

전력시장운영규칙

2025. 7.



목 차

제 1장 총칙	3
제 1절 통칙	3
제 2절 전력거래자, 직접전력거래자 및 발전기 등록	20
제 2장 가격결정	27
제 1절 발전비용 평가절차	27
제 2절 비용평가위원회	35
제 3절 발전입찰과 전력수요예측	42
제 4절 가격결정	47
제 5절 송전손실계수의 산정 및 적용	60
제 3장 전력의 거래	62
제 1절 판매사업자의 전력구매	62
제 2절 직접구매자의 전력구매	63
제 3절 구역전기사업자의 전력거래	69
제 4절 전력구매자의 재정보증	73
제 5절 재생에너지직접전력거래	78
제 4장 계량과 정산 및 결제	82
제 1절 계량	82
제 2절 정산	86
제 3절 결제 및 전력거래전담 금융기관	93
제 5장 전력계통 운영	100
제 1절 발전계획	100
제 2절 실시간급전계획	105
제 3절 급전지시	106

제 4절 송전손실 및 송전혼잡 관리	109
제 5절 발전기 자기계약	109
제 6절 보조서비스	110
제 7절 양수발전기의 양수운영	111
제 8절 전력계통 안정운영 및 자료제공	112
제 9절 발전기 및 전기저장장치의 정지 및 휴전계획 조정	116
제10절 계통평가위원회	121
제11절 신재생발전에 관한 계통운영	126
 제 6장 전력시장 감시	 128
제 1절 통칙	128
제 2절 전력시장감시위원회	129
제 3절 전력시장 감시절차 및 제재	131
제 4절 감시결과 보고 및 자율시정조치	134
제 5절 전기위원회의 사실조사 및 직권시정조치 <삭제 2011.6.30.>	137
 제 7장 분쟁조정	 138
제 1절 통칙	138
제 2절 분쟁조정위원회	138
제 3절 분쟁조정 및 불복 절차	141
 제 8장 정보공개	 153
제 1절 통칙	153
제 2절 정보공개위원회	154
제 3절 정보보호	159
 제 9장 규칙개정	 162
제 1절 통칙	162
제 2절 규칙개정위원회	162
제 3절 규칙개정 절차	166

제10장 전력거래시스템	169
제 1절 전력거래소의 설비	169
제 2절 발전사업자 및 송전사업자의 설비	169
제 3절 정보보안정책의 수립	171
 제11장 공급인증서 거래	 173
제 1절 공급인증서 거래시장의 운영	173
제 2절 의무이행비용 정산	176
 제12장 수요반응자원의 거래	 179
제 1절 통칙	179
제 2절 전력거래자, 수요반응자원, 수요반응참여고객 등록, 변경, 말소	183
제 3절 등록시험 및 감축시험	194
제 4절 수요반응자원의 전력부하감축량 거래	210
제 5절 사용전력량 데이터 관리 및 전력부하감축(증대)량 평가	210
제 6절 정산	215
제 7절 수요반응자원의 전력부하증대량 거래	223
 제13장 정부승인차액계약	 229
제 1절 정부승인차액계약의 운영	229
제 2절 정부승인차액계약운영위원회	229
 제14장 재생에너지 발전량 예측제도	 234
제 1절 통칙	234
제 2절 참여자원 조건 및 구성	236
제 3절 시험 및 등록	237
제 4절 예측발전량 제출 및 예측오차율 산정	239
제 5절 정산	240
 제15장 저탄소 전원 중앙계약시장	 245
제 1절 통칙	245

제 2절 중앙계약시장 개설 및 운영	246
제 3절 설비 운영 및 결제	249
제 4절 중앙계약시장위원회	251
제 5절 중앙계약시장실무협의회	254
 제16장 전력시장 제도개선 제주 시범사업 운영규칙	256
제 1절 통칙	256
제 2절 급전가능재생에너지자원의 관리기준	260
제 3절 발전입찰과 전력수요예측	267
제 4절 발전계획 및 가격결정	270
제 5절 전력의 거래	289
제 6절 정산	290
제 7절 급전가능재생에너지자원의 전력계통운영	293
제 8절 급전가능재생에너지자원의 전력거래시스템	295
제 9절 보칙	295
 제17장 수소발전입찰시장 계약전력량 거래	296
제 1절 통칙	296
제 2절 정산	297
 제18장 준중앙급전발전기 운영 제도	299
제 1절 통칙	299
제 2절 참여조건	299
제 3절 준중앙급전발전기 운영	301
제 4절 등록시험	304
제 5절 급전지시	306
제 6절 정산	307
 제19장 신재생 연계형 전기저장장치 부하감축자원의 거래	309
제 1절 통칙	309
제 2절 신재생 연계형 전기저장장치 부하감축자원, 신재생 연계형	

전기저장장치 부하감축참여고객 등록, 변경, 말소	309
제 3절 신재생 연계형 전기저장장치 부하감축자원의 충전부하감축량 거래 ..	313
제 4절 충전부하감축거래량 평가	314
제 5절 정산	316
 제20장 분산에너지 특화지역의 전력거래	320
제 1절 통칙	320
제 2절 분산에너지사업자 등록 및 말소	320
제 3절 분산에너지사업자 발전입찰	321
제 4절 분산특구 분산에너지사업자의 전력거래 관리	321
제 5절 분산특구 내 분산에너지사업자의 재정보증	323
제 6절 분산특구 내 분산에너지사업자의 계량	326
제 7절 분산특구 내 분산에너지사업자의 정산 및 결제	329
제 8절 분산특구의 전력계통 운영	332
제 9절 분산특구 내 분산에너지사업자의 자료 및 정보보안 등에 관한 사항	332
 부 칙	340

[별 표]

1. 기호 및 변수의 정의	379
2. 정산 기준	437
3. 전력계통 운영 기준	535
4. 입찰 운영 절차	551
5. 전력수요 예측 절차	571
6. 가격결정발전계획 수립 절차 <삭제 2021.1.1.>	576
7. 계량설비의 설치기준 및 운영 절차	577
8. 정산 및 결제 절차	595
9. 발전계획 수립 및 계통한계가격 공개절차	621
10. 연료계약발전기 운영 절차	637
11. 실시간 급전운영 절차	644
12. 비상시 급전지시 절차	656
13. 계통운영시스템 운영 절차	672
14. 고장과급방지시스템 적용 절차	710
15. 기기번호 부여 절차	716
16. 계통보호 절차	726
17. 전력설비 정지관리 절차	737
18. 발전기정지 및 휴전업무 절차	741
19. 보조서비스 절차	757
20. 발·변전소 주변압기 탭 정정 및 유효접지 검토절차	766
21. 발전기병렬운전 및 공급방안 업무절차	772
22. 시장시스템 운영 절차	776
23. 전력가격 안정 등을 위한 정산금 조정	781
24. 비상시 전력시장운영 절차	787
25. 공급인증서 거래시장 운영, 정산 및 결제 절차	793
26. 수요반응자원의 정산 기준	808

27.수요반응자원 전력거래시스템 운영 절차	867
28.고객기준부하 산정 기준	869
29.수요반응참여고객의 전기소비형태 검증 기준	874
30.정부승인차액계약 처리 절차	876
31.발전기 등 특성시험 관리 지침	886
32.풍력, 태양광 및 연료전지 발전기에 관한 계통운영 및 관리 절차 ..	899
33.전력시장 제도개선 제주 시범사업에 대한 정산기준	907
34.전력시장 제도개선 제주 시범사업 발전계획 수립절차	946

[별지 서식]

1. 발전소별 연료 사용단가 내역서	961
1-1. 발전소별 환경열량단가 산정 내역서	962
1-2. 발전소별 환경비용 구분 내역서	963
2. 발전소별 연료 발열량 내역서	964
3. <삭제 2006.12.26.>	965
4. 복합발전소 기동연료비·소내소비전력·용수 산출내역서	965
5. 화력발전소 기동연료비·소내소비전력·용수 산출내역서	967
6. 원자력발전소 기동비용 산출내역서	968
7. 발전기별 발전비용 평가자료서	969
7-1. 전기저장장치 특성자료	970
7-2. 다조합 복합발전기 발전비용 평가자료서	971
8. 발전비용평가 특별성능시험 요청서	973
9. 발전기 특별성능시험 결과표	974
10. 발전비용평가 특별성능시험 입회서	975
11. 비용평가위원회 의결사항 부의안건 작성서식	975
11-2. 계통평가위원회 의결사항 부의안건 작성서식	977
12. 비용평가위원회 개최통지서	978
12-2. 계통평가위원회 개최통지서	979
13. 비용평가위원회 서면위원회 통지서	980
13-2. 계통평가위원회 서면위원회 통지서	981
14. 비용평가위원회 서면결의표	982
14-2. 계통평가위원회 서면결의표	983
15. 비용평가위원회 의사록	984
15-2. 계통평가위원회 의사록	985
16. 비용평가위원회 결과통지서	986

16-2. 계통평가위원회 결과통지서	987
17. 채무불이행 통지서	988
18. 거래정지 통지서	741
19. 조사요원 증표	990
20. 시정조치 요구에 대한 조치결과 보고서	991
21. 분쟁조정신청서	992
22. 정보공개 신청서	993
23. 정보공개위원회 부의안건 작성서식	994
24. 정보공개위원회 개최통지서	995
25. 정보공개위원회 회의록	996
26. 정보공개 신청결과 통지서	997
26-1. 서면결의 통지서	998
26-2. 서면 결의표	999
27. 정보공개 목록표	1000
28. 전력시장운영규칙 개정제안서	1001
29. 규칙개정위원회 심의결과 통지서	1002
30. 위임장	1003
31. 발전입찰서(최초)	1004
31-2. 복합발전기 발전입찰서(최초)	1012
31-3. 복합발전기 GT모드 발전입찰서(최초)	1014
31-4. 송전사업자용 전기저장장치(주파수 조정용) 운영계획서(최초)	1019
31-5. FACTS 운전대수(최초)	1020
31-6. 급전가능재생에너지자원 발전입찰서(최초)	1021
31-7. 1MW 초과 비중앙급전발전기에 대한 자체발전계획량(최초)	1022
31-8. 준중앙급전발전기 자체발전계획량 제출서	1023
31-9. 송전사업자용 전기저장장치(계통안정화용) 운영계획서(최초)	1024
32. 양수계획서	1025
32-1. 충전계획서	1026

33. 발전입찰서(변경)	1027
33-2. 복합발전기 발전입찰서(변경)	1012
33-3. 복합발전기 GT모드 발전입찰서(변경)	1033
33-4. 송전사업자용 전기저장장치(주파수 조정용) 운영계획서(변경)	1035
33-5. FACTS 운전대수(변경)	1036
33-6. 급전가능재생에너지자원 발전입찰서(변경)	1037
33-7. 1MW 초과 비중양급전발전기에 대한 자체발전계획량(변경) ...	1039
33-8. 송전사업자용 전기저장장치(계통안정화용) 운영계획서(변경) ..	1040
34. 월간 시운전계획서	1041
35. 주간 시운전계획서	1042
36. 발전기 및 전기저장장치 변경/개시/폐지계획	1043
37. 계량 등록부(원본)	1044
38. 계량등록부 및 계량데이터 열람 신청서	1047
38-1. 전력거래용 전력량계 직접시험 보고서	1048
39. 정산금 통지서	1049
39-1. 정산금 통지서<비과세분>	1051
40. 전력거래대금 등 청구서/수정청구서	1053
40-1. 전력거래대금 등 청구서/수정청구서<비과세분>	1055
41. 전력거래대금 등 청구요구서/수정청구요청서	1057
41-1. 전력거래대금 등 청구요구서/수정청구요청서<비과세분>	1058
42-49. <삭제 2004. 11. 30>	1060
42-1. 채권양도 통지서(양수인이 1인(1법인)인 경우)	1061
42-2. 채권양도 통지서(양수인이 다수이거나 신탁사인 경우)	1065
42-3. 질권설정 통지서(질권자가 1인(1법인)인 경우)	1069
42-4. 질권설정 통지서(질권자가 다수이거나 신탁사인 경우)	1073
43-1. 채권양도/질권설정 해지통지서(양수인 또는 질권자가 1인(1법인)인 경우) ..	1078
43-2. 채권양도/질권설정 해지통지서(양수인 또는 질권자가 다수인 경우) ..	1081
44-1. 전력거래 정산계좌 변경신청서(채권양도 통지가 없는 경우) ...	1084

44-2. 전력거래 정산계좌 변경신청서(채권양도 통지가 있는 경우) ...	1086
50. 정산결과조정(이의)신청서	1088
51. 조정(이의)신청등록관리부	1089
52. 정산조정회의 개최 통지서	1090
53. 정산조정회의록	1091
54. 조정(이의)신청처리결과통지서	1092
55. 정산(이의)신청처리결과통지서	1093
56-57. <삭제 2022.6.30.>	1094
58. 월간 제약연료 운영계획 제출양식	1094
59. 전력설비 변경 예정서	1095
60. 전기고장 속보	1096
61. 전기고장 상보	1097
62. 휴전작업 승인서	1098
63. 휴전계획서	1099
64. 공사설명서	1100
65-66. <삭제 2008.10.31.>	1102
67. 발전기 조속기 특성 자료	1102
68. 발전기 무효전력 특성자료	1103
69. 자체 기동 시험검사서	1104
70-73. <삭제 2008.10.31.>	1105
74. 발·변전소 변압기 탭 검토 의뢰서	1105
75. 발·변전소 변압기 사용 탭 결정서	1106
76. 전력계통 유효접지 검토의뢰서(주변압기 현황)	1107
77. 전력계통 유효접지 검토결과 통보서	1109
78. 전기판매사업자/구역전기사업자/직접구매전기사용자 전력거래자 등록신청서	1110
78-1. 재생에너지전기공급자/발전사업자 직접전력거래자 등록신청서	1111
78-2. 분산특구 전력 직접거래자 등록신청서	1112
79. 발전사업자/집단에너지사업자/자가용전기설비설치자 전력거래자 등록신청서	1113

80. 발전기 등록신청서	1114
80-1. 전기저장장치 등록신청서	1115
80-2. <삭제 2022.12.27.>	1116
81. 상업운전개시신고서	1116
82. 발전설비 기술자료 제출(발전기 및 변압기)	1117
83. 발전설비 기술자료 제출(조속기)	1121
84. 발전설비 기술자료 제출(여자기)	1122
85. 발전설비 기술자료 제출(계통안정화장치)	1123
86. 전기사용 신청고객 부하 자료 제출	1124
87. 청렴서약서	1131
88. 심의 및 의결 참여불가 신청서	1132
89. 신재생에너지 공급의무화제도 공급인증서 매매계약서	1133
89-1. 신재생에너지 공급의무화제도 공급인증서 매매계약서[태양광 또는 풍력연계 ESS설비]	1135
89-2, 90. <삭제 2022.12.27.>	1137
91. <삭제 2024.10.29.>	1137
92. 의무이행 공급인증서 제출 및 연간정산 신청서	1138
93. 신재생에너지 공급의무화제도 현물시장 매매체결 확인서	1139
93-1. 공급인증서 거래시장 매매거래 정정/취소(해제) 협의서	1140
94. 신재생에너지 공급의무화제도 계약시장 거래내용 정산요청 확인서	1141
95. 전력시장운영규칙 준수 동의서	1142
96. 위임장	1143
97. 계좌이체약정서 (사업자용)	1144
97-1. 사용인감계	1145
98. 규칙개정위원회 서면위원회 통지서	1146
99. 규칙개정위원회 서면결의표	1147
100-1. 수요관리사업자의 전력거래자 등록신청서	1148
100-2. 수요관리사업자의 전력거래자 변경신청서	1149

100-3. 수요관리사업자의 전력거래자 말소신청서	1150
101-1. 수요반응자원 등록신청서(표준·중소형DR)	1151
101-2. 수요반응자원 등록신청서(제주DR)	1152
101-3. 수요반응자원 등록신청서(국민DR)	1153
101-4. 수요반응자원 등록신청서(주파수DR)	1154
101-5. 수요반응자원 등록신청서(플러스DR)	1155
101-6. 수요반응자원 말소신청서	1156
101-7. 신재생ESS 부하감축자원 등록신청서	1157
101-8. 신재생ESS 부하감축자원 말소신청서	1158
102-1. 수요반응참여고객 등록신청서(표준·중소형DR·제주DR)	1159
102-2. 수요반응참여고객 등록신청서(국민DR)	1160
102-3. 수요반응참여고객 등록신청서(주파수DR)	1161
102-4. 수요반응참여고객 등록신청서(플러스DR)	1162
102-5. 수요반응참여고객 변경신청서	1163
102-6. 수요반응참여고객 이동신청서	1164
102-7. 수요반응참여고객 말소신청서	1165
102-8. 신재생ESS 부하감축 참여고객 등록신청서	1166
102-9. 신재생ESS 부하감축 참여고객 변경신청서	1168
102-10. 신재생ESS 부하감축 참여고객 말소신청서	1169
103. 초기/최종 정산금 통지서	1170
104-1. 전력거래대금 등 청구서/수정청구서	1171
104-2. 전력거래대금 등 청구요청서/수정청구요청서	1172
105. 위임장	1173
106-1. 수요관리사업 참여를 위한 정보 제공 동의서	1174
106-2. 수요관리사업 참여를 위한 개인정보 제공 동의서	1176
106-3. 신재생ESS 부하감축사업 참여를 위한 정보 제공 동의서	1177
106-4. 신재생ESS 부하감축사업 참여를 위한 개인정보 제공 동의서	1178
107. 차액계약운영위원회 의결사항 부의안건 작성서식	1179

108. 차액계약운영위원회 개최통지서	1180
109. 차액계약운영위원회 의사록	1181
110. 차액계약운영위원회 결과통지서	1182
111. 중앙급전 구역전기사업자 입찰서	1183
111-1. 중앙급전 분산특구발전기 입찰서	1184
112. 풍력발전기 특성자료	1185
113. 태양광발전기 특성자료	1187
114. 연료전지발전기 특성자료	1190
115. 기타 비중앙급전발전기 특성자료	1193
116. 채권양도통지서 반송 안내	1193
117. 예측제도 시험/등록 신청서	1196
118. 전력시장운영규칙 준수 동의서	1197
119. 재생에너지 예측발전량 제출서	1198
120. 예측제도 등록시험 결과 통지서	1199
121-1. 주간전력수급전망용 자료제출서(일반발전기)	1200
121-2. 주간전력수급전망용 자료제출서(복합발전기 GT모드)	1202
121-3. 주간전력수급전망용 자료제출서(복합발전기 CC모드)	1204
122. 전력부하증대량 구매자 등록신청서<삭제 2024.2.13.>	1206
123. 예측제도 시험자원/대상자원 설비용량 변동신고	1206
124. 예측제도 시험자원/대상자원 출력제어 신고	1207
125. 급전가능재생에너지자원 등록 신청서	1208
126. 전력시장운영규칙 준수 동의서	1209
127. 준중앙급전발전기 등록신청서	1210
127-1. 준중앙급전발전기 특성자료 제출서	1211
127-2. 준중앙급전발전기 발전가격 제출서	1212
128. 영수증 서식	1213
129. 중앙계약 권리양도 신청서	1214
130. 중앙계약 권리의무 승계확약서	1215

131. 전력시장 직접구매에 관한 약정서	1216
------------------------------	------

전력시장운영규칙

2001. 03. 30 제정	2016. 05. 12 부분개정	2024. 10. 08. 부분개정
2001. 12. 21 부분개정	2016. 10. 31 부분개정	2024. 10. 29. 부분개정
2002. 04. 29 부분개정	2016. 12. 30 부분개정	2024. 12. 03. 부분개정
2002. 11. 15 전문개정	2017. 02. 28 부분개정	2025. 01. 08. 부분개정
2003. 05. 07 부분개정	2017. 05. 30 부분개정	2025. 02. 11. 부분개정
2003. 09. 18 부분개정	2017. 12. 29 부분개정	2025. 04. 09. 부분개정
2003. 11. 11 부분개정	2018. 02. 09 부분개정	2025. 07. 10. 부분개정
2004. 04. 22 부분개정	2018. 06. 15 부분개정	
2004. 07. 09 부분개정	2018. 08. 02 부분개정	
2004. 09. 07 부분개정	2018. 11. 01 부분개정	
2004. 09. 24 부분개정	2018. 12. 12 부분개정	
2004. 11. 30 부분개정	2019. 01. 02 부분개정	
2004. 12. 21 부분개정	2019. 02. 21 부분개정	
2005. 01. 21 부분개정	2019. 04. 02 부분개정	
2005. 05. 30 부분개정	2019. 05. 31 부분개정	
2005. 10. 10 부분개정	2019. 11. 07 부분개정	
2006. 01. 26 부분개정	2019. 12. 13 부분개정	
2006. 09. 14 부분개정	2019. 12. 31 부분개정	
2006. 11. 29 부분개정	2020. 04. 01 부분개정	
2006. 12. 26 부분개정	2020. 04. 29 부분개정	
2007. 07. 23 부분개정	2020. 10. 01 부분개정	
2007. 12. 27 부분개정	2020. 11. 01 부분개정	
2008. 04. 22 부분개정	2020. 12. 01 부분개정	
2008. 10. 31 부분개정	2021. 01. 01 부분개정	
2009. 06. 30 부분개정	2021. 04. 30 부분개정	
2009. 12. 31 부분개정	2021. 07. 01. 부분개정	
2010. 06. 30 부분개정	2021. 09. 18. 부분개정	
2010. 11. 30 부분개정	2021. 12. 28 부분개정	

제1장 총칙

제1절 통칙 [절번호 신설 2007.7.23]

제1.1.1조(목적) 이 규칙은 전기사업법(이하 "법"이라 한다) 제43조 규정에 의하여 전력시장 및 전력계통의 효율적이고 안정적인 운영에 필요한 사항과 신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법 (이하 “신재생에너지법”이라 한다) 제12조의9에 의하여 신재생에너지 공급인증서 거래시장 운영에 필요한 사항을 정함을 목적으로 한다. <조번호변경 2007.7.23, 개정 2013.2.28.>

제1.1.2조(용어의 정의) 이 규칙에서 사용하는 용어의 정의는 다음과 같다.

1. “중앙급전발전기”라 함은 전력거래소의 급전지시에 따라 운전하는 설비용량 20MW 초과 발전기를 말한다. <개정 2007.7.23, 2010.6.30>

1의2. “비중앙급전발전기”라 함은 중앙급전발전기가 아닌 발전기를 말한다. [신설 2007.7.23]

2. “공급가능용량”이라 함은 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치를 보유한 발전사업자가 입찰을 통해 거래시간별로 공급 가능한 용량(MWh)을 말한다. <개정 2016.5.12.>

3. “계통한계가격”이라 함은 거래시간별로 적용되는 전력량에 대한 전력시장가격(원/kWh)을 말하며 육지 및 제주지역으로 구분된다. <개정 2006.12.26, 2009.12.31.>

3의2. “정산상한가격”이라 함은 육지 중앙급전발전기의 발전 전력량에 대해 적용하는 전력시장가격의 상한값(원/kWh)을 말한다. [신설 2013.2.28.]

3의3. “긴급정산상한가격”이라 함은 “전력거래가격 상한에 관한 고시” 제4조에 따라 산업통상자원부 장관이 고시하고 전력거래소에 통보한 전력거래가격의 상한가격을 말한다. [신설 2022.11.30.]

3의4. “고정가격계약의 정산상한가격”이라 함은 「신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영지침」 제3조 제22호의 고정가격계약을 체결한 발전기의 전력량에 대한 정산에 적용할 「전력거래가격 상한에 관한 고시」 제3조 제1항 단서 및 동조 제2항에 따른 전력거래가격의 상한가격을 말한다. [신설 2022.12.27.]

4. “정산조정계수”라 함은 정부의 요금규제를 받는 전기판매사업자가 50%를 초과하는 지분을 소유한 발전사업자의 발전기와 중앙급전 석탄발전기의 전력거래 정산금을 조정하기 위한 계수를 말한다. [신설 2006.12.26] <개정 2008.4.22., 2012.5.31., 2015.9.30.>

5. “용량가격”이라 함은 거래시간별 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치

의 공급가능용량에 적용되는 전력시장가격(원/kWh)을 말한다. <개정 2006.12.26., 2016.5.12.>

6. “기준용량가격”이라 함은 용량가격 결정기준 발전기가 기본 운영조건에서 순진입비용을 회수할 수 있도록 설정된, 단위시간 및 단위출력당 보상가격(원/kWh)을 말한다. 여기서 순진입비용이란 고정비 연금액에서 전력시장에서의 기대이익을 제외한 비용을 말한다. <개정 2006.12.26., 2022.5.31.>

7. “하한제약”이라 함은 열공급, 연료의무사용, 시운전 등의 제약사유에 의해 발전기 운전범위의 하한치를 설정해 놓은 것을 말한다. [신설 2006.12.26]

8. “고정출력”이라 함은 열공급, 연료의무사용, 시운전 등의 제약사유에 의해 발전기 출력을 고정된 값으로 설정해 놓은 것을 말한다. [신설 2006.12.26.]

9. “상한제약”이라 함은 열공급, 연료의무사용, 시운전, 대기오염물질 저감 등의 제약사유에 의해 발전기 운전범위의 상한치를 설정해 놓은 것을 말한다. [신설 2006.12.26.] <개정 2017.5.30.>

10. “용량가격계수(RCFi)”는 최대부하, 공급용량, 송전손실계수를 고려하여 산정한 용량가격 계수를 말한다. [신설 2006.12.26.] <개정 2016.10.31.>

11. “시간대별 용량가격계수(TCFt)”라 함은 시간대별로 기준용량가격을 차등 적용하기 위해 설정한 계수를 말한다.

12. “시간대별 용량가격계수 보정계수(κ)”라 함은 발전기에 대해 시간대별 용량가격계수를 적용함으로써 발생하는 공급가능용량의 정산금 차액을 최소화하기 위한 계수를 말한다. <개정 2006.12.26.>

13. “부가정산금(Uplift)”이라 함은 전력량정산금과 공급가능용량에 대한 정산금을 제외한 발전기에 대한 정산금을 말한다. 단, 배출권 거래비용, 신재생에너지 공급의무이행비용 및 수요반응자원에 대한 정산금은 포함하지 아니한다. <개정 2021.1.1.>

14. “송전단 전력(Net Output)”이라 함은 발전단 전력에서 주변압기 손실 및 발전소 소내 소비전력을 차감한 송전망으로 인출되는 전력을 말하며, 동조 제 40호의 “계량점”에서 측정되는 전력을 말한다. <개정 2021.1.1.>

14의2. “발전단 전력”이라 함은 발전기가 발전한 총 전력으로서, 발전기 단자에서 인출되는 전력을 말한다. <개정 2021.1.1.>

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 말하며, 연료가격에는 연료 사용으로 인한 환경개선 활동에 수반되는 변동비와 온실가스 배출권의 거래비용이 포함될 수 있다. 단, 국내탄 발전기의 열량단가 산정 시 전력산업기반기금 지원금을 차감하여 산정한다. <개정 2019.5.31., 2019.12.31., 2020.10.1.>

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 발전기 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 부하운전 시험 검사에 합격한 용량에서 소내전력을 차감한 용량을 말한다. 단, 원자력발전소는 원자력법 제16조(검사) 또는 제23조의 2(검사)에 따른 검사용량에서 소내전력을 차감한 용량을 말한다. <개정 2006.9.14>
22. “최소발전용량(Minimum Generation, MG, [MW])”이라 함은 주변압기 고압측을 기준으로 발전기가 환경규제(대기환경보전법 등)를 준수하면서 안정한 운전을 유지하기 위하여 발전해야 할 최소용량을 말한다. <개정 2022.11.30>
23. “출력감소율(Ramp Down Rate, RDR, [MW/min])”이라 함은 발전기가 분당 출력을 감소시킬 수 있는 능력을 말한다.
24. “출력증가율(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 계통 연결 이후 계통분리될 수 있기까지의 최소 시간간격을 말한다.
26. “최소정지시간(Minimum Down Time, MDT, [h])”이라 함은 발전기가 계통분리 이후 계통 연결될 수 있기까지의 최소 시간간격을 말한다.
27. “발전기 성능시험”이라 함은 변동비반영발전시장(CBP)의 전력시장에 참여하는 발전기의 특성자료와 정확한 발전비용산정 기초 자료로 활용하기 위해 발전기의 실제 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>
- 28의2. “국내탄발전소”라 함은 국내탄 사용을 목적으로 설계 및 준공되어 정부가 배정한 국내탄을 소비하는 발전소를 말하며, 국내탄 수급여건에 따라 수

입 무연탄, 유연탄 등으로 혼소 사용할 경우에도 국내탄 발전소로 본다. [신설 2010.6.30]

29. “기본요금”이라 함은 발전소별로 납부한 수전전력요금 중 전기요금 청구서 상 전력산업 기반기금을 제외한 기본요금을 말한다.

30. “계통운영보조서비스(이하 “보조서비스”)”라 함은 전력계통의 신뢰성, 안정성을 유지하고, 전기품질을 유지하며, 전력거래를 원활하게하기 위하여 전기사업자가 제공하는 주파수조정, 예비력, 무효전력 및 자체기동 등의 서비스를 말한다. <개정 2006.9.14.>

31. <개정 2014.11.3.> <삭제 2021.1.1.>

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. “발전계획수립기간”이라 함은 발전계획이 작성되는 시간단위의 기간으로 거래일 거래시간 01시부터 24시까지로 한다. <개정 2021.1.1.>

36. “유효구매전력량”이라 함은 제3.2.2.1조에서 정한 전력을 직접 구매할 수 있는 자격이 있는 자로서 제3.2.2.3조의 규정에 의한 승인을 얻은 자(이하 “직접구매자”라 한다) 또는 구역전기사업자의 계량점이 발전사업자의 계량기준점과 다름으로 해서 직접구매자 또는 구역전기사업자에 따라 발생하는 송전 또는 배전과정에서 발생하는 손실을 반영하여 물리적인 계량값을 보정한 전력량을 말한다. 단, 직접구매자가 직접전력거래를 통해 구매한 전력은 송전 및 배전사업자의 송·배전용전기설비 이용규정에 따른 손실률을 적용하여 제외한다. <개정 2005.1.21., 2021.12.28.>

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 "송·배전용 전기설비 이용규정"의 접속점을 원칙으로 한다. <개정 2012.12.31>

41. “계량설비”라 함은 계량점과 통신망에 연결되는 지점 간에 있는 전력량 측정 및 측정자료의 전송에 관련된 모든 구성요소의 집합을 말하며, 일반적인 전력거래를 위한 “주 계량설비”와 주 계량설비 고장 시 중단 없는 계량을 위해 추가로 설치되는 “비교 계량설비”, 신재생에너지연계형 전기저장장치의 공급인증서 가중치 계산 등을 위한 “기타 계량설비”로 구성된다. <개정 2015.9.30.>
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. “발전계획”이라 함은 전력계통에 영향을 주는 제약조건을 고려하여 실제 계통운전 및 한계가격 산출을 위해 수립되는 각 발전기의 시간대별 배분된 발전량 계획을 말하며 수요반응자원의 감축계획 및 증대계획, 중앙급전전기저장장치가 제공하는 운영예비력을 포함한다. <개정 2014.11.3., 2015.5.7., 2021.1.1., 2022.12.27.>
44. “급전지시”라 함은 전력거래소에서 전력수급의 균형유지 및 전력계통을 안정적으로 운용하기 위하여 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치를 운영하는 발전사업자와 수요반응자원을 운영하는 수요관리사업자 및 송전사업자용 전기저장장치를 운영하는 송전사업자에게 지시하는 행위를 말하며, 전력계통 비상상황 시에는 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치 운영사업자에 대해서도 지시를 행할 수 있다. 다만, 수요관리사업자에 대한 급전지시는 “전력수요 의무감축요청”이라 한다. <개정 2010.6.30., 2014.11.3., 2015.5.7., 2016.5.12., 2017.12.29., 2018.2.9., 2019.12.13., 2019.12.31.>
- 44의2. “전력수요 의무감축요청”이란 전력거래소가 평상시 전력수요 관리와 비상상황 시 안정적인 전력수급 유지를 위해 수요관리사업자에게 수요감축을 요청하는 행위를 말한다. [신설 2019.12.13.]
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 전기사업자가 소유·관리하는 송전선로, 변압기, 조상설비 및 보호장치 및 전기저장장치 등을 말한다. <개정 2015.3.17.>
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), 수요반응자원의 전력부하감축, 부하조정, 수요조절, 전압제

어, 주파수제어 및 계통 조류조절 등의 조치를 말한다. <개정 2007.12.27., 2014.11.3.>

50. “비상상황”이란 전력계통의 다중고장, 예비력 부족 등과 같은 내부 원인이거나 폭풍 및 그 밖의 자연현상, 사회혼란, 태업 등과 같은 외부 원인에 의하여 전력계통에 광역정전이 야기될 수 있는 상태 또는 전력수급의 균형유지가 어렵거나 어려움이 예상되는 상태를 말한다. <개정 2019.12.13.>

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 분로리액터, 캐패시터, 정지형무효전력보상기, 동기조상기 등을 말한다.

55. “일간발전계획 프로그램”이라 함은 전력거래소에서 일일 발전계획을 수립하는데 사용하는 전산프로그램을 말한다. <개정 2021.1.1.>

56. “시운전발전기”라 함은 법 제63조의 규정에 따른 사용전검사를 받지 않은 발전기로서 제21.4조에 따른 상업운전개시 신고를 하지 않은 중양급전발전기를 말한다. <개정 2007.7.23.>

56의2. “비중양급전시운전발전기”라 함은 법 제63조의 규정에 따른 사용전검사를 받지 않은 발전기로서 제20.4조에 따른 상업운전개시 신고를 하지 않은 비중양급전발전기를 말하며, 발전기 등록기준에 의하여 2기 이상의 발전기를 1기의 발전기로 보는 발전기일 경우 그중 일부분이 사용전검사를 받지 않은 발전기를 포함한다. [신설 2024.2.13.]

57. “예비력”이란 전력수급의 균형을 유지하기 위하여 전력공급 또는 전력수요를 증감할수 있는 여유용량을 말하며, 상향예비력과 하향예비력으로 구분한다. 이 경우 상향예비력은 공급예비력과 운영예비력으로 구분한다. <개정 2011.12.2., 2015.5.7., 2019.12.13., 2022.12.27., 2023.9.26.>

58. “공급예비력”이란 전력수요를 초과하여 확보하는 공급능력을 말한다. [신설 2011.12.2.] <개정 2019.12.13.>

59. “운영예비력”이란 평상시 안정적 주파수 유지를 위한 주파수제어예비력과 고장 발생 시 주파수 회복을 위한 1차예비력, 2차예비력, 3차예비력을 말한다. [신설 2011.12.2.] <개정 2019.12.13.>

59의2. “주파수제어예비력”이란 발전기의 자동발전제어(AGC) 및 전기저장장치

의 원격출력제어 운전을 통해 5분 이내에 응답하여 30분 이상 출력을 유지할 수 있는 예비력을 말한다. [신설 2019.12.13.]

59의3. “주파수회복예비력”이란 고장 발생 시 주파수 회복을 위한 예비력을 말하며 1차예비력, 2차예비력, 3차예비력으로 구분한다. [신설 2019.12.13.]

59의4. “1차예비력”이란 발전기의 조속기(Governor Free) 운전 및 전기저장 장치의 주파수추종 운전을 통해 주파수 변동 10초 이내에 응답하여 5분 이상 출력을 유지할 수 있는 예비력을 말한다. [신설 2019.12.13.]

59의5. “2차예비력”이란 발전기의 자동발전제어(AGC) 운전을 통해 10분 이내에 응답하여 30분 이상 유지할 수 있는 예비력을 말한다. [신설 2019.12.13.]

59의6. “3차예비력”이란 중앙급전발전기를 통해 30분 이내에 확보할 수 있는 예비력을 말한다. [신설 2019.12.13.]

59의7. “제주지역 운영예비력”이라 함은 육지계통과 별도로 제주지역 발전기 및 제주연계선의 여유용량을 통해 확보되는 운영예비력을 말한다. [신설 2019.12.13.]

60. “속응성자원”이란 제59호의 운영예비력과는 별도로 중앙급전발전기 중 20분 이내에 응답하여 4시간 이상 출력을 유지할 수 있는 발전력을 말한다. [신설 2011.12.2.] <개정 2019.12.13.>

61. “공급능력”이란 전력계통운영에 참여할 수 있는 모든 공급자원의 공급가능 용량의 총합을 말한다. [신설 2011.12.2.] <개정 2019.12.13., 2023.9.26.>

61의2. “제주연계선 공급능력”이라 함은 제주연계선 상정고장을 고려하여 계산된 최대 송전용량의 총합을 말한다. [신설 2019.12.13.]

62. “급전정지”라 함은 운영예비력을 초과하여 정지중인 발전력을 말한다. <개정 2011.12.2.>

63. “열간기동대기(Hot Standby)”라 함은 급전정지 발전기를 120분 이내에 계통연결이 가능한 상태로 대기하는 것을 말한다. [신설 2011.12.2.]

64. “시송전선로”이란 계통복구 시에 자체기동발전기로부터 사전에 지정된 시송전선로 및 우선공급발전기에 이르는 계통을 말한다. <호순변경 2011.12.2., 개정 2019.12.13.>

65. “자체기동발전소”라 함은 외부로부터의 기동전력 공급 없이 비상발전기 등에 의하여 자체 기동 후 타 발전소의 기동전력 또는 부하에 전력을 공급할 수 있는 발전소를 말한다. <호순변경 2011.12.2.>

66. “계통연결”이라 함은 발전기가 기동하여 무부하 정격속도에서 동기 검정장치에 의하여 전력계통에 병렬로 운전될 수 있도록 연결시키는 것을 말한다. <호순변경 2011.12.2.>

67. “황색차단기”라 함은 시송전선로에 연결된 차단기로서 정전 시에도 개방하지 않도록 지정된 차단기(모선연락 또는 모선구분 차단기를 포함)를 말한다.

<호순변경 2011.12.2.>

68. “보호장치”란 전기설비가 고장나거나 전력계통이 불안정할 경우 이를 감지하여 고장 또는 불안정 요인을 전력계통으로부터 분리시키거나 보호대상설비 운영자 또는 계통운영자에게 경고하는 장치를 말한다. <호순변경 2011.12.2., 개정2019.12.13.>

69. “상정고장”이란 전력계통에서 발생할 수 있는 가상의 단일, 이중 또는 다중의 전력설비 고장을 말한다. <호순변경 2011.12.2., 개정 2019.12.13.>

70. “전력IT설비”라 함은 발전 및 송·배전 전력시스템, 시장운영시스템과 정보통신 기술을 접목하여 실시간 통신을 통해 운전, 제어, 감시를 가능하게 하는 지능화 기기 및 시스템을 말한다. [신설 2010.6.30.] <호순변경 2011.12.2.>

71. “수요반응자원”이라 함은 이 규칙에 따라 다수의 수요반응참여고객을 통해 전력부하를 감축하거나 증대할 수 있는 자원을 말한다. [신설 2014.11.3.] <개정 2021.1.1>

72. “수요반응참여고객”이라 함은 수요반응자원을 구성하여 전력부하를 실제로 감축하거나 증대하는 최종 전기소비자 또는 전기소비자의 개별 부하, 양수동력 부하를 말한다. [신설 2014.11.3.] <개정 2019.12.31., 2020.11.01., 2021.1.1., 2025.4.9.>

73. “전력부하감축거래량”이라 함은 수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객의 거래시간별 전력부하감축량을 합한 것을 말하며 자발적 수요감축에 따른 전력부하감축거래량(이하 “계획감축량”), 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력부하감축거래량(이하 “전력수요 의무감축이행량”), 주파수 하락에 따른 전력부하감축거래량(이하 “주파수연계 감축량”)으로 구분한다. [신설 2014.11.3.] <개정 2019.12.31, 2020.11.01.>

74. “배출권 할당대상 발전사업자”라 함은 온실가스 배출권의 할당 및 거래에 관한 법률(이하 “배출권거래법”이라 한다) 제8조 제1항 제1호로 지정된 배출권 할당대상업체 중 발전연료 사용으로 발생한 온실가스 배출량이 있는 전력시장 참여 발전기를 보유한 발전사업자를 말한다. [신설 2015.3.17.] <개정 2018.12.12.>

75. 온실가스 배출권의 거래비용(이하. 배출권 비용)이라 함은 할당대상 발전사업자가 온실가스 배출목표를 달성하기 위해 장 내외에서 온실가스 배출권을 거래함에 따라 수반되는 비용을 말한다. <개정 2019.12.31.> [시행 2022.1.1.]

76. [신설 2015.3.17.] <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>

77. “전기저장장치”란 전기를 충전하여 이를 다른 에너지로 변환하여 저장 후 방전하는 방식으로 전기를 공급하는 장치를 말한다. 다만, 신재생에너지 발전기와 연계하여 운영하는 전기저장장치는 제외한다. [신설 2015.5.7.] <개정 2016.5.12.>

77의1. “중앙급전전기저장장치”란 전력거래소의 급전지시에 따라 운전하는 전 기사업자가 소유한 최대방전용량이 10MW를 초과하고, 최대운전시간이 2시간 이상인 전기저장장치와 부칙의 별도기준에 따른 1차 예비력서비스를 제공하는 전기저장장치, 계통신뢰도 개선 및 발전계약 완화를 위한 전기저장장치를 말한다. [신설 2016.5.12.] <개정 2017.12.29., 2022.12.27., 2025.2.11.>

77의2. “비중앙급전전기저장장치”란 중앙급전전기저장장치가 아닌 발전사업자가 소유한 전기저장장치를 말한다. [신설 2016.5.12.]

77의3. “송전사업자용전기저장장치”란 송전사업자가 운영하는 1차 예비력서비스 제공을 위한 주파수조정용 전기저장장치와 계통신뢰도 개선, 발전계약 완화를 위한 계통안정화용 전기저장장치를 말한다. [신설 2016.5.12.] <개정 2025.2.11.>

77의4. “재생에너지전기저장판매사업자의 전기저장장치”란 재생에너지전기저장판매사업을 하기 위해 재생에너지전기저장판매사업자가 운영하는 전기저장장치를 말한다. [신설 2025.4.9.]

78. “전력계통 해석 프로그램”이라 함은 전력계통에서 발생하는 현상을 예측하거나 분석하는데 사용하는 상용프로그램으로, 계통운영자가 요구하는 입력데이터 형식을 지원할 수 있는 프로그램을 말한다. [신설 2015.9.30.]

79. “최대충전용량”이라 함은 전기저장장치가 안정적인 운전을 유지하면서 충전할 수 있는 최대용량(MW)을 말한다. [신설 2016.5.12.]

80. “최소충전용량”이라 함은 전기저장장치가 안정적인 운전을 유지하면서 충전할 수 있는 최소용량(MW)을 말한다. [신설 2016.5.12.]

81. “최대방전용량”이라 함은 전기저장장치가 안정적인 운전을 유지하면서 방전할 수 있는 최대용량(MW)을 말한다. [신설 2016.5.12.]

82. “최소방전용량”이라 함은 전기저장장치가 안정적인 운전을 유지하면서 방전할 수 있는 최소용량(MW)을 말한다. [신설 2016.5.12.]

83. “최대저장전력량”이라 함은 전기저장장치가 완전 충전 상태에서 재충전 없이 완전 방전상태에 도달할 때까지 전력계통에 공급할 수 있는 전력량(MWh)을 말한다. [신설 2016.5.12.]

84. “최소저장전력량”이라 함은 전기저장장치가 안정적인 운전 상태를 유지하기 위하여 최소한으로 저장하여야 하는 전력량(MWh)을 말한다. [신설 2016.5.12.]

85. “운전저장전력량”이라 함은 전기저장장치가 특정 시점에서 재충전 없이 완전 방전상태에 도달할 때 까지 전력계통에 공급할 수 있는 전력량(MWh)을 말한다. [신설 2016.5.12.]

86. “충전상태(SOC : State Of Charge)”는 전기저장장치의 충전수준을 나타내는 것으로 최대저장전력량에 대한 운전저장전력량의 백분율(%)로 나타낸다.

[신설 2016.5.12.]

87. “최대운전시간”이라 함은 전기저장장치가 완전 충전상태에서 최대방전용량으로 방전 가능한 시간을 말한다. [신설 2016.5.12.]

88. “운전주기효율”이라 함은 전기저장장치의 방전전력량을 투입된 충전전력량으로 나눈 백분율(%)을 말한다. [신설 2016.5.12.]

89. “공급용량계수(ICF)”는 최대수요와 공급용량을 고려하여 산정한 계수를 말한다. [신설 2016.10.31.]

90. “지역계수(LF)”는 지역신호 강화를 위하여 용량손실계수를 이용하여 산정한 계수를 말한다. [신설 2016.10.31.]

91. “용량손실계수(CTLF)”는 지역계수(LF) 산정에 적용하는 값으로 해당 발전기의 정적손실계수 중 동계(12월,1월,2월) 평일 및 하계(7월,8월,9월) 평일에 적용하는 정적손실계수를 평균한 값을 말한다. [신설 2016.10.31.]

92. “용량손실계수가중평균(WACTLF)”은 지역계수(LF) 산정에 적용하는 값으로 해당 발전기의 용량손실계수를 중앙급전발전기의 설비용량으로 가중평균한 값을 말한다. [신설 2016.10.31.]

93. “성과연동형용량가격계수(PCFi)”라 함은 전력수급의 안정을 위한 적정 설비용량의 유지와 온실가스 감축을 통한 기후변화에 효과적 대응을 목적으로 개별 발전기와 수요반응자원의 발전기여도를 고려하여 산정한 용량가격계수를 말한다. <개정 2022.5.31>

94. 규칙에서의 “대기오염물질 저감”이라 함은 환경보호를 위하여 녹색성장기본법, 전기사업법, 환경정책기본법, 대기환경보전법, 수도권대기환경에 관한특별법 등 관련법령에 따른 대기오염물질 저감을 말한다. [신설 2017.5.30.]

95. “소규모전력중개시장”(이하 “중개시장”이라 한다)이란 전기사업법 제2조제13의2호에 따라 중개사업자가 소규모전력자원을 모집·관리할 수 있도록 전력거래소가 개설하는 시장을 말한다. [신설 2018.12.12.]

96. “소규모전력중개사업자”(이하 “중개사업자”라 한다)란 소규모전력자원을 모집·관리하고 이로부터 생산 또는 저장된 전력을 거래하는 것을 주된 목적으로 하는 자로 전기사업법 제7조의2에 따라 전기신사업 등록을 한 자를 말한다. [신설 2018.12.12.]

97. “소규모전력자원”이란 전기사업법 제2조제12의6호 및 동법 시행령 제1조의3에서 정하는 신에너지 및 재생에너지 설비, 전기저장장치 및 전기자동차를 말한다. [신설 2018.12.12.]

98. “전력자원보유자”란 소규모전력자원을 보유한 자 또는 보유예정인 자로서 중개시장을 통하여 중개사업자에게 본인이 보유 또는 보유예정인 소규모전력자원에서 생산한 전력 또는 저장된 전력 및 신재생에너지 공급인증서(이하 “공급인증서”라 한다)의 거래권한 위임 및 소규모전력자원 관리를 위탁하고자 하는

자를 말한다. [신설 2018.12.12.]

99. “집합전력자원”이라 함은 중개사업자가 중개계약을 통해 모집한 소규모전력자원 또는 중개사업자 본인이 소유한 소규모전력자원으로부터 생산된 전력을 통합하여 전력시장에서 거래하기 위한 전기설비의 집합을 말한다. [신설 2018.12.12.] <개정 2023.6.30.>

100. “수요관리사업자”란 전력시장에서 전력부하감축거래량 또는 전력부하증대거래량을 거래하기 위하여 수요반응참여고객을 모집하여 수요반응자원을 구성하는 자로 「지능형전력망의 구축 및 이용촉진에 관한 법률」 제12조 제1항에 따라 지능형전력망 서비스 제공사업자로 등록한 자 중 수요반응관리서비스 제공사업자를 말한다. [신설 2019.11.07.] <개정 2021.1.1.>

101. “전력량정보제공사업자”란 수요반응참여고객의 전력량데이터를 수집, 처리, 제공 등의 업무를 수행하는 자로 「지능형전력망의 구축 및 이용촉진에 관한 법률」 제12조 제1항에 따라 지능형전력망 서비스 제공사업자로 등록한 자 중 지능형전력망 정보의 신뢰성과 안전성을 확보하기 위한 보호조치 계획을 갖춘 사업자를 말한다. [신설 2019.11.07.]

102. “제주 신재생예측시스템”이라 함은 기상실적 및 기상예측 정보를 기반으로 전력거래소가 취득한 신재생발전량과 설비특성자료를 활용하여 제주지역 신재생발전량을 예측하는 시스템을 말한다. [신설 2019.12.31]

103. “발전기정비관리시스템”이라 함은 전력거래소에서 연간, 월간, 주간 및 중간 발전기 정지계획을 수립하기 위해 사용하는 시스템을 말한다. [신설 2019.12.31.]

104. “신·재생에너지발전기”(이하 “신재생발전기”라 한다)란 신에너지 및 재생에너지 개발·이용·촉진법 제2조의 규정에 의한 신재생에너지(수력 제외)를 이용하여 전기를 생산하는 발전기를 말하며, 동일 사업자가 운영하는 2기 이상 발전기가 동일 모선에 연결된 경우에는 1기의 발전기로 본다. [신설 2020.4.29.]

105. “발전단전환비”라 함은 송전단 전력을 이용하여 발전단 전력을 산정하기 위한 전환비로 주변압기 손실 및 발전소 소내소비전력을 고려하여 발전사업자가 입찰한 값을 의미한다. [신설 2020.10.1.]

106. “호기별 운전정보”라 함은 수력, 양수, 복합 발전기의 발전소 내 운전가능한 발전기단위 호기 정보를 말한다. [신설 2020.10.1.]

107. “GF상한”이라 함은 거래시간 발전기의 GF 운전 상한 범위를 말한다. [신설 2020.10.1.]

108. “GF하한”이라 함은 거래시간 발전기의 GF 운전 하한 범위를 말한다. [신설 2020.10.1.]

109. “AGC상한”이라 함은 거래시간 발전기의 AGC 운전 상한 범위를 말한다. [신설 2020.10.1.]

110. “AGC하한”이라 함은 거래시간 발전기의 AGC 운전 하한 범위를 말한다. [신설 2020.10.1.]
111. “기동소요시간(Notification Time)”이라 함은 급전지시를 받은 시각부터 발전기가 전력계통에 연결되는 시각까지 소요되는 시간을 말하며 발전기 상태에 따라서 열간(Hot), 온간(Warm), 냉간(Cold)으로 구분한다. [신설 2020.10.1.]
112. “최소발전용량 도달시간(Start-up Time)”이라 함은 발전기가 전력계통에 연결되는 시각부터 최소발전용량에 도달하는데 걸리는 시간을 말하며 발전기 상태에 따라 열간(Hot), 온간(Warm), 냉간(Cold)로 구분한다. [신설 2020.10.1.]
113. “열간-온간 천이시간(Hot to Warm Time)”이라 함은 발전기가 계통분리 이후 발전기가 열간상태에서 온간상태로 변경되는데 걸리는 시간을 말한다. [신설 2020.10.1.]
114. “온간-냉간 천이시간(Warm to Cold Time)”이라 함은 발전기가 계통분리 이후 발전기가 온간상태에서 냉간상태로 변경되는데 걸리는 시간을 말한다. [신설 2020.10.1.]
115. “계통분리시간(Shut-Down Time)”이라 함은 발전기가 최소발전용량으로부터 전력계통에서 분리되는데 걸리는 시간을 말한다. [신설 2020.10.1.]
116. “일일최대기동횟수(Maximum Daily Starts)”이라 함은 거래일 발전기가 기동할 수 있는 최대 횟수를 말한다. [신설 2020.10.1.]
117. “GT 단독운전 가능여부”라 함은 복합발전기가 CC모드 운전 외에 GT모드 운전이 가능한지 여부를 말한다. [신설 2020.10.1.]
118. “최소출력 기준GT 대수”라 함은 복합발전기가 안정하게 최소출력을 유지하기 위해 필요한 최소한의 GT 운전 대수를 말한다. [신설 2020.10.1.]
119. “GT 기동우선순위”라 함은 복합발전기 가스터빈 발전기들 중 우선적으로 기동되어야 할 가스터빈 발전기 순서를 의미한다. [신설 2020.10.1.]
120. [신설 2020.10.1.] <삭제 2022.11.30.>
121. “GT 단독운전 가능시간”이라 함은 복합발전기의 가스터빈 단독운전 시 안정운전이 가능한 최대시간을 말한다. [신설 2020.10.1.]
122. “GT 입찰대비 단독운전가능 용량비”라 함은 복합발전기의 가스터빈 단독운전 시 대표GT 입찰의 공급가능용량 대비 단독운전 가능한 용량의 비율을 말한다. [신설 2020.10.1.]
123. 비상대기예비력(Emergency Capacity Reserve, ECR)”이라 함은 미세먼지 저감 및 관리에 관한 특별법 제21조에 따른 미세먼지 저감과 온실가스 감축 등을 위한 가동중단, 상한계약(이하 ‘기후·환경 제약’)에 의해 가동이 제한된 석탄발전기가 전력계통의 안정적 운영 등을 위해 전력거래소가 급전지시할 경

우를 대비하여 거래시간별로 별도로 입찰한 용량(kWh)을 말한다. [신설 2020.12.1]

124. “비상대기예비력기준단가(Emergency Capacity Reserve Reference Price, ECRRP)”라 함은 비상대기예비력을 입찰한 중앙급전발전기의 비상대기예비력 정산에 적용되는 단가(원/kWh)을 말한다. [신설 2020.12.1.]

125. “전력구매자”란 전력시장에서 전력을 구매하는 자로서 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자를 말한다. [신설 2021.1.1]

126. “전력부하증대거래량”이라 함은 수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객의 거래시간별 전력부하증대량을 합한 것이며, 자발적 수요증대에 따른 전력부하증대거래량(이하 “계획증대량”), 실시간 전력수요 증대요청에 따른 전력부하증대거래량(이하 “전력수요 증대이행량”)으로 구분한다. <개정 2022.5.31.>

127. “하루전발전계획”이라 함은 거래일에 대하여 최초로 수립 및 통지되는 발전계획으로서, 한계가격 계산에 사용되며, 거래전일 17시까지 발표함을 원칙으로 한다. 단, 계통여건 변화, 휴일 및 기타 부득이한 경우에는 거래전일까지 발표할 수 있다. [신설 2021.1.1.] <개정 2021.12.28., 2022.6.30.>

128. “신뢰도발전계획”이라 함은 하루전발전계획 이후 계통 여건의 변동을 고려하여 변경 수립한 거래일의 발전계획을 말한다. [신설 2021.1.1.] <개정 2021.12.28., 2022.6.30.>

129. “다조합 복합발전기”이라 함은 2기 이상의 가스터빈발전기와 1기의 스팀터빈발전기의 다수의 발전기로 구성되어 복합모드로 운전이 가능한 발전기를 말한다. [신설 2021.1.1] [시행일 : 2026.1.1.부터 시행예정]

130. “최소발전용량 이하 운전”이란 중앙급전발전기의 최소발전용량 이하로의 연속적인 운전을 말한다. [신설 2021.7.1.]

130의1. “최소발전용량 이하 운전 시 출력하한치”란 중앙급전발전기의 최소발전용량 이하로의 안정적 운전이 가능한 하향출력값을 말한다. [신설 2021.7.1.]

130의2. “최소발전용량 이하 운전 시 유지시간”란 최소발전용량 이하 운전 시 출력하한치에서 운전할 수 있는 시간을 말한다. [신설 2022.12.27.]

131. “기준발전기여도”라 함은 성과연동형용량가격계수의 발전기여도 산정에 적용하는 값으로 발전기의 이용률에 따라 산정한 발전기여도 산정의 기준이 되는 지표를 말한다. <개정 2022.5.31.>

132. “운전기여도”라 함은 성과연동형용량가격계수의 발전기여도 산정에 적용하는 값으로 발전기의 제약입찰량 초과 운전시간과 계통제약 운전시간을 평가하여 산정한 지표를 말한다. <개정 2022.5.31.>

133. “응동유연성기여도”라 함은 성과연동형용량가격계수의 발전기여도 산정에 적용하는 값으로 발전기의 기술특성자료를 평가하여 산정한 지표를 말한다.

<개정 2022.5.31.>

134. “기동기여도”라 함은 성과연동형용량가격계수의 발전기여도 산정에 적용하는 값으로 발전기의 기동횟수를 평가하여 산정한 지표를 말한다. <개정 2022.5.31.>

135. “월별 정산단가”란 발전회원의 거래 시간별 발전 전력량(MWh)과 해당 거래시간의 계통한계가격(SMP)을 곱하여 산정한 거래월별 정산금을 해당월의 발전 전력량(MWh)으로 나눈 값을 말한다. [신설 2021.9.18.]

136. “시장기준예비율”이라 함은 공급용량계수(ICF)의 적정공급용량 산정에 적용하는 값으로 용량가격 지급의 기준이 되는 설비예비율을 말한다. [신설 2021.9.18.]

137. “재생에너지전기공급사업자”란 신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법 제2조제2호에 따른 재생에너지를 이용하여 생산한 전기를 전력시장을 거치지 아니하고 전기사용자에게 공급하는 것을 주된 목적으로 하는 자로 전기사업법 제7조의2 제1항에 따라 재생에너지전기공급사업의 등록을 한 자를 말한다. [신설 2021.12.28.]

137의2. “재생에너지전기저장판매사업자”란 「신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법」 제2조제2호에 따른 재생에너지를 이용하여 생산한 전기를 전력시장을 거치지 아니하고 전기저장장치에 저장하여 전기사용자에게 공급하는 것을 주된 목적으로 하는 자로 전기사업법 제7조의2 제1항에 따라 재생에너지 전기저장판매사업의 등록을 한 자를 말한다. [신설 2025.4.9.]

138. “재생에너지직접전력거래”(이하 직접전력거래)란 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자가 전기사업법 제16조의5에 따라 전기사용자에게 직접 재생에너지를 공급하는 방식의 전력거래를 말한다. [신설 2021.12.28.] <개정 2025.4.9.>

139. “직접전력거래계약”이란 재생에너지전기공급사업자 또는 재생에너지전기 저장판매사업자와 전기사용자 사이에 체결되는 직접전력거래에 관한 계약을 말한다. [신설 2021.12.28.] <개정 2025.4.9.>

140. “실효용량”이라 함은 전기저장장치가 입찰한 공급가능용량 중 공급용량으로 인정되어 용량정산금이 지급되는 용량으로 입찰한 공급가능용량에 실효용량비율을 곱하여 산정되는 값을 말한다. [신설 2022.5.31.]

141. “실효용량비율”이라 함은 공급신뢰도 기여도 분석을 통해 전기저장장치 설비용량 중 공급용량으로 실효성이 인정되는 비율을 말한다. [신설 2022.5.31.]

142. “비계통연계 재생에너지직접전력거래”(이하 “비계통연계 직접전력거래”)란 송전 또는 배전사업자의 전기설비와 연결되어 있지 않은 발전기를 활용한 직접전력거래 방식을 말한다. [신설 2022.11.30.]

143. “정상상태 운전모드”란 중앙급전전기저장장치가 평상시 계통주파수를 추종하여 충전 또는 방전하는 운전방식을 말한다. [신설 2022.12.27.]
144. “과도상태 운전모드”란 발전기 고장 등으로 계통주파수가 급격히 하락할 때 즉시 방전하는 운전방식을 말한다. [신설 2022.12.27.]
145. “회복상태 운전모드”란 중앙급전전기저장장치가 과도상태 운전모드로 동작 후 계통주파수의 회복에 따라 방전량을 회수하는 운전방식을 말한다. [신설 2022.12.27.]
146. “속도조정률”이란 발전기 조속기 및 전기저장장치의 주파수 변화에 대한 응답특성을 나타내는 것으로, 정격출력 및 정격주파수에서 순간적인 무부하 운전시 주파수 상승분과 정격주파수와의 비로 계산된다. 단, 중앙급전전기저장장치의 속도조정률은 정상상태 운전모드, 과도상태 운전모드, 회복상태 운전모드로 구분한다. [신설 2022.12.27.]
147. “재생에너지 직접전력거래비율”(이하 “직접전력거래비율”)이란 「신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법」 제2조제2호 가목 내지 바목에 해당하는 재생에너지를 이용하여 전기를 생산하는 발전기가 「재생에너지전기의 직접전력거래 등에 관한 고시」 제5조제5항에 따라 시간대별 거래량 중 일부를 직접전력거래를 위하여 공급하는 비율을 말한다. [신설 2022.12.27.] <개정 2025.4.9.>
148. “하향예비력”이란 전력수급의 균형을 유지하기 위하여 발전력을 감축하거나 전력수요를 증대할 수 있는 용량을 말하며, 하향주파수예비력을 포함한다. [신설 2023.9.26.]
- 148의2. “하향주파수예비력”이란 하향예비력 중 자동발전제어(AGC) 또는 원격출력제어 운전 등을 통해 10분 이내 응답하여 30분 이상 유지할 수 있는 예비력을 말한다. [신설 2023.9.26.]
149. “제3자간 전력거래”란 「전기사업법 시행령」 제19조제1항제3호에 따라 산업통상자원부장관이 정한 요건을 갖춘 발전사업자가 생산한 전력을 전기판매사업자에게 직접 공급하는 거래를 체결하고, 해당 전력을 전기판매사업자가 산업통상자원부장관이 정한 요건을 갖춘 전기사용자에게 공급하는 계약을 체결하여 전력을 거래하는 것을 말한다. [신설 2024.2.13.]
150. “지역냉난방 구역전기사업자”란 집단에너지사업법 시행령 제2조제1항제1호에 해당하는 사업자 중 전기사업법 제92조의2에 따른 의제 구역전기사업자를 말한다. [신설 2025.1.8.]
151. “산업단지 구역전기사업자”란 집단에너지사업법 시행령 제2조제1항제2호에 해당하는 사업자 중 전기사업법 제92조의2에 따른 의제 구역전기사업자를 말한다. [신설 2025.1.8.]
152. “책임공급비율”이란 구역전기사업자가 특정 공급구역내 전력수요에 맞춰

의무적으로 공급해야 하는 발전량의 비율로, 구역 내 전력수요 대비 구역전기 발전기 발전량의 백분율(%)을 말한다. [신설 2025.1.8.]

153. “전력계통 운영방안”이란 주어진 가용자원을 활용하여 전력계통이 안정적으로 유지되도록 운영계획을 수립하는 절차로서 송·변전설비의 구성 변경, 고장과급방지시스템 운영, 주요 송전선로 제약, 발전설비 제약 등을 결정하는 것을 말한다. [신설 2025.2.11.]

154. “복지특례할인비용”이란 전기판매사업자의 약관에서 정하는 바에 따라 사회적·정책적 배려계층에 대한 에너지복지 명목의 전기요금 감액을 제공하는 데 소요된 비용 및 전기요금특례 등 특정산업·분야 지원 목적으로 관련 전기사용자에게 할인을 제공하는데 소요된 금액을 말한다. [신설 2025.4.9.]

155. “분산에너지사업자”란 분산에너지사업을 영위하는 자로서 분산에너지 활성화 특별법(이하 “분산에너지법”이라 한다.) 제8조에 따라 분산에너지사업의 등록을 한 자 또는 동법 제8조제1항 각호 외의 부분 단서에 따라 분산에너지사업의 등록을 한 것으로 보는 자를 말한다. [신설 2025.7.10.]

156. “분산에너지 특화지역”(이하 “분산특구”라 한다.)이란 분산에너지법 제36조에 따라 지정·고시된 지역을 말한다. 다만, 구역전기 공급구역의 일부가 분산특구에 포함되는 경우에는 해당 구역전기 공급구역 전체를 포함한다. [신설 2025.7.10.]

157. “중앙급전 분산특구발전기”란 분산특구 내 전기사용자에게 공급하고 남은 20MW 초과 공급가능용량을 입찰하고자 하는 분산에너지사업자의 발전기를 말한다. [신설 2025.7.10.]

158. “분산특구 전력 직접거래”란 분산에너지법 제43조 제1항에 따라 분산에너지사업자가 전력시장을 거치지 아니하고 직접 전기사용자에게 전기를 공급하기 위해 전기사용자와 체결한 전력거래 형태를 말한다. [신설 2025.7.10.]

제1.1.3조(적용 범위) ① 이 규칙은 한국전력거래소(이하 “전력거래소”라 한다)가 운영하는 전력시장 및 전력계통에서의 전력거래와 전력계통 운영에 적용한다.

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

③ 전력거래소의 회원이 아닌 자로서 전력거래소가 운영하는 전력계통에 연결된 전기설비를 운영하는 전기사업자 및 자가용전기설비설치자는 이 규칙 제5장을 준수하여야 한다. <개정 2010.6.30>

④ 법 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. 단, 전력거래소가 전력계통의 신뢰도 확보를 위해 별도 요청할 경우에는 별표12를 준수하여야 한다. <개정 2003.11.11, 2010.6.30>

⑤ 이 규칙에서 특별히 정하지 않은 경우 구역전기사업자의 전력거래 중 공급 부문에 대해서는 발전사업자에 관한 규정을 적용하고 구매부문에 대해서는 판매사업자에 관한 규정을 적용한다.[신설 2005.1.21] <조번호변경 2007.7.23.>

⑥ 이 규칙에서 특별히 정하지 않은 경우, 발전사업자의 중앙급전전기저장장치의 운영에 대해서는 중앙급전발전기에 관한 규정을, 비중앙급전전기저장장치의 운영에 대해서는 비중앙급전발전기에 관한 규정을 적용하고, 전기저장장치의 방전전력은 발전기의 발전전력으로 본다. [신설 2016.5.12.]

제1.1.4조(기호 및 변수) 이 규칙에서 사용되는 기호 및 변수의 명칭, 약어, 단위와 그 내용은 별표 1과 같다. <조번호변경 2007.7.23>

제1.1.5조(전력거래소 등의 책무) 전력거래소는 전기사용자의 부담이 최소화되도록 경제적이고 안정적으로 전력시장 및 전력계통을 운영하여야 하며 전기사업자와 수요관리사업자는 이에 협조하여야 한다. <조번호변경 2007.7.23.> <개정 2014.11.3.>

제2절 전력거래자, 직접전력거래자 및 발전기 등록

<개정 2022.5.31.> <절제목 변경 2022.11.30>

제1.2.1조(등록의무) ① 전력시장에서 전력거래를 하고자 하는 자(이하 “전력거래자”라 한다), 직접전력거래를 하고자 하는 자(이하 “직접전력거래자”라 한다) 및 분산특구 내 전기사용자와 전력 직접거래를 하고자 하는 자(이하 “분산특구 전력 직접거래자”라 한다)는 다음 각 호 및 각 목의 분류에 의하여 전력거래소에 그 자격 및 설비에 대한 등록을 하여야 한다. <개정 2022.5.31., 2022.11.30., 2025.7.10.>

1. 전력거래자

가. 판매사업자

나. 발전사업자

다. 구역전기사업자

라. 자가용전기설비설치자

마. 직접구매자

바. 수요관리사업자 [신설 2014.11.3.] <번호변경 2022.11.30.>

사. 중개사업자 [신설 2018.12.12.] <번호변경 2022.11.30.>

아. 분산에너지사업자 [신설 2025.7.10.]

2. 직접전력거래자

가. 재생에너지전기공급사업자 [신설 2022.5.31.] <번호변경 2022.11.30.>

나. 발전사업자(직접전력거래를 목적으로 발전기를 설치한 자)

다. 재생에너지전기저장판매사업자 [신설 2025.4.9.]

3. 분산특구 전력 직접거래자 [신설 2025.7.10.]

가. 분산에너지사업자

나. 발전사업자(분산특구내 전력 직접거래를 목적으로 발전기를 설치한 자)

② 전력거래자, 직접전력거래자 및 분산특구 전력 직접거래자가 제1항 각 호 및 각 목에 대해 2가지 이상의 자격으로 전력거래를 하고자 할 경우에는 2가지 이상의 자격에 대하여 각각 별도로 등록을 하여야 한다. 발전기를 보유하거나 설치 예정인 분산에너지사업자가 전력거래자로서 전력시장에서 전력거래를 하고자 하는 경우에는 제1항 제1호 나목과 아목에 대하여 각각 등록하여야 한다. <개정 2022.5.31., 2025.7.10.>

③ 제1항 제6호의 수요관리사업자의 등록은 제12장의 규정을 따른다.[신설 2014.11.3.]

④ 제1항 제7호의 중개사업자의 등록은 소규모전력중개시장운영규칙(이하 “중개시장운영규칙”이라 한다) 제17조의 규정에서 정한 바에 따른다. [신설 2018.12.12.]

제1.2.2조(등록신청) ① 전력거래자의 등록을 하고자 하는 자는 제1.2.3조 제1항의 등록 신청서류를 갖추어 전력거래 개시 6개월 전까지 전력거래소에 전력거래자의 등록을 신청하여야 한다.

② 발전기 및 전기저장장치의 등록을 하고자 하는 자는 제1.2.3조 제2항의 등록 신청서류를 갖추어 전력거래 개시 6개월 전까지 전력거래소에 발전기 및 전기저장장치의 등록을 신청하여야 한다. <개정 2016.5.12.>

③ 전력거래소 회원은 연회비와 등록비를 전력거래소에 납부하여야 하며, 연회비는 전력거래소 회원의 자격이 유효한 기간 동안 매년 납부하여야 한다. [신설 2010.11.30]

④ 연회비 및 등록비 부과금액은 전력거래소에서 별도로 정하는 바에 따른다. [신설 2010.11.30.]

⑤ 직접전력거래자의 등록을 하고자 하는 자는 제1.2.3조 제3항의 등록 신청서류를 갖추어 해당 계약에 따른 최초 전력공급 예정일로부터 최소 6개월전까지 전력거래소에 직접전력거래자의 등록을 신청하여야 한다. 단, 제3자간 전력거래를 목적으로 하는 발전사업의 경우 직접전력거래자의 절차에 따라 등록신청하여야 한다. [신설 2022.5.31.] <개정 2022.11.30., 2024.2.13.>

제1.2.3조(등록 신청서류) ① 전력거래자의 등록에 필요한 신청서류는 다음 각 호와 같으며, 전자문서로 제출하는 것을 원칙으로 한다. <개정 2021.1.1., 2022.12.27.>

1. 판매사업자

가. 별지 제78호서식의 등록신청서

나. 전기판매사업허가증 사본

다. 부가가치세법 제8조 제7항에 의한 사업자등록증 사본 <개정 2022.12.27.>

라. <삭제 2022.12.27.>

2. 발전사업자(자가용전기설비설치자 포함)

가. 별지 제79호서식의 등록신청서

나. 발전사업허가증 사본(자가용전기설비 설치자는 자가용전기설비공사 공사계획 인가서 또는 신고서 사본)

다. 부가가치세법 제8조 제7항에 의한 사업자등록증 사본 <개정 2022.12.27.>

라. <삭제 2022.12.27.>

3. 구역전기사업자

가. 별지 제78호서식의 등록신청서

나. 구역전기사업허가증 사본

다. 부가가치세법 제8조 제7항에 의한 사업자등록증 사본 <개정 2022.12.27.>

라. <삭제 2022.12.27.>

4. 직접구매자

가. 별지 제78호서식의 등록신청서

나. 부가가치세법 제8조 제7항에 의한 사업자등록증 사본 <개정 2022.12.27.>

다. <삭제 2022.12.27.>

② 발전기 및 전기저장장치의 등록에 필요한 등록신청서 및 첨부서류는 다음 각 호와 같다. <개정 2022.12.27.>

1. 별지 제80호서식의 발전기 등록신청서 또는 별지 제 80-1호서식의 전기저장장치 등록신청서 <개정 2016.5.12., 2022.11.30., 2022.12.27.>

2. 전기사업허가증 사본(자가용전기설비 설치자, 재생에너지전기저장판매사업자는 자가용전기설비공사 공사계획 인가서 또는 신고서 사본) <개정 2025.4.9.>

③ 직접전력거래자의 등록에 필요한 등록신청서 및 첨부서류는 다음 각 호와 같다. 단, 부가가치세법 제8조 제7항에 의한 사업자등록증 사본, 시장은행 통장 사본 및 사용 인감 증명서는 별표8에 따라 전자문서로 제출하는 것을 원칙으로 한다. [신설 2022.5.31.] <개정 2022.11.30.>

1. 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자 <개정 2025.4.9.>

가. 별지 제78-1호 서식의 등록신청서

나. 전기사업법 시행규칙 제7조의2 제6항에 따른 전기신사업등록증 사본

다. 부가가치세법 제8조 제7항에 의한 사업자등록증 사본

라. <삭제 2022.08.00.>

마. 별지 제80-1호 서식의 등록신청서(재생에너지전기저장판매사업자만 제출한다.)

2. 발전사업자

가. 별지 제78-1호서식의 등록신청서

나. 발전사업허가증 사본

다. 부가가치세법 제8조 제7항에 의한 사업자등록증 사본

라. <삭제 2022.08.00.>

제1.2.4조(발전기의 등록기준) ① 발전기의 등록은 1기의 발전기에 대하여 1개의 등록을 원칙으로 한다. 다만, 다음 각호의 경우에는 2기 이상의 발전기를 1기의 발전기로 본다. <개정 2013.10.1.>

1. 동일 수계(저수지)를 이용하고 동일한 모선에 연결되어 있는 수력 및 양수 발전기
 2. 동일한 주변압기에 연결된 발전기
 3. 복합모드로 운전이 가능한 발전기
 4. 집합전력자원 [신설 2018.12.12.]
- ② 발전기 1기의 설비용량이 20MW를 초과하는 경우에는 중앙급전발전기로, 20MW 이하의 경우에는 비중앙급전발전기로 등록하여야 한다. 다만, 다음 각호의 경우에는 비중앙급전발전기로 등록한다.
1. 발전기 기동정지, 출력증가/감소 등 급전지시에 따라 운전할 수 없는 발전기
 2. 중앙급전 구역전기발전기를 제외한 제2.1.1.3조의 규정에 의하여 발전기의 비용요소를 결정할 수 없는 발전기 <개정 2019.1.2.>
 3. 자가용 발전기
 4. 설비용량 20MW 이하 및 산업단지 구역전기사업자의 발전기 <개정 2019.1.2., 2025.1.8.>
 5. 신에너지및재생에너지개발·이용·보급촉진법 제2조의 규정에 의한 신재생에너지 (수력, 제주지역 바이오중유, 석탄가스화 복합발전(IGCC) 제외)를 이용하여 전기를 생산하는 발전기 <개정 2019.4.2., 2021.12.28.>
 6. 집합전력자원 [신설 2018.12.12.]
 7. 분산에너지사업자의 발전기(중앙급전분산특구발전기 제외) [신설 2025.7.10.]
- ③ 제1항 및 제2항에 따라 등록된 발전기 또는 등록기준에 적합한 신규발전기 중 열과 전기를 동시에 생산할 수 있으나 운전모드(열공급 또는 전기공급) 전환이 불가능한 발전기는 해당 발전기의 공급구역내 열수요 및 설비특성을 고려하여 중앙급전발전기와 비중앙급전발전기 등록을 3년 단위로 변경할 수 있다. [신설 2012.12.31]
1. 최초로 등록을 할 경우에는 중앙급전발전기 또는 비중앙급전발전기를 선택할 수 있다.
 2. 발전기 등록을 변경하고자 하는 경우에는 이전 등록일이 포함된 해당월로부터 3년이 경과한 익월부터 적용된다.
 3. 변경하고자 하는 사업자는 변경시점으로부터 3개월 전까지 신청해야 한다.
 4. 비중앙급전발전기에서 중앙급전발전기로 변경을 할 경우에는 중앙급전발전기 등록요건을 충족해야 한다.
- ④ 설비용량 20MW 초과 구역전기발전기는 해당 발전기의 공급구역내 열·전기 수요 및 설비특성을 고려하여 중앙급전발전기와 비중앙급전발전기 등록을 1년 단위로 변경할 수 있다. [신설 2019.1.2.]
1. 최초로 등록을 할 경우에는 중앙급전발전기 또는 비중앙급전발전기를 선택

할 수 있다.

2. 발전기 등록을 변경하고자 하는 경우에는 이전 등록일이 포함된 해당월로부터 1년이 경과한 익월부터 적용된다.

3. 변경하고자 하는 사업자는 변경시점으로부터 3개월 전까지 신청해야 한다.

4. 비중앙급전발전기에서 중앙급전발전기로 변경을 할 경우에는 중앙급전발전기 등록 요건을 충족해야 한다.

⑤ 제1항 및 제2항에 따라 등록된 발전기가 직접전력거래비율이 적용되는 경우 사용전검사확인증에 기재된 설비용량(이하 “전체 설비용량”)에서 직접전력거래비율이 적용된 설비용량(이하 “직접전력거래대상 설비용량”)을 제외한 설비용량(이하 “전력시장거래대상 설비용량”)이 2만킬로와트를 초과해야 한다. [신설 2022.12.27.]

⑥ 분산에너지사업자의 열공급 발전기는 분산특구 내 열·전기수요 및 설비특성을 고려하여 중앙급전발전기와 비중앙급전발전기 등록을 1년 단위로 변경할 수 있다. [신설 2025.7.10.]

1. 발전기 등록 변경 시 이전 등록일이 포함된 해당 월로부터 1년이 경과한 익월부터 적용

2. 변경하고자 하는 사업자는 변경 시점으로부터 3개월 전까지 신청

3. 비중앙급전발전기에서 중앙급전발전기로 변경 시 중앙급전발전기 등록 요건 충족 필요

제1.2.4조의2(전기저장장치의 등록기준) ① 전기저장장치의 등록은 1기의 전기저장장치에 대하여 1개의 등록을 원칙으로 한다. 다만, 동일한 주변압기에 연결된 2기 이상의 전기저장장치는 1기로 본다.

② 전기저장장치의 중앙급전 등록 여부는 다음 각 호에 따라 결정한다.

1. 전기저장장치 1기의 최대방전용량이 10MW를 초과하고, 최대운전시간이 2시간 이상인 경우 중앙급전전기저장장치로, 그 외의 경우에는 비중앙급전전기저장장치로 등록한다. 단, 1차예비력서비스만 제공할 경우 부칙의 별도기준을 충족시키는 경우 중앙급전전기저장장치로 등록한다. <개정 2017.12.29., 2022.12.27.>

2. 제1호에도 불구하고 다음 각 목에 해당할 경우 비중앙급전전기저장장치로 등록한다.

가. 기동정지, 출력조정 등 급전지시에 따라 운전할 수 없는 전기저장장치

나. 자가용 전기저장장치

다. 재생에너지전기저장판매사업자의 전기저장장치 <신설 2025.4.9.>

[본조신설 2016.5.12.]

제1.2.5조(등록 및 최초 거래승인) ① 전력거래소는 제1.2.2조 제1항 및 제5항의 전력거래자 및 직접전력거래자 등록신청에 대하여 다음 각 호의 경우를 제외하고는 전력거래개시 예정 3영업일 전까지 등록을 완료하여야 한다. <개정 2021.1.1., 2022.5.31., 2022.11.30., 2024.2.13.>

1. 신청서의 첨부서류가 제출되지 아니한 경우
2. 신청서에 기재한 내용이 첨부서류와 일치하지 아니한 경우
3. 법, 규칙 및 고시에서 정한 전력거래에 관한 요건을 갖추지 아니한 경우
<개정 2022.5.31.>

② 전력거래자는 발전기 및 전기저장장치의 아래 각 호의 요건을 충족하여 전력거래 개시 예정 3영업일 전까지(비중양급전발전기일 경우 1영업일 전까지) 문서로 최초전력거래개시 승인을 전력거래소에 요청하여야 하며, 전력거래소는 아래 각 호를 모두 만족할 경우 최초전력거래개시 승인을 하여야한다. <개정 2024.2.13.>

1. 신청서의 첨부서류 제출
2. 신청서에 기재한 내용이 첨부서류와 일치
3. 등록하고자 하는 설비가 법 및 규칙에서 정한 설비요건 충족
4. 규칙에 따른 설비의 계통연결을 위한 기술검토 완료
5. 제4.1.5조에 따른 계량설비 봉인

③ 제2항에도 불구하고 태양광발전기는 제2항 각 호의 요건을 충족한 당일(이하 충족일)부터 최초전력거래개시 승인일로 인정될 수 있다. 단, 태양광발전사업자는 충족일부터 10영업일 이내에 문서로 최초전력거래개시 승인을 요청하여 전력거래소로부터 충족일을 최초전력거래개시 승인일로 지정받아야 한다. <항번호변경 및 개정 2024.2.13.>

④ 전력거래소는 최초전력거래개시 승인 요청을 한 발전기 및 전기저장장치 중에서 제2항 각호의 요건을 충족하지 않았음을 확인한 경우 발전사업자와 송·배전사업자에게 문서로 통보하여야 하며, 발전사업자와 송·배전사업자는 제2항 각호의 요건이 충족되었음을 전력거래소로부터 문서로 통보받을 때까지 전력공급을 중단하도록 계통분리 등의 조치를 하여야 한다. [신설 2024.2.13.]

⑤ 전력거래소는 제2항 또는 제3항에 따라 최초전력거래개시승인을 한 경우 문서로 최초전력거래개시가 승인되었음을 전력거래자에게 통보하여야 하며, 통보시 제1.2.2조 제2항에 따른 등록이 완료된 것으로 본다. <항번호변경 및 개정 2024.2.13.>

제1.2.6조(등록변경에 대한 준용) 제1.2.1조 내지 제1.2.5조에 관한 규정은 전력거래자, 직접전력거래자, 재생에너지전기공급사업자, 재생에너지전기저장판매사업자, 발전기 및 전기저장장치 등록변경에 관하여 이를 준용한다. 단, 집합전력자

원의 등록변경은 중개시장운영규칙 제26조의 규정에서 정한 바에 따른다. <개정 2016.5.12., 2018.12.12., 2022.5.31., 2022.11.30., 2025.4.9.>

제1.2.7조(등록의 말소 신청) ① 전력거래자 및 직접전력거래자가 사업을 폐업하고자 하는 경우에는 3 개월 전까지 전력거래소에 전력거래자 및 직접전력거래자가 등록 및 설비 등록의 말소를 신청하여야 한다. <개정 2022.11.30.>

② 전력거래자 및 직접전력거래자가 보유한 설비를 폐지하고자 하는 경우에는 3개월 전까지 전력거래소에 설비등록의 말소를 신청하여야 한다. <개정 2022.11.30.>

③ 중개사업자 및 집합전력자원 등록의 말소 신청은 중개시장운영규칙 제18조 제1항과 제27조 제1항 내지 제2항의 규정에서 정한 바에 따른다. [신설 2018.12.12.]

제1.2.8조(등록의 말소) ① 전력거래소는 제1.2.7조에 따른 전력거래자 및 직접전력거래자의 등록말소 신청에 대하여 특별한 사정이 없는 한 해당 전력거래자 및 직접전력거래자의 사업의 폐지 또는 설비의 폐지와 동시에 등록을 말소하여야 한다. <개정 2022.11.30.>

② 전력거래소는 전력거래자 및 직접전력거래자가 사업을 폐지하였는데도 불구하고 전력거래자 및 직접전력거래자 등록말소를 신청하지 아니한 경우 직권으로 전력거래자 및 직접전력거래자, 설비 등록을 말소할 수 있다. <개정 2022.11.30.>

③ 중개사업자 및 집합전력자원 등록의 말소는 중개시장운영규칙 제18조 제2항 내지 제3항과 제27조 제3항의 규정에서 정한 바에 따른다. [신설 2018.12.12.]

제1.2.9조(판매사업자와 전력수급계약을 체결한 발전사업자에 대한 준용) 제1.2.1조 내지 제1.2.8조의 전력거래자, 발전기 및 전기저장장치 등록에 관한 규정은 법부칙<제6283호, 2000.12.23.> 제8조에 의하여 판매사업자와 전력거래를 하는 발전사업자에게 준용한다. <개정 2016.5.12.>

제2장 가격결정 <본장제목개정 2021.1.1.>

제1절 발전비용 평가절차

제1관 발전비용의 결정

제2.1.1.1조(발전기 및 전기저장장치 운전비용 등 자료 제출 및 심사) <본조 제목 변경 2022.12.27.> ① 중앙급전 구역전기발전기를 제외한 중앙급전발전기 및 중앙급전 전기저장장치를 보유한 발전사업자로서 전력시장에 전력을 공급하고자 하는 자는 발전기가 생산하는 전력 및 전기저장장치가 방전하는 전력의 시장가격의 계산, 설비의 기동·정지 및 급전을 결정하기 위하여 필요한 각 설비의 운전비용 및 기술적 특성자료를 다음 각항에 정해진 기한까지 제출하여야 한다. 단, 송전사업자는 송전사업자용 전기저장장치의 특성자료를 제출하여야 한다. <개정 2009.06.30., 2015.5.7., 2016.5.12., 2019.1.2., 2019.5.31., 2020.10.1., 2022.12.27., 2025.2.11.>

② 발전기 운전비용과 관련된 자료는 실 근무일 기준으로 다음 각 호의 기한까지 전력거래소에 제출하여야 한다. 다만, 한국가스공사 LNG를 사용하는 발전기는 1호의 열량단가 자료를 제출하지 아니할 수 있다. <개정 2006.12.26., 2009.06.30., 2019.5.31.>

1. 연료의 열량단가(FC_i , 원/Gcal) : 매달 말일기준 9일전 <개정 2019.5.31.>

2. 기동비용(SUC_i) : 판매사업자가 공표한 기본공급약관 별표3의 계절별·시간대별 구분표에 따른 계절 시작월의 2개월 전 말일 <조문이동 2019.5.31., 개정 2020.10.1., 2021.9.18.>

③ 다음 각 호의 자료는 특별한 사유로 인해 변경이 필요한 경우 매달 말일 기준 9일전(실근무일 기준)까지 제출하여야 한다. 단, 석탄발전기의 경우 미분기 운전 대수를 고려한 보조서비스 특성자료를 제출하여야 한다. <개정 2006.12.26., 2010.11.30., 2019.5.31., 2021.12.28.>

1. 발전기 운전비용 관련 자료

가. 발전기 출력과 소비열량의 관계를 표시하는 계수로서, 열소비상수($NLHC_i$), 1차열소비계수(LHC_i), 2차열소비계수(QHC_i)를 포함하는 입출력특성곡선식의 계수 <개정 2019.5.31., 2020.10.1., 2021.1.1.>

$$H_i = QHC_i P_i^2 + LHC_i P_i + NLHC_i$$

여기서,

H_i : 발전기 i 의 사용열량 (Gcal/hr), P_i : 발전기 i 의 출력 (MW)

단, 다조합 복합발전기의 경우, 가스터빈 및 스팀터빈발전기의 각 운전조합별 열소비상수($NLHC_{i,n:1}$), 1차열소비계수($LHC_{i,n:1}$), 2차열소비계수($QHC_{i,n:1}$)를 포

합하는 입출력특성곡선식의 계수

$$H_{i,n:1} = QHC_{i,n:1}P_i^2 + LHC_{i,n:1}P_i + NLHC_{i,n:1}$$

여기서,

$H_{i,n:1}$: 다조합 복합발전기 i의 각 n:1 운전조합에서의 사용열량(Gcal/hr)

P_i : 다조합 복합발전기 i의 출력 (MW)

$QHC_{i,n:1}$: 다조합 복합발전기 i의 n:1 운전조합 입출력특성곡선식의 2차열소비계수

$LHC_{i,n:1}$: 다조합 복합발전기 i의 n:1 운전조합입출력특성곡선식의 1차열소비계수

$NLHC_{i,n:1}$: 다조합 복합발전기 I의 n:1 운전조합 입출력특성곡선식의 열소비상수

<개정 2021.1.1.>

나. 열공급발전기의 열과 전기 생산비율(열전비) [신설 2016.5.12.] <조문이동 2020.10.1.>

2. 발전기 기술적 특성자료 <개정 2020.10.1., 2022.12.27.>

가. 급전관련 특성자료

- 1) 최대발전용량(Maximum Generating Capability, MGCI)
- 2) 최소발전용량(Minimum Generation, MGI)
- 3) 출력증가율
- 4) 출력감소율
- 5) 기타 제약사항 <개정 2022.11.30.>
- 6) 최소발전용량 이하 운전 시 출력하한치(옵션)
- 7) 최소발전용량 이하 운전 시 유지시간(옵션)

나. 기동·정지관련 특성자료 <개정 2024.3.28.>

- 1) 열간/온간/냉간 기동소요시간
- 2) 열간/온간/냉간 최소발전용량도달시간
- 3) 열간-온간 천이시간
- 4) 온간-냉간 천이시간
- 5) 계통분리시간
- 6) 최소운전시간(Minimum Up Time, MUTi)
- 7) 최소정지시간(Minimum Down Time, MDTi)
- 8) 복합발전기 GT 단독운전 가능여부
- 9) 복합발전기 최소출력 기준 GT 대수
- 10) 일일/연간 최대기동 횟수
- 11) 기타 기동·정지 제약사항

3. 발전기 보조서비스 특성자료 <개정 2020.10.1.>

- 1) 주파수추종 운전범위(최대, 최소)
 - 2) 부동대
 - 3) 속도조정률
 - 4) 자동발전제어 운전범위(최대, 최소)
- ④ 발전사업자는 전기저장장치의 운전비용 및 기술적 특성 자료에 대해 다음의 자료를 작성하여 매 분기가 시작하기 1개월 전까지(시운전의 경우에는 최초 계통연결 전월 20일까지) 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2016.5.12.]
1. 전기저장장치 운전비용 관련 자료
 - 가. 전기저장장치 기동과 관련되어 소요되는 비용으로서, 원(Won)단위 양(陽)의 정수로 표시되는 기동비용(SUCi)
 2. 전기저장장치 기술적 특성자료
 - 1) 기동소요시간
 - 2) 최대방전용량
 - 3) 최소방전용량
 - 4) 최대충전용량
 - 5) 최소충전용량
 - 6) 최대저장전력량
 - 7) 최소저장전력량
 - 8) 출력 수준별 출력증가율 4개 이하
 - 9) 출력 수준별 출력감소율 4개 이하
 - 10) 최대운전시간
 - 11) 운전주기효율
 3. 전기저장장치 보조서비스 특성자료
 - 1) 주파수추종 운전범위
 - 2) 부동대
 - 3) 원격출력제어 운전범위
 - 4) 정상상태 운전모드 속도조정률
 - 5) 과도상태 운전모드 속도조정률
 - 6) 회복상태 운전모드 속도조정률
 - 7) 과도상태 판단기준
 - 8) 과도상태 운전모드 지속시간
 - 9) 과도상태 운전모드 시간지연
 - 10) 최대 방전용량 도달시간
 - 11) 회복상태 판단기준
- <개정 2022.12.27.>
- ⑤ 제4항에도 불구하고, 전기저장장치의 기술적 특성자료 항목, 제출 빈도 및

기한은 계통평가위원회에서 달리 정할 수 있다. [신설 2016.5.12.] <개정 2019.12.31., 2021.7.1.>

⑥ 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치를 보유한 발전사업자 및 송전사업자는 당해연도 6월부터 다음연도 5월까지의 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치의 상업운전개시 및 폐지 계획을 당해연도 4월말까지 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2006.12.26.] <항번호 변경 및 개정 2016.5.12.> <개정 2017.12.29.>

⑦ 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치를 보유한 발전사업자 및 송전사업자가 제1항의 규정에 의하여 제출하는 운전비용 자료는 제2.2.1.1조의 규정에 의한 비용평가위원회의 심사를, 기술적특성 자료 및 보조서비스 특성자료는 제 5.10.1조의 규정에 의한 계통평가위원회의 심사를 거쳐야 한다. <개정 2006.12.26., 2015.5.7.> <항번호 변경 및 개정 2016.5.12., 2019.12.31., 2020.10.1., 2021.7.1.>

⑧ 중앙급전발전기를 보유한 발전사업자는 직전년도 온실가스 배출량 자료를 차기연도 6월10일까지 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2022.5.31.]

제2.1.1.2조(자료의 제출) ① 제2.1.1.1조의 규정에 의한 발전기 및 전기저장장치의 운전비용 등 자료는 전력거래시스템을 이용하여 전력거래소에 제출하여야 한다. 다만, 전력거래시스템의 장애 등으로 이용 불가시에는 별지 서식에 의거 제출할 수 있다. <개정 2003.11.11., 2016.5.12.> <항번호 추가 2019.5.31.>

② 제2.1.1.1조의 2항에 의한 자료는 다음 각 호에 따라 제출한다. [신설 2019.05.31.]

1. <삭제 2019.05.31.>

1. 자료항목 <호번호 변경 2019.05.31.>

가. 발전기별 1차연료 열량단가(1차연료가 2개 이상인 발전기는 각 1차연료의 열량단가) 및 2차연료의 열량단가

나. 발전기별 1차연료 기동비용(1차연료가 2개 이상인 발전기는 각 1차연료의 기동비용) 및 2차연료의 기동비용 <삭제 2006.12.26.> <개정 2019.05.31.>

2. 제출양식 : 별지 제1호 내지 2호, 제4호 내지 6호 서식<개정 2006.12.26., 호번호 변경 및 개정 2019.05.31.>

③ 제2.1.1.1조의 3항 내지 4항에 의한 자료는 다음 각 호에 따라 제출한다. <항번호 변경 및 개정 2019.05.31.>

1. <삭제 2019.05.31.>

1. 자료항목 <호번호 변경 2019.05.31.>

가. 발전기별 1차연료의 발전기 입출력 특성계수 및 가동변수(1차연료가 2개 이상인 발전기는 1차연료 각각의 발전기 입출력 특성계수 및 가동변수) <개정

2019.05.31>

나. 발전기별 2차연료(LNG를 주연료로 사용하는 발전기의 경우)의 발전기 입출력 특성계수 및 가동변수 <개정 2019.05.31.>

다. 제2.1.1.1조 제4항에 따른 중앙급전전기저장장치의 기술특성자료 [신설 2016.5.12.]

2. 제출양식 : 별지 제7호 내지 제7-1호 서식 <개정 2016.5.12.> <호번호 변경 및 개정 2019.05.31.>

④ 제2.1.1.1조의 6항에 의한 자료는 다음 각 호에 따라 제출한다. [신설 2006.12.26.] <항번호 변경 및 개정 2019.05.31.>

1. <삭제 2019.05.31.>

1. 자료항목 : 당해연도 6월부터 다음연도 5월까지의 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치의 상업운전개시 및 폐지 계획 <개정 2016.5.12., 2017.12.29.> <호번호 변경 2019.05.31.>

2. 제출양식 : 별지 제36호서식 <호번호 변경 2019.05.31.>

⑤ 제1항 및 제2항 자료의 증빙을 위한 서류는 별도로 제출하여야 한다. <항번호변경 2006.12.26.> <개정 2016.5.12.> <항번호 변경 2019.05.31.>

⑥ 제2항 제1호 가목의 1차연료가 2개 이상인 발전기의 경우 사용연료 변경시는 발전사업자는 실근무일 기준 3일전까지 이를 전력거래소에 통지하여야 한다. [신설 2003.11.11] <항번호변경 2006.12.26., 항번호 변경 및 개정 2019.05.31.>

⑦ 발전기의 연료 변경(LNG를 주 연료로 사용하는 발전기의 경우)이 발생하였을 경우에는 그에 대한 관련 자료를 전력거래소에 제출하여야 한다. <항번호변경 2006.12.26., 2019.05.31.>

⑧ 한국가스공사 공급 LNG발전기의 초과부가금이 발생하였을 경우에는 그에 대한 관련 자료를 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2012.5.31] <항번호 변경 2019.05.31.>

1. 제출시기 : 초과부가금 발생 익월, 말일기준 9일전(실근무일 기준)까지

2. 자료항목 : 비용평가위원회의 초과부가금 정산인정 여부를 심의하기 위해 필요한 근거자료

⑨ 복합모드로 운전가능한 발전기는 전력거래 정산에 필요한 경우 추가로 입출력특성계수, 기동비용 등 운전비용 및 기술적 특성자료를 제출할 수 있다. [신설 2016.5.12.] <항번호 변경 2019.05.31.>

⑩ 열공급발전기는 전기생산 기준(전기모드)와 열과 전기 동시 생산기준(열병합 모드) 입출력특성계수를 제출할 수 있으며, 세부사항은 비용평가세부운영규정에서 정한 바에 따른다. [신설 2016.5.12.] <항번호 변경 2019.05.31.>

⑪ 열공급발전기는 열과 전기 생산비율을 제출할 수 있으며, 세부사항은 비용평

가세부운영규정에서 정한 바에 따른다. [신설 2016.5.12.] <항번호 변경 2019.05.31.>

⑫ 제2.1.1.1조의 3항 내지 4항의 기술적 특성자료 및 보조서비스 특성자료에 관한 세부사항은 계통평가세부운영규정에서 정한 바에 따른다. [신설 2020.10.1.] <개정 2021.7.1.>

제2.1.1.3조(발전기 발전비용 요소) 전력거래소는 제2.1.1.1조 제2항 내지 제3항의 규정에 의하여 정해진 발전기별 운전비용 자료를 이용하여 다음 각호에서 정한 바와 같이 각 발전기의 발전비용 요소를 결정하여야 한다. <개정 2004.9.24., 2006.12.26., 2019.05.31.>

1. 기동비용(SUC_i) : 발전기 기동에 소요되는 비용으로, 각 발전기의 발전비용 계산에 이용된다.

여기서, 다조합 복합발전기의 기동비용(SUC_i)은 개별 가스터빈발전기의 기동비용($GSUC_i$)과 스팀터빈발전기의 기동비용($SSUC_i$)의 합으로 산정한다.

2. 가격상수($NLPC_i$) : 열소비상수($NLHC_i$)와 연료열량단가(FC_i)의 곱으로서 발전기의 발전비용계산에 이용된다.

$$NLPC_i = NLHC_i \times FC_i$$

여기서, 다조합 복합발전기의 각 운전조합별 가격상수($NLPC_{i,n:1}$)는 제2.1.1.1조 3항의 각 운전조합의 열소비상수($NLHC_{i,n:1}$)와 열량단가(FC_i)의 곱으로 계산한다.

$$NLPC_{i,n:1} = NLHC_{i,n:1} \times FC_i$$

3. 1차증분가격계수(LPC_i) : 1차열소비계수(LHC_i)와 연료열량단가의 곱으로서 발전기의 발전비용계산에 이용된다.

$$LPC_i = LHC_i \times FC_i$$

여기서, 다조합 복합발전기의 각 운전조합별 1차증분가격계수($LPC_{i,n:1}$)는 제2.1.1.1조 3항의 각 운전조합의 1차열소비계수($LHC_{i,n:1}$)와 열량단가(FC_i)의 곱으로 계산한다.

$$LPC_{i,n:1} = LHC_{i,n:1} \times FC_i$$

4. 2차증분가격계수(QPC_i) : 2차열소비계수(QHC_i)와 연료열량단가의 곱으로서 발전기의 발전비용계산에 이용된다.

$$QPC_i = QHC_i \times FC_i$$

여기서, 다조합 복합발전기의 각 운전조합별 2차증분가격계수($QPC_{i,n:1}$)는 제2.1.1.1조 3항의 각 운전조합의 2차열소비계수($QHC_{i,n:1}$)와 열량단가(FC_i)의 곱으로 계산한다.

$$QPC_{i,n:1} = QHC_{i,n:1} \times FC_i$$

<개정 2021.1.1.>

5.~7. <삭제 2006.12.26.>

제2.1.1.4조(배출권 비용에 대한 자료제출) ① <삭제 2018.12.12.>

② 배출권 할당 대상 발전사업자는 배출권 비용이 포함된 열량단가 산정을 위하여 필요한 다음 각 호의 자료를 제출하여야 한다. 그 외 필요한 사항은 비용평가세부운영규정에서 정한다. <개정 2019.12.31.> [시행 2022.1.1.]

1. 배출권거래법 제11조의 배출권 등록부 사본
2. 온실가스 배출량
3. 발전기별 배출권 비용 산정에 필요한 자료 <개정 2019.12.31.> [시행 2022.1.1.]
4. 기타 전력시장 영향분석을 위한 자료 [신설 2019.12.31.] [시행 2022.1.1.] [본조신설 2015.3.17.]

제2.1.1.5조(시운전발전기의 발전비용자료 및 제출기간) ① 법 제9조 제4항의 규정에 의한 시운전 발전기를 보유한 발전사업자는 중앙급전대상 시운전발전기의 기술적 특성자료 및 연료의 열량단가 자료를 최초 계통연결 전월 20일까지 제출하여야 한다. 단, 시운전발전기의 기동비용은 “0”으로 처리한다. <조문이동 및 개정 2019.05.31.>

② 시운전 발전기의 입출력 특성계수, 기술적 특성자료는 주기기 공급계약서의 자료에 의한다. <항번호 변경 및 개정 2019.05.31.>

③ 시운전 발전기가 상업운전을 개시한 경우에는 상업운전 개시 후 90일 이내에 성능시험을 완료하고 그 결과를 전력거래소에 제출하여야 한다. <조번호 변경 2015.3.17.> <항번호 변경 및 개정 2019.05.31.>

제2.1.1.6조(자료를 제출하지 아니한 경우의 조치) 제2.1.1.2조 및 제2.1.1.4조에서 정한 제출기일까지 발전비용 관련 자료의 전부 또는 일부를 제출하지 아니하거나 허위자료를 제출한 경우에는 최근 1년 이내에 제출한 유효자료 중 가장 불리한 자료를 적용한다. 다만, 제2.1.1.2조 및 제2.1.1.4조에서 정한 자료의 제출 기일까지 자료를 제출하지 아니하는 사유서를 제출하였을 경우에는 비용평가위원회에서 이를 심사할 수 있다. <조번호 변경 및 개정 2015.3.17.>

제2.1.1.7조(발전비용의 산출기준) ① 발전기 및 전기저장장치의 요소별 발전비용의 산출 및 적용기준은 비용평가위원회에서 정한다. <개정 2016.5.12.>

② 법 부칙 제8조의 규정에 의한 수급계약을 체결한 발전기의 발전비용 평가는 2.1.1.1조 내지 2.1.1.6조, 2.1.1.7조 제1항 및 제2장1절2관(발전기 성능시험의 시행)을 준용한다. <조번호 변경 2015.3.17.> <개정 2019.05.31.>

제2.1.1.8조(효력 발생) ① 운전비용과 관련하여 제출된 자료는 비용평가위원회의 심의를 거쳐 확정되며, 확정된 자료의 효력일은 비용평가위원회에서 정한다.

② 기술적 특성자료 및 보조서비스 특성자료와 관련하여 제출된 자료는 계통평가위원회의 심의를 거쳐 확정되며, 확정된 자료의 효력일은 계통평가위원회에서 정한다.<조번호 변경 2015.3.17., 개정 2020.10.1., 2021.7.1.>

제2.1.1.9조(기준용량가격의 결정) 비용평가위원회는 기준용량가격을 결정하여야 하며, 필요한 경우 기준용량가격보정계수(β)를 운영할 수 있다. <개정 2004.9.24., 2006.12.26.> <조번호 변경 2015.3.17.>

제2.1.1.10조 <삭제 2008.4.22.> <조번호 변경 2015.3.17.>

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 성능시험을 요청할 수 있다.

제2.1.2.2조(성능시험의 시행) ① 비용평가위원회가 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.

② 전력거래소는 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 기한 내에 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) ① 성능시험의 범위 및 조건을 포함한 시행기준은 비용평가위원회에서 정한다.

② 성능시험의 시행기관은 비용평가위원회에서 정한다.

제2절 비용평가위원회

제1관 구성 및 기능

제2.2.1.1조(설치 및 구성) ① 전력거래소에 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.

② 비용위원회는 위원장을 포함하여 6인 이상 9인 이내의 위원으로 구성한다.

③ 비용위원회의 위원장 및 위원은 다음 각호에 해당하는 자 중에서 전력거래소 이사장이 위촉한다. <개정 2018.8.2>

1. 전력거래소 임직원
2. 산업통상자원부 소속 공무원
3. 전력거래소 회원의 대표(발전사업자, 판매사업자) 소속 임직원
4. 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자

④ 제3항 제4호와 관련하여 적합한 자격을 지닌 전문가단(Pool)을 구성하여 운영할 수 있다. 이 경우 적합한 자격이라 함은 전력, 경제, 법률 등의 분야에서 제2.2.1.1.조의2 각 호와 같다. <개정 2011.6.30., 2012.5.31., 2014.9.1., 2018.8.2>

⑤ 비용위원회의 원활한 운영을 위하여 비용위원회에 간사 1인을 두며, 동 간사는 전력거래소 소속 직원 중에서 전력거래소 이사장이 지명한다. <번호변경 2018.8.2.>

제2.2.1.1조의2(위원의 자격) 산업통상자원부 소속 공무원, 전력거래소 임원 및 회원의 대표를 제외한 위원(이하 '위촉위원'이라 한다.)은 다음 각 호의 어느 하나에 적합한 자로 한다. [신설 2012.5.31]

1. 대학(전문대학 등을 포함)에서 조교수 이상의 경력이 3년 이상인 자
2. 박사자격을 취득하고 당해분야에서 5년 이상 종사한 자
3. 공인된 연구기관에서 선임연구원으로 5년 이상의 경력이 있는 자
4. 그 밖에 경력 등이 1호부터 3호까지의 기준에 상당하다고 인정되는 자

제2.2.1.2조(위원장의 직무 및 회의) ① 비용위원회의 위원장은 비용위원회를 대표하며, 비용위원회의 직무를 통할한다.

② 위원장은 비용위원회의 회의를 소집하며, 그 의장이 된다.

③ 위원장이 부득이한 사유로 직무를 수행할 수 없을 때에는 위원장이 지명한 위원이나 비용위원회에서 정한 위원이 그 직무를 대행한다.

제2.2.1.3조(위원의 임기) ① 제2.2.1.1조 제3항 제1호 및 제2호의 규정에 의한 위

원의 임기는 해당 직위 보유기간으로 한다.

② 제2.2.1.1조 제3항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원의 임기는 3년으로 하되, 1회 연임할 수 있다.

③ 제2.2.1.1조 제3항 제3호의 경우 직위가 변경된 경우에는 후임자가 전임자의 잔여임기동안 위원의 자격을 승계한다.

④ 제2항에도 불구하고, 제2.2.1.1조 제3항 제4호의 규정에 의한 위원의 경우 비용평가 업무의 연속성을 유지하기 위하여 연간 기준으로 해당위원 총수의 1/2 범위 내에서 교체할 수 있다. 단, 위원이 사임을 요청하는 경우는 그러하지 아니하다.

⑤ 제2.2.1.1조 제3항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원은 임기가 만료된 경우라도 그 후임자가 위촉될 때까지 계속 위원으로서의 자격을 유지한다. <개정 2012.5.31., 2018.8.2.>

⑥ 위원이 사임하고자 할 때에는 그 취지를 서면으로 작성하여 전력거래소 이사장에게 제출하여야 한다. <번호변경 2018.8.2>

제2.2.1.3조의2(위원의 청렴의무 및 해촉) ① 위원으로 선정된 자는 별지 제87호의 청렴서약서를 작성하여 제출하여야 한다.[신설 2012.5.31]

② 다음 각 호에 해당하는 사유가 발생할 경우에는 전력거래소 이사장은 해당위원을 해촉할 수 있다.

1. 전기사업법 등 국내법령 위반으로 금고이상의 형을 선고받았을 경우
2. 비용평가업무와 관련하여 금품수수 또는 부정한 청탁 등 비위사실이 확인된 경우
3. 심신쇠약 및 장기간 국내부재 등으로 위원으로서서 역할을 정상적으로 수행할 수 없는 경우
4. 위원회 활동 중 알게 된 정보를 누설 또는 공개하여 타사업자에게 피해를 일으킨 경우

제2.2.1.4조(기능) 비용위원회는 제2.1.1.1조, 제2.1.1.4조, 제2.1.1.7조, 제2.1.1.9조, 제2.1.1.10조, 제2.1.2.2조, 제3.2.1.3조, 제3.2.1.4조, 제3.2.1.6조 제1항, 제3.2.1.8조, 제11.2.2조, 제11.2.3조, 제12.4.2.1조, 제12.4.3.1조에 따라 다음 사항을 심의·조정·의결한다. <개정 2006.12.26, 2008.10.31., 2013.2.28., 2014.11.3., 2015.3.17., 2015.9.30., 2024.2.13., 2024.3.28.>

① 심의 및 의결사항

1. 발전기 연료의 열량단가
2. 발전기 출력과 소비열량의 관계를 표시하는 계수 <개정 2009.06.30., 2019.12.31>

3. 발전기 기동과 관련되어 소요되는 비용
4. 정산조정계수 <개정 2006.12.26, 2008.4.22, 2012.5.31>
5. 기준용량가격 및 기준용량가격 보정계수
6. <삭제 2006.12.26>
7. 계통운영보조서비스 제공에 대한 정산기준에 적용할 정산단가
8. 직접구매자에 대한 부가정산금단가, 손실계수, 발전측 송전요금 및 직접구매 용량보정계수
9. <개정 2004.4.22., 2016.5.12.> <삭제 2021.9.18.>
10. 구역전기사업자에 대한 손실계수 및 발전측 송전요금 [신설 2005.1.21]
11. 발전기별 정적손실계수(STLF_i) [신설 2006.12.26]
12. 시간대별용량가격계수(TCF_i) [신설 2006.12.26]
13. 용량가격계수(공급용량계수, 시장기준예비율, 용량손실계수 및 용량손실계수가중평균, 가중치(a_{LF})) [신설 2009.06.30.] <개정 2016.10.31., 2021.9.18.>
14. 한국가스공사 공급 LNG발전기의 약정물량 허용오차 초과부가금 정산 인정 여부[신설 2009.12.31.]
15. 신재생에너지 공급인증서 기준가격 [신설 2013.02.28.] <개정 2015.9.30.>
16. 신재생에너지 공급의무자의 연간 의무이행비용 [신설 2013.02.28.] <개정 2015.9.30.>
17. <삭제 2015.9.30.>
18. 의무이행비용 소요계획 [신설 2013.02.28.]
19. 수요반응자원의 순편익가격 산정 방식 [신설 2014.11.3.]
20. <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>
21. <삭제 2019.12.31>
22. <삭제 2019.12.31>
23. 발전기의 성과연동형용량가격계수(PCF_i) [신설 2016.10.31.] <개정 2019.12.31., 2022.5.31.>
24. 열공급발전기의 열전비(HR_i) 및 효율보정계수(EAf_i) [신설 2019.12.13.]
25. 비상대기예비력기준단가 [신설 2020.12.1.]
26. 전기저장장치의 실효용량비율 [신설 2022.5.31.]
- ② 검토 및 조정사항
 1. <삭제 2019.12.31>
 2. 기준용량가격, 용량가격계수, 성과연동형용량가격계수 산정시 적용될 변수 선정 <개정 2006.12.26., 2016.10.31., 2022.5.31.>
 3. 발전비용 평가관련 제출 자료의 적정성

4. <삭제 2024.3.28.>
 5. 신재생에너지 공급인증서 중간적용가격(연2회) [신설 2015.9.30.]
 6. 수요반응자원의 전력거래 요건 관련 사항 [신설 2014.11.3.] <호번호 변경 2015.9.30.>
 7. 기타 발전비용에 관련된 사항 [신설 2013.02.28.] <호번호 변경 2014.11.3., 2015.9.30.>
- ③ 비용위원회는 특정한 사안에 대하여 실무협의회에서 심의·조정하도록 위임할 수 있다.

제2.2.1.5조(위원의 제척·기피·회피) ① 산업통상자원부 소속 공무원, 전력거래소 임원, 회원의 대표를 제외한 위촉위원이 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 경우 해당사항의 심의 및 의결에서 제척된다.[신설 2012.5.31]

1. 위원 또는 그 배우자나 배우자였던 자가 그 사항의 당사자가 되거나 그 사항에 관하여 공동권리자 또는 의무자의 관계에 있는 경우
 2. 위원이 그 사항의 당사자와 민법 제777조에 따른 친족이거나 친족이었던 경우
 3. 위원이 최근 3년 이내에 심의·의결대상 기관(회사)에 재직한 경우
 4. 기타 공정한 심의·의결을 수행할 수 없다고 판단되는 경우
- ② 당사자는 위원에게 심의·의결의 공정성을 기대하기 어려운 사정이 있는 경우에는 별지 제88호 서식을 이용하여 기피신청을 할 수 있다.
- ③ 위원은 제1항 또는 제2항의 사유에 해당하면 스스로 그 사항의 심의·의결을 회피할 수 있다.

제2관 비용위원회 회의

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

- ② 위원장은 제2.2.1.4조의 규정에 의한 기능수행을 위하여 회의를 소집한다. 다만, 위원장 유고시에는 위원 2인 이상의 발의로 회의를 소집할 수 있다.
- ③ 비용위원회의 위원은 별지 제11호서식에 의한 부의안건을 기록하여 위원장에게 제출함으로써 회의소집을 요청할 수 있다.
- ④ 제3항의 회의소집 요청에 대하여 위원장이 비용위원회를 개최하지 아니하기로 결정한 경우에는 비용위원회의 간사는 회의를 개최하지 아니한 사유를 위원에게 통지하여야 한다.
- ⑤ 제2항에 의하여 비용위원회를 소집하는 경우에 비용위원회의 간사는 비용위원회 개최 예정일로부터 2일전(실근무일 기준)까지 부의안건 및 관련자료와 함

게 별지 제12호서식으로 전 위원에게 통지하여야 한다. 다만, 긴급을 요하는 경우에는 24시간 전에 통지할 수 있다. 또한 회의개최 및 소집사항에 대해서는 정보공개홈페이지에 게재하여야 한다. <개정 2012.5.31>

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

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

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

② 서면결의에 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.

③ 위원장은 서면결의표에 의한 의결 결과를 확인하여야 한다.

④ 서면결의를 위한 의안의 통지 기일은 제2.2.2.1조 제5항의 규정에 의한다.

⑤ 서면결의는 연속 2회를 초과할 수 없다. [신설 2012.5.31]

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

② 위원장은 표결에 참여하며, 표결 결과 가부 동수일 경우에는 부결된 것으로 본다.

③ 정부, 전력거래소 및 회원을 대표하는 위원이 부득이한 사유로 위원회에 참석할 수 없는 경우에는 대리인으로 하여금 위원회에 참석하게 할 수 있으며, 위촉위원의 경우에는 대리인이 참석할 수 없다. 참석하는 대리인은 별지 제30호 서식에 의한 위임장을 회의 시작 전까지 위원장에게 제출하여야 한다. <개정 2012.5.31>

④ 간사는 비용위원회의 운영을 담당하며 표결권을 보유하지 아니한다.

제2.2.2.5조(관계인 출석) ① 비용위원회는 필요할 경우 상정된 의안의 관계인을 출석시켜 심의에 필요한 사항을 질문할 수 있으며, 관계인에게 문서 또는 전자적 방법(홈페이지 게시, 문자메시지 전송, 이메일 통지 등)을 이용하여 출석을 요청하여야 한다. <개정 2012.5.31>

② 관계인이 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 및 공개) ① 비용위원회의 간사는 비용위원회에 입회하여 별지 제15호 서식에 의한 의사록과 회의록을 작성하여 비용위원회 위원장과 참석위원의 서명(날인)을 받아 의안과 함께 전력거래소에 보존하고 그 의사록 사본을 10일 이내에 전 위원에게 송부하여야 하며, 서면결의의 경우도 또한 같다.
<개정 2012.5.31>

② <삭제 2012.5.31.> [이하신설 2012.5.31]

③ 비용위원회의 간사는 작성된 회의록을 차기 회의 시 요약 보고하여야 한다.

④ 회의 결과는 비용위원회 종료 후 10일 이내에 정보공개홈페이지에 게재하여야 한다.

제2.2.2.7조(실비 지급) 비용위원회 및 실무협의회 위원에게는 회의참석 여비 및 비용위원회 업무와 관련되는 국내출장 여비, 자료의 수집·분석에 필요한 수용비, 수수료 등을 지급할 수 있다. <개정 2008.10.31>

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) ① 비용위원회 산하에 전력시장 비용평가실무협의회(이하 “비용실무협의회”라 한다)와 신재생에너지 공급의무이행비용 평가실무협의회(이하 “기후신재생비용실무협의회”라 한다)를 둔다. <개정 2013.2.28., 2018.12.12., 2019.12.31.> [시행 2022.1.1.]

② 각 실무협의회는 의장을 포함하여 10인 이상 13인 이내로 구성하며, 비용실무협의회 의장은 비용위원회의 간사로, 기후신재생비용실무협의회 의장은 전력거래소의 관련업무 담당 부서장으로 한다. <개정 2013.2.28., 2014.9.1., 2018.12.12.>

③ 비용실무협의회 위원은 다음 각 호에 해당하는 자 중에서 해당 기관의 추천을 받아 비용위원회에서 결정한다.

1. 전력거래소 직원
2. 산업통상자원부 소속 공무원
3. 전력거래소 회원의 대표(발전사업자, 판매사업자) 소속 직원
4. 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자

<개정 2011.6.30., 2013.2.28., 2018.8.2.>

④ 기후신재생비용실무협의회 위원은 다음 각 호에 해당하는 자 중에서 해당 기관의 추천을 받아 비용위원회에서 결정한다. <개정 2013.2.28., 2018.8.2.,

2018.12.12.>

1. 전력거래소 직원
2. 산업통상자원부 소속 공무원
3. 한국에너지공단 신재생에너지센터 직원
4. 공급인증서 거래회원 소속 직원
5. 판매사업자 소속 직원
6. <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>
7. 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자

⑤ <삭제>

⑥ 제3항 제4호와 관련하여 적합한 자격을 지닌 전문가단(Pool)을 구성하여 운영할 수 있다. 이 경우 적합한 자격이라 함은 전력, 경제, 법률 등 분야에서 제 2.2.1.1.조의2 각 호와 같다. [신설 2018.8.2.]

⑦ 제4항 제7호와 관련하여 적합한 자격을 지닌 전문가단(Pool)을 구성하여 운영할 수 있다. 이 경우 적합한 자격이라 함은 전력, 경제, 법률, 온실가스 또는 신재생 등의 분야에서 제2.2.1.1.조의2 각 호와 같다. [신설 2018.8.2.] <개정 2018.12.12.>

⑧ 실무협의회의 원활한 운영을 위하여 각 실무협의회에 간사 1인씩을 두며, 각 실무협의회의 간사는 전력거래소 이사장이 지명하고, 위원이 간사를 겸임할 수 있다. <개정 2008.10.31., 2013.2.28., 번호변경 2018.8.2.>

제2.2.3.1조의2(실무협의회 위원의 임기) ① 제2.2.3.1조 제3항 제1호 및 제2호와 제4항 제1호 내지 제3호의 규정에 의한 위원의 임기는 해당 직위 보유기간으로 한다.

② 제2.2.3.1조 제3항 제3호 및 제4호와 제4항 제4호 내지 제7호의 규정에 의한 위원의 임기는 3년으로 하되 1회에 한하여 연임할 수 있다.

③ 제2.2.3.1조 제3항 제3호와 제4항 제4호 내지 제6호의 경우 직위가 변경된 경우에는 후임자가 전임자의 잔여임기동안 위원의 자격을 승계한다.

④ 제2항에도 불구하고, 제2.2.3.1조 제3항 제4호와 제4항 제7호의 규정에 의한 위원의 경우 업무의 연속성을 유지하기 위하여 연간 기준으로 해당위원 총수의 1/2 범위 내에서 교체할 수 있다. 단, 위원이 사임을 요청하는 경우는 그러하지 아니하다.

⑤ 제2.2.3.1조 제3항 제3호 및 제4호와 제4항 제4호 내지 제7호의 규정에 의한 위원은 임기가 만료된 경우라도 그 후임자가 선임될 때까지 계속 위원으로서의 자격을 유지한다. <신설 2018.8.2.>

제2.2.3.2조(임무) ① 비용실무협의회는 전력시장의 운영과 관련하여 비용위원회에 상

정할 내용을 검토·조정한다. <개정 2013.2.28>

② 기후신재생비용실무협의회는 제2.2.1.4조 1항의 15 내지 18, 20호, 제2.2.1.4조 2항의 4호 및 5호와 관련하여 비용위원회에 상정할 내용을 검토·조정한다. [신설 2013.2.28.] <개정 2018.12.12.>

③ 각 실무협의회는 비용위원회로부터 위임받은 사항을 심의·조정하며 그 결과를 차기 비용위원회에 상정하며 필요시 비용위원회에 출석하여 안전에 대한 설명을 할 수 있다. <개정 2013.2.28>

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

② 각 실무협회의 회의 소집에 관하여는 제2.2.2.1조 제2항을 준용한다.

제3절 발전입찰과 전력수요예측

제2.3.1조(입찰서의 제출) ① 중앙급전발전기 또는 중앙급전전기저장장치를 보유한 발전사업자는 각 발전기를 기준으로 발전을 위한 입찰서, 양수계획서(양수발전기를 보유한 발전사업자에 한한다.) 및 전기저장장치 충전계획서(전기저장장치를 보유한 발전사업자에 한한다.)를 거래일 전일 11시(이하 "마감시간"이라 한다)까지 전력거래소에 제출하여야 한다. <개정 2012.12.31., 2016.5.12., 2020.10.1., 2021.12.28., 2022.6.30.>

② 제1항의 규정에 의한 입찰서, 양수계획서, 전기저장장치 충전계획서의 제출 절차 및 기타 입찰운영에 필요한 세부사항은 별표 4와 같다. <개정 2016.5.12.>

③ 전력거래소는 동일한 발전기 또는 중앙급전전기저장장치에 대하여 2이상의 입찰서가 제출되는 경우에는 마감시간 이전에 제출된 입찰서 중 마감시간으로부터 가장 가까운 시기에 제출된 입찰서를 유효한 입찰서로 인정한다. <개정 2016.5.12.>

④ 제1항 및 제2항의 규정에 의한 입찰서에 제2.3.2조 제1항에서 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 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치에 대해서는 입찰서를 제출하지 아니한다. [신설 2005.10.10.] <개정 2016.5.12.>

제2.3.2조(입찰서의 내용) ① 제2.3.1조의 규정에 의하여 제출하는 입찰서에는 거래시간별 중앙급전 구역전기 발전기를 제외한 발전기 및 전기저장장치의 공급가능용량

과 다음 각 호에서 정하는 기술적 특성 등을 기재하여야 한다. <개정 2016.5.12., 2019.1.2., 2020.10.1.>

1. 열간/온간/냉간 기동소요시간
2. 최대발전용량(MGC_i)
3. 최소발전용량(MG_i)
4. 출력증가율(RUR_i) <개정 2006.9.14.>
5. 출력감소율(RDR_i) <개정 2006.9.14.>
6. 최소운전시간(MUT_i)
7. 최소정지시간(MDT_i)
8. 제약운전(열공급, 연료제약, 대기오염물질 저감 등)에 따른 발전계획량, 사유, 발전기 운전정보 <개정 2017.5.30., 2021.1.1>
9. 발전기 호기별 운전정보(복합, 수력 및 양수발전기) [신설 2006.9.14.] <개정 2014.5.16>
10. 자동발전제어서비스 제공가능 여부 [신설 2006.9.14]
11. 주파수추종서비스 제공가능 여부 [신설 2006.9.14]
12. 연료량(시간대별 사용연료배분에 의한 발전가능량, $OFCA_{i,t}$) [신설 2006.12.26]
13. 2차연료 사용여부(SFF_i) [신설 2006.12.26.]
14. 자체기동서비스 가능 여부($BSF_{i,t}$) [신설 2014.11.3.]
15. GT 단독운전 가능여부(복합발전기)
16. GT 단독운전 가능시간
17. GT 입찰대비 단독운전가능 용량비
18. 발전단전환비
19. 주파수추종서비스 상한/하한
20. 자동발전제어서비스 상한/하한
21. GT 기동우선순위(복합발전기)
22. 열간/온간/냉간 최소발전용량 도달시간
23. 일일최대기동횟수
24. 열간-온간 천이시간
25. 온간-냉간 천이시간
26. 계통분리시간
27. 최소출력 기준 GT대수(복합발전기)
28. <삭제 2022.11.30.>
29. 비상대기예비력[입찰량] [신설 2020.12.1.]
30. 미분기 운전대수(비상대기예비력으로 입찰한 상한제약 석탄발전기) [신설 2021.12.28.]

31. 최소발전용량 이하 운전 시 출력하한치 및 유지시간(옵션) [신설 2022.12.27.]

32. 1차연료 [신설 2024.8.1.]

② 발전기의 공급가능용량은 발전계획수립기간 내의 각 거래시간을 기준으로 "0"이상으로 하되, 최대발전용량을 초과하지 않아야 하며, 시간대별 사용연료배분에 의한 발전가능량은 공급가능용량을 초과할 수 없고, 제약사유에 따른 하한 제약보다는 커야한다. 단, 비상대기예비력으로 입찰한 상한제약 석탄발전기의 공급가능용량은 상한제약을 초과하여 속도조정을 특성에 따른 0.2Hz 변동시 응답가능한 주파수 추종 이론값 범위까지 적용할 수 있으나, 계통평가위원회에서 의결한 주파수추종 최대 운전범위를 초과할 수 없다. <개정 2006.12.26., 2021.12.28.>

③ 양수발전기를 보유한 발전사업자는 발전계획수립기간 내의 각 거래시간을 기준으로 상부저수지의 최대저수용량을 초과하지 않는 범위 내에서 발전입찰량과 양수입찰량을 연계하여 각 발전소의 양수계획서를 전력거래소에 제출하여야 한다. 이러한 경우, 양수계획시간대의 당해 발전기의 발전계획량은 "0"으로 한다. <개정 2006.12.26., 2016.12.30., 2021.12.28.>

④ 중앙급전전기저장장치를 보유한 발전사업자는 최대부하저장량과 운전저장전력량을 고려하여 운전 가능한 범위 내에서 시간대별 발전량 및 충전량을 결정하고 별지 32-1호서식의 전기저장장치 충전계획서를 전력거래소에 제출하여야 한다. 단, 거래 시간대별 입찰량은 운전저장전력량을 고려하여 거래시간 동안 균일한 출력을 유지할 수 있는 용량으로 입찰하여야 한다. [신설 2016.5.12.]

⑤ 제1항 제2호 내지 제7호 및 제15호, 제23호 내지 제25호 및 제27호 내지 제28호 자료는 특별한 사유가 발생하지 않는 한 계통평가위원회에서 의결한 값을 변경하여 입찰할 수 없으며, 입찰자료를 변경한 경우 그 사유를 기술하고 실근무일 기준 7일 이내에 기술적 특성변경에 관한 증빙서류를 전력거래소에 제출하여야 한다. <항번호 변경 2016.5.12., 2020.10.1., 2021.7.1.>

⑥ <삭제 2020.10.1.>

⑦ 제2.3.1조의 규정에 의하여 20MW 이상 구역수요를 초과하는 공급가능용량을 입찰하는 중앙급전 구역전기발전기는 다음 각 호에서 정하는 입찰자료를 제출하여야 한다. [신설 2019.1.2.]

1. 시간대별 발전가능용량(주변압기 2차측 발전계량점 기준)

2. 시간대별 공급구역 예상 전력수요(송전단 기준)

3. 공급소요시간(급전지시 이후 구역수요 초과 공급가능용량을 전력계통에 공급하는데 필요한 소요시간)

⑧ 중앙급전 구역전기발전기의 공급소요시간은 구역내 자체 전력공급을 위한 발전기 가동상태를 고려하여 입찰하여야 하며, 가스터빈 발전기는 1시간, 가스

복합 발전기는 7시간을 초과할 수 없다. [신설 2019.1.2.]

⑨ 중앙급전 구역전기발전기의 시간대별 공급소요시간에 대한 증빙자료를 요청할 경우 사업자는 해당 공급시간내 발전기 상태(Hot, Warm, Cold) 및 공급소요시간에 관한 기술적특성자료를 제출하여야 한다. [신설 2019.1.2.]

⑩ 2대 이상의 가스터빈발전기를 포함한 복합발전기의 최소발전용량은 1:1운전조합의 최소발전용량을 제출한다. 단, 안정적인 운전을 위한 최소발전용량이 2:1운전조합 이상을 요구하는 경우, 해당 운전조합의 최소발전용량과 최소출력기준 GT대수를 제출하여야 한다. [신설 2020.10.1.]

⑪ 제2.3.2조 제1항 제29호를 입찰한 발전기의 경우, 시간대별 공급가능용량과 비상대기예비력 입찰량의 합이 시간대별 최대발전용량을 초과할 수 없다. [신설 2020.12.1]

제2.3.2조의2(대기오염물질 저감을 위한 상한계약 입찰) ① 중앙급전발전기를 보유한 발전사업자는 다음 각 호의 경우 제1.1.2조 제9호에 따라 대기오염물질 저감을 이유로 상한계약 입찰을 할 수 있다.

1. 상업운전 개시(또는 발전기 준공) 후 30년이 경과된 노후석탄화력발전기. (단, 노후석탄발전기와 동일한 발전소 내에 있는 다른 발전기의 전년도 원단위 대기오염물질 배출량(kg/MWh)이 노후석탄발전기의 전년도 원단위 대기오염물질 배출량(kg/MWh)보다 많은 경우에는 상한계약 입찰 대상 발전기를 위 다른 발전기로 대체할 수 있다. 이 경우 법 제3조 제3항에 따라 전력거래소의 승인을 받아야 한다) <개정 2019.2.21., 2021.7.1.>

2. 전기사업법 시행령 제5조의5 제7호에 따라 발전사업자가 해당 행정기관의 장 등으로부터 전기공급의 정지를 요청받은 경우 <개정 2021.7.1.>

3. 전기사업법 또는 다른 법률에 따라 상한계약 입찰이 허용된 경우

② 제1항의 경우에도 불구하고 전력계통운영 등을 위해 필요한 경우 전력거래소는 입찰내용과 다르게 급전지시를 할 수 있다.

[본조신설 2017.5.30.]

제2.3.3조(마감시간 이후 입찰자료의 변경) ① 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치를 보유한 발전사업자는 마감시간이 지난 경우에도 기상 상황, 불시고장 등으로 발전기의 공급가능용량 및 기술적 특성 등 입찰내용을 변경할 필요가 있는 경우, 해당 거래시간의 1시간 이전까지 그 변경된 입찰서를 전력거래소에 제출하여야 한다. 다만, 양수발전기 및 전기저장장치의 공급가능용량은 마감시간 이후에는 마감시간에 제출한 공급가능용량을 초과하여 변경할수 없으며, 기술적 특성을 변경할 경우에는 해당 사유를 변경된 입찰서에 명기하여야 한다. 또한, 발전사업자가 대기오염물질 저감을 위한 상한계약 입찰을 시행 하였으나,

발령일 05시 국립환경과학원의 초미세먼지 예보에 따라 상한계약 발령이 해제된 경우에는 해당 거래시간의 15분 전까지 변경된 입찰서를 전력거래소에 제출할 수 있다. <개정 2006.12.26., 2016.5.12., 2019.12.13., 2021.1.1.>

② 발전기의 고장 및 별표4의 제약이 발생한 경우에는 즉시 중앙전력관제센터에 통보하며, 변경된 입찰자료를 신속하게 전력거래소에 제출하여야 한다.<개정 2011.12.2., 2012.5.31.>

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

④ 발전사업자가 마감시간 이후 제2.3.2조 제1항 제8호의 규정에 의한 제약운전에 따른 발전계획량을 변경한 경우에는 해당 사유를 입찰서에 명기하여야 한다. 시운전, 성능시험, 자체시험 외의 사유로 입찰 마감시간까지 제출한 자료와 변경입찰 자료가 20%이상 차이가 발생하는 경우에는 전력거래소가 발전사업자에게 증빙서류를 요청할 수 있으며, 해당사업자는 7일 이내 증빙서류를 제출하여야 한다. [신설 2021.12.28.]

제2.3.4조(입찰자료를 제출받지 아니한 경우) ① 전력거래소는 중앙급전 구역전기발전기를 제외한 발전기 및 전기저장장치에 대한 입찰자료를 제출받지 아니한 경우에는 그 발전기에 대한 입찰은 다음 각 호의 방식에 의하여 이루어진 것으로 본다. < 개정 2006.9.14., 2016.5.12., 2019.1.2.>

1. 발전기 및 전기저장장치의 공급가능용량은 가장 최근에 제출된 전일의 유효한 입찰자료의 같은 시간대 값을 적용한다.

2. 발전기 및 전기저장장치의 기술적 특성은 거래일 이전 가장 최근에 계통평가위원회에서 결정된 자료의 값을 적용한다. <개정 2014.5.16., 2019.12.31., 2021.7.1.>

3. 열공급 계약은 가장 최근에 제출된 전일의 유효한 입찰자료의 같은 시간대 값을 적용하고 기타계약은 없는 것으로 본다.

② 전력거래소는 중앙급전 구역전기발전기에 대한 입찰자료를 제출받지 아니한 경우, 구역수요 초과 공급가능용량이 20MW 미만 또는 발전기 고장 등으로 인해 입찰하지 않은 것으로 본다. [신설 2019.1.2.]

③ 전력거래소는 거래전일 오전 5시까지 제1항을 고려하여 거래일의 입찰자료를 생성하여야 한다. 단, 거래전일 오전 5시 이전에 거래일의 입찰자료를 제출한 발전기는 제외한다. [신설 2006.9.14.] <항번호 변경 2019.1.2.>

제2.3.5조(전력수요예측) ① 전력거래소는 전력거래가격의 결정, 발전계획의 수립, 실시간 계통운영, 장·단기 전력수급 분석 등을 위하여 전력수요를 예측하여야 한다. <개정 2006.9.14., 2021.1.1.>

- ② 전력수요예측은 일간수요예측, 실시간 수요예측, 주간수요예측, 월간수요예측, 단기수요예측, 장기수요예측으로 구분한다. <개정 2006.9.14>
- ③ 일간수요예측에서는 발전계획수립을 위한 발전계획수립기간에 속하는 기간에 대한 시간대별 전력수요를 예측한다. <개정 2021.1.1.>
- ④ 주간수요예측에서는 향후 7일에 대한 일별 최대부하를 예측한다.
- ⑤ 월간수요예측에서는 향후 1개월에 대한 일별 최대부하를 예측한다.
- ⑥ 단기수요예측에서는 향후 2년에 대한 주별 최대부하를 예측하고, 월 단위의 발전전력량을 예측한다.
- ⑦ 장기수요예측에서는 향후 7년 이상의 기간에 대하여 연간 최대부하 및 연간 발전전력량을 예측한다.

제2.3.6조(수요예측 방법 및 절차) 제2.3.5조 제3항 및 제4항의 규정에 의한 전력수요예측에 필요한 세부기준, 방법, 절차 등은 별표 5와 같다.

제2.3.7조(수요예측 결과통지) ① 전력거래소는 제2.3.5조 제3항의 규정에 의한 전력수요예측 결과를 거래일 전일 17시까지 전기사업자 및 수요관리사업자에게 통지하여야 한다. <개정 2014.11.3., 2020.7.8., 2021.1.1., 2021.12.28., 2022.6.30.>

- ② 전력거래소는 제2.3.5조 제4항 내지 제7항에 의한 전력수요예측 결과를 제 8.2.3.7조의 규정에 따라 공개한다.

제2.3.8조(입찰자료의 구분) <삭제 2021.1.1.>

제2.3.9조(주간전력수급전망용 자료제출) ① 발전사업자는 주간전력수급전망을 위한 송전단 공급가능용량, 송전단 제약운전발전량, 제약유형 및 발전단전환비를 입찰서와 동시에 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2020.10.1.]

- ② 제1항의 규정에 의한 자료는 발전기 고장 및 발전기정비관리시스템에 따른 예방정비일정을 고려하여 제출하여야 한다.
- ③ 자료제출은 거래일을 포함한 향후 7일(D~D+ 6)에 대해 제출한다.

제4절 가격결정 <본질명칭변경 2021.1.1.>

제2.4.1조(가격결정발전계획) <삭제 2021.1.1.>

제2.4.2조(계통한계가격의 결정) ① 전력거래소는 하루전발전계획의 자료를 이용하여 거래일의 각 거래시간에 대한 지역별(육지 및 제주) 계통한계가격을 계산하

여야 한다. <개정 2021.1.1., 2022.5.31.>

② <개정 2014.11.3.> <삭제 2021.1.1.>

③ <개정 2006.12.26.> <삭제 2021.1.1.>

④ <삭제 2021.1.1.>

⑤ 지역별 계통한계가격은 지역별 각 발전기의 유효가격 중 가장 높은 가격으로서 다음 각 호와 같이 계산한다. <개정 2021.1.1.>

1. 계통한계가격(SMP_t)은 각 발전기의 유효발전가격($SP_{i,t}$) 중 가장 높은 값으로 결정한다.

$$SMP_t = \text{Max}(SP_{i,t})$$

다만, 제주지역의 계통한계가격은 다음 각 목의 경우 전체 발전기의 유효 발전가격 중 가장 높은 가격으로 한다.

가. 육지-제주간 송전제약이 없는 경우

나. 제주지역 계통한계가격을 구할 수 없는 경우

2. 각 발전기의 유효발전가격($SP_{i,t}$)은 가격결정자격을 가진 경우 발전가격($GP_{i,t}$)으로 정하며, 가격결정자격을 가지지 않은 경우 발전가격은 0원/kWh으로 정한다.

$$SP_{i,t} = GP_{i,t} \times PSI_{i,t}$$

$PSI_{i,t}$: 가격결정자격표시기로서 1일 경우 가격결정자격을 가지고, 0 일 경우 가격결정 자격을 가지지 못함

3. 각 발전기의 발전가격($GP_{i,t}$)은 발전계획량 수준에서의 증분가격($IP_{i,t}$), 무부하가격($NLP_{i,t}$), 기동가격($SUP_{i,t}$)의 합으로 계산한다.

4. 증분가격($IP_{i,t}$)은 발전계획량 수준에서 발전량을 한 단위 증가시키는데 소요되는 비용을 보전하기 위한 것으로서, 거래시간별로 계산한다.

가. $DAOS_{i,t} = 0$ 인 경우, $IP_{i,t} = 0$

나. $DAOS_{i,t} > 0$ 인 경우, $IP_{i,t} = [(2 \times QPC_i \times DAOS_{i,t} + LPC_i)/TLF_{i,t}]/1,000$

여기서,

QPC_i : 발전기의 2차 증분가격계수

LPC_i : 발전기의 1차 증분가격계수

$NLPC_i$: 발전기의 가격상수

단, 다조합 복합발전기의 증분가격($IP_{i,t}$)은 다음과 같이 계산한다.

$$IP_{i,t} = [(2 \times QPC_{i,DAOS,t} \times DAOS_{i,t} + LPC_{i,DAOS,t})/TLF_{i,t}]/1,000$$

여기서,

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

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

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

NGT_{i,DAOS,t} : 하루전발전계획 상에서 다조합 복합발전기 i가 거래시간 t에서 DAOS_{i,t}를 발전하기 위해 발전에 참여한 가스터빈 발전기의 운전대수
 [신설 2021.1.1.] [시행일 : 2026.1.1.부터 시행예정]

5. 무부하가격(NLP_{i,t})는 중분가격만으로는 회수할 수 없는 연료비 결손액을 보전하기 위한 것으로서, 각 발전기의 연속운전시간에 대하여 계산한다. <개정 2021.1.1., 2021.12.28.>

가. 각 발전기의 연속운전시간은 거래일을 포함하여 거래전일 19시부터 거래일 4시까지 총 34시간의 하루전발전계획에 의한다. 단, 거래전일 19시부터 24시까지는 거래일 하루전발전계획의 1시 결과를 준용하고, 거래일 1시부터 4시까지는 거래일 하루전발전계획의 24시 결과를 준용한다.

나. 각 발전기의 무부하가격은 연속운전시간 중 최소출력 이상으로 계획된 거래시간에 대하여 연료비결손액 합계를 발전량 합계로 나누어 계산한다.

1) DAOS_{i,t} < MG_i 이면 NLP_{i,t} = 0

2) DAOS_{i,t} ≥ MG_i 이면,

$$NLP_{i,t} = \frac{1}{TLF_{i,t}} \times \left[\frac{\sum_{t=x}^{t=y} \{ (NLP_{i,t} - QPC_{i,t} \times DAOS_{i,t}^2) \times GSI_{i,t} \}}{\sum_{t=x}^{t=y} (DAOS_{i,t} \times GSI_{i,t})} \right] / 1,000$$

x : 연속운전시간의 첫 거래시간으로서,

DAOS_{i,t} > 0이고, x = 거래전일 19시이거나 DAOS_{i,x-1} = 0 이면 거래시간 x에서 연속운전 시작

y : 거래시간 x 이후 연속운전시간의 마지막 거래시간으로서, DAOS_{i,y} > 0 이고, y = 거래일 04시이거나 DAOS_{i,y+1} = 0이면 거래시간 y에서 연속운전 종료

GSI_{i,t} : 발전기 i의 유효 운전여부로서, DAOS_{i,t} ≥ MG_i인 경우 1, 그 외의 경우에는 0으로 한다.

다. 나 목에도 불구하고, 각 발전기의 연속운전시간 내에 고정계약운전량 또는 하한계약운전량이 입찰된 경우에는 전 연속운전시간에 대한 해당 발전기의 무부하가격은 0원/kWh으로 한다.

$$\sum_{t=x}^{t=y} MEGW_{i,t} > 0 \text{인 경우, } NLP_{i,t} = 0$$

단, 다조합 복합발전기의 무부하가격(NLP_{i,t})은 다음과 같이 계산한다.

$$NLP_{i,t} = \frac{1}{TLF_{i,t}} \times \left[\frac{\sum_{t=x}^{t=y} \{ (NLP_{i,DAOS,t} - QPC_{i,DAOS,t} \times DAOS_{i,t}^2) \times GSI_{i,t} \}}{\sum_{t=x}^{t=y} (DAOS_{i,t} \times GSI_{i,t})} \right] / 1,000$$

여기서,

QPC_{i,DAOS,t} : 다조합 복합발전기 i의 NGT_{i,DAOS,t}:1조합 2차증분가격계수
 NLPC_{i,DAOS,t} : 다조합 복합발전기 i의 NGT_{i,DAOS,t}:1조합 가격상수
 NGT_{i,DAOS,t} : 하루전발전계획 상에서 다조합 복합발전기 i가 거래시간 t에서
 DAOS_{i,t}를 발전하기 위해 발전에 참여한 가스터빈 발전기의 운전대수
 [신설 2021.1.1.] [시행일 : 2026.1.1.부터 시행예정]

6. 기동가격(SUP_{i,t})은 발전기의 기동에 소요되는 비용을 보전하기 위한 것으로서, 각 발전기의 연속운전시간에 대해 계산한다. <개정 2021.1.1., 2021.12.28.>

가. 각 발전기의 연속운전시간은 제5호 가목을 준용한다.

나. 각 발전기의 기동가격은 열간(HOT) 기동비용을 연속운전시간의 발전량 합계로 나누어 계산한다.

1) DAOS_{i,t} = 0 이면 SUP_{i,t} = 0

2) DAOS_{i,t-1} = 0 이고 DAOS_{i,t} > 0 이면 SUC_{i,t} = SUC_i

$$SUP_{i,t} = \frac{1}{TLF_{i,t}} \times \left(\frac{\sum_{t=x}^{t=y} SUC_{i,t}}{\sum_{t=x}^{t=y} DAOS_{i,t}} \right) / 1,000$$

다. 나목에도 불구하고, 각 발전기의 연속운전시간 내에 고정제약운전량 또는 하한제약운전량이 입찰된 경우에는 전 연속운전시간에 대한 해당 발전기의 기동가격은 0원/kWh으로 한다.

$$\sum_{t=x}^{t=y} MEGW_{i,t} > 0 \text{인 경우, } SUP_{i,t} = 0$$

단, 다조합 복합발전기의 기동비용(SUC_{i,t})은 각 개별 가스터빈 및 스팀터빈발전기의 기동비용 합계로 다음과 같이 계산한다.

$$SUC_{i,t} = GSUC_i \times \sum_{j=1}^N GSUN_{i,j,t} + SSUC_i \times SSUN_{i,t}$$

여기서,

GSUC_i : 복합발전기i의 가스터빈 1대에 대한 기동비용

SSUC_i : 복합발전기i의 스팀터빈 1대에 대한 기동비용

GSUN_{i,j,t} : 운영발전계획에서 거래시간t에 복합발전기i의 GT j호가 기동여부를 나타내는 것으로 DAOS_{i,j,t-1}=0이고 DAOS_{i,j,t}>0이면 1, 그 이외 0

SSUN_{i,t} : 운영발전계획에서 거래시간t에 복합발전기i의 ST 기동여부를 나타내는 것으로 DAOS_{i,st,t-1}=0이고 DAOS_{i,st,t}>0이면 1, 그 이외 0

DAOS_{i,j,t} : 운영발전계획에서 배분된 복합발전기i의 GT j호가 발전계획량으로, 운영발전계획을 재수립한 경우 마지막 계획을 적용한다.

단, GT모드 운전시 SUC_{i,t}는 비용평가에서 의결된 GT모드 기동비를 적용한

다.

다. 나목에도 불구하고, 각 발전기의 연속운전시간 내에 하한제약운전량이 입찰된 경우에는 전 연속운전시간에 대한 해당 발전기의 기동가격은 0원 /kWh으로 한다.

$$\sum_{t=x}^{t=y} MEGW_{i,t} > 0 \text{인 경우, } SUP_{i,t} = 0$$

[신설 2021.1.1.] [시행일 : 2026.1.1.부터 시행예정]

7. 한 시간 이내로 운영이 계획된 발전기에 대해서는 아래와 같은 조정 절차를 거쳐 발전가격($GP_{i,t}$)을 계산한다. <개정 2021.1.1.>

$DAOS_{i,t-1} = 0$ 이고 $DAOS_{i,t} > 0$, $DAOS_{i,t+1} = 0$ 이면

$GP_{i,t}$

$= \text{Min} [IP_{i,t} + NLP_{i,t} + SUP_{i,t},$

$\{2 \times QPC_i \times A_{i,t} + LPC_i + (NLPC_i - QPC_i \times A_{i,t}^2)/A_{i,t} \} / TLF / 1,000]$

$SUP_{i,t}/A_{i,t} \} / TLF / 1,000]$

단, 한 시간 이내로 운영이 계획된 다조합 복합발전기의 발전가격($GP_{i,t}$)은 아래와 같이 조정한다.

$GP_{i,t} = \text{Min} [IP_{i,t} + NLP_{i,t} + SUP_{i,t},$

$\{ 2 \times QPC_{i,A,t} \times A_{i,t} + LPC_{i,A,t} + (NLPC_{i,A,t} - QPC_{i,A,t} \times A_{i,t}^2)/A_{i,t} + SUP_{i,t}/A_{i,t} \} / TLF / 1,000]$

여기서,

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

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

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

$NGT_{i,A,t}$: 하루전발전계획 상에서 다조합 복합발전기 i가 거래시간 t에서 공급 가능용량($A_{i,t}$)를 발전하기 위해 발전에 참여한 가스터빈 발전기의 운전대수로 거래시간 t에서 입찰한 가스터빈 발전기 운전대수

[신설 2021.1.1.] [시행일 : 2026.1.1.부터 시행예정]

8. 제2호의 각 발전기의 가격결정자격은 아래와 같이 결정된다. <개정 2021.1.1.>

$PSI_{i,t} = NMF_{i,t} \times SMF_{i,t}$

$NMF_{i,t}$: 비한계발전기표시기로서 가격결정자격이 없는 경우 0, 가격결정자격이 있는 경우 1

$SMF_{i,t}$: 계통운영발전기표시기로서 가격결정자격이 없는 경우 0, 가격결정자격이 있는 경우 1

가. 비한계발전기로서 다음의 경우에는 가격결정자격이 없는 것으로 한다.

1) 발전기가 최소발전용량(MG_i), 자체 하한제약용량($MEGW_{i,t}$), 계통 하한제약용량($CMG_{i,t}$) 중 큰 값과 하향주파수예비력 계획량 및 허용한도를 더한 값 이하로 발전계획 된 경우 <개정 2023.9.26., 2024.10.8.>

$$DAOS_{i,t} \leq \text{Max}(MG_i, MEGW_{i,t}, CMG_{i,t}) + DASRDR_{i,t} + TO_MG_i$$

단, 발전기들의 하향주파수예비력 계획량 합계가 별표3 제1.3.5의 하향주파수예비력 확보 기준량보다 큰 경우에는 아래 식을 따른다.

$$DAOS_{i,t} \leq \text{Max}(MG_i, MEGW_{i,t}, CMG_{i,t}) + TO_MG_i$$

$MEGW_{i,t}$: 발전사업자가 발전을 요구한 최소 발전량

$CMG_{i,t}$: 전력거래소가 안정적인 계통운전을 위하여 지정한 발전기의 최소 발전량

$DASRDR_{i,t}$: 하루전발전계획에서 할당된 하향주파수예비력 계획량

TO_MG_i : 최소발전 허용한도로서 필요시 계통평가위원회의 의결을 거쳐 결정한다.

2) <삭제 2023.9.26.>

3) 발전기가 자신의 최대속도로 증발하도록 발전계획된 경우

$$DAOS_{i,t} - DAOS_{i,t-1} \geq (RUR_{i,t} - TO_RR_i) \times 60$$

$RUR_{i,t}$: 발전기 최대 출력증가율 (MW/분)

TO_RR_i : 출력증가/감소율 허용한도로서 필요시 계통평가위원회의 의결을 거쳐 결정한다. <개정 2021.7.1.>

3) 발전기가 자신의 최대속도로 증발하도록 발전계획된 경우

$$DAOS_{i,t} - DAOS_{i,t-1} \geq (RUR_{i,t} - TO_RR_i) \times 60$$

단, 다조합 복합발전기의 최대속도 증발 여부는 아래와 같이 판단한다.

$$DAOS_{i,t} - DAOS_{i,t-1} \geq (RUR_{i,DAOS,t} - TO_RR_i) \times 60$$

여기서,

$RUR_{i,t}$: 발전기 i의 출력증가율 (MW/분)

$RUR_{i,DAOS,t}$: 다조합 복합발전기 i의 거래시간 t에서 $NGT_{i,DAOS,t}$ 운전조합의 출력증가율 (MW/분)

$$\text{즉, } RUR_{i,DAOS,t} = RUR_{i,t} \times (NGT_{i,DAOS,t} \div N_{i,GT})$$

$N_{i,GT}$: 복합발전기 i의 가스터빈(GT) 대수

$NGT_{i,DAOS,t}$: 하루전발전계획에서 복합발전기 i가 거래시간 t에서 $DAOS_{i,t}$ 를 발전하기 위해 복합모드로 운전 시 발전에 참여한 가스터빈(GT) 발전기 운전대수

TO_RR_i : 출력증가/감소율 허용한도로서 필요시 계통평가위원회의 의결을 거쳐 결정한다.

<개정 2021.1.1., 2021.7.1.> [시행일 : 2026.1.1.부터 시행예정]

4) 발전기가 자신의 최대속도로 감발하도록 발전계획된 경우

$$DAOS_{i,t-1} - DAOS_{i,t} \geq (RDR_{i,t} - TO_RR_i) \times 60$$

$RDR_{i,t}$: 발전기 최대 출력감소율 (MW/분)

4) 발전기가 자신의 최대속도로 감발하도록 발전계획된 경우

$$DAOS_{i,t-1} - DAOS_{i,t} \geq (RDR_{i,t} - TO_RR_i) \times 60$$

단, 다조합 복합발전기의 최대속도 감발 여부는 아래와 같이 판단한다.

$$DAOS_{i,t-1} - DAOS_{i,t} \geq (RDR_{i,t-1,DAOS} - TO_RR_i) \times 60$$

여기서,

$RDR_{i,t}$: 발전기 i의 출력감소율 (MW/분)

$RDR_{i,DAOS,t-1}$: 다조합 복합발전기 i의 거래시간 t-1에서 $NGT_{i,DAOS,t-1}:1$ 운전 조합의 출력감소율 (MW/분)

$$\text{즉, } RDR_{i,DAOS,t-1} = RDR_i \times (NGT_{i,DAOS,t-1} \div N_{i,GT})$$

$NGT_{i,DAOS,t-1}$: 하루전발전계획에서 복합발전기 i가 거래시간 t-1에서 $DAOS_{i,t-1}$ 를 발전하기 위해 복합모드로 운전 시 발전에 참여한 가스터빈 (GT) 발전기 운전대수

TO_RR_i : 출력증가/감소율 허용한도로서 필요시 계통평가위원회의 의결을 거쳐 결정한다.

<개정 2021.1.1., 2021.7.1.> [시행일 : 2026.1.1.부터 시행예정]

5) 고정계약으로 입찰하여 운전하도록 발전계획 된 경우

6) 판매사업자와 전력수급계약을 체결한 발전기는 한계가격을 결정하는데 제외된다. [신설 2021.12.28.]

나. 계통계약으로 운전되는 발전기로서, 다음의 경우에는 가격결정자격이 없는 것으로 한다.

1) 계통계약에 의하여 반드시 운전하여야 하는 발전기 그룹의 기동대수 합이 해당 그룹의 시간대별 최소 기동대수 이하인 경우

$$0 < \sum_{i \in i_A} GSI_{i,t} \leq GCMN_{A,t}$$

$GSI_{i,t}$: 발전기 i의 운전상태로서, $DAOS_{i,t} \geq MG_i$ 인 경우 1, 그 외의 경우 0 으로 한다.

A : 발전기그룹의 집합

i_A : 발전기그룹 A에 속한 특정발전기

$GCMN_{A,t}$: 전력거래소가 특정 지역의 안정한 계통운영을 위하여 지정한 발전기 그룹의 최소운전대수

2) 발전기 그룹의 발전량 합계가 해당 그룹의 시간대별 최소 발전량 이하인 경우

$$\sum_{i \in i_A} DAOS_{i,t} \leq GCMG_{A,t} \quad \text{<개정 2021.1.1., 2021.12.28.>}$$

3) 자연재해, 사회적특수일 등 전력수급의 안정을 위하여 특별히 추가 기동

한 발전기의 경우 <개정 2021.1.1.>

제2.4.2조의2(계통한계가격의 공개) ① 전력거래소는 지역별 계통한계가격을 거래 전일 17시까지 제8.2.3.7조의 규정에 따라 공개함을 원칙으로 하되, 거래일이 휴일 및 연휴이거나 시스템 장애 등 부득이한 경우 24시까지 발표할 수 있다. <개정 2021.12.28., 2022.6.30.>

② 제5.1.2조 제1항 후단의 경우에는 별표 9에 따른다.

[본조신설 2021.1.1.]

제2.4.3조(용량가격의 결정 및 공개) ① 전력거래소는 당해연도 7월부터 다음연도 6월까지 적용될 기준용량가격을 당해 연도 7월 전까지 결정하여 그 내용을 공개하여야 한다. 이때 제주지역 발전기에 적용하는 기준용량가격은 별도로 정할 수 있다. <개정 2006.12.26., 2009.06.30., 2017.12.29.>

② 각 대상 설비의 시간대별 용량가격은 기준용량가격에 용량가격계수, 시간대별용량가격계수, 성과연동형용량가격계수를 반영하며, 용량가격계수와 시간대별용량가격계수의 산정 및 적용시기는 아래 각 호와 같다. 단, 기준용량가격, 용량가격계수, 시간대별용량가격계수, 성과연동형용량가격계수를 산정기준 변경 등의 사유 발생으로 비용위원회에서 재산정을 결정한 경우에는 재산정일 이후부터 다르게 반영할 수 있다. <개정 2011.6.30., 2016.10.31., 2022.5.31.>

1. 시간대별용량가격계수는 매 회계연도를 기준으로 적용하며, 매 회계연도가 시작하기 전까지 산정한다. [신설 2016.10.31.]

2. 용량가격계수는 당해연도 7월부터 다음연도 6월을 기준으로 적용하며, 당해연도 7월이 시작하기 전까지 산정한다. [신설 2016.10.31.]

③ 제2항의 용량가격계수(RCF)는 공급용량계수(ICF)와 지역계수(LF_i)를 곱하여 산출한다. [신설 2006.12.26] <개정 2012.12.31., 2016.10.31.>

④ 제3항의 공급용량계수는 제주지역을 제외하고 다음 각 호에 따라 산정하며 제주지역은 1.0으로 한다. [신설 2006.12.26.] <개정 2016.10.31.>

1. 최대부하 시험기간은 하계는 7월부터 9월까지, 동계는 12월부터 익년 2월까지로 한다. [신설 2016.10.31.]

2. 최대부하 시험기간은 직전 3년 중 과반이상의 최대부하 시험 시점을 기준으로 하계 및 동계 중에서 결정한다. [신설 2016.10.31.]

3. 공급용량은 최대부하 시험기간이 하계인 경우 6월말을 기준으로 하고, 동계인 경우 11월말을 기준으로 하며, 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치와 전력시장 참여 비중앙발전기 용량과 수요반응자원의 의무감축용량을 합하여 산출한다. <개정 2014.11.3.> <호번호 변경 및 개정 2016.10.31., 개정 2022.5.31.>

4. 최대부하는 직전 최대부하 시현기간의 최대부하 시점의 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치 거래량, 전력시장 참여 비중앙발전기 거래량 및 수요반응자원의 전력부하감축거래량을 합한 값에 직전 3년간의 최대부하 평균 증가율(기하평균)을 곱하여 산출한다. <개정 2014.11.3.> <호번호 변경 및 개정 2016.10.31., 개정 2022.5.31.>

5. 적정공급용량은 최대부하와 시장기준예비율을 이용하여 다음과 같이 산정한다. <개정 2014.11.3.> <호번호 변경 및 개정 2016.10.31., 개정 2019.5.31., 2021.9.18.>

적정공급용량 = 최대부하 × (1+ 시장기준예비율)

6. 시장기준예비율은 제주지역을 제외하고 다음 각 목의 산정기준에 따라 산정하며, 세부사항은 비용평가세부운영규정에서 정한 바에 따른다. [신설 2021.9.18.]

가. 시장기준예비율은 매년 산정하는 것을 원칙으로 한다.

나. 시장기준예비율은 최근 3개년 각 연도의 시간대별 기준수요로부터 산정한 6개의 시간대별 수요전망과 당해연도 7월부터 다음연도 6월까지의 시간대별 공급용량전망을 이용하여 전력수급기본계획의 공급신뢰도 확보 기준을 만족하는 설비예비율을 산술평균하여 산정한다.

다. 시간대별 기준수요는 최근 3개년 각 연도의 시간대별 중앙급전발전기 거래량, 전력시장 참여 비중앙발전기 거래량, 수요반응자원의 전력부하감축거래량을 합하여 최종 3개의 기준수요를 산정한다.

라. 시간대별 수요전망은 최근 3개년 각각 연도의 시간대별 기준수요에 대하여 해당연도 기준수요의 최대부하와 연간총수요가 최대부하 전망치와 연간총수요 전망치가 같도록 조정하고, 주간단위 요일별 수요패턴이 일치하도록 보정하여 최종 6개의 시간대별 수요전망을 산정한다.

마. 최대부하 전망치는 직전년도 최대부하에 최근 3년간의 최대부하 증가율(기하평균)을 곱하여 산출한다.

바. 연간총수요 전망치는 직전년도 연간 총수요에 직전 3년간의 연간총수요 증가율(기하평균)을 곱하여 산출한다.

사. 시간대별 공급용량전망은 당해연도 7월부터 다음연도 6월까지 중앙급전발전기 및 전력시장 참여 비중앙 발전기 용량과 수요반응자원의 의무감축용량을 합하여 산출한다.

7. 공급용량계수는 적정공급용량을 공급용량으로 나누어 산정한다. <개정 2014.11.3.> <호번호 변경 및 개정 2016.10.31., 호번호 변경 2021.9.18.>

8. <호번호 변경 및 삭제 2016.10.31., 호번호 변경 2021.9.18.>

9. 당해연도 7월부터 다음연도 6월까지 실제 적용하는 공급용량계수는 그 직전 2년의 공급용량계수 실적치를 포함한 3년의 평균값으로 한다. [신설

2007.12.27.] <호번호 변경 및 개정 2016.10.31., 호번호 변경 2021.9.18.>

⑤ 제3항의 지역계수는 비용평가위원회에서 결정한 용량손실계수, 용량손실계수가중평균 및 가중치(aLF)를 이용하여 다음과 같이 산정하며 제주지역의 중앙급 전발전기와 수요반응자원에 대해서는 지역계수를 1.0으로 적용한다. [신설 2006.12.26.] <개정 2016.10.31.>

$$\left(\frac{\text{용량손실계수}}{\text{용량손실계수가중평균}} - 1 \right) \times \text{가중치}(a_{LF}) + 1$$

⑥ 제4항의 공급용량계수 산정에 필요한 용량은 다음의 각호에 따라 산출하며, 비용위원회의 검토와 조정을 거쳐야 한다.

1. 구역전기발전기, 중앙급전 분산특구발전기 및 중앙급전전기저장장치를 제외한 중앙급전발전기의 용량은 법 제61조에 의한 인가용량에서 직전 3년간 평균 소내전력률을 인가용량에 곱하여 산정한 소내소비전력을 차감하여 적용한다. <개정 2007.12.27., 2016.10.31., 2019.1.2., 2022.5.31., 2025.7.10.>

2. <삭제 2016.10.31.>

3. <개정 2010.6.30.> <삭제 2016.10.31.>

4. 중앙급전 구역전기발전기 및 중앙급전 분산특구발전기의 용량은 직전 최대 부하 시현시점의 실제 구역수요 초과 공급가능용량을 적용하여 산정한다. [신설 2019.1.2.] <개정 2025.7.10.>

5. 비중앙발전기의 용량은 직전 최대부하 시현시점의 전력거래량에 직전 3년간 최대부하 시현시점의 3년 평균 증가율을 적용하여 산정한다. [신설 2016.10.31.]

6. 중앙급전전기저장장치의 용량은 당해연도 전기저장장치의 실효용량으로 산정한다. [신설 2022.5.31.]

⑦ 시간대별용량가격계수(TCF_t)는 다음 각 호를 고려하여 비용위원회에서 결정한다.[신설 2006.12.26.] <항번호 변경 2019.1.2.>

1. 거래연도의 각 거래일은 평일과 공휴일로 구분한다. 여기서 공휴일은 「관공서의 공휴일에 관한 규정」 제2조의 “공휴일” 및 토요일을 말한다. <개정 2014.11.3.>

2. 시간대별용량가격계수는 월별로 다르게 산정하고, 수요에 의한 피크기여도가 높은 시간대의 계수는 피크기여도가 낮은 시간대의 계수보다 커야 한다. <개정 2014.11.3.>

3. 시간대별용량가격계수는 피크기여도에 의한 가중평균이 1이 되도록 작성해야 한다.

⑧ 성과연동형용량가격계수(PCF_t)는 다음 각 호를 고려하여 비용위원회에서 결정한다. <개정 2022.5.31.>

1. 성과연동형용량가격계수는 개별발전기의 발전기여도를 감안하여 산정하며, 발전기여도는 기준발전기여도, 운전기여도, 응동유연성기여도 및 기동기여도를

감안하여 산정하고, 산정에 관한 세부기준 및 절차는 비용위원회에서 별도로 정한다. <개정 2021.7.1., 2022.5.31.>

2. 발전기여도는 발전기의 제약사유를 고려하여 산출할 수 있으며, 전력거래소는 필요시 제약사유 입력과 관련한 증빙자료를 발전사업자에게 요구할 수 있다.

3. <삭제 2022.5.31.>

4. <삭제 2021.7.1.>

5. 성과연동형용량가격계수는 발전기여도에 의한 용량가중평균이 1이 되도록 산출한다. <개정 2022.5.31.>

제2.4.4조(정산상한가격의 산정 및 적용) ① 정산상한가격은 제2.4.3조 제1항의 기준 용량가격을 결정하기 위한 건설투자비 산정의 기준이 되는 발전기의 변동비 단가로 한다.

② 제1항의 정산상한가격(PC)은 다음과 같이 계산한다.

$$PC(\text{원/kWh}) = \text{열소비율}(\text{Gcal/MWh}) \times \text{열량단가}(\text{원/Gcal}) / 1000$$

③ 제2항의 열소비율은 기준 발전기 공급계약서의 송전단 정격출력에서의 열소비율을 적용하고, 열량단가는 매월 비용평가위원회에서 결정한 한국가스공사가 공급하는 LNG의 열량단가를 적용한다.

④ 정산상한가격은 육지 중앙급전발전기의 발전전력량 정산금 산정시에 한하여 적용한다. 단, 정산 발전기의 발전가격이 정산상한가격을 초과하는 경우, 해당 발전기의 발전가격을 적용하며, 세부사항은 별표2의 정산기준에 따른다.

[본조신설 2013.2.28.]

제2.4.4조의2(긴급정산상한가격의 적용) ① 긴급정산상한가격에 대한 시행일, 상한가격 등은 “전력거래가격 상한에 관한 고시”제4조에 따라 산업자원부장관이 전력거래소에 통보한 내용에 따른다.

② 긴급정산상한가격을 적용하기 위해 산정하는“가중평균 계통한계가격”이란 거래시간별 지역별 전력시장가격과 별표9에 따른 발전계획 수립을 위한 거래시간별, 지역별 전력수요 예측량을 모두 반영하여 가중평균한 값을 말한다.

③ 긴급정산상한가격은 전력시장에서 거래하는 발전기 중 설비용량(사용전검사검사필증 기준) 100kW 이상인 모든 발전기에 적용한다. 단, 발전기의 발전가격이 긴급정산상한가격을 초과하는 경우에는 해당 발전기의 발전가격을 적용하며 세부사항은 별표2의 정산기준에 따른다.

④ 비중앙급전발전기(중앙급전 구역전기발전기 포함) 중 긴급상한가격 적용기간 동안 지급된 전력량 정산금이 전력생산을 위한 연료비용에 미달하는 발전기가 그 미달액과 함께 근거자료를 별도로 제출한 경우 적용기간 종료일(적용기간이

연속될 경우 마지막 시행일)로부터 6개월 이내에 적정성 검토를 거쳐 그 미달액을 보전할 수 있다. 단, 평가자료의 미비 등 불가피한 사정이 있을 경우 제6항의 전문위원회의 심의를 거쳐 지급기한을 연장할 수 있다.

⑤ 제4항의 보전액을 포함한 전력량 정산금의 총액은 해당 거래시간 계통한계가격을 적용하여 산출한 금액을 초과할 수 없다.

⑥ 전력거래소는 제4항의 미달액에 대한 적정성 검토, 보전 금액의 산정(조정을 포함한다.), 기타 이에 필요한 사항을 결정하기 위하여 아래 각 호에 해당하는 자 중 위원을 선임하여 전문위원회를 별도로 구성·운영할 수 있다. 이 때 전문위원회는 위원장 1인을 포함한 9인 이내로 구성하며, 재적의원 과반수의 찬성으로 심의·의결한다.

1. 전력거래소 임직원
2. 산업통상자원부 소속 공무원
3. 전력거래소 회원 소속 임직원
4. 법률, 회계 분야 전문가
5. 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자

⑦ 제6항의 전문위원회는 보전금액의 산정시 전력시장운영규칙 및 비용평가세부운영규정의 중앙급전 발전기의 발전비용 평가 방식을 참고할 수 있다.

⑧ 제4항에 따라 제출한 발전기 연료비용의 근거자료가 미흡한 경우 전력거래소는 추가자료를 요청할 수 있으며, 미달액을 보전받고자 하는 발전기는 요청에 응하여야 한다. 만약 미달액을 보전받고자 하는 발전기가 자료 제출 요청에 응하지 아니하는 경우 전력거래소는 제6항의 전문위원회의 심의·의결을 거쳐 해당비용의 보전을 거부할 수 있다. [본조신설 2022.11.30.]

제2.4.4조의3(고정가격계약의 정산상한가격 산정 및 적용) ① 제11.1.7조에 따라 고정가격계약을 체결한 발전기는 해당 거래시간의 계통한계가격이 고정가격의 1,000분의 1(kWh단위로 환산한 가격으로 이하 ‘kWh 기준 고정가격’이라 한다)을 초과하는 경우 그 kWh 기준 고정가격을 고정가격계약의 정산상한가격으로 한다. 단, 제2.4.4조의2에 따른 긴급정산상한가격이 적용되는 경우에는 고정가격계약의 kWh 기준 고정가격과 제2.4.4조의2에 따른 긴급정산상한가격 중 낮은 값을 고정가격계약의 정산상한가격으로 하며, 세부사항은 별표2 및 별표33의 정산기준을 따른다. <개정 2024.2.13.>

② 고정가격계약의 정산상한가격의 적용은 제11.1.7조에 따라 체결된 계약기간 동안 적용한다. 단, 제11.1.7조 제3항 내지 제4항에 따라 변경계약(가중치 변경에 따른 변경계약에 한함)을 체결하였을 경우 그 변경계약의 계약일 전일, 계약파기가 있을 경우 파기일까지 기존 고정가격계약의 정산상한가격을 적용한다.

③ 「신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영 지침」

제10조의3 제2항 단서조항에 따라 공급인증서 발급량의 일정비율에 대하여 고정가격계약을 체결하는 경우(이하“공급인증서 비율계약”이라 한다), 고정가격계약의 정산상한가격을 그 공급인증서 비율계약별로 달리 적용한다.

④ 제2.4.4조의2에도 불구하고 제11.1.7조에 따라 고정가격계약을 체결한 발전기의 제2.4.4조의2 제4항 내지 제5항에 따른 보전액을 포함한 전력량 정산금의 총액은 제2.4.4조의3 제1항 내지 제3항에 따라 해당 거래시간 고정가격계약의 정산상한가격을 적용하여 산출한 금액을 초과할 수 없다.

[본조신설 2022.12.27.]

제2.4.5조(배출권거래비용 기준가격의 결정) ① <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>

② <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>

[본조신설 2015.3.17.]

제5절 송전손실계수의 산정 및 적용 [본절신설 2006.12.26.]

- 제2.5.1조(송전손실계수의 산정)** ① 발전기의 송전손실계수(TLF_i)는 한계손실계수로서 임의모선의 단위부하 공급에 필요한 기준모선의 발전량을 말한다.
- ② 발전기의 송전손실계수는 발전소 주변압기 고압측을 기준으로 한다.
- ③ 비중앙급전발전기의 송전손실계수는 1.0으로 한다.
- ④ 송전손실계수는 정적손실계수($STLF_i$), 동적손실계수($DTLF_i$), 조정손실계수($ASTLF_i$)로 구분한다.
- ⑤ 수요반응자원의 송전손실계수는 1.0으로 한다. [개정 2014.11.3.]
- ⑥ 분산에너지사업자 발전기의 송전손실계수는 1.0으로 한다. 다만, 분산에너지사업자의 설비용량 20MW 초과 열공급 발전기(중앙급전 분산특구발전기 포함)는 제2.5.2조부터 제2.5.3조의 규정에 따라 산정한다. [신설 2025.7.10.]

- 제2.5.2조(동적손실계수 산정)** ① 실시간 급전계획을 위한 동적손실계수($DTLF_i$)는 실시간 계통상태를 반영하여 계통운영시스템의 상태추정(이하 “상태추정”이라 한다) 주기마다 산정한다. <개정 2014.10.2.>
- ② 제1항의 동적손실계수는 실시간급전계획 수립을 위한 계통운영시스템의 계통해석과정에 의해 산정한다. <개정 2014.10.2.>

- 제2.5.3조(정적손실계수의 산정)** ① 정적손실계수($STLF_i$)는 계절별, 요일별로 구분함을 원칙으로 한다. 단, 전력거래소가 안정적 계통운영 및 시장운영에 필요하다고 판단한 경우 정적손실계수를 시간대별로 구분할 수 있다.
- ② 전력거래소는 전년도 동적손실계수 등을 고려하여 다음 해에 적용될 정적손실계수를 산정하여야 한다. <개정 2021.1.1.>
- ③ 직접구매자, 구역전기사업자, 중앙급전전기저장장치의 정적손실계수는 지리적으로 가장 인접한 중앙급전발전기의 정적손실계수를 적용한다. <개정 2016.5.12.>
- ④ 운전조합별 비용함수를 적용하는 다조합 복합발전기의 정적손실계수는 복합발전기와 동일한 정적손실계수를 적용한다. [신설 2021.1.1]
[시행일 : 2026.1.1.부터 시행예정]
- ⑤ 신규 사업 등록 또는 발전 실적이 없어 제2.5.2조의 동적손실계수가 산정되지 않는 분산에너지사업자의 설비용량 20MW 초과 열공급 발전기(중앙급전 분산특구발전기 포함)의 정적손실계수는 전기적·지리적으로 가장 인접한 중앙급전발전기의 정적손실계수를 적용한다. [신설 2025.7.10.]

- 제2.5.4조(용량손실계수의 산정)** ① 전력거래소는 정적손실계수 중 동계(12월,1월,2

월) 평일 및 하계(7월,8월,9월) 평일에 적용하는 정적손실계수를 평균하여 산정하여야한다.

② 직접구매자, 구역전기사업자, 중앙급전전기저장장치의 용량손실계수(CTLF)는 지리적으로 가장 인접한 중앙급전발전기의 용량손실계수를 적용한다. [본조 신설 2016.10.31.]

③ 제2.5.3조 제5항에 해당하는 분산에너지사업자의 용량손실계수(CTLF)는 전기적·지리적으로 가장 인접한 중앙급전발전기의 용량손실계수를 적용한다. [신설 2025.7.10.]

제2.5.5조(정적손실계수 및 용량손실계수의 결정 및 공개) 전력거래소는 비용위원회의 의결을 거쳐 당해연도 7월부터 다음연도 6월까지 적용될 정적손실계수, 발전기별 용량손실계수 및 용량손실계수가중평균을 당해연도 6월 전까지 결정하여 이를 공개하여야 한다. 단, 제2.5.3조의 제②항에도 불구하고 계통 상황 변경 등으로 특정 발전기의 정적손실계수를 달리 적용하는 것이 타당하다고 판단하는 경우 비용평가위원회의 의결을 거쳐 이를 수정할 수 있다. <조번호 및 본조 제목변경, 개정 2016.10.31.> <개정 2017.12.29., 2021.1.1.>

제2.5.6조(조정손실계수의 산정) 하루전발전계획 및 정산을 위한 조정손실계수(ASTLF_i)는 제 2.5.3조의 정적손실계수에 아래 표의 연도별 완화계수를 고려하여 산정한다. <조번호 변경 2016.10.31.>, <개정 2022.6.30.>

2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016년 이후
10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%

제3장 전력의 거래 <본장제목개정 2005.1.21.>

제1절 판매사업자의 전력구매

제3.1.1조(전력량가격의 적용) 판매사업자가 전력시장으로부터 구입한 전력량에 대한 가격은 제2.4.2조, 제2.4.4조, 제2.4.4조의2, 제2.4.4조의3의 규정에 근거한 시장가격을 적용한다. <개정 2006.12.26, 단서삭제 2008.4.22., 2022.11.30., 2022.12.27.>

제3.1.2조(용량가격의 적용) 판매사업자에 대한 거래시간별 용량가격은 제2.4.3조의 규정에 따라 정한 기준용량가격(기준용량가격 보정계수 포함)에 시간대별 용량가격계수(TCF_i), 용량가격계수(RCF_i), 성과연동형용량가격계수(PCF_i)를 적용한다. <개정 2006.12.26., 2009.06.30., 2016.10.31., 2022.5.31.>

제3.1.3조(부가정산금의 적용) 판매사업자에 대한 부가정산금은 별표 2에 따라 적용한다.<개정 2021.1.1.>

제3.1.4조(채무불이행시 조치) ① 판매사업자가 제4.3.2조 제2항의 규정을 위반하는 채무불이행이 발생한 것으로 본다. <개정 2003.5.7., 2018.12.12.>

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 채권확보를 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 제18호서식에 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

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

④ 제 2항의 규정에도 불구하고 정부가 100분의 51 이상을 출자한 판매사업자

가 채무불이행 예정 사실과 채무불이행 해소를 위한 계획을 차수별 결제일 1영업일 전까지 전력거래소로 통지한 경우에 한해, 제2항 각호의 조치를 30일간 보류할 수 있다. [신설 2022.5.31.]

제3.1.5조(연체이자 산정 및 납부) ① 판매사업자는 채무불이행에 따른 연체이자를 다음의 식에 의해 산정하여 채무불이행금과 함께 전력거래소에 납부하여야 한다. <개정 2023.9.26.>

연체이자 = 채무불이행 전력거래대금 × [연체발생시점의 금융기관 대출평균금리(한국은행 경제통계시스템상의 가장 최근에 발표된 예금은행 신규취급액 기준 대출금리를 말한다)] × 연체기간/365일

② 전력거래소는 채무불이행금과 이자에 대해 회원사에게 통지 후 지급하며, 국고단수계산법에 따라 10원 미만은 절사한다. [신설 2023.9.26.]

제2절 직접구매자의 전력구매

제1관 직접구매 가격의 적용

제3.2.1.1조(전력량가격) 직접구매자가 구입한 전력량에 대한 거래시간대별 가격은 제2.4.2조의 규정에 따라 정한 계통한계가격과 제2.4.4조에 따른 정산상한가격, 제2.4.4조의2에 따른 긴급정산상한가격 중 작은 값을 적용한다. 단, 제11.1.7조에 따라 고정가격계약을 체결한 발전기에서 구입한 전력량에 대한 거래시간대별 가격은 제2.4.2조의 규정에 따른 계통한계가격과 제2.4.4조의2에 따른 긴급정산상한가격, 제2.4.4조의3에 따른 고정가격계약의 정산상한가격 중 작은 값을 적용한다. <개정 2009.06.30., 2022.11.30, 2022.12.27.>

제3.2.1.2조(용량가격) ① 직접구매자에 대한 거래시간별 용량가격은 직접구매자 적용 기준용량가격(RCP_k)에 시간대별용량가격계수(TCF_t), 직접구매용량보정계수, 용량가격계수(RCF_k), 성과연동형용량가격계수(PCF_k)등을 적용한다. <개정 2006.12.26., 2009.06.30., 2016.10.31., 2022.5.31., 2025.4.9.>

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

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

제3.2.1.3조(부가정산금) ① 직접구매자에 대한 부가정산금(Uplift)은 부가정산금

단가(원/kWh)를 매년 6월까지 산정하여, 당해연도 7월부터 1년간 일정하게 유효구매전력량에 적용한다. <개정 2021.12.28.>

② 제1항의 규정에 의한 부가정산금단가는 전년도 전력시장에서 발생된 부가정산금액을 토대로 비용위원회에서 정한다.

제3.2.1.4조(손실계수) ① 송전망에서 발생하는 송전손실계수(TLFC)는 제2.5.3조에 따라 산정한 정적손실계수를 적용하며, 배전망에서 발생한 배전손실계수(DLFC)는 매년 6월까지 산정하여 당해연도 7월부터 1년간 일정비율을 모든 직접구매자에게 동일하게 적용한다. <개정 2006.12.26., 2022.5.31.>

② 직접구매자의 계량기 설치위치가 계량점과 다르므로 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>

③ 제1항 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) ① 직접구매자에 대한 발전측 송전요금은 법 제15조의 규정에 의거 산업통상자원부장관으로부터 인가를 받은 발전측 송전요금을 기초로 하여 동 요금의 적용기준 및 적용방법은 비용위원회에서 별도로 정한다.

② 직접구매자에 대한 부하측 송전요금은 법 제15조의 규정에 의거 산업통상자원부장관으로부터 인가를 받은 “송·배전용 전기설비 이용규정”에 따르며 이 규칙에서는 적용하지 아니한다. <개정 2005.1.21, 2012.12.31>

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

제3.2.1.8조(직접구매 용량보정계수의 결정) 제3.2.1.2조의 규정에 의한 직접구매용량보정계수는 매년 6월까지 산정하여 비용위원회에서 별도로 정하며, 당해연도 7월부터 1년간 모든 직접구매자에게 동일하게 적용한다. <개정 2022.5.31.>

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

② 제1항의 규정에 의한 용량가격 적용전력은 역월 단위로 적용하고, 거래당월에 대한 용량가격 적용전력은 거래 당월 및 전월을 포함하지 않은 직접구매자의 직전 12개월 중의 7월, 8월, 9월, 12월, 1월, 2월 및 거래전전월 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. <개정 2025.4.9.>

③ 직접구매자가 전력시장에서 전력을 거래한 기간이 1년에 미달한 때에는 제2항의 규정을 준용하되, 다음 각 호에 따라 용량가격 적용전력을 결정한다. <개정 2025.4.9.>

1. 직접구매 이전 판매사업자 또는 구역전기사업자로부터 전력을 구입한 실적자료가 있는 경우, 과거 시간대별 구입량에 제3.2.1.4조의 규정에 의한 손실계수를 반영하여 유효구매전력량을 산정
 2. 직접구매 이전 판매사업자 또는 구역전기사업자로부터 전력을 구입한 실적자료가 없는 경우, 최초 직접구매 개시월로부터 2개월 후 말일까지는 수전설비 용량의 30%로 적용
- ④ 직접구매자는 제3.2.1.10조에 따라 직접구매 거래개시 희망일 1개월 전에 판매사업자 또는 구역전기사업자로부터 직접구매 이전 직전 12개월 동안의 전력구입 여부 및 시간대별 구입량 자료를 받아 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2025.4.9.]

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

1. 제3.2.1.4조 제2항의 규정에 의한 개별손실계수 산정을 위하여 필요한 자료 <개정 2005.1.21>
2. 제3.2.1.9조의 규정에 의한 용량가격 적용전력 산정을 위하여 필요한 자료

제3.2.1.11조(전력구매 이외의 추가비용 부담) [신설 2025.4.9.] 전력시장에서 전력을 직접구매하고자 하는 자는 안정적인 전력공급 및 관련 법령에 따른 의무 이행 등을 위하여 전력시장운영규칙에 따라 판매사업자 및 구역전기사업자 등이 부담하는 비용에 대해 공동으로 부담하는 것을 원칙으로 한다. 이때 부담의 여부 및 수준은 전력시장운영규칙에서 정하는 기준을 따른다.

제3.2.1.12조(복지특례할인비용 정산금) [신설 2025.4.9.] ① 직접구매자에 대한 복지특례할인비용 정산금은 복지특례할인비용 단가(원/kWh)를 유효구매전력량에 곱하여 산정한다.

② 제1항의 복지특례할인비용 단가는 전기사업법 제16조에 따라 산업통상자원

부장관으로부터 인가를 받은 판매사업자의 약관을 기초로 「신·재생 에너지 발전전력의 제3자간 전력거래계약에 관한 지침」에 따라 판매사업자가 산업통상자원부장관에게 제출한 직전년도의 복지할인비용과 특례비용의 합계 금액을 직전년도 판매사업자의 판매량과 직접구매자의 총 유효구매전력량의 합으로 나누어 산정한다.

③ 제1항의 단가는 판매사업자가 매년 6월 산정하여 전력거래소와 직접구매자에 서면으로 통지하고, 당해연도 7월부터 1년간 적용하는 것을 원칙으로 한다.

④ 직접구매자에 대한 복지특례할인비용 정산금은 판매사업자에게 지급한다.

제2관 직접구매의 시행 및 관리

제3.2.2.1조(직접구매자의 자격) ① 전력시장에 참여하여 전력을 직접구매할 수 있는 자격은 법 제32조 및 동법 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. 단, 직접전력거래를 통해 전력을 구매하는 경우에는 「재생에너지전기의 직접전력거래 등에 관한 고시」에 따른 시간대별 정산방식으로만 구매할 수 있으며, 전기사용자의 각 수전설비를 합산한 용량을 적용할 수 있다. 수전설비를 합산한 용량에 관한 구체적인 방법은 산업통상자원부장관이 정하는 고시에 따른다. <개정 2021.12.28., 2025.4.9.>

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 운영예비력 저하 또는 저하 예상 시 조치사항의 수용여부 <개정 2011.6.30, 2011.12.2.>
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 별지 제131호서식에 따라 별도의 약정을 체결하여야 한다. <개정 2025.4.9.>

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 거래승인을 받은 후 전력거래소가 지정하는 시점부터 개시한다.

제3.2.2.6조(직접구매자의 거래유지기간) <개정 2025.4.9.> ① 직접구매자는 제3.2.2.5조의 규정에 의한 거래개시일로부터 3년이 경과하여야 전력시장에서 전력거래를 종료할 수 있으며, 전력거래를 종료하고자 하는 경우에는 종료 희망에 정일로부터 최소 6개월 전에 전력거래소에 서면으로 통지하여야 한다. <개정 2025.4.9.>

② 제1항의 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.

③ 제1항에 따른 거래유지기간 만료일 이전에 직접구매자가 일방적으로 전력거래를 종료한 경우 전력거래소는 종료사유 등을 고려하여 전력거래 종료일로부터 해당 직접구매자에 적용된 거래유지기간의 최대 3배에 달하는 기간만큼 직접거래를 위한 신청을 거부할 수 있다. [신설 2025.4.9.]

④ 전력거래소는 제1항에 따른 거래유지기간을 위반한 직접구매자를 전력거래소 정관에 따라 제재할 수 있다. [신설 2025.4.9.]

제3.2.2.7조(직접구매수수료의 부과) ① 전력거래소는 직접구매자에게 직접구매자의 진입에 따라 수반되는 정산·결제와 채권확보 및 사후관리 등에 소요되는 제반 경비충당을 위해 전력거래수수료를 전력거래소 정관이 정하는 바에 따라 부과한다. <개정 2025.4.9.>

② <삭제 2025.4.9.>

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

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

1. 직접구매자가 제4.3.2조 제2항의 규정을 위반하는 경우 <개정 2003.5.7., 2018.12.12.>
2. 직접구매자가 전력거래소에 제공하여야 할 재정보증금액을 제3.4.4조 제1항 및 제2항에서 정한 기한까지 제공하지 못하는 경우 <개정 2003.5.7, 2013.4.30>
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

② 직접구매자에게 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. 채무불이행 발생일로부터 14일 이전까지 채무불이행이 해소되지 않았을 경우 전력거래소는 제3.4.1조의 규정에 의하여 제공된 재정보증금액을 대상으로 직접구매자의 채무불이행금액을 변제하도록 청구하고, 회수액은 제4.3.6조의2의 예비계좌에 입금한다. 단, 연체이자 계산은 제3.2.2.10조에 따른다. <개정 2003.5.7., 2013.4.30., 2020.7.8.>
 3. 제1호에서 정한 기한까지 직접구매자가 채무불이행을 해소하지 못하는 경우에는 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. 해당 직접구매자에게 거래정지 통지를 발송한 후 즉시 해당 직접구매자와 관련 시장참여자에게 거래정지 통지 사본을 통보
 5. 거래정지 통지를 받은 직접구매자에 대한 전력시장에서의 거래자격 정지
- ③ 직접구매자가 채무불이행에 대한 의무를 이행하고 거래정지 해지를 요청하는 경우 전력거래소는 특별한 사유가 없는 한 거래정지를 해지한 후 해당 직접구매자와 관련 시장참여자에게 그 사실을 즉시 통보한다. <항번호변경 2003.5.7>

제3.2.2.10조(연체이자 산정 및 납부) ① 직접구매자는 채무불이행에 따른 연체이자를 다음의 식에 의해 산정하여 채무불이행금과 함께 전력거래소에 납부하여

야 한다. <개정 2023.9.26.>

연체이자 = 채무불이행 전력거래대금 × [연체발생시점의 금융기관 대출평균금리(한국은행 경제통계시스템상의 가장 최근에 발표된 예금은행 신규취급액 기준 대출금리를 말한다)] × 연체기간/365일

② 전력거래소는 채무불이행금과 이자에 대해 회원사에게 통지 후 지급하며, 국고단수계산법에 따라 10원 미만은 절사한다. [신설 2023.9.26.]

제3절 구역전기사업자의 전력거래 [본질신설 2005.1.21.]

제1관 구역전기사업자의 전력거래 관리

제3.3.1.1조(전력거래 요건) ① 구역전기사업자가 전력시장에서 전력을 거래할 수 있는 경우는 법 시행령 제19조 제4항에서 규정한 경우로 하며, 중앙급전 구역전기발전기를 보유한 구역전기사업자는 법 시행령 제19조 제4항 제3호에서의 산업통상자원부령으로 정하는 기간에만 전력시장에 구역수요 초과 공급가능용량을 입찰할 수 있다. <개정 2019.1.2.>

② 구역수요 초과 공급가능용량을 입찰한 구역전기발전기는 제5.1.4조에 의한 급전 지시 또는 제5.3.1조에 따른 용량시험이 있을 경우, 입찰한 구역수요 초과 공급가능 용량을 전력을 전력시장에 공급(역송)하여야 한다. [신설 2019.1.2.]

③ 구역수요 초과 공급가능용량을 입찰한 구역전기발전기가 제5.1.4조에 따른 급전 지시를 위반한 경우에는, 차기년도 1년간 구역수요 초과 공급가능용량 입찰을 제한 한다. [신설 2019.1.2.]

④ 구역수요 초과 공급가능용량을 입찰한 구역전기발전기가 제5.3.1조에 따른 용량 시험에 불합격한 경우, 차기 용량시험 합격 시까지 구역수요 초과 공급가능용량 입찰을 제한하고 용량요금을 정산하지 아니한다. [신설 2019.1.2.]

⑤ 구역전기사업자는 발전기의 고장·정기점검 및 보수 등으로 인한 경우, 또는 산업통상자원부령이 정하는 기간 동안 공급구역의 열수요 감소에 따른 발전기가동단축으로 인한 부족전력을 충당하기 위한 경우를 제외하고 당해 특정한 공급구역의 수요가 허가받은 공급능력 이내일 때에 구매전력이 발생하지 않도록 하여야 한다. <개정 2009.12.31., 2025.1.8.> <항번호 변경 2019.1.2.>

⑥ 법 시행령 제19조 제4항 제3호에 의한 전력거래를 하고자 하는 구역전기사업자는 열수요 이상 발전기를 가동해야 하며, 그 실적을 입증할 열판매량, 발전량 등 증빙서류를 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2009.12.31.] <항번호 변경 2019.1.2.>

⑦ 전력거래소는 익년 1월말까지 제6항에 의한 구역전기사업자의 전력시장 거래기간 중 발전기가동실적을 분석하고, 전력시장감시위원회의 심의를 거쳐 전기

위원회에 보고하여야 한다. [신설 2009.12.31.] <개정 2017.12.29.> <항번호 변경 2019.1.2.>

⑧ 전력시장감시위원회는 제7항의 심의결과 법 시행령 제19조를 위반한 구역전기사업자에 대해서는 전기위원회의 승인을 얻어 익년도에 일정기간 전력시장 거래를 제한할 수 있다. 다만, 당해 사업자의 열수요가 최소발전량에 미달한 경우에는 예외로 할 수 있다. [신설 2009.12.31.] <항번호 변경 2019.1.2.>

⑨ 2025년 1월 1일 이후로 전기사업의 허가를 받은 신규 구역전기사업자 또는 전기설비용량 증설에 따른 변경허가를 받은 구역전기사업자가 책임공급비율 기준을 미준수한 경우와 역송전력량이 과다한 경우 전력량정산금에 차등금액을 적용한다. 여기서, 책임공급비율 기준은 70% 이상으로 하며, 월간 발전량 대비 역송전력량 비율은 30% 이하로 정한다. [신설 2025.1.8.]

⑩ 법 시행령 제19조제4항제3호에 해당하는 사업자는 지역냉난방 구역전기사업자를 대상으로 하고, 지역냉난방 구역전기사업자가 산업통상자원부령으로 정하는 기간 동안 전력시장에서 구매하는 부족전력에 대해서는 책임공급비율 기준 미준수에 따른 차등금액을 적용하지 아니한다. [신설 2025.1.8.]

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 운영예비력 저하 또는 저하 예상 시 조치사항의 수용 <개정 2011.6.30, 2011.12.2.>
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 거래유지기간) <개정 2025.4.9.> ① 구역전기사업자는 제3.3.1.5조의 규정에 의한 거래개시일로부터 1년이 경과하여야 전력시장에서의 전력거래를 종료할 수 있다. 다만, 구역전기사업자가 제3.3.1.1조 제6항에 따라 산업통상자원부령이 정하는 기간동안 해당 공급구역의 열수요가 감소함에 따라 발전기 가동을 단축하여 발생한 부족전력을 충당하기 위해 거래하는 경우, 또는 전력거래를 지속할 수 없는 정당한 사유가 있는 경우에는 예외로 할 수 있다. <개정 2009.12.31>

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 제4.3.2조 제2항의 규정을 위반하는 경우 <2018.12.12.>
2. 구역전기사업자가 전력거래소에 제공하여야 할 재정보증금액을 제3.4.4조 제1항 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

② 구역전기사업자에게 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. 채무불이행 발생일로부터 14일 이전까지 채무불이행이 해소되지 않았을 경우 전력거래소는 제3.4.1조의 규정에 의하여 제공된 재정보증금액을 대상으로 구역전기사업자의 채무불이행금액을 변제하도록 청구하고, 회수액은 제4.3.6조의2의 예비계좌에 입금한다. 단, 연체이자 계산은 제3.3.1.8조에 따른다. <개정 2020.7.8., 2023.9.26.>
3. 제1호에서 정한 기한까지 구역전기사업자가 채무불이행을 해소하지 못하는 경우에는 그 기한이 속하는 날의 자정(24:00)에 거래가 정지됨을 알리는 거래

정지 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

③ 구역전기사업자가 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) ① 구역전기사업자는 채무불이행에 따른 연체이자를 다음의 식에 의해 산정하여 채무불이행금과 함께 전력거래소에 납부하여야 한다. <개정 2023.9.26.>

연체이자 = 채무불이행 전력거래대금 × [연체발생시점의 금융기관 대출평균금리(한국은행 경제통계시스템상의 가장 최근에 발표된 예금은행 신규취급액 기준 대출금리를 말한다)] × 연체기간/365일

② 전력거래소는 채무불이행금과 이자에 대해 해당 금액에 대해 회원사에게 통지 후 지급하며, 국고단수계산법에 따라 10원 미만은 절사한다. [신설 2023.9.26.]

제2관 구매가격의 적용

제3.3.2.1조(전력량가격의 적용) 구역전기사업자가 전력시장에서 구매한 전력량에 대한 가격은 제2.4.2조, 제2.4.4조, 제2.4.4조의2, 제2.4.4조의3의 규정에 근거한 시장가격을 적용한다. <개정 2006.12.26, 단서삭제 2008.4.22., 2022.11.30., 2022.12.27.>

제3.3.2.2조(용량가격의 적용) 구역전기사업자에 대한 거래시간별 용량가격은 제2.4.3조의 규정에 따라 정한 기준용량가격에 시간대별 용량가격계수(TCF_i)와 용량가격계수(RCF_i), 성과연동형용량가격계수(PCF_i)를 적용한다. <개정 2006.12.26., 2016.10.31., 2022.5.31.>

제3.3.2.3조(계약정산금의 적용) 구역전기사업자에 대한 부가정산금은 별표 2에 따라 적용한다. <개정 2021.1.1.>

제3.3.2.4조(손실계수) ① 송전망에서 발생하는 송전손실계수(TLFL)는 제2.5.3조에 따라 산정한 정적손실계수를 적용하며 배전망에서 발생한 배전손실계수(DLFL)

는 매년 6월까지 산정하여 당해연도 7월부터 1년간 단일치를 정하여 모든 구역 전기사업자에게 동일하게 적용한다. <개정 2006.12.26., 2022.5.31.>

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

③ 제1항 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) ① 구역전기사업자의 발전측 송전요금은 비용위원회에서 법 제15조의 규정에 의거 산업통상자원부장관으로부터 인가를 받은 발전측 송전요금을 반영하여 산정한다.

② 구역전기사업자에 대한 부하측 송전요금 및 배전요금은 법 제15조의 규정에 의거 산업통상자원부장관으로부터 인가를 받은 “송·배전용 전기설비 이용규정” 및 “배전용 전기설비 이용규정”에 따르며 이 규칙에서는 적용하지 아니한다. <개정 2012.12.31>

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

제3.3.2.8조(자료제출) ① 구역전기사업자는 제3.3.2.4조 제2항의 규정에 의한 개별손실계수 산정을 위하여 필요한 자료를 거래개시 희망일로부터 1개월 전까지 전력거래소에 제출하여야 한다.

② 구역전기사업자는 제6.1.3조 제8호의 규정에 의한 시장감시를 위하여 전력시장감시위원회가 요청할 경우 시간대별 발전전력량, 발전에 필요한 소내소비전력량 및 관련 변압기손실량, 열판매량 등에 대한 일간, 월간, 연간 실적과 발전기의 고장·정기점검 및 보수 등의 자료를 제출하여야 한다. <개정 2009.12.31>

제4절 전력구매자의 재정보증 <절명칭개정 2005.1.21., 2021.1.1>

제3.4.1조(재정보증의 설정) ① 전력구매자는 전력시장에 참여하여 거래를 하는 기간에는 전력거래소에 지속적으로 다음 각 호의 재정보증을 별도로 제공한다. 단, 판매사업자 및 구역전기사업자 중 「공공기관의 운영에 관한 법률」에 따른 공공기관이거나 「자본시장과 금융투자업에 관한 법률」에 따라 금융위원회의 인가를 받은 신용평가사로부터 채권 또는 기업신용등급에 대해 최우수등급(AAA)을 받은 자는 재정보증을 면제할 수 있고, 이 경우 신용평가등급 최우수등급은 다음과 같이 정한다. <개정 2015.3.17., 2021.1.1., 2025.4.9.>

한국신용평가	한국기업평가	NICE신용평가
AAA	AAA	AAA

1. 전력거래대금 중 신재생에너지 의무이행비용 정산대금 및 수요반응자원 정산대금을 제외한 대금지급을 위한 재정보증 <개정 2019.12.31., 2021.7.1., 2024.8.1.> [시행 2022.1.1.]
 2. <삭제 2019.12.31.> [시행 2022.1.1.]
 3. 전력거래대금 중 신재생에너지 의무이행비용 정산대금 지급을 위한 재정보증 [신설 2021.7.1.]
 4. 전력거래대금 중 수요반응자원 정산대금 지급을 위한 재정보증 [신설 2024.8.1.]
- ② 제 1항의 각 재정보증의 형태는 다음 각호의 1과 같다. [신설 2015.3.17.]
1. 현금 재정보증
 2. 비현금 재정보증 <개정 2005.1.21>
- ③ 현금 재정보증은 제4.3.4조의 규정에 의한 전력거래전담 금융기관에 개설된 해당 전력구매자의 보증금계좌에 예치된 자금으로 하며 다음 각호의 요건을 충족하여야 한다. <항번호 변경 2015.3.17.> <개정 2021.1.1>
1. 전력거래대금 지급만을 위한 재정보증일 것
 2. 전력거래대금의 결제를 이행하지 아니할 때는 전력거래소가 전력구매자의 동의 없이 인출할 수 있을 것
 3. 전력거래소의 동의없이 전력구매자가 보증금을 인출할 수 없을 것 <개정 2005.1.21., 2021.1.1>
- ④ 비현금 재정보증은 다음과 같은 형태로 제공할 수 있다. <항번호 변경 2015.3.17.>
1. 적정자격을 가진 재정보증제공자로부터의 재정보증이며, 재정보증제공자가 될 수 있는 자는 한국은행의 신용관리하에 있는 은행이나 금융기관에 한함
 2. 전력거래소가 인정하는 형식의 보증서 또는 은행신용장
- ⑤ 제1항 1호의 재정보증 기간은 매년 1월부터 12월까지의 전력거래에 대한 최초결제일부터 최종결제일의 익일까지로 한다. [신설 2013.4.30.] <항번호 변경 및 개정 2015.3.17.>
- ⑥ 제1항 제3호의 재정보증 기간은 의무이행년도 최초 전력거래일로부터 해당 전력거래에 대한 신재생에너지 의무이행비용의 최종결제일 익일까지로 한다. <개정 2019.12.31., 2021.7.1.> [시행 2022.1.1.]
- ⑦ 제1항 제4호의 재정보증 기간은 매년 1월부터 12월까지의 수요반응자원거래에 대한 최초 결제일부터 최종결제일의 익일까지로 한다. [신설 2024.8.1.]
- ⑧ 제1항의 단서에 따라 재정보증의 면제를 받고자 하는 경우 각 호의 서류를 제출하여야 한다. <항번호 변경 2024.8.1.>

1. 공공기관 운영에 관한 법률에 의한 공공기관인 경우 기획재정부에서 발표하는 ‘공공기관 지정 고시’로 갈음한다.
 2. 신용평가등급이 최우수등급인 회원사의 경우 신용평가사의 의견서를 전력거래개시 시작일로부터 1개월전까지 제출하여야 한다. 신용평가사의 의견서는 제출마감일 기준 1년 이내에 작성된 것으로 한다. [신설 2021.1.1.]
 - ⑨ 제1항 단서에 의해 재정보증 면제를 받은 자가 전력거래 기간 중에 공공기관 지정 해제 또는 신용평가등급이 하락할 경우 해당 회원사는 전력거래소에 전력거래대금 등에 대한 재정보증을 즉시 제출하여야 한다. [신설 2021.1.1.]
- <항번호 변경 2024.8.1.>

제3.4.2조(관련자료 제출) ① 전력구매자는 다음 연도의 월별 예상구매량을 매년 11월 말까지 전력거래소에 제출하여야 한다. 단, 제3.3.1.1조 제6항의 규정에 의한 구역전기사업자는 산업통상자원부령이 정하는 거래기간의 월별 예상구매량을 거래개시 1개월전까지 제출할 수 있다. <개정 2005.1.21., 2013.4.30., 2021.1.1>

② 전력구매자로서 시장에서 거래를 하고자 하는 자는 거래개시 희망일로부터 1개월 전까지 다음의 자료를 제출하여야 한다. <개정 2010.11.30., 2021.1.1>

1. 거래개시 직전연도의 월별 전력사용량 및 증빙 <개정 2013.4.30.>
2. <삭제 2013.4.30.>
3. 거래기간이 속한 연도의 월별 예상구매량 <개정 2013.4.30.>
4. 구역전기사업자의 경우 공급예정구역에 대해 산업통상자원부장관으로부터 허가받은 사업허가증 사본 [신설 2010.11.30]

③ <삭제 2010.11.30>

④ <삭제 2013.4.30.>

⑤ 제1항 및 제2항 제3호의 월별 예상구매량은 전력시장에서의 월별 구매전력량에서 해당월의 판매전력량을 차감한 값으로 한다. [신설 2013.4.30.]

제3.4.3조(재정보증금액 산정 및 통지) ① 다음 각 호의 재정보증금액은 구분하여 산정한다. [신설 2015.3.17.] <개정 2019.12.31., 2021.7.1., 2024.8.1.> [시행 2022.1.1.]

1. 전력거래대금 중 신재생에너지 의무이행비용 정산대금 및 수요반응자원 정산대금을 제외한 대금지급을 위한 재정보증
2. <삭제>
3. 전력거래대금 중 신재생에너지 의무이행비용 정산대금 지급을 위한 재정보증
4. 전력거래대금 중 수요반응자원 정산대금 지급을 위한 재정보증 [신설

2024.8.1.]

② 제1항 제1호의 금액은 전력구매자별로 월 최대 전력구매대금을 해당월의 일수로 나누어 산출한 일평균 구매금액에 다음 각 호의 기준일수를 적용하여 산정한다. 재정보증금액 = 월 최대 전력구매대금 / 해당월일수 × 기준일수

1. 구역전기사업자의 기준일수는 전력구매일정과 거래정지 소요기간 등을 감안하여 40일 적용

2. 직접구매자의 기준일수는 전력구매일정과 거래정지 및 전기공급 중지 소요기간 등을 감안하여 80일 적용 <개정 2010.11.30., 2013.4.30.> <항번호 변경 및 개정 2015.3.17.> <개정 2019.12.31., 2024.8.1., 2025.4.9.> [시행 2022.1.1.]

③ 월 최대 전력구매대금은 다음 각호의 거래월별 값을 비교하여 가장 큰 값으로 한다. 단, 월 최대 전력구매대금이 0원보다 적으면 0원으로 간주한다. [신설 2010.11.30.] <개정 2013.4.30.> <항번호 변경 및 개정 2015.3.17.> <개정 2019.12.31.> [시행 2022.1.1.]

1. 제3.4.2조 제1항 및 제2항 제3호의 월별 예상구매량에 전년도 평균정산단가를 곱한 값 <개정 2013.4.30.>

2. 재정보증금액 통지기한 이전까지 거래월별 결제가 종료된 최근 12개월의 월별 결제금액 <개정 2013.4.30.>

3. 제3.4.2조 제2항 제1호의 월별 전력사용량에 전년도 평균정산단가를 곱한 값[신설 2013.4.30.]

④ 제1항 제3호의 금액은 총 의무이행비용, 전력구매자의 전력구매량 비율을 적용하여 산출한 연간 정산금액으로 한다. <개정 2019.12.31., 2021.7.1.> [시행 2022.1.1.]

1. <삭 제>

2. 신재생에너지 의무이행비용 정산대금 지급을 위한 재정보증금액 = 비용평가위원회에서 의결한 전전년도 공급의무자별 연간 의무이행비용 합계 × (당해년도 의무공급량의 비율 ÷ 전전년도 의무공급량의 비율) × Max(전년도 전력구매비율, 당해년도 예상 전력구매비율) <개정 2021.7.1.>

⑤ 제1항 제4호의 금액은 전력구매자별로 다음 각 호와 같다.

1. 구역전기사업자의 재정보증 금액은 분기별 최대 수요반응자원거래의 전력거래대금으로 한다.

2. 직접구매자의 재정보증 금액은 분기별 최대 수요반응자원거래의 전력거래대금에 90분의 130을 곱한 값으로 한다. [신설 2024.8.1.] <개정 2025.4.9.>

⑥ 분기별 최대 수요반응자원거래의 전력거래대금은 다음 각호의 분기별 값을 비교하여 가장 큰 값으로 한다. 다만, 제7항의 통지 기한까지 전년도 4분기 전력거래대금이 확정되지 않은 경우, 전전년도 4분기 전력거래대금으로 대체한다.

[신설 2024.8.1.]

1. 해당 사업자의 전년도 분기별 수요반응자원거래의 전력거래대금
2. 전년도 분기별 수요반응자원거래의 전력거래대금의 합계 × 해당 사업자의 예상 전력구매비율

⑦ 전력거래소는 제2항에 의해 설정된 재정보증금액을 다음 각호의 1의 기간 내에 통지해야 한다. <항번호변경 2010.11.30.> <개정 2013.4.30.> <항번호변경 및 개정 2015.3.17.> <개정 2019.12.31.> <항번호변경 2024.8.1.> [시행 2022.1.1.]

1. 전력구매자에게는 매년 12월 10일 이전까지 통지한다. 단, 제3.3.1.1조 제6항의 규정에 의한 구역전기사업자에게는 산업통상자원부령이 정하는 거래기간의 거래개시 20일 전까지 통지한다. <개정 2013.4.30., 2021.1.1>
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) ① 전력구매자는 제3.4.3조의 규정에 따라 통지된 재정보증금액을 제3.4.1조 제2항의 규정에 의한 현금 또는 동조 제3항의 규정에 의한 비현금의 형태로 매년 12월 24일까지 전력거래소에 납부하여야 한다. 단, 제3.3.1.1조 제6항의 규정에 의한 구역전기사업자는 산업통상자원부령이 정하는 거래기간의 거래개시 7일 전까지 납부할 수 있다. <개정 2005.1.21., 2013.4.30., 2021.1.1>

② 직접구매를 하고자 하는 자 및 전력시장에서 전력을 구매하고자 하는 구역전기사업자는 제3.4.3조의 규정에 따라 통지된 재정보증금액을 제3.4.1조 제2항의 규정에 의한 현금 또는 동조 제3항의 규정에 의한 비현금의 형태로 거래개시 희망일 7일전까지 전력거래소에 납부하여야 한다. <개정 2005.1.21>

③ 전력거래소는 전력구매자가 제공한 재정보증이 제3.4.1조에서 정한 요건을 충족시키지 못하는 것으로 판단하는 경우에는 당해 전력구매자와의 전력거래를 정지할 수 있다. <개정 2005.1.21., 2021.1.1>

제3.4.5조(채무불이행시 해소 등) ① 채무불이행을 해소하기 위해서는 다음 각호의 조건을 모두 충족하여야 한다. [신설 2010.11.30]

1. 연체이자를 포함한 거래대금의 완납
2. 우선 집행된 재정보증의 회복

② 당해 회원사에서 채무불이행이 발생한 차수의 연체금액을 변제하지 못한 경우에는 차후 도래하는 차수에서 거래소에 청구할 금액이 있다고 하더라도 이를 근거로 우선 변제를 요구할 수 없다. [신설 2010.11.30]

③ 제1항 제2호의 재정보증 회복에 있어 비현금재정보증은 현금형태의 재정보

증으로 전환하여야 한다. [신설 2010.11.30]

제3.4.6조(재정보증의 해지) 전력구매자가 전력시장을 통한 전력거래의 해지를 요청하거나 전력거래가 해지되는 경우에는 전력거래소는 해당 직접구매자 또는 구역전기사업자에 대한 재정보증을 해지한다. <조번호변경 2010.11.30., 2021.1.1.>

제5절 재생에너지직접전력거래 [본절 신설 2023.06.30.]

제3.5.1조(부가정산금의 적용) ① 직접전력거래에 대한 부가정산금(Uplift)은 부가정산금단가(원/kWh)를 매년 6월까지 산정하여, 당해연도 7월부터 1년간 일정하게 직접전력거래 전력량에 적용한다.

② 부가정산금단가는 제3.2.1.3조 제2항을 근거로 [별표2]의 직접전력거래 부가정산금단가의 산정기준에 따라 산정한다.

제3.5.2조(재정보증의 설정) ① 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자는 직접전력거래에 참여하여 거래를 하는 기간에는 전력거래소에 지속적으로 직접전력거래에 의한 부가정산금 및 거래수수료 지급을 위한 재정보증을 별도로 제공한다. <개정 2025.4.9.>

② 제1항은 현금재정보증 형태로 한다.

③ 직접전력거래 보증금계좌는 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자의 현금재정보증을 위하여 개설한 전력거래소 명의의 계좌를 말한다. <개정 2025.4.9.>

④ 직접전력거래에 관한 현금 재정보증은 보증금계좌에 예치된 자금으로 하며 직접전력거래 중 부가정산금과 전력거래수수료의 지급만을 위한 재정보증이어야 한다.

제3.5.3조(재정보증금액 산정 및 통지) ① 제3.5.2조 제1항의 재정보증을 위한 금액은 직접전력거래의 공급량과 직접전력거래 부가정산금단가 및 거래수수료단가를 적용하여 다음 각호의 1에 따라 산출한 금액으로 한다.

1. 직접전력거래 부가정산금 및 거래수수료 지급을 위한 재정보증금액 = [(제3.5.1조의 부가정산금단가 + 전력거래 수수료 단가) × MAX{(발전기 설비용량 × 직전년도 전력시장통계상 동일연료원의 월별 최대 이용률 × 8,760H) ÷ 12개월, 전년도 최대 재생에너지 공급량 실적}] × 1.2 × 2개월

② 전력거래소는 제1항에서 설정된 재정보증금액을 다음 각호의 1의 기간 내에 통지해야 한다.

1. 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자에게는 매년 12월 10일까지 통지한다. <개정 2025.4.9.>

2. 직접전력거래를 하고자 하는자에게는 거래개시 희망일 20일전까지 통지한다.

제3.5.4조(재정보증금액 납부 및 검증) ① 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자는 제3.5.3조의 규정에 따라 통지된 재정보증금액을 제

3.5.2조의 제2항의 규정에 의한 현금의 형태로 매년 12월 24일까지 전력거래소에 납부하여야 한다. <개정 2025.4.9.>

② 직접전력거래를 하고자 하는자는 제3.5.3조의 규정에 따라 통지된 재정보증금액을 제3.5.2의 2항의 규정에 의한 현금형태로 거래개시 희망일 7일전까지 전력거래소에 납부하여야 한다.

제3.5.5조(채무불이행시 조치) ① 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자가 다음 각호의 1에 해당하는 경우에는 채무불이행이 발생한 것으로 본다. <개정 2025.4.9.>

1. 제4.3.2조 제2항의 규정을 위반하는 경우
2. 전력거래소에 제공하여야 할 재정보증이 제3.5.4조에서 정한 요건을 충족시키지 못하는 것으로 판단하는 경우
3. 전력거래소에 제공하여야 할 재정보증금액을 제3.5.4조 제1항 및 제2항에서 정한 기한까지 제공하지 못하는 경우

② 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자에게 채무불이행이 발생한 경우에 전력거래소는 지체없이 다음 각호의 1의 조치를 이행하여야 한다. <개정 2025.4.9.>

1. 채무불이행을 확정하고 즉시, 이를 해소하도록 채무불이행 통지를 별지 제17호서식에 따라 팩스 또는 전화 등을 이용하여 통보
2. 채무불이행이 발생 된 경우 전력거래소는 제3.5.2조의 규정에 의하여 제공된 재정보증금액으로 우선 집행한다.
3. 채무불이행 발생일이 속한 월의 마지막날까지 재생에너지전기공급사업자 또는 재생에너지전기저장판매사업자는 제3.5.2조 3항 보증금계좌에 우선 변제에 사용된 보증금을 상환하여야 하며, 상환하지 못할 경우 당일 자정(24:00)에 거래정지가 이뤄짐을 알리는 거래정지 통지를 별지 제18호의 서식에 따라 팩스 또는 전화 등을 이용하여 통보
4. 해당 재생에너지전기공급사업자 또는 재생에너지전기저장판매사업자에게 직접전력거래 정지 통지를 발송한 후 즉시 해당 재생에너지전기공급사업자 또는 재생에너지전기저장판매사업자와 관련 시장참여자에게 직접전력거래정지 통지 사본을 통보
5. 직접전력거래 정지는 관련 고시 제19조의 한국전력거래소의 역할의 정지를 의미하며 직접전력거래 정지기간동안 전기사용자의 전력공급은 전량 보완공급으로 처리한다.

③ 재생에너지전기공급사업자 또는 재생에너지전기저장판매사업자가 채무불이행에 대한 의무를 이행하고 거래정지 해지를 요청하는 경우 전력거래소는 특별한 사유가 없는 한 거래정지를 해지한 후 해당 재생에너지전기공급사업자 또는

재생에너지전기저장판매사업자와 관련 시장참여자에게 그 사실을 즉시 통보한다. <개정 2025.4.9.>

제3.5.6조(채무불이행시 해소 등) ① 재생에너지전기공급사업자 또는 재생에너지전기저장판매사업자가 채무불이행 발생일에 우선 집행된 재정보증금액을 채무불이행 발생일이 속한 월의 마지막날까지 보증금계좌에 납부한 경우 채무불이행이 해소된다. <개정 2025.4.9.>

② 당해 회원사에서 채무불이행이 발생한 차수의 연체금액을 변제하지 못한 경우에는 차후 도래하는 차수에서 거래소에 청구할 금액이 있다고 하더라도 이를 근거로 우선 변제를 요구할 수 없다.

제3.5.7조(재정보증의 해지) ① 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자가 직접전력거래의 해지를 요청하거나 직접전력거래가 해지되는 경우에는 전력거래소는 해당 재생에너지전기공급사업자 또는 재생에너지전기저장판매사업자에 대한 재정보증을 해지한다. <개정 2025.4.9.>

② 전력거래소는 본조 1항에 따라 재정보증이 해지 될 경우 보증금계좌에 예치된 보증금을 재생에너지전기공급사업자 또는 재생에너지전기저장판매사업자의 계좌로 이체한다. <개정 2025.4.9.>

제4장 계량과 정산 및 결제

제1절 계량

제4.1.1조(계량설비의 설치 및 변압기 손실보정) ① 전기사업자 및 직접구매자는 시간대별 전력량을 계량하기 위하여 별표 7에 따라 계량설비를 계량점에 설치하고 유지·관리하여야 하며, 20MW를 초과하는 발전기 및 전기저장장치, 배전사업자의 경우 20MVA를 초과하는 변압기, 직접구매자의 경우 30MVA 이상의 변압기에 비교계량설비를 설치하여야 한다. <개정 2007.12.27., 2016.5.12>

② 구역전기사업자는 송전용 전력량계와 수전용 전력량계는 별도로 설치하여야 하며 변성기는 공용할 수 있다. 또한, 중앙급전 구역전기발전기와 2025년 1월 1일 이후로 전기사업의 허가를 받은 신규 구역전기사업자 또는 전기설비용량 증설에 따른 변경허가를 받은 구역전기사업자의 구역전기발전기는 시간대별 발전량을 계량할 수 있는 발전량 계량설비를 제1항에 따라 설치하여야 한다. [신설 2005.1.21.] <개정 2019.1.2., 2025.1.8.>

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

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

④ 기타 계량설비 설치가 필요한 전기사업자는 별표 7에 따라 계량설비를 계량점에 설치하고 유지·관리하여야 한다. [신설 2015.9.30.]

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

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

③ 발전사업자가 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>

④ 배전사업자 또는 직접구매자가 전력량계 고장 등의 원인에 의하여 계량데이터를 전송하지 못한 경우에는 전력거래가 정상적으로 이루어진 최근 10일의 평

균 거래량으로 계량데이터를 산정한다. 다만, 공휴일과 근무일은 구분하여 산정한다. <개정 2005.1.21>

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

1. 계통운영시스템(EMS)의 발전소 상대단 전력소(변전소) 인입 전력 <개정 2010.6.30>
2. 지역급전시스템(SCADA)의 발전소 상대단 전력소(변전소) 인입 전력
3. 발전소 운영 및 기록 자료
4. 기타 자료

⑥ 구역전기사업자의 역송전력 및 발전량 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.] <개정 2019.1.2., 2025.1.8.>

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

제4.1.3조(계량설비의 시험 및 검사) ① 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.

② 전력거래소는 계량설비 시험, 봉인 및 그 외 필요하다고 판단하는 경우 계량설비의 봉인 등과 관련된 건전성 검사를 수시로 실시할 수 있다. <개정 2010.11.30., 2021.1.1., 2023.12.29.>

③ 전력거래소는 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 경우에는 전력거래소 회원에 대하여 전력거래소 정관 제31조 및 제32조에 따라 조치를 취할 수 있다. [신설 2023.12.29.]

1. 계량에 관한 법률에 따른 전력량계 검정을 받지 아니한 전력량계를 전력시장에서 사용한 자
2. 제1항의 규정에 따른 계량설비에 대한 시험을 받지 아니한 전력량계를 전력시장에서 사용한 자

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

사항은 별표 7과 같다.

② 전력거래소는 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.

③ 전력거래소의 회원은 계량설비에 관한 계량등록부를 열람할 수 있다.

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

② 전기사업자 및 직접구매자는 제1항의 규정에 의한 봉인해제 또는 봉인이 필요한 경우에는 전력거래소에 사전 요청하여야 하며, 봉인이 필요한 경우 전기사업자 간 체결한 송·배전용전기설비 이용계약서(이하 “이용계약서”)를 제출하여야 한다. 단, 발전사업자가 비계통연계 직접전력거래를 목적으로 송·배전용전기설비를 이용하지 않는 경우에는 이용계약서의 제출을 면제할 수 있다. <개정 2018.8.2., 2022.11.30.>

③ 전기사업자 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.]

④ 계량설비의 최초 봉인이 완료되면 전력거래소는 계량설비 검사 및 봉인완료 통지서를 발급한다. [신설 2021.1.1.] <개정 2023.12.29.>

제4.1.6조(안전성 확보를 위한 암호) ① <삭제 2019.12.13.>

② <삭제 2019.12.13.>

제4.1.7조(계량설비의 변수 및 설정 데이터변경) ① 전기사업자 및 직접구매자는 전력거래소의 승인을 얻어 계량설비의 변수 및 설정된 데이터를 변경할 수 있으며, 변경 사항을 전력거래소에 지체없이 통지하여야 한다.

② 전력거래소는 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) ① 법 제31조 제2항 단서의 규정에 의하여 전력을 거래하는 자가용 전기설비를 설치한 자는 동법 시행령 제19조 제2항

을 준수하여야 하며, 계량에 관한 사항은 발전사업자에 따른다. 다만, 자가용전기설비의 총 생산량을 계량하기 위한 설비는 제4.1.1조 제1항에도 불구하고 비교계량기 설치 대상에서 제외한다. <개정 2022.12.27.>

② 전기사업법 시행령 제19조 제2항 제2호에 정하여진 태양광 설비 외의 설비를 설치한 자는 해당 설비를 통하여 생산한 전력의 연간 총생산량의 50% 미만 범위 내에서 전력거래를 하는지 여부를 전력거래소로부터 확인받기 위하여 총생산량을 계량하기 위한 설비와 전력거래량을 계량하기 위한 설비를 별표7에 따라 각각 구분 시설하고 유지·관리하여야 한다. [신설 2012.12.31.] <개정 2017.12.29., 2022.12.27.>

③ 전력거래소는 전기사업법 시행령 제19조 제2항 제2호에 정하여진 태양광 설비 외의 자가용전기설비 설치자가 자기가 생산한 전력의 연간 총 생산량의 50% 미만 범위 내에서의 전력거래를 하는지 여부를 연 2회 이상 확인 점검하여야 한다. 단, 전력공급예비력 부족 등으로 전력거래소의 급전지시에 의해 발전한 전력량은 전력거래 비율 산정량에서 제외한다. [신설 2012.12.31.] <개정 2017.12.29.>

제4.1.10조(직접전력거래비율을 적용하는 발전기의 계량) 전력거래소는 제1.2.4조 제5항에 따라 직접전력거래비율을 적용하는 발전기에 대한 시간대별 거래량을 다음과 같이 산정한다. [신설 2022.12.27.]

1. 직접전력거래대상 설비용량에 해당하는 거래량은 발전기의 전체 설비용량에서 생산되는 모든 시간대별 거래량에 동일한 직접전력거래비율을 곱하여 산정할 것
2. 전력시장거래대상 설비용량에 해당하는 거래량은 발전기의 전체 설비용량에서 생산되는 모든 시간대별 거래량에서 제1호에 따라 직접전력거래로 공급되는 거래량을 제외하고 산정할 것

제4.1.11조(계량 세부사항) <조 번호 변경 2022.12.27.> 이 절에서 정하지 않은 계량에 관한 세부사항은 별표 7에 따른다.

제4.1.12조(비계통연계 직접전력거래 발전사업자의 계량) <조 번호 변경 2022.12.27.> 비계통연계 직접전력거래를 목적으로 발전설비를 설치한 자의 계량에 관한 사항은 발전사업자에 따른다. 단, 계량설비의 설치 위치는 발전설비가 생산한 전력이 발전소 소비전력으로 사용된 후 전기사용자에게 공급할 수 있도록 발전사업자 전기설비와 전기사용자 전기설비가 최초로 연결되는 지점으로 하며, 기타 부득이한 사유가 있는 경우에는 발전사업자, 전기사용자, 재생에너지전기공급사업자 또는 재생에너지전기저장판매사업자 및 전력거래소 간 합의에 따른다. [신설 2022.11.30.] <개정 2025.4.9.>

제4.1.13조(재생에너지전기저장판매사업자의 계량) [신설 2025.4.9.] 재생에너지전기 저장판매사업자의 직접전력거래를 목적으로 전기저장장치를 설치한 자의 계량에 관한 사항은 발전사업자에 따른다. 단, 기타 부득이한 사유가 있는 경우에는 발전사업자, 전기사용자, 재생에너지전기저장판매사업자 및 전력거래소 간 합의에 따른다.

제2절 정 산

제1관 발전사업자에 대한 정산

제4.2.1.1조(전력량 등에 대한 지급금 정산) 전력거래소는 다음 각호의 내용을 고려하여 별표 2에 따라 정산한다. <개정 2006.12.26., 2021.1.1.>

1. 실제 계량된 전력량에 대한 정산금 <개정 2021.1.1>
2. 급전지시에 의해 발전하였으나 연료비 손실이 발생 하였을 경우에 변동비에 대한 정산금 <개정 2021.1.1>
3. 하루전발전계획에 포함되었으나 급전지시에 의해 발전하지 않은 전력량에 대한 정산금 <개정 2021.1.1>
4. <삭제 2021.1.1>
5. 거래일의 하루전발전계획에 포함된 기동횟수와 실제 운영에서의 기동횟수간 차이 발생분
6. <삭제 2021.1.1>
7. 전력수급상 LNG를 연료로 사용하는 발전기가 LNG 공급의 부족으로 대체 연료를 사용하는 경우
8. 급전지시에 의하여 기동대기만 하고 계통에 연결하지 못한 발전기의 기동비용
9. 자기발전기의 사유로 급전지시에 순응하지 못한 경우
10. LNG를 연료로 사용하는 발전기의 약정물량 허용오차 초과로 부가금이 발생한 경우 [신설 2009.12.31.]
11. 화력발전에 대한 지역자원시설세 정산금 [신설 2016.5.12.]
12. 구역전기발전기 역송전력량(송전단 기준)
단, 2025년 1월 1일 이후로 전기사업의 허가를 받은 신규 구역전기사업자 또는 전기설비용량 증설에 따른 변경허가를 받은 구역전기사업자의 경우 발전량 대비 역송전력량의 비율에 따라 차등금액을 정산한다. [신설 2019.1.2.] <개정 2025.1.8.>
13. 기타 정산기준에서 정한 사항 <호번호 변경 2009.12.31., 2016.5.12., 2019.1.2.>
14. 「신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영지침」

제3조 제22호의 고정가격계약을 체결한 경우 [신설 2022.12.27.]

제4.2.1.2조(공급가능용량에 대한 지급금 정산) ① 전력거래소는 발전사업자가 입찰한 공급가능용량에 대하여 별표 2에 따라 정산한다. <개정 2008.10.31>

② 제1항의 규정에도 불구하고 제2.1.1.1조 제6항에 의하여 제출한 상업운전 예정일과 실제 상업운전 개시일이 다를 경우 다음 표의 조건에 해당하는 적용 발전기는 제출된 상업운전 예정일 1일전까지 공급가능용량에 대한 정산금은 지급하지 않는다. 단, 전력거래소 요청에 의해 상업운전개시일이 제출한 예정일보다 앞당겨지는 경우에는 정산금을 지급한다. <개정 2006.12.26., 2008.10.31., 2017.12.29.>

조건	적용대상
제2.4.3조 제4항 제2호에 의한 최대부하 시험기간이 하계인 경우	당해연도 7월1일(포함) 이후로 상업운전 예정일을 제출하고 실제 상업운전은 7월1일 이전에 개시하는 발전기
제2.4.3조 제4항 제2호에 의한 최대부하 시험기간이 동계인 경우	당해연도 12월1일(포함) 이후로 상업운전 예정일을 제출하고 실제 상업운전은 12월1일 이전에 개시하는 발전기

③ 중앙급전 구역전기발전기가 입찰한 구역수요 초과 공급가능용량이 실제 가능용량 대비 허용오차를 초과할 경우에는, 별표 2에 따라 해당시간 초과입찰량의 최대 2배에 해당하는 금액을 구역수요 초과 공급가능용량 정산금에서 차감하여 정산한다. [신설 2019.1.2.]

제4.2.1.3조(보조서비스 정산) ① 전력거래소는 발전사업자가 제공한 다음 각호의 보조서비스에 대하여 별표 2에 따라 정산하며, 속응성자원은 3차주파수제어서비스에 포함하여 정산한다.

1. 1차주파수제어서비스 <개정 2021.1.1>

가. <삭제 2019.12.13>

나. <삭제 2019.12.13.>

다. 1차 예비력 [신설 2021.1.1]

2. 2차주파수제어서비스 <개정 2021.1.1>

가. 주파수제어예비력 <호번호 변경 2021.1.1>

나. 2차예비력 [신설 2021.1.1]

3. 3차주파수제어서비스 <개정 2021.1.1>

가. 3차예비력 <호번호 변경 2021.1.1>

나. 속응성자원 <호번호 변경 2021.1.1>

4. <삭제 2021.1.1>

5. 예비력용량가치 <번호 변경 2019.12.13.> <개정 2021.12.28.>

6. 자체기동 [신설 2021.12.28.]

7. 기타 정산기준에 정한 사항 <번호 변경 2019.12.13., 2021.12.28.>

② 전력거래소는 제1항 제1호 및 제2호의 정산단가 산정시 송전사업자의 전기 저장장치가 제공한 보조서비스량을 고려하여야 하며, 중앙급전전기저장장치의 보조서비스 적용기준은 별표19를 따른다. [신설 2015.5.7.] <개정 2019.12.13., 2022.12.27.>

[본조신설 2006.9.14.] <개정 2021.1.1>

제4.2.1.3조의2(비상대기예비력에 대한 정산) 전력거래소는 발전사업자가 입찰한 비상대기예비력에 대해 별표 2에 따라 정산한다. [신설 2020.12.1]

제4.2.1.4조(배출권거래비용에 대한 지급금 정산) ① <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>

② <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>

③ <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>

제4.2.1.5조(채무불이행에 따른 정산금 산정 및 지급) ① 채무불이행 등의 사유로 발전사업자에게 지급할 전력거래대금보다 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자가 전력거래소에 지급한 전력거래대금이 적은 경우에는 제4.3.6조의2의 예비계좌에서 인출한 예치금으로 부족분을 충당하여 발전사업자에게 우선 지급한다. 단, 예비계좌 예치금이 전력거래대금 부족분보다 적은 경우에는 다음과 같이 각 발전사업자별로 거래대금을 산정하여 결제한다.

발전사업자의 할인된 거래대금 = (구매자가 지불한 총거래대금 + 예비계좌 사용금액) × 해당 결제일에 각 발전사업자가 받아야 할 거래대금 / 해당 결제일의 전력시장 총거래대금 <개정 2005.1.21., 2020.7.8.>

② 채무불이행된 거래대금과 지연에 따른 이자가 회수되는 경우에는 발전사업자가 원래 지급받아야 할 거래대금에서 전력거래대금, 지연에 따른 이자 순으로 조정하여 지급한다. <조문번호변경 2006.9.14.> <조번호 변경 2015.3.17.>

③ 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자가 채무불이행 거래대금과 지연이자를 지급하고자 할 때, 이를 지급 예정일 2영업일 전까지 공문으로 전력거래소에 통지하여야 하고, 전력거래소는 채무불이행 거래대금과 지연이자 지급을 위해 다음 각호의 조치를 이행하여야 한다. [신설 2023.9.26.]

1. 제3.1.5조, 제3.2.2.10조, 제3.3.1.8조에 따른 지급 예정 일자까지의 이자 비용을 산정하여 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자에게 통지한다.

2. 발전사업자에게 채무불이행 금액과 이자 금액의 지급 예정 일자를 전력거래

시스템과 등록된 문자메시지로 통지한다.

3. 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자에게 지급 예정일의 11시까지 채무불이행 금액 및 이자를 입금 요청을 하며, 입금이 되지 않을 경우 발전사업자에게 이를 통지한다.

4. 전력거래소는 결제계좌에 이체된 금액이 지급 예정일 15시까지 발전사업자 정산계좌에 이체되도록 시장은행에 지시한다.

제4.2.1.6조(고정가격계약의 전력량에 대한 정산) ① 제11.1.7조에 따라 고정가격계약을 체결한 발전기의 전력량에 대한 정산은 별표2 및 별표33에 따른다. <개정 2024.2.13.>

② 공급인증서 비율계약을 체결하는 경우, 해당 거래시간대 전력량 중 그 비율만큼의 전력량을 제1항에 따라 정산한다.

③ 다음 각호의 하나에 해당하는 발전기의 전력량에 대해서는 제20.2조 제1항에 따라 우선 정산하되, 공급인증서 발급을 위한 각 투입연료의 순발열량 기준 열량 비율이 확정되었을 때 시간대별 전력량에 그 비율만큼을 제1항에 따라 재정산한다.

1. 「공급인증서 발급 및 거래시장 운영에 관한 규칙」 제20조 제9항 내지 제10항에 따른 바이오 및 폐기물에너지를 이용한 전력량

2. 「공급인증서 발급 및 거래시장 운영에 관한 규칙」 제20조 16항에 따른 전소설비 전력량

④ 이 조에서 정하지 않은 정산 및 결제 절차에 관한 사항은 별표8에 따른다.

[본조신설 2022.12.27.]

제2관 판매사업자에 대한 정산

제4.2.2.1조(전력량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 전력량에 대한 정산금액은 별표2의 정산기준에 따라 계산한 전체 발전사업자의 시간대별 전력량에 대한 정산금 총액에서 직접구매자의 시간대별 전력량 정산금 총액을 공제한 금액을 전체 발전사업자의 시간대별 거래량에서 모든 직접구매자의 시간대별 거래량을 차감한 양에 대해 판매사업자가 구매한 시간대별 거래량(수요반응 자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2005.1.21., 2014.11.3., 2021.1.1.>

제4.2.2.2조(공급가능용량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 공급가능용량에 대한 정산금액은 별표 2에 따라 산정한 전체 발전사업자의 시간대별 공급가능용량 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(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2005.1.21., 2014.11.3.>

제4.2.2.3조(부가정산금에 대한 정산) 판매사업자에게 적용하는 시간대별 부가정산금에 대한 정산금액은 발전사업자에 대한 정산기준에 따라 산정한 시간대별 부가정산금에 대한 정산금 총액(시간대별 발전정산금 총액에서 시간대별 전력량정산금과 시간대별 가용능력 정산금을 차감한 정산금)에서 제4.2.3.3조의 규정에 따라 산정한 모든 직접구매자에 대한 시간대별 부가정산금 총액과 [별표2] 정산규정에 따라 산정한 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자(비계통연계 직접전력거래로 공급하는 경우 제외)에 대한 시간대별 직접전력거래 부가정산금 총액 및 분산에너지사업자에 대한 시간대별 전력 직접거래 부가정산금 총액을 공제한 금액을 전체 발전사업자의 시간대별 거래량에서 모든 직접구매자의 시간대별 거래량을 차감한 양에 대해 판매사업자가 구매한 시간대별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2005.1.21. 2014.11.3., 2021.1.1., 2022.5.31., 2022.11.30., 2025.4.9., 2025.7.10.>

제4.2.2.4조 (배출권거래비용에 대한 정산) <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>

제3관 직접구매자에 대한 정산

제4.2.3.1조(전력량에 대한 정산) 직접구매자에게 적용할 시간대별 전력량에 대한 정산금액은 제3.2.1.1조의 규정에서 정한 전력량가격에 직접구매자의 유효구매 전력량을 곱하여 산출한 금액으로 한다. <개정 2009.06.30, 2022.11.30.>

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. <개정 2021.1.1., 2021.12.28.>

제4.2.3.3조(부가정산금에 대한 정산) 직접구매자에게 적용하는 부가정산금에 대한 정산금액은 제3.2.1.3조 제2항의 규정에 의한 부가정산금 단가에 직접구매자의 시간대별 유효구매전력량을 곱하여 산출한 금액으로 한다.

제4.2.3.4(배출권거래비용에 대한 정산) <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>

제4관 구역전기사업자의 전력구매에 대한 정산 [본관신설 2005.1.21]

제4.2.4.1조(전력량에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 시간대별 전력량에 대한 정산금액은 별표2의 정산기준에 따라 계산한 전체 발전사업자의 시간대별 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(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다. 단, 2025년 1월 1일 이후로 전기사업의 허가를 받은 신규 구역전기사업자 또는 전기설비용량 증설에 따른 변경허가를 받은 구역전기사업자의 경우 책임공급비율을 미준수하여 공급구역 내 전력수요 대비 전력시장에서 구매한 전력량의 비율에 따라 차등금액을 정산한다. <개정 2014.11.3., 2019.12.31., 2025.1.8.>

제4.2.4.2조(공급가능용량에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 시간대별 공급가능용량에 대한 정산금액은 별표2에 따라 산정한 전체 발전사업자의 시간대별 공급가능용량 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(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2014.11.3.>

제4.2.4.3조(부가정산금에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용하는 시간대별 부가정산금에 대한 정산금액은 발전사업자에 대한 정산기준에 따라 산정한 시간대별 부가정산금에 대한 정산금 총액(시간대별 발전정산금 총액에서 시간대별 전력량 정산금과 시간대별 가용능력 정산금을 차감한 정산금)에서 제4.2.3.3조의 규정에 따라 산정한 모든 직접구매자에 대한 시간대별 부가정산금 총액과 [별표2] 정산규정에 따라 산정한 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기자장판매사업자(비계통연계 직접전력거래로 공급하는 경우 제외)에 대한 시간대별 직접전력거래 부가정산금 총액 및 분산에너지사업자에 대한 시간대별 전력 직접거래 부가정산금 총액을 공제한 금액을 전체 발전사업자의 시간대별 거래량에서 모든 직접구매자의 시간대별 거래량을 차감한 양에 대해 구역전기사업자가 구매한 시간대별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제

외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2014.11.3., 2021.1.1., 2022.5.31., 2022.11.30., 2025.4.9., 2025.7.10.>

제4.2.4.4조(배출권거래비용에 대한 정산) <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>

제5관 정산 명세서 <본관번호변경 2005.1.21>

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

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

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

제4.2.5.3조(초기정산에 대한 조정신청) ① 거래당사자는 제4.2.5.2조 제2항의 규정에 의한 초기정산결과를 통지 받은 경우에, 거래일로부터 15일 이내에 전력거래소에 조정신청을 할 수 있다.<개정 2007.7.23., 2019.12.13>

② 제1항의 규정에 의한 조정신청이 거래일로부터 18일 이내에 협의되지 아니한 경우에는 제7장 제3절의 규정에 따라 처리한다. <개정 2007.7.23, 2019.12.13>

제4.2.5.4조(최종정산) 전력거래소는 제4.2.5.3조의 규정에 의한 조정신청 처리결과를 반영하여 거래일로부터 17일 이내에 최종정산을 하고, 그 결과를 거래일로부터 19일 이내에 거래당사자에게 통지하여야 한다. <개정 2019.12.13>

제4.2.5.5조(최종정산에 대한 이의신청) ① 거래당사자는 제4.2.5.4조의 규정에 의한 최종정산결과를 통지받은 후, 거래일로부터 60일 이내에 전력거래소에 이의신청을 할 수 있다. 단, 이의신청기간 이내에 계량기 고장 등에 의한 비정상적인 계량(과다, 과소)이 명백하고 단일건으로서 연속성이 인정되는 경우에 한하여 60일을 초과한 정산분에 대하여도 이의신청 할 수 있다. <개정 2005.1.21, 2007.7.23, 2008.10.31>

② 제1항의 규정에 의한 이의신청이 거래일로부터 85일 이내에 합의되지 아니한 경우에는 제7장 제3절의 규정에 따라 처리한다. <개정 2007.7.23.>

제4.2.5.5조의2(정산정정통지) ① 전력거래소는 정산결과통지 후 발전에 대한 과다 정산, 구매전력에 대한 과소정산 및 계량자료의 오류 등에 의한 명백한 정산오류를 발견하였을 경우, 이를 정정하고 그 결과를 해당 거래당사자에게 통지하여야 한다. [신설 2010.11.30]

② 최종정산 이전에 정산정정통지 사유가 발생하는 경우, 최종정산과 동시에 제1항의 정산정정통지를 시행할 수 있다. [신설 2010.11.30]

③ 최종정산 통지 후 제1항의 정산정정통지가 있고 이에 대해 회원사의 이의가 있는 경우, 회원사는 통지 후 10일 이내 또는 거래일로부터 60일 이내에 이의신청을 할 수 있다. [신설 2010.11.30]

④ 제3항에 의한 이의신청이 신청 후 15일과 거래일 이후 85일이 경과할 때까지 합의되지 아니하면 제7장 제3절의 규정에 따른다. [신설 2010.11.30.]

⑤ 전력거래소는 제21.10조 제1항 제1호에 해당하는 발전기가 별표23 제7.1조에 해당하는 경우, 해당 발전기에 대해 정산을 정정하고 그 결과를 해당 거래당사자에게 통지하여야 하며, 그 밖의 절차는 제4.2.5.5조의 2 제2항 내지 제4항을 준용한다. [신설 2020.12.1]

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) ① 발전사업자, 판매사업자 및 구역전기사업자는 별표 2에 따라 전력거래차수별 결제일 이전에 전력거래대금을 전력거래소에 청구하여야 한다. <개정 2005.1.21>

② 전력거래소는 발전사업자, 판매사업자 및 구역전기사업자로부터 청구서를 접수받은 후 별표 2에 따라 각 전력거래차수별 결제일 이전에 전력거래 대금을 판매사업자, 발전사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자에게 청구하여야 한다. <개정 2005. 1.21>

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

④ 제4.2.5.3조 제2항 및 제4.2.5.5조 제2항의 규정에 의한 분쟁조정절차에 따르는 이의신청의 경우에는 제7장의 규정에 의한 분쟁조정결과에 따라 정산을 한다. <개정 2005.1.21.>

⑤ 전력거래소는 회원사의 고의 또는 과실로 발생하는 각종 가산세 등의 비용을 귀책 회원사에게 청구하여야 한다. [신설 2013.10.1.]

제3절 결제 및 전력거래전담 금융기관

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

② 거래당사자는 전력거래 대금결제를 위하여 전력거래전담 금융기관에 제4.3.6조 제1항의 규정에 의한 정산계좌를 설정하여 이를 전력거래소에 신고하여야 한다. <개정 2017.12.29.>

③ 기존에 등록된 정산계좌를 변경하고자 할 경우, 회원사는 전력거래시스템을 이용하여 온라인으로 신청하는 것을 원칙으로 한다. 다만, 별표 8의 7.11.6에 따라 전력거래 대금채권을 제3자에게 채권양도한 회원사의 경우, 별표 8에서 별도로 정한 절차에 따르며, 온라인 정산계좌 등록 및 변경에 동의하지 않은 회원사는 별지 제44-1호 서식을 사용하여 전력거래소에 신고하여야 한다. [신설 2017.12.29.] <개정 2021.1.1., 2022.12.27.>

④ 제1항의 규정에 의한 자금이체 설비를 갖출 경우, 전력거래소는 동 설비의 사용이 거래당사자의 정상적인 은행 업무에 불필요한 제한을 가하지 않도록 노력하여야 한다. <항번호변경 2017.12.29.>

제4.3.2조(거래대금 결제) ① 전력거래소와 거래당사자간 거래차수별 전력거래대금, 거래수수료, 구매수수료 및 결제수수료, 수소발전입찰시장 계약전력량 차액 계약정산금 및 계약거래수수료 등의 결제일정 등에 관한 세부사항은 전력거래소와 거래당사자간의 합의에 따른다. <개정 2023.8.30.>

② 판매사업자, 직접구매자, 구역전기사업자, 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자는 제1항에서 결정된 전력거래 차수별 결제일 1영업일전 15시까지 제4.3.6조 제1항의 규정에 의한 시장참여자 정산계좌에 결제금액을 입금하여야 한다. 단, 전기판매사업자가 외국환으로 결제하는 경우에는 그러하지 아니하다. <개정 2005.1.21., 2018.12.12., 2022.5.31., 2023.9.26., 2025.4.9.>

③ 전력거래소는 전력거래차수별 결제일 1영업일전에 판매사업자, 직접구매자, 구역전기사업자, 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자 정산계좌에서 거래차수별 결제금액을 제4.3.6조 제1항의 규정에 의한 전력거래소 결제계좌에 이체하도록 시장은행에게 지시하며, 전력거래소 결제계좌에 이체된 금액을 전력거래차수별 결제일 15시까지 발전사업자와 수요관리사업자 정산계좌에 이체하도록 시장은행에게 지시한다. 단, 전기판매사업자가 외국환으로 결제하는 경우에는 그러하지 아니하다. <개정 2005.1.21., 2014.11.3., 2018.12.12., 2022.5.31., 2023.9.26., 2025.4.9.>

④ 회원사는 전력거래 대금채권을 제3자에게 양도하거나 담보로 제공할 수 없다. 다만, 채권양도에 한하여 별표 8이 정하는 절차에 따라 대항요건을 갖추는 경우 그 효력을 인정한다. [신설 2017.12.29.]

⑤ 회원사에 지급하는 거래대금을 대상으로 채권양도 및 가압류, 압류 등이 진

행되는 동안에는 거래대금 결제가 제한될 수 있다. [신설 2012.5.31.] <항번호 변경 2017.12.29.>

⑥ 제1항의 규정에도 불구하고, 정부의 요금규제를 받는 전기판매사업자와 해당 전기판매사업자가 50%를 초과하는 지분을 소유한 발전사업자는 상호 합의를 통해 제1항에서 합의된 결제일 이외에 별도의 결제일을 지정할 수 있다. <개정 2022.4.29.> [시행일 : 2022. 5. 1.]

⑦ 제6항에 따라 결제일을 조정할 경우, 조정 가능 기간은 최대 한 차수(전력시장운영규칙 별표 8의 7.12 정산 및 결제 일정표 상의 다음 차수 결제일)로 하며, 대상 금액은 발전사업자별 해당 차수 결제금액 전액 또는 일부 금액으로 한다. 이때, 결제일의 조정은 원칙적으로 조정 해당 차수의 직전 차수 결제일까지 하되, 전기판매사업자의 사정으로 인하여 불가피한 경우에 한하여 해당차수 결제일 3영업일 전까지 결제일을 조정할 수 있다. <개정 2022.4.29.> [시행일 : 2022. 5. 1.]

⑧ 제6항과 제7항의 결제일 조정 및 조정 금액에 대한 사항은 판매사업자와 발전사업자간 사전 합의된 약정서에 따른다. <개정 2022.4.29.> [시행일 : 2022. 5. 1. 시행예정]

⑨ 전기판매사업자와 발전사업자는 제6항 내지 제8항에 따른 조정사항 일체(조정 결제일, 조정 금액 등)를 지체없이 전력거래소에 문서로 통보하여야 한다. <개정 2022.4.29.> [시행일 : 2022. 5. 1.]

⑩ 전기판매사업자가 요청하는 경우 외국환으로 결제할 수 있다. 이 경우 전기판매사업자는 전력거래 수수료를 제외한 전력거래대금의 일부 금액에 대해 해당 거래 차수, 외국환결제 원화 예상금액 등을 결제일 20일 전까지 전력거래소에 공문으로 요청하여야 한다. [신설 2023.9.26.]

⑪ 전력거래소는 제10항의 외국환 결제 요청을 받은 날로부터 5일 이내에 이를 전력거래시스템을 통해 공지하며, 외국환으로 결제를 받고자 하는 발전사업자는 공지일로부터 10일 이내에 원화 신청 금액을 전력거래시스템과 공문으로 전력거래소에 제출한다. 총 신청금액이 전기판매사업자의 외국환 결제 예상금액을 초과하는 경우, 신청금액이 큰 발전사업자부터 우선하여 결정하되 신청금액이 동일한 경우 전력거래시스템상 신청 시간 순으로 결정한다. 단, 결제 예상 외국환에 미달한 금액과 미신청한 결제금액에 대해서는 해당 차수 결제일에 원화로 지급한다. [신설 2023.9.26.]

⑫ 외국환 결제일자는 청구일을 원칙으로 한다. 전기판매사업자는 제4.3.6조 제1항 제7호의 외국환 계좌로 요청차수 청구일에 고시된 매매기준환율로 환산한 금액을 청구일의 12시 전까지 입금하며, 전력거래소는 결제계좌에 이체된 금액을 청구일 14시 전까지 발전사업자의 외국환 계좌에 이체하도록 시장은행에 지시해야 한다. 단 각 회원사별 환산한 금액의 10원 이하는 절사한다. [신설

2023.9.26.]

⑬ 전기판매사업자는 외국환 거래 요청 이후 7일 이내에 경제사정의 급격한 변동 등의 사유로 외국환 거래 취소를 요청할 수 있다. [신설 2023.9.26.]

제4.3.3조(송전요금 결제) <삭제 2010.11.30>

제4.3.4조(전력거래전담 금융기관의 지정) ① 전력거래소는 제4.3.1조의 규정에 의한 자금이체, 제4.3.2조의 규정에 의한 거래대금 결제 및 이를 위한 설비를 관리하기 위하여 전력거래전담 금융기관(이하 “시장은행”이라 한다)을 지정하여야 한다. <개정 2010.11.30>

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

③ 시장은행의 업무에는 다음 각호의 사항이 포함된다.

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

제4.3.5조(약정체결) ① 전력거래소는 제4.3.4조 제2항 및 제3항의 규정에 의한 업무수행을 위한 세부적인 사항에 관하여 시장은행과 별도의 약정을 체결할 수 있다.

② 제1항의 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 등록 및 변경) <본조 제목 변경 2022.12.27.> ① 시장은행계좌는 다음 각호의 1의 은행계좌로 구성된다.

1. 전력거래소 결제계좌
2. 개별 시장참여자에 대한 시장참여자 정산계좌
3. 전력거래소 전력거래수수료, 연회비, 수소발전입찰시장 계약거래수수료 계좌 <개정 2010.11.30., 2023.8.30., 2025.4.9.>
4. 직접구매자, 분산에너지사업자 및 구역전기사업자 보증금계좌 <개정 2005.1.21., 2025.7.10.>
5. 채무불이행 대비 전력거래대금 예비계좌 [신설 2020.7.8.]
6. 직접전력거래 부가정산금 정산계좌 [신설 2022.5.31.] <개정 2025.4.9.>
7. 전력거래소 시장은행 외국환 결제계좌 [신설 2023.9.26.]
8. 시장참여자 시장은행 외국환 정산계좌 [신설 2023.9.26.]
9. 수소발전입찰시장 차액계약정산금 정산계좌 [신설 2024.2.28.]

10. 분산에너지사업자에 대한 전력 직접거래 부가정산금 정산계좌 [신설 2025.7.10.]

② 각 계좌별 인출권한은 다음 표에서 정한 기준에 따른다. <개정 2003.5.7., 2005.1.21., 2020.7.8., 2022.5.31., 2023.06.30., 2023.9.26., 2024.2.28., 2025.4.9., 2025.7.10.>

구 분	계 좌 수	인 출 권 한
전력거래소 결제계좌	1개	전력거래소
전력거래소 외국환 결제계좌	1개	전력거래소
시장참여자 정산계좌	시장참여자별 각1개	전력거래소(판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자 정산계좌로부터의 인출에 한함), 시장참여자
시장참여자 외국환 정산계좌	별도로 합의된 시장 참여자별 각1개	전력거래소 및 별도로 합의된 시장참여자
전력거래소 수수료계좌	1개	전력거래소
직접구매자, 분산에너지사업자 및 구역전기사업자 보증금계좌	직접구매자, 분산에너지사업자 및 구역전기사업자별 각1개	전력거래소, 직접구매자, 분산에너지사업자 및 구역전기사업자. 단, 직접구매자, 분산에너지사업자 및 구역전기사업자는 전력거래소 승인 필요
채무불이행 대비 전력거래대금 예비계좌	1개	전력거래소
직접전력거래 정산계좌	재생에너지 전기공급사업자 또는 재생에너지전기저 장판매사업자별 각 1개	전력거래소(재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자 정산계좌로부터의 인출에 한함), 재생에너지전기공급사업자 또는 재생에너지전기저장판매사업자
전력 직접거래 정산계좌	분산에너지사업자별 각 1개	전력거래소(분산에너지사업자 정산계좌로부 터의 인출에 한함), 분산에너지사업자
수소발전입찰시장 차액계약정산계좌	1개	전력거래소

③ 제1항의 제2호에 해당하는 계좌를 시장참여자별 각1개로 한다는 제2항의 규정에도 불구하고, 다음 각호 모두에 해당될 경우 복수의 정산계좌를 지정할 수 있다. [신설 2021.1.1.]

1. 복수의 발전기를 보유한 발전사업자 및 분산에너지사업자가 별표 8의 7.11.6에 따라 전력거래 대금채권을 제3자에게 채권양도한 경우 <개정 2025.7.10.>

2. 개별 발전기의 채권양수인이 다른 경우

④ 제1항 제2호의 시장참여자 정산계좌 등록 및 변경 서류는 다음 각 호와 같

으며, 최초 등록서류는 제1.2.3조(등록 신청서류)에 따른 서류 제출 시 제출함을 원칙으로 한다. [신설 2022.12.27.]

1. 부가가치세법 제8조 제7항에 의한 사업자등록증
 2. 사업자 인감증명서 또는 본인서명사실확인서(개인사업자인 경우에 한함)
 3. 시장은행 통장 사본(단, 별표8 5.21 제1호, 제2호의 경우 타 금융기관 계좌 인정)
 4. 사용인감계(제2호와 제3호의 날인이 다를 경우에 한함)
- ⑤ 제4항 제3호에 따른 통장 사본의 인정은 다음 표에서 정한 바에 따른다. [신설 2022.12.27]

구분	예금주	통장 날인
법인사업자	법인 명의	법인 인감 또는 법인 사용인감
개인사업자	사업체 또는 사업자(대표자) 명의	사업자 인감(서명) 또는 사업자 사용인감(서명)
지자체 등 비법인단체	단체 명의 원칙 (단체 명의로 개설이 불가능한 경우 별도 법적 해석에 따름)	관인 또는 단체 인감

⑥ 제1.2.3조에 따른 판매사업자, 발전사업자, 구역전기사업자, 직접구매자, 중개사업자, 분산에너지사업자, 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장 판매사업자의 경우 정산계좌 변경은 별표8의 7.11의 규정을 따른다. <개정 2022.5.31., 2025.4.9., 2025.7.10.> <항번호 변경 2022.12.27.>

제4.3.6조의2(예비계좌) [신설 2020.7.8.] ① 전력거래소는 구역전기사업자 및 직접구매자의 채무불이행 등으로 인하여 발전사업자, 수요관리사업자, 제15.1.1조 제5호의 중앙계약공급자에게 지급할 전력거래대금 등이 부족한 경우, 발전사업자, 수요관리사업자, 중앙계약공급자에 대한 전력거래대금 등을 우선 지급할 목적으로 예비계좌를 설정할 수 있다. <개정 2024.8.1., 2024.10.29.>

② 예비계좌에 예치할 금액은 구역전기사업자 등의 과거 결제금액을 고려하여 전력거래소가 별도로 정하는 바에 따른다.

③ 채무불이행 등의 사유로 발전사업자, 수요관리사업자, 중앙계약공급자에게 지급할 전력거래대금 등이 부족하게 된 경우, 별표8 붙임2의 결제업무 흐름도에 따른다. <개정 2024.8.1., 2024.10.29.>

④ 예비계좌에서 차감된 금액은 채무불이행 사업자의 재정보증 회수액 등으로 보충한다. 다만 재정보증 회수액이 예비계좌 사용액 미만인 경우 부족액은 제 4.2.1.5조, 제12.6.1.4조, 제15.3.3조에 따라 발전사업자, 수요관리사업자, 중앙 계약공급자가 부담한 손실부담액을 통해 보충한다. <개정 2024.8.1., 2024.10.29.>

제4.3.7조(시장은행의 지정해지) 전력거래소는 시장은행이 다음 각호의 1의 경우에

는 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 제4.3.7조 제1호 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 별표8에 따른다.

제5장 전력계통 운영

제1절 발전계획 <본질명칭변경 2006.9.14., 2021.1.1>

제5.1.1조(하루전발전계획의 수립) ① 전력거래소는 거래일의 계통한계가격과 자원의 발전계획량을 산출하기 위하여 총 발전비용 및 수요감축비용 최소화를 목적으로 하는 하루전발전계획을 수립한다. 하루전발전계획은 송전단 기준 거래일 하루전 최초로 수립하여 통지되는 발전계획으로, 제2.1.1.3조의 발전비용자료, 제2.3.1조부터 제2.3.4조의 입찰자료, 제12.4.2.2조 제1항 제1호의 수요반응자원 입찰자료, 제2.3.5조의 전력수요예측자료, 제12.4.2.8조 제1항 제2호 가, 나 목 및 제3호의 수요반응자원 감축계획량, 비중앙급전발전기 발전실적, 발전기별 정적손실계수 및 다음 각 호를 고려하여 수립한다. <개정 2006.12.26., 2019.12.31., 2020.12.1., 2021.1.1., 2021.9.18., 2021.12.28., 2022.6.30.>

1. 별표3 1.2.2의 운영예비력 및 별표3 1.2.4.1의 하향주파수예비력 <개정 2023.9.26.>

2. 하루전발전계획 송전계약 검토서(단, 비중앙급전발전기 설비요건(신뢰도 고시 기준 등) 미비로 인한 추가예비력 및 양수펌핑은 제외) <개정 2022.12.27.>

3. 수력 및 양수발전기의 발전계획량, 중앙급전전기저장장치의 방전계획량과 양수발전기의 양수계획량, 중앙급전전기저장장치의 충전계획량은 전력계통의 신뢰성을 고려하여 조정 <개정 2011.12.2., 2016.5.12.>, <번호변경 및 개정 2022.6.30.>

② 제1항에 관한 세부사항은 별표9를 따른다. <개정 2014.11.3., 2021.1.1., 2022.6.30.>

③ 전력거래소는 제1항의 운영예비력 수준을 고려시 송전사업자의 전기저장장치에 의한 1차예비력을 반영하여 발전계획을 수립하여야 한다. [신설 2015.5.7.] <개정 2021.1.1., 2022.6.30., 2022.12.27.>

④ 송전사업자는 별표 4의 전자입찰시스템 또는 별지 서식 제31호의4 및 제33호의4에 의거하여 전기저장장치의 1차예비력서비스 제공가능여부와 별지서식 제31호의5, 제33호의5, 제31호의9, 제33호의8에 의거하여 제1항 제2호의 하루전발전계획 송전계약검토서에 기재된 FACTS 설비의 운전가능여부와 계통안정화용 전기저장장치 운전 가능여부를 거래일 전일 11시까지 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2015.5.7.] <개정 2022.6.30., 2022.12.27., 2025.2.11.>

⑤ [신설 2021.1.1.] <삭제 2022.6.30.>

⑥ [신설 2021.1.1.] <삭제 2022.6.30.>

제5.1.2조(하루전발전계획의 통지) ① 전력거래소는 제5.1.1조에 의한 하루전발전계

획의 결과를 거래전일 17시까지 해당 발전사업자 및 송전사업자에게 통지함을 원칙으로 한다. 다만, 거래일이 휴일 및 연휴이거나, 시스템 장애 등 부득이한 경우 별표 9에 따라 24시까지 통지할 수 있다. <개정 2015.5.7., 2021.1.1., 2021.12.28., 2022.6.30.>

② 제1항의 규정에 의한 통지는 다음 각 호와 같다.

1. 해당 발전기, 전기저장장치의 하루전발전계획
 2. 해당 발전기, 전기저장장치의 하루전예비력계획(주파수제어예비력, 1차예비력, 2차예비력, 운전상태 3차예비력, 하향주파수예비력을 공개하되, 정지상태 3차예비력, 하향예비력 및 속응성자원은 신뢰도발전계획에서 통지) <개정 2023.9.26.>
 3. 해당 발전기, 전기저장장치의 가격결정제외사유(송전계약: 계통운영발전기표시기, 발전기 자기계약: 비한계발전기표시기)
 4. 하루전발전계획 송전계약검토서
 5. 전체 하루전예비력계획
 6. 7.1.8의 비중양급전자원 입력자료
 7. 7.4.3의 양수발전기 입력자료
 8. 기타 통지가 필요한 사항
- <본항개정 2016.5.12., 2022.6.30.>

③ 제2항 외에 다음 각 호의 사항은 거래일로부터 2일 후 11시 30분까지 발전사업자에게 통지하는 것을 원칙으로 한다. [신설 2022.6.30.]

1. 전체 발전기, 전기저장장치의 시간대별 총 하한, 고정, 상한계약 입찰량 합계

④ 제2항 내지 제3항 이외의 발전계획에 관한 정보공개는 제8.2.3.7조에 따른다. 다만, 전기사업자의 영업비밀 혹은 영업상 이익의 침해우려가 있거나, 전력계통의 취약성 정보 등 국가안보 및 국민안전과 관련된 정보는 공개하지 않는다. [신설 2021.1.1.] <항번호변경 및 개정 2022.6.30.>

제5.1.3조(신뢰도발전계획의 수립 및 통지) ① 전력거래소는 안정적인 실시간 계통운영을 효율적으로 수행하기 위하여 하루전발전계획 통지 이후 다음 각 호의 계통운영 여건의 변동상황을 추가적으로 고려하여 신뢰도발전계획을 수립할 수 있다. <개정 2021.1.1., 2021.12.28., 2022.6.30.>

1. 중양급전발전기의 고장이나 공급가능용량의 변경
2. 예상하지 못한 송변전설비의 장애 <개정 2021.1.1.>
3. 예측수요의 변화 <개정 2022.6.30.>
4. 수시변동성 등 고려되지 않은 제약 반영 [신설 2021.12.28.] <개정 2022.6.30.>
5. 기타 안정적 실시간 계통운영을 위해 발전계획의 수정을 필요로 하는 중요한 사안의 발생 <개정 2021.1.1., 2022.6.30.> <호번호 변경 2021.12.28.>

② 전력거래소는 제1항 각호의 규정에 의한 발전계획을 변경시 일간발전계획 프로그램을 이용하기 위한 시간부족 등 긴급한 상황에서는 별표 11에 따른다. <개정 2021.1.1>

③ 제1항 및 제2항의 규정에 의한 발전계획이 변경될 경우에는 제5.1.2조 제2항의 제1호 및 제2호에 준하는 사항을 해당 발전사업자 및 송전사업자에게 즉시 통지하여야 한다. <개정 2015.5.7., 2021.1.1., 2022.6.30.>

④ 제1항 내지 제3항 이외의 발전계획에 관한 정보공개는 제8.2.3.7조에 따른다. 다만 전기사업자의 영업비밀 혹은 영업상 이익의 침해우려가 있거나, 전력계통의 취약성 정보 등 국가안보 및 국민안전과 관련된 정보는 공개하지 않는다. [신설 2021.1.1.]

⑤ 제1항에 관한 세부사항은 별표9를 따른다. [신설 2022.6.30.]

제5.1.4조(운영예비력 저하 또는 저하예상 시 조치) ① 공급능력의 안정적 확보를 위해 운영예비력 수준이 제3항의 규정에 해당될 경우에는 해당 조치사항 등을 산업통상자원부장관, 전기사업자, 자가용전기설비설치자 및 분산에너지사업자에게 통보하여야 한다. 다만 공급예비력(운영예비력)이 제3항의 “준비단계” 혹은 “관심단계”에 해당될 경우에는 전력거래소가 공급예비력(운영예비력) 수준과 조치사항의 경제적 비용, 지속시간 및 시행준비 시간 등을 고려하여 조치사항을 선택하고 협의·조정·시행할 수 있다. <개정 2011.6.30, 2011.12.2., 2012.12.3., 2014.11.3., 2025.2.11., 2025.7.10.>

② 제1항에 따라 통보받은 전기사업자, 자가용전기설비설치자 및 분산에너지사업자는 운영예비력 저하를 해소하기 위하여 별도의 행위를 한 때에는 이를 즉시 전력거래소에 통지하여야 한다. <개정 2011.6.30., 2011.12.2., 2014.11.3., 2025.2.11., 2025.7.10.>

③ 전기사업자, 자가용전기설비설치자 및 분산에너지사업자는 운영예비력 저하가 예상되는 경우에 경보수준에 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. <개정 2011.6.30, 2011.12.2., 2012.5.31., 2012.12.3., 2014.11.3., 2019.1.2., 2019.12.13., 2021.9.18. 2025.1.8., 2025.2.11., 2025.7.10.>

<예비력, 정보수준 및 필요 조치사항>

예비력 (MW)	정보 수준	필요 조치사항	구분
4,500이 상 5,500미 만	준비 (정보수 준 아님)	<ul style="list-style-type: none"> ○ <삭제 2025.2.11.> ○ 계획중인 발전기 정지일정 조정, 시운전발전기 시험일정 조정으로 공급능력 확보 ○ 발전기별 공급가능용량 재검토 및 가동시 장시간 소요발전기 상태 파악 ○ 운전상태 유지를 위한 가동가능한 모든 발전기 가동(중앙급전발전기) ○ 모든 중앙급전 구역전기 발전기 및 중앙급전 분산특구발전기의 입찰 공급가능용량 전량 급전지시 	공 급 예 비 력
3,500이 상 4,500미 만	관심 (Blue)	<ul style="list-style-type: none"> ○ 비중앙급전발전기 및 비중앙급전 구역전기사업자 등 가동 준비·지시 ○ 전기품질 유지범위 내 배전용변압기 TAP 수동운전 전환 및 조정(1단계 2.5%, 2단계 5.0%) ○ <삭제 2021.9.18.> ○ 전력수급대책 기구 구성·운영 ○ 수급경보 “관심” 발령 	운 영 예 비 력
2,500이 상 3,500미 만	주의 (Yellow)	<ul style="list-style-type: none"> ○ 수급경보 “주의” 또는 “경계” 발령 ○ 휴전·활선작업 시행중지 및 계통복구 지시 ○ 수요조정지원제도(긴급절전) 시행 ○ 발전제약 완화 	“
1,500이 상 2,500미 만	경계 (Orange)		“
1,500미 만	심각 (Red)	<ul style="list-style-type: none"> ○ 수급경보 “심각” 발령 ○ 긴급 부하조정(부하차단) 	“

④ 전력거래소 또는 한전은 일간 수요예측 결과 운영예비력이 4,500MW미만으로 예상될 경우 산업부에 통보한 후 다음 각 호 중에 해당하는 조치를 취할 수 있다. [신설 2011.12.2.] <개정 2019.12.13.>

1. 상기 전력위기 단계별 조치 시행 준비
2. 방송사에 보도요청(한전 시행)
3. 전력예보 또는 예비경보

제5.1.6조(운영예비력) ① 전력거래소는 전력의 안정적 공급을 위하여 운영예비력의 확보기준을 검토하여 전력계통신뢰도협의회에 상정하여야 한다.

② 특수일기간 및 특수경부하기간에는 별표9에 따라 운영예비력을 추가로 확보한다.

③ 전력거래소는 전국 계통과는 별도로 제주지역에 대한 운영예비력 기준을 설정하여 운영한다.

④ 전력거래소는 운영예비력의 종류별 확보량을 실시간으로 관리하여야 한다.

⑤ 제1항 및 제3항의 운영예비력 확보기준 등에 대한 사항은 별표3에서 정한다.

[본조신설 2019.12.13]

제5.1.7조(속응성자원) 전력거래소는 전력계통의 과도한 변동성에 신속하게 대응하기 위하여 속응성자원을 확보하여 운영할 수 있다. [신설 2019.12.13.]

제5.1.8조(하향예비력의 확보 및 관리) ① 전력거래소는 전력의 안정적 공급을 위하여 매년 하향예비력의 운영기준을 마련하여 제5.10.1조의 계통평가위원회에서 검토·조정할 수 있다.

② 전력거래소는 육지계통과는 별도로 제주계통에 대한 하향예비력 기준을 설정하여 운영한다.

③ 전력거래소는 하향예비력의 종류별 확보량에 계통제약(송전제약 등)을 고려하여 신뢰도발전계획 수립 및 실시간 관리하여야 한다.

④ 제1항 및 제3항의 하향예비력 확보기준 등에 대한 사항은 별표3에서 정한다.

[본조신설 2023.9.26]

제5.1.9조(하향예비력 저하 또는 저하예상시 조치) ① 전력거래소는 계통신뢰도 유지를 위해 하향예비력 수준이 [별표 3] 1.2.5.2의 “주의단계”에 이르거나 이를 것이 예상되는 경우에는 전기사업자, 소규모전력중개사업자, 자가용전기설비설치자, 직접구매자, 수요관리사업자, 분산에너지사업자 등에게 조치사항을 통보하여야 한다. 이때 전력거래소는 조치사항을 결정함에 있어 하향예비력 수준, 경제성, 기술적 이행 가능성 및 안전성, 계통기여도 등을 고려하여 각 호의 조치사항을 결정하고 협의·조정·시행할 수 있다. <개정 2024.10.8., 2025.7.10.>

1. 신뢰도 발전계획 수립결과 [별표 3] 1.2.5.2의 “주의단계”에 이르거나 이를 것이 예상되는 경우에는 [별표 9] 7.7.2의 조치에 따라 하향예비력을 추가 확보한다.

2. 제1호의 조치에도 불구하고 하향예비력 수준이 [별표 3] 1.2.5.2의 “정상단계”에 이르지 못한 경우 비중앙 급전 발전기를 대상으로 출력제어 계획을 수립한다.

② 제1항에 따라 통보받은 자는 하향예비력 저하를 해소하기 위하여 별도의 행위를 한 때에는 이를 즉시 전력거래소에 통지하여야 한다.

③ 제1항에 따라 통보받은 자는 하향예비력 확보 수준에 따른 조치사항을 수행하기 위해 협조하여야 한다.

④ <삭제 2024.10.8.>

[본조신설 2023.9.26.]

< 하향예비력 확보 수준 단계 >

단계		정상	주의	경계	심각
하향 예비력 (MW)	육지 계통	2,000MW이상	2,000MW미만 1,200MW이상	1,200MW미만 700MW이상	700MW 미만
	제주 계통	50MW이상	50MW미만 30MW이상	30MW미만 20MW이상	20MW 미만
구분		하향예비력		하향주과수예비력	

제2절 실시간급전계획 [본절신설 2006.9.14.]

제5.2.1조(실시간 급전계획 수립) <본조 제목변경 및 개정 2014.10.2.> ① 전력거래소는 계통운영시스템을 통해 실시간 급전계획을 수립해야 하며, 이를 위해 계통운영시스템의 다음 기능을 사용하여 발전기 및 전기저장장치의 유효전력을 지시할 수 있다. [신설 2014.10.2.] <개정 2016.5.12.>

1. 경제급전(Economic Dispatch)

2. 안전도제약경제급전(Security Constrained Economic Dispatch)

② 경제급전은 발전기 비용과 예비력 제약을 포함한 발전기 제약과 송전손실계수를 고려하여 발전기 유효출력을 결정하는 기능을 말한다. [신설 2014.10.2.]

1. 전력계통 발전량·부하·연계선의 조류의 급격한 변화

2. 계통연결발전기의 상태 변화

3. AGC 대상 발전기의 상태 변화

4. 기타 필요 상황 발생시

③ 안전도제약경제급전 기능은 경제급전 기능에서 고려할 수 있는 제약과 과도한 과부하를 초과하는 상정고장 제약을 포함한 송전선로 제약 등을 고려하여 발전기 유효출력을 결정하는 기능을 말한다. [신설 2014.10.2.] <개정 2016.12.30.>

제5.2.2조(실시간급전계획 수립방법) 전력거래소는 각호의 순서와 방법에 따라 실시간급전계획을 수립한다. <본조 제목변경 및 개정 2014.10.2.>

① ~ ② <삭제 2014.10.2.>

1. 다음 각 목의 사항을 보정하기 위해 매 1분 주기로 상태추정을 시행하며, 전력거래소가 발전기별 현장 출력을 추정할 수 없는 경우에는 발전기의 현재 출력값은 최근 취득한 값으로 한다. [신설 2014.10.2.]

가. 통신 및 시스템 장애로 인한 전력계통 자료 미취득

나. 현장 설비의 성능저하 등으로 인한 오차 발생 등

2. 상태추정 주기에 따라 매 5분마다 향후 1시간에 대한 5분 단위 수요를 예측한다. [신설 2014.10.2.]

3. 향후 10분 후의 예측 수요를 기반으로 다음 각목을 고려하여 총 계통비용이 최소화 되도록 하는 것을 원칙으로 5분 단위의 안전도제약경제급전계획을 수립한다. [신설 2014.10.2.]

가. 발전기 증분비용

나. 발전사업자가 제출한 발전기별 입찰자료 및 발전기 자기계약

다. 송전손실계수 및 송전혼잡

라. 보조서비스 요구량

마. 발전기별 보조서비스 특성 자료

바. 기타 계통안정에 필요한 사항 등

4. 상기 3호의 안전도제약경제급전계획에 의해 계산된 발전기별 한계치를 기반으로 다음 각 목을 고려하여 최종적으로 1분 단위의 실시간 경제급전계획을 수립한다. [신설 2014.10.2.]

가. 발전기 증분비용

나. 발전사업자가 제출한 발전기별 입찰자료 및 발전기 자기제약

다. 보조서비스 요구량

5. 복합발전기는 개별 가스터빈과 스팀터빈으로 구분하여 상태추정, 급전계획 및 계통해석을 시행한다. [신설 2014.10.2.]

제5.2.3조(실시간급전계획 수립) <삭제 2014.10.2.>

제5.2.4조(실시간급전계획 통보) <삭제 2014.10.2.>

제3절 급전지시 [본절신설 2006.9.14.]

제5.3.1조(급전지시) ① 전력거래소는 발전사업자 및 송전사업자에게 다음 각호의 사항에 관하여 급전지시를 하여야 한다. <개정 2015.5.7.>

1. 발전기 및 전기저장장치의 계통연결 또는 분리 <개정 2016.5.12.>

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, 양수발전기 및 전기저장장치의 발전계획량과 양수발전기의 양수계획량 및 전기저장장치의 충전계획량 <개정 2011.12.2., 2016.5.12>

8. 열간기동대기(Hot Standby) [신설 2011.12.2.]

9. 용량시험 등 전력계통의 안정적 운영을 위하여 필요한 사항 [신설 2011.12.2.]

10. 기타 전력계통의 안정적 운영을 위하여 필요한 사항

② 전력거래소는 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

③ 전력거래소는 원활한 전력계통운동을 위하여 보호계전기, 자동재폐로계전기, 송전사업자용 전기저장장치 등에 관한 운전지시를 송전사업자에게 요구할 수 있고, 송전사업자는 특별한 사유가 없는 한 이에 협조하여야 한다. <개정 2015.5.7.>

④ 전력거래소는 양수발전기, 수력발전기 및 전기저장장치를 보유한 발전사업자가 제출한 거래일의 총 발전계획량을 전력계통 신뢰성 확보를 위해 발전사업자가 제출한 입찰시간대 발전계획량을 초과 또는 미만으로 조정하여 급전지시 할 수 있다. <개정 2011.12.2., 2016.5.12>

⑤ 급전정지중인 발전기의 기동은 연료비 순위를 원칙으로 하되 발전기의 Cold, Warm, Hot 등의 상태에 의한 기동시간을 고려할 수 있다. <개정 2011.12.2.>

⑥ 전력거래소는 다음 각 호의 경우 제12.4.3.1조의 규정에 따라 수요관리사업자에게 전력수요 의무감축요청을 할 수 있다. 다만 제3, 4, 5호의 경우는 제12.1.1조 제11호에 따른 국민 수요반응자원을 등록한 수요관리사업자에 한하여 적용한다. [신설 2014.11.3.] <개정 2019.11.07., 2019.12.31>

1. <삭제 2025.2.11.>

2. 운영예비력이 6,500MW 미만이거나 예상되는 경우

(단, 제주계통은 운영예비력 80MW 미만이거나 예상되는 경우) <삭제 2019.12.31.> [신설 2022.6.30.] <개정 2022.12.22., 2025.2.11.>

3. 동·하계 수급대책기간의 일별 최대부하 예상시간의 공급예비력이 적정 공급예비력 미만으로 예상되는 경우 <삭제 2018.2.9.> [신설 2022.12.22]

4. 동·하계 수급대책기간의 일별 최대부하 예상시간의 기온이 기준전망 적용기온 미만 또는 초과할 것으로 예상되는 경우 [신설 2022.12.22]

5. 환경부의 대기정보 예보 결과 전국 19개 권역 중 3개 권역 이상이 환경정책기본법에 따른 미세먼지 등급 ‘나쁨’ 이상으로 예상되는 경우 [신설 2019.11.07.] <호번호변경 2022.12.22>

6. 단, 의무감축요청 대상 수요반응자원은 제12.2.2조의 규정에 따라 육지계통은 수도권과 비수도권으로 등록한 수요반응자원으로, 제주계통은 제주권으로 등록한 수요반응자원으로 한정한다. [신설 2022.5.31.] <호번호변경 2022.12.22>

⑦ 전력거래소는 전력계통의 안정적 운영을 위해 필요한 경우 비상대기예비력을 입찰한 발전사업자에게 급전지시할 수 있다. [신설 2020.12.1]

제5.3.2조(급전지시 예외) 전력거래소는 제5.3.1조의 규정에 의한 급전지시를 다음과 같은 사유로 이행하기 어려운 경우에는 급전지시를 다르게 할 수 있다.

1. 발전기, 전력계통의 사고 등에 의해 발전계획을 수립하기에 충분한 시간적

여유가 없을 때 <개정 2021.1.1>

2. 기타 전력계통의 안정을 위해 긴급하게 급전지시가 필요한 때

제5.3.3조(유효전력에 관한 급전지시의 기준) 전력거래소는 중앙급전발전기의 주변압기 고압측(송전단)을 기준으로 유효전력(MW)에 대한 급전지시를 하며, 공급능력 확인을 위해서는 발전단 유효전력(MW)으로 급전지시를 할 수 있다. <개정 2011.12.2>

제5.3.4조(급전지시의 방법 등) ① 전력거래소의 급전지시는 자동발전제어(AGC), 전화, 문서 또는 전력거래소에서 별도로 정하는 방식에 의한 통신수단을 이용하여야 하며, 급전전화는 어떠한 경우에도 최우선적인 통화가 가능하도록 하여야 한다. <개정 2014.10.2>

② 전력거래소와 제1항의 규정에 의한 급전지시를 받은 전기사업자는 급전지시 사항을 일지의 작성 또는 녹음의 방법 등으로 기록하여 관리하여야 하며, 계통 연결 및 분리 후 2시간 이내에 계통연결 및 분리 시간을 거래소에 제출해야 한다. 복합발전기의 경우에는 개별 GT, ST 연결 및 분리시간을 제출한다. <개정 2021.1.1.>

③ 제1항에도 불구하고 수요관리사업자에 대한 전력거래소의 전력수요 의무감축요청은 수요반응자원 전력거래시스템 또는 전력거래소에서 별도로 정하는 방식에 따라 전송되어야 한다. [신설 2014.11.3.] <개정 2019.12.13., 2019.12.31>

④ 전력거래소와 제3항의 규정에 의한 전력수요 의무감축요청을 받은 수요관리사업자는 전력수요 의무감축요청 사항을 일지에 작성 또는 로그자료 등으로 기록하여 관리하여야 한다. [신설 2014.11.3.] <개정 2019.12.31>

제5.3.5조(급전지시의 이행) 제5.3.1조의 규정에 의해 급전지시를 받은 전기사업자와 전력수요 의무감축요청을 받은 수요관리사업자는 지체없이 이를 이행하여야 한다. <개정 2014.11.3., 2017.12.29., 2019.12.31>

제5.3.6조(급전지시의 철회 또는 변경) ① 제5.3.1조의 규정에 의한 급전지시를 받은 전기사업자는 설비나 인명의 안전에 위해가 예상되어 급전지시를 이행하지 아니하거나 이행할 수 없을 경우에는 지체없이 그 사유 및 이행 예상시기를 전력거래소에 통지하여야 한다. <개정 2006.1.26>

② 전력거래소는 제1항의 규정에 의하여 통지를 받은 경우에는 제5.3.1조의 규정에 의한 급전지시를 철회 또는 변경할 수 있다.

제5.3.7조(비상시 급전지시) 전력거래소는 천재지변 등으로 전력계통운영에 심각한 상태가 초래되었거나 우려가 있을 경우, 전력계통의 복구 및 운전 신뢰도 유지를 위하여 전기사업자, 자가용전기설비설치자 및 수요관리사업자에게 별표 12에 따라 송·변전설비 등의 정지 또는 수급조절 등을 지시할 수 있다. <개정 2010.6.30., 2014.11.3.>

제4절 송전손실 및 송전혼잡 관리 [본절신설 2006.9.14.]

제5.4.1조(송전손실의 적용) 전력거래소는 발전계획을 위해서 제2.5.3조의 정적손실 계수를 고려하여야 한다. <개정 2006.12.26., 2021.1.1.>

제5.4.2조(계통제약 및 송전혼잡관리) ① 전력거래소는 송전계통의 물리적 상태를 고려한 계통조건을 평가하여 계통제약 및 혼잡을 관리하여야 한다.

② 전력거래소는 계통제약 및 혼잡을 가장 경제적이고 효과적으로 관리하여야 한다.

<조번호변경 2006.12.26>

제5절 발전기 자기제약 [본절신설 2006.9.14.]

제5.5.1조(발전기 자기제약 운영원칙) ① 전력거래소는 발전사업자가 제출한 제약운전량을 고려하여 급전지시를 하여야 한다.

② 전력거래소는 다음 각호의 사항이 발생하거나, 예상되는 경우에는 해당 사업자에게 제약운전량을 변경하도록 요청할 수 있다. 이 경우 해당 사업자는 특별한 사유가 없는 한 변경입찰을 통해 제약운전량을 변경하여야 한다.

1. 발전기 자기제약이 전력계통의 안정적 운영을 저해하는 경우
2. 계통의 총비용이 현저하게 증가되는 경우 등

③ 제2항 제1호에 따른 전력거래소의 변경입찰 요청을 해당사업자가 받아들이지 않는 경우, 전력거래소는 급전지시를 통해 계통분리 또는 출력조정을 할 수 있다.

④ 발전사업자는 가능한 수요가 높은 시간대에 제약운전을 요청하여야 한다.

제5.5.2조(연료제약발전기 연료량 배분방법) ① 중앙급전발전기로서 법 제49조 제6항의 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 월간계획을 해당 월 개시 10일전까지 전력거래소에

제출하여야 한다.

② 제1항의 규정에 의한 발전사업자의 해당연료 물량배정방법은 별표 10과 같다.

제5.5.3조(연료부족시의 대책) 전력거래소가 사용연료의 부족으로 인해 안정적 전력공급이 곤란하다고 판단할 경우에는 아래 각호의 사항을 결정하기 위하여 정부, 전력거래소, 시장참여자와 발전연료공급자로 구성된 협의체를 운영할 수 있다.

<개정 2007.12.27>

1. 연료부족에 따른 대책적용시기
2. 연료계약발전기의 발전기별 일간사용연료량
3. 기타 안정적인 전력공급에 필요한 사항

[본조신설 2006.12.26.]

제6절 보조서비스 [본조신설 2006.9.14.]

제5.6.1조(보조서비스의 확보) ① 전력거래소는 별표 3에 따라 다음 각호의 보조서비스를 확보하여야 한다.

1. 1차주파수제어서비스 [신설 2021.1.1]
가. <삭제 2019.12.13.>
나. <삭제 2019.12.13.>
다. [신설 2015.5.7.] <삭제 2019.12.13.>
라. 1차예비력 <호번호 변경 2021.1.1>
2. 2차주파수제어서비스 [신설 2021.1.1]
가. 2차예비력 <호번호 변경 2021.1.1>
나. 주파수제어예비력 <호번호 변경 2021.1.1.>
다. 하향주파수예비력 [신설 2023.9.26.]
3. 3차주파수제어서비스 [신설 2021.1.1]
가. 3차예비력 <호번호 변경 2021.1.1>
나. 속응성자원 <호번호 변경 2021.1.1>
4. <삭제 2021.1.1>
5. <삭제 2021.1.1> <개정 2021.1.1.>
6. 무효전력 <호번호변경 2019.12.13.>
7. 자체기동 <호번호변경 2019.12.13.>
8. 기타 계통운영의 안정에 요구되는 사항 <호번호변경 2019.12.13.>

② 제1항 제1호 라목의 1차예비력은 계통주파수가 $\pm 0.2\text{Hz}$ 변동시 응답가능용량 기준으로 산정하며, 주파수제어예비력은 5분 동안 제공가능 한 용량으로 산

정하며, 하향주파수예비력은 10분 이내 제공가능 한 용량으로 산정한다. <개정 2015.5.7., 2016.5.12., 2019.12.13., 2021.1.1., 2023.9.26.>

③ 전력거래소는 제1항의 보조서비스 확보를 위한 요구조건을 반영하여 발전계획 및 실시간 급전계획을 수립하여야 한다. <개정 2021.1.1.>

제5.6.2조(보조서비스의 운영) ① 전기사업자의 전력설비에 대한 보조서비스 성능은 별표 3의 성능요건을 충족하여야 한다.

② 전력거래소는 신뢰도기준에서 정한 전압을 유지하기 위해, 발전사업자와 송전사업자에게 다음 각호의 사항을 지시할 수 있다.

1. 발전기 및 동기조상기의 경우

가. 발전기 단자전압 조정 또는 무효전력량 조절 <개정 2011.6.30>

나. 발전단 변압기의 탭 변환 등

2. 송변전설비의 경우

가. 리액터, 커패시터 등의 무효전력 공급설비의 개폐 또는 단자전압 제어 <개정 2011.6.30>

나. 변압기 탭 변환

다. 선로 개폐 등

③ 보조서비스의 세부운영방법은 별표 11 및 별표 19에 따른다.

④ 전기사업자는 제5장 제3절에 따라 보조서비스 공급에 관한 전력거래소의 급전지시를 이행하여야 한다.

제7절 양수발전기의 양수운영 <본절번호변경 2006.9.14.>

제5.7.1조(양수운영계획의 수립) ① 양수발전기를 보유한 발전사업자가 양수계획을 변경할 경우에는 거래일 전일 17:30까지 별표4에 따라 양수계획서를 제출한다. <개정 2023.9.26.>

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

제5.7.2조(양수운영계획 변경 및 통지) ① 양수발전기를 보유한 발전사업자는 거래일 전일 17:30 이후에는 양수계획을 변경할 수 없다. 다만, 설비의 중대고장이 발생하거나 시운전 양수발전기의 경우에는 예외로 할 수 있다. <개정 2005.10.10., 2023.9.26.>

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

제5.7.3조(양수의 시행) ① 양수발전기를 보유한 모든 발전사업자는 제5.7.1조 및 제5.7.2조의 규정에 의한 양수운영계획을 통지 받은 후 양수를 계획대로 시행함으로써 전력계통의 안정적 운영에 협조하여야 한다.

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

제8절 전력계통 안정운영 및 자료제공 <본절번호변경 2006.9.14.>

제5.8.1조(전력계통의 안정적 운영을 위한 기준) ① 전력거래소는 정상 및 비정상 상황하에서의 안정적인 전력계통 운영을 위하여 신뢰도 및 안정도 기준의 준수에 최대한 노력하여야 한다.

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

제5.8.2조(전력계통 운영방안 수립) ① 전력거래소는 산업통상자원부 고시 「전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준」 제11조에 따라 전력시장운영규칙 제5.8.1조(전력계통의 안정적 운영을 위한 기준)에서 정한 신뢰도 및 안정도 운영기준을 만족하도록 전력계통 운영방안을 수립하여야 한다. <개정 2025.2.11.>

② 전기사업자는 제1항의 규정에 따른 전력계통 운영방안에 협조하여야 한다. <개정 2025.2.11.>

제5.8.3조(저주파계전기 운영) ① 전력거래소는 계통분리 및 대용량 발전력 탈락시 전력계통의 수급균형을 확보하기 위하여 저주파계전기의 부하차단방식 및 부하차단량을 결정하고, 각 전기사업자는 전력거래소에서 결정한 부하차단량을 확보한다.

② 제1항의 규정에 의한 저주파계전기 운영에 관한 세부사항은 별표16과 같다.

제5.8.4조(전력설비 및 운영자료 정보 제공) ① 송전사업자는 전기사업법시행령 제17조(전기설비의 시설계획 및 전기공급계획의 신고)에 의거, 매년 12월말까지 전기설비의 시설계획 및 전기공급계획서를 산업통상자원부장관에게 신고함과 동시에 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2003.11.11]

② 송전사업자가 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 TOOL에서 구동되는 데이터 파일
 7. 기타 계통모의를 위해 확인이 필요한 설비관련 자료 [신설 2003.11.11]
- ③ 송전사업자는 전력거래소가 요청할 경우 다음 각호의 전력설비 제원 및 정수를 전력거래소에 제공하여야 한다. <항번호변경 2003.11.11>
1. 송전망 설비자료
 2. 고장조사 및 분석에 관련된 자료
 3. 기타 전력거래소에서 요구하는 계통운영 관련자료
- ④ 송전사업자는 송전망접속신청시 송전망접속을 위해 송전망 사용자로부터 제공받은 아래 각호의 전력설비관련자료 및 기록들을 전력거래소에 제공하여야 한다.
1. 계량점의 세부사항(구성, 개폐장치 정격, 공칭전압, 보호, 상호차단방안, 특수 자동화설비 등)
 2. 송전망사용자 설비에 영향을 미치는 계통의 분할 또는 전체계획
 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
- ⑤ 전력거래소는 필요시 송전망사용자에게 제4항의 각호와 관련한 자료를 요구할 수 있으며 송전망사용자가 제출한 자료 및 기록들이 별표 3의 기준에 적합한지 검토하여야 한다. <항번호변경 2003.11.11>
- ⑥ 전력거래소는 모든 발전설비·전력계통설비 및 송전망사용자의 설비에 관련된 자료를 유지·관리하여야 한다. <항번호변경 2003.11.11>
- ⑦ 비중앙급전발전기를 운영하는 전기사업자, 분산에너지사업자 및 자가용전기설비설치자는 전력거래소가 전력계통의 신뢰도 확보를 위해 별도 요청할 경우에는 발전기 정지, 운영계획, 추가 공급가능량 및 특성자료 등을 제공하여야 한다. [신설 2010.6.30.] <개정 2024.10.29., 2025.7.10.>
- ⑧ 송전사업자는 전력거래소가 요청할 경우 전기저장장치에 대해서 제1항 내지 제5항의 내용을 제공하여야 한다. [신설 2015.5.7.] <개정 2022.12.27.>

제5.8.5조(신·증설 전력설비) ① 전기사업자, 분산에너지사업자 및 직접구매자는 전

력설비의 신·증설시에는 계통가압 또는 계통연결 예정일 6개월 전에 시험 및 가압일정과 제5.8.4조에서 정한 제출자료 중 변경사항을 전력거래소에 서면으로 통지하여야 한다. <개정 2025.7.10.>

② 전력설비를 변경 및 폐지시에도 제1항의 규정을 적용한다.

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

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

⑤ 전기판매사업자 및 분산에너지사업자는 154kV 이상 전기사용자가 전력계통과 연계할 경우 계통의 안정 운영을 위하여 계통운영에 관한 제반사항을 전력거래소와 협의하여야 하며, 세부사항은 별표 21에 따른다. [신설 2004.7.9.] <개정 2025.7.10.>

⑥ 전력시장에 참여하거나 분산에너지사업자가 보유한 설비용량 300MVA 이상의 동기발전기(복합화력발전기는 총 설비용량 500MVA이상)는 계통안정화장치를 구비하여야 한다. 이 경우 동기발전기를 보유하고 있는 발전사업자는 전력계통 특성에 적합하도록 계통안정화장치의 운전특성을 유지하여야 하고, 매 10년마다 이를 점검하여야 하며 전력거래소의 계통검토 결과 저주파 진동 발생 등 점검이 필요하다고 판단된 경우에도 이를 점검하여야 한다. [신설 2015.9.30.] <개정 2019.12.13., 2025.7.10.>

⑦ 전력거래소는 선로명칭 및 기기번호를 별표 15에 따라 부여하여야 한다. <항번호변경 2004.7.9., 2015.9.30.>

⑧ 대용량 전력 사용을 신청하는 자는 전력부하의 기술특성 자료를 별지 서식 제86호에 의거하여 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2009.06.30.] <항번호 변경 2015.9.30., 개정 2019.12.13>

⑨ 전력계통에 전기저장장치의 접속 및 계통연결을 신청하는 자는 관련 제어시스템의 계통해석용 TOOL(PSS/E)에서 구동되는 동특성 데이터 파일이 포함된 기술특성자료를 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2015.5.7.] <항번호 변경 2015.9.30.>

⑩ 전기사업자, 분산에너지사업자 및 전력시장에 참여하는 자가용설비설치자(이하 ‘전기사업자 등’이라고 한다)는 정격용량 20MVA를 초과하는 발전기(동기조상기 포함) 및 이와 결합·연결된 원동기, 여자기, 조속기, 계통안정화장치 등(이하 ‘발전기 등’이라 한다)이 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 경우 별표 31에 따라 별지 서식 제82호 내지 제85호의 발전기 등 특성자료를 도출하여 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2019.12.13.] <개정 2025.7.10.>

1. 발전기 신·증설, 터빈 변경 및 교체, 발전기 재권선 변경 등이 발생한 경우
2. 여자시스템 또는 조속기의 변경 및 교체, 제어장치의 제어기능 변경, 전압조

정장치 및 계통안정화장치의 변경 등이 발생한 경우. 다만, 설비 변경 및 교체 내역을 전력거래소에 제출하고, 설비 변경 및 교체 후에도 기존 특성자료에 변화가 없는 경우에는 예외로 한다.

3. 제1호 또는 제2호에 따라 발전기 등 특성자료 제출 후 10년이 경과한 경우. 다만, 제5.8.9조의 시각동기위상측정 장치를 이용한 발전기 운전실적 기록으로 기존 특성자료의 유효성이 검증된 경우에는 예외로 한다.

⑪ 제10항의 제1호 또는 제2호의 경우 전기사업자 등은 해당설비의 계통가압 후 6개월 이내에 발전설비 특성자료를 제출하여야 한다. [신설 2019.12.13.]

⑫ 전력거래소는 전력계통 검토를 위하여 필요하다고 판단되는 경우, 20MVA 이하의 발전기 등을 갖춘 전기사업자 등에게도 발전기 등 특성자료의 제출을 요청할 수 있으며 전기사업자 등은 특별한 사유가 없는 한 이에 협조하여야 한다. [신설 2019.12.13.]

⑬ 발전사업자는 계통안정화장치의 실시간 운전상태를 전력거래소에 제공하여야 하며 전력거래소는 이를 관리·감시하여야 한다. [신설 2019.12.13.]

⑭ 전력시장에 참여하는 비중앙급전발전기를 운영하는 전기사업자는 발전기 신규 등록 및 변경사항 발생 시 특성자료를 별지 서식 제112호, 제113호, 제114호, 제115호에 따라 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2024.10.29.]

제5.8.6조(설비특성의 확인) ① 전력거래소는 제출된 설비자료의 정확성 검증을 위하여 설비소유자와 협의하여 다음 각호의 사항을 확인할 수 있다.

1. 이 규칙에 명시된 기술적 사항의 준수 여부
2. 신규접속 발전기의 계통연결을 위한 준비사항
3. 전력계통 안전성에 대한 과거 또는 잠재적 위험성
4. 발전기 및 전기저장장치 등 전력설비의 기술적 특성자료 [개정 2015.5.7.]

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

제5.8.7조(보호장치 및 관련설비 적용과 운영) ① 전력거래소는 전력계통의 안정적인 운영을 위하여 법 제45조 제3항의 규정에 의하여 전력거래소가 운영하는 송전망과 20MW초과 발전기의 보호장치 운영기준을 설정하여 각 전기사업자에게 제시하고, 각 전기사업자는 이 기준을 적용한다. <개정 2021.12.28.>

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

③ 전력거래소는 전력거래소가 운영하는 송전망 및 20MW초과 발전기의 보호장치에 대하여 각 전기사업자가 정정한 보호장치 정정치 검토 및 조정의견 제

시와 동작분석을 수행한다. <개정 2021.12.28.>

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

⑤ 전기사업자는 별표16에 따라 계통현상분석장치를 설치하고, 전력거래소에서 지정한 특정 계통현상분석장치에 대한 통신수단 확보에 협조하여야 한다. <개정 2024.10.29.>

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

제5.8.8조(고장보고·조사 및 고장통계) ① 전기사업자는 전력계통 고장 발생시, 고장 내용을 전력거래소에 통보하여야 하고, 전력거래소는 통보받은 사항에 관해 산업통상자원부에 보고하여야 한다. <개정 2012.5.31, 2012.12.31>

② 전력거래소 이사장은 전력계통의 안정적 운영과 전기품질 확보를 위하여 고장조사가 필요할 때에는 산업통상자원부와 협의를 거쳐 하여야 하며, 재발방지 대책 수립 후 이를 산업통상자원부에 보고하여야 한다. <개정 2012.12.31>

③ 전력거래소는 고장통계를 작성·관리하여야 하고, 이를 종합하여 산업통상자원부에 보고하여야 한다. <개정 2012.12.31>

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

제5.8.9조(시각동기 위상측정 기술의 적용 확대) <본조제목변경 2019.12.13.> 전력거래소와 전기사업자는 시각동기 기반의 위상측정 기술을 정밀 계통감시, 고장 분석 및 전력설비 특성자료 검증에 적극 활용하고 기술개발을 위해 다음 각 호의 사항을 상호 협력하여야 한다. [신설 2010.6.30.] <개정 2019.12.13.>

1. 전기사업자는 시각동기위상측정장치를 전력설비에 설치 한 경우 전력거래소에 통보 하여야 한다. [신설 2019.12.13.]

2. 시각동기위상측정장치를 설치한 전기사업자는 계통외란 발생시 전압과 전류의 변동을 기록하여야 하며, 제5.8.5조 제10항 제3호에 의한 시각동기위상측정 기술을 활용하고자 할 경우 발전기 동특성정수 도출을 위한 추가 자료를 기록하여야 한다. [신설 2019.12.13.]

제9절 발전기 및 전기저장장치의 정지 및 휴전계획 조정

<본절 번호변경 2006.9.14.> <본절 제목변경 2016.5.12.>

제5.9.1조(발전기 및 전기저장장치 정지 및 휴전계획) <본조 제목변경 2016.5.12.> ① 발전사업자, 분산에너지사업자 및 송전사업자는 향후 24개월간의 발전기 및 전기저장장치의 정지계획을 수립하여 발전기 정지계획은 발전기 정비 관리시스템

을 통해, 전기저장장치의 정비계획은 공문을 통해 전력거래소에 제출하여야 하며, 제출대상 발전기는 다음과 같다. <개정 2008.10.31., 2015.5.7., 2015.9.30., 2019.12.31., 2025.7.10.>

1. 중앙급전 구역전기발전기를 제외한 일반 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치 및 송전사업자의 송전사업자용 전기저장장치 <개정 2019.1.2.>
2. 1기의 설비용량이 200MW 이상인 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치 또는 1기의 설비용량이 20MW를 초과하는 연료전지 발전기(단, 집합전력자원의 경우에는 제외) <개정 2018.12.12., 2020.10.1.>
<본항개정 2016.5.12.>

② 발전 및 송전사업자는 매년 다음 1년간의 연간휴전계획을 전력거래소에 매년 제출하여야 하며, 다음 1개월간의 월간휴전계획을 매월 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2008.10.31] <개정 2012.12.31., 2015.3.17.>

③ 발전사업자가 등록한 중앙급전전기저장장치의 정지 및 휴전계획 조정, 변경 제출, 비상상황 조치, 긴급정지 통보 등에 대한 사항은 제5.9.2조 부터 제5.9.6조까지의 발전기에 대한 규칙을 준용한다. [신설 2016.5.12.]

제5.9.2조(발전기 정지 및 휴전계획 조정) ① 전력거래소는 제5.9.1조의 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 제5.9.1조의 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, 송전사업자용 전기저장장치 정비계획 및 휴전계획 수립일정 시한은 다음 표와 같다. <개정 2015.5.7.>

1. 발전기 및 송전사업자용 전기저장장치 정지계획 수립일정 <개정 2015.3.17. 2015.5.7.>

기준일	관련자	조치사항
4월말까지	발전사업자 및 송전사업자용 전기저장장치를 운영하는 송전사업자	발전기 정지 계획 및 송전사업자용 전기저장장치 정비계획 제출
6월말까지	전력거래소	최초 계획 발표
7월말까지	발전사업자 및 송전사업자용 전기저장장치를 운영하는 송전사업자	최초 발표계획에 대한 의견 제시
9월말까지	전력거래소	최종 계획 발표
익년1월1일	모든 참여자	일정의 시작

2. 휴전계획 수립일정 <개정 2004.4.22, 2008.10.31>

가. 연간휴전계획 수립일정

전기사업자는 자체 조정된 다음 1년간의 휴전계획에 대하여 매년 8월말까지 휴전계획서를 전력거래소에 제출하여야 하며, 전력거래소는 동년 11월 말까지 조정결과를 발표한다.

나. 월간휴전계획 수립일정

전기사업자는 매월 1일까지 연간휴전계획에 반영된 휴전을 기준으로 자체 조정된 익월 월간휴전계획을 전력거래소에 제출하여야 하며, 전력거래소는 동월 20일까지 조정결과를 발표한다. <개정 2012.12.31.><개정 2015.3.17.>

제5.9.3조(발전기 정지 및 휴전계획 변경제출) ① 발전사업자 및 송전사업자용 전기저장장치를 운영하는 송전사업자는 연간 정지계획의 변경이 있을 경우 전력거래소에 월간 정지계획 및 임시정지계획을 제출하여야 하며, 전력거래소는 적정에 비력 확보를 위해 관련자와 상호 협의하여 해당 계획을 조정할 수 있으며, 발전사업자는 발전기 정비 관리시스템을 통해, 송전사업자용 전기저장장치를 운영하는 송전사업자는 공문을 통해 정비작업 개시일 이전에 변경된 정지계획을 제출하여야 한다. <개정 2015.5.7., 2019.12.31>

② 전기사업자는 휴전작업 개시일 이전에 전력거래소에 휴전계획서를 제출하여야 한다. 최초 휴전계획서를 전월 1일까지 제출하며, 추후 확정된 휴전계획일정의 변동이 있을 경우 휴전시행일 7일 전에 변동사항을 제출하여야 하며, 전력거래소는 다음 우선순위에 따라 모든 휴전작업을 고려한다. <개정 2004.4.22, 2008.10.31>

1. 긴급 및 고장 정지

2. 휴전계획일정에 포함되도록 제출일에 맞춰 휴전계획서를 제출한 것

3. 휴전계획일정에는 포함되지 않았으나, 전력거래소에 임시휴전계획서를 제출한 것

제5.9.4조(운영여건 변경시 조치) ① 전력거래소는 발전기 정지계획수립 이후 계통 운영 여건이 변하여 발전기 정지계획일정의 전반적인 재조정이 필요하다고 판단될 경우 발전사업자와 협의하여 정지계획일정을 조정할 수 있다.

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

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

제5.9.5조(비상상황) 전력거래소는 비상상황 시 다음 각호의 조치를 취할 수 있다.
<개정 2011.6.30>

1. 전력거래소는 제5.1.4조의 기준에 따라 발전기 정지계획을 변경하여 공급가능용량을 향상시킬 수 있다. 발전사업자는 변경계획에 대하여 이견이 있을 경우 부족전력이 해소된 후 조정을 요구할 수 있다. <개정 2011.6.30>
2. 전력거래소는 제5.8.1조의 규정에 의한 기준에 따라 전체 계통운영이 위험하게 될 우려가 있다고 판단되는 경우, 어떠한 휴전작업 및 발전기 정지작업도 연기하거나 취소할 수 있으며, 이러한 경우 전기사업자에게 그 사유를 통보하여야 한다. <개정 2004.4.22., 2010.6.30>
3. 전력거래소는 비상상황이 발생하였을 경우 전기사업자 및 수요관리사업자에게 급전지시 및 전력수요 의무감축요청을 하며, 전기사업자 및 수요관리사업자는 즉시 이를 이행하여야 한다. 전기사업자 및 수요관리사업자는 이러한 조치에 대하여 이견이 있을 경우 부족전력이 해소된 후 조정을 요구할 수 있다. [신설 2019.12.13.]

제5.9.6조(긴급정지 통보) ① 다음 각 호에 해당하는 발전기를 긴급정지 하여야 할 경우 발전사업자는 정지 이전에 전력거래소에 통보하는 것을 원칙으로 한다. 다만, 불가피한 경우에는 정지 후 즉시 통보하여야 한다.

1. 중앙급전발전기
 2. 1기의 설비용량이 200MW 이상인 비중앙급전발전기 또는 154kV 이상 선로에 연계된 1기의 설비용량이 20MW를 초과하는 풍력, 태양광, 연료전지 발전기 <개정 2003.5.7., 2015.9.30., 2018.12.12., 2020.4.29., 2020.10.1.>
- ② 전기사업자는 고장발생 우려 등 긴급조치를 요하는 사항이 발생한 경우 전력거래소에 긴급정지를 요청할 수 있다. <개정 2004.4.22>

제5.9.7조(전력수급전망) ① 전력거래소는 전력수급의 안정성 유지, 발전사업자의 발전기정지계획수립 및 연료수급계획수립을 지원하기 위하여 전력수요, 발전설비 신·증설 및 폐지, 발전기 정지계획 등을 고려하여 전력수급을 전망하고 관련 자료를 전력거래소 회원으로 가입한 전기사업자, 자가용전기설비를 설치한 자, 분산에너지사업자, 수요관리사업자 및 중개사업자에게 통지하여야 한다. <개정 2014.11.3., 2018.12.12., 2025.7.10.>

- ② 전력수급전망은 주간수급, 월간수급, 2년간수급, 7년 이상의 장기수급으로 구분한다.
- ③ 전력거래소는 전력수급전망 결과, 수급균형 유지가 어려울 것으로 예상되는 경우에는 발전기 정지계획 조정 및 구역수요를 초과하는 중앙급전 구역전기와 중앙급전 분산특구발전기의 가용능력파악(월간, 주간 수급검토 시) 등 제반조치

를 취하여야 하며, 전기사업자는 이에 적극 협조하여야 한다. <개정 2019.12.13., 2025.7.10.>

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

제5.9.8조(신재생에너지 발전설비 운영전망 검토) <본조 제목 변경 2022.12.27.> 전력거래소는 정상 및 비정상 상황하에서의 안정적인 전력계통 운영을 위하여 별표3에 따라 향후 5년간 연도별 제주지역 신재생에너지 운영전망을 검토하고 이를 공지하여야 한다. 단, 육지계통의 적용시기는 추후 별도로 정한다. [신설 2010.6.30.] <개정 2022.12.27.>

제10절 계통평가위원회 [본절신설 2019.12.31.] <개정 2021.7.1.>

제5.10.1조(설치 및 구성) ① 전력거래소에 전력설비 기술특성 자료심사와 제5.10.6조의 규정에 의한 기능을 수행하기 위한 계통평가위원회(이하 “계통위원회”라 한다)를 둔다. <개정 2021.7.1.>

② 계통위원회는 위원장을 포함하여 6인 이상 11인 이내의 위원으로 구성한다. <개정 2021.7.1.>

③ 계통위원회의 위원장을 포함한 위원은 전력거래소 이사장이 임명 또는 위촉한다. <개정 2021.7.1.>

④ 계통위원회의 원활한 운영을 위하여 간사 1인을 두며, 전력거래소 직원 중에서 전력거래소 이사장이 임명한다. <개정 2021.7.1.>

제5.10.2조(위원의 자격) ① 계통위원회 위원은 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 사람으로 한다. <개정 2021.7.1.>

1. 전력거래소 임직원
2. 산업통상자원부 소속 공무원
3. 송전사업자 임직원
4. 배전사업자 임직원
5. 전력거래소 회원인 발전사업자 임직원
6. 대학에서 전기공학·기계공학·에너지공학이나 그 밖의 전기 관련 학과를 전공하고, 대학에서 조교수 이상의 경력이 3년 이상이거나 공인된 연구기관에서 선임연구원 이상의 경력이 5년 이상인 사람
7. 전기 관련 기업에서 5년 이상 종사한 경력이 있거나 대표자나 임원으로서 3년 이상 종사한 경력이 있는 사람
8. 전기 관련 단체 또는 소비자보호 관련 단체에서 5년 이상 종사한 경력이 있

는 사람

9. 그 밖에 제6호 내지 제8호의 기준에 상당하다고 인정되는 사람

② 전력거래소는 제1항 제6호 내지 제9호에 해당하는 위원의 위촉을 위하여 적합한 자격을 지닌 전문가그룹을 구성하여 운영할 수 있다.

제5.10.3조(위원의 임기) ① 제5.10.2조 제1항 제1호 내지 제4호의 규정에 의한 위원의 임기는 해당 직위 보유기간으로 한다.

② 제5.10.2조 제1항 제5호 내지 제9호의 규정에 의한 위원의 임기는 3년으로 하되, 1회 연임할 수 있다.

③ 제5.10.2조 제1항 제5호의 규정에 의한 위원의 경우 직위가 변경된 경우에는 후임자가 전임자의 잔여임기동안 위원의 자격을 승계한다.

④ 제2항에도 불구하고, 제5.10.2조 제1항 제6호 내지 제9호의 규정에 의한 위원의 경우 위원회 업무의 연속성을 유지하기 위하여 연간 기준으로 해당위원 총수의 1/2 범위 내에서 교체할 수 있다. 단, 위원이 사임을 요청하는 경우는 그러하지 아니하다.

⑤ 제5.10.2조 제1항 제6호 내지 제9호의 규정에 의한 위원은 임기가 만료된 경우라도 그 후임자가 위촉될 때까지 계속 위원으로서의 자격을 유지한다.

⑥ 위원이 사임하고자 할 때에는 그 취지를 서면으로 작성하여 전력거래소 이사장에게 제출하여야 한다.

제5.10.4조(위원의 청렴의무 및 해촉) ① 위원으로 선정된 자는 별지 제87호의 청렴서약서를 작성하여 제출하여야 한다.

② 다음 각 호에 해당하는 사유가 발생할 경우에는 전력거래소 이사장은 해당위원을 해임 또는 해촉할 수 있다.

1. 전기사업법 등 국내법령 위반으로 금고이상의 형을 선고받았을 경우
2. 위원회 업무와 관련하여 금품수수 또는 부정한 청탁 등 비위사실이 확인된 경우
3. 심신쇠약 및 장기간 국내부재 등으로 위원으로서의 역할을 정상적으로 수행할 수 없는 경우
4. 위원회 활동 중 알게 된 정보를 누설 또는 공개하여 타사업자에게 피해를 일으킨 경우

제5.10.5조(위원의 제척·기피·회피) ① 산업통상자원부 소속 공무원, 전력거래소 임직원, 송전사업자 및 배전사업자 임직원, 회원의 대표를 제외한 위촉위원이 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 경우 해당사항의 심의 및 의결에서 제척된다.

1. 위원 또는 그 배우자나 배우자였던 자가 해당 사항의 당사자가 되거나 해당

사항에 관하여 공동권리자 또는 의무자의 관계에 있는 경우

2. 위원이 해당 사항의 당사자와 민법 제777조에 따른 친족이거나 친족이었던 경우

3. 위원이 최근 3년 이내에 심의·의결대상 기관(회사)에 재직한 경우

4. 기타 공정한 심의·의결을 수행할 수 없다고 판단되는 경우

② 당사자는 위원에게 심의·의결의 공정성을 기대하기 어려운 사정이 있는 경우에는 별지 제88호 서식을 이용하여 기피신청을 할 수 있다.

③ 위원은 제1항 또는 제2항의 사유에 해당하면 스스로 그 사항의 심의·의결을 회피할 수 있다.

제5.10.6조(계통위원회의 기능) ① 계통위원회는 다음 각 호의 사항에 대하여 심의·의결한다. <개정 2021.7.1.>

1. 제2.1.1.1조 내지 제2.1.1.2조에 따른 발전기 및 전기저장장치의 기술적 특성자료

2. 제2.1.1.1조 내지 제2.1.1.2조에 따른 발전기 및 전기저장장치의 보조서비스 특성자료

3. 제5.8.4조 내지 제5.8.6조에 따른 전력계통 해석 프로그램에서 사용되는 발전기, 전기저장장치 및 송전설비의 동특성자료

4. 별표 31의 기술특성 시험기관의 지정 및 등급조정, 자격취소 및 경고

5. 계통평가세부운영규정의 개정 [신설 2021.7.1.]

6. [별표9] 7.7.2의 신뢰도발전계획 수립시 운영예비력 추가 여유분 관련 사항 [신설 2023.9.26.]

7. [별표18] 7.1.1의 발전기 정지계획 수립시 적정 공급예비력 산정 관련 사항 [신설 2023.9.26.]

8. 기타 위원회에서 심의·의결이 필요하다고 판단한 사항 [신설 2021.7.1.]
<호번호 변경 2023.9.26.>

② 계통위원회는 다음 각 호의 사항에 대하여 검토·조정할 수 있다. <개정 2021.7.1.>

1. 제5.3.5조에 따른 전기사업자 및 수요관리사업자의 급전지시 불이행 사항

2. 별표19 7.7에 따른 전기사업자의 보조서비스 제공 및 이행상태 확인 관련 사항

3. 제5.8.6조의 설비특성의 확인에 관한 사항

4. 전력계통 운영에 관한 절차, 모형, 전산시스템의 현황 및 개선 관련 사항

5. 별표31의 특성시험을 위해 필요한 사항

6. 별표3의 전력계통 운영 기준 개선 사항 [신설 2021.7.1.]

7. 주요 전력계통 안정운영 대책 사항 [신설 2021.7.1.]

8. 전력계통 해석시 반영하는 재생에너지의 용량기준을 [신설 2021.7.1.]
9. 주요 전력설비 보강계획 및 운영전망 [신설 2021.7.1.]
10. 주요 발전 및 송변전 설비 신설 운영 방안 [신설 2021.7.1.]
11. 주요 계통검토 기준 및 전제 사항 [신설 2021.7.1.]
12. 전력계통 신기술 도입 검토 [신설 2021.7.1.]
13. 전력계통 해석용 설비모델 관련 사항 [신설 2021.7.1.]
14. 전력설비 정지관리 관련 사항 [신설 2021.7.1.]
15. 주요 전력계통 운영실적 분석 [신설 2021.7.1.]
16. 제5.1.8조에 따른 육지, 제주계통의 하향예비력 확보기준 관련 사항 [신설 2023.9.26.]
17. 기타 위원회에서 검토·조정이 필요하다고 판단한 사항 [신설 2021.7.1.]
<호번호 변경 2023.9.26.>
- ③ 계통위원회는 특정한 사안에 대하여 전문위원회, 실무협의회(워킹그룹) 등을 설치·운영할 수 있다. <개정 2021.7.1.>
- ④ 계통위원회는 특정한 사안에 대하여 전문위원회, 실무협의회(워킹그룹)에서 심의·검토·조정하도록 위임할 수 있다. [신설 2021.7.1.]

제5.10.7조(회의개최 및 소집) ① 계통위원회는 분기 1회 개최하는 것을 원칙으로 한다. 다만, 필요한 경우 수시로 개최할 수 있다. <개정 2021.7.1.>

② 위원장은 제5.10.6조의 규정에 의한 기능수행을 위하여 회의를 소집한다. 다만, 위원장 유고시에는 위원 2인 이상의 발의로 회의를 소집할 수 있다.

③ 계통위원회의 위원은 별지 제11호의2 서식에 의한 부의안건을 기록하여 위원장에게 제출함으로써 회의소집을 요청할 수 있다. <개정 2021.7.1.>

④ 제3항의 회의소집 요청에 대하여 위원장이 계통위원회를 개최하지 아니하기로 결정한 경우에는 계통위원회의 간사는 회의를 개최하지 아니한 사유를 위원에게 통지하여야 한다. <개정 2021.7.1.>

⑤ 제2항에 의하여 계통위원회를 소집하는 경우에 계통위원회의 간사는 계통위원회 개최 예정일로부터 2일전(실근무일 기준)까지 부의안건 및 관련자료와 함께 별지 제12호의2 서식으로 전 위원에게 통지하여야 한다. 다만, 긴급을 요하는 경우에는 24시간 전에 통지할 수 있다. 또한 회의개최 및 소집사항에 대해서는 정보공개 홈페이지에 게재하여야 한다. <개정 2021.7.1.>

제5.10.8조(부의안건 및 등록절차) ① 의결사항은 위원장 또는 위원이 제안한다.

② 제1항에 의하여 의결사항을 제안하고자 할 때는 별지 제11호의2 서식에 의한 의안을 작성하여 계통위원회 개최 예정일로부터 10일 전에 전력거래소에 등록하여야 한다. <개정 2021.7.1.>

제5.10.9조(서면결의) ① 위원장은 긴급한 의안으로서 회의의 소집이 곤란하다고 인정할 때에는 서면결의에 의한 의안처리를 결정할 수 있다.

② 서면결의에 의하여 의안을 처리하고자 할 때에는 부의안과 함께 별지 제13호의2 서식에 의한 서면위원회통지서 및 별지 제14호의2 서식에 의한 서면결의표를 각 위원에게 배부하여 찬성·반대의 의사를 표시하게 하여야 한다.

③ 위원장은 서면결의표에 의한 의결 결과를 확인하여야 한다.

④ 서면결의를 위한 의안의 통지 기일은 제5.10.7조 제5항의 규정에 의한다.

⑤ 서면결의는 연속 2회를 초과할 수 없다.

제5.10.10조(성립과 의결) ① 계통위원회는 재적위원 과반수의 출석으로 성립되고 출석위원 과반수의 찬성으로 의결한다. <개정 2021.7.1.>

② 위원장은 표결에 참여하며, 표결 결과 가부 동수일 경우에는 부결된 것으로 본다.

③ 정부, 전력거래소, 송전사업자, 배전사업자 및 회원을 대표하는 위원이 부득이한 사유로 위원회에 참석할 수 없는 경우에는 대리인으로 하여금 위원회에 참석하게 할 수 있으며, 위촉위원의 경우에는 대리인이 참석할 수 없다. 참석하는 대리인은 별지 제30호 서식에 의한 위임장을 회의 시작 전까지 위원장에게 제출하여야 한다.

④ 간사는 계통위원회의 운영을 담당하며 표결권을 보유하지 아니한다. <개정 2021.7.1.>

제5.10.11조(관계인 출석) ① 계통위원회는 필요할 경우 상정된 의안의 관계인을 출석시켜 심의에 필요한 사항을 질문할 수 있으며, 관계인에게 문서 또는 전자적 방법(홈페이지 게시, 문자메시지 전송, 이메일 통지 등)을 이용하여 출석을 요청하여야 한다. <개정 2021.7.1.>

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

제5.10.12조(결과통지 및 공개) ① 계통위원회의 간사는 계통위원회에 입회하여 별지 제15호의2 서식에 의한 의사록과 회의록을 작성하여 계통위원회 위원장과 참석위원의 서명(날인)을 받아 의안과 함께 전력거래소에 보존하고 그 의사록 사본을 10일 이내에 전 위원에게 송부하여야 하며, 서면결의의 경우도 또한 같다. <개정 2021.7.1.>

② 계통위원회의 간사는 작성된 회의록을 차기 회의 시 요약 보고하여야 한다. <개정 2021.7.1.>

③ 회의 결과는 계통위원회 종료 후 10일 이내에 정보공개홈페이지에 게재하여

야 한다. <개정 2021.7.1.>

제5.10.13조(실비 지급) ① 계통위원회 및 하부 전문위원회, 실무협의회(워킹그룹) 등에 출석한 위원 및 관계 전문가에 대하여는 회의참석 여비, 계통위원회 업무와 관련되는 국내출장 여비, 자료의 수집·분석에 필요한 수용비, 수수료 등을 지급할 수 있다. <개정 2021.7.1.>

② 전력거래소가 계통위원회의 업무와 관련하여 관계 전문가의 의견을 요청하는 경우에는 자문료를 지급할 수 있다. <개정 2021.7.1.>

제5.10.14조(세부운영규정) 이 규칙에서 정한 사항 외에 계통위원회의 운영에 관한 세부사항은 세부운영규정으로 정할 수 있다. <개정 2021.7.1.>

제11절 신재생발전기에 관한 계통운영

제5.11.1조(신재생발전기에 관한 계통운영 및 관리) [신설 2020.4.29.] ① 전력거래소와 송·배전사업자는 신재생발전기에 대한 출력 감시, 예측, 평가 및 제어를 통해 전력계통을 안정적으로 운영하여야 한다.

② 전력거래소와 송·배전사업자는 신재생발전기에 관한 계통운영 및 관리업무를 수행하여야 하며 세부사항은 다음 각 호를 따른다.

1. 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기 : 별표32 <개정 2020.10.1.>

2. 그 외 신재생발전기 : 제10.2.1조

③ 전력거래소와 송·배전사업자는 안정적인 계통운영을 위하여 별표32에 따라 제1항과 관련된 자료를 상호 공유하여야 한다.

④ 제2항 제1호의 신재생발전사업자는 출력 감시, 예측, 평가 및 제어에 필요한 발전설비 특성자료, 출력정보, 예측정보, 발전단지 기상정보 등을 별표32에 따라 전력거래소 또는 송·배전사업자에게 제공하여야 한다.

⑤ 전력거래소와 송·배전사업자는 별표32에 따라 출력제어, 접속관련 정보 등을 제2항 제1호의 신재생발전사업자에게 제공하여야 한다.

제5.11.2조(신재생발전기의 계통연계 운전) [신설 2020.4.29.] ① 신재생발전사업자는 신재생발전기의 계통연계 또는 운전 시 전력계통의 신뢰도 및 전기품질 유지에 협조하여야 한다.

② 송·배전사업자는 신재생발전기의 적정 계통연계기준을 마련·운영하여야 한다.

제5.11.3조(신재생발전기의 주파수 운전 기준) 22.9kV 이상 송전연계 신재생발전기의 주파수 운전기준은 별표3의 11.0에 따른다. 배전연계 신재생발전기의 주파

수 운전 기준에 관한 사항은 송·배전용전기설비이용규정 및 분산형전원 배전계통연계 기술 기준을 따른다. [신설 2020.4.29.] <개정 2021.7.1.>

제5.11.4조(신재생발전기의 계통연계 유지성능) 22.9kV 이상 송전연계 신재생발전기는 별표3의 18.0에서 정한 기준에 따라 계통연계 유지가 가능해야 한다. 배전연계 신재생발전기의 계통연계 유지성능에 관한 사항은 송·배전용 전기설비 이용규정 및 분산형전원 배전계통연계 기술기준을 따른다. [신설 2020.4.29.] <개정 2020.9.18., 2021.7.1.>

제5.11.5조(신재생발전기의 무효전력 공급능력) 22.9kV 이상 송전연계 신재생발전기의 무효전력제공 성능은 별표3의 20.0에 따른다. 배전연계 신재생발전기의 무효전력 공급능력에 관한 사항은 송·배전용 전기설비 이용규정 및 분산형전원 배전계통연계 기술기준을 따른다. [신설 2020.4.29.] <개정 2020.10.1., 2021.7.1.>

제5.11.6조(신재생발전기의 무효전력 제어성능) 22.9kV 이상 송전연계 신재생발전기의 무효전력 제어성능은 별표3의 21.0에 따른다. 배전연계 신재생발전기의 무효전력 제어성능에 관한 사항은 송·배전용전기설비이용규정 및 분산형전원 배전계통연계 기술기준을 따른다. [신설 2020.10.1.] <개정 2021.7.1.>

제5.11.7조(신재생발전기의 유효전력 제어성능) 22.9kV 이상 송전연계 신재생발전기의 유효전력 제어성능은 별표3의 22.0에 따른다. 배전연계 신재생발전기의 유효전력 제어성능에 관한 사항은 송·배전용전기설비이용규정 및 분산형전원 배전계통연계 기술기준을 따른다. [신설 2020.10.1.] <개정 2021.7.1.>

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·판매 및 전력수요관리사업 분야에서의 공정경쟁을 저해하는 행위 여부 <개정 2014.11.3.>
8. 구역전기사업자가 전력시장에서 전력을 거래한 경우 법 시행령 제19조 준수 여부 [신설 2005.1.21.]
9. 수요관리사업자의 전력거래에 대한 법 시행령 제19조 준수 여부 [신설 2014.11.3.]
10. 공급인증서 거래시장에서의 제2호 내지 제5호 준수 여부 [신설 2015.9.30.]
11. 중개시장에서 법 제43조의2에 따른 중개시장운영규칙 준수 여부 [신설 2018.12.12.]

12. 전력거래가격을 부당하게 높게 형성할 목적으로 전력거래소에 거짓 자료를 제출하는 행위 [신설 2021.12.28.]

13. 기타 경쟁적 전력시장의 조성 정도 <호번호변경 2005.1.21., 2014.11.3., 2015.9.30., 2018.12.12., 2021.12.28.>

제2절 전력시장감시위원회

제6.2.1조(설치 및 구성) ① 전력시장 및 중개시장 감시업무를 법과 규칙에 따라 공정하고 효율적으로 수행하기 위하여 전기위원회 소속하에 전력시장감시위원회(이하 “감시위원회”라 한다)를 둔다. <개정 2018.12.12.>

② 감시위원회는 위원장을 포함한 9인 이내의 위원으로 구성한다.

③ 감시위원회 위원은 전기위원회 소속 공무원, 전력거래소 담당임원(이하 “당연직위원”이라 한다)과 전력시장에 대한 포괄적인 지식이 있는 자를 대상으로 전문가단(Pool)을 구성하여 그 중에서 전기위원회 위원장이 위촉(이하 “위촉위원”이라 한다)하여 구성한다. 다만, 전기사업자 소속 임직원이거나 전기사업자와 특정 이해관계가 있는 자는 위원이 될 수 없다. <개정 2012.5.31>

④ 감시위원회의 위원장은 위원 중에서 호선으로 선출한다.

⑤ 감시위원회의 원활한 운영을 위하여 간사 1인을 둔다.

제6.2.2조(위원의 임기) 감시위원회 위원장 및 위원의 임기는 3년으로 하고 1회 연임할 수 있다. 다만, 당연직 위원은 해당 직위에 변동이 있는 때에는 후임자가 위원자격을 승계한다. <개정 2012.5.31., 2020.4.29.>

제6.2.2조의2(위원의 자격) ① 위촉위원은 전문가단(Pool)에서 다음 각 호의 어느 하나에 적합한 자로 한다. [신설 2012.5.31.]

1. 대학(전문대학 등을 포함)에서 조교수 이상의 경력이 3년 이상인 자
2. 박사자격을 취득하고 당해분야에서 5년 이상 종사한 자
3. 공인된 연구기관에서 선임연구원으로 5년 이상의 경력이 있는 자
4. 그 밖에 경력 등이 제1호부터 제3호까지의 기준에 상당하다고 인정되는 자

② 위원으로 위촉된 자는 별지 제87호의 청렴서약서를 작성하여 제출하여야 한다.

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 제6.4.2조 제1항 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
5. 시장감시업무와 관련하여 금품을 수수하거나 부정한 청탁에 따라 권한을 행사하는 등의 비위사실이 나타났을 때 [이하 신설 2012.5.31]
6. 담당 업무를 태만히 하거나 직무수행능력이 부족한 때
7. 위촉 당시의 자격을 상실한 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) ① 감시위원회에 동 위원회의 시장감시업무와 사무처리를 지원하기 위하여 사무국을 둔다.

② 감시위원회 위원장은 사무국장을 지명하고, 동 사무국장은 제6.2.1조 제5항의 규정에 의한 간사를 겸직한다.

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

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

② 사무국은 감시위원회 개최 시 긴급을 요하는 경우를 제외하고는 회의 개최 7일 전까지 모든 위원에게 통지한다.

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

② 위원장은 표결에 참여하며, 표결 결과 가부 동수일 경우에는 부결된 것으로 본다.

③ 위원장은 당연직위원이 부득이한 사유로 위원회에 참석할 수 없는 때에는

대리인으로 하여금 위원회에 참석하게 할 수 있다. 이 경우 대리인은 별지 제 30호서식에 의한 위임장을 회의시작 전까지 위원장에게 제출한다. <개정 2012.5.31>

④ 간사는 감시위원회의 사무처리를 지원하며 표결권을 보유하지 아니한다.

제6.2.7조의2(위원의 제척·기피·회피) ① 위원회 위원은 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 경우에는 해당안건의 심의·의결에서 제척된다. <2012.5.31>

1. 위원 또는 그 배우자나 배우자였던 자가 심의·의결대상 기관과 이해관계가 있는 경우
 2. 위원이 심의·의결대상 기관의 대표와 민법 제777조에 따른 친족이거나 친족이었던 경우
 3. 위원이 최근 3년 이내에 심의·의결대상 기관에 재직한 경우
 4. 기타 공정한 심의·의결을 수행할 수 없다고 판단되는 자
- ② 심의·의결대상 기관은 위원에게 심의·의결의 공정성을 기대하기 어려운 사정이 있는 경우에는 기피신청을 할 수 있다.
- ③ 위원은 제1항이나 제2항의 사유에 해당하면 스스로 해당안건의 심의·의결을 회피할 수 있다.
- ④ 안건의 심의·의결에 관한 사무에 관여하는 사무국 직원에게도 제1항부터 제3항까지의 규정을 준용한다.

제6.2.8조(회의안건) ① 사무국은 제6.2.4조 각호의 규정과 관련된 안건을 감시위원회에 상정한다. <단서삭제 2012.5.31>

② 사무국은 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, 시장감시와 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) ① 감시위원회는 매년 11월까지 다음연도의 연간

시장감시계획을 수립하여야 한다.

② 제1항의 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) ① 감시위원회는 시장감시를 위하여 필요한 경우 전력시장에 참여하는 전기사업자, 수요관리사업자, 전력거래소, 시장은행 및 중개시장에 참여하는 중개사업자, 직접구매자 및 전력자원보유자(이하 “전기사업자 등”이라 한다)에게 필요한 자료의 제출을 요구할 수 있다. <개정 2014.11.3., 2018.12.12., 2025.4.9.>

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

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

제6.3.4조(시장감시 방법) ① 감시위원회는 제6.3.2조 제1항의 규정에 의한 자료와 전기사업자 및 수요관리사업자 등이 전력거래와 관련하여 전력거래소에 제출한 자료, 전력거래소가 시장 및 계통운영 과정에서 생산한 자료 등을 조사하는 방법으로 제6.1.3조에 대하여 전력시장 및 중개시장을 감시한다. <개정 2017.12.29., 2018.12.12., 2021.12.28.>

② 감시위원회는 효율적인 전력시장 및 중개시장 감시를 위해서 제6.2.4조 제2호의 규정에 의한 시장감시지표를 활용할 수 있다. <개정 2018.12.12.>

③ 감시위원회는 제2항의 규정에 의한 시장감시지표를 활용한 시장감시와 관련하여 제6.2.4조 제2호의 규정에서 정한 시장감시기준의 위반여부도 함께 조사한다.

제6.3.5조(현장조사 등) ① 사무국장은 제6.3.4조 제1항의 규정에 의한 자료만으로는 전력시장 및 중개시장 감시에 충분하지 않다고 판단하거나 전력시장 및 중개시장 감시결과 혐의사실에 대한 증거조사가 필요하다고 인정하는 때에는 감

시위원회 위원장의 명을 받아 전기사업자 등의 사무소, 사업장 등에 대한 현장 조사와 필요한 최소한의 추가자료를 요구할 수 있다. <개정 2018.12.12.>

② 감시위원회는 제1항의 규정과 관련하여 현장조사를 실시하는 자에게 별지 제19호서식에 의한 조사요원증표를 배부하고 조사요원은 현장조사시 동 증표를 제시하여야 한다.

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

④ 제1항의 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.

⑤ 조사요원은 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.

⑥ 사무국장은 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) ① 감시위원회는 전기사업자 등이 제6.3.2조 및 제6.3.5조의 규정에 의한 자료제출 요구에 대해 정당한 사유없이 자료제출을 거부 또는 지연하거나 허위자료를 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
3. 중개시장 회원에 대해서는 중개시장운영규칙 제14조 내지 제16조의 규정에 따라 징계하도록 전력거래소에 요구 [신설 2018.12.12.]

② 감시위원회는 사무국이 제6.3.6조의 규정을 위반한 경우에는 전력거래소 이사장에게 관련 임직원의 문책을 요구할 수 있다.

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

④ 감시위원회는 제3항의 규정에 의한 이행상황을 전기위원회에 보고하여야 한다.

제6.3.8조(이의신청) ① 전기사업자 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.

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

제4절 감시결과 보고 및 자율시정조치

제6.4.1조(감시결과 보고등) ① 감시위원회는 전력시장 및 중개시장 감시 또는 조사결과 법령위반의 혐의가 있다고 판단하는 경우에는 조사를 종결하고 이를 즉시 전기위원회에 보고하여 사실조사를 요청하며 관련 조사자료를 송치하여야 한다. <개정 2018.12.12.>

② 감시위원회는 전력시장 및 중개시장 감시 또는 조사결과 제1항의 규정에 해당되지 아니하는 경우에는 그 결과를 2일 이내에 전기위원회에 보고하여야 한다. <개정 2018.12.12.>

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

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

③ 시장감시보고서에는 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
7. 중개시장 감시와 관련된 사항 [신설 2018.12.12.]

제6.4.3조(자율시정조치) ① 감시위원회는 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 요구할 수 있다. <개정 2009.12.31.>

1. 전력거래소 회원이 규칙을 위반한 경우에는 전력거래소가 전력거래소 정관 제31조의 규정에 따라 징계하도록 전력거래소에 요구
2. 전기사업자 및 수요관리사업자에 대한 시정조치가 제1호의 규정에 의한 징계의외의 경우에는 당해 전기사업자 및 수요관리사업자에게 요구 <개정 2017.12.29.>

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

4. 중개시장 회원이 규칙을 위반한 경우에는 전력거래소가 중개시장운영규칙
제16조의 규정에 따라 징계하도록 전력거래소에 요구 [신설 2018.12.12.]

② 제1항의 자율시정조치는 필요할 경우 규칙위반으로 발생한 부당이득을 환수
하여 규칙위반으로 피해를 입은 전기사업자 및 수요관리사업자에게 보상하는
조치를 포함할 수 있다. [신설 2009.12.31.] <개정 2017.12.29.>

③ 사무국은 제1항의 요구에 대한 이행상황과 문제점 등을 조사하여 감시위원
회에 보고하여야 한다. <항번호변경 2009.12.31>

제6.4.4조(자율제재금) ① 감시위원회는 제6.4.3조 제1항의 규정에 의거 규칙을 위
반한 전기사업자 및 수요관리사업자 등에 대하여 자율시정조치의 일환으로 동
전기사업자 및 수요관리사업자 등에게 자율제재금을 부과할 수 있다. <개정
2017.12.29., 2018.12.12.>

② 제1항의 규정에 의한 자율제재금은 고의나 과실에 의해 규칙위반이 발생한
경우에 한하여 부과한다. <개정 2009.12.31>

③ ~ ⑧ <삭제 2009.12.31.>

⑨ 발전사업자가 고의로 공급가능용량을 과다 입찰시에는 제6.4.6조 제1항의
자율제재금을 2배 가중하여 적용한다. [신설 2012.12.31.]

⑩ 발전사업자가 전력거래가격을 부당하게 높게 형성할 목적으로 제2.3.3조 제
4항의 자료를 거짓으로 제출한 경우에는 제6.4.6조 제1항의 자율제재금을 적용
하여 부과할 수 있다. [신설 2021.12.28.]

제6.4.5조(자율제재금의 결정과 의견진술) ① 감시위원회의 자율제재금에 관한 결정
은 규칙 제6.2.7조에 따른 감시위원회의 회의의 성립과 결의방법에 의한다. [신
설 2009.12.31]

② 감시위원회는 자율제재금 결정을 위한 회의일의 2주일 전에 해당 전기사업
자 및 수요관리사업자 등에게 이에 관한 통보를 하고 회의에 출석하거나 서면
을 제출하여 의견을 진술할 기회를 주어야 한다.[신설 2009.12.31] <개정
2017.12.29., 2018.12.12.>

제6.4.6조(자율제재금의 부과기준과 금액결정) ① 자율제재금 부과를 위한 기준금액
은 위반행위의 용태 및 효과를 종합적으로 고려한 다음의 표(이하 ‘자율제재금
부과기준표’)에 의한다.[신설 2009.12.31]

<자율제재금 부과기준표>

<개정 2014.11.3.>

위반행위의 효과 위반자의 용태	단순한 규정위반 또는 경미한 법익 침해	다른 사업자나 소비자의 중요한 법익 침해	전력계통 교란 등 사회적 물의야기
단순한 주의태만	2천만원 이내	5천만원 이내	2억원 이내
중과실에 의한 위반	5천만원 이내	1억원 이내	5억원 이내
고의에 의한 위반	1억원 이내	3억원 이내	10억원 이내

② 감시위원회는 구체적인 제재금액을 결정함에 있어 다음 각호의 사유를 종합적으로 고려하여야 한다. 다만 그 제재금액은 제1항의 자율제재금 부과기준표에서 정한 기준금액의 한도를 초과할 수 없다. [신설 2009.12.31]

1. 위반의 횟수와 빈도, 위반행위의 존속기간
2. 규칙위반으로 인하여 전기사업자가 얻었거나 얻게 될 직간접적인 이득의 정도
3. 규칙위반으로 인한 피해의 확산방지나 피해보상 등 자율적 시정을 위한 노력
4. 규칙위반에 대한 사실은폐나 자료제출 거부사실 등
5. 임직원이나 위탁업무수행자 등의 규칙위반에 대한 전기사업자의 예방교육 기타 주의·감독의 유무와 정도
6. 기타 정상을 참작할 사유

제6.4.7조(자율제재금 통보 및 이의신청) ① 제6.4.4조 규정에 따른 자율제재금 부과결정의 대상이 된 전기사업자 및 수요관리사업자 등은 그 통보일로부터 2주 이내에 감시위원회에 대하여 이의신청을 할 수 있다. [신설 2009.12.31.] <개정 2017.12.29., 2018.12.12.>

② 제1항의 규정에 의한 이의신청이 있는 경우 감시위원회는 신청서를 접수한 날로부터 60일 이내에 재심을 하여야 한다. 다만 새로운 증거조사를 하여야 하는 등 불가피한 사정이 있을 경우 재심기간을 1회에 한하여 연장할 수 있고, 그 기간은 최대 30일로 한다. [신설 2009.12.31]

제6.4.8조(직권재심) 감시위원회는 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 경우 직권으로 재심하여 제6.4.4조에 따른 자율제재금 부과를 취소하거나 변경할 수 있다.

1. 법원의 확정판결을 감안하여 자율제재금 부과에의 원인이 된 사실관계와 법률적 판단을 고려할 때 자율제재금 부과가 적절치 아니하거나 그 금액의 크기에 대한 변경이 필요하다고 인정되는 경우 [신설 2009.12.31]
2. 증거서류의 오류·누락 또는 자율제재금 부과에의 원인이 된 사실관계에 반하

는 새로운 증거의 발견 등으로 자율제재금 부과가 적절치 아니하거나 그 금액의 크기에 대한 변경이 필요하다고 인정되는 경우[신설 2009.12.31]

제6.4.9조(자율제재금의 납부와 납부지체시의 가산금 등) ① 전기사업자 및 수요관리사업자 등은 자율제재금이 확정된 날로부터 30일 이내에 당해 자율제재금을 감시위원회 사무국이 지정하는 방법에 따라 납부하여야 한다. [신설 2009.12.31.] <개정 2017.12.29., 2018.12.12.>

② 전항의 납부기한까지 납부하지 아니하는 회사에 대하여는 납입이 지체되는 날수에 비례하여 연 100분의 9의 연체율을 적용하여 가산된 자율제재금을 납부하여야 한다. [신설 2009.12.31]

③ 감시위원회는 해당 전기사업자 및 수요관리사업자 등이 자율제재금을 납부기한 내에 납부하지 아니하는 경우에 제4장 제2절의 규정 또는 제12장 제6절의 규정에 의한 정산시 해당 전기사업자 및 수요관리사업자 등의 정산금에서 차감하여 징수하도록 전력거래소에 요구할 수 있으며, 전력거래소는 특별한 사유가 없는 한 이를 이행하여야 한다. [신설 2009.12.31.] <개정 2017.12.29., 2018.12.12.>

제6.4.10조(자율제재금의 용도 및 관리) ① 자율제재금과 가산금의 징수 및 관리는 사무국이 이행하며 납부된 금액은 감시위원회의 승인을 받아 다음과 같은 용도로 사용한다.[신설 2009.12.31]

1. 전력시장 및 중개시장 감시를 위한 활동 <개정 2018.12.12.>

2. 시장감시를 위한 종합시스템 구축 및 운영

3. 기타 감시위원회가 지정하는 공익적 목적의 용도

② 사무국은 제1항에 따른 집행결과를 전력거래소 감사의 감사결과보고서를 첨부하여 매년 3월말까지 감시위원회에 보고하여야 한다. [신설 2009.12.31]

제5절 전기위원회의 사실조사 및 직권시정조치 <삭제 2011.6.30.>

제7장 분쟁조정

제1절 통칙

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

제7.1.2조(분쟁조정) 전력거래소 및 모든 회원은 전력시장, 중개시장, 수소발전입찰시장, 저탄소 전원 중앙계약시장 및 전력계통의 운영에서 발생하는 각종 분쟁을 해결하고자 하는 경우에는 제7.2.1조의 규정에 따른 분쟁조정위원회(이하 "조정위원회"라 한다)의 조정을 거쳐야 한다. 다만, 동일한 분쟁 사항에 대해 이미 법적 소송이 진행 중인 경우에는 분쟁조정신청이 접수되기 전에 법적 소송이 취하되거나 각하된 경우를 제외하고는 분쟁조정을 중복해서 신청할 수 없다.
<개정 2018.12.12., 2019.05.31., 2023.8.30., 2024.10.29.>

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

제7.1.4조(기일의 산정) 본장 제3절에 따른 절차에 소요되는 기간을 계산할 때에는 법정 공휴일 및 전력거래소 휴무일은 이에 포함하지 아니한다. [신설 2021.7.1.]

제2절 분쟁조정위원회

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

② 분쟁조정인으로 될 수 있는 자는 전력시장 및 중개시장의 운영과 직·간접적으로 관련이 없는 자로서 다음 각호의 사항을 충족하는 자로 한다. 단, 위원으로 선정된 자는 별지 제87호의 청렴서약서를 작성하여 제출하여야 한다. [단서 신설 2012.5.31.] <개정 2018.12.12.>

1. 법조경력 10년 이상, 법학박사 또는 외국인변호사 자격 취득자로 법조경력 5년 이상인 변호사 <이하개정 2012.5.31>
2. 대학교수로 5년 이상 또는 박사학위자로서 5년 이상 근무한 자
3. 공인회계사, 변리사, 세무사, 관세사 등 자격 취득자로 5년 이상 현직에서 근무한 자

4. 전력산업계에 15년 이상 또는 전력산업 관련 기술사 자격 취득자로 5년 이상 근무한 자 [이하신설 2012.5.31]
5. 분쟁해결에 상당한 식견과 경험을 가진 자로서 각각의 분쟁에 대하여 가장 최적의 분쟁해결책을 제시할 수 있는 자
- ③ 분쟁조정인 명부를 작성·유지하며, 사무국에서 분쟁조정인을 선정하는 경우에는 분쟁조정인 명부 중에서 선정한다. 단, 분쟁조정인 명부는 3년마다 재위촉 대상자 및 신규 후보자를 상대로 제5항의 제2호 내지 제3호에 의거 위촉 여부를 결정하여 정비하되, 다음 각호에 해당하는 자는 사무국에서 즉시 해촉한다. [단서이하 신설 2012.5.31]
 1. 위촉된 후 분쟁당사자로부터 금품 또는 향응을 제공받은 경우나 사회적으로 부패행위를 야기한 경우
 2. 위촉 당시 경력, 학력 또는 「부패방지 및 국민권익위원회의 설치와 운영에 관한 법률」 제2조 제4호에 따른 부패행위 전력을 거짓으로 제출한 경우
- ⑤ 사무국은 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. 제7.2.3조 제2항에 따른 합의조정 및 분쟁조정 판정문의 가공과 공개, 같은 조 제3항의 인용여부 공개 <개정 2021.7.1.>
 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) ① 합의조정 및 분쟁조정의 내용, 절차 및 결과는 원칙적으로 공개하지 아니한다. <개정 2021.7.1.>

- ② 제1항에도 불구하고 분쟁당사자 쌍방과 합의조정인 또는 해당 조정위원회 전원으로부터 합의조정 및 분쟁조정 결과에 대한 공개 동의를 얻은 경우에는

그 합의조정 및 분쟁조정결과가 포함된 판정문을 공개 동의 범위에 따라 다른 조정위원회의 분쟁조정인 또는 전력시장 참여자에 한해 공개할 수 있다. 다만 이 경우에도 분쟁당사자, 합의조정인 및 분쟁조정인은 비공개 처리하며 이를 위하여 판정문 일부를 가공하여 공개할 수 있다. <개정 2021.7.1.>

③ 제1항 및 제2항에도 불구하고 분쟁신청의 인용 여부는 공개할 수 있다. 이 경우에도 분쟁당사자, 합의조정인 및 분쟁조정인은 비공개 처리한다. [신설 2021.7.1.]

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(통지와 접수) ① 분쟁당사자간에 다른 합의가 없는 경우에 서면의 통지는 등기우편, 팩스, 전자문서, 이메일이 수신인의 주소·영업소, 우편연락장소 또는 수신인이 지정한 정보처리시스템에 정당하게 전달 또는 입력된 때에 수신인에게 통지된 것으로 본다. <개정 2021.7.1.>

② 제1항의 규정을 적용함에 있어서 적절한 조회를 하였음에도 수신인의 주소·영업소·우편연락장소 또는 정보처리시스템을 알 수 없는 경우에는 최후로 알려진 수신인의 주소·영업소·우편연락장소 또는 정보처리시스템에 등기우편, 팩스, 전자문서, 이메일 및 기타 발송을 증명할 수 있는 방법에 의하여 서면이 발송된 때에 수신인에게 통지된 것으로 본다. <개정 2021.7.1.>

③ 통지된 서면이 수신인에게 도달하거나 전자문서 및 이메일 등을 확인·검색한 때 통지가 접수된 것으로 본다. 다만 통지한 날부터 1주 이내에 수신인이 정당한 사유없이 수신을 거부하거나 수신인이 전자문서 및 이메일 등을 확인·검색하지 아니하는 때에는 통지한 날부터 1주가 지난 날에 접수된 것으로 본다. [신설 2021.7.1.]

④ 제3항에도 불구하고 “재난 및 안전관리 기본법”에 따른 재난상황이나 파업, 정보처리시스템의 장애 등으로 인하여 서면이 도달할 수 없거나 수신인이 전자문서 및 이메일 등을 확인할 수 없는 기간은 제3항 단서의 기간에 산입하지 아니한다. [신설 2021.7.1.]

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

- ② 조정위원회는 상당한 이유가 있으면 판정을 하는 기간을 제외하고는 이 규정에서 정한 기간을 연장할 수 있다.
- ③ 기간을 연장하는 경우에 조정위원회는 사무국을 통하여 그 연장기간 및 이유를 상대방 분쟁당사자에게 통지하여야 한다.

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

- ② 제1항의 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) ① 이 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

② 제1항 제1호의 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) ① 사무국은 분쟁조정신청서를 제출받음과 동시에 당해 신청사항이 제7.3.1.1조의 규정에 적합한 것인지 여부를 확인하고, 적합한 경우에는 이를 접수한다.

- ② 사무국이 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) ① 피분쟁신청인은 제7.3.1.2조의 규정에 의한 통지의 접수일(이

하 "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
- ② 제1항 제1호의 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
- ③ 사무국은 답변서를 제출받음과 동시에 그 답변이 제2항의 규정에 적합한 것 인지의 여부를 확인하고 적합한 경우에는 이를 접수한다.
- ④ 사무국이 답변서를 접수하였을 때는 답변서 접수 후 3일 이내에 쌍방 분쟁 당사자에게 이를 접수하였다는 뜻을 통지하며, 이 경우 분쟁신청인에게는 답변서 1부를 첨부하여야 한다.
- ⑤ 제1항의 규정에 의한 기간 내에 답변서의 제출이 없는 경우에는 분쟁신청인이 주장하는 청구사항을 인정하는 것으로 본다.

제7.3.1.4조(제출서류의 부수 및 형태) 제7.3.1.1조 제1항 및 제7.3.1.3조 제1항의 규정에 의하여 분쟁당사자가 제출하는 서류의 부수는 5부(원본을 제출하였을 경우에는 그 원본을 포함하여 5부)로 한다. 다만, 사무국은 필요에 따라 제출 서류의 부수를 가감할 수 있다.

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

② 조정위원회가 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.

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

제7.3.1.6조(분쟁조정 장소의 결정) ① 분쟁조정 장소의 결정은 분쟁당사자간에 별도의 약정이 없는 한, 당해 사건에 관한 분쟁당사자의 편의, 증거조사 방법 등

을 고려하여 사무국이 정한다.

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

② 사무국은 분쟁조정인 명부 중에서 1인을 합의조정인으로 선정한다.

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

④ 합의조정인이 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.

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

제2관 분쟁조정인의 선정

제7.3.2.1조(분쟁조정인의 선정) ① 사무국은 분쟁조정신청이 접수되면 제7.3.1.7조의 규정에 의한 조정의 가망이 없거나, 합의조정이 성립되지 아니 하였을 경우 지체없이 제7.2.1조 제4항의 규정에 의한 분쟁조정인 명부 중에서 10인 이내의 분쟁조정인 후보자를 선택하고 그 명단을 분쟁당사자에게 송부하여야 한다.

② 분쟁당사자는 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 전원에게 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.

③ 사무국은 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.

④ 분쟁당사자가 지명한 분쟁조정인이 취임 수락을 거절하거나 또는 다른 이유

로 직무를 행할 수가 없는 경우에는 이미 제출된 명단에서 순위에 따라 지명된 분쟁조정인으로부터 취임 수락을 받는다. 다만, 이미 제출된 명단에서 선정할 수 없으면 본 조에서 정하는 방법에 따라 분쟁조정인을 다시 선정하여야 한다.

⑤ 분쟁조정인 임명 시 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 선정 되면 사무국은 분쟁당사자 및 분쟁조정인 모두에게 분쟁조정인 전원의 성명, 주소 및 직업을 서면으로 통지하여야 한다.

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

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

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

제7.3.2.3조(분쟁조정인의 부적격 고지) ① 선정의 통지를 받은 분쟁조정인은 자신의 공정성 또는 독립성에 관하여 정당한 의문을 야기할 수 있는 다음 각 호의 사유가 있을 때에는 최초 분쟁심리의 개시 전까지 이를 모두 사무국에 서면 고지하여야 한다.<개정 2012.5.31>[각호신설 2012.5.31]

1. 분쟁신청인 및 피분쟁신청인의 용역, 자문, 연구 등에 참여한 경우
2. 최근 3년간 분쟁조정인 또는 그 배우자나 배우자였던 자가 분쟁신청인 및 피분쟁신청인의 업체에 재직한 경우
3. 분쟁조정인이 그 분쟁조정인 당사자와 「민법」 제777조에 따른 친족이거나 친족이었던 경우
4. 기타 분쟁조정과 관련하여 공정성 또는 독립성을 저해할 수 있는 경우

② 사무국은 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 아니 된다. 다만, 분쟁당사자가 위의 기간 내에 이의를 제기하지 아니하였을 경우에는 다시 그 사정을 이유로 그 분쟁조정인의 자격에 대하여 이의를 제기할 수 없다.

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

제7.3.2.4조(분쟁조정인의 보궐) ① 분쟁조정인이 사임, 사망 또는 기타의 사유로 인하여 결원이 되었을 경우에는 제7.3.2.1조 제3항 및 제4항의 규정에 의해 선정하여 통지하여야 한다.

② 별도의 합의가 있는 경우를 제외하고, 양 분쟁당사자가 제1항의 규정에 의하여 새로이 선정된 분쟁조정인(이하 "신분쟁조정인" 이라 한다)에게 종전의 심리 결과를 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) ① 분쟁심리의 일시와 방식은 조정위원회가 정하되, 분쟁심리 장소는 제7.3.1.6조의 규정에 의하여 사무국이 정한다.

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

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

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

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

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

③ 조정위원회는 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) ① 조정위원회는 분쟁당사자에게 분쟁심리절차를 신속·정확하게 진행할 수 있도록 하기 위하여 사전에 주장과 증거방법 및 상대방 주장에 대한 의견을 기재한 준비서면과 답변서를 제출하게 할 수 있다.

② 조정위원회는 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) ① 분쟁심리는 사건과 분쟁당사자의 호명으로 개시된다.

② 간사는 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)

③ 조정위원회는 분쟁심리를 하기 전에 분쟁의 쟁점을 설명하는 진술을 요구할 수 있다.

④ 분쟁신청인은 신청취지 및 신청이유의 진술과 동시에 증거서류를 제출하고 증인을 출석시킬 수 있으며, 피분쟁신청인 또한 항변과 동시에 증거서류를 제출하고 증인을 출석시킬 수 있다.

⑤ 분쟁당사자 일방이 증거물을 제출하는 경우에 조정위원회는 이를 증거로서 접수할 수 있으며, 접수가 되면 간사는 번호를 붙여서 기록의 일부로 한다.

⑥ 조정위원회는 필요하다고 인정하는 경우에는 분쟁심리절차를 변경할 수 있다. 다만, 분쟁당사자에게 증거 및 관계 자료를 제출할 수 있는 공평하고 충분한 기회를 주어야 한다.

⑦ 분쟁당사자가 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) ① 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 입증을 태만히 하여 조정절차의 계속적 진행이 부적합하다고 판단하는 경우에는 조정위원회는 분쟁심리절차를 종결할 수 있다. <항번호 추가 2019.5.31.>

② 동일한 분쟁 사항에 대해 법적 소송을 제기한 자는 소송 제기일로부터 3일 이내에 분쟁조정 사무국에 소송제기 사실을 알려야 한다. [신설 2019.5.31.]

③ 분쟁조정 사무국은 당사자의 소송제기 사실을 알게 된 때에는 지체 없이 해당 분쟁 건을 종료하고, 당사자에게 이를 통지하여야 한다. [신설 2019.5.31.]

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

② 조정위원회는 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.

③ 분쟁당사자 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) ① 분쟁신청인은 분쟁판정에 이르기까지 분쟁조정 신청의 일부 또는 전부를 철회할 수 있다.

② 분쟁조정의 철회는 피분쟁신청인이 이미 답변서를 제출하였거나, 분쟁심리 절차에서 피분쟁신청인의 진술이 있는 후에는 피분쟁신청인의 동의를 얻지 아니하면 그 효력이 없다.

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

④ 제3항의 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) ① 심리당시의 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.

② 제1항에 규정에 의한 준비서면 및 기타 문서가 조정위원회에서 정한 기간 내에 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 최종 판정과는 관계없이 분쟁조정의 대상이 된

재산을 보호하기 위하여 분쟁당사자에게 필요한 조치를 지시할 수 있다.

제7.3.3.13조(증거) ① 분쟁당사자는 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.

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

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

④ 모든 증거는 분쟁당사자 전원이 출석하고, 분쟁조정인의 과반수가 출석한 자리에서 제출 조사되어야 한다. 다만, 어느 분쟁당사자가 정당한 사유 없이 출석하지 아니하거나 출석할 권리를 포기한 경우에는 그러하지 아니하다.

⑤ 분쟁조정인은 제출된 증거의 신빙성과 유용성을 자유심증으로 판단한다.

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

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

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

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

② 사무국은 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 진

술서 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 추가 진술서 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 접수 후 7일 이내에 답변 내지 의견 진술을 하지 아니하는 분쟁당사자는 답변 내지 의견을 진술하는 권리를 포기한 것으로 본다.

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

제4관 판 정

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

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

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

제7.3.4.2조(판정의 형식) ① 분쟁조정 판정은 서면으로 작성하고 다음 각 호의 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. 판정 주문
4. 판정 이유
5. 작성년월일

② 과반수에 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) ① 조정위원회는 분쟁조정뿐만 아니라 공정하고 정당한 배상이나 기타의 구제를 명할 수 있다.

② 조정위원회는 책임 있는 일방 또는 쌍방의 분쟁당사자에게 제7.3.6.2조 내지 제7.3.6.4조의 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) ① 조정위원회는 분쟁심리의 일시와 장소를 결정하며, 사무국은 이를 분쟁심리개시 3일 전에 서면으로 분쟁당사자에게 통지하여야 한다.

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

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

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

② 조정위원회는 제1항의 판정에서 분쟁당사자의 합의가 있는 경우, 판정 이유의 기재를 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) ① 분쟁조정비용은 제7.3.6.2조 내지 제7.3.6.3조에서 규정하는 경비, 수당으로 구분한다.

② 제1항의 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 공동부담으로 한다.

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

④ 분쟁조정비용 예납에 따라 발생하는 이자는 반환하지 아니 한다.

⑤ 분쟁조정비용 및 예납기준은 전력거래소 이사장이 정하되, 이를 시장참여자에게 통지하여야 한다.

⑥ 제7.3.3.7조 제3항에 따라 분쟁조정절차가 종료될 경우 법적 소송을 제기한 자가 종결 시까지 소요된 분쟁조정비용을 부담한다. [신설 2019.5.31]

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

② 분쟁신청인은 사무국이 정하는 경비를 예납하여야 한다.

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

제7.3.6.4조(예납방법 등) ① 이 규정에 달리 정함이 없는 경우에는 분쟁신청인은 제7.3.6.2조 내지 제7.3.6.3조의 규정에 의한 소정의 분쟁조정비용을 분쟁조정의 신청과 동시에 사무국이 지정하는 계좌로 예납하여야 한다.

② 제1항의 예납액이 부족하게 될 것으로 인정되는 경우에는 사무국은 분쟁신청인에게 추가예납을 요구할 수 있으며, 분쟁신청인이 제1항 및 제2항의 예납을 이행하지 아니하거나 피분쟁신청인이 이를 대납하지 아니하는 경우에는 조

정위원회의 결정에 따라 분쟁조정절차의 진행을 종료할 수 있다.

③ 사무국은 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 분쟁당사자는 법 제57조의 규정에 의하여 전기위원회에 재정을 신청할 수 있다. <개정 2019.5.31.>

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 <본장개정 2015.9.30.>

제1절 통칙

제8.1.1조(목적) 이 장은 법 제41조와 동법 시행령 제22조, 별표 1의3 및 「공공기관의 정보공개에 관한 법률(이하 ‘정보공개법’)」에 의거 전력거래소가 전력시장과 전력계통의 운영에 관한 정보(이하 "정보"라 한다)를 공개하고 효율적으로 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. "전력시장과 전력계통 운영에 관한 정보"라 함은 전력거래소에서 전력시장과 전력계통을 운영하는 과정에서 취득하거나 생성 또는 가공된 수요예측, 입찰, 계량, 정산, 시장가격, 전력계통정보, 공급인증서 거래정보, 수요반응자원의 거래정보 등의 자료를 말한다.
4. "공개"라 함은 전력거래소가 전력시장과 전력계통 운영에 관한 정보를 법령 및 정보공개법 및 이 규칙에 따라 제공하는 행위를 말한다.
5. "접속계정"이라 함은 전력거래소 시스템을 통하여 전력거래 자료를 입력, 변경, 조회하는데 사용하는 계정을 말한다.

제8.1.3조(적용범위 및 다른 법률과의 관계) ① 이 장은 전력거래소가 국민에 대하여 정기적으로 법 제41조 제1항, 법 시행령 제22조 제1, 2항, 별표 1의3이 정하는 정보를 공개하는 경우(이하 ‘정기공개’)에 적용한다.

② 이 장은 전기사업자가 법 제41조 제2항, 법 시행령 제22조 제4항에 따라 전력거래소에게 정보공개를 요구하는 경우(이하 ‘수시공개’)에 적용한다.

③ 위 1, 2항에서 정하지 아니하는 정보공개에 관하여는 정보공개법에 따라 처리한다.

제8.1.4조(정보공개 관리) 전력거래소는 공개가 확정된 정보에 대하여 별지 제27호 서식으로 정보공개목록표를 작성하여 관리하여야 한다.

제8.1.5조(책임 등) ① 전력거래소와 회원은 법 제42조, 제101조 제6호, 제103조 제3호 및 동법 시행령 제9조 제3항의 규정에 의한 금지행위를 하여서는 아니된다.

② 이 장을 통해 정보를 제공받은 자(이하 '정보이용자')는 정보의 원활한 유통과 외부로부터의 침입 및 정보과괴 등에 대한 대책을 수립, 시행함으로써 정보보호에 노력하여야 하며, 정보를 이용하고자 하는 자에 대해 부당한 제한을 하여서는 아니 된다.

③ 정보이용자는 국내외를 불문하고 시장정보를 이용 또는 가공하여 전력시장 밖으로 유인하거나 유인을 조장하여서는 아니된다.

제8.1.6조(정보에 대한 권리귀속) 이 장에 기재된 정보에 대한 모든 권리는 전력거래소에 귀속된다.

제2절 정보공개위원회

제1관 구성 및 기능

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

② 정보위원회는 위원장을 포함한 9인 이내의 위원으로 한다.

③ 정보위원회의 위원장 및 위원은 산업통상자원부 소속 공무원, 전력거래소 임원, 회원의 대표(발전사업자, 판매사업자), 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자로 구성된 전문가단(Pool) 중에서 전력거래소 이사장이 위촉한다.

④ 정보위원회의 원활한 운영을 위하여 간사 1인을 둔다.

제8.2.1.2조(위원의 임기) 정보위원회 위원의 임기는 3년으로 하고 1회 연임할 수 있다. 다만 산업통상자원부, 전력거래소 및 회원을 대표하는 위원은 해당직위에 변동이 있는 때에는 후임자가 위원자격을 승계한다.

제8.2.1.3조(기능) 정보위원회는 다음 각호의 사항을 심의·의결한다.

1. 정보공개여부 및 범위의 결정
 - 가. 정기공개범위의 판단
 - 나. 수시공개범위의 판단
2. 정보공개에 따른 타 회원의 피해 예방 대책수립
3. 정보공개에 따른 보안대책수립
4. 정보공개목표의 작성·관리

5. 기타 정보공개 또는 정보보호에 관하여 필요하다고 인정되는 사항에 관한 제도개선

제8.2.1.4조(위원의 자격) ① 산업통상자원부 소속 공무원, 전력거래소 임원, 회원의 대표를 제외한 위원(이하 ‘위촉위원’이라 한다.)은 다음 각 호의 어느 하나에 적합한 자로 한다.

1. 대학(전문대학 등을 포함)에서 조교수 이상의 경력이 3년 이상인 자
 2. 박사자격을 취득하고 당해분야에서 5년 이상 종사한 자
 3. 공인된 연구기관에서 선임연구원으로 5년 이상의 경력이 있는 자
 4. 그 밖에 경력 등이 1호부터 3호까지의 기준에 상당하다고 인정되는 자
- ② 위원으로 선정된 자는 별지 제87호의 청렴서약서를 작성하여 제출하여야 한다.

③ 다음 각호에 해당하는 자는 위원회의 위원에서 해촉한다.

1. 심신쇠약 및 장기간 국내부재 등으로 정보공개위원회 위원으로서의 역할을 정상적으로 수행할 수 없다고 판단할 때
2. 위원회 활동중 알게된 정보를 누설 또는 공개하여 타사업자에게 피해를 일으킨 경우
3. 위촉된 후에 전기사업자와 이해관계가 상충될 때
4. 전기사업법 등 국내법령 위반으로 금고 이상의 형을 선고받은 때
5. 정보공개업무와 관련하여 금품을 수수하거나 부정한 청탁에 따라 권한을 행사하는 등의 비위사실이 나타났을 때
6. 담당 업무를 태만히 하거나 직무수행능력이 부족한 때
7. 위촉 당시의 자격을 상실한 때

제8.2.1.5조(위원의 제척·기피·회피) ① 위원이 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 경우에는 해당 안건의 심의·의결에서 제척된다.

1. 위원 또는 그 배우자나 배우자였던 자가 그 안건의 당사자가 되거나 그 안건에 관하여 공동권리자 또는 의무자의 관계에 있는 경우
 2. 위원이 그 안건의 당사자와 민법 제777조에 따른 친족이거나 친족이었던 경우
 3. 위원이 최근 3년 이내에 전력시장 회원사에 재직한 경우 (단, 회원을 대표하는 위원의 경우에는 제외)
 4. 기타 공정한 심의·의결을 수행할 수 없다고 판단되는 자
- ② 당사자는 위원에게 심의·의결의 공정성을 기대하기 어려운 사정이 있는 경우에는 기피신청을 할 수 있다.
- ③ 위원은 제1항이나 제2항의 사유에 해당하면 스스로 그 안건의 심의·의결을

회피할 수 있다.

제8.2.1.6조(사무국) ① 전력거래소에 정보공개에 관한 사무처리를 위해 사무국을 두며, 사무국은 정보공개신청서의 접수, 정보위원회 개최통지 및 안전부의 등 정보위원회의 운영에 관한 제반업무를 수행한다.

② 사무국장은 전력거래소의 정보공개 업무를 담당하는 부서장으로 하고, 제 8.2.1.1조 제4항의 규정에 의한 간사를 겸직한다.

③ 사무국의 조직과 운영에 관한 세부적인 사항은 전력거래소가 별도로 정한다.

제2관 정보위원회 회의

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

② 정보위원회의 간사는 위원장이 정보위원회의 개최를 결정하는 경우에 정보 위원회 개최 예정일로부터 3일 전까지 별지 제23호 서식에 의한 부의안건과 함께 별지 제24호 서식에 의한 정보위원회 개최통지서로 전 위원에게 통지하여야 한다. 다만, 긴급을 요하는 경우에는 하루 전에 통지할 수 있다.

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

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

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

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

④ 간사는 정보위원회의 운영을 담당하며 표결권을 보유하지 아니한다.

제8.2.2.3조(서면결의) ① 위원장은 필요하다고 인정하거나 부득이한 사정이 있는 경우에는 서면결의에 의한 의안안전처리를 결정할 수 있다.

② 제1항의 규정에 의하여 서면으로 심의·의결하는 경우에는 부의안건과 함께 별지 제26-1호서식의 서면결의 통지서 및 별지 제26-2호서식의 서면결의표를 각 위원에게 배부하여 찬성 또는 반대의 의사를 표시하게 하여야 한다.

③ 서면결의에 의한 심의·의결일은 제2항의 규정에 의한 의사표시를 마지막으로

한 날로 하며, 그 날에 회의를 개최한 것으로 본다.

④ 서면결의를 위한 안건의 통지기일은 제8.2.2.1조 제2항의 규정에 의한다.

제8.2.2.4조(정보위원회의 회의) ① 정보위원회의 간사는 정보위원회에 입회하여 회의결과에 대한 보고서를 작성하여 별지 제25호서식에 의한 회의록에 첨부하고 참석위원의 서명날인을 받아 별지 제26호서식으로 전 위원 및 신청회원에게 통지한다.

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

제8.2.2.5조(실비 지급) ① 정보위원회에 출석한 위원과 관계 전문가에 대하여는 회의참석 여비, 정보위원회 업무와 관련되는 국내출장 여비, 자료의 수집·분석에 필요한 수용비, 수수료 등을 지급할 수 있다.

② 관계 전문가의 의견을 요청하는 경우에는 자문료를 지급할 수 있다.

제3관 정보공개 범위 및 절차

제8.2.3.1조(정보공개의 범위) ① 전력시장과 전력계통의 운영에 관한 정보공개의 범위는 그 내용이 정보공개법 제9조의 비공개대상에 해당되거나, 「부정경쟁방지 및 영업비밀보호에 관한 법률」 제2조 제2호에 따른 다른 전기사업자의 영업비밀을 침해하는 등의 특별한 사유가 있는 경우 공개하지 아니할 수 있다.

② 정보공개위원회는 제1항의 비공개대상 및 다른 전기사업자의 영업비밀을 침해하는 등의 특별한 사유가 있는 정보를 다음 각 호에 따라 판단한다.

1. 개별 회원 혹은 개별 발전설비에 관한 전력·공급인증서·수요반응자원의 입찰, 계량, 정산, 발급, 거래에 관한 자료로서 경영, 영업상 이익의 침해우려가 있는 정보
2. 개별 발전설비에 관한 발전계획, 휴전계획 등 설비운영 자료로서 공개할 경우 영업비밀 혹은 영업상 이익의 침해우려가 있는 정보
3. 발전기 특성자료 등 개별 전력설비에 관한 기술데이터, 기술자료 등 공개할 경우 공정한 전력거래에 악영향을 미치거나 영업상 이익의 침해우려가 있는 정보
4. 전력시장 전문위원회 관련 자료중 개별 회원의 전력거래 혹은 전력설비 관련 정보
5. 기타 공개시 업무수행에 현저한 지장을 초래하거나, 특정인의 이익을 침해할 우려가 있는 정보

③ 공개 청구된 정보가 제2항 각호에 포함된 부분과 공개가 가능한 부분이 혼합되어 있는 경우에는 공개청구의 취지에 어긋나지 아니하는 범위 안에서 두 부분을 분리할 수 있는 때에는 제2항 각호의 해당하는 부분을 제외하고 공개하여야 한다.

제8.2.3.2조(정기공개절차 및 제한) ① 전력거래소는 정기적으로 전력시장과 전력계통 운영의 투명성을 확보하기 위하여 법 제41조 제1항, 법 시행령 제22조 제1, 2항, 별표 1의3에서 정하는 정보를 공개할 의무를 지닌다.

② 전력거래소는 매년 제1항의 정보의 각 공개시기 및 주기를 정하여 홈페이지에 공개한다.

③ 전력거래소는 위 1항의 정보를 한국전력거래소 홈페이지에 게재하는 것을 필수적으로 하고 그 외에 방송, 일간신문 또는 전력관련 전문잡지에 게재하는 방법으로 공개한다.

제8.2.3.3조(수시공개청구) 전기사업자가 법 제41조 제2항, 법 시행령 제22조 제4항에 의하여 전력시장과 전력계통의 운영에 관한 자료제공을 요구하는 경우 별지 제22호 서식에 따른 정보공개신청서를 작성하여 사무국에 제출하여야 한다.

제8.2.3.4조(수시공개 정보의 종류 및 보관기간) ① 정보는 시스템정보와 보관정보로 구분한다.

1. 시스템정보 : 시스템에 보관 중인 정보를 말한다.

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

② 정보의 종류별 보관기간은 다음 각 호와 같다.

1. 시스템정보 : 통상 6개월 내지 1년치 정보를 저장할 수 있어야 하며, 이의 신청 처리 및 감사의 대상으로 사용한다.

2. 보관 정보 : 통상 3년치 정보를 저장매체 등에 기록, 보관하되, 이의신청 처리 및 감사의 대상으로 사용한다.

제8.2.3.5조(수시공개여부 결정절차) ① 전력거래소는 제8.2.2.1조의 청구에 대하여 그 청구를 받은 날부터 10일 이내에 공개 여부를 결정하여야 한다.

② 전력거래소는 부득이한 사유로 제1항에 따른 기간 이내에 공개 여부를 결정할 수 없을 때에는 그 기간이 끝나는 날의 다음 날부터 기산하여 10일의 범위에서 공개 여부 결정 기간을 연장할 수 있다. 이 경우 전력거래소는 연장된 사실과 연장 사유를 전기사업자에게 지체 없이 통지하여야 한다.

③ 전력거래소는 공개 청구된 대상 정보의 전부 또는 일부가 제3자와 관련이

있다고 인정할 때에는 그 사실을 제3자에게 지체 없이 통지하여야 하며, 필요한 경우에는 그의 의견을 들을 수 있다.

제8.2.3.6조(비회원인 전기사업자에 대한 수시공개방법) ① 전력거래소는 비회원인 전기사업자의 수시공개 청구에 대하여 제8.2.2.3조에 따라 공개를 결정한 경우에는 정보공개법 제13조에 따라 공개 여부 결정의 통지를 하여야 한다.

② 전력거래소는 비회원인 전기사업자가 전자적 형태로 보유·관리하는 정보에 대하여 청구인이 전자적 형태로 공개하여 줄 것을 요청하는 경우에는 정보공개법 제15조가 정하는 방법에 따라 전자적 형태로 공개하여야 한다.

③ 공개된 정보가 잘못된 것으로 판명된 경우에는 잘못된 정보를 제공받은 전기사업자에게 제1, 2항과 같은 방법으로 수정내용을 통지하여야 한다.

제8.2.3.7조(회원인 전기사업자에 대한 수시공개방법) ① 전력거래소는 전기사업자 중 회원이 공개를 청구한 정보에 대하여 정보공개시스템을 통하여 인터넷 또는 기타 방법으로 공개하는 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.

② 정보공개시스템을 통하여 공개된 정보가 잘못된 것으로 판명된 경우에는 정보공개시스템에 이를 공개하여야 하며, 잘못된 정보를 제공받은 회원에게 수정내용을 통지하여야 한다.

③ 전력거래소는 정보공개시스템의 접속계정에 대한 체계적인 관리 및 보안성 강화를 위해 회원의 접속계정을 관리·운영하여야 한다.

④ 발전 및 판매회원은 자사 내의 접속계정을 관리하는 계정관리자를 임명하여 운영하여야 한다.

⑤ 발전 및 판매회원은 접속계정 관리 소홀로 인하여 자사 및 타사의 거래정보가 제3자에게 노출됨으로써 야기되는 피해에 대하여 책임을 진다.

제8.2.3.8조(수시공개 정보이용에 대한 비용 부담) ① 전기사업자 중 전력거래소의 회원은 전력시장에 관한 정보를 무료로 이용할 수 있다. 다만, 일부 회원을 위한 정보공개에 수반되는 별도의 비용은 징수할 수 있다.

② 전기사업자 중 비회원이 전력시장에 관한 정보를 이용할 경우 이에 수반하는 비용을 징수할 수 있다.

제3절 정보보호

제8.3.1조(정보보호) ① 전력거래소는 정보의 원활한 이용 및 외부로부터의 침입 보호를 위하여 네트워크 규약 등 정보보호에 필요한 각종 표준 세부업무기준을 정하여 운영하여야 한다.

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

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

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

⑤ 전력거래소는 수시공개에 대한 이의신청 처리에 대비하여 전력거래소에서 생산, 관리하는 모든 프로그램 및 정보를 전력거래소가 별도로 정하는 기준에 따라 일정 기간 보관, 활용 및 폐기하여야 한다.

⑥ 전력시장과 전력계통운영에 관한 정보는 보관용 저장매체에 수록한 뒤 화재 등 비상사태에 대비하여 테이프의 내용이 변경, 조작되지 않도록 이중화된 특수 용기에 보관하여야 한다.

제8.3.2조(정보이용 제한) 정보이용자는 전력거래소에서 제공한 정보 또는 가공하여 개발한 통계자료, 기타 이와 유사한 자료를 매매의 대상으로 하거나 이를 매매할 가능성이 있는 제3자에게 제공할 수 없다.

제8.3.3조(준수 확인) ① 전력거래소는 타당한 사유가 발생한 경우 이 장이 정한 규정 등의 준수 여부를 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.

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

제8.3.4조(위반시 조치) ① 전력거래소는 정보이용자가 제8.3.1조 및 제8.3.2조의 규정에 의한 규칙 등의 준수의무를 위반한 경우에는 이를 시정할 것을 요구할 수 있으며 정보이용자는 지체 없이 이를 이행하여야 한다.

② 제1항의 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

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

제9장 규칙개정 <본장개정 2003.11.11>

제1절 통칙

제9.1.1조(규칙의 개정) ① 전력거래소가 법 제43조 제2항의 규정에 따라 이 규칙을 개정하고자 하는 경우에는 이 장에서 정한 절차에 따른다.

② 전력거래소는 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 산업통상자원부의 개정 권고를 받은 경우 <개정 2012.5.31>
4. 제1호 및 제2호의 사유로 전력거래소 회원이 규칙의 개정을 서면으로 제안할 경우

③ 제2항 제4호의 규정에 의하여 전력거래소 회원이 규칙의 개정을 제안하는 경우에는 별지 제28호서식에 의한 제안서를 전력거래소에 제출하여야 한다.

제9.1.2조(기일산정의 특례) 제9.3.1조 제2항 및 제3항, 제9.3.4조 제2항, 제9.3.5조 및 제9.3.6조 제1항 전단의 규정에 의하여 기간을 계산할 때에는 법정 공휴일 및 전력거래소 휴무일은 이를 포함하지 아니한다. <개정 2018.12.12.>

제2절 규칙개정위원회

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

② 규칙개정위원회는 위원장을 포함한 9인 이내의 위원으로 구성한다.

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

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

④ 제3항 제4호와 관련하여 적합한 자격을 지닌 전문가단(Pool)을 구성하여 운영할 수 있다. 이 경우 적합한 자격이라 함은 전력, 경제, 법률 등의 분야에서 제2.2.1.1조의2 각호와 같다. <신설 2012.5.31.> <개정 2018.8.2.>

⑤ 규칙개정위원회의 원활한 운영을 위하여 간사를 두며, 간사는 전력거래소 소속 직원 중에서 규칙개정위원회위원장이 지정한다. <항간변경 2012.5.31>

제9.2.2조(위원의 임기) ① 제9.2.1조 제3항 제1호 및 제2호의 규정에 의한 위원의 임기는 해당 직위 보유기간으로 한다. <개정 2012.5.31.>

② 제9.2.1조 제3항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원 임기는 3년으로 하되 1회에 한하여 연임할 수 있다.

③ 제9.2.1조 제3항 제3호의 경우 직위가 변경된 경우에는 후임자가 전임자의 잔여임기동안 위원의 자격을 승계한다.

④ 제2항에도 불구하고, 제9.2.1조 제3항 제4호의 규정에 의한 위원의 경우 규칙개정업무의 연속성을 유지하기 위하여 연간 기준으로 해당위원 총수의 1/2 범위 내에서 교체할 수 있다. 단, 위원이 사임을 요청하는 경우는 그러하지 아니하다. <개정 2018.8.2.>

⑤ 제9.2.1조 제3항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원은 임기가 만료된 경우라도 그 후임자가 위촉될 때까지 계속 위원으로서의 자격을 유지한다.

⑥ <삭제 2012.5.31.>

⑦ <삭제 2012.5.31.>

<본조개정 2017.12.29.>

제9.2.2조의2(위원의 청렴의무 및 제척 등) ① 위원으로 위촉된 자는 별지 제87호의 청렴서약서를 작성하여 제출하여야 한다. [신설 2012.5.31]

② 다음 각호의 1에 해당하는 자는 위원이 될 수 없으며, 위원인 자가 다음 각호의 1에 해당하는 경우에 전력거래소 이사장은 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. 피성년후견인, 피한정후견인, 피특정후견인 또는 피임의후견인 <개정 2014.9.1>

4. 파산선고를 받고 복권되지 아니한 자

5. 규칙개정과 관련하여 관계사로부터 받은 금품수수 또는 알선 및 청탁 등의 행위가 비위사실로 확인되어 현저하게 청렴서약을 위반했다고 인정되는 자

③ 위원회 위원 중 산업통상자원부 소속 공무원, 전력거래소 임원, 회원의 대표를 제외한 위원이 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 경우 규칙개정 심의 및 의결에서 제척 또는 기피, 회피하여야 한다.

1. 위원 또는 그 배우자나 배우자였던 자가 심의·의결대상 기관과 이해관계가

있는 경우

2. 위원이 심의·의결대상 기관의 대표와 민법 제777조에 따른 친족이거나 친족이었던 경우

3. 위원이 최근 3년 이내에 심의·의결대상 기관에 재직한 경우

4. 기타 공정한 심의·의결을 수행할 수 없다고 판단되는 자

④ 당사자는 위원에게 심의·의결의 공정성을 기대하기 어려운 사정이 있는 경우에는 별지 제88호 서식을 이용하여 기피신청을 하거나 회피할 수 있다.

⑤ 제9.2.1조 제3항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원은 서면통지의 방법에 의하여 규칙개정위원회 위원을 사임할 수 있으며, 이 경우 전력거래소 이사장은 해당 위원을 해촉하여야 한다.

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) 규칙개정위원회 위원장은 회의개최 예정일 7일전까지 회의개최 일시 및 장소, 회의안건을 서면으로 각 위원에게 통지하여야 하며 또한 회의일시 및 장소에 관해서는 정보공개홈페이지에 게재하여야 한다. <개정 2012.5.31.>

제9.2.4조의 2(서면결의) ① 위원장은 제9.3.1조 규정에 의한 회원사 의견제출 결과 반대의견이 없는 안건의 경우 서면결의에 의한 안건처리를 결정할 수 있다.

② 서면결의에 의하여 안건을 처리하고자 할 때에는 안건과 함께 별지 98호 서식에 의한 서면위원회통지서 및 별지 99호 서식에 의한 서면결의표를 각 위원에게 배부하여 찬성·반대의 의사를 표시하게 하여야 한다.

③ 위원장은 서면결의표에 의한 의결 결과를 확인하여야 한다.

④ 서면결의를 위한 안건의 통지 기일은 9.2.4조의 규정에 의한다.

⑤ 서면결의 안건은 위원장이 실무협의회의 검토·조정이 필요 없다고 판단하는 경우 실무협의회의 검토·조정을 거치지 아니할 수 있다.

[본조신설 2014.9.1.]

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

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

③ 산업통상자원부, 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 제30호 서식에 의한 위임장을 위원장에게 제출하여야 한다.

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

② 실무협의회는 의장을 포함하여 10인이상 13인이내의 위원으로 구성한다.
<개정 2008.10.31>

③ 실무협의회 의장은 전력거래소 소속 규칙개정위원회 위원으로 하며, 위원은 규칙개정위원회가 다음 각 호에 해당하는 자 중에서 선임한다.

1. 전력거래소 직원
2. 산업통상자원부 소속 공무원
3. 전력거래소 회원 소속 임직원
4. 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자

<본항개정 2017.12.29., 2018.8.2.>

④ <개정 2010.6.30.> <삭제 2017.12.29.>

⑤ 제3항 제4호와 관련하여 적합한 자격을 지닌 전문가단(Pool)을 구성하여 운영할 수 있다. 이 경우 적합한 자격이라 함은 전력, 경제, 법률 등의 분야에서 제2.2.1.1조의2 각호와 같다. [신설 2017.12.29.] <개정 2018.8.2.>

⑥ 실무협의회 의장은 실무협의회의 원활한 운영을 위하여 간사를 두며, 간사는 의장이 전력거래소 소속 직원 중에서 지정한다. <항번호변경 2017.12.29.>

제9.2.6조의 2(실무협의회 위원의 임기) ① 제9.2.6조 제3항 제1호 및 제2호의 규정에 의한 위원의 임기는 해당 직위 보유기간으로 한다.

② 제9.2.6조 제3항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원의 임기는 3년으로 하되 1회에 한하여 연임할 수 있다.

③ 제9.2.6조 제3항 제3호의 경우 직위가 변경된 경우에는 후임자가 전임자의 잔여임기동안 위원의 자격을 승계한다.

④ 제2항에도 불구하고, 제9.2.6조 제3항 제4호의 규정에 의한 위원의 경우 규칙개정업무의 연속성을 유지하기 위하여 연간 기준으로 해당위원 총수의 1/2 범위 내에서 교체할 수 있다. 단, 위원이 사임을 요청하는 경우는 그러하지 아니하다. <개정 2018.8.2.>

⑤ 제9.2.6조 제3항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원은 임기가 만료된 경우라도 그 후임자가 선임될 때까지 계속 위원으로서의 자격을 유지한다.

[본조신설 2017.12.29.]

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

② 실무협의회 의장은 실무협의회를 개최하고자 하는 경우 회의 개최 7일 전까지 각 위원에게 회의 일시·장소 및 회의안건을 서면으로 통보하여야 한다. <개정 2008.10.31>

③ 실무협의회 회의는 재적위원 과반수의 출석으로 성립되며, 출석위원 과반수의 찬성으로 결정한다. <개정 2008.10.31>

제9.2.8조(세부운영규정) 이 장에서 정한 사항 이외에 규칙개정위원회 및 실무협회의 회의 운영에 관하여 필요한 세부 사항은 규칙개정위원회의 의결을 거쳐 위원장이 별도로 정할 수 있다.

제9.2.9조(실비지급) ① 전력거래소는 규칙개정위원회 및 실무협의회에 출석한 위원, 관계 전문가에 대하여는 회의참석 여비, 규칙 개정 업무와 관련되는 국내출장 여비, 자료의 수집·분석에 필요한 수용비, 수수료 등을 지급할 수 있다. <개정 2008.10.31>

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

제3절 규칙개정 절차

제9.3.1조(개정내용의 통보, 안전설명회 및 의견제출) <본조제목변경 2018.12.12.>

① 전력거래소가 제9.1.1조 제2항의 규정에 의하여 규칙을 개정하고자 하는 경우에는 별지 제28호서식에 의한 제안 내용을 회원 및 산업통상자원부에 서면으로 통보하여야 한다.

② 전력거래소는 제1항의 통보일로부터 5일 이내에 안전설명회를 개최하여야 한다. [신설 2018.12.12.]

③ 회원 및 산업통상자원부는 제1항의 제안 내용에 대하여 의견이 있는 경우에 제1항의 통보일로부터 15일 이내에 찬반의견과 사유, 수정조문 등을 명시한 의견서를 전력거래소에 제출할 수 있다. <2018.12.12.>

제9.3.2조(개정안의 작성·제출) ① 전력거래소는 제9.3.1조 제2항의 규정에 의한 의

견 등을 검토한 결과 당초 제안서의 내용을 보완하거나 수정하는 것이 타당하다고 인정되는 경우, 제안서에 보완·수정 의견을 첨부하여 실무협의회에 제출할 수 있다.

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

③ 전력거래소가 제2항의 규정에 의하여 작성하는 규칙개정안건에는 다음 각호의 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 생략할 수 있다)

6. 제1호 및 제3호의 내용을 설명하기 위한 보충자료

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

④ 제1항 및 제2항에 의해 작성되는 규칙개정안이 제9.3.1조 제1항의 제안 내용과 내용이 상이할 경우에는 최초 제안자의 동의가 있어야 하며, 최초 제안자의 동의가 없는 경우로서 실무협의회가 수정의견을 채택한 경우에는 제3항 제7호의 내용에 최초 제안자의 제안내용을 첨부하여야 한다.

⑤ 규칙개정안의 제안자는 규칙개정위원회 소집통보일 이전까지 규칙개정안을 철회할 수 있다.

제9.3.3조(심의의결 및 결과의 보존과 통지) ① 규칙개정위원회위원장은 안건의 심의 기타 업무수행에 필요하다고 인정할 때에는 이해관계인을 출석하게 하여 그 의견을 들을 수 있으며, 관계 전문가에게 의견 제출을 요청할 수 있다. 이 경우 관계인에게 문서 또는 유선 및 전자적 방법(홈페이지 게시, 문자메세지 전송, 이메일 통지)을 이용하여 출석을 요청하여야 한다. <개정 2012.5.31>

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

③ 규칙개정위원회 간사는 규칙개정위원회 심의의결 결과를 제9.3.5조의 규정에 의한 승인요청 이전에 별지 제29호서식에 따라 각 회원에게 서면으로 통보하거나 정보공개 인터넷 홈페이지(www.kpx.info)에 이를 게시하여야 한다. <개정 2008.10.31>

제9.3.4조(긴급개정) ① 법, 동법 시행령 및 시행규칙, 관련고시 등의 제정·개정·폐지 등에 따라 이 규칙을 긴급히 개정할 필요가 있거나, 규칙개정위원회 위원장

이 필요하다고 인정하는 경우, 전력거래소는 규칙의 긴급개정을 요청할 수 있다. <개정 2017.12.29.>

② 제1항의 규정에 의한 긴급개정의 요청이 있는 경우 규칙개정위원회 소집통지기간은 7일 이내로, 산업통상자원부 및 회원의 의견제출 기한은 5일 이내로 할 수 있으며, 개정안에 대한 실무협의회의 검토·조정을 거치지 아니할 수 있다. <개정 2017.12.29.>

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

제9.3.5조(승인요청) 전력거래소는 규칙개정위원회의 심의를 거친 개정안 중 개정의결된 안건에 대하여는 규칙개정위원회 개최일로부터 20일 이내에 산업통상자원부장관에게 규칙 개정의 승인을 요청하여야 한다.

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

② 산업통상자원부장관이 규칙개정안의 승인을 거절한 경우, 전력거래소 이사장은 규칙개정위원회 위원과 회원에게 그 사실과 이유를 서면으로 통지하여야 한다.

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

제10장 전력거래시스템 [본장신설 2006.9.14]

제1절 전력거래소의 설비

제10.1.1조(전산시스템 설치) ① 전력거래소는 전력거래를 원활하게 수행하기 위해 다음 각 호의 기능을 갖는 전산시스템을 설치하고 운영하여야 한다.

1. 입찰, 수요예측 및 가격 결정
 2. 발전기 기동정지 및 에너지 배분 결정 등을 위한 발전계획 수립
 3. 송전 손실과 송전 혼잡을 반영한 실시간급전계획 수립
 4. 실시간 수급 균형을 유지하기 위한 자동발전제어
 5. 발전기 및 송변전설비의 실시간 자료취득
 6. 급전지시
 7. 주계량기 및 보조계량기의 자료 취득
 8. 정산 및 결제
 9. 시장 및 계통 운영관련 정보 공개
 10. 수요반응자원의 운영 [신설 2014.11.3.]
 11. 기타 시장운영규칙 등에서 정한 업무 <호번호변경 2014.11.3.>
- ② 전력거래소는 제10.1.1조 제1항의 기능을 하는 전산시스템의 장애에 의한 전력거래 중단을 최소화하기 위해 각 해당 설비를 이중화하여야 한다. 단, 일시 기능정지로 전력거래가 중지되지는 않는다고 판단되는 설비는 제외한다.

제10.1.2조(전산시스템의 운영) ① 전력거래소는 별표 13, 별표 22 및 별표 27에 따라 전산시스템을 운영하여야 한다. <개정 2014.11.3.>

- ② 전력거래소는 제10.1.1조 제1항의 기능을 하는 전산시스템을 주기적으로 점검하여야 하며, 회원, 거래량 및 설비 등의 증가로 시스템의 장애가 발생하지 않도록 필요 시 설비를 보강하여야 한다.

제2절 발전사업자 및 송전사업자의 설비

제10.2.1조(실시간 자료취득 및 제어 설비의 설치) ① 중앙급전발전기 및 중앙급전 전기저장장치를 소유한 발전사업자와 송전사업자는 다음 각호의 설비를 설치하여 발전기 및 송변전설비의 운전자료를 실시간으로 전력거래소에 제공하고, 직접 설비를 제어할 수 있도록 하여야 한다. 단, 발전기 1기의 설비용량이 200MW 이상인 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치를 소유한 발전사업자는 제1호의 설비를 설치하여야 한다. <개정 2015.9.30., 2016.5.12>

1. 실시간 자료취득 설비

가. 변성기

나. 원격소 장치

다. 지역급전시스템(송전사업자만 해당) [신설 2010.6.30]

라. 통신선로 <문번호변경 2010.6.30>

마. 전력시장 및 계통운영에 필요한 설비 <문번호변경 2010.6.30>

2. 현장 제어 설비

가. 발전기 원격 제어

나. <삭제 2014.10.2.>

다. 전기저장장치의 원격 제어 [신설 2015.5.7.]

라. 기타 전력계통의 안정적 운영에 필요사항 등 <목번호변경 2014.10.2., 2015.5.7.>

② 비중앙급전발전기중 설비용량이 20MW 초과 200MW 미만인 발전기, 비중앙급전전기저장장치 중 설비용량이 10MW초과 200MW 미만인 전기저장장치 또는 배전계통에 전용선로로 연결되는 규모 이상의 제주지역 발전기, 중앙급전 구역전기발전기(송전단 기준)는 다음 각호의 설비를 설치하여 운전자료를 실시간으로 전력거래소에 제공하여야 한다. [신설 2010.6.30.] <개정 2015.9.30., 2016.5.12., 2019.1.2.>

1. 실시간 자료취득 설비

가. 자료연계용단말장치

나. 통신선로

다. 전력시장 및 계통운영에 필요한 설비

③ 발전기 및 송변전 설비 등을 신증설 할 경우, 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치와 1기의 설비용량이 200MW 이상인 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치는 제1항의 설비를 설치하고, 비중앙급전발전기중 설비용량이 20MW 초과 200MW 미만인 발전기, 비중앙급전전기저장장치 중 설비용량이 10MW초과 200MW 미만인 전기저장장치 또는 배전계통에 전용선로로 연결되는 규모 이상의 제주지역 발전기, 중앙급전 구역전기발전기는 제2항의 설비를 설치하며, 발전사업자와 송전사업자는 설비가압 이전에 반드시 전력거래소와 시험을 완료하여야 한다. <개정 2010.6.30., 2015.9.30., 2016.5.12., 2019.1.2.>

④ 제1항, 제2항, 제3항 세부 기준 및 절차는 별표 13에 따른다. 단, 제1항, 제2항, 제3항의 적용에 있어서 집합전력자원은 제외한다. <개정 2010.6.30., 2018.12.12.>

제10.2.2조(실시간자료취득 및 제어설비 관리) ① 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치 또는 설비용량이 20MW 초과한 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치 또는 배전계통에 전용선로로 연결되는 규모 이상의 제주지역 발전기,

중앙급전 구역전기발전기를 소유한 발전사업자와 송전사업자는 설비고장 또는 통신오류 등에 의해 자료제공에 장애가 발생하지 않도록 주기적으로 제10.2.1조 제1항 및 제2항의 설비를 점검하여야 한다. 단, 집합전력자원은 예외로 한다. <개정 2010.6.30., 2016.5.12., 2018.12.12., 2019.1.2.>

② 자료 취득 및 제어 설비의 장애가 발생한 경우 전력거래소는 즉시 해당 사업자에게 통보하고, 해당 사업자는 가능한 빠른 시일 내에 정상화 시켜야 한다.

③ 제1항 및 제2항의 세부 기준 및 절차는 별표 13에 따른다.

제3절 정보보안정책의 수립 [신설 2019.12.13.]

제10.3.1조(정보보안기준의 수립) ① 전력거래소 및 전기사업자는 안정적인 전력공급과 계통운영을 위하여 제10.3.2조의 구분에 따라 다음 각 호 사항의 정보보안 기준을 수립·이행하고 이를 정기적으로 검토하여 보완하여야 한다. [신설 2019.12.13.]

1. 전력IT설비의 안정 및 정보보안을 위한 인력, 조직, 경비의 확보 및 관련 계획 수립 등 관리적 보호조치
2. 정당한 권한이 없는 자의 전력IT설비에 대한 접근과 침입을 방지·탐지·대응하기 위해 정보보호시스템의 설치 및 운영 등 기술적, 관리적, 물리적 보호조치
3. 전력IT설비에 대한 사이버 침해 시 분석 및 복구 등을 위한 기술적, 물리적 보호조치
4. 정보의 불법 유출, 변조, 삭제 등을 방지하기 위한 기술적, 관리적 보호조치
5. 직원의 보안의식 제고 및 역량 강화를 위한 정보보안 교육 시행 등 관리적 보호 조치

② 제1항 제2호의 물리적 보호조치는 상용망과 분리하되 부득이 연결이 필요한 경우 국가정보원의 사전승인을 거쳐 연동구간에 일방향 통신장비 설치 등 안전한 망 연동기법을 적용하여 연결한다. [신설 2019.12.13.]

③ 전력거래소 및 전기사업자는 사이버 위협·침해 발생 정보를 보안관제센터에 공유 및 보안관제센터에서 요구하는 사항을 준수하여야 한다. [신설 2019.12.13.] [본조신설 2019.12.13.]

제10.3.2조(적용대상 구분) ① 전력거래소 및 전기사업자는 정보통신기반보호법 제8조에 의해 지정된 주요정보통신기반시설 전력IT설비에 대해 제10.3.1조 제1항의 1호 내지 5호를 준수하여야 한다. [신설 2019.12.13.]

② 그 외 전력IT설비에 대해서는 제10.3.1조 제1항 제4호 및 5호를 준수하여야 한다. [신설 2019.12.13.] [본조신설 2019.12.13.]

제11장 공급인증서 거래 [본장신설2013.2.28.]

제1절 공급인증서 거래시장의 운영

제11.1.1조(용어의 정의) 이 장에서 사용하는 용어의 정의는 다음 각 호와 같다.

1. “신재생에너지 공급인증서(이하 “공급인증서”라 한다)”라 함은 신재생에너지 설비를 이용하여 전기를 공급하였음을 증명하기 위하여 신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법(이하 “신재생에너지법”이라 한다) 제12조의7에 따라 발급된 인증서를 말한다. <개정 2017.2.28.>
2. “공급인증서 거래시장”이라 함은 신재생에너지법 제12조의7에 따라 공급인증서 매매거래를 위하여 전력거래소가 개설하는 시장을 말하며, 계약시장과 현물시장으로 구분한다. <개정 2017.2.28.>
3. “공급인증서 거래시장 참여자”라 함은 공급인증서 거래시장에서 공급인증서 매매거래에 참여할 수 있는 자를 말한다. [신설 2017.2.28.]
4. “공급인증서 거래시스템”이라 함은 전력거래소가 주문의 접수, 매매거래의 체결 및 정산·결제 등을 위하여 설치·운영하는 전산시스템을 말한다. [신설 2017.2.28.]
5. “공급의무자”라 함은 신재생에너지법 제12조의5제1항에 따라 발전량의 일정량 이상을 신재생에너지를 이용하여 의무적으로 공급하여야 하는 자를 말한다. <호번호 변경 및 개정 2017.2.28.>
6. “의무이행비용”이라 함은 공급의무자가 신재생에너지법 제12조의5 제2항에 따라 의무공급량 이행에 지출하는 비용을 말한다. <호번호 변경 및 개정 2017.2.28.>
7. “기준가격”이라 함은 공급의무자의 연간 의무이행비용 정산금액 산정시 기준이 되는 가격을 말한다. <호번호 변경 및 개정 2017.2.28.>
8. “중간적용가격”이라 함은 공급의무자의 월간 의무이행비용 정산금액 산정시 기준이 되는 가격을 말한다. <호번호 변경 및 개정 2017.2.28.>
9. “공급인증서 계약시장”(이하, “계약시장”이라 한다)이라 함은 신재생에너지법 제12조의7에 따라 공급인증서 매매거래를 위하여 전력거래소가 개설하는 시장을 말하며, 계약당사자가 정한 공급인증서 매매계약의 조건에 따라 매매거래가 체결되는 시장을 말한다. [신설 2020.7.8.]
10. “공급인증서 현물시장”(이하, “현물시장”이라 한다)이라 함은 신재생에너지법 제12조의7에 따라 공급인증서 매매거래를 위하여 전력거래소가 개설하는 시장을 말하며, 공급인증서의 수요와 공급으로 정하여진 조건에 따라 매매거래가 체결되는 시장을 말한다. [신설 2020.7.8.]
11. “고정가격계약 계약단가”(이하 “고정가격”이라 한다)라 함은 「신·재생에

너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영지침」 제3조 제22호의 고정가격계약을 체결하여 계약서에 명시된 계약단가로, 전력시장가격(SMP)과 공급인증서(REC)가격에 가중치를 곱한값($REC \times \text{가중치}$)을 합산한 계약가격($SMP + REC \times \text{가중치}$)을 의미한다. [신설 2022.12.27.]

제11.1.2조(적용 범위) 이 장은 전력거래소가 운영하는 신재생에너지 공급인증서 거래시장에 적용한다.

제11.1.3조(공급인증서 거래시장 참여자) ① 공급인증서 거래시장에서 공급인증서를 거래할 수 있는 자(이하 “공급인증서 거래시장참여자”라 한다)는 다음 각 호와 같다.

1. 신재생에너지센터를 통해 설비등록을 완료한 신재생에너지 발전사업자
2. 신재생에너지법 제12조의5 및 동법 시행령 제18조의3에 따른 공급의무자
3. 신재생에너지법 시행령 제18조의7 제2항 및 제3항에 따라 국가에 대하여 발급된 공급인증서의 거래를 대행하는 자
4. 유효기간내의 공급인증서를 소유한 자
5. 전력거래소가 인정하는 거래중개자
6. 중개사업자 [신설 2018.12.12.]

② 거래시장에서 매도자는 제1항의 각 호에 해당하는 자로 한다.

③ 거래시장에서 매수자는 제1항 제2호 및 제3호에 한한다.

④ <삭제 2020.7.8.>

제11.1.4조(등록) ① 공급인증서를 거래할 수 있는 자로서 공급인증서 거래시장에 거래회원으로 등록을 하고자 하는 자는 다음 각 호의 서류를 갖추어 신재생 원스톱 사업정보통합포털에 회원가입을 신청하여야 한다. 단, 다음 각 호의 서류는 신재생 원스톱 사업정보통합포털에 전자문서로 제출하는 것을 원칙으로 하며, 별지 제96호 서식의 위임장 제출시에는 전자서명법에 의한 사업자용도의 인증서를 사용하여 전자서명을 실시하여야 한다. <개정 2020.7.8., 2022.5.31., 2024.10.29.>

1. 대표자가 회원가입을 신청하는 경우

가. 부가가치세법 제8조 제7항에 의한 사업자등록증 사본

2. 대표자 외의 사용자가 회원가입을 신청하는 경우

가. 부가가치세법 제8조 제7항에 의한 사업자등록증 사본

나. 별지 제96호 서식의 위임장

② 현물시장에 참여하고자 하는 자는 신재생에너지 공급인증서 거래시스템에 사업자정보 및 계좌정보를 입력하고, 다음 각 호의 서류를 갖추어 정산계좌 등

록을 신청하여야 한다. 단, 다음 각 호의 서류는 전자문서로 제출하는 것을 원칙으로 하며, 전자서명법에 의한 사업자용도의 인증서를 사용하여 전자서명을 실시하여야 한다. <개정 2020.7.8., 2022.5.31., 2024.10.29.>

1. 별지 제97호 서식의 계좌이체약정서 사본
 2. 부가가치세법 제8조 제7항에 의한 사업자등록증 사본
 3. 시장은행 통장 사본
 4. 인감증명서 사본 및 별지 제97-1호 서식의 사용인감계 사본
- ③ 공급인증서 계약시장은 제1항, 현물시장은 제1항과 제2항의 신청을 거래 개시 1개월 전까지 모두 완료한 사업자에 한해 거래시장 참여자로 등록한다. <개정 2020.7.8.>

제11.1.5조(공급인증서 거래시장의 구분) <삭제 2020.7.8.>

제11.1.6조(공급인증서 거래시장의 개설) ① 계약시장은 연중 개설한다.

② 현물시장은 양방향 입찰방식으로 매주 화요일과 목요일에 개설하여 10시부터 16시까지 운영한다. <개정 2017.2.28., 2020.7.8.>

1. <개정 2014.9.1., 2016.5.12., 2017.2.28.> <삭제 2020.7.8.>
 2. <삭제 2017.2.28.>
 3. [신설 2014.9.1.] <삭제 2017.2.28.>
 4. [신설 2017.2.28.] <삭제 2020.7.8.>
- ③ 전력거래소는 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 날을 휴장일로 하여 매매 거래시장을 운영하지 아니한다. [신설 2017.2.28.]
1. 「관공서의 공휴일에 관한 규정」에 따른 공휴일 및 토요일
 2. 「근로자의 날 제정에 관한 법률」에 따른 근로자의 날
 3. 그 밖에 경제사정의 급격한 변동 또는 급격한 변동이 예상되거나 전력거래소가 시장관리상 필요하다고 인정하는 날
- ④ 전력거래소는 매년 말일까지 차기년도 현물시장 개설일자를 공급인증서 거래시스템에 공지한다. <항번호 변경 및 개정 2017.2.28.>
- ⑤ 전력거래소는 제2항 및 제3항의 규정에도 불구하고 천재지변, 경제사정의 급격한 변동 그 밖에 이에 준하는 상황 또는 전산장애의 발생으로 인하여 시장의 개설이 정상적으로 이루어질 수 없다고 판단되는 때에는 현물시장 개설일자를 변경할 수 있다. <항번호 변경 2017.2.28.>

제11.1.7.조(계약시장의 매매거래 방식) ① 계약시장에서 매매거래를 하려는 모든 계약 당사자는 신재생에너지 공급인증서 거래시스템을 통해 별지 제89호, 제89-1호 서식에 따라 매매계약을 등록, 검토 해야하며 반드시 전자서명법에 의한 사업자용도의 인증서

를 사용하여 전자서명을 실시하여야 한다. <개정 2019.5.31., 2020.7.8., 2022.5.31., 2022.12.27.>

② <개정 2019.5.31.> <삭제 2020.7.8.>

③ 제1항에 따른 계약체결 후 설비확인서가 발급된 경우 계약당사자는 설비확인서 발급일로부터 30일 이내에 신재생에너지 공급인증서 거래시스템을 통해 변경계약을 체결하여야 한다. <개정 2019.5.31., 2020.7.8.>

④ 제1항에 따른 계약체결 또는 제3항에 따른 변경계약 체결 후 계약사항의 변경이 발생한 경우 계약당사자는 30일 이내에 신재생에너지 공급인증서 거래시스템을 통해 계약을 체결하여야 한다. 단, 계약종류(별지 제89호, 제89-1호 서식의 계약 종류를 의미), 계약기간, 계약단가(단, 가중치 변경에 따른 계약단가 변경은 제외)는 변경할 수 없다. <개정 2022.12.27.>

⑤ 계약일 및 변경계약일은 제1항 내지 제4항에 따라 신재생에너지 공급인증서 거래시스템에 계약당사자 쌍방이 전자서명을 완료한 날로 하며, 파기일은 계약당사자 쌍방이 신재생에너지 공급인증서 거래시스템을 통해 동의한 날로 한다. [신설 2022.12.27.]

⑥ 제3항 내지 제4항에 따라 변경계약을 체결하였을 경우 변경계약일 전일까지 기존 계약이 유효한 것으로 보며, 계약파기가 있을 경우 파기일까지 기존 계약이 유효한 것으로 본다. [신설 2022.12.27.]

⑦ 11.1.7조 제1항 내지 제4항에 따라 계약당사자는 계약정보를 정확히 등록, 검토하여야 하며, 계약을 위한 주요사항(계약종류, 계약단가, 계약기간 등)이 사실과 다를 경우 계약당사자 쌍방이 동의 후 신재생에너지 공급인증서 거래시스템을 통해 해당계약을 파기한다. [신설 2022.12.27.]

[본조신설 2017.2.28.] <개정 2019.5.31., 2020.7.8., 2022.5.31.>

제11.1.8조(현물시장의 매매거래 방식) <삭제 2020.7.8.>

제11.1.9조(공급인증서 매매거래 세부운영규정) <조번호 및 제목변경 2017.2.28.>
공급인증서의 세부 매매거래 방법, 매매거래 대금정산 및 결제절차 등은 별표 25에 따른다. <개정 2017.2.28.>

제2절 의무이행비용 정산

제11.2.1조(연간정산에 관한 자료의 제출) ① <11.2.1조의2로 이동 및 삭제 2024.10.29.> 연간정산을 받고자 하는 공급의무자는 매년 4월 10일까지 다음의 각 호를 전력거래소에 제출하여야 한다.

1. 별지 제92호 서식에 따른 연간정산 신청서

2. 제1호에 따른 공급인증서 세부 자료(단, 자체건설 발전기의 공급인증서인 경우 가격산정에 관한 증빙 자료 포함) <개정 2017.2.28., 2020.7.8.>

제11.2.1조의2(월간정산에 관한 자료의 제출) <11.2.1조에서 이동 및 개정

2024.10.29.> ① 월간정산을 받고자 하는 공급의무자는 해당 공급인증서를 매월 5일까지 신재생에너지센터에 제출한다.

② 신재생에너지센터는 제1항의 자료를 매월 10일까지 전력거래소에 제출한다.

③ 전력거래소는 제2항에 관한 다음 각 호의 항목을 공급인증서 거래시스템을 통하여 매월 15일까지 해당 공급의무자에게 제공한다.

1. 공급인증서 제출일자
2. 공급인증서 제출 공급의무자
3. 공급인증서 번호
4. 공급인증서 제출 수량
5. 공급인증서 조달 형태
6. 공급인증서 중간적용가격(원/REC)

④ 제3항에 대하여 월간정산을 받고자 하는 공급의무자는 매월 20일까지 다음 각 호를 공급인증서 거래시스템을 통하여 전력거래소에 제출한다.

1. 공급인증서 월간정산 신청 여부(Yes/No)
2. 공급인증서 가격(원/REC)(고정가격계약(자체계약 제외)인 경우만 기재)

⑤ 전력거래소는 월간정산 자료를 검증하기 위하여 공급의무자에게 필요한 자료를 요청할 수 있으며, 이 경우 해당 공급의무자는 정당한 사유가 없는 한 이에 응하여야 한다.

⑥ 공급의무자는 공급인증서 거래시스템 장애 등으로 시스템 이용이 불가능한 경우 공문 등 별도의 방법으로 제4항의 자료를 제출할 수 있으며, 이 경우 전력거래소는 해당 월간정산 신청 내역을 장애 복구 후 공급인증서 거래시스템에 반영해야 한다.

제11.2.2조(공급의무자에 대한 의무이행비용 정산) ① 공급의무자에 대한 의무이행비용 정산은 [별표 25]에서 정한 공급의무자의 의무이행비용에 따라 정산한다. <개정 2015.9.30., 항번호 변경 2022.5.31.>

② 의무이행비용 산정은 공급의무자가 제11.2.1조 제2항에 명시된 제출기한 이내에 RPS 정산시스템에 입력된 자료를 기준으로 산정함을 원칙으로 한다. [신설 2022.5.31.]

③ 제11.2.1조 제2항에 명시된 제출기한이 경과한 이후 비용 정산에 반영하여야 할 추가 또는 수정자료를 제출하는 경우 해당자료의 추가 또는 수정사유와 함께 제출기한으로부터 실근무일 5일 이내에 제출하여야 한다. [신설 2022.5.31.]

제11.2.3조(전력구매자에 대한 의무이행비용 정산) 전력구매자에게 적용할 의무이행비용 정산 금액은 [별표25]에서 정한 전체 공급의무자의 의무이행비용 총액을 각 전력구매자가 구매한 전력량 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2015.9.30., 2021.7.1.>

제11.2.4조(정산 세부절차) 제2절에서 정하지 않은 정산에 관한 세부사항은 별표2와 별표25에 따른다.

제11.2.5조(산정검토안 통지) 전력거래소는 6월10일까지 연간정산을 위한 산정검토안을 공급의무자에게 통지하여야 한다. 단, 비용평가위원회 일정 등 여건을 고려하여 전력거래소는 통지시기를 조정할 수 있다. [신설 2022.5.31.]

제11.2.6조(산정검토안에 대한 조정신청) 공급의무자는 제11.2.5조의 규정에 의한 산정검토안 통지일로부터 실근무일 5일 이내에 전력거래소에 조정신청을 할 수 있다. 단, 비용평가위원회 일정 등 여건을 고려하여 전력거래소가 조정신청 기간을 별도로 정할 수 있다. [신설 2022.5.31.]

제11.2.7조(정정통지) 전력거래소는 산정검토안 통지 후 시스템 오류, 단순 오기 등에 의한 명백한 오류를 발견하였을 경우, 이를 정정하고 지체없이 그 결과를 해당 공급의무자에게 통지한다. [신설 2022.5.31.]

제11.2.8조(월간정산 초안 통지) 전력거래소는 월간정산 초안을 제11.2.1조의2제4항제1호 신청 월의 다음 달 10일까지 공급인증서 거래시스템을 통하여 해당 공급의무자에게 통지한다. [신설 2024.10.29.]

제11.2.9조(월간정산 조정 신청) 공급의무자는 제11.2.8조의 통지일로부터 영업일 7일 이내에 공급인증서 거래시스템을 통하여 전력거래소에 조정신청 할 수 있다. [신설 2024.10.29.]

제11.2.10조(월간정산 결과 통지) 전력거래소는 월간정산 결과를 제11.2.1조의2제4항제1호 신청 월의 다음 달 말일까지 공급인증서 거래시스템을 통하여 해당 공급의무자에게 통지한다. [신설 2024.10.29.]

제12장 수요반응자원의 거래 [본장신설 2014.11.3.]

제1절 통칙

제12.1.1조(용어의 정의) 이 장에서 사용하는 용어의 정의는 다음 각 호와 같다.

1. “고객기준부하”라 함은 수요반응참여고객이 전력부하를 감축하거나 증대하지 않았다면 사용했을 평상시 사용전력량을 예측한 값을 말한다. <개정 2021.1.1.>
2. “의무감축용량”이라 함은 수요반응자원을 보유한 수요관리사업자가 전력거래소의 실시간 전력수요 의무감축요청에 따라 전력부하를 감축할 수 있는 최대 용량(MW)을 말한다. <개정 2019.12.31>
3. “감축가능용량”이라 함은 수요반응자원을 보유한 수요관리사업자가 입찰을 통해 거래시간별로 하루전발전계획 및 신뢰도발전계획에 포함되어 전력부하를 감축할 수 있는 용량(MWh)을 말한다. <개정 2019.12.31., 2021.1.1., 2022.6.30.>
4. “감축가격”이라 함은 수요반응자원을 보유한 수요관리사업자가 거래시간별로 감축가능용량에 대해 입찰하는 가격을 말한다.
5. “전력부하감축량”이라 함은 수요반응참여고객이 전력부하를 감축한 거래시간별 고객기준부하와 실제 사용전력량과의 차이를 말한다.
6. “수요반응자원 순편익가격”이라 함은 수요반응자원을 보유한 수요관리사업자가 전력시장에 입찰할 수 있는 최소가격(원/kWh)을 말한다.
7. “감축계획량”이라 함은 하루전발전계획 및 신뢰도발전계획에 포함된 거래시간별 수요반응자원의 전력부하감축계획량을 말한다. <개정 2019.12.31., 2021.1.1, 2022.6.30.>
8. “전력거래기간”이라 함은 수요관리사업자가 등록한 수요반응자원이 전력부하감축량 또는 전력부하증대량의 거래에 참여할 수 있는 기간을 말한다. <개정 2019.12.31., 2021.1.1.>
9. “표준 수요반응자원(이하 ‘표준DR’이라 한다)”이라 함은 아래 각 호 중 하나에 해당하는 전기사용자를 수요반응참여고객으로 하는 수요반응자원을 말한다. [신설 2016.12.30.] <개정 2019.11.07., 2025.4.9.>
 - 가. 판매사업자와 전기사용계약을 체결한 전기사용자
 - 나. 구역전기사업자와 전기사용계약을 체결한 전기사용자
 - 다. 직접구매자
10. “중소형 수요반응자원(이하 ‘중소형DR’이라 한다)”이라 함은 아래 각 호 중 하나에 해당하는 전기사용자를 수요반응참여고객으로 하는 수요반응자원을 말한다. [신설 2016.12.30.] <개정 2019.11.07., 2025.4.9.>

가. 판매사업자와 전기사용계약을 체결한 전기사용자. 단, 계약용량이 2MW를 초과하고 계약종별이 산업용에 해당하는 전기사용자는 제외한다.

나. 구역전기사업자와 전기사용계약을 체결한 전기사용자. 단, 계약용량이 2MW를 초과하고 한국전력공사의 기본공급약관 별표2의 산업용전력 적용대상 기준표에 해당하는 전기사용자는 제외한다.

다. 직접구매자. 단, 한국전력공사의 기본공급약관 별표2의 산업용전력 적용대상 기준표에 해당하는 전기사용자는 제외한다.

11. “국민 수요반응자원(이하 ‘국민DR’이라 한다)”이라 함은 판매사업자 또는 구역전기사업자와 체결한 전기사용계약 중 계약전력이 200kW 이하 전기사용자, 주택용 전기사용자 및 집합건물에 속해있는 개별 세대를 수요반응참여고객으로 하는 수요반응자원을 말한다. [신설 2019.11.07.] <개정 2022.12.22.>

12. “독립운전 발전기”이라 함은 전력계통에 연계하지 않고 운전하는 발전기를 말한다. [신설 2018.11.1.] <호번호 변경 2019.11.07.>

13. “기준수요 초과에 따른 수요반응자원의 거래”라 함은 하루전발전계획 및 신뢰도발전계획 수립을 위한 전력수요 예측치가 동·하계 수급대책기간의 최대 전력수요(기준전망)를 초과 예상 시 참여하는 거래를 말한다. [신설 2019.12.31.], <개정 2021.1.1., 2022.6.30.>

14. “미세먼지 저감을 위한 수요반응자원의 거래”라 함은 미세먼지 저감 및 관리에 관한 특별법 제18조에 따라 고농도 미세먼지 비상저감조치 발령 시 참여하는 거래를 말한다. [신설 2019.12.31.]

15. “자발적 수요감축”이라 함은 하루전발전계획의 가격결정에 따른 수요감축, 피크수요 저감을 위한 수요감축, 미세먼지 저감을 위한 수요감축을 말한다. [신설 2019.12.31.], <개정 2021.1.1., 2021.9.18., 2022.12.22.>

16. “주파수연계 수요감축”이라 함은 저주파수계전기(UFR, 81U) 신호를 통해 전력부하를 감축하는 수요감축을 말한다. [신설 2020.11.01.]

17. “주파수 수요반응자원(이하 ‘주파수DR’이라 한다)”이라 함은 주파수연계 수요감축이 가능한 부하를 수요반응참여고객으로 하는 수요반응자원을 말한다. [신설 2020.11.01.]

18. “주파수 하락에 따른 수요반응자원의 거래”라 함은 계통주파수 측정값이 전력거래소가 별도로 정하는 기준주파수(이하 ‘기준주파수’라 한다) 이하로 하락 시 주파수연계 수요감축을 통해 참여하는 거래를 말한다. [신설 2020.11.01.]

19. “감축예상용량”이라 함은 주파수 수요반응자원별 등록신청 직전 1개월 09시~18시 사이의 1시간 단위 주파수연계 수요감축이 가능한 평균 사용전력량(kW)을 말한다. 단, 양수동력 부하를 수요반응참여고객으로 하는 주파수 수요반응자원의 경우 등록신청 직전 1개월 09시~18시 사이의 1시간 단위 평균 양

수전력량을 말한다. [신설 2020.11.01.] <개정 2023.6.30., 2025.4.9.>

20. “증대가능용량”이라 함은 수요반응자원을 보유한 수요관리사업자가 입찰을 통해 거래시간별로 신뢰도발전계획에 포함되어 전력부하를 증대할 수 있는 용량(MWh)을 말한다. [신설 2021.1.1.] <개정 2022.6.30.>

21. “전력부하증대량”이라 함은 수요반응참여고객이 전력부하를 증대한 거래시간별 고객기준부하와 실제 사용전력량과의 차이를 말한다. [신설 2021.1.1.]

22. “증대계획량”이라 함은 신뢰도발전계획에 포함된 거래시간별 수요반응자원의 전력부하증대계획량을 말한다. [신설 2021.1.1.] <개정 2022.6.30.>

23. “플러스 수요반응자원(이하 ‘플러스DR’이라 한다)”이라 함은 전력부하증대량 거래를 목적으로 하며, 아래 각 호 중 하나에 해당하는 전기사용자를 수요반응참여고객으로 하는 수요반응자원을 말하고, 육지와 제주지역을 구분한다. [신설 2021.1.1.] <개정 2024.3.28., 2025.4.9.>

가. 판매사업자와 전기사용계약을 체결한 전기사용자

나. 구역전기사업자와 전기사용계약을 체결한 전기사용자

다. 직접구매자

24. “자발적 수요증대”라 함은 하루전발전계획에 따른 전력부하증대량 거래를 위한 수요반응자원의 수요증대를 말한다. <개정 2022.5.31.>

25. “제주 플러스DR 기준출력제어량”이라 함은 제주지역 플러스DR의 증대계획량 산정을 위해 기준이 되는 출력제어량(MWh)을 말한다. [신설 2021.1.1.] <개정 2024.3.28.>

26. “제주 플러스DR 당일 기준출력제어량”이라 함은 제주지역 플러스DR의 실시간 전력수요 증대요청을 위해 기준이 되는 출력제어량(MWh)을 말한다. [신설 2022.5.31.] <개정 2024.3.28.>

27. “제주 수요반응자원(이하 ‘제주DR’이라 한다)”이라 함은 아래 각 호 중 하나에 해당하는 제주지역 전기사용자를 수요반응참여고객으로 하는 수요반응자원을 말한다. [신설 2022.5.31.] <개정 2025.4.9.>

가. 판매사업자와 전기사용계약을 체결한 전기사용자

나. 구역전기사업자와 전기사용계약을 체결한 전기사용자

다. 직접구매자

28. “예비력 확보를 위한 수요반응자원의 거래”라 함은 일별 최대부하 예상시간의 공급예비력이 적정 공급예비력 미만 예상 시 참여하는 거래를 말한다. [신설 2022.12.22.]

29. “피크수요 저감을 위한 수요반응자원의 거래”라 함은 기준수요 초과에 따른 수요반응자원의 거래 및 예비력 확보를 위한 수요반응자원의 거래를 말한다. [신설 2022.12.22.]

30. “휴일 표준 수요반응자원(이하 ‘H-표준DR’이라 한다)”이라 함은 아래 각

호 중 하나에 해당하는 전기사용자를 수요반응참여고객으로 하고, 봄철(3월 1일~5월 31일 및 같은 연도 설 연휴)과 가을철(9월 1일~11월 30일) 중 “관공서의 공휴일에 관한 규정”에 따른 공휴일 및 토요일(이하 ‘휴일’이라 한다)에 참여하는 수요반응자원을 말한다. [신설 2025.2.11.] <개정 2025.4.9.>

가. 판매사업자와 전기사용계약을 체결한 전기사용자

나. 구역전기사업자와 전기사용계약을 체결한 전기사용자

다. 직접구매자

31. “휴일 중소형 수요반응자원(이하 ‘H-중소형DR’이라 한다)”이라 함은 아래 각 호 중 하나에 해당하는 전기사용자를 수요반응참여고객으로 하고, 봄철(3월 1일~5월 31일 및 같은 연도 설 연휴)과 가을철(9월 1일~11월 30일) 중 휴일에 참여하는 수요반응자원을 말한다. [신설 2025.2.11.] <개정 2025.4.9.>

가. 판매사업자와 전기사용계약을 체결한 전기사용자. 단, 계약용량이 2MW를 초과하고 계약종별이 산업용에 해당하는 전기사용자는 제외한다.

나. 구역전기사업자와 전기사용계약을 체결한 전기사용자. 단, 계약용량이 2MW를 초과하고 한국전력공사의 기본공급약관 별표2의 산업용전력 적용대상 기준표에 해당하는 전기사용자는 제외한다.

다. 직접구매자. 단, 한국전력공사의 기본공급약관 별표2의 산업용전력 적용대상 기준표에 해당하는 전기사용자는 제외한다.

32. “휴일 제주 수요반응자원(이하 ‘H-제주DR’이라 한다)”이라 함은 아래 각 호 중 하나에 해당하는 제주지역 전기사용자를 수요반응참여고객으로 하고, 봄철(3월 1일~5월 31일 및 같은 연도 설 연휴)과 가을철(9월 1일~11월 30일) 중 휴일에 참여하는 수요반응자원을 말한다. [신설 2025.2.11.] <개정 2025.4.9.>

가. 판매사업자와 전기사용계약을 체결한 전기사용자

나. 구역전기사업자와 전기사용계약을 체결한 전기사용자

다. 직접구매자

제12.1.2조(적용 범위) 이 장은 전력시장에 참여하는 수요관리사업자의 전력거래에 적용한다.

제12.1.3조(전력시장 참여요건) ① 전력시장에 참여하고자 하는 수요관리사업자는 전력거래자 등록, 수요반응자원 및 수요반응참여고객 등록을 마쳐야 한다.

② [신설 2021.1.1.] <삭제 2024.8.1.>

제12.1.4조(수요관리사업자의 의무) [본조신설 2019.12.13.] ① 수요관리사업자는 수요반응자원이 전력거래소의 전력수요 의무감축요청을 완수하도록 다음 각 호

를 준수하여야 한다.

1. 수요반응참여고객의 계약기간은 해당 수요반응자원이 전력거래기간 동안의 무감축용량을 이행할 수 있도록 설정되어야 한다.
 2. 수요반응참여고객과 계약한 감축용량의 합계는 전력거래기간 동안 수요반응자원의 의무감축용량보다 크거나 같아야 한다.
 3. 수요반응참여고객의 전력거래기간 내 총 감축시간은 수요반응자원의 총 감축시간을 이행할 수 있도록 설정되어야 한다.
 4. 수요감축이행 관련 계약내용이 수요반응자원의 감축 신뢰도를 저하시키지 않아야 한다.
- ② 수요관리사업자는 수요반응참여고객에게 전력거래소가 별도로 공지하는 전력시장과 관련한 필수정보를 고지하여야 한다.
- ③ 수요관리사업자는 주파수 하락에 따른 수요반응자원의 거래에 참여하는 수요반응자원의 주파수연계 수요감축이 자동으로 이행될 수 있도록 관련 설비를 설치하고 유지관리하여야 한다. [신설 2020.11.01.]

제12.1.5조(불공정 거래행위 금지) 수요관리사업자는 ‘독점규제 및 공정거래에 관한 법률’에 따라 불공정 거래행위를 하여서는 아니 된다. [본조신설 2019.12.13.]

제2절 전력거래자, 수요반응자원, 수요반응참여고객 등록, 변경, 말소

<절제목 변경 2024.2.13.>

- 제12.2.1조(전력거래자 등록)** ① 수요관리사업자로서 전력거래자의 등록을 하고자 하는 자는 제2항의 등록신청서 및 첨부서류를 갖추어 전력거래 개시 2개월 전까지 전력거래소에 전력거래자의 등록을 신청하여야 한다. <개정 2016.12.30.>
- ② 수요관리사업자의 전력거래자 등록에 필요한 등록신청서 및 첨부서류는 다음 각 호와 같다.
1. 별지 제100-1호서식의 수요관리사업자의 전력거래자 등록신청서 <개정 2024.2.13.>
 2. 지능형전력망 수요반응관리서비스제공사업자 등록증 사본
 3. 부가가치세법 제8조 제7항에 의한 사업자등록증 사본 <개정 2019.12.31., 2024.8.1.>
 4. 시장은행 통장 사본 및 사업자 인감증명서(단, 시장은행 통장과 인감증명서의 날인이 다를 경우, 사용인감계 추가 제출) <개정 2024.2.13.>
 5. 「독점규제 및 공정거래에 관한 법률」 제9조제1항의 상호출자제한기업집단과의 관계 증빙자료
 6. 수요반응자원 전력거래시스템 계정신청서 [신설 2019.12.13.]

제12.2.2조(수요반응자원의 등록) ① 제12.2.1조에 따라 전력거래자로 등록한 수요관리사업자는 수요반응자원을 초기 또는 추가등록할 수 있다. 이 경우, 다음 각 호에 명시된 초기 또는 추가등록 신청기간 내에 제4항에 따른 등록 신청서류를 전력거래소에 제출하여야 한다. 다만, 제4항 제1호의 서류는 전자문서로 제출할 수 있으며 전자문서로 제출시 전자서명법에 의한 인증서를 사용하여 전자서명을 실시해야 한다. <개정 2015.9.30., 2018.6.15., 2019.11.07., 2024.2.13., 2024.8.1., 2025.2.11.>

1. 표준DR, 중소형DR, 제주DR <호번호 변경 및 개정 2019.11.07., 2020.11.01., 2021.1.1., 2022.5.31., 2022.12.27., 2023.6.30. 2024.2.13.>

구분	등록 신청기간	등록 완료일	전력거래기간
초기등록	10월10일~10월20일	11월30일	12월1일~다음해 11월 30일
추가등록	4월10일~4월20일	5월31일	6월1일~11월30일

2. H-표준DR, H-중소형DR, H-제주DR [신설 2025.2.11.]

구분	등록 신청기간	등록 완료일	전력거래기간
초기등록	10월10일~10월20일	11월30일	다음해 봄철 (3월1일~5월31일 및 같은 연도 설 연휴) 가을철 (9월1일~11월30일)
추가등록	4월10일~4월20일	5월31일	가을철 (9월1일~11월30일)

3. 국민DR [신설 2019.11.07.] <개정 2020.7.8., 2021.9.18., 2021.12.28., 2024.2.13.> <호번호 변경 2025.2.11.>

구분	등록 신청기간	등록 완료일	전력거래기간
초기등록	홀수년도 10월10일~10월20일	11월 30일	홀수년도 12월1일~다다음해 11월 30일
추가등록	매월 15일~20일 (단, 홀수년도 10월, 11월 제외)	매월 말일	완료일 익일부터 초기 전력거래기간 종료일

4. 주파수DR, 플러스DR [신설 2021.1.1.] <호번호 변경 및 개정 2023.6.30., 2024.2.13., 2025.2.11.>

구분	등록 신청기간	등록 완료일	전력거래기간
초기등록	10월10일~10월20일	11월30일	12월1일~다음해 11월 30일
추가등록	2월15일~2월20일	2월28일 (윤년29일)	3월1일~11월30일
	4월10일~4월20일	5월31일	6월1일~11월30일
	8월15일~8월20일	8월31일	9월1일~11월30일

② 제1항에도 불구하고 다음 각 호에 해당하는 경우 수요반응자원의 등록 신청기간 또는 등록 완료일을 변경한다. [신설 2024.2.13.]

1. 등록 신청기간의 초일 또는 말일이 공휴일 또는 거래소 휴일에 해당하는 경우, 해당 일자를 공휴일 또는 거래소 휴일 직후의 영업일로 변경한다.
2. 등록 신청기간에 포함된 영업일이 7일(2월 또는 8월의 추가등록의 경우 4일) 미만일 경우, 등록 신청기간 내 영업일이 7일(2월 또는 8월의 추가등록의 경우 4일)이 되는 일자까지 등록 신청기간을 연장한다.
3. 등록 완료일이 공휴일에 해당하는 경우, 해당 일자를 공휴일 직전의 영업일로 변경한다.

③ 수요반응자원의 등록요건은 다음 각 호와 같으며 제1항의 등록 신청기간 종료일부터 전력거래기간 종료일까지 이를 만족하여야 한다. <항번호 변경 및 개정 2017.12.29., 2019.11.07., 2024.2.13., 2024.3.28.>

1. 수요반응자원의 등록은 1개의 수요반응자원에 대하여 1개의 등록을 원칙으로 한다.
2. 수요반응자원은 다음 각 목에 따라 지역별로 구분하여 등록하여야 한다.
<개정 2019.11.07., 2022.5.31., 2024.2.13., 2024.3.28., 2025.2.11.>
 - 가. 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR : 수도권, 비수도권
 - 나. 제주DR/H-제주DR, 플러스DR : 제주권
 - 다. 국민DR, 플러스DR : 육지권, 제주권
 이때, 플러스DR의 육지권은 별지 제101-5호 서식에 따라 세부 지역별로 구분하여 등록한다.
 - 라. 주파수DR : 육지권
3. 개별 수요반응자원의 의무감축용량은 다음 표의 내용을 만족하여야 한다.
<개정 2016.12.30., 2019.11.07., 2020.7.8., 2020.11.01., 2022.5.31., 2024.2.13., 2025.2.11.>

구분	의무감축용량
표준DR/H-표준DR	10MW 초과 ~ 500MW 이하
중소형DR/H-중소형DR	2MW 초과 ~ 50MW 이하
제주DR/H-제주DR	2MW 초과 ~ 500MW 이하
국민DR	제한없음
주파수DR	1MW 이상 (감축예상용량)

4. 개별 수요반응자원의 수요반응참여고객 수는 다음 각 호를 만족하여야 한다. <개정 2020.11.01., 2021.1.1., 2022.5.31., 2024.2.13., 2025.2.11.>

가. 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR, 국민DR : 10개 이상

나. 주파수DR, 플러스DR : 1개 이상

④ 수요반응자원의 등록에 필요한 등록신청서는 다음 각 호와 같다. <항번호 변경 및 개정 2024.2.13., 2024.8.1.>

1. 별지 제101-1호 내지 별지 제101-5호 서식의 등록하고자 하는 수요반응자원과 관련한 수요반응자원 등록신청서 (단, 사업자 범용 공인인증서 외 전자서명 시 별지 제105호 서식의 위임장 추가 제출) <개정 2024.2.13., 2024.8.1.>

⑤ <항번호 변경 및 삭제 2024.2.13.>

⑥ 전력거래소는 “주파수 하락에 따른 수요반응자원의 거래”의 기준주파수 단계별 필요용량을 등록신청기간 전 별도로 공지하고, 각 단계별 주파수 수요반응자원 감축예상용량의 합이 필요용량을 초과하지 않도록 관리하며, 수요관리사업자는 주파수DR 수요반응자원에 대하여 전력거래기간 중 기준주파수 단계를 변경할 수 없으며 다음 각 호의 사항 중 하나를 선택하여야 한다. [신설 2020.11.01.] <개정 2022.12.27., 2023.6.30.> <항번호 변경 2024.2.13.>

1. 기준주파수 단계 <호번호 신설 2023.6.30.> <개정 2025.4.9.>

단계	1단계	2단계	3단계	4단계	5단계
기준주파수[Hz]	59.85	59.80	59.65	59.60	59.40

단, 1, 3단계는 개별부하 및 계량완화 주파수 수요반응자원만, 2, 4, 5단계는 양수동력부하 주파수DR 수요반응자원만 참여가 가능하다.

2. 계량 방식 [신설 2023.6.30.] <개정 2025.4.9.>

방식	기준
개별부하	주파수연계 수요감축에 참여하는 개별부하를 단독 계량하는 주파수DR 수요반응참여고객으로만 구성된 수요반응자원
계량완화	개별부하 및 양수동력 부하 방식 외 주파수 수요반응자원
양수동력 부하	주파수연계 수요감축에 참여하는 양수동력부하를 단독 계량하는 주파수DR 수요반응참여고객으로만 구성된 수요반응자원

제12.2.2조의2(수요반응자원 의무감축용량 상한 및 재배분) [신설 2025.2.11.] ①

전력거래소는 H-표준DR/H-중소형DR/H-제주DR 수요반응자원의 의무감축용량 상한을 등록신청 전 별도로 공지한다.

② 제12.2.2조 제1항 제2호에 따른 등록기간 이후 등록 신청된 의무감축용량의 합계가 제1항의 상한을 초과할 경우, 전력거래소는 아래 식에 따라 수요반응자원별 의무감축용량을 재배분하고, 재배분 결과를 제12.3.1.2조 제3항의 등록시험 시행 기간의 영업일 3일 이전까지 수요관리사업자에게 통지한다.

$$RORC_{i,t} = mORC_{i,t} + \max(0, ORCC - \sum_i^{H-표준DR, H-중소형DR, H-제주DR} mORC_{i,t}) \times \frac{ORC_{i,t} - mORC_{i,t}}{\sum_i^{H-표준DR, H-중소형DR, H-제주DR} (ORC_{i,t} - mORC_{i,t})}$$

여기서,

$RORC_{i,t}$: 재배분된 개별 수요반응자원의 의무감축용량

$ORCC$: 전체 수요반응자원의 의무감축용량 상한

$ORC_{i,t}$: 개별 수요반응자원의 의무감축용량

$mORC_{i,t}$: 수요반응자원의 종류별 최소 의무감축용량(H-표준DR의 경우 10.001, H-중소형DR 및 H-제주DR의 경우 2.001)

③ 제2항의 식에 따라 재배분된 의무감축용량의 합계가 제1항의 상한을 초과할 경우, 재배분된 의무감축용량을 기준으로 등록시험을 시행하고, 제12.3.1.4조에 따라 조정한다. 제12.3.1.4조에 따라 조정된 의무감축용량의 합계가 제1항의 상한을 초과할 경우, 아래 각 목에 따라 등록을 완료한다.

가. $ORCC - \sum_i^{n-1} RORC_{i,t} \geq RORC_{n,t}$ 일 경우, n번째 수요반응자원을 등록한다.

나. $ORCC - \sum_{i=1}^{n-1} RRORC_{i,t} < RRORC_{n,t}$ 일 경우, n번째 수요반응자원을 등록하지

않고, $RRORC_{n,t}$ 를 0으로 변경한다.

다. n+1번째 수요반응자원에 대해 가목과 나목의 절차를 시행한다.

여기서,

n번째 수요반응자원 : 등록시험에 참여한 수요반응자원 중 등록시험의 평균 감축이행률이 n번째로 높은 수요반응자원

$RRORC_{n,t}$: n번째 수요반응자원의 등록시험의 결과에 따라 조정된 의무감축용량

ORCC : 전체 수요반응자원의 의무감축용량 상한

제12.2.3조(수요반응참여고객의 등록) ① 제12.2.2조에 따라 등록 신청 또는 등록 완료된 수요반응자원에 수요반응참여고객을 신규 등록하고자 하는 수요관리사업자는 다음 각 호에 명시된 수요반응자원별 수요반응참여고객 등록 신청기간 내에 제4항에 따른 등록 신청서류를 전력거래소에 제출하여야 한다. 다만, 제4항 제1호의 서류는 전자문서로 제출할 수 있으며 전자문서로 제출시 전자서명법에 의한 인증서를 사용하여 전자서명을 실시해야 한다. <개정 2015.9.30., 2018.6.15., 2019.12.31., 2020.7.8., 2020.11.01., 2024.2.13., 2024.8.1.>

1. 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR, 플러스DR, 주파수DR <개정 2021.1.1., 2021.12.28. 2022.5.31., 2023.6.30., 2024.2.13., 2025.2.11.>

구분	신청 기간	거래 적용일
동계	10월 10일 ~ 10월 20일	12월 1일
춘계	2월 15일 ~ 2월 20일	3월 1일
하계	4월 10일 ~ 4월 20일	6월 1일
추계	8월 15일 ~ 8월 20일	9월 1일

2. 국민DR [신설 2019.11.07.] <삭제 2020.7.8.> [신설 2021.12.28.]

등록 신청기간은 제12.2.2조에 따른 국민DR 수요반응자원의 초기등록 및 추가등록 신청기간과 동일하며, 거래 적용일은 등록 신청 익월 1일부터로 한다.

3. 주파수DR <개정 2022.12.27.> <삭제 2023.6.30.>

② 제1항에도 불구하고 다음 각 호에 해당하는 경우 수요반응참여고객의 등록 신청기간을 연장한다. [신설 2024.2.13.]

1. 등록 신청기간의 초일 또는 말일이 공휴일 또는 거래소 휴일에 해당하는 경우, 해당 일자를 공휴일 또는 거래소 휴일 직후의 영업일로 변경한다.

2. 등록 신청기간에 포함된 영업일이 7일(춘계 또는 추계등록의 경우 4일) 미만일 경우, 등록 신청기간 내 영업일이 7일(춘계 또는 추계등록의 경우 4일)이 되는 일자까지 등록 신청기간을 연장한다.
- ③ 수요반응참여고객의 등록요건은 다음 각 호와 같으며, 제1항의 등록 신청기간 종료일부터 전력거래기간 종료일까지 이를 유지하여야 한다. <항번호 변경 및 개정 2017.12.29., 2019.11.07., 2024.2.13., 2024.3.28.>
 1. 수요반응참여고객은 등록 신청 또는 등록 완료된 수요반응자원에 속하여야 한다. [신설 2024.2.13.]
 2. 1개의 수요반응참여고객은 1개의 수요반응자원에 등록함을 원칙으로 한다. 단, H-표준DR, H-중소형DR, H-제주DR, 주파수DR(양수동력 부하 제외), 플러스DR의 수요반응참여고객에 한하여, 다른 종류의 수요반응자원과 중복하여 등록할 수 있다. <호번호 변경 및 개정 2020.11.01., 2021.1.1., 2024.2.13., 2025.2.11., 2025.4.9.>
 3. 긴급절전제도를 제외한 비상수급수요조절제도 등 타 부하관리제도와 중복하여 참여할 수 없다. <개정 2016.12.30.> <호번호 변경 2024.2.13.>
 4. 「계량에 관한 법률」 제14조에 따라 형식승인을 받은 전력량계가 사용되어야 하며, 전력거래소가 정하여 공고하는 요구기준(이하 “전력거래소 요구기준”이라 한다)에 따라 설치 및 사용전력량 데이터를 전송하여야 한다. 다만, 피크저감용ESS를 사용하여 H-표준DR, H-중소형DR, H-제주DR, 육지 플러스DR에 등록하는 수요반응참여고객의 전력량계는 ESS 사용전력량만 계량될 수 있도록 설치하여야 한다. <호번호 변경 및 개정 2016.12.30., 2019.11.07., 2019.12.31., 2020.11.01., 2023.6.30., 2024.2.13., 2024.3.28., 2025.2.11.>
 5. 제4호의 전력량계 사용전력량 데이터는 당해 수요관리사업자와 특수관계(동일연결 실체내의 일원인 기업 및 관계기업, 기타 한국채택국제회계기준의 규정에서 특수관계자로 보는 경우)에 있지 아니한 다음 각 목의 사업자를 통하여 전력거래소에 원격으로 제공되어야 한다. 단, 직접구매자에 해당하는 수요반응참여고객의 경우, 제4.1.2조에 따라 취득된 계량데이터를 사용한다. [신설 2019.11.07.] <호번호 변경 및 개정 2019.12.31., 2024.2.13., 2025.4.9.>
 - 가. 판매사업자
 - 나. 구역전기사업자
 - 다. 전력량정보제공사업자
 6. 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR에 등록하는 수요반응참여고객은 전력거래소 요구기준에 따라 사용전력량 감시기기를 설치하고 5분 단위 실시간 사용전력량 데이터를 전송하여야 한다. 단, 제4호의 전력량계가 감시기기 요구조건을 충족할 경우, 감시기기 설치를 생략할 수 있다. <개정 2017.12.29., 호번호 변경 및 개정 2019.11.07., 2019.12.31.,

2021.1.1., 2022.5.31., 2024.2.13., 2025.2.11.>

7. 표준DR 수요반응참여고객의 경우 전기소비형태가 별표 29에서 정한 기준을 충족하여야 한다. <개정 2016.12.30., 호번호 변경 2019.11.07.>

8. 수요반응참여고객의 주소는 해당 수요반응참여고객이 속한 수요반응자원의 제12.2.2조 제3항 제2호에 따른 지역별 구분과 일치하여야 한다. <호번호 변경 및 개정 2019.11.07., 2022.5.31., 2024.2.13.>

9. 자가용 발전기를 사용하여 수요감축을 하는 경우 다음 각 목의 요구사항을 만족하여야 한다. [신설 2018.11.1.] <호번호 변경 2019.11.07.> <개정 2019.12.13.>

가. 전력계통에 연계하여 운전하는 발전기의 경우 송전사업자, 배전사업자, 구역전기사업자 중 해당 전력계통을 관리하는 사업자와 병렬운전조작합의를 체결하여야 한다. [신설 2019.12.13.]

나. 전력계통에 연계하지 않고 독립 운전하는 발전기의 경우 독립운전을 가능하게 하는 설비가 설치되어 있어야 한다. [신설 2019.12.13.]

10. 주파수DR 수요반응참여고객은 수요반응자원을 변경할 수 없으며, 추가등록 수요반응참여고객은 신규 주파수DR 수요반응자원에 등록을 원칙으로 한다. [신설 2023.6.30.]

11. 주파수DR 수요반응참여고객의 경우 주파수연계 수요감축이 가능하여야 한다. [신설 2020.11.01.]

④ 수요반응참여고객의 등록에 필요한 등록신청서 및 첨부서류는 다음 각 호와 같다. 다만, 동일 수요관리사업자가 연속하여 등록하는 수요반응참여고객의 경우, 변동사항이 없는 서류의 제출은 생략할 수 있다. <항번호 변경 및 개정 2024.2.13.>

1. 별지 제102-1호 내지 별지 제102-4호 서식의 등록하고자 하는 수요반응참여고객과 관련한 수요반응참여고객 등록신청서 (단, 사업자 범용 공인인증서 외 전자서명 시 별지 제105호 서식의 위임장 추가 제출) <개정 2024.2.13., 2024.8.1.>

2. 법인사업자의 경우 별지 제106-1호 서식의 정보 제공 동의서, 개인사업자 또는 개인인 경우 별지 제106-2호 서식의 개인정보제공 동의서 <개정 2018.6.15, 2019.11.07>

3. 전기사용계약 또는 직접구매자 등록 내용을 확인할 수 있는 객관적 증빙자료. 다만, 국민DR 수요반응참여고객 중 집합건물의 개별 세대인 전기사용자와 주파수DR 수요반응참여고객 중 전기사용자의 개별부하일 경우 생략 가능 <개정 2019.11.07., 2020.11.01., 2025.4.9.>

4. 수요관리사업자와 수요반응참여고객의 관계 증빙자료

5. 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래에서 비상발전기를 수요 감축

수단으로 이용하는 경우, 대기 오염물질배출시설 설치 허가 또는 신고에 관한 증빙자료 [신설 2016.12.30.] <개정 2019.12.31>

6. 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR의 수요반응 참여고객의 경우 제2항 제6호에 따른 실시간 전력량 감시기기 관련 서류 일체 [신설 2017.12.29.] <개정 2019.11.07., 2024.2.13., 2025.2.11.>

7. 제2항 9호에 따라 자가용 발전기를 사용하여 수요감축을 하는 경우 다음 각 목의 해당되는 서류 [신설 2018.11.1.] <개정 2019.12.13.>

가. 전력계통에 연계하여 운전하는 발전기의 경우 병렬운전조작합의서 사본 [신설 2019.12.13.]

나. 전력계통에 연계하지 않고 독립 운전하는 발전기의 경우 전기사업법 시행규칙에 의한 사용전검사 확인증 또는 정기검사 확인증 사본 [신설 2019.12.13.]

8. 전력량데이터가 전력량정보제공사업자를 통해 전송될 경우 전력량정보제공사업자에 대한 지능형전력망 사업자 등록증 사본 [신설 2019.11.07.]

9. 전력거래소가 별도로 공지하는 전력시장 필수정보 고지 확인서 [신설 2019.12.13.]

10. 주파수DR의 수요반응참여고객의 경우 제3항 제11호에 대한 증빙자료 [신설 2020.11.01.] <개정 2024.2.13.>

⑤ <항번호 변경 및 삭제 2024.2.13.>

⑥ <항번호 변경 및 삭제 2024.2.13.>

제12.2.4조(수요반응자원 전력거래시스템 자료입력) 수요관리사업자는 수요반응자원 및 수요반응참여고객의 등록정보를 등록신청기간에 수요반응자원 전력거래시스템에 입력하여야 한다. <개정 2018.12.12.>

제12.2.5조(등록말소) <본조제목변경 2019.12.13.> <조번호 변경 및 삭제 2024.2.13.>

제12.2.6조(전력거래자 변경) 수요관리사업자는 등록된 사업자 정보가 변경된 경우, 변경 사유 발생일 이후 영업일 20일 이내에 전력거래소에 별지 제100-2호의 수요관리사업자의 전력거래자 변경신청서 및 변경 정보와 관련된 증빙서류를 제출해야 하며, 수요반응자원 전력거래시스템 입력사항을 수정하여야 한다. [신설 2024.2.13.]

제12.2.7조(수요반응참여고객 변경) 수요관리사업자는 등록된 수요반응참여고객 정보가 변경된 경우, 변경 사유 발생일 이후 영업일 20일 이내에 전력거래시스템

에 입력사항을 수정하고 전력거래소에 다음 각 호의 서류를 제출해야 한다. 다만, 제1호의 서류는 전자문서로 제출할 수 있으며 전자문서로 제출시 전자서명법에 의한 인증서를 사용하여 전자서명을 실시해야 한다. [신설 2024.2.13.] <개정 2024.8.1.>

1. 별지 제102-5호의 수요반응참여고객 변경신청서(단, 사업자 범용 공인인증서 외 전자서명 시 별지 제105호 서식의 위임장 추가 제출) [신설 2024.8.1.]
 2. 변경 정보와 관련된 증빙서류 [신설 2024.8.1.]
- ② 제1항에도 불구하고 변경 목적이 수요반응참여고객을 기존에 등록된 수요반응자원에서 타 수요반응자원으로 이동하는 것일 경우에는 제12.2.8조를 따른다. [신설 2024.8.1.]

제12.2.8조(수요반응참여고객 이동) ① 수요반응참여고객을 기존에 등록된 수요반응자원에서 타 수요반응자원으로 이동하고자 하는 수요관리사업자는 제12.2.3조 제1항의 수요반응참여고객 등록 신청기간 내에 다음 각 호의 서류를 제출해야 한다. 다만, 제1호의 서류는 전자문서로 제출할 수 있으며 전자문서로 제출시 전자서명법에 의한 인증서를 사용하여 전자서명을 실시해야 한다. [신설 2024.2.13.] <개정 2024.8.1.>

1. 별지 제102-6의 수요반응참여고객 이동신청서 (단, 사업자 범용 공인인증서 외 전자서명 시 별지 제105호 서식의 위임장 추가 제출) [신설 2024.8.1.]
- ② 제1항에도 불구하고 제12.2.2조 제1항에 따라 초기등록된 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR 수요반응자원 중 실시간 전력수요의무감축요청에 따른 거래에서 거래시행일별 평균 감축이행률이 80% 미만인 날이 2회 이상인 수요반응자원의 경우에는 타 수요반응자원으로 이동시킬 수 없다. [신설 2024.8.1.] <개정 2025.2.11.>
- ③ 수요반응참여고객의 수요반응자원 이동 시점은 해당 등록 신청기간의 거래적용일로 한다. [신설 2024.2.13.] <항번호 변경 2024.8.1.>

제12.2.9조(전력거래자 말소) ① 수요관리사업자가 폐업 등 사유로 수요관리사업자 등록을 말소하고자 하는 경우, 말소 희망일 1개월 전까지 전력거래소에 별지 제100-3호의 수요관리사업자의 전력거래자 말소신청서를 제출하여야 한다. 이 경우, 전력거래소는 특별한 사정이 없는 한, 말소 희망일에 해당 전력거래자를 말소 처리하여야 한다. [신설 2024.2.13.]

- ② 전력거래소는 수요관리사업자가 수요관리사업을 폐지하였음에도 불구하고 제1항에 따라 말소 신청을 하지 않은 경우, 전력거래소는 해당 수요관리사업자를 말소 처리한다. 이때, 말소일은 수요관리사업을 폐지한 일자로 하고, 해당 일자를 객관적으로 확인할 수 없는 경우에는 전력거래소가 해당 수요관리사업자

의 수요관리사업 폐지 사실을 인지한 일자로 한다. [신설 2024.2.13.]

③ 전력거래소는 제1항 또는 제2항에 따라 말소 처리한 수요관리사업자의 수요 반응자원 및 수요반응참여고객을 말소 처리한다. 이 경우, 수요반응자원 및 수요반응참여고객의 말소일은 해당 수요관리사업자의 말소일로 한다. [신설 2024.2.13.]

제12.2.10조(수요반응자원 말소) ① 수요관리사업자가 수요반응자원을 말소하고자 하는 경우, 말소 희망일 전까지 다음 각 호의 서류를 전력거래소에 제출하여야 한다. 다만, 제1호의 서류는 전자문서로 제출할 수 있으며 전자문서로 제출시 전자서명법에 의한 인증서를 사용하여 전자서명을 실시해야 한다. 이 경우, 전력거래소는 특별한 사정이 없는 한, 말소 희망일에 해당 수요반응자원 말소를 처리하여야 한다. [신설 2024.2.13.] <개정 2024.8.1.>

1. 별지 제101-6의 수요반응자원 말소신청서 (단, 사업자 범용 공인인증서 외 전자서명 시 별지 제105호 서식의 위임장 추가 제출) [신설 2024.8.1.]

② 전력거래소는 제1항에 따라 말소된 수요반응자원에 속한 수요반응참여고객을 말소 처리한다. 이 경우, 수요반응참여고객의 말소일은 해당 수요반응자원의 말소일로 한다. [신설 2024.2.13.]

③ 말소된 수요반응자원은 말소일의 익일부터 전력거래가 제한된다. [신설 2024.2.13.]

제12.2.11조(수요반응참여고객 말소) 수요관리사업자가 수요반응참여고객을 말소하고자 하는 경우, 말소 희망일 전까지 전력거래소에 다음 각 호의 서류를 제출하여야 한다. 다만, 제1호의 서류는 전자문서로 제출할 수 있으며 전자문서로 제출시 전자서명법에 의한 인증서를 사용하여 전자서명을 실시해야 한다. 이 경우, 전력거래소는 특별한 사정이 없는 한, 말소 희망일에 해당 수요반응참여고객 말소를 처리하여야 한다. [신설 2024.2.13.] <개정 2024.8.1.>

1. 별지 제102-7의 수요반응참여고객 말소신청서 (단, 사업자 범용 공인인증서 외 전자서명 시 별지 제105호 서식의 위임장 추가 제출) [신설 2024.8.1.]

제12.2.12조(등록 취소 및 말소) <본조 제목 변경, 조번호 변경 2024.2.13.>

① 수요관리사업자가 폐업 등 부득이한 사유로 수요관리사업자 등록 또는 수요반응자원 등록을 말소하고자 하는 경우 말소 1개월 전까지 전력거래소에 신청하여야 하고, 전력거래소는 특별한 사정이 없는 한 말소 신청에 대해 처리하여야 한다. <개정 2018.6.15., 2019.12.13.>

② 전력거래소는 수요관리사업자가 수요관리사업을 폐지하였음에도 불구하고 수요관리사업자 및 수요반응자원의 등록 말소를 신청하지 아니한 경우 직권으

로 등록을 말소하여야 한다. <개정 2018.6.15., 2019.12.13.>

③ 전력거래소는 다음 각 호에 해당하는 수요반응자원 또는 수요반응참여고객의 등록을 취소하거나 말소 처리할 수 있다. <개정 2024.2.13.>

1. 제12.2.2조 제4항 또는 제12.2.3조 제4항에 따라 제출한 등록신청 서류에 허위, 과장, 누락 사항이 있을 경우
2. 제12.2.4조에 따라 전력거래시스템에 입력한 등록정보에 허위, 과장, 누락 사항이 있을 경우
3. 제12.2.2조 제3항 또는 제12.2.3조 제3항의 등록요건을 만족하지 않는 경우

제3절 등록시험 및 감축시험

제1관 등록시험

제12.3.1.1조(대상) 전력거래소는 제12.2.2조에 따라 전력거래를 개시하고자 등록 신청한 신규 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR에 대하여 등록시험을 시행하여야 한다. <개정 2019.11.07., 2023.8.30., 2025.2.11.>

제12.3.1.2조(검증항목 및 일시) ① 전력거래소는 다음 각 호에 해당하는 수요반응 자원의 기능을 검증하여야 한다.

1. 의무감축용량
2. 감축준비시간

② 전력거래소는 등록시험의 감축지속시간을 다음 각 호에 따라 적용한다. <개정 2018.6.15., 2022.5.31., 2025.2.11.>

1. 표준DR/H-표준DR : 3시간~4시간
2. 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR : 1시간

③ 전력거래소는 등록시험을 등록 신청기간 익월의 1~2주(주차 기준은 ISO 8601을 따름) 중에 불시에 시행한다. <개정 2015.9.30., 2019.11.07., 2024.2.13.>

④ 등록시험은 다음 각 호의 시간에 시행한다. <개정 2022.5.31., 2025.2.11.>

1. 표준DR, 중소형DR : 영업일 09시~20시(12시~13시 제외)
2. 제주DR : 영업일 10시~21시
3. H-표준DR, H-중소형DR, H-제주DR : 휴일 10시~17시

제12.3.1.3조(평가 및 통지) ① 전력거래소는 제12.5.1.3조에 따라 취득한 정산용 사용전력량 데이터를 활용하여 등록시험일로부터 영업일 7일 이내에 등록시험에 참여한 수요반응자원의 감축 실적을 평가하여야 한다. <개정 2017.12.29.,

2019.12.13., 2024.8.1.>

② 전력거래소는 등록시험에 참여한 수요반응자원을 보유한 수요관리사업자에게 등록시험일로부터 영업일 7일 이내에 등록시험의 결과 및 조치사항을 통지하여야 한다. <개정 2019.12.13., 2024.8.1.>

제12.3.1.4조(결과에 대한 조치) ① 전력거래소는 등록시험의 평균 감축이행률이 80% 이상 97% 미만인 수요반응자원에 대해서 해당 수요반응자원의 등록신청용량에 평균 감축이행률을 곱한 값으로 등록한 의무감축용량을 조정하여야 한다. <개정 2019.12.31>

② 전력거래소는 등록시험의 평균 감축이행률이 80% 미만이거나 시간대별 최소 감축이행률이 70% 미만인 수요반응자원에 대해서 해당 거래기간의 참여를 제한하며 해당 수요관리사업자에게 기본정산금 및 실적정산금을 지급하지 않는다. <개정 2019.12.31>

③ 전력거래소는 등록시험에 따른 수요반응자원의 전력부하감축거래량에 대해서 수요관리사업자에게 실적정산금을 지급하지 않는다.

제12.3.1.5조(등록시험 전 전력수요 의무감축요청이 발령된 경우에 대한 조치)
<삭제 2016.12.30.>

제12.3.1.6조(결과 통지 전 전력수요 의무감축요청이 발령된 경우에 대한 조치)
<삭제 2016.12.30.>

제12.3.1.7조(결과에 대한 이의신청) ① 수요관리사업자는 제12.3.1.4조의 규정에 의한 등록시험 결과를 통지 받은 후, 통지일로부터 영업일 3일 이내에 전력거래소에 이의신청을 할 수 있다. <개정 2024.8.1.>

② 전력거래소는 제1항의 이의신청에 대해서 이의신청마감일로부터 영업일 10일 이내에 처리결과를 수요관리사업자에게 통지하여야 한다. <개정 2015.9.30., 2024.8.1.>

③ 전력거래소는 수요관리사업자의 이의신청이 접수된 날로부터 합의가 이루어진 날까지 해당 수요반응자원에 대해서 전력거래 개시를 보류한다. <개정 2019.12.13.>

제12.3.1.8조(등록시험 후 수요반응참여고객 등록신청 취소) <본조제목변경 2019.12.13.> 수요관리사업자는 등록시험 결과에 따른 수요반응자원의 의무감축용량 확정 후 등록완료일 영업일 2일 전까지 수요반응참여고객의 등록신청을 취소할 수 있다. [신설 2018.6.15.] <개정 2019.12.13., 2024.8.1.>

제2관 감축시험

제12.3.2.1조(감축시험) ① 전력거래소는 제5.3.1조의 전력수요 의무감축요청 조건과 상관없이 다음 각 호에 따라 전력거래에 참여 중인 수요반응자원을 대상으로 감축시험 및 감축재시험, 감축신뢰성시험을 시행한다. 단, 주파수DR 및 플러스DR은 시행하지 아니한다. <개정 2016.12.30., 2019.12.31., 2020.11.01., 2021.4.30., 2023.6.30.>

1. 표준DR, 중소형DR, 제주DR <개정 2022.5.31.>

가. 감축시험은 12월 및 6월 1~2주(주차 기준은 ISO 8601을 따름)에, 감축재시험은 12월 및 6월 3~4주에 시행함을 원칙으로 한다. 표준DR의 감축지속시간은 1~4시간으로 하며, 중소형DR 또는 제주DR의 감축지속시간은 1시간으로 한다. <개정 2019.12.31., 2022.5.31., 2024.2.13.>

나. 감축시험은 시험기간 내 전체 자원에 대하여 불시에 시행한다. <개정 2019.12.31>

다. 감축재시험은 당월 감축시험 및 감축시험을 대체하는 전력수요 의무감축요청의 평균 감축이행률이 97% 미만이거나 시간대별 최소 감축이행률이 70% 미만인 자원 중 재시험을 희망하는 자원을 대상으로 시험기간 내 불시에 시행한다. <개정 2019.12.31., 2023.6.30.>

라. 감축시험 및 감축재시험, 감축신뢰성시험 기간에 전력수요 의무감축요청을 받은 자원은 해당 기간 첫 번째 전력수요 의무감축 실적으로 시험을 대체한다. [신설 2019.11.07.] <개정 2019.12.31.> <목번호변경 및 개정 2023.6.30.>

마. 감축신뢰성시험은 전력수요 의무감축요청 실적을 고려하여 동·하계 전력수급대책기간(가목의 감축시험 및 감축재시험 기간 제외) 중 전체 자원에 대하여 불시에 시행함을 원칙으로 한다(동계 1회, 하계 1회 시행). 표준DR의 감축지속시간은 1~4시간으로 하며, 중소형DR 또는 제주DR의 감축지속시간은 1시간으로 한다. 단, 수급상황에 따라 시험을 시행하지 아니할 수 있다. [신설 2023.6.30.]

2. H-표준DR, H-중소형DR, H-제주DR [신설 2025.2.11.]

가. 감축시험은 3월 및 9월 1~2주(주차 기준은 ISO 8601을 따름)에, 감축재시험은 3월 및 9월 3~4주에 시행함을 원칙으로 한다. H-표준DR의 감축지속시간은 1~4시간으로 하며, H-중소형DR 또는 H-제주DR의 감축지속시간은 1시간으로 한다.

나. 감축시험은 시험기간 내 전체 자원에 대하여 불시에 시행한다.

다. 감축재시험은 당월 감축시험 및 감축시험을 대체하는 전력수요 의무감축요청의 평균 감축이행률이 97% 미만이거나 시간대별 최소 감축이행률이 70%

미만인 자원 중 재시험을 희망하는 자원을 대상으로 시험기간 내 불시에 시행한다.

라. 감축시험 및 감축재시험 기간에 전력수요 의무감축요청을 받은 자원은 해당 기간 첫 번째 전력수요 의무감축 실적으로 시험을 대체한다.

3. 국민DR [신설 2019.11.07.] <호번호 변경 및 개정 2025.2.11.>

가. 매월 20일 기준 해당 월에 제5.3.1조 또는 제5.3.7조에 따른 전력수요 의무감축요청이 실시되지 않았을 경우, 해당 월 마지막 영업일까지 1회 시행한다. <개정 2025.2.11.>

나. 감축지속시간은 1시간으로 한다.

② <삭제 2016.12.30.>

③ [신설 2018.2.9.] <삭제 2019.11.07.>

④ 전력거래소는 감축시험 및 감축재시험, 감축신뢰성시험에 대하여 실시간 급전운영에 따른 전력수요 의무감축요청과 동일하게 적용하되, 실적정산금 계산 시에는 별표 26에 따라 구분하여 정산한다. <항번호변경 2018.2.9.> <개정 2019.12.31., 2023.6.30.>

⑤ 감축시험 및 감축재시험은 수급상황에 따라 전력거래소가 시험기간을 연기 또는 시험을 면제할 수 있으며, 이는 수요자원 전력거래시스템에 사전에 공지한다. [신설 2018.2.9.] <개정 2019.12.31>

⑥ 전력거래소는 제12.5.1.3조에 따라 취득한 정산용 사용전력량 데이터를 활용하여 감축시험일 또는 감축재시험일, 감축신뢰성시험일로부터 영업일 7일 이내에 시험에 참여한 수요반응자원의 감축 실적을 평가하여 수요관리사업자에게 평가 결과 및 조치사항을 통보하여야 한다. [신설 2019.12.31.] <개정 2023.6.30., 2024.8.1.>

⑦ 전력거래소는 제1항 제1호 다목 및 제1항 제2호 다목에 따른 감축재시험 대상 중 재시험을 희망하지 않는 수요반응자원 또는 감축재시험의 평균 감축이행률이 97% 미만인 수요반응자원에 대해서 해당 수요반응자원의 의무감축용량에 평균 감축이행률을 곱한 값으로 의무감축용량을 조정하여 감축재시험일의 영업일 10일 후부터 적용하여야 한다. [신설 2019.12.31] <개정 2023.6.30., 2024.8.1., 2025.2.11.>

제12.3.2.2조(주파수연계 감축시험) ① 전력거래소는 다음 각 호에 따라 전력거래에 참여 중인 주파수DR을 대상으로 주파수연계 감축시험 및 감축재시험을 시행한다. [신설 2023.6.30.]

1. 주파수연계 감축시험은 개별부하 및 양수동력 부하가 아닌 주파수DR 수요반응참여고객이 포함된 주파수DR을 대상으로 한다. <개정 2025.4.9.>

2. 주파수연계 감축시험은 제12.2.3조 제1항 제1호에 따른 주파수DR 전력거래

적용일로부터 1개월 이내에 전력거래소가 별도 통지하는 시험일 및 전력거래 시간(09시~18시) 외 시행함을 원칙으로 한다. <개정 2024.2.13.>

3. 주파수연계 감축시험 및 감축재시험 이행률은 시험시간 10분 기준 주파수연계 감축량과 등록시 제출한 감축예상용량의 비율로, 감축재시험은 주파수연계 감축시험 이행률이 80%미만인 주파수DR에 대하여 해당 수요관리사업자가 감축시험일로부터 영업일 10일 이내 요청 시 전력거래소가 별도 통지하는 시험일 및 전력거래시간(09시~18시) 외 시행함을 원칙으로 한다. <개정 2024.8.1.>

4. 단, 동조 동항 제2호 및 제3호에 따른 시험일시는 전력계통 여건에 따라 전력거래소가 시험시간을 연기 또는 면제할 수 있으며, 이는 수요자원 전력거래 시스템에 사전에 공지한다.

5. 감축지속시간은 10분으로, 전력거래소는 자원별 시험일정을 수요관리사업자에게 사전 통보한다.

6. 구체적인 시험절차는 전력거래소가 정하여 공고하는 주파수연계 감축시험 가이드라인(이하 “주파수연계 감축시험 가이드라인”)에 따른다.

② 수요관리사업자는 동조 제1항에 따라 자체적으로 시험을 실시하며, 시험 종료 후 영업일 5일 이내에 다음 자료를 전력거래소로 제출한다. <개정 2024.8.1.>

1. 시험 인증 양식

2. 시험기간 1초 단위 모의 주파수(Hz)

3. 시험기간 1분 단위 전력사용량(MW) <개정 2024.2.13.>

4. 시험기간 1초 단위 UFR 동작여부

5. 그 외 주파수연계 감축시험 가이드라인에 따른 요구자료

③ 주파수연계 감축시험 및 감축재시험에 대하여 별표 26에 따라 실적정산금을 정산하며, 감축횟수에 포함하지 않는다.

④ 전력거래소는 제12.5.1.3조에 따라 취득한 정산용 사용전력량데이터를 활용하여 감축시험일로부터 영업일 7일 이내에 시험에 참여한 주파수 수요반응자원의 감축 실적을 평가하여 수요관리사업자에게 평가 결과 및 조치사항을 통보하여야 한다. <개정 2024.8.1.>

⑤ 전력거래소는 동조 제1항에 따른 주파수연계 감축시험 이행률이 80% 이상 97% 미만인 주파수 수요반응자원에 대해서 해당 수요반응자원의 감축예상용량에 주파수연계 감축시험 이행률을 곱한 값으로 감축예상용량을 조정하여야 한다.

⑥ 전력거래소는 동조 제1항에 따른 주파수연계 감축재시험 이행률이 80% 미만인 주파수 수요반응자원에 대하여 해당 거래기간의 감축예상용량을 0으로 조정하며 해당 수요관리사업자에게 주파수연계 설비 운전유지비용에 대한 정산금을 지급하지 않는다.

⑦ 동조 제6항 및 제7항에 따라 조정된 주파수 수요반응자원의 감축예상용량은 감축시험(또는 감축재시험)일의 영업일 10일 후부터 적용한다. <개정 2024.8.1.>

제4절 수요반응자원의 전력부하감축량 거래 <본절명칭변경 2021.1.1.>

제1관 전력거래기간

제12.4.1.1조(전력거래기간) 수요관리사업자는 제12.3.1.4조에 따라 등록된 표준 DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR 및 제12.2.2조에 따라 등록된 국민DR, 주파수DR에 한하여 제12.2.2조의 전력거래기간 중 전력 거래를 할 수 있다. <개정 2018.5.31., 2019.11.07., 2020.11.01., 2023.8.30., 2025.2.11.>

제12.4.1.2조(고정기본정산금단가의 결정 및 공개) ① 전력거래소는 해당 전력거래기간에 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR에 적용될 월별 고정기본정산금단가를 결정하고 그 내용을 공개하여야 한다. <개정 2016.12.30., 2019.12.31., 2020.7.8., 2022.5.31., 2025.2.11.>

② 월별 고정기본정산금단가 결정 방식은 다음과 같다. <개정 2022.5.31., 2025.2.11.>

$$1. \text{표준, 중소형DR 월별 고정기본정산금단가} = \sum_t^{DRT} (DRHCF_t \times FPCF_m)$$

$$DRHCF_t = RCP \times RCF \times TCF_t$$

여기서,

DRHCF_t : 수요반응자원의 시간대별 용량단가

RCP : 육지지역 기준용량가격

FPCF_m : 수요반응자원의 거래월별 고정성과연동형용량가격계수

DRT : 육지 지역 수요반응자원의 거래월별 영업일 의무감축시간대(09~12시, 13~20시)

$$2. \text{제주DR 월별 고정기본정산금단가} = \sum_t^{DRT} (DRHCF_t \times FPCF_m)$$

$$DRHCF_t = RCP \times RCF \times TCF_t$$

여기서,

DRHCF_t : 수요반응자원의 시간대별 용량단가

RCP : 제주지역 기준용량가격

FPCF_m : 수요반응자원의 거래월별 고정성과연동형용량가격계수

DRT : 제주 지역 수요반응자원의 거래월별 영업일 의무감축시간대(10~21시)

$$3. \text{ H-표준, H-중소형DR, H-제주DR 월별 고정기본정산금단가} = \sum_t^{\text{DRT}} \text{DRHCF}_{i,t}$$

$$\text{DRHCF}_{i,t} = \text{RCP}_i$$

여기서,

$\text{DRHCF}_{i,t}$: 수요반응자원의 시간대별 용량단가

RCP_i : 2004년 이전에 진입한 발전기에 적용되는 기준용량가격(H-표준DR, H-중소형DR의 경우 육지지역, H-제주DR의 경우 제주지역 발전기 기준)

DRT : 휴일 수요반응자원의 거래월별 휴일 의무감축시간대(10시~17시)

③ 전력거래소는 제2.4.3조에 따라 전력거래기간 중 용량단가가 변경될 경우, 용량 단가의 산정기준 및 계수변경에 따른 고정기본정산금단가 변경내역을 수요관리사업자에게 즉시 공지하고 정산에 반영하여야 한다.

제2관 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래

제12.4.2.1조(전력거래 요건) ① 수요반응자원의 자발적 수요감축에 대해 입찰하고자 하는 수요관리사업자는 다음 각 호의 전력거래 요건을 준수하여야 한다.

1. “관공서의 공휴일에 관한 규정”에서 규정한 공휴일, 토요일을 제외한 영업일의 거래일에 대해서 입찰할 수 있다. <개정 2025.2.11.>

2. 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래에 수요관리사업자가 입찰할 수 있는 거래시간별 수요반응자원의 감축가능용량은 0.1MWh 이상이어야 한다. <개정 2019.12.31., 2021.1.1., 2021.9.18.>

3. 비상발전기를 감축수단으로 이용하는 수요반응참여고객은 대기환경보전법 제23조에 따라 대기오염물질배출시설 설치 허가 또는 신고를 한 경우에만 입찰에 참여할 수 있다. [신설 2016.12.30.]

② 전력거래소는 수요반응자원의 순편익가격을 매월 시작일로부터 영업일 2일 전까지 공지함을 원칙으로 한다. 단, 순편익가격 공지 후 비용평가위원회 의결자료의 변경 시 매월 시작일로부터 영업일 1일 전의 제12.4.2.2조 제1항에 따른 입찰서 제출 마감시간 30분 전까지 순편익가격을 고지한 후 변경할 수 있다. <개정 2021.9.18., 2024.8.1.>

③ H-표준DR, H-중소형DR, H-제주DR, 주파수DR 및 플러스DR은 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래에 참여할 수 없다. [신설 2019.12.31.] <개정 2020.11.01., 2021.1.1., 2021.9.18., 2025.2.11.>

④ 제주DR은 제주의 하루전발전계획의 가격결정에 따른 수요반응자원의 거래와 제주의 기준수요 초과에 따른 수요반응자원의 거래에만 참여할 수 있으며, 제주 순편익가격이 산정 가능한 월에만 자발적 수요감축에 참여할 수 있다. [신설

2022.5.31.]

제12.4.2.2조(입찰서의 제출) ① 수요관리사업자는 다음 각 호의 수요반응자원의 자발적 수요감축에 대한 입찰서를 직전 영업일 11시까지 하나의 입찰서로 전력거래소에 제출하여야 한다. 중소형DR에 한하여 전력거래소는 수요관리사업자가 입찰한 개별자원을 수도권/비수도권으로 구분하여 각각의 최대감축용량을 모두 합산하여 각각 1개의 통합자원으로 구성한다. 이때, 통합자원의 감축가격은 거래일의 순편익가격으로 한다. <개정 2019.12.31, 2021.9.18., 2022.6.30., 2022.12.27., 2024.8.1.>

1. 하루전발전계획의 가격결정에 따른 수요반응자원의 거래 <개정 2021.1.1., 2021.9.18.>

2. 피크수요 저감을 위한 수요반응자원의 거래 <개정 2022.12.22.>

3. 미세먼지 저감을 위한 수요반응자원의 거래

② 제1항의 규정에 의한 입찰서의 제출절차 및 기타 입찰운영에 필요한 세부사항은 별표 4를 따른다.

③ 전력거래소는 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 입찰서가 2개 이상 제출된 경우에는 마감시간 이전에 제출된 입찰서 중 마감시간으로부터 가장 가까운 시기에 제출된 입찰서를 유효한 입찰서로 인정한다. <개정 2019.12.31., 2021.9.18.>

④ 제1항 규정에 의한 입찰서에 제12.4.2.3조에서 정한 입찰서 내용 중 전부 또는 일부가 누락되거나 모사전송방식에서 입찰서를 제출한 자의 서명이 누락된 경우에는 입찰서를 제출하지 아니한 것으로 간주한다. <개정 2019.12.31>

⑤ 전력거래소는 입찰서를 제출받은 때에는 접수된 시간을 기록하여 관리하여야 한다.

⑥ 자발적 수요감축에 입찰한 수요반응자원이 하루전발전계획의 기준수요 초과 및 미세먼지 저감을 위한 수요반응자원의 거래에서 배분받은 거래시간별 전력부하감축계획량의 합이 그 시간대의 최대감축용량 미만일 경우, 배분받은 거래시간별 전력부하감축계획량의 합을 동시간대 최종구간 감축가능용량에서부터 차감 후 잔여 감축가능용량(소수점 이하 버림)으로 작성한 수정 입찰서를 하루전발전계획의 가격결정에 따른 수요반응자원의 거래에 자동 제출한다. [신설 2019.12.31.] <개정 2021.1.1., 2021.9.18., 2022.12.22.>

⑦ 신뢰도발전계획이 수립될 경우에 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래에서 배분받은 거래시간별 전력부하감축계획량이 그 시간대의 최대감축용량 미만인 경우, 배분받은 거래시간별 전력부하감축계획량의 합을 동시간대 최종구간 감축가능용량에서부터 차감 후 잔여 감축가능용량으로 작성한 수정 입찰서를 추가적인 피크수요 저감을 위한 수요반응자원의 거래에 자동 제출한다.

[신설 2022.6.30.] <개정 2022.12.22.>

제12.4.2.3조(입찰서의 내용) ① 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래에 대하여 제출하는 입찰서에는 수요반응자원의 감축가능용량, 수요반응자원의 참여고객 중 당일 입찰에 참여하는 고객 명세 및 다음 각 호에서 정하는 기술적 특성 등을 기재하여야 한다. <개정 2015.3.17., 2019.12.31., 2021.1.1., 2021.9.18.>

1. 거래시간별 감축가능용량(MWh) 및 감축가격(원/kWh)(8개 구간 이내에 제출)

거래시간	1구간	2구간	3구간	4구간	5구간	6구간	7구간	8구간
감축가능용량								
감축가격								

2. 최소감축지속시간

② [신설 2019.12.31.] <개정 2021.1.1.><삭제 2021.9.18.>

1. <삭제 2021.9.18.>

2. <개정 2021.1.1.> <삭제 2021.9.18.>

3. <개정 2021.1.1.> <삭제 2021.9.18.>

③ [신설 2019.12.31.] <삭제 2021.9.18.>

1. <개정 2021.1.1.> <삭제 2021.9.18.>

2. <개정 2021.1.1.> <삭제 2021.9.18.>

제12.4.2.4조(마감시간 이후 입찰 자료의 변경) 수요관리사업자는 마감시간 이후 입찰 자료를 변경할 수 없다.

제12.4.2.5조(입찰 자료를 제출받지 아니한 경우) 전력거래소는 수요관리사업자가 입찰 자료를 제출하지 아니한 경우에는 해당 수요관리사업자가 보유한 모든 수요반응자원의 감축가능용량을 '0'으로 처리한다.

제12.4.2.6조(입찰제한) <본조 제목변경 2019.11.07.> ① 수요반응자원의 자발적 수요감축 감축시행일별 평균 감축이행률이 80% 미만인 횟수가 3회 이상인 경우, 전력거래소는 수요관리사업자에게 감축시행일로부터 영업일 7일 이내에 해당 수요반응자원의 입찰제한을 예고하여야 한다. <개정 2019.11.07., 2019.12.31., 2021.9.18., 2024.8.1.>

② 전력거래소는 입찰제한 요건에 해당하는 수요반응자원에 대하여 해당 사유가 발생한 거래일의 영업일 10일 후부터 표준DR, 중소형DR, 제주DR은 6개월, 국민DR은 1개월 동안 해당 거래의 입찰을 제한하여야 한다. <개정 2016.12.30., 2019.11.07., 2019.12.31., 2023.8.30., 2024.8.1.>

③ <삭제 2019.11.07.>

제12.4.2.7조(비정상 거래행위 금지) 수요관리사업자는 비정상적인 수요반응에 의한 시장참여 행위를 하여서는 아니 되며, 그 세부기준은 별도로 정한다.

[본조신설 2019.12.13.]

제12.4.2.8조(감축계획량 산정) ① 자발적 수요감축에 따른 거래시간별 수요반응 자원의 감축계획량은 다음 각 호에 따라 산정한 거래별 감축계획량을 합한 값으로 한다. [신설 2021.9.18.] <개정 2022.6.30., 2022.12.22.>

$$SSR_{i,t} = PSSR_{i,t} + PDSR_{i,t} + EMSR_{i,t}$$

$$PDSR_{i,t} = IDESR_{i,t} + ADESR_{i,t} + RSSR_{i,t}$$

여기서,

$SSR_{i,t}$: 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$PSSR_{i,t}$: 하루전발전계획의 가격결정에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$PDSR_{i,t}$: 피크수요 저감을 위한 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$EMSR_{i,t}$: 미세먼지 저감을 위한 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$IDESR_{i,t}$: 하루전발전계획의 기준수요 초과에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$ADESR_{i,t}$: 신재생발전계획의 기준수요 초과에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$RSSR_{i,t}$: 예비력 확보를 위한 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

1. 하루전발전계획의 가격결정에 따른 거래시간별 수요반응자원의 감축계획량은 제5.1.1조에 따라 수립된 하루전발전계획을 따른다. <개정 2021.1.1.> <항번호 변경 및 개정 2021.9.18.>

2. 피크수요 저감을 위한 거래시간별 수요반응자원의 감축계획량은 제2.3.5조 제3항의 규정에 의한 시간대별 하루전발전계획 및 신재생발전계획을 위한 전력수요예측 결과가 동·하계 수급대책상의 기준수요를 초과할 경우 초과한 양(이하 “기준수요 초과량”이라 함)과 일별 최대부하 예상시간의 공급예비력이 연도별 적정 공급예비력보다 부족할 경우 부족한 양(이하 “예비력 부족량”이라 함)으로 산정하며, 예비력 부족량은 일별 최대부하 예상시간과 전후 1시간에

대하여 적용하고, 다음 각 목에 따라 수요자원별 감축계획량을 배분한다. 단, 국민DR은 피크수요 저감을 위한 수요반응자원의 거래에서 감축계획량을 배분받지 아니한다. <개정 2021.1.1.> <항번호 변경 및 개정 2021.9.18.> <개정 2022.6.30., 2022.12.22.>

가. 하루전발전계획의 거래시간별 기준수요 초과량이 제출된 입찰서의 동시간대 전체 수요반응자원의 최대감축용량보다 같거나 클 경우, 해당 거래시간 수요반응자원의 감축계획량은 최대감축용량으로 배분한다. <호번호 변경 및 개정 2021.9.18.>

$$IDE_t \geq \sum_i SSRA_{i,t} \text{이면,}$$

$$IDESR_{i,t} = SSRA_{i,t}$$

여기서,

IDE_t : 시간대별 하루전발전계획의 기준수요 초과량

$SSRA_{i,t}$: 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 최대감축용량

$IDESR_{i,t}$: 하루전발전계획의 기준수요 초과에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량

나. 하루전발전계획의 거래시간별 기준수요 초과량이 제출된 입찰서의 동시간대 전체 수요반응자원의 최대감축용량보다 작은 경우, 해당 거래시간 수요반응자원의 감축계획량은 다음 식에 따라 최대 1MW씩 우선 배분하고 추가로 필요한 감축량에 대하여 수요반응자원별 최대감축용량에 비례하여 배분한다. <호번호 변경 및 개정 2021.9.18.>

$$IDE_t < \sum_i SSRA_{i,t} \text{이면,}$$

$$IDESR_{i,t} =$$

$$\begin{aligned} & [(SSRA_{i,t} - \min(SSRA_{i,t}, 1)) \\ & \quad \max(IDE_t - \sum_i \min(SSRA_{i,t}, 1), 0) \\ & \quad \times \frac{\sum_i (SSRA_{i,t} - \min(SSRA_{i,t}, 1))}{\sum_i (SSRA_{i,t} - \min(SSRA_{i,t}, 1)) + \min(SSRA_{i,t}, 1)} + \min(SSRA_{i,t}, 1)] \\ & \quad \times \min\left(\frac{IDE_t}{\sum_i \min(SSRA_{i,t}, 1)}, 1\right) \end{aligned}$$

다. 신뢰도발전계획의 거래시간별 기준수요 초과량이 제출된 입찰서의 동시간대 전체 수요반응자원의 최대감축용량보다 클 경우, 해당 거래시간 수요반응자원의 감축계획량은 최대감축용량으로 배분한다. [신설 2022.6.30.]

$$ADE_t \geq \sum_i (SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - EMSR_{i,t} - PSSR_{i,t}) \text{ 이면,}$$

$$ADESR_{i,t} = SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - EMSR_{i,t} - PSSR_{i,t}$$

여기서,

ADE_t : 신뢰도발전계획의 시간대별 기준수요 초과량

$ADESR_{i,t}$: 신뢰도발전계획의 기준수요 초과에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량

라. 신뢰도발전계획의 거래시간별 기준수요 초과량이 제출된 입찰서의 동시간대 전체 수요반응자원의 최대감축용량보다 작은 경우, 해당 거래시간 수요반응자원의 감축계획량은 다음 식에 따라 최대 1MW씩 우선 배분하고 추가로 필요한 감축량에 대하여 수요반응자원별 최대감축용량에 비례하여 배분한다.

[신설 2022.6.30.]

$ADE_t < \sum_i (SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - EMSR_{i,t} - PSSR_{i,t})$ 이면,

$ADESR_{i,t} =$

$$\begin{aligned} & \left[\frac{(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - EMSR_{i,t} - PSSR_{i,t} - \min(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - EMSR_{i,t} - PSSR_{i,t}, 1))}{\max(ADE_t - \sum_i \min(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - EMSR_{i,t} - PSSR_{i,t}, 1), 0)} \right. \\ & \times \frac{\sum_i (SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - EMSR_{i,t} - PSSR_{i,t} - \min(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - EMSR_{i,t} - PSSR_{i,t}, 1))}{\sum_i \min(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - EMSR_{i,t} - PSSR_{i,t}, 1)} \\ & \left. + \min(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - EMSR_{i,t} - PSSR_{i,t}, 1) \right] \\ & \times \min\left(\frac{ADE_t}{\sum_i \min(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - EMSR_{i,t} - PSSR_{i,t}, 1)}, 1\right) \end{aligned}$$

마. 제출된 입찰서의 거래시간별 전체 수요반응자원의 최대감축용량에서 다 목 또는 라 목에 따른 감축계획량을 제외한 값이 동일 거래시간의 예비력 부족량보다 작거나 같을 경우, 해당 거래시간 수요반응자원의 감축계획량은 최대감축용량에서 다 목 또는 라 목에 따른 감축계획량을 제외한 값으로 배분한다. [신설 2022.12.22.]

$RS_t \geq \sum_i (SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - EMSR_{i,t} - PSSR_{i,t} - ADESR_{i,t})$ 이면,

$RSSR_{i,t} = SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - EMSR_{i,t} - PSSR_{i,t} - ADESR_{i,t}$

여기서,

RS_t : 시간대별 예비력 부족량

바. 제출된 입찰서의 거래시간별 전체 수요반응자원의 최대감축용량에서 다 목 또는 라 목에 따른 감축계획량을 제외한 값이 동일 거래시간의 예비력 부족량보다 클 경우, 해당 거래시간 수요반응자원의 감축계획량은 다음 식에 따라 최대 1MW씩 우선 배분하고 추가로 필요한 감축량에 대하여 수요반응자원별 최대감축용량에 비례하여 배분한다. [신설 2022.12.22.]

$$\begin{aligned}
& RS_t < \sum_i (SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - EMSR_{i,t} - PSSR_{i,t} - ADESR_{i,t}) \text{이면,} \\
& RSSR_{i,t} = \\
& [(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - EMSR_{i,t} - PSSR_{i,t} - ADESR_{i,t} - \min(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - EMSR_{i,t} - PSSR_{i,t} - ADESR_{i,t}, 1)) \\
& \quad \max(RS_t - \sum_i \min(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - EMSR_{i,t} - PSSR_{i,t} - ADESR_{i,t}, 1), 0) \\
& \quad \times \frac{\sum_i (SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - EMSR_{i,t} - PSSR_{i,t} - ADESR_{i,t} - \min(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - EMSR_{i,t} - PSSR_{i,t} - ADESR_{i,t}, 1))}{\sum_i \min(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - EMSR_{i,t} - PSSR_{i,t} - ADESR_{i,t}, 1)} \\
& \quad + \min(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - EMSR_{i,t} - PSSR_{i,t} - ADESR_{i,t}, 1)] \\
& \quad \times \min\left(\frac{RS_t}{\sum_i \min(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - EMSR_{i,t} - PSSR_{i,t} - ADESR_{i,t}, 1)}, 1\right)
\end{aligned}$$

3. 미세먼지 저감을 위한 거래시간별 수요반응자원의 감축계획량은 시간대별 미세먼지특별법 제18조에 따른 화력 발전기 출력감소량과 제21조에 따른 화력 발전기 출력감소량의 합(이하 “화력 발전기 출력감소량”으로 한다)으로 산정하며, 다음 각 목에 따라 수요반응자원별 감축계획량을 배분한다. 단, 국민DR, 제주DR은 미세먼지 저감을 위한 수요반응자원의 거래에서 감축계획량을 배분받지 아니한다. <항번호 변경 및 개정 2021.9.18., 개정 2022.5.31.>

가. 거래시간별 전체 수요반응자원의 최대감축용량에서 제2호에 따른 감축계획량을 제외한 값이 동일 거래시간의 화력 발전기 출력감소량보다 작거나 같을 경우, 해당 거래시간 수요반응자원의 감축계획량은 최대감축용량에서 제2호에 따른 감축계획량을 제외한 값으로 배분한다. <호번호 변경 및 개정 2021.9.18.>, <개정 2022.6.30., 2022.12.22.>

$$EM_t \geq \sum_i (SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t}) \text{이면,}$$

$$EMSR_{i,t} = SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t}$$

여기서,

EM_t : 시간대별 화력 발전기 출력감소량

$EMSR_{i,t}$: 미세먼지 저감을 위한 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량

나. 거래시간별 전체 수요반응자원의 최대감축용량에서 제2호에 따른 감축계획량을 제외한 값이 동일 거래시간의 화력 발전기 출력감소량보다 큰 경우, 해당 거래시간 수요반응자원의 감축계획량은 다음 식에 따라 최대 1MW씩 우선 배분하고 추가로 필요한 감축량에 대하여 최대감축용량에 비례하여 배분한다. <호번호 변경 및 개정 2021.9.18.>, <개정 2022.6.30.>

$$EM_t < \sum_i (SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t}) \text{이면,}$$

$$\begin{aligned}
\text{EMSR}_{i,t} = & [(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - \min(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t}, 1)) \\
& \max(EM_t - \sum_i \min(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t}, 1), 0) \\
& \times \frac{\sum_i (SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - \min(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t}, 1))}{\sum_i \min(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t}, 1)} \\
& + \min(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t}, 1)] \\
& \times \min(\frac{EM_t}{\sum_i \min(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t}, 1)}, 1)
\end{aligned}$$

② <개정 2021.1.1., 2022.5.31.> <삭제 2021.9.18., 2023.8.30.>

1. <삭제 2021.9.18.>
2. <삭제 2021.9.18.>
3. <삭제 2021.9.18.>

③ 전력거래소는 제1항에 따른 거래시간별 수요반응자원의 감축계획량 배분 결과를 거래일 직전 영업일 18시까지 수요반응자원 전력거래시스템을 통해 수요관리사업자에게 통지함을 원칙으로 한다. 다만, 시스템 장애 등 부득이한 경우 24시까지 통지할 수 있다. <항번호 변경 및 개정 2021.9.18.> <개정 2021.12.28.> <항번호 변경 및 개정 2024.8.1.>

④ 중소형DR 통합자원의 자발적 수요감축에 따른 거래시간별 감축계획량은 제출된 개별자원의 최대감축용량에 비례하여 다음 식에 따라 배분한다. 단, 배분 후 개별자원 감축계획량의 합계와 통합자원의 감축계획량의 차이가 발생할 경우 감축계획량이 가장 큰 개별자원에서 차감하여 일치시킨다. [신설 2022.12.27.] <항번호 변경 2024.8.1.>

$\text{ISR}_{i,t} =$

$$\begin{aligned}
& [(ISRA_{i,t} - \min(ISRA_{i,t}, 1)) \\
& \max(CSR_t - \sum_i \min(ISRA_{i,t}, 1), 0) \\
& \times \frac{\sum_i (ISRA_{i,t} - \min(ISRA_{i,t}, 1))}{\sum_i \min(ISRA_{i,t}, 1)} + \min(ISRA_{i,t}, 1)] \times \min(\frac{CSR_t}{\sum_i \min(ISRA_{i,t}, 1)}, 1)
\end{aligned}$$

$\text{ISR}_{i,t}$: 중소형DR 개별자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$\text{ISRA}_{i,t}$: 중소형DR 개별자원의 거래시간별 최대감축용량(MWh)

CSR_t : 중소형DR 통합자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

제3관 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 수요반응자원의 거래

제12.4.3.1조(수요관리사업자에 대한 전력수요 의무감축요청) ① 수요관리사업자에 대한 전력수요 의무감축요청에는 수요반응자원별 다음 각 호의 내용을 포함하고 각 호에서 정한 기준에 따라 이행되어야 한다. 단, 주파수DR 및 플러스DR은 전력수요 의무감축요청 대상에서 제외한다. <개정 2019.11.07., 2019.12.31., 2020.11.01., 2021.1., 2024.3.28., 2025.2.11.>

1. 표준DR 또는 중소형DR

수요반응자원별 전력수요 의무감축요청량(의무감축용량), 영업일(「관공서의 공휴일에 관한 규정의 “공휴일” 및 토요일 외의 날) 9시에서 20시 사이(12시에서 13시까지는 제외)의 감축시작시각 및 감축종료시각(매시 정각, 15분, 30분, 45분에 발령 가능) <개정 2019.12.31., 2025.2.11.>

2. 국민DR

영업일(「관공서의 공휴일에 관한 규정의 “공휴일” 및 토요일 외의 날) 6시에서 21시 사이의 감축시작시각 및 감축종료시각(매시 정각, 15분, 30분, 45분에 발령 가능) 단, 육지 및 제주지역을 구분하여 상기 시간 중 자발적 수요증대 또는 실시간 전력수요 증대요청 거래시간을 제외하고 가능 <개정 2015.9.30., 2016.12.30., 2019.11.07., 2022.5.31., 2024.3.28., 2025.2.11.>

3. 제주DR

수요반응자원별 전력수요 의무감축요청량(의무감축용량), 영업일(「관공서의 공휴일에 관한 규정」의 “공휴일” 및 토요일 외의 날) 10시에서 21시 사이의 감축시작시각 및 감축종료시각(매시 정각, 15분, 30분, 45분에 발령 가능) [신설 2022.5.31.] <개정 2025.2.11.>

4. H-표준DR, H-중소형DR 또는 H-제주DR

수요반응자원별 전력수요 의무감축요청량(의무감축용량), 봄철(3월 1일~5월 31일 및 같은 연도 설 연휴)과 가을철(9월 1일~11월 30일) 중 휴일(「관공서의 공휴일에 관한 규정의 “공휴일” 및 토요일) 10시에서 17시 사이의 감축시작시각 및 감축종료시각(매시 정각, 15분, 30분, 45분에 발령 가능) [신설 2025.2.11.]

② 수요관리사업자에 대한 전력수요 의무감축요청은 수요반응자원별 아래 표에 따라 이루어져야 하며 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR, 국민DR에 대한 일일 전력수요 의무감축요청은 비연속적으로 이루어져야 한다. <개정 2019.12.31., 2022.5.31., 2022.12.22., 2025.2.11.>

구분	표준DR	중소형DR	제주DR	H-표준DR	H-중소형DR	H-제주DR	국민DR
전력수요 의무감축요청 발령시각 (감축준비시간) 일일 전력수요 의무감축요청 한도	감축시작시각 최소 60분 전	좌 동	좌 동	좌 동	좌 동	좌 동	감축시작 시각 최소 30분 전
의무감축지속시간	최소 1시간 최대 4시간	1시간	1시간	최소 1시간 최대 4시간	1시간	1시간	1시간
전력거래기간 내 총	60시간	좌 동	좌 동	12시간	좌 동	좌 동	해당사항

감축시간 한도 (추가등록 자원)	(30시간)			(6시간)			없음
----------------------	--------	--	--	-------	--	--	----

③ <개정 2016.12.30.> <삭제 2019.11.07.>

④ <개정 2018.5.31.> <삭제 2019.11.07.>

⑤ 제1항 및 제2항에 따라 요청받은 수요관리사업자는 전력수요의무감축요청 이행을 위하여 조치를 한 경우에는 이를 즉시 전력거래소에 통지하여야 한다. [신설 2025.2.11.]

제12.4.3.2조(전력거래 제한) ① 전력거래소는 제12.3.2.1조에 따른 감축시험 및 감축재시험, 감축신뢰성시험과 제12.4.3.1조에 따른 실시간 전력수요 의무감축 요청에 참여한 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR의 감축시행일별 평균 감축이행률 80% 미만 횟수가 3회 이상인 경우, 해당 수요반응자원의 수요관리사업자에게 감축시행일로부터 영업일 7일 이내에 전력거래제한 예고를 하여야 한다. 단, 추가등록자원은 2회 이상일 경우 전력거래제한 예고를 하여야 한다. <개정 2016.12.30., 2019.11.07., 2019.12.31., 2022.5.31., 2023.6.30., 2024.8.1., 2025.2.11.>

1. <개정 2018.12.12.> <삭제 2019.11.07.>

② 전력거래소는 제1항에 따라 전력거래 제한을 예고한 수요반응자원에 대하여 전력거래제한 사유가 발생한 날의 영업일 10일 후부터 전력거래기간 종료일까지 전력거래를 제한하여야 한다. <개정 2016.12.30., 2019.11.7., 2019.12.31., 2024.8.1.>

③ <삭제 2019.11.07.>

1. <삭제 2019.11.07.>

2. <삭제 2019.11.07.>

3. <삭제 2019.11.07.>

④ 전력거래소는 제12.3.2.1조 제7항에 따라 조정된 의무감축용량이 수요반응자원별 최소 의무감축용량을 충족하지 못할 경우 감축재시험일의 영업일 10일 후부터 전력거래기간 종료일까지 전력거래를 제한하여야 한다. [신설 2019.12.31.] <개정 2024.8.1.>

⑤ 전력거래소는 제2항 및 제4항에 따라 전력거래가 제한된 수요반응자원에 대하여 다음 각 호의 조치를 하여야 한다. [신설 2019.12.31]

1. 전력수요 의무감축요청을 발령하지 아니한다.

2. 기본정산금과 실적정산금을 지급하지 아니한다.

3. 입찰을 제한한다.

제4관 주파수 하락에 따른 수요반응자원의 거래 [신설 2020.11.01.]

제12.4.4.1조(참여요건) 주파수 하락에 따른 수요반응자원의 거래에 참여하는 수

요반응자원은 다음 각 호의 요건을 충족하여야 한다.

1. “관공서의 공휴일에 관한 규정”에서 규정한 공휴일, 토요일을 모두 포함한 매일 9시에서 18시 사이에 대해서 전력거래를 할 수 있다.
2. 계통주파수 측정값(소수점 셋째자리에서 올림한다.)이 각 단계별 기준주파수 이하로 하락 시 각 단계별 수요반응자원은 저주파수계전기 신호를 통해 10초 이내에 주파수연계 수요감축이 가능하여야 한다. <개정 2022.12.27.>
3. 기준주파수는 제12.2.2조 제6항에 따라 단계별로 적용하되 전력계통 운영상황에 따라 변경될 수 있으며, 기준주파수가 변경될 경우 전력거래소는 즉시 수요관리사업자에게 공지하여야 한다. <개정 2022.12.27., 2024.2.13.>
4. 주파수연계 수요감축은 10분 동안 유지되어야 한다.
5. 주파수연계 수요감축 종료 후 15분 이내에 다음 주파수연계 수요감축이 가능하여야 한다. 단, 양수동력 부하를 수요반응참여고객으로 하는 주파수 수요반응자원은 예외로 한다. [신설 2022.12.27.] <개정 2025.4.9.>

제12.4.4.2조(정산기준자료 제출) 수요관리사업자는 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량 정산을 위해 다음 각 호의 정산기준자료를 감축일로부터 영업일 5일 이내에 전력거래소에 제출하여야 한다. <개정 2024.8.1.>

1. 감축발생시점의 수요관리사업자의 저주파수계전기 동작 주파수 및 동작시간

제5관 수요반응자원의 공정거래 의무 [신설 2016.12.30.] <번호변경 2020.11.01.>

제12.4.5.1조(불공정 거래행위 금지) ① <삭제 2019.12.13.>

1. <삭제 2019.12.13.>
2. <삭제 2019.12.13.>
3. <삭제 2019.12.13.>

제12.4.5.2조(부적절한 시장참여 행위 금지) ① <삭제 2019.12.13.>

제12.4.5.3조(제재 조치) ① <삭제 2019.12.13.>

제5절 사용전력량 데이터 관리 및 전력부하감축(증대)량 평가
<본절명칭변경 2021.1.1.>

제1관 사용전력량 데이터 관리 <본관 제목변경 2019.11.07.>

제12.5.1.1조(실시간 사용전력량 감시기기 설치) 수요관리사업자는 전력거래소의 안정적인 실시간 급전운영을 위하여 제12.2.3조 제3항 제6호에 따라 실시간 사

용전력량 감시기기를 설치하고 실시간 사용전력량 데이터를 안정적으로 전송할 수 있도록 관련 시스템을 유지 관리하여야 한다. <개정 2019.11.07., 2019.12.31., 2020.11.01., 2024.2.13.>

제12.5.1.2조(실시간 사용전력량 데이터 취득 및 처리) ① 전력거래소는 수요관리 사업자로부터 5분 단위의 사용전력량 데이터를 전송받아 수요반응자원 전력거래시스템의 데이터베이스에 저장하고 유지 관리하여야 한다.

② 수요관리사업자는 제1항의 규정에 의한 사용전력량 데이터의 전송을 위하여 별표27에 따라 수요반응자원 전력거래시스템과 연결되도록 통신회선 구축 등 필요한 조치를 하여야 한다.

③ <삭제 2019.11.07.>

제12.5.1.3조(정산용 사용전력량 데이터 기준) 전력거래소는 수요관리사업자의 정산을 위하여 제12.2.3조 제3항 제4호에 따라 제공받은 수요반응참여고객의 사용전력량 데이터를 정산 기준 자료로 사용한다. <개정 2019.11.7., 2020.11.1., 2024.8.1.>

제12.5.1.4조(정산용 사용전력량 데이터의 취득 및 처리) ① 전력거래소는 제12.5.1.3조의 정산용 사용전력량 데이터를 전송받아 수요반응자원 전력거래시스템의 데이터베이스에 저장하고 유지 관리하여야 한다. <개정 2016.12.30., 2019.11.07.>

② <삭제 2016.12.30.>

③ 전력량계 고장 등의 원인에 의하여 정산용 사용전력량 데이터를 수집하지 못할 경우에는 전력거래소 요구기준을 충족하는 감시기기에 한하여 해당 사용전력량 데이터를 활용할 수 있다. <개정 2016.12.30., 2017.12.29., 2019.11.07.>

제12.5.1.5조(판매사업자의 사용전력량 데이터 제공) ① 「지능형전력망의 구축 및 이용촉진에 관한 법」 제23조(지능형전력망 정보의 제공 및 공동 활용 등)에 따라 판매사업자는 전력거래소 및 수요관리사업자에게 수요반응참여고객의 사용전력량 데이터를 제공하여야 한다.

제12.5.1.6조(정보보호 의무) ① 수요관리사업자, 판매사업자 및 구역전기사업자는 전력거래소에 전력량데이터의 제공을 위한 시스템 연계 시 전력거래소가 별도로 정하여 공지하는 정보보호 요구사항 등(이하 “전력거래소 정보보호 요구사항”이라 함)을 충족하여야 한다. [신설 2019.11.07.]

- ② 수요관리사업자는 제12.2.3조 제3항 제5호에 따라 전력량정보제공사업자를 통하여 사용전력량 데이터를 전력거래소에 제공할 경우 전력거래소 정보보호 요구사항을 충족하도록 하여야 한다. [신설 2019.11.07.] <개정 2024.2.13.>
- ③ 제1항 또는 제2항의 전력거래소 정보보호 요구사항이 충족되지 않을 경우 전력거래소는 해당 수요반응자원 또는 수요반응참여고객의 전력시장 참여를 제한할 수 있다. [신설 2019.11.07.]

제2관 전력부하감축(중대)거래량 평가 <본관명칭변경 2021.1.1.>

제12.5.2.1조(고객기준부하 산정) ① 전력거래소는 다음 각 호의 기준에 따라 거래시간별 고객기준부하를 산정한다. <개정 2019.11.07., 2021.12.28.>

1. 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR <개정 2022.5.31., 2025.2.11.>

수요관리사업자가 수요반응참여고객 등록 시 선택한 참여고객별 고객기준부하 산정방식 및 옵션에 따라 수요반응참여고객별 산정한다.

2. 국민DR [신설 2019.11.07.] <개정 2021.12.28., 2024.8.1.>

가. 고객기준부하 산정방식은 매월 시작일로부터 영업일 2일 전까지

별표28에서 정한 방식 중 하나를 전력거래소가 지정하여 공지한다.

나. 고객기준부하는 수요자원별로 산정하며, 실시간 전력수요 의무감축요청 및 감축시험의 경우 감축에 참여한 수요반응참여고객의 사용전력량을, 하루전발전계획에 따른 수요반응자원의 거래의 경우 입찰에 참여한 수요반응참여고객의 사용전력량을 거래시간별 합산하여 산정한다.

다. 수요관리사업자는 실시간 전력수요 의무감축요청 및 감축시험 후 영업일 5일 이내에 수요자원별 감축에 참여한 수요반응참여고객의 목록을 전력거래소에서 정하는 방법으로 전송하여야 한다.

3. 주파수DR 또는 플러스DR <개정 2021.1.1.>

전력거래기간 시작 전 전력거래소가 지정하는 고객기준부하 산정방식에 따라 수요반응참여고객별 산정한다. [신설 2020.11.01.]

② 고객기준부하 산정은 거래시간을 기본 단위로 한다. <개정 2019.11.07.>

③ 고객기준부하 산정에 관한 세부사항은 별표28에 따른다. <개정 2019.11.07.>

제12.5.2.2조(고객기준부하 산정방식의 변경) ① 수요관리사업자는 전력거래기간 중 고객기준부하 산정방식과 옵션을 임의로 변경할 수 없다. <개정 2019.11.07.>

② <삭제 2019.11.07.>

③ <삭제 2019.11.07.>

제12.5.2.3조(전력부하감축량 평가) ① 거래시간별 전력부하감축량은 다음 각 호의 기준에 따라 평가한다. <개정 2019.11.07., 2021.12.28., 2025.2.11.>

1. 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR <개정 2022.5.31., 2025.2.11.>

제12.5.2.1조에 따라 거래시간별 수요반응참여고객단위 고객기준부하를 산정 후 거래시간별 실제 부하감축시간동안 수요반응참여고객의 사용전력량을 차감하여 산출한다.

2. 국민DR [신설 2019.11.07.] <개정 2021.12.28.>

제12.5.2.1조에 따라 산정한 고객기준부하에서 해당 고객기준부하 산정에 적용한 수요반응참여고객의 감축시간 사용전력량의 합을 차감하여 전력부하감축량을 산출한다.

3. 주파수DR

제12.5.2.1조에 따라 산정된 거래시간별 수요반응참여고객 단위 고객기준부하에서 주파수연계 수요감축 시작 이후 10분 동안의 사용전력량으로 계산한 예상 사용전력량을 차감하여 산출한다. <개정 2020.11.01.>

② <개정 2015.3.17., 2016.12.30., 2018.6.15> <삭제 2019.11.07.>

③ 감축일 감축시간대에 수요반응참여고객의 사용전력량 데이터 누락이 발생한 경우, 전력부하감축량은 다음 각 호의 기준에 따라 평가한다. [신설 2020.7.8.]

1. 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR, 주파수DR <개정 2020.11.01., 2022.5.31., 2025.2.11.>

사용전력량 데이터 누락이 발생한 수요반응참여고객의 해당 거래시간 전력부하감축량은 “0”으로 적용한다.

2. 국민DR

사용전력량 데이터 누락이 발생한 수요반응참여고객을 제외하고 제1항에 따라 전력부하감축량을 산정한다.

④ 사용전력량 데이터 누락 등으로 참고일 또는 참고시간이 모두 제외되어 별표28에 따른 고객기준부하 산정이 불가할 경우 해당 거래시간의 전력부하감축량은 “0”으로 적용한다. [신설 2020.7.8.] <개정 2020.11.01.>

제12.5.2.4조(전력부하감축거래량 평가) ① 전력부하감축거래량은 다음 각 호의 기준에 따라 평가한다. <개정 2019.11.07., 2020.11.1., 2022.5.31., 2025.2.11.>

1. 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR <개정 2022.5.31., 2025.2.11.>

수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객별 전력부하감축량을 제12.5.2.3조

에 따라 산정 후 모든 수요반응참여고객의 전력부하감축량을 합하여 산출한다.

2. 국민DR [신설 2019.11.07.]

제12.5.2.3조에 따라 산출된 수요반응자원별 전력부하감축량을 전력부하감축거래량으로 산출한다.

3. 주파수DR

수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객별 전력부하감축량을 제12.5.2.3조에 따라 산정 후 모든 수요반응참여고객의 전력부하감축량을 합하여 산출한다. 단, 동시간대에 주파수DR 수요반응참여고객이 포함된 표준DR 또는 중소형DR이 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 수요반응자원의 거래에 참여한 경우 해당 수요반응참여고객의 전력부하감축량은 제외한다. [신설 2020.11.01.]

② <개정 2015.3.17.> <삭제 2019.11.07.>

③ [신설 2015.3.17.] <삭제 2019.11.07.>

④ [신설 2019.12.31.] <삭제 2021.9.18.>

⑤ 제12.4.2.6조의 입찰제한 조치를 위한 자발적 수요감축 감축시행일별 평균 감축이행률은 해당 거래일 자발적 수요감축에 참여하는 수요반응참여고객의 거래시간별 전력부하감축량의 합을 자발적 수요감축에 따른 거래시간별 감축계획량의 합으로 나눈 값으로 산출한다. 즉,

$$\text{평균 감축이행률}_{i,d} = \frac{\sum_{t \in d} SR_{i,t}}{\sum_{t \in d} SSR_{i,t}}$$

$$SR_{i,t} = \sum_{c \in i} (SCLR_{i,c,t}) \div 1000$$

$$SSR_{i,t} = PSSR_{i,t} + PDSR_{i,t} + EMSR_{i,t}$$

여기서,

$SR_{i,t}$: 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량 (MWh)

$SSR_{i,t}$: 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량 (MWh) [신설 2020.7.8.] <개정 2021.1.1., 2021.9.18., 2022.12.22.>

⑥ 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래에 대한 계획감축량 평가 시에는 해당 거래일 입찰에 참여하는 것으로 입찰서에 명기된 수요반응참여고객에 한하여 전력부하감축량을 합하여 산출한다. [신설 2020.11.01.]

제12.5.2.5조(전력부하증대량 평가) ① 전력부하증대량은 제12.5.2.1조에 따라 거래시간별 수요반응참여고객단위 고객기준부하를 산정 후 거래시간별 실제 부하증대시간 동안 수요반응참여고객의 사용전력량에서 차감하여 산출한다. [신설 2021.1.1.]

② 거래일 거래시간대에 수요반응참여고객의 사용전력량 데이터 누락이 발생한

경우, 해당 수요반응참여고객의 거래시간 전력부하증대량은 “0”으로 적용한다. [신설 2021.1.1.]

③ 사용전력량 데이터 누락 등으로 참고일이 모두 제외되어 별표28에 따른 고객기준부하 산정이 불가할 경우 해당 거래시간의 전력부하증대량은 “0”으로 적용한다. [신설 2021.1.1.]

제12.5.2.6조(전력부하증대거래량 평가) ① 전력부하증대거래량은 해당 거래일 입찰에 참여하는 것으로 입찰서에 명기된 수요반응참여고객에 대하여 수요반응참여고객별 전력부하증대량을 제12.5.2.5조에 따라 산정 후 전력부하증대량을 합하여 산출한다. [신설 2021.1.1.]

② [신설 2021.1.1.] <삭제 2023.8.30.>

제12.5.2.7조(전력거래 비율 제한) [번호변경 2021.1.1.] ① 전력거래소는 법 제31조 제5항의 상호출자제한기업집단에 속하는 수요관리사업자(이하 “대기업 수요관리사업자”)가 보유한 수요반응자원에 대해 시행령 제19조에 따라 제12.5.2.4조의 규정에도 불구하고 별도로 전력부하감축(증대)거래량을 평가해야 한다. <개정 2021.1.1>

② 전력거래소는 대기업 수요관리사업자가 보유한 수요반응자원의 전력부하감축(증대)거래량 평가 시 제1호 및 제2호를 합한 전력부하감축(증대)거래량에서 제1호의 전력부하감축(증대)거래량이 차지하는 비율이 100분의 30을 넘어서는 아니 된다. <개정 2021.1.1>

1. 대기업 수요관리사업자가 속하는 기업집단 내부의 수요반응참여고객(해당 수요관리사업자는 제외한다)의 전력부하감축(증대)거래량 <개정 2021.1.1>
2. 해당 수요관리사업자가 속하는 기업집단 외부의 수요반응참여고객의 전력부하감축(증대)거래량 <본항개정 2018.6.15., 2021.1.1>

제6절 정산

제1관 수요관리사업자에 대한 정산

제12.6.1.1조(전력부하감축거래량 등에 대한 실적정산금 정산) ① 전력거래소는 다음 각 호의 내용을 고려하여 별표8 및 별표26에 따라 정산한다. <개정 2019.12.31>

1. 자발적 수요감축에 따른 계획감축량 <개정 2019.12.31>
2. 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축이행량 <개정 2019.12.31>
3. SMP 결정 시 제외된 수요반응자원에 대한 추가정산
4. 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량 [신설 2020.11.01.]

5. 자발적 수요증대에 따른 계획증대량 [신설 2021.1.1.]

6. 실시간 전력수요 증대요청에 따른 전력수요 증대이행량 [신설 2022.5.31.]

제12.6.1.2조(의무감축용량에 대한 기본정산금 정산) ① 전력거래소는 다음 각호의 내용을 고려하여 별표26에 따라 정산한다.

1. 수요반응자원의 의무감축용량

② 전력거래소는 수요반응자원의 고정기본정산금을 월 단위로 정산하고 차등기본정산금을 2월, 5월, 8월, 11월에 별표 26에 따라 정산하며, 해당 월 마지막 거래일 정산명세서에 반영한다. <개정 2019.12.31>

제12.6.1.3조(감축 미이행에 대한 위약금 정산) ① 전력거래소는 수요관리사업자가 부담해야할 감축 미이행에 대한 위약금을 다음 각 호의 내용을 고려하여 별표26에 따라 정산한다. <개정 2019.12.31>

1. 자발적 수요감축 미이행에 대한 실적위약금

2. 실시간 전력수요 의무감축요청 미이행에 대한 기본위약금

② 전력거래소는 제1항 제2호의 실시간 전력수요 의무감축요청 미이행에 대한 기본위약금을 월단위로 정산하며 거래월의 마지막 거래일 정산명세서에 반영한다. 단, 기본위약금이 해당 월 기본정산금을 초과할 경우 별표26에 따라 다음달 기본정산금에서 추가적으로 차감하고 차감 월 마지막 거래일 정산명세서에 반영한다. <개정 2019.12.31.>

제12.6.1.4조(채무불이행에 따른 정산금 산정 및 지급) [신설 2024.8.1.]

① 채무불이행 등의 사유로 수요관리사업자에게 지급할 수요반응자원거래 전력거래대금보다 판매사업자, 구역전기사업자 및 직접구매자가 전력거래소에 지급한 전력거래대금이 적은 경우에는 제4.3.6조의2의 예비계좌에서 인출한 예치금으로 부족분을 충당하여 수요관리사업자에게 우선 지급한다. 다만, 예비계좌 예치금이 수요반응자원거래 정산금 부족분보다 적은 경우에는 다음과 같이 수요관리사업자별로 거래대금을 산정하여 결제한다. <개정 2025.4.9.>

수요관리사업자의 할인된 거래대금 = (판매사업자, 구역전기사업자 및 직접구매자가 지불한 총 거래대금 + 예비계좌 사용금액) × 해당 결제일에 각 수요관리사업자가 받아야 할 거래대금 / 해당 결제일의 수요반응자원시장 총 거래대금

② 채무불이행된 거래대금과 지연에 따른 이자가 회수되는 경우에는 수요관리사업자가 원래 지급받아야할 거래대금에서 전력거래대금, 지연에 따른 이자 순으로 조정하여 지급한다.

③ 판매사업자, 구역전기사업자 및 직접구매자가 채무불이행 거래대금과 지연이자를 지급하고자 할 때, 이를 지급 예정일 영업일 2일 전까지 공문으로 전력거

래소에 통지하여야 하고, 전력거래소는 채무불이행 거래대금과 지연이자 지급을 위해 다음 각호의 조치를 이행하여야 한다. <개정 2025.4.9.>

1. 제3.1.5조, 제3.3.1.8조에 따른 지급 예정 일자까지의 이자 비용을 산정하여 판매사업자, 구역전기사업자 및 직접구매자에게 통지한다. <개정 2025.4.9.>
2. 수요관리사업자에게 채무불이행 금액과 이자 금액의 지급 예정 일자를 수요반응자원 전력거래시스템과 등록된 문자메시지로 통지한다.
3. 판매사업자, 구역전기사업자 및 직접구매자에게 지급 예정일의 11시까지 채무불이행 금액 및 이자를 입금 요청하며, 입금이 되지 않을 경우 수요관리사업자에게 이를 통지한다. <개정 2025.4.9.>
4. 전력거래소는 결제계좌에 이체된 금액이 지급 예정일 15시까지 수요관리사업자 정산계좌에 이체되도록 시장은행에 지시한다.

제2관 판매사업자의 수요반응자원에 대한 정산

제12.6.2.1조(자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산금액은 별표 26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산금액과 SMP 결정 시 제외된 수요반응자원에 대한 추가 정산금액을 합한 값을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2019.12.31., 2025.4.9.>

제12.6.2.2조(실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산금액을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2019.12.31.,2025.4.9.>

제12.6.2.3조(주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산금액을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다. [신설 2020.11.01.] <개정 2025.4.9.>

제12.6.2.4조(의무감축용량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 월별 의무감축용량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 월별 의무감축용량에 대한 정산금액을 전체 발전기의 월별 거래량에서 판매사업자가 구매한 월별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <번호변경 2020.11.01.> <개정 2025.4.9.>

제12.6.2.5조(위약금에 대한 정산) <번호변경 2020.11.01.> <개정 2025.4.9.>

① 판매사업자에게 적용할 시간대별 실적위약금은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 실적위약금을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

② 판매사업자에게 적용할 월별 기본위약금은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 월별 기본위약금을 전체 발전기의 월별 거래량에서 판매사업자가 구매한 월별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제12.6.2.6조(자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산) ① 판매사업자에게 적용할 시간대별 제주지역 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 별도 산정한 수요증대 정산단가로 계산한 값으로 한다. [신설 2023.8.30.]

② 판매사업자에게 적용할 시간대별 육지지역 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 계획증대량에 대한 정산금액을 다음 각 호의 기준에 따라 배분한 값으로 한다. [신설 2024.3.28.]

1. 판매사업자의 시간대별 계획증대량에 대한 정산금액(반기별 상한액 초과에 따른 재배분 정산금액은 제외한다)은 전체 수요관리사업자의 해당 정산금액을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2025.4.9.>

2. 판매사업자의 시간대별 반기별 상한액 초과에 따른 재배분 정산금액은 전체 수요관리사업자의 해당 정산금액을 해당 거래시간이 포함된 반기 동안의 전체 발전기의 거래량에서 판매사업자가 구매한 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2025.4.9.>

제12.6.2.7조(실시간 전력수요 증대요청에 따른 전력수요 증대이행량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 전력수요 증대이행량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 전력수요 증대이행량에 별도 산정한 수요증대 정산단가로 계산한 값으로 한다. [신설

2023.8.30.]

제3관 구역전기사업자의 수요반응자원에 대한 정산

제12.6.3.1조(자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 시간대별 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산금액과 SMP 결정 시 제외된 수요반응자원에 대한 추가정산금액을 합한 값을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2019.12.31., 2025.4.9.>

제12.6.3.2조(실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 시간대별 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산금액을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2019.12.31., 2025.4.9.>

제12.6.3.3조(주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 시간대별 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 주파수 하락에 따른 시간대별 주파수연계 감축량에 대한 정산금액을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다. [신설 2020.11.01.] <개정 2025.4.9.>

제12.6.3.4조(의무감축용량에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 월별 의무감축용량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 월별 의무감축용량에 대한 정산금액을 전체 발전기의 월별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 월별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <번호변경 2020.11.01.> <개정 2025.4.9.>

제12.6.3.5조(위약금 정산) <번호변경 2020.11.01.> <개정 2025.4.9.>

① 구역전기사업자에게 적용할 시간대별 실적위약금은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 실적위약금을 전체 발전기의 시간

대별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

② 구역전기사업자에게 적용할 월별 기본위약금은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 월별 기본위약금을 전체 발전기의 월별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 월별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제12.6.3.6조(자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산) [신설 2024.3.28.]

구역전기사업자에게 적용할 시간대별 육지지역 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 계획증대량에 대한 정산금액을 다음 각 호의 기준에 따라 배분한 값으로 한다.

1. 구역전기사업자의 시간대별 계획증대량에 대한 정산금액(반기별 상한액 초과에 따른 재배분 정산금액은 제외한다)은 전체 수요관리사업자의 해당 정산금액을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2025.4.9.>
2. 구역전기사업자의 시간대별 반기별 상한액 초과에 따른 재배분 정산금액은 전체 수요관리사업자의 해당 정산금액을 해당 거래시간이 포함된 반기 동안의 전체 발전기의 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2025.4.9.>

제4관 발전사업자의 수요반응자원에 대한 정산 [본관신설 2021.1.1.] <삭제 2023.8.30.>

제5관 직접구매자의 수요반응자원에 대한 정산 <본관신설 2025.4.9.>

제12.6.5.1조(자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산) 직접구매자에게 적용할 시간대별 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산금액은 별표 26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산금액과 SMP 결정 시 제외된 수요반응자원에 대한 추가정산금액을 합한 값을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 직접구매자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제12.6.5.2조(실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산) 직접구매자에게 적용할 시간대별 전력수요 의무감축이행량에 대한 정

산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산금액을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 직접구매자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제12.6.5.3조(주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산) 직접구매자에게 적용할 시간대별 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 주파수 하락에 따른 시간대별 주파수연계 감축량에 대한 정산금액을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 직접구매자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제12.6.5.4조(의무감축용량에 대한 정산) 직접구매자에게 적용할 월별 의무감축용량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 월별 의무감축용량에 대한 정산금액을 전체 발전기의 월별 거래량에서 직접구매자가 구매한 월별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제12.6.5.5조(위약금 정산) ① 직접구매자에게 적용할 시간대별 실적위약금은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 실적위약금을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 직접구매자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

② 직접구매자에게 적용할 월별 기본위약금은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 월별 기본위약금을 전체 발전기의 월별 거래량에서 직접구매자가 구매한 월별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제12.6.5.6조(자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산) 직접구매자에게 적용할 시간대별 육지지역 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 계획증대량에 대한 정산금액을 다음 각 호의 기준에 따라 배분한 값으로 한다.

1. 직접구매자의 시간대별 계획증대량에 대한 정산금액(반기별 상한액 초과에 따른 재배분 정산금액은 제외한다)은 전체 수요관리사업자의 해당 정산금액을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 직접구매자가 구매한 월별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.
2. 직접구매자의 시간대별 반기별 상한액 초과에 따른 재배분 정산금액은 전체 수요관리사업자의 해당 정산금액을 해당 거래시간이 포함된 반기 동안의 전체 발전기의 거래량에서 직접구매자가 구매한 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제6관 수요관리사업자에 대한 정산명세서

<본관번호변경 2021.1.1., 2025.4.9.>

제12.6.6.1조(정산을 위한 사전조정) <조번호변경 2021.1.1., 2025.4.9.> 전력거래소는 명백한 오류 등에 대하여 정산결과를 통지하기 전에 사전조정을 할 수 있다.

제12.6.6.2조(초기 정산) <조번호변경 2021.1.1., 2025.4.9.> ① 전력거래소는 거래일로부터 25일째 되는 날 14시까지 초기정산을 위하여 필요한 수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객들의 거래일의 시간대별 정산용 사용전력량 데이터를 수집해야 한다. <개정 2016.12.30.>

② 전력거래소는 거래일로부터 31일 이내에 초기 정산을 하고 그 결과를 거래일로부터 33일 이내에 거래당사자에게 통지하여야 한다.

제12.6.6.3조(초기 정산에 대한 조정신청) <조번호변경 2021.1.1., 2025.4.9.> ① 거래당사자는 제12.6.6.2조 제2항의 규정에 의한 초기정산결과를 통지 받은 경우에, 거래일로부터 43일 이내에 전력거래소에 조정신청을 할 수 있다.

② 제1항의 규정에 의한 조정신청이 거래일로부터 46일 이내에 협의되지 아니한 경우에는 제7장 제3절의 규정에 따라 처리한다.

제12.6.6.4조(최종 정산) <조번호변경 2021.1.1., 2025.4.9.> 전력거래소는 제12.6.6.3조의 규정에 의한 조정신청 처리결과를 반영하여 거래일로부터 45일 이내에 최종정산을 하고, 그 결과를 거래일로부터 47일 이내에 거래당사자에게 통지하여야 한다.

제12.6.6.5조(최종 정산에 대한 이의신청) <조번호변경 2021.1.1., 2025.4.9.> ① 거래당사자는 제12.6.6.4조의 규정에 의한 최종 정산 결과를 통지받은 후, 거래일로부터 85일 이내에 전력거래소에 이의신청을 할 수 있다. 단, 이의신청기간 이내에 수요반응참여고객의 전력량계 고장 등에 의한 비정상적인 계량(과다, 과소)이 명백하고 단일 건으로서 연속성이 인정되는 경우에 한하여 85일을 초과한 정산분에 대하여도 이의신청 할 수 있다.

② 제1항의 규정에 의한 이의신청이 거래일로부터 110일 이내에 합의되지 아니한 경우에는 제7장 제3절의 규정에 따라 처리한다.

제12.6.6.6조(정산정정통지) <조번호변경 2021.1.1., 2025.4.9.> ① 전력거래소는 정산 결과 통지 후 전력부하감축(증대)거래량에 대한 과다 정산 및 사용전력량

데이터의 오류 등에 의한 명백한 정산오류를 발견하였을 경우, 이를 정정하고 그 결과를 해당 거래당사자에게 통지하여야 한다. <개정 2021.1.1>

② 최종 정산 이전에 정산정정통지 사유가 발생하는 경우, 최종정산과 동시에 제1항의 정산정정통지를 시행할 수 있다.

③ 최종 정산 통지 후 제1항의 정산정정통지가 있고 이에 대해 회원사의 이의가 있는 경우, 회원사는 통지 후 10일 이내 또는 거래일로부터 85일 이내에 이의신청을 할 수 있다.

④ 제3항에 의한 이의신청이 신청 후 15일과 거래일 이후 110일이 경과할 때까지 합의되지 아니하면 제7장 제3절의 규정에 따른다.

제12.6.6.7조 <조번호변경 2021.1.1., 2025.4.9.> 제12.6.6.3조 및 제12.6.6.5조의 규정에 의한 처리결과에 불복하는 경우에는 법 제57조의 규정에 따라 전기위원회에 재정을 신청할 수 있다.

제12.6.6.8조(수요반응자원의 거래대금 청구) <조번호변경 2021.1.1., 2025.4.9.>

① 수요관리사업자, 판매사업자, 구역전기사업자, 직접구매자는 별표 26에 따라 전력거래차수별 결제일 이전에 전력거래대금을 전력거래소에 청구하여야 한다. <개정 2021.1.1., 2025.4.9.>

② 전력거래소는 수요관리사업자, 판매사업자, 구역전기사업자, 직접구매자로부터 청구서를 접수받은 후 별표 26에 따라 각 전력거래차수별 결제일 이전에 전력거래 대금을 수요관리사업자, 판매사업자, 구역전기사업자, 직접구매자에게 청구하여야 한다. <개정 2021.1.1., 2025.4.9.>

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

④ 제12.6.6.3조 제2항 및 제12.6.6.5조 제2항의 규정에 의한 분쟁조정절차에 따르는 이의신청의 경우에는 제7장의 규정에 의한 분쟁조정결과에 따라 정산을 한다.

⑤ 전력거래소는 회원사의 고의 또는 과실로 발생하는 각종 가산세 등의 비용을 귀책 회원사에게 청구하여야 한다.

⑥ 수요관리사업자의 전력거래에 대한 결제 및 전력거래전담 금융기관에 관한 규정은 규칙 제4장 제3절 및 별표8에 따른다.

제7절 수요반응자원의 전력부하증대량 거래

[본절신설 2021.1.1]

제1관 전력거래기간 [본절신설 2021.1.1]

제12.7.1.1조(전력거래기간) 수요관리사업자는 제12.2.2조에 따라 등록된 플러스

DR에 한하여 제12.2.2조의 전력거래기간 중 전력거래를 할 수 있다.

제2관 전력부하증대량 구매자 등록 [본관명칭변경 2022.5.31.] <삭제
2023.8.30.>

제3관 자발적 수요증대에 따른 수요반응자원의 거래 [본관신설 2022.5.31.]

제12.7.3.1조(전력거래 요건) <조번호 변경 2022.5.31.> 수요반응자원의 자발적 수요증대에 대해 입찰하고자 하는 수요관리사업자는 다음 각 호의 전력거래 요건을 준수하여야 한다.

1. 매일 9시부터 18시까지에 대해서 입찰할 수 있다. <개정 2021.4.30., 2022.5.31>
2. 자발적 수요증대에 따른 수요반응자원의 거래에 수요관리사업자가 입찰할 수 있는 거래시간별 수요반응자원의 증대가능용량은 0.01MWh 이상이어야 한다.
3. 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR, 국민DR, 주파수DR은 자발적 수요증대에 따른 수요반응자원의 거래에 참여할 수 없다. <개정 2022.5.31., 2025.2.11.>

제12.7.3.2조(입찰서의 제출) <조번호변경 2022.5.31.> ① 수요관리사업자는 수요반응자원의 자발적 수요증대에 대한 입찰서를 거래일 직전 영업일(단, 제주 플러스DR의 경우 거래일 전일) 14시까지 전력거래소에 제출하여야 한다. <개정 2024.8.1.>

- ② 제1항의 규정에 의한 입찰서의 제출절차 및 기타 입찰운영에 필요한 세부사항은 별표 4를 따른다.
- ③ 전력거래소는 동일한 수요반응자원의 입찰서가 2개 이상 제출된 경우에는 마감시간 이전에 제출된 입찰서 중 마감시간으로부터 가장 가까운 시기에 제출된 입찰서를 유효한 입찰서로 인정한다. <개정 2024.2.13.>
- ④ 제1항 규정에 의한 입찰서에 제12.7.2.4조에서 정한 입찰서 내용 중 전부 또는 일부가 누락되거나 모사전송방식에서 입찰서를 제출한 자의 서명이 누락된 경우에는 입찰서를 제출하지 아니한 것으로 간주한다.
- ⑤ 전력거래소는 입찰서를 제출받은 때에는 접수된 시간을 기록하여 관리하여야 한다.

제12.7.3.3조(입찰서의 내용) <조번호변경 2022.5.31.> ① 전력부하증대량 거래에 대하여 제출하는 입찰서에는 다음 각 호의 내용이 기재되어야 한다.

1. 수요반응자원의 거래시간별 증대가능용량
2. 입찰에 참여하는 고객명세

제12.7.3.4조(마감시간 이후 입찰 자료의 변경) <조번호변경 2022.5.31.> 수요관리사업자는 마감시간 이후 입찰 자료를 변경할 수 없다.

제12.7.3.5조(입찰 자료를 제출받지 아니한 경우) <조번호변경 2022.5.31.> 전력거래소는 수요관리사업자가 입찰 자료를 제출하지 아니한 경우에는 해당 수요관리사업자가 보유한 모든 수요반응자원의 증대가능용량을 '0'으로 처리한다.

제12.7.3.6조(플러스DR 기준출력제어량 산정) <조번호변경 2022.5.31.> ① 전력거래소는 제주 신재생예측시스템의 출력제어 예측 정확도 및 전력계통 운영여건 등을 고려하여 플러스DR 기준출력제어량을 산정하고, 매월 시작일로부터 영업일 2일 이전까지 공지하여야 한다. <개정 2021.4.30., 2024.8.1.>

② 기준출력제어량은 제1항에 따라 매월 산정하는 것을 원칙으로 하되, 필요시 변경일 영업일 2일 이전까지 공지하여 변경할 수 있다. <개정 2021.4.30., 2024.8.1.>

제12.7.3.7조(육지 수요증대필요량 산정) [신설 2024.3.28.] ① 전력거래소는 수요실적 및 전력계통 운영여건 등을 고려하여 기준 태양광이용률과 기준 수요구간을 결정하고, 그에 따른 수요 수준별 플러스DR 증대필요량을 지역별로 산정하여 매월 시작일로부터 영업일 2일 이전까지 공지하여야 한다. <개정 2024.8.1.>

② 증대필요량은 제1항에 따라 매월 산정하는 것을 원칙으로 하되, 필요시 변경일 영업일 1일 이전까지 공지하여 변경할 수 있다. <개정 2024.8.1.>

제12.7.3.8조(증대계획량 산정) <조번호변경 및 개정 2022.5.31., 2024.3.28.> ① 제주지역의 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 증대계획량은 전일 제주 하루 전발전계획에 따라 공표되는 익일의 제주 하루전에너지가격이 0원 이하이고, 익일의 출력제어량이 플러스DR 기준출력제어량 이상일 경우 예측된 출력제어량(이하 “예측 출력제어량”이라 함)으로 산정하며, 다음 각 호에 따라 수요반응자원별 증대계획량을 배분한다.

단, 하루전발전계획에서 「신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영지침」 제3조 제22호의 고정가격계약을 체결한 신재생발전기의 출력제어가 결정될 경우에는 플러스DR을 낙찰하지 않는다. [신설 2021.1.1.] <개정 2023.8.30., 2024.3.28.>

1. 거래시간별 예측 출력제어량이 제출된 입찰서의 동시간대 전체 수요반응자원의 증대가능용량보다 같거나 클 경우, 해당 거래시간 수요반응자원의 증대계획량은 증대가능용량으로 배분한다. [신설 2021.1.1.]

$SMP_t \leq 0$ 이며

$FRCA_t \geq \sum_i SLIA_{i,t}$ 이면,

$SLI_{i,t} = SLIA_{i,t}$

여기서,

$FRCA_t$: 예측 출력제어량

$SLIA_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간별 증대가능용량

$SLI_{i,t}$: 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 증대계획량

2. 거래시간별 예측 출력제어량이 제출된 입찰서의 동시간대 전체 수요반응자원의 증대가능용량보다 작은 경우, 해당 거래시간 수요반응자원의 증대계획량은 다음 식에 따라 최대 0.1MW씩 우선 배분하고 추가로 필요한 증대량에 대하여 수요반응자원별 증대가능용량에 비례하여 배분한다. [신설 2021.1.1.]

$FRCA_t < \sum_i SLIA_{i,t}$ 이면,

$SLI_{i,t} =$

$$\begin{aligned} & [(SLIA_{i,t} - \min(SLIA_{i,t}, 0.1)) \\ & \quad \max(FRCA_t - \sum_i \min(SLIA_{i,t}, 0.1), 0) \\ & \quad \times \frac{\sum_i (SLIA_{i,t} - \min(SLIA_{i,t}, 0.1))}{\sum_i (SLIA_{i,t} - \min(SLIA_{i,t}, 0.1))} + \min(SLIA_{i,t}, 0.1)] \\ & \quad \times \min\left(\frac{FRCA_t}{\sum_i \min(SLIA_{i,t}, 0.1)}, 1\right) \end{aligned}$$

② 육지지역의 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 증대계획량은 전일 전력거래소에서 예측한 익일의 예측수요가 기준 수요구간을 충족하고, 전일 태양광 예측시스템을 통해 예측된 익일의 태양광이용률이 기준 태양광이용률 이상일 경우 제12.7.3.7조 제1항의 수요 수준별 증대필요량으로 산정하며, 다음 각 호에 따라 수요반응자원별 증대계획량을 배분한다. 단, 증대필요량이 별도로 공지되지 않은 경우 해당 거래시간 수요반응자원의 증대계획량은 증대가능용량으로 배분한다. [신설 2024.3.28.]

1. 거래시간별 증대필요량이 제출된 입찰서의 동시간대 전체 수요반응자원의 증대가능용량보다 같거나 클 경우, 해당 거래시간 수요반응자원의 증대계획량은 증대가능용량으로 배분한다.

$RAI_t \geq \sum_i SLIA_{i,t}$ 이면,

$SLI_{i,t} = SLIA_{i,t}$

여기서,

RAI_t : 거래시간별 증대필요량

$SLIA_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간별 증대가능용량

$SLI_{i,t}$: 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 증대계획량

2. 거래시간별 증대필요량이 제출된 입찰서의 동시간대 전체 수요반응자원의 증대가능용량보다 작은 경우, 해당 거래시간 수요반응자원의 증대계획량은 다음 식에 따라 최대 0.1MW씩 우선 배분하고 추가로 필요한 증대량에 대하여 수요반응자원별 증대가능용량에 비례하여 배분한다. 단, 배분 후 거래시간별 각 수요반응자원의 증대계획량의 합계와 증대필요량의 차이가 발생할 경우 증대계획량이 가장 큰 수요반응자원에서 증감하여 일치시킨다.

$$RAI_t < \sum_i SLIA_{i,t} \text{ 이면,}$$

$$SLI_{i,t} = \frac{[(SLIA_{i,t} - \min(SLIA_{i,t}, 0.1)) \max(RAI_t - \sum_i \min(SLIA_{i,t}, 0.1), 0) \times \frac{\sum_i (SLIA_{i,t} - \min(SLIA_{i,t}, 0.1))}{\sum_i \min(SLIA_{i,t}, 0.1)} + \min(SLIA_{i,t}, 0.1)]}{\sum_i \min(SLIA_{i,t}, 0.1)} \times \min(\frac{RAI_t}{\sum_i \min(SLIA_{i,t}, 0.1)}, 1)$$

③ 제1항, 제2항에 따른 거래시간별 수요반응자원의 증대계획량은 거래일 09시부터 18시 사이에 해당하는 시간에 배분하는 것을 원칙으로 하나, 특별한 사유가 있을 경우 사전에 고지한 후 변경할 수 있다. [신설 2021.1.1.] <개정 2021.4.30., 2024.3.28.>

④ 전력거래소는 제1항에 따른 거래시간별 수요반응자원의 증대계획량 배분 결과를 거래일 전일 18시까지, 제2항에 따른 증대계획량 배분 결과를 거래일 직전 영업일 17시30분까지 수요반응자원 전력거래시스템을 통해 수요관리사업자에게 통지하는 것을 원칙으로 하나, 부득이한 경우 24시까지 별도의 방법으로 통지할 수 있다. [신설 2021.1.1.] <개정 2021.4.30., 2023.8.30., 2024.3.28., 2024.8.1.>

⑤ 전력거래소는 제1항 및 제2항의 규정에도 불구하고 동일 시간대에 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR의 전력수요 의무감축요청이 발령될 경우, 해당 거래시간 모든 수요반응자원의 증대계획량을 “0”으로 조정하고, 조정내역을 수요관리사업자에게 즉시 공지하여야한다. <개정 2022.5.31., 2025.2.11.>

⑥ 제12.4.2.8조에 따른 표준DR, 중소형DR, 제주DR 또는 국민DR 수요반응자원의 자발적 수요감축에 따른 거래시간별 감축계획량이 '0'을 초과하여 배분된 경우 해당 거래시간을 포함하는 거래일의 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 육지 플러스DR 또는 제주 플러스DR의 증대계획량은 '0'으로 조정한다. [신설 2021.1.1.] <개정 2021.4.30., 2023.8.30., 2024.3.28.>

제4관 실시간 전력수요 증대요청에 따른 수요반응자원의 거래

[본관신설 2022.5.31.]

제12.7.4.1조(수요관리사업자에 대한 전력수요 증대요청) ① 수요관리사업자에 대한 전력수요 증대요청은 제주 플러스DR을 대상으로 제주 실시간발전계획에 따라 공표된 거래일 당일의 증대 2시간 전 제주 실시간 에너지가격이 0원 이하이고, 당일의 증대 2시간 전 출력제어량이 플러스DR 당일 기준출력제어량 이상일 경우 다음 각 호에서 정한 기준에 따라 이행되어야 한다. 단, 실시간발전계획에서 「신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영지침」 제3조 제22호의 고정가격계약을 체결한 신재생발전기의 출력제어가 결정될 경우에는 플러스DR을 발령하지 않는다. [신설 2022.5.31.] <개정 2023.8.30., 2024.3.28.>

1. 매일 9시부터 18시 사이 중 제12.7.3.7조 제3항에 의해 산정된 증대계획량이 0보다 큰 거래시간을 제외한 감축시작시각 및 감축종료시각(매시 정각, 15분, 30분, 45분에 발령 가능)

2. 전력수요 증대요청 발령시각(증대준비시간) : 증대시작시각 최소 120분 전

② 동일 시간대에 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR의 전력수요 의무감축요청이 발령될 경우, 기 발령된 실시간 전력수요 증대요청을 취소할 수 있다. <개정 2025.2.11.>

제12.7.4.2조(플러스DR 당일 기준출력제어량 산정) ① 전력거래소는 제주 신재생 예측시스템의 출력제어 예측 정확도 및 전력계통 운영여건 등을 고려하여 플러스DR 당일 기준출력제어량을 산정하고, 매월 시작일로부터 영업일 2일 이전까지 공지하여야 한다. [신설 2022.5.31.] <개정 2024.8.1.>

② 기준출력제어량은 제1항에 따라 매월 산정하는 것을 원칙으로 하되, 필요시 변경일 2일 이전까지 공지하여 변경할 수 있다. [신설 2022.5.31.] <개정 2024.8.1.>

제13장 정부승인차액계약 [본장신설 2014.12.31.]

제1절 정부승인차액계약의 운영

제13.1.1조(정부승인차액계약의 운영) ① 정부승인차액계약의 계약관리, 차액계약 관련자료 검토, 차액계약 인가신청서의 적정성 검토 및 차액정산 등은 별표30의 규정에 의해 처리한다.

② 정부승인차액계약 관련 세부 기준은 정부승인차액계약 세부운영규정(이하 “차액계약규정”이라 한다)에 따른다.

③ 정부승인차액계약에 따라 전력거래가 이루어지는 발전기에 대해서는 제21.10조 제1항을 적용받지 않는다.

제13.1.2조(승인) 제13.2.1.5조의 규정에 의거 정부승인차액계약운영위원회가 심의·의결한 다음 각호의 사항에 대해서는 산업통상자원부장관의 승인을 받아야 한다.

1. 계약전력량 산정기준을 변경하는 경우
2. 기준가격 산정기준을 변경하는 경우
3. 투자보수율 산정을 위한 계수 산정기준을 변경하는 경우
4. 기타 정부승인차액계약에 현저한 영향을 미칠 우려가 있는 사항을 심의·의결한 경우

제2절 정부승인차액계약운영위원회

제1관 구성 및 기능

제13.2.1.1조(설치 및 구성) ① 정부승인차액계약 세부운영 규정을 제·개정하기 위해 정부승인차액계약운영위원회(이하 “차액위원회”라 한다)를 둔다.

② 차액위원회는 위원장을 포함한 9인 이내의 위원으로 구성한다. <개정 2018.8.2.>

③ 차액위원회의 위원장 및 위원은 다음 각호에 해당하는 자 중에서 전력거래소 이사장이 위촉한다. <개정 2018.8.2.>

1. 전력거래소 임직원
2. 산업통상자원부 소속 공무원
3. 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자

④ <삭제 2018.8.2.>

⑤ 제3항 제3호와 관련하여 적합한 자격을 지닌 전문가단(Pool)을 구성하여 운

영할 수 있다. 이 경우 적합한 자격이라 함은 전력, 경제, 법률 등의 분야에서 제2.2.1.1.조의2 각 호와 같다. <신설 2018.8.2.>

⑥ 차액위원회의 원활한 운영을 위하여 차액위원회에 간사 1인을 두며, 동 간사는 전력거래소 소속 직원 중에서 전력거래소 이사장이 지명한다. <번호변경 2018.8.2.>

제13.2.1.2조(위원장의 직무 및 회의) ① 차액위원회의 위원장은 차액위원회를 대표하며, 차액위원회의 직무를 통할한다.

② 위원장은 차액위원회의 회의를 소집하며, 그 의장이 된다.

③ 위원장이 부득이한 사유로 직무를 수행할 수 없을 때에는 위원장이 지명한 위원이나 차액위원회에서 정한 위원이 그 직무를 대행한다.

제13.2.1.3조(위원의 임기) ① 제13.2.1.1조 제3항 제1호 및 제2호의 규정에 의한 위원의 임기는 해당 직위 보유기간으로 한다.

② 제13.2.1.1조 제3항 제3호의 규정에 의한 위원의 임기는 3년으로 하되, 1회 연임할 수 있다.

③ 제2항에도 불구하고, 제13.2.1.1조 제3항 제3호의 규정에 의한 위원의 경우 차액계약 업무의 연속성을 유지하기 위하여 연간 기준으로 해당위원 총수의 1/2 범위 내에서 교체할 수 있다. 단, 위원이 사임을 요청하는 경우는 그러하지 아니하다.

④ 제13.2.1.1조 제3항 제3호의 규정에 의한 위원은 임기가 만료된 경우라도 그 후임자가 위촉될 때까지 계속 위원으로서의 자격을 유지한다.

⑤ 위원이 사임하고자 할 때에는 그 취지를 서면으로 작성하여 전력거래소 이사장에게 제출하여야 한다.

<개정 및 번호변경 2018.8.2.>

제13.2.1.4조(위원의 청렴의무 및 해촉) ① 위원으로 선정된 자는 별지 제87호의 청렴서약서를 작성하여 제출하여야 한다.

② 다음 각 호에 해당하는 사유가 발생할 경우에는 전력거래소 이사장은 해당위원을 해촉할 수 있다.

1. 전기사업법 등 국내법령 위반으로 금고이상의 형을 선고받았을 경우
2. 금품수수 또는 부정한 청탁 등 비위사실이 확인된 경우
3. 심신쇠약 및 장기간 국내부재 등으로 위원으로서 역할을 정상적으로 수행할 수 없는 경우
4. 위원회 활동 중 알게 된 정보를 누설 또는 공개하는 자

제13.2.1.5조(기능) 차액위원회는 차액계약 세부운영 규정을 제·개정하기 위해 다음 사항을 심의·의결한다.

1. 계약전력량(시간대별 계약전력량, 연간계약전력량) 산정기준
2. 기준가격(고정비단가 및 연료비 단가) 산정기준
3. 투자보수율 산정을 위한 계수 산정기준
4. 기타 차액계약 관련 필요한 사항의 결정 등

제13.2.1.6조(위원의 제척·기피·회피) ① 산업통상자원부 소속 공무원, 전력거래소 임직원의 대표를 제외한 위촉위원이 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 경우 해당사항의 심의 및 의결에서 제척된다.

1. 위원 또는 그 배우자나 배우자였던 자가 그 사항의 당사자가 되거나 그 사항에 관하여 공동권리자 또는 의무자의 관계에 있는 경우
 2. 위원이 그 사항의 당사자와 민법 제777조에 따른 친족이거나 친족이었던 경우
 3. 위원이 최근 3년 이내에 심의·의결대상 기관(회사)에 재직한 경우
 4. 기타 공정한 심의·의결을 수행할 수 없다고 판단되는 경우
- ② 당사자는 위원에게 심의·의결의 공정성을 기대하기 어려운 사정이 있는 경우에는 별지 제88호 서식을 이용하여 기피신청을 할 수 있다.
- ③ 위원은 제1항 또는 제2항의 사유에 해당하면 스스로 그 사항의 심의·의결을 회피할 수 있다.

제2관 차액위원회 회의

제13.2.2.1조(회의 개최 및 소집) ① 차액위원회의 위원장은 제13.2.1.5조 규정에 의한 위원회의 기능수행을 위하여 차액위원회를 소집한다. 다만, 위원장이 유고 시에는 위원 2인 이상의 발의로 회의를 소집할 수 있다.

② 차액위원회의 간사는 위원장이 차액위원회의 개최를 결정하는 경우에 차액위원회 개최 예정일로부터 3일전까지 부의안건과 함께 차액위원회 개최통지서로 전 위원에게 통지하여야 한다. 다만, 긴급을 요하는 경우에는 24시간 전까지 통지할 수 있다.

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

제13.2.2.2조(부의안건 및 등록절차) ① 의결사항은 위원장 또는 위원이 제안한다.

② 제1항에 의하여 의결사항을 제안하고자 할 때는 의안을 작성하여 차액위원회 개최 예정일로부터 10일 전까지 전력거래소에 제출하여야 한다.

제13.2.2.3조(성립과 의결) ① 차액위원회는 재적위원 과반수의 출석으로 성립되고 출석위원 과반수의 찬성으로 의결한다.

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

③ 정부 및 전력거래소를 대표하는 위원이 부득이한 사유로 위원회에 참석할 수 없는 경우에는 대리인으로 하여금 위원회에 참석하게 할 수 있으며, 위촉위원의 경우에는 대리인이 참석할 수 없다. 참석하는 대리인은 규칙 별지 제30호 서식에 의한 위임장을 회의 시작 전까지 위원장에게 제출하여야 한다.

④ 간사는 차액위원회의 운영을 담당하며 표결권을 보유하지 아니한다.

제13.2.2.4조(결과통지 및 공개) ① 차액위원회의 간사는 차액위원회에 입회하여 의사록과 회의록을 작성하여 차액위원회 위원장과 참석위원의 서명(날인)을 받아 의안과 함께 전력거래소에 보존하여야 한다.

② 차액위원회의 간사는 작성된 회의록을 차기 회의 시 요약 보고하여야 한다.

③ 회의 결과는 차액위원회 종료 후 10일 이내에 정보공개홈페이지에 게재하여야 한다.

제13.2.2.5조(관계인 출석) ① 차액위원회는 필요할 경우 상정된 의안의 관계인을 출석시켜 심의에 필요한 사항을 질문할 수 있으며, 관계인에게 문서 또는 전자적 방법(문자메시지 전송, 이메일 통지 등)을 이용하여 출석을 요청하여야 한다.

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

제13.2.2.6조(실비 지급) 차액위원회 위원에게는 회의참석 여비, 차액위원회 업무와 관련되는 국내출장 여비, 자료의 수집·분석에 필요한 수용비, 회의참석 수수료 등을 지급할 수 있다.

제13.2.2.7조(세부운영기준) 이 규칙에서 정한 사항 외에 차액위원회 운영에 관하여 필요한 세부사항은 차액위원회의 의결을 거쳐 위원장이 별도로 정할 수 있다.

제3관 실무협의회

제13.2.3.1조(실무협의회 설치 및 구성) ① 차액위원회에서 심의·의결할 내용을 검토·조정하고 차액위원회로부터 위임받은 사항을 처리하기 위하여 차액위원회 산하에 차액계약운영실무협의회(이하 “실무협의회”라 한다)를 둔다.

② 실무협의회는 의장을 포함하여 10인 이상 13인 이내의 위원으로 구성하며, 실무협의회 의장은 차액위원회 간사로 한다. <개정 2017.12.29.>

③ <삭제 2017.12.29.>

④ 실무협의회 위원은 다음 각 호에 해당하는 자 중에서 해당 기관의 추천을 받아 차액위원회에서 결정한다. <개정 2017.12.29., 2018.8.2.>

1. 전력거래소 직원

2. 산업통상자원부 소속 공무원

3. 전력거래소 회원의 대표(발전사업자, 판매사업자) 소속 직원

4. 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자

⑤ 제4항 제4호와 관련하여 적합한 자격을 지닌 전문가단(Pool)을 구성하여 운영할 수 있다. 이 경우 적합한 자격이라 함은 전력, 경제, 법률 등의 분야에서 제2.2.1.1.조의2 각 호와 같다. [신설 2017.12.29.] <개정 2018.8.2.>

⑥ 실무협의회 의장은 실무협회의 원활한 운영을 위하여 간사를 두며, 간사는 의장이 전력거래소 소속 직원 중에서 지정한다. <항번호변경 2017.12.29.>

제13.2.3.1조의 2(실무협의회 위원의 임기) ① 제13.2.3.1조 제4항 제1호 및 제2호의 규정에 의한 위원의 임기는 해당 직위 보유기간으로 한다.

② 제13.2.3.1조 제4항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원의 임기는 3년으로 하되 1회에 한하여 연임할 수 있다.

③ 제13.2.3.1조 제4항 제3호의 경우 직위가 변경된 경우에는 후임자가 전임자의 잔여임기동안 위원의 자격을 승계한다.

④ 제2항에도 불구하고, 제13.2.3.1조 제3항 제4호의 규정에 의한 위원의 경우 업무의 연속성을 유지하기 위하여 연간 기준으로 해당위원 총수의 1/2 범위 내에서 교체할 수 있다. 단, 위원이 사임을 요청하는 경우는 그러하지 아니하다.

⑤ 제13.2.3.1조 제4항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원은 임기가 만료된 경우라도 그 후임자가 선임될 때까지 계속 위원으로서의 자격을 유지한다.

<본조신설 2018.8.2.>

제13.2.3.2조(실무협의회 운영) ① 실무협의회는 의장이 필요하다고 인정하는 경우 수시로 개최할 수 있다.

② 실무협의회 의장은 실무협의회를 개최하고자 하는 경우 회의 개최 3일 전까지 각 위원에게 회의 일시·장소 및 회의안건을 서면으로 통보하여야 한다. 다만, 긴급을 요하는 경우에는 24시간 전까지 통지할 수 있다.

③ 실무협의회 회의는 재적위원 과반수의 출석으로 성립되며, 출석위원 과반수의 찬성으로 결정한다.

제14장 재생에너지 발전량 예측제도 [본장신설 2020.10.1.]

제1절 통칙

제14.1.1조(용어의 정의) 이 장에서 사용하는 용어의 정의는 다음과 같다.

1. “재생에너지 예측발전량(이하 “예측발전량”이라 한다)”이라 함은 제4호의 개별자원을 소유한 발전사업자 또는 제5호의 예측형 집합전력자원을 모집한 중개사업자가 전력거래소에 거래전일 제출하는 거래일의 시간대별 예측발전량을 말한다.
2. “재생에너지 발전량 예측제도 정산단가(이하 “예측제도 정산단가”이라 한다)”라 함은 재생에너지 발전량 예측제도(이하 “예측제도”라 한다)의 대상인 제9호의 주요자원 전력거래량에 대해 제14.5.1.1조 및 별표2에서 정한 설비이용률 및 예측오차율에 따라 적용하는 기준단가를 말한다. <개정 2021.9.18.>
3. “재생에너지 발전량 예측제도 정산금(이하 “예측제도 정산금”이라 한다)”이라 함은 제13호의 예측제도 대상자원의 전력거래량에 대해 제14.5.1.1조 및 별표2에 따라 지급하는 정산금을 말한다. <개정 2021.9.18.>
4. “개별자원”이라 함은 신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법 제2조 제2호에 따른 재생에너지를 발전원으로 하고 설비용량 20MW를 초과하는 1기의 비중앙급전발전기 또는 1기의 비중앙급전전기저장장치를 말한다.
5. “예측형 집합전력자원”은 중개시장운영규칙에 따라 재생에너지를 발전원으로 하는 소규모전력자원(이하 “소규모재생전력자원”이라 한다) 및 소규모전력자원 중 전기저장장치(이하 “소규모전기저장장치”라 한다)를 통합한 것으로, 해당 예측형 집합전력자원 내에 제9호의 주요자원의 설비용량이 20MW를 초과하여 예측제도에 참여할 수 있는 가상의 전기설비를 말한다. <개정 2021.9.18.>
6. “예측제도 참여희망자”라 함은 예측제도에 참여하고자 하는 자로서, 제13호의 예측제도 대상자원이 아닌 개별자원을 소유한 발전사업자 또는 예측형 집합전력자원을 모집한 중개사업자를 말한다. <개정 2021.9.18.>
7. “예측제도 참여자”라 함은 제13호의 예측제도 대상자원으로 등록된 개별자원을 소유한 발전사업자 또는 예측형 집합전력자원을 모집한 중개사업자를 말한다. <개정 2021.9.18.>
8. “보유자원”이라 함은 발전사업자가 소유한 개별자원 및 중개사업자가 모집한 예측형 집합전력자원을 총칭한다.
9. “주요자원”이라 함은 보유자원 중 주요 변동성 자원인 태양광 및 풍력을 발전원으로 하는 발전설비를 말한다.
10. “보조자원”이라 함은 예측정확도 제고를 위해 주요자원을 보조하는 설비로

서, 보유자원 중 주요자원 이외의 설비를 말한다. <개정 2021.9.18.>

11. “예측제도 설비이용률(이하 “설비이용률”이라 한다)”이라 함은 보유자원 내 주요자원의 설비용량에 대한 주요자원 전력거래량의 백분율(%)을 말한다. 여기서, 설비용량은 전력시장에 등록된 설비용량 중 고장, 정비 등 사유로 발전을 할 수 없는 설비의 용량을 제외한 것을 말한다. <개정 2021.9.18.>

12. “재생에너지 예측오차율(이하 “예측오차율”이라 한다)”이라 함은 보유자원 내 주요자원의 설비용량에 대한 보유자원 예측발전량과 전력거래량의 차이의 절댓값의 백분율(%)을 말한다. 여기서, 설비용량은 전력시장에 등록된 설비용량 중 고장, 정비 등 사유로 발전을 할 수 없는 설비의 용량을 제외한 것을 말한다. <개정 2021.9.18.>

13. “예측제도 대상자원(이하 “대상자원”이라 한다)”이라 함은 제3절에 따라 예측제도 대상으로 등록된 보유자원을 말한다. <개정 2021.9.18.>

제14.1.2조(적용 범위) 이 장은 전력시장에 참여 중인 예측제도 참여희망자 및 참여자의 예측발전량 제출 및 정산 등에 적용한다. <개정 2021.9.18.>

제14.1.3조(예측제도 참여희망자 및 참여자의 의무) 예측제도 참여희망자 및 참여자는 전력거래소의 전력계통 및 전력시장의 원활한 운영을 위해 다음 각 항을 준수하여야 한다.

① [신설 2021.9.18.] <삭제 2022.12.27.>

② [신설 2021.9.18.] <삭제 2022.12.27.>

③ 예측제도에 등록하기 위한 예측오차율 검증시험(이하 “예측제도 등록시험”이라고 한다) 및 등록 기간동안 아래 각 호의 내용을 전력거래소에 충실히 제출해야 한다. 여기서, 개별자원에 대하여는 발전사업자가, 예측형 집합전력자원을 구성하는 소규모재생전력자원 및 소규모전기저장장치에 대하여는 중개사업자가 제출 주체가 된다. <항번호 변경 및 개정 2021.9.18., 2025.2.11.>

1. 예측발전량

2. 설비용량 변동 신고(고장, 정비 등 사유로 전력시장에 등록된 설비용량과 발전가능한 설비의 용량이 상이할 경우 별지 제123호 서식에 따라 전력거래소에 거래일로부터 3일(영업일 기준) 이내 신고)

3. 급전지시 등에 의한 출력제어 신고(별지 제124호 서식에 따라 전력거래소에 거래일로부터 3일(영업일 기준) 이내 신고. 단, 규칙 제16장 제주 시범사업 참여자원에 한하여 거래일로부터 5일(영업일 기준)이내 신고) <개정 2025.2.11.>

④ 기타 전력계통 안정 및 발전비용 최소화 등을 위해 전력거래소가 요청하는 자료를 성실하게 제출해야 한다. <항번호 변경 및 개정 2021.9.18.>

⑤ 예측제도 등록시험 자원 및 대상자원의 원활한 평가 및 정산을 위하여 계량 자료 취득 상황 등을 수시로 확인하여 각종 필수 데이터가 전력거래소로 원활히 전송되도록 하여야 한다. [신설 2021.9.18.]

제2절 참여자원 조건 및 구성 <본절명칭 변경 2021.9.18.>

제14.2.1조(참여 기준) 전력시장에 등록된 태양광과 풍력의 설비용량에 따라 개별 자원 또는 예측형 집합전력자원으로 예측제도 등록시험 및 예측제도에 참여할 수 있다. 다만, 신에너지를 발전원으로 하는 설비는 제외하며, 발전기 내 주요 자원 발전원이 혼재된 경우 발전원별로 분리하여 참여하여야 한다. <개정 2021.9.18., 2022.12.27., 2025.2.11.>

제14.2.2조(등록시험 자원) 제14.3.1조에 따라 예측제도 등록시험에 참여하고자 하는 예측제도 참여희망자의 보유자원은 다음 각 항의 조건을 충족해야 한다. <개정 2021.9.18.>

① 개별자원은 주요자원 1기로 단독 참여 또는 주요자원 1기와 1기 이상의 보조자원을 통합하여 참여할 수 있다. 단, 주요자원 1기와 1기 이상의 보조자원의 통합은 다음 각 호의 조건을 모두 충족한 경우로 제한한다. <개정 2022.12.27.>

1. 동일한 발전사업자가 2기 이상의 개별자원을 소유한 경우
 2. 동일 계통(육지, 제주), 지역 및 송·배전망에 1기의 주요자원 및 1기 이상의 보조자원이 존재하는 경우
- ② 등록시험에 참여하기 위한 예측형 집합전력자원의 구성과 관련된 사항은 중개시장운영규칙을 따른다.

제14.2.3조(대상자원 내 주요자원 용량유지) 예측제도 참여 중 다음 각 호의 경우가 발생하여 등록된 대상자원 내 주요자원의 설비용량이 20MW 초과에서 20MW 이하가 된 경우, 20MW 초과에서 20MW 이하가 된 날이 속한 달의 익월 1일(거래일 기준)부터 3개월이 되는 날(이하 “복구가능기간”이라 한다) 이내에 해당 대상자원 내 주요자원의 설비용량이 20MW 초과로 복구되지 못할 경우 제3절에 따른 등록기간과 상관없이 등록제외된다. 단, 복구가능기간 중 해당 대상자원 내 주요자원 용량 추가 감소 시에도 복구가능기간은 신규 또는 추가 부여되지 않는다. [신설 2021.9.18.] <개정 2023.6.30.>

1. 개별자원의 설비의 전체 또는 부분적인 철거, 복구불가한 고장 등으로 주요자원 설비용량의 영구적인 감소가 발생한 경우
2. 예측형 집합전력자원을 구성하는 소규모재생전력자원 전체 또는 일부 설비

에 대한 철거, 복구불가한 고장, 중개계약종료 등으로 주요자원 설비용량의 영구적인 감소가 발생한 경우

제3절 시험 및 등록

제14.3.1조(예측제도 등록시험) 예측제도 참여희망자는 보유자원을 예측제도 대상 자원으로 등록하기 위해 다음 각 항에 따라 예측제도 등록시험 과정을 거쳐야 한다. 단, 등록시험 참여 중 고장, 정비, 급전지시 등에 의한 출력제어 등으로 인해 등록시험 자원 내 주요자원의 설비용량이 20MW 이하로 감소한 시간대가 168시간을 초과하면 해당 자원의 등록시험을 중단하고 무효로 한다. <개정 2021.9.18., 2022.12.27.>

① 시험월의 1일(거래일 기준)을 기준으로 5일 전(영업일 기준)까지 전력거래소에 별지 제117호서식에 따른 신청서와 예측제도 등록시험 참여를 위한 해당 예측제도 참여희망자 명의의 시장은행 통장 사본 및 사용인감 증명서(인감 이미지 화일 포함)를 제출하여야 한다. <개정 2022.12.27., 2023.12.29.>

1. <삭제 2023.12.29.>

2. <삭제 2023.12.29.>

② 신청서 제출완료 후 시험월에 대한 시간대별 예측발전량을 신청월 말일부터 시험월 말일의 전일까지 1개월 동안 제14.4.1조의 2항과 동일한 방식으로 전력거래소에 제출한다.

③ 제1항에 의해 제출해야 하는 시장은행 통장 사본 및 사용인감 증명서의 경우, 예측제도 참여를 위해 기존에 제출한 것이 있을 경우 해당 서류의 제출이 면제된다. 다만, 기존에 제출된 서류의 내용에 변경이 있을 경우 변경된 내용이 반영된 서류를 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2022.12.27.]

제14.3.2조(평가 및 통지) 전력거래소는 다음 각 항에 따라 예측제도 등록시험 평가 및 결과통지를 시행한다. <개정 2021.9.18.>

① 전력거래소는 시험대상인 보유자원의 예측발전량 및 최종정산용 전력거래량(등록시험 만료일(거래일 기준)에 대한 마지막 차수 청구일 전일 기준)을 활용하여 제14.4.2조의 각 항과 동일한 방식으로 시간대별 예측오차율을 평가한다. <개정 2021.9.18.>

1. <삭제 2021.9.18.>

2. <삭제 2021.9.18.>

3. <삭제 2021.9.18.>

② 예측오차율을 평가 후, 평가결과 및 등록가능 여부를 별지 제120호서식에

따라 시험월의 익월 내로 통지한다. 이 때, 보유자원의 등록시험 기간 평균 예측오차율이 10% 이하인 경우 예측제도 대상자원으로 등록할 수 있다. 여기서, 평균 예측오차율은 등록시험 기간 중 주요자원의 설비이용률이 10% 이상인 시간대의 예측오차율을 산술 평균한 값을 말한다. 단, 제14.1.3조의 의무를 미준수 시 등록시험 평가 결과와 관계없이 대상자원으로 등록할 수 없다. <개정 2021.9.18.>

③ 전력거래소는 시스템 장애 발생 등으로 평가 및 통지가 어려운 경우 예측제도 참여희망자에게 공지하고, 가능한한 빠른 시일 내에 정상화되도록 노력해야 한다. [신설 2021.9.18.]

제14.3.3조(대상자원 등록) ① 제14.3.2조에 따라 등록가능 통지를 수령한 예측제도 참여희망자는 별지 제117, 118호서식을 작성하여 통지 수령월의 익월 말일 5일 전(영업일 기준)까지 전력거래소에 제출하여 대상자원 등록신청을 완료하여야 한다. 단, 별지 제118호서식은 기제출한 경우에 면제된다. <개정 2022.12.27.> <항번호 추가 및 개정 2023.6.30.>

② 대상자원 등록자격 시작일은 대상자원 신청일에 따라 다음 각 호와 같이 결정된다.

1. 통지 수령월의 말일 5일전(영업일 기준)까지 신청한 경우 : 통지 수령월 익월 1일(거래일 기준)
2. 통지 수령월의 말일 4일전(영업일 기준) ~ 통지 수령월의 익월 말일 5일전(영업일 기준)에 신청한 경우 : 통지 수령월 익월 1일(거래일 기준) [신설 2023.6.30.]

제14.3.4조(등록자격 기간 및 연장) ① 대상자원은 특별한 결격사유 혹은 자발적 등록제외 의사가 없을 경우 대상자원으로서 예측발전량 제출 시작일로부터 3개월 동안 대상자원 등록자격을 유지할 수 있다. 여기서, 예측발전량 제출 시작일은 대상자원 등록 신청월의 말일(등록 신청월 익월 1일에 대한 예측발전량 제출)로 한다. <개정 2023.6.30.>

② 등록자격 만료일을 기준하여 대상자원의 직전 3개월 평균 예측오차율 평가 결과가 10% 이하 (등록자격 만료일(거래일 기준)에 대한 마지막 차수 청구일 전일의 최종정산용 전력거래량 기준)인 경우, 해당 대상자원의 등록자격은 이후 3개월 동안 연장된다. 여기서, 평균 예측오차율은 직전 3개월 중 주요자원의 설비이용률이 10% 이상(등록자격 만료일(거래일 기준)에 대한 마지막 차수 청구일 전일의 최종정산용 전력거래량 기준)인 시간대의 예측오차율을 산술 평균한 값을 말한다. 단, 제14.1.3조의 의무를 미준수 시 예측오차율 결과와 관계없이 대상자원 등록자격은 연장되지 않는다. <개정 2021.9.18.>

제14.3.5조(등록제외 및 재등록) ① 등록자격 만료일을 기준하여 대상자원의 직전 3개월 평균 예측오차율이 10% 초과(등록자격 만료일(거래일 기준)에 대한 마지막 차수 청구일 전일의 최종정산용 전력거래량 기준)한 경우, 평균 예측오차율 공지일 익일부터 대상자원 등록에서 제외된다. 단, 등록제외된 보유자원에 대해 등록자격 만료일부터 평균 예측오차율 공지일까지 제출한 예측발전량에 대해 정산금은 지급되지 않는다. <개정 2021.9.18.>

② 예측제도 참여자가 폐업 등 부득이한 사유로 인해 대상자원을 등록제외하고자 하는 경우, 전력거래소에 즉시 알려야 하고, 전력거래소는 특별한 사정이 없는한 제외 신청일 익일부터 대상자원을 제외 처리하여야 한다.

③ 예측제도 참여자가 사업 허가반납 또는 폐업 등으로 예측제도 참여를 지속할 수 없음에도 불구하고 등록제외 신청을 하지 아니한 경우에는 전력거래소 직권으로 예측제도 참여자의 대상자원을 등록제외 하여야 한다.

④ 등록제외된 보유자원을 예측제도에 재등록하고자 할 경우 제14.3.1조 및 제14.3.2조의 과정을 거쳐야 한다.

제14.3.6조(평가결과에 대한 이의신청) ① 예측제도 참여희망자 또는 참여자는 예측제도 등록시험 자원 또는 대상자원에 대한 평가결과를 통지받은 후, 통지일을 포함하여 3일(영업일 기준) 이내에 전력거래소에 이의신청을 할 수 있다. [신설 2021.9.18.]

② 전력거래소는 제1항의 이의신청에 대해서 이의신청 마감일로부터 3일(영업일 기준) 이내에 처리결과를 해당 이의신청자에게 통지하여야 한다. 단, 이의신청 처리결과는 이의신청이 발생한 해당월에 해당 이의신청자에게 통지되어야 한다.

③ 제2항에 따른 처리결과가 통지된 후에는 전력거래량 등의 변동에 관계없이 등록자격 여부가 변동되지 않는다.

제4절 예측발전량 제출 및 예측오차율 산정 <본절명칭 변경 2021.9.18.>

제14.4.1조(예측발전량 제출) 제14.3.1조에 따라 예측제도 등록시험을 신청한 보유자원, 제14.3.3조 및 제14.3.4조에 따라 등록된 대상자원, 제14.3.6조에 따라 평가결과에 대해 이의신청 예정인 자원 및 이의신청 진행 중인 자원에 대한 예측발전량을 다음 각 항에 따라 제출할 수 있다. <개정 2021.9.18.>

① 예측제도 참여희망자 또는 참여자가 해당자원에 대해 제출한다. <개정 2021.9.18.>

② 예측발전량은 전력거래소에 총 2회 제출하며, 세부사항은 아래 각 호와 같다. <개정 2021.9.18., 2025.2.11.>

1. 1차 제출 마감시간은 거래전일 10시, 2차 제출 마감시간은 거래전일 17시이다. 다만, 제4호의 경우를 제외하고는 1차 제출 건은 거래전일 14시까지, 2차 제출 건은 거래 전일 20시까지 변경 제출할 수 있다. <개정 2025.2.11.>
2. 각 제출 차수별로 거래일 24시간에 대한 시간대별 예측발전량을 별지 제 119호 서식에 작성하여 제출한다.
3. 각 제출 차수별로 마감시간 또는 변경 제출 시간까지 제출된 값 중 가장 최근에 제출한 값을 유효한 예측발전량으로 인정한다. <개정 2025.2.11.>
4. 마감시간까지 예측발전량을 제출하지 아니한 경우, 각 제출 차수별로 이전 제출 값 중 가장 최근의 제출값을 거래일의 예측발전량 제출값으로 인정한다. [신설 2021.9.18.] <개정 2025.2.11.>

제14.4.2조(대상자원의 예측오차율 산정) 전력거래소는 다음 각 항의 내용 및 별표 2 V.1.가를 준수하여 등록된 대상자원에 대한 시간대별 예측오차율을 산정한다. 단, 주요자원의 설비용량, 예측발전량, 전력거래량 및 보조자원의 예측발전량, 전력거래량에 대한 소수점 처리 관련 기준은 별표8을 따른다. [신설 2021.9.18.] <개정 2022.12.27.>

- ① 주요자원의 발전원별·시간대별 설비이용률을 산정한다. <개정 2022.12.27.>
- ② 1항에서 산정한 발전원별·시간대별 설비이용률이 10% 이상인 경우에 한하여 시간대별 예측오차율을 평가한다. <개정 2022.12.27.>
- ③ 계통운영 등의 사유로 인한 급전지시 등이 있어 출력을 제한한 경우, 다음 각호에 따라 해당 시간대의 설비이용률 및 예측오차율을 산정한다. 여기서, 제외하는 해당 시간대란, 지시 등에 의한 출력제한을 이행한 분단위 시간이 포함된 모든 시간대를 말한다.
 1. 개별자원 중 주요자원에 대해 출력제어가 발생한 경우, 해당 주요자원의 설비용량, 예측발전량 및 전력거래량을 제외하여 설비이용률 및 예측오차율을 산정
 2. 개별자원 중 보조자원에 대해 출력제어가 발생한 경우, 해당 보조자원의 예측발전량 및 전력거래량을 제외하여 예측오차율을 산정
 3. 예측형 집합전력자원 내 주요자원인 소규모재생전력자원에 대해 출력제어가 발생한 경우, 해당 소규모재생전력자원의 설비용량, 예측발전량 및 전력거래량을 제외하여 설비이용률 및 예측오차율을 산정
 4. 예측형 집합전력자원 내 보조자원인 소규모재생전력자원 또는 소규모전기저장장치에 대해 출력제어가 발생한 경우, 해당 소규모재생전력자원 또는 소규모전기저장장치의 예측발전량 및 전력거래량을 제외하여 예측오차율을 산정

제5절 정산

제1관 예측제도 참여자에 대한 정산

제14.5.1.1조(예측제도에 대한 정산금 산정) 전력거래소는 예측제도 참여자가 보유한 대상자원에 대해 다음 각 호의 내용을 고려하여 별표2 및 별표8에 따라 정산한다. <개정 2021.9.18.>

1. 발전사업자가 보유한 개별자원 중 주요자원의 설비용량 및 전력거래량 <개정 2021.9.18.>
2. 중개사업자가 보유한 예측형 집합전력자원 내 주요자원의 설비용량 및 전력거래량 <개정 2021.9.18.>
3. 발전사업자가 보유한 개별자원 중 보조자원의 전력거래량 <개정 2021.9.18.>
4. 중개사업자가 보유한 예측형 집합전력자원 내 보조자원의 전력거래량 <개정 2021.9.18.>

제14.5.1.2조(채무불이행에 따른 정산금 산정 및 지급) ① 채무불이행 등의 사유로 예측제도 참여자에게 지급할 예측제도 정산금보다 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자가 전력거래소에 지급한 정산금이 적은 경우에는 제4.3.6조의2의 예비계좌에서 인출한 예치금으로 부족분을 충당하여 예측제도 참여자에게 우선 지급한다. 단, 예비계좌 예치금이 예측제도 정산금 부족분보다 적은 경우에는 다음과 같이 각 예측제도 참여자별로 정산금을 산정하여 결제한다.

예측제도 참여자의 할인된 예측제도 정산금 = (구매자가 지불한 예측제도 정산금 총액 + 예비계좌 사용금액) × 해당 결제일에 각 예측제도 참여자가 받아야 할 예측제도 정산금 ÷ 해당 결제일의 모든 예측제도 참여자의 총 예측제도 정산금

② 채무불이행된 예측제도 정산금과 지연에 따른 이자가 회수되는 경우에는 예측제도 참여자가 원래 지급받아야 할 정산금에서 예측제도 정산금, 지연에 따른 이자 순으로 조정하여 지급한다.

③ 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자가 채무불이행 거래대금과 지연이자를 지급하고자 할 때, 이를 지급 예정일 2영업일 전까지 공문으로 전력거래소에 통지하여야 하고, 전력거래소는 채무불이행 거래대금과 지연이자 지급을 위해 다음 각호의 조치를 이행하여야 한다. [신설 2023.9.26.]

1. 제조에 따른 지급 예정 일자까지의 이자 비용을 산정하여 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자에게 통지한다.
2. 예측제도 참여자에게 채무불이행 금액과 이자 금액의 지급 예정 일자를 전력거래시스템과 등록된 문자메시지로 통지한다.
3. 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자에게 지급 예정일의 11시까지 채

무불이행 금액 및 이자를 입금 요청을 하며 입금이 되지 않을 경우, 예측제도 참여자에게 이를 통지한다.

4. 전력거래소는 결제계좌에 이체된 금액이 지급 예정일 15시까지 예측제도 참여자 정산계좌에 이체되도록 시장은행에 지시한다.

제2관 판매사업자에 대한 정산

제14.5.2.1조(전력거래량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 주요자원의 시간대별 전력거래량에 대한 정산금액은 별표 2의 정산기준에 따라 계산한 전체 예측제도 참여자가 보유한 대상자원 내 주요자원의 시간대별 전력거래량에 대한 예측제도 정산금 총액을 전체 발전사업자의 시간대별 거래량에 대해 판매사업자가 구매한 시간대별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2021.9.18.>

제3관 직접구매자에 대한 정산

제14.5.3.1조(전력거래량에 대한 정산) 직접구매자에게 적용할 주요자원의 시간대별 전력거래량에 대한 정산금액은 별표 2의 정산기준에 따라 계산한 전체 예측제도 참여자가 보유한 대상자원 내 주요자원의 시간대별 전력거래량에 대한 예측제도 정산금 총액을 전체 발전사업자의 시간대별 거래량에 대해 직접구매자가 구매한 시간대별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2021.9.18.>

제4관 구역전기사업자에 대한 정산

제14.5.4.1조(전력거래량에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 주요자원의 시간대별 전력거래량에 대한 정산금액은 별표 2의 정산기준에 따라 계산한 전체 예측제도 참여자가 보유한 대상자원 내 주요자원의 시간대별 전력거래량에 대한 예측제도 정산금 총액을 전체 발전사업자의 시간대별 거래량에 대해 구역전기사업자가 구매한 시간대별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2021.9.18.>

제5관 정산명세서

제14.5.5.1.조(정산을 위한 사전조정) 전력거래소는 명백한 오류 등에 대하여 정산 결과를 통지하기 전에 사전조정을 할 수 있다.

제14.5.5.2조(초기 정산) ① 전력거래소는 거래일로부터 2일째 되는 날 14시까지 초기정산을 위하여 필요한 거래일의 시간대별 계량데이터를 수집하여야 한다.

② 전력거래소는 거래일로부터 6일 이내에 초기정산을 하고 그 결과를 거래일로부터 9일 이내에 예측제도 참여자, 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자에게 통지하여야 한다.

제14.5.5.3조(초기 정산에 대한 조정신청) ① 예측제도 참여자, 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자는 제14.5.5.2조 제2항의 규정에 의한 초기정산결과를 통지 받은 경우에, 거래일로부터 15일 이내에 전력거래소에 조정신청을 할 수 있다.

② 제1항의 규정에 의한 조정신청이 거래일로부터 18일 이내에 협의되지 아니한 경우에는 제7장 제3절의 규정에 따라 처리한다.

제14.5.5.4조(최종 정산) 전력거래소는 제14.5.5.3조의 규정에 의한 조정신청 처리 결과를 반영하여 거래일로부터 17일 이내에 최종정산을 하고, 그 결과를 거래일로부터 19일 이내에 예측제도 참여자, 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자에게 통지하여야 한다.

제14.5.5.5조(최종 정산에 대한 이의신청) ① 예측제도 참여자, 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자는 제14.5.5.4조의 규정에 의한 최종정산결과를 통지받은 후, 거래일로부터 60일 이내에 전력거래소에 이의신청을 할 수 있다. 단, 이의신청기간 이내에 계량기 고장 등에 의한 비정상적인 계량(과다, 과소, 미취득 등)이 명백하고 단일 건으로서 연속성이 인정되는 경우에 한하여 60일을 초과한 정산분에 대하여도 이의신청 할 수 있다.

② 제1항의 규정에 의한 이의신청이 거래일로부터 85일 이내에 합의되지 아니한 경우에는 제7장 제3절의 규정에 따라 처리한다.

제14.5.5.6조(정산정정통지) ① 전력거래소는 정산결과통지 후 계량자료 오류, 예측오차율 계산 오류 및 시스템 오류 등에 의한 명백한 정산오류를 발견하였을 경우, 이를 정정하고 그 결과를 예측제도 참여자, 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자에게 통지하여야 한다.

② 최종정산 이전에 정산정정통지 사유가 발생하는 경우, 최종정산과 동시에 제1항의 정산정정통지를 시행할 수 있다.

③ 최종정산 통지 후 제1항의 정산정정통지가 있고 이에 대해 예측제도 참여자, 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자의 이의가 있는 경우, 예측제도 참여자, 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자는 통지 후 10일 이내 또는 거래

일로부터 60일 이내에 이의신청을 할 수 있다.

④ 제3항에 의한 이의신청이 신청 후 15일과 거래일 이후 85일이 경과할 때까지 합의되지 아니하면 제7장 제3절의 규정에 따른다.

제14.5.5.7조(재정 신청) 제14.5.5.3조 및 제14.5.5.5조의 규정에 의한 처리결과에 불복하는 경우에는 법 제57조의 규정에 따라 전기위원회에 재정을 신청할 수 있다.

제14.5.5.8조(예측제도 정산금 청구) ① 예측제도 참여자 등은 별표2에 따라 각 거래월의 마지막 차수 결제일 이전에 예측제도 정산금을 전력거래소에 통합청구하여야 한다.

② 전력거래소는 예측제도 참여자 등으로부터 청구서를 접수받은 후 별표 2에 따라 각 전력거래차수별 결제일 이전에 예측제도 정산금을 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자에게 청구하여야 한다.

③ 제1항 및 제2항의 규정에 의한 대금청구일정 등에 관한 세부사항은 전력거래소와 예측제도 참여자, 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자 간의 합의에 따른다.

④ 제14.5.5.3조 제2항 및 제14.5.5.5조 제2항의 규정에 의한 분쟁조정절차에 따르는 이의신청의 경우에는 제7장의 규정에 의한 분쟁조정결과에 따라 정산을 한다.

⑤ 전력거래소는 회원사의 고의 또는 과실로 발생하는 각종 가산세 등의 비용을 귀책 회원사에게 청구하여야 한다.

⑥ 예측제도 참여자에 대한 결제 및 전력거래전담 금융기관에 관한 규정은 규칙 제4장 제3절 및 별표8에 따른다.

제15장 저탄소 전원 중앙계약시장 [본장신설 2022.12.27.]

제1절 통칙

제15.1.1조(용어의 정의) 이 장에서 사용하는 용어의 정의는 다음 각 호와 같다.

1. “저탄소 전원 중앙계약시장(이하 “중앙계약시장”이라 한다)”이라 함은 전력거래소가 저탄소 전원 확산 및 안정적인 전력수급과 계통운영을 위해 공급능력, 보조서비스 등에 대해 장기계약을 체결하는 전력시장을 말한다. <개정 2024.10.29.>
2. “저탄소 전원”이라 함은 신재생에너지, 전기저장장치, 양수, 동기조상기 등 전력수급기본계획의 발전설비 계획에 따라 탄소중립 실현 및 에너지전환에 기여할 수 있는 전원의 종류를 말한다. <개정 2024.10.29.>
3. “입찰사업자”라 함은 중앙계약시장 입찰과정에 참가한 사업자를 말한다.
4. “우선협상대상사업자”라 함은 입찰제안서 평가결과에 따라 선발된 사업자로써, 계약체결 완료 전 우선적으로 협상할 수 있는 사업자를 말한다.
5. “중앙계약공급자”라 함은 중앙계약시장 계약공급자 선정과정에 선발되어 낙찰받은 설비 또는 물량(이하 “중앙계약 물량”이라 한다)을 통해 전력시장에서 공급능력, 보조서비스 등을 공급하고 대가를 지급받는 사업자를 말한다. <개정 2024.10.29.>
6. “중앙계약수요자”라 함은 중앙계약 물량을 통해 전력시장에서 공급능력, 보조서비스 등을 제공받고 대가를 지급하는 주체로서 전력거래소를 말한다. <개정 2024.10.29.>
7. “중앙계약대금납부자”라 함은 중앙계약 물량을 통해 전력시장에서 공급능력, 보조서비스 등의 대금을 지급하는 주체로서 제1.1.2조 제125호의 전력구매자를 말한다. [신설 2024.10.29.]
8. “기준가격”이라 함은 낙찰자 선정을 위해 평가기준으로 활용되는 계약대상 설비의 적정가격으로서 적정원가 및 이익 등을 고려한 가격을 말한다. <호번호 변경 2024.10.29.>
9. “계약가격”이라 함은 중앙계약공급자가 중앙계약 물량을 통해 전력시장에서 공급능력, 보조서비스 등을 제공하고 대가를 지급받기로 계약하는 가격을 말한다. <호번호 변경 및 개정 2024.10.29.>
10. “중앙계약전기저장장치”라 함은 저탄소 전원 중앙계약시장을 통해 계약한 전기저장장치를 말한다. [신설 2025.1.8.]

제15.1.2조(적용범위) 이 장은 전력거래소가 운영하는 중앙계약시장에 적용한다.

제15.1.3조(역할 및 책임) ① 전력거래소는 시장운영자로서 제15.4.1조에 따라 구

성된 저탄소 전원 중앙계약시장위원회(이하 “중앙계약시장위원회”라 한다)의 결정사항에 기초하여 중앙계약시장을 안정적이고 효율적으로 개설 및 운영하여야 한다. <개정 2024.10.29.>

② 전력거래소는 중앙계약수요자로서 중앙계약공급자와 계약을 체결하고, 계약 대가를 지급하여야 한다. <개정 2024.10.29.>

③ 중앙계약공급자는 중앙계약시장에서 체결된 계약조건을 준수하여야 하며, 전력거래소의 계약관리 목적의 자료요구 등이 있을 때 이에 적극적으로 협조하여야 한다.

④ 중앙계약대금납부자는 본 규칙에서 정하는 바에 따라 중앙계약시장의 운영에 따른 비용 및 결제금을 전력거래소에 지급해야 한다. <개정 2024.10.29.>

제15.1.4조(참여대상 및 참여요건) ① 중앙계약시장 참여대상은 저탄소 전원으로 하며, 구체적인 대상 전원은 중앙계약시장위원회에서 결정한다. <개정 2024.10.29.>

② 중앙계약시장의 원활한 참여 및 운영을 위해 필요한 입찰사업자의 재무능력, 기술능력 등 참여요건의 세부사항은 입찰공고에 따른다. <개정 2024.10.29.>

제2절 중앙계약시장 개설 및 운영

제15.2.1조(시장개설) ① 전력거래소는 제15.4.1조에 따라 설치된 중앙계약시장위원회의 심의·의결을 거쳐 중앙계약시장을 개설한다. 이 때, 중앙계약시장위원회는 당해 대상전원, 낙찰예정물량, 기준가격, 입찰참가자격 등에 관한 사항을 결정하여야 한다.

② 중앙계약시장위원회는 제1항에 따라 대상 전원 및 낙찰예정물량을 결정할 경우, 다음 각 호의 사항을 고려할 수 있다. <개정 2024.10.29.>

1. 전력수급기본계획에서 제시된 대상 전원의 연도별·전원별 저탄소전원 계획 물량 <개정 2024.10.29.>

2. 과거 연도별 대상 전원의 계약실적 및 보급현황 <개정 2024.10.29.>

3. 전력수급 및 전력계통 안정을 위해 필요한 사항

4. 그 밖에 전력거래소 이사장이 필요하다고 인정하는 사항

③ 중앙계약시장위원회는 제1항에 따라 기준가격을 결정할 경우, 다음 각 호의 사항을 고려할 수 있다.

1. 대상 전원의 적정투자비, 운영비 및 적정이익 추정단가 <개정 2024.10.29.>

2. 기계계약체결 설비의 계약가격

3. 물가상승률 등 변동요인

4. 그 밖에 전력거래소 이사장이 필요하다고 인정하는 사항

제15.2.2조(입찰공고) ① 전력거래소는 중앙계약시장위원회 심의를 거쳐 우선협상 대상사업자 선정을 위한 입찰공고를 입찰일 기준 10일 전까지 공지한다.

② 입찰공고에는 입찰대상 전원, 낙찰예정물량, 입찰참가자격, 입찰요건, 낙찰 및 사업자 선정방법, 입찰기한, 계약조건 등 입찰에 필요한 사항이 포함되어야 한다.

제15.2.3조(입찰) ① 입찰사업자는 제15.2.2조에 따라 입찰기한 내 입찰제안서를 제출하여야 한다.

② 입찰기한을 초과하여 입찰제안서를 제출한 입찰사업자에 대해서는 우선협상 대상사업자 선정을 위한 평가에서 제외한다.

제15.2.4조(제안서평가) ① 중앙계약시장위원회는 제15.2.3조에 따라 제출된 입찰제안서를 평가하기 위한 평가위원회를 구성·운영할 수 있다.

② 평가위원회는 입찰제안서 평가 후 평가결과를 중앙계약시장위원회에 제출하여야 한다.

③ 평가위원회 구성 및 운영에 관한 사항은 중앙계약시장위원회의 결정에 따른다. <개정 2024.10.29.>

제15.2.4조의2(평가기준) ① 우선협상대상사업자 선정을 위한 평가기준은 가격평가기준과 비가격평가기준으로 구성할 수 있다. 이 경우, 가격평가기준이 전체 배점의 50% 이상이어야 한다.

② 가격평가는 입찰사업자의 입찰가격을 기준으로 평가한다. <개정 2024.10.29.>

③ 비가격평가 항목은 다음 각 호의 사항을 고려할 수 있으며, 세부 평가항목, 평가방법 및 배점 등 세부사항은 입찰공고에 따른다. <개정 2024.10.29.>

1. 재무 및 기술능력
2. 지역주민 수용성
3. 사업개발 진행도 및 적기 실현가능성
4. 전력계통 및 전력수급 안정화에 미치는 영향
5. 기술개발 및 관련산업 활성화에 미치는 영향
6. 기타 원활한 사업수행을 위해 필요할 것으로 판단되는 기준

④ 제1항부터 제3항까지의 평가기준에 관한 세부사항은 중앙계약시장위원회에서 결정한다. <개정 2024.10.29.>

제15.2.5조(우선협상대상사업자 선정) ① 중앙계약시장위원회는 평가위원회의 평가 결과에 따라 다음 각 호의 사항을 고려하여 우선협상대상사업자를 심의·의결한다.

1. 평가결과가 동일점수인 경우 가격평가점수가 높은 사업자를 우선협상대상자 선발
 2. 평가결과와 가격평가점수가 모두 동일한 경우 중앙계약시장위원회의 심의·의결을 거쳐 우선협상대상자 선발
- ② 제1항에 따라 선정된 우선협상대상사업자와의 계약체결은 제15.2.7조의 계약체결 절차에 따라 진행한다.
- ③ 중앙계약시장위원회가 단일사업자 입찰, 입찰물량이 낙찰예정물량의 50% 이하 등으로 사업자 선정과정에서 유효경쟁이 성립되지 않는다고 판단한 경우, 경쟁입찰 외 방식으로 우선협상대상사업자를 선정 및 계약을 할 수 있다.

제15.2.6조(이의제기) 입찰사업자 중 우선협상대상사업자로 선정되지 못한 사업자는 15.2.2조의 입찰공고에 기재된 절차에 따라 이의제기를 신청할 수 있으며, 중앙계약시장위원회는 사업자의 이의제기가 합리적인 것으로 인정될 경우 평가결과를 재심의 할 수 있다.

제15.2.7조(계약조건 및 계약관리) ① 우선협상대상사업자는 입찰공고에 정해진 시점까지 발전사업허가를 취득한 후 계약을 체결하여야 한다.

- ② 계약은 중앙계약공급자와 중앙계약수요자인 전력거래소가 체결하여야 하며, 전력거래소는 지속적이고 안정적인 계약의 이행을 담보하기 위해 중앙계약공급자의 계약이행 준수 여부를 관리·감독해야 한다. 이 때, 중앙계약공급자는 전력거래소의 관리·감독에 적극적으로 협조하여야 한다. <개정 2024.10.29.>
- ③ 중앙계약시장의 계약기간은 입찰공고에 따른다.
- ④ 중앙계약시장의 계약가격은 각 중앙계약공급자의 입찰가격을 바탕으로 결정하며, 중앙계약공급자별로 다르게 적용될 수 있다.
- ⑤ 중앙계약공급자는 계약서에 명기된 일정 및 기술요건을 반드시 준수하여야 하며, 계약기간동안 계약요건을 유지할 수 있어야 한다.
- ⑥ 전력거래소는 다음 각호의 사항과 같이 중앙계약공급자와의 신뢰가 훼손되거나 계약의 현실적인 이행 혹은 유지가 불가능하다고 판단될 경우, 중앙계약시장위원회의 의결을 거쳐 계약 체결 이전에는 계약을 무효처리하고, 체결 이후에는 계약을 해제·해지할 수 있다. <개정 2024.10.29.>
 1. 중앙계약공급자의 제출서류 및 제안서 내용이 부정·허위로 작성된 것으로 판명되는 경우
 2. 입찰제안서의 제안사항 및 계약서의 계약조건 이행이 불가능한 경우

3. 기타 계약의 무효처리 혹은 해제·해지가 필요하다고 판단되는 경우
- ⑦ 중앙계약공급자는 제1항에 따라 체결된 계약상 권리를 양도하려는 경우 다음 각 호의 서류를 갖추어 전력거래소에 신청하여 중앙계약시장위원회의 승인을 얻어야 하며, 세부절차는 중앙계약공급자와 중앙계약수요자간 체결한 전력거래 표준계약조건의 계약 양도관련 조항에 따른다. 중앙계약공급자가 중앙계약시장 낙찰자 선정과정에서 그 최대주주등(최대주주가 설립예정인 경우 그 최대주주의 최대주주, 최대주주가 재무적 투자자인 경우로서 차순위 주주 등을 포함하며, 이하 같다)의 신용등급을 제출한 경우로써, 그 최대주주등을 변경하려는 경우에도 같다. [신설 2025.1.8.]
1. 별지 제129호 서식의 중앙계약 권리양도 신청서
 2. 별지 제130호 서식의 중앙계약 권리의무 승계확약서
- ⑧ 제1항부터 제7항까지의 계약조건에 관한 세부사항은 중앙계약시장위원회가 결정한다. <개정 2024.10.29.> <항번호 변경 및 개정 2025.1.8.>

제3절 설비 운영 및 결제

<절 제목 변경 2025.1.8.>

제15.3.1조(발전입찰) 중앙계약공급자는 중앙계약 물량의 계약조건을 이행하기 위해 제2.3.1조(입찰서의 제출)부터 제2.3.4조(입찰자료를 제출받지 아니한 경우)까지의 발전입찰 절차에 따라 하루전 시장에 입찰하여야 한다. 이 경우 입찰서의 내용은 계약서를 따른다. <개정 2024.10.29.>

제15.3.2조(중앙계약전기저장장치 운영기준) [신설 2025.1.8.] ① 중앙계약전기저장장치는 제1.2.4조의2(전기저장장치의 등록기준)에 따라 중앙급전전기저장장치로 등록하여야 한다.

- ② 전력거래소는 중앙계약전기저장장치 운영시 송변전설비(송전선로, 변압기 등)의 과부하가 발생하지 않도록 운영 하여야 한다.
- ③ 송전사업자는 중앙계약전기저장장치에 대해 적정한 계통연계기준을 마련하여야 한다.
- ④ 중앙계약전기저장장치의 계통연계 유지능력, 무효전력 공급 및 제어능력, 유효전력 제어 능력은 본 규칙 「별표3 전력계통 운영 기준」의 인버터 기반 신재생발전기(풍력, 태양광 및 연료전지 발전기) 기준에 따른다.

제15.3.3조(정산 및 결제) <조번호 변경 2025.1.8.> ① 중앙계약공급자의 중앙계약 물량 이행에 따른 정산금(이하 “중앙계약 정산금”이라 한다)은 계약단가와 계약물량을 바탕으로 계약서에 정해진 산식에 따라 정산한다. <개정

2024.10.29.>

② 중앙계약대금납부자는 제1항에 따른 중앙계약 정산금을 지급하기 위하여 전력시장운영규칙에서 정하는 바에 따라 산정한 대금(이하 “중앙계약대금”이라 한다)을 전력거래소에 지급하여야 한다. <개정 2024.10.29.>

제15.3.4조(채무불이행에 따른 중앙계약 정산금 산정 및 지급) [신설 2024.10.29.] <조번호 변경 2025.1.8.> ① 채무불이행 등의 사유로 중앙계약공급자에게 지급할 중앙계약 정산금보다 중앙계약대금납부자가 전력거래소에 지급한 중앙계약대금이 적은 경우에는 제4.3.6조의2의 예비계좌에서 인출한 예치금으로 부족분을

충당하여 중앙계약공급자에게 우선 지급한다. 단, 예비계좌 예치금이 중앙계약 정산금 부족분보다 적은 경우에는 다음과 같이 각 중앙계약공급자별로 중앙계약 정산금을 산정하여 결제한다.

중앙계약공급자의 할인된 중앙계약 정산금 = (중앙계약대금납부자가 지불한 총 중앙계약대금 + 예비계좌 사용금액) × 해당 결제일에 각 중앙계약공급자가 받아야 할 중앙계약 정산금 / 해당 결제일의 중앙계약시장 총 중앙계약대금

② 채무불이행된 중앙계약대금과 지연에 따른 이자가 회수되는 경우에는 중앙계약공급자가 원래 지급받아야 할 정산금에서 중앙계약 정산금, 지연에 따른 이자 순으로 조정하여 지급한다.

③ 중앙계약대금납부자가 채무불이행 중앙계약대금과 지연이자를 지급하고자 할 때, 이를 지급 예정일 2영업일 전까지 공문으로 전력거래소에 통지하여야 하고, 전력거래소는 채무불이행 중앙계약 정산금과 지연이자 지급을 위해 다음 각 호의 조치를 이행하여야 한다.

1. 제3.1.5조, 제3.2.2.10조, 제3.3.1.8조에 따른 지급 예정 일자까지의 이자 비용을 산정하여 중앙계약대금납부자에게 통지한다.
2. 중앙계약공급자에게 채무불이행 금액과 이자 금액의 지급 예정 일자를 통지한다.
3. 중앙계약대금납부자에게 지급 예정일의 11시까지 채무불이행 금액 및 이자를 입금 요청을 하며, 입금이 되지 않을 경우 중앙계약공급자에게 이를 통지한다.
4. 전력거래소는 결제계좌에 이체된 금액이 지급 예정일 15시까지 중앙계약공급자 정산계좌에 이체되도록 시장은행에 지시한다.

제15.3.5조(기타사항) 중앙계약 물량의 운영에 관하여 동 절에서 별도로 정하지 않은 사항은 계약서 및 본 규칙의 다른 조항에 따른다. <조번호 변경 2024.10.29., 2025.1.8.>

제4절 중앙계약시장위원회

제15.4.1조(설치 및 구성) ① 이 규칙의 중앙계약시장 운영에 관한 사항을 심의·결하기 위하여 전력거래소에 중앙계약시장위원회를 둔다.

② 중앙계약시장위원회는 위원장을 포함한 6인 이상 9인 이내의 위원으로 구성한다.

③ 중앙계약시장위원회의 위원장 및 위원은 다음 각호에 해당하는 자 중에서 전력거래소 이사장이 위촉한다.

1. 전력거래소 내 중앙계약시장 운영을 담당하는 임직원
2. 산업통상자원부 소속 공무원 중 산업통상자원부장관이 지정하는 자
3. 전력거래소 회원의 대표 소속 임직원
4. 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자

④ 제3항 제4호와 관련하여 적합한 자격을 지닌 전문가단(Pool)을 구성하여 운영할 수 있다. 이 경우 적합한 자격이라 함은 전력, 경제, 법률 등의 분야에서 제15.4.1조의2 각호와 같다.

⑤ 중앙계약시장위원회의 원활한 운영을 위하여 간사 1인을 두며, 동 간사는 전력거래소 소속 직원중에서 전력거래소 이사장이 지명한다.

제15.4.1조의2(위원의 자격) 산업통상자원부 소속 공무원, 전력거래소 임원 및 회원의 대표를 제외한 위원(이하 ‘위촉위원’이라 한다.)은 다음 각 호의 어느 하나에 적합한 자로 한다.

1. 대학(전문대학 등을 포함)에서 조교수 이상의 경력이 3년 이상인 자
2. 박사자격을 취득하고 당해분야에서 5년 이상 종사한 자
3. 공인된 연구기관에서 선임연구원으로 5년 이상의 경력이 있는 자
4. 그 밖에 경력 등이 1호부터 3호까지의 기준에 상당하다고 인정되는 자

제15.4.2조(위원의 임기) ① 제15.4.1조 제3항 제1호 및 제2호의 규정에 의한 위원의 임기는 해당 직위 보유기간으로 한다.

② 제15.4.1조 제3항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원의 임기는 3년으로 하되 1회에 한하여 연임할 수 있다.

③ 제15.4.1조 제3항 제3호의 경우 직위가 변경된 경우에는 후임자가 전임자의 잔여임기동안 위원의 자격을 승계한다.

④ 제2항에도 불구하고, 제15.4.1조 제3항 제4호의 규정에 의한 위원의 경우 중앙계약시장 운영업무의 연속성을 유지하기 위하여 연간 기준으로 해당위원 총수의 1/2 범위 내에서 교체할 수 있다. 단, 위원이 사임을 요청하는 경우는 그러하지 아니하다.

- ⑤ 제15.4.1조 제3항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원은 임기가 만료된 경우라도 그 후임자가 위촉될 때까지 계속 위원으로서의 자격을 유지한다.
- ⑥ 위원이 임기 중 사임하고자 할 때에는 그 취지를 서면으로 작성하여 전력거래소 이사장에게 제출하여야 한다.

제15.4.2조의2(위원의 청렴의무 및 제척 등) ① 위원으로 위촉된 자는 별지 제87호의 청렴서약서를 작성하여 제출하여야 한다.

② 다음 각호의 1에 해당하는 자는 위원이 될 수 없으며, 위원인 자가 다음 각호의 1에 해당하는 경우에 전력거래소 이사장은 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. 피성년후견인, 피한정후견인, 피특정후견인 또는 피임의후견인
4. 파산선고를 받고 복권되지 아니한 자
5. 중앙계약시장 운영과 관련하여 관계사로부터 받은 금품수수 또는 알선 및 청탁 등의 행위가 비위사실로 확인되어 현저하게 청렴서약을 위반했다고 인정되는 자
6. 심신쇠약 및 장기간 국내부재 등으로 위원으로서 역할을 정상적으로 수행할 수 없는 경우
7. 위원회 활동 중 알게된 정보를 누설 또는 공개하여 타 사업자에게 피해를 일으킨 경우

③ 위원회 위원 중 산업통상자원부 소속 공무원, 전력거래소 임원, 회원의 대표를 제외한 위원이 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 경우 중앙계약시장 운영심의 및 의결에서 제척 또는 기피, 회피하여야 한다.

1. 위원 또는 그 배우자나 배우자였던 자가 심의·의결대상 기관과 이해관계가 있는 경우
2. 위원이 심의·의결대상 기관의 대표와 민법 제777조에 따른 친족이거나 친족이었던 경우
3. 위원이 최근 3년 이내에 심의·의결대상 기관에 재직한 경우
4. 기타 공정한 심의·의결을 수행할 수 없다고 판단되는 자

④ 당사자는 위원에게 심의·의결의 공정성을 기대하기 어려운 사정이 있는 경우에는 별지 제88호 서식을 이용하여 기피신청을 하거나 회피할 수 있다.

⑤ 제15.4.1조 제3항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원은 서면통지의 방법에 의하여 중앙계약시장위원회 위원을 사임할 수 있으며, 이 경우 전력거래소 이사장은 해당 위원을 해촉하여야 한다.

제15.4.3조(기능) 중앙계약시장위원회는 다음 각호의 사항을 고려하여 중앙계약시장 운영 관련 안건을 심의·의결한다.

1. 중앙계약시장의 대상 전원 및 낙찰예정물량을 결정하는 경우 <개정 2024.10.29.>
2. 중앙계약시장의 입찰 및 낙찰방법(평가기준 포함)을 결정하는 경우
3. 중앙계약시장의 무효처리, 계약체결, 관리방법, 계약해제·해지를 결정하는 경우 <개정 2024.10.29.>
4. 중앙계약시장의 지급 및 결제방법을 결정하는 경우
5. 기타 위원회에서 검토가 필요하다고 판단되는 사항

제15.4.4조(소집) 중앙계약시장위원회 위원장은 회의개최 예정일 3일전까지 회의 개최 일시 및 장소, 회의안건을 서면으로 각 위원에게 통지하여야 한다. 다만, 긴급을 요하는 경우에는 24시간 전까지 통지할 수 있다.

제15.4.4조의2(서면결의) ① 위원장은 긴급한 의안으로서 회의의 소집이 곤란하다고 인정할 때에는 서면결의에 의한 의안처리를 결정할 수 있다.

② 서면결의에 의하여 안건을 처리하고자 할 때에는 안건과 함께 별지 13호의3 서식에 의한 서면위원회통지서 및 별지 14호의3 서식에 의한 서면결의표를 각 위원에게 배부하여 찬성·반대의 의사를 표시하게 하여야 한다.

③ 위원장은 서면결의표에 의한 의결 결과를 확인하여야 한다.

④ 서면결의를 위한 안건의 통지 기일은 15.4.4조의 규정에 의한다.

⑤ 서면결의 안건은 위원장이 실무협의회의 검토·조정이 필요 없다고 판단하는 경우 실무협의회의 검토·조정을 거치지 아니할 수 있다.

제15.4.5조(회의성립과 의결) ① 중앙계약시장위원회는 재적위원 과반수의 출석으로 성립되고 출석위원 과반수의 찬성으로 의결한다.

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

③ 산업통상자원부, 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 제30호 서식에 의한 위임장을 위원장에게 제출하여야 한다.

제15.4.6조(결과통지 및 공개) ① 중앙계약시장위원회의 간사는 중앙계약시장위원회에 입회하여 의사록과 회의록을 작성하여 중앙계약시장위원회 위원장과 참석위원의 서명(날인)을 받아 의안과 함께 전력거래소에 보존하여야 한다.

- ② 중앙계약시장위원회의 간사는 작성된 회의록을 차기 회의 시 요약 보고하여야 한다.
- ③ 회의 결과는 중앙계약시장위원회 종료 후 10일 이내에 정보공개홈페이지에 게재하여야 한다.

제15.4.7조(관계인 출석) ① 중앙계약시장위원회는 필요할 경우 상정된 의안의 관계인을 출석시켜 심의에 필요한 사항을 질문할 수 있으며, 관계인에게 문서 또는 전자적 방법(문자메시지 전송, 이메일 통지 등)을 이용하여 출석을 요청하여야 한다.

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

제15.4.8조(세부운영규정) 이 장에서 정하지 않은 중앙계약시장 관련 세부사항은 중앙계약시장위원회의 의결을 거쳐 위원장이 별도 규정으로 정할 수 있다.

제5절 중앙계약시장실무협의회

제15.5.1조(실무협의회 구성) ① 중앙계약시장위원회에서 심의·의결할 중앙계약시장 운영(안)의 내용을 검토·조정하고 중앙계약시장위원회로부터 위임받은 사항을 처리하기 위하여 중앙계약시장위원회 산하에 중앙계약시장실무협의회(이하 “실무협의회”라 한다)를 둔다.

- ② 실무협의회는 의장을 포함하여 6인 이상 9인 이내의 위원으로 구성한다.
- ③ 실무협의회 의장은 중앙계약시장위원회의 간사로 하며, 위원은 다음 각 호에 해당하는 자 중에서 해당 기관의 추천을 받아 중앙계약시장위원회에서 결정한다.

1. 전력거래소 직원
2. 산업통상자원부 소속 공무원
3. 전력거래소 회원의 대표 소속 임직원
4. 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자

- ④ 제3항 제4호와 관련하여 적합한 자격을 지닌 전문가단(Pool)을 구성하여 운영할 수 있다. 이 경우 적합한 자격이라 함은 전력, 경제, 법률 등의 분야에서 제15.4.1조의2 각호와 같다.

- ⑥ 실무협의회의 원활한 운영을 위하여 실무협의회에 간사 1인을 두며, 실무협의회의 간사는 전력거래소 이사장이 지명하고, 필요시 위원이 간사를 겸임할 수 있다.

제15.5.1조의2(실무협의회 위원의 임기) ① 제15.5.1조 제3항 제1호 및 제2호의 규정에 의한 위원의 임기는 해당 직위 보유기간으로 한다.

② 제15.5.1조 제3항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원의 임기는 3년으로 하되 1회에 한하여 연임할 수 있다.

③ 제15.5.1조 제3항 제3호의 경우 직위가 변경된 경우에는 후임자가 전임자의 잔여임기동안 위원의 자격을 승계한다.

④ 제2항에도 불구하고, 제15.5.1조 제3항 제4호의 규정에 의한 위원의 경우 중앙계약시장 운영업무의 연속성을 유지하기 위하여 연간 기준으로 해당위원 총수의 1/2 범위 내에서 교체할 수 있다. 단, 위원이 사임을 요청하는 경우는 그러하지 아니하다.

⑤ 제15.5.1조 제3항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원은 임기가 만료된 경우라도 그 후임자가 선임될 때까지 계속 위원으로서의 자격을 유지한다.

⑥ 위원이 임기 중 사임하고자 할 때에는 그 취지를 서면으로 작성하여 전력거래소 이사장에게 제출하여야 한다.

제15.5.2조(실무협의회 운영) ① 실무협의회는 의장이 필요하다고 인정하는 경우 수시로 개최할 수 있다.

② 실무협의회 의장은 실무협의회를 개최하고자 하는 경우 회의 개최 3일 전까지 각 위원에게 회의 일시·장소 및 회의안건을 서면으로 통보하여야 한다. 다만, 긴급을 요하는 경우에는 24시간 전까지 통지할 수 있다.

③ 실무협의회 회의는 재적위원 과반수의 출석으로 성립되며, 출석위원 과반수의 찬성으로 결정한다.

④ 위원장은 표결에 참여하며, 표결결과 가부동수일 경우에는 부결된 것으로 본다.

⑤ 산업통상자원부, 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 제30호 서식에 의한 위임장을 위원장에게 제출하여야 한다.

제15.5.3조(실비지급) ① 전력거래소는 중앙계약시장위원회 및 실무협의회에 출석한 위원, 관계 전문가에 대하여는 회의참석 여비, 규칙 개정 업무와 관련되는 국내출장 여비, 자료의 수집·분석에 필요한 수용비, 수수료 등을 지급할 수 있다.

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

제16장 전력시장 제도개선 제주 시범사업 운영규칙 [본장신설 2023.8.30.]

제1절 통칙

제16.1.1조(목적) 전력시장 개선에 관한 제주 시범사업(이하 “시범사업”이라 한다)의 시행에 필요한 세부사항을 정함으로써 시범사업의 원활한 운영을 도모하는 것을 목적으로 한다.

제16.1.2조(적용범위) ① 이 장은 제주지역에서 전력거래를 하는 자에 대하여 적용한다.

② 시범사업과 관련하여 이 장에서 정하지 아니한 사항에 대하여는 별도의 지침을 마련하여 운용할 수 있다.

제16.1.3조(기본방향) ① 변동성 재생에너지 확대에 대응하기 위한 시장제도를 구현하고자 시범사업을 수행한다.

② 향후 제16.1.4조 각호의 제도가 전국에 본격적으로 안착할 수 있도록 하기 위하여 재생에너지 비중이 높은 제주지역에 시범사업으로 제도를 우선 도입하고 보완하는 기간을 가진다.

제16.1.4조(대상사업) 시범사업 대상사업은 다음 각 호와 같다.

1. 실시간시장
2. 예비력시장
3. 재생에너지 입찰제도
4. 기타 전력시장 개선과 관련된 제도개선 사항

제16.1.5조(일반원칙) 시범사업의 일반원칙은 다음과 같다.

1. 시장원칙이 작동하는 투명하고 합리적인 전력시장 체계를 조성한다.
2. 시장친화적인 방법을 통한 재생에너지의 주력 자원화를 도모한다.
3. 빠르게 변동하는 실시간 여건을 최대한 반영하는 시장구조를 구현한다.
4. 전력시장 및 전력계통 운영의 경제성 및 투명성을 제고한다.

제16.1.6조(다른 장과의 관계) 본 장에 따른 시범사업에 대한 규칙은 전력시장운영규칙 내 다른 장의 규정에 우선하여 적용한다.

제16.1.7조(다른 규칙과의 관계) 본 장에 따른 시범사업에 대한 규칙은 소규모전력중개시장운영에 관한 규칙에 우선하여 적용한다.

제16.1.8조(용어의 정의) 이 장에서 사용하는 용어의 정의는 다음 각 호와 같다.

1. “하루전시장”이라 함은 “하루전에너지시장”을 말한다.
2. “하루전에너지시장”이라 함은 거래일 전일 하루전발전계획을 통해 수립된 거래일에 대한 하루전발전계획량을 하루전에너지가격으로 거래하기 위한 시장을 말한다.
3. “하루전시장 단위거래기간”이라 함은 하루전시장에서 거래시간을 구분하기 위한 단위기간을 말한다. 하루전시장 단위거래기간은 1시간으로 정하며 각 단위거래기간은 해당 단위거래기간의 끝 시점으로 표시한다. (즉, 06시는 05:00직후부터 시작하여 06:00에 종료하는 기간을 의미한다.)
4. “하루전시장 입찰마감시간”이라 함은 하루전시장의 거래를 위하여 입찰자료를 제출할 수 있는 마지막시간을 의미한다. 하루전시장 입찰마감시간은 거래일 전일 오전 11시로 정한다.
5. “하루전발전계획”이라 함은 거래일 전일 거래일에 대하여 수립하는 발전계획을 말한다. 하루전발전계획에서는 하루전발전계획수립기간에 대한 발전기별 하루전발전계획량, 하루전에너지가격 및 하루전주파수제어예비력계획량, 하루전1차예비력계획량, 하루전3차예비력계획량을 동시에 결정한다.
6. “하루전발전계획 수립기간”이라 함은 하루전발전계획이 수립되는 기간을 말한다. 하루전발전계획 수립기간은 거래일 01시부터 24시까지로 정한다.
7. “당일발전계획”이라 함은 거래시점 1시간 전 1시간 간격으로 반복 수립하는 발전계획을 말한다. 당일발전계획은 매 시간의 00분 마다 정기적으로 수립하되, 수요·재생에너지 예측값의 급격한 변동 및 발전기·송변전 설비의 고장 등이 발생한 경우 추가로 수립할 수 있다. 당일발전계획에서는 당일발전계획 수립기간에 대한 발전기별 발전계획량 및 주파수제어예비력계획량, 1차예비력계획량, 3차예비력계획량을 하루전발전계획 이후 거래일의 계통 여건 변동사항을 고려하여 수립한다.
8. “당일발전계획 단위수립기간”이라 함은 당일발전계획에서 시간을 구분하여 발전계획을 수립하기 위한 단위기간을 말한다. 당일발전계획 단위수립기간은 30분으로 정하며, 각 단위수립기간은 해당 단위거래기간의 끝 시점으로 지칭한다. (즉, 06시는 05:30직후부터 시작하여 06:00에 종료하는 기간을 의미한다.)
9. “당일발전계획 수립기간”이라 함은 당일발전계획이 수립되는 기간을 말한다. 당일발전계획 수립기간은 거래시점으로부터 12시간 후 까지 총 12시간 24개 구간으로 정한다.
10. “실시간시장”이라 함은 “실시간에너지시장”, “실시간예비력시장”을 말한다.
11. “실시간에너지시장”이라 함은 실시간 수급여건 조정을 위해 하루전발전계획량 대비 계량값과의 편차를 실시간에너지가격으로 거래하기 위한 시장을 말

한다.

12. “실시간시장 단위거래기간”이라 함은 실시간시장에서 거래시간을 구분하기 위한 단위기간을 말한다. 실시간시장 단위거래기간은 1시간을 4분할 한 15분으로 정하며 각 단위거래기간은 각각 1, 2, 3, 4구간으로 지칭한다. (즉, 06시 1구간은 05:00직후부터 시작하여 05:15에 종료하는 거래기간을 의미한다.)

13. “실시간시장 입찰마감시간”이라 함은 실시간시장의 거래를 위하여 입찰자료를 제출할 수 있는 마지막시간을 의미한다. 실시간시장 입찰마감시간은 입찰하고자 하는 시간대에 대한 첫 구간의 시작시점으로부터 75분 전으로 정한다.

14. “실시간예비력시장”이라 함은 계통운영시스템(EMS)에서 집계된 실시간주파수제어예비력, 실시간1차예비력, 실시간3차예비력을 각각 실시간주파수제어예비력가격, 실시간1차예비력가격, 실시간3차예비력가격으로 거래하는 시장을 말하며, “예비력시장”으로 달리 말할 수 있다.

15. “실시간발전계획”이라 함은 거래시점 30분 전 15분 간격으로 반복 수립하는 발전계획을 말한다. 실시간발전계획에서는 실시간발전계획 수립기간 중 첫 번째 구간에 대한 발전기별 실시간발전계획량, 실시간에너지가격, 실시간주파수제어예비력계획량, 실시간주파수제어예비력가격, 실시간1차예비력계획량, 실시간1차예비력가격, 실시간3차예비력계획량 및 실시간3차예비력가격을 결정한다.

16. “실시간발전계획 수립기간”이라 함은 거래시점으로 부터 120분 후 까지 총 2시간 8개 구간으로 정한다.

17. “제주 전력시장 발전계획 프로그램”이라 함은 전력거래소에서 하루전발전계획, 당일발전계획 및 실시간발전계획 수립에 사용하는 전산프로그램을 말한다.

18. “급전가능재생에너지자원”이라 함은 “급전가능재생에너지발전기” 및 “급전가능집합전력자원”을 말한다.

19. “급전가능재생에너지발전기”라 함은 제16.2.3조 제4항 및 제5항에 해당하는 전력거래소의 급전지시를 따를 수 있는 풍력발전기, 태양광발전기를 말한다.

20. “급전가능집합전력자원”이라 함은 풍력발전기, 태양광발전기 및 전기저장장치를 통합하여 제16.2.4조 제3항 및 제4항에 해당하는 전력거래소의 급전지시를 따를 수 있도록 구성된 집합전력자원을 말한다.

21. “보유자원”이라 함은 급전가능재생에너지발전기 및 급전가능집합전력자원을 구성하는 주요자원과 보조자원을 말한다.

22. “주요자원”이라 함은 급전가능재생에너지발전기 및 급전가능집합전력자원에 속한 보유자원 중 직접 에너지를 생산할 수 있는 풍력발전기 및 태양광발전기를 말한다.

23. “보조자원”이라 함은 급전가능재생에너지발전기 및 급전가능집합전력자원에 속한 보유자원 중 주요자원에서 생산된 에너지를 저장 및 방전할 수 있는 전기저장장치를 말한다.

제16.1.9조(급전가능재생에너지자원의 의무) ① 급전가능재생에너지자원을 보유한 발전사업자 및 소규모전력중개사업자는 제16.2.7조 제1항의 전력거래개시일부터 전력거래종료일에 해당하는 기간 동안 전력거래소에 다음 각 호의 사항을 제출하여야 한다.

1. 제16.3.1조부터 제16.3.5조까지 해당하는 입찰자료

2. 기타 계통운영, 시장 감시 등을 위하여 전력거래소가 요구하는 자료

② 급전가능재생에너지자원을 보유한 발전사업자 또는 소규모전력중개사업자는 발전비용 최소화 및 전력계통의 안정 등을 위한 전력거래소의 급전지시를 성실히 이행하여야 한다.

③ 급전가능재생에너지자원을 보유한 발전사업자 또는 소규모전력중개사업자는 급전가능재생에너지자원의 원활한 정산을 위하여 실시간자료 및 계량자료 취득 상황 등을 수시로 확인하여 각종 필수 데이터가 전력거래소로 원활히 전송되도록 한다.

④ 급전가능재생에너지자원을 보유한 발전사업자 또는 소규모전력중개사업자는 전력거래소가 별도로 정하여 공지하는 정보보호 요구사항 등을 충족하여야 한다.

⑤ 급전가능재생에너지자원을 보유한 발전사업자 또는 소규모전력중개사업자는 제1항 내지 제4항에 따른 의무를 숙지하여야 하며, 미이행시 급전가능재생에너지자원 자격정지의 사유가 될 수 있음을 인지한다.

제16.1.10조(급전가능재생에너지자원 등록 의무) ① 설비용량이 3MW를 초과하는 풍력발전기 및 태양광발전기는 제16.2.6조의 규정에 따라 급전가능재생에너지자원으로 등록하고 시범사업에 참여하여 제16.1.9조의 의무를 이행하여야 한다. <개정 2024.2.28.>

② 제1항의 급전가능재생에너지자원 등록 의무가 있는 발전기임에도 불구하고 제16.2.6조의 규정에 따라 급전가능재생에너지자원으로 등록하지 않은 경우에는 전력거래소가 급전가능재생에너지자원보다 우선적으로 출력제어를 지시할 수 있다. <개정 2024.2.28.>

제16.1.11조(전력시장 안정화 조치) [신설 2024.2.28.] ① 전력거래소는 시범사업으로 인하여 계통 및 시장운영에 중대한 지장이 발생할 우려가 있다고 판단하는 경우 아래 각호에 해당하는 사항을 결정하기 위하여 전문위원회를 별도로

구성·운영할 수 있다.

1. 안정화 조치 시행여부
 2. 안정화 조치 시행기간
 3. 안정화 조치 세부 시행방안
 4. 기타 제도 안정화를 위해 필요한 사항
- ② 제1항의 전문위원회는 위원장 1인을 포함한 9인 이내로 아래 각호에 해당하는 자를 위원으로 선임하며, 재적의원 과반수의 찬성으로 심의·의결한다.
1. 전력거래소 임직원
 2. 산업통상자원부 소속 공무원
 3. 전력거래소 회원 소속 임직원
 4. 법률, 회계 분야 전문가
 5. 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자
- ③ 제2항의 규정에 따라 실시간시장 및 예비력시장의 안정화조치가 시행된 경우 실시간에너지가격은 하루전에너지가격, 실시간1차예비력가격 및 실시간주파수예비력가격은 예비력용량가치정산단가, 실시간3차예비력가격은 0원/kWh으로 대체하여 별표33에 따른 정산규정에 적용한다.

제2절 급전가능재생에너지자원의 관리 기준

제16.2.1조(급전가능재생에너지발전기의 등록기준) 급전가능재생에너지발전기로 전력시장에 등록하고자 하는 자원은 아래 각 호의 기준을 모두 충족하여야 한다.

1. 주요자원 및 보조자원이 제주도 내 소재할 것
2. 주요자원이 풍력발전기 또는 태양광발전기이고 설비용량이 1MW를 초과할 것
3. 주요자원 및 보조자원을 보유한 사업자가 동일할 것
4. 주요자원 및 보조자원이 동일한 변전소 또는 개폐소에 연계되어 있을 것
5. 제16.2.3조의 규정에 해당하는 기술요건을 갖출 것
6. 제15장 저탄소 전원 중앙계약시장에 참여하지 않은 자원일 것

제16.2.2조(급전가능집합전력자원의 등록기준) 급전가능집합전력자원으로 전력시장에 등록하고자 하는 자원은 아래 각 호의 기준을 모두 충족하여야 한다.

1. 주요자원 및 보조자원이 제주도 내 소재할 것
2. 주요자원에 속하는 보유자원이 풍력발전기 또는 태양광발전기이고 설비용량이 20MW 이하일 것
3. 주요자원에 속하는 보유자원의 설비용량 합계는 1MW 초과 100MW 미만일 것

것

4. 동일한 소규모전력중개사업자가 주요자원 및 보조자원을 집합하여 구성할 것

5. 제16.2.4조의 규정에 해당하는 기술요건을 갖출 것

6. 제15장 저탄소 전원 중앙계약시장에 참여하지 않은 자원일 것

제16.2.3조(급전가능재생에너지발전기의 기술요건) ① 설비용량이 20MW를 초과하는 급전가능재생에너지발전기를 보유한 발전사업자는 원격소장치(RTU)를 이용하여 4초 주기의 실시간정보를 전용망을 통해 원격으로 전력거래소에 제공하여야 한다. 다만, 부득이한 사유로 원격소장치(RTU)를 설치하는 것이 불가능한 것으로 판단되는 경우 제2항의 규정을 적용할 수 있다. <개정 2024.2.28.>

② 주요자원 설비용량이 1MW 초과 20MW 이하인 급전가능재생에너지발전기를 보유한 발전사업자는 신재생자료취득장치를 이용하여 공용망을 통해 1분 주기의 실시간정보를 원격으로 전력거래소에 제공하여야 한다. 다만, 발전사업자가 희망하는 경우 제1항의 원격소장치(RTU)에 해당하는 기준을 적용하여 정보를 제공할 수 있다.

③ 제1항 및 제2항의 규정에 의하여 발전사업자가 전력거래소에 제공하여야 할 실시간정보는 다음 각 호와 같다.

1. 주요자원에 대한 송전단 기준 유효전력(MW), 무효전력(MVar), 공급가능 유효전력(Available MW)
2. 주요자원이 풍력발전기인 경우 풍력발전기의 풍속, 풍향, 주변기온, 운전 중인 터빈 수
3. 주요자원이 태양광발전기인 경우 태양광발전기의 일사량, 주변기온
4. 보조자원이 있는 경우 전기저장장치의 송전단 기준 유효전력(MW), 무효전력(MVar), 충전상태(%), 최대·최소충전용량(MW) 및 최대·최소방전용량(MW)
5. 기타 전력거래소가 요청하는 실시간 정보

④ 급전가능재생에너지발전기를 보유한 발전사업자는 원격소장치(RTU) 또는 신재생자료취득장치를 통해 전력거래소가 원격으로 송신하는 출력 제어지시를 15분 평균 발전량 기준으로 이행할 수 있어야 한다. 단, 시범사업 종료 후 전국 확대 시에는 5분 평균 발전량 기준으로 변경될 수 있다.

⑤ 급전가능재생에너지발전기를 보유한 발전사업자는 전화, 문서 또는 전력거래소가 별도로 정하는 방식에 의한 통신수단을 이용하여 전력거래소가 지시한 출력상한제어지시를 15분 평균 발전량 기준으로 이행할 수 있어야 한다. 단, 시범사업 종료 후 전국 확대 시에는 5분 평균 발전량 기준으로 변경될 수 있다.

⑥ 제1항 후단의 경우 발전사업자는 전력거래소에 증빙자료를 제출하고, 전력거래소는 증빙자료를 검토한 후 제2항의 적용여부를 결정한다. <개정

제16.2.4조(급전가능집합전력자원의 기술요건) ① 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자는 신재생자료취득장치를 이용하여 공용망을 통해 1분 주기의 실시간정보를 원격으로 전력거래소에 제공하여야 한다. 다만, 소규모전력중개사업자가 희망하는 경우 제16.2.3조 제1항의 원격소장치(RTU)에 해당하는 기준을 적용하여 정보를 제공할 수 있다.

② 제1항의 규정에 따라 소규모중개사업자가 전력거래소에 제공하는 실시간정보는 다음 각 호와 같다.

1. 주요자원에 대한 송전단 기준 모선별, 전원별 유효전력(MW), 공급가능 유효전력(Available MW) 합계
2. 주요자원 중 풍력발전기가 있는 경우 대표 풍력발전기의 풍속, 풍향, 주변기온
3. 주요자원 중 태양광발전기가 있는 경우 대표 태양광발전기의 일사량, 주변기온
4. 보조자원이 있는 경우 전기저장장치의 송전단 기준 모선별 유효전력(MW), 충전상태(%), 최대·최소충전용량(MW), 최대·최소방전용량(MW)

③ 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자는 신재생자료취득장치를 통해 전력거래소가 원격으로 송신하는 출력제어지시를 15분 평균 발전량 기준으로 이행할 수 있어야 한다. 단, 시범사업 종료 후 전국 확대 시에는 5분 평균 발전량 기준으로 변경될 수 있다.

④ 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자는 전화, 문서 또는 전력거래소가 별도로 정하는 방식에 의한 통신수단을 이용하여 전력거래소가 지시한 출력상한제어지시를 15분 평균 발전량 기준으로 이행할 수 있어야 한다. 단, 시범사업 종료 후 전국 확대 시에는 5분 평균 발전량 기준으로 변경될 수 있다.

제16.2.5조(급전가능재생에너지자원의 등록신청) ① 제16.2.1조 및 제16.2.2조에 따른 등록기준을 만족한 자원을 보유한 사업자가 해당 자원을 급전가능재생에너지자원으로 신청하고자 하는 경우 제16.2.7조 제1항의 급전가능재생에너지자원 전력거래개시일 2개월 전까지 별지 제125호 및 제126호의 서식을 작성하여 전력거래소에 제출하여야 한다.

② 급전가능집합전력자원을 등록하고자 하는 소규모전력중개사업자는 소규모전력자원보유자와 체결한 중개계약서, 중개약관 및 요금 산정의 근거를 전력거래소에 제출하여야 한다.

③ 제2항의 중개계약서에 기재하여야 할 사항은 다음 각 호와 같다.

1. 제주 시범사업의 전력거래 당사자는 소규모전력중개사업자이며 전력시장의 전력거래대금은 소규모전력중개사업자가 수령한다는 사항
 2. 소규모전력중개사업자가 소규모전력자원보유자에 대하여 지급하여야 할 전력거래대금이 미지급 되었을 경우 소규모전력중개사업자가 책임진다는 사항
 3. 소규모전력중개사업자가 거래상 지위를 이용하여 소규모전력자원보유자에게 부당한 거래를 유인하거나 강제하지 않을 것이라는 사항
 4. 소규모전력자원보유자의 재생에너지 입찰제도 참여에 대한 권한을 소규모전력중개사업자에 위임하는 것에 대한 사항
- ④ 제1항에도 불구하고 기 등록된 급전가능재생에너지자원이 보유자원의 변경 없이 재등록하고자 하는 경우 제125호 및 제126호의 서류제출을 면제할 수 있다.

제16.2.6조(급전가능재생에너지자원의 등록) ① 전력거래소는 제16.2.5조 제1항의 등록신청서류를 제출받은 경우 다음 각 호에 해당하는 사항 외에는 전력거래개시일로부터 영업일 기준 10일 전까지 급전가능재생에너지발전기 및 급전가능집합전력자원의 등록을 완료하여야 한다.

1. 첨부서류 누락
 2. 첨부서류와의 내용 불일치
 3. 제16.2.9조에 의한 급전지시 이행능력시험에 불합격한 경우
 4. 제16.8.1조의 규정에 따라 설치한 실시간 자료취득 및 제어설비가 전력거래소와 연계되어 있지 않은 경우
 5. 기타 특별한 결격 사유
- ② 제1항에 따라 급전가능재생에너지자원으로 등록된 자원에 대해서도 등록 이후 동항의 각호에 해당하는 사항을 발견하였을 경우 급전가능재생에너지자원의 등록을 취소할 수 있다.

제16.2.7조(급전가능재생에너지자원의 전력거래) ① 제16.2.6조에 따라 등록된 급전가능재생에너지자원의 1차 전력거래기간은 3월 첫 번째 날부터 8월 마지막 날 까지 2차 전력거래기간은 9월 첫 번째 날부터 다음해 2월 마지막 날 까지로 정한다. 다만, 첫 번째 전력거래기간은 제16장의 시범사업 시행일부터 전력거래소가 지정한 날까지로 한다. <개정 2024.2.28.>

- ② 제16.2.6조에 따라 등록된 급전가능재생에너지자원을 보유한 발전사업자 또는 소규모전력중개사업자는 전력거래개시일에 해당하는 제16.3.1조, 제16.3.2조의 입찰자료를 하루전시장 입찰마감시간까지, 제16.3.4조의 입찰자료를 실시간 시장 입찰마감시간까지 전력거래소에 제출하여야 한다.

제16.2.8조(급전가능재생에너지자원 설비용량의 관리) ① 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자는 급전가능재생에너지자원 및 보유자원의 폐업, 보유자원에 대한 전체 또는 부분적인 철거, 기타 복구 불가능한 고장, 중개계약의 해지 및 질권·채권양도 및 압류·가압류 발생 등으로 인하여 설비용량의 영구적인 감소가 발생한 경우 즉시 전력거래소에 신고하여야 한다. <개정 2024.2.28.>

② 전력거래소는 설비용량 변경 분을 반영하여 해당자원의 설비용량을 변경하고, 해당 사업자에게 문자메시지 및 이메일 등의 수단으로 설비용량 변경 사실을 통지한다.

제16.2.9조(급전가능재생에너지자원에 대한 급전지시 이행능력 시험) ① 전력거래소는 제16.2.5조 제1항 따라 급전가능재생에너지자원으로 등록신청한 자원에 대하여 제16.2.6조에 따른 등록 전까지 제16.2.3조 제4항 및 제5항, 제16.2.4조 제3항 및 제4항에 따른 급전지시 이행능력을 갖춘 상태인지를 시험하여야 한다. <개정 2024.2.28.>

② 제1항에 따른 급전지시 이행능력 시험에는 다음 각 호에 대한 사항이 포함된다. <개정 2024.2.28.>

1. 설비이용률이 10% 이상인 상태에서 현재출력의 60%, 80%, 100% 출력제어지시 이후 두 번째 실시간시장 단위거래기간 동안의 평균출력 오차를 다음 각 목의 허용오차 이내로 유지

가. 2024년 12월 31일까지 : 설비용량의 12% 이내

나. 2025년 1월 1일부터 시범사업 종료까지 : 설비용량의 8% 이내

2. 전기저장장치의 기술적특성 등 기타 급전지시 이행능력 검증을 위해 추가 검토가 필요한 사항

③ 전력거래소는 급전가능재생에너지자원으로 신청한 자원이 제1항에 의한 급전지시 이행능력 시험에 탈락한 경우 또는 시험일정 동안 설비이용률이 10%를 미달하는 경우 최초 시험을 시행한 주의 다음 주까지 제1항 및 제2항과 동일한 조건으로 재시험을 시행하여야 한다.

④ 제16.2.5조에 따라 급전가능재생에너지자원의 등록을 신청한 사업자는 제1항에 따른 급전지시 이행능력 시험일정을 제3항의 재시험일정을 고려하여 전력거래소와 협의하여 결정하여야 한다.

제16.2.10조(급전가능재생에너지자원의 자격정지) ① 전력거래소는 급전가능재생에너지자원이 제16.2.13조에 의한 시장 감시 결과 동조 각호의 행위를 한 것으로 판단되는 경우 급전가능재생에너지자원 및 보유자원에 대한 자격을 정지할 수 있다.

② 전력거래소는 급전가능재생에너지자원이 다음 각 호의 사항에 해당하는 경

우 급전가능재생에너지자원으로서의 자격을 정지할 수 있다.

1. 급전가능재생에너지자원이 제16.1.9조의 의무를 불성실하게 이행하여 5회 이상의 시정요구를 받았음에도 불구하고 개선되지 않는 경우
 2. 소규모전력중개사업자가 제공한 재정보증금 제16.2.14조 제1항에서 정한 요건을 충족시키지 못하는 것으로 판단되는 경우
 3. 소규모전력중개사업자가 제16.6.1.1조 제4항 및 제16.6.1.2조 제6항의 규정에 의한 전력거래소의 보유자원에 대한 정산금 지급 지시에 3회 이상 불응한 경우
- ③ 전력거래소는 제1항 내지 제2항에 따른 사유로 인해 급전가능재생에너지자원의 자격을 정지하고자 하는 경우 해당 사업자에게 자격정지를 예고하여야 한다.
- ④ 전력거래소는 제16.2.11조 제1항에 따라 급전가능재생에너지자원이 이의신청을 하지 않은 경우 자격정지 통지일로부터 3일 후 급전가능재생에너지자원의 자격을 정지하여야 한다.
- ⑤ 전력거래소는 제16.2.11조 제2항의 이의신청이 받아들여지지 않은 경우 처리결과 통지일 다음날부터 급전가능재생에너지자원의 자격을 정지하여야 한다.
- ⑥ 제16.2.8조제2항의 규정에 따른 설비용량 변경으로 급전가능재생에너지자원으로 등록된 자원이 제16.2.1조제2호 및 제16.2.2조제3호의 설비용량 기준을 만족하지 못하더라도 급전가능재생에너지자원의 자격을 정지하지 아니한다. <개정 2024.2.28.>

제16.2.11조(급전가능재생에너지자원의 자격정지에 대한 이의신청) ① 제16.2.10조 제3항에 따라 자격정지 예고를 통지받은 사업자는 자격정지 통지일로부터 3일 이내에 전력거래소에 이의를 신청할 수 있다.

② 전력거래소는 제1항의 이의신청에 대하여 이의신청일로부터 10일 이내에 그 처리결과를 해당 사업자에게 통지하여야 한다.

제16.2.12조(급전가능재생에너지자원의 등록말소) ① 전력거래소는 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자가 급전가능재생에너지자원의 등록말소를 요청하는 경우 말소 희망일 1개월 전까지 전력거래소에 신청하여야 하고, 전력거래소는 특별한 이유가 없는 한 말소 신청에 대한 처리를 하여야 한다.

② 전력거래소는 제16.2.10조 제1항에 해당하는 사유로 급전가능재생에너지자원의 자격이 정지된 경우 해당 자원의 등록을 말소하여야 한다.

③ 전력거래소는 제16.2.10조 제2항에 해당하는 사유로 급전가능재생에너지자원의 자격정지가 된 자원이 다시 급전가능재생에너지자원으로 신청하지 않는 경우 급전가능재생에너지자원의 등록을 말소하여야 한다.

- ④ 전력거래소는 제16.2.5조 제4항의 재등록을 하지 않은 급전가능재생에너지 자원의 등록을 말소하여야 한다.
- ⑤ 전력거래소는 소규모전력중개사업자가 소규모전력중개사업을 폐지하였음에도 불구하고 급전가능재생에너지자원의 등록 말소를 신청하지 아니한 경우 직권으로 등록을 말소하여야 한다.

제16.2.13조(급전가능재생에너지자원에 대한 시장 감시) 전력거래소는 급전가능 재생에너지자원을 보유한 발전사업자 및 소규모전력중개사업자가 다음 각 호에 해당하는 것으로 의심되는 행위를 할 경우 시장감시위원회에 신고할 수 있으며, 해당 사업자는 시장감시위원회의 요구 시 제6.3.4조에 의한 시장 감시 및 제 6.3.5조에 의한 현장조사를 받도록 하여야 한다.

1. 담합 등의 행위를 통한 시장가격 조작
2. 계량 값 조작, 거짓자료 제출 등의 행위를 통한 정산금 부담 수령
3. 고의로 공급가능용량을 과대·과소 입찰하는 행위
4. 기타 전력시장의 공정한 경쟁을 저해하는 행위

제16.2.14조(급전가능집합전력자원의 재정보증) ① 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자가 시범사업에 참여하여 거래를 하는 기간 동안에는 보유자원에 대한 원활한 정산대금 지급을 위하여 전력거래소에 지속적으로 제 3.4.1조 제3항의 규정에 따른 현금 재정보증 또는 동조 제4항의 규정에 따른 비현금의 형태로 재정보증을 별도로 제공하여야 한다. 이때, 현금 재정보증은 제4.3.4조의 규정에 의한 전력거래전담 금융기관에 개설된 해당 소규모전력중개사업자의 보증금계좌에 예치된 자금으로 한다. 단, 「공공기관의 운영에 관한 법률」에 따른 공공기관이거나 「자본시장과 금융투자업에 관한 법률」에 따라 금융위원회의 인가를 받은 신용평가사로부터 채권 또는 기업신용등급에 대해 최우수등급(AAA)을 받은 자는 재정보증을 면제할 수 있고, 이 경우 신용평가등급 최우수등급은 다음과 같이 정한다.

한국신용평가	한국기업평가	NICE신용평가
AAA	AAA	AAA

- ② 제1항의 재정보증 기간은 제16.2.7조 제1항의 전력거래개시일부터 전력거래 종료일에 해당하는 급전가능집합전력자원의 최종결제일 익일까지로 한다.
- ③ 재정보증금액은 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자별 월별 전력판매대금 중 최대 값을 해당 월의 일수로 나누어 산출한 일평균 구매금액의 40배로 하며, 월별 최대 전력판매대금은 전월 f에 대하여 아래와 같이 계산한 값으로 정한다.

월별 평균 전력판매대금

$$= \sum f (\text{전원별설비용량}_f \times \text{전년 월별 전원별 평균이용률}_f \times \text{전년 월별 전원별 평균정산단가}_f)$$

여기서,

f : 급전가능재생에너지자원에 속한 보유자원의 전원의 집합, $f = \{\text{풍력, 태양광}\}$

④ 전력거래소는 제3항에 의해 설정된 재정보증금액을 제16.2.7조 제1항의 전력거래개시일 5일 전까지 통지한다.

⑤ 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자는 제4항에 의하여 통지된 금액을 제3.4.1조 제3항의 규정에 의한 현금 또는 동조 제4항의 규정에 의한 비현금의 형태로 제16.2.7조 제1항의 전력거래개시일 3일 전까지 전력거래소에 납부하여야 한다.

⑥ 채무불이행 해소에 관한 사항은 제3.4.5조의 규정을 따른다.

⑦ 소규모전력중개사업자의 급전가능집합전력자원이 제16.2.12조에 따라 등록이 말소되는 경우에는 전력거래소는 해당 소규모전력중개사업자에 대한 재정보증을 해지한다.

제3절 발전입찰과 전력수요예측

제16.3.1조(하루전시장 입찰서의 제출) ① 1MW를 초과하는 발전기를 보유한 발전사업자 또는 1MW를 초과하는 집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자는 제16.1.8조 제4호의 하루전시장입찰마감시간까지 하루전시장 입찰서를 제16.3.2조의 내용을 포함하여 전력거래소에 제출하여야 한다.

② 제1항의 규정에 의한 입찰서, 전기저장장치 충전계획서의 제출절차 및 기타 입찰운영에 필요한 세부사항은 별표4와 같다.

③ 전력거래소는 동일한 발전기, 중앙급전전기저장장치 및 급전가능집합전력자원에 대하여 두 개 이상의 입찰서가 제출되는 경우에는 마감시간 이전에 제출된 입찰서 중 마감시간으로부터 가장 가까운 시기에 제출된 입찰서를 유효한 입찰서로 인정한다.

④ 제1항 및 제2항의 규정에 의한 입찰서에 제16.3.2조에서 정한 입찰서의 내용 중 전부 또는 일부가 누락되거나 모사전송방식에서 입찰서를 제출한 자의 서명이 누락된 경우에는 입찰서를 제출하지 아니한 것으로 간주한다.

⑤ 전력거래소는 입찰서가 접수된 시각을 기록하여 관리한다.

제16.3.2조(하루전시장입찰서의 내용) ① 중앙급전발전기 또는 중앙급전전기저장장치를 보유한 발전사업자의 하루전시장입찰서의 내용은 제2.3.2조를 따른다.

② 급전가능재생에너지발전기를 보유한 발전사업자 또는 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자의 하루전시장입찰서의 내용은 다음 각 호와 같다.

1. 시간대별 최대 10개 구간에 대한 입찰구간별 공급가능용량(MW)과 입찰가격(원/kWh)

여기서, 입찰구간은 제1구간부터 최대 제10구간까지로 나뉜다.

가. 제1구간의 공급가능용량은 0MW보다 크거나 같아야 한다.

나. 입찰구간별 입찰가격은 이전 입찰구간의 입찰가격보다 크거나 같은 가격으로 기재한다.

다. 입찰구간별 공급가능용량은 이전 입찰구간의 공급가능용량보다 큰 용량으로 기재한다.

라. 마지막 입찰구간의 공급가능용량은 시간대별 공급가능용량과 같아야 한다.

마. 마지막 입찰구간의 입찰가격은 입찰상한가격보다 작거나 같아야 한다.

바. 제1구간의 입찰가격은 입찰하한가격보다 크거나 같아야 한다.

2. 시간대별 공급가능용량(MW)

3. 시간대별 최소발전용량(MW)

여기서, 최소발전용량은 제2호의 시간대별 공급가능용량의 10% 이하로 작성한다.

4. 기동정지관련 기술특성자료

가. 기동소요시간(h)

나. 최소발전용량도달시간(h)

다. 계통분리시간(h)

라. 최소운전시간(h)

마. 최소정지시간(h)

5. 출력배분관련 기술특성자료

가. 출력증가율(MW/min)

나. 출력감소율(MW/min)

③ 제2항 제1호 마목의 입찰상한가격 및 바목의 입찰하한가격은 다음 각 호에 따라 정한다.

1. 입찰상한가격은 0원/kWh로 정한다.

2. 입찰하한가격은 과거 2개월 전 현물 REC 평균가격을 음수로 취한 값을 소수점 둘째자리까지 반올림한 값으로 정한다. <개정 2024.2.28.>

④ 송전사업자는 별표4의 전자입찰시스템 또는 별지 제31-4호, 제31-9호 서식에 의거하여 송전사업자용 전기저장장치운영계획서를 전력거래소에 제출하여야 한다. <개정 2025.2.11.>

⑤ 제1항 및 제2항에 해당되지 않는 1MW 초과 비중양급전발전기는 별지 제

31-7호 서식에 의거하여 자체발전계획량을 제출하여야 한다.

제16.3.3조(하루전시장 입찰서를 제출받지 아니한 경우) ① 전력거래소는 제 16.3.1조에 의한 입찰서를 제출받지 아니한 경우에는 다음 각 호의 방식에 의하여 하루전시장 입찰이 이루어진 것으로 본다.

1. 중앙급전발전기, 급전가능재생에너지자원, 중앙급전전기저장장치의 공급가능 용량 및 송전사업자용 전기저장장치의 주파수조정가능용량은 가장 최근에 제출된 유효한 입찰서의 같은 시간대 값을 적용한다.
 2. 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치의 기술적 특성은 거래일 이전 가장 최근에 계통평가위원회에서 결정된 자료의 값을 적용한다.
 3. 급전가능재생에너지자원의 기술적특성은 가장 최근에 제출된 유효한 입찰서의 같은 시간대 값을 적용한다.
 4. 급전가능재생에너지자원의 입찰가격은 모든 발전구간에 대하여 0원/kWh를 적용한다.
- ② 전력거래소는 거래일 전일 오전 5시까지 제1항을 고려하여 거래일의 하루전시장 입찰서를 생성하여야 한다.

제16.3.4조(실시간시장의 입찰) ① 실시간시장의 입찰은 제16.3.1조부터 제16.3.3조까지의 규정에 따른 하루전시장 입찰로 대신한다.

② 제1항에도 불구하고 하루전에너지시장입찰마감시간 이후 기상상황, 불시고장 등으로 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치, 급전가능재생에너지자원의 공급가능용량 및 기술적 특성, 급전가능재생에너지자원의 입찰가격, 송전사업자용 전기저장장치의 주파수조정가능용량 및 그 외 발전기의 자체발전계획량 등의 내용을 변경할 필요가 있는 경우, 제16.1.8조 제13호의 실시간시장 입찰마감시간까지 변경된 입찰서를 전력거래소에 제출하여야 한다.

③ 급전가능재생에너지자원은 모든 입찰구간에 대하여 제16.3.2조 제2항에 따라 제출한 입찰가격보다 더 높은 가격으로 입찰할 수 없다.

④ 중앙급전발전기를 보유한 발전사업자는 하루전시장 입찰마감시간 이후 제 2.3.2조 제1항 제8호의 규정에 의한 제약운전에 따른 발전계획량을 변경한 경우 해당 사유를 입찰서에 명기하여야 한다. 시운전, 성능시험, 자체시험 외의 사유로 입찰 마감시간까지 제출한 자료와 변경입찰 자료가 20%이상 차이가 발생하는 경우에는 전력거래소가 발전사업자에게 증빙서류를 요청할 수 있으며, 이 경우 해당사업자는 요청일로부터 7일 이내 증빙서류를 제출하여야 한다.

제16.3.5조(실시간시장 입찰마감시간 이후 입찰자료의 변경) ① 실시간시장 입찰 마감시간 이후 예측할 수 없는 자원의 고장 등의 사유로 입찰자료를 변경하여

야 할 필요가 있는 경우 사유가 발생한 때로부터 2시간 이내에 변경된 입찰서를 제출하여야 한다. 단, 급전가능집합전력자원의 경우 12시간 이내에 변경된 입찰서를 제출하여야 한다.

② 제1항에 의하여 제출된 입찰자료는 제16.4.5조의 실시간발전계획 수립을 위한 입력자료로 사용하지 아니한다.

제16.3.6조(당일수요예측 및 통지) ① 전력거래소는 당일발전계획 수립을 위한 당일수요예측을 하여야 하며, 제16.4.3조 제2항에 따른 당일발전계획 수립시점까지 당일수요예측시스템을 통해 당일발전계획 수립기간에 해당하는 수요를 예측하여야 한다.

② 전력거래소는 제1항의 당일수요예측 결과를 제16.4.4조 제1항의 당일발전계획 통지 시점에 전기사업자, 소규모전력중개사업자 및 수요관리사업자에게 통지하여야 한다.

제16.3.7조(실시간수요예측 및 통지) ① 전력거래소는 실시간발전계획 수립을 위한 실시간수요예측을 하여야 하며, 제16.4.5조 제2항에 따른 실시간발전계획 수립시점까지 실시간수요예측시스템을 통해 실시간발전계획 수립기간에 해당하는 수요를 예측하여야 한다. 단, 재생에너지의 급변 등이 예상되는 경우 실시간수요예측시스템을 통해 예측한 수요를 보정하여 적용할 수 있다. <개정 2024.2.28.>

② 전력거래소는 제1항의 실시간수요예측 결과를 제16.4.6조 제1항의 실시간발전계획 통지 시점에 전기사업자, 소규모전력중개사업자 및 수요관리사업자에게 통지하여야 한다.

제4절 발전계획 및 가격결정

제16.4.1조(하루전발전계획의 수립) ① 전력거래소는 거래일에 대한 자원의 하루전 발전계획량 및 하루전 예비력계획량을 산출하고 하루전에너지가격을 결정하기 위하여 제주지역의 총 발전 및 입찰비용과 수요감축비용 최소화를 목적으로 하는 송전단 기준의 하루전발전계획을 수립한다. 단, 육지-제주간 송전계획량에 대해서는 거래일 해당 거래시간에 대한 제2.4.2조의 계통한계가격을 적용한다.

② 제1항의 규정에 의해 수립하는 하루전발전계획의 수립단위는 1시간으로 하고, 수립기간은 거래일 1시에서 24시로 한다.

③ 제1항의 규정에 의해 수립하는 하루전발전계획에는 제2.1.1.3조의 발전비용자료, 제16.3.1조부터 제16.3.3조까지의 입찰자료, 제12.4.2.2조 제1항 제1호의 수요반응자원 입찰자료, 제2.3.5조 제3항의 일간수요예측, 제12.4.2.8조 제1항

제1호 및 동항 제2호 가목, 나목의 수요반응자원 감축계획량, 제12.7.3.7조의 수요반응자원 증대계획량, 제2.5.3조의 발전기별 정적손실계수, 제16.4.3조의 당일발전계획 수립 결과 및 다음 각 호를 고려한다.

1. 별표3 1.4의 운영예비력
 2. 하루전발전계획 송전제약 검토서
 3. 비중앙급전발전기 과거 발전실적 및 발전예측량
 4. 제주HVDC 운영계획서 및 육지 계통한계가격
- ④ 제1항부터 제3항까지에 관한 세부사항은 별표34을 따른다.
- ⑤ 전력거래소는 제3항 제1호의 운영예비력 수준 고려 시 다음 각 호의 사항을 따라 발전계획을 수립한다.
1. 1차예비력은 송전사업자의 전기저장장치에 의한 주파수조정용량을 반영한다.
 2. 주파수제어예비력은 평상시 안정적인 주파수 유지를 위해 상·하향 대칭으로 확보하여 주파수제어예비력 확보기준을 충족하도록 한다.
 3. 제2호의 확보기준을 충족하기 위해 각 발전기별 주파수제어예비력은 감발가능한 용량 수준까지 할당한다.
- ⑥ 전력거래소는 제3항 제3호의 비중앙급전발전기 발전예측량이 과다하여 계통의 안정적인 운영이 어려울 것으로 판단되는 경우 하루전발전계획 수립 시 비중앙급전발전기 발전량의 상한을 지정하여 적용하거나, 중앙급전발전기의 최소발전용량을 계통평가위원회에서 의결받은 최소발전용량 이하 운전 시 출력하한치로 변경하여 적용할 수 있다. <개정 2024.8.1.>
- ⑦ 하루전발전계획의 초기 입력자료로 사용되는 발전기 연속운전시간, 출력 및 전기저장장치 저장전력량 등은 하루전발전계획을 수립하는 시간으로부터 가장 최근에 수립된 당일발전계획 결과를 사용한다.
- ⑧ 하루전발전계획 수립기간보다 냉간 기동소요시간과 최소운전시간 및 최소정지시간을 합한 시간이 긴 발전기의 경우 발전계획 담당자의 판단에 따라 거래일의 해당발전기 운전여부를 사전 지정하여 하루전발전계획을 수립할 수 있다. <개정 2024.2.28.>
- ⑨ 제16.1.10조제2항의 규정에 따라 급전가능재생에너지등록 의무가 있으나 미등록한 자원에 대해서는 입찰가격을 0원/kWh로 적용한다. <개정 2024.2.28.>

제16.4.2조(하루전발전계획의 통지) ① 전력거래소는 제16.4.1조의 규정에 의한 하루전발전계획의 결과를 거래일 전일 18시까지 해당 발전사업자, 송전사업자, 수요관리사업자 및 소규모전력중개사업자에게 통지함을 원칙으로 하되, 시스템 장애 등 부득이한 상황이 발생할 경우 24시까지 발표할 수 있으며, 시범사업 동안 제주지역에 대해서는 제5.1.2조의 규정에 따른 사항을 통지하지 아니한다.

<개정 2024.2.28.>

② 제1항의 규정에 의한 통지는 다음 각 호의 사항을 포함하여야 한다.

1. 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치, 급전가능재생에너지자원의 하루전발전계획량 및 수요반응자원의 감축계획량
2. 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치의 하루전예비력계획(주파수제어예비력, 1차예비력, 3차예비력)
3. 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치, 급전가능재생에너지자원의 가격결정제외사유(계통운영발전기표시기, 비한계발전기표시기)
4. 하루전발전계획 송전제약검토서
5. 하루전예비력계획 합계(주파수제어예비력, 1차예비력, 3차예비력)
6. 비중앙급전발전기 입력자료
7. 기타 통지가 필요한 사항

③ 제2항 외에 다음 각 호의 사항은 거래일로부터 2일 후 11시 30분까지 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치, 급전가능재생에너지발전기를 보유한 발전사업자, 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자에게 통지하는 것을 원칙으로 한다.

양급전발전기, 전체 중앙급전전기저장장치, 전체 급전가능재생에너지자원의 하루전발전1. 전체 중계획량

2. 전체 중앙급전발전기, 전체 중앙급전전기저장장치의 하루전예비력계획량(주파수제어예비력, 1차예비력, 3차예비력)

3. 전체 중앙급전발전기, 전체 중앙급전전기저장장치, 전체 급전가능재생에너지자원의 가격결정제외사유(계통운영발전기표시기, 비한계발전기표시기)

4. 전체 중앙급전발전기의 시간대별, 제약코드별 총 하한, 고정, 상한 입찰량 합계

④ 제2항 및 제3항 이외의 하루전발전계획에 관한 정보공개는 제8.2.3.7조에 따른다. 다만, 전기사업자의 영업비밀 혹은 영업상 이익의 침해우려가 있거나, 전력계통의 취약성 정보 등 국가안보 및 국민안전과 관련된 정보는 공개하지 않는다.

제16.4.3조(당일발전계획의 수립) ① 전력거래소는 제16.4.1조에 의한 하루전발전계획 수립 이후 다음 각 호의 변동사항을 추가적으로 고려하기 위하여 당일발전계획을 송전단 기준으로 수립한다.

1. 중앙급전발전기의 고장이나 공급가능용량의 변경
2. 예상하지 못한 송변전설비의 장애
3. 예측수요 및 비중앙급전발전기 발전예측량의 변화
4. 수시변동성 등으로 인하여 하루전발전계획에 고려되지 못한 제약 반영

5. 제12.4.2.8조 제1항 제2호 다목, 라목, 마목 및 바목의 수요반응자원의 감축 계획량
 6. 발전기별 출력, 운전상태, 차단기상태 등에 대한 계통운영시스템 취득정보
 7. 기타 안정적 실시간 계통운전을 위하여 발전계획 수정을 필요로 하는 사안
- ② 제1항에 의해 수립하는 당일발전계획의 수립시점은 거래일 하루 전 18시부터 1시간마다 정기적으로 수립하되 필요에 따라 비정기적으로 수립할 수 있으며, 발전계획수립단위는 30분, 수립기간은 발전계획 수립시점으로부터 1시간 후부터 13시간 후까지 총 12시간으로 정한다.
- ③ 당일발전계획의 초기 입력자료로 사용되는 발전기 연속운전시간, 출력 및 전기저장장치 저장전력량 등은 제1항 제6호의 계통운영시스템에서 취득한 자료를 사용한다.
- ④ 전력거래소는 제1항 제3호의 비중앙급전발전기 발전예측량이 과다하여 계통의 안정적인 운영이 어려울 것으로 판단되는 경우 당일발전계획 수립 시 비중앙급전발전기 발전량의 상한을 지정하여 적용하거나, 중앙급전발전기의 최소발전용량을 계통평가위원회에서 의결받은 최소발전용량 이하 운전 시 출력하한치로 변경하여 적용할 수 있다. <개정 2024.8.1.>
- ⑤ 당일발전계획의 수립기간보다 냉간 기동소요시간과 최소운전시간 및 최소정지시간을 합한 시간이 긴 발전기의 경우 제16.4.1조의 하루전발전계획의 운전상태를 준용하는 것을 원칙으로 하되 필요시 발전계획 담당자의 판단에 따라 조정하여 당일발전계획을 수립할 수 있다. <개정 2024.2.28.>
- ⑥ 제16.1.10조제2항의 규정에 따라 급전가능재생에너지자원 등록 의무가 있으나 미등록한 자원에 대해서는 입찰가격을 0원/kWh로 적용한다. <개정 2024.2.28.>

제16.4.4조(당일발전계획의 통지) ① 전력거래소는 제16.4.3조의 규정에 의한 당일발전계획의 결과를 발전계획 수립 즉시 해당 발전사업자, 송전사업자 및 소규모전력중개사업자에게 통지함을 원칙으로 한다.

- ② 제1항에 의한 통지는 다음 각 호의 사항을 포함한다.
1. 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치, 급전가능재생에너지자원의 당일발전 계획량
 2. 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치의 당일예비력계획(주파수제어예비력, 1차예비력, 3차예비력)
 3. 당일예비력계획 합계(주파수제어예비력, 1차예비력, 3차예비력)
 4. 기타 통지가 필요한 사항
- ③ 제2항 이외의 당일발전계획에 관한 정보공개는 제8.2.3.7조에 따른다. 다만, 전기사업자의 영업비밀 혹은 영업상 이익의 침해우려가 있거나, 전력계통의 취

약성 정보 등 국가안보 및 국민안전과 관련된 정보는 공개하지 않는다.

제16.4.5조(실시간발전계획의 수립) ① 전력거래소는 실시간 발전계획량 및 실시간 예비력계획량을 산출하고 실시간에너지가격 및 실시간예비력가격을 결정하기 위하여 제주지역의 총 발전 및 입찰비용과 수요감축비용 최소화를 목적으로 하는 송전단 기준의 실시간발전계획을 수립한다. 단, 육지-제주간 송전계획량에 대해서는 거래일 해당 거래시간에 대한 제2.4.2조의 계통한계가격을 적용한다.

② 제1항의 규정에 의해 수립하는 실시간발전계획의 수립단위는 15분, 수립시점은 매 시간의 15분, 30분, 45분, 00분마다 수립하며, 수립시점으로부터 30분 후부터 150분 후까지 15분 단위 총 8개 구간에 대한 계획을 수립한다.

③ 제1항에 의한 실시간발전계획 수립 시에는 제16.4.3조의 당일발전계획, 제2.1.1.3조의 발전비용자료, 제16.3.1조 내지 제16.3.4조의 입찰자료, 제16.3.7조의 실시간수요예측, 제12.4.2.8조 제1항의 제1호 및 제2호의 수요반응자원 감축계획량, 제12.7.3.7조의 수요반응자원 증대계획량, 제2.5.3조의 발전기별 정적손실계수 및 다음 각 호를 고려한다. <개정 2024.2.13.>

1. 별표3 1.4의 운영예비력
2. 하루전발전계획 송전제약 검토서 및 송변전설비의 장애
3. 제주HVDC 운영계획서 및 거래일의 육지 계통한계가격
4. 중앙급전전기저장장치의 충전상태
5. 다조합 복합발전기의 운전조합 상태
6. 비중앙급전발전기의 발전예측량
7. 발전기별 출력, 운전상태, 차단기상태 등에 대한 계통운영시스템 취득정보
8. 기타 중요한 사안의 발생

④ 실시간발전계획의 수립기간보다 냉간 기동소요시간과 최소운전시간 및 최소정지시간을 합한 시간이 긴 발전기의 경우 실시간발전계획 수립 시 제16.4.3조의 당일발전계획의 운전상태를 준용하는 것을 원칙으로 하되 필요시 발전계획담당자의 판단에 따라 해당발전기의 운전여부를 조정하여 적용할 수 있다. <개정 2024.2.28.>

⑤ 전력거래소는 제3항 제1호의 운영예비력 수준 고려 시 다음 각 호의 사항을 따라 발전계획을 수립하여야 한다.

1. 1차예비력은 송전사업자의 전기저장장치에 의한 주파수조정용량을 반영하여야 한다.
2. 주파수제어예비력은 평상시 안정적인 주파수 유지를 위해 상·하향 대칭으로 확보하여 주파수제어예비력 확보기준을 충족하도록 한다.
3. 제2호의 확보기준을 충족하기 위해 각 발전기별 주파수제어예비력은 감발가능한 용량 수준까지만 할당하여야 한다.

⑥ 제16.1.10조제2항의 규정에 따라 급전가능재생에너지자원 등록 의무가 있으나 미등록한 자원에 대해서는 입찰가격을 0원/kWh로 적용한다. <개정 2024.2.28.>

⑦ 전력거래소는 제3항 제6호의 비중앙급전발전기 발전예측량이 과다하여 계통의 안정적인 운영이 어려울 것으로 판단되는 경우 실시간발전계획 수립 시 비중앙급전발전기 발전량의 상한을 지정하거나, 중앙급전발전기의 최소발전용량을 계통평가위원회에서 의결받은 최소발전용량 이하 운전 시 출력하한치로 변경하여 적용할 수 있다. [신설 2024.8.1.]

제16.4.6조(실시간발전계획의 통지) ① 전력거래소는 제16.4.5조의 규정에 의한 실시간발전계획의 결과를 거래시점 15분전까지 해당 발전사업자, 송전사업자 및 소규모전력중개사업자 통지함을 원칙으로 하되, 시스템 장애 등 부득이한 상황 발생으로 발전계획이 정상적으로 수립되지 않은 경우 아래 각호의 우선순위에 따라 발전계획을 대체하여 적용한다. <개정 2024.2.28.>

1. 미수립구간이 포함된 가장 최근의 실시간발전계획
2. 미수립구간이 포함된 가장 최근의 당일발전계획
3. 하루전발전계획

② 제1항의 규정에 의한 통지는 다음 각호의 사항을 포함하여야 한다.

1. 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치, 급전가능재생에너지자원의 실시간발전계획량
2. 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치의 실시간예비력계획(주파수제어예비력, 1차예비력, 3차예비력)
3. 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치, 급전가능재생에너지자원의 가격결정 제외사유(계통운영발전기표시기, 비한계발전기표시기)
4. 실시간예비력계획 합계(주파수제어예비력, 1차예비력, 3차예비력)
5. 비중앙급전자원 입력자료
6. 기타 통지가 필요한 사항

③ 제2항 외에 다음 각 호의 사항은 거래일로부터 2일 후 11시 30분까지 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치, 급전가능재생에너지발전기를 보유한 발전사업자, 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자에게 통지하는 것을 원칙으로 한다.

1. 전체 중앙급전발전기, 전체 중앙급전전기저장장치, 전체 급전가능재생에너지자원의 실시간발전계획량
2. 전체 중앙급전발전기, 전체 중앙급전전기저장장치의 실시간예비력계획량(주파수제어예비력, 1차예비력, 3차예비력)
3. 전체 중앙급전발전기, 전체 중앙급전전기저장장치, 전체 급전가능재생에너지

자원의 가격결정제외사유(계통운영발전기표시기, 비한계발전기표시기)

4. 전체 중앙급전발전기의 시간대별, 제약코드별 총 하한, 고정, 상한 입찰량
합계

④ 제2항 및 제3항 이외의 실시간발전계획에 관한 정보공개는 제8.2.3.7조에 따른다. 다만, 전기사업자의 영업비밀 혹은 영업상 이익의 침해우려가 있거나, 전력계통의 취약성 정보 등 국가안보 및 국민안전과 관련된 정보는 공개하지 않는다.

⑤ 제1항부터 제3항까지에 관한 세부사항은 별표34를 따른다. <개정 2024.2.28.>

제16.4.7조(에너지가격의 결정) ① 전력거래소는 제16.4.1조의 하루전발전계획의 자료를 이용하여 거래일의 하루전에너지가격을 계산한다.

② 전력거래소는 거래일 동안 수립된 제16.4.5조 제2항의 모든 실시간발전계획 결과 중 첫 번째 구간의 값을 취하여 거래일의 실시간에너지가격을 계산한다.

③ 전력거래소는 제2항의 규정에 의한 실시간에너지가격을 계산하기 전 제16.4.1조의 하루전발전계획 수립 결과, 제16.4.3조의 당일발전계획 수립결과 및 제16.4.5조의 실시간발전계획 수립결과를 종합하여 임시 실시간에너지가격을 제공할 수 있다.

④ 하루전에너지가격 및 실시간에너지가격은 각 중앙급전발전기, 급전가능재생 에너지자원 및 HVDC의 유효발전가격 중 가장 높은 가격으로서 다음 각 호와 같이 계산한다. 단, 단위거래기간(t)은 하루전시장의 경우 제16.1.8조 제3호의 하루전시장단위거래기간, 실시간시장의 경우 동조 제12호의 실시간시장단위거래기간을 적용하여 계산한다. <개정 2024.2.28., 2024.5.31., 2024.8.1.>

1. 에너지가격($SMP_{m,t}$)은 하루전시장 및 실시간시장의 거래기간 별로 정하며, 각 자원의 유효발전가격($SP_{m,i,t}$) 중 가장 높은 값으로 결정한다.

$$SMP_{m,t} = \text{Maxi}(SP_{m,i,t})$$

m : 에너지시장의 집합으로 하루전에너지시장(DA)과 실시간에너지시장(RT)을 포함한다.

$$m = \{ DA, RT \}$$

t : 에너지시장 단위거래기간의 집합

m=DA인 경우 제16.1.8조 제3호의 하루전시장단위거래기간을 적용하여 시간별 집합을 구성한다.

$$\text{즉, } t = \{1, 2, \dots, 23, 24\}$$

m=RT인 경우 제16.1.8조 제12호의 실시간시장단위거래기간을 적용하여 시간 및 구간별 집합을 구성한다. 즉, $t = \{1-1, 1-2, \dots, 24-3, 24-4\}$

$SMP_{m,t}$: 에너지시장(m)에 대한 거래기간(t)별 에너지가격(원/kWh)

$SP_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 유효발전가격(원/kWh)

2. 각 자원의 유효발전가격($SP_{m,i,t}$)은 가격결정자격을 가진 경우 발전가격($GP_{m,i,t}$)으로 정하며, 가격결정자격을 가지지 않은 경우 제16.3.2조 제2항, 제16.3.3조 제1항 제4호, 제16.3.4조 제3항의 규정에 의해 제출된 모든 자원의 입찰가격 중 가장 낮은 값으로 정한다.

$SP_{m,i,t} = GP_{m,i,t} \times PSI_{m,i,t} + \text{Min}\{\text{Min}_{i,s}(\text{OFFER_PRICE}_{m,i,t,s}), 0\} \times (1 - PSI_{m,i,t})$

$SP_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 유효발전가격(원/kWh)

$GP_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 발전가격(원/kWh)

$PSI_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 에너지가격결정자격표시기, 가격결정자격이 있는 경우 1, 없는 경우 0

$\text{OFFER_PRICE}_{m,i,t,s}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t) 및 입찰구간(s)별 입찰가격(원/kWh)

3. 각 자원의 발전가격($GP_{m,i,t}$)은 발전계획량 수준에서의 증분가격($IP_{m,i,t}$), 무부하가격($NLP_{m,i,t}$), 기동가격($SUP_{m,i,t}$)의 합으로 계산한다.

$GP_{m,i,t} = IP_{m,i,t} + NLP_{m,i,t} + SUP_{m,i,t}$

$GP_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 발전가격(원/kWh)

$IP_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 증분가격(원/kWh)

$NLP_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 무부하가격(원/kWh)

$SUP_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 기동가격(원/kWh)

4. 에너지가격($SMP_{m,t}$) 결정 시 에너지시장(m)에 대하여 자원별로 적용되는 2차증분가격계수($QPC_{m,i,t}$), 1차증분가격계수($LPC_{m,i,t}$), 가격상수($NLPC_{m,i,t}$), 최소발전용량($MG_{m,i,t}$), 최대 출력증가율($RUR_{m,i,t}$), 최대 출력감소율($RDR_{m,i,t}$), 기동비용($SUC_{m,i,t}$)은 다음과 같다. <개정 2024.2.28., 2024.5.31., 2024.8.1.>

	다조합 복합발전기		다조합 복합발전기 외 중앙급전발전기	급전가능 재생에너지 자원	제16.1.10조 제2항의 미등록 자원	HVDC
	단독 GT모드	CC모드				
QPC _{m,i,t}	SNGT _{m,i} :0조합 QPC _i	SNGT _{m,i} :1 조합 QPC _i	QPC _i	0원/MWh ²	0원/MWh ²	0원/MWh ²
LPC _{m,i,t}	SNGT _{m,i} :0조합 LPC _i	SNGT _{m,i} :1 조합 LPC _i	LPC _i	발전계획량에 해당하는 입찰가격	0원/MWh	거래일의 욕지 계통한계가격
NLPC _{m,i,t}	SNGT _{m,i} :0조합 NLPC _i	SNGT _{m,i} :1 조합 NLPC _i	NLPC _i	0원/h	0원/h	0원/h
MG _{m,i,t}	단독 GT MG _i ×SNGT _{m,i}	MG _i ×(SNGT _{m,i} ÷MIN_NGT _i)	MG _i	시간대별 최소발전용량 입찰값	0MW	최소 운전한계량
	제16.4.1조제6항 또는 제16.4.5조제7항의 경우 단독 GT LMG _i ×SNGT _{m,i,t}	제16.4.1조제6항 또는 제16.4.5조제7항의 경우 LMG _i ×(SNGT _{m,i} ÷MIN_NGT _i)	제16.4.1조제6항 또는 제16.4.5조제7항의 경우 LMG _i			
RUR _{m,i,t}	단독 GT RUR _i ×SNGT _{m,i}	RUR _i ×(SNGT _{m,i} ÷NGT _i)	RUR _i	9,999 MW/min	9,999 MW/min	9,999 MW/min
RDR _{m,i,t}	단독 GT RDR _i ×SNGT _{m,i}	RDR _i ×(SNGT _{m,i} ÷NGT _i)	RDR _i	9,999 MW/min	9,999 MW/min	9,999 MW/min
SUC _{m,i,t}	GT_SUC _i ×Σ _j SU_GT _{m,i,j,t}	GT_SUC _i ×Σ _j SU_GT _{m,i} + ST_SUC _i ×SU_ST _{m,i}	SE _{m,i,t} -1=0이고, SE _{m,i,t} >0 이면 SUC _i 그 외의 경우 0원	0원	0원	0원

여기서,

SMP_{m,t} : 에너지시장(m)에 대한 거래기간(t)별 에너지가격(원/kWh)

SE_{m,i,t} : 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 발전계획량(MW)

QPC_i : 자원(i)의 2차증분가격계수(천원/MWh²)

LPC_i : 자원(i)의 1차증분가격계수(천원/MWh)

NLPC_i : 자원(i)의 가격상수(천원/h)

RUR_i : 자원(i)의 출력증가율(MW/분)

RDR_i : 자원(i)의 출력감소율(MW/분)

NGT_i : 자원(i)의 가스터빈 대수

MIN_NGT_i : 자원(i)의 최소출력 운전을 위한 가스터빈 발전기 필요 운전 대수

QPC_{m,i,t} : 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 2차증분가격계수(천원/MWh²)

LPC_{m,i,t} : 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 1차증분가격계수(천원/MWh)

NLPC_{m,i,t} : 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 가격상수(천원/h)

LMG_i : 계통평가위원회에서 의결받은 자원(i)의 최소발전용량 이하 운전 시 출력하한치(MW)

SUC_i : 자원(i)의 기동비용(원)

GT_SUC_i : 자원(i)의 가스터빈 1대에 대한 기동비용(원)

ST_SUC_i : 자원(i)의 스팀터빈에 대한 기동비용(원)

$$ST_SUC_i = SUC_i - GT_SUC_i$$

$RUR_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 출력증가율(MW/분)

$RDR_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 출력감소율(MW/분)

$SNGT_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 가스터빈 발전기 운전대수

$SNST_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 스팀터빈 발전기 운전대수

$SE_GT_{m,i,j,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)에 속한 가스터빈 발전기(j)의 거래기간(t)별 발전계획량(MW)

$SE_ST_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)에 속한 스팀터빈 발전기의 거래기간(t)별 발전계획량(MW)

$SUC_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 기동비용(원)

$SU_GT_{m,i,j,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)에 속한 가스터빈 발전기(j)의 거래기간(t)별 기동여부,

$SE_GT_{m,i,j,t-1} = 0$ 이고 $SE_GT_{m,i,j,t} > 0$ 이면 $SU_GT_{m,i,j,t} = 1$, 그 외의 경우 $SU_GT_{m,i,j,t} = 0$

$SU_ST_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)에 속한 스팀터빈 발전기의 거래기간(t)별 기동여부,

$SE_ST_{m,i,t-1} = 0$ 이고 $SE_ST_{m,i,t} > 0$ 이면 $SU_ST_{m,i,t} = 1$, 그 외의 경우 $SU_ST_{m,i,t} = 0$

5. 증분가격($IP_{m,i,t}$)은 발전계획량 수준에서 해당 자원의 출력을 한 단위 증가시키는데 소요되는 비용으로, 거래기간별로 계산한다. <개정 2024.2.28.>

가. $SE_{m,i,t} = 0$ 인 경우, $IP_{m,i,t} = 0$

나. $|SE_{m,i,t}| > 0$ 인 경우,

$$IP_{m,i,t} = [(2 \times QPC_{m,i,t} \times SE_{m,i,t} \times 1h + LPC_{m,i,t}) / STLFI_{i,t}] / 1,000$$

$IP_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 증분가격(원/kWh)

$SE_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 발전계획량(MW)

$QPC_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 2차증분가격계수(천원/MWh²)

$LPC_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 1차증분가격계수(천원/MWh)

$STLFI_{i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 정적송전손실계수

6. 무부하가격($NLP_{m,i,t}$)은 증분가격만으로는 회수할 수 없는 자원의 연료비 결손액을 보전하기 위한 것으로, 각 자원의 연속운전시간 별로 계산한다.

가. 각 자원의 연속운전시간은 거래일을 포함하여 거래일 전일 19시부터 거래일 익일 4시까지 총 34시간의 발전계획을 통해 결정한다. 단, 거래전일 19시부터 24시까지는 거래일 발전계획의 첫 번째 구간의 결과를 준용하고, 거래일 1시부터 4시까지는 거래일 발전계획의 마지막 구간의 결과를 준용한다. <개정 2024.2.28., 2024.5.31.>

나. 각 자원의 무부하가격은 연속운전시간 중 최소출력 이상으로 계획된 거래시간에 대하여 연료비결손액 합계를 발전량 합계로 나누어 계산한다.

$$NLP_{m,i,t} = \frac{1}{STLF_{i,t}} \times \left[\frac{\sum_{t=x}^{t=y} \{ (NLPC_{m,i,t} - QPC_{m,i,t} \times SE_{m,i,t}^2 \times 1h) \times GSI_{m,i,t} \}}{\sum_{t=x}^{t=y} (SE_{m,i,t} \times GSI_{m,i,t})} \right] / 1,000$$

다. 나 목에도 불구하고 다음의 경우에는 무부하가격을 0원/kWh로 한다.

1) 해당 자원이 정지 계획된 경우

$$SE_{m,i,t} = 0$$

2) 해당 자원이 연속운전시간 내에 고정계약운전량 또는 하한계약운전량이 제출된 경우

$$\sum_{t=x}^{t=y} MEGW_{m,i,t} > 0$$

3) 계통계약 자원 그룹의 운전대수 합이 해당 그룹의 필수운전 기동대수 이하인 경우 <개정 2024.2.28., 2024.5.31.>

$$0 \leq \sum_{i \in i_A} (W_{-} GSI_{m,i,t,A} \times GSI_{m,i,t}) \leq GCMN_{m,t,A}$$

MEGW_{m,i,t} : 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 하한계약운전량 및 고정계약운전량(MW)

SE_{m,i,t} : 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 발전계획량(MW)

GSI_{m,i,t} : 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 유효 운전여부

SE_{m,i,t} ≥ MG_{m,i,t} 인 경우 GSI_{m,i,t} = 1, 그 외의 경우에는 GSI_{m,i,t} = 0

MG_{m,i,t} : 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 최소발전용량(MW)

NLP_{m,i,t} : 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 무부하가격(원/kWh)

STLF_{i,t} : 자원(i)의 거래기간(t)별 정적송전손실계수

QPC_{m,i,t} : 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 2차증분가격계수(천원/MWh²)

NLPC_{m,i,t} : 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 가격상수(천원/h)

x : 연속운전시간의 첫 거래기간,

$SE_{m,i,t} > 0$ 이고, x =거래일 전일 19시이거나 $SE_{m,i,x-1} = 0$ 이면 거래기간 x 에서 연속운전 시작

y : 거래기간 x 이후 연속운전시간의 마지막 거래기간

$SE_{m,i,y} > 0$ 이고, y =거래일 익일 04시이거나 $SE_{m,i,y+1} = 0$ 이면 거래기간 y 에서 연속운전 종료

$W_GSI_{m,i,t,A}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 계통제약(A)에 해당하는 운전상태 가중치

A : 계통제약의 집합

i_A : 계통제약(A)에 해당하는 자원(i)의 집합

$GCMN_{m,t,A}$: 에너지시장(m)에 대한 거래기간(t)별 계통제약(A)에 해당하는 최소운전대수

$GCMG_{m,t,A}$: 에너지시장(m)에 대한 거래기간(t)별 계통제약(A)에 해당하는 최소발전용량(MW)

TPD_m : 에너지시장(m)에 대한 단위거래기간(시간)

7. 기동가격($SUP_{m,i,t}$)은 자원의 기동에 소요되는 비용을 보전하기 위한 것으로서, 해당 자원의 연속운전시간 별로 계산한다.

가. 각 자원의 연속운전시간은 거래일을 포함하여 거래일 전일 19시부터 거래일 익일 4시까지 총 34시간의 발전계획을 통해 결정한다. 단, 거래전일 19시부터 24시까지는 거래일 발전계획의 첫 번째 구간의 결과를 준용하고, 거래일 1시부터 4시까지는 거래일 발전계획의 마지막 구간의 결과를 준용한다.
<개정 2024.2.28.>

나. 각 자원의 기동가격은 열간(HOT) 기동비용을 연속운전시간의 발전량 합계로 나누어 계산한다.

$$SUP_{m,i,t} = \frac{1}{STLF_{i,t}} \times \left(\frac{\sum_{t=x}^{t=y} SUC_{m,i,t}}{\sum_{t=x}^{t=y} (SE_{m,i,t} \times TPD_m)} \right) / 1,000$$

다. 나 목에도 불구하고 다음의 경우에는 기동가격을 0원/kWh로 한다.

1) 해당 자원이 정지 계획된 경우

$$SE_{m,i,t} = 0$$

2) 해당 자원이 연속운전시간 내에 고정제약운전량 또는 하한제약운전량이 제출된 경우

$$\sum_{t=x}^{t=y} MEGW_{m,i,t} > 0$$

3) 계통제약 자원 그룹의 운전대수 합이 해당 그룹의 필수운전 기동대수 이

하인 경우 <개정 2024.2.28., 2024.5.31.>

$$0 \leq \sum_{i \in i_A} (W_GSI_{m,i,t,A} \times GSI_{m,i,t}) \leq GCMN_{m,t,A}$$

$SUP_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 기동가격(원/kWh)

$SUC_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 기동비용(MW/분)

$MEGW_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 하한제약운전량 및 고정제약운전량(MW)

$SE_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 발전계획량(MW)

$GSI_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 유효 운전여부

$SE_{m,i,t} \geq MG_{m,i,t}$ 인 경우 $GSI_{m,i,t} = 1$, 그 외의 경우에는 $GSI_{m,i,t} = 0$

$MG_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 최소발전용량(MW)

$STLFI_{i,t}$: 자원(i)의 거래기간(t)별 정적송전손실계수

x : 연속운전시간의 첫 거래기간,

$SE_{m,i,t} > 0$ 이고, x =거래일 전일 19시이거나 $SE_{m,i,x-1} = 0$ 이면 거래기간 x 에서 연속운전 시작

y : 거래기간 x 이후 연속운전시간의 마지막 거래기간

$SE_{m,i,y} > 0$ 이고, y =거래일 익일 04시이거나 $SE_{m,i,y+1} = 0$ 이면 거래기간 y 에서 연속운전 종료

$W_GSI_{m,i,t,A}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 계통제약(A)에 해당하는 운전상태 가중치

A : 계통제약의 집합

i_A : 계통제약(A)에 해당하는 자원(i)의 집합

$GCMN_{m,t,A}$: 에너지시장(m)에 대한 거래기간(t)별 계통제약(A)에 해당하는 최소운전대수

$GCMG_{m,t,A}$: 에너지시장(m)에 대한 거래기간(t)별 계통제약(A)에 해당하는 최소발전용량(MW)

TPD_m : 에너지시장(m)에 대한 단위거래기간(시간)

8. 제2호의 각 자원의 가격결정자격은 아래와 같이 결정된다.

$$PSI_{m,i,t} = NMF_{m,i,t} \times SMF_{m,i,t}$$

$PSI_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 에너지가격결정자격표시기, 가격결정자격이 있는 경우 1, 없는 경우 0

$NMF_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 비한계발전기표시기, 가격결정자격이 있는 경우, $NMF_{m,i,t} = 1$, 그 외의 경우, $NMF_{m,i,t} = 0$

$SMF_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 계통운영발전기표시기

가격결정자격이 있는 경우, $SMF_{m,i,t} = 1$, 그 외의 경우, $SMF_{m,i,t} = 0$

가. 비한계자원으로서 다음의 경우에는 가격결정자격이 없는 것으로 한다.

- 1) 해당 자원이 최소발전용량($MG_{m,i,t}$), 주파수제어예비력계획량($SFCR_{m,i,t}$) 및 허용한도를 더한 값 이하로 발전계획된 경우 <개정 2024.2.28.>

$$SE_{m,i,t} \leq MG_{m,i,t} + SFCR_{m,i,t} + TO_MG_i$$

- 2) 해당 자원이 에너지시장 입찰 시 제출한 시간대별 고정계약운전량 및 하한계약운전량($MEGW_{m,i,t}$)에 허용한도를 더한 값 이하로 발전계획된 경우

$$SE_{m,i,t} \leq MEGW_{m,i,t} + TO_MEGW_i$$

- 3) 해당 자원이 자신의 최대속도로 증발하도록 발전계획된 경우
단, 여기서 t-1이라 함은 직전 거래기간을 의미한다.

$$SE_{m,i,t} - SE_{m,i,t-1} \geq (RUR_{m,i,t} - TO_RR_i) \times TPD_m \times 60$$

- 4) 해당 자원이 자신의 최대속도로 감발하도록 발전계획된 경우
단, 여기서 t-1이라 함은 직전 거래기간을 의미한다. <개정 2024.2.28.>

$$SE_{m,i,t-1} - SE_{m,i,t} \geq (RDR_{m,i,t-1} - TO_RR_i) \times TPD_m \times 60$$

$SE_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 발전계획량(MW)

$MG_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 최소발전용량(MW)

$SFCR_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 주파수제어예비력 계획량(MW)

TO_MG_i : 자원(i)의 최소발전허용한도(MW)

TO_MEGW_i : 자원(i)의 하한계약 허용한도(MW)

$RUR_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 출력증가율(MW/분)

$RDR_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 출력감소율(MW/분)

TO_RR_i : 자원(i)의 출력증가/감소율 허용한도(MW/분)

TPD_m : 에너지시장(m)에 대한 단위거래기간(시간)

나. 계통제약으로 운전되는 자원으로서, 다음의 경우에는 가격결정자격이 없는 것으로 한다.

- 1) 자원 그룹의 발전량 합계가 해당 그룹의 시간대별 최소 발전량 이하인 경우

$$\sum_{i \in i_A} SE_{m,i,t} \leq GCMG_{m,t,A}$$

- 2) 자연재해, 사회적특수일 등 전력수급의 안정을 위하여 특별히 추가 기동한 자원의 경우

A : 계통제약의 집합

i_A : 계통제약(A)에 해당하는 자원(i)의 집합

$SE_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 발전계획량(MW)

$GCMG_{m,t,A}$: 에너지시장(m)에 대한 거래기간(t) 별 계통제약(A)의 최소발전 용량(MW)

제16.4.8조(하루전에너지가격의 공개) 전력거래소는 하루전에너지가격을 거래일 전일 18시까지 공개함을 원칙으로 하되, 시스템 장애 등 부득이한 경우 24시까지 발표할 수 있으며, 시범사업 동안 제주지역 하루전에너지가격에 대해서는 제 2.4.2조의 2의 규정에 따른 사항을 공개하지 아니한다. <개정 2024.2.28.>

제16.4.9조(실시간에너지가격의 공개) 전력거래소는 제16.4.7조 제3항의 임시 실시간에너지가격을 실시간시장 거래시간 15분 전까지, 동조 제2항의 실시간에너지가격을 거래일 익일 18시까지 공개함을 원칙으로 한다. 단 실시간에너지가격의 경우 시스템 장애 등 부득이한 상황이 발생할 경우 거래일 익일 24시까지 발표할 수 있다.

제16.4.10조(실시간예비력가격 결정) ① 전력거래소는 거래일 동안 수립된 제 16.4.5조 제2항의 모든 실시간발전계획 결과 중 첫 번째 구간의 값, 제16.4.7조 제2항의 실시간에너지가격 및 제16.4.7조 제4항 제3호의 자원별 실시간에너지시장 발전가격($GP_{RT,i,t}$)를 이용하여 거래일의 실시간1차예비력, 실시간주파수제어예비력 및 실시간3차예비력에 대한 가격을 계산한다.

② 전력거래소는 제1항에 의한 실시간예비력가격이 확정되기 전 제16.4.5조 제2항의 실시간발전계획 자료 및 제16.4.7조 제3항의 임시 실시간에너지가격을 이용하여 임시 실시간예비력가격을 계산할 수 있다.

③ 실시간예비력가격 결정시 실시간시장(RT)에 대하여 자원별로 적용되는 GF상한($GF_MAX_{RT,i,t}$), GF하한($GF_MIN_{RT,i,t}$), AGC상한($AGC_MAX_{RT,i,t}$), AGC하한($AGC_MIN_{RT,i,t}$), 최대 출력증가율($RUR_{RT,i,t}$), 최대 출력감소율($RDR_{RT,i,t}$) 공급가능용량($RA_{RT,i,t}$)는 다음과 같다. <개정 2024.2.28., 2024.5.31.>

	다조합 복합발전기		다조합 복합발전기 외 중앙급전발전기
	단독 GT모드	CC모드	
$GF_MAX_{RT,i,t}$	$GF_MAX_{RT,i,t} \times (SNGT_{m,i,t} \div ONGT_{m,i,t})$	$GF_MAX_{RT,i,t} \times (SNGT_{m,i,t} \div ONGT_{m,i,t})$	$GF_MAX_{RT,i,t}$
$GF_MIN_{RT,i,t}$	$GF_MIN_{RT,i,t} \times (SNGT_{m,i,t} \div MIN_NGT_i)$	$GF_MIN_{RT,i,t} \times (SNGT_{m,i,t} \div MIN_NGT_i)$	$GF_MIN_{RT,i,t}$
$AGC_MAX_{RT,i,t}$	$AGC_MAX_{RT,i,t} \times (SNGT_{m,i,t} \div ONGT_{m,i,t})$	$AGC_MAX_{RT,i,t} \times (SNGT_{m,i,t} \div ONGT_{m,i,t})$	$AGC_MAX_{RT,i,t}$
$AGC_MIN_{RT,i,t}$	$AGC_MIN_{RT,i,t} \times (SNGT_{m,i,t} \div MIN_NGT_i)$	$AGC_MIN_{RT,i,t} \times (SNGT_{m,i,t} \div MIN_NGT_i)$	$AGC_MIN_{RT,i,t}$
$RUR_{RT,i,t}$	단독 GT $RUR_i \times SNGT_{m,i,t}$	$RUR_i \times (SNGT_{m,i,t} \div NGT_i)$	RUR_i
$RDR_{RT,i,t}$	단독 GT $RDR_i \times SNGT_{m,i,t}$	$RDR_i \times (SNGT_{m,i,t} \div NGT_i)$	RDR_i
$RA_{RT,i,t}$	$RA_{RTi} \times (SNGT_{m,i,t} \div ONGT_{m,i,t})$	$RA_{RTi} \times (SNGT_{m,i,t} \div ONGT_{m,i,t})$	$RA_{RT,i,t}$

여기서,

$ONGT_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대하여 자원(i)가 제출한 거래기간(t)별 가스터빈

발전기 운전 가능대수

MIN_NGT_i : 자원(i)의 최소출력 운전을 위한 가스터빈 발전기 필요 운전 대수

④ 제1항 및 제2항에 의한 실시간3차예비력가격은 다음 각호의 방법으로 계산한다. <항번호 변경 2024.2.28.>

1. 실시간3차예비력가격($TR_P_{RT,t}$)은 실시간3차예비력이 계획된 자원의 실시간3차예비력기회비용($TR_LOC_{RT,i,t}$) 중 가장 높은 값으로 정한다.
2. 제1호의 자원별 실시간3차예비력기회비용($TR_LOC_{RT,i,t}$)은 아래 각 목의 방법으로 정한다.

가. 중앙급전발전기

- 1) 발전기에 실시간3차예비력이 계획되지 않은 경우($STR_{RT,i,t} = 0$) : $TR_LOC_{RT,i,t}=0$
- 2) 발전기가 정지계획 된 경우($SE_{RT,i,t} = 0$) : $TR_LOC_{RT,i,t}=0$
- 3) 발전기의 공급가능용량($RA_{RT,i,t}$)에서 실시간1차예비력계획량($SPCR_{RT,i,t}$)과 실시간3차예비력계획량($STR_{RT,i,t}$)을 차감한 값이 AGC상한($AGC_MAX_{RT,i,t}$) 이상일 경우($RA_{RT,i,t} - SPCR_{RT,i,t} - STR_{RT,i,t} \geq AGC_MAX_{RT,i,t}$) : $TR_LOC_{RT,i,t}=0$
- 4) 발전기의 공급가능용량($RA_{RT,i,t}$)에서 실시간1차예비력계획량($SPCR_{RT,i,t}$)과 실시간3차예비력계획량($STR_{RT,i,t}$)을 차감한 값이 AGC상한($AGC_MAX_{RT,i,t}$) 미만일 경우($RA_{RT,i,t} - SPCR_{RT,i,t} - STR_{RT,i,t} < AGC_MAX_{RT,i,t}$) : $TR_LOC_{RT,i,t}=\text{MAX}\{(SMP_{RT,i,t} - GP_{RT,i,t}) \times STL F_{i,t}, 0\} \times 1h$

나. HVDC

- 1) HVDC에 실시간3차예비력이 계획되지 않은 경우($STR_{RT,i,t} = 0$) : $TR_LOC_{RT,i,t}=0$
- 2) HVDC가 정지계획 된 경우($SE_{RT,i,t}=0$) : $TR_LOC_{RT,i,t}=0$
- 3) HVDC가 운전계획 된 경우($|SE_{RT,i,t}|>0$) : $TR_LOC_{RT,i,t}=0$

여기서,

$TR_P_{RT,t}$: 실시간시장(RT)의 거래기간(t)별 3차예비력가격(원/kW)

$TR_LOC_{RT,i,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t) 별 3차예비력기회비용(원/kW)

$STR_{RT,i,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 실시간3차예비력계획량(MW)

$SPCR_{RT,i,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 실시간1차예비력계획량(MW)

$SE_{RT,i,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 발전계획량(MW)

$RA_{RT,i,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 입찰공급가능용량(MW)

$AGC_MAX_{RTi,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 AGC상한(MW)

$GP_{RT,i,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 발전가격(원/kWh)

$STLF_{i,t}$: 자원(i)의 거래기간(t)별 정적송전손실계수

$SMP_{RT,t}$: 실시간시장(RT)의 거래기간(t)별 계통한계가격(원/kWh)

⑤ 제1항 및 제2항의 규정에 의한 실시간주파수제어예비력가격($FCR_P_{RT,t}$)은 다음 각호의 방법으로 계산한다. <항번호 변경 2024.2.28.>

1. 자원별 실시간주파수제어하향제공가능용량($AVR_DN_{RT,i,t}$)합계가 제주 주파수제어예비력 확보기준 이하인 경우 실시간주파수제어하향기회비용($FCR_DN_LOC_{RT,i,t}$) 중 가장 높은 값과 실시간3차예비력가격($TR_P_{RT,t}$) 중 더 높은 값을 실시간주파수제어예비력가격($FCR_P_{RT,t}$)으로 정한다.

2. 자원별 실시간주파수제어하향제공가능용량($AVR_DN_{RT,i,t}$) 합계가 제주 주파수제어예비력 확보기준을 초과한 경우 실시간주파수제어상향기회비용($FCR_UP_LOC_{RT,i,t}$) 중 가장 높은 값과 실시간3차예비력가격($TR_P_{RT,t}$) 중 더 높은 값을 실시간주파수제어예비력가격($FCR_P_{RT,t}$)으로 정한다.

3. 제1호 및 제2호의 자원별 실시간주파수제어하향제공가능용량($AVR_DN_{RT,i,t}$)은 아래 각 목의 방법으로 정한다. <개정 2024.2.28.>

가. 중앙급전발전기

1) 발전기가 주파수제어예비력을 제공할 수 없는 것으로 입찰한 경우($AGC_ON_{RT,i,t}=0$) : $AVR_DN_{RT,i,t} = 0$

2) 발전기가 정지계획 된 경우($SE_{RT,i,t} = 0$) : $AVR_DN_{RT,i,t} = 0$

3) 발전기가 운전계획 된 경우($SE_{RT,i,t} > 0$) <개정 2024.2.28.>

: $AVR_DN_{RT,i,t} = \text{Max}\{\text{Min}\{(SE_{RT,i,t} - AGC_MIN_{RT,i,t}) \times AGC_ON_{RT,i,t}, 5 \times RDR_{RT,i,t} \times AGC_ON_{RT,i,t}\}, 0\}$

나. HVDC

1) HVDC가 주파수제어예비력을 제공할 수 없는 상태인 경우($AGC_ON_{RT,i,t}=0$) : $AVR_DN_{RT,i,t} = 0$

2) HVDC가 정지계획 된 경우($SE_{RT,i,t} = 0$) : $AVR_DN_{RT,i,t} = 0$

3) HVDC가 운전계획 된 경우($|SE_{RT,i,t}| > 0$)

: $AVR_DN_{RT,i,t} = \text{Max}\{(SE_{RT,i,t} - TLA_MIN_{RT,i,t}) \times AGC_ON_{RT,i,t}, 0\}$

4. 제1호 및 제2호의 자원별 실시간주파수제어상향기회비용($FCR_UP_LOC_{RTi,t}$) 및 실시간주파수제어하향기회비용($FCR_DN_LOC_{RTi,t}$)은 아래 각 목의 방법으로 정한다.

가. 중앙급전발전기

1) 발전기에 실시간주파수제어예비력이 계획되지 않은 경우($SFCR_{RT,i,t} = 0$)

: $FCR_UP_LOC_{RT,i,t} = 0, FCR_DN_LOC_{RT,i,t} = 0$

2) 발전기가 정지계획 된 경우($SE_{RT,i,t} = 0$) : $FCR_UP_LOC_{RT,i,t} = 0$,
 $FCR_DN_LOC_{RT,i,t} = 0$

3) 발전기가 운전계획 된 경우($SE_{RT,i,t} > 0$)

: $FCR_UP_LOC_{RT,i,t} = \text{Max}\{(SMP_{RT,t} - GP_{RT,i,t}) \times STL F_{i,t}, 0\} \times 1h$

$FCR_DN_LOC_{RT,i,t} = \text{Max}\{(GP_{RT,i,t} - SMP_{RT,t}) \times STL F_{i,t}, 0\} \times 1h$

나. HVDC

1) HVDC에 실시간주파수제어예비력이 계획되지 않은 경우($SFCR_{RT,i,t} = 0$)

: $FCR_UP_LOC_{RT,i,t} = 0$, $FCR_DN_LOC_{RT,i,t} = 0$

2) HVDC가 정지계획 된 경우($SE_{RT,i,t} = 0$) : $FCR_UP_LOC_{RT,i,t} = 0$,
 $FCR_DN_LOC_{RT,i,t} = 0$

3) HVDC가 운전계획 된 경우($|SE_{RT,i,t}| > 0$)

: $FCR_UP_LOC_{RT,i,t} = \text{Max}\{LOCRHF, 0\} \times 1h$

$FCR_DN_LOC_{RT,i,t} = \text{Max}\{LOCRHF, 0\} \times 1h$

여기서,

$FCR_P_{RT,t}$: 실시간시장(RT)의 거래시간(t) 별 주파수제어예비력가격(원/kW)

$AVR_DN_{RTi,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 실시간주파수
 제어하향제공가능용량(MW)

$FCR_UP_LOC_{RT,i,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 실시간
 주파수제어상향기회비용(원/kW)

$FCR_DN_LOC_{RT,i,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 실시간
 주파수제어하향기회비용(원/kW)

$TR_P_{RT,t}$: 실시간시장(RT)의 거래시간(t) 별 3차예비력가격(원/kW)

$SE_{RTi,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 발전계획량(MW)

$AGC_MIN_{RTi,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 AGC하한
 (MW)

$AGC_ON_{RTi,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래시간(t)별 AGC 운전상
 태

$TLA_MIN_{RT,i,t}$ (Minimum Availability of Transmission Line)

: 실시간시장(RT)의 HVDC(i)의 거래기간(t)별 최소공급능력(MW)

$SFCR_{RTi,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 실시간주파수제
 어예비력계획량(MW)

$STL F_{i,t}$: 자원(i)의 거래기간(t)별 정적송전손실계수

$GP_{RT,i,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 발전가격(원/kWh)

$SMP_{RT,t}$: 실시간시장(RT)의 거래기간(t)별 계통한계가격(원/kWh)

$LOCRHF$: 예비력용량가치 정산단가(원/kW)

⑥ 제1항 및 제2항의 규정에 의한 실시간1차예비력가격($PCR_P_{RT,t}$)은 다음 각

호의 방법으로 계산한다. <항번호 변경 2024.2.28.>

1. 자원별 실시간주파수제어하향제공가능용량($AVR_DN_{RT,i,t}$)합계가 제주 주파수 제어예비력 확보기준 이하인 경우 실시간1차예비력기회비용($PCR_LOC_{RT,i,t}$) 중 가장 높은 값과 실시간3차예비력가격($TR_P_{RT,t}$) 중 더 높은 값을 실시간1차예비력가격($PCR_P_{RT,t}$)으로 정한다.
2. 자원별 실시간주파수제어하향제공가능용량($AVR_DN_{RT,i,t}$)합계가 제주 주파수 제어예비력 확보기준을 초과한 경우 실시간1차예비력기회비용($PCR_LOC_{RT,i,t}$) 중 가장 높은 값과 실시간주파수제어예비력가격($FCR_P_{RT,t}$) 중 더 높은 값을 실시간1차예비력가격($PCR_P_{RT,t}$)으로 정한다.
3. 제1호 및 제2호의 자원별 실시간1차예비력기회비용($PCR_LOC_{RT,i,t}$)은 아래 각 목의 방법으로 정한다.

가. 중앙급전발전기

- 1) 발전기에 실시간1차예비력이 계획되지 않은 경우($SPCR_{RT,i,t} = 0$) : $PCR_LOC_{RT,i,t} = 0$
- 2) 발전기가 정지계획 된 경우($SE_{RT,i,t} = 0$) : $PCR_LOC_{RT,i,t} = 0$
- 3) 발전기의 GF상한($GF_MAX_{RT,i,t}$)에서 실시간1차예비력계획량($SPCR_{RT,i,t}$)을 차감한 값이 AGC상한($AGC_MAX_{RT,i,t}$) 이상일 경우($GF_MAX_{RT,i,t} - SPCR_{RT,i,t} \geq AGC_MAX_{RT,i,t}$) : $PCR_LOC_{RT,i,t} = 0$
- 4) 발전기의 GF상한($GF_MAX_{RT,i,t}$)에서 실시간1차예비력계획량($SPCR_{RT,i,t}$)을 차감한 값이 AGC상한($AGC_MAX_{RT,i,t}$) 미만일 경우($GF_MAX_{RT,i,t} - SPCR_{RT,i,t} < AGC_MAX_{RT,i,t}$) : $PCR_LOC_{RT,i,t} = \text{MAX}\{(SMP_{RT,i,t} - GP_{RT,i,t}) \times STLF_{i,t}, 0\} \times 1h$

나. HVDC <개정 2024.2.28.>

- 1) HVDC에 실시간1차예비력이 계획되지 않은 경우($SPCR_{RT,i,t} = 0$) : $PCR_LOC_{RT,i,t} = 0$
- 2) HVDC가 정지계획 된 경우($SE_{RT,i,t} = 0$) : $PCR_LOC_{RT,i,t} = 0$
- 3) HVDC가 운전계획 된 경우($|SE_{RT,i,t}| > 0$) <개정 2024.2.28.> : $PCR_LOC_{RT,i,t} = \text{MAX}\{LOCRHF, 0\} \times 1h$

여기서,

$PCR_P_{RT,t}$: 실시간시장(RT)의 거래시간(t)별 1차예비력가격(원/kW)

$FCR_P_{RT,t}$: 실시간시장(RT)의 거래시간(t)별 주파수제어예비력가격(원/kW)

$PCR_LOC_{RT,i,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래시간(t)별 1차예비력기회비용(원/kW)

$SPCR_{RT,i,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래시간(t)별 실시간1차예비력계획량(MW)

$SE_{RT,i,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래시간(t)별 발전계획량(MW)

$GF_MAX_{RT,i,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 GF상한(MW)
 $AGC_MAX_{RT,i,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 AGC상한(MW)
 $TLA_MAX_{RT,i,t}$ (Maximum Availability of Transmission Line)
 : 실시간시장(RT)의 HVDC(i)의 거래기간(t)별 최대공급능력(MW)
 $TLC_{RT,i,t}$ (Transmission Line Capacity) : 실시간시장(RT)의 HVDC(i)의 거래기간(t)별
 설비용량(MW)
 $STLF_{i,t}$: 자원(i)의 거래기간(t)별 정적송전손실계수
 $GP_{RT,i,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 발전가격(원/kWh)
 $SMP_{RT,t}$: 실시간시장(RT)의 거래기간(t)별 계통한계가격(원/kWh)
 LOC_{RHF} : 예비력용량가치 정산단가(원/kW)

제16.4.11조(실시간예비력가격의 공개) 전력거래소는 임시 실시간예비력가격을 실시간시장 거래시간 15분 전까지, 실시간예비력가격을 거래일 익일 18시까지 공개함을 원칙으로 한다. 단 실시간예비력가격의 경우 시스템 장애 등 부득이한 상황이 발생할 경우 거래일 익일 24시까지 발표할 수 있다.

제5절 전력의 거래

제16.5.1조(판매사업자의 전력구매) 판매사업자의 전력구매는 별표33을 따른다.

제16.5.2조(용량가격의 적용) 판매사업자에 대한 용량가격의 적용은 별표33을 따른다.

제16.5.3조(부가정산금의 적용) 판매사업자에 대한 부가정산금은 별표33을 따른다.

제16.5.4조(채무불이행시 조치) ① 판매사업자가 제4.3.2조 제2항의 규정을 위반할 시 채무불이행이 발생한 것으로 본다.

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

채권확보를 위한 모든 행위를 수행

3. 제1호에서 정한 기한까지 판매사업자가 채무불이행을 해소하지 못하는 경우 당일 자정(24:00)에 거래정지가 이뤄짐을 알리는 거래정지 통지를 별지 제18호서식에 따라 팩스 또는 전화 등을 이용하여 통보

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

5. 거래정지 통지를 받은 판매사업자에 대한 전력시장에서의 거래자격 정지

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

제16.5.5조(연체이자 산정 및 납부) 판매사업자는 채무불이행에 따른 연체이자를 다음의 식에 의해 산정하여 채무불이행금과 함께 전력거래소에 납부하여야 한다.

연체이자 = 채무불이행전력거래대금 × 시장은행일반대출연체이자율 × 연체기간 / 365일

제6절 정산

제1관 발전사업자 및 소규모전력중개사업자에 대한 정산

제16.6.1.1조(전력량 등에 대한 지급금 정산) ① 전력거래소는 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치, 급전가능재생에너지발전기를 보유한 발전사업자 및 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자에 대한 다음 각 호의 정산금을 별표 33에 따라 1시간 단위로 산정하여 지급한다.

1. 에너지정산금

2. 변동비보전정산금

3. 기대이익정산금

4. 임밸런스페널티

5. 기타 정산기준에서 정한 사항

② 전력거래소는 제16.2.6조에 따라 급전가능집합전력자원으로 등록된 자원에 속한 보유자원에 대해서는 제1항 각호에 해당하는 정산금을 지급하지 아니한다.

③ 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자는 상호 간에 계약조건에 따라 보유자원에 대해 제1항의 정산금을 지급한다.

④ 전력거래소는 소규모전력중개사업자에게 제3항의 규정에 따른 정산금 지급여부에 대한 증빙서류를 요청할 수 있으며, 정산금이 정상적으로 지급되지 않은

것으로 확인되는 경우 소규모전력중개사업자에게 정산금을 지급하도록 지시할 수 있고, 소규모전력중개사업자는 처리결과를 전력거래소에 통보하여야 한다.

⑤ 전력거래소는 비중앙급전발전기를 보유한 발전사업자에 대한 에너지정산금을 별표 33에 따라 1시간 단위로 산정하여 지급한다.

⑥ 전력거래소는 제16.2.10조의 규정에 의하여 급전가능집합전력자원으로서의 자격을 정지하는 경우에는 자격정지일 첫 거래시간부터, 중개계약이 해지된 경우에는 계약해지일 첫 거래시간부터 해당 보유자원에 대하여 제5항의 규정을 적용하여 정산금을 지급한다. <개정 2024.2.28.>

제16.6.1.2조(공급가능용량에 대한 지급금 정산) ① 전력거래소는 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치, 급전가능재생에너지발전기를 보유한 발전사업자 및 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자가 입찰한 공급가능용량에 대하여 별표 33에 따라 정산한다.

② 제1항의 규정에도 불구하고 제2.1.1.1조 제6항에 의하여 제출한 상업운전 예정일과 실제 상업운전 개시일이 다를 경우 다음 표의 조건에 해당하는 적용 발전기는 제출된 상업운전 예정일 1일전까지 공급가능용량에 대한 정산금은 지급하지 않는다. 단, 전력거래소 요청에 의해 상업운전개시일이 제출한 예정일보다 앞당겨지는 경우에는 정산금을 지급한다.

조건	적용대상
제2.4.3조 제4항 제2호에 의한 최대부하 시험기간이 하계인 경우	당해연도 7월1일(포함) 이후로 상업운전 예정일을 제출하고 실제 상업운전은 7월1일 이전에 개시하는 발전기
제2.4.3조 제4항 제2호에 의한 최대부하 시험기간이 동계인 경우	당해연도 12월1일(포함) 이후로 상업운전 예정일을 제출하고 실제 상업운전은 12월1일 이전에 개시하는 발전기

③ 전력거래소는 제16.2.6조의 규정에 의하여 급전가능집합전력자원으로 등록된 자원에 속한 보유자원에 대해서는 제1항에 해당하는 정산금을 지급하지 아니한다.

④ 전력거래소는 제16.2.10조의 규정에 의하여 급전가능집합전력자원으로서의 자격을 정지하는 경우 자격정지일 첫 거래시간부터 제1항에 해당하는 정산금을 지급하지 아니한다.

⑤ 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자는 상호 간의 계약조건에 따라 보유자원에 대해 제1항의 정산금을 지급한다.

⑥ 전력거래소는 소규모전력중개사업자에게 제5항의 규정에 따른 정산금 지급여부에 대한 증빙서류를 요청할 수 있으며, 정산금이 미지급된 것으로 확인되는 경우 소규모전력중개사업자에게 정산금을 지급하도록 지시할 수 있고, 소규모전력중개사업자는 처리결과를 전력거래소에 통보하여야 한다.

제16.6.1.3조(보조서비스 정산) ① 전력거래소는 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치를 보유한 발전사업자가 제공한 다음 각 호의 예비력에 대하여 별표 33에 따라 1시간 단위로 정산한다.

1. 주파수제어예비력
2. 1차예비력
3. 3차예비력

② 전력거래소는 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치를 보유한 발전사업자가 제공한 마일리지 및 자체기동 서비스에 대하여 별표 33에 따라 1시간 단위로 정산하여야 한다.

③ 전력거래소는 제1항 제1호 및 제2호의 정산단가 산정시 송전사업자의 전기저장장치가 제공한 보조서비스량을 고려한다.

제16.6.1.4조(채무불이행에 따른 정산금 산정 및 지급) ① 채무불이행 등의 사유로 발전사업자 및 소규모전력중개사업자에게 지급할 전력거래대금보다 판매사업자가 전력거래소에 지급한 전력거래대금이 적은 경우에는 제4.3.6조의2의 예비계좌에서 인출한 예치금으로 부족분을 충당하여 발전사업자 및 소규모전력중개사업자에게 우선 지급한다. 단, 예비계좌 예치금이 전력거래대금 부족분보다 적은 경우에는 다음과 같이 각 발전사업자 및 소규모전력중개사업자별로 거래대금을 산정하여 결제한다.

발전사업자 및 소규모전력중개사업자의 할인된 거래대금 = (구매자가 지불한 총거래대금 + 예비계좌 사용금액) × 해당 결제일에 각 발전사업자 및 소규모전력중개사업자가 받아야 할 거래대금 / 해당 결제일의 전력시장 총거래대금

② 채무불이행된 거래대금과 지연에 따른 이자가 회수되는 경우에는 발전사업자가 원래 지급받아야 할 거래대금에서 전력거래대금, 지연에 따른 이자 순으로 조정하여 지급한다.

제16.6.1.5조(전력거래대금 채권양도 및 압류·가압류) ① 소규모전력중개사업자의 전력거래대금 질권·채권양도 및 압류·가압류와 관련하여서는 별표8의 7.11.6의 규정을 준용한다. 다만, 자원보유자의 중개사업에 따른 별도의 사유가 없는 한 전력거래소의 정산에 영향을 미치지 아니한다.

② 본 규칙에 규정되지 않은 질권·채권양도 및 압류·가압류와 관련된 사항에 대해서는 민법, 민사집행법 등 제반규정에 따른다.

제2관 판매사업자에 대한 정산

제16.6.2.1조(전력량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 전력량에 대

한 정산금액은 별표 33의 정산기준에 따라 1시간 단위로 계산한 전체 발전사업자 및 급전가능집합전력자원을 보유한 중개사업자의 시간대별 전력량에 대한 정산금 총액으로 한다.

제16.6.2.2조(공급가능용량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 공급가능용량에 대한 정산금액은 별표 33에 따라 1시간 단위로 산정한 전체 발전사업자 및 급전가능집합전력자원을 보유한 중개사업자 시간대별 공급가능용량 정산금 총액으로 한다.

제16.6.2.3조(부가정산금에 대한 정산) 판매사업자에게 적용하는 시간대별 부가정산금에 대한 정산금액은 별표 33에 따라 정산기준에 따라 1시간 단위로 산정한 발전사업자 및 급전가능집합전력자원을 보유한 중개사업자의 시간대별 부가정산금에 대한 정산금 총액으로 한다.

제7절 급전가능재생에너지자원의 전력계통 운영

제16.7.1조(급전가능재생에너지자원에 관한 계통운영) ① 전력거래소는 급전가능재생에너지자원에 대한 출력 감시, 평가 및 급전지시를 통해 전력계통을 안정적으로 운영하여야 한다.

② 전력거래소와 송·배전사업자는 안정적인 계통운영을 위하여 다음 각 호의 정보를 상호 공유한다.

1. 급전가능재생에너지발전기로 등록된 보유자원 정보
2. 급전가능집합전력자원에 속하는 보유자원 정보

③ 전력거래소는 배전망의 안정적 운영에 관한 정보를 배전사업자와 공유한다.
<개정 2025.7.10.>

④ 제3항의 공유정보 및 시점은 다음 각호와 같다. [신설 2025.7.10.]

1. 전체 급전가능재생에너지자원의 하루전발전계획량 : 거래일 전일 18시까지
2. 전체 급전가능재생에너지자원의 당일발전계획량 : 발전계획 수립 즉시
3. 전체 급전가능재생에너지자원의 실시간발전계획량 : 거래시점 15분 전까지

⑤ 전력거래소는 제4항에도 불구하고 전산 장애 등으로 인해 발전계획 통지가 지연되는 경우, 별표34 7.7.2.1부터 7.7.2.6에 따른 발전계획 통지 시점에 공유한다. [신설 2025.7.10.]

제16.7.2조(급전지시) ① 전력거래소는 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자에게 다음 각 호의 사항에 관하여 급전지시를 할 수 있다.

1. 급전가능재생에너지자원의 계통연결 및 분리

2. 발전출력지시

3. 급전가능재생에너지자원의 급전지시 이행능력시험

4. 기타 전력계통의 안정적 운영을 위하여 필요한 사항

② 전력거래소는 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자에게 제16.4.1조의 하루전발전계획, 제16.4.3조의 당일발전계획, 제16.4.5조의 실시간발전계획에 따른 결과 또는 계통운영시스템의 실시간 급전계획 결과에 따라 제1항 제1호 및 제2호의 급전지시를 하는 것을 원칙으로 하되, 다음 각 호의 경우 급전원의 판단에 의하여 급전지시를 달리 할 수 있다.

1. 공급과잉 등 수급불균형이 예상되는 경우

2. 발전기, 전력계통의 사고 등에 의해 발전계획을 수립하기에 충분한 시간적 여유가 없는 경우

3. 기타 전력계통의 안정을 위해 긴급하게 급전지시가 필요한 경우

제16.7.3조(급전지시의 기준) 전력거래소는 급전가능재생에너지자원에 대하여 송전단 기준 유효전력(MW)으로 급전지시 한다.

제16.7.4조(급전지시의 방법 등) ① 전력거래소의 급전지시는 전력거래시스템, 계통운영시스템, 전화, 문서 또는 전력거래소에서 별도로 정하는 방식에 의한 통신수단을 이용한다.

② 전력거래소와 제1항에 의한 급전지시를 받은 사업자는 계통 연결 및 분리 후 2시간 이내에 계통연결 및 분리 시간을 거래소에 제출해야한다.

제16.7.5조(급전지시의 이행) 제16.7.2조의 급전지시를 받은 사업자는 지체없이 이를 이행하여야 한다.

제16.7.6조(급전지시의 철회 또는 변경) ① 제16.7.2조의 급전지시를 받은 사업자는 설비나 인명의 안전에 위해가 예상되어 급전지시를 이행할 수 없는 경우에는 지체없이 그 사유 및 이행 예상 시기를 전력거래소에 통지하여야 한다.

② 전력거래소는 제1항의 규정에 의하여 통지를 받은 경우 제16.7.2조의 급전지시를 철회 또는 변경할 수 있다.

제16.7.7조(비상시 급전지시) 전력거래소는 천재지변 등으로 전력계통 운영에 심각한 상태가 초래되었거나 우려가 있을 경우, 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자에게 별표 12에 따라 비상시 급전지시를 할 수 있다.

제16.7.8조(송전손실의 적용) 전력거래소는 제16.4.1조의 하루전발전계획, 제16.4.3조의 당일발전계획 및 제16.4.5조의 실시간발전계획 수립을 위하여 제2.5.3조의

정적손실계수를 고려한다.

제8절 급전가능재생에너지자원의 전력거래시스템

제16.8.1조(실시간 자료취득 및 제어설비의 설치) ① 급전가능재생에너지발전기를 보유한 발전사업자는 제16.2.3조의 기술요건을 충족하기 위한 실시간시스템 자료취득 및 제어설비를 설치하여야 한다.

② 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자는 제16.2.4조의 기술요건을 충족하기 위한 실시간 자료취득 및 제어설비를 설치하여야 한다.

제16.8.2조(실시간 자료취득 및 제어설비 관리) ① 급전가능재생에너지발전기를 보유한 발전사업자 및 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자는 설비고장 또는 통신오류 등에 의해 자료제공에 장애가 발생하지 않도록 주기적으로 제16.8.1조에 따라 설치한 설비를 점검하여야 한다.

② 자료취득 및 제어설비에 장애가 발생한 경우 전력거래소는 즉시 해당 사업자에게 통보하고, 해당 사업자는 가능한 빠른 시일 내에 정상화 시켜야 한다.

③ 제1항 및 제2항의 세부 기준 및 절차는 별표 13에 따른다.

제9절 보칙

제16.9.1조(별도지침의 제정) ① 전력거래소는 필요한 경우 별도의 지침을 마련하여 전기자동차 등 신자원의 전력시장 참여, 급전가능재생에너지자원의 예비력시장 참여 등 새로운 제도의 도입에 앞서 추가적인 실증을 추진할 수 있다.

② 제1항의 경우에는 가상의 테스트로 진행하며 본 6장의 전력거래대금에는 영향을 미치지 않아야 한다.

제17장 수소발전입찰시장 계약전력량 거래 [본장신설 2023.8.30.]

제1절 통칙

제17.1.1.조(목적) 이 장은 「수소경제 육성 및 수소 안전관리에 관한 법률」 제25조의6 제2항에 근거한 수소발전입찰시장에서 수소발전량 공급을 계약한 발전기의 계약전력량을 「전기사업법」 제31조에 근거한 전력시장에서 전력거래를 하는 데에 필요한 사항을 정함을 목적으로 한다.

제17.1.2조(용어의 정의) 이 장에서 사용하는 용어의 정의는 다음 각 호와 같다.

1. “수소발전”이라 함은 수소 또는 수소화합물을 연료로 전기 또는 전기와 열을 생산하는 것을 말한다.
2. “수소발전입찰시장”이라 함은 「수소경제 육성 및 수소 안전관리에 관한 법률」 제25조의6 제2항에 근거하여 수소발전량의 거래를 계약하는 시장을 말한다.
3. “수소발전입찰시장 고시”라 함은 산업통상자원부에서 고시한 「수소발전 입찰시장 연도별 구매량 산정 등에 관한 고시」를 말한다.
4. “계약발전기”라 함은 수소발전입찰시장에서 수소발전량 공급을 계약한 발전기를 말한다.
5. “계약전력량”이라 함은 계약발전기가 수소발전입찰시장에서 계약한 수소발전량을 말한다.
6. “차액계약정산”이라 함은 수소발전입찰시장에서 계약발전기가 계약전력량 거래를 위해 계약한 총 계약단가와 전력시장 계통한계가격의 차이로 정산하는 것을 말한다.

제17.1.3조(적용범위) 이 장은 전력시장에서 수소발전입찰시장 계약전력량의 전력거래에 적용한다.

제17.1.4조(다른 장과의 관계) 이 장에 따른 수소발전입찰시장 계약전력량 거래에 대한 규칙은 전력시장운영규칙 내 다른 장의 규칙에 우선하여 적용한다.

제17.1.5조(계약발전기의 전력시장운영 일반원칙) ① 계약발전기는 제1.2.4조에 따라 전력시장에 등록하여야 한다.

② 계약발전기는 제5장 전력계통 운영에 관한 사항을 준수하여야 한다.

③ 계약발전기를 보유한 발전사업자는 계약발전기에 대한 전력거래소의 급전지시를 성실히 이행하여야 한다.

제2절 정산

제1관 발전사업자에 대한 정산

제17.2.1.1조(계약발전기에 대한 정산금 산정) 전력거래소는 발전사업자가 보유한 계약발전기에 대해 다음 각 호를 고려하여 별표 2 및 별표 8에 따라 정산한다.

1. 실제 계량된 전력량에 대한 정산
2. 계약전력량에 대한 차액계약정산

제2관 판매사업자에 대한 정산

제17.2.2.1조(전력량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 전력량에 대한 정산은 제4.2.2.1조를 따른다.

제17.2.2.2조(계약전력량에 대한 차액계약정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 계약전력량에 대한 차액계약정산금액은 별표 2에 따라 산정한 수소발전입찰시장 전체 계약발전기의 계약전력량에 대한 차액계약정산금액을 수소발전입찰시장 고시 <별표3>에 따른 구매자별 구매량 산정을 위한 전력거래비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2024.2.28.>

제3관 구역전기사업자에 대한 정산

제17.2.3.1조(전력량에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 시간대별 전력량에 대한 정산은 제4.2.4.1조를 따른다.

제17.2.3.2조(계약전력량에 대한 차액계약정산) 구역전기사업자에게 적용할 시간대별 계약전력량에 대한 차액계약정산금액은 별표 2에 따라 산정한 수소발전입찰시장 전체 계약발전기의 계약전력량에 대한 차액계약정산금액을 수소발전입찰시장 고시 <별표3>에 따른 구매자별 구매량 산정을 위한 전력거래비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제4관 직접구매자에 대한 정산

제17.2.4.1조(전력량에 대한 정산) 직접구매자에게 적용할 시간대별 전력량에 대한 정산은 제4.2.3.1조를 따른다.

제5관 수소발전입찰시장 정산명세서

제17.2.5.1조(정산명세서) 수소발전입찰시장 정산명세서에 관한 사항은 제4.2.5.1조 내지 제4.2.5.7조에 따른다. 다만, 수소발전입찰시장 계약전력량에 대한 차액계약정산금의 청구는 별도로 정한 바에 따른다.

제17.2.5.2조(계약전력량 차액계약정산금 청구) ① 발전사업자, 판매사업자 및 구역전기사업자는 별표 2에 따라 전력거래차수별 결제일 이전에 수소발전입찰시장 계약전력량 차액계약정산금을 전력거래소에 청구하여야 한다.

② 전력거래소는 발전사업자, 판매사업자 및 구역전기사업자로부터 청구서를 접수받은 후 별표 2에 따라 각 전력거래차수별 결제일 이전에 수소발전입찰시장 계약전력량 차액계약정산금을 발전사업자, 판매사업자 및 구역전기사업자에게 청구하여야 한다.

③ 제1항 및 제2항의 규정에 의한 대금청구일정 등에 관한 세부사항은 전력거래소와 발전사업자, 판매사업자 및 구역전기사업자 간의 합의에 따른다.

④ 제4.2.5.3조 제2항 및 제4.2.5.5조 제2항의 규정에 의한 분쟁조정절차에 따르는 이의신청의 경우에는 제7장의 규정에 의한 분쟁조정결과에 따라 정산한다.

⑤ 전력거래소는 발전사업자, 판매사업자 및 구역전기사업자의 고의 또는 과실로 발생하는 각종 가산세 등의 비용을 귀책 회원사에게 청구하여야 한다.

⑥ 수소발전입찰시장 계약전력량 차액계약정산금에 대한 결제 및 전력거래전담 금융기관에 관한 규정은 규칙 제4장 제3절 및 별표 8에 따른다.

제18장 준중앙급전발전기 운영 제도 [본장신설 2024.10.8.]

제1절 통칙

제18.1.1조(용어의 정의) 이 장에서 사용하는 용어의 정의는 다음 각 호와 같다.

1. “준중앙급전발전기”란 경부하기 안정적인 계통운전을 위하여 비중앙급전발전기 중 사전에 정한 운영기간에 전력거래소의 급전지시에 따라 운전하는 발전기를 말한다.
2. “상시형 준중앙급전발전기(이하 “상시형”이라 한다)”란 제18.3.2조에 따른 운영기간에 대하여 상시로 급전지시가 가능한 발전기를 말한다.
3. “휴일형 준중앙급전발전기(이하 “휴일형”이라 한다)”란 제18.3.2조에 따른 운영기간에 대하여 관공서의 공휴일에 관한 규정에서 정한 공휴일, 토요일에 한해 급전지시가 가능한 발전기를 말한다.
4. “제어가능용량”이란 운전 중인 준중앙급전발전기가 전력거래소의 급전지시에 따라 최대발전용량과 최소발전용량 사이에서 출력을 제어할 수 있는 용량(MW)을 말한다.
5. “자체발전계획량”이란 준중앙급전발전기를 소유한 발전사업자가 하루 전 14시 이전에 자체적으로 수립한 시간대별 계획 발전량(MWh)을 말한다.
6. “등록시험”이란 준중앙급전발전기로 등록하기 전, 급전지시에 따라 응답 가능한 제어가능용량을 검증하는 시험을 말한다.
7. “급전지시 이행률”이란 준중앙급전발전기의 급전지시 이행 수준을 판단하는 정도를 말한다.

제18.1.2조(적용범위) 이 장은 전력시장에 참여하는 준중앙급전발전기의 전력거래 및 계통운영에 대하여 적용한다.

제18.1.3조(발전사업자의 의무) ① 준중앙급전발전기를 소유한 발전사업자는 제도 참여기간 동안 안정적인 전력계통 운영을 위해 전력거래소의 급전지시를 성실히 이행해야 한다.

② 제1항의 발전사업자는 급전지시 이행 확인 및 원활한 정산을 위하여 실시간 계량자료, 발전기의 출력 등에 대한 취득 상황 등을 수시로 확인하여 각종 필수 데이터가 전력거래소로 원활히 전송되도록 해야 한다.

제2절 참여 조건

제18.2.1조(등록 조건) ① 준중앙급전발전기로 전력시장에 등록하기 위해서는 아래 각 호의 조건을 모두 충족해야 한다.

1. 제18.2.4조에 따라 비중앙급전발전기로 등록된 발전기일 것
 2. 설비용량이 5MW를 초과할 것
 3. 제18.2.2조 및 제18.2.3조에 따른 성능 조건과 정보제공 조건을 갖출 것
- ② 다음 각 호에 해당하는 경우에는 준중앙급전발전기로 등록할 수 없다.
1. 태양광, 풍력발전기
 2. 자가용 전기설비
 3. 구역전기발전기
 4. 제15장에 따라 저탄소 전원 중앙계약시장에 참여하는 발전기
 5. 제17장에 따라 수소발전입찰시장에 참여하는 발전기

제18.2.2조(성능 조건) ① 준중앙급전발전기는 다음 각 호의 성능 조건을 만족하여야 한다.

1. 출력제어 성능
 - 가. 급전지시에 따라 제어가능용량 범위(최소발전용량에서 최대발전용량 사이)에서 발전기 운전이 가능할 것
 - 나. 유연성기여도(최소발전용량을 최대발전용량으로 나눈 값)가 60% 이하일 것
 - 다. 운전 중인 발전기의 출력이 급전지시 후 최소발전용량 및 최대발전용량까지 도달하는데 걸리는 시간이 1시간 이내 또는 1.5시간 이내일 것
 2. 계통안정화 성능 : 전압 조정, 주파수추종운전 및 자동발전제어 운전 등이 가능할 것
- ② 제1항제2호에 대한 세부 기준은 별표3을 고려하여 계통위원회에서 검토·조정할 수 있다.

제18.2.3조(정보제공 조건) ① 준중앙급전발전기를 소유한 발전사업자(이 장에서만 적용하며, 이하 "발전사업자"라 한다)는 신재생자료취득장치 또는 원격소장치(RTU)를 이용하여, 다음 각 호의 정보를 원격으로 전력거래개시일로부터 10일(영업일 기준) 전까지 전력거래소에 제공해야 한다.

1. 송전단 기준 유효전력(MW) 및 무효전력(MVar)
 2. 전압(kV)
 3. 주파수추종운전 신호
 4. 자동발전제어 운전 신호
- ② 제1항의 신재생자료취득장치 또는 원격소장치에 대한 설치 및 자료취득 기준은 별표13에 따른다.
- ③ 제1항의 정보에 대한 취득 주기는 1분 이내로 전력거래소에 제공할 수 있어야 한다.

- ④ 발전사업자는 별표13에 따른 발전소에 급전전화를 전력거래개시일로부터 10일(영업일 기준) 전까지 설치해야 한다.
- ⑤ 준중앙급전발전기로 등록하기 전, 비중앙급전발전기에 원격소장치가 설치된 경우에는 제1항에도 불구하고 원격소장치를 이용하여 정보를 제공해야 한다.
- ⑥ 신재생자료취득장치를 설치한 준중앙급전발전기가 비중앙급전발전기로 전환되는 경우에는 별표 13의 8.1.2.6에도 불구하고, 자료취득 방식은 별표 12의 8.1.2.7을 적용하여 정보를 제공할 수 있다.

제3절 준중앙급전발전기 운영

제18.3.1조(발전기 등록) ① 제18.2.1조 및 제18.2.2조의 조건을 만족하는 비중앙급전발전기를 소유한 발전사업자가 준중앙급전발전기로 등록하고자 하는 경우에는 상시형과 휴일형으로 구분하여, 제18.3.2조제1항의 전력거래개시일 2개월 전까지 별지 제127호의 등록신청서 및 별지 제127-1호의 특성자료 제출서를 작성하여 전력거래소에 제출해야 한다.

- 1. 상시형 : 제18.3.2조에 따른 운영기간 상시로 급전지시가 가능한 발전기
 - 2. 휴일형 : 제18.3.2조에 따른 운영기간 중 관공서의 공휴일에 관한 규정에서 규정한 공휴일, 토요일에 한해 급전지시가 가능한 발전기
- ② 전력거래소는 비중앙급전발전기를 소유한 발전사업자로부터 제1항의 등록신청서 및 특성자료를 제출받은 후, 전력거래개시일로부터 5일(영업일 기준) 전까지 별지 제127-2호의 발전가격을 제출한 경우, 준중앙급전발전기로 등록을 완료할 수 있다. 단, 다음 각 호에 해당하는 경우에는 준중앙급전발전기로 등록할 수 없다.
- 1. 제18.4.1조에 따른 등록시험에 불합격한 경우
 - 2. 제18.3.5조의 자료가 거짓으로 판명된 경우

제18.3.2조(운영기간) ① 제18.3.1조에 따라 등록된 발전기는 다음 각 호에서 정한 운영기간의 10시부터 17시까지 준중앙급발전발전기로 전력거래를 할 수 있다.

- 1. 봄철 운영기간(전력거래개시일 ~ 전력거래종료일) : 3월1일 ~ 5월31일(같은 연도 설 연휴 포함)
 - 2. 가을철 운영기간(전력거래개시일 ~ 전력거래종료일) : 9월1일 ~ 11월30일
- ② 제18.3.1조에 따른 발전기 등록 및 제18.3.2조제1항에 따른 운영기간에 대한 세부 일정은 경부하기 수급대책, 계통운영방안, 중앙전력관제센터의 요청 등에 따라 조정할 수 있다.
- ③ 제2항에 따라 조정된 일정은 제1항에서 정한 운영기간 이전에 전력거래시스템(e-power market)을 통해 공지한다.

제18.3.3조(지역 구분) 제18.3.1호에 따라 등록된 발전기는 다음 각 호에 따라 지역을 구분할 수 있다. 단, 지역 구분이 불명확한 경우, 전력거래소는 계통검토를 통해 발전기의 지역을 결정 또는 조정할 수 있다.

1. 수도권 : 서울, 인천, 경기
2. 비수도권 : 강원, 경남, 경북, 전남, 전북, 충남, 충북, 대전, 광주, 대구, 세종, 울산, 부산

제18.3.4조(자체발전계획량의 제출) ① 발전사업자는 별표 제31-8호에 따른 자체발전계획량 제출서를 전력거래일 전일 14시까지 전력거래소에 제출해야 한다.

② 전력거래소는 동일한 발전기의 자체발전계획량이 2개 이상 제출된 경우에는 마감시간 이전에 제출된 자체발전계획량 중 마감시간으로 부터 가장 가까운 시기에 제출된 값을 유효한 자체발전계획량으로 인정한다.

③ 제1항 및 제2항의 규정에 의한 자체발전계획량에 제18.3.5조에서 정한 내용 중 전부 또는 일부가 누락되거나 모사전송방식에서 제출한 자의 서명이 누락된 경우에는 자료의 제출을 하지 아니한 것으로 간주한다.

④ 전력거래소는 준중양급전발전기의 자체발전계획량을 제출받은 때에는 접수된 시간을 기록하여 관리하여야 한다.

⑤ 거래일이 휴일인 경우에는 별표 4의 12.0에 따른 휴일 예약입찰 방식을 적용한다.

⑥ 준중양급전발전기에 적용하는 발전가격의 경우 매월 동일한 값을 적용해야 한다.

⑦ 발전사업자는 전력거래소 요청시 발전가격에 대한 근거자료를 제출해야 한다.

⑧ 자체발전계획량을 제출하지 아니한 경우, 가장 최근에 제출한 값을 거래일의 자체발전계획량으로 적용한다.

⑨ 발전기가 고장 또는 정비 등에도 불구하고 발전사업자는 제1항의 자체발전계획량 제출서를 전력거래소에 제출해야 한다.

제18.3.5조(자료의 내용) 발전사업자는 별지 제31-8호의 서식에 의거하여 자체발전계획량을 제출하는 경우 다음 각 호의 내용을 포함해야 한다.

1. 급전지시 관련 특성자료

가. 최대발전용량(MW)

나. 최소발전용량(MW)

여기서, 최소발전용량은 최대발전용량의 60% 이하로 제출한다.

다. 최소발전용량 도달시간(hr)

여기서, 최소발전용량 도달시간은 1시간 이내 또는 1.5시간 이내로 제출한다.

라. 최대발전요량 도달시간(hr)

여기서, 최대발전용량 도달시간은 1시간 이내 또는 1.5시간 이내로 제출한다.

2. 보조서비스 관련 특성자료

가. 주파수추종운전 범위(최대, 최소)

나. 부동대

다. 속도조정률

3. 발전가격(원/kWh)

여기서, 발전가격은 0원/kWh 이상 이어야 하며, 발전기별로 해당 월에 사용되는 연료비에 근거하여 제출해야 한다.

제18.3.6조(특성자료 등의 변경) ① 제18.3.2조의 운영기간 중 제18.3.5조에 해당하는 자료의 변경이 필요한 경우에는 거래월(전력거래개시 월의 다음 달부터 적용) 1일을 기준으로 5일(영업일 기준) 전까지 별지 제127-1호 또는 별지 제127-2호를 전력거래소에 제출한 경우에는 거래월 1일부터 변경된 값을 적용할 수 있다. 이 경우, 별지 제127-1호를 통해 제출된 특성자료는 제18.2.2조제1항의 성능조건을 만족해야 한다.

② 제1항에도 불구하고 제18.3.2조의 운영기간 중 발전기 고장 등으로 제18.3.5조에 해당하는 자료의 변경이 필요한 경우에는 즉시 전력거래소에 요청할 수 있으며, 전력거래소는 합당한 사유 등 판단하여 변경 여부를 결정할 수 있다.

제18.3.7조(자격의 상실 조건) ① 다음 각 호에 해당하는 경우에는 준중앙급전발전기의 자격은 상실할 수 있다.

1. 제18.5.4조에 따른 사유 및 시기의 통지없이 1일을 기준으로 3회 연속 급전지시 이행률이 50% 미만인 경우

2. 제18.3.5조의 자료가 거짓으로 제출된 것이 판명 난 경우

3. 제18.3.2조제1항의 각 운영기간의 급전지시 평균 이행률이 70% 미만인 경우

② 제1항에 해당하는 경우에는 제18.6.1.1조제3호의 정산금을 지급하지 않으며, 차기 운영기간에 한하여 준중앙급전발전기로 등록을 할 수 없다.

③ 제18.3.2조의 운영기간 중 발전기(동일한 접속점에 2개 이상의 발전기가 단일 계량값으로 합산하여 취득되는 경우도 포함)의 정비계획이 있는 경우, 사전에 사유제출 등을 통해 전력거래소와 협의를 완료한 경우, 계획된 정비기간에는 일시적으로 준중앙급전발전기 자격을 상실할 수 있다.

제18.3.8조(정산데이터 기준) 제18.6.1.1조제3호의 정산에 사용되는 데이터는 제18.3.2조제1항에 따른 운영기간에 발생한 발전기 계량값, 전력시장 전체의 총

전력거래량, 직접구매자의 총 유효구매전력량, 판매사업자의 총 구매전력량 및 구역전기사업자의 총 유효구매전력량은 제18.3.2조제1항에 따른 각 운영기간 거래종료일로부터 2개월 이내에 취득된 데이터를 기준으로 최종 확정하여 사용한다.

제4절 등록시험

제18.4.1조(등록시험) 전력거래소는 제18.3.1조에 따라 등록신청서를 제출한 발전기에 대해 제18.3.2조에 따른 운영기간에 따른 전력거래개시일 20일(영업일 기준) 전까지 등록시험을 완료해야 한다.

제18.4.2조(검증항목) ① 전력거래소는 제18.2.2조제1항제1호에 따른 준중양급전발전기의 출력제어 성능을 등록시험을 통해 검증하여야 한다.

② 제1항에 따른 검증은 계량값으로 측정한다.

③ 제2항의 계량값이 동일한 접속점에 2개 이상의 발전기로부터 합산하여 취득되는 경우에는 제18.3.5조제1호의 자료 제출시 제18.2.2조제1항에 따른 각 발전기의 출력제어 성능을 합산한 값으로 검증받아야 한다.

제18.4.3조(등록시험 절차) ① 전력거래소는 제18.3.2조에 따른 운영기간 전 발전사업자와 협의를 통해 등록시험을 시행하며, 그 조건은 다음 각 호와 같다.

1. 등록시험은 10시부터 17시 사이에 시행할 것

2. 발전기 운전 중 이용률(송전단 기준 발전기 출력을 최대발전용량을 나눈 값)이 80% 이상으로 유지된 상태에서 실시할 것

② 제1항의 조건을 만족한 상태에서 별지 제127-1호 특성자료 제출서에 따라 발전사업자가 제출한 출력제어 범위 및 출력제어 시간을 검증해야 한다. 이 경우 급전지시량에 대한 시간대별 이행률은 평균 95% 이상이어야 한다.

③ 제18.3.2조의 각 운영기간 급전지시 평균 이행률이 90% 이상인 경우에는 차기 등록시험을 면제할 수 있다.

제18.4.4조(등록시험 결과 통보) 전력거래소는 제18.4.3조의 등록시험 절차가 완료된 후 5일(영업일 기준) 이내에 발전사업자에게 등록시험 합격 여부를 통보해야 한다.

제18.4.5조(등록시험 결과에 대한 이의신청) ① 발전사업자는 제18.4.4조의 등록시험 결과를 통지받은 후, 통지일로부터 3일(영업일 기준) 이내에 전력거래소에 이의신청을 할 수 있다.

② 전력거래소는 제1항의 이의신청 통지일로부터 3일(영업일 기준) 이내에 이의 신청 처리결과를 통지해야 한다.

제5절 급전지시

제18.5.1조(급전지시) ① 전력거래소는 발전사업자에게 다음 각 호의 사항에 관하여 급전지시를 할 수 있다.

1. 발전출력지시(송전단 기준 유효전력(MW))
2. 전압 조정(송전단 기준 무효전력(MVar), 발전기 전압(kV))
3. 주파수추종운전
4. 자동발전제어 운전
5. 기타 전력계통의 안정적 운영을 위하여 필요한 사항

② 제1항 제2호 내지 제5호에 대한 세부사항은 별표 11 및 별표 12에 따른다.

③ 전력거래소는 제1항에 대해 다음 각 호에 해당하는 경우 발전사업자에게 급전지시를 할 수 있다.

1. 운영예비력이 6,500MW 미만이거나 예상되는 경우
2. 하향예비력이 3,000MW 미만이거나 예상되는 경우
3. 기타 안정적인 실시간 계통운전을 위해 관제사가 필요하다고 판단하는 경우

④ 전력거래소는 제1항제1호에 대한 급전지시량에 대하여 지시 시간을 통보 및 입력해야 하며, 발전사업자는 제어가능용량 범위 내에서 1시간 이내 또는 1.5시간 이내에 급전지시량에 도달하도록 해야 한다.

⑤ 전력거래소는 제4항의 급전지시량, 자체발전계획량, 계량값을 통해 상향 및 하향 운전에 대한 시간대별 이행률을 측정해야 한다.

⑥ 준중양급전발전기의 제어순위는 제18.3.5조에 따라 발전사업자가 제출한 발전가격을 고려하는 것을 원칙으로 한다. 단, 다음 각 호의 경우 관제사의 판단에 따라 제어순서를 달리할 수 있다.

1. 전력계통 발전량·부하의 급격한 변화가 발생하거나 예상되는 경우
2. 발전기, 전력계통의 사고 등에 의해 발전계획을 수립하기에 충분한 시간적 여유가 없는 경우
3. 기타 전력계통의 안정을 위해 긴급하게 급전지시가 필요한 경우

⑦ 제1항에도 불구하고 제1.1.2조제50호에 따른 비상상황 발생시 전력거래소는 발전출력지시 범위를 초과한 운전 및 발전기 계통분리 또는 연결 등에 대하여 급전지시를 할 수 있다.

⑧ 제18.3.6조제2항 및 제18.3.7조제3항에 따른 사유로 발전기(동일한 접속점에 2개 이상의 발전기가 단일 계량값으로 합산하여 취득되는 경우도 포함)가 급전지시를 이행하지 못하는 기간에 대해서는 제어가능량정산금 산정에서 제외한다.

제18.5.2조(급전지시의 방법 등) ① 준중양급전발전기에 대한 급전지시는 급전전

화, 계통운영시스템, 전화, 문서 또는 전력거래소에서 별도로 정하는 방식에 의한 통신수단을 이용해야 하며, 급전전화는 어떠한 경우에도 최우선적으로 통화가 가능하도록 해야 한다.

② 제1항에 의한 급전지시를 받은 발전사업자는 급전지시 이행 완료 후 2시간 이내에 급전지시 완료 시간을 전력거래소에 통보해야 한다.

제18.5.3조(급전지시의 이행) 제18.5.1조의 급전지시를 받은 발전사업자는 지체없이 이를 이행하여야 한다.

제18.5.4조(급전지시의 미이행 사유 제출) 제18.5.1조의 급전지시를 받은 발전사업자는 설비나 인명의 안전에 위해가 예상되어 급전지시를 이행할 수 없는 경우에는 지체없이 그 사유 및 미이행 예상 시기를 전력거래소에 통지해야 한다.

제6절 정산

제1관 발전사업자에 대한 정산

제18.6.1.1조(전력량 등에 대한 지급금 정산) 전력거래소는 발전사업자에 대한 다음 각 호의 정산금을 별표2 및 별표8에 따라 지급한다.

1. 전력량에 대한 정산
2. 보조서비스에 대한 정산
3. 기본정산금에 대한 정산

제18.6.1.2조(채무불이행에 따른 정산금 산정 및 지급) 제18.6.1.1조에 대한 채무불이행은 제4.2.1.5조를 따른다.

제2관 판매사업자에 대한 정산

제18.6.2.1조(전력량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 전력량에 대한 정산은 제4.2.2.1조를 따른다.

제18.6.2.2조(보조서비스에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 보조서비스에 대한 정산은 제4.2.2.3조를 따른다.

제18.6.2.3조(기본정산금에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 기본정산금에 대한 정산은 제4.2.2.3조를 따른다.

제3관 직접구매자에 대한 정산

제18.6.3.1조(전력량에 대한 정산) 직접구매자에게 적용할 시간대별 전력량에 대한 정산은 제4.2.3.1조를 따른다.

제18.6.3.2조(보조서비스에 대한 정산) 직접구매자에게 적용할 시간대별 보조서비스에 대한 정산은 제4.2.3.3조를 따른다.

제18.6.3.3조(기본정산금에 대한 정산) 직접구매자에게 적용할 기본정산금에 대한 정산은 제4.2.3.3조를 따른다.

제4관 구역전기사업자에 대한 정산

제18.6.4.1조(전력량에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 시간대별 전력량에 대한 정산은 제4.2.4.1조를 따른다.

제18.6.4.2조(보조서비스에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 시간대별 보조서비스에 대한 정산은 제4.2.4.3조를 따른다.

제18.6.4.3조(기본정산금에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 기본정산금에 대한 정산은 제4.2.4.3조를 따른다.

제1절 통칙

제19.1.1조(용어의 정의) 이 장에서 사용하는 용어의 정의는 다음 각 호와 같다.

1. “신재생 연계형 전기저장장치”라 함은 연계된 신재생발전기에서 생산된 전기를 저장하고 이를 방전하여 전기를 공급하는 전기저장장치를 말한다.
2. “주파수연계 충전부하감축”이라 함은 저주파수계전기(UFR, 81U) 신호 혹은 전력거래소 등록 계량기의 주파수 측정값을 통해 신재생 연계형 전기저장장치의 충전부하를 감축하는 것을 말한다.
3. “신재생 연계형 전기저장장치 부하감축자원(이하 ‘신재생ESS 부하감축자원’이라 한다)”이라 함은 주파수연계 충전부하감축이 가능한 신재생 연계형 전기저장장치를 참여고객으로 하는 부하감축자원을 말한다.
4. “주파수 하락에 따른 신재생 연계형 전기저장장치 부하감축자원의 거래”라 함은 계통주파수 측정값이 전력거래소가 별도로 정하는 기준주파수(이하 ‘기준주파수’라 한다) 이하로 하락 시 주파수연계 충전부하감축을 통해 참여하는 부하감축자원 거래를 말한다.
5. “감축예상충전부하용량”이라 함은 신재생 연계형 전기저장장치 부하감축자원별 「신재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리운영지침」내 태양광설비와 연계된 ESS설비의 충전허용 시간구간에 한하여 총 전력거래기간의 1시간 단위로 계산된 주파수연계 충전부하감축이 가능한 평균 충전부하량(kW)을 말한다.
6. “신재생 연계형 전기저장장치 부하감축참여고객의 등록용량”은 1개의 신재생 연계형 전기저장장치 참여고객이 보유한 전기저장장치의 전력변환장치(PCS)의 용량의 합계를 말한다.

제2절 신재생 연계형 전기저장장치 부하감축자원, 신재생 연계형 전기저장장치 부하감축참여고객 등록, 변경, 말소

제19.2.1조(신재생ESS 부하감축자원의 등록) ① 제12.2.1조에 따라 전력거래자로 등록한 수요관리사업자는 신재생ESS 부하감축자원을 초기 또는 추가등록할 수 있다. 이 경우, 다음에 명시된 초기 또는 추가등록 신청기간 내에 제4항에 따른 등록 신청서류를 전력거래소에 제출하여야 한다.

구분	등록 신청기간	등록 완료일	전력거래기간
초기등록	10월10일~10월20일	11월30일	12월1일~다음해 11월 30일
추가등록	2월15일~2월20일	2월28일 (윤년29일)	3월1일~11월30일
	4월10일~4월20일	5월31일	6월1일~11월30일
	8월15일~8월20일	8월31일	9월1일~11월30일

② 제1항에도 불구하고 다음 각 호에 해당하는 경우 신재생ESS 부하감축자원의 등록 신청기간 또는 등록 완료일을 변경한다.

1. 등록 신청기간의 초일 또는 말일이 공휴일 또는 거래소 휴일에 해당하는 경우, 해당 일자를 공휴일 또는 거래소 휴일 직후의 영업일로 변경한다.
2. 등록 신청기간에 포함된 영업일이 7일(2월 또는 8월의 추가등록의 경우 4일) 미만일 경우, 등록 신청기간 내 영업일이 7일(2월 또는 8월의 추가등록의 경우 4일)이 되는 일자까지 등록 신청기간을 연장한다.
3. 등록 완료일이 공휴일에 해당하는 경우, 해당 일자를 공휴일 직전의 영업일로 변경한다.

③ 신재생ESS 부하감축자원의 등록요건은 다음 각 호와 같으며 제1항의 등록 신청기간 종료일부터 전력거래기간 종료일까지 이를 만족하여야 한다.

1. 신재생ESS 부하감축자원은 지역별(육지권, 제주권)로 구분하여 등록하여야 한다.
2. 개별 신재생ESS 부하감축자원의 감축예상충전부하용량은 1MW 이상이어야 한다.
3. 개별 신재생ESS 부하감축자원의 부하감축참여고객 수는 1개 이상이어야 한다.

④ 신재생ESS 부하감축자원의 등록을 위해 별지 제101-7호의 신재생ESS 부하감축자원 등록신청서를 제출하여야 한다.

⑤ 전력거래소는 “주파수 하락에 따른 신재생ESS 부하감축자원의 거래”의 기준 주파수 단계별 필요용량을 제5.10.6조 제1항에 따른 계통평가위원회의 심의의결을 거친 후 등록신청기간 전 별도로 공지하고, 각 단계별 신재생ESS 부하감축자원 감축예상충전부하용량의 합이 필요용량을 초과하지 않도록 관리하여야 한다.

⑥ 수요관리사업자는 신재생ESS 부하감축자원에 대하여 전력거래기간 중 기준 주파수 단계를 변경할 수 없으며, 다음 기준주파수 단계 중 하나를 선택하여야 한다. <개정 2025.4.9.>

단계(주파수DR 준용)	기준주파수[Hz]
1단계	59.85
3단계	59.65

⑦ 수요관리사업자의 신재생ESS 부하감축자원은 부하감축참여고객의 개별부하를 단독 계량하는 방식으로 한다.

제19.2.2조(신재생ESS 부하감축참여고객의 등록) ① 제19.2.1조에 따라 등록 신청 또는 등록 완료된 신재생ESS 부하감축자원에 부하감축참여고객을 신규 등록하고자 하는 수요관리사업자는 다음 신청 기간 내에 제4항에 따른 신청서류를 전력거래소에 제출하여야 한다.

구분	신청 기간	거래 적용일
동계	10월 10일 ~ 10월 20일	12월 1일
춘계	2월 15일 ~ 2월 20일	3월 1일
하계	4월 10일 ~ 4월 20일	6월 1일
추계	8월 15일 ~ 8월 20일	9월 1일

② 제1항에도 불구하고 다음 각 호에 해당하는 경우 신재생ESS 부하감축참여고객의 등록 신청기간을 연장한다.

1. 등록 신청기간의 초일 또는 말일이 공휴일 또는 거래소 휴일에 해당하는 경우, 해당 일자를 공휴일 또는 거래소 휴일 직후의 영업일로 변경한다.
2. 등록 신청기간에 포함된 영업일이 7일(춘계 또는 추계등록의 경우 4일) 미만일 경우, 등록 신청기간 내 영업일이 7일(춘계 또는 추계등록의 경우 4일)이 되는 일자까지 등록 신청기간을 연장한다.

③ 신재생ESS 부하감축참여고객의 등록요건은 다음 각 호와 같으며, 제1항의 등록 신청기간 종료일로부터 전력거래기간 종료일까지 이를 유지하여야 한다.

1. 신재생ESS 부하감축참여고객은 등록 신청 또는 등록 완료된 신재생ESS 부하감축자원에 속하여야 한다.
2. 1개의 신재생ESS 부하감축참여고객에 대하여 1개의 신재생ESS 부하감축자원에 등록함을 원칙으로 한다. 또한, 다른 종류의 수요반응자원, 전력시장에서 운영하는 제도 및 시범사업과 중복하여 참여할 수 없다.
3. 「계량에 관한 법률」 제14조에 따라 형식승인을 받은 전력량계가 사용되어야 하며, 전력거래소가 정하여 공고하는 요구기준(이하 “전력거래소 요구기준”이라 한다)에 따라 설치 및 충전부하량 데이터를 전송하여야 하며, 전력량계는 주파수연계 충전부하감축에 참여하는 부하의 충전부하량만 계량될 수 있도록 설치하여야 한다.
4. “신재생ESS 부하감축참여고객의 등록용량”은 1개의 신재생ESS 부하감축참여고객이 보유한 전기저장장치의 전력변환장치(PCS)의 용량의 합계를 말한다.
5. 제3호의 전력량계 주파수 및 충전전력량 데이터는 당해 수요관리사업자와 특수관계(동일한 연결실체 내의 일원인 기업 및 관계기업, 기타 한국채택국제회계기준의 규정에서 특수관계자로 보는 경우)에 있지 아니한 전력량정보제공

사업자를 통하여 전력거래소에 원격으로 제공되거나 전력거래소가 직접 취득한 데이터를 사용한다.

6. 신재생ESS 부하감축참여고객의 신재생발전기와 전기저장장치 인버터 성능 및 설정값은 KS 및 「분산형전원 배전계통 연계기술기준」을 충족하여야 한다.

④ 신재생ESS 부하감축참여고객의 등록에 필요한 등록신청서 및 첨부서류는 다음 각 호와 같다. 다만, 동일 수요관리사업자가 연속하여 등록하는 신재생ESS 부하감축참여고객의 경우, 변동사항이 없는 서류의 제출은 생략할 수 있다.

1. 별지 제102-8호의 신재생ESS 부하감축참여고객 등록신청서
2. 법인사업자의 경우 별지 제106-3호 서식의 정보 제공 동의서, 개인사업자 또는 개인인 경우 별지 제106-4호 서식의 개인정보제공 동의서
3. 수요관리사업자와 신재생ESS 부하감축참여고객의 관계 증빙자료
4. 전력량데이터가 전력량정보제공사업자를 통해 전송될 경우 전력량정보제공 사업자에 대한 지능형전력망 사업자 등록증 사본
5. 신재생 연계형 ESS와 연계된 신재생 발전기 및 ESS의 인버터 성능 및 설정값을 확인할 수 있는 아래 각 목에 해당하는 자료
 - 가. 배전연계 보호기능시험(출력 부족전압, 주파수 저하)이 포함된 KS 시험성적서(KS 시험성적서 '21. 9. 28 이후 분만 유효)
 - 나. LVRT/LFRT 판정 기준 설정값에 대한 사진 등 증빙자료
 - 다. KS 및 「분산형전원 배전계통 연계기술기준」 관련 인버터 설정값(비정상 전압에 대한 운전지속시간, 비정상 주파수에 대한 운전지속시간)
6. 신재생 발전설비 용량, ESS 개수 및 개수별 PCS 용량 자료

제19.2.3조(수요반응자원 전력거래시스템 자료입력) 수요관리사업자는 신재생ESS 부하감축자원 및 부하감축참여고객의 등록정보를 등록신청기간에 수요반응자원 전력거래시스템에 입력하여야 한다.

제19.2.4조(신재생ESS 부하감축참여고객 변경) 수요관리사업자는 등록된 신재생ESS 부하감축참여고객 정보가 변경된 경우, 변경 사유 발생일 이후 영업일 20일 이내에 전력거래소에 별지 제102-9호의 신재생ESS 부하감축참여고객 변경신청서 및 변경 정보와 관련된 증빙서류를 제출해야 하며, 수요반응자원 전력거래시스템 입력사항을 수정하여야 한다.

제19.2.5조(신재생ESS 부하감축자원 말소) ① 수요관리사업자가 신재생ESS 부하감축자원을 말소하고자 하는 경우, 말소 희망일 전까지 전력거래소에 별지 제101-8호의 신재생ESS 부하감축자원 말소신청서를 제출하여야 한다. 이 경우, 전력거래소는 특별한 사정이 없는 한, 말소 희망일에 해당 신재생ESS 부하감축

자원 말소를 처리하여야 한다.

- ② 전력거래소는 제1항에 따라 말소된 신재생ESS 부하감축자원에 속한 신재생ESS 부하감축참여고객을 말소 처리한다. 이 경우, 신재생ESS 부하감축참여고객의 말소일은 해당 신재생ESS 부하감축자원의 말소일로 한다.
- ③ 말소된 신재생ESS 부하감축자원은 말소일의 익일부터 전력거래가 제한된다.

제19.2.6조(신재생ESS 부하감축참여고객 말소) 수요관리사업자가 신재생ESS 부하감축참여고객을 말소하고자 하는 경우, 말소 희망일 전까지 전력거래소에 별지 제102-10호의 신재생ESS 부하감축참여고객 말소신청서를 제출하여야 한다. 전력거래소는 특별한 사정이 없는 한, 말소 희망일에 해당 신재생ESS 부하감축참여고객 말소를 처리하여야 한다.

제19.2.7조(폐널티에 따른 등록 취소, 말소) ① 전력거래소는 다음 각 호에 해당하는 신재생ESS 부하감축자원 또는 부하감축참여고객의 등록을 취소하거나 말소 처리할 수 있다.

- 1. 제19.2.1조 제4항 또는 제19.2.2조 제4항에 따라 제출한 등록신청 서류에 허위, 과장, 누락 사항이 있을 경우
- 2. 제19.2.3조에 따라 전력거래시스템에 입력한 등록정보에 허위, 과장, 누락 사항이 있을 경우
- 3. 제19.2.1조 제3항 또는 제19.2.2조 제3항의 등록요건을 만족하지 않는 경우
- 4. 신재생ESS 부하감축참여고객이 주파수연계 충전부하감축지시에 2회 이상 불이행(ESS 충전부하감축량의 변동량이 없을 경우) 했을 경우

② 전력거래소는 신재생 연계형 전기저장장치와 연계된 신재생 발전기의 LVRT/LFRT 기능을 확인할 수 있는 발전설비 특성자료가 다를 경우 해당 거래기간동안 지급된 실적급과 운전유지비를 모두 회수하며, 실적급과 운전유지비 회수시 차기 정산금을 차감하는 방식을 적용할 수 있다.

③ 수요관리사업자와 신재생ESS 부하감축참여고객은 전력거래소가 LVRT/LFRT 세팅치 확인을 위해 현장 점검요청을 할 경우 따라야 한다. 현장 점검요청을 따르지 않을 경우, 전력거래소는 해당 신재생ESS 부하감축참여고객의 등록을 취소할 수 있다.

④ 말소 처리는 감축 불이행일로부터 영업일 기준 10일이 되는 날짜로 적용한다.

제3절 신재생 연계형 전기저장장치 부하감축자원의 충전부하감축량 거래

제1관 전력거래기간

제19.3.1.1조(전력거래기간) 수요관리사업자는 제19.2.1조에 따라 등록된 신재생 ESS 부하감축자원에 한하여 제19.2.1조의 전력거래기간 중 전력거래를 할 수 있다.

제2관 주파수 하락에 따른 신재생 연계형 전기저장장치 부하감축자원의 거래

제19.3.2.1조(참여요건) 주파수 하락에 따른 신재생ESS 부하감축자원의 거래에 참여하는 신재생ESS 부하감축자원은 다음 각 호의 요건을 충족하여야 한다.

1. “관공서의 공휴일에 관한 규정”에서 규정한 공휴일, 토요일을 모두 포함한 매일 「신재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리운영지침」 내 태양광설비와 연계된 ESS설비의 충전허용 시간구간에 대해서 전력거래를 할 수 있다.
2. 계통주파수 측정값(소수점 셋째자리에서 올림한다.)이 각 단계별 기준주파수 이하로 하락 시 각 단계별 신재생ESS 부하감축자원은 저주파수계전기 신호 혹은 전력거래소 등록 계량기내 주파수 측정값을 통해 10초 이내에 주파수연계 충전부하감축이 가능하여야 한다.
3. 기준주파수는 제19.2.1조 제6항에 따라 단계별로 적용하되 전력계통 운영상황에 따라 변경될 수 있으며, 기준주파수가 변경될 경우 전력거래소는 즉시 수요관리사업자에게 공지하여야 한다.
4. 주파수연계 충전부하감축은 10분 동안 유지되어야 한다.
5. 주파수연계 충전부하감축 종료 후 15분 이내에 다음 주파수연계 충전부하감축이 가능하여야 한다.

제19.3.2.2조(정산기준자료 제출) 수요관리사업자는 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량 정산을 위해 다음 각 호의 정산기준자료를 감축일로부터 영업일 5일 이내에 전력거래소에 제출하여야 한다.

1. 감축발생기간 1초 단위 주파수(Hz)
2. 감축발생기간 1분 단위 각 ESS의 PCS 충전전력량(MW)
3. 감축발생기간 1분 단위 UFR의 동작여부 및 주파수 및 동작시간

제4절 충전부하감축거래량 평가

제1관 충전부하량 데이터 관리

제19.4.1.1조(정산용 충전부하량 데이터 기준) 전력거래소는 수요관리사업자의 정산을 위하여 제19.2.2조 제3항 제3호에 따라 제공받은 신재생ESS 부하감축참여고객의 충전부하량 데이터를 정산 기준 자료로 사용한다.

제19.4.1.2조(정산용 충전부하량 데이터의 취득 및 처리) 전력거래소는 제 19.4.1.1조의 정산용 충전부하량 데이터를 전송받아 수요반응자원 전력거래시스템의 데이터베이스에 저장하고 유지 관리하여야 한다.

제19.4.1.3조(정보보호 의무) ① 수요관리사업자는 전력거래소에 전력량데이터의 제공을 위한 시스템 연계 시 전력거래소가 별도로 정하여 공지하는 정보보호 요구사항 등(이하 “전력거래소 정보보호 요구사항”이라 함)을 충족하여야 한다.
② 수요관리사업자는 제19.2.2조 제3항 제3호에 따라 전력량정보제공사업자를 통하여 충전부하량 데이터를 전력거래소에 제공할 경우 전력거래소 정보보호 요구사항을 충족하도록 하여야 한다.
③ 제1항 또는 제2항의 전력거래소 정보보호 요구사항이 충족되지 않을 경우 전력거래소는 해당 신재생ESS 부하감축자원 또는 부하감축참여고객의 전력시장 참여를 제한할 수 있다.

제2관 충전부하감축거래량 평가

제19.4.2.1조(고객기준충전부하 산정) ① 고객기준충전부하는 감축시작시간으로부터 최근 10분(참고시간)의 1분 단위 충전전력량을 합한 후 6을 곱한 값으로 한다.
② 고객기준충전부하 참고시간(1분 단위)의 충전전력량 데이터 누락이 발생한 시간은 참고시간에서 제외한다.
③ 고객기준충전부하 산정은 거래시간을 기본 단위로 한다.

제19.4.2.2조(충전부하감축량 평가) ① 거래시간별 충전부하감축량은 제19.4.2.1조에 따라 산정된 신재생ESS 부하감축참여고객 단위 고객기준충전부하에서 주파수연계 충전부하감축 시작 이후 10분 동안의 충전전력량으로 계산한 예상 충전전력량을 차감하여 산출한다.
② 감축일 감축시간대에 신재생ESS 부하감축참여고객의 충전전력량 데이터 누락이 발생한 경우, 해당 거래시간 충전부하감축량은 “0”으로 적용한다.

제19.4.2.3조(충전부하감축거래량 평가) 충전부하감축거래량은 해당 신재생ESS 부하감축자원을 구성하는 부하감축참여고객별 충전부하감축량을 제19.4.2.3조에 따라 산정 후 모든 부하감축참여고객의 충전부하감축량을 합하여 산출한다.

제19.4.2.4조(전력거래 비율 제한) ① 전력거래소는 법 제31조 제5항의 상호출자 제한기업집단에 속하는 수요관리사업자(이하 “대기업 수요관리사업자”)가 보유한 부하감축자원에 대해 시행령 제19조에 따라 제12.5.2.4조의 규정에도 불구하고 별도로 충전부하감축거래량을 평가해야한다.

② 전력거래소는 대기업 수요관리사업자가 보유한 부하감축자원의 충전부하감축거래량 평가 시 제1호 및 제2호를 합한 충전부하감축거래량에서 제1호의 충전부하감축거래량이 차지하는 비율이 100분의 30을 넘어서는 아니 된다.

1. 대기업 수요관리사업자가 속하는 기업집단 내부의 부하감축참여고객(해당 수요관리사업자는 제외한다)의 충전부하감축거래량
2. 해당 수요관리사업자가 속하는 기업집단 외부의 부하감축참여고객의 충전부하감축거래량

제5절 정산

제1관 수요관리사업자에 대한 정산

제19.5.1.1조(충전부하감축거래량 등에 대한 실적정산금 정산) 전력거래소는 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량을 고려하여 별표8 및 별표26에 따라 정산한다.

제2관 판매사업자의 충전부하감축제도에 대한 정산

제19.5.2.1조(주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금액을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2025.4.9.>

제3관 구역전기사업자의 충전부하감축제도에 대한 정산

제19.5.3.1조(주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 시간대별 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 주파수 하락에 따른 시간대별 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금액을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2025.4.9.>

제4관 직접구매자의 충전부하감축제도에 대한 정산 [본관신설 2025.4.9.]

제19.5.4.1조(주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산) 직접 구매자에게 적용할 시간대별 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 주파수 하락에 따른 시간대별 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금액을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 직접구매자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제5관 수요관리사업자에 대한 정산명세서

〈본관번호변경 2025.4.9.〉

제19.5.5.1조(정산을 위한 사전조정) 〈조번호변경 2025.4.9.〉 전력거래소는 명백한 오류 등에 대하여 정산결과를 통지하기 전에 사전조정을 할 수 있다.

제19.5.5.2조(초기 정산) 〈조번호변경 2025.4.9.〉 ① 전력거래소는 거래일로부터 25일째 되는 날 14시까지 초기정산을 위하여 필요한 부하감축자원을 구성하는 부하감축참여고객들의 거래일의 시간대별 정산용 충전부하량 데이터를 수집해야 한다.

② 전력거래소는 거래일로부터 31일 이내에 초기 정산을 하고 그 결과를 거래일로부터 33일 이내에 거래당사자에게 통지하여야 한다.

제19.5.5.3조(초기 정산에 대한 조정신청) 〈조번호변경 2025.4.9.〉 ① 거래당사자는 제12.6.6.2조 제2항의 규정에 의한 초기정산결과를 통지 받은 경우에, 거래일로부터 43일 이내에 전력거래소에 조정신청을 할 수 있다.

② 제1항의 규정에 의한 조정신청이 거래일로부터 46일 이내에 협의되지 아니한 경우에는 제7장 제3절의 규정에 따라 처리한다.

제19.5.5.4조(최종 정산) 〈조번호변경 2025.4.9.〉 전력거래소는 제19.5.5.3조의 규정에 의한 조정신청 처리결과를 반영하여 거래일로부터 45일 이내에 최종정산을 하고, 그 결과를 거래일로부터 47일 이내에 거래당사자에게 통지하여야 한다.

제19.5.5.5조(최종 정산에 대한 이의신청) 〈조번호변경 2025.4.9.〉 ① 거래당사자는 제12.6.6.4조의 규정에 의한 최종 정산 결과를 통지받은 후, 거래일로부터 85일 이내에 전력거래소에 이의신청을 할 수 있다. 단, 이의신청기간 이내에 부

하감측참여고객의 전력량계 고장 등에 의한 비정상적인 계량(과다, 과소)이 명백하고 단일 건으로서 연속성이 인정되는 경우에 한하여 85일을 초과한 정산분에 대하여도 이의신청 할 수 있다.

② 제1항의 규정에 의한 이의신청이 거래일로부터 110일 이내에 합의되지 아니한 경우에는 제7장 제3절의 규정에 따라 처리한다.

제19.5.5.6조(정산정정통지) <조번호변경 2025.4.9.> ① 전력거래소는 정산 결과 통지 후 충전부하감측거래량에 대한 과다 정산 및 충전부하량 데이터의 오류 등에 의한 명백한 정산오류를 발견하였을 경우, 이를 정정하고 그 결과를 해당 거래당사자에게 통지하여야 한다.

② 최종 정산 이전에 정산정정통지 사유가 발생하는 경우, 최종정산과 동시에 제1항의 정산정정통지를 시행할 수 있다.

③ 최종 정산 통지 후 제1항의 정산정정통지가 있고 이에 대해 회원사의 이의가 있는 경우, 회원사는 통지 후 10일 이내 또는 거래일로부터 85일 이내에 이의신청을 할 수 있다.

④ 제3항에 의한 이의신청이 신청 후 15일과 거래일 이후 110일이 경과할 때까지 합의되지 아니하면 제7장 제3절의 규정에 따른다.

제19.5.5.7조 <조번호변경 2025.4.9.> 제19.5.5.3조 및 제19.5.5.5조의 규정에 의한 처리결과에 불복하는 경우에는 법 제57조의 규정에 따라 전기위원회에 재정을 신청할 수 있다.

제19.5.5.8조(부하감측자원의 거래대금 청구) ① 수요관리사업자, 판매사업자, 구역전기사업자, 직접구매자는 별표 26에 따라 전력거래차수별 결제일 이전에 전력거래대금을 전력거래소에 청구하여야 한다. <개정 2025.4.9.>

② 전력거래소는 수요관리사업자, 판매사업자, 구역전기사업자, 직접구매자로부터 청구서를 접수받은 후 별표 26에 따라 각 전력거래차수별 결제일 이전에 전력거래 대금을 수요관리사업자, 판매사업자, 구역전기사업자, 발전사업자에게 청구하여야 한다. <개정 2025.4.9.>

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

④ 제19.5.5.3조 제2항 및 제19.5.5.5조 제2항의 규정에 의한 분쟁조정절차에 따르는 이의신청의 경우에는 제7장의 규정에 의한 분쟁조정결과에 따라 정산을 한다.

⑤ 전력거래소는 회원사의 고의 또는 과실로 발생하는 각종 가산세 등의 비용을 귀책 회원사에게 청구하여야 한다.

⑥ 수요관리사업자의 전력거래에 대한 결제 및 전력거래전담 금융기관에 관한 규정은 규칙 제4장 제3절 및 별표8에 따른다.

제20장 분산에너지 특화지역의 전력거래 [본장신설 2025.7.10.]

제1절 통칙

제20.1.1조(목적) 이 장의 규칙은 전기사업법 제43조 규정에 따른 전력시장 및 전력계통의 효율적이고 안정적인 운영에 필요한 사항과 분산에너지법 제43조 규정에 따른 분산에너지 특화지역의 전력거래에 필요한 사항을 정함을 목적으로 한다.

제20.1.2조(용어의 정의) 이 장에서 사용하는 용어의 정의는 다음과 같다.

1. “분산에너지사업”이란 분산에너지를 공급하는 사업으로서 분산에너지법 제2조제2호 각목에 해당하는 사업을 말한다.
2. “분산특구 전력 직접거래 계약”이란 분산에너지법 제43조제1항에 따라 분산에너지사업자가 전력시장을 거치지 아니하고 직접 전기사용자에게 전기를 공급하기 위해 전기사용자와 체결한 계약을 말한다.

제2절 분산에너지사업자 등록 및 말소

제20.2.1조(등록 의무) 분산에너지사업자는 제1.2.1조 제1항의 각 호 및 각 목의 분류에 따라 전력거래소에 그 자격 및 설비에 관해 등록하여야 한다.

제20.2.2조(등록 신청서류) 분산에너지사업자의 등록에 필요한 신청 서류는 별지 제78호, 제78-1호, 제78-2호, 제79호서식의 등록신청서 및 부가가치세법 제8조 제7항에 의한 사업자등록증 사본을 전자문서로 제출하는 것을 원칙으로 한다. 다만, 신재생 발전설비 또는 ESS를 보유한 분산에너지사업자는 다음 각호의 자료를 추가로 제출한다.

1. 신재생 발전설비 : 제5장제11절에 따른 송·배전전기설비이용규정 및 분산형 전원 배전계통연계 기술기준 준수 여부를 확인할 수 있는 KS 시험성적서 등의 증빙자료 및 세팅치
2. ESS : 별표3 11.0 주파수 운전기준 및 18.2 순시전압 저하 시 계통연계 기준을 충족함을 증빙할 수 있는 KS 시험성적서 등의 증빙자료 및 세팅치

제20.2.3조(발전기의 등록 기준) 분산에너지 사업자의 발전기 등록 기준은 규칙 제1.2.4조에서 정하는 바에 따른다. 다만, 분산특구 전력공급 후 공급가능용량이 20MW 초과인 열공급발전기는 중앙급전 분산특구발전기로 등록한다.

제20.2.4조(등록의 말소) 분산에너지 사업자 등록의 말소 신청 및 말소는 규칙 제 1.2.7조 및 제1.2.8조에서 정하는 바에 따른다.

제20.2.5조(기타 사항) 분산에너지사업자 등록 및 말소에 관하여 이 절에서 규정된 것을 제외하고는 본 규칙 제1장 제2절을 따른다.

제3절 분산에너지사업자 발전입찰

제20.3.1조(입찰서의 내용) ① “중앙급전 분산특구발전기”는 다음 각 호에서 정하는 입찰자료를 제출하여야 한다.

1. 시간대별 발전가능용량의 합(소내전력량 및 손실량을 제외한 접속점 송전단 기준)
 2. 시간대별 분산특구 내 계약된 예상 전력수요의 합(송전단 기준)
 3. 시간대별 분산특구 내 발전기별 공급가능용량의 합
 4. 시간대별 기온 반영 공급가능용량(공급자원이 가스복합발전기인 경우로 한함)
 5. 공급소요시간(급전지시 이후 분산특구 내 전력수요 초과 공급가능용량을 전력계통에 공급하는데 필요한 소요 시간)
 6. 시간대별 발전기의 예상 발전량
- ② 중앙급전 분산특구발전기의 공급 소요시간은 구역내 자체 전력공급을 위한 발전기 가동상태를 고려하여 입찰하여야 하며, 가스터빈 발전기는 1시간, 가스복합 발전기는 7시간을 초과할 수 없다.
- ③ 중앙급전 분산특구발전기의 시간대별 공급 소요시간에 대한 증빙자료를 요청하는 경우 사업자는 해당 공급시간 내 발전기 상태(Hot, Warm, Cold) 및 공급 소요시간에 관한 기술적 특성자료를 제출하여야 한다.

제20.3.2조(입찰자료를 제출받지 아니한 경우) 전력거래소는 중앙급전 분산특구발전기에 대한 입찰자료를 제출받지 아니한 경우, 공급(초과) 가능용량이 없거나 발전기 고장 등으로 인해 입찰하지 않은 것으로 본다.

제20.3.3조(기타 사항) 분산에너지사업자 발전입찰에 관하여 이 절에서 규정된 것을 제외하고는 본 규칙 제2장 제3절을 따른다.

제4절 분산특구 분산에너지사업자의 전력거래 관리

제20.4.1조(전력거래 요건) ① 분산특구 내 분산에너지사업자가 전력시장에서 전

력을 거래할 수 있는 경우는 분산에너지법 제43조 제2항에서 규정한 경우로 한다.

② 20MW 초과 공급가능용량을 입찰한 분산에너지사업자는 제5.1.4조에 의한 급전지시 또는 제5.3.1조에 따른 용량시험이 있는 경우, 입찰한 공급가능 용량의 전력을 급전지시에 따라 전력시장에 공급하여야 한다.

③ 전력시장에서 거래하는 분산에너지사업자가 제5.1.4조에 따른 급전지시를 위반한 경우, 차기 연도 1년간 입찰을 제한한다.

④ 전력시장에서 거래하는 분산에너지사업자가 제5.3.1조에 따른 용량시험에 불합격한 경우, 차기 용량시험 합격 시까지 입찰을 제한하고 용량요금을 정산하지 아니한다.

⑤ 분산에너지사업자의 분산특구 내 책임공급비율 기준은 70% 이상으로 하며, 연간 발전량 대비 초과전력량 비율이 30%를 초과한 경우 전력량정산금에 차등금액을 적용한다.

제20.4.2조(전력거래의 신청) 전력거래소와 전력거래를 하고자 하는 분산에너지사업자는 전력거래소의 정관이 정하는 바에 따라 전력거래소에 신청하여야 한다.

제20.4.3조(전력거래의 승인) 전력거래소는 제20.4.2조의 규정에 따른 신청에 대하여 다음 각호의 요건을 충족시키는 것으로 판단하는 경우 이를 승인한다.

1. 제20.4.1조의 전력거래 요건 충족
2. 제4.1.1조의 규정에 따른 계량설비 등 본 규칙에서 정한 설비의 완비
3. 제20.5.1조의 규정에 따른 재정보증의 제공
4. 제5.1.4조의 규정에 따른 운영예비력 저하 또는 저하 예상 시 조치 사항의 수용
5. 기타 신청자의 기술적인 사유로 전력계통 운영에 지장을 초래할 우려가 없을 것

제20.4.4조(전력거래에 관한 약정체결) 전력거래소는 제20.4.3조의 규정에 따른 거래를 승인한 경우 다음 각호의 사항에 대한 약정을 체결할 수 있다.

1. 분산에너지사업 종료 희망 시 사전 통보 및 거래종료 절차에 관한 사항
2. 채무불이행 시 채무불이행금의 납부
3. 거래대금 결제 일정 및 대금결제에 관한 사항
4. 기타 분산에너지사업자의 전력거래와 관련하여 전력거래소 이사장이 필요하다고 인정하는 사항

제20.4.5조(전력거래의 개시) 분산에너지사업자에 대한 전력시장에서의 전력거래는 전력거래소로부터 거래 승인을 받은 후 전력거래소가 지정하는 시점부터 개

시한다.

제20.4.6조(분산에너지사업자의 거래 유지기간) ① 분산에너지사업자는 제20.4.5조의 규정에 의한 거래개시일로부터 1년이 경과하여야 전력시장에서의 전력거래를 종료할 수 있다. 다만, 전력거래를 지속할 수 없는 정당한 사유가 있는 경우에는 예외로 할 수 있다.

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

제20.4.7조(부가정산금의 적용) 분산에너지사업자의 전력 직접거래에 대한 부가정산금 단가는 제3.2.1.3조의 직접구매자 적용 단가를 따른다.

제20.4.8조(분산에너지사업자의 수수료) 전력거래소는 분산에너지사업자에게 전력시장 거래분에 대한 전력거래수수료와 분산특구 전력 직접거래의 부가정산금 산정 등에 따른 수수료를 전력 거래량(전력 직접 거래량 포함)에 따라 부과한다.

제5절 분산특구 내 분산에너지사업자의 재정보증

제20.5.1조(재정보증의 설정) ① 분산에너지사업자는 전력시장에 참여하여 거래하는 기간에는 전력거래소에 제3항의 보증 기간 동안 지속적으로 전력량정산금 차등금액, 분산특구 전력 직접거래 수수료 및 부가정산금 적용을 위한 재정보증을 현금 형태로 제공한다.

② 현금 재정보증은 제4.3.4조의 규정에 따른 전력거래 전담 금융기관에 개설된 해당 전력거래소의 보증금 계좌에 예치된 자금으로 하며 다음 각호의 요건을 충족하여야 한다.

1. 분산에너지사업자의 전력시장에서 거래된 초과전력량에 관한 전력거래 수수료 지급 및 차등금액 적용을 위한 재정보증일 것
2. 분산에너지사업자의 분산특구 내 전기사용자와 전력 직접거래량에 관한 부가정산금 및 전력거래 수수료 지급을 위한 재정보증일 것
3. 분산에너지사업자 보증금계좌는 현금재정보증을 위하여 개설한 전력거래소 명의의 계좌를 말한다.

③ 제1항의 재정보증 기간은 최초 전력거래일로부터 최종 전력량정산금 차등금액 청산 일의 익일까지로 한다. 이 경우 분산에너지사업자는 보증 기간 동안의 재정보증금에 대한 기대이익을 청구할 수 없다.

④ 재정보증금 계좌에서 발생한 결산 이자는 전력거래소의 분산특구 전력거래 및 운영 업무를 수행하는 데 사용한다.

제20.5.2조(재정보증 자료의 제출) ① 분산에너지사업자로서 전력시장에서 거래를 하고자 하는 자는 다음 각호의 자료를 거래개시 희망일로부터 1개월 전까지 전력거래소에 제출하여야 한다.

1. 거래개시 직전 연도의 전력시장 내 전력거래량
2. 거래개시 직전 연도의 분산특구 내 전기사용자별 계약전력량

② 제1항의 사업자가 전력거래 방식이 다르거나 신규 사업 개시 등의 사유로 제1항 각호의 자료 제공이 불가능한 경우 전력거래소가 산정하는 재정보증금 방식을 따른다.

제20.5.3조(재정보증 금액 산정 및 통지) ① 전력거래소는 분산에너지사업자의 전력시장 내 거래량에 대한 전력거래수수료, 분산특구 내 전력 직접거래에 관한 부가정산금 및 수수료 지급을 위한 재정보증 금액을 산정한다. 이 경우 재정보증금액은 제20.5.2조제1항에 따라 제출된 자료를 활용하여 산출된 월 단위 평균 전력직접거래량 및 초과전력량을 적용하여 산정한다.

② 분산에너지사업자의 재정보증금액은 부가정산금 단가 및 전력거래 수수료 단가의 합에 제1항의 2개월분 전력 직접거래량을 곱한 금액과 전력거래 수수료 단가와 전력시장에서 거래된 제1항의 2개월분 초과전력량을 곱한 금액을 합하여 산정한다.

③ 분산에너지사업자의 재정보증금액 산정 시 제20.5.2조 제2항에 따른 전력 직접거래량 및 초과전력량은 다음 각 호에 따라 산정한다.

1. 전력 직접거래량(1개월분) = (분산에너지사업자가 제출하는 계약기간 단위 시간당 최대 계약전력량) × (월 단위 기준 평균 전력 거래시간)
2. 열공급 발전기의 초과 전력량(1개월분) = (분산에너지사업자의 발전 설비용량의 30%) × (월 단위 기준 예상 평균 이용률)
3. 그 외 발전설비(태양광, 풍력 및 연료전지 등)의 초과 전력량(1개월분) = (분산에너지사업자의 월 단위 기준 예상 평균 발전량) × 30%

④ 전력거래소는 제2항 및 제3항에 따라 설정된 재정보증금액을 분산에너지사업자에게 거래개시 희망일 20일 전까지 통지한다.

제20.5.4조(재정보증 금액 납부 및 검증) ① 분산에너지사업자는 제20.5.3조 제4항의 규정에 따라 통지된 재정보증금액을 제20.5.1조 제1항의 규정에 따라 현금 형태로 거래개시 희망일 7일 전까지 제4.3.6조 제1항 제4호에 규정된 계좌에 납부하여야 한다.

② 전력거래소는 분산에너지사업자가 제공한 재정보증이 제20.5.1조 제2항에서 정한 요건을 충족시키지 못하는 것으로 판단하는 경우 해당 분산에너지사업자와의 전력거래를 정지할 수 있다.

제20.5.5조(재정보증의 해지) 전력거래소는 분산에너지사업자가 전력시장에서 전력거래 해지를 요청하거나, 제1.2.8조에 따라 등록이 말소되는 분산에너지사업자에 대한 재정보증을 해지한다. 이 경우 재정보증금액에서 미 청산된 차등금액, 전력거래수수료 및 부가정산금을 차감한다.

제20.5.6조(채무불이행 시 조치) ① 분산에너지사업자가 다음 각호의 어느 하나에 해당하는 경우에는 채무불이행이 발생한 것으로 본다.

1. 분산에너지사업자가 제4.3.2조 제2항의 규정을 위반하는 경우
2. 분산에너지사업자가 전력거래소에 제공하여야 할 재정보증금액을 제20.5.4조 제1항에서 정한 기한까지 제공하지 못하는 경우

② 분산에너지사업자에게 채무불이행이 발생한 경우 전력거래소는 지체없이 다음 각호의 어느 하나의 조치를 이행하여야 한다.

1. 채무불이행을 확정하고 채무불이행 발생 시각으로부터 24시간 이내에 이를 해소하도록 채무불이행 통지를 별지 제17호서식에 따라 팩스 또는 전화 등을 이용하여 통보
2. 제1호에서 정한 기한까지 분산에너지사업자가 채무불이행을 해소하지 못하는 경우 그 기한이 속하는 날의 자정(24:00)에 거래가 정지됨을 알리는 거래정지 통지를 별지 제18호서식에 따라 팩스 또는 전화 등을 이용하여 통보
3. 해당 분산에너지사업자에게 거래정지 통지서를 발송한 후 즉시 해당 분산에너지사업자와 관련된 시장참여자에게 거래정지 통지서 사본을 발송
4. 거래정지 통지를 받은 분산에너지사업자에 대한 전력시장에서의 거래 자격 정지

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

제20.5.7조(연체이자 산정 및 납부) ① 분산에너지사업자는 채무불이행에 따른 연체이자를 다음의 식에 의해 산정하여 채무불이행금과 함께 전력거래소에 납부하여야 한다.

연체이자 = 채무불이행 금액 × [연체발생시점의 금융기관 대출평균금리(한국은행 경제통계시스템상의 가장 최근에 발표된 예금은행 신규취급액 기준 대출금리)] × 연체기간/365일

제6절 분산특구 내 분산에너지사업자의 계량

제20.6.1조(계량설비의 설치 및 변압기 손실보정) ① 분산에너지사업자는 시간대별 전력량을 계량하기 위하여 별표 7에 따라 계량설비를 계량점에 설치하고 유지·관리하여야 한다.

② 분산에너지사업자의 계량설비가 계량점이 아닌 장소에 설치된 경우에는 시간대별 변압기손실량과 선로손실량을 다음 산식에 따라 보정한다.

$$\text{변압기손실량(kWh)} = \text{무부하 손실량(kWh)} + [\text{변압기 부하량(kWh)} / (\text{변압기 정격용량(kVA)} \times \text{부하역률} \times 1\text{h})]^2 \times \text{정격부하 손실량(kWh)}$$

$$\text{선로손실량(kWh)} = [\text{선로 전력량(kWh)} / (\text{선로 정격용량(kVA)} \times \text{부하역률} \times 1\text{h})]^2 \times \text{정격선로 손실량(kWh)}$$

$$\text{정격선로손실량(kWh)} = 3 \times 1\text{상 선로의 저항}(\Omega) \times 1\text{상 선로의 정격 전류(kA)}^2 \times 1\text{h}$$

제20.6.2조(계량데이터 취득 및 처리) ① 분산에너지사업자의 초과전력 계량에 관한 사항은 제4장 제1절의 발전사업자에 관련된 규정을 따르며, 수전전력 계량에 관한 사항은 동장 동절의 배전사업자에 관련된 규정을 따른다.

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

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

$$\text{송전단 전력량} = \text{발전단전력량} - \text{변압기 손실전력량} - \text{소내소비전력량}$$

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

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

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

⑥ 전력거래소의 계량시스템에 저장된 계량데이터와 분산에너지사업자의 전력량계에 저장되어 있는 데이터가 일치하지 않을 시 전력량계에 저장되어 있는

데이터를 우선한다.

제20.6.3조(계량설비의 시험 및 검사) ① 분산에너지사업자는 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.

② 전력거래소는 계량설비 시험, 봉인 및 그 외 필요하다고 판단하는 경우 계량설비의 봉인 등과 관련된 건전성 검사를 수시로 실시할 수 있다.

③ 전력거래소는 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 경우에는 전력거래소 회원에 대하여 전력거래소 정관 제31조 및 제32조에 따라 조치를 취할 수 있다.

1. 계량에 관한 법률에 따른 전력량계 검정을 받지 아니한 전력량계를 전력시장에서 사용한 자
2. 제1항의 규정에 따른 계량설비에 대한 시험을 받지 아니한 전력량계를 전력시장에서 사용한 자

제20.6.4조(계량설비의 봉인 또는 봉인해제) ① 전력거래소는 계량데이터의 공정성을 보장하기 위하여 계량설비에 대한 봉인을 실시하여야 하며, 필요시 봉인해제를 할 수 있다.

② 분산에너지사업자는 제1항의 규정에 따른 봉인 해제 또는 봉인이 필요한 경우에는 전력거래소에 사전 요청하여야 하며, 봉인이 필요한 경우 전기사업자 간 체결한 송·배전용전기설비 이용계약서(이하 “이용계약서”)를 제출하여야 한다.

③ 분산에너지사업자는 위험·가압 설비에 봉인이 필요한 경우에는 관련 설비의 휴전 등 사전에 적절한 안전조치를 취하여야 하며, 전력거래소는 이를 확인 후 봉인하여야 한다.

④ 계량설비의 최초 봉인이 완료되면 전력거래소는 계량설비 검사 및 봉인 완료 통지서를 발급한다.

제20.6.5조(계량설비의 변수 및 설정 데이터변경) ① 분산에너지사업자는 전력거래소의 승인을 얻어 계량설비의 변수 및 설정된 데이터를 변경할 수 있으며, 변경 사항을 전력거래소에 지체없이 통지하여야 한다.

② 전력거래소는 제1항의 규정에 따라 통보받은 내용을 계량등록부에 기재하고 계량 데이터베이스의 내용을 수정, 기록 및 관리하여야 한다.

제20.6.6조(기타 사항) 분산특구 내 분산에너지사업자의 계량에 관하여 이 절에서 규정된 것을 제외하고는 본 규칙 제4장제1절 또는 별표7을 따른다.

제7절 분산특구 내 분산에너지사업자의 정산 및 결제

제20.7.1조(전력량에 대한 지급금 정산) 전력거래소는 분산에너지사업자 발전기의 초과전력량(송전단 기준)을 고려하여 별표2에 따라 정산한다.

제20.7.2조(공급가능용량에 대한 지급금 정산) ① 전력거래소는 분산에너지사업자가 입찰한 공급가능용량에 대하여 별표2에 따라 정산한다.

② 분산에너지사업자가 입찰한 공급가능용량이 실제 가능용량 대비 허용오차를 초과할 경우에는, 별표2에 따라 해당시간 초과입찰량의 최대 2배에 해당하는 금액을 분산특구 수요 초과 공급가능용량 정산금에서 차감하여 정산한다.

제20.7.3조(부가정산금에 대한 정산) 분산에너지사업자에게 적용하는 시간대별 부가정산금에 대한 정산금액은 분산에너지사업자에게 적용되는 부가정산금 단가에 송·배전사업자가 제공하는 분산특구 내 전기사용자와의 시간대별 거래량을 곱한 값으로 한다.

제20.7.4조(정산 및 결제 절차) 분산에너지사업자의 정산 및 결제 절차는 별표8 “정산 및 결제 절차”를 따르지 않으며, 제20.7.5조부터 제20.7.10조까지의 절차를 따른다.

제20.7.5조(초기 정산) ① 전력거래소는 송·배전사업자로부터 분산에너지사업자의 초과전력량을 통보받은 날로부터 3영업일 이내 초기 정산을 한다.

② 전력거래소는 초기 정산 결과를 분산에너지사업자에게 초기정산 후 3영업일 이내 통지하여야 한다.

제20.7.6조(초기 정산에 대한 조정신청) ① 분산에너지사업자는 초기 정산 결과를 통지받은 날로부터 5영업일 이내 전력거래소에 조정신청을 할 수 있다.

② 제1항에 따른 조정신청이 조정신청일로부터 3영업일 이내에 합의되지 아니한 경우에는 제7장 제3절의 규정에 따라 처리한다.

제20.7.7조(최종 정산) ① 전력거래소는 제20.7.6조에 따른 조정신청 처리결과를 반영하여 초기정산 통지일로부터 7영업일 이내에 최종 정산을 하고, 그 결과를 2영업일 이내에 분산에너지사업자에게 통지하여야 한다.

② 전력거래소는 제20.7.6조에 합의된 결과를 최종 정산 결과통지 1영업일 이내에 반영하여 분산에너지사업자에게 통지하여야 한다.

제20.7.8조(최종 정산에 대한 이의신청) ① 분산에너지사업자는 최종 정산에 대해 이의가 있을 경우 별표 8의 조정신청 절차를 따르지 않고, 제2항 및 제3항의 절차를 따른다.

② 분산에너지사업자는 제20.7.7조에 따른 최종 정산 결과를 통지받은 날로부터 30영업일 이내 이의신청을 할 수 있다.

③ 제1항의 규정에 따른 이의신청이 신청일로부터 25영업일 이내에 합의되지 아니한 경우에는 제7장 제3절의 규정에 따라 처리한다.

제20.7.8조의2(정산 정정 통지) ① 전력거래소는 정산 결과 통지 후 과다/과소 정산, 계량자료의 오류 등의 명백한 정산 오류를 발견하였을 경우, 이를 정정하고 그 결과를 해당 분산에너지사업자에게 통지하여야 한다.

② 최종 정산 이전에 정산 정정 통지 사유가 발생하는 경우, 최종 정산과 동시에 제1항의 정산 정정 통지를 시행할 수 있다.

③ 최종 정산 통지 후 제1항의 정산 정정 통지가 있고 이에 대해 해당 사업자의 이의가 있는 경우, 해당 사업자는 통지 후 10영업일 이내 이의신청을 할 수 있다.

④ 제3항에 따른 이의신청이 신청 후 15영업일 이내 합의되지 아니하면 제7장 제3절의 규정에 따른다.

제20.7.9조(재정 신청) 제20.7.5조 및 제20.7.7조의 규정에 따른 처리결과에 불복하는 경우 전기사업법 제57조의 규정에 따라 전기위원회에 재정을 신청할 수 있다.

제20.7.10조(거래대금의 청구) ① 분산에너지사업자는 결제일 이전에 전력거래대금을 전력거래소에 청구하여야 한다.

② 전력거래소는 분산에너지사업자로부터 청구서를 접수 받은 후 결제일 이전에 전력거래대금을 판매사업자, 발전사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자에게 청구하여야 한다.

③ 제1항 및 제2항의 규정에 따른 대금 청구 일정 등에 관한 세부 사항은 전력거래소와 거래 당사자 간의 합의에 따른다.

④ 제20.7.5조 제2항 및 제20.7.7조 제2항 규정의 분쟁조정 절차에 따르는 이의신청의 경우에는 제7장의 분쟁조정 결과에 따라 정산한다.

⑤ 회원사의 고의 또는 과실로 발생하는 각종 가산세 등의 비용을 귀책 회원사가 부담한다.

제20.7.11조(기타 사항) 분산특구 내 분산에너지사업자의 정산 및 결제에 관하여

이 절에서 규정된 것을 제외하고는 본 규칙 제4장 제2절과 제3절, 별표2를 따른다.

제8절 분산특구의 전력계통 운영

제20.8.1조(실시간 급전운영 절차) 분산에너지사업자의 실시간 급전운영 절차는 별표11의 발전사업자 적용 규정을 따른다.

제20.8.2조(비상시 급전지시 절차) 분산에너지사업자의 비상시 급전지시 절차는 별표12의 발전사업자 적용 규정을 따른다.

제20.8.3조(계통보호 절차) 분산에너지사업자의 계통보호 절차는 별표16의 전기사업자 적용 규정을 따른다.

제20.8.4조(발전기 정지 및 휴전업무 절차) 분산에너지사업자의 발전기 정지 및 휴전 업무 절차는 별표18의 발전사업자 적용 규정을 따른다.

제20.8.5조(발·별전소 주변압기 탭 정정 및 유효접지 검토 절차) 분산에너지사업자의 발·별전소 주변압기 탭 정정 및 유효접지 검토 절차는 별표20의 전기사업자 적용 규정을 따른다.

제20.8.6조(풍력, 태양광 및 연료전지 발전기에 관한 계통운영 등) 분산에너지사업자의 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기에 관한 계통운영 및 관리 절차는 별표32를 따른다.

제20.8.7조(기타 사항) 분산특구의 전력계통 운영에 관하여 이 절에서 규정된 것을 제외하고는 본 규칙 제5장, 별표3, 별표11, 별표12 및 별표21을 따른다.

제9절 분산특구 내 분산에너지사업자의 자료 및 정보보안 등에 관한 사항

제20.9.1조(자료 제공) ① 전력거래소는 송·배전사업자가 초과전력량, 부족전력량 등을 산정할 수 있도록 전력거래 익월 5일까지 분산에너지사업자 발전기별 전력량을 제공한다.

② 송·배전사업자는 제1항의 산정 자료를 전력거래 익월 10일까지 전력거래소에 제공한다.

제20.9.2조(자료 취득 설비) 실시간 자료 취득 설비 기준은 제10장 제2절의 설비 용량별 비중앙급전발전기의 기준을 따른다.

제20.9.3조(정보보안) 분산에너지사업자는 제10장 제3절의 정보보안 기준을 따른다.

제20.9.4조(현장 점검) 전력거래소는 신재생 발전설비 또는 ESS를 보유한 분산에너지사업자에게 LVRT/LFRT 등의 세팅치 확인을 위한 현장 점검 요청을 할 수 있다.