

전력시장운영규칙

2005. 10.



목 차

제1장 총칙	1
제2장 발전입찰 및 가격결정	6
제1절 발전비용 평가절차	7
제2절 비용평가위원회	10
제3절 발전입찰과 전력수요예측	13
제4절 가격결정 발전계획 및 가격결정	15
제3장 전력의 거래	19
제1절 판매사업자의 전력구매	19
제2절 직접구매자의 전력구매	20
제3절 구역전기사업자의 전력거래	24
제4절 직접구매자 및 구역전기사업자의 재정보증	27
제4장 계량과 정산 및 결제	29
제1절 계량	30
제2절 정산	32
제3절 결제 및 전력거래전담 금융기관	36
제5장 전력계통 운영	38
제1절 운영발전계획 및 급전지시	38
제2절 양수발전기의 양수운영	42
제3절 전력계통 안정운영 및 자료제공	43
제4절 발전기 정지 및 휴전계획 조정	46

제6장 전력시장 감시	48
제1절 통칙	48
제2절 전력시장감시위원회	49
제3절 전력시장 감시절차 및 제재	51
제4절 감시결과 보고 및 자율시정조치	53
제5절 전기위원회의 사실조사 및 직권시정조치	54
제7장 분쟁조정	56
제1절 통칙	56
제2절 분쟁조정위원회	56
제3절 분쟁조정 및 불복 절차	58
제8장 정보공개	68
제1절 통칙	68
제2절 정보공개위원회	70
제3절 정보공개 절차 및 정보보호	72
제9장 규칙개정	74
제1절 통칙	74
제2절 규칙개정위원회	75
제3절 규칙개정 절차	77
제10장 보칙	79
부 칙	83

[별 표]

1. 기호 및 변수의 정의	87
2. 정산기준	101
3. 전력계통 운영 기준	139
4. 입찰 운영 절차	146
5. 전력수요 예측 절차	160
6. 가격결정발전계획 수립 절차	164
7. 계량설비의 설치기준 및 운영 절차	171
8. 정산 및 결제 절차	187
9. 운영발전계획 수립 절차	207
10. 연료계약발전기 운영 절차	213
11. 실시간 급전운영 절차	220
12. 비상시 급전지시 절차	232
13. 급전자동화설비 운영 절차	244
14. 고장과급방지시스템 적용 절차	255
15. 기기번호 부여 절차	259
16. 계통보호 절차	271
17. 고장조사 처리 절차	273
18. 발전기정지 및 휴전업무 절차	277
19. 계통운영보조서비스 절차	292
20. 발·변전소 주변압기탭정정 및 유효접지 검토절차	301
21. 발전기병렬운전 및 공급방안 업무절차	307
22. 시장시스템 운영 절차	311

[별지 서식]

1. 발전소별 연료 사용단가 내역서	317
2. 발전소별 연료 발열량 내역서	318
3. 발전소별 수전전력요금 중 기본요금 내역서	319
4. 복합발전소 기동연료비·소내소비전력·용수 산출내역서	320
5. 화력발전소 기동연료비·소내소비전력·용수 산출내역서	322
6. 원자력발전소 기동비용 산출내역서	323
7. 발전기별 발전비용 평가자료서	324
8. 발전비용평가 특별성능시험 요청서	325
9. 발전기 특별성능시험 결과표	326
10. 발전비용평가 특별성능시험 입회서	327
11. 비용평가위원회 의결사항 부의안건 작성서식	328
12. 비용평가위원회 개최통지서	329
13. 비용평가위원회 서면위원회 통지서	330
14. 비용평가위원회 서면결의표	331
15. 비용평가위원회 의사록	332
16. 비용평가위원회 결과통지서	333
17. 채무불이행 통지서	334
18. 거래정지 통지서	335
19. 조사요원 증표	336
20. 시정조치 요구에 대한 조치결과 보고서	337
21. 분쟁조정신청서	338
22. 정보공개신청서	339
23. 정보공개위원회 부의안건 작성서식	340
24. 정보공개위원회 개최통지서	341
25. 정보공개위원회 회의록	342

26. 정보공개 신청결과 통지서	343
27. 정보공개 목록표	344
28. 전력시장운영규칙 개정제안서	345
29. 규칙개정위원회 심의결과 통지서	346
30. 위임장	347
31. 발전입찰서	348
32. 양수계획서	350
33. 발전입찰서(변경)	352
34. 월간 시운전계획서	354
35. 주간 시운전계획서	355
36. 발전계획서(판매계획서)	356
37. 계량등록부	358
38. 계량등록부 및 계량데이터 열람 신청서	360
38-1. 전력거래용 전력량계 직접시험 보고서	361
39. 정산금통지서	362
40. 전력거래대금 등 청구서(수정청구서)	363
41. 전력거래대금 등 청구요청서(수정청구요청서)	364
42. ~ 49. (삭제 2004.11.30)	365
50. 정산결과조정(이의)신청서	365
51. 조정(이의)신청등록관리부	366
52. 정산조정회의 개최 통지서	367
53. 정산조정회의록	368
54. 조정(이의)신청처리결과통지서	369
55. 정산(이의)신청처리결과통지서	370
56. 발전기정지계획서	371
57. 운영발전계획 제약 검토서	372
58. 월간 제약연료 운영계획 제출양식	373

59. 전력설비 변경 예정서	374
60. 전기고장 속보	375
61. 전기고장 상보	376
62. 휴전작업 승인서	377
63. 휴전계획서, 휴전작업 통보서	378
64. 공사설명서	379
65. 기타 발전기 특성자료	381
66. 계통운영보조서비스 제공불가 사전신고내역	381
67. 조속기 특성자료	382
68. 주파수추종운전 불이행 기록	383
69. 주파수추종성 시험 실적	383
70. 자동발전제어운전 참여 실적	384
71. 예비력 운영실적	384
72. 예비력서비스 시험실적	385
73. 자체기동서비스 시험실적	385
74. 발·변전소 변압기 탭 검토 의뢰서	386
75. 발·변전소 변압기 사용 탭 결정서	387
76. 전력계통 유효접지 검토의뢰서(주변압기 현황)	388
77. 전력계통 유효접지 검토결과 통보서	390
부록 1. 분쟁조정 비용 및 예납기준	391
부록 2. 전력시장운영규칙 개정이력	393

전력시장운영규칙

2001. 3. 30 제정
2001. 11. 8 부분개정
2001. 12. 21 부분개정
2002. 4. 29 부분개정
2002. 11. 15 전문개정
2003. 5. 7 부분개정
2003. 9. 18 부분개정
2003. 11. 11 부분개정
2004. 4. 22 부분개정
2004. 7. 9 부분개정
2004. 9. 7 부분개정
2004. 9. 24 부분개정
2004. 11. 30 부분개정
2004. 12. 21 부분개정
2005. 1. 21 부분개정
2005. 5. 30 부분개정
2005. 10. 10 부분개정

제1장 총칙

제1.1조(목적) 이 규칙은 전기사업법(이하 "법"이라 한다.) 제43조 규정에 의하여 전력 시장 및 전력계통의 효율적이고 안정적인 운영에 필요한 사항을 정함을 목적으로 한다.

제1.2조 (용어의 정의) 이 규칙에서 사용하는 용어의 정의는 다음과 같다.

1. “중양급전발전기”라 함은 법 제61조의 규정에 의하여 산업자원부장관의 인가 또는 변경인가를 받은 후 법 제9조제4항의 규정에 의한 사업개시 신고를 한 발전기중 그 용량이 20MW를 초과하는 1기의 발전기(다만, 복합모드로 운전이 가능한 경우, 동일한 주변압기에 연결되어 있는 경우, 동일수계를 사용하는 수력 및 양수 발전기의 경우에는 동일 모선에 연결되어 있는 2기 이상의 발전기를 1기의 발전기로 본다.) 및 제주화력모선에 연결된 발전기를 말한다. 다만, 다음 각호의 1의 경우에는 중양급전발전기로 보지 아니한다.
 - 가. 발전기 기동·정지, 출력 증·감발 등 급전지시에 따라 운전할 수 없는 발전기나, 대체에너지개발및이용·보급촉진법 제2조의 규정에 의한 대체에너지를 이용하여 전기를 생산하는 발전기
 - 다. 제2.1.1.3조의 규정에 의하여 발전기의 발전비용 요소를 결정할 수 없는 발전기라. 구역전기사업자의 발전기[신설 2005.1.21]
2. “공급가능용량”이라 함은 중양급전발전기를 보유한 발전사업자가 입찰을 통해 거

- 래시간별로 공급 가능한 용량(MW-h)을 말한다.
3. “한계가격”이라 함은 거래시간별로 적용되는 전력량에 대한 전력시장가격(원/kWh)을 말하며, 기저발전기에 적용하는 기저한계가격과 일반발전기에 적용되는 계통한계가격을 말한다.
 4. “기저한계가격”이라 함은 거래시간별로 기저발전기의 전력량에 대해 적용하는 전력시장가격(원/kWh)을 말한다.
 5. “계통한계가격”이라 함은 거래시간별로 일반발전기의 전력량에 대해 적용하는 전력시장가격(원/kWh)을 말한다.
 6. “기저발전기”라 함은 원자력, 석탄 및 국내탄발전기를 말한다.
 - 6의2. “표준열량단가(SFC, 원/Gcal)”라 함은 기저발전기의 단위열량에 대한 표준연료가격을 말한다.[신설 2004. 9. 24]
 - 6의3. “기저기준발전기”라 함은 실열량단가가 표준열량단가보다 높은 기저발전기를 말한다.[신설 2004. 9. 24]
 7. “일반발전기”라 함은 기저발전기 이외의 발전기를 말한다.
 8. “용량가격”이라 함은 거래시간별 중앙급전발전기 공급가능용량에 적용되는 전력시장가격(원/kW-h)을 말한다.
 9. “기준용량가격”이라 함은 발전기의 공급가능용량당 연간 지급해야 하는 금액의 시간당 가격(원/kW-h)을 말한다.
 10. “기준용량가격 보정계수”라 함은 기저발전기와 일반발전기의 기준용량가격을 조정하기 위하여 설정한 계수를 말한다.
 11. “시간대별 용량가격계수”라 함은 시간대별로 기준용량가격을 차등 적용하기 위해 설정한 계수를 말한다.
 12. “시간대별 용량가격계수 보정계수”라 함은 일반발전기에 대해 시간대별 용량가격계수를 적용함으로써 발생하는 공급가능용량의 정산금 차액을 최소화하기 위한 계수를 말한다.
 13. “부가정산금(Uplift)”라 함은 제반 제약사항을 반영하지 않은 가격결정 발전계획을 토대로 한 예상정산금과 실제 계통운영 결과 발생한 실제 정산금과의 차이를 말한다.
 14. “송전단 전력(Net Output)”이라 함은 발전단 전력에서 주변압기 손실 및 발전소의 소내 소비전력을 사용한 후 송전하는 전력을 말한다.
 15. “소내전력률(Auxiliary Power Ratio)”이라 함은 발전 전력량에 대한 소내 전력량의 비율을 말한다.
 16. “연료의 열량단가(FC, 원/Gcal)”라 함은 발전기 연료비의 단위열량에 대한 연료가격을 말한다.
 17. “열소비 상수(No Load Heat Rate Coefficient, NLHC, Gcal/h)”라 함은 발전기 출력과 소비열량의 관계를 나타내는 2차의 입출력 특성곡선식의 상수를 말한다.
 18. “1차 열소비 계수(Linear Heat Rate Coefficient, LHC, Gcal/MWh)”라 함은 발전

기 출력과 소비열량의 관계를 나타내는 2차의 입출력 특성곡선식의 1차계수를 말한다.

19. “2차 열소비계수(Quadratic Heat Rate Coefficient, QHC, Gcal/MW2h)”라 함은 발전기 출력과 소비열량의 관계를 나타내는 2차의 입출력 특성곡선식의 2차 계수를 말한다.
20. “기동비용(Start Up Cost, SUC)”이라 함은 발전기의 기동과 관련되어 소요되는 비용으로서, 원(Won)단위 양(陽)의 정수로 표시되는 비용을 말한다.
21. “최대발전용량(Maximum Generating Capacity, MGC, [MW])”이라 함은 주변압기 고압측을 기준으로 발전기가 최대로 발전할 수 있는 용량으로서 법 제63조에 따른 ‘사용전 검사’ 또는 법 제65조에 따른 ‘정기검사’시 부하운전시험 검사에 합격한 용량에서 소내전력을 차감한 용량을 말한다.
22. “최소발전용량(Minimum Generation, MG, [MW])”이라 함은 주변압기 고압측을 기준으로 발전기가 안정한 운전을 유지하기 위하여 발전해야 할 최소용량을 말한다.
23. “감발률(Ramp Down Rate, RDR, [MW/min])”이라 함은 발전기가 분당 출력을 감소시킬 수 있는 능력을 말한다.
24. “증발률(Ramp Up Rate, RUR, [MW/min])”이라 함은 발전기가 분당 출력을 증가시킬 수 있는 능력을 말한다.
25. “최소운전시간(Minimum Up Time, MUT, [h])”이라 함은 발전기가 병입 이후 병해될 수 있기까지의 최소 시간간격을 말한다.
26. “최소정지시간(Minimum Down Time, MDT, [h])”이라 함은 발전기가 병해 이후 병입될 수 있기까지의 최소 시간간격을 말한다.
27. “발전기 성능시험”이라 함은 변동비반영발전시장(CBP)의 전력시장에 참여하는 발전기의 특성자료와 정확한 발전비용산정 기초 자료로 활용하기 위해 발전기의 실 운전비용을 산출하기 위한 성능시험을 말한다.
28. “혼소율(Mixed Fuel Burning Ratio)”이라 함은 2종류 이상의 연료를 혼소하는 국내탄발전소에서 소비되는 보일러 입열 중 연료별로 차지하는 열량비를 말한다.<개정 2004.12.21>
29. “기본요금”이라 함은 발전소별로 납부한 수전전력요금중 전기요금 청구서상 전력산업 기반기금을 제외한 기본요금을 말한다.
30. “계통운영보조서비스”라 함은 전력계통의 안전성 및 신뢰성을 유지하기 위하여 이루어지는 주파수조정, 적정 예비력의 확보, 무효전력의 수급 및 자체기동발전 등의 행위를 말한다.
31. “가격결정발전계획”이라 함은 한계가격을 산출하기 위하여 열공급, 연료계약, 송전계약 등의 각종 제약요소를 고려하지 않고 수립되는 거래일의 발전계획을 말한다.

32. “거래기간”이라 함은 거래시간의 기간으로 1시간으로 정한다.
33. “거래시간”이라 함은 한계가격이 산출, 적용되는 거래일의 단위기간으로서, 각 거래시간은 그 단위기간의 끝점으로 표시된다.(즉, 거래시간 06시는 05:00 직후부터 시작하여 06:00에 종료하는 기간을 표시한다.)
34. “거래일”이라 함은 전력시장에서 전력이 거래되는 기간 중의 1일로서, 거래시간 01시에서 시작하여 거래시간 24시에 종료하는 기간을 말한다.
35. “발전계획신고기간”이라 함은 가격결정발전계획이 작성되는 시간단위의 기간으로 거래일 전날 거래시간 19시부터 거래일 익일 거래시간 04시까지로 한다.
36. “유효구매전력량”이라 함은 제3.2.2.1조에서 정한 전력을 직접구매할 수 있는 자격이 있는 자로서 제3.2.2.3조의 규정에 의한 승인을 얻은 자(이하 “직접구매자”라 한다.) 또는 구역전기사업자의 계량점이 발전사업자의 계량기준점과 다르므로 해서 직접구매자 또는 구역전기사업자에 따라 발생하는 송전 또는 배전과정에서 발생하는 손실을 반영하여 물리적인 계량값을 보정한 전력량을 말한다.
<개정 2005.1.21>
37. “직접구매 용량보정계수”라 함은 전력시장에서 전력을 거래하는 모든 발전기에 대한 연간 평균입찰용량을 전력시장의 연간 최대부하로 나눈 값을 말한다.
38. “직접구매 용량가격”이라 함은 제2.4.3조에서 정한 일반발전기의 용량가격에 제37호의 직접구매용량보정계수를 적용하여 보정한 용량가격을 말한다.
39. “용량가격 적용전력”이라 함은 직접구매자의 용량가격 정산에 기준전력으로 사용되는 전력으로서 계량점으로 환산한 해당 직접구매자별로 별도 산출된 유효구매전력량을 말한다.
40. “계량점”이라 함은 계량이 이루어지는 지점으로서 주변압기 고압측의 한 지점을 말하며, 법 제15조의 규정에 의한 "송전용전기설비이용규정"의 접속점을 원칙으로 한다.
41. “계량설비”라 함은 계량점과 통신망에 연결되는 지점간에 있는 전력량 측정 및 측정자료의 전송에 관련된 모든 구성요소의 집합을 말하며, 일반적인 전력거래를 위한 "주 계량설비"와 주 계량설비 고장시 중단 없는 계량을 위해 추가로 설치되는 "비교 계량설비"로 구성된다.
42. “정산”이라 함은 전력거래소가 전력시장에 참여하는 개별 사업자의 구분에 따라 보상금과 부담금을 산정하는 것을 말하며, 전력의 공급자에 대해서는 공급의 대가로 받아야 할 금액을 산출하고 전력의 구매자에 대해서는 구매의 대가로 부담해야 할 금액을 계산하는 것을 의미한다.
43. “운영발전계획”이라 함은 전력계통에 영향을 주는 제약조건을 고려하여 실제 계통운전을 위해 수립되는 거래일의 발전계획을 말한다.
44. “급전지시”라 함은 전력거래소에서 전력수급의 균형유지 및 전력계통을 안정적으로 운용하기 위하여 전기사업자에게 지시하는 행위를 말한다.

45. “전력계통”이라 함은 발전소에서 생산한 전기를 전기사용자에게 공급하기 위하여 물리적으로 상호 연결된 전기설비(발전설비, 송변전설비, 배전설비, 기타 부대설비 등)를 말한다.
46. “계통운영”이라 함은 원활한 전기의 흐름과 전기의 품질유지를 위하여 전력계통의 전기 흐름을 통제, 관리, 운영하는 것을 말한다.
47. “송전망”이라 함은 송전사업자가 소유·관리하는 송전선로, 변압기, 조상설비 및 보호장치 등을 말한다.
48. “계통조작”이라 함은 전력계통의 운전, 정지, 고장복구 등을 위하여 전기설비를 원격 또는 현장 조작하는 행위를 말한다.
49. “수급조절”이라 함은 전력수급의 균형을 유지하기 위한 발전기의 출력 조정(기동 정지포함), 부하조절, 부하제어, 전압제어, 주파수제어 및 계통 조류조절 등의 조치를 말한다.
50. “비상상황”이라 함은 발전 및 송전계통의 내부 요인이나 폭풍 및 기타 자연현상 또는 사회혼란, 태업 등과 같은 외부 원인에 의하여 전력계통에 심각한 혹은 광역정전을 야기할 수 있는 상태 또는 전력수급의 균형유지가 곤란하거나 곤란이 예상되는 상태를 말한다.
51. “고장정지”라 함은 전력설비의 고장, 보호장치의 자동작동에 의해 전력설비가 서비스를 제공할 수 없는 상태로 되는 것을 말한다.
52. “긴급정지”라 함은 설비고장 임박 등 계속 운전할 수 없는 긴급상황 발생으로 설비를 계통에서 분리함으로써 전력설비가 서비스를 제공할 수 없는 상태로 되는 것을 말한다.
53. “휴전계획”이라 함은 주요장치에 대한 점검이나 보수 등을 목적으로 전력설비의 운전을 정지하기 위한 사전계획을 말한다.
54. “조상설비”라 함은 전력계통의 무효전력을 공급 또는 소비함으로써 계통의 적정 전압을 유지하는 설비로 분리회전, 캐패시터, 정지형무효전력보상기, 동기조상기 등을 말한다.
55. “일간발전계획 프로그램”이라 함은 전력거래소에서 일일 가격결정발전계획 및 운영발전계획을 수립하는데 사용하는 전산프로그램을 말한다.
56. “시운전발전기”라 함은 법 제7조의 규정에 의거 산업자원부장관의 허가를 받은 후 법 제9조제4항의 규정에 의한 사업개시 신고를 하지 않고 전력을 생산하는 발전기를 말한다.
57. “예비력”이라 함은 예측수요의 오차, 발전기 불시고장 등으로 인하여 전력수급의 균형을 유지하지 못할 경우를 대비하여 최대수요를 초과하여 보유하는 발전력을 말한다.
58. “시송전선로”라 함은 전 계통 또는 광역계통 정전발생시 자체기동발전기에서 생산된 전력을 다른 발전소 또는 변전소로 공급하기 위하여 사전에 지정한 선로

를 말한다.

59. “자체기동발전소”라 함은 외부로부터의 기동전력 공급없이 비상발전기 등에 의하여 자체기동후 타 발전소의 기동전력 또는 부하에 전력을 공급할 수 있는 발전소를 말한다.
60. “계통병입”이라 함은 발전기가 기동하여 무부하 정격속도에서 동기 검정장치에 의하여 전력계통에 병렬로 운전될 수 있도록 연결시키는 것을 말한다.
61. “황색차단기”라 함은 시송전 선로에 연결된 차단기로서 정전 시에도 개방하지 않도록 지정된 차단기(모선연락 또는 모선구분 차단기를 포함)를 말한다.
62. “보호장치”라 함은 전기설비 고장이나 전력계통의 불안정시 이를 감지하여 고장 또는 불안정요인을 전력계통으로부터 분리시키거나 운영자에게 경고하는 장치를 말한다.
63. “상정고장”이라 함은 전력계통에서 고장이 발생하여도 계통이 안정을 유지하도록 대비책을 수립하는데 필요한 가상의 단일 또는 다중의 전력설비 고장을 말한다.

제1.3조(적용 범위) ①이 규칙은 한국전력거래소(이하 “전력거래소”라 한다.)가 운영하는 전력시장 및 전력계통에서의 전력거래와 전력계통 운영에 적용한다.

②전력거래소와 전력거래소의 회원(법 제39조에서 규정한 자로 이하 “회원”이라 한다.)인 자는 규칙을 준수하여야 한다.

③전력거래소의 회원이 아닌 자로서 전력거래소가 운영하는 전력계통에 연결된 전기설비를 운영하는 전기사업자는 이 규칙 제5장을 준수하여야 한다.

④법 부칙 제8조(2000.12.23 개정·공포된 전기사업법 부칙 제8조를 말한다. 이하 같다.)에 의하여 전력거래소의 회원이 아닌 자와 수급계약을 체결한 전기판매사업자(이하 “판매사업자”라 한다.)는 해당 발전기에 대하여 이 규칙(제5장 제외)에서의 발전사업자의 의무를 준수하여야 한다. 이 경우 판매사업자는 해당 발전기를 소유한 자로 하여금 발전사업자의 의무를 대신 준수하도록 할 수 있다.<개정 2003.11.11>

⑤이 규칙에서 특별히 정하지 않은 경우 구역전기사업자의 전력거래 중 공급부문에 대해서는 발전사업자에 관한 규정을 적용하고 구매부문에 대해서는 판매사업자에 관한 규정을 적용한다.[신설 2005.1.21]

제1.4조(기호 및 변수) 이 규칙에서 사용되는 기호 및 변수의 명칭, 약어, 단위와 그 내용은 별표 1과 같다.

제1.5조(전력거래소 등의 책무) 전력거래소는 전기사용자의 부담이 최소화되도록 경제적이고 안정적으로 전력시장 및 전력계통을 운영하여야 하며 전기사업자는 이에 협조하여야 한다.

제2장 발전입찰 및 가격결정

제1절 발전비용 평가절차

제1관 발전비용의 결정

제2.1.1.1조(발전기 운전비용 등 자료 제출 및 심사) ①중양급전발전기를 보유한 발전사업자로서 전력시장에 전력을 공급하고자 하는 자는 발전기가 생산하는 전력의 시장가격의 계산 및 급전을 하기 위하여 필요한 각 발전기의 운전비용 및 기술적 특성자료에 관한 다음 각호의 자료를 작성하여 연료의 열량단가 자료는 해당 월이 시작하기 10일 전까지, 기타 운전비용 및 기술적 특성 자료는 매 분기가 시작하기 1개월 전까지 전력거래소에 제출하여야 한다.

1. 연료의 열량단가(FC_i , 원/Gcal)
2. 발전기 출력과 소비열량의 관계를 표시하는 계수로서, 열소비상수(NLHC_i), 1차열소비계수(LHC_i), 2차열소비계수(QHC_i)를 포함하는 입출력특성곡선식의 계수
$$H_i = QHC_i P_i^2 + LHC_i P_i + NLHC_i$$
여기서 H_i : 발전기 i의 사용열량 (Gcal/hr),
 P_i : 발전기 i의 출력 (MW)
3. 발전기 기동과 관련되어 소요되는 비용으로서, 원(Won)단위 양(陽)의 정수로 표시되는 기동비용(SUC_i)
4. 기동소요시간 : 급전지시를 받은 시각부터 발전기가 기동하여 전력계통에 병입되는 시각까지 소요되는 시간 (단위 : 분)
5. 최대발전용량(Maximum Generating Capability, MGC_i)
6. 최소발전용량(Minimum Generation, MG_i)
7. 증발률(Ramp Up Rate, RUR_i)
8. 감발률(Ramp Down Rate, RDR_i)
9. 최소운전시간(Minimum Up Time, MUT_i)
10. 최소정지시간(Minimum Down Time, MDT_i)

②중양급전발전기를 보유한 발전사업자는 발전소별로 납부한 발전기 수전전력요금 중 전력산업기반기금을 제외한 기본요금내역을 매월말일 기준 9일전(실근무일기준)까지 전력거래소에 제출하여야 한다.<개정 2003.11.11>

③중양급전발전기를 보유한 발전사업자가 제1항의 규정에 의하여 제출하는 자료는 제 2.2.1.1조의 규정에 의한 비용평가위원회의 심사를 거쳐야 한다.<개정 2003.11.11>

제2.1.1.2조(자료의 제출) 제2.1.1.1조의 규정에 의한 발전기 운전비용 등 자료는 별지 서식에 의거 전력거래소에 제출하여야 한다.<개정 2003.11.11>

①매월 제출자료

1. 제출시기 : 매달 말일기준 9일전(실근무일 기준)까지
2. 자료항목
 - 가. 발전기별 1차연료 열량단가(1차연료가 2개 이상인 발전기는 각 1차연료의 열량단가) 및 2차연료의 열량단가
 - 나. 발전소별로 납부한 수전전력요금중 전기요금 청구서상 전력산업기반기금을 제외한 기본요금 내역
3. 제출양식 : 별지 제1, 2, 3호서식

②매 분기 제출자료

1. 제출시기 : 매 분기 시작하기 1개월 전
2. 자료항목
 - 가. 발전기별 1차연료의 발전기 입출력 특성계수, 가동변수 및 기동비용(1차연료가 2개 이상인 발전기는 1차연료 각각의 발전기 입출력 특성계수, 가동변수 및 기동비용)
 - 나. 발전기별 2차연료(LNG를 주연료로 사용하는 발전기의 경우)의 발전기 입출력 특성계수, 가동변수 및 기동비용)
3. 제출양식 : 별지 제4, 5, 6, 7호서식

③제1항 및 제2항의 자료에는 관련 증빙서류를 첨부하여야 한다.

④제1항제2호가목의 1차연료가 2개 이상인 발전기의 경우 사용연료 변경시는 발전사업자는 실근무일 기준 3일전까지 이를 전력거래소에 통지하여야 한다.[신설 2003. 11.11]

⑤발전기의 연료 변경(LNG를 주 연료로 사용하는 발전기의 경우)이 발생하였을 경우에는 그에 대한 관련 자료를 전력거래소에 제출하여야 한다.

제2.1.1.3조(발전기 발전비용 요소) 전력거래소는 제2.1.1.1조제3항의 규정에 의하여 정해진 발전기별 운전비용 자료를 이용하여 다음 각호에서 정한 바와 같이 각 발전기의 발전비용 요소를 결정하여야 한다. 다만, 기저기준발전기의 경우 각호중 연료열량단가(FC_i)를 표준열량단가(SFC_i)로 한다.<개정 2004.9.24>

1. 기동비용(SUC_i) : 발전기 기동에 소요되는 비용으로, 각 발전기의 발전비용계산에 이용된다.
2. 가격상수($NLPC_i$) : 열소비상수($NLHC_i$)와 연료열량단가(FC_i)의 곱으로서 발전기의 발전비용계산에 이용된다.

$$NLPC_i = NLHC_i \times FC_i$$
3. 1차증분가격계수(LPC_i) : 1차열소비계수(LHC_i)와 연료열량단가의 곱으로서 발전기의 발전비용계산에 이용된다.

$$LPC_i = LHC_i \times FC_i$$
4. 2차증분가격계수(QPC_i) : 2차열소비계수(QHC_i)와 연료열량단가의 곱으로서 발전기의 발전비용계산에 이용된다.

$$QPC_i = QHC_i \times FC_i$$
5. 실가격상수($RNLPC_i$) : 열소비상수($NLHC_i$)와 실열량단가(RFC_i)의 곱으로서 기

저기준발전기의 실제 발전비용계산에 이용된다.

$$RNLPC_i = NLHC_i \times RFC_i <개정 2004.9.24>$$

6. 1차실증분가격계수(RLPC_i) : 1차열소비계수(LHC_i)와 실열량단가(RFC_i)의 곱으로서 저기준발전기의 실제 발전비용계산에 이용된다.

$$RLPC_i = LHC_i \times RFC_i <개정 2004.9.24>$$

7. 2차실증분가격계수(RQPC_i) : 2차열소비계수(QHC_i)와 실열량단가(RFC_i)의 곱으로서 저기준발전기의 실제 발전비용계산에 이용된다.

$$RQPC_i = QHC_i \times RFC_i <개정 2004.9.24>$$

제2.1.1.4조(시운전발전기의 발전비용자료 및 제출기간) ①법 제9조제4항의 규정에 의한 사업개시 신고를 하지 아니한 시운전 발전기의 발전비용 자료는 주기기 공급 계약서의 자료에 의한다.

②제1항의 규정에 의한 시운전 발전기가 상업운전을 개시한 경우에는 상업운전 개시 후 90일 이내에 성능시험을 완료하고 그 결과를 전력거래소에 제출하여야 한다.

제2.1.1.5조(자료를 제출하지 아니한 경우의 조치) 제2.1.1.2조에서 정한 제출기일까지 발전비용 관련자료의 전부 또는 일부를 제출하지 아니하거나 허위자료를 제출한 경우에는 최근 1년 이내에 제출한 유효자료 중 가장 불리한 자료를 적용한다. 다만, 제2.1.1.2조에서 정한 자료의 제출기일까지 자료를 제출하지 아니하는 사유서를 제출하였을 경우에는 비용평가위원회에서 이를 심사할 수 있다.

제2.1.1.6조(발전비용의 산출기준) ①발전기의 요소별 발전비용의 산출 및 적용기준은 비용평가위원회에서 정한다.

②법 부칙 제8조의 규정에 의한 수급계약을 체결한 발전기의 발전비용 평가에 관련 되는 자료는 전력수급계약서의 발전설비 건설 및 운영기준에 준한다.

제2.1.1.7조(효력 발생) 제출된 자료는 비용평가위원회의 심의를 거쳐 확정되며, 확정된 자료의 효력일은 비용평가위원회에서 정한다.

제2.1.1.8조(기준용량가격의 결정) 비용평가위원회는 일반발전기 및 기저발전기의 기준용량가격을 결정하여야 하며, 필요한 경우 기준용량가격보정계수($\alpha_n, \alpha_c, \alpha, \beta$)를 운영할 수 있다.<개정 2004.9.24>

제2관 발전기 성능시험의 시행

제2.1.2.1조(성능시험 요청) 비용평가위원회는 사업자가 제출한 발전비용 관련자료가 부적정하다고 판단하는 경우에는 해당사업자에 대하여 해당 발전기의 성능시험을 시행하도록 요청할 수 있으며, 발전사업자도 필요시 별지 제8호서식에 의하여 성능

시험을 요청할 수 있다.

- 제2.1.2.2조(성능시험의 시행)** ①비용평가위원회가 발전기의 성능시험을 요청한 경우와 발전사업자가 성능시험을 요청한 경우에 발전사업자는 특별사유가 없는 한 3개월 이내에 비용평가위원회가 별도로 정하는 시행기준에 의거 성능시험을 수행하고, 그 결과를 제2.1.1.2조에 준하여 별지 제9호서식으로 제출하여야 한다.
- ②전력거래소는 사업자가 성능시험 수행시 입회하고 별지 제10호서식에 의한 입회서를 작성하여야 하며 그 결과를 적용하여야 한다.

제2.1.2.3조(성능시험을 시행하지 아니한 경우의 조치) 발전사업자가 비용평가위원회로부터 성능시험을 요청받고 기한내에 이를 시행하지 아니할 경우에는 기한만료일 다음날부터 유사한 조건을 갖는 타 발전기의 자료를 고려하여 비용평가위원회에서 결정한 값을 적용한다.

- 제2.1.2.4조(성능시험의 시행기준 및 시행기관)** ①성능시험의 범위 및 조건을 포함한 시행기준은 비용평가위원회에서 정한다.
- ②성능시험의 시행기관은 비용평가위원회에서 정한다.

제2절 비용평가위원회

제1관 구성 및 기능

- 제2.2.1.1조(설치 및 구성)** ①전력거래소에 제2.1.1.2조의 규정에 의한 발전비용 관련 자료심사와 제2.2.1.4조의 규정에 의한 기능을 수행하기 위하여 비용평가위원회(이하 "비용위원회"라 한다.)를 둔다.
- ②비용위원회는 위원장을 포함하여 6인 이상 9인 이내의 위원으로 구성한다.
- ③비용위원회의 위원장 및 위원은 전기위원회 소속 공무원, 전력거래소 임원 및 회원의 대표(발전사업자, 판매사업자), 기타 경제 또는 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자 중에서 전력거래소의 이사장이 위촉한다.
- ④비용위원회의 원활한 운영을 위하여 비용위원회에 간사 1인을 두며, 동 간사는 전력거래소 소속 직원 중에서 전력거래소 이사장이 지명한다.
- 제2.2.1.2조(위원장의 직무 및 회의)** ①비용위원회의 위원장은 비용위원회를 대표하며, 비용위원회의 직무를 통할한다.
- ②위원장은 비용위원회의 회의를 소집하며, 그 의장이 된다.
- ③위원장이 부득이한 사유로 직무를 수행할 수 없을 때에는 위원장이 지명한 위원이나 비용위원회에서 정한 위원이 그 직무를 대행한다.

제2.2.1.3조(위원의 임기) ①위원의 임기는 1년으로 하되 연임할 수 있다. 다만, 정부와 전력거래소 및 회원을 대표하는 위원은 해당 직위에 변동이 있는 경우에는 후임자가 잔여임기 동안 위원자격을 승계한다.

②위원이 사임하고자 할 때에는 그 취지를 서면으로 작성하여 전력거래소 이사장에게 제출하여야 한다.

제2.2.1.4조(기능) 비용위원회는 제2.1.1.1조, 제2.1.1.6조, 제2.1.1.8조, 제2.1.2.2조, 제3.2.1.3조, 제3.2.1.4조, 제3.2.1.6조제1항, 제3.2.1.8조 및 별표 2. 정산기준의 I. 발전사업자에 대한 정산 중 "9. 계통운영보조서비스에 대한 정산 라. 정산단가 및 시행시기"에 따라 다음 사항을 심의·조정·의결한다.

① 심의 및 의결사항

1. 발전기 연료의 열량단가
2. 발전기 출력과 소비열량의 관계를 표시하는 계수
3. 발전기 기동과 관련되어 소요되는 비용
4. 기저발전기의 표준열량단가 및 실열량단가<개정 2004.9.24>
5. 기준용량가격 및 기준용량가격 보정계수
6. 발전기 수전전력요금 관련 전기요금체계가 변동된 경우<개정 2003.11.11>
7. 계통운영보조서비스 제공에 대한 정산기준에 적용할 정산단가
8. 직접구매자에 대한 부가정산금단가, 손실계수, 발전측 송전요금 및 직접구매 용량보정계수
9. 양수발전기별 용량가격지급률<개정 2004.4.22>
10. 구역전기사업자에 대한 손실계수 및 발전측 송전요금[신설 2005.1.21]

② 검토 및 조정사항

1. 입찰서 관련 발전기별 기술적 특성자료의 검토
2. 기준용량가격 산정시 적용될 변수선정
3. 발전비용 평가관련 제출 자료의 적정성
4. 기타 발전비용에 관련된 사항

③비용위원회는 특정한 사안에 대하여 실무협의회에서 심의·조정하도록 위임할 수 있다.

제2관 비용위원회 회의

제2.2.2.1조(회의개최 및 소집) ①비용위원회는 매월 개최하는 것을 원칙으로 한다.

②위원장은 제2.2.1.4조의 규정에 의한 기능수행을 위하여 회의를 소집한다. 다만, 위원장 유고시에는 위원 2인 이상의 발의로 회의를 소집할 수 있다.

③비용위원회의 위원은 별지 제11호서식에 의한 부의안건을 기록하여 위원장에게 제출함으로써 회의소집을 요청할 수 있다.

④제3항의 회의소집 요청에 대하여 위원장이 비용위원회를 개최하지 아니하기로 결

정한 경우에는 비용위원회의 간사는 회의를 개최하지 아니한 사유를 위원에게 통지하여야 한다.

⑤제2항에 의하여 비용위원회를 소집하는 경우에 비용위원회의 간사는 비용위원회 개최 예정일로부터 2일전(실근무일 기준)까지 부의안건 및 관련자료와 함께 별지 제12호서식으로 전 위원에게 통지하여야 한다. 다만, 긴급을 요하는 경우에는 24시간 전에 통지할 수 있다.

제2.2.2.2조(부의안건 및 등록절차) ①의결사항은 위원장 또는 위원이 제안한다.

②제1항에 의하여 의결사항을 제안하고자 할 때는 별지 제11호서식에 의한 의안을 작성하여 비용위원회 개최 예정일로부터 10일 전에 전력거래소에 등록하여야 한다.

제2.2.2.3조(서면결의) ①위원장은 긴급한 의안으로서 회의의 소집이 곤란하다고 인정할 때에는 서면결의에 의한 의안처리를 결정할 수 있다.

②서면결의에 의하여 의안을 처리하고자 할 때에는 부의안과 함께 별지 제13호 서식에 의한 서면위원회통지서 및 별지 제14호 서식에 의한 서면결의표를 각 위원에게 배부하여 찬성·반대의 의사를 표시하게 하여야 한다.

③위원장은 서면결의표에 의한 의결 결과를 확인하여야 한다.

④서면결의를 위한 의안의 통지 기일은 제2.2.2.1조제5항의 규정에 의한다.

제2.2.2.4조(성립과 의결) ①비용위원회는 재적위원 과반수의 출석으로 성립되고 출석위원 과반수의 찬성으로 의결한다.

②위원장은 표결에 참여하며, 표결 결과 가·부 동수일 경우에는 부결된 것으로 본다.

③정부, 전력거래소 및 회원을 대표하는 위원이 부득이한 사유로 위원회에 참석할 수 없는 경우에는 대리인으로 하여금 위원회에 참석하게 할 수 있다. 이 경우 대리인은 별지 제30호서식에 의한 위임장을 회의시작 전까지 위원장에게 제출하여야 한다.

④간사는 비용위원회의 운영을 담당하며 표결권을 보유하지 아니한다.

제2.2.2.5조(관계인 출석) ①비용위원회는 필요할 경우 상정된 의안의 관계인을 출석시켜 심의에 필요한 사항을 질문할 수 있다.

②관계인이 제1항의 규정에 의한 출석요청을 받고 정당한 사유 없이 출석하지 아니할 때에는 심의 요청된 상정 의안을 제안 위원과 협의하여 기각할 수 있다.

제2.2.2.6조(결과통지) ①비용위원회의 간사는 비용위원회에 입회하여 별지 제15호서식에 의한 의사록을 작성하여 비용위원회 위원장의 서명날인을 받아 의안과 함께 전력거래소에 보존하고 그 의사록 사본을 10일 이내에 전 위원에게 송부하여야 하며, 서면결의의 경우도 또한 같다.

②비용위원회의 간사는 부의안건 중 의결사항에 대한 결과를 별지 제16호서식에 의하여 위원들에게 통지하여야 한다.

제2.2.2.7조(실비 지급) 위원 및 실무협의회 회원에게는 회의참석 여비 및 비용위원회 업무와 관련되는 국내출장 여비, 자료의 수집·분석에 필요한 수용비, 수수료 등을 지급할 수 있다.

제2.2.2.8조(세부운영규정) 이 규칙에서 정한 사항 외에 비용위원회 운영에 관하여 필요한 세부사항은 비용위원회의 의결을 거쳐 위원장이 별도로 정할 수 있다.

제3관 실무협의회

제2.2.3.1조(설치 및 구성) ①비용위원회 산하에 실무협의회를 둔다.

②실무협의회는 의장을 포함하여 10인 이상 13인 이내로 구성하며, 의장은 비용위원회의 간사로 한다.

③실무협의회는 전기위원회 소속 공무원, 전력거래소, 회원(판매사업자, 발전사업자), 기타 전문가로 구성한다.

④실무협의회의 회원은 해당기관의 추천을 받아 비용위원회에서 결정한다.

⑤실무협의회의 원활한 운영을 위하여 실무협의회에 간사 1인을 두며, 실무협의회의 간사는 전력거래소 이사장이 지명하고, 회원이 간사를 겸임할 수 있다.

제2.2.3.2조(임무) ①실무협의회는 비용위원회에 상정할 내용을 검토·조정하고 필요시 비용위원회에 출석하여 안건에 대한 설명을 할 수 있다.

②실무협의회는 비용위원회로부터 위임받은 사항을 심의·조정하며 그 결과를 차기 비용위원회에 상정한다.

제2.2.3.3조(회의) ①실무협의회는 필요할 경우 수시로 개최할 수 있다.

②실무협의회의 회의 소집에 관하여는 제2.2.2.1조제2항을 준용한다.

제3절 발전입찰과 전력수요예측

제2.3.1조(입찰서의 제출) ①중앙급전발전기를 보유한 발전사업자는 각 발전기를 기준으로 발전을 위한 입찰서 및 양수계획서(양수발전기를 보유한 발전사업자에 한한다.)를 거래일 전일 오전 10시(이하 "마감시간"이라 한다.)까지 전력거래소에 제출하여야 한다.

②제1항의 규정에 의한 입찰서 및 양수계획서의 제출절차 및 기타 입찰운영에 필요

한 세부사항은 별표 4와 같다.

③ 전력거래소는 동일한 발전기에 대하여 2이상의 입찰서가 제출되는 경우에는 마감시간 이전에 제출된 입찰서 중 마감시간으로부터 가장 가까운 시기에 제출된 입찰서를 유효한 입찰서로 인정한다.

④ 제1항 및 제2항의 규정에 의한 입찰서에 제2.3.2조제1항에서 정한 입찰서의 내용 중 전부 또는 일부가 누락되거나 모사전송방식에서 입찰서를 제출한 자의 서명이 누락된 경우에는 입찰서를 제출하지 아니한 것으로 간주한다.

⑤ 전력거래소는 입찰서를 제출 받은 때에는 접수된 시각을 기록하여 관리하여야 한다.

⑥ 중앙급전발전기가 아닌 발전기에 대해서는 입찰서를 제출하지 아니한다.

<신설 2005.10.10>

제2.3.2조(입찰서의 내용) ① 제2.3.1조의 규정에 의하여 제출하는 입찰서에는 거래시간 별 발전기 공급가능용량과 다음 각호에서 정하는 기술적 특성 등을 기재하여야 한다.

1. 기동소요시간(단위 : 분)
2. 최대발전용량(MGC_i)
3. 최소발전용량(MG_i)
4. 증발률(RUR_i)
5. 감발률(RDR_i)
6. 최소운전시간(MUT_i)
7. 최소정지시간(MDT_i)
8. 제약운전(열공급, 연료계약 등)에 따른 발전계획량

② 발전기의 공급가능용량은 발전계획신고기간내의 각 거래시간을 기준으로 "0"이상으로 하되, 최대발전용량을 초과하여서는 아니 된다.

③ 양수발전기를 보유한 발전사업자는 발전계획신고기간내의 각 거래시간을 기준으로 상부저수지의 최대저수용량을 초과하지 않는 범위 내에서 발전입찰내용을 감안하여 각 발전소의 양수계획서를 전력거래소에 제출하여야 한다. 이러한 경우, 양수계획시간대의 당해 발전기의 공급가능용량은 "0"으로 한다.

④ 제1항제1호 내지 제7호의 자료는 발전기의 시험 등 특별한 사유가 발생하거나 발전기의 기술적 특성이 변경되지 않는 한 변경하여 입찰할 수 없으며, 변경하여 입찰하여야 하는 사유가 발생하는 경우에는 입찰시 해당 사유를 명기하여 전력거래소에 제출하여야 한다.

제2.3.3조(마감시간이후 입찰자료의 변경) ① 중앙급전발전기를 보유한 발전사업자는 마감시간이 지난 경우에도 발전기의 공급가능용량 및 기술적 특성을 변경하여 해당 거래일의 거래시간 이전에 그 변경된 입찰서를 전력거래소에 제출할 수 있다. 다만,

양수발전기의 공급가능용량은 마감시간 이후에는 마감시간에 제출한 공급가능용량을 초과하여 변경할 수 없다. 또한, 기술적특성을 변경할 경우에는 해당 사유를 변경된 입찰서에 명기하여야 한다.

②예측할 수 없는 발전기의 고장 등 부득이한 사유가 있는 경우에는 그 사유가 발생한 때로부터 2시간 이내에 변경된 입찰서를 전력거래소에 제출하여야 한다.

③전력거래소는 제1항 및 제2항의 규정에 의하여 변경된 입찰자료를 제출 받은 때에는 접수된 시각을 기록하여 관리하여야 한다.

제2.3.4조(입찰자료를 제출받지 아니한 경우) 전력거래소는 발전기에 대한 입찰자료를 제출 받지 아니한 경우에는 그 발전기에 대한 입찰은 다음 각호의 방식에 의하여 이루어진 것으로 본다.

1. 발전기의 공급가능용량은 가장 최근에 제출된 전일의 유효한 입찰자료 또는 변경된 입찰자료에서 거래일의 발전계획신고기간과 중첩되는 거래시간의 자료를 해당 거래시간에 적용하며, 중첩되는 거래시간 이후에는 유효한 공급가능용량의 값 중 가장 마지막의 값을 반복하여 적용한다.

2. 발전기의 기술적 특성은 비용위원회에서 심사하여 결정된 자료의 값을 적용한다.

제2.3.5조(전력수요예측) ①전력거래소는 전력거래가격의 결정, 운영발전계획의 수립, 장·단기 전력수급 분석 등을 위하여 전력수요를 예측하여야 한다.

②전력수요예측은 일간수요예측, 주간수요예측, 월간수요예측, 단기수요예측, 장기수요예측으로 구분한다.

③일간수요예측에서는 가격결정 및 운영발전계획수립을 위한 발전계획신고기간에 속하는 기간에 대한 시간대별 전력수요를 예측한다.

④주간수요예측에서는 향후 7일에 대한 일별 최대수요를 예측한다.

⑤월간 수요예측에서는 향후 1개월에 대한 일별 최대수요를 예측한다.

⑥단기수요예측에서는 향후 2년에 대한 주별 최대수요를 예측하고, 월 단위의 발전 전력량을 예측한다.

⑦장기전력수요예측에서는 향후 7년 이상의 기간에 대하여 연간최대수요 및 연간 발전전력량을 예측한다.

제2.3.6조(수요예측 방법 및 절차) 제2.3.5조제3항 및 제4항의 규정에 의한 전력수요예측에 필요한 세부기준, 방법, 절차 등은 별표 5와 같다.

제2.3.7조(수요예측 결과통지) ①전력거래소는 제2.3.5조제3항의 규정에 의한 전력수요예측 결과를 거래일 전일 15시까지 전기사업자에게 통지하여야 한다.

②전력거래소는 제2.3.5조제4항 내지 제7항에 의한 전력수요예측 결과를 제8.3.2조의

규정에 따라 공개한다.

제4절 가격결정 발전계획 및 가격결정

제2.4.1조(가격결정발전계획) ① 전력거래소는 한계가격을 산출하기 위하여 제2.1.1.3조의 규정에 의하여 결정된 중앙급전발전기 발전비용자료, 제2.3.1조 및 제10.2조의 규정에 의하여 발전기를 보유한 발전사업자가 제출한 입찰 및 발전계획자료, 제2.3.5조의 규정에 의한 전력계통의 수요예측을 고려하여 1일 단위로 가격결정발전계획을 수립하여야 한다.

② 전력거래소는 발전계획신고기간에 적용될 가격결정발전계획의 수립을 위하여 일간발전계획 프로그램을 사용하여야 하며 세부 기준, 방법, 절차 등은 별표 6과 같다.

③ 제1항의 규정에 의한 가격결정발전계획 수립결과는 제8.3.2조의 규정에 따라 공개한다.

제2.4.2조(한계가격의 결정) ① 전력거래소는 거래일의 각 거래시간에 대하여 제2.4.1조의 규정에 의한 자료를 이용하여 산출된 각 발전기의 발전가격 중 가장 높은 가격을 한계가격으로 하여야 한다.

② 전력거래소는 제1항의 규정에 의한 한계가격의 결정에 있어서 기술적 특성에 의한 제약으로 2.4.1조의 규정에 의한 가격결정발전계획에 포함된 발전기는 제외한다.

③ 전력거래소는 제1항 및 제2항의 규정에 의한 한계가격 결정시 기저발전기와 일반발전기를 구분하여 각각의 한계가격을 거래일의 거래시간별로 계산하여야 한다.

④ 전력거래소는 제1항의 규정에 의한 한계가격을 거래일 전일 15시까지 제8.3.2조의 규정에 따라 공개한다.

⑤ 한계가격의 결정기준은 다음 각호와 같다.

1. 계통한계가격

가. 발전가격 계산

1) 각 거래시간의 기동가격은 아래와 같다.

가) $PSE_{i,t} > 0$ 이고 $PSE_{i,t-1} = 0$ 인 가격결정발전계획상의 거래시간 t 에 대한 발전기 i 의 기동가격($SUP_{i,t}$)은 다음과 같이 정해진다.

$$SUP_{i,t} = SUC_i$$

나) 모든 다른 단위 거래시간들에 대해, $SUP_{i,t} = 0$

2) 각 발전기에 대한 각 연속운전시간을 다음 각호와 같은 방법으로 확인한다.

가) 거래시간 x 에 대해서

$PSE_{i,x} > 0$ 이고, $x =$ 발전계획신고기간의 첫 단위 거래시간이거나

또는, $PSE_{i,x} > 0$ 이고 $PSE_{i,x-1} = 0$ 이면 거래시간 x 에서 연속운전시작

나) 거래시간 x 이후의 순차적인 거래시간으로서, $PSE_{i,y} > 0$ 이고, $y =$ 발전계획

신고기간의 마지막 거래시간이거나

또는, $PSE_{i,y} > 0$ 이고 $PSE_{i,y+1} = 0$ 이면 거래시간 y 에서 연속운전 종료

3) 임시 발전가격($IGP_{i,t}$)는 다음과 같이 계산한다.

가) $PSE_{i,t} = 0$ 이면, $IGP_{i,t} = 0$

나) $PSE_{i,t} > 0$ 이면,

$$IGP_{i,t} = [2 QPC_i \times (PSE_{i,t} / TPD) + LPC_i + \frac{\sum_{t=x}^{t=y} \{ (NLPC_i - QPC_i \times (PSE_{i,t} / TPD)^2) \times TPD + SUP_{i,t} \}}{\sum_{t=x}^{t=y} PSE_{i,t}}] / 1,000$$

여기서, QPC_i : 발전기의 2차 증분가격계수

LPC_i : 발전기의 1차 증분가격계수

$NLPC_i$: 발전기의 가격상수

4) 한계가격의 급등을 방지하기 위하여, 1시간 이내 운전되는 임시 발전가격은 아래와 같은 조정절차를 거쳐 발전가격($GP_{i,t}$)으로 계산된다.

가) $PSE_{i,t-1} = 0$ 이고 $PSE_{i,t} > 0$, $PSE_{i,t+1} = 0$ 이면

$$GP_{i,t} = \text{Min}[IGP_{i,t}, [2 \times QPC_i \times A_{i,t} + LPC_i + (NLPC_i - QPC_i \times A_{i,t}^2) / A_{i,t} + SUP_{i,t} / (A_{i,t} \times TPD)] / 1,000]$$

나) 이외의 경우

$$GP_{i,t} = IGP_{i,t}$$

나. 한계가격 계산에서 제외되는 발전기 결정

발전기가 거래시간동안 한계가격 결정에 자격이 있으면 발전기의 가격결정 표시기($NPSI_{i,t}$)는 1이 되고, 자격이 없으면 0이 되며 이는 발전기가 자신의 기술적 특성에 의하여 발전이 계획된 것을 의미한다.

발전기의 가격결정 표시기($NPSI_{i,t}$)의 결정절차는 아래와 같다.

1) 각 발전기의 가격결정 표시기 초기상태는 1로 주어진다.

$$\text{즉, } NPSI_{i,t} = 1$$

2) 발전기가 발전하도록 계획됐지만, 거래시간 동안 그 발전량이 최소발전용량(MG_i)에 허용한도를 더한 값을 초과하지 않는 발전력 이하로 운전하는 발전기라면, 그 거래시간 동안 자격 상실된 것으로 간주한다.

$$\text{즉, } 0 < PSE_{i,t} \leq (MG_i + TO_MG) \times TPD \text{이면,}$$

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

TO_MG : 최소발전 허용한도로서 전력거래소에서 별도로 정하는 바에 따른다.

3) 발전기가 자신의 최대 속도로 증발할 경우, 그 거래시간 동안 발전기는 한계가격을 결정하는데 제외된다. 즉, 특정 거래시간 동안의 최소증발시간이 거래기간에 허용한도를 더한 값 이상이면, 그 거래시간 동안 한계가격을 정하는데

제외된다.

즉, $PSE_{i,t} > 0$ 이고, $TUP_{i,t} \geq (TPD + TO_RR)$ 이면

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

TO_RR : 증감발시간 허용한도로서 전력거래소에서 별도로 정하는 바에 따른다.

이때, 최소증발시간($TUP_{i,t}$)은 발전기의 증발률(RUR_i)에 의하여 아래와 같이 계산한다.

발전기의 발전량 경사기울기가 양($PSE_{i,t} - PSE_{i,t-1} > 0$)일 경우에만 최소증발시간이 계산되고, 그렇지 않는 경우 0으로 정해진다.

즉, $PSE_{i,t-1} < PSE_{i,t}$ 이면, $TUP_{i,t} = (PSE_{i,t} - PSE_{i,t-1}) / (RUR_i \times 60)$

그렇지 않으면, $TUP_{i,t} = 0$

- 4) 발전기가 자신의 최대 속도로 감발할 경우, 그 거래시간 동안 발전기는 한계가격을 결정하는데 제외된다. 즉, 특정 거래시간 동안의 최소감발시간이 거래기간에 허용한도를 더한 값 이상이면, 그 거래시간 동안 한계가격을 정하는데 제외된다.

즉, $PSE_{i,t-1} > 0$ 이고 $TDN_{i,t} \geq (TPD + TO_RR)$ 이면

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

이때, 최소감발시간($TDN_{i,t}$)은 발전기의 감발률(RDR_i)에 의하여 아래와 같이 계산한다.

발전기의 발전량 경사기울기가 음($PSE_{i,t} - PSE_{i,t-1} < 0$)일 경우에만 최소감발시간이 계산되고, 그렇지 않는 경우 0으로 정해진다.

즉, $PSE_{i,t-1} > PSE_{i,t}$ 이면,

$$TDN_{i,t} = (PSE_{i,t-1} - PSE_{i,t}) / (RDR_i \times 60)$$

그렇지 않으면, $TDN_{i,t} = 0$

- 5) 한계가격을 결정을 위해 이용되는 각 발전기의 유효 발전가격($SP_{i,t}$)는 한계가격 결정을 위한 발전기의 자격여부를 고려하여 계산된다.

즉, $SP_{i,t} = GP_{i,t} \times NPSI_{i,t}$

다. 한계가격 결정

각 거래시간의 한계가격은 해당 거래시간 각 발전기의 유효 발전가격 중 최대 가격으로 결정된다.

즉, $SMP_t = \text{Max}(SP_{i,t})$

2. 기저한계가격

가. 발전가격 계산 : 계통한계가격결정과 동일

나. 기저한계가격 계산에서 제외되는 발전기 결정: 계통한계가격결정과 동일

다. 기저한계가격 결정

각 거래시간의 기저한계가격은 해당 거래시간 각 기저발전기(국내탄발전기 제

외)의 유효발전가격 중 최대가격과 계통한계가격 중에서 작은 값으로 결정된다.
 즉, $BLMP_t = \text{Min}\{SMP_t, \text{Max}(SP_{j,t})\}$
 단, j 는 원자력 및 석탄발전기(국내탄발전기 제외)

제2.4.3조(기준용량가격의 결정 및 공개) ① 전력거래소는 매 회계연도가 시작하기 15 일 전까지 다음 해에 적용될 기준용량가격을 결정하고, 매 회계연도 시작전까지 그 내용을 공개하여야 한다.
 ② 제1항의 규정에 의한 기준용량가격은 기저발전기 및 일반발전기에 대해 각각 정해야 한다.

제3장 전력의 거래 <개정 2005.1.21>

제1절 판매사업자의 전력구매

제3.1.1조(전력량가격의 적용) 판매사업자가 전력시장으로부터 구입한 전력량에 대한 가격은 제2.4.2조의 규정에 따라 정한 일반발전기에 대한 계통한계가격과 기저발전기에 대한 기저한계가격으로 구분하여 적용한다.

제3.1.2조(용량가격의 적용) 판매사업자에 대한 거래시간별 용량가격은 제2.4.3조의 규정에 따라 정한 기저발전기와 일반발전기의 기준용량가격(기준용량가격 보정계수 포함)을 구분하여 별표 2에서 정한 시간대별 용량가격계수(TCF_t)를 곱하여 적용한다.

제3.1.3조(계약정산금의 적용) 판매사업자에 대한 계약정산금은 별표 2에 따라 적용한다.

제3.1.4조(채무불이행시 조치) ① 판매사업자가 제4.3.2조제2항의 규정에 의한 결제금액을 결제일의 지정된 시간까지 제4.3.4.조의 규정에 의한 전력거래전담 금융기관에 설정된 해당회원 정산계좌에 입금하지 않을 경우 채무불이행이 발생한 것으로 본다.<개정 2003.5.7>

② 판매사업자에게 채무불이행이 발생한 경우에 전력거래소는 지체없이 다음 각호의 1의 조치를 이행하여야 한다.

1. 채무불이행을 확정하고 채무불이행 발생시각으로부터 24시간 이내에 이를 해소하도록 채무불이행 통지를 별지 제17호서식에 따라 팩스 또는 전화 등을 이용하여 통보
2. 제1호에서 정한 기한까지 채무불이행이 해소되지 않았을 경우 전력거래소는 채

권확보를 위한 모든 행위를 수행<개정 2003.5.7>

3. 제1호에서 정한 기한까지 판매사업자가 채무불이행을 해소하지 못하는 경우 당일 자정(24:00)에 거래정지가 이뤄짐을 알리는 거래정지 통지를 별지 제18호의 서식에 따라 팩스 또는 전화 등을 이용하여 통보<개정 2003.5.7>

4. 거래정지 통지를 발송한 후 즉시 관련된 시장참여자에게 거래정지통지 사본을 통보

5. 거래정지 통지를 받은 판매사업자에 대한 전력시장에서의 거래자격 정지

③판매사업자가 채무불이행에 대한 의무를 이행하고 거래정지 해지를 요청하는 경우 전력거래소는 특별한 사유가 없는 한 거래정지를 해지한 후 해당 판매사업자와 관련 시장참여자에게 그 사실을 즉시 통보한다.

제3.1.5조(연체이자 산정 및 납부) 판매사업자는 채무불이행에 따른 연체이자를 다음의 식에 의해 산정하여 채무불이행금과 함께 전력거래소에 납부하여야 한다.

연체이자 = 채무불이행전력거래대금 × 시장은행일반대출연체이자율 × 연체기간 /365일

제2절 직접구매자의 전력구매

제1관 직접구매 가격의 적용

제3.2.1.1조(전력량가격) 직접구매자가 구입한 전력량에 대한 가격은 제2.4.2조의 규정에 따라 정한 일반발전기의 계통한계가격을 적용한다.

제3.2.1.2조(용량가격) ①직접구매자에 대한 거래시간별 용량가격은 제2.4.3조의 규정에 따라 정한 일반발전기의 기준용량가격에 별표 2에서 정한 시간대별용량가격계수(TCF_t)와 직접구매 용량보정계수를 적용하여 보정한 직접구매 용량가격을 적용한다.

②직접구매자는 전기설비의 역률을 90%(기준역률)이상으로 유지하여야 하며, 직접구매자의 역률이 90%에 미달될 경우에는 미달 비율만큼 용량가격을 할증하여 적용한다.

③제2항의 규정에 의한 역률은 거래시간별로 산정하고, 역률의 산정에는 평균 지상 무효전력과 평균 유효전력을 적용한다.

제3.2.1.3조(부가정산금) ①직접구매자에 대한 부가정산금(Uplift)은 부가정산금단가(원/kWh)를 연간 일정하게 유효구매전력량에 적용한다.

②제1항의 규정에 의한 부가정산금단가는 전년도 전력시장에서 발생된 부가

정산금액을 토대로 비용위원회에서 정한다.

제3.2.1.4조(손실계수) ①송전망에서 발생하는 송전손실계수(필요시 배전망에서 발생한 배전손실계수를 포함한다. 이하 각각 “송전손실계수”와 “배전손실계수”라 한다.)는 연간 일정비율을 모든 직접구매자에게 동일하게 적용한다.

<개정 2005.1.21>

②직접구매자의 계량기 설치위치가 계량점과 다름으로 해서 발생하는 개별적인 손실계수(이하 “개별손실계수”라 한다.)는 제4.1.1조의 규정 등의 합리적인 방법으로 산정하고 제1항의 손실계수에 합산하여 해당 구매자의 송전손실계수로 적용한다.<개정 2005.1.21>

③제1항 및 제2항의 규정에 의한 손실계수는 비용위원회에서 별도로 정한다.

제3.2.1.5조(손실계수의 적용) 전력거래소는 제3.2.1.1조 내지 제3.2.1.3조의 규정에 의한 가격에 적용하기 위한 유효구매전력량과 용량가격 적용전력을 결정하는 경우에 제3.2.1.4조의 규정에 의한 손실계수를 반영하여 산정한다.

제3.2.1.6조(송전요금) ①직접구매자에 대한 발전측 송전요금은 법 제15조의 규정에 의거 산업자원부장관으로부터 인가를 받은 발전측 송전요금을 기초로 하여 동 요금의 적용기준 및 적용방법은 비용위원회에서 별도로 정한다.

②직접구매자에 대한 부하측 송전요금은 법 제15조의 규정에 의거 산업자원부장관으로부터 인가를 받은 “송전용 전기설비 이용규정”에 따르며 이 규칙에서는 적용하지 아니한다.<개정 2005.1.21>

제3.2.1.7조(직접구매 전력량) 직접구매자의 구입전력량은 유효구매전력량을 적용한다.

제3.2.1.8조(직접구매 용량보정계수의 결정) 제3.2.1.2조의 규정에 의한 직접구매용량보정계수는 비용위원회에서 별도로 정한다.

제3.2.1.9조(용량가격 적용전력의 결정) ①전력거래소는 제3.2.1.2조의 규정에 의한 용량가격을 적용하기 위하여 직접구매자별 용량가격 적용전력을 결정하여야 한다.

②제1항의 규정에 의한 용량가격 적용전력은 역월 단위로 적용하고, 거래당월에 대한 용량가격 적용전력은 거래 당월을 포함하지 않은 직접구매자의 직전 12개월중의 7월, 8월, 9월 및 거래전월 중의 거래기간 최대 유효구매전력량으로 한다. 다만, 거래기간 최대 유효구매전력량이 수전설비 용량(역률 90%를 적용한 유효전력 기준)의 30% 이하인 경우에는 수전설비 용량의 30%로 한다.

③직접구매자가 전력시장에서 전력을 거래한 기간이 1년에 미달한 경우에는 당해

직접구매자에 대한 용량가격 적용전력의 결정은 제2항의 규정을 준용하되, 거래개시 전의 최대전력은 15분 최대전력에 제3.2.1.4조의 규정에 의한 손실계수를 반영하여 적용한다.

제3.2.1.10조(자료제출) 전력시장에서 전력을 직접구매하고자 하는 자는 다음 각호의 자료를 거래개시 희망일 1개월 전까지 전력거래소에 제출하여야 한다.

1. 제3.2.1.4조제2항의 규정에 의한 개별손실계수 산정을 위하여 필요한 자료
<개정 2005.1.21>
2. 제3.2.1.9조의 규정에 의한 용량가격 적용전력 산정을 위하여 필요한 자료

제2관 직접구매의 시행 및 관리

제3.2.2.1조(직접구매자의 자격) ① 전력시장에 참여하여 전력을 직접구매할 수 있는 자격은 법 제32조 및 시행령 제20조에서 정한 기준을 충족한 자로서 전력거래소의 회원으로 가입한 자로 한다.

② 법 시행령 제20조에서 규정한 수전설비용량은 토지, 건물, 전기사용 시설 등을 소유자나 최종 사용자별로 구분한 단일의 전기 사용장소 및 단일의 최종 전기사용자에 대한 용량으로 한다.

제3.2.2.2조(직접구매의 신청) 전력을 전력거래소에서 직접구매하고자 하는 자는 전력거래소의 정관이 정하는 바에 따라 전력거래소에 신청하여야 한다.

제3.2.2.3조(직접구매의 승인) 전력거래소는 제3.2.2.2조의 규정에 의한 신청이 있는 경우에는 다음 각호의 요건에 부합하다고 판단하는 경우에 이를 승인할 수 있다. 다만, 다음 각호의 1의 요건을 충족하지 못하는 것으로 판단하는 경우에는 이를 승인하지 아니할 수 있다.

1. 제3.2.2.1조 제2항의 규정에 의한 설비용량의 충족여부
2. 제4.1.1조의 규정에 의한 계량설비 등 규칙에서 정한 설비의 완비여부
3. 제3.4.1조의 규정에 의한 재정보증의 제공여부<개정 2005.1.21>
4. 제5.1.4조의 규정에 의한 전력공급 부족시 조치사항의 수용여부
5. 기타 신청자의 기술적인 사유로 전력계통 운영에 지장을 초래할 가능성 여부

제3.2.2.4조(전력거래에 관한 약정체결) ① 전력거래소는 제3.2.2.3조의 규정에 의하여 직접거래를 승인하는 경우에는 당해 직접구매자와 전력거래에 따른 세부적인 사항에 관하여 별도의 약정을 체결하여야 한다.

② 제1항의 규정에 의한 약정에는 다음 각호의 사항이 포함되어야 한다.

1. 전력의 직접구매 종료 희망시 사전통보 및 거래종료 절차에 관한 사항
2. 채무불이행시 채무불이행금의 납부독촉 및 전기공급 중단에 관한 사항
3. 거래대금 결제일정 및 대금결제에 관한 세부사항
4. 기타 직접구매와 관련하여 전력거래소 이사장이 필요하다고 인정하는 사항

제3.2.2.5조(직접구매의 거래개시) 직접구매자에 대한 거래는 전력거래소로부터 거래 승인을 받은 후 전력거래소가 지정하는 시점부터 개시한다.

제3.2.2.6조(직접구매자의 의무존속기간) ①직접구매자는 제3.2.2.5조의 규정에 의한 거래개시일로부터 1년이 경과하여야 전력시장에서 전력거래를 종료할 수 있다. 다만, 직접구매자가 전력거래를 지속할 수 없는 타당한 사유가 발생한 경우에는 예외로 할 수 있다.

②제1항의 규정에 의하여 전력거래를 종료한 자가 거래종료일로부터 1년 이내에 제3.2.2.2조의 규정에 의한 신청을 하는 경우에는 전력거래소 정관이 정하는 바에 의하여 그 신청을 제한할 수 있다.

제3.2.2.7조(직접구매수수료의 부과) ①전력거래소는 직접구매자에게 직접구매자의 진입에 따라 수반되는 정산·결제와 채권확보 및 사후관리 등에 소요되는 제반 경비 충당을 위해 직접구매수수료(이하 "구매수수료"라 한다.)를 전력거래소 정관이 정하는 바에 따라 부과한다.

②전력거래소는 제1항의 규정에 의한 구매수수료를 징수하는 경우에는 직접구매자에 대하여 전력거래소 정관 제12조의 규정에 의한 전력거래수수료를 면제할 수 있다.

제3.2.2.8조(전력산업기반기금의 부과) 직접구매자는 법 제51조의 규정에 따라 전력구매금액에 따라 부과되는 전력산업기반기금을 부담하여야 한다.

제3.2.2.9조(채무불이행시 조치) ①직접구매자가 다음 각호의 1에 해당하는 경우에는 채무불이행이 발생한 것으로 본다.

1. 직접구매자가 제4.3.2조제2항의 규정에 의한 결제금액을 결제일의 지정된 시간까지 지불하지 않는 경우<개정 2003.5.7>
2. 직접구매자가 전력거래소에 제공하여야 할 재정보증금액을 제3.3.3조 제1항 및 제2항에서 정한 기한까지 제공하지 못하는 경우<개정 2003.5.7>
3. 재정보증인의 신용에 다음 각호의 1의 사유가 발생하는 경우
 - 가. 재정보증인의 주요 사업부분이 중단되거나 중단이 임박했을 경우
 - 나. 재정보증인에 대하여 법정관리, 청산인, 파산 관재인 또는 관련법에 따라 유사한 기능을 행사하는 사람이 지명되는 경우

다. 기타 재정보증인이 자신의 채무와 직접구매자에 대한 재정보증의 이행에 대한 능력이 없다고 판단되는 경우

②직접구매자에게 채무불이행이 발생한 경우에 전력거래소는 지체없이 다음 각호의 1의 조치를 이행하여야 한다.

1. 채무불이행을 확정하고 채무불이행 발생시각으로부터 24시간 이내에 이를 해소하도록 채무불이행 통지를 별지 제17호 서식에 따라 Fax 또는 전화 등을 이용하여 통보
2. 제1호에서 정한 기한까지 채무불이행이 해소되지 않았을 경우에는 전력거래소는 제3.3.1조제1항의 제1호 또는 제2호의 재정보증에서 직접구매자의 채무불이행금액을 변제하도록 청구하여 대금결제를 실행하며, 연체이자 계산은 제3.2.2.10조에 따른다.<개정 2003.5.7>
3. 제1호에서 정한 기한까지 직접구매자가 채무불이행을 해소하지 못하는 경우에는 당일 자정(24:00)에 거래정지가 이뤄짐을 알리는 거래정지 통지를 별지 제18호의 서식에 따라 Fax 또는 전화 등을 이용하여 통보<개정 2003.5.7>
4. 해당 직접구매자에게 거래정지 통지를 발송한 후 즉시 해당 직접구매자와 관련 시장참여자에게 거래정지 통지 사본을 통보
5. 거래정지 통지를 받은 직접구매자에 대한 전력시장에서의 거래자격 정지

③직접구매자가 채무불이행에 대한 의무를 이행하고 거래정지 해지를 요청하는 경우 전력거래소는 특별한 사유가 없는 한 거래정지를 해지한 후 해당 직접구매자와 관련 시장참여자에게 그 사실을 즉시 통보한다.<항번호 변경 2003.5.7>

제3.2.2.10조(연체이자 산정 및 납부) 직접구매자는 채무불이행에 따른 연체이자를 다음의 식에 의해 산정하여 채무불이행금과 함께 전력거래소에 납부하여야 한다.

연체이자 = 채무불이행전력거래대금 × 시장은행일반대출연체이자율 × 연체기간 /365일

제3절 구역전기사업자의 전력거래[본절신설 2005.1.21]

제1관 구역전기사업자의 전력거래 관리

제3.3.1.1조(전력거래 요건) ①구역전기사업자가 전력시장에서 전력을 거래할 수 있는 경우는 법 시행령 제19조제4항에서 규정한 경우로 한다.

②구역전기사업자는 발전기의 고장·정기점검 및 보수 등으로 인한 경우를 제외하고 당해 특정한 공급구역의 수요가 허가받은 공급능력 이내일 때에 구매전력이 발생하지 않도록 하기 위한 제어설비를 구비하고 구비완료 증빙서류를 전력거래소에 제출하여야 한다.

제3.3.1.2조(전력거래의 신청) 전력거래소와 전력거래를 하고자 하는 구역전기사업자는 전력거래소의 정관이 정하는 바에 따라 전력거래소에 신청하여야 한다.

제3.3.1.3조(전력거래의 승인) 전력거래소는 제3.3.1.2조의 규정에 의한 신청에 대하여 다음 각호의 요건을 충족시키는 것으로 판단하는 경우에 이를 승인한다.

1. 제3.3.1.1조의 전력거래 요건 충족
2. 제4.1.1조의 규정에 의한 계량설비 등 이 규칙에서 정한 설비의 완비
3. 제3.4.1조의 규정에 의한 재정보증의 제공
4. 제5.1.4조의 규정에 의한 전력공급부족시 조치사항의 수용
5. 기타 신청자의 기술적인 사유로 전력계통 운영에 지장을 초래할 우려가 없을 것

제3.3.1.4조(전력거래에 관한 약정체결) 전력거래소는 제3.3.1.3조의 규정에 의하여 거래를 승인한 경우에는 다음 각호의 1의 사항에 대한 약정을 체결할 수 있다

1. 구역전기사업 종료 희망시 사전통보 및 거래종료 절차에 관한 사항
2. 채무불이행시 채무불이행금의 납부 및 전기공급 중단에 관한 사항
3. 거래대금 결제일정 및 대금결제에 관한 사항
4. 기타 구역전기사업자의 전력거래와 관련하여 전력거래소 이사장이 필요하다고 인정하는 사항

제3.3.1.5조(전력거래의 개시) 구역전기사업자에 대한 거래는 전력거래소로부터 거래 승인을 받은 후 전력거래소가 지정하는 시점부터 개시한다.

제3.3.1.6조(구역전기사업자의 의무존속기간)

① 구역전기사업자는 제3.3.1.5조의 규정에 의한 거래개시일로부터 1년이 경과하여야 전력시장에서의 전력거래를 종료할 수 있다. 다만, 구역전기사업자가 전력거래를 지속할 수 없는 정당한 사유가 있는 경우에는 예외로 할 수 있다.

② 전력거래소는 제1항의 규정에 의하여 전력거래를 종료한 구역전기사업자가 거래종료일로부터 1년 이내에 거래재개 신청을 하는 경우에는 거래재개를 제한할 수 있다.

제3.3.1.7조(채무불이행시 조치) ① 구역전기사업자가 다음 각호의 1에 해당하는 경우에는 채무불이행이 발생한 것으로 본다.

1. 구역전기사업자가 결제금액을 제4.3.2조제2항의 규정에 의한 기한까지 입금하지 않는 경우
2. 구역전기사업자가 전력거래소에 제공하여야 할 재정보증금액을 제3.4.4조제1항 및 제2항에서 정한 기한까지 제공하지 못하는 경우

3. 재정보증인에게 다음 각목의 1의 사유가 발생하는 경우

가. 재정보증인의 주요 사업부문이 중단되거나 중단이 임박했을 경우

나. 재정보증인에 대하여 법정관리인, 청산인, 파산관재인 또는 관련법에 따라 유사한 기능을 행사하는 사람이 지명되는 경우

다. 기타 재정보증인이 자신의 채무와 구역전기사업자에 대한 재정보증의 이행에 대한 능력이 없다고 판단되는 경우

②구역전기사업자에게 채무불이행이 발생한 경우에 전력거래소는 지체 없이 다음 각호의 1의 조치를 이행하여야 한다.

1. 채무불이행을 확정하고 채무불이행 발생시각으로부터 24시간 이내에 이를 해소하도록 채무불이행 통지를 별지 제17호서식에 따라 팩스 또는 전화 등을 이용하여 통보

2. 제1호에서 정한 기한까지 채무불이행이 해소되지 않았을 경우에는 제3.4.1조의 규정에 의하여 제공된 재정보증금액을 대상으로 구역전기사업자의 채무불이행 금액을 청구하여 대금결제를 실행하며, 연체이자 계산은 제3.3.1.8조에 따름

3. 제1호에서 정한 기한까지 구역전기사업자가 채무불이행을 해소하지 못하는 경우에는 그 기한이 속하는 날의 자정(24:00)에 거래가 정지됨을 알리는 거래정지 통지를 별지 제18호서식에 따라 팩스 또는 전화 등을 이용하여 통보

4. 해당 구역전기사업자에게 거래정지 통지서를 발송한 후 즉시 해당 구역전기사업자와 관련된 시장참여자에게 거래정지 통지서 사본을 발송

5. 거래정지 통지를 받은 구역전기사업자에 대한 전력시장에서의 거래자격 정지

③구역전기사업자가 채무불이행에 대한 의무를 이행하고 거래정지 해지를 요청하는 경우 전력거래소는 특별한 사유가 없는 한 거래정지를 해지한 후 해당 구역전기사업자와 관련된 시장참여자에게 그 사실을 즉시 통보한다.

제3.3.1.8조(연체이자 산정 및 납부) 구역전기사업자는 채무불이행에 따른 연체이자를 다음의 식에 의해 산정하여 채무불이행금과 함께 전력거래소에 납부하여야 한다.

연체이자 = 채무불이행전력거래대금 × 시장은행일반대출연체이자율 × 연체기간/365일

제2관 구매가격의 적용

제3.3.2.1조(전력량가격의 적용) 구역전기사업자가 전력시장에서 구매한 전력량에 대한 가격은 제2.4.2조의 규정에 따라 정한 일반발전기에 대한 계통한계가격과 기저발전기에 대한 기저한계가격을 구분하여 적용한다.

제3.3.2.2조(용량가격의 적용) 구역전기사업자에 대한 거래시간별 용량가격은 제2.4.3조의 규정에 따라 정한 기저발전기와 일반발전기의 기준용량가격(기준용량가격 보정계수 포함)을 구분하여 별표 2에서 정한 시간대별 용량가격계수(TCF_t)를 곱하여 적용한다.

제3.3.2.3조(제약정산금의 적용) 구역전기사업자에 대한 제약정산금은 별표 2에 따라 적용한다.

제3.3.2.4조(손실계수) ①송·배전망에서 발생하는 손실을 적용하기 위한 송전손실계수 및 배전손실계수는 연간 단일치를 정하여 모든 구역전기사업자에게 동일하게 적용한다.

②구역전기사업자의 계량기 설치위치가 계량점과 다름으로 해서 발생하는 개별손실계수는 제4.1.1조의 규정에 의해 산정한다.

③제1항 및 제2항의 규정에 의한 손실계수는 비용위원회에서 별도로 정한다.

제3.3.2.5조(손실계수의 적용) 전력거래소는 구역전기사업자의 유효구매전력량을 결정할 경우 제3.3.2.4조의 규정에 의한 손실계수를 반영한다.

제3.3.2.6조(송전 및 배전요금) ①구역전기사업자의 발전측 송전요금은 비용위원회에서 법 제15조의 규정에 의거 산업자원부장관으로부터 인가를 받은 발전측 송전요금을 반영하여 산정한다.

②구역전기사업자에 대한 부하측 송전요금 및 배전요금은 법 제15조의 규정에 의거 산업자원부장관으로부터 인가를 받은 “송전용 전기설비 이용규정” 및 “배전용 전기설비 이용규정”에 따르며 이 규칙에서는 적용하지 아니한다.

제3.3.2.7조(구매 전력량) 구역전기사업자의 구매전력량은 유효구매전력량을 적용한다.

제3.3.2.8조(자료제출) ①구역전기사업자는 제3.3.2.4조제2항의 규정에 의한 개별손실계수 산정을 위하여 필요한 자료를 거래개시 희망일로부터 1개월 전까지 전력거래소에 제출하여야 한다.

②구역전기사업자는 제6.1.3조제8호의 규정에 의한 시장감시를 위하여 전력시장감시위원회가 요청할 경우 시간대별 발전전력량, 발전에 필요한 소내소비전력량 및 관련 변압기손실량 등에 대한 일간, 월간, 연간 실적과 발전기의 고장·정기점검 및 보수 등의 자료를 제출하여야 한다.

제4절 직접구매자 및 구역전기사업자의 재정보증

제3.4.1조(재정보증의 설정) ①직접구매자 및 구역전기사업자는 전력시장에 참여하여 거래를 하는 기간에는 전력거래소에 지속적으로 재정보증을 제공하여야 하며, 그 형태는 다음 각호의 1과 같다.<개정 2005.1.21>

1. 현금 재정보증
2. 비현금 재정보증

②현금 재정보증은 제4.3.4조의 규정에 의한 전력거래전담 금융기관에 개설된 해당 직접구매자 또는 구역전기사업자의 보증금계좌에 예치된 자금으로 하며 다음 각호의 요건을 충족하여야 한다.<개정 2005.1.21>

1. 전력거래대금 지급만을 위한 재정보증일 것
2. 전력거래대금의 결제를 이행하지 아니할 때는 전력거래소가 직접구매자 및 구역전기사업자의 동의 없이 인출할 수 있을 것<개정 2005.1.21>
3. 전력거래소의 동의없이 직접구매자 및 구역전기사업자가 보증금을 인출할 수 없을 것<개정 2005.1.21>

③비현금 재정보증은 다음과 같은 형태로 제공할 수 있다.

1. 적정자격을 가진 재정보증제공자로부터의 재정보증이며, 재정보증제공자가 될 수 있는 자는 한국은행의 신용관리하에 있는 은행이나 금융기관에 한함
2. 전력거래소가 인정하는 형식의 보증서 또는 은행신용장

제3.4.2조(관련자료 제출) ①직접구매자 및 구역전기사업자는 재정보증 금액을 산정하는데 필요한 자료를 전력거래소에 제출하여야 한다.<개정 2005.1.21>

②전력의 직접구매를 하고자 하는 자는 거래개시 희망일로부터 1개월 전까지 다음의 자료를 제출하여야 한다.

1. 직전연도 12개월분 전기요금 납부영수증 또는 내역서
2. 직전연도 12개월분 전력사용량 및 설비용량
3. 전력시장 가입이후 해당 연도말까지의 월별 예측 전력수요량

③ 구역전기사업자는 거래개시 희망일로부터 1개월 전까지 다음의 자료를 제출하여야 한다.[본항신설 2005.1.21]

1. 공급예정구역에 대해 산업자원부장관으로부터 허가받은 사업허가증 사본
2. 전력시장 가입이후 해당연도말까지의 월별 예측 전력구매량

④직접구매자 및 구역전기사업자는 다음 해의 회계연도 개시 1개월 전까지 다음의 자료를 제출하여야 한다.<개정 2005.1.21>

1. 대금결제가 종료된 월의 최근 월을 포함한 직전 12개월분의 전력거래대금

2. 다음 연도말까지의 월별 예측 전력수요량 또는 전력구매량<개정 2005.1.21>

제3.4.3조(재정보증금액 산정 및 통지) ①전력거래소는 직접구매자별 및 구역전기사업자별로 재정보증 금액을 산정하여야 하며, 그 기준은 다음과 같다.<개정 2005.1.21>

1. 직접구매자 및 구역전기사업자의 재정보증금액은 최근 대금결제 종료된 월을 포함한 직전 12개월중 거래대금이 최대인 월의 일평균 거래대금의 40일분으로 정한다. 즉,

$$\text{재정보증금액} = \text{직전 12개월중 최대전력 거래대금} / \text{해당월일수} \times 40\text{일}$$

<개정 2005.1.21>

2. 전력시장에서의 거래실적이 없는 직접구매자는 전력시장 참여이전의 직전 월별 전기요금 중 최대인 월의 금액을 기준으로 정한다.

3. 전력시장에서의 구매실적이 없는 구역전기사업자는 예상 최대부하에서 공급예정구역에 허가받은 발전설비용량을 차감한 후 환산한 예상 전력구매량을 기준으로 전년도 평균 정산단가를 곱하여 산정한다.[신설 2005.1.21]

②전력거래소는 제1항에 의해 설정된 재정보증금액을 다음 각호의 1의 기간 내에 직접구매자 및 구역전기사업자에게 통지해야 한다.<개정 2005.1.21>

1. 직접구매자 및 구역전기사업자에게는 다음 회계연도 개시 20일전까지<개정 2005.1.21>

2. 직접구매를 하고자 하는 자 및 전력시장에서 전력을 구매하고자 하는 구역전기사업자에게는 거래개시 희망일 20일전까지<개정 2005.1.21>

제3.4.4조(재정보증금액 납부 및 검증) 직접구매자 및 구역전기사업자는 제3.4.3조의 규정에 따라 통지된 재정보증금액을 제3.4.1조제2항의 규정에 의한 현금 또는 동조 제3항의 규정에 의한 비현금의 형태로 다음 회계연도 개시 7일전까지 전력거래소에 납부하여야 한다.<개정 2005.1.21>

②직접구매를 하고자 하는 자 및 전력시장에서 전력을 구매하고자 하는 구역전기사업자는 제3.4.3조의 규정에 따라 통지된 재정보증금액을 제3.4.1조제2항의 규정에 의한 현금 또는 동조제3항의 규정에 의한 비현금의 형태로 거래개시 희망일 7일전까지 전력거래소에 납부하여야 한다.<개정 2005.1.21>

③전력거래소는 직접구매자 또는 구역전기사업자가 제공한 재정보증이 제3.4.1조에서 정한 요건을 충족시키지 못하는 것으로 판단하는 경우에는 당해 직접구매자 또는 구역전기사업자와의 전력거래를 정지할 수 있다.<개정 2005.1.21>

제3.4.5조(재정보증의 해지) 직접구매자 또는 구역전기사업자가 전력시장을 통한 전력

거래의 해지를 요청하거나 전력거래가 해지되는 경우에는 전력거래소는 해당 직접 구매자 또는 구역전기사업자에 대한 재정보증을 해지한다. <개정 2005.1.21>

제4장 계량과 정산 및 결제

제1절 계량

제4.1.1조(계량설비의 설치 및 변압기 손실보정) ①전기사업자 및 직접구매자는 시간대별 전력량을 계량하기 위하여 별표 7에 따라 계량설비를 계량점에 설치하고 유지관리하여야 하며, 20MW를 초과하는 발전기, 배전사업자의 경우 20MVA를 초과하는 변압기, 직접구매자의 경우 50MVA 이상의 변압기에 비고계량설비를 설치하여야 한다.

②구역전기사업자의 송전용 전력량계와 수전용 전력량계는 별도로 설치하여야 하며 변성기는 공용할 수 있다.[신설 2005.1.21]

③전기사업자 및 직접구매자의 계량설비가 계량점이 아닌 장소에 설치된 경우에는 시간대별 변압기손실량과 선로손실량을 다음 식에 따라 보정한다.

변압기손실량(kWh) = 무부하손실량(kWh) + [변압기 부하량(kWh) / (변압기 정격용량(kVA)×부하역률×1h)]² × 정격부하손실량(kWh)

선로손실량(kWh) = [선로전력량(kWh) / (선로정격용량(kVA)×부하역률×1h)]² × 정격선로손실량(kWh)

정격선로손실량(kWh) = 3 × 1상 선로의 저항(Ω) × 1상 선로의 정격전류(kA)² × 1h

<개정 2005.1.21>

제4.1.2조(계량데이터 취득 및 처리) ①전력거래소는 전기사업자 및 직접구매자로부터 계량설비의 계량데이터를 전송받아 계량시스템의 데이터베이스에 저장하고 유지관리하여야 한다.

②전기사업자는 제1항의 규정에 의한 계량데이터의 전송을 위하여 별표 7에 따라 계량시스템과 연결되도록 통신회선 구축 등 필요한 조치를 하여야 한다.

③발전사업자가 전력량계 고장 등의 원인에 의하여 계량데이터를 전송하지 못한 경우에는 별표 7에 따르되 송전단 전력량은 다음 산식에 따라 계산한다.

송전단 전력량 = 발전단전력량 - 변압기 손실전력량 - 소내소비전력량

<개정 2005.10.10>

④배전사업자 또는 직접구매자가 전력량계 고장 등의 원인에 의하여 계량데이터를 전송하지 못한 경우에는 전력거래가 정상적으로 이루어진 최근 10일의 평균 거래량으로 계량데이터를 산정한다. 다만, 공휴일과 근무일은 구분하여 산정한다.

<개정 2005.1.21>

⑤발전사업자의 경우에 제3항의 규정에도 불구하고 모든 전력량계가 고장 또는 기타 원인으로 동작하지 않을 때에는 전력거래소는 다음의 우선순위에 따라 계량데이터를 작성한다.

1. 급전자동화시스템(EMS)의 발전소 상대단 전력소(변전소) 인입 전력
2. 지역급전시스템(SCADA)의 발전소 상대단 전력소(변전소) 인입 전력
3. 발전소 운영 및 기록 자료
4. 기타 자료

⑥구역전기사업자의 송전전력 계량에 관한 사항은 이 절 중 발전사업자에 관련된 규정을 따르며, 수전전력 계량에 관한 사항은 이 절 중 배전사업자에 관련된 규정을 따른다.[신설 2005.1.21]

⑦전력거래소의 계량시스템에 저장된 계량데이터와 전기사업자 또는 직접구매자의 전력량계에 저장되어 있는 데이터가 일치하지 않는 경우에는 전력량계에 저장되어 있는 데이터를 우선한다.<항번호 변경 2005.1.21>

제4.1.3조(계량설비의 시험 및 검사) 전기사업자 및 직접구매자는 별표 7에 따라 계량설비에 대한 시험을 실시하고, 그 결과를 전력거래소에 제출하여야 한다. 다만, 전력거래소는 전력시장의 원활한 운영을 위하여 계량설비에 대한 시험을 요청할 수 있으며, 이 경우 해당 설비를 보유한 자는 정당한 사유가 없는 한 이에 응하여야 한다.

②전력거래소는 계량설비의 봉인 등과 관련된 안전성 검사를 2년마다 정기적으로 실시하여야 하며, 필요하다고 인정되는 경우 수시로 실시할 수 있다.

제4.1.4조(계량등록부의 기재) ①전력거래소는 계량데이터의 유효성과 정확도를 검증하기 위하여 전기사업자 및 직접구매자로부터 계량설비에 관한 세부사항을 제출받아 계량등록부에 기록하고 관리하여야 하며, 계량등록부에 기재되어야 할 사항은 별표 7과 같다.

②전력거래소는 계량등록부의 기재내용과 계량설비의 제원이 일치하지 아니하는 경우에는 해당 전기사업자 및 직접구매자에게 이에 대한 시정을 요청하여야 하며, 이 경우 요청을 받은 자는 정당한 사유가 없는 한 지체없이 응하여야 한다.

③전력거래소의 회원은 계량설비에 관한 계량등록부를 열람할 수 있다.

제4.1.5조(계량설비의 봉인 또는 봉인해제) ①전력거래소는 계량데이터의 공정성을 보장하기 위하여 계량설비에 대한 봉인을 실시하여야 하며, 필요한 경우 봉인해제를 할 수 있다.

②전기사업자 및 직접구매자는 제1항의 규정에 의한 봉인해제 또는 봉인이 필요한 경우에는 전력거래소에 사전 요청하여야 한다.

③전기사업자 및 직접구매자는 위험·가압설비에 봉인이 필요한 경우에는 관련설비의 휴전 등 사전에 적절한 안전조치를 취하여야 하며, 전력거래소는 이를 확인 후 봉인하여야 한다.[신설 2003.11.11]

제4.1.6조(안전성 확보를 위한 암호) ①전력거래소는 계량데이터의 안전성 확보를 위해 전력량계에 대해 읽고 입력할 수 있는 암호를 설정하여야 한다.

②전력거래소는 전기사업자 및 직접구매자가 보유한 전력량계에 대한 읽기전용 암호를 해당자에게 제공하여야 한다.

제4.1.7조(계량설비의 변수 및 설정 데이터변경) 전기사업자 및 직접구매자는 전력거래소의 승인을 얻어 계량설비의 변수 및 설정된 데이터를 변경할 수 있으며, 변경사항을 전력거래소에 지체없이 통지하여야 한다.

②전력거래소는 제1항의 규정에 의하여 통보 받은 내용을 계량등록부에 기재하고 계량 데이터베이스의 내용을 수정, 기록관리 하여야 한다.

제4.1.8조(계량시각의 일치) 전력거래소는 계량시각의 일치를 위하여 위치표정장치(GPS : Global Positioning System)를 운영하여야 한다.

제4.1.9조(자가용전기설비설치자의 계량) 법 제31조제2항 단서의 규정에 의하여 전력을 거래하는 자가용 전기설비를 설치한 자의 계량에 관한 사항은 발전사업자에 따른다.

제4.1.10(계량 세부사항) 이 절에서 정하지 않은 계량에 관한 세부사항은 별표 7에 따른다.

제2절 정산

제1관 발전사업자에 대한 정산

제4.2.1.1조(전력량 등에 대한 지급금 정산) ①전력거래소는 전력시장에 참여하는 발전기를 기저발전기와 일반발전기로 구분하고 제2항의 규정에 따라 정산한다.

②전력거래소는 다음 각호의 내용을 고려하여 별표 2에 따라 정산한다.

1. 가격결정발전계획에 포함된 전력량
2. 가격결정발전계획에 포함되지 않았으나 운영발전계획이나 급전지시에 의해 추가로 발전한 전력량
3. 가격결정발전계획에 포함되었으나 운영발전계획이나 급전지시에 의해 발전하지 않은 전력량

4. 가격결정발전계획에 포함된 전력량에 자기발전기의 기술적 특성에 의하여 계통 한계가격결정시 제외된 발전기가 발전한 전력량
5. 거래일의 가격결정발전계획에 포함된 기동횟수와 실제 운영에서의 기동횟수간 차이 발생분
6. 단시간(1시간이하) 운전되도록 발전계획된 발전기가 발전한 전력량
7. 전력수급상 LNG를 연료로 사용하는 발전기가 LNG 공급의 부족으로 대체연료를 사용하는 경우
8. 급전지시에 의하여 기동대기만 하고 계통에 병입하지 못한 발전기의 기동비용
9. 자기발전기의 사유로 급전지시에 순응하지 못한 경우
10. 기타 정산기준에서 정한 사항

제4.2.1.2조(공급가능용량에 대한 지급금 정산) 전력거래소는 발전사업자가 입찰한 공급가능용량에 대하여 별표 2에 따라 정산한다.

제4.2.1.3조(채무불이행에 따른 정산금 산정 및 지급) ①채무불이행 등의 사유로 발전사업자에게 지급할 전력거래대금보다 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자가 전력거래소에 지급한 전력거래대금이 적은 경우에는 다음과 같이 각 발전사업자별로 거래대금을 산정하여 결제한다.

발전사업자의 할인된 거래대금 = 구매자가 지불한 총거래대금 × 각발전사업자가 받아야할 거래대금 / 모든 발전사업자가 받아야할 총거래대금<개정 2005.1.21>

②채무불이행된 거래대금과 지연에 따른 이자가 회수되는 경우에는 발전사업자가 원래 지급받아야 할 거래대금에서 다음의 우선순위로 조정하여 지급한다.

- 가. 전력거래대금
- 나. 지연에 따른 이자

제2관 판매사업자에 대한 정산

제4.2.2.1조(계획발전 전력량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 계획발전 전력량에 대한 정산금액은 별표 2의 정산기준에 따라 계산한 전체 발전사업자의 시간대별 계획발전 전력량에 대한 정산금 총액에서 직접구매자의 시간대별 전력량 정산금 총액을 공제한 금액을 전체 발전사업자의 시간대별 거래량에서 모든 직접구매자의 시간대별 거래량을 차감한 양에 대해 판매사업자가 구매할 시간대별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.<개정 2005.1.21>

제4.2.2.2조(공급가능용량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 공급가능용량에 대한 정산금액은 별표 2에 따라 산정한 전체 발전사업자의 시간대별 공급가능

용량 정산금 총액에서 제4.2.3.2조의 규정에 따라 산정한 직접구매자의 시간대별 용량정산금 총액을 공제한 금액을 전체 발전사업자의 시간대별 거래량에서 모든 직접구매자의 시간대별 거래량을 차감한 양에 대해 판매사업자가 구매한 시간대별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.<개정 2005.1.21>

제4.2.2.3조(계약발전에 대한 정산) 판매사업자에게 적용하는 시간대별 계약발전에 대한 정산금액은 발전사업자에 대한 정산기준에 따라 산정한 시간대별 계약발전에 대한 정산금 총액(시간대별 발전정산금 총액에서 시간대별 계획발전전력량 정산금과 시간대별 가용능력 정산금을 차감한 정산금)에서 제4.2.3.3조의 규정에 따라 산정한 모든 직접구매자에 대한 시간대별 부가정산금 총액을 공제한 금액을 전체 발전사업자의 시간대별 거래량에서 모든 직접구매자의 시간대별 거래량을 차감한 양에 대해 판매사업자가 구매한 시간대별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.<개정 2005.1.21>

제3관 직접구매자에 대한 정산

제4.2.3.1조(전력량에 대한 정산) 직접구매자에게 적용할 시간대별 전력량에 대한 정산금액은 제2.4.2조의 규정에 의한 일반발전기의 계통한계가격에 직접구매자의 유효구매전력량을 곱하여 산출한 금액으로 한다.

제4.2.3.2조(용량가격에 대한 정산) 직접구매자에게 적용할 용량가격의 정산금액은 제3.2.1.2조의 규정에 의한 시간대별 용량가격에 직접구매자별 용량가격 적용전력과 역률조정계수를 곱하여 산출한 금액으로 한다.

제4.2.3.3조(부가정산금에 대한 정산) 직접구매자에게 적용하는 부가정산금에 대한 정산금액은 제3.2.1.3조제2항의 규정에 의한 부가정산금 단가에 직접구매자의 시간대별 유효구매전력량을 곱하여 산출한 금액으로 한다.

제4관 구역전기사업자의 전력구매에 대한 정산[본관신설 2005.1.21]

제4.2.4.1조(계획발전 전력량에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 시간대별 계획발전 전력량에 대한 정산금액은 별표 2의 정산기준에 따라 계산한 전체 발전사업자의 시간대별 계획발전 전력량에 대한 정산금 총액에서 직접구매자의 시간대별 전력량 정산금 총액을 공제한 금액을 전체 발전사업자의 시간대별 거래량에서 모든 직접구매자의 시간대별 거래량을 차감한 양에 대해 구역전기사업자가 구매한 시간대별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제4.2.4.2조(공급가능용량에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 시간대별 공급 가능용량에 대한 정산금액은 별표 2에 따라 산정한 전체 발전사업자의 시간대별 공급 가능용량 정산금 총액에서 제4.2.3.2조의 규정에 의한 모든 직접구매자의 시간대별 용량정산금을 합한 금액을 공제한 금액을 전체 발전사업자의 시간대별 거래량에서 모든 직접구매자의 시간대별 거래량을 차감한 양에 대해 구역전기사업자가 구매한 시간대별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제4.2.4.3조(계약발전에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용하는 시간대별 계약발전에 대한 정산금액은 발전사업자에 대한 정산기준에 따라 산정한 시간대별 계약발전에 대한 정산금 총액(시간대별 발전정산금 총액에서 시간대별 계획발전전력량 정산금과 시간대별 가용능력 정산금을 차감한 정산금)에서 제4.2.3.3조의 규정에 따라 산정한 모든 직접구매자에 대한 시간대별 부가정산금 총액을 공제한 금액을 전체 발전사업자의 시간대별 거래량에서 모든 직접구매자의 시간대별 거래량을 차감한 양에 대해 구역전기사업자가 구매한 시간대별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제5관 정산 명세서<관번호 변경 2005.1.21>

제4.2.5.1조(정산을 위한 사전조정) 전력거래소는 명백한 입찰오류 등에 대하여 정산 결과를 통지하기 전에 사전조정을 할 수 있다.

제4.2.5.2조(초기정산) ①전력거래소는 거래일로부터 2일째 되는 날 14시까지 초기정산을 위하여 필요한 거래일의 시간대별 계량데이터를 수집하여야 한다.

②전력거래소는 거래일로부터 6일 이내에 초기정산을 하고 그 결과를 거래일로부터 9일 이내에 거래당사자에게 통지하여야 한다.

제4.2.5.3조(초기정산에 대한 조정신청) ①거래당사자는 제4.2.5.2조제2항의 규정에 의한 초기정산결과를 통지 받은 경우에, 거래일로부터 13일 이내에 전력거래소에 조정신청을 할 수 있다.

②제1항의 규정에 의한 조정신청이 거래일로부터 18일 이내에 협의되지 아니한 경우에는 제7장제3절의 규정에 따라 처리한다.

제4.2.5.4조(최종정산) 전력거래소는 제4.2.5.3조의 규정에 의한 조정신청 처리결과를 반영하여 거래일로부터 20일 이내에 최종정산을 하고, 그 결과를 거래일로부터 22일 이내에 거래당사자에게 통지하여야 한다.

제4.2.5.5조(최종정산에 대한 이의신청) ①거래당사자는 제4.2.5.4조의 규정에 의한 최

중정산결과를 통지받은 후, 거래일로부터 30일 이내에 전력거래소에 이의신청을 할 수 있다.<개정 2005.1.21>

②제1항의 규정에 의한 이의신청이 거래일로부터 55일 이내에 합의되지 아니한 경우에는 제7장제3절의 규정에 따라 처리한다.

제4.2.5.6조(재정 신청) 제4.2.5.3조 및 제4.2.5.5조의 규정에 의한 처리결과에 불복하는 경우에는 법 제57조의 규정에 따라 전기위원회에 재정을 신청할 수 있다.<개정 2005.1.21>

제4.2.5.7조(거래대금의 청구) ①발전사업자, 판매사업자 및 구역전기사업자는 별표 2에 따라 전력거래차수별 결제일 이전에 전력거래대금을 전력거래소에 청구하여야 한다.<개정 2005.1.21>

②전력거래소는 발전사업자, 판매사업자 및 구역전기사업자로부터 청구서를 접수받은 후 별표 2에 따라 각 전력거래차수별 결제일 이전에 전력거래대금을 판매사업자, 발전사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자에게 청구하여야 한다.<개정 2005.1.21>

③제1항 및 제2항의 규정에 의한 대금청구일정 등에 관한 세부사항은 전력거래소와 거래당사자간의 합의에 따른다.

④제4.2.5.3조제2항 및 제4.2.5.5조제2항의 규정에 의한 분쟁조정절차에 따르는 이의신청의 경우에는 제7장의 규정에 의한 분쟁조정결과에 따라 정산을 한다. <개정 2005.1.21>

제3절 결제 및 전력거래전담 금융기관

제4.3.1조(자금이체) ①전력거래소는 제4.3.2조의 규정에 의한 결제금액 이체를 위하여 자금이체 설비를 갖추고 이용이 가능하도록 하여야 한다.

②거래당사자는 전력거래대금결제를 위하여 전력거래전담 금융기관에 제4.3.6조제1항의 규정에 의한 정산계좌를 설정하여야 한다.

③제1항의 규정에 의한 자금이체 설비를 갖출 경우, 전력거래소는 동 설비의 사용이 거래당사자의 정상적인 은행업무에 불필요한 제한을 가하지 않도록 노력하여야 한다.

제4.3.2조(거래대금 결제) ①전력거래소와 거래당사자간 거래차수별 전력거래대금, 송전요금, 거래수수료, 구매수수료 및 결제수수료 등의 결제일정 등에 관한 세부사항은 전력거래소와 거래당사자간의 합의에 따른다.<개정 2003.5.7>

②판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자는 제1항에서 결정된 전력거래 차수별

결제일 오전 10시까지 제4.3.6조제1항의 규정에 의한 시장참여자 정산계좌에 결제금액을 입금하여야 한다.<개정 2005.1.21>

③전력거래소는 전력거래차수별 결제일에 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자 정산계좌에서 거래차수별 결제금액을 제4.3.6조제1항의 규정에 의한 전력거래소 결제계좌에 이체하도록 전력거래전담 금융기관에게 지시하며, 전력거래소 결제계좌에 이체된 금액을 전력거래차수별 결제일 오후 3시까지 발전사업자 정산계좌에 이체하도록 전력거래전담 금융기관에게 지시한다.<개정 2005.1.21>

제4.3.3조(송전요금 결제) ①전력거래소는 직접구매자 및 구역전기사업자에게 적용하는 발전측 송전요금을 별표 8에 따라 징수하여 송전사업자에게 결제한다.<개정 2005.1.21>

②송전사업자는 제1항의 규정에 의한 발전측 송전요금의 결제를 위하여 제4.3.4조의 규정에 의한 전력거래전담 금융기관에 결제계좌를 설정하여야 한다.

③전력거래소는 제1항의 규정에 의한 발전측 송전요금의 결제와 관련하여 송전사업자와 체결한 약정에 따라 결제수수료를 부과한다.

제4.3.4조(전력거래전담 금융기관의 지정) ①전력거래소는 제4.3.1조의 규정에 의한 자금이체, 제4.3.2조의 규정에 의한 거래대금 결제, 제4.3.3조의 규정에 의한 송전요금 결제 및 이를 위한 설비를 관리하기 위하여 전력거래전담 금융기관(이하 “시장은행”이라 한다.)을 지정하여야 한다.

②시장은행은 이 규칙에서 규정한 거래대금의 결제에 관한 업무를 엄격히 수행하는 책임을 진다.

③시장은행의 업무에는 다음 각호의 사항이 포함된다.

1. 시장은행계좌의 제공 및 관리
2. 전력거래소의 지시에 따른 시장은행계좌간 자금이체

제4.3.5조(약정체결) ①전력거래소는 제4.3.4조제2항 및 제3항의 규정에 의한 업무수행을 위한 세부적인 사항에 관하여 시장은행과 별도의 약정을 체결할 수 있다.

②제1항의 규정에 의한 약정에는 다음 각호의 사항이 포함되어야 한다.

1. 시장은행이 준수하여야 할 사항 및 이를 위반하였을 경우의 조치에 관한 사항
2. 전력시장의 자금이체 및 거래대금 결제에 관한 세부적인 사항
3. 전력시장 운영 및 시장참여자에 대한 지원에 관한 사항

제4.3.6조(시장은행 계좌) ①시장은행계좌는 다음 각호의 1의 은행계좌로 구성된다.

1. 전력거래소 결제계좌
2. 개별 시장참여자에 대한 시장참여자 정산계좌

3. 전력거래소 전력거래수수료 및 직접구매수수료 계좌
4. 직접구매자 및 구역전기사업자 보증금계좌<개정 2005.1.21>
5. 직접구매자 및 구역전기사업자의 발전측 송전요금에 대한 송전사업자 정산계좌 <개정 2003.5.7, 2005.1.21>

② 각 계좌별 인출권한은 다음 표에서 정한 기준에 따른다.<개정 2003.5.7, 2005.1.21>

구 분	계 좌 수	인 출 권 한
전력거래소 결제계좌	1개	전력거래소
시장참여자 정산계좌	시장참여자별 각1개	전력거래소(판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자 정산계좌로부터의 인출에 한함), 시장참여자
전력거래소 수수료계좌	1개	전력거래소
직접구매자 및 구역전기사업자 보증금계좌	직접구매자 및 구역전기사업자별 각1개	전력거래소, 직접구매자 및 구역전기사업자. 단, 직접구매자 및 구역전기사업자는 전력거래소 승인 필요
송전사업자 정산계좌	1개	송전사업자

제4.3.7조(시장은행의 지정해지) 전력거래소는 시장은행이 다음 각호의 1의 경우에는 그 지정을 해지할 수 있다.

1. 규칙에서 정한 시장은행의 책무를 이행하지 아니한 경우
2. 전력거래소와 시장은행간에 체결한 약정에 대한 중대한 위반행위를 한 경우
3. 시장은행으로 지정된 금융기관이 시장은행으로서의 임무를 정상적으로 수행할 수 없는 것으로 판명되는 경우
4. 전력거래소와 지정된 금융기관 쌍방이 시장은행의 지정해지를 합의한 경우

제4.3.8조(청문) ① 전력거래소는 제4.3.7조제1호 내지 제3호의 규정에 의하여 시장은행의 지정을 해지하고자 하는 경우에는 청문을 실시하여야 한다.

② 제1항의 규정에 의한 청문에 관한 구체적인 사항은 전력거래소에서 별도로 정한다.

제4.3.9조(정산 및 결제 세부절차) 제2절 및 제3절에서 정하지 않은 정산 및 결제에 관한 세부사항은 별표 8에 따른다.

제5장 전력계통 운영

제1절 운영발전계획 및 급전지시

제5.1.1조(운영발전계획의 수립) ① 전력거래소는 일간발전계획프로그램을 사용하여 운영발전계획을 거래일 1일전에 수립하며, 실시간 계통운동을 효율적으로 하기 위하여 제2.4.1조의 규정에 의한 가격결정발전계획과 다음 각호의 제약사항을 고려하여야 한다.

1. 발전사업자가 입찰시 제출한 열공급 및 연료계약
 2. 전력거래소에 의하여 평가되는 송전계약
 3. 기타 제약
 - 가. 전력거래소에 의하여 결정되는 전압조정, 무효전력 및 주파수조정
 - 나. 전력계통의 안정도
 - 다. 중앙급전발전기 및 시운전발전기의 기술적특성
 - 라. 예비력 수준
 - 마. 수력 및 양수발전기의 발전계획량과 양수발전기의 양수계획량을 경제적이고 안정된 계통운동을 위하여 조정
 - 바. 발전기의 시험과 시운전 발전기 발전계획량
 - 사. 기타 전력계통의 안정적 운영을 위한 제약사항 등
- ② 제1항 각호의 규정에 의한 제약은 열공급, 연료계약, 송전계약, 기타계약의 순서로 고려되어야 하며 운영발전계획수립에 필요한 세부기준, 방법, 절차 등은 별표 9와 같다.

제5.1.2조(운영발전계획의 통지) ① 전력거래소는 제5.1.1조의 규정에 의한 운영발전계획의 결과를 거래일 전일 18시까지 해당 발전사업자에게 통지하여야 한다.

② 제1항의 규정에 의한 통지는 다음 각호의 사항을 포함하여야 한다.

1. 해당 발전기의 계통병입 및 병해시각
2. 해당 발전기의 시간대별 발전계획
3. 기타 발전기의 운전과 관련된 사항 등

제5.1.3조(운영발전계획의 변경 및 통지) ① 전력거래소는 제5.1.2조의 규정에 의한 통지 이후에도 다음 각호의 사유가 발생하는 경우에는 운영발전계획을 변경할 수 있다.

1. 중앙급전발전기의 고장이나 공급가능용량의 변경
2. 예상하지 못한 송전설비의 장애
3. 중대한 예측수요의 변화
4. 기타 운영발전계획의 수정을 필요로 하는 중요한 사안의 발생

② 전력거래소는 제1항 각호의 규정에 의한 운영발전계획을 변경시 일간발전계획 프로그램을 이용하기 위한 시간부족 등 긴급한 상황에서는 별표 11에 따른다.

③ 제1항 및 제2항의 규정에 의한 운영발전계획이 변경됨에 따라 계통병입 또는 계

통병해 시각 등이 변경될 때에는 이를 해당 발전사업자에게 즉시 통지하여야 한다.

제5.1.4조(전력공급 부족시 조치) ①전력거래소는 전력공급가능용량의 안정확보를 위해 필요한 예비력 수준이 제3항의 규정에 해당될 경우에는 해당 조치사항 등을 산업자원부장관에게 보고하고, 전기사업자에게 통지하여야 한다.

②전기사업자는 전력공급의 부족을 해소하기 위하여 별도의 행위를 한 때에는 이를 즉시 전력거래소에 통지하여야 한다.

③전기사업자는 전력공급의 부족이 예상되는 경우에 중앙급전발전기 공급가능용량 여유별 수준에 따라 아래의 조치사항을 수행하기 위해 협조하여야 하며, 전력거래소는 전력공급의 안정을 위해 전력계통이 별표 3의 범위를 유지하지 못할 것으로 예상될 경우에는 별표 12에 따라 조치하여야 한다.

예상수요에 대한 중앙급전발전기 공급가능용량 여유(MW)	부족한 공급가능용량 정보 수준	필요 조치 사항
2,000 ~ 3,000	3급	○수요조절(부하이전)준비 ○추가 공급가능용량확보(비중앙급전발전기 포함)
1,000 ~ 2,000미만	2급	○수요조절(부하이전)시행 ○계획된 발전정지계획의 변경을 포함한 발전기 공급가능용량 유지 또는 향상
0 ~ 1,000미만	1급	○긴급 부하조정 - 계통주파수 및 전압조정에 의한 부하조정 - 필요시 부하차단

제5.1.5조(연료계약발전기 운용) ①중앙급전발전기로서 법 제49조제6항의 규정에 의한 전력산업기반기금에 의하여 지원 받는 발전기 중 국내 무연탄 또는 액화천연가스를 사용하는 발전기를 보유한 발전사업자(법 부칙 제8조의 규정에 의해 판매사업자에게 전기를 공급할 수 있는 발전사업자 포함)는 해당 연료량을 연소하기 위한 월간 계획을 해당 월 개시 10일전까지 전력거래소에 제출하여야 한다.

②제1항의 규정에 의한 발전사업자의 해당연료 물량배정방법 및 급전원칙 등은 별표 10과 같다.

제5.1.6조(급전지시) ①전력거래소는 운영발전계획을 기준으로 급전지시를 해야하며 실시간 전력수요를 고려하여 2이상의 중앙급전발전기가 동일한 증분가격을 가지는 경우에는 송전손실 등을 고려하여 급전지시를 하여야 한다.

②전력거래소는 발전사업자에게 다음 각호의 사항에 관하여 급전지시를 하여야 한다.

1. 발전기의 계통병입 또는 병해
2. 유효전력 및 주파수 조정
3. 발전출력지시

4. 무효전력 및 전압 조정
5. 자동발전제어 및 주파수 추종(Governor Free) 운전
6. 동기조상기 모드 운전
7. 수력 및 양수발전기의 발전계획량과 양수발전기의 양수계획량을 경제적이고 안정된 계통운영을 위한 조정
8. 기타 전력계통의 안정적 운영을 위하여 필요한 사항

③전력거래소는 송전사업자에게 전력계통의 안정적, 효율적 운영을 위하여 발전기 출력조정과 관련된 급전지시에 따라 송전선로 조류 조정 및 적정전압 유지를 위해 다음 각호의 사항에 관하여 급전지시를 하여야 한다.

1. 송전선로 과부하, 차단기 차단용량 등을 고려한 계통연계 및 분리
2. 지역별 조상설비 투입 및 차단

④전력거래소는 원활한 전력계통운영을 위하여 보호계전기, 자동재폐로계전기 등에 관한 운전지시를 송전사업자에게 요구할 수 있고, 송전사업자는 특별한 사유가 없는 한 이에 협조하여야 한다.

⑤전력거래소는 양수 및 수력발전기를 보유한 발전사업자가 제출한 거래일의 총 발전계획량을 경제적이고 안정된 계통운영을 위하여 발전사업자가 제출한 입찰시간대 발전계획량에 불구하고 초과하거나 미만으로 조정하여 급전지시 할 수 있다.

⑥제1항 내지 제5항의 규정에 의한 급전지시에 관한 세부사항은 별표 11와 같다.

제5.1.7조(급전지시 예외) 전력거래소는 제5.1.6조의 규정에 의한 급전지시를 다음과 같은 사유로 이행하기 어려운 경우에는 급전지시를 다르게 할 수 있다.

1. 발전기, 전력계통의 사고 등에 의해 운영발전계획을 수립하기에 충분한 시간적 여유가 없을 때
2. 기타 전력계통의 안정을 위해 긴급하게 급전지시가 필요한 때

제5.1.8조(유효전력에 관한 급전지시의 기준) 전력거래소는 중앙급전발전기의 주변압기 고압측(송전단)을 기준으로 유효전력(MW)에 대한 급전지시를 한다.<개정 2003. 9.18>

제5.1.9조(급전지시의 방법 등) ①전력거래소의 급전지시는 전화, 문서 또는 전력거래소에서 별도로 정하는 방식에 의한 통신수단을 이용하여야 한다. 다만, 불가피한 상황이 발생한 경우에는 다른 제반시설을 이용하여 신속히 업무를 수행할 수 있다.

②전력거래소와 제1항의 규정에 의한 급전지시를 받은 전기사업자는 급전지시 사항을 일지의 작성 또는 녹음의 방법 등으로 기록하여 관리하여야 한다.

제5.1.10조(급전지시의 이행) 전기사업자는 제5.1.6조의 규정에 의한 급전지시를 받은 경우에는 지체없이 이를 이행하여야 한다.

제5.1.11조(급전지시의 철회 또는 변경) ①제5.1.6조의 규정에 의한 급전지시를 받은 전기사업자는 설비나 인명의 안전에 위해가 예상되어 급전지시를 이행하지 아니하거나 이행할 수 없을 경우에는 지체없이 이를 전력거래소에 통지하여야 한다.
②전력거래소는 제1항의 규정에 의하여 통지를 받은 경우에는 제5.1.6조의 규정에 의한 급전지시를 철회 또는 변경할 수 있다.

제5.1.12조(비상시 급전지시) 전력거래소는 천재지변 등으로 전력계통운영에 심각한 상태가 초래되었거나 우려가 있을 경우, 전력계통의 복구 및 운전 신뢰도 유지를 위하여 별표 12에 따라 송·변전설비 등의 정지 또는 수급조절 등을 지시할 수 있다.

제5.1.13조(급전자동화시스템의 운영) ①중앙급전발전기를 보유한 발전사업자는 전력계통운영에 필요한 자료를 전력거래소의 주급전소 및 후비급전소에 상시 제공하고 전력거래소에서 원격제어가 가능하도록 관련설비를 시설관리하여야 하며, 전력정보 제공을 위한 원격소급전자동화설비 및 통신규격은 별표 13과 같다.
②송전사업자는 전력계통운영에 필요한 자료를 전력거래소의 주급전소 및 후비급전소에 상시 제공하고 급전지시에 필요한 통신 및 전산시스템설비를 관리하여야 하며, 설비간 연결을 위한 통신규격은 별표 13과 같다.
③제1항 및 제2항의 규정에 의한 급전지시 및 계통운영자료 제공에 필요한 통신회선을 제공하되 별도 경로의 두 개 회선을 전력거래소 주급전소 및 후비급전소 통신인출점(주분선반)까지 제공하여야 한다.
④제1항 및 제2항의 규정에 의해 전력거래소에 제공하는 계통운영 자료의 정확도는 별표 13에 따라 유지되도록 해야 하며, 전력거래소가 필요한 정보에 대한 기준을 제시하면 발전 및 송전사업자는 이에 따라야 한다.

제5.1.14조(계통전압조정) 전기사업자는 별표 3의 기준에 따라 전력계통이 안정되게 운영될 수 있도록 무효전력 조정에 협조해야 하며, 기타 계통전압 조정에 관한 세부 운영방법은 별표 11과 같다.

제2절 양수발전기의 양수운영

제5.2.1조(양수운영계획의 수립) ①양수발전기를 보유한 발전사업자가 양수계획을 변

경할 경우에는 거래일 전일 16:00까지 별표 4에 따라 양수계획서를 제출한다.

②전력거래소는 제1항의 규정에 의하여 제출된 양수계획을 고려하여 양수계획을 수립하고, 거래일 전일 18:00까지 해당 발전사업자에게 통지하여야 한다.

제5.2.2조(양수운영계획 변경 및 통지) ①양수발전기를 보유한 발전사업자는 거래일 전일 16:00이후에는 양수계획을 변경할 수 없다. 다만, 설비의 중대고장이 발생하거나 시운전 양수발전기의 경우에는 예외로 할 수 있다.<개정 2005.10.10>

②전력거래소는 제1항의 규정에 의하여 양수계획이 변경 제출된 경우, 양수운영계획을 재수립하고 그 결과를 해당 발전사업자에게 통지하여야 한다.

제5.2.3조(양수의 시행) ①양수발전기를 보유한 모든 발전사업자는 제5.2.1조 및 제5.2.2조의 규정에 의한 양수운영계획을 통지 받은 후 양수를 계획대로 시행함으로써 전력계통의 안정적 운영에 협조하여야 한다.

②전력거래소는 양수발전기를 보유한 발전사업자가 제출한 거래일의 총 양수계획량을 경제적이고 안정된 계통운동을 위하여 조정하여 양수를 시행할 수 있다.

제3절 전력계통 안정운영 및 자료제공

제5.3.1조(전력계통의 안정적 운영을 위한 기준) ①전력거래소는 정상 및 비정상 상황에서 안정적 전력계통 운영을 위하여 신뢰도 및 안정도 기준의 준수에 최대한 노력하여야 한다.

②제1항의 규정에 의한 신뢰도 및 안정도 운영기준은 별표 3과 같다.

제5.3.2조(계통안정화 대책) ①전력거래소는 제5.3.1조의 규정에 의한 신뢰도 및 안정도 운영기준을 만족하기 위한 계통안정화 대책을 별표 14에 따라 수립하여야 한다.

②전기사업자는 제1항의 규정에 의한 계통안정화대책에 협조하여야 한다.

제5.3.3조(계통제약 및 혼잡관리) ①전력거래소는 송전계통의 물리적 상태를 고려한 계통조건을 평가하여 계통제약 및 혼잡을 관리하여야 한다.

②전력거래소는 계통제약 및 혼잡을 가장 경제적이고 효과적으로 관리하여야 한다.

제5.3.4조(저주파계전기 운영) ①전력거래소는 계통분리 및 대용량 발전력 탈락시 전력계통의 수급균형을 확보하기 위하여 저주파계전기의 부하차단방식 및 부하차단량을 결정하고, 각 전기사업자는 전력거래소에서 결정한 부하차단량을 확보한다.

②제1항의 규정에 의한 저주파계전기 운영에 관한 세부사항은 별표 16과 같다.

제5.3.5조(전력설비 및 운영자료 정보 제공) ①송전사업자는 전기사업법시행령 제17조(전기설비의 시설계획 및 전기공급계획의 신고)에 의거, 매년 12월말까지 전기설비의 시설계획 및 전기공급계획서를 산업자원부장관에게 신고함과 동시에 전력거래

소에 제출하여야 한다.[신설 2003.11.11]

②송전사업자가 제1항의 규정에 따라 전력거래소에 제출하는 자료에는 다음 각호의 내용을 포함하여야 한다.

1. 설비계획 기준
2. 연도별, 전압별 전력설비 신증설계획 및 변동내역
3. 사업건별 투자비 내역서
4. 설비계획 수립시 사용한 설비데이터의 제원 및 정수
5. 연도별 송전계통도
6. 계통해석용 TOOL(PSS/E)에서 구동되는 데이터 파일
7. 기타 계통모의를 위해 확인이 필요한 설비관련 자료[신설 2003.11.11]

③송전사업자는 전력거래소가 요청할 경우 다음 각호의 전력설비 제원 및 정수를 전력거래소에 제공하여야 한다.<항번호 변경 2003.11.11>

1. 송전망 설비자료
2. 고장조사 및 분석에 관련된 자료
3. 기타 전력거래소에서 요구하는 계통운영 관련자료

④송전사업자는 송전망접속신청시 송전망접속을 위해 송전망 사용자로부터 제공받은 아래 각호의 전력설비관련자료 및 기록들을 전력거래소에 제공하여야 한다.

<항번호 변경 2003.11.11>

1. 계량점의 세부사항(구성, 개폐장치 정격, 공칭전압, 보호, 상호차단방안, 특수 자동화설비 등)
2. 송전망사용자 설비에 영향을 미치는 계통의 분할 또는 절체계획
3. 발전기 특성 및 관련 제어시스템 자료
4. 발전소내 각 변압기 및 여자시스템 자료
5. 보호 및 제어 계전기 정정/고장제거시간
6. 송전망사용자의 전력송전용량 및 전력수전용량
7. 발전사업자에게 공급될 수요
8. 계량점과 관련된 보호시스템의 시험주기
9. 유지보수 협조를 위해 합의된 원안
10. 망접속설비의 모든 기존자산의 세부적인 리스트
11. 부지별 특수조건, 예외 및 면제조항 등
12. 기타 필요한 사항

⑤전력거래소는 필요시 송전망사용자에게 제4항의 각호와 관련한 자료를 요구할 수 있으며 송전망사용자가 제출한 자료 및 기록들이 별표 6의 기준에 적합한지 검토하여야 한다.<항번호 변경 2003.11.11>

⑥전력거래소는 모든 발전설비·전력계통설비 및 송전망사용자의 설비에 관련된 자료를 유지·관리하여야 한다.<항번호 변경 2003.11.11>

제5.3.6조(신·증설 전력설비) ①전기사업자 및 직접구매자는 전력설비의 신·증설시에는 계통가압 또는 계통병입 예정일 6개월 전에 시험 및 가압일정과 제5.3.5조에서

정한 제출자료 중 변경사항을 전력거래소에 서면으로 통지하여야 한다.

②전력설비를 변경 및 폐지시에도 제1항의 규정을 적용한다.

③신설 전력설비의 최초 가압시 전력거래소의 승인을 받은 후 계통가압을 시행하여야 하며, 준공시험결과를 3개월 이내에 전력거래소에 통보하여야 한다.

④송전사업자는 비중양급전발전설비가 전력계통에 연계될 경우 병렬운전 관련 사항을 전력거래소에 제출하며, 세부사항은 별표21에 따른다.<개정 2004.7.9>

⑤전기판매사업자는 154kV 이상 전기사용자가 전력계통과 연계할 경우 계통의 안정 운영을 위하여 계통운영에 관한 제반사항을 전력거래소와 협의하여야 하며, 세부사항은 별표21에 따른다.[신설 2004.7.9]

⑥전력거래소는 선로명칭 및 기기번호를 별표 15에 따라 부여하여야 한다.<항번호 변경 2004.7.9>

제5.3.7조(설비특성의 확인) ①전력거래소는 제출된 설비자료의 정확성 검증을 위하여 설비소유자와 협의하여 다음 각호의 사항을 확인할 수 있다.

1. 이 규칙에 명시된 기술적 사항의 준수 여부
2. 신규접속 발전기의 계통병입을 위한 준비사항
3. 전력계통 안전성에 대한 과거 또는 잠재적 위험성
4. 발전기 등 전력설비의 기술적 특성자료

②전력거래소는 설비소유자에게 설비특성의 확인을 위한 시험을 요청할 수 있으며, 시험시 입회할 수 있다.

제5.3.8조(보호장치 및 관련설비 적용과 운영) ①전력거래소는 전력계통의 안정적인 운영을 위하여 법 제45조제3항의 규정에 의하여 전력거래소가 운영하는 송전망과 중앙급전발전기의 보호장치 운영기준을 설정하여 각 전기사업자에게 제시하고, 각 전기사업자는 이 기준을 적용한다.

②전력거래소는 전력계통 보호를 위하여 계통전반에 관한 보호방식 적용방안을 제시할 수 있으며 전기사업자는 특별한 사유가 없는 한 이를 적극 수용하여야 한다.

③전력거래소는 전력거래소가 운영하는 송전망 및 중앙급전발전기의 보호장치에 대하여 각 전기사업자가 정정한 보호장치 정정치 검토 및 조정의견 제시와 동작분석을 수행한다.

④전기사업자는 보호장치 정정치 검토 및 동작분석에 필요한 자료를 전력거래소에 제출하여야 한다.

⑤전기사업자는 전력계통의 이상현상 분석을 위하여 전력거래소가 요청할 경우 계통현상분석장치(PQVF, 고장기록장치 등)설치를 최대한 반영하고, 전력거래소에서 지정한 특정 계통현상분석장치에 대한 통신수단 확보에 협조하여야 한다.

⑥보호장치 및 관련설비 적용과 운영에 관한 세부사항은 별표 16과 같다.

제5.3.9조(고장보고·조사 및 고장통계) ①전기사업자는 전력계통 고장 발생시,

고장내용을 전력거래소에 통보하여야 하고, 전력거래소는 통보받은 사항에 관해 전기위원회에 보고하여야 한다.

② 전력거래소 이사장은 전력계통의 안정적 운영과 전기품질 확보를 위하여 고장조사가 필요할 때에는 전기위원회와 협의를 거쳐 하여야 하며, 재발방지대책수립후 이를 전기위원회에 보고하여야 한다.

③ 전력거래소는 고장통계를 작성·관리하여야 하고, 이를 종합하여 전기위원회에 보고하여야 한다.

④ 기타 보고대상인 고장의 종류, 보고방법, 고장조사반 구성 및 통계 작성·관리 등 세부적인 사항은 별표 17에 따른다.

제4절 발전기 정지 및 휴전계획 조정

제5.4.1조(발전기 정지 및 휴전계획) 발전 및 송전사업자는 향후 24개월간의 발전기 정지 및 휴전계획을 수립하여 전력거래소에 제출하여야 한다.

제5.4.2조(발전기 정지 및 휴전계획 조정) ① 전력거래소는 제5.4.1조의 규정에 의하여 제출된 연간 발전기 정지계획에 대하여 다음 각호의 방법으로 검토·조정할 수 있다.

1. 발전사업자가 제출한 발전기 정지계획의 적정성
2. 연간 적정예비력 확보를 위하여 관련자와 상호 협의
3. 발전사업자가 제출한 발전기 정지계획에 대한 조정을 권고하고 이견이 있는 경우 별표 18에 따라 발전기 정지계획일정을 조정

② 전력거래소는 제5.4.1조의 규정에 의하여 제출된 연간 휴전계획에 대하여 다음 각호의 방법으로 검토·조정할 수 있다.

1. 전기사업자가 제출한 휴전계획의 적정성
2. 예상되는 계통제약을 최소화하기 위해 관련자와 상호 협의
3. 전기사업자가 제출한 휴전계획에 대한 조정을 권고하고 이견이 있는 경우 별표 18에 따라 휴전계획일정을 조정

③ 발전기 정지 및 휴전계획 수립일정 시한은 다음 표와 같다.

1. 발전기 정지계획 수립일정

기준일	관련자	조치사항
5월말까지	발전사업자	발전기 정지 계획 제출
7월말까지	전력거래소	최초 계획 발표
8월말까지	발전사업자	최초 발표계획에 대한 의견 제시
10월말까지	전력거래소	최종 계획 발표
익년1월1일	모든 참여자	일정의 시작

2. 휴전계획 수립일정<개정 2004.4.22>

기준일	관련자	조치사항
6월말까지	전기사업자	휴전계획 제출
8월말까지	전력거래소	최초 계획 발표
9월말까지	전기사업자	최초 발표계획에 대한 의견 제시
11월말까지	전력거래소	최종 계획 발표
익년1월1일	모든 참여자	일정의 시작

제5.4.3조(발전기 정지 및 휴전계획 변경제출) ①발전사업자는 연간 정지계획의 변경이 있을 경우 전력거래소에 월간 발전기 정지계획 및 임시정지계획을 제출하여야 하며, 전력거래소는 적정예비력 확보를 위해 관련자와 상호 협의하여 조정할 수 있으며, 발전사업자는 정비작업 개시일 이전에 정지요청서를 제출하여야 한다.

②전기사업자는 휴전작업 개시일 이전에 전력거래소에 휴전계획서를 제출하여야 한다. 최초 휴전계획서를 전월 개시 후 5일 이내에 제출하며, 추후 확정된 휴전계획일정의 변동이 있을 경우 휴전시행일 7일전에 변동사항을 제출하여야 하며, 전력거래소는 다음 우선순위에 따라 모든 휴전작업을 고려한다.<개정 2004.4.22>

1. 긴급 및 고장 정지
2. 휴전계획일정에 포함되도록 제출일에 맞춰 휴전계획서를 제출한 것
3. 휴전계획일정에는 포함되지 않았으나, 전력거래소에 임시휴전계획서를 제출한 것

제5.4.4조(운영여건 변경시 조치) ①전력거래소는 발전기 정지계획수립 이후 계통운영 여건이 변하여 발전기 정지계획일정의 전반적인 재조정이 필요하다고 판단될 경우 발전사업자와 협의하여 정지계획일정을 조정할 수 있다.

②전력거래소는 휴전계획 수립 이후 계통운영 여건이 변하여 휴전계획일정의 재조정이 바람직하다고 판단되는 경우 전기사업자와 협의하여 휴전계획일정을 조정할 수 있다.<개정 2004.4.22>

③전력거래소는 제1항 및 제2항의 규정에 의한 조정사항을 전기사업자에게 공개하여야 한다.

제5.4.5조(비상상황) 전력거래소는 비상상황 발생 시 다음 각호의 조치를 취할 수 있다.

1. 전력거래소는 제5.1.4조제3항의 경보수준 2급이 발생하였을 때 발전기 정지계획을 변경하여 공급가능용량을 향상시킬 수 있다. 발전사업자는 변경계획에 대하여 의견이 있을 경우 부족전력이 해소된 후 조정을 요구할 수 있다.
2. 전력거래소는 제5.3.1조의 규정에 의한 기준에 따라 전체 계통운영이 위험하게 될 우려가 있다고 판단되는 경우, 어떠한 휴전작업도 연기하거나 취소할 수 있으며, 이러한 경우 전기사업자에게 그 사유를 통보하여야 한다.<개정 2004.4.22>

제5.4.6조(긴급정지 통보) ①발전사업자가 발전기를 긴급정지 하여야 할 경우에는 정지이전에 전력거래소에 통보하는 것을 원칙으로 한다. 다만, 불가피한 경우에는 정지 후 즉시 통보하여야 한다.<개정 2003.5.7>

②전기사업자는 고장발생 우려 등 긴급조치를 요하는 사항이 발생한 경우 전력거래소에 긴급정지를 요청할 수 있다.<개정 2004.4.22>

제5.4.7조(전력수급전망) ①전력거래소는 전력수급의 안정성 유지, 발전사업자의 발전기정지계획수립 및 연료수급계획수립을 지원하기 위하여 전력수요, 발전설비 신·증설 및 폐지, 발전기 정지계획 등을 고려하여 전력수급을 전망하고 관련자료를 전력거래소 회원으로 가입한 전기사업자 및 자가용전기설비를 설치한 자에게 통지하여야 한다.

②전력수급전망은 주간수급, 월간수급, 2년간수급, 7년 이상의 장기수급으로 구분한다.

③전력거래소는 전력수급전망 결과, 수급균형 유지가 어려울 것으로 예상되는 경우에는 발전기 정지계획 조정 등, 제반조치를 취하여야 하며, 전기사업자는 이에 적극 협조하여야 한다.

④제3항의 규정에 의한 발전기 정지계획 조정 등 제반조치는 전력시장 및 전력계통이 경제적이고 안정적으로 운영될 수 있도록 해야 한다.

제6장 전력시장 감시

제1절 통칙

제6.1.1조(목적) 이 장은 법 제21조의 규정에 의한 금지행위와 기타 전력시장에서의 불공정 행위에 대한 감시 및 시정조치사항을 규정함으로써 공정한 전력거래와 경쟁적 전력시장조성에 이바지함을 목적으로 한다.

제6.1.2조(용어의 정의) 이 장에서 사용하는 용어의 정의는 다음 각호의 1과 같다.

1. “시장지배력”이라 함은 독점규제 및 공정거래에 관한 법률 제3조의2의 규정에 의한 시장지배적 지위를 말한다.
2. “시장지배력 행사”라 함은 제1항의 규정에 의한 시장지배적 지위를 남용하는 것을 말한다.
3. “부당공동행위”라 함은 독점규제 및 공정거래에 관한 법률 제19조의 규정에 의한 부당한 공동행위를 하는 것을 말한다.
4. “자료”라 함은 서류, 문서, 전자문서, 도서, 사진, 필름, 마그네틱테이프, 컴퓨터보조기억장치, 디스켓, 자기기록 등 특수매체기록과 유가증권 등 형태와 명칭을 불문한 제반 유체물을 말한다.

제6.1.3조(시장감시의 대상) 전력시장감시의 대상은 다음 각호의 1과 같다.

1. 법 제21조의 규정에 의한 금지행위 여부
2. 전력시장운영규칙 준수 여부
3. 전력시장에서의 시장지배력 및 시장지배력 행사 여부
4. 전력시장에서의 부당공동행위 여부
5. 전력시장의 공정경쟁을 저해하거나 저해할 가능성이 있는 행위 여부
6. 전력거래소의 전력계통운영의 적정성 여부
7. 발전, 송전, 배전·판매분야에서의 공정경쟁을 저해하는 행위 여부
8. 구역전기사업자가 전력시장에서 전력을 거래한 경우 법 시행령 제19조 준수 여부
[신설 2005.1.21]
9. 기타 경쟁적 전력시장의 조성 정도<호번호 변경 2005.1.21>

제2절 전력시장감시위원회

제6.2.1조(설치 및 구성) ①전력시장 감시업무를 법과 규칙에 따라 공정하고 효율적으로 수행하기 위하여 전기위원회 소속하에 전력시장감시위원회(이하 “감시위원회”라 한다)를 둔다.

②감시위원회는 위원장을 포함한 7인 이내의 위원으로 구성한다.

③감시위원회 위원은 전기위원회 소속 공무원, 전력거래소 임원과 전력시장에 대한 포괄적인 지식이 있는 자 중에서 전기위원회 위원장이 위촉한다. 다만, 전기사업자 소속 임직원이거나 전기사업자와 특정 이해관계가 있는 자는 위원이 될 수 없다.

④감시위원회의 위원장은 위원 중에서 호선으로 선출한다.

⑤감시위원회의 원활한 운영을 위하여 간사 1인을 둔다.

제6.2.2조(위원의 임기) 감시위원회 위원장 및 위원의 임기는 3년으로 하고 연임할 수 있다. 다만, 전기위원회와 전력거래소를 대표하는 위원은 해당 직위에 변동이 있는 때에는 후임자가 잔여임기 동안 위원자격을 승계한다.

제6.2.3조(위원의 해촉) 전기위원회 위원장은 다음 각호의 1에 해당하는 때에는 감시위원회 위원을 해촉할 수 있다

1. 심신쇠약 및 장기간 국내부재 등으로 감시위원회 위원으로서의 역할을 정상적으로 수행할 수 없다고 판단할 때
2. 제6.3.3조 및 제6.4.2조제1항 단서의 규정을 위반하여 전기사업자 등에 대한 자료나 정보 또는 시장감시보고서를 누설 또는 공개한 때
3. 위촉된 후에 전기사업자와 이해관계가 상충될 때
4. 전기사업법 등 국내법령 위반으로 금고 이상의 형을 선고받은 때

제6.2.4조(기능) 감시위원회는 다음 각호의 1의 기능을 수행한다.

1. 법령 및 규칙 위반여부 감시
2. 시장감시기준 및 시장감시지표의 결정
3. 종합시장감시시스템의 구축 및 운영
4. 시장감시계획의 수립
5. 시장감시보고서의 작성
6. 시장감시 및 조사결과의 전기위원회 보고
7. 규칙위반에 대한 자율시정조치의 결정 및 시행
8. 기타 시장감시와 관련된 사항의 결정

제6.2.5조(사무국) ①감시위원회에 동 위원회의 시장감시업무와 사무처리를 지원하기 위하여 사무국을 둔다.

②감시위원회 위원장은 사무국장을 지명하고, 동 사무국장은 제6.2.1조제5항의 규정에 의한 간사를 겸직한다.

③사무국의 조직과 운영에 관한 세부적인 사항은 감시위원회가 제6.2.10조의 규정에 의한 세부운영규정으로 정한다.

제6.2.6조(회의소집) ①감시위원회는 위원장 또는 위원 2인 이상의 요청이 있는 때에 개최한다.

②사무국은 감시위원회 개최시 긴급을 요하는 경우를 제외하고는 회의 개최 7일전 까지 모든 위원에게 통지한다.

제6.2.7조(성립과 의결) ①감시위원회는 재적위원 과반수의 출석으로 성립되고 출석위원 과반수의 찬성으로 의결한다.

②위원장은 표결에 참여하며, 표결 결과 가·부 동수일 경우에는 부결된 것으로 본다.

③위원장은 정부와 전력거래소 소속의 위원이 부득이한 사유로 위원회에 참석할 수 없는 때에는 대리인으로 하여금 위원회에 참석하게 할 수 있다. 이 경우 대리인은 별지 제30호서식에 의한 위임장을 회의시작 전까지 위원장에게 제출한다.

④간사는 감시위원회의 사무처리를 지원하며 표결권을 보유하지 아니한다.

제6.2.8조(회의안건) ①사무국은 제6.2.4조 각호의 규정과 관련된 안건을 감시위원회에 상정한다. 다만, 제6.3.1조의 규정에 의한 연간시장감시계획에 대한 안건은 매년 10월말까지, 제6.4.2조제1항의 규정중 연간시장감시보고서는 매년 2월말까지 감시위원회에 상정한다.

②사무국은 제1항의 규정에 의한 안건을 회의 개최 7일전까지 모든 위원에게 통보한다. 다만, 비밀을 요하거나 부득이한 사유가 있는 때에는 그러하지 아니하다.

제6.2.9조(비용지급) 전력거래소는 위원에게 안건 검토와 회의참석에 따른 비용, 시장 감시와 관련한 국내외 회의참석·자료수집, 기타 시장감시 활동에 소요되는 필요한 비용을 지급할 수 있다.

제6.2.10조(세부운영규정) 이 규칙에서 정한 사항 외에 감시위원회 운영 등에 관하여 필요한 세부사항은 감시위원회의 의결을 거쳐 위원장이 별도로 정한다.

제3절 전력시장 감시절차 및 제재

제6.3.1조(시장감시계획의 수립) ①감시위원회는 매년 11월까지 다음연도의 연간시장 감시계획을 수립하여야 한다.

②제1항의 규정에 의한 연간시장감시계획에는 다음 각호의 내용을 포함하여야 한다.

1. 연간 전력시장의 경쟁 환경에 대한 전망
2. 시장감시 중점 추진계획
3. 감시기준 및 감시지표
4. 종합시장감시시스템 구축 및 활용
5. 시장감시업무 추진에 예상되는 문제점 및 개선방안

제6.3.2조(자료 제출요구) ①감시위원회는 시장감시를 위하여 필요한 경우 전력시장에 참여하는 전기사업자, 전력거래소 및 시장은행(이하 “전기사업자 등”이라 한다.)에게 필요한 자료의 제출을 요구할 수 있다.

②제1항의 규정에 의한 자료의 제출을 요구하는 경우에는 자료의 사용목적과 제출 기한을 알려주어야 한다.

제6.3.3조(자료제출의 의무) 전기사업자 등은 제6.3.2조의 규정에 의한 자료제출 요구를 받은 때에는 해당 자료를 사무국에 제출하여야 한다. 다만, 해당 자료가 실물이거나 제출하는데 적당하지 아니하다고 판단되는 경우에는 사무국과 협의하여 현장 확인 등으로 대체하도록 할 수 있다.

제6.3.4조(시장감시 방법) ①감시위원회는 제6.3.2조제1항의 규정에 의한 자료와 전기사업자가 전력거래와 관련하여 전력거래소에 제출한 자료, 전력거래소가 시장 및 계통운영 과정에서 생산한 자료 등을 조사하는 방법으로 전력시장을 감시한다.

②감시위원회는 효율적인 전력시장감시를 위해서 제6.2.4조제2호의 규정에 의한 시

장감시지표를 활용할 수 있다.

③감시위원회는 제2항의 규정에 의한 시장감시지표를 활용한 시장감시와 관련하여 제6.2.4조제2호의 규정에서 정한 시장감시기준의 위반여부도 함께 조사한다.

제6.3.5조(현장조사 등) ①사무국장은 제6.3.4조제1항의 규정에 의한 자료만으로는 전력시장 감시에 충분하지 않다고 판단하거나 전력시장감시결과 혐의사실에 대한 증거조사가 필요하다고 인정하는 때에는 감시위원회 위원장의 명을 받아 전기사업자 등의 사무소, 사업장 등에 대한 현장조사와 필요한 최소한의 추가자료를 요구할 수 있다.

②감시위원회는 제1항의 규정과 관련하여 현장조사를 실시하는 자에게 별지 제19호 서식에 의한 조사요원증표를 배부하고 조사요원은 현장조사시 동 증표를 제시하여야 한다.

③사무국장은 현장조사를 함에 있어 필요한 경우 관련전문가와 합동조사가 가능하도록 관련기관에 파견을 요청할 수 있다.

④제1항의 규정에 의한 현장조사를 함에 있어 시장감시 또는 증거조사에 필요하다고 인정하는 경우 조사요원은 관계인에게 필요한 질문을 하고 이를 문답서로 작성하여 조사요원과 관계인의 기명날인을 받을 수 있다.

⑤조사요원은 현장조사를 함에 있어 시장감시 또는 증거조사에 필요하다고 인정되는 자료나 물건에 대해서는 열람, 복사 또는 7일 이내의 영치를 요구할 수 있고 동 요구를 받은 전기사업자 등은 이를 이행함으로써 정상적인 전력거래를 할 수 없는 때를 제외하고는 이에 응하여야 한다.

⑥사무국장은 감시위원회에 전기사업자 등의 관계인 출석을 요구할 수 있고, 요구를 받은 자는 이에 응하여야 한다.

제6.3.6조(비밀유지의 의무) 감시위원회 및 사무국은 시장감시를 위하여 수집한 전기사업자 등에 대한 자료나 정보를 제8장의 규정에 의한 정보공개절차에 의하지 아니하고는 공개할 수 없다.

제6.3.7조(제재) ①감시위원회는 전기사업자 등이 제6.3.2조 및 제6.3.5조의 규정에 의한 자료제출 요구에 대해 정당한 사유없이 자료제출을 거부 또는 지연하거나 허위 자료를 제출하는 때에는 다음 각호의 1과 같이 관련 임직원의 문책을 요구할 수 있다.

1. 전력거래소 회원에 대해서는 전력거래소가 전력거래소 정관 제31조 내지 제34조의 규정에 따라 징계하도록 전력거래소에 요구
2. 전력거래소 또는 시장은행에 대해서는 전력거래소 또는 시장은행에 요구

②감시위원회는 사무국이 제6.3.6조의 규정을 위반한 경우에는 전력거래소 이사장에

게 관련 임직원의 문책을 요구할 수 있다.

③제1항 또는 제2항의 요구가 있는 때에는 해당 전기사업자 등은 신속하게 이행하여야 한다.

④감시위원회는 제3항의 규정에 의한 이행상황을 전기위원회에 보고하여야 한다.

제6.3.8조(이의신청) ①전기사업자 등은 제6.3.2조 내지 제6.3.6조의 규정과 관련하여 사무국에 이의신청을 제기할 수 있으며, 사무국의 이의신청 처리에 동의하지 않는 경우 제7장의 규정에 의한 분쟁조정을 신청할 수 있다.

②사무국은 제1항의 규정에 의한 이의신청을 신속히 처리하도록 하되 해당 전기사업자 등의 의견을 청취하여야 한다.

제4절 감시결과 보고 및 자율시정조치

제6.4.1조(감시결과 보고등) ①감시위원회는 전력시장 감시 또는 조사결과 법령위반의 혐의가 있다고 판단하는 경우에는 조사를 종결하고 이를 즉시 전기위원회에 보고하여 사실조사를 요청하며 관련 조사자료를 송치하여야 한다.

②감시위원회는 전력시장 감시 또는 조사결과 제1항의 규정에 해당되지 아니하는 경우에는 그 결과를 2일 이내에 전기위원회에 보고하여야 한다.

제6.4.2조(시장감시보고서) ①감시위원회는 제6.3.4조 및 제6.3.5조의 규정에 의거 실시한 시장감시에 대하여 월간, 분기 및 연간 시장감시보고서를 작성한다.

②제1항의 규정에 의한 시장감시보고서는 공개함을 원칙으로 한다. 다만, 감시위원회에서 공개를 금지한 경우에는 공개하지 아니한다.

③시장감시보고서에는 다음 각호의 내용을 포함한다.

1. 시장감시내용 및 전력시장 경쟁환경 분석
2. 법령 및 규칙 위반 사례
3. 전력시장에서 발생한 중요 문제점 및 대책
4. 법령 및 규칙개정 필요사항
5. 전력시장에서 발생하였거나 발생할 우려가 있는 불공정 행위
6. 기타 전력시장 감시와 관련된 사항

제6.4.3조(자율시정조치) ①감시위원회는 제6.3.4조 및 제6.3.5조의 규정에 의한 시장감시 또는 조사결과 전기사업자 등이 규칙을 위반한 것으로 판단한 때에는 즉시 다음 각호의 1과 같이 시정조치를 요구한다.

1. 전력거래소 회원이 규칙을 위반한 경우에는 전력거래소가 전력거래소 정관 제31조의 규정에 따라 징계하도록 전력거래소에 요구

2. 전기사업자에 대한 시정조치가 제1호의 규정에 의한 징계외의 경우에는 당해 전기사업자에게 요구

3. 전력거래소 또는 시장은행이 규칙을 위반한 경우에는 당해 전력거래소 또는 시장은행에 요구

②사무국은 제1항의 요구에 대한 이행상황과 문제점 등을 조사하여 감시위원회에 보고하여야 한다.

제6.4.4조(자율제재금) ①감시위원회는 제6.4.3조제1항의 규정에 의거 규칙을 위반한 전기사업자에 대하여 자율시정조치의 일환으로 동 전기사업자에게 자율제재금을 부과할 수 있다.

②제1항의 규정에 의한 자율제재금의 금액, 납부기한, 납부방법 등은 감시위원회에서 사안별로 정하되, 금액은 규칙위반으로 발생한 부당이득의 범위내로 한다.

③감시위원회가 제2항의 규정에 의한 자율제재금을 결정할 때에 당해 전기사업자의 의견을 청취할 수 있다.

④감시위원회는 제2항의 규정에 의한 자율제재금을 해당 전기사업자가 납부기한 내에 납부하지 아니하는 경우에는 제4장 제2절의 규정에 의한 정산시 해당 전기사업자의 정산금에서 차감하여 징수하도록 전력거래소에 요구할 수 있다.

⑤전력거래소는 제4항의 규정에 의한 징수요구가 있는 때에는 특별한 사유가 없는 한 이를 이행하여야 한다.

⑥제2항의 규정에 의한 자율제재금은 감시위원회의 승인을 받아 사무국이 전력시장 감시를 위한 활동과 종합시장감시시스템 구축 및 운영에 사용하고, 그 결산은 전력거래소 감사의 감사결과보고서를 첨부하여 매년 3월말까지 감시위원회에 보고하여야 한다.

⑦제1항의 규정에 의한 전기사업자의 자율제재금의 징수 및 관리는 사무국이 행한다.

⑧전기사업자는 제2항의 규정에 의거 감시위원회가 결정한 자율제재금에 이의가 있는 경우 제7장의 규정에 의한 분쟁조정을 신청할 수 있다.

제5절 전기위원회의 사실조사 및 직권시정조치

제6.5.1조(조사 개시) ①전기위원회 사무국은 제6.4.1조제1항의 규정에 의거 감시위원회로부터 사실조사 요청이 있는 경우 또는 직권으로 법령 위반여부에 대한 사실조사를 할 수 있다.

②제1항의 규정에 의한 사실조사를 하는 경우에는 전기위원회 사무국장은 전기위원회 소속 공무원중에서 당해 사건을 조사할 조사관을 지정한다.

③제1항 규정에 의한 사실조사는 전력거래소 및 관련 전문기관과 합동으로 실시할 수 있다.

제6.5.2조(합동조사반의 구성) ①제6.5.1조제3항의 규정과 관련하여 전기위원회 사무국장은 합동조사를 위하여 전력거래소, 조사대상 외의 전기사업자, 시장은행 및 관련 전문연구기관의 장에게 관계 전문가의 파견을 요구할 수 있다.

②제1항의 규정에 의한 요구를 받은 당해 기관의 장은 특별한 사유가 없는 한 이에 응하여야 한다.

③제1항의 규정에 의한 합동조사시 조사반장은 제6.5.1조제2항의 규정에 의한 조사관이 된다.

제6.5.3조(조사관 지정절차 등) 제6.5.1조제2항의 규정에 의한 조사관 지정과 제6.5.2조의 규정에 의한 합동조사반 구성 및 조사절차에 관한 사항은 전기위원회에서 별도로 정한다.

제6.5.4조(조사결과의 직권시정조치) ①전기위원회 사무국장은 사실조사결과에 대한 전기위원회의 심의를 거친 후 산업자원부장관의 명에 따라 다음 제1호 및 제5호와 같이 직권시정조치를 취하거나, 다음 제2호 내지 제4호와 같이 해당 전기사업자 등에게 직권시정조치를 요구할 수 있다.

1. 법 제23조의 규정에 의한 금지행위에 대한 조치, 법 제24조의 규정에 의한 과징금의 부과 및 법 제101조의 규정에 의한 벌칙적용을 위한 사법당국에의 고발
2. 임직원 문책요구 : 전기사업자의 임직원이 다음 각목의 1의 규정을 위반하는 행위를 함으로써 공정경쟁을 저해하는 행위에 대하여 당해 임직원에게 징계가.
가. 법 제19조의 규정에 의한 전력량계의 설치·관리 의무
나. 법 제20조제1항의 규정에 의한 전기설비의 차별없는 제공의무
다. 법 제21조제1항제1호 내지 제4호와 제6호의 금지행위의 이행의무
3. 시정요구 : 위법 또는 부당하다고 인정되는 사항중 원상태로 환원시킬 필요가 있는 경우 추징, 회수, 보전 또는 기타 방법의 시정 요구
4. 개선요구 : 규정, 제도 또는 업무운영 내용 등이 불합리하여 그 개선이 필요한 경우의 개선 요구
5. 주의조치 : 위법 또는 부당하다고 인정되나 시정 또는 원상태로의 환원이 불가능하거나 환원의 실익이 없고 경미한 경우의 주의 조치

②전기위원회 사무국장은 제1항의 규정에 의하여 조치를 요구한 사항에 대하여 전기사업자 등의 이행사항을 관리하여야 한다.

③제1항의 규정에 의한 직권시정조치에 관한 세부적인 사항은 전기위원회에서 별도로 정한다.

제6.5.5조(직권시정조치 요구에 대한 조치결과 보고) 전기사업자 등은 제6.5.4조제1항의 규정에 의한 직권시정조치 요구사항에 대하여 특별한 사유가 있는 경우를 제외하고는 요구서를 접수한 날로부터 다음 각호의 1에서 정한 기한 내에 이를 조치하고 그 결과를 기한종료일로부터 10일 이내에 별지 제20호서식에 의하여 전기위원회 사무국장에게 보고하여야 한다.

1. 관련 임직원에게 대한 문책요구는 1월 이내
2. 시정 또는 개선요구사항은 2월 이내

제7장 분쟁조정

제1절 통칙

제7.1.1조(분쟁당사자의 합의) 분쟁당사자는 분쟁을 해소하기 위하여 이 장에 의한 조정판정을 구하기 이전에 상호간의 합의로 분쟁을 해결하기 위하여 최선의 노력을 다하여야 한다.

제7.1.2조(분쟁조정) 전력거래소 및 모든 회원은 전력시장 및 전력계통의 운영에서 발생하는 각종분쟁을 해결하고자 하는 경우에는 제7.2.1조의 규정에 의한 분쟁조정위원회(이하 "조정위원회"라 한다.)의 조정을 거쳐야 한다.

제7.1.3조(분쟁조정의 대리) 분쟁당사자는 변호사 또는 상당하다고 인정되는 자로 하여금 이 장에 의한 분쟁조정절차를 대리하게 할 수 있다.

제2절 분쟁조정위원회

제7.2.1조(위원회의 구성) ①분쟁당사자간의 분쟁해결을 위하여 3인의 분쟁조정인으로 조정위원회를 구성한다.

②분쟁조정인으로 될 수 있는 자는 전력시장의 운영과 직·간접적으로 관련이 없는 자로서 다음 각호의 사항을 충족하는 자로 한다.

1. 전력산업에 대한 포괄적인 지식을 가진 자
2. 분쟁해결에 대한 상당한 식견과 경험을 가진 자
3. 각각의 분쟁에 대하여 가장 최적의 분쟁해결책을 제시할 수 있는 자

③분쟁조정에 관한 사무를 처리하기 위하여 전력거래소에 사무국을 두며, 사무국의 조직 및 그 직능과 운영은 전력거래소가 별도로 정한다.

④사무국은 분쟁조정인 명부를 작성·유지하며, 사무국에서 분쟁조정인을 선정하는 경우에는 분쟁조정인 명부 중에서 선정한다.

⑤사무국은 분쟁조정 사건의 사무를 처리하기 위하여 1인 또는 수인의 분쟁조정간사(이하 "간사"라 한다.)를 지명하며, 간사는 지정된 분쟁사건에 관하여 다음 각호의 직무를 수행한다.

1. 조정위원회에 상정된 분쟁조정 사건에 대한 분쟁조정 의뢰
2. 전력거래소 및 전력시장참여자의 동의를 얻어 분쟁조정인 명부를 작성·유지
3. 전력거래소 및 전력시장참여자의 동의를 얻어 분쟁조정인 명부에 위원을 추가 또는 삭제
4. 분쟁결과에 대한 공개 동의를 분쟁당사자 쌍방에게 얻은 경우에 그 분쟁조정 결과에 대해서 전력시장참여자에게 열람할 수 있도록 공개
5. 분쟁판정 결과를 제7.3.4.5조의 규정에 의해 분쟁당사자에게 통보하며, 해결되지 못한 분쟁사항에 대해서는 분쟁이 최종적으로 해결될 때까지 그 관계서류를 유지·관리

제7.2.2조(위원회의 의사결정) 분쟁판정을 포함한 조정위원회의 의사결정은 분쟁조정인의 과반수의 찬성으로 한다.

제7.2.3조(비공개) ①분쟁조정 절차, 심리는 분쟁당사자 양측의 동의 없이는 공개하지 아니한다.

②판정내용은 공개하되 분쟁당사자는 밝히지 아니한다.

제7.2.4조(이의신청권의 상실) 분쟁당사자가 이 규정의 요건이 지켜지지 아니한 것을 알았거나 알 수 있으면서 이에 대하여 지체없이 이의를 제기하지 아니하고 분쟁조정절차를 진행한 경우에는 이에 대한 이의신청권을 상실한다.

제7.2.5조(서면의 송달) 이 규칙에 의한 분쟁조정 절차의 진행을 위하여 필요로 하는 모든 서류나 통지의 송달은 서면에 의한다.

제7.2.6조(서면의 통지) ① 분쟁당사자간에 다른 합의가 없는 경우에 서면의 통지는 서면이 수신인의 주소·영업소 또는 우편연락장소에 정당하게 전달된 때에 수신인에게 통지된 것으로 본다.

②제1항의 규정을 적용함에 있어서 적절한 조회를 하였음에도 수신인의 주소·영업소 또는 우편연락장소를 알 수 없는 경우에는 최후로 알려진 수신인의 주소·영업소 또는 우편연락장소로 등기우편 기타 발송을 증명할 수 있는 우편방법에 의하여 서면이 발송된 때에 수신인에게 통지된 것으로 본다.

제7.2.7조(기간의 변경) ①분쟁당사자는 서면에 의한 합의로 이 규정에서 정한 기간을

변경할 수 있다.

②조정위원회는 상당한 이유가 있으면 판정을 하는 기간을 제외하고는 이 규정에서 정한 기간을 연장할 수 있다.

③기간을 연장하는 경우에 조정위원회는 사무국을 통하여 그 연장기간 및 이유를 상대방 분쟁당사자에게 통지하여야 한다.

제7.2.8조(규정의 해석 및 적용) ①개개의 분쟁사건에 대한 이 장의 규정에 대한 해석 및 적용은 그 분쟁사건을 담당하는 조정위원회가 한다.

②제1항의 경우 조정위원회를 구성하는 분쟁조정인 사이에 의견일치를 보지 못하는 경우에는 제7.2.2조의 규정에 의한 방법으로 결정한다.

제3절 분쟁조정 및 불복 절차

제1관 분쟁조정의 신청

제7.3.1.1조(신청) ①이 장의 규정에 의하여 분쟁조정을 신청하고자 하는 자(이하 "분쟁신청인" 이라 한다.)는 사무국에 다음 각호의 서류를 제출하여야 한다.

1. 분쟁조정신청서(별지 제21호서식)<개정 2003.9.18>
2. 분쟁조정신청에서 주장하는 청구의 원인사실을 증명하는 서증(書證)이 있는 경우 그 서증의 원본 또는 사본
3. 대리인이 있는 경우 위임장
4. 기타 분쟁조정을 위한 참고자료

②제1항제1호의 분쟁조정신청서에는 다음 각호의 사항을 기재하여야 한다.

1. 분쟁당사자 성명 및 주소(법인인 경우에는 법인의 명칭 및 주소이외에 그 대표자의 성명 및 주소를 함께 기재한다)
2. 대리인이 있는 경우 그 성명 및 주소
3. 분쟁조정신청의 취지, 이유 및 입증방법
4. 규칙 관련조항

제7.3.1.2조(신청의 접수 및 통지) ①사무국은 분쟁조정신청서를 제출받음과 동시에 당해 신청사항이 제7.3.1.1조의 규정에 적합한 것인지 여부를 확인하고, 적합한 경우에는 이를 접수한다.

②사무국이 분쟁조정의 신청을 접수하였을 때에는 접수 후 3일 이내에 쌍방당사자에게 이를 접수하였다는 사실을 통지하며, 이 경우 피분쟁신청인에게는 분쟁조정신청서 1부를 첨부하여야 한다.

제7.3.1.3조(답변) ①피분쟁신청인은 제7.3.1.2조의 규정에 의한 통지의 접수일(이하 "기준일"이라 한다.)로부터 7일 이내에 그 통지를 한 사무국에 다음 각호의 서류를 제출하여 답변할 수 있다.

1. 답변서
2. 답변의 이유를 증명하는 서증이 있는 경우에는 그 서증의 원본 또는 사본
3. 대리인이 답변하는 경우에는 그 위임장

②제1항제1호의 답변서에는 다음 각호의 사항을 기재하여야 한다.

1. 분쟁당사자 성명 및 주소(법인인 경우에는 법인의 명칭 및 주소이외에 그 대표자의 성명 및 주소를 함께 기재한다.)
2. 대리인이 있는 경우 그 성명 및 주소
3. 답변의 취지
4. 답변의 이유 및 입증방법

③사무국은 답변서를 제출받음과 동시에 그 답변이 제2항의 규정에 적합한 것인지의 여부를 확인하고 적합한 경우에는 이를 접수한다.

④사무국이 답변서를 접수하였을 때는 답변서 접수 후 3일 이내에 쌍방 분쟁당사자에게 이를 접수하였다는 뜻을 통지하며, 이 경우 분쟁신청인에게는 답변서 1부를 첨부하여야 한다.

⑤제1항의 규정에 의한 기간 내에 답변서의 제출이 없는 경우에는 분쟁신청인이 주장하는 청구사항을 인정하는 것으로 본다.

제7.3.1.4조(제출서류의 부수 및 형태) 제7.3.1.1조제1항 및 제7.3.1.3조제1항의 규정에 의하여 분쟁당사자가 제출하는 서류의 부수는 5부(원본을 제출하였을 경우에는 그 원본을 포함하여 5부)로 한다. 다만, 사무국은 필요에 따라 제출서류의 부수를 가감할 수 있다.

제7.3.1.5조(분쟁조정신청 및 답변의 변경 또는 보완) ①분쟁조정신청서 또는 답변서의 제출 후에 분쟁당사자의 일방 또는 쌍방이 내용을 변경하거나 보완을 하는 경우에는 이를 서면으로 작성하여 사무국에 제출하여야 한다.

②조정위원회가 구성된 후 내용을 변경하거나 보완을 하고자 할 때에는 조정위원회의 허가를 받아야 한다. 다만 조정위원회는 내용의 변경이나 보완이 시기에 늦어 상대방의 이익을 해하거나, 절차의 완결을 지연하게 하는 것으로 인정되는 경우에는 직권 또는 상대방의 신청에 의하여 이를 허가하지 아니할 수 있다.

③제1항의 규정에 의한 변경에 관하여는 제7.3.1.1조 내지 제7.3.1.4조의 규정을 준용한다.

제7.3.1.6조(분쟁조정 장소의 결정) ①분쟁조정 장소의 결정은 분쟁당사자간에 별도의

약정이 없는 한, 당해 사건에 관한 분쟁당사자의 편의, 증거조사 방법 등을 고려하여 사무국이 정한다.

제7.3.1.7조(합의조정에 의한 해결) ①기준일로부터 10일 이내에 분쟁당사자 쌍방의 합의조정 요청이 있는 경우 사무국은 분쟁조정절차를 개시하기 전에 분쟁을 합의조정절차에 회부한다.

②사무국은 분쟁조정인 명부 중에서 1인을 합의조정인으로 선정한다.

③제2항의 합의조정인은 분쟁당사자의 합의에 의하여 선정된 분쟁조정인으로 보며, 합의조정의 결과는 제7.3.4.3조의 규정에 의한 화해분쟁조정판정의 방식으로 처리되는 동시에 판정과 동일한 효력을 가진다.

④합의조정인이 선정된 날로부터 10일 이내에 조정이 성립되지 아니하는 경우에는 그 조정절차는 종료되며, 즉시 제7.3.2.1조의 규정에 의한 분쟁조정인의 선정 및 분쟁조정절차가 개시된다. 다만, 분쟁당사자는 합의에 의하여 위 기간을 연장할 수 있다.

⑤합의조정기간을 연장하고자 하는 경우 분쟁당사자가 기간 연장에 합의한다는 내용을 사무국에 통지해야 한다.

제2관 분쟁조정인의 선정

제7.3.2.1조(분쟁조정인의 선정) ①사무국은 분쟁조정신청이 접수되면 제7.3.1.7조의 규정에 의한 조정의 가망이 없거나, 합의조정이 성립되지 아니 하였을 경우 지체없이 제7.2.1조제4항의 규정에 의한 분쟁조정인 명부 중에서 10인 이내의 분쟁조정인 후보자를 선택하고 그 명단을 분쟁당사자에게 송부하여야 한다.

②분쟁당사자는 제1항의 규정에 의한 명단의 접수일로부터 3일 이내에 후보자 성명 위에 희망순위를 표시하기 위한 번호를 붙여서 이를 사무국에 반송하여야 하며, 위의 기간 내에 그 명단을 반송하지 아니하는 경우에는 그 명단에 기재된 후보자 전원에 대하여 동일순위로 지명한 것으로 보고, 반송된 명단 중 동일순위로 지명된 2인 이상의 후보자나 희망순위 표시가 없는 후보자나 말소된 후보자에 대하여는 상대방의 희망순위를 참작하여 사무국이 희망순위를 조정한다. 이때, 희망순위의 조정은 동일순위로 지명된 2인 이상의 후보자, 희망순위 표시가 없는 후보자, 말소된 후보자 순으로 조정한다.

③사무국은 분쟁당사자가 제출한 분쟁조정인 희망순위를 집계하여 희망순위가 가장 높은 사람을 분쟁조정위원장으로 선정하며 다음 높은 순으로 분쟁조정인을 선정하며, 순위 집계결과 동일순위자가 복수일 경우에는 분쟁당사자가 표시한 순위에 대한 편차가 가장 적은 후보자를 선정한다. 다만, 편차가 같을 경우에는 연장자순으로 한다.

④분쟁당사자가 지명한 분쟁조정인이 취임 수락을 거절하거나 또는 다른 이유로 직무를 행할 수가 없는 경우에는 이미 제출된 명단에서 순위에 따라 지명된 분쟁조정인으로부터 취임 수락을 받는다. 다만, 이미 제출된 명단에서 선정할 수 없으면 본조에서 정하는 방법에 따라 분쟁조정인을 다시 선정하여야 한다.

⑤분쟁조정인 임명시 이미 특정 분쟁조정에 분쟁조정인으로 지정되었다고 하여 다른 분쟁조정에 분쟁조정인으로 지명되는데 결격사유가 되지 아니한다.

제7.3.2.2조(분쟁조정인 선정의 통지) ① 이 규정에 의하여 분쟁조정인 전원이 선정되면 사무국은 분쟁당사자 및 분쟁조정인 모두에게 분쟁조정인 전원의 성명, 주소 및 직업을 서면으로 통지하여야 한다.

②사무국은 분쟁조정인에게 제1항의 규정에 의한 통지를 함에는 이 규정 1부를 첨부하여야 하며 제7.3.2.3조의 요건에 관하여 분쟁조정인의 주의를 환기시켜야 한다.

③사무국은 제2항의 규정에 의한 과정을 거친 후 선정된 분쟁조정인을 최초 분쟁조정인으로 간주한다.

④사무국은 분쟁당사자에게 제1항의 규정에 의한 통지를 함에 있어서 상대방의 분쟁조정인의 희망순위표를 첨부하여야 한다.

제7.3.2.3조(분쟁조정인의 부적격 고지) ①선정의 통지를 받은 분쟁조정인은 자신의 공정성 또는 독립성에 관하여 정당한 의문을 야기할 수 있는 사유가 있을 때에는 최초 분쟁심리의 개시 전까지 이를 모두 사무국에 서면 고지하여야 한다.

②사무국은 제1항의 규정에 의한 고지를 접수하였을 때에는 즉시 이를 조정위원회와 분쟁당사자에게 통지하여야 하며 분쟁당사자가 그 통지 접수일로부터 3일 이내에 제1항의 사정이 있는 분쟁조정인의 선정에 대하여 부적합하다고 이의를 제기한 경우 그 분쟁조정인은 선정되어서는 아니된다. 다만, 분쟁당사자가 위의 기간 내에 이의를 제기하지 아니하였을 경우에는 다시 그 사정을 이유로 그 분쟁조정인의 자격에 대하여 이의를 제기할 수 없다.

③분쟁조정인의 선정에 대하여 이의를 제기함으로써 발생하는 분쟁조정인의 결원은 제7.3.2.4조의 규정에서 정하는 방법으로 보충한다.

제7.3.2.4조(분쟁조정인의 보궐) ①분쟁조정인이 사임, 사망 또는 기타의 사유로 인하여 결원이 되었을 경우에는 제7.3.2.1조제3항 및 제4항의 규정에 의해 선정하여 통지하여야 한다.

②별도의 합의가 있는 경우를 제외하고, 양 분쟁당사자가 제1항의 규정에 의하여 새로이 선정된 분쟁조정인(이하 "신분쟁조정인"이라 한다.)에게 종전의 심리결과를 진술하여 신분쟁조정인이 이의를 제기하지 아니하면 절차를 속행한다. 다만, 종전 심리한 사안에 대하여 분쟁당사자가 다시 심리를 신청한 때에는 신분쟁조정인은 그

심리를 하여야 한다.

제3관 분쟁심리절차

제7.3.3.1조(일시와 장소) ①분쟁심리의 일시와 방식은 조정위원회가 정하되, 분쟁심리 장소는 제7.3.1.6조의 규정에 의하여 사무국이 정한다.

②사무국은 제1항의 규정에 의한 결정을 분쟁심리 개시 3일전까지 분쟁당사자에게 통지하여야 한다.

제7.3.3.2조(속기록의 작성 등) ①사무국은 분쟁당사자 또는 조정위원회의 요구가 있으면 분쟁당사자의 진술이나 증언의 녹음 또는 속기록을 작성하는데 필요한 준비를 하여야 한다.

②제1항의 규정에 의한 요구를 하는 분쟁당사자는 이에 소요되는 경비를 사무국에 예납하여야 한다.

제7.3.3.3조(분쟁심리에의 출석) ①분쟁당사자는 분쟁심리에 출석할 수 있다.

②분쟁당사자 이외의 자로서 분쟁조정 판정결과에 이해관계가 있는 자는 조정위원회에 이해관계가 있음을 소명하고, 조정위원회의 허가를 받아 분쟁심리에 출석할 수 있다.

③조정위원회는 증인의 증언 중 다른 증인의 퇴석을 요구할 수 있다.

제7.3.3.4조(분쟁심리 연기 또는 속행) 조정위원회는 상당한 이유가 있으면 직권 또는 분쟁당사자의 요구에 의하여 분쟁심리를 연기 또는 속행할 수 있다. 다만, 그 다음 기일은 7일 이내로 정하도록 하며, 계속하여 2회 이상 연기하지 않도록 하여야 한다.

제7.3.3.5조(분쟁심리준비) ①조정위원회는 분쟁당사자에게 분쟁심리절차를 신속·정확하게 진행할 수 있도록 하기 위하여 사전에 주장과 증거방법 및 상대방 주장에 대한 의견을 기재한 준비서면과 답변서를 제출하게 할 수 있다.

②조정위원회는 필요하다고 인정하는 경우 또는 분쟁당사자 쌍방의 요청이 있을 때에는, 분쟁당사자가 제출한 준비서면과 답변서를 요약하여 제출하게 할 수 있다. 이 경우, 조정위원회는 요약된 쟁점에 대해서만 심리·판정할 수 있다.

제7.3.3.6조(분쟁심리절차) ①분쟁심리는 사건과 분쟁당사자의 호명으로 개시된다.

②간사는 매 분쟁심리마다 다음 사항을 기재한 분쟁심리조서를 작성·비치하여야 한다.

1. 분쟁심리의 장소 및 일시

2. 분쟁조정인, 분쟁당사자, 대리인의 성명 및 주소
 3. 증인이 있는 경우 그 성명 및 주소
 4. 분쟁당사자 및 대리인의 진술 또는 분쟁심리 내용의 요지.(다만, 증거조사의 결과는 조정위원회의 별도 요구가 없는 한, 녹음으로 대체할 수 있음)
- ③조정위원회는 분쟁심리를 하기 전에 분쟁의 쟁점을 설명하는 진술을 요구할 수 있다.
- ④분쟁신청인은 신청취지 및 신청이유의 진술과 동시에 증거서류를 제출하고 증인을 출석시킬 수 있으며, 피분쟁신청인 또한 항변과 동시에 증거서류를 제출하고 증인을 출석시킬 수 있다.
- ⑤분쟁당사자 일방이 증거물을 제출하는 경우에 조정위원회는 이를 증거로서 접수할 수 있으며, 접수가 되면 간사는 번호를 붙여서 기록의 일부로 한다.
- ⑥조정위원회는 필요하다고 인정하는 경우에는 분쟁심리절차를 변경할 수 있다. 다만, 분쟁당사자에게 증거 및 관계자료를 제출할 수 있는 공평하고 충분한 기회를 주어야 한다.
- ⑦분쟁당사자가 준비서면을 수차에 걸쳐 중복 제출함으로써, 요지를 파악하기 어렵다고 인정될 때 조정위원회는 분쟁심리의 종결에 앞서 요약된 준비서면의 제출을 명할 수 있다.

제7.3.3.7조(분쟁당사자의 해태) 분쟁조정을 신청한 분쟁신청인이 분쟁취지를 특정하지 아니하거나, 신청이유 및 입증방법을 명시 또는 제출하지 아니하여 분쟁조정절차의 신속한 진행을 기대할 수 없다고 조정위원회가 판단하거나, 분쟁당사자 쌍방이 주장 및 입증에 태만히 하여 조정절차의 계속적 진행이 부적합하다고 판단하는 경우에는 조정위원회는 분쟁심리절차를 종결할 수 있다.

제7.3.3.8조(분쟁당사자의 불출석) ①조정위원회는 분쟁당사자에게 분쟁심리 출석을 정당하게 통지 또는 고지하였는데도 불구하고 일방이 출석하지 아니하거나, 출석하여도 분쟁심리에 응하지 아니하는 경우에도 분쟁조정은 그대로 진행시킬 수 있다.

②조정위원회는 제1항의 경우에는 결석하거나 분쟁심리에 응하지 아니한 분쟁당사자 일방이 제출한 서면 또는 기타의 증거가 있을 때에는 이를 진술 또는 제출한 것으로 보고 출석한 분쟁당사자에게 판정에 필요한 심리를 진행시킬 수 있다.

③분쟁당사자 쌍방이 정당하게 통지 또는 고지가 되었는데도 불구하고 2회 이상 출석하지 아니하거나, 출석하여도 분쟁심리에 응하지 아니하는 경우에는 위원회는 분쟁조정절차 종료를 선언할 수 있다.

제7.3.3.9조(분쟁조정 신청의 철회) ①분쟁신청인은 분쟁판정에 이르기까지 분쟁조정신청의 일부 또는 전부를 철회할 수 있다.

②분쟁조정의 철회는 피분쟁신청인이 이미 답변서를 제출하였거나, 분쟁심리 절차에

서 피분쟁신청인의 진술이 있는 후에는 피분쟁신청인의 동의를 얻지 아니하면 그 효력이 없다.

③분쟁신청인이 분쟁조정 신청을 철회하고자 하는 경우는 피분쟁신청인 및 사무국에 서면으로 하여야 한다.

④제3항의 규정에 의한 분쟁조정신청 철회의 서면이 접수된 날로부터 7일 이내에 피분쟁신청인이 이의를 제기하지 아니한 때는 철회에 동의한 것으로 본다.

제7.3.3.10조(준비서면 및 기타 문서의 제출) ①심리당시의 합의 또는 그 이후의 합의 및 조정위원회의 요구에 의하여 제출하는 모든 준비서면 및 기타 문서는 신속한 분쟁조정심리 진행을 위하여 사무국이 접수 후 2일 이내에 위원회에 송달하여야 한다. 이 경우에는 쌍방의 분쟁당사자에게 이 서류를 조사할 수 있는 기회를 주어야 한다.

②제1항에 규정에 의한 준비서면 및 기타 문서가 조정위원회에서 정한 기간내에 제출되지 아니한 경우에도 조정위원회는 심리를 진행시킬 수 있다.

제7.3.3.11조(검증) 조정위원회는 검증을 할 필요가 있을 경우에는 검증하기 전에 검증의 목적, 일시 및 장소를 정하여 사무국으로 하여금 이를 분쟁당사자에게 통지하도록 하며, 분쟁당사자는 검증에 입회할 수 있다.

제7.3.3.12조(재산의 보존) 조정위원회는 분쟁당사자 어느 일방의 신청이 있는 경우 분쟁당사자의 권리나 분쟁의 최종판정과는 관계없이 분쟁조정 대상이 된 재산을 보호하기 위하여 분쟁당사자에게 필요한 조치를 지시할 수 있다.

제7.3.3.13조(증거) ①분쟁당사자는 자기의 주장을 입증할 수 있는 증거를 제출하거나 증인 또는 감정인의 임의출석을 신청할 수 있다. 다만, 조정위원회는 제출된 증거와 분쟁당사자의 주장이 서로 관련이 없다고 인정할 때는 이를 조사하지 아니할 수 있다.

②조정위원회는 필요하다고 인정할 때는 증거의 제출이나 증인 또는 감정인의 임의의 출석을 요구할 수 있다. 다만, 조정위원회가 정한 기간내에 증거가 제출되지 아니하거나, 증인 또는 감정인이 출석하지 않은 경우에도 조정위원회는 심리를 진행시킬 수 있다.

③조정위원회가 분쟁조정판정에 필요하다고 인정하는 증거의 조사를 직접할 수 없는 경우에는 직권 또는 분쟁당사자의 요구에 의하여 관할법원에 이를 신청할 수 있다.

④모든 증거는 분쟁당사자 전원이 출석하고, 분쟁조정인의 과반수가 출석한 자리에서 제출 조사되어야 한다. 다만, 어느 분쟁당사자가 정당한 사유없이 출석하지 아니

하거나 출석할 권리를 포기한 경우에는 그러하지 아니하다.

⑤분쟁조정인은 제출된 증거의 신빙성과 유용성을 자유심증으로 판단한다.

제7.3.3.14조(분쟁심리의 종결) ①조정위원회는 분쟁당사자가 주장 및 입증을 다하였다고 인정할 때는 분쟁심리의 종결을 선언하여야 한다.

②분쟁심리의 종결은 최초분쟁조정인 선정이 완료된 날로부터 40일 이내에 종결합을 원칙으로 한다. 다만, 분쟁당사자간 합의가 된 경우 기간의 연장이 가능하다.

③제7.3.3.7조의 규정에 의해 분쟁심리가 종결된 경우, 분쟁심리를 종결하도록 원인을 제공한 분쟁당사자는 조정위원회의 판정 과정에서의 어떤 불이익도 감수하여야 한다.

제7.3.3.15조(서면심리에 의한 절차) ①분쟁당사자는 서면합의에 의하여 분쟁을 구술심리에 의하지 아니하고 서면심리에 의한 분쟁조정에 붙일 수 있다.

②사무국은 다음 각호의 절차에 따라서 필요한 문서와 증거를 제출하도록 분쟁당사자에게 통지하여야 한다.

1. 분쟁당사자는 원인사실의 진술을 포함한 쟁점에 관한 진술서에 증거를 첨부하여 사무국에 제출하여야 하며, 동 진술서에 요약서를 첨부할 수 있다.
2. 모든 서류는 진술서와 증거를 제출하도록 통지된 일로부터 7일 이내에 사무국이 요구하는 부수의 사본을 구비하여 제출되어야 한다.
3. 사무국은 일방의 분쟁당사자로부터 제출된 진술서 및 증거의 사본을 접수 후 3일 이내에 상대방 분쟁당사자에게 송부하며, 각 분쟁당사자는 상대방의 진술서 및 증거에 대하여 답변하거나 의견을 진술할 수 있다. 다만, 그 접수 후 7일 이내에 분쟁당사자가 답변서 내지 의견서를 제출하지 아니한 경우 그 분쟁당사자는 답변 내지 의견진술의 권리를 포기한 것으로 본다.
4. 사무국은 모든 증거 및 서류를 조정위원회에 송달하며, 조정위원회는 그 송달일로부터 7일 이내에 분쟁당사자에게 추가 증거의 제출을 요구할 수 있으며, 사무국은 이 요구를 분쟁당사자에게 통지하고 분쟁당사자는 접수일로부터 7일 이내에 추가 증거를 제출하여야 한다.
5. 사무국은 분쟁당사자의 일방으로부터 제출된 추가진술서 및 증거의 사본을 접수 후 3일 이내에 상대방 분쟁당사자에게 송부하며, 각 분쟁당사자는 그 진술서 및 증거에 대하여 답변 내지 의견을 진술할 수 있다. 다만, 서류 접수후 7일 이내에 답변 내지 의견진술을 하지 아니하는 분쟁당사자는 답변 내지 의견을 진술하는 권리를 포기한 것으로 본다.

③사무국이 본 조 각항 규정에 따라서 제출된 모든 서류를 조정위원회에 송달하였을 경우에는 분쟁심리절차는 종결된 것으로 본다.

제4관 판 정

제7.3.4.1조(판정기간 등) ①조정위원회는 판정을 분쟁당사자의 합의가 없는 한 분쟁심리 종결일로부터 10일 이내에 판정하여야 한다.

②분쟁조정인 일부가 판정에의 참여를 거부하거나, 정당한 이유없이 분쟁조정 판정 합의에 불참한 경우에는 과반수에 해당하는 나머지 분쟁조정인들만의 합의로 결정한다.

③사무국은 분쟁조정판정에 영향을 미치지 않는 범위내에서 분쟁조정판정의 형식에 관하여 조정위원회에 의견을 제시할 수 있다.

제7.3.4.2조(판정의 형식) ①분쟁조정 판정은 서면으로 작성하고 다음 각호의 사항을 기재하여 분쟁조정인이 서명·날인하여야 한다.

1. 분쟁당사자 성명 및 주소(법인인 경우에는 그 대표자의 성명 및 주소를 함께 기재)
2. 대리인이 있는 경우 그 성명 및 주소
3. 판정주문
4. 판정이유
5. 작성년월일

②과반수에 해당하지 아니 하는 분쟁조정인 일부가 분쟁판정에 서명을 거부하거나 서명할 수 없을 때에는 다른 분쟁조정인이 그 사유를 기재하고 서명·날인하여야 한다.

제7.3.4.3조(화해분쟁조정판정) 분쟁당사자가 분쟁조정절차 중에 화해를 하였을 경우에 분쟁당사자가 요구하면 조정위원회는 합의된 화해의 내용을 판정으로써 기재할 수 있다.

제7.3.4.4조(판정문의 정정) 조정위원회는 판정문에서 숫자계산의 착오나 간사 또는 타자원의 과실 기타 이와 유사한 사유로 인하여 발생한 명백한 오자 또는 오류를 발견하였을 때는 직권으로 이를 정정할 수 있다. 다만, 조정위원회가 정정할 수 없는 때에는 사무국이 이를 할 수 있다.

제7.3.4.5조(판정의 송달) 사무국은 판정이 이루어진 후 2일 이내에 판정결과를 분쟁당사자에게 송부하여야 한다.

제7.3.4.6조(판정의 범위) ①조정위원회는 분쟁조정뿐만 아니라 공정하고 정당한 배상이나 기타의 구제를 명할 수 있다.

②조정위원회는 책임있는 일방 또는 쌍방의 분쟁당사자에게 제7.3.6.2조 내지 7.3.6.4조의 분쟁조정비용의 부담비율을 제시하여야 한다.

제5관 신속절차

제7.3.5.1조(적용범위) 분쟁당사자간에 이 관의 절차에 따르기로 하는 별도의 합의가 있는 경우에는 이 관의 신속절차를 적용한다.

제7.3.5.2조(분쟁조정인의 선정) 사무국은 분쟁당사자간에 별도의 합의가 없는 경우 분쟁조정인 명부 중에서 1인의 분쟁조정인을 선정하되, 선정절차는 제7.3.2.1조의 규정에 의한다.

제7.3.5.3조(분쟁심리절차) ①조정위원회는 분쟁심리의 일시와 장소를 결정하며, 사무국은 이를 분쟁심리개시 3일전에 서면으로 분쟁당사자에게 통지하여야 한다.

②분쟁심리는 1회로 종결함을 원칙으로 한다. 다만, 조정위원회는 상당한 이유가 있다고 인정하는 경우에는 분쟁심리를 재개할 수 있다.

③조정위원회는 분쟁당사자의 동의가 있는 경우, 절차의 신속화를 위하여 간사로 하여금 분쟁심리 내용을 생략한 조서를 작성하게 할 수 있다.

제7.3.5.4조(판정) ①조정위원회는 분쟁심리 종결일로부터 5일 이내에 판정하여야 한다.

②조정위원회는 제1항의 판정에서 분쟁당사자의 합의가 있는 경우, 판정이유의 기재 생략할 수 있다.

제7.3.5.5조(준용) 분쟁심리의 신속절차에 관하여 이 관에서 규정하지 않은 사항은 이 절의 나머지 조항을 준용한다.

제6관 분쟁조정 비용

제7.3.6.1조(분쟁조정비용) ①분쟁조정비용은 제7.3.6.2조 내지 제7.3.6.3조에서 규정하는 경비, 수당으로 구분한다.

②제1항의 분쟁조정비용은 분쟁조정판정에 의하여 결정되는 부담비율에 따라 부담한다. 다만, 분쟁조정판정에서 분쟁조정비용의 전부 또는 일부를 어느 일방 당사자 또는 쌍방 당사자의 부담으로 정하지 아니하였을 경우에는 당사자 쌍방의 균등부담으로 한다.

③제7.3.3.15조의 규정에 의한 서면심리에 의한 절차의 분쟁조정비용의 경우에도 본 조 내지 제7.3.6.4조의 규정을 적용한다.

④분쟁조정비용 예납에 따라 발생하는 이자는 반환하지 아니 한다.

⑤분쟁조정비용 및 예납기준은 전력거래소 이사장이 정하되, 이를 시장참여자에게

통지하여야 한다.

제7.3.6.2조(경비) ①분쟁조정인 및 간사의 소요경비, 증거, 증인, 또는 감정인의 소요 경비, 검사 또는 조사경비, 녹음 또는 속기록의 작성경비, 통역 또는 번역경비, 기타 분쟁조정에 소요되는 일체의 경비를 말한다.

②분쟁신청인은 사무국이 정하는 경비를 예납하여야 한다.

제7.3.6.3조(수당) 분쟁신청인은 사무국이 정하는 분쟁조정인의 수당을 예납하여야 한다.

제7.3.6.4조(예납방법 등) ①이 규정에 달리 정함이 없는 경우에는 분쟁신청인은 제 7.3.6.2조 내지 제7.3.6.3조의 규정에 의한 소정의 분쟁조정비용을 분쟁조정 신청과 동시에 사무국이 지정하는 계좌로 예납하여야 한다.

②제1항의 예납액이 부족될 것으로 인정되는 경우에는 사무국은 분쟁신청인에게 추가예납을 요구할 수 있으며, 분쟁신청인이 제1항 및 제2항의 예납을 이행하지 아니하거나 피분쟁신청인이 이를 대납하지 아니하는 경우에는 조정위원회의 결정에 따라 분쟁조정절차의 진행을 종료할 수 있다.

③사무국은 심리가 종결되면 예납액의 수지계산서를 작성하고 분쟁조정판정문이 작성되었을 때는 그 정산서를 작성하여 분쟁조정판정문과 함께 분쟁당사자에게 송부하고 정산잔액을 반환한다.

제7관 불복 절차

제7.3.7.1조(재정신청) 조정위원회의 분쟁조정결과에 대하여 불복하는 회원은 법 제57조의 규정에 의하여 전기위원회에 재정을 신청할 수 있다.

제7.3.7.2조(재정신청기일) 분쟁당사자가 제7.3.7.1조의 규정에 의거 재정을 신청하고자 하는 경우에는 제7.3.4.5조 또는 제7.3.5.4조의 규정에 의한 판정결과에 대한 서면 접수 후 7일 이내에 신청하여야 한다.

제8장 정보공개

제1절 통칙

제8.1.1조(목적) 이 장은 법 제41조와 동법 시행령 제22조 및 이 규칙 제8.1.4조의 규정에 의거 전력거래소가 전력시장에 관한 정보(이하 "정보"라 한다.)를 공개하고 효

을적으로 관리하기 위하여 필요한 사항을 정하는 것을 목적으로 한다.

제8.1.2조(용어의 정의) 이 장에서 사용하는 용어의 정의는 다음 각호와 같다.

1. "시스템"이라 함은 전자계산조직 또는 전기통신설비를 이용하여 정보를 수집·가공·저장 또는 처리할 수 있는 하드웨어와 소프트웨어들이 유기적으로 결합된 것을 말한다.
2. "단말장치"라 함은 정보이용자가 정보를 송신 또는 수신하기 위하여 사용하는 모든 입출력장치를 말하며, 전력거래소에서 시장정보를 통제할 수 있는 소프트웨어가 탑재되어 정보를 분배하는 기능을 가진 분기장치가 포함된 설비를 말한다.
3. "전력시장에 관한 정보"라 함은 전력거래소에서 전력시장을 운영하는 과정에서 취득하거나 생성 또는 가공된 각종 자료를 말한다.
4. "통지"라 함은 전력거래소가 회원들의 업무를 위하여 법 및 동법 시행령과 이 규칙에 명기한 정보의 제공행위를 말한다.
5. "공개"라 함은 전력시장에 관한 정보 중 통지된 정보 이외에 회원의 요청에 의거 제8.2.1.1조의 규정에 의한 정보공개위원회에서 결정하는 사항을 제공하는 행위를 말한다.
6. "접속계정"이라 함은 전력거래소 홈페이지와 입찰전용 단말장치를 통하여 전력거래 자료를 입력, 변경, 조회하는데 사용하는 계정을 말한다.

제8.1.3조(적용범위) ①이 장은 전력거래소가 취득하고 생성, 가공한 전력시장에 관한 정보를 회원 및 공익기관에 통지하고 공개하는 경우에 적용한다.

②입찰, 수요예측, 운영발전계획, 한계가격, 계량, 정산, 전력설비 및 계통운영 등 전력거래소가 다루는 정보의 공개범위 및 방법 등에 관하여는 이 장을 적용한다.

③이 장에서 정하지 않은 정보공개에 관한 사항은 공공기관의 정보공개에 관한 법률 및 동법 시행령을 적용한다.

제8.1.4조(정보의 공개 및 제한) 전력거래소는 전력시장의 투명성을 확보하기 위하여 전력시장에 관한 정보의 공개 의무를 지닌다. 다만, 정보공개로 인해 타 회원에게 피해가 발생할 우려가 있는 경우에는 이를 제한할 수 있다.

제8.1.5조(책임 등) ①전력거래소와 회원은 법 제42조, 제101조제6호, 제103조제3호 및 동법 시행령 제9조제3항의 규정에 의한 금지행위를 하여서는 아니된다.

②정보이용자는 정보의 원활한 유통과 외부로부터의 침입 및 정보과피 등에 대한 대책을 수립, 시행함으로써 정보 보호에 노력하여야 하며, 정보를 이용하고자 하는 자에 대해 부당한 제한을 하여서는 아니 된다.

③정보이용자는 국내외를 불문하고 시장정보를 이용 또는 가공하여 전력시장 밖으

로 유인하거나 유인을 조장하여서는 아니된다.

제8.1.6조(정보에 대한 권리귀속) 제8.1.2조의 규정에 의한 정보에 대한 모든 권리는 전력거래소에 귀속된다.

제8.1.7조(정보이용자의 자격) 법 제39조의 규정에 의거 전력거래소에 정식으로 등록된 회원 및 공익기관은 제8.1.3조의 규정에 의한 정보를 이용할 자격이 있다.

제8.1.8조(정보의 종류 및 보관기간) ①정보는 시장운영에 관한 정보 중 시스템정보와 보관정보로 구분한다.

1. 시스템정보 : 시스템에 보관 중인 정보를 말한다.
2. 보관 정보 : 저장매체 또는 문서 등의 형태로 보관 중인 정보를 말한다.

②정보의 종류별 보관기간은 다음과 같다.

1. 시스템정보 : 통상 6개월 내지 1년치 정보를 저장할 수 있어야 하며, 회원의 이의신청 처리 및 감사의 대상으로 사용한다.
2. 보관 정보 : 통상 3년치 정보를 저장매체 등에 기록, 보관하되, 이의신청 처리 및 감사의 대상으로 사용한다.

제2절 정보공개위원회

제1관 구성 및 기능

제8.2.1.1조(설치 및 구성) ①전력거래소에 정보공개 업무의 공정성과 효율성을 확보하기 위하여 정보공개위원회(이하 "정보위원회"라 한다.)를 둔다.

②정보위원회는 위원장을 포함한 9인 이내의 위원으로 한다.

③정보위원회의 위원장 및 위원은 전기위원회 소속 공무원, 전력거래소 임원, 회원의 대표(발전사업자, 판매사업자), 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자 중에서 전력거래소 이사장이 위촉한다.

④정보위원회의 원활한 운영을 위하여 간사 1인을 둔다.

제8.2.1.2조(위원의 임기) 정보위원회 위원의 임기는 2년으로 하며 연임할 수 있다. 다만, 전기위원회, 전력거래소 및 회원을 대표하는 위원은 해당 직위에 변동이 있는 경우에는 후임자가 잔여임기 동안 위원자격을 승계한다.

제8.2.1.3조(기능) 정보위원회는 다음 사항을 심의·의결한다.

1. 정보공개 요청사항(항목, 범위, 방법 및 보관기간)에 대한 공개여부

2. 정보공개에 따른 타 회원의 피해 예방 대책
3. 정보공개에 따른 보안대책
4. 정보공개제도의 운영에 관한 사항
5. 기타 정보공개 또는 정보보호에 관하여 필요하다고 인정되는 사항

제8.2.1.4조(사무국) ①전력거래소에 정보공개에 관한 사무처리를 위해 사무국을 두며, 사무국의 조직과 운영에 관한 세부적인 사항은 전력거래소가 별도로 정한다.

②사무국장은 전력거래소의 정보공개 업무를 담당하는 부서장으로 하고, 제8.2.1.1조 제4항의 규정에 의한 간사를 겸직한다.

제2관 정보위원회 회의

제8.2.2.1조(회의개최) ①정보위원회의 위원장은 제8.2.1.3조의 규정에 의한 위원회의 기능수행을 위하여 정보위원회를 개최한다.

②정보위원회의 간사는 위원장이 정보위원회의 개최를 결정하는 경우에 정보위원회 개최 예정일로부터 5일전까지 별지 제23호의 서식에 의한 부의안건과 함께 별지 제24호서식에 의한 정보위원회 개최통지서로 전 위원에게 통지하여야 한다. 다만, 긴급을 요하는 경우에는 24시간 전에 통지할 수 있다.

③위원장이 회의를 개최하지 아니하기로 결정한 때에는 정보위원회의 간사는 그 사실을 사유와 함께 안건 신청회원에게 통지하여야 한다.

제8.2.2.2조(성립과 의결) ①정보위원회는 재적위원 과반수의 출석으로 성립되고 출석위원 과반수의 찬성으로 의결한다.

②위원장은 표결에 참여하며, 표결 결과 가·부 동수일 경우에는 부결된 것으로 본다.

③정부, 전력거래소 및 회원을 대표하는 위원이 부득이한 사유로 위원회에 참석할 수 없는 경우에는 대리인으로 하여금 위원회에 참석하게 할 수 있다. 이 경우 대리인은 별지 제30호서식에 의한 위임장을 회의시작 전까지 위원장에게 제출하여야 한다.

④간사는 정보위원회의 운영을 담당하며 표결권을 보유하지 아니한다.

제8.2.2.3조(정보위원회의 회의) ①정보위원회의 간사는 정보위원회에 입회하여 회의 결과에 대한 보고서를 작성하여 별지 제25호서식에 의한 회의록에 첨부하고 참석위원의 서명날인을 받아 별지 제26호서식으로 전 위원 및 신청회원에게 통지한다.

②정보위원회는 안건심의 기타 업무수행에 필요하다고 인정할 때에는 이해관계인을 출석하게 하여 그 의견을 들을 수 있으며, 관계전문가에게 의견제출을 요청할 수 있다.

제8.2.2.4조(실비 지급) ①정보위원회 및 실무협의회에 출석한 위원 및 회원과 관계 전문가에 대하여는 회의참석 여비, 정보위원회 업무와 관련되는 국내출장 여비, 자료의 수집·분석에 필요한 수용비, 수수료 등을 지급할 수 있다.

②관계 전문가의 의견을 요청하는 경우에는 자문료를 지급할 수 있다.

제3관 실무협의회

제8.2.3.1조(설치 및 구성) ①정보위원회 산하에 실무협의회를 둔다.

②실무협의회는 의장을 포함하여 7인 이상 11인 이내로 구성하며, 의장은 정보위원회의 간사로 한다.

③실무협의회는 전기위원회 소속 공무원, 전력거래소, 회원(판매사업자, 발전사업자), 기타 전문가로 구성한다.

④실무협의회 회원은 해당기관의 추천을 받아 정보위원회에서 결정한다.

⑤실무협의회 원활한 운영을 위하여 실무협의회에 간사 1인을 두며, 실무협의회 간사는 전력거래소 이사장이 지명하고, 회원이 간사를 겸임할 수 있다.

제8.2.3.2조(임무) ①실무협의회는 정보위원회에 상정할 내용을 검토·조정하고 필요시 정보위원회에 출석하여 안건에 대한 설명을 할 수 있다.

②실무협의회는 정보위원회로부터 위임받은 사항을 심의·조정하며 그 결과를 차기 정보위원회에 상정한다.

제8.2.3.3조(회의) ①실무협의회는 필요할 경우 수시로 개최할 수 있다.

②실무협의회 소집에 관하여는 제8.2.2.1조제2항을 준용한다.

제3절 정보공개 절차 및 정보보호

제8.3.1조(정보공개 신청) ①회원이 전력시장에 관한 정보공개를 신청하고자 하는 경우에는 별지 제22호서식에 의한 정보공개신청서를 제8.2.1.4조의 규정에 의한 사무국에 제출하여야 한다.

②정보공개를 신청할 경우 공개 항목, 방법, 주기 및 사유를 명시하여야 하며, 정보공개에 따른 타 회원의 피해 발생 가능성과 피해 방지 대책 등을 기술하여야 한다.

제8.3.2조(정보공개 범위 및 방법) ①전력거래소는 전력거래량, 전력시장 가격 및 전력수요 전망 등과 이 절에 의하여 공개가 확정된 정보에 대하여 정보공개시스템을 통하여 인터넷 또는 기타 방법으로 공개한다.

②전력시장에 관한 정보공개의 범위 및 방법은 회원의 요청에 의하여 정보위원회에

서 결정한다.

③전력거래소는 제2항의 규정에 의하여 공개가 확정된 정보에 대하여 별지 제27호 서식으로 정보공개목록표를 작성하여 관리하여야 한다.

④전력시장에 관한 정보의 통지 및 공개는 인터넷을 통해 제공하는 것을 원칙으로 하되, 필요시 문서 등 기타 방법을 사용한다. 다만, 시스템 및 통신 장애발생으로 인해 인터넷을 통한 정보의 통지 및 공개가 곤란하다고 판단될 경우에는 우편 또는 모사전송 수단을 사용할 수 있다.

⑤정보공개시스템을 통하여 공개된 정보가 잘못된 것으로 판명된 경우에는 정보공개시스템에 이를 공개하여야 하며, 잘못된 정보를 제공받은 회원에게 수정 내용을 통지하여야 한다.

제8.3.3조(접속계정 및 전자인증<전자서명>) ①전력거래소는 정보공개시스템의 접속 계정에 대한 체계적인 관리 및 보안성 강화를 위해 접속계정을 관리·운영하여야 한다.

②발전 및 판매회원은 자사 내의 접속계정을 관리하는 계정관리자를 임명하여 운영하여야 한다.

③발전 및 판매회원은 접속계정 관리 소홀로 인하여 자사 및 타사의 거래정보가 제3자에게 노출됨으로써 야기되는 피해에 대하여 책임을 진다.

제8.3.4조(정보보호) ①전력거래소는 시장정보의 원활한 이용 및 외부로부터의 침입 보호를 위하여 네트워크 규약 등 정보보호에 필요한 각종 표준 세부업무기준을 정하여 운영하여야 한다.

②전력거래소는 시장에 제공하는 정보와 시스템 관련설비 및 매체를 효율적으로 관리하기 위하여 필요한 보호대책을 수립하고 정보이용자에게 동 조치의 이행을 요구할 수 있다.

③통계정보 등 필요하다고 인정되는 정보는 국내외 관계기관에 상표(서비스표를 포함한다.)로 등록하여 관리할 수 있다.

④전력거래소는 시장운영을 위해 필요한 정보의 생산·관리·공개시스템의 프로그램에 대하여 정기 및 수시로 유지보수하고 기록 관리하여야 한다.

⑤전력거래소는 회원의 이의신청 처리에 대비하여 전력거래소에서 생산, 관리하는 모든 프로그램 및 정보를 전력거래소가 별도로 정하는 기준에 따라 일정기간 보관, 활용 및 폐기하여야 한다.

⑥시장운영 정보는 보관용 저장매체에 수록한 뒤 화재 등 비상사태에 대비하여 테이프의 내용이 변경, 조작되지 않도록 이중화된 특수용기에 보관하여야 한다.

제8.3.5조(정보이용 제한) ①정보이용자는 전력거래소에서 제공한 정보 또는 가공하여

개발한 통계자료, 기타 이와 유사한 자료를 매매의 대상으로 하거나 이를 매매할 가능성이 있는 제3자에게 제공할 수 없다.

②전력거래소는 제8.3.2조제2항의 규정에도 불구하고 이 규칙 등의 변경시 사전 고지에 의거 정보공개범위를 잠정적으로 재조정할 수 있다.

제8.3.6조(준수 확인) ①전력거래소는 타당한 사유가 발생한 경우 이 장이 정한 규정 등의 준수여부를 확인하기 위하여 정보이용자에게 필요한 자료의 제출을 요구하거나 관련설비 등에 대한 자료를 요구할 수 있으며, 정보이용자는 실사에 필요한 당해 장소의 출입 등 제반사항의 준비 및 편의를 제공하여야 한다.

②전력거래소는 제1항의 규정에 의한 정보이용자의 절차 등에 대한 준수여부의 확인을 감시위원회 또는 타 기관에 위탁하여 수행할 수 있다.

제8.3.7조(위반시 조치) ①전력거래소는 정보이용자가 제8.3.4조 및 제8.3.6조의 규정에 의한 규칙 등의 준수의무를 위반한 경우에는 이를 시정할 것을 요구할 수 있으며 정보이용자는 지체없이 이를 이행하여야 한다.

②제1항의 규정에 의한 시정요구에도 불구하고 정보이용자가 이를 이행하지 아니하는 경우, 정보위원회는 전력시장의 안정이 저해되지 않는 범위 내에서 다음 각호의 1의 조치를 취할 수 있다.

1. 정보의 전부 또는 일부의 이용금지
2. 정보의 이용승인 취소
3. 기타 필요한 조치

③전력거래소는 제2항의 규정에 의한 정보의 제공중단 또는 이용제한을 하고자 하는 경우에는 정보를 제공받고 있는 이용자에게 그 사유를 명시하여 1개월 전에 서면으로 통보하여야 한다.

제9장 규칙개정<개정 2003.11.11>

제1절 통칙

제9.1.1조(규칙의 개정) ①전력거래소가 법 제43조제2항의 규정에 따라 이 규칙을 개정하고자 하는 경우에는 이 장에서 정한 절차에 따른다.

②전력거래소는 다음 각호의 1에 해당하는 경우 규칙개정위원회의 심의를 거쳐 규칙을 개정할 수 있다.

1. 전력시장의 공정하고 효율적인 운영을 위하여 필요하다고 판단한 경우
2. 규칙의 내용이 법, 동법 시행령 및 시행규칙, 고시 등 관계법령의 규정에 위배될 때

3. 제1호 및 제2호의 사유로 전기위원회의 개정 권고를 받은 경우
 4. 제1호 및 제2호의 사유로 전력거래소 회원이 규칙의 개정을 서면으로 제안할 경우
- ③제2항제4호의 규정에 의하여 전력거래소 회원이 규칙의 개정을 제안하는 경우에는 별지 제28호서식에 의한 제안서를 전력거래소에 제출하여야 한다.

제9.1.2조(기일산정의 특례) 제9.3.1조제2항, 제9.3.4조제2항, 제9.3.5조 및 제9.3.6조 제1항 전단의 규정에 의하여 기간을 계산할 때에는 법정 공휴일 및 전력거래소 휴무일은 이를 포함하지 아니한다.

제2절 규칙개정위원회

제9.2.1조(설치 및 구성) ①이 규칙의 개정에 관한 사항을 심의·의결하기 위하여 전력거래소에 규칙개정위원회를 둔다.

②규칙개정위원회는 위원장을 포함한 9인 이내의 위원으로 구성한다.

③규칙개정위원회위원장은 전력거래소이사장으로 하며, 위원은 전력거래소이사장이 다음 각호에 해당하는 자 중에서 위촉한다.

1. 전력거래소의 규칙개정을 담당하는 임직원
2. 산업자원부 소속 공무원 중 산업자원부장관이 지정하는 자
3. 전력거래소 회원을 대표하는 회원 소속의 임직원
4. 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자

④규칙개정위원회의 원활한 운영을 위하여 간사를 두며, 간사는 전력거래소 소속 직원 중에서 규칙개정위원회위원장이 지정한다.

제9.2.2조(위원의 임기) ①제9.2.1조제3항제1호 및 제2호의 규정에 의한 위원의 임기는 해당 직위 보유기간으로 하고, 제3호의 규정에 의한 위원의 임기는 2년으로 하되 연임할 수 있으며 직위가 변경된 경우에는 후임자가 전임자의 잔여임기동안 위원의 자격을 승계하며, 제4호의 규정에 의한 위원의 임기는 2년으로 하되 연임할 수 있다.

②다음 각호의 1에 해당하는 자는 위원이 될 수 없으며 위원인 자가 다음 각호의 1에 해당하는 경우에 전력거래소이사장은 해당 위원을 해촉하여야 한다.

1. 금고이상의 실형을 선고받고 그 집행이 종료되거나 집행이 면제된 날로부터 3년이 경과하지 아니한 자
2. 금고이상의 형의 집행유예 선고를 받고 그 기간이 만료된 후 1년이 경과되지 아니한 자
3. 금치산자 또는 한정치산자
4. 파산선고를 받고 복권되지 아니한 자

③제9.2.1조제3항제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원은 서면통지의 방법에 의하여 규칙개정위원회위원의 자격을 사임할 수 있으며, 이 경우 전력거래소이사장은 해당 위원을 해촉한다.

제9.2.3조(기능) 규칙개정위원회는 다음 각호의 사항을 고려하여 규칙개정 안건을 심의·의결한다.

1. 규칙개정의 타당성 및 필요성
2. 규칙개정에 따른 영향
3. 규칙개정안의 형식적 적정성
4. 기타 위원회에서 검토가 필요하다고 판단한 사항

제9.2.4조(소집) 규칙개정위원회위원장은 회의개최 예정일 7일전까지 회의개최 일시 및 장소, 회의안건을 서면으로 각 위원에게 통지하여야 한다.

제9.2.5조(회의성립과 의결) ①규칙개정위원회는 재적위원 과반수의 출석으로 성립되고 출석위원 과반수의 찬성으로 의결한다.

②위원장은 표결에 참여하며, 표결결과 가부동수일 경우에는 부결된 것으로 본다.

③산업자원부, 전력거래소 회원대표 및 전력거래소 소속 위원이 부득이한 사유로 위원회에 참석할 수 없는 경우에는 대리인으로 하여금 위원회에 참석하게 할 수 있다. 이 경우 대리인은 위원회 회의시작 전까지 별지 제30호서식에 의한 위임장을 위원장에게 제출하여야 한다.

제9.2.6조(실무협의회 구성) ①규칙개정위원회에서 심의·의결할 규칙개정안의 내용을 검토·조정하고 규칙개정위원회로부터 위임받은 사항을 처리하기 위하여 규칙개정위원회 산하에 규칙개정실무협의회(이하 “실무협의회”라 한다.)를 둔다.

②실무협의회는 의장을 포함하여 7인이상 11인 이내의 회원으로 구성한다.

③실무협의회 의장은 전력거래소 소속 규칙개정위원회위원으로 한다.

④실무협의회 회원은 규칙개정위원회가 전력거래소 직원, 산업자원부 소속 공무원, 전력거래소 회원 소속 직원, 기타 학계·연구기관 소속 전문가 중에서 선임한다.

⑤실무협의회 의장은 실무협의회의 원활한 운영을 위하여 간사를 두며, 간사는 의장이 전력거래소 소속 직원 중에서 지정한다.

제9.2.7조(실무협의회 운영) ①실무협의회는 의장이 필요하다고 인정하는 경우 수시로 개최할 수 있다.

②실무협의회 의장은 실무협의회를 개최하고자 하는 경우 회의개최 7일전까지 각 회원에게 회의 일시·장소 및 회의안건을 서면으로 통보하여야 한다.

③실무협의회 회의는 재적회원 과반수의 출석으로 성립되며, 출석회원 과반수의 찬성으로 결정한다.

제9.2.8조(세부운영규정) 이 장에서 정한 사항 이외에 규칙개정위원회 및 실무협 의회의 운영에 관하여 필요한 세부 사항은 규칙개정위원회의 의결을 거쳐 위원 장이 별도로 정할 수 있다.

제9.2.9조(실비지급) ①전력거래소는 규칙개정위원회 및 실무협의회에 출석한 위 원 및 실무협의회 회원, 관계 전문가에 대하여는 회의참석여비, 규칙개정 업무 와 관련되는 국내출장여비, 자료의 수집·분석에 필요한 수용비, 수수료 등을 지 급할 수 있다.

②전력거래소가 규칙개정과 관련하여 관계 전문가의 의견을 요청하는 경우에는 자문료를 지급할 수 있다.

제3절 규칙개정 절차

제9.3.1조(개정내용의 통보 및 의견제출) ①전력거래소가 제9.1.1조제2항의 규정 에 의하여 규칙을 개정하고자 하는 경우에는 별지 제28호서식에 의한 제안내용 을 회원 및 산업자원부에 서면으로 통보하여야 한다.

②회원 및 산업자원부는 제1항의 제안내용에 대하여 의견이 있는 경우에 제1항 의 통보일로부터 10일 이내에 찬반의견과 사유, 수정조문 등을 명시한 의견서를 전력거래소에 제출할 수 있다.

제9.3.2조(개정안의 작성·제출) ①전력거래소는 제9.3.1조제2항의 규정에 의한 의 견 등을 검토한 결과 당초 제안서의 내용을 보완하거나 수정하는 것이 타당하 다고 인정되는 경우, 제안서에 보완·수정 의견을 첨부하여 실무협의회에 제출할 수 있다.

②전력거래소는 실무협의회의 검토·조정 의견을 반영한 규칙개정안건을 서면으 로 작성하여 규칙개정위원회에 제출한다.

③전력거래소가 제2항의 규정에 의하여 작성하는 규칙개정안건에는 다음 각호 의 내용이 포함되어야 한다.

1. 개정의 취지 및 필요성
2. 개정내용 요약(개정내용이 간단한 경우에는 개정(안)으로 대체)
3. 예상되는 개정의 영향 및 효과
4. 개정(안)
5. 개정 전후의 조문대비표(전문개정 또는 장, 절 전체 개정 등의 경우에는 생

략할 수 있다)

6. 제1호 및 제3호의 내용을 설명하기 위한 보충자료

7. 실무협의회 주요 검토의견(개정찬성, 개정반대, 개정안 수정의견 등)

④제1항 및 제2항에 의해 작성되는 규칙개정안이 제9.3.1조제1항의 제안내용과 내용이 상이할 경우에는 최초 제안자의 동의가 있어야 하며, 최초 제안자의 동의가 없는 경우로서 실무협의회가 수정의견을 채택한 경우에는 제3항제7호의 내용에 최초 제안자의 제안내용을 첨부하여야 한다.

⑤규칙개정안의 제안자는 규칙개정위원회 소집통보일 이전까지 규칙개정안을 철회할 수 있다.

제9.3.3조(심의·의결 및 결과의 보존과 통지) ①규칙개정위원회위원장은 안전의 심의 기타 업무수행에 필요하다고 인정할 때에는 이해관계인을 출석하게 하여 그 의견을 들을 수 있으며, 관계 전문가에게 의견제출을 요청할 수 있다.

②규칙개정위원회 간사는 규칙개정위원회 회의에 입회하여 회의록을 작성하여야 하며, 규칙개정위원회 개최일로부터 15일 이내에 규칙개정위원회 심의결과와 회의록을 위원장 및 참석위원의 확인을 받아 이를 보관한다.

③규칙개정위원회 간사는 규칙개정위원회 심의·의결 결과를 제9.3.5조의 규정에 의한 승인요청 이전에 별지 제29호서식에 따라 각 회원에게 서면으로 통보하거나 인터넷 홈페이지에 이를 게시하여야 한다.

제9.3.4조(긴급개정) ①법, 동법 시행령 및 시행규칙, 관련고시 등의 제정·개정·폐지 등에 따라 이 규칙을 긴급히 개정할 필요가 있는 경우, 전력거래소는 규칙의 긴급개정을 요청할 수 있다.

②제1항의 규정에 의한 긴급개정의 요청이 있는 경우 규칙개정위원회 소집통지 기간은 7일로, 전기위원회 및 회원의 의견제출 기한은 5일 이내로 할 수 있으며, 개정안에 대한 실무협의회 검토·조정을 거치지 아니할 수 있다.

③이 규칙의 내용에 명백한 오류가 있고 이로 인하여 전력시장의 운영에 중대한 지장을 초래할 것으로 판단되는 경우, 전력거래소는 규칙개정위원회의 심의를 거치지 아니하고 이를 시정하는 내용의 개정안을 산업자원부장관에게 제출하여 그 승인을 요청할 수 있다. 이 경우, 지체없이 규칙개정위원회 위원 및 회원에게 그 사실을 서면으로 통지하여야 한다.

제9.3.5조(승인요청) 전력거래소는 규칙개정위원회의 심의를 거친 개정안 중 개정의결된 안전에 대하여는 규칙개정위원회 개최일로부터 20일 이내에 산업자원부장관에게 규칙개정의 승인을 요청하여야 한다.

제9.3.6조(개정규칙의 공고) ① 전력거래소는 산업자원부장관이 규칙개정안을 승인한 날로부터 7일 이내에 모든 회원에게 규칙개정 내용을 서면으로 통지하고, 전력거래소 홈페이지(www.kpx.or.kr)에도 1개월 이상 이를 공고하여야 한다.

② 산업자원부장관이 규칙개정안의 승인을 거절한 경우, 전력거래소이사장은 규칙개정위원회 위원과 회원에게 그 사실과 이유를 서면으로 통지하여야 한다.

제9.3.7조(개정규칙의 발효일) 이 규칙의 개정은 별도의 규정이 없는 한 공고일 다음 날부터 효력이 발생한다.

제10장 보칙

제10.1조(시장기능정지 요청) 전력거래소는 천재·지변·전시·사변, 경제사정의 급격한 변동 기타 이에 준하는 사태가 발생하여 전력시장에서 전력거래가 정상적으로 이루어질 수 없다고 판단될 때에는 산업자원부장관에게 전력거래의 정지·제한 등을 요청할 수 있다.

제10.2조(중앙급전발전기가 아닌 발전기를 보유한 회원의 전력거래 및 정산) ① 전력거래소는 중앙급전발전기가 아닌 발전기를 보유한 회원의 시간대별 발전전력량에 대해서는 해당 거래시간의 계통한계가격으로 정산하며, 공급가능용량에 대해서는 정산하지 아니한다.

② 제1항의 규정에 의한 정산은 별표 제2호에 따른다.<개정 2005.10.10>

제10.3조(계통운영보조서비스) 중앙급전발전기를 보유한 회원은 전력거래소의 급전지시에 따라 발전기별 성능요건 범위 내에서 다음 각호 1의 계통운영보조서비스를 제공하여야 하며, 세부운영방법은 별표 제19호에 따른다.

1. 자동발전제어 및 주파수 추종(Governor Free) 운전
2. 적정 예비력 확보
3. 무효전력의 수급
4. 특정한 발전소의 자체 기동서비스의 공급
5. 기타 계통운영의 안정에 요구되는 사항

제10.4조(시장시스템의 운영) 전력거래소는 전력거래시스템 및 정보공개시스템의 원활한 접속 및 운영과 전력시장에 관한 정보제공을 위하여 필요한 접속계정 및 통신규약 등은 별표 22에 따른다.

제10.5조(시운전 전력) ①시운전 발전기를 보유한 발전회원은 전력거래소에 주간, 일간 시운전발전계획을 다음의 일정 및 시각에 맞도록 별표 4에 따라 제출하여야 한다.

1. 최초 계통병입계획 : 병입 2개월 전까지
2. 월간 시운전발전계획 : 거래월의 전월 20일까지
3. 주간 시운전발전계획 : 거래주의 전주 목요일 16시까지
4. 일간 시운전발전계획 : 거래일의 전일 10시까지

②시운전 발전기를 보유한 발전사업자는 중앙급전대상 시운전발전기의 기술적 특성자료 및 연료의 열량단가 자료를 최초 계통병입 전월 20일 까지 제출하여야 하며, 이후 사업개시 신고 전까지 시장운영규칙 제2.1.1.1조(발전기 운전비용 등 자료 제출 및 심사)에 의거 발전비용평가자료의 제출 및 심사를 거쳐야 한다. 단, 시운전발전기의 기동비용은 “0”으로 처리한다.<개정 2003.9.18>

③전력거래소는 시운전 발전기를 보유한 발전사업자가 계통안정운동을 저해하지 않는 범위 내에서 시운전 계획에 따라 시운전이 가능하도록 운영발전계획수립시 우선 반영하여야 한다.

④시운전 발전기를 보유한 발전사업자는 전력계통의 안정을 위해 전력거래소의 급전지시에 따라 운전되도록 최대한 협조하여야 한다.

⑤시운전 발전기를 보유한 발전사업자가 법 제9조제4항의 규정에 따라 산업자원부장관에게 사업개시 신고를 하고자 하는 경우에는 3일전까지 전력거래소에 사업개시 신고예정일을 서면으로 통지하여야 하며, 동 사업개시 신고 후 그 신고서 사본을 전력거래소에 제출하여야 한다.

⑥제5항의 규정에 의한 사업개시 신고서 사본이 제2.3.1조의 규정에 의한 마감시간 이전에 전력거래소에 접수된 경우에는 그 신고서 사본이 접수된 날 이후에 입찰한 전력에 대하여는 제4.2.1.1조 및 제4.2.1.2조의 규정에 따라 정산하고, 제2.3.1조의 규정에 의한 마감시간을 경과하여 전력거래소에 접수된 경우에는 그 신고서 사본이 접수되기 전에 입찰한 전력에 대하여는 제7항의 규정에 의하여 정산한다.<개정 2003.9.18>

⑦전력거래소는 시운전 발전기가 기저발전기인 경우 전력량은 기저한계가격으로, 일반발전기인 경우 전력량은 계통한계가격으로 정산하며, 공급가능용량에 대해서는 정산하지 않는다.

⑧제7항의 규정에 의한 정산은 별표 2에 따른다.

⑨전력거래소는 전력계통의 안정운동을 위하여 필요하다고 판단할 경우, 비용평가위원회에서 기술적 특성자료 및 열량단가 자료에 대한 의결을 거친 시운전발전기를 보유한 발전회원에게 시운전계획에 관계없는 발전출력지시를 할 수 있다.[신설 2003.9.18]

⑩제9항에 따른 지시를 하기 위하여 전력거래소는 3일전까지 해당 발전회원에게 이와 관련된 계획을 통지하여야 하며, 해당 사유가 해소되면 즉시 이를

통지하여 시운전을 계속토록 하여야 한다.[신설 2003.9.18]

⑪제9항의 지시가 있는 경우, 해당 발전기는 중앙급전발전기로 간주하며, 발전 회원은 최초 거래일 전일에 시운전제약을 해제하여 발전입찰에 참가하여야 한다.[신설 2003.9.18]

⑫제9항의 지시가 있는 경우, 해당 발전기에 대한 정산은 중앙급전발전기에 대한 별표 2의 규정에 따라 정산한다. 단, 제11항에 의한 입찰을 하지 않았을 경우, 제7항의 규정에 따라 정산한다.[신설 2003.9.18]

제10.6조(전력거래사) ①전력거래소 이사장은 다음 각호 1의 업무를 수행하는 전력거래사에 관한 자격제도를 운용할 수 있다.

1. 전기사업자의 입찰 등 전력거래 업무의 수행 또는 대행
2. 전력거래소의 전력시장 운영 및 전력거래업무 수행
3. 직접구매자의 입찰 등 전력거래 업무의 수행 또는 대행
4. 전기소비자의 전력거래업무 대행
5. 전기사업자 및 직접구매자의 위험관리 등 재무적 전력거래업무 수행 또는 대행
6. 전기사업자 및 직접구매자의 선물, 선도, 옵션, 스왑거래 등 전력거래 파생상품 관련업무의 수행 또는 대행
7. 전력거래와 관련한 컨설팅, 자문, 상담 등 전력거래 지원업무
8. 제1호 내지 제7호의 규정에 의한 업무에 부대되는 업무

②전력거래소, 전기사업자 또는 직접구매자가 고용한 전력거래사의 업무상 행위는 전력거래소, 전기사업자 또는 직접구매자의 행위로 본다.

③전력거래소 이사장은 제1항의 규정에 의한 전력거래사 자격제도의 운용을 위하여 필요한 규정을 전기위원회와 협의하여 제정·시행할 수 있다.

제10.7조(승인) ①전력거래소는 제2.2.1.4조의 규정에 의거 비용위원회가 심의한 사항 중 다음 각호의 1에 해당하는 경우에는 산업자원부장관의 승인을 받아야 한다.

1. 연료의 열량단가 산정기준을 변경하는 경우
2. 기저발전기의 표준열량단가를 신규로 적용 또는 변경하는 경우<개정 2004.9.24>
3. 기동비용의 산정기준을 변경하는 경우
4. 기준용량가격보정계수(a_n, a_c, a, β 값의 적용 또는 변경을 포함한다.)를 변경하는 경우<개정 2004.9.24>
5. 기타 거래가격에 현저한 영향을 미칠 우려가 있는 사항을 심의한 경우

②제1항의 규정에 의한 승인요청이 있는 경우에도 제2.1.1.1조의 규정에 의하여 비용위원회가 심의한 자료는 제2.1.1.7조의 규정에 의하여 효력을 발생한다. 다만, 제1항의 규정에 의하여 산업자원부장관이 변경하여 승인하거나 또는 승인을 하지 아니한 경우에는 당해 사항에 한하여 그 통지가 전력거래소에 접수된 날의 익일 0시부터 변경승인 또는 불승인의 효력이 개시한다.

③ 전력거래소가 규칙을 개정하고자 하는 경우에는 법 제43조 제2항의 규정에 의하여 산업자원부장관의 승인을 받아야 한다.

제10.8(보고) ① 전력거래소는 다음 각호의 사항을 전기위원회에 보고하여야 한다.

1. 제2.1.1.1조의 규정에 의한 비용위원회 심의결과
2. 제2.1.1.3조의 규정에 의한 각 발전기의 발전비용요소
3. 제2.3.5조의 규정에 의한 전력수요예측
4. 제2.4.1조의 규정에 의한 가격결정발전계획 수립 결과
5. 제2.4.2조의 규정에 의한 한계가격
6. 제2.4.3조의 규정에 의한 기준용량가격
7. 제3장의 규정에 의한 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자의 전력구매내역
<개정 2005.1.21>
8. 제3.2.1.4조 및 제3.3.2.4조제1항의 규정에 의한 손실계수<개정 2005.1.21>
9. 제3.2.1.8조의 규정에 의한 직접구매 용량보정계수
10. 제3.2.2.2조 및 제3.2.2.3조의 규정에 의한 직접구매의 신청 및 승인
11. 제3.2.2.7조의 규정에 의한 직접구매수수료
12. 제3.3.1조의 규정에 의한 재정보증 설정
13. 제4.1.1조의 규정에 의한 계량설비 설치현황
14. 제4.2.5.4조의 규정에 의한 정산결과(월간)<개정 2005.1.21>
15. 제4.2.5.5조의 규정에 의한 이의신청 처리결과<개정 2005.1.21>
16. 제4.3.4조의 규정에 의한 시장은행의 지정결과
17. 제4.3.5조의 규정에 의한 시장은행과의 약정체결 결과
18. 제4.3.7조의 규정에 의한 시장은행의 지정해지 결과
19. 제5.1.1조의 규정에 의한 운영발전계획 수립 결과
20. 제5.1.4조의 규정에 의한 전력공급 부족시 조치사항
21. 제5.3.2조의 규정에 의한 계통안정화 대책
22. 제5.3.9조의 규정에 의한 고장조사보고
23. 제5.4.2조의 규정에 의한 발전기 정지 및 휴전계획 조정 결과
24. 제5.4.7조의 규정에 의한 전력수급전망
25. 제7.1.2조의 규정에 의한 조정위원회 조정결과
26. 제8.2.1.3조의 규정에 의한 정보위원회 심의결과
27. 제9.1.2조의 규정에 의한 규칙개정 결과

② 전력거래소는 제2.3.1조의 규정에 의한 발전기입찰자료가 명백히 허위제출된 것으로 인정되거나 제5.1.6조의 규정에 의한 전력거래소의 급전지시를 해당 사업자가 특별한 사유없이 이행하지 아니한 경우 또는 제5.3.2조의 규정에 의한 계통안정화 대책을 전기사업자가 특별한 사유없이 협조하지 아니한 경우에는 이를 전기위원회에

보고하여야 한다.

③감시위원회는 다음 각호의 사항을 전기위원회에 보고하여야 한다.

1. 제6.3.1조제1항의 규정에 의한 시장감시계획
2. 제6.3.1조제2항의 규정에 의한 시장감시기준 및 시장감시지표
3. 제6.3.7조의 규정에 의한 제재내용
4. 제6.4.2조의 규정에 의한 시장감시보고서
5. 제6.4.3조의 규정에 의한 자율시정조치 내용
6. 제6.4.4조의 규정에 의한 자율제재금의 징수 및 사용에 관한 내용

부 칙 (2001. 3. 30)

제1조(전력거래개시) 이 규칙에 의한 전력거래개시는 2001년 4월 2일부터 시행한다.

제2조(경과조치) 이 규칙에 의한 발전비용평가위원회 개최 이전에는 제6조의 규정에 의한 발전기 운전비용 및 기술적 특성자료의 적용기준은 산업자원부에서 운영한 전력시장운영위원회의 결정에 따른다.

부 칙 (2001. 11. 8)

이 규칙은 2001년 11월 15일부터 시행한다.

부 칙 (2001. 12. 21)

(시행일) 이 규칙은 공고한 날부터 시행한다. 단, 별표 제3호 정산기준중 10. 기타정산의 "마"는 2001년 4월 2일부터 소급 적용한다.

부 칙 (2002. 11. 15)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고한 날부터 시행한다. 다만, 제3장 제2절 및 제3절과 제4장 제3절(직접구매제도와 관련된 조항에 한함)의 규정은 2003.1.1부터 시행한다.

제2조(규칙 별첨 및 세부운영기준의 폐지) ①이 규칙 시행전의 별첨 1을 별표 1로 하고, 별첨 3을 별표 2로 하고, 별첨 4를 별표 3으로 하며, 별첨 1 내지 별첨 4는 이를 폐지한다.

②세부운영기준이 규칙에 통합됨에 따라 이 규칙 시행전의 세부운영기준 중 전력수요예측절차서를 별표 5로 하고, 입찰운영절차서를 별표 4로 하고, 가격결정발전계획 수립절차서를 별표 6으로 하고, 계량절차서를 별표 7로 하고, 정산절차서를 별표 8

로 하고, 시장시스템운영절차서를 별표 22로 하고, 운영발전계획수립절차서를 별표 9로 하고, 실시간급전운영절차서를 별표 11로 하고, 비상시급전지시절차서를 별표 12로 하고, 연료계약발전기운영절차서를 별표 10으로 하고, 발전기정지및휴전업무절차서를 별표 18로 하고, 고장과급방지시스템적용절차서를 별표 14로 하고, 계통보호절차서를 별표 16으로 하고, 기기번호부여절차서를 별표 15로 하고, 급전자동화설비 운영절차서를 별표 13으로 하고, 계통운영보조서비스절차서를 별표 19로 하고, 발·변전소주변압기탭정정및유효접지검토절차서를 별표 20으로 하고, 발전기병렬운전및공급방안업무절차서를 별표 21로 하고, 고장조사처리절차서를 별표 17로 하며, 전력수요예측절차서, 입찰운영절차서, 가격결정발전계획수립절차서, 계량절차서, 정산절차서, 시장시스템운영절차서, 정보공개절차서, 운영발전계획수립절차서, 실시간급전운영절차서, 비상시급전지시절차서, 연료계약발전기운영절차서, 발전기정지및휴전업무절차서, 고장과급방지시스템적용절차서, 계통보호절차서, 기기번호부여절차서, 급전자동화설비운영절차서, 계통운영보조서비스절차서, 발·변전소주변압기탭정정및유효접지검토절차서, 발전기병렬운전및공급방안업무절차서, 고장조사처리절차서, 발전비용평가위원회운영규정, 분쟁조정위원회운영규정, 규칙개정위원회운영규정은 이를 폐지한다.

제3조(도매전력시장 모의운영규정) ①전력거래소는 수요측과 공급측의 경쟁을 통하여 전력거래가 이루어지는 전력시장(이하 “도매전력시장”이라 한다.)의 성공적인 개설과 도매전력시장의 운영에 필요한 설비의 구축을 위하여 모의로 도매전력시장(이하 “모의도매전력시장”이라 한다.)을 일정기간 운영하여야 한다.

②법 제31조 및 제32조의 규정에 의하여 전력시장에서 전력거래를 하여야 하는 발전사업자 및 판매사업자와 송전사업자, 배전사업자 및 직접구매자는 모의도매전력시장에 참여하여야 한다.

③제2항의 규정에 의하여 모의도매전력시장에 참여하는 전기사업자 및 직접구매자는 전력거래소가 요구하는 바에 따라 모의도매전력시장의 운영에 필요한 설비를 갖추어야 한다.

④전력거래소 이사장은 모의운영기간에 적용할 “도매전력시장 모의운영규정”을 전기위원회와 협의하여 제정·시행하여야 한다.

제4조(세부운영기준 폐지에 따른 경과조치) ①이 규칙 시행 이전에 세부운영기준에 의하여 행하여진 전력시장 및 전력계통의 운영에 관한 모든 행위는 이 규칙에 의하여 수행한 것으로 본다.

②부칙 제2조의 규정에 의하여 폐지된 분쟁조정위원회운영규정 중 분쟁조정비용 및 예납기준은 이 규칙 시행과 동시에 이를 제7.3.6.1조제5항의 규정에 의한 분쟁조정비용 및 예납기준으로 본다.

제5조(별첨의 인용조문 및 용어정의에 대한 경과조치) 이 규칙 시행전의 세부운영기준에서 인용하였던 조문 및 용어는 이 규칙과 배치되지 않는 범위내에서 개정된 규칙을 인용하는 것으로 본다.

제6조(위원의 임기에 관한 경과조치) 비용위원회의 위원 및 실무협의회 회원을 제외한 이 규칙 시행일 이전에 위촉된 위원 및 정보공개실무위원회 위원의 임기는 이 규칙 시행일에 만료한다.

제7조(발전비용평가위원회 명칭변경에 따른 경과조치) ①이 규칙 시행 이전에 설치된 발전비용평가위원회의 명칭을 이 규칙 시행과 동시에 비용평가위원회로 변경한다.

②이 규칙 시행 이전에 발전비용평가위원회(실무협의회를 포함한다.)에서 행하여진 모든 행위는 제1항의 규정에 의한 비용평가위원회에서 행한 것으로 본다.

부 칙 (2003. 5. 7)

(시행일) 본 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다. 단, 명백한 오류의 정정(제 2.2.1.1조제1항제2호, 별표 2, 별표3, 별표 4, 별표 6, 별표 10, 별표 19의 개정부분과 별표 8의 7.11.2.1, 7.11.3.1, 별지 제23호 및 제25호 서식)은 2002년 11월 15일부터 소급 적용한다.

부 칙 (2003. 9. 18)

제1조(시행일) 이 규칙은 2003년 9월 19일부터 시행한다.

제2조(유효전력에 관한 급전지시의 기준에 대한 경과조치) 제5.1.8조의 규정에도 불구하고, 전력거래소는 송전단 기준 급전지시가 불가능한 발전기에 대하여 2005년 12월 31일까지 발전단 기준 급전지시를 할 수 있다. 다만, 발전사업자는 제5.4.1조 내지 제5.4.7조에서 정한 연간발전기정지계획에 의하여 2004년 1월 1일 이후 정지한 뒤, 계통에 다시 병입하는 발전기에 대해서 계통병입 이전에 전력거래소의 송전단 기준 급전지시에 응동할 수 있도록 설비를 개선하여야 한다.

부 칙 (2004. 4. 22)

이 규칙은 2004년 4월 23일부터 시행한다.

부 칙 (2004. 7. 9)

이 규칙은 2004년 7월 10일부터 시행한다.

부 칙 (2004. 9. 7)

이 규칙은 2004년 9월 10일부터 시행한다.

부 칙 (2004. 9. 24)

(시행일) 별표2 I. 1. 나. 3), I. 2. 다. 및 I. 10. 나. 2)의 규정은 비용위원회에서 기준용량가격보정계수(a_n , a_c , a)를 의결하여 시행하는 날로부터 시행한다.

부 칙 (2004. 11. 30)

(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행하되, 제2.1.1.3조, 별표1 및 별표2의 개정규정은 2004년 10월 1일부터 적용한다. 다만, 별표8 및 별지서식의 개정규정은 2005년 1월 1일부터 시행한다.

부 칙 (2004. 12. 21)

이 규칙은 2004년 12월 22일부터 시행한다.

부 칙 (2005. 1. 21)

이 규칙은 2005년 1월 22일부터 시행한다.

부 칙 (2005. 5. 30)

이 규칙은 2005년 5월 31일부터 시행한다.

부 칙 (2005. 10. 10)

이 규칙은 2005년 10년 11일부터 시행한다. 다만, 별표 4의 11.3의 규정 삭제에도 불구하고 시행일로부터 1년까지의 입찰마감시간 이후 변경입찰 유예에 대해서는 종전의 규정에 의한다.

[별표 1] <개정 2004.4.22, 2004.9.24, 2004.11.30, 2005.1.21>

기호 및 변수의 정의

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$A_{i,t}$	공급가능용량(Availability)	MWh	제1.2조 용어의 정의 참조
$AMGO_{i,t}$	계량전력량 조정값 (Adjusted MGO _{i,t})	MWh	급전지시 불응 및 지연에 대한 조정으로 재산정된 계량전력량
$ARA_{i,t}$	공급가능용량 조정값 (Adjusted RA _{i,t})	MWh	급전지시 불응 및 지연에 대한 조정으로 재산정된 공급가능용량
$BLMP_t$	기저한계가격(Base Load Marginal Price)	원/kWh	제1.2조 용어의 정의 참조
CFCP	직접구매 용량보정계수 (Compensation Factor of Capacity Payment for Consumers)		일반발전기의 기준용량가격으로 부터 직접구매용량가격을 산정 하기 위한 보정계수
$CGE_{i,t}$	SMP 결정 제외 발전기의 발전량 변동비(Variable Cost of Energy produced by generator excluded from SMP calculation)	원	SMP 결정시 제외된 발전기의 경우 가격결정발전계획의 발전 계획량 이내에서 실제 발전한 전력량에 대한 변동비
$COFF_i$	거래일 제약비발전 전력량 정산금(Constrained-Off energy payment)	원	가격결정발전계획에 포함되었으 나 전력거래소에 의해 급전할당 되지 않은 전력량에 대한 거래 일 정산금액
$COFFF_{i,t}$	제약비발전 표시기 (Constrained-Off flag)		제약비발전 여부 표시기
$COFPE_i$	제약 비양수전력량 정산금 (payment for Pumping Energy not used due to Constraints)	원	전력거래소의 지시로 거래일 총 양수계획량 미만으로 양수한 경 우 양수하지 못한 전력량에 대 한 정산금
CON_i	거래일 제약발전 전력량 정산금(Constrained-On energy payment)	원	가격결정발전계획을 초과하여 발전하도록 요구된 발전기의 거 래일 전력량 정산금액
$CONF_{i,t}$	제약발전 표시기 (Constrained-On Flag)		계통 제약발전 여부 표시기
$CONPE_i$	거래일 초과양수량 정산금 (payment for Pumping Energy due to system Constraints)	원	전력거래소 지시로 거래일 총 양수계획량을 초과하여 양수한 전력량에 대한 정산금
CPCt	직접구매용량가격 (Capacity Price for Con- sumers)	원/kWh	직접구매자에 대한 기준용량가 격으로 일반발전기의 용량기준 가격에 직접구매용량보정계수를 적용하여 보정한 가격적용

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
CP_i	용량정산금 (Capacity Payment)	원	거래일 용량정산금
$CSCk$	직접구매자의 거래일 용량 가격정산금(Capacity Settlement for a Consumer)	원	직접구매자별 거래일별 용량가격에 대한 정산금
$CSCk,t$	직접구매자의 거래시간 용량 가격정산금(Capacity Settlement for a Consumer)	원	직접구매자별 거래시간별 용량가격에 대한 정산금
CSS	판매사업자의 거래일 가용 능력 정산금(Capacity Settlement for a Sales company)	원	거래일별 판매사업자의 가용능력 정산금
$CSSt$	판매사업자의 거래시간 가 용능력 정산금(Capacity Settlement for a Sales company)	원	거래시간별 판매사업자의 가용능력 정산금
$CSLS_d$	구역전기사업자의 거래일 가 용능력 정산금(Capacity Settlement for a Local Sales company)	원	구역전기사업자의 거래일 가용능력정산금
$CSLS_{d,t}$	구역전기사업자의 거래시간 가 용능력 정산금(Capacity Settlement for a Local Sales company)	원	구역전기사업자의 거래시간별 가용능력정산금
$DLFC$	직접구매 배전손실계수 (Distribution Loss Factor for Consumers)		송전선로의 배전단에서 직접구매자의 계량기 설치위치까지의 배전선로 상에서 발생한 배전손실률
$DLFL$	구역전기사업 배전손실계수 (Distribution Loss Factor for Local Sales companies)		송전선로의 배전단에서 구역전기사업자의 계량기 설치위치까지의 배전선로상에서 발생한 배전손실률
$EBCO_{i,t}$	시운전 발전량정산금(payment for Energy produced Before Commercial Operation)	원	발전기가 상업운전 이전에 생산한 전력량에 대한 정산금
ED_t	거래일 거래 시간별 수요 (trading day Expected Demand)	MW	가격결정발전계획에 적용된 거래일 거래시간별 예상수요
$EGW_{i,t}$	거래시간대별 양수·수력 발전계획량(Energy Generator Wants to produce)	MWh	수력·양수 발전기를 보유한 발전사업자가 마감시간 이전에 제출한 발전계획량
ENG_i	양수·수력 거래일 비발전 전 력량(Energy Not Generated by system operator)	MWh	전력거래소 급전지시로 실제 발전하지 못한 전력량
ENP_i	거래일 제약 비양수전력량 (Energy Not used for Pumping)	MWh	전력거래소의 지시로 실제 양수하지 못한 전력량

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
ENSO _i	양수·수력 거래일 거래소 비발전 지시량 (Energy Not produced by System Operator)	MWh	전력거래소가 발전하지 못하도 록 지시한 전력량
EOSO _{i,t}	급전지시 발전전력량 (Energy Ordered to generate by SO)	MWh	전력거래소가 급전 지시한 시간 대별 발전 전력량
ESC _k	직접구매자의 거래일 전력 량정산금(Energy Settlement for a Consumer)	원	개별직접구매자의 전력량에 대 한 거래일별 정산금
ESC _{k,t}	직접구매자의 거래시간 전 력량정산금(Energy Settle- ment for a Consumer)	원	개별직접구매자의 전력량에 대 한 거래시간별 정산금
ESS	판매사업자의 거래일 계획 발전전력량정산금 (Energy Settlement for a Sales company)	원	판매사업자의 거래시간별 계획 발전전력량에 대한 정산금
ESSt	판매사업자의 거래시간 계 획발전전력량정산금 (Energy Settlement for a Sales company)	원	판매사업자의 거래시간별 계획 발전전력량에 대한 정산금
ESLS _d	구역전기사업자의 거래일 계획발전전력량 정산금 (Energy Settlement for a Local Sales company)	원	구역전기사업자의 거래일 계획 발전전력량에 대한 정산금
ESLS _{d,t}	구역전기사업자의 거래시 간 계획발전전력량 정산금 (Energy Settlement for a Local Sales company)	원	구역전기사업자의 거래시간별 계획발전전력량에 대한 정산금
FC _i	열량단가(Fuel Cost)	원/Gcal	단위 열량에 대한 연료 가격
GF _{i,t}	실발전 판정 Flag		실제발전한 여부를 판정하는 Flag MGO _{i,t} > 0 경우, GF _{i,t} = 1, 그렇지 않으면, GF _{i,t} = 0
GNFF	고정출력발전기(Coal & Nuclear Generator not following change of system frequency)	기	AGC 및 조속기 응답운전(G/F) 을 하지 않는 석탄 및 원자력 발전기
GP _{i,t}	발전가격 (Generating unit Price)	원/kWh	한계가격 결정을 위해 산출되는, 각 발전기의 거래시간별 전력량가격
GSCON _{i,t}	발전사업자 요구 발전량 정산금 (Payment by Market Price for Minimum Energy produced due to Generator - self Constraint)	원	발전사업자가 발전을 요구한 전 력량에 대한 정산금

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
GSCONF _{i,t}	발전사업자 제약발전 여부 표시기(Generator-Self Constraints Flag)		발전사업자 제약발전 여부 표시기
HCF _t	일반용량가격 (Hourly Capacity Fee)	원/kW-h	일반발전기의 거래시간별 용량 단가
HCFB _t	기저용량가격(Hourly load plant Capacity Fee for Base load generator)	원/kW-h	기저발전기의 거래시간별 용량 단가
HXPRG _{i,t}	거래시간별 기저기준발전기 추가 정산금 (Hourly eXtra Payment for Reference Generator of base load)	원	기저기준발전기의 실열량단가가 기저발전기의 표준열량단가를 초과하는 경우 거래 시간별 기저기준발전기에 추가로 지불되는 정산금
HXGF _{i,t}	추가정산금 산정시 무부하비용 보상여부 판정 Flag(no load cost flag in Hourly eXtra payment of reference Generator of base load)		기저기준발전기의 무부하비용 보상여부 표시기
HXSCON _{i,t}	거래시간대별 계통제약 발전 전력량 추가정산금(Hourly eXtra payment for energy of reference generator of base load produced due to System Constraints)	원	기저기준발전기가 계통제약으로 발전한 전력량에 대한 추가정산금
HXSEP _{i,t}	거래시간대별 계획발전전력량 추가정산금(Hourly eXtra Scheduled Energy Payment of reference generator of base load)	원	가격결정발전계획에 포함되어 발전한 기저기준발전기의 거래시간별 전력량에 대한 추가정산금
HXXEGW _{i,t}	거래시간대별 공급가능용량 초과 발전량에 대한 추가정산금(Hourly eXtra payment for eXtra Energy of reference Generator of base load produced over generator's availability by the order of SO)	원	전력거래소 지시로 공급가능용량을 초과하여 발전한 기저기준발전기의 전력량에 대한 추가정산금

약어	기호 및 변수명	단위	내용
HXXVC _{i,t}	공급가능용량 초과 발전량에 대한 추가변동비(Hourly eXtra Variable Cost for eXtra energy of reference generator of base load produced over generator's availability by the order of SO)	원	전력거래소 지시로 공급가능용량을 초과하여 발전한 기저기준 발전기의 전력량에 대한 실제 변동비
IGP _{i,t}	임시 발전가격 (Interim Generating unit Price)	원/kWh	한계가격 결정을 위해 산출하는, 각 발전기별 임시 전력량가격
LHC _i	1차 열소비 계수(Linear Heat rate Coefficient)	Gcal/MWh	발전기 출력과 소비열량의 관계를 나타내는 2차의 입출력특성 곡선식의 1차계수
LLFC _k	직접구매자 개별손실계수 (Locational Loss Factor for a Consumer)		직접구매자의 계량기 설치 위치가 계량점과 다를 경우 발생하는 개별 직접구매자의 손실계수
LLFL _d	구역전기사업자 개별손실계수(Locational Loss Factor for a Local Sales company)		구역전기사업자의 계량기 설치 위치가 계량점과 다를 경우 발생하는 개별 구역전기사업자의 손실계수
LPC _i	1차 증분가격 계수 (Linear Price Coefficient)	원/MWh	발전기 출력과 연료비의 관계를 나타내는 2차의 가격특성곡선식의 1차계수
MDT _i	최소 정지시간 (Minimum Down Time)	Hr	발전기가 병해 이후 병입될 수 있기 까지의 최소 시간가격
MEC _{k,t}	직접구매자의 전력량 계량값(Measured Energy for a Consumer)	MWh	개별 직접구매자의 거래시간에 대한 계량기 설치점에서의 전력량 계량값
MEGW _{i,t}	발전사업자 요구 발전량 (Minimum Energy Generator Want(have) to Produce)	MWh	발전사업자가 발전을 요구한 최소 발전전력량
MEL _{d,t}	구역전기사업자의 전력량 계량값(Measured Energy for a Local Sales company)	MWh	구역전기사업자의 거래시간에 대한 계량기 설치점에서의 전력량 계량값
MG _i	최소발전용량 (Minimum Generation)	MW	발전기가 안정적인 운전을 유지하기 위하여 발전해야 할 최소용량
MGC _i	최대발전용량(Maximum Generating Capacity)	MW	주변압기 고압측을 기준으로 발전기에서 최대로 발전할 수 있는 용량
MGO _{i,t}	계량전력량(Metered Generation Output)	MWh	발전회원의 계량설비로부터 취득한 각 거래시간별 발전전력량
MGSA _{i,t}	거래시간별 한계발전기 조정정산금(Marginal Generation Set Adjustment)	원	1시간이하 발전한 발전기에 대한 거래시간별 전력량 조정 정산금액

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
MPCOF _{i,t}	거래시간대별 제약비발전량 시장가격 정산금 (payment by Market Price for energy Not produced due to system Constraints)	원	발전하지 못한 전력량을 시장가 격으로 정산할 경우 정산금
MPCON _{i,t}	거래시간대별 계통제약 발 전량 시장가격 정산금 (payment by Market Price for energy produced due to system Constraints)	원	계통제약으로 추가로 발전한 전 력량을 시장가격으로 정산할 경 우 정산금
MPE _{i,t}	계량된 양수전력량 (Metered Pumping Energy)	MWh	양수발전기 계량설비에서 취득 한 양수동력으로 사용된 전력량
MPGE _{i,t}	SMP 결정 제외 발전기의 발전량 시장가격 정산금 (payment by Market Price for energy produced by Generator Excluded from SMP calculation)	원	SMP 결정시 제외된 발전기의 경우 가격결정발전계획의 발전 계획량 이내에서 실제 발전한 전력량을 시장가격으로 정산할 경우 정산금
MPGS _{i,t}	발전사업자 요구 발전량에 대한 시장정산금 (payment by Market Price for minimum energy produced due to Generator-Self constraint)	원	발전사업자가 요구한 최소 발전 전력량이 가격결정발전계획의 발전계획량을 초과하는 경우, 이 초과 발전량을 시장가격으 로 정산한 정산금
MSA _i	거래일 한계발전기 조정정산금 (Marginal Set Adjustment)	원	1시간 이하 발전한 발전기에 대 한 거래일 전력량요금 조정 정산 금액
MUT _i	최소 운전시간 (Minimum Up Time)	Hr	발전기가 병입 이후 병해될 수 있기 까지의 최소 시간간격
NLHC _i	열소비 상수(No Load Heat rate Coefficient)	Gcal/hr	발전기 출력과 소비열량의 관계 를 나타내는 2차의 입출력특성 곡선식의 상수
NLPC _i	가격상수(No Load Price Coefficient)	원/hr	발전기 출력과 연료비의 관계를 나타내는 2차의 가격특성곡선식 의 상수
NPSI _{i,t}	가격결정 표시기 (generating unit Non Price Setting Indicator)		한계가격의 결정에서 해당 발전 기의 제외여부를 표시하기 위하 여 사용되는 변수
NSUA _i	총 실적기동횟수(Number of Actual Start-Ups)	회	운용발전계획 및 급전지시에 따 라 실시한 거래일의 발전기별 총 실적기동횟수
NSUS _i	총 계획기동횟수(Number of Scheduled Start-Ups)	회	가격결정발전계획에서 포함된 거래일의 발전기별 총 계획기동 횟수

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
OC_i	양수발전기 기대이익 (Opportunity Cost)	원	양수발전기가 거래일 양수하여 발전할 경우 얻을 수 있는 이익
$OPEP_i$	양수계획량 이내 양수전력량에 대한 정산금(Offered Pumping Energy Payment)	원	거래일 총양수계획량 이내에서 실제 양수한 전력량에 대한 정산금
$PCOFF_{i,t}$	거래시간별 제약비발전 전력량정산금(Constrained-Off energy Payment)	원	가격결정발전계획의 발전계획량에는 포함되었으나 전력거래소에 의해 급전할당 되지 않은 전력량에 대한 거래시간별 정산금액
$PCON_{i,t}$	거래시간별 제약발전 전력량정산금(Constrained-On energy Payment)	원	가격결정발전계획을 초과하여 발전하도록 요구된 발전기의 거래시간별 전력량에 대한 정산금액
$PECK,t$	직접구매자의 유효구매전력량(Purchase Energy by a Consumer)	MWh	개별직접구매자의 거래시간에 대한유효전력구매량 (직접구매자의 전력량 계량값) × (1+해당 손실계수)
$PENSO_i$	거래일 비양수 지시량 (Pumping Energy Not used by order of System Operation)	MWh	전력거래소가 양수발전사업자에게 양수하지 못하도록 지시한 전력량
$PEL_{d,t}$	구역전기사업자의 유효구매 전력량(Purchased Energy by a Local sales company)	MWh	구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효전력구매량(구역전기사업자의 전력량 계량값) × (1+해당 손실계수)
PES	판매사업자의 거래일 구매 전력량(Purchased Energy by Sales Company)	MWh	판매사업자의 거래일별 구매 전력량
$PESt$	판매사업자의 거래시간 구매 전력량(Purchased Energy by Sales Company)	MWh	판매사업자의 거래시간별 구매 전력량
PFk,t	직접구매자의 역률(Power Factor for a consumer)		직접구매자의 부하에 대한 역률로서 유효전력의 피상전력에 대한 비
$PFCK,t$	직접구매자 역률조정계수 (Power Factor Coefficient for a consumer)		직접구매자의 용량가격을 역률에 따라 할증 또는 할인하기 위한 조정계수
$PO_{i,t}$	양수계획량 (Offered Pumping energy)	MWh	발전사업자가 제출한 시간대별 양수계획량. 단, 변경 양수계획량이 있는 경우 변경 양수계획량 적용
$PSE_{i,t}$	가격결정발전계획 발전량 (Price setting Scheduled Energy)	MWh	가격결정 발전계획에 포함된 각 발전기의 거래시간별 발전량
$PSEC_{i,t}$	시운전발전기 발전량	MWh	전력거래소에 의해 급전할당된 각 시운전발전기의 거래시간별 발전량

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
PV_i	재선언 발전계획량이 입찰마감시간 이전 발전계획량을 초과한 전력량 (Penalty for Violation)	MWh	양수 발전사업자가 제출한 변경발전계획량이 마감시간 이전에 신고한 발전계획량을 초과할 경우, 초과한 전력량
QHC_i	2차 열소비 계수(Quadratic Heat rate Coefficient)	Gcal/MW ² h	발전기 출력과 소비열량의 관계를 나타내는 2차의 입출력특성곡선식의 2차계수
QPC_i	2차 증분가격 계수 (Quadratic Price Coefficient)	원/MW ² h	발전기 출력과 연료비의 관계를 나타내는 2차의 가격특성곡선식의 2차계수
$RA_{i,t}$	변경 공급가능용량 (Re-offered Availability)	MWh	마감시간 이후 발전사업자가 발전기 출력 증감발율을 고려하여 변경 입찰한 변경 공급가능용량. 다만, 변경 입찰이 없는 경우에는 $A_{i,t}$ 로 대체됨
RDR_i	감발율(Ramp Down Rate)	MW/분	발전기가 출력을 감소시킬 수 있는 능력
RCF	일반기준용량가격 (Reference Capacity Fee)	원/kWh	일반발전기의 거래시간별 기준용량 단가
RCFB	기저기준용량가격 (Reference Capacity Fee for Base load generator)	원/kWh	기저발전기의 거래시간별 기준용량 단가
$REGW_{i,t}$	거래시간대별 재선언 발전계획량(Renotified Energy Generator Wants to produce)	MWh	양수·수력 발전사업자가 마감시간 이후 변경 제출한 발전계획량. 만약, 재선언이 없는 경우는 $EGW_{i,t}$ 와 동일함
$REOE_i$	수력발전기의 거래일 발전계획량과 재선언 발전계획량과의 차이 (difference between RE- Offered Energy and initial Offered-Energy)	MWh	수력 발전사업자가 마감시간 이전에 제출한 발전계획량과 변경 제출한 발전계획량과의 차이
RFC_i	실열량단가 (Real Fuel Cost)	원/Gcal	기저기준발전기의 단위열량에 대한 실제 연료가격
RP_k	직접구매자 용량가격 적용 전력(Reference Power value for a consumer)	MWh	직접구매자별 용량가격정산에 적용되는 기준전력으로 연간 최대전력을 기준으로 산정
RUR_i	증발율(Ramp Up Rate)	MW/분	발전기가 출력을 증가시킬 수 있는 능력

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
RNLPC _i	실가격상수 (Real No Load Price Co-efficient)	원/ hr	실열량단가에 의해 산출된 기저기준발전기의 가격상수
RLPC _i	1차실증분가격계수 (Real Linear Price Co-efficient)	원/ MWh	실열량단가에 의해 산출된 기저기준발전기의 1차증분가격계수
RQPC _i	2차실증분가격계수 (Real Quadratic Price Co-efficient)	원/ MW ² h	실열량단가에 의해 산출된 기저기준발전기의 2차 증분가격계수
RSCGS _{i,t}	발전사업자 요구사항에 대한 실변동비 정산금 (Real Self Cost for minimum energy produced due to Generator-Self constraints)	원	발전사업자가 요구한 최소 발전량이 가격결정발전계획의 발전계획량을 초과하는 경우, 이 초과 발전량을 실변동비로 정산한 금액
RSCCON _{i,t}	거래시간대별 계통제약 발전량에 대한 실제 변동비 (Real Self Cost for energy of reference generator of base load produced due to system Constraints)	원	기저기준발전기가 계통제약으로 발전한 전력량에 대한 실제 변동비
SCCOF _{i,t}	거래시간대별 제약비발전량 변동비(Self-Cost for energy Not produced due to system Constraints)	원	발전하지 못한 전력량에 대한 변동비
SCCON _{i,t}	거래시간대별 계통제약 발전량 변동비(Self-Cost for energy produced due to system Constraints)	원	계통제약으로 발전한 전력량에 대한 변동비
SCGS _{i,t}	발전사업자 요구사항에 대한 변동비정산금 (Self-Cost for minimum energy produced due to Generator-Self constraint)	원	발전사업자가 요구한 최소 발전전력량이 가결정발전계획의 발전계획량을 초과하는 경우, 이 초과 발전량을 변동비로 정산한 정산금
SCON _{i,t}	거래시간대별 계통제약 발전 전력량 정산금(payment for energy produced due to System Constraints)	원	계통제약으로 추가 발전한 전력량에 대한 정산금

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
SEP _i	거래일 계획발전 전력량정산금(Scheduled Energy Payment)	원	가격결정발전계획에 포함되어 발전한 발전기의 거래일 전력량에 대한 정산금액
SEP _{i,t}	거래시간별 계획발전 전력량정산금(Scheduled Energy Payment)	원	가격결정발전계획에 포함되어 발전한 각 발전기의 거래시간별 전력량에 대한 정산금액
SFC _i	표준열량단가(Standard Fuel Cost)	원/ Gcal	기저발전기의 단위열량에 대한 표준 연료가격
SMP _t	계통한계가격(System Marginal Price)	원/kWh	제1.2조 용어의 정의 참조
SP _{i,t}	유효 발전가격(Stack Price)	원/kWh	거래시간별로 SMP결정에 포함될 자격이 있는 발전기의 발전가격
SUA _{i,t}	실적 기동상수		발전기의 거래시간별 실적 기동 표시기
SUAP _i	기동비용정산금(Start Up Payment Adjustment)	원	가격결정발전계획에서 포함된 각 발전기의 거래시간별 기동횟수를 총 실적기동횟수를 감안하여 조정, 산출되는 정산금액
SUC _i	기동비용(Start Up Cost)	원	발전기 기동에 소요되는 비용
SUH _i	기동비 산정 기동시간(Hours taken for Start-Up)	Hr	기동에 소요되는 시간이며 제 2.1.1.2조의 규정에 따라 제출한 기동시간(기동비 산정에 사용되는 기동시간)을 사용
SUP _{i,t}	기동가격(Start Up Price)	원	기동비용에 대해 시간대별 발전비용계산에 사용되는 가격
SUSBC _i	기동대기 발전기 정산금(payment for Cost of Start-Up & Stand-By without synchronizing)	원	전력거래소에서 발전사업자에게 계통병입을 지시하고 계통병입 전에 계통병입 지시를 취소하는 경우, 계통병입을 취소하는 시간까지 들어간 비용 정산금
SUS _{i,t}	계획 기동상수		발전기의 거래시간별 계획 기동여부 표시기

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
t	거래시간(trading period)		단일한 SMP가 산출, 적용되는 단위기간
TCF _t	시간대별 용량가격 계수 (Time of the day Capacity Coefficient)		용량가격을 산출하기 위해 이용되는 시간대별 계수
TDN _{i,t}	최소 감발시간 (minimum ramp Down Time)	Hr	발전입찰시 제출한 감발율을 이용하여 거래시간별 시작시점과 종료시점의 발전량 차이를 감발하기 위한 최소 소요시간
TET	거래일별 총전력거래량 (Total Energy Traded)	MWh	거래일에 대한 전력거래량의 총합
TET _t	거래시간별 총전력거래량 (Total Energy Traded)	MWh	거래시간에 대한 전력거래량의 총합
TH _i	기동대기시간(Total Hours from notified synchronizing time to cancelled synchronizing)	Hr	전력거래소에서 지시한 병입시간부터 병입 지시를 취소하는 시간까지 소요되는 시간(병입대기시간)
TLF _t	양수발전기 송전손실Factor (Transmission Loss Factor)		양수발전기가 양수하는데 필요한 전력량을 전송하는데 소요되는 송전손실을
TLFC	직접구매 송전손실계수 (Transmission Loss Factor for Consumers)		발전기의 송전단에서 직접구매자의 계량기 설치위치까지의 송전선로상에서 발생한 송전손실을
TLFL	구역전기사업 송전손실계수 (Transmission Loss Factor for Local Sales companies)		발전기의 송전단에서 구역전기사업자의 계량기 설치위치까지의 송전선로상에서 발생한 송전손실을
TO_MG	최소발전 허용한도 (Minimum Generation Tolerance)	MW	발전기의 가격 결정 표시기 결정에 적용되는 최소발전 용량의 허용한도
TO_RR	증감발시간 허용한도 (Ramp Time Tolerance)	Hr	발전기의 가격결정 표시기의 결정에 적용되는 증·감발율의 허용한도
TPCP _{i,t}	거래시간별 용량정산금 (Trading Period Capacity Payment)	원	거래시간별 용량정산금
TPD	거래기간(Trading Period Duration)	Hr	거래시간의 기간으로 1시간으로 정함
TPG	발전정산금 총액(Total Payment for Generators)	원	거래일별 모든 발전기에 지급해야할 정산금 총액
TPG _t	거래시간별 발전정산금 총액 (Total Payment for Generators)	원	거래시간별 전체 발전기에 지급해야할 정산금 총액

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$TUP_{i,t}$	최소 증발시간 (minimum ramp Up Time)	Hr	발전입찰시 제출한 증발율을 이용하여 거래시간별 시작시점과 종료시점의 발전량 차이를 증발하기 위한 최소 소요시간
UPC	직접구매 부가정산금 단가 (Uplift Price for a Consumer)	원/kWh	직접구매자의 전력량에 따라 부과하는 부가정산금 단가
US_t	거래시간별 제약발전정산금 총액 (Uplift Settlement)	원	전력시장에서 발생한 제반계약정산금에 대한 거래시간별 판매사업자의 정산금
USC_k	거래일별 직접구매자 부가정산금(Uplift Settlement for a Consumer)	원	개별직접구매자의 거래일에 대한 부가정산금
$USC_{k,t}$	거래시간별 직접구매자 부가정산금(Uplift Settlement for a Consumer)	원	개별직접구매자의 거래시간에 대한 부가정산금
$USLS_d$	구역전기사업자의 거래일 제약발전정산금 (Uplift Settlement for a Local Sales company)	원	구역전기사업자의 거래일 제약발전정산금
$USLS_{d,t}$	구역전기사업자의 거래시간 제약발전정산금(Uplift Settlement for a Local Sales company)	원	구역전기사업자의 거래시간별 제약발전정산금
USS	판매사업자의 거래일 제약발전정산금(Uplift Settlement for Sales Company)	원	전력시장에서 발생한 제반계약정산금에 대한 거래일별 판매사업자의 정산금
USS_t	판매사업자의 거래시간 제약발전정산금(Uplift Settlement for Sales Company)	원	전력시장에서 발생한 제반계약정산금에 대한 거래시간별 판매사업자의 정산금
$VC1_{i,t}$	가격결정발전계획의 발전계획량 이내의 발전량에 대한 주연료 변동비(Variable Cost of energy produced with Substitute fuel)	원	$SEP_{i,t}$ 정산금 산정에 적용되는 발전량을 주연료를 사용하여 발전할 경우 소요되는 비용
$VC2_{i,t}$	가격결정발전계획의 발전계획량 이내의 발전량에 대한 대체연료 변동비 (Variable Cost of energy produced with Main fuel)	원	$SEP_{i,t}$ 정산금 산정에 적용되는 전력량을 대체연료를 사용하여 발전할 경우 소요되는 비용
WBLMP	가중BLMP(Weighted BLMP with expected hourly demand of the system)	원/kWh	거래일의 시간대별 예측수요로 가중을 둔 평균BLMP(원/kWh)

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
WSMP	가중SMP(Weighted SMP with expected hourly demand of the system)	원/kWh	거래일의 시간대별 예측수요로 가중을 둔 평균SMP
XCOFF _{i,t}	대체연료사용 COFF 추가 정산금(eXtra payment of COFF for energy not produced due to constraints)	원	대체연료 사용시 추가로 지급 되는 COFF 정산금
XCON _{i,t}	대체연료사용시 CON추가정산금(eXtra payment of CON for using substitute fuel)	원	대체연료 사용시 추가로 지급 되는 CON 정산금
XCP _{i,t}	공급가능용량 초과발전량에 대한 용량정산금(Capacity Payment for eXtra energy produced over generator's availability by the order of SO)	원	전력거래소 지시로 공급가능용량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 용량정산금
XEGW _i	공급가능용량 초과 발전량 정산금(payment for eXtra Energy produced over Generator's availability by the order of SO)	원	발전사업자가 신고한 공급가능용량을 초과하여 발전하도록 거래소가 지시한 경우 초과 발전량에 대한 정산금
XEOGA _{i,t}	공급가능용량 초과한 발전 지시량(eXtra Energy Over Generator's Availability ordered to generate by the order of SO)	MWh	전력거래소가 발전사업자가 제출한 공급가능용량을 초과하여 발전하도록 지시한 초과 전력량
XESO _i	거래일 양수·수력 실제 초과발전량(eXtra Energy used by System Operator)	MWh	거래소 지시로 수력·양수 발전사업자가 제출한 거래일 총발전계획량을 초과하여 발전한 실제 전력량
XEVC2 _{i,t}	가격결정발전계획의 발전계획량 초과 발전량에 대한 대체연료 변동비(Variable Cost for eXtra Energy produced due to constraints with substitute fuel)	원	가격결정발전계획의 발전계획량을 초과하여 발전한 전력량을 대체연료를 사용하여 발전할 경우 소요되는 비용
XF _{i,t}	공급가능용량 유무 판정 Flag (flag whether or not generator's availability is)		공급가능용량 여부를 판정하는 Flag. Min (RA _{i,t} , A _{i,t}) = 0 이면, XF _{i,t} = 1, 그렇지 않으면 XF _{i,t} = 0
XGESMP _{i,t}	SMP 결정 제외 발전기 정산금(eXtra payment for energy produced by Generator Excluded from SMP calculation)	원	SMP 결정시 제외된 발전기에 대한 거래시간별 추가 정산금
XCON _{i,t}	대체연료사용시 CON추가정산금(eXtra Payment of CON for using substitute fuel)	원	대체연료 사용시 추가로 지급 되는 CON 정산금

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
XCP _{i,t}	공급가능용량 초과발전량에 대한 용량정산금(Capacity Payment for eXtra energy produced over generator's availability by the order of SO)	원	전력거래소 지시로 공급가능용량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 용량정산금
XMP _{i,t}	공급가능용량 초과 발전량 시장가격 정산금(payment by Market Price for eXtra energy produced over generator's availability by the order of SO)	원	전력거래소 지시로 공급가능용량을 초과하여 발전한 전력량을 시장가격으로 정산할 경우 금액
XPE _i	거래일 실제 초과 양수량 (eXtra Pumping Energy)	MWh	전력거래소 지시로 실제 추가 양수한 전력량
XPESO _i	거래일 거래소 초과양수 지시량(eXtra Pumping Energy ordered by System Operator)	MWh	전력거래소가 총양수계획량을 초과하여 양수하도록 지시한 초과 양수전력량
XPRG _i	기저기준발전기 추가 정산금 (eXtra Payment for Reference Generator of base load)	원	기저기준발전기의 실열량단가가 기저발전기의 표준열량단가를 초과하는 경우 거래일의 기저기준발전기에 추가로 지불되는 정산금
XPSF _i	대체연료 사용 추가정산금 (eXtra Payment for extra energy produced due to constraints with Substitute Fuel)	원	대체연료 사용할 경우 해당발전기의 추가 정산금
XSEP _{i,t}	대체연료사용 SEP추가정산금(eXtra payment of SEP for using substitute fuel)	원	대체연료 사용시 추가로 지급되는 SEP 정산금
XSO _i	거래일 거래소 초과발전 지시량(eXtra energy ordered by System Operator)	MWh	전력거래소가 수력·양수 발전사업자가 제출한 거래일 총발전계획량을 초과하여 발전하도록 지시한 초과전력량
XVC _{i,t}	공급가능용량 초과 발전량에 대한 변동비(Variable Cost for eXtra energy produced over generator's availability by the order of SO)	원	전력거래소 지시로 공급가능용량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 변동비

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
a_n	원자력발전기 기준용량가격 보정계수		원자력발전기 기준 용량가격 보정계수
a_c	석탄발전기 기준용량가격 보정계수		석탄발전기 기준 용량가격 보정계수
a	원자력 및 석탄 발전기를 제외한 기저발전기의 기준 용량가격 보정계수		원자력 및 석탄발전기를 제외 한 기저발전기의 기준용량가격 보정계수
β	일반발전기 기준용량가격 보정계수		일반발전기 기준용량가격 보정계 수
v_i	연료비용 보정계수		주연료 대비 대체연료 열량단 가의 비와 대체연료 사용시 발 전기 효율 저하율을 고려한 상 수
ζ_i	양수발전기별 용량가격 지급률		양수발전소별 용량가격지급률
η_i	양수발전기 종합효율 (Efficiency from Pumping to Generation)		양수 발전기의 종합효율로 양 수효율과 발전효율을 반영한 계수(양수효율×발전효율)
K	시간대별 용량가격 계수 보정계수		일반발전기 시간대별 용량가격 계수의 보정계수

정산 기준

I. 발전사업자에 대한 정산

1. 전력량에 대한 정산

가. 일반발전기

1) LNG 및 유류 발전기

① 가격결정발전계획의 발전계획량에 포함된 전력량에 대한 정산

가격결정발전계획의 발전계획량에 포함되고 전력거래소에 의해 급전할당된 전력량은 SMP로 정산한다. 즉,

$$SEP_{i,t} = SMP_t \times \text{Min}(PSE_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \times 1000$$

여기서,

$SEP_{i,t}$: 가격결정발전계획의 발전계획량에 포함되어 발전한 각 발전기의 거래시간별 전력량에 대한 정산금액

SMP_t : 거래시간 계통한계가격

$PSE_{i,t}$: 가격결정발전계획에서 각 발전기의 거래시간 별 발전계획량(MWh)

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

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

각 발전기의 거래일 계획발전전력량 정산금(SEP_i)은 다음과 같다.

$$SEP_i = \sum_t SEP_{i,t}$$

② 가격결정발전계획의 발전계획량에는 포함되지 않았으나 추가로 발전한 전력량에 대한 정산

- 발전사업자의 요청에 의해 가격결정발전계획의 발전계획량을 초과하여 발전한 전력량은 해당발전기의 변동비와 SMP 중 적은 값으로 정산한다. 즉,

$$PSE_{i,t} \geq MGO_{i,t} \text{ 이면, } GSCON_{i,t} = 0$$

그렇지 않으면,

$$GSCON_{i,t} = \text{Min}(MPGS_{i,t}, SCGS_{i,t})$$

여기서,

$$MPGS_{i,t} = SMP_{i,t} \times \{ \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}, \text{Max}(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t})) - \text{Min}(PSE_{i,t}, RA_{i,t}) \} \times 1,000$$

$$SCGS_{i,t} = QPC_i \times (\{ \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}, \text{Max}(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t})) \}^2 - \{ \text{Min}(PSE_{i,t}, RA_{i,t}) \}^2)$$

$$+ LPC_i \times (\{ \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}, \text{Max}(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t})) - \text{Min}(PSE_{i,t}, RA_{i,t}) \})$$

$$+ NLPC_i \times GSCONF_{i,t}$$

$GSCONF_{i,t}$: 발전사업자 제약발전 여부표시기로서

$PSE_{i,t}=0$ 이며, $MGO_{i,t} > 0$ 이고,,

$PSE_{i,t} \geq MEGW_{i,t}$ 이면

$GSCONF_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 0

$GSCON_{i,t}$: 발전사업자가 발전을 요구한 전력량에 대한 정산금

$MPGS_{i,t}$: 발전사업자가 요구한 최소 발전전력량이 가격결정발전계획의 발전계획량을 초과하는 경우, 이 초과 발전량을 시장가격으로 정산한 정산금

$SCGS_{i,t}$: 발전사업자가 요구한 최소 발전전력량이 가격결정발전계획의 발전계획량을 초과하는 경우, 이 초과 발전량을 변동비로 정산한 정산금

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

- 계통제약으로 가격결정발전계획의 발전계획량과 발전사업자가 발전을 요구한 최소발전량 중 큰 값을 초과하여 발전한 전력량은 해당 발전기의 변동비와 SMP 중 큰 값으로 정산한다. 즉,

$$\text{Max}(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t}) \geq MGO_{i,t} \text{ 이면, } SCON_{i,t} = 0$$

그렇지 않으면,

$$SCON_{i,t} = \text{Max}(SCCON_{i,t}, MPCON_{i,t})$$

여기서 ,

$$\begin{aligned}
SCCON_{i,t} = & QPC_i \times (\{\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t})\}^2 \\
& - \{\text{Min}(RA_{i,t}, \text{Max}(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t}))\}^2) \\
& + LPC_i \times \{(\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \\
& - \text{Min}(RA_{i,t}, \text{Max}(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t})))\} \\
& + NLPC_i \times CONF_{i,t}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
MPCON_{i,t} = & SMP_t \times \{(\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \\
& - \text{Min}(RA_{i,t}, \text{Max}(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t})))\} \times 1,000
\end{aligned}$$

CONF_{i,t} : 계통 제약발전 여부 표시기로서

PSE_{i,t}=0이며, MGO_{i,t} >0이고,

PSE_{i,t} ≥ MEGW_{i,t}이면

CONF_{i,t} = 1, 그렇지 않으면 0

SCON_{i,t} : 계통제약으로 추가로 발전한 전력량에 대한 정산금

SCCON_{i,t} : 계통제약으로 추가로 발전한 전력량에 대한 변동비(원)

MPCON_{i,t} : 계통제약으로 추가로 발전한 전력량을 시장가격으로 정산할 경우 정산금

- 거래일 가격결정발전계획의 발전계획량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 정산금(CON_i)은 다음과 같다.

$$CON_i = \sum_t (GSCON_{i,t} + SCON_{i,t})$$

- ③ 가격결정발전계획의 발전계획량에는 포함되었으나 발전하지 않은 전력량에 대한 정산

가격결정발전계획의 발전계획량에는 포함되었으나, 전력거래소의 지시에 의해 발전하지 않은 전력량은 기대이익(SMP와 변동비의 차)으로 정산한다. 즉,

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

그렇지 않으면,

$$PCOFF_{i,t} = \text{Max}\{ (MPCOF_{i,t} - SCCOF_{i,t}), 0 \}$$

여기서,

$$MPCOF_{i,t} = SMP_t \times \{ (\text{Min}(PSE_{i,t}, RA_{i,t}) - \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t})) \} \times 1,000$$

$$SCCOF_{i,t} = QPC_i \times \{ (\text{MIN}(PSE_{i,t}, RA_{i,t}))^2 - \{ \text{MIN}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \}^2 \} + LPC_i \times \{ \text{MIN}(PSE_{i,t}, RA_{i,t}) - \text{MIN}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \} + NLPC_t \times COFFF_{i,t}$$

COFFF_{i,t} : 제약비발전 표시기로서 MGO_{i,t}=0 이면 1, 그렇지 않으면 0

PCOFF_{i,t} : 가격결정발전계획의 발전계획량에는 포함되었으나, 거래시간에 급전 할당되지 않은 전력량(MWh)에 대한 거래시간별 정산금

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

SCCOF_{i,t} : 발전하지 못한 전력량에 대한 변동비

가격결정발전계획의 발전계획량에는 포함되었으나 전력거래소에 의해 발전하지 못한 전력량에 대한 정산금(COFF_i)은 다음과 같다.

$$COFF_i = \sum_t PCOFF_{i,t}$$

2) 수력발전기

① 발전계획량 이내에서 실제 계량된 전력량에 대한 정산

거래일의 총 발전계획량 이내에서 실제 발전한 전력량은 발전사업자가 제출한 발전계획시간대의 가중평균SMP로 정산한다. 즉,

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

여기서,

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

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

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

② 실제 계량된 발전량이 발전계획량을 초과하는 경우 초과하여 발전한 전력

량에 대한 정산

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

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

$$CON_i = 0, \quad \text{그렇지 않으면,}$$

$$CON_i = \text{Max}(XESO_i, 0) \times \{\text{Max}(SMP_t) + RCF\} \times 1,000$$

$$+ REOE_i \times \left\{ \frac{\sum_t SMP_{i,t}}{24} + RCF \right\} \times 1,000$$

여기서,

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

$$\sum_t REGW_{i,t} \leq \sum_t EGW_{i,t} \text{ 경우,}$$

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

$$\sum_t REGW_{i,t} > \sum_t EGW_{i,t} \text{ 경우,}$$

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

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

XSO_i : 거래소가 거래일 총발전계획량을 초과하여 발전하도록 지시한 초과전력량(MWh)

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

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

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

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

$$COFF_i = 0, \quad \text{그렇지 않으면,}$$

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

여기서,

$$\text{ENG}_i = \text{Min}(\sum_t \text{EGW}_{i,t}, \sum_t \text{REGW}_{i,t}) \\ - \text{Min}(\sum_t \text{MGO}_{i,t}, \sum_t \text{REGW}_{i,t} - \text{ENSO}_i)$$

ENG_i : 전력거래소 급전지시로 실제 발전하지 못한 전력량(MWh)

ENSO_i : 전력거래소가 발전하지 못하도록 지시한 전력량(MWh)

3) 양수발전기

① 발전계획량 이내에서 실제 계량된 전력량에 대한 정산

거래일의 총 발전계획량 이내에서 실제 발전한 전력량은 발전사업자가 제출한 발전계획시간대의 가중평균SMP로 정산한다. 즉,

$$\text{SEP}_i = \frac{\sum_t (\text{EGW}_{i,t} \times \text{SMP}_t)}{\sum_t \text{EGW}_{i,t}} \\ \times \text{Min}(\sum_t \text{EGW}_{i,t}, \sum_t \text{REGW}_{i,t}, \sum_t \text{MGO}_{i,t}) \times 1,000$$

여기서,

$$\sum_t \text{EGW}_{i,t} = 0 \text{ 인 경우는 } \text{SEP}_i = 0$$

② 실제 계량된 발전량이 발전계획량을 초과하는 경우 초과 발전한 전력량에 대한 정산

계통의 안정적인 운영을 위해 전력거래소의 지시로 거래일의 총 발전계획량을 초과하여 발전하는 경우, 초과 발전한 전력량은 거래일의 최고 SMP로 정산한다. 즉,

$$\sum_t \text{MGO}_{i,t} \leq \text{Min}(\sum_t \text{EGW}_{i,t}, \sum_t \text{REGW}_{i,t}) \text{ 이면, } \text{CON}_i = 0,$$

그렇지 않으면,

$$\text{CON}_i = \text{Max}\{\text{XESO}_i - \text{PV}_i, 0\} \times \text{Max}(\text{SMP}_t) \times 1,000$$

여기서,

$$\text{XESO}_i = \text{Min}(\sum_t \text{MGO}_{i,t}, \sum_t \text{REGW}_{i,t} + \text{XSO}_i) \\ - \text{Min}(\sum_t \text{EGW}_{i,t}, \sum_t \text{REGW}_{i,t})$$

$$\text{PV}_i = \text{Max}\{(\sum_t \text{REGW}_{i,t} - \sum_t \text{EGW}_{i,t}), 0\}$$

PV_i : 발전사업자가 제출한 변경 발전계획량이 마감시간 이전에 신고한 발전계획량을 초과할 경우, 초과 전력량(MWh)

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

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

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

$$COFF_i = 0, \quad \text{그렇지 않으면,}$$

$$COFF_i = \text{Max}\{(ENG_i - ENP_i \times \eta_i), 0\}$$

$$\times \text{Max}(OC_i, 0) \times 1,000$$

여기서,

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

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

$$OC_i = \left(\frac{\sum_t (EGW_{i,t} \times SMP_t)}{\sum_t EGW_{i,t}} - \frac{\sum_t (PO_{i,t} \times SMP_t \times (1 + TLF_t))}{\sum_t PO_{i,t} \times \eta_i} \right)$$

$\sum_t PO_{i,t} = 0$ 인 경우는 ,

$$\frac{\sum_t (PO_{i,t} \times SMP_t)}{\sum_t PO_{i,t}} = \text{Min}(SMP_t)$$

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

ENP_i : 전력거래소의 지시로 실제 양수하지 못한 전력량

$PENSO_i$: 전력거래소가 양수하지 못하도록 지시한 전력량

TLF_t : 송전손실 Factor

η_i : 발전기 종합효율 (양수효율×발전효율)

나. 기저발전기

1) 원자력 및 석탄 발전기<개정 2001.10.31>

① 가격결정발전계획의 발전계획량에 포함된 전력량에 대한 정산

가격결정발전계획의 발전계획량에 포함되고, 전력거래소에 의해 급전할당 된 전력량은 BLMP로 정산한다. 즉,

$$SEP_{i,t} = BLMP_t \times \text{Min}(PSE_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \times 1000$$

단, 고정출력발전기의 거래일 계획발전전력량정산금은 다음과 같이 정산한다. 만일, $\text{Min}(PSE_{i,t}, RA_{i,t}) \times (1 - 0.01) \leq MGO_{i,t}$

$$\leq \text{Min}(PSE_{i,t}, RA_{i,t}) \times (1 + 0.01) \text{ 이면}$$

$$SEP_{i,t} = BLMP_t \times MGO_{i,t} \times 1000$$

각 발전기의 거래일 계획발전전력량 정산금은 다음과 같다.

$$SEP_i = \sum_t SEP_{i,t}$$

② 가격결정발전계획의 발전계획량에는 포함되지 않았으나 추가로 발전한 전력량에 대한 정산

- 발전사업자가 전력거래소에 발전을 요구한 전력량은 해당발전기의 변동비와 BLMP 중 작은 값으로 정산한다. 즉,

$$PSE_{i,t} \geq MGO_{i,t} \text{ 이거나,}$$

고정출력발전기로서

$$\text{Min}(PSE_{i,t}, RA_{i,t}) \times (1 + 0.01) \geq MGO_{i,t} \text{ 이면,}$$

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

그렇지 않으면,

$$GSCON_{i,t} = \text{Min}(MPGS_{i,t}, SCGS_{i,t})$$

여기서,

$$MPGS_{i,t} = BLMP_{i,t} \times \{ \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}, \text{Max}(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t})) - \text{Min}(PSE_{i,t}, RA_{i,t}) \} \times 1,000$$

$$\begin{aligned}
SCGS_{i,t} = & QPC_i \times (\{ \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}, \\
& \text{Max}(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t})) \}^2 \\
& - \{ \text{Min}(PSE_{i,t}, RA_{i,t}) \}^2) \\
& + LPC_i \times \{ (\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}, \\
& \text{Max}(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t})) \\
& - \text{Min}(PSE_{i,t}, RA_{i,t})) \} \\
& + NLPC_i \times GSCONF_{i,t}
\end{aligned}$$

- 계통제약으로 가격결정발전계획의 발전계획량과 발전사업자가 요구한 발전량 중 큰 값을 초과하여 발전한 전력량은 해당 발전기의 변동비와 BLMP 중 큰 값으로 정산한다. 즉,

$$\text{Max}(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t}) \geq MGO_{i,t} \text{ 이거나}$$

고정출력발전기로서

$$\text{Min}(PSE_{i,t}, RA_{i,t}) \times (1 + 0.01) \geq MGO_{i,t} \text{ 이면,}$$

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

그렇지 않으면,

$$SCON_{i,t} = \text{Max}(SCCON_{i,t}, MPCON_{i,t})$$

여기서 ,

$$\begin{aligned}
SCCON_{i,t} = & QPC_i \times (\{ \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \}^2 \\
& - \{ \text{Min}(RA_{i,t}, \text{Max}(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t})) \}^2) \\
& + LPC_i \times \{ (\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \\
& - \text{Min}(RA_{i,t}, \text{Max}(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t}))) \} \\
& + NLPC_i \times CONF_{i,t}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
MPCON_{i,t} = & BLMP_t \times \{ (\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \\
& - \text{Min}(RA_{i,t}, \text{Max}(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t}))) \} \times 1,000
\end{aligned}$$

- 거래일 가격결정발전계획의 발전계획량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 정산금(CON_i)은 다음과 같다.

$$CON_i = \sum_t (GSCON_{i,t} + SCON_{i,t})$$

- ③ 가격결정발전계획의 발전계획량에는 포함되었으나 발전하지 않은 전력량에 대한 정산

가격결정발전계획의 발전계획량에는 포함되었으나, 전력거래소에 지시에

의해 발전하지 않은 발전량은 기대이익(BLMP와 해당 발전기의 변동비의 차)으로 정산한다. 즉,

$$MGO_{i,t} \geq \text{Min}(PSE_{i,t}, RA_{i,t}) \text{ 이거나,}$$

고정출력발전기로서

$$\text{Min}(PSE_{i,t}, RA_{i,t}) \times (1 - 0.01) \leq MGO_{i,t} \text{ 이면,}$$

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

그렇지 않으면,

$$PCOFF_{i,t} = \text{Max}\{ (MPCOF_{i,t} - SCCOF_{i,t}), 0 \}$$

여기서,

$$MPCOF_{i,t} = \text{BLMP}_t \times \{ (\text{Min}(PSE_{i,t}, RA_{i,t}) - \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t})) \times 1,000 \}$$

$$\begin{aligned} SCCOF_{i,t} = & QPC_i \times (\{ \text{MIN}(PSE_{i,t}, RA_{i,t}) \}^2 \\ & - \{ \text{MIN}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \}^2) \\ & + LPC_i \times \{ \text{MIN}(PSE_{i,t}, RA_{i,t}) \\ & - \text{MIN}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \} \\ & + NLPC_t \times COFF_{i,t} \end{aligned}$$

가격결정발전계획의 발전계획량에는 포함되었으나, 거래일에 발전하지 않는 제약정지(감발) 에너지에 대한 정산금(COFF_i)은 다음과 같다.

$$COFF_i = \sum_t PCOFF_{i,t}$$

2) 국내탄 발전기

① 가격결정발전계획의 발전계획량에 포함된 전력량에 대한 정산

가격결정발전계획의 발전계획량에 포함되어 전력거래소에 의해 급전할당된 전력량은 BLMP로 정산한다.

$$SEP_{i,t} = \text{BLMP}_t \times \text{Min}(PSE_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \times 1000$$

각 발전기의 거래일 계획발전 전력량정산금(SEP_i)은 다음과 같다.

$$SEP_i = \sum_t SEP_{i,t}$$

② 가격결정발전계획의 발전계획량에는 포함되지 않았으나 추가로 발전한 전력량에 대한 정산

- 가격결정발전계획의 발전계획량을 초과하여 발전한 전력량은 해당발전기 변동비와 BLMP 중 작은 값으로 정산한다. 즉,

$PSE_{i,t} \geq MGO_{i,t}$ 이면,

$GSCON_{i,t} = SCON_{i,t} = 0$, 그렇지 않으면,

$GSCON_{i,t} = \text{Min}(MPGS_{i,t}, SCGS_{i,t})$

$SCON_{i,t} = 0$

여기서,

$MPGS_{i,t} = BLMP_{i,t} \times \{ \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) - \text{Min}(PSE_{i,t}, RA_{i,t}) \} \times 1,000$

$SCGS_{i,t} = QPC_i \times (\{ \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \}^2 - \{ \text{Min}(PSE_{i,t}, RA_{i,t}) \}^2) + LPC_i \times \{ \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) - \text{Min}(PSE_{i,t}, RA_{i,t}) \} + NLPC_i \times GSCONF_{i,t}$

- 거래일 가격결정발전계획의 발전계획량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 정산금(CON_i)은 다음과 같다.

$CON_i = \sum_t (GSCON_{i,t} + SCON_{i,t})$

- ③ 가격결정발전계획의 발전계획량에 포함되었으나 발전하지 않은 전력량에 대한 정산

가격결정발전계획의 발전계획량에 포함되었으나, 전력거래소에 지시에 의해 발전하지 않은 발전량은 정산하지 않는다. 즉,

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

그렇지 않으면,

$COFF_i = PCOFF_{i,t} = 0$

3) 기저기준발전기(추가정산)<개정 2004.11.30>

기저기준발전기(국내탄발전기 제외)에 대해서는 아래와 같이 추가로 정산한다. 즉,

$RFC_i \leq SFC_i$ 이면, $HXPRG_{i,t} = 0$

그렇지 않으면 다음과 같다.

- ① 가격결정발전계획의 발전계획량에 포함되고, 전력거래소에 의해 급전할당된 전력량의 추가정산은 아래와 같다.

$HXSEP_{i,t} = \text{Max} [\{ RQPC_i \times \{ \text{Min}(PSE_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \}^2 + RLPC_i \times \text{Min}(PSE_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t}) + RNLPC_i \times HXGF_{i,t} \} - \text{SEP}_{i,t} - \text{MGSA}_{i,t} - \text{XGESMP}_{i,t}], 0]$

여기서,

$$\text{Min}(PSE_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t}) = 0 \text{ 이면 } HXGF_{i,t} = 0$$

그렇지 않으면 $HXGF_{i,t} = 1$

② 가격결정발전계획의 발전계획량에는 포함되지 않았으나 추가로 발전한 전력량에 대한 추가 정산은 아래와 같다.

- 계통제약으로 가격결정발전계획의 발전계획량과 발전사업자가 요구한 발전량 중 큰 값을 초과하여 발전한 전력량의 추가 정산

$$\text{Max}(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t}) \geq MGO_{i,t} \text{ 이면 } HXSCON_{i,t} = 0,$$

그렇지 않으면,

$$HXSCON_{i,t} = \text{Max}\{RSCCON_{i,t} - SCON_{i,t}, 0\}$$

여기서,

$$RSCCON_{i,t} = RQPC_i \times [\{\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t})\}^2 - (\text{Min}\{RA_{i,t}, \text{Max}(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t})\})^2] + RLPC_i \times [\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) - \text{Min}\{RA_{i,t}, \text{Max}(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t})\}] + RNLPC_i \times CONF_{i,t}$$

③ 전력거래소가 발전사업자가 신고한 변경 공급가능용량 이상으로 급전지시를 하고, 실제 계량된 발전전력량이 공급가능용량 이상인 경우의 추가정산은 아래와 같다.

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

그렇지 않으면,

$$HXXEGW_{i,t} = \text{Max}\{HXXVC_{i,t} - \text{Max}(XVC_{i,t}, XMP_{i,t}), 0\}$$

여기서,

$$HXXVC_{i,t} = RQPC_i \times [(\text{Min}\{MGO_{i,t}, (RA_{i,t} + XEOGA_{i,t})\})^2 - RA_{i,t}^2] + RLPC_i \times [\text{Min}\{MGO_{i,t}, (RA_{i,t} + XEOGA_{i,t})\} - RA_{i,t}] + RNLPC_i \times XF_{i,t}$$

따라서

$$HXPRG_{i,t} = HXSEP_{i,t} + HXSCON_{i,t} + HXXEGW_{i,t}$$

$$XPRG_i = \sum_t HXPRG_{i,t}$$

다. 중앙급전발전기를 보유하지 않은 회원이 발전한 전력량에 대한 정산

중앙급전발전기를 보유하지 않은 회원의 발전한 전력량은 SMP로 정산하며 기타 사항은 정산하지 않는다. 즉,

$$SEP_i = \sum_t (MGO_{i,t} \times SMP_t)$$

2. 공급가능용량에 대한 정산

가. 공통사항

1) 시간대별용량가격계수(TCF_t)는 다음과 같이 정한다.

구 분	경부하 시간대	중간부하 시간대	최대부하 시간대
시간대별 용량가격계수	0.19930	1.42230	1.84126

2) 위 1)의 시간대는 다음과 같이 구분한다.

계절별 시간대별	봄 · 여름 · 가을철	겨울철
	4월 1일 ~ 9월 30일	10월 1일 ~ 익년 3월 31일
경부하시간대 (10시간)	24:00 ~ 09:00	01:00 ~ 09:00 13:00
중간부하시간대 (9시간)	10:00 13:00 ~ 14:00 18:00 ~ 23:00	10:00 12:00 14:00 ~ 18:00 21:00 ~ 22:00
최대부하시간대 (5시간)	11:00 ~ 12:00 15:00 ~ 17:00	11:00 19:00 ~ 20:00 23:00 ~ 24:00

나. 일반발전기

1) LNG 및 유류 발전기

LNG 및 유류 발전기 용량정산금(CP_i)은 발전사업자가 입찰시 제시한 공급 가능용량과 거래시간별 재선언공급가능용량 중 작은 값에 용량가격을 곱한 값으로 정산한다. 즉,

$$TPCP_{i,t} = \min(A_{i,t}, RA_{i,t}) \times (HCF_t + \beta) \times 1,000$$

여기서,

$$HCF_t = RCF \times TCF_t \times \kappa, \text{ 여기서, } \kappa = 1.00844$$

CP_i : 발전기별 거래일 용량정산금

β : 일반발전기 용량가격 보정계수이며, 이 계수의 결정절차는 제2장제2절에 따른다.

각 발전기의 거래일 용량정산금(CP_{i,t})은 다음과 같다.

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

2) 수력발전소

수력발전소 용량정산금($CP_{i,t}$)은 발전사업자가 입찰시 제시한 발전계획량과 거래시간별 재선언한 발전계획량 중 작은 값에 기준용량가격을 곱한 값으로 정산한다. 즉,

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

각 발전기의 거래일 용량정산금(CP_i)은 다음과 같다.

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

3) 양수발전소

양수 발전기의 용량정산금($TPCP_i$)은 다음 식에 따라 거래일 단위로 정산한다. 즉,

$$TPCP_i = MGC_i \times (RCF + \beta) \times 24 \times \zeta_i \times 1000 <\text{개정 2004.4.22}>$$

여기서,

MGC_i : 거래일 발전입찰시 제출한 발전기 최대출력

ζ_i : 양수발전기별 용량가격지급률이며 이 계수의 결정절차는 제2장제2절에 따른다.<개정 2004.4.22>

다. 기저발전기

기저발전기 용량정산금(CP_i)은 발전사업자가 입찰시 제시한 공급가능용량과 거래시간별 재선언공급가능용량 중 작은 값에 용량가격을 곱한 값으로 정산한다. 즉,

원자력발전기는

$$TPCP_{i,t} = \text{Min}(A_{i,t}, RA_{i,t}) \times (HCFB_t + a_n) \times 1,000$$

석탄발전기는

$$TPCP_{i,t} = \text{Min}(A_{i,t}, RA_{i,t}) \times (HCFB_t + a_c) \times 1,000$$

원자력 및 석탄발전기를 제외한 발전기는

$$TPCP_{i,t} = \text{Min}(A_{i,t}, RA_{i,t}) \times (HCFB_t + a) \times 1,000$$

여기서,

$$HCFB_t = RCFB \times TCF_t$$

a_n, a_c, a : 기저발전기의 기준용량가격 보정계수이며, 이 계수의 결정절차는 제2장제2절에 따른다.<개정 2004.9.24>

각 발전기의 거래일 용량정산금(CPi)은 다음과 같다.

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

라. 용량가격 정산에서 제외되는 발전기[신설 2003.9.18]

중양급전발전기에 해당하지 않은 발전기와 상업운전 개시 이전의 발전기는 용량정산금을 지급하지 않는다. 다만, 제10.5조제9항의 지시에 의한 경우에는 제 10.5조제12항에 의하여 지급할 수 있다.

마. 제주지역발전기에 대한 기준용량가격의 적용

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

3. 양수발전기의 양수동력 정산

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

가. 양수계획량이내에서 실제 계량된 양수전력량에 대한 비용정산

거래일의 총양수계획량 이내에서 실제 계량된 양수전력량의 정산은 양수계획시간대의 가중평균SMP로 정산한다. 즉,

$$OPEP_i = \frac{\sum_t \{PO_{i,t} \times SMP_t \times (1 + TLF_t)\}}{\sum_t PO_{i,t}} \times \text{Min}(\sum_t PO_{i,t}, \sum_t MPE_{i,t}) \times 1,000$$

여기서,

$$\sum_t PO_{i,t} = 0 \text{ 인 경우는 } OPEP_i = 0$$

OPEP_i : 거래일 총양수계획량 이내에서 실제 양수한 전력량에 대한 정산금

PO_{i,t} : 발전사업자가 제출한 시간대별 양수계획량. 단, 변경 양수계획량 있는 경우 변경한 양수계획량 적용

MPE_{i,t} : 양수발전기 계량설비에서 취득한 양수동력으로 사용된 전력량

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

계통의 안정적인 운영을 위해 전력거래소의 지시로 거래일의 총양수계획량을 초과하여 양수한 경우, 초과 양수한 전력량은 거래일의 발전시간대 평균SMP로 정산한다. 즉,

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

그렇지 않으면,

$$\begin{aligned} \text{CONPE}_i = & \left(\frac{\sum_{t=9}^{24} (\text{SMP}_t)}{16} \right) \times \text{XPE}_i \times \eta_i \times 1,000 \\ & + \text{Max} \{ \sum_t \text{MPE}_{i,t} - (\sum_t \text{PO}_{i,t} + \text{XPESO}_i), 0 \} \\ & \times \text{Max}(\text{SMP}_t) \times 1,000 \end{aligned}$$

여기서,

$$\begin{aligned} \text{XPE}_i = & \text{Max} \{ (\text{Min}(\sum_t \text{MPE}_{i,t}, \sum_t \text{PO}_{i,t} + \text{XPESO}_i) \\ & - \sum_t \text{PO}_{i,t}), 0 \} \end{aligned}$$

CONPE_i : 전력거래소 지시로 거래일 총 양수계획량을 초과하여 양수한 전력량에 대한 정산금

XPE_i : 전력거래소 지시로 실제 추가 양수한 전력량

XPESO_i : 전력거래소가 총양수계획량을 초과하여 양수하도록 지시한 초과 양수전력량

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

계통의 안정적인 운영을 위해 전력거래소의 지시로 거래일의 총양수계획량 미만으로 양수한 경우, 양수하지 못한 전력량은 기대이익(양수하여 발전할 경우 얻을 수 있는 이익)을 지급한다. 즉,

$$\sum_t \text{MPE}_{i,t} \geq \sum_t \text{PO}_{i,t} \text{ 인 경우, } \text{COFPE}_i = 0$$

그렇지 않으면,

$$\text{COFPE}_i = \text{Max} \{ \text{ENP}_i \times \eta_i \times \text{OC}_i, 0 \} \times 1,000 \times (-1)$$

여기서,

$$ENP_i = \text{Max}\left\{\left(\sum_t PO_{i,t} - \text{Max}\left(\sum_t MPE_{i,t}, \sum_t PO_{i,t} - \text{PENSO}_i\right)\right), 0\right\}$$

$$OC_i = \left(\frac{\sum_t (EGW_{i,t} \times SMP_t)}{\sum_t EGW_{i,t}} - \frac{\sum_t (PO_{i,t} \times SMP_t \times (1 + TLF))}{\sum_t PO_{i,t} \times \eta_i} \right)$$

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

$$\sum_t EGW_{i,t} = 0 \text{인 경우는 } \frac{\sum_t (EGW_{i,t} \times SMP_t)}{\sum_t EGW_{i,t}} = \text{Max}(SMP_t)$$

COFPE_i : 전력거래소의 지시로 거래일 총양수계획량 미만으로 양수한 경우 양수하지 못한 전력량에 대한 정산금

4. 기동비용조정에 대한 정산

기동비용 조정(SUAP_i)은 다음 공식에 따라 정해진다.

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

여기서,

SUC_i : 발전기의 기동비용

NSUA_i : 거래일의 실제 기동을 실행한 횟수

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

거래기간 동안,

MGO_{i,t-1}=0 이며 MGO_{i,t} > 0 이고 PSE_{i,t} ≥ MEGW_{i,t}이면,

SUA_{i,t}=1 이고,

그렇지 않으면, SUA_{i,t}=0

단, 발전사업자의 사유로 기동한 경우에는 SUA_{i,t}=0이며, MGO_{i,t-1} ≠ 0 이며 MGO_{i,t} > 0 이고 PSE_{i,t} ≥ MEGW_{i,t} 인 경우에도 과급 정지 또는 급전지시로 정지된 후 급전지시로 재기동한 경우에는 SUA_{i,t}=1 <개정 2005.5.30>

NSUS_i : 거래일의 계획된 총 기동 횟수

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

거래기간 동안,

Min(PSE_{i,t-1}, RA_{i,t-1})=0 이고 Min(PSE_{i,t}, RA_{i,t}) > 0이면,

SUS_{i,t}=1 이고,
 그렇지 않으면, SUS_{i,t}=0

5. 한계조정발전기 조정에 대한 정산

가. 일반발전기

PSE_{i,t-1} = 0, PSE_{i,t} > 0, PSE_{i,t+1} = 0 이고,

IGP_{i,t} > 계통한계가격, NPSI_{i,t} = 1 이면,

이러한 발전기에 대한 거래시간의 한계발전기 조정정산금(MGSA_{i,t})은 다음 식에 따라 계산된다. 즉,

Min(PSE_{i,t}, RA_{i,t}) = 0 이면 MGSA_{i,t} = 0

그렇지 않으면,

MGSA_{i,t} = (IGP_{i,t}-SMP_t)×Min(PSE_{i,t}, RA_{i,t}, MGO_{i,t})×1,000

거래일 한계발전기조정 정산금(MSA_{i,t})은 다음 식에 따라 정해진다.

$$MSA_i = \sum_t MGSA_{i,t}$$

나. 기저발전기

PSE_{i,t-1} = 0, PSE_{i,t} > 0, PSE_{i,t+1} = 0 이고,

IGP_{i,t} > 기저발전기한계가격, NPSI_{i,t} = 1 이면,

이러한 발전기에 대한 거래시간의 한계발전기 조정정산금(MGSA_{i,t})은 다음 식에 따라 정해진다. 즉,

Min(PSE_{i,t}, RA_{i,t}) = 0 이면 MGSA_{i,t} = 0

그렇지 않으면,

MGSA_{i,t} = (IGP_{i,t} -BLMP_t)×Min(PSE_{i,t}, RA_{i,t}, MGO_{i,t})×1,000

거래일 한계발전기 조정(MSA_{i,t})은 다음 공식에 따라 정해진다.

$$MSA_i = \sum_t MGSA_{i,t}$$

6. SMP 결정시 제외된 발전기에 대한 추가 정산

가격결정발전계획의 계획발전량이 최소발전용량(MG_i) 이하로 배분되거나, 발전기가 최대 증·감발하여 SMP결정시 제외되는 경우, 가격결정발전계획의 발전계획량내에서 실제 발전한 전력량은 해당 발전기의 변동비와 SMP의 차액을 추가로 정산한다. 즉

IGP_{i,t} > 0이며, NPSI_{i,t} = 0 이고 ,

(A_{i,t-1} - A_{i,t}) > (-1)×RUR_i×60 또는 (A_{i,t-1} - A_{i,t}) < RDR_i×60 이면

$$XGESMP_{i,t} = \text{Max}\{(CGE_{i,t} - SEP_{i,t}), 0\}$$

그렇지 않으면 XGESMP_{i,t} = 0

여기서

$$CGE_{i,t} = QPC_i \times \{\text{Min}(PSE_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t})\}^2 \\ + LPC_i \times \text{Min}(PSE_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \\ + NLPC_i \times GF_{i,t}$$

GF_{i,t} : 실제 발전 여부표시기로서 MGO_{i,t} > 0 이면, GF_{i,t} = 1, 그렇지 않으면 GF_{i,t} = 0

XGESMP_{i,t} : SMP 결정시 제외된 발전기에 대한 거래시간별 추가 정산금

CGE_{i,t} : SMP 결정시 제외된 발전기의 경우 가격결정발전계획의 발전계획량 이내 에서 실제 발전한 전력량에 대한 변동비

SMP 결정시 제외된 발전기에 대한 거래일 추가정산 금액(XGESMP_i)은 다음과 같다.

$$XGESMP_i = \sum_t XGESMP_{i,t}$$

7. 시운전 전력의 정산

상업운전 이전에 발전사업자가 성능시험 등을 목적으로 전력거래소에 발전을 요청하고, 전력거래소에서 발전하도록 지시한 경우, 시운전 발전기가 생산한 전력량은 일반발전기는 거래일의 가중평균 SMP로, 기저발전기는 거래일의 가중평균 BLMP로 정산한다. 즉,

가. 일반발전기

$$EBCO_i = WSMP \times \sum_t MGO_{i,t} \times 1,000$$

여기서,

EBCO_{i,t} : 발전기가 상업운전 이전에 생산한 전력량에 대한 정산금

WSMP : 거래일 가격결정발전계획에 적용하는 시간대별 수요로 가중을 준 평균SMP(원/kWh). 즉,

$$WSMP = \sum_t (SMP_t \times ED_t) \div \sum_t ED_t$$

ED_t : 가격결정발전계획에 적용된 시간대별 예측수요(MWh)

나. 기저발전기

$$EBCO_i = WBLMP \times \sum_t MGO_{i,t} \times 1,000$$

여기서,

WBLMP : 거래일의 시간대별 예측수요로 가중을 준 평균BLMP(원/kWh).
즉,

$$WBLMP = \sum_t (BLMP_t \times ED_t) \div \sum_t ED_t$$

8. 대체연료 사용 발전기의 정산

주연료로 LNG를 사용하는 발전기가 LNG 공급의 부족으로 대체연료를 사용할 경우 다음과 같이 추가로 정산한다.

- 가격결정발전계획의 발전계획량에 포함된 전력량에 대한 정산

가격결정발전계획에 발전계획량에는 포함되어 전력거래소에 의해 급전할당 된 전력량은 변동비 차액을 추가로 정산한다. 즉,

$$XSEP_{i,t} = VC_{2i,t} - VC_{1i,t}$$

여기서,

$$VC_{2i,t} = VC_{1i,t} \times \gamma$$

$$VC_{1i,t} = QPC_i \times \{ \text{Min}(PSE_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t})^2 \\ + LPC_i \times \text{Min}(PSE_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \\ + NLPC_i \times GF_{i,t} \}$$

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

GF_{i,t} : 실제 발전한 여부를 판정하는 Flag

$$\text{MGO}_{i,t} > 0 \text{ 경우, GF}_{i,t} = 1,$$

$$\text{그렇지 않으면, GF}_{i,t} = 0$$

XSEP_{i,t} : 대체연료 사용시 추가로 지급되는 SEP 정산금

VC_{2i,t} : SEP_{i,t} 정산금 산정에 적용되는 전력량을 대체연료를 사용하여 발전할 때 경우 소요되는 비용

VC_{1i,t} : SEP_{i,t} 정산금 산정에 적용되는 발전량을 주연료를 사용하여 발전할 경우 소요되는 비용

γ_i : 주연료 대비 대체연료 열량단가의 비와 대체연료 사용시 발전기 효율 저하율을 고려한 상수

ρ_i : 대체연료 사용시 효율 감소율이며, 이 계수의 결정절차는 제2장제2절에 따른다.

- 가격결정발전계획의 발전계획량에는 포함되지 않았으나 추가로 발전한 전력량에 대한 정산

제약에 따른 가격결정발전계획의 발전계획량을 초과하여 발전한 전력량은 대체연료 사용시 변동비와 거래일 가격결정발전계획의 발전계획량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 시간대별 정산금(CON_{i,t})과 차액을 추가로 정산한다. 즉,

$$\text{PSE}_{i,t} \geq \text{MGO}_{i,t} \text{ 이면, XCON}_{i,t} = 0$$

그렇지 않으면,

$$\text{XCON}_{i,t} = \text{XEVC}_{1i,t} \times \gamma - (\text{GSCON}_{i,t} + \text{SCON}_{i,t})$$

여기서 ,

$$\begin{aligned} \text{XEVC}_{1i,t} = & \text{QPC}_i \times (\{\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t})\}^2 \\ & - \{\text{Min}(\text{RA}_{i,t}, \text{PSE}_{i,t})\}^2) \\ & + \text{LPC}_i \times \{\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t}) \\ & - \text{Min}(\text{RA}_{i,t}, \text{PSE}_{i,t})\} \\ & + \text{NLPC}_i \times \text{CONF}_{i,t} \end{aligned}$$

XCON_{i,t} : 대체연료 사용시 추가로 지급되는 CON 정산금

$XEVC_{i,t}$: 가격결정발전계획의 발전계획량을 초과하여 발전한 전력량을 주
연료를 사용하여 발전할 경우 소요되는 비용

- 가격결정발전계획의 발전계획량에는 포함되었으나 발전하지 않은 전력량에 대한 정산

가격결정발전계획의 발전계획량에는 포함되었으나, 전력거래소에 지시에 의해 발전하지 않은 전력량은 정산하지 않는다. 즉,

$$PSE_{i,t} \leq MGO_{i,t} \text{ 이면, } XCOFF_{i,t} = 0$$

그렇지 않으면,

$$XCOFF_i = XCOFF_{i,t} = 0$$

여기서,

$XCOFF_{i,t}$: 대체연료 사용시 추가로 지급되는 COFF 정산금

대체연료를 사용할 경우 거래일 해당 발전기의 추가 정산금($XPSF_i$)은 다음과 같다.

$$XPSF_i = \sum_t \{ (XSEP_{i,t} + XCON_{i,t} + XCOFF_{i,t}) \times SFF_{i,t} \}$$

여기서 ,

$SFF_{i,t}$: 대체연료 사용 여부를 판정하는 Flag.

대체연료 사용시는 $SFF_{i,t} = 1$,

그렇지 않으면 0

9. 계통운영보조서비스에 대한 정산

가. 정산항목

- 1) 주파수조정 서비스(주파수추종운전 및 자동발전제어운전)
- 2) 예비력 서비스
- 3) 자체기동 서비스

나. 정산기준

- 1) 주파수조정 서비스

① 주파수추종운전에 대한 정산은 분기별로 발전사업자가 신고한 발전기별 속도조정을 만족하는 경우에만 적용한다.

② 자동발전제어운전에 대한 정산은 원격발전력조정 및 주파수추종운전을 동시에 시행한 경우에만 적용한다.

③ 발전기별 정산금은 다음 식에 따라 계산된다. 즉,

$$GFP_{i,t} = MGO_{i,t} \times GFWE_i \times GFHF$$

$$AGCP_{i,t} = GFP_{i,t} \times 1.2$$

여기에서,

$GFP_{i,t}$: 주파수추종운전 정산금액

$AGCP_{i,t}$: 자동발전제어운전 정산금액

$MGO_{i,t}$: 계량전력량

$GFWE_i$: 속도조정율에 따른 발전기별 가중치

$GFHF$: 주파수추종운전 정산단가

④ 속도조정율에 따른 발전기별 가중치는 다음과 같이 적용한다.

속도조정율	가중치
3.0% 이하	1.50
4.0% 이하	1.20
5.0% 이하	1.00
6.0% 이하	0.80
6.0% 초과	0.50
9.0% 초과시는 미보상	

2) 예비력 서비스

① 예비력에 대한 정산은 사전에 정지상태 대기예비력 및 대체예비력으로 지정된 경우에만 적용한다.

② 발전기별 정산금은 다음 식에 따라 계산된다. 즉,

$$SRP_{i,t} = SRSC_{i,t} \times SRHF$$

$$RRP_{i,t} = RRSC_{i,t} \times RRHF$$

여기에서,

$SRP_{i,t}$: 정지상태 대기예비력 정산금액

$RRP_{i,t}$: 대체예비력 정산금액

$SRSC_{i,t}$: 시간대별 지정 정지상태 대기예비력(MWh)

$RRSC_{i,t}$: 시간대별 지정 대체예비력(MWh)

$SRHF$: 정지상태 대기예비력 정산단가

$RRHF$: 대체예비력 정산단가

3) 자체기동 서비스

- ① 자체기동발전기에 대한 정산은 사전에 자체기동발전기로 지정되어 전력거래소에 의해 보유능력이 인정된 경우에만 적용한다.
- ② 발전기별 정산금은 다음 식에 따라 계산된다. 즉,

$$BSP_i = BSSC_i \times BSMP$$

여기에서,

BSP_i : 정산금액

$BSSC_i$: 자체기동발전기 지정 설비용량(MW)

$BSMP$: 정산단가

다. 불이행시 정산

1) 주파수조정서비스

전력거래소의 사전 승인없이 주파수조정서비스에 참여하지 아니하거나 발전사업자의 속도조정을 신고값 대역의 기준치의 10%를 초과하는 경우에는 거래일 예정 정산금을 지불하지 아니한다.

2) 예비력서비스

- ① 예비력으로 지정된 발전기가 급전지시에도 불구하고 정해진 시간 내에 계통병입을 하지 못하는 경우에는 거래일 예정 정산금을 지불하지 아니하고 제2항에서 정하는 바에 따라 환수한다
- ② 제1항에 의한 정산금의 환수는 다음과 같이 적용한다.

$$SRPP_i = 3 \times SRFP_i$$

$$RRPP_i = 3 \times RRFP_i$$

$SRPP_i$: 정지상태 대기예비력 불이행 발전기의 거래일 환수금액

$SRFP_i$: 정지상태 대기예비력 거래일 예정 정산금액

$RRPP_i$: 대체예비력 불이행 발전기의 거래일 환수금액

$RRFP_i$: 대체예비력 거래일 예정 정산금액

3) 자체기동 서비스

- ① 자체기동능력 시험후 기동능력을 보유하지 아니한 것으로 확인되는 발전기에 대하여는 거래일 예정 정산금을 지불하지 아니하고 제2항에서 정하는 바에 따라 환수한다.
- ② 제1항에 의한 정산금의 환수는 다음과 같이 적용한다.

$$BSPP_i = 2 \times BSFP_i$$

$BSPP_i$: 불이행 발전기의 환수금액

BSFP_i : 거래일 예정 자체기동 정산금액

라. 정산단가 및 시행시기

“나”에서 정한 계통운영보조서비스 제공에 대한 정산기준에 적용할 정산단가와 시행시기는 별표 19에서 별도로 정한다

10. 기타 정산

가. 기동 대기 발전기의 정산

계통의 안정적인 운영을 목적으로 전력거래소에서 발전사업자에게 계통병입을 지시하고 계통병입 전에 계통병입 지시를 취소하는 경우, 계통병입을 취소하는 시간까지 들어간 비용은 다음과 같이 정산한다. 즉,

$$SUSBC_i = SUC_i + \frac{SUC_i}{SUH_i} \times TH_i$$

여기서,

$SUSBC_i$: 전력거래소가 기동대기를 지시한 경우 정산금(원)

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

TH_i : 전력거래소에서 지시한 병입시간부터 병입지시를 취소하는 시간까지 소요되는 시간(병입대기시간)

나. 신고한 변경 공급가능용량 이상으로 급전지시한 전력량

전력거래소가 발전사업자가 신고한 변경 공급가능용량 이상으로 급전지시를 하고, 실제 계량된 발전전력량이 공급가능용량 이상인 경우, 신고한 공급가능용량을 초과하여 발전한 전력량은 일반발전기는 SMP와 일반용량가격을 더한 값으로, 기저발전기는 BLMP와 기저용량가격을 더한 값으로 정산한다. 즉,

$$MGO_{i,t} \leq RA_{i,t} \text{ 이면, } XEGW_{i,t} = 0, \text{ 그렇지 않으면}$$

1) 일반발전기

$$XEGW_i = \sum_t \{ \text{Max}(XMP_{i,t}, XVC_{i,t}) + \text{Max}(XCP_{i,t}, 0) \}$$

단, 수력 및 양수발전기는 정산하지 않는다.

여기서,

$$XCP_{i,t} = \{ \text{Min}(MGO_{i,t}, (RA_{i,t} + XEOGA_{i,t})) - RA_{i,t} \} \times (HCF_t + \beta) \times 1,000 \quad \text{<개정 2002.4.23>}$$

여기서, $HCF_t = RCF \times TCF_t \times \kappa$, TCF_t 와 κ 는 “2. 공급가능용량에 대한 정산”에 따른다.

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

$$XVC_{i,t} = QPC_i \times \{ (\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + XEOGA_{i,t}))^2 - RA_{i,t}^2 \} \\ + LPC_i \times \{ \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + XEOGA_{i,t}) - RA_{i,t} \} \\ + NLPC_i \times XF_{i,t}$$

$XF_{i,t}$: $\text{Min}(RA_{i,t}, A_{i,t}) = 0$ 이면, $XF_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 $XF_{i,t} = 0$

$XEGW_i$: 발전사업자가 신고한 공급가능용량을 초과하여 발전하도록 거래소가 지시한 경우, 초과 발전량에 정산금

$XCP_{i,t}$: 전력거래소 지시로 공급가능용량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 용량정산금

$XVC_{i,t}$: 전력거래소 지시로 공급가능용량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 변동비

$XMP_{i,t}$: 전력거래소 지시로 공급가능용량을 초과하여 발전한 전력량을 시장가격으로 정산할 경우 금액

$XEOGA_{i,t}$: 전력거래소 지시로 공급가능용량을 초과하여 발전하도록 지시한 초과 전력량

2) 기저발전기

$$XEGW_i = \sum_t \{ \text{Max}(XVC_{i,t}, XMP_{i,t}) + \text{Max}(XCP_{i,t}, 0) \}$$

여기서,

원자력발전기는

$$XCP_{i,t} = \{ \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + XEOGA_{i,t}) - RA_{i,t} \} \times (HCFB_t + \alpha_n) \times 1,000$$

석탄발전기는

$$XCP_{i,t} = \{ \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + XEOGA_{i,t}) - RA_{i,t} \} \times (HCFB_t + \alpha_c) \times 1,000$$

원자력 및 석탄발전기를 제외한 발전기는

$$XCP_{i,t} = \{ \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + XEOGA_{i,t}) - RA_{i,t} \} \times (HCFB_t + a) \times 1,000$$

<개정 2004.9.24>

여기서, $HCFB_t = RCFB \times TCF_t$, TCF_t 는 "2. 공급가능용량에 대한 정산"에 따른다.

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

$$XVC_{i,t} = QPC_i \times \{ (\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + XEOGA_{i,t}))^2 - RA_{i,t}^2 \} \\ + LPC_i \times \{ \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + XEOGA_{i,t}) - RA_{i,t} \} \\ + NLPC_i \times XF_{i,t}$$

$$XF_{i,t} : \text{Min} (RA_{i,t}, A_{i,t}) = 0 \text{ 이면, } XF_{i,t} = 1, \text{ 그렇지 않으면 } XF_{i,t} = 0$$

다. 급전지시에 불응 및 지연에 대한 조정 원칙

1) 병입 및 병해 지연

① 병입지연

발전사업자가 전력거래소로부터 계통병입 시간을 지시 받고, 실제 계통병입 시간이 지시받은 시간 보다 늦을 경우, 지연이 발생한 거래시간의 변경 공급가능용량($RA_{i,t}$)은 계량된 전력량으로 조정한다. 즉

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

여기서,

$ARA_{i,t}$: 조정된 변경 공급가능용량

② 병해지연

발전사업자가 전력거래소로부터 병해 시간을 지시 받고, 실제 병해 시간이 지시받은 시간 보다 늦을 경우, 지연되는 시간 동안에 계량된 발전전력량($MGO_{i,m}$)을 "0"으로 조정한다. 즉

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

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

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

2) 조기 병입 및 병해

① 조기 병입

발전사업자가 전력거래소로부터 계통병입 시간을 지시 받고, 실제 계통병입 시간이 지시받은 시간보다 빠른 경우, 빨리 병입한 시간 동안에는 계량된 전력량 ($MGO_{i,-}$)을 “0”으로 조정한다. 즉

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

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

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

② 조기 병해

발전사업자가 전력거래소로부터 계통병해 시간을 지시 받고, 실제 계통병해 시간이 지시받은 시간 보다 빠른 경우, 빨리 병해한 시간 동안에는 변경 공급 가능용량($RA_{i,m}$)을 “0”으로 조정한다. 즉,

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

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

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

3) 계획량 또는 급전지시량으로 발전하지 못한 경우

발전사업자 사유로 계획량 또는 급전지시량으로 발전하지 못한 경우 변경 공급 가능용량($RA_{i,t}$)을 아래와 같이 조정된 값을 적용한다. 즉,

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

단, 시운전 발전기의 경우는 계량된 전력량을 아래와 같이 조정한다.

$$AMGO_{i,t} = MGO_{i,t} - | EOSO_{i,t} - MGO_{i,t} |$$

여기서,

$EOSO_{i,t}$: 전력거래소가 급전지시한 발전전력량

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

<개정 2003.5.7>

마. 중앙급전발전기의 수전전력요금 중 기본요금 정산 <개정 2003.11.11>

발전회원이 납부한 수전전력요금 중 전력산업기반기금을 제외한 기본요금은
매월 정산한다.

II. 직접구매자에 대한 정산

1. 전력량에 대한 정산

개별 직접구매자가 부담해야 할 전력량에 대한 거래시간별 정산금은 일반발 전기의 한계가격에 개별 구매자의 유효구매전력량을 곱한 값으로 한다. 즉,

$$ESC_{k,t} = SMP_t \times PEC_{k,t} \times 1,000$$

여기서,

$$PEC_{k,t} = MEC_{k,t} \times (1+TLFC) \times (1+DLFC) \times (1+LLFC_k)$$

$ESC_{k,t}$ (Energy Settlement for a Consumer) : 개별 직접구매자의 거래시간에 대한 전력량 정산금

$PEC_{k,t}$ (Purchased Energy by a Consumer) : 개별 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

$MEC_{k,t}$ (Measured Energy for a Consumer): 개별 직접구매자의 거래시간에 대한 계량기 설치점에서의 전력량 계량값

$TLFC$ (Transmission Loss Factor for Consumers) : 직접구매자의 전력량 계량값을 보정하기 위해 적용하는 송전손실 계수

$DLFC$ (Distribution Loss Factor for Consumers) : 직접구매자의 전력량 계량값을 보정하기 위해 적용하는 배전손실 계수

$LLFC_k$ (Locational Loss Factor for a Consumer) : 직접구매자의 실제 계량기의 설치위치가 계량점과 다를 경우 발생하는 개별 직접구매자의 손실계수

개별 직접구매자의 거래일에 대한 전력량 정산금은 다음과 같다.

$$ESC_k = \sum_t ESC_{k,t}$$

2. 용량가격에 대한 정산

직접구매자가 부담해야 할 용량가격에 대한 거래시간별 정산은 직접구매용량 가격에 직접구매자별 용량가격적용전력과 거래시간의 역률조정계수를 곱하여 산출한 금액으로 한다. 즉,

$$CSC_{k,t} = CPC_t \times RP_k \times PFC_{k,t} \times 1,000$$

여기서,

$$CPC_t = (HCF_t) \times CFCP$$

$$PFC_{k,t} = 1 + \text{Max}(0.9 - PF_{k,t}, 0)$$

$CSC_{k,t}$ (Capacity Settlement for a Consumer) : 개별 직접구매자의 거래 시간에 대한 용량정산금액

CPC_t (Capacity Price for Consumers) : 직접구매자에게 적용하는 거래 시간별 기준용량가격

$PFC_{k,t}$ (Power Factor Coefficient for a Consumer) : 직접구매자의 역률 조정계수

RP_k (Reference Power Value for a Consumer) 개별 직접구매자에 대한 용량가격적용전력

$CFCP$ (Compensation Factor of Capacity Payment for Consumers) : 직접구매자에 대한 기준용량가격을 결정하기 위해 적용하는 용량보정계수

$PF_{k,t}$ (Power Factor for a Consumer) : 직접구매자의 역률

개별 직접구매자의 거래일에 대한 용량가격 정산금은 다음과 같다.

$$CSC_k = \sum_t CSC_{k,t}$$

3. 부가정산금에 대한 정산

직접구매자가 부담해야 할 거래시간별 부가정산금은 직접구매자에 적용하는 부가정산금단가에 직접구매자의 유효구매전력량을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$USC_{k,t} = UPC \times PEC_{k,t} \times 1,000$$

여기서,

$USC_{k,t}$ (Uplift Settlement for a Consumer) : 개별 직접구매자의 거래 시간에 대한 부가정산금

UPC(Uplift Price for Consumers) : 직접구매자 적용 부가정산금단가
(원/kWh)

개별 직접구매자의 거래일에 대한 부가정산금은 다음과 같다.

$$USC_k = \sum_t USC_{k,t}$$

III. 판매사업자에 대한 정산

1. 계획발전전력량에 대한 정산<개정 2005.1.21>

판매사업자가 부담해야 할 계획발전전력량에 대한 거래시간별 정산금은 발전기의 거래시간별 계획발전전력량에 대한 정산금 총액에서 직접구매자의 거래시간별 전력량정산금 총액을 차감한 금액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$ESS_t = \left(\sum_i SEP_{i,t} - \sum_k ESC_{k,t} \right) \times \frac{PES_t}{\left(TET_t - \sum_k PEC_{k,t} \right)}$$

여기서,

$$PES_t = TET_t - \sum_k PEC_{k,t} - \sum_d PEL_{d,t}$$

ESS_t(Energy Settlement for Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 계획발전전력량 정산금

SEP_{i,t} : 전력시장 발전기의 거래시간별 계획발전 전력량 정산금
[신설 2005.1.21]

ESC_{k,t} : 직접구매자의 거래시간별 전력량 정산금[신설 2005.1.21]

PES_t(Purchased Energy by Sales Company): 판매사업자의 거래시간에 대한 구매 전력량

TET_t(Total Energy Traded) : 전력시장 전체의 거래시간에 대한 총전력 거래량

PEC_{k,t}(Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량[신설 2005.1.21]

PEL_{d,t}(Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량[신설 2005.1.21]

판매사업자의 거래일에 대한 계획발전전력량에 대한 정산금은 다음과 같다.

$$ESS = \sum_t ESS_t$$

2. 가용능력에 대한 정산<개정 2005.1.21>

판매사업자가 부담해야 할 가용능력에 대한 거래시간별 정산금은 거래시간에

대한 모든 발전기의 가용능력에 대한 정산금의 합계에서 모든 직접구매자의 거래시간에 대한 용량가격 정산금을 차감한 금액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$CSS_t = \left(\sum_i TPCP_{i,t} - \sum_k CSC_{k,t} \right) \times \frac{PES_t}{\left(TET_t - \sum_k PEC_{k,t} \right)}$$

여기서,

CSS_t(Capacity Settlement for Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 가용능력 정산금액

TPCP_{i,t} : 전력시장 발전기의 거래시간별 용량정산금

CSC_{k,t} : 직접구매자의 거래시간별 용량가격 정산금

PES_t(Purchased Energy by a Sales company): 판매사업자의 거래시간별 구매 전력량[신설 2005.1.21]

$$PES_t = TET_t - \sum_k PEC_{k,t} - \sum_d PEL_{d,t}$$

TET_t(Total Energy Traded) : 전력시장 전체 발전기의 거래시간에 대한 전력거래량

PEC_{k,t}(Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

PEL_{d,t}(Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

판매사업자의 거래일 가용능력에 대한 정산금은 다음과 같다.

$$CSS = \sum_t CSS_t$$

3. 제약발전에 대한 정산<개정 2005.1.21>

판매사업자가 부담해야 할 거래시간별 제약발전에 대한 정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 제약발전에 대한 정산금 총액에서 모든 직접구매자의 거래시간에 대한 부가정산금을 차감한 금액에 전체발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 판매 사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$USS_t = (US_t - \sum_k USC_{k,t}) \times \frac{PES_t}{(TET_t - \sum_k PEC_{k,t})}$$

여기서,

USS_t (Uplift Settlement for Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 제약발전정산금

US_t (Uplift Settlement) : 거래시간에 대한 제약발전정산금 총계

$$US_t = \sum_i TPG_{i,t} - \sum_i SEP_{i,t} - \sum_i TPCP_{i,t}$$

TPG_i (Total Payment for Generators) : 전체 발전기의 거래시간에 대한 정산금 총액

$USC_{k,t}$ (Uplift Settlement for a Consumer) : 직접구매자의 거래시간에 대한 부가정산금

PES_t (Purchased Energy by a Sales company): 판매사업자의 거래시간에 대한 구매 전력량

$$PES_t = TET_t - \sum_k PEC_{k,t} - \sum_d PEL_{d,t}$$

TET_t (Total Energy Traded) : 전력시장 전체 발전기의 거래시간에 대한 전력거래량

$PEC_{k,t}$ (Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

$PEL_{d,t}$ (Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

판매사업자의 거래일 제약발전에 대한 정산금은 다음과 같다.

$$USS = \sum_t USS_t$$

IV. 잠정정산차액의 조정[삭제 2005.1.21]

IV. 구역전기사업자의 전력거래에 대한 정산[신설 2005.1.21]

1. 계획발전전력량에 대한 정산

구역전기사업자가 부담해야 할 계획발전전력량에 대한 거래시간별 정산금은 전체 발전기의 거래시간별 계획발전전력량에 대한 정산금 총액에서 모든 직접구매자의 거래시간별 전력량정산금 총액을 차감한 금액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$ESLS_{d,t} = (\sum_i SEP_{i,t} - \sum_k ESC_{k,t}) \times \frac{PEL_{d,t}}{(TET_t - \sum_k PEC_{k,t})}$$

여기서

$ESLS_{d,t}$ (Energy Settlement for a Local Sales company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 계획발전전력량 정산금

$SEP_{i,t}$: 전력시장 발전기의 거래시간별 계획발전 전력량 정산금

$ESC_{k,t}$: 직접구매자의 거래시간별 전력량 정산금

$PEL_{d,t}$ (Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

$$PEL_{d,t} = MEL_{d,t} \times (1+TLFL) \times (1+DLFL) \times (1+LLFL_d)$$

$MEL_{d,t}$ (Measured Energy for a Local sales company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 계량기 설치점에서의 전력량 계량값

$TLFL$ (Transmission Loss Factor for Local sales companies) : 구역전기사업자의 전력량 계량값을 보정하기 위해 적용하는 송전손실 계수

$DLFL$ (Distribution Loss Factor for Local sales companies) : 구역전기사업자의 전력량 계량값을 보정하기 위해 적용하는 배전손실 계수

$LLFL_d$ (Locational Loss Factor for a Local sales company) : 구역전기사업자의 실제 계량기의 설치위치가 계량점과 다를 경우 발생하는 개별 구역전기사업자의 손실계수

TET_t (Total Energy Traded) : 전력시장 전체 발전기의 거래시간에 대한 전력거래량

PEC_{k,t}(Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

구역전기사업자의 거래일에 대한 계획발전전력량에 대한 정산금은 다음과 같다.

$$ESLS_d = \sum_t ESLS_{d,t}$$

2. 가용능력에 대한 정산

구역전기사업자가 부담해야 할 가용능력에 대한 거래시간별 정산금은 전체 발전기의 거래시간별 가용능력에 대한 정산금의 총액에서 모든 직접구매자의 거래시간별 용량가격 정산금을 차감한 금액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$CSLS_{d,t} = \left(\sum_i TPCP_{i,t} - \sum_k CSC_{k,t} \right) \times \frac{PEL_{d,t}}{\left(TET_t - \sum_k PEC_{k,t} \right)}$$

여기서,

CSLS_{d,t}(Capacity Settlement for a Local Sales company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 가용능력 정산금액

TPCP_{i,t} : 전력시장 발전기의 거래시간별 용량정산금

CSC_{k,t} : 직접구매자의 거래시간별 용량정산금

PEL_{d,t}(Purchased Energy by a Local sales company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

TET_t(Total Energy Traded) : 전력시장 전체 발전기의 거래시간에 대한 전력거래량

PEC_{k,t}(Purchased Energy by a Consumer) : 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매 전력량

구역전기사업자의 거래일 가용능력에 대한 정산금은 다음과 같다.

$$CSLS_d = \sum_t CSLS_{d,t}$$

3. 제약발전에 대한 정산

구역전기사업자가 부담해야 할 거래시간별 제약 발전에 대한 정산금은 해당 거래 시간에 발생한 전체 제약발전에 대한 정산금 총액에서 모든 직접구매자의 거래시간별 부가정산금을 차감한 금액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$USLS_{d,t} = (US_t - \sum_k USC_{k,t}) \times \frac{PEL_{d,t}}{(TET_t - \sum_k PEC_{k,t})}$$

여기서,

$USLS_{d,t}$ (Uplift Settlement for a Local Sales company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 제약정산금

US_t (Uplift Settlement) : 거래시간에 대한 제약발전정산금 총액

$$US_t = \sum_i TPG_{i,t} - \sum_i SEP_{i,t} - \sum_i TPCP_{i,t}$$

TPG_t (Total Payment for Generators) : 전력시장 전체 발전기의 거래시간에 대한 총정산금

$USC_{k,t}$ (Uplift Settlement for a Consumer) : 직접구매자의 거래시간에 대한 부가정산금

$PEL_{d,t}$ (Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

TET_t (Total Energy Traded) : 전력시장 전체 발전기의 거래시간에 대한 전력거래량

$PEC_{k,t}$ (Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

구역전기사업자의 거래일 제약발전에 대한 정산금은 다음과 같다

$$USLS_d = \sum_t USLS_{d,t}$$

V. 전력거래차수별 대금지급 기준일정

구분	전력거래일	대금 지급일
1차	1일 ~ 5일	당월 말일
2차	6일 ~ 10일	익월 5일
3차	11일 ~ 15일	익월 10일
4차	16일 ~ 20일	익월 15일
5차	21일 ~ 25일	익월 23일
6차	26일 ~ 말일	익월 26일

전력계통 운영 기준

1.0 예비력 운영 기준

1.1 전력거래소는 수급운영 및 실시간 급전운영을 위하여 적정수준의 예비력을 확보, 운영한다.

1.2 예비력 확보에 관한 운영기준은 다음 각호와 같다.

1.2.1 주파수조정예비력은 계통에 병입하여 운전하는 발전기의 자동발전제어(AGC) 또는 주파수추종(Governor Free) 운전에 따라 순시에 자동으로 응답할 수 있는 예비력으로 미소수요변화 및 원활한 계통 주파수 조정을 위한 적정량을 확보 운영한다.

1.2.2 대기예비력은 발전설비 불시정지 및 수요예측 오차 등에 대비하여 단시간(10~20분)이내 확보 가능한 예비력으로 운전상태와 정지상태로 구분되며, 운전상태 대기예비력은 계통에 병입되어 운전중인 발전기의 출력 여유분(주파수조정 예비력 초과 발전력)의 10분이내 이용가능 예비력으로 단기 수요예측오차를 고려하여 확보하고, 정지상태 대기예비력은 상시 기동이 가능한 대기상태의 발전기(수력, 양수, 가스터빈 발전기 등)의 20분이내 이용가능 예비력으로 발전기 단위기 최대용량을 고려하여 확보한다.

1.2.3 대체예비력은 발전소 및 송전설비 고장정지 등에 대비하여 발전력 및 부하로부터 120분 이내 이용 가능한 예비력으로 대단위 전원단지용량, 송전설비 고장용량 등의 발생 가능한 고장용량을 고려하여 확보한다.

1.3 예비력 종류별 확보량은 다음 각호와 같으며, 확보순서는 이용가능 시간에 따라 주파수조정예비력, 대기예비력, 대체예비력 순으로 하고 종류별 확보기준 초과량은 후순위 예비력에 포함한다.

1.3.1 주파수조정예비력 : 1,000MW 이상

1.3.2 대기예비력 : 운전상태 500MW 이상, 정지상태 1,000MW 이상

1.3.3 대체예비력 : 1,500MW 이상

1.4 적정 예비력 운영기준 및 확보량에 관한 변경은 전기위원회 “전력계통 전문위원회”에서 심의하여 정한 기준에 따른다.

2.0 전력계통 상정고장 기준

전력거래소는 고장시에도 전력계통이 안정하게 유지될 수 있도록 다음 각호와 같은 다양한 고장을 상정하여 계통해석 및 검토 시에 적용한다.

- 2.1 단일 고장
 - 2.1.1 송전선 1회선 고장
 - 2.1.2 변압기 1 bank 고장
 - 2.1.3 발전기 1기 고장
 - 2.1.4 기타 단일설비 고장 등
- 2.2 이중 고장
 - 2.2.1 하나의 송전선 및 하나의 변압기 고장
 - 2.2.2 하나의 송전선 및 하나의 발전기 고장
 - 2.2.3 발전기 2기 탈락
 - 2.2.4 병행 2회선 가공송전선로 고장
 - 2.2.5 기타 2개의 설비가 동시에 탈락하는 고장
 - 2.2.6 차단기의 차단실패 및 부분모선(Bus Section) 고장 등
- 2.3 다중 고장
 - 2.3.1 동일 철탑의 다회선 가공송전선로 동시정지
 - 2.3.2 동일 발전소의 전 발전기 동시 정지
 - 2.3.3 기타 3개이상의 설비가 동시 정지
 - 2.3.4 다수 전력설비의 정지 우려가 있는 모선 고장

3.0 안정유지 기준

2 에서 정한 상정고장 기준에 따른 전력계통 안정성 유지기준은 다음 각 호와 같다.

- 3.1 154kV 방사상 계통

단일 고장시 장시간동안의 공급지장, 과도한 과부하 또는 저전압이 발생하지 않도록 한다.
- 3.2 154kV 주요 간선계통

이중 고장이 발생하더라도 발전기 정지나 대규모 공급지장 또는 주요 간선계통에 고장파급이 확대되지 않도록 한다.
- 3.3 345kV 방사상 계통
 - 3.3.1 단일 고장시 장시간동안의 공급지장, 과도한 과부하 또는 저전압이 발생하지 않도록 한다.
 - 3.3.2 이중 고장시 대규모 공급지장이 발생한 경우 단시간내 부하절체 등의 방

안을 수립·운영한다.

3.4 345kV 주요 간선계통

3.4.1 이중 고장이 발생하더라도 발전기 동기탈조, 대규모 공급지장, 고장파급 확대, 과도한 계통동요 증가로 인한 계통분리 또는 전압 불안정이 발생하지 않도록 한다.

3.4.2 광역정전 및 전체 전력계통 불안정 등의 우려가 있을 경우에는 다중고장을 적용할 수도 있다.

3.5 765kV 계통<개정 2002.4.23>

3.5.1 단일고장시 공급지장, 과도한 과부하 또는 저전압이 발생하지 않도록 한다.

3.5.2 이중고장이 발생하더라도 발전기 동기탈조, 대규모 공급지장, 고장파급 확대, 과도한 계통동요 증가로 인한 계통분리 또는 전압 불안정이 발생하지 않도록 하여야 한다.

3.5.3 광역정전 및 전체 전력계통 불안정 등의 우려가 있을 경우에는 다중고장을 적용할 수도 있다.

4.0 계통검토시 안정유지기준

전력계통 안정유지 대책수립을 위한 계통해석시 적용하는 각종 기준은 다음 각호와 같다.

4.1 고장 종류<개정 2002.4.23>

4.1.1 345kV 이하 계통 : 3상 단락고장 또는 1선 지락고장

4.1.2 765kV 계통 : 3상단락고장, 1선지락고장 또는 단순개방

4.2 고장제거 시간 : 정상적인 고장제거 시간(5~6cycle) 이내

4.2.1 345kV 이하 계통 : 6cycle

4.2.2 765kV 계통 : 5cycle

4.2.3 차단 실패 : 설비별 동작시간(10~20cycle)

4.3 재폐로 조건 : 가공 송전선로 고장시 재폐로 실패를 고려

재폐로 시간 : 선로별로 조정된 재폐로 시간(0.4~3초)

4.4 과도한 과부하 : 설비의 수명을 단축시키거나 과부하 지속시간을 고려한 설비별 단시간 허용전류(정격의 120~150%수준)로써 적용

5.0 자체기동발전소 지정기준

- 5.1 자체기동발전소 지정원칙은 신속한 계통복구를 위해 전국계통을 지역으로 구분하여 각 지역별로 자체기동발전소를 지정하도록 한다.
- 5.2 자체기동발전소는 계통복구중의 안정적인 주파수 유지를 위하여 발전기 접속조건과 동일한 성능의 조속기(Governor) 설비를 구비해야 한다.
- 5.3 자체기동발전소는 기동시간이 길거나 우선공급 발전소의 기동지연 가능성 등을 고려하여 최소 3일 이상의 운전이 가능한 연료를 확보토록 한다.
- 5.4 자체기동발전소는 급전용 직통전화, 국선전화, 라디오 등의 통신 설비를 갖추어야 한다.
- 5.5 전력계통의 고장이나 전계통 정전시에 대비한 각 지역별 자체기동발전소와 시송전 선로, 조작방법 및 강행송전 방향 등에 대한 세부사항은 별표 12에 따른다.

6.0 시송전 선로 및 황색차단기 지정기준

- 6.1 시송전 선로는 154kV 선로를 중심으로 지정한다. 다만, 발전소 정격출력과 선로충전용량을 고려하여 345kV 선로도 지정할 수 있으며, 선로의 제1호선을 원칙으로 한다.
- 6.2 발전기 자기여자현상 방지 및 수전단 전압상승 방지를 위한 선로충전용량 최소화를 위해 최단거리의 시송전 선로를 지정한다.
- 6.3 급전지시 및 계통조작을 신속하게 할 수 있도록 황색차단기 및 변전소(특히 무인변전소)를 최소화하여 차단장치 및 변전소를 지정한다.

7.0 계통복구시 조작기준

- 7.1 각 사업자는 통신설비가 정상적인 경우 전력거래소의 급전지시에 따라 계통복구 조작업무를 수행하며, 통신설비가 비정상적(통신두절)인 경우 전력거래소와의 통신수단을 확보토록 노력하고 사전에 계획된 복구절차에 따라 자주적 조작을 실시할 수 있다.
- 7.2 사전에 지정된 황색차단기를 제외한 모든 차단기는 개방한다.
- 7.3 시송전 선로 가압시 발전기 단자전압은 무부하 송전선로 충전시 수전단 전압이 상승하는 페란티(Ferranti) 현상을 방지하기 위해서 정격전압의 약 90%로 유지한다.
- 7.4 자체기동발전소 및 소내운전 가능한 일반발전소의 지역부하공급은 발전기 안정운전에 필요한 최소출력 이하나 최대출력을 초과하지 않고 안정적인 주파수를 유지할 수 있도록 정격 출력의 80% 이하로 유지한다.

8.0 전압조정목표

- 8.1 발전소의 전압조정은 발전기 단자전압을 목표로 한다. 다만, 연계 1차 변전소와 협조를 필요로 할 때에는 송전선측 모선 전압을 목표로 할 수 있고 특별히 지정하는 때에는 발전기 역률 및 발생 무효전력을 목표로 할 수 있다.
- 8.2 변전소의 전압조정은 2차측 모선전압을 목표로 하며, 조상설비 운전은 1차측 모선전압을 목표로 한다.
- 8.3 수급부족, 계통고장등 전력계통의 비정상운전상태에서는 9 에서 정한 기준전압과 다르게 운영할 수 있으나, 이 경우에도 전력계통의 안전성이 유지되도록 하여야 한다.

9.0 기준전압

- 9.1 기준전압은 각 시각에 유지해야할 전압 목표치를 말한다.
- 9.2 발전소의 기준전압은 다음 각호와 같다.
 - 9.2.1 중부하시에는 발전기 정격전압 100%, 경부하시에는 95%로 함을 원칙으로 한다.
 - 9.2.2 변압기의 사용 탭(Tap) 기타 설비상의 이유 또는 연계계통과의 협조상 9.2.1의 기준전압 유지가 상시 곤란할 때에는 중부하시와의 차이를 5%이내에서 정한다.
 - 9.2.3 역률을 목표로 할 때에는 중부하시에는 정격역률 또는 90%이상, 경부하시에는 95-100%의 역률을 기준으로 운전한다.
 - 9.2.4 계통전압이 부분적으로 저하 또는 상승할 때에는 기기의 허용한도 내에서 계통전압을 개선한다.
- 9.3 변전소의 기준전압은 다음 각호와 같다.
 - 9.3.1 345kV 계통의 전압유지 기준은 아래와 같으며 전력계통의 안정성 검토결과에 따라 변경할 수 있다.
기준전압 : 353kV(336~360kV)
 - 9.3.2 2차측 계통의 상황에 따라 중부하시와 경부하시에 차를 두는 것을 원칙으로 하고 부하대별 기준전압은 아래에 따른다.
 - 9.3.2.1 154kV 계통 중부하시 : 160 ±4kV
 - 9.3.2.2 154kV 계통 부하변동시 : 157 ±4kV
 - 9.3.2.3 154kV 계통 경부하시 156 ±4kV
 - 9.3.3 배전용 변전소는 배전선 인출측의 전압을 중부하시는 최대 계통운전 전압

으로 하고 경부하시에는 배전선의 선로 전압 강하를 고려하여 중부하시와 경부하시의 부하비율에 따라 결정한다. 다만, 전압조정장치의 수동 운전시는 아래의 부하대별 기준전압에 따른다.

9.3.3.1 23kV 계통 경부하시 : 22.0kV

9.3.3.2 23kV 계통 중부하시 : 22.9kV

9.3.3.3 23kV 계통 침두부하시 : 23.9kV

9.4 전력거래소는 주파수 저하, 고장 및 기타 계통운영상 필요한 때에는 기준 전압을 임시 변경할 수 있다.

10.0 계통주파수 조정 및 유지범위

10.1 전기사업자는 전력거래소의 급전지시에 따라 전력수요 변동에 따른 발전력 조정을 원활히 수행하여 계통의 주파수를 유지범위 이내로 유지하여야 한다.

10.2 전기사업자와 전력거래소는 계통주파수를 평상시 60 ± 0.2 Hz의 범위 내에서 조정하여야 한다. 다만, 예외적인 상황에서 62Hz까지 오를 수 있고, 57.5Hz까지 떨어질 수 있다.

10.3 전력계통의 주파수 조정을 위한 세부사항은 별표 11에 따른다.

11.0 발전기 주파수 운전 기준

전력거래에 참여하는 모든 발전기는 다음 각호와 같은 주파수 변동 범위에서 운전이 가능하여야 한다.

11.1 60 ± 1.5 Hz 연속 운전

11.2 주파수 강하로 인하여 계통주파수가 58.5 ~ 57.5Hz 범위에서 최소한 20초 이상 운전상태 유지

12.0 계통주파수 조정용량

전력거래소는 계통주파수를 유지범위내로 유지하기 위하여 1에서 정한 주파수 조정 예비력을 확보하여 운영한다.

13.0 조속기 정정

전력거래에 참여하는 발전기의 조속기는 다음과 같이 정정함을 원칙으로 한다. 다만, 원자력 발전기는 그 특성을 고려하여 예외로 할 수 있다.

13.1 조속기 속도 조정을(단, 발전설비 특성에 따라 변동가능)

- 13.1.1 수력 및 내연발전기 : 3.0~4.0%
- 13.1.2 가스터빈 발전기 : 4.0~5.0%
- 13.1.3 기력발전기 : 5.0~6.0%
- 13.2 신규접속 발전기(복합화력발전기의 스팀터빈 제외)의 불감대는 최대 0.06% 이내로 정정함을 원칙으로 한다.

14.0 발전기의 출력변동 허용치

각 발전기의 출력변동 허용치 운영기준은 다음 각호와 같다.

- 14.1 경사변동폭 : 운전중 기력발전기의 연속적인 출력변동 가능치
 - 14.1.1 석탄발전소 : 정격용량의 20% 이상
 - 14.1.2 중유발전소 : 정격용량의 20% 이상
- 14.2 발전기 출력변동을 (단, 발전설비특성에 따라 변동가능)
 - 14.2.1 석탄발전소 : 정격용량의 3.0%MW/분 이상
 - 14.2.2 중유발전소 : 정격용량의 4.5%MW/분 이상
 - 14.2.3 가스터빈 발전소 : 정격용량의 5.0%MW/분 이상

15.0 발전기의 주파수조정량 확보

- 15.1 수력, 화력발전기는 주파수 조정 용량을 확보하기 위하여 입찰공급가능용량의 최저운전가능출력에서 최대 운전 가능출력 범위까지 자동발전제어(AGC) 또는 주파수추종운전을 하여야 한다.
- 15.2 발전원별 주파수조정 출력변동 범위는 다음 각호와 같다.
 - 15.2.1 기력발전기 : 정격용량의 5% 이상
 - 15.2.2 수력, 양수발전기 및 가스터빈 발전기 : 주파수조정이 가능한 최대운전가능 출력

입찰 운영 절차

1.0 목적

규칙 제2.3.1조의 규정에 의거 전력입찰 업무의 공정하고도 효율적인 운영을 위하여 필요한 절차를 정함에 있다.

2.0 적용범위

중앙급전발전기를 보유한 전력거래소 회원과 중앙급전발전기를 보유하지 않고 전력시장에서 전력을 판매하고자 하는 회원(이하 “발전회원”)들의 입찰행위 및 전력거래소의 입찰운영에 적용한다.

3.0 책임

3.1 시장운영을 담당하는 부서장은 본 별표에 따라 입찰행위가 공정하고 효율적이며 안정적으로 수행될 수 있도록 입찰운영을 하여야 한다.

3.2 시장시스템을 운영하는 부서장은 입찰시스템을 구비하고 이를 안정적으로 운영하여야 한다.

3.3 발전회원은 모든 입찰행위에 대하여 책임이 있으며, 본 별표에서 정한대로 올바른 입찰 행위를 통하여 효율적이고 안정적인 전력시장 운영이 이루어지도록 하여야 한다.

3.4 발전회원은 원활한 입찰 진행을 위하여 필요한 전력거래소의 조치에 최대한 협조하여야 한다.

4.0 참고자료

본 별표에 적용되는 지침, 기준, 편람 등은 다음과 같다.

4.1 별표 10 연료계약발전기운영절차

4.2 입찰시스템 운영메뉴얼

5.0 용어의 정의

본 별표에서 사용하는 용어의 정의는 다음과 같다.

5.1 계통운영담당자

전력계통의 원활한 운영 및 전기의 공급과 수요를 일치시키는 일련의 업

무를 행하는 직원을 말한다.

5.2 입찰운영담당자

전력거래의 입찰운영을 담당하는 직원을 말한다.

5.3 입찰시스템운영담당자

전력거래를 위한 입찰시스템의 운영을 담당하는 직원을 말한다.

5.4 수요예측담당자

수요예측시스템을 사용하여 가격결정발전계획 및 운영발전계획 수립을 위한 수요예측을 담당하는 직원을 말한다.

5.5 가격결정발전계획담당자

가격결정발전계획의 수립을 담당하는 직원을 말한다.

5.6 계통한계가격결정담당자

계통한계가격 결정을 담당하는 직원을 말한다.

5.7 운영발전계획담당자

전력계통의 각종 제약조건을 고려한 운영발전계획의 수립을 담당하는 직원을 말한다.

5.8 발전기 식별번호(GEN CODE)

5.8.1 전력거래를 위하여 전력거래소에 등록된 발전기에 부여한 식별번호로 원별분류번호와 발전기 고유번호의 조합으로 4자리 숫자로 표시한다.

식별번호 부여 형식 : 0000

· 처음 1자리 : 원별번호

1 : 수력,양수, 2 : 복합, 3 : LNG, 4 : 석유, 5 : 국내탄,

6 : 석탄, 7 : 원자력, 8 : 제주도, 9 : PPA계약자

· 다음 3자리 : 발전기 고유번호

5.9 비용평가위원회

변동비반영발전시장 운영을 위해서 사용할 발전회원 소유인 발전기의 비용자료 및 발전기 특성자료를 주기적으로 사전에 평가하고 결정하기 위하여 구성된 위원회를 말한다.

5.10 중앙급전발전기 식별번호

중앙급전발전기의 구성과 식별번호는 전력거래소에서 별도로 정하는 바에 따른다.

6.0 입찰절차

6.1 입찰의 종류

입찰의 종류에는 발전입찰, 양수계획입찰, 변경입찰이 있다.

6.2 입찰순서

6.2.1 발전회원은 전력거래 위한 입찰서를 거래일 전일 오전 10시(이하 “마감 시간”이라 한다)까지 전력거래소에 제출하여야 한다.

6.2.2 발전회원의 입찰순서

6.2.2.1 개인용 PC의 “전력거래 접속 프로그램” 실행한다.(그림 1)

6.2.2.2 로그인 화면에 부여된 인증ID, 비밀번호, 접속 전화번호를 입력한다.(그림 2)

6.2.2.3 개인용 PC의 모뎀이 전력거래입찰시스템으로 Dial-up하여 인증ID 체크후 확인되면 접속된 전화를 끊고, 다시 전력거래시스템에서 회원의 전화번호로 Dial-up하여 재접속한다.(그림 3)

6.2.2.4 접속이 되면 “전력거래입찰시스템에 접속되었습니다.” 메시지가 표시되고 “전력거래입찰시스템” 초기 화면이 나온다.(그림 4)

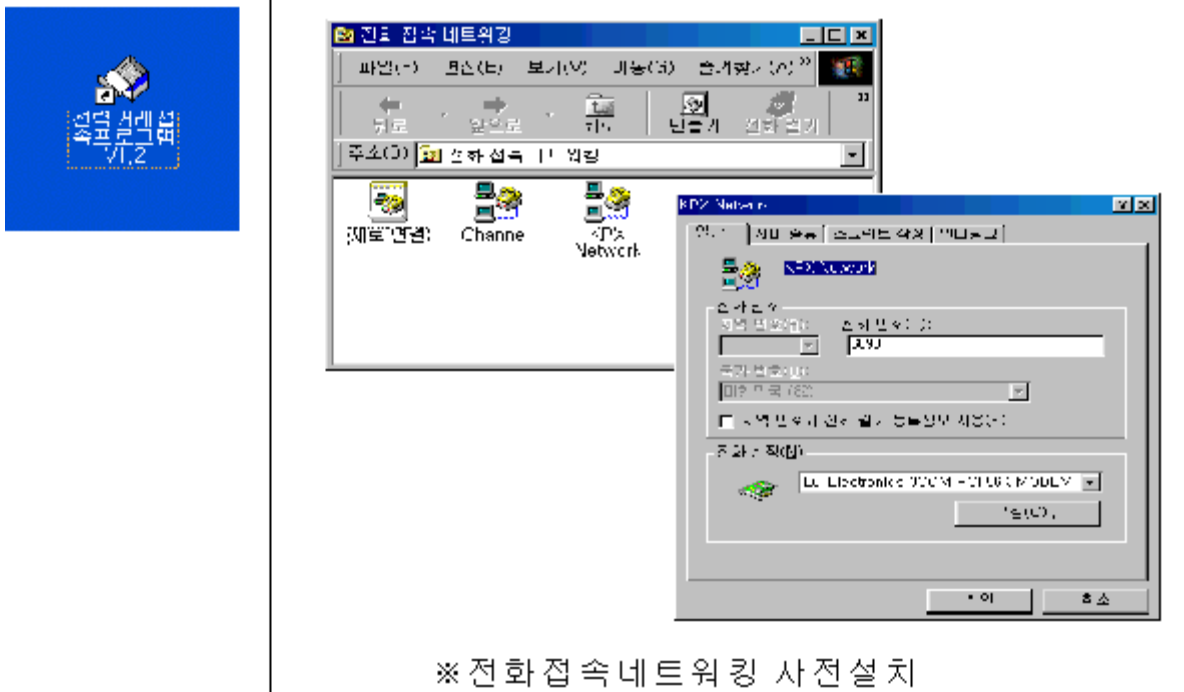


그림 1 [전력거래 접속 프로그램 실행]

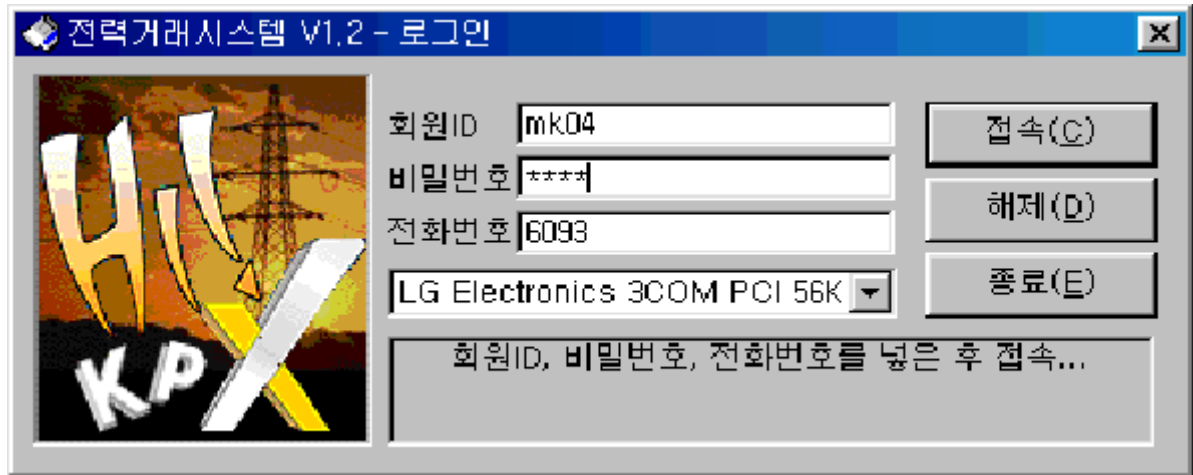


그림 2 [로그인 화면]

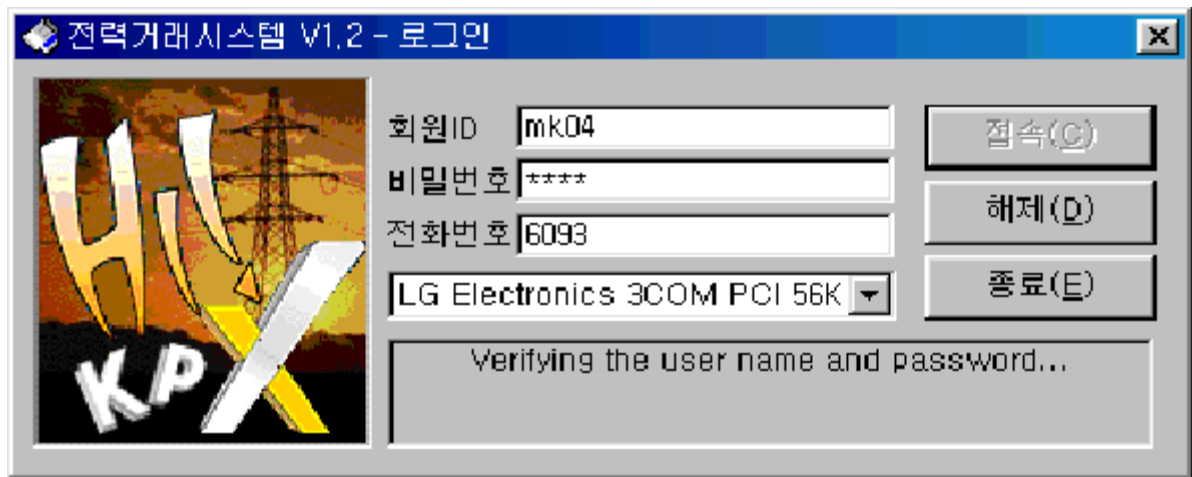


그림 3 [인증확인]

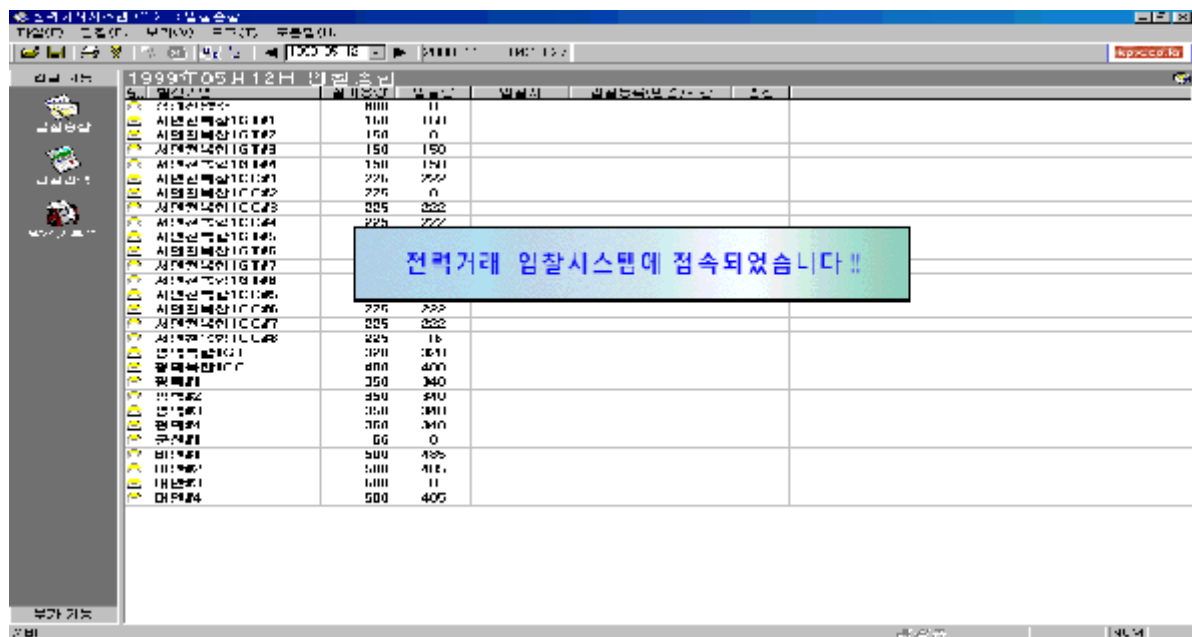


그림 4 [전력거래시스템 접속]

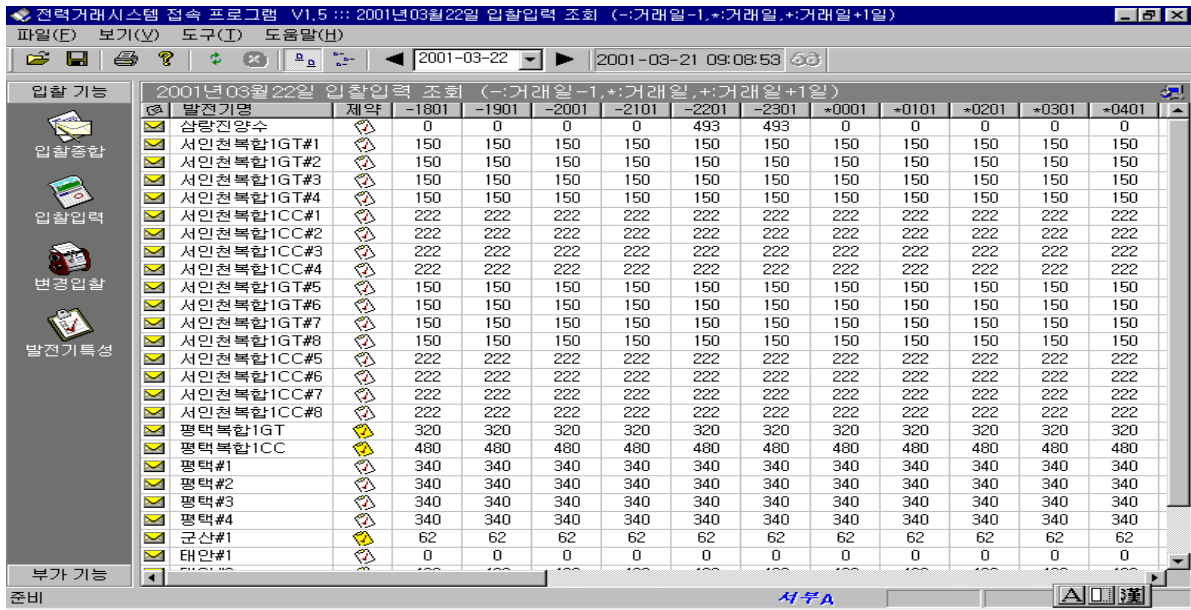
6.2.2.5 입찰입력(그림 5)

좌측메뉴의 “입찰입력” 을 클릭후 해당 발전기의 시간대별 공급가능용량을 MWh단위로 입력한다.

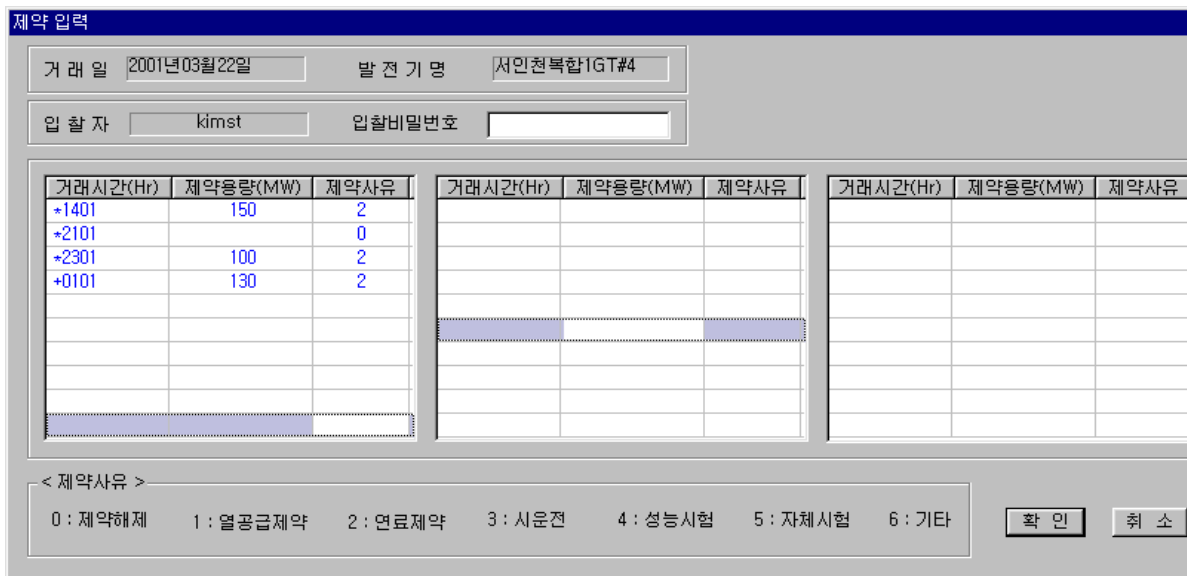
6.2.2.6 제약사항 입력(그림 6)

6.2.2.6.1 “입찰입력” 화면에서 해당 발전기의 “제약” 아이콘을 클릭한 후 해당 사항을 입력한다.

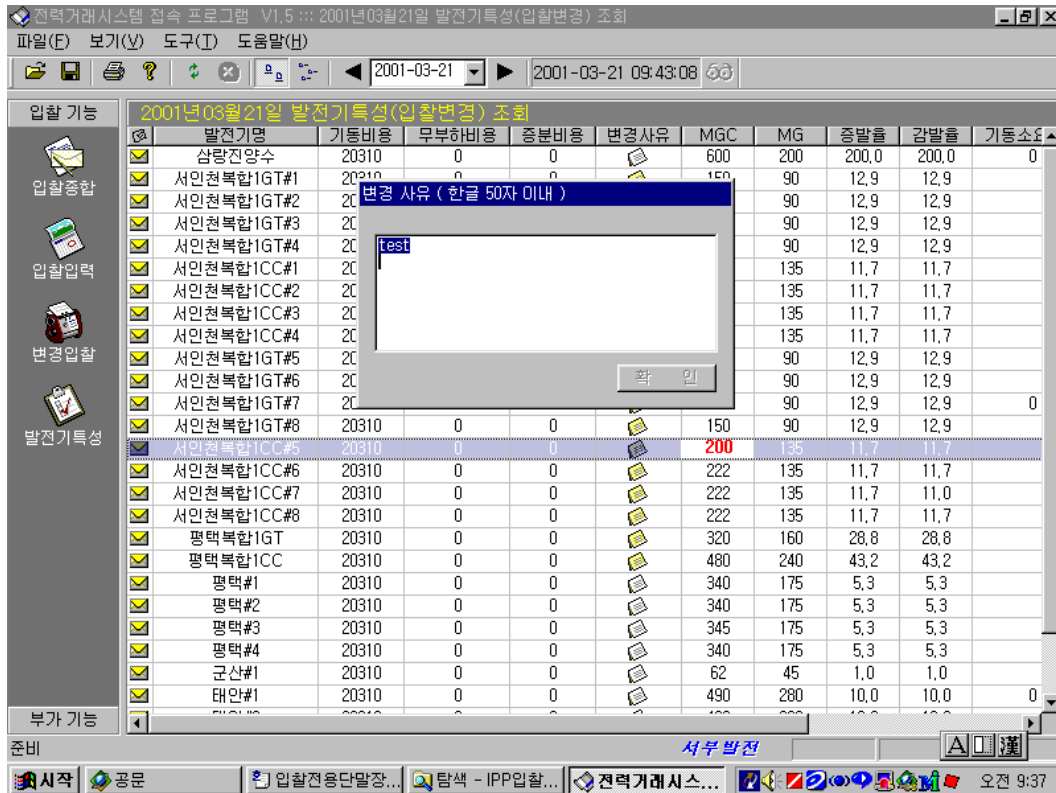
6.2.2.6.2 제약사항 입력시 제약이 해제되는 시간에는 제약사유에 제약해제 번호인 “0”을 반드시 입력하여야 한다.



[그림 5] 입찰입력



[그림 6] 제약사항 입력



[그림 7] 발전기 특성자료 입력

6.2.2.7 발전기 특성자료 입력(그림 7)

6.2.2.7.1 좌측메뉴의 “발전기특성”을 클릭하면 발전기 특성자료는 비용평가위원회에서 결정한 자료를 표시한 것이므로 수정사항이 없으면 클릭하여 전송한다.

6.2.2.8.2 좌측메뉴의 “발전기특성”을 클릭하여 수정 발전기 특성자료 및 변경사유를 입력한 후 전송한다.

6.2.2.8 입찰 마감시간 이후 변경입찰 입력(그림 8)

“변경입찰” 아이콘을 클릭한 후 해당 발전기명을 선택하여 변경사항을 입력한 후 전송한다.

6.2.3 입찰시스템 고장으로 입찰홈페이지를 이용할 수 없는 경우에는 입찰시스템운영담당자에게 이 사실을 통보한 후 회원사 대표의 서명이 기입된 입찰서(서식 : 별지 제31, 32, 33호 서식)를 모사전송 방식을 통해 마감시간 이전에 전력거래소 시장운영 담당부서로 제출한다.

6.2.4 전력거래소 입찰홈페이지와 모사전송 방식을 모두 이용할 수 없게된 경우에는 전화등을 사용하여 입찰하여야 하며, 사후 분쟁발생을 방지하기 위하여 녹음등의 기록을 남기어야 한다.

변경입찰 입력

입찰일자	2001년03월21일	입찰자	kimst		
발전회사	한국서부발전(주)	발전기명	서인천복합TCC#5	코드번호	2061
갱신	0				
입찰비밀번호	*****				

☒	시간(Hr)	발전량(MW)	☒	시간(Hr)	발전량(MW)	☒	시간(Hr)	발전량(MW)
	-1801	222						

Print 취소

[그림 8] 변경입찰

6.2.5 입찰시스템운영담당자는 각 회원이 제출한 입찰서를 가격결정발전계획 수립에 반영될 수 있도록 전력거래시스템의 근거리통신망을 통하여 입찰운영담당자 또는 가격결정발전계획시스템에 전송하여야 한다. 다만, 모사전송 방식에 의하여 수신된 입찰자료는 입찰내용의 변환없이 입찰운영담당자에게 전달하여야 하며, 자료연계에 의한 시스템간의 데이터 전달시에는 입찰시스템의 log file 확인화면을 통해 데이터의 정상적인 전달 여부를 확인하고 기록한다.

6.3 입찰방법

6.3.1 발전입찰

6.3.1.1 입찰은 거래전일 거래시간 19시부터 거래 다음날 거래시간 4시까지 총34시간에 대하여 한다.

6.3.1.2 입찰시 시간대별 공급가능용량(MWh)은 전력거래가 가능한 송전단을 기준으로 하며 발전기의 출력 증·감발을 고려하여야 한다. 즉, 거래기간 중의 공급가능용량은 해당시간의 1시간이전 공급가능용량에서 출력증가량(출력감소량)을 더한(뺀) 공급가능용량을 초과(미달)할 수 없다.

6.3.1.3 두 가지 이상의 연료를 사용하는 발전기는 발전계획신고기간의 발전기 운전형태를 한 가지 연료만을 사용하는 것으로 하며, 두 가지 연료를 사용하여서는 아니 된다. 또한 사용연료를 변경할 때에는 제약사유란에 2차연료사용 또는 1차연료변경 사실을 명기하여야 한다. 특히, 1차연료변경의 경우에는 변경내용을 실근무일 기준 3일전까지 전력거래소에 서면통지하여야 하며, 일일 입찰시 이를 입력하여야 한다.<개정 2003.11.11>

6.3.1.4 계획예방정비 및 간이정비 후 동 발전기를 시험할 목적으로 입찰시 제약운전을 필요로 할 경우에는 시험계획에 따른 공급가능용량을 제약발전량

과 동일하게 입찰하여야 하고 제약사유란에 성능시험, 시운전 등 해당 사유를 명기하여야 한다.

6.3.1.5 발전회원의 사유가 아닌 불가항력적인 사유로 인하여 입찰 마감시간 이내에 정상적인 입찰이 이루어지지 못할 경우에는 입찰운영담당자 및 입찰시스템운영담당자에게 별도의 방법으로 통지할 수 있다.

6.3.2 복합화력발전기

6.3.2.1 복합화력발전기는 기상청 예보온도를 기준으로 하루를 다음과 같이 4개의 구간으로 나누어 입찰한다. (거래시간기준)

최저온도적용 : 01시~08시

평균온도적용 : 09시~11시

최고온도적용 : 12시~18시

평균온도적용 : 19시~24시

(평균온도는 최저/최고온도의 중간)

6.3.2.2 복합화력발전기의 최소발전용량은 운전형태별 총용량의 30%이상이어야 한다.

6.3.3 양수계획입찰

6.3.3.1 전력시장에서 전력의 거래를 원하는 회원 중 양수발전기를 소유하고 있는 회원은 발전계획신고기간내의 각 거래시간을 기준으로 양수발전기의 양수계획서(모사전송 입찰시는 별지제32호서식)를 마감시간까지 전력거래소에 제출하여야 한다.

6.3.3.2 양수발전기를 보유한 회원이 양수계획을 변경하고자 하는 경우에는 거래일 전일 16시까지 전력거래소에 제출하여야 하며, 16시 이후에는 설비의 중대고장이 발생하거나 시운전 양수발전기의 경우를 제외하고는 양수계획을 변경할 수 없다.<개정 2005.10.10>

6.3.3.3 양수발전기의 양수계획시 제약운전을 필요로 하는 경우에는 예상수요 범위내에서 제약운전 예상수요와 제약사유를 기재하여 전력거래소에 제출하여야 한다.

6.3.3.4 양수발전기의 양수계획서 제출시 양수계획시간대의 당해 발전기의 공급가능용량은 "0"으로 한다.

6.3.4 시운전전력 입찰

6.3.4.1 시운전발전기는 입찰서 제출시 공급가능용량과 제약운전으로 인한 공급가능용량을 기재하고 제약사유에 시운전이라는 것을 표시하여야 한다. 다만, 시운전발전기가 규칙 제10.5조제9항에 해당될 경우 해당발전기는 시운전제약을 해제하여야 한다.[신설 2003.9.18]

6.3.4.2 시운전발전기의 기술적 특성자료는 비용평가위원회의 심사·결정 전까지 설계자료를 적용하며, 발전회원은 최초 시운전전력 입찰 7일전까지 서면

으로 기술적 특성 설계자료를 제출하여야 한다.

6.3.4.3 시운전발전기를 보유한 회원은 월간 시운전발전계획을 별지제34호서식에 의하여 거래월의 전월 20일까지 서면으로 전력거래소에 제출하여야 한다.

6.3.4.4 시운전발전기를 보유한 회원은 주간 시운전발전계획을 별지제35호서식에 의하여 거래주의 전주 목요일 16시까지 서면으로 전력거래소에 제출하여야 한다.

6.3.5 비중양급발전기 입찰<삭제 2005.10.10>

6.3.6 변경 입찰

6.3.6.1 변경입찰은 전력거래소에서 별도로 승인하지 않는 한 전력거래입찰시스템을 우선 이용하여야 한다.

6.3.6.2 마감시간이후 입찰자료의 변경

발전회원은 마감시간이 지난 경우에도 발전기의 공급가능용량 및 기술적 특성을 변경하여 해당 거래시간 이전에 전력거래입찰시스템의 입찰홈페이지를 이용하여 제출할 수 있으며, 전력거래시스템의 고장등으로 이용 불가시에는 회원사 대표자의 서명이 기입된 변경된 입찰자료(별지제33호서식)를 모사전송 방법으로 전력거래소에 제출하고, 모사전송 방법도 이용 불가시에는 전화를 이용할 수 있다. 다만, 예측할 수 없는 발전기의 고장 등 부득이한 사유가 있는 경우에는 사유가 발생한 때로부터 2시간 이내에 변경된 입찰서를 제출하여야 한다.

6.3.6.3 발전기 기술적 특성의 변경

발전기 기술적 특성자료는 분기별 전력거래소에 제출하여 비용평가위원회의 승인을 받아야 하며, 특별한 사유가 없는 한 제출된 자료의 변경은 불가하고, 입찰자료 변경시 그 사유를 간략하게 기술하고 전력거래소의 요구가 있는 때에는 요구가 있는 날로부터 7일 이내에 기술적 특성변경에 관한 증빙서류를 제출하여야 한다.

6.3.6.4 전력거래소는 거래일 전일 16시까지 입찰한 자료를 반영하여 운영발전계획을 수립할 수 있다.

6.3.6.5 발전회원이 변경입찰을 해야 하는 경우를 예시하면 아래와 같다.

6.3.6.5.1 발전기 특성변경

보일러, 터빈 또는 발전소 보조기기 고장 등의 사유로 발전기의 기술적인 특성(출력 증/감발율, 최대/최소 발전용량 등)이 변경되었을 경우.

6.3.6.5.2 발전기 시험 등의 사정으로 발전기 출력을 증발 또는 감발할 경우.

6.3.6.6 입찰시스템운영담당자는 6.3.6에 의하여 변경된 입찰자료를 제출받는 즉시 중양급전사령실의 계통운영담당자와 운영발전계획담당자에게 전력거래시스템의 근거리통신망 또는 기타의 방법으로 전송하여야 한다.

6.3.6.7 입찰시스템운영담당자는 6.3.6에 의하여 변경된 입찰자료 사본을 가격결정 발전계획담당자에게 전달하여 다음 거래일에 입찰자료를 제출받지 아니한 경우에도 발전기의 공급가능용량이 적용될 수 있도록 하여야 한다.

7.0 입찰서의 내용

7.1 발전입찰서가 유효한 거래일 날짜

발전계획신고기간중 전력시장에서 전력이 거래되는 거래시간이 01시에서 시작하여 거래시간 24시에 종료하는 기간의 1일을 말한다.

7.2 발전회사

전력거래를 위하여 전력거래소에 등록된 회사를 말한다.

7.3 발전기명

전력거래를 위하여 전력거래소에 등록된 발전기명을 말한다.

7.4 식별번호

본 별표 5.7조 참조

7.5 기동 소요시간(단위 : 분)

발전기별 열간(HOT)기동 운전실적을 기준으로 한 기동 소요시간을 말한다.

7.6 최대 발전용량(단위 : MW)<개정 2002.9.11>

7.6.1 복합화력발전기의 경우 분기별 대표온도(-10, 2, 12℃)로 해당 자료를 제출한다.

7.6.2 복합화력발전기의 계절별 대표온도 설정은 아래와 같다.

구 분	1/4	2/4	3/4	4/4
적 용 월	1, 2, 3	4, 5, 6	7, 8, 9	10, 11, 12
대표온도	-10℃	2℃	12℃	-10℃

7.7 최소 발전용량(단위 : MW)

복합화력발전기의 최소발전용량은 운전형태별(GT 또는 CC) 총 용량의 30%이상이어야 한다.

7.8 최소 정지시간(단위 : Hr)

발전기가 계통병해이후 병입될 수 있기까지의 최소시간 간격으로서, 이 시간 내에는 계통에 병입될 수 없는 것을 말한다.

7.9 공급가능용량(단위 : MWh)

중앙급전발전기를 보유한 회원이 입찰을 통해 거래시간별로 출력증·감발율을 고려한 공급가능한 용량을 말한다.

7.10 제약운전

7.10.1 열공급, 연료제약, 성능시험, 시운전 등 발전기가 제약운전을 필요로 하는 상황을 말하며, 제약운전으로 공급가능한 용량과 제약사유를 기재한다.

7.10.2 제약운전으로 입찰한 용량은 공급가능용량을 초과하지 못한다.

8.0 입찰시 유의사항

8.1 입력 자리수

8.1.1 최대발전용량, 최소발전용량, 공급가능용량, 제약운전 공급가능용량, 재선 연공급가능용량, 양수 예상수요는 정수(소수점 이하 첫째자리에서 반올림한다)로 입찰하여야 한다.

8.1.2 증발열, 감발열은 소수점 이하 1자리까지 입찰하여야 한다.

8.2 입찰의 무효

입찰서에 기재된 입찰내용 중 전부 또는 일부가 누락이 된 경우에는 입찰하지 않은 것으로 처리한다.

8.3 입찰자료를 제출받지 아니한 경우의 처리절차

발전기에 대한 입찰자료를 제출받지 아니한 경우에는 그 발전기에 대한 입찰은 다음의 방식에 의하여 이루어진 것으로 처리한다.

8.3.1 발전기의 발전가능용량은 가장 최근에 제출한 전일의 유효한 입찰자료 또는 변경된 입찰자료에서 거래일의 발전계획신고기간과 중첩되는 거래기간의 자료를 해당 거래시간에 적용하며, 중첩되는 거래시간 이후에는 가장 마지막 거래기간의 입찰값을 반복하여 적용한다.

8.3.2 입찰시스템운영담당자는 입찰자료를 제출받지 아니한 발전기에 대하여 발전계획신고기간과 중첩되는 거래기간의 유효한 자료와 중첩되는 거래시간 이후에는 가장 마지막 거래기간의 입찰값을 거래일 입찰자료 전송시에 가격결정발전계획담당자 또는 가격결정발전계획시스템에 전달하여야 한다.

8.3.3 발전기의 기술적 특성은 거래일 이전 가장 최근에 비용평가위원회에서 심사하여 결정된 자료의 값을 적용한다.

8.4 동일한 발전기에 대하여 2 이상의 입찰서가 제출되는 경우에는 마감시간 이전에 제출된 입찰서중 마감시간으로부터 가장 가까운 시기에 제출된 입찰서가 가격결정발전계획 수립에 이용될 수 있도록 입찰운영담당자나 가격결정발전계획시스템에 전달되어야 한다.

8.5 동일한 시간에 제출된 입찰서가 모사전송 방식에 의해 접수된 입찰내용과 입찰 홈페이지에 입력된 입찰내용이 상이할 경우에는 입찰 홈페이지에 의해 입력된 내용을 우선 적용한다.

- 8.6 열공급계약, 연료계약으로 입찰한 발전기는 전력거래소가 요구시 요구일로부터 7일 이내에 계약운전증빙서류를 서면으로 전력거래소에 제출하여야 하며, 기타 계약운전은 입찰일로부터 5일 이내에 계약운전증빙서류를 서면으로 전력거래소로 제출하여야 한다.
- 8.7 입찰자료의 검토
 - 8.7.1 전력거래소 입찰운영담당자는 입찰자료의 적정성에 대하여 검토하여야 하며, 부적정한 입찰자료는 적정한 자료로 조정하여 가격결정발전계획, 운영발전계획 및 정산에 사용토록 조치하여야 한다. 다만, 마감시간이후 입찰변경에 대한 적정성 검토는 계통운영담당자가 한다.
 - 8.7.2 입찰운영담당자는 입찰자료 조정전에 해당 회원사에 입찰이 잘못되었음을 우선으로 통보하여야 하며, 이 경우 입찰자는 조정된 내용으로 변경입찰하여야 한다.
 - 8.7.3 발전기 기술적 특성자료의 적정성 검토
 - 8.7.3.1 비용평가위원회에서 결정한 발전기 기술적 특성자료와 입찰자료가 일치하는지 검토
 - 8.7.3.2 검토 대상 자료
기동소요시간, 최대발전용량, 최소발전용량, 증발율, 감발율, 최소운전시간, 최소정지시간
 - 8.7.4 공급가능용량이 최대발전용량과 최소발전용량 범위내에 있는지 여부와 증/감발율을 위반하지 않았나 확인
 - 8.7.4.1 공급가능용량이 최대발전용량을 초과하였을 때 공급가능용량은 최대발전용량으로 수정한다.
 - 8.7.4.2 출력 증(감)발율 위반은 공급가능용량에서 해당시간 1시간이전 공급가능용량을 뺀 값의 절대값이 증(감)발율에 60을 곱한 값보다 큰지의 여부로 확인한다.
 - 8.7.5 발전기 기술적 특성자료 변경시 사유서 제출확인
 - 8.7.6 미자격 발전기의 입찰참여 확인
계획예방정지, 고장정지 등 발전회원의 사유로 정지중인 발전기가 입찰에 참여하였는가 확인
 - 8.7.7 입찰자료가 RSC에 정확하게 전달되었나 확인
 - 8.7.7.1 bidayyyymmdd.dat(가용능력 파일명), bidgyyyymmdd.dat(매개변수 파일명), bidryyyymmdd.dat (재가용능력 파일명)가 RSC에 정확하게 전달되었나 확인한다.
 - 8.7.7.2 상기 파일 중 bidayyyymmdd.dat(가용능력 파일명), bidgyyyymmdd.dat

(매개변수 파일명) 파일은 반드시 있어야 하며 해당파일이 하나도 없을 경우에는 시스템운영담당자에게 확인하여야 한다.

9.0 입찰 공급가능용량과 발전기 기술적 특성의 허위신고

9.1 발전회원은 공급가능용량이나 기술적 특성을 허위로 작성하여 입찰하여서는 아니된다.

9.2 발전계획에 있어서 문제가 되는 사항은 입찰일전 가장 최근에 비용평가위원회에서 결정한 자료를 따른다.

10.0 입찰자료의 보존, 활용, 폐기

10.1 기록관리

전력거래소는 본 별표 6.0의 규정에 의하여 각 발전회원이 입찰한 내용 및 시각을 기록하여 관리하여야 한다.

10.2 입찰시스템의 운영 및 점검

입찰시스템의 운영 및 점검은 입찰시스템 운영메뉴얼에 따른다.

10.3 전력거래소는 회원들의 입찰자료를 10년 동안 보존, 활용 후 폐기하여야 하며, 매년 1회 이상 보존기간의 적정여부를 검토하고 정세의 변화로 보존기간을 연장하거나 또는 단축하여야 할 필요가 있는 경우에는 보존기간의 변경절차를 취하여야 한다.

10.4 시스템관리부서는 입찰자료를 보존·관리함에 있어 멸실, 분실, 도난, 유출, 변조 또는 훼손되지 아니하도록 필요한 안전장치를 하여야 한다.

11.0 부칙

11.1 본 별표는 산업자원부가 규칙을 승인하여 전력거래 입찰이 실시되는 날의 0시부터 적용한다.

11.2 휴일 예약입찰

11.2.1 6.2.1규정에도 불구하고 전력거래 입찰에 대하여 별도의 합의가 있을 때까지 거래일이 휴일인 경우에는 예약입찰을 시행한다.

11.2.1.1 휴일이 1일인 경우에는 거래일 이전 최종근무일의 마감시간 이전에 거래일과 거래일 다음날에 대하여 예약입찰을 시행하여야 한다.

11.2.1.2 휴일이 2일인 경우에는 거래일 이전 최종근무일의 마감시간 이전에 거래일과 거래일 다음날 2일분에 대하여 예약입찰을 시행하여야 한다.

11.2.1.3 휴일이 3일 이상인 경우에는 휴일시작 2일전 최종근무일의 마감시간 이전에 휴일시작 1일전 거래일과 휴일 2일분에 대하여 예약입찰을 시행하여야

하며, 휴일시작 1일전에 전일에 입찰한 휴일날을 제외한 나머지 휴일분과 마지막 휴일 다음날에 대하여 예약입찰을 시행하여야 한다.

11.2.1.4 양수발전기의 양수계획 변경입찰은 본 별표 6.3.3.2의 규정에도 불구하고 거래일이 1일 추가될 때마다 변경입찰시간을 16시까지에서 1시간씩 연장할 수 있다.

11.2.2 본 별표 11.2.1의 규정에 의한 휴일이라 함은 “관공서의공휴일에관한규정”에서 규정한 공휴일, 토요일, 근로자의 날(5월 1일), 거래소 창립기념일, 거래소 노조창립기념일을 말한다.<개정 2004.7.9>

11.3 마감시간이후 변경입찰 유예<삭제 2005.10.10>

전력수요 예측 절차

1.0 목 적

규칙 제2.3.6조의 규정에 의거 전력수요 예측방법 및 절차를 정하여 효율적인 전력수요 예측업무 수행에 이바지함을 목적으로 한다.

2.0 적용범위

본 별표는 가격결정발전계획, 운영발전계획 수립을 위한 전력계통 수요예측 업무에 적용한다.

3.0 책 임

3.1 전력거래소 주관부서장은 본 별표에 따라 전력계통 수요예측을 공정하고 투명하게 수행될 수 있도록 관리한다.

3.2 전력거래소 전력수요예측담당자는 정확하고 공정한 수요예측이 되도록 최대한 노력해야 한다.

4.0 참고자료

4.1 단기수요예측시스템(LOFY2000) 사용자설명서

4.2 별표4 입찰운영절차

5.0 용어의 정의

5.1 일·주간 전력수요예측시스템(LOFY2000)

2001년 기초전력공학 공동연구소에서 개발한 단기수요예측 프로그램(LOFY2000)으로 일·주간의 수요를 예측하는 시스템을 말한다.

5.2 전력수요

육지 및 제주계통을 포함하여 연계된 전력계통의 전체수요를 말한다.

5.2.1 발전단 전력수요

발전기 출력단자에서 측정된 전력수요 합계를 말한다.

5.2.2 송전단 전력수요

발전기 주변압기 고압측과 송전설비와의 계량점에서 계량한 전력수요 합계를 말한다.

- 5.3 최대전력
전력수요중 1시간평균 최대값으로 기간에 따라 연간, 월간, 주간, 일간 최대전력으로 구분한다.
- 5.4 평균전력
전력수요중 일정기간의 평균값을 평균전력으로 표시하며, 기간에 따라 연간, 월간, 주간, 일간 평균전력으로 구분한다.
- 5.5 평상일
법정공휴일 및 임시공휴일을 제외한 모든 날을 말한다.
- 5.6 특수일
법정 공휴일 및 임시공휴일을 말한다.
- 5.7 특수경부하기간
신정, 설 또는 추석 전, 후 7일간과 하계휴가집중기간을 말한다. 단. 연휴 시작일 전일과 연휴 마지막 다음날이 토요일 또는 휴일인 경우 그 기간을 포함하여 특수경부하기간으로 본다.
- 5.8 상대계수
일정기간 단위의 시간별 전력수요 실적에서 최대치를 “1”로 하여 각 실적별 최대치에 대한 계수를 나타내며, 기간에 따라 월, 주, 일, 시간 상대계수로 구분한다.
- 5.9 평활화법(종합분석법)
수요예측시스템(LOFY2000)에서 적용하는 전력수요를 예측하는 기법의 하나로서 과거 실적치와 최근 예측치를 이용하는 단순 지수평활예측방법을 말한다.
(예측일과 패턴이 같은 과거 3~5개의 수요를 선택하여 24시간 수요를 평활화하여 예측일 최근일에 보정계수 0.75를, 나머지일에 0.25를 적용하여 예측)
- 5.10 전문가법(지식기반)
수요예측시스템(LOFY2000)에서 적용하는 전력수요를 예측하는 기법의 하나로서 예측담당자의 Know-How를 기반으로 예측하는 방법을 말한다.
- 5.11 경향분석법(증감분석법)
수요예측시스템(LOFY2000)에서 적용하는 전력수요를 예측하는 기법의 하나로서 과거실적(MW증감량, %증감율)을 기반으로 예측하는 방법을 말한다.
- 5.12 중회귀법(기상분석법)

수요예측시스템(LOFY2000)에서 적용하는 전력수요를 예측하는 기법의 하나로써 전국 평균기상(온도, 조도)과 최대수요와의 상관관계를 나타내는 중회귀 모형을 이용하여 예측하는 방법을 말한다.

(평활화법에 5대도시의 기상 가중계수를 적용하여 예측)

5.13 주관부서

가격결정발전계획 및 운영발전계획 수립용 일·주간 전력수요 예측업무를 주관하는 전력거래소 중앙급전사령실을 말한다.

6.0 적용지침

해당 없음.

7.0 절 차

7.1 일간 전력수요예측 절차

7.1.1 수요예측기준

7.1.1.1 전력수요예측은 수요예측시스템(LOFY2000)을 이용하고, 수요예측담당자는 지수평활화법, 중회귀법, 경향분석법 등에 대해서 선택 적용하며, 운영발전계획용 수요예측은 기상, 사회적 요인 등을 고려하여 보정할 수 있다.

7.1.1.2 전력수요예측은 발전기의 송전단기준으로 한다. 단, 가격결정발전계획용 전력수요예측은 송전단기준 예측이 가능할 때까지는 발전단기준 예측결과에 대하여 5%를 감하여 사용한다.

7.1.1.3 전력수요예측은 거래일의 24시간대와 거래전일 6시간대(19~24시), 거래다음날 4시간대(01~04시) 등 총 34시간에 대하여 시간대별로 예측한다.

7.1.1.4 제주도를 제외한 도서지역(육지 전력계통과 연계가 되지 않은 단독계통)의 전력수요는 고려하지 않는다.

7.1.2 자료입력

7.1.2.1 수요예측담당자는 LOFY2000을 기동하여 자료관리 데이터베이스(DB)에 아래의 자료를 입력한다.

1. 전일 시간대별 발전전력량(수요실적)
2. 전국 5대도시(서울, 대전, 대구, 부산, 광주) 최대/최저 기온

7.1.2.2 일간수요예측시 적용하는 과거 실적 데이터는 LOFY2000의 데이터베이스(DB) 자료를 사용하되 과거의 실적자료에서 양수전력을 제외한 실적을 사용한다.

7.1.3 일간수요예측

7.1.3.1 수요예측담당자는 LOFY2000의 일간수요예측 기능과 수요예측 기법을 적

용하여 34시간 수요를 예측한다.

7.1.3.2 평상일의 수요예측은 최근 3개의 실적을 활용하여 수요예측 프로그램으로 예측한다.

7.1.3.3 특수일의 수요예측은 예년 해당일 실적치의 평일대비 수요 저감율 및 수요경향을 분석한 후 전년대비 부하증가율과 최근 휴일의 평일대비 수요 저감율을 반영하여 예측한다.

7.1.3.4 특수경부하기간의 수요예측은 예년 같은 기간 실적치의 일자별 평일대비 수요 저감율 및 수요경향을 분석하여 전년대비 수요 증가율과 최근 휴일의 평일대비 수요 저감율을 반영하여 예측한다.

7.1.4 수요예측 결과 검토 및 통지

7.1.4.1 수요예측담당자는 가격결정발전계획 담당자에게 확정된 거래일의 34시간 대 수요예측 자료를 통지한다.

7.1.4.3 수요예측담당자는 해당 거래일의 시간대별 수요예측 자료를 회원에게 거래일 전일 15시까지 통지한다.

7.2 주간 전력수요예측 절차

7.2.1 주간 수요예측기준과 자료입력은 일간 전력수요예측 절차(7.1.1), (7.1.2)에 의하고 LOFY2000을 이용하여 1주간의 일별 최대수요를 예측한다.

7.2.2 주간수요예측

7.2.2.1 주간 수요예측담당자는 LOFY2000의 주간수요예측 기능과 수요예측 기법을 적용하여 1주간의 일별 최대수요를 예측한다.

7.2.2.2 주간 수요예측은 최근 수요실적을 분석한 후 유사한 주간수요 2~5개 정도의 수요경향을 반영하여 예측한다.

7.2.2.3 특수경부하기간의 수요예측은 예년 해당기간 실적치의 평일대비 수요 저감율 및 수요경향을 분석한 후 전년대비 부하증가율과 최근 휴일의 평일대비 수요저감율을 반영하여 예측한다.

7.2.3 수요예측 결과 검토 및 자료활용

7.2.3.1 수요예측담당자는 수요예측 결과에 대하여 월간 수요예측치와 비교 검토 후 확정한다.

7.2.3.2 주간 수요예측 자료는 주간 전력수급전망 자료로 활용한다.

7.2.3.3 예측결과에 대한 자료공개 범위와 방법은 제8.3.2조의 규정에 따른다.

7.3 부칙

회원간의 별도 합의가 있을 때까지 거래일 전일이 휴일인 경우 휴일 전일에 일간 전력수요를 예측하여야 한다. 만약 휴일 전일도 휴일(연휴)인 경우는 휴일이 처음 시작하는 날의 1일전에 일간 전력수요를 예측한다.

가격결정발전계획 수립 절차

1.0 목적

규칙 제2.4.1조제2항의 규정에 의거 공정하고 투명한 가격결정발전계획을 수립하는데 있다.

2.0 적용범위

2.1 가격결정발전계획 수립

3.0 책임

3.1 전력거래소이사장

본 별표에 의해 가격결정발전계획 수립이 공정하고 투명하게 수행될 수 있도록 관리한다.

3.2 가격결정발전계획담당자

가격결정발전계획을 절차에 따라 공정하게 수립한다.

3.3 회원

가격결정발전계획 수립이 효율적으로 수행할 수 있도록 전력거래소의 자료요청에 최대한 협조하여야 한다.

4.0 참고자료

4.1 발전계획시스템(RSC) 사용설명서

4.2 RSC 입출력 프로그램 사용설명서

4.3 별표 4 입찰운영절차

4.4 별표 5 전력계통수요예측절차

5.0 용어의 정의

5.1 발전계획시스템(이하 "RSC"라 한다)

가격결정발전계획 및 운용발전계획을 수립하는데 사용하기 위하여 Alstom ESCA사로 부터 도입한 프로그램을 말한다.

5.2 RSC 입출력프로그램(이하 "RSCT"라 한다)

RSC에 필요한 입력데이터 형태로 자료를 변환하고 또한 사용자가 편리하게 사용할 수 있도록 RSC의 출력물을 변환하는 프로그램이다.

- 5.3 가격결정발전계획담당자
입찰자료, 발전비용 및 기술적 특성자료, 예측수요 자료를 이용하여 해당 거래일의 각 발전기의 시간대별 발전량을 계산하는 직원을 말한다.
- 5.4 계통한계가격결정담당자
가격결정발전계획담당자가 제출한 가격결정발전계획 수립 결과 및 계통한계가격계산프로그램을 사용하여 계통한계가격을 결정하는 직원을 말한다.
- 5.5 수요예측담당자
가격결정발전계획 및 운용발전계획 수립을 위하여 수요예측을 담당하는 직원을 말한다

6.0 절 차

6.1 자료취득

6.1.1 발전비용 및 기술적 특성자료 취득

가격결정발전계획담당자는 비용평가위원회가 가장 최근에 심의·의결한 아래 각호의 자료를 제공받아 사용한다. 만약, 비용평가위원회에서 가장 최근에 심의·의결한 자료를 제공받지 못하는 경우에는 직전 자료를 계속 사용한다.

- ① 연료의 발열량 및 열량단가
- ② 발전기 출력과 열소비열량의 관계를 표시하는 계수 및 상수
(열소비상수(NLHCi), 1차 열소비계수(LHCi), 2차 열소비계수(QHCi))
- ③ 기동비용(SUCi) : Hot, Warm, Cold
- ④ 최대 발전용량(MGCI) 및 최소 발전용량(MGi)
- ⑤ 증발율(RURi) 및 감발율(RDRi)
- ⑥ 최소 운전시간(MUTi) 및 최소 정지시간(MDTi)

6.1.2 입찰자료 취득

가격결정발전계획담당자는 발전사업자 또는 입찰운영자로부터 제공받은 아래의 각호의 파일을 사용한다.

- ① 가용능력 파일(발전기별 공급가능용량)<개정 2003.9.18>

다만, 시운전발전량 및 양수계획량은 제외하되, 규칙 제10.5조제9항의 발전출력지시가 예정되어 있는 시간대에는 시운전전력량을 제외하지 않는다.

- ② 매개변수 파일(발전기별 기술적 특성)

6.1.3 수요예측자료 취득

가격결정발전계획담당자는 수요예측담당자가 별표5의 규정에 따라 제출한 34시간대별 예측수요를 사용한다.

6.1.4 비중양급전발전기의 가격결정발전계획 반영 및 자료 적용은 아래와 같다.

6.1.4.1 비중양급전발전기의 가격결정발전계획 수립에 반영원칙

- ① 비중양급전발전기들을 가격발전계획에 반영하기 위해 한 개의 발전기(이하 “비중양급전대표발전기”라 한다)를 만든다.
- ② 비중양급전대표발전기의 비용 및 기술적특성 자료는 본 별표 6.1.4.2항과 6.1.4.3항을 각각 사용한다.
- ③ 비중양급전대표발전기의 가용능력은 비중양급전발전기의 최근 같은 요일, 같은 거래시간대의 전력거래량에, 전기판매사업자가 법 부칙 제8조에 의해 구입한 구입전력량(중양급전발전기의 구입전력량은 제외)을 합산한 값으로 한다.<개정 2005.10.10>
- ④ 제3항의 “전기판매사업자가 법 부칙 제8조에 의해 구입한 구입전력량”은 전전월 시간당 평균구입전력량을 적용한다.<개정 2005.10.10>
- ⑤ 비중양급전대표발전기는 고정출력(우선반영)으로 처리하여 발전계획을 수립한다.

6.1.4.2 비중양급전발전기의 발전기의 비용자료

- ① 기동비용(SUC_i) : 0
- ② 열량단가(FC_i), 가격상수($NLOC_i$) 및 2차증분계수(QPC_i) : 0
- ③ 1차증분계수(LHC_i) : 0.86

6.1.4.3 비중양급전발전기의 기술적특성자료

- ① 기동소요시간, 최소발전용량(MGi), 최소운전시간(MUT_i) 및 최소정지시간(MDT_i) : 0
- ② 최대발전용량(MGC_i), 증발율(RUR_i) 및 감발율(RDR_i) : 9999

6.2 발전계획 입력 자료 변환

가격결정발전계획담당자는 RSCT를 사용하여 6.1항에서 취득한 자료를 RSC 입력파일 형태로 변환한다.

6.3 가격결정발전계획 수립

6.3.1 가격결정발전계획을 수립하기 위해 발전계획시스템(RSC) 및 6.2항에서 변환된 자료를 사용하며 34시간 발전계획을 거래일 전일이 15시까지 수립한다.

6.3.2 옵션 지정치는 6.3.2.1과 같이 설정하고, 발전계획을 수립한다. 단,

6.3.2.2 경우는 발전계획을 재수립하여야 하며 그 방법은 6.3.3항에 따른다

6.3.2.1 기준 Parameter

① 주화면 옵션 지정치

Resource Scheduling & Commitment

Study Mode	Options
<input checked="" type="radio"/> UnitCommitment	<input type="checkbox"/> FixedHydro
<input type="radio"/> EconomicDispatch	<input type="checkbox"/> ScheduleHydro
<input type="radio"/> Override	<input checked="" type="checkbox"/> DispatchTransactions
<input type="radio"/> Relaxed	
<input type="radio"/> HydroPeakShave	

② PJM 화면 옵션 지정치

PJM Specials

- PjmModel
- UseODBC
- BatchRun
- QuitRSC
- CTReserveConstraints
- CreateInputSaveCase
- UseNotificationTime
- PjmStartupModel

③ Parameters 화면 옵션 지정치

Parameters

k	0.50
MaxIter	30
Convergence Tolerance (%)	0.0010
kVar	0.0010
ErrorTol	0.000010

0.001 Convergence Tolerance (%)

GenericDeficitSurplusPrice	--
----------------------------	----

Study Options

<input type="checkbox"/> PenaltyFactors	<input type="checkbox"/> HydraulicModel
<input type="checkbox"/> EmissionsConstraints	<input type="checkbox"/> MinimizeHydroVariation
<input type="checkbox"/> StartWithRelaxed	<input type="checkbox"/> TruncatePumping
<input type="checkbox"/> GenericConstraints	<input type="checkbox"/> WrapIntransitFlows
<input checked="" type="checkbox"/> RampRates	
<input type="checkbox"/> FuelConstraints	<input type="checkbox"/> byArea
<input type="checkbox"/> EnergyConstraints	<input checked="" type="checkbox"/> PriceModel
<input type="checkbox"/> HonorMaxStarts	<input checked="" type="checkbox"/> DeficitGensError
<input checked="" type="checkbox"/> UserLambda	

Reset RSC Data

Save User Options

Load Empty Case

GenericModel PjrnModel
 IndiaModel KepecoModel

MBTU Dollars
 Joules Rupees

	UserLambdaLow	UserLambdaHigh
KEPCO	10.00	50.00

6.3.2.2 가격결정발전계획을 재수립하는 경우

- ① 발전계획 수립결과가 제약조건과 전력수요를 만족하고 수립 (Feasible Solution)되었을 경우라도 시간대별 운전예비력이 거래일 최대전력수요의 10%이상인 경우
- ② 발전계획이 수립되지 못할(Infeasible Solution) 경우.

6.3.3 가격결정발전계획 재수립

6.3.3.1 6.3.2.2항의 ①의 경우 가격결정발전계획 재수립 절차

6.3.3.1.1 반복수행 중 Infeasible Solution에 제약조건을 위반한 사항들을 확인한다.

6.3.3.1.2 시간대별 운전예비력이 거래일의 최대전력수요의 10%미만이 될 때까지 아래의 순서대로 발전계획을 수립한다. 만약, 아래와 같이 발전계획을 수립했음에도 불구하고 시간대별 운전예비력이 거래일의 최대전력수요의 10%이상인 경우는 아래의 발전계획의 결과와 6.3.2항의 결과(Feasible Solution) 중 발전비용(RSC의 비용)이 작은 발전계획을 가격결정발전계획으로 사용한다

- ① 처음 위반이 발생한 제약조건의 Penalty Price를 증가하여 발전계획 수립

- ② 두 번째 위반이 발생한 제약조건의 Penalty Price을 증가하여 발전 계획을 수립

6.3.3.2 6.3.2.2항의 ②의 경우 가격결정발전계획 재수립 절차

6.3.3.2.1 반복수행 중 Infeasible Solution에 제약조건을 위반한 사항들을 확인한다.

6.3.3.2.2 발전계획이 수립(Feasible Solution)될 때까지 아래의 순서대로 발전 계획을 수립한다. 만약, 아래와 같이 발전계획을 수립했음에도 불구하고 발전계획이 수립되지 않은(Infeasible Solution) 경우 아래의 발전 계획의 결과와 6.3.2항의 결과(Infeasible Solution) 중 발전비용(RSC의 비용)이 작은 발전계획을 가결결정발전계획으로 사용한다

- ① 제약조건 위반한 발전기의 입찰자료, 비용자료 및 기술적특성 자료 등을 검토하여 문제가 있는 경우 RSC에서 요구하는 자료로 변경하여 발전계획 수립. 단, 자료를 변경하는 경우에는 해당 발전 사업자에 통보한다.
- ② 처음 위반이 발생한 제약조건의 Penalty Price를 증가하여 입력하고 발전계획 수립
- ③ 두 번째 위반이 발생한 제약조건의 Penalty Price를 증가하여 입력하고 발전계획을 수립

6.4 발전계획 결과 자료 변환

가격결정발전계획담당자는 RSC 발전계획 결과를 RSCT를 사용하여 아래와 같은 자료를 작성한다.

6.4.1 SMP 계산 프로그램 입력 자료

6.4.2 정산을 위한 가격결정발전계획 수립 결과 자료

6.5 자료 제출 및 통지

6.5.1 가격결정발전계획담당자는 6.4.2항의 자료를 정산담당자에게 제출한다

6.5.2 가격결정발전계획담당자는 6.4.1항의 자료를 계통한계가격결정담당자에게 제출한다.

6.6 가격결정발전계획 관련 자료의 보존, 활용, 폐기

6.6.1 전력거래소는 가격결정발전계획 수립 자료를 10년 동안 보존하여야 하며 보존형태는 파일의 형태로 보관한다. 단, 분쟁이 발생한 경우에는 분쟁관련 자료는 분쟁이 해결될 때까지 보관하여야 한다.

6.6.2 가격결정발전계획 수립 담당 부서장은 자료가 멸실, 분실, 도난, 유출, 변조 또는 훼손되지 않도록 관리에 주의를 기울여야 한다.

6.7 부칙

- 6.7.1 회원간의 별도 합의가 있을 때까지 거래일 전일이 휴일인 경우 휴일 전일에 가격결정발전계획을 수립한다. 만약 휴일 전일도 휴일(연휴)인 경우는 휴일이 처음 시작하는 날의 1일전에 가격결정발전계획을 수립한다.
- 6.7.2 가격결정발전계획 및 계통한계가격의 발표는 휴일 1일인 경우는 휴일 다음 날의 발표 분에 대해서는 16:00까지 발표하고, 휴일이 2일인 경우는 연휴 다음 날의 발표 분에 대해서는 17:00까지 발표하며, 휴일이 3일인 경우는 연휴 다음 날의 발표 분에 대해서는 18:00까지 발표한다. 즉, 휴일 1일 추가시 마다 한시간씩 발표를 연장할 수 있다.

[별표 7]

계량설비의 설치기준 및 운영 절차

1.0 목 적

규칙 제4.1.1조의 규정에 의거 전기사업자 및 직접구매자가 설치하는 계량설비에 대한 설치기준 및 운영절차를 규정함으로써 공정하고 투명한 전력거래 질서 확립에 이바지함을 목적으로 한다.

2.0 적용범위

2.1 본 별표는 계량설비의 설치, 계량데이터의 취득 및 처리, 계량설비의 시험 및 검사 등에 필요한 절차와 전력거래소, 전기사업자 및 직접구매자의 의무사항과 권리 등에 대해 적용한다.

2.2 본 별표에서 취급하는 세부업무는 다음과 같다.

2.2.1 계량설비의 설치

2.2.2 계량데이터 취득 및 처리

2.2.3 계량설비의 시험 및 검사

2.2.4 계량등록부 작성 및 관리

2.2.5 계량설비의 보안

2.2.6 계량자료의 보관, 활용, 폐기

2.2.7 계량정보의 제공

3.0 책임

3.1 전력거래소는 계량 업무처리가 공정하고 투명하게 이루어질 수 있도록 본 별표의 수정, 편집 및 개정을 관리한다. 다만, 수정, 개정 편집을 하고자 하는 경우에는 전기사업자 및 직접구매자와 상호 협의한다.

3.2 전력거래소는 전력량계에서 전송된 계량데이터를 적기에 정산시스템으로 제공하여 전력거래가 원활히 이루어질 수 있도록 하여야 한다.

3.3 전기사업자 및 직접구매자는 원활한 계량 업무처리가 이루어질 수 있도록 본 별표에 기재된 내용을 준수하여야 한다.

3.4 전기사업자 및 직접구매자의 계량담당자는 원활한 계량업무 처리를 위하여 전력거래소의 요청에 협조하여야 한다.

4.0 참고자료

4.1 법

4.2 전력량계의 허용오차 등에 관한 규정

4.3 계량에관한법률, 동시행령 및 시행규칙

4.4 한국공업규격(KSC)

5.0 용어의 정의

5.1 계기용변성기

전력량계와 함께 사용되는 전류 및 전압의 변성용기기로 변류기(CT), 계기용변압기(PT) 및 계기용 변압변류기의 총칭이며 KSC1707을 따른다.

5.2 전력량계

계기용변성기와 조합하여 전기에너지의 생산과 소비를 측정, 기록, 저장하는 전자식계량장치로서 계량에관한법률 제12조제2항의 규정에 의한 검정기준을 따른다.

5.3 사용공차

전력량계 검정시 피검정 전력량계와 표준 전력량계와의 차이를 말하며 그 수치가 작을수록 정밀도가 높은 전력량계를 말한다.

5.4 계량

전기에너지의 생산 또는 소비를 현장으로부터 측정하여 기록, 저장하는 행위를 말한다.

5.5 계량데이터

계량설비로부터 취득된 원시데이터를 이용하여 처리된 데이터를 말한다.

5.6 계량데이터베이스

계량등록부에 기재된 계량설비 관련 데이터 및 계량데이터의 집합체로 계량값에 대한 기준이 되며, 계량데이터베이스의 수정 및 유지관리는 전력거래소가 수행한다.

5.7 계량설비

제1.2조제41호의 규정에 의한 설비로서 계기용변성기(CT, PT), 전력량계, 모뎀,

FEP 등을 말한다.

5.8 계량등록부

계량설비에 관련된 주요설비의 제원을 기록한 등록카드로 계량설비의 이상 및 노후화 여부를 판단하는 기초자료로 활용한다.

5.9 계량시스템

현장에 설치된 전력량계로부터 원격으로 취득된 원시데이터를 전력량으로 변환하여 계량데이터베이스에 저장, 관리하고 발전실적 등 각종 보고서를 출력하는 설비로서 전력거래시스템의 일부분으로 구성되어 있다.

5.10 표준전력량계(Standard Meter)[신설 2004.7.9]

오차시험의 기준이 되는 전력량계로 오차시험을 위한 기능을 갖추어야 한다.

5.11 허부하기(Phantom Load Generator)[신설 2004.7.9]

전력량계에 시험용 전력을 공급하기 위한 장비로 전압, 전류, 역률을 임의대로 조절 할 수 있는 기능을 갖추어야 한다.

6.0 적용지침

6.1 본 별표에 적용되는 규정, 지침, 기준 등은 다음과 같다.

6.1.1 제8장 및 별표20

7.0 절차

7.1 계량설비의 설치

7.1.1 설치의무

계량설비의 설치는 제4.1.1조의 규정에 따른다. 다만 비교계량설비의 적용은 계량설비의 허용오차 초과범위 인정기간까지 유예한다.

7.1.2 설치통보

전기사업자 및 직접구매자는 계량설비(통신회선 및 전처리장치 포함)를 설치한 후 거래개시일 10일전까지 아래사항을 포함하여 전력거래소로 통보하여야 한다.

- 1) 봉인 요청
- 2) 계량등록부 기재사항 [별지 제37호 서식]

7.1.3 설치기준<개정 2003. 9. 18>

- 1) 주전력량계 및 비교전력량계용 변성기는 각각 구분하여 별도 설치하는 것을 원칙으로 하되, 현장여건상 비교전력량계용 변성기의 설치가 곤란한 경우에는 주전력량계용 변성기를 공용할 수 있으나, 2권선 방식(CT는 2개의 Core,

PT 는 별도의 2차 권선)을 적용하여야 한다.

- 2) 주전력량계용 변성기는 전력거래를 위한 용도로 이용하여야 한다. 다만, 아래와 같은 경우에는 공용할 수 있다.
 - 가) 법 부칙 제8조의 규정에 의하여 수급계약을 체결한 자가 법 제31조 제1항 및 제2항의 단서규정에 따라 전력거래를 하는 경우에는 기술적으로 문제가 없다면 2003년 12월 31일까지에 한하여 판매사업자로부터의 수전용 전력량계와 공동으로 이용할 수 있다.
 - 나) 비교전력량계용 변성기의 부담이 초과되어 급전자동화설비(EMS)의 자료 취득을 위한 현장설비를 비교전력량계용 변성기와 공용할 수 없는 경우, 급전자동화설비의 현장설비와 공용할 수 있다. 다만, 이 경우에는 사전에 전력거래소와 협의하여야 한다.
- 3) 비교전력량계용 변성기는 타 용도와 공동으로 이용할 수 있다.
- 4) 모든 전력량계는 적정규격의 판넬내에 시험용단자대(TTB)와 조합하여 설치되어야 한다.
- 5) 변성기와 전력량계의 거리는 가능한 한 최단거리가 되도록 시공하여야 하며, 변성기 2차 배선의 도중에 접속점을 만들어서는 아니된다.

7.1.4 계량설비 요구사항

전력량계, 변성기, 모뎀 등의 기술적 요구사항은 본 별표 8.1을 따른다.

7.1.5 허용오차

- 1) 계량설비의 허용오차 적용은 다음 표와 같다.

설비용량	주 계량설비		비교 계량설비	
	전력량계	계기용변성기	전력량계	계기용변성기
20,000kW 초과	0.2급 이내	0.3급 이내	0.5급 이내	0.5급 이내
20,000kW 이하 10,000kW 초과	0.5급 이내	0.3급 이내		
10,000kW 이하 500kW 초과	1.0급 이내	0.5급 이내	-	-
500kW 이하	2.0급 이내	0.5급 이내	-	-

다만, 전력량계 허용오차에 관한 산업자원부장관 고시(고시 제2001-103호) 시행일(2001.9.7) 이전에 설치된 발전사업자의 계량설비에 대하여는 2003년 4월 3일, 여타 전기사업자가 설치하는 계량설비는 2004년 3월 31일까지 상기의 허용오차 초과를 인정한다.

- 2) 계기용변성기의 허용오차는 공인시험기관의 성적서로 확인하는 것으로 하되, 국내 공인기관의 시험이 불가능한 경우 제작업체의 시험성적서로 확인하며 전력량계의 허용오차 확인은 국가검정으로 대체한다.

7.1.6 통신회선 제공

전기사업자 및 직접구매자는 계량데이터의 전송을 위하여 전용통신회선을 계량

시스템의 통신 인출점(분선함)까지 제공하고 유지관리하여야 한다. 다만, 비교 전력량계 및 발전설비 용량 3,000 kW 이하에 사용되는 주전력량계는 공중전화선 또는 무선이동통신을 사용할 수 있다.<개정 2005.10.10>

7.1.7 시험용 전력량계의 제출

전기사업자 및 직접구매자는 전력량계 신설시 계량시스템과 전력량계간 원활한 시험을 위해 전력량계(운용 소프트웨어 및 모뎀 포함) 1대를 거래개시 3개월 이전에 전력거래소로 제출하고 필요시 기술지원을 하여야 하며, 전력거래소는 시험종료후 시험용 전력량계를 전기사업자 및 직접구매자에게 반납하여야 한다.

7.2 계량데이터 취득 및 처리

7.2.1 계량데이터 취득

- 1) 전력량계로부터 취득하는 계량데이터는 순방향(송전) 유효전력량, 역방향(수전) 유효전력량, 지상무효전력량, 진상무효전력량, (이하 “전기에너지”라 한다)으로 구분되며, 전력량계에 저장된 5분 데이터를 주기적으로 전송받아 취득한다.
- 2) 발전설비 용량 3,000kW 이하에 사용되는 전력량계에 공중전화선 또는 무선이동통신이 설치된 경우의 계량데이터는 1일 1회 전일치 5분 데이터를 취득한다.<개정 2005.10.10>

7.2.2 계량데이터 취득 장애시 조치

- 1) 발전사업자는 현장 Log Sheet 상에 기록된 시간대별 발전단 전력량을 기준으로 송전단 전력량(Wh)을 산정한 후 그 값을 입찰단말장치를 통해 전력거래소에 전송하여야 한다.<개정 2005.10.10>
- 2) 다만, 통신회선을 통하여 계량데이터를 전송할 수 없는 경우 전기사업자 및 직접구매자는 전력량계에 저장된 계량데이터를 전자우편, 또는 모사전송 등의 방식을 이용해 전력거래소로 통보하여야 한다.

7.2.3 계량데이터 처리

- 1) 계량설비의 비정상적인 계량(과다, 과소계량)이 발생하는 경우, 전기사업자 및 직접구매자는 개선대책을 수립, 시행하여야 한다.
- 2) 전력거래소는 전기사업자 및 직접구매자가 수립한 대책에 대한 검토를 거쳐 계량데이터베이스를 수정하고 계량데이터를 처리한다.
- 3) 제4.1.1조제2항 규정의 변압기 손실에 대한 시험은 ANSI/IEEE C57.12.90을 따르고, 무부하손실은 정격전압과 정격주파수 조건에서의 손실이며, 부하손실은 75°C, 정격전압, 정격부하 및 정격주파수 조건에서의 손실이고, 변압기의 정격부하를 산정하는 경우의 역율은 “1”로 한다.
- 4) 전력거래소는 주 계량설비의 고장 등으로 계량데이터를 취득할 수 없는 경우, 비교 계량설비의 계량데이터를 사용하여 전력량을 산정하며, 기타 전력량계 고장이 발생하거나 전력량 산정이 곤란하게 되는 경우에는 제4.1.2조제

3항 내지 동조제5항의 규정을 따른다.

- 5) 전력거래소는 계량데이터의 누락 또는 계량데이터의 부정확한 사항을 감지하는 때에는 24시간 이내에 전기사업자 및 직접구매자에게 동 사실을 통보하여야 하며, 이를 통보받은 전기사업자 및 직접구매자는 정확한 계량이 이루어지도록 필요한 조치를 취하고 그 결과를 즉시 전력거래소에 통보하여야 한다.

7.2.4 계량설비의 변수 및 설정데이터 변경

- 1) 전기사업자 및 직접구매자는 계량설비의 변수 및 설정된 데이터를 변경할 필요가 있는 경우에는 전력거래소에 사전 승인을 요청하여야 한다. 다만, 전력계통 운용에 영향을 미칠 수 있는 돌발적인 상황에서는 주간에는 계량담당자, 야간에는 시스템운영실 근무자로부터 구두 승인(이 경우 송·수화자의 인적사항을 상호 기록 유지)을 득한 후 시행하고, 변경된 사항을 서면으로 전력거래소에 지체없이 통보하여야 한다.
- 2) 전력거래소는 통보받은 내용을 계량등록부 및 계량데이터베이스에 수정, 기록하여야 한다.

7.3 계량설비의 시험 및 검사

7.3.1 제4.1.3조의 규정에 의한 계량설비의 시험주기는 아래와 같다.

- 1) 전력량계(오차시험)

설비용량	20MW초과	20MW이하	1MW이하
시험주기	2년	3년	5년

- 2) 변성기 및 기타 설비의 시험은 고장 또는 이상이 발생한 경우 시행한다.

7.3.2 전기사업자 및 직접구매자는 향후 2년간의 계량설비 시험계획을 작성하여 매년 12월 15일까지 전력거래소에 제출하여야 한다.

7.3.3 전기사업자 및 직접구매자는 계량설비 시험을 직접 또는 공인시험기관에 의뢰하여 시행할 수 있으며, 시행일 10일전까지 전력거래소에 통보(전기사업자 및 직접구매자가 직접 시험시행시 입회요청)하고, 그 시험결과를 시험시행 후 14일까지 전력거래소에 제출하여야 한다.

7.3.4 전기사업자 및 직접구매자가 직접 계량설비 시험을 시행하는 경우, 전력거래소는 시험에 입회하여 시험내용을 확인하여야 한다.

7.3.5 전력거래소는 계량설비 시험시기에 맞추어 정기 안전성 검사를 시행하며, 다음의 경우 수시검사를 한다.

- 1) 비정상(과다, 과소) 계량으로 의심되는 경우

- 2) 별다른 사유없이 계량값의 변동이 심한 경우
- 3) 이의제기가 있는 경우
- 4) 통신회선의 감도저하로 통신회선의 태핑(Taping)이 예상되는 경우
- 5) 기타

7.3.6 전기사업자 및 직접구매자는 해당 계량설비의 시험 및 검사에 따른 소요경비를 부담하여야 한다.

7.3.7 계량에관한법률 제9조의 규정에 따라 전력량계의 사용공차는 검정공차의 1.5배를 적용하며, 설치된 전력량계는 검정에 합격한 제품이라도 사용공차 범위내의 제품만을 사용하여야 한다.

7.3.8 전기사업자 및 직접구매자는 계량에관한법률 제12조의 규정에 따라 검정유효기간(7년)이 만료되는 전력량계를 계속 사용하고자 할 경우에는 유효기간 만료전에 검정을 받아야 한다.

7.4 계량등록부의 작성 및 관리

7.4.1 전기사업자 및 직접구매자는 계량설비를 신설하거나 변경한 때에는 전력거래소에 봉인요청을 하여야 하고, 이 경우에는 계량등록부의 작성을 위하여 필요한 자료를 제출하여야 한다.

7.4.2 전력거래소는 전기사업자 및 직접구매자가 제출한 자료를 확인하여 계량등록부에 기재하고 유지관리하여야 한다.

7.5 계량설비의 보안

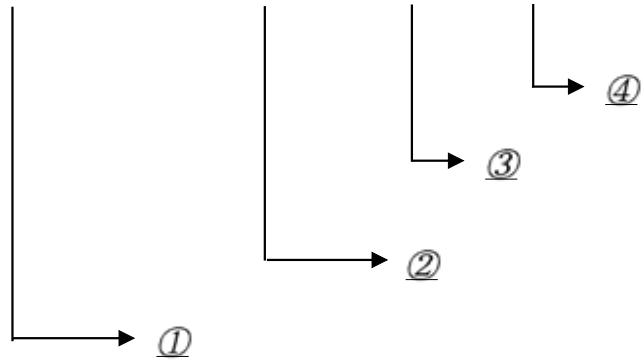
7.5.1 계량설비의 봉인 또는 봉인의 해제

- 1) 전기사업자 및 직접구매자는 제4.1.5조의 규정에 따라 봉인 또는 봉인해제를 하고자 하는 경우, 봉인 또는 봉인해제 시행 10일전까지 전력거래소에 서면 또는 전력거래소 홈페이지에 요청하여야 한다.
- 2) 판매사업자와 장기전력구입계약(PPA)이 체결된 IPP 사업자의 계량설비에 대해서는 판매사업자가 봉인 및 봉인해제를 한다.

7.5.2 인증코드

- 1) 전력거래소는 모든 계량점을 구분할 수 있도록 각 전력량계마다 인증코드(Identification Code)를 부여하여야 한다.
- 2) 전력거래소는 동일한 인증코드를 2이상의 전력량계에 부여하여서는 아니된다.
- 3) 인증코드의 구성은 아래와 같다.<개정 2005.10.10>

1 2 3 4 5 6 7 8



◆ 코드구성 내역

- ① 발전기 고유번호(기 부여된 고유번호) 또는 직접구매자 가입순번
- ② 발전사업자 또는 직접구매자

번호	구분	번호	구분
01	수력원자력	05	남부
02	남동	06	동서
03	중부	07 ~	Dummy
04	서부		

③ 계량점

- 1 :MTr 2차, 2 :MTr 1차, 3 :Start up, 4 :Aux2차(1대),
- 5 :Aux1차 (1대), 6 :Aux2차 (2대), 7 :Aux1차 (2대)

- ④ 전력량계가 계량하는 발전기 또는 수전변압기 대수
- 1 :1대, 2 :2대, 3 :3대

7.5.3 안전성 확보를 위한 암호

전기사업자 및 직접구매자의 계량담당자는 전력거래소가 부여한 전력량계의 암호가 외부로 유출되지 않도록 철저히 관리하여야 한다.

7.6 계량자료의 보관, 활용, 폐기

7.6.1 전력거래소는 제8장의 규정에 의거 계량자료를 보관, 활용, 폐기하여야 한다.

7.6.2 계량자료는 보관용 테이프에 수록한 후 화재 등 비상사태의 경우에도 테이프의 내용이 변경, 조작되지 않도록 이중화된 특수용기에 보관하여야 한다.

7.7 계량정보의 제공

시장에 참여한 전기사업자가 계량데이터의 공개 및 계량등록부의 열람을 신청한 경우, 전력거래소는 제8장의 규정에 의거 해당 전기사업자에게 열람을 해주어야

한다. [별지 제38호서식]

8.0 계량설비 요구사항

8.1 전력량계

가. 종류

전력량계의 결선은 3상4선식을 원칙으로 하나, 비접지 계통 및 현장 여건상 불가피한 경우에는 3상3선식을 선택할 수 있다.

나. 구조

전력량계의 동작에 영향을 주는 외부로부터의 모든 결선과 접속장치, 표시장치에 대하여 보안기능(봉인 가능한 구조 등)을 유지할 수 있어야 한다.

다. 기능 및 성능

계량

- 기록간격은 5, 10, 15, 30, 60분으로 임의설정이 가능하여야 한다.
- 송전, 수전 유효전력량($\pm Wh$), 송전 진상, 송전 지상, 수전 진상, 수전 지상 무효 전력량($\pm Leading \ \& \ Lagging \ Varh$) 및 계량시각을 구분하여 계량할 수 있어야 한다.

날짜 및 시간기능

- 전력량계의 날짜와 시각은 전력거래소 계량시스템의 시각과 ± 10 초의 오차가 발생하는 경우 계량시스템의 시각을 전송받아 변경할 수 있어야 한다.
- 전력량계의 날짜와 시각 변경은 전력거래소가 시행하며, 현장에서의 임의 조작이나 변경은 현장접속장치 등을 통하여 전력거래소만이 시행할 수 있어야 한다.

기억용량

- 8채널, 5분 단위 기록데이터를 50일분 이상 유지·보존할 수 있도록 필요한 용량의 비휘발성 메모리를 내장하여야 한다. 다만, 허용오차가 0.5급인 전력량계는 8채널, 5분단위 기록데이터를 20일분 이상 유지·보존할 수 있는 메모리를 내장하여야 한다.

전력량계 전원

- 전력량계의 전원은 변성기(PT) 및 별도의 전원(AC 단상, DC등)에 의해 공급되어야 한다.
- 전력량계는 정전시 메모리(MEMORY)에 기록된 Data를 보존시킬 수 있는 Back Up용 배터리를 내장시켜야 하며, 외부에서 쉽게 교환이 가능한 구

조이어야 한다.

- 전기사업자 및 직접구매자가 Back Up용 배터리 교환을 하는 때에는 사전에 전력거래소에 통보하여 계량데이터의 유지·보존에 협조하여야 한다.

□ 데이터 통신 및 원격취득

- 전력량계는 아래 기술기준을 만족하여야 한다.
 - 방식 : 전용선 및 공중전화망, 전이중통신(Full duplex) 방식
 - 비동기방식에 의한 양방향 동시통신이 가능
 - 9600bps이상의 Modem, Lan, Optical Port, RS232C, RS485C 등을 지원 가능
 - 원격취득에 필요한 상호접속 및 데이터 통신관련 규정은 ISO의 OSI 국제 표준규격에 따름
- 전력량계에 저장된 계량데이터는 전력거래소 계량시스템에서 범용적인 소프트웨어(MV-90, Telfor 등)를 사용하여 원격취득이 가능하도록 multi protocol을 지원할 수 있어야 한다.
- 전력량계는 자기진단중에도 계량데이터의 원격취득이 가능하도록 하여야 한다.
- 전력량계는 본체 또는 통신장치를 통한 외부의 조작으로 쉽게 전력량계 본래의 기능이나 계량데이터 또는 기록자료를 변형할 수 없는 구조이어야 하며, 조작, 변형에 대한 정보를 확인할 수 있어야 한다.

□ 인증코드

- 모든 전력량계는 계량점을 표시하는 20자리 이상의 인증코드(Identification Code)를 설정하여 전력거래소 계량시스템과 통신에 사용할 수 있어야 한다.

□ 자기진단 기능

- 전력량계는 일정 주기로 전력량계의 동작상태를 스스로 진단할 수 있는 기능을 갖추어야 하며, 진단결과는 외부에서 알기 쉽게 표시하여 정확한 유지보수가 이루어질 수 있도록 하여야 한다.
- 자기 진단 항목
 - 전원 및 배터리 저전압
 - Memory check 기능
 - PT 결상

□ 시스템 보안

- 현장이나 원격 취득을 통하여 전력량계의 계량데이터를 이용하고자 할 때에는 제4.1.6조의 규정에 따라 암호를 설정할 수 있는 기능을 갖추어야 한

다.

□ 전력량계 운영 프로그램 설치

- RS-232C 및 Optical Port를 이용하여 전력량계 운영프로그램을 설치, 변경 및 계량데이터의 확인이 가능하여야 한다.

8.2 변성기

가. 변성기의 내부결선과 특성을 변경할 수 있는 부분은 봉인을 시행할 수 있는 구조로 제작되어야 한다.

나. 주전력량계용 변성기는 보조 변성기(PT, CT) 등 전력거래 이외의 목적을 위한 설비나 장치를 별도로 부착할 수 없도록 하여야 한다.

8.3 계량설비 봉인업무 기준

8.3.1 일반사항

가. 봉인의 목적

봉인의 목적은 전력량계와 부속장치 등의 조작, 변조 등을 방지하여 전력거래의 공정성 및 투명성을 확보하는데 있다.

나. 봉인대상 개소

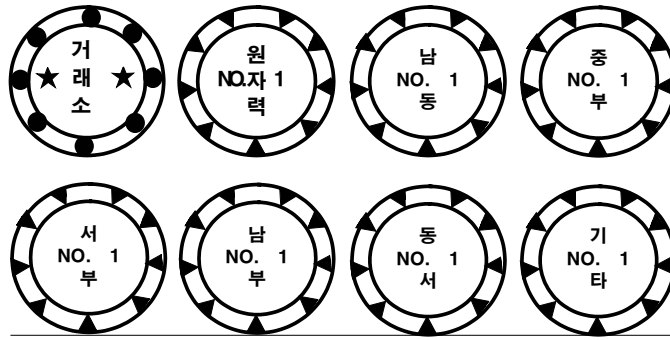
- (1) 전력량계의 단자카바
- (2) 전력량계 건전지 교환 단자 캡
- (3) 시험용 단자대(TTB) 카바
- (4) 전력량계 판넬(필요시)
- (5) CT,PT 단자함 및 붓싱카바
- (6) 기타 봉인의 목적에 따라 필요하다고 판단되는 개소
- (7) 상기 봉인개소를 원칙으로 하나, 현장여건을 고려하여 시행한다.

다. 봉인의 종류<개정 2004.7.9>

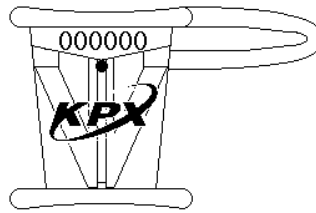
납 봉인 또는 플라스틱 봉인을 사용한다. 다만, 이 규칙의 시행일 이후 신규 시공되는 봉인은 플라스틱 봉인을 사용한다.

라. 봉인의 모형<개정 2004.7.9>

(1) 납봉인



(2) 플라스틱 봉인



8.3.2 봉인 운용<개정 2004.7.9>

가. 봉인의 제작

- (1) 봉인의 재고량이 소진되어 추가의 봉인이 필요한 경우에는 봉인 번호와 색상을 명시하여 전력거래소 봉인담당부서장이 제작을 의뢰한다.
- (2) 봉인의 번호는 1자리 알파벳 문자와 5자리 숫자의 조합으로 만들어지며 번호 부여 순서는 오름차순으로 한다.
- (3) 새로 제작하고자 하는 봉인의 번호는 기 제작한 봉인의 다음 번호부터 부여하며 동일 색상으로 제작하여야 한다. 다만 봉인에 표시 가능한 번호를 초과하여 봉인을 제작하여야 하는 경우 봉인의 색상을 변경하여 제작한다.

나. 봉인업무 관리책임

- (1) 전력거래소 봉인담당부서장은 봉인관련 업무를 총괄한다.
- (2) 봉인관리 책임자 및 봉인 취급자는 다음과 같으며, 봉인의 시공, 보관 및 관리에 대한 책임을 진다.
 - (가) 봉인 관리책임자 : 담당과장
 - (나) 봉인 취급자 : 봉인시공 직원
- (3) 봉인 제작 후 제작된 봉인번호 및 색상은 문서로 감사담당 부서에 통보한다.
- (4) 봉인관리책임자는 봉인의 제작의뢰, 배분 및 폐기업무를 담당한다.
- (5) 봉인관리책임자는 봉인의 번호, 색상, 수불내역, 사용목적, 취급자를 봉인수불대장에 기록 관리하여야 하며, 봉인수불대장은 영구 보존하여야 한다.
- (6) 봉인관리책임자는 봉인의 번호, 색상, 취급자, 시공위치, 폐기여부, 폐기사유

를 봉인사용대장에 기록 관리하여야 하며, 봉인사용대장은 영구 보존하여야 한다.

다. 봉인의 교부 및 반납

- (1) 봉인취급자가 봉인을 시공하고자 할 때에는 봉인수불대장에 필요한 사항을 기재하고 봉인관리책임자의 결재를 받아야 한다.
- (2) 봉인관리책임자는 결재 시에 사용목적을 검토한 후 봉인취급자에게 봉인을 교부하여야 한다.
- (3) 봉인취급자는 봉인 시공완료 즉시 봉인사용대장에 필요한 사항을 기재한 후 봉인관리책임자에게 남은 봉인을 반납하고 봉인관리책임자는 이를 수불대장에 기록하여야 한다.
- (4) 봉인은 사업장내 안전한 장소에 보관하여야 한다

라. 봉인의 폐기

- (1) 보유하고 있는 모든 봉인펜치 및 각인은 이 규칙의 시행일로부터 7년 동안 보관 후 감사부서의 입회하에 폐기한다.
- (2) 취급 중 파손 등으로 폐기하여야 할 봉인은 봉인관리책임자가 봉인담당부서장의 결재를 받아 파괴 처리하여야 하며 그 결과를 봉인사용대장에 기록하여야 한다.

마. 봉인 분실시 조치

- (1) 봉인은 항상 파손 및 분실을 방지할 수 있게 포장하여 휴대하여야 하며, 봉인을 휴대하고 출장할 때에는 분실 또는 도난에 특별히 주의하여야 한다.
- (2) 봉인펜치를 분실하였을 때에는 당해 봉인번호로 봉인한 모든 발전소의 봉인을 단시일 내에 재봉인하여야 한다.
- (3) 플라스틱 봉인을 분실하였을 때에는 분실한 봉인번호를 봉인사용대장에 기록하여야 한다.

8.3.3 봉인의 시공<개정 2004.7.9>

가. 봉인사용 기준

봉인은 전력거래소 직원이 시공함을 원칙으로 한다. 다만, 필요시 위임할 수 있다.

나. 시공방법

- (1) 봉인은 전력량계 설치를 완료하고 계량자료를 원격 취득하여 이상이 없을지 체없이 시공한다.
- (2) 봉인의 시공은 다음 그림과 같은 방법으로 시행하며 필요없이 봉인선을 길게 하여서는 아니된다.



- (3) 봉인을 시공하거나 제거할 때에는 다음사항을 확인하여 이상을 발견하였을 경우에는 적절한 조치를 취하여야 한다.
- (가) 검정기관 및 전력거래소 봉인시공 상태의 이상 유무
 - (나) 단자카바 등 손실방지를 위한 설비의 이상 유무
 - (다) 계량설비의 부설방법과 위치의 적정 여부
 - (라) 계량설비의 결선 및 동작의 이상 유무
- (4) 철거한 봉인납은 환경을 오염시키지 아니하도록 수거하여 적절한 방법으로 폐기처리하여야 한다.

다. 안전관리[신설 2003.11.11]

- (1) 전기사업자 및 직접구매자는 위험 가압설비에 대한 봉인이 필요한 경우에는 안전조치사항을 검토후 전력거래소에 봉인신청을 하여야 한다.
- (2) 전기사업자 및 직접구매자는 계량설비 봉인시 사전에 안전조치를 취하여야 하며, 전력거래소는 안전조치사항을 확인 후 봉인을 시행하여야 한다.

라. 전산관리<항번호 변경 2003.11.11>

봉인의 시공직후 시공위치, 봉인번호, 봉인자를 계량등록부에 입력하여야 한다.

8.4 전력거래용 전력량계 직접시험 기준[신설 2004.7.9]

8.4.1 목적

전력시장운영규칙 제4.1.3조의 규정에 의거하여 시행하는 전력거래용 전력량계의 직접시험에 대한 기준을 규정함으로써 전력시장에서 거래되는 전력량 계량의 정확도 유지를 목적으로 한다.

8.4.2 적용범위

본 기준은 전력거래용 전력량계의 직접시험에 필요한 절차와 전력거래소, 전기사업자 및 직접구매자의 의무사항과 권리 등에 대해 적용한다.

8.4.3 시험조건

가. 시험환경

(1) 기준온도

시험실은 기준온도 $23^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$ 이내를 유지하여야 한다.

- (2) 자장 유도
외부 원인에 의한 자장 유도가 없어야 한다.

나. 시험장비

(1) 표준전력량계

(가) 계기등급

표준전력량계의 계기등급은 표 1에서 정한 바에 따르며, 이를 증명할 수 있는 국가공인기관의 성적서를 구비하여야 하며 법정 검사 유효기간(2년)을 경과하여 사용할 수 없다.

표 1. 표준전력량계의 계기등급

구분	계기등급	
	피시험전력량계	0.2급
표준전력량계	0.05급 이하	0.1급 이하

(나) 부가기능

시험결과를 확인할 수 있는 문서를 인쇄물이나 전자문서로 출력하는 기능을 갖추어야 한다.

(2) 허부하기

(가) 허용오차

허부하기의 허용오차는 표 2에서 정한 바에 따르며 이를 증명할 수 있는 국가공인기관 또는 제작사의 성적서를 구비하여야 한다.

표 2. 허부하기의 허용 오차

항목	기준수치	허용가능 오차
전압	정격 전압	± 1.0% 이내
주파수	정격 주파수	± 0.3% 이내
파형	정현파 전압과 전류	왜곡률 2% 이내

(나) 기능

3상3선식 및 3상4선식 전력량계의 시험이 가능하고 전력량계 정격 전류의 120%, 전력량계 정격전압의 115%를 인가할 수 있어야 하며 부하전류의 역률을 0~±1까지 조정할 수 있어야 한다.

다. 안전관리

전력량계 직접시험을 시행하고자 하는 전기사업자 및 직접구매자는 시험이 실시되는 동안 일어날 수 있는 모든 위험 요소에 대하여 충분히 검토하고 이에 대한 대책을 세워 인적 및 설비적 안전을 확보하여야 한다. 특히 과실로 인한 계량값의 누락 또는 과소계량이 발생되지 않도록 하여야 한다.

8.4.4 시험절차

가. 입회요청

전력량계 오차시험의 입회요청은 시행일 10일전 까지 문서 또는 전력거래소의 정보공개 홈페이지(www.kpx.info)를 이용 전력 거래소에 요청하여야 한다.

나. 봉인해제

전기사업자 및 직접구매자는 전력거래소 입회자의 승인을 받아 전력량계 단자대 또는 시험용 단자대(TTB)의 봉인을 해제하여야 한다

다. 오차시험

오차시험은 허부하기의 전압, 전류 출력단자를 표준전력량계와 피시험 전력량계의 입력 및 출력 단자에 연결하고 정격주파수와 정격전압하에서 표 3에 나타난 역률의 부하전류를 흘려 시험하고 오차를 구한다.

라. 보고서

전력량계 직접시험을 시행한 전기사업자 및 직접구매자는 별지 제38-1호서식에 의한 직접시험 보고서를 2부 작성하고 표준전력량계에서 출력한 시험결과를 첨부하여 전력거래소에 1부 제출하여야 한다.

마. 기록의 유지관리

전력거래소는 계량등록부에 전력량계 오차시험 일자 및 결과를 기재한다.

바. 재봉인

전력거래소는 전력량계 시험 완료 후 재봉인을 하여야 한다.

8.4.5 전력거래용 전력량계의 검정공차

전력량계의 계기등급별 검정공차는 표 3과 같다.

표 3. 전력거래용 전력량계의 검정공차

구분	역률	부하전류 (A)	계기등급별 검정공차(%)	
			0.2급	0.5급
유효	1.0	6	±0.2	±0.5
		2.5	±0.2	±0.5
		0.125	±0.2	±0.5
	0.8 (진)	6	±0.3	±0.6
		2.5	±0.3	±0.6
		0.25	±0.3	±0.6
		0.05	±0.5	±1.0
	0.5 (지)	6	±0.3	±0.6
		2.5	±0.3	±0.6
		0.25	±0.3	±0.6
		0.05	±0.5	±1.0
	무효	0	6	±2.5
0.25			±2.5	±2.5
0.866		6	±2.5	±2.5
		0.5	±2.5	±2.5
		0.25	±3.0	±3.0

[별표 8]

정산 및 결제 절차

1. 목적

규칙 제4.3.9조의 규정에 의거 전력거래 정산 및 결제에 대한 세부적인 절차를 정하여 원활한 전력시장운영을 도모하는데 있다.

2. 적용범위

본 별표는 전력거래소에서 수행한 전력거래 결과의 정산, 결제, 거래관련 내역 통지, 이와 관련된 이의신청 등 제반업무 처리 등에 대하여 적용한다.

3. 책임

3.1 전력거래소이사장

전력거래 정산, 결제업무, 수수료 등 정산 및 결제관련 업무 처리를 공정하고 정확히 처리되도록 총괄 관리한다.

3.2 정산담당자

전력거래 정산, 정산조정업무, 정산명세서 및 통지서 송부, 정산관련 이의신청 접수, 처리를 절차에 따라 공정하고, 정확하게 수행하며 이의조정회의를 주관한다.

3.3 결제담당자

전력거래대금 청구서, 청구요청서 발행 등 결제관련 업무를 절차에 따라 공정하고, 정확하게 수행하며 시장은행 이체지시, 결제관련 이의신청을 접수, 처리한다.

3.4 계통운영담당자

실 전력계통을 안정되고 신뢰성 있게 유지하며 급전지시내용 및 정산에 영향을 주는 계통운영 결과를 전력거래소 정산담당자에게 통지한다.

3.5 거래담당자

전력시장 참여회원의 전력거래의 주된 담당자로서 전력거래소 정산 및 결제 담당자의 전력거래관련 사실확인에 최대한 협조하며, 이의조정회의에 참여하여 정산 및 결제업무 관련 협의·조정 기능을 담당한다.

3.6 이의신청자

공정하고 투명한 전력거래 질서 확립을 위해 이의제기 내용을 정확히 확인하여 신청하고, 이의신청과 관련하여 전력거래소의 필요한 사실확인에 협조한다.

4. 참고자료

4.1 법 제31조, 제36조 제40조, 제43조 및 시행령 제20조, 제22조,

4.2 전력거래소정관

5. 용어의 정의

5.1 고장정지

발전기 자체 고장에 의해 발전기를 수동으로 정지하거나 보호장치에 의해 발전기가 자동으로 긴급히 정지되는 것

5.2 파급정지

발전기 자체는 운전이 가능하나 외부의 계통동요 또는 전력계통 제약에 의해 발전기를 정지하는 경우로서 전력거래소에서 인정한 것

5.3 급감발

발전기를 입찰 공급가능용량 및 감발율과 다르게 긴급히 감발하는 것

5.4 정산조정

정산명세서 발행전 전력거래소에서 전력거래 정산에 대하여 규칙 및 관련 절차의 기준과 다르게 정산 입력되어 산정된 부분을 바르게 고치는 작업

5.5 정산명세서

전력거래 정산결과를 관련 회원에게 통지할 목적으로 정산금액 산정내역을 자세하게 기록한 문서

5.6 청구서

전력시장에 참여한 회원사와 전력거래소간 지급받고자 하는 금액을 내역별로 기재한 것으로서 별지 제40호서식을 말한다.<개정 2004.11.30>

5.7 청구요청서

전력시장에 참여한 회원사가 전력거래소에 청구할 금액을 내역별로 기재한 것으로서 별지 제41호서식을 말하며, 회원사의 청구서 작성과 세금계산서 발행의 근거가 된다.<개정 2004.11.30>

5.8 지급보증서

직접구매자 및 구역전기사업자가 전력거래와 관련된 결제금액의 일부 또는 전부를 결제하지 못할 때 전력거래소가 직접구매자 또는 구역전기사업자의 미결제금액을 대신 변제토록 청구할 수 있는 약속증서로서 직접구매자 또는 구역전기사업자가 전력거래소에 제공한 한국은행의 신용관리하에 있는 금융기관에서 발행된 보증서를 말하며 본 지급보증서에는 전력거래소가 산출하여 고지한 재정보증금액 이상의 금액이 보증금액으로 명시되어야 한다.<개정 2005.1.21>

5.9 조정신청

전력거래소에서 수행한 초기정산 결과에 대하여 의견을 달리하여 본 규칙 및 절차에 따라 조정을 신청하는 행위

5.10 이의신청

전력거래소에서 수행한 최종정산 및 전력거래대금 결제에 관련 의견을 달리 하여 본 규칙 및 절차에 따라 이의를 제기하는 행위

5.11 이의신청합의

이의신청자가 제기한 이의사항에 대하여 전력거래소 정산 및 결제담당자가 유효성을 확인하고 거래참여자간 적합성을 인정하여 이의사항에 대해 협의·조정·합의한 것

5.12 접수불가

이의신청자가 제기한 이의사항에 대하여 전력거래소 정산 및 결제담당자가 유효성을 확인하여 본 규칙을 적용하는 것이 부적합하다고 판단되는 이의신청

5.13 이의조정회의

이의신청 사항을 처리하기 위해 관련된 회원의 거래참여자간에 상호 협의, 조정을 위하여 전력거래소 정산 및 결제담당자가 주관한 이의조정 회의

5.14 합의불가

이의신청 처리과정에서 관련 회원간 협의·조정 결과 합의가 이루어지지 않은 것

5.15 정산기록

전력거래 정산 및 결제에 수행된 활동이나 실현된 결과의 객관적 증거를 제공하는 문서

5.16 전력거래수수료

전력거래소의 운영에 소요되는 제반 비용 충당을 위해 전기사업법 제40조제1항제 2호에 의거 발전사업자, 판매사업자 및 구역전기사업자에게 부과하는 수수료
<개정 2005.1.21>

5.17 결제수수료

직접구매자 및 구역전기사업자가 전력시장에서 전력을 구입할 때 전력거래소가 발전측 송전요금을 송전회사와의 약정에 따라 정산, 결제 및 사후관리 등을 대행 해주고 송전회사로부터 받는 수수료<개정 2005.1.21>

5.18 직접구매수수료<항번호 변경 2003.5.7>

직접구매자의 시장진입에 따라 수반되는 정산, 결제와 채권확보 및 사후관리 등에 소요되는 제반 경비충당을 위해 직접구매자에게 부과하는 수수료

5.19 전력산업기반기금<항번호 변경 2003.5.7>

전력산업의 지속적인 발전과 전력수급의 안정을 위하여 조성되는 기금으로 법 제 51조(부담금)에서 정하는 전력거래대금의 1천분의 65범위안에서 직접구매자에게 부과하는 금액

5.20 시장은행<항번호 변경 2003.5.7>

전력거래에 참여한 회원사의 자금이체, 거래대금 결제 및 이를 위한 설비를 유지, 보수하기 위하여 전력거래소가 지정한 전력거래전담 금융기관

5.21 정산계좌

판매사업자, 발전사업자, 송전사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자의 전력거래와 관련된 결제금액을 입금하고 이체받기 위하여 시장은행에 설정된 각 회원사 명의의 은행계좌<개정 2003.5.7, 2005.1.21>

5.22 결제계좌<항번호 변경 2003.5.7>

전력거래에 참여한 회원사의 전력거래와 관련된 결제금액을 이체하기 위하여 시장은행에 설정된 전력거래소 명의의 은행계좌

5.23 정산 및 결제일정표<항번호 변경 2003.5.7>

전력거래소와 전력거래 참여회원사간에 협의에 의하여 작성된 표로써 당해연도 정산명세서,통지서,청구서 송부일자 및 결제일자를 규정한 일정표

5.24 발전소 접속설비의 불가항력적 고장[신설 2004.7.9]

송전사업자가 전기설비기술기준 및 유지보수기준 등 통상 요구되는 수준으로 송변전 설비를 관리 했음에도 불구하고 다음 각호의 사유로 발전소 접속설비가 정지되는 것을 말하며, 송전사업자가 관련자료를 제시하여 객관적으로 입증할 수 있는 경우로 한정한다.

가. 자연재해대책법 제62조의2의 규정에 따라 선포된 특별재해지역내의 발전소 접속설비에 고장을 초래한 자연현상중 태풍, 호우, 홍수, 폭풍, 폭설, 지진

나. 전기설비기술기준을 초과하는 바람, 빙설

5.25 발전소 접속설비[신설 2004.7.9]

송전망중 발전소 발전력을 전력계통에 공급하기 위해 발전소와 기설·신설 송변전설비간에 설치된 장치 및 관련설비를 말한다. 다만, 송전사업자와 발전사업자간에 발전소 접속설비에 관하여 계약이 체결된 경우에는 해당 계약상의 설비로 한정한다.

6. 적용지침

6.1 제4장 제2절 및 제3절

6.2 법 제31조, 제36조, 제40조, 제43조 및 시행령 제20조, 제22조

7.0 절차

7.1 발전전력량, 정산 및 결제금액의 단수·소수점 처리 등

7.1.1 한계가격, 발전가격, 용량가격은 [원/kWh]단위로 소수점 셋째자리에서 반올림하여 둘째자리까지 계산한다.

7.1.2 발전전력량(MGO), 유효구매전력량, 전력평평사용전력량(SD)은 MWh를 기준으로 소수점 일곱째자리에서 거래시간별로 반올림 처리한다.(Wh까지 계산)

7.1.3 각 거래시간의 정산금액은 소수점 넷째자리에서 반올림한 가격요소별 정산금액을 합산한다.

7.1.4 정산은 거래시간별로 하고, 회원별 일별 정산금은 거래시간별 각 발전기의 정산합계액의 소수점 셋째자리까지 합산하여 원단위까지 계산(소수점 이하

에서 반올림)한다.

7.1.5 전력거래대금, 송전요금, 전력거래수수료, 직접구매수수료 및 결제수수료의 단수처리는 국고단수계산법에 따라 청구금액의 10원미만은 절사한다.

<개정 2003.5.7>

7.2 전력거래시스템 및 정산자료 입력 오류·착오에 대한 정산

7.2.1 전력거래소의 전력거래시스템 장애 또는 유효한 입찰 누락·착오 등에 의하여 비정상적 거래결과로 정산된 경우 유효한 입력을 가격결정발전계획에 재반영하고 계량전력량에 따라 재정산한다.

7.2.2 입찰 및 계량, 정산자료 전체에 대한 시스템 오류시에 전력거래소는 신속히 시스템을 복구해야 하며, 시스템 복구 즉시 정상 입찰자료를 재반영하여 최종정산 마감일 이전에 정산하도록 하여야 한다. 부득이 최종정산 마감일 이전까지 복구되지 않을시 초기정산을 수행한 경우 초기정산결과로 가정산하고 초기정산을 수행하지 못한 경우는 전력거래소에서 향후 정산금 변경이 최소화 되도록 가능한 정산방법을 선정하여 가정산한다. 시스템이 복구된후 즉시 차액에 대하여 최종정산한다.

7.3 정산을 위한 사전조정

7.3.1 전력거래소 정산담당자는 전력거래시스템을 통해 정산된 결과를 정산조정 확인용 내역서로 자체 검토하여 정산명세서 발행 전 명백한 정산기준 적용 오류나 입력 착오로 확인된 사항에 대하여 정산조정한다.

7.3.2 전력거래소 정산담당자는 조정작업시 전력계통 운용결과를 근거로 발전기 자체 사유에 의한 발전전력량과 고장정지, 과급정지, 급감발 원인, 발전소 접속설비의 불가항력적 고장 등을 정확히 확인하여 정산기준에 따라 정산을 위한 사전조정을 한다. 다만, 발전소 접속설비의 불가항력적 고장여부에 대한 판단이 어려운 경우는 과급정지로 조정한다.<개정 2004.7.9>

7.3.3 전력거래소 정산담당자는 정산조정 과정에서 필요시 관련된 회원의 거래담당자와 협의·조정하며 해당 회원에게 증빙자료를 요구할 수 있다.

7.4 초기정산명세서 확인 및 발행

7.4.1 전력거래소 정산담당자는 정산처리 계량체크리스트, 초기정산조정 확인용 내역서의 주요사항을 확인한다.

7.4.2 전력거래소 정산담당자는 거래일로부터 2일째 되는 날 14:00까지 중앙급전발전기를 보유하지 않은 회원의 거래시간대별로 취득된 계량전력량에 따른 전력거래량을 포함하여 거래일로부터 6일 이내 초기정산을 시행하고 이상여부를 사전 검토한 후 거래일로부터 9일 이내 해당 회원에게 7.6항의 절차에 따라 통지하고, 7.7항에 따라 초기정산명세서를 발행한다.

7.5 최종정산명세서 확인 및 발행

7.5.1 전력거래소 정산담당자는 7.11항에 따라 초기정산에 대한 조정신청 처리결과가 정확히 최종정산에 반영되었는지 확인한다.

7.5.2 전력거래소 정산담당자는 거래일로부터 2일째 되는 날 14:00까지 중앙급전발 전기를 보유하지 않은 회원의 거래시간별로 취득된 계량전력량에 따른 전력거래량을 포함하여 거래일로부터 20일 이내 최종정산을 하고, 그 결과를 거래일로부터 22일 이내 해당 회원에게 최종정산명세서를 발행한다

7.6 초기, 최종정산명세서 발송

7.6.1 전력거래소 정산담당자는 전력거래 해당회원사 전력거래담당자가 전력거래 내역을 판단할 수 있는 초기·최종정산명세서를 엑셀파일로 송부하며 정산명세서에 포함할 세부항목 및 범위는 정보위원회의 결정에 따른다.

7.6.1.1 전력거래소 정산담당자는 해당 회원사의 초기·최종정산명세서를 발송일 17:00까지 송부한다.

7.6.1.2 7.6.1.1의 초기,최종정산명세서 발송일자는 7.12 규정에 따른다.

7.6.1.3 초기, 최종정산명세서 발송방법은 7.10 규정에 따른다.

7.6.1.4 각 회원의 거래담당자는 전력거래시스템 및 정산 입력오류·착오 또는 초기정산을 위한 사전조정에 대하여 내역제공을 요청할 경우 해당 회원의 내역에 한하여 열람할 수 있다.

7.7 초기, 최종정산금통지서 발송

7.7.1 전력거래소 정산담당자는 각 회원에게 전력거래량, 전력량정산금 등을 기재한 별지 제39호 서식의 초기·최종정산금통지서를 발송한다.<개정 2004.11.30>

7.7.1.1 수전전력 요금 중 기본요금 정산금은 발전사업자가 제2.1.1.2조에 따라 관련자료를 제출한 월의 4차분 마지막 거래일에 계상한다.

<개정 2003.11.11, 2005.5.30>

7.7.2 전력거래소 정산담당자는 다음과 같이 정산금통지서 발행번호를 부여한다.

◆ 발행번호 부여 형식 : XXX-XXX-XXXXXXXX-XX

• 처음 3자리 : KPX(전력거래소)

• 다음 3자리

ISN : Initial Settlement Notice(초기정산금통지서)

FSN : Final Settlement Notice(최종정산금통지서)

• 다음 8자리 : 20010102 (전력거래기준 년, 월, 일)

• 다음 2자리 : 회원사 코드

01 : 수력원자력, 02 : 남동, 03 : 중부, 04 : 서부, 05 : 남부,

06 : 동서, 07 : 한국수자원, 08 : 한전, 10~99 : 기타

- 통지서 발행대상 회원수가 증가할 경우 회원사 코드 추가부여

7.7.3 초기, 최종정산금통지서 발송방법은 7.10규정에 따른다.

7.7.4 초기,최종정산금통지서 발송일자는 7.12 규정에 따른다.

7.8 전력거래수수료 및 직접구매수수료 내역 통지

7.8.1 전력거래소 정산담당자는 전력거래 수수료를 산정하기 위한 각 회원의 거래 전력량에 전력거래소가 별도로 정하는 수수료율을 곱하여 산정 한다.

7.8.1.1 직접구매자에게 부과되는 직접구매수수료는 각 해당 직접구매자의 유효전 력구매량에 전력거래소가 별도로 정하는 직접구매 수수료율을 곱하여 산정 한다.

7.8.2 전력거래소 정산담당자는 전력거래에 참여한 각 회원에게 해당 거래일의 전력거 래수수료 및 직접구매수수료 내역을 최종정산금 통지일과 동일하게 최종정 산금통지서로 통지하며 7.9 규정에 의하여 거래차수별 청구서에 수수료 내역 을 포함하여 청구한다.

7.8.3 전력거래수수료 및 직접구매수수료 수수방법은 7.9(청구서 송부), 7.11(전력거 래대금결제) 규정에 따른다.

7.9 전력거래대금 청구 및 청구요청서 발송

7.9.1 판매사업자, 직접구매자 전력거래대금

7.9.1.1 전력거래소 결제담당자는 판매사업자, 직접구매자 등이 지급하여야 할 전 력거래와 관련된 결제금액 내역을 각 차수별 결제일 기준 3일전까지 해당회 원에게 별지 제40호 서식에 의한 청구서와 세금계산서 및 계산서를 발송한 다.<개정 2004.11.30>

7.9.1.2 전력거래소 결제담당자는 판매사업자가 판매한 양수동력정산금에 대해서 각 차수별 결제일 기준 3일전까지 해당회원에게 별지 제41호 서식에 의한 청구요청서를 발송한다.<개정 2004.11.30>

7.9.1.3 판매사업자는 7.9.1.2에서 규정한 청구요청서를 근거로 거래차수별 결제일 2일전까지 전력거래 결제금액을 전력거래소에 청구해야 하며, 청구서 서식은 별지 제40호 서식을 준용한다.<개정 2004.11.30>

7.9.1.4 판매사업자가 결제금액 청구시 전력거래소에 세금계산서 및 계산서 등 증빙서류를 제출해야 한다.<개정 2004.11.30>

7.9.1.5 청구서 및 청구요청서 발송방법은 7.10 규정에 따른다.<개정 2004.11.30>

7.9.1.6 청구서 및 청구요청서 발송일자는 7.12 규정에 의한 정산 및 결제일정표에 의한다.<개정 2004.11.30>

7.9.2 발전사업자 전력거래대금

7.9.2.1 전력거래소 결제담당자는 발전사업자가 지급받아야 할 전력거래와 관련된 결제금액 내역을 별지 제41호 서식에 의하여 각 거래차수별 결제일 기준 3

일전까지 발송한다.<개정 2004.11.30>

7.9.2.2 발전사업자는 7.9.2.1에서 규정한 청구요청서를 근거로 거래차수별 결제일 2일전까지 전력거래 대금을 전력거래소에 청구해야 하며, 청구서 서식은 별지 제40호 서식을 준용한다.<개정 2004.11.30>

7.9.2.3 발전사업자가 전력거래대금을 전력거래소에 청구할 때에는 세금계산서 및 계산서 등 관련서류를 제출해야 한다.<개정 2004.11.30>

7.9.2.4 전력거래소 결제담당자는 발전사업자가 지급하여야 할 양수동력정산금, 수수료 등의 전력거래대금 내역에 대해 별지 제40호 서식에 의한 청구서와 세금계산서 및 계산서를 발전사업자에게 발송한다.
<개정 2004.11.30>

7.9.2.5 청구서 및 청구요청서 발송방법은 7.10 규정에 따른다.<개정 2004.11.30>

7.9.2.6 청구서 및 청구요청서 발송일자는 7.12 규정에 의한 정산 및 결제일정표에 의한다.<개정 2004.11.30>

7.9.2.7 발전사업자가 지급하여야 할 양수동력정산금, 전력거래수수료 및 이에 상응하는 부가가치세를 포함한 결제금액은 전력거래소가 별지제47호서식에 따라 발전사업자에게 청구서를 발송한다.

7.10 정산명세서, 통지서, 청구서, 청구요청서 발송방법

7.10.1 전력거래소 정산 및 결제담당부서에서 7.6(초기, 최종정산명세서 송부), 7.7(정산금 통지서), 7.9(청구 및 청구요청서)에 의거한 각종 서식 발송방법은 인터넷홈페이지 게시를 원칙으로 하며 상기자료의 인터넷홈페이지에 게시는 정산 및 결제에 관련된 각종서식의 발송으로 본다.

7.10.2 인터넷홈페이지 구축지연, 통신장애, 기타사유로 인터넷 게시가 불가능할 때는 회원사 통지함, fax, e-mail중 가장 신속하고 안정적인 방법을 선택하여 발송한다.

7.10.3 전력거래 참여회원사의 거래담당자는 인터넷홈페이지에 게시된 7.6.1의 자료를 다운받아 거래내역 확인 및 청구관련 증빙서로 이용한다.

7.10.4 전력시장 참여회원사의 거래담당자가 전력거래소에 전력거래대금의 지급을 청구하고자 하는 경우에는 인터넷 홈페이지에 접속하여 청구서 및 관련 증빙서류를 전자적 문서(EDI)형태로 등록하거나 우편, Fax 등의 방법을 이용할 수 있다.[신설 2004.11.30]

7.11 전력거래대금 결제

7.11.1 전력거래대금 결제일자는 매월 6차수에 걸쳐 수행되며 결제일자는 7.12(정산및결제 일정표)에 따른다.

7.11.2 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자 전력거래대금 결제<개정 2005.1.21>

7.11.2.1 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자는 거래차수별 결제일 10:00까지 7.9.1.1의 전력거래대금 청구서에 기록된 결제금액을 시장은행에 개설된

해당 회원사 정산계좌에 입금하여야 한다.<개정 2005.1.21>

7.11.2.2 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자가 자기의 정산계좌에 결제금액 입금시 양수동력정산금 등 전력거래소로부터 정산받아야 할 금액을 차감하여 입금한다.<개정 2005.1.21>

7.11.3 전력거래소 결제담당자 결제금액 이체지시

7.11.3.1 전력거래소 결제담당자는 거래차수별 결제일 7.11.2.1에서 정한 시간 직후 전력거래대금 결제이체시스템을 이용하여 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자의 결제대금이 정상적으로 해당 회원사 정산계좌에 입금되어 있는지를 확인한다.<개정 2005.1.21>

7.11.3.2 전력거래소 결제담당자는 해당 회원의 결제금액이 정상적으로 입금되었다고 확인된 경우에는 결제이체시스템을 이용하여 내부결제를 거친 후 전력거래소 결제계좌에 이체하도록 시장은행에 지시한다.

7.11.4 발전사업자 전력거래대금 결제

7.11.4.1 전력거래소 결제담당자는 전력거래소 결제계좌에 입금된 총액이 발전사업자 및 기타 지급처에 이체되어야 될 총액과 일치된다고 판단하는 경우에는 결제이체시스템을 이용하여 내부결제를 거친후 해당 발전사업자 및 기타 지급처에 이체되어야 할 금액을 확정한다.

7.11.4.2 7.11.4.1에서 이체되어야 할 결제금액이 확정되면 전력거래소 결제담당자는 거래차수별 결제일 15:00까지 결제이체시스템을 통하여 해당회원 정산계좌에 이체토록 시장은행에 지시한다.

7.11.4.3 전력거래소 결제담당자는 발전사업자 해당정산계좌에 결제대금 이체시 발전사업자의 결제금액 총액에서 발전사업자가 전력거래소에 지급하여야 할 전력거래수수료 및 양수동력 정산금은 차감하여 이체한다.

7.11.5 전력거래소 결제담당자는 발전사업자 정산계좌에 결제금액이 이체완료된 사실을 확인한 후 거래차수별 결제일 근무시간 이내에 전력거래 참여회원사별 결제금액 이체현황을 출력하여 내부결제를 얻는다.

7.12 정산 및 결제 일정표

7.12.1 정산 및 결제일정표는 매회계년도 개시 1개월 전까지 전력거래소와 회원사간에 협의에 의하여 작성한다.

7.12.2 7.12.1에서 결정된 정산 및 결제일정표는 매회계년도 개시 20영업일전까지 인터넷홈페이지에 공표한다.

7.13 정산결과 조정(이의)신청 및 처리

7.13.1 정산결과 조정(이의)사항 신청

7.13.1.1 전력거래소에서 수행된 전력거래 정산결과 조정(이의)신청이 있을 경우

신청자는 전력거래소 인터넷 홈페이지를 통하여 하는 것을 원칙으로 하되 불가피한 경우 문서제출(모사전송방식 포함)을 통해 이의제기 내용, 항목 구분, 날짜, 신청자 소속 및 성명 등을 별지 제50호 서식으로 전력거래소에 신청하고 접수여부를 확인한다. 단, 문서를 통해 조정(이의)신청을 한 경우에는 인터넷 장애요인이 제거된 후 인터넷 홈페이지에 조정(이의)신청사항을 등록하여야 한다.

7.13.1.2 전력거래소는 조정(이의)신청서 접수 즉시 신청번호를 접수순서에 따라 조정(이의)신청 등록관리부상의 연도별 일련번호를 부여한다.

7.13.2 조정(이의)신청서 유효성 확인

7.13.2.1 전력거래소 정산담당자는 조정(이의)신청서 기재 내용, 신청 접수일시 및 현재 전력거래소 자체 정산조정 중인 내용인지 또는 정산결과 이외의 사항인지 확인한다. 필요한 경우 신청자에게 자세한 내용을 검토하여 조정(이의)신청서의 유효성을 확인한다.

7.13.2.2 전력거래소 정산담당자가 유효성을 확인하여 접수불가능한 조정(이의)신청서는 접수일로부터 4일 이내에 불가사유와 함께 해당 신청자에게 통지한다.

※ 註 : 접수불가능한 경우 신청자에게 불가사유를 설명하고 수용하지 않을 경우 제7장의 규정에 따라 처리토록 안내

7.13.2.3 전력거래소 정산담당자는 접수불가능한 조정(이의)신청서와 조정(이의)신청자가 자체철회한 신청서는 각각 “접수불가”와 “자체철회”로 조정(이의)신청등록관리부를 별지 제51호서식에 기술하고 처리를 종결한다.

7.13.3 초기정산결과 조정신청

7.13.3.1 초기정산 결과 조정사항 처리

7.13.3.2 전력거래결과 초기정산에 대한 초기정산 조정사항이 있을 경우 조정신청자는 거래일로부터 13일 이내 7.11.1에 따라 정산담당자에게 신청한다.

7.13.3.3 전력거래소 정산담당자는 초기정산결과 7.11.2에 따라 조정신청 유효성을 확인하고 조정신청 합의된 사항은 최종정산에 반영한다.

7.13.3.4 전력거래소 정산담당자는 조정신청에 대하여 조정이 필요한 경우 초기정산금액 변경이 수반되는 관련 회원의 거래담당자와 협의에 의하여 조정한다.

7.13.3.5 전력거래소 정산담당자는 관련 회원간 협의·조정이 필요한 경우 조정회의를 개최하여 조정한다.

7.13.3.6 전력거래소 정산담당자는 초기정산결과 조정신청에 대한 처리결과를 해당 신청자와 초기정산금액에 영향을 받는 관련 회원에게 거래일로부터 18일 이내에 전력거래소 인터넷 홈페이지상에 입력한다.

7.13.3.7 전력거래소 정산담당자는 초기정산결과 조정신청 합의사항이 최종정산에 정확히 반영되었는지 확인한다.

7.13.3.8 전력거래소 정산담당자는 이의사항 처리가 완료되면 조정(이의)신청등록 관리부에 “처리종결”로 표기하여 종결한다.

7.13.4 최종정산 결과 이의신청 처리

7.13.4.1 최종정산에 대하여 이의가 있는 회원은 거래일로부터 30일 이내 7.11.1에 따라 전력거래소에 7.13.1.1의 방법으로 이의신청한다.<개정 2003.5.7>

7.13.4.2 전력거래소 정산담당자는 7.11.2에 따라 이의신청 유효성을 확인한다.

7.13.4.3 전력거래소 정산담당자는 필요시 관련 회원의 거래담당자가 참여한 이의 조정회의를 개최하여 이의신청 내용을 협의·조정한다.

7.13.4.4 전력거래소 정산담당자는 이의신청 합의에 따른 최종정산금 변경내역의 정확성을 확인하고, 거래일로부터 55일 이내 이의신청 처리결과를 7.11.5 및 7.11.6.1의 절차에 따라 해당 회원이 확인 가능하도록 통지한다.

7.13.4.6 전력거래소 정산담당자는 조정(이의)신청등록관리부(별지 제51호서식)에 “처리종결”로 표기하고 종결한다.

7.13.5 조정(이의)이의신청 처리결과 통지서 발행

7.13.5.1 전력거래소 정산담당자는 각 회원의 양식은 별지 제54호~제55호서식으로 조정(이의)신청처리결과통지서를 발행한다.

7.13.5.2 전력거래소 정산담당자는 다음과 같이 이의신청처리결과통지서 발행번호를 부여한다.

◆ 발행번호 부여 형식 : XXX-XX-XXXX-XX

- 처음 3자리

ISD : Initial Settlement Dispute

FSD : Final Settlement Dispute

- 다음 2+4자리 : 신청번호(년도-일련번호)

- 다음 2자리 : 회원코드

01 : 수력원자력, 02 : 남동, 03 : 중부, 04 : 서부, 05 : 남부,

06 : 동서, 07 : 한국수자원, 08 : 한전, 10, 기타

- 통지서 발행대상 회원수가 증가할 경우 회원사 코드 추가부여

7.13.6 각 회원별 조정(이의)신청처리결과통지서 교부 및 변경 정산금 수수

7.13.6.1 전력거래소 정산담당자는 회원사별 조정(이의)신청처리결과통지서를 전력거래소 인터넷 홈페이지상에 통지마감일 16:00까지 입력한다.

7.13.6.2 각 회원은 조정(이의)신청처리결과통지서를 확인하고 최종정산에 대한 이의신청처리결과통지서를 근거로 전력거래소와 거래당사자간 청구서를 발행하여 통지일 이후 도래하는 첫 번째 대금지급일에 신청처리 결과 변경된 정산금을 수수한다.<개정 2005.1.21>

7.13.6.3 조정(이의)신청 처리결과 및 분쟁관리규정에 따른 조치결과 변경 정산금 수수에 따르는 금융비용은 송금하는 측에서 부담한다.

7.13.7 조정(이의)회의

7.13.7.1 전력거래소 정산담당자는 조정(이의)회의 소집이 필요한 경우 “SAC-XX-XXXXA”의 형식으로 회의번호를 부여한다.

- SAC : Settlement Arbitration Council의 두문자
- 다음 숫자 2+4자리 : 년도별 회의 개최 순으로 부여한 일련번호
- 다음 영문자 : 동일건에 대한 회의개최 횟수를 알파벳 순으로 표시

7.13.7.2 전력거래소 정산담당자는 회의 소집을 위해 일시, 장소 및 내용을 관련 회원의 거래담당자에게 적어도 실 근무일 하루전에 통지한다. 촉박한 일정 또는 결정사항이 긴급한 경우는 즉시 긴급통지로 조정(이의)회의를 소집한다.

7.13.7.3 전력거래소 정산담당자는 이의신청 내용을 이의조정회의에 참여한 회원의 거래담당자에게 설명하고 협의·조정한다.

7.13.7.4 이의조정회의의 결정은 이해당사자간 합의를 원칙으로 하고, 상호 합의에 이르지 못할 경우 “합의불가” 처리한다.

7.13.7.5 전력거래소 정산담당자는 이의조정회의에서 협의, 조정된 결과를 이의조정회의록(별지 제53호 서식)으로 작성하여 초기정산의 경우는 거래일로부터 18일 이내, 최종정산의 경우는 거래일로부터 55일 이내에 해당 회원에게 7.11.6.1의 방법으로 통지하고 기록·관리한다.

7.13.7.6 이의조정회의에서 합의 불가능한 이의신청에 대하여 전력거래소 정산담당자는 조정(이의)신청등록관리부(별지 제51호서식)에 “합의불가”로 표기하고 확인 일시를 기록하여 종결한다.

7.14 별표 3. 제9. 라항에 따른 급전지시량은 붙임 8.4의 산정절차에 따라 정산한다.

7.15 제7장의 규정에 의한 분쟁조정 및 전기위원회 분쟁조정결과 전력거래 정산금 변경이 수반될 경우 그 결과에 따라 정산금을 산정·처리한다.

7.16 발전소 접속설비의 불가항력적 고장에 대해서는 발전기 고장정지와 동일한 수준으로 정산한다. 다만, 그 기간은 120시간을 초과할 수 없다.[신설 2004.7.9]

8.0 붙임

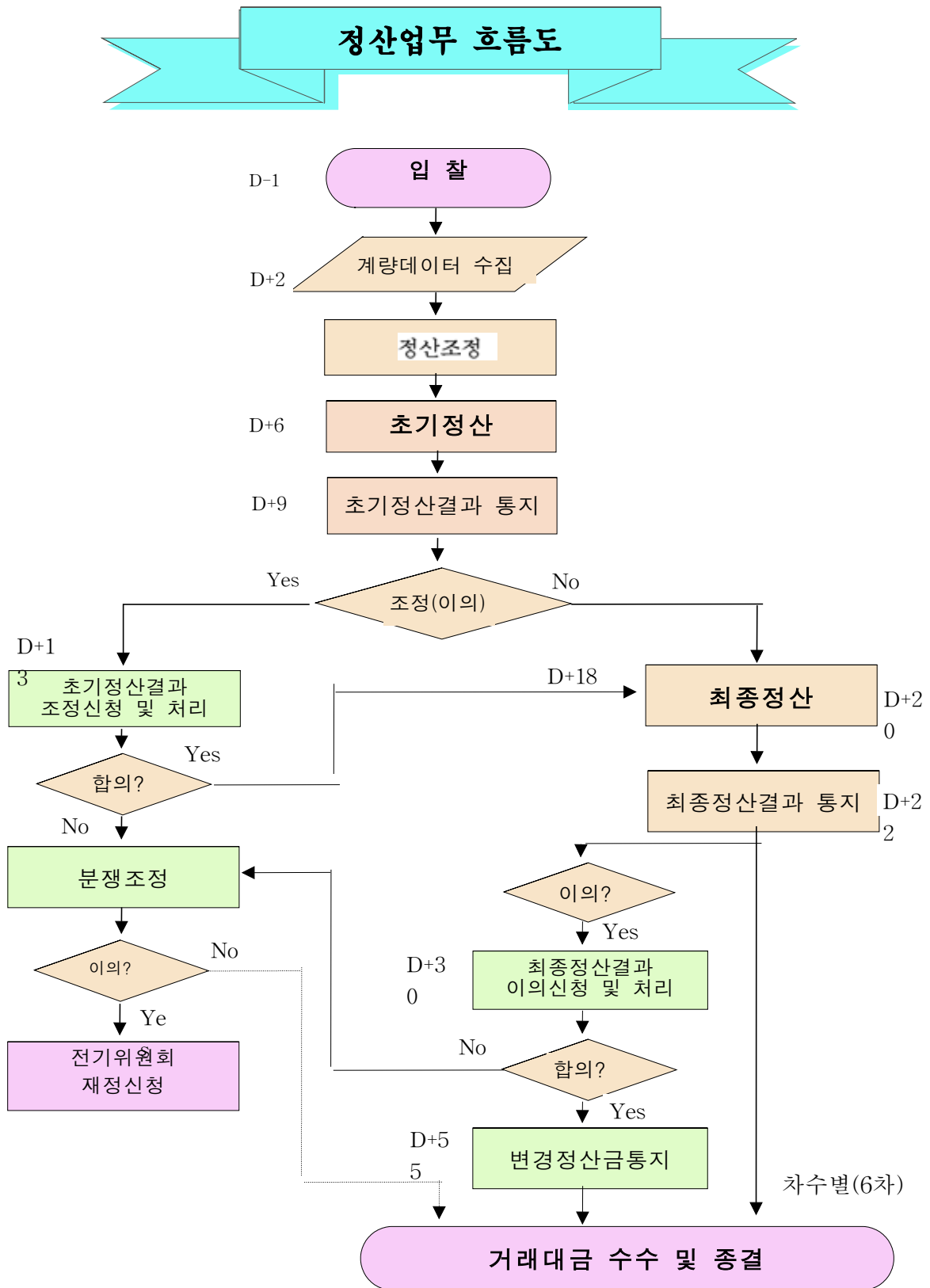
8.1 정산업무 흐름도

8.2 결제업무 흐름도

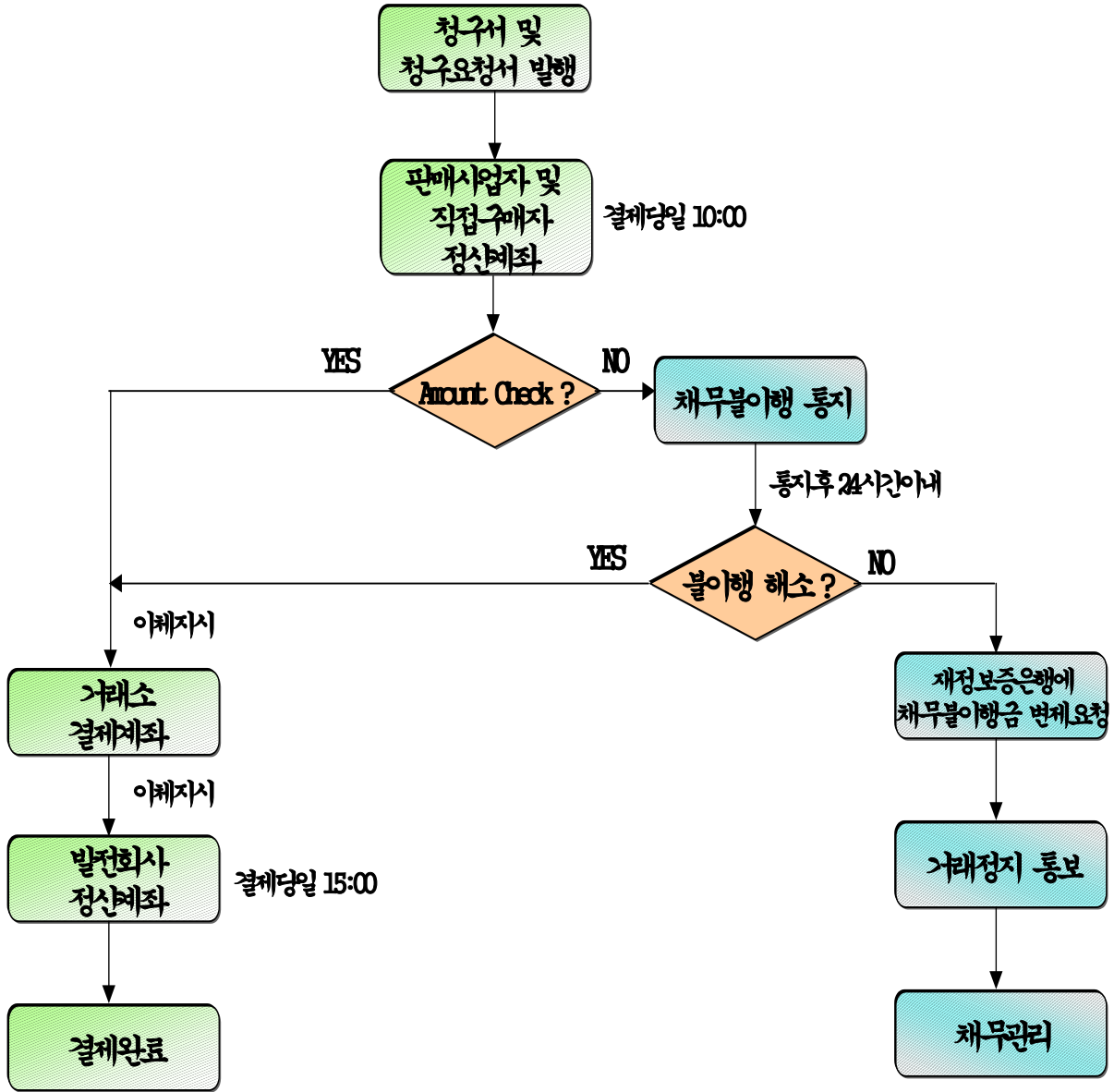
8.3 조정(이의)신청 처리 흐름도

8.4 급전지시량 산정절차

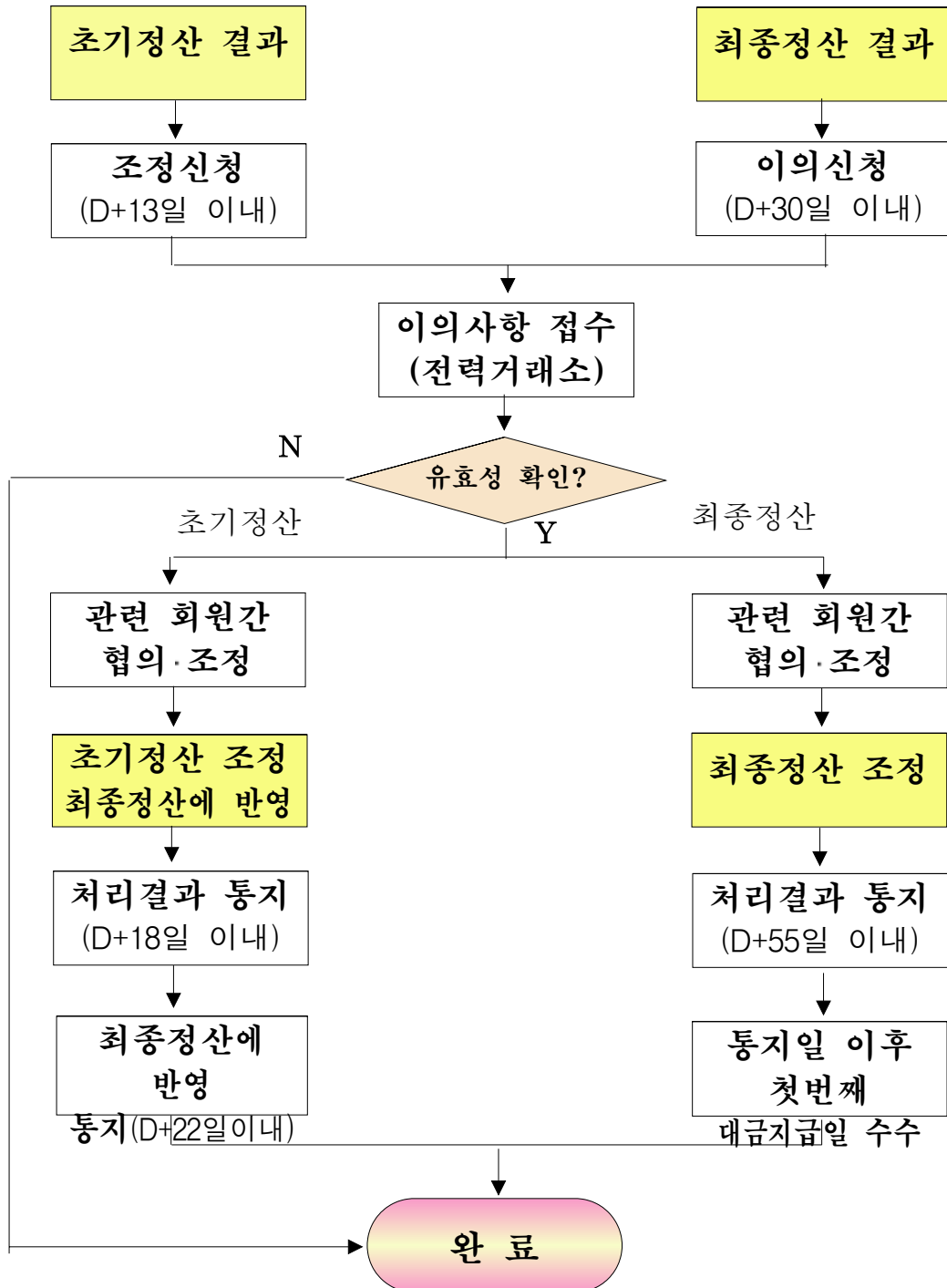
[붙임 1]



결제업무 흐름도



조정(이의)신청 처리 흐름도



급전지시량 산정절차

1. 수력·양수발전기의 급전지시량 산정

급전원은 급전지시 불이행 시간(시작 ~ 종료)을 분 단위까지 입력한다.

만일, $SOF_{i,t} = 1$ 이면, $EOSO_{i,t} = 0$,

$SOF_{i,t} = 0$ 이면, $EOSO_{i,t} = MGO_{i,t}$

$$EOSO_i = \sum_{t=1}^{24} EOSO_{i,t}$$

$$XSO = \text{Max}(EOSO_i - \sum \text{REGW}_{i,t}, 0)$$

$$ENSO = \text{MAX}\{ \sum \text{REGW}_{i,t} - \text{MAX}(\sum \text{MGO}_{i,t}, EOSO_i), 0 \}$$

여기서,

$SOF_{i,t}$: 급전지시 불이행 표시기

$EOSO_{i,t}$: 시간대별 급전지시량

XSO_i : 전력거래소가 거래일 총 발전계획량을 초과하여 발전하도록
지시한 초과전력량(MWh)

$ENSO_i$: 전력거래소가 발전하기 못하도록 지시한 전력량

2. 양수발전기의 양수지시량 산정

급전원은 급전지시 불이행 시간(시작 ~ 종료)을 분 단위까지 입력한다.

만일, $PESOF_{i,t} = 1$ 이면, $PO_{i,t} = 0$, $PEOSO_{i,t} = 0$ 이고,

$PESOF_{i,t} = 0$ 이면, $PEOSO_{i,t} = MPE_{i,t}$

$$PEOSO_i = \sum_{t=1}^{24} PEOSO_{i,t}$$

$$XPESO = \text{Max}(PEOSO_i - \sum PO_{i,t}, 0)$$

$$PENSO = \text{Max}\{ \sum PO_{i,t} - \text{MAX}(\sum MPE_{i,t}, PEOSO_i), 0 \}$$

여기서,

$PESOF_{i,t}$: 급전지시 불이행 표시기

$PEOSO_{i,t}$: 시간대별 양수지시량

$XPESO$: 전력거래소가 거래일 총 양수계획량을 초과하여 양수하도록
지시한 초과전력량(MWh)

$PENSO$: 전력거래소가 양수하기 못하도록 지시한 전력량

3. 재선언 공급가능용량 이상으로 급전지시한 발전 전력량 산정
급전원은 초과급전지시 시간을 분 단위까지 입력한다.

$$\begin{aligned} \text{만일, } XSOF_{i,t} = 0 \text{ 이면, } XEOGA_{i,t} &= 0 \\ XSOF_{i,t} = 1 \text{ 이면, } EOSO_{i,t} &= MGO_{i,t} \\ XEOGA_{i,t} &= \text{MAX}(EOSO_{i,t} - RA_{i,t}, 0) \end{aligned}$$

여기서,

$XSOF_{i,t}$: 초과급전지시 표시기

$XEOGA_{i,t}$: 전력거래소 지시로 공급가능용량을 초과하여 발전하도록 지시
한 초과 전력량

4. 병입지연

급전원은 병입지연 발생시 병입하도록 지시한 시각과 실제 병입시각을 분 단위
까지 기록한다.

$$\begin{aligned} \text{만일, } SDF_{i,t} = 0 \text{ 이면, 해당 거래시간의 } ARA_{i,t} &= RA_{i,t} \\ SDF_{i,t} = 1 \text{ 이면, 병입지연 거래시간의 } ARA_{i,t} &= MGO_{i,t} \end{aligned}$$

여기서,

$SDF_{i,t}$: 병입지연 발생 표시기

5. 병해지연

급전원은 병해지연 발생시 병해 하도록 지시한 시각과 실제 병해시각을 분 단위
까지 기록한다.

$$\begin{aligned} \text{만일, } DSDF_{i,t} = 0 \text{ 이면, } AMGO_{i,t} &= MGO_{i,t} \\ DSDF_{i,t} = 1 \text{ 이면, 병해지연 시간의 } MGO_{i,m} &= 0 \end{aligned}$$

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

여기서,

$DSDF_{i,t}$: 병해지연 발생 표시기

병해 해야할 바로 직전까지의 시간(단위 : 분) 동안의 계량실적은 거래시간의
계량값의 산술평균값을 기준으로 평균하여 산정한다.

6. 조기병입

급전원은 조기병입 발생시 병입하도록 지시한 시각과 실제 병입 시각을 분 단위 까지 기록한다.

만일, $ESF_{i,t} = 0$ 이면, $AMGO_{i,t} = MGO_{i,t}$

$ESF_{i,t} = 1$ 이면, 조기병입 시간의 $MGO_{i,m} = 0$

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

여기서,

$ESF_{i,t}$: 조기병입 발생 표시기

병입 해야할 바로 직전까지의 시간(단위 : 분) 동안의 계량실적은 거래시간의 계량값의 산술평균값을 기준으로 산정한다.

7. 조기병해

급전원은 조기병해 발생시 병해 하도록 지시한 시각과 실제 병해 시각을 분 단위까지 기록한다.

만일, $EDSF_{i,t} = 0$ 이면, $ARA_{i,t} = RA_{i,t}$

$EDSF_{i,t} = 1$ 이면, 조기 병해한 시간동안의 $RA_{i,m} = 0$

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

여기서, $EDSF_{i,t}$ 는 조기병해 발생표시기

8. 발전출력을 지정하여 지시하였으나, 지시한 출력으로 발전하지 못한 경우 급전 지시 발전전력량 산정

급전원은 급전지시출력으로 발전하지 못한 경우 발전출력을 지시한 시작시간, 종료시간을 분단위로 기록하고 지시출력(SO_i)을 기록한다.

가. 지시출력미달의 경우<개정 2003.9.18>

만일, $LSOF_{i,t} = 0$ 이면, $EOSO_{i,t} = MGO_{i,t}$

$LSOF_{i,t} = 1$ 이면,

$$EOSO_{i,t} = [(MGO_{i,t-1} \times p \times Sf_{i,t}) +$$

$$\sum_{m=p+1}^q \text{Min}\{MGO_{i,t-1} + RUR \times (m - p), SO_i\} +$$

$$(MGO_{i,t+1}) \times (60 - q) \times Lf_{i,t}] / 60$$

여기서, $LSOF_{i,t}$ 는 지시출력미달 표시기

$Sf_{i,t}$ 는 최초지시시간대 표시기로서,

최초지시 시각이 포함되면, $S_{f_{i,t}} = 1$, 그렇지 않으면, $S_{f_{i,t}} = 0$

$L_{f_{i,t}}$ 는 지시종료시간대 표시기로서,,

지시종료 시각이 포함되면, $L_{f_{i,t}} = 1$, 그렇지 않으면, $L_{f_{i,t}} = 0$

p : 출력지시 시각(분 단위), q : 출력 종료시각(분 단위)

(p, q 값은 매 거래시간별로 시작 및 종료시간 부여)

SO_i : 송전단 기준으로 급전지시하는 발전기의 급전지시 전력량. 단, 발전단 기준으로 급전지시를 받는 발전기는 다음과 같이 산정한다.

$SO_i = (1-r_i) \times$ 발전단 기준 급전지시 전력량(r_i : 각 발전소의 평균소내소 비율)

$EOSO_{i,t}$: 급전지시 발전전력량(송전단 기준)

나. 지시출력초과의 경우<개정 2003.9.18>

급전원은 급전지시출력 불이행시 발전출력을 지시한 시작시간, 종료시간을 분단위로 기록하고 지시출력(SO_i)을 기록한다.

만일, $USOF_{i,t} = 0$ 이면, $EOSO_{i,t} = MGO_{i,t}$

$USOF_{i,t} = 1$ 이면,

$EOSO_{i,t} = [(MGO_{i,t-1} \times p \times S_{f_{i,t}}) +$

$$\sum_{m=p+1}^q \text{Max}\{MGO_{i,t-1} - RDR \times (m - p), SO_i\} +$$

$$(MGO_{i,t+1}) \times (60 - q) \times L_{f_{i,t}}] / 60$$

여기서, $USOF_{i,t}$ 는 지시출력초과 표시기

$S_{f_{i,t}}$ 는 최초지시 시간표시기로서,

최초지시 시각이 포함되면, $S_{f_{i,t}} = 1$, 그렇지 않으면, $S_{f_{i,t}} = 0$

$L_{f_{i,t}}$ 는 지시종료 시간표시기로서,,

지시종료 시각이 포함되면, $L_{f_{i,t}} = 1$, 그렇지 않으면, $L_{f_{i,t}} = 0$

p : 출력지시 시각(분단위), q : 출력 종료시각(분단위)

(p, q 값은 매 거래시간별로 시작 및 종료시간 부여)

SO_i : 송전단 기준으로 급전지시하는 발전기의 급전지시 전력량. 단, 발전단 기준으로 급전지시를 받는 발전기는 다음과 같이 산정한다.

$SO_i = (1-r_i) \times$ 발전단 기준 급전지시 전력량(r_i : 각 발전소의 평균소내소 비율)

$EOSO_{i,t}$: 급전지시 발전전력량(송전단 기준)

다. 별표2 I. 10. 다. 3)의 세부적용기준은 다음과 같다.,

$|EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}|$ 를 산출함에 있어서,

만약, $EOSO_{i,t} < MGO_{i,t}$ 인 경우,

$$|EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}| = \text{MAX}\{(MGO_{i,t} - EOSO_{i,t}) \times (1+\epsilon), 0\}$$

만약, $EOSO_{i,t} \geq MGO_{i,t}$ 인 경우,

$$| EOSO_{i,t} - MGO_{i,t} | = \text{MAX}\{(EOSO_{i,t} \times (1-\epsilon) - MGO_{i,t}, 0\}$$

ϵ : 지시출력에 대한 허용오차(5%)

운영발전계획 수립 절차

1.0 목 적

규칙 제5.1.1조 및 제5.3.1조의 규정에 의거 일일운영발전계획 수립 업무에 대하여 세부절차를 규정하여 공정하고 투명한 급전업무의 수행과 전력수급의 안정운동을 도모하는데 있다.

2.0 적용범위

2.1 본 절차는 운영발전계획 수립업무에 적용하며 그 세부업무는 다음과 같다.

2.1.1 운영발전계획 수립

2.1.2 운영발전계획 변경

3.0 책 임

3.1 전력거래소는 이 절차에 따라 효율적으로 관련업무를 수행한다.

3.2 운영발전계획 담당자는 제약조건을 고려하여 공정성 및 투명성이 확보되고 발전비용을 최소화할 수 있는 운영발전계획이 수립될 수 있도록 노력하여야 한다.

3.3 본 절차에 의해 수립된 운영발전계획을 운영 중 7.3에 정한 발전계획의 변경 사유가 발생 될 경우 정해진 절차에 의하여 계획을 재수립하여 운영해야 한다.

4.0 참고자료

4.1 법

4.2 별표 5 전력수요예측 절차

4.3 별표 10 연료제약 발전기 운영절차

5.0 용어의 정의

5.1 일일 수요예측

거래일 전후 34시간(거래일 24시간, 거래전일 19-24시, 거래의일 01-04시) 시간대별 전력수요를 예측하는 것을 말하며, 가격결정발전계획 및 일일 운영발전계획 수립의 기초자료로 활용한다.

5.2 부하추종운전

전력계통의 주파수를 규정주파수로 유지하기 위하여 실시간의 부하변동에

대응하여 터빈 속도조정을 범위내에서 출력을 조정하여 운전하는 것을 말한다.

5.3 부하제한운전

조속기의 부하제한장치에 의하여 조속기 기능을 정지시켜 계통주파수가 변동하여도 발전기를 정해진 출력으로 운전하는 것을 말한다.

5.4 발전계획 프로그램(RSC : Resource Scheduling & Commitment)

가격결정발전계획 및 운영발전계획을 수립하는데 사용하기 위하여 Alstom ESCA사로부터 도입한 일간발전계획 프로그램을 말한다.

5.5 전력계통 해석프로그램(PSS/E : Power System Simulator for Engineer) 미국 PTI사에서 개발한 전력계통 해석프로그램을 말한다.

6.0 지 칩

해당 없음

7.0 절 차

7.1 운영발전계획 수립 기준

7.1.1 운영발전계획 담당자는 실시간 계통운전을 효율적으로 하기 위하여 거래 일의 예측수요에 따라 아래 사항을 고려하여 경제급전 원칙에 근거한 운영발전계획을 수립한다.

1. 열공급계획 및 제약연료 사용계획
2. 지역별 계통안정 및 융통전력 운영한계
3. 기타 고려사항

가. 전압 및 주파수 조정

나. 발전기의 기술적 특성

다. 기타 송전손실 및 전력계통의 안정적 운영사항 등

7.1.2 운영발전계획 수립후 예상하지 못한 중대한 예측수요의 변화, 기타 운영발전계획의 수정을 필요로 하는 사항이 발생할 경우 계획을 변경 수립한다.

7.1.3 운영발전계획은 발전계획시스템(RSC)을 사용하여 수립하고, 이에 적용하는 송전제약사항은 전력계통해석 프로그램(PSS/E)을 사용하여 검토한다.

7.1.4 운영발전계획 수립시 송전손실을 고려하여 발전기출력이 배분될 수 있도록 페널티계수(Penalty Factor)를 적용한다.

7.1.5 운영발전계획은 송전단출력으로 수립함을 원칙으로 한다. 단, 송전단 자료 취득이 불가능한 설비는 발전단 출력으로 할 수 있다.<개정 2003.9.18>

7.2 운영발전계획 수립

7.2.1 기본입력자료 작성

- 7.2.1.1 운영발전계획 담당자는 전력거래시스템에서 입찰자료를 받아 현재 운전 중인 발전기 현황과 비교하여 거래일의 입찰 Data파일을 작성한다.
- 7.2.1.2 수요예측 담당자로부터 거래 전일의 수요실적 및 기상상황, 기타 사회적 여건 등을 고려한 거래일 시간대별 최종 수요예측자료를 받아 입력한다.
- 7.2.2 제약사항 입력
 - 운영발전계획 프로그램의 Data 입력사항에 각 제약사항을 입력한다.
 - 7.2.2.1 송전제약사항 입력
 - 1. 계통해석 기준에 따라 분석프로그램(PSS/E)에 의해 검토된 제약사항
 - 2. 송전제약 적용사항
 - 지역별 계통안정 및 융통전력 운영한계, 전압안정도, 선로 및 변압기 과부하, 기타 페널티계수 및 전력계통 안정운영에 필요한 사항 등
 - 7.2.2.2 발전제약사항 입력
 - 1. 열공급 발전기를 보유한 회원으로부터 통보 받은 열공급에 필요한 시간대별 발전기 출력을 입력
 - 2. 국내 무연탄 및 액화천연가스등 제약연료를 사용하는 발전기에 대해서는 발전기별 일일 연료사용량을 발전량으로 환산하여 입찰한 자료를 적용한다.
 - 3. 전력계통의 안정운영 및 주파수 유지율을 위한 예비력 확보
 - 가. 주파수 조정용량 확보를 위해 발전기 기준출력 상한치를 아래와 같이 배분하여 운영
 - 1) 기력, 복합, 수력 및 양수 : 입찰공급가능용량의 95%(단, 석탄화력은 95~100%)
 - 2) 원자력 : 입찰공급가능용량의 100%에서 출력 고정운영
 - 나. 전력계통 운영기준에 따른 예비력을 확보한다.
 - 시운전발전기는 신뢰도시험 개시 이후 시운전계획을 고려하여 예비력에 반영한다.
 - 4. 시운전 및 각종 시험관련 계획 반영
 - 5. 수력 발전기의 입찰된 일일 총발전량 적용
 - 6. 양수발전기 양수 및 발전량 적용
 - 입찰된 양수동력 및 발전량 범위에서 계통의 효율성을 고려하여 적용한다. 단, 상부저수지의 수위저하와 석탄화력발전기의 출력이 감발되거나 양수로 인하여 LNG 발전기의 출력이 증발될 경우 경제성에 따라 양수량을 조정할 수 있다.
 - 7. 기타 제약사항 검토하여 입력
- 7.2.3 운영발전계획 프로그램 실행

각 제약사항 입력 후 운영발전계획 프로그램(RSC)을 실행한다.

7.2.4 운영발전계획 결과 검토

운영발전계획 프로그램을 실행후 결과에 대해서 각종 제약사항 적정 반영 여부 등을 검토한다.

7.2.4.1 계통안정성과 송전제약사항 등의 반영여부를 검토한다.

1. 발전력의 배분 결과를 전력계통해석 프로그램(PSS/E)에 입력후 전력계통안정운영기준에 따라 계통안정성을 재검토한다.
2. 송전제약 사항 발생시 7.2.2항부터 반복하여 재실행후 운영발전계획에 적용한다.

7.2.4.2 발전제약사항의 적정반영 여부 검토

1. 각 발전제약사항의 반영 및 만족여부를 검토하고 운영발전계획이 효율적으로 수립되었는지 확인한다.
2. 적정하지 못한 경우 7.2.2항부터 반복하여 재실행한다.

7.2.4.3 송전제약 사항이 있는 경우 “운영발전계획제약검토서”(별지제57호서식)를 작성한다.

7.2.4.4 발전기 정지사항이 있는 경우 “발전기정지계획서”(별지제56호서식)를 작성한다.

7.2.5 예비력산정 프로그램을 이용하여 시간대별 예비력을 산정한 후, 예비력 확보대상 발전기를 지정한다.

7.2.6 결과 통지

7.2.6.1 운영발전계획 결과에 대해 모든 제약조건 및 전력수요의 만족 여부를 검토하여 확정된 후, 시간대별 지정예비력을 포함하여 제5.1.2조제2항의 내용을 거래일 전일 18시까지 운영시스템을 이용하여 해당 회원사에 통지하고 실 계통에 운영한다.

7.3 운영발전계획 변경 및 기준

7.3.1 전력거래소의 급전원은 운영발전계획을 통지한 후 변경사유가 발생될 경우 재입찰자료 등을 확보하여 운영발전계획을 재수립하여 운영하여야 한다.

7.3.1.2 운영발전계획의 변경기준은 다음과 같다.

1. 발전력 1,000MW 이상 고장 또는 공급가능용량 1,000MW이상 입찰변경시
2. 송변전설비 고장 등으로 인한 발전제약 초래시
3. 수요예측 오차 1,000MW 이상 발생 전망시

7.3.2 운영발전계획의 변경수립은 기 작성된 운영발전계획 데이터베이스에 입찰자료 및 변동사항 등을 입력한 후 일간발전계획 프로그램조작절차에 준하여 시행한다.

1. 송전계통의 추가적인 제약사항 발생여부를 분석하여 적용하고, 제약사

항 발생시 "운영발전계획제약검토서"를 작성한다.

2. 각 발전기의 시간대별 예비력을 재산정한다.

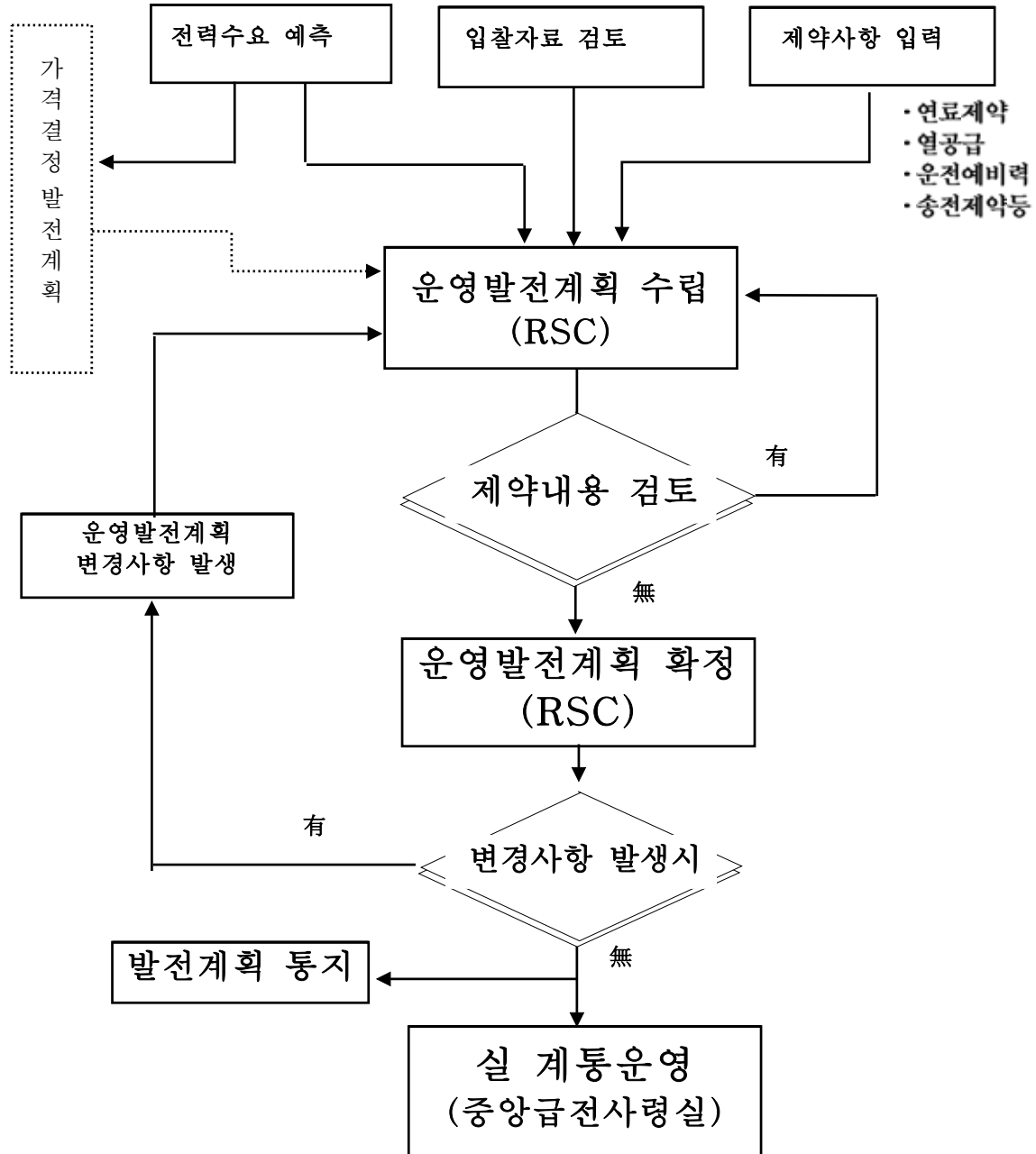
7.3.3 운영발전계획의 변경시 추가된 송전제약 및 시간대별 예비력지정 변경내용 등을 포함하여 규칙 제5.1.2조제2항 규정의 내용을 운영시스템 등을 이용하여 해당 회원사에 즉시 통지한 후 실 계통에 운영한다.

7.3.4 변경된 운영발전계획 및 각 제약내용, 기타 변경입찰내역 등 기본자료를 정리하여 관리하도록 한다.

8.0 붙 임

8.1 운영발전계획 수립 흐름도

운영발전계획 수립 흐름도



연료제약발전기 운영 절차

1.0 목 적

규칙 제5.1.5조의 규정에 의거 국내무연탄 또는 액화천연가스를 사용하는 발전기를 보유한 회원에 대한 제약연료 물량배분방법, 급전원칙 등을 정하여 전력계통을 공정하고 안정적으로 운영하는데 있다.

2.0 적용범위

2.1 본 별표는 제약연료의 연·월간 물량배분 및 운영발전계획 수립업무에 적용한다.

2.2 관련자 : 전력거래소, 전기사업자 (발전사업자, 판매사업자, 송전사업자)

3.0 책 임

3.1 전력거래소는 국내무연탄 또는 액화천연가스(이하 "LNG"라 한다)의 물량 배정 및 급전운영이 공정하면서도 경제적이고 안정적으로 운영되도록 하여야 한다.

3.2 전력거래소는 LNG 수급특성상 안정적인 전력수급을 위하여 익년도 LNG의 연·월간 적정사용물량을 산정하여 발표하여야 한다

3.3 전력거래소는 연간 국내탄 사용물량을 전력수요 등을 고려, 공정하고 투명한 원칙에 의거 발전기별로 배분하여 발전사업자에게 통보하여야 한다

3.4 전기사업자는 제약연료의 연·월간 적정물량이 정확히 산출될 수 있도록 관련데이터를 전력거래소에 제출하여야 하며, 전력거래소는 적정물량 산출 근거에 대한 전기사업자의 자료공개 요청시 정보공개절차를 거쳐 공개할 수 있다.

3.5 발전사업자는 익년도 연간 및 월별 제약연료 사용량을 전력거래소에서 산정한 연·월간 적정물량을 참고하여 연료공급업자와 협의·결정하고, 협의된 연간 및 매월 사용계획량을 전력거래소로 통보하여야 한다.

전력거래소는 전력수급과 관련하여 발전사업자에게 월간사용물량조정을 요청할 수 있으며, 이때 발전회원은 적극 협조하여야 한다.

4.0 참고자료

4.1 법

- 4.3 전력수급 종합시스템 ('98 전력연-단984)
- 4.4 연간발전계획설계서
- 5.0 용어의 정의
- 5.1 연료계약 발전기
중앙급전발전기로서 법제49조6항의 규정에 의한 전력산업기반기금에 의하여 지원받는 발전기를 말한다
- 5.2 연·월간 연료 적정사용물량
전력수요, 전력계통송전계약, 운전예비력 등을 고려, 전력계통에서 전력을 안정적으로 공급하기 위하여 소요되는 계약연료 사용량
- 5.3 연·월간 연료 계약물량
가. 국내탄 : 전력산업기반기금에 의해 지원받는 국내탄중 정부 또는 장기전력수급계획에서 발전용으로 결정된 물량
나. LNG : 가스수급특성 등의 사유로 전력산업기반기금의 지원을 받기로 하고 계통에 필요한 적정사용물량을 초과하여 각 발전사업자와 LNG 공급업자간 계약된 물량
- 5.4 연간발전계획
연간발전계획이란 연료수급계획 수립 등을 위해 계획기간동안 각종 제약조건을 만족하면서 전력계통에서 가장 경제적이고 효율적으로 발전설비를 운영하기 위한 계획으로서 연간발전계획 프로그램에 의해 수행된다.
- 5.5 연간발전계획 프로그램
전력연구원에서 '98년 말 개발 완료한 「전력수급계획 및 운영해석 종합시스템」 발전계획 프로그램을 말한다
- 5.6 발전기 입출력 특성계수
발전기출력과 투입된 연료비용과의 상관관계를 나타내는 열소비 특성계수로서 아래와 같이 표시된다
$$F(P) = aP^2 + bP + c$$
 (a, b, c : 입출력 특성식의 2차, 1차, 및 상수계수)
P : 발전출력(MW), F : 시간당열량(Gcal/h)
- 5.7 발전기 소내소비 특성계수
발전소 소내소비전력과 발전기 출력과의 상관계수로서 이에 대한 특성식은 아래와 같이 표현된다
$$P_g = a_{aux}P_n + b_{aux}$$
 (a_{aux}, b_{aux} : 소내소비 특성식의 1차 및 상수계수)
P_g, P_n : 발전단 및 송전단 출력[MW]
- 5.8 연간전력수요
연간발전계획을 수립하기 위해서 연 최대전력수요, 월별판매전력량 등을

고려하여 전력수급종합시스템의 연간수요예측 프로그램에서 예측된 1년 365일, 시간별(8,760시간) 수요를 말한다.

5.9 판매전력량

판매사업자가 예측한 월별 판매전력량의 합계를 말한다.

5.10 송배전손실량

송전전력량과 판매전력량과의 차이를 말한다.

5.11 시운전발전력

법제9조제4항의 규정에 의한 사업개시 신고를 하지 아니한 발전기로서 시운전계획에 의해 발전되는 발전력을 말한다.

5.12 예방정비계획

발전기 성능을 유지하기 위해 정기적으로 발전기를 정지하고 정비하는 시기 및 기간을 말한다

5.13 열공급계약 발전량

열공급발전소가 열공급을 위해 필수적으로 발전해야 할 발전량을 말한다.

6.0 지 침

6.1 전력수급계획 종합시스템 개발 보고서

6.2 전력수급계획 종합시스템 연간발전계획 설명서

7.0 절 차

7.1 연·월간 연료 적정사용물량 검토를 위한 자료 제출

7.1.1 익년도 제약연료의 연·월간 적정사용물량 산정과 관련하여 관계회원은 다음의 자료를 10월말까지 전력거래소로 제출하여야 한다.

7.1.1.1 발전사업자 제출자료

가. 연료관련 자료

- 1) 발전기별 연료종별 예상연료단가
- 2) 발전기별 사용연료의 발열량(최근3년간 평균치)
- 3) 연료 최대/최소 공급가능량
- 4) 발전기별 사용가능연료 (유황함량표시)
- 5) 계절별 LNG 가격 구조
- 6) 기타 운전에 영향을 미칠 수 있는 사항

나. 운전관련자료

- 1) 발전기별 계획예방정비 일정
- 2) 국내탄 발전기의 주말정비 및 간이정비 일정
- 3) 열공급발전기 열공급계획
- 4) 발전기별 시운전항목별 일정 및 출력계획

- 5) 환경규제준수 등을 고려한 발전기별 혼소율
- 6) 하계고온시 복합화력 발전기 감발전력
- 7) 발전기 입출력 특성계수
- 8) 발전기 소내소비 특성계수
- 9) 원자력 발전기 월별 발전계획
- 10) 수력발전소 월별 발전계획

7.1.1.2 판매사업자 제출자료

- 가. 판매전력량
- 나. 구입전력, 도서내연 발전계획

7.1.1.3 송전사업자 제출자료

- 가. 제주연계선 정비계획
- 나. 송배전 손실률

7.1.1.4 7.1.1.1에서 제출한 자료외의 필요자료는 비용평가위원회 자료를 이용한다

7.2 전력수요 예측

전력거래소는 익년도 예상 수요성장율을 고려하여 전력수급 종합시스템의 수요예측프로그램으로 8,760시간의 시간별 수요를 예측한다.

7.3 제약연료 연·월간 사용물량 산정

7.3.1 국내탄 사용물량 검토

7.3.1.1 국내탄 적정 사용물량 검토

가. 전력거래소는 전력수급종합시스템의 연간 발전계획 프로그램을 사용하여 아래 각항의 제약사항과 각 회원에게서 제출받은 자료를 가지고 7.2항에서 예측된 수요를 토대로 전력계통에서의 국내탄 적정사용물량을 산출한다

- 1) 전력계통의 송전제약
- 2) 운전예비력
- 3) 발전소별 혼소율
- 4) 발전기 정지계획(O/H, 주말, 기타)
- 5) 기타

나. 연간 발전계획프로그램 운영은 프로그램 사용설명서에 따른다.

7.3.1.2 발전사업자별 국내탄 사용물량의 배분

가. 7.3.1.1에서 산출된 적정사용물량이 연간계약물량보다 같거나 클 때에는 적정사용물량을 발전사업자별 배분물량으로 한다.

나. 7.3.1.1에서 산출된 적정사용물량이 연간계약물량보다 적을때 아래와 같은 방법으로 발전사업자별로 국내탄 사용물량을 재배분하여 최종결과를 11월말까지 발전사업자에게 통보한다.

1) 발전기별 월간 물량배분(발전기별, 월별)

발전기별 월간 적정물량(kg) + {(연간계약물량(kg) - 연간적정물량(kg))
× 혼소율가중치 ×(해당발전기월별운전일수/전체발전기연간운전일)}

· 혼소율 가중치 = $\frac{\text{해당발전기용량(MW)} \times \text{해당발전기혼소율}}{\sum(\text{국내탄발전기용량(MW)} \times \text{혼소율})}$

· 운전일수는 발전사업자가 제출한 발전기 정지계획을 감안하여 산출

2) 연간물량은 월간물량을 합산하여 산정한다.

7.3.2 LNG의 연·월간 적정 사용물량 검토

가. 전력거래소는 전력수급종합시스템의 연간 발전계획 프로그램을 사용하여 아래 각항의 제약사항과 각 회원에게서 제출받은 자료를 가지고 7.2항에서 예측된 수요를 토대로 전력계통에서의 LNG 적정사용물량을 산출하여 11월말까지 발표한다.

1) 전력계통의 송전제약

2) 운전예비력

3) 7.3.2.2에서 배분된 국내탄 사용량

4) 기타 (발전계획 프로그램입력을 위해 제출받은 자료)

나. 연간 발전계획프로그램 운영은 프로그램 사용설명서에 따른다.

7.4 제약연료의 연·월간 사용물량 결정

7.4.1 발전사업자(또는 발전사업자 협의회)는 전력거래소에서 산출한 연·월간 연료 적정사용물량을 참고하여 연료 공급업자와 연·월간 사용물량을 협의, 결정하고 12월말까지 전력거래소에 통보하여야 한다. 다만, 사정에 따라 기한내 협의 및 계약이 완료되지 않아 연·월간 사용물량을 통보하지 못할 경우에는 종전년도의 연료계약 발전기별 운전실적을 기준으로 예정 물량을 통보할 수 있다.

7.4.2 발전사업자는 연·월간 사용물량 결정시 전력거래소에서 산출한 적정사용 물량을 고려하여야 하며, 연·월간계약물량이 적정물량보다 작아 전력수급 부족 등이 예상될 때 전력거래소는 물량조정을 요청할 수 있으며 발전사업자는 적극 협조하여야 한다.

7.5 연료계약발전기의 급전운영 원칙

7.5.1 제약연료의 월간운영계획 제출

7.5.1.1 발전사업자는 제약연료의 발전기별 월간운영계획을 아래 각항을 고려하여 해당 월 개시 10일전까지 전력거래소에 제출하여야 한다.

가. 대용량발전소 또는 제약연료를 사용하는 발전기의 계획예방정비 변경

나. 제약연료의 수급제약 및 재고연료량을 고려한 월별 사용물량 변경

다. 기타

7.5.1.3 전력거래소는 통보된 물량이 전력수요 변동, 대용량발전기 불시정지 등에

의해 실제 필요물량보다 작아 전력수급부족 등이 예상될때 추가물량확보를 요청할 수 있으며, 이때 발전사업자는 추가물량을 최대한 확보하여야 하고 확보물량을 기준으로 월간운영계획을 재수립하여 통보하여야 한다.

7.5.2 연료제약 발전기의 일일 급전운영

7.5.2.1 연·월간 제약물량으로 운영시

가. 제약연료 발전기의 입찰서 제출

규칙 제5.1.5조제1항의 규정에 의거 제약연료를 주연료로 하는 발전설비를 보유한 발전사업자는 해당 발전기별 일일연료사용량을 발전량으로 환산하여 거래일 전일 오전 10시까지 모사전송방식 또는 기타 전력거래소가 정하는 방식에 의하여 제출하여야 한다.

나. 전력거래소는 통보된 제약연료 발전기의 일일발전량을 반영하여 운영발전계획을 수립한다.

다. 전력거래소는 입찰된 발전량이 비제약 또는 제약발전계획상의 필요발전량보다 적어 전력수급에 어려움이 예상될 때에는 일일발전량을 조정할 수 있으며, 전력수요가 낮은 주말, 특수경부하기간에는 발전사업자와 협의하여 기동정지계획을 조정할 수 있다.

7.5.2.2 연·월간 제약물량이 없을때

전력거래소에서는 연료제약 없이 운영발전계획을 수립하여 운영한다.

7.5.3 가스공급제한으로 전력공급부족 예상시 급전운영

가. 발전사업자는 가스수급불안 또는 가스공급설비 고장 등의 사유로 가스공급이 제한될 경우에는 규칙 제2.3.2조에 의거 가스수급상황을 고려하여 연료전환 발전기의 2차연료 전환여부, 석탄화력 출력상향운전 등을 결정, 변경된 입찰서를 전력거래소에 제출하여야 한다.

나. 전력거래소는 제출된 입찰서를 기준으로 운영발전계획을 수립·운영하며, 운영발전계획 수립결과 전력공급부족 예상시에는 제5.1.4조 "전력공급부족시 조치" 절차에 따라 운영한다.

7.5.4 IPP 사업자가 소유한 발전기의 급전운영

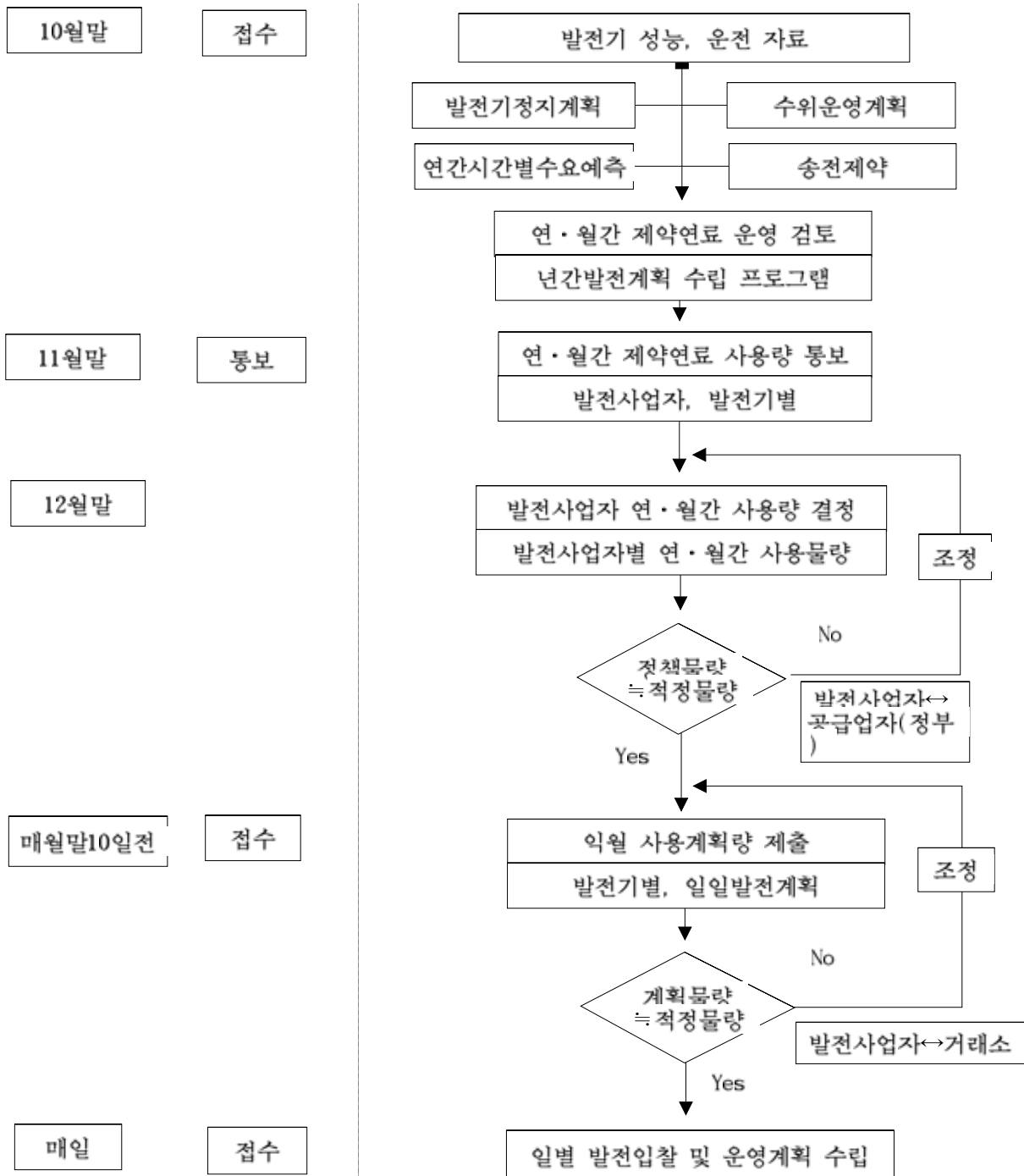
LNG를 주연료로 사용하는 발전기중 IPP사업자가 소유한 발전기의 급전운영은 일반 발전사업자소유의 발전기에 준한다.

8.0 불 입

8.1 연료제약 발전기 운영절차

[붙임8.1]

연료계약 발전기 운영절차



실시간 급전운영 절차

1.0 목 적

규칙 제5.1.6조 내지 제5.1.11조, 제5.1.14조, 및 별표3의 규정에 의거 실시간 계통운영에 있어서 설비별 운영방법, 급전지시 및 전압·주파수 조정 방법 등을 정하여 전력계통을 공정하고 안정적으로 운영하는데 있다.

2.0 적용범위

2.1 본 별표는 전력계통 운영을 위한 급전지시, 발전기 운영, 계통감시 및 전압·주파수제어 업무에 적용하며 그 세부업무는 다음과 같다.

2.1.1 급전지시

2.1.2 계통조작

2.1.3 주파수 조정

2.1.4 계통전압 제어

2.1.5 적정예비력 확보

2.1.6 계통상황 변화시 운영

3.0 책 임

3.1 전력거래소

3.1.1 운영발전계획을 근거로 하여 전력수요 변동에 따라 발전기 기동·정지 및 출력조정을 지시하고, 송전제약 발생여부를 고려하여 전력계통의 안정성 및 공정성이 유지될 수 있도록 하여야 한다.

3.1.2 전력계통의 신뢰성이 유지될 수 있도록 전력계통운영기준을 준수하고, 규정전압, 주파수를 유지하면서 계통고장 발생시에는 신속히 복구되도록 지시하고 감시한다.

3.2 전기사업자

전력계통안정운영에 적극 협조하여야 하며 계통운영설비의 고장 또는 문제점 발생시 전력거래소에 즉시 통고하고 전력거래소의 급전지시에 따라 신속한 조치를 취해야 한다.

4.0 참고자료

4.1 법

4.2 전력계통수요예측자료

4.3 예비력 운영기준

4.4 운영발전계획수립 자료

4.5 전력계통 안정유지기준

4.6 송·변전설비 정격용량 및 과부하 내량

4.7 모선 및 선로 분리개소 현황

4.8 발·변전소 모선별 기준전압

5.0 용어의 정의

5.1 예비력

예측수요의 오차, 발전기 불시고장 등으로 인하여 전력수급의 균형을 유지하지 못할 경우를 대비하여 최대수요를 초과하여 보유하는 발전기의 출력 여유분을 말한다.

5.2 운영예비력

전력계통의 안정을 위해 확보하는 발전력으로 운전, 대기, 대체예비력을 포함하는 예비력을 말한다.

5.3 운전예비력

계통에 병입하여 운전하는 발전기의 주파수조정예비력과 대기예비력중 10분 이내 확보 가능한 예비력을 말한다.

5.4 대기예비력

발전설비 불시정지 및 수요예측 오차등에 대비하여 운전중인 발전기의 10분 이내 확보가능한 예비력과 정지상태 발전기중 상시 기동이 가능하여 20분 이내 확보가능한 예비력을 말한다.

5.5 대체예비력

발전소 및 송전설비 고장정지등에 대비하여 발전력 및 부하로부터 120분 이내 이용가능한 예비력을 말한다.

5.6 강행송전

운전중인 송전선로가 자동차단 또는 정지된 경우 송전을 계속하기 위하여 운전전압으로 차단기 투입을 시도하는 것을 말한다.

5.7 전압 안정성

계통에 어떤 외란이 발생했을 때 전압이 새로운 평형점에 도달하여 안정을 취할 수 있는 능력 또는 이와 관련된 성질을 말한다.

5.8 전력용 콘덴서

송변전계통 부하역률을 개선하여 송전손실의 저감이나 계통전압의 저하를 억제하는데 사용하는 콘덴서를 말한다.

5.9 분로리액터

전로에 병렬로 접속하여 선로와 부하의 진상무효전력의 보상 및 계통전압상승을 억제하거나, 345kV 지중송전선로의 충전전류를 감소시키기 위하여 설치된 리액터를 말한다.

5.10 정지형 무효전력보상장치(SVC)

전력용 콘덴서와 분로리액터를 조합하여 무효전력을 진상에서 지상까지 연속적으로 제어하는 설비를 말한다.

5.11 EMS(Energy Management System)

전력계통운영업무를 능률적이고 효과적으로 수행하기 위한 고속의 대용량 전산설비로서 주파수 및 전압제어는 물론 경제급전 기능까지 수행할 수 있는 급전종합자동화설비를 말한다.

5.12 1조작 1지시

1조작마다 지시 및 조작결과를 보고하는 형태로서 지시 → 조작 → 조작결과보고 등을 반복하는 지시를 말한다.

5.13 일괄조작 1지시

전력거래소에서 전기사업자의 지역급전업무 담당부서 및 발·변전소에 수단단계의 조작을 일괄하여 지시하는 형태로서 조작내용이 정형적이고 단순하여 오조작의 염려가 없는 경우에 한한다.

- 1) 변전소의 정지 또는 수전 등 정형적인 조작
- 2) 송전선 정지, 가압시 차단기의 정형적인 조작

5.14 목적조작 지시

전력거래소가 발·변전소에 일련의 조작목적, 조작결과의 상황 등을 총괄적으로 지시하고, 수령자는 미리 정하여진 조작 수순에 따라 조작하는 것으로서 상황 판단, 조작방법 등 지시내용이 오조작의 염려가 없는 경우에 실시한다.

- 1) 발전기, 변압기, 조상설비 등 기동 또는 정지
- 2) 기기 Loop 및 정전 절체 등
- 3) 송변전설비 휴전작업 관련 조작 등

5.15 자주조작

전력계통 운영, 조정 및 조작에 있어서 전기사업자가 급전지시에 의하지 않고, 미리 정해져 있는 범위와 순서에 의해 발·변전소에서 자주적으로 조작하는 것을 말한다.

6.0 지 침<개정 2003.5.7>

해당없음.

7.0 절 차

7.1 급전지시

7.1.1 급전지시의 원칙

7.1.1.1 급전지시는 정확하고 신속하게 하여야 하며, 정당한 이유없이 이행지연 또는 내용을 변경해서는 안된다.

7.1.1.2 운영발전계획과 계통상황에 따라 공정하고 투명한 급전지시로 전력계통의 안정적, 효율적 운영을 위한 급전지시를 하여야 한다.

7.1.2 급전지시 내용

7.1.2.1 발전기, 변압기, 조상설비 등 전력설비의 가동·정지

7.1.2.2 전력수급, 주파수, 전압 및 조류조정에 필요한 발전소 유·무효전력조정 및 설비조작

7.1.2.3 휴전작업, 계통구성 변경 및 전력설비 고장에 따른 개폐장치의 조작

7.1.2.4 EMS 원격소 단말장치(RTU), 계통보호장치의 사용상태 변경

7.1.2.5 수급비상시 부하조절

7.1.2.6 운영예비력 확보 발전기 지정

7.1.3 급전지시원칙의 예외

급전지시의 원칙을 이행하기 어려운 아래와 같은 사유가 있는 경우 전력거래소 운영자의 판단에 따라 급전지시를 할 수 있다.

1) 발전기, 전력계통의 고장 등에 의해 운영발전계획을 수립하기에 충분한 시간적 여유가 없을 때

2) 기타 전력계통의 안정을 위해 계통비상 상황시

7.1.4 비상시 급전지시

천재지변 등으로 전력계통운영에 심각한 사태가 초래되었거나 우려가 있을 때에는 전력계통의 복구 및 운전신뢰도 유지를 위하여 별표12에 따라 송·변전설비 등의 정지 또는 수급조절 등을 지시할 수 있다.

7.1.5 입찰자료의 확인

전력거래소는 안정적 계통운영의 범위내에서 급전지시를 통해 발전기 공급가능용량의 실현 가능성을 필요시 확인할 수 있다.

7.1.6 급전지시 기록

전력거래소는 급전지시 내용중 정산에 필요한 내용을 전력거래시스템에 입력한다.

7.2 계통조작

7.2.1 전력거래소는 전력계통 안전 및 신뢰도 확보를 위해 전력계통운영시스템(EMS, SCADA등)을 활용하여 발전기, 송전선 등 전력계통 전반에 대한 다음 각호의 실시간 운전상태를 감시하여야 한다.

- 1) 일일 부하추이
- 2) 발전기 유·무효전력
- 3) 계통주파수 및 전압
- 4) 송·변전설비의 운전상태
- 5) 예비력

7.2.2 계통조작지시 기준

계통조작지시는 전력계통운영기준, 송전망에 주어진 물리적 상태를 고려하여 계통조작 지시를 하여야 한다.

7.2.3 계통조작지시 종류

계통조작지시의 종류는 조작목적에 따라 자주조작, 1조작 1지시, 일괄조작 1지시, 1목적 조작지시 등이 있다.

7.2.4 전력설비조작

아래 각호에 해당하는 전력설비의 조작은 전력거래소의 지시에 따라 시행한다.

- 1) 345kV 이상 송전망
- 2) 154kV 송전망
 - 가) 20MW 이상 발전소 연계선로
 - 나) 발전기출력을 조정하여야만 송전이 가능한 계통
 - 다) 기타 전력거래소와 전기사업자가 합의한 중요 송전망
- 3) 제주지역의 송전망

7.2.4.1 위 7.2.4항의 전력거래소가 운영하는 범위 이외의 전력계통은 전력거래소의 위임을 받아 송, 배전사업자가 운영할 수 있다.

7.2.4.2 전력거래소는 전력계통의 중대고장등 비상시에는 전기사업자가 운영하는 송전계통에 대한 급전지시를 할 수 있다.

7.2.4.3 전기사업자는 전력설비의 조작일시, 조작내용 등을 기록 유지하여 전력거래소의 요구가 있을 때에는 즉시 그 내용을 제시하여야 한다.

7.2.5 계통연계 조작

병행송전선 및 연계계통의 투입은 다음 각호의 기준에 의한다.

- 1) 동기검정장치에 의한 계통연계 조작
- 2) 병행송전선로의 1회선 운전을 확인한 후 병행운전조작
- 3) 기타 계통연계가 가능하다고 판단되는 경우의 수동투입은 전력거래소의 지시에 따른다.

7.2.6 강행송전방향

고장 등으로 정전된 송전선로의 강행송전 방향은 송전단측에서 수전단측으로 하며 다음 각호를 원칙으로 한다.

- 1) 345kV이상 송전계통은 신옥천변전소와 가까운 변전소를 송전단으로 하며 상대단 변전소를 수전단으로 한다.
- 2) 154kV이하 송전계통은 345kV변전소를 송전단으로 하며 상대단 변전소를 수전단으로 한다.
- 3) 발전소와 연계된 송전계통은 변전소를 송전단으로 하며 발전소를 수전단으로 한다.
- 4) 말단계통에서 송, 수전단의 구분이 어려울 경우에는 전력을 공급하는 측을 송전단으로 한다.
- 5) 기타 송전계통의 강행송전방향은 별표12에 따른다.

7.2.7 송전선 등의 고장

1) 방사상 부하공급 송전선로가 무전압이면 제1차 강행송전을 한다. 다만, 그 결과가 불량한 경우에는 조작책임자의 판단으로 5분 경과 후 제2차 강행송전을 할 수 있다. 그 결과 또한 불량한 경우에는 선로순시를 실시하고 급전지시 계통에 순시 결과를 보고하고 즉시 고장복구 조치를 취하여야 한다.

2) 주간선 및 연계 계통의 송전선로 고장시 차단된 송전선로가 가압 상태이면 제7.2.5항의 규정에 따라 계통연계조작을 하며 무전압상태이면 제7.2.6항의 규정에 따라 다음 각호와 같이 조작한다.

가) 송전단측 발, 변전소에서 제1차 강행송전을 하며 그 결과가 불량한 경우에는 급전지시 계통에 보고하고 급전지시에 따른다.

다만, 통신두절 등으로 인하여 급전지시 계통과의 연락이 5분이상

지연될 때에는 조작책임자의 판단으로 제2차 강행송전을 할 수 있다. 그 결과 또한 불량한 경우에는 자체에서 긴급고장 복구조치를 취함과 아울러 그 내용을 신속하게 급전지시 계통에 보고한다.

- 나) 수전단측 발, 변전소에서는 선로가 가압되면 7.2.5항의 규정에 따라 계통연계조작을 한다. 다만, 선로의 가압이 5분이상 지연될 경우에는 급전지시계통의 지시에 따라 역방향으로 강행송전을 할 수 있다.
- 3) 재폐로계전기가 설치되어 있는 선로에 있어서 순시 1회 자동재폐로 실패시의 제1차 강행송전은 운전원의 판단으로 차단기의 동작책무를 고려하여 가능한 한 신속히 행한다.
- 4) 선로의 전부 또는 일부가 지중화되어 있는 송전선로의 지중선측 고장으로 확인될 시에는 강행송전을 하지 아니함을 원칙으로 한다.
- 5) 특수 기상조건이나 작업중인 선로고장시의 조작은 급전지시에 따라 다음 각호와 같이 행한다.
 - 가) 폭풍우시 선로가 자동차단 된 경우에는 제2차 강행송전을 한 때로부터 15분 정도 경과 후 제3차 강행송전을 할 수 있으며 그 결과가 불량한 경우에는 풍속의 약화등 기상조건을 고려하여 제4차 강행송전을 할 수 있다.
 - 나) 폭설시 선로가 자동차단된 경우에는 약5분 정도 경과후 제1차 강행송전을 한다.
 - 다) 농무나 염진해로 인한 고장이나 병행 2회선 또는 4회선 송전선로의 1회선 작업도중에 건전선로에 고장이 발생한 경우에는 급전지시에 따라 강행송전 하는 것을 원칙으로 한다.

7.2.8 계통고장시 개폐기 조작

선로 및 기기 차단기의 전부 또는 일부가 차단되지 아니한 상태에서 전모선이 정전되었을 때에는 그 차단되지 아니한 모든 차단기를 즉시 수동으로 개방하고 사전에 정해진 조작을 행한다.

7.2.9 계통고장시 변전소의 조작

7.2.9.1 계통고장시 주간선 및 연계계통 변전소의 조작

- 1) 가압선로가 있으면 구내고장 유무를 확인한 후 즉시 모선에 수전하고 7.2.7항의 2)에 따라 조작한다.
- 2) 모든 선로가 무압이면 비상시 조작절차에 따라 모든 차단기를 수동 개방하고 그 이후의 조작은 급전지시에 따른다. 다만, 일부 선로가 가압되어 5분 이상 지속되면 급전지시 없이도 모선에 수전할 수 있다.

7.2.9.2 방사상계통 변전소의 정전시 조작

- 1) 수전측 선로가 가압되어 있으면 구내고장 유무를 확인한 후 즉시 모선에 수전하여 부하측에 공급한다.
- 2) 수전측 선로가 무압이고 예비선로가 가압되어 있으면 수전측 차단기를 수동 개방하고 예비선로로 수전한 후 급전지시 계통에 보고한다.
- 3) 모든 선로가 무압이면 주변압기 1차측을 제외한 모든 차단기를 수동 개방한 후 선로가 가압되는 즉시 모선에 수전하여 부하측에 공급한다.

7.2.9.3 변전소 구내 예비변압기 절체, 모선절체 등이 요구되는 고장 발생시 계통으로의 파급이 우려되지 않거나, 파급이 방지될 경우에 송전사업자의 운전원 책임하에 우선 조치하고 그 결과를 급전지시계통에 보고하여야 한다.

7.2.10 송전선 등의 고장시 조작

7.2.7항, 7.2.8항, 7.2.9항에 대한 조작은 전력계통의 신속한 복구를 위해 전기사업자의 자체 판단에 의하여 조작할 수 있다.

7.2.11 제주지역 계통운영은 전력거래소 제주지소 급전지시에 따른다.

7.3 주파수 조정

7.3.1 전력거래소는 전력수요 변동에 따른 발전력 조정을 원활히 수행하여 계통의 주파수를 유지범위 이내로 유지하여야 한다.

7.3.2 계통주파수를 유지하기 위하여 다음 각호와 같이 1000MW이상 주파수 조정용 운전예비력을 확보하여야 한다.

1) 주파수 유지 예비력(1차 주파수 응답) : 500MW이상

주파수 변동 초기에 응동하는 주파수 조정용량으로서 주파수 변동시 10초 이내에 발전력이 응동하여 30초이상 출력유지가 가능한 발전력으로 G.F(Governor Free)에 의해 응답되는 주파수 조정량을 말한다.

2) 주파수 복구 예비력(2차 주파수 응답) : 500MW이상

1차 응답후 정상 주파수 유지범위로 회복시키기 위한 발전력으로서 30초이내에 발전력이 응동하여 30분간 지속 가능한 발전력으로 AGC 보유예비력 및 출력 증발에 의한 주파수 조정량을 말한다.

7.3.3 평상시 주파수 조정

7.3.3.1 부하 안정시간대

- 1) 부하추이 및 운영발전계획을 토대로 주파수가 유지범위를 유지할 수 있도록 발전기의 기동, 정지 및 운전 Mode결정 등 급전지시 한다.
- 2) 발전회원은 발전기 부하추종(Governor Free)운전, 자동발전제어(AGC)운전으로 계통주파수 유지에 적극 협조하여야 한다.
- 3) 응동폭이 속도조정을 규정치 보다 미달시는 설정치 등을 재확인토록

하여 변경토록 지시한다.

- 4) 발전회원은 부하추종운전, 자동발전제어에 의한 주파수 조정 운전이 불가능 할 경우 즉시 전력거래소에 그 사유를 통보하고, 급전지시에 따라 수동으로 발전기의 출력을 조정하여야 한다.

7.3.3.2 부하 급변시간대

일일중 부하급변시간대인 아침시간, 중식시간 및 심야 시작시간에는 운영 발전계획을 토대로 사전에 발전기 기동 및 출력을 증발하고, 응동특성이 좋은 수력, 양수, 복합 등을 활용하여 주파수를 유지한다.

7.3.4 이상시 주파수 조정

- 1) 주파수가 급격하게 저하하거나 상승할 경우 그 상황을 신속하게 파악하여 다음 각호의 조치를 취하여야 한다.
 - 가) 대용량 발전기 탈락 등으로 주파수가 급격하게 저하하는 경우 운전 예비력의 활용, 전압조정에 의한 수요조절, 대동력 고객에 대한 수요조절요청, 변전소에서 일부 수요차단(긴급시)의 순으로 주파수를 정상으로 회복시킨다.
 - 나) 주파수 회복은 현재 운전중인 발전기의 출력여력분 증발 및 수력, 양수, 복합 등 응동특성이 좋은 발전기를 먼저 증발·기동후 안정되면 연료비 순위와 증분연료비에 따라 조정한다.
 - 다) 수요차단 등으로 주파수가 급격하게 상승하여 계통상황이 불안정할 경우 급전지시에 의하여 발전기를 정지시켜 주파수를 정상으로 회복시킨다.
 - 라) 심야 양수동력 운전중 발전기사고 등으로 계통주파수가 59.80Hz 이하로 상당시간 지속 또는 전망될 경우 양수동력을 차단할 수 있다.
- 2) 전력계통이 2개 이상으로 분리되었을 경우에 우선 분리된 각 계통의 수급평형을 도모하여 안정시킨 후, 분리된 계통을 연결하는 조작을 시행한다. 이때 분리된 계통의 주파수 조정을 발전사업자에게 잠정적으로 위임할 수 있다.
- 3) 발전회원은 계통이상 등으로 주파수 저하 또는 계통분리가 되었을 경우 그 상황을 신속 정확하게 파악하여 전력거래소에 보고한 후 급전지시에 따라 운전하여야 한다. 다만, 전력거래소로부터 주파수 조정을 위임받았을 경우 또는 급전전화 불통으로 급전지시를 받을 수 없는 경우에는 분리된 자체 지역 내의 운전상황을 파악한 후 제1)항에 따라 주파수를 조정한다.
- 4) 발전회원은 계통주파수가 $60\pm 0.5\text{Hz}$ 를 초과할 경우에는 급전지시가 없어도 다음 각호의 조치를 취할 수 있다.

가) 운전중인 전 발전기의 출력을 신속하게 조절함은 물론 정지중인 수력, 내연 및 가스터빈 발전기를 가동할 수 있도록 준비하여 주파수가 조정범위 이내로 회복되도록 노력하여야 한다. 다만, 주파수 급상승시의 발전기 정지는 급전지시에 따라 신속하게 이행하여야 한다.

나) 자동발전제어에 의한 주파수 조정 운전 중 계통과 분리되었다고 판단될 경우에 즉시 자동급전장치의 발전기제어기를 차단시켜 부적절한 제어신호에 의한 주파수 혼란을 방지한다.

7.4 계통전압 제어

7.4.1 전력거래소는 전력계통의 안정성, 무효전력의 효율적 이용 및 고객의 적정 전압을 유지하기 위하여 발전기 단자전압, 조상설비, 변압기 Tap조정 등을 유효하게 활용하여 기준전압 유지범위 이내가 되도록 감시 및 지시한다.

7.4.2 전압조정목표

전력거래소의 전압조정 목표는 다음 각호와 같다.

- 1) 발전소의 전압조정은 발전기 단자전압을 목표로 한다. 다만, 연계 1차 변전소와 협조를 필요로 할 때에는 송전선측 모선 전압을 목표로 할 수 있고 특별히 지정하는 때에는 발전기 역률 및 발생 무효전력을 목표로 할 수 있다.
- 2) 변전소의 전압조정은 모선전압을 목표로 한다.

7.4.3 계통전압조정 방법

7.4.3.1 평상시 전압조정

7.4.3.1.1 계통전압 조정은 모선전압을 기준으로 발·변전소에서 자율적으로 조정하며, 전기사업자는 전력계통운영기준에서 정한 154kV 및 345kV 계통전압의 허용범위 유지가 어려울 때에는 전력거래소에 즉시 통보한다.

7.4.3.1.2 전압조정은 경부하, 부하변동, 중부하 시간대의 경계점에서는 급격한 전압변동이 없도록 단계적으로 조정한다.

7.4.3.1.3 전력거래소는 전력계통의 무효전력, 전압을 적절히 조정하기 위하여 전압조정장치의 운전 변경을 지시할 수 있으며, 계통의 일부에서 기준전압 허용범위 유지가 어려울 경우에는 계통절체 및 송전선로의 정지를 지시할 수 있다.

7.4.3.2 발전기 단자전압 운영

7.4.3.2.1 발전기 단자전압 조정 범위

발전기 단자전압 조정범위는 발전기 무효전력 한계곡선 범위내에서 정격

전압의 $\pm 5\%$ 이내로 조정한다. 단, 발전기 단자전압 100% 이상 운전은 전력용 콘덴서(S.C)로 전압조정을 우선 시행한 후 필요시에 조정한다.

7.4.3.2.2 무효전력 조정에 이상이 있을시(발전기 권선온도 상승 등) 그 사유를 전력거래소에 즉시 통보하고 급전지시를 받는다.

7.4.3.3 조상설비 운영 다음 각호에 의한다.

- 1) 급격한 전압변동이 없도록 단위용량별로 나누어 단계적으로 조작한다.
- 2) 기준전압 허용범위를 유지하도록 운전한다.
- 3) 인근지역의 무효전력 수급사정과 계절에 따라 가감 운전되어야 한다.

7.4.3.4 특수경부하 기간 운영

7.4.3.4.1 설날, 추석 등 특수경부하기간에는 부하의 무효전력 소비가 감소하여 기간계통의 전압이 크게 상승하므로 특수경부하시 전력거래소의 계통운영 검토서에 따라 운전한다.

7.4.3.4.2 특수경부하시 계통전압 조정을 위한 송전선로 개방은 계통의 고장발생시 신속한 복구를 위해서는 단로기는 개방하지 않고, 차단기만 개방하여야 한다.

7.5 적정 예비력 확보

7.5.1 전력거래소는 수요와 공급의 적절한 평형을 유지하기 위하여 적정 예비력을 확보, 운영하여야 한다.

7.5.2 예비력 확보량은 운영발전계획의 확보량을 기준으로 하여 운영한다.

7.5.3 예비력 확보량은 급전종합자동화설비를 이용하여 감시하며, 예비력 과다 및 부족시는 다음 각호에 따른다.

1) 예비력 과다시

확보 운영중인 대기, 대체 예비력을 연료비 우선순위법에 따라 정지, 또는 해제를 지시한다.

2) 예비력 부족시

정지중인 대기, 대체예비력 발전기를 연료비 우선순위법에 따라 기동, 또는 대기토록 지시한다.

7.5.4 정지중인 대기 또는 대체예비력으로 지정된 발전기는 급전지시에 따라 최단 시간내에 기동할 수 있는 상태로 있어야 하며 곧바로 기동할 수 없을 때에는 즉시 전력거래소에 보고하여야 한다.

7.6 계통상황 변화시 운영

7.6.1 다음 각호의 경우에는 운영발전계획을 재수립한다.

- 1) 수요예측 오차 1,000MW이상 발생 전망시
- 2) 발전기 1,000MW이상 탈락시
- 3) 발전기 공급가능용량 1,000MW이상 변경 입찰시
- 4) 송, 변전설비 고장 등으로 발전계약 초래시

7.6.2 운영발전계획서 재수립은 “운영발전계획수립 및 변경절차”에 따르며, 송전계약 검토 등 관련서류는 보관한다.

7.6.3 7.6.1항 이외의 상황 발생 및 운영발전계획 재수립시까지는 다음 각호에 따른다.

- 1) 예비력 활용
- 2) 연료비 우선순위법에 의한 발전기 기동, 정지
- 3) 등증분 연료비법에 따른 출력조정

7.6.4 운영발전계획을 재수립후 해당회원에 전력거래시스템을 이용하여 통보한다.

8.0 불 임

해당 없음

비상시 급전지시 절차

1.0 목 적

규칙 제5.1.4조 및 제5.1.12조의 규정에 의거 천재지변 등으로 인한 전력계통의 고장, 발전기 불시고장 정지 등으로 전력계통 안정 및 전력수급 운영에 심각한 상태가 초래되거나 초래할 우려가 예상되는 경우 또는 계통 운영 설비의 기능상실(EMS, 통신두절 등), 전력계통 Black-out 등 (이하 “전력계통비상”) 발생시의 업무절차를 규정함에 있다.

2.0 적용범위

2.1 전력계통 비상시 급전지시, 급전조작 및 계통복구업무에 적용

2.2 적용대상

2.2.1 전력거래소, 전기사업자(발전, 송전, 배전, 판매사업자)

3.0 책 임

3.1 전력거래소

전력계통에 비상상황이 발생하였을 경우 전력계통의 안정유지 및 전력계통을 효과적으로 복구할 수 있도록 송전 및 판매사업자, 발전사업자의 단계별 이행상황의 점검, 복구조작 지시 등 전력계통의 복구, 운영업무를 시행한다.

3.2 송전·배전 및 판매사업자

전력계통 비상상황 발생시 전력거래소의 급전지시에 협조하여야 하며, “비상시 수급조절 운영계획”을 수립하여 매년 전력거래소에 통보한다.

3.3 발전사업자

전력계통 비상상황 발생시 전력거래소의 급전지시에 협조하여야 하며, 발전기 안정운영 및 운영능력증대를 위해 노력하여야 한다.

4.0 참고자료

해당 없음.

5.0 용어의 정의

이 절차에서 사용하는 용어는 제1.2조에서 정한 내용을 따르며 그 외의 사항은 다음과 같다.

- 5.1 “전력계통 동요” : 전기적으로 취약한 계통에서 지역간 또는 일부지역 발전기들이 수Hz 이내의 낮은 주파수로 동요하여 출력, 전압등의 크기가 주기적으로 변하는 것으로 전력계통 불안정 현상중의 하나이다.
- 5.2 “수급경보” : 정상시 또는 고장시 발전기 공급가능 용량이 거래시간의 공급가능용량 예비력이 3,000MW 이하로 발생하거나 발생할 우려가 있는 경우 발령하는 경보를 말한다.
- 5.3 “수요조절(부하이전)” : 특정한 전력사용 고객(계약에 의한)의 전력사용 시간대를 조정하여 특정한 시간대의 전력수요를 조정하는 것을 말한다.
- 5.4 “부하조정” : 전력수요에 대한 발전기의 공급 가능 전력이 부족할 경우 긴급히 변전소에서 공급하는 부하를 조절 또는 차단하는 것을 말한다.
- 5.8 “기타발전소” : 외부로부터 기동용 전력을 공급받아 발전기를 기동할 수 있는 발전소를 총칭한다.

6.0 지 침

해당 없음.

7.0 절 차

7.1 전력계통 비상예상 또는 비상발생시 조치절차

7.1.1 급전지시 및 조작 일반

천재지변 등으로 전력계통운영에 심각한 상태가 초래되었거나 우려가 예상되는 아래 상황에서는 전력계통의 복구 및 운전 신뢰도 유지를 위하여 전력거래소 급전담당자의 경험과 판단에 따라 비상시 급전지시 및 조작을 할 수 있다.

1. 발전기, 전력계통의 고장 등에 의해 발전계획을 수립하기에 충분한 시간적 여유가 없을 때
2. 기타 전력계통 고장파급 등으로 신속한 계통복구가 필요한 때

7.1.2 상황별 적용조건

자연재해(태풍, 낙뢰, 폭우, 폭설, 지진 등) 및 산불로 인한 송전선로 고장 또는 발전기탈락 파급 우려시 비상시 급전지시를 할 수 있으며, 그 상황은 아래 각호와 같다.

1. 기상정보 또는 낙뢰 감지 시스템에 의한 태풍, 낙뢰발생 경로가 전력계통의 주요 송전선로로 진행이 예상되는 경우
2. 폭우, 폭설, 산사태 등으로 전력계통의 주요 송전선로 철탑이 도괴되거나 도괴의 우려가 있는 경우
3. 원자력 또는 대단위 발전단지의 연계선로 및 주요송전선로의 선하지 또는 선하지 인근에서 산불이 발생할 경우
4. 지진으로 인하여 전력계통의 주요 송전선로 철탑이 도괴되거나 도괴의 우려가 있는 경우
5. 전쟁, 테러, 폭동, 사회적 소요 발생 등으로 전력공급에 차질이 예상되는 경우

7.1.3 재해 예상 또는 재해발생시 계통조작

7.1.3.1 자연재해로 인한 345kV 송전선로 고장 또는 발전기 탈락등으로 전력계통 안정 및 일부 송·변전설비의 과부하, 계통전압 불안정, 계통주파수의 급격한 변동이 예상될 경우 이에대한 조치는 아래 각호와 같다.

1. 기상정보 또는 낙뢰정보 시스템으로 태풍, 낙뢰, 폭우, 폭설등의 진로를 파악하여 재해 예상지역의 발전사업자(발전소) 및 송전사업자(지역급전소, 변전소 등)에 통보하여 필요한 조치를 강구하도록 지시한다.
2. 필요시 전력계통의 연계, 발전기 출력의 조절등을 지시하며, 모든 발전사업자 및 송전사업자는 전력거래소의 급전지시를 이행하여야 한다.
3. 이러한 급전운영은 상황이 종료될 때까지 시행하며, 해당 사업자는 수시로 상황을 전력거래소에 통보한다.
4. 대단위 발전단지에 위협이 예상될 경우는 해당 발전기의 안정도를 검토하여 발전기의 안정운전 범위까지 발전기 출력을 조정하여 송전선로 고장으로 인한 발전기 2차 탈락을 방지한다.

7.1.3.2 전력계통 비상시 7.1.3.1 4호에 대한 발전기의 안정도 검토 대상은 다음과 같다.

1. 원자력 발전소
2. 삼천포 및 보령, 태안, 당진 등 대단위 화력발전소

7.1.3.3 전력계통 안정화 유지 조치

전력거래소는 전력계통 비상상황이 발생하거나 발생할 우려가 있는 경우에는 전력계통의 안정운영을 위하여 필요시 대책을 강구하며, 아래 각호와 같은 조치를 취할 수 있다.

1. 고장이 발생한 경우 60분 이내에 전력계통이 안정유지 기준 이내로 회복될 수 있도록 한다.

2. 주파수저하에 의해 동작된 부하차단 설비는 고장후 안정적인 계통상태로의 회복을 위해 공급 가능한 상태로 준비되어야 한다.
3. 고장에 따른 계통불안정이 예상될 경우, 전력조류, 계통전압에 대한 별도의 기술적 안정한계를 설정하여 운전할 수 있다.
4. 폭풍우, 뇌우등의 악천후나 산불로 인한 전력계통에 위해가 예상될 경우에는 상정고장기준을 강화하여 운전할 수 있다.
5. 어떤 경우에도 차단기의 차단 능력으로 고장선로나 설비등을 충분히 차단할 수 있도록 계통을 구성하여 운전하여야 한다.

7.1.4 고장으로 인한 정격초과(이하 “과부하”) 발생시 조작

전력계통의 고장으로 인하여 발전소와 연계된 송전선로에 과부하가 발생하거나 발생할 우려가 있는 때에는 아래 각호와 같이 조치한다.

7.1.4.1 발전소와 연계된 송·변전설비의 과부하 발생시

1. 과부하 개소의 정격을 초과하는 과부하량 만큼 발전력을 즉시 감소시키며 과부하율 및 시간적 여유에 따라 발전기의 출력을 감발하거나 또는 발전기 정지를 시행한다.
2. 감발하는 발전기의 감발량 만큼 신속히 다른 응답속도가 빠른 발전기의 발전력을 증발시켜 수급균형을 유지시키고, 안정된 후 발전계획에 따라 조정한다.
3. 발전소 모선에서 다중 회선으로 송출선로가 구성된 개소에서는 발전소 모선 운영방법 변경(배열조정 및 분리) 또는 송전선로 차단, 불가피한 경우 부하조절 등을 시행하여 과부하를 해소한다.

7.1.4.2 발전소 연계선이 아닌 송·변전설비의 과부하 발생시

1. 과부하 해소에 영향이 큰 발전소 순으로 발전기 출력을 우선 조정하여 송전선로의 과부하율을 감소시킨다.
2. 과부하선로의 송전전력 감소에 영향을 주는 송전선로를 선택하여 1회선 또는 2회선을 차단한다. (단, 타 계통의 과부하 및 안정도에 우려가 없는 송전선로에 한하여 차단기만 차단한다.)
3. 필요시 전력거래소 급전운전원 판단하에 부하차단 조치를 취한다.

7.1.5 고장으로 인한 계통전압 불안정시 조작

7.1.5.1 전기사업자는 발전기탈락, 송·변전설비 고장 등의 원인으로 전력계통 전압 불안정이 발생한 경우에는 즉시 자체 판단에 따라 기준전압이 유지되도록 조상설비 투입, 발전기 단자전압 조정, 발전기 출력조정 등의 조치를 취하고 상황을 전력거래소에 통지한다.

7.1.5.2 관련된 발전소의 발전기 단자전압을 가능한한 발전기 허용한도 내에서

최대값으로 운전되도록 급전지시한다.

7.1.5.3 관련된 지역에 대기중인 발전력(수력, 양수 및 복합)이 있을 경우 발전기를 가동할 수 있다.

7.1.5.4 전력거래소는 전압불안정의 지속 또는 전압강하로 광역정전이 발생할 우려가 있고, 시간적인 여유가 없는 경우에는 지역적인 부하차단을 지시할 수 있다.

7.1.6 전력계통 동요(Swing) 발생시 조작

송전계통의 고장으로 인한 전력계통의 발전기 출력동요 또는 전압, 주파수의 동요가 발생되었을 경우는 즉시 다음 각호와 같이 조치한다.

1. 출력동요 폭이 큰 발전기의 출력을 신속히 감발하고 다른 운전발전기의 출력을 신속히 조정하여 전력수급균형을 맞춘다.
2. 154KV 송전선로 Loop 분리개소가 있을 경우 Loop가 가능한지의 여부를 파악한 후 가능할 경우 154kV 계통을 Loop 시킨다. 이 경우 분리한 본래 목적(과부하 방지, 차단용량감소 등)을 고려하여 시행한다.

7.2 전력공급 부족시 조치절차

7.2.1 전력수급 경고 발령 , 발령시기, 발령절차 및 해제시기는 다음과 같다.

7.2.1.1 전력수급 경고의 종류, 경고 요건

1. 수급경보 3급 : 최대전력기준 공급가능 예비전력이 200만kW~300만kW 사이로서 사전 대비가 필요한 때
2. 수급경보 2급 : 최대전력기준 공급가능 예비전력이 100만kW~200만kW 사이로서 비상대비 또는 즉시 조치가 필요한 때
3. 수급경보 1급 : 최대전력기준 공급가능 예비전력이 100만kW 미만으로써 부하조정이 필요한 긴급상황이라고 판단될 때

7.2.1.2 경고발령 시기

1. 경고 요건 발생 예상시
2. 경고 요건이 발생하는 긴급한 상황 또는 요건 해당시

7.2.1.3 경고 발령권자.

1. 운영 담당 이사
2. 이사 부재시는 중앙급전사령실장
3. 운영담당 책임자

7.2.1.4 경고발령 절차

1. 중앙급전사령실장은 경고발령 요건 발생시 전력수급상황(전력공급 부족의

발생시간, 부족한 공급능력, 전력공급부족의 지속시간등) 및 경보발령 단계를 작성한다.

2. 산업자원부장관 및 경보발령권자에게 보고하고 경보를 발령한다.
3. 전기사업자(송전, 판매, 발전사업자 등)에게 통지한다.
4. 통지는 전화 또는 FAX로 한다.

7.2.1.5 경보발령 해제

비상근무시간이 명시된 경우는 비상시간 종료시 자동으로 해제되며 다만, 상황변화 등으로 필요한 때에는 발령권자의 별도 통보에 따른다.

7.2.2 수급경보 발령에 따른 전력거래소와 전기사업자의 역할은 다음과 같다.

전력거래소는 전력계통 안정운영에 책임을 가지며, 송전 및 판매사업자 및 전 발전사업자는 전력계통 운영에 협조하여야 한다.

7.2.2.1 『수급경보 3급』 경보 발령시

1. 발전사업단 석탄(유연탄)발전소에 출력 상향운전 준비를 지시하며, 발전소는 결과를 중앙급전사령실에 통지한다.
2. 시운전발전기의 시험일정을 변경 요청하여 발전출력을 확보한다.
3. 발전정지계획 조정등 공급능력 확충을 준비한다.
4. 송전사업자(지역급전소)는 배전용 변압기 TAP 수동운전을 준비한다.
5. 판매사업자(구입전력팀)는 민간 열병합발전기의 추가가동 요청을 준비한다.
6. 급격한 부하 증가시 휴전작업을 중지하고 계통을 원상복구 한다.
7. 판매사업자는 전력 수요조절(부하이전)을 준비한다.
8. 수급경보 2급의 조치에 대비한다.

7.2.2.2 『수급경보 2급』 경보 발령시

1. 석탄(유연탄)발전소의 출력 상향운전 시행을 지시한다.
2. 발전정지 계획 등을 조정하여 공급능력을 확충한다.
3. 판매사업자(구입전력팀)는 민간 열병합발전기의 추가가동을 요청하며, 열병합 추가 가동전력(MW)을 즉시 중앙급전사령실에 통지한다.
4. 판매사업자(수요관리실)는 전력 수요조절(부하이전)을 시행하며, 수요조절량(MW)을 즉시 중앙급전사령실에 통지한다.
5. 송전사업자는 배전용 변압기 TAP 수동운전 및 긴급 부하조정을 준비한다.
6. 수급경보 1급의 조치에 대비한다.

7.2.2.3 『수급경보 1급』 경보 발령시

1. 배전용 변압기 TAP 수동운전 시행여부를 결정하여 송전사업자에게 급전 지시한다.
2. 긴급 부하조정 필요시 부하차단량, 기간등을 결정하여 송전사업자에게 “비상시 수급조절 운영계획”의 수급조절 운영기준에 따라 상황별로 C-1 ~ C-100 로 구분하여 지시한다.
3. 부하조정이 장기적으로 예상될 경우에는 지역별 운번제로 부하조정을 시행하며, 운번조정 시간은 1시간 전후로 한다

7.2.2.4 수급경보 단계별 조치사항중 전력부하이전 등 수요조절의 시행여부는 긴급한 경우를 제외하고는 “비상시 수급조절 운영계획”에 의하여 구성되는 협의회의 결정에 따른다.

7.2.3 보고서 작성, 제출에 관한 전력거래소 및 전기사업자의 역할은 다음과 같다.

1. 전력거래소는 공급능력 부족에 따른 경보발령 및 시행에 대한 실적 자료를 작성하여 보관한다.
2. 송전 및 판매사업자 및 전 발전사업자는 시행실적에 대한 자체자료를 작성한후 전력거래소의 요청이 있을 때 즉시 제출한다.

7.3 급전통신 기능 정지시 조치절차

7.3.1 상황통지

7.3.1.1 급전통신 기능이 정지되면 송전사업자 및 전 발전사업자(발전소)에 아래사항을 즉시 통지한다

1. 기능정지 일시, 복구예정시간
2. 확보된 중앙급전사령실 유선전화 및 무선전화 번호

7.3.1.2 통지방법은 일반 유선전화 또는 무선전화로 통지한다.

7.3.2 전력계통운영

7.3.2.1 계통주파수 제어 및 공급운영능력 확보

1. 계통주파수의 변동범위가 $60.0 \pm 0.2\text{Hz}$ 이내가 되도록 한강 RCC 및 양수발전소에 수동 주파수추종운전을 지시하며, 기력발전기는 발전계획에 따라 주파수추종운전을 하도록 지시하고, 필요시, 기력발전기에 대한 급전지시는 각 발전사업자의 핵심발전소 1호기(삼천포, 보령, 태안, 하동, 당진T/P)를 통하여 할 수 있다.
2. 전력거래소(중앙급전사령실)는 전력계통 수요 및 공급능력을 파악하고 있어야 하며, 수시로 발전기의 주파수추종운전 여부를 점검한다.
3. 발전사업자(발전소)는 발전기의 출력조절시(계획 또는 급전지시) 조절 전후의 출력사항을 중앙급전사령실에 통지하여야 하며, 필요시 1항의 핵심

발전기 및 한강RCC를 통하여 통지할 수 있다.

4. 발전기 또는 변전소 고장등으로 계통주파수가 $60.0 \pm 0.5\text{Hz}$ 이상으로 급격히 변동될 경우는 수력, 양수 또는 복합발전기를 자체적으로 기동, 정지할 수 있도록 사전지시하며, 사전지시 받은 발전사업자가 발전기를 자체기동, 정지시에는 계통주파수를 고려하여야 한다.
5. 4항의 조작시 중앙급전사령실에 통지하여야 하며, 통화가 안될 경우는 발전소 자체 판단으로 조작후 통지하여야 한다.
6. 발전기가 불시정지 되었을 때는 즉시 중앙급전사령실에 통지하여야 하고, 원인규명후에는 재기동하여 전력계통에 병입한다. 발전기 출력은 계통주파수를 고려하여 발전계획량까지 출력을 증발한다.
7. 6항 상황 발생시 중앙급전사령실은 수급상황을 검토하여 공급능력을 확보한다.

7.3.2.2 전력계통 조작 및 전압조정 등

전력계통 안정운동을 최우선으로 다음 각호와 같이 계통을 조작하며, 계통전압을 관리한다.

1. 휴전작업 관련 계통조작은 통신이상인 해소될 때까지 보류한다. 다만, 발전소 운전 제약에 해당되는 휴전작업은 중앙급전사령실의 지시에 따라 조작할 수 있다.
2. 각종 기기조작 및 보호설비의 시험 등을 보류토록 지시한다.
3. 154kV 이하의 송·변전설비의 감시 및 고장복구 업무를 송전사업자에 위임한다. 다만, 발전기 운전과 관련된 계통조작은 중앙급전사령실에 통지하고 지시에 따라야 한다.
4. 발전기 단자전압 조정은 별표 3에 따라 조정하며, 중앙급전사령실의 급전지시가 있을 경우는 그에 따른다.
5. 계통전압은 자체적으로 별표 3에 따라 전압을 조정하며, 필요한 때에는 인근 발전소에 발전기 단자 전압 조정을 요청한다.

7.3.3 운전실적 작성, 제출

1. 송전사업자 및 전 발전사업자는 평상시 및 계획과 다르게 운전한 실적을 작성하여 보관하며, 전력거래소의 요청이 있을 때 즉시 제출한다.

7.4 EMS 기능 정지시 조치절차

7.4.1 상황통지

7.4.1.1 EMS 기능이 정지되면 송전사업자 및 전 발전사업자(발전소)에 즉시 통지한다

7.4.1.2 통지는 급전전화 또는 FAX 등으로 한다.

7.4.2 전력계통운영

7.4.2.1 계통주파수 제어 및 공급운영능력 확보

1. 계통주파수의 변동범위가 $60.0 \pm 0.2\text{Hz}$ 이내가 되도록 발전계획에 따라 출력 조정 및 부하추종운전을 급전지시한다.
2. 중앙급전사령실은 전력계통 수요 및 공급능력을 파악하고 있어야 하며, 수시로 발전기의 주파수추종운전 여부를 점검한다.
3. 발전사업자(발전소)는 발전기의 출력조절시(계획 또는 급전지시) 조절 전후의 출력사항을 중앙급전사령실에 통지하여야 한다.
4. 발전기가 불시정지 되었을 때는 지체없이 중앙급전사령실에 보고하여야 하며 중앙급전사령실은 공급능력을 검토하여 조치를 취하고, 필요한 때에는 발전계획을 재수립하여 통지하여야 한다.

7.4.2.2 전력계통 조작 및 전압조정 등

전력계통 안정운영을 최우선으로 다음 각호와 같이 계통을 감시, 제어하며, 계통전압을 관리한다.

1. 휴전작업 관련 계통조작 및 각종 기기조작 및 보호설비의 시험 등은 중앙급전사령실의 지시에 따른다.
2. 154kV 이하의 송·변전설비의 감시 및 고장복구 업무를 송전사업자에 위임한다. 다만, 발전기 운전과 관련된 계통조작은 중앙급전사령실에 통지하고 지시에 따라야 한다.
3. 발전기 단자전압 조정은 별표 3에 따라 조정하며, 중앙급전사령실의 급전지시가 있을 경우는 그에 따른다.
4. 계통전압은 자체적으로 별표 3에 따라 전압을 조정하며, 필요시 인근 발전소에 발전기 단자 전압 조정을 요청한다.

7.4.3 운전실적 작성, 제출

1. 송전사업자 및 전 발전사업자는 평상시 및 계획과 다르게 운전한 실적을 작성하여 보관하며 전력거래소의 요청이 있을 때에는 즉시 제출한다.

7.5 전 계통 정전시 조치절차

7.5.1 전계통정전시 복구 기준

7.5.1.1 전력거래소는 전계통 정전 또는 광역정전이 발생될 경우를 대비하여, 아래 각호를 포함한 전계통 정전시 복구계획을 수립하여 운영하여야 한다.

1. 자체기동발전소 및 우선공급발전소 지정
2. 지역별 시송전계통도(황색차단기 지정 포함) 및 계통복구절차
3. 지역간 계통연계 복구절차

7.5.1.2 전력거래소는 전계통정전시 복구계획 및 변경사항을 인터넷 또는 기타의 방

법으로 회원에게 공지하여야 한다.

7.5.2 전력계통의 시송전

전력계통의 전지역 또는 일부지역의 정전시 인접한 정상계통으로부터의 수전이 불가능하거나 또는 수전에 30분이상 소요될 것으로 예상될 경우에 전력거래소는 아래 각호와 같이 시송전을 지시한다.

1. 정전된 계통내의 자체기동발전소에서 기타발전소(7.5.5 “전 계통 정전시 기타발전소의 조작”에 의한 발전소를 말한다)까지 시송전한다.
2. 정전된 계통의 시송전은 시송전선로의 제1호선을 원칙으로 한다.

7.5.3 개폐기 조작 일반

7.5.3.1 전계통정전 또는 광역정전이 발생된 경우에는 계통전압이 상실된 발·변전소의 차단기는 전부 즉시 개방하여야 한다, 다만 7.5.1의 2항에서 지정된 다음 각호의 차단기들은 계통의 신속한 복구를 위하여 개방하지 아니하며, 만약 차단되었을 경우에는 즉시 투입(정전작업중인 선로나 기기의 차단기를 제외한다)하여야 한다.

1. 7.5.1 “전 계통정전시 복구기준”에 의하여 정해진 시 송전 선로의 차단기
2. 시 송전 선로를 연결하는 모선연락용 또는 모선구분 차단기
3. 1항 및 2항의 지정된 각호의 차단기를 "황색차단기"라고 부르며 이를 배전반에 구분하여 표시한다.

7.5.4 자체 기동발전소의 조작

7.5.4.1 자체 기동발전소의 개폐기 조작은 다음 각호와 같다.

1. 전 계통 정전고장이 발생하면 7.5.1 “전계통정전시 복구 기준”에서 지정된 지역별 자체기동 발전기를 즉시 기동 지시한다.
2. 7.5.3의 “개폐기조작 일반”의 절차에 준하여 모든 차단기를 수동개방하고 즉시 발전기를 기동한 후 급전지시에 따라 시송전선로를 가압한다. 다만, 급전연락이 10분이상 지연될 경우에는 조작책임자의 판단으로 시송전선로를 가압할 수 있으며 이때 발전기의 단자전압은 정격전압의 약 90%를 유지한다.
3. 시송전선로 가압시 유효전력 또는 무효전력이 발전기 정격용량의 80%를 초과할 우려가 있을 때에는 지체없이 급전지시 계통에 보고하여 부하를 조절하여야 하며 기동가능한 전 발전기를 운전하여야 한다.

7.5.5 기타발전소의 조작

7.5.5.1 기타발전소는 외부의 전원공급 없이는 자체적으로 기동이 곤란한 발전소를 말하며, 이중 기동전력이 적고 기동시간이 빠른 가스터빈발전소 및 대용량 발전소들을 지역별 우선공급발전소로 지정하여 운영한다.

7.5.5.2 기타발전소의 조작방법은 다음 각호와 같다.

1. 발전소측 차단기가 차단되어 모선전압이 상실되면 7.5.3 ““개폐기조작일반”에 따라 차단기를 조작하고, 시운전 계통으로부터 시운전전원이 가압되면 즉시 발전기를 기동하여 급전지시에 따라 병입한다. 다만, 계통으로부터의 가압이 10분이상 지연되는 경우 소내운전중이거나 또는 자체기동이 가능한 발전소는 중앙급전부서와 협의 후 지역부하를 단독 공급하며, 이때 공급부하는 발전소 출력의 80%를 초과하지 않도록 한다.
2. 발전기측 차단기가 동작함이 없이 계통선로측 차단기가 차단되어 지역부하를 단독 공급하는 것으로 판단되면 출력을 조절하여 단독계통을 안정시키고 급전지시를 기다린다. 다만, 지역부하가 없거나 단독공급이 이루어지지 아니하였을 때에는 1항 및 7.5.3 “개폐기조작 일반”에 준하여 조치를 취한다.
3. 차단기가 동작함이 없이 계통선로 조류가 급격히 영(0)으로 되었을 때에도 2항에 준하되 지역부하 단독공급시에는 선로측 차단기를 차단하여야 한다.

7.5.6 시송전계통 변전소의 조작

7.5.6.1 전계통정전 또는 지역별 광역정전시 시송전선로와 직접 연결된 변전소의 조작은 다음 각호와 같다.

1. 가압선로가 있으면 구내고장 유무를 확인한 후 즉시 모선에 수전하고 별 표 11의 송전선고장시 강행송전 방법에 따라 조작한다. 이 경우, 발전소측 선로의 제1호선에 우선적으로 공급한다.
2. 모든 선로가 무압이면 7.5.3의 “개폐기조작 일반”에 따라 조작하고 (황색차단기의 투입확인), 기타조작은 급전지시에 따른다.
3. 시송전선로가 가압되기 이전에 예비선로 또는 기타선로에서 가압되어 오면 투입되어 있는 전원측 황색차단기를 수동 개방한 후 모선에 수전하여 시송전선로의 부하측(기타발전기측)에 전원을 공급하며 기타 조작은 급전지시에 따른다. 다만, 우선공급 발전소측 송전선로 제1호선에 한하여는 우선 공급한다.
4. 변전소의 부하공급은 송전사업자의 지시에 따르며, 부하공급시에는 계통주파수 및 전압을 고려한다.

7.5.7 기타 변전소의 조작

7.5.7.1 전계통정전 또는 지역별 광역정전시 시송전선로와 연결되지 않은 변전소의 조작은 다음 각호와 같다.

1. 가압선로가 있으면 구내고장 유무를 확인한 후 즉시 모선에 수전하고 별 표 11의 “송전선고장시 강행송전”의 절차에 따라 조작한다.
2. 모든 선로가 무압이면 전 개폐기를 개방하고 대기한다.
3. 송전선로가 가압되어 오면 즉시 수전하고 부하는 공급하지 않는다.
4. 송전계통의 가압 및 부하공급은 송전사업자의 지시에 따라 공급하며, 부

하공급시에는 계통주파수와 계통전압을 고려한다.

7.5.8 전력계통의 연계 및 운전

7.5.8.1 각 지역별 시송전 전력계통의 안정시에는 신속한 계통복구 및 계통안정을 위하여 7.5.1 “전계통 정전시 복구기준”에 따라 지역간 전력계통을 연계한다.

7.5.8.2 발전기 운영능력 확보에 따라 변전소 부하공급을 급전지시 하며, 부하공급은 송전사업자에 “비상시 수급조절 계획”의 부하 차단 역순으로 지역별, 공급량을 결정하여 지시한다.

급전자동화설비 운영 절차

1.0 목 적

규칙 제5.1.13조의 규정에 의거 전력계통운영에 필요한 자료의 실시간 취득 및 전송과 설비의 원격제어를 위하여 전력거래소, 전기사업자가 시설하는 급전자동화설비의 시설 및 운영 기준에 대한 세부절차를 규정하여 제반 업무수행의 신뢰성, 효율성 및 투명성을 유지하고, 운영 시 결함요소를 사전 예방하여 운영환경을 최적의 상태로 하는데 그 목적이 있다.

2.0 적용범위

2.1 적용대상 : 전력거래소, 전기사업자

2.2 전력계통운영 자료의 실시간 취득 및 전송과 설비의 원격 제어를 위한 급전자동화설비 전반에 관한 시설, 운영 및 관리 업무

2.3 전력계통운영에 필요한 낙뢰정보 제공 및 운영 업무

3.0 책 임

3.1 전력거래소

3.1.1 급전자동화설비 운영 및 관리

3.1.2 원격소 급전자동화설비의 통신규격 및 취득자료 기준 제정

3.1.3 종합기상정보시스템의 운영, 관리 및 자료 제공

3.2 전기사업자

3.2.1 원격소 급전자동화설비의 설치 및 유지보수

3.2.2 전력계통운영 자료의 상시제공 및 제공자료의 정도유지

3.1.3 낙뢰감지시스템의 설치장소 제공

4.0 참고자료

4.1 급전자동화설비의 자료취득 기준

4.3 원격소 급전자동화설비 운영지침

4.4 원격소 급전자동화설비 구매규격서

- 5.0 용어의 정의
 - 5.1 급전자동화설비(EMS : Energy Management System)

전국의 발전소 및 변전소의 운전 상태를 실시간으로 감시, 제어하고 다양한 연료를 사용하는 발전소의 경제적인 전력 생산과 안정된 전력 공급을 종합 관리하기 위해 전력거래소에 설치 운영되는 컴퓨터시스템 및 주변장치
 - 5.2 원격소 급전자동화설비(Remote Terminal Unit, 집중감시반 등 포함)

급전자동화설비에서 전력계통 운영 설비를 원격 감시, 측정 및 제어를 위해 발, 변전소에 설치되는 설비
 - 5.3 DB(DataBase) : 전력계통운영에 필요로 하는 전력정보 즉, 발·변전소의 Analog 및 Status 자료를 취득하고 저장 및 관리하기 위한 정보의 집합
 - 5.4 실제값 : 발, 변전소의 Analog 또는 Digital Meter에서 계측기(0.25급이상)로 측정된 값
 - 5.5 종합기상정보시스템 : 전력계통운영에 필요로 하는 전력 기상정보를 생산하는 시스템으로 낙뢰감지시스템, 기상정보시스템 등을 말한다

- 6.0 적용지침

해당 없음

- 7.0 절 차
 - 7.1 급전자동화설비 운영 및 관리
 - 7.1.1 급전자동화설비 및 관련 부대설비의 일상운전 및 감시업무는 1인 4조3교대 근무로 운영하며, 근무자는 설비별 운전상태 감시, 취득자료의 정도개선, 장애발생시 응급조치 업무 등을 수행하고 결과를 기록 유지한다
 - 7.1.2 전력거래소는 급전자동화설비의 기본운영계획을 매년 1월말 이전에 수립하여 운영하며 수립기간은 1년으로 한다.
 - 7.1.3 기본운영계획에는 급전자동화설비 운영지침에 따른 일간점검, 주간점검, 월간, 점검, 분기점검, 반기점검, 정밀점검 사항을 포함한 예방 점검 계획을 수립한다.
 - 7.1.4 설비의 점검은 매 점검주기마다 점검항목에 따라 점검을 시행한다.
 - 7.1.5 급전자동화설비 운전 중 고장개소가 발생시에는 즉시 복구계획을 수립하여 급전자동화설비 운영지침서 및 제작사 매뉴얼에 따라 설비를 점검하고 고장수리를 한다.

- 7.1.6 고장수리 후에는 고장발생원인을 분석하여 유사고장 발생방지를 위한 대책을 수립한다.
- 7.1.7 급전자동화설비 운영실적을 매년 분석하여 기본운영계획 수립 시 반영한다.
- 7.1.8 전력거래소는 급전자동화설비의 설비투자 계획을 매년 수립하여 시스템 개선, DB작업 및 응용프로그램의 개발 등을 수행, 시스템 안정 운영에 차질이 없도록 한다.
- 7.2 원격소 급전자동화설비 시설업무**
 - 7.2.1 임무
 - 7.2.1.1 전력거래소 : 원격소 급전자동화설비의 기술규격 작성, 온라인시험, 급전자동화설비 DB작성, 급전자동화설비 자료취득 기준 작성
 - 7.2.1.2 전기사업자 : 원격소 급전자동화설비의 설치, 운영 및 유지 보수, 자료취득 데이터의 정확도 개선, 통신회선 시설 및 관리
 - 7.2.2 시설 대상
 - 7.2.2.1 제1.2조제1호에서 지정한 중앙급전 발전기, 변전소 및 지역급전(SCADA 시스템)
 - 7.2.3 급전자동화설비의 자료취득 기준 : 붙임 8.1
 - 7.2.4 시설계획
 - 7.2.4.1 전기사업자는 해당 연도부터 향후 5년간의 원격소 급전자동화설비의 시설계획을 매년 작성하여 3월말까지 전력거래소에 제공하고, 전력거래소는 이를 검토하여 급전자동화설비의 운영계획을 수립한다.
 - 7.2.6 원격소 급전자동화설비 설치
 - 7.2.6.1 전력거래소는 급전자동화설비의 기능을 수행할 수 있는 원격소 급전자동화설비의 자료취득 기준, 통신규격 등을 정하여 전기사업자에게 제공한다.
 - 7.2.6.2 전기사업자는 전력거래소에서 정한 기술규격에 맞는 원격소 급전자동화설비를 구매한다.
 - 7.2.6.3 전기사업자가 원격소 급전자동화설비 설치 전에 전력거래소의 급전자동화설비와 온라인시험이 필요시는 사전에 시험에 필요사항을 명기하여 전력거래소에 요청하여야 하며, 전력거래소는 전력계통운영에 지장 없는 범위 내에서 협조한다.
 - 7.2.7 원격소 급전자동화설비 현장 설치
 - 7.2.7.1 원격소 급전자동화설비의 설치는 기기(모선, 발전기 등) 가압 전에 완료하여야 한다
 - 7.2.7.2 전기사업자는 원격소 급전자동화설비 설치 30일전에 전력거래소에 통보

- 하여야 하며, 이때 급전자동화설비의 DB입력에 필요한 사항(붙임8.2)을 작성하여 같이 제출한다.
- 7.2.7.3 급전자동화설비의 취득포인트 DB는 전력거래소에서 작성하여 전기사업자에게 설치 10일 전까지 제공한다.
 - 7.2.7.4 원격소 급전자동화설비 설치 시에는 급전자동화설비 자료취득 포인트가 누락되지 않도록 DB에 따라서 설치한다.
 - 7.2.7.5 설치가 완료되면 급전자동화설비와 포인트별 온라인 시험을 하여 이상여부를 확인하고 이상개소 발견 시 즉시 수정하고 그 시험결과를 전력거래소에 통보한다.
 - 7.2.7.6 급전자동화설비와 원격소 급전자동화설비간 통신을 위한 별도경로의 이중회선은 전력거래소의 통신 인출점(주분선반)까지 전기사업자가 시설 및 관리하며 그 규격은 붙임8.3과 같다.
 - 7.2.8 급전자동화설비 자료취득 포인트 증설 및 폐지
 - 7.2.8.1 전기사업자는 전력설비 변동(신, 증설 및 폐지)이 있을 때는 전력거래소에 20일전에 통보하여야 한다.
 - 7.2.8.2 전기사업자는 발전기 및 전력설비 증설이 있으면 포인트 증설계획을 수립하여 증설 설비의 계통 운전과 동시에 자료를 취득할 수 있도록 취득점 증설공사를 시행하며 그 절차는 7.2.7항과 같다.
 - 7.2.9 원격소 급전자동화설비의 기능보강
 - 7.2.9.1 전력거래소는 급전자동화설비의 기능향상에 따른 기술규격 변경, 자료취득 기준 변경, 설비운영기준 변경 및 자료취득 불량 원격소 급전자동화설비에 대하여 전기사업자에게 개선을 요청할 수 있다.
 - 7.2.9.2 전기사업자는 원격소 급전자동화설비의 신설, 교체 및 기능보강이 있을 경우 전력거래소에 통보하여야 한다
 - 7.3 급전자동화설비 제공자료 품질기준**
 - 7.3.1 전기사업자는 원격소 급전자동화설비 및 관련 설비의 고장으로 원격소장치 단위의 자료제공이 중단될 경우 이를 신속히 처리하여야 하며, 고장복구가 1일 이상 소요될 것으로 판단되는 경우에는 그 사유 및 처리예정일자를 전력거래소에 통보한다.<개정 2003.11.11>
 - 7.3.2 전기사업자는 전력거래소에 제공하는 계통운영 자료의 정확도가 다음에 제시하는 기준 값 이상으로 유지되도록 하고, 허용치 초과 시에는 전력거래소에서 장애발생통지서를 발행하여 전기사업자에게 통보하여 처리한다.
 - 7.3.2.1 Analog 데이터
 - 7.3.2.1.1 모선측

- 1) 선로조류(MW, MVar) : MW, MVar 동일
 - 가) 100MW,MVar이상 : 실제값과의 조류편차가 2% 미만
 - 나) 100MW,MVar미만 : 실제값과의 조류편차가 2MW 미만
- 2) M.Tr조류(MW, MVar) : MW, MVar 동일
 - 가) 100MW,MVar이상 : 실제값과의 조류편차가 2% 미만
 - 나) 100MW,MVar미만 : 실제값과의 조류편차가 2MW 미만
- 3) 모선전압 :
 - 가) 345kV이상 : 실제값과의 전압편차 3kV 미만<개정 2003.11.11>
 - 나) 154kV이하 : 실제값과의 전압편차 2kV 미만

7.3.2.1.2 발전기측

- 1) 출력(MW)
 - 가) 250MW이상 : 실제값과의 출력편차가 5MW 미만
 - 나) 250MW미만 : 실제값과의 출력편차가 2% 미만
- 2) 출력(MVAr)
 - 가) 250MVAr이상 : 실제값과의 출력편차가 5MVAr 미만
 - 나) 250MVAr미만 : 실제값과의 출력편차가 2% 미만
- 3) 전압 : 실제값과의 전압편차가 0.5kV 미만

7.3.2.1.3 기타

M.Tr Tap, Gen Hi, Low Limit값 : 허용오차 없음

7.3.2.2 Status

차단기, 단로기 : On/Off 변동 상태

7.3.3 전기사업자는 7.3.2조에서 정의한 품질기준을 유지하기 위해 다음 사항을 준수하여야 한다.[신설 2003.11.11]

7.3.3.1 CT/PT, 변환장치 등 자료취득관련 설비의 규격변경시 10일전까지 DB입력에 필요한 사항을 전력거래소에 통보하여야 한다.[본조신설 2003.11.11]

7.3.3.2 매 2년마다 자료취득용 변환장치를 정밀 교정하여 허용오차범위 이내에 서 운영하여야 한다.[신설 2003.11.11]

7.4 장애발생 통지서 처리 절차

7.4.1 7.3항에서 정한 기준을 초과하는 경우에는 전력거래소에서 장애발생통지서를 발행하여 전기사업자에게 통보한다.

7.4.2 장애발생통지서는 전력거래소에서 운영하는 TM처리시스템을 통하여 발행하며, 전기사업자는 발행된 장애발생통지서의 처리상황 및 조치결과를

- TM처리시스템에 입력한다
- 7.4.3 전기사업자는 장애발생통지서 접수 후 문제점 해결이 3일 이상 지연될 경우에는 전력거래소에 지연 사유 및 처리 예정일자를 통보한다.
- 7.5 원격소 급전자동화설비의 운영 및 유지보수**
- 7.5.1 전기사업자는 원격소 급전자동화설비의 보수 및 점검 등의 사유로 데이터 전송이 중지될 경우 중지 1일전 까지 전력거래소에 사전 통보한다
- 7.5.2 전력정보의 제공 폐지 및 변경사유가 발생시 전력거래소 및 전기사업자는 사유발생 즉시 상대방에 통보하여야 한다.
- 7.6 급전자동화 설비 자료제공**
- 7.6.1 전력거래소는 급전자동화설비에서 취득한 발전소 스위치 야드 및 변전소 운전정보를 송전사업자의 SCADA설비에 제공한다
- 7.6.2 송전사업자는 송전망운용에 필요한 정보를 필요시기 20일전에 전력거래소에 통보하여야 한다
- 7.6.3 전력거래소는 제공포인트에 대한 DB를 필요시기 10일 전까지 제공한다
- 7.6.4 송전사업자는 제공포인트에 대한 DB 작업이 완료후 전력거래소와 온라인 시험을 시행하여야 한다.
- 7.7 낙뢰감지시스템의 운영, 관리 및 정보제공**
- 7.7.1 전력거래소는 낙뢰감지시스템(LPATS : Lightning Position & Tracking System)에서 취득한 실시간 낙뢰정보를 필요로 하는 전기사업자에게 제공이 가능한 범위내에서 무상으로 제공한다.
- 7.7.2 전기사업자는 낙뢰감지시스템의 낙뢰감지기 시설장소를 무상으로 제공하고 전력거래소로부터 낙뢰정보를 취득하기 위한 통신설비를 시설 관리한다
- 7.7.3 낙뢰감지기 및 낙뢰감지기와 낙뢰감지시스템간의 통신설비는 전력거래소에서 시설, 유지관리 한다.
- 8.0 붙 입**
- 8.1 급전 자동화설비의 자료취득 기준
- 8.2 DB 입력에 필요한 사항
- 8.3 원격소 급전 자동화설비 통신규격

급전자동화설비의 자료취득 기준

8.1.1 직접취득

8.1.1.1 발전소 설비

Station	Status		Analog		Control	
◆발전설비 · 수 력 · 화 력 · 원자력 · IPP 발전기	MCD (2초)	· 154kV 이상 재폐로 CB	MW (2초) · 발전단 MW · 송전단 MW (step-up TR 2차) · Target MW (Set Point)	· 상용 주파수 (필요개소)	AGC (Pulse, Set Point : 기본 4초, 가변가능)	· 수 력 · 화 력 · 복 합 (원전제 외)
			Hz (2초) · 154kV 이상 T/L · 154kV 이상 M.Tr · Start-UP Tr (Gen 접속 제외) · Local Load · Aux. TR			
	Status (4초)	· Gen CB · Gen DS · 154Kv 이상 CB · 154kV이상 DS · Gen AGC Control (2초: High/Low, Auto/Local) · 고장과급방지장치 Ry 상태 (Load Run Back, Load Rejection Scheme Status) · UFR Ry상태 (양수 차단, 수력/양수자동기 동) · 운전 Mode (S/T, S/T+G/T)	MVAr (4초)	· 발전단 MVAr · 송전단 MVAr (step-up TR 2차) · 154kV 이상 T/L · 154kV 이상 M.Tr		
kV (4초)			· Gen · 154kV 이상 BUS 별			
Gen MW Limit (2초)			· High/Low (원전제외)			
Gen MW 증감발출 (2초)			· MW/Min.			
수위 (4초)			· 저수위 · 방수위			
MWh (1시간)			· Gen			
· File 송수신 : SOE data (요구시)						

8.1.1.2 송,변전 설비

Station	Status		Analog		Control
◆송·변전 설비 · 765kV · 345kV · HVDC · SVC	MCD (2초)	· 154kV 이상 재폐로 CB · 765kV 이상 T/L 재폐로 CB 각상별 (HSGS 포함)	MW MVA (4초)	· 154kV 이상 T/L · 154kV 이상 MTr · SVC (MVA) · HVDC Line(MW)	
	Status (4초)	· 154kV 이상 CB · 154kV 이상 DS · M.Tr 3차 CB · SVC CB/DS · SC/ShR CB · ULTC Remote/Local	kV (4초)	· 154kV 이상 BUS 별	
			Tap Position (4초)	· 345kV이상 MTr · HVDC C.Tr	
· File 송수신 : SOE data (요구시)					

8.1.2 연계취득(RCC 또는 기타 시스템)

8.1.2.1 지역급전

Station	Status		Analog		Control
SCADA → EMS	Status (4초)	· 154kV CB · 154kV 모선연결 DS · SC/ShR 1차측 CB(23kV) · UFR Ry 동작 상태	MW MVA (4초)	· 154kV T/L · 154kV MTr	
			kV (4초)	· 154kV BUS(별)	
· SOE data 등의 File 송수신 (요구시) ※ 제주도 계통설비는 66kV 이상 급 설비를 적용한다.					

8.1.2.2 한강 SCADA

Station	Status		Analog		Control	
한강계수력	Status (4초)	· 154kV CB · 154kV DS	MW MVA (4초)	· 154kV T/L · Local Load(MW)		
			kV (4초)	· 154kV BUS별		
			댐자료 (1분)	· 댐수위 · 방수위 · 유하량 · 사용수량 · 방류량 · 수문개방수 · 수문개도		
			댐자료 (1시간)	· 시간 강우량 · 일 강우누계		
			기타 (1분)	· 홍수통제소 자료		
			· File 송수신 : SOE data (요구시)			

DB 입력에 필요한 사항

설비 구분	요 구 자 료 내 역	
발전소	발전기	① 용량 ② 전력변환기사양(MW/MVAr/kV) ③ 계기용 C.T 비 ④ 계기용 P.T 비 ⑤ 최대·최저발전가능출력 ⑥ 최대·최저발전가능무효전력 ⑦ 분당 증감발량 ⑧ 발전연료비용 ⑨ 출력 증·감발 Dead Band ⑩ 입·출력 곡선용 데이터(P, Q, Q') ⑪ 발전연료종류 ⑫ Lag Time ⑬ 복합 모드 접점 ⑭ A·B·C 및 소내소비 계수
	AUX 및 STR	① 용량 ② 전력변환기사양(MW/MVAr) ③ 계기용 C.T 비 ④ 계기용 P.T 비
	송전선로 (보유발전소)	① 송전전압 ② 선종, 굵기, 조수 ③ 계기용 C.T 비 ④ 계기용 P.T 비 ⑤ 캐패시턴스 치 ⑥ T/L 명칭 (상대단 발·변전소명) ⑦ T/L의 저항치 ⑧ 인덕턴스치 ⑨ 전력변환기사양 (MW/MVAr/BUS kV)
	주 변압기	① 용량 ② 저항 및 인덕턴스 치 ③ Tap 변경 범위 ④ Normal Tap 위치 ⑤ 최대·최저 전압
	차단기 및 LS (자기단 및 상대단)	① 사용 접점 (A,B) 종류
변전소	송전선로	① 송전전압 ② 선종, 굵기, 조수 ③ 계기용 C.T 비 ④ 계기용 P.T 비 ⑤ 캐패시턴스 치 ⑥ T/L 명칭 (상대단 발·변전소명) ⑦ T/L의 저항치 ⑧ 인덕턴스치 ⑨ 전력변환기사양 (MW/MVAr/BUS kV)
	주 변압기	① 용량 ② Tap 변경 범위 ③ 계기용 C.T 비 ④ 계기용 P.T 비 ⑤ 1-2 차 저항 및 인덕턴스 치 ⑥ 2-3 차 저항 및 인덕턴스 치 ⑦ 1-3 차 저항 및 인덕턴스 치 ⑧ SR/SC 용량 ⑨ 전력변환기사양 (MW/MVAr/Tap) ⑩ 최대·최저 전압
	차단기 및 LS (자기단 및 상대단)	① 사용 접점 (A,B) 종류
	기타 변압기	① 용량 ② 전력변환기사양(MW/MVAr) ③ 계기용 C.T 비 ④ 계기용 P.T 비
기 타	급전 자동화설비 취득기준에 따른 설비의 참고 자료	

[붙임8.3]

원격소 급전자동화설비 통신규격

- 8.3.1 급전자동화설비의 자료취득, 제어를 위한 원격소 급전자동화설비의 통신 규약은 IEC60870-5 또는 DNP3.0 을 각 포트별로 지원한다.
- 8.3.2 EMS와 SCADA간 자료연계를 위한 다음 통신규약은 ICCP (Inter Control Center Protocol)로 하고 IEC60870-6(TASE.2, Service and Protocol), IEC60870-6-702(TASE.2,Profiles), IEC870-6-802, (TASE.2 Object Models) 와 호환되며 지원 Block은 다음과 같다.
- 가) Block 1, Basic Service
 - 나) Block 2, Extended Data Set Condition Monitoring
 - 다) Block 3, Blocked Transfers
 - 라) Block 4, Information Messages
 - 마) Block 5, Device Control
 - 바) Block 7, Events
 - 사) Block 8, Accounts
 - 아) Block 9, Time Series
- 8.3.3 원격소 급전자동화설비의 자료취득 및 제어를 위한 통신회선 규격은 데이터급 9600 [bps] 이상의 전용회선으로 한다.
- 8.3.4 EMS와 SCADA설비간 자료연계를 위한 통신회선 규격은 데이터급 56[Kbps]~1.544[Mbps] 전용회선으로 한다.
- 8.3.5 급전지시를 위한 통신회선의 규격은 음성급 2선식 Ring Down 방식으로 하고, 유사시 DDD방식의 통신망을 이용 할 수 있어야 한다.

고장파급방지시스템 적용 절차

1.0 목 적

규칙 제5.3.2조의 규정에 의거 전력계통 안정도 분석결과 불안정한 계통을 안정화시키기 위하여 고장파급 방지시스템(이하 "시스템")을 적용함에 있어 전기사업자와 업무협조 및 처리절차를 규정하여 업무처리를 명확히 하는데 그 목적이 있다.

2.0 적용범위

2.1 적용대상 : 전력거래소, 전기사업자

2.2 본 별표의 적용을 받는 업무는 다음과 같다.

2.2.1 시스템의 방식 결정

2.2.2 시스템의 설치계획 수립

2.2.3 시스템의 설치 및 유지보수

3.0 책 임

3.1 전력거래소는 본 별표의 운영에 적용할 세부절차를 규정하고 정비할 책임이 있다.

3.2 전력거래소는 정확한 안정도분석을 통하여 적절한 방식의 시스템 적용을 결정한다.

3.3 전력거래소는 결정된 방식을 구현하기 위해 시방서, 지침 및 계획서의 최신판을 적용하여 합리적이고 효율적인 시스템 구성 방법을 선정한다

3.4 전기사업자는 전력거래소에서 요청한 시스템의 적용, 설치 및 유지보수에 대한 책임이 있다

3.4.1 발전기 운전을 정지하는 고장파급방지 장치는 발전전기사업자

3.4.2 송전선로 또는 변압기를 차단(또는 투입)하는 고장파급방지장치는 송전전기사업자

3.4.3 발전기 운전을 정지하는 고장파급방지장치가 송, 수신장치로 나누어져 설치될 경우에는 송신장치는 송전전기사업자, 수신장치는 발전전기사업자

- 4.0 참고자료
- 4.1 법, 시행령, 시행규칙
- 4.2 전기설비기술기준
- 4.3 보호계전기 설명서 : 제작사 발행

- 5.0 용어의 정의
- 5.1 고장파급방지시스템
계통분리, 발전기 탈락, 송전선로의 연쇄차단 등 광범위한 파급 고장을 방지하기 위한 컴퓨터, 통신전송설비, 보호장치 등 일련의 장치들의 조합을 말한다.

- 6.0 적용지침
해당 없음

- 7.0 절 차
- 7.1 전력계통 안정도 분석
- 7.1.1 전력거래소는 전력계통의 안정도를 분석하여 시스템의 설치장소 및 방식을 결정한다.
- 7.2 시스템의 설치계획 수립
- 7.2.1 전력거래소는 분석결과를 검토하여 고장파급을 방지할 수 있는 최적의 하드웨어 구현을 검토하고 시스템의 회로도 및 규격서를 작성한다.
- 7.2.2 시스템의 회로도에는 부품간의 전기적 연결상태와 차단기, 통신장치 등 외부장치와의 연결상태, 신호의 송수신 관계, 스위치류의 구성, 경보 및 Trip접점 입출력 등이 포함되어야 한다.
- 7.2.3 시스템의 규격서는 장치 및 주요 부품의 동작속도, 정격사항, 구비조건 등이 포함되어야 한다
- 7.2.4 전력거래소는 전력계통의 안정도분석 결과 및 시스템 세부사항을 전기사업자에게 제시한다.
- 7.2.5 전력거래소는 기본계획 수립후 전기사업자와 협의하여 설치의 타당성, 기존설비와의 기능중복 여부 등을 확인한 이후 최종 설치계획을 수립한다.
- 7.2.6 전기사업자는 자체 검토결과 시스템 설치가 필요하다고 판단되면 전력

거래소와 협의하여 설치할 수 있다.

7.3 시공 및 준공시험

7.3.1 전력거래소는 기본계획서의 내용을 전력거래소 이사장의 승인을 받아 문서로 전기사업자에게 시스템의 설치를 요청한다.

7.3.2 전기사업자는 시스템의 설치를 지연시키거나 시스템의 기능과 성능을 임의로 변경할 수 없으며 시스템 설치에 대한 의견이 있을 경우 전력거래소와 협의한다.

7.3.3 전기사업자는 시스템 설치요청을 접수한 후 3개월 이내에 설치공사를 완료하는 것을 원칙으로 한다. 부품 조달 지연 등으로 준공지연이 예상될 경우 전력거래소와 협의하여야 한다.

7.3.4 전기사업자는 시스템을 설치한 후 준공시험을 실시하고, 시험성적서 및 운전개시일자를 문서로 전력거래소에 1개월 이내에 통보하고, 준공도면은 2개월 이내에 제출한다.

7.3.5 전력거래소는 시스템의 준공시험 입회가 필요할 경우 문서로써 전기사업자에게 1주일 전에 입회요청을 해야 하며 전기사업자는 특별한 사유가 없는 한 거부할 수 없다.

7.3.6 전력거래소는 전기사업자로부터 통보 받은 시험성적서를 검토하여 당초 계획과 일치하는지 여부를 확인하여야 한다.

7.4 시스템의 운전 개선

7.4.1 전력거래소는 시스템 운전개선의 필요시 개선 대책을 수립하여 해당사업자에 통보한다.

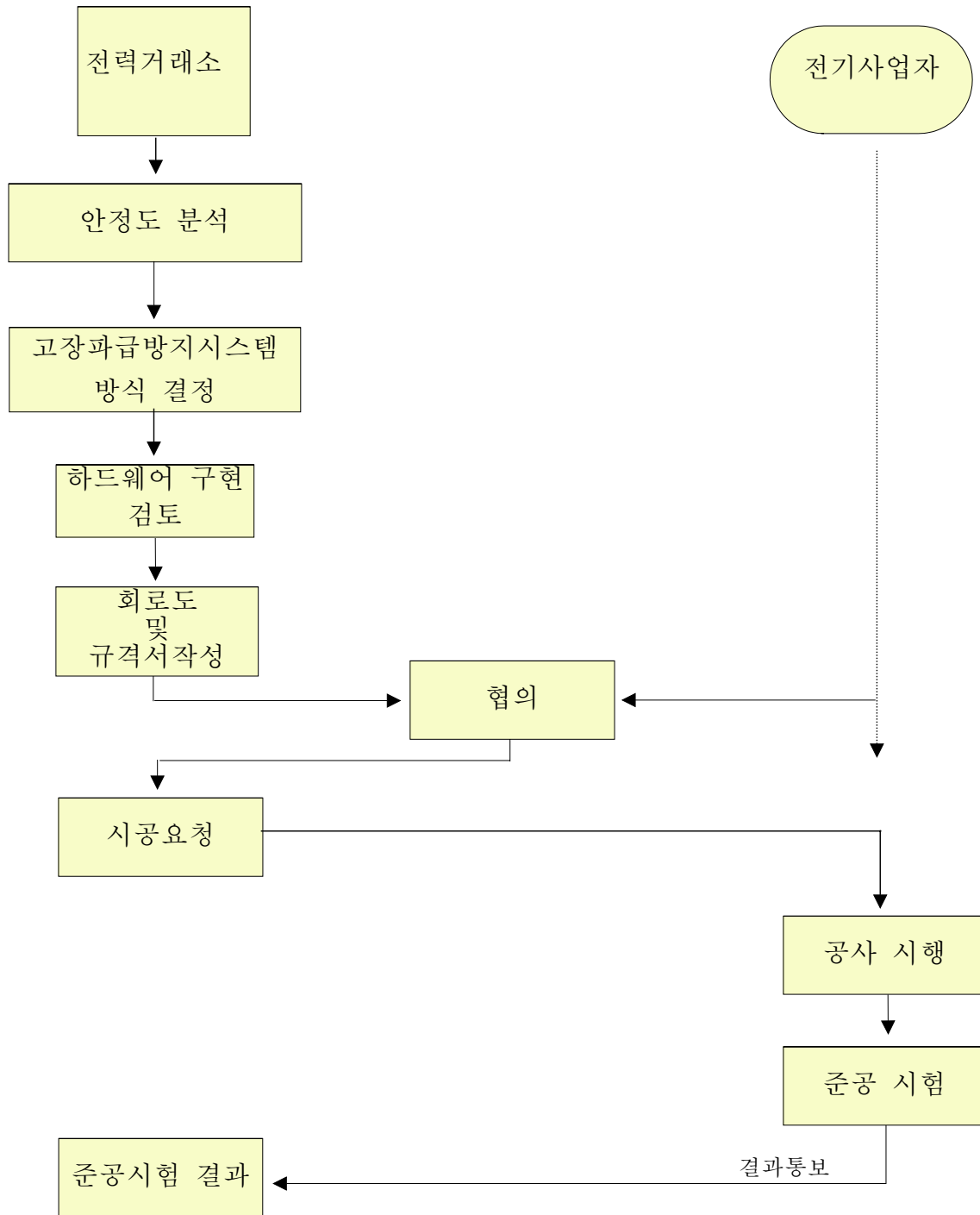
7.4.2 전기사업자는 본 별표 7.4.1항에서 통보 받은 개선대책을 완료후 시험성적서 및 회로도들 전력거래소에 문서로 통보한다.

8.0 붙임

8.1 고장파급방지시스템 적용 업무 흐름도

[붙임8.1]

고장파급방지시스템 적용 업무 흐름도



기기번호 부여 절차

1.0 목 적

규칙 제5.3.6조의 규정에 의거 발·송·변전 설비의 신, 증설 또는 변경시의 기기번호 및 선로명칭 부여 방법을 통일하여 전력계 통의 평상시 조작, 비상시 복구조작 수행시 오조작을 예방하며 전력계통 운영 환경의 유연성을 보전하는데 그 목적이 있다.

2.0 적용범위

2.1 전력계통의 설비변경이나 신 증설 및 폐지시 기기번호 부여 절차와 방법

2.2 적용 사업자

2.2.1 전력망을 사용하는 발전사업자

2.2.2 송전 및 배전사업자

2.2.3 154kV 이상의 수용가

2.2.4 기타, 송전망 접속 및 사용합의서를 체결한 사업자

3.0 책 임

3.1 일반사항

명칭 및 기기번호를 부여 할 때는 부여기준에 따라 부여하며 다른 회원에게 혼동을 초래하지 않도록 부여하여야 한다.

3.2 전력거래소

본 별표의 운영에 적용할 기준의 세부내용을 규정하고 필요한 내용을 수정, 정비, 보완하여 공표하며, 전기사업자가 통지한 명칭 및 기기번호를 부여한 전력계통 단선도를 검토하며 필요시 의견을 통지한다.

3.3 발전사업자

발전소(기) 및 송,변전설비의 신, 증설시 구내 전력설비의 명칭 및 기기번호를 부여하며, 부여된 전력계통 단선도를 전력거래소 및 송전사업자에게 문서로 통지한다.

- 3.4 송전사업자
 송,변전설비의 신, 증설 또는 변경시 전력설비에 대한 명칭 및 기기번호를 부여하며, 부여된 전력계통 단선도를 전력거래소 및 관련 발전사업자에게 문서로 통지한다
- 4.0 참고자료
- 4.1 한국전력공사 설계기준(공통0010)
- 5.0 용어의 정의
- 5.1 단선결선도
 전력설비를 ONE-LINE 그림으로 표현하여 복잡한 전기회로를 단순화하여 표시한 전기도면
- 5.2 링 모선
 변전소 또는 발전소의 모선구성방식의 일종으로 4개 또는 그이하 차단기를 이용하여 반지모양의 모선형태를 이루는 모선형식
- 5.3 개폐기
 전기회로의 개로 및 폐로 또는 회로의 변경을 위한 장치의 총칭(단로기, 차단기 등)을 말한다.
- 6.0 지 침
 해당 없음
- 7.0 절 차
- 7.1 전력계통의 설비변경
- 7.1.1 설비변경 예정통보
 전기사업자는 발, 변전소, 송전선로, 개폐소(개폐탑 포함)의 신설, 증설, 폐지, 휴지 등(이하 변경이라함)에 의하여 전력계통을 변경할 경우는 본 절 차서에 의하여 전력설비 변경예정서를 작성하여 전력거래소에 문서로 통지하며, 송·배전사업자 전력계통에 접속하는 154kV 이상 수용가의 변경이 있을 경우에도 또한 같다.

7.1.2 통지기일

7.1.2.1 설비변경 예정서

전기사업자는 발, 변전소, 개폐소 및 송전선로, 변압기 신설 또는 설비의 증설, 변경, 폐지의 경우에는 계통가압 또는 계통병입 6개월 전까지, 기타 개폐류 등의 단순한 증설, 변경, 폐지의 경우는 1개월 전까지 통지하여야 한다.

7.1.2.2 명칭 및 기기번호 부여

1. 전기사업자는 발, 변전소, 개폐소 및 송전선로, 변압기의 신설 또는 증설에 따른 선로 명칭 및 기기번호 부여는 설비 최초가압 예정일 6개월 전까지, 기타 개폐기류의 신설 또는 증설에 따른 번호부여는 1개월 전까지 전력거래소에 통지하여야 한다.
2. 전력거래소는 ①항에 대하여 의견이 있을 경우 발, 변전소, 개폐소 및 송전선로, 변압기의 신설 또는 증설의 경우는 통지를 받은 날로부터 1개월 내에, 기타 개폐기류의 경우는 14일 이내에 전기사업자에게 통지하여야 한다.

7.1.2.3 통지범위

전력거래소에 통지할 명칭 및 기기번호의 통지범위는 154kV 이상 전력설비로 한다.

7.1.4 전력설비 변경 예정서 작성[별지 제59호 서식]

7.1.4.1 소재지 및 구간은 변경 또는 완성후 소재지 및 구간을 기입한다.

7.1.4.2 공사개요에 대한 내용은 다음과 같다.

1. 기기의 신설, 변경개요 및 송전선로 변경 사항
2. 단선결선도 및 전력계통도(송전관계도)를 첨부하지 않을 때에는 이의 약도
3. 기타 변경사항으로 발전소 신설의 경우는 단선결선도, 송전선의 신설, 혹은 구간변경의 경우는 송전선로 끝의 발전소 또는 변전소의 위치를 표시하는 전력계통도(송전관계도)를 첨부하여야 한다.

7.1.4.3 전력설비 변경 예정서에 기재하여야할 내용은 [표1]과 같다.

[표 1]

해당전력설비	기재내용	통보범위	비 고
발전기	용량, 대수, 접속관련 사항	전부	최상위전압기준
변압기	"	154kV 이상전부	
송전선로	전선종류, 굵기, 구간, 공장, 송전전압,회선수	"	
모선	용량, 접속관련사항	"	
개폐기	형식, 용량, 대수, 접속 관련사항	"	
변성기	변성비, 대수	"	
중성점접지장치	용량, 대수	"	
조상설비	용량, 대수	전부	

7.2 명칭 및 기기번호 부여

- 7.2.1 전기사업자는 전력설비 신설 및 변경 전,후의 단선결선도에 명칭 및 기기 번호 부여 기준에 따라 부여하여야 한다.
- 7.2.2 전력거래소는 전기사업자가 부여한 명칭 및 기기번호에 대하여 본 별표의 기준에 적합여부 등을 검토하여 의견이 있을 경우 이에 대하여 문서로 7.1.2에 따라 통지하며, 전기사업자는 특별한 사유가 없는 한 이를 수용하여야 한다.
- 7.2.3 각 해당 전기사업자는 보유하고 있는 계통도면을 재 작성(또는 가제)하여 비치한다.
- 7.2.4 본 별표에 적용되는 명칭 및 기기번호 부여 기준은 별도[붙임8.2]로 정한다.

7.3 신설, 증설 설비의 최초가압

- 7.3.1 전기사업자는 전력설비 신설 및 증설 부분에 대한 최초 가압 요청을 문서로 전력거래소에 통지하며, 전력거래소는 가압승인을 문서 또는 급전지시서로 통지한다.
- 7.3.2 전기사업자가 전력거래소에 통지하는 가압요청 내용에는 가압예정일시, 장소, 설비, 시험 및 조작내용, 책임자 등을 포함한다.
- 7.3.3 가압요청 통지시기는 최초가압 1개월 전까지 통지한다.

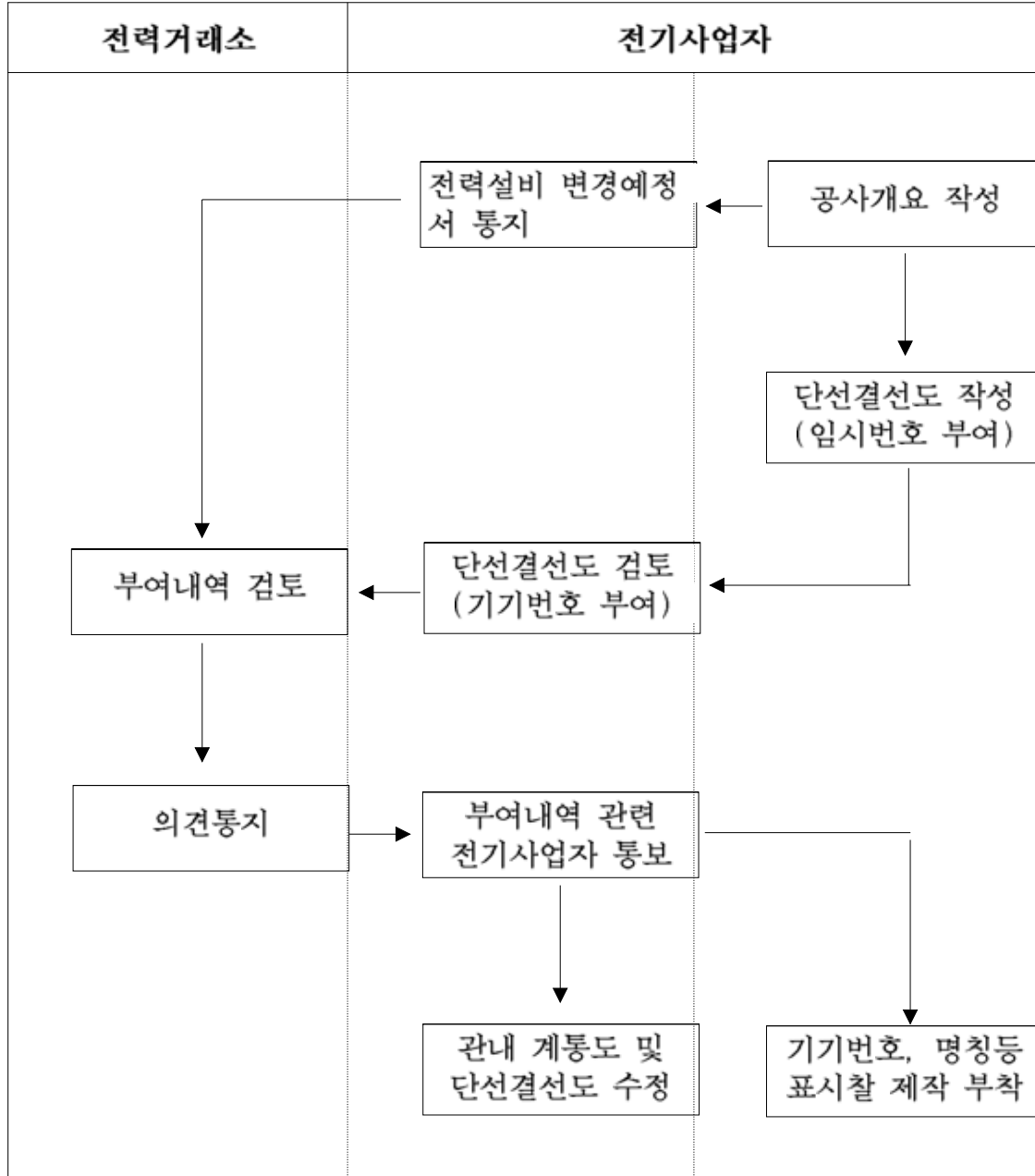
8.0 붙임

8.1 명칭 및 기기번호 부여 업무 흐름도

8.2 명칭 및 기기번호 부여 기준

[붙임 8.1]

명칭 및 기기번호 부여 업무 흐름도



명칭 및 기기번호 부여 기준

1. 부여의 일반사항

- 1) 부여번호는 발,변전소 및 개폐소에 있어서 동일설비내에서는 중복되지 않도록 한다.
- 2) 부여번호의 숫자구성은 단일숫자, 2개숫자, 3개숫자, 4개숫자, 하이픈부 숫자 등 5개방식으로 구분하며 각 숫자는 기기 및 개폐기의 전압 기능 역할 위치 등을 표시 하도록 한다.
- 3) 기타, 발·변전소의 명칭 및 기기번호 부여가 본 기준에 따라 적용이 불가능한 경우에는 설계자의 임의로 하되 본 기준에 근사하도록 하여야 한다.

2. 기기의 약호

본 기준에 의하여 기기의 번호부여 도면을 만들 때는 [표2]와 같은 원칙으로 한다.

[표 2] 기기의 약호

약 호	표시기기	비 고
	발전기	용량, 전압 표시
	변압기	"
	차단기	
	개폐기(단로기)	
	Static Condenser	용량표시
	Shunt Reactor	"
	피뢰기	
	C.P.D	

3. 전압별 숫자표시

공칭전압 3kV(2.4kV 포함) 이상의 전압에 대해서 그 숫자 표시는 [표3]과 같다.

[표 3] 전압별 숫자표시

전 압(kV)	숫 자	비 고
3.3	1	2.4kV급도 적용
6.6	2	5.7kV급도 적용
11	3	13.8kV급도 적용
22.9	4	22kV 급도 적용
66	5	
154	6	
345	7	
765	8	

4. 선로명칭 및 번호

- 1) 선로명칭 부여는 345kV 이상은 신옥천변전소, 154kV 이하는 345kV 변전소를 중심으로 양쪽 발·변전소 명칭으로 부여하는 것을 원칙으로 한다. 다만, 양쪽 발·변전소 명칭으로 부여하는 것이 부적합한 경우 상대방 발·변전소 또는 양쪽 발·변전소 명칭을 조합하여 부여한다.<개정 2004.12.21>
- 2) 154kV 선로번호는 북·서측을 #1 으로 부여한다.
- 3) 345kV이상의 선로번호는 북·동측을 #1 으로 부여한다. 북·동측 판단이 곤란한 경우에는 발·변전소의 기기번호가 #1 계열이나 기수계열에 연결된 선로를 #1 으로 부여한다.

5. 발전기 번호

발전기번호는 공사준공 순서에 따라 전압표시 숫자는 생략하고 단일숫자의 일련 번호를 부여하며 비상용 소내발전기는 본 기준에 적용을 받지 않는다.

6. 변압기 번호

- 1) 1대 이상의 단상 또는 삼상 변압기로서 형성되는 주요변압기 Bank 및 접지 변압기 Bank, 소내변압기 등에 번호를 부여하며, 계기용 변성기, 보조변압기, 예비변압기 등에는 번호를 부여치 않는다.
- 2) 발·변전소의 최상급 전압의 변압기 Bank 군에는 전압숫자 표시를 생략하고 단일 숫자의 일련번호를 부여하며, 여타 변압기의 번호는 2개 숫자 번호를 부여하며 첫째자리 숫자는 변압기 고전압측의 전압표시 숫자로 하고, 둘째

자리 숫자는 변압기 Bank 군의 일련번호를 부여한다.

- 3) 변압기의 일련번호 부여는 삼상변압기나 단상변압기 Bank를 막론하고 저 전압측에서 고 전압측을 향한 상태에서 좌측으로부터 우측으로 순차적으로 번호를 부여함을 원칙으로 한다.

7 조상설비 번호

조상설비는 변압기 번호 부여방식에 준하여 부여한다.

8 기기번호

1) 모선(BUS) 번호

- 가) 주변압기 위치를 기준으로 고전압측 모선은 먼쪽을 #1BUS, 가까운쪽을 #2 BUS라고 하고, 저전압측은 먼쪽을 #2BUS, 가까운쪽을 #1BUS라고 부여 한다. 단, 개폐소에서는 북측(또는 서측)에 위치한 모선을 #1BUS라 하고, 남측(또는 동측)에 위치한 모선은 #2BUS라고 부여한다.
- 나) 모선이 2구분 이상으로 분할되는 경우는 주변압기에서 바라볼 때 고전압측 모선은 좌측에서 우측으로, 저전압측 모선은 우측에서 좌측으로 순차적으로 다음 [표4]와 같이 부여한다.

[표 4] 전압별 숫자표시

전압(kV)	첫째구분		둘째구분		셋째구분		비 고
	#	Bus	#	Bus	#	Bus	
3.3	# 10	#1 Bus	# 11	#1 Bus	# 12	#1 Bus	2.4kV 적용
3.3	# 15	#2 Bus	# 16	#2 Bus	# 17	#2 Bus	"
6.6	# 20	#1 Bus	# 21	#1 Bus	# 22	#1 Bus	5.7kV 적용
6.6	# 25	#2 Bus	# 26	#2 Bus	# 27	#2 Bus	"
11	# 30	#1 Bus	# 31	#1 Bus	# 32	#1 Bus	13.8kV 적용
11	# 35	#2 Bus	# 36	#2 Bus	# 37	#2 Bus	"
22.9	# 40	#1 Bus	# 41	#1 Bus	# 42	#1 Bus	22kV 적용
22.9	# 45	#2 Bus	# 46	#2 Bus	# 47	#2 Bus	"
66	# 50	#1 Bus	# 51	#1 Bus	# 52	#1 Bus	
66	# 55	#2 Bus	# 56	#2 Bus	# 57	#2 Bus	
154	# 60	#1 Bus	# 61	#1 Bus	# 62	#1 Bus	
154	# 65	#2 Bus	# 66	#2 Bus	# 67	#2 Bus	
345	# 70	#1 Bus	# 71	#1 Bus	# 72	#1 Bus	
345	# 75	#2 Bus	# 76	#2 Bus	# 77	#2 Bus	
765	# 80	#1 Bus	# 81	#1 Bus	# 82	#1 Bus	
765	# 85	#2 Bus	# 86	#2 Bus	# 87	#2 Bus	

2) 개폐기 번호

- 가) 첫째자리 숫자 : 개폐기가 연결되는 회로의 전압에 따라서 [표3]에 의하여 부여한다.
- 나) 둘째자리 숫자 : 유사한 목적에 사용되는 군(Bay)별로 수개 개폐기중의 지정한 개폐기를 표시하며, 일련번호는 저전압측에서 고전압측을 향하여 보고 좌측에서 우측으로 순차적으로 번호를 부여한다.
- 다) 네개숫자 번호의 셋째자리 숫자 : 지정개폐기가 속하는 군을 표시하며, 군이라 함은 발전기, 변압기, 모선연락, 조상설비 등과 같이 개폐기가 속하는 역할의 범위를 의미하며 [표5]의 기준으로 부여한다.

[표 5] 네개 숫자번호의 셋째자리 숫자

숫 자	적 요	비 고
0	모선연락용 개폐기	
1	발전소의 발전기용 개폐기	
2	선로측 개폐기	
3	변압기 Bank의 고전압측 개폐기	
4	" 저전압측 "	
5	1.5차단방식 개폐기의 BUS측 개폐기	
6	1.5차단방식 개폐기의 BUS반대측 개폐기	
7	1.5차단방식의 BUS측 차단기 조상설비용 개폐기	
8	소내 또는 보조변압기용 개폐기	
9	중성점 접지 회로용 개폐기 1) 배전선로 및 변압기 Bank군 중의 1 2) S.C Bank 중의 1 3) 모선구분	
H	고속도 접지 개폐기	765kV급 적용

- 라) 세개숫자 번호의 셋째자리 숫자와 네개숫자 번호의 넷째자리 숫자 : 지정개폐기가 속하는 회로에 있어서 그 개폐기의 주 역할 또는 위치를 표시하며 [표6]의 기준으로 부여한다.

[표 6] 3개 숫자번호의 셋째자리 숫자 및 4개숫자 번호의 넷째자리 숫자

숫 자	적 요
0	모선연락용 차단기
1	#1 모선에 연결되는 회로의 개폐기
2	#2 모선에 "
3	변압기 고전압측 차단기
4	변압기 저전압측 차단기
5	회로의 모선측 단로기
6	선로 및 변압기 2차측 단로기
7	송배전선로 차단기
8	측로용 개폐기
9	변압기 및 송배전선로를 제외한 회로의 개폐기 접지개폐기

마) 하이폰부 번호 부여

- 배전선로 차단기류
- 조상설비군의 분기회로용 개폐기
- 모선구분 개폐기류

모선구분 개폐기로 구분되고 양측의 모선구분 번호를 하이폰으로 연결하며 차단기는 0, 단로기는 1,2를 하이폰으로 연결하여 표시한다.

예) 모선구분 번호 60 및 61의 모선구분 차단기번호는 60-61-0, 단로기는 60-61-1, 60-61-2 임.

- GIS의 접지개폐기 (단, 모선용 접지개폐기는 제외)

바) 세개숫자 번호는 154kV 이하 송전선로의 차단기 및 단로기에 부여한다.

사) 네개숫자 번호는 마)(하이폰부 번호 부여) 및 바)를 제외한 개폐기류에 부여한다.

3) 링 모선방식의 개폐기

링 모선방식의 개폐기는 모선번호가 없고 개폐기에 의해서 발전기, 송전선로가 연계되므로 다음과 같이 부여한다.

가) 첫째자리 : [표3]의 기준으로 부여한다.

- 나) 둘째자리 : 제1호 발전기 접속점을 기준으로 도면상 시계방향으로 일련번호를 부여한다.
- 다) 셋째자리 : [표5]에 따라 모선측은 “0”, 선로측은 “2”, 변압기 고전압측은 “3” 을 부여한다.
- 라) 넷째자리 : [표6]에 따라 부여하며, 단로기 번호는 제1호 발전기 또는 #1 송전선로측을 기준으로 시계방향으로 “1”과 “2”를 반복하여 부여한다.

계통보호 절차

1.0 목 적

규칙 제5.3.4조 및 제5.3.8조의 규정에 의거 전력계통의 안정성 유지 및 전력설비 보호를 위해 적용하는 보호장치 및 관련설비의 적용과 운영에 관련한 제반업무에 대하여 전력거래소 및 각 전기사업자간의 업무협조 및 처리절차를 명확히 규정하는데 있다.

2.0 적용범위

2.1 본 별표는 전력거래소가 운영하는 송전망 및 중앙급전발전기의 보호장치 및 관련설비의 적용과 운영에 관한 제반업무에 적용한다.

2.2 전력거래소가 운영하는 송전망 및 중앙급전발전기의 범위는 관보고시 제3조 및 규칙 제1.2조에 따른다.

2.3. 본 별표의 적용을 받는 세부 업무는 다음 각호와 같다.

1. 보호방식 적용
2. 보호장치 운영
3. 계통현상분석장치 시설 및 운영
4. 부하차단용 저주파수계전기 적용 및 운영

3.0 책 임

3.1 전력거래소 및 각 전기사업자는 계통보호업무가 원활히 수행될 수 있도록 본 별표에서 기술하는 내용을 준수할 책임이 있다.

3.2 전력거래소 및 각 전기사업자는 원활한 계통보호업무 처리를 위하여 상호 협조할 책임이 있다.

4.0 참고자료

- 4.1 법, 시행령, 시행규칙
- 4.2 전력계통업무범위 관보고시

5.0 용어의 정의

본 별표에서 사용되는 용어의 정의는 다음과 같다.

- 5.1 “보호장치”라 함은 전기설비 고장이나 전력계통의 불안정시 이를 감지하여 고장 또는 불안정 요인을 전력계통으로부터 분리시키거나 운영자에게 경고하는 장치를 말한다.
- 5.2 “보호방식”이라 함은 전력계통의 안정운전 및 전력설비 보호를 위하여 적합한 종류, 특성, 기능, 성능 등을 갖는 보호장치와 관련 기기(CT, PT, 차단기)간을 회로로 구성함으로써 보호기능을 원활히 수행하도록 만들어진 설비들의 총칭을 말한다.
- 5.3 “보호방식 적용”이라 함은 보호대상 설비 및 보호목적 등에 맞는 보호방식의 선정·검토, 설치, 조정 및 시험 등을 통하여 정상적인 운전이 될 수 있도록 하는 것을 말한다.
- 5.4 “보호장치 정정” 이라 함은 보호장치가 보호할 구간에서 전기적인 고장이 발생했을 때 이에 적절히 동작하도록 동작값을 정하는 것을 말한다.
- 5.5 “고장분석자료”라 함은 계통현상분석장치(PQVF, F/R, LFL등) 기록값, 보호장치 동작내용, SCADA 출력물 등 고장분석 및 보호장치 동작분석에 필요한 제반자료를 총칭한다
- 5.6 “계통정수 관리”라 함은 계통에 연계되어 있는 전력설비의 임피던스 등 제반정수를 관리하고 계통운영 프로그램 Data File에 입력하는 업무를 말한다.
- 5.7 “탈락발전량”이라 함은 정상운전중인 발전기가 고장 등으로 운전정지되어 계통에서 분리될 때 분리직전 발전기의 발전량[MW]을 말한다.
- 5.8 “차단부하량”이라 함은 부하차단용 저주파수계전기가 동작하여 차단한 실제 부하량을 말한다.
- 5.9 “차단부하 계획량”이라 함은 부하차단용 저주파수계전기가 동작하여 차단하여야 할 부하량을 말한다.
- 5.10 “차단부하 확보량” 이라 함은 차단부하 계획량에 일정비율을 가산하여 확보한 차단부하량을 말한다.

6.0 지 침<개정 2003.5.7>

해당없음

7.0 보호방식 적용 절차

7.1 보호방식 적용방안 제시<개정 2003.5.7>

- 7.1.1 전력거래소는 전력계통의 안정운전과 고장파급방지를 위하여 전력설비별로 보호방식 선정을 위한 적용방안을 설정하고 각 전기사업자에게 이를 제시한다. 보호방식 적용방안의 제시방법은 각 전기사업자에게 문서로 통보하고 한국전력거래소 인터넷 홈페이지에 게시하는 것으로 한다.
<개정 2003.5.7>
- 7.1.2 전력설비별 보호방식은 최신 기술추세, 경제성, 신뢰성 등을 고려하여 합리적으로 설정한다.
- 7.1.3 각 전기사업자는 특별한 사유가 없는 한 전력거래소에서 제시한 보호방식 적용방안을 수용하여야 한다.<개정 2003.5.7>
- 7.2 보호방식 선정
- 7.2.1 각 전기사업자는 전력설비 신·증설, 보호장치 신설 및 대체 등 보호방식 선정사유가 발생하면 전력거래소가 제시한 전력설비별 보호방식 적용방안에 따라 적합한 보호방식을 선정한다.<개정 2003.5.7>
- 7.2.2 각 전기사업자는 다음 각호의 경우에는 전력거래소에 보호방식을 검토 의뢰한다.<개정 2003.5.7>
1. 중앙급전발전기(관련 변압기 포함) 신·증설 및 대체시
 2. 보호장치 신설 및 대체시(기 검토된 보호방식적용시는 생략)
 3. 신형(NEW TYPE)보호장치 도입시
 4. 기타 보호방식 검토가 필요한 경우
- 7.2.3 각 전기사업자가 전력거래소에 보호방식을 검토 의뢰할 때 첨부하는 자료는 다음 각호와 같다.
1. 계통도 및 보호단선도
 2. 보호장치 설명서
 3. 보호장치반 도면
 4. 보호장치 구매시방서
 5. 기타 보호방식 검토시 요청하는 자료
- 7.3 보호방식 검토
- 7.3.1 전력거래소는 각 전기사업자가 선정하여 검토 의뢰한 보호방식에 대해 전력거래소가 제시한 보호방식 적용기준에 적합한지 여부를 검토하고 접수일로부터 1개월 이내에 의견을 제시한다.<개정 2003.5.7>
- 7.3.2 각 전기사업자는 전력거래소가 제시한 검토 의견에 이견이 없을 경우에는 보호방식에 반영하고, 이견이 있을 경우에는 상호 협의하여 처리한다.

7.4 보호방식 적용

7.4.1 각 전기사업자는 확정된 보호방식을 전력거래소에 통보하고 각 전기사업자의 내부절차에 따라 보호장치를 구매하여 현장에 적용한다.

8.0 보호장치 운영절차

8.1 보호장치 운영기준 제시

8.1.1 전력거래소는 전력거래소가 운영하는 송전망과 중앙급전발전기(관련 변압기 포함)의 보호장치 운영기준을 설정하고 각 전기사업자에게 제시한다. 보호장치운영기준의 제시방법은 각 전기사업자에게 문서로 통보하고 한국전력거래소 인터넷 홈페이지에 게시하는 것으로 한다.<개정 2003.5.7>

8.1.2 전력거래소가 제시하는 운영기준은 보호장치 정정 및 운전에 관한 기준을 말한다.

8.1.3 보호장치 운영기준은 전력계통의 안정운전 및 설비보호 측면을 고려하여 합리적으로 설정한다.

8.1.4 각 전기사업자는 전력거래소가 제시한 보호장치 운영기준을 적용한다. 단, 전력설비 또는 전력계통 특성 등으로 인하여 불가피한 경우 전력거래소와 협의하여 다르게 적용할 수 있다.<개정 2003.5.7>

8.2. 보호장치 정정

8.2.1 각 전기사업자는 전력거래소가 운영하는 송전망 및 중앙급전발전기(관련 변압기 포함)의 보호장치에 정정 사유 발생시 전력거래소에서 제시한 보호장치 운영기준을 적용하여 보호장치 정정을 시행하고 보호장치 시험예정일 6주 이전까지(송변전설비 보호장치는 2주 이전까지)전력거래소에 검토의뢰한다. 다만, 전력거래소가 운영하는 송전망 중 345kV 변압기 및 154kV 송전망(제주지역은 66kV)의 보호장치는 정정결과를 보호장치 시험예정일 이전까지 전력거래소에 통보하고 전력거래소는 필요한 경우 의견을 제시한다.<개정 2003.5.7>

8.2.2 보호장치 정정검토 요청시 각 전기사업자는 다음사항을 명시하고 [붙임 11.2]의 자료를 첨부하여 정정검토를 요청한다.[신설 2003.5.7]

1. 검토대상 보호반 명
2. 정정사유
3. 보호장치 시험예정일
4. 설비가압 예정일
5. 기타 정정검토시 특기사항

8.2.3 전력거래소는 각 전기사업자가 검토 의뢰한 보호장치 정정치를 검토하

- 고 그 결과를 보호장치 시험예정일 2주 이전까지(송변전설비 보호장치는 1주 이전까지) 각 전기사업자에게 통보한다.<개정 2003.5.7>
- 8.2.4 각 전기사업자는 전력거래소가 통보한 검토결과에 대해 이견이 없을 경우에는 이를 반영하여 정정치를 결정하고, 이견이 있을 경우에는 상호 협의하여 처리한다.
- 8.2.5 각 전기사업자는 보호장치의 정정치 확정시 보호장치 시험예정일 이전까지 이를 전력거래소에 통보한다. 단, 전력거래소에서 정정치 검토결과 이견이 없다고 통보한 경우 각 전기사업자는 확정된 정정치 통보를 생략할 수 있다.<개정 2003.5.7>
- 8.3 시험업무
- 8.3.1 각 전기사업자는 전력설비 및 보호장치에 대한 시험업무를 시행하고 시험결과를 전력거래소에 통보한다.
- 8.3.2 각 전기사업자는 보호장치 시험시 전력거래소가 입회를 요청할 경우 적극 협조한다.
- 8.4 보호장치 성능개선
- 8.4.1 각 전기사업자는 보호장치의 동작특성 또는 정정 방법 등에 영향을 미치는 성능개선을 시행하는 경우에는 검토자료를 첨부하여 성능개선 내용을 전력거래소에 통보한다.
- 8.4.2 전력거래소는 각 전기사업자로부터 통보 받은 성능개선 내용을 검토하고 필요시 각 전기사업자에게 의견을 제시한다.
- 8.4.3 각 전기사업자는 전력거래소가 제시한 의견에 대해 이견이 없을 경우 이를 수용하고, 이견이 있을 경우에는 상호 협의하여 처리한다.
- 8.5 계통정수 및 보호장치반 데이터 관리업무
- 8.5.1 각 전기사업자는 전력거래소가 보호장치 정정 검토 업무를 원활히 수행할 수 있도록 전력계통 설비 신·증설 또는 대체 등 계통변경시 PSS/E 데이터 관련 제정수에 대한 정보를 전력거래소에 통보한다.
- 8.5.2 전력거래소 및 각 전기사업자는 필요시 PSS/E 데이터를 상호 교환하여 데이터가 서로 일치할 수 있도록 협의 조정한다.
- 8.5.3 각 전기사업자는 전력거래소가 요청할 경우 전력거래소가 운영하는 송전망 및 중앙급전발전기의 보호장치 시설현황을 전력거래소에 통보한다.
- 8.6 보호장치 동작분석 업무<개정 2003.5.7>
- 8.6.1 각 전기사업자는 전력거래소가 운영하는 송전망과 중앙급전발전기(관련 변압기 포함)의 보호장치 동작으로 인한 운전정지 또는 계통 분리시 보호장치 동작내용을 포함한 고장상황을 전력거래소에 우선 통보하고, 보

호장치 동작분석 자료를 전력거래소에 통보한다.<개정 2003.5.7>

- 8.6.2 전력거래소는 각 전기사업자로부터 통보 받은 보호장치 동작분석 자료를 검토하고 필요시 각 전기사업자에게 의견을 제시한다.
- 8.6.3 각 전기사업자는 전력거래소의 의견에 이견이 없으면 이를 수용하여 조치하고 이견이 있으면 상호 협의하여 처리한다.
- 8.6.4 전력거래소는 전력계통에 고장이 발생하여 광역정전이나 송전제약을 유발한 경우 또는 타 전기사업자 설비의 정상적인 운영에 지장을 초래한 경우에는 그 원인을 조사할 수 있으며, 각 전기사업자는 이에 적극 협조하여야 한다.

9.0 계통현상분석장치(PQVF, F/R 등) 시설 및 운영절차

9.1 시설요청

- 9.1.1 전력거래소는 계통운영상 필요한 경우 계통현상분석장치 설치 필요개소를 각 전기사업자 협의하여 선정하고 시설을 요청한다.
- 9.1.2 계통현상분석장치 설치 필요개소 선정시 계통의 중요도, 인근 계통의 계통현상분석장치 설치 여부 등을 충분히 고려하여 합리적이고 효율적으로 선정한다.

9.2 계통현상분석장치 시설

- 9.2.1 각 전기사업자는 전력거래소가 시설 요청한 계통현상분석장치를 구매하여 시설한다.
- 9.2.2 각 전기사업자는 시설을 완료하고 준공시험 결과를 전력거래소에 통보한다.

9.3 계통현상분석장치 운영 및 관리

- 9.3.1 전력거래소 및 각 전기사업자는 계통현상분석장치의 출력물을 활용하여 계통의 고장 및 안정성을 분석하고 필요시 적절한 대책을 마련한다.
- 9.3.2 각 전기사업자는 계통현상분석장치가 항상 정상적으로 기능을 발휘할 수 있도록 시험 및 유지·보수를 시행한다.
- 9.3.3 각 전기사업자는 계통현상분석장치가 취득한 자료를 전력거래소로 전송할 수 있도록 통신수단을 확보하고 통신의 건전성 확보를 위해 유지·보수를 시행한다.
- 9.3.4 각 전기사업자는 전력거래소가 요청할 경우 계통현상분석장치 시설현황을 전력거래소에 통보한다.

10.0 부하차단용 저주파수계전기 적용 및 운영절차

10.1 전력거래소는 발전력 탈락, 계통분리 등으로 인한 계통주파수 저하시 주파수 회복을 위하여 저주파수계전기에 의한 부하차단계획을 수립하고 각 전기사업자에 통보한다.

10.2 전력거래소는 다음과 같은 상황 발생시 부하차단용 저주파수계전기의 부하 차단계획을 검토한다.

1. 최대수요가 부하차단계획 수립시 보다 2배로 증가한 경우
2. 신규 특성의 부하차단용 저주파수계전기의 도입시
3. 기타 345kV 이상 기간계통 망의 변경 등으로 재검토가 필요하다고 판단되는 경우

10.3 각 전기사업자는 매 분기마다 주파수 단계별 차단부하 확보량 및 운영 관련 사항을 아래와 같이 조사하여 전력거래소에 통보한다.

- 조사 기준일 : 3, 6, 9, 12월의 제3번째 수요일
(단, 제3번째 수요일이 공휴일인 경우 제4번째 수요일)

- 조사 기준시간

가. 육지계통

월별 \ 시간	심 야	주 간	야 간
3	03	10	19
6	03	15	21
9	03	15	20
12	03	10	18

나. 제주계통

월별 \ 시간	심 야	주 간	야 간
3	03	10	20
6	03	10	20
9	03	10	20
12	03	10	20

- 통 보 : 분기말 익월 20일까지

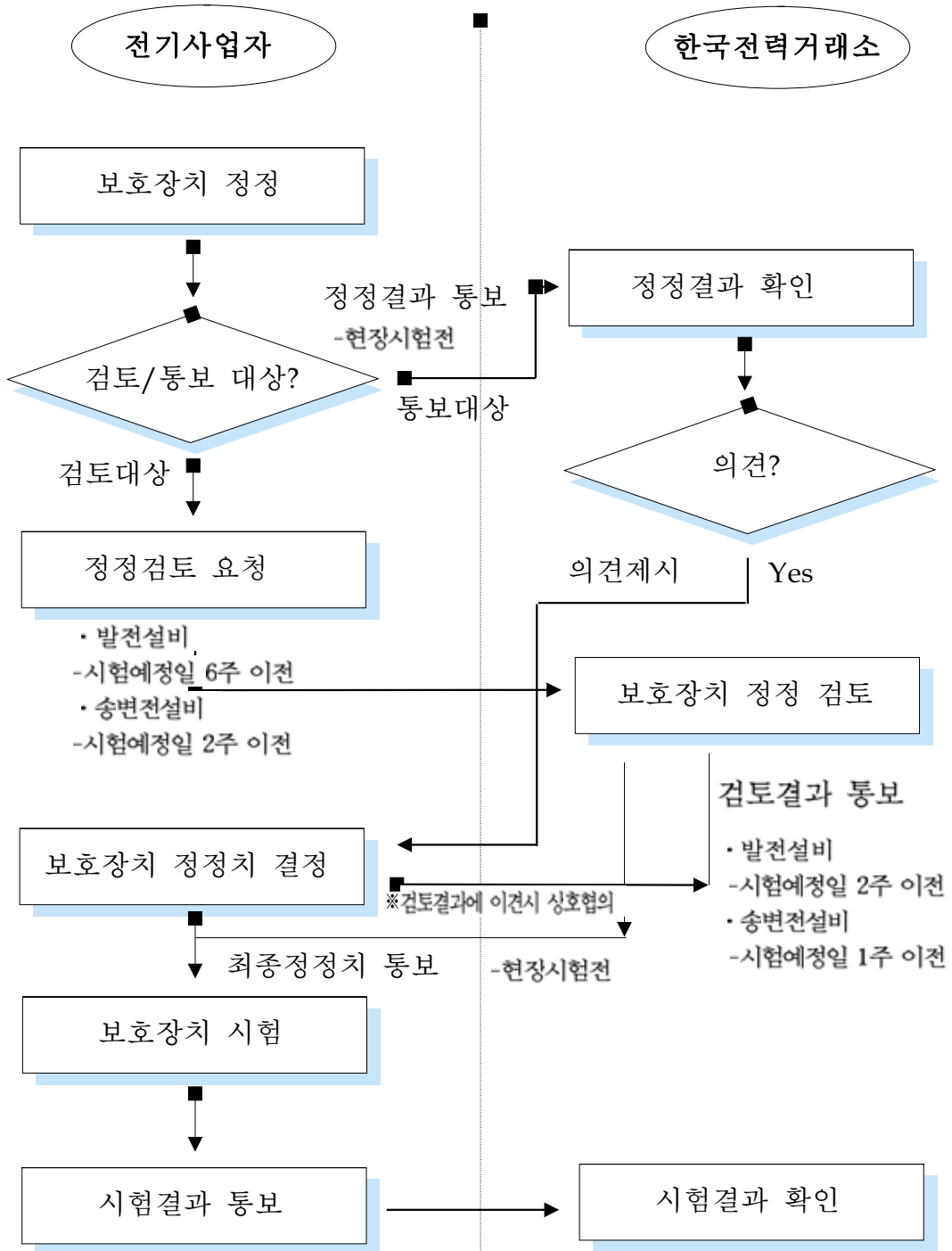
- 통보내용

- 주파수저하 및 저주파수계전기 동작현황
- UFR 차단부하 확보현황

- 10.4 전력거래소는 각 전기사업자로부터 통보 받은 차단부하 확보량을 검토하고 적합하지 않을 경우 각 전기사업자에게 개선을 요구한다.
- 10.5 부하차단용 저주파수계전기 동작시 각 전기사업자는 동작일시, 동작원인, 관련 계통도 및 계통상황 등을 신속하게 전력거래소에 통보한다.
- 10.6 전력거래소는 발전력 탈락, 계통분리 등의 경우 계통주파수 저하특성을 검토하고 필요시 대책을 수립하여 각 전기사업자에 통보한다.
- 10.7 각 전기사업자는 전력거래소가 통보한 대책수립 내용을 6개월 이내에 이행 완료하고 결과를 전력거래소에 통보한다.
- 10.8 각 전기사업자는 부하차단용 저주파수계전기가 항상 정상적으로 운전될 수 있도록 유지·관리한다.
- 10.9 각 전기사업자는 부하차단용 신형 저주파수계전기 도입시 성능 등 기술적인 사항에 대하여 전력거래소와 상호 협의한다.

- 11.0 불 임<개정 2003.5.7>
- 11.1 보호장치 정정 업무 흐름도[신설 2003.5.7]
- 11.2 보호장치 정정검토 요청시 첨부자료[신설 2003.5.7]

보호장치 정정 업무 흐름도



보호장치 정정 검토 자료

설비별	자료내용	제출자료		비 고
		발전설비 신·증설 변경시	송변전설비 신·증설 변경시	
기본자료	1. 보호계전기 정정표 2. 보호계전기 정정계산서 3. 신·증설설비 단선 및 3선 결선도 3. 변경 전·후 계통도	○	○	
보호계전기 배 전 반	1. 보호계전기 설명서(제작사분) 2. 보호배전반 도면(AC, DC)	○	○	
보호장치용 CT, PT	1. CT의 정격(Ratio, 부담, 오차, 2차 여자특성곡선) 2. PT의 정격(Ratio, 부담, 오차)	○	○	
차단기	1. 차단기 정격	○	○	
변압기	1. 변압기 정격(전압, 전류, 용량, 결선, %Imp 등) 2. 변압기 설명서(도면포함)	○	○	필요시
발전기	1. 발전기 정격[전압, 전류, 용량, Imp(Xd, Xd', Xd'', X ₂ , X ₀) 등] 2. 발전기 설명서(도면포함) 3. 부속 접지장치 설명서	○		
조상설비	1. 정격 2. 설명서(도면포함)	○	○	필요시
송전선로	1. 가공선로 ○ 전선규격, 공장, 회선수, 허용 전류 등(가공지선 포함) ○ 지지물의 종별, 기수, 표준장주도, 지상고, 애자의 규격 및 수량 2. 지중선로 ○ 케이블종류, 단면적, 공장, 회선수, 케이블설명서, 포설방법, 허용전류 등 3. 선로정수 계산서		○	
제어케이블	1. 제어케이블 규격 및 공장	○	○	필요시

[별표 17]

고장조사 처리 절차

1.0 목 적

규칙 제5.3.5조 및 제5.3.9조의 규정에 의거 전력계통 고장 발생시 정확한 조사·분석 및 보고체제를 확립하고 고장관리업무를 체계화하여 유사고장의 재발방지에 그 목적이 있다.

2.0 적용범위

2.1 적용업무

전력계통 고장보고 및 조사분석, 대책수립 업무에 적용.

2.2 적용대상 : 전력거래소, 전기사업자

3.0 책 임

3.1 전력거래소

3.1.1 전력계통 고장에 대한 조사분석을 주관한다.

3.1.2 전력계통 고장조사처리절차를 관리, 정비한다.

3.2 전기사업자

3.2.1 설비고장이 수반된 관련분야 고장조사 분석 및 대책 수립

3.2.2 고장내용을 전력거래소에 유선통보 및 속보

4.0 참고 자료

4.1 법

5.0 용어의 정의

5.1 고장

전력설비중 주설비나 부속설비의 이상상태로 설비기능이 정지되어 전력의 생산 및 공급에 지장을 초래하는 고장을 말한다

5.2 중대고장

5.2.1 송배전설비 고장으로 공급지장전력 30MW 이상 100MW 미만으로 공급지장 시간이 60분이상의 고장

- 5.2.2 송배전설비의 고장으로 공급지장전력 100MW 이상으로 공급지장시간이 10분 이상인 고장
- 5.2.3 100kV이상의 송변전설비의 고장으로 인한 공급지장시간이 6시간 이상인 경우
- 5.2.4 용량 30MW이상의 수력발전소, 출력 100MW이상의 화력발전소 발전기가 10일 이상의 발전지장을 초래한 고장
- 5.2.5 사회적으로 영향을 미치는 고장
- 5.3 기타고장
중대고장 이외의 고장

6.0 적용지침
해당 없음.

7.0 절 차

7.1 고장조사

7.1.1 고장조사의 대상

전력계통 운영상 막대한 지장을 초래한 중대고장으로서 고장조사, 분석 및 대책수립이 필요하여 전력거래소와 전기사업자간에 조사가 필요하다고 협의된 고장

7.1.1 고장조사 절차

고장조사가 필요한 경우 전력거래소는 관련 전기사업자를 포함한 고장조사반을 편성하여 정밀조사 후 이에 대한 분석 및 대책을 수립하여 고장조사보고서를 작성하여야 하며 유사고장이 발생하지 않도록 조사 결과를 관련 전기사업자에 통보한다.

7.1.3 고장조사반 운영

고장조사반의 운영이 필요할 경우에는 아래와 같이 고장조사반을 구성하여 운영할 수 있다.

가. 조사반장 : 전력거래소 고장담당 부서장

나. 반 원

- 고장관리 주관부서 담당과장
- 전기사업자의 관련설비 담당자
- 계통보호 담당과장
- 전력연구원 관련분야 담당자(필요시)

- 기타 필요인원
- 7.1.4 고장조사 보고서 작성시 포함될 항목은 다음과 같다
 - 가. 고장전후 계통상황
 - 나. 고장원인분석
 - 다. 문제점 및 대책
 - 라. 관련자료
- 7.2 고장분석
 - 7.2.1 전기사업자는 고장발생시 다음과 같이 고장원인을 분석하고 이에 대한대책을 수립하여 전력거래소에 통보한다.
 - 7.2.2 고장분석 대상
 - 가. 중대고장
 - 나. 기타 고장분석이 필요하다고 전력거래소에서 판단한 고장
 - 7.2.3 통보내용
 - 가. 고장상보 항목
 - 나. 고장원인 분석
 - 다. 문제점 및 대책
 - 라. 고장전후의 전력공급 계통도 및 관련자료
 - 7.2.4 보고기한 : 고장 조사후 15일 이내
- 7.3. 중대고장
 - 7.3.1 중대고장 통보는 고장속보와 고장상보로 구분하여 전력거래소에 통보하여야 하며 통보기한과 내용은 다음과 같다.
 - 7.3.2 고장통보기한
 - 가. 고장속보 : 고장발생후 24시간 이내
 - 나. 고장상보 : 고장발생후 30일 이내
 - 7.3.3 고장 통보시 포함내용
 - 가. 고장속보
 - 고장발생일시 및 일기
 - 고장발생 장소
 - 고장발생 전기설비
 - 고장개요
 - 고장원인
 - 응급조치

- 복구대책
- 복구(예정)일시
- 기타

나. 고장상보

- 고장발생 전기설비의 종류
- 고장발생일시 및 일기
- 고장발생 장소
- 고장상황
- 고장원인
- 고장발생시의 각부 안전장치의 지시 또는 동작
- 고장발생전후의 관계 전기설비의 상태
- 고장복구일시 또는 그 예상
- 고장의 결과
- 고장재발의 방지대책
- 고장복구에 소요된 비용
- 고장 사진, 산출근거 및 보조자료

7.3.4 전력거래소는 중대고장의 분석 및 재발방지를 위하여 고장의 진행과정을 모의하는데 필요한 자료(고장기록, 설비운전상태 등)를 관련 전기사업자에게 요구할 수 있으며 전기사업자는 특별한 사유가 없는 한 요청 받은 자료를 제공해야 한다.

7.4 기타고장(중대고장 이외의 고장)

전력계통 운영에 영향을 주는 고장발생 시 해당 전기사업자는 전력거래소에 유선으로 즉시 고장발생 상황을 통보하고 고장발생 후 24시간 이내에 전력거래소에 고장속보를 하여야 한다.

8.0 불 입

해당 없음

발전기정지 및 휴전업무 절차

1.0 목 적

규칙 제5장제4절 “발전기 정지 및 휴전계획 조정”에서 규정한 발전회원의 발전기 정지계획 조정에 관한 업무절차 및 휴전업무의 세부절차를 규정하여 전력수급의 안정, 전기설비의 보전 및 전력계통을 공정하고 안정적으로 운영하는데 그 목적이 있다.

2.0 적용범위

본 별표의 발전기 정지 및 조정업무 절차는 발전사업자의 연간, 월간, 주간 발전기 정지계획 수립 및 조정업무에 적용하고, 휴전업무 절차는 전기사업자의 전력설비 휴전작업 시행업무에 적용한다.<개정 2004.4.22>

3.0 책 임

3.1 발전사업자는 정해진 시기에 발전기 정지일정 등 관련자료를 전력거래소에 제출하여야 하며, 전력거래소는 정해진 시기에 발전기 정지계획을 발전사업자에게 통보하여야 한다.

3.2 전력거래소는 기간별 전력수급 전망시 발전사업자가 제출한 발전기 정지일정을 조정하여야 할 필요가 있을 경우에는 발전사업자와 협의후 결정하며, 이때 발전사업자는 적극 협조하여야 한다.

3.3 전력거래소는 공정하고 투명하게 발전기 정지계획을 수립하여야 한다.

3.4 전력거래소는 휴전계획 및 승인과 관련한 계통검토시 전력계통의 수급균형, 계통안정, 계통이상시 복구업무 주관 등 전력계통의 안정을 위해 필요한 조치를 취한다.

3.5 전기사업자는 휴전작업으로 인한 전력계통의 안정운동을 위해 아래와 같이 협조하여야 한다.

3.5.1 휴전요청시 최적의 휴전기간 산정 및 중복휴전작업 지양

3.5.2 휴전계획 및 검토조정시 전력거래소에 적극 협조

3.5.3 휴전업무 진행중 설비고장 또는 계통운영의 문제점 발생시 전력거래소의 지시에 따라 신속한 복구조치 시행

3.5.4 전기사업자는 작업여건 조성 및 사전준비를 철저히 시행하여 휴전작업이 계획일정에 따라 진행될 수 있도록 해야 한다.

4.0 참고자료

- 4.1 법, 시행령, 시행규칙, 고시
- 4.2 전력수급계획 종합시스템 최종보고서
- 4.3 PSS/E program manual

5.0 용어의 정의

5.1 전력수급 전망

실시간으로 변화하는 전력수요에 대하여 수요와 공급의 균형을 통한 전력의 안정적인 공급력을 확보하면서 수력, 화력, 원자력 등의 발전설비를 가장 경제적으로 운영하기 위한 방안을 강구하는 것

5.2 계획정지

발전설비의 운전상태 및 성능이 설계범위내에서 유지될 수 있도록 설비의 이상발생전 또는 고장을 예방하기 위하여 시행하는 제반 정비활동으로 사전에 계획을 수립하여 매년 또는 주기적으로 정비를 시행하기 위한 정지

5.3 임시정지

발전설비의 일부기기에 이상이 발생되었거나 차기 계획예방정비기간 이전에 발전설비의 안전성 및 신뢰도 저하를 예방하기 위하여 사전에 계획을 수립하여 전력수급에 지장이 없는 단기간동안 정비를 시행하기 위한 정지

5.4 설비용량

발전사업자가 산업자원부장관의 인가를 받은 후 사업개시 신고를 한 발전기의 정격용량

5.5 공급능력

최대수요 발생시에도 안정되게 공급할 수 있는 발전력으로써 설비용량에서 계획예방정비 및 기타 감발전력을 제외한 발전력

5.6 운영능력

예상치 못한 이상 발생시에도 안정된 전력을 공급할 수 있는 발전력으로써 공급능력에서 급전정지를 제외한 발전력

5.7 최대전력

전력수요중 1시간평균 최대값으로 기간에 따라 연간,월간,일간으로 구분

5.8 휴전

전력설비의 수선유지, 변경, 개수, 신증설, 기타의 공사를 시행하기 위하여 전력공급을 중지하는 것

- 5.9 계획휴전
연월간 시행하는 정기 휴전심의회의 심의를 거쳐 시행하는 휴전
- 5.10 임시휴전
송변전설비 운영중 부득이 계획휴전이외의 휴전작업이 필요할 경우 시행하는 휴전
- 5.11 긴급휴전
돌발사고, 인축사고, 화재사고 등의 우려가 있어 긴급히 휴전이 필요한 경우 시행하는 휴전

- 6.0 지 침
- 6.1 발전기 정지는 사전에 계획을 수립하여 시행함을 원칙으로 한다.
- 6.1.1 연간, 월간, 주간 및 정지요청의 순으로 발전기 정지계획 조정단계를 거쳐, 발전소 운영여건 변경사항이 최대한 반영되도록 한다.
- 6.2 휴전작업은 연간계획에 반영하여 시행함을 원칙으로 한다. 다만, 타 전기설비의 정지를 수반하지 않는 345kV 이상 차단기 및 시운전발전기 관련 전기설비에 대한 휴전작업은 월간 휴전계획에 반영하여 이를 시행할 수 있다.<개정 2004.4.22 2005.10.10>
- 6.2.1 휴전계획 수립시 작업계획의 합리적 반영으로 휴전작업 빈도를 억제한다.

- 7.0 발전기 정지계획 수립 및 정지통보 절차
- 7.1 발전기 정지계획 조정기준
- 7.1.1 전력시장 운영체제하에서 공정하고 투명한 발전기 정지계획 조정을 통하여 연중 안정적이고 경제적인 전력수급 운영
- 7.2 연간 발전기 정지계획 수립 절차
- 7.2.1 전기사업자는 향후 2년간의 발전기 정지계획 수립을 위한 자료들을 5월말 까지 제출하여야 한다.
- 7.2.1.1 발전사업자 제출자료
 - 가. 발전설비 신·증설 및 폐지계획, 시운전계획
 - 예) 신·증설발전기는 사업개시전 기간별 가능출력
 - 나. 발전기별 계획예방정비 일정, 희망일자, 조정가능기간
 - 다. 간이정비 및 기타 발전기 정지를 수반하는 모든 정지일정
 - 라. 발전기의 가능출력이 정격출력보다 적은 기간의 일별 가능출력
 - 예) 열공급발전기의 열공급에 의한 출력감소량
 - 복합발전기의 외기온도 상승에 따른 출력감소량

- 수력발전기의 댐수위저하에 따른 출력감소량 등
- 마. 발전기의 가능출력이 정격출력보다 많은 기간의 일별 가능출력
 - 예) 원자력발전기의 상시운전가능한 출력증가량
- 바. 기타 발전기별 특기사항
 - 예) 서울화력 하절기 냉각수 온도상승시 출력감소량
 - 북합화력의 가스터빈 정지시 증기터빈 출력감소량

7.2.1.2 판매사업자 제출자료

- 가. 연간 구입전력계획
- 나. 연간 수요관리 목표량

7.2.2 전력거래소는 안정적인 전력수급 및 발전기의 경제적 운영을 위하여 전력수요에 영향을 미치는 제반요소(기상, 심야수요, 사회적으로인 등)를 고려하여 전력수급 종합시스템의 수요예측프로그램으로 2년간의 일별 최대수요를 예측한다.

7.2.3 전력거래소는 전기사업자로부터 제출받은 자료들을 검토하여 최초 수급전망(안)을 수립하고, 발전기별 정지계획 및 월별 예비력을 관련 전기사업자에게 7월말까지 통보한다.

7.2.3.1 전력거래소는 향후 2년간의 수급전망(안) 수립에 필요한 발전기 정지계획 자료들을 종합하여 일별 공급능력을 산출한다.

- 가. 발전설비 총 설비용량
- 나. 총 발전기 정지량
 - 계획정지, 중간정지 및 기타 발전기 정지량
- 다. 구입전력량
 - 중앙급전발전기를 보유하지 않은 회원, 기타
- 라. 신·증설 발전기의 시운전 출력
- 마. 총 증·감발량
 - 열공급발전기의 열공급에 의한 출력감소량
 - 복합화력의 외기온도 상승에 따른 출력감소량
 - 수력발전기의 댐수위저하에 따른 출력감소량
 - 원자력발전기의 상시운전가능한 출력증가량
 - 발전기 성능저하에 의한 출력감소량
- 바. 기타 특기사항
 - 수요관리 목표량 등

7.2.3.2 7.2.2항과 7.2.3.1항에 의해 예측된 최대수요와 공급능력으로 산출한 일별 전력수급 결과를 검토하여 발전기 정지일정을 조정한다.

가. 일별 전력수급을 산출하여 적정수준의 예비력 확보 및 계통안정 여부를 검토한다.

나. 연중 적정수준의 예비력 및 계통안정성 확보 및 발전설비의 경제적 운영여부가 확인되면 발전기별 예방정비 일정을 확정하고, 그렇지 않으면 발전기별 예방정비일정 조정가능기간을 이용하여 예방정비 일정을 조정한다.

다. 만일 예방정비일정 조정가능기간을 이용해서도 적정예비력 확보 등이 확인되지 않을 때에는 발전사업자와 협의하여 재조정한다.

라. 발전기별 정지계획 조정은 발전기 전력수급계획 종합시스템의 예방정비계획 프로그램(MANTES)을 이용하여 수립한다.

7.2.4 발전사업자는 최초 발전기 정지계획에 대하여 변경 또는 불만족사항이 있을 경우에는 8월말까지 전력거래소에 의견서를 제출한다.

7.2.4.1 의견서에는 대상 발전기, 사유, 희망시기, 조정가능범위 등을 명기한다.

7.2.4.2 전력거래소는 발전사업자와 불만족스러운 발전기 정비일정에 대한 조정 일정을 반영하여 7.2.3.2의 과정을 통해 발전기 정지계획을 확정시킨다.

7.2.4.3 만일, 발전기 정지일정 조정이 원만하게 이루어지지 못하여 수급불안이 야기될 우려가 있을 경우에는 전력거래소가 발전기별 운전특성 등을 고려하여 합리적으로 조정한다. 이때 조정되는 발전기를 보유한 발전사업자와는 충분히 협의하여 재조정에 따른 불이익이 최소화되도록 한다.

7.2.5 재조정된 발전기별 정지일정은 최종 발전기 정지계획으로 확정하고, 아래 내용을 포함한 향후 2년간의 수급전망(안)을 수립하여 시행전년도 10월말까지 관련 전기사업자에게 통보한다.

가. 연간 월별 전력수급 및 하계 전력수급 전망

나. 발전설비 신·증설 및 폐지계획

다. 발전원별 예방정비량 및 공급능력 증·감발내역

라. 발전사업자별 발전기 예방정비 일정

7.2.6 확정된 발전기별 정지일정은 당해연도 연간 발전기 정지계획으로 1월 1일부터 시행하되, 월간 발전기 정지계획 조정절차에 의해 조정될 수 있다.

7.3 월간 발전기 정지계획 조정절차

7.3.1 전기사업자는 전력거래소에 연간 발전기 정지계획에 대한 변동사항이 있을 경우 매월 20일까지 제출하여야 한다.

7.3.1.1 제출자료

- 가. 발전사업자 : 7.2.1.1의 제출자료중 변동사항
- 나. 판매사업자 : 7.2.1.2의 제출자료중 변동사항
- 7.3.2 전력거래소는 전월 전력수요실적 및 익월의 기상전망, 사회적요인 등을 고려하여 익월의 일별 최대수요를 예측한다.
- 7.3.3 전력거래소는 연간 발전기 정지계획을 기준으로 전력수요, 계통운영여건 변동상황, 발전기 정지계획 변경요청사항 등을 고려하여 7.2.3.2의 과정을 통해 월간 수급전망(안)을 수립한다.
 - 7.3.3.1 발전기별 정지일정이 확정되면 아래와 같이 익월 수급전망(안)을 작성하여 관련 전기사업자에게 매월 25일까지 통보한다.
 - 가. 월간 주별 전력수급 전망
 - 나. 월간 발전기별 정지계획
 - 다. 발전사업자가 변경요청한 발전기의 정지일정 조정내역
- 7.3.4 확정된 발전기별 정지일정은 익월 발전기 정지계획으로 1일부터 시행한다.
- 7.4 주간 발전기 정지계획 조정절차**
 - 7.4.1 전기사업자는 월간 발전기 정지계획에 대한 변동사항 발생 또는 월간계획에 미반영된 발전기가 정지해야 할 사유가 발생하였을 경우에는 전주 수요일까지 제출하여야 한다.
 - 7.4.1.1 제출자료
 - 가. 발전사업자
 - 월간 발전기 정지계획 변경시 : 7.2.1.1의 제출자료중 변동사항
 - 월간계획 미포함 발전기 임시정지 요청시 : 정지기간, 희망일자, 조정가능기간, 정지사유, 정지시 출력감발계획
 - 시운전계획(예방정비후시험운전 포함)
 - 시간대별 출력 증·감발계획
 - 일자별 최대출력
 - 나. 판매사업자 : 7.2.1.2의 제출자료중 변동사항
 - 7.4.2 전력거래소는 월간계획에 미포함된 발전기의 7일이상의 임시정지 요청에 대해서는 주간 발전기 정지계획 조정과는 별도로 7.2.3.2의 과정을 거쳐 확정한다.
 - 7.4.3 전력거래소는 월간 발전기 정지계획을 기준으로 전월 및 전주 전력수요 실적분석에 의한 수요변동사항, 발전사업자 및 판매사업자의 제출자료 등을 검토하여 다음주의 전력수급 전망(안)을 수립한다.

7.4.4 전력거래소는 7.4.2 및 7.4.3에 의해 확정된 임시정지계획 및 다음주 발전기 정지계획을 발전사업자에게 매주 토요일까지 통보한다.

7.4.5 확정된 발전기별 정지일정은 다음주이후 발전기 정지계획으로 시행한다.

7.5 발전기 정지통보 절차

7.5.1 전력거래소는 전력수급 사항을 검토한 후 발전사업자와 협의하여 정지가능여부를 결정, 통보한다.

8.0 송·변전설비 휴전업무 절차

8.1 휴전작업의 일반원칙

8.1.1 전기설비의 휴전작업은 관계부서와 협의하여 수급의 균형, 계통안정운영, 설비의 보전 등을 검토하여 휴전작업 기간을 예정이다.

8.1.2 송·변전설비의 휴전작업은 가능한 일괄하여 실시하도록 하여야 한다.

8.1.3 급전지시, 설비감시제어 및 보호용 통신에 지장이 있는 통신선로의 정지작업을 할 때에는 별도의 통신방법을 확보한 후 시행하여야 한다.

8.1.4 상시 정지중인 전기설비라도 작업을 하고자 할 때에는 반드시 본 절차를 따라야 한다.

8.1.5 작업으로 인하여 불가피하게 운전절체 또는 전기사용자의 정전이 수반될 때는 해당 전기사용자와 사전 합의후 본 절차를 따라야 한다.

8.1.6 전기사업자는 휴전계획 수립시 발전기 운전 및 정지계획을 고려하여 반영하도록 한다.<개정 2004.4.22>

8.1.7 전력거래소와 전기사업자간 휴전업무 관련 신청 및 조정요청 등은 별도 지정되지 않는 한 문서로서 진행한다.<개정 2004.4.22>

8.2 업무처리 방법

8.2.1 휴전작업 시행이 계통에 미치는 영향에 따라서 승인사항, 통보사항, 긴급사항 3가지의 휴전형태로 구분한다.

8.2.2 승인사항은 반드시 전력거래소의 승인을 득하고 시행하는 다음의 작업을 말한다.

8.2.2.1 345kV 이상의 전기설비

8.2.2.2 154kV 송전선로의 경우 승인 또는 통보사항 대상선로는 별도 합의한 바에 따른다.

8.2.2.3 발전기 정지 또는 발전기 출력 증·감발을 수반하는 작업

8.2.2.4 승인된 송·변전설비의 작업기간을 연장할 경우

8.2.3 통보사항은 전기사업자 자체 승인으로 시행하되 전력거래소에 통보후 시

행하는 다음의 작업을 말한다. 단, 전력거래소에서 계통운영상 필요시 중지시킬 수 있다.

8.2.3.1 8.2.2.2항에서 정한 통보사항의 휴전작업

8.2.3.2 154kV 이상 조상설비(S.C, Sh.R, SVC 등)의 휴전작업

8.2.3.3 154kV 이상의 활선작업

8.2.3.4 계통보호 관련 설비(통신설비 포함) 정지시

8.2.4 긴급사항은 돌발사태 발생시 전기사업자가 긴급히 요청하는 다음의 작업을 말한다.

8.2.4.1 돌발고장의 발생 우려로 긴급을 요하는 작업

8.2.4.2 돌발고장 사전제거 및 복구작업

8.3 휴전업무 관련서식

8.3.1 휴전업무 진행시 사용할 문서서식은 별지 제62, 63, 64호 서식과 같다.

8.4 연간 휴전계획 수립절차

8.4.1 전기사업자는 8.2.2항에서 정한 전력거래소 휴전승인 대상 송·변전설비에 대한 다음 연도의 2년간 휴전계획을 수립하여 매년 6월말까지 전력거래소에 제출하여야 한다. 다만, 6.2에 규정된 345kV 이상 차단기는 연간휴전계획 제출 대상에서 제외하기로 한다.<개정 2004.4.22 2005.10.10>

8.4.2 전력거래소는 전기사업자로부터 제출된 연간 휴전계획을 검토, 조정하여 최초 휴전계획(안)을 수립하여, 전기사업자에게 8월말까지 통보한다.

<개정 2004.4.22>

8.4.2.1 전력거래소는 월별 발전기 정지계획 및 예측된 수요를 바탕으로 송변전설비 휴전시 안정적인 계통운영 가능여부를 검토하며, 상세한 검토사항은 "8.8"항을 참조한다.

8.4.2.2 송·변전설비 휴전작업 공정의 적정성을 검토하여 휴전작업 소요일수를 반영한다.

8.4.2.3 8.4.2.1 및 8.4.2.2에 의해 수립된 연간 휴전계획 일정을 전기사업자에게 통보한다.<개정 2004.4.22>

8.4.3 전기사업자는 최초 연간 휴전계획 일정에 대하여 변경 또는 불만족사항이 있을 경우에는 9월말까지 전력거래소에 의견서를 제출한다.

<개정 2004.4.22>

8.4.3.1 의견서에는 휴전설비, 사유, 희망시기 등을 명기한다.

8.4.3.2 전력거래소는 전기사업자의 조정 요청사항을 반영하여 8.4.2.1 및 8.4.2.2의 과정을 통해 송·변전설비 연간 휴전계획 일정을 확정한다.

<개정 2004.4.22>

8.4.3.3 만일, 송·변전설비에 대한 연간 휴전계획 일정에 대한 조정이 원만하게 이루어지지 못하여 계통의 안정적인 운영에 지장이 있다고 판단될 경우에

는 전력거래소가 휴전작업 특성 등을 고려하여 합리적으로 조정한다.

8.4.4 재조정된 연간 휴전계획 일정은 익년도 최종 연간 휴전계획으로 확정하여 11월말까지 전기사업자에게 통보한다.<개정 2004.4.22>

8.4.5 확정된 송·변전설비 연간 휴전계획은 당해년도 1월 1일부터 시행하되, 월간 휴전계획 조정절차에 의해 조정될 수 있다.

8.5 월간 휴전계획 조정절차

8.5.1 휴전업무 진행은 연간 휴전계획 일정을 준수하여 진행하는 것을 원칙으로 하며 합리적인 사유에 의한 변경 및 조정이 필요할 경우 아래의 절차에 따른다.

8.5.2 전력거래소와 전기사업자는 휴전업무 진행중 연간 휴전계획 일정에 대한 변경 및 조정이 필요할 경우, 조정을 요하는 측에서 그 사유를 상대에게 제출 후 상호협의를 거쳐 세부일정을 조정한다.<개정 2004.4.22>

8.5.2.1 제출자료 : 휴전설비, 사유, 희망/가능시기 등

8.5.2.2 제출기한 : 휴전계획 개시일 전월 5일까지

8.5.3 조정된 월간 휴전계획 일정을 반영하여 월간 휴전계획을 매월 20일까지 발표한다.

8.5.4 확정된 월간 휴전계획은 익월 1일부터 시행한다.

8.5.5 전기사업자는 월간 휴전계획이 확정된 후 부득이 추가적인 휴전작업이 필요한 경우 그 사유를 명기하여 전력거래소에 임시휴전을 요청한다.
<개정 2004.4.22>

8.5.6 긴급휴전

8.5.6.1 돌발사태 발생 등 긴급조치를 요하는 사항이 발생한 경우를 말한다.

8.5.6.2 전기사업자가 정규수속의 시간적 여유가 없을 경우, 전화요구에 의하여 전력거래소 중앙급전사령실의 승인을 받아서 작업을 시행하고 사후에 정규 수속을 하여야 한다.<개정 2004.4.22>

8.6 휴전승인

8.6.1 전력거래소와 전기사업자는 전력거래소에서 발표한 월간 휴전계획 일정에 대한 변경이 필요할 경우, 조정을 요하는 측에서 변경된 휴전작업의 내용 및 사유를 상대에게 휴전개시일 7일전까지 제출후 상호협의를 거쳐 세부일정을 조정한다.<개정 2004.4.22>

8.6.2 전력거래소는 임시휴전 작업에 대하여 전력시장운영규칙 제5.3.1조의 기준에 따라 안정적인 전력계통 운영에 문제가 없을 경우 승인 후 전기사업자에게 통보한다.<개정 2003.9.18 2004.4.22>

8.6.3 돌발고장 등의 우려로 전기사업자가 요청한 긴급휴전작업은 전력거래소 중앙급전사령실 근무책임자 승인으로 시행한다.<개정 2004.4.22>

8.6.4 통보사항은 전기사업자가 자체적으로 검토하여 전력거래소에 매월 25일까지 월간계획을 일괄하여 통보한다.<개정 2004.4.22>

8.7 휴전시행

8.7.1 소정의 수속이 완료된 이후라도 계통여건 및 발전기 운전상태 등의 변경 등 부득이한 사정이 발생하였을 경우에는 작업일시를 변경시킬 수 있고, 또한 작업을 중지 후 송전을 지시 할 수 있다. 이때는 변경사유를 통보하고 최단시간 내에 송전이 재개될 수 있도록 최선을 다하여야 한다.

8.7.2 승인된 휴전작업에 대하여 해당설비 조작전 전기사업자가 전력거래소에 급전전화로 조작승인을 요청한다.<개정 2004.4.22>

8.7.3 전력거래소는 계통안정 운전에 문제점이 없다고 판단될 경우 휴전 승인된 설비에 대하여 휴전조작을 승인한다.

8.7.4 전기사업자는 휴전조작 완료후 전력거래소에 그 결과를 통보하고 작업을 시행한다.<개정 2004.4.22>

8.7.5 휴전작업이 완료되면 예정시간 이내라도 전기사업자는 휴전작업 완료를 알려야 한다.<개정 2004.4.22>

8.7.6 기타 급전지시 및 조작 절차는 별표 11에 따른다.

8.7.7 악천후 또는 부득이한 사유로 인하여 작업을 중지하거나 지연될 경우에는 전기사업자가 그 경위를 중앙급전에 연락하여 지시를 받는다.

<개정 2004.4.22>

8.7.8 전기사업자는 전기설비 조작에 대한 결과를 기록하여 관리한다.

8.8 휴전관련 검토

8.8.1 휴전내용 검토

8.8.1.1 연간 휴전계획을 기본으로 하며, 동일설비에 대하여는 동일사유로 6개월 이내 재휴전 금지를 원칙으로 한다 (단, 임시휴전 및 긴급휴전은 제외한다)

8.8.1.2 휴전사유 및 가능성

8.8.1.3 관련 발전기 운전 및 정지 계획과의 적합성

8.8.1.4 휴전대상 및 기간은 안전작업에 지장이 없는 범위 내에서 최소로 하여 전력계통 안정 및 경제급전에 기여토록 한다.

8.8.2 수행하는 계통검토

8.8.2.1 사용 프로그램 : PSS/E (Power System Simulation & Engineering)

8.8.2.2 과부하 검토

8.8.2.3 계통전압 검토

8.8.2.4 필요시 추가사항 : 과도안정도, 전압안정도, 차단용량 검토

8.8.2.5 부상조류 관련 선로 휴전시 부상조류한계 조류량 검토

8.8.3 전력거래소와 송전사업자는 상호 협의하여 기술검토를 수행할 PSS/E DB file을 작성한다.

9.0 불 임

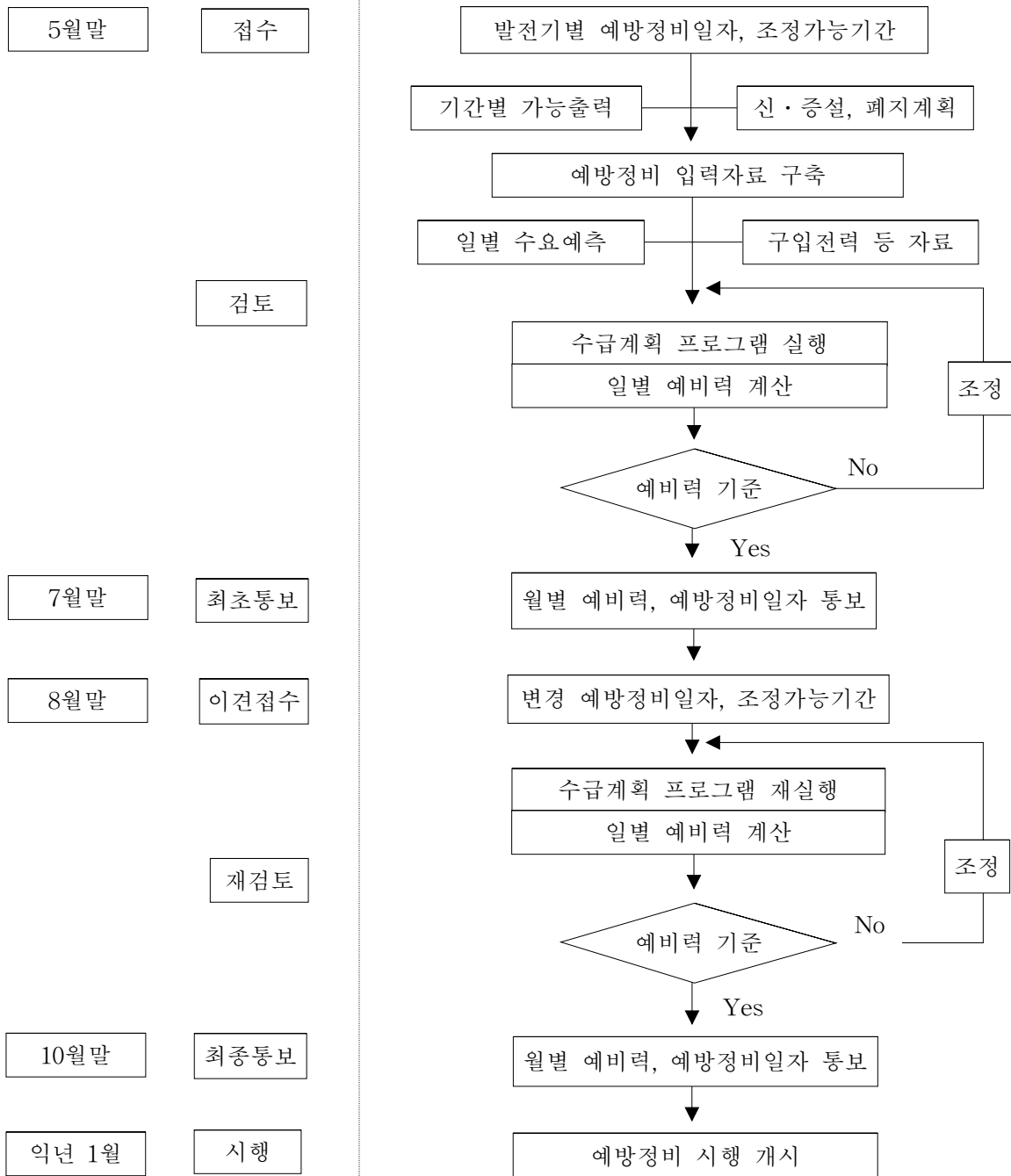
9.1 연간 발전기 정지계획 조정 절차도

9.2 월간 및 주간 발전기 정지계획 조정 절차도

9.3 발전기 정지 통보 절차도

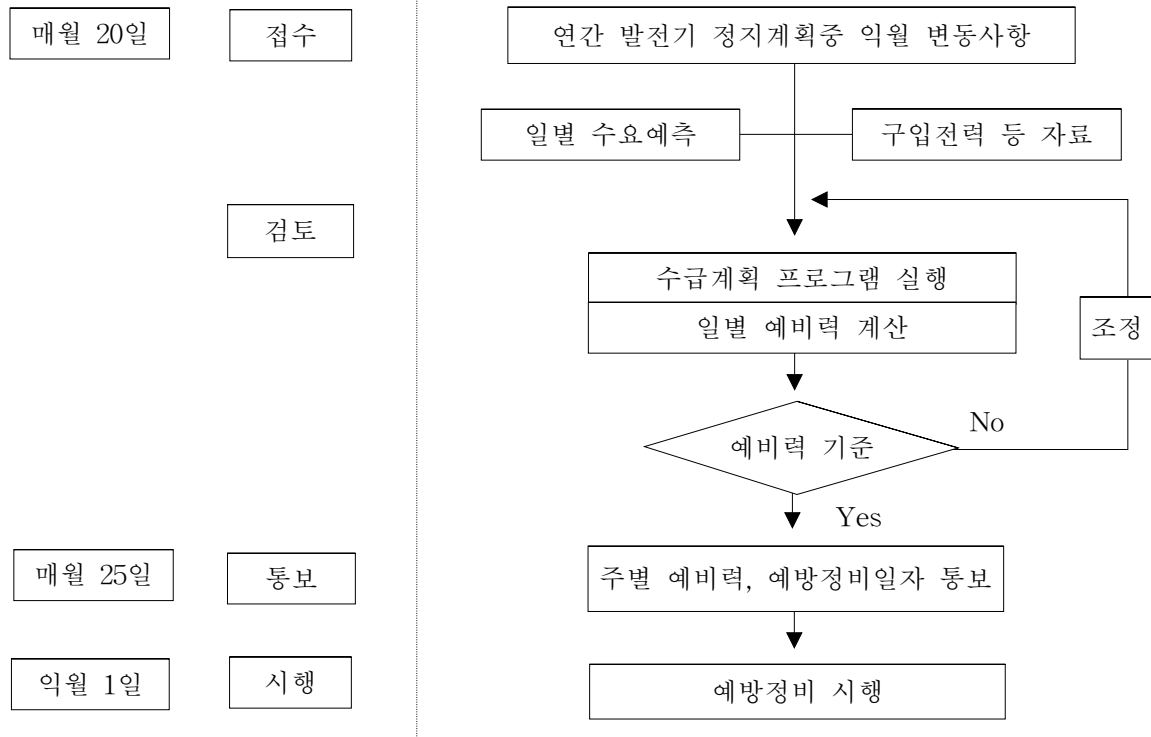
9.4 휴전업무 절차도

연간 발전기 정지계획 조정 절차도

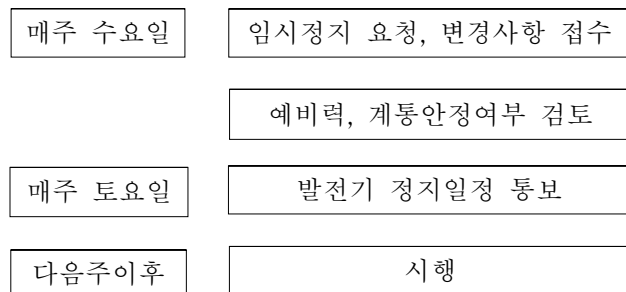


[붙임9.2]

월간 발전기 정지계획 조정 절차도

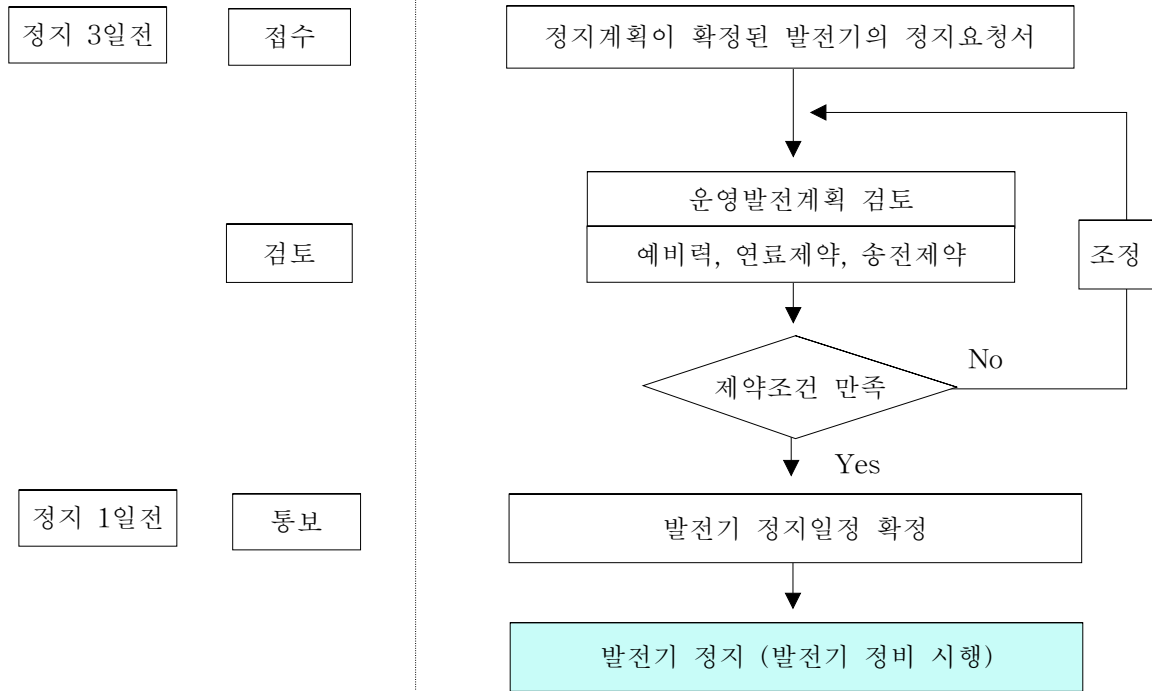


주간 발전기 정지계획 조정 절차도

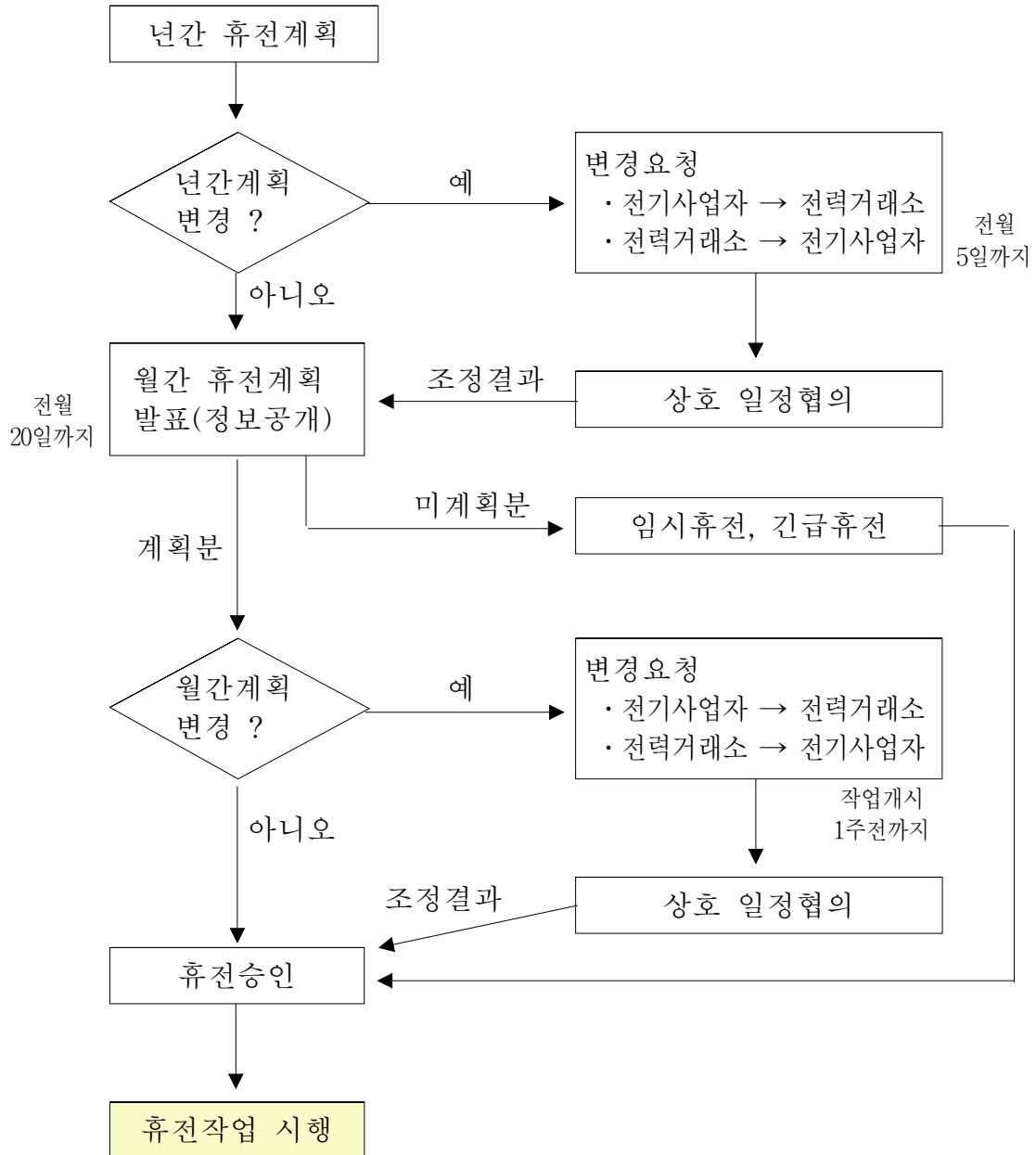


[붙임9.3]

발전기 정지 통보 절차도



휴전업무 절차도



[별표 19]

계통운영보조서비스 절차

1.0 목 적

규칙 제10.3조의 규정에 의거 계통운영보조서비스 세부절차를 규정하여 안정적인 계통운영을 도모하는데 있다.

2.0 적용범위

2.1 계통운영보조서비스 계획 및 운영

2.2 계통운영보조서비스 이행여부 확인

3.0 책 임

3.1 전력거래소

계통운영보조서비스 운영이 공정하고 투명하게 수행될 수 있도록 관리한다.

3.2 전기사업자(발전사업자 및 송전사업자)

안정적인 전력계통 운영을 위해 계통운영보조서비스에 최대한 협조하여야 한다.

4.0 참고자료

4.1 별표 9 운영발전계획 수립절차

4.2 별표 11 실시간 급전운영절차

4.3 별표 12 비상시 급전지시절차

5.0 용어의 정의

5.1 조속기

수차나 터빈 발전기의 회전속도 변화에 따라 자동적으로 수차입구변이나 증기 터빈의 증기 유량제어변의 개도를 조종하는 장치를 말하며 발전기의 정격속도를 유지하기 위한 설비이다.

5.2 주파수추종운전(Governor Free)

시시각각으로 변동하는 주파수에 의해 변동되는 주파수를 추종하여 계통에 연결된 발전기 출력이 조속기에 의해 자동적으로 증감발되어 주파수가 일정하게 유지되도록 운전하는 것을 말한다.

5.3 속도조정률

조속기의 응답특성을 나타내는 것으로서 정격출력, 정격속도에서 순간적으로 무부하로 했을시 속도 상승분과 정격속도와의 비(比)로서 계산식은 다음과 같다.

$$Ri = \frac{\Delta Nt}{\Delta Pt} \cdot \frac{Pr}{Nr} \cdot 100 [\%]$$

- Ri : 안정상태 경사 속도조정률 (%)
- ΔNt : 구간 속도변화 (rpm)
- ΔPt : 구간 출력변화 (MW)
- Nr : 정격속도 (rpm)
- Pr : 정격출력 (MW)

5.4 주파수조정 서비스

안정적인 계통주파수 유지를 위하여 계통에 병입·운전중인 발전기에 의해 제공되는 서비스로서 주파수추종운전과 자동발전제어운전으로 구분할 수 있다.

5.5 예비력서비스

예측수요의 오차, 발전기 불시고장 등으로 인하여 전력수급의 균형을 유지하지 못할 경우를 대비하여 확보하는 정지상태의 발전력으로서 전력거래소에 의해 지정된 발전기가 제공하는 서비스를 말한다.

5.6 자체기동서비스

전계통정전 발생에 대비하여 외부로부터의 기동전력 공급없이 비상발전기 등에 의하여 자체기동 후 타 발전소의 기동전력 또는 부하에 전력을 공급할 수 있도록 전력거래소에 의해 사전에 지정된 발전소(기)가 제공하는 서비스를 말한다.

5.7 자동발전제어운전

급전자동화설비에 의한 발전력 원격제어와 주파수추종이 동시에 운전되는 것을 말한다.

5.8 원격발전력 조정

발전기 자체에서 출력조정을 하지 않고 급전자동화설비에 의해 발전력을 원격으로 제어하는 것을 말한다.

- 5.9 자체기동발전기
외부로부터의 기동전력 공급없이 비상발전기 등에 의하여 자체기동할 수 있는 능력을 보유한 발전기를 말한다.
- 5.10 기타 용어는 제1.2조에 따른다.
- 6.0 적용지침
해당 없음
- 7.0 절 차
- 7.1 일반원칙
- 7.1.1 계통운영보조서비스 운영항목
- 7.1.1.1 주파수조정 서비스
- 7.1.1.2 예비력 서비스
- 7.1.1.3 무효전력수급 서비스
- 7.1.1.4 자체기동 서비스
- 7.1.2 계통운영보조서비스 운영기준
- 7.1.2.1 별표 3에 따른다.
- 7.2 기술적 특성자료
- 7.2.1 발전사업자는 계통운영보조서비스 이행을 위한 7.2.3항의 발전기 기술적 특성을 매 분기가 시작하기 1개월 전까지 전력거래소에 제출하여야 한다. 다만, 기술적 특성의 변동이 없는 경우 발전사업자는 제출하지 아니할 수 있다.
- 7.2.2 최초 제출된 발전기 기술적 특성은 발전기의 시험 등 특별한 사유가 발생하거나 발전기의 기술적 특성이 변경되지 않는 한 변경하여 제출할 수 없으며, 변경하여 제출하여야 하는 사유가 발생하는 경우에는 해당 사유를 명기하여 전력거래소에 제출하여야 한다.
- 7.2.3 발전사업자가 제출해야 할 발전기 기술적 특성자료는 다음과 같다.
1. 별지 제67호 서식에 의한 조속기 특성자료 (자동발전제어운전 가능 발전기의 경우 자동발전제어 특성자료 포함)
 2. 기동형태별 발전기 기동소요시간 및 정격출력 도달시간
 3. 발전기 기동비용

4. 자체기동발전기 기동시간(보조발전기를 포함)
5. 발전기 무효전력 공급능력 곡선
6. 발전기 정격 단자전압 및 여자전류
7. 발전기 고정자 및 회전자 권선 허용온도(설계 및 운전기준)

7.3 계통운영보조서비스 운영계획 수립

- 7.3.1 전력거래소는 발전사업자가 제출한 입찰자료 및 발전기 기술적 특성자료를 사용하여 계통운영보조서비스 운영계획(이하 "운영계획"이라 함)을 수립한다.
- 7.3.2 주파수조정서비스
 - 7.3.2.1 전력거래소는 별표 3 및 별표 9에 의거 적정 주파수 조정용량이 확보되도록 한다.
 - 7.3.2.2 운영계획에는 주파수추종운전 혹은 자동발전제어운전 가능 발전기가 포함되어야 한다.
- 7.3.3 예비력 서비스
 - 7.3.3.1 전력거래소는 별표 3 및 별표 9에 의거 적정 예비력이 확보되도록 한다.
 - 7.3.3.2 적정 예비력 확보를 위한 대상발전기 선정시 고려요소는 아래 각호와 같다.
 1. 기동형태별 기동소요시간 및 정격출력 도달시간
 2. 출력 변동률(MW/분)
 3. 발전기 기동비용
 4. 발전기 단위용량
 - 7.3.3.3 전력거래소는 운영예비력이 적정수준 초과시 발전기 기동특성, 기동연료비, 변동비, 제약사항 등을 고려하여 적정 수준을 지정한다.
- 7.3.4 자체기동 서비스
 - 7.3.4.1 전력거래소는 매년 자체기동 서비스 운영계획을 수립한다.
 - 7.3.4.2 운영계획에는 자체기동 서비스 제공 대상 발전기 및 시송전선로가 포함되어야 한다.
 - 7.3.4.3 전력거래소는 계통 및 발전설비 변경을 고려하여 매년 자체기동발전기 대상을 재검토하여 운영계획을 수립한다.

7.4 운영계획 통보

- 7.4.1 전력거래소는 예비력 서비스 운영계획 수립후 시간대별로 지정된 예비력 발전기를 운영발전계획과 함께 발전사업자에게 통보한다.

7.4.2 자체기동 서비스에 대한 별도의 운영계획 통보는 하지 않으며 붙임 8.1의 각 지역별 자체기동 발전소 목록에 의해 통보된 것으로 한다.

7.5 운영계획 변경

7.5.1 제5.1.1조제1항에 의한 경우 운영계획을 변경할 수 있다.

7.5.2 전력거래소는 실계통 운영시 전력수요가 계획보다 높게 시현되거나, 발전기 불시정지로 예비력이 적정수준 이하가 되는 경우에는 전력수급안정을 위하여 추가 예비력을 발전기 기동특성, 기동 연료비, 변동비, 제약사항 등을 고려하여 확보하고 해당 발전사업자에게 통보한다. 단, 전력계통 안정운영에 지장이 없으면 추가 지정없이 운영할 수 있다.

7.5.3 지정된 자체기동발전기 정비 및 시송전선로의 휴전작업 등 전기사업자가 변경요청을 하거나 전력거래소 판단에 의해 자체기동 서비스 확보가 불가능하다고 판단되는 경우에는 자체기동서비스 대상 발전기 및 시송전선로를 변경 운영할 수 있으며 해당 전기사업자에게 통보한다.

7.6 운영절차

7.6.1 원자력을 제외한 모든 수화력 발전기는 법에서 정한 주파수 유지범위를 유지하기 위하여 계통주파수 및 급전지시에 따라 발전사업자가 신고한 속도조정율내에서 주파수추종운전(Governor Free)을 하여야 하며, 또한 신고한 속도조정율내에서 주파수추종운전 능력이 가능하도록 설비가 유지관리 되어야 한다.

7.6.2 자동발전제어운전이 가능한 발전기는 전력거래소의 자동발전제어 운전을 위한 급전지시가 있는 경우 발전사업자가 신고한 출력변동률에 따라 응답하여야 한다.

7.6.3 기타 주파수조정서비스 세부운영은 별표 11에 따른다.

7.6.4 운영발전계획에 의해 예비력 서비스를 제공하기로 계획된 발전기는 항상 기동가능한 상태로 유지되어야 하며, 특히 전력거래소의 불시 급전지시가 있는 경우 지체없이 발전기를 기동하여 계획된 발전력을 제공하여야 한다.

7.6.5 전력거래소는 실계통 운영시 발전기 불시정지가 아닌 단순한 전력수요 증가로 인하여 추가적인 발전력 확보가 필요한 경우, 사전에 정지상태 예비력으로 지정된 발전력을 사용하지 않고 기동하여 감발 운전중인 발전력으로 대체하여 운영할 수 있다. 다만, 계통제약 또는 경제급전상 정지상태의 발전기를 기동하는 것이 유리한 경우는 예외로 한다.

- 7.6.6 전기사업자는 계통전압이 기준내에서 유지될 수 있도록 급전지시에 따라야 하며 세부 운영절차는 별표 11에 따른다.
- 7.6.7 지정된 자체기동발전기 및 시송전선로를 소유 운영중인 해당 전기사업자는 발전기 정비 및 휴전작업 등으로 인하여 자체기동 서비스를 제공할 수 없는 경우 지체없이 전력거래소에 통보하여야 하며 전력거래소는 그 사유 및 기간 등을 기록 관리한다.

7.7 이행여부 확인

7.7.1 원칙

- 7.7.1.1 전기사업자는 제5.1.6조에 따라 전력거래소의 지시가 있는 경우 이에 따라야 하며, 전력거래소는 전기사업자의 계통운영보조서비스 제공 및 이행상태를 확인한다.
- 7.7.1.2 이행여부는 실시간 확인, 주기적 혹은 불시 및 실제 계통사고 등을 통해 파악하여야 하며 확인방법은 다음과 같다.
 1. 주파수추종성 분석시스템을 통한 주파수추종운전 확인
 2. 급전자동화시스템(EMS)을 통한 주파수추종운전, 자동발전제어운전 및 전압조정운전 확인
 3. 불시 급전지시를 통한 예비력 제공대상 발전기의 대기상태 확인
 4. 주기적 입회검사를 통한 자체기동 발전기의 가용능력 확인
 5. 고장 또는 기타의 원인으로 이행확인을 위한 시스템이 동작하지 않을 경우에는 발전사업자가 제출한 운영기록에 의한 확인
- 7.7.1.3 전기사업자는 이행여부 확인을 위한 데이터 취득 및 자료제공 요청에 협조하여야 한다.
- 7.7.1.4 설비 이상 또는 시험 등으로 인하여 발전사업자가 제출한 발전기 기술적 특성을 만족할 수 없는 경우 발전사업자는 전력거래소에 사전에 신고하여야 하며 전력거래소는 사유 및 시간 등을 기록 및 관리한다.(별지 제 66호 서식 참조)
- 7.7.1.5 이행여부 확인에 의해 취득된 자료가 발전기 특성 및 입찰자료로 등록되어진 변수들을 만족시키지 못하거나 발전사업자가 제공하기로 동의한 계통운영보조서비스를 제공하지 못한다고 전력거래소가 판단하는 경우 전력거래소는 발전사업자에게 즉시 통보하고 서비스에 참여하도록 급전지시한다.
- 7.7.1.6 계통운영보조서비스 불이행으로 통보받은 전기사업자는 즉시 계통운영보조서비스가 제공되도록 조치하여야 한다.

- 7.7.1.7 전기사업자는 계통운영보조서비스 제공 불이행에 대한 원인 설명과 관련 변수들을 충족시킬 수 있도록 하는 조치내용이 포함된 자료를 제공하여야 한다.
- 7.7.2 주파수조정 서비스
 - 7.7.2.1 발전기 조속기의 주파수 조정능력 확인을 위하여 현재 전력거래소에서 운영중인 발전기 주파수추종성 분석시스템 및 실시간 감시를 위하여 급전자동화시스템을 이용한다.
 - 7.7.2.2 전력거래소는 매 시각별 발전기별 주파수추종 운전여부를 확인하고 아래 사항을 점검일지에 기록한다 (별지 제68호 서식 참조)
 1. 주파수추종운전 불이행 사유
 2. 당직 근무자 성명(전력거래소 및 발전사업자) 등
 - 7.7.2.3 전력거래소는 발전사업자로부터 주파수추종운전이 불가능하다고 통보받으면 사유 및 시간 등을 기록, 관리한다. (별지 제66호 서식 참조)
 - 7.7.2.4 발전사업자는 전력거래소로부터 주파수추종운전상태가 미흡하다고 통보받으면 즉시 주파수추종 운전상태를 확인 후 결과를 전력거래소에 통보하여야 한다.
 - 7.7.2.5 전력거래소는 각 발전기별 주파수추종능력을 확인하기 위해 매월 2회씩 주파수추종 분석시스템을 사용하여 시험을 실시하고 관리한다. (별지 제69호 서식 참조)
 - 7.7.2.6 전력거래소는 자동발전제어 참여 발전기에 대한 운전실적을 별도 기록한다. (별지 제70호 서식 참조)
- 7.7.3 예비력 서비스
 - 7.7.3.1 전력거래소는 운영발전계획에 따라 발전사업자에게 통보된 예비력으로 지정된 발전기에 대한 기동가능 여부를 확인한다.
 - 7.7.3.2 전력거래소는 기동가능 여부를 불시 급전지시에 의한 시험으로 확인하며, 급전지시 시간, 계통병입 시간 및 기동여부 등을 기록 관리한다.
- 7.7.4 자체기동 서비스
 - 7.7.4.1 전력거래소는 자체기동서비스로 지정된 발전기에 대해 연간 최대 4회 이내에서 자체기동 가능여부를 파악한다.
 - 7.7.4.2 자체기동 가능여부 파악을 위한 시험내용은 다음과 같다.
 1. 보조발전기를 포함한 자체기동 발전기 기동가능 여부
 2. 자체기동 시간 등
 - 7.7.4.3 전력거래소에 의한 자체기동능력 시험이 불가능시 전력거래소는 해당 발전사업자에게 시험을 위임할 수 있다.

7.7.4.4 전력거래소가 발전사업자에게 시험을 위임한 경우의 시험주기 및 절차는 다음과 같다.

1. 발전사업자는 전력거래소와 협의하에 년 2회 시행한다
2. 발전사업자는 시험결과를 전력거래소에 통보한다
3. 시험결과 이행기준을 만족하지 못한 경우에는 재시험을 시행한다
4. 재시험은 전력거래소 입회하에 초기시험의 10일 이내에 시행한다.

7.7.4.5 발전사업자는 전력거래소에 의해 자체기동능력 시험에 대해 위임을 받은 경우 자체기동 시험 실시후, 그 실적을 기록 관리하고 전력거래소에 시험결과를 제출하여야 한다.

7.7.4.6 환경제약으로 인하여 자체기동 가능여부 확인이 불가능한 발전기의 경우에는 설비상태 확인 등으로 자체기동 가능여부 확인을 갈음할 수 있다.

7.8 정산

7.8.1 별표 2, I. 발전사업자에 대한 정산, 9. 계통운영보조서비스에 대한 정산의 “라”에 의한 정산단가와 시행시기는 비용평가위원회의 심의를 거쳐 정한다.

8.0 불 입

8.1 자체기동서비스 대상 발전기

[붙임 8.1]

자체기동서비스 대상 발전기

구 분	자체기동발전소			우선공급 발전소
	발전소	발전기	용량(MW)	
경인북부	청평수력발전소	#1,2,3	80	서인천복합발전소
	부천복합발전소(GT)	#1	100	
경인남부	청평양수발전소	#1	200	평택화력발전소(복합)
	분당복합발전소(GT)	#1	75	
중부지역	무주양수발전소	#1	300	보령복합발전소
	대청수력발전소	#1,2	90	
영동지역	강릉수력발전소	#1,2	82	울진원자력발전소
	충주수력발전소	#1	100	
호남지역	섬진강수력발전소	#1,2	32	여수화력발전소
영남지역	삼랑진양수발전소	#1	300	울산복합발전소
제주지역	제주화력(GT)	#3	55	한림복합발전소
	제주화력(내연)	#1~#8	40	

발·변전소 주변압기탭정정 및 유효접지 검토절차

1.0 목 적

별표3의 9에 의거 계통전압의 적정유지를 위하여 발·변전소 주변압기 탭(NLTC,무부하 탭절환장치) 결정과 전력계통설비의 유효접지를 확보함으로써 1선 지락고장시 건전상의 전압상승을 억제하고 적정한 고장전류를 확보하기 위한 관련사업자와의 업무협조 및 처리절차를 규정하는데 있다.

2.0 적용범위

2.1 관련 사업자 : 전력거래소, 전기사업자(발전사업자 및 송전사업자)

2.2 적용업무

2.2.1 발전기 154kV 이상 주변압기 NLTC 탭 정정

2.2.2 변전소 345kV 이상 주변압기 NLTC 탭 정정

2.2.3 발전기 154kV 이상 주변압기 중성점 유효접지 검토

2.2.4 변전소 154kV 이상 주변압기 중성점 유효접지 검토

3.0 책 임

3.1 전력거래소는 발·변전소 주변압기 탭 정정업무에 관한 세부 규정을 제정할 책임이 있다.

3.2 전기사업자는 탭 정정 필요시 또는 전력거래소 요청시 탭 검토에 필요한 제반 자료를 제공할 의무가 있다.

3.3 전력거래소는 발·변전소 주변압기 중성점 유효접지 검토업무에 관한 세부 규정을 정비할 책임이 있다.

3.4 전기사업자는 유효접지 검토 필요시 또는 전력거래소 요청시 유효접지 검토에 필요한 제반 자료를 제공할 의무가 있다.

4.0 참고자료

4.1 법

- 4.2 한전설계기준 (송전분야 1031)

- 5.0 용어의 정의
 - 5.1 ULTC

Under Load Tap Changer 의 약자로 부하가 걸린 상태로 전압을 조정하는 변압기의 부속장치를 말한다.
 - 5.2 전력용 콘덴서

송전계통의 중부하시 전압조정과 역율개선을 위해 설치한 무효전력 보상장치의 일종을 말한다.
 - 5.3 NLTC

No Load Tap Changer의 약자로 무부하시 전력용 변압기의 변압비를 조정하기 위한 탭절환장치의 일종을 말한다.

- 6.0 지 침

해당 없음

- 7.0 발·변전소 주변압기 탭정정 절차
 - 7.1 발·변전소 주변압기 탭 검토 의뢰
 - 7.1.1 발전사업자 및 송전사업자는 변압기 사용 탭의 결정 또는 변경사유 발생 시 계통병입 예정 2개월 이전에 별지 제74호 서식에 의거 전력거래소에 검토 의뢰한다.
 - 7.1.1.1 발전소 154kV 이상 변압기 신·증설·변경시
 - 7.1.1.2 병렬로 운전되는 발전기간 무효전력 수급 불균형시
 - 7.1.1.3 변전소 345kV 이상 주변압기(ULTC 제외) 신·증설·변경시
 - 7.1.2 타 사업자와 연계되는 변압기 탭 정정은 상호협의 후 전력거래소와 협의하여 결정한다.
 - 7.2 발·변전소 주변압기 탭 검토
 - 7.2.1 전력거래소는 공문접수 후 1개월 이내에 검토결과를 발·변전소 변압기 사용 탭 결정서 양식(별지 제75호 서식)에 의거 해당 사업자에게 통보한다.
 - 7.2.2 발·변전소 주변압기 탭 정정 기준
 - 7.2.2.1 발·변전소의 주변압기 탭은 상호 협조되도록 하여야 하며 발·변전소

전압은 별표 3을 적용하되 가능한 전압변동이 적도록 한다.

7.2.2.2 무효전력이 많이 소요되는 중부하시에는 전력용 콘덴서의 이용율을 높이도록 한다.

7.2.2.3 계통 일부의 전압개선이 타부분의 전압을 악화시키지 않도록 한다.

7.2.2.4 타계통으로 절체시 전압변동이 적도록 한다.

7.2.3 기타 전력거래소는 계통운영의 안정성 및 효율성 제고를 위해 필요시 사업자의 요청이 없어도 발·변전소 탭을 검토하여 변경·요청할 수 있다.

7.3 발·변전소 주변압기 탭 정정 시행

7.3.1 정정 통보를 받은 사업자는 해당 변압기에 대해 필요한 조치를 한 후 탭 접속을 변경하고 그 결과를 1개월 이내에 전력거래소에 통보한다. 단, 운전중 탭절환이 불가할 경우에는 전력거래소와 협의후 탭 변경일자를 통보한다.

8.0 유효접지 검토절차

8.1 발·변전소 주변압기 중성점 유효접지 검토 의뢰

8.1.1 발전사업자 및 송전사업자는 주변압기 중성점 유효접지 검토 또는 변경 사유 발생시 별지 제76조 서식에 의거 계통병입예정 2개월전에 전력거래소에 검토를 의뢰한다.

8.1.1.1 발전소 154kV 이상 주변압기 신·증설 변경시

8.1.1.2 변전소 154kV 이상 주변압기 신·증설 변경시

8.2 발·변전소 주변압기 중성점 유효접지 검토

8.2.1 검토기준

8.2.1.1 1선지락고장 조건하에서는 어느 점에서든지 영상 Impedance대 정상 Impedance의 비는 다음의 범위내에 유지토록 한다.

$$R0/X1 \leq 1 \quad \text{and} \quad X0/X1 \leq 3$$

R0 : 영상저항

X0 : 영상임피던스

X1 : 정상임피던스

8.2.1.2 중성점 접지는 전체계통이 유효접지권내에 유지되도록 각 발전소에 최대 용량의 한 Bank이상을 선택하고 만약BIL의 제약 또는 계전기 동작에 충분한 고장전류를 공급할 수 없는 발변전소에서는 필요한 변압기를 모두 접지할 수 있다.

8.2.1.3 (3상 단락전류 × 60%) ≤ 1선 지락전류

8.2.1.4 비접지 중성점의 전위상승 \leq (상전압 \times 85%)

8.3 검토결과통보

8.3.1 전력거래소는 공문접수 후 1개월 이내에 검토결과를 발·변전소 주변압기 중성점 유효접지 검토 결과를 별지 제77호 서식에 의거 해당 사업자에 통보한다.

8.3.2 상기 검토기준에 적합하도록 적용하고 주변압기 중성점 접지 개소 변동이 가능한 적도록 한다.

8.3.3 주변압기 중성점 접지개소가 휴전 등의 사유로 정지시에는 타 변압기의 추가접지 등 별도의 임시조치를 취한다.

8.3.4 기타 계통운영상 필요시 상기 처리사항에 대해 유효접지 검토,시행한다

8.4 발·변전소 주변압기 중성점 유효접지 시행

8.4.1 유효접지 통보를 받은 사업자는 해당 주변압기에 대해 필요한 조치를 조속히 시행하고, 그 결과를 통보를 받은 날로부터 1개월 이내에 전력거래소에 통보한다.

9.0 붙임

9.1 발·변전소 변압기 탭 정정 업무 흐름도

9.2 전력계통 유효접지 검토 업무 흐름도

발·변전소 변압기 탭 정정 업무 흐름도

업 무 절 차	업 무 내 용	비 고
<p>전기사업자</p> <p style="text-align: center;">↓</p> <p>전기사업자</p> <p style="text-align: center;">↓</p> <p>전기사업자</p>	<ul style="list-style-type: none"> ○ 주변압기 탭 검토 의뢰 ○ 탭 검토 ○ 탭 정정 시행 	<ul style="list-style-type: none"> ○ 계통병입예정 2개월 이전에 154kV 이상 발전소 주변압기 탭 검토의뢰 ○ 검토요청 사업자에 공문접수후 1개월 이내에 통보 ○ 탭 정정후 1개월 이내에 전력거래소 검토부서에 결과 통보

전력계통 유효접지 검토 업무

업 무 절 차	업 무 내 용	비 고
<p>전기사업자</p> <p style="text-align: center;">↓</p> <p>전기사업자</p> <p style="text-align: center;">↓</p> <p>전기사업자</p>	<ul style="list-style-type: none"> ○ 전력계통 유효접지 검토 의뢰 ○ 전력계통 유효접지 검토 ○ 주변압기 중성점 유효접지 검토결과 시행 	<ul style="list-style-type: none"> ○ 계통병입예정 2개월 이전에 154kV 이상 발,변전소 주변압기 유효접지 검토의뢰 ○ 검토요청 사업자에 공문접수후 1개월 이내에 통보 ○ 주변압기 중성점 유효접지 시행후 1개월 이내에 전력거래소 검토 부서에 결과 통보

발전기병렬운전 및 공급방안 업무절차

1.0 목 적

규칙 제5.3.6조의 규정에 의거 중앙급전발전기가 아닌 발전기를 전력계통과 연결하여 병렬운전하기 위한 업무 처리절차와 154kV 이상 전기사용자에 대한 공급방안검토 업무의 세부절차를 규정함으로써 원활한 전력공급과 안정적인 전력계통 운영을 기하는데 있다.

2.0 적용범위

2.1 병렬운전 업무절차는 전력계통에 상시 연계하여 운전하고자 하는 발전기 중 중앙급전발전기가 아닌 발전기로서 전력시장에서 전력거래를 하지 않는 다음 각호의 신,증설발전기(이하 본 별표에서 “병렬운전발전기”라 한다)의 병렬운전 처리절차와 기술적 필요사항에 관하여 규정하는 업무에 적용한다.

1. 자가발전설비 설치자에 의한 발전기
2. 집단에너지사업법과 대체에너지개발및이용보급촉진법에 의해 설치한 발전기
3. 전기사업법에 의거 구역전기사업자가 설치한 발전기
4. 전기사업법 부칙 제8조(수급계약에 관한 경과조치)의 적용을 받는 기존 전력수급계약서(PPA)를 체결한 자가 설치한 발전기

2.2 공급방안 업무절차는 전기사용자에 대한 공급방안 검토 업무에 적용한다.

3.0 책임

3.1 전기판매사업자

3.1.1 병렬운전발전기 설치자가 발전기를 전력계통과 연계하여 운전하고자 병렬운전 요청시 이를 접수하고 종합 처리한다.

3.1.2 154kV 이상 전기사용자에 대한 공급방안 검토의견을 전력거래소에 요청한다.

3.2 송전사업자

3.2.1 병렬운전 요청 발전기에 대한 연계선로의 보호관련 업무를 주관하며, 병렬운전 발전기에 대한 접속처리 내역과 기술적 특성자료를 전력거래소에 제출한다.

3.3 전력거래소

- 3.3.1 전력계통에 연계되는 병렬운전 발전기에 대한 기술자료를 검토한다.
- 3.3.2 154kV 이상 전기사용자에 대한 공급방안을 전력계통의 안정운전을 고려하여 검토의견을 전기판매사업자에게 제시한다.
- 3.4 병렬운전 발전기 설치자
 - 3.4.1 병렬운전 발전기측 수전반의 보호계전기에 대한 정정 및 시험을 수행하고, 송전사업자에게 정정검토서를 제출한다.
 - 3.4.2 병렬운전 발전기를 전력계통에 상시 연결하여 운전할 경우 전력계통의 원활한 운영을 위해 전기판매사업자 또는 송전사업자와 별도의 합의서를 체결한다.

4.0 참고자료

- 4.1 법, 시행령, 시행규칙
- 4.2 전력계통운영업무범위 고시
- 4.3 전기공급약관 및 동약관 시행규칙
- 4.4 장기 송변전 설비계획
- 4.5 PSS/E program manual

5.0 용어의 정의

- 5.1 발전기병렬운전
발전기를 전력계통에 상시 연결하여 운전하는 것.
- 5.2 Flicker
전압변동에 따라 조명기기의 깜박임 등이 발생하는 현상
- 5.3 고조파
계통에서 전압 전류의 파형은 일정한 파형(정현파)을 표준으로 하고 있으나, 전기로와 같이 전력소비가 일정하지 않은 기기에 전력을 공급할 경우 이들 기기로부터 나타나는 정현파 이외의 파형
- 5.4 차단용량
전력계통에서 단락고장이나 지락고장 등에 의해 발생하는 고장전류를 차단할 수 있는 차단기의 차단능력
- 5.5 계약전력
계약상 사용할 수 있는 최대전력
- 5.6 최대부하
하루, 일년 등 어느 일정한 기간동안 1시간 평균전력의 최대인 전력 수요값

6.0 지침

- 6.1 발전기 병렬운전 관련 보호업무 지침

7.0 발전기병렬운전 처리절차

- 7.1 전기판매사업자는 송전사업자와 상호 협조하여 병렬운전 접속관련 업무를 처리한다
- 7.2 송전사업자는 발전기 설치 자가 제출한 수전반 보호계전기 정정검토서에 대한 보호협조 등 기술검토를 수행하고, 발전기 병렬운전 연계선로의 보호 방식은 발전기 설치자와 상호협의하여 결정한다. 단, 전력거래소가 운영하는 전력계통에 연계되는 발전기의 연계선로 보호방식은 전력거래소와 협의하여 결정한다.
- 7.3 송전사업자는 병렬운전발전기 설치자가 전력계통망에 발전기 접속시 제출한 기술적 특성자료를 자료접수 후 2주일 이내 전력거래소에 제출한다.
- 7.4 전력거래소는 병렬운전 예정인 발전기가 전력계통에 미치는 영향 등의 기술적 사항(전압, 주파수, 조류 등)과 계통운영에 필요한 제반 내용을 검토하고, 전력계통운영에 지장이 있다고 판단될 경우, 검토결과를 송전사업자에게 통보한다.
- 7.5 전력거래소는 전력계통의 안정적 운영과 계통연계 발전기의 병렬운전에 필요한 제반 기술적 자료를 병렬운전 발전기 설치자에게 요구할 수 있다

8.0 공급방안 업무절차

- 8.1 전력거래소 검토대상
 - 8.1.1 154kV 이상 신·증설 전기사용자중 송변전설비의 신설 또는 변경이 수반되는 경우
 - 8.1.2 신설 또는 증설분 계약전력이 100MW 이상인 전기사용자
 - 8.1.3 주택단지나 산업단지 등이 조성됨에 따라 변전소를 신설하여 전기를 공급하는 경우
- 8.2 공급방안 결정 처리절차
 - 8.2.1 전기사업자는 8.1에서 정한 전기사용자의 전기사용 신청이 있을 경우 전력거래소에 공급방안 검토를 의뢰하며, 이때 제출하는 자료는 다음과 같다.
 - 가. 고객기본사항
 - 나. 전기사업자 공급방안(안)
 - 다. 전기사용 해당 년도 전력계통도
 - 라. 전기사용시 Flicker, 고조파 등의 발생여부
 - 마. 기타 필요사항
 - 8.2.2 전력거래소는 기술적, 경제적으로 적합한 공급방안을 검토하여 전기사업자에게 그 의견을 제시한다.
 - 8.2.3 전기사업자는 최종 공급방안이 확정되면 전력거래소에 확정된 공급방안을 통보한다.
- 8.3 공급방안 검토 기준일정
 - 8.3.1 전력거래소는 전기사업자의 전기공급방안 검토의뢰 공문 접수일로 부터 4

주 이내에 검토 결과를 회신한다.

- 8.4 전기공급방안 검토시 수행하는 기술검토
 - 8.4.1 사용프로그램 : PSS/E (Power System Simulation & Engineering)
 - 8.4.2 과부하 및 계통전압 검토
 - 8.4.3 필요시 차단용량 검토
 - 8.4.4 기술검토를 수행할 PSS/E DB file은 전력계통 중장기 계획시 적용하는 자료를 이용한다.

- 8.5 검토시 참고자료
 - 8.5.1 예상최대부하 산정시 신증설 계약전력에 대한 수용율, 부등율 및 기타 전기사용자의 자연증가율 등은 고려하지 않은 동시 최대부하로 검토한다.
 - 8.5.2 검토시점에서 기 검토된 고압이상 전기사용자의 공급방안이 있는 경우 그 계약전력을 가산하여 예상최대부하로 산정한다.
 - 8.5.3 송변전설비의 건설지연 등의 사유가 있는 경우에는 유사 전기사용자의 수용율, 부등율 및 부하 절체 등을 고려하여 검토한다.
 - 8.5.4 154kV이상의 전압으로 공급하는 전기사용자는 인근의 변전소에서 인출하여 전력을 공급한다. 단, 불가피할 경우 신·증설 전기사용장소의 인근을 통과하는 154kV선로가 주요 간선계통이 아니고 계통보호에 문제점이 없을 경우에는 송전선로에서 잠정적으로 T-분기 공급을 검토할 수 있다.

- 8.6 전기사업자는 전기사용자의 수전 시기나 전기사용 용량 등을 파악, 전력거래소에 통보하여 공급설비의 장기 유휴 설비가 발생되지 않도록 한다.

시장시스템 운영 절차

1.0 목적

규칙 제8장의 규정에 의거 전력거래소에서 운영하는 전력거래시스템과 정보공개시스템(이하 "시스템"이라 한다)의 운영절차를 정함으로써 공정하고도 효율적인 전력시장의 안정운동을 도모하는데 그 목적이 있다.

2.0 적용범위

2.1 시스템의 설치 및 운영 기준

2.2 시스템의 유지보수 및 관리

2.3 기타, 재해로 인한 시스템 정지시 처리 절차

3.0 지침

3.1 법 및 동 시행령

4.0 책임

4.1 전력거래소 이사장

전력거래시스템과 정보공개시스템의 설치 및 안정적인 운영을 위하여 제반 설치계획의 수립은 물론 유지보수 및 관리를 철저히 하고 시스템 운영 전반에 대한 관리를 하며, 실질적인 유지보수 및 관리가 이루어질 수 있도록 담당자를 임명한다.

4.2 발전회원

전력시장의 정상적인 운영을 위해 계량설비의 설치, 관리 및 통신회선의 임대, 유지보수와 관리 및 비용을 지불하고 계량설비 장애시 계량값의 수동입력을 시행하여야 한다.

4.3 직접구매회원

전력시장의 정상적인 운영을 위해 계량설비의 설치, 관리 및 통신회원의 임대, 유지보수와 관리 및 관련비용을 부담한다.

4.4 보안관리자

전력거래소 전체의 시스템 보안 및 인증과 암호화체제의 신설, 변경 및 수정 업무를 수행한다.

4.5 입찰부서

본 규칙에 의하여 발전회원의 입찰 여부 및 입력된 기술적 특성자료의 검증 등을 수행한다.

- 5.0 용어의 정의
- 5.1 보안 관리자
전력거래의 비밀 보호와 시스템 보안을 위해 거래소 직원 중 전력거래소 이사장이 임명한 자를 말한다.
- 5.2 시스템운영부서
전력거래소에서 시스템의 운영업무를 담당하는 부서를 말한다.
- 5.3 입찰부서
전력거래소에서 전력거래의 입찰업무를 담당하는 부서를 말한다.
- 5.4 급전지시관리시스템 (DIMS : Dispatcher's Instruction Management System)
전력거래소의 전력계통을 운용하는 부서가 발전회원에게 전력계통의 운용과 관련하여 지시하는 내용을 입력하고 관리하는 시스템을 말한다.
- 5.5 정보공개시스템(MPAS : Market Publication & Security System)
전력시장에 관한 전력거래, 계통운용 및 사무지원시스템의 관련 정보를 저장하고 공개하는 시스템과 보안시스템으로 구성되며, 인터넷 홈페이지와 전자우편 등을 이용하여 회원에게 관련 정보의 주기적인 제공 및 신규회원 신청 등을 접수 관리하는 전력시장 종합시스템을 말한다.
- 5.6 거래 데이터
회원들의 업무수행을 위하여 전기사업법 및 본 규칙에서 정한 수요예측, 발전계획, 계통한계가격 등 전력거래 관련 데이터로서 정해진 시간 내에 데이터 공개가 이루어질 수 있도록 하여야 한다.
- 5.7 입찰단말장치
입찰의 보안성 강화를 위해 발전회원의 거래부서에 설치, 운영하는 설비를 말하며, 거래소는 프로그램 변경시 내려 읽기(Down Load)가 가능하도록 구성한다.
- 5.8 전처리장치(FEP : Front -End Processor)
발전 및 직접구매 회원의 통신비용 절감을 위해 설치하는 장치로서 동일 구역내 일정량의 전력량계에서 취득되는 계량데이터를 취합하여 전송하는 설비를 말한다.
- 5.9 계량값(Metered Value)
계량설비로부터 전력거래시스템으로 직접 원격 취득되는 값을 말한다.
- 5.10 현장값
발전 또는 직접구매 회원 구내 배전반에 설치된 Analog Meter가 지시하는 값을 말한다.
- 5.11 접속계정관리자
회원이 자체 직원 중에서 선임한 자로서 전력거래소 홈페이지와 입찰전

용 단말장치를 통하여 전력거래 자료를 입력, 변경, 조회하는데 사용하는 계정을 관리하는 자를 말한다.

6.0 참고자료

- 6.1 제8장, 별표 17 및 18
- 6.2 시스템운영업무편람

7.0 절차

7.1 시스템 운영

- 7.1.1 기동 절차 및 방법은 “시스템 기동, 정지절차“(시스템운영업무편람)에 따른다.
- 7.1.2 시스템 가동시간은 일일 24시간 연속 가동을 원칙으로 한다.
- 7.1.3 전력거래소는 시스템 운영상의 중대한 장애 발생 또는 업무상 시스템 중지가 불가피할 경우, 사전에 정지계획을 회원에게 통지하고 시스템을 일시정지시킬 수 있다. 단, 사안이 긴급하여 정지계획을 수립할 수 없는 경우에는 이를 즉시 회원에게 통지하고 시스템을 정지시킬 수 있다.
- 7.1.4 전력거래소는 시스템 관련 프로그램과 데이터베이스의 수정이 필요한 경우 이 규칙 관련 조항과의 비교 검증을 위하여 이를 수정기록부에 기록하고 일정기간 유지 관리하여야 한다.
- 7.1.5 전력거래소는 예기치 못한 사고로부터 시스템 정보의 보존 및 손상된 데이터의 신속한 복구를 위해 수시 또는 주기적으로 보조기억 매체에 보존 작업을 수행한다.
- 7.1.6 전력거래소는 안정적인 시스템 운영과 장애 발생의 최소화를 위하여 시스템 및 부대설비의 예방정비를 아래와 같이 주기적으로 실시하여야 한다.
 - 7.1.6.1 매일 : 설비별 일일점검, 통신상태 점검
 - 7.1.6.2 매주 : 주간 점검(Battery 등)
 - 7.1.6.3 매월 : 월간 예방점검 및 설비점검(UPS, 전원 등)
 - 7.1.6.4 분기 : 전체 설비 안전점검
- 7.1.7 전력거래소는 초기 및 최종정산 결과를 작성한 후 그 결과를 시스템운영실 배분함에 투입하고, 모사전송방식으로 회원에게 통보하며, 필요시 창봉투를 이용해 빠른 우편으로 발송한다.

7.2 시스템 점검 및 변경

- 7.2.1 시스템운영부서는 매일 오전 10시에 입찰마감 상황을 점검한 후 미 입찰 내역을 입찰부서로 통보하고, 입찰부서는 발전회원에게 확인하는 등 입찰에 대한 다중 점검(Cross Check)이 이루어질 수 있도록 하여야 한다.
- 7.2.2 시스템운영부서는 본 규칙에 정해진 시간 내에 관련 정보가 정보공개시스템에 표시되는지의 여부를 점검하여야 한다.
- 7.2.3 시스템운영부서는 회원의 특별한 사유로 인하여 전력거래소 입찰부서의 문서화된 공식요청이 있을 경우 입찰 마감시간을 사전 변경할 수 있다.
- 7.2.4 시스템운영부서는 본 규칙에서 정해진 시간 내에 거래데이터의 전송 여부를 확인하고, 장애 발생시 즉각 조치하되, 미해결시 이를 정보공개시스템을 이용하여 회원에게 공지하고 전력거래소내 관련 부서에 통지한다.
- 7.2.5 시스템운영부서는 계량자료의 원격취득 상황을 수시로 확인하고 미취득시 모뎀 및 전력량계의 상태를 점검한 후 통신회사의 통신통제부서와 발전회원의 협조를 통해 시험을 실시하여야 하며, 발전 및 직접구매 회원은 시험에 최대한 협조하여야 한다.
- 7.2.6 7.2.5항의 조치에도 불구하고 계량자료가 취득되지 않을 경우 전력거래소는 계량설비의 장애상황을 해당 회원에게 통지하고 해당 회원은 거래일 익일로부터 2일 이내에 정상화되도록 노력하여야 한다.

7.3 전력설비 신·증설 등에 따른 조치

- 7.3.1 전력거래소는 회원의 전력설비 신·증설 등에 따른 프로그램 및 제반설비의 설치에 적극 협조하여야 한다.
 - 7.3.1.1 전력거래시스템 접속계정 또는 전자인증 및 암호화 기능을 부여한다
 - 7.3.1.2 입찰부서로부터 공식 접수된 발전기 코드, 운전비용 및 특성자료를 시스템 데이터베이스에 입력한다
 - 7.3.1.3 입찰용 원격접속장치(RAS)에 PORT를 할당하고 입찰시스템 및 원격접속장치에 회원의 ID를 등록한 후 관리하여야 한다.
 - 7.3.1.4 계량 및 정산 데이터베이스에 추가사항을 입력하고 화면 프로그램을 수정한 후 온라인 시험을 한다.
 - 7.3.1.5 현장 계량설비 및 모뎀 등 통신회선과의 데이터 취득 온라인 시험을 실시한다
 - 7.3.1.6 보안관리자는 필요시 시스템운영실 배분함 열쇠를 회원에게 배분한다
- 7.3.2 발전 및 직접구매 회원은 입찰 단말장치 및 계량설비를 위한 통신회선을 전력거래시스템의 통신 인출점(분선함)까지 제공, 유지관리하고, 거래소에도 모뎀을 공급, 설치한 후 통신시험을 실시하는 등 설치작업에 적극 협력하여야 한다.

단, 발전 및 직접구매 회원이 필요에 의해 현장에 전처리장치 설치시에는

전력거래소에도 전처리장치를 공급, 설치한 후 온라인 시험을 실시하여야 한다.

- 7.3.2.1 별표 7에서 정한 기준에 맞는 계량설비를 설치하고 유지관리하여야 한다.
- 7.3.2.2 입찰 단말장치를 설치하고 계량설비 및 전처리장치의 도면을 제출하여야 한다.
- 7.3.2.3 입찰 및 계량을 위한 통신회선을 설치하고 유지관리하여야 한다.

7.4 회원의 준수사항

7.4.1 발전 및 직접구매 회원은 전력설비 신·증설시 단말장치 등 전력거래시스템과의 접속을 위한 제반 요구사항의 준수 및 프로그램 설치 등을 위한 거래소 직원의 현장 출입 및 작업에 최대한 협조하여야 한다.

단, 준회원의 경우에는 요청이 있을 경우 사전 고지에 의해 설치한다.

7.4.2 발전 또는 직접구매 회원은 입찰 또는 계량값 수동입력을 위하여 다음 규격의 모뎀 및 통신회선을 설치하여야 하며, 거래소에서 제공하는 시스템 접속 프로그램을 설치할 수 있도록 전용 PC를 준비한 후 거래 개시일 10일 전까지 거래소에 통지하여 설치작업이 완료될 수 있도록 하여야 한다. 또한 증설의 경우도 동일하다.

7.4.2.1 모뎀규격 : 56Kbps 다이얼업 모뎀 또는 전용모뎀

7.4.2.2 통신회선 : 56Kbps 일반 전화회선 또는 전용회선

7.4.2.3 통신규약 : PPP (TCP/IP)

7.4.2.4 전용PC : CPU 150MHz, 메모리 32M, Windows 95 이상

7.4.3 발전회원은 거래소 계량시스템의 신·증설 및 프로그램 수정을 위해 정부의 “장기전원개발계획”을 토대로 익년도 계량설비 신·증설계획을 수립하고 거래소에 통보하여야 한다.

7.4.4 발전 및 직접구매 회원은 통신비용의 절감을 위해 전처리장치를 부착할 경우, 거래소 계량시스템과의 통신접속 및 원활한 데이터 취득을 위해 설치 1개월 전까지 전처리장치 설계도면에 대하여 거래소와 기술협의를 실시하여야 한다.

7.4.5 회원은 전력거래의 비밀 보호을 위해 전력거래소가 회원에게 부여한 접속계정(또는 인증번호)을 관리하는 사내 접속계정관리자를 선임하고 이를 전력거래소 보안관리자에게 통지하여야 한다. 접속계정관리자 변경의 경우에도 동일하다.

7.4.5.1 회원의 접속계정관리자는 해당 회원의 전력시장에 관한 정보가 유출되고 그로 인하여 피해가 발생할 경우 그 책임을 진다.

7.4.5.2 회원의 접속계정관리자는 매 1개월 단위로 회원사 내 접속자의 비밀번호

가 변경되도록 하여야 한다.

- 7.4.6 전력거래소는 발전회원이 일반 전화회선을 이용하여 입찰시스템과 접속함으로써 발생하는 통신요금을 사전 지불하고, 전력거래소에서 정한 바에 따라, 이를 해당 회원에게 청구하며 해당 회원은 청구받은 날로부터 1개월 이내에 전력거래소에 지불하여야 한다.
- 7.4.7 발전 및 직접구매 회원의 발전기 또는 수전변압기가 정지중일 때 계량설비의 장애로 인해 계량데이터가 취득되지 않을 경우 해당 회원은 입찰단말장치를 통해 수동으로 “0” 값의 계량 데이터를 정지기간 동안 입력하여야 한다.
- 7.4.8 발전회원은 계량설비 장애시 계량값의 대체를 위해 현장값을 시간대별로 기록하고 3개월 이상 유지, 관리하여야 한다
- 7.4.9 발전 및 직접구매 회원은 계량설비의 고장 또는 배터리 소모 등에 대비하여 필요한 예비품을 확보하여야 하며, 거래소 요청시 신속히 복구 조치하여야 한다.
- 7.4.10 회원은 전력거래소가 발행한 초기 및 최종정산 결과 통지서를 전력거래소 건물과 동일 구역 내에 위치한 회원은 시스템운영실 배분함에서 수령하고, 동일 구역 외 회원의 경우에는 창 봉투를 이용한 빠른 우편으로 접수, 처리하며 동시에 모사전송방식으로도 수령한다.

7.5 시스템 장애시 조치

- 7.5.1 전력거래소는 지진, 홍수 등 천재지변이나 통신회사의 공동구 화재 등 제 3자로 인하여 시스템 장애가 발생할 경우 이로 인한 피해보상을 면한다.
- 7.5.2 전력거래소는 시스템의 장애로 인해 전력시장이 중단되지 않도록 유지보수 및 관리를 철저히 하여야 하며, 그 기록을 유지, 관리하여야 한다.
 - 7.5.2.1 전력거래소는 초기정산 이전에 입찰데이터의 누락 등 전력거래 절차의 일부 또는 전부가 중단될 경우 가격결정발전계획의 재수립을 통해 초기 및 최종정산을 실시한다.
 - 7.5.2.2 전력거래소는 초기정산 이후 입찰데이터의 누락 등 전력거래 절차의 일부 또는 전부가 중단될 경우 제7장의 규정에 따른다.

[별지 제1호서식]

발전소별 연료 사용단가 내역서

20 년 월 발전소별 연료 사용단가

발전소	연료	출고단가	단위	비고

※ 연료비단가 세부내역에 대한 증빙서류는 별도 첨부.

[별지 제2호서식]

발전소별 연료 발열량 내역서

20 년 월 발전소별 연료 발열량

발전소명 : _____ 20 . [단위 : ℓ, kcal, kg]

월 별	구분 \ 연료별					
	20 .	연 료				
열 량						
계	연 료					
	열 량					
발열량[kcal/kg, ℓ]						
열량단가[원/Gcal]						

- ※ 열량단가 = 연료비 / 연료 발열량
- ※ 발열량은 자료취득 가능한 1개월 직전의 평균실적을 적용
- ※ 연료발열량 : 인수식(무연탄, 역청탄의 경우)
- ※ 혼소율 반영 열량단가 : $\sum_i (i\text{열량단가} * i\text{가중치})$,

i : 사용연료 종별
- ※ 기동연료는 혼소율 계산시 제외

[별지 제3호서식]

발전소별 수전전력요금 중 기본요금 내역서

20 년 월 수전전력요금중 기본요금 내역

(원/월)

발전소 명	기본요금 내역
계	

*기본요금에 포함된 전력산업기반기금은 제외

[별지 제4호서식]

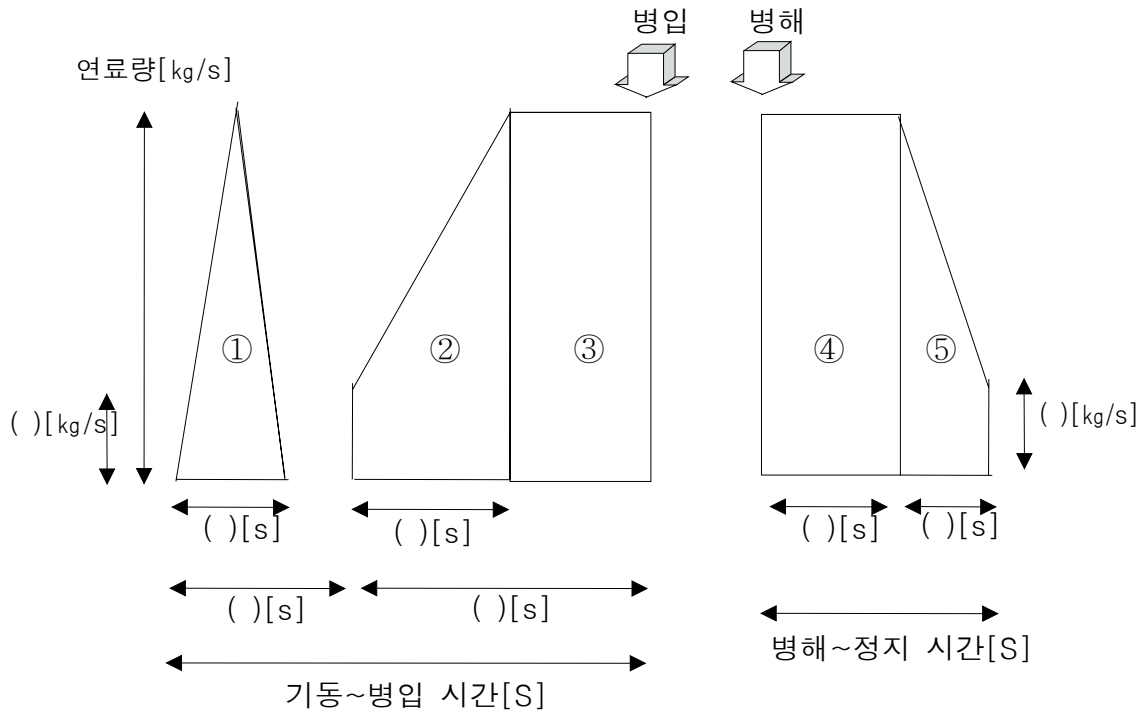
복합발전소 기동연료비 · 소내소비전력 · 용수 산출내역서

○ ○ 복합 기동연료비 / 소내소비전력 ■ 용수(순수) 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)~3450rpm 승속연료		
3	3450rpm~3600rpm도달 및 병입전연료		
4	계통병해~Cooling 연료(5분)		정지시 :
5	3600rpm~2400rpm(연료차단) 감속연료		
누 계			

○ C/C Mode의 사용연료량

- G/T 1대의 기동연료비만 적용

II. 소내소비전력

1. GT 1대당 소내소비전력

○ 기동시

위 : kWh

구분	기기명	정격용량	운전대수	사용전력량(HOT)	비고
세 부 내 역					
합 계					

○ 정지시

단위 : kWh

구분	기기명	정격용량	운전대수	사용전력량(HOT)	비고
세 부 내 역					
합 계					

III. 용수비용

1. 용수사용단가

단위 : 원/ton

구분	원수료	전력료	원수처리 약품비	여재수지 교체비	하수료	기타	계
단가							

[별지 제5호서식]

화력발전소 기동연료비 · 소내소비전력 · 용수 산출내역서

○○화력 기동연료비 / 소내소비전력 ■ 용수(순수) 산출내역(예)

■ 발전기명 : ○○화력 ○○호기(1대기준)

○ 운전조건 : HOT(정지기간 6시간 이내), 산출기간 명시

No.	호기	계통 병해일	계통 병입일	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/ton

구분	원수료	전력료	원수처리 약품비	여재수지 교체비	하수료	기타	계
단가							

[별지 제6호서식]

원자력발전소 기동비용 산출내역서

○○원자력 기동비용 산출내역(예)

■ 발전기명 : ○○원자력 ○○호기(1대기준)

항 목	내용 및 단위	고온대기(HOT)	비 고
기동소요시간	Hr		
소내소비전력	사용량(kWh)		
	단가(원/kWh)		
	비용(원/회)		
용수비	사용량(톤)		
	단가(원/톤)		
	비용(원/회)		
화학약품비	사용량(kg)		
	단가(원/kg)		
	비용(원/회)		
보조연료	사용량(ℓ)		
	단가(원/ℓ)		
	비용(원/회)		
기동비용	원/회		

[별지 제7호서식]

발전기별 발전비용 평가자료서

발전기별 발전비용 평가자료

■ 발전소 명 :
■ 발전기 명 :

연료종류	2차 계수	1차 계수	상수항	혼소율	소내전력을 (부하수준별)

가. 입출력 특성계수

※ 송전단 기준

참고사항

- ① 열소비 상수(NLHCi) : 소숫점이하 7자리에서 반올림하여 6자리
- ② 1차 열소비 계수(LHCi) : 소숫점이하 7자리에서 반올림하여 6자리
- ③ 2차 열소비 계수(QHCi) : 소숫점이하 7자리에서 반올림하여 6자리

나. 발전기 가동변수

최대발전 용량[MW]	최소발전 용량[MW]	부하증발율 [MW/min]	부하감발율 [MW/min]	최소운전 시간[h]	최소정지 시간[h]	비 고

※ 송전단 기준

발전비용평가 특별성능시험 요청서

200 . . .

발 전 소 명		발전소 호기 (설비용량 : MW) (사용연료 :)	
시 험 요 청 내 용	구 분	<input type="checkbox"/> 신규설비 <input type="checkbox"/> 연료전환 <input type="checkbox"/> 설비개조 <input type="checkbox"/> 비상운전 <input type="checkbox"/> 기 타	
	사 유		
	시험일시	~ (일간)	
비 고			
신 청 자		직 위 :	성 명 : (인)

[별지 제9호서식]

발전기 특별성능시험 결과표

발전소 명 : 발전기 명 :

200

1. 연료 종류 및 혼소율

연료종류	혼소율 (%)	비고

2. 부하별 송전단열소비율 및 소내전력율

구분	100%	75%	50%	30%
열소비율(kcal/kWh)				
효율 (%)				
소내전력율 (%)				

3. 입출력 특성계수

2차계수	1차계수	상수	소내소비계수	소내소비상수	비고

※ 소수점이하 7자리에서 반올림하여 6자리

발전비용평가 특별성능시험 입회서

200 . . .

발 전 소 명	발전소 호기 (설비용량 : MW)		
시험입회내용	입회자의견	비고	
1. 시험부하 선정 확인 <input type="checkbox"/> 설비 성능의 대표성? <input type="checkbox"/> 선정된 시험부하의 종류? <input type="checkbox"/> Combine 및 Simple Cycle 시험부하계획의 선정여부? <input type="checkbox"/> 선정된 시험부하의 횟수?			
2. 설비상태 및 운전조건 확인 <input type="checkbox"/> 설비 사전점검표 확인여부? <input type="checkbox"/> 시험 중 설비가 정상적인 운전이 가능한가? <input type="checkbox"/> 계통 격리(Cycle Isolation)의 적정 여부?			
3. 시험 진행상태 확인 <input type="checkbox"/> 설비 운전상태? <input type="checkbox"/> 계측상태? <input type="checkbox"/> 기록상태? <input type="checkbox"/> 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)

[별지 제11호서식]

비용평가위원회 의결사항 부의안건 작성서식

제 차 위 원 회
부 의 안 건

제목	
----	--

의안 번호	제	호
의결 일자	20	년 월 일

제 안 위 원		
제 출 일 자	20	년 월 일
제 안 근 거	전력시장운영규칙 제2.2.2.2조제2항의 규정에 의함	

(내 용)
제 목 :

1. 의결주문
2. 제안사유
3. 주요내용
4. 참고사항

[별지 제12호서식]

비용평가위원회 개최통지서

제 차 비용평가위원회
개 최 통 지 서

귀하

다음과 같이 비용평가위원회를 개최하고자 전력시장운영규칙 제2.2.2.1조제5항의 규정에 의하여 통지합니다

1. 일 시 : 20 년 월 일 시 분
2. 장 소 :
3. 의 안

의 안 번 호	제 목
제 호	
제 호	
제 호	

첨부 : 제 차 위원회부의안 부

20 년 월 일

비용평가위원회 위원장 : (직인)

[별지 제13호서식]

비용평가위원회 서면위원회 통지서

제 차 위원회
서 면 결 의 표

제 차 위원회 부의안건에 대하여 본인의 의사를 다음과 같이 표시 합니다

일 자	의안번호	제 목	결 과	
			찬 성	반 대
20 . . .	제 호			

20 년 월 일

위원

(인)

(의사표시는 해당란에 서명날인함)

[별지 제14호서식]

비용평가위원회 서면결의표

제 차 위원회
서 면 위 원 회 통 지 서
귀 하

다음 안건은 부득이한 사유로 서면에 의하여 의결코자 위원회
규정 제 조에 의거 통지합니다.

일 자	의 안 번 호	제 목
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	

첨부 : 1. 제 차 위원회 부의안 부.

2. 서면결의표 부.

20 년 월 일

위원장의 명에 의하여

위원회 간사 (인)

[별지 제15호서식]

비용평가위원회 의사록

20 년 월 일

제 차 위원회 의사록

일 시	20 년 월 일	장 소	
소 집 자		기 록 자	
출 석 위 원 (서면결의 참여위원)			
결 석 위 원 (서면결의 불참위원)			
참 여 자			

소 관	토 의 내 용	의 결 결 과
	부의번호 제 호 위원원안 설명 건 명	
	부의번호 제 호 위원원안 설명 건 명	
	부의번호 제 호 위원원안 설명 건 명	
	부의번호 제 호 위원원안 설명 건 명	
	부의번호 제 호 위원원안 설명 건 명	

위 의결의 명확을 기하기 위하여 위원회 위원장이 날인함.

비용평가위원회 위원장 (인)

위 결의를 확인함

[별지 제16호서식]

비용평가위원회 결과통지서

위 원 회 결 과 통 지

제 차 위원회	의안번호 : 제 호
일 시	20 년 월 일 시
수 신	
제 목	

의결결과

20 년 월 일

비용평가위원회 위원장

(직인)

[별지 제17호서식]

채무불이행 통지서

발행번호 FDN - 00 - 0000 - 00

회 원 사 명		회원번호	
주 소			
채 무 불 이 행 발 생 일 자		통지일자	
채무불이행 금액	\		
<u>채무불이행 사유</u>			
<p>귀사는 상기 사유로 인하여 채무불이행이 발생됨을 알려드리오니 00월00일 00시까지 불이행 사유를 조속히 해소하여 주시기 바랍니다. 만약, 지정일시까지 해소하지 못한 경우에는 당일 자정(24:00)에 전력거래가 정지됨을 알려 드립니다. 상기사항에 대해 자세한 정보를 원하시면 아래의 연락처로 연락바랍니다.</p> <p>한국전력거래소 결제 담당부서 담 당 자 : 0 0 0 T E L : 00 - 0000 - 0000 F A X : 00 - 0000 - 0000 E - mail : ID@kpx.or.kr</p>			

[별지 제18호 서식]

거래정지 통지서

발행번호 TSN - 00 - 0000 - 00

회 원 사 명		회원번호	
주 소			
거 래 정 지 일 자		통지일자	
<u>거래정지 사유</u>			
<p>귀사는 상기 사유로 인하여 전력거래가 정지됨을 통지하오니 거래정지일(00월00일 00시) 이후부터는 전력거래와 관련된 모든 자격이 정지됨을 알려드립니다.. 상기사항에 대해 자세한 정보를 원하시면 아래의 연락처로 연락바랍니다. 한국전력거래소 결제 담당부서 담 당 자 : 0 0 0 T E L : 00 - 0000 - 0000 F A X : 00 - 0000 - 0000 E - mail : ID@kpx.or.kr</p>			

[별지 제19호서식]

조사요원 증표

조사요원증	
사진	성명 :
	소속 :
위 사람은 전력시장운영규칙제6.3.5조제2항의 규정에 의하여 전력시장감시를 위한 조사요원 임을 증명함	
200 년 월 일	
전력시장감시위원회 위원장 (인)	

가로 7cm × 세로 10cm

시정조치 요구에 대한 조치결과 보고서	
1. 시정조치 요구	○요구일자 ○요구내용 요약
2. 조치결과	○조치일자 ○조치 이행여부 : 완전조치, 부분조치, 미조치
3. 부분조치 및 미조치 사유	
첨부 1. 조치내용 1부	2. 부분조치 및 미조치에 대한 향후 조치계획 1부
전력시장운영규칙 제6.5.5조의 규정에 의하여 시정조치 요구에 대한 조치결과를 보고합니다.	
200 년 월 일	
해당기관 기관장 (인)	

[별지 제21호서식]

분쟁조정신청서

1. 분쟁당사자의 성명 및 주소

(가) 신청인

법 인	법인명칭		법인주소	
	전화번호			
	대표자		대표자	
	성명		주소	
개 인	성명		주소	
			전화번호	
대리인	성명		주소	
			전화번호	

(나) 피신청인

법 인	법인명칭		법인주소	
	전화번호			
	대표자		대표자	
	성명		주소	
개 인	성명		주소	
			전화번호	

2. 분쟁조정신청의 취지(필요시 별지 기재)
3. 분쟁조정신청 사유 (필요시 별지 기재)
4. 전력시장운영규칙 관련조항(필요시 별지 기재)

20 년 월 일

위 신청인

인

- (구비서류) 가. 분쟁조정신청서5부
- 나. 법인등기등본(개인인 경우 주민등록등본).....1부
- 다. 대리인 신청서는 위임장.....1부
- 라. 분쟁조정비용 예납영수증.....1부
- 마. 기타 분쟁조정을 위한 참고자료.....1부

특수법인 한국전력거래소 귀중

[별지 제23호서식]

정보공개위원회 부의안건 작성서식

<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="text-align: center;">제 차 정보공개위원회</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">부 의 안 건</td> </tr> </table>	제 차 정보공개위원회	부 의 안 건	<div style="border: 1px solid black; width: 150px; height: 40px; margin: 0 auto;"></div> <div style="border: 1px solid black; width: 40px; height: 80px; display: flex; align-items: center; justify-content: center; margin: 0 auto;"> 의 결 사 항 </div>
제 차 정보공개위원회			
부 의 안 건			
제목			
안건 번호	제 호		
의결 일자	20 년 월 일		
제 안 위 원 (신청회원)			
제 출 일 자	20 년 월 일		
제 안 근 거			
<p>(내 용)</p> <p>제 목 :</p> <hr/> <ol style="list-style-type: none"> 1. 의결주문 2. 제안사유 3. 주요내용 4. 참고사항 			

[별지 제24호서식]

정보공개위원회 개최통지서

제 차 정보 공개 위원 회
개 최 통 지 서

귀하

전력시장운영규칙 제8.2.2.1조제2항에 의하여 다음과 같이
정보공개위원회 개최를 통지합니다

1. 일 시 : 20 년 월 일 시 분
2. 장 소 :
3. 안 건

안 건 번 호	제	목
제 호		
제 호		
제 호		

첨부 : 제 차 정보공개위원회 부의안 부

20 년 월 일

정보공개위원회 위원장 : (직인)

[별지 제25호서식]

정보공개위원회 회의록

20 년 월 일

제 차 정보공개위원회 회의록

일 시	20 년 월 일	장 소	
소 집 자		기 록 자	
출 석 위 원			
결 석 위 원			
참 여 자			

소 관	의 결 내 용	비 고
	안전번호 제 호 내용 설명 안 건 명	
	안전번호 제 호 내용 설명 안 건 명	

의 결 결 과

위 의결결과의 명확을 기하기 위하여 위원 연서 날인함.

위원장	(인)	<u>가, 부</u>
위원	(인)	<u>가, 부</u>
위원	(인)	<u>가, 부</u>
위원	(인)	<u>가, 부</u>
위원	(인)	<u>가, 부</u>
위원	(인)	<u>가, 부</u>
위원	(인)	<u>가, 부</u>

[별지 제26호서식]

정보공개 신청결과 통지서

정보공개신청 결과통지

수 신 :

제 목 :

검토결과 :

20 년 월 일

정보공개위원회 위원장

(직인)

[별지 제27호서식]

정보공개 목록표

분 야	공개항목	공개범위	공개대상	표시주기	공개방법	보관주기	비 고

[별지 제28호서식]

전력시장운영규칙 개정제안서

한국전력거래소 귀중

전력시장운영규칙 제9.3.1조의 규정에 의거 아래와 같이 전력시장운영규칙의 개정을 제안합니다.

1. 개정 필요성 :

2. 개정내용 :

3. 개정효과 :

년 월 일

제안자 성명 :

주소 :

전화번호 :

첨부

1. 현행 및 개정안 대비표
2. 제안사유서

[별지 제29호서식]

규칙개정위원회 심의결과 통지서

규칙개정위원회 심의결과 통지	
제 차 규칙개정위원회	제안번호 : 제 호
위원회 개최일시	20 년 월 일 시
제 안 자	
제안내용	
토의내용	- - - - 표결결과 : 찬성 명, 반대 명, 기권 명

심의결과

20 년 월 일

규칙개정위원회 위원장
(직인)

[별지 제30호서식]

위 임 장

수 임 자

소속 및 직책 :

성 명 :

주민등록번호 :

위임사유 :

위 사람에게 20 년 제 차 _____위원회 참석에 따른
일체의 권한을 위임합니다.

20 년 월 일

위 임 자 : 위원 (인)

_____위원회 위원장 귀중

[별지 제31호 서식]

발전입찰서

- 1. 거래일 날짜
- 2. 발전회사
- 3. 발전기명(식별번호)
- 4. 기술적 특성

발전기 기술적 특성		변경사유	발전기 기술적 특성		변경사유
기동 소요시간			감발율		
최대 발전용량			최소 운전시간		
최소 발전용량			최소 정지시간		
증발율					

5. 공급가능용량

거래시간	공급가능용량	거래시간	공급가능용량

6. 제약 운전여부

거래시간	공급가능용량	제약사유	거래시간	공급가능용량	제약사유

7. 연속지 사용 ----- 예/아니오

8. 발전회사 서명 날짜

9. 접수시각 접수자(서명)

발 전 입 찰 서 (계속)

1. 거래일 날짜
2. 발전회사
3. 발전기명(식별번호)
4. 연속지 번호
5. 공급가능용량

거래시간	공급가능용량	거래시간	공급가능용량

6. 제약 운전여부

거래시간	공급가능용량	제약사유	거래시간	공급가능용량	제약사유

7. 연속지 사용 ----- 예/아니오

8. 발전회사 서명 날짜

9. 접수시각 접수자(서명)

[별지 제32호서식]

양 수 계 획 서

- 1. 거래일 날짜
- 2. 발전회사
- 3. 발전기명(식별번호)
- 4. 예상수요

거래시간	예상수요	거래시간	예상수요

6. 제약 운전여부

거래시간	예상수요	제약사유	거래시간	예상수요	제약사유

7. 연속지 사용 ----- 예/아니오

8. 발전회사 서명 날짜

9. 접수시각 접수자(서명)

양 수 계 획 서(계속)

1. 거래일 날짜
2. 발전회사
3. 발전기명(식별번호)
4. 연속지 번호
5. 예상수요

거래시간	예상수요	거래시간	예상수요

6. 제약 운전여부

거래시간	예상수요	제약사유	거래시간	예상수요	제약사유

7. 연속지 사용 ----- 예/아니오

8. 발전회사 서명 날짜

9. 접수시각 접수자(서명)

[별지 제33호서식]

발 전 입찰 서 (변경)

- 1. 거래일 날짜
- 2. 발전회사
- 3. 발전기명(식별번호)
- 4. 기술적 특성

발전기 기술적 특성		변경사유	발전기 기술적 특성		변경사유
기동 소요시간			감발율		
최대 발전용량			최소 운전시간		
최소 발전용량			최소 정지시간		
증발율					

5. 공급가능용량

거래시간	공급가능용량	거래시간	공급가능용량

6. 제약 운전여부

거래시간	공급가능용량	제약사유	거래시간	공급가능용량	제약사유

7. 연속지 사용 ----- 예/아니오

8. 발전회사 서명 날짜

9. 접수시각 접수자(서명)

발 전 입 찰 서 (변경, 계속)

- 1. 거래일 날짜
 - 2. 발전회사
 - 3. 발전기명(식별번호)
 - 4. 연속지 번호
- 5. 공급가능용량

거래시간	공급가능용량	거래시간	공급가능용량

6. 제약 운전여부

거래시간	공급가능용량	제약사유	거래시간	공급가능용량	제약사유

7. 연속지 사용 ----- 예/아니오

8. 발전회사 서명 날짜

9. 접수시각 접수자(서명)

[별지 제34호서식]

월간 시운전 계획서

- 1. 제출날짜
- 2. 발전회사
- 3. 발전기명(식별번호)
- 4. 시운전 계획

시운전 일자	시운전 내용	비고

5. 연속지 사용 ----- 예/아니오 6. 발전회사 서명

7. 접수시각 접수자(서명)

[별지 제36호서식]<삭제 2005.10.10>

[별지 제37호서식]

(앞면)

계량 등록부(원본)							
회원사							
회 원 사 명				대 표 자 명			
설비명 및 호기				주 소			
담 당 자				전화번호(사선/국선)	/		
전자우편 주소				도 면 번 호	(첨부#1)		
예 정 검 사 일				기 타			
발전기 또는 수전변압기							
총출력 (Gross)				설비고유번호			
전력량계							
인 증 코 드				정 격 (CT/PT)			
제 조 회 사				계 량 점			
일 련 번 호				접 속 점			
모 델 명				전력량계 설치장소			
전력량계 형식				계 기 정 수			
제 작 년 월				설정프로그램 비밀번호	(발전소용)		
계기등급 (정밀도)				기 타			
채널1	채널2	채널3	채널4	비 고			
PT (첨부 #2)				CT (첨부#2)			
명 판	A상	B상	C상	명 판	A상	B상	C상
제작회사				제작회사			
일련번호				일련번호			
모 델 명				형 식			
형 식				모 델 명			
PT 비				CT 비			
2차 전압				2차 전류			
B I L				B I L			
오차계급				오차계급			
정격부담				정격부담			
주변압기 또는 보조변압기 (첨부 #3)							
무부하 손실				부하 손실			
정 격 용량				전압 / 결선	/		

통신설비 (*설치사업소만 해당)															
모	뎀	제	작	사			* F E P	제	작	사					
모	뎀	일	련	번	호		* F E P	일	련	번	호				
모	뎀	모	델	명			* F E P	모	델	명					
모	뎀	형	식				* F E P	형	식						
통	신	속	도				* 집합형	모	뎀	배	치	번	호		
통신회선구성내역															
봉인															
봉 인 관 리 번 호				봉 인 자											
봉 인 개 소															
작	성	자	소	속		직	위	성	명	(인)	작	성	일	.	.
검	토	자	소	속		직	위	성	명	(인)	작	성	일	.	.
확	인	자	소	속		직	위	성	명	(인)	검	토	일	.	.

(뒷면)

년 월 일	기재사항 변경	확인인

- * 첨부#1 단선결선도(전력량계 및 변성기 포함) 및 케이블 리스트
- * 첨부#2 공인시험기관 성적서 또는 제작업체 성적서 (PT, CT)
- * 첨부#3 공인시험기관 성적서 또는 제작업체 성적서 (주변압기 및 보조변압기)

[별지 제38호서식]

계량등록부 및 계량데이터 열람 신청서

※ 접수일자와 접수번호는 신청인이 기재하지 않습니다.

※ 접수일자		※ 접수번호	
신청인	이름 (법인명등 및 대표자)	주민등록(여권· 외국인등록)번호	
	주소 (소재지)	사업자(법인· 단체)등록번호	
열람대상		(전화번호)	
열람목적		(전체 □ 일부())	
열람목적		<input type="checkbox"/> 회원사 보유분 분실 <input checked="" type="checkbox"/> 분실 사유	
		<input type="checkbox"/> 회원사 보유분과 비교 <input checked="" type="checkbox"/> 현장 확인자(전력거래소) : <input checked="" type="checkbox"/> 비교내용	
		<input type="checkbox"/> 기타 <input checked="" type="checkbox"/> 확인사항	
위와 같이 계량등록부 및 계량데이터의 열람을 신청합니다. 년 월 일 신청인 (서명 또는 인) 한국 전력거래소 이사장 귀하			

처리 결과

접수번호	신청인 이름
처리 결과	
귀하의 열람신청서는 위와 같이 처리되었습니다. 년 월 일 한국 전력거래소 이사장	

[별지 제38-1호서식][신설 2004.7.9]

전력거래용 전력량계 직접시험 보고서

1. 회원사 정보

회원사명		사업소명		계량기명		주, 비교
------	--	------	--	------	--	-------

2. 전력량계 정보

인증코드		오차등급	
제 작 사		정 격	/ (V/A)
제 번		제작년월	
형 식	상 선식	계기정수	Wh/Pulse

3. 표준전력량계 정보

제 작 사		검정기관	
제 번		검정유효기간	
오차등급		-	-

4. 시험결과

구분	역률	유효								
		1.0			0.8(진)			0.5(지)		
부하전류(A)		6	2.5	0.125	6	2.5	0.25	0.05	6	2.5
오차허용한도 (%)	0.2급	±0.2	±0.2	±0.2	±0.3	±0.3	±0.3	±0.5	±0.3	±0.3
	0.5급	±0.5	±0.5	±0.5	±0.6	±0.6	±0.6	±1.0	±0.6	±0.6
시험결과										

구분	역률	유효						무효		시험일시
		0.5(지)		0		0.866				
부하전류(A)		0.25	0.05	6	0.25	6	0.5	0.25	년 월 일 시 분	
오차허용한도 (%)	0.2급	±0.3	±0.5	±2.5	±2.5	±2.5	±2.5	±3.0		
	0.5급	±0.6	±1.0	±2.5	±2.5	±2.5	±2.5	±3.0		
시험결과										

시험자	소속		직위		성명		서명	
입회자	소속	전력거래소	직위		성명		서명	

[별지 제39호서식]<개정 2004.11.30>

○ 초기
○ 최종 정산금 통지서

- 회원사명 :
- 주 소 :
- 발행번호 : KPX-ISN, FSN-00000000-00
- 거래일 : 0000년 00월 00일

1. 전력거래 정산금 내역	
11 전력거래량	kWh
12 전력량정산금	
과세분	원
비과세분	원
13 용량정산금	
과세분	원
비과세분	원
14 부가정산금	
141 에너지정산금	
과세분	원
비과세분	원
142 계통운영보조서비스정산금	
과세분	원
비과세분	원
2. 양수동력 정산금 내역	
21 양수동력 사용 전력량	kWh
22 양수전력량정산금	원
23 제약비양수전력량정산금	원
3. 수전전력중 기본요금 정산금	
과세분	원
비과세분	
4. 예비력불이행 환수금	원
5. 수수료	
51 전력거래수수료	원
52 발전측 송전요금결제수수료	원
6. 전력산업기반기금 내역	
61 부과율	
62 전력산업기반기금 $\{(12+13+14)*61\}$	원
7. 발전측 송전요금	원
8. 채무불이행 연체이자	원

한국전력거래소

서울특별시 강남구 삼성동 167번지 우편번호 135-791

전화 02-0000-0000~0000, 팩스 02-0000-0000

[별지 제40호서식]<개정 2004.11.30>

전력거래대금 등 ○청구서
○수정청구서

문서번호 : 제○○-○○○-○○○호
수 신 :
참 조 :
발행일자 :
제 목 : 전력거래대금(○○○○년 ○○월 ○차) 청구서

○○○○년 ○○월 ○차분 전력거래대금을 아래와 같이 청구하오니
○○○○년 ○○월 ○○일까지 시장은행의 귀사 정산계좌에 입금하여 주시기
바랍니다.

1. 청구금액	원(VAT 포함)		
	금액	VAT	합계
2. 전력량정산금 과세분 비과세분			
3. 용량정산금 과세분 비과세분			
4. 부가정산금 41 에너지정산금 과세분 비과세분 42 계통운영보조서비스정산금 과세분 비과세분			
5. 양수정산 51 양수전력량정산금 52 제약비양수전력량정산금			
6. 수전전력기본요금 과세분 비과세분			
7. 예비력불이행 환수금			
8. 수수료 81 전력거래수수료 82 발전측 송전요금결제수수료			
9. 전력산업기반기금			
10. 발전측 송전요금			
11. 채무불이행 연체이자			

한국전력거래소

서울특별시 강남구 삼성동 167번지 우편번호 135-791

전화 02-0000-0000~0000, 팩스 02-0000-0000

[별지 제42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49호서식] [삭제 2004. 11. 30]

[별지 제50호서식]

정산결과조정(이의)신청서

신청번호	0 0 0
신청일시	
접수자	김 치 국
신청자	홍 길 동

회원사명				정산구분	초기 <input checked="" type="checkbox"/> 최종 <input type="checkbox"/>
전력거래일				정산결과	교부일
신청자	성명	소속부서명	직위	전화번호	
			팀장		
대상 전력설비명					
신청 항목구분	<input type="checkbox"/> 입찰, <input type="checkbox"/> 계량, <input type="checkbox"/> 급전지시, <input type="checkbox"/> 정산, <input type="checkbox"/> 한계가격, <input type="checkbox"/> 가격결정발전계획, <input type="checkbox"/> 운용발전계획, <input type="checkbox"/> 수요예측, <input type="checkbox"/> 기타				

조정(이의)신청내용 :

1/2

※ 필요한 경우 본 형식의 乙紙 사용

위와 같은 내용으로 조정(이의)을 신청합니다

한국00발전(주)사장 (인)

[별지 제51호서식]

조정(이의)신청등록관리부

신청 번호	회원 사명	신청자	접수자	접수일	처리결과	종결일	종결 처리자

[별지 제52호서식]

정산조정회의 개최 통지서

00발전(주)사장 귀하

조정(이의)신청 번호 XX-XXXX번에 대하여 협의·조정을 위한 조정회의 (SAC-XX-001A)를 다음과 같이 개최하고자 합니다.

1. 일 시 : 20 년 00월 00일, 00:00
2. 장 소 :
3. 조정(이의)신청 및 협의내용

한국전력거래소이사장 (인)

정산조정회의록

회의일시		회의번호	SAC-XX-001A
장 소		기 록 자	
참 석 자			
정산조정 및 협의내용			
000년 00월 00일 한국전력거래소 정산담당자 0 0 0 (인)			

[별지 제54호서식]

조정(이의)신청처리결과통지서

〈발전사업자, 구역전기사업자용〉

발행번호 : ISD(FSD)-XX-XXXX-XX

회원사명 :		정산구분 : 초기 / 최종정산	
적용거래일 :		통지일시 :	
신청자	성명	소속	신청일시
신청 처리결과	◆ 처리내용 요약		
정산금 변경 관련 회원사			
조정(이의)신청 처리결과 정산금 변경내역			
정산금 변경		전	(원)
		후	(원)
차액			(원)
양수동력 정산금 변경내역			
양수동력		전	(원)
정산금 변경		후	(원)
차액			(원)



한 국 전 력 거 래 소



[별지 제55호서식]

정산(이의)신청처리결과통지서

〈판매사업자, 직접구매자, 구역전기사업사용〉

발행번호 : ISD(FSD)-XX-XXXX-XX			
회원사명 :		정산구분 : 초기/최종정산	
적용거래일 :		통지일시 :	
신청자	성 명	소 속	신청일시
처리결과	◆ 처리내용 요약		
정산금 변경 관련 회원사	한전 ⇒ 0A발전(주), 0B발전(주) 직접구매자 ⇒ 전력거래소		
조정(이의)신청 처리결과 정산금 변경내역			
회원사명	변경 전(원)	변경 후(원)	차 액(원)
수력원자력			
한국남동			
한국중부			
한국서부			
한국남부			
한국동서			
기 타			
합 계			
양수동력 정산금 변경내역			
회원사명	변경 전(원)	변경 후(원)	차 액(원)
한국남동			
한국중부			
한국서부			
한국남부			
한국동서			
합 계			



한 국 전 력 거 래 소



[별지 제56호서식]

발전기정지계획서

결 재	과 장	부 장	소 장

기안년월일	. . . 요일				
정지 번호	정지기간	발전기명	지장전력	작업개요	비고
비 고					

한국전력거래소 중앙급전소

[별지 제57호서식]

운영발전계획 제약 검토서

검토일자	'00.00.00	시행일자	'00.00.00	결 재	과 장	부 장	소 장

송전비제약 발전계획시 문제점					
심야(00시) 기준 [계통수요 : 00,000MW]		주간(00시) 기준 [계통수요 : 00,000MW]		최대(00시) 기준 [계통수요 : 00,000MW]	
대 책 (발전력 확보)					
주요 휴전 작업	설비명	자	지	기간	작업내용

한국전력거래소 중앙급전소

[별지 제58호서식]

월간 제약연료 운영계획 제출양식
()월 제약연료 운영계획

1. 제출 날짜
 2. 발전회사
 3. 제약연료 운영계획

제약연료명	발전기명	연료사용량(톤)	발전량(MWh)	비 고
국내탄				
	합 계			
LNG				
	합 계			

5. 연속지 사용 ----- 예/아니오 6. 발전회사 서명
-
7. 접수시각 접수자(서명)

[별지 제59호서식]

저려선비 변경 예저서

시행예정일		소재지	
준공예정일		소재구간	
공사개요			
계통약도 [변경전]			
[변경후]			
기타			

전기고장 속보

1. 고장발생일시 : 년 월 일 (:) 일기 :
2. 고장발생장소 :
3. 고장발생전기설비 :
4. 고장개요

5. 고장원인 :
7. 응급조치 :
7. 복구대책 :

8. 복구(예정)일시 :
9. 기타 :

[별지 제61호서식]

전 기 고 장 상 보			
① 고장발생설비의 종류		② 고장발생일시 및 일기	
③ 고 장 발 생 장 소			
④ 고 장 상 황			
⑤ 고 장 원 인			
⑥ 고장발생시의 각 부 보안장치의 지시 또는 동작상황			
⑦ 고장발생전의 관계 전기설비 상태			
⑧ 고 장 복 구 일 시			
⑨ 고 장 의 결 과	가. 공급지장의 종류		
	나. 공급지장을 받는 수용가 또는 구역		
	다. 공급지장전력		
	라. 공급정지시간		
	마. 복 구 조 치		
⑩ 고장재발 방지대책			
⑪ 고장복구 소요비용	자산상 손해금액	공급지장으로 인한 손해금액	손해금액계

휴전작업 승인서

		결 재	과 장	부 장	소 장	
승 인 번 호		발 신				
기안 년월일		수 신				
제 목						
작 업 일 시	작업 할 전기설비	세 부 작 업 내 용			비 고	
가.						
나.						
다.						
리.						
마.						
지장전력 및 수용가 관계						
작업전 조치사항						
기 타 (상정고장시 조치 사항)						
수 화 자						
공 람		부 장	과 장	계 통	발 전	자 료
	1 부					
	2 부					
	3 부					
	4 부					
	5 부					

한국전력거래소

[별지 제63호서식]

휴전계획서

전압 : kV

번호	설비명	작업개요	작업공정	휴전일시	기기조작사항	비고

휴전작업 통보서(월)

번호	설비명	작업개요	휴전일시	비고

[별지 제64호서식]

공사설명서

1. 공사명 :

2. 공사목적

가.

나.

다.

3. 공사개요

가.

나.

다.

4. 휴전작업 예정기간 :

5. 시공방법 :

6. 계통도

7. 일별 공정표

공 종	일 정						비 고
	d일	d+1일	d+2일	d+3일	d+4일	...	

8. 휴전작업 일수 산정기준

9. 관련계통 현장사진 (필요시)

10. 기타 추가 필요사항

[별지 제65호서식]

기타 발전기 특성자료

발전기명	정격용량 (MW)	정격단자 전압(kV)	기동소요 시간(분)	기동후 정격출력 도달시간(분)	기동 비용	자체기동 발전기 기동시간	정격 여자전류	권선 허용온도	
								고정자	회전자

[별지 제66호서식]

계통운영보조서비스 제공불가 사전신고내역

년 월 일

발전기명	제공항목	신고시간	불가시간	불가 사유	담당자 (거래소/사업자)	확인 (급전부장)

[별지 제67호서식]

발전기 조속기 특성 자료		
발전기명 : ○○○ 발전소 제○,○호기		
구 분	내 용	비 고
발전기 정격용량[MW]		
보일러 형식		
보일러 사용연료		
운전제어형식		
조 속 기 일반형식	형 식	MHC, EHC, DEHC
	제 작 사	
	설치년도	
조속기특성	G.F운전범위 (최소MW~최대MW)	최대범위는 GF 운전중에 낼수있는 최대출력
	부동대(%)	
	출력변동률 (MW/Min)	
조속기 속도조정률	기준치(%)	
	설계치(%)	
	설정치(%)	운전가능한 신고치
AGC 운전가능 발전기	AGC 운전범위 (최소MW~최대MW)	
	출력변동률 (MW/Min)	
특기사항		

[별지 제68호서식]

주파수추종운전 불이행 기록

년 월 일

발전기명	불참 시간	불참 사유	근무자 (거래소/사업자)	확 인 (급전부장)
000 #1				

[별지 제69호서식]

주파수추종성 시험 실적

			결 재	담 당	과 장	부 장
2001. . . .						
발전기 명	시험일시	속도조정률(%)	시험자	비 고		

[별지 제70호서식]

자동발전제어운전 참여 실적

년 월 일

발전기명	자동발전제어 운전시간	근무자 (거래소/사업자)	확 인 (급전부장)

[별지 제71호서식]

예비력 운영실적

년 월 일

발전기명	급전지시시간	병입예정시간	기동정지시간	근무자 (거래소/발전소)	확 인 (급전부장)

[별지 제72호서식]

예비력서비스 시험실적

년 월 일

발전기명	급전지시 시간	지정된 출력 도달시간	지속시간	만족 여부	근무자 (거래소/발전소)	확 인 (급전부장)

[별지 제73호서식]

자체기동서비스 시험실적

년 월 일

발전기명	시험 종류	시험일정	연료 여부	기동시간		만족 여부	근무자 (거래소/발전소)	확 인 (급전부장)
				보조발전기	주발전기			
	초기 시험							
	재시험							

[별지 제74호서식]

발·변전소 변압기 탭 검토 의뢰서

발전소명	항목		내용	비고
발전기명	정격용량(MW)			
	정격전압(kV)			
변압기명	정격용량(MVA)	H	/	
		X	/	
		Y	/	
	정격전압(kV)	H	kV	
		X	kV	
		Y	kV	
	%임피던스	H-X	%(MVA)	
		X-Y	%(MVA)	
		H-Y	%(MVA)	
	변압기 탭 전압		① ② ③ ④ ⑤	
	탭전환장치			

- 첨부서류 : 1. 발·변전소내 단선도
 2. 발전기 일반사양
 3. 발전기 무효전력 특성 곡선표

[별지 제75호서식]

발·변전소 변압기 사용 탭 결정서

항 목		내 용		비 고
변압기명				
상 수				
용량(MVA)×대수				
결 선				
%임피던스	H-M	%(MVA기준)		
	M-L	%(MVA기준)		
	H-L	%(MVA기준)		
사 용 탭		변경전	신증설:변경후	
정정기한		일까지		

[별지 제76호서식]

전력계통 유효접지 검토의뢰서(주변압기 현황)

발·변전소 명		
M.Tr 명		
정격용량 [MVA] (1차/2차/3차/4차)		
정격전압 [kV] (1차/2차/3차/4차)		
탭전환장치 (NLTC, ULTC)	TAP 위치	
	TAP 전압[kV]	
변압기 결선(1차, 2차, 3차)		
중성점 BIL [kV]		
% 임피던스/기준용량 [MVA]	1~2차	
	2~3차	
	1~3차	
중성점 접지방식		

○ 작성요령

1. 작성대상 설비 : 타사발전기 및 자가발전기를 포함한 154kV 이상 모든 신·증설 설비
2. 작성요령
 - 가. 발·변전소명
 - 나. M.Tr 명 : 발전소의 경우 - 호기명
 변전소의 경우 - M.Tr 번호
 - 다. 정격용량 : 발전소의 경우 - 각 호기에 대한 주변압기 용량
 변전소의 경우 - 154kVS/S 이상 각 변압기 권선에 대한 용량
 - 라. 정격전압 : 발전소의 경우 - 각 호기에 대한 주변압기 1,2차 전압
 변전소의 경우 - 154kVS/S 이상 각 변압기 권선에 대한 전압

마. 탭전환장치(NLTC,ULTC) : 해당난에 NLTC 또는 ULTC 표기

(1) TAP 위치

① NLTC의 경우 - 정정치로 지정된 현재 TAP위치

예) 5개 TAP중에 3번 TAP으로 운전할 경우 : “3/5”로 표기

② ULTC의 경우 - 운전 가능한 TAP을 표기

예) 1번 ~ 17번까지 TAP이 있을 경우 TAP운전이 전부 가능하면
“1-9-17”번으로 표기

(2) TAP 전압 : 제일 높은전압, 중간전압, 제일 낮은전압 순으로 작성

예) 379.5 - 345 - 310.5

바. 변압기 결선 : 1,2,3,4차 권선별로 구분하되 3차 또는 4차가 안전권선인

경우 “()”로 표기 예) Y-Y-(Δ), Y-Y-Y-(Δ)

사. 중성점 BIL : 1차(계통)측 중성점 BIL을 기록

아. %임피던스/기준용량 : 변압기 명판에 기록되어 있는 것을 기록

자. 중성점접지방식 : LA접지, 직접접지, 비접지 등

○ 첨부서류 : 1. 전력계통 단선도, 2. 주발전기 일반사양

[별지 제77호서식]

전력계통 유효접지 검토결과 통보서

○ 회사명 :

M.Tr명	호기	정격전압 (kV)		결 선		중성점 BIL (kV)	중성점 접지방식
		저압측	고압측	저압측	고압측		

[부록 1]

분쟁조정 비용 및 예납기준

1. 분쟁조정비용은 경비, 수당으로 구분한다.

가. 경비

분쟁조정인 및 간사의 소요경비, 증거, 증인, 또는 감정인의 소요경비, 검사 또는 조사경비, 녹음 또는 속기록의 작성경비, 통역 또는 번역경비, 기타 분쟁조정에 소요되는 일체의 경비를 말한다. 예납액은 분쟁조정 신청 금액에 관계없이 300,000원으로 하며, 분쟁조정 종결시 사후 정산한다.

나. 수당

수당에는 분쟁조정인수당과 판정문작성수당이 있다.

분쟁조정인수당은 신청금액별로 다음(표1)과 같이 지급되나 분쟁조정인 및 분쟁당사자간의 합의로 수당을 별도로 정할 수도 있다.

[표1] 수당표

신청금액	분쟁조정인수당 (분쟁조정인 1인당)	심리 횟수	산 출 근 거
1억원 이하 또는 신청금액이 없는 경우	1,080,000원	3	12만원 × 3시간 × 3회
1억원 초과 2억원 이하	1,440,000원	4	12만원 × 3시간 × 4회
2억원 초과	1,800,000원	5	12만원 × 3시간 × 5회

다만, 심리횟수를 초과하는 심리부터는 매 심리마다 ₩50,000을 추가 지급한다.

판정문작성수당은 판정문을 작성하는 분쟁조정인에게만 지급하며, 1억원 이하 또는 신청금액이 없는 경우 200,000원, 신청금액이 1억원 초과 2억원 이하의 경우 300,000원, 2억원 초과인 경우 400,000원을 지급하며, 화해판정문의 경우는 위 금액의 1/2만 지급한다.

2. 분쟁조정비용 예납

분쟁당사자가 분쟁의 최종 해결을 위해 분쟁조정을 신청한 후 판정이 내려질 때까지 소요되는 비용으로 사무국에 납부하는 비용을 말하며 경비, 수당으로 구분한다.

신청인은 분쟁조정신청서를 접수할 때 우선 예납하지만, 추후 분쟁조정 판정에서 분쟁조정 비용에 대한 부담비율이 최종적으로 결정된다. 일반적으로 패소자가 분쟁조정 비용을 부담하기 때문에 신청인이 승소하면 예납금을 돌려받을 수 있다.

전력시장운영규칙 개정이력

개정승인 일자	공고일 (시행일)	관련 규칙개정위원회	개정내용
2005.10.7	2005.10.10 (2005.10.11)	2005년 3차 (정기)	<ul style="list-style-type: none"> ○비중앙급전발전기 입찰방법 변경 <ul style="list-style-type: none"> - 전력거래소가 비중앙급전발전기에 관한 실제 발전량 자료의 취득이 가능한 최근 같은 요일 실적을 입찰 자료로 활용 ○전력량계 계량데이터 취득방식 변경 <ul style="list-style-type: none"> - 공중전화선 또는 무선이동통신 사용 ○345kV 이상 차단기 휴전계획기준 변경 <ul style="list-style-type: none"> - 타 전기설비의 정지를 수반하지 않는 경우로 한정하여 연간 계획에서 월간 휴전계획 대상으로 변경 ○입찰마감시간 이후 변경입찰 유예 규정 삭제 <ul style="list-style-type: none"> - 통상근무시간 이후 변경입찰을 모사전송 후 익일 입찰마감시간 이전까지 할 수 있도록 하던 것을 통상근무시간의 변경입찰 방법과 동일하게 입찰시스템에 직접 입력 ○시운전양수발전기 양수계획 변경 허용
2005.1.20	2005.1.21 (2005.1.22)	2005년 1차 (정기)	<ul style="list-style-type: none"> ○구역전기사업자 도입을 위한 규칙개정 <ul style="list-style-type: none"> - 전기사업법의 개정('03.12.30)에 따라, 전력시장운영규칙 중 구역전기사업자가 전력시장에서 전력을 거래함에 필요한 관련규정을 개정·보완
2004.12.21	2004.12.22 (2004.12.23)	2004년 5차 (정기)	<ul style="list-style-type: none"> ○“혼소율” 용어정의 변경 <ul style="list-style-type: none"> - 국내탄발전소의 유연탄 혼소

개정승인 일자	공고일 (시행일)	관련 규칙개정위원회	개정내용
			<p>에 대한 시장운영규칙 적용기준 마련</p> <p>○선로명칭 부여기준 변경</p> <ul style="list-style-type: none"> - 송전선로 명칭을 양쪽 발·변전소명으로 부여함으로써 계통운영자의 설비조작시 안전성 및 신속성 구현할 수 있도록 개정
2004.11.29	2004.11.30 (2004.12.1)	2004년 4차 (정기)	<p>○기저기준발전기 정산식 개정</p> <ul style="list-style-type: none"> - 발전기가 정지중인 경우 양(+) 의 추가정산금이 발생하고, 변동비가 BLMP보다 낮은 경우 음(-) 의 추가정산금이 발생하는 오류가 있어 이를 보완 <p>○정산 및 결제 관련 서식 정비</p> <ul style="list-style-type: none"> - 사업자별로 정산금통지서(6종), 청구서(3종), 청구요청서(2종) 서식을 사용하고 있어 업무비효율성 초래 <p>(뒷장에 계속) (앞장에서 계속)</p> <ul style="list-style-type: none"> - 정산·결제관련 11개 서식을 통합하여 3개 서식으로 간소화(별지 제39호 내지 제41호서식) - 송전요금, 환수금 등 정산항목을 신설·보완하여 신규사업자 진입 시에도 사용할 수 있도록 개정
2004.9.22	2004.9.24 (2004.9.25)	2004년 3차 (정기)	<p>○기저기준발전기의 실제 연료비 회수를 위한 정산방법 변경</p> <ul style="list-style-type: none"> - 기저한계가격(BLMP)을 안정화시키기위하여 실열량단가가 표준열량단가보다 높은 기저발전기를 「기저기준발전기」로

개정승인 일자	공고일 (시행일)	관련 규칙개정위원회	개정내용
			<p>하고</p> <ul style="list-style-type: none"> - 기저기준발전기에 대하여 실열량단가를 반영함으로써 최소한 자기변동비(연료비)의 보상이 가능하도록 정산방법을 변경하고 - 기저발전기의 기준용량가격 보정계수를 세분화하였습니다.
2004.9.1	2004.9.6 (2004.9.7)	2004년 2차 (정기)	<ul style="list-style-type: none"> ○ 최대발전용량 정의변경(제1.2조 21호) - "최대발전용량(Maximum Generating Capacity, MGC, [MW])"의 정의를 주변압기 고압측을 기준으로 발전기가 최대로 발전할 수 있는 용량으로서 법 제63조에 따른 '사용전 검사' 또는 법 제65조에 따른 '정기검사'시 부하운전시험 검사에 합격한 용량에서 소내전력을 차감한 용량으로 변경함
2004.7.7	2004.7.9 (2004.7.10)	2004년 2차 (정기)	<ul style="list-style-type: none"> ○ 발전기 병렬운전에 관한 업무절차 개선(제5.3.6조, 별표21) <ul style="list-style-type: none"> - "병렬운전조작합의서" 폐지 - "구역전기사업자"를 병렬운전 처리대상에 포함 - 병렬운전 발전기의 기술적 특성자료를 전력거래소에 제출토록 함 ○ 주5일근무제 시행 대비 입찰운영절차 보완(별표4) <ul style="list-style-type: none"> - 토요일을 휴일에 포함시켜 토요일에 입찰할 내용에 대해 예약입찰제를 시행하도록 함

개정승인 일자	공고일 (시행일)	관련 규칙개정위원회	개정내용
			<ul style="list-style-type: none"> ○계량설비 설치기준 및 운영절차 보완(별표7) <ul style="list-style-type: none"> - 전력거래용 전력량계의 시험을 전기사업자 및 직접구매자가 직접 실시할 기준 마련 - 현행 납 봉인방법을 플라스틱 봉인방법으로 변경 ○태풍·호우 등 불가항력으로 발전소 접속설비에 고장이 발생하는 경우 한전과 발전회사 간 정산기준 마련(별표8)
2004.4.20	2004.4.22 (2004.4.23)	2004년 1차 (정기)	<ul style="list-style-type: none"> ○용량가격지급률을 양수발전기별 특성을 반영하여 개별적으로 산정·적용할수 있도록 수정(별표1, 별표2) <ul style="list-style-type: none"> - 비용평가위원회가 양수발전기 용량가격지급률을 정할 수 있는 근거를 명확히 하기 위해 동 위원회의 심의·의결사항에 (뒷장에 계속) (앞장에서 계속) “양수발전기별 용량가격지급률”을 추가(제2.2.1.4조) ○시운전발전기 관련 전기설비에 대한 휴전작업을 월간휴전계획에 반영하여 시행할 수 있도록 예외조항 신설(별표18 제6.2조) ○휴전계획의 제출주체를 송전사업자에서 전기사업자로 확대하여 발전사업자도 휴전계획을 전력거래소에 직접 제출할 수 있도록 함(제5.4.2조~제5.4.6조, 별표18)
2003.11.10	2003.11.11 (2003.11.12)	2003년 3차 (정기)	<ul style="list-style-type: none"> ○규칙에서 인용하고 있는 ‘전기사업법 부칙’근거를 명시(규칙 제1.3조제4항)

개정승인 일자	공고일 (시행일)	관련 규칙개정위원회	개정내용
			<ul style="list-style-type: none"> ○ 전력거래와 관련된 입찰·정산 방식 일부변경 <ul style="list-style-type: none"> - 중앙급전발전기 수전전력요금 중 기본요금 정산시 비용평가 위원회의 심의·의결을 거치도록 한 조항 삭제, 관련규정 정비(규칙 제2.1.1.1조, 제2.2.1.4조 및 별표2, 별표8) - 주연료가 2개이상인 발전기에 대한 비용평가자료 제출과 사용연료 변경시의 사전통보에 관한 내용 보완(규칙 제2.1.1.2조, 별표4) ○ 계량설비 봉인과 관련한 안전관리 규정 신설(규칙 제4.1.5조, 별표7) ○ 송전망 설비계획을 계통운영기관에 제출토록 의무화(제5.3.5조) ○ 규칙개정 절차 개선(규칙 제9장) ○ 급전자동화설비(EMS) 취득자료의 정확도 유지를 위한 기준 보완(별표13)
2003.9.9	2003.9.18 (2003.9.19)	2003년 2차 (정기)	<ul style="list-style-type: none"> ○ 시운전발전기가 계통의 안정운동을 위하여 상업운전이 늦어지는 경우 중앙급전발전기로 취급 <ul style="list-style-type: none"> - 사전 비용평가 실시 (제10.5조 제2항 개정) - 계통안정을 위한 급전지시 절차 (제10.5조제9조 및 제10조 신설) - 중앙급전발전기와 같이 입찰 및 정산 (제10.5조제11항 및 제12항 신설, 별표 2, 4, 6 개정) ○ 송전단 기준 급전지시 시행 <ul style="list-style-type: none"> - 발전단 급전지시를 위한 단서 조항 삭제 (제5.1.8조) - 경과규정 (부칙)

개정승인 일자	공고일 (시행일)	관련 규칙개정위원회	개정내용
			<ul style="list-style-type: none"> - 송전단 기준 급전지시를 위한 보완 (별표 7, 8, 9 개정) ○표기상의 오류 정정(제7.3.1.1 조, 제10.5조제6항, 별표 18)
2003.4.30	2003.5.7 (2003.5.8)	2003년 1차 (정기 및 임시)	<ul style="list-style-type: none"> ○발전기 출력과 소비열량과의 관계식에서 등호(=)의 덧셈기호 (+) 오기 정정(제2.1.1.1조제1항) ○근거조항 조항체계 변경에 따라 “제6조” 인용을 “제2.1.1.1조” 인용으로 정정(별표 2, I. 발전사업자에 대한 정산, 10. 기타 정산, 가. 기동 대기 발전기의 정산) ○“발전비용평가위원회”를 “비용평가위원회”로 정정(별표 4의 5.9, 6.2.2.7.1, 6.3.4.2, 6.3.6.3, 별표 6의 6.1.1, 별표 10의 7.1.1.4, 별표 19의 7.8.1) ○“발전비용평가위원회운영규정”, “계통운영보조서비스절차서”, (뒷장에 계속) (앞장에서 계속) “정산절차서”, “비상시급전지시절차서”, “실시간급전운영절차서”를 각각 “제2장제2절”, “별표 19”, “별표 8”, “별표 12”, “별표 11”로 정정(별표 2, I. 발전사업자에 대한 정산, 8. 대체 연료 사용 발전기의 정산, 9. 계통운영보조서비스에 대한 정산, 10. 기타 정산, 별표 3의 5.5, 10.3) ○정산계좌 입금시간 14:00, 입금확인시간 10:00를 각각 10:00, 14:00로 정정(별표 8 7.11.2.1, 7.11.3.1) ○정보공개위원회 관련 별지 서식에서 “검토”를 “의결”로 정

개정승인 일자	공고일 (시행일)	관련 규칙개정위원회	개정내용
			<p>정(별지 제23호, 제25호, 제39호, 제49호 서식)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 전력거래소와 거래당사자간 결제 관련 합의대상을 모두 구분하여 표현(제4.3.2조제1항) ○ 전력시장운영규칙의 “결제계좌” 및 “정산계좌” 사용자 구분 명확화(제4.3.6조제1항제5호, 제4.3.6조제2항 도표) ○ 전력거래정산에서 발생하는 각종 수수료에 대한 정의 추가(별표 8 5.16, 5.17 신설, 5.21 용어변경) ○ 시장에서 정산 및 결제되는 거래관련 정산금액과 각종 수수료 금액의 단수처리 일원화(별표 8 7.1.5) ○ 거래대금 결제 관련 각종 사용서식 내용 조정(별지 제39호, 제40호, 제41호, 제42호, 제43호, 제44호, 제45호, 제46호, (뒷장에 계속) (앞장에서 계속) 제47호, 제48호, 제49호 서식) ○ 발전사업자가 긴급정지를 하여야 할 경우, 불가피할 경우에는 정지 즉시 전력거래소에 통보하는 단서의 추가(제5.4.6조제1항) ○ 불가피할 경우, 정산결과에 대한 조정(이의)신청을 FAX 등 문서제출로 대신하는 것을 허용(별표 8 7.13.1, 7.13.4.1) <ul style="list-style-type: none"> - 장애복구 즉시 인터넷 입력을 하도록 수정 ○ “별표”를 “별지”로 정정(제9.3.1조제1항)

개정승인 일자	공고일 (시행일)	관련 규칙개정위원회	개정내용
			<ul style="list-style-type: none"> ○실무협의회 의장을 위원회 전 력거래소 위원으로 변경(제 9.2.3.1조제2항) ○전력거래소와 각 전기사업자간 업무처리 일정 명시 등 절차 보완 (별표 16 7.3.1, 별표 16 8.2.1, 8.2.2, 8.2.3, 8.2.5) ○“보호방식 적용방안”과 “보호 장치 운영기준”을 현행 전력시 장운영규칙 별표 16의 붙임에 서 삭제하고, 각 전기사업자에 게 문서로 통보하고 전력거래 소 인터넷 홈페이지에 게시토 록 기준제시 방법 명시(별표 16의 6.1, 6.2, 8.1.1) ○전력시장운영규칙 본문과 별표 16의 용어 일치 및 문구 부분 변경(별표 16의 7.1, 7.1.1, 7.1.3, 7.2.1, 7.2.2, 8.1.4, 8.6, 8.6.1, 11.1, 11.2, 붙임 11.1, 붙 임 11.2) (뒷장에 계속) (앞장에서 계속) ○정산 및 결제 절차 부분의 시간 및 기한 기술에서 근거조항이 있는 경우, 그 조문번호를 삽입 하고, 중복되는 조항을 삭제(제 3.1.4조제1항, 제2항제2호, 제2 항제3호, 제3항 삭제) ○재정보증으로부터의 채무불이 행을 청구하는 규정을 명확하 게 문구정비(제3.2.2.9조제1항제 1호, 제1항제2호, 제2항제2호, 제2항제3호, 제3항 삭제)
2002.11.14	2002.11.15 (2002.11.16)	2002년 5차 (정기 및 임시)	<ul style="list-style-type: none"> ○전력시장운영규칙 전문개정 - 세부운영기준의 폐지 및 규칙

개정승인 일자	공고일 (시행일)	관련 규칙개정위원회	개정내용
			<p>본문, 별지로 통합</p> <ul style="list-style-type: none"> - 전기사용자(50,000 kVA이상) 직접구매 시행에 대비한 계량 및 정산, 결제, 재정보증 등의 신설 및 변경 - 전력시장감시위원회 설립 및 시장감시를 위한 규정 신설 - 각종 위원회 관련 규정 정비 및 절차 변경 - 휴전업무절차의 변경 및 전력 거래용 변성기 공동사용 조건 - 차기 전력시장(TWBP) 모의운영 및 전력거래자 제도 시행근거 신설 - 초기정산에 대한 "이의신청"을 "조정신청"으로 변경 - 시운전발전기의 상업운전 인정 시기를 명확하게 규정 - 용량가격을 시간대별로 차등 지급

전력시장운영규칙/세부운영기준 개정이력

(2002. 11. 14 이전)

개정근거 및 일자 (확정일)	시행일	관련 규칙개정위원회	개정내용
2002년도 제5차 이사회 2002.9.11	2002.9.18	2002년 4차 (정기)	<ul style="list-style-type: none"> ○고장파급방지시스템적용절차서 <ul style="list-style-type: none"> - 고장파급방지시스템 설치 및 관리주체를 명확히 하는 조항의 신설 (3.4.1, 3.4.2, 3.4.3) ○계량절차서 <ul style="list-style-type: none"> - 비고계량설비설치의무기간 부분수정 (7.1.1) ○발전비용평가위원회운영규정 <ul style="list-style-type: none"> - 발전비용평가위원회원 구성 부문 수정 (제10조 제1,2항) ○입찰운영절차서 <ul style="list-style-type: none"> - 복합 화력기의 최대발전용량 산정기준이 되는 계절별 대표 온도부문 수정 (7.6.1, 7.6.2)
2002년도 제4차 이사회 2002.7.22	2002.7.29	2002년 3차 (임시)	<ul style="list-style-type: none"> ○발전비용평가위원회운영규정 <ul style="list-style-type: none"> - 발전비용평가위원회 대리참석 허용 및 절차, 위임장 양식 신설 (제21조제5항 신설)
산자부장관의 승인 2002.4.23	2002.5.6	2002년 1차 (정기)	<ul style="list-style-type: none"> ○전력시장운영규칙 <ul style="list-style-type: none"> - XEGW (공급가능용량 초과 발전량 정산금) 정산식에서 용량요금 보상부문 수정 (별첨3) - 765 kV 계통의 안정유지 기준 및 계통검토시 사고 종류 (별첨 4)

개정근거 및 일자 (확정일)	시행일	관련 규칙개정위원회	개정내용
<p>산자부장관의 승인 2001.12.19</p> <p>2001년 제5차 이사회 2001.12.6</p>	<p>2001.12.21</p>	<p>2001년 3차 (정기)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ○ 전력시장운영규칙 <ul style="list-style-type: none"> - 발전기 수전전력 기본요금에 대한 정산기준 및 절차 신설 (제6조 제2,3항, 제7조, 별첨 3, 부칙) - 시운전발전기의 정상거래 인정시기를 명확하게 규정 (제 75조 제5,6,7항) - 계통운영보조서비스에 대한 정산기준과 절차신설(별첨 3) ○ 발전비용평가위원회운영규정 <ul style="list-style-type: none"> - 전력시장운영규칙 개정에 따른 보완 (제7조제20호, 제15조제1항, 제26조제2항, 부칙, 별표 8-1) ○ 정산절차서 <ul style="list-style-type: none"> - 전력시장운영규칙 개정에 따른 보완 (7.6.1, 부칙, 붙임 #2, 3) ○ 계통운영보조서비스절차서 <ul style="list-style-type: none"> - 전력시장운영규칙 개정에 따른 보완(5.4~5.10, 7.8.1, 부칙)
<p>2001년 제5차 이사회 2001.12.6</p>	<p>2001.12.13</p>	<p>2001년 3차 (정기)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ○ 입찰운영절차서 <ul style="list-style-type: none"> - 복합화력발전기의 입찰방법 변경(6.3.2) - 중앙급전발전기 목록 삭제 (5.9.2) - 불명확, 불필요한 문구정리 (6.2.3, 6.3.1.4, 6.3.5.1, 6.3.5.2, 6.3.6.2) ○ 계통운영보조서비스절차서 <ul style="list-style-type: none"> - 자체기종발전기 지정변경 (붙임 8.1) <p>(뒷장에 계속)</p>

개정근거 및 일자 (확정일)	시행일	관련 규칙개정위원회	개정내용
2001년 제5차 이사회 2001.12.6	2001.12.13	2001년 3차 (정기)	(앞장에서 계속) ○비상시급전지시절차서 - 계통복구기준을 공지사항으로 변경 (7.5, 8.0) ○발·변전소주변압기탭정정및 유효접지검토절차서 - 1선지락 고장시 중성점 유효 접지 검토를 위한 기준수치 삽입 (8.2.1.1) ○계량절차서 - 3,000kW 이하 발전기 통신 회선 제공의무 면제 (7.1.6, 7.2.1) - 봉인 및 해제 요청방법의 변경 (7.5.1) - 전력시장운영규칙과 용어 통일 (7.1.5, 7.2.2, 7.3.1, 8.2)
산자부장관의 승인 2001.10.31	2001.11.15	2001년 1차 (정기)	○전력시장운영규칙 - 회원간 합의에 의한 정산일자 변경 (제68조) - 고정출력발전에 대한 정산 기준 신설 (별첨 1, 3)
2001년 제3차 이사회 2001.9.15	2001.9.22	2001년 2차 (임시)	○규칙개정위원회운영규정 - 규칙개정위원회의 심의기능 강화 및 운영 효율화 (제1, 5, 6, 7, 9, 10조)
2001년 제3차 이사회 2001.9.15	2001.9.22	2001년 1차 (정기)	○발전기정지및휴전업무절차서 - 월간발전계획 변경절차 간소화 (7.4.1, 7.4.1.1, 7.5) ○정산절차서 - 판매회원용 정산금 통지서 양식 변경 (붙임 #2, 3) - 급전지시량 산정수식 정정 (붙임 #10의 8.)