

广东现货电能量市场交易实施细则

(征求意见稿)

目录

1	总述	1
2	适用范围	1
3	引用文件	1
4	术语定义	2
5	日前电能量市场交易组织（一）	5
5.1	组织方式	5
5.2	交易时间定义	6
5.3	机组参数	6
5.3.1	机组运行参数	6
5.3.2	电力调度机构设定的参数	7
5.3.3	缺省申报参数	8
5.3.4	核定参数	9
5.4	日前机组运行边界条件准备	10
5.4.1	发电机组状态约束	10
5.4.2	发电机组出力上下限约束	11
5.4.3	发电机组最早可并网时间	11
5.4.4	发电机组调试及试验计划	12
5.4.4.1	新建机组调试	12
5.4.4.2	在运机组试验（调试）	12
5.4.5	热电联产机组供热计划	13
5.4.6	发电机组一次能源供应约束	14
5.5	日前电网运行边界条件准备	14
5.5.1	负荷预测	14
5.5.1.1	统调负荷预测	14
5.5.1.2	母线负荷预测	15
5.5.2	外购电出力预测	15
5.5.3	备用约束	16
5.5.4	输变电设备检修计划	16
5.5.5	输变电设备投产与退役计划	16
5.5.6	电网安全约束	16
5.5.6.1	线路极限功率和断面极限功率	17
5.5.6.2	发电机组（群）必开约束	17
5.5.6.3	发电机组（群）必停约束	18
5.5.6.4	发电机组（群）出力上下限约束	18
5.5.7	A类机组发电计划编制	19
5.6	事前信息发布	20
5.7	交易申报	20
5.7.1	发电机组申报交易信息	20
5.7.2	售电公司与电力用户申报信息	21
5.7.3	申报数据审核及处理	22
5.8	市场力检测及缓解	22
5.8.1	市场力行为测试	23

5.8.2	市场力缓解措施	23
5.9	日前电能量市场出清	23
5.9.1	日前电能量市场的出清过程	24
5.9.2	日前电能量市场出清数学模型	24
5.9.2.1	日前安全约束机组组合 (SCUC) 模型	24
5.9.2.2	日前安全约束经济调度 (SCED) 模型	30
5.9.2.3	节点电价 (LMP) 计算模型	33
5.9.3	特殊机组在日前电能量市场中的出清机制	35
5.9.3.1	必开机组	35
5.9.3.2	热电联产机组	35
5.9.3.3	调试 (试验) 机组	36
5.9.3.4	最小连续开机时间内机组	38
5.9.3.5	处于开/停机过程中的机组	39
5.9.3.6	深度调峰机组	39
5.9.3.7	一次能源供应约束机组	39
5.9.4	日前电能量市场安全校核	40
5.9.4.1	电力平衡校核	40
5.9.4.2	安全稳定校核	40
5.10	交易结果发布	41
5.10.1	日前交易公有信息发布	41
5.10.2	日前交易发电企业私有信息发布	41
5.10.3	日前交易用户侧私有信息发布	41
5.11	日前调度计划	41
6	日前电能量市场交易组织 (二)	42
6.1	组织方式	43
6.2	交易时间定义	43
6.3	机组参数	44
6.4	日前机组运行边界条件准备	44
6.4.1	发电机组状态约束	44
6.4.2	发电机组出力上下限约束	44
6.4.3	发电机组最早可并网时间	44
6.4.4	发电机组调试及试验计划	44
6.4.4.1	新建机组调试	44
6.4.4.2	试验 (调试) 机组	44
6.4.5	热电联产机组供热计划	44
6.4.6	发电机组一次能源供应约束	44
6.5	日前电网运行边界条件准备	44
6.5.1	外购电出力预测	44
6.5.2	备用约束	45
6.5.3	输变电设备检修计划	45
6.5.4	输变电设备投产与退役计划	45
6.5.5	电网安全约束	45
6.5.6	A类机组发电计划编制	45
6.6	事前信息发布	45

6.7	交易申报.....	46
6.7.1	发电机组申报交易信息.....	46
6.7.2	售电公司与批发用户申报信息.....	46
6.7.3	申报数据审核及处理.....	47
6.8	市场力检测及缓解.....	47
6.9	日前电能量市场出清.....	47
6.9.1	日前电能量市场的出清过程.....	48
6.9.2	日前电能量市场出清数学模型.....	48
6.9.2.1	日前安全约束机组组合 (SCUC) 模型.....	48
6.9.2.2	日前安全约束经济调度 (SCED) 模型.....	55
6.9.2.3	节点电价 (LMP) 计算模型.....	61
6.9.3	特殊机组在日前电能量市场中的出清机制.....	62
6.9.4	日前电能量市场安全校核.....	63
6.10	交易结果发布.....	63
6.10.1	日前交易公有信息发布.....	63
6.10.2	日前交易发电企业私有信息发布.....	63
6.10.3	日前交易用户侧私有信息发布.....	63
6.11	日前调度计划.....	63
7	实时电能量市场交易组织.....	64
7.1	组织方式.....	64
7.2	交易时间定义.....	65
7.3	实时发电机组物理运行参数变化.....	65
7.4	实时机组运行边界条件准备.....	66
7.4.1	发电机组开/停机计划曲线.....	66
7.4.2	发电机组预计并网/解列时间.....	66
7.4.3	发电机组出力上/下限约束.....	66
7.4.4	发电机组故障而要求的出力计划调整.....	67
7.4.5	发电机组调试及试验计划执行.....	67
7.4.6	热电联产机组供热计划执行.....	67
7.4.7	发电机组一次能源供应约束.....	67
7.5	实时电网运行边界条件准备.....	68
7.5.1	超短期负荷预测.....	68
7.5.2	外购电计划.....	68
7.5.3	发电机组及输变电设备检修执行.....	69
7.5.4	运行备用.....	69
7.5.5	电网安全约束.....	69
7.5.6	A类机组发电计划调整.....	70
7.6	实时电能量市场出清.....	70
7.6.1	实时电能量市场的出清过程.....	71
7.6.2	实时电能量市场出清数学模型.....	72
7.6.2.1	实时安全约束经济调度 (SCED) 模型.....	72
7.6.2.2	节点电价 (LMP) 计算模型.....	72
7.6.3	特殊机组在实时电能量市场中的出清机制.....	72
7.6.3.1	必开机组.....	72

7.6.3.2	热电联产机组	73
7.6.3.3	调试（试验）机组	74
7.6.3.4	最小连续开机时间内机组	74
7.6.3.5	处于开/停机过程中的机组	75
7.6.3.6	深度调峰机组	75
7.6.3.7	一次能源供应约束机组	75
7.6.3.8	发生故障而要求的调整出力计划的机组	76
7.6.3.9	临时新增开机机组	76
7.6.3.10	临时新增停机机组	77
7.6.4	实时电能量市场安全校核	78
7.7	市场出清结果发布	78
7.8	实时运行调整	78
8	调频辅助服务市场与现货电能量市场的衔接方式	80
9	特殊情况处理机制	81
9.1	保供电时期处理机制	81
9.2	台风等自然灾害影响期处理机制	81
9.3	深度调峰处理机制	82
9.4	特殊管控要求处理机制	83
9.5	价格异常阶段处理机制	83
9.6	系统出清异常处理机制	84
9.7	电力供不应求时段（未启动市场中止时）处理机制	84
9.8	市场中止	85
9.8.1	市场中止条件	85
9.8.1.1	市场中止条件一	85
9.8.1.2	市场中止条件二	85
9.8.1.3	市场中止条件三	86
9.8.2	市场中止处理措施	87
9.8.3	市场恢复	87
10	现货电能量市场中发电侧市场考核机制	88
10.1	机组日内非计划电能量偏差处理机制	88
10.1.1	机组日内临时非计划停运	88
10.1.2	机组实时发电计划执行偏差	90
10.2	机组限高考核	92
10.3	机组限低考核	93
10.4	热电联产机组申报供热流量曲线偏差率考核	94
11	现货电能量市场中用户侧允许申报偏差外收益处理机制	96
附表	日前电能量市场申报信息表单	98
附表 1	发电机组电能量报价申报表	98
附表 2	售电公司和批发用户申报表（一）	99
附表 3	售电公司和批发用户申报表（二）	100

1 总述

为保障电力系统的安全稳定运行和电力可靠供应，保障南方（以广东起步）电力现货市场安全有序运转，依据《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《中共广东省委 广东省人民政府关于进一步深化电力体制改革的实施意见》（粤发〔2015〕14号）、《广东省有序放开发用电计划和推进节能低碳电力调度实施方案》（粤发改能电〔2017〕48号）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于开展电力现货电能量市场建设试点工作的通知》（发改办能源〔2017〕1453号）等文件要求，根据《广东电力市场运营基本规则（试行）》制定本细则。

2 适用范围

本细则适用于南方（以广东起步）现货电能量市场的运营。

3 引用文件

电网调度管理条例（国务院令 第 588 号）

电力安全事故应急处置和调查处理条例（国务院令 第 599 号）

电网运行规则(试行)(GB/T 31464-2015)

电力系统安全稳定导则（DL 755-2001）

电力系统电压和无功电力技术导则 (SD 325-1989)
中国南方电网电力调度管理规程 (Q/CSG 2012045-2017)
南方电网安全稳定计算分析导则 (Q/CSG 11004-2009)
广东电力系统调度规程 (Q/CSG-GPG 2 12 001-2011)
电力交易安全校核技术规范 (Q/CSG 1204026-2018)
南方电网有功功率运行备用技术规范
南方电网清洁能源调度操作规则 (试行)
广东省热电联产机组节能发电调度管理办法 (试行)

4 术语定义

(1) 电能量市场：指以电能量为交易标的物的市场。

(2) 统调负荷：指广东省内中调直调电厂发电负荷、地调电厂发电负荷与同一时间点电网跨区联络线的负荷（联络线输入为正、输出为负）之和。

(3) 母线负荷：指广东省内 220kV 变电站的母线下网负荷，即节点负荷。

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

(5) 运行备用：指在电力系统运行方式安排及实时调度运行中，为了应对负荷预测误差、设备的意外停运、可再生能源功率波动等所需的额外有功容量。

(6) 安全约束机组组合 (Security-Constrained Unit

Commitment, SCUC): 指在满足电力系统安全性约束的条件下, 以社会福利最大等为优化目标, 制定分时段的机组开停机计划。

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

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

(9) A 类机组: 指广东省内暂未获得广东电能量市场化交易资格的发电机组, 只拥有基数电量。

(10) B 类机组: 指获得广东电能量市场化交易资格的发电机组, 可同时拥有基数电量和市场电量。

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

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

(13) 批发用户：指直接参与批发市场交易的电力大用户。

(14) 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。

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

(16) 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。

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

(18) 需求侧响应市场：指当系统可靠性受威胁时，由市场运营机构启动需求响应市场，通过价格信号引导电力用户等改变运行日用电模式，达到减少或者推移某时段的用电负荷的效果。

(19) 有序用电：指当系统可靠性受威胁时，供电企业发布错峰预警信号，按照政府批准的有序用电方案，执行错峰、避峰、轮休、负控等系列措施，达到减少或者推移某时段的用电负荷的效果。

(20) 深度调峰：指系统运行存在调峰缺口时，燃煤机组低于并网调度协议约定的最小稳定技术出力运行的方式。

5 日前电能量市场交易组织（一）

5.1 组织方式

现阶段，采取“发电侧报量报价、用户侧报量不报价”的模式组织日前电能量市场交易。

日前电能量市场采用全电量申报、集中优化出清的方式开展。参与市场的发电机组在日前电能量市场中申报运行日的报价信息，售电公司和批发用户在日前电能量市场中申报运行日的用电需求曲线，不申报价格。电力调度机构综合考虑统调负荷预测、母线负荷预测、外送受电曲线、A类机组出力曲线、发电机组检修计划、输变电设备检修计划、发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，以社会福利最大化为优化目标，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，出清得到运行日的机组开机组合、分时发电出力曲线以及分时节点电价。售电公司和批发用户所申报的用电需求曲线即为其日前电能量市场的中标曲线。

省外以“点对网”方式向广东省送电的燃煤发电企业（包括桥口电厂、鲤鱼江电厂）视同广东省内电厂（机组）参与广东现货电能量市场交易。以政府间框架协议、国家分电计划等形式向广东跨省区送电，综合考虑年度合同、省间市场

化交易结果、清洁能源消纳需求以及电网安全运行要求，作为广东现货电能量市场交易的边界条件。视市场发展情况，逐步将框架协议外的增送电量纳入现货市场交易。向广东跨省区送电的中长期合同分解、交易组织、交易结算的具体规则另行制定。

5.2 交易时间定义

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

5.3 机组参数

5.3.1 机组运行参数

所有中调及以上发电机组需向所属电力调度机构提供机组的运行参数，经所属电力调度机构审核批准后生效。如需变更，需通过运行参数变更管理流程进行更改。

(1) 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；

(2) 发电机组最小稳定技术出力，单位为 MW，应与并网调度协议保持一致；

(3) 发电机组有功功率调节速率，单位为 MW/分钟，应与并网调度协议保持一致；

(4) 发电机组日内允许的最大启停次数，单位为次/每天；

(5) 发电机组厂用电率，单位为百分数；

(6) 发电机组冷态启动通知时间，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) 发电机组温态启动通知时间，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) 发电机组热态启动通知时间，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) 燃气机组夏季（4月至10月）最大技术出力，单位为 MW；

(10) 燃气机组冬季（11月至次年3月）最大技术出力，单位为 MW；

(11) 典型开机曲线，即机组在开机过程中，从并网至最小稳定技术出力期间的升功率曲线，时间间隔为15分钟；

(12) 典型停机曲线，即机组在停机过程中，从最小稳定技术出力至解列期间的降功率曲线，时间间隔为15分钟；

(13) 电力调度机构所需的其他参数。

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

5.3.2 电力调度机构设定的参数

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

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

5.3.3 缺省申报参数

机组缺省申报参数指参与现货电能量市场交易的发电机组需在市场注册时提供的默认量价参数，若发电机组未按时在现货电能量市场中进行申报，则采用默认量价参数进行出清。原则上，各台发电机组的缺省申报参数一年内允许更改一次，由发电企业向市场运营机构提出申请，通过规定程序进行更改。

现阶段，机组缺省申报参数为电能量缺省报价，即机组运行在不同出力区间时单位电能量的缺省价格，可最多申报5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)。最小稳定技术出力不为零的发电机组，第一段出力区间起点为机组的最小稳定技术出力，最后一段出力区间终点为机组的额定有功功率，每一个报价段的起始出力点必须为上一个报价段的出力终点。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稳定技术出力之差的10%。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，燃煤机组的电能量缺省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。

综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，设置市场申报价格上下限，由市场管理委员会提出建议，经能源监管机构和政府部门同意后执行。考虑电源侧交叉补贴后，燃气机组、燃煤机组的申报价格上下限均参照常规燃煤机组的发电成本水平进行设置。

详细的申报信息表单见附表。

5.3.4 核定参数

核定参数是指参与现货电能量市场交易的发电机组的启动费用、空载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。相关的核定参数计算标准由市场管理委员会提出建议，经能源监管机构和政府部门同意后执行。

(1) 机组启动费用：启动费用包括热态启动费用、温态启动费用、冷态启动费用，代表发电机组从不同状态启动时所需要的费用，单位为元/次，三者之间的大小关系为：冷态启动费用 > 温态启动费用 > 热态启动费用。发电机组实际的启动状态根据调度自动化系统记录的启停机时间信息进行认定。

(2) 空载费用：空载费用是指发电机维持同步转速、输出功率为零需要消耗的燃料费用，单位为元/小时。

(3) 核定成本价格：核定成本价格指基于发电机组的发电成本核定的成本价格，单位为元/MWh。核定成本价格用

于必开机组等特殊机组的补偿。

5.4 日前机组运行边界条件准备

5.4.1 发电机组状态约束

电力调度机构应根据机组检修批复情况，在竞价日上午 9:30 前发布竞价日其调管范围内机组的 96 点状态，各发电企业应在 10:30 前在调度运行技术支持系统中进行确认，逾时未确认则默认采用电力调度机构发布的状态。

机组状态包括可用、调试、不可用三类。处于可用状态或因电网要求处于调试状态的机组，相应的时段内按照交易规则参与日前电能量市场出清；处于不可用状态的机组，不参与日前电能量市场出清。

(1) 可用状态：包括运行机组、备用机组。对于电厂确认为可用状态但实际未能正常调用的情况，其影响时间纳入机组非计划停运考核。

(2) 机组调试状态：包括处于检修工期中的调试、机组试验（调试），运行日存在调试时段的机组运行日全天均视为调试状态。

(3) 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。若机组处于包含在检修工期中的调试阶段，则电厂可将该机组

置为调试状态，调试计划的申报详见本细则 5.4.4 节所述。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。

缺燃料：电厂若预计燃料无法满足运行日开机要求，可选择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。

其他情况：机组不满足《广东电力市场系统运行管理实施细则》4.1、4.5 关于并网要求的相关规定。。

5.4.2 发电机组出力上下限约束

竞价日上午 9:30 前，电力调度机构应根据机组的额定有功功率、检修和试验批复等情况，发布竞价日其调管范围内机组的 96 点机组出力约束。正常情况下，机组的出力上下限分别为该机组的额定有功功率（燃机出力上限为该季节最大技术出力）、最小稳定技术出力。

竞价日上午 10:30 前，各电厂通过调度运行技术支持系统对机组出力上下限进行确认，电厂可根据实际情况调整电厂原因的出力限值约束结束时间。电厂逾时未确认则默认为采用电力调度机构发布的状态。

电厂原因的机组限高/限低时段按照本细则 10.2、10.3 的规定纳入考核。

5.4.3 发电机组最早可并网时间

若发电机组在竞价日处于停机状态且预计运行日具备并网条件，竞价日上午 10:30 前，该机组需通过所属电力调度机构的技术支持系统申报运行日最早可并网时间。若备用机组未及时申报，则最早可并网时间默认为上午 7:00。

5.4.4 发电机组调试及试验计划

5.4.4.1 新建机组调试

新建 A 类机组在并网调试期间按照调试需求安排发电，完成满负荷试运行后，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，以政府下达的年度基数电量为依据，安排 A 类机组发电。

新建 B 类机组在并网调试期间按照调试需求安排发电，完成满负荷试运行当天(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。B 类机组完成满负荷试运行后，原则上按照最小稳定技术出力安排运行，直至机组参与日前电能量市场出清的运行日 (T+2) 当天零点；(T+2) 日起，发电机组按照现货电能量市场交易规则参与出清。

5.4.4.2 在运机组试验（调试）

竞价日前一天 (D-2) 12:00 前，经所属电力调度机构审核同意于运行日进行试验（调试）的在运机组，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报送运行日调试时段内每 15 分钟的机组调试出力计划，由电力调度机构审核同意后生效。

因电厂原因处于调试状态的 B 类机组运行日全天各时段均固定出力，调试时段的出力为经电力调度机构审核同意的出力，在确保电网安全供应的基础上，在现货电能量市场中优先出清。非调试时段，原则上按最小稳定技术出力安排。

因电网原因处于调试状态的 B 类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。

若发电机组在竞价日 10:30 前未申报相应的调试计划，在日前电能量市场出清过程中对其调试计划不予考虑，按照其电能量报价信息参与日前电能量市场出清。

5.4.5 热电联产机组供热计划

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

- (1) 运行日该电厂计划用于供热的机组名称以及编号；
- (2) 运行日该电厂供热机组的 96 点供热流量预测曲线，单位为吨/小时；
- (3) 若电厂全厂供热流量未达到单机最大供热能力时，仅能指定单台机组进行供热；若电厂全厂供热流量超过单机最大供热能力时，可以指定两台机组进行供热。

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。

若机组供热数据发生报送延迟等异常情况，按竞价日前一天的实际供热流量数据计算该机组在日前电能量市场的供热电力负荷上下限。由于电厂自身原因发生供热数据申报异常等情况，按照本细则 10.4 节的规定纳入考核。

5.4.6 发电机组一次能源供应约束

燃气电厂（群）进入燃气供应不足预警状态时，其日气量约束对应的电量为该电厂（群）在日前电能量市场的电量上限约束。燃气电厂的燃气供应不足预警状态按照《广东电力市场系统运行管理实施细则》相关规定进行判断。

燃煤电厂厂内存煤可用天数低于 5 天时，相关电厂各台机组均按照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。燃煤电厂由于厂内存煤可用天数低于 5 天时发生的停机（计划检修除外），按照南方区域“两个细则”的相关要求，纳入非计划停运考核。

5.5 日前电网运行边界条件准备

5.5.1 负荷预测

日负荷预测包括统调负荷预测、母线负荷预测。

5.5.1.1 统调负荷预测

统调负荷预测是指预测运行日零时开始的每 15 分钟的

统调负荷需求，每天共计 96 个点。广东中调负责开展运行日全省的日统调负荷预测，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、需求侧响应及有序用电等情况。

5.5.1.2 母线负荷预测

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

5.5.2 外购电出力预测

外购电出力预测包括西电东送出力预测和购香港中电电力计划。

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

广东中调负责根据广东的电力平衡情况以及电网安全稳定约束情况，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。

5.5.3 备用约束

广东中调根据《南方电网备用管理技术规范》和系统运行需要，制定发电侧运行备用要求和负备用要求。日前电能量市场出清结果需同时满足运行日的发电侧运行备用要求和负备用要求，正常时期还需同时满足 D+1、D+2 日最高负荷点的备用要求，特殊时期电力调度机构可根据系统安全供应需要，调整备用约束限值。

5.5.4 输变电设备检修计划

电力调度机构基于月度输变电设备检修计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的输变电设备检修计划。

5.5.5 输变电设备投产与退役计划

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

5.5.6 电网安全约束

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

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

出力上下限约束等。

5.5.6.1 线路极限功率和断面极限功率

出现以下情况时，电力调度机构可设置线路极限功率、断面极限功率：

(1) 因系统安全约束，需要将线路、断面潮流控制在指定值以内；

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

(3) 其他保障电网安全可靠供应需要将线路、断面潮流控制在指定值以内。

5.5.6.2 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必开机组：

(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) 因保供电、防范极端自然灾害或提高对港澳等地区供电可靠性，需要提高安全裕度而增开或维持开机状态的机组；

(3) 根据电网安全运行要求进行调试的机组；

(4) 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；

(5) 其他保障电网安全可靠供应需要开机运行的机组。

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，必开机组应提前做好开机准备，确保在运行日能够正常开机运行。

5.5.6.3 发电机组（群）必停约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置必停机组，必停机组视为不可用状态：

- (1) 因系统安全约束需要停机的机组；
- (2) 不具备并网条件的机组（并网条件详见系统运行实施细则）；
- (3) 已纳入政府当年关停计划的机组；
- (4) 能源监管机构、政府部门下达的停机要求。

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

5.5.6.4 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港澳等地区供电可靠性，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）其他保障电网安全可靠供应需要限制出力上下限的发电机组（群）。

5.5.7 A 类机组发电计划编制

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

（2）新能源机组：根据一次能源供应情况，在满足系统安全的基础上，优先安排发电。

（3）核电机组：按照政府下达的年度基数电量计划，在满足系统安全的基础上，优先安排发电。节假日、强降雨和台风等极端天气影响期间核电机组参与系统调峰。

（4）自备电厂：优先满足自备生产所需负荷，余量部分按照政府下达的年度基数电量计划和系统运行实际需要安排发电。

（5）BOT 协议电厂：按照政府下达的年度基数电量计划和系统运行实际需要安排发电；编制运行日发电计划时，原则上按照年度后续运行负荷率安排日电量，曲线形状应与系统负荷特性相匹配。

（6）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，编制蓄能电厂的日前发电计划。

5.6 事前信息发布

竞价日 12:00 前，市场运营机构通过电力市场交易系统，按照《广东电力市场信息披露实施细则》的要求，向相关市场成员发布运行日的边界条件信息。主要信息包括：

- (1) 统调负荷预测曲线；
- (2) 省内 A 类机组出力预测曲线；
- (3) 外购电高峰、低谷电力预测；
- (4) 发电机组检修总容量；
- (5) 正备用要求、负备用要求；
- (6) 输变电设备检修计划；
- (7) 电网关键断面约束情况；
- (8) 必开必停机组（群）；
- (9) 市场限价等交易参数。

相关信息分为公众信息、公开信息以及私有信息。

5.7 交易申报

现货电能量市场为每日均运行的市场，各市场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。

详细的申报信息表单见附表。

5.7.1 发电机组申报交易信息

竞价日 13:00 前，所有 B 类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。若该机组未按时申报，则按照缺省报价信息参与市场出清。

发电机组申报交易信息包括以下内容：

机组电能量报价：发电机组电能量报价表示机组运行在不同出力区间时单位电能量的价格，可最多申报 5 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)。最小稳定技术出力不为零的发电机组，第一段出力区间起点为机组的最小稳定技术出力，最后一段出力区间终点为机组的额定有功功率，每一个报价段的起始出力点必须为上一个报价段的出力终点。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稳定技术出力之差的 10%。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，燃煤机组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。

综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，设置市场申报价格上下限，由市场管理委员会提出建议，经能源监管机构和政府部门同意后执行。考虑电源侧交叉补贴后，燃气机组、燃煤机组的申报价格上下限均参照常规燃煤机组的发电成本水平进行设置。

5.7.2 售电公司与电力用户申报信息

竞价日 13:00 前，售电公司和批发用户在电力市场交易

系统中申报下述信息：

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

售电公司和批发用户申报的用电需求曲线作为日前电能市场结算依据，不作为日前电能市场出清的边界条件。售电公司和批发用户申报的日前需求曲线与实际用电曲线出现较大偏差时，按照本细则第 11 章有关规定处理。

5.7.3 申报数据审核及处理

市场主体的申报信息、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。市场主体提交申报信息后，由市场运营机构对申报信息进行审核及处理。若发电机组逾时未申报报价信息，以缺省信息参与市场出清。

5.8 市场力检测及缓解

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。通过市场力检测的发电机组电能报价被视为有效报价，可直接参与市场出清，未通过市场力检测的发电机组采用市场力缓解措施处理后，可参与市场出清。

现阶段，市场力检测仅考虑行为测试环节。

5.8.1 市场力行为测试

对比发电机组电能量报价与市场力检测参考价格，当发电机组电能量报价小于等于市场力检测参考价格时，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市场力检测参考价格时，该发电机组被认定不通过行为测试。发电机组的市场力检测参考价格由市场管理委员会提出建议，经政府主管部门和能源监管机构同意后执行。

5.8.2 市场力缓解措施

市场力缓解措施指将发电机组电能量报价超过市场力检测参考价格的部分替换为市场力检测参考价格。

5.9 日前电能量市场出清

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

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

等。

5.9.1 日前电能量市场的出清过程

日前电能量市场的出清计算过程如下：

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

(2) 在运行日机组开机组合基础上，根据本细则第 8 章的规定，计算调频辅助服务市场的预出清结果，修改相应机组的出力上下限。

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

(4) 对运行日的机组开机组合、机组出力曲线进行交流潮流安全校核，若不满足交流潮流安全约束，则在计算模型中添加相应的约束条件，重新进行上述第一步至第四步的计算过程，直至满足交流潮流安全约束，得到日前电能量市场的出清结果。

5.9.2 日前电能量市场出清数学模型

5.9.2.1 日前安全约束机组组合 (SCUC) 模型

日前电能量市场出清 SCUC 的目标函数如下所示：

$$\min \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-]$$

其中：

N 表示机组的总台数，包括A类机组与B类机组；

T 表示所考虑的总时段数，每天考虑96时段，则 T 为96；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 分别为机组 i 在时段 t 的运行费用、启动费用，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；

M 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。

日前电能量市场出清SCUC的约束条件包括：

(1) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} = D_t$$

其中， $P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力， $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， D_t 为时段 t 的系统负荷。A类机组的出力已包含在等式左侧。

(2) 系统正备用容量约束

在确保系统功率平衡的前提下，为了防止系统负荷预测

偏差以及各种实际运行事故带来的系统供需不平衡波动，一般整个系统需要留有一定的容量备用。

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

$$\sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\max} \geq D_t + R_t^U$$

其中， $\alpha_{i,t}$ 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； $P_{i,t}^{\max}$ 为机组 i 在时段 t 的最大出力； R_t^U 为时段 t 的系统正备用容量要求。

(3) 系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\min} \leq D_t - R_t^D$$

其中， $P_{i,t}^{\min}$ 为机组 i 在时段 t 的最小出力； R_t^D 为时段 t 的系统负备用容量要求。

(4) 系统旋转备用约束

各个时段机组出力的上调能力总和与下调能力总和需满足实际运行的上调、下调旋转备用要求。

$$\sum_{i=1}^N \min\{\Delta P_i^U, P_{i,t+1}^{\max} - P_{i,t}\} \geq \Delta SR_t^U$$

$$\sum_{i=1}^N \min\{\Delta P_i^D, P_{i,t} - P_{i,t+1}^{\min}\} \geq \Delta SR_t^D$$

其中， ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率； $P_{i,t}^{\max}$ 、 $P_{i,t}^{\min}$ 分别是机组 i 在时段 t 的最大、最小

出力； ΔSR_t^U 、 ΔSR_t^D 分别为时段 t 上调、下调旋转备用要求。

(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：

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

(6) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

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

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

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

(7) 机组最小连续开停时间约束

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

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

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

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

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

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

(8) 机组最大启停次数约束

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

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

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

相应机组 i 的启停次数限制可表达如下：

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

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

(9) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

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

其中， P_l^{\max} 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组 i 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； 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

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。

(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：

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

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 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-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。

机组出力表达式：

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

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

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

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

机组启动费用表达式:

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

其中, C_i^U 为机组 i 申报的单次启动费用。

5.9.2.2 日前安全约束经济调度 (SCED) 模型

日前电能量市场出清 SCED 的目标函数如下所示:

$$\min \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-]$$

其中:

N 表示机组的总台数, 包括 A 类机组与 B 类机组;

T 表示所考虑的总时段数, 每天考虑 96 时段, 则 T 为 96;

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力;

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 分别为机组 i 在时段 t 的运行费用、启动费用, 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;

M 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。

日前电能量市场出清 SCED 的约束条件包括:

(1) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t , 负荷平衡约束可以描述为:

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} = D_t$$

其中， $P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力， $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， D_t 为时段 t 的系统负荷。A 类机组的出力已包含在等式左侧。

(2) 系统旋转备用约束

各个时段机组出力的上调能力总和与下调能力总和需满足实际运行的上调、下调旋转备用要求。

$$\sum_{i=1}^N \min\{\Delta P_i^U, P_{i,t+1}^{\max} - P_{i,t}\} \geq \Delta SR_t^U$$

$$\sum_{i=1}^N \min\{\Delta P_i^D, P_{i,t} - P_{i,t+1}^{\min}\} \geq \Delta SR_t^D$$

其中， ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率； $P_{i,t}^{\max}$ 、 $P_{i,t}^{\min}$ 分别是机组 i 在时段 t 的最大、最小出力； ΔSR_t^U 、 ΔSR_t^D 分别为时段 t 上调、下调旋转备用要求。

(3) 机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

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

对于 SCUC 优化结果中停机的机组，上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 、 $P_{i,t}^{\max}$ 均取为零。

(4) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

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

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

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

(5) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

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

其中， P_l^{\max} 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组 i 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； 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。

(6) 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：

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

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 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-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。

机组出力表达式：

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

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

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

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

5.9.2.3 节点电价（LMP）计算模型

日前电能量市场采用节点电价定价机制。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。

节点电价（LMP）计算模型如下：

日前电能量市场 SCED 计算完毕后，对于不可定价机组，在 SCED 模型中对其机组出力上下限约束替换为以下固定出力约束：

$$P_{i,t} = P_{i,t}^{SCED}$$

其中， $P_{i,t}^{SCED}$ 为日前电能市场 SCED 计算结果中，机组 i 在时段 t 的中标出力。

将不可定价机组在相应时段的出力固定之后，重新计算日前电能市场中的 SCED 模型，得到各时段系统负荷平衡约束、线路和断面潮流约束的拉格朗日乘子，则节点 i 在时段 t 的节点电价为：

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

其中：

λ_t ：时段 t 系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子；

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

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

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

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

G_{l-k} ：节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子；

G_{s-k} ：节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。

（注：所有拉格朗日乘子均大于等于 0）

综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，

设置市场结算价格上下限，由市场管理委员会提出建议，经能源监管机构和政府部门同意后执行。

5.9.3 特殊机组在日前电能量市场中的出清机制

5.9.3.1 必开机组

必开机组在必开时段内的机组状态为开机，不参与优化；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最小稳定技术出力。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。

某交易时段中，若必开机组仅中标必开最小出力，该时段内该台必开机组不参与市场定价；若必开机组的必开最小出力之上的发电能力中标，该时段内该台必开机组可参与市场定价。

在某小时内，若必开机组有一个及以上的时段仅中标必开最小出力，则判断该小时该机组所在节点的小时平均节点电价与核定发电成本价格之间的大小关系，当小时平均节点电价低于核定发电成本价格时，该小时以核定成本价格作为该机组的日前电能量市场价格；当小时平均节点电价高于或等于核定发电成本价格时，该小时以小时平均节点电价作为该机组的日前电能量市场价格。由此产生的不平衡资金按照《广东电力市场交易结算实施细则》的相关规定进行分摊。

5.9.3.2 热电联产机组

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

某交易时段中，若热电联产机组仅中标供热电力负荷下限对应的出力，该时段内该台热电联产机组不参与市场定价；若热电联产机组的供热电力负荷下限之上的部分中标，该时段内该台热电联产机组可参与市场定价。

5.9.3.3 调试（试验）机组

(1) 调试阶段的新建机组

调试阶段的 A 类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 B 类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 A 类机组，不参与现货电能量市场的定价与结算。在新建 B 类机组完成满负荷试运行后，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。在完成满负荷试运行到（T+2）日零点之间，该台机组作为固定出力机组，不参与市场优化，不参与市场定价，作为价格接受者。

（2）调试（试验）的在运机组

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

对于因电厂原因的调试（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最小稳定技术出力，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，因电厂原因的调试（试验）机组均不参与市场定价，作为市场价格接受者。

对于因电网原因的调试（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，机组不参与市场定价。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，根据市场规则进行优化出清，可参与市场定价。

因电网原因的调试（试验）机组在其调试起始时刻的上一个整点时刻开始，至其调试结束时刻的下一个整点时刻为

止，之间的整点小时中需判断该小时该机组所在节点的小时平均节点电价与核定发电成本价格之间的大小关系，当小时平均节点电价低于核定发电成本价格时，该小时以核定成本价格作为该机组的日前电能量市场价格；当小时平均节点电价高于或等于核定发电成本价格时，该小时以小时平均节点电价作为该机组的日前电能量市场价格。由此产生的不平衡资金按照《广东电力市场交易结算实施细则》的相关规定进行分摊。

5.9.3.4 最小连续开机时间内机组

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

某交易时段中，若最小连续开机时间内机组仅中标最小稳定技术出力，该时段内该台机组不参与市场定价；若最小稳定技术出力之上的发电能力中标，该时段内该台机组可参与市场定价。

在某小时内，若最小连续开机时间内机组有一个及以上的时段仅中标最小稳定技术出力，则判断该小时该机组所在节点的小时平均节点电价与核定发电成本价格之间的大小关系。当小时平均节点电价低于核定发电成本价格时，该小时以核定成本价格作为该机组的日前电能量市场价格；当小时平均节点电价高于或等于核定发电成本价格时，该小时以

小时平均节点电价作为该机组的日前电能量市场价格。由此产生的不平衡资金按照《广东电力市场交易结算实施细则》的相关规定进行分摊。

5.9.3.5 处于开/停机过程中的机组

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

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

5.9.3.6 深度调峰机组

在燃煤发电机组深度调峰（即发电机组出力低于最小稳定技术出力）的时段内，该台发电机组的出力为其紧急最小出力，不参与市场优化；相应的时段内该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

5.9.3.7 一次能源供应约束机组

处于燃气供应不足预警状态的燃气机组，在日前电能量市场出清过程中需考虑其日电量上限约束。该类机组在运行日全天的交易时段内按照其电能量报价参与市场优化，可参与市场定价。

厂内存煤可用天数低于 5 天的燃煤机组，在日前电能量市场中，按照申报价格上限参与市场优化出清，在全天的交易时段内均不参与市场定价，作为市场价格接受者。

5.9.4 日前电能量市场安全校核

5.9.4.1 电力平衡校核

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

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。

5.9.4.2 安全稳定校核

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

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。

5.10 交易结果发布

竞价日 17:30 前，广东中调出具运行日的日前电能量市场交易出清结果，经电力交易机构、相关电力调度机构会签，按照有关程序通过技术支持系统发布。

5.10.1 日前交易公有信息发布

日前交易公有信息为每小时的全市场节点加权平均综合电价，以及日前电能量市场出清的概况信息。

5.10.2 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：

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

5.10.3 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售电公司和批发用户每小时的中标用电量，数值上等于其在日前电能量市场中申报的每小时的平均用电负荷。

5.11 日前调度计划

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

若电网运行边界条件在运行日之前发生变化，并且可能

影响电网安全稳定运行、电力正常有序供应和清洁能源消纳，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，对运行日的发电调度计划（包含机组开机组合以及机组出力计划）进行调整，以保证电力供应平衡、电网安全运行以及清洁能源消纳，同时通过技术支持系统向相关市场成员发布相关信息，并将调整后的发电调度计划下发至各发电企业。日前电能量市场形成的成交结果和价格不进行调整。

主要边界条件变化情况包括但不限于：

(1) 因天气条件、当日实际负荷走势等发生较大变化而需调整次日的负荷预测；

(2) 发生机组非计划停运（含出力受限）情况；

(3) 发电机组检修计划延期或调整；

(4) 外购电因电网故障、送端电源故障、清洁能源消纳等原因出现计划外调整；

(5) 水电或新能源出力较预测发生较大变化；

(6) 电网输变电设备出现故障、临时检修或计划检修延期；

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

6 日前电能量市场交易组织（二）

6.1 组织方式

市场逐步成熟后，亦可采取日前电能量市场“发电侧报量报价、用户侧报量报价”的模式组织日前电能量市场交易。

日前电能量市场采用全电量申报、集中优化出清的方式开展。参与市场的发电机组在日前电能量市场中申报运行日的报价信息，售电公司和批发用户在日前电能量市场中申报运行日的电力需求价格曲线，电力调度机构代为申报非市场用户用电需求曲线。电力调度机构在日前阶段开展日前电能量市场出清和调度计划计算。

省外以“点对网”方式向广东省送电的燃煤发电企业（包括桥口电厂、鲤鱼江电厂）视同广东省内电厂（机组）参与广东现货电能量市场交易。以政府间框架协议、国家分电计划等形式向广东跨省区送电，综合考虑年度合同、省间市场化交易结果、清洁能源消纳需求以及电网安全运行要求，作为广东现货电能量市场交易的边界条件。视市场发展情况，逐步将框架协议外的增送电量纳入现货市场交易。向广东跨省区送电的中长期合同分解、交易组织、交易结算的具体规则另行制定。

6.2 交易时间定义

运行日(D)为执行日前电能量市场交易计划的自然日，每15分钟为一个交易出清时段，每个运行日含有96个交易出清时段。竞价日为运行日前一日(D-1)，竞价日内，发电

企业、售电公司与批发用户进行申报，并通过日前电能量市场出清形成运行日的交易结果。

6.3 机组参数

机组参数与本细则 5.3 节一致。

6.4 日前机组运行边界条件准备

6.4.1 发电机组状态约束

发电机组状态约束与本细则 5.4.1 节一致。

6.4.2 发电机组出力上下限约束

发电机组出力上下限约束与本细则 5.4.2 节一致。

6.4.3 发电机组最早可并网时间

发电机组最早可并网时间与本细则 5.4.3 节一致。

6.4.4 发电机组调试及试验计划

6.4.4.1 新建机组调试

新建机组调试的要求与本细则 5.4.4.1 节一致。

6.4.4.2 试验（调试）机组

试验（调试）机组的要求与本细则 5.4.4.2 节一致。

6.4.5 热电联产机组供热计划

热电联产机组供热计划与本细则 5.4.5 节一致。

6.4.6 发电机组一次能源供应约束

发电机组一次能源供应约束与本细则 5.4.6 节一致。

6.5 日前电网运行边界条件准备

6.5.1 外购电出力预测

外购电出力预测与本细则 5.5.2 节一致。

6.5.2 备用约束

备用约束与本细则 5.5.3 节一致。

6.5.3 输变电设备检修计划

输变电设备检修计划与本细则 5.5.4 节一致。

6.5.4 输变电设备投产与退役计划

输变电设备投产与退役计划与本细则 5.5.5 节一致。

6.5.5 电网安全约束

电网安全约束与本细则 5.5.6 节一致。

6.5.6 A 类机组发电计划编制

A 类机组发电计划与本细则 5.5.7 节一致。

6.6 事前信息发布

竞价日 12:00 前,市场运营机构通过电力市场交易系统,按照《广东电力市场信息披露实施细则》的要求,向相关市场成员发布运行日的边界条件信息。主要信息包括:

- (1) 电价节点及用户的对应关系;
- (2) 省内 A 类机组出力预测曲线;
- (3) 外购电高峰、低谷电力预测;
- (4) 发电机组检修总容量;
- (5) 正备用要求、负备用要求;
- (6) 输变电设备检修计划;
- (7) 电网关键断面约束情况;

(8) 必开必停机组（群）；

(9) 市场限价等交易参数。

相关信息分为公众信息、公开信息以及私有信息。

6.7 交易申报

现货电能量市场为每日均运行的市场，各市场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。

详细的申报信息表单见附表。

6.7.1 发电机组申报交易信息

发电机组申报交易信息要求与本细则 5.7.1 节一致。

6.7.2 售电公司与批发用户申报信息

竞价日 13:00 前，售电公司和批发用户在电力市场交易系统申报下述信息：

(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对应到电价节点的电力需求量价曲线，即相应的电价节点上每小时内的“负荷-价格”关系曲线；若售电公司所代理的用户对应不同的电价节点，售电公司需要分不同的电价节点进行申报。

(2) 批发用户在电力市场交易系统中申报运行日对应到电价节点的电力需求量价曲线，即相应的电价节点上每小时内的“负荷-价格”关系曲线。

售电公司和批发用户申报的电力需求量价曲线需满足

如下要求：

(1) 每一段报价的起始负荷应等于上一段报价的结束负荷；

(2) 随着电力负荷增加，每一段负荷需求的报价必须单调非递增；

(3) 每小时内，各报价段长度不能低于该小时所申报的最大电力负荷需求的 10%；

(4) 每小时内的报价段数不超过 5 段；

(5) 各段报价不可超过申报价格上限、下限限制。

综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，设置市场申报价格上下限，由市场管理委员会提出建议，经能源监管机构和政府部门同意后执行。

售电公司和批发用户申报的电力需求量价曲线作为日前电能量市场出清计算的依据。售电公司和批发用户申报的日前需求曲线与实际用电曲线出现较大偏差时，按照本细则第 11 章有关规定处理。

6.7.3 申报数据审核及处理

申报数据审核及处理与本细则 5.7.3 节一致。

6.8 市场力检测及缓解

市场力检测及缓解本细则 5.8.2 节一致。

6.9 日前电能量市场出清

竞价日 17:30 前，电力调度机构基于市场成员申报信息

以及运行日的电网运行边界条件，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，出清得到日前电能量市场交易结果。

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

6.9.1 日前电能量市场的出清过程

日前电能量市场的出清计算过程与本细则 5.9.1 节一致。

6.9.2 日前电能量市场出清数学模型

6.9.2.1 日前安全约束机组组合（SCUC）模型

日前电能量市场出清 SCUC 的目标函数如下所示：

$$\max \left\{ \sum_{u=1}^U \sum_{t=1}^T B_{u,t}(D_{u,t}) - \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U] - \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] - \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] \right\}$$

其中：

U 表示参与日前电能量市场的售电公司和批发用户按节点的申报数量之和；若同一售电公司在同一节点上代理了多个用户，只需申报该节点上其代理用户的总需求量价曲线，

申报数量计为 1；

N 表示机组的总台数，包括 A 类机组与 B 类机组；

T 表示所考虑的总时段数，每天考虑 96 时段，则 T 为 96；

$D_{u,t}$ 表示售电公司或批发用户 u 在时段 t 的中标负荷，每小时的平均中标负荷等于该小时内 4 个 15 分钟中标负荷的算术平均值，数值上等于该小时内的中标用电量；售电公司或批发用户在同一小时内 4 个 15 分钟的需求量价曲线相同，等于日前电能量市场中申报的该小时的需求量价曲线；

$B_{u,t}(D_{u,t})$ 为售电公司或批发用户 u 在时段 t 的购电费用，是与售电公司或批发用户申报的各段电力需求区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 分别为机组 i 在时段 t 的运行费用、启动费用，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；

M 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。

日前电能量市场出清 SCUC 的约束条件包括：

(1) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} = \sum_{u=1}^U D_{u,t} + \sum_{k=1}^K D_{k,t}^0$$

其中， $P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力， $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， $D_{u,t}$ 表示售电公司或批发用户 u 在时段 t 的中标负荷， U 表示参与日前电能量市场的售电公司和批发用户按节点的申报数量之和， $D_{k,t}^0$ 表示节点 k 上时段 t 非市场用户的负荷预测， K 为节点总数。A类机组的出力已包含在等式左侧。

(2) 系统正备用容量约束

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

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

$$\sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\max} \geq \sum_{u=1}^U D_{u,t} + \sum_{k=1}^K D_{k,t}^0 + R_t^U$$

其中， $\alpha_{i,t}$ 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； $P_{i,t}^{\max}$ 为机组 i 在时段 t 的最大出力； R_t^U 为时段 t 的系统正备用容量要求。

(3) 系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\min} \leq \sum_{u=1}^U D_{u,t} + \sum_{k=1}^K D_{k,t}^0 - R_t^D$$

其中， $P_{i,t}^{\min}$ 为机组 i 在时段 t 的最小出力； R_t^D 为时段 t 的系统负备用容量要求。

(4) 系统旋转备用约束

各个时段机组出力的上调能力总和与下调能力总和需满足实际运行的上调、下调旋转备用要求。

$$\sum_{i=1}^N \min \{ \Delta P_i^U, P_{i,t+1}^{\max} - P_{i,t} \} \geq \Delta SR_t^U$$

$$\sum_{i=1}^N \min \{ \Delta P_i^D, P_{i,t} - P_{i,t+1}^{\min} \} \geq \Delta SR_t^D$$

其中， ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率； $P_{i,t}^{\max}$ 、 $P_{i,t}^{\min}$ 分别是机组 i 在时段 t 的最大、最小出力； ΔSR_t^U 、 ΔSR_t^D 分别为时段 t 上调、下调旋转备用要求。

(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 A 类机组，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 A 类机组计划出力；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。

(6) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

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

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

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

(7) 机组最小连续开停时间约束

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

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

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

其中， $\alpha_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的启停状态； T_U 、 T_D 为机组的最小连续开机时间和最小连续停机时间； $T_{i,t}^U$ 、 $T_{i,t}^D$ 为机组 i 在时段 t 时已经连续开机的时间和连续停机的时间，可以用

状态变量 $\alpha_{i,t}$ ($i=1 \sim N, t=1 \sim T$) 来表示：

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

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

(8) 机组最大启停次数约束

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

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

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

相应机组 i 的启停次数限制可表达如下：

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

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

(9) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$-P_l^{\max} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} \left(\sum_{u \in k} D_{u,t} + D_{k,t}^0 \right) - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max}$$

其中， P_l^{\max} 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组 i 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； 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； $u \in k$ 是指在节点 k 上申报的售电公司或批发用户， $D_{u,t}$ 表示售电公司或批发用户 u 在时段 t 的中标负荷， $D_{k,t}^0$ 表示节点 k 上时段 t 非市场用户的负荷预测。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(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：

$$P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} \left(\sum_{u \in k} D_{u,t} + D_{k,t}^0 \right) - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max}$$

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 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-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。

机组出力表达式：

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

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

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

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

机组启动费用表达式：

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

其中， C_i^U 为机组 i 申报的单次启动费用。

售电公司及批发用户中标负荷表达式：

$$D_{u,t} = \sum_{n=1}^{NN} D_{u,t,n}$$

$$D_{u,t,n}^{\min} \leq D_{u,t,n} \leq D_{u,t,n}^{\max}$$

其中， NN 为售电公司及批发用户报价总段数， $D_{u,t,n}$ 为售电公司或批发用户 u 在时段 t 第 n 个电力需求区间的中标负荷， $D_{u,t,n}^{\max}$ 、 $D_{u,t,n}^{\min}$ 分别为售电公司或批发用户 u 在时段 t 申报的第 n 个电力需求区间上、下界。

售电公司及批发用户购电费用表达式：

$$B_{u,t}(D_{u,t}) = \sum_{n=1}^{NN} C_{u,t,n} D_{u,t,n}$$

其中， NN 为售电公司及批发用户报价总段数， $C_{u,t,n}$ 为售电公司或批发用户 u 在时段 t 申报的第 n 个电力需求区间对应的能量价格。

6.9.2.2 日前安全约束经济调度 (SCED) 模型

日前电能量市场出清 SCED 的目标函数如下所示：

$$\max \left\{ \sum_{u=1}^U \sum_{t=1}^T B_{u,t}(D_{u,t}) - \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t})] \right. \\ \left. - \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] - \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] \right\}$$

其中：

U 表示参与日前电能量市场的售电公司和批发用户按节点的申报数量之和；若同一售电公司在同一节点上代理了多个用户，只需申报该节点上其代理用户的总需求量价曲线，申报数量计为 1；

N 表示机组的总台数，包括 A 类机组与 B 类机组；

T 表示所考虑的总时段数，每天考虑 96 时段，则 T 为 96；

$D_{u,t}$ 表示售电公司或批发用户 u 在时段 t 的中标负荷，每小时的平均中标负荷等于该小时内 4 个 15 分钟中标负荷的算术平均值，数值上等于该小时内的中标用电量；售电公司或批发用户在同一小时内 4 个 15 分钟的需求量价曲线相同，等于日前电能量市场中申报的该小时的需求量价曲线；

$B_{u,t}(D_{u,t})$ 为售电公司或批发用户 u 在时段 t 的购电费用，是与售电公司或批发用户申报的各段电力需求区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 为机组 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 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。

日前电能量市场出清 SCED 的约束条件包括：

(1) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} = \sum_{u=1}^U D_{u,t} + \sum_{k=1}^K D_{k,t}^0$$

其中， $P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力， $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， $D_{u,t}$ 表示售电公司或批发用户 u 在时段 t 的中标负荷， U 表示参与日前电能量市场的售电公司和批发用户按节点的申报数量之和， $D_{k,t}^0$ 表示节点 k 上时段 t 非市场用户的负荷预测， K 为节点总数。A 类机组的出力已包含在等式左侧。

(2) 系统旋转备用约束

各个时段机组出力的上调能力总和与下调能力总和需满足实际运行的上调、下调旋转备用要求。

$$\sum_{i=1}^N \min \{ \Delta P_i^U, P_{i,t+1}^{\max} - P_{i,t} \} \geq \Delta SR_t^U$$

$$\sum_{i=1}^N \min \{ \Delta P_i^D, P_{i,t} - P_{i,t+1}^{\min} \} \geq \Delta SR_t^D$$

其中， ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 为机组 i 最大

下爬坡速率； $P_{i,t}^{\max}$ 、 $P_{i,t}^{\min}$ 分别是机组*i*在时段*t*的最大、最小出力； ΔSR_i^U 、 ΔSR_i^D 分别为时段*t*上调、下调旋转备用要求。

(3) 机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

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

对于 SCUC 优化结果中停机的机组，上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 、 $P_{i,t}^{\max}$ 均取为零。

对于 A 类机组，由电力调度机构安排计划出力，上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 、 $P_{i,t}^{\max}$ 均取为对应时段的 A 类机组计划出力。

对于必开机组，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，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，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。

(4) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

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

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

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

(5) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$-P_l^{\max} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} \left(\sum_{u \in k} D_{u,t} + D_{k,t}^0 \right) - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max}$$

其中， P_l^{\max} 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组 i 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； 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； $u \in k$ 是指在节点 k 上申报的售电公司或批发用户， $D_{u,t}$ 表示售电公司或批发用户 u 在时段 t 的中标负荷， $D_{k,t}^0$ 表示节点 k 上非市场用户的负荷预测。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(6) 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：

$$P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} \left(\sum_{u \in k} D_{u,t} + D_{k,t}^0 \right) - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max}$$

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 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-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。

机组出力表达式：

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

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

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

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

售电公司及批发用户中标负荷表达式：

$$D_{u,t} = \sum_{n=1}^{NN} D_{u,t,n}$$

$$D_{u,t,n}^{\min} \leq D_{u,t,n} \leq D_{u,t,n}^{\max}$$

其中， NN 为售电公司及批发用户报价总段数， $D_{u,t,n}$ 为售电公司或批发用户 u 在时段 t 第 n 个电力需求区间的中标负荷， $D_{u,t,n}^{\max}$ 、 $D_{u,t,n}^{\min}$ 分别为售电公司或批发用户 u 在时段 t 申报的第 n 个电力需求区间上、下界。

售电公司及批发用户购电费用表达式：

$$B_{u,t}(D_{u,t}) = \sum_{n=1}^{NN} C_{u,t,n} D_{u,t,n}$$

其中， NN 为售电公司及批发用户报价总段数， $C_{u,t,n}$ 为售

电公司或批发用户 u 在时段 t 申报的第 n 个电力需求区间对应的能量价格。

6.9.2.3 节点电价 (LMP) 计算模型

日前电能量市场采用节点电价定价机制。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。

节点电价 (LMP) 计算模型如下：

日前电能量市场 SCED 计算完毕后，对于不可定价机组，在 SCED 模型中对其机组出力上下限约束替换为以下固定出力约束：

$$P_{i,t} = P_{i,t}^{SCED}$$

其中， $P_{i,t}^{SCED}$ 为日前电能量市场 SCED 计算结果中，机组 i 在时段 t 的中标出力。

对于售电公司及批发用户，在 SCED 模型中将其中标负荷固定为日前电能量市场 SCED 计算结果：

$$D_{u,t} = D_{u,t}^{SCED}$$

其中， $D_{u,t}^{SCED}$ 为日前电能量市场 SCED 计算结果中，售电公司或批发用户 u 在时段 t 的中标负荷。

将不可定价机组在相应时段的出力和售电公司及批发用户在各个时段的中标负荷固定之后，重新计算日前电能量市场中的 SCED 模型，得到各时段系统负荷平衡约束、线路和断面潮流约束的拉格朗日乘子，则节点 i 在时段 t 的节点电

价为：

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

其中：

λ_t ：时段 t 系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子；

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

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

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

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

G_{l-k} ：节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子；

G_{s-k} ：节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。

（注：所有拉格朗日乘子均大于等于 0）

综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，设置市场结算价格上下限，由市场管理委员会提出建议，经能源监管机构和政府部门同意后执行。

6.9.3 特殊机组在日前电能量市场中的出清机制

特殊机组在日前电能量市场中的出清机制与本细则 5.9.3 节一致。

6.9.4 日前电能量市场安全校核

日前电能量市场安全校核与本细则 5.9.4 节一致。

6.10 交易结果发布

竞价日 17:30 前，广东中调出具运行日的日前电能量市场交易出清结果，经电力交易机构、相关电力调度机构会签，按照有关程序通过技术支持系统发布。

6.10.1 日前交易公有信息发布

日前交易公有信息为每小时的全市场节点加权平均综合电价，以及日前电能量市场出清的概况信息。

6.10.2 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：

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

6.10.3 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售电公司和批发用户每小时的中标用电量，以及相应电价节点每小时的平均节点电价。

6.11 日前调度计划

竞价日(D-1)，电力调度机构根据运行日的统调负荷预测、母线负荷预测（与本细则 5.5.1 节一致）以及最新的运行日电网运行边界条件，基于竞价日发电机组申报信息，采用安全

约束机组组合 (SCUC)、安全约束经济调度 (SCED) 模型 (与本细则 5.9.2.1、5.9.2.2 节一致) 进行优化计算, 形成日前调度计划。运行日的机组组合和发电计划安排以日前调度计划为准。

7 实时电能量市场交易组织

7.1 组织方式

在实时运行时, 电力调度机构基于日前电能量市场封存的发电机组申报信息, 根据超短期负荷预测等电网运行边界条件, 基于安全约束机组组合 (SCUC)、安全约束经济调度 (SCED), 对日内机组启停状态进行优化决策, 作为实时电能量市场出清的边界条件。

实时电能量市场以发电成本最小化为优化目标, 采用安全约束经济调度 (SCED) 算法进行集中优化计算, 出清得到各发电机组需要实际执行的发电计划和实时节点电价。

省外以“点对网”方式向广东省送电的燃煤发电企业 (包括桥口电厂、鲤鱼江电厂) 视同广东省内电厂 (机组) 参与广东现货电能量市场交易。以政府间框架协议、国家分电计划等形式向广东跨省区送电, 综合考虑年度合同、省间市场化交易结果、清洁能源消纳需求以及电网安全运行要求, 作为广东现货电能量市场交易的边界条件。视市场发展情况, 逐步将框架协议外的增送电量纳入现货市场交易。向广东跨省区送电的中长期合同分解、交易组织、交易结算的具体规

则另行制定。

7.2 交易时间定义

电力调度机构在系统实际运行前 15 分钟开展实时电能量市场交易出清。

7.3 实时发电机组物理运行参数变化

实时电能量市场采用日前电能量市场封存的发电侧申报信息进行出清，发电机组、售电公司和批发用户在实时电能量市场中均无需进行申报。

当发电机组的物理运行参数与日前电能量市场相比发生较大变化时，发电企业需及时通过所属电力调度机构的技术支持系统向所属电力调度机构进行报送，经所属电力调度机构审核同意，并由广东中调确认后生效。主要包括以下信息：

- (1) 开机阶段每 5 分钟计划出力曲线（从并网至最小稳定技术出力）；
- (2) 停机阶段每 5 分钟计划出力曲线（从当前出力至解列）；
- (3) 最新的预计并网/解列时间；
- (4) 机组出力上/下限变化情况；
- (5) 调试（试验）机组出力变化情况；
- (6) 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；

(7) 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。

7.4 实时机组运行边界条件准备

实时电能量市场中，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，由广东中调确认后，在技术支持系统中对实时电能量市场的相关运行参数进行修改，以修改之后的参数进行实时电能量市场出清计算。

7.4.1 发电机组开/停机计划曲线

发电机组开机过程中，以机组当前实时出力为起点，电力调度机构根据机组报送的开机计划出力曲线，滚动修改未来1小时机组发电计划，直至机组出力上升至最小稳定技术出力。

发电机组停机过程中，以机组当前实时出力为起点，电力调度机构根据机组报送的停机计划出力曲线，滚动修改未来1小时机组发电计划，直至机组出力降为零并与电网解列。

7.4.2 发电机组预计并网/解列时间

电力调度机构根据机组最新的预计并网/解列时间，在技术支持系统中对机组并网/解列时间参数进行修改，以修正后的参数进行实时电能量市场出清计算。

7.4.3 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，电厂应及时向所属电力调度机构提交出力限制

申请，经所属电力调度机构审核同意后，电力调度机构在技术支持系统中将该台发电机组的出力上/下限约束值修改为变化之后的数值，按照修改之后的出力上/下限进行实时电能市场出清计算。

实时运行中机组出力上/下限未能达到并网调度协议中额定有功功率（燃气机组为相应季节的最大技术出力）/最小稳定技术出力的时段，计为发电机组限高/限低时段，按照本细则 10.2、10.3 节的规定计算考核费用。

7.4.4 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。

7.4.5 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。

7.4.6 热电联产机组供热计划执行

电力调度机构以发电机组实测供热工况图（热-电负荷对应关系表）为基础，根据实时采集的机组供热流量，计算供热机组实际供热电力负荷的上下限。

7.4.7 发电机组一次能源供应约束

处于燃气供应不足预警状态的燃气机组，在实时电能量市场中原则上按照日前电能量市场出清的发电出力曲线执行。电力调度机构可根据实时的电力电量平衡、电网安全运行情况对该类机组的实时发电出力进行调整。

厂内存煤可用天数低于 5 天的燃煤机组，在实时电能量市场中，按照申报价格上限参与市场优化出清。

7.5 实时电网运行边界条件准备

7.5.1 超短期负荷预测

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

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

7.5.2 外购电计划

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

根据广东电网或香港中华电力的电力电量平衡等情况，

广东中调与香港中华电力经双方协商，实时更新购中电的电力计划。

7.5.3 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。

7.5.4 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：

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

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

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

7.5.5 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市场主体进行发布。

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 3%~5%后的限值作为实时控制要求。

7.5.6 A 类机组发电计划调整

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

除蓄能电厂之外的 A 类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 A 类电源发电出力以及外购电计划进行调整。

7.6 实时电能量市场出清

电力调度机构以 15 分钟为周期，基于最新的电网运行

状态与超短期负荷预测信息，以购电成本最小化为目标，在日前发电调度计划以及日内滚动发电计划确定的开机组合基础上，采用安全约束经济调度(SCED)程序进行优化计算，滚动优化机组出力，形成各发电机组需要实际执行的发电计划和实时节点电价等信息。

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

7.6.1 实时电能量市场的出清过程

实时电能量市场的出清计算过程如下：

(1) 在实时开机组合基础上，根据本细则第8章的规定，计算调频辅助服务市场的出清结果，修改相应机组的出力上下限。

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

(3) 对实时电能量市场优化计算时间窗口内的机组出力曲线进行交流潮流安全校核，若不满足交流潮流安全约束，则在计算模型中添加相应的约束条件，重新进行上述第一步

至第三步的计算过程，直至满足交流潮流安全约束，得到实时电能量市场的出清结果。

7.6.2 实时电能量市场出清数学模型

7.6.2.1 实时安全约束经济调度 (SCED) 模型

实时安全约束经济调度 (SCED) 模型与本细则 5.9.2.2 节一致。

7.6.2.2 节点电价 (LMP) 计算模型

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。

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) 计算模型与本细则 5.9.2.3 节一致。

综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，设置市场结算价格上下限，由市场管理委员会提出建议，经能源监管机构和政府部门同意后执行。

7.6.3 特殊机组在实时电能量市场中的出清机制

7.6.3.1 必开机组

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

在发生本细则 7.8 节所述的需改变机组发电计划的情况

时，由电力调度机构在需要改变发电计划的时段指定相应机组的发电出力，被指定出力的发电机组在指定出力的时间段不参与市场定价。当机组实时指定出力高于日前电能量市场中的中标出力时，相应时段内机组认定为必开机组，必开最小出力即为机组的实际出力。

必开机组在实时电能量市场中的出清机制与本细则5.9.3.1节一致。

7.6.3.2 热电联产机组

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

实时电能量市场中热电联产机组的定价机制与本细则5.9.3.2节一致。

若机组供热数据在实时运行中发生中断等异常情况，电

厂应及时通知所属电力调度机构，同时，按该台机组日前申报的供热流量数据计算其在实时电能量现货市场的供热电力负荷上下限。因电厂原因造成的供热数据中断等异常情况，按照本细则 10.4 节的规定纳入考核。

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电能量市场出清。发生故障或非计划停运的供热机组视同纯凝机组参与实时电能量市场出清。

7.6.3.3 调试（试验）机组

(1) 调试阶段的新建机组

调试阶段的新建机组在实时电能量市场中按照调试需求安排发电，出清机制与本细则 5.9.3.3 节一致。

(2) 试验（调试）的在运机组

在日前电能量市场中申报了运行日调试（试验）计划的在运发电机组，在实时电能量市场中同样视为调试（试验）机组，在实时电能量市场中的出清机制与本细则 5.9.3.3 节一致。

7.6.3.4 最小连续开机时间内机组

最小连续开机时间内机组在实时电能量市场中的出清

机制与本细则 5.9.3.4 节一致。

7.6.3.5 处于开/停机过程中的机组

处于开机状态的发电机组，在机组并网后升功率至最小稳定技术出力期间，发电出力为其实时报送的开机曲线，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。机组发电出力达到最小稳定技术出力之后，从下一个交易时段开始，按照其电能量报价参与实时电能量市场优化出清。

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

7.6.3.6 深度调峰机组

深度调峰机组在实时电能量市场中的出清机制与本细则 5.9.3.6 节一致。

7.6.3.7 一次能源供应约束机组

在日前电能量市场中存在一次能源供应约束的发电机组，在实时电能量市场中同样视为一次能源供应约束机组。

处于燃气供应不足预警状态的燃气机组，在实时电能量市场中原则上按照日前电能量市场出清的发电出力曲线执行。电力调度机构可根据实时的电力电量平衡、电网安全运行情况对该类机组的实时发电出力进行调整。该类机组在运

行日实时电能量市场的各交易时段内均不参与市场定价。

厂内存煤可用天数低于 5 天的燃煤机组在实时电能量市场中，按照申报价格上限参与市场优化出清，运行日的各交易时段内均不参与市场定价。

7.6.3.8 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所属电力调度机构同意的发电出力值，相应时段内该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

故障处理结束后，从下一个交易时段开始，按照机组电能量报价参与实时电能量市场优化出清。

7.6.3.9 临时新增开机机组

临时新增开机机组指在日前电能量市场中未被列入机组开机组合，在日前调度计划编制环节（本细则 5.11 节、6.11 节）或实时运行调整环节，由电力调度机构安排新增开机的机组。

实时电能量市场中，临时新增开机机组根据其电能量报价参与市场优化出清。某交易时段中，若临时新增开机机组仅中标最小稳定技术出力，该时段内该台机组不参与市场定价；若该台机组最小稳定技术出力之上的发电能力中标，该时段内该台机组可参与市场定价。

在某小时内，若临时新增开机机组有一个及以上的时段

仅中标最小稳定技术出力，则判断该小时该机组所在节点的
小时平均节点电价与核定发电成本价格之间的大小关系，当
小时平均节点电价低于核定发电成本价格时，该小时以核定
成本价格作为该机组的实时电能量市场价格；当小时平均节
点电价高于或等于核定发电成本价格时，该小时以小时平均
节点电价作为该机组的实时电能量市场价格。由此产生的不
平衡资金按照《广东电力市场交易结算实施细则》的要求进
行结算。

7.6.3.10 临时新增停机机组

临时新增停机机组指在日前电能量市场中被列入机组
开机组合，在日前调度计划编制环节（本细则 5.11 节、6.11
节）或实时运行调整环节，由电力调度机构安排新增停机的
机组。

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

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

处理。

(2) 机组在竞价日 (D-1) 处于停机状态, 在日前电能量市场出清结果中机组变为开机状态, 被列入机组组合, 在日前调度计划编制环节或日内滚动调度计划编制环节安排停机。此种情况下, 若调度计划重新下发时机组已经完成点火工作, 则机组按照调度计划停机, 并按照核定启动费用获得补偿; 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。由此产生的不平衡资金按照《广东电力市场交易结算实施细则》的要求进行处理。

7.6.4 实时电能量市场安全校核

实时电能量市场安全校核与本细则 5.9.4 节一致。

7.7 市场出清结果发布

电力调度机构将实时电能量市场每 15 分钟出清的发电计划通过调度数据网下发至各发电机组。实时电能量市场价格以小时为单位计算发布, 实时运行中每小时发布实时市场的临时结果; 次日发布运行日实时市场的正式结果, 作为结算依据。

7.8 实时运行调整

电网实时运行应按照系统运行有关规定, 保留合理的调

频、调峰、调压及备用容量以及各输变电断面合理的潮流波动空间，满足电网风险防控措施要求，保障系统安全稳定运行和电力电量平衡。

电网实时运行中，当系统发生事故或紧急情况时，电力调度机构应按照安全第一的原则处理，无需考虑经济性。处置结束后，受影响的发电机组以当前的出力点为基准，恢复参与实时电能量市场出清计算，电力调度机构应记录事件经过、计划调整情况等，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) 为保证省间联络线输送功率在正常允许范围而需要调整时；
- (8) 电力调度机构为保证电网安全运行认为需要进行

调整的其他情形。

在出现上一条所述情况时，电力调度机构可以采取以下措施调整运行方式：

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

实时运行过程中机组或用户出现违反系统安全和相关规程规定或明确不具备并网运行技术条件情况时，电力调度机构应对机组、用户行为及时记录并按相关规定进行处罚，严重情况可建议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。

8 调频辅助服务市场与现货电能量市场的衔接方式

现阶段，调频辅助服务市场与现货电能量市场分开独立运行。

竞价日，电力调度机构综合调频容量需求、机组调频辅助服务报价排序及日前电能量市场安全约束机组组合(SCUC)计算得到的机组组合，通过调频辅助服务市场形成

调频机组预出清结果。进行日前电能量市场出清计算时，调频辅助服务市场预出清中标机组的出力上、下限分别按以下公式调整：

$$P_{\text{日前上限}} = P_{\text{机组出力上限}} - P_{\text{预出清中标容量}}$$

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

实时运行期间，电力调度机构综合调频容量需求、机组调频辅助服务报价排序及实时机组组合，出清参与调频的机组。进行实时电能量市场出清计算时，调频辅助服务市场的中标机组的出力上、下限分别按以下公式调整：

$$P_{\text{实时上限}} = P_{\text{机组出力上限}} - P_{\text{出清中标容量}}$$

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

9 特殊情况处理机制

9.1 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。

9.2 台风等自然灾害影响期处理机制

台风、冰灾、山火、洪水、地震等恶劣极端自然灾害时期，为了保障受灾地区的人民生活 and 重要用户用电，根据灾害影响的范围和程度，可采取开机、停机、临时安排输变电设备停运、临时中止输变电检修恢复送电等措施。

为增强电网抵御极端灾害的能力，保障电网安全运行，台风登陆前 3 天及登陆期间，电力调度机构可视系统运行需要设置台风影响区域的沿海燃煤机组为必开机组；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。

9.3 深度调峰处理机制

当运行日存在负备用容量不满足备用要求的时段，电力调度机构根据系统电力平衡以及电网安全约束的实际情况，在调频辅助服务市场预出清或出清的机组之外，安排发电机组进行深度调峰。深度调峰机组在电能量市场中作为固定出力机组，按照本细则 5.9.3.6、7.6.3.6 节的相关规定参与电能量市场出清。

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。

9.4 特殊管控要求处理机制

为落实政府部门的特殊管控要求，部分时期存在需要对特定区域电厂进行发电管控的情况，若管控要求体现为电量约束（如煤炭消费总量控制、减排总量控制等），管控期内该区域机组在现货电能量市场出清时需同时满足电量约束要求；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，则管控期内该机组固定出力，不参与市场优化。

9.5 价格异常阶段处理机制

发生价格异常情况时，电力交易机构会同电力调度机构可以采取价格管制的方式来干预现货电能量市场交易，并宣布相应的交易时段为价格管制时期：

(1) 当市场出清得到的节点电价超过最高限价时，该节点在该交易时段的节点电价用最高限价代替。当市场出清得到的节点电价低于最低限价时，该节点在该交易时段的节点电价用最低限价代替。市场最高限价、最低限价综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，由市场管理委员会提出建议，经能源监管机构和政府部门同意后执行。

(2) 连续两个小时中，在其中的4个交易时段内，有50%及以上节点达最高限价时，相应交易时段用上一个交易日相

同时段的现货市场价格作为相应时段的现货市场价格。

(3) 连续两个小时中, 在其中的 4 个交易时段内, 有 50% 及以上节点达最低限价时, 相应交易时段用上一个交易日相同时段的现货市场价格作为相应时段的现货市场价格。

(4) 在规定时间内无法完成市场出清公示时, 相应交易时段用上一个交易日相同时段的现货市场价格作为相应时段的现货市场价格。

(5) 其他价格管制的情形。

上述情况均不再发生时, 从下一个时段开始, 价格管制期自动终止。

9.6 系统出清异常处理机制

当技术支持系统运行异常导致发布的市场出清结果出现差错时, 需重新按照原有边界条件重新进行出清计算, 得到校正之后的出清结果, 并及时向市场成员发布。

若重新计算校正结果后, 出清结果尚未执行, 则按校正之后的结果执行。

若重新计算校正结果后, 出清结果已经执行, 但市场未正式结算, 则按校正之后的结果结算。

若重新计算校正结果后, 市场已经正式结算, 则按照《广东电力市场交易结算实施细则》中结算差错退补的相关原则进行电费的追退补。

9.7 电力供不应求时段（未启动市场中止时）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，优先调用市场化需求侧响应资源。

若预计调用市场化需求侧响应资源可电力供应满足需求，则根据需求侧响应量调整负荷预测数据，根据调整后的负荷预测数据进行市场出清。

若市场化需求侧响应后，电力供应仍不满足需求，则根据相关规定启动有序用电方案，直至电力供应满足需求，并根据调整后的负荷预测数据进行市场出清。

市场化需求侧响应的运行规则另行制定。

9.8 市场中止

9.8.1 市场中止条件

9.8.1.1 市场中止条件一

当面临严重供不应求情况时，政府部门可依照相关规定和程序暂停市场交易，组织实施有序用电方案。

当出现台风、地震等重大自然灾害、突发事件影响电力供应或电网安全时，政府部门、能源监管机构可依照相关规定和程序暂停市场交易，临时实施发用电计划管理。

9.8.1.2 市场中止条件二

有下列情形之一的，能源监管机构会同政府部门可以做出中止电力市场的决定，并向电力市场成员公布中止原因：

- (1) 电力市场未按照规则运行和管理的；

(2) 电力市场交易规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改的；

(3) 电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；

(4) 电力市场技术支持系统（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，导致交易长时间无法进行的；

(5) 因不可抗力不能竞价交易的；

(6) 电力市场发生严重异常情况的。

9.8.1.3 市场中止条件三

当出现如下情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则处理事故和安排电力系统运行，必要可以中止电力现货市场交易，并尽快报告政府部门及能源监管机构：

(1) 因发生突发性的社会事件、气候异常和自然灾害等原因导致电力供应严重不足或电网运行安全风险较大时；

(2) 发生重大电源或电网故障，影响电力有序供应或电力系统安全运行时；

(3) 因台风、地震等重大自然灾害、突发事件等导致电网主备调切换时；

(4) 电力市场技术支持系统（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，导致现货市场交易无法正常组织时；

(5) 出现其他影响电网安全运行的重大突发情况时。

9.8.2 市场中止处理措施

当出现上一条所述情况导致市场中止时，采用如下的处理措施：

(1) 日前电能量市场中止时，当日不开展日前电能量市场出清，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、A类机组计划、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。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，以最近一个交易日相同时段的实时电能量市场价格作为实时电能量市场价格。

当市场长时间中止时，按照政府部门及能源监管机构指定方式进行结算。

9.8.3 市场恢复

当异常情况解除，市场运营机构恢复市场正常运行。

10 现货电能量市场中发电侧市场考核机制

本章主要对现货电能量市场中B类机组非计划电能量偏差处理机制以及考核机制进行描述。

10.1 机组日内非计划电能量偏差处理机制

机组日内非计划电能量偏差分为机组日内临时非计划停运和机组实时发电计划执行偏差两类。

10.1.1 机组日内临时非计划停运

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跳闸，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。

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跳闸时，从发生跳闸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跳闸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。若机组因自身原因跳闸后，在运行日内未重新并网，临时非计划停运时段的终点时刻计为运行日的 24:00。

(2) 机组因自身原因未按照日前电能量市场中出清的

并网时间或电力调度机构在实时运行中要求的并网时间按时并网时，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）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回收。

机组临时非计划停运所对应的结算收益按照如下公式计算：

$$R_{\text{临时非计划停运收益}} = \sum_{i \in \text{临时非计划停运时段}} \left[Q_{i\text{日前}} \times C_{\text{核定成本}} + (Q_{i\text{实际}} - Q_{i\text{日前}}) \times LMP_{i\text{实时}} \right]$$

其中， i 为机组发生临时非计划停运的时段，以小时为单位进行累计；

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

$Q_{i\text{实际}}$ 为机组实际运行后第 i 小时的实际计量电量；

$C_{\text{核定成本}}$ 为机组核定发电成本价格；

$LMP_{i\text{实时}}$ 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）。

当 $R_{\text{临时非计划停运收益}} \leq 0$ 时，发电机组按照《广东电力市场交易结算实施细则》的要求参与现货电能量市场偏差结算，不另行

计算回收费用；当 $R_{\text{临时非计划停运收益}} > 0$ 时，发电机组按照《广东电力市场交易结算实施细则》的要求参与现货电能量市场偏差结算，并将 $R_{\text{临时非计划停运收益}}$ 的等额资金回收。

发电侧产生的收益回收费用按照《广东电力市场交易结算实施细则》的相关规定处理。

机组发生临时非计划停运后，下一次开机所产生的启动费用不予补偿。

10.1.2 机组实时发电计划执行偏差

发电机组的实时发电计划在某时段的偏差率 Δ_i 按如下公式计算：

$$\Delta_i = \frac{|P_{i\text{指令}} - P_{i\text{实际}}|}{P_{i\text{指令}}}$$

其中， i 为所计算的时段，以 15 分钟为一个时段；

$P_{i\text{指令}}$ 为第 i 时段中电力调度机构向发电机组下达的出力指令；

$P_{i\text{实际}}$ 为第 i 时段中发电机组的实际出力。

当 $\Delta_i > \lambda_0$ 时（ λ_0 为发电计划允许的偏差率，按照现行南方区域“两个细则”的相关规定执行），实时发电计划执行偏差时段内，应将对应的现货电能量市场结算收益回收。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收益按照如下公式计算：

$$R_{\text{实时发电计划执行偏差}} = \sum_i^{i \in \text{发电计划执行偏差时段}} \left[\left(Q_{i\text{实际}} - \frac{P_{i-1} + P_{i-2} + P_{i-3} + P_{i-4}}{4} \right) \times (LMP_{i\text{实时}} - C_{\text{核定成本}}) \right]$$

其中， i 为机组实时发电计划执行偏差时段，以小时为单位进行累计；

$Q_{i\text{实际}}$ 为机组实际运行后第 i 小时的实际计量电量；

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

$LMP_{i\text{实时}}$ 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）；

$C_{\text{核定成本}}$ 为机组核定发电成本价格。

当 $R_{\text{实时发电计划执行偏差}} \leq 0$ 时，发电机组按照《广东电力市场交易结算实施细则》的要求参与现货电能量市场偏差结算，不另行计算回收费用；当 $R_{\text{实时发电计划执行偏差}} > 0$ 时，发电机组按照《广东电力市场交易结算实施细则》的要求参与现货电能量市场偏差结算，并将 $R_{\text{实时发电计划执行偏差}}$ 的等额资金回收。

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，不进行本节所述电能量偏差费用的计算及回收：

(1) 实时运行中，发电机组在调频辅助服务市场中中标的时段内；

(2) 一次调频正确动作导致的偏差；

(3) 机组启动和停运过程中的偏差；

(4) 当出现系统紧急情况，机组按照调度指令紧急调整出力期间；

(5) 机组发生日内临时非计划停运所导致发电计划执行偏差时，按照本细则 10.1.1 节的规定处理；

(6) 下达的发电计划曲线变动率超出机组调节能力时；

(7) 燃气轮机在达到温控运行时造成的偏差。

发电侧产生的收益回收费用按照《广东电力市场交易结算实施细则》的相关规定处理。

10.2 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（燃气机组为相应季节内的最大技术出力）的情况。机组发生一次限高是指机组向电力调度机构申报限高后，又申报解除限高的过程。热电联产机组处于供热状态时的出力上限不纳入限高考核。

发电机组实际发生限高的时段，按以下公式计算考核费用：

$$R_{\text{限高}} = \sum_{i=1}^n \left[(P_{\text{max}} - P_{\text{限高}}) \times T_i \times LMP_i \times \alpha_1 \right]$$

其中， n 为机组发生实际限高的时段，以小时为单位进行累计；

P_{\max} 为机组的额定有功功率（燃气机组为相应季节内的最大技术出力）；

$P_{\text{限高}}$ 为机组的限高最大出力；

T_i 为第 i 小时内机组实际发生限高的时间长度；

LMP_i 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）；

α_i 为限高考核系数。

在同一自然周内，若同一电厂内的发电机组发生限高与限低次数之和超过3次，除按照上述公式计算考核费用外，超出3次的次数按照 R_1 /次的标准另外计算考核费用。若该自然周跨月，相应的考核费用计入下一月的总考核费用。

机组限高产生的考核费用按照《广东电力市场交易结算实施细则》的相关规定处理。

10.3 机组限低考核

机组发生限低指机组的出力下限未达到并网调度协议中最小稳定技术出力的情况。机组发生一次限低是指机组实际发生限低后，向电力调度机构申报解除限低的过程。热电联产机组处于供热状态时的出力下限、必开机组由电力调度机构指定的必开出力下限等情况不纳入限低考核。

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：

$$R_{\text{限低}} = \sum_{i=1}^n [(P_{\text{限低}} - P_{\text{min}}) \times T_i \times LMP_i \times \alpha_2]$$

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；

$P_{\text{限低}}$ 为机组的限低最小出力；

T_i 为第 i 小时内机组实际发生限低的时间长度；

LMP_i 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）；

α_2 为限低考核系数。

在同一自然周内，若同一电厂内的发电机组发生限高与限低次数之和超过3次，除按照上述公式计算考核费用外，超出3次的次数按照 R_1 /次的标准另外计算考核费用。若该自然周跨月，相应的考核费用计入下一月的总考核费用。

机组限低产生的考核费用按照《广东电力市场交易结算实施细则》的相关规定处理。

10.4 热电联产机组申报供热流量曲线偏差率考核

热电联产机组日前申报的供热流量曲线在某小时的偏差率 Δ_i 按如下公式计算：

$$\Delta_i = \frac{|P_{\text{申报}} - P_{\text{实际}}|}{P_{\text{实际}}}$$

其中， i 为所计算的小时；

$P_{\text{申报}}$ 为热电联产机组在日前电能量市场中申报的第 i 小时各时段的供热量对应的出力下限算术平均值；

$P_{\text{实际}}$ 为热电联产机组在运行日第 i 小时各时段的实际供热量对应的出力下限算术平均值。

热电联产机组日前申报供热流量的日平均偏差率为：

$$\Delta = \frac{\sum_{i=1}^{24} \Delta_i}{24}$$

当 $\Delta > \Delta_0$ 时，需对其申报偏差率进行考核。 Δ_0 表示允许的热电联产机组申报供热流量曲线偏差率上限。

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：

$$R_{\text{热电联产机组申报准确率}} = \sum_{i=1}^{24} |P_{\text{申报}} - P_{\text{实际}}| \times LMP_i \times \alpha_3$$

其中， LMP_i 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）；

α_3 为热电联产机组供热流量曲线偏差率考核系数。

日前电能量市场中因电厂原因未报送、延迟报送供热流量曲线的，以及实时电能量市场中因电厂原因造成供热数据发生中断的，同时按照 R_2 /次的标准进行考核。

热电联产机组申报供热流量曲线偏差率考核费用按照《广东电力市场交易结算实施细则》的相关规定处理。

11 现货电能量市场中用户侧允许申报偏差外收益处理机制

现货电能量市场中，售电公司和批发用户在日前电能量市场中申报的用电需求曲线与其实际用电曲线之间的偏差不得超出允许偏差范围。当实际偏差率高于允许最大申报偏差率时，应将对应的现货电能量市场结算收益回收。

售电公司和批发用户日前申报的用电需求在某小时的偏差率 λ_i 按如下公式计算：

$$\lambda_i = \frac{|Q_{\text{申报}} - Q_{\text{实际}}|}{Q_{\text{实际}}}$$

其中， i 为所计算的小时；

$Q_{\text{申报}}$ 为售电公司和批发用户在日前电能量市场中申报的第 i 小时的用电量；

$Q_{\text{实际}}$ 为售电公司和批发用户在运行日第 i 小时的实际用电量。

当 $\lambda_i > \lambda_0$ 时，需计算申报偏差所对应的收益，并将所得收益回收。 λ_0 表示用户侧允许最大申报偏差率。

偏差收益计算公式如下：

当 $Q_{\text{申报}} > Q_{\text{实际}} \times (1 + \lambda_0)$ ，且 $\overline{LMP}_{\text{实时}} > \overline{LMP}_{\text{日前}}$ 时，回收收益金额为：

$$R_{\text{回收}} = [Q_{\text{申报}} - Q_{\text{实际}} \times (1 + \lambda_0)] \times (\overline{LMP}_{\text{实时}} - \overline{LMP}_{\text{日前}})$$

当 $Q_{\text{申报}} < Q_{\text{实际}} \times (1 - \lambda_0)$ ，且 $\overline{LMP}_{\text{实时}} < \overline{LMP}_{\text{日前}}$ 时，回收收益金额为：

$$R_{\text{回收}} = [Q_{\text{实际}} \times (1 - \lambda_0) - Q_{\text{申报}}] \times (\overline{LMP}_{\text{日前}} - \overline{LMP}_{\text{实时}})$$

其中， $\overline{LMP}_{\text{日前}}$ 为日前电能量市场中第 i 小时内全市场节点的加权平均综合电价， $\overline{LMP}_{\text{实时}}$ 为实时电能量市场中第 i 小时内全市场节点的加权平均综合电价。

当出现上述情况时，用户侧按照《广东电力市场交易结算实施细则》的要求参与现货电能量市场偏差结算，并将 $C_{\text{回收}}$ 的等额资金回收。

用户侧产生的收益回收费用按照《广东电力市场交易结算实施细则》的相关规定处理。

附表 日前电能市场申报信息表单

附表 1 发电机组电能报价申报表单

电厂名称	机组编号	第一段报价			第二段报价			第 N 段报价		
		起始出力 P1_b (MW)	结束出力 P1_e (MW)	电能量报价 C1 (元/MWh)	起始出力 P2_b (MW)	结束出力 P2_e (MW)	电能量报价 C2 (元/MWh)		起始出力 PN_b (MW)	结束出力 PN_e (MW)	电能量报价 CN (元/MWh)
XX 电厂	#1 机组										
XX 电厂	#2 机组										
XX 电厂										
XX 电厂	#N 机组										

说明：

- 1、发电机组第一段报价的起始出力 P1_b 应等于发电机组并网调度协议中约定的最小稳定技术出力；
- 2、发电机组最后一段报价的结束出力 PN_e 应等于发电机组并网调度协议中约定的额定有功功率；
- 3、发电机组每一段报价的起始出力应等于上一段报价的结束出力，即 $P2_b = P1_e$ ，以此类推；
- 4、随着出力增加，发电机组电能量报价应单调非递减，即 $C1 \leq C2 \leq \dots \leq CN$ ；
- 5、发电机组各段报价不可超过申报价格的上、下限限制；
- 6、每段报价段的长度不能低于机组额定有功功率与最小稳定技术出力之差的 10%；
- 7、报价段数 $N \leq 5$ ；
- 8、机组的电能量报价应包含环保电价，机组市场化电量对应的环保电价不再另行结算；
- 9、考虑电源侧交叉补贴后，燃气机组、燃煤机组的申报价格上下限均参照常规模燃煤机组的发电成本水平进行设置；
- 10、此申报表单适用于“发电侧报量报价，用户侧报量不报价”以及“发电侧报量报价，用户侧报量报价”两种日前电能市场组织模式。

附表2 售电公司和批发用户申报表单（一）

售电公司/用户名称	第 1 小时电力需求 (MW)	第 2 小时电力需求 (MW)	……	第 24 小时电力需求 (MW)
XXX 公司				

- 说明：1、本表单适用于“发电侧报量报价，用户侧报量不报价”的日前电能市场组织模式；
 2、售电公司和批发用户申报的每小时电力需求代表该小时内的平均用电负荷，数值上等于该小时的用电量。

附表3 售电公司和批发用户申报表单（二）

用户/售电 公司名称	所属电价 节点	第 1 小时电力需求量价曲线 (MW)									
		第一段报价			第二段报价			……	第 N 段报价		
		起始负荷 P1_b1 (MW)	结束负荷 P1_e1 (MW)	电能量报价 C1_1 (元/MWh)	起始负荷 P2_b1 (MW)	结束负荷 P2_e1 (MW)	电能量报价 C2_1 (元/MWh)		起始负荷 PN_b1 (MW)	结束负荷 PN_e1 (MW)	电能量报价 CN_1 (元/MWh)
XXX 公司	XXX 节点	第 2 小时电力需求量价曲线 (MW)									
		第一段报价			第二段报价			……	第 N 段报价		
		起始负荷 P1_b2 (MW)	结束负荷 P1_e2 (MW)	电能量报价 C1_2 (元/MWh)	起始负荷 P2_b2 (MW)	结束负荷 P2_e2 (MW)	电能量报价 C2_2 (元/MWh)		起始负荷 PN_b2 (MW)	结束负荷 PN_e2 (MW)	电能量报价 CN_2 (元/MWh)
		……									
		第 24 小时电力需求量价曲线 (MW)									
		第一段报价			第二段报价			……	第 N 段报价		
		起始负荷 P1_b24 (MW)	结束负荷 P1_e24 (MW)	电能量报价 C1_24 (元/MWh)	起始负荷 P2_b24 (MW)	结束负荷 P2_e24 (MW)	电能量报价 C2_24 (元/MWh)		起始负荷 PN_b24 (MW)	结束负荷 PN_e24 (MW)	电能量报价 CN_24 (元/MWh)

- 说明：1、本表单适用于“发电侧报量报价，用户侧报量报价”的日前电能市场组织模式；
 2、售电公司和批发用户申报的每小时电力需求代表该小时内的平均用电负荷，数值上等于该小时的用电量；
 3、若售电公司所代理的用户对应不同的电价节点，售电公司需要分不同的电价节点进行申报；
 4、每一段报价的起始负荷应等于上一段报价的结束负荷，即 $P2_b1 = P1_e1$ ，以此类推；
 5、随着电力负荷增加，每一段的电能量报价必须单调非递增，即 $C1_1 \geq C2_1 \geq \dots \geq CN_1$ ，以此类推；
 6、每小时内，各报价段长度不能低于该小时所申报的最大电力负荷需求（ PN_e1 、 PN_e2 、……、 PN_e24 ）的 10%；

- 7、每小时的报价段数 $N \leq 5$;
- 8、各段报价不可超过申报价格上、下限限制。