비용평가 세부운영규정

2017. 9

비용평가 세부운영규정

2017. 9

smart KPX 전기의 미래를 열어가는 전력거래소

목 차

제1장 총 칙 ····· 1
제2장 발전기 연료의 열량단가 평가기준 ····· 2
제3장 발전기별 기동비용 산정 및 적용기준 ····· 12
제4장 발전비용평가 성능시험기준 ····· 16
제5장 기준용량가격 산정기준 ····· 33
제6장 양수발전소 용량가격지급률(ξ_i) 결정을 위한 시험기준 ··· 39
제7장 시간대별 용량가격계수 산정기준 ····· 46
제8장 정산조정계수 산정기준 ····· 48
제9장 발전기 기술특성자료 작성 및 적용기준 ····· 53
제10장 용량가격계수의 소내전력률 및 지역계수 가중치 산정기준 ·· 58
제11장 직접구매자 적용 각종계수 산정기준 ····· 60
제12장 구역전기사업자 적용 각종계수 산정기준 ····· 63
제13장 계통운영보조서비스 정산단가 산정기준 ····· 65
제14장 정적손실계수 산정기준 ····· 68
제15장 보조서비스 특성자료 제출 및 적용기준 ····· 70
제16장 <삭제 2015.9.23>
제17장 민간석탄발전기의 정산조정계수 산정기준 ····· 75
제18장 신재생에너지공급의무화제도 의무이행비용 보전기준···· 98
제19장 수요반응자원의 순편익가격 산정기준····· 108
제20장 전기저장장치 기술특성자료 작성 및 적용기준····· 111
제21장 전기저장장치 용량가격지급률(ξ_i) 결정을 위한 시험기준 114
제22장 열공급발전기 열전비와 효율보정계수 산정기준····· 120
제23장 배출권거래비용 산정기준 ····· 131
제24장 연료전환성과계수 산정기준 ····· 139
제25장 보 칙 ····· 144

붙임 서식

[별지 서식]

1. 발전비용 평가자료 검증 입회서 ····· 150
2. 발전기 연료의 발열량자료 현장 점검표 ····· 151
3. 발전기별 발전비용 평가자료 집계표 ····· 152
4. 복합화력발전기 기동비용 자료 ····· 153
5. 양수발전기 용량가격 지급률 시험 입회서 ····· 155
5-1. 전기저장장치 용량가격 지급률 시험 입회서 ····· 156
6. 양수발전소 용량가격지급률 결정시험 기록지 ····· 157
6-1. 전기저장장치 용량가격지급률 결정시험 기록지 ····· 158
7. 원자력발전소 연료비산정자료 ····· 159
8. 중간적용가격 및 의무이행비용 보전금액 산정내역 ····· 161
9. 집단에너지 사업에 의한 열공급발전기 열전비 산정 결과 확인서 ····· 162
10. 열공급발전기 열전비 산정 세부내역 ····· 163
11. 발전기별 온실가스 배출량 내역 ····· 164
12. 배출권 정산 관련 제출 양식 ····· 165

[전력시장운영규칙 별지 서식]

1. 제4호 복합 기동연료비/소내소비전력/용수 산출내역(예) ····· 166
2. 제5호 화력 기동연료비/소내소비전력/용수 산출내역(예) ····· 168
3. 제8호 발전비용평가 성능시험 요청서 ····· 169
4. 제9호 발전비용평가 성능시험 결과표 ····· 170
5. 제10호 발전비용평가 성능시험 입회서 ····· 171

부 록

[개정이력] ····· 172

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. 가격결정발전계획 적용을 위한 발전기별 기동비용 산정
3. 발전비용 평가를 위한 성능시험 <개정 2006.10.30>
4. 양수발전소 및 발전사업자의 전기저장장치 용량가격지급률(ξ_i) 결정을 위한 시험 <개정 2016.6.28>
5. 기준용량가격, 시간대별 용량가격계수 산정
6. 발전기 기술적 특성자료 작성 및 적용
7. 전기저장장치 기술적 특성자료 작성 및 적용 [신설 2015.6.29]
8. 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 연료비의 단위열량에 대한 연료가격을 말한다.

2.2 산정주기

2.2.1 전력거래소는 매월 말일까지 다음 월 적용할 열량단가를 산정한다.

2.3 산정절차

2.3.1 화력발전소

2.3.1.1 화력발전소 열량단가의 산정은 다음 식에 의한다.

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

① 국내탄 및 석탄발전기는 혼소율을 반영하여 열량단가를 산정한다. <개정 2010.6.28>

② 특별한 사유가 있는 경우, 비용평가위원회에서 혼소율 및 열량단가 산정기준을 별도로 정할 수 있다. <개정 2003.3.28, 2008.11.25>

2.3.1.2 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 자료제출 최종월(적용월 2개월전)의 평균공급단가(입고단가)를 적용한다. 단, 적용월 2개월전의 자료제출이 불가능할 경우 변경할 수 있다.

② 연료단가 산정시 석탄, 국내탄, 유류의 경우, M-2월의 입고량이 M-3월 입고량의 30%이하일 경우 M-2,3월의 가중평균 연료단가를 적용한다. 단, M-2,3월의 입고량이 없을 경우 M-1월 열량단가를 적용한다. <개정 2008.11.25, 2016.6.28>

③ 석탄발전소의 입고량은 인수식을 기준으로 한다. <개정 2007.12.27>

④ 연료단가 적용에 있어서 기타입고는 반영하지 않는다. <개정 2007.12.27, 2009.7.28>

⑤ 한국가스공사로부터 공급받는 LNG사용 발전기의 연료단가는 M-1월 원료비단가와 M월고정비단가로 구성되며, 원료비단가는 도입가, 관세, 특소세, 도입부대비, 수입부과금, 손실가로 구성된다. <개정 2003.3.28, 2008.11.25, 2009.9.25, 2009.12.28, 2013.09.26>

⑥ 자가소비용 직도입 LNG를 사용하는 직도입 발전기의 연료단가는 M-1월 원료비단가와 M월 공급부대비 단가 및 M-2월 정산단가로 구성된다. [신설 2016.6.28]

1. 원료비단가는 M-1월의 도입가, 관세, 특소세, 도입부대비, 수입부과금, 손실가로 구성되며, 자료제출기한 이후의 예상단가는 한국가스공사 적용 환율로 산정한다.
2. 원료비단가 산정시 M-1월의 입고량이 M-2월 입고량의 30% 이하일 경우 M-1,2월의 가중평균 원료비단가를 적용한다. 단, M-1,2월의 입고량이 없을 경우 M월 원료비단가를 적용한다.
3. 공급부대비 단가는 M-1월에 한국가스공사로 제출하는 월간약정이용물량 등을 적용하여 산정한다.
4. M-2월 정산단가는 M-2월 정산후 확정된 최종단가와 기적용된 당해월 예상단가의 차액으로 한다.

⑦ 한국가스공사로부터 공급받는 LNG와 자가소비용 직도입 LNG를 동시에 사용하는 직도입 병행발전기의 연료단가는 공급원별 LNG 연료단가의 물량별 가중평균으로 산정한다. [신설 2014.9.25] <개정 2016.6.28>

1. 한국가스공사로부터 공급받는 LNG 사용분의 연료단가는 제5항을 준용한다.
2. 자가소비용 직도입 LNG사용분의 연료단가는 제6항을 준용한다.

2.3.1.3 연료발열량 산정은 다음 식에 의한다.

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

① (M-2)월 발열량은 M-2월동안 해당 발전소가 연소한 각 연료의 발열량 합계를 의미한다. <개정 2008.11.25>

② 연료의 M-2월의 사용량이 M-3월 사용량의 30%이하일 경우, M-2,3월의 가중평균 연료발열량을 적용한다. M-2,3월의 사용량이 없을 경우는 최근 사용실적이 있는 월의 연료발열량을 적용한다. 단, 유류발전기중 발열량 실적자료를 제출할 수 없는 경우는 연료 구매시 발행한 시험성적서를 적용할 수 있다. <개정 2006.10.30, 2008.11.25, 2010.3.29>

③ 열량단가에 사용하는 발전소의 열량분석은 인수식을 기준으로 하고, 계량단위는 연소가스중의 수증기 기화잠열(氣化潛熱)을 포함한 고위발열량(HHV : High Heating Value)을 적용한다. <개정 2004.12.24>

④ 한국가스공사로부터 직접 도입하는 LNG발전기의 M-1월 발열량은 연료공급사의 요금통보문서상의 입고량(GJ)을 Gcal로 환산 적용한다. 환산시에는 1cal = 4.1868J을 기준으로 한다(소수점 넷째자리까지) 단, 허용오차초과부가금에 대해서는 M-2월 가스대금 청구서를 이용한다. <개정 2008.11.25, 2009.9.25>

⑤ 자가소비용 직도입 LNG를 사용하는 직도입 발전기 및 직도입 병행발전기의 연료발열량 산정은 제4항의 방법을 준용한다. [신설 2014.09.25] <개정 2016.6.28>

2.3.1.4 혼소율 산정은 다음 식에 의한다. <개정 2004.12.24, 2007.12.27, 2008.11.25>

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

f : 혼소연료의 종류, n : 혼소연료의 수

2.3.1.5 유류를 사용하는 열병합발전기가 LNG을 1차연료로 추가할 경우 열량단가 산정 및 적용 [신설 2011.12.29]

① 유류를 사용중인 열병합발전기가 LNG를 1차연료로 추가하여 사용할 경우의 열량단가는 화력발전소 열량단가 산정기준에 따라 유류와 LNG 연료별로 열량단가를 산정한다. 단, 최초로 LNG를 1차연료로 사용신청하는 경우, 해당 발전기와 유사 LNG를 사용하는 발전기의 열량단가를 준용한다.

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 2.3.1.1조 및 2.3.1.4조에 따라 유류와 LNG 연료별 열량단가를 혼소율로 가중평균하여 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.

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

⑤ 발전사업자는 열량단가 자료제출시 매월 일자별로 입찰연료 종류, 연료 사용내역, 발전실적 등 관련 증빙자료를 함께 제출해야 한다.

- 전력거래소 요청이 있을 경우 발전사업자는 전력거래일에 대한 연료사용내역 및 발전실적 관련 자료를 전력거래일 이후 2영업

일까지 제출해야 한다.

2.3.2 원자력발전소

2.3.2.1 원자력발전소의 열량단가 산정

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

$$\text{열량단가(원/Gcal)} = \frac{\sum_{i=M-2}^{M-16} \text{연료비(원)}_i \times 10^3}{\sum_{i=M-2}^{M-16} \text{원자로열출력(MWth)}_i \times 860(\text{kcal/kWh})} \times (1-\text{소내전력률})$$

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

- 월간 연료비는 원자로형별로 2.3.2.2항에 따라 산정한다.
- 월간 원자로 열출력은 소내 전산기에 의해 측정되는 월간 누계 열출력을 적용한다.
- 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>

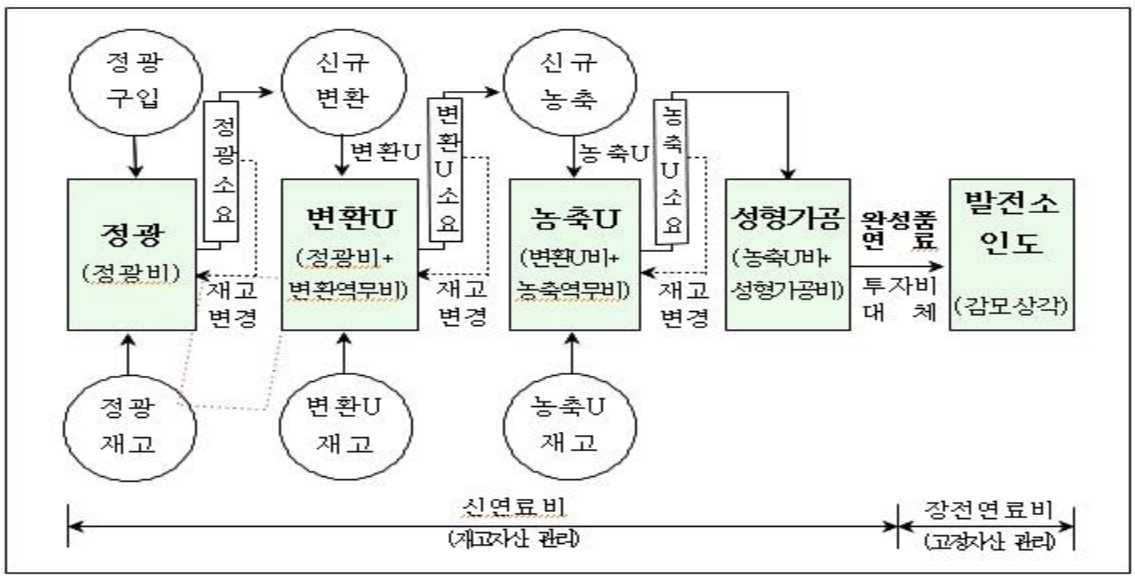
- 경수로의 경우 상업운전 개시월 이후 2개월까지는 유사호기(신규발전기와 유사한 가장 최근 상업운전을 개시한 발전기)의 열량단가를 적용하고, 3개월 이후부터는 2.3.2.1의 ①에 의해 열량단가를 산정한다.
- 중수로의 경우는 아래 표에 따라 적용월별로 열량단가를 산정한다.

적 용 월	열량단가 산정요소			
	총 연료비	원자로 열출력	소내 전력량	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 2.3.2.1의 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

2.3.2.2 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.

2.3.2.2.1 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.

2.3.2.2.2 중수로 <개정 2010.6.28>

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

$$\text{총 연료비(원)} = \text{연료비(원)} + \text{중수비(원)}$$

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)

2.3.2.3 소내전력률 산정 <개정 2010.6.28>

소내전력률은 M-2월 소내전력량 및 발전량을 포함한 이전 15개월의 합계를 평균하여 산정한다.

$$\text{소내전력률} = \frac{\sum_{i=M-2}^{M-16} \text{소내전력량(MWh)}i}{\sum_{i=M-2}^{M-16} \text{발전량(MWh)}i}$$

예방정비기간은 소내전력량 산정에서 제외한다.

2.3.2.4 계산항목의 소수점 처리 [신설 2010.6.28]

① 발전량과 소내전력량은 [MWh]로 소수점 넷째자리에서 반올림하여 셋째자리까지 계산을 한다.

② 원자로 열출력은 [MWth], 연료단가는 [원/kWh], 열량단가는 [원/Gcal] 단위로 소수점 셋째 자리에서 반올림하여 둘째자리까지 계산을 한다.

③ 소내전력률은 소수점 다섯째자리에서 반올림하여 넷째 자리까지 계산한다.

2.3.2.5 <삭제 2010.6.28>

2.4 자료의 제출, 검토 및 현장점검 <개정 2005.12.27>

2.4.1 제출기한 : 매달 말일기준 9일전(실근무일 기준)까지로 한다. <개정 2003.3.28>

2.4.2 제출자료

2.4.2.1 발전기별 열량단가자료 제출시 다음의 증빙자료를 포함하여야 하며, 필요시 산출과정을 명시하여 공문으로 전력거래소에 기한내 제출한다.

2.4.2.2 증빙자료 <개정 2003.3.28, 2010.6.28, 2016.6.28>

No	제 출 서 류	검 증 내 용
1	발전소별 각계정원장 내역서	- 연료비 지급금액 확인 (회계 증빙용)
2	발전소별 재고출납카드	- 연료사용량 및 입고단가 확인
3	연료/열량 소비실적표 (전산출력물, 기 PPMIS 자료 등)	- 연료사용량 및 발열량 확인
4	발전연료 분석대장 (현장사업소 작성)	- 현장발전소 작성 소비열량 관리대장과 전산출력자료와의 일치여부 확인 - 현장 검증시 기초자료로 활용
5	LNG 대금 내역서	- 발전사업자별 LNG 사용물량 및 지급금액 확인

No	제 출 서 류	검 증 내 용
6	LNG 공급물량 확인서 (한국가스공사 발행)	- 현장사업소 LNG 사용량 및 발열량 확인
7	석탄발전기 계통연결 이후 연료/열량 소비실적 (기 PPMIS자료 및 로그데이터)	- 석탄발전기의 유류혼소율 산정내역 확인 - PPMIS자료와 로그데이터를 제출하며, 불일치시 작은 값으로 한다
8	원전연료비 산정자료	- 발전기별 열량단가산정내역 및 연료단가 세부산정자료 (별지7)
9	기타 전력거래소 요청자료	

2.4.3 자료의 검토

2.4.3.1 검토방법

① 공정한 검토를 위하여 비용평가위원회에서 지명한자, 비용평가위원회 위원이 입회하여 전력거래소 담당자와 같이 검토를 시행할 수 있으며, 입회자는 [별지1]의 양식에 의거 발전비용 평가자료 검증입회서 및 각서를 작성한다. 단, 이때 해당 자료의 유출을 방지하기 위하여 검토 장소는 전력거래소 내에서 시행한다.

② 제출된 자료에 이견이 있을 경우 전력거래소는 발전사업자에게 해명자료를 요청할 수 있으며, 이때 발전사업자는 성실히 해명요청에 응하여야 한다. 이견 사항이 검토기간 중에 해결되지 않을 경우 해당 자료는 비용평가위원회에 상정한다.

2.4.3.2 연료단가의 검토

세금계산서를 제출하지 않은 발전사업자에 한해 연료단가를 검토하며, 발전사업자가 제출한 증빙서류(발전소별 각계정원장 내역서, 발전소별 재고출납카드)와 외부감사를 거친 동일 기간의 대차대조표 및 손익계산서를 비교 검토한다.

2.4.3.3 연료발열량의 검토

발전사업자가 제출한 증빙서류 중 연료/열량소비실적표(전산출력물)와 현장사업소에서 작성한 발전연료 분석대장과의 일치 여부를 점검한다.

2.4.4 자료의 현장 점검 <개정 2005.12.27>

① 전력거래소는 발전사업자 제출자료의 검증을 위해 현장점검을 시행할 수 있다.

② 점검대상 발전기는 비용평가위원회에서 열량단가를 평가한 발전기 중에서 전력거래소가 임의 선정하며, 비용평가위원회에서 특정 발전사업자 및 발전소에 대한 현장점검 시행을 결정하는 경우 그 결정에 따른다.

③ 전력거래소는 원활한 현장점검을 위해 사전에 해당 발전사업자에 점검계획을 통보하고, 발전사업자 상황 등을 고려하여 세부일정 및 시행방법 등은 발전사업자와 협의 후 시행한다.

④ 발전사업자는 연료발열량 점검과 관련하여 발전기 소비열량 측정 시료를 다음과 같이 보관하여야 한다.

1. 소비열량 측정시료 보관기간 : 2개월 15일간
2. 시료채취 보관용기 및 용량
   - 유 류 : 유리병, PE 용기, 300㎖
   - 석탄류 : 시료봉투, 50g

단, 시료보관 및 용량은 현장사정에 따라 조정이 가능하다.

⑤ 발전사업자는 점검시 적극 협조해야 하며, 특별한 사유없이 점검 거부시 이에 대한 조치는 비용평가위원회에서 결정한다.

⑥ 점검 시행 후 기존 적용자료의 수정이 필요할 경우 전력거래소는 비용평가위원회에 보고하고, 그에 대한 조치는 비용평가위원회에서 결정한다.

⑦ 현장점검시 담당자는 필요에 따라 세부점검 계획을 수립하여 시행하며, 발열량 점검시 담당자는 [별지2]의 양식에 의거 현장 점검표를 작성하고 열량단가 자료 점검시에는 [별지1]의 양식을 준용하여 현장 점검표를 작성한다.

제3장 발전기별 기동비용 산정 및 적용 기준

3.1 전제조건

3.1.1 발전기별 열간(HOT)기동 운전실적을 기준으로 한다.

3.1.1.1 열간(Hot) 기동・정지시간 기준

기동・정지시간 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 19시로 해당시간은 최대 6시간이다.

3.2 기동비용 구성요소

기동비용은 “기동연료비 + 소내소비 전력비 + 용수비”로 구성된다.

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

3.2.1.1 기동연료비는 분기시작 직전월의 열량단가 산정에 사용된 연료단가를 적용하여 산정한다. 단, 한국가스공사에서 공급하는 LNG 발전기의 기동연료비 산정시 환산이 필요한 경우에는 1원/GJ = 54.6026원/톤을 기준으로 한다(소수점 넷째자리까지). [신설 2010.3.29]

3.2.2 소내소비전력비는 기동 및 정지시 보조기기 운전 등을 위해 소비되는 소내소비전력을 말하며, [㎾h]단위로 표기한다.

3.2.2.1 정지시 소내전력량은 운전실적 부재 등 실적적용이 곤란할 경우에는 [(6시간 - 기동시간) × 정지시 소내전력]을 적용한다.

3.2.2.2 전력단가는 자료제출 월(적용분기 2개월 전) 현재 판매회사(한전)와 해당 발전회사간에 체결된 발전기(소)별 수전전력 계약종별의 계절별/시간대별 전력량요금을 3.2.2.3의 기준에 따라 적용분기의 전력량요금을 적용한다. 단, 특별한 사유로 상기 계약종별을 적용하기 어려운 경우 산업용(을) 고압B/선택(Ⅰ)요금/중간부하시간대 요금을 적용한다. <개정 2012.3.29>

3.2.2.3 계약종별 분기별 적용 전력량요금 기준표

<개정 2008.12.29, 2012.3.29, 2013.11.21>

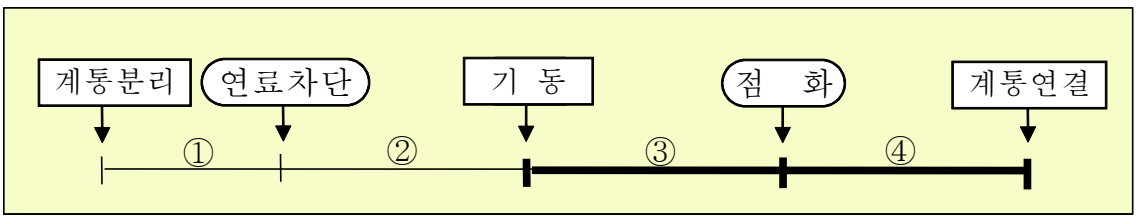
구 분	분기별 적용 전력량요금 기준			
	1/4분기 (1, 2, 3월)	2/4분기 (4, 5, 6월)	3/4분기 (7, 8, 9월)	4/4분기 (10,11,12월)
산업용전력 (갑)	겨울철 (11월~익년2월)	봄·가을철 (3~5, 9~10월)	여름철 (6~8월)	겨울철 (11월~익년2월)
산업용전력 (을)	겨울철 (11월~익년2월) /중간부하시간대	봄·가을철 (3~5, 9~10월) /중간부하시간대	여름철 (6~8월) /중간부하시간대	겨울철 (11월~익년2월) /중간부하시간대

3.2.3 용수비는 기동 및 정지시 사용되는 용수(순수)이며, Ton 단위로 표기한다.

3.2.3.1 용수비는 “원수료 + 전력료 + 원수처리약품비 + 여재수지교체비 + 기타비용”으로 구성된다.

3.3 산출기준

3.3.1 기동단계별 투입량 산출 <개정 2016.6.28>



3.3.1.1 기동단계별 실적관리

편의상 정지시 비용(①+②)과 기동시 비용(③+④)으로 구분한다.

3.3.2 기동연료량 및 소내소비전력의 산정기간은 평가자료 제출 직전 1년 이상 실적자료를 제출한다. 단, 실적자료가 1년 미만일 경우 그 사유를 기재 후 제출 가능한 자료를 제출한다.

3.3.2.1 Hot 상태의 기동정지 실적이 없을 경우 Warm 상태의 기동정지 실적을 Hot시간(6시간)에 비례하여 산출한다.

이때 Warm 상태는 6~48시간 정지 후 기동한 실적을 적용한다.

3.3.3 용수비 산정기간 : 평가자료 제출직전 3개월 실적을 적용한다.

3.4 기동비용 적용기준

3.4.1 원자력 및 수력·양수발전기

3.4.1.1 원자력 및 수력·양수발전기는 가격결정 발전계획 수립시 기동비용을 적용하지 않는다.

3.4.2 복합화력 발전기

3.4.2.1 분기별로 전력거래소에 제출된 주연료로 LNG를 사용하는 복합화력 발전기의 Mode(GT, CC)별 기동비용 중 평균값 이상의 발전기는 평균기동비용 단가를 적용하며, 평균값 이하의 발전기는 자기 기동비용을 적용한다. 이때 평균기동비용 단가 산출은 기력발전기 기준과 동일하게 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 + 용수비(단, 기동연료비=0)

3.4.3 기력 발전기

3.4.3.1 분기별로 전력거래소에 제출된 발전기별(유류, 국내탄, 석탄 등) 기동비용 중 평균값 이상의 발전기는 평균기동비용 단가를 적용하며, 평균값 이하의 발전기는 자기기동비용을 적용한다.

3.4.3.2 평균기동비용 단가는 제출된 발전기별 기동비용 중 최대 및 최소 기동비 단가 발전기를 제외한 발전기들의 기동비단가 평균값이다.

3.5 제출자료

3.5.1 기동비용 관련 제출자료 양식은 [별지 3, 4]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 ASME PTC 46(Plant 열소비율 산정시험) 최신본을 기본으로 한다. <개정 2008.11.25>

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 역율 보정계수, f_{sp} : 주증기압력 보정계수,
f_{st} : 주증기온도 보정계수, f_{ep} : 터빈 배기압력 보정계수)

4.2.5 성능시험 부하

4.2.5.1 성능시험을 위한 발전기의 부하 유지는 100%, 80%, 60%, 안정운전 최저부하의 4개 부하를 기준으로 한다.

다만 4개의 부하점이 현장 설비의 여건에 맞지 않은 경우 열소비율 곡선이 설비의 성능을 대표할 수 있는 곡선이 되도록 탄력적으로 부하를 선정하여 시험하도록 한다.

① 최저부하 : 설비의 안정운전이 가능한 최저부하

단, 최저부하가 50%부하이상인 경우는 최저부하를 포함하여 3개 부하 이상에 대하여 시험을 실시한다. <개정 2003.3.28, 2008.11.25>

4.2.5.2 어느 경우든지 성능시험 부하 점을 연결하는 열소비율의 곡선이 설비의

성능을 대표할 수 있어야 하며, 최소한 3개 이상의 부하점을 선정하여 열소비계수(입출력 특성곡선의 계수)가 산정 될 수 있도록 하여야 한다.

4.2.5.3 복합화력의 성능시험

① 복합화력 발전소의 성능시험은 ST 와 GT 를 포함한 복합사이클과, GT 단독의 단순사이클의 시험을 각각 실시한다. 이때 시험을 실시하는 GT는 시험요청 대상설비 GT를 반드시 포함하며, 복합사이클 시험을 통해 단순사이클 시험자료를 취득할 수 있을 경우에는 단순사이클 시험을 생략할 수 있다. 한편 복합사이클로만 운전가능한 복합발전설비는 단독의 단순사이클 시험을 제외한다.
<개정 2006.10.30, 2008.11.25>

② 단순사이클 시험의 경우 1기의 ST에 여러 기의 GT로 조합되어 있을지라도, GT 중 대표성이 있는 1기(시험요청 대상설비 발전기)를 선택하여 시험을 실시한다.

③ 복합사이클 시험은 정해진 부하에서 최고 효율점이 될 수 있도록 ST와 GT의 조합이 이루어진 상태에서 시험을 실시한다.
단, 적정 입·출력 특성계수 산출을 위해 계수 값이 음의 값으로 나타나지 않는 부하대를 선정하여 시험을 시행할 수 있다.
<개정 2006.10.30>

④ 열공급 발전기의 경우 ModeⅢ(전기부하 추종운전)를 기준으로 한다.

⑤ 두 가지 연료를 사용하도록 설계된 발전기는 주된 연료에 대해서만 연료시험을 실시한다. <개정 2008.11.25>

4.2.6 성능시험 시간

① 기력(석탄・국내탄) 발전소 : 각 부하별 4시간

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>

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 열소비율은 1.0% 이내여야 하며, 만약 1.0%를 초과하면 제3시험을 동일한 시험 점에서 실시한다.

③ 3회의 평균값 보다 1.0% 이상 편차가 나는 보정된 열소비율 값이 나온 경우 그 결과는 제외한다. 그렇지 않으면 3회의 시험결과는 모두 인정한다.

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 운전조건하

에서 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 유연탄 및 무연탄 발전기의 경우 최근 6개월 동안 사용한 연료의 평균 열량을 기준으로 대표성 있는 연료로 선정하며 발전사업자는 관련증빙을 제출한다. <개정 2009.3.27>

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 전력량은 연간 분배하여 산정(SLP, CWP 등)한다.

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 역율, 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 및 공업분석(ASME PTC 3.1, 3.2, 3.3)은 사업소 분석 값을 기준으로 하며, 원소분석이 필요할 경우에는 공인기관에 의뢰 분석한다.

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

① 온도 : 매 5분

② 압력 : 매 5분

③ 전력량

1. 적산전력량계 : 매 10분
2. 역율 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 역율 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 보조증기는 시험을 행하는 Unit에 한하여 공급한다.

4.5.2.8 Water 및 Steam의 Sampling System은 평상시와 동일하게 유지한다.

4.5.2.9 보조기기는 설계 운전대수로 운전한다.

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 시험용 기록지 회수 및 확인

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 ASME PTC 46-1996 규격에 의한다.

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>

4.6.2 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 : 표준대기 조건 15 ℃
2. 가스터빈 및 복합 : 표준대기 조건 -3.8 ℃(동절기), 15 ℃(춘・추절기), 25 ℃(하절기)

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

④ 연료의 수소성분 : 설계치 적용

⑤ 발전기 역율 : 0.95 (실제 운전치에 가까운 값) 적용

⑥ 주증기압력, 온도 : 설계치 적용

⑦ 터빈 배기압력 : 설계치 적용

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 발전단 기준(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 가스터빈(GT)과 스팀터빈(ST)으로 이뤄진 복합발전기가 비용평가 성능시험 조건과 실제 운전조건 차이로 인해 효율편차가 발생하는 경우 전력거래 정산시 활용할 목적으로 산정한다.

4.6.4.2 산정대상은 복합모드(CC) 운전기준 최대출력 대비 50%이하 구간에 적용할 입출력특성계수이다.

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 20~50%) 전력거래 정산을 위해 GT 1기 운전기준과 전호기 운전기준으로 각각 입출력특성계수를 산정하여 적용하되, 다음 ③호에 해당하는 경우에는 전호기 운전기준에 의해 산정된 입출력특성계수를 50%이하 모든 구간대에 적용 할 수 있다.

③ 50%이하 구간에 대해 각각 산정된 입출력특성계수를 적용하여 부하대별 효율을 비교한다.

1. CC20% 효율이 CC30% 효율보다 크거나 유사한 경우

부하대별 효율 적용 및 비교기준

부하	CC10%	CC20%	CC30%	CC40%	CC50%
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%) 전기출 $\times \frac{GT\text{용량} \div GT\text{운전대수}}{\text{총용량}}$	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%~CC50%		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% ~ CC50%	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 입출력특성

계수 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 음의값 발생 등 일부 조정이 필요한 경우에는 전기출력과 입열량 변경 또는 산정기준 일부를 변경할 수 있다.

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 기준용량가격으로 구성된다. <개정 2015.12.29>

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

~~(r, n : 최근 전력수급기본계획 자료)~~ <삭제>

5.3.2.1.4.1 자본회수계수에 적용하는 할인율은 최근 시점의 주주의 요구수익률과 채권자의 요구수익률을 재무구조로 가중평균하여 산정한다. <신설 2016.10.27>

5.3.2.1.4.2 주주의 요구수익률은 자본자산가격결정모형(Capital Asset Pricing Model)을 이용하여 산정하며, 채권자의 요구수익률은 차입이자율에 이자비용의 법인세절감효과를 고려하여 산정한다. <신설 2016.10.27>

5.3.2.1.4.3 자본자산가격결정모형은 개별자산의 균형수익률을 도출해내는

모형으로 아래와 같이 주주요구수익률을 산정한다. <신설 2016.10.27>

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 종합주가지수 수익률 변동에 대한 개별주식 수익률 변동의 민감도를 의미함

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>

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

(예방정비일수, 고장정지율 : 기준발전기 특성자료)

5.3.2.2 단위전력량당 운전유지비

5.3.2.2.1 <삭제 2015.12.29>

5.3.2.2.2 <삭제 2015.12.29>

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

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

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

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

5.3.2.2.6 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.

$$\text{자본회수계수(CRF)} = \frac{r \times (1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$$ 단, r : 할인율, n : 내용연수

(r, 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.

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

(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.

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

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.

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

(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 요금

적용전력을 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 제주발전기의 기준용량가격은 비용평가위원회에서 결정한 바에 따른다.

5.7 수요반응자원의 용량가격은 당해연도 기준용량가격을 적용한다. <신설 2016.10.27>

제6장 양수발전소 용량가격지급률(ξ_i) 결정을 위한 시험기준

[본장신설 2004.09.23]

6.1 시험개요

6.1.1 명 칭

본 시험의 명칭은 "양수발전소 용량가격지급률(ξ_i) 결정을 위한 시험" (이하 "용량시험" 이라 함)이라 한다.

6.1.2 시험 대상설비

양수발전기로 전력시장운영규칙 제2.1.2.1조(성능시험 요청)에 해당하는 발전기를 대상으로 한다.

6.1.3 시험요청

비용평가위원회는 사업자가 제출한 관련 자료에 대해 재산정이 필요시 해당사업자에 대하여 해당 발전기의 용량시험을 요청할 수 있으며, 발전 사업자와 판매사업자도 필요시 용량시험을 요청할 수 있다.

6.1.3.1 요청양식 : [전력시장운영규칙 별지 제8호]

6.1.4 시험입회

전력거래소는 발전기의 용량시험이 용량가격지급률 시험기준에 의거 공정하고 투명하게 이루어지고 있는지 확인하기 위해 시험에 입회한다.

6.1.4.1 시험방법 확인

발전기 운전특성이 잘 나타나도록 시험방법이 적정한지 확인한다.

6.1.4.2 설비 상태 및 운전조건 확인

설비 및 운전조건 유지여부, 설비특성에 적합한 운전상태 유지 여부 등을 확인한다.

6.1.4.3 시험 진행상태 확인

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

6.1.5 시험관련 업무분장

6.1.5.1 시험관련 기관

전력거래소, 발전회사

6.1.5.2 용량시험 관련기관 업무분장 세부내역

구 분	업 무 분 장	세 부 업 무 내 용
전력거래소	용량시험 관련사항 입회 및 결과 검토	○ 용량시험 시행 요청 ○ 용량시험 기본계획수립 및 일정협의, 시험진행 입회 ○ 용량시험 결과 검토 및 반영
발전회사	용량시험 요청 용량시험 계획 수립 및 결과산정	○ 용량시험 시행 요청 ○ 용량시험 기본계획 수립 ○ 급전지령소와 용량시험 일정 협의 ○ 사업소 용량시험 상황 종합관리 ○ 용량시험 결과 보고서 작성
	용량시험 준비 및 시험 주관	○ 용량시험 세부계획 수립, 준비 - 용량시험 계획 수립 - 급전운영 협의 및 반영 - 비정상 설비 사전 점검 및 정비 - 계측기 설치 및 교정 - 기록요원 확보 및 기록지 준비 ○ 용량시험 진행 - 시험조건 유지 및 시험기록 - 설비특성에 맞는 운전상태 유지 ○ 용량시험 결과 정리 - 기록지 회수 및 정리 ○ 용량시험 결과 보고 - 용량시험 결과 산정

6.2 용량시험 방법

6.2.1 용량가격지급률 산정 기준

상부저수지에 8시간 양수(Pumping)한 수량으로 연속 최대발전용량으로 발전할 수 있는 발전가능시간 측정

6.2.2 자체기동발전기 예비기로 추가지정 요청

시험기간 동안 상부저수지 발전가능 최저수위시 자체기동발전기 능력이 상실되어 사전에 전력거래소와 협의 후 시험기간 동안 자체기동발전기 예비기로 변경 지정 요청(계통운영 보조서비스 정산금 미지급)

6.2.3 용량시험

① 상부저수지 발전가능 최저수위에서 최고수위까지 최대양수용량으로 양수시 양수시간 측정

② 상부저수지 발전가능 최고수위에서 최저수위까지 최대발전용량으로 발전시 발전전력량 측정

③ 양수시에는 최저수위 유지 상태에서, 발전시에는 최고수위 유지 상태에서 시험을 시행하여야 한다.

6.2.4 용량가격 지급률 산정

① 발전가능시간 = (발전전력량 ÷ 최대발전용량) × (8 ÷ 양수시간)
단, 양수시간이 8시간 미만시 양수시간은 8시간 적용

② 용량가격 지급률 = 발전가능시간 ÷ 24

6.2.4.1 용량가격 지급률은 소수점 이하 3자리에서 반올림한다.

6.2.4.2 발전전력량은 전력거래용 전력량계의 계량값을 적용하며, 단위는 [kWh]로 소수점 이하 1자리에서 반올림한다.

6.2.4.3 양수시간은 최저수위 상태의 시작시간과 최고수위 상태의 종료시간을 적용한다.

6.2.4.4 발전전력량은 최고수위 상태에서 최저수위 상태의 발전전력량을 적용한다.

6.2.5 용량시험 부하

용량시험을 위한 부하유지는 발전 및 양수시 연속 최대발전/양수용량으로 유지한다.

6.3 시험조건

6.3.1 운전조건

발전기의 운전출력은 Load Limit 상태로 시험 부하를 유지한다.

6.3.2 설비 정상운전

시험결과에 영향을 줄 수 있는 설비의 비정상 운전개소가 있을 경우

정비 후 정상상태에서 시험을 수행한다.

6.3.3 운전조작

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

6.3.4 정격운전

시험결과의 보정을 최소화하기 위해서 운전조건은 최대한 정격으로 유지한다.

6.4 계측

6.4.1 계측항목

① 상부저수지의 저수위, 만수위

② 발전전력량 및 양수시간

③ 기타 운전시간

6.4.2 항목별 계측 방법

6.4.2.1 수위

중앙제어실의 상지, 하지 Digital 수위계를 기준으로 한다.

6.4.2.2 송전단 전기출력 및 전력량

주변압기 후단에 설치된 전력거래용 Digital 전력량계를 기준으로 한다.

6.4.2.3 발전단 출력

해당 발전기의 전력량계를 참고용으로 측정한다.

6.4.2.4 운전시간

전력거래용 Digital 전력량계의 표준시간을 기준으로 한다.

6.4.2.5 기타

기타 필요항목은 중앙제어실 운전치 취득 시스템을 이용한다.

6.4.2.6 기록

6.4.2.6.1 운전시간의 기록은 [초] 단위까지 기록 한다.

6.4.2.6.2 수위는 최저수위와 최고수위시의 값을 소수점 이하 1자리까지 기록한다.

6.5 시험

6.5.1 시험 전 준비사항

① 시험출력 확보 요청 : 급전 반영(제약입찰 실시)

② 시험조건 확보 : 상부 양수 및 발전 가능한 저수지 수위

③ 비정상 설비 사전 점검 및 정비

④ 계측기 설치 및 교정

⑤ 시험자료 준비

기록지, 계산 Sheet, 교정 Sheet 등 시험관련 자료를 확보한다.

⑥ 기록요원 확보 및 교육

6.5.2 시험 전 운전 조작사항

6.5.2.1 발전시험 전 상부수위는 발전가능 최고수위를 유지한다.

6.5.2.2 양수시험 전 하부수위는 발전가능 최저수위를 유지한다.

6.5.2.3 시험 전 모든 계측기는 사용 가능한 상태로 둔다.

6.5.2.4 발전기의 운전출력은 Load Limit 상태로 시험부하를 유지한다.

6.5.3 시험의 진행

6.5.3.1 시험이 진행되는 동안 시험 입회자는 현장을 순시하면서 시험기록의 정확성과 운전상태의 정상여부를 확인한다.

6.5.3.2 시험기간 중에는 긴급한 상황을 제외하고는 임의로 운전조작을 변경하지 않도록 해야 하며 이 기간 중에는 가능한 한 설비의 정비작업을 피한다.

6.5.3.3 시험이 정상적으로 진행되어 시험이 종료되면 다음 사항을 행한다.

① 시험용 기록지 회수 및 확인

② 발전설비 정상운전여부 확인

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

6.5.3.5 만약 결함부분이 시험의 시작이나 종료시에 발생하였다면 그 시험은 결함부분만 일부 폐기 할 수 있다.

6.5.3.6 중단 또는 폐기된 시험은 필요한 경우 상호 협의하여 시행한다.

6.6 시험결과 보고서

시험결과 보고서에 포함되어야 할 사항은 다음과 같다.

① 용량시험 입회서 : [전력시장운영규칙 별지 제5호]

② 용량시험 상세 내용

설비개요, 시험방법, 시험범위, 시험조건, 보정항목, 결과 계산절차 및 방법, 결론의 간략한 기술 및 특기사항

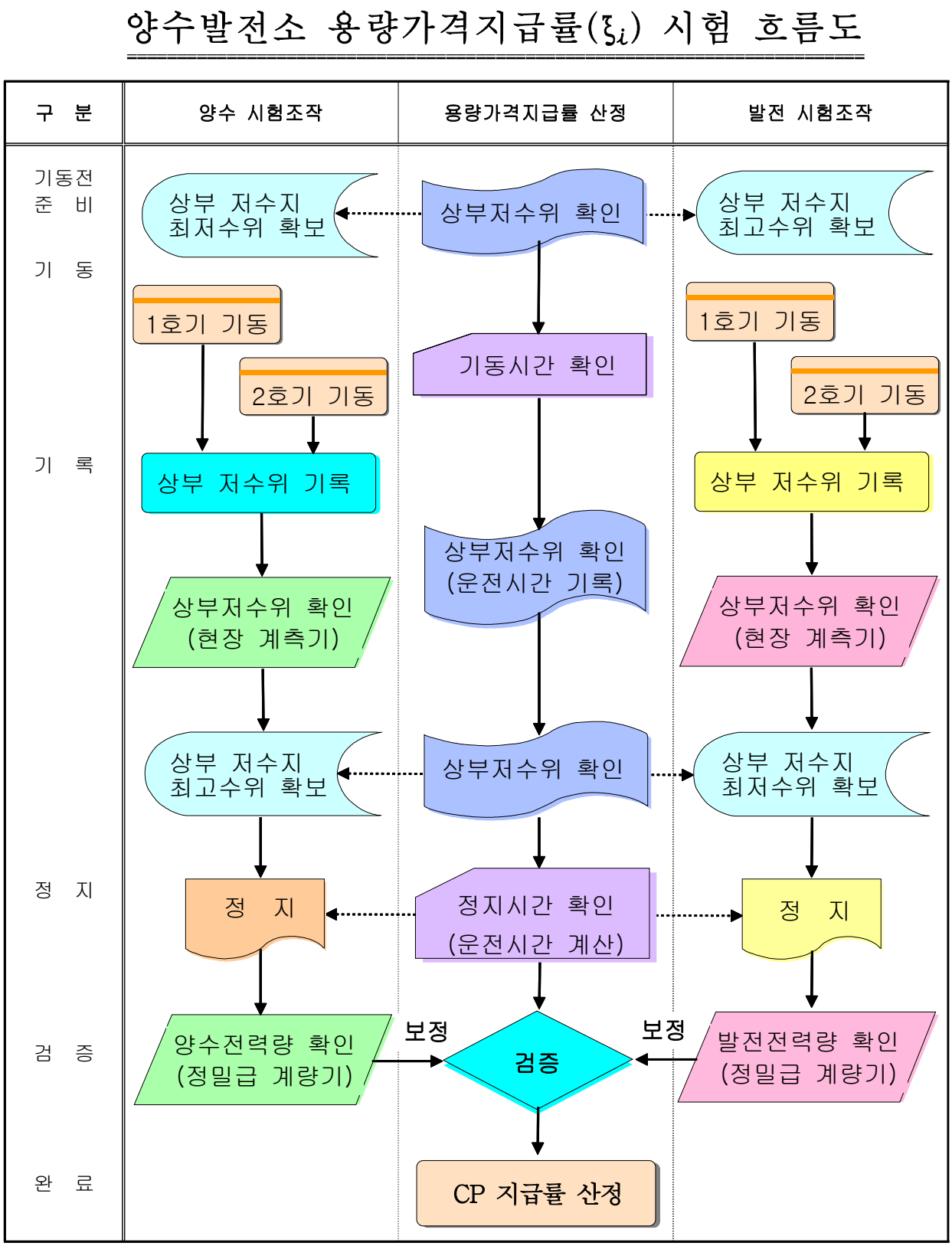
③ 부록

- 계산 Sheet
- 기타 참고자료

6.7 용량시험결과의 적용

용량시험결과의 적용여부는 비용평가위원회에서 정한다.

6.8 양수발전소 용량가격지급률 시험 흐름도



※ 최고·최저수위 확보는 발전 가능한 최고·최저수위를 말함.

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 80%이상인 시간수를 월별·시간대별로 집계하여 산출한다. 이때, 연도별 최대부하의 산출기준 거래기간은 각 연도의 전년도 11월1일부터 해당연도 10월31일까지로 한다. <개정 2014.11.26>

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 일곱째자리

에서 반올림하여 여섯째자리까지 산출한다.
<개정 2008.12.29, 2016.10.27>

7.3.5 보정전 시간대별 용량가격계수는 월별·시간대별 피크발생확률에 조정비율을 곱하여 산출한다. 이때, 조정비율은 연간 보정전 시간대별 용량가격계수의 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 총 입찰량을 시간대별 입찰량에 보정전 tcf를 곱한 값과 7.3.3조의 부하기간 추가용량요금(ACP)정산금 지급실적을 해당기간 기준용량가격 및 용량가격계수로 나눈 값의 합으로 나누어 계산한다.
<신설 2008.12.29, 개정 2011.3.30., 2014.11.26., 2016.10.27.>

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

n : 해당부하기간의 총시간수
$ARA_{i,t}$: 시간대별 발전기 입찰량
tcf_t : 시간대별 용량가격계수

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 8.4.1.1.4, 8.4.1.2, 8.4.2.4.1에 따른 조정이 필요한 경우에는 발전사업자별로 적용할 수 있다. [신설 2015.5.27]

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.

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 적정 투자보수율 차이를 유지하면서 전원간 투자우선순위를 유지하도록 산정한다. 다만, 원자력, 국내탄과 같이 정부정책에 의해 운영되는 전원은 예외로 할 수 있다. <개정 2009.7.28>

8.4.1.1 전원별 투자우선순위는 발전원가가 낮은 순으로 판단하며, 전원별로 8.4.1.1.4에 따른 투자보수율 격차가 유지되도록 한다. <개정 2009.7.28, 2015.5.27>

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 최근 3년간의 단순평균 가용률을 고려하여 산정한다. <신설 2009.7.28, 개정 2015.5.27>

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 연도 대표발전기의 평균 예상 연료비를 이용한다. [신설 2015.5.27]

8.4.1.1.4 전원별 투자우선순위는 전원별 대표발전기의 투자보수율 중 최소투자보수율을 초과하는 부분의 투자보수율에서만 발전원가 격차를 유지되도록 한다. 다만, 발전원가 격차가 유지되지 않는 전원이 발생할 경우에는 해당 전원을 소유한 발전사업자의 타전원의 조정계수를 조정하여 8.4.1의 적정 투자보수율 차이를 유지한다. [신설 2015.5.27]

8.4.1.2 제8.2.1조의 발전사업자의 발전기가 예방정비, 고장 등의 정상적인 정지 이외의 사유로 계통한계가격 상승을 야기함으로써 전기판매사업자의 손실을 발생시킨 경우, 이를 고려하여 해당 발전사업자의 발전기에 대한 정산조정계수를 산정할 수 있다. 단, 발전사업자의 부담여부 및

구체적인 부담금액은 비용평가위원회에서 정한다. [신설 2013.6.28]

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

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]

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 실적투자보수율 산정결과 최소자본비용에 미달하는 발전사업자가 발생한 경우에는 발전사업자 평균 실적투자보수율을 초과하는 발전사업자의 투자보수를 조정하여 가산한다. 최소자본비용은 발전사업자의 채권자요구수익률에 발전사업자 평균 실적투자보수율과 적정투자보수율과의 비율을 고려하여 산정한다. [신설 2015.5.27]

8.4.2.4.2 8.4.2.4.1의 조정금액은 평균 실적투자보수율을 초과하는 한도 내에서 조정하며, 발전사업자별 조정금액은 평균 실적투자보수율을 초과하는 투자보수금액 비율을 기준으로 한다. 다만, 상기 발전사업자간의 조정에도 불구하고 당기순손실이 예상되는 경우 개별적으로 해당 발전사업자가 보유한 발전기의 조정계수를 조정한다. [신설 2015.5.27]

8.4.3 <삭제 2009.7.28>

8.4.4 <삭제 2009.7.28>

8.4.5 전기판매사업자와 발전사업자의 건설중인 자산 중 자기자금분의 적정투자보수 대비 미달되는 실적투자보수는 사업자간 비교하여 미달되는 투자보수가 낮은 사업자가 높은 사업자에게 그 차액을 보전하도록 조정계수를 조정한다. [신설 2015.5.27]

8.5 산정절차

8.5.1 조정당사자는 시장 및 재무전망에 필요한 적용년도 예상 전원별 연료

가격 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 격차 등을 고려하여 적용년도 조정계수를 산정한다. <개정 2009.7.28>

제9장 발전기 기술특성자료 작성 및 적용기준

[본장신설 2007.6.26]

9.1 발전기 기술특성자료 정의

발전기 기술특성자료(이하 기술특성자료)라 함은 발전기 운전비용을 제외한 발전기 자체의 기술적 특성자료로 최대·최소 발전용량, 발전출력 수준별 출력증가/감소율, 최소운전·정지시간, 기동소요시간, 최대·최소 양수용량을 의미한다. <개정 2012.7.27, 개정 2016.6.28>

9.2 기술특성자료 제출 및 적용

9.2.1 발전사업자는 중앙급전발전기의 경우 매분기 시작하기 1개월 전까지 시운전발전기의 경우에는 최초 계통연결(Synchronization) 전월 20일까지 전력거래소에 관련 자료를 제출하여야 하며, 기술적 특성자료의 적용은 비용평가위원회의 결정에 따른다. <개정 2016.6.28>

9.2.2 유류를 사용중인 열병합발전기가 LNG를 1차연료로 추가하고자 하는 경우 LNG 연료기준의 기술적 특성자료는 LNG 사용개시 전월 20일까지 제출해야 한다. 단, 자료가 없는 경우에는 기존 유류발전기 기준을 준용한 후 실적 등을 고려하여 추후 변경할 수 있다. 만약 다수 보일러 중 일부 보일러만 설비개선이 이루어져 불가피하게 보일러별로 LNG와 유류를 다르게 사용할 경우에는 현행 유류기준으로 기술적 특성자료를 적용하고, 설비개선이 완료된 이후 LNG연료 기준의 기술적 특성자료를 별도로 제출할 수 있다.

[신설 2011.12.29]

9.3 기술특성자료 작성

9.3.1 최대·최소발전용량[MW]

9.3.1.1 최대발전용량은 주변압기 고압측을 기준으로 발전기가 최대로 발전할 수 있는 용량으로서 전기사업법 제63조에 따른 '사용전검사' 또는 전기사업법 제65조에 따른 '정기검사'시 한국전기안전공사의 '부하

운전시험' 검사에 합격한 발전용량에서 소내전력을 차감한 용량을 말한다. 단, 원자력발전소는 원자력법 제16조(검사) 또는 제23조의 2(검사)에 따른 검사시 "한국원자력안전기술원"의 검사에 합격한 발전용량에서 소내전력을 차감한 용량을 말한다.

9.3.1.2 발전기의 최대발전용량은 설비용량(정격용량)을 기준으로 산출하는 것을 원칙으로 한다. 단, 석탄화력 이외의 발전기가 공인기관에서 시행하는 연속운전허용출력(MAR : Maximum Allowed Continuous Rating) 시험에 합격하고 관련서류를 전력거래소에 제출시 이를 적용할 수 있다. <개정 2011.3.30, 2015.12.29>

9.3.1.3 복합발전기의 경우 최대발전용량은 전력시장운영규칙 [별표4] 7.6.2조의 분기별 대표온도 범위내의 최대출력을 적용한다. <개정 2010.7.29>

9.3.1.4 최대발전용량 산정을 위한 소내전력은 시운전발전기의 경우 설계계약서 자료를 적용하며, 상업운전중인 발전기의 경우에는 비용평가 성능시험의 결과를 적용한다. <개정 2010.3.29, 2011.3.30, 2015.9.23>

9.3.1.5 <삭제 2015.9.23>

9.3.1.6 최소발전용량은 주변압기 고압측을 기준으로 발전기가 안정한 운전을 유지하기 위해 발전해야 할 발전기별 최소용량을 말한다.

9.3.1.7 동일모선에 2기 이상의 발전기가 연결되어 있을 경우의 최소발전용량은 1기 운전시를 기준으로 작성하되, 복합발전기의 최소발전용량은 운전형태별(GT 또는 CC) 총 용량의 30% 이상이 되어야 한다.

9.3.1.8 최소발전용량 운전으로 NOx 배출기준을 준수하지 못하게 될 경우, 발전사업자의 개선노력 및 한국환경공단의 굴뚝원격감시체계(CleanSYS)의 증빙자료를 검토하여 최소발전용량을 변경할 수 있다.

① 개선노력 심사기준

- NOx 배출기준을 충족하는 인근지역 동일 또는 유사용량 발전기의 환경설비 설치 및 운영실태를 기준으로 한다.

② 증빙자료

- 대상 : CleanSYS 측정자료(출력수준별 NOx 농도 실적치등), 해당시간대 환경설비 가동상태 증빙자료 등

- 기간 : 6개월 이상 [신설 2015.9.23]

9.3.2 발전출력 수준별 출력증가/감소율[MW/min] <개정 2016.6.28>

9.3.2.1 발전출력 수준별 출력증가/감소율은 발전기가 분당 출력을 증가·감소시킬 수 있는 능력으로, 발전기 출력 수준별 4개 이하의 구간으로 작성한다. <개정 2016.6.28>

구 분	구간1	구간2	구간3	구간4
발전용량				
출력증가율				
출력감소율				

9.3.2.2 발전출력 수준별 출력증가/감소율의 허용치는 아래의 기준을 준수하여야 한다. 단, 2005.1.23. 이전에 전력시장에 진입한 발전기는 설비특성에 따라 변경 적용할 수 있다. <개정 2016.6.28>

- 석탄발전소 : 정격용량의 3.0%/분 이상
- 중유발전소 : 정격용량의 4.5%/분 이상
- 가스터빈 발전소 : 정격용량의 5.0%/분 이상

※ 석탄, 중유발전기는 최소발전용량~최대발전용량의 평균 출력증가/감소율이 허용치 기준을 충족하여야 한다.

※ 동일모선에 2기 이상이 연결되어 있는 복합발전기의 경우에는 구간별 발전용량을 기준으로 산정한 구간별 출력증가/감소율 자료가 허용치 기준을 충족하여야 한다.

9.3.2.3 최종 구간의 발전용량은 최대발전용량을 초과할 수 없다.

9.3.2.4 전구간의 출력증가/감소율이 동일한 경우에는 구간1만 작성한다. <개정 2016.6.28>

9.3.2.5 가격결정발전계획 및 운영발전계획에 적용할 출력증가/감소율은 최소발전용량과 최대발전용량 사이의 출력 구간별 출력증가/감소율을 단순 평균하여 적용한다. <개정 2016.6.28>

9.3.2.6 발전기별 출력증가/감소율 작성방법 <개정 2016.6.28,>

9.3.2.6.1 원자력, 석탄 및 유류 발전기

발전기 운전특성 및 부속설비 운전조건을 고려하여 구간별 발전용량 및 출력증가/감소율을 작성하되 구간1에는 최소발전용량을 적용한다. 단, 원자력발전기의 경우 최소발전용량과 별도로 원자력 안전규제 요건에 따른 구간별 출력증가/감소율을 적용할 수 있다. <개정 2010.11.29, 2016.6.28>

9.3.2.6.2 수력 및 양수 발전기

동일모선에 2기 이상의 발전기가 연결되어 있을 경우 발전기 운전형태를 고려하여 구간별 발전용량 및 출력증가/감소율을 작성한다. 단, 여러 기의 발전기로 인해 최종구간 초과시에는 전호기 운전시를 구간4에, 이하 구간은 발전기 1기씩 정지시를 기준으로 구간3, 구간2, 구간1을 작성한다. <개정 2016.6.28>

9.3.2.6.3 복합 발전기

- GT(Simple Cycle) 및 CC(Combined Cycle) 운전시로 구분하여 자료를 작성한다.
- 동일모선에 2기 이상의 발전기가 연결되어 있을 경우 발전기 운전형태를 고려하여 구간별 발전용량 및 출력증가/감소율을 작성한다. 단, 여러 기의 발전기로 인해 최종구간 초과시에는 전호기 운전시를 구간4에, 이하 구간은 발전기 1기씩 정지시를 기준으로 구간3, 구간2, 구간1을 작성한다. <개정 2016.6.28>
- CC의 경우에는 구간별로 GT 운전시의 ST 출력을 고려하여 작성한다.

9.3.3 최소운전·정지시간[Hr]

9.3.3.1 최소운전시간은 발전기가 전력계통에 연결 이후 분리 될 수 있기까지의 최소 시간간격을 기준으로 작성한다. <개정 2016.6.28>

9.3.3.2 최소정지시간은 발전기가 전력계통에 분리 이후 연결 될 수 있기까지의 최소 시간간격을 기준으로 작성한다. <개정 2016.6.28>

9.3.3.3 최소운전·정지시간은 부속설비의 특성을 고려하여 발전기 운영의 안정성을 보증할 수 있는 최소 시간을 적용한다.

9.3.4 기동소요시간[Hr]

9.3.4.1 급전지시를 받은 시각부터 발전기가 기동하여 전력계통에 연결되는 시각까지 소요되는 시간을 기준으로 작성한다. <개정 2016.6.28>

9.3.4.2 기동소요시간은 최근 1년 이상의 열간기동 운전실적 자료를 평균하여 적용함을 원칙으로 한다.

9.3.5 최대·최소 양수용량 [신설 2012.7.27]

9.3.5.1 양수발전기의 최대·최소양수용량은 최초 적용일의 전전월까지 최근 2년간 전력시장에서 계량된 양수전력량(MPE)의 시간대별 최대치를 최대양수용량으로 산정하고 이를 발전기 대수로 나누어 최소양수 용량을 산정한다.

9.3.5.2 9.3.5.1의 규정에도 불구하고 공인기관에 의한 별도의 시험을 통해 검증된 자료를 전력거래소에 제출할 경우 이를 적용할 수 있다.

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 90%이상이 되도록 가중치를 산정한다.

10.5 지역계수 가중치 산정절차 <신설 2016.10.27>

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

가중치	1.1	1.3	1.5	1.7	1.9

10.5.2 지역계수 가중치 산정기준에 적합한 가중치 중 최댓값으로 산정한다.

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

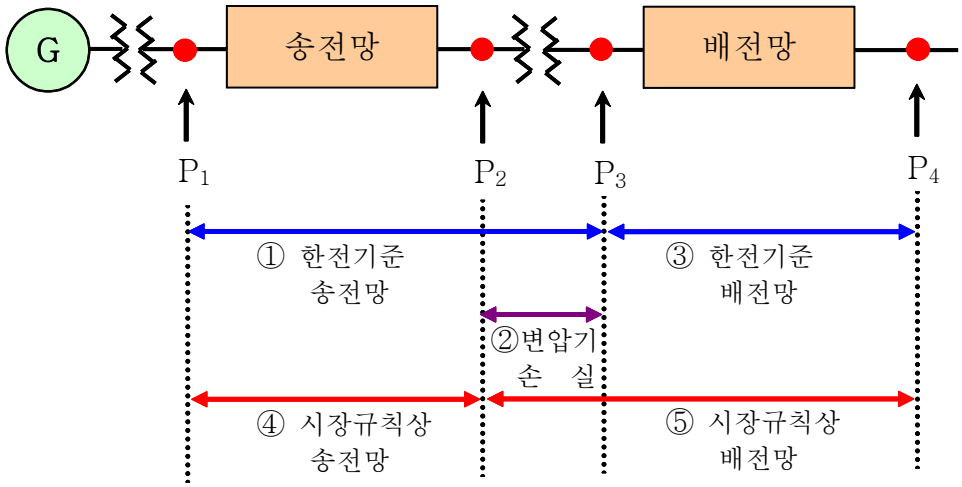
11.3.1 부가정산금단가는 전년도의 전력시장에서 발생된 부가정산금 총액

을 총거래량으로 나누어 산정하며, 적용범위는 다음과 같다.
단, 전력시장에서 거래하지 않는 전력수급계약(PPA)사업자는 부가정산금단가 산정 시 제외한다. <개정 2016.12.28.>

① 부가정산금 총액 : 제약발전 전력량 정산금(SMP 정산분제외), 제약비발전 전력량 정산금, 지역자원시설세 정산금, 보조서비스 정산금, 기동비용 정산금, 기동대기 정산금, 복합발전기 SCON 추가정산금, GT 일부기동비 정산금, 열공급발전기 기동비 일부 정산금, 공급가능용량초과 발전량 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.



$$DLFC(\text{직접구매적용 배전손실계수}) = \frac{P_2 - P_4}{P_4} = \frac{P_2}{P_4} - 1$$

$$= \frac{1}{1 - \frac{\text{배전손실률}}{100}} - 1$$

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.

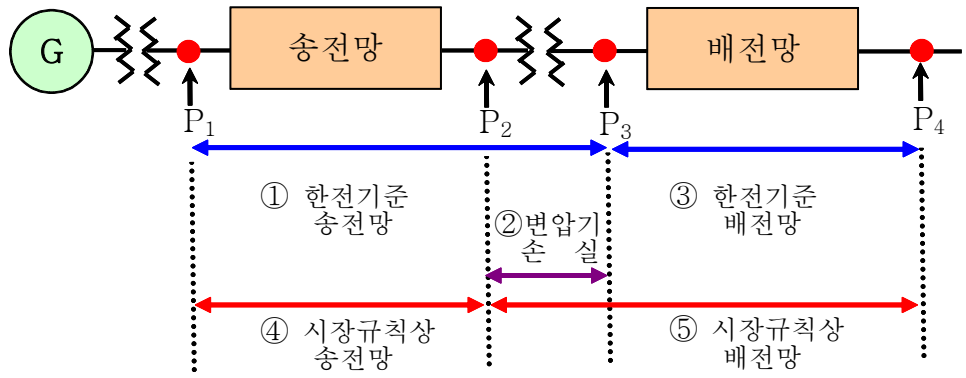
12.2 산정기준

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.



$$DLFL(\text{구역전기사업자적용 배전손실계수}) = \frac{P_2 - P_4}{P_4} = \frac{P_2}{P_4} - 1$$

$$= \frac{1}{1 - \frac{\text{배전손실률}}{100}} - 1$$

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 안정성을 유지 하고 전기품질을 유지하며 전력거래를 원활하게하기 위하여 전기사업자가 제공하는 주파수조정, 예비력, 무효전력 및 자체기동 등의 서비스를 말한다.

13.1.2 보조서비스의 단가에는 규칙의 보조서비스에 대한 정산방법(별표 2.9)에 따라 주파수조정을 위한 주파수추종서비스단가, 자동발전제어서비스 단가, 예비력 및 자체기동 서비스 단가로 구분한다.

13.2 산정주기

13.2.1 거래소는 1년 단위로 매년 1/4분기 중에 보조서비스단가를 재산정하며 산정한 정산단가는 당해년도 2/4분기부터 익년도 1/4분기까지 적용한다.

13.2.2 보조서비스 정산체계가 변경되거나 보조서비스이행에 따른 비용 증감시에는 13.2.1에도 불구하고 재산정할 수 있다.

13.3 산정기준

13.3.1 주파수추종서비스 정산단가

13.3.1.1 발전사업자가 제공한 주파수추종서비스량은 직전년도 주파수추종서비스정산금을 주파수추종서비스 정산단가로 나누어 산정한다. <개정 2015.6.29>

13.3.1.2 송전사업자의 전기저장장치가 제공한 주파수추종서비스량은 직전년도 주파수추종 운전상태를 30분 이상 유지한 시간대의 주파수추종 운전용량을 합산하여 산정한다. 즉,

$$\sum_{t=1}^{n}\sum_{i=1}^{m}\left(GFRQ_{i,t}\times SDWF_{i,t}\times DBWF_{i,t}\times GFSF_{i,t}\times \text{운전시간(분)}/60\right)$$

여기서,

n : 연간 시간수

m : 주파수추종서비스를 제공하는 송전사업자의 전기저장장치 기수

$GFRQ_{i,t}$: 송전사업자의 전기저장장치 주파수추종서비스 응답가능용량

$SDWF_{i,t}$: 속도조정률 가중치로서 발전기 적용기준 준용

$DBWF_{i,t}$: 부동대 가중치로서 발전기 적용기준 준용

$\mathrm{GFSF}_{i,t}$: 송전사업자의 전기저장장치 주파수추종서비스 응답상태

[신설 2015.6.29]

13.3.1.3 주파수추종서비스 정산단가는 적용년도 주파수추종서비스 배정액을 발전사업자와 송전사업자가 제공한 주파수추종서비스량의 합으로 나누어 산정한다. <개정 2015.6.29>

13.3.2 자동발전제어서비스단가

13.3.2.1 발전사업자가 제공한 자동발전제어서비스량은 직전년도 자동발전제어서비스정산금을 자동발전제어서비스 정산단가로 나누어 산정한다. <개정 2015.6.29>

13.3.2.2 송전사업자의 전기저장장치가 제공한 원격출력제어서비스량은 직전년도 시간대별 원격출력제어 제어가능용량을 합산하여 산정한다. 즉,

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

n : 연간 시간수

m : 원격출력제어서비스를 제공하는 송전사업자의 전기저장장치 기수

$Apf_{i,t}$: 송전사업자의 전기저장장치별 계통운영시스템(EMS)의 제어참여율

$AGCRQ_{i,t}$: 시간대별 2차주파수조정(자동발전제어) 요구량

$\mathrm{C}AWF_{i,t}$: 제어가용률에 따른 가중치로서 발전기 적용기준 준용

$CPWF_{i,t}$: 제어성과 가중치로서 발전기 적용기준 준용

[신설 2015.6.29]

13.3.2.3 자동발전제어서비스 정산단가는 적용년도 자동발전제어서비스 배정액을 자동발전제어서비스량과 송전사업자의 전기저장장치가 제공한 원격 출력제어서비스량의 합으로 나누어 산정한다. <개정 2015.6.29>

13.3.3 예비력서비스 정산단가

13.3.3.1 정지상태 대기예비력 정산단가

13.3.3.1.1 해당연도 정지상태 대기예비력 정산금 배정액과 대체예비력 정산금 배정액의 합을 직전년도 정지상태예비력 정산금과 대체예비력 정산금의 합으로 나누어 배수를 구한다. <개정 2011.3.30>

13.3.3.1.2 해당연도 정지상태 대기예비력 정산단가는 직전년도 정지상태 대기예비력 정산단가에 제13.3.3.1.1의 배수를 곱하여 산정한다. <개정 2011.3.30>

13.3.3.2 대체예비력 정산단가

13.3.3.2.1 해당연도 대체예비력 정산단가는 직전년도 대체예비력 정산단가에 제13.3.3.1.1의 배수를 곱하여 산정한다. <개정 2011.3.30>

13.3.3.2.2 <삭제 2011.3.30>

13.3.3.3 [신설 2010.3.29], <삭제 2011.3.30>

13.3.4 자체기동서비스 정산단가

13.3.4.1 자체기동서비스량은 직전년도 자체기동서비스정산금을 적용단가로 나누어 산정한다.

13.3.4.2 자체기동서비스정산단가는 적용년도 자체기동서비스배정액을 자체기동 서비스량으로 나누어 산정한다.

제14장 정적손실계수 산정기준 [본장신설 2009.7.28]

14.1 정의

14.1.1 한계송전송실계수는 임의의 모선의 단위부하 증가에 대한 기준모선의 발전량 증가를 말한다. 이는 계통운영시스템의 상태추정 주기로 산출되는 동적 손실계수에서 구한다. <개정 2015.9.23>

14.1.2 발전기별 송전손실계수는 해당발전기의 한계송전손실계수를 기준모선의 한계송전손실계수로 나눈 값이다.

14.1.3 발전기별 정적손실계수는 계절별·요일별 발전기의 송전손실계수의 단순평균을 말한다.

14.2 산정주기

14.2.1 거래소는 1년 단위로 정적손실계수를 산정한다.

14.3 산정기준

14.3.1 송전손실계수는 발전소의 주변압기 고압측을 기준으로 산정하며, 기준모선은 보령화력 3~6호기와 제주화력으로 설정한다.

14.3.2 최근 1년간 발전기별 송전손실계수를 계절별, 요일별로 단순 평균하여 발전기별 정적손실계수를 산정한다. 단, 발전기정지, 데이터오류, 선로제약 사항은 정적손실계수 산정시 제외한다.

14.3.3 정적손실계수 산정시 계절별은 봄(3~5월), 여름(6~8월), 가을(9~11월), 겨울(12, 1~2월), 요일별은 평일(월~금요일), 토요일, 휴일(일요일 및 공휴일)로 구분하여 산정한다.

14.3.4 동일모선에 연결된 발전기는 발전기별 정적손실계수를 평균하여 동일한 값을 적용한다.

14.3.5 신규접속 또는 발전실적 부족으로 계통운영시스템(EMS)의 동적손실계수 취득자료가 1개월 이내인 경우와 직접구매자 및 구역전기사업자는 지리적·전기적으로 가장 인접한 중앙급전발전기의 정적손실계수를 준용한다. <개정 2015.9.23>

제15장 보조서비스 특성자료 제출 및 적용기준

[본장신설 2009.7.28]

15.1 정의

15.1.1 보조서비스 특성자료는 발전기의 주파수추종운전 및 자동발전제어와 전기저장장치의 주파수추종운전 및 원격출력제어에 대한 특성자료를 의미한다. <개정 2015.6.29>

15.1.2 “주파수추종 응답가능용량”은 주파수가 60±0.2Hz 범위를 벗어난 후 10초부터 60초까지의 발전기 및 전기저장장치별 평균출력과 주파수 변동전 20초간 평균출력의 차에 대한 최근 5회 평균값을 말한다. <개정 2015.6.29>

15.1.3 “주파수추종 운전범위”는 신고한 속도조정률로 발전기 및 전기저장장치의 안정 운영이 가능한 최소 및 최대출력 범위를 말한다. <개정 2015.6.29>

15.1.4 “부동대”는 60Hz를 기준으로 일정 주파수 범위내에서 발전기의 조속기 및 전기저장장치가 응동하지 못하는 범위를 말한다. <개정 2015.6.29>

15.1.5 “속도조정률”은 발전기의 조속기 및 전기저장장치의 주파수에 대한 응동특성을 나타내는 것으로서 정격출력, 정격주파수에서 순간적으로 무부하로 했을시 주파수상승분과 정격주파수와의 비(比)를 말한다. <개정 2015.6.29>

15.1.6 “자동발전제어 운전범위”는 발전기가 신고한 출력증가/감소율로 운전이 가능한 최소 및 최대출력 범위를 말한다. <개정 2015.6.29, 2016.6.28>

15.1.7 “원격출력제어 운전범위”는 전기저장장치가 신고한 출력증가/감소율로 운전이 가능한 최소 및 최대출력 범위를 말한다. [신설 2015.6.29.]

<개정 2016.6.28.>

15.1.8 “충전상태(SOC : State of Charge)”는 전기저장장치의 충전수준을 나타내는 것으로 최대저장전력량에 대한 운전저장전력량의 백분율(%)을 말한다. [신설 2015.6.29]

15.1.9 “기준 SOC”란 전기저장장치의 주파수조정을 효과적으로 수행하기 위한 적정 충전수준을 말한다. [신설 2015.6.29]

15.2 보조서비스 특성자료 제출

15.2.1 전기사업자가 제출해야할 보조서비스 특성자료에는 주파수추종 운전범위, 부동대, 속도조정률, 자동발전제어 운전범위, 원격출력제어 운전범위, 기준SOC이며, 주파수추종 응답가능용량은 거래소에서 분기별 산정한 값을 적용한다. <개정 2015.6.29>

15.2.2 전기사업자는 기력 발전기 및 전기 저장장치의 경우 전 분기 대비 변경이 있을 때, 복합발전기는 전년도 동 분기 대비 변경이 있을 때, 매분기 시작하기 1개월 전 까지 전력거래소에 관련 자료를 제출하여야 한다. <개정 2015.6.29>

15.2.3 시운전발전기 및 전기저장장치는 최초 계통연결(synchronization) 전월 20일까지 전력거래소에 관련 자료를 제출하여야 한다. 단 복합발전기의 경우 분기별 대표온도에 따른 보조서비스 출력범위를 일괄하여 제출한다. <개정 2015.6.29, 2016.6.28>

15.3 주파수추종 응답가능용량 산정 [신설 2010.3.29]

15.3.1(산정대상) 주파수추종 응답가능용량은 계통주파수가 60±0.2Hz 범위를 벗어난 경우에 한하여 산정하되 다음 각 호의 경우에는 제외할 수 있다.

① 전력수요의 증가나 감소 등으로 주파수 변동에 소요되는 시간이 수십초 이상 길어질 경우

② 양수동력 정지 등으로 1분 이내에 주파수가 59.9Hz 이상으로 급격하게 회복된 경우

③ 순시부하 급변 등으로 발전기 출력변화량을 정상적으로 계산할 수 없는 경우

15.3.2(산정방법) 매분기 보조서비스 특성자료로 적용할 주파수추종 응답가능용량은 15.3.3에 의하여 계산된 최근 5회 평균값으로 산정하며 대상 실적이 5회 미만인 경우에는 다음 각 호와 같이 산정한다.

① 주파수추종 응답량 실적이 2회 이상 5회 미만인 경우에는 해당 실적의 평균값을 적용한다.

② 주파수추종 응답량 실적이 1회 이하인 경우에는 발전기에 대해서는 유사 특성 발전기의 응답가능용량을 적용하고, 전기저장장치에 대해서는 최대 방전용량을 적용한다. <개정 2015.6.29>

15.3.3(계산식) 개별 발전기 및 전기저장장치의 주파수추종 응답량은 발전기 운전실적 분석시스템에 의하여 다음과 같이 계산한다. <개정 2015.6.29>

주파수추종 응답가능용량 = 변화출력 - 기준출력

· 변화출력 : 60±0.2Hz를 벗어난 시점에서 10초후부터 50초간 평균 출력

· 기준출력 : 주파수 변동전 20초간 평균 출력

15.3.4(적용예외) 15.3.1에 해당하더라도 다음 각 호의 발전기 및 전기저장장치는 주파수추종 응답가능용량 산정에서 제외할 수 있으며 해당 사유를 별도 기록 ·관리하여야 한다. <개정 2015.6.29>

① 주파수추종 고정운전을 사전에 신고한 경우

② 급전지시에 의해 주파수추종 고정운전을 시행한 경우

③ 통신오류에 의해 운전상태 판별이 불가능한 경우

④ 전기사업자의 이의신청이 정당하다고 판단되는 경우 등 <개정 2015.6.29>

15.3.5(기준출력 변경) 다음 각 호의 경우에는 주파수 변동원인 시점의 출

력을 기준출력으로 설정한다.

① 주파수 변동 전, 출력증가 중에 있어 실제보다 기준출력이 작게 산출되는 경우 <개정 2016.6.28>

② 주파수 변동 전, 출력감소 중에 있어 실제보다 기준출력이 크게 산출되는 경우 <개정 2016.6.28>

15.4 전기저장장치의 연속운전요건 [신설 2015.6.29]

15.4.1 전기저장장치의 주파수추종 서비스 최대운전시간은 15분 이상, 원격출력제어용 전기저장장치의 최대운전시간은 30분 이상 이어야 한다. <개정 2016.6.28>

15.4.2 전기저장장치의 주파수추종 서비스의 SOC는 65%이상, 원격출력제어용 전기저장장치의 기준 SOC는 50% 이상을 원칙으로 하며, 전기사업자는 전력거래소와 협의를 거쳐 기준 SOC를 제출하여야 한다. <개정 2016.6.28>

15.4.3 전기사업자는 정상상태에서 주파수추종 서비스를 제공하는 전기저장장치의 매 5분 단위로 산정한 평균 SOC가 '기준 SOC±5%'가 되도록 유지하여야 한다. 다만 발전기의 불시정지, 부하의 순시급변 등으로 주파수가 60±0.1Hz 범위를 벗어난 후부터 주파수 안정화 및 기준 SOC를 회복하기 위한 거래시간은 제외한다. <개정 2016.6.28>

15.5 보조서비스 특성자료 적용

15.5.1 보조서비스 특성자료는 매분기 시작일부터 비용평가위원회의 의결결과를 반영한다.

15.5.2 전력거래소는 시운전발전기 및 전기저장장치가 제출한 보조서비스 특성자료에 대하여 시운전 기간 중 계통운영보조서비스 세부운영기준에 의거하여 자료의 적정성을 확인할 수 있다. <개정 2015.6.29>

15.5.3 시운전발전기 및 전기저장장치의 보조서비스 특성자료는 상업운전 개시일부터 적용한다. <개정 2015.6.29.>

15.5.4 전력거래소는 15.4.1 내지 15.4.3 및 계통운영보조서비스 세부운영기준에 의거하여 보조서비스 이행상태를 평가하여야 하며, 그 결과가 양호한 경우에만 특성자료가 유효한 것으로 인정한다. <개정 2015.6.29>

제16장 <삭제 2015.9.23>

제17장 민간석탄발전기의 정산조정계수 산정기준

[본장신설 2012.10.16]

제1절 일반 <개정 2017.3.28>

17.1.1 목적

17.1.1.1 규칙 제14.10조(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 기저발전기가 확충되어 전력시장가격이 안정될 때까지 한시적으로 적용하며, 비용평가위원회는 정산조정계수 적용여부를 5년 주기로 검토한다. 다만, 5년 주기의 기산일은 최초 민간석탄발전기의 상업운전개시일로 한다.

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 민간석탄발전기 건설 및 운영에 소요되는 총괄원가를 보상하는 수준에서 결정되는 것을 원칙으로 하되, 발전사업

자의 경영효율성 제고를 위해 유인규제 방식을 시행할 수 있다.

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.

제2절 투자비 산정기준 <개정 2017.3.28>

17.2.1 용어의 정의

17.2.1.1 투자비는 발전기 실적공사비 중 비용평가위원회에 의해 확정 된 부분을 말하며, 17.2.61의 상업운전 개시시점의 잠정 확정된 투자비와 17.2.6.2의 상업운전 개시 후 실재성 검토 후 최종 확정된 투자비로 구분된다.

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 적정성, 석탄 발전설비 건설과의 관련성을 검토한 후 상업운전 개시시점에 투자비를 잠정 확정하고 상업운전 개시 후 실재성 검토를 거쳐 투자비를 최종 확정한다.

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.

17.2.3 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, 흡수탑재순환펌프건물, 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 소요 되는 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 발전

회사 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 직접비의 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 발전

소 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 설비용량, 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 반기 단위로 다음 각 호의 서류를 전력거래소에 제출하여야 하며, 비용평가위원회는 이를 검토한다.

<개정 2017.6.28.>

1. 발전소의 주요 사업개요 및 주요 설비계획
2. 발전소의 착공부터 준공까지의 호기별 예상 공사기간 및 발전소 예상 공사비

3. 공사비 재원조달방안(자기자본, 프로젝트 파이낸싱금액) 세부 내역 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

17.2.5.3 해당 발전사업자는 실적공사비에 대한 회계전문기관의 검토보고서에 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 의해 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. <개정 2017.9.26>

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 해당 발전사업자와 한국전력공사가 제출한 투자비 검토결과 보고서 등을 바탕으로 해당 발전기의 투자비를 최종 확정한다.

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 연결재무제표 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.

$$\text{운전유지비} = (\text{과거 3개년 설비용량별 (해당 발전기 제외) 평균 운전유지비}) \times (1 + \text{적용년도의 직전 회계연도 항목별 예상 물가상승률}) \times (1 + \text{적용년도의 항목별 예상 물가상승률}) \times \left(1+\left(\frac{\text{신규발전기 설비용량}}{\text{기준발전기 설비용량}}\right)^{0.6}\right) + (\text{개별 고정성비용})$$

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

$$= \{\text{적용 회계연도 4년전 실적 운전유지비} \times (1+\text{적용 회계연도 3년전 물가상승률}) \times (1+\text{적용 회계연도 2년전 물가상승률}) + \text{적용 회계연도 3년전 실적 운전유지비} \times (1+\text{적용 회계연도 2년전 물가상승률}) + \text{적용 회계연도 2년전 실적 운전유지비}\} \div 3$$

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 의

미한다.

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 전망 자료를 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 에너지 정산금과 용량정산금으로 구분되며, 에너지 정산금에는 계획발전 전력량 정산금과 제약 (비)발전 전력량 정산금, 보조서비스 정산금 등으로 구성된다.

17.4.2.2 계획발전 전력량 정산금은 가격결정발전계획에 포함되어 발전한 발전기의 거래일 전력량에 대한 정산금으로 전력시장운영규칙 별표 23에 따라 정산조정계수가 반영되어 산정된다.

17.4.2.3 제약 비발전 전력량 정산금은 가격결정발전계획에 포함되었으나, 전력거래소에 의해 급전할당 되지 않은 전력량에 대한 정산금으로 전력시장운영규칙 별표 23에 따라 정산조정계수가 반영되어 산정된다.

17.4.2.4 제약 발전 전력량 정산금은 가격결정발전계획에 포함되지 않았으나, 해당 발전사업자의 요청 또는 계통 요청에 의해 급전할당 되는 전력량에 대한 정산금으로 전력시장운영규칙 별표 23에 따라 정산조정계수가 반영되어 산정된다.

17.4.2.5 보조서비스 정산금은 주파수 추종서비스, 자동발전제어 서비스 등에 대한 정산금으로 전력시장운영규칙 별표 2에 따라 산정된다.

17.4.2.6 용량 정산금은 전력시장운영규칙 별표 2에 따라 해당 발전기의 입찰량에 기준용량가격에 관련 계수들을 곱하여 산정된다.

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 고려하

여 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 발전기의 안정화 기간 이후에 고장 정지한 경우 전력시장의 석탄발전기 고장정지율, 고장정지 사유 등을 종합적으로 고려하여 고장 정지기간 동안의 고정비 보상기준을 정할 수 있다.

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>

17.5.1 해당 석탄발전사업자 선행 호기의 최초 상업운전 개시연도의 정산조정계수는 다른 민간석탄발전사업자들에게 적용중인 정산조정계수들의 단순평균 수준을 적용하고, 후속호기의 정산조정계수는 선행호기와 후속호기 전체 총괄원가 수준을 고려하여 산정한 계수를 적용한다.

17.5.2 연료비는 제3절 제5관에 따라 산정하고, 고정비는 제2절에 따라 산정하며, 정산조정계수 산정시 적용 자료는 산정시점에서 입수 가능한 최신 자료에 의한다.

17.5.3 시운전기간에 실제 정산에 적용되는 연료비는 17.4.3.10에도 불구하고 비용평가위원회에서 심의·의결된 열량단가를 적용하여 산정된 값을 적용한다.

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 대표발전기로 한다.

18.2.2 공급의무자별 의무이행비용 보전금액 산정시 공급인정서의 경우 백원 단위 이하를 절사한 금액을 적용한다. <개정 2016.2.25>

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 5월까지의 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>

18.3.2 거래소는 매년 5월 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>

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>

[단위 : 원/REC]

구 분	외부구매 (고정가격계약 제외)	자체건설	고정가격계약	
			자체계약	선정계약
가중평균단가	$P_{평균}$	$P_{평균}$	$P_{평균}$	-
전년도 기준가격	P'	P'	P''	-
중간적용가격	min(P', $P_{평균}$)	min(P', $P_{평균}$)	min(P'', $P_{평균}$)	18.4.2조 ②항 적용

* $P_{평균}$: 해당년도 전월까지의 현물시장과 자체계약시장의 가중평균단가
* P' : 전년도 외부구매(고정가격계약 제외) 기준가격
(단, 2017년도 중간적용가격 산정 시에는 고정가격계약 신설 전 산정기준에 따른 전년도 외부구매 기준가격을 적용)
* P'' : 전년도 고정가격계약(선정계약 제외) 기준가격
(단, 2017년도 중간적용가격 산정 시에는 고정가격계약 신설 전 산정기준에 따른 전년도 외부구매 기준가격을 적용)

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 계약단

가를 적용한다. <개정 2017.2.24>

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

③ 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>

④ 가중평균단가, 전년도 기준가격 및 중간적용가격은 원단위 미만 절사한 수치를 적용한다. <항번호 변경 2016.2.25, 2017.2.24>

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.
<개정 2017.1.24, 항번호 변경 2017.2.24.>

⑥ 위 기준은 2017년도 의무이행실적부터 적용한다.
<항번호 변경 2017.1.24., 2017.2.24>

18.4.3 RPA에 의해 보급한 태양광설비

[단위 : 원/kWh]

구 분	2009년		2010년		2011년	
	선정계약	자체건설	선정계약	자체건설	선정계약	자체건설
가중평균 단가	P_{09}	$P_{09'}$	P_{10}	$P_{10'}$	P_{11}	$P_{11'}$
중간적용 가격	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

[단위 : 원/REC, 원/kWh]

$$\text{중간적용가격}_{\text{제주}} = \text{중간적용가격}_{\text{육지}} - \{(\text{SMP}_{\text{제주}} - \text{SMP}_{\text{육지}}) \div \text{가중치} \times 1{,}000 \times 0.9\}$$

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$_{\text{육지}}$: 육지 소재 발전소를 대상으로 하여 산정한 중간적용가격을 의미한다.

③ 중간적용가격$_{\text{제주}}$: 제주 소재 발전소에 대한 중간적용가격으로 상기의 산식에 따라 산정하되 “0” 미만의 경우 “0”으로 본다.

④ SMP$_{\text{육지}}$, SMP$_{\text{제주}}$: 육지 및 제주 각각의 전년도 가중평균 계통한계가격을 적용한다. <개정 2016.2.25>

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>

[단위 : 원/REC]

구 분	외부구매 (고정가격계약 제외)	자체건설	고정가격계약	
			자체계약	선정계약
거래물량	Q_O	Q_R	Q_T	Q_S
가중평균 단가	P_O	P_R	P_T	P_S
기준가격	$\frac{Po \times Qo + P_R \times Q_R + P_T \times Q_T + Ps \times Qs}{Qo + Q_R + Q_T + Qs}$		18.5.1조 ①항 적용	18.5.1조 ②항 적용

* 거래물량, 가중평균단가 : REC를 기준으로 산정

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.
[신설 2017.2.24]

② 선정계약의 계약단가는 「신재생에너지 공급의무화제도 및 연료혼합의무화제도 관리·운영지침」 제10조 2항에 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>

③ <삭제 2016.2.25>

③ 각 구분별 가중평균단가는 다음 각 호에 따라 가중 평균하여 산정한다. <개정 2016.2.25, 2017.2.24>

1. 외부구매의 경우
현물시장의 해당년도 거래체결물량과 자체계약(고정가격계약 제외)의 해당년도 계약체결(계약체결 이후 전기 사업법 제63조에 의한 최초 사용전검사를 완료한 경우 최초 사용전검사 완료) 설비의 거

래물량을 대상으로 산정

2. 자체건설의 경우
   해당년도 중 전기사업법 제63조에 의한 최초 사용전검사 완료 물량을 대상으로 산정
3. 고정가격으로 체결한 자체계약의 경우
   해당년도 계약체결(계약체결 이후 전기 사업법 제63조에 의한 최초 사용전검사를 완료한 경우 최초 사용전검사 완료) 설비의 거래물량을 대상으로 산정
4. 선정계약의 경우
   해당년도 선정분의 거래물량을 대상으로 산정

④ 제3항 제2호의 자체건설 가중평균단가는 아래의 수식에 따라 계산한 설비별 신재생에너지공급인증서(REC) 평균단가를 REC물량으로 가중평균하여 비용평가위원회에서 정한다. 단, 비용평가위원회는 가중평균단가 산정 시 시장 및 기술의 변동에 따라 다음 각 호 외의 사정을 고려할 수 있다.

[단위 : 원/REC]

신재생공급인증서 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>

⑤ 외부구매(현물시장, 고정가격계약을 제외한 자체계약) 및 자체건설분 비용정산을 위한 기준가격은 각 구분별 거래물량과 각 구분별 가중평균단가를 곱하여 합한 것을 각 구분별 거래물량의 합으로 나눈 값을 적용한다. 다만, 본문의 기준가격이 전년도 선정계약 가격에서 전력거래가격을 차감한 가격을 가중평균한 단가(2017년 이행연도까지는 전년도 선정계약 가중평균 단가)의 100분의 80미만인 경우는

100분의 80에 해당하는 값을, 100분의 120을 초과하는 경우에는 100분의 120에 해당하는 값을 적용한다.
<개정 2017.2.24., 항번호 변경 2017.6.28.>

⑥ 해당년도 이행비용 정산시 공급인증기관에서 매매계약에 따라 선정한 그 해당년도 사업으로 공급된 인증서를 우선 정산한다.
<항번호 변경 2017.2.24., 항번호 변경 2017.6.28.>

⑦ 각 연도별 정산범위를 초과하는 이행량은 이행실적으로 제출하는 시점의 기준가격으로 정산한다.
<항번호 변경 2017.2.24., 항번호 변경 2017.6.28.>

⑧ 가중평균단가 및 기준가격은 원단위 미만 절사한 수치를 적용한다.
<항번호 변경 2017.2.24., 항번호 변경 2017.6.28.>

⑨ 거래량 부족 등의 사정으로 기준가격을 산출하기 어려울 경우 별도로 산정한다. <항번호 변경 2017.2.24., 항번호 변경 2017.6.28.>

⑩ 규칙 제11.1.5조 제2항에 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.,
항번호 변경 2017.6.28.>

⑪ 제3항에도 불구하고「신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법」제12조의7 제7항에 따라 국가에 대하여 발급된 공급인증서를 이용하여 의무를 이행한 경우 비용정산시 해당 공급인증서의 매도가격을 기준가격으로 한다. <항번호 변경 2017.2.24., 항번호 변경 2017.6.28.>

⑫ 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., 항번호 변경 2017.6.28.>

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>

[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 전년도 가중평균 계통한계가격을 적용한다. <개정 2016.2.25>

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 제8호 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 제8호 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 발전기의 공급용량, 열량단가, 예방정비 계획 등을 고려하여 공급곡선을 작성한다.

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 거래

월의 예방정비계획을 일별로 반영한 평균 공급용량을 적용한다.

19.4.2.2 중앙급전발전기의 발전단가는 분기별 최대공급용량을 기준으로 거래월의 열량단가를 적용하여 산출한다. 단, 수력 및 양수발전기의 발전단가는 0원으로 적용한다.

19.4.2.3 복합화력발전기의 경우 CC Mode를 기준으로 발전단가를 산출한다.

19.4.3 제주지역의 발전기는 공급곡선 산정 시 제외한다.

19.4.4 비중앙급전발전기 및 중앙급전발전기의 공급용량과 발전단가를 고려하여 거래 월의 공급곡선을 작성한다.

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>

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 <삭제 2015.2.26>

19.6.3 <삭제 2015.2.26>

19.6.4 <삭제 2015.2.26>

제20장 전기저장장치 기술특성자료 작성 및 적용기준

[본장신설 2015.6.29]

20.1 전기저장장치 기술특성자료 정의

전기저장장치 기술특성자료(이하 기술특성자료)라 함은 전기저장장치 운전비용을 제외한 전기저장장치 자체의 기술적 특성자료로 최대·최소충전용량, 최대·최소방전용량, 최대・최소저장전력량, 출력 수준별 출력증가/감소율, 최대운전시간, 운전주기효율을 의미한다. <개정 2016.6.28>

20.2 기술특성자료 제출 및 적용

전기사업자는 전기저장장치의 기술특성자료 및 관련 증빙자료를 매 분기 시작하기 1개월 전까지(시운전의 경우에는 최초 계통연결(synchronization) 전월 20일까지) 전력거래소에 제출하여야 하며, 기술특성자료의 적용은 비용평가위원회의 결정에 따른다. <개정 2016.6.28>

20.3 기술특성자료 작성

20.3.1 최대·최소충전용량[MW]

20.3.1.1 최대충전용량은 전기저장장치가 최대로 충전할 수 있는 용량으로서 설비용량(정격용량)을 기준으로 산출하는 것을 원칙으로 하되, 전기사업자가 최대충전용량을 증대시에는 별도의 시험을 통해 검증된 자료를 제출하는 경우 이를 적용할 수 있다.

20.3.1.2 최소충전용량은 전기저장장치가 안정한 운전을 유지하기 위해 충전하여야 할 최소용량을 말한다.

20.3.2 최대·최소방전용량[MW]

20.3.2.1 최대방전용량은 전기저장장치가 최대로 방전할 수 있는 용량으로서 설비용량(정격용량)을 기준으로 산출하는 것을 원칙으로 하되, 전기사업자가 최대방전용량을 증대시에는 별도의 시험을 통해 검증된

자료를 제출하는 경우 이를 적용할 수 있다.

20.3.2.2 최소방전용량은 전기저장장치가 안정된 운전 상태를 유지하기 위해 방전하여야 할 최소용량을 말한다.

20.3.3 최대·최소저장전력량[MWh]

20.3.3.1 최대저장전력량은 전기저장장치가 완전 충전상태에서 재충전 없이 완전 방전상태에 도달할 때까지 전력계통에 공급할 수 있는 전력량을 말한다.

20.3.3.2 신규로 시장에 진입한 전기저장장치의 최대저장전력량은 배터리의 설비용량(정격저장용량)을 기준으로 산출하는 것을 원칙으로 하되, 전기사업자가 최대저장전력량을 증대시에는 별도의 시험을 통해 검증된 자료를 전력거래소에 제출하는 경우 이를 적용할 수 있다.

20.3.3.3 최소저장전력량은 전기저장장치가 안정된 운전 상태를 유지하기 위하여 최소한으로 저장하여야 하는 전력량을 말한다.

20.3.4 출력 수준별 출력증가/감소율[MW/min] <개정 2016.6.28>

20.3.4.1 출력 수준별 출력증가/감소율은 전기저장장치가 분당 출력을 증가·감소시킬 수 있는 능력으로, 출력 수준별 4개 이하의 구간으로 작성한다. <개정 2016.6.28>

구 분	구간1	구간2	구간3	구간4
출력수준				
출력증가율				
출력감소율				

20.3.4.2 최종 구간의 출력수준은 최대충전·방전용량을 초과할 수 없다.

20.3.4.3 전 구간의 출력증가/감소율이 동일한 경우에는 구간1만 작성한다. <개정 2016.6.28>

20.3.4.4 계통운영시스템의 원격출력제어에 적용할 출력 출력증가/감소율은 최소충전·방전용량과 최대충전·방전용량 사이의 출력 구간별 출력증가/감소율을 단순 평균하여 적용한다. <개정 2016.6.28>

20.3.5 최대운전시간[Hr]

20.3.5.1 최대운전시간은 전기저장장치가 최대 충전상태(SOC 100%)에서 최대 출력으로 방전 가능한 시간을 말하며, 최대저장전력량을 최대방전용량으로 나누어 산정한다.

20.3.6 운전주기효율[%]

20.3.6.1 운전주기효율(Duty-Cycle Roundtrip Efficiency)은 주파수조정용 전기저장장치에 대한 12시간 또는 24시간 동안의 충·방전 주기에 대하여 총 출력에너지를 총 입력에너지로 나눈 백분율을 말하며, 효율시험 측정지점은 전기저장장치용 전력변환장치의 출력지점을 기준으로 한다.

20.3.6.2 전기사업자는 주파수조정용 전기저장장치의 운전주기효율 산정을 위한 주파수조정용 시험 파형 등 시험 규격 및 시험 결과에 대한 검증자료를 제출하여야 한다.

제21장 전기저장장치 용량가격지급률(ξi) 결정을 위한 시험기준

[본장신설 2016.6.28]

21.1 시험개요

21.1.1 명 칭

본 시험의 명칭은 "전기저장장치 용량가격지급률(ξi) 결정을 위한 시험" (이하 "용량시험" 이라 함)이라 한다.

21.1.2 시험 대상설비

중앙급전 전기저장장치로 전력시장운영규칙 제2.1.2.1조(성능시험 요청)에 해당하는 전기저장장치를 대상으로 한다.

21.1.3 시험 주기 및 시험요청

용량가격 지급률 결정을 위한 용량시험 주기는 연 1회를 원칙으로 하되, 비용평가위원회는 전력시장운영규칙 제 5.3.3조에 따른 용량시험 결과에 따라 사업자가 제출한 관련 자료에 대해 재산정이 필요시 해당사업자에 대하여 해당 전기저장장치의 용량시험을 요청할 수 있다. 또한, 발전 사업자와 판매사업자도 필요시 용량시험을 요청할 수 있다.

21.1.3.1 요청양식 : [규칙 별지 제8호]

21.1.3.2 시험시기

용량시험의 시기는 최초 계통연결(synchronization)일 혹은 직전년도 용량시험일로부터 1년이 되는 날의 전 30일부터 후 30일 사이에 수행하는 것을 원칙으로 하되, 필요시 해당 사업자와 전력거래소의 합의하에 조정할 수 있다.

21.1.4 시험입회

전력거래소는 전기저장장치의 용량시험이 용량가격지급률 시험기준에 의거 공정하고 투명하게 이루어지고 있는지 확인하기 위해 시험에 입회한다.

21.1.4.1 시험방법 확인

전기저장장치의 운전특성이 잘 나타나도록 시험방법이 적정한지 확인한다.

21.1.4.2 설비 상태 및 운전조건 확인

설비 및 운전조건 유지여부, 설비특성에 적합한 운전상태 유지 여부 등을 확인한 다.

21.1.4.3 시험 진행상태 확인

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

21.1.5 시험관련 업무분장

21.1.5.1 시험관련 기관 : 전력거래소, 발전회사

21.1.5.2 용량시험 관련기관 업무분장 세부내역

구 분	업 무 분 장	세 부 업 무 내 용
전력거래소	용량시험 관련사항 입회 및 결과 검토	○ 용량시험 시행 요청 ○ 용량시험 기본계획수립 및 일정협의, 시험진행 입회 ○ 용량시험 결과 검토 및 반영
발전회사	용량시험 요청 용량시험 계획 수립 및 결과산정	○ 용량시험 시행 요청 ○ 용량시험 기본계획 수립 ○ 중앙전력관제선터와 용량시험 일정 협의 ○ 사업소 용량시험 상황 종합관리 ○ 용량시험 결과 보고서 작성
	용량시험 준비 및 시험 주관	○ 용량시험 세부계획 수립, 준비 - 용량시험 계획 수립 - 급전운영 협의 및 반영 - 비정상 설비 사전 점검 및 정비 - 계측기 설치 및 교정 - 기록요원 확보 및 기록지 준비

구 분	업 무 분 장	세 부 업 무 내 용
		○ 용량시험 진행 - 시험조건 유지 및 시험기록 - 설비특성에 맞는 운전상태 유지 ○ 용량시험 결과 정리 - 기록지 회수 및 정리 ○ 용량시험 결과 보고 - 용량시험 결과 산정

21.2 용량시험 방법

21.2.1 용량가격지급률 산정 기준

용량가격 지급률 = 최대운전시간 ÷ 24

* 최대운전시간 = 최대저장전력량 ÷ 최대방전용량

21.2.1.1 용량가격 지급률은 소수점 이하 3자리에서 반올림한다.

21.2.1.2 방전전력량은 전력거래용 전력량계의 계량값을 적용하며, 단위는 [kWh]로 소수점 이하 1자리에서 반올림한다.

21.2.2 용량시험

① 해당 전기저장장치가 최소저장전력량에서 최대저장전력량까지 최대충전용량으로 충전시 충전시간 측정

② 해당 전기저장장치가 최대저장전력량에서 최소저장전력량까지 최대방전용량으로 방전시 방전시간 측정

③ 충전시에는 최소저장전력량 유지 상태에서, 방전시에는 최대저장전력량 유지 상태에서 시험을 시행하여야 한다.

21.3 시험조건

21.3.1 설비 정상운전

시험결과에 영향을 줄 수 있는 설비의 비정상 운전개소가 있을 경

우 정비 후 정상상태에서 시험을 수행한다.

21.3.2 운전조작

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

21.3.3 정격운전

시험결과의 보정을 최소화하기 위해서 운전조건은 최대한 정격으로 유지한다.

21.4 계측

21.4.1 계측항목

① 최대저장전력량 및 최소저장전력량
② 방전전력량 및 충전전력량
③ 방전시간 및 충전시간
④ 운전주기효율

21.4.2 항목별 계측 방법

21.4.2.1 저장전력량

PMS 또는 발전사업자 EMS의 Digital 계측기의 계측값을 기준으로 한다.

21.4.2.2 송전단 출력 및 전력량

주변압기 고압측에 설치된 전력거래용 Digital 전력량계를 기준으로 한다.

21.4.2.3 발전단 출력

해당 전기저장장치의 전력량계를 참고용으로 측정한다.

21.4.2.4 운전시간

전력거래용 Digital 전력량계의 표준시간을 기준으로 한다.

21.4.2.5 운전주기효율

운전주기효율은 주변압기 고압측의 전력거래용 Digital 계량기의 계량값을 기준으로 다음과 같이 산정한다.

운전주기효율 = (최대저장전력량에서 최소저장전력량까지 방전한 전력량) / (최소저장전력량에서 최대저장전력량까지 충전한 전력량)

운전주기효율은 소수점 이하 5자리에서 반올림한다.

21.4.2.6 기타

기타 필요항목은 PMS 또는 발전사업자 EMS 시스템의 로그데이터를 이용한다.

21.4.2.7 기록

21.4.2.7.1 운전시간의 기록은 [초] 단위까지 기록 한다.

21.4.2.7.2 저장전력량은 최대저장전력량과 최소저장전력량의 값을 소수점 이하 1자리까지 기록한다.

21.5 시험

21.5.1 시험전 준비사항

① 시험조건 확보 : 최소저장전력량 또는 최대저장전력량 유지

② 비정상 설비 사전 점검 및 정비

③ 계측기 설치 및 교정

④ 시험자료 준비

기록지, 계산 Sheet, 교정 Sheet 등 시험관련 자료를 확보한다.

⑤ 기록요원 확보 및 교육

21.5.2 시험 전 운전 조작사항

21.5.2.1 방전시험 전 최대저장전력량 상태를 유지한다.

21.5.2.2 충전시험 전 최저저장전력량 상태를 유지한다.

21.5.2.3 시험 전 모든 계측기는 사용 가능한 상태로 둔다.

21.5.3 시험의 진행

21.5.3.1 시험이 진행되는 동안 시험 입회자는 현장을 순시하면서 시험기록

의 정확성과 운전상태의 정상여부를 확인한다.

21.5.3.2 시험기간 중에는 긴급한 상황을 제외하고는 임의로 운전조작을 변경하지 않도록 해야 하며 이 기간 중에는 가능한 한 설비의 정비작업을 피한다.

21.5.3.3 시험이 정상적으로 진행되어 시험이 종료되면 다음 사항을 행한다.

① 시험용 기록지 회수 및 확인

② 전기저장장치 정상운전여부 확인

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

21.5.3.5 만약 결함부분이 시험의 시작이나 종료시에 발생하였다면 그 시험은 결함부분만 일부 폐기 할 수 있다.

21.5.3.6 중단 또는 폐기된 시험은 필요한 경우 상호 협의하여 시행한다.

21.6 시험결과 보고서

시험결과 보고서에 포함되어야 할 사항은 다음과 같다.

① 용량시험 입회서 : [별지 제5-1호]

② 용량시험 상세 내용

설비개요, 시험방법, 시험범위, 시험조건, 보정항목, 결과 계산절차 및 방법, 결론의 간략한 기술 및 특기사항

③ 부록

- 계산 Sheet
- 기타 참고자료

21.7 용량시험결과의 적용

용량시험결과의 적용여부는 비용평가위원회에서 정한다.

21.8 정산

용량시험으로 발생하는 충방전 전력량은 시간대별 SMP로 정산하고, 용량요금은 지급하지 않는다.

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 제외

한다.

22.3.3 열전비와 효율보정계수는 22.4와 22.5에 따라 산정된 값을 비용평가위원회 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

PF_h	충족조건
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(별지9호)를 적용하며, 열전비 산정 세부내역(별지10호), 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 열병합발전 기금정산지침에서 정한 열전비를 적용하며, 열전비 산정 세부내역(별지10호), 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 설비

준공 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(별지10호), 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 별지10호 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, 열평형도상으로 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 계통제약으로 추가 발전시 추가 발전량에 대한 모드1 기준 변동비는 모드3 기준 변동비에 모드1과 모드3간 발생하는 효율차이를 고려하여 산정하며, 이를 위해 효율보정계수(EAf : Efficiency Adjust Factor)를 산출하여 적용한다.

$SCCONi,t \times$ 효율보정계수$(EAfi)$ 이때, SCCONi,t는 계통제약운전시 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

PFe	충족조건
	· 제출된 모드별 발전효율 시험결과가 설계기준 일부를 충족하는 다음의 경우중 하나 ① 모드1 또는 모드3 중 한 가지 방식으로만 시험기관에 의한 인수성능 시험(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 반영하여 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

[본장신설 2016.9.28.]

23.1 목적

23.1.1 규칙 제2.4.5조와 제4.2.1.4조에 규정된 배출권거래비용 기준가격과 발전사업자의 배출권거래비용 정산에 관련된 세부기준을 정하는 데 목적이 있다.

23.2 용어정의 <신설 2017.5.29.>

23.2.1 “배출계수”는 원단위 온실가스배출량으로서 전력거래량 당 온실가스 배출량을 말한다.

23.2.2 “기준연도”란 온실가스 배출권의 할당, 조정 및 취소에 관한 지침 제2조의 의거, “매 계획기간 시작 4년 전부터 3년간(해당지침 제3조제1항제3호 및 제5호에 따른 업체로서 할당대상업체로 지정된 경우에는 해당 할당대상업체로 지정하는 연도의 직전 3년간)“을 말한다.

23.2.3 “정산대상배출량”은 발전사업자의 이행년도 온실가스 배출량 중 전력시장운영규칙 제4.2.1.4조에 의한 배출권거래비용 정산대상의 온실가스 배출량이다.

23.2.4 “기준배출량”은 배출권거래비용 정산의 기준이 되는 배출량으로서 기준년도 발전기 배출계수, 이행년도 전원별 배출계수, 이행년도 발전기 배출계수를 반영하여 산정한 발전기별 배출량을 말한다.

23.2.5 “무상할당량”은 주무관청으로부터 무상으로 받은 배출권 수량으로서 할당취소, 추가할당, 이월 및 차입 등을 반영하여 이행년도에 23.2.3 정산대상배출량에 대해 활용할 수 있었던 배출권의 수량을 말한다.

23.2.6 “배출권 순구매량”은 발전사업자가 이행년도에 구매한 배출권 물량을 말하며, 구매하여 이월하거나 해당년도에 판매한 수량은 제외한다.

23.2.7 “배출권판매량“은 발전사업자가 이행년도까지 판매한 배출권 잔여

물량으로서 이행년도까지의 배출권누적판매량과 배출권누적구매량을 차감하여 산정한다.

23.3 산정주기 및 수치 계산기준 <개정 2017.5.29.>

23.3.1 전력거래소는 배출권거래제 이행연도 종료 후 차기년도 9월 말일까지 기준가격을 산정한다.

23.3.2 기준가격 산정자료는 이행연도에 대한 배출권 거래기간의 한국거래소 자료 및 발전사업자가 제출한 자료를 이용하여 배출권 가격단위[원/tCO2e]로 산정한다.

23.3.3 배출권 기준가격은 소수점 첫째자리에서 반올림하여 원단위로 산정하며, 평균가격은 해당 거래금액을 거래물량으로 나누어 계산한다.

23.3.4 발전기배출계수 및 전원배출계수는 소수점 다섯째자리에서 반올림하여 넷째자리까지 계산한다.

23.3.5 정산량은 소수점 첫째자리에서 반올림하여 계산한다.

23.4 기준가격

23.4.1 (할당배출권 기준가격) 이행연도 할당배출권에 대한 ①현물시장 평균가격 ②발전부문 현물시장 구매평균가격 ③발전부문 장외시장 구매평균가격 중 최소값으로 정한다.

23.4.2 (상쇄배출권 기준가격) 이행연도 상쇄배출권에 대한 ①현물시장 평균가격 ②발전부문 현물시장 구매평균가격 ③발전부문 장외시장 구매평균가격 중 최소값으로 정한다. 산정시에는 외부사업 감축량 구매실적(KOC)를 포함한다.

23.5 배출권거래비용 <신설 2017.5.29.>

23.5.1 정산대상배출량

23.5.1.1 발전기별 정산대상배출량은 규칙 제4.2.1.4조에 의한 배출권거래비용 정산을 위한 온실가스 배출량이다.

23.5.1.2 공동배출량이 발전기별로 배분되어 있지 않은 경우에는, 해당사업소 내에서의 대기오염방지 설비 운영으로 인한 온실가스 배출량은 해당 사업소 내 발전기별 온실가스 배출량비율로 각 발전기의 정산대상배출량에 배분한다. 단, 공동배출량 배분을 위한 다른 합리적 방법이 있는 경우 그에 따를 수 있다.

23.5.1.3 열병합발전기의 정산대상배출량은 전기생산에 따른 온실가스 배출량으로서 열병합발전기의 온실가스배출량에 전기생산비율을 곱하여 산정한다.

열병합발전기의 정산대상배출량 = 열병합 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 열병합 발전기의 열생산량(TJ)

P = 해당 열병합 발전기의 전력거래량(MWh)

Reff = 열 생산효율과 전기 생산효율의 비율

eH = 열 생산효율(0.8), eP = 전기 생산효율(0.35), 1MWh = 0.0036TJ

23.5.1.4 구역전기사업자 발전기의 정산대상배출량은 이행연도 온실가스 배출량에 이행연도 전력거래비율을 곱하여 산정한다. 여기서 전력거래비율은 구역전기사업자의 이행연도 송전단 전력판매량 중 전력거래량의 비율로 계산한다.

23.5.2 배출계수

23.5.2.1 (기준연도 발전기배출계수) 기준연도의 발전기별 정산대상배출량을 기준연도의 전력거래량으로 나누어서 산정한다.

$$\text{기준연도 발전기배출계수} = \frac{\sum_{y=\text{기준연도1}}^{y=\text{기준연도3}} \text{발전기별 정산대상배출량}_{i,y}}{\sum_{y=\text{기준연도1}}^{y=\text{기준연도3}} \text{전력거래량}_{i,y}}$$

- 발전기별 정산대상배출량i,y : y년도 i발전기의 발전기별 정산대상배출량(tCO2)
- 전력거래량i,y : y년도 i발전기의 AMGO (MWh)

준공년도 배출 및 발전실적은 배출계수 산정에서 제외한다. 단,

2013년 이후 준공발전기의 발전기배출계수는 이행연도 발전기배출계수를 사용한다(이행연도 발전기배출계수는 이행연도 발전기별 정산대상배출량을 이행년도 전력거래량으로 나눈 값이다). 여기서 바이오매스 사용 발전기의 기준연도 발전기배출계수 산정시에는 신재생에너지공급의무화제도를 통해 비용보전을 받은 전력거래량 중 바이오매스 사용으로 온실가스 배출량으로 보고되지 않은 부분은 별표1을 활용하여 전력거래량에서 차감한다.

23.5.2.2 (이행연도 전원배출계수) 동일 연료사용 발전기의 이행연도의 평균배출계수로서 다음과 같이 산정한다. 단, LNG를 사용하는 발전기는 LNG 사용 발전기의 배출계수 중 중앙값을 사용한다.

$$\text{이행연도 전원배출계수} = \frac{\sum_{i \in \text{전원}} \text{발전기별 정산대상배출량}_{i,y}}{\sum_{i \in \text{전원}} \text{전력거래량}_{i,y}}$$

여기서 전원은 석탄(국내탄포함), LNG, 유류, 양수로 구분한다.

석탄, LNG, 유류, 양수 이외의 연료를 사용하는 발전기는 이행연도 전원배출계수 대신 이행연도 발전기배출계수를 사용한다. 여기서 바이오매스 사용 발전기의 이행연도 전원배출계수 산정시에는 신재생에너지공급의무화제도를 통해 비용보전을 받은 전력거래량 중 바이오매스 사용으로 온실가스 배출량으로 보고되지 않은 부분은 별표1을 활용하여 전력거래량에서 차감한다.

23.5.3 무상할당량

23.5.3.1 (무상할당량) 이행연도 배출권할당량에 발전사업자의 온실가스 전체 배출량 중 정산배출량비율을 곱하여 산정한다.

무상할당량 = 이행연도 배출권할당량 × 정산배출량비율

여기서 정산배출량비율은 발전사업자의 온실가스 전체 배출량 중 23.5.1의 정산대상배출량의 비율로 산정한다(이행연도 배출권 할당량은 추가할당과 차입량과 전년도 이월량은 더하고, 할당취소와 이월량과 전년도 차입량은 차감하여 산정한다).

23.5.4 정산량

23.5.4.1 (기준배출량) 발전기별 기준배출량은 다음과 같이 산정한다.

기준배출량 =Min[(0.5×이행연도 전원배출계수+0.5×기준연도 발전기배출계수), 이행연도 발전기배출계수]×이행연도 전력거래량

단, 주연료를 혼소하는 경우의 이행연도 전원배출계수는 각 사용연료의 전원배출계수를 혼소율로 가중평균하여 적용한다. 여기서 바이오매스 사용 발전기의 기준배출량 산정시에는 신재생에너지 공급의무화제도를 통해 비용보전을 받은 전력거래량 중 바이오매스 사용으로 온실가스 배출량으로 보고되지 않은 부분은 별표1을 활용하여 전력거래량에서 차감한다.

23.5.4.2 기준배출량에서 미이행과징금대상량은 제외한다.

23.5.4.3 (순구매량) 여기서 배출권 순구매량은 MAX[0, (배출권구매량 - 이월량 - 배출권판매량) × 정산배출량비율]로서
배출권구매량(전년도 이월 구매량 포함)에서 배출권판매량과 이월량을 차감한 양을 의미하며, KOC의 경우 이행년도에 제출하기 위해 전환한 것을 구매량으로 간주한다. 전년도 이월 구매량은 전년도 배출권구매량에서 전년도 배출권 판매량을 차감한 양 중에서 전년도 순구매량으로 인정받지 못한 양이다.

23.5.4.4 (정산량) 발전사업자별 정산량은 발전기별 기준배출량의 합계에서 무상할당량 차감량과 배출권 순구매량 중 작은 값으로 하며, 이미 보전되었거나 과징금 대상은 제외한다.

발전사업자별 정산량(QC)= MAX(MIN(∑기준배출량 - 무상할당량, 배출권 순구매량),0)

23.5.4.5 동일연도에 배출권 구매, 이월, 차입이 모두 발생한 경우, 차입량과 이월량의 최소값에 대해서는 구매년도 기준가격과 제출년도의 기준가격 중 최소값으로 제출년도에 정산한다. 이 때 기준가격은 동일한 배출권 종류의 기준가격을 사용한다.

23.5.5 배출권거래비용

23.5.5.1 배출권거래비용은 다음과 같이 산정한다.

ETPg = MIN(이행년도 배출권제출량×10%, 정산량)×상쇄배출권기준가격+ IF(정산량 > 이행년도 배출권제출량×0.1, 정산량-제출량×10%,0) × 할당배출권기준가격

* ETPg(Emission Trading Payment) : g 발전사업자의 배출권거래비용

배출권 제출량의 10%까지는 상쇄배출권가격으로 정산, 그 이상 구매시 할당배출권가격으로 정산한다.

단, 발전사가 기준가격보다 낮은 가격으로 배출권을 구매하여, 실제 총 구매금액이 ETPg보다 작은 경우 실제 총 구매금액으로 정산한다. 여기서 실제 총 구매금액은 정산배출량비율을 반영한다.

23.6 자료제출의무 <개정 2017.5.29.>

23.6.1 발전사업자는 규칙 제2.1.1.4조에 의거 배출권거래비용 정산을 위한 자료를 이행연도 종료 후 7월 말일까지 제출하여야 한다.

23.6.2 발전사업자는 배출권거래비용 정산을 위한 자료 제출시 배출권구매내역에 대한 세금계산서 및 배출권등록부를 제출하여야 한다.

23.6.3 발전사업자는 배출권 정산을 위하여 배출권 할당 및 배출량 내역을 전력거래소 배출권모니터링시스템에 입력하여야 하며 시스템 구축 전까지는 별지 12호 양식에 따라 문서로 제출하여야한다.

1. 배출권거래법 제11조의 배출권 등록부 사본
2. 이행연도 온실가스 배출량
3. 이행연도 열생산량
4. 이행연도 송전단기준전력생산량 및 전력시장판매량
5. 이행연도 할당량
6. 무상할당량의 이월량 및 차입량
7. 배출권구매량, 구매금액, 배출권판매량
8. 기타 배출권 거래비용 정산에 필요한 정보

23.7 자료이용기준 <신설 2017.5.29.>

23.7.1 발전기별 정산대상배출량 산정시 적용하는 데이터의 기준은 규칙 2.1.1.4조(배출권거래비용의 제출)에 의해 발전사에서 제출한 배출권 등록부 사본의 발전기별 직접배출량 및 양수동력을 위한 전기소비로 인한 간접배출량을 이용한다. 단, 발전기별 구분이 불가능한 직접배출량에 대해서는 발전기별 온실가스 배출비율에 따라 배분한다.

23.7.2 전력거래량은 송전단전력량으로서 전력거래소에서 운영하는 전력거래시스템의 계량전력량 조정값(AMGO)을 사용하여 소수점 첫째자리에서 반올림하여 계산한다.

23.7.3 발전기의 준공년도는 전력거래소의 전력거래시스템의 최초 계통병입일을 기준으로 한다.

23.7.4 전력시장에 전체발전기가 참여하지 않는 사업자, 구역전기사업자 등의 무상할당량은 전체 온실가스배출량 중 배출권거래비용 정산대상 발전기의 정산배출량비율에 따라 산정한다.

[별표 1] 2006 IPCC 국가 인벤토리 가이드라인 연료별 배출계수

(환경부고시 2013-180호)

(단위 : kgGHG/TJ)

구분		CO_2	CH_4	N_2O
고체 바이오 연료	목재/목재 폐기물	112,000	30	4
	아황산염 잿물 (흑액)	95,300	3	2
	기타 고체바이오매스	100,000	30	4
	목탄	112,000	200	4
액체 바이오 연료	바이오 가솔린	70,800	3	0.6
	바이오 디젤	70,800	3	0.6
	기타 액체바이오연료	79,600	3	0.6
기체 바이오 매스	매립지 가스	54,600	1	0.1
	슬러지 가스	54,600	1	0.1
	기타 바이오가스	54,600	1	0.1
기타 비-화석연료	도시 폐기물 (바이오매스부분)	100,000	30	4

※ 차감대상 전력거래량 = 신재생에너지공급의무화제도를 통해 비용보전을 받은 전력거래량 × $CO_2/(CO_2\times1+CH_4\times21+N_2O\times310)$

제24장 연료전환성과계수 산정기준

[본장신설 2016.10.27.]

24.1 목적

24.1.1 본 장은 규칙 제2.4.3조에 규정된 연료전환성과계수의 산정과 관련된 세부 기준을 정하는 데 그 목적이 있다.

24.2 구성 및 산정주기

24.2.1 연료전환성과계수는 발전기여도와 환경기여도로 구성된다.

24.2.2 연료전환성과계수는 매년 6월 산정하며, 산정된 값은 당해 7월부터 이듬해 6월까지 기준용량가격 적용 대상설비의 용량정산금 정산에 적용한다.

24.3 발전기여도

24.3.1 발전기여도는 개별발전기의 이용률을 기준이용률로 나누어 산출하며, 최댓값은 1로 한다.

24.3.2 기준이용률은 공휴일을 제외한 직전연도 동·하계 기간의 일수에 6시간을 곱한 값을 연간 시간으로 나눈 값에 30% 출력의 운전을 가정하여 산정한다.

24.3.2.1 24.3.2조의 공휴일은 「관공서의 공휴일에 관한 규정」 제2조의 “공휴일” 및 토요일을 말한다.

24.3.2.2 24.3.2조의 동·하계 기간이란 매년 1월1일부터 2월15일, 7월16일부터 9월15일, 12월16일부터 12월31일까지의 기간을 말한다.

24.3.3 개별발전기의 이용률은 연간 조정발전량에서 제약입찰량을 제외한 값을 연간 입찰량으로 나누어 산정하며, 직전 3년간의 이용률을 평균하여 적용한다.

24.3.4 조정발전량은 他발전기의 제약발전에 의한 발전량 감소를 보정하기 위한 것으로 개별발전기의 시간대별 가격결정발전계획 계획량(PSE)과 계량전력량 조정값(AMGO) 중 큰 값을 말한다.

조정발전량 = $\sum_{i}^{8,760} \mathrm{Max}(PSEi,\ AMGOi)$

단, 수력·양수발전기의 경우, $\sum_{i}^{365} \mathrm{Max}(\sum_{j}^{24} PSEi,j,\ \sum_{j}^{24} AMGOi,j)$

24.3.5 제약입찰량 산정 시, 제약사유가 열공급에 의한 제약입찰량은 제외한다.

24.3.6 전력수급의 적정 신뢰도 확보를 위해 개별발전기의 연료비단가 기준 누적용량이 송전단 최대수요의 115% 이내일 경우 발전기여도는 1로 하며, 115% 이상일 경우는 다음 산식에 따른다.

$$\text{발전기여도} = \mathrm{Max}\left(\frac{B - x}{B - A},\ \frac{\text{개별발전기 이용률}}{\text{기준이용률}}\right)$$

여기에서, A = 송전단 최대수요 × 115%

B = 송전단 최대수요 × C%

$$C = \frac{122 - 115D}{1 - D}$$

$$D = \frac{\text{당해연도 단위전력량당 운전유지비} + \text{기준용량가격 중 수전전력기본요금단가}}{\text{당해연도 기준용량가격}}$$

x = 연료비단가 기준 누적용량 + 해당 발전기 공급용량의 1/2

단, 115% 이상임에도 직전 3년 기간 중 전력거래소의 급전지시로 1회 이상 기동하여 전력량을 제공한 기준용량가격 적용 대상설비는 다음 산식에 따른다.

$$\text{발전기여도} = \mathrm{Max}\left(\frac{B - x}{B - A},\ \frac{\text{개별발전기 이용률}}{\text{기준이용률}},\ D\right)$$

24.3.6.1 개별발전기의 연료비단가는 발전기별 공급용량(P), 열소비계수(QHC, LHC, NLHC), 열량단가(FC), 송전손실계수(TLF)를 이용하여 다음과 같이 산정하며, 수요반응자원 의무감축용량의 연료비단가는 최대수요 발생일의 순편익가격으로 한다.

$$\text{연료비단가} = \frac{(QHC \times P^2 + LHC \times P + NLHC) \times FC}{P \times TLF}$$

24.3.6.2 발전기별 공급용량은 전기사업법 제61조에 의한 인가용량에서 직전 3년간 평균 소내전력률을 차감하여 산정한다.

24.3.6.3 발전기별 열소비계수, 열량단가, 송전손실계수는 최대수요 발생일

의 값을 적용한다.

24.3.6.4 송전단 최대수요는 직전해 3월부터 당해 2월까지의 기간 중 전력수요가 가장 높았던 시간대의 육지 중앙급전 및 전력시장 참여 비중앙급전 발전기의 발전량에 수요반응자원의 전력부하감축거래량을 합하여 산출한다.

24.3.6.5 최대수요 발생일 이후에 상업운전을 개시한 발전기의 공급용량은 누적용량 산정에서 제외한다.

24.4 환경기여도

24.4.1 환경기여도는 기준배출계수를 개별발전기의 배출계수로 나누어 산출하며, 최댓값은 1로 한다.

24.4.2 기준배출계수는 직전연도 기준용량가격 적용 대상설비 전체 온실가스 배출량을 직전연도 기준용량가격 적용 대상설비 전체 발전량으로 나누어 산출한다.

24.4.3 개별발전기의 배출계수는 직전연도 온실가스 배출량을 직전연도 발전량으로 나누어 산출한다.

24.4.4 온실가스 배출량은 「온실가스 배출권의 할당 및 거래에 관한 법률」상의 배출권등록부에 등록된 온실가스 배출량을 기준으로 산정하며, 발전연료의 사용으로 발생하는 온실가스 직접배출량을 대상으로 한다. 단, 이행연도 배출권등록부 등록 의무가 없는 대상설비의 배출계수는 대상설비와 동일한 연료를 사용하는 발전기의 배출계수 평균값을 적용한다.

24.4.5 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(자체데이터 활용, 없을 경우 0.8 적용)

eP = 전기 생산효율(자체데이터 활용, 없을 경우 0.35 적용)

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

24.4.7 배출계수 산정시의 발전량은 계량전력량 조정값(AMGO)을 기준으로 산정한다.

24.4.8 발전실적이 있는 LNG 및 유류발전기의 배출계수는 제24.4.3조에서 산출한 배출계수와 아래의 환산 수식으로 산출한 배출계수 중 작은 값을 적용한다. <신설 2016.11.28.>, <개정 2016.12.28.>

$$\text{환산 배출계수} = \text{이산화탄소 배출계수}\left(\frac{kg\,CO_2}{TJ}\right) \times \text{산화계수} \times \text{총발열량 대 순발열량 비} \times 4.1868\left(\frac{J}{cal}\right) \times \text{열소비율}\left(\frac{Gcal}{MWh}\right)$$

24.4.8.1 이산화탄소 배출계수는 국가 온실가스 통계 관리위원회에서 확정한 연료별 계수값을 이용하여 계산한다. <개정 2016.12.28.>

24.4.8.2 열소비율값은 해당발전기 공급용량의 80%출력으로 최대수요발생일 열소비계수와 열소비 상수를 이용하여 계산한다. <개정 2016.12.28.>

24.5 연료전환성과계수

24.5.1 연료전환성과계수는 개별발전기의 합산계수에 보정계수를 곱하여 산출하며, 소수점 다섯째자리에서 반올림하여 넷째자리까지 산출한다.

24.5.2 개별발전기의 합산계수는 발전기여도와 환경기여도를 8:2의 비중으로 합하여 산출한다.

24.5.3 보정계수는 전체 개별발전기 합산계수의 용량가중평균이 1이 되도록 하는 값을 말한다.

24.5.4 보정계수 산정 시 적용하는 공급용량은 24.3.6.2조의 값을 사용한다.

24.5.5 이의 신청 또는 배출량 인증 지연 등으로 인해 계량전력량이나 온실가스 배출량이 변경된 경우에는 변경된 값을 적용하여 해당 발

전기의 연료전환성과계수를 재산정할 수 있다.

24.5.6 연료전환성과계수 산출 대상 발전기는 직전연도 12월말까지 상업운전을 개시한 기준용량가격 적용 대상설비로 하며, 이후 적용 기간 중 상업운전 설비는 연료전환성과계수 1을 적용한다.

24.5.7 제주에 위치한 기준용량가격 적용 대상설비의 연료전환성과계수는 1로 한다.

24.5.8 수요반응자원 의무감축용량의 연료전환성과계수는 1로 한다.

제25장 보 칙

25.0 규정의 공고 및 개정

25.1 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

25.2 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.

붙 임 서 식

별지 1

발전비용 평가자료 검증 입회서

200 . . ( )

검증대상 : 20 년 월 적용 발전비용 평가자료

- 검증기간 : 20 . . . ~ . .
- 검증장소 : 한국전력거래소

항 목	점 검 내 용	점 검 결 과
1. 발전기 연료의 열량단가 자료	① 연료비 지급금액	
	② 연료사용량	
	③ 입고단가	
	④ 사용연료 발열량	
	⑤ 열량단가	
2. 기 동 비 용	① 소내소비 전력량	
	② 용수사용량	
3. 입회자 의견		
4. 기타 특기사항		
입 회 자	소속 및 직위 : 성 명 : (서명)	

각 서

본인은 발전비용평가자료 검증 업무수행 중에 지득한 발전사업자가 제출한 발전비용 평가자료와 관련하여 정보공개 범위를 벗어나는 내용에 대해 누설 및 공개를 하지 않을 뿐더러 위규시에는 관계법규에 의한 조치를 따를 것을 서약합니다.

20 년 월 일 성 명 : (서명)

별지 2

발전기 연료의 발열량자료 현장 점검표

20 . . ( )

발전소명 : 발전소

- 설비(송전단) 용량 : MW (MW × Units)
- 사 용 연 료 :

※ 혼소율 : % (국내탄의 경우)

항 목	점 검 내 용	점검결과
1. 소비연료의 열량측정 및 관리상태	① 소비연료 시료 보관상태	
	② 발열량 측정업무의 적절성	
	③ 발열량 측정기기 검교정 상태	
	④ 측정자료 기록 및 관리 상태	
2. 제출자료의 적정성	① 발전사업자 제출 열량자료와 현장 사업소 측정자료와의 일치 여부	
	② 전산자료 입력부서	
	③ 발전사업자 제출자료 작성부서 (현장사업소 작성자료)	
3. 제출자료의 정확성	① 발전사업자 제출자료와 현장 보관시료 발열량 일치여부	
4. 기 타		
자료 검증 진행자 (발전사업자)	소속 및 직위 : 성 명 : (서명)	
자료 검증 입회자 (전력거래소)	소속 및 직위 : 성 명 : (서명)	

별지 3

발전기별 발전비용 평가자료 집계표

■ 발전기명 : 발전소 호기

1. 기동비용

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	[㎥, 톤]		
	순수단가	[원/㎥]		
	순수사용비(C)	[원]		
기동비용(A+B+C)		[원]		

2. 발전기별 가동변수 (복합 : ℃기준)

최대발전용량 [MW]	최소발전용량 [MW]	최소운전시간 [Hr]	최소정지시간 [Hr]	기동소요시간 [Hr]
0.0	0.0	0.0	0.0	0.00

구분	구간1	구간2	구간3	구간4	출력 변동율 [%/정격용량]
발전용량[MW]					[정격용량 : MW]
출력증가율 [MW/min]	0.0	0.0	0.0	0.0	기력, 원자력, 유류 : % 기타 : % / % / % / %
출력감소율 [MW/min]	0.0	0.0	0.0	0.0	기력, 원자력, 유류 : % 기타 : % / % / % / %

※ 발전기 가동변수는 송전단 기준
※ 구간1~4의 발전용량은 0 ~ 100% 출력대별 구분, 최종구간 발전용량은 최대발전용량 이내
※ 수력·양수 및 복합은 발전기별 추가기동을 고려하여 구간 및 출력증가/감소율 설정
※ 기력은 부속설비 추가 가동후 정상상태의 출력증가/감소율 자료 적용
※ 출력변동율
- 기력,원자력=최소발전용량 이상의 구간 평균, 기타=구간별 운영발전기 기준으로 각각 산정

별지 4

○○ 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	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 5 [신설 2006.12.26]

양수발전기 용량가격 지급률 시험 입회서

20 . . .

발 전 소 명	발전소 호기 (부하시험[설비]용량: MW)	
시 험 입 회 내 용	입 회 자 의 견	비고
1. 시험부하 적정성 확인 ○ 시험전 준비사항 확인 ○ 급전운영계획 반영 확인 ○ 양수 및 발전시험계획 적정성 확인		
2. 설비상태 및 운전조건 확인 ○ 시험전 운전조작사항 확인 ○ 시험 중 설비가 정상적인 운전이 가능한가?		
3. 시험 진행상태 확인 ○ 설비 운전상태? ○ 계측상태? ○ 기록상태? ○ 대표성이 있는 측정값 취득 여부?		
용량시험 진 행 자	소 속 : 직 위 : 성 명 : (서명)	
입 회 자	소 속 : 직 위 : 성 명 : (서명)	

별지 5-1 [신설 2016.6.28]

전기저장장치 용량가격 지급률 시험 입회서

20 . . .

발 전 소 명	발전소 호기 (부하시험[설비]용량: MW)	
시 험 입 회 내 용	입 회 자 의 견	비고
1. 시험부하 적정성 확인 ○ 시험전 준비사항 확인 ○ 급전운영계획 반영 확인 ○ 충전 및 방전시험계획 적정성 확인		
2. 설비상태 및 운전조건 확인 ○ 시험전 운전조작사항 확인 ○ 시험 중 설비가 정상적인 운전이 가능한가?		
3. 시험 진행상태 확인 ○ 설비 운전상태? ○ 계측상태? ○ 기록상태? ○ 대표성이 있는 측정값 취득 여부?		
용량시험 진 행 자	소 속 : 직 위 : 성 명 : (서명)	
입 회 자	소 속 : 직 위 : 성 명 : (서명)	

별지 6 [신설 2006.12.26]

양수발전소 용량가격지급률 결정시험 기록지

20 . . .

수위(M)	양수시간	기동시각	발전량(kWh)
만수위 : 00.00	양수종료 : 00:00:00		
저수위 : 00.00	양수시작 : 00:00:00		
	양수시간 :		

수위(M)	발전시간	기동시각	발전량 (kWh)
만수위 : 00.00	발전시작 : 00:00:00		계량값 : 000
저수위 : 00.00	발전종료 : 00:00:00		계량값 : 000
			발전량 :

확인자 작성자 소속 : 성명 (인)

입회자 소속 : 성명 (인)

별지 6-1 [신설 2016.6.28]

전기저장장치 용량가격지급률 결정시험 기록지

20 . . .

전력량	충전시간	기동시각	방전량(kWh)
최대저장전력량 : (kWh)	충전종료 : 00:00:00		계량값 : 000
최소저장전력량 : (kWh)	충전시작 : 00:00:00		계량값 : 000
	충전시간 :		

전력량	방전시간	기동시각	방전량(kWh)
최대저장전력량 : (kWh)	방전시작 : 00:00:00		계량값 : 000
최소저장전력량 : (kWh)	방전종료 : 00:00:00		계량값 : 000
			방전량 : (kWh)

확인자 작성자 소속 : 성명 (인)

입회자 소속 : 성명 (인)

별지 7

원자력발전소 연료비 산정자료
(OOOO.OO월 적용)

○ 발전기별 열량단가 산정내역

호기	발전량 (MWh)	연료비 (천원)	연료단가	열량단가(원/Gcal)			열소비율 (kcal/kWh)	소내전력률 (%)
			(원/kWh)	전월	당월	증감률(%)		
평균								

○ 발전기별 연료단가 세부 산정내역

번호	년월	O호기				O호기			
		발전량 (MWh)	연료비 (천원)	소내전력량 (MWh)	원자로열출력 (MWth)	발전량 (MWh)	연료비 (천원)	소내전력량 (MWh)	원자로열출력 (MWth)
1									
2									
3									
4									
5									
6									
7									
8									
9									
10									
11									
12									
13									
14									
15									
합계									

○ 발전기별 M-2월 연료비(경수로)

구분	O호기	O호기
총 설계연소도(A)	(MWD/MTU)	(MWD/MTU)
M-2월 연소도(B)	(MWD/MTU)	(MWD/MTU)
총 연료취득가액(C)	(원)	(원)
M-2월 연료비(C×B/A)	(원)	(원)

○ 발전기별 M-2월 연료비(중수로)

구분		O호기	O호기
연료비	연료단가(A)	(원/다발)	(원/다발)
	교체수량(B)	(다발)	(다발)
	연료비(A×B)	(원)	(원)
중수비	중수감모상각비(A)	(원)	(원)
	중수보충비(B)	(원)	(원)
	중수비(A+B)	(원)	(원)
총 연료비(연료비+중수비)		(원)	(원)

별지 8

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 9

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 10

열공급발전기 열전비 산정 세부내역

1. 설비내역 및 종합현황

회사명	발전기명	설비유형(복합, 기타)	사용연료	열전	
				열생산용량(Gcal)(a)	전기

2. 세부산정내역

(1) 열생산용량 : 열최대부하시

구분	측정대상		DH 입열량(A) (Gcal/h)	소내소비(B) (Gcal/h)	
온수 (①)	DH HTR	추기측 (a)	추기측 열교환기 입구 유량(kg/h) × 입·출구 엔탈피 차이(kcal/kg)	B = A - C	지역난 ×입·
		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	지역난 × 입
	DH ECO(c)		HRSG측 열교환기 입구 유량 × 입·출구 엔탈피 차이 ※ 열교환기가 없는 경우 유효 열생산용량 적용	B = A - C	지 × 입
	기타(b)		기타 열생산설비에서 산정된 입열량	B = A - C	기타
	합계(a+b+c+d)				
증기 (②)			We × 539	소내소비열량	
합계 (①+②)					

(2) 전기생산용량 : 열최대부하시 전기출력

열최대부하 용량 (Gcal/h)	발전단 전기출력(A) (kWh)	소내소비(B) (kWh) 또는 소내소비율(%)	송전단 전기출력((kWh)

별지 11 [신설 2016.10.27]

'00년도 발전기별 온실가스 배출량 내역

1. **발전회사 :** 전력거래소에 등록한 회원 명칭
2. **제출일 :** 20○○년 ○○월 ○○일
3. **발전기별 온실가스배출량, 전력거래량, 열생산량 및 효율**

발전기 코드	발전기명	온실가스 배출량 (tCO_2-eq)	전력 거래량 (MWh)	열공급설비만 작성		
				열생산량 (TJ)	열생산 효율(%)	전기생산 효율(%)

<작성요령>

① 온실가스 배출량은 온실가스 배출권등록부상의 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 열생산효율과 전기생산효율은 해당 열병합 발전시설의 설계 효율을 기입하고 관련 자료제출

⑤ 위에 있는 표의 내용을 엑셀로 제출

4. **제출자 :** **홍 길 동** (서명)

(전화번호 : 000 - 000 - 0000 핸드폰 : 010 - 0000 - 0000)

붙임 : 온실가스 배출권등록부 사본 1부. 끝.

별지 12

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.

[전력시장운영규칙 별지 제4호 서식]

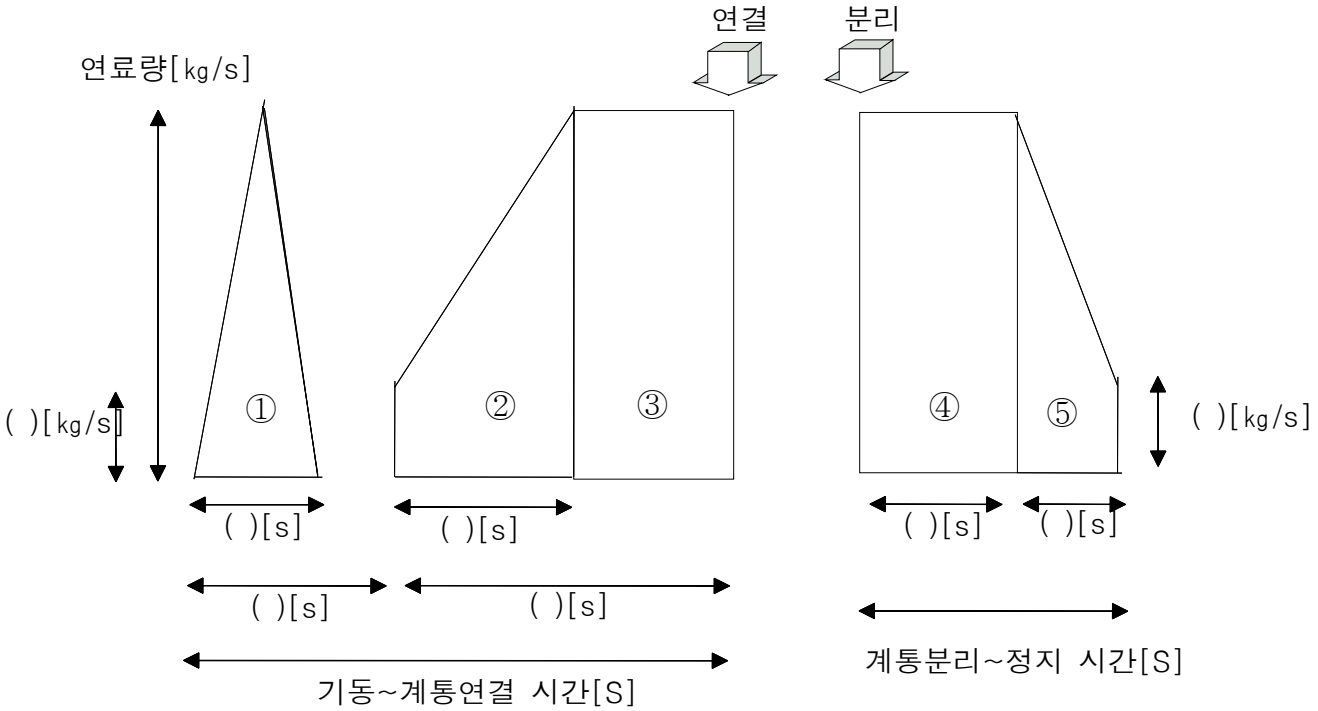
복합발전소 기동연료비·소내소비전력·용수 산출내역서

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-1연료비적용
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