생가스발전기 정산조정계수 산정기준 개정
2013.09.26	2013년 제11차	○ 열량단가 산정기준 개정 - 허용오차초과부가금 열량단가 산정기준 삭제

개정 일자	비용평가위원회	개정 내용
2013.12.30	2013년 제14차	○ 공급인증서 전환제출 및 의무이행비용 보전 개정
2014.09.25	2014년 제9차	○ 발전기 연료의 열량단가 평가기준 개정
2014.10.29	2014년 제10차	○ 수요반응자원의 순편익가격 산정기준 신설
2014.11.26	2014년 제11차	○ 시간대별 용량가격계수 산정기준 개정
2015.02.26	2015년 제2차	○ 수요반응자원의 순편익가격 산정기준 개정
2015.03.26	2015년 제3차	○ 신재생에너지공급의무화제도 의무이행비용 보전기준 개정
2015.05.27	2015년 제6차	○ 정산조정계수 산정기준 개정
2015.06.29	2015년 제7차	○ 계통운영보조서비스 정산단가 산정기준 개정 ○ 보조서비스 특성자료 제출 및 적용기준 개정 ○ 전기저장장치 기술특성자료 작성 및 적용기준 신설
2015.09.23	2015년 제10차	○ 발전기 기술적특성자료 작성 및 적용기준 개정 ○ 정적손실계수 산정기준 개정 ○ 발전사업으로 허가받은 부생가스 발전기의 정산조정계수 산정 기준 폐지
2015.11.26	2015년 제12차	○ 신재생에너지공급의무화제도 의무이행비용 보전기준 개정
2015.12.29	2015년 제13차	○ 발전비용평가 성능시험기준 개정 ○ 기준용량가격 산정기준 개정 ○ 발전기 기술특성자료 작성 및 적용기준 개정
2016.2.25	2016년 제2차	○ 신재생에너지공급의무화제도 의무이행비용 보전기준 개정
2016.3.14	2016년 제3차	○ 민간석탄발전기의 정산조정계수 산정기준 개정

개정 일자	비용평가위원회	개정 내용
2016.6.28	2016년 제7차	○ 발전기 연료의 열량단가 평가기준 개정 ○ 발전비용평가 성능시험 기준 개정 ○ 발전사업자 전기저장장치의 전력시장 참여 규정 신설 - 총칙 개정 - 기준용량가격 산정기준 개정 - 정산조정계수 산정기준 개정 - 보조서비스 특성자료 제출 및 적용기준 개정 - 전기저장장치 기술특성자료 작성 및 적용기준 개정 - 전기저장장치 용량가격지급률(ξ_i)결정을 위한 시험기준 신설 ○ 전력분야 전문용어 표준화 - 감발/증발 → 출력감소/출력증가 - 감발율/증발율 → 출력감소율/출력증가율 - 계통병입/계통병해 → 계통연결/계통분리
2016.7.28	2016년 제8차	○ 열공급발전기 열전비와 효율보정계수 산정기준 신설
2016.9.28	2016년 제10차	○ 배출권거래비용 산정기준 신설
2016.10.27	2016년 제11차	○ 기준용량가격 산정기준 개정 ○ 지역계수 가중치 산정기준 신설 ○ 연료전환성과계수 산정기준 신설 ○ 시간대별용량가격계수 산정기준 개정
2016.11.28	2016년 제12차	○ 연료전환성과계수 산정기준 신설 ○ 발전비용평가 성능시험기준
2016.12.28	2016년 제13차	○ 연료전환성과계수 산정기준 개정 ○ 직접구매자 적용 부가정산금단가 산정기준 개정
2017.1.24	2017년 제1차	○ 태양광 연계 ESS설비 기준가격 산정기준 신설
2017.2.24	2017년 제2차	○ 고정가격제도반영 기준가격 산정기준
2017.3.28	2017년 제4차	○ 민간석탄발전기의 정산조정계수 산정기준
2017.5.29	2017년 제6차	○ 배출권거래비용 산정기준

개정 일자	비용평가위원회	개정 내용
2017.5.31	2017년 제7차	○ 신재생에너지공급의무화제도 의무이행비용 보전기준
2017.6.28	2017년 제8차	○ 자체건설 가중평균단가 산정 기준 ○ 민간석탄발전기의 정산조정계수 산정기준
2017.9.26	2017년 제11차	○ 민간석탄발전기의 정산조정계수 산정기준
2017.10.27	2017년 제12차	○ 발전기 연료의 열량단가 평가기준 ○ 한전 자회사 정산조정계수 산정기준
2017.12.28	2017년 제14차	○ 배출권거래비용 산정기준 ○ 시간대별용량가격계수 산정기준
2018.4.26	2018년 제4차	○ 자가소비용 직도입 LNG 원료비 단가 산정기준 ○ 민간석탄발전기의 정산조정계수 산정기준
2018.6.27	2018년 제6차	○ 연료전환성과계수 산정기준 개정 ○ 신재생에너지공급의무화제도 의무이행비용 보전기준
2018.7.20	2018년 제7차	○ 기준용량가격 산정기준 개정
2018.8.29	2018년 제9차	○ 신재생에너지공급의무화제도 의무이행비용 보전기준 ○ 배출권거래비용 기준가격 산정시기
2018.11.28	2018년 제12차	○ 발전기별 기동비용 산정 및 적용 기준
2018.12.27	2018년 제13차	○ 발전비용평가 성능시험 기준
2019.03.27	2019년 제3차	○ 발전기 연료의 열량단가 평가기준 ○ RPS 의무이행비용 정산 기준가격 산정 일정 ○ 미이용 산림바이오매스 연료 기준가격 산정기준
2019.5.29	2019년 제5차	○ 정적손실계수 산정기준
2019.6.26	2019년 제6차	○ 환경개선비용의 열량단가 반영 ○ 발전비용평가 성능시험 기준 ○ 연료전환성과계수 산정기준
2019.9.27	2019년 제9차	○ 발전비용평가 성능시험 기준

개정 일자	비용평가위원회	개정 내용
2019.11.27	2019년 제11차	○ 양수발전소 용량가격 지급률 산정기준 개선 ○ 정산조정계수 산정기준 ○ 유상할당 배출권 비용 전력시장 정산기준 ○ 배출권거래비용 중간정산 조항 신설
2019.12.26	2019년 제14차	○ 시간대별 용량가격계수 산정기준 개선
2020.1.29	2020년 제2차	○ 발전기의 최대발전용량 적용기준 개선
2020.3.27	2020년 제4차	○ 발전기 연료의 열량단가 평가기준 ○ 계통운영보조서비스 산정기준 개선 및 보조서비스 정산 항목 용어 변경 ○ 제9장, 제15장, 제20장 삭제
2020.5.27	2020년 제6차	○ 연료전환성과계수 산정기준
2020.6.26	2020년 제7차	○ 기준용량가격 산정기준
2020.7.29	2020년 제8차	○ 발전기 연료의 열량단가 평가기준
2020.9.25	2020년 제11차	○ 발전기 연료의 열량단가 평가기준 ○ 민간석탄발전기의 정산조정계수 산정기준
2020.11.30.	2020년 제14차	○ 발전기 연료의 열량단가 평가기준 ○ 비상대기예비력기준단가 산정기준 신설 ○ 직접구매자 적용 각종계수 산정기준 ○ 발전공기업 정산조정계수 산정기준
2020.12.29.	2020년 제15차	○ 발전공기업 정산조정계수 산정기준
2021.2.24.	2021년 제2차	○ 배출권 열량단가 신설 및 기존 별도정산 폐지
2021.3.26.	2021년 제3차	○ 발전기별 기동비용 산정 및 적용기준 ○ 다조합 복합발전기 비용평가 성능시험 기준 및 입출력특성계수 산정방식
2021.4.29.	2021년 제4차	○ 배출권거래비용 산정기준
2021.5.28.	2021년 제5차	○ 신재생공급의무화제도 의무이행비용 보전기준

개정 일자	비용평가위원회	개정 내용
2021.6.28	2021년 제6차	○ 용량가격계수의지역계수 가중치 산정기준 ○ 미발전시 연료전환성과계수 환경기여도 산정기준
2021.7.29	2021년 제7차	○ 원자력 열량단가 산정기준 ○ 연료전환성과계수 발전기여도 산정기준
2021.8.30.	2021년 제8차	○ 연료전환성과계수 발전기여도 산정기준
2021.9.29.	2021년 제9차	○ 발전기 연료의 열량단가 평가기준 ○ 시장기준예비율 및 연료전환성과계수 산정기준
2021.10.28.	2021년 제10차	○ 발전기별 기동비용 산정 및 적용 기준 ○ 수요반응자원의 기준용량가격 산정기준
2021.11.29.	2021년 제11차	○ 발전기 연료의 열량단가 평가기준 ○ 신재생에너지공급의무화제도 의무이행비용 보전기준 ○ 정산조정계수 산정기준
2021.12.29.	2021년 제12차	○ 배출권거래비용 산정기준
2022.2.25.	2022년 제3차	○ 민간석탄발전기의 정산조정계수 산정기준
2022.3.29.	2022년 제5차	○ 발전기 연료의 열량단가 평가기준 ○ 발전기별 기동비용 산정 및 적용기준 ○ 연료전환성과계수 산정기준
2022.5.27.	2022년 제9차	○ 예비력용량가치 정산단가 산정기준
2022.6.27.	2022년 제10차	○ 환경기여도 폐지 관련 연료전환성과계수 산정기준
2022.8.29.	2022년 제12차	○ 석탄재 매립 후 미재활용 폐기물처분부담금 관련 환경열량단가 평가기준 ○ 실계통기반 하루전 시장 도입에 따른 용어 변경
2022.9.29.	2022년 제13차	○ 수요반응자원의 기준용량가격 산정기준 ○ 수요반응자원의 순편익가격 산정기준
2022.10.28.	2022년 제14차	○ 민간석탄발전기의 정산조정계수 산정기준
2022.11.28.	2022년 제15차	○ 외부사업 인증실적(KOC) 비용 제외 관련 배출권열량단가 평가기준 ○ 기준용량가격 산정기준 ○ 중앙급전전기저장장치 실효용량비율 산정기준

개정 일자	비용평가위원회	개정 내용
2022.12.28.	2022년 제17차	○ 복합발전기 조합별 비용함수 적용을 위한 발전비용평가 성능시험 기준 등 ○ 시간대별 용량가격계수 산정기준
2023.3.30.	2023년 제3차	○ 긴급정산상한가격 도입 관련 신재생에너지공급의무화제도 의무이행비용 보전기준
2023.5.30.	2023년 제5차	○ 법인세율 변경 관련 기준용량가격 산정기준
2023.6.28.	2023년 제6차	○ 중앙급전전기저장장치의 실효용량비율 산정기준 시행일 ○ 성과연동형용량가격계수 산정기준
2023.7.28.	2023년 제7차	○ 잠정투자비 미확정 민간석탄발전기 정산조정계수 산정기준
2023.8.28.	2023년 제8차	○ 복합발전기 조합별 비용함수 도입에 따른 기동비용 산정기준
2023.9.25.	2023년 제9차	○ 중앙급전전기저장장치의 실효용량비율 산정기준
2023.11.27.	2023년 제11차	○ 발전기 연료의 열량단가 평가기준 ○ 발전기별 기동비용 산정 및 적용 기준 ○ 발전비용평가 성능시험 기준 ○ 성과연동형용량가격계수 산정기준 ○ 민간석탄발전기의 정산조정계수 산정기준 ○ 신재생에너지공급의무화제도 의무이행비용 보전기준