

安徽电力现货电能量市场交易 实施细则

（结算试运行 第 6.1 版 -20260123）

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. 市场衔接机制	- 5 -
5.1 省内现货市场与省内中长期市场的衔接	- 5 -
5.2 省内现货电能量市场与省间现货市场的衔接	- 5 -
5.3 省内现货电能量市场与华东辅助服务市场、长三角互济 市场的衔接	- 5 -
5.4 省内现货电能量市场与安徽调频辅助服务市场的衔接	- 5 -
5.5 省内现货电能量市场与安徽调峰辅助服务市场的衔接	- 6 -
5.6 省内现货电能量市场与绿电市场的衔接	- 6 -
6. 省内现货市场交易组织	- 6 -
6.1 参与现货市场主体	- 6 -
6.2 市场主体参与现货市场方式	- 7 -
7. 可靠性机组组合及日前电能量市场交易组织	- 8 -
7.1 可靠性机组组合组织方式	- 8 -
7.2 日前电能量市场组织方式	- 8 -
7.3 交易时间定义	- 8 -
7.4 机组参数	- 9 -
7.5 可靠性机组组合及日前电能量市场的运行边界	- 10 -
7.6 可靠性机组组合及日前电能量市场边界条件	- 11 -
7.7 事前信息发布	- 15 -
7.8 交易申报	- 16 -
7.9 可靠性机组组合及日前电能量市场出清	- 19 -
7.10 日前市场交易结果发布	- 24 -
7.11 周末、节假日期间出清及披露	- 24 -

8. 实时电能量市场交易组织	- 25 -
8.1 组织方式	- 25 -
8.2 交易时间定义	- 25 -
8.3 实时机组运行边界条件	- 25 -
8.4 实时电网运行边界条件	- 26 -
8.5 实时电能量市场出清	- 27 -
8.6 市场出清结果发布	- 33 -
8.7 实时运行调整	- 33 -
9. 特殊情况处理机制	- 35 -
9.1 保供电时期处理机制	- 35 -
9.2 自然灾害影响期处理机制	- 35 -
9.3 系统出清异常处理机制	- 35 -
9.4 市场干预、熔断及中止	- 36 -
10. 现货电能量市场中发电侧考核机制	- 39 -
10.1 机组限高考核	- 39 -
10.2 机组限低考核	- 39 -
10.3 机组实时发电计划执行偏差收益回收	- 40 -
10.4 机组日内非计划停运收益回收	- 40 -
10.5 机组申报试验收益回收	- 40 -
10.6 发电机组超额收益回收	- 40 -
10.7 发电侧中长期交易偏差收益回收	- 40 -
11. 现货电能量市场中用户侧考核机制	- 40 -
12. 市场力行为监管	- 41 -
13. 附则	- 41 -
附件一：日前安全约束机组组合（SCUC）模型	- 43 -
附件二：日前安全约束经济调度（SCED）模型	- 48 -
附件三：节点电价（LMP）计算模型	- 53 -
附件四：储能出清计算模型	- 55 -
附件五：市场运行参数、燃煤机组启动成本与核定变动成本 ...	- 58 -
附件六：市场力识别、监测及缓解	- 61 -

1. 总述

为保障电力系统的安全稳定运行和电力可靠供应，保障安徽电力现货市场安全有序运营，依法维护电力现货市场主体的合法权益，保证电力现货市场建设工作统一、开放、竞争、有序，依据有关现行法律法规和《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）及其配套等文件精神，根据《安徽电力现货市场运营基本规则》，并结合安徽电网实际情况制定本细则。

2. 适用范围

本细则适用于安徽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）

《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）

电力市场运行基本规则（中华人民共和国国家发展和改革委员会2024年第20号令）

《国家发展改革委、国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知》（发改经体〔2015〕2752号）

《国家发展改革委、国家能源局关于深化电力现货市场建设试点工作的意见》（发改办能源〔2019〕828号）

《国家发展改革委、国家能源局关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办体改〔2021〕339号）

《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）

《国家发展改革委 国家能源局关于<深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展>的通知》（发改价格〔2025〕136号）

《国家发展改革委 国家能源局关于印发<电力现货连续运行地区市场建设指引>的通知》（发改能源〔2025〕1171号）

电网运行准则(试行)(GB/T 31464-2015)

电力系统安全稳定导则（GB 38755-2019）

安徽省电力系统调度规程

《省间电力现货交易规则（试行）》（国家电网调〔2021〕592号）

《华东电力调峰辅助服务市场运营规则（试行）》（华东监能市场〔2024〕34号）

《华东电网备用辅助服务市场运营规则（试行）》（华东监能市场〔2023〕105号）

《长三角电力并网运行管理实施细则》、《长三角电力辅助服务管理实施细则》（华东监能市场〔2025〕55号）

《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》（发改办运行〔2022〕475号）

《国家发展改革委 国家能源局关于印发<电力现货基本规则（试行）>的通知》（发改能源规〔2023〕1217号）

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) 母线负荷：指安徽省内220kV变电站的母线负荷，即节点负荷。
- (3) 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。
- (4) 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预留的可随时调用的有功容量。
- (5) 安全约束机组组合 (Security-Constrained Unit Commitment, SCUC)：指在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大化等为优化目标，制定分时段的机组开停机计划。
- (6) 安全约束经济调度 (Security-Constrained Economic Dispatch, SCED)：指在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大化等为优化目标，制定分时段的机组发电出力计划。
- (7) 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他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量价格与阻塞价格构成。
- (8) 日前电能量市场：竞价日 (D-1) 进行的决定运行日 (D) 机组组合状态和发电出力计划的电能量交易市场。

（9） 可靠性机组组合：为满足系统运行安全需要，在竞价日（D-1）进行的决定运行日（D）机组组合状态的市场环节，根据发电侧报价、负荷预测、新能源出力预测、省间送受电计划等边界开展。

（10） 实时电能量市场：运行日（D）进行的决定每5分钟发电出力计划的电能量交易市场。

（11） 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。

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

（13） 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煤电机组（群）。

（14） 虚拟电厂：指基于电力系统架构，运用现代信息通信、系统集成控制等技术，聚合分布式电源、可调节负荷、储能等各类分散资源，作为新型经营主体协同参与电力系统优化和电力市场交易的电力运行组织模式。

（15） 虚拟电厂交易单元：指虚拟电厂在交易平台参与交易的基本单位，以所在现货市场出清节点（220千伏及以上电压等级母线）为单位进行能源聚合，一个节点下只可有一个单元。

(16) 独立储能：指直接接入公用电网的新型储能项目。

5. 市场衔接机制

5.1 省内现货市场与省内中长期市场的衔接

安徽电力市场采用“中长期合约作为结算依据管理市场风险、现货交易采用全电量集中竞价”的交易模式，中长期交易结果不作为调度执行依据。中长期交易按照中长期交易规则及年度中长期交易实施方案执行，中长期合约至少应包括执行周期、分时电量（电力曲线）、分时价格、结算参考点等要素。

5.2 省内现货电能量市场与省间现货市场的衔接

省内现货市场预出清后，电力调度机构根据预出清的结果以及电力平衡裕度，组织市场主体参加省间现货市场交易。省间现货市场出清后，交易结果纳入联络线计划作为省内现货市场正式出清的边界条件。

省间现货市场的出清、结算按照相关规则执行。

5.3 省内现货电能量市场与华东辅助服务市场、长三角互济市场的衔接

省间现货市场出清后，电力调度机构根据出清结果及电力预平衡裕度组织市场主体参加华东辅助服务市场、长三角互济市场。华东辅助服务市场、长三角互济市场出清后，交易结果纳入联络线计划作为省内现货市场正式出清的边界条件。

华东辅助服务市场的出清、结算按照相关规定执行。

5.4 省内现货电能量市场与安徽调频辅助服务市场的衔接

现货电能量市场与安徽调频辅助服务市场联合运行、顺次出清。省内日前电能量市场出清后，按照机组组合开展安徽调

频市场日前预出清，得到机组排队序列；调频市场日内小时出清，各时段按需调用，煤电机组以现货实时市场出清计划值为基准值，在调频带宽内进行调节。

“报量报价”的独立储能及虚拟电厂可在申报时选择以下出清方式：（1）仅参与现货电能量市场出清，（2）仅参与调频市场出清，（3）若现货电能量市场未中标，参加次日调频市场出清。若未选择，默认为方式（1）。已参与现货市场的独立储能，参加调频市场期间的电能量费用，按照现货市场规则结算。

安徽调频辅助服务的结算按照《安徽电力调频辅助服务市场运营规则》相关规定执行。

5.5 省内现货电能量市场与安徽调峰辅助服务市场的衔接

省内现货市场运行期间，安徽调峰辅助服务市场不再运行，煤电机组根据自身实际情况从最小稳定技术出力（即AGC系统控制下限）开始申报。若有机组日内启停调峰，按照长三角“两个细则”给予补偿，不在现货市场中给予启动成本补偿。

5.6 省内现货电能量市场与绿电市场的衔接

绿电交易按照中长期交易规则及省内绿色电力交易实施方案执行，有绿电合约的新能源场站，其绿电合约的电能量部分视为一般中长期合约。

6. 省内现货市场交易组织

6.1 参与现货市场主体

市场申报主体是省调公用煤电机组（10万千瓦及以上）、新能源场站（特指风电、光伏，下同）、参与绿电交易的生物

质发电机组、独立储能、虚拟电厂、直接参与批发交易的电力用户及售电公司、电网代理工商业购电。

6.2 市场主体参与现货市场方式

10万千瓦及以上的省调公用煤电机组“报量报价”参与现货市场。

新能源场站自愿参与日前市场，可选择“报量报价”（具备上网电力预测上报条件、独立的AGC控制功能）参与现货市场；选择“不报量不报价”方式的，作为价格接受者参与现货市场。初期，自发自用余电上网新能源项目、新能源发电就近消纳项目、电动汽车充电设施参与现货市场，其上网电量部分以“不报量不报价”方式，作为价格接受者参与现货市场，具备相关技术条件后可“报量报价”参与现货市场。新能源项目参与现货方式原则上按年申请变更。

参与绿电交易的生物质发电机组以“不报量不报价”方式，作为价格接受者参与现货市场，具备相关技术条件后可“报量报价”参与现货市场。

批发用户、售电公司及电网代理工商业购电以“报量不报价”方式参与现货市场。

独立储能以“报量报价”或“报量不报价”（自调度）参与现货市场，需具备接受现货市场出清指令的条件，充电功率暂定为不低于5兆瓦，持续充电时间不低于1小时。

虚拟电厂交易单元可选择以“报量报价”（具备上网电力预测上报条件、独立的AGC控制功能）参与现货市场，也可以选择“不报量不报价”，作为价格接受者参与现货市场。

7. 可靠性机组组合及日前电能量市场交易组织

7.1 可靠性机组组合组织方式

可靠性机组组合采用全电量申报、集中优化出清的方式开展。可靠性机组组合运行时，电力调度机构采用发电侧申报价格，综合考虑系统负荷预测、母线负荷预测、新能源功率预测、省间送受电计划、特殊机组出力曲线、机组检修计划、输变电设备检修计划、机组运行约束、电网安全运行约束等边界条件，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，得到的机组组合用于运行日实际执行。

7.2 日前电能量市场组织方式

日前电能量市场运行时，电力调度机构采用发电侧申报电量、价格和市场用户申报的电量，综合考虑母线负荷预测、省间送受电计划、特殊机组出力曲线、机组检修计划、输变电设备检修计划、机组运行约束、电网安全运行约束等边界条件，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，得到的日前电能量市场分时电力曲线以及分时节点电价，出清结果用于结算。

7.3 交易时间定义

竞价日（D-1日）为运行日的前一个法定工作日，其中周五申报未来3日信息，周五8:30前运营机构正常完成第1天（周六）信息披露，9:30前市场主体正常完成第1天申报；周五12:00前运营机构完成第2、3天（周日、周一）信息披露，

15:00前市场主体完成第2、3天申报。如遇连续三日及以上法定节假日或电网运行有需要等特殊情况下，市场主体按照交易平台通知时间，按时进行申报。

7.4 机组参数

7.4.1 机组运行参数

参与现货市场交易的发电企业需向电力调度机构提供机组的运行参数，审核批准后生效，作为现货市场交易出清的默认参数。如需变更，需通过运行参数变更管理流程进行更改。

(1) 发电机组额定容量，单位为MW，应与并网调度（补充）协议保持一致。

(2) 发电机组最小稳定技术出力，单位为MW。

(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（补充）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) 机组启动准备时间，即机组接调度通知至并网所需时间，单位为小时。

(7) 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的升功率曲线，时间间隔为15分钟。

(8) 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的降功率曲线，时间间隔为15分钟。

(9) 机组运行日开机准备时间，煤电机组在可靠性机组组合正式出清前，可在网厂交互平台填报运行日开机准备时间。

(10) 机组非停预计并网时间，即煤电机组非计划停运后，申报具备并网条件时刻，应在可靠性机组组合正式出清前在网厂交互平台完成申报。

(11) 电力调度机构所需的其他参数。

7.4.2 电力调度机构设定的参数

(1) 煤电机组最小连续运行时间，即机组并网后，距离下一次解列至少需要连续运行的时间。

(2) 煤电机组最小连续停机时间，即机组解列后，距离下一次并网至少需要连续停运的时间。

(3) 煤电机组开机最小通知时间，即提前通知燃煤机组开机准备所需时间。

7.5 可靠性机组组合及日前电能量市场的运行边界

7.5.1 发电机组状态约束

机组状态包括可调用、不可调用、试验三类。

(1) 机组可调用状态：包括机组的运行、备用状态。检修、非计划停运机组在其申报的具备并网条件时刻后，视为可调用状态（申报须在可靠性机组组合正式出清前完成）。处于可调用状态的机组，按照交易规则参与日前出清。对于可调用状态但未能正常调用的机组，按非计划停运考核。

(2) 机组不可调用状态：包括检修、必停、非计划停运状态等。机组检修按照所属电力调度机构的机组检修工作申请批复结果，批复的开工时间与完工时间之间的时段为不可调用状态。处于不可调用状态的机组，不参与日前出清。

(3) 机组试验状态：机组试验分为因电厂原因或电网原因

试验。运行日存在试验计划安排的机组，试验计划时段作为市场出清边界。非试验计划时段，按照交易规则参与市场出清。

7.5.2 发电机组出力上下限约束

竞价日9:30前，各电厂通过电力交易平台申报机组出力上、下限及受限原因。如未申报，其上、下限分别默认为该机组的额定容量、最小稳定技术出力。

电厂自身原因造成的机组出力受限接受限高、限低考核。

7.5.3 发电机组试验

7.5.3.1 新建机组商运前调试试验

新建煤电机组在并网调试期间按照调试需求安排发电，完成168试验后，由电力调度机构根据电网运行需要安排机组出力，在取得市场准入后，按照现货市场交易规则参与。

7.5.3.2 在网机组试验

竞价日（D-1）9:30前，在网机组须完成试验工作票的审批流程，包含运行日试验时段内每15分钟的机组试验出力计划。若未在规定时间内完成审批，在市场出清中对其试验不予考虑。

处于试验状态的机组，在相应的试验时段按照电力调度机构批复的出力，在电能量市场中优先出清，接受市场出清价格。非试验时段，按照交易规则参与市场出清。

7.5.4 独立储能自调度计划申报

竞价日9:30前，独立储能可申报运行日96点充放电计划曲线，优先出清，接受市场出清价格。

7.6 可靠性机组组合及日前电能量市场边界条件

7.6.1 系统负荷预测

系统负荷预测是指预测运行日零时开始的每15分钟的96点负荷需求。电力调度机构负责开展运行日全网的系统负荷预测。

7.6.2 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96点纯有功负荷。省内各地市调度机构负责开展运行日所辖电网范围内的母线负荷预测。

7.6.3 省间送受电计划

政府间协议、国家跨省区分电计划以及国家市场化交易等省间送受电计划曲线，作为省内日前现货市场组织的边界条件。

7.6.4 接受市场价格的新能源场站发电预测

竞价日9:30前，接受市场价格的新能源场站由调度机构预测运行日96点发电曲线，作为日前市场的边界条件。

7.6.5 备用约束

电力调度机构根据系统运行需要，确定电网运行正备用、负备用要求，日前按调度机构确定的正备用、负备用要求进行出清，原则上正备用按照春秋季节不低于200万千瓦加安徽承担的华东电网旋转备用容量、夏冬季不低于300万千瓦加安徽承担的华东电网旋转备用容量，负备用按照不低于150万千瓦设置。可靠性机组组合出清结果需同时满足运行日的各类备用要求，一般还需同时满足D+1、D+2日的备用要求；电力调度机构可根据电力平衡、系统安全等需要，调整备用约束限值。

7.6.6 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，提前批复运行日的输变电设备检修计划。

7.6.7 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，提前批复运行日的输变电设备投产与退役计划。

7.6.8 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，确定电网安全约束，作为日前优化出清的边界条件。

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

7.6.8.1 线路(断面)极限输电功率

正常情况下，按照《华东电网稳定运行规定》和《安徽电网稳定运行规定》执行。220kV以下电压等级接入的市场主体，还应满足所在地区电网的稳定运行要求。

出现以下情况时，电力调度机构可调整线路(断面)极限输电功率：

(1) 因上级调度指令要求或系统安全运行需要，将线路、断面潮流控制在指定值以内；

(2) 为保障电网安全运行，日前出清一般按照稳定限额扣除5%进行控制，可根据天气、电力平衡、潮流控制、新能源消纳等情况进行调整；

（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。

7.6.8.2 发电机组（群）必开约束

必开机组是指电力调度机构因电力平衡、系统安全等原因指定的开机机组，分为日前、实时必开，其中日前必开机组为日前可靠性机组组合指定的开机机组，实时必开机组为日内或实时环节指定的开机机组。出现以下情况时，电力调度机构可将全部或选择部分机组设置为必开机组：

（1）因电力平衡、系统安全等原因，必须提前开启的机组，以及必须维持运行状态的机组；

（2）因电压支撑要求，需要增开或维持开机状态的机组；

（3）因保供电、保供热、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）对于报高价停机且无检修计划的机组，电力调度机构可对该机组设置必开，实施开机调用测试；

（5）为避免D+1日部分时段正备用不足或短期机组频繁启停，设置D日增开或维持开机状态的机组；

（6）其他保障电网安全运行需要开机的机组。

设置必开机组时不受最小连续停机时间约束，由电力调度机构按照信息披露流程进行披露（包括必开机组名单、必开时段、必开最小出力）。必开机组应确保在必开时段能够正常运行。

7.6.8.3 发电机组（群）必停约束

必停机组是指电力调度机构因电力平衡、系统安全等原因

指定的停机机组，分为日前、实时必停，其中日前必停机组为日前可靠性机组组合指定的停机机组，实时必停机组为实时环节指定的停机机组。出现以下情况时，电力调度机构可将全部或选择部分机组设置为必停机组，必停机组视为不可用状态：

- （1）因电力平衡、系统安全等原因需要停机的机组；
- （2）因政府要求，需要停机的机组；
- （3）为提升D+1日午间新能源消纳能力，避免短期机组频繁启停，需要D日停机的机组；
- （4）因限额分档设置、电网检修陪停，需要停机的机组（不含厂内有检修工作的机组，不含检修机组）；
- （5）其他保障电网安全运行需要停机的机组。

设置必停机组时不受最小连续运行时间约束，由电力调度机构按照信息披露流程进行披露（包括必停机组名单、必停时段）。必停机组接到停机指令，须按时安全停机。

7.6.8.4 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）因电力平衡、系统安全等原因，需要限制出力上下限的发电机组（群）；
- （2）因保供电、保供热、保民生或政府要求，需要限制出力上下限的发电机组（群）；
- （3）其他保障电网安全运行需要限制出力上下限的发电机组（群）。

7.7 事前信息发布

竞价日 8:30 前，市场运营机构通过电力交易平台，按照《安徽电力现货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）发电机组检修计划；
- （2）正、负备用要求；
- （3）输变电设备检修计划；
- （4）电网关键断面约束情况；
- （5）已确定的必开必停机组（群）；
- （6）市场限价等交易参数。

7.8 交易申报

现货电能量市场为每日运行的市场，各市场主体应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。

市场运行参数、机组启动成本上限与核定变动成本详见附件五。

7.8.1 发电侧信息申报

竞价日 9:30 前，发电侧市场主体应通过电力交易平台进行市场交易申报，若未按时申报，则按照缺省值进行市场出清。综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，经政府主管部门同意，市场运营机构可设置市场申报价格上限、下限。

7.8.1.1 公用煤电机组

煤电机组申报交易信息主要包括：机组启动费用（元/次）、电能量价格（元/MWh），机组出力上限、下限及原因。

煤电机组启停机费用：燃煤机组停机费用不进行考虑，启动费用使用冷态启动费用，具体上限详见附件五。

煤电机组电能量价格：表示机组运行在不同出力区间时单位电能量的价格，最多申报10段，每段需申报出力区间起点（MW）、终点（MW）以及该区间价格（元/MWh）。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容量，各报价段的起点必须为上一报价段的终点。报价曲线必须随出力增加单调非递减。每段报价的长度不能低于机组额定容量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能超过申报价格的上限、下限。其中，燃煤机组的电能量报价包含环保电价和超低排放电价。

煤电机组出力上限、下限：当机组日前因设备故障、燃料供应、环保、供热量变化、临时试验等原因发生出力受限时，电厂应提交出力限制申请（包括出力上/下限、受限时间、受限原因等），经电力调度机构审核同意后，按照修改之后的出力上/下限进行日前电能量市场出清计算，并接受限高、限低考核。

7.8.1.2 新能源场站

以“报量报价”方式参与现货市场的新能源场站需申报运行日的量价曲线，可最多申报出力上下限之间10个出力点（MW）及对应价格（元/MWh），出力上限为额定容量，出力下限为零。量价曲线必须随出力增加单调非递减，每段报价的电能量价格均不能超过申报价格的上限、下限。若未按时申报量价曲线，则以缺省值参与日前市场出清。

以“报量报价”方式参与现货市场的新能源场站需结合自身预测出力情况，申报运行日的 96 点出力曲线用于日前电能量市场出清，若未按时申报，则以上报电力调度机构的预测曲线参与出清。

7.8.1.3 虚拟电厂

以“报量报价”方式参与日前现货市场的虚拟电厂交易单元需申报运行日的量价曲线，可最多申报出力上下限之间 10 个出力点（MW）及对应价格（元/MWh），出力上限为发电单元的聚合容量，出力下限为零。量价曲线必须随出力增加单调非递减，每段报价的电能量价格均不能超过申报价格的上限、下限。若未按时申报量价曲线，则以缺省值参与日前市场出清。

以“报量报价”方式参与现货市场的虚拟电厂交易单元需结合自身预测出力情况，申报运行日的 96 点出力曲线用于日前电能量市场出清，若未按时申报，则以上报电力调度机构的预测曲线参与出清。

7.8.1.4 独立储能

独立储能申报交易信息：储能电能量价格（元/MWh）。

储能电能量价格表示储能电站运行在零到额定容量区间时单位电能量的价格，申报的放电价格须大于充电价格。其中充放电工况需分别申报价格，以及充放电容量上、下限等。申报的电能量价格均不能超过申报价格的上限、下限。

7.8.2 用户侧交易信息申报

“报量不报价”用户申报运行日的用电曲线，曲线最小值为 0，最大值为运行容量。若未按时申报，视为用户自愿不参与

日前市场，日前申报量以D-2日电力交易机构推送的中长期曲线参与现货出清，若无中长期曲线，则按0处理。

7.8.3 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，由市场运营机构对申报信息进行审核及处理。若市场主体逾时未申报，以缺省值进行现货市场出清。

7.8.4 缺省申报参数及变更

机组缺省申报参数指发电机组在市场注册时提供的默认量价参数，缺省申报参数按照规定程序进行变更。特殊情况下，可由市场运营机构组织发电企业集中申报变更。

7.9 可靠性机组组合及日前电能量市场出清

竞价日11:00前，电力调度机构开展省内可靠性机组组合预出清。竞价日18:30前，电力调度机构开展可靠性机组组合和日前电能量市场正式出清。为提升市场出清及调度生产效率，电力调度机构可按预出清的机组组合开展正式出清。

为应对燃煤发电机组报价相同情况，将机组节能减排系数与机组报价同步纳入市场出清模型。

$$\text{节能减排系数} = k_1 \frac{\text{该机组供电煤耗}}{\text{平均供电煤耗}} + k_2 \frac{\text{该机组环保因子}}{\text{平均环保因子}}$$

其中， k_1 ， k_2 为权重，分别取0.8和0.2。机组供电煤耗、环保排放数据取自《安徽省公用燃煤火电机组节能减排分析报告》（白皮书）；若白皮书中未涉及，则取有资质的第三方检测机构出具的试验报告；若无试验报告，则取白皮书中同容量级别机组算术平均值。相关参数与市场规则修订同步更新。

新能源报量报价参与市场出清，当新能源场站报价相同时，在满足安全约束前提下，按场站申报电力比例出清。独立储能报量报价参与日前电能量市场出清，出清得到的充放电曲线作为出力计划。

7.9.1 可靠性机组组合的出清计算过程

可靠性机组组合的出清计算过程如下：

（1）按照可靠性机组组合环节考虑的因素，采用安全约束机组组合（SCUC）程序计算运行日（D日）96点机组开机组合。

（2）按照可靠性机组组合环节考虑的因素，采用安全约束经济调度（SCED）程序计算运行日96点机组出力计划曲线。

（3）对运行日的机组开机组合进行安全校核，若不满足电网安全约束，则在计算模型中调整约束条件，重新进行上述第（1）步至第（2）步的计算过程，直至满足电网安全约束，并通过市场力监测（缓解）。

7.9.2 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）按照日前电能量市场环节考虑的因素，采用安全约束机组组合（SCUC）程序计算运行日（D日）96点机组开机组合，若可靠性机组组合已触发市场力缓解，则采用经市场力缓解后的机组价格进行出清。

（2）按照日前电能量市场环节考虑的因素，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。

(3) 对运行日的机组开机组合进行安全校核，若不满足电网安全约束，则在计算模型中调整约束条件，重新进行上述第(1)步至第(2)步的计算过程，直至满足电网安全约束。

7.9.3 日前电能量市场及可靠性机组组合出清数学模型

7.9.3.1 安全约束机组组合 (SCUC) 模型

安全约束机组组合 (SCUC) 模型详见附件一：安全约束机组组合 (SCUC) 模型。

7.9.3.2 安全约束经济调度 (SCED) 模型

安全约束经济调度 (SCED) 模型详见附件二：安全约束经济调度 (SCED) 模型。

7.9.3.3 节点电价 (LMP) 计算模型

节点电价 (LMP) 计算模型详见附件三：节点电价 (LMP) 计算模型。

7.9.3.4 储能出清计算模型

储能出清计算模型详见附件四：储能出清计算模型。

7.9.4 特殊机组在日前电能量市场中的出清机制

7.9.4.1 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。必开最小出力由电力调度机构确定，若未确定，则为该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，则作为价格接受者，不参与市场定价；若中标出力大于必开最小出力，可参与市场定价。具体结算方法遵循《安徽电力现货市场

结算实施细则》。

7.9.4.2 试验机组

（1）商运前调试试验的新建机组

新建煤电机组在并网调试期间按照调试需求安排发电，在完成168试验后，至参与现货市场之前，该机组由电力调度机构根据平衡需要安排发电计划，不参与市场优化和定价，相关价格按照政府文件执行。在取得市场准入后，按照现货市场交易规则参与市场。

（2）在网试验机组

处于试验状态的机组，在相应的试验时段按照电力调度机构批复的出力，作为价格接受者，在市场中优先出清；非试验时段，按照报价参与出清。具体结算方法遵循《安徽电力现货市场结算实施细则》。

机组因自身原因申报试验的，试验时段的电费收益（包括试验前后升降出力的时段）需进行偏差收益回收，按本细则9.5的规定执行。

7.9.4.3 最小连续开机时间内机组

发电机组开机运行后，在最小连续开机时间内，原则上安排连续开机运行，按照电能量报价参与市场出清，确定发电出力。

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，则该机组作为价格接受者，不参与市场定价；若中标出力大于最小稳定技术出力，可参与市场定价。具体结算方法遵循《安徽电力现货市场结算实施细则》。

7.9.4.4 处于启/停机过程中的机组

处于启动状态的发电机组，在机组并网后升功率至最小稳定技术出力期间，计划发电出力为典型开机曲线，不参与优化，不参与市场定价。具体结算方法遵循《安徽电力现货市场结算实施细则》。

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，不参与市场定价。具体结算方法遵循《安徽电力现货市场结算实施细则》。

7.9.4.5 自备电厂机组

在满足电网安全的基础上，自备电厂机组出力优先满足自备企业生产所需负荷，余量部分按政策执行。

7.9.4.6 燃气机组

燃气机组由电力调度机构安排发电计划，作为市场出清的边界条件。

7.9.4.7 常规水电及抽蓄机组

电力调度机构综合来水情况、水利安全、上下游灌溉、航运、民生用水等需求以及电网运行安全，编制常规水电发电计划，作为市场出清的边界条件。

电力调度机构综合抽蓄电站的水库水量等控制要求以及电网运行安全，编制抽蓄电站发电计划，作为市场出清的边界条件。

7.9.5 可靠性机组组合及日前电能量市场安全校核

7.9.5.1 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满足的时段，电力调度机构可以采取调整运行边界、增加机组约束等方法，重新出清得到满足安全约束的交易结果。

7.9.5.2 安全校核

安全校核主要指校核基态潮流下线路（断面）传输功率等。若存在安全校核无法满满足的时段，电力调度机构可以采取调整运行边界、增加机组约束等方法，重新出清得到满足安全约束的交易结果。

7.9.5.3 调度计划调整

可靠性机组组合出清后，电力调度机构可根据电网运行需要和电厂操作需要，调整机组的开停机时间。

7.10 日前市场交易结果发布

正常情况下，竞价日19:30前，电力调度机构计算得到的日前出清结果，按照有关程序通过电力交易平台发布。详细内容遵循《安徽电力现货市场信息披露实施细则》。

以上时间为标准竞价日流程时间，若联络线计划下发时间延迟，后续流程时间顺延。

7.11 周末、节假日期间出清及披露

原则上，周五出清3天（周六、周日、周一），其中周六出清结果按照常规流程进行披露，周日、周一的出清结果后续依次披露；考虑到系统边界数据（新能源预测、负荷预测、省外来电、机组状态、电网方式等）的变化，周末也可按日出清、

披露。若系统边界数据发生重大变化，可重新出清，并重新披露。

如遇连续三日及以上法定节假日，参照执行。

8. 实时电能量市场交易组织

8.1 组织方式

实时电能量市场中，电力调度机构在日前确定的机组组合基础上，以“集中优化、统一出清”的方式，根据超短期系统负荷预测、超短期母线负荷预测、超短期新能源发电预测、最新的省间送受电计划、非市场化机组的出力曲线、最新的电网运行方式等边界条件，以社会福利最大化为优化目标，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，滚动优化机组出力，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。

实时电能量市场采用日前封存的经过市场力监测（缓解）的报价信息进行出清，不需另行申报。

电力调度机构在实时电能量市场交易出清计算前，确定实时机组运行边界条件和实时电网运行边界条件，作为实时电能量市场出清的约束条件。

8.2 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，每5分钟滚动优化一次。

8.3 实时机组运行边界条件

8.3.1 发电机组开/停机计划曲线

发电机组开机过程从并网起，机组实时计划跟踪实际有

功，直到出力上升至最小稳定技术出力。

发电机组停机过程从机组最小稳定技术出力起，机组实时计划跟踪实际有功，直至机组出力降为零并与电网解列。

8.3.2 发电机组出力上/下限约束

当机组日内因设备故障、燃料供应、环保、供热量变化、临时试验等原因发生出力受限时，电厂应至少提前30分钟提交出力限制申请（包括出力上/下限、受限时间、受限原因等），经电力调度机构审核同意后，按照修改之后的出力上/下限进行实时电能量市场出清计算，并接受限高、限低考核。

8.3.3 发电机组试验计划

原则上，发电机组试验计划应按照电力调度机构批准的日前发电计划执行。

8.4 实时电网运行边界条件

8.4.1 超短期负荷预测

电力调度机构负责开展超短期系统负荷预测和超短期母线负荷预测。

超短期系统负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来4小时系统负荷需求。

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

8.4.2 日内省间送受电计划

上级电力调度机构基于日前省间送受电计划，结合日内省间现货市场交易结果并综合考虑实时运行情况，滚动下发日内省间送受电计划，作为安徽实时电能量市场出清的边界条件。

8.4.3 新能源超短期发电预测

新能源场站需上报未来4小时的每15分钟的超短期发电预测。

8.4.4 运行备用要求

电网实时运行应满足运行备用要求，当运行备用容量无法满足要求时，电力调度机构按相关规定进行处理。

8.4.5 发电机组及输变电设备检修计划

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等因素，执行发电机组及输变电设备停、送电操作，并做好相应记录。

8.4.6 电网安全约束

实时电能量市场出清使用的电网安全约束条件应与电网实时运行状态相对应。如果电力系统发生事故或者其他边界条件发生变化，影响系统安全运行时，电力调度机构可实时对电网安全约束条件进行更新，包括更新发电机组（群）出力上下限约束、线路（断面）极限输电功率、临时启停机等，并在事后按规定披露相关信息。

考虑到负荷和新能源出力的波动性、随机性较强，为避免输电断面潮流因波动越限，电力调度机构可根据电网运行情况对输变电设备（断面）限额留出控制裕度。

8.5 实时电能量市场出清

电力调度机构以5分钟为周期，在日前可靠性机组组合出清的基础上，基于最新的电网潮流分布、实时机组运行工况、新能源场站运行情况及其他边界条件，以社会福利最大化为优化

目标，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，滚动优化机组出力，出清得到各发电机组、新能源场站需要实际执行的发电计划和实时节点电价。

8.5.1 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）获取最新的实时电能量市场边界条件；
- （2）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）对实时电能量市场的机组出力曲线进行安全校核，得到实时电能量市场的出清结果。

8.5.2 实时电能量市场出清数学模型

8.5.2.1 实时安全约束经济调度（SCED）模型

实时电能量市场安全约束经济调度（SCED）数学模型参见附件二。

8.5.2.2 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5分钟的节点电价，每15分钟内3个5分钟节点电价的算术平均值计为该15分钟的节点电价。实时电能量市场节点电价（LMP）计算模型参见附件三。

实时电能量市场采用节点电价进行结算。结算价格为实时电能量市场的出清价格，发电企业结算电量为实际上网电量，用户结算电量为实际用电量。

8.5.3 特殊机组在实时电能量市场中的出清机制

8.5.3.1 必开机组

在日前由电力调度机构指定为必开机组的发电机组，原则上在实时电能量市场中的相应时段同样视为必开机组。必开机组在实时电能量市场中的出清机制与日前一致。

8.5.3.2 试验机组

（1）商运前调试试验的新建机组

新建煤电机组在实时电能量市场中的出清机制与日前一致。

（2）日前申报试验的在网机组

原则上，试验机组日内应按日前出清的试验计划进行。若机组的试验计划不满足电网实时运行需要，电力调度机构可对其进行调整并做好记录。

实时电能量市场中，试验时段内机组不参与市场定价，作为价格接受者；非试验时段，按照实时电能量市场交易规则参与出清和市场定价。

（3）日内临时试验的在网机组

实时电能量市场中，临时试验机组在试验时段内不参与市场定价，作为市场价格接受者；非试验时段，按照实时电能量市场交易规则参与出清和市场定价。

因电厂或电网原因在运行日需临时安排试验，可在日内申报临时试验计划，电厂应至少提前30分钟提交试验（调度电话或者网厂交互平台）申请（包括出力试验计划、试验时段、试验原因等），在满足电网安全运行的前提下，由电力调度机构审核同意后执行。

机组因自身原因，在运行日临时申报试验的，试验时段的

电费收益（包括试验前后升降出力的时段）需进行偏差收益回收，按本细则10.5的规定执行。

（4）带负荷出力测试的在网机组

电力调度机构开展带负荷出力测试的机组，在测试时段内不参与市场定价，该时间段价格取机组核定变动成本乘以系数、节点电价两者之间的高值。非测试时段，按照实时电能量市场交易规则参与出清和市场定价。

8.5.3.3 开/停机机组

处于开机过程中的发电机组，自机组并网起升功率至最小稳定技术出力的期间，不参与优化，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后，从下一个交易时段开始，按日前报价参与实时电能量市场优化出清。

处于停机过程中的发电机组，自最小稳定技术出力起降功率至与电网解列的期间，不参与优化，作为市场价格接受者。

为保障实时电力平衡和系统安全，电力调度机构可更改日前出清的机组开停机时间，需及时披露相关原因，该类机组的日前出清结果不予调整。

8.5.3.4 新能源场站

市场初期，考虑到新能源场站出力预测有偏差，为促进新能源消纳，在实时运行中不影响电网安全情况下，新能源出力优先保障。

8.5.3.5 自备电厂机组

初期，在满足电网安全的基础上，自备电厂机组原则上应优先满足实时生产需要，机组出力自发自用，作为实时电能量

市场出清的边界条件。自备电厂机组发电的余量部分，按政策执行。

8.5.3.6 燃气机组

燃气机组由电力调度机构安排发电计划，作为实时电能量市场出清的边界条件。

8.5.3.7 常规水电及抽蓄机组

原则上，常规水电机组日内应按照日前安排的发电计划执行。若因防洪抗旱、生活用水等特殊要求需改变发电计划时，应及时向电力调度机构提交申请，明确具体的发电出力计划及对应的时间段，由电力调度机构审核同意后执行，作为实时电能量市场出清的边界条件。

对于非市场化的抽蓄电站，在实时市场中原则上应按照日前发电计划执行。

为保障电网安全和电力平衡，必要时电力调度机构可灵活调整常规水电及抽蓄机组计划安排，但应做好记录。

8.5.3.8 接受市场价格及其他非市场化机组

按照调度管辖原则，接受市场价格及其他非市场化机组由所辖调度负责安全管理，其发电计划作为现货市场出清的边界。

8.5.3.9 独立储能

参与现货市场的独立储能，在实时市场中原则上按照日前电能量市场出清的发电计划执行。

实时市场中，为保障电网安全和电力平衡，电力调度机构可改变独立储能在日前已中标的充放电计划（包括充放电时

间、充放电电力），可调用在日前未中标的独立储能充放电，并做好相关信息记录。

8.5.3.10 出力上下限约束的机组

机组因设备故障、燃料、环保、供热等原因申报的出力上下限，经电力调度机构审核同意后生效。

在实时电能量市场中有出力下限约束的机组，若该机组仅中标下限出力，则该机组不参与市场定价；若该机组下限出力之上的部分中标，则该时段内该机组可参与市场定价。

机组在自身原因出力受限时段内，需接受限高、限低考核。

8.5.3.11 自身原因要求调整出力的机组

若发电机组在实时运行中发生事故异常等，并且需要对机组出力进行调整时，发电企业需申报原因、具体的发电出力计划及对应的时间段，由电力调度机构审核同意后执行。

在事故异常处理的时段内，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，相应时段内该机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。事故异常处理结束后，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。

机组在事故异常处理的时段内，需接受限高、限低考核。

8.5.3.12 特殊情况下因电网需要调整出力计划的机组

在发生本细则8.7节所述的情况时，对于日内需要调整出力计划的机组按以下原则进行处理：

（1）若电力调度机构因缓解断面阻塞或正备用不足需机组

增加出力，则该时间段价格取机组核定变动成本乘以系数、节点电价两者之间的高值；若缓解断面阻塞或负备用不足需机组降低出力，则该时间段价格取机组核定变动成本乘以系数、节点电价两者之间的低值。

（2）若电力调度机构需要安排煤电机组日内必停、日内启停，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，按照长三角“两个细则”条款给予补偿。

（3）若电力调度机构需要安排机组临时开机，该机组视为必开机组，其出清机制与日前一致。

此类机组的具体结算方法遵循《安徽电力现货市场结算实施细则》。

8.5.4 安全校核

实时电能量市场安全校核与日前市场安全校核方法一致。

8.6 市场出清结果发布

电力调度机构将实时电能量市场每5分钟出清的发电计划下发至各发电机组。实时电能量市场价格以15分钟为单位计算发布。

8.7 实时运行调整

电网实时运行中，因负荷超短期预测偏差、新能源超短期预测偏差、机组执行偏差等造成调频容量、输变电设备(断面)限额等无法满足电网运行需要时，电力调度机构可对超短期预测结果、输变电设备(断面)限额控制裕度等参数进行调整，以调整后的预测结果、控制裕度等参数进行实时市场出清，满足电网实时运行需要。

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，必要时可实施市场运行调整，并做好相关记录。处置结束后，受影响的发电机组由电力调度机构安排恢复参与实时市场，以当前的出力为基准参与下一个时段市场出清。电力调度机构应记录事件经过、计划调整情况等，并向市场主体披露。

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）系统频率或电压存在超过规定范围的风险时；
- （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(断面)重、过载，存在可能超出稳定限额的风险时；
- （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）重要设备检修计划延期或调整时；
- （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）发生突发性的社会事件、气候异常、自然灾害或节假日等原因，可能对电网安全造成影响时；
- （9）政府部门有特殊管控要求时；
- （10）出现可能影响电网安全的其他情况时。

在出现上述情况时，电力调度机构可以采取以下措施调

整：

- （1）调整各类机组、独立储能及虚拟电厂的出力或上下限等；
- （2）让发电机组、独立储能投入或者退出运行；
- （3）调整电网运行方式，包括设备停复役计划；
- （4）调整设备和断面限额，设置临时断面，更新约束条件；
- （5）调整省间联络线的送受电计划；
- （6）调整备用需求、调频需求；
- （7）采取错峰避峰等方式控制负荷；
- （8）其他调整运行的方式。

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，根据保供电等级要求，可采取调整电网备用容量、调整断面限额、设置临时断面等措施。

9.2 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、调整断面限额、设置临时断面、临时安排输变电设备停运、临时中止输变电设备检修恢复送电等措施。

9.3 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《安徽电力现货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。

9.4 市场干预、熔断及中止

9.4.1 市场干预

市场干预分为政府干预和市场运营机构干预。

当发生现货市场干预时，市场运营机构须按要求记录干预的原因、措施，及时向市场主体披露。

9.4.1.1 政府干预

现货市场运行过程中发生下列情形之一的，由政府主管部门根据职责作出市场干预决定，包括市场熔断、临时中止市场运行、中止部分或全部规则的执行、价格管制等措施，并委托市场运营机构实施：

- （一）电力供应严重不足时；
- （二）电力市场未按照规则运行和管理时；
- （三）电力市场运营规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改时；
- （四）电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严

重影响交易结果时；

（五）市场价格、市场平衡费用等达到限值且触发管控条件时；

（六）其他认为需要进行市场干预的情形。

9.4.1.2 运营机构干预

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，干预电力现货市场，并报告政府主管部门：

（一）因突发性的社会事件、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；

（二）电力系统发生故障导致网络拓扑发生重大变化，或当电网整体、局部发生稳定破坏，严重危及电网安全时；

（三）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；

（四）因地震等重大自然灾害、突发事件等导致电网主备调切换时；

（五）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；

（六）出现其他影响电网安全运行的重大突发情况时。

9.4.2 市场熔断与中止

9.4.2.1 市场熔断的条件和程序

当出现上述情况、短期内可恢复时，市场运营机构可视情况启动现货市场熔断，向市场主体发布原因和启动时间，并向

政府主管部门和能源监管机构报告有关情况，熔断时长不超过H小时。

9.4.2.2 市场中止的条件和程序

当出现上述情况、市场熔断超过H小时仍未恢复运行，且市场中止之外的措施不足以将市场恢复到正常运行状态，由政府主管部门做出市场中止决定，并委托市场运营机构实施。市场运营机构应立即发布市场中止声明。突发情况时，市场运营机构可按规定进行市场干预，并做好相关记录，事后由政府主管部门做出是否中止市场的决定并发布。

9.4.2.3 市场熔断或中止的处理措施

在市场熔断或中止期间，采取以下处理措施：

（1）日前市场正常运行、实时市场熔断或中止时，在市场熔断或中止期间不开展实时市场出清，电力调度机构以保障电网安全为原则调整实时发电计划，在实时市场熔断或中止期间所对应的结算时段，以日前市场相同时段的价格作为实时市场价格，并与实际执行的结果作为实时市场的结算依据。

（2）日前市场熔断或中止、实时市场全天正常运行时，当天不开展日前市场出清，电力调度机构以保障电网安全为原则编制日前发电计划，以实际执行的结果、实时市场价格作为日前市场的结算依据。

（3）日前和实时市场均熔断或中止时，日前市场不开展出清，电力调度机构以保障电网安全为原则编制日前发电计划；实时市场在熔断或中止期间不开展出清，电力调度机构以保障电网安全为原则调整实时发电计划。在实时市场正常运行期间

所对应的结算时段，以实际执行的结果、实时市场价格作为实时市场的结算依据，并作为日前市场的结算依据；在实时市场熔断或中止期间所对应的结算时段，以实际执行的结果以及最近一个相同类型交易日（工作日、非工作日）相同时段的实时市场价格作为实时市场的结算依据，并作为日前市场的结算依据。

（4）辅助服务市场中止时，电力调度机构按系统需要原则调用辅助服务，按照辅助服务市场规则执行。

市场长时间中止时，按照政府部门、能源监管机构指定方式进行结算。

9.4.3 市场恢复

9.4.3.1 市场熔断恢复程序

当造成市场熔断的异常情况解除后，市场运营机构可恢复现货市场正常运行，向市场主体发布公告，并及时向政府主管部门报告有关情况。

9.4.3.2 市场中止恢复程序

当造成市场中止的异常情况解除、电力市场重启具备条件后，经政府主管部门同意后，市场运营机构按程序恢复市场正常运行。市场恢复通知提前向经营主体发布。

10. 现货电能量市场中发电侧考核机制

10.1 机组限高考核

机组发生限高时，按照长三角“两个细则”进行调峰能力考核。

10.2 机组限低考核

机组发生限低时，按照长三角“两个细则”进行调峰能力考核。

10.3 机组实时发电计划执行偏差收益回收

机组根据长三角“两个细则”的有关条款进行AGC考核、曲线偏差考核。

10.4 机组日内非计划停运收益回收

机组日内非计划停运按照长三角“两个细则”的有关条款执行非计划停运考核。同时，将有非计划停运考核费用的机组进行日内非计划停运收益回收，具体结算方法遵循《安徽电力现货市场结算实施细则》。

10.5 机组申报试验收益回收

机组因自身原因，在日前或运行日日内申报试验的，需将试验时段内（包括试验前后升降出力的时段）机组试验收益进行回收，具体结算方法遵循《安徽电力现货市场结算实施细则》。

10.6 发电机组超额收益回收

电力现货市场建设初期，当某煤电机组电能量结算均价超过一定数值时，对超出的部分进行回收，具体结算方法遵循《安徽电力现货市场结算实施细则》。

10.7 发电侧中长期交易偏差收益回收

电力现货市场建设初期，若市场机组月度中长期合约电量与月度实际上网电量的偏差超过一定范围，则对偏差部分进行收益回收，具体结算方法遵循《安徽电力现货市场结算实施细则》。

11. 现货电能量市场中用户侧考核机制

市场用户以“报量不报价”模式参与现货市场，对于中长期

合约电量与日前申报用电量的偏差超过允许范围，进行收益回收，具体结算方法遵循《安徽电力现货市场结算实施细则》。

12. 市场力行为监管

市场力行为指市场主体违反公平竞争原则，损害市场公共利益、扰乱市场秩序等行为。市场成员应严格遵守市场规则，自觉自律，不得行使市场力、操纵市场价格、损害其他经营主体的利益。

有多个发电厂组成的发电集团进行电能量交易，不得集中报价。对于串谋等行为，政府主管部门、能源监管机构可授权市场运营机构在特定时期内对特定市场主体实施价格替换措施，即出清前将该机组的报价替换为标准报价曲线，初期，50%额定容量出力段以下部分的报价为零、[50%, 65%) 额定容量出力段部分的报价为核定变动成本乘以0.9、[65%, 80%) 额定容量出力段部分的报价为核定变动成本乘以0.95、80%额定容量出力段及以上部分报价为核定变动成本（核定变动成本详见附件五）。后续，对于多次触发被识别发现行使市场力的电厂，市场运营机构将结合信用管理等进行综合处理。

对市场力行为，市场运营机构按照规则进行识别、监测及缓解，详见附件六。

13. 附则

本细则由安徽省能源局会同相关部门负责解释。

现货市场运行中，市场运营机构可根据实际情况调整本细则中相关参数，并报政府部门后发布。

本细则适用于结算试运行期间安徽电力现货市场，自2026

年 2 月 1 日起实施，有效期至下一版细则印发。

附件一：日前安全约束机组组合（SCUC）模型

1. 目标函数：

日前安全约束机组组合（SCUC）模型的目标函数为全网发电成本最小：

$$\min \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U + C_{i,t}^N] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{t=1}^T \sum_{es=1}^E C_{es,t}(P_{es,t}^{\text{放}}) - \sum_{t=1}^T \sum_{es=1}^E C_{es,t}(P_{es,t}^{\text{充}}) - \sum_{t=1}^T \sum_{w=1}^W D_w [P_{w,t}^{\text{for}} - P_{i,t}]$$

其中，

T 表示所考虑的时段总数，其中D日每15分钟一个时段，考虑96个时段；

N 表示机组总台数；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在 t 时段的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 、 $C_{i,t}^N$ 分别为机组 i 在时段 t 的运行费用、启动费用、空载费用，其中机组运行费用 $C_{i,t}(P_{i,t})$ 是与机组申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；机组启动费用 $C_{i,t}^U$ 是与机组停机时间有关的函数，以表示机组在不同状态（冷态/温态/热态）下的启动费用；机组运行空载费用 $C_{i,t}^N$ 表示机组在运行状态下空载成本（包括开停机过程）。

M 为用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子；

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。

D_w 为新能源机组 w 的压降出力惩罚系数，暂定384.4元/兆瓦时。

$P_{w,t}^{\text{fore}}$ 为新能源机组 w 在时刻 t 的预测计划。

约束条件:

(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。市场用户参与日前现货市场后， D_t 为时段 t 非市场用户的负荷预测与参与日前电能量市场的售电公司和批发用户的申报负荷之和。

(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:

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

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:

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

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) 特殊机组状态约束

1) 算法和人工判断确定为必开机组的, 应处于开机状态:

$$\alpha_{i,t} = 1, \forall i \in I_{s1}$$

其中, I_{s1} 指的是必开机组的全集。

2) 算法和人工判断确定为必停机组的, 应处于关机状态: $\alpha_{i,t} = 0, \forall i \in I_{s2}$

其中, I_{s2} 指的是必停机组的全集。

(6) 机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内, 其约束条件可以描述为:

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

对于必开机组, 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。

(7) 机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

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

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

(8) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

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

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

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。

(9) 机组最小连续开停时间约束

由于煤电机组的物理属性及实际运行需要，要求煤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：

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

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

(10) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

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

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。

附件二：日前安全约束经济调度（SCED）模型

目标函数：

日前安全约束经济调度（SCED）模型的目标函数为总购电成本最小：

$$\min \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t})] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{t=1}^T \sum_{es=1}^E C_{es,t}(P_{es,t}^{\text{放}}) - \sum_{t=1}^T \sum_{es=1}^E C_{es,t}(P_{es,t}^{\text{充}}) - \sum_{t=1}^T \sum_{w=1}^W D_w [P_{w,t}^{\text{for}} - P_{i,t}]$$

其中，

T 表示所考虑的时段总数；

N 表示机组总台数；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在 t 时段的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 表示机组 i 在时段 t 的运行费用，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，新能源、自调度机组的报价曲线可置零以达到优先出清的目的。

$C_{es,t}(P_{es,t}^{\text{放}})$ 、 $C_{es,t}(P_{es,t}^{\text{充}})$ 分别为储能机组 es 在 t 时刻充电或放电的运行费用，是与储能机组申报的各段出力区间和对应充电/放电价格有关的多段线性函数

M 为用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子；

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。

D_w 为新能源机组 w 的压降出力惩罚系数。

$P_{w,t}^{\text{fore}}$ 为新能源机组 w 在时刻 t 的预测计划。

约束条件：

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。

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：

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

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。

系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为：

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

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。

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。

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

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

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。

机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

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

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

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。

机组最小连续开停时间约束

由于煤电机组的物理属性及实际运行需要，要求煤电机组

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：

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

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

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。

附件三：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；实时电能量市场出清形成每 5 分钟的节点电价，每 15 分钟内 3 个 5 分钟节点电价的算术平均值计为该 15 分钟的节点电价。

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。

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，经政府部门同意后执行。

附件四：储能出清计算模型

目标函数：

日前安全约束经济调度（SCED）模型的目标函数为总购电成本最小：

$$\min \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{t=1}^T \sum_{es=1}^E C_{es,t}(P_{es,t}) + \sum_{t=1}^T \sum_{w=1}^W C_{w,t}(P_{w,t}) - \sum_{t=1}^T \sum_{w=1}^W D_w [P_{w,t}^{fore} - P_{i,t}]$$

其中， T 表示所考虑的时段总数；

N 表示机组总台数；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在 t 时段的出力；

$C_{es,t}(P_{es,t})$ 为储能机组 es 在 t 时刻的运行费用

$C_{w,t}(P_{w,t})$ 为新能源机组 w 在 t 时刻的运行费用，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 为用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子；

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。

D_w 为新能源机组 w 的出力调整偏差成本，为新能源出力调整偏差成本*出力调整顺序。

$P_{w,t}^{fore}$ 为新能源机组 w 在时刻 t 的预测计划。

约束条件：

(1) 非储能机组出力约束

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

式中， $P_{i,t}^{clear}$ 表示非储能机组的出清电力。

(2) 储能机组出力约束

$$P_{i,t} = P_{es,t}^d - P_{es,t}^c$$

$$P_{es,t}^d = u_{es,t}^d p_{es,t}^{d,\max}$$

$$P_{es,t}^c = u_{es,t}^c p_{es,t}^{c,\max}$$

式中, $P_{i,t}^{clear}$ 表示非储能机组的出清电力。

(3) 储能机组运行费用约束

$$C_{es,t}(P_{es,t}) = P_{es,t}^c NP_{es,t} - P_{es,t}^d NP_{es,t}$$

式中, $P_{es,t}^{d,price}$ 表示储能机组 es 在 t 时刻申报的放电价格, $P_{es,t}^{c,price}$ 表示储能机组 es 在 t 时刻申报的充电价格, $NP_{es,t}$ 表示储能机组 es 在 t 时刻的节点价格。

(4) 储能最大充放电功率限值约束

$$u_{es,t}^c p_{es}^{c,\min} \leq p_{es,t}^c \leq u_{es,t}^c p_{es}^{c,\max}$$

$$u_{es,t}^d p_{es}^{d,\min} \leq p_{es,t}^d \leq u_{es,t}^d p_{es}^{d,\max}$$

$$u_{es,t}^d + u_{es,t}^c \leq 1$$

式中, $p_{es,t}^c$ 和 $p_{es,t}^d$ 分别表示储能装置的充、放电功率的大小, 充电的时候为正值, 放电的时候为负值; $p_{es}^{c,\min}$ 、 $p_{es}^{c,\max}$ 、 $p_{es}^{d,\min}$ 、 $p_{es}^{d,\max}$ 分别表示储能装置最小、最大充放电功率; $u_{es,t}^c$ 、 $u_{es,t}^d$ 分别表示是否正在充放电, 为 0/1 变量。

(5) 储能装置内剩余电量限值约束

$$E_{es,t} = E_{es,t-1} + E_{es,t}^c - E_{es,t}^d$$

$$E_{es,t}^c = \alpha p_{es,t}^c \Delta t$$

$$E_{es,t}^d = \beta p_{es,t}^d \Delta t$$

式中, $E_{es,t}$ 为 t 时刻储能装置内剩余电量, $E_{es,t}^c$ 和 $E_{es,t}^d$ 分别为 t 时段内储能装置向电网输出的功率和吸收的电量, α 、 β 分别

表示充放电转换率， Δt 为充放电时段。

对于储能系统电池状态用储荷状态 SOC 来表示，其计算公式如下所示，指表示为当前储能电量与储能装置能够储存最大电量 E_b^0 之比。

$$SOC_{b,t} = E_{b,t} / E_b^0$$

$$SOC_{b,t}^{\min} \leq SOC_{b,t} \leq SOC_{b,t}^{\max}$$

式中， $SOC_{b,t}^{\min}$ 、 $SOC_{b,t}^{\max}$ 分别表示储能装置最大最小荷电量。

(6) 充放电持续运行时间约束

$$-u_{es,t-1}^d + u_{es,t+1}^d - u_{es,k}^d \leq 0, k = t, \dots, t + MU_{es}^d - 1$$

$$-u_{es,t-1}^c + u_{es,t}^c - u_{es,k}^c \leq 0, k = t, \dots, t + MU_{es}^c - 1$$

式中， MU_{es}^d 为储能机组 es 放电状态最小持续时间， MU_{es}^c 为储能机组 es 充电状态最小持续时间，均暂定为 30min。

(7) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

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

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。

附件五：市场运行参数、燃煤机组启动成本与核定变动成本

一、市场运行参数

序号	参数名称	参数取值
1	市场电能量申报价格上下限	上限：1100元/兆瓦时 下限：0元/兆瓦时 精确到小数点后2位
2	市场电能量出清价格上下限	上限：1100元/兆瓦时 下限：0元/兆瓦时
3	最小连续开停机时间	最小连续开机时间，暂定24-72小时。 最小连续停机时间，暂定6-24小时。
4	启动工况定义	燃煤机组停机时间24小时以内为热态启动，停机时间24小时（含）至72小时（含）为温态启动，停机时间72小时以上为冷态启动。
5	最小燃煤机组开机通知时间	燃煤机组启动提前通知时间为12小时。
6	运行日机组开机准备时间	煤电机组竞价日14时前，可在厂网交互平台填报“运行日机组开机准备时长（范围-7至9小时）”，纳入正式出清。
7	全厂非全停约束	出清时，原则上全厂至少开1台机组（一厂一机情况除外）。
8	其它相关参数	1、现货电能量市场备用需求、调频需求根据运行日电网实际需求确定。 2、机组运行参数方面，包括额定容量、最大技术出力、最小技术出力、爬坡率、机组开停机曲线等以电厂在交易平台申报数据为准。 3、不参与电能量出清的如水电、火电、自备电厂等机组，由调度在确保电力平衡及电网安全下安排发电计划出力。 4、核定变动成本乘以系数，系数暂定1。 5、熔断时长H值为24小时。

二、机组启动成本与核定变动成本

1、煤电启动成本上限

煤电机组停机费用不进行考虑，机组启动费用使用冷态启动费用，如下表所示。

装机容量	启动成本上限（万元/次）
150兆瓦级及以下	30
300兆瓦级	50
600兆瓦级	80
1000兆瓦级	120

2、煤电机组核定变动成本

机组核定变动成本=机组供电煤耗*到厂煤价

其中：机组供电煤耗数据取自《安徽省公用燃煤火电机组节能减排分析报告》（白皮书），白皮书中煤耗为标煤（7000大卡，千克/兆瓦时）。若白皮书中未涉及，则取有资质的第三方检测机构出具的试验报告；若无试验报告，则取同容量级别机组算术平均值。

到厂煤价取我省上一年度监测的到厂标煤价格（7000大卡，含运费，含税），为999.5元/吨。

机组	平均供电煤耗 (千克/兆瓦时)	机组	平均供电煤耗 (千克/兆瓦时)
临涣厂#3机	336.7	西河厂#1机	284.4
临涣厂#4机	329.8	西河厂#2机	283.2
安庆厂#1机	306.5	龙子湖厂#3机	276.9
安庆厂#2机	305.6	龙子湖厂#4机	276.4
九华厂#1机	302.2	马一厂#1机	295.4
九华厂#2机	303.3	马一厂#2机	291.9
铜陵厂#3机	314.7	宣城厂#2机	294.5
淮北二厂#1机	305.9	天门山#1机	293.8
淮北二厂#2机	312.4	天门山#2机	293.9
洛河厂#3机	319.8	虎山厂#1机	294.9
洛河厂#4机	319.4	虎山厂#2机	294.9
田家庵厂#5机	314.6	新桥厂#1机	294.3
田家庵厂#6机	306.1	新桥厂#2机	291.6
临涣厂#1机	332.7	团洲厂#1机	291.9

临涣厂#2机	340.5	团洲厂#2机	291.8
马二厂#1机	314.6	华六厂#3机	287.1
马二厂#2机	314.8	华六厂#4机	286.9
马二厂#3机	308	潘集厂#1机	279.9
马二厂#4机	309.9	潘集厂#2机	278.6
顾桥厂#1机	348.4	阜润厂#3机	269.9
汇源厂#5机	302.2	阜润厂#4机	268.6
汇源厂#6机	301.9	板集厂#3机	266.9
蕲城厂#1机	307.6	板集厂#4机	266.3
蕲城厂#2机	305	谢桥厂#1机	272.4
合二厂#1机	311.9	潘集厂#3机	288.8
合二厂#2机	306	潘集厂#4机	288.8
顾桥厂#2机	314.6	九华厂#3机	288.8
300兆瓦级平均	314.6	九华厂#4机	288.8
永丰厂#1机	295.3	600兆瓦级平均	288.8
永丰厂#2机	294.9	安庆厂#3机	274.3
合肥厂#5机	295.8	安庆厂#4机	273.3
合肥厂#6机	294.6	铜陵厂#6机	281.9
宣城厂#1机	294.6	利辛厂#1机	279.6
平圩厂#1机	314.1	利辛厂#2机	279.9
平圩厂#2机	316.7	团洲厂#3机	282.3
居巢厂#1机	295	铜陵厂#5机	284.5
居巢厂#2机	295.7	赵集厂#3机	252.2
阜润厂#1机	291.8	蕲城厂#3机	276.0
阜润厂#2机	294.8	1000兆瓦级平均	276.0

3、新能源机组核定变动成本

初期，新能源机组核定变动成本为0元/兆瓦时。

附件六：市场力识别、监测及缓解

为避免具有市场力的发电机组操纵市场价格，日前可靠性机组组合出清后市场运营机构进行市场力监测。通过市场力监测的发电机组报价被视为有效报价，可直接参与日前电能量市场和可靠性机组组合出清；未通过市场力监测的发电机组采取市场力缓解措施后，可参与日前电能量市场和可靠性机组组合出清。

一、市场力行为

市场力行为指经营主体违反公平竞争原则，损害市场公共利益、扰乱市场秩序等行为，主要包括市场滞留行为、市场串谋行为和市场操纵行为等。

1、市场滞留行为指经营主体通过容量滞留和报价滞留等不正当手段，影响市场成交结果，扰乱市场秩序的行为。容量滞留指经营主体故意限制自身发电能力，从而减少市场有效供应、提高市场价格；报价滞留指经营主体对部分机组故意进行不经济的报价，从而抬高同一控制关系的经营主体整体收益。

2、市场串谋行为指两个或两个以上不同的经营主体通过串通报价等方式协调其相互竞争关系，从而使共同利润最大化的行为。

3、市场操纵行为是指经营主体通过无故改变或虚假申报设备运行参数、无故改变设备运行状态、发布干扰市场正常运行的信息等方式扰乱市场秩序的行为。

二、市场力行为识别

1、在市场监测中发现以下情形的，电力市场运营机构启动

持留行为识别。

- (1) 机组设备非计划停运、故障或运行受限的；
- (2) 无故申请机组设备检修或延长检修期限的；
- (3) 无故降低机组出力的；
- (4) 突然改变报价习惯或报价方式，或以明显高于或明显低于市场同类型机组边际成本进行市场申报的；
- (5) 系统边际条件发生变化导致机组在区域内拥有市场力且行使市场力的；
- (6) 同一集团内的不同发电企业利用电网阻塞集中转入或转出中长期交易合同以赚取现货节点电价价差收益的；
- (7) 经营主体操纵市场价格，抬高或压低某日或某个时段的交易价格；
- (8) 其他涉嫌持留行为的情形。

2、在市场监管中发现以下情形的，电力市场运营机构启动行使串谋行为识别。

- (1) 不同的市场经营主体使用具有相同或接近的计算机 MAC 地址、网络 IP 地址等进行交易申报的；
- (2) 不同的市场经营主体拥有的信息化交易平台存在数据交互的；
- (3) 不同的市场经营主体频繁出现关联性申报行为的；
- (4) 经营主体使用与其不同的市场主体的交易账号、密码或密钥等进行交易申报的；
- (5) 其他涉嫌市场串谋行为的情形。

3、在市场监管中发现以下情形的，电力市场运营机构启动

市场操纵行为识别。

- (1) 频繁改变设备运行参数；
- (2) 机组实际运行关键参数与事前注册信息存在较大偏差的；
- (3) 发布或散布信息恶意引导市场价格走向，干扰市场正常运行的；
- (4) 炒作可再生能源电力价格，以谋求在绿证交易和碳排放交易中牟取暴利的；
- (5) 其他涉嫌市场操纵行为的情形。

三、市场力监测及缓解方法

市场力监测及缓解针对日前市场开展，对比日前市场出清的发电侧加权均价与市场力监测参考价格，评判市场力监测结果，若未通过市场力监测则执行市场力缓解措施，实现对日前市场的监管。具体如下：

1、市场力监测方法

(1) 市场力监测参考价格计算

市场力监测参考价格为日前市场 96 点发电侧参考价格均价，计算公式如下：

$$P^{Ref} = \frac{\sum P_t^{Ref}}{96}$$

式中， P^{Ref} 为市场力监测参考价格， P_t^{Ref} 为 t 时段日前市场发电侧参考价格。

t 时段日前市场出清的发电侧参考价格 P_t^{Ref} 为燃煤基准价 $P_{\text{燃煤基准}}$ 根据 t 时段市场供需比上浮一定比例 k_t ，计算公式如下：

$$P_t^{\text{Ref}} = P_{\text{燃煤基准}} \times (1 + k_t)$$

上浮比例 k_t 暂定如下（上限值不超过电能量出清价格上限）。

t 时段市场供需比 r_t	上浮比例 k_t 设定
$r_t < 1.1$	187%
$1.1 \leq r_t < 1.15$	110%
$1.15 \leq r_t < 1.2$	50%
$1.2 \leq r_t < 1.3$	30%
$1.3 \leq r_t < 1.4$	20%
$1.4 \leq r_t < 1.5$	15%
$r_t \geq 1.5$	8%

供需比 r_t 计算公式如下：

$$r_t = \frac{\sum_{i=1}^M P_{\text{预计}, ti} + \sum_{j=1}^N P_{\text{额定}, tj}}{P_{\text{竞价}, t}}$$

其中： $P_{\text{预计}, ti}$ 为“报量报价”新能源场站 i 在 t 时刻的预计发电出力， M 为 t 时刻处于可用状态的新能源场站数； $P_{\text{额定}, tj}$ 为市场煤电机组 j 在 t 时刻的额定容量， N 为 t 时刻处于可用状态（仅扣除检修、非停）的煤电机组台数； $P_{\text{竞价}, t}$ 为市场机组 t 时刻竞价空间，即系统负荷预测扣除联络线计划与市场边界机组发电计划。

（2）市场力监测结果评判

当发电侧日前市场出清加权均价大于市场力监测参考价格

时，判定为未通过市场力监测，执行市场力缓解措施；若不大于，则不执行市场力缓解措施。

2、市场力缓解措施

若未通过市场力监测，对“报量报价”煤电机组按照报价段从低到高排序，在受管制容量内，将其申报价格高于核定变动成本*系数的报价段替换为核定变动成本*系数，系数暂定1；在受管制容量外，将其申报价格高于 $\text{Max}(P_{\text{当月代理购电价格}}、\text{核定变动成本})$ 的报价段替换为 $\text{Max}(P_{\text{当月代理购电价格}}、\text{核定变动成本})$ 。

（注： $P_{\text{当月代理购电价格}}$ 为当月公示的代理购电价格）

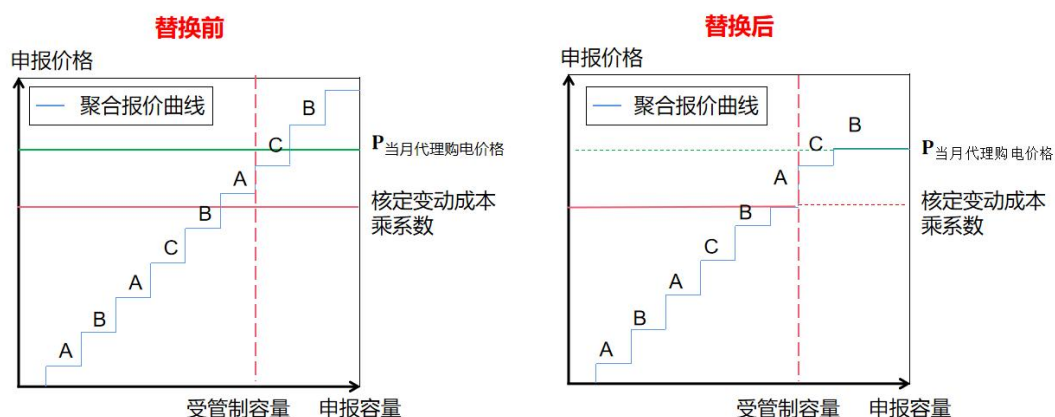


图 1 报价替换示意图

其中，受管制容量计算公式如下：

$$S_0^{RBC} = D_0 \times \rho_0^{RSI}$$

式中， S_0^{RBC} 为受管制容量， D_0 为“报量报价”煤电机组96点中标电力的最大值， ρ_0^{RSI} 为剩余供给指数临界值（暂定为1）。

执行市场力缓解措施后，重新进行出清。重新出清后，若仍未通过市场力监测，则管制容量内的替换价格乘以系数（暂

定 0.9) 后，再次出清，直至通过市场力监测。