

南方区域电力市场现货电能量交易实施细则

(试行 V3.0)

1 总则

1.1 为规范开展南方区域电力市场现货电能量交易，根据《南方区域电力市场实施方案》和《南方区域电力市场运行规则（试行）》，制定本实施细则。

1.2 本细则适用于南方区域电力现货市场按照跨省与省内“联合出清，两级协同运作”模式开展结算试运行。

1.3 稳妥有序推进南方区域电力市场建设，更好地反映电力商品的时空价值，发挥市场在资源配置中的决定性作用，保障电力系统安全运行和电力可靠供应，促进清洁能源消纳。

1.4 南方区域范围内的经营主体在电力现货市场中的参与方式分为不参与现货市场、报量报价参与现货市场、报量不报价参与现货市场。

1.5 按照国家对中长期签约比例的工作要求，做好现货市场与中长期市场的衔接。

2 日前电能量市场交易组织

2.1 通用规则

2.1.1 调度机构按照保安全、保供应、保消纳原则，在D-2日对运行日（D日）跨省优先计划进行安全校核，对不满足安全约束的跨省优先计划进行调减。日前市场采用全电量申报、集中优化出清的方式开展。现阶段，以“发电侧报量报价、用户侧报量不报价”模式组织市场申报，市场机组申报运行日的报价信息，售电公司和批发用户申报运行日的用电需求分时曲线，不申报价格。根据统调负荷预测、母线

负荷预测、跨省跨区送电下限、不参与现货市场发电主体出力安排、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、系统安全约束、水电厂水库运用约束、水电优化调度约束等市场边界和约束条件，以社会福利最大化为目标，采用安全约束机组组合(SCUC)、安全约束经济调度(SCED)方法进行集中优化计算，出清得到运行日的机组开机组合、分时出力计划、分时节点电价、跨省送受电计划。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。

待具备条件后，以“发电侧报量报价、用户侧报量报价”模式组织市场交易。

2.1.2 运行日（D日）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（D-1日）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。

2.1.3 原则上，燃煤、燃气，具有较好调节性能的水电，参与现货及试点参与现货的风电、光伏等交易单元类型采用报量报价的方式参与现货优化，对于上下游匹配关系密切的水电厂由市场运营机构根据需要设置优化范围。其中，500kV非径流式水电、装机容量不低于150MW、调节库容不低于1.5亿立方米且水情数据质量满足优化出清条件的水电厂原则上均参与优化出清；在日前市场的基础上，调节库容小于0.5亿立方米或者对下泄流量、运行水位有特殊控制要求的水电

厂原则上退出实时市场出清。110kV 及以下并网水电厂暂不参与优化出清。核电、未参与现货试点的风电和光伏不参与现货优化，作为现货出清边界参与现货市场。允许符合条件的独立储能、新能源配建独立储能电站、虚拟电厂等新型经营主体，根据各省（区）相关规则采用报量报价或报量不报价方式参与现货优化。

2.2 机组参数

2.2.1 现货电能量市场所有并网发电机组需向电力调度机构提供机组的运行参数，经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。

2.2.2 报量不报价场站上报的运行数据作为现货电能量市场交易结算的数据，报量报价场站上报的运行数据作为其参与现货电能量市场交易出清竞争的依据。

2.2.3 通用参数：

2.2.3.1 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）；

2.2.3.2 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。

2.2.4 燃煤、燃气参数：

2.2.4.1 发电机组最小技术出力，单位为 MW，应与能源监管机构审核发布的最小技术出力核定结果保持一致。对于装设有 AGC 装置的机组，最小技术出力不得高于 AGC 下限；

2.2.4.2 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；

2.2.4.3 发电机组日内允许的最大启停次数，单位为 次/每天，单日起一停计为 1 次；

2.2.4.4 发电机组冷态启动时间，即机组处于冷态情况下开机需要提前通知的时间，单位为 小时；

2.2.4.5 发电机组温态启动时间，即机组处于温态情况下开机需要提前通知的时间，单位为 小时；

2.2.4.6 发电机组热态启动时间，即机组处于热态情况下开机需要提前通知的时间，单位为 小时；

2.2.4.7 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，原则上每年 3 月至 11 月实施夏季最大技术出力，12 月至次年 2 月实施冬季最大技术出力，具体视实际情况调整；

2.2.4.8 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；

2.2.4.9 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；

2.2.4.10 电力调度机构所需的其他参数。

2.2.5 核电参数：

2.2.5.1 发电机组最小技术出力，单位为 MW，应与能源监管机构审核发布的最小技术出力核定结果保持一致。对于装设有 AGC 装置的机组，最小技术出力不得高于 AGC 下限；

2.2.5.2 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。

2.2.6 水电参数：

2.2.6.1 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 装置的机组或电厂，发电机组或电厂有功功率调节速率取值为 AGC 调节速率；

2.2.6.2 水轮机稳定运行范围，即在最大和最小水头范围内水轮机能稳定运行的功率范围，单位为 MW；

2.2.6.3 水轮机最大引用流量，即机组单位时间内通过建筑物和水轮机用来发电的最大流量，单位为 m³/s；

2.2.6.4 水电厂水位库容曲线，即水电厂水库水位与其相应库容关系的曲线；

2.2.6.5 水电厂水头、水位耗水率曲线，即水电厂水头、水位与其相应耗水率关系的曲线；

2.2.6.6 水电厂尾水位泄流量曲线，即水电厂尾水位与其相应下泄流量关系的曲线；

2.2.6.7 水电厂上下游滞时曲线，即存在水力联系的水电厂间，上游水电厂出库水量到达下游水电厂所需时间；

2.2.6.8 水电厂最小下泄流量，即根据电厂生态、航运、灌溉以及生产生活等要求所需的最小下泄流量；

2.2.6.9 不参与现货优化机组的运行参数作为编制日前发电计划的默认参数，参与现货优化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。

2.2.7 新能源参数：

2.2.7.1 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）；

2.2.7.2 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；

2.2.7.3 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。

2.2.8 储能参数

2.2.8.1 额定充电、放电功率，单位 MW，应与并网调度协议保持一致；

2.2.8.2 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；

2.2.8.3 充放电能量转换效率，一定周期内储能交易单元放电量与充电量的比值。

2.2.9 电力调度机构设定的燃煤、燃气机组参数包括最小连续运行时间、最小连续停机时间。

2.2.9.1 最小连续运行时间：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；

2.2.9.2 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。

2.2.10 报量报价发电单元申报参数指发电机组在日前现货市场交易前申报的量价参数，即日前市场报价，表示发电单元运行在不同出力区间时单位电能量的报价，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）。报量报价新能源主体同步申报 96 点功率预测曲线。原则上，交易单元第一段出力区间起点从零开始，最后一段出力区间终点为发电单元的额定有功功率，对最小技术出力不为零的交易单元第一段出力区间起点为发电单元的最小技术出力。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。每一个报价段的起始出力点必须为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低于发电单元额定有功功率与最小可调出力之差的 5%。每段报价的电能量价格均不可超过申报价格的上限、下限限制。其中，燃煤交易单元的单位电能量报价应包含环保电价，市场化电量对应的环保电价不再另行结算。水电交易单元的启动费用按 1000 元/次处理（不实际结算），

最小连续开机/停机时间按 30min 处理，最小技术出力费用按 0 处理；新能源交易单元的启动费用、最小技术出力费用、最小连续开机/停机时间按 0 处理。非市场机组可通过设置报价权重参与优化出清，具体参数在市场结算方案中明确。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。报量不报价发电单元申报参数指发电机组申报运行日的功率预测曲线，作为现货市场出清边界。对于用户侧经营主体申报参数指批发用户、售电公司在日前现货市场交易前申报的用电量参数。若经营主体的申报信息超出交易参数限值，则对申报信息超出部分修正成相应参数限值，并作为该运行日的正式申报信息。

2.2.11 交易单元缺省申报参数指参与现货电能量市场交易的交易单元需在市场注册时提供的默认量价参数，若交易单元未按时在现货市场中进行申报，则采用默认量价参数进行出清。各交易单元的缺省申报参数由经营主体向市场运营机构提出申请，通过规定程序进行更改。现阶段，缺省申报参数包括电能量缺省报价、缺省启动费用、缺省最小技术出力费用和缺省深度调峰出力。新能源发电企业的缺省申报参数包括电能量缺省功率和报价。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。对于用户侧经营主体的缺省申

报参数包括缺省用电量，若交易单元未按时在现货市场中进行申报，则采用默认用电量参数进行出清，若交易单元未申报缺省用电量参数，则默认日前市场申报量为零。

2.2.11.1 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，具体要求同本细则 2.2.10。

2.2.11.2 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 2.2.12 中规定的启动费用上下限范围。

2.2.11.3 缺省最小技术出力费用指发电机组维持最小技术出力运行需要消耗的缺省燃料费用，缺省最小技术出力费用不能超过本细则 2.2.12 中规定的最小技术出力费用上下限范围。

2.2.11.4 缺省深度调峰出力指机组申报的处于深度调峰状态时的缺省出力。现阶段，未开展深度调峰辅助服务市场的省区，所有单机额定有功功率在 10 万千瓦及以上的常规燃煤市场机组可以申报缺省深度调峰出力，申报的缺省深度调峰出力不得超过本细则 2.2.12 中规定的深度调峰出力上下限范围。

2.2.12 核定参数是指参与现货能量市场交易的燃煤、燃气发电交易单元的启动费用上下限、最小技术出力上下限、深度调峰出力上下限、各类型发电单元电能量申报价格上下限、市场出清价格上下限，变动成本费用以及核定成本价格，作为现货电能量市场出清以及结算依据。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。

2.2.12.1 燃煤、燃气交易单元启动费用上下限：启动费用上下限包括：冷态启动费用上限 $C_{冷态启动费}^{上限}$ 、冷态启动费用下限 $C_{冷态启动费}^{下限}$ 、温态启动费用上限 $C_{温态启动费}^{上限}$ 、温态启动费用下限 $C_{温态启动费}^{下限}$ 、热态启动费用上限 $C_{热态启动费}^{上限}$ 、热态启动费用下限 $C_{热态启动费}^{下限}$ ，单位为元/次。发电交易单元在日前电能量市场中申报的冷态/温态/热态启动费用不能超过相应状态核定启动费用上下限范围。

2.2.12.2 燃煤、燃气最小技术出力费用上下限：发电交易单元在日前电能量市场中申报的最小技术出力费用不能超过核定最小技术出力费用上限 $C_{最小技术出力}^{Max}$ 、下限范围 $C_{最小技术出力}^{Min}$ ，单位为元/小时。

2.2.12.3 电能量申报价格上下限：综合考虑一次能源成本、发电企业运营、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。电能量申报价格上限 $P_{申报}^{Max}$ 、下限 $P_{申报}^{Min}$ 可根据电力供需形势、一次能源成本等运行情况变化进行动态调整。发电交易单元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。

2.2.12.4 深度调峰出力上下限：发电机组在日前电能量市场申报的深度调峰出力不能超过核定深度调峰出力上限 $P_{调峰}^{Max}$ 、下限 $P_{调峰}^{Min}$ 范围。

2.2.12.5 市场出清价格上下限：综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力和引导灵活调节能力建设等因素，设置市场出清价格上限 $P_{出清}^{Max}$ 、下限 $P_{出清}^{Min}$ 。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。

2.2.12.6 核定成本：指基于发电交易单元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交易单元运行补偿费用、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。

2.2.13 电力调度机构所需的其他参数。

2.3 日前发电单元运行边界条件准备

2.3.1 竞价日上午 12:00 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一次能源供应情况等，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。

2.3.2 机组状态包括可用和不可用两类。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，不参与日前市场出清。

2.3.2.1 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，其影响时间按照南方区域“两个细则”的相关要求，纳入机组非计划停运考核。

2.3.2.2 机组不可用状态：包括机组检修、缺燃料、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，批复的停电操作开始时间与结束完工时间之间的时段计为不可用状态。若机组处于检修后调试阶段，则可将该机组置为可用状态中的调试机组。若预计机组将于运行日某时段提前结束检修，则可将运行日预计检修结束时间下一个时刻点的机组状态置为可用状态。

缺燃料停运：燃煤、燃气电厂若预计燃料无法满足运行日开机要求，则将运行日该机组的状态置为缺燃料停运状态。机组缺燃料状态以天为单位统计，持续时间按照南方区域“两个细则”的相关要求，纳入非计划停运考核。

其他情况：机组无法并网发电的其他情况，视为不可用状态。

2.3.3 电力调度机构应根据燃煤、燃气、水电机组的额定有功功率、检修和试验批复、水电机组水头受阻等情况，生成运行日其调管范围内机组的 96 点机组出力约束，作为市场出清边界。正常情况下，机组的出力上限不高于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，水电机组出力上限为考虑水头影响的最大技术出力，参与现货优化的新能源场站根据其申报的功率预测作为出力上限），出力下限不低于该机组的最小技术出力，出力低于该机组最小技术出力部分按各省（区）深度调峰机制处理。

2.3.4 若燃煤、燃气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

动通知时间后，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。

2.3.5 发电机组调试及试验计划包括：

2.3.5.1 新建机组调试

新建的非市场发电单元和未获得直接交易资格的市场发电单元在并网调试期间按照调试需求安排发电，按照相关规定完成并网调试运行后，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发电单元在并网调试期间按照调试需求安排发电；完成并网调试运行当天（D）的次日（D+1），发电单元可参与（D+2）日的日前电能量市场申报及出清。燃煤、燃气、水电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（D+2）当天零点；（D+2）日起，发电机组按照现货电能量市场交易规则参与出清。

2.3.5.2 在运机组试验（调试）

非系统运行原因处于调试状态的市场燃煤、燃气交易单元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，燃煤、燃气机

组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发电单元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。

2.3.6 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：

2.3.6.1 运行日该电厂计划用于供热的机组名称以及编号；

2.3.6.2 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；

2.3.6.3 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。

2.3.7 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，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，并向省级政府有关主管部门和能源监管机构报备。一次能源供应不足影响发电的情况，按照南方区域“两个细则”的相关要求，纳入非计划停运考核。

2.3.8 竞价日 10:30 前，报量报价的水电厂向电力调度机构提供以下水库运用约束，包括：

2.3.8.1 水电厂次日水库最高运行水位，即水库在满足安全、防汛、兴利等要求的情况下，运行日允许水库调蓄的 96 点最高水位；

2.3.8.2 水电厂次日水库最低运行水位，即在满足安全、兴利等要求的情况下，运行日允许水库消落的 96 点最低水位；

2.3.8.3 水电厂次日满足水库安全的允许水位最大升幅或降幅；

2.3.8.4 水电厂次日平均发电耗水率；

2.3.8.5 水电厂次日 96 点区间来水预测；

2.3.8.6 水电厂次日 96 点泄洪流量（包括满足下游河段生态用水需要泄放的生态流量）计划；

2.3.8.7 水库最小下泄流量，即主管部门批复的水库实时或日均最小出库流量。

2.3.8.8 水轮机组次日预想出力，即机组在运行日预估水头下的最大技术出力；

2.3.8.9 水轮机组次日振动区范围；

2.3.8.10 其他水库运用约束，包括有权政府主管部门核定的出库流量限值等特殊水库运用约束。

2.3.9 竞价日 10:30 前，报量不报价的水电厂应通过电

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 96 点发电预测曲线，电力调度机构统筹系统安全约束、系统运行需要、流域来水预测、梯级水电上下游匹配、水库运行约束、水位控制目标等因素，对其发电预测曲线进行校核调整后，作为现货市场出清的边界。

2.3.10 竞价日 10:30 前，风电、光伏等新能源场站（包括参与现货电能量交易的新能源场站）应通过电力调度机构的技术支持系统向电力调度机构申报 D 日及 D+1 日的 96 点功率预测曲线。若新能源交易单元某时刻短期功率预测为空，则采用调度端的短期功率预测结果进行修正，修正值不作为考核依据。

2.4 日前电网运行边界条件准备

2.4.1 日负荷预测包括统调负荷预测、母线负荷预测：

2.4.1.1 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。各中调负责开展运行日省内日统调负荷预测，预测时需综合考虑但不仅限于以下因素：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、电力缺口预测等情况。

2.4.1.2 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（海南为 110kV 母线）节点负荷需求，每天共计 96 个点。各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、电力缺口预测等因素，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。

2.4.2 优先出力计划包括跨省优先计划及外来电计划等。

2.4.2.1 跨省优先计划优先出清，保障执行。当出现经调度机构认定的跨省输电通道能力不足、电力电量平衡困难、执行国家有关部门调度令等情况无法执行时，可进一步调减跨省优先计划保障约束限值，用于现货市场出清，不改变 D-2 日安全校核后的合约电量，并及时向经营主体披露调整情况。

2.4.2.2 南网总调负责根据三峡的计划安排、市场化交易电量和广东电力平衡情况，于竞价日编制运行日购三峡电出力、福建-广东交易计划曲线。

2.4.2.3 广东中调负责根据广东的电力平衡预测以及电网安全稳定约束情况，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。

2.4.2.4 云南、广西中调负责根据本省（区）的电力平衡预测以及电网安全稳定约束情况，于竞价日确定运行日的 96 点向东南亚互联国家送受电计划。

2.4.3 D-2 日调度机构开展跨省优先计划安全校核，当出现送端总发电能力、通道能力和受端消纳能力不足等情况导致跨省优先计划无法执行时，可对跨省优先计划进行削减，并发布削减原因。

2.4.4 电力调度机构基于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。

2.4.5 电力调度机构基于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。

2.4.6 电网日前运行方式应满足电力调度机构每日下达的运行备用要求。当运行备用容量无法满足要求时，调整原则如下：

2.4.6.1 若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，相应调度机构可通过南方区域跨省备用辅助服务市场购买省外备用容量，考虑跨省备用市场交易结果设置系统运行备用要求。

2.4.6.2 若系统备用容量无法满足要求，且无法通过南方区域跨省备用辅助服务市场购买足额备用容量时，相应调度机构可立即采取措施以保证备用容量满足要求，包括调增非市场机组出力、调整具备调节能力的“报量不报价”机组运行曲线、新增火电开机、执行市场化需求响应或有序用电等。

2.4.7 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系统安全约束，作为现货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。

系统安全约束包括输变电设备极限功率、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。

2.4.7.1 输变电设备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输变电设备极限功率、断面极限功率：

(1) 因系统安全约束，需要将输变电设备、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重点地区供电可靠性，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输变电设备、断面潮流控制在指定值以内。

2.4.7.2 发电机组（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；

(2) 因电压、惯量支撑要求，需要增开或维持开机状态的机组；

(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；

(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。

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。

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，需强制消纳气量需求的燃气电厂，以政府或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。

2.4.7.3 发电机组（群）必停约束

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。

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。

2.4.7.4 发电机组（群）出力上下限约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置发电机组（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、防范极端自然灾害或提高对重点地区供电可靠性，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) 其他保障安全需要限制出力上下限的发电机组（群）。

2.4.8 水电优化调度约束

2.4.8.1 电力调度机构可基于已经制定的中长期水电优化调度运行计划，统筹电力保供、水电蓄能控制与清洁能源消纳需要以及短期滚动来水预测，提出水电厂的调度控制水位上下限、日发电量上下限，作为现货电能量市场出清优化边界条件。

2.4.8.2 水库有防洪、航运、生态、流量变幅等特殊运用要求，需要在运行日限制出力或发电量上下限的，调度机构可根据有关要求及运行建议设置水电厂出力上下限或发电量上下限，调整后的限值及时进行披露。

2.4.8.3 当参与现货优化水电厂开展试验等对运行出力有严格要求的，调度机构可根据要求设置水电厂出力上下限。

2.4.8.4 对于国家明确消纳方案，需执行枯汛期分电比例、分省送电比例等特殊要求的水电厂，电力调度机构可结合一定周期内分省送电执行情况，设置该水电厂相关交易成分的电量上下限。

2.4.9 电力调度机构可根据国家及各省（区）清洁能源消纳政策要求，可设置弃水、弃风、弃光约束限制，作为现货电能量市场出清优化边界条件。

2.4.10 新能源场站在竞价日申报的短期预测出力曲线，

在满足系统安全和电力平衡的基础上，短期功率预测 $\times \alpha$ 作为日前市场组织的边界条件，不参与市场出清优化。 α 为参与现货市场交易的新能源机组在日前出清的出力下限系数，各省（区）取值以省（区）配套实施细则规定为准。

2.4.11 不参与现货优化机组的发电计划编制包括：

2.4.11.1 存在弃水风险的市场水电厂：来水超过满发流量、水库已经或即将失去调节能力，或调度机构已针对发布弃水风险预警的水电厂，在满足系统安全的基础上，根据国家及各省区清洁能源消纳政策要求优先安排发电。当水电发电能力超过系统消纳能力时，根据国家及各省区清洁能源消纳政策要求编制发电计划。

2.4.11.2 非市场水电厂：综合来水情况、水利枢纽安全、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，原则上应避开机组振动区安排发电。

2.4.11.3 非市场新能源场站：根据新能源场站提交的次日 96 点功率预测曲线，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，优先消纳。

2.4.11.4 生物质等其他类型机组：原则上按照能源利用要求安排发电。

2.4.11.5 核电机组：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，条件成熟后参与现货市场出清。

当出现以下场景时，在充分考虑发电侧调节能力的情况下，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。

2.4.11.6 自备电厂：优先满足自备生产所需负荷，余量部分按照系统运行实际需要安排发电上网，国家另有规定的按国家规定执行。

2.4.11.7 蓄能电厂：根据电力供需平衡以及电网安全约束情况，按照各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。

2.5 事前信息发布及交易申报

2.5.1 竞价日 11:30 前，市场运营机构通过电力市场交易系统，按照《南方区域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。

2.5.2 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。

2.5.3 竞价日 12:30 前，所有市场发电单元必须通过电力市场交易系统进行日前电能量市场交易申报。若该发电单元未按时申报，则按照缺省报价信息参与市场出清。

2.5.3.1 发电单元申报交易信息包括以下内容：

发电单元电能量报价：发电单元电能量报价表示发电单

元运行在不同出力区间时单位电能量的价格。初期发电单元每日申报一组电能量报价；条件具备时，发电单元可分时段申报多组电能量报价。

2.5.3.2 启动费用：燃煤、燃气机组启动费用表示燃煤、燃气机组从冷态/温态/热态启动时分别需要的费用。燃煤、燃气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。

2.5.3.3 最小技术出力费用：燃煤、燃气机组最小技术出力费用表示燃煤、燃气机组维持最小技术出力运行需要消耗的燃料费用。

2.5.3.4 新能源申报要求：新能源发电企业场站全停期间，相应时段的功率预测曲线应按 0 申报，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后进行申报。

2.5.4 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：

2.5.4.1 售电公司在电力市场交易系统中申报其代理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）；

2.5.4.2 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市场结算依据，不作为日前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，按照有关规定处理。

2.5.5 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。若发电单元逾时未申报报价信息，以缺省信息参与市场出清。

2.6 日前电能量市场出清

2.6.1 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，出清得到日前市场交易结果。

2.6.2 日前市场的出清计算过程如下：

2.6.2.1 结合跨省备用市场申报的卖方备用总可交易容量与买方备用需求，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。

2.6.2.2 在运行日机组开机组合基础上，先开展南方区域中东部主网、云南电网调频辅助服务市场预出清，修改相应机组的出力上下限。

2.6.2.3 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。

2.6.2.4 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，得到日前市场的

出清结果。

2.6.3 日前安全约束机组组合（SCUC）的数学模型

日前安全约束机组组合数学模型的目标函数如下：

$$\min \left\{ \begin{aligned} & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U + C_{i,t}^{p\min}] + \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T P_{gwf} [P_{L,i,t}] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M_1 [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M_1 [SL_s^+ + SL_s^-] \\ & + \sum_{r=1}^{NR} \sum_{t=1}^T M_2 P_{r,t}^d + \sum_{i=1}^{NH} \sum_{t=1}^T M_3 P_{i,t}^d + \sum_{k \in \Phi_a} \sum_{t=1}^T M_4 [SL_k^-] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^T [\lambda_{es}^{dis} P_{es,t}^{dis} + \lambda_{es}^{ch} P_{es,t}^{ch}] \end{aligned} \right.$$

其中：

N 表示南方区域发电机组的总台数，不包含储能交易单元；

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；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 、 $C_{i,t}^{p\min}$ 分别为机组 i 在时段 t 的运行费用、启动费用、最小技术出力费用，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； $C_{i,t}^{p\min}$ 是机组处于开机状态时才考虑的最小技术出力费用；

n 表示跨省送电成分的数量； $P_{L,i,t}$ 为跨省送电成分 i 在时段 t 的输电功率； P_{gwf} 为跨省输电费（含网损费）、送出侧省内输配电费和输电费分享空间之和；

M_1 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^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量； NL 为

线路总数；

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

M_2 为新能源交易单元弃电罚因子， NR 为有弃电功率新能源场站总数；

$P_{r,t}^d$ 为新能源交易单元 r 在时段 t 的弃电功率；

M_3 为水电厂弃水功率罚因子；

$P_{i,t}^d$ 为水电厂 i 的弃水功率，根据其弃水流量计算；

M_4 为联络线通道优先计划约束松弛罚因子；

SL_k^- 分别为联络线通道优先计划 k 的潮流松弛变量； Φ_a 为区域内联络线通道 a 包含的联络线总数；

ES 表示储能交易单元总数；

λ_{es}^{ch} 、 λ_{es}^{dis} 分别表示储能 es 在时段 t 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。

日前电能量市场出清 SCUC 的约束条件包括：

2.6.3.1 系统负荷平衡约束

在每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^{N_a} P_{i,t}^a + \sum_{j=1}^{NT_a} T_{j,t,O}^a + \sum_{k=1}^{NTI_a} T_{k,t,I}^a = D_t^a$$

其中， $P_{i,t}^a$ 表示平衡区 a 内机组 i 在时段 t 的出力， N_a 为平衡区 a 内机组总数； $T_{j,t,O}^a$ 表示与平衡区 a 相关的区域外联络线 j 在时段 t 的计划功率（受入为正、送出为负）， NT_a 为与平衡区 a 相关的区域外联络线总数； $T_{k,t,I}^a$ 表示与平衡区 a 相关的区域内交易成分 k 在时段 t 的传输功率（默认参考方向为受入）， NTI_a 为与平衡区 a 相关的区域内交易成分总数，

D_t^a 为平衡区 a 在时段 t 的系统负荷（除地方电源外）。 $P_{i,t}^a$ 包含平衡区非市场机组的出力。

2.6.3.2 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。分省系统正备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^{N_a} \alpha_{i,t}^a P_{i,t}^{\max,a} + \sum_{j=1}^{NT_a} T_{j,t,O}^a + \sum_{k=1}^{NTI_a} T_{k,t,I}^a - R_t^{\text{red},a} \geq D_t^a + R_t^{U,a}$$

其中， $\alpha_{i,t}^a$ 表示省区 a 内机组 i 在时段 t 的状态，火电交易单元 $\alpha_{i,t}^a=0$ 表示机组停机， $\alpha_{i,t}^a=1$ 表示机组开机，水电交易单元 $\alpha_{i,t}^a=0$ 表示不具备正备用能力， $\alpha_{i,t}^a=1$ 表示具备正备用能力； $P_{i,t}^{\max,a}$ 为省区 a 内交易单元 i 在时段 t 的最大出力； $R_t^{\text{red},a}$ 为省区 a 在时段 t 的系统网络备用受限值； $R_t^{U,a}$ 为省区 a 在时段 t 的系统正备用容量需求。

2.6.3.3 系统负备用容量约束

分省系统负备用容量约束可描述为：

$$\sum_{i=1}^{N_a} \alpha_{i,t}^\beta P_{i,t}^{\min,a} - \sum_{i=1}^{N_a} \alpha_{q,t}^\beta P_{q,t}^{\max,a} + \sum_{j=1}^{NT_a} T_{j,t,O}^a + \sum_{k=1}^{NTI_a} T_{k,t,I}^a \leq D_t^a - R_t^{D,a}$$

其中， $P_{i,t}^{\min,a}$ 为省区 a 内机组 i 在时段 t 的最小出力， $P_{q,t}^{\max,a}$ 为省区 a 内负荷侧备用单元 q 在 t 时段的最大上调节能力； NT_a 为与平衡区 a 相关的区域外联络线总数， $T_{j,t,O}^a$ 表示与平衡区 a 相关的区域外联络线 j 在时段 t 的计划功率（受入为正、送出为负）； NTI_a 为与平衡区 a 相关的区域内交易成分总数， $T_{k,t,I}^a$ 表示与平衡区 a 相关的区域内交易成分 k 在时段 t 的传

输功率（默认参考方向为受入）； D_t^a 为平衡区 a 在时段 t 的系统负荷（除地方电源外）， $R_t^{D,a}$ 为省区 a 在时段 t 的系统负备用容量需求； $\alpha_{i,t}^\beta$ 表示省区 a 内机组 i 在时段 t 的状态，火电交易单元 $\alpha_{i,t}^\beta$ 与 $\alpha_{i,t}^a$ 表示一致，水电、虚拟电厂交易单元 $\alpha_{i,t}^\beta=0$ 表示不具备负备用能力， $\alpha_{i,t}^\beta=1$ 表示具备负备用能力。

2.6.3.4 系统一次调频备用容量约束

为了应对电力系统频率偏离目标频率的情况，系统需要预留一定的发电机组旋转备用容量。分省及直调系统一次调频备用容量约束描述如下：

$$\sum_{f=1}^{NF} P_{f,t}^{pf} + \sum_{p=1}^{NHP} P_{p,t}^{pf} + \sum_{h=1}^{NHC} P_{h,t}^{pf} \geq R_t^{pf}$$

其中， NF 、 NHP 、 NHC 分别表示火电机组、抽蓄电厂、常规水电机组数量， $P_{f,t}^{pf}$ 、 $P_{p,t}^{pf}$ 、 $P_{h,t}^{pf}$ 分别表示火电机组 f 、抽蓄电厂 p （仅包括开机机组）、常规水电机组 h （仅包括开机机组）在时段 t 提供的一次调频备用容量， R_t^{pf} 表示时段 t 的系统一次调频备用容量要求；其中，

$$\begin{aligned} P_{f,t}^{pf} &= \min(P_{f,t}^{\max} - P_{f,t}, P_{f,t}^{\max} \times \alpha_{f,t}^{pf}) \\ P_{p,t}^{pf} &= \min(P_{p,t}^{\text{on},\max} - P_{p,t}, P_{p,t}^{\text{on},\max} \times \alpha_{p,t}^{pf}) \\ P_{h,t}^{pf} &= \min(P_{h,t}^{\max} - P_{h,t}, P_{h,t}^{\max} \times \alpha_{h,t}^{pf}) \end{aligned}$$

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

$\alpha_{f,t}^{pf}$ 、 $\alpha_{p,t}^{pf}$ 、 $\alpha_{h,t}^{pf}$ 表示火电交易单元、抽蓄电厂、常规水电交易单元的一次调频容量计算系数。

2.6.3.5 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。

2.6.3.6 机组出力表达式

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

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

其中， $P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力， 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。

2.6.3.7 机组运行费用表达式

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

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。

2.6.3.8 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：

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

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

机组出力上限建模为：

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

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

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； η 和 γ 分别是表示机组启动和停机的 0-1 变量。 $P_{i,\min}$ 为机组 i 的最小技术出力（或最小可调出力）， $P_{i,\max}$ 为机组 i 的最大容量。

2.6.3.9 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。

2.6.3.10 机组群电量上下限约束

机组群的全天电量应该处于其最大/最小电量范围之内，其约束条件可以描述为：

$$Q_j^{\min} \leq \sum_{i \in j} \sum_{i=1}^T Q_{i,t} \leq Q_j^{\max}$$

其中， $Q_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出清电量； T 表示 D 日每 15 分钟一个时段，共 96 个时段； $Q_{j,t}^{\max}$ 、 $Q_{j,t}^{\min}$ 分别表示机组群 j 全天最大、最小电量。根据水库中长期优化运用原则，统筹考虑跨省（区）优先送电计划、电力供需形势、蓄能保供要求及主汛期水电丧失调蓄能力后的发电需求等因素，设置参与优化的水电站总电量上限。

2.6.3.11 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：

$$\begin{aligned} P_{i,t} - P_{i,t-1} &\leq \Delta P_i^U \alpha_{i,t-1} + P_{i,t}^{\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{\max} (1 - \alpha_{i,t}) \\ P_{i,t-1} - P_{i,t} &\leq \Delta P_i^D \alpha_{i,t} - P_{i,t}^{\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{\max} (1 - \alpha_{i,t-1}) \end{aligned}$$

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。

2.6.3.12 机组最小连续开停时间约束

由于机组的物理属性及实际运行需要，要求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：

$$\begin{aligned} T_{i,t}^D - (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1})T_D &\geq 0 \\ T_{i,t}^U - (\alpha_{i,t-1} - \alpha_{i,t})T_U &\geq 0 \end{aligned}$$

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

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

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

2.6.3.13 机组最大启停次数约束

定义 $\eta_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 是否切换到启动状态； $\gamma_{i,t}$ 定义表示机组 i 在时段 t 是否切换到停机状态。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：

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

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

目标函数中机组启动费用的表达式：

$$C_{i,t}^U = \eta_{i,t} C_i^U$$

其中， C_i^U 为机组 i 申报的单次启动费用。

2.6.3.14 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$P_l^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t,0} + \sum_{d=1}^{NTD} G_{l-d} T_{d,t,l}^{DC} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max}$$

其中， P_l^{\max} 、 P_l^{\min} 为线路 l 的潮流正、反向传输极限； G_{l-i} 为机组 i （含储能）所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； NT 为区域外联络线数目； G_{l-j} 为区域外联络线 j 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $T_{j,t,0}$ 为区域外联络线 j 在时段 t 的净注入功率； NTD 为区域内直流联络线数目； G_{l-d} 为区域内直流联络线 d 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $T_{d,t,l}^{DC}$ 为区域内直流联络线 d 在时段 t 的传输功率； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k

对线路 1 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_1^+ 、 SL_1^- 分别为线路 1 的正、反向潮流松弛变量。

2.6.3.15 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：

$$P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t,O} + \sum_{d=1}^{NTD} G_{s-d} T_{d,t,l}^{DC} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max}$$

其中， P_s^{\min} 、 P_s^{\max} 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i（含储能）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} 为区域外联络线 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-d} 为区域内直流联络线 d 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

2.6.3.16 储能约束

（1）储能充放电功率约束

储能出清的充放电功率需要在储能申报的最大最小冲放电功率范围内， $\alpha_{es,t}$ 和 $\beta_{es,t}$ 是控制机组充放状态的 0-1 变量。

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

（2）储能荷电状态约束

储能在优化时段初始时刻和结束时刻的荷电状态需要满足储能上一个优化周期末尾和储能申报的参数。

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

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

其中 $E_{es,t}$ 表示储能 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； $\overline{E}_{es,t}$, $\underline{E}_{es,t}$ 分别表示储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态上下限。

（3）储能运行日初始与末尾时段荷电状态约束

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

$$E_{es}^T = E_{es}^{fin}$$

其中， E_{es}^0 代表用于计算的初始荷电状态， E_{es}^{ini} 代表前一天最后时段的荷电状态， E_{es}^T 代表用于计算的最后一时段目标荷电状态， E_{es}^{fin} 代表申报的最后一个时段的荷电状态。

（4）储能小时内不可同时充放电约束

对于同一小时内的 4 个时段，储能不能同时既有充电又有放电，对在该时间段内的每个时段 t，有：

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

其中 $n \in [1, 24]$ 。

（5）储能循环充放电约束

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

其中， $N_{es,circle}$ 为储能机组 es 的循环充放电次数。 E_{es} 代表储能的额定容量。

2.6.3.17 直流联络线优化功率建模

区域内直流联络线功率可自由控制，故单独定义优化变

量 $T_{j,t,l}^{DC}$ 建模，在直流联络线送、受端分别作为节点负荷、节点注入。

三端直流设备需考虑多端直流联络线功率优化的数学模型，主要包括节点负荷平衡约束、直流联络线功率上下限约束、直流联络线爬坡约束及直流联络线功率相邻时段不可反向调整约束。

(1) 节点负荷平衡约束

节点负荷平衡约束是指多端直流中枢节点的注入功率与输出功率应相等，可描述为：

$$\sum_{s \in J_{MT}^{send}} T_{s,t,l}^{DC} * (1 - \eta_l) = \sum_{d \in J_{MT}^{rec}} T_{d,t,l}^{DC}$$

其中， J_{MT}^{send} 为多端直流联络线组 MT 中默认参考方向为中枢节点注入方向的直流联络线集合， J_{MT}^{rec} 为多端直流联络线组 MT 中默认参考方向为中枢节点流出方向的直流联络线集合， $T_{s,t,l}^{DC}$ 、 $T_{d,t,l}^{DC}$ 多端直流中枢节点的注入、输出功率。 η_l 是直流联络线 l 的线损率。

(2) 直流联络线功率上下限约束

直流联络线功率上下限约束是指直流联络线传输功率应处于其最大/最小技术出力范围内，可描述为：

$$T_{j,t,l}^{DC, \min} \leq T_{j,t,l}^{DC} \leq T_{j,t,l}^{DC, \max}$$

其中， $T_{j,t,l}^{DC, \max}$ 、 $T_{j,t,l}^{DC, \min}$ 分别为直流联络线 j 在 t 时段的传输功率上下限。

(3) 直流联络线爬坡约束

直流联络线爬坡约束是指直流联络线功率向上/下调整时，须满足爬坡速率要求。可描述为：

$$-x_{j,t,l} \Delta P_j^- \leq T_{j,t,l}^{DC} - T_{j,t-1,l}^{DC} \leq x_{j,t,l} \Delta P_j^+$$

$$x_{j,t,l} + x_{j,t,r} \leq 1$$

其中， ΔP_j^+ 、 ΔP_j^- 分别为直流联络线 j 最大上调节、下调节速率， $x_{j,t,r}$ 、 $x_{j,t,l}$ 分别为表征直流联络线 j 在 t 时段是否向上、向下调节的 0-1 变量。

(4) 直流联络线功率相邻时段不可反向调整约束

直流联络线功率在相邻时段不可出现先向上再向下或者先向下再向上的情况，可描述为：

$$x_{j,t,l} + x_{j,t+1,r} \leq 1$$

$$x_{j,t+1,l} + x_{j,t,r} \leq 1$$

2.6.3.18 水电厂水库水位控制约束

水电厂水位控制约束指的是水电厂在某个时段内的水位需控制在要求的上下限范围内，具体描述如下：

$$Z_{i,t,end}^{\min} \leq Z_{i,0} - \sum_{\tau=1}^t \left\{ \frac{P_{i,\tau} h_i + Q_{i,\tau}^d - [I_{i,\tau} + (P_{up(i),\tau-s(i)} h_{up(i)} + Q_{up(i),\tau-s(i)}^d)]}{S_i} \right\} \leq Z_{i,t,end}^{\max}$$

$$Z_i^{\min} \leq Z_{i,0} - \sum_{\tau=1}^t \left\{ \frac{P_{i,\tau} h_i + Q_{i,\tau}^d - [I_{i,\tau} + (P_{up(i),\tau-s(i)} h_{up(i)} + Q_{up(i),\tau-s(i)}^d)]}{S_i} \right\} \leq Z_i^{\max}$$

其中参数如下：

$Z_{i,t,end}^{\min}$ 、 $Z_{i,t,end}^{\max}$ 是由水电站水库 i 在时段 t 末调度控制水位上下限； Z_i^{\min} 、 Z_i^{\max} 为水电站水库的最低允许运行水位、水库最高允许水位； $Z_{i,0}$ 为水电站 i 在次日零点的预计初始水位，通过现货市场出清计算形成； h_i 为水电站 i 的耗水率， S_i 代表水电站 i 的水库当前水位对应的水面面积， $I_{i,\tau}$ 表示水电站 i 在时段 τ 的区间流量。

决策变量如下：

$P_{i,\tau}$ 表示水电站 i 在时段 τ 的出力， $Q_{i,\tau}^d$ 为水电站 i 在时段 τ 的泄洪流量； $up(i)$ 代表水电站 i 的上游水电站， $s(i)$ 代表水

电站 i 面临的上游迟滞时间； $P_{\text{up}(i),\tau-s(i)}$ 为水电站 i 的上游水电站 $\text{up}(i)$ 在时段 $\tau - s(i)$ 的发电流量； $Q_{\text{up}(i),\tau-s(i)}^d$ 为水电站 i 的上游水电站 $\text{up}(i)$ 在时段 $\tau - s(i)$ 的泄洪流量。

2.6.3.19 水电厂发电量控制约束

水电厂发电量控制约束指的是水电厂在运行日需控制发电量在要求的上下限范围内，具体描述如下：

$$Q_i^{\min} \leq \sum_{i=1}^T Q_{i,t} \leq Q_i^{\max}$$

其中， Q_i^{\max} 、 Q_i^{\min} 表示水电厂 i 在运行日全天的最大、最小发电量。 $Q_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出清电量， T 表示全天的总时段数。

2.6.3.20 新能源出力约束

报量报价的新能源场站，其日前市场出清的出力计划值与其申报的短期功率预测约束如下：

$$\alpha_n \times P_{r,t}^{\text{st}} - P_{r,t}^{\text{d}} \leq P_{i,t} \leq P_{r,t}^{\text{st}}$$

其中， $P_{r,t}^{\text{st}}$ 为新能源机组 r 在时段 t 的短期预测出力。 α_n 为参与现货市场交易的新能源机组在日前出清的出力下限系数，根据各省新能源政策要求和参与市场机制分省单独设定。 $P_{r,t}^{\text{d}}$ 为新能源交易单元 r 在时段 t 的偏差功率。

报量不报价的新能源场站，其出力约束指的是新能源出力与新能源偏差功率等于新能源预测出力，具体描述如下：

$$P_{i,t} + P_{r,t}^{\text{d}} = P_{r,t}^{\text{st}}$$

其中， $P_{r,t}^{\text{st}}$ 为新能源机组 r 在时段 t 的短期预测出力。

2.6.3.21 跨省优先计划约束

跨省优先计划约束指的是某跨省交易成分全天出清电

量不低于该跨省优先计划 D-2 安全校核电量,具体描述如下:

$$\sum_{t=1}^T Q_{k,t} \geq Q_k^{sch}$$

其中, $Q_{k,t}$ 为跨省交易成分 k 在时段 t 的出请电量, T 表示全天的总时段数。 Q_k^{sch} 为跨省交易成分 k 的跨省优先计划 D-2 安全校核电量。

跨省交易成分与物理关口映射关系具体描述如下:

$$T_t^\alpha = \sum_{k=1}^{NM} T_{k,t}^\alpha$$

$$\frac{T_{d1,t}^\alpha}{T_{d2,t}^\alpha} = \frac{\partial_{d1}}{\partial_{d2}}$$

其中, T_t^α 为 α 省(区)在 t 时段的总受入或送出功率; $T_{k,t}^\alpha$ 为 α 省(区)的跨省交易成分 k 在 t 时段的受入或送出功率(受入为正、送出为负), NM 表示 α 省(区)的送电成分总数。 $T_{d1,t}^\alpha$ 、 $T_{d2,t}^\alpha$ 分别表示“点对网” $d1$ 、 $d2$ 交易成分在 t 时段的功率, $d1$ 、 $d2 \in NMd$; ∂_{d1} 、 ∂_{d2} 为 $d1$ 、 $d2$ 交易成分的分电比例, 其分电比例应与相关政策一致。

2.6.4 日前安全约束经济调度 (SCED) 的数学模型

日前安全约束经济调度数学模型的目标函数如下:

$$\min \left\{ \begin{aligned} & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t})] + \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T P_{gwf} [P_{L,i,t}] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M_1 [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M_1 [SL_s^+ + SL_s^-] \\ & + \sum_{r=1}^{NR} \sum_{t=1}^T M_2 P_{r,t}^d + \sum_{i=1}^{NH} \sum_{t=1}^T M_3 P_{i,t}^d + \sum_{k \in \Phi_a} \sum_{t=1}^T M_4 [SL_k^-] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^T [\lambda_{es}^{dis} P_{es,t}^{dis} + \lambda_{es}^{ch} P_{es,t}^{ch}] \end{aligned} \right\}$$

其中:

N 表示南方区域发电机组的总台数, 不包含储能交易单元;

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；

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；

n 表示南方区域跨省通道的数量； $P_{L,i,t}$ 为跨省送电成分 i 在时段 t 的输电功率； P_{gwf} 为各送电类别对应的跨省输电的过网费；

M_1 为网络潮流约束松弛罚因子；

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

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

M_2 为新能源交易单元弃电罚因子； NR 为有弃电功率新能源场站总数；

$P_{r,t}^d$ 为新能源交易单元 r 在时段 t 的弃电功率；

M_3 为水电厂弃水功率罚因子；

$P_{i,t}^d$ 为水电厂 i 的弃水功率，根据其弃水流量计算；

M_4 为联络线通道优先计划约束松弛罚因子；

SL_k^- 分别为联络线通道优先计划 k 的潮流松弛变量； Φ_a 为区域内联络线通道 a 包含的联络线总数；

ES 表示储能交易单元总数；

λ_{es}^{ch} 、 λ_{es}^{dis} 分别表示储能 es 在时段 t 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。

日前电能量市场出清 SCED 的约束条件包括：

2.6.4.1 系统负荷平衡约束

在每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^{N_a} P_{i,t}^a + \sum_{j=1}^{NT_a} T_{j,t,O}^a + \sum_{k=1}^{NTI_a} T_{k,t,I}^a = D_t^a$$

其中， $P_{i,t}^a$ 表示平衡区 a 内机组 i 在时段 t 的出力， N_a 为平衡区 a 内机组总数； $T_{j,t,O}^a$ 表示与平衡区 a 相关的区域外联络线 j 在时段 t 的计划功率（受入为正、送出为负）， NT_a 为与平衡区 a 相关的区域外联络线总数； $T_{k,t,I}^a$ 表示与平衡区 a 相关的区域内交易成分 k 在时段 t 的传输功率（默认参考方向为受入）， NTI_a 为与平衡区 a 相关的区域内交易成分总数， D_t^a 为平衡区 a 在时段 t 的系统负荷（除地方电源外）。 $P_{i,t}^a$ 包含平衡区非市场机组的出力。

2.6.4.2 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。

分省系统正备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^{N_a} \alpha_{i,t}^a P_{i,t}^{\max,a} + \sum_{j=1}^{NT_a} T_{j,t,O}^a + \sum_{k=1}^{NTI_a} T_{k,t,I}^a - R_t^{\text{red},a} \geq D_t^a + R_t^{U,a}$$

其中， $\alpha_{i,t}^a$ 表示省区 a 内机组 i 在时段 t 的状态，火电交易单元 $\alpha_{i,t}^a=0$ 表示机组停机， $\alpha_{i,t}^a=1$ 表示机组开机，机组状态取 SCUC 优化结果，水电交易单元 $\alpha_{i,t}^a=0$ 表示不具备正备用能力， $\alpha_{i,t}^a=1$ 表示具备正备用能力； $P_{i,t}^{\max,a}$ 为省区 a 内交易单元 i 在时段 t 的最大出力； $R_t^{\text{red},a}$ 为省区 a 在时段 t 的系统网络备用受限值； $R_t^{U,a}$ 为省区 a 在时段 t 的系统正备用容量需求。

2.6.4.3 系统负备用容量约束

分省系统负备用容量约束可描述为：

$$\sum_{i=1}^{N_a} \alpha_{i,t}^{\beta} P_{i,t}^{\min,a} - \sum_{q=1}^{N_a} \alpha_{q,t}^{\beta} P_{q,t}^{\max,a} + \sum_{j=1}^{NT_a} T_{j,t,O}^a + \sum_{k=1}^{NTI_a} T_{k,t,I}^a \leq D_t^a - R_t^{D,a}$$

其中， $P_{i,t}^{\min,a}$ 为省区 a 内机组 i 在时段 t 的最小出力， $P_{q,t}^{\max,a}$ 为省区 a 内负荷侧备用单元 q 在 t 时段的最大上调节能力； NT_a 为与平衡区 a 相关的区域外联络线总数， $T_{j,t,O}^a$ 表示与平衡区 a 相关的区域外联络线 j 在时段 t 的计划功率（受入为正、送出为负）； NTI_a 为与平衡区 a 相关的区域内交易成分总数， $T_{k,t,I}^a$ 表示与平衡区 a 相关的区域内交易成分 k 在时段 t 的传输功率（默认参考方向为受入）； D_t^a 为平衡区 a 在时段 t 的系统负荷（除地方电源外）， $R_t^{D,a}$ 为省区 a 在时段 t 的系统负备用容量需求； $\alpha_{i,t}^{\beta}$ 表示省区 a 内机组 i 在时段 t 的状态，火电交易单元 $\alpha_{i,t}^{\beta}$ 与 $\alpha_{i,t}^a$ 表示一致，水电、虚拟电厂交易单元 $\alpha_{i,t}^{\beta}=0$ 表示不具备负备用能力， $\alpha_{i,t}^{\beta}=1$ 表示具备负备用能力。

2.6.4.4 系统一次调频备用容量约束

分省及直调系统一次调频备用容量约束可以描述为：

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

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

$$\begin{aligned} P_{f,t}^{first} &= \min(P_{f,t}^{\max} - P_{f,t}, P_{f,t}^{\max} \times \alpha_{f,t}^{pf}) \\ P_{p,t}^{first} &= \min(P_{p,t}^{\text{on,max}} - P_{p,t}, P_{p,t}^{\text{on,max}} \times \alpha_{p,t}^{pf}) \\ P_{h,t}^{first} &= \min(P_{h,t}^{\max} - P_{h,t}, P_{h,t}^{\max} \times \alpha_{h,t}^{pf}) \end{aligned}$$

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

$\alpha_{f,t}^{pf}$ 、 $\alpha_{p,t}^{pf}$ 、 $\alpha_{h,t}^{pf}$ 表示火电交易单元、抽蓄电厂、常规水电交易单元的一次调频容量计算系数。

2.6.4.5 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 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。在 SCUC 结果中处于开停机过程中的机组，其上下限均为开停机过程中的定值。

2.6.4.6 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。

2.6.4.7 机组群电量上下限约束

机组群的全天电量应该处于其最大/最小电量范围之内，其约束条件可以描述为：

$$Q_j^{\min} \leq \sum_{i \in j} \sum_{i=1}^T Q_{i,t} \leq Q_j^{\max}$$

其中， $Q_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出清电量； T 表示 D 日每 15 分钟一个时段，共 96 个时段； $Q_{j,t}^{\max}$ 、 $Q_{j,t}^{\min}$ 分别表示机组群 j 全天最大、最小电量。

2.6.4.8 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：

$$\begin{aligned} P_{i,t} - P_{i,t-1} &\leq \Delta P_i^U \\ P_{i,t-1} - P_{i,t} &\leq \Delta P_i^D \end{aligned}$$

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。

2.6.4.9 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$P_l^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t,O} + \sum_{d=1}^{NTD} G_{l-d} T_{d,t,I}^{DC} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max}$$

其中， P_l^{\max} 、 P_l^{\min} 为线路 l 的潮流正、反向传输极限； G_{l-i} 为机组 i（含储能）所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； NT 为区域外联络线数目； G_{l-j} 为区域外联络线 j 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $T_{j,t,O}$ 为区域外联络线 j 在时段 t 的净注入功率； NTD 为区域内直流联络线数目； G_{l-d} 为区域内直流联络线 d 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $T_{d,t,I}^{DC}$ 为区域内直流联络线 d 在时段 t 的传输功率； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

2.6.4.10 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：

$$P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t,O} + \sum_{d=1}^{NTD} G_{s-d} T_{d,t,I}^{DC} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max}$$

其中， P_s^{\min} 、 P_s^{\max} 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机

组 i （含储能）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} 为区域外联络线 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-d} 为区域内直流联络线 d 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

2.6.4.11 储能约束

（1）储能充放电功率约束

储能出清的充放电功率需要在储能申报的最大最小冲放电功率范围内，对于既不充电也不放电的储能，其充放电功率均为 0。

$$\begin{aligned} P_{es}^{dis,\min} &\leq P_{es,t}^{dis} \leq P_{es}^{dis,\max} \\ P_{es}^{ch,\max} &\leq P_{es,t}^{ch} \leq P_{es}^{ch,\min} \\ P_{es}^{ch,\min} &\leq 0, P_{es}^{ch,\max} \leq 0 \end{aligned}$$

（2）储能荷电状态约束

储能在优化时段初始时刻和结束时刻的荷电状态需要满足储能上一个优化周期末尾和储能申报的参数。

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

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

（3）储能运行日初始与末尾时段荷电状态约束

$$E_{es}^T = E_{es}^{fin}$$

其中， E_{es}^0 代表用于计算的初始荷电状态， E_{es}^{ini} 代表前一天最后时段的荷电状态， E_{es}^T 代表用于计算的最后一时段目标荷电状态， E_{es}^{fin} 代表申报的最后一个时段的荷电状态。

（4）储能循环充放电约束

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

其中， $N_{es,circle}$ 为储能机组 es 的循环充放电次数。 E_{es} 代表储能的额定容量。

2.6.4.12 机组出力表达式

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

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

其中， $P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力， 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。

2.6.4.13 机组运行费用表达式

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

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。

2.6.4.14 直流联络线优化功率建模

区域内直流联络线功率可自由控制，故单独定义优化变量 $T_{j,t,l}^{DC}$ 建模，在直流联络线送、受端分别作为节点负荷、节点注入。

三端直流设备需考虑多端直流联络线功率优化的数学

模型，主要包括节点负荷平衡约束、直流联络线功率上下限约束、直流联络线爬坡约束、直流联络线功率相邻时段不可反向调整约束。

(1) 节点负荷平衡约束

节点负荷平衡约束是指多端直流中枢节点的注入功率与输出功率应相等，可描述为：

$$\sum_{s \in J_{MT}^{send}} T_{s,t,l}^{DC} * (1 - \eta_l) = \sum_{d \in J_{MT}^{rec}} T_{d,t,l}^{DC}$$

其中， J_{MT}^{send} 为多端直流联络线组 MT 中默认参考方向为中枢节点注入方向的直流联络线集合， J_{MT}^{rec} 为多端直流联络线组 MT 中默认参考方向为中枢节点流出方向的直流联络线集合， $T_{s,t,l}^{DC}$ 、 $T_{d,t,l}^{DC}$ 多端直流中枢节点的注入、输出功率。 η_l 是直流联络线 l 的线损率。

(2) 直流联络线功率上下限约束

直流联络线功率上下限约束是指直流联络线传输功率应处于其最大/最小技术出力范围内，可描述为：

$$T_{j,t,l}^{DC,min} \leq T_{j,t,l}^{DC} \leq T_{j,t,l}^{DC,max}$$

其中， $T_{j,t,l}^{DC,max}$ 、 $T_{j,t,l}^{DC,min}$ 分别为直流联络线 j 在 t 时段的传输功率上下限。

(3) 直流联络线爬坡约束

直流联络线爬坡约束是指直流联络线功率向上/下调整时，须满足爬坡速率要求。可描述为：

$$\begin{aligned} -x_{j,t,l} \Delta P_j^- \leq T_{j,t,l}^{DC} - T_{j,t-1,l}^{DC} \leq x_{j,t,r} \Delta P_j^+ \\ x_{j,t,l} + x_{j,t,r} \leq 1 \end{aligned}$$

其中， ΔP_j^+ 、 ΔP_j^- 分别为直流联络线 j 最大上调节、下调节速率， $x_{j,t,r}$ 、 $x_{j,t,l}$ 分别为表征直流联络线 j 在 t 时段是否向上、

向下调节的 0-1 变量。

(4) 直流联络线功率相邻时段不可反向调整约束

直流联络线功率在相邻时段不可出现先向上再向下或者先向下再向上的情况，可描述为：

$$\begin{aligned} x_{j,t,l} + x_{j,t+1,r} &\leq 1 \\ x_{j,t+1,l} + x_{j,t,r} &\leq 1 \end{aligned}$$

2.6.4.15 水电厂水库水位控制约束

$$\begin{aligned} Z_{i,t,end}^{\min} &\leq Z_{i,0} - \sum_{\tau=1}^t \left\{ \frac{P_{i,\tau} h_i + Q_{i,\tau}^d - [I_{i,\tau} + (P_{up(i),\tau-s(i)} h_{up(i)} + Q_{up(i),\tau-s(i)}^d)]}{S_i} \right\} \leq Z_{i,t,end}^{\max} \\ Z_i^{\min} &\leq Z_{i,0} - \sum_{\tau=1}^t \left\{ \frac{P_{i,\tau} h_i + Q_{i,\tau}^d - [I_{i,\tau} + (P_{up(i),\tau-s(i)} h_{up(i)} + Q_{up(i),\tau-s(i)}^d)]}{S_i} \right\} \leq Z_i^{\max} \end{aligned}$$

其中参数如下：

$Z_{i,t,end}^{\min}$ 、 $Z_{i,t,end}^{\max}$ 是由水电站水库 i 在时段 t 末调度控制水位上下限； Z_i^{\min} 、 Z_i^{\max} 为水电站水库的最低允许运行水位、水库最高允许水位； $Z_{i,0}$ 为水电站 i 在次日零点的预计初始水位，通过现货市场出清计算形成； h_i 为水电站 i 的耗水率， S_i 代表水电站 i 的水库当前水位对应的水面面积， $I_{i,\tau}$ 表示水电站 i 在时段 τ 的区间流量。

决策变量如下：

$P_{i,\tau}$ 表示水电站 i 在时段 τ 的出力， $Q_{i,\tau}^d$ 为水电站 i 在时段 τ 的泄洪流量； $up(i)$ 代表水电站 i 的上游水电站， $s(i)$ 代表水电站 i 面临的上游迟滞时间； $P_{up(i),\tau-s(i)}$ 为水电站 i 的上游水电站 $up(i)$ 在时段 $\tau - s(i)$ 的发电流量； $Q_{up(i),\tau-s(i)}^d$ 为水电站 i 的上游水电站 $up(i)$ 在时段 $\tau - s(i)$ 的泄洪流量。

2.6.4.16 水电厂发电量控制约束

水电厂发电量控制约束指的是水电厂在运行日需控制发电量在要求的上下限范围内，具体描述如下：

$$Q_i^{\min} \leq \sum_{t=1}^T Q_{i,t} \leq Q_i^{\max}$$

其中， Q_i^{\max} 、 Q_i^{\min} 表示水电厂 i 在运行日全天的最大、最小发电量。 $Q_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出清电量， T 表示全天的总时段数。

2.6.4.17 新能源出力约束

报量报价的新能源场站，其日前市场出清的出力计划值与其申报的短期功率预测约束如下：

$$\alpha_n \times P_{r,t}^{\text{st}} - P_{r,t}^{\text{d}} \leq P_{i,t} \leq P_{r,t}^{\text{st}}$$

其中， $P_{r,t}^{\text{st}}$ 为新能源机组 r 在时段 t 的短期预测出力。 α_n 为参与现货市场交易的新能源机组在日前出清的出力下限系数，根据各省新能源政策要求和参与市场机制分省单独设定。 $P_{r,t}^{\text{d}}$ 为新能源交易单元 r 在时段 t 的偏差功率。

报量不报价的新能源场站，其出力约束指的是新能源出力与新能源偏差功率等于新能源预测出力，具体描述如下：

$$P_{i,t} + P_{r,t}^{\text{d}} = P_{r,t}^{\text{st}}$$

其中， $P_{r,t}^{\text{st}}$ 为新能源机组 r 在时段 t 的短期预测出力。

2.6.4.18 跨省优先计划约束

跨省优先计划约束指的是某跨省交易成分全天出清电量不低于该跨省优先计划 D-2 安全校核电量，具体描述如下：

$$\sum_{t=1}^T Q_{k,t} \geq Q_k^{\text{sch}}$$

其中， $Q_{k,t}$ 为跨省交易成分 k 在时段 t 的出清电量， T 表示全天的总时段数。 Q_k^{sch} 为跨省交易成分 k 的跨省优先计划

D-2 安全校核电量。

跨省交易成分与物理关口映射关系具体描述如下：

$$T_t^\alpha = \sum^{NM} T_{k,t}^\alpha$$

$$\frac{T_{d1,t}^\alpha}{T_{d2,t}^\alpha} = \frac{\partial_{d1}}{\partial_{d2}}$$

其中， T_t^α 为 α 省（区）在 t 时段的总受入或送出功率； $T_{k,t}^\alpha$ 为 α 省（区）的跨省交易成分 k 在 t 时段的受入或送出功率（受入为正、送出为负）， NM 表示 α 省（区）的送电成分总数。 $T_{d1,t}^\alpha$ 、 $T_{d2,t}^\alpha$ 分别表示“点对网” $d1$ 、 $d2$ 交易成分在 t 时段的功率， $d1$ 、 $d2 \in NMd$ ； ∂_{d1} 、 ∂_{d2} 为 $d1$ 、 $d2$ 交易成分的分电比例，其分电比例应与相关政策一致。

2.6.5 日前市场节点电价（LMP）计算模型

日前电能量市场采用节点电价定价机制，计算模型如下：

目标函数：

$$\min \left\{ \begin{aligned} & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t})] + \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T P_{gwf} [P_{L,i,t}] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M_1' [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M_1' [SL_s^+ + SL_s^-] \\ & + \sum_{r=1}^{NR} \sum_{t=1}^T M_2' P_{r,t}^d + \sum_{i=1}^{NH} \sum_{t=1}^T M_3' P_{i,t}^d + \sum_{k \in \Phi_a} \sum_{t=1}^T M_4' [SL_k^-] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^T [\lambda_{es}^{dis} P_{es,t}^{dis} + \lambda_{es}^{ch} P_{es,t}^{ch}] \end{aligned} \right\}$$

其中：

N 表示机组的总台数，包括非市场机组与市场机组，不包含储能交易单元；

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_1' 表示用于节点电价计算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 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；

M_2' 为新能源交易单元弃电罚因子； NR 为有弃电功率新能源场站总数；

$P_{r,t}^d$ 为新能源交易单元 r 在时段 t 的弃电功率；

M_3' 为水电厂弃水功率罚因子；

$P_{i,t}^d$ 为水电厂 i 的弃水功率，根据其弃水流量计算；

M_4' 为联络线通道优先计划约束松弛罚因子；

SL_k^- 分别为联络线通道优先计划 k 的潮流松弛变量； Φ_a 为区域内联络线通道 a 包含的联络线总数；

ES 表示储能交易单元总数；

λ_{es}^{ch} 、 λ_{es}^{dis} 分别表示储能 es 在时段 t 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。

节点电价计算模型的约束条件包括：

2.6.5.1 系统负荷平衡约束

在每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^{N_a} P_{i,t}^a + \sum_{j=1}^{NT_a} T_{j,t,O}^a + \sum_{k=1}^{NTI_a} T_{k,t,I}^a = D_t^a$$

其中， $P_{i,t}^a$ 表示平衡区 a 内机组 i 在时段 t 的出力， N_a 为平衡区 a 内机组总数； $T_{j,t,O}^a$ 表示与平衡区 a 相关的区域外联

络线 j 在时段 t 的计划功率（受入为正、送出为负）， NT_a 为与平衡区 a 相关的区域外联络线总数； $T_{k,t,I}^a$ 表示与平衡区 a 相关的区域内交易成分 k 在时段 t 的传输功率（默认参考方向为受入）， NTI_a 为与平衡区 a 相关的区域内交易成分总数， D_t^a 为平衡区 a 在时段 t 的系统负荷（除地方电源外）。 $P_{i,t}^a$ 包含平衡区非市场机组的出力。

2.6.5.2 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。分省系统正备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^{N_a} \alpha_{i,t}^a P_{i,t}^{\max,a} + \sum_{j=1}^{NT_a} T_{j,t,O}^a + \sum_{k=1}^{NTI_a} T_{k,t,I}^a - R_t^{\text{red},a} \geq D_t^a + R_t^{U,a}$$

其中， $\alpha_{i,t}^a$ 表示省区 a 内机组 i 在时段 t 的状态，火电交易单元 $\alpha_{i,t}^a=0$ 表示机组停机， $\alpha_{i,t}^a=1$ 表示机组开机，机组状态取 SCUC 优化结果，水电交易单元 $\alpha_{i,t}^a=0$ 表示不具备正备用能力， $\alpha_{i,t}^a=1$ 表示具备正备用能力； $P_{i,t}^{\max,a}$ 为省区 a 内交易单元 i 在时段 t 的最大出力； $R_t^{\text{red},a}$ 为省区 a 在时段 t 的系统网络备用受限值； $R_t^{U,a}$ 为省区 a 在时段 t 的系统正备用容量需求。

2.6.5.3 系统负备用容量约束

分省系统负备用容量约束可描述为：

$$\sum_{i=1}^{N_a} \alpha_{i,t}^{\beta} P_{i,t}^{\min,a} - \sum_{i=1}^{N_a} \alpha_{q,t}^{\beta} P_{q,t}^{\max,a} + \sum_{j=1}^{NT_a} T_{j,t,O}^a + \sum_{k=1}^{NTI_a} T_{k,t,I}^a \leq D_t^a - R_t^{D,a}$$

其中， $P_{i,t}^{\min,a}$ 为省区 a 内机组 i 在时段 t 的最小出力， $P_{q,t}^{\max,a}$ 为省区 a 内负荷侧备用单元 q 在 t 时段的最大上调节能力；

NTa 为与平衡区 a 相关的区域外联络线总数, $T_{j,t,o}^a$ 表示与平衡区 a 相关的区域外联络线 j 在时段 t 的计划功率(受入为正、送出为负); NTIa 为与平衡区 a 相关的区域内交易成分总数, $T_{k,t,l}^a$ 表示与平衡区 a 相关的区域内交易成分 k 在时段 t 的传输功率(默认参考方向为受入); D_t^a 为平衡区 a 在时段 t 的系统负荷(除地方电源外), $R_t^{D,a}$ 为省区 a 在时段 t 的系统备用容量需求; $\alpha_{i,t}^\beta$ 表示省区 a 内机组 i 在时段 t 的状态, 火电交易单元 $\alpha_{i,t}^\beta$ 与 $\alpha_{i,t}^a$ 表示一致, 水电、虚拟电厂交易单元 $\alpha_{i,t}^\beta=0$ 表示不具备备用能力, $\alpha_{i,t}^\beta=1$ 表示具备备用能力。

2.6.5.4 系统一次调频备用容量约束

分省及直调系统一次调频备用容量约束可以描述为:

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

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

$$\begin{aligned} P_{f,t}^{first} &= \min(P_{f,t}^{\max} - P_{f,t}, P_{f,t}^{\max} \times \alpha_{f,t}^{pf}) \\ P_{p,t}^{first} &= \min(P_{p,t}^{\text{on,max}} - P_{p,t}, P_{p,t}^{\text{on,max}} \times \alpha_{p,t}^{pf}) \\ P_{h,t}^{first} &= \min(P_{h,t}^{\max} - P_{h,t}, P_{h,t}^{\max} \times \alpha_{h,t}^{pf}) \end{aligned}$$

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

$\alpha_{f,t}^{pf}$ 、 $\alpha_{p,t}^{pf}$ 、 $\alpha_{h,t}^{pf}$ 表示火电交易单元、抽蓄电厂、常规水电交易单元的一次调频容量计算系数。

2.6.5.5 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：

$$\begin{aligned} P_{i,t}^{\min} &= \max \{ (1 - \delta) P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{\min})^{SCED} \} \\ P_{i,t}^{\max} &= \min \{ (1 + \delta) P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{\max})^{SCED} \} \end{aligned}$$

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 模型中的机组最小、最大出力。

2.6.5.6 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。

2.6.5.7 机组群电量上下限约束

机组群的全天电量应该处于其最大/最小电量范围之内，其约束条件可以描述为：

$$Q_j^{\min} \leq \sum_{i \in j} \sum_{t=1}^T Q_{i,t} \leq Q_j^{\max}$$

其中， $Q_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出清电量； T 表示 D 日每 15 分钟一个时段，共 96 个时段； $Q_{j,t}^{\max}$ 、 $Q_{j,t}^{\min}$ 分别表示机组群 j 全天最大、最小电量。

2.6.5.8 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：

$$\begin{aligned} P_{i,t} - P_{i,t-1} &\leq \Delta P_i^U \\ P_{i,t-1} - P_{i,t} &\leq \Delta P_i^D \end{aligned}$$

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。

2.6.5.9 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$P_l^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t,O} + \sum_{d=1}^{NTD} G_{l-d} T_{d,t,I}^{DC} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max}$$

其中， P_l^{\max} 、 P_l^{\min} 为线路 1 的潮流正、反向传输极限； G_{l-i} 为机组 i （含储能）所在节点对线路 1 的发电机输出功率转移分布因子； NT 为区域外联络线数目； G_{l-j} 为区域外联络线 j 所在节点对线路 1 的发电机输出功率转移分布因子； $T_{j,t,O}$ 为区域外联络线 j 在时段 t 的净注入功率； NTD 为区域内直流联络线数目； G_{l-d} 为区域内直流联络线 d 所在节点对线路 1 的发电机输出功率转移分布因子； $T_{d,t,I}^{DC}$ 为区域内直流联络线 d 在时段 t 的传输功率； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 1 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 1 的正、反向潮流松弛变量。

2.6.5.10 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：

$$P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t,O} + \sum_{d=1}^{NTD} G_{s-d} T_{d,t,I}^{DC} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max}$$

其中， P_s^{\min} 、 P_s^{\max} 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i （含储能）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} 为区域外联络线 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-d} 为区域内直流联络线 d 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

2.6.5.11 储能约束

（1）储能充放电功率约束

当储能处于充电状态时，充电上下限为：

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

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

当储能处于放电状态时，充电上下限为：

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

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

其中， δ 为 LMP 模型中允许机组偏离日前 SCED 优化结果的比例， $(P_{es}^{ch,min})^{SCED}$ 、 $(P_{es}^{ch,max})^{SCED}$ 、 $(P_{es}^{dis,max})^{SCED}$ 、 $(P_{es}^{dis,min})^{SCED}$ 分别为日前 SCED 模型中的储能的 最大、最小充放电功率， $P_{es,t}^{ch,SCED}$ 与 $P_{es,t}^{dis,SCED}$ 为日前 SCED 的充放电结果。

（2）储能荷电状态约束

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

$$E_{es}^T = E_{es}^{fin}$$

其中， E_{es}^0 代表用于计算的初始荷电状态， E_{es}^{ini} 代表前一天最后时段的荷电状态， E_{es}^T 代表用于计算的最后一时段目标荷电状态， E_{es}^{fin} 代表申报的最后一个时段的荷电状态。

（3）储能循环充放电约束

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

其中， $N_{es,circle}$ 为储能机组 es 的循环充放电次数。 E_{es} 代表储能的额定容量。

2.6.5.12 机组出力表达式

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

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

其中， $P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力， 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。

2.6.5.13 机组运行费用表达式

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

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。

2.6.5.14 直流联络线优化功率建模

区域内直流联络线功率可自由控制，故单独定义优化变量 $T_{j,t,l}^{DC}$ 建模，在直流联络线送、受端分别作为节点负荷、节点注入。

三端直流设备需考虑多端直流联络线功率优化的数学模型，主要包括节点负荷平衡约束、直流联络线功率上下限约束、直流联络线爬坡约束、直流联络线功率相邻时段不可反向调整约束。

(1) 节点负荷平衡约束

节点负荷平衡约束是指多端直流中枢节点的注入功率与输出功率应相等，可描述为：

$$\sum_{s \in J_{MT}^{send}} T_{s,t,l}^{DC} * (1 - \eta_l) = \sum_{d \in J_{MT}^{rec}} T_{d,t,l}^{DC}$$

其中， J_{MT}^{send} 为多端直流联络线组 MT 中默认参考方向为中枢节点注入方向的直流联络线集合， J_{MT}^{rec} 为多端直流联络线组 MT 中默认参考方向为中枢节点流出方向的直流联络线集合， $T_{s,t,l}^{DC}$ 、 $T_{d,t,l}^{DC}$ 多端直流中枢节点的注入、输出功率。 η_l 是直流联络线 l 的线损率。

(2) 直流联络线功率上下限约束

直流联络线功率上下限约束是指直流联络线传输功率应处于其最大/最小技术出力范围内，可描述为：

$$T_{j,t,l}^{DC,min} \leq T_{j,t,l}^{DC} \leq T_{j,t,l}^{DC,max}$$

其中， $T_{j,t,l}^{DC,max}$ 、 $T_{j,t,l}^{DC,min}$ 分别为直流联络线 j 在 t 时段的传输功率上下限。

(3) 直流联络线爬坡约束

直流联络线爬坡约束是指直流联络线功率向上/下调整时，须满足爬坡速率要求。可描述为：

$$\begin{aligned} -x_{j,t,l} \Delta P_j^- &\leq T_{j,t,l}^{DC} - T_{j,t-1,l}^{DC} \leq x_{j,t,r} \Delta P_j^+ \\ x_{j,t,l} + x_{j,t,r} &\leq 1 \end{aligned}$$

其中， ΔP_j^+ 、 ΔP_j^- 分别为直流联络线 j 最大上调节、下调节速率， $x_{j,t,r}$ 、 $x_{j,t,l}$ 分别为表征直流联络线 j 在 t 时段是否向上、向下调节的 0-1 变量。

(4) 直流联络线功率相邻时段不可反向调整约束

直流联络线功率在相邻时段不可出现先向上再向下或

者先向下再向上的情况，可描述为：

$$x_{j,t,l} + x_{j,t+1,r} \leq 1$$

$$x_{j,t+1,l} + x_{j,t,r} \leq 1$$

2.6.5.15 水电水位控制约束

$$Z_{i,t,end}^{\min} \leq Z_{i,0} - \sum_{\tau=1}^t \left\{ \frac{P_{i,\tau} h_i + Q_{i,\tau}^d - [I_{i,\tau} + (P_{up(i),\tau-s(i)} h_{up(i)} + Q_{up(i),\tau-s(i)}^d)]}{S_i} \right\} \leq Z_{i,t,end}^{\max}$$

$$Z_i^{\min} \leq Z_{i,0} - \sum_{\tau=1}^t \left\{ \frac{P_{i,\tau} h_i + Q_{i,\tau}^d - [I_{i,\tau} + (P_{up(i),\tau-s(i)} h_{up(i)} + Q_{up(i),\tau-s(i)}^d)]}{S_i} \right\} \leq Z_i^{\max}$$

其中参数如下：

$Z_{i,t,end}^{\min}$ 、 $Z_{i,t,end}^{\max}$ 是由水电站水库 i 在时段 t 末调度控制水位上下限； Z_i^{\min} 、 Z_i^{\max} 为水电站水库的最低允许运行水位、水库最高允许水位； $Z_{i,0}$ 为水电站 i 在次日零点的预计初始水位，通过现货市场出清计算形成； h_i 为水电站 i 的耗水率， S_i 代表水电站 i 的水库当前水位对应的水面面积， $I_{i,\tau}$ 表示水电站 i 在时段 τ 的区间流量。

决策变量如下：

$P_{i,\tau}$ 表示水电站 i 在时段 τ 的出力， $Q_{i,\tau}^d$ 为水电站 i 在时段 τ 的泄洪流量； $up(i)$ 代表水电站 i 的上游水电站， $s(i)$ 代表水电站 i 面临的上游迟滞时间； $P_{up(i),\tau-s(i)}$ 为水电站 i 的上游水电站 $up(i)$ 在时段 $\tau-s(i)$ 的发电流量； $Q_{up(i),\tau-s(i)}^d$ 为水电站 i 的上游水电站 $up(i)$ 在时段 $\tau-s(i)$ 的泄洪流量。

2.6.5.16 水电厂发电量控制约束

水电厂发电量控制约束指的是水电厂在运行日需控制发电量在要求的上下限范围内，具体描述如下：

$$Q_i^{\min} \leq \sum_{i=1}^T Q_{i,t} \leq Q_i^{\max}$$

其中， Q_i^{\max} 、 Q_i^{\min} 表示水电厂 i 在运行日全天的最大、最小发电量。 $Q_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出清电量， T 表示全天的总时段数。

2.6.6 节点电价计算模型

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 k 在时段 t 的节点电价为：

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

其中：

λ_t ：时段 t 对应平衡区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。

2.7 特殊机组在日前电能量市场中的出清机制

2.7.1 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。

2.7.1.1 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。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。

2.7.1.2 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。

2.7.1.3 处于开机状态的发电机组，在机组并网后升功率至最小技术出力期间，发电出力为其典型开机曲线，不参与现货优化。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，不参与现货优化。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。

2.7.1.4 在发电机组处于非自主选择下调报价出力起点的深度调峰（即电力调度机构启动深度调峰机制，常规燃

煤发电机组低于最小技术出力运行）的时段内，该台机组的出力为其深度调峰出力，现阶段不参与现货优化，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。

2.7.1.5 当处于备用停机状态的燃煤、燃气机组最小技术出力费用（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（ ξ_1 ）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）/（最小技术出力（或最小可调出力费用）+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。

2.8 日前电能量市场安全校核

2.8.1 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的情况。

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、组织有序用电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。

2.8.2 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。

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、组织有序用电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。

2.8.3 指分析在满足电力平衡校核要求、安全稳定校核要求的前提下，各时段清洁能源消纳情况，是否存在不符合能源利用政策的不合理弃电（包括弃水、弃风、弃光）。

若存在不合理弃电，且在满足所有安全校核要求的情况下，弃电可以避免，电力调度机构可以采取调整运行边界、增加机组约束及其他电力调度机构认为有效的其他手段，并重新计算得到弃电量最小的交易结果。

2.9 日前电能量市场定价

2.9.1 发电侧的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，发电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。

2.9.2 日前电能量市场中，各省的用户侧（售电公司和批发用户）现货能量价格由各省电力主管部门根据政策另行制定。

2.9.3 各省区的落地侧日前价格取相应交直流落点日前分时节点价格的加权平均值。各省区每小时的落地侧日前价格取该小时内 4 个 15 分钟的落地侧日前价格的算术平均值。其中，广东省网送海南、海南省网送广东两个互送的跨省送电类别，取小时内 15 分钟落地侧日前价格按出清电量的加权平均值作为小时落地侧日前价格。

2.9.4 各省区的送出侧日前价格由落地侧电价扣除政府核定的跨省输电费（含核定网损）和相应省内输配电费、分享电费后形成。各省区每小时的送出侧日前价格取该小时内 4 个 15 分钟的送出侧日前价格的算术平均值。

2.9.5 各省区的送出侧关口日前价格取相应交直流送出节点日前分时节点价格的加权平均值。各省区每小时的送出侧关口日前价格取该小时内 4 个 15 分钟的送出侧关口日前价格的算术平均值。其中，广东省网送海南、海南省网送广东两个互送的跨省送电类别，取小时内 15 分钟送出侧关口日前价格按出清电量的加权平均值作为小时送出侧关口日前价格。

跨省送电类别送出侧关口价格，在该送电类别对应送出关口分时价格的加权平均值基础上叠加省内输电价格形成：

网对网送出关口为送端电网和超高压公司的计量关口。网对网送出侧关口价格为现货出清系统计算形成的网对网送出侧关口价格的基础上，叠加省内输电价和降价分享空间（如有），计算公式为：网对网送出侧关口价格=网对网送出侧关口出清价格+省内输电价+降价分享空间（如有）。

点对网送出关口为发电企业上网侧计量关口。点对网送出侧关口价格为其所在价格分区现货出清价格形成的送出侧关口价格。

2.10 交易结果发布

2.10.1 竞价日 17:30 前，电力调度机构出具运行日的日前市场交易出清结果，按照有关程序通过技术支持系统发布。

2.10.2 D-1 日发布 D 日的日前市场出清公开信息，包括南方区域所有 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。

2.10.3 发电企业私有信息具体包括：

2.10.3.1 运行日发电机组开机组合；

2.10.3.2 运行日发电机组每小时的中标电量；

2.10.3.3 运行日发电机组每小时的电价。

2.10.4 日前交易用户侧私有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市场中申报的每小时的平均用电负荷。

2.10.5 日前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，日前市场的发电侧出清结果（包含火电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，电力调度机构可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。日前市场形成的成交结果和价格不进行调整。

主要边界条件变化情况包括但不限于：

2.10.5.1 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；

2.10.5.2 发生机组非计划停运（含出力受限）情况；

2.10.5.3 发电机组检修计划延期或调整；

2.10.5.4 省间送受电因电网故障、清洁能源消纳等原因出现计划外调整；

2.10.5.5 水电或新能源出力较预测发生较大变化；

2.10.5.6 电网输变电设备出现故障、临时检修或计划检修延期；

2.10.5.7 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。

2.10.6 市场运营机构发现尚未发布的交易结果存在异常时，应及时对相关结果进行修正。其中，需重新出清的部分由南网总调组织进行，并将修正后的正确结果推送至广州电力交易中心。若因结果修正导致交易结果未能及时发布，则由相关方提供推迟发布原因，并由广州电力交易中心汇总后向相关经营主体发布。

2.10.7 经营主体发现已发布的交易结果可能存在异常时，经市场运营机构排查确认存在异常的，应在相关方出具说明后，由交易机构开展后续结算重算或清算退补工作。需

出清的部分由南网总调组织进行，并将修正后的正确结果推送至广州电力交易中心，交易机构重新编制并发布 24 点交易计划，开展后续结算重算或清算退补工作。

3 实时电能量市场交易组织

3.1 组织方式

3.1.1 实时市场采用全电量申报、集中优化出清的方式开展。电力调度机构基于用日前电能量市场封存的申报信息，根据超短期负荷预测等最新的出清边界条件和市场出清约束条件，以总发电成本最小为目标，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）方法进行集中优化计算，出清得到运行时点的机组开机组合、分时出力计划、分时节点电价、跨省送受电计划。

3.1.2 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。

3.2 实时发电单元物理运行参数变化

3.2.1 实时市场采用日前市场封存的发电侧价格申报信息进行出清，除水电、风电、光伏等可再生能源外，其他发电机组、售电公司和批发用户在实时市场中均无需进行申报。

当发电单元的物理运行参数与日前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，并由南网总调确认后生效。主要包括以下信息：

3.2.1.1 最新的预计并网/解列时间；

3.2.1.2 机组出力上/下限变化情况；

3.2.1.3 调试（试验）机组出力变化情况；

3.2.1.4 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；

3.2.1.5 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。

3.3 实时发电单元运行边界条件

3.3.1 实时市场中，发电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，由南网总调确认后，在技术支持系统中对实时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市场出清计算。

3.3.2 燃煤机组开机过程中，电力调度机构可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技术出力。发电机组停机过程中，电力调度机构可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。

3.3.3 电力调度机构根据燃煤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市场出清计算。

3.3.4 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/下限进行实时市场出清计算。实时运行中机组出力上限未能达到并网调度协议中额定有功功率（燃气机组为相应月份的最大技术出力）计为发电机组限高时段；实时运行中机组出力下限未能达到并网调度协议中最小技术出力的时段计为发电机组限低时段，按照相关规定计算考核费用。

3.3.5 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。

3.3.6 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。

3.3.7 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或电厂申报的供热上下限，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。

3.3.8 报量报价水电厂可在日内向电力调度机构更新水库运用约束，经电力调度机构审核同意后执行。

3.3.9 报量不报价水电厂可在日内向电力调度机构更新发电预测，经电力调度机构审核同意后执行。

3.3.10 风电、光伏等新能源场站应按照超短期功率预测有关要求，在 T-15 分钟以前申报未来四小时超短期功率预测。若新能源交易单元某时刻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修正，其次采用调度端的超短期功率预测结果修正，修正值不作为考核依据。

3.3.11 非市场新能源场站根据新能源场站运行日提交的未来四小时（16 点）超短期功率预测曲线，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，优先消纳。

3.3.12 新能源场站在运行日申报的超短期预测出力曲线，在满足系统安全和电力平衡的基础上，超短期功率预测 $\times \beta$ 作为实时市场组织的边界条件，不参与市场出清优化。 β 为参与现货市场交易的新能源机组在实时出清的出力下限系数，各省（区）取值以省（区）配套实施细则规定为准。

3.4 实时电网运行边界条件

3.4.1 超短期负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来 1 至 5 小时负荷需求。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 5 小时 220kV 母线节点负荷需求。电力调度机构综合气象因素、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。

3.4.2 优先出力计划包括跨省优先计划、外来电送电计划等。

当出现跨省输电通道能力不足、电力电量平衡困难等情况无法执行时，可进一步调减跨省优先计划保障约束限值，用于现货市场出清，不改变 D-2 日安全校核后的合约电量。

南网总调负责更新运行日购三峡电出力计划曲线并下达。

广东中调根据广东的电力平衡情况以及电网安全稳定约束情况，与香港中华电力协商，更新购中电的电力计划。

云南、广西中调根据电力平衡情况以及电网安全稳定约束情况，更新向东南亚互联国家的送受电计划。

3.4.3 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。

3.4.4 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开展日内发电计划滚动计算。

当运行备用容量无法满足要求时，实时控制原则如下：

3.4.4.1 若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，相应

调度机构可申请调整省外备用容量需求。

3.4.4.2 若系统备用容量无法满足要求，且无法通过日内调整获得足额备用容量时，相应调度机构可立即采取措施以保证备用容量满足要求，包括调增非市场机组出力、新增火电开机、执行市场化需求响应或有序用电等。

3.4.4.3 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 90 分钟以内，系统备用应恢复正常。

3.4.5 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，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。

考虑到母线负荷波动性、随机性较大，在实时运行中为确保电网安全约束不被破坏，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一定比例后的限值作为实时控制要求。

3.4.6 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。

除抽水蓄能、新能源之外的不参与现货优化发电单元实时发电计划原则上按照日前发电计划执行，当电网实时运行

边界条件发生变化时，电力调度机构按照现有调管关系根据当前电网运行状态、超短期负荷预测、超短期新能源预测等，按照保证系统安全及运行裕度、电力供应、清洁能源消纳、跨省优先计划执行等原则，调整非市场机组出力。

3.4.7 电力调度机构可根据电网实时运行边界条件、水电厂实际水位及日内来水预测等信息，结合系统实际运行需要、水电蓄能控制目标，在日内更新报量报价水电厂的调度控制水位上下限、日发电量上下限以及报量不报价水电厂发电出力。

3.4.8 电力调度机构可根据电网实时运行边界条件、水电厂实际水位及日内来水预测等信息，结合系统实际运行需要，在日内更新弃水、弃风、弃光约束限制。

3.5 实时电能量市场出清

3.5.1 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，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，滚动优化机组开停机组合和出力，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。

3.5.2 实时市场的出清计算过程如下：

3.5.2.1 基于跨省备用辅助服务市场出清结果，采用安全约束机组组合(SCUC)程序计算未来 2 小时的机组开机组合。其中，水电机组开机组合可采用日前市场出清结果。

3.5.2.2 在实时开机组合基础上，先开展南方区域中东

部主网调频辅助服务市场正式出清，再开展深度调峰处理机制调用，修改相应机组的出力上下限。

3.5.2.3 在实时机组组合的基础上，开展云南调频辅助服务市场的正式出清。

3.5.2.4 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。

3.5.2.5 对实时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，重新进行上述第一步至第三步的计算过程，直至满足交流潮流安全约束，得到实时市场的出清结果。

3.5.3 实时安全约束机组组合（SCUC）的数学模型

实时安全约束机组组合数学模型的目标函数如下：

$$\min \left\{ \begin{aligned} & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t})] + \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T P_{gwf} [P_{L,i,t}] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M_1 [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M_1 [SL_s^+ + SL_s^-] \\ & + \sum_{r=1}^{NR} \sum_{t=1}^T M_2 P_{r,t}^d + \sum_{i=1}^{NH} \sum_{t=1}^T M_3 P_{i,t}^d + \sum_{k \in \Phi_a} \sum_{t=1}^T M_4 [SL_k^-] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^T [\lambda_{es}^{dis} P_{es,t}^{dis} + \lambda_{es}^{ch} P_{es,t}^{ch}] \end{aligned} \right\}$$

其中：

N 表示南方区域发电机组的总台数，不包含储能交易单元；

T 表示所考虑的总时段数，每次考虑 24 时段，则 T 为 24，每时段为 5 分钟；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 、 $C_{i,t}^{p\min}$ 分别为机组 i 在时段 t 的运行费用、启动费用、最小技术出力费用，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； $C_{i,t}^{p\min}$ 是机组处于开机状态时才考虑的最小技术出力费用；

n 表示跨省送电成分的数量； $P_{L,i,t}$ 为跨省送电成分 i 在时段 t 的输电功率； P_{gwf} 为跨省输电费（含网损费）、送出侧省内输配电费和输电费分享空间之和；

M_1 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^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量； NL 为线路总数；

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

M_2 为新能源交易单元弃电罚因子， NR 为有弃电功率新能源场站总数；

$P_{r,t}^d$ 为新能源交易单元 r 在时段 t 的弃电功率；

M_3 为水电厂弃水功率罚因子；

$P_{i,t}^d$ 为水电厂 i 的弃水功率，根据其弃水流量计算；

M_4 为联络线通道优先计划约束松弛罚因子；

SL_k^- 分别为联络线通道优先计划 k 的潮流松弛变量； Φ_a 为区域内联络线通道 a 包含的联络线总数；

ES 表示储能交易单元总数；

λ_{es}^{ch} 、 λ_{es}^{dis} 分别表示储能 es 在时段 t 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。

实时电能量市场出清 SCUC 的约束条件包括：

3.5.3.1 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：

$$\sum_{i=1}^{N_a} P_{i,t}^a + \sum_{j=1}^{NT_a} T_{j,t,o}^a + \sum_{k=1}^{NTI_a} T_{k,t,I}^a = D_t + SL_{load}^+ - SL_{load}^-$$

其中， $P_{i,t}^a$ 表示平衡区 a 内机组 i 在时段 t 的出力， N_a 为平衡区 a 内机组总数； $T_{j,t,o}^a$ 表示与平衡区 a 相关的区域外联络线 j 在时段 t 的计划功率（受入为正、输出为负）， NT_a 为与平衡区 a 相关的区域外联络线总数； $T_{k,t,I}^a$ 表示与平衡区 a 相关的区域内交易成分 k 在时段 t 的传输功率（默认参考方向为受入）， NTI_a 为与平衡区 a 相关的区域内交易成分总数， D_t 为时段 t 的系统负荷。非市场机组的出力已包含在左侧。 SL_{load}^+ 、 SL_{load}^- 分别为负荷的正、反向松弛变量。

3.5.3.2 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。

分省系统正备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^{N_a} \alpha_{i,t}^a P_{i,t}^{\max,a} + \sum_{j=1}^{NT_a} T_{j,t,o}^a + \sum_{k=1}^{NTI_a} T_{k,t,I}^a - R_t^{\text{red},a} \geq D_t^a + R_t^{U,a}$$

其中， $\alpha_{i,t}^a$ 表示省区 a 内机组 i 在时段 t 的启停状态，火电交易单元 $\alpha_{i,t}^a=0$ 表示机组停机， $\alpha_{i,t}^a=1$ 表示机组开机，水电交易单元 $\alpha_{i,t}^a=0$ 表示不具备正备用能力， $\alpha_{i,t}^a=1$ 表示具备正备用能力； $P_{i,t}^{\max,a}$ 为省区 a 内机组 i 在时段 t 的最大出力； $R_t^{\text{red},a}$ 为省区 a 在时段 t 的系统网络备用受限值； $R_t^{U,a}$ 为省区 a 在时段 t 的系统正备用容量需求。

3.5.3.3 系统负备用容量约束

分省系统负备用容量约束可描述为：

$$\sum_{i=1}^{N_a} \alpha_{i,t}^{\beta} P_{i,t}^{\min,a} - \sum_{q=1}^{N_a} \alpha_{q,t}^{\beta} P_{q,t}^{\max,a} + \sum_{j=1}^{NT_a} T_{j,t,O}^a + \sum_{k=1}^{NTI_a} T_{k,t,I}^a \leq D_t^a - R_t^{D,a}$$

其中， $P_{i,t}^{\min,a}$ 为省区 a 内机组 i 在时段 t 的最小出力， $P_{q,t}^{\max,a}$ 为省区 a 内负荷侧备用单元 q 在 t 时段的最大上调节能力； NT_a 为与平衡区 a 相关的区域外联络线总数， $T_{j,t,O}^a$ 表示与平衡区 a 相关的区域外联络线 j 在时段 t 的计划功率（受入为正、送出为负）； NTI_a 为与平衡区 a 相关的区域内交易成分总数， $T_{k,t,I}^a$ 表示与平衡区 a 相关的区域内交易成分 k 在时段 t 的传输功率（默认参考方向为受入）； D_t^a 为平衡区 a 在时段 t 的系统负荷（除地方电源外）， $R_t^{D,a}$ 为省区 a 在时段 t 的系统负备用容量需求； $\alpha_{i,t}^{\beta}$ 表示省区 a 内机组 i 在时段 t 的状态，火电交易单元 $\alpha_{i,t}^{\beta}$ 与 $\alpha_{i,t}^a$ 表示一致，水电、虚拟电厂交易单元 $\alpha_{i,t}^{\beta}=0$ 表示不具备负备用能力， $\alpha_{i,t}^{\beta}=1$ 表示具备负备用能力。

3.5.3.4 系统一次调频备用容量约束

分省及直调系统一次调频备用容量约束描述如下：

$$\sum_{f=1}^{NF} P_{f,t}^{pf} + \sum_{p=1}^{NHP} P_{p,t}^{pf} + \sum_{h=1}^{NHC} P_{h,t}^{pf} \geq R_t^{pf}$$

其中， NF 、 NHP 、 NHC 分别表示火电机组、抽蓄电厂、常规水电机组数量， $P_{f,t}^{pf}$ 、 $P_{p,t}^{pf}$ 、 $P_{h,t}^{pf}$ 分别表示火电机组 f 、抽蓄电厂 p （仅包括开机机组）、常规水电机组 h （仅包括开机机组）在时段 t 提供的一次调频备用容量， R_t^{pf} 表示时段 t 的系统一次调频备用容量要求；其中，

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

$$P_{p,t}^{pf} = \min(P_{p,t}^{\text{on,max}} - P_{p,t}, P_{p,t}^{\text{on,max}} \times \alpha_{p,t}^{pf})$$

$$P_{h,t}^{pf} = \min(P_{h,t}^{\max} - P_{h,t}, P_{h,t}^{\max} \times \alpha_{h,t}^{pf})$$

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

$\alpha_{f,t}^{pf}$ 、 $\alpha_{p,t}^{pf}$ 、 $\alpha_{h,t}^{pf}$ 表示火电交易单元、抽蓄电厂、常规水电交易单元的一次调频容量计算系数。

3.5.3.5 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。

3.5.3.6 机组出力表达式

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

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

其中， $P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力， 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。

3.5.3.7 机组运行费用表达式

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

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。

3.5.3.8 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：

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

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

机组出力上限建模为：

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

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

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； η 和 γ 分别是表示机组
启动和停机的 0-1 变量。 $P_{i,\min}$ 为机组 i 的最小技术出力（或
最小可调出力）， $P_{i,\max}$ 为机组 i 的最大容量。

3.5.3.9 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。

3.5.3.10 机组群电量上下限约束

机组群的每次出清电量应该处于其最大/最小电量范围之内，其约束条件可以描述为：

$$Q_j^{\min} \leq \sum_{i \in j} \sum_{t=1}^T Q_{i,t} \leq Q_j^{\max}$$

其中， $Q_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出清电量； T 表示所考虑的总时段数，每次考虑 24 时段，则 T 为 24，每时段为 5 分钟； Q_j^{\max} 、 Q_j^{\min} 分别表示机组群 j 所考虑时段内最大、最小电量。

3.5.3.11 水电厂全厂电力或电量约束

水电厂全厂电力（或电量）应处于其最大/最小出力（或电量）范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_t^{\min} \leq \sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t} \leq P_t^{\max}$$

$$Q_t^{\min} \leq \sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} Q_{i,t} \leq Q_t^{\max}$$

其中， $\alpha_{i,t}$ 表示该水电厂机组 i 在时段 t 的状态， $\alpha_{i,t}=0$ 表示机组停机， $\alpha_{i,t}=1$ 表示机组开机。 $P_{i,t}$ 表示该水电厂机组 i 在时段 t 的出力， $Q_{i,t}$ 表示该水电厂机组 i 在时段 t 的出清电量， N 为机组总数， P_t^{\max} （ Q_t^{\max} ）、 P_t^{\min} （ Q_t^{\min} ）分别根据该水电厂日前最大、最小电量控制目标，分解计算得到全厂在时段 t 的最大、最小电力（或电量）。

实时出力上下限采用滚动均分调节电量计算方法。对于

日前市场出现弃水电量的水电厂或经调度机构及市场主体共同确定存在较大弃水风险的水电厂实时出力包络线上限设置应达到其满发出力。对于溪洛渡存在左右岸电厂向国网、南网送电且执行枯汛期分电比例等特殊要求的水电厂，实时出力包络线上限对应的积分电量原则上应不超过日前发电量上限。若某省区日内新能源、负荷偏差较大，超过水电厂包络线调节范围，调度机构可根据净负荷变化，设置水电群调节出力，各水电厂按照出力可调节空间比重重新分配出力包络线，保障电力平衡。

3.5.3.12 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：

$$\begin{aligned} P_{i,t} - P_{i,t-1} &\leq \Delta P_i^U \alpha_{i,t-1} + P_{i,t}^{\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{\max} (1 - \alpha_{i,t}) \\ P_{i,t-1} - P_{i,t} &\leq \Delta P_i^D \alpha_{i,t} - P_{i,t}^{\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{\max} (1 - \alpha_{i,t-1}) \end{aligned}$$

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。

3.5.3.13 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$P_l^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t,O} + \sum_{d=1}^{NTD} G_{l-d} T_{d,t,I}^{DC} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max}$$

其中， P_l^{\max} 、 P_l^{\min} 为线路 l 的潮流正、反向传输极限； G_{l-i} 为机组 i（含储能）所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； NT 为区域外联络线数目； G_{l-j} 为区域外联络线 j 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $T_{j,t,O}$ 为区域外联络线 j 在时段 t 的净注入功率； NTD 为区域内直流联络线数目； G_{l-d} 为区域内直流联络线 d 所在节点对线路 l

的发电机输出功率转移分布因子； $T_{d,t,t}^{DC}$ 为区域内直流联络线 d 在时段 t 的传输功率； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

3.5.3.14 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：

$$P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t,O} + \sum_{d=1}^{NTD} G_{s-d} T_{d,t,I}^{DC} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max}$$

其中， P_s^{\min} 、 P_s^{\max} 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i（含储能）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} 为区域外联络线 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-d} 为区域内直流联络线 d 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

3.5.3.15 储能约束

（1）储能充放电功率约束

储能出清的充放电功率需要在储能申报的最大最小冲放电功率范围内， $\alpha_{es,t}$ 和 $\beta_{es,t}$ 是控制机组充放状态的 0-1 变量。

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

（2）储能荷电状态约束

储能在优化时段初始时刻和结束时刻的荷电状态需要

满足储能上一个优化周期末尾和储能申报的参数。

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

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

其中 $E_{es,t}$ 表示储能 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； $\overline{E}_{es,t}$, $\underline{E}_{es,t}$ 分别表示储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态上下限。

（3）储能运行日初始与末尾时段荷电状态约束

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

$$E_{es}^T = E_{es}^{fin}$$

其中， E_{es}^0 代表用于计算的初始荷电状态， E_{es}^{ini} 代表前一天最后时段的荷电状态， E_{es}^T 代表用于计算的最后一时段目标荷电状态， E_{es}^{fin} 代表申报的最后一个时段的荷电状态。

（4）储能小时内不可同时充放电约束

对于同一小时内的 4 个时段，储能不能同时既有充电又有放电，对在该时间段内的每个时段 t，有：

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

其中 $n \in [1, 24]$ 。

（5）储能循环充放电约束

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

其中， $N_{es,circle}$ 为储能机组 es 的循环充放电次数。 E_{es} 代表储能的额定容量。

3.5.3.16 直流连络线优化功率建模

区域内直流联络线功率可自由控制，故单独定义优化变量 $T_{j,t,l}^{DC}$ 建模，在直流联络线送、受端分别作为节点负荷、节点注入。

三端直流设备需考虑多端直流联络线功率优化的数学模型，主要包括节点负荷平衡约束、直流联络线功率上下限约束、直流联络线爬坡约束及直流联络线功率相邻时段不可反向调整约束。

(1) 节点负荷平衡约束

节点负荷平衡约束是指多端直流中枢节点的注入功率与输出功率应相等，可描述为：

$$\sum_{s \in J_{MT}^{send}} T_{s,t,l}^{DC} * (1 - \eta_l) = \sum_{d \in J_{MT}^{rec}} T_{d,t,l}^{DC}$$

其中， J_{MT}^{send} 为多端直流联络线组 MT 中默认参考方向为中枢节点注入方向的直流联络线集合， J_{MT}^{rec} 为多端直流联络线组 MT 中默认参考方向为中枢节点流出方向的直流联络线集合， $T_{s,t,l}^{DC}$ 、 $T_{d,t,l}^{DC}$ 多端直流中枢节点的注入、输出功率。 η_l 是直流联络线 l 的线损率。

(2) 直流联络线功率上下限约束

直流联络线功率上下限约束是指直流联络线传输功率应处于其最大/最小技术出力范围内，可描述为：

$$T_{j,t,l}^{DC, \min} \leq T_{j,t,l}^{DC} \leq T_{j,t,l}^{DC, \max}$$

其中， $T_{j,t,l}^{DC, \max}$ 、 $T_{j,t,l}^{DC, \min}$ 分别为直流联络线 j 在 t 时段的传输功率上下限。

(3) 直流联络线爬坡约束

直流联络线爬坡约束是指直流联络线功率向上/下调整时，须满足爬坡速率要求。可描述为：

$$\begin{aligned} -x_{j,t,l}\Delta P_j^- &\leq T_{j,t,l}^{\text{DC}} - T_{j,t-1,l}^{\text{DC}} \leq x_{j,t,r}\Delta P_j^+ \\ x_{j,t,l} + x_{j,t,r} &\leq 1 \end{aligned}$$

其中， ΔP_j^+ 、 ΔP_j^- 分别为直流联络线 j 最大上调节、下调节速率， $x_{j,t,r}$ 、 $x_{j,t,l}$ 分别为表征直流联络线 j 在 t 时段是否向上、向下调节的 0-1 变量。

(4) 直流联络线功率相邻时段不可反向调整约束

直流联络线功率在 15 分钟 3 个时段内不可出现先向上再向下或者先向下再向上的情况，可描述为：

$$\begin{aligned} x_{j,t,l} + x_{j,t+1,r} &\leq 1 \\ x_{j,t+1,l} + x_{j,t,r} &\leq 1 \end{aligned}$$

3.5.3.17 事故备用容量约束

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事故备用容量要求。各省事故备用容量约束可以描述为：

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

其中， R_t^U 表示时段 t 的事故备用容量需求； 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 的事故备用。 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 的事故备用。 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 的事故备用。 NP 表示抽蓄电厂集合， $R_{plt,t}^P$ 表示抽蓄机组 plt 在时段 t 的事故备用。 SL_{pr}^+ 表示正备用的松弛变量。各类机组或电厂事故备用需满足以下条件：

(1) 非固定出力火电机组事故备用需满足 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。

(2) 常规水电机组事故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 的出力上限。

(3) 固定出力火电机组事故备用需满足 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。

(4) 若某蓄能机组的计划总出力为非负数，事故备用为限开机容量减计划出力；若蓄能机组的计划总出力为负数，事故备用为计划出力取负，可以描述为：

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

其中， $P_{i,t}$ 表示蓄能机组 i 在时段 t 的计划总出力； $P_{plt,t}^{\max}$ 表示限开机容量。

3.5.3.18 水电厂水库水位控制约束

水电厂水库水位控制约束指的是水电厂在某个时段内的水位需控制在要求的上下限范围内，具体描述如下：

$$Z_{i,t,end}^{\min} \leq Z_{i,0} - \sum_{\tau=1}^t \left\{ \frac{P_{i,\tau} h_i + Q_{i,\tau}^d - \left[I_{i,\tau} + (P_{up(i),\tau-s(i)} h_{up(i)} + Q_{up(i),\tau-s(i)}^d) \right]}{S_i} \right\} \leq Z_{i,t,end}^{\max}$$

$$Z_i^{\min} \leq Z_{i,0} - \sum_{\tau=1}^t \left\{ \frac{P_{i,\tau} h_i + Q_{i,\tau}^d - [I_{i,\tau} + (P_{up(i),\tau-s(i)} h_{up(i)} + Q_{up(i),\tau-s(i)}^d)]}{S_i} \right\} \leq Z_i^{\max}$$

其中参数如下：

$Z_{i,t,end}^{\min}$ 、 $Z_{i,t,end}^{\max}$ 是由水电站水库 i 在时段 t 末调度控制水位上下限； Z_i^{\min} 、 Z_i^{\max} 为水电站水库的最低允许运行水位、水库最高允许水位； $Z_{i,0}$ 为水电站 i 在次日零点的预计初始水位，通过现货市场出清计算形成； h_i 为水电站 i 的耗水率， S_i 代表水电站 i 的水库当前水位对应的水面面积， $I_{i,\tau}$ 表示水电站 i 在时段 τ 的区间流量。

决策变量如下：

$P_{i,\tau}$ 表示水电站 i 在时段 τ 的出力， $Q_{i,\tau}^d$ 为水电站 i 在时段 τ 的泄洪流量； $up(i)$ 代表水电站 i 的上游水电站， $s(i)$ 代表水电站 i 面临的上游迟滞时间； $P_{up(i),\tau-s(i)}$ 为水电站 i 的上游水电站 $up(i)$ 在时段 $\tau-s(i)$ 的发电流量； $Q_{up(i),\tau-s(i)}^d$ 为水电站 i 的上游水电站 $up(i)$ 在时段 $\tau-s(i)$ 的泄洪流量。

3.5.3.19 新能源出力约束

报量报价的新能源场站实时市场出清的出力计划值与其申报的超短期功率预测约束如下：

$$\beta_n \times P_{r,t}^{\text{ust}} - P_{r,t}^d \leq P_{i,t} \leq P_{r,t}^{\text{ust}}$$

其中， $P_{r,t}^{\text{ust}}$ 为新能源机组 r 在时段 t 的超短期预测出力。 β_n 为参与现货市场交易的新能源机组在实时出清的出力下限系数，根据各省新能源政策要求和参与市场机制分省单独设定。 $P_{r,t}^d$ 为新能源交易单元 r 在时段 t 的偏差功率。

报量不报价的新能源场站，其出力约束指的是新能源出力与新能源偏差功率等于新能源超短期预测出力，具体描述

如下：

$$P_{i,t} + P_{r,t}^d = P_{r,t}^F$$

其中， $P_{r,t}^F$ 为新能源机组 r 在时段 t 的预测出力。

3.5.3.20 跨省优先计划约束

跨省优先计划约束指的是某跨省交易成分全天出清电量不低于该跨省优先计划 D-2 安全校核电量，具体描述如下：

$$\sum_{t=1}^T Q_{k,t} \geq Q_k^{sch}$$

其中， $Q_{k,t}$ 为跨省交易成分 k 在时段 t 的出清电量， T 表示全天的总时段数。 Q_k^{sch} 为跨省交易成分 k 的跨省优先计划 D-2 安全校核电量。

跨省交易成分与物理关口映射关系具体描述如下：

$$T_t^\alpha = \sum_{k=1}^{NM} T_{k,t}^\alpha$$

$$\frac{T_{d1,t}^\alpha}{T_{d2,t}^\alpha} = \frac{\partial_{d1}}{\partial_{d2}}$$

其中， T_t^α 为 α 省（区）在 t 时段的总受入或送出功率； $T_{k,t}^\alpha$ 为 α 省（区）的跨省交易成分 k 在 t 时段的受入或送出功率（受入为正、送出为负）， NM 表示 α 省（区）的送电成分总数。 $T_{d1,t}^\alpha$ 、 $T_{d2,t}^\alpha$ 分别表示“点对网” $d1$ 、 $d2$ 交易成分在 t 时段的功率， $d1$ 、 $d2 \in NMd$ ； ∂_{d1} 、 ∂_{d2} 为 $d1$ 、 $d2$ 交易成分的分电比例，其分电比例应与相关政策一致。

3.5.4 实时安全约束经济调度（SCED）模型

实时市场出清模型安全约束经济调度数学模型的目标函数如下：

$$\min \left\{ \begin{aligned} & \sum_{i=1}^N \sum_{t=t_{start}}^T [C_{i,t}(P_{i,t})d_t] + \sum_{i=1}^n \sum_{t=t_{start}}^T P_{gwf} [P_{L,i,t}d_t] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=t_{start}}^T M_1 [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=t_{start}}^T M_1 [SL_s^+ + SL_s^-] \\ & + \sum_{r=1}^{NR} \sum_{t=1}^T M_2 P_{r,t}^d + \sum_{i=1}^{NH} \sum_{t=1}^T M_3 P_{i,t}^d + \sum_{k \in \Phi_a} \sum_{t=1}^T M_4 [SL_k^-] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^T [\lambda_{es}^{dis} P_{es,t}^{dis} + \lambda_{es}^{ch} P_{es,t}^{ch}] \end{aligned} \right.$$

其中：

N 表示南方区域发电机组的总台数，不包含储能交易单元；

T 表示每次的总时段数，即 24； t_{start} 表示滚动更新开始的时间，因此考虑时段的数量为 $T-t_{start}$ ；

d_t 代表时段长度，取 5 分钟；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

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；

n 表示南方区域跨省输电通道的数量； $P_{L,i,t}$ 为跨省送电成分 i 在时段 t 的输电功率； P_{gwf} 为跨省输电的过网费；

M_1 为网络潮流约束松弛罚因子；

SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量； NS 为线路总数；

SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量； NL 为断面总数；

M_2 为新能源交易单元弃电罚因子， NR 为有弃电功率新能源场站总数；

$P_{r,t}^d$ 为新能源交易单元 r 在时段 t 的弃电功率；

M_3 为水电厂弃水功率罚因子；

$P_{i,t}^d$ 为水电厂 i 的弃水功率，根据其弃水流量计算；

M_4 为联络线通道优先计划约束松弛罚因子；

SL_k^- 分别为联络线通道优先计划 k 的潮流松弛变量； Φ_a 为区域内联络线通道 a 包含的联络线总数；

ES 表示储能交易单元总数；

λ_{es}^{ch} 、 λ_{es}^{dis} 分别表示储能 es 在时段 t 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。

实时电能量市场出清 SCED 的约束条件包括：

3.5.4.1 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：

$$\sum_{i=1}^{N_a} P_{i,t}^a + \sum_{j=1}^{NT_a} T_{j,t,o}^a + \sum_{k=1}^{NTI_a} T_{k,t,I}^a = D_t + SL_{load}^+ - SL_{load}^-$$

其中， $P_{i,t}^a$ 表示平衡区 a 内机组 i 在时段 t 的出力， N_a 为平衡区 a 内机组总数； $T_{j,t,o}^a$ 表示与平衡区 a 相关的区域外联络线 j 在时段 t 的计划功率（受入为正、输出为负）， NT_a 为与平衡区 a 相关的区域外联络线总数； $T_{k,t,I}^a$ 表示与平衡区 a 相关的区域内交易成分 k 在时段 t 的传输功率（默认参考方向为受入）， NTI_a 为与平衡区 a 相关的区域内交易成分总数， D_t 为时段 t 的系统负荷。非市场机组的出力已包含在左侧。 SL_{load}^+ 、 SL_{load}^- 分别为负荷的正、反向松弛变量。

3.5.4.2 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。

需要保证每个时段的总开机容量满足系统的最小备用容量。分省系统正备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^{N_a} \alpha_{i,t}^a P_{i,t}^{\max,a} + \sum_{j=1}^{NT_a} T_{j,t,O}^a + \sum_{k=1}^{NTI_a} T_{k,t,I}^a - R_t^{\text{red},a} \geq D_t^a + R_t^{U,a}$$

其中， $\alpha_{i,t}^a$ 表示省区 a 内机组 i 在时段 t 的状态，火电交易单元 $\alpha_{i,t}^a=0$ 表示机组停机， $\alpha_{i,t}^a=1$ 表示机组开机，机组状态取 SCUC 优化结果，水电交易单元 $\alpha_{i,t}^a=0$ 表示不具备正备用能力， $\alpha_{i,t}^a=1$ 表示具备正备用能力； $P_{i,t}^{\max,a}$ 为省区 a 内交易单元 i 在时段 t 的最大出力； $R_t^{\text{red},a}$ 为省区 a 在时段 t 的系统网络备用受限值； $R_t^{U,a}$ 为省区 a 在时段 t 的系统正备用容量需求。

3.5.4.3 系统负备用容量约束

分省系统负备用容量约束可描述为：

$$\sum_{i=1}^{N_a} \alpha_{i,t}^\beta P_{i,t}^{\min,a} - \sum_{q=1}^{N_a} \alpha_{q,t}^\beta P_{q,t}^{\max,a} + \sum_{j=1}^{NT_a} T_{j,t,O}^a + \sum_{k=1}^{NTI_a} T_{k,t,I}^a \leq D_t^a - R_t^{D,a}$$

其中， $P_{i,t}^{\min,a}$ 为省区 a 内机组 i 在时段 t 的最小出力， $P_{q,t}^{\max,a}$ 为省区 a 内负荷侧备用单元 q 在 t 时段的最大上调节能力； NT_a 为与平衡区 a 相关的区域外联络线总数， $T_{j,t,O}^a$ 表示与平衡区 a 相关的区域外联络线 j 在时段 t 的计划功率（受入为正、送出为负）； NTI_a 为与平衡区 a 相关的区域内交易成分总数， $T_{k,t,I}^a$ 表示与平衡区 a 相关的区域内交易成分 k 在时段 t 的传输功率（默认参考方向为受入）； D_t^a 为平衡区 a 在时段 t 的系统负荷（除地方电源外）， $R_t^{D,a}$ 为省区 a 在时段 t 的系统负备用容量需求； $\alpha_{i,t}^\beta$ 表示省区 a 内机组 i 在时段 t 的状态，火电交易单元 $\alpha_{i,t}^\beta$ 与 $\alpha_{i,t}^a$ 表示一致，水电、虚拟电厂交易单元 $\alpha_{i,t}^\beta=0$ 表示不具备负备用能力， $\alpha_{i,t}^\beta=1$ 表示具备负备用能力。

3.5.4.4 系统一次调频备用容量约束

分省及直调系统一次调频备用容量约束可以描述为：

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

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

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

$$P_{p,t}^{pf} = \min(P_{p,t}^{\text{on,max}} - P_{p,t}, P_{p,t}^{\text{on,max}} \times \alpha_{p,t}^{pf})$$

$$P_{h,t}^{pf} = \min(P_{h,t}^{\max} - P_{h,t}, P_{h,t}^{\max} \times \alpha_{h,t}^{pf})$$

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

$\alpha_{f,t}^{pf}$ 、 $\alpha_{p,t}^{pf}$ 、 $\alpha_{h,t}^{pf}$ 表示火电交易单元、抽蓄电厂、常规水电交易单元的一次调频容量计算系数。

3.5.4.5 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。

3.5.4.6 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。

3.5.4.7 机组群电量上下限约束

机组群的每次出清电量应该处于其最大/最小电量范围

之内，其约束条件可以描述为：

$$Q_j^{\min} \leq \sum_{i \in j} \sum_{t=1}^T Q_{i,t} \leq Q_j^{\max}$$

其中， $Q_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出清电量； T 表示所考虑的总时段数，每次考虑 24 时段，则 T 为 24，每时段为 5 分钟； $Q_{j,t}^{\max}$ 、 $Q_{j,t}^{\min}$ 分别表示机组群 j 所考虑时段内最大、最小电量。

3.5.4.8 水电厂全厂电力或电量约束

水电厂全厂电力（或电量）应处于其最大/最小电力（或电量）范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_t^{\min} \leq \sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t} \leq P_t^{\max}$$

其中， $\alpha_{i,t}$ 表示该水电厂机组 i 在时段 t 的状态， $\alpha_{i,t}=0$ 表示机组停机， $\alpha_{i,t}=1$ 表示机组开机。 $P_{i,t}$ 表示该水电厂机组 i 在时段 t 的出力， $Q_{i,t}$ 表示该水电厂机组 i 在时段 t 的出清电量， N 为机组总数， P_t^{\max} （ Q_t^{\max} ）、 P_t^{\min} （ Q_t^{\min} ）分别根据该水电厂日前最大、最小电量控制目标，分解计算得到全厂在时段 t 内的最大、最小电力（或电量）。

3.5.4.9 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：

$$\begin{aligned} P_{i,t} - P_{i,t-1} &\leq \Delta P_i^U \\ P_{i,t-1} - P_{i,t} &\leq \Delta P_i^D \end{aligned}$$

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。

3.5.4.10 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$P_l^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t,O} + \sum_{d=1}^{NTD} G_{l-d} T_{d,t,I}^{DC} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max}$$

其中， P_l^{\max} 、 P_l^{\min} 为线路 1 的潮流正、反向传输极限； G_{l-i} 为机组 i （含储能）所在节点对线路 1 的发电机输出功率转移分布因子； NT 为区域外联络线数目； G_{l-j} 为区域外联络线 j 所在节点对线路 1 的发电机输出功率转移分布因子； $T_{j,t,O}$ 为区域外联络线 j 在时段 t 的净注入功率； NTD 为区域内直流联络线数目； G_{l-d} 为区域内直流联络线 d 所在节点对线路 1 的发电机输出功率转移分布因子； $T_{d,t,I}^{DC}$ 为区域内直流联络线 d 在时段 t 的传输功率； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 1 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 1 的正、反向潮流松弛变量。

3.5.4.11 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：

$$P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t,O} + \sum_{d=1}^{NTD} G_{s-d} T_{d,t,I}^{DC} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max}$$

其中， P_s^{\min} 、 P_s^{\max} 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i （含储能）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} 为区域外联络线 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-d} 为区域内直流联络线 d 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

3.5.4.12 储能约束

(1) 储能充放电功率约束

储能出清的充放电功率需要在储能申报的最大最小冲放电功率范围内，对于既不充电也不放电的储能，其充放电功率均为 0。

$$\begin{aligned} P_{es}^{dis,\min} &\leq P_{es,t}^{dis} \leq P_{es}^{dis,\max} \\ P_{es}^{ch,\max} &\leq P_{es,t}^{ch} \leq P_{es}^{ch,\min} \\ P_{es}^{ch,\min} &\leq 0, P_{es}^{ch,\max} \leq 0 \end{aligned}$$

(2) 储能荷电状态约束

储能在优化时段初始时刻和结束时刻的荷电状态需要满足储能上一个优化周期末尾和储能申报的参数。

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

其中 $E_{es,t}$ 表示储能 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； $\overline{E}_{es,t}$, $\underline{E}_{es,t}$ 分别表示储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态上下限。

(3) 储能运行日初始与末尾时段荷电状态约束

$$E_{es}^T = E_{es}^{fin}$$

其中， E_{es}^0 代表用于计算的初始荷电状态， E_{es}^{ini} 代表前一天最后时段的荷电状态， E_{es}^T 代表用于计算的最后一时段目标荷电状态， E_{es}^{fin} 代表申报的最后一个时段的荷电状态。

(4) 储能循环充放电约束

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

其中， $N_{es,circle}$ 为储能机组 es 的循环充放电次数。 E_{es} 代表

储能的额定容量。

3.5.4.13 直流联络线优化功率建模

区域内直流联络线功率可自由控制，故单独定义优化变量 $T_{j,t,I}^{DC}$ 建模，在直流联络线送、受端分别作为节点负荷、节点注入。

三端直流设备需考虑多端直流联络线功率优化的数学模型，主要包括节点负荷平衡约束、直流联络线功率上下限约束、直流联络线爬坡约束及直流联络线功率相邻时段不可反向调整约束。

(1) 节点负荷平衡约束

节点负荷平衡约束是指多端直流中枢节点的注入功率与输出功率应相等，可描述为：

$$\sum_{s \in J_{MT}^{send}} T_{s,t,I}^{DC} * (1 - \eta_I) = \sum_{d \in J_{MT}^{rec}} T_{d,t,I}^{DC}$$

其中， J_{MT}^{send} 为多端直流联络线组 MT 中默认参考方向为中枢节点注入方向的直流联络线集合， J_{MT}^{rec} 为多端直流联络线组 MT 中默认参考方向为中枢节点流出方向的直流联络线集合， $T_{s,t,I}^{DC}$ 、 $T_{d,t,I}^{DC}$ 多端直流中枢节点的注入、输出功率。 η_I 是直流联络线 I 的线损率。

(2) 直流联络线功率上下限约束

直流联络线功率上下限约束是指直流联络线传输功率应处于其最大/最小技术出力范围内，可描述为：

$$T_{j,t,I}^{DC, \min} \leq T_{j,t,I}^{DC} \leq T_{j,t,I}^{DC, \max}$$

其中， $T_{j,t,I}^{DC, \max}$ 、 $T_{j,t,I}^{DC, \min}$ 分别为直流联络线 j 在 t 时段的传输功率上下限。

(3) 直流联络线爬坡约束

直流联络线爬坡约束是指直流联络线功率向上/下调整时，须满足爬坡速率要求。可描述为：

$$\begin{aligned} -x_{j,t,l}\Delta P_j^- &\leq T_{j,t,l}^{\text{DC}} - T_{j,t-1,l}^{\text{DC}} \leq x_{j,t,r}\Delta P_j^+ \\ x_{j,t,l} + x_{j,t,r} &\leq 1 \end{aligned}$$

其中， ΔP_j^+ 、 ΔP_j^- 分别为直流联络线 j 最大上调节、下调节速率， $x_{j,t,r}$ 、 $x_{j,t,l}$ 分别为表征直流联络线 j 在 t 时段是否向上、向下调节的 0-1 变量。

(4) 直流联络线功率相邻时段不可反向调整约束

直流联络线功率在 15 分钟 3 个时段内不可出现先向上再向下或者先向下再向上的情况，可描述为：

$$\begin{aligned} x_{j,t,l} + x_{j,t+1,r} &\leq 1 \\ x_{j,t+1,l} + x_{j,t,r} &\leq 1 \end{aligned}$$

3.5.4.14 事故备用容量约束

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事故备用容量要求。各省事故备用容量约束可以描述为：

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

其中， R_t^U 表示时段 t 的容量需求； 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 的事故备用。 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 的事故备用。 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 的事故备用。 NP 表示抽蓄电厂集合， $R_{plt,t}^P$ 表示抽蓄机组 plt 在时段 t 的事故备用。 SL_{pr}^+ 表示正备用的松弛

变量。各类机组或电厂事故备用需满足以下条件：

(1) 非固定出力火电机组事故备用需满足 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。

(2) 常规水电机组事故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 的出力上限。

(3) 固定出力火电机组事故备用需满足 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。

(4) 若某蓄能机组的计划出力为非负数，事故备用为限开机容量减计划总出力；若蓄能机组的计划出力为负数，事故备用为计划总出力取负，可以描述为：

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

其中， $P_{i,t}$ 表示蓄能机组 i 在时段 t 的计划总出力； $P_{plt,t}^{\max}$ 表示限开机容量。

3.5.4.15 机组出力表达式

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

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

其中， $P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力， 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。

3.5.4.16 机组运行费用表达式

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

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。

3.5.4.17 水电厂水库水位控制约束

$$Z_{i,t,end}^{\min} \leq Z_{i,0} - \sum_{\tau=1}^t \left\{ \frac{P_{i,\tau} h_i + Q_{i,\tau}^d - [I_{i,\tau} + (P_{up(i),\tau-s(i)} h_{up(i)} + Q_{up(i),\tau-s(i)}^d)]}{S_i} \right\} \leq Z_{i,t,end}^{\max}$$

$$Z_i^{\min} \leq Z_{i,0} - \sum_{\tau=1}^t \left\{ \frac{P_{i,\tau} h_i + Q_{i,\tau}^d - [I_{i,\tau} + (P_{up(i),\tau-s(i)} h_{up(i)} + Q_{up(i),\tau-s(i)}^d)]}{S_i} \right\} \leq Z_i^{\max}$$

其中参数如下：

$Z_{i,t,end}^{\min}$ 、 $Z_{i,t,end}^{\max}$ 是由水电站水库 i 在时段 t 末调度控制水位上下限； Z_i^{\min} 、 Z_i^{\max} 为水电站水库的最低允许运行水位、水库最高允许水位； $Z_{i,0}$ 为水电站 i 在次日零点的预计初始水位，通过现货市场出清计算形成； h_i 为水电站 i 的耗水率， S_i 代表水电站 i 的水库当前水位对应的水面面积， $I_{i,\tau}$ 表示水电站 i 在时段 τ 的区间流量。

决策变量如下：

$P_{i,\tau}$ 表示水电站 i 在时段 τ 的出力， $Q_{i,\tau}^d$ 为水电站 i 在时段 τ 的泄洪流量； $up(i)$ 代表水电站 i 的上游水电站， $s(i)$ 代表水电站 i 面临的上游迟滞时间； $P_{up(i),\tau-s(i)}$ 为水电站 i 的上游水电站 $up(i)$ 在时段 $\tau-s(i)$ 的发电流量； $Q_{up(i),\tau-s(i)}^d$ 为水电站 i 的上游

水电站 $up(i)$ 在时段 $\tau - s(i)$ 的泄洪流量。

当日内来水与日前预测有较大偏差时，触发“日内滚动调度优化”机制，由南网总调重新给出运行日剩余时段水位控制要求，重新出清计算调整该日剩余时段的出力计划。期间调度机构按照弃水最小原则安排发电。

3.5.4.18 新能源出力约束

报量报价的新能源场站，其实时市场出清的出力计划值与其申报的超短期功率预测约束如下：

$$\beta_n \times P_{r,t}^{ust} - P_{r,t}^d \leq P_{i,t} \leq P_{r,t}^{ust}$$

其中， $P_{r,t}^{ust}$ 为新能源机组 r 在时段 t 的超短期预测出力。 β_n 为参与现货市场交易的新能源机组在实时出清的出力下限系数，根据各省新能源政策要求和参与市场机制分省单独设定。 $P_{r,t}^d$ 为新能源交易单元 r 在时段 t 的偏差功率。

报量不报价的新能源场站，其出力约束指的是新能源出力与新能源偏差功率等于新能源预测出力，具体描述如下：

$$P_{r,t} + P_{r,t}^d = P_{r,t}^F$$

其中， $P_{r,t}^F$ 为新能源机组 i 在时段 t 的预测出力。

机组出力表达式：

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

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

其中， $P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力， 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。

3.5.4.19 跨省优先计划约束

跨省优先计划约束指的是某跨省交易成分全天出清电量不低于该跨省优先计划 D-2 安全校核电量，具体描述如下：

$$\sum_{t=1}^T Q_{k,t} \geq Q_k^{sch}$$

其中， $Q_{k,t}$ 为跨省交易成分 k 在时段 t 的出清电量， T 表示全天的总时段数。 Q_k^{sch} 为跨省交易成分 k 的跨省优先计划 D-2 安全校核电量。

跨省交易成分与物理关口映射关系具体描述如下：

$$T_t^\alpha = \sum_{s=1}^{NM_s} T_{s,t}^\alpha + \sum_{d=1}^{NM_d} T_{d,t}^\alpha$$

$$\frac{T_{d1,t}^\alpha}{T_{d2,t}^\alpha} = \frac{\partial_{d1}}{\partial_{d2}}$$

其中， T_t^α 为 α 省（区）在 t 时段的总受入或送出功率； $T_{k,t}^\alpha$ 为 α 省（区）的跨省交易成分 k 在 t 时段的受入或送出功率（受入为正、送出为负），NM 表示 α 省（区）的送电成分总数。 $T_{d1,t}^\alpha$ 、 $T_{d2,t}^\alpha$ 分别表示“点对网” d1、d2 交易成分在 t 时段的功率， $d1$ 、 $d2 \in NM_d$ ； ∂_{d1} 、 ∂_{d2} 为 d1、d2 交易成分的分电比例，其分电比例应与相关政策一致。

3.5.5 实时电能量市场采用节点电价定价机制。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。

3.5.6 实时电能量市场节点电价

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

实时电能量市场节点电价（LMP）计算模型如下：

目标函数：

$$\min \left\{ \begin{aligned} & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t})] + \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T P_{gwf} [P_{L,i,t}] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M_1' [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M_1' [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{r=1}^{NR} \sum_{t=1}^T M_2' P_{r,t}^d \\ & + \sum_{i=1}^{NH} \sum_{t=1}^T M_3' P_{i,t}^d + \sum_{k \in \Phi_a} \sum_{t=1}^T M_4' [SL_k^-] + \sum_{t=1}^T ML' [SL_{load}^+ + SL_{load}^-] + \sum_{t=1}^T MR' [SL_{pr}^+] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^T [\lambda_{es}^{dis} P_{es,t}^{dis} + \lambda_{es}^{ch} P_{es,t}^{ch}] \end{aligned} \right.$$

其中：

N 表示机组的总台数，包括非市场机组与市场机组，不包含储能交易单元；

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8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_1' 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约束松弛罚因子；

MR' 表示用于节点电价计算的事故备用约束松弛罚因子；

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

SL_{pr}^+ 表示事故备用的松弛变量；

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；

M_2' 为新能源交易单元弃电罚因子； NR 为有弃电功率新能源场站总数；

$P_{r,t}^d$ 为新能源交易单元*r*在时段*t*的弃电功率；

M_3' 为水电厂弃水功率罚因子；

$P_{i,t}^d$ 为水电厂 i 的弃水功率，根据其弃水流量计算；

M_4' 为联络线通道优先计划约束松弛罚因子；

SL_k^- 分别为联络线通道优先计划 k 的潮流松弛变量； Φ_a 为区域内联络线通道 a 包含的联络线总数；

ES 表示储能交易单元总数；

λ_{es}^{ch} 、 λ_{es}^{dis} 分别表示储能 es 在时段 t 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。

节点电价计算模型的约束条件包括：

3.5.6.1 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：

$$\sum_{i=1}^{N_a} P_{i,t}^a + \sum_{j=1}^{NT_a} T_{j,t,o}^a + \sum_{k=1}^{NTI_a} T_{k,t,l}^a = D_t + SL_{load}^+ - SL_{load}^-$$

其中， $P_{i,t}^a$ 表示平衡区 a 内机组 i 在时段 t 的出力， N_a 为平衡区 a 内机组总数； $T_{j,t,o}^a$ 表示与平衡区 a 相关的区域外联络线 j 在时段 t 的计划功率（受入为正、输出为负）， NT_a 为与平衡区 a 相关的区域外联络线总数； $T_{k,t,l}^a$ 表示与平衡区 a 相关的区域内交易成分 k 在时段 t 的传输功率（默认参考方向为受入）， NTI_a 为与平衡区 a 相关的区域内交易成分总数， D_t 为时段 t 的系统负荷。非市场机组的出力已包含在左侧。 SL_{load}^+ 、 SL_{load}^- 分别为负荷的正、反向松弛变量。

3.5.6.2 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。

分省系统正备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^{N_a} \alpha_{i,t}^a P_{i,t}^{\max,a} + \sum_{j=1}^{NT_a} T_{j,t,O}^a + \sum_{k=1}^{NTI_a} T_{k,t,I}^a - R_t^{\text{red},a} \geq D_t^a + R_t^{U,a}$$

其中， $\alpha_{i,t}^a$ 表示省区 a 内机组 i 在时段 t 的启停状态，火电交易单元 $\alpha_{i,t}^a=0$ 表示机组停机， $\alpha_{i,t}^a=1$ 表示机组开机，水电交易单元 $\alpha_{i,t}^a=0$ 表示不具备正备用能力， $\alpha_{i,t}^a=1$ 表示具备正备用能力； $P_{i,t}^{\max,a}$ 为省区 a 内机组 i 在时段 t 的最大出力； $R_t^{\text{red},a}$ 为省区 a 在时段 t 的系统网络备用受限值； $R_t^{U,a}$ 为省区 a 在时段 t 的系统正备用容量需求。

3.5.6.3 系统负备用容量约束

分省系统负备用容量约束可描述为：

$$\sum_{i=1}^{N_a} \alpha_{i,t}^{\beta} P_{i,t}^{\min,a} - \sum_{q=1}^{N_a} \alpha_{q,t}^{\beta} P_{q,t}^{\max,a} + \sum_{j=1}^{NT_a} T_{j,t,O}^a + \sum_{k=1}^{NTI_a} T_{k,t,I}^a \leq D_t^a - R_t^{D,a}$$

其中， $P_{i,t}^{\min,a}$ 为省区 a 内机组 i 在时段 t 的最小出力， $P_{q,t}^{\max,a}$ 为省区 a 内负荷侧备用单元 q 在 t 时段的最大上调节能力； NT_a 为与平衡区 a 相关的区域外联络线总数， $T_{j,t,O}^a$ 表示与平衡区 a 相关的区域外联络线 j 在时段 t 的计划功率（受入为正、送出为负）； NTI_a 为与平衡区 a 相关的区域内交易成分总数， $T_{k,t,I}^a$ 表示与平衡区 a 相关的区域内交易成分 k 在时段 t 的传输功率（默认参考方向为受入）； D_t^a 为平衡区 a 在时段 t 的系统负荷（除地方电源外）， $R_t^{D,a}$ 为省区 a 在时段 t 的系统负备用容量需求； $\alpha_{i,t}^{\beta}$ 表示省区 a 内机组 i 在时段 t 的状态，火电交易单元 $\alpha_{i,t}^{\beta}$ 与 $\alpha_{i,t}^a$ 表示一致，水电、虚拟电厂交易单元 $\alpha_{i,t}^{\beta}=0$ 表示不具备负备用能力， $\alpha_{i,t}^{\beta}=1$ 表示具备负备用能力。

3.5.6.4 系统一次调频备用容量约束

分省及直调系统一次调频备用容量约束描述如下：

$$\sum_{f=1}^{NF} P_{f,t}^{pf} + \sum_{p=1}^{NHP} P_{p,t}^{pf} + \sum_{h=1}^{NHC} P_{h,t}^{pf} \geq R_t^{pf}$$

其中， NF 、 NHP 、 NHC 分别表示火电机组、抽蓄电厂、常规水电机组数量， $P_{f,t}^{pf}$ 、 $P_{p,t}^{pf}$ 、 $P_{h,t}^{pf}$ 分别表示火电机组 f 、抽蓄电厂 p （仅包括开机机组）、常规水电机组 h （仅包括开机机组）在时段 t 提供的一次调频备用容量， R_t^{pf} 表示时段 t 的系统一次调频备用容量要求；其中，

$$\begin{aligned} P_{f,t}^{pf} &= \min(P_{f,t}^{\max} - P_{f,t}, P_{f,t}^{\max} \times \alpha_{f,t}^{pf}) \\ P_{p,t}^{pf} &= \min(P_{p,t}^{\text{on,max}} - P_{p,t}, P_{p,t}^{\text{on,max}} \times \alpha_{p,t}^{pf}) \\ P_{h,t}^{pf} &= \min(P_{h,t}^{\max} - P_{h,t}, P_{h,t}^{\max} \times \alpha_{h,t}^{pf}) \end{aligned}$$

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

$\alpha_{f,t}^{pf}$ 、 $\alpha_{p,t}^{pf}$ 、 $\alpha_{h,t}^{pf}$ 表示火电交易单元、抽蓄电厂、常规水电交易单元的一次调频容量计算系数。

3.5.6.5 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：

$$\begin{aligned} P_{i,t}^{\min} &= \max\{(1-\delta)P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{\min})^{SCED}\} \\ P_{i,t}^{\max} &= \min\{(1+\delta)P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{\max})^{SCED}\} \end{aligned}$$

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。

3.5.6.6 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。

3.5.6.7 机组群电量上下限约束

机组群的每次出清电量应该处于其最大/最小电量范围之内，其约束条件可以描述为：

$$Q_j^{\min} \leq \sum_{i \in j} \sum_{t=1}^T Q_{i,t} \leq Q_j^{\max}$$

其中， $Q_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出清电量； T 表示所考虑的总时段数，每次考虑 24 时段，则 T 为 24，每时段为 5 分钟； $Q_{j,t}^{\max}$ 、 $Q_{j,t}^{\min}$ 分别表示机组群 j 所考虑时段内最大、最小电量。

3.5.6.8 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：

$$\begin{aligned} P_{i,t} - P_{i,t-1} &\leq \Delta P_i^U \\ P_{i,t-1} - P_{i,t} &\leq \Delta P_i^D \end{aligned}$$

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。

3.5.6.9 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$P_l^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t,0} + \sum_{d=1}^{NTD} G_{l-d} T_{d,t,l}^{DC} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max}$$

其中， P_l^{\max} 、 P_l^{\min} 为线路 1 的潮流正、反向传输极限； G_{l-i} 为机组 i （含储能）所在节点对线路 1 的发电机输出功率转移分布因子； NT 为区域外联络线数目； G_{l-j} 为区域外联络线 j 所在节点对线路 1 的发电机输出功率转移分布因子； $T_{j,t,O}$ 为区域外联络线 j 在时段 t 的净注入功率； NTD 为区域内直流联络线数目； G_{l-d} 为区域内直流联络线 d 所在节点对线路 1 的发电机输出功率转移分布因子； $T_{d,t,I}^{DC}$ 为区域内直流联络线 d 在时段 t 的传输功率； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 1 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 1 的正、反向潮流松弛变量。

3.5.6.10 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：

$$P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t,O} + \sum_{d=1}^{NTD} G_{s-d} T_{d,t,I}^{DC} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max}$$

其中， P_s^{\min} 、 P_s^{\max} 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i （含储能）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} 为区域外联络线 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-d} 为区域内直流联络线 d 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

3.5.6.11 储能约束

（1）储能充放电功率约束

当储能处于充电状态时，充电上下限为：

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

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

当储能处于放电状态时，充电上下限为：

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

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

其中， δ 为 LMP 模型中允许机组偏离日前 SCED 优化结果的比例， $(P_{es}^{ch,min})^{SCED}$ 、 $(P_{es}^{ch,max})^{SCED}$ 、 $(P_{es}^{dis,max})^{SCED}$ 、 $(P_{es}^{dis,min})^{SCED}$ 分别为日前 SCED 模型中的储能的最大、最小充放电功率， $P_{es,t}^{ch,SCED}$ 与 $P_{es,t}^{dis,SCED}$ 为日前 SCED 的充放电结果。

（2）储能荷电状态约束

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

$$E_{es}^T = E_{es}^{fin}$$

其中， E_{es}^0 代表用于计算的初始荷电状态， E_{es}^{ini} 代表前一天最后时段的荷电状态， E_{es}^T 代表用于计算的最后一时段目标荷电状态， E_{es}^{fin} 代表申报的最后一个时段的荷电状态。

（3）储能循环充放电约束

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

其中， $N_{es,circle}$ 为储能机组 es 的循环充放电次数。 E_{es} 代表储能的额定容量。

3.5.6.12 直流联络线优化功率建模

区域内直流联络线功率可自由控制，故单独定义优化变量 $T_{j,t}^{DC}$ 建模，在直流联络线送、受端分别作为节点负荷、节点注入。

三端直流设备需考虑多端直流联络线功率优化的数学模型，主要包括节点负荷平衡约束、直流联络线功率上下限约束、直流联络线爬坡约束及直流联络线功率相邻时段不可反向调整约束。

(1) 节点负荷平衡约束

节点负荷平衡约束是指多端直流中枢节点的注入功率与输出功率应相等，可描述为：

$$\sum_{s \in J_{MT}^{send}} T_{s,t,l}^{DC} * (1 - \eta_l) = \sum_{d \in J_{MT}^{rec}} T_{d,t,l}^{DC}$$

其中， J_{MT}^{send} 为多端直流联络线组 MT 中默认参考方向为中枢节点注入方向的直流联络线集合， J_{MT}^{rec} 为多端直流联络线组 MT 中默认参考方向为中枢节点流出方向的直流联络线集合， $T_{s,t,l}^{DC}$ 、 $T_{d,t,l}^{DC}$ 多端直流中枢节点的注入、输出功率。 η_l 是直流联络线 l 的线损率。

(2) 直流联络线功率上下限约束

直流联络线功率上下限约束是指直流联络线传输功率应处于其最大/最小技术出力范围内，可描述为：

$$T_{j,t,l}^{DC,min} \leq T_{j,t,l}^{DC} \leq T_{j,t,l}^{DC,max}$$

其中， $T_{j,t,l}^{DC,max}$ 、 $T_{j,t,l}^{DC,min}$ 分别为直流联络线 j 在 t 时段的传输功率上下限。

(3) 直流联络线爬坡约束

直流联络线爬坡约束是指直流联络线功率向上/下调整时，须满足爬坡速率要求。可描述为：

$$-x_{j,t,l} \Delta P_j^- \leq T_{j,t,l}^{DC} - T_{j,t-1,l}^{DC} \leq x_{j,t,r} \Delta P_j^+$$

$$x_{j,t,l} + x_{j,t,r} \leq 1$$

其中， ΔP_j^+ 、 ΔP_j^- 分别为直流联络线 j 最大上调节、下调节

速率， $x_{j,t,r}$ 、 $x_{j,t,l}$ 分别为表征直流联络线 j 在 t 时段是否向上、向下调节的 0-1 变量。

(4) 直流联络线功率相邻时段不可反向调整约束

直流联络线功率在相邻时段不可出现先向上再向下或者先向下再向上的情况，可描述为：

$$x_{j,t,l} + x_{j,t+1,r} \leq 1$$

$$x_{j,t+1,l} + x_{j,t,r} \leq 1$$

3.5.6.13 水电厂水库水位控制约束

$$Z_{i,t,end}^{\min} \leq Z_{i,0} - \sum_{\tau=1}^t \left\{ \frac{P_{i,\tau} h_i + Q_{i,\tau}^d - [I_{i,\tau} + (P_{up(i),\tau-s(i)} h_{up(i)} + Q_{up(i),\tau-s(i)}^d)]}{S_i} \right\} \leq Z_{i,t,end}^{\max}$$

$$Z_i^{\min} \leq Z_{i,0} - \sum_{\tau=1}^t \left\{ \frac{P_{i,\tau} h_i + Q_{i,\tau}^d - [I_{i,\tau} + (P_{up(i),\tau-s(i)} h_{up(i)} + Q_{up(i),\tau-s(i)}^d)]}{S_i} \right\} \leq Z_i^{\max}$$

其中参数如下：

$Z_{i,t,end}^{\min}$ 、 $Z_{i,t,end}^{\max}$ 是由水电站水库 i 在时段 t 末调度控制水位上下限； Z_i^{\min} 、 Z_i^{\max} 为水电站水库的最低允许运行水位、水库最高允许水位； $Z_{i,0}$ 为水电站 i 在次日零点的预计初始水位，通过现货市场出清计算形成； h_i 为水电站 i 的耗水率， S_i 代表水电站 i 的水库当前水位对应的水面面积， $I_{i,\tau}$ 表示水电站 i 在时段 τ 的区间流量。

决策变量如下：

$P_{i,\tau}$ 表示水电站 i 在时段 τ 的出力， $Q_{i,\tau}^d$ 为水电站 i 在时段 τ 的泄洪流量； $up(i)$ 代表水电站 i 的上游水电站， $s(i)$ 代表水电站 i 面临的上游迟滞时间； $P_{up(i),\tau-s(i)}$ 为水电站 i 的上游水电站 $up(i)$ 在时段 $\tau-s(i)$ 的发电流量； $Q_{up(i),\tau-s(i)}^d$ 为水电站 i 的上游水电站 $up(i)$ 在时段 $\tau-s(i)$ 的泄洪流量。

3.5.6.14 水电厂全厂电力或电量约束

水电厂全厂电力（或电量）应处于其最大/最小出力（或电量）范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_t^{\min} \leq \sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t} \leq P_t^{\max}$$

$$Q_t^{\min} \leq \sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} Q_{i,t} \leq Q_t^{\max}$$

其中， $\alpha_{i,t}$ 表示该水电厂机组 i 在时段 t 的状态， $\alpha_{i,t}=0$ 表示机组停机， $\alpha_{i,t}=1$ 表示机组开机。 $P_{i,t}$ 表示该水电厂机组 i 在时段 t 的出力， $Q_{i,t}$ 表示该水电厂机组 i 在时段 t 的出清电量， N 为机组总数， P_t^{\max} （ Q_t^{\max} ）、 P_t^{\min} （ Q_t^{\min} ）分别根据该水电厂日前最大、最小电量控制目标，分解计算得到全厂在时段 t 的最大、最小电力（或电量）。

3.5.6.15 机组出力表达式

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

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

其中， $P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力， 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。

3.5.6.16 机组运行费用表达式

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

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。

3.5.7 节点电价计算模型

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 k 在时段 t 的节点电价为：

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

其中：

λ_t ：时段 t 对应平衡区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；

γ_t ：时段 t 事故备用容量约束的拉格朗日乘子。

3.6 特殊机组在实时电能量市场中的出清机制

3.6.1 在日前市场中指定为必开机组的发电机组，在实时市场中的相应时段同样视为必开机组。

必开机组在实时市场中的出清机制与日前市场中必开机组的出清机制一致。

3.6.2 在日前市场中申报了供热计划的热电联产机组，在实时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或电厂申报的供热上下限，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现货优化。

热电联产机组在实时市场中的出清机制与日前市场中热电联产机组的出清机制一致。

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市场出清。

3.6.3 调试（试验）机组在实时市场中的出清机制如下：

3.6.3.1 调试阶段的新建机组

调试阶段的新建机组在实时市场中按照调试需求安排发电，出清机制与日前市场中一致。

3.6.3.2 调试（试验）的在运机组

在日前市场中申报了运行日调试（试验）计划的在运发电机组，在实时市场中同样视为调试（试验）机组，在实时市场中的出清机制与日前市场中一致。

3.6.4 最小连续开机时间内机组在实时市场中的出清机制与日前市场中最小连续开机时间内机组的出清机制一致。

3.6.5 处于开机状态的发电机组，在机组并网后升功率至最小技术出力期间，发电出力为其实时报送的开机曲线，不参与现货优化。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市场优化出清。

处于停机状态的发电机组，在机组从最小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，不参与现货优化。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。

3.6.6 在发电机组处于非自主选择下调报价出力起点的深度调峰（即电力调度机构启动深度调峰机制，常规燃煤发电机组低于最小技术出力运行）的时段内，该台机组的出力为其深度调峰出力，现阶段不参与市场现货优化，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。

3.6.7 在日前市场中存在一次能源供应约束的发电机组，在实时市场中同样视为一次能源供应约束机组。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

清机制与日前保持一致。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。

3.6.8 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市场优化出清。

3.6.9 应急新增开机机组指在实时电能量市场中未被列入机组开机组合，在实时运行调整环节由电力调度机构安排新增开机的燃煤及燃气机组。电力调度机构根据机组综合报价（冷态/温态/热态启动费用+最小技术出力费用*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现货优化。突破最小连续停机时间约束的应急新增开机机组根据相关规定给与补偿。

3.6.10 应急新增停机机组指在实时电能量市场中被列入机组开机组合，在实时运行调整环节由电力调度机构安排

新增停机的燃煤及燃气机组。

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：

3.6.10.1 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。

3.6.10.2 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。

3.6.11 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。机组出力调用测试，结合整体及局部的电力供应形势，按照各省（区）相关管理规定开展。调用测试机组的选取应遵循公平原则，避免短期内对同一机组反复调用，单次出力调用测试时间一般不超过 1 小时。机组达到最大可调出力且持续时长在 15 分钟以上的，认为调用测试通过，否则视为调用测试失败，测试失败的机组纳入机组限高费用返还，并纳入“两个细则”虚报、瞒报信息考核。

3.6.12 电力供应紧张时期，电力调度机构可对处于备用停机状态的水电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。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。

3.6.13 实时市场新能源出清过程中，若出现消纳空间不足或断面过载，需频繁人工调控其他市场化机组时，市场化新能源结合申报价格执行实时市场出清结果；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，对全省新能源按照各省已公布的既定原则序位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，按照各省已公布的既定原则序位公平分配各新能源场站可发出力。

3.7 实时电能量市场定价

3.7.1 跨省送受电关口 15 分钟价格以实时电能量市场出清的电价采用加权平均计算方式拟合形成，若权值均为 0 则采用算术平均。

3.7.2 发电侧 15 分钟价格以实时电能量市场出清每 15 分钟的节点电价形成。每小时价格以该小时内 4 个 15 分钟价格的算术平均值形成。实时电能量市场中，发电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。

3.7.3 实时电能量市场中，各省的用户侧（售电公司和批发用户）现货能量价格由各省电力主管部门根据政策自行规定。

3.7.4 各省区的落地侧实时价格取相应交直流落点实时分时节点价格的加权平均值。各省区每小时的落地侧实时价格取该小时内 4 个 15 分钟的落地侧实时价格的算术平均值。其中，广东省网送海南、海南省网送广东两个互送的跨省送电类别，取小时内 15 分钟落地侧实时价格按出清电量的加权平均值作为小时落地侧实时价格。

3.7.5 各省区的送出侧实时价格由落地侧电费扣除政府核定的跨省输电费（含核定网损）和相应省内输配电费后形成。各省区每小时的送出侧实时价格取该小时内 4 个 15

分钟的送出侧实时价格的算术平均值。

3.7.6 各省区的送出侧关口实时价格取相应交直流送出节点实时分时节点价格的加权平均值。各省区每小时的送出侧关口实时价格取该小时内 4 个 15 分钟的送出侧关口实时价格的算术平均值。其中，广东省网送海南、海南省网送广东两个互送的跨省送电类别，取小时内 15 分钟送出侧关口实时价格按出清电量的加权平均值作为小时送出侧关口实时价格。

跨省送电类别送出侧关口价格，在该送电类别对应送出关口分时价格的加权平均值基础上叠加省内输电价格形成：

网对网送出关口为送端电网和超高压公司的计量关口。网对网送出侧关口价格为现货出清系统计算形成的网对网送出侧关口价格的基础上，叠加省内输电价和降价分享空间（如有），计算公式为：网对网送出侧关口价格=网对网送出侧关口出清价格+省内输电价+降价分享空间（如有）。

点对网送出关口为发电企业上网侧计量关口。点对网送出侧关口价格为其所在价格分区现货出清价格形成的送出侧关口价格。

3.7.7 价格核验规则如下：

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：

3.7.7.1 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。

3.7.7.2 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。

3.7.7.3 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。

3.7.7.4 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。

3.8 实时电能量市场安全校核与交易结果发布

3.8.1 实时市场安全校核与日前市场安全校核一致。

3.8.2 电力调度机构将实时市场出清的发电计划下发至各发电主体，于次日发布运行日实时市场的正式结果，作为结算依据。

3.8.3 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，因超短期负荷预测偏差、新能源出力预测偏差、机组执行计划偏差、调频容量不足等原因，造成联络线潮流调整困难无法满足电网安全运行要求时，电力调度机构运行值班人员应进行日内电力平衡偏差调整，并做好调度运行记录，及时向市场发布相关情况。根据调整后的电力平衡情况，出清实时市场机组出力及价格。

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，并向市场成员发布。

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) 为保证跨省联络线输送功率在正常允许范围而需要调整时；
- (8) 保障清洁能源最大化消纳，避免产生不必要的弃水弃风弃光时；
- (9) 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) 调整跨省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考核，严重情况可建议政府主管部门对相应机组、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。

4 现货市场考核与补偿

4.1 考核补偿机制

4.1.1 南方区域电力现货市场按省（区）开展考核与补偿费用统计与结算，南网总调直调电厂按属地纳入各省分摊（或分享）考核与补偿费用。考核与补偿具体参数按各省（区）配套实施细则规定执行。

4.1.2 考核机制

4.1.2.1 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、水电机组为相应水头下的最大可调出力、热电联产机组处于供热状态时为实测供热流量对应的出力上限、独立储能电站为额定放电功率）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。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：

$$R_{\text{限高}} = \sum_{t=1}^n [(P_{\text{max}} - P_{\text{限高}}) \times T_t \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times \alpha_1]$$

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} 为机组的额定有功功率（燃气机组为相应月的最大技术出力、水电机组为相应水头下的最大可调出力、热电联产机组处于供热状态时为实测供热流量对应的出力上限、独立储能电站为额定放电功率）；

$P_{\text{限高}}$ 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。 N 系数按各省（区）配套实施细则或省内市场结算方案规定执行。

机组限高考核费用按照《南方区域电力市场现货结算实施细则》的相关规定执行。

4.1.2.2 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技术出力（热电联产机组处于供热状态时为实测供热

流量对应的出力下限、独立储能电站为额定充电功率）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。调度机构因系统运行原因设置的限低不纳入限低考核。

市场机组不再执行南方区域“两个细则”的调峰考核。

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} 为机组的最小稳定技术出力（热电联产机组处于供热状态时为实测供热流量对应的出力下限、独立储能电站为额定充电功率；若机组自主申报降低运行下限参与调峰， P_{min} 为申报的最小可调出力）；

$P_{\text{限低}}$ 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。 N 系数按各省（区）配套实施细则或省内市场结算方案规定执行。

机组限低考核费用按照《南方区域电力市场现货结算实

施细则》的相关规定执行。

4.1.2.3 热电联产机组申报供热流量曲线偏差率考核

当热电联产机组日前申报的供热流量预测曲线与实际供热流量曲线之间较大偏差时，对其申报偏差率进行考核。热电联产机组申报供热流量曲线允许偏差率按各省（区）配套实施细则或省内市场结算方案规定执行。

对于因机组自身原因出现日前申报供热而实际未供热的时段、或日前未申报供热而实际供热的时段，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 100%。

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) 调度机构因系统运行原因设置而导致供热计划与机组状态冲突时；
- (2) 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；
- (3) 发生非电厂自身原因的供热中断，且不具备通畅内更换供热机组条件的，并提供相应证明文件。

按照如下流程与公式计算热电联产机组申报供热流量曲线偏差率考核费用：

- (1) 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日平均偏差率：

$$\Delta_{\text{上/下限}i} = \frac{\sum_{t=1}^n \Delta_{\text{上/下限}i,t}}{n}$$

$$\Delta_{\text{上/下限}i,t} = \frac{|P_{i,t,\text{申报上/下限}} - P_{i,t,\text{实际上/下限}}|}{P_{i,t,\text{实际上/下限}}}$$

其中， n 为机组实际供热的时段，以小时为单位进行累计；若实时运行中由于机组故障等原因需更换供热机组的，更换后的供热机组以日前申报的供热机组停止供热时段作为该机组实际供热起始时段。

t 为所计算的小时； $P_{i,t,\text{申报上/下限}}$ 为热电联产机组 i 在日前电能市场申报的第 t 小时各时段的供热量对应的出力上下限算术平均值；若实时运行中由于机组故障等原因更换供热机组的，仍以更换前供热机组日前申报的出力上下限算术平均值计算偏差率。 $P_{i,t,\text{实际上/下限}}$ 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上下限算术平均值。

（2）当 $\Delta_{\text{上限}i} > \Delta_0$ 或 $\Delta_{\text{下限}i} > \Delta_0$ 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 $\Delta_{\text{上限}i} > \Delta_0$ 且 $\Delta_{\text{下限}i} \leq \Delta_0$ 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：

$$R_{\text{偏差率考核}} = \sum_{t=1}^n |P_{i,t,\text{申报上限}} - P_{i,t,\text{实际上限}}| \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times \alpha_3$$

当 $\Delta_{\text{上限}i} \leq \Delta_0$ 且 $\Delta_{\text{下限}i} > \Delta_0$ 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：

$$R_{\text{偏差率考核}} = \sum_{t=1}^n |P_{i,t,\text{申报下限}} - P_{i,t,\text{实际下限}}| \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times \alpha_3$$

当 $\Delta_{\text{上限}i} > \Delta_0$ 且 $\Delta_{\text{下限}i} > \Delta_0$ 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：

$$R_{\text{偏差率考核}} = \sum_{t=1}^n \left[\max \left(\left| P_{i,t,\text{申报下限}} - P_{i,t,\text{实际下限}} \right|, \left| P_{i,t,\text{申报上限}} - P_{i,t,\text{实际上限}} \right| \right) \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times \alpha_3 \right]$$

其中， $LMP_{i,t,\text{实时}}$ 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）；

α_3 为热电联产机组供热流量曲线偏差率考核系数。

热电联产机组申报供热流量曲线偏差率考核按照《南方区域电力市场现货结算实施细则》的相关规定执行。

4.1.3 新能源考核机制

4.1.3.1 新能源场站配套储能充放电功率与新能源本体作为一个整体纳入预测偏差考核。现货市场运行期间，报量报价的新能源场站暂不按照“两个细则”新能源场站预测偏差考核条款执行。其余场站仍然按照“两个细则”预测相关条款执行。对于短期与超短期功率预测上报为空值的时刻，预测值按 0 计算考核。

4.1.3.2 报量报价参与市场的新能源场站按照如下方法开展日前预测偏差考核，当新能源场站参与上报率考核时，不参与准确率考核，当新能源场站参与准确率考核时，不考核上报率。

预测上报率：新能源场站日前功率预测数据每日上报率按日统计，按日考核。上报率低于 100% 的，每降低一个百分点（不足一个百分点的按一个百分点计）按当日装机容量 \times 0.5 小时的标准进行考核。

预测准确率：新能源场站日前功率预测结果按日统计，

按日考核。准确率算法为：

$$ACC_{\text{日前}} = \left\{ \begin{array}{l} \left(1 - \sqrt{\frac{1}{96} \sum_{i=1}^{96} \left(\frac{P_{Mi} - P_{Pi}}{P_{Mi}} \right)^2} \right) \times 100\% , P_{Mi} \geq 0.2Cap \\ \left(1 - \sqrt{\frac{1}{96} \sum_{i=1}^{96} \left(\frac{P_{Mi} - P_{Pi}}{0.2Cap} \right)^2} \right) \times 100\% , P_{Mi} < 0.2Cap \end{array} \right\}$$

其中：限电时刻 P_{Mi} 为 i 时刻的可用功率，不限电时刻 P_{Mi} 为 i 时刻的实际功率， P_{Pi} 为日前对 i 时刻的预测功率， Cap 为新能源场站当日装机容量。

风电场短期功率预测结果中日前预测准确率应不低于 60%，每降低一个百分点（不足一个百分点的按一个百分点计）按当月装机容量 $\times 0.4 \times A3$ 小时的标准进行考核。 $A3$ 为风电日前功率预测准确率考核系数，默认为 1。

光伏电站短期功率预测结果中日前预测准确率应不低于 65%，每降低一个百分点（不足一个百分点的按一个百分点计）按当月装机容量 $\times 0.2 \times A3$ 小时的标准进行考核。 $A3$ 为光伏中期功率预测准确率考核系数，默认为 1。

其它可不纳入准确率统计条款与两个细则保持一致。

4.1.3.3 报量报价参与市场的新能源场站按照如下方法开展实时预测偏差考核，当新能源场站参与上报率考核时，不参与准确率考核，当新能源场站参与准确率考核时，不考核上报率。

预测上报率：新能源场站实时功率预测数据每日上报率按日统计，按日考核。上报率低于 100% 的，每降低一个百分点（不足一个百分点的按一个百分点计）按当日装机容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核。

预测准确率：新能源场站超短期（实时功率第 15 分钟至第 4 小时）的预测结果按日进行统计，按日进行考核。准确率算法为：

$$ACC_{4\text{小时}} = 1 - \sqrt{\frac{1}{96} \sum_{i=1}^{96} \left(\frac{P_{Mi} - P_{Pi}}{\max(P_{Mi}, 0.2 \times Cap)} \right)^2}$$

其中：限电时刻 P_{Mi} 为 i 时刻的可用功率，不限电时刻 P_{Mi} 为 i 时刻的实际功率， P_{Pi} 为超短期功率预测平均值，Cap 为新能源场站当日装机容量。

风电场超短期功率预测结果第 15 分钟预测准确率应不低于 65%，每降低一个百分点（不足一个百分点的按一个百分点计）按当月装机容量 $\times 0.4 \times A4$ 小时的标准进行考核。 $A4$ 为风电超短期功率预测准确率考核系数，默认为 1。

光伏电站超短期功率预测结果第 15 分钟预测准确率应不低于 70%，每降低一个百分点（不足一个百分点的按一个百分点计）按当月装机容量 $\times 0.2 \times A4$ 小时的标准进行考核。 $A4$ 为光伏中期功率预测准确率考核系数，默认为 1。

其它可不纳入准确率统计条款与两个细则保持一致。

4.1.3.4 新能源超额获利回收及返还电费是指为规范新能源机组合理预测发电量，降低新能源机组申报套利行为，当新能源发电实际出力曲线与日前现货市场出力计划曲线出现偏差时，对于新能源市场分时偏差电量超出允许偏差范围的，将价差收益进行回收，并将该部分费用在新能源场站中进行返还。

新能源出力受限时段，受限场站对应的受限时段不计算超额获利回收资金。

新能源场站日前现货市场出清曲线在某时段的偏差率 λ_t 按如下公式计算：

$$\lambda_t = \frac{|Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{上网},t}|}{Q_{\text{上网},t}}$$

其中， $Q_{\text{日前},t}$ 为新能源场站日前市场 T 时段出清电量； $Q_{\text{上网},t}$ 为新能源场站实时市场 T 时段上网电量。当 $\lambda_t > \lambda_0$ 时，须计算偏差所对应的收益，并将所得收益回收。 λ_0 表示新能源场站分时偏差电量允许偏差范围。现阶段，新能源场站分时偏差电量允许偏差率为 γ 。新能源场站超额获利计算公式如下：

当 $Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{上网},t} > \lambda_0 \times Q_{\text{上网},t}$ ，且 $P_{\text{日前},t} > P_{\text{实时},t}$ 时，回收收益金额为：

$$R_{\text{新能源超额获利}} = [Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{上网},t} \times (1 + \lambda_0)] \times (P_{\text{日前},t} - P_{\text{上网},t})$$

当 $Q_{\text{上网},t} - Q_{\text{日前},t} > \lambda_0 \times Q_{\text{上网},t}$ ，且 $P_{\text{日前},t} < P_{\text{上网},t}$ 时，回收收益金额为：

$$R_{\text{新能源超额获利}} = [Q_{\text{上网},t} \times (1 - \lambda_0) - Q_{\text{日前},t}] \times (P_{\text{上网},t} - P_{\text{日前},t})$$

其中， $R_{\text{新能源超额获利}}$ 为新能源场站超额获利回收电费；

$Q_{\text{日前},t}$ 为新能源场站日前市场 T 时段出清电量；

$Q_{\text{上网},t}$ 为新能源场站实时市场 T 时段上网电量；

λ_0 表示分时偏差电量允许偏差范围；

$P_{\text{日前},t}$ 为新能源场站所在节点日前市场 T 时段结算价格；

$P_{\text{上网},t}$ 为新能源场站所在节点实时市场 T 时段结算价格。

新能源超额获利回收资金由新能源场站按实际上网电量比例返还，返还方式如下：

$$R_{\text{新能源超额获利返还}} = R_{\text{新能源超额获利}} \times \frac{Q_{\text{上网电量}}}{\sum Q_{\text{上网电量}}}$$

其中， $R_{\text{新能源超额获利返还}}$ 为应返还给新能源场站的偏差收益；

$Q_{\text{上网电量}}$ 为新能源场站的实际上网电量。

4.1.4 运行补偿费用处理机制

4.1.4.1 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收益不能覆盖发电机组运行成本费用（含最小稳定技术出力成本费用（最小可调出力费用），下同）或发电机组电能量报价费用（含最小技术出力费用（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补偿费用。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。

4.1.4.2 运行补偿费用计算

发电机组运行补偿费用以小时为单位进行计算。核电、水电、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。

(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 的最小技术出力；

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 小时最小技术出力成本补偿系数。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 小时的最小技术出力成本不纳入全天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。

热电联产机组处于供热状态时段；

非系统运行原因调试机组调试时段；

非系统运行原因必开机组运行日内所有小时。

(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 的最小技术出力；

d_i 表示发电机组 i 的厂用电率；

C_i^{pmin} 为机组申报的最小技术出力费用；

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技术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。

(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；

$\bar{p}_{i,t}$ 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）。

(4) 不纳入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）及启动费用之和，与该小时现货电能量市场收益之和的差值进行计算。

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 当机组处于燃料约束时。

(5) 运行补偿费用计算

发电机组运行补偿费用以小时为单位进行计算，按照下式计算：

$$R_{op_compensate,i,t} = \max \left\{ \left[\min (R_{op_cost,i,t}, R_{op_offer,i,t}) - R_{i,t} \right] \times m_{i,t}, 0 \right\}$$

$$m_{i,t} = \min \left\{ 1, \max \left\{ \left[1 - (Q_{i,t,转让前代购} + Q_{i,t,转让前中长期}) / Q_{i,t,实际} \right], 0 \right\} \right\}$$

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； $Q_{i,t,转让前代购}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时转让前的机组代购市场电量合约结算电量； $Q_{i,t,转让前中长期}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时转让前的年度、月度中长期合约电量； $Q_{i,t,实际}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的实际上网电量。

（6）启动费用计算

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 \leq 停机时间 \leq 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（ $\xi 2$ ）计算启动补偿费用。

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中标且纳入机组组合，因自身原因发生的临时跳闸停运；

④ 发电机组在运行日由于非系统运行原因必须开机运行。

(7) 运行补偿费用支付和分摊

发电机组运行补偿费用以月度为单位由售电公司（含批发用户）及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，超出上限后按照上限确定的总费用与应支付总费用的比例支付，具体按照《南方区域电力市场现货结算实施细则》的相关规定执行。

4.1.5 发电侧市场费用返还

4.1.5.1 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。

临时非计划停运的时段按照如下规则进行认定：

(1) 机组因自身原因临时停运（如跳闸）时，从发生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：

$$R_{\text{临时非计划停运收益}} = \sum_t^{t \in \text{临时非计划停运时段}} \left[\begin{array}{l} (Q_{i,t,\text{实际}} - Q_{i,t,\text{日前}}) \\ \times (LMP_{i,t,\text{实时}} + C_{\text{度电补偿标准},i} - C_{\text{核定成本},i}) \end{array} \right]$$

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；

$Q_{i,t,日前}$ 为机组 i 日前电能量市场中第 t 小时的中标电量；

$Q_{i,t,实际}$ 为机组 i 实际运行后第 t 小时的实际上网电量；

$LMP_{i,t,实时}$ 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）；

$C_{核定成本,i}$ 为发电机组 i 的核定平均发电成本价格（单值）；

$C_{变动成本补偿标准}$ 为机组 i 的变动成本补偿标准。

当 $R_{临时非计划停运收益} \leq 0$ 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 $R_{临时非计划停运收益} > 0$ 时，发电机组参与现货电能量市场偏差结算，并将 $R_{临时非计划停运收益}$ 的等额资金返还。

发电侧产生的返还费用按照《南方区域电力市场现货结算实施细则》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非计划停运偏差费用返还按市场规则执行，对应时段不纳入启动费用补偿计算。机组因自身原因临时跳闸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。

4.1.5.2 发电主体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：

$$\Delta_{i,t} = \frac{|P_{i,t,指令} - P_{i,t,实际}|}{P_{i,t,指令}}$$

其中， t 为所计算的时段，以 15 分钟为一个时段；

$P_{i,t,指令}$ 为第 t 时段中电力调度机构向发电机组下达的出力

指令；

$P_{i,t,实际}$ 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 $\lambda_{非实时调频中标}$ 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：

$$\lambda_{实时调频中标} = \lambda_{非实时调频中标} + \text{实时调频中标容量} / \text{实时发电计划指令}$$

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：

$$R_{实时发电计划执行偏差} = \sum_{t \in \text{发电计划执行偏差时段}} \left[\left(Q_{i,t,实际} - \frac{P_{t-1} + P_{t-2} + P_{t-3} + P_{t-4}}{4} \times (1-d_i) \times \Delta h \right) \times (LMP_{i,t,实时} + C_{变动成本补偿标准,i} - C_{核定成本,i}) \times \beta_3 \right]$$

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；

$Q_{i,t,实际}$ 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、水电机组核定发电成本价格按 0 处理；

β_3 为调整系数，根据各省实施细则或实施方案明确。

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 4.1.5.1 条的规定处理；
- (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《南方区域电力市场现货结算实施细则》的相关规定执行。

4.1.6 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：

$$\lambda_t = \frac{|Q_{i,t,\text{申报}} - Q_{i,t,\text{实际}}|}{Q_{i,t,\text{实际}}}$$

其中， t 为所计算的小时；

$Q_{i,t,\text{申报}}$ 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；

$Q_{i,t,\text{实际}}$ 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《南方区域电力市场现货结算实施细则》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《南方区域电力市场现货结算实施细则》的相关规定执行。

5 市场力检测与缓解

5.1 定义

5.1.1 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。

5.2 事前措施

5.2.1 （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。

5.2.2 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乘以一定比例系数（ ξ_3 ）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。

5.3 事中措施

5.3.1 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。

5.4 事后措施

5.4.1 研究开展滥用市场力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。

6 市场应急处置

6.1 特殊情况处理机制

6.1.1 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。

6.1.2 台风、冰灾、山火、洪水、地震、堰塞湖、泥石流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、紧急负荷控制措施等措施。

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必开机组或必停机组。

6.1.3 当水电站库区出现船只搁浅、人员落水、水污染等突发情况时，电力调度机构可根据需要对出清结果进行人工干预，配合有关部门开展应急处置。

6.1.4 鼓励燃煤机组开展灵活性改造、降低最小技术出力，完成改造并具备运行条件的，由能源监管机构核定后，按照最小可调出力常态参与现货电能量交易出清。允许具备在最小技术出力以下一定范围内平稳运行条件的燃煤机组，按日在日前市场申报最小可调出力及最小可调出力费用，并以该最小可调出力作为首段报价出力区间起点，同步开展报量报价，全时段参与现货电能量交易出清。报价范围从最小可调出力至装机容量之间，最多可申报 10 段报价。开机曲线终点、停机曲线起点在已申报的开停机曲线上，按最小可调出力为基准截断。若考虑各类优化手段后系统仍然存在调峰需求，按以下方式形成深度调峰序列，依次调用以满足深度调峰需求，补偿费用按照“两个细则”有关规定处理。

6.1.4.1 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机制。

(2) 若日前电能量市场存在负备用容量不满足负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序列。当机组最小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序列。机组最小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煤耗及能耗排序的倒序调用。

(4) 从深度调峰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。参与深度调峰的发电机组的出力固定为机组的深度调峰出力，不参与现货优化；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 3.6.10 的相关规定安排。

6.1.4.2 深度调峰补偿费用

深度调峰的补偿费用按照南方区域“两个细则”的有关规定结算。

6.1.5 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，不参与现货优化。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。

6.1.6 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、有序用电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。

6.2 市场中止与恢复

6.2.1 根据维护电力市场正常运作和电力系统安全的

需要，南方区域电力市场构建区域、省（区）分层分区、协调联动的市场干预机制。

6.2.2 市场干预坚持安全第一、市场优先、有限干预、公开透明的原则，依规有序采取市场中止及恢复等市场干预措施。

6.2.3 当省（区）电力市场运行面临重大变化，影响市场正常运行时，本省（区）电力调度机构可提出市场干预的措施建议，市场运营机构可提出市场中止的措施建议，报省区政府有关主管部门及能源监管机构决议。重大情况报国家发展改革委、国家能源局。

6.2.4 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，市场运营机构按照安全第一的原则，采取取消市场出清结果、实施发用电计划管理等措施对市场进行干预，并发布公告，在 48 小时内向经营主体发布相关说明，及时向政府有关主管部门和能源监管机构报告，干预时长不超过 72 小时。可触发现货市场干预的条件主要包括：

6.2.4.1 发生技术支持系统或网络异常等情况影响现货系统正常运行，日前市场环节预计 23:00 以前无法完成出清，或实时市场持续 120 分钟及以上无法完成出清；

6.2.4.2 发生台风、山火、强降雨等极端自然灾害，可能严重影响电力供应或系统安全；

6.2.4.3 发生重大电网故障等情况导致网络拓扑发生重大变化；

6.2.4.4 电网主备调切换；

6.2.4.5 为保证电网安全运行需要触发干预机制的其他情形。

6.2.5 在现货市场干预超过 72 小时仍未恢复运行，或者市场运营机构在现货市场动态监控中预见或者发现以下情况之一时，市场运营机构应向政府有关主管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。

6.2.5.1 电力系统严重故障。根据《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（国务院令 599 号）的有关规定，对实时运行期间省级电网触发一般及以上级别电力安全事故，需开展大规模事故处置时；或发生台风、山火、地震等极端自然灾害，主网受到严重破坏，出现发输变电设施大范围非计划停运等极端情况，导致现货市场无法正常组织超过 72 小时。

6.2.5.2 电力市场技术支持系统严重故障。现货市场技术支持体系（含调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等）发生重大故障或电力二次系统网络与信息安全事件，导致现货市场交易无法正常组织超过 72 小时。

6.2.5.3 电力供应严重短缺。根据《有序用电管理办法》（发改运行〔2011〕832 号）和各地对电力供应预警的有关标准，全省电力缺口超过当期最高负荷的 10% 以上。

6.2.5.4 电力市场交易规则不适应电力市场交易需要，必须立即进行重大修改。

6.2.5.5 影响电网安全稳定供应或现货市场正常平稳运行的其他重大情形。

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。

6.2.6 处理措施

6.2.6.1 短期内可恢复

短期内可恢复的情形一般为市场中止 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，编制下达运行日的广西、云南、贵州、海南日前发电调度计划，广东执行广东电力现货市场日前备用出清结果。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预测信息，对广西、云南、贵州、海南发电机组的实时发电计划进行调整，广东发电机组执行广东电力现货市场实时备用出清结果。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，广西、云南、

贵州、海南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，广东实时电能量市场价格以广东电力现货市场实时备用出清结果为准。

(3) 若日前和实时电能量市场均中止时，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。

6.2.6.2 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、跨省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。

6.2.7 当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。

6.2.8 市场运营机构持续跟踪研判市场风险，并在市场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有关主管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。

6.2.9 当区域电力市场运行面临重大变化，影响市场正常运行时，区域市场运营机构可提出市场中止的措施建议，提交省区政府有关主管部门及能源监管机构决议。重大情况报国家发展改革委、国家能源局。

6.2.10 市场运营机构应当详细记录市场干预期间的有关情况，按规定向市场披露有关信息并向能源监管机构和政府有关部门提交报告。

附录 1：术语和定义

统调负荷：指省级调度机构直调电厂发电负荷、地（县）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。

母线负荷：指南方区域内 220kV 变电站及以上的母线负荷，即节点负荷。

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。

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。

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，以社会福利最大等为优化目标，制定分时段的机组开停机计划。

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，以社会福利最大等为优化目标，制定分时段的机组发电出力计划。

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，由系统电能价格与阻塞价格两部分构成。

电力市场发电机组：南方区域电力市场发电机组分市场机组和非市场机组。市场机组指电能量交易中通过市场方式形成价格的发电机组；非市场机组指不通过市场方式形成价格，执行政府规定上网电价的发电机组。具体市场机组准入范围由各省人民政府主管部门确定，原则上参与中长期电能量交易的市场机组应同步参与现货交易。

不参与现货市场：经营主体（除因梯级水电上下游匹配发电需要，参与现货市场优化出清的水电厂外）不参与现货市场优化出清和结算。

报量报价参与现货市场：经营主体申报量-价对，根据市场规则，参与现货市场优化出清和结算。

报量不报价参与现货市场：经营主体申报出力/用电需求曲线，不申报价格，申报的出力/用电需求曲线作为现货市场出清边界，参与现货市场结算。

交易单元：发电侧并网主体按照交易单元参与电力市场，其中，风电、光伏、水电等类型电厂以接入同一个上网节点、同一业主单位、执行相同标准补贴政策的电厂发电机组为一个交易单元参与电力市场；燃煤、核电、生物质等类型电厂以机组为交易单元参与电力市场；燃气等类型电厂原则上以套机为交易单元参与电力市场，对于接入不同上网节点的套机，则以机组为交易单元参与电力市场；储能、虚拟电厂等新兴主体另行制定。

新能源场站：南方区域省级及以上电力调度机构（含按

省级电力调度机构管理的地市级电力调度机构）直接调度的风电、光伏新能源场站；地市级电力调度机构直接调度的容量为 10 兆瓦及以上风电、光伏新能源场站。

日前电能量市场：竞价日（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。

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

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。

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、电力电量平衡和清洁能源消纳要求。

最小技术出力：在满足锅炉稳定燃烧等安全约束的情况下，发电机组安全运行的最小稳定的发电能力。包括核定的最小技术出力和改造后的最小技术出力。最小可调出力指燃煤机组开展灵活性改造后，可以相对核定的最小技术出力进一步下降，并具备运行条件的出力。

可调出力：受机组出力受限或电网运行方式调整影响，调度机构核实确定后的机组出力允许调节的范围，包括最大可调出力和最小可调出力。

节点：纳入南方电网统调范围内 220kV 及以上（海南为

110kV 及以上) 母线、无母线变电站出线等设备电气连接点。

平衡区：满足电力平衡条件的一个区域。南方区域电力市场范围内，各省（区）是以省内发电、省内用电、省内点对点网电厂、跨省送受电作为一个平衡区，对于送电方向明确的点对点网电厂是以点对点网电厂发电和跨省送电设置独立的平衡区。

附录 2：现货电能量交易主体参数

序号	参数名	参数适用范围	单位
1.	发电机组额定有功功率	燃煤、燃气、核电、生物质、水电、风电、光伏等	MW
2.	发电机组厂用电率	燃煤、燃气、核电、生物质、水电、风电、光伏等	%
3.	发电机组最小技术出力	燃煤、燃气、核电、生物质、水电等	MW
4.	发电机组有功功率调节速率	燃煤、燃气、核电、生物质、水电等	MW/S
5.	发电机组日内允许的最大启停次数	燃煤、燃气、核电、生物质	
6.	发电机组冷态启动时间	燃煤、燃气	小时
7.	发电机组温态启动时间	燃煤、燃气	小时
8.	发电机组热态启动时间	燃煤、燃气	小时
9.	最小连续运行时间	燃煤、燃气、水电	小时
10.	最小连续停机时间	燃煤、燃气、水电	小时
11.	水轮机稳定运行范围	水电	MW
12.	水轮机最大引用流量	水电	M ³ /S
13.	水电厂水位库容曲线	水电	
14.	水电厂水头、水位耗水率曲线	水电	
15.	水电厂尾水位泄流量曲线	水电	
16.	水电厂上下游滞时曲线	水电	小时

附录 3：现货电能量交易区域及省内参数

序号	参数名	参数取值说明	类型
1.	电能量申报价格上限 $P_{申报}^{Max}$	各省按共同原则确定参数。各省未确定参数前，采用以下方式取高形成。 燃煤电厂采用环渤海、CECI、广州港等煤炭价格指数作为基准，结合各省运价、本地燃料等情况设置不同加成比例后，作为煤炭成本计算省内燃煤电厂边际燃料成本（不含折算的固定成本）乘以 U1。 燃气电厂采用 JKM 等燃气价格指数作为基准，结合各省运价、本地燃料等情况设置不同加成比例后，作为天然气成本计算省内电厂边际燃料成本（不含折算的固定成本）乘以 U1。	区域参数
2.	电能量申报价格下限 $P_{申报}^{Min}$	默认采用区域建议值	区域参数
3.	省内市场出清价格上限 $P_{出清}^{Max}$	根据申报价格上限上浮确定，默认采用区域建议值	省内参数
4.	省间关口出清价格上限 $P_{关口}^{Max}$	根据各省出清价格上限及省间输电价情况设置。原则上省间关口价格限值差异应与输电价差异保持一致。	区域参数
5.	市场出清价格下限 $P_{出清}^{Min}$	根据申报价格下限下浮确定，默认采用区域建议值	省内参数
6.	省间关口出清价格下限 $P_{关口}^{Min}$	根据各省出清价格下限及省间输电价情况设置。原则上省间关口价格限值差异应与输电价差异保持一致。	区域参数
7.	冷态启动费用上限 $C_{冷态启动费}^{上限}$	根据各省机组实际特性设定，默认采用区域建议值。	省内参数
8.	冷态启动费用下限 $C_{冷态启动费}^{下限}$	根据各省机组实际特性设定，默认采用区域建议值。	省内参数
9.	温态启动费用上限 $C_{温态启动费}^{上限}$	根据各省机组实际特性设定，默认采用区域建议值。	省内参数

南方区域电力市场现货电能量交易实施细则（试行 V3.0）

10.	温态启动费用下限 $C_{\text{温态启动费}}^{\text{下限}}$	根据各省机组实际特性设定，默认采用区域建议值。	省内参数
11.	热态启动费用上限 $C_{\text{热态启动费}}^{\text{上限}}$	根据各省机组实际特性设定，默认采用区域建议值。	省内参数
12.	热态启动费用下限 $C_{\text{热态启动费}}^{\text{下限}}$	根据各省机组实际特性设定，默认采用区域建议值。	省内参数
13.	最小技术出力费用上限 $C_{\text{最小技术出力}}^{\text{Max}}$	根据各省机组实际特性设定，默认采用区域建议值。	省内参数
14.	最小技术出力费用下限 $C_{\text{最小技术出力}}^{\text{Min}}$	根据各省机组实际特性设定，默认采用区域建议值。	省内参数
15.	机组开机调用测试 $\xi 1$	根据各省机组实际特性设定，默认采用区域建议值。	省内参数
16.	启动补偿费用 $\xi 2$	根据各省机组实际特性设定，默认采用区域建议值。	省内参数
17.	新能源市场机组日前市场出清出力下限系数 α	根据各省新能源政策要求和参与市场机制设定，默认采用区域建议值。	省内参数
18.	新能源市场机组实时市场出清出力下限系数 β	根据各省新能源政策要求和参与市场晋级值设定，默认采用区域建议值。	省内参数
19.	新能源场站分时偏差电量允许偏差率为 γ	参考“两个细则”参数及区域市场新能源总体情况设置。	区域参数
20.	网络潮流约束电价惩罚因子 M1	默认为 1000 元/MWh	区域参数
21.	新能源弃电电价惩罚因子 M2	默认为 0 元/MWh	区域参数
22.	水电弃水电价惩罚因子 M3	默认为 0 元/MWh	区域参数
23.	实时市场负荷平衡约束电价惩罚因子 M4	默认为 1000 元/MWh	区域参数
24.	连续最小开停机约束	结合各地机组特性及控制要求确定，默认采用区域建议值。	省内参数
25.	用户侧日前市场允许申报偏差比例	结合各省用户成熟度和市场机制情况设置，默认采用区域建议值。	省内参数
26.	机组限高考核系数	结合各地机组特性及控制要求确定，默认采用区域建议值。	省内参数
27.	机组限低考核系数	结合各地机组特性及控制要求确定，默认采用区域建议值。	省内参数
28.	启动额外考核的限高/限低次数	结合各地机组特性及控制要求确定，默认采用区域建议值。	省内参数

南方区域电力市场现货电能量交易实施细则（试行 V3.0）

29.	热电联产机组允许的申报供热流量曲线偏差率	结合各地机组特性及控制要求确定，默认采用区域建议值。	省内参数
30.	热电联产机组供热流量曲线偏差率考核系数	结合各地机组特性及控制要求确定，默认采用区域建议值。	省内参数
31.	燃煤电厂厂内存煤可用天数阈值	结合各地机组特性及控制要求确定，默认采用区域建议值。	省内参数
32.	发电计划允许的执行偏差率	结合各地机组特性及控制要求确定，默认采用区域建议值。	省内参数
33.	突破最小连续停机时间约束机组启动额外补偿系数	结合各地机组特性及控制要求确定，默认采用区域建议值。	省内参数
34.	用户侧系统运行补偿度电分摊上限	结合各地机组特性及控制要求确定，默认采用区域建议值。	省内参数
35.	调用测试首段报价偏离阈值 K2	结合各地机组特性及控制要求确定，默认采用区域建议值。	省内参数
36.	6F 机组每方气发电量	结合各地机组特性及控制要求确定，默认采用区域建议值。	省内参数
37.	非市场机组参与现货出清价格权重	根据市场出清需要设置。	区域参数