广东电力市场现货电能量交易实施细则

（2025 年修订）

目 录

1 总述.....	1
2 适用范围.....	1
3 引用文件.....	1
4 术语定义.....	2
5 日前电能市场交易组织.....	5
5.1 组织方式.....	5
5.2 交易时间定义.....	7
5.3 机组参数.....	7
5.3.1 运行参数.....	7
5.3.1.1 火电机组运行参数.....	7
5.3.1.2 新能源交易单元运行参数.....	9
5.3.1.3 独立储能交易单元运行参数.....	10
5.3.1.4 抽水蓄能交易单元运行参数.....	11
5.3.2 电力调度机构设定的参数.....	12
5.3.3 缺省申报参数.....	13
5.3.3.1 火电机组缺省申报参数.....	13
5.3.3.2 新能源交易单元缺省申报参数.....	15
5.3.3.3 独立储能交易单元缺省申报参数.....	15
5.3.3.4 抽水蓄能交易单元缺省申报参数.....	16
5.3.3.5 售电公司与批发用户缺省申报参数.....	17
5.3.4 核定参数.....	17
5.4 日前机组运行边界条件准备.....	20
5.4.1 机组状态约束.....	21
5.4.2 机组出力上下限约束.....	22
5.4.3 机组最早可并网时间.....	23
5.4.4 机组调试及试验计划.....	23
5.4.4.1 新建机组调试.....	23
5.4.4.2 在运机组试验（调试）.....	24
5.4.5 热电联产机组供热计划.....	24
5.4.6 发电机组一次能源供应约束.....	25
5.5 日前电网运行边界条件准备.....	26
5.5.1 负荷预测.....	26
5.5.1.1 统调负荷预测.....	26
5.5.1.2 母线负荷预测.....	27
5.5.2 外购电出力预测.....	27
5.5.3 备用约束.....	27
5.5.4 输变电设备检修计划.....	28
5.5.5 输变电设备投产与退役计划.....	28
5.5.6 电网安全约束.....	28
5.5.6.1 线路极限功率和断面极限功率.....	29

5.5.6.2	系统运行原因的机组（群）必开约束	29
5.5.6.3	非系统运行原因的机组（群）必开约束	30
5.5.6.4	系统运行原因的机组（群）必停约束	31
5.5.6.5	非系统运行原因的机组（群）必停约束	31
5.5.6.6	机组（群）出力上下限约束	32
5.5.7	核电机组发电计划编制	32
5.5.8	不直接参与交易的市场机组发电计划编制	33
5.5.9	非市场机组发电计划编制	33
5.6	出清前信息发布	33
5.7	交易申报	34
5.7.1	机组申报交易信息	35
5.7.1.1	火电机组申报交易信息	35
5.7.1.2	新能源交易单元申报交易信息	36
5.7.1.3	独立储能交易单元申报交易信息	37
5.7.1.4	抽水蓄能交易单元申报交易信息	37
5.7.2	售电公司与批发用户申报信息	38
5.7.3	申报数据审核及处理	38
5.8	日前电能量市场出清	39
5.8.1	日前电能量市场的出清过程	39
5.8.2	日前电能量市场出清数学模型	40
5.8.2.1	日前安全约束机组组合（SCUC）模型	40
5.8.2.2	日前安全约束经济调度（SCED）模型	55
5.8.2.3	节点电价（LMP）计算模型	66
	抽水蓄能机组出力表达式为	68
	抽水蓄能机组运行费用表达式	68
5.8.2.4	特殊节点赋价	76
5.8.3	特殊机组在日前电能量市场中的出清机制	77
5.8.3.1	必开机组	77
5.8.3.2	热电联产机组	78
5.8.3.3	调试（试验）机组	78
5.8.3.4	最小连续开机时间内机组	80
5.8.3.5	处于开/停机过程中的机组	80
5.8.3.6	深度调峰调用机组	80
5.8.3.7	调用测试机组	80
5.8.3.8	同一电厂内异常换机调整	81
5.8.3.9	考虑新能源不确定性的机组组合调整	82
5.8.4	日前电能量市场安全校核	82
5.8.4.1	电力平衡校核	82
5.8.4.2	安全稳定校核	83
5.9	日前电能量市场定价	83
5.9.1	发电侧定价	83
5.9.2	用户侧定价	83
5.9.3	稀缺定价	84
5.10	交易结果发布	85

5.10.1	出清后边界条件更新.....	85
5.10.2	日前交易公开信息发布.....	85
5.10.3	日前交易发电企业私有信息发布.....	86
5.10.4	日前交易用户侧私有信息发布.....	86
5.10.5	日前市场用户侧统一电价发布.....	86
5.11	交易结果调整.....	86
5.11.1	竞价日交易结果调整.....	86
5.11.1.1	运行边界变化.....	86
5.11.1.2	其他原因.....	87
5.11.2	竞价日后交易结果调整.....	87
5.11.2.1	运行边界变化.....	88
5.11.2.2	其他原因.....	88
5.12	日前调度计划.....	88
6	实时电能量市场交易组织.....	89
6.1	组织方式.....	89
6.2	交易时间定义.....	90
6.3	实时发电机组物理运行参数变化.....	90
6.4	实时机组运行边界条件准备.....	91
6.4.1	机组开/停机计划曲线.....	91
6.4.2	机组预计并网/解列时间.....	91
6.4.3	机组出力上/下限约束.....	92
6.4.4	机组故障而要求的出力计划调整.....	92
6.4.5	机组调试及试验计划执行.....	92
6.4.6	热电联产机组供热计划执行.....	92
6.5	实时电网运行边界条件准备.....	93
6.5.1	超短期负荷预测.....	93
6.5.2	外购电计划.....	93
6.5.3	机组及输变电设备检修执行.....	94
6.5.4	运行备用.....	94
6.5.5	电网安全约束.....	94
6.5.6	非市场机组发电计划调整.....	95
6.6	实时电能量市场出清.....	96
6.6.1	实时电能量市场的出清过程.....	96
6.6.2	实时电能量市场出清数学模型.....	97
6.6.2.1	实时安全约束经济调度（SCED）模型.....	97
6.6.2.2	节点电价（LMP）计算模型.....	108
6.6.2.3	特殊节点赋价.....	119
6.6.3	特殊机组在实时电能量市场中的出清机制.....	120
6.6.3.1	必开机组.....	120
6.6.3.2	热电联产机组.....	120
6.6.3.3	调试（试验）机组.....	121
6.6.3.4	最小连续开机时间内机组.....	121
6.6.3.5	处于开/停机过程中的机组.....	121
6.6.3.6	深度调峰调用机组.....	122

6.6.3.7	一次能源供应约束机组	122
6.6.3.8	发生故障而要求调整出力计划的机组	122
6.6.3.9	应急新增开机机组	123
6.6.3.10	应急新增停机机组	123
6.6.4	实时电能量市场安全校核	125
6.7	实时电能量市场定价	125
6.7.1	发电侧定价	125
6.7.2	用户侧定价	125
6.7.3	稀缺定价	126
6.8	市场出清出力结果发布	126
6.9	实时电能量市场价格核验	126
6.9.1	价格核验规则	126
6.9.2	价格核验说明	128
6.10	实时运行调整	128
6.11	实时交易结果调整	130
7	区域电力市场与广东现货电能量市场的衔接方式	130
7.1	南方区域调频、跨省电力备用辅助服务市场与广东现货电能量市场的衔接方式	130
7.2	南方区域现货电能量市场与广东现货电能量市场的衔接方式	131
8	市场力检测与缓解	131
8.1	事前措施	131
8.1.1	报价行为测试	131
8.1.2	供应紧张情况下的报价限制	132
8.2	事中措施	132
8.3	事后措施	133
9	现货电能量市场中发电机组运行补偿费用处理机制	133
9.1	运行补偿费用定义	133
9.2	系统运行补偿费用计算	135
9.2.1	运行成本费用计算	135
9.2.2	报价费用计算	136
9.2.3	现货电能量市场收益计算	137
9.2.4	不纳入系统运行补偿费用计算范围的情形	137
9.2.5	系统运行补偿费用计算	138
9.3	启动补偿费用计算	139
9.3.1	启动补偿费用计算	139
9.3.2	不纳入启动补偿费用计算范围的情形	140
9.4	运行补偿费用支付和分摊	140
10	特殊情况处理机制	140
10.1	保供电时期处理机制	140
10.2	台风等自然灾害影响期处理机制	141
10.3	电能量出清与调峰机制融合	141
10.3.1	深度调峰调用方式	142
10.3.2	深度调峰补偿费用	144
10.4	特殊管控要求处理机制	144
10.5	电力供不应求时段（未启动市场熔断或中止时）处理机制	145

10.6	现货市场熔断与中止.....	145
10.6.1	触发条件与程序.....	145
10.6.1.1	现货市场熔断的条件和程序.....	145
10.6.1.2	现货市场中止的条件和程序.....	145
10.6.2	处理措施.....	146
10.6.2.1	短期内可恢复.....	146
10.6.2.2	短期内无法恢复.....	147
10.6.3	恢复程序.....	148
10.6.3.1	现货市场熔断的恢复程序.....	148
10.6.3.2	现货市场中止的恢复程序.....	148
10.7	新能源参与调度控制机制.....	148
11	现货电能量市场中发电侧市场费用返还及考核机制.....	149
11.1	机组日内临时非计划停运偏差费用返还.....	149
11.2	机组实时发电计划执行偏差费用返还.....	151
11.3	机组限高考核.....	154
11.4	机组限低考核.....	155
11.5	热电联产机组申报供热流量曲线偏差率考核.....	156
11.6	新能源交易单元功率预测考核.....	160
11.7	独立储能及抽水蓄能功率限高考核.....	162
11.8	独立储能及抽水蓄能功率限低考核.....	163
11.9	独立储能及抽水蓄能实时调度计划执行偏差考核.....	164
11.10	费用返还及考核数据管理.....	167
12	现货电能量市场中用户侧允许申报偏差外收益处理机制.....	167
附表	日前电能量市场申报信息表单.....	169
附表 1	发电机组电能量报价申报表.....	169
附表 2	发电机组启动费用申报表.....	171
附表 3	发电机组最小稳定技术出力费用（最小可调出力费用）申报表.....	172
附表 4	售电公司和批发用户申报表.....	173

1 总述

为规范广东电力现货市场有序运行，提升电力资源优化配置效率，通过市场交易形成反映成本与供需时空价值的电价信号，促进电力系统的安全稳定运行、电力可靠供应和清洁能源消纳，根据广东电力市场运行规则，制定本细则。

2 适用范围

本细则适用于广东现货电能量市场的运营。

3 引用文件

电网调度管理条例
电力安全事故应急处置和调查处理条例
电网调度管理条例实施细则
电网运行规则（试行）
电力并网运行管理规定
电力辅助服务管理办法
电力系统安全稳定导则
电网运行准则
电力系统技术导则
广东省热电联产机组节能发电调度管理办法（试行）
中国南方电网电力调度管理规程
广东电网电力调度管理规程
南方电网安全稳定计算分析导则
广东电力系统调度规程

电力交易安全校核技术规范南方电网有功功率运行备用技术规范

南方电网系统运行备用全景监控管理技术规范

中国南方电网服务区域高质量发展电力调度操作规则

上述文件有修订版本或补充规定的，按照最新文件要求执行。

4 术语定义

（1）电能量市场：指以电能量为交易标的物的市场。

（2）统调负荷：指广东省级及以上调度电厂发电负荷、地调电厂发电负荷与同一时间点电网跨区联络线的负荷（联络线输入为正、输出为负）之和。

（3）母线负荷：指广东省内 220kV 变电站的母线下网负荷，即节点负荷。

（4）负荷预测：指根据电网运行特性，综合自然条件、经济状况与社会事件等因素，对电力调度机构所辖电网未来特定时刻的负荷需求进行预测的行为。

（5）运行备用：指在电力系统运行方式安排及实时调度运行中，为了应对负荷预测误差、设备的意外停运、机组发电故障、可再生能源功率波动等所预留的可随时调用的额外有功容量。

（6）安全约束机组组合（Security-Constrained Unit Commitment, SCUC）：指在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大化等为优化目标，制定多时段的机组开停机计划。

（7）安全约束经济调度（Security-Constrained Economic Dispatch, SCED）：指在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大化为优化目标，制定多时段的机组发电计划。

（8）节点边际电价（Locational Marginal Price, LMP）：指在满足当前输电网络设备约束条件和各类其它资源的工作特点的情况下，在某一节点增加单位负荷需求时所需要增加的边际成本，简称节点电价。节点电价由系统电能价格与阻塞价格两部分构成。

（9）市场机组：指获得广东电能量市场化直接交易资格或未获得市场化直接交易资格但接受市场价格的发电机组，获得直接交易资格的机组可同时拥有电网代购电量和市场交易电量。除特殊说明外，本细则中市场机组主要指直接交易的市场机组。

（10）非市场机组：指广东省内暂未获得广东电能量市场化直接交易资格且暂未接受市场价格的发电机组，执行政府核定的上网电价。

（11）日前电能量市场：运行日提前 1 日（D-1 日）进行的决定运行日（D 日）资源组合状态和计划的电能量交易市场。

（12）实时电能量市场：运行日（D 日）进行的决定（D 日）未来 15 分钟最终调度资源分配状态和计划的电能量交易市场。

（13）售电公司：指符合市场注册条件，提供售电服

务或配售电服务的企业。售电公司须与零售用户签订零售合同并提交广东电力交易中心（以下简称交易中心）登记备案、建立零售关系后方可参与现货电能量交易。

（14）批发用户：指直接参与批发市场交易的电力大用户。

（15）市场出清：指电力市场根据市场规则通过竞争方式确定中标电力电量及价格。

（16）安全校核：对检修计划、发电计划、市场出清结果和电网运行操作等内容，从电力系统运行安全角度分析其安全性和电力平衡的过程。现货电能量市场交易的安全校核与市场出清同步进行，市场出清结果必须严格满足国家和行业的政策、标准要求，同时满足电网安全稳定运行以及电力电量平衡要求。

（17）必开机组、必停机组：在市场出清时强制设置运行或停运状态的机组或机组群。

（18）市场力：市场成员操纵市场价格，使之偏离市场充分竞争情况下所具有的价格水平的能力。

（19）需求响应：指用户针对市场价格信号或激励机制做出响应，并主动改变常规电力消费模式的市场行为。

（20）负荷管理：指当电力平衡紧张时，供电企业发布错峰预警信号，按照政府批准的负荷管理方案，执行错峰、避峰、轮休、负荷控制等系列措施，达到减少或者推移某时段用电负荷的效果。

（21）深度调峰：指系统负备用容量不满足要求或负

荷平衡约束不满足时或因系统安全约束，常规燃煤机组低于并网调度协议约定的最小稳定技术出力运行的方式。

（22）新能源交易单元：新能源发电企业参与广东电能量市场直接交易的最小单元，纳入市场机组范畴，能够接收并自动执行电力调度机构的有功功率控制指令，具备单独计量结算的技术条件，且交易单元、调度单元、营销结算单元原则上须保持一致，调度单元与营销结算单元不一致时，交易单元应与调度单元保持一致。

（23）独立储能交易单元：新型储能企业参与广东电能量市场直接交易的最小单元，能够接收并自动执行电力调度机构的有功功率控制指令，具备单独计量结算的技术条件，且交易单元、调度单元、营销结算单元原则上须保持一致，调度单元与营销结算单元不一致时，交易单元应与调度单元保持一致。

（24）抽水蓄能电站交易单元：抽水蓄能企业参与广东电能量市场直接交易的最小单元。

（25）虚拟电厂交易单元：虚拟电厂交易单元是指依托负荷聚合商、售电公司等机构，通过新一代信息通信、系统集成等技术，实现需求侧资源的聚合、协调、优化，形成规模化调节能力，作为独立经营主体参与广东电能量市场直接交易的最小单元，适时推动开展虚拟电厂报量报价参与现货市场试点交易。

5 日前电能量市场交易组织

5.1 组织方式

现阶段，采取“发电侧报量报价、用户侧报量不报价”的模式组织日前电能量市场交易，独立储能可按照“报量报价”或“报量不报价”的方式参与现货电能量交易，在电力供应紧张、调峰或断面调控困难等时段，电力调度机构可根据系统运行需要要求独立储能按照“报量报价”方式参与，并于竞价日（D-1 日）11:45 前以特定信息披露。择机采取“发电侧报量报价、用户侧报量报价”的模式组织开展现货市场试点交易，具体细则另行通知。

日前电能量市场采用全电量申报、集中优化出清的方式开展。市场机组在日前电能量市场中申报运行日的报价信息，其中，新能源交易单元还需申报短期功率预测信息，独立储能交易单元还可自主选择申报运行日结束时刻期望达到的荷电状态（SOC）数值等。售电公司和批发用户在日前电能量市场中申报运行日的用电需求曲线，不申报价格。电力调度机构综合考虑统调负荷预测、母线负荷预测、外送受电曲线、非市场机组出力曲线（含未直接参与市场交易、仅接受市场价格的机组出力曲线，下同）、发电机组检修计划、输变电设备检修计划、发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，以社会福利最大化为优化目标，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，出清得到运行日的机组开机组合、分时发电出力曲线以及分时节点电价。售电公司和批发用户所申报的用电需求曲线即为其日前电能量市场的中标曲线。

省外以“点对网”方式向广东省送电的燃煤发电企业（包括桥口电厂、鲤鱼江电厂）参与广东现货电能量市场交易。条件具备前，综合考虑省间年度合同、省间市场化交易结果、清洁能源消纳需求以及电网安全运行要求，省外向广东送电作为广东现货电能量市场交易的边界条件。

5.2 交易时间定义

运行日（D）为执行日前电能量市场交易计划的自然日，每 15 分钟为一个交易出清时段，每个运行日含有 96 个交易出清时段。竞价日为运行日前一日（D-1），竞价日内，发电企业、售电公司和批发用户进行申报，并通过日前电能量市场出清形成运行日的交易结果。

5.3 机组参数

5.3.1 运行参数

5.3.1.1 火电机组运行参数

所有省级及以上调度火电机组需向所属电力调度机构提供机组的运行参数，新建火电机组应在首次并网前 30 天向所属电力调度机构提供机组运行参数，经所属电力调度机构审核批准后生效。如需变更，需通过运行参数变更管理流程进行更改，并提交对应的说明。原则上，火电机组运行参数一年只能更改一次。

（1）发电机组额定有功功率，单位为 MW，应与并网调度协议保持一致，额定有功功率即调度容量原则上以政府电力主管部门核准备案文件或电力业务许可证为准（两者取最新）。

（2）发电机组最小稳定技术出力，单位为 MW，应与并网调度协议中最小稳定技术出力保持一致。对于装设有 AGC 装置的机组，最小稳定技术出力不得高于 AGC 下限；

（3）发电机组有功功率调节速率，单位为 MW/分钟，为最小技术出力至额定出力负荷段均适用的调节速率。对于装设有 AGC 装置的机组，发电机组有功功率调节速率取值为 AGC 调节速率；

（4）发电机组日内允许的最大启停次数，单位为次/每天，单日一启一停计为 1 次；

（5）发电机组厂用电率，单位为百分数，发电机组厂用电率取统计期内机组平均综合厂用电率；

（6）发电机组冷态启动时间，即机组处于冷态情况下从接到开机通知到机组并网的准备时间，单位为小时；

（7）发电机组温态启动时间，即机组处于温态情况下从接到开机通知到机组并网的准备时间，单位为小时；

（8）发电机组热态启动时间，即机组处于热态情况下从接到开机通知到机组并网的准备时间，单位为小时；

（9）燃气机组月度最大技术出力，单位为 MW，最大技术出力不应高于发电机组额定有功功率；按夏季（4 月至 10 月）最大技术出力和冬季（11 月至次年 3 月）最大技术出力管理。具备条件时，允许燃气电厂结合气温情况单独申报月度最大技术出力，不高于发电机组夏季冬季最大出力。加快推动燃气电厂将机组实时触发温控模式信号接入调度系统。

（10）冷态/温态/热态三组典型开机曲线，即机组在开机过程中，从并网至最小技术出力期间的升功率曲线，时间间隔为 15 分钟；

（11）典型停机曲线，即机组在停机过程中，从最小技术出力至解列期间的降功率曲线，时间间隔为 15 分钟，停机方式为非打闸停机方式下的最快停机方式；

（12）AGC 上/下限，单位为 MW，AGC 上限不应高于发电机组额定有功功率；

（13）电力调度机构所需的其他参数。

分轴式燃气蒸汽联合循环机组，燃气机组和蒸汽机组（下称“单机”）的额定有功功率、最小稳定技术出力、最大技术出力、AGC 上/下限及发电机组有功功率调节速率之和应与整套机组（下称“套机”）的对应参数保持一致。单机与套机的厂用电率、发电机组日内允许的最大启停次数保持一致。

其中，非市场机组的运行参数作为编制日前发电计划的默认参数，市场机组的运行参数作为现货电能量市场交易出清的默认参数。

5.3.1.2 新能源交易单元运行参数

所有省级及以上调度新能源交易单元需向所属电力调度机构提供运行参数，新建新能源交易单元应在首次并网前 30 天向所属电力调度机构提供运行参数，经所属电力调度机构审核批准后生效。如需变更，需通过运行参数变更管理流程进行更改。

（1）新能源交易单元额定有功功率，单位为 MW，应与并网调度协议保持一致，额定有功功率即调度容量原则上以政府电力主管部门核准备案文件或电力业务许可证为准（两者取最新）；

（2）新能源交易单元有功功率调节速率，单位为 MW/分钟，为零至额定出力负荷段均适用的调节速率。对于装有 AGC 装置的机组，发电机组有功功率调节速率取值为 AGC 调节速率；

（3）内部 35kV 等值机组额定有功功率，单位为 MW，应与 35kV 母线实际挂接风电机组情况保持一致；

（4）电力调度机构所需的其他参数。

5.3.1.3 独立储能交易单元运行参数

所有独立储能交易单元需向所属电力调度机构提供运行参数，经所属电力调度机构审核批准后生效。如需变更，需通过运行参数变更管理流程进行更改。

（1）额定容量，单位 MWh，应与并网调度协议保持一致；

（2）额定充电、放电功率，单位 MW，应与并网调度协议保持一致；

（3）最大允许、最小允许荷电状态，单位百分比，指电化学储能过程中储能介质中实际存在的电荷数占额定储能容量对应的储能介质中含有的电荷数的百分率；

（4）充放电能量转换效率，一定周期内储能交易单元放电电量与充电量的比值；

（5）厂用电率，取统计期内独立储能平均综合厂用电率。

5.3.1.4 抽水蓄能交易单元运行参数

所有进入市场的抽水蓄能需向所属电力调度机构提供运行参数，经所属电力调度机构审核批准后生效。如需变更，需通过运行参数变更管理流程进行更改。

（1）额定抽水功率 P_{pu}^{Pump} ：单位兆瓦，应与并网调度协议中机组泵工况功率保持一致。

（2）最大/最小发电功率 $P_{pu}^{Drain,max}$ 、 $P_{pu}^{Drain,min}$ ：单位兆瓦，应与并网调度协议保持一致。

（3）正常上库容上/下限 $Cr_{pp}^{up,max}$ 、 $Cr_{pp}^{up,min}$ ：单位 m^3 ，表示抽水蓄能电站上库容上限值及下限值。为保留紧急情况下的应急调节能力，抽水蓄能电站的上库容下限应不含紧急库容。由抽水蓄能电站申报，电力调度机构同意后生效。

（4）正常下库容上/下限 $Cr_{pp}^{dn,max}$ 、 $Cr_{pp}^{dn,min}$ ：单位 m^3 ，表示抽水蓄能电站下库容上限及下限值。为保留紧急情况下的应急调节能力，抽水蓄能电站的下库容下限应不含紧急库容。由抽水蓄能电站申报，电力调度机构同意后生效。

（5）实时上/下库容 $Cr_{pp,t}^{up}$ 、 $Cr_{pp,t}^{dn}$ ：单位 m^3 ，参与市场的抽水蓄能电站原则上应具备向调度传输分时的实时上下库容数据条件，叠加实时出清计划后作为实时出清的初始库容。数据准确性与可靠性应能满足交易要求。起步阶段暂不具备直采的抽水蓄能电站可向电力调度机构每日报送上下库容数据，参与现货交易，并在参与现货交易后 3 个

月内完成上下库容数据直采功能。

（6）抽水库容电力转换效率 η_{pu}^{Pump} ：单位 m^3/MWh ，表示抽水蓄能机组抽水时的库容电力转换效率。

（7）发电库容电力转换效率 η_{pu}^{Drain} ：单位 m^3/MWh ，表示抽水蓄能机组发电时的库容电力转换效率。

5.3.2 电力调度机构设定的参数

（1）最小连续开机时间，表示机组开机后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间，单位为小时；

（2）最小连续停机时间，表示机组停机后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间，单位为小时。

（3）最小启停机时间间隔，表示一个厂内两台机组的启动或停机时间必须大于该时间间隔，单位为小时。

（4）最小连续深度调峰时间，表示未自主申报降低运行下限的机组被调用进行深度调峰至少需要持续的时间，单位为小时；

（5）最小深度调峰间隔时间，表示未自主申报降低运行下限的机组退出深度调峰后，距离下一次被调用进行深度调峰需要间隔的时间，单位为小时。

（6）抽水蓄能最小连续开机时间 $t_{pu}^{drain,up}$ ：单位为分钟，表示抽水蓄能机组开机后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间。

（7）抽水蓄能最小连续开泵时间 $t_{pu}^{pump,up}$ ：单位为分钟，表示抽水蓄能机组开泵后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间。

（8）抽水蓄能最小连续停机时间 t_{pu}^{dn} ：单位为分钟，表示抽水蓄能机组停机后，距离下一次开机/泵至少需要连续停机的时间。

（9）抽水蓄能同厂同时最大增加开机台数 UTS_{pp} ：单位为台。

（10）抽水蓄能同厂同时最大增加开泵台数 PTS_{pp} ：单位为台。

（11）实时市场抽水蓄能库容上下限带宽量 Cr^{bw} ：实时市场中，抽水蓄能电站的上下库容在日前出清上下库容结果带宽量范围内优化。

（12）抽水蓄能机组的日最大启停次数 $UDTS_{pu}$ ：表示抽水蓄能机组每日启停次数限制。

5.3.3 缺省申报参数

缺省申报参数指参与现货电能量市场交易的经营主体需在市场注册时提供的默认申报参数，若经营主体未按时在现货电能量市场中进行申报，则采用默认申报参数进行出清或结算。经营主体向市场运营机构提出申请，通过规定程序后可更改缺省申报参数。

5.3.3.1 火电机组缺省申报参数

现阶段，火电机组缺省申报参数包括电能量缺省报价、缺省启动费用、缺省最小稳定技术出力费用、缺省最小可调出力费用。

（1）电能量缺省报价指机组运行在不同出力区间时单位电能量的缺省价格，可最多申报 10 段，每段需申报出力

区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间报价（元/MWh）。若机组未自主申报降低其运行下限，第一段出力区间起点为最小稳定技术出力，若机组自主申报降低其运行下限参与调峰，第一段出力区间起点为机组自主申报的最小可调出力，最后一段出力区间终点为机组的额定有功功率，每一个报价段的起始出力点必须等于上一个报价段的出力终点，两个报价段衔接点对应的报价值属于上一段报价。报价曲线必须随出力增加单调非递减。每段报价段的长度不能小于报价出力段单段最小区间长度。报价出力段单段最小区间长度为 $\text{Max}\{(\text{额定有功功率} - \text{最小稳定技术出力}) \times 5\%, 1\text{MW}\}$ （其中机组最大技术出力与最小稳定技术出力之差小于 1MW 的，取最大技术出力与最小稳定技术出力之差，下同）。每段报价的电能量价格均不可超过本细则 5.3.4 节规定的电能量申报价格的上下限范围。其中，燃煤机组的电能量缺省报价应包含环保电价（含脱硫、脱硝、除尘以及超低排放电价），市场化电量对应的环保电价不再另行结算。

现阶段，发电机组在同一运行日仅允许申报一条电能量报价曲线，同一运行日内的各时段均采用同一条电能量报价曲线进行出清计算。在技术条件具备的情况下，同一运行日内允许发电机组在不同时段申报不同的电能量报价曲线。

（2）缺省启动费用指发电机组从冷态/温态/热态启动时分别需要的缺省费用，三种状态下的缺省启动费用不能

超过本细则 5.3.4 节中规定的启动费用上下限范围。

（3）缺省最小稳定技术出力费用指发电机组维持最小稳定技术出力运行需要消耗的缺省燃料费用，缺省最小稳定技术出力费用不能超过本细则 5.3.4 节中规定的最小稳定技术出力费用上下限范围。

（4）缺省最小可调出力费用指发电机组维持最小可调出力运行需要消耗的缺省燃料费用，缺省最小可调出力费用不能超过本细则 5.3.4 节中规定的最小可调出力费用上下限范围。

详细的申报信息表单见附表。

5.3.3.2 新能源交易单元缺省申报参数

现阶段，新能源交易单元缺省申报参数包括电能量缺省报价。

（1）电能量缺省报价指新能源交易单元运行在不同出力区间时单位电能量的缺省价格。报价曲线第一段出力区间起点为零，最后一段出力区间终点为交易单元的额定有功功率，其余要求参照火电机组电能量报价曲线要求。

5.3.3.3 独立储能交易单元缺省申报参数

现阶段，独立储能交易单元缺省申报参数包括电能量缺省报量报价曲线、缺省 96 点充放电出力计划曲线及缺省申报优先模式。

（1）电能量缺省报价指独立储能交易单元采取报量报价模式时运行在不同出力区间时单位电能量的缺省价格。报价曲线充电功率以负值表示，放电功率以正值表示。第

一段出力区间起点为额定充电功率，最后一段出力区间终点为额定放电功率。每段报价的出力区间长度不得小于报价出力段单段最小区间长度，即 $\max\{(\text{额定放电功率} - \text{额定充电功率}) \times 5\%, 1\text{MW}\}$ ，且出力区间不得跨越充电、放电功率，其余要求参照火电机组电能量报价曲线要求。

（2）缺省 96 点充放电出力计划曲线是指独立储能交易单元在运行日采取报量不报价模式时的缺省固定出力曲线，充电功率（以负值表示）、放电功率（以正值表示）须在额定功率范围内。

（3）缺省申报优先模式是指独立储能交易单元在运行日选择“报量报价”或“报量不报价”的方式参与现货电能量交易。

5.3.3.4 抽水蓄能交易单元缺省申报参数

现阶段，抽水蓄能缺省申报信息参数包括抽水状态报价与发电状态电能量价格曲线。

（1）抽水状态报价。额定抽水功率对应的电能量报价，单位为元/兆瓦时。

（2）发电状态电能量价格曲线。可最多申报 10 段，每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间报价（元/兆瓦时）。第一段出力区间起点为最小发电功率，最后一段出力区间终点为最大发电功率，每段报价的出力区间起点必须等于前一段报价的出力区间终点，两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价。每段报价的出力区间长度不得小于报价出力段单段最小区间长

度，即 $\max\{(\text{最大发电功率} - \text{最小发电功率}) \times 5\%, 1 \text{ 兆瓦}\}$ 。报价曲线必须随出力增加单调非递减，第一段报价须大于等于抽水状态报价。

5.3.3.5 售电公司与批发用户缺省申报参数

现阶段，售电公司和批发用户缺省申报参数包括缺省用电需求曲线，即售电公司缺省申报其零售用户运行日的用电需求曲线或批发用户缺省其运行日的用电需求曲线。

5.3.4 核定参数

核定参数是指参与现货电能量市场交易的经营主体的启动费用上下限、最小稳定技术出力费用上下限、最小可调出力费用上下限、电能量申报价格上下限、市场出清价格上下限、核定成本，作为现货电能量市场申报、出清以及结算依据。相关的核定参数按照市场规则管理的有关办法履行建议、审议和调整等程序。

（1）启动费用上下限：机组启动费用上下限包括冷态/温态/热态启动费用上下限，单位为元/次。以各类型发电机组冷态/温态/热态启动成本为基准值，基准值乘以启动费用上下限系数作为机组启动费用上下限。

（2）最小稳定技术出力费用上下限：基于各类型机组最小稳定技术出力成本，其中燃气机组最小稳定技术出力成本取燃煤机组中的最大值，乘以机组最小稳定技术出力得到最小稳定技术出力费用基准值，基准值乘以最小稳定技术出力费用上下限系数作为最小稳定技术出力费用上下限，按月滚动更新。

（3）最小可调出力费用上下限：基于各类型燃煤机组最小可调出力成本，乘以机组最小可调出力得到机组最小可调出力费用基准值，基准值乘以最小可调出力费用上下限系数作为最小可调出力费用上下限，按月滚动更新。

（4）电能量申报价格上下限：综合考虑经营主体运营、市场用户电价承受能力等因素，设置电能量申报价格上下限。电能量申报价格上下限可根据电力供需形势等市场运行情况变化进行动态调整，视市场实际运行情况启动分类型设置机组现货电能量报价上限。经营主体在日前电能量市场中申报的电能量价格不能超过核定电能量申报价格上下限范围。

燃煤机组电能量报价上限统一设置，取最高燃料价格对应的各类型燃煤机组发电成本乘以一定比例系数 $U1$ 后的最大值，每周滚动更新；电能量报价下限按参数设置。其中，最高燃料价格取最新公开发布的 CECI 综合价加海运价、CECI 成交价加海运价、广州港煤炭指导价三者中的最大值。当 CECI 沿海指数综合价、CECI 成交价或广州港煤炭指导价的公开指数停止发布时，取相应停发指数同期的内部会员价格作为该期指数计算到厂燃煤价格，参照《广东电力现货市场机组发电成本测算办法（试行）》计算最高燃料价格对应的各类型燃煤机组发电成本有关参数。当 CECI 沿海指数综合价、CECI 成交价或广州港煤炭指导价的公开指数和内部会员价格均未发布，认定为该项价格指数停发，按

照《广东电力现货市场机组发电成本测算办法（试行）》的有关规定执行。

当市场运行触发条件一或条件二时，报政府主管部门和能源监管机构同意后，启动分类型设置燃煤机组电能量报价上限：

条件一：当最近 L1 个运行日内，有 L2 个运行日的现货日前或实时出清均价高于沿海 60 万燃煤机组发电成本的 U2 倍，对后续 L1 个运行日启动分类型设置燃煤机组电能量报价上限。其中，发电成本取最近一个月各类型燃煤机组的度电燃料成本累加脱硫、脱硝、除尘及超低排放电价（0.037 元/千瓦时）。若启动分类型设置报价上限后 L1 个运行日内，有 L2 个运行日的现货日前和实时出清均价都不高于沿海 60 万燃煤机组发电成本的 U2 倍，则 L1 个运行日后，恢复为统一设置燃煤机组电能量报价上限。

条件二：当连续 L3 个自然周广东中调发布周电力供应预警且 CECI 成交价（5500 大卡）低于 $P_{\text{煤价阈值}}$ ，则在次周起启动分类型设置燃煤机组电能量报价上限。若连续 L3 个自然周不满足上述条件，则次周起恢复为统一设置燃煤机组电能量报价上限。

燃气机组电能量报价上限统一设置，取最近天然气采购综合价对应的非大鹏各类型燃气机组发电成本乘以一定比例系数 U3 后的最大值，按月滚动更新；电能量报价下限按参数设置。参照《广东电力现货市场机组发电成本测算办法（试行）》《广东电力市场气电天然气价格传导机制实

施方案（试行）》计算各类型燃气机组发电成本有关参数。新能源交易单元电能量报价上限取燃煤机组统一报价上限，启动分类型设置燃煤机组报价上限后取沿海 100 万千瓦级燃煤机组报价上限，电能量报价下限按参数设置。

独立储能交易单元电能量报价上限取燃煤、燃气机组统一报价上限的较大值，启动分类型设置燃煤机组报价上限后取各类型燃煤、燃气机组报价上限的最大值，电能量报价下限按参数设置。

抽水蓄能交易单元电能量报价上限取燃煤、燃气机组统一报价上限的较大值，启动分类型设置燃煤机组报价上限后取各类型燃煤、燃气机组报价上限的最大值，电能量报价下限按参数设置。

（5）市场出清价格上下限：综合考虑经营主体运营、市场用户电价承受能力和促进拉大峰谷价差引导灵活调节能力建设等因素，设置市场出清价格上下限。当市场出清得到的节点电价超过市场出清价格上限时，该节点在该交易时段的节点电价用市场出清价格上限代替。当市场出清得到的节点电价低于市场出清价格下限时，该节点在该交易时段的节点电价用市场出清价格下限代替。

（6）核定成本：核定成本指基于发电机组的发电成本核定的发电成本价格（单值）或发电成本曲线。核定成本用于计算发电机组运行补偿费用、实时发电计划偏差收益回收等数据，以及用于市场力监测与缓解等环节。

5.4 日前机组运行边界条件准备

5.4.1 机组状态约束

竞价日上午 11:30 前，电力调度机构根据机组检修批复情况、调试（试验）计划批复情况以及发电企业燃料供应情况等，确定运行日其调管范围内机组的 96 点状态，作为日前电能量市场出清的边界条件。机组检修及调试管理按照《广东电网电力调度管理规程》执行。

机组状态分为可用及不可用两类。处于可用状态的机组，相应时段内按照本细则要求参与日前电能量市场出清，市场运营机构可通过调用测试验证机组状态的真实性；处于不可用状态的机组，相应时段内不参与日前电能量市场出清。

（1）可用状态：机组处于运行状态、备用状态以及调试（试验）状态时均视为可用状态。运行日存在调试时段的机组运行日全天均视为调试状态。当发电机组处于可用状态但实际未能正常调用时，其影响时间纳入机组非计划停运考核。

（2）不可用状态：包括机组检修、缺燃料停运以及其他情况。

机组检修：按照所属电力调度机构的机组检修批复结果，批复的开工时间与结束时间之间的时段，机组状态为不可用状态。发电设备检修工期不包含检修后的调试阶段，检修后的调试计划申报详见本细则 5.4.4 节所述。发电机组检修计划变更以所属电力调度机构批复的检修单为准。

缺燃料停运：电力调度机构根据其调管范围内发电机

组的燃料供应情况，批复相应机组的缺燃料停运单，相应时段内机组状态为缺燃料停运状态。机组缺燃料停运状态以天为单位统计，持续时间纳入非计划停运考核。

其他情况：机组不满足发电调度管理并网要求的相关规定时，视为不可用状态。

5.4.2 机组出力上下限约束

竞价日上午 11:30 前，电力调度机构根据机组的额定有功功率、新能源交易单元的短期功率预测曲线、检修和调试（试验）批复等情况，确定运行日其调管范围内机组的 96 点机组出力上下限约束，作为日前电能量市场出清的边界条件。正常情况下，若燃煤机组未自主申报降低运行下限，其出力上下限分别为该机组的额定有功功率（燃气机组出力上限为相应月的最大技术出力）、最小稳定技术出力；若火电机组自主申报降低运行下限参与调峰，其出力上下限分别为该机组的额定有功功率（燃气机组出力上限为相应月的最大技术出力）、最小可调出力。新能源交易单元的出力上限为其短期功率预测值，下限为 0。独立储能交易单元处于充电状态时，出力上下限分别为 0 和最大充电功率；独立储能交易单元处于放电状态时，出力上下限分别为最大放电功率和 0。正常方式下全容量送出受限的电厂机组，由电力调度机构综合电厂送出断面、单线限额和厂用电等因素，统一设置“机组（群）出力上限约束”。

电厂自身原因造成的机组限高/限低时段按照本细则 11.3、11.4 节的规定纳入考核。

5.4.3 机组最早可并网时间

若机组在竞价日处于停机状态且预计运行日具备并网条件，按照日前电能量市场交易出清结果在竞价日 17:30 发布，往后顺延发电机组的冷态/温态/热态启动时间后，计算得到运行日发电机组最早可并网时间。日前电能量市场出清结果中，相应发电机组的并网时间不早于最早可并网时间。发电机组的启动状态根据调度自动化系统记录的上一次停机时间计算确定。

5.4.4 机组调试及试验计划

5.4.4.1 新建机组调试

新建的非市场机组和未获得直接交易资格的市场机组在并网调试期间按照调试需求安排发电，完成整套设备启动试运行后，电力调度机构在保证电力供需平衡以及电网安全的前提下，按照系统运行需要和有关发电调度原则安排发电。

新建的获得直接交易资格的市场机组在并网调试期间按照调试需求安排发电；煤电、气电、核电等机组完成整套设备启动试运行当天（T）的次日（T+1），机组可参与（T+2）日的日前电能量市场申报及出清。市场机组完成整套设备启动试运行后，在满足系统安全的基础上，原则上按照最小稳定技术出力安排运行，直至机组参与日前电能量市场出清的运行日（T+2）当天零点；（T+2）日起，发电机组按照现货电能量市场交易规则参与出清。

风电、光伏项目并网后按照相应的标准和规程通过首

批风机（光伏区）连续无故障试运行时限起，可按规定参与电能量市场交易。在并网后 30 日内（不含并网日）首批风机（光伏区）仍未达到连续无故障试运行时限的，第 31 日起应纳入电能量市场管理。

5.4.4.2 在运机组试验（调试）

非系统运行原因处于调试状态的市场机组运行日全天各时段均固定出力，调试时段的出力为经电力调度机构审核同意的出力，在确保电网安全供应的基础上，在现货电能量市场中优先出清。非调试时段，原则上按机组可调出力下限安排。

因系统运行原因处于调试状态的市场机组在相应的调试时段固定出力，调试时段的出力为经电力调度机构安排的出力，在确保电网安全供应的基础上，在现货电能量市场中优先出清。

5.4.5 热电联产机组供热计划

竞价日 10:30 前，经政府认定的热电联产电厂应通过所属电力调度机构的技术支持系统向电力调度机构申报运行日的供热计划，具体内容包括：

- （1）运行日该电厂计划用于供热的机组名称以及编号；
- （2）运行日该电厂供热机组的 96 点供热流量预测曲线，单位为吨/小时；
- （3）若电厂全厂供热流量超过单机最大供热能力时，可以新增同厂机组进行供热。若电厂全厂实际供热流量超过全厂机组试验实测最大供热流量工况时，机组负荷上下

限取实测最大供热流量工况对应的负荷上下限。

电力调度机构以发电机组实测供热工况图（热-电负荷对应关系表）为基础，根据电厂申报的机组 96 点供热流量曲线，计算供热机组电力负荷的上下限曲线。当实际供热工况明显偏离实测工况超过 30 天时，热电联产电厂可向电力调度机构提交重测申请，获准重测后，电厂应组织有资质的第三方机构对供热工况进行实测，并将实测报告及评审意见提交电力调度机构，报请能源监管机构审核同意后，由所属电力调度机构按照有关工作流程更新实测工况。

若机组供热数据发生报送延迟、因系统故障导致数据丢失等异常情况，竞价日按无供热流量数据进行出清；机组可在实时运行中向当值调度申请恢复按供热机组参与实时市场出清，同时需承担热电联产机组申报供热流量曲线偏差考核。

5.4.6 发电机组一次能源供应约束

燃煤、燃气电厂应结合供需形势和供热等发电需求，提前足量落实燃料组织，每日向所属电力调度机构报送电煤、天然气的采购、储备情况和燃料供应风险情况等一次能源供应数据，出现一次能源供应报送数据与实际调用情况不符等情况，纳入“两个细则”虚报、瞒报信息考核。燃煤电厂厂内存煤可用天数低于阈值时，相关机组按照全市场最高申报价格上限作为报价参与现货电能量市场出清，但不参与市场定价。

燃气电厂非供热机组可落实日气量满足机组最小连续

开机约束、但可发小时数（按满负荷运行计算）低于 10 小时，则按照可落实气量设置日电量上限约束，期间机组可参与市场定价；非供热机组可落实日气量无法满足机组最小连续开机约束时，原则上不安排发电，纳入缺燃料停运统计。对于省内大范围天然气供应紧张等特殊情况下，电力调度机构可调整燃气机组连续开停机约束等参数，同时每日对气电电量和对应的天然气消耗量进行监控，在全省发电天然气日消耗量不超过正常供气能力的情况下，原则上不采取干预措施；若连续 3 天超过正常供气能力水平的阈值时，可按照日发电供气能力，视情况采取对全部或部分区域气电设置机组群电量约束等措施，并向省级政府电力管理部门和能源监管机构报备。对于大鹏 LNG、珠海 LNG 等接收站配套等燃气存在气量合同照付不议或溢罐风险时，经向政府报告同意后，调度机构对相关机组设置自身原因必开约束，视情况设置日电量下限约束，可参与市场定价。

一次能源供应不足约束生效期间，机组的系统运行补偿费用按照本细则 9.2 节的规定计算。对于一次能源供应不足影响发电的情况纳入“两个细则”非计划停运考核。

5.5 日前电网运行边界条件准备

5.5.1 负荷预测

日负荷预测包括统调负荷预测、母线负荷预测。

5.5.1.1 统调负荷预测

统调负荷预测是指预测运行日零时开始的每 15 分钟的统调负荷需求，每天共计 96 个点。广东中调负责开展运行

日全省统调负荷预测，预测时需综合考虑但不限于以下因素：历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、用户用电需求、各地区供电企业负荷预测、节假日或社会重大事件影响、需求响应及负荷管理等情况。

5.5.1.2 母线负荷预测

母线负荷预测是指预测运行日零时开始的每 15 分钟的 220kV 母线节点负荷需求，每天共计 96 个点。省内各供电企业负责根据综合气象因素、工作日类型、节假日影响、运行方式变化、地方电出力预测、需求响应及负荷管理等因素，预测运行日辖区范围内的母线负荷。如各供电企业提交的母线负荷预测之和与统调负荷预测存在偏差，则由技术支持系统以各节点的负荷预测值为比例分摊偏差。

5.5.2 外购电出力预测

外购电出力预测包括西电东送出力预测和购香港中电电力计划。

南网总调负责根据各省区的电力平衡情况、水电和新能源消纳情况、框架协议和省间市场化交易情况，综合考虑广东的负荷特性，于竞价日下达运行日的 96 点西电送广东受端出力预测曲线。

广东中调负责根据广东的电力平衡情况以及电网安全稳定约束需要，于竞价日与香港中华电力协商确定运行日的 96 点购电计划。

5.5.3 备用约束

广东中调根据《中国南方电网电力调度管理规程》《南

方电网系统运行备用全景监控管理技术规范》和《南方区域电力备用辅助服务市场交易规则》等要求，综合考虑负荷短期内大幅变化、新能源出力波动、跨省备用要求、主要故障预想、重要保供电要求等情况下的系统运行实际需要，制定发电侧运行备用（包括事故备用和负荷备用）要求和负备用要求。日前电能量市场出清结果需同时满足运行日的发电侧运行备用、一次调频备用、负备用和 D+1 日最高负荷点的备用要求。发电侧运行备用的计算应考虑机组自身出力不足、网络受限、调试出力不稳定、区域跨省备用市场交易结果等因素的影响。

5.5.4 输变电设备检修计划

电力调度机构基于月度输变电设备检修计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的输变电设备检修计划。电网设备检修按照《广东电网电力调度管理规程》执行。

5.5.5 输变电设备投产与退役计划

电力调度机构基于月度输变电设备投产与退役计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的输变电设备投产与退役计划。

5.5.6 电网安全约束

电力调度机构基于所掌握的运行日基础边界条件，提出各自调管范围内的电网安全约束，作为现货电能量市场优化出清的边界条件。各电力调度机构安全约束条件存在相互影响的情况时，应相互通报并协调一致。

电网安全约束边界条件包括但不限于线路极限功率、

断面极限功率、发电机组（群）必开必停约束、发电机组（群）出力上下限约束等。

5.5.6.1 线路极限功率和断面极限功率

出现以下情况时，电力调度机构可设置线路极限功率、断面极限功率：

（1）因系统安全约束，需要将线路、断面潮流控制在指定值以内；

（2）因保供电、防范极端自然灾害或提高对港澳等地区供电可靠性，需要提高安全裕度将线路、断面潮流控制在指定值以内；

（3）其他保障电网安全可靠供应需要将线路、断面潮流控制在指定值以内。

为应对运行边界的不确定性，确保电网安全稳定运行和可靠供应，须将安全稳定断面的限值留出一定的控制裕度。原则上，按照在断面极限值基础上扣除 3% - 5% 后的限值作为控制要求。在新能源富集地区，可根据实际断面安全情况，进一步增加控制裕度。

5.5.6.2 系统运行原因的机组（群）必开约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置系统运行原因的必开机组（群）：

（1）因系统安全约束，需要提前开出的燃煤机组，以及必须维持运行状态的机组（群）；

（2）因电压、惯量支撑要求，需要增开或维持开机状态的机组（群）；

（3）因保供电、保民生或政府要求，需要提高安全裕度而增开或维持开机状态的机组（群）；

（4）根据电网安全运行要求进行调试的机组；

（5）根据电网安全运行要求在运行日某些时段固定出力的机组；

（6）其他保障电力安全可靠供应需要增加开机或维持运行状态的机组（群）。

电力调度机构在竞价日事前信息发布截止时间前，通知其调管范围内的必开机组，明确相应的必开时段。对于出清过程中为满足安全校核要求需增加开出、提前开出或取消停机计划维持运行状态的机组，在日前出清结果发布时随信息披露更新，并通知调管范围内的必开机组，明确相应的必开时段。必开机组应提前做好开机准备，确保在运行日能够正常开机运行。

5.5.6.3 非系统运行原因的机组（群）必开约束

出现以下情况时，在满足系统安全的基础上，发电企业可向电力调度机构申请设置非系统运行原因的必开机组（群）：

（1）在启备变故障期为保障厂用电需求无法停机的机组；

（2）合同年累计欠提气量达到预警阈值，需强制消纳气量的大鹏 LNG、珠海 LNG 等接收站配套燃气电厂。其中，强制消纳气量需求以接收站出具的正式文件为准；

（3）无启动锅炉的机组；

- （4）为落实政府掺烧污泥等要求需开机运行的机组；
- （5）其他因非系统运行原因需开机运行的机组。

5.5.6.4 系统运行原因的机组（群）必停约束

若存在因系统安全约束需要停机的机组时，电力调度机构可设置系统运行原因的必停机组（群），必停机组视为不可用状态。

电力调度机构在竞价日事前信息发布截止时间前，通知其调管范围内的必停机组，明确相应的必停时段。

5.5.6.5 非系统运行原因的机组（群）必停约束

出现以下情况时，在满足系统安全的基础上，电力调度机构可设置非系统运行原因的必停机组（群），必停机组视为不可用状态：

- （1）不具备并网条件的机组；
- （2）供水管道或供气管道等设备受外力破坏导致无法开机的机组；
- （3）启动锅炉检修的机组；
- （4）环保排放限制的机组；
- （5）已纳入政府当年关停计划的机组；
- （6）能源监管机构及政府主管部门下达的停机要求；
- （7）日前未申报供热的背压式机组；
- （8）其他因非系统运行原因需停机的机组。

电厂需在竞价日事前信息发布截止时间前向调度机构申请设置自身原因必停约束，并与调度机构明确相应的必停时段。

5.5.6.6 机组（群）出力上下限约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置机组（群）出力上下限约束：

（1）因系统安全约束，需要限制出力上下限的发电机组（群）；

（2）因保供电、保民生或政府要求，需要提高安全裕度将出力控制在上下限值以内的发电机组（群）；

（3）根据电网安全运行要求或可再生能源消纳需求，需要在运行日某些时段限制出力上下限的发电机组（群）；

（4）其他保障电网安全可靠供应需要限制出力上下限的发电机组（群）。

5.5.7 核电机组发电计划编制

在满足系统安全和电力平衡的基础上，按照多发、满发原则安排核电市场机组日调度计划，现阶段作为边界参与现货市场出清，分月电量不作为调度执行依据，在技术条件成熟后作为自调度机组参与现货出清。核电非市场机组的调度原则与市场机组保持一致。

当出现以下场景时，在充分考虑火电机组调节能力的情况下，电力调度机构可根据系统运行需要安排核电减载乃至停机配合，并以公开信息方式按周进行信息披露：

1) 系统安全需要。包括安全稳定断面越限、配合低负荷期频率稳定控制或调压需要等。

2) 电力平衡需要。包括节假日、强降雨和台风等极端天气影响期、配合可再生能源消纳等调峰需要。

5.5.8 不直接参与交易的市场机组发电计划编制

（1）地调热电联产火电机组：原则上按照“以热定电”安排发电。

（2）自备电厂煤机：优先满足自备电厂所需负荷，余量部分根据系统运行需要安排发电。

5.5.9 非市场机组发电计划编制

（1）水电机组：综合来水情况、水利枢纽安全，以及上下游灌溉、航运、民生用水等综合需求，在满足系统安全的基础上，优先安排发电。编制机组发电计划时，应避开机组振动区安排发电。

（2）新能源场站：根据新能源场站申报的次日 96 点短期功率预测曲线，在满足系统安全和电力平衡的基础上，作为现货市场组织的边界条件。

（3）蓄能电厂：根据电力供需平衡以及电网安全约束情况，按照蓄能电厂的调度运行规程，形成蓄能电厂的水库水量控制要求，编制蓄能电厂的发电计划。

（4）地调气电机组：原则上按照“以热定电”原则安排发电计划。

（5）其他非市场机组：综合机组实际情况、系统供需平衡以及电力调度机构相关规程等综合要求，编制机组发电计划。

5.6 出清前信息发布

竞价日 11:45 前，市场运营机构通过电力市场交易系统，按照《广东电力市场信息披露实施细则》的要求，向

相关市场成员发布运行日的边界条件信息。主要信息包括但不限于：

- （1）统调负荷预测曲线；
- （2）省内非市场机组出力预测曲线；
- （3）省内不直接参与交易的市场机组出力预测曲线；
- （4）西电东送电力预测曲线；
- （5）购香港中电电力计划曲线；
- （6）发电机组检修总容量；
- （7）正备用要求、负备用要求；
- （8）输变电设备检修计划；
- （9）电网关键断面约束情况；
- （10）必开必停机组（群）及原因；
- （11）抽水蓄能每日日末的库容上下限要求。

5.7 交易申报

现货电能量市场为每日均运行的市场，各经营主体需每日向市场运营机构提交申报信息。迟报、漏报或不报者均默认采用缺省值作为申报信息。

若经营主体被暂停交易权限或取消现货电能量日前交易权限，暂停交易权限期间，市场主体现货电能量市场的前申报及默认申报无效，其中用户侧日前申报均按 0 填充，发电侧日前申报按核定成本填充。

对于发电侧经营主体，无默认申报参数时，电能量报价按核定成本进行填充（新能源交易单元核定成本按零处理），启动费用按启动费用上下限的平均值进行填充，最小

稳定技术出力费用按最小稳定技术出力费用上下限的平均值进行填充，最小可调出力费用按最小可调出力费用上下限的平均值进行填充。

对于抽水蓄能交易单元，无默认申报参数时，电能量报价按零进行填充。

对于用户侧经营主体，无默认申报参数时，用电需求曲线按零进行填充。

对于独立储能交易单元，无默认申报参数时，申报优先模式按“报量不报价”进行填充，96 点充放电出力计划曲线按零进行填充，电能量报价按零进行填充。

若经营主体运行参数变更导致已提交的申报信息及默认申报信息失效，按无默认申报参数进行处理。

详细的申报信息表单见附表。

5.7.1 机组申报交易信息

竞价日 12:30 前，所有获得直接交易资格的经营主体必须通过电力市场交易系统体系进行日前电能量市场交易申报。若该经营主体未按时申报，则按照缺省申报信息参与市场出清。

5.7.1.1 火电机组申报交易信息

火电机组申报交易信息包括以下内容：

（1）机组电能量报价：发电机组电能量报价表示机组运行在不同出力区间时单位电能量的价格，申报要求与本细则 5.3.3 节中电能量缺省报价的要求相同。初期仅允许机组每日申报一组电能量报价；根据市场需要，逐步允许

机组分时段申报多组电能量报价。

（2）启动费用：发电机组启动费用表示发电机组从冷态/温态/热态启动时分别需要的费用，申报要求与本细则 5.3.3 节中缺省启动费用的要求相同。发电机组实际的启动状态根据调度自动化系统记录的启停机时间信息进行认定。

（3）最小稳定技术出力费用：发电机组未自主申报降低运行下限时需要申报的参数，表示发电机组维持最小稳定技术出力运行需要消耗的燃料费用，申报要求与本细则 5.3.3 节中缺省最小稳定技术出力费用的要求相同。

（4）最小可调出力费用：发电机组自主申报降低运行下限参与调峰时需要申报的参数，表示发电机组维持最小可调出力运行需要消耗的燃料费用，申报要求与本细则 5.3.3 节中缺省最小可调出力费用的要求相同。

5.7.1.2 新能源交易单元申报交易信息

新能源交易单元申报交易信息包括以下内容：

（1）短期功率预测曲线：竞价日 9:00 前，新能源交易单元申报 96 点短期功率预测曲线。场站集电线、主变等设备检修期间，相应时段的功率预测曲线须剔除相应检修容量。新能源交易单元在竞价日 9:00 至 10:00 间可重新申报 96 点短期功率预测曲线。若因系统异常等原因导致新能源场站短期功率预测数据未被成功接收，使用现货系统最近一次成功接收的运行日短期功率预测数据替代；若现货系统最近一次成功接收的数据中无运行日相关数据，则按 0 处理。

（2）电能量报价：竞价日 12:30 前，新能源交易单元申报运行日的报价信息，申报要求与本细则 5.3.3 节中电能量缺省报价的要求相同。

（3）新能源交易单元的启动费用、最小可调出力费用、最小连续开机/停机时间默认按 0 处理。

5.7.1.3 独立储能交易单元申报交易信息

独立储能交易单元申报交易信息包括以下内容：

（1）电能量报价：竞价日 12:30 前，独立储能交易单元申报运行日的报价信息，申报要求与本细则 5.3.3 节中电能量缺省报价的要求相同。

（2）竞价日 12:30 前，独立储能交易单元申报运行日最后一个时段末期望达到的荷电状态（SOC）数值、96 点充放电出力计划曲线和申报优先模式。

（3）独立储能交易单元的启动费用、最小可调出力费用、最小连续开机/停机时间默认按 0 处理。

5.7.1.4 抽水蓄能交易单元申报交易信息

竞价日 12:30 前，试点交易的抽水蓄能通过电力市场交易系统进行现货电能量市场交易申报。若未按时申报，则按照缺省报价信息参与市场出清。申报信息包括：

（1）抽水状态报价。额定抽水功率对应的电能量报价，单位为元/兆瓦时。

（2）发电状态电能量价格曲线。可最多申报 10 段，每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间报价（元/兆瓦时）。第一段出力区间起点为最小

发电功率，最后一段出力区间终点为最大发电功率，每段报价的出力区间起点必须等于前一段报价的出力区间终点，两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价。每段报价的出力区间长度不得小于报价出力段单段最小区间长度，即 $\max\{(\text{最大发电功率} - \text{最小发电功率}) \times 5\%, 1 \text{ 兆瓦}\}$ 。报价曲线必须随出力增加单调非递减，第一段报价须大于等于抽水状态报价。

5.7.2 售电公司与批发用户申报信息

竞价日 12:30 前，售电公司和批发用户在电力市场交易系统中申报下述信息：

（1）售电公司在电力市场交易系统中申报其零售用户运行日的用电需求曲线，即运行日每小时内的平均用电负荷（数值上等于该小时内的用电量）；

（2）批发用户在电力市场交易系统中申报其运行日的用电需求曲线，即运行日每小时内的平均用电负荷（数值上等于该小时内的用电量）。

售电公司和批发用户申报的用电需求曲线作为日前电能量市场结算依据，不作为日前电能量市场出清的边界条件。售电公司和批发用户申报的日前需求曲线与实际用电曲线出现较大偏差时，按照本细则第 12 章有关规定处理。

5.7.3 申报数据审核及处理

经营主体的申报信息、数据应满足规定要求，由技术支持系统根据要求自动进行初步审核，初步审核不通过将不允许提交。经营主体提交申报信息后，由市场运营机构

对申报信息进行审核及处理。若发电机组逾时未申报报价信息，以缺省信息参与市场出清。

5.8 日前电能量市场出清

竞价日 17:30 前，电力调度机构基于市场成员申报信息以及运行日的电网运行边界条件，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，出清得到日前电能量市场交易结果。

日前电能量市场出清计算的电网拓扑包括广东省所辖范围内省级及以上电力调度机构（包含南网总调、广东中调、深圳中调）调管的以 220kV 及以上电压等级接入电网的发、输、变电设备，包括省外以“点对网”专线输电方式向广东省送电的发电机组，以及参与电力现货市场交易的省内部分以 110kV 电压等级接入电网的发电机组等。

5.8.1 日前电能量市场的出清过程

现阶段，日前电能量市场的出清计算过程如下：

（1）采用安全约束机组组合（SCUC）程序计算运行日的 96 点机组开机组合。

（2）在运行日机组开机组合基础上，根据本细则第 7 章的规定，计算辅助服务市场的预出清结果，修改相应机组的出力上下限。

（3）修改相应机组的出力上下限之后，采用安全约束经济调度（SCED）程序计算运行日的 96 点机组出力曲线以及分时节点电价。

（4）对运行日的机组开机组合、机组出力曲线进行交

流潮流安全校核，若不满足交流潮流安全约束，则在计算模型中添加相应的约束条件，重新进行上述第一步至第四步的计算过程，直至满足交流潮流安全约束，得到日前电能量市场的出清结果。

日前电能量市场与其他类型辅助服务市场的衔接方式另行制定

5.8.2 日前电能量市场出清数学模型

5.8.2.1 日前安全约束机组组合（SCUC）模型

日前电能量市场出清 SCUC 的目标函数如下所示：

$$\begin{aligned} \min \{ & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U + C_{i,t}^{p\min} + \lambda^{gas} C_{i,t}^{gas}(P_{i,t})] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] \\ & + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{c=1}^{NE} \sum_{t=1}^T M_{ac} [SL_c] \\ & + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^T [\lambda_{es}^{dis} P_{es,t}^{dis} + \lambda_{es}^{ch} P_{es,t}^{ch}] + \sum_{pc=1}^{PC} \sum_{t=1}^T [C_{pc,t}(P_{pc,t})] \} \end{aligned}$$

其中：

N 表示常规机组的总台数，包括非市场机组与市场机组，不包括新型储能交易单元和抽水蓄能机组；

T 表示所考虑的总时段数，其中 D 日每 15 分钟一个时段，考虑 96 个时段， $D+1$ 日考虑负荷高峰、低谷 2 个时段，故 T 为 98；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 、 $C_{i,t}^{p\min}$ 分别表示机组 i 在时段 t 的运行费用、启动费用、最小稳定技术出力费用，其中机组运行费用 $C_{i,t}(P_{i,t})$ 是与机组申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；机组启动费用 $C_{i,t}^U$ 是与机组停机时间有关

的函数，以表示机组在不同状态（冷态/温态/热态）下的启动费用；最小稳定技术出力费用 $C_{i,t}^{pmin}$ 在机组开机的时段纳入计算；

$C_{i,t}^{gas}(P_{i,t})$ 表示在日前安全约束机组组合阶段对气电机组的补偿成本费用函数，为气电机组申报的各段能量价格上叠加变动成本补偿标准、最小稳定技术出力费用上叠加最小稳定技术出力与变动成本补偿标准的乘积； λ^{gas} 为是否考虑气电补偿成本费用的控制参数，取 0 或 1；

M 表示用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子；

SL_l^+ 、 SL_l^- 分别表示线路 l 的正、反向潮流松弛变量；

NL 为线路总数；

SL_s^+ 、 SL_s^- 分别表示断面 s 的正、反向潮流松弛变量；

NS 为断面总数；

M_{ac} 表示新能源交易单元弃电量的罚因子， SL_c 表示新能源交易单元 c 的弃电量；

ES 表示独立储能交易单元的总数量， λ_{es}^{ch} 、 λ_{es}^{dis} 分别表示储能申报的充、放电价格， $P_{es,t}^{dis}$ 、 $P_{es,t}^{ch}$ 分别表示储能出清的充放电功率。

PC 表示抽水蓄能电厂优化单元的数量，每个优化单元由电厂中上网节点相同的机组组成， $C_{pc,t}(P_{pc,t})$ 表示抽水蓄能优化单元 pc 在时段 t 的运行费用，其中单元的各段出力区间与对应的能量价格由单元内抽蓄机组申报的各段出力区间按报价从低到高线性累加形成。

机组出力 $P_{i,t}$ 表达式为：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^{NM} P_{i,t,m} + P_{i,\min}$$

$$P_{i,m}^{\min} \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{\max}$$

其中， NM 表示机组报价总段数， $P_{i,t,m}$ 表示机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{\max}$ 、 $P_{i,m}^{\min}$ 分别表示机组 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

机组运行费用 $C_{i,t}(P_{i,t})$ 表达式为：

$$C_{i,t}(P_{i,t}) = \sum_{m=1}^{NM} C_{i,m} P_{i,t,m}$$

其中， NM 表示机组报价总段数， $C_{i,t,m}$ 表示机组 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

气电机组补偿成本费用 $C_{i,t}^{gas}(P_{i,t})$ 表达式为：

$$C_{i,t}^{gas}(P_{i,t}) = C_i^{gas} P_{i,t}^{\min} + \sum_{m=1}^{NM} C_i^{gas} P_{i,t,m}$$

其中， C_i^{gas} 表示气电机组 i 的变动成本补偿标准。

抽水蓄能优化单元运行费用表达式为：

$$C_{pc,t}(P_{pc,t}) = \sum_{m=1}^{NPC} C_{pc,m} P_{pc,t,m}$$

其中， $C_{pc,t,m}$ 表示抽水蓄能优化单元 pc 的第 m 个出力区间对应的能量价格，由优化单元内抽水蓄能机组申报的能量价格由低到高累加形成， NPC 表示优化单元内机组报价累加总段数， $P_{pc,t,m}$ 表示优化单元 pc 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力。

$$P_{pc,t} = \sum_{m=1}^{NPC} P_{pc,t,m}$$

优化单元发电时的表达式为：

$$0 \leq P_{pc,t,m} \leq P_{pc,m}^{\max} - P_{pc,m}^{\min}$$

优化单元抽水时的表达式为：

$$P_{pc,t,m} = P_{pc,t}^{Pump}$$

$P_{pc,m}^{\max}$ 、 $P_{pc,m}^{\min}$ 分别表示优化单元 pc 的第 m 个出力区间上、下界，报价相同的优化单元内抽蓄机组出力区间线性累加，报价不同的出力区间按照报价单调递增的顺序形成抽蓄优化单元的阶梯量价曲线。

日前电能量市场出清 SCUC 的约束条件包括：

（1）系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + \sum_{es=1}^E P_{es,t}^{dis} + \sum_{es=1}^E P_{es,t}^{ch} + \sum_{pc=1}^{PC} P_{pc,t}^{Pump} + \sum_{pc=1}^{PC} P_{pc,t}^{Drain} = \sum_{u=1}^U D_{u,t}$$

其中， $P_{i,t}$ 表示所有机组 i 在 t 时段的出力， $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， D_t 为 t 时段的系统负荷， $P_{es,t}^{ch}$ 和 $P_{es,t}^{dis}$ 为储能单元 e 在 t 时段充、发电功率， E 表示储能单元的个数。 $P_{pc,t}^{Pump}$ 表示抽水蓄能优化单元 pc 在时段 t 的抽水功率， $P_{pc,t}^{Drain}$ 表示发电功率。非市场机组的出力包含在等式左侧。

（2）系统正备用容量约束

在确保系统功率平衡的前提下，为了防止系统负荷预测偏差以及各种实际运行事故带来的系统供需不平衡波动，一般整个系统需要留有一定的容量备用。

需要保证每天的总开机容量满足系统的最小备用容量。系统正备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{f=1}^{NF} \alpha_{f,t} P_{f,t}^{\max} + \sum_{pp=1}^{PP} (P_{pp,t}^{\text{single,max}} \times N_{pp}^{\text{drain,max}}) + \sum_h^{NH} P_{h,t}^{\max} - R_t^{\text{red}} \geq D_t - \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + R_t^U$$

其中， NF 表示火电机组的数量， $\alpha_{f,t}$ 表示机组 f 在时段 t 的启停状态， $\alpha_{f,t} = 0$ 表示机组停机， $\alpha_{f,t} = 1$ 表示机组开机； $P_{f,t}^{\max}$ 为机组 f 在时段 t 的最大出力； $P_{pp,t}^{\text{single,max}}$ 表示抽蓄电厂 pp 在时段 t 内的单机发电额定容量， $N_{pp}^{\text{drain,max}}$ 表示抽蓄电厂 pp 最大开机台数， NH 表示常规水电机组数量， $P_{h,t}^{\max}$ 为常规水电机组 h 在时段 t 内的容量， R_t^{red} 表示时段 t 的机组不稳定出力减扣值； R_t^U 表示时段 t 的系统正备用容量要求；正常时期需同时满足 D+1 日最高负荷点的备用要求，在电力供应紧张等特殊时期，电力调度机构可按要求启动特殊时期运行备用。

（3）系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{f=1}^{NF} \alpha_{f,t} P_{f,t}^{\min} + \sum_{pp=1}^{PP} (P_{pp,t}^{\text{single,min}} \times N_{pp}^{\text{pump,max}}) + \sum_{h=1}^{NH} P_{h,t}^{\min} \leq D_t - \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} - R_t^D$$

其中， $P_{f,t}^{\min}$ 表示机组 f 在时段 t 的最小出力； $P_{pp,t}^{\text{single,min}}$ 表示抽蓄电厂 pp 在时段 t 内的单机抽水额定功率， $N_{pp}^{\text{pump,max}}$ 表示抽蓄电厂 pp 最大开泵台数， $P_{h,t}^{\min}$ 表示常规水电机组的最小出力， R_t^D 表示时段 t 的系统负备用容量要求。

（4）系统一次调频备用容量约束

系统一次调频备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{f=1}^{NF} P_{f,t}^{\text{first}} + \sum_{pc=1}^{PC} P_{pc,t}^{\text{first}} + \sum_{h=1}^{NH} P_{h,t}^{\text{first}} \geq R_t^{\text{first}}$$

其中， R_t^{first} 表示时段 t 的系统一次调频备用容量要求； $P_{f,t}^{first}$ 、 $P_{pc,t}^{first}$ 、 $P_{h,t}^{first}$ 分别表示火电机组 i 、抽蓄优化单元 pc 、水电机组 h （仅包括开机机组）在时段 t 提供的一次调频备用容量，其中，

$$P_{f,t}^{first} = \min(P_{f,t}^{\max} - P_{f,t}, \alpha_{f,t} P_{f,t}^{\max} \times 6\%)$$

$$P_{pc,t}^{first} = \min(P_{pc,t}^{\text{on,max}} - P_{pc,t}, P_{pc,t}^{\text{on,max}} \times 10\%)$$

$$P_{h,t}^{first} = \min(P_{h,t}^{\max} - P_{h,t}, P_{h,t}^{\max} \times 10\%)$$

$P_{pc,t}^{\text{on,max}}$ 表示抽蓄优化单元 pc 在时段 t 内的可开机容量，为优化单元统计的最大开机台数乘以单机容量。

（5）特殊机组状态约束

必开机组、热电联产机组、调试机组应处于开机状态。

$$\alpha_{i,t} = 1, \forall i \in I_s$$

其中， I_s 表示必开机组、热电联产机组、调试机组的全集。

（6）机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$\alpha_{i,t} P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t} \leq \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\max}$$

对于新能源交易单元，在其正常运行时，要求 $\alpha_{i,t} = 1$ ，且上式中 $P_{i,t}^{\max}$ 、 $P_{i,t}^{\min}$ 取为对应时段的短期功率预测数值和零；在其停运时段内，要求 $\alpha_{i,t} = 0$ 。

对于非市场机组，由电力调度机构安排计划出力，在其开机时段内，要求 $\alpha_{i,t} = 1$ ，且上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 、 $P_{i,t}^{\max}$ 均取为对应时段的非市场机组计划出力；在其停机时段内，要求 $\alpha_{i,t} = 0$ 。

对于必开机组，在其必开时段内，要求 $\alpha_{i,t}=1$ ，若有最低出力要求，则上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 取为对应时段的必开最低出力。

对于热电联产机组，在其热电联产运行时段内，要求 $\alpha_{i,t}=1$ ，且上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 取为对应时段的计划供热流量折算的机组出力下限， $P_{i,t}^{\max}$ 取为对应时段的计划供热流量折算的机组出力上限。

对于调试机组，在其调试时段内，要求 $\alpha_{i,t}=1$ ，且上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 、 $P_{i,t}^{\max}$ 均取为对应时段的机组调试计划出力。

对于考虑启停出力曲线的自由优化机组，机组出力下限建模为：

$$P_{i,t} \geq P_{i,\min} \left[\alpha_{i,t} - \sum_{tt=1}^{DD} \gamma_{i,t+tt} - \sum_{tt=1}^{UD} \beta_{i,t-tt+1} \right] + \sum_{tt=1}^{UD} P_U(tt) \beta_{i,t-tt+1}$$

$$P_{i,t} \geq P_{i,\min} \left[\alpha_{i,t} - \sum_{tt=1}^{DD} \gamma_{i,t+tt} - \sum_{tt=1}^{UD} \beta_{i,t-tt+1} \right] + \sum_{tt=1}^{DD} P_D(tt) \gamma_{i,t+DD-tt+1}$$

机组出力上限建模为：

$$P_{i,t} \leq \sum_{tt=1}^{UD} P_U(tt) \beta_{i,t-tt+1} + P_{i,\max} \left[\alpha_{i,t} - \sum_{tt=1}^{UD} \beta_{i,t-tt+1} \right]$$

$$P_{i,t} \leq \sum_{tt=1}^{DD} P_D(tt) \gamma_{i,t+DD-tt+1} + P_{i,\max} \left[\alpha_{i,t} - \sum_{tt=1}^{DD} \gamma_{i,t+tt} \right]$$

UD 为启动过程持续时间，计算到最小出力； DD 为停机过程持续时间，从最小出力开始计算； $\beta_{i,t}$ 和 $\gamma_{i,t}$ 分别是表示机组 i 在 t 时刻启动和停机的 0-1 变量。 $\beta_{i,t}=1$ 表示机组 i 在 t 到 $t+UD$ 时间段处于启动过程， $P_U(tt)$ 表示机组 i 在启动曲线第 tt 个点对应的出力，约束表达式通过从时刻 t 往前判断是否有启机动作，从而确定当前时刻是否处于启动过

程，若是则机组出力被固定为 $P_U(tt)$ 。同理， $\gamma_{i,t}=1$ 表示机组 i 在 t 到 $t+DD$ 时间段处于停机过程， $P_D(tt)$ 表示机组 i 在停机曲线第 tt 个点对应的出力，约束表达式通过从时刻 t 往后判断是否有停机动作，从而确定当前时刻是否处于停机过程，若是则机组出力被固定为 $P_D(tt)$ 。 $P_{i,\min}$ 为机组 i 的最小稳定技术出力（或最小可调出力）， $P_{i,\max}$ 为机组 i 的最大容量。

（7）机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{j,t}^{\min} \leq \sum_{i \in j} P_{i,t} \leq P_{j,t}^{\max}$$

其中， $P_{j,t}^{\max}$ 、 $P_{j,t}^{\min}$ 表示机组群 j 在时段 t 的最大、最小出力。

（8）机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq P_{i,\max} \sum_{tt=1}^{UD} \beta_{i,t-tt+1} + RU_i \left[\alpha_{i,t} - \sum_{tt=1}^{UD} \beta_{i,t-tt+1} \right]$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq P_{i,\max} \sum_{tt=1}^{DD} \gamma_{i,t+tt-1} + RD_i \left[\alpha_{i,t-1} - \sum_{tt=1}^{DD} \gamma_{i,t+tt-1} \right]$$

其中， RU_i 表示机组 i 最大上爬坡速率， RD_i 表示机组 i 最大下爬坡速率。

（9）机组最小连续开停时间约束

由于火电机组的物理属性及实际运行需要，要求火电机组满足最小连续开机/停机时间。最小连续开停时间约束

可以描述为：

$$T_{i,t}^D - (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1})T_D \geq 0$$

$$T_{i,t}^U - (\alpha_{i,t-1} - \alpha_{i,t})T_U \geq 0$$

其中， $\alpha_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的启停状态； T_U 、 T_D 表示机组的最小连续开机时间和最小连续停机时间； $T_{i,t}^U$ 、 $T_{i,t}^D$ 表示机组 i 在时段 t 时已经连续开机的时间和连续停机的时间，可以用状态变量 $\alpha_{i,t}(i=1 \sim N, t=1 \sim T)$ 来表示：

$$T_{i,t}^U = \sum_{k=t-T_U}^{t-1} \alpha_{i,k}$$

$$T_{i,t}^D = \sum_{k=t-T_D}^{t-1} (1 - \alpha_{i,k})$$

（10）机组最大启停次数约束

首先定义启动与停机的切换变量。定义 $\eta_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 是否切换到启动状态；定义 $\gamma_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 是否切换到停机状态， $\eta_{i,t}$ 、 $\gamma_{i,t}$ 满足如下条件：

$$\eta_{i,t} = \begin{cases} 1 & \text{仅当 } \alpha_{i,t} = 1 \text{ 且 } \alpha_{i,t-1} = 0 \\ 0 & \text{其余情况} \end{cases}$$

$$\gamma_{i,t} = \begin{cases} 1 & \text{仅当 } \alpha_{i,t} = 0 \text{ 且 } \alpha_{i,t-1} = 1 \\ 0 & \text{其余情况} \end{cases}$$

相应机组 i 的启停次数限制可表达如下：

$$\sum_{t=1}^T \eta_{i,t} \leq \eta_i^{\max}$$

$$\sum_{t=1}^T \gamma_{i,t} \leq \gamma_i^{\max}$$

（11）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$\begin{aligned}
 -P_l^{\max} &\leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{es=1}^{ES} (G_{l-e} P_{es,t}^{dis} + G_{l-e} P_{es,t}^{ch}) + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} \\
 &+ \sum_{pu=1}^{PU} (G_{l-p} P_{pu,t}) - \sum_{k=1}^K G_{l-k} \left(\sum_{u \in k} D_{u,t} \right) - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max}
 \end{aligned}$$

其中， $P_l^{\max}$ 表示线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 表示机组 i 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-j} 表示联络线 j 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-e} 为独立储能 es 所在节点 e 对线路 l 的灵敏度因子； K 表示系统的节点数量； G_{l-k} 表示节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-p} 表示抽水蓄能机组 pu 所在节点 p 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 表示节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别表示线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(12) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$\begin{aligned}
 P_s^{\min} &\leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{es=1}^{ES} (G_{s-e} P_{es,t}^{dis} + G_{s-e} P_{es,t}^{ch}) + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} \\
 &+ \sum_{pu=1}^{PU} (G_{s-p} P_{pu,t}) - \sum_{k=1}^K G_{s-k} \left(\sum_{u \in k} D_{u,t} \right) - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max}
 \end{aligned}$$

其中， $P_s^{\min}$ 、 $P_s^{\max}$ 分别表示断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 表示机组 i 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-e} 表示储能 es 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-j} 表示联络线 j 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-p} 表示抽蓄机组 pu 所在节点 p 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-k} 表示节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别

表示断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

(13) 独立储能充放电功率约束

独立储能的充放电功率须在上下限范围内。

$$\begin{aligned}\alpha_{es,t} P_{es}^{dis,\min} &\leq P_{es,t}^{dis} \leq \alpha_{es,t} P_{es}^{dis,\max} \\ \beta_{es,t} P_{es}^{ch,\max} &\leq P_{es,t}^{ch} \leq \beta_{es,t} P_{es}^{ch,\min} \\ 0 &\leq \alpha_{es,t} + \beta_{es,t} \leq 1 \\ P_{es}^{ch,\min} &< 0, P_{es}^{ch,\max} < 0\end{aligned}$$

其中：

$P_{es}^{dis,\max}$ 、 $P_{es}^{dis,\min}$ 分别表示独立储能 es 的放电功率上下限；

$P_{es}^{ch,\max}$ 、 $P_{es}^{ch,\min}$ 分别表示独立储能 es 的充电功率上下限；

$\alpha_{es,t}$ 、 $\beta_{es,t}$ 分别表示独立储能 es 在时段 t 的充放电状态 0-1 变量。

(14) 独立储能荷电状态约束

独立储能在充放电过程中的荷电状态须在上下限范围内。

$$\begin{aligned}E_{es,t} &= E_{es,t-1} - \eta_{es}^{ch} P_{es,t}^{ch} \Delta t / E_{es} - P_{es,t}^{dis} \Delta t / (\eta_{es}^{dis} E_{es}) \\ \underline{E}_{es,t} &\leq E_{es,t} \leq \overline{E}_{es,t}\end{aligned}$$

其中：

$E_{es,t}$ 表示独立储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态；

η_{es}^{ch} 、 η_{es}^{dis} 分别表示独立储能 es 的充放电效率，充电、放电效率均暂取充放电能量转换效率的平方根；

Δt 表示时段长度；

E_{es} 表示独立储能 es 的额定容量；

$\underline{E}_{es,t}$ 、 $\overline{E}_{es,t}$ 分别表示独立储能 es 在时段 t 结束时的荷电状

态上下限。

（15）独立储能运行日起始与结束荷电状态约束

独立储能在本运行日起始时刻的荷电状态，等于其上一运行日结束时刻的荷电状态出清值。独立储能在本运行日结束时刻的荷电状态，等于其申报的日末荷电状态期望值（如申报）。

$$E_{es,0} = E_{es}^{ini}$$

$$E_{es,T-2} = E_{es}^{fin}$$

其中：

$E_{es,0}$ 、 $E_{es,T-2}$ 分别表示独立储能 es 本运行日初始时刻、结束时刻的荷电状态；

E_{es}^{ini} 表示独立储能 es 上一运行日结束时刻的荷电状态；

E_{es}^{fin} 表示独立储能 es 申报的本运行日结束时刻荷电状态期望值。

（16）独立储能充放电循环次数约束

独立储能每日充放电循环次数约束由电力调度机构统一设置，起步阶段暂按不超过循环次数上限 $N_{es,circle}$ 设置。

$$\frac{\sum_{t=1}^T (P_{es,t}^{dis} / \eta_{es}^{dis} - P_{es,t}^{ch} \eta_{es}^{ch}) \Delta t}{2E_{es}} \leq N_{es,circle}$$

其中：

$P_{es,t}^{dis}$ 、 $P_{es,t}^{ch}$ 分别代表 t 时刻独立储能放电功率和充电功率；

η_{es}^{dis} 、 η_{es}^{ch} 分别代表独立储能放电效率和充电效率；

E_{es} 代表独立储能的额定容量；

Δt 代表计算周期，目前设定为 15 分钟；

$N_{es,circle}$ 代表独立储能申报每日充放电循环次数上限。

(17) 独立储能小时内充放电状态约束

独立储能在同一小时内的充放电状态保持一致。

$$1 - \alpha_{es,t} \geq \frac{1}{4} \sum_{i=4n-3}^{4n} \beta_{es,i}, t \in [4n-3, 4n], n \in [1, 24]$$

其中： $\alpha_{es,t}$ 、 $\beta_{es,i}$ 分别表示独立储能 es 在时段 t 、 i 的充放电状态 0-1 变量。

(18) 新能源交易单元弃电约束

$$P_{c,t}^F = P_{c,t} + SL_c$$

其中， $P_{c,t}^F$ 和 $P_{c,t}$ 分别为新能源交易单元 c 在 t 时刻的短期功率预测值和日前出清出力值。

(19) 同厂煤机开机时间间隔约束

同一个电厂内的自由优化的燃煤机组先后开机间隔不小于 ν 小时，开始时间按照开机第一个时段计算。燃煤电厂 p 在 t 时刻应满足以下约束：

$$\sum_{i=1}^{N_p} \sum_{tt=t}^{t+\nu} n_{i,tt} \leq 1$$

其中， ν 表示同厂煤机开机时间间隔， N_p 表示电厂 p 下燃煤机组的数量。

(20) 抽水蓄能优化单元爬坡约束

$$\begin{aligned}
 P_{pc,t}^{Drain} - P_{pc,t-1}^{Drain} &\leq \Delta P_{pc,t}^{Drain,max} \\
 P_{pc,t}^{Pump} - P_{pc,t-1}^{Pump} &\leq \Delta P_{pc,t}^{Pump,max} \\
 \Delta P_{pc,t}^{Drain,max} &= 2P_{pc,t}^{single,max} \\
 \Delta P_{pc,t}^{Pump,max} &= P_{pc,g}^{Pump} - P_{pc,g-1}^{Pump}
 \end{aligned}$$

其中， $\Delta P_{pc,t}^{Drain,max}$ 表示时段 t 的优化单元发电上爬坡速率，数值为 UTS_{pc} 台抽蓄单机的容量之和，发电下爬坡不受限； $\Delta P_{pc,t}^{Pump,max}$ 表示时段 t 的优化单元抽水下爬坡速率，数值为对应相邻抽水功率段的偏差，抽水上爬坡不受限。

(21) 抽水蓄能优化单元抽发功率约束

$$\begin{aligned}
 P_{pc,t}^{Pump} &= - \sum_g \alpha_{pc,t,g}^{Pump} P_{pc,g}^{Pump} \\
 \sum_g \alpha_{pc,t,g}^{Pump} &\leq 1 \\
 \alpha_{pc,t}^{Drain} P_{pc,t}^{Drain,min} &\leq P_{pc,t}^{Drain} \leq \alpha_{pc,t}^{Drain} P_{pc,t}^{Drain,max} \\
 0 &\leq \sum_g \alpha_{pc,t,g}^{Pump} + \alpha_{pc,t}^{Drain} \leq 1 \\
 \alpha_{pc,t,g}^{Pump}, \alpha_{pc,t}^{Drain} &\in \{0,1\}
 \end{aligned}$$

$P_{pc,g}^{Pump}$ 表示优化单元第 g 段抽水功率，由优化单元所包含机组 pu 的额定抽水功率按报价从低到高累加形成，每一段抽水功率为离散点。

$$P_{pc,g}^{Pump} = \sum_{pu=1}^g P_{pu}^{Pump}$$

$P_{pc,t}^{Drain,max}$ 和 $P_{pc,t}^{Drain,min}$ 表示最大最小发电功率，最大发电功率为优化单元包含机组的最大发电功率之和，最小发电功率为单元内机组最小发电功率的较小值， $\alpha_{pc,t,g}^{Pump}$ 和 $\alpha_{pc,t}^{Drain}$ 表示抽水蓄能优化单元的抽发状态 0-1 整数变量，1 表示开泵/开机，0 表示停泵/停机。

(22) 抽水蓄能电厂库容约束

$$Cr_{pp,t}^{up} = Cr_{pp,t-1}^{up} - \sum_{pu=1}^{PPU_{pp}} (\eta_{pu}^{Pump} P_{pu,t}^{Pump} + \eta_{pu}^{Drain} P_{pu,t}^{Drain}) \Delta t$$

$$Cr_{pp,t}^{dn} = Cr_{pp,t-1}^{dn} + \sum_{pu=1}^{PPU_{pp}} (\eta_{pu}^{Pump} P_{pu,t}^{Pump} + \eta_{pu}^{Drain} P_{pu,t}^{Drain}) \Delta t$$

$$Cr_{pp,t}^{up,\min} \leq Cr_{pp,t}^{up} \leq Cr_{pp,t}^{up,\max}$$

$$Cr_{pp,t}^{dn,\min} \leq Cr_{pp,t}^{dn} \leq Cr_{pp,t}^{dn,\max}$$

$Cr_{pp,t}^{up}$ 和 $Cr_{pp,t}^{dn}$ 表示抽水蓄能电站 pp 的上下库容 (m³), η_{pu}^{Pump} 表示抽水库容电力转换效率 (m³/MWh), η_{pu}^{Drain} 表示发电库容电力转换效率 (m³/MWh), 转换效率与单机的相同, Δt 表示每个时段的时长, $Cr_{pp,t}^{up,\min}$ 、 $Cr_{pp,t}^{up,\max}$ 、 $Cr_{pp,t}^{dn,\min}$ 、 $Cr_{pp,t}^{dn,\max}$ 表示抽水蓄能电站在时段 t 的最小和最大上下库容, 取值分别为上下库容上下限, PPU_{pp} 表示抽蓄电厂 pp 中包含的抽蓄机组数量。电力调度机构应视电网安全和电力供应需要, 设置每日日末的库容上下限要求, 不可超过抽水蓄能电站的库容上下限范围。

(23) 抽水蓄能优化单元最小连续开机时间约束

$$(\alpha_{pc,t-1}^{Drain} - \alpha_{pc,t}^{Drain}) t_{pc}^{drain,up} \leq \sum_{T=t-t_{pc}^{drain,up}-1}^{t-1} (\alpha_{pc,T}^{Drain})$$

其中, $t_{pc}^{drain,up}$ 表示抽水蓄能优化单元最小连续开机时间, 数值与单机的时间相同。

(24) 抽水蓄能优化单元最小连续开泵时间约束

$$(\alpha_{pc,t-1}^{Pump} - \alpha_{pc,t}^{Pump}) t_{pc}^{pump,up} \leq \sum_{T=t-t_{pc}^{pump,up}-1}^{t-1} (\alpha_{pc,T}^{Pump})$$

其中， $t_{pc}^{pump,up}$ 表示抽水蓄能优化单元最小连续开泵时间，数值与单机的时间相同。

（25）抽水蓄能优化单元最小连续停机时间约束

$$\begin{aligned} (\alpha_{pc,t}^{Pump} - \alpha_{pc,t-1}^{Pump})t_{pc}^{dn} &\leq \sum_{T=t-t_{pc}^{dn}-1}^{t-1} (1 - \alpha_{pc,T}^{Pump} - \alpha_{pc,T}^{Drain}) \\ (\alpha_{pc,t}^{Drain} - \alpha_{pc,t-1}^{Drain})t_{pc}^{dn} &\leq \sum_{T=t-t_{pc}^{dn}-1}^{t-1} (1 - \alpha_{pc,T}^{Pump} - \alpha_{pc,T}^{Drain}) \end{aligned}$$

其中， t_{pc}^{dn} 表示抽水蓄能优化单元最小连续停机时间，数值与单机的时间相同。

（26）抽水蓄能优化单元启停次数限制

$$\sum_{t=1}^T (\beta_{pc,t} + \gamma_{pc,t}) \leq 2UDTS_{pc}$$

其中， $\beta_{pp,t}$ 和 $\gamma_{pp,t}$ 表示抽水蓄能优化单元的开机和停机变量， $UDTS_{pp}$ 表示抽水蓄能优化单元的最大启停次数，次数等于单元内所有抽水蓄能机组的最大启停次数之和。

5.8.2.2 日前安全约束经济调度（SCED）模型

日前电能量市场出清 SCED 的目标函数如下所示：

$$\begin{aligned} \min \{ & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] \\ & + \sum_{c=1}^{NE} \sum_{t=1}^T M_{ac} [SL_c] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^T [\lambda_{es}^{dis} P_{es,t}^{dis} + \lambda_{es}^{ch} P_{es,t}^{ch}] + \sum_{pu=1}^{PU} \sum_{t=1}^T [C_{pu,t}(P_{pu,t})] \} \end{aligned}$$

其中：

N 表示机组的总台数，包括非市场机组与市场机组，不包括独立储能交易单元和抽水蓄能机组；

T 表示所考虑的总时段数，其中 D 日每 15 分钟一个时

段，考虑 96 个时段，D+1 日考虑负荷高峰、低谷 2 个时段，故 T 为 98；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 表示机组 i 在时段 t 的运行费用，是与机组申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

M 表示用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子， M_{ac} 表示新能源的弃电约束松弛罚因子；

SL_l^+ 、 SL_l^- 分别表示线路 l 的正、反向潮流松弛变量； NL 表示线路总数；

SL_s^+ 、 SL_s^- 分别表示断面 s 的正、反向潮流松弛变量； NS 表示断面总数；

SL_c 表示新能源交易单元 c 的弃电量；

ES 表示独立储能交易单元个数； $C_{es,t}(P_{es,t})$ 表示储能 es 在时段 t 的运行费用；

PU 表示抽水蓄能机组的台数， $C_{pu,t}(P_{pu,t})$ 表示抽水蓄能机组 pu 在时段 t 的运行费用。

抽水蓄能机组出力表达式为

$$P_{pu,t} = P_{pu,t}^{Pump} + P_{pu,t}^{Drain}$$

$$P_{pu,t} = \sum_{m=1}^{NP} P_{pu,t,m}$$

机组发电时的表达式为：

$$0 \leq P_{pu,t,m} \leq P_{pu,m}^{\max} - P_{pu,m}^{\min}$$

机组抽水时的表达式为：

$$P_{pu,t,m} = P_{pu,t}^{Pump}$$

其中， NP 表示抽水蓄能机组报价总段数， $P_{pu,t,m}$ 表示抽水蓄能机组 pu 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{pu,m}^{\max}$ 、 $P_{pu,m}^{\min}$ 分别表示抽水蓄能机组 pu 申报的第 m 个出力区间上、下界。

抽水蓄能机组运行费用表达式为

$$C_{pu,t}(P_{pu,t}) = \sum_{m=1}^{NP} C_{pu,m} P_{pu,t,m}$$

其中， NP 表示机组报价总段数， $C_{pu,t,m}$ 表示抽水蓄能机组 pu 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

日前电能量市场出清 SCED 的约束条件包括：

（1）系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + \sum_{es=1}^E P_{es,t}^{dis} + \sum_{es=1}^E P_{es,t}^{ch} + \sum_{pu=1}^{PU} P_{pu,t}^{Pump} + \sum_{pu=1}^{PU} P_{pu,t}^{Drain} = \sum_{u=1}^U D_{u,t}$$

其中， $P_{i,t}$ 表示所有机组 i 在 t 时段的出力， $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， D_t 为 t 时段的系统负荷， $P_{es,t}^{ch}$ 和 $P_{es,t}^{dis}$ 为储能单元 e 在 t 时段充、发电功率， E 表示储能单元的个数。 $P_{pu,t}^{Pump}$ 表示抽水蓄能机组 pu 在时段 t 的抽水功率， $P_{pu,t}^{Drain}$ 表示发电功率。A 类机组的出力已包含在等式左侧。

（2）系统正备用容量约束

在确保系统功率平衡的前提下，为了防止系统负荷预测偏差以及各种实际运行事故带来的系统供需不平衡波动，一般整个系统需要留有一定的容量备用。

需要保证每天的总开机容量满足系统的最小备用容量。
系统正备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{f=1}^{NF} \alpha_{f,t} P_{f,t}^{\max} + \sum_{pp=1}^{PP} (P_{pp,t}^{\text{single,max}} \times N_{pp}^{\text{drain,max}}) + \sum_h^{NH} P_{h,t}^{\max} - R_t^{\text{red}} \geq D_t - \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + R_t^U$$

其中， NF 表示火电机组的数量， $\alpha_{f,t}$ 表示机组 f 在时段 t 的启停状态， $\alpha_{f,t} = 0$ 表示机组停机， $\alpha_{f,t} = 1$ 表示机组开机； $P_{f,t}^{\max}$ 为机组 f 在时段 t 的最大出力； $P_{pp,t}^{\text{single,max}}$ 表示抽蓄电厂 pp 在时段 t 内的单机发电额定容量， $N_{pp}^{\text{drain,max}}$ 表示抽蓄电厂最大开机台数， NH 表示常规水电机组数量， $P_{h,t}^{\max}$ 为常规水电机组 h 在时段 t 内的容量， R_t^{red} 表示时段 t 的机组不稳定出力减扣值； R_t^U 表示时段 t 的系统正备用容量要求；正常时期需同时满足 D+1 日最高负荷点的备用要求，在电力供应紧张等特殊时期，电力调度机构可按要求启动特殊时期运行备用。

（3）系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{f=1}^{NF} \alpha_{f,t} P_{f,t}^{\min} + \sum_{pp=1}^{PP} (P_{pp,t}^{\text{single,min}} \times N_{pp}^{\text{pump,max}}) + \sum_{h=1}^{NH} P_{h,t}^{\min} \leq D_t - \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} - R_t^D$$

其中， $P_{f,t}^{\min}$ 表示机组 f 在时段 t 的最小出力； $P_{pp,t}^{\text{single,min}}$ 表示抽蓄电厂 pp 在时段 t 内的单机抽水额定功率， $N_{pp}^{\text{pump,max}}$ 表示抽蓄电厂最大开泵台数， $P_{h,t}^{\min}$ 表示常规水电机组的最小出力， R_t^D 表示时段 t 的系统负备用容量要求。

（4）系统一次调频备用容量约束

系统一次调频备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{f=1}^{NF} P_{f,t}^{first} + \sum_{pu=1}^{PU} P_{pu,t}^{first} + \sum_{h=1}^{NH} P_{h,t}^{first} \geq R_t^{first}$$

其中， R_t^{first} 表示时段 t 的系统一次调频备用容量要求； $P_{f,t}^{first}$ 、 $P_{pu,t}^{first}$ 、 $P_{h,t}^{first}$ 分别表示火电机组 i 、抽蓄机组 pu 、水电机组 h （仅包括开机机组）在时段 t 提供的一次调频备用容量，其中，

$$P_{f,t}^{first} = \min(P_{f,t}^{\max} - P_{f,t}, P_{f,t}^{\max} \times 6\%)$$

$$P_{pu,t}^{first} = \min(P_{pu,t}^{\text{on},\max} - P_{pu,t}, P_{pu,t}^{\text{on},\max} \times 10\%)$$

$$P_{h,t}^{first} = \min(P_{h,t}^{\max} - P_{h,t}, P_{h,t}^{\max} \times 10\%)$$

$P_{pu,t}^{\text{on},\max}$ 表示抽蓄机组 pu 在时段 t 内的开机容量。 $P_{pu,t}^{\text{on},\max}$ 表示抽蓄机组 pu 在时段 t 内的开机容量。

（5）机组出力上下限约束

火电机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{\max}$$

对于 SCUC 优化结果中停机的火电机组，上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 、 $P_{i,t}^{\max}$ 均取为零；在 SCUC 结果中处于开停机过程中的火电机组，其上下限均为开停机过程中的定值。

对于新能源交易单元，其日前市场出清的电力值应不大于新能源机组申报短期功率预测值：

$$0 \leq P_{i,t} \leq P_{iF,t} (i \in E)$$

其中， E 为新能源交易单元集合， $P_{iF,t}$ 为新能源交易单元 i 在时段 t 的短期功率预测值。

（6）机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{j,t}^{\min} \leq \sum_{i \in j} P_{i,t} \leq P_{j,t}^{\max}$$

其中， $P_{j,t}^{\max}$ 、 $P_{j,t}^{\min}$ 表示机组群 j 在时段 t 的最大、最小出力。

（7）机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq \Delta P_i^U$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq \Delta P_i^D$$

其中， ΔP_i^U 表示机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 表示机组 i 最大下爬坡速率。

（8）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$\begin{aligned} -P_l^{\max} \leq & \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{es=1}^{ES} (G_{l-e} P_{es,t}^{dis} + G_{l-e} P_{es,t}^{ch}) + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} \\ & + \sum_{pu=1}^{PU} (G_{l-p} P_{pu,t}^{Pump} + G_{l-p} P_{pu,t}^{Drain}) - \sum_{k=1}^K G_{l-k} \left(\sum_{u \in k} D_{u,t} \right) - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max} \end{aligned}$$

其中， $P_l^{\max}$ 表示线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 表示机组 i 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-j} 表示联络线 j 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-e} 为独立储能 es 所在节点 e 对线路 l 的灵敏度因子； K 表示系统的节点数量； G_{l-k} 表示节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-p} 表示抽水蓄能机组 pu 所

在节点 p 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 表示节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别表示线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

（9）断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{es=1}^{ES} (G_{s-e} P_{es,t}^{dis} + G_{s-e} P_{es,t}^{ch}) + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} + \sum_{pu=1}^{PU} (G_{s-p} P_{pu,t}^{Pump} + G_{s-p} P_{pu,t}^{Drain}) - \sum_{k=1}^K G_{s-k} \left(\sum_{u \in k} D_{u,t} \right) - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max}$$

其中， $P_s^{\min}$ 、 $P_s^{\max}$ 分别表示断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 表示机组 i 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-e} 表示储能 es 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-j} 表示联络线 j 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-p} 表示抽水蓄能机组 pu 所在节点 p 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-k} 表示节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别表示断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

（10）独立储能充放电功率约束

独立储能的充放电功率须在上下限范围内。

$$\begin{aligned} \alpha_{es,t} P_{es}^{dis,\min} &\leq P_{es,t}^{dis} \leq \alpha_{es,t} P_{es}^{dis,\max} \\ \beta_{es,t} P_{es}^{ch,\max} &\leq P_{es,t}^{ch} \leq \beta_{es,t} P_{es}^{ch,\min} \\ 0 &\leq \alpha_{es,t} + \beta_{es,t} \leq 1 \\ P_{es}^{ch,\min} &< 0, P_{es}^{dis,\max} < 0 \end{aligned}$$

其中：

$P_{es}^{dis,\max}$ 、 $P_{es}^{dis,\min}$ 分别表示独立储能 es 的放电功率上下限；

$P_{es}^{ch,max}$ 、 $P_{es}^{ch,min}$ 分别表示独立储能 es 的充电功率上下限；
 $\alpha_{es,t}$ 、 $\beta_{es,t}$ 分别表示独立储能 es 在时段 t 的充放电状态
 0-1 变量。

(11) 独立储能荷电状态约束

独立储能在充放电过程中的荷电状态须在上下限范围内。

$$E_{es,t} = E_{es,t-1} - \eta_{es}^{ch} P_{es,t}^{ch} \Delta t / E_{es} - P_{es,t}^{dis} \Delta t / (\eta_{es}^{dis} E_{es})$$

$$\underline{E}_{es,t} \leq E_{es,t} \leq \overline{E}_{es,t}$$

其中：

$E_{es,t}$ 表示独立储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态；

η_{es}^{ch} 、 η_{es}^{dis} 分别表示独立储能 es 的充放电效率，充电、
 放电效率均暂取充放电能量转换效率的平方根；

Δt 表示时段长度；

E_{es} 表示独立储能 es 的额定容量；

$\underline{E}_{es,t}$ 、 $\overline{E}_{es,t}$ 分别表示独立储能 es 在时段 t 结束时的荷电
 状态上下限。

(12) 独立储能运行日起始与结束荷电状态约束

独立储能在本运行日起始时刻的荷电状态，等于其上一运行日结束时刻的荷电状态出清值。独立储能在本运行日结束时刻的荷电状态，等于其申报的日末荷电状态期望值（如申报）。

$$E_{es,0} = E_{es}^{ini}$$

$$E_{es,T-2} = E_{es}^{fin}$$

其中：

$E_{es,0}$ 、 $E_{es,T-2}$ 分别表示独立储能 es 本运行日初始时刻、结束时刻的荷电状态；

E_{es}^{ini} 表示独立储能 es 上一运行日结束时刻的荷电状态；

E_{es}^{fn} 表示独立储能 es 申报的本运行日结束时刻荷电状态期望值。

（13）独立储能充放电循环次数约束

独立储能每日充放电循环次数约束由电力调度机构统一设置，起步阶段暂按不超过循环次数上限 $N_{es,circle}$ 设置。

$$\frac{\sum_{t=1}^T (P_{es,t}^{dis} / \eta_{es}^{dis} - P_{es,t}^{ch} \eta_{es}^{ch}) \Delta t}{2E_{es}} \leq N_{es,circle}$$

其中：

$P_{es,t}^{dis}$ 、 $P_{es,t}^{ch}$ 分别代表 t 时刻独立储能放电功率和充电功率；

η_{es}^{dis} 、 η_{es}^{ch} 分别代表独立储能放电效率和充电效率；

E_{es} 代表独立储能的额定容量；

Δt 代表计算周期，目前设定为 15 分钟；

$N_{es,circle}$ 代表独立储能申报每日充放电循环次数上限。

（14）独立储能小时内充放电状态约束

独立储能在同一小时内的充放电状态保持一致。

$$1 - \alpha_{es,t} \geq \frac{1}{4} \sum_{i=4n-3}^{4n} \beta_{es,i}, t \in [4n-3, 4n], n \in [1, 24]$$

其中： $\alpha_{es,t}$ 、 $\beta_{es,i}$ 分别表示独立储能 es 在时段 t 、 i 的充放电状态 0-1 变量。

（15）新能源交易单元弃电约束

$$P_{c,t}^F = P_{c,t} + SL_c$$

其中， $P_{c,t}^F$ 和 $P_{c,t}$ 分别为新能源交易单元 c 在 t 时刻的短期功率预测值和日前出清出力值。

(16) 抽水蓄能抽发功率约束

$$P_{pu,t}^{Pump} = -\alpha_{pu,t}^{Pump} P_{pu}^{Pump}$$

$$\alpha_{pu,t}^{Drain} P_{pu,t}^{Drain,\min} \leq P_{pu,t}^{Drain} \leq \alpha_{pu,t}^{Drain} P_{pu,t}^{Drain,\max}$$

$$0 \leq \alpha_{pu,t}^{Pump} + \alpha_{pu,t}^{Drain} \leq 1$$

$$\alpha_{pu,t}^{Pump}, \alpha_{pu,t}^{Drain} \in \{0,1\}$$

P_{pu}^{Pump} 表示机组的额定抽水功率， $P_{pu,t}^{Drain,\max}$ 和 $P_{pu,t}^{Drain,\min}$ 表示最大最小发电功率， $\alpha_{pu,t}^{Pump}$ 和 $\alpha_{pu,t}^{Drain}$ 表示抽水蓄能机组的抽发状态 0-1 整数变量，1 表示开泵/开机，0 表示停泵/停机。

(17) 抽水蓄能库容约束

$$Cr_{pp,t}^{up} = Cr_{pp,t-1}^{up} - \sum_{pu=1}^{PPU_{pp}} (\eta_{pu}^{Pump} P_{pu,t}^{Pump} + \eta_{pu}^{Drain} P_{pu,t}^{Drain}) \Delta t$$

$$Cr_{pp,t}^{dn} = Cr_{pp,t-1}^{dn} + \sum_{pu=1}^{PPU_{pp}} (\eta_{pu}^{Pump} P_{pu,t}^{Pump} + \eta_{pu}^{Drain} P_{pu,t}^{Drain}) \Delta t$$

$$Cr_{pp,t}^{up,\min} \leq Cr_{pp,t}^{up} \leq Cr_{pp,t}^{up,\max}$$

$$Cr_{pp,t}^{dn,\min} \leq Cr_{pp,t}^{dn} \leq Cr_{pp,t}^{dn,\max}$$

$Cr_{pp,t}^{up}$ 和 $Cr_{pp,t}^{dn}$ 表示抽水蓄能电站 pp 的上下库容 (m^3)， PP 表示电站中抽水蓄能机组的数量， η_{pu}^{Pump} 表示抽水库容电力转换效率 (m^3/MWh)， η_{pu}^{Drain} 表示发电库容电力转换效率 (m^3/MWh)， Δt 表示每个时段的时长， $Cr_{pp,t}^{up,\min}$ 、 $Cr_{pp,t}^{up,\max}$ 、 $Cr_{pp,t}^{dn,\min}$ 、 $Cr_{pp,t}^{dn,\max}$ 表示抽水蓄能电站在时段 t 的最小

和最大上下库容， PPU_{pp} 表示抽蓄电厂 pp 中包含的抽蓄机组数量。

（18）抽水蓄能机组群最大最小开机台数约束

抽水蓄能机组群内机组开机台数应在给定范围内，其约束条件可以描述为：

$$CR_{j,t}^{\min} \leq \sum_{pu \in j} (\alpha_{pu,t}^{Pump} + \alpha_{pu,t}^{Drain}) \leq CR_{j,t}^{\max}$$

其中 $CR_{j,t}^{\max}$ 、 $CR_{j,t}^{\min}$ 为抽水蓄能机组群 j 在时段 t 的最大、最小开机台数。

（19）抽水蓄能最小连续开机时间约束

$$(\alpha_{pu,t-1}^{Drain} - \alpha_{pu,t}^{Drain}) t_{pu}^{drain,up} \leq \sum_{T=t-t_{pu}^{up}-1}^{t-1} (\alpha_{pu,T}^{Drain})$$

其中， $t_{pu}^{drain,up}$ 表示抽水蓄能机组最小连续开机时间。

（20）抽水蓄能最小连续开泵时间约束

$$(\alpha_{pu,t-1}^{Pump} - \alpha_{pu,t}^{Pump}) t_{pu}^{pump,up} \leq \sum_{T=t-t_{pu}^{up}-1}^{t-1} (\alpha_{pu,T}^{Pump})$$

其中， $t_{pu}^{pump,up}$ 表示抽水蓄能机组最小连续开泵时间。

（21）抽水蓄能最小连续停机时间约束

$$(\alpha_{pu,t}^{Pump} - \alpha_{pu,t-1}^{Pump}) t_{pu}^{dn} \leq \sum_{T=t-t_{pu}^{dn}-1}^{t-1} (1 - \alpha_{pu,T}^{Pump} - \alpha_{pu,T}^{Drain})$$

$$(\alpha_{pu,t}^{Drain} - \alpha_{pu,t-1}^{Drain}) t_{pu}^{dn} \leq \sum_{T=t-t_{pu}^{dn}-1}^{t-1} (1 - \alpha_{pu,T}^{Pump} - \alpha_{pu,T}^{Drain})$$

其中， t_{pu}^{dn} 表示抽水蓄能机组最小连续停机时间。

（22）同厂抽水蓄能机组同抽同放约束

$$\begin{cases} \alpha_{pu,t}^{Pump} = 0 & \text{当存在厂内其他机组放水时} \\ \alpha_{pu,t-1}^{Drain} = 0 & \text{当存在厂内其他机组抽水时} \end{cases}$$

为充分发挥市场对抽水蓄能机组调节能力的激励引导，保障电网安全稳定运行，参与现货市场交易的抽水蓄能机组须满足同厂抽水蓄能机组同抽同放约束，暂不执行与全省其余抽水蓄能机组同抽同放约束。

（23）同厂抽水蓄能机组增开机泵台数限制

$$\sum_{pu=1}^{PP} (\alpha_{pu,t}^{Pump} - \alpha_{pu,t-1}^{Pump}) \leq PTS_{pp}$$

$$\sum_{pu=1}^{PP} (\alpha_{pu,t}^{Drain} - \alpha_{pu,t-1}^{Drain}) \leq UTS_{pp}$$

其中， PTS_{pp} 表示抽水蓄能电厂同时最大增加开泵台数， UTS_{pp} 表示抽水蓄能电厂同时最大增加开机台数。

（24）抽水蓄能机组启停次数限制

$$\sum_{t=1}^T (\beta_{pu,t} + \gamma_{pu,t}) \leq 2UDTS_{pu}$$

其中， $\beta_{pu,t}$ 和 $\gamma_{pu,t}$ 表示抽水蓄能机组的开机和停机变量， $UDTS_{pu}$ 表示抽水蓄能机组的最大启停次数。

5.8.2.3 节点电价（LMP）计算模型

日前电能量市场采用节点电价定价机制。

节点电价（LMP）计算模型如下：

目标函数：

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M' [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M' [SL_s^+ + SL_s^-] \right. \\ \left. + \sum_{c=1}^{NE} \sum_{t=1}^T M'_{ac} [SL_c] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^T [\lambda_{es}^{dis} P_{es,t}^{dis} + \lambda_{es}^{ch} P_{es,t}^{ch}] + \sum_{pu=1}^{PU} \sum_{t=1}^T [C_{pu,t}(P_{pu,t})] \right\}$$

其中：

N 表示常规机组的总台数，包括非市场机组与市场机组，不包括新型储能交易单元和抽水蓄能机组；

T 表示所考虑的总时段数，其中 D 日每 15 分钟一个时段，考虑 96 个时段， $D+1$ 日考虑负荷高峰、低谷 2 个时段，故 T 为 98；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 表示机组 i 在时段 t 的运行费用，机组运行费用 $C_{i,t}(P_{i,t})$ 是与机组申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

M' 表示用于节点电价计算的潮流约束松弛罚因子；
 M'_{ac} 表示新能源的弃电约束松弛罚因子；

SL_l^+ 、 SL_l^- 分别表示线路 l 的正、反向潮流松弛变量；

NL 为线路总数；

SL_s^+ 、 SL_s^- 分别表示断面 s 的正、反向潮流松弛变量；

NS 为断面总数；

SL_c 表示新能源交易单元 c 的弃电量；

ES 表示储能交易单元总数， $C_{es,t}(P_{es,t})$ 表示储能 es 在时段 t 的运行费用；

PU 表示抽水蓄能机组的台数， $C_{pu,t}(P_{pu,t})$ 表示抽水蓄能机组 pu 在时段 t 的运行费用。

抽水蓄能机组出力表达式为

$$P_{pu,t} = P_{pu,t}^{Pump} + P_{pu,t}^{Drain}$$

$$P_{pu,t} = \sum_{m=1}^{NP} P_{pu,t,m}$$

机组发电时的表达式为：

$$0 \leq P_{pu,t,m} \leq P_{pu,m}^{\max} - P_{pu,m}^{\min}$$

机组抽水时的表达式为：

$$P_{pu,t,m} = P_{pu,t}^{Pump}$$

其中， NP 表示抽水蓄能机组报价总段数， $P_{pu,t,m}$ 表示抽水蓄能机组 pu 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{pu,m}^{\max}$ 、 $P_{pu,m}^{\min}$ 分别表示抽水蓄能机组 pu 申报的第 m 个出力区间上、下界。

抽水蓄能机组运行费用表达式

$$C_{pu,t}(P_{pu,t}) = \sum_{m=1}^{NP} C_{pu,m} P_{pu,t,m}$$

其中， NP 表示机组报价总段数， $C_{pu,t,m}$ 表示抽水蓄能机组 pu 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

节点电价计算模型的约束条件包括：

(1) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + \sum_{es=1}^E P_{es,t}^{dis} + \sum_{es=1}^E P_{es,t}^{ch} + \sum_{pu=1}^{PU} P_{pu,t}^{Pump} + \sum_{pu=1}^{PU} P_{pu,t}^{Drain} = \sum_{u=1}^U D_{u,t}$$

其中， $P_{i,t}$ 表示所有机组 i 在 t 时段的出力， $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， D_t 为 t 时段的系统负荷， $P_{es,t}^{ch}$ 和 $P_{es,t}^{dis}$ 为储能单

元 e 在 t 时段充、发电功率， E 表示储能单元的个数。 $P_{pu,t}^{Pump}$ 表示抽水蓄能机组 pu 在时段 t 的抽水功率， $P_{pu,t}^{Drain}$ 表示发电功率。A 类机组的出力已包含在等式左侧。

（2）系统一次调频备用容量约束

系统一次调频备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{f=1}^{NF} P_{f,t}^{first} + \sum_{pu=1}^{PU} P_{pu,t}^{first} + \sum_{h=1}^{NH} P_{h,t}^{first} \geq R_t^{first}$$

其中， R_t^{first} 表示时段 t 的系统一次调频备用容量要求； $P_{f,t}^{first}$ 、 $P_{pu,t}^{first}$ 、 $P_{h,t}^{first}$ 分别表示火电机组 i 、抽蓄机组 pu 、水电机组 h （仅包括开机机组）在时段 t 提供的一次调频备用容量，其中，

$$P_{f,t}^{first} = \min(P_{f,t}^{\max} - P_{f,t}, P_{f,t}^{\max} \times 6\%)$$

$$P_{pu,t}^{first} = \min(P_{pu,t}^{\text{on,max}} - P_{pu,t}, P_{pu,t}^{\text{on,max}} \times 10\%)$$

$$P_{h,t}^{first} = \min(P_{h,t}^{\max} - P_{h,t}, P_{h,t}^{\max} \times 10\%)$$

$P_{pu,t}^{\text{on,max}}$ 表示抽蓄机组 pu 在时段 t 内的开机容量。

（3）机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{\max}$$

对于 SCUC 优化结果中停机的机组，上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 、 $P_{i,t}^{\max}$ 均取为零；对于不可定价机组，上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 、 $P_{i,t}^{\max}$ 均取 SCED 优化结果中机组 i 在时段 t 的中标出力 $P_{i,t}^{SCED}$ ；对于可定价机组，上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 、 $P_{i,t}^{\max}$ 取如下数值：

$$P_{i,t}^{\min} = \max\{(1-\delta)P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{\min})^{SCED}\}$$

$$P_{i,t}^{\max} = \min\{(1 + \delta)P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{\max})^{SCED}\}$$

其中， δ 表示 LMP 模型中允许机组偏离日前 SCED 优化结果的比例， $(P_{i,t}^{\min})^{SCED}$ 、 $(P_{i,t}^{\max})^{SCED}$ 分别表示日前 SCED 模型中的机组最大、最小出力。

储能出力上下限约束参照以上描述设置。

（4）机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{j,t}^{\min} \leq \sum_{i \in j} P_{i,t} \leq P_{j,t}^{\max}$$

其中， $P_{j,t}^{\max}$ 、 $P_{j,t}^{\min}$ 表示机组群 j 在时段 t 的最大、最小出力。

（5）机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq \Delta P_i^U$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq \Delta P_i^D$$

其中， ΔP_i^U 表示机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 表示机组 i 最大下爬坡速率。

（6）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$\begin{aligned} -P_l^{\max} &\leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{es=1}^{ES} (G_{l-e} P_{es,t}^{dis} + G_{l-e} P_{es,t}^{ch}) + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} \\ &+ \sum_{pu=1}^{PU} (G_{l-p} P_{pu,t}^{Pump} + G_{l-p} P_{pu,t}^{Drain}) - \sum_{k=1}^K G_{l-k} \left(\sum_{u \in k} D_{u,t} \right) - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max} \end{aligned}$$

其中， $P_l^{\max}$ 表示线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 表示机组 i 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-j} 表示联络线 j 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-e} 为独立储能所在节点 e 对线路 l 的灵敏度因子； K 表示系统的节点数量； G_{l-k} 表示节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-p} 表示抽水蓄能机组 pu 所在节点 p 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 表示节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别表示线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(7) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{es=1}^{ES} (G_{s-e} P_{es,t}^{dis} + G_{s-e} P_{es,t}^{ch}) + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} + \sum_{pu=1}^{PU} (G_{s-p} P_{pu,t}^{Pump} + G_{s-p} P_{pu,t}^{Drain}) - \sum_{k=1}^K G_{s-k} \left(\sum_{u \in k} D_{u,t} \right) - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max}$$

其中， $P_s^{\min}$ 、 $P_s^{\max}$ 分别表示断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 表示机组 i 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-e} 表示储能 es 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-j} 表示联络线 j 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-p} 表示抽水蓄能机组 pu 所在节点 p 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-k} 表示节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别表示断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

(8) 独立储能充放电功率约束

独立储能的充放电功率须在上下限范围内。

$$\begin{aligned}\alpha_{es,t} P_{es}^{dis,\min} &\leq P_{es,t}^{dis} \leq \alpha_{es,t} P_{es}^{dis,\max} \\ \beta_{es,t} P_{es}^{ch,\max} &\leq P_{es,t}^{ch} \leq \beta_{es,t} P_{es}^{ch,\min} \\ 0 &\leq \alpha_{es,t} + \beta_{es,t} \leq 1 \\ P_{es}^{ch,\min} &< 0, P_{es}^{ch,\max} < 0\end{aligned}$$

其中：

$P_{es}^{dis,\max}$ 、 $P_{es}^{dis,\min}$ 分别表示独立储能 es 的放电功率上下限；

$P_{es}^{ch,\max}$ 、 $P_{es}^{ch,\min}$ 分别表示独立储能 es 的充电功率上下限；
 $\alpha_{es,t}$ 、 $\beta_{es,t}$ 分别表示独立储能 es 在时段 t 的充放电状态 0-1 变量。

（9）独立储能荷电状态约束

独立储能在充放电过程中的荷电状态须在上下限范围内。

$$\begin{aligned}E_{es,t} &= E_{es,t-1} - \eta_{es}^{ch} P_{es,t}^{ch} \Delta t / E_{es} - P_{es,t}^{dis} \Delta t / (\eta_{es}^{dis} E_{es}) \\ \underline{E}_{es,t} &\leq E_{es,t} \leq \overline{E}_{es,t}\end{aligned}$$

其中：

$E_{es,t}$ 表示独立储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态；

η_{es}^{ch} 、 η_{es}^{dis} 分别表示独立储能 es 的充放电效率，充电、放电效率均暂取充放电能量转换效率的平方根；

Δt 表示时段长度；

E_{es} 表示独立储能 es 的额定容量；

$\underline{E}_{es,t}$ 、 $\overline{E}_{es,t}$ 分别表示独立储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态上下限。

（10）独立储能运行日起始与结束荷电状态约束

独立储能在本运行日起始时刻的荷电状态，等于其上

一运行日结束时刻的荷电状态出清值。独立储能在本运行日结束时刻的荷电状态，等于其申报的日末荷电状态期望值（如申报）。

$$E_{es,0} = E_{es}^{ini}$$

$$E_{es,T-2} = E_{es}^{fin}$$

其中：

$E_{es,0}$ 、 $E_{es,T-2}$ 分别表示独立储能 es 本运行日初始时刻、结束时刻的荷电状态；

E_{es}^{ini} 表示独立储能 es 上一运行日结束时刻的荷电状态；

E_{es}^{fin} 表示独立储能 es 申报的本运行日结束时刻荷电状态期望值。

（11）独立储能充放电循环次数约束

独立储能每日充放电循环次数约束由电力调度机构统一设置，起步阶段暂按不超过循环次数上限 $N_{es,circle}$ 设置。

$$\frac{\sum_{t=1}^T (P_{es,t}^{dis} / \eta_{es}^{dis} - P_{es,t}^{ch} \eta_{es}^{ch}) \Delta t}{2E_{es}} \leq N_{es,circle}$$

其中：

$P_{es,t}^{dis}$ 、 $P_{es,t}^{ch}$ 分别代表 t 时刻独立储能放电功率和充电功率；

η_{es}^{dis} 、 η_{es}^{ch} 分别代表独立储能放电效率和充电效率；

E_{es} 代表独立储能的额定容量；

Δt 代表计算周期，目前设定为 15 分钟；

$N_{es,circle}$ 代表独立储能申报每日充放电循环次数上限。

（12）独立储能小时内充放电状态约束

独立储能在同一小时内的充放电状态保持一致。

$$1 - \alpha_{es,t} \geq \frac{1}{4} \sum_{i=4n-3}^{4n} \beta_{es,i}, t \in [4n-3, 4n], n \in [1, 24]$$

其中： $\alpha_{es,t}$ 、 $\beta_{es,i}$ 分别表示独立储能 es 在时段 t 、 i 的充放电状态 0-1 变量。

（13）新能源交易单元弃电约束

$$P_{c,t}^F = P_{c,t} + SL_c$$

其中， $P_{c,t}^F$ 和 $P_{c,t}$ 分别为新能源交易单元 c 在 t 时刻的短期功率预测值和日前出清出力值。

（14）抽水蓄能机组出力上下限约束

$$P_{pu,t}^{\min} \leq P_{pu,t} \leq P_{pu,t}^{\max}$$

对于 SCED 优化结果中停机的抽水蓄能机组，上式中 $P_{pu,t}^{\min}$ 、 $P_{pu,t}^{\max}$ 均取为零；对于不可定价机组，上式中 $P_{pu,t}^{\min}$ 、 $P_{pu,t}^{\max}$ 均取 SCED 优化结果中机组 i 在时段 t 的中标出力 $P_{pu,t}^{SCED}$ ；对于可定价机组，上式中 $P_{pu,t}^{\min}$ 、 $P_{pu,t}^{\max}$ 取如下数值：

$$P_{pu,t}^{\min} = \max\{(1 - \delta)P_{pu,t}^{SCED}, (P_{pu,t}^{\min})^{SCED}\}$$

$$P_{pu,t}^{\max} = \min\{(1 + \delta)P_{pu,t}^{SCED}, (P_{pu,t}^{\max})^{SCED}\}$$

其中， δ 为 LMP 模型中允许机组偏离日前 SCED 优化结果的比例， $(P_{pu,t}^{\min})^{SCED}$ 、 $(P_{pu,t}^{\max})^{SCED}$ 分别为日前 SCED 模型中的机组最小、最大出力。

（15）抽水蓄能抽发功率约束

$$P_{pu,t}^{Pump} = -\alpha_{pu,t}^{Pump} P_{pu,t}^{Pump}$$

$$\alpha_{pu,t}^{Drain} P_{pu,t}^{Drain,\min} \leq P_{pu,t}^{Drain} \leq \alpha_{pu,t}^{Drain} P_{pu,t}^{Drain,\max}$$

$$0 \leq \alpha_{pu,t}^{Pump} + \alpha_{pu,t}^{Drain} \leq 1$$

$$\alpha_{pu,t}^{Pump}, \alpha_{pu,t}^{Drain} \in \{0,1\}$$

P_{pu}^{Pump} 表示机组的额定抽水功率， $P_{pu,t}^{Drain,\max}$ 和 $P_{pu,t}^{Drain,\min}$ 表示最大最小发电功率， $\alpha_{pu,t}^{Pump}$ 和 $\alpha_{pu,t}^{Drain}$ 表示抽水蓄能机组的抽发状态 0-1 整数变量，1 表示开泵/开机，0 表示停泵/停机。

(16) 抽水蓄能库容约束

$$Cr_{pp,t}^{up} = Cr_{pp,t-1}^{up} - \sum_{pu=1}^{PPU_{pp}} (\eta_{pu}^{Pump} P_{pu,t}^{Pump} + \eta_{pu}^{Drain} P_{pu,t}^{Drain}) \Delta t$$

$$Cr_{pp,t}^{dn} = Cr_{pp,t-1}^{dn} + \sum_{pu=1}^{PPU_{pp}} (\eta_{pu}^{Pump} P_{pu,t}^{Pump} + \eta_{pu}^{Drain} P_{pu,t}^{Drain}) \Delta t$$

$$Cr_{pp,t}^{up,\min} \leq Cr_{pp,t}^{up} \leq Cr_{pp,t}^{up,\max}$$

$$Cr_{pp,t}^{dn,\min} \leq Cr_{pp,t}^{dn} \leq Cr_{pp,t}^{dn,\max}$$

$Cr_{pp,t}^{up}$ 和 $Cr_{pp,t}^{dn}$ 表示抽水蓄能电站 pp 的上下库容 (m^3)， PP 表示电站中抽水蓄能机组的数量， η_{pu}^{Pump} 表示抽水蓄能电站抽水转换效率 (m^3/MWh)， η_{pu}^{Drain} 表示抽水蓄能电站发电转换效率 (m^3/MWh)， Δt 表示每个时段的时长， $Cr_{pp,t}^{up,\min}$ 、 $Cr_{pp,t}^{up,\max}$ 、 $Cr_{pp,t}^{dn,\min}$ 、 $Cr_{pp,t}^{dn,\max}$ 表示抽水蓄能电站在时段 t 的最小和最大上下库容， PPU_{pp} 表示抽水蓄能电站 pp 中包含的抽水蓄能机组数量。

求解上述节点电价计算模型，得到各时段系统负荷平衡约束、线路和断面潮流约束的拉格朗日乘子，则节点 i 在时段 t 的节点电价为：

$$LMP_{k,t} = \lambda_t - \sum_{l=1}^L (\tau_{l,t}^{\max} - \tau_{l,t}^{\min}) G_{l-k} - \sum_{s=1}^S (\tau_{s,t}^{\max} - \tau_{s,t}^{\min}) G_{s-k} + \mu_t$$

其中：

λ_t ：时段 t 系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子；

$\tau_{l,t}^{\max}$ ：线路 l 最大正向潮流约束的拉格朗日乘子，当线路潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{l,t}^{\min}$ ：线路 l 最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当线路潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{s,t}^{\max}$ ：断面 s 最大正向潮流约束的拉格朗日乘子，当断面潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{s,t}^{\min}$ ：断面 s 最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当断面潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

G_{l-k} ：节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子；

G_{s-k} ：节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子；

μ_t ：时段 t 触发稀缺定价时的价格增量。

5.8.2.4 特殊节点赋价

对于不带电设备等特殊节点，由于出清模型无法计算节点对线路及断面的输出功率转移分布因子，特殊节点的节点电价需要采用赋价方式得到。系统按照母线、负荷、机组的顺序依次进行赋价。

对于变电站不带电母线，按照以下顺序搜索带电母线进行赋价：

（1）同一厂站内同电压等级的带电母线（若有多个，选取建模编号最小的带电母线）；

（2）同一场站内更高电压等级的带电母线（若有多个，选取建模编号最小的带电母线）；

（3）将与不带电母线所属厂站相连的输电线路按照阻抗从小到大排列，选取阻抗最小输电线路对应的对侧变电站内同电压等级的带电母线（若有多个，选取建模编号最小的母线）。

对于电厂内不带电母线，直接执行上述步骤（3）。

对于负荷类特殊节点，将其节点电价设置为设备所在厂站内母线的节点电价（若有多个，选取建模编号最小的母线）。

对于机组类特殊节点，将其节点电价设置为停机前与机组物理相连的母线（若有多个，选取建模编号最小的母线）节点价格，若所在厂站内无母线，参照上述步骤（3）执行。

机组调整挂接方式且迁改工程未完成时按照原挂接母线的节点价格执行赋价。

5.8.3 特殊机组在日前电能量市场中的出清机制

5.8.3.1 必开机组

必开机组在必开时段内的机组状态为开机，不参与 SCUC 优化；必开最小出力优先出清。若电力调度机构未指定必开机组的必开最小出力，则必开最小出力为该台机组的可调出力下限。必开最小出力之上的发电能力根据发电

机组的电能量报价参与优化出清。

对于存在启动锅炉不可用的情形或机组全停后启动时间需超过最大启动通知时间的电厂或电厂群（具备相互提供启动蒸汽的多个电厂），由相关发电企业向能源监管机构报告，并由能源监管机构核实同意后发布启动锅炉不可用机组清单，清单作为调度机构设置电厂/电厂群自身原因必开约束依据。默认对相关机组群设置 1 台自身原因必开约束，并进行信息披露。在春节假期或清洁能源大发期等具备连续停机条件的时期，调度机构可视系统运行需要取消无启动锅炉机组的必开设置。

5.8.3.2 热电联产机组

申报了运行日供热计划的热电联产机组，在供热时段内的机组状态为开机，不参与 SCUC 优化。电力调度机构以发电机组实测供热工况图（热-电负荷对应关系表）为基础，根据电厂申报的机组 96 点供热流量曲线，计算供热机组电力负荷的上下限曲线，在确保电力有序供应、电网安全稳定、调峰调频等基本需要的前提下，供热电力负荷下限优先出清；供热电力负荷下限至供热电力负荷上限之间的发电能力，根据发电机组申报的电能量价格参与优化出清。

5.8.3.3 调试（试验）机组

（1）调试阶段的新建机组

调试阶段的非市场机组按照调试需求安排发电，作为电能量市场出清的边界条件。

调试阶段的市场机组按照调试需求安排发电，作为电

能量市场出清的边界条件。在完成满负荷试运行之前，视为非市场机组，不参与现货电能量市场的定价与结算。在新建市场机组完成满负荷试运行后，在满足系统安全的基础上，原则上按照最小稳定技术出力安排运行，直至机组参与日前电能量市场出清的运行日（T+2）当天零点；（T+2）日起，发电机组按照现货电能量市场的交易规则参与出清。

（2）调试（试验）的在运机组

申报了运行日调试（试验）计划的在运发电机组，在调试（试验）时段内的机组状态为开机，不参与优化。

对于非系统运行原因的调试（试验）机组，在调试时段内，在确保电力有序供应、电网安全稳定、调峰调频等基本需要的前提下，调试时段内该台发电机组的发电出力为其申报的调试（试验）出力曲线，非调试时段内原则上该台机组的发电出力为机组的可调出力下限，不参与市场优化。若机组的调试（试验）计划不满足电力有序供应、电网安全稳定、调峰调频等要求，电力调度机构可根据需要对机组的发电出力曲线进行调整。在运行日全天的交易时段内，非系统运行原因的调试（试验）机组均不参与市场定价，作为市场价格接受者。

对于系统运行原因的调试（试验）机组，在调试时段内，机组的发电出力为电力调度机构所安排的调试出力，调试时段内机组出力不参与优化出清和市场定价。在非调试时段内，按照机组在日前电能量市场中申报的量价信息，根据市场规则参与优化出清和市场定价。

5.8.3.4 最小连续开机时间内机组

发电机组开机运行后，在其最小连续开机时间内，原则上安排其连续开机运行，按照其电能量报价参与市场出清，确定其发电出力。

5.8.3.5 处于开/停机过程中的机组

处于开机状态的发电机组，在机组并网后升功率至最小稳定技术出力期间，发电出力为其对应状态下的典型开机曲线，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

处于停机状态的发电机组，在机组从最小稳定技术出力降功率至与电网解列期间，发电出力为其典型停机曲线，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

5.8.3.6 深度调峰调用机组

因系统负备用或负荷平衡需要，电力调度机构调用发电机组低于最小稳定技术出力运行，则该台机组为深度调峰调用机组。深度调峰调用机组处于深度调峰的时段内，机组出力为其深度调峰出力，现阶段不参与市场优化，相应的时段内该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

5.8.3.7 调用测试机组

（1）机组开机调用测试。当处于备用停机状态的机组最小稳定技术出力费用（或最小可调出力费用）和第一段报价的综合加权度电价格超过变动成本价格（扣减变动成

本补贴标准)的一定倍数时,电力调度机构可对机组实施开机调用测试,开机调用测试遵循审慎规范和按需调测的原则。其中,综合加权度电价格=(最小稳定技术出力费用(或最小可调出力费用)+第一段电能量报价*第一段报价容量)/(最小稳定技术出力(或最小可调出力)+第一段电能量报价容量)。未在规定时间内按调度指令并网开机的机组视为调用测试失败,相应机组从电力调度机构下达的并网时间至机组恢复备用期间纳入“两个细则”非计划停运考核,同时纳入“两个细则”虚报、瞒报信息考核。

(2) 机组出力调用测试。对向电力调度机构申请解除限高的机组,以及出力频繁低于发电指令运行等情况,电力调度机构可视需要实施机组出力调用测试。电力调度机构还可根据电力保供需要,对未向电力调度机构申报限高、出清结果为开机运行且运行出力未达到最大可调出力的机组实施出力调用测试。具体调用抽查方式按照政府发布的容量电费考核要求及操作指引进行。

5.8.3.8 同一电厂内异常换机调整

在满足系统安全的基础上,原则上避免同厂异常换机,对在日前市场出清机组组合中同一电厂内同时出现以下情形的开/停机进行调整:

- (1) 厂内开/停机组挂接同一节点;
- (2) 厂内开/停机组装机容量等级相同;
- (3) 厂内停机机组最小稳定技术出力费用等于或小于开机机组;

（4）燃气电厂换机发生在最小连续停机时间内、燃煤电厂换机发生在同一天内。

因电厂机组检修、调试、供热等自身原因造成同厂换机的情况不进行调整。

5.8.3.9 考虑新能源不确定性的机组组合调整

考虑新能源波动性、随机性，当局部存在新能源预测偏差太大导致突破断面安全约束的风险时，初期按照断面内相关新能源场站装机容量*20%的波动空间对机组组合进行调整。

（1）对于新能源富集地区的新增开机，结合未来三天断面内新能源场站短期功率预测值及近5日、历史同等气象条件日实际最大发电功率进行测算，存在断面潮流越限或新能源弃电风险的，可适当调整对应机组组合；

（2）对于在实际运行中频繁越限、存在新能源弃电风险的断面，根据近5日、历史同等气象条件日断面内新能源场站实际最大发电功率测算，运行日存在断面潮流越限或新能源弃电风险的，可适当调整断面内机组的机组组合。

现阶段，暂按上述原则进行调控，后续结合市场运行情况进行调整。

5.8.4 日前电能量市场安全校核

5.8.4.1 电力平衡校核

电力平衡校核指分析各时段备用是否满足备用约束、是否存在电力供应风险或调峰安全风险等情况。

若存在平衡约束无法满足要求的时段，电力调度机构

可以采取调整运行边界、增加机组约束、组织负荷管理以及电力调度机构认为有效的其他手段，并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

5.8.4.2 安全稳定校核

安全稳定校核包括基态潮流校核与静态安全分析。基态潮流校核采用交流潮流模型校核基态潮流下线路/断面传输功率不超过极限值、系统母线电压水平不越限。静态安全分析基于预想故障集，采用交流潮流模型进行开断分析，确保预想故障集下设备负载不超过事故后限流值、系统母线电压不越限。各级电力调度机构依据调管范围开展安全稳定校核。

若存在安全约束无法满足要求的时段，电力调度机构可以采取调整运行边界、增加机组约束、组织负荷管理以及电力调度机构认为有效的其他手段，并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

5.9 日前电能量市场定价

5.9.1 发电侧定价

日前电能量市场出清形成每 15 分钟的节点电价，每小时内 4 个 15 分钟的节点电价的算术平均值，计为该节点每小时的平均节点电价。日前电能量市场中，市场机组以机组所在节点的小时平均节点电价作为相应时段的结算价格。

5.9.2 用户侧定价

日前电能量市场中，售电公司和批发用户以每小时的用户侧统一电价作为相应时段的结算价格。若储能主体按

电费计算时段为小时，用户侧统一电价按照下式计算：

$$\overline{LMP}_{t, \text{日前}} = \frac{\sum_{m \in \text{市场机组, 储能主体}} (Q_{m,t, \text{日前}} - Q_{m,t, \text{代购及跨省}}) \times LMP_{m,t, \text{日前}}}{\sum_m (Q_{m,t, \text{日前}} - Q_{m,t, \text{代购及跨省}})}$$

若储能主体按电费计算时段为 15 分钟，用户侧统一电价按照下式计算：

$$\overline{LMP}_{t, \text{日前}} = \frac{\sum_{m \in \text{市场机组}} (Q_{m,t, \text{日前}} - Q_{m,t, \text{代购及跨省}}) \times LMP_{m,t, \text{日前}} + \sum_{n \in \text{储能主体}} \sum_{\tau \in t} (Q_{n,\tau, \text{日前}} \times LMP_{n,\tau, \text{日前}})}{\sum_m (Q_{m,t, \text{日前}} - Q_{m,t, \text{代购及跨省}}) + \sum_n \sum_{\tau} Q_{n,\tau, \text{日前}}}$$

其中， $\overline{LMP}_{t, \text{日前}}$ 表示第 t 小时的日前用户侧统一电价；

$Q_{m,t, \text{日前}}$ 表示市场机组、储能主体 m 在第 t 小时的日前中标电量； $Q_{n,\tau, \text{日前}}$ 储能主体 n 在第 t 小时的 τ 时段日前中标电量，以电力市场交易系统发布的日前交易结果为准；

$Q_{m,t, \text{代购及跨省}}$ 表示市场机组 m 第 t 小时的电网代购市场及跨省外送电量（含基数电量），以交易中心首次发布的 D 日日清算电量数据为准，后续电量如有调整，不进行重算；

$LMP_{m,t, \text{日前}}$ 表示第 t 小时市场机组、储能主体 m 所在节点的日前结算价格，即第 t 小时内每 15 分钟日前节点电价的算术平均值； $LMP_{n,\tau, \text{日前}}$ 表示第 t 小时的 τ 时段储能主体 n 所在节点的 15 分钟日前节点电价。

5.9.3 稀缺定价

具备条件的情况下，可根据市场运行需要启动稀缺定价机制。

在供应紧张时段应用尖峰稀缺定价机制，基于不同缺

口程度计算尖峰稀缺价格增量并计入节点电价。

在调峰困难时段应用低谷稀缺定价机制，基于不同缺口时的调峰资源价值评估计算低谷稀缺价格增量并计入节点电价。

5.10 交易结果发布

原则上，竞价日 17:30 前，广东中调出具运行日的日前电能量市场交易出清结果，按照有关程序通过技术支持系统发布。

5.10.1 出清后边界条件更新

对于在日前出清过程中调整的边界条件，随日前出清结果发布时更新发布，主要信息包括：

- （1）统调负荷预测曲线；
- （2）省内非市场机组出力预测曲线；
- （3）省内不参与直接交易的市场机组出力预测曲线；
- （4）西电东送电力预测曲线；
- （5）购香港中电电力计划曲线；
- （6）发电机组检修总容量；
- （7）正备用要求、负备用要求；
- （8）输变电设备检修计划；
- （9）电网关键断面约束情况；
- （10）必开必停机组（群）及原因。

5.10.2 日前交易公开信息发布

日前交易公开信息为全省所有 500kV 节点、220kV 节点各时段的节点电价，以及日前电能量市场出清的概况信息。

5.10.3 日前交易发电企业私有信息发布

发电企业特定信息具体包括：

- （1）运行日的机组开机组合；
- （2）运行日发电机组每小时的中标电量；
- （3）运行日发电机组每小时的电价。

5.10.4 日前交易用户侧私有信息发布

日前交易用户侧特定信息包括售电公司和批发用户每小时的中标用电量，数值上等于其在日前电能量市场中申报的每小时的平均用电负荷。

5.10.5 日前市场用户侧统一电价发布

日前市场用户侧统一电价根据本细则 5.9.2 节所述方法进行计算，并于 D+5 日前作为公开信息向全部经营主体发布。

5.11 交易结果调整

5.11.1 竞价日交易结果调整

当发生包括但不限于以下情况时，广东中调可在竞价日重新出清，或采取调整个别机组组合等其他有效手段对交易结果进行调整，并按最新发布的出清结果作为日前调度计划与日前结算依据，原则上重新发布出清结果的时间应不晚于竞价日 22 点。

5.11.1.1 运行边界变化

电网运行边界条件在出清结果发布后发生变化，并且可能影响电网安全稳定运行、电力正常有序供应和清洁能源消纳。主要边界条件变化情况包括但不限于：

（1）因天气条件、当日实际负荷走势等发生较大变化而需调整次日的负荷预测；

（2）发生机组非计划停运（含出力受限）情况；

（3）发电机组检修计划延期或调整；

（4）外购电因电网故障、送端电源故障、清洁能源消纳等原因出现计划外调整；

（5）水电或新能源出力较预测发生较大变化；

（6）电网输变电设备出现故障、临时检修或计划检修延期；

（7）电网输变电设备检修因前序检修工作未按期进行或存在青赔、物资到货、设备缺陷、机组跳闸等因素，导致运行日计划检修无法开展。

5.11.1.2 其他原因

因技术支持系统出现临时缺陷等原因，导致出清结果大面积异常，或部分市场主体出现机组状态未被正确识别、不满足最小开停机时间约束、不满足启动时间要求、价格未按照现行规则赋价、出力不满足电网运行需求等出清结果与实际状态不符的情况。

5.11.2 竞价日后交易结果调整

当发生运行边界变化或技术支持系统异常等非电厂自身原因，导致部分市场机组出清结果异常或无法满足电网运行需求时，广东中调事后重新发布对应机组的日前电能量市场出清结果。其他市场机组的日前电能量市场成交结果和价格不作联动调整。

5.11.2.1 运行边界变化

在出清结果发布后，电网运行边界条件发生变化，或关键通道、机组非计划停运，影响局部地区电网安全稳定运行、电力正常有序供应和清洁能源消纳，需要调整相关机组运行日开停及出力结果。其中主要边界条件变化的定义与 5.11.1.1 相同。

5.11.2.2 其他原因

因技术支持系统出现临时缺陷等非电厂自身原因，导致部分机组出清结果异常，影响机组供热、调试等刚性需求。

5.12 日前调度计划

日前电能量市场原则上基于竞价日交易申报前发布的电网运行边界条件进行计算，一般情况下，日前电能量市场的发电侧出清结果（包含机组开机组合以及机组出力计划）即为运行日的发电调度计划。

若电网运行边界条件在运行日之前发生变化，并且可能影响电网安全稳定运行、电力正常有序供应和清洁能源消纳，或技术支持系统出现临时缺陷，导致出清结果异常，电力调度机构可采取以下两种措施之一调整运行日的发电调度计划，以保证电力供应平衡、电网安全运行以及清洁能源消纳：

（1）根据电网运行的最新边界条件，基于发电机组的日前报价，采用日前电能量市场的出清算法进行优化计算；

（2）根据本细则 6.6.3.9 及 6.6.3.10 规定的排序，

安排新增开机或停机的机组，并相应调整机组出力计划，对运行日的发电调度计划进行调整。

发电计划调整完成后，需通过技术支持系统向相关市场成员发布相关信息，并将调整后的发电调度计划下发至各发电企业。日前电能量市场形成的成交结果和价格不进行调整。

6 实时电能量市场交易组织

6.1 组织方式

在实时运行时，现阶段在满足系统安全的基础上，电力调度机构根据应急新增开机机组序列结合机组冷态/温态/热态并网通知时间安排新增开机机组，根据应急新增停机机组序列安排新增停机机组，作为实时电能量市场出清的边界条件。应急新增开机机组序列、应急新增停机机组序列排序原则详见本细则 6.6.3.9 及 6.6.3.10 的相关内容。条件具备时，电力调度机构基于日前电能量市场封存的发电机组申报信息，根据超短期负荷预测等电网运行边界条件开展日内市场出清。日内市场出清目标函数及相关约束条件参考日前安全约束经济调度（SCED）模型。电力调度机构以一定周期（大于 1 小时）对日内全天储能、抽水蓄能及参与出清优化的直流启停状态进行优化决策，作为实时电能量市场出清的边界条件，其余机组的启停状态沿用日前市场出清结果。启动日内市场后，实时市场机组的启停状态沿用日内市场出清结果。

实时电能量市场以发电成本最小为优化目标，采用安

全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，出清得到各发电机组需要实际执行的发电计划和实时节点电价。

省外以“点对网”方式向广东省送电的燃煤发电企业（包括桥口电厂、鲤鱼江电厂）视同广东省内电厂（机组）参与广东现货电能量市场交易。综合考虑省间年度合同、省间市场化交易结果、清洁能源消纳需求以及电网安全运行要求，省外向广东送电作为广东现货电能量市场交易的边界条件。根据市场发展情况，逐步将省间年度合同外的增送电量纳入现货市场交易。

6.2 交易时间定义

电力调度机构在系统实际运行前 15 分钟开展实时电能量市场交易出清。

6.3 实时发电机组物理运行参数变化

实时电能量市场采用日前电能量市场封存的发电侧申报信息进行出清，新能源交易单元需要在 T-15 分钟以前申报未来四小时场站端超短期功率预测，若某时刻因场站原因、系统原因、网络安全要求等造成超短期功率预测为空，则优先按时间由近及远依次递补沿用前序完整申报文件中该时刻预测值，其次应用日前对应时刻功率预测值作为超短期预测值。售电公司和批发用户在实时电能量市场中均无需进行申报。

当机组的物理运行参数与日前电能量市场相比发生较大变化时，发电企业需及时通过所属电力调度机构的技术支持系统向所属电力调度机构进行报送，经所属电力调度

机构审核同意，并由广东中调确认后生效。主要包括以下信息：

- （1）最新的预计并网/解列时间；
- （2）机组出力上/下限变化情况；
- （3）调试（试验）机组出力变化情况；
- （4）机组发生故障，需对机组实时发电出力计划进行调整的情况；
- （5）其他可能影响电力供应以及电网安全运行的物理参数变化情况。

6.4 实时机组运行边界条件准备

实时电能量市场中，机组报送相应的运行参数变化信息并经所属电力调度机构审核同意，由广东中调确认后，在技术支持系统中对实时电能量市场的相关运行参数进行修改，以修改之后的参数进行实时电能量市场出清计算。

6.4.1 机组开/停机计划曲线

发电机组开机过程中，电力调度机构根据机组申报的预计并网时间及冷态/温态/热态典型开机曲线，滚动修改机组未来发电计划，直至机组出力上升至最小稳定技术出力。发电机组停机过程中，电力调度机构根据机组申报的预计解列时间及典型停机曲线，滚动修改机组未来发电计划，直至机组出力降为零并与电网解列。

6.4.2 机组预计并网/解列时间

电力调度机构根据机组最新的预计并网/解列时间，在技术支持系统中对机组并网/解列时间参数进行修改，以修

正后的参数进行实时电能量市场出清计算。

6.4.3 机组出力上/下限约束

当机组因设备故障、温度、燃料供应等原因发生出力限高/限低时，电厂应及时向所属电力调度机构提交出力限制申请，经所属电力调度机构审核同意后，电力调度机构在技术支持系统中将该台发电机组的出力上/下限约束值修改为变化之后的数值，按照修改之后的出力上/下限进行实时电能量市场出清计算。

实时运行中机组因非系统运行原因出力上/下限未能达到并网调度协议中额定有功功率（燃气机组为相应月的最大技术出力）/最小稳定技术出力的时段，计为发电机组限高/限低时段，按照本细则 11.3、11.4 节的规定计算考核费用。

6.4.4 机组故障而要求的出力计划调整

机组发生故障后，若要对机组出力计划进行调整，需明确具体的发电出力计划对应的时间段，由电力调度机构审核同意后执行。

6.4.5 机组调试及试验计划执行

原则上，发电机组调试及试验计划应按照日前发电计划执行，电力调度机构可根据不同情况进行调整，包括：因发电机组自身要求、电力电量平衡或电网安全稳定约束要求调整调试及试验计划等情况。

6.4.6 热电联产机组供热计划执行

电力调度机构以发电机组实测供热工况图（热-电负荷

对应关系表)为基础,根据实时采集的机组供热流量,计算供热机组实际供热电力负荷的上下限。日前确定的热电联产机组在日内原则上不允许更换、调整。实时运行中若热电联产机组发生故障或非计划停运导致不具备供热条件时,电厂可向电力调度机构申请切换为厂内其他经政府主管部门认定的供热机组。发生故障(未停运)的热电联产机组视同非供热机组参与实时电能量市场出清,机组出力上下限相应变更。

6.5 实时电网运行边界条件准备

6.5.1 超短期负荷预测

超短期统调负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来1至4小时统调负荷需求。电力调度机构根据实际情况对超短期负荷预测结果进行调整,调整需综合考虑但不仅限于以下因素:实时负荷走势、历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、用户用电需求、节假日或社会大事件影响等情况。

超短期母线负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来1至4小时220kV母线节点负荷需求。广东中调综合气象因素、工作日类型、节假日影响等因素,基于历史相似日预测母线负荷。

6.5.2 外购电计划

南网总调基于日前西电东送计划,综合考虑电力平衡、电网安全约束、西部省区清洁能源消纳、西电东送输电通道运行情况等,更新实时西电东送计划并下发。

根据广东电网或香港中华电力的电力电量平衡等情况，广东中调与香港中华电力经双方协商，实时更新购中电的电力计划。

6.5.3 机组及输变电设备检修执行

电力调度机构基于发电机组及输变电设备日前检修计划，综合考虑电网实时运行要求、不同检修设备停送电顺序衔接、现场设备状态、现场操作准备等，执行发输变电设备停、送电操作，并做好相应记录。

6.5.4 运行备用

电网实时运行应满足南网总调每日下达的运行备用要求，若发生变化，需以更新后的运行备用要求作为边界条件，调整机组组合。

当运行备用容量无法满足要求时，实时控制原则如下：

（1）若广东电网系统备用容量无法满足要求，在南方电网全网备用容量满足要求以及送电通道不受限制的前提下，广东中调可向南网总调申请备用支援。

（2）若广东电网系统备用容量无法满足要求，且南网总调无法提供支援时，广东中调可立即采取措施以保证备用容量满足要求，包括新增开机、执行负荷管理等。

（3）发生机组跳闸、直流闭锁等事故后，应立即调出系统备用，尽快恢复系统频率，控制联络线输送功率在规定的范围内。事故发生后 30 分钟以内，系统备用应恢复正常。

6.5.5 电网安全约束

实时市场出清使用的安全约束条件原则上与交易前安

全校核所提出约束条件保持一致。如果其他边界条件发生变化、电网保电期间、恶劣天气预警期间或其他情况，经电力调度机构评估影响系统安全运行时，可对电网安全约束条件进行更新，并在事后将相关信息向经营主体进行发布。

在实时运行中，为应对运行边界的不确定性，确保电网安全稳定运行和可靠供应，须将安全稳定断面的限值留出一定的控制裕度。原则上，根据不同断面类型，可按照以下原则设置相应控制值：

（1）单元件设备断面按 95%控制百分比设置；终端电厂的送出 N-1 断面按 98%控制百分比设置；封闭负荷断面按 100%控制百分比设置。

（2）因新能源预测的不确定性等原因导致断面波动范围大，但有机组顶峰需求的断面按 90%控制百分比设置；非封闭断面为保障系统安全及出清效率，可根据实际调控情况按照 95%、90%的平台调整。新能源送出断面，可根据新能源预测偏差按照 95%、90%的平台调整，并可根据实际断面安全情况和新能源出力预测情况，进一步增加控制裕度。

6.5.6 非市场机组发电计划调整

蓄能电厂：参照日前发电计划，结合系统实时运行情况对蓄能电厂出力进行灵活调整，并确保日内实际发用水量与日前计划发用水量基本一致。特殊时期、时段（含法定节假日、保电时期、极端天气、系统事故处理等）可灵活运用抽水蓄能电厂，但应及时披露相关运行信息。

水电机组、新能源场站根据消纳需要动态调整实时发电计划。其余非市场机组和不直接参与交易的市场机组实时发电计划原则上按照日前发电计划执行。

6.6 实时电能量市场出清

电力调度机构以 15 分钟为周期，基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，以购电成本最小化为目标，在日前发电调度计划以及日内机组组合调整确定的开机组合基础上，采用安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，滚动优化机组出力，形成各发电机组需要实际执行的发电计划和实时节点电价等信息。

实时电能量市场出清计算的电网拓扑包括广东省所辖范围内省级及以上电力调度机构（包含南网总调、广东中调、深圳中调）调管的以 220kV 及以上电压等级接入电网的发、输、变电设备，包括省外以“点对网”专线输电方式向广东省送电的发电机组，以及准入参与电力现货市场交易的广东省内部分以 110kV 电压等级接入电网的发电机组等。

6.6.1 实时电能量市场的出清过程

现阶段，实时电能量市场的出清计算过程如下：

（1）在实时开机组合基础上，根据本细则第 7 章的规定，计算辅助服务市场的出清结果，修改相应机组的出力上下限。

（2）修改相应机组的出力上下限之后，采用安全约束经济调度（SCED）程序计算发电机组的实时出力计划。

（3）对实时电能量市场优化计算时间窗口内的机组出力曲线进行交流潮流安全校核，若不满足交流潮流安全约束，则在计算模型中添加相应的约束条件，重新进行 SCED 计算，直至满足交流潮流安全约束，得到实时电能量市场的出清结果。

实时电能量市场与其他类型辅助服务市场的衔接方式另行制定。

6.6.2 实时电能量市场出清数学模型

6.6.2.1 实时安全约束经济调度（SCED）模型

实时安全约束经济调度（SCED）的目标函数如下所示：

$$\begin{aligned} \min & \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] \right. \\ & + \sum_{t=1}^T ML [SL_{load}^+ + SL_{load}^-] + \sum_{t=1}^T MR_{first} SL_{first,pr}^+ + \sum_{t=1}^T MR_{emer} SL_{emer,pr}^+ \\ & + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^T [\lambda_{es}^{dis} P_{es,t}^{dis} + \lambda_{es}^{ch} P_{es,t}^{ch}] + \sum_{pu=1}^{PU} \sum_{t=1}^T [C_{pu,t}(P_{pu,t})] \\ & \left. + \sum_{pp=1}^{PP} \sum_{t=1}^T MP [SL_{pp,t}^+ + SL_{pp,t}^-] + \sum_{c=1}^{NE} \sum_{t=1}^T M_c [SL_c] \right\} \end{aligned}$$

其中：

N 表示机组的总台数，包括非市场机组与市场机组；

T 表示所考虑的总时段数，其中 D 日每 15 分钟一个时段；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 表示机组 i 在时段 t 的运行费用，是与机组申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

M 表示用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子，

ML 表示用于市场出清优化的系统负荷平衡约束松弛罚因子， MR_{first} 表示用于市场出清优化的一次调频备用约束松弛罚因子， MR_{emer} 表示用于市场出清优化的紧急备用约束松弛罚因子； M_c 表示新能源的弃电约束松弛罚因子， MP 表示用于实时市场抽水蓄能库容上下限约束松弛罚因子；

SL_{load}^+ 、 SL_{load}^- 分别表示系统负荷的正、反向松弛变量；

$SL_{first,pr}^+$ 表示一次调频备用的松弛变量；

$SL_{emer,pr}^+$ 表示紧急备用的松弛变量；

SL_l^+ 、 SL_l^- 分别表示线路 l 的正、反向潮流松弛变量； NL 表示线路总数；

SL_s^+ 、 SL_s^- 分别表示断面 s 的正、反向潮流松弛变量； NS 表示断面总数；

$SL_{pp,t}^+$ 和 $SL_{pp,t}^-$ 表示实时市场抽水蓄能库容上下限约束正负松弛变量；

SL_c 表示新能源交易单元 c 的弃电量；

ES 表示储能交易单元总数， λ_{es}^{ch} 、 λ_{es}^{dis} 分别表示储能申报的充、放电价格， $P_{es,t}^{ch}$ 、 $P_{es,t}^{dis}$ 分别表示储能出清的充放电功率。

PU 表示抽水蓄能机组的台数， $C_{pu,t}(P_{pu,t})$ 表示抽水蓄能机组 pu 在时段 t 的运行费用。

抽水蓄能机组出力表达式：

$$P_{pu,t} = P_{pu,t}^{Pump} + P_{pu,t}^{Drain}$$

$$P_{pu,t} = \sum_{m=1}^{NP} P_{pu,t,m}$$

机组发电时的表达式为：

$$0 \leq P_{pu,t,m} \leq P_{pu,m}^{\max} - P_{pu,m}^{\min}$$

机组抽水时的表达式为：

$$P_{pu,t,m} = P_{pu,t}^{Pump}$$

其中， NP 表示抽水蓄能机组报价总段数， $P_{pu,t,m}$ 表示抽水蓄能机组 pu 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{pu,m}^{\max}$ 、 $P_{pu,m}^{\min}$ 分别表示抽水蓄能机组 pu 申报的第 m 个出力区间上、下界。

抽水蓄能机组运行费用表达式

$$C_{pu,t}(P_{pu,t}) = \sum_{m=1}^{NP} C_{pu,m} P_{pu,t,m}$$

其中， NP 表示机组报价总段数， $C_{pu,t,m}$ 表示抽水蓄能机组 pu 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

（1）系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + \sum_{es=1}^E P_{es,t}^{dis} + \sum_{es=1}^E P_{es,t}^{ch} + \sum_{pu=1}^{PU} P_{pu,t}^{Pump} + \sum_{pu=1}^{PU} P_{pu,t}^{Drain} + SL_{load}^+ - SL_{load}^- = \sum_{u=1}^U D_{u,t}$$

其中， $P_{i,t}$ 表示所有机组 i 在 t 时段的出力， $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， D_t 为 t 时段的系统负荷， $P_{es,t}^{ch}$ 和 $P_{es,t}^{dis}$ 为储能单元 e 在 t 时段充、发电功率， E 表示储能单元的个数。 $P_{pu,t}^{Pump}$ 表示抽水蓄能机组 pu 在时段 t 的抽水功率， $P_{pu,t}^{Drain}$ 表示发电功率。A 类机组的出力已包含在等式左侧。

（2）系统一次调频备用容量约束

系统一次调频备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{f=1}^{NF} P_{f,t}^{first} + \sum_{pp=1}^{PP} P_{pp,t}^{first} + \sum_{h=1}^{NH} P_{h,t}^{first} + SL_{first,pr}^+ \geq R_t^{first}$$

其中， R_t^{first} 表示时段 t 的系统一次调频备用容量要求； $P_{f,t}^{first}$ 、 $P_{pp,t}^{first}$ 、 $P_{h,t}^{first}$ 分别表示火电机组 i 、抽蓄电厂 pp 、水电机组 h （仅包括开机机组）在时段 t 提供的一次调频备用容量， $SL_{first,pr}^+$ 表示一次调频备用容量的松弛变量，其中，

$$P_{f,t}^{first} = \min(P_{f,t}^{\max} - P_{f,t}, P_{f,t}^{\max} \times 6\%)$$

$$P_{pp,t}^{first} = \min(P_{pp,t}^{\text{on,max}} - P_{pp,t}, P_{pp,t}^{\text{on,max}} \times 10\%)$$

$$P_{h,t}^{first} = \min(P_{h,t}^{\max} - P_{h,t}, P_{h,t}^{\max} \times 10\%)$$

$P_{pp,t}^{\text{on,max}}$ 表示抽蓄电厂 p 在时段 t 内的开机容量。

（3）机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{\max}$$

对于停机的机组，上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 、 $P_{i,t}^{\max}$ 均取为零。对于新能源交易单元，上式中 $P_{i,t}^{\max}$ 取为新能源交易单元 i 在时段 t 的超短期功率预测值， $P_{i,t}^{\min}$ 取为 0。

（4）机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{j,t}^{\min} \leq \sum_{i \in j} P_{i,t} \leq P_{j,t}^{\max}$$

其中， $P_{j,t}^{\max}$ 、 $P_{j,t}^{\min}$ 表示机组群 j 在时段 t 的最大、最小出力。

（5）机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq \Delta P_i^U$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq \Delta P_i^D$$

其中， ΔP_i^U 表示机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 表示机组 i 最大下爬坡速率。

（6）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$\begin{aligned} -P_l^{\max} \leq & \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{es=1}^{ES} (G_{l-e} P_{es,t}^{dis} + G_{l-e} P_{es,t}^{ch}) + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} \\ & + \sum_{pu=1}^{PU} (G_{l-p} P_{pu,t}^{Pump} + G_{l-p} P_{pu,t}^{Drain}) - \sum_{k=1}^K G_{l-k} \left(\sum_{u \in k} D_{u,t} \right) - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max} \end{aligned}$$

其中， $P_l^{\max}$ 表示线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 表示机组 i 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-j} 表示联络线 j 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-e} 为节点 e 对线路 l 的灵敏度因子； K 表示系统的节点数量； G_{l-k} 表示节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-p} 表示抽水蓄能机组 pu 所在节点 p 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 表示节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别表示线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

（7）断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{es=1}^{ES} (G_{s-e} P_{es,t}^{dis} + G_{s-e} P_{es,t}^{ch}) + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} + \sum_{pu=1}^{PU} (G_{s-p} P_{pu,t}^{Pump} + G_{s-p} P_{pu,t}^{Drain}) - \sum_{k=1}^K G_{s-k} \left(\sum_{u \in k} D_{u,t} \right) - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max}$$

其中， $P_s^{\min}$ 、 $P_s^{\max}$ 分别表示断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 表示机组 i 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-e} 表示储能 es 所在节点 e 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-j} 表示联络线 j 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-p} 表示抽水蓄能机组 pu 所在节点 p 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-k} 表示节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别表示断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

（8）系统紧急备用容量约束

为应对系统负荷预测偏差以及各种实际运行事故带来的系统供需不平衡波动，需保证各时段开机容量满足系统的最小紧急备用容量要求。该约束可以描述为：

$$\sum_{i \in NT} \alpha_{i,t} R_{i,t}^T + \sum_{i \in NT} R_{i,t}^H + \sum_{i \in NF} \alpha_{i,t} R_{i,t}^F + \sum_{pp \in PP} R_{pp,t}^P + SL_{emer,pr}^+ \geq R_t^U + R_t^{red}$$

其中， R_t^U 表示时段 t 的系统紧急备用容量需求； R_t^{red} 表示系统备用减扣值。 NT 表示非固定出力火电机组集合； $\alpha_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的启停状态， $\alpha_{i,t}=0$ 表示机组停机， $\alpha_{i,t}=1$ 表示机组开机； $R_{i,t}^T$ 表示非固定出力火电机组 i 在时段 t 的紧急备用。 NH 表示常规水电机组集合， $R_{i,t}^H$ 表示常规水电机组 i 在时段 t 的紧急备用。 NF 表示固定出力火电机组集合， $R_{i,t}^F$ 表示固定出力火电机组 i 在时段 t 的紧急备用。 PP

表示抽蓄电厂集合， $R_{pp,t}^P$ 表示抽蓄电厂 pp 在时段 t 的紧急备用。 $SL_{emer,pr}^+$ 表示紧急备用的松弛变量。

各类机组或电厂紧急备用需满足以下条件：

（a）非固定出力火电机组紧急备用需满足 10min 爬坡限制，可以描述为：

$$\begin{cases} P_{i,t} + R_{i,t}^T \leq P_{i,t}^{\max} \\ R_{i,t}^T \leq \Delta P_i^{U'} \end{cases}, i \in NT$$

其中， $\Delta P_i^{U'}$ 表示机组 i 的 10min 爬坡能力。

（b）常规水电机组紧急备用需满足约束如下：

$$R_{i,t}^H + P_{i,t} \leq Cap_{i,t}^{\max}, i \in NH$$

其中， $Cap_{i,t}^{\max}$ 表示常规水电机组 i 在时段 t 的容量。

（c）固定出力火电机组紧急备用需满足 10min 爬坡限制，可以描述为：

$$\begin{cases} F_{i,t} + R_{i,t}^F \leq P_{i,t}^{\max} \\ R_{i,t}^F \leq \Delta P_i^{U'} \end{cases}, i \in NF$$

其中， $F_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的固定出力。

（d）若某蓄能厂的计划总出力为非负数，紧急备用为限开机容量减计划总出力；若蓄能厂的计划总出力为负数，紧急备用为计划总出力取负，可以描述为：

$$\begin{cases} R_{pp,t}^P = P_{pp,t}^{\max} - \sum_{i \in pp} P_{i,t}, \sum_{i \in pp} P_{i,t} \geq 0 \\ R_{pp,t}^P = -\sum_{i \in pp} P_{i,t}, \sum_{i \in pp} P_{i,t} < 0 \\ P_{pp,t}^{\max} = \sum_{i \in pp} P_{i,t}^{on,\max} \end{cases}, pp \in NP$$

其中， $\sum_{i \in pp} P_{i,t}$ 表示蓄能厂 pp 在时段 t 的计划总出力；

$P_{pp,t}^{max}$ 表示限开机容量。

（9）独立储能充放电功率约束

独立储能的充放电功率须在上下限范围内。

$$\begin{aligned} \alpha_{es,t} P_{es}^{dis,min} &\leq P_{es,t}^{dis} \leq \alpha_{es,t} P_{es}^{dis,max} \\ \beta_{es,t} P_{es}^{ch,max} &\leq P_{es,t}^{ch} \leq \beta_{es,t} P_{es}^{ch,min} \\ 0 &\leq \alpha_{es,t} + \beta_{es,t} \leq 1 \\ P_{es}^{ch,min} &< 0, P_{es}^{ch,max} < 0 \end{aligned}$$

其中：

$P_{es}^{dis,max}$ 、 $P_{es}^{dis,min}$ 分别表示独立储能 es 的放电功率上下限；

$P_{es}^{ch,max}$ 、 $P_{es}^{ch,min}$ 分别表示独立储能 es 的充电功率上下限；

$\alpha_{es,t}$ 、 $\beta_{es,t}$ 分别表示独立储能 es 在时段 t 的充放电状态 0-1 变量。

（10）独立储能荷电状态约束

独立储能在充放电过程中的荷电状态须在上下限范围内。

$$\begin{aligned} E_{es,t} &= E_{es,t-1} - \eta_{es}^{ch} P_{es,t}^{ch} \Delta t / E_{es} - P_{es,t}^{dis} \Delta t / (\eta_{es}^{dis} E_{es}) \\ \underline{E}_{es,t} &\leq E_{es,t} \leq \overline{E}_{es,t} \end{aligned}$$

其中：

$E_{es,t}$ 表示独立储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态；

η_{es}^{ch} 、 η_{es}^{dis} 分别表示独立储能 es 的充放电效率，充电、放电效率均暂取充放电能量转换效率的平方根；

Δt 表示时段长度；

E_{es} 表示独立储能 es 的额定容量；

$\overline{E_{es,t}}$ 、 $\underline{E_{es,t}}$ 分别表示独立储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态上下限。

(11) 独立储能小时内充放电状态约束

独立储能在同一小时内的充放电状态保持一致。

$$1 - \alpha_{es,t} \geq \frac{1}{4} \sum_{i=4n-3}^{4n} \beta_{es,i}, t \in [4n-3, 4n], n \in [1, 24]$$

其中： $\alpha_{es,t}$ 、 $\beta_{es,i}$ 分别表示独立储能 es 在时段 t 、 i 的充放电状态 0-1 变量。

(12) 独立储能实时出清荷电状态约束。

$$E_{es,4n}^{RT} = E_{es,4n}^{DA}, n \in [1, 24]$$

其中： $E_{es,4n}^{DA}$ 、 $E_{es,4n}^{RT}$ 分别表示独立储能 es 在整点时刻 $4n$ 的日前、实时电能量市场出清荷电状态。

(13) 新能源交易单元弃电约束

$$P_{c,t}^F = P_{c,t} + SL_c$$

其中， $P_{c,t}^F$ 和 $P_{c,t}$ 分别为新能源交易单元 c 在 t 时刻的超短期功率预测值和实时出清出力值。

(14) 抽水蓄能抽发功率约束

$$\begin{aligned} P_{pu,t}^{Pump} &= -\alpha_{pu,t}^{Pump} P_{pu}^{Pump} \\ \alpha_{pu,t}^{Drain} P_{pu,t}^{Drain,\min} &\leq P_{pu,t}^{Drain} \leq \alpha_{pu,t}^{Drain} P_{pu,t}^{Drain,\max} \\ 0 &\leq \alpha_{pu,t}^{Pump} + \alpha_{pu,t}^{Drain} \leq 1 \\ \alpha_{pu,t}^{Pump}, \alpha_{pu,t}^{Drain} &\in \{0, 1\} \end{aligned}$$

P_{pu}^{Pump} 表示机组的额定抽水功率， $P_{pu,t}^{Drain,\max}$ 和 $P_{pu,t}^{Drain,\min}$ 表示最大最小发电功率， $\alpha_{pu,t}^{Pump}$ 和 $\alpha_{pu,t}^{Drain}$ 表示抽水蓄能机组的抽发状

态 0-1 整数变量，1 表示开泵/开机，0 表示停泵/停机。

(15) 抽水蓄能库容约束

$$Cr_{pp,t}^{up} = Cr_{pp,t-1}^{up} - \sum_{pu=1}^{PPU_{pp}} (\eta_{pu}^{Pump} P_{pu,t}^{Pump} + \eta_{pu}^{Drain} P_{pu,t}^{Drain}) \Delta t$$

$$Cr_{pp,t}^{dn} = Cr_{pp,t-1}^{dn} + \sum_{pu=1}^{PPU_{pp}} (\eta_{pu}^{Pump} P_{pu,t}^{Pump} + \eta_{pu}^{Drain} P_{pu,t}^{Drain}) \Delta t$$

$$Cr_{pp,t}^{up,min} \leq Cr_{pp,t}^{up} \leq Cr_{pp,t}^{up,max}$$

$$Cr_{pp,t}^{dn,min} \leq Cr_{pp,t}^{dn} \leq Cr_{pp,t}^{dn,max}$$

$Cr_{pp,t}^{up}$ 和 $Cr_{pp,t}^{dn}$ 表示抽水蓄能电站 pp 的上下库容 (m^3)， PP 表示电站中抽水蓄能机组的数量， η_{pu}^{Pump} 表示抽水水库容电力转换效率 (m^3/MWh)， η_{pu}^{Drain} 表示发电库容电力转换效率 (m^3/MWh)， Δt 表示每个时段的时长， $Cr_{pp,t}^{up,min}$ 、 $Cr_{pp,t}^{up,max}$ 、 $Cr_{pp,t}^{dn,min}$ 、 $Cr_{pp,t}^{dn,max}$ 表示抽水蓄能电站在时段 t 的最小和最大上下库容， PPU_{pp} 表示抽蓄电厂 pp 中包含的抽蓄机组数量。

(16) 实时市场抽水蓄能库容上下限约束

$$Cr_{pp,t}^{up,DA} - Cr^{bw} \leq Cr_{pp,t}^{up,RT} + SL_{pp,t}^+ - SL_{pp,t}^- \leq Cr_{pp,t}^{up,DA} + Cr^{bw}$$

$$Cr_{pp,t}^{dn,DA} - Cr^{bw} \leq Cr_{pp,t}^{dn,RT} + SL_{pp,t}^+ - SL_{pp,t}^- \leq Cr_{pp,t}^{dn,DA} + Cr^{bw}$$

其中， $Cr_{pp,t}^{up,RT}$ 、 $Cr_{pp,t}^{dn,RT}$ 、 $Cr_{pp,t}^{up,DA}$ 、 $Cr_{pp,t}^{dn,DA}$ 表示实时和日前的上下库容， Cr^{bw} 表示带宽度。

为确保高峰时段抽水蓄能场站顶峰能力，电力调度机构可按照“以发定抽”原则最大化安排蓄能机组低谷抽水，在相应时段设置库容期望约束；为保障低谷时段清洁能源消纳和系统安全，确保低谷时段抽水蓄能场站调峰能力，

可按照“以抽定发”原则最大化安排蓄能机组高峰发电，在相应时段设置库容期望约束。

(17) 抽水蓄能机组群最大最小开机台数约束

抽水蓄能机组群内机组开机台数应在给定范围内，其约束条件可以描述为：

$$CR_{j,t}^{\min} \leq \sum_{pu \in j} (\alpha_{pu,t}^{Pump} + \alpha_{pu,t}^{Drain}) \leq CR_{j,t}^{\max}$$

其中 $CR_{j,t}^{\max}$ 、 $CR_{j,t}^{\min}$ 为抽水蓄能机组群 j 在时段 t 的最大、最小开机台数。

(18) 抽水蓄能最小连续开机时间约束

$$(\alpha_{pu,t-1}^{Drain} - \alpha_{pu,t}^{Drain}) t_{pu}^{drain,up} \leq \sum_{T=t-t_{pu}^{up}-1}^{t-1} (\alpha_{pu,T}^{Drain})$$

其中， $t_{pu}^{drain,up}$ 表示抽水蓄能机组最小连续开机时间。

(19) 抽水蓄能最小连续开泵时间约束

$$(\alpha_{pu,t-1}^{Pump} - \alpha_{pu,t}^{Pump}) t_{pu}^{pump,up} \leq \sum_{T=t-t_{pu}^{up}-1}^{t-1} (\alpha_{pu,T}^{Pump})$$

其中， $t_{pu}^{pump,up}$ 表示抽水蓄能机组最小连续开泵时间。

(20) 抽水蓄能最小连续停机时间约束

$$\begin{aligned} (\alpha_{pu,t}^{Pump} - \alpha_{pu,t-1}^{Pump}) t_{pu}^{dn} &\leq \sum_{T=t-t_{pu}^{dn}-1}^{t-1} (1 - \alpha_{pu,T}^{Pump} - \alpha_{pu,T}^{Drain}) \\ (\alpha_{pu,t}^{Drain} - \alpha_{pu,t-1}^{Drain}) t_{pu}^{dn} &\leq \sum_{T=t-t_{pu}^{dn}-1}^{t-1} (1 - \alpha_{pu,T}^{Pump} - \alpha_{pu,T}^{Drain}) \end{aligned}$$

其中， t_{pu}^{dn} 表示抽水蓄能机组最小连续停机时间。

(21) 同厂抽水蓄能机组同抽同放约束

$$\begin{cases} \alpha_{pu,t}^{Pump} = 0 & \text{当存在厂内其他机组放水时} \\ \alpha_{pu,t-1}^{Drain} = 0 & \text{当存在厂内其他机组抽水时} \end{cases}$$

为充分发挥市场对抽水蓄能机组调节能力的激励引导，保障电网安全稳定运行，参与现货市场交易的抽水蓄能机组须满足同厂抽水蓄能机组同抽同放约束，暂不执行与全省其余抽水蓄能机组同抽同放约束。

(22) 同厂抽水蓄能机组增开机泵台数限制

$$\sum_{pu=1}^{PP} (\alpha_{pu,t}^{Pump} - \alpha_{pu,t-1}^{Pump}) \leq PTS_{pp}$$

$$\sum_{pu=1}^{PP} (\alpha_{pu,t}^{Drain} - \alpha_{pu,t-1}^{Drain}) \leq UTS_{pp}$$

其中， PTS_{pp} 表示抽水蓄能电厂同时最大增加开泵台数， UTS_{pp} 表示抽水蓄能电厂同时最大增加开机台数。

(23) 抽蓄机组开机准备时间约束

$$\begin{cases} \alpha_{pu,t}^{Pump} = 0 \\ \alpha_{pu,t}^{Drain} = 0 \end{cases} \quad t=1 \text{ and } \alpha_{pu,0}^{Pump} = 0 \text{ and } \alpha_{pu,0}^{Drain} = 0$$

考虑抽蓄机组开机时间限制，为确保下发的计划值可执行，抽蓄机组初始点计划停机的情况下，第一个计算时刻不开机。

6.6.2.2 节点电价（LMP）计算模型

实时电能市场采用节点电价定价机制。实时电能市场出清形成每 15 分钟的节点电价，每小时内 4 个 15 分钟的节点电价的算术平均值，计为该节点每小时的平均节点电价。

实时电能市场采用事前定价方式，即结算价格为实时电能市场的事前出清价格，结算电量为实际发、用电

量。

实时电能市场节点电价（LMP）的目标函数如下：

$$\begin{aligned} \min \{ & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M' [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M' [SL_s^+ + SL_s^-] \\ & + \sum_{t=1}^T ML' [SL_{load}^+ + SL_{load}^-] + \sum_{t=1}^T MR'_{first,pr} SL_{first,pr}^+ + \sum_{t=1}^T MR'_{emer,pr} SL_{emer,pr}^+ \\ & + \sum_{c=1}^{NE} \sum_{t=1}^T M_c [SL_c] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^T [\lambda_{es}^{dis} P_{es,t}^{dis} + \lambda_{es}^{ch} P_{es,t}^{ch}] + \sum_{pu=1}^{PU} \sum_{t=1}^T [C_{pu,t}(P_{pu,t})] \} \end{aligned}$$

其中：

N 表示机组的总台数，包括非市场机组与市场机组；

T 表示所考虑的总时段数，其中 D 日每 15 分钟一个时段；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 表示机组 i 在时段 t 的运行费用，是与机组申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

M' 表示用于节点电价计算的网络潮流约束松弛罚因子， ML' 表示用于节点电价计算的系统负荷平衡约束松弛罚因子， $MR'_{first,pr}$ 表示节点电价计算的一次调频备用约束松弛罚因子， $MR'_{emer,pr}$ 表示节点电价计算的紧急备用约束松弛罚因子， M_c 表示新能源的弃电约束松弛罚因子；

SL_{load}^+ 、 SL_{load}^- 分别表示系统负荷的正、反向松弛变量；

$SL_{first,pr}^+$ 表示一次调频备用的松弛变量；

$SL_{emer,pr}^+$ 表示紧急备用的松弛变量；

SL_l^+ 、 SL_l^- 分别表示线路 l 的正、反向潮流松弛变量； NL 表示线路总数；

SL_s^+ 、 SL_s^- 分别表示断面 s 的正、反向潮流松弛变量； NS 表示断面总数；

SL_c 表示新能源交易单元 c 的弃电量；

ES 表示储能交易单元总数， λ_{es}^{ch} 、 λ_{es}^{dis} 分别表示储能申报的充、放电价格， $P_{es,t}^{ch}$ 、 $P_{es,t}^{dis}$ 分别表示储能出清的充放电功率。

PU 表示抽水蓄能机组的台数， $C_{pu,t}(P_{pu,t})$ 表示抽水蓄能机组 pu 在时段 t 的运行费用。

抽水蓄能机组出力表达式为

$$P_{pu,t} = P_{pu,t}^{Pump} + P_{pu,t}^{Drain}$$

$$P_{pu,t} = \sum_{m=1}^{NP} P_{pu,t,m}$$

机组发电时的表达式为：

$$0 \leq P_{pu,t,m} \leq P_{pu,m}^{\max} - P_{pu,m}^{\min}$$

机组抽水时的表达式为：

$$P_{pu,t,m} = P_{pu,t}^{Pump}$$

其中， NP 表示抽水蓄能机组报价总段数， $P_{pu,t,m}$ 表示抽水蓄能机组 pu 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{pu,m}^{\max}$ 、 $P_{pu,m}^{\min}$ 分别表示抽水蓄能机组 pu 申报的第 m 个出力区间上、下界。

抽水蓄能机组运行费用表达式为

$$C_{pu,t}(P_{pu,t}) = \sum_{m=1}^{NP} C_{pu,m} P_{pu,t,m}$$

其中， NP 表示机组报价总段数， $C_{pu,t,m}$ 表示抽水蓄能机组 pu 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

节点电价计算模型的约束条件包括：

（1）系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{dis} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{ch} + \sum_{pu=1}^{PU} P_{pu,t}^{Pump} + \sum_{pu=1}^{PU} P_{pu,t}^{Drain} + SL_{load}^+ - SL_{load}^- = \sum_{u=1}^U D_{u,t}$$

其中， $P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力， $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 表示联络线总数， D_i 表示时段 t 的系统负荷。 $P_{es,t}^{ch}$ 和 $P_{es,t}^{dis}$ 为储能单元 e 在 t 时段充、发电功率， E 表示储能单元的个数。 $P_{pu,t}^{Pump}$ 表示抽水蓄能机组 pu 在时段 t 的抽水功率， $P_{pu,t}^{Drain}$ 表示发电功率。 SL_{load}^+ 、 SL_{load}^- 分别表示负荷的正、反向松弛变量。

（2）系统一次调频备用容量约束

系统一次调频备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{f=1}^{NF} P_{f,t}^{first} + \sum_{pp=1}^{PP} P_{pp,t}^{first} + \sum_{h=1}^{NH} P_{h,t}^{first} + SL_{first,pr}^+ \geq R_t^{first}$$

其中， R_t^{first} 表示时段 t 的系统一次调频备用容量要求； $P_{f,t}^{first}$ 、 $P_{pp,t}^{first}$ 、 $P_{h,t}^{first}$ 分别表示火电机组 i 、抽蓄电厂 pp 、水电机组 h （仅包括开机机组）在时段 t 提供的一次调频备用容量， $SL_{first,pr}^+$ 表示一次调频备用容量的松弛变量，其中，

$$P_{f,t}^{first} = \min(P_{f,t}^{\max} - P_{f,t}, P_{f,t}^{\max} \times 6\%)$$

$$P_{pp,t}^{first} = \min(P_{pp,t}^{\text{on},\max} - P_{pp,t}, P_{pp,t}^{\text{on},\max} \times 10\%)$$

$$P_{h,t}^{first} = \min(P_{h,t}^{\max} - P_{h,t}, P_{h,t}^{\max} \times 10\%)$$

$P_{pp,t}^{\text{on},\max}$ 表示抽蓄电厂 pp 在时段 t 内的开机容量。

（3）机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约

束条件可以描述为：

$$P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{\max}$$

对于停机的机组，上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 、 $P_{i,t}^{\max}$ 均取为零；对于不可定价机组，上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 、 $P_{i,t}^{\max}$ 均取 SCED 优化结果中机组 i 在时段 t 的中标出力 $P_{i,t}^{SCED}$ ；对于可定价机组，上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 、 $P_{i,t}^{\max}$ 取如下数值：

$$P_{i,t}^{\min} = \max\{(1 - \delta)P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{\min})^{SCED}\}$$

$$P_{i,t}^{\max} = \min\{(1 + \delta)P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{\max})^{SCED}\}$$

其中， δ 表示 LMP 模型中允许机组偏离日前 SCED 优化结果的比例， $(P_{i,t}^{\min})^{SCED}$ 、 $(P_{i,t}^{\max})^{SCED}$ 分别表示日前 SCED 模型中的机组最大、最小出力。

独立储能、抽水蓄能交易单元出力上下限约束参照以上描述设置。

（4）机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{j,t}^{\min} \leq \sum_{i \in j} P_{i,t} \leq P_{j,t}^{\max}$$

其中， $P_{j,t}^{\max}$ 、 $P_{j,t}^{\min}$ 表示机组群 j 在时段 t 的最大、最小出力。

（5）机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq \Delta P_i^U$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq \Delta P_i^D$$

其中， ΔP_i^U 表示机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 表示机组 i 最大下爬坡速率。

(6) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$\begin{aligned} -P_l^{\max} \leq & \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{es=1}^{ES} (G_{l-e} P_{es,t}^{dis} + G_{l-e} P_{es,t}^{ch}) + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} \\ & + \sum_{pu=1}^{PU} (G_{l-p} P_{pu,t}^{Pump} + G_{l-p} P_{pu,t}^{Drain}) - \sum_{k=1}^K G_{l-k} \left(\sum_{u \in k} D_{u,t} \right) - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max} \end{aligned}$$

其中， $P_l^{\max}$ 表示线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 表示机组 i 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-j} 表示联络线 j 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-e} 为节点 e 对线路 l 的灵敏度因子； K 表示系统的节点数量； G_{l-k} 表示节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-p} 表示抽水蓄能机组 pu 所在节点 p 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 表示节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别表示线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(7) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$\begin{aligned} P_s^{\min} \leq & \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{es=1}^{ES} (G_{s-e} P_{es,t}^{dis} + G_{s-e} P_{es,t}^{ch}) + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} \\ & + \sum_{pu=1}^{PU} (G_{s-p} P_{pu,t}^{Pump} + G_{s-p} P_{pu,t}^{Drain}) - \sum_{k=1}^K G_{s-k} \left(\sum_{u \in k} D_{u,t} \right) - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max} \end{aligned}$$

其中， $P_s^{\min}$ 、 $P_s^{\max}$ 分别表示断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 表示机组 i 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布

因子； G_{s-e} 表示独立储能 es 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-j} 表示联络线 j 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-p} 表示抽水蓄能机组 pu 所在节点 p 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-k} 表示节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别表示断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

（8）系统紧急备用容量约束

为应对系统负荷预测偏差以及各种实际运行事故带来的系统供需不平衡波动，需保证各时段开机容量满足系统的最小紧急备用容量要求。该约束可以描述为：

$$\sum_{i \in NT} \alpha_{i,t} R_{i,t}^T + \sum_{i \in NT} R_{i,t}^H + \sum_{i \in NF} \alpha_{i,t} R_{i,t}^F + \sum_{pp \in NP} R_{pp,t}^P + SL_{emer,pr}^+ \geq R_t^U + R_t^{red}$$

其中， R_t^U 表示时段 t 的系统紧急备用容量需求； R_t^{red} 表示系统备用减扣值。 NT 表示非固定出力火电机组集合； $\alpha_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的启停状态， $\alpha_{i,t}=0$ 表示机组停机， $\alpha_{i,t}=1$ 表示机组开机； $R_{i,t}^T$ 表示非固定出力火电机组 i 在时段 t 的紧急备用。 NH 表示常规水电机组集合， $R_{i,t}^H$ 表示常规水电机组 i 在时段 t 的紧急备用。 NF 表示固定出力火电机组集合， $R_{i,t}^F$ 表示固定出力火电机组 i 在时段 t 的紧急备用。 NP 表示抽蓄电厂集合， $R_{pp,t}^P$ 表示抽蓄电厂 pp 在时段 t 的紧急备用。 $SL_{emer,pr}^+$ 表示紧急备用的松弛变量。各类机组或电厂紧急备用需满足以下条件：

（a）非固定出力火电机组紧急备用需满足 10min 爬坡限制，可以描述为：

$$\begin{cases} P_{i,t} + R_{i,t}^T \leq P_{i,t}^{\max} \\ R_{i,t}^T \leq \Delta P_i^{U'} \end{cases}, i \in NT$$

其中， $\Delta P_i^{U'}$ 表示机组 i 的 10min 爬坡能力。

(b) 常规水电机组紧急备用需满足约束如下：

$$R_{i,t}^H + P_{i,t} \leq Cap_{i,t}^{\max}, i \in NH$$

其中， $Cap_{i,t}^{\max}$ 表示常规水电机组 i 在时段 t 的容量。

(c) 固定出力火电机组紧急备用需满足 10min 爬坡限制，可以描述为：

$$\begin{cases} F_{i,t} + R_{i,t}^F \leq P_{i,t}^{\max} \\ R_{i,t}^F \leq \Delta P_i^{U'} \end{cases}, i \in NF$$

其中， $F_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的固定出力。

(d) 若某蓄能厂的计划总出力为非负数，紧急备用为限开机容量减计划总出力；若蓄能厂的计划总出力为负数，紧急备用为计划总出力取负，可以描述为：

$$\begin{cases} R_{pp,t}^P = P_{pp,t}^{\max} - \sum_{i \in pp} P_{i,t}, \sum_{i \in pp} P_{i,t} \geq 0 \\ R_{pp,t}^P = -\sum_{i \in pp} P_{i,t}, \sum_{i \in pp} P_{i,t} < 0 \\ P_{pp,t}^{\max} = \sum_{i \in pp} P_{i,t}^{on,\max} \end{cases}, pp \in NP$$

其中， $\sum_{i \in pp} P_{i,t}$ 表示蓄能厂 pp 在时段 t 的计划总出力；

$P_{pp,t}^{\max}$ 表示限开机容量。

(9) 独立储能充放电功率约束

独立储能的充放电功率须在上下限范围内。

$$\begin{aligned}\alpha_{es,t} P_{es}^{dis,\min} &\leq P_{es,t}^{dis} \leq \alpha_{es,t} P_{es}^{dis,\max} \\ \beta_{es,t} P_{es}^{ch,\max} &\leq P_{es,t}^{ch} \leq \beta_{es,t} P_{es}^{ch,\min} \\ 0 &\leq \alpha_{es,t} + \beta_{es,t} \leq 1 \\ P_{es}^{ch,\min} &< 0, P_{es}^{ch,\max} < 0\end{aligned}$$

其中：

$P_{es}^{dis,\max}$ 、 $P_{es}^{dis,\min}$ 分别表示独立储能 es 的放电功率上下限；

$P_{es}^{ch,\max}$ 、 $P_{es}^{ch,\min}$ 分别表示独立储能 es 的充电功率上下限；
 $\alpha_{es,t}$ 、 $\beta_{es,t}$ 分别表示独立储能 es 在时段 t 的充放电状态 0-1 变量。

（10）独立储能荷电状态约束

独立储能在充放电过程中的荷电状态须在上下限范围内。

$$\begin{aligned}E_{es,t} &= E_{es,t-1} - \eta_{es}^{ch} P_{es,t}^{ch} \Delta t / E_{es} - P_{es,t}^{dis} \Delta t / (\eta_{es}^{dis} E_{es}) \\ \underline{E}_{es,t} &\leq E_{es,t} \leq \overline{E}_{es,t}\end{aligned}$$

其中：

$E_{es,t}$ 表示独立储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态；

η_{es}^{ch} 、 η_{es}^{dis} 分别表示独立储能 es 的充放电效率，充电、放电效率均暂取充放电能量转换效率的平方根；

Δt 表示时段长度；

E_{es} 表示独立储能 es 的额定容量；

$\underline{E}_{es,t}$ 、 $\overline{E}_{es,t}$ 分别表示独立储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态上下限。

（11）独立储能小时内充放电状态约束

独立储能在同一小时内的充放电状态保持一致。

$$1 - \alpha_{es,t} \geq \frac{1}{4} \sum_{i=4n-3}^{4n} \beta_{es,i}, t \in [4n-3, 4n], n \in [1, 24]$$

其中： $\alpha_{es,t}$ 、 $\beta_{es,i}$ 分别表示独立储能 es 在时段 t 、 i 的充放电状态 0-1 变量。

(12) 独立储能实时出清荷电状态约束。

$$E_{es,4n}^{RT} = E_{es,4n}^{DA}, n \in [1, 24]$$

其中： $E_{es,4n}^{DA}$ 、 $E_{es,4n}^{RT}$ 分别表示独立储能 es 在整点时刻 $4n$ 的日前、实时电能市场出清荷电状态。

(13) 新能源交易单元弃电约束

$$P_{c,t}^F = P_{c,t} + SL_c$$

其中， $P_{c,t}^F$ 和 $P_{c,t}$ 分别为新能源交易单元 c 在 t 时刻的超短期功率预测值和实时出清出力值。

(14) 抽水蓄能抽发功率约束

$$P_{pu,t}^{Pump} = -\alpha_{pu,t}^{Pump} P_{pu}^{Pump}$$

$$\alpha_{pu,t}^{Drain} P_{pu,t}^{Drain, \min} \leq P_{pu,t}^{Drain} \leq \alpha_{pu,t}^{Drain} P_{pu,t}^{Drain, \max}$$

$$0 \leq \alpha_{pu,t}^{Pump} + \alpha_{pu,t}^{Drain} \leq 1$$

$$\alpha_{pu,t}^{Pump}, \alpha_{pu,t}^{Drain} \in \{0, 1\}$$

P_{pu}^{Pump} 表示机组的额定抽水功率， $P_{pu,t}^{Drain, \max}$ 和 $P_{pu,t}^{Drain, \min}$ 表示最大最小发电功率， $\alpha_{pu,t}^{Pump}$ 和 $\alpha_{pu,t}^{Drain}$ 表示抽水蓄能机组的抽发状态 0-1 整数变量，1 表示开泵/开机，0 表示停泵/停机。

(15) 抽水蓄能库容约束

$$Cr_{pp,t}^{up} = Cr_{pp,t-1}^{up} - \sum_{pu=1}^{PP} (\eta_{pu}^{Pump} P_{pu,t}^{Pump} + \eta_{pu}^{Drain} P_{pu,t}^{Drain}) \Delta t$$

$$Cr_{pp,t}^{dn} = Cr_{pp,t-1}^{dn} + \sum_{pu=1}^{PP} (\eta_{pu}^{Pump} P_{pu,t}^{Pump} + \eta_{pu}^{Drain} P_{pu,t}^{Drain}) \Delta t$$

$$Cr_{pp,t}^{up,\min} \leq Cr_{pp,t}^{up} \leq Cr_{pp,t}^{up,\max}$$

$$Cr_{pp,t}^{dn,\min} \leq Cr_{pp,t}^{dn} \leq Cr_{pp,t}^{dn,\max}$$

$Cr_{pp,t}^{up}$ 和 $Cr_{pp,t}^{dn}$ 表示抽水蓄能电站 pp 的上下库容 (m^3)， PP 表示电站中抽水蓄能机组的数量， η_{pu}^{Pump} 表示抽水蓄能库容电力转换效率 (m^3/MWh)， η_{pu}^{Drain} 表示发电库容电力转换效率 (m^3/MWh)， Δt 表示每个时段的时长， $Cr_{pp,t}^{up,\min}$ 、 $Cr_{pp,t}^{up,\max}$ 、 $Cr_{pp,t}^{dn,\min}$ 、 $Cr_{pp,t}^{dn,\max}$ 表示抽水蓄能电站在时段 t 的最小和最大上下库容。

(16) 实时市场抽水蓄能库容上下限约束

$$Cr_{pp,t}^{up,DA} - Cr^{bw} \leq Cr_{pp,t}^{up,RT} + SL_{pp,t}^+ - SL_{pp,t}^- \leq Cr_{pp,t}^{up,DA} + Cr^{bw}$$

$$Cr_{pp,t}^{dn,DA} - Cr^{bw} \leq Cr_{pp,t}^{dn,RT} + SL_{pp,t}^+ - SL_{pp,t}^- \leq Cr_{pp,t}^{dn,DA} + Cr^{bw}$$

其中， $Cr_{pp,t}^{up,RT}$ 、 $Cr_{pp,t}^{dn,RT}$ 、 $Cr_{pp,t}^{up,DA}$ 、 $Cr_{pp,t}^{dn,DA}$ 表示实时和日前的上下库容， Cr^{bw} 表示带宽度。

(17) 抽蓄机组开机准备时间约束

$$\begin{cases} \alpha_{pu,t}^{Pump} = 0 \\ \alpha_{pu,t}^{Drain} = 0 \end{cases} \quad t=1 \text{ and } \alpha_{pu,0}^{Pump} = 0 \text{ and } \alpha_{pu,0}^{Drain} = 0$$

考虑抽蓄机组开机时间限制，为确保下发的计划值可执行，抽蓄机组初始点计划停机的情况下，第一个计算时刻不开机。

求解上述节点电价计算模型，得到各时段系统负荷平衡约束、线路和断面潮流约束的拉格朗日乘子，则节点 i 在时段 t 的节点电价为：

$$LMP_{k,t} = \lambda_t + \xi_t - \sum_{l=1}^L (\tau_{l,t}^{\max} - \tau_{l,t}^{\min}) G_{l-k} - \sum_{s=1}^S (\tau_{s,t}^{\max} - \tau_{s,t}^{\min}) G_{s-k} + \mu_t$$

其中：

λ_t ：时段 t 系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子，当负荷平衡约束被松弛时，该拉格朗日乘子为负荷平衡约束松弛罚因子；

ξ_t ：时段 t 系统紧急备用约束的拉格朗日乘子，当紧急备用约束被松弛时，该拉格朗日乘子为紧急备用约束松弛罚因子；

$\tau_{l,t}^{\max}$ ：线路 l 最大正向潮流约束的拉格朗日乘子，当线路潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{l,t}^{\min}$ ：线路 l 最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当线路潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{s,t}^{\max}$ ：断面 s 最大正向潮流约束的拉格朗日乘子，当断面潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{s,t}^{\min}$ ：断面 s 最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当断面潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

G_{l-k} ：节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子；

G_{s-k} ：节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子；

μ_t ：时段 t 触发稀缺定价时的价格增量。

6.6.2.3 特殊节点赋价

特殊节点在实时电能量市场中的赋价机制与本细则 5.8.2.4 节一致。

6.6.3 特殊机组在实时电能量市场中的出清机制

6.6.3.1 必开机组

在日前电能量市场中指定为必开机组的发电机组，在实时电能量市场中的相应时段同样视为必开机组。

必开机组在实时电能量市场中的出清机制与本细则 5.8.3.1 节一致。

6.6.3.2 热电联产机组

在日前电能量市场中申报了供热计划的热电联产机组，在实时电能量市场中同样视为热电联产机组。电力调度机构以发电机组实测供热工况图（热-电负荷对应关系表）为基础，根据热负荷在线监测系统中的实时供热流量曲线监测值，计算供热机组电力负荷的实时上下限，在确保电力有序供应、电网安全稳定、调峰调频等基本需要的前提下，供热电力负荷下限优先出清；供热电力负荷下限至供热电力负荷上限之间的发电能力，根据发电机组申报的电能量价格参与优化出清。热电联产机组的实际供热流量曲线与日前申报的供热流量预测曲线之间发生较大偏差时，按照本细则 11.5 节的规定纳入考核。

实时电能量市场中热电联产机组的定价机制与本细则 5.8.3.2 节一致。

若机组供热数据在实时运行中发生中断等异常情况，电厂应及时通知所属电力调度机构，同时，按该台机组日

前申报的供热流量数据计算其在实时电能量现货市场的供热电力负荷上下限。

日前申报的热电联产机组原则上在实时运行中不允许更换。当日前申报的热电联产机组在实时运行中发生故障或非计划停运而不具备供热条件时，发电厂可向所属电力调度机构申请同厂内更换供热机组，经许可后可进行更换，更换后的供热机组按照本条的规定参与实时电能量市场出清。发生故障或非计划停运的供热机组视同纯凝机组参与实时电能量市场出清。

6.6.3.3 调试（试验）机组

（1）调试阶段的新建机组

调试阶段的新建机组在实时电能量市场中按照调试需求安排发电，出清机制与本细则 5.8.3.3 节一致。

（2）试验（调试）的在运机组

在日前电能量市场中申报了运行日调试（试验）计划的在运发电机组，在实时电能量市场中同样视为调试（试验）机组，在实时电能量市场中的出清机制与本细则 5.8.3.3 节一致。

6.6.3.4 最小连续开机时间内机组

最小连续开机时间内机组在实时电能量市场中的出清机制与本细则 5.8.3.4 节一致。

6.6.3.5 处于开/停机过程中的机组

处于开机状态的发电机组，在机组并网后升功率至最小稳定技术出力期间，发电出力为其实时报送的开机曲线，

不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。机组发电出力达到最小稳定技术出力之后，从下一个交易时段开始，按照其电能量报价参与实时电能量市场优化出清。

处于停机状态的发电机组，在机组从最小稳定技术出力降功率至与电网解列期间，发电出力为其实时报送的停机曲线，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

6.6.3.6 深度调峰调用机组

深度调峰调用机组在实时电能量市场中的调用机制与本细则 5.8.3.6 节一致。

6.6.3.7 一次能源供应约束机组

在日前电能量市场中存在一次能源供应约束的发电机组，在实时电能量市场中同样视为存在一次能源供应约束。对于采用价格干预的情况，相关发电机组在实时电能量市场中的出清机制与本细则 5.4.6 节一致。对于采用机组群电量约束设置的情况，原则上相关发电机组按照日前调度计划作为固定出力参与实时电能量市场出清。

6.6.3.8 发生故障而要求调整出力计划的机组

若发电机组在实时运行中发生故障，并且需要对机组出力进行调整时，在故障处理的时段内，机组出力固定为机组申报并经所属电力调度机构同意的发电出力值，相应时段内该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

故障处理结束后，从下一个交易时段开始，按照机组

电能量报价参与实时电能量市场优化出清。

6.6.3.9 应急新增开机机组

应急新增开机机组指在日前电能量市场中未被列入机组开机组合，在日前调度计划编制环节（本细则 5.11 节）或实时运行调整环节，由电力调度机构安排新增开机的机组。

电力调度机构根据机组综合报价（冷态/温态/热态启动费用+最小稳定技术出力费用（或最小可调出力费用）×最小连续开机时间）由低到高排序形成应急新增开机机组序列，若机组综合报价相同时，参考政府主管部门下达的能耗排序形成应急新增开机机组序列。运行日，在满足系统安全的基础上，电力调度机构根据应急新增开机机组序列结合机组的冷态/温态/热态启动时间安排新增开机机组，原则上只启用燃机。调度机构也可根据系统运行需要临时取消机组停机计划。实时电能量市场中，应急新增开机机组根据其电能量报价参与市场优化出清。突破最小连续停机时间约束的应急新增开机机组根据本细则 9.2 节的相关规定，按照机组申报的启动费用的 μ_0 倍（ $\mu_0 > 1$ ）计算启动补偿费用。

6.6.3.10 应急新增停机机组

应急新增停机机组指在日前电能量市场中被列入机组开机组合，在日前调度计划编制环节（本细则 5.11 节）或实时运行调整环节，由电力调度机构安排新增停机的机组。

电力调度机构根据机组容量加权电能量报价由高到低

排序形成应急停机机组序列。机组容量加权电能量报价相同时，参考政府主管部门下达的发电标煤耗及能耗排序的倒序形成应急新增停机机组序列。运行日，在满足系统安全的基础上，电力调度机构根据应急新增停机机组序列安排新增停机机组。

原则上，在日前电能量市场中已经出清列入机组组合的机组，不在日前调度计划编制环节或实时运行调整环节安排停机。若由于电网安全需要安排已出清机组停机的，分以下两种情况处理：

（1）机组在竞价日（D-1）处于开机状态，在日前电能量市场出清结果中机组开机状态保持不变，被列入机组组合，在日前调度计划编制环节或日内滚动调度计划编制环节安排停机。此种情况下，机组按照电力调度机构安排停机，相应的电能量偏差按照实时电能量市场的偏差结算原则进行处理。

（2）机组在竞价日（D-1）处于停机状态，在日前电能量市场出清结果中机组变为开机状态，被列入机组组合，在日前调度计划编制环节或日内滚动调度计划编制环节安排停机。此种情况下，若调度计划重新下发时机组已经完成点火工作，则机组按照调度计划停机，并根据申报的启动费用，按照本细则 9.2 节的相关规定计算启动补偿费用；若调度计划重新下发时机组未完成点火工作，则机组按照调度计划停机，不获得启动费用补偿。机组完成点火工作的时间，以调度台同意机组点火的时间为准。相应的电能

量偏差按照实时电能量市场的偏差结算原则进行处理。

6.6.4 实时电能量市场安全校核

实时电能量市场安全校核与本细则 5.8.4 节一致。

6.7 实时电能量市场定价

6.7.1 发电侧定价

实时电能量市场出清形成每 15 分钟的节点电价，每小时内 4 个 15 分钟的节点电价的算术平均值，计为该节点每小时的平均节点电价。实时电能量市场中，市场机组以机组所在节点的小时平均节点电价作为相应时段的结算价格。

6.7.2 用户侧定价

实时电能量市场中，售电公司和批发用户以每小时的用户侧统一电价作为相应时段的结算价格。若储能主体按电费计算时段为小时，用户侧统一电价按照下式计算：

$$\overline{LMP}_{t, \text{实时}} = \frac{\sum_{m \in \text{市场机组, 储能主体}} [(q_{m,t, \text{实时}} - q_{m,t, \text{代购及跨省}}) \times LMP_{m,t, \text{实时}}]}{\sum_m (q_{m,t, \text{实时}} - q_{m,t, \text{代购及跨省}})}$$

若储能主体按电费计算时段为 15 分钟，用户侧统一电价按照下式计算：

$$\overline{LMP}_{t, \text{实时}} = \frac{\sum_m [(q_{m,t, \text{实时}} - q_{m,t, \text{代购及跨省}}) \times LMP_{m,t, \text{实时}}] + \sum_n \sum_{\tau \in t} (q_{n,\tau, \text{实时}} \times LMP_{n,\tau, \text{实时}})}{\sum_m (q_{m,t, \text{实时}} - q_{m,t, \text{代购及跨省}}) + \sum_n \sum_{\tau} q_{n,\tau, \text{实时}}}$$

其中， $\overline{LMP}_{t, \text{实时}}$ 表示第 t 小时的实时用户侧统一电价；

$q_{m,t, \text{实时}}$ 表示市场机组、储能主体 m 在第 t 小时的实时中标

电量， $Q_{n,\tau,实时}$ 储能主体 n 在第 t 小时的 τ 时段实时中标电量，以电力市场交易系统发布的实时交易结果为准；

$Q_{m,t,代购及跨省}$ 表示市场机组 m 第 t 小时的电网代购市场及跨省外送电量（含基数电量），以交易中心首次发布的 D 日日清算电量数据为准，后续电量如有调整，不进行重算；

$LMP_{m,t,实时}$ 表示第 t 小时市场机组、独立储能 m 所在节点的实时结算价格，即第 t 小时内每 15 分钟实时节点电价的算术平均值； $LMP_{n,\tau,实时}$ 表示第 t 小时的 τ 时段储能主体 n 所在节点的 15 分钟实时节点电价。

6.7.3 稀缺定价

稀缺定价与本细则 5.9.3 节一致。

6.8 市场出清出力结果发布

电力调度机构将实时电能量市场每 15 分钟出清的发电计划通过调度数据网下发至各发电机组。若由于技术支持系统缺陷等客观原因，造成实时市场无法在系统实际运行前 15 分钟完成出清时，电力调度机构可沿用最近一次有效出清时段的出力计划或根据电网实时运行需要进行人工调整，确定受影响发电机组的实时发电计划，并尽可能缩短发布市场出清结果的延迟时间，事后及时向经营主体发布出清延迟公告并说明原因。

6.9 实时电能量市场价格核验

6.9.1 价格核验规则

实时电能量市场价格以小时为单位计算，经价格核验流程后，原则上于 $D+1$ 日发布运行日实时市场的正式结果，

作为结算依据。如出现系统临时故障等情况，可视需要延迟至 D+2 日发布。电力调度机构在价格核验过程中检查运行日实时电能量市场临时结果中节点电价计算的完整性及正确性，如果节点电价计算不完整或不正确，电力调度机构需对受影响的节点电价进行修正，包括以下情况：

（1）如果实时电能量市场出清的边界条件数据准备未完成导致节点电价计算未能启动，当 1 个小时内受影响的时段不超过 2 个时，使用上一个成功时段的节点电价数据替换受影响的时段；当 1 个小时内受影响的时段超过 2 个时，首先消除数据准备过程中的故障，完成边界条件数据准备，重新调用节点电价计算程序对受影响的时段进行计算，若不能及时消除故障，则采用可用数据源（包括但不限于能量管理系统、现货市场备用系统、调度员日志、原始遥测数据等）的数据完成边界条件数据准备，重新调用节点电价计算程序对受影响的时段进行计算。

（2）如果实时电能量市场出清的计算程序故障导致节点电价计算未能启动，当计算程序未能及时修复或 1 个小时内受影响的时段不超过 2 个时，使用上一个成功时段的节点电价数据替换受影响的时段；当计算程序及时修复且 1 个小时内受影响的时段超过 2 个时，采用与运行日计算同样的边界条件数据，重新调用节点电价计算程序对受影响的时段进行计算。

（3）如果实时电能量市场出清的边界条件数据准备有误（包括但不限于负荷预测数据错误、设备状态数据错误、

安全约束数据错误、非市场机组及联络线功率错误等）导致节点电价计算不正确，则采用最佳可用数据源修正有误的边界条件数据，重新调用节点电价计算程序对受影响的时段进行计算。

（4）如果出现其他导致节点电价计算不正确的情况，则采用可实现的方式修正错误原因，重新调用节点电价计算程序对受影响的时段进行计算。

6.9.2 价格核验说明

按照信息披露有关要求向经营主体发布实时电能量市场价格核验的说明。

6.10 实时运行调整

电网实时运行应按照系统运行有关规定，保留合理的调频、调峰、调压及备用容量以及各输变电断面合理的潮流波动空间，满足电网风险防控措施要求，保障系统安全稳定运行和电力电量平衡。

电网实时运行中，当系统发生事故或紧急情况时，电力调度机构应按照安全第一的原则处理，无需考虑经济性。处置结束后，受影响的发电机组以当前的出力点为基准，恢复参与实时电能量市场出清计算，电力调度机构应记录事件经过、计划调整情况等信息，通过周信息披露向市场成员通报。

发生下列情况之一时，电力调度机构可根据系统运行需要进行调整：

- （1）电力系统发生事故可能影响电网安全时；

- （2）系统频率或电压超过规定范围时；
- （3）系统调频容量、备用容量和无功容量无法满足电力系统安全运行的要求时；
- （4）输变电设备过载或超出稳定限额时；
- （5）继电保护及安全自动装置故障，需要改变系统运行方式时；
- （6）气候、水情、新能源出力发生极端变化可能对电网安全造成影响时；
- （7）为保证省间联络线输送功率在正常允许范围而需要调整时；
- （8）电力调度机构为保证电网安全运行认为需要进行调整的其他情形。

在出现上一条所述情况时，电力调度机构可以采取以下措施调整运行方式：

- （1）改变机组的发电计划；
- （2）让发电机组投入或者退出运行；
- （3）调整设备停复电计划；
- （4）调整省间联络线的送受电计划；
- （5）调用市场化可中断负荷；
- （6）采取错峰限电方式控制负荷；
- （7）暂停实时电能量市场交易；
- （8）电力调度机构认为有效的其他手段。

实时运行过程中机组或用户出现违反系统安全和相关规程规定或明确不具备并网运行技术条件情况时，电力调

度机构应对机组、用户行为及时记录并按相关规定进行处罚，严重情况可建议能源监管机构、政府部门对相应机组、用户实施强制退出调度运行，由此造成的偏差由机组、用户自行承担。

6.11 实时交易结果调整

因技术支持系统出现临时缺陷等非电厂自身原因，导致部分市场机组出清结果异常时，广东中调事后重新发布对应机组的实时电能量市场出清结果。其他市场机组的实时电能量市场成交结果和价格不作联动调整。

7 区域电力市场与广东现货电能量市场的衔接方式

7.1 南方区域调频、跨省电力备用辅助服务市场与广东现货电能量市场的衔接方式

现阶段，南方区域调频、跨省电力备用辅助服务市场与广东现货电能量市场分开独立运行，采用分步出清的方式衔接。

竞价日，根据系统供需情况评估跨省备用需求及省内备用需求，并在系统备用约束中予以考虑，首先开展日前电能量市场安全约束机组组合（SCUC）计算，然后根据机组组合结果开展调频辅助服务市场日前预出清和跨省备用辅助服务市场日前交易，最后根据调频、跨省备用辅助服务市场交易结果开展日前电能量市场经济调度（SCED）计算。

调频、跨省备用辅助服务市场日前中标机组的可调出力上、下限分别按以下公式调整：

$$P_{\text{日前上限}} = P_{\text{机组出力上限}} - P_{\text{调频预出清中标容量}} - P_{\text{跨省备用中标容量}}$$

$$P_{\text{日前下限}} = P_{\text{机组出力下限}} + P_{\text{调频预出清中标容量}}$$

其中， $P_{\text{机组出力上限}}$ 、 $P_{\text{机组出力下限}}$ 分别为考虑机组限高、限低、供热后的机组可调出力上限和可调出力下限。

实时运行期间，根据南方区域调频、跨省备用辅助服务市场交易结果开展实时电能量市场经济调度（SCED）计算。

调频、跨省备用辅助服务市场实时中标机组的可调出力上、下限分别按以下公式调整：

$$P_{\text{实时上限}} = P_{\text{机组出力上限}} - P_{\text{调频出清中标容量}} - P_{\text{跨省备用中标容量}}$$

$$P_{\text{实时下限}} = P_{\text{机组出力下限}} + P_{\text{调频出清中标容量}}$$

其中， $P_{\text{机组出力上限}}$ 、 $P_{\text{机组出力下限}}$ 分别为考虑机组限高、限低、供热后的机组可调出力上限和可调出力下限。

7.2 南方区域现货电能量市场与广东现货电能量市场的衔接方式

南方区域电力现货市场结算试运行期间，按南方区域电力现货市场结算试运行相关方案执行。

8 市场力检测与缓解

为避免具有市场力的发电机组操纵市场价格，需进行市场力检测与缓解，根据市场运行需要和技术条件，可采取包括但不限于下述事前、事中和事后措施中的一项或多项。

8.1 事前措施

8.1.1 报价行为测试

（1）对比发电机组电能量报价与行为测试参考价格，当发电机组电能量报价小于等于行为测试参考价格时，该发电机组被认定通过行为测试；当发电机组电能量报价大于行为测试参考价格时，该发电机组被认定不通过行为测试，将发电机组电能量报价超过行为测试参考价格的部分替换为行为测试参考价格，作为该机组报价参与现货市场出清。行为测试参考价格作为市场参数管理，分不同类型机组设置。

（2）计算发电机组电能量平均报价与自身近 30 天平均报价水平的比值，当该比值不超过阈值时，该发电机组被认定通过行为测试；当该比值超过阈值时，该发电机组被认定不通过行为测试，将发电机组电能量报价乘以该比值的倒数，作为该机组报价参与市场出清。阈值作为市场参数管理，分不同类型机组设置。

8.1.2 供应紧张情况下的报价限制

电力调度机构发布的电力供应风险预警生效期间等电力供应紧张时期，可视需要调整影响区域机组运行日的市场申报上限，将各类型机组的变动成本（扣除变动成本补偿标准）乘以一定比例系数作为该类型机组的申报价格上限。比例系数作为市场参数管理。

8.2 事中措施

具备技术条件后开展影响测试与市场力缓解：在市场出清过程中，基于松弛部分网络约束对比、寡头测试等方法计算发电机组对市场价格的影响，对影响超过价格阈值

的机组，将其电能量报价超过影响测试参考价格（低于行为测试参考价格）的部分替换为影响测试参考价格，重新进行出清。以上计算迭代过程不超过 2 次。价格阈值、影响测试参考价格等作为市场参数管理，影响测试参考价格分不同类型机组进行设置。

8.3 事后措施

动态监测现货市场出清价格，当燃煤机组现货电能量报价上限分类型设置已启动且现货出清价格持续处于较高水平时，综合电力供应需要和一次能源价格水平，视情况对后续运行日的现货结算价格执行二级价格限值：当运行日日前或实时出清现货均价超过二级价格限值时，日前和实时市场信息披露的现货出清价格不变，结算时等比例调整发电侧各节点的日前或实时结算电价。用户侧按调整后的节点电价计算统一结算点电价，零售合同联动价格按调整后的统一结算点电价计算。以调整后的价格开展发用电侧电能量、系统运行补偿等费用结算，发电侧考核及市场费用返还计算时沿用调整前价格。

研究开展电厂超额收益测算与回收。根据发电成本和合理收益水平，视市场运行情况采取事后超额收益回收等措施。发电侧超额收益回收是指按月度或季度等周期计算各电厂的综合收入，并基于与其合理收益相比较计算其超额收益，对超额收益进行回收后返还至用户侧。

9 现货电能量市场中发电机组运行补偿费用处理机制

9.1 运行补偿费用定义

当出现下述情况时，可能造成发电机组在现货电能量市场中的收益不能覆盖发电机组产生的运行成本费用（含最小稳定技术出力费用（或最小可调出力费用），下同）或发电机组的电能量报价费用（含最小稳定技术出力费用（或最小可调出力费用），下同）及启动费用：

（1）当发电机组出力达到出力上下限约束限值时，机组未参与现货市场定价，现货市场价格可能低于机组成本（或报价）；

（2）当发电机组出力达到有功功率调节速率约束限值时，机组未参与现货市场定价，现货市场价格可能低于机组成本（或报价）；

（3）由于电力平衡原因或电力系统安全原因临时增加发电机组出力或临时安排发电机组开机，现货市场价格可能低于机组成本（或报价）；

（4）由于电力平衡原因或电力系统安全原因临时压减发电机组出力或临时安排发电机组停机，造成发电机组在现货市场偏差结算中亏损；

（5）由于系统运行需要安排发电机组在运行日开机，产生了相应的启动费用，发电机组在电能量市场中的收益无法覆盖启动费用；

（6）其他可能的情况。

现阶段，当发电机组每小时生产运行所产生的成本费用（或发电机组报价费用）与发电机组在现货电能量市场中的收益之差大于零时，根据两者之差及现货正偏差结算

电量占小时总上网电量的比例计算发电机组系统运行补偿费用，单独计算和补偿启动费用。在市场结算环节对相关补偿费用进行补偿。

市场机组不再按照南方区域“两个细则”的相关规定计算启停调峰补偿、冷备用补偿费用。

9.2 系统运行补偿费用计算

发电机组系统运行补偿费用以小时为单位进行计算，核电、新能源经营主体暂不计算系统运行补偿费用。独立储能系统运行补偿具体实施办法另行制定。

9.2.1 运行成本费用计算

在第 t 小时，发电机组 i 的运行成本费用按照下式计算：

$$R_{op_cost,i,t} = \max \left\{ \left[Q_{i,t,实际} \times C_{核定成本,i} - (1 - \beta_{i,t}) \times P_{i,min} \times C_{核定成本,i} \times (1 - d_i) \times 1h \right], 0 \right\} - Q_{i,t,实际} \times C_{变动成本补偿标准,i}$$

其中， $R_{op_cost,i,t}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的机组运行成本费用；

$Q_{i,t,实际}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的实际上网电量；

$C_{核定成本,i}$ 为发电机组 i 的核定平均发电成本价格（单值）；

$P_{i,min}$ 表示发电机组 i 的最小稳定技术出力（或最小可调出力）；

d_i 表示发电机组 i 的厂用电率；

$1h$ 表示时长为 1 小时；

$C_{变动成本补偿标准,i}$ 表示若机组 i 被纳入变动成本补偿范围， $C_{变动成本补偿标准,i}$ 为机组 i 的变动成本补偿标准；若机组 i 未被纳入变动成本补偿范围， $C_{变动成本补偿标准,i}$ 为 0。变动成本补偿机组范

围以及变动成本补偿标准按有关规定执行；

$\beta_{i,t}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时最小稳定技术出力（或最小可调出力）成本补偿系数。发电机组在第 t 小时内的八个现货交易时段中（包括日前电能量市场的四个交易时段以及实时电能量市场的四个交易时段）出现下述情况时，第 t 小时的最小稳定技术出力成本（或最小可调出力成本）不纳入运行补偿费用的计算范围， $\beta_{i,t}$ 取值为 0，未出现下述情况时取值为 1。

- 1) 热电联产机组处于供热状态时段；
- 2) 非系统运行原因调试机组调试时段；
- 3) 非系统运行原因必开机组运行日内所有小时。

9.2.2 报价费用计算

$$R_{op_offer,i,t} = (1 - d_i) \times \left(\frac{\min(P_{i,t,实际(发电)}, P_{i,min})}{P_{i,min}} \times C_i^{pmin} \times \beta_{i,t} + \int_{P_{i,min}}^{\max(P_{i,t,实际(发电)}, P_{i,min})} C_{offer,i} dP \right) \times 1h$$

$$Q_{i,t,实际(发电)} = \frac{Q_{i,t,实际}}{1 - d_i}$$

其中， $R_{op_offer,i,t}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的报价费用；

$Q_{i,t,实际}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的实际上网电量；

$Q_{i,t,实际(发电)}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的实际发电量；

$P_{i,t,实际(发电)}$ 表示发电机组 i 实际发电量 $Q_{i,t,实际(发电)}$ 对应的平均发电负荷，数值上等于 $Q_{i,t,实际(发电)}$ ；

$P_{i,min}$ 表示发电机组 i 的最小稳定技术出力（或最小可调出力）；

d_i 表示发电机组 i 的厂用电率；

C_i^{pmin} 为机组申报的最小稳定技术出力费用（或最小可

调出力费用)；

1h 表示 1 小时；

$C_{offer,i}$ 表示发电机组 i 的报价曲线，报价曲线对应的机组出力范围为最小稳定技术出力（或最小可调出力）至额定有功功率。当发电机组 i 在第 t 小时的实际发电量对应的平均发电负荷（数值上等于实际发电量）大于机组的额定有功功率时，超出额定有功功率部分的报价值等于发电机组的最后一段报价，并以此计算报价曲线的积分值。

9.2.3 现货电能量市场收益计算

在第 t 小时，发电机组 i 的现货电能量市场收益按照下式计算：

$$R_{i,t} = Q_{i,t,日前} \times LMP_{i,t,日前} + (Q_{i,t,实际} - Q_{i,t,日前}) \times LMP_{i,t,实时}$$

其中， $R_{i,t}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的现货电能量市场收益；

$Q_{i,t,日前}$ 表示发电机组 i 第 t 小时的日前中标电量；

$LMP_{i,t,日前}$ 表示第 t 小时内机组 i 所在节点的日前结算价格（每 15 分钟日前节点价格的算术平均值）；

$Q_{i,t,实际}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的实际上网电量；

$LMP_{i,t,实时}$ 表示第 t 小时内机组 i 所在节点的实时结算价格（每 15 分钟实时节点价格的算术平均值）。

9.2.4 不纳入系统运行补偿费用计算范围的情形

一般情况下，发电机组每小时的系统运行补偿费用根据该小时发电机组运行成本费用（或报价费用）与该小时现货电能量市场收益的差值进行计算。

当发电机组*i*在第*t*小时内出现下述情况时，八个现货交易时段中（包括日前电能量市场的四个交易时段以及实时电能量市场的四个交易时段），若有一个及以上交易时段出现如下情形，则第*t*小时的相关费用不纳入系统运行补偿费用的计算范围。

- 1) 当热电联产机组处于供热电力负荷下限时；
- 2) 当发电机组在运行日内存在非系统运行原因的调试（试验）时段时；
- 3) 当发电机组在运行日被设置为非系统运行原因必开机组时；
- 4) 当发电机组因非系统运行原因发生限低时；
- 5) 当发电机组因非系统运行原因发生限高时；
- 6) 当发电机组由于自身原因发生非计划停运（包括未按照电力调度机构要求的时间并网）或发电机组出现临时故障需要固定出力时；
- 7) 当发电机组实时发电计划执行偏差率不满足要求时；
- 8) 当机组处于一次能源约束时。

9.2.5 系统运行补偿费用计算

发电机组各小时系统运行补偿费用按照下式计算：

$$R_{op_compensate,i,t} = \max \{ \min (R_{op_cost,i,t}, R_{op_offer,i,t}) - R_{i,t}] \times m_{i,t}, 0 \}$$

$$m_{i,t} = \min \{ 1, \max \{ 1 - (Q_{i,t,转让前代购及跨省外送} + Q_{i,t,转让前中长期}) / Q_{i,t,实际} \}, 0 \}$$

其中， $R_{op_compensate,i,t}$ 表示发电机组*i*在第*t*小时应获得的运行补偿费用。

$m_{i,t}$ 表示发电机组*i*在第*t*小时的补偿系数，按小时计算；

$Q_{i,t, \text{转让前代购及跨省外送}}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时转让前的机组代购市场及跨省外送电量合约结算电量；

$Q_{i,t, \text{转让前中长期}}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时转让前的年度、多月、月度中长期合约电量，不含月度发电合同转让交易；

$Q_{i,t, \text{实际}}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的实际上网电量。

9.3 启动补偿费用计算

9.3.1 启动补偿费用计算

在运行日内，发电机组从停机状态变为开机状态，计为一次启动，每次启动均计算相应的启动费用。发电机组在运行日的启动费用根据其在日前市场申报的启动费用进行计算。发电机组的实际并网时间在运行日内时，根据相应的启动费用计算该运行日的启动补偿费用。

发电机组实际的启动状态（冷态/温态/热态）根据调度自动化系统记录的停机时间信息进行认定，机组启动时对应的停机时间为调度自动化系统中所记录的从上一次解列到本次并网之间的时间。

当停机时间 < 热态启动停机时间时，启动费用为发电机组在日前市场中申报的热态启动费用；

当热态启动停机时间 ≤ 停机时间 ≤ 温态启动停机时间时，启动费用为发电机组在日前市场中申报的温态启动费用；

当停机时间 > 温态启动停机时间时，启动费用为发电机组在日前市场中申报的冷态启动费用。

若发电机组在运行日内出现一次以上的启动过程，根

据每一次启动的实际停机时间信息计算相应的启动费用。因系统运行原因突破最小连续停机时间约束的机组，按照机组申报的启动费用的给定倍数计算启动补偿费用，具体按照《广东电力现货市场结算实施细则》的相关规定执行。

9.3.2 不纳入启动补偿费用计算范围的情形

当发电机组出现下述情况时，机组在运行日产生的启动费用不纳入启动补偿费用的计算范围：

- （1）发电机组申报了运行日的供热计划；
- （2）发电机组申报了非系统运行原因调试（试验）计划；
- （3）机组上一次停机属于机组在日前电能量市场中标且纳入机组组合，因自身原因发生的临时停运；
- （4）发电机组在运行日由于非系统运行原因必须开机运行。

9.4 运行补偿费用支付和分摊

运行补偿费用以月度为单位由售电公司（含批发用户）和代理购电用户按当月用电量比例分摊，并对系统运行补偿费用设置度电分摊上限，具体按照《广东电力现货市场结算实施细则》的相关规定执行。

10 特殊情况处理机制

10.1 保供电时期处理机制

保供电时期，为保证电网安全和保供电区域的供电可靠性，不安排单一故障导致电网稳定破坏、导致一般及以上电力安全事故、导致重大不良影响的用户停电事件和超

过设计能力和运行规定的运行方式。根据保供电等级要求，原则上保持保供电区域的电网全接线运行，不新增发输变电检修工作并减少设备操作，不安排对电网安全有影响的涉网试验和设备启动，不安排操作量大、施工作业复杂、大型机械作业的检修工作。

10.2 台风等自然灾害影响期处理机制

台风、冰灾、山火、洪水、地震等恶劣极端自然灾害时期，为了保障受灾地区的人民生活 and 重要用户用电，根据灾害影响的范围和程度，可采取开机、停机、临时安排输变电设备停运、临时中止输变电检修恢复送电等措施。

为增强电网抵御极端灾害的能力，保障电网安全运行，台风登陆前 3 天及登陆期间，电力调度机构可视系统运行需要设置台风影响区域的沿海燃煤机组为系统运行原因的必开机组；台风登陆前 1 天及登陆期间，电力调度机构可视系统运行需要设置台风影响区域的沿海燃气机组为系统运行原因的必开机组，由此造成其他区域的燃气机组存在燃料供应约束时，相应机组可设置为必停机组。台风登陆后，在系统安全风险可控的情况下，电力调度机构解除必开设置。雨雪冰冻灾害风险或山火风险生效期间，电力调度机构可根据系统运行需要，将对灾害影响区域有网络支撑或能配合发挥融冰作用的机组设置为系统运行原因的必开机组。

10.3 电能量出清与调峰机制融合

鼓励燃煤机组开展灵活性改造、降低最小稳定技术出

力，完成改造并具备运行条件的，由能源监管机构核定后，按照新的最小稳定技术出力常态参与现货电能量交易出清。允许具备在最小稳定技术出力以下一定范围内平稳运行条件的燃煤机组，按月自主选择将首段报价出力区间起点调整为低于最小稳定技术出力的最小可调出力（发电企业自主申报），并将最小稳定技术出力作为首段报价出力终点，在日前市场申报最小可调出力费用，在调度机构预测的系统存在深度调峰缺口时段参与现货电能量交易出清，其余时段按最小稳定技术出力参与现货电能量交易出清。现阶段，计算最小可调出力费用基准值时，机组最小可调出力成本单价参照最小稳定技术出力成本单价乘以修正系数得到。若考虑各类优化手段后系统仍然存在调峰需求，则可基于燃煤机组最小稳定技术出力费用除以最小稳定技术出力得到成本单价，并按成本单价由高到低形成调峰序列，依次调用未自主申报参与调峰的机组，将其出力安排至深调出力，直至相应时段的负备用容量满足备用要求或负荷平衡约束满足为止，相应时段机组出力固定，不参与电能量优化出清和定价。其中，深调出力参数根据机组类型统一设置，视市场运行情况调整。

10.3.1 深度调峰调用方式

（1）当运行日存在负备用容量不满足备用要求或负荷平衡约束不满足的时段时，相应时段可启动深度调峰调用机制。

（2）若日前电能量市场存在负备用容量不满足备用

要求或负荷平衡约束不满足的时段，根据相应时段安全约束机组组合（SCUC）程序计算得到的机组组合结果，在状态为开机且未自主申报降低运行下限的常规燃煤机组中，剔除相应时段在调频辅助服务市场预出清及由于电网安全运行要求不能压减出力的发电机组，按照机组最小稳定技术出力费用除以最小技术出力的值由高到低形成深度调峰调用序列。当机组最小稳定技术出力费用除以最小技术出力的值相等时，按照政府主管部门下达的当年电标准煤耗及能耗排序的倒序调用。

（3）若实时电能量市场存在负备用容量不满足备用要求或负荷平衡约束不满足的时段，根据当前时段的实际机组组合结果，在状态为开机且未自主申报降低运行下限的常规燃煤机组中，剔除相应时段在调频辅助服务市场出清及由于电网安全运行要求不能压减出力的发电机组，按照机组最小稳定技术出力费用除以最小技术出力的值由高到低形成深度调峰调用序列。机组最小稳定技术出力费用除以最小技术出力的值相等时，按照政府主管部门下达的当年发电标准煤耗及能耗排序的倒序调用。

（4）从深度调峰调用序列的第一台发电机组开始，逐台机组安排至深度调峰出力发电，直至相应时段的负备用容量满足备用要求或负荷平衡约束满足为止。参与深度调峰调用的发电机组的出力固定为机组的深度调峰出力，不参与电能量市场优化；相应的时段内该台机组不参与电能量市场定价，作为电能量市场价格接受者。

（5）若深度调峰调用序列中所有机组的深度调峰出力均已被调用，仍无法满足实时系统备用要求或实时负荷平衡约束无法满足，电力调度机构可根据系统运行情况采取应急停机等措施，保障系统电力平衡和频率稳定。应急新增停机机组按照本细则 6.6.3.10 的相关规定安排。

深度调峰调用机组在电能量市场中作为固定出力机组，按照本细则 5.8.3.6、6.6.3.6 节的相关规定参与现货电能量市场出清。

10.3.2 深度调峰补偿费用

按照南方区域“两个细则”的相关规定计算燃煤机组的深度调峰补偿费用。具备条件时，出力在同类型燃煤机组（暂按 100 万千瓦级、60 万千瓦级、30 万千瓦级和 30 万千瓦级以下四类机组）并网调度协议约定最小稳定技术出力平均值（暂按每半年更新一次）以下的，按照南方区域“两个细则”的相关规定计算燃煤机组的深度调峰补偿费用。独立储能交易单元按照《广东省独立储能参与电能量市场交易细则（试行）》计算“两个细则”深度调峰补偿费用。

10.4 特殊管控要求处理机制

为落实政府主管部门能源消费总量和强度控制等特殊管控要求，部分时期存在需要对特定区域电厂进行发电管控的情况，管控期内该区域机组在现货电能量市场出清时按照电能量申报价格上限参与日前市场和实时市场优化出

清，不参与市场定价；若管控要求体现为机组出力上限或下限要求，则管控期内该机组在现货电能量市场出清时需同时满足出力约束；若管控要求体现为机组固定出力，则管控期内该机组设置固定出力，不参与市场优化。若管控要求体现为机组政府指令性停机，则管控期内该机组设置为必停机组。

10.5 电力供不应求时段（未启动市场熔断或中止时）处理机制

在日前电能量市场、实时电能量市场组织环节，当预测部分时段存在电力供不应求情况且未达到启动市场中止的条件时，电力调度机构可按照需求响应优先、负荷管理保底的原则采取需求侧控制措施，并按照削减电力缺口后的统调负荷曲线进行现货电能量市场出清计算。

10.6 现货市场熔断与中止

10.6.1 触发条件与程序

10.6.1.1 现货市场熔断的条件和程序

为及时有效消除短期内可恢复的异常情况对系统运行及现货市场影响，保证电力系统安全稳定运行，电力调度机构可视情况触发现货市场熔断并发布公告，向经营主体发布相关说明，报告省级政府电力管理部门和能源监管机构。

10.6.1.2 现货市场中止的条件和程序

在现货市场熔断超过一定时间仍未恢复运行，或者市场运营机构在现货市场动态监控中预见或者发现需要建议

中止现货市场的情形时，市场运营机构应向省级政府电力管理部门和能源监管机构报告有关情况，经研究评估市场影响及后续趋势，并采取应急措施后，视情况做出中止现货市场的决定。

现货市场中止后，运营机构应向经营主体发布公告，说明市场中止的原因、市场中止开始时间和市场中止预期结束时间。

10.6.2 处理措施

10.6.2.1 短期内可恢复

短期内可恢复的情形一般为市场熔断或市场中止 7 天及以下，采用如下的处理措施：

（1）日前电能量市场熔断或中止时，电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，综合考虑运行日统调负荷预测、非市场机组计划、外购电计划等边界条件，编制下达运行日的日前发电调度计划。若运行日的实时电能量市场正常运行，以运行日实际执行的结果以及实时电能量市场价格作为运行日的日前电能量市场出清结果。

（2）实时电能量市场熔断或中止时，相应时段内不开展实时电能量市场出清，电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，对发电机组的实时发电计划进行调整。在市场中止期间所对应的结算时段，若日前电能量市场正常运行，以日前电

能量市场中相同时段的价格作为实时电能量市场价格。

（3）若日前和实时电能量市场均熔断或中止时，相应时段内不开展日前和实时电能量市场出清，电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，综合考虑运行日统调负荷预测、非市场机组计划、外购电计划等边界条件，编制下达运行日的日前发电调度计划。运行日电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，对发电机组的实时发电计划进行调整。在市场中止期间所对应的结算时段，以运行日实际执行的结果以及最近 30 天所有现货运行日各结算时段用户侧统一结算点价格的算术平均值作为运行日的日前和实时电能量市场出清结果。

10.6.2.2 短期内无法恢复

短期内无法恢复的情形一般为市场中止 7 天以上，采用如下的处理措施：

（1）电力调度机构以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，综合考虑运行日统调负荷预测、省间送受电计划等边界条件，编制下达运行日的日前发电调度计划。运行日电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，对发电机组的实时发电计划进行调整。

（2）电力交易机构按照应急预案，参照非现货模式下的交易结算原则，对实际发电、用电进行结算。

10.6.3 恢复程序

10.6.3.1 现货市场熔断的恢复程序

在灾害预警或故障解除后、系统安全供应风险可控受控的情况下，调度机构可恢复现货市场交易并发布公告。

10.6.3.2 现货市场中止的恢复程序

市场运营机构持续跟踪研判市场风险，并在市场从熔断或中止恢复前完善市场方案、参数或应急措施。

具备市场恢复条件后，市场运营机构应向省级政府电力管理部门和能源监管机构提出恢复现货市场运行申请，经批准同意后，发布现货市场恢复公告并恢复市场运行。

10.7 新能源参与调度控制机制

第一阶段：正常情况下新能源场站均采用“应发尽发”模式；

第二阶段：若出现消纳空间不足或断面过载，需频繁人工安全调控其他市场化机组时，市场化新能源执行实时市场出清结果；

第三阶段：采取上述措施后，若消纳空间仍不足，将投入新能源 AGC 省地协调控制模式，对全省新能源按照装机容量比例公平分配各新能源场站可发出力；若断面仍过载，将断面内新能源 AGC 投入省地协调控制模式，按照装机容量比例公平分配各新能源场站可发出力。

现阶段，暂按照上述模式开展新能源调度控制，后续

结合市场运行情况进行调整。

11 现货电能量市场中发电侧市场费用返还及考核机制

11.1 机组日内临时非计划停运偏差费用返还

出现以下情况之一时，认定为机组日内临时非计划停运：

（1）机组在日前电能量市场中中标且纳入机组组合，因自身原因发生临时停运，影响运行日的开机运行；

（2）机组在日前电能量市场中中标且纳入机组组合，因自身原因未按照日前电能量市场中出清的并网时间或电力调度机构在实时运行中要求的并网时间按时并网，且延迟并网时间超过 30 分钟。

（3）机组在日前电能量市场未中标，但实际开机运行而因发生自身原因的临时停运或延迟并网。

临时非计划停运的时段按照如下规则进行认定：

（1）机组因自身原因（如跳闸）临时停运时，从停运时刻的上一个整点时刻起，至机组重新并网后的下一个整点时刻，之间的时段计为临时非计划停运时段。若机组在竞价日内发生自身原因临时停运且影响运行日的开机运行，临时非计划停运时段的起点时刻计为运行日的 0:00。若机组因自身原因停运后，在运行日内机组向电力调度机构报备恢复可用状态，临时非计划停运时段的终点时刻计为机组向电力调度机构报备恢复可用状态时刻的下一个整点时刻。若机组因自身原因停运后，在运行日内机组未向电力调度机构报备恢复可用状态且未重新并网，临时非计划停

运时段的终点时刻计为运行日的 24:00。

（2）机组因自身原因未按照日前电能量市场中出清的并网时间或电力调度机构在实时运行中要求的并网时间按时并网且延迟并网时间超过 30 分钟时，从日前电能量市场出清的并网时刻（或电力调度机构在实时运行中要求的并网时刻）顺延 30 分钟的上一个整点时刻起，至机组实际并网时刻的下一个整点时刻，之间的时段计为临时非计划停运时段。若机组在运行日内因电厂自身原因未并网，临时非计划停运时段的终点时刻计为运行日的 24:00。

当机组在实时运行中出现日内临时非计划停运时，应将临时非计划停运时段内对应的现货电能量市场结算收益返还。机组完成大修后调试期间发生的跳闸，不纳入机组日内非计划停运偏差费用返还计算。

机组临时非计划停运所对应的结算费用按照如下公式计算：

$$R_{\text{临时非计划停运收益}} = \sum_{t \in \text{临时非计划停运时段}} \left[(Q_{i,t,\text{实际}} - Q_{i,t,\text{日前}}) \times (LMP_{i,t,\text{实时}} + C_{\text{度电补偿标准},i} - C_{\text{核定成本},i}) \right]$$

其中， t 为机组 i 发生临时非计划停运的时段，以小时为单位进行累计；

$Q_{i,t,\text{日前}}$ 为机组 i 日前电能量市场中第 t 小时的中标电量；

$Q_{i,t,\text{实际}}$ 为机组 i 实际运行后第 t 小时的实际上网电量；

$LMP_{i,t,\text{实时}}$ 为第 t 小时内机组 i 所在节点的实时电能量市场结算价格（每 15 分钟实时电能量市场节点价格的算术平均值）；

$C_{\text{核定成本},i}$ 为发电机组 i 的核定平均发电成本价格（单值）；

$C_{\text{变动成本补偿标准},i}$ 为机组 i 的变动成本补偿标准。

当 $R_{\text{临时非计划停运收益}} \leq 0$ 时，发电机组参与现货电能量市场偏差结算，不另行计算返还费用；当 $R_{\text{临时非计划停运收益}} > 0$ 时，发电机组参与现货电能量市场偏差结算，并将 $R_{\text{临时非计划停运收益}}$ 的等额资金返还。

发电侧产生的返还费用按照《广东电力现货市场结算实施细则》的相关规定执行。

背压式机组因未向调度机构申报自身原因必停约束而出清中标开机、实际未开机时段造成的日内临时非计划停运偏差费用返还按市场规则照旧执行，对应时段不纳入启动费用补偿计算。机组因自身原因临时停运导致的临时非计划停运后，下一次开机所产生的启动费用不纳入启动补偿费用计算。

11.2 机组实时发电计划执行偏差费用返还

发电机组 i 的实时发电计划在时段 t 的偏差率 $\Delta_{i,t}$ 按如下公式计算：

$$\Delta_{i,t} = \frac{|P_{i,t,\text{指令}} - P_{i,t,\text{实际}}|}{P_{i,t,\text{指令}}}$$

其中， t 为所计算的时段，以 15 分钟为一个时段；

$P_{i,t,\text{指令}}$ 为第 t 时段中电力调度机构向发电机组下达的出力指令；

$P_{i,t,\text{实际}}$ 为第 t 时段中发电机组的实际出力。

当 $\Delta_i > \lambda$ 时（ λ 为发电计划允许的偏差率），实时发电计划执行偏差时段内，对应的现货电能量市场结算费用返还。市场机组不再按照南方区域“两个细则”的相关规定计算发电计划偏差考核费用。

发电机组的发电计划运行执行偏差率分为非实时调频中标时段允许的偏差率 $\lambda_{\text{非实时调频中标}}$ 和实时调频中标时段允许的偏差率 $\lambda_{\text{实时调频中标}}$ 。

实时调频中标时段允许执行偏差率 $\lambda_{\text{实时调频中标}}$ 按照以下公式计算：

$$\lambda_{\text{实时调频中标}} = \lambda_{\text{非实时调频中标}} + \text{实时调频中标容量} / \text{实时发电计划指令}$$

实时发电计划执行偏差时段按照如下规则进行认定：

从机组不满足实时发电计划允许偏差率时刻的上一个整点时刻起，至机组重新满足实时发电计划允许偏差率时刻的下一个整点时刻，之间的时段计为实时发电计划执行偏差时段。

机组实时发电计划执行偏差所对应的结算费用按照如下公式计算：

$$R_{\text{实时发电计划执行偏差}} = \sum_{t \in \text{发电计划执行偏差时段}} \left[\left(Q_{i,t,\text{实际}} - \frac{P_{t-1} + P_{t-2} + P_{t-3} + P_{t-4}}{4} \times (1 - d_i) \times 1h \right) \times (LMP_{i,t,\text{实时}} + C_{\text{变动成本补偿标准}, i} - C_{\text{核定成本}, i}) \times \beta_3 \right]$$

其中， t 为机组 i 实时发电计划执行偏差时段，以小时为单位进行累计；

$Q_{i,t,\text{实际}}$ 为机组实际运行后第 t 小时的实际上网电量；

P_{t-1} 、 P_{t-2} 、 P_{t-3} 、 P_{t-4} 分别为第 t 小时内每个 15 分钟电力调度机构向发电机组 i 下达的出力计划指令；

d_i 为机组 i 的综合厂用电率；

$1h$ 为 1 小时；

$LMP_{i,t,实时}$ 为第 i 小时内机组所在节点的实时电能量市场结算价格（每 15 分钟实时电能量市场节点价格的算术平均值）；

$C_{核定成本,i}$ 为机组核定发电成本价格（单值），现阶段，新能源发电企业核定发电成本价格按 0 处理；

β_3 为调整系数；

若机组 i 被纳入变动成本补偿范围， $C_{变动成本补偿标准,i}$ 为机组 i 的变动成本补偿标准；若机组 i 未被纳入变动成本补偿范围， $C_{变动成本补偿标准,i}$ 为 0。具体的变动成本补偿机组范围以及变动成本补偿标准另行制定。

当 $R_{实时发电计划执行偏差收益} \leq 0$ 时，发电机组参与现货电能量市场偏差结算，不另行计算费用返还；当 $R_{实时发电计划执行偏差收益} > 0$ 时，发电机组参与现货电能量市场偏差结算，并将 $R_{实时发电计划执行偏差收益}$ 的等额资金返还。

并网发电机组有如下情况之一时，相应的时段不计为实时发电计划执行偏差时段，不进行本节所述实时发电计划执行偏差费用返还：

- （1）一次调频正确动作导致的偏差；
- （2）机组启动和停运过程中的偏差；
- （3）机组发生日内临时非计划停运所导致发电计划执行偏差时，按照本细则 11.1 节的规定处理；
- （4）因系统安全需要调整的发电计划曲线变动率超出

机组调节能力或非深度调峰时段，因系统安全需要调整的发电计划高于机组可调出力上限或低于机组可调出力下限时；

（5）机组处于深度调峰状态的前 30 分钟或后 30 分钟时。

（6）非机组自身原因导致的发电计划曲线与机组状态冲突时。

（7）经调度同意的机组涉网试验期间。

发电侧产生的实时发电计划偏差返还费用按照《广东电力现货市场结算实施细则》的相关规定执行。

11.3 机组限高考核

机组发生限高指机组的出力上限未达到并网调度协议中额定有功功率（燃气机组为相应月的最大技术出力）的情况。机组发生一次限高是指机组向电力调度机构申报限高后，又申报解除限高的过程。热电联产机组处于供热状态时的出力上限不纳入限高考核，调度机构因系统运行原因设置的限高不纳入限高考核。

发生限高的市场机组不再按照南方区域“两个细则”的相关要求计算等效停运时间。

发电机组实际发生限高的时段，按以下公式计算考核费用：

$$R_{\text{限高}} = \sum_{t=1}^n \left[(P_{\text{max}} - P_{\text{限高}}) \times T_t \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times \alpha_1 \right]$$

其中， n 为机组发生实际限高的时段，以小时为单位进行累计；

$P_{\max}$ 为第 t 小时机组的额定有功功率（燃气机组为相应月的最大技术出力，若机组为供热机组， $P_{\max}$ 为实际供热上限），取该小时内各时段数值的算术平均值；

$P_{\text{限高}}$ 为机组的限高最大出力；

T_t 为第 t 小时内机组实际发生限高的时间长度；

$LMP_{i,t,\text{实时}}$ 为第 t 小时内机组所在节点的实时电能量市场结算价格（每 15 分钟实时电能量市场节点价格的算术平均值）；

α_1 为限高考核系数。

在同一自然月内，若同一电厂的发电机组发生非系统运行原因限高与限低次数之和超过 N 次，超出 N 次的次数按照上述公式计算得到的限高/限低考核费用的 2 倍进行结算。

机组限高考核费用按照《广东电力现货市场结算实施细则》的相关规定执行。

11.4 机组限低考核

机组发生限低指机组的出力下限未达到并网调度协议中最小稳定技术出力的情况。机组发生一次限低是指机组实际发生限低后，向电力调度机构申报解除限低的过程。热电联产机组处于供热状态时的出力下限、必开机组由电力调度机构指定的必开出力下限、调度机构因其他系统运行原因设置的限低等情况不纳入限低考核。

市场机组不再执行南方区域“两个细则”的限低考核。

在发电机组实际发生限低的时段，按照如下公式计算考核费用：

$$R_{\text{限低}} = \sum_{t=1}^n [(P_{\text{限低}} - P_{\text{min}}) \times T_t \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times \alpha_2]$$

其中， n 为机组实际发生限低的时段，以小时为单位进行累计；

P_{min} 为第 t 小时机组的最小稳定技术出力（若机组为供热机组， P_{min} 为实际供热下限，若机组自主申报降低运行下限参与调峰， P_{min} 为最小可调出力），取该小时内各时段数值的算术平均值；

$P_{\text{限低}}$ 为机组的限低最小出力；

T_t 为第 t 小时内机组实际发生限低的时间长度；

$LMP_{i,t,\text{实时}}$ 为第 t 小时内机组所在节点的实时电能量市场结算价格（每 15 分钟实时电能量市场节点价格的算术平均值）；

α_2 为限低考核系数。

在同一自然月内，若同一电厂的发电机组发生非系统运行原因限高与限低次数之和超过 N 次，超出 N 次的次数按照上述公式计算得到的限高/限低考核费用的 2 倍进行结算。

机组限低考核费用按照《广东电力现货市场结算实施细则》的相关规定执行。

11.5 热电联产机组申报供热流量曲线偏差率考核

热电联产机组*i*日前申报的供热负荷下限在某小时的偏差率 $\Delta_{\text{下限},i,t}$ 按如下公式计算：

$$\Delta_{\text{下限},i,t} = \frac{|P_{i,t,\text{申报下限}} - P_{i,t,\text{实际下限}}|}{P_{i,t,\text{实际下限}}}$$

其中，*t*为所计算的小时；

$P_{i,t,\text{申报下限}}$ 为热电联产机组*i*在日前电能量市场申报的第*t*小时各时段的供热量对应的出力下限算术平均值；若实时运行中由于发生故障或非计划停运发电厂向所属电力调度机构申请同厂内更换供热机组，更换后的供热机组以更换前的供热机组在第*t*小时各时段日前申报的供热量对应的出力下限算术平均值计算偏差率；

$P_{i,t,\text{实际下限}}$ 为热电联产机组在运行日第*t*小时各时段的实际供热量对应的出力下限算术平均值。

热电联产机组日前申报供热负荷下限的日平均偏差率为：

$$\Delta_{\text{下限},i} = \frac{\sum_{t=1}^n \Delta_{\text{下限},i,t}}{n}$$

其中，*n*为机组实际供热的时段，以小时为单位进行累计；若实时运行中由于发生故障或非计划停运发电厂向所属电力调度机构申请同厂内更换供热机组，换机过程中存在更换前与更换后的两台机组同时供热，更换后的供热机组以日前申报的供热机组停止供热的时段作为该机组实际供热的起始时段。

热电联产机组*i*日前申报的供热负荷上限在某小时的偏差率 $\Delta_{\text{上限},i,t}$ 按如下公式计算：

$$\Delta_{\text{上限}i,t} = \frac{|P_{i,t,\text{申报上限}} - P_{i,t,\text{实际上限}}|}{P_{i,t,\text{实际上限}}}$$

其中， t 为所计算的小时；

$P_{i,t,\text{申报上限}}$ 为热电联产机组*i*在日前电能量市场申报的第*t*小时各时段的供热量对应的出力上限算术平均值；若实时运行中由于发生故障或非计划停运发电厂向所属电力调度机构申请更换同厂内供热机组，更换后的供热机组以更换前的供热机组在第*t*小时各时段日前申报的供热量对应的出力上限算术平均值计算偏差率；

$P_{i,t,\text{实际上限}}$ 为热电联产机组在运行日第*t*小时各时段的实际供热量对应的出力上限算术平均值。

热电联产机组日前申报供热负荷上限的日平均偏差率为：

$$\Delta_{\text{上限}i} = \frac{\sum_{t=1}^n \Delta_{\text{上限}i,t}}{n}$$

其中， n 为机组实际供热的时段，以小时为单位进行累计；若实时运行中由于发生故障或非计划停运发电厂向所属电力调度机构申请更换同厂内供热机组，换机过程中存在更换前与更换后的两台机组同时供热，更换后的供热机组以日前申报的供热机组停止供热的时段作为该机组实际供热的起始时段。

对于因机组自身原因出现的日前申报供热而实际未供热时段，实际上下限 $P_{i,t,\text{实际上限}}$ 、 $P_{i,t,\text{实际下限}}$ 按0计算，偏差率认定为100%。

对于因机组自身原因出现的日前未申报供热而实际供

热时段，申报上下限 $P_{i,t,申报上限}$ 、 $P_{i,t,申报下限}$ 按 0 计算，偏差率认定为 100%。

热电联产机组申报的供热计划应满足自身机组状态约束（包括调试计划、检修计划、最早可并网时间等），因系统运行原因导致供热计划与热电联产机组状态约束冲突时，冲突时段的供热计划视为无效申报，对应时段的偏差率认定为 0。

当 $\Delta_{上限i} > \Delta_0$ 或 $\Delta_{下限i} > \Delta_0$ 时，需对其申报偏差率进行考核。 Δ_0 为允许的热电联产机组申报供热流量曲线偏差率。

当 $\Delta_{上限i} > \Delta_0$ 且 $\Delta_{下限i} \leq \Delta_0$ 时，热电联产机组申报供热流量曲线偏差率考核费用按以下公式计算：

$$R_{供热流量曲线偏差率考核} = \sum_{t=1}^n |P_{i,t,申报上限} - P_{i,t,实际上限}| \times LMP_{i,t,实时} \times 1h \times \alpha_3$$

当 $\Delta_{上限i} \leq \Delta_0$ 且 $\Delta_{下限i} > \Delta_0$ 时，热电联产机组申报供热流量曲线偏差率考核费用按以下公式计算：

$$R_{供热流量曲线偏差率考核} = \sum_{t=1}^n |P_{i,t,申报下限} - P_{i,t,实际下限}| \times LMP_{i,t,实时} \times 1h \times \alpha_3$$

当 $\Delta_{上限i} > \Delta_0$ 且 $\Delta_{下限i} > \Delta_0$ 时，热电联产机组申报供热流量曲线偏差率考核费用按以下公式计算：

$$R_{供热流量曲线偏差率考核} = \sum_{t=1}^n \left[\max(|P_{i,t,申报下限} - P_{i,t,实际下限}|, |P_{i,t,申报上限} - P_{i,t,实际上限}|) \times LMP_{i,t,实时} \times 1h \times \alpha_3 \right]$$

其中， $LMP_{i,t,实时}$ 为第 t 小时内机组 i 所在节点的实时电能量市场结算价格（每 15 分钟实时电能量市场节点价格的算术平均值）；

α_3 为热电联产机组供热流量曲线偏差率考核系数。

热电联产机组有如下情况之一时，相应的时段不纳入供热流量曲线偏差率考核：

（1）热电联产机组开展供热参数实测试验或经调度机构批复同意的供热流量采集装置检修期间；

（2）发生非电厂自身原因的供热中断，且无法同厂内更换供热机组期间，并提供相应证明文件。

热电联产机组申报供热流量曲线偏差率考核按照《广东电力现货市场结算实施细则》的相关规定执行。

11.6 新能源交易单元功率预测考核

对新能源交易单元的短期功率预测和超短期功率预测进行偏差考核。

新能源交易单元 i 的短期功率预测偏差计算公式如下：

$$\Delta_{i,t,\tau} = \begin{cases} \frac{|P_{i,t,\tau}^{\text{dq}} - P_{i,t,\tau}^{\text{ky}}|}{P_{i,t,\tau}^{\text{ky}}}, & P_{i,t,\tau}^{\text{ky}} \geq 0.2 \times P_{i,\text{cap}} \\ \frac{|P_{i,t,\tau}^{\text{dq}} - P_{i,t,\tau}^{\text{ky}}|}{0.2 \times P_{i,\text{cap}}}, & P_{i,t,\tau}^{\text{ky}} < 0.2 \times P_{i,\text{cap}} \end{cases}$$

其中， t 、 τ 为所计算的时段， τ 为 t 小时内 15 分钟的时段， $P_{i,t,\tau}^{\text{dq}}$ 为 t 小时内第 τ 个 15 分钟的短期功率预测值， $P_{i,t,\tau}^{\text{ky}}$ 为参考值， $P_{i,\text{cap}}$ 为新能源交易单元 i 的装机容量。若新能源交易单元实时出清出力不受限，则参考值取每 15 分钟的实际功率；若新能源交易单元实时出清出力受限，初期对应时段不纳入考核，具备条件后参考值取每 15 分钟的可用功率值计算考核，风电场站可用功率参照《风电场理论可发电量与弃风电量评估导则》（NB/T 31055-2014）中理论可发功率计算方式得到，光伏电站可用功率参照《光伏电站功

率控制系统技术要求》（GB/T 40289-2021）中可用发电功率计算方式得到。

$\Delta_{\text{短期}}$ 为短期功率预测允许偏差率，若 $\Delta_{i,t,\tau} > \Delta_{\text{短期}}$ ，则对该时段短期功率预测偏差部分按照新能源交易单元日前出清价格的一定比例进行考核。

从新能源交易单元不满足短期功率预测允许偏差率时的上一个整点时刻起，至新能源交易单元重新满足短期功率预测允许偏差率时的下一个整点时刻，之间的时段计为短期功率预测偏差时段，对应的结算费用按照以下公式计算。

$$R_{\text{短期功率预测偏差}} = \sum_t^{\text{t 执行预测偏差考核时段}} \sum_{\tau}^4 \left[P_{i,t,\tau}^{\text{ky}} \times \max(\Delta_{i,t,\tau} - \Delta_{\text{短期}}, 0) \times \frac{1}{4} h \right] \times LMP_{i,t,\text{日前}} \times \beta_1$$

其中 β_1 为短期功率预测偏差考核系数。

新能源交易单元 i 的超短期功率预测偏差计算公式如下：

$$\Delta_{i,t,\tau} = \begin{cases} \frac{|P_{i,t,\tau}^{\text{cdq}} - P_{i,t,\tau}^{\text{ky}}|}{P_{i,t,\tau}^{\text{ky}}}, & P_{i,t,\tau}^{\text{ky}} \geq 0.2 \times P_{i,\text{cap}} \\ \frac{|P_{i,t,\tau}^{\text{cdq}} - P_{i,t,\tau}^{\text{ky}}|}{0.2 \times P_{i,\text{cap}}}, & P_{i,t,\tau}^{\text{ky}} < 0.2 \times P_{i,\text{cap}} \end{cases}$$

其中， $P_{i,t,\tau}^{\text{cdq}}$ 为 t 小时内第 τ 个 15 分钟的超短期功率预测值， $P_{i,t,\tau}^{\text{ky}}$ 为参考值，若新能源交易单元实时出清出力不受限，则参考值取每 15 分钟的实际功率；若新能源交易单元实时出清出力受限，初期对应时段不纳入考核，具备条件后参考值取每 15 分钟的可用功率值计算考核。

$\Delta_{\text{超短期}}$ 为超短期功率预测允许偏差率，若 $\Delta_{i,t,\tau} > \Delta_{\text{超短期}}$ ，则对该时段超短期功率预测偏差部分按照新能源交易单元实

时出清价格的一定比例进行考核。

从新能源交易单元不满足超短期功率预测允许偏差率时的上一个整点时刻起，至新能源交易单元重新满足超短期功率预测允许偏差率时的下一个整点时刻，之间的时段计为超短期功率预测偏差时段，对应的结算费用按照以下公式计算。

$$R_{\text{超短期功率预测偏差}} = \sum_t^{\text{te执行预测偏差考核时段}} \sum_{\tau}^4 \left[P_{i,t,\tau}^{\text{ky}} \times \max(\Delta_{i,t,\tau} - \Delta_{\text{超短期}}, 0) \times \frac{1}{4} h \right] \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times \beta_2$$

其中 β_2 为超短期功率预测偏差考核系数。

新能源交易单元有如下情况之一时，相应的时段不纳入短期功率预测和超短期功率预测进行偏差考核：

- （1）因台风等自然灾害导致新能源机组切出。
- （2）经调度同意的新能源功率预测系统试验或计划检修期间。
- （3）非机组自身原因导致的新能源功率预测曲线与机组状态冲突时。
- （4）经调度同意的新能源涉网试验期间。

其中“经调度同意的新能源涉网试验期间”的条款，申诉豁免的新能源机组，需在 D+2 日（D 日为运行日）17:00 申诉截止时间之前，将相关证明材料同步发送至调度邮箱，逾期则视为无效申诉；超出机组涉网试验计划完成时间的申诉，原则上不予豁免；相关证明材料需提供书面盖章函件和试验报告，其中测试内容包含每日测试时间段、任务及数据并加盖测试机构公章予以证明。

11.7 独立储能及抽水蓄能功率限高考核

独立储能及抽水蓄能发生限高指独立储能在未达到最小允许荷电状态时放电功率上限未达到并网调度协议中额定放电功率的情况，或抽水蓄能实际发电能力上限达不到最大发电功率的情况。独立储能及抽水蓄能发生一次限高是指向电力调度机构申报限高后，又申报解除限高的过程。

独立储能及抽水蓄能实际发生限高的时段，按以下公式计算考核费用：

$$R_{\text{限高}} = \sum_{t=1}^n [(P_{\text{max}} - P_{\text{限高}}) \times T_t \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times \alpha_1]$$

其中：

n 为独立储能或抽水蓄能发生实际限高的时段，以小时或 15 分钟为单位进行累计；

P_{max} 为独立储能的额定放电功率或抽水蓄能的最大发电功率；

$P_{\text{限高}}$ 为独立储能的限高最大出力或抽水蓄能的实际发电能力上限；

T_t 为第 t 小时或 15 分钟内实际发生限高的时间长度；

$LMP_{i,t,\text{实时}}$ 为第 t 小时或 15 分钟内所在节点的实时电能市场结算价格；

α_1 为限高考核系数，取值与发电机组保持一致。

11.8 独立储能及抽水蓄能功率限低考核

独立储能及抽水蓄能发生限低指独立储能在未达到最大允许荷电状态时充电功率上限未达到并网调度协议中额定充电功率、抽水蓄能实际发电能力下限达不到最小发电功率、实际抽水能力达不到额定抽水功率的情况。独立储

能及抽水蓄能发生一次限低是指向电力调度机构申报限低后，又申报解除限低的过程。

独立储能及抽水蓄能实际发生限低的时段，按照如下公式计算考核费用：

$$R_{\text{限低}} = \sum_{t=1}^n [(P_{\text{限低}} - P_{\text{min}}) \times T_t \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times \alpha_2]$$

其中：

n 为独立储能或抽水蓄能实际发生限低的时段，以小时或 15 分钟为单位进行累计；

P_{min} 为独立储能的额定充电功率、抽水蓄能的最小发电功率或额定抽水功率；

$P_{\text{限低}}$ 为独立储能的限低最小出力、抽水蓄能的实际发电能力下限或实际抽水能力；

T_t 为第 t 小时或 15 分钟内实际发生限低的时间长度；

$LMP_{i,t,\text{实时}}$ 为第 t 小时或 15 分钟内所在节点的实时电能量市场结算价格；

α_2 为限低考核系数，取值与发电机组保持一致。

11.9 独立储能及抽水蓄能实时调度计划执行偏差考核

独立储能 i 的实时调度计划在时段 t 的偏差率 $\Delta_{i,t}$ 按如下公式计算：

$$\Delta_{i,t} = \frac{|P_{i,t,\text{指令}} - P_{i,t,\text{实际}}|}{\max(20\% \times \text{额定功率}, |P_{i,t,\text{指令}}|)}$$

其中：

t 为所计算的时段，以 15 分钟为一个时段；

$P_{i,t,\text{指令}}$ 为第 t 时段中电力调度机构向独立储能下达的出

力指令；

$P_{i,t,实际}$ 为第 t 时段中独立储能的实际出力。

当 $\Delta_i > \lambda$ 时（ λ 为调度计划允许的偏差率），实时调度计划执行偏差时段内接受实时调度计划执行偏差考核。独立储能不再按照南方区域“两个细则”的相关规定计算调度计划偏差考核费用。

独立储能的调度计划执行偏差率分为非实时调频中标时段允许的偏差率 $\lambda_{非实时调频中标}$ 和实时调频中标时段允许的偏差率 $\lambda_{实时调频中标}$ 。

实时调频中标时段允许执行偏差率 $\lambda_{实时调频中标}$ 按照以下公式计算：

$$\lambda_{实时调频中标} = \lambda_{非实时调频中标} + \frac{\text{实时调频中标容量}}{\max(20\% * \text{额定功率}, \text{实时发电计划指令})}$$

抽水蓄能发电及抽水能力受水头影响，综合考虑水力机械固有特性，确定发电计划允许执行偏差率及抽水计划允许执行偏差率。考虑水泵水轮机固有机械特性，抽水蓄能机组在抽水工况出力随水头情况变化，且不可自主调整，抽水计划允许执行偏差率暂取 25%

实时调度计划执行偏差时段按照如下规则进行认定及计算：

（1）若独立储能或抽水蓄能电费计算基本时段为小时：从独立储能或抽水蓄能不满足实时调度计划允许偏差率时刻的上一个整点时刻起，至独立储能或抽水蓄能重新满足实时调度计划允许偏差率时刻的下一个整点时刻，之间的时段计为实时调度计划执行偏差时段。

独立储能及抽水蓄能实时调度计划执行偏差所对应的结算费用按照如下公式计算：

$$R_{\text{实时调度计划执行偏差}} = \sum_{t \in \text{调度计划执行偏差时段}} \left[\left(Q_{i,t,\text{实际}} - \frac{P_{t-1} + P_{t-2} + P_{t-3} + P_{t-4}}{4} \times D_i \times 1h \right) \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times \beta_3 \right]$$

（2）若独立储能或抽水蓄能电费计算基本时段为 15 分钟：若该时段 τ 独立储能或抽水蓄能不满足实时调度计划允许偏差率，记为实时调度计划执行偏差时段，按照如下公式计算独立储能及抽水蓄能实时调度计划执行偏差所对应的结算费用：

$$R_{\text{实时调度计划执行偏差}} = \sum_{\tau \in \text{调度计划执行偏差时段}} \left[\left(Q_{i,\tau,\text{实际}} - P_{i,\tau} \times D_i \times \frac{1}{4}h \right) \times LMP_{i,\tau,\text{实时}} \times \beta_3 \right]$$

其中：

放电（发电）状态时， $D_i = 1 - d_i$ ，充电（抽水）状态时， $D_i = \frac{1}{1 - d_i}$ ， d_i 为独立储能或抽水蓄能 i 的综合厂用电率；

t/τ 为独立储能或抽水蓄能 i 实时发电计划执行偏差时段，以小时/15 分钟为单位进行累计；

$Q_{i,t/\tau,\text{实际}}$ 为独立储能或抽水蓄能实际运行后第 t 小时/第 τ 个 15 分钟的实际净放电（发电）电量，按实际放电电量减实际充电电量计算；

P_{i-1} 、 P_{i-2} 、 P_{i-3} 、 $P_{i-4}/P_{i,\tau}$ 分别为第 t 小时内每个 15 分钟/第 τ 个 15 分钟电力调度机构向独立储能或抽水蓄能 i 下达的出力计划指令；

h 为 1 小时；

$LMP_{i,t/\tau, \text{实际}}$ 为第 i 小时内所在节点的实时电能量市场结算价格；

β_3 为实时调度计划执行偏差考核系数。

若考核费用计算结果为负，则不予考核。

独立储能和抽水蓄能交易单元有如下情况之一时，相应的时段不纳入实时调度计划执行偏差考核：

（1）一次调频正确动作导致的偏差；

（2）非机组自身原因导致的机组出力与发电计划曲线偏差时。

（3）经调度同意的独立储能涉网试验期间。

11.10 费用返还及考核数据管理

（1）D+1 日 16:00 前，调度机构在运行管理系统上发布运行日 D 日的考核补偿数据。

（2）D+2 日 17:00 前电厂需完成考核补偿数据的申诉，逾期不予受理。

（3）D+3 日 16:00 前调度机构完成所有考核补偿数据审核，在 17:30 前将数据发送交易中心，如因数据异常等特殊情况下需延长审核时段的，相关数据可顺延至 D+4 日完成发布，并做好相关记录备案。

12 现货电能量市场中用户侧允许申报偏差外收益处理机制

现货电能量市场中，售电公司和批发用户在日前电能量市场中申报的用电需求曲线与其实际用电曲线之间的偏差不得超出允许偏差范围。当实际偏差率高于允许最大申报偏差率时，应将对应的现货电能量市场结算收益回收。

售电公司和批发用户 i 日前申报的用电需求在某小时的偏差率 λ_t 按如下公式计算：

$$\lambda_t = \frac{|Q_{i,t,申报} - Q_{i,t,实际}|}{Q_{i,t,实际}}$$

其中， t 为所计算的小时；

$Q_{i,t,申报}$ 为售电公司和批发用户 i 在日前电能量市场中申报的第 t 小时的用电量；

$Q_{i,t,实际}$ 为售电公司和批发用户 i 在运行日第 t 小时的实际用电量。

当 $\lambda_t > \lambda_0$ 时，需计算申报偏差所对应的收益，并将所得收益回收。 λ_0 为用户侧允许最大申报偏差率。

偏差收益计算公式如下：

当 $Q_{i,t,申报} > Q_{i,t,实际} \times (1 + \lambda_0)$ ，且 $\overline{LMP}_{t,实时} > \overline{LMP}_{t,日前}$ 时，回收收益金额为：

$$R_{回收} = [Q_{i,t,申报} - Q_{i,t,实际} \times (1 + \lambda_0)] \times (\overline{LMP}_{t,实时} - \overline{LMP}_{t,日前})$$

当 $Q_{i,t,申报} < Q_{i,t,实际} \times (1 - \lambda_0)$ ，且 $\overline{LMP}_{t,实时} < \overline{LMP}_{t,日前}$ 时，回收收益金额为：

$$R_{回收} = [Q_{i,t,实际} \times (1 - \lambda_0) - Q_{i,t,申报}] \times (\overline{LMP}_{t,日前} - \overline{LMP}_{t,实时})$$

其中， $\overline{LMP}_{t,日前}$ 为日前电能量市场中第 t 小时内用户侧统一电价， $\overline{LMP}_{t,实时}$ 为实时电能量市场中第 t 小时内用户侧统一电价。

当出现上述情况时，用户侧按照《广东电力现货市场结算实施细则》的要求参与现货电能量市场偏差结算，并将 $R_{回收}$ 的等额资金回收。用户侧产生的收益回收费用按照《广东电力现货市场结算实施细则》的相关规定执行。

附表 日前电能量市场申报信息表单

附表 1 发电机组电能量报价申报表单

电厂名称	机组编号	第一段报价			第二段报价				第 N 段报价		
		起始出力	结束出力	电能量报价	起始出力	结束出力	电能量报价		起始出力	结束出力	电能量报价
		P1_b (MW)	P1_e (MW)	C1 (元/MWh)	P2_b (MW)	P2_e (MW)	C2 (元/MWh)		PN_b (MW)	PN_e (MW)	CN (元/MWh)
XX 电厂	#1 机组										
XX 电厂	#2 机组										
XX 电厂											
XX 电厂	#N 机组										

说明：

- 1、发电机组第一段报价的起始出力 P1_b；
- 2、发电机组最后一段报价的结束出力 PN_e 应等于发电机组并网调度协议中约定的额定有功功率；
- 3、发电机组每一段报价的起始出力应等于上一段报价的结束出力，即 P2_b=P1_e，以此类推；
- 4、两个报价段衔接点对应的报价值属于上一段报价；
- 5、随着出力增加，发电机组电能量报价应单调非递减，即 $C1 \leq C2 \leq \dots \leq CN$ ；

- 6、发电机组各段报价不可超过申报价格的上、下限限制；
- 7、每段报价段的长度不能低于 $\text{Max}\{(\text{最大技术出力}-\text{最小稳定技术出力}) \times 5\%, 1\text{MW}\}$ ，其中最大技术出力与最小稳定技术出力之差小于 1MW 的，取最大技术出力与最小稳定技术出力之差；
- 8、报价段数 $N \leq 10$ ；
- 9、机组的电能量报价应包含环保电价（含脱硫、脱硝、除尘以及超低排放电价），机组市场化电量对应的环保电价不再另行结算；
- 10、考虑变动成本补偿后，燃气机组、燃煤机组的申报价格上下限均参照常规燃煤机组的发电成本水平进行设置。

附表 2 发电机组启动费用申报表单

电厂名称	机组编号	冷态启动费用（元/次）	温态启动费用（元/次）	热态启动费用（元/次）
XX 电厂	#1 机组			
XX 电厂	#2 机组			
XX 电厂	……			
XX 电厂	#N 机组			

说明：

- 1、每台发电机组必须分冷态、温态、热态三种状态进行申报；
- 2、发电机组申报的冷态/温态/热态启动费用不能超过相应状态的核定启动费用上下限范围；
- 3、发电机组实际的启动状态根据调度自动化系统记录的启停机时间信息进行认定。

附表 3 发电机组最小稳定技术出力费用（最小可调出力费用）申报表单

电厂名称	机组编号	最小稳定技术出力费用（最小可调出力费用）（元/小时）
XX 电厂	#1 机组	
XX 电厂	#2 机组	
XX 电厂	……	
XX 电厂	#N 机组	

说明：

发电机组申报的最小稳定技术出力费用（最小可调出力费用）不能超过核定最小稳定技术出力费用（最小可调出力费用）上下限范围。

附表 4 售电公司和批发用户申报表单

售电公司/用户名称	第 1 小时电力需求 (MW)	第 2 小时电力需求 (MW)	……	第 24 小时电力需求 (MW)
XXX 公司				

说明：

- 1、本表单适用于“发电侧报量报价，用户侧报量不报价”的日前电能量市场组织模式；
- 2、售电公司和批发用户申报的每小时电力需求代表该小时内的平均用电负荷，数值上等于该小时的用电量。