

广西电力市场现货电能量交易实施细则

（试运行 3.0 版）（征求意见稿）

1 总则

1.1 编制目的

规范广西现货市场运营管理，构建规范、高效、透明的电力市场体系，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。

1.2 现货模式

广西电力现货市场在南方区域电力现货市场框架下采用省内与跨省“联合出清，两级协同运作”模式。

1.3 编制依据

本实施细则根据《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）、《南方区域电力市场运营规则》《南方区域电力市场电能量交易实施细则》和《广西电力现货市场建设方案》，结合广西实际制定。

1.4 参与方式

经营主体参与现货市场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。

现阶段，广西水电、生物质作为非市场机组，暂不参与现货市场，相关发电计划作为现货市场出清边界。自备机组、地方电网电源暂不参与现货市场。虚拟电厂等新型经营主体参与现货市场的规则另行制定。广西各类型市场机组的参与方式如下。

1.4.1 燃煤、燃气

燃煤、燃气采用报量报价的方式参与现货市场优化出清。

1.4.2 核电

核电不参与现货优化，作为现货出清边界参与市场，接受现货市场价格。

1.4.3 新能源

新能源包括风电和光伏，集中式新能源可选择报量报价和报量不报价两种方式参与现货市场，原则上优先考虑按报量报价方式参与。现阶段广西海上风电和分布式新能源（包括分布式光伏发电、分散式风电）暂不参与现货市场，后续根据国家 and 自治区政府出台的最新政策要求，逐步推动按报量不报价或报量报价参与现货市场。

1.4.4 独立储能

以发、用两侧主体身份分别注册的独立储能，按照报量不报价的方式参与现货市场，申报的出力/用电需求曲线作为现货市场出清边界，接受现货市场价格，在同一个运行日只可选择参与现货电能量市场或辅助服务市场中的一个。

允许具备独立主体身份的独立储能按照“报量报价”或

“报量不报价”的方式参与现货市场。现阶段，独立储能分时参与现货电能量市场和辅助服务市场，即同一运行日内可选择分时参与现货电能量市场和区域调频市场，或分时参与现货电能量市场和跨省备用市场。其中，分时参与现货电能量市场和区域调频市场的独立储能 AGC 应在参与调频时段投入调频荷电状态保持功能。具备条件后推动独立储能同时参与现货电能量市场和辅助服务市场。

2 日前电能量市场交易组织

2.1 组织方式

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，批发用户（含具备条件的售电公司，下同）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、跨省跨区优先送电计划曲线、不直接参与市场交易发电主体出力安排、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、电网安全运行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。独立储能可按照“报量报价”或“报量不报价”的方式参与现货电能量交易，在电力供应紧张、调峰或断面调控困难等时段，电力调度机构可根据系统运行需要要

求独立储能按照“报量报价”方式参与，并于竞价日(D-1日)12:00前以私有信息披露；以报量不报价方式参与交易的，独立储能申报充放电出力计划曲线，经安全校核后予以出清；以报量报价方式参与交易的，独立储能申报充放电能量价格曲线，经集中优化出清形成出力计划。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。

2.2 交易时间

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、独立储能、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。

2.3 机组参数

2.3.1 运行参数

参与现货电能量市场的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。报量不报价参与现货电能量市场的新能源交易单元上报的运行数据作为现货电能量市场交易结算的数据，报量报价参与现货电能量市场的新能源交易单元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。

2.3.1.1 燃煤、燃气机组运行参数

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

(2) 发电机组最小技术出力，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；

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

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

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

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

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

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

(9) 燃气机组月度正常最大出力，单位为 MW，正常最大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 月实施夏季正常最大出力，12 月至次年 2 月实施冬季正常最大出力，具体视实际情况调整；

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

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

(12) 电力调度机构所需的其他参数。

2.3.1.2 核电机组运行参数

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

(2) 发电机组最小技术出力，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。对于装有 AGC 装置的机组，最小技术出力不得高于 AGC 下限；

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

调节速率。

(4) 发电机组厂用电率，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。

(5) 电力调度机构所需的其他参数。

2.3.1.3 新能源交易单元运行参数

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

(2) 新能源交易单元有功功率调节速率，单位为 MW/分钟，为零至额定出力负荷段均适用的调节速率。对于装设有 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；

(3) 等值机组额定有功功率，单位为 MW，原则上应与 35kV 母线实际挂接风电机组情况保持一致，结合场站情况也可与 10kV 母线实际挂接风电机组情况保持一致。

(4) 电力调度机构所需的其他参数。

2.3.1.4 独立储能交易单元运行参数

(1) 额定容量，单位 MWh，应与并网调度协议保持一致；

(2) 最大、最小充放电功率，单位 MW，应与并网调度

协议保持一致；

(3) 最大、最小荷电状态，单位百分比，荷电状态指独立储能电站剩余电量与额定容量的百分比；

(4) 充电效率和放电效率，单位百分比。充电效率指储能充电时，增加存储电量与输入能量的比；放电效率指储能放电时，输出电量与减少存储电量的比；

(5) 厂用电率，单位百分数，取统计期内独立储能平均综合厂用电率。

(6) 电力调度机构所需的其他参数

2.3.2 电力调度机构设定的参数

电力调度机构设定的参数包括燃煤、燃气机组最小连续运行时间、最小连续停机时间。

2.3.2.1 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；

2.3.2.2 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。

2.3.3 缺省申报参数

缺省申报参数指参与现货电能量市场交易的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。原则上，各交易单元的缺省申报参数一个季度内允许更改一次，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。

2.3.3.1 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，具体要求见本细则 2.7.1。

2.3.3.2 缺省启动费用指燃煤、燃气发电机组从冷态/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 2.3.4 中规定的启动费用上下限范围。

2.3.3.3 缺省最小技术出力费用指燃煤、燃气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 2.3.4 中规定的最小技术出力费用上下限范围。

2.3.3.4 现阶段，独立储能交易单元缺省申报参数包括电能量缺省报量报价曲线、缺省 96 点充放电出力计划曲线及缺省申报优先模式，具体要求见 2.7.2。

2.3.4 核定参数

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、最小技术出力费用上下限、深度调峰出力上下限、各类型发电机组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。上述核定参数按照有关规定履行建议、审议和调整等程序。

2.3.4.1 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。

2.3.4.2 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。

2.3.4.3 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。

2.3.4.4 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。

2.3.4.5 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。

2.4 日前发电机组运行边界条件准备

2.4.1 发电机组状态约束

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。

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。

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

2.4.1.2 机组不可用状态：包括机组检修、缺燃料、其他情况。

(1) 机组检修：按照所属电力调度机构的机组检修批复结果，批复的开工时间与结束时间之间的时段计为不可用状态。若机组处于检修后调试阶段，则电厂可将该机组置为可用状态中的调试机组。若机组预计将于运行日某时段提前结束检修，则电厂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。

(2) 缺燃料：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状态。机组缺燃料状态以天为单位统计，持续时间纳入非计划停运考核。

(3) 其他情况：机组无法并网发电的其他情况，视为不可用状态。

2.4.2 发电机组出力上下限约束

电力调度机构应根据燃煤、燃气的额定有功功率、新能源交易单元的短期功率预测曲线、检修和试验批复等情况，生成竞价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，若燃煤机组未自主申报降低运行下限，其出力上下限分别为该机组的额定有功功率（燃气机组出力上限为相应月的最大技术出力）、最小技术出力；若火电机组自主申报降低运行下限参与调峰，其出力上下限分别为该机组的额定有功功率（燃气机组出力上限为相应月的最大技术出力）、最小可调出力。新能源交易单元的出力上限为其短期功率预测值，下限为 0。独立储能交易单元处

于充电状态时，出力上下限分别为 0 和最大充电功率；独立储能交易单元处于放电状态时，出力上下限分别为最大放电功率和 0。

2.4.3 燃煤、燃气机组最早可并网时间

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。

2.4.4 发电机组调试及试验计划

2.4.4.1 新建发电机组调试及试验计划

新建的非市场机组在并网调试期间按照调试需求安排发电。在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。

新建的未获得直接交易资格的市场机组在并网调试期间按照调试需求安排发电。在按照相关规定完成并网调试运行后，直至完成满负荷试运行且获得直接交易资格之前，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。在机组完成满负荷试运行且已获得直接交易资格当天(T)的次日(T+1)，

机组可参与（T+2）日的日前电能量市场申报及出清。

新建的获得直接交易资格的市场机组在并网调试期间按照调试需求安排发电；完成并网调试运行当天（T）的次日（T+1），机组可参与（T+2）日的日前电能量市场申报及出清。

2.4.4.2 在运发电机组试验及试验计划

非系统运行原因处于调试状态的市场燃煤、燃气、核电机组运行日全天各时段均固定出力，调试时段的出力为经电力调度机构审核同意的出力，在确保电网安全供应的基础上，在现货电能量市场中优先出清。非调试时段，燃煤、燃气机组原则上按机组可调出力下限安排，核电在保证机组运行安全前提下由调度机构按系统需求安排发电。

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

2.4.5 供热机组供热计划

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

（1）运行日该电厂计划用于供热的机组名称以及编号；

(2)运行日该电厂供热机组的 96 点供热流量预测曲线，单位为吨/小时；

2.4.5.2 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。

2.4.5.3 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，供热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。

2.4.5.4 若电厂未报送供热数据或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，同时需承担供热机组申报供热流量曲线偏差考核。

2.4.5.5 若电厂以一台供热机组运行时，因自身原因需在厂内切换用于供热的机组时，相应切换机组的需求应以书面形式提前 7 个自然日提交所属调度机构，经调度机构批准后在相应竞价日进行申报。

2.4.6 发电机组一次能源供应约束

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

2.4.6.2 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。对于广西大范围天然气供应紧张等特殊情况下，电力调度机构可调整燃气机组连续开停机约束等参数，同时每日对气电电量和对应的天然气消耗量进行监控，在发电天然气日消耗量不超过正常供气能力的情况下，原则上不采取干预措施；若连续3天超过正常供气能力水平的阈值时，可按照日发电供气能力，视情况采取对全部或部分区域气电设置机组群电量约束等措施，并向省级政府电力管理部门和能源监管机构报备。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。

2.4.7 水电发电预测

竞价日 10:30 前，水电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。

2.4.8 新能源短期功率预测

2.5 竞价日 10:30 前，风电、光伏等新能源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 点短期功率预测曲线。若新能源交易单元某时刻短期功率预测值为空，则采用调度端的短期功率预测曲线进行修正。日前电网运行边界条件准备

2.5.1 负荷预测

日负荷预测包括统调负荷预测、母线负荷预测。

2.5.1.1 统调负荷预测

统调负荷预测是指预测运行日零时开始的每 15 分钟的统调负荷需求，每天共计 96 个点。广西中调负责开展运行日广西电网日统调负荷预测，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。

2.5.1.2 母线负荷预测

母线负荷预测是指预测运行日零时开始的每 15 分钟的 220kV 母线节点负荷需求，每天共计 96 个点。广西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。

2.5.2 跨省优先发电计划

广西中调负责根据区内的电力平衡预测以及电网安全稳定约束情况，于竞价日与南网总调确定运行日的跨省优先送受电计划，跨省优先计划优先出清，保障执行。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，可与南网总调申请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。

2.5.3 输变电设备检修计划

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。

2.5.4 输变电设备投产与退役计划

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。

2.5.5 运行备用

广西中调根据《中国南方电网电力调度管理规程》、《南方电网系统运行备用全景监控管理技术规范》等要求，综合考虑负荷短期内大幅变化、新能源出力波动、跨省备用要求、主要故障预想、重要保供电要求等情况下的系统运行实际需

要，制定发电侧运行备用（包括事故备用和负荷备用）要求和负备用要求。当运行备用容量无法满足要求时，调整原则如下：

2.5.5.1 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，电力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。

2.5.5.2 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，电力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负荷管理等。

2.5.6 电网安全约束

电力调度机构基于所掌握的运行日基础边界条件，提出调管范围内的电网安全约束，作为现货能量市场优化出清的边界条件。当安全约束条件存在相互影响的情况时，应与南网总调及其他省级电力调度机构相互通报并协调一致。

电网安全约束边界条件包括但不限于线路极限功率、断面极限功率、发电机组（群）必开必停约束、发电机组（群）出力上下限约束等。

2.5.6.1 线路极限功率和断面极限功率

出现以下情况时，电力调度机构可设置线路极限功率、断面极限功率：

(1) 因系统安全约束，需要将线路、断面潮流控制在指定值以内；

(2) 因保供电、防范极端自然灾害或提高对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线路、断面潮流控制在指定值以内。

2.5.6.2 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) 无启动锅炉的机组；

(3) 为落实自治区及以上政府掺烧污泥等要求需开机运行的机组；

(4) 其他因非系统运行原因需开机运行的机组。

2.5.6.3 发电机组（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。

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) 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。

2.5.6.4 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）。

2.5.7 清洁能源消纳约束

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

2.5.8 新能源日前出力下限约束

报量报价参与现货电能量市场的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，校核后的日前交易预测曲线 $\times \alpha$ 作为日前市场组织的边界条件，不参与市场出清优化；若系统安全和电力平衡无法满足时，根据电网运行需要进行优化。 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，取值以广西电力市场发布的相关配套方案为准。

2.5.9 独立储能充放电曲线

选择以报量不报价方式参与独立储能，电力调度机构可结合次日系统安全、清洁能源消纳等需要对独立储能申报的充放电计划曲线进行调整后参与日前出清，并在日前结果发布时，向相关独立储能市场主体披露调整原因。

2.5.10 非市场机组发电计划编制

2.5.10.1 水电机组

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，根据水电发电预测，由电力调度机构在满足系统安全的基础上按照电力平衡要求安排水电发电计划，作为日前电能量市场出清的边界条件。编制机组发电计划时，原则上应避开机组振动区安排发电。

2.5.10.2 生物质

原则上按照能源利用要求安排发电。

2.5.10.3 蓄能电厂

根据电力供需平衡以及电网安全约束情况，按照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。

2.5.10.4 其他非市场机组

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

2.5.11 核电机组发电计划编制

在满足系统安全和电力平衡的基础上，按照多发、满发原则安排核电市场机组日调度计划，现阶段作为边界参与现货市场出清，分月电量不作为调度执行依据，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。

2.6 出清前信息发布

竞价日 12:00 前，市场运营机构通过相关系统，按照《广西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。

2.7 交易申报

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。

2.7.1 发电机组申报信息

竞价日 13:00 前，所有市场发电机组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。若该发电机组未按时申报，则按照缺省报价信息参与市场出清。

2.7.1.1 燃煤、燃气发电机组申报信息

燃煤、燃气发电机组申报交易信息包括以下内容：

(1) 发电机组电能量报价：表示发电机组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)。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机组的额定有功功率，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机组的最小技术出力。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。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机组额定有功功率与最小技术出力（或最小可调出力）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。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。

(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。三种状态下的缺省启动费用不能超过本细则 2.3.4 中规定的启动费用上下限范围。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。

(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。缺省最小技术出力费用不能超过本细则 2.3.4 中规定的最小技术出力费用上下限范围。

(4) 最小可调出力费用：当发电机组自主申报降低运行下限参与调峰时需要申报的参数，表示发电机组维持最小可调出力运行需要消耗的燃料费用。

2.7.1.2 新能源交易单元申报信息

(1) 交易单元电能量报价：与 2.7.1.1 要求相同

(2) 新能源短期功率预测曲线：竞价日 13:00 前，新能源交易单元向调度机构申报 96 点短期功率预测曲线。新能源发电企业场站全停期间，相应时段的短期功率预测曲线应按 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。

(3) 新能源日前交易预测曲线：竞价日 13:00 前，新能源交易单元向交易机构申报 96 点日前交易预测曲线，依据场站的短期功率预测曲线 \times 上下限值系数，对申报的日前交易预测曲线进行安全校核，形成校核后的日前交易预测曲线。

2.7.1.3 独立储能交易单元申报信息

竞价日 13:00 前，独立储能交易单元申报电能量报价或 96 点充放电出力计划曲线，申报优先模式以及运行日最

后一个时段末期望达到的荷电状态（SOC）数值。

（1）电能量报价：采取报量报价模式的独立储能交易单元申报运行日的报价信息，报价曲线充电功率以负值表示，放电功率以正值表示。第一段出力区间起点为额定充电功率，最后一段出力区间终点为额定放电功率。每段报价的出力区间长度不得小于报价出力段单段最小区间长度，即 $\max\{(\text{额定放电功率} - \text{额定充电功率}) \times 5\%, 1\text{MW}\}$ ，且出力区间不得跨越充电、放电功率，其余要求参照燃煤、燃气机组的电能量报价曲线要求。

（2）96 点充放电出力计划曲线：采取报量不报价模式的独立储能交易单元在运行日时申报 96 点充放电出力计划曲线，充电功率（以负值表示）、放电功率（以正值表示）须在额定功率范围内。

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

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

2.7.2 批发用户申报信息

竞价日 13:00 前，批发用户在电力市场交易系统中申报下述信息：

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)；直接参与电力批发交易的电力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）。

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。若批发用户未按时申报，则用其中长期电量分解曲线作为用电需求曲线。批发用户的用电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。

2.7.3 申报审核

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。若发电机组逾时未申报报价信息，以缺省信息参与市场出清。

2.8 日前电能量市场出清

竞价日 17:30 前，南网总调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。

日前电能量市场出清计算的电网拓扑包括南方五省区范围内省级及以上电力调度机构(包括南网总调、广东中调、广西中调、云南中调、贵州中调、海南中调、深圳中调)调管的以 220kV 及以上电压等级接入电网的发、输、变电设备，

以及参与电力现货市场交易的广西部分以 110kV 电压等级接入电网的发电机组等。出清模型中的水电机组现阶段暂不包含广西的水电机组。

2.8.1 日前市场出清过程

日前市场的出清计算过程如下：

2.8.1.1 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。

2.8.1.2 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调频辅助服务市场预出清，修改相应机组的出力上下限。

2.8.1.3 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。

2.8.1.4 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。

2.8.2 日前安全约束机组组合（SCUC）数学模型

参见《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》相关规定。

2.8.3 日前安全约束经济调度（SCED）数学模型

参见《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》相关规定。

2.8.4 日前市场节点电价（LMP）计算模型

参见《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》相关规定。

2.9 特殊机组在日前电能量市场中的出清机制

2.9.1 必开机组

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

2.9.2 供热机组

申报了运行日供热计划的供热机组，在供热时段内的机组状态为开机，不参与优化。电力调度机构以发电机组实测供热工况图（热-电负荷对应关系表）为基础，根据电厂申报的供热上下限或电厂申报的机组 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。

2.9.3 调试（试验）机组

2.9.3.1 调试阶段的新建机组

调试阶段的非市场机组按照调试需求安排发电，作为电能量市场出清的边界条件。

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

2.9.3.2 调试（试验）的在运机组

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

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

对于系统运行原因的调试（试验）机组，在调试时段内，

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

2.9.4 最小连续开机时间内机组

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

2.9.5 处于开/停机过程中的机组

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

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

2.9.6 深度调峰机组

在发电机组处于深度调峰（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。

2.9.7 机组开机调用测试

当处于备用停机状态的燃煤、燃气机组最小技术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+第一段电能量报价*第一段报价容量）/（最小技术出力+第一段电能量报价容量）。未在规定时间内按调度指令并网开机的机组视为调用测试失败，相应机组从电力调度机构下达的并网时间至机组恢复备用期间纳入“两个细则”非计划停运考核，同时纳入“两个细则”虚报、瞒报信息考核。

2.9.8 同一电厂内异常换机调整

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

- （1）厂内开/停机组挂接同一节点；
- （2）厂内开/停机组装机容量等级相同；
- （3）厂内停机机组最小稳定技术出力费用等于或小于开机机组；
- （4）燃气电厂换机发生在最小连续停机时间内、燃煤电厂换机发生在同一天内。

因电厂机组检修、调试、供热计划调整（满足本细则

2.4.5.5 要求)等自身原因造成同厂换机的情况不进行调整。

2.10 日前电能量市场安全校核

2.10.1 电力平衡校核

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

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。

2.10.2 安全稳定校核

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

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。

2.10.3 清洁能源消纳校核

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，并重新出清得到弃电量最小的交易结果。

2.11 日前电能量市场定价

2.11.1 发电侧定价

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；以独立主体身份注册的独立储能交易单元以所在节点的小时平均节点电价作为相应时段的充电、放电结算价格。

2.11.2 用户侧定价

日前电能量市场中，批发用户（含售电公司）以每小时的用户侧统一电价作为相应时段的结算价格。现阶段，用户侧统一电价按照下式计算：

$$\overline{LMP}_{\text{用户},t,\text{日前}} = \frac{\sum_{m \in \text{市场机组}} Q_{m,t,\text{日前}} \times LMP_{m,t,\text{日前}}}{\sum_{m \in \text{市场机组}} Q_{m,t,\text{日前}}}$$

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

为广西市场发电机组或以独立主体身份注册的独立储能交易单元 m 在第 t 小时的日前中标电量, $LMP_{m,t,日前}$ 为第 t 小时市场机组或以独立主体身份注册的独立储能交易单元 m 所在节点的日前结算价格, 即第 t 小时内每 15 分钟日前节点电价的算术平均值。

2.11.3 广西跨省交易落地侧日前价格

按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》相关规定执行。

2.11.4 广西跨省交易送出侧日前价格

按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》相关规定执行。

2.11.5 广西跨省交易送出侧关口日前价格

按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》相关规定执行。

2.12 交易结果发布

2.12.1 交易结果发布

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。

2.12.2 日前交易公开信息发布

D-1 日发布 D 日的日前市场出清公开信息, 包括区内所有 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。

2.12.3 日前交易发电企业私有信息发布

发电企业私有信息具体包括：

2.12.3.1 运行日发电机组开机组合；

2.12.3.2 运行日发电机组每小时的中标电量；

2.12.3.3 运行日发电机组每小时的电价。

2.12.4 日前交易用户侧私有信息发布

日前交易用户侧私有信息包括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。

2.12.5 日前发电调度计划

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：

2.12.5.1 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；

- 2.12.5.2 发生机组非计划停运（含出力受限）情况；
- 2.12.5.3 发电机组检修计划延期或调整；
- 2.12.5.4 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；
- 2.12.5.5 水电或新能源出力较预测发生较大变化；
- 2.12.5.6 电网输变电设备出现故障、临时检修或计划检修延期；
- 2.12.5.7 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。

3 实时电能量市场交易组织

3.1 组织方式

实时市场采用全电量申报、集中优化出清的方式开展。南网总调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边界条件，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。

3.2 交易时间

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。

3.3 实时发电机组物理运行参数变化

3.3.1 实时发电机组参数申报

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，其他发电机组和批发用户在实时市场中均无需进行申报。

当发电机组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电力调度机构的技术支持系统进行报送，经电力调度机构审核同意后生效。主要包括以下信息：

3.3.1.1 最新的预计并网/解列时间；

3.3.1.2 机组出力上/下限变化情况；

3.3.1.3 调试（试验）机组出力变化情况；

3.3.1.4 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；

3.3.1.5 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。

3.4 实时发电机组运行边界条件

3.4.1 实时机组运行边界条件准备

实时市场中，发电机组报送相应的运行参数变化信息并经电力调度机构审核同意，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。

3.4.2 燃煤、燃气机组开/停机计划曲线

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

3.4.3 燃煤、燃气机组预计并网/解列时间

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。

3.4.4 发电机组出力上/下限约束

当机组因设备故障、温度、燃料供应等原因发生出力限高/限低时，电厂应及时向电力调度机构提交出力限制申请，经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最小技术出力的时段计为发电机组限低时段，分别按照本细则 4.3.3 与 4.3.4 的规定计算考核费用。

3.4.5 发电机组故障而要求的出力计划调整

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

3.4.6 发电机组调试及试验计划执行

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

3.4.7 供热机组供热计划执行

电力调度机构以发电机组实测供热工况图（热-电负荷对应关系表）为基础，根据实时采集的机组供热流量，计算供热机组实际供热电力负荷的上下限。日前确定的供热机组在日内原则上不允许更换、调整。实时运行中若供热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供热机组。发生故障（未停运）的供热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。

3.4.8 水电发电预测

水电可在日内向电力调度机构更新发电预测，由调度机构根据实时运行情况滚动调整水电发电计划，作为实时电能量市场出清的边界条件。

3.4.9 新能源超短期功率预测

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曲线。若新能源交易单元某时刻超短期功率预测值为空，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曲线进行修正。

3.4.10 新能源实时出力下限

在满足系统安全和电力平衡的基础上，新能源场站在运行日申报的超短期功率预测值 $\times \beta$ 作为实时市场组织的边界条件，不参与实时市场出清优化；若系统安全和电力平衡无法满足时，根据电网运行需要进行优化。 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，取值以广西电力市场发布的相关配套方案为准。

3.4.11 独立储能充放电曲线

选择以报量不报价方式参与的独立储能交易单元，在满足电网安全运行和新能源优先消纳的条件下，以日前安排的充放电曲线作为实时市场出清的边界条件。电力调度机构可根据日内电网运行要求调整独立储能的充放电曲线，作为实时市场出清的边界条件。

3.5 实时电网运行边界条件

3.5.1 超短期负荷预测

超短期统调负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来 1 至 4 小时统调负荷需求。电力调度机构根据实际情况对超短期负荷预测结果进行调整，调整需综合考虑但不仅限于

以下因素：实时负荷走势、历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、用户用电需求、节假日或社会大事件影响等情况。

超短期母线负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来1至4小时220kV母线节点负荷需求。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。

3.5.2 跨省优先出力计划

3.5.3 参照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》相关规定执行。发电机组及输变电设备检修执行

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

3.5.4 运行备用

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

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

3.5.4.2 若广西电网系统备用容量无法满足要求，且南

网总调无法提供支援时，广西中调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。

3.5.4.3 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范围内。事故发生后 30 分钟以内，系统备用应恢复正常。

3.5.5 电网安全约束

实时市场出清使用的安全约束条件原则上与交易前安全校核所提出约束条件保持一致。如果其他边界条件发生变化，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。当实时断面潮流发生越限，为确保电网安全，可根据断面越限比例，进一步增加控制裕度。

3.5.6 非市场机组发电计划调整

非市场机组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，电力调度机构可按照保障电力供应以及电网安全的原则，优先保障清洁能源消纳，必要时对非市场发电出力以及外购电计划进行调整。

3.5.7 清洁能源消纳约束

3.6 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。实时电能量市场出清

3.6.1 实时市场出清目标

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。

3.6.2 实时市场的出清过程

3.6.3 参照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》相关规定执行。实时安全约束机组组合（SCUC）数学模型

3.6.4 参照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》相关规定执行。实时安全约束经济调度（SCED）数学模型

参照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》相关规定执行。

3.6.5 实时市场平均节点电价

实时电能量市场出清形成每 15 分钟的节点电价，每小

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。

3.6.6 实时市场节点电价（LMP）计算模型

参照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》相关规定执行。

3.6.7 实时市场节点电价计算公式

参照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》相关规定执行。

3.7 特殊机组在实时电能量市场中的出清机制

3.7.1 必开机组

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。

3.7.2 供热机组

在日前市场中申报了供热计划的供热机组，在实时市场中同样视为供热机组。

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，根据电厂申报的供热上下限或热负荷在线监测系统中的实时供热流量曲线监测值计算供热机组电力负荷的实时上下限，在确保电力有序供应、电网安全稳定、调峰调频等基本需要的前提下，供热电力负荷下限优先

出清；供热电力负荷下限至供热电力负荷上限之间的发电能力，根据发电机组申报的电能量价格参与优化出清。

供热机组在实时市场中的出清机制与日前市场中供热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。

日前申报的供热机组原则上在实时运行中不允许更换。当日前申报的供热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。

3.7.3 调试（试验）机组

3.7.3.1 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。

3.7.3.2 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。

3.7.4 最小连续开机时间内机组

最小连续开机时间内机组在实时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。

3.7.5 处于开/停机过程中的机组

处于开机状态的发电机组，在机组并网后升功率至最小技术出力期间，发电出力为其实时报送的开机曲线，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。机组发电出力达到最小技术出力之后，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。

3.7.6 深度调峰机组

在发电机组处于深度调峰（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。

3.7.7 一次能源供应约束机组

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。

3.7.8 发生故障而要求的调整出力计划的机组

若发电机组在实时运行中发生故障，并且需要对机组出力进行调整时，在故障处理的时段内，机组出力固定为机组申报并经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。

3.7.9 应急新增开机机组

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市场优化。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予

补偿。

3.7.10 应急新增停机机组

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：

3.7.10.1 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。

3.7.10.2 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。

3.7.11 机组出力调用测试

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，向电力调度机构申请解除限高的机组，以及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。若机组无法在规定时间内达到调度下达的出力指令要求，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。

3.8 实时电能量市场定价

3.8.1 发电侧定价

发电侧的实时电能量市场出清形成每 15 分钟的节点电价，每小时内 4 个 15 分钟的节点电价的算术平均值，计为该节点每小时的平均节点电价。实时电能量市场中，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；以独立主体身份注册的独立储能交易单元以所在节点的小时平均节点电价作为相应时段的充电、放电结算价格。

3.8.2 用户侧定价

实时电能量市场中，批发用户（含售电公司）以每小时的用户侧统一电价作为相应时段的结算价格。现阶段，用户侧统一电价按照下式计算：

$$\overline{LMP}_{\text{用户},t,\text{实时}} = \frac{\sum_{m \in \text{市场机组}} Q_{m,t,\text{实时}} \times LMP_{m,t,\text{实时}}}{\sum_{m \in \text{市场机组}} Q_{m,t,\text{实时}}}$$

其中， $\overline{LMP}_{\text{用户},t,\text{实时}}$ 为第 t 小时的实时用户侧统一电价； $Q_{m,t,\text{实时}}$ 为广西市场发电机组或以独立主体身份注册的独立储能交易单元 m 在第 t 小时的实时中标电量， $LMP_{m,t,\text{实时}}$ 为第 t 小时机组或以独立主体身份注册的独立储能交易单元 m 所在节点的实时结算价格，即第 t 小时内每 15 分钟实时节点电价的算术平均值。

3.8.3 广西跨省受电定价交易落地侧实时价格

3.8.4 参照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》相关规定执行。广西跨省交易送出侧实时价格

参照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》相关规定执行。

3.8.5 广西跨省交易送出侧关口实时价格

参照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》相关规定执行。

3.8.6 实时电能量市场价格核验

3.9 参照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》相关规定执行。实时电能量市场安全校核与交易结果发布

3.9.1 实时市场安全校核

实时市场安全校核与日前市场安全校核一致。

3.9.2 市场出清结果发布

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。

3.9.3 实时运行调整

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

电网实时运行中，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，并通过技术支持系统向市场成员发布。

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) 调整设备停复役计划;
- (4) 申请南网总调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) 申请南网总调暂停实时市场交易;
- (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 考核补偿机制

4.1 考核补偿原则

参照南方区域电力市场统一制定的市场考核与补偿机制执行，费用支付和分摊按照《广西电力批发市场交易结算实施细则（现货环境下）》的相关规定执行。

4.2 运行补偿费用处理机制

4.2.1 运行补偿费用定义

当出现下述情况时，可能造成发电机组在现货电能量市场中的收益不能覆盖发电机组产生的运行成本费用（含最小

技术出力成本（最小可调出力费用），下同）或发电机组的电能量报价费用（含最小技术出力费用（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结算电量占比计算发电机

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”的相关规定计算冷备用补偿、启停调峰补偿费用。

4.2.2 系统运行补偿费用

发电机组系统运行补偿费用以小时为单位进行计算。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。

4.2.2.1 运行成本费用计算

在第 t 小时，发电机组 i 的运行成本费用按照下式计算：

$$R_{op_cost,i,t} = \max \left\{ \left[Q_{i,t,实际} \times C_{核定成本,i} - (1 - \beta_{i,t}) \times P_{i,min} \times C_{核定成本,i} \times (1 - d_i) \times 1h \right], 0 \right\} - Q_{i,t,实际} \times C_{变动成本补偿标准,i}$$

其中， $R_{op_cost,i,t}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的机组运行成本费用；

$Q_{i,t,实际}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的实际上网电量；

$C_{核定成本,i}$ 为发电机组 i 的核定平均发电成本价格（单值）；

$P_{i,min}$ 表示发电机组 i 的最小技术出力（或最小可调出力）；

d_i 表示发电机组 i 的厂用电率；

$1h$ 表示时长为1小时；

$C_{变动成本补偿标准,i}$ 表示若机组 i 被纳入变动成本补偿范围，

$C_{\text{变动成本补偿标准}, i}$ 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， $C_{\text{变动成本补偿标准}, i}$ 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。

- (1) 供热机组处于供热状态时段；
- (2) 非系统运行原因调试机组调试时段；
- (3) 非系统运行原因必开机组运行日内所有小时。

4.2.2.2 报价费用计算

$$R_{op_offer,i,t} = (1 - d_i) \times \left(\frac{\min(P_{i,t,\text{实际(发电)}}, P_{i,\min})}{P_{i,\min}} \times C_i^{\text{pmin}} \times \beta_{i,t} + \int_{P_{i,\min}}^{\max(P_{i,t,\text{实际(发电)}}, P_{i,\min})} C_{offer,i} dP \right) \times 1h$$

$$Q_{i,t,\text{实际(发电)}} = \frac{Q_{i,t,\text{实际}}}{1 - d_i}$$

其中， $R_{op_offer,i,t}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的报价费用；

$Q_{i,t,\text{实际}}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的实际上网电量；

$Q_{i,t,\text{实际(发电)}}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的实际发电量；

$P_{i,t,\text{实际(发电)}}$ 表示发电机组 i 实际发电量 $Q_{i,t,\text{实际(发电)}}$ 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（或最小可调出力）；

d_i 表示发电机组 i 的厂用电率；

C_i^{pmin} 为机组申报的最小技术出力费用（或最小可调出力费用）；

1h 表示 1 小时；

$C_{offer,i}$ 表示发电机组 i 的报价曲线，报价曲线对应的机组出力范围为最小技术出力（或最小可调出力）至额定有功功率。当发电机组 i 在第 t 小时的实际发电量对应的平均发电负荷（数值上等于实际发电量）大于机组的额定有功功率时，超出额定有功功率部分的报价值等于发电机组的最后一段报价，并以此计算报价曲线的积分值。

4.2.2.3 现货电能量市场收益计算

在第 t 小时，发电机组 i 的现货电能量市场收益按照下式计算：

$$R_{i,t} = Q_{i,t,日前} \times LMP_{i,t,日前} + (Q_{i,t,实际} - Q_{i,t,日前}) \times LMP_{i,t,实时}$$

其中， $R_{i,t}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的现货电能量市场收益；

$Q_{i,t,日前}$ 表示发电机组 i 第 t 小时的日前中标电量；

$LMP_{i,t,日前}$ 表示第 t 小时内机组 i 所在节点的日前结算价格（每 15 分钟日前节点价格的算术平均值）；

$Q_{i,t,实际}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的实际上网电量；

$LMP_{i,t,实时}$ 表示第 t 小时内机组 i 所在节点的实时结算价格（每 15 分钟实时节点价格的算术平均值）。

4.2.2.4 不纳入系统运行补偿费用计算范围的情形

一般情况下，发电机组每小时的系统运行补偿费用根据该小时发电机组运行成本费用（或报价费用）与该小时现货电能量市场收益的差值进行计算。

当发电机组在运行日未被设置为系统原因必开机组，且当发电机组 i 在第 t 小时内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) 当供热机组处于供热电力负荷下限时；
- (2) 当发电机组在运行日内存在非系统运行原因的调试（试验）时段时；
- (3) 当发电机组在运行日被设置为非系统运行原因必开机组时；
- (4) 当发电机组因非系统运行原因发生限低时；
- (5) 当发电机组因非系统运行原因发生限高时；
- (6) 当发电机组由于自身原因发生非计划停运（包括未按照电力调度机构要求的时间并网）或发电机组出现临时故障

需要固定出力时；

(7) 当发电机组实时发电计划执行偏差率不满足要求时；

(8) 当机组处于一次能源约束时。

当发电机组在运行日被设置为系统原因必开机组，且当发电机组*i*在第*t*小时内实时电能量市场的四个交易时段中，若有一个及以上交易时段出现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），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。

4.2.2.5 系统运行补偿费用计算

发电机组系统运行补偿费用以小时为单位进行计算，各小时的系统运行补偿费用按照下式计算：

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

$$m_{i,t} = \min[1, \max(1 - Q_{i,t,中长期净合约电量}/Q_{i,t,实际上网电量}, 0)]$$

其中， $R_{op_compensate,i,t}$ 表示发电机组*i*在纳入系统运行补偿费用范围的第*t*小时应获得的系统运行补偿费用； $m_{i,t}$ 表示发电机组*i*在第*t*小时的补偿系数，按小时计算； $Q_{i,t,中长期净合约电量}$ 为发电机组*i*在第*t*小时的中长期净合约电量， $Q_{i,t,实际上网电量}$ 为发电机组*i*在第*t*小时的实际上网电量。

4.2.3 启动补偿费用

4.2.3.1 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 ≤ 停机时间 ≤ 温态启动停机时间时，启动费用为发电机组在日前市场中申报的温态启动费用；

当停机时间 > 温态启动停机时间时，启动费用为发电机组在日前市场中申报的冷态启动费用。

若发电机组在运行日内出现一次以上的启动过程，根据每一次启动的实际停机时间信息计算相应的启动费用。因系统运行原因突破最小连续停机时间约束的机组，按照机组申报的启动费用的给定倍数计算启动补偿费用。

4.2.3.2 不纳入启动补偿费用计算范围的情形

当发电机组出现下述情况时，机组在运行日产生的启动费用不纳入启动补偿费用的计算范围：

- （1）发电机组申报了运行日的供热计划；

(2) 发电机组申报了非系统运行原因调试（试验）计划；

(3) 机组上一次停机属于机组在日前电能量市场中标且纳入机组组合，因自身原因发生的临时跳闸停运；

(4) 发电机组在运行日由于非系统运行原因必须开机运行。

4.2.4 运行补偿费用支付和分摊

发电机组运行补偿费用的支付和分摊具体按照《广西电力批发市场交易结算实施细则（现货环境下）》的相关规定执行。

4.3 发电侧市场费用返还及考核机制

4.3.1 机组日内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。

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，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，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，非计划停运时段的终点时刻计为运行日的 24:00。

(2) 机组因自身原因未按照日前电能量市场中出清的并网时间或电力调度机构在实时运行中要求的并网时间按时并网且延迟并网时间超过 30 分钟时，从日前电能量市场出清的并网时刻（或电力调度机构在实时运行中要求的并网时刻）顺延 30 分钟的上一个整点时刻起，至机组实际并网时刻的下一个整点时刻，之间的时段计为非计划停运时段。若机组在运行日内因电厂自身原因未并网，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非计划停运时，应将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。

机组非计划停运所对应的结算费用按照如下公式计算：

$$R_{\text{非计划停运收益}} = \sum_{t \in \text{非计划停运时段}} \left[(Q_{i,t,\text{实际}} - Q_{i,t,\text{日前}}) \times (LMP_{i,t,\text{实时}} + C_{\text{变动成本补偿标准}, i} - C_{\text{核定成本}, i}) \right]$$

其中， t 为机组 i 发生非计划停运的时段，以小时为单位进行累计；

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

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

$LMP_{i,t,\text{实时}}$ 为第 t 小时内机组 i 所在节点的实时电能量市场结算价格(每15分钟实时电能量市场节点价格的算术平均值)；

$C_{\text{核定成本}, i}$ 为发电机组 i 的核定平均发电成本价格(单值)；

$C_{\text{变动成本补偿标准}, i}$ 为机组 i 的变动成本补偿标准。

当 $R_{\text{非计划停运收益}} \leq 0$ 时，发电机组参与现货电能量市场偏差结算，不另行计算返还费用；当 $R_{\text{非计划停运收益}} > 0$ 时，发电机组参与现货电能量市场偏差结算，并将 $R_{\text{非计划停运收益}}$ 的等额资金返还。

发电侧产生的机组日内非计划停运偏差费用返还的分摊或分享按照《广西电力批发市场交易结算实施细则（现货环境下）》的相关规定执行。

机组因自身原因临时跳闸导致的非计划停运后，下一次开机所产生的启动费用不纳入启动补偿费用计算。

4.3.2 机组实时发电计划执行偏差费用返还

发电机组 i 的实时发电计划在时段 t 的偏差率 $\Delta_{i,t}$ 按如下公式计算：

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

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：

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

其中，实时调频中标容量为机组所在实时调频单元的中标容量。

实时发电计划执行偏差时段按照如下规则进行认定：

从机组不满足实时发电计划允许偏差率时刻的上一个整点时刻起，至机组重新满足实时发电计划允许偏差率时刻的下一个整点时刻，之间的时段计为实时发电计划执行偏差

时段。

机组实时发电计划执行偏差所对应的结算费用按照如下公式计算：

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

其中， t 为机组 i 实时发电计划执行偏差时段，以小时为单位进行累计；

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

P_{t-1} 、 P_{t-2} 、 P_{t-3} 、 P_{t-4} 分别为第 t 小时内每个15分钟电力调度机构向发电机组 i 下达的出力计划指令；

d_i 为机组 i 的综合厂用电率；

$1h$ 为1小时；

$LMP_{i,t,\text{实时}}$ 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)；

$C_{\text{核定成本},i}$ 为机组核定发电成本价格(单值)；

β_3 为调整系数。

若机组 i 被纳入变动成本补偿范围， $C_{\text{变动成本补偿标准},i}$ 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， $C_{\text{变动成本补偿标准},i}$ 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 $R_{\text{实时发电计划执行偏差收益}} \leq 0$ 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 $R_{\text{实时发电计划执行偏差收益}} > 0$ 时，发电机组参与现货电能量市场偏差结算，并将 $R_{\text{实时发电计划执行偏差收益}}$ 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) 机组发生日内非计划停运所导致发电计划执行偏差时，按照本细则 4.3.1 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费用返还的分摊或分享按照《广西电力批发市场交易结算实施细则（现货环境下）》的相关规定执行。

4.3.3 机组限高考核

机组发生限高指机组的出力上限未达到并网调度协议中额定有功功率（燃气机组为相应月的最大技术出力、供热机组处于供热状态时为电厂申报供热上限或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、供热机组处于供热状态时为电厂申报供热上限或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；

$LMP_{i,t,实时}$ 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。

机组限高考核费用的分摊或分享按照《广西电力批发市场交易结算实施细则(现货环境下)》的相关规定执行。

4.3.4 机组限低考核

机组发生限低指机组的出力下限未达到最小技术出力(供热机组处于供热状态时为电厂申报供热下限或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。

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:

$$R_{\text{限低}} = \sum_{t=1}^n [(P_{\text{限低}} - P_{\text{min}}) \times T_t \times LMP_{i,t,实时} \times \alpha_2]$$

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} 为机组的最小技术出力（供热机组处于供热状态时为电厂申报供热下限或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，自主申报降低运行下限参与调峰的机组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。

机组限低考核费用的分摊或分享按照《广西电力批发市场交易结算实施细则（现货环境下）》的相关规定执行。

4.3.5 供热机组申报供热流量曲线偏差率考核

供热机组 i 日前申报的供热负荷下限在某小时的偏差率 $\Delta_{\text{下限},i,t}$ 按如下公式计算：

$$\Delta_{\text{下限},i,t} = \frac{|P_{i,t,\text{申报下限}} - P_{i,t,\text{实际下限}}|}{P_{i,t,\text{实际下限}}}$$

其中， t 为所计算的小时；

$P_{i,t,\text{申报下限}}$ 为供热机组 i 在日前电能量市场申报的第 t 小时各

时段的供热量对应的出力下限算术平均值或电厂申报供热下限算术平均值；若实时运行中由于发生故障或非计划停运发电厂向所属电力调度机构申请更换供热机组，更换后的供热机组以更换前的供热机组在第 t 小时各时段日前申报的供热量对应的出力下限算术平均值计算偏差率；

$P_{i,t,实际下限}$ 为供热机组在运行日第 t 小时各时段的实际供热量对应的出力下限算术平均值。

供热机组日前申报供热负荷下限的日平均偏差率为：

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

其中， n 为机组实际供热的时段，以小时为单位进行累计；若实时运行中由于发生故障或非计划停运发电厂向所属电力调度机构申请更换供热机组，换机过程中存在更换前与更换后的两台机组同时供热，更换后的供热机组以日前申报的供热机组停止供热的时段作为该机组实际供热的起始时段。

供热机组 i 日前申报的供热负荷上限在某小时的偏差率 $\Delta_{\text{上限}i,t}$ 按如下公式计算：

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

其中， t 为所计算的小时；

$P_{i,t,申报上限}$ 为供热机组 i 在日前电能量市场申报的第 t 小时各

时段的供热量对应的出力上限算术平均值或电厂申报供热上限算术平均值；若实时运行中由于发生故障或非计划停运发电厂向所属电力调度机构申请更换供热机组，更换后的供热机组以更换前的供热机组在第 t 小时各时段日前申报的供热量对应的出力上限算术平均值计算偏差率；

$P_{i,t,实际上限}$ 为供热机组在运行日第 t 小时各时段的实际供热量对应的出力上限算术平均值。

供热机组日前申报供热负荷上限的日平均偏差率为：

$$\Delta_{上限i} = \frac{\sum_{t=1}^n \Delta_{上限i,t}}{n}$$

其中， n 为机组实际供热的时段，以小时为单位进行累计；若实时运行中由于发生故障或非计划停运发电厂向所属电力调度机构申请更换供热机组，换机过程中存在更换前与更换后的两台机组同时供热，更换后的供热机组以日前申报的供热机组停止供热的时段作为该机组实际供热的起始时段。

当 $\Delta_{上限i} > \Delta_0$ 或 $\Delta_{下限i} > \Delta_0$ 时，需对其申报偏差率进行考核。 Δ_0 为允许的供热机组申报供热流量曲线偏差率。

当 $\Delta_{上限i} > \Delta_0$ 且 $\Delta_{下限i} \leq \Delta_0$ 时，供热机组申报供热流量曲线偏差率考核费用按以下公式计算：

$$R_{供热机组申报准确率} = \sum_{t=1}^n |P_{i,t,申报上限} - P_{i,t,实际上限}| \times LMP_{i,t,实时} \times \alpha_3$$

当 $\Delta_{\text{上限}i} \leq \Delta_0$ 且 $\Delta_{\text{下限}i} > \Delta_0$ 时，供热机组申报供热流量曲线偏差率考核费用按以下公式计算：

$$R_{\text{供热机组申报准确率}} = \sum_{t=1}^n |P_{i,t,\text{申报下限}} - P_{i,t,\text{实际下限}}| \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times \alpha_3$$

当 $\Delta_{\text{上限}i} > \Delta_0$ 且 $\Delta_{\text{下限}i} > \Delta_0$ 时，供热机组申报供热流量曲线偏差率考核费用按以下公式计算：

$$R_{\text{供热机组申报准确率}} = \sum_{t=1}^n \left[\max \left(|P_{i,t,\text{申报下限}} - P_{i,t,\text{实际下限}}|, |P_{i,t,\text{申报上限}} - P_{i,t,\text{实际上限}}| \right) \right] \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times \alpha_3$$

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 为供热机组供热流量曲线偏差率考核系数。

供热机组开展供热参数实测试验期间不纳入供热流量曲线偏差率考核。

供热机组申报供热流量曲线偏差率考核费用的分摊或分享按照《广西电力批发市场交易结算实施细则（现货环境下）》的相关规定执行。

4.3.6 新能源考核机制

现货市场运行期间，新能源场站暂按照“两个细则”新能源场站预测偏差考核条款执行考核。

4.3.6.1 新能源超额获利费用返还

新能源超额获利费用返还是指在出力未受限时段，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。

以小时为单位计算新能源场站日前现货市场出清曲线的偏差率 λ_t ：

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

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率。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 $LMP_{\text{日前},t} > LMP_{\text{实时},t}$ 时，回收收益金额为：

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

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

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

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；

$LMP_{日前,t}$ 为新能源场站所在节点日前市场 t 时段结算价格；

$LMP_{实时,t}$ 为新能源场站所在节点实时市场 t 时段结算价格。

新能源超额获利费用返还的分摊或分享按照《广西电力批发市场交易结算实施细则（现货环境下）》的相关规定执行。

4.3.7 独立储能考核机制

以独立主体身份注册的独立储能交易单元参与市场化的考核机制，分别以发、用两侧主体身份注册的独立储能的考核按照两个细则执行。现阶段，独立储能的市场化考核拟开展机组限高考核、机组限低考核和独立储能实时调度计划执行偏差费用返还，其中机组限高考核、机组限低考核分别见本细则 4.3.3 与 4.3.4 节。

4.3.7.1 独立储能实时调度计划执行偏差费用返还

独立储能 i 的实时调度计划在时段 t 的偏差率 $\Delta_{i,t}$ 按如下公式计算：

$$\Delta_{i,t} = \frac{|P_{i,t,指令} - P_{i,t,实际}|}{\max(\text{额定功率} * 20\%, |P_{i,t,指令}|)}$$

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独立储能下达的出力

指令；

$P_{i,t,实际}$ 为第 t 时段中独立储能的实际出力。

当 $\Delta_i > \lambda$ 时（ λ 为调度计划允许的 execution 偏差率），实时调度计划执行偏差时段内接受实时调度计划执行偏差考核。独立储能不再按照南方区域“两个细则”的相关规定计算调度计划偏差考核费用。

独立储能的调度计划执行偏差率分为非实时调频中标时段允许的 execution 偏差率 $\lambda_{非实时调频中标}$ 和实时调频中标时段允许执行偏差率 $\lambda_{实时调频中标}$ 。

实时调频中标时段允许执行偏差率 $\lambda_{实时调频中标}$ 按照以下公式计算：

$$\lambda_{实时调频中标} = \lambda_{非实时调频中标} + \frac{\text{实时调频中标容量}}{\max(\text{额定功率} * 20\%, |\text{实时发电计划指令}|)}$$

实时调度计划执行偏差时段按照如下规则进行认定：

从独立储能不满足实时调度计划允许偏差率时刻的上一整点时刻起，至独立储能重新满足实时调度计划允许偏差率时刻的下一整点时刻，之间的时段计为实时调度计划执行偏差时段。

独立储能实时调度计划执行偏差所对应的结算费用按照如下公式计算：

$$R_{\text{实时调度计划执行偏差}} = \sum_t^{\text{t} \in \text{调度计划执行偏差时段}} \left[\left| Q_{i,t,\text{实际}} - \frac{P_{t-1} + P_{t-2} + P_{t-3} + P_{t-4}}{4} \times D_i \times 1h \right| \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times \beta_3 \right]$$

其中：

放电状态时， $D_i = 1 - d_i$ ，充电状态时， $D_i = \frac{1}{1 - d_i}$ ， d_i 为独立储能*i*的综合厂用电率；

t 为独立储能*i*实时发电计划执行偏差时段，以小时为单位进行累计；

$Q_{i,t,\text{实际}}$ 为独立储能实际运行后第*t*小时的实际净放电电量，按实际放电电量减实际充电电量计算；

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独立储能*i*下达的出力计划指令；

$1h$ 为1小时；

$LMP_{i,t,\text{实时}}$ 为第*t*小时内独立储能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）；

β_3 为实时调度计划执行偏差考核系数。

若考核费用计算结果为负，则不予考核。

4.4 用户侧允许申报偏差外收益处理机制

现货电能量市场中，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。具体机制见《广西电力批发市场交易结算实施细则（现货环境下）》。用户侧产生的收益回收费用的分摊或分享按照《广西电力批发市场交易结算实施细则（现货环境下）》的相关规定执行。

4.5 考核补偿费用计算管理

调度机构于 D+5 日前向交易机构提供 D 日考核补偿费用计算结果。考核补偿费用结算、退补流程见《广西电力批发市场交易结算实施细则（现货环境下）》。

若考核补偿边界数据准备有误（包括但不限于技术系统错误等）导致考核补偿费用计算不正确，调度机构按修正后的边界数据重新计算对应主体的考核补偿电费后推送至交易机构。

5 市场力检测与缓解

5.1 市场力检测与缓解

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

5.2 事前措施

5.2.1 报价行为测试

（1）对比发电机组电能量报价与行为测试参考价格，当发电机组电能量报价小于等于行为测试参考价格时，该发电机组被认定通过行为测试；当发电机组电能量报价大于行

为测试参考价格时，该发电机组被认定不通过行为测试，将发电机组电能量报价超过行为测试参考价格的部分替换为行为测试参考价格，作为该机组报价参与现货市场出清。行为测试参考价格作为市场参数管理，分不同类型机组设置。

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

5.2.2 供应紧张情况下的报价限制

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

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

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 保供电时期处理机制

保供电时期，为保证电网安全和保供电区域的供电可靠性，不安排单一故障导致电网稳定破坏、导致一般及以上电力安全事故、导致重大不良影响的用户停电事件和超过设计能力和运行规定的运行方式。根据保供电等级要求，原则上保持保供电区域的电网全接线运行，不新增发输变电检修工作并减少设备操作，不安排对电网安全有影响的涉网试验和设备启动，不安排操作量大、施工作业复杂、大型机械作业的检修工作。

6.1.2 重大自然灾害影响期处理机制

台风、冰灾、山火、洪水、地震等恶劣极端自然灾害时期，为了保障受灾地区的人民生活 and 重要用户用电，根据灾

害影响的范围和程度，可采取开机、停机、临时安排输变电设备停运、临时中止输变电检修恢复送电、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 深度调峰机制

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。

6.1.3.1 深度调峰调用方式

(1) 当运行日存在负备用容量不满足备用要求或负荷平衡约束不满足的时段时，相应时段可启动深度调峰机制。

(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有关规定安排。

6.1.3.2 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。

6.1.4 特殊管控要求处理机制

为落实政府主管部门能源消费总量和强度控制等特殊管控要求，部分时期存在需要对特定区域电厂进行发电管控的情况，管控期内该区域机组在现货电能量市场出清时按照电能量申报价格上限参与日前市场和实时市场优化出清，不参与市场定价；若管控要求体现为机组出力上限或下限要求，则管控期内该机组在现货电能量市场出清时需同时满足出力约束；若管控要求体现为机组固定出力，则管控期内该机

组设置固定出力，不参与市场优化。若管控要求体现为机组政府指令性停机，则管控期内该机组设置为必停机组。

6.1.5 电力供不应求时段（未启动市场熔断或中止时）处理机制

在日前电能量市场、实时电能量市场组织环节，当预测部分时段存在电力供不应求情况且未达到启动市场中止的条件时，电力调度机构可按照需求响应优先、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 市场熔断、中止与恢复

6.2.1 干预机制

根据维护电力市场正常运作和电力系统安全的需要，构建与区域电力市场分层分区、协调联动的市场干预机制。

6.2.2 干预原则

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，依规有序采取市场熔断、中止及恢复等市场干预措施。

6.2.3 电力市场熔断或中止启动程序

当广西区内电力市场运行面临重大变化，影响市场正常运行时，市场运营机构可提出市场熔断或中止的措施建议，报自治区政府有关主管部门及能源监管机构审议，并提交南方区域电力市场建设联席会议决策。重大情况报国家发展改革委、国家能源局。

6.2.4 现货市场熔断的条件和程序

为及时有效消除短期内可恢复的异常情况对系统运行及现货市场影响，保证电力系统安全稳定运行，电力调度机构可视情况触发现货市场熔断并发布公告，在48小时内向经营主体发布相关说明，及时向政府电力管理部门和能源监管机构报告，熔断时长不超过72小时。可触发现货市场熔断的条件主要包括：

(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；

(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；

(3) 发生重大电网故障等情况导致网络拓扑发生重大变化；

(4) 电网主备调切换；

(5) 为保证电网安全运行需要触发熔断机制的其他情形。

6.2.5 现货市场中止的条件和程序

在现货市场熔断超过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电力管理部门和能源监管机构报告有关情况，经研究评估市场影响及后续趋势，并采取应

急措施后，视情况做出中止现货市场的决定。

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 第 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，省区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熔断或市场中止 7 天及以下，采用如下的处理措施：

(1) 日前电能量市场熔断或中止时，电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，综合考虑运行日统调负荷预测、非市场机组计划、外购电计划等边界条件，编制下达运行日的日前发电调度计划。若运行日的实时电能量市场正常运行，以运行日实际执行的结果以及实时电能量市场价格作为运行日的日前电能量市场出清结果。

(2) 实时电能量市场熔断或中止时，相应时段内不开展实时电能量市场出清，电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，对发电机组的实时发电计划进行调整。在市场中止期间所对应的结算时段，若日前电能量市场正常运行，以日前电能量市场中相同时段的价格作为实时电能量市场价格。

(3) 若日前和实时电能量市场均熔断或中止时，相应时段内不开展日前和实时电能量市场出清，电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，综合考虑运行日统调负荷预测、非市场机组计划、外购电计划等边界条件，编制下达运行日的日前发

电调度计划。运行日电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，对发电机组的实时发电计划进行调整。在市场中止期间所对应的结算时段，以运行日实际执行的结果以及最近 30 天所有现货运行日各结算时段用户侧统一结算点价格的算术平均值作为运行日的日前和实时电能量市场出清结果。

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 现货市场熔断的恢复程序

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 现货市场中止的恢复程序

市场运营机构持续跟踪研判市场风险，并在市场从熔断或中止恢复前完善市场方案、参数或应急措施。具备市场恢复条件后，市场运营机构应向政府电力管理部门和能源监管机构提出恢复现货市场运行申请，经批准同意后，发布现货市场恢复公告并恢复市场运行。

6.2.9 干预记录

市场运营机构应当详细记录市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: 本实施细则中的术语和定义

【统调负荷】指广西省级及以上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。

【节点】指广西区内 220kV 及以上电压等级的母线以及已经建模的 110kV 电压等级的母线。

【母线负荷】指广西区内 220kV 变电站的母线下网负荷，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】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】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】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。

【不参与现货市场】经营主体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。**【电力市场发电机组】**电力市场发电机组分市场机组和非市场机组。市场化机组指电能量交易中全部或部分电量按照本规则通过市场方式形成价格的发电机组；非市场化机组指全部电量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。

【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、同一法人单位、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；独立储能交易单元为新型储能企业参与广西电能量市场直接交易的单元，能够接收并自动执行电力调度机构的有功功率控制指令，具备单独计量结算的技术条件。虚拟电厂等新兴主体、抽水蓄能电站另行制定。

【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】指燃煤、燃气、核电等发电机组纯凝工况下最低稳燃负荷。

【深度调峰】指系统备用容量不满足要求或负荷平衡

约束不满足时或因系统安全约束，常规燃煤机组有功出力在最小技术出力以下的调峰运行方式。

【常规燃煤机组】指不供热的机组或不在供热状态的机组。

【供热电厂】指经政府主管部门认定的供热电厂。

【必开机组、必停机组】在市场出清时强制设置运行或停运状态的机组或机组群。

【必开最小出力】调度机构设置的必开机组出力下限，若未设置，则为机组最小技术出力。