湖北省能源局文件

鄂能源调度〔2025〕66号

省能源局关于印发《湖北省电力现货市场运行实施细则（V1.0）》的通知

各市（州）发改委（能源局）、经信局，国网华中分部、国网湖北省电力有限公司，有关发电企业、电力用户、售电公司，湖北电力交易中心：

为深入贯彻党的二十届四中全会关于加快建设新型能源体系决策部署，服务全国统一电力市场建设大局，积极稳妥推进湖北电力市场改革，持续完善现货市场规则体系，现将《湖北省电力现货市场运行实施细则（V1.0）》印发给你们，请遵照执行。

附件：湖北省电力现货市场运行实施细则（V1.0）

湖北省能源局

2025 年 12 月 31 日

抄送：国家能源局华中监管局。

附件

湖北省电力现货市场运行实施细则
（V1.0）

2025 年 12 月

目 录

1 总述 1
1.1 适用范围 1
1.2 引用文件 1
2 市场成员 3
2.1 经营主体 3
2.2 权利与义务 5
2.3 市场注册 10
2.4 准入与退出 10
2.5 信息变更与注销 12
3 市场衔接机制 13
3.1 省间交易与现货交易衔接 13
3.2 省内中长期交易与现货交易的衔接 13
3.3 代理购电与现货交易的衔接 14
3.4 省内调频辅助服务与现货交易的衔接 14
3.5 省内调峰辅助服务与现货交易的衔接 15
4 市场构成与价格 16
4.1 市场构成 16
4.2 价格机制 16
4.3 市场限价 17
5 日前现货交易 19
5.1 组织方式和交易周期 19
5.2 交易流程 19
5.3 机组参数 21
5.4 日前现货市场边界 23
5.5 交易申报 29
5.6 交易出清 33
5.7 交易结果发布 38
5.8 日前调度计划 38
6 实时现货交易 40
6.1 组织方式与交易周期 40
6.2 交易流程 40
6.3 实时现货市场边界 41
6.4 交易出清 44
6.5 交易结果发布 48
6.6 实时运行调整 48
6.7 市场偏差处理机制 51
7 计量 53
7.1 计量要求 53
7.2 计量装置管理 53
7.3 计量数据管理 54
8 市场结算 57

8.1 结算原则 57
8.2 结算流程 60
8.3 批发市场电能量结算 64
8.4 零售用户电能量结算 72
8.5 新型主体结算 72
8.6 市场运营费用结算 76
8.7 省间偏差费用 85
8.8 综合结算 87
8.9 追退补及清算管理 90
8.10 电费结算管理 92
9 风险防控 93
9.1 基本要求 93
9.2 市场风险分类与定义 93
9.3 市场风险防控与处置 95
10 市场干预 98
10.1 市场风险干预 98
10.2 市场熔断机制 105
10.3 市场中止和恢复机制 107
11 争议处理 110
12 电力市场技术支持系统 111
12.1 功能规范要求 111
12.2 第三方校验要求 112
12.3 数据交互及管理要求 112
13 免责条款 114
13.1 经营主体免责条款 114
13.2 电网企业免责条款 114
13.3 市场运营机构免责条款 114
14 附则 116
附件 1: 117
附件 2: 121
附件 3： 138
附件 4： 145
附件 5： 147
附件 6： 159

1 总述

为进一步深化电力市场化改革，优化湖北电力资源配置，促进能源结构绿色低碳转型，规范湖北电力现货市场运营和管理，依据国家电力现货市场建设有关要求及我省实际，制定本规则。

1.1 适用范围

本规则适用于湖北电力现货市场的运营、管理、组织与实施。本规则所称现货交易，主要指开展湖北省内日前、实时电能量交易。

1.2 引用文件

中华人民共和国电力法（2018 修正版）

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）

《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加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118 号）

《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》（发改体改〔2023〕813 号）

《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）

《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〈电力市场计量结算基本规则〉的通知》（发改能源规〔2025〕976号）

《国家能源局关于印发<电力市场注册基本规则>的通知》（国能发监管规〔2024〕76号）

《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈跨省跨区电力应急调度管理办法〉的通知》（发改运行规〔2025〕1193号）

电力系统安全稳定导则（GB38755-2019）

电网运行准则（GB/T31464-2022）

湖北电网调度控制管理规程

2 市场成员

参与湖北现货交易的市场成员包含经营主体、电网企业和市场运营机构。

2.1 经营主体

经营主体应符合国家和湖北省有关注册及准入条件，满足参与电力现货交易的计量、通信等技术条件，符合信用管理要求，在电力交易机构注册，服从市场管理，接受电力监管机构、政府部门的监督，接受电力调度机构的统一调度，履行法律法规规定的权利和义务。

现阶段，参与现货市场的经营主体包括:

（1）公用燃煤电厂及余量上网的统调自备燃煤电厂原则上直接参与市场，未直接参与市场交易的非统调公用燃煤电厂作为价格接受者入市。

（2）接入公用电网的集中式风电、集中式光伏（不含扶贫项目）原则上直接参与市场，未直接参与市场交易的作为价格接受者入市。

（3）全额上网及自发自用余电上网的分布式新能源可单体直接参与市场，总装机容量应不低于1万千瓦，并接入电力调度自动化系统，具备日前、日内功率预测及上传功能，且具备自动发电控制功能（AGC）；未直接参与市场交易的作为价格接受者入市。

（4）新型储能：分为电网侧储能、电源侧储能。其中，直

接接入公用电网、具备独立计量条件、接受电力调度机构统一调度的电网侧储能直接参与市场；电源侧储能与所在新能源场站独立或联合参与交易，一体结算。

（5）能量型虚拟电厂运营商：按聚合资源主体的发用电属性分为电源类虚拟电厂和负荷类虚拟电厂。同一虚拟电厂运营商可单独或同时运营负荷类虚拟电厂和电源类虚拟电厂。其中，电源类虚拟电厂市场初期仅聚合分布式光伏、分散式风电，单节点装机容量不低于1万千瓦，并接入电力调度自动化系统，具备聚合体日前、日内功率预测及上传功能，具备实时指令或计划值的接收能力；负荷类虚拟电厂聚合具有可调节能力、呈现用电属性的市场化（不含电网代购用户）用户侧资源，整体具备双向调节能力，至少一个方向调节能力达1万千瓦及以上，连续可调节时间1小时及以上，其中，用户侧储能不单独参与市场。市场初期以220千伏电压等级为聚合节点划分220千伏电源类节点机组、220千伏负荷类节点机组。

（6）批发用户、售电公司及电网企业代理购电用户等。

现阶段，发电侧，市场化电源、电源类虚拟电厂以“报量报价”的方式参与现货市场竞价出清；独立参与交易的新型储能以“报量不报价”方式参与现货市场，在竞价日申报运行日充放电曲线，在满足电网安全运行的条件下优先出清；用电侧，负荷类虚拟电厂以“报量报价”的方式参与现货市场竞价出清，批发用户、售电公司及电网企业代理购电用户“不报量不报价”参与

现货市场。

2.2 权利与义务

2.2.1 发电企业的权利和义务

发电企业的权利和义务主要包括:

（一）按照规则参与电能量、辅助服务等交易，签订和履行电力交易合同，按规定参与电费结算，在规定时间内可对结算结果提出异议。

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务。

（三）签订并执行并网调度协议，服从电力调度机构统一调度，提供承诺的有效容量和辅助服务，提供电厂检修计划、实测参数、预测运行信息、紧急停机信息等。

（四）依法依规提供相关市场信息，按照信息披露有关规定获得市场交易、输配电服务、信用评价、电力负荷、系统运行等相关信息，并承担保密义务。

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

2.2.2 电力用户的权利和义务

电力用户的权利和义务主要包括:

（一）按照规则参与电能量交易和辅助服务交易，签订和履行电力交易合同。

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务，按规定支付购电费、输配电费、线损电费、系统运行费（含辅助服务费）、政府性基金及附加等。

（三）依法依规提供相关市场信息，获得电力交易和输配电服务等相关信息，并承担保密义务。

（四）服从电力调度机构的统一调度，遵守电力需求侧管理等相关规定，提供承诺的需求响应服务。

（五）按规定支付电费，在规定时间内可对结算结果提出异议。

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

2.2.3 售电公司的权利和义务

售电公司的权利和义务主要包括:

（一）按照规则参与电能量交易和辅助服务交易，提供增值服务，与用户签订零售合同，并履行合同规定的各项义务。

（二）按照规则向电力交易机构提供代理零售用户的交易合同及电力电量需求，获得电力交易、输配电服务和代理零售用户历史用电负荷（或典型用电负荷）等相关信息，承担用户信息保密义务。

（三）获得电网企业的电费结算服务。

（四）具有配电网运营权的售电公司负责提供相应配电服务，按用户委托提供代理购电服务。

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

2.2.4 虚拟电厂运营商的权利和义务

（一）按要求提供基础技术参数，服从电力调度机构统一调度，按要求签订并网调度协议。

（二）符合国家和湖北省电力市场注册基本条件，满足参与电力市场交易的计量、通信等技术条件，符合信用管理要求，在交易机构完成市场注册。

（三）按市场规则参与电力交易，提供市场服务，下发市场出清结果并组织执行。

（四）按规则获得市场收益，并承担偏差考核费用。

（五）加强设备运行维护，确保设备运行安全。

（六）与代理资源签订和履行交易合同，执行市场交易结果。

（七）负责向市场运营机构和电网企业实时、准确传送市场相关运行数据。

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

2.2.5 其他经营主体的权利和义务

其他经营主体根据参与的市场交易类型，享受与上述经营主体同等的权利和义务，并需满足参与现货市场的技术条件。

2.2.6 电网企业的权利和义务

（一）保障输变电设备正常运行。

（二）根据现货市场价格信号反映的阻塞情况，加强电网建设。

（三）为经营主体提供公平的输电、配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表、收付费等服务。

（四）建设、运行、维护和管理电网相关配套系统，服从电力调度机构的统一调度。

（五）依法依规提供相关市场信息，并承担保密义务；向市场运营机构提供支撑现货市场交易和市场服务所需的相关数据，保证数据交互的准确性和及时性。

（六）收取输配电费，代收代付电费和政府性基金及附加等，按时完成电费结算。

（七）保障居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户）、农业用电供应，执行现行目录销售电价政策；单独预测居民、农业用户的用电量规模及典型用电曲线。

（八）向符合规定的工商业用户提供代理购电服务。

（九）法律法规规定的其他权利和义务。

2.2.7 运营机构的权利和义务

市场运营机构包括电力调度机构（湖北电力调度控制中心）和电力交易机构（湖北电力交易中心有限公司）。

电力调度机构的权利和义务主要包括：

（一）组织电力现货交易，负责安全校核、市场监测和风险防控，按照调度规程实施电力调度，保障电网安全稳定运行。

（二）合理安排电网运行方式，保障电力市场正常运行。

（三）按规则建设、运行和维护电力现货市场技术支持系统。

（四）按照信息披露和报送等有关规定披露和提供电网运行的相关信息，提供支撑市场化交易以及市场服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定与电力交易机构进行数据交互，

承担保密义务。

（五）配合湖北省能源局、国家能源局华中监管局开展市场分析和运营监控，履行相应市场风险防范职责，依法依规实施市场干预，并向湖北省能源局、国家能源局华中监管局报告，按照规则规定实施的市场干预予以免责。

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

电力交易机构的权利和义务主要包括:

（一）向经营主体提供市场注册、信息变更和退出等相关服务。

（二）负责中长期交易组织及合同管理，负责现货交易申报和信息发布。

（三）提供电力交易结算依据及相关服务。

（四）建设、运营和维护电力交易平台和相关配套系统。

（五）按照国家信息安全与保密、电力市场信息披露和报送等有关规定披露和发布信息，承担保密义务；提供信息发布平台，为经营主体信息发布提供便利，获得市场成员提供的支撑现货市场交易以及服务需求的数据等；制定信息披露标准格式，及时开放数据接口。

（六）监测和分析市场运行情况，记录经营主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为，向湖北省能源局、国家能源局华中监管局及时报告并配合相关调查，依法依规实施市场干预，防控市场风险。

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

2.3 市场注册

经营主体应当是财务独立核算、能够独立承担民事责任的企业、经法人单位授权的内部核算主体、个体工商户、执行工商业电价或具有分布式电源的自然人等民事主体，提供有效身份证明证件及相关注册材料，可办理市场注册业务；若存在较严重的不良信用记录或者曾作出虚假承诺等情形的经营主体，在修复后方可办理市场注册业务。

经营主体参与电力市场交易，应当符合基本条件，在电力交易机构办理市场注册。

经营主体市场注册按照申请、承诺、审查、公示、生效的流程办理。经营主体应提交身份认证、联系方式等信息以及相关支撑性材料，签订入市协议等。售电公司市场注册条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂初期参照《售电公司管理办法》执行。

市场注册审查通过的发电企业、电力用户、新型储能企业、分布式电源、电动汽车充电设施经营主体原则上无需公示，注册手续直接生效。

2.4 准入与退出

参加电力市场交易的经营主体应符合准入条件，其中发电企业应依法取得发电项目核准或者备案文件，依法取得电力业务许可证（豁免除外）。虚拟电厂按照《湖北省虚拟电厂入市服

务指南》相关要求执行。

准入电力市场的发电企业和电力用户原则上不允许退出，满足下列情形之一的，可申请办理退市手续。

（一）经营主体宣告破产、退役，不再发电或用电。

（二）因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有经营主体因自身原因无法继续参加市场。

（三）因电网网架结构调整，导致经营主体的发用电物理属性无法满足所在地区的市场准入条件。

（四）经营主体所有机组关停退役的。

（五）经营主体全部电量不再属于工商业用电性质的。

（六）售电公司退出条件按照国家有关售电公司准入与退出的管理规定执行。

经营主体发生以下情况时，电力交易机构依法依规强制其退出市场，并向湖北省能源局、国家能源局华中监管局备案。

（一）因情况变化不再符合准入条件（包括依法被撤销、解散，依法宣告破产、歇业，电力业务许可证被注销等情况）。

（二）隐瞒有关情况或者以提供虚假申请材料等方式违法违规进入市场，且拒不整改的。

（三）严重违反市场交易规则，且拒不整改的。

（四）企业违反信用承诺且拒不整改或信用评价降低为不适合继续参与市场交易的。

（五）因违反交易规则及市场管理规定等情形被暂停交易，

且未在期限内完成整改的。

（六）法律、法规规定的其他情形。

退出市场的经营主体应缴清市场化费用及欠费，处理完毕尚未交割的成交电量。无正当理由退出市场的经营主体及其法定代表人三年内均不得申请市场准入。

2.5 信息变更与注销

经营主体市场注册信息发生变化后，应在5个工作日内向首次注册的电力交易机构提出信息变更申请。经营主体市场注册信息变更按照申请、承诺、审查、公示、生效的流程办理。经营主体应提交变更信息以及相关支撑性材料，若办理信息变更时其他注册信息或支撑性材料已过有效期，需要同步进行更新。

经营主体退出电力市场交易，分为申请注销和自动注销。经营主体申请注销，应当符合正当理由，向首次注册的电力交易机构提出市场注销申请。经营主体申请注销按照申请、声明、审查、公示、生效的流程办理。经营主体应提交注销申请、合同处理完毕声明以及相关支撑材料。电力交易机构每年开展经营主体持续满足注册条件核验，必要时组织对经营主体进行现场核验，发现符合正当理由退出电力市场交易或工商营业执照注销、吊销且未申请市场注销的，予以自动注销处理，并报湖北省能源局、国家能源局华中监管局备案。

3 市场衔接机制

3.1 省间交易与现货交易衔接

省间交易包括省间中长期、省间现货和省间辅助服务交易。

（1）省间中长期交易形成的湖北联络线计划作为省内现货交易预出清边界。

（2）省间现货、省间辅助服务交易出清待省内现货交易预出清之后开展，经营主体参与省内现货交易预出清后的上下可调容量可参与省间交易。省内现货交易预出清未中标开机的煤电机组不得参与省间交易，新能源场站参与省间交易时需考虑预测偏差，允许省间市场最大申报电力为：新能源场站预测功率*K_f扣减其新能源计划出力。K_f（省间交易新能源置信系数）取值见附件6。

（3）包含省间交易结果的最新湖北联络线计划作为省内现货交易出清的边界，经营主体参与省间交易出清后的剩余容量参与省内现货交易正式出清，省间交易出清容量在正式出清中予以保留。

为保障电力可靠供应，省间交易（含外省经营主体）造成湖北联络线计划的改变，不得降低省内机组发电供应保障能力和可调容量。

3.2 省内中长期交易与现货交易的衔接

省内中长期交易以稳定供需、规避风险为原则，形成24

小时中长期合约，合约曲线不作物理执行，仅作为现货市场全电量集中竞价优化后的结算依据。

年度、月度、月度短周期集中竞价交易组织后，发电企业与市场化用户合约电量默认均分至合约期内每日各小时，合同分解不得超出机组额定发电能力。

现货市场运行日的2日前（D-2），各经营主体（含代理购电）形成运行日的中长期交易分解曲线，由电力交易机构提供给电力调度机构。

3.3 代理购电与现货交易的衔接

电网企业应定期预测代理购电工商业用户用电量及典型负荷曲线，并考虑季节变更、节假日安排等因素分别预测分时段用电量，通过参与场内集中交易方式（不含撮合交易）代理购电，形成分时合同。

代理工商业用户购电的偏差电量应按照现货市场价格结算。

为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益，由全体工商业用户分摊或分享。

3.4 省内调频辅助服务与现货交易的衔接

（1）省内现货市场备用容量设置应充分考虑系统调频需求。

（2）省内调频交易待省内现货交易出清之后开展，经营主体参与省内现货交易出清后的可调容量在机组（场站）AGC上下限范围内开展调频交易出清。

（3）实际运行期间，包含省间、省内电能量交易出清结果的发电计划作为基值，经营主体在中标的调频容量范围内进行实时调用。市场初期，经营主体以当前功率作为基值，在 AGC 上下限范围内进行实时调用。

市场成熟后，实现调频辅助服务市场与现货市场联合出清，提升系统整体运行经济性。

3.5 省内调峰辅助服务与现货交易的衔接

按照《国家发展改革委国家能源局关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》等文件要求执行。

4 市场构成与价格

4.1 市场构成

湖北电力现货市场采用全电量申报、集中优化出清的方式开展，包括日前市场和实时市场。

（一）日前市场。电力调度机构按日组织日前市场，根据经营主体日前交易申报，在考虑电网运行和物理约束的前提下，满足日前市场负荷需求和备用需求，以社会福利最大为目标，进行集中优化出清，形成日前市场出清结果和可靠性机组组合及发电计划。

现阶段，日前出清结果不作为结算依据，仅向经营主体披露。

（二)实时市场。电力调度机构在运行日根据经营主体申报，在机组组合确定的基础上，考虑电网实际运行状态和物理约束，满足超短期负荷预测和备用需求，以社会福利最大为目标，进行实时市场出清，形成实时市场出清结果。

4.2 价格机制

湖北电力现货市场采用节点边际电价机制，节点边际电价包含电能量分量与阻塞分量。

经营主体具有报价权和参与定价权，不能参与定价的情况有:

（一）机组已达到最大爬坡能力或最大可调上限。

（二）机组因自身原因，出力必须维持在某一固定水平。

（三）机组因自身原因，出力不得低于某一水平，低于该水平的部分不能参与定价。

（四）机组正处于从并网到申报最低出力，或从申报最低出力到解列的过程。

发电侧价格由电能量价格、辅助服务费用等构成。

直接参与交易的用户侧用电价格由电能量价格、输配电价（含交叉补贴）、上网环节线损费用、系统运行费用（包括辅助服务费用、抽水蓄能容量电费等）、政府性基金及附加等构成。

输配电价（含交叉补贴）、综合线损率等以政府核定水平为准。政府性基金及附加遵循政府有关规定。

4.3 市场限价

市场限价应综合考虑边际机组成本、电力供需情况、负荷价值、市场外补贴与收益、经济发展水平等因素，经科学测算后按规则规定合理确定并适时调整，同时需兼顾经济社会承受能力，有利于市场发现价格、激励投资、引导用户侧削峰填谷、提高电力保供能力、防范市场运行风险:

（1）申报价格上/下限。综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，设置市场申报价格上下限值，具体参数设置见附件 6。

（2）市场出清价格上/下限。综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力、网架阻塞等因素，设置市场出清价格上下

限值，当市场出清价格超出出清价格上下限值范围时，按相应限值进行出清，具体参数设置见附件6。

现货市场限价规则、价格干预规则等管制性价格规则由国务院价格主管部门明确制定原则，省级价格主管部门会同湖北省能源局、国家能源局华中监管局组织制定具体规则，并在市场规则中体现。

5 日前现货交易

5.1 组织方式和交易周期

电力调度机构综合考虑系统负荷预测、母线负荷预测、省间联络线计划、发输变电设备检修计划、机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，以同等报价下新能源优先消纳为原则，以社会福利最大为目标，依次采用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，出清得到运行日（D）的机组（调度单元）启停计划、发电出力曲线以及分时节点电价。

市场运营机构按日组织日前现货交易，每个竞价日（D-1）组织运行日（D）的日前现货交易，运行日从00:15至24:00，每15分钟为一个交易出清时段，每个运行日有96个交易出清时段。

5.2 交易流程

日前现货交易按照以下时序组织开展:

（1）D-2日17:00前，电力交易机构将经营主体D日的中长期交易（含代理购电市场化采购电量）分解曲线提供给电力调度机构。电力调度机构通过交易平台发布负荷类虚拟电厂D日交易时段。

（2）D-2日17:00前，国调中心、华中网调发布省间联络线及其直调非市场机组D日96点预计划。

（3）D-1日07:30前，经营主体、电网企业和市场运营机构

按照《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）的规定，完成事前信息发布。

（4）D-1日08:30前，报量报价的经营主体申报参与省内现货交易的“电力－价格”曲线；独立参与交易的新型储能申报运行日96点充放电功率曲线。

（5）D-1日11:00前，电力调度机构完成省内日前现货交易预出清，由电力交易机构将预出清结果发布至经营主体。

（6）D-1日11:30前，经营主体根据省内日前现货交易预出清和调频交易出清结果，采用上下可调容量申报参与省间现货交易的分时“电力－价格”曲线。

（7）D-1日14:00前，国调中心完成省间日前现货交易出清，出清结果经安全校核通过后，将包含省间联络线计划的出清结果发送至电力调度机构和经营主体。

（8）D-1日17:00前，华中网调完成华中日前省间电力辅助服务交易出清，将包含省间联络线计划的出清结果发送至电力调度机构和经营主体。因电网安全原因需调整出清结果的应说明原因并将调整情况向经营主体公布。

（9）D-1日20:00前，电力调度机构根据最新的省间联络线计划、系统负荷预测、新能源功率预测等边界条件，完成省内日前现货交易正式出清，由电力交易机构向市场成员发布。电力调度机构因电网安全原因需调整出清结果的应说明原因并将调整情况向经营主体公布。若因省间联络线计划下发等前序流

程推迟或市场边界发生较大变化导致市场出清推迟，则发布时间顺延。

5.3 机组参数

机组参数包括运行参数、缺省申报参数、核定费用等，是相对稳定、不会每日发生变化的机组技术参数或成本费用。所有市场化发电企业需向市场运营机构提供机组参数，经市场运营机构审核批准后生效。如需变更，需通过参数变更管理流程进行更改。

5.3.1 运行参数

机组运行参数应与并网调度协议保持一致，作为现货交易出清的默认参数。机组运行参数有:

（1）额定有功功率，单位为兆瓦;

（2）最小出力，单位为兆瓦，煤电机组取达到最大深调能力的有功功率，其他机组取 0;

（3）功率调整速率，单位为兆瓦/分钟;

（4）AGC 上下限，单位为兆瓦;

（5）厂用电率，单位为百分数，取统计周期内机组平均综合厂用电率;

（6）典型开机/停机曲线，指火电机组在开机/停机过程中，从并网至最小出力/最小出力至解列期间的升功率/降功率曲线，时间间隔为 15 分钟。典型停机曲线为机组最快、非打闸停机方式下的降功率曲线，持续时间原则上不超过 2 小时;

（7）最小连续开机/停机时间，指火电机组开机/停机后距离下一次停机/开机至少需要持续的时间，单位为小时。火电机组最小连续开机/停机时间发电企业按月自行申报，其中，最小连续开机时间申报上限设为 120 小时，最小连续停机时间上限设为 72 小时。

（8）电力调度机构所需的发电机组其他参数。

其中，当机组最小连续开机/停机时间无法满足电力平衡或电网安全约束的要求时，电力调度机构可根据电网运行实际情况统一调整机组的最小连续开机/停机时间，并通过电力交易平台向市场成员发布相关参数调整情况和原因。

5.3.2 缺省申报参数

机组缺省申报参数指参与现货交易的发电机组需在申报环节提供的默认缺省报价等。若经营主体未按时在现货市场中申报，则采用缺省申报参数进行出清。若经营主体未提供缺省申报参数，则采用最近一次的有效申报进行出清。原则上，缺省申报参数在每季度最后十天允许统一集中更改一次。机组缺省申报参数要求与 5.5 条相同。

5.3.3 核定费用

核定费用由政府价格主管部门统一确定，作为现货市场申报、出清、结算的依据。

省级价格主管部门会同国家能源局华中监管局结合各地机组启动成本、变动成本（含空载成本）和固定成本等变化趋势，

及时开展成本调查，明确各类型机组成本。

5.4 日前现货市场边界

5.4.1 日前机组运行边界

日前机组运行边界主要包括：机组状态约束、机组出力上下限约束、机组一次能源供应约束、机组最早可并网时间、机组试验（调试）计划。

5.4.1.1 机组状态约束

机组状态分为可用、不可用两类。处于可用状态的机组，相应时段内按照本规则要求参与日前现货市场出清；处于不可用状态的机组，相应时段内不参与日前现货市场出清。

（1）可用状态：可用状态包括机组运行、备用、试验（调试）状态。运行日存在调试时段的机组在运行日全天均视为可用状态。当发电机组处于可用状态但实际无法正常调用时，按“两个细则”非计划停运相关规定考核。

（2）不可用状态：不可用状态包括机组检修、缺燃料停运以及其他不可用情况。检修机组在调度机构批复的检修工期内计为不可用状态，其中开工日、完工日全天均视为不可用状态，检修工期及其变更以调度机构批复的停运计划为准。机组不满足发电调度并网管理规定时，视为不可用状态。

5.4.1.2 机组出力上下限约束

调度机构根据机组的额定有功功率、检修和试验（调试）批复等情况，结合发电企业报送的出力上下受限信息、新能源

日前功率预测等，确定运行日其调管范围内机组的 96 点出力上下限约束，作为日前现货市场出清的边界条件。正常情况下，火电发电机组的出力上下限分别为该机组的额定有功功率、最小出力；新能源出力上限为日前功率预测值、下限为日前功率预测值的 10%。

5.4.1.3 机组一次能源供应约束

燃煤电厂电煤库存可用天数低于 7 天，或燃气电厂气源供应不足时，视为发电机组存在一次能源供应约束，相关电厂各台（套）机组均按照申报价格上限作为报价参与现货市场出清，但不参与市场定价。

5.4.1.4 机组最早可并网时间

火电机组在竞价日处于停机状态，且预计在运行日具备开机运行条件时，需确定该机组的最早可并网时间，该机组在现货市场中标开机时，其并网时间不早于最早可并网时间。

5.4.1.5 机组试验（调试）计划

（1）新建机组调试

新建机组在并网调试期间按照调度机构批准的调试需求安排发电，调试运行结束后机组作为现货市场边界运行，取得电力业务许可证后次月起可参与现货市场。

（2）在运机组试验（调试）

需试验（调试）的在运机组应提前明确运行日调试时段内每 15 分钟的试验（调试）计划，经调度机构审核同意后生效，

在现货市场运行日按照调试计划发电。

原则上，在电力供应不足或清洁能源消纳能力不足时，调度机构不予安排在运机组的试验（调试）计划。

5.4.2 日前电网运行边界

电网运行边界包括：负荷预测、省间联络线计划、备用约束、发输变电设备检修计划、发输变电设备投产与退役计划、电网安全约束等。

5.4.2.1 负荷预测

日前负荷预测包括系统负荷预测和母线负荷预测。

（1）系统负荷预测

系统负荷预测是指预测运行日 00:15 开始的每 15 分钟的全网用电负荷需求，每天共计 96 个点。电力调度机构负责开展运行日系统负荷预测，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。

（2）母线负荷预测

母线负荷预测是指预测运行日 00:15 开始的每 15 分钟的 220 千伏母线节点负荷需求，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、地方发电出力预测、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

负荷预测之和与系统负荷预测存在偏差，则由技术支持系统根据以各节点母线负荷预测值为比例分摊偏差。

5.4.2.2 省间联络线计划

电力调度机构根据国调中心、华中网调发布的运行日省间联络线计划，在调度运行技术支持系统中对运行日省间联络线计划进行维护。

5.4.2.3 备用约束

电力调度机构综合考虑负荷短期内大幅变化、新能源出力波动、主要故障预想、重要保供电等情况下的系统运行需要，制定电网运行备用要求。日前现货市场出清结果需同时满足 D 日的各类备用要求。特殊时期，电力调度机构可根据系统安全运行需要和电力保供要求，调整备用约束限值。

5.4.2.4 发输变电设备检修计划

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

5.4.2.5 发输变电设备投产与退役计划

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

5.4.2.6 电网安全约束

调度机构基于所掌握的运行日基础边界条件，提出调管范围内的电网安全约束，作为现货市场优化出清的边界条件。各

级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。电网安全约束包括但不限于设备极限功率、电网断面极限功率、发电机组（群）必开必停约束、发电机组（群）出力上下限约束等。

（一）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设备极限功率、断面极限功率:

（1）因系统安全约束，需要将设备、断面潮流控制在指定值以内。

（2）因保供电、防范极端自然灾害，需要提高安全裕度将设备、断面潮流控制在指定值以内。

（3）其他保障电网安全和电力可靠供应需要将设备、断面潮流控制在指定值以内。

（二）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、保供热、保民生、防范极端自然灾害或政府要求，需要提高安全裕度而增开或维持开机状态的机组。

（3）根据电网安全运行要求需要进行调试的机组，或调度机构批复同意进行试验的机组。

（4）因电压支撑要求，需要增开或维持开机状态的机组。

（5）根据电网安全运行要求，需要在运行日某些时段固定出力的机组。

（6）其他保障电网安全和电力可靠供应需要开机运行的机组。

设置必开机组时，在没有可选择或替代的情况下，由电力调度机构在竞价日事前信息发布时明确必开机组及相应必开时段；在有选择或替代的情况下，通过在出清模型中增加最小/最大开机台数约束，选择发电成本最小的机组作为必开机组。

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提前做好开机准备，必开机组确保在运行日能够按时正常开机运行。

（三）发电机组（群）必停约束

必停机组视为不可用状态，出现以下情况时，电力调度机构可设置必停机组:

（1)因系统安全约束需要停机的机组;

（2)因上网路径、通道检修不具备并网条件的机组;

（3)处于计划检修、临时检修、缺煤停机等状态的机组;

（4)湖北省能源局、国家能源局华中监管局下达停机要求的机组;

（5)已纳入政府当年关停计划的机组;

（6)其他情况需要停机的机组。

设置必停机组时，由电力调度机构在竞价日事前信息发布

时明确必停机组及相应必停时段。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提前做好停机准备，并在现货市场出清中将必停机组设置为不可用状态。必停机组确保在运行日能够按时正常停机。

（四）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;

（2）因保供电、保供热、保民生、防范极端自然灾害或政府要求，需要限制出力上下限的发电机组;

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

（4）其他情况需要限制出力上下限的发电机组。

5.4.3 事前信息发布

竞价日 07:30 前，经营主体、电网企业和市场运营机构按照《电力市场信息披露基本规则》等相关规定发布事前信息。

5.5 交易申报

各经营主体需每日向市场运营机构提交申报信息，主要包括生产运行信息与交易量价信息，其中生产运行信息包括机组出力上下限约束、机组最早可并网时间、机组试验（调试）计划、储能充放电曲线、新能源功率预测等，交易量价信息包括机组电能量费用等。

5.5.1 燃煤机组申报交易信息

竞价日前一天（D-2）12:00 前，燃煤机组应通过调度技术支持系统申报在运机组试验（调试）计划。

试验（调试）计划：有试验（调试）需求发电机组应向调度机构申报运行日试验（调试）计划，包括调试时段、每 15 分钟的调试出力曲线和调试内容，经调度机构审核同意后生效。

竞价日 08:30 前，燃煤机组应通过调度技术支持系统申报机组出力上下限约束、机组最早可并网时间。

机组出力上下限约束：燃煤机组因设备、燃料、供热等自身原因导致出力无法达到机组额定有功功率或最小出力时，应向调度机构提交出力受限情况，包括机组实际调节上下限、受限时段、受限原因。统调自备电厂需考虑运行日自用电计划申报其出力下限。

机组最早可并网时间：燃煤机组在竞价日处于停机状态，且预计在运行日具备开机运行条件时，应向电力调度机构申报机组预计在运行日的最早可并网时间。若未申报则暂取运行日 05:30。日前现货市场出清机组并网时间不早于申报的最早可并网时间。

竞价日 08:30 前，燃煤机组应通过电力交易平台申报机组电能量费用（元/兆瓦时），电能量报价表示机组运行在不同出力区间段时单位电能量的价格。

燃煤机组可申报 5－10 个价格段，每段需申报出力区间起

点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间价格（元/兆瓦时）。机组报价需满足以下要求：

（1）第一个报价段起点为最小出力，最后一个报价段终点为额定有功功率；

（2）每个报价段的出力起点必须等于上一个报价段的出力终点，两个报价段衔接点对应的价格属于上一报价段；

（3）报价曲线必须随出力增加单调非递减，燃煤机组申报的每个报价段容量区间范围为[5%*额定容量，20%*额定容量]，相邻两段价差范围为[20 元/兆瓦时，150 元/兆瓦时]；

（4）每个报价段的价格均不可超过申报价格的上下限。其中，燃煤机组的报价应包含环保电价（含脱硫、脱硝、除尘以及超低排放电价），市场化电量对应的环保电价不再另行结算。

机组电能量费用迟报、漏报均采用缺省值作为申报信息。

5.5.2 新能源场站（含电源类虚拟电厂、风储和光储场站）申报交易信息

竞价日 08:30 前，市场化新能源场站（含电源类虚拟电厂、风储和光储场站）应通过电力交易平台申报电能量费用（元/兆瓦时），电能量报价表示机组运行在不同出力区间段时单位电能量的价格。

新能源场站可申报 5－10 个价格段，每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间价格（元/兆瓦时）。机组报价需满足以下要求：

（1）第一个报价段起点为 0 兆瓦，最后一个报价段终点为额定有功功率，其中风储、光储额定有功功率不含储能；

（2）每个报价段的出力起点必须等于上一个报价段的出力终点，两个报价段衔接点对应的价格属于上一报价段；

（3）报价曲线必须随出力增加单调非递减，新能源场站申报的每个报价段容量区间范围为[5%*额定容量，80%*额定容量]，相邻两段价差范围为[20 元/兆瓦时，150 元/兆瓦时]；

（4）每个报价段的价格均不可超过申报价格的上下限。

机组电能量费用迟报、漏报均采用缺省值作为申报信息。

5.5.3 独立参与交易的新型储能申报交易信息

竞价日 08:30 前，独立参与交易的新型储能申报运行日 96 点充放电功率曲线，连续充或放电次数不超过“两充”或“两放”。

5.5.4 负荷类虚拟电厂申报交易信息

负荷类虚拟电厂根据参与现货市场方式，于竞价日（D-1 日）08:30 前在电力交易平台上申报运行日（D 日）信息，迟报、漏报均采用最近一次的有效申报作为申报信息。

负荷类虚拟电厂需以其 D 日中长期合约电量分解曲线作为基准，申报调节能力-价格曲线，电力-价格为全天统一 5 段量价曲线。上调负荷能力记为正值，下调负荷能力记为负值。每个报价段的出力起点须为上一个报价段的出力终点，两个报价段衔接点对应的价格属于上一报价段。每段报价的最小负荷区间长度为 0.2 兆瓦，每段负荷报价不可超过申报价格的上下限范围，

报价曲线为单调递减。市场初期，考虑用户调节特性及用户调节能力累积过程，可根据实际情况申报单向或双向调节能力。

负荷类虚拟电厂申报的上下限约束为能力检测中测定的最大上调能力、最大下调能力（上调为正，下调为负）。

5.5.5 申报数据审核及处理

经营主体的申报信息、数据应满足规定要求，由湖北电力交易平台和调度技术支持系统自动审核，审核通过后，由市场运营机构对申报信息进行处理。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。

5.6 交易出清

竞价日 20:00 前，电力调度机构综合考虑系统负荷预测、母线负荷预测、省间联络线计划、非市场机组出力曲线、机组检修计划、输变电设备检修计划、各机组申报信息、机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，以社会福利最大为目标，依次采用安全约束的机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，出清得到运行日日前现货市场交易结果，包括机组开停计划、发电计划曲线、分时节点电价。报价相同的机组按照对应申报电量比例分配机组出清电量。

日前现货市场出清计算所用的电网拓扑包括湖北省级及以上调度机构调管的发、输、变电设备，以及准入参与现货市场交易的发电机组等，未接入 220 千伏及以上电压等级的市场化机组采用等值接入的方式处理。

5.6.1 日前现货市场出清计算

日前现货市场出清计算过程如下:

（1)按照市场化机组报价和最新的各类约束条件，以同等报价下新能源优先消纳为原则，采用安全约束机组组合(SCUC)、安全约束经济调度（SCED）程序计算运行日的机组开机组合、96 点出力曲线以及分时节点电价。

（2)对运行日的机组开机组合、机组出力曲线进行安全校核，若不满足安全约束，则在计算模型中添加调整相应约束条件，重复上述第一步计算过程，直至安全约束校核通过，得到日前现货市场的出清结果，包括机组开停计划、发电计划曲线、分时节点电价等。

5.6.2 特殊机组出清机制

5.6.2.1 必开、必停机组

必开机组在必开时段内的机组状态为开机，必停机组在必停时段内的机组状态为停机，不参与机组组合优化。必开最小出力及以下部分优先出清，不参与定价、接受价格；必开最小出力以上部分按照电能量报价信息参与机组出力优化出清。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出力。

5.6.2.2 试验（调试）机组

（1）调试的新建机组

新建机组未取得电力业务许可证之前，视为非市场化机组，

不参与现货市场定价与结算，调试期间，按照电力调度机构批复的调试需求安排发电；在完成满负荷试运行后至当天24:00，在确保电网安全稳定运行和电力可靠供应的前提下，按照最小出力安排发电。新建机组取得电力业务许可证后次月起参与现货市场。

（2）试验（调试）的在运机组

经电力调度机构审核同意的试验（调试）在运机组在运行日试验（调试）时段内，机组状态为开机，不参与机组组合优化，按照机组试验（调试）出力出清，不参与定价、接受价格；在运行日非试验（调试）时段内，因电网原因处于试验（调试）状态的机组，按照电能量报价信息参与优化出清，因电厂原因处于试验（调试）状态的机组，在确保电网安全稳定运行和电力可靠供应的前提下，按照最小出力出清，不参与定价、接受价格。

5.6.2.3 供热机组

供热机组以机组群为单位设置最小开机台数约束条件，并根据电能量报价信息参与机组组合优化出清。其中，供热机组群内的机组应全部具备供热能力。

5.6.2.4 最小连续开机、停机时间内机组

运行机组在最小连续开机时间内的机组状态为开机，停机机组在最小连续停机时间内的机组状态为停机，不参与机组组合优化，按照电能量报价信息参与机组出力优化出清。

5.6.2.5 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升功率至最小出力期间，按照典型开机曲线出清，不参与定价、接受价格。在发电出力达到最小出力之后，从下一个交易周期开始，按照电能量报价信息参与日前现货市场优化出清。

处于停机状态的发电机组在机组最小出力降功率至解列期间，按照典型停机曲线出清，不参与定价、接受价格。

5.6.2.6 自备电厂

经电力调度机构校核有余量上网的统调自备电厂机组在运行日机组状态为开机，不参与机组组合优化，按照电能量报价信息，在保障自用电的出力约束范围内参与机组出力优化出清。在确保电网安全稳定运行和清洁能源消纳的前提下，自用电部分优先出清，不参与定价、接受价格。

5.6.2.7 一次能源供应约束机组

存在一次能源供应约束的机组按照市场申报价格上限参与日前现货市场优化出清，不参与定价、接受价格。

5.6.2.8 独立参与交易的新型储能

独立参与交易的新型储能按照其申报的充放电曲线优先出清，接受价格。为保障电网安全稳定运行、电力可靠供应和清洁能源消纳，必要时调度机构可对储能充放电曲线进行调整。

5.6.2.9 虚拟电厂

电源类虚拟电厂出清与集中式新能源一致。负荷类虚拟电

厂按照电力调度机构发布的调节时段申报调节电力量价曲线参与日前现货市场出清，申报时段内出清的调节电力与运行日中长期合同分解曲线叠加形成预计用电曲线（上调电力取正，下调取负）。

5.6.3 日前现货市场安全校核

5.6.3.1 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、调整储能充放电、增加机组约束等手段，并重新出清得到满足平衡约束的交易结果。

5.6.3.2 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设备或电网断面功率不超过极限值、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、调整储能充放电、增加机组约束等手段，并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

5.6.4 日前现货市场定价

日前现货市场出清形成每 15 分钟的节点电价，每整小时内

4 个 15 分钟（例如 00:15-01:00）节点电价的算术平均值计为该节点的分时节点电价。

5.7 交易结果发布

竞价日 20:00 前，电力调度机构计算得到运行日的日前现货交易出清结果，按照《电力市场信息披露基本规则》的要求，通过湖北电力交易平台向市场发布。

5.8 日前调度计划

日前现货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，日前现货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，发电企业应根据发电调度计划提前做好开停机准备，确保 D 日按时开停机。

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、电力可靠供应、清洁能源消纳时，电力调度机构可根据电网运行的最新边界条件，按照机组申报平均价格排序对机组组合进行调整，以保证电力供应平衡、电网安全运行以及清洁能源消纳，同时向相关市场成员发布相关信息。

主要边界条件变化情况包括但不限于:

（1）系统负荷预测、新能源预测因天气原因产生较大变化并可能影响电力平衡;

（2）机组非计划停运（含出力受限）、检修计划调整并可能影响电力平衡;

（3）联络线计划因电网故障、送受端电源故障、清洁能源消纳等原因出现临时调整；

（4）电网输变电设备出现故障、临时检修或检修计划调整等；

（5）临时保电要求等。

6 实时现货交易

6.1 组织方式与交易周期

电力调度机构基于日前现货市场封存的发电机组申报信息，以及最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，以同等报价下新能源优先消纳为原则，综合考虑发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，在日前现货市场及日前调度计划确定的开机组合基础上，以社会福利最大为优化目标，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，出清得到运行日（D）的机组（调度单元）实时发电出力曲线以及分时节点电价。

市场运营机构按15分钟为一个交易周期组织实时现货交易，提前15分钟滚动计算未来3小时实时现货交易结果。

6.2 交易流程

实时现货交易按照以下时序组织开展:

（1）T-110分钟前，经营主体根据最新的省内现货出清结果和调频出清的结果，采用上下可调容量申报参与省间现货交易的分时“电力－价格”曲线。

（2）T-60分钟前，国调中心完成省间日内现货交易出清，出清结果经安全校核通过后，将包含省间联络线计划的出清结果发送至电力调度机构和经营主体。

（3）T-30分钟前，华中网调完成华中日内省间电力辅助服务交易出清，出清结果经安全校核通过后，将包含省间联络线

计划的出清结果发送至电力调度机构和经营主体。

（4）T-15 分钟前，电力调度机构根据最新的省间联络线计划和经营主体省间交易出清结果，完成省内实时现货交易出清，由电力交易机构向市场成员发布。因电网安全原因需调整出清结果的应说明原因并将调整情况向经营主体公布。

6.3 实时现货市场边界

6.3.1 实时机组运行边界

实时机组运行边界与日前现货市场相同，当发电机组的运行参数和边界数据与日前现货市场有较大变化时，发电企业需及时通过调度技术支持系统申报，经电力调度机构审核同意后生效，并对实时现货市场的相关运行参数和边界数据进行修改，并进行实时现货市场出清计算。运行参数和边界数据变化主要包括以下信息:

（1）机组出力上下限约束变化情况;

（2）机组发生故障需固定实时出力的情况;

（3）机组试验（调试）计划变化情况;

（4）其他可能影响电力供应以及电网安全运行的物理参数变化情况。

6.3.1.1 机组出力上下限约束

火电机组因设备、燃料、供热等原因发生出力上下限相较日前市场有变化时，发电企业应向调度机构提交新的机组出力上下限约束，经电力调度机构审核同意后，作为实时市场机组

出力上下限约束。

日前确定的供热必开机组在日内原则上不允许更换，实时运行中若供热机组发生故障或非计划停运导致不具备供热条件时，发电企业可向电力调度机构申请切换为厂内其他经政府主管部门认定的供热机组。

新能源场站（含电源类虚拟电厂、风储和光储场站）基于最新的运行和气象数据，通过调度技术支持系统报送实时运行时刻开始的未来15分钟至4小时的超短期发电预测曲线，作为实时市场出清的上限约束；新能源最小出力为场站申报超短期发电预测功率的10%。

机组发生故障后，为保障机组安全稳定需带固定出力时，发电企业应及时提交固定出力计划、对应时段和故障详情，经电力调度机构审核同意后执行。

6.3.1.2 机组试验（调试）计划

原则上发电机组试验（调试）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、电网安全稳定运行、电力可靠供应和清洁能源消纳要求调整试验（调试）计划等情况。

6.3.2 实时电网运行边界

6.3.2.1 超短期负荷预测

超短期系统负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来15分钟至4小时系统负荷需求。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15分钟至4小时220千伏母线节点负荷需求。电力调度机构综合气象因素、工作日类型、节假日影响等因素，基于历史相似日预测母线负荷。

6.3.2.2 省间联络线计划

省间联络线计划作为实时现货市场出清的边界条件。当电网实时运行边界条件发生变化时，调度机构可按照保障电网安全稳定运行、电力可靠供应和清洁能源消纳要求，调整联络线计划。

6.3.2.3 非市场机组发电计划

非市场机组的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，调度机构可按照保障电网安全稳定运行、电力可靠供应和清洁能源消纳要求，必要时可调整非市场机组发电出力。

6.3.2.4 发输变电设备检修

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

6.3.2.5 备用约束

电网实时运行应满足运行备用要求，若发生变化需以最新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）电力调度机构可增开机组、向上级调度申请备用支援。

（2）若系统备用容量仍无法满足要求，电力调度机构可执行需求侧响应以及有序用电措施。

（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及系统备用在规定范围内。

6.3.2.6 电网安全约束

实时现货市场出清使用的安全约束条件原则上与交易前安全校核所提出约束条件保持一致。如果其他边界条件发生变化，经电力调度机构评估影响系统安全运行时，可对电网安全约束条件进行更新，并在事后将相关信息向经营主体进行发布。

考虑到母线负荷波动性、随机性较大，在实时运行中为确保电网安全约束不被破坏，须将电网稳定断面的限值留出一定比例的裕度。

6.4 交易出清

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，在实时开机组合基础上，以社会福利最大为目标，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，形成日内发电计划、分时节点电价等信息。

新能源因预测原因其实际出力小于出清电力并有较大偏差时，应在下一交易周期考虑该偏差量的影响，采用安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，以保障电力实时平衡。

6.4.1 实时现货市场的出清过程

实时现货市场出清数学模型与日前现货市场一致，出清计算过程如下:

（1)在实时开机组合基础上，按照市场化机组日前报价和实时最新的各类约束条件，以同等报价下新能源优先消纳为原则，采用安全约束经济调度（SCED）程序计算机组实时出清电力、实时节点电价。

（2)对实时现货市场优化计算时间窗口内的机组出力曲线进行安全校核，若不满足安全约束，则在计算模型中添加调整相应约束条件，重复上述第一步计算过程，直至安全约束校核通过，得到机组实时出力 P 和实时节点电价 LMP，其中 P 作为机组执行计划。

（3)按照燃煤机组最小技术出力、市场化机组日前报价和实时最新的各类约束条件，以同等报价下新能源优先消纳为原则，重复步骤（1）和（2)，得到燃煤机组理论实时出力，实际出力与理论出力的差值作为机组下调受阻考核依据。

6.4.2 特殊机组在实时现货市场中的出清机制

6.4.2.1 必开机组

在日前现货市场中指定为必开机组的火电机组，在实时现货市场中的相应时段同样视为必开机组。必开机组在实时现货市场中的出清机制与日前现货市场出清机制一致。

6.4.2.2 试验（调试）机组

在日前现货市场中申报了运行日试验（调试）计划的火电机组，在实时现货市场中同样视为试验（调试）机组。试验（调试）机组在实时现货市场中的出清机制与日前现货市场出清机制一致。

6.4.2.3 供热机组

在日前现货市场中申报了运行日出力上下限的供热机组，在实时现货市场中采用其日前申报的出力上下限。供热机组在实时现货市场中的出清机制与日前现货市场出清机制一致。

6.4.2.4 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升功率至最小出力期间，按照当前实际出力出清形成下一交易周期发电计划，不参与定价、接受价格。在发电出力达到最小出力之后，从下一个交易周期开始，按照电能量报价信息参与实时现货市场优化出清。

处于停机状态的发电机组在机组最小出力降功率至解列期间，按照当前实际出力出清形成下一交易周期发电计划，不参与定价、接受价格。

6.4.2.5 统调自备电厂

统调自备电厂在实时现货市场中出清机制与日前市场出清机制一致。

6.4.2.6 独立参与交易的新型储能

独立参与交易的新型储能在实时现货市场中出清机制与日前市场出清机制一致。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网安全稳定运行、电力可靠供应和清洁能源消纳要求，必要时对储能充放电计划进行调整。

6.4.2.7 发电异常机组

若发电机组在实时运行中发生异常，并且需要对机组出力进行调整时，在异常时段内，机组在经电力调度机构同意的出力区间内运行，相应时段内该台机组不参与定价、接受价格。异常处理结束后，从下一个交易周期开始，按照机组电能量报价参与实时现货市场优化出清。

6.4.2.8 临时新增开、停机组

临时新增开机机组指在日前现货市场中未被列入机组开机组合，在日前调度计划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。临时新增停机机组指在日前现货市场中被列入机组开机组合，在日前调度计划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。

实时现货市场中，临时新增开机、停机机组根据调度指令开、停机，按照报价参与市场优化出清，相应的电能量偏差按

照实时现货市场的偏差结算原则进行处理。

6.4.2.9 虚拟电厂

电源类虚拟电厂实时市场出清与集中式新能源一致；市场初期，负荷类虚拟电厂不参与实时市场申报，虚拟电厂沿用日前市场出清的计划曲线。市场成熟后，具备实时响应功能的能量型虚拟电厂可参与实时市场申报并参与优化出清。

6.4.3 实时现货市场安全校核

实时现货市场安全校核与日前现货市场中的安全校核模型和计算方法一致。

6.4.4 实时现货市场定价

实时现货市场出清形成每 15 分钟的实时节点电价，每整小时内 4 个 15 分钟节点电价的算术平均值计为该节点实时市场分时节点电价。

6.5 交易结果发布

电力调度机构通过技术支持系统及时发布实时现货市场每 15 分钟出清的发电计划，次日发布实时现货市场每 15 分钟出清的节点电价，作为结算依据。

6.6 实时运行调整

电网实时运行应按照有关规定保留合理的调频、调峰、调压、备用容量以及电网断面潮流波动空间，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。

实时运行中因超短期负荷预测偏差、新能源出力预测偏差、

机组执行计划偏差、调频容量不足等原因，造成联络线潮流调整困难无法满足电网安全运行要求时，电力调度机构运行值班人员应使用技术支持系统进行日内电力平衡偏差调整，并做好调度运行记录，及时向市场发布相关情况。

电网实时运行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，恢复参与实时现货市场出清计算。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）电网设备负载、断面潮流、频率、电压超规定限额时;

（2）系统调频容量、备用容量、无功容量或区域开机方式无法满足电网运行规定时;

（3）新能源发电预测、负荷预测与实际偏差较大，影响实时电力平衡时;

（4）省间联络线功率超正常允许范围而需调整时;

（5）气象水情变化、电力系统故障、电力设备缺陷可能对电网、设备、人身安全造成影响时;

（6）继电保护及安全自动装置故障，需要改变系统运行方式时;

（7）自动化、通信设备故障，影响市场正常运行时;

（8）新、改扩建设备启动调试期间，需改变有关机组出力配合调整电网运行潮流时;

（9）电力调度机构为保证电网安全运行认为需要进行调整的其他情形;

（10）临时保电要求等。

在出现上述情况时，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）调整电网运行方式，包括调整设备停送电计划;

（4）调整省间联络线的送受电计划;

（5）调用市场化可中断负荷;

（6）采取需求侧响应、错峰限电方式控制负荷;

（7）调整断面限额，设置临时断面;

（8）投入或退出机组调频模式;

（9）暂停实时现货市场交易;

（10）电力调度机构认为有效的其他手段。

实时运行中机组或用户出现违反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，严重情况可建议湖北省能源局、国家能源局华中监管局对相应机组、用户实施强制退出调度运行，由此造成的偏差由机组、用户自行承担。

6.7 市场偏差处理机制

6.7.1 非计划停运考核

煤电出现以下情况之一时，可认定为机组非计划停运:

（1）机组在日前现货市场中纳入机组组合，因自身原因发生跳闸，影响运行日的开机运行;

（2）机组在日前现货市场中纳入机组组合，因自身原因未按照日前现货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;

（3）机组在日前调度计划环节被安排开机，因自身原因未按照电力调度机构在实时运行中要求的并网时间按时并网。

非计划停运考核按照华中区域“两个细则”相关规定执行。

6.7.2 实时发电（充放电）计划执行偏差考核

机组（场站）、独立参与交易的新型储能、电源类虚拟电厂实际发电（充放电）与实时现货市场出清曲线的偏差超出允许范围时，对允许偏差范围外的电量进行考核。

有如下情况之一时，相应时段不执行上述偏差考核:

（1）机组发生非计划停运导致发电计划执行偏差时，按照6.7.1 节的规定处理;

（2）煤电机组开停机过程中出力不足机组最小出力时;

（3）机组参与调频辅助服务市场并调用时;

（4）因保障电网安全稳定运行、电力可靠供应和清洁能源消纳需要，机组（场站）、独立参与交易的新型储能、电源类虚

拟电厂按照调度指令紧急调整出力产生的偏差;

（5）华中区域“两个细则”已对实时发电执行偏差进行了考核，本规则不再重复考核。

7 计量

7.1 计量要求

计量管理的目的是保证电能计量量值的准确性、溯源性、及时性，确保电能计量装置运行安全可靠，维护市场成员合法权益，为电力现货市场规范开展提供计量保证。

发用单元各计量点结算时段电量应通过计量装置计量或通过数据拟合获得，并考虑变（线）损电量。

（1）若某计量点的电量数据需分配给多个单元，则各单元的电量根据既定方法分配获得。

（2）若某计量点无计量装置，则该点的电量应根据与其相关联计量点的电量数据计算得出。

7.2 计量装置管理

电网企业应当为参与现货市场的发电企业、电力用户计量点配置符合国家标准的计量装置，满足电力现货市场对计量数据的采集频次、成功率和存储等要求。计量装置满足经营主体要求后，在以后的改造（含更换）过程中不应降低其技术要求。

若计量点配置主、副电表，应当确保主、副电表型号、规格、准确度相同，且有明确标志，以主表计量数据作为结算依据，副表计量数据作为参照，当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为结算依据。

电网企业负责本供电营业区内所有用于交易结算（含发电企业上网交易电量）的电能计量装置的计量管理。发电企业配

合电网企业完成与本企业有关的交易结算所使用电能计量装置的技术管理。

电网企业根据经营主体的申请，设置关口电能计量点，作为交易结算计量点。

（1）计量装置应安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，电网企业应在与经营主体协商明确计量装置安装位置后，依法确定相应的变（线）损，参与交易结算的关口计量点应在相关合同、协议中予以明确。

（2）发电单元需设置接入对应电网的关口计量点，参与市场的用户需设置接入对应电网的关口计量点，不同电网间需设置关口计量点。

（3）若某发电单元未安装计量装置，上网电量可通过其他单元和出线侧计量装置的计量数据计算获得，且该计算数据满足结算要求，电量的计算方法应征求经营主体意见。

（4）多个发电侧结算单元共用计量点且无法拆分时，结算单元电量分配方式应在市场规则或方案中予以明确。

（5）依法依规设置新型经营主体关口电能计量点。

7.3 计量数据管理

发电单元关口计量点的电量数据通过相关计量点计量或拟合确定；电力用户（含代理购电用户）关口计量点的电量数据由电网企业根据计量装置或计量电量数据拟合规则确定，并传

输给电力交易机构（售电公司或新型经营主体在电力用户授权下也可获得该部分数据）。

计量数据应当满足最小交易周期的结算需要，电网企业应对各结算时段内计量数据进行校核，保证计量数据准确、完整。

电网企业应按照有关数据采集、校验、估算的规则和标准，及时、准确计量其服务区域内经营主体计量装置记录的分时电量数据（包括拟合数据）。

（1）当计量装置计量时段无法满足结算时段要求时，由计量数据采集系统进行电量数据拟合，详见附件计量数据拟合规则。

（2）当自动采集数据不完整时，由电能计量采集管理信息系统根据拟合规则补全电量数据。

（3）当计量装置故障等问题导致计量表计底码不可用时，电网企业依据相关拟合规则出具电量更正报告，经相关经营主体确认后进行电量追退补。

（4）对于计量装置无法满足分时计量的电力用户，应细化其计量数据拟合方法。

电网企业依法依规对采集到的数据进行物理计量点到产权分界点的变（线）损分配。

电网企业应按照结算周期，依据适用于计量装置及相关经营主体的通用校核规则、个别计量装置特定的校核规则及任何

可用的计量数据，通过系统对计量数据发起自动校核。若计量数据未通过自动校核，则应对该数据进行人工审核，并记录审核结果。

电网企业应当按照电力市场结算要求定期抄录各类经营主体的电能计量装置数据，并将各类经营主体计量数据（包括拟合计量数据）按结算时序要求提交电力交易机构。

电网企业应根据经营主体询问及争议，对计量数据问题进行分类管理，并按规定进行处理。

当计量数据缺失、错误或不可用时，可由相应经营主体或电网企业提出，并由具备资质的计量检定机构确认并出具报告，电网企业按照市场规则进行数据拟合作为电量追补依据，对电量电费进行差错退补。

电网企业负责经营主体计量数据管理，包括原始分时计量数据、调整和汇总后的电量数据（包括线（变）损调整参数）、验证和拟合数据的方法、计量数据的调整参数等。计量数据需按要求保存，数据保存时间应依法依规确定。

8 市场结算

8.1 结算原则

8.1.1 结算模式

湖北电力市场结算由电力交易机构负责出具结算依据，电网企业负责电费结算，各经营主体保持与电网企业的电费结算收付方式不变。

电力批发市场采用“日清月结”和“月清月结”相结合的结算模式。电能量电费计算以小时为基本计算时段，以日为周期汇总后出具日清分结算依据（核对版），以月度为周期出具正式结算依据并开展电费结算。

电力零售用户、聚合分布式新能源以月度为周期开展结算，按月出具电力市场结算依据。

遇特殊情况和节假日，结算相关工作顺延。其中，结算结果发布遇到周六、周日和其他节假日时，相关结算结果顺延至下一工作日发布。

现货市场结算时，发用双方均采用“单偏差”结算模式，即日前市场出清结果不进行财务结算，实际上网（用）电量与中长期合约曲线的偏差电量，按照实时市场价格进行结算。

辅助服务市场结算按照辅助服务市场规则、华中区域“两个细则”等有关规定执行。

燃煤发电企业按机组形成结算单元，集中式新能源（含风储、光储，不含新能源扶贫项目，下同）、分散式风电和电网侧

新型储能按场站形成结算单元，与购售电合同明确的计量结算单元保持一致，分布式光伏按电网企业营销项目形成结算单元，电源类虚拟电厂以220千伏节点建立机组形成结算单元。原则上调度单元、交易单元、结算单元应保持一致。同一调度单元对应多个结算单元的，各结算单元出清及考核结果，默认按照交易平台注册的额定容量（应与购售电合同一致）进行分解，也可在交易平台提交申请，经公示后可按约定比例进行分解，原则上每月允许变动一次。批发用户、售电公司、负荷类虚拟电厂原则上按主体形成结算单元。

市场运营费用是指现货市场运营产生的超额获利回收、偏差考核、不平衡资金等费用，原则上市场运营费用在M+2月（M月为运行月，下同）进行结算，同步收取、分摊（分享）。

未签订批发或零售合同的市场化用户，作为无合同用户（即合同电量为零）按照批发用户规则结算并进行超额获利回收及考核。

8.1.2 结算电价

发电企业（含燃煤、新能源、电源类虚拟电厂，下同）、电网侧新型储能按结算单元所在节点的实时节点电价作为现货电能量市场结算价格，以中长期合约电价作为中长期电能量市场结算价格。发电侧每小时的实时节点电价等于该时段内4个15分钟实时节点电价的算术平均值。

批发用户、售电公司以实时综合电价作为现货电能量市场

结算价格，各时点实时综合电价以每小时发电企业上网电量和其该时点节点电价进行加权平均计算。

负荷类虚拟电厂以实时综合电价作为现货电能量市场结算价格，待条件具备后，以实时节点电价作为现货电能量市场结算价格。

燃煤机组市场形成的电能量价格均包含脱硫、脱硝、除尘、超低排放等环保电价。

零售市场结算电价按照购售双方自行约定的零售套餐执行，月清月结。售电公司自行承担其批发市场产生的市场运营费用。电源类虚拟电厂批发市场产生的市场运营费用由其聚合的分布式新能源按当月上网电量比例分摊或分享。

各市场经营主体各时点月度调平电量为各时点月度结算电量与各时点日累计结算电量之差。各时点调平电量按调平电价（按当月各时点发电企业上网电量和其该时点节点电价进行加权平均计算）结算，不能分解到各时点的月度调平电量按全时点发电企业实时市场月度加权均价结算。

发用两侧每日各时点中长期合同结算参考点现货电价暂取实时市场统一节点综合电价（即实时综合电价）。

暂未参与中长期和现货市场的燃煤机组电量按年度（月度）集中竞价交易对应时段价格结算。

因电网安全约束必须开启的机组，约束上电量超出其合同电量部分的价格机制，按照价格主管部门会同能源、电力运行

主管部门、电力监管机构制定的细则执行。

8.2 结算流程

8.2.1 日清分数据准备

运行日前2日（D-2日）17点前，电力交易机构完成中长期交易分时电量报送。

运行日后第1天（D+1日），电力调度机构向电力交易机构提供D日省间日前、日内市场出清结果，以及D日省内实时市场出清结果。具体包括：省间日前及日内市场各交易时段的出清价格和出清电量，省内实时市场每15分钟的出清价格和出清电量等。

运行日后第1天（D+1日），电网企业及电力调度机构按结算单元和用户计量点为单位，将D日发电主体及电网侧新型储能每小时上网电量、批发和零售用户计量点的每小时用电量数据、电网侧新型储能每小时下网电量数据等推送至电力交易平台。分时计量数据采集失败时，由电网企业及电力调度机构提供电量拟合数据用于市场结算。

运行日后第2天（D+2日），电力交易机构在获取D日的实时市场出清结果和每小时计量电量数据后，形成D日每小时的实时节点电价和实时综合电价。

运行日后第2天（D+2日），电力交易平台对经营主体发布D日分时上网（用）电量，发电主体、电网侧新型储能、批发用户（含无合同用户，下同）、售电公司、虚拟电厂需登录电力交易平台进行核对。若有异议，可在运行日后第2天（D+2日）24:00

前通过电力交易平台反馈，电力交易平台将经营主体反馈的分时电量异议推送至电网企业及电力调度机构，电网企业及电力调度机构负责对异议进行核实，并通过电力交易平台对经营主体反馈处理意见。

8.2.2 日清分

运行日后第3天（D+3日），电力交易平台开展D日结算计算工作，经审核后发布D日日清分结算依据（核对版）。

运行日后第4天（D+4日），经营主体登录电力交易平台对日清分结算依据（核对版）进行核对、确认。若有异议，可在运行日后第4天（D+4日）17:00前反馈，逾期视为已确认。

电力交易机构汇总经营主体意见，并将相关意见反馈至电网企业或市场运营机构，电网企业或市场运营机构第6天（D+6日）通过电力交易平台向经营主体反馈处理意见。

8.2.3 追退补数据准备

每月20日，电网企业或电力调度机构将上月及历史月份有变化的分时上网电量、上月及历史月份有变化的分时用（下网）电量、机制电量和电费等数据推送至电力交易平台。

每月20日，电网企业或电力调度机构将新建机组进入及退出商业运行情况、首次及恢复结算机组的分时上网电量推送至电力交易平台。

每月20日，电力调度机构将上月及历史月份有变化的现货出清结果、燃煤机组调整偏差电量、燃煤机组最大出力及考核

结果等结算基础数据推送至电力交易平台。

每月25日，电力调度机构将上月及历史月份有变化的“两个细则”（风储、光储合并）、省间现货、省间辅助服务、省间互济和省内辅助服务数据推送至电力交易平台。

每月20日，电力调度机构将上月及历史月份有变化的实时发电计划执行偏差考核数据（风储、光储合并）、燃煤机组下调受阻考核电量数据、负荷类虚拟电厂代理零售用户调节贡献比推送至电力交易平台。

8.2.4 月结算数据准备

每月1日24:00点前，电网企业、电力调度机构结合日清分结算依据（核对版）异议情况，将上月每日分时上网电量、上月每日分时及月度分时用（下网）电量等数据推送至电力交易平台。

每月1日24:00前，电网企业将上月燃煤机组综合厂用电率等基础数据推送至电力交易平台。

每月2日24:00前，电网企业将上月月度分时上网电量推送至电力交易平台，其中参与绿电交易的新能源发电企业月度分时上网电量、机制电量数据需在每月2日17:00前推送至电力交易平台。

每月第2个工作日12:00前，电力调度机构将上月燃煤机组调整偏差电量等基础数据推送至交易平台。

每月第3个工作日24:00前，电力调度机构将上月电力辅助服

务费用数据推送至电力交易平台。

调试及商业运行时间，电网企业、电力调度机构将新投跨省跨区输电通道、发电机组（含电网侧新型储能）首次并网、完成整套启动试运行、进入商业运行时间节点等信息在每个阶段开始后的1个工作日内推送至电力交易平台。

当电网企业、电力调度机构提供的发电机组（含电网侧新型储能）日、月度分时上网电量为负值时，视为不可用计量数据，电力交易机构暂置零处理，相关方应及时开展消缺、补采或根据规则补全计量数据，重新提供至电力交易机构，若相关方未在规定时限内及时提供有关数据，电力交易机构以电力交易平台既有数据形成结算依据向经营主体发布，根据有关规则开展追退补或清算工作。

8.2.5 月结算

电力交易机构依据电网企业、电力调度机构提供的结算基础数据，更新全月日清分账单，并向经营主体发布。

为满足电费结算时限要求，电力交易机构依据电网企业推送的上月分时用（下网）电量等数据，开展用户上月结算工作，于每月4日将结算结果推送至电网企业。

每月5个工作日前，电力交易机构向经营主体、电网企业发布上月结算依据（核对版）。经营主体、电网企业应在1个工作日内完成核对、异议反馈（若有）和确认，逾期视为已确认。

电力交易机构汇总经营主体意见，并将相关意见流转至电

网企业或市场运营机构，电网企业或市场运营机构核实后通过电力交易平台向经营主体反馈处理意见和结果，电力交易机构依据处理意见和结果情况，在确认后于每月第8个工作日前出具上月正式结算依据。

8.3 批发市场电能量结算

8.3.1 燃煤发电机组

燃煤发电机组电能量电费$R_{电能量}$包括省间合约结算电费$R_{省间合约}$、省内合约结算电费$R_{省内合约}$、省内实时市场结算电费$R_{省内实时}$和月度调平电费$R_{调平}$。

$$R_{电能量}=R_{省间合约}+R_{省内合约}+R_{省内实时}+R_{调平}$$

8.3.1.1 省间合约结算电费

根据机组每日t时点的省间各类合约电量与对应的合约电价计算省间合约电费，具体计算公式如下:

$$R_{省间合约}=\sum\left(Q_{省间合约,t}\times P_{省间合约,t}\right)$$

其中：$R_{省间合约}$为机组省间合约电费;

$Q_{省间合约,t}$为机组该日t时点的省间合约电量;

$P_{省间合约,t}$为机组该日t时点的省间合约电价。

8.3.1.2 省内合约结算电费

根据机组每日t时点合约电量对应的合约电价以及实时节点电价与中长期结算参考点现货电价的差价计算合约电费，具体计算公式如下:

$$R_{省内合约}=\sum\left[Q_{省内合约,t}\times\left(P_{省内合约,t}+P_{省内实时,t}-P_{中长期结算参考点,t}\right)\right]$$

其中：$R_{省内合约,t}$为机组省内中长期合约电费；

$Q_{省内合约,t}$为机组该日t时点的省内中长期合约电量；

$P_{省内合约,t}$为机组该日t时点的省内中长期合约电价；

$P_{省内实时,t}$为机组该日t时点的实时节点电价；

$P_{中长期结算参考点,t}$为机组该日t时点的中长期结算参考点现货电价。

8.3.1.3 省内实时市场结算电费

根据机组每日t时点偏差电量与省内实时市场节点电价计算电费，具体计算公式如下：

$$R_{省内实时}=\sum\left((Q_{上网,t}-Q_{省间合约,t}-Q_{省内合约,t})\times P_{省内实时,t}\right)+R_{调整偏差费用}$$

$$R_{调整偏差费用}=\sum Q_{调整偏差,t}\times(P_{变动成本}-P_{省内实时,t})(1-K_{当月综合厂用电率})$$

其中：$R_{省内实时}$为机组在省内实时市场的结算电费；

$Q_{上网,t}$为机组在该日t时点的上网电量；

$P_{省内实时,t}$为机组在该日t时点的实时节点电价；

$R_{调整偏差费用}$为因电力调度机构出于保电网安全等原因调整机组出力产生的调整偏差费用；

$Q_{调整偏差,t}$为该机组该日t时点的调整偏差电量，即机端发电量与机端出清电量之差，由电力调度机构提供。

$P_{变动成本}$为机组变动成本，变动成本=平均供电煤耗×燃煤到厂均价。平均供电煤耗暂取382克/kWh（按热值5500大卡电煤测算）；燃煤到厂均价=燃煤采购价格+运输成本及其他，燃煤采购价格每月更新一次，按上月最后一次公布的中国电煤采购价格

指数（CECI沿海指数5500大卡综合价）确定，运输成本及其他费用暂按200元/吨计。

8.3.1.4 月度调平电费

月度调平电费包括省间月度调平电费和省内月度调平电费。

省间月度调平电费为机组省间合约实际执行电量与省间合约电量之间的偏差电量结算电费。

省内月度调平电费为机组月度各时点上网结算电量与各时点日累计上网电量之间偏差电量结算电费。月度调平电费在月度结算中开展，具体计算公式如下:

$$\begin{aligned} R_{\text{调平},t} &= R_{\text{省间调平},t} + R_{\text{省内调平},t} \\ &= \mathrm{Q}_{\text{省间偏差},t} \times (P_{\text{省间合约},\mathrm{t}} - P_{\text{调平},\mathrm{t}}) + (Q_{\text{月度上网},t} - \Sigma Q_{\text{日上网},t}) \times P_{\text{调平},t} \end{aligned}$$

其中:

$Q_{\text{省间偏差},\mathrm{t}}$为机组t时点省间合约实际结算电量与各时点省间合约电量之差。

$Q_{\text{月度上网},t}$为机组t时点月度上网结算电量。

$\Sigma Q_{\text{日上网},t}$为机组t时点日累计上网电量。

$\mathrm{P}_{\text{调平},\mathrm{t}}$为t时点调平电价。

8.3.2 集中式新能源、单体参与市场的分布式新能源

新能源电能量电费$R_{\text{电能量}}$包括省间合约结算电费$R_{\text{省间合约}}$、省内合约结算电费$R_{\text{省内合约}}$、省内实时市场结算电费$R_{\text{省内实时}}$和月度调平电费$R_{\text{调平}}$。

$$R_{\text{电能量}} = R_{\text{省间合约}} + R_{\text{省内合约}} + R_{\text{省内实时}} + R_{\text{调平}}$$

8.3.2.1 省间合约结算电费

根据新能源每日t时点的省间各类合约电量与对应的合约电价计算省间合约电费，具体计算公式如下:

$$R_{省间合约}=\Sigma(Q_{省间合约，t}\times P_{省间合约，t})$$

其中：$R_{省间合约}$为新能源省间合约电量电费;

$Q_{省间合约，t}$为新能源该日t时点省间合约电量;

$P_{省间合约，t}$为新能源该日t时点省间合约电价;

8.3.2.2 省内合约结算电费

根据新能源每日t时点合约电量对应的合约电价以及实时节点电价与中长期结算参考点现货电价的差价计算合约电费，具体计算公式如下:

$$R_{省内合约}=\sum[Q_{省内合约，t}\times(P_{省内合约，t}+P_{省内实时，t}-P_{中长期结算参考点，t})]$$

其中：$R_{省内合约}$为省内合约结算电费;

$Q_{省内合约，t}$为新能源该日t时点省内中长期合约（包括常规交易和绿电交易，下同）电量;

$P_{省内合约，t}$为新能源该日t时点省内中长期合约电价;

$P_{省内实时，t}$为新能源该日t时点实时节点电价。

$P_{中长期结算参考点，t}$为新能源在该日t时点的中长期结算参考点现货电价。

8.3.2.3 省内实时市场结算电费

根据新能源每日t时点偏差电量与省内实时市场节点电价计算电费，具体计算公式如下:

$$R_{省内实时}=\Sigma[((Q_{上网,t}-Q_{省间合约,t}-Q_{省内合约,t})\times P_{省内实时,t}]$$

其中：$R_{省内实时}$为实时市场电费;

$Q_{上网,t}$为新能源该日t时点的上网电量;

$Q_{省间合约,t}$为新能源该日t时点的省间合约电量;

$Q_{省内合约,t}$为新能源该日t时点的省内中长期合约电量;

$P_{省内实时,t}$为新能源该日t时点的实时节点电价。

未直接参与现货市场的新能源按月结算，实时市场电量电费具体计算公式如下:

$$R_{省内实时,t}=(Q_{月度上网,t}-Q_{省间合约,t}-Q_{省内合约,t})\times P_{月度实时平均,t}$$

$P_{月度实时平均,t}$为t时点同类型新能源上网电量实时市场月度加权均价。

8.3.2.4 月度调平电费

新能源月度调平电费包括省间月度调平电费和省内月度调平电费。省间月度调平电费为新能源省间合约实际执行电量与省间合约电量之间的偏差电量结算电费。省内调平电费为月度上网结算电量与累计日上网电量之间的偏差电量结算电费，在月度结算中开展，具体计算公式如下:

$$\begin{aligned}R_{调平,t}&=R_{省间调平,t}+R_{省内调平,t}\\&=Q_{省间偏差,t}\times(P_{省间合约,t}-P_{调平,t})+(Q_{月度上网,t}-\Sigma Q_{日上网,t})\times P_{调平,t}\end{aligned}$$

其中：$Q_{省间偏差,t}$为新能源t时点省间合约实际结算电量与各时点省间合约电量之差。

$Q_{月度上网,t}$为新能源t时点月度上网结算电量;

$\Sigma Q_{日上网,t}$为新能源t时点日累计上网电量;

$P_{调平，t}$为t时点调平电价。

8.3.3 批发用户、售电公司

批发用户、售电公司在批发电能量市场的电能电费目前包括省间合约结算电费$C_{省间合约}$、省内合约结算电费$C_{省内合约}$、省内实时市场结算电费$C_{省内实时}$、调平电费$C_{调平}$。

$$C_{电能，批发}=C_{省间合约}+C_{省内合约}+C_{省内实时}+C_{调平}$$

8.3.3.1 省间合约结算电费

根据批发用户、售电公司每日t时点的省间合约（包括绿电交易，下同）电量与对应的合约电价计算合约电费，具体计算公式如下:

$$C_{省间合约}=\Sigma\left(Q_{省间合约，t}\times P_{省间合约，t}\right)$$

其中：$Q_{省间合约，t}$为批发用户、售电公司该日t时点的省间中长期合约电量;

$P_{省间合约，t}$为批发用户、售电公司该日t时点的省间合约电价。

8.3.3.2 省内合约结算电费

根据批发用户、售电公司每日t时点合约电量对应的合约电价以及实时节点电价与中长期结算参考点现货电价的差价计算合约电费，具体计算公式如下:

$$C_{省内合约}=\sum\left[Q_{省内合约，t}\times\left(P_{省内合约，t}+P_{实时综合，t}-P_{中长期结算参考点，t}\right)\right]$$

其中：$Q_{省内合约，t}$为批发用户、售电公司该日t时点的省内中长期合约电量;

$P_{省内合约，t}$为批发用户、售电公司该日t时点的省内合约电价;

$P_{\text{实时综合},t}$为该日t时点实时综合电价;

$P_{\text{中长期结算参考点},t}$为该日t时点的中长期结算参考点现货电价。

8.3.3.3 省内实时市场结算电费

根据批发用户、售电公司偏差电量与省内实时市场综合电价计算实时市场电费。具体计算公式如下:

$$C_{\text{实时}}=\Sigma[(Q_{\text{结算},t}-Q_{\text{省间合约},t}-Q_{\text{省内合约},t})\times P_{\text{实时综合},t}]$$

其中: $Q_{\text{结算},t}$为批发用户、售电公司代理的零售用户该日t时点结算电量;

$Q_{\text{省间合约},t}$为批发用户、售电公司代理的零售用户该日t时点的省间中长期合约电量;

$Q_{\text{省内合约},t}$为批发用户、售电公司代理的零售用户该日t时点的省内中长期合约电量;

$P_{\text{实时综合},t}$为该日t时点实时综合电价。

8.3.3.4 月度调平电费

批发用户、售电公司月度调平电费包括省间月度调平电费和省内月度调平电费。省间月度调平电费为批发用户、售电公司省间合约实际执行电量与省间合约电量之间的偏差电量结算电费。省内调平电费为批发用户、售电公司代理的零售用户月度实际用电量与累计日用电量之间偏差电量结算电费，在月度结算中开展，具体计算公式如下:

$$\begin{aligned}\mathrm{C}_{\text{调平},t}&=\mathrm{C}_{\text{省间调平},t}+\mathrm{C}_{\text{省内调平},t}\\&=\mathrm{Q}_{\text{省间偏差},t}\times(P_{\text{省间合约},\mathrm{t}}-P_{\text{调平},\mathrm{t}})+(\mathrm{Q}_{\text{月度结算},t}-\sum\mathrm{Q}_{\text{日结算},t})\times P_{\text{调平},\mathrm{t}}\end{aligned}$$

其中: $Q_{\text{省间偏差},\mathrm{t}}$为批发用户、售电公司t时点省间合约实际

结算电量与各时点省间合约电量之差。

$Q_{月度结算,t}$为批发用户、售电公司t时点月度实际用电量;

$\Sigma Q_{日结算,t}$为批发用户、售电公司累计t时点日用电量;

$P_{调平,t}$为t时点调平电价。

8.3.4 居民农业和代理购电工商业偏差损益

居民农业和代理购电工商业在现货市场中的偏差损益（不含获利回收）按以下计算方式估算:

$$R_{居农和代购偏差,t}=Q_{居农和代购偏差,t}\times(P_{代理交易合同,t}-P_{实时综合,t})$$

当 $Q_{代购交易合同,t}+Q_{新型储能上网,t}+Q_{燃煤实时偏差,t}-Q_{用户实时偏差,t}-Q_{新型储能下网,t}\geq 0$

$$Q_{居农和代购偏差,t}=Q_{燃煤实时偏差,t}+Q_{新型储能上网,t}-Q_{用户实时偏差,t}-Q_{新型储能下网,t}$$

当 $Q_{代购交易合同,t}+Q_{新型储能上网,t}+Q_{燃煤实时偏差,t}-Q_{用户实时偏差,t}-Q_{新型储能下网,t}<0$

$$Q_{居农和代购偏差,t}=-Q_{代购交易合同,t}$$

其中:

$Q_{代购交易合同,t}$为t时点居民农业和代理购电工商业用户向燃煤机组采购（回购）的合同电量;

$Q_{新型储能下网,t}$为t时点参与现货市场的电网侧新型储能下网电量;

$Q_{新型储能上网,t}$为t时点参与现货市场的电网侧新型储能上网电量;

$Q_{用户实时偏差,t}$为t时点参与直接交易用户实际用电量与合同电量的差值;

$P_{代理交易合同,t}$为t时点居民农业和代理购电工商业用户向燃煤机

组采购（回购）的合同电价（即年度（月度）集中竞价交易对应时段价格）;

$P_{实时综合，t}$为t时点实时综合电价。

居民农业和代理购电工商业在现货市场中的偏差电量和损益均按居民农业和代理购电工商业当月用电量比例拆分。

8.4 零售用户电能量结算

零售用户电能量电费按月清分结算，根据售电公司与零售用户签订的交易合同计算零售用户月度结算电能量电费。

$$R_{零售用户结算电费，t}=Q_{绿电交易，t}\times P_{绿电交易，t}+Q_{零售套餐，t}\times P_{零售套餐，t}$$

$$Q_{零售套餐，t}=Q_{结算，t}-Q_{绿电交易，t}$$

其中：$Q_{绿电交易，t}$为t时点零售用户月度绿电交易电量;

$P_{绿电交易，t}$为t时点绿电交易形成的合同电价;

$Q_{零售套餐，t}$为t时点零售用户月度常规零售套餐结算电量;

$P_{零售套餐，t}$为t时点零售用户与售电公司约定的零售套餐电价，计算时不包含绿电交易;

$Q_{结算，t}$为t时点零售用户月度实际用电量。

8.5 新型主体结算

8.5.1 电网侧新型储能

电网侧新型储能上、下网电量分开结算，不进行电量互抵。

8.5.1.1 省内实时市场结算电费

参与现货市场的电网侧新型储能，其各时点省内上、下网电量均按照其所在节点的实时节点电价结算，具体计算公式如

下:

$$R_{省内上网}=\Sigma\left(Q_{省内上网,t}\times P_{省内实时,t}\right)$$

$$C_{省内下网}=\Sigma\left(Q_{省内下网,t}\times P_{省内实时,t}\right)$$

其中：$R_{省内上网}$为电网侧新型储能省内上网电量的结算电费;

$C_{省内下网}$为电网侧新型储能省内下网电量的结算电费;

$Q_{省内上网,t}$为电网侧新型储能在t时点的省内上网电量;

$Q_{省内下网,t}$为电网侧新型储能在t时点的省内下网电量;

$P_{省内实时,t}$为电网侧新型储能在t时点的实时节点电价。

8.5.1.2 月度调平电费

电网侧新型储能省内月度调平电费为月度实际上（下）网电量与累计日上（下）网电量之间偏差电量结算电费，在月度结算中开展，具体计算公式如下:

$$R_{上网调平,t}=(Q_{月度上网,t}-\Sigma Q_{日上网,t})\times P_{调平,t}$$

$$C_{下网调平,t}=(Q_{月度下网,t}-\Sigma Q_{日下网,t})\times P_{调平,t}$$

其中：$Q_{月度上网,t}$为电网侧新型储能t时点月度实际上网电量;

$Q_{月度下网,t}$为电网侧新型储能t时点月度实际下网电量;

$\Sigma Q_{日上网,t}$为电网侧新型储能累计t时点日上网电量;

$\Sigma Q_{日下网,t}$为电网侧新型储能累计t时点日下网电量;

$P_{调平,t}$为t时点调平电价。

8.5.2 电源类虚拟电厂

电源类虚拟电厂机组电能量电费$R_{电能量}$包括省间合约结算电费$R_{省间合约}$、省内合约结算电费$R_{省内合约}$、省内实时市场结算电费$R_{省内实时}$

和月度调平电费$R_{调平}$。

$$R_{电能量}=R_{省间合约}+R_{省内合约}+R_{省内实时}+R_{调平}$$

8.5.2.1 省间合约结算电费

根据机组每日t时点的省间各类合约电量与对应的合约电价计算省间合约电费，具体计算公式如下:

$$R_{省间合约}=\Sigma\left(Q_{省间合约,t}\times P_{省间合约,t}\right)$$

其中：$R_{省间合约}$为机组省间合约电量电费;

$Q_{省间合约,t}$为机组该日t时点省间合约电量;

$P_{省间合约,t}$为机组该日t时点省间合约电价;

8.5.2.2 省内合约结算电费

根据机组每日t时点合约电量对应的合约电价以及实时节点电价与中长期结算参考点现货电价的差价计算合约电费，具体计算公式如下:

$$R_{省内合约}=\sum\left[Q_{省内合约,t}\times\left(P_{省内合约,t}+P_{省内实时,t}-P_{中长期结算参考点,t}\right)\right]$$

其中：$R_{省内合约}$为省内合约电量电费;

$Q_{省内合约,t}$为机组该日t时点省内中长期合约（包括常规交易和绿电交易，下同）电量;

$P_{省内合约,t}$为机组该日t时点省内中长期合约电价;

$P_{省内实时,t}$为机组该日t时点实时节点电价;

$P_{中长期结算参考点,t}$为机组在该日t时点的中长期结算参考点现货电价。

8.5.2.3 省内实时市场结算电费

根据机组每日t时点偏差电量与省内实时市场节点电价计算电费，具体计算公式如下:

$$R_{省内实时}=\Sigma[(Q_{上网,t}-Q_{省间合约,t}-Q_{省内合约,t})\times P_{省内实时,t}]$$

其中：$R_{省内实时}$为实时市场电费;

$Q_{上网,t}$为机组聚合的分布式新能源项目在该日t时点的上网电量之和;

$Q_{省间合约,t}$为机组该日t时点省间合约电量;

$Q_{省内合约,t}$为机组该日t时点省内中长期合约电量;

$P_{省内实时,t}$为机组该日t时点实时节点电价。

未直接参与现货市场的电源类虚拟电厂实时市场电量电费按月结算，具体计算公式如下:

$$R_{省内实时,t}=(Q_{月度上网,t}-Q_{省间合约,t}-Q_{省内合约,t})\times P_{月度实时平均,t}$$

$P_{月度实时平均,t}$为t时点聚合资源的同类型新能源上网电量实时市场月度加权均价。

8.5.2.4 月度调平电费

机组月度调平电费包括省间月度调平电费和省内月度调平电费。省间月度调平电费为机组省间合约实际执行电量与省间合约电量之间的偏差电量结算电费。省内调平电费为月度上网结算电量与累计日上网电量之间的偏差电量结算电费，在月度结算中开展，具体计算公式如下:

$$\begin{aligned}R_{调平,t}&=R_{省间调平,t}+R_{省内调平,t}\\&=Q_{省间偏差,t}\times(P_{省间合约,t}-P_{调平,t})+(Q_{月度上网,t}-\Sigma Q_{日上网,t})\times P_{调平,t}\end{aligned}$$

其中：$Q_{省间偏差,t}$为机组t时点省间合约实际结算电量与各时点省间合约电量之差。

$Q_{月度上网,t}$为机组t时点月度上网结算电量;

$\Sigma Q_{日上网,t}$为机组t时点日累计上网电量;

$P_{调平,t}$为t时点调平电价。

8.5.3 负荷类虚拟电厂

负荷类虚拟电厂批发及零售市场电能量结算规则参照售电公司批发及零售市场电能量结算规则执行。

8.6 市场运营费用结算

8.6.1 市场化不平衡资金

市场化不平衡资金包括燃煤偏差不平衡资金（含电网侧储能）和新能源偏差不平衡资金。

$$R_{市场化不平衡,t}=R_{燃煤偏差不平衡,t}+R_{新能源偏差不平衡,t}$$

8.6.1.1 燃煤偏差不平衡资金

燃煤偏差不平衡资金$R_{燃煤偏差不平衡,t}$为t时点批发市场用户侧偏差电量电价与燃煤机组偏差电量电价和电网侧新型储能上下网结算价格不一致产生的不平衡资金，具体公式如下：

$$R_{燃煤偏差不平衡,t}=(Q_{燃煤实时偏差,t}+Q_{新型储能上网,t}-Q_{新型储能下网,t})\times(P_{实时综合,t}-P_{实时节点,t})$$

其中：$Q_{燃煤实时偏差,t}$为t时点燃煤机组偏差电量;

$Q_{新型储能下网,t}$为t时点参与现货市场的电网侧新型储能结算计量点下网电量;

$Q_{新型储能上网,t}$为t时点参与现货市场的电网侧新型储能结算计量

点上网电量;

$P_{\text{实时综合},t}$为t时点实时综合电价;

$P_{\text{实时节点},t}$为t时点实时市场燃煤、电网侧新型储能所在节点实时节点电价;

燃煤偏差不平衡资金在M+2月按照M月参与现货市场的燃煤机组装机容量（其中统调自备电厂按照等效容量计算，等效容量=装机容量×上年度上网电量/上年度发电量，下同）占比分摊（分享）。

8.6.1.2 新能源偏差不平衡资金

根据有关文件，新能源发电量扣除直接交易合同以外部分（即新能源全部偏差电量）匹配给代理购电工商业用户用电，市场化不平衡资金中对应的新能源偏差不平衡资金为零。

8.6.2 非市场化不平衡资金

$$R_{\text{非市场化不平衡},t}=Q_{\text{非市场电源},t}\times\left(P_{\text{实时综合},t}-P_{\text{代理交易合同},t}\right)$$

当$Q_{\text{代购交易合同},t}+Q_{\text{燃煤实时偏差},t}+Q_{\text{新型储能上网},t}-Q_{\text{用户实时偏差},t}-Q_{\text{新型储能下网},t}\geq 0$

$$Q_{\text{非市场化电源},t}=0$$

当$Q_{\text{代购交易合同},t}+Q_{\text{燃煤实时偏差},t}+Q_{\text{新型储能上网},t}-Q_{\text{用户实时偏差},t}-Q_{\text{新型储能下网},t}<0$

$$Q_{\text{非市场化电源},t}=Q_{\text{用户实时偏差},t}-Q_{\text{燃煤实时偏差},t}+Q_{\text{新型储能下网},t}-Q_{\text{新型储能上网},t}-Q_{\text{代购交易合同},t}$$

其中：$R_{\text{非市场化电源不平衡},t}$为t时点非市场化电源进入直接交易市场的电量结算价格与对应燃煤机组偏差电量电价、电网侧新型储能现货结算价格不一致产生的不平衡资金;

$Q_{\text{非市场化电源},t}$为t时点非市场化电源进入直接交易市场的电量;

$Q_{代理交易合同,t}$为t时点居民农业和代理购电工商业用户向燃煤机组采购（回购）的合同电量;

$P_{实时综合,t}$为t时点实时综合电价;

$P_{代理交易合同,t}$为t时点年度（月度）集中竞价交易价格;

非市场化不平衡资金在M+2月按照M月参与现货市场的燃煤机组装机容量占比分摊。

8.6.3 特殊时期偏差电费处理

在市场熔断、中止和价格管制时段开展结算造成的偏差费用，发用电两侧计量差错导致的追退补电费的偏差费用，纳入市场运营费用处理。

$$R_{其他市场运营费用} = R_{特殊时段偏差费用} + \Sigma\left(C_{退补用电} - R_{退补发电}\right)$$

其中：$R_{特殊时段偏差费用}$为在市场熔断、中止和价格管制时段开展结算造成的偏差费用;

$C_{退补用电}$、$C_{退补发电}$分别为在市场熔断、中止和价格管制时段批发用户、售电公司和发电机组的追退补电费;

8.6.4 超额获利回收及考核机制

8.6.4.1 发电侧超额获利回收

（1）燃煤中长期超额获利回收

当燃煤发电机组月度24个时点省内上网电量超出其省内中长期合约电量（含年度分月、月度、月度短周期以及日滚动交易）的1±30%时，对其超出上下限以外的电量启动超额获利回收，回收资金由全体工商业用户分享。

$R_{回收，t}=(\sum Q_{省内上网，t}-\sum Q_{省内合约，t}\times 相应上下限)\times(\sum(Q_{省内实时，t}\times P_{省内实时，t})\div\sum Q_{省内实时，t}-P_{省内合约，t})$

当$\sum Q_{省内实时，t}>0$时，$P_{省内合约，t}$取月度t时点年度（月度）集中竞价交易价格;

当$\sum Q_{省内实时，t}<0$时，$P_{省内合约，t}$取月度t时点该燃煤机组中长期合约均价;

当$\sum Q_{省内实时，t}=0$时，$R_{回收，t}$取0;

当$R_{回收，t}<0$时，$R_{回收，t}$取0;

当$\sum Q_{省内上网，t}<0$时，$\sum Q_{省内上网，t}$取0。

（2）燃煤省内合同超额获利回收

对燃煤机组省内24时点月度中长期合同（包括年度分月、月度、月度短周期）均价与容量电价之和，超出允许浮动范围的价差收益予以回收。回收资金由全体工商业用户分享。

$R_{回收，t}=\sum Q_{省内合同电量，t}\times(P_{省内合同电价，t}+P_{容量电价}-1.2\times 燃煤基准电价)$

其中：$R_{回收，t}$为燃煤机组省内t时点月度中长期合同均价与容量电价之和超出允许浮动范围的价差资金;

$Q_{省内合同电量,t}$为t时点燃煤机组省内月度中长期合同电量;

$P_{省内合同电价,t}$为t时点燃煤机组省内月度中长期合同均价;

$P_{容量电价}$为燃煤机组度电容量电价。容量电价按全市场煤电机组上年度度电容量均价×（本年度容量电价标准/上一年度容量电价标准）执行。自备燃煤机组度电容量电价为零。

（3）新能源超额获利回收

现货运行期间，当新能源月度24个时点省内上网电量按相

应系数折算电量后超出省内长期合约电量（含年度分月、月度、月度短周期以及日滚动交易）的1±10%时，对其超出上下限以外的电量启动超额获利回收，回收资金由全体工商业用户分享。存量集中式风电、光伏上网电量折算系数K_2分别取70%、80%。存量分布式新能源上网电量折算系数K_2取20%。增量新能源上网电量折算系数K_2取70%。电源类虚拟电厂上网电量折算系数K_2取50%。

$$R_{回收,t}=(\sum Q_{省内上网,t}\times K_2-\sum Q_{省内合约,t}\times 相应上下限)\times(\sum(Q_{省内实时,t}\times P_{省内实时,t})\div\sum Q_{省内实时,t}-P_{省内合约,t})$$

$$\sum Q_{合同偏差,t}=\sum Q_{省内上网,t}\times K_2-\sum Q_{省内合约,t}$$

当$\sum Q_{合同偏差,t}$>0时，$P_{省内合约,t}$取月度t时点所有新能源省内中长期合约均价；

当$\sum Q_{合同偏差,t}$<0时，$P_{省内合约,t}$取月度t时点该新能源场站中长期合约均价；

当$R_{回收,t}$<0时，$R_{回收,t}$取0；

当$\sum Q_{省内上网,t}$<0时，$\sum Q_{省内上网,t}$取0。

8.6.4.2 用电侧超额获利回收与中长期合同偏差考核

（1）批发用户、售电公司超额获利回收

当批发用户、售电公司月度24个时点省内用电量超出其省内中长期合约电量的1±10%时，对其超出上下限以外的电量启动超额获利回收。

$$R_{回收,t}=(\Sigma Q_{省内用电,t}-\Sigma Q_{省内合约,t}\times 相应上下限)\times(P_{省内合约,t}-\Sigma(Q_{省内实时,t}\times P_{省内实时,t})\div\Sigma Q_{省内实时,t})$$

当$\sum Q_{省内实时,t}$>0时，$P_{省内合约,t}$取月度t时点年度（月度）集中竞

价交易价格;

当$\sum Q_{省内实时,t}$<0时，$P_{省内合约,t}$取月度t时点该批发用户或售电公司中长期合约均价;

当$\sum Q_{省内实时,t}$=0时，$R_{回收,t}$取0;

当$R_{回收,t}$<0时，$R_{回收,t}$取0;

当$Q_{省内用电,t}$<0时，$Q_{省内用电,t}$取0。

（2）批发用户、售电公司中长期合同偏差考核

当批发用户、售电公司月度24个时点省内用电量超出其省内中长期合约电量的1±10%时，超出偏差范围以外电量按$0.2\left|P_{用户侧该时点省内中长期均价}-P_{该时段全省现货算术均价}\right|$考核。合同偏差考核仅在启动超额获利回收时进行。

（3）负荷类虚拟电厂超额获利回收与中长期合同偏差考核

负荷类虚拟电厂超额获利回收与中长期合同偏差考核规则参照售电公司执行。其中，中标时点超额获利回收与中长期合同偏差考核电量扣除同向调节电量，调节电量为实际用电量与参考电量偏差部分，计算如下:

$$Q_{调节电量,t}=\left(\sum Q_{用电,t}-\sum Q_{参考电量,t}\right)$$

$$Q_{参考电量,t}=Q_{月度总用电量}\times\frac{Q_{市场化总用电量,t}}{Q_{市场化全时点总用电量}}$$

$Q_{参考电量,t}$为负荷类虚拟电厂中标时点的参考电量;

$Q_{月度总用电量}$为负荷类虚拟电厂月度全时点总用电量;

$Q_{市场化总用电量,t}$为去年同月全省直接参与交易用户（不含负荷类虚拟电厂聚合用户）在负荷类虚拟电厂中标时点总用电量;

$Q_{市场化全时点总用电量}$为去年同月全省直接参与交易用户（不含负荷类虚拟电厂聚合用户）全时点总用电量;

电网企业在每年1月15日前将上一年全省直接参与交易用户（不含负荷类虚拟电厂聚合用户）分月各时点用电量占其全时点总用电量的比例进行披露。

（4）居民农业和代理购电工商业采购燃煤超额获利回收及中长期合同偏差考核

当居民农业和代理购电工商业用户实际消纳燃煤电量超出其采购燃煤合同电量的1±10%时，对其超出上下限以外的电量启动超额获利回收。

$$R_{回收,t}=(\sum Q_{实际消纳,t}-\sum Q_{采购合约,t}\times 相应上下限)\div\sum Q_{省内实时,t}\times\sum(Q_{省内实时,t}\times(P_{采购合约,t}-P_{省内实时,t}))$$

$$Q_{实际消纳,t}=Q_{代购交易合同,t}+Q_{居农和代购偏差,t}$$

$P_{省内实时,t}$为该日t时点省内现货市场实时综合电价;

当$\sum Q_{省内实时,t}=0$时，$K_{回收比例}$取0;

当$R_{回收,t}<0$时，$R_{回收,t}$取0。

待条件成熟后，适时开展电网代理工商业用户中长期合同偏差考核。

（5）回收与偏差考核费用分享

用电侧超额回收资金在M+2月按照M月参与现货市场的燃煤机组装机容量占比分享。

用电侧偏差考核费用在M+2月分别按批发用户、售电公司、负荷类虚拟电厂M月中长期合约电量（含年度分月、月度、月

度短周期以及日滚动交易）占比分享。

8.6.4.3 实时发电计划执行偏差考核

（1）发电侧执行偏差考核

燃煤机组、新能源、电源类虚拟电厂实际发电电量与实时现货市场出清偏差超出允许范围时，对超出允许偏差范围外的电量按当月同类型电源的电能量结算均价进行考核。考核费用在 M+2 月由 M 月同类型发电企业按装机容量占比分享，发电侧执行偏差考核电量由电力调度机构经公示无异议后推送电力交易机构。

$$R_{偏差}=\sum\left[\left|Q_{实际出力，t}-Q_{实时市场出清，t}\right|-max\left(Q_{实时市场出清,t}*\alpha,2MW\right)\right]*P_{当月结算均价}$$

其中，$Q_{实际出力，t}$为 t 时点燃煤机组、新能源、电源类虚拟电厂的实际发电量;

$Q_{实时市场出清，t}$为 t 时点燃煤机组、新能源、电源类虚拟电厂现货市场实时出清发电电量;

α为燃煤机组、新能源、电源类虚拟电厂实际发电允许偏差范围系数，煤电机组实际发电允许偏差为 max($P_{实时市场出清，t}$*2%，2MW)，即α取 2%；新能源、电源类虚拟电厂实际发电允许正偏差（实际发电功率大于实时发电计划时为正偏差，反之为负偏差）为 max($P_{实时市场出清，t}$*2%，2MW)，即α取 2%，允许负偏差为 max($P_{实时市场出清，t}$*6%，2MW)，即α取 6%。

$P_{当月结算均价}$为考核机组所属同类型电源省内电能量综合结算

均价。

（2）电网侧新型储能执行偏差考核

电网侧新型储能实际上下网电量与实时现货市场出清的偏差超出允许偏差范围时，对超出允许偏差范围外的电量按该储能场站当月上下网价差均值进行考核，考核费用在M+2月由M月参与市场的电网侧新型储能按装机容量占比分享。

实际上下网允许偏差范围取±2%，电网侧新型储能执行偏差考核公式如下:

$$R_{偏差}=\sum\left[\left|Q_{实际上（下）网电量,t}-Q_{实时市场出清，t}\right|-Q_{实时市场出清,t}*2\%\right]*\left|P_{当月上下网价差均值}\right|$$

其中，$Q_{实际上（下）网电量，t}$为t时点电网侧新型储能实际上（下）网电量;

$Q_{实时市场出清，t}$为t时点电网侧新型储能现货市场实时出清的计划充（放）电电量;

$P_{当月上下网价差均值}$为该电网侧新型储能当月上下网价差均值。

电网侧新型储能执行偏差考核电量由电力调度机构经公示无异议后推送电力交易机构。

（3）燃煤机组下调受阻考核

因燃煤机组申报下限受阻导致其实时出清电力大于其理论出清电力时，对相应机组进行下调受阻考核。下调受阻考核按月清算，考核费用在M+2月按M月参与现货的燃煤机组装机容量占比分享。

$$R_{下调受阻}=\sum(\mathrm{Q}_{实时出清电量}-\mathrm{Q}_{理论出清电量})\times\left|P_{燃煤机组当月现货均价}-P_{光伏当月现货均价}\right|$$

$P_{燃煤机组当月现货均价}$为参与现货的燃煤机组当月实时市场现货均价;

$P_{光伏当月现货均价}$为参与现货的光伏场站当月实时市场现货均价;

燃煤机组下调受阻考核电量由电力调度机构经公示无异议后推送电力交易机构。

（4）燃煤申报价格超限考核

燃煤机组触发实时现货电价供需比挂钩机制后，第三次起申报平均价格超出限定值的机组，对其当日全时点省内中长期及现货综合平均价格超出变动成本部分实施全额回收考核，回收考核资金在M+2月按照M月参与现货市场的燃煤机组装机容量占比分摊。

8.6.5 其他

若运行过程中市场运营费用出现极端情况，由省能源局启动应急机制确定市场运营费用处理方式。

8.7 省间偏差费用

8.7.1 省间交易责任偏差费用

省间交易责任偏差按照交易双方在合同中自行约定的结算方式日清月结。北京电力交易中心负责电网企业、发电企业、售电公司、电力用户直接通过联络线外购、外送电量的偏差结算，具体详见《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则（2024年修订稿）》（京电交市〔2024〕38号）。

责任偏差结算电费由省内经营主体按照“谁受益、谁担责”

原则进行分摊。

外送交易产生的责任偏差结算电费，由对应外送交易合同的省内相关发电企业按照合同电量比例分摊。

外购交易产生的责任偏差结算电费，由对应外购交易合同的省内相关售电公司、电力用户按照合同电量比例分摊。

电网公司外购交易产生的责任偏差结算电费，按照外购交易电量的供应对象确定分摊方案。外购电量作为保障居民、农业用电来源的，相应的责任偏差结算电费计入保障居民、农业用电新增损益由全体工商业用户分摊。外购电量作为电网代理购电工商业来源的，相应的责任偏差结算电费计入代理购电工商业偏差费用由代购用户分摊。

8.7.2 省间应急调度交易偏差费用

依据《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈跨省跨区电力应急调度管理办法〉的通知》（发改运行规〔2025〕1193号），省间外送电力应急调度交易结算电价减去我省上网电价、各环节输电价格、线损折价后为正的，相关费用纳入系统运行费，按8:2的比例由全体工商业用户和燃煤发电企业分享（省间应急调度交易分解到燃煤机组前，按燃煤机组上网电量比例分享，之后按燃煤机组省间应急调度交易电量比例分享）；省间外购电力应急调度交易结算电价减去送出省上网电价、各环节输电价格、线损折价后为负的，相关费用纳入系统运行费，由全体工商业用户分摊。

8.8 综合结算

8.8.1 发电企业月度结算

发电企业的月度总电费包括电能量电费$R_{电能量}$、市场运营费用$R_{市场运营}$、“两个细则”及辅助服务费用$R_{辅助服务}$、省间偏差费用$R_{省间偏差}$、绿电交易环境价值电费$R_{环境}$、容量电费$R_{容量}$、新能源机制电量差价电费$R_{机制}$。

$$R_{月度电费}=R_{电能量}+R_{市场运营}+R_{辅助服务}+R_{省间偏差}+R_{环境}+R_{容量}+R_{机制}$$

其中：$R_{省间责任}$为发电企业分摊的省间偏差费用。

8.8.2 用户月度结算

电力用户到户电费包含市场采购电费$C_{市场}$、输配电费$C_{输配}$、系统运行费用$C_{系统运行}$、政府性基金及附加$C_{政府基金}$等。

$$C_{月度到户}=C_{市场}+C_{输配}+C_{系统运行}+C_{政府基金}$$

$$C_{市场}=C_{电能}+C_{上网环节线损}+C_{环境价值}+C_{市场运营}$$

$$C_{系统运行}=C_{辅助服务}+C_{容量}+C_{损益分摊}+C_{机制}$$

其中：$C_{市场}$为用户在电力市场按交易结算规则形成的相关费用，包括电力交易电能量电费$C_{电能量}$、上网环节线损电量电费$C_{线损}$、绿电交易环境价值电费$C_{环境}$、各类市场运营费用$C_{市场运营}$。

输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等按照国家和我省有关规定执行。

8.8.3 售电公司月度结算

售电公司收益为其代理的零售用户缴纳的电费总额减去售电公司在批发市场中按市场规则应支付的电费总额和按市场规

则应承担的市场运营费用之和。

$$C_{售电收益} = C_{购售价差收益} + C_{市场运营} + C_{服务费}$$

$$C_{购售价差收益} = \sum C_{电能，零售} - C_{电能，批发}$$

其中:

$C_{电能，零售}$为售电公司代理的零售用户缴纳的电能量电费总额（含零售用户考核电费）;

$C_{电能，批发}$为售电公司在批发市场中按市场规则应支付的购电电能量电费总额;

$C_{服务费}$为售电公司代理的零售用户按零售套餐约定缴纳的服务费;

$C_{市场运营}$为售电公司按市场规则应承担的市场运营费用。

8.8.4 负荷类虚拟电厂及代理用户月度结算

1.代理用户收益结算

负荷类虚拟电厂运营商购售价差收益及承担的市场运营费用计算规则参照售电公司规则执行，仅对购售价差收益部分进行分成。代理用户*i*在月度*t*时点的调节收益计算如下:

$$C_{用户调节收益,i} = C_{购售价差收益,t} * R_{调节贡献比,i} * R_{分成,i}$$

$C_{购售价差,t}$为月度*t*时点负荷类虚拟电厂购售电能量价差收益（不含市场运营费用）;

$Q_{用电量,t}$为负荷类虚拟电厂在*t*时点月度用电量;

$R_{分成,i}$为虚拟电厂运营商与代理零售用户*i*在零售套餐中约定的调节收益分成比例，暂定为4:6，后续根据实际运营情况进行

调整;

$R_{调节贡献比,i}$为负荷类虚拟电厂的代理零售用户i在现货市场中通过上调或下调负荷产生收益的贡献比例，具体由电力调度机构经公示无异议后推送电力交易机构。

$$R_{调节贡献比,i}=\sum_t C_{聚合资源调节,i,t}/\sum_i^n\sum_t C_{聚合资源调节,i,t}$$

$$C_{聚合资源调节,i,t}=(Q_{用电量,i,t}-Q_{参考,i,t})\times(P_{参考,t}-P_{实时,i,t})$$

$C_{聚合资源调节,i,t}$为聚合资源i在t时点调节产生的理论收益，计算结果为负时取0，n为负荷类虚拟电厂机组下聚合资源数量;

$Q_{用电量,i,t}$为聚合资源i在t时点实际用电量;

$Q_{参考,i,t}$为聚合资源i在t时点中长期交易合同电量;

$P_{参考,t}$为当月批发市场该小时中长期交易合同均价;

$P_{实时,i,t}$为该聚合资源i在t时点实时市场节点电价。

2.运营商收益结算

负荷类虚拟电厂收益为其调节收益分成后的费用加服务费以及承担的市场运营费用之和。

$$C_{运营商}=\sum_t C_{购售价差,t}-\sum_i\sum C_{用户调节收益,t}+\sum_t C_{市场运营,t}+\sum_i\sum C_{服务费,t}$$

8.8.5 电源类虚拟电厂月度结算

电源类虚拟电厂为其聚合参与市场的分布式新能源按套餐约定缴纳的服务费。

$$C_{运营商}=\sum C_{服务,i}$$

其中：$C_{服务,i}$为电源类虚拟电厂聚合参与市场的分布式新能源按套餐约定缴纳的服务费。

8.8.6 分布式新能源月度结算

电源类虚拟电厂代理分布式新能源收益计算公式为:

$$C_{\text{分布式}} = C_{\text{电能量}} - C_{\text{服务}} + C_{\text{市场费用}} + C_{\text{环境价值}}$$

其中:

$C_{\text{电能量}}$ 为分布式新能源电能量收益;

$$C_{\text{电能量}} = \sum Q_{\text{结算},t} \times P_{\text{合同},t}$$

其中: $Q_{\text{结算},t}$ 为 t 时点聚合分布式新能源月度实际上网电量;

$P_{\text{合同},t}$ 为 t 时点聚合分布式新能源与电源类虚拟电厂约定的合同电价。合同电价取电源类虚拟电厂批发市场电能量综合结算均价。

$C_{\text{服务}}$ 为分布式新能源按合同约定需缴纳的服务费。为保证市场平稳起步，暂采用固定服务费模式（范围为1-10元/MWh）。

$C_{\text{市场费用}}$ 为电源类虚拟电厂应承担的市场费用（含当月结算的市场运营费用及辅助服务、两个细则等费用）按分布式新能源上网电量占比切分至分布式新能源应承担的市场费用。

$C_{\text{环境价值}}$ 为分布式新能源绿电绿证收益。

8.9 追退补及清算管理

8.9.1 清算管理

因政策或规则调整等原因，需要对已结算的电量、电费重新计算的，由电力交易机构开展清算，在后续结算周期进行费用多退少补。

8.9.2 追退补管理

因结算基础数据错误、不可用或存在争议需要开展追退补时，市场成员需通过电力交易平台提交申请，上传加盖公章的追退补说明，并通过平台补推数据，追退补追溯期原则上不超过12个月。电力交易机构收到补推数据后，在满足结算条件的下一个结算周期进行追退补。

原则上，对发电侧和用电侧电量追退补后，不对差错月零售套餐电价、市场结算均价、调试电价、调平电价、实时综合电价等进行调整。

发电侧或用电侧当月出现的电量差错累计值超出市场总电量0.05%时，重新对相关市场运营费用进行计算，并将差额费用在追退补月分配。

若某一经营主体当月出现的电量差错累计值小于该月其自身电量累计值 5%的，电能电费按差错月调平电价进行追退补结算，其市场运营费用不做调整。除上述情况外，若差错电量可追溯至时点时，按相应时点调平电价进行电能电费及其市场运营费用的追退补；若差错电量不能追溯至时点时，电能电费按差错月同类型机组全时段调平电价进行追退补结算，并对其自身市场运营费用开展追退补。发生差错的经营主体的市场运营费用经追退补调整后，纳入追退补月相应类别的市场运营费用进行分摊或分享。

8.9.3 其他原因追退补管理

因经营主体窃电、违约用电等主观原因造成电量差错的，

相关追退补电量不纳入市场结算范畴，追退补调整由电网企业按照《电力法》《供电营业规则》等法规执行。

8.10 电费结算管理

上网电量电费结算纳入电网企业购电管理流程，由电网企业按月支付。

下网电量结算电费，按照电网企业相关收费规定执行，纳入电网企业售电管理流程，由电网企业收取。

各经营主体应根据有关法规、政策文件、合约等，在约定期限内完成电费收付，约定期限内未足额或未缴纳电费的经营主体，由电网企业负责催缴，或提出使用履约保函，并将欠费信息反馈给电力交易机构，电力交易机构将欠费的经营主体纳入市场信用管理。

对因履约保函无法覆盖次月批零倒挂电费且未及时追加保函的售电公司，将其前期盈利的部分资金暂缓支付，用于弥补售电公司可能产生的亏损，结清亏损电费且追加保函后，恢复正常。为防范履约风险，启动注销流程的售电公司，可与其他售电公司开展合同转让交易。

9 风险防控

9.1 基本要求

市场运营机构在政府主管部门、能源监管机构的指导下，履行市场风险防控职责。电力市场成员应共同遵守并按要求定期有针对性地梳理可能存在的风险来源及风险点，有序开展风险的识别、评估、处置等工作。

9.2 市场风险分类与定义

电力市场风险包括电力供需风险、市场价格异常风险、电力系统安全运行风险、电力市场技术支持系统风险、网络安全风险以及其他风险。

9.2.1 电力供需风险

电力供需风险指因新能源预测、联络线计划、负荷预测等与实际偏差较大，或电力系统设备故障等原因，造成系统运行备用容量无法满足要求，影响电力供需平衡的风险。

（1）电力平衡负备用不足风险

因新能源发电预测与负荷预测偏差，以及各种突发运行事故等原因，造成某个时段电力供大于求，系统负备用容量无法满足系统安全运行要求。

（2）电力平衡正备用不足风险

因新能源发电预测与负荷预测偏差，以及各种实际运行事故等原因，造成某个时段电力供应不足，系统正备用容量无法满足系统安全运行要求。

9.2.2 市场价格异常风险

市场价格异常风险指因燃料价格变化、电力供需波动、经营主体异常动用市场力等情况造成部分时段或局部地区市场价格持续偏高或偏低，波动范围或持续时间明显超过正常变化范围的风险。

9.2.3 电力系统安全运行风险

电力系统安全运行风险指因电力系统在运行中出现电网设备负载率、断面潮流、频率、电压超过稳定规定限额、省间联络线功率偏差超过正常允许范围，或者气象水情变化、继电保护、安全自动装置故障、电力系统故障、电力设备缺陷等可能对人身、电网、设备安全造成影响，或者其他电力调度机构认为影响电网安全运行的风险。

（1）电网频率或电压越限风险

电网频率或电压超过稳定规定正常允许范围，影响电网安全稳定运行。

（2）电网断面潮流越限风险

电网断面或设备负载率裕度不足，可能影响电网安全稳定运行。

（3）省间联络线功率偏差越限风险

由于新能源发电预测与负荷预测偏差，以及各种实时运行事故等原因，省间联络线功率偏差超出上级调度批复的正常允许范围。

（4）影响人身、电网、设备安全风险

出现气象或者水情变化，影响大坝、厂房等水利水电设施安全，或出现电力系统故障、电力设备缺陷等可能涉及人身、电网、设备电力安全事故事件的风险。

（5）其他影响电网安全运行风险

除上述风险外，其他可能直接或间接影响电网安全运行的风险。

9.2.4 电力市场技术支持系统与网络安全风险

电力市场技术支持系统风险指因现货技术支持系统的出清、执行，电力交易平台的申报、结算等自身功能异常或不可用，或数据交互过程中出现申报信息交互受阻、出清结果披露受阻、数据调用出错或提取失败等异常情况，影响市场正常运行的风险。

网络安全风险指因电力市场技术支持系统或电力交易平台因黑客、恶意代码等攻击、干扰和破坏等行为，造成被攻击系统及其数据的机密性、完整性和可用性被破坏的风险。

9.2.5 其他风险

其他风险包括:

（1）市场运营机构认为需要防范的其他风险。

（2）政府主管部门、能源监管机构提出的需要加强防范的有关风险。

9.3 市场风险防控与处置

市场风险监测以事前、事中为主。市场运营机构按照湖北省能源局、国家能源局华中监管局要求，加强对电力市场各类交易活动的风险监测和防范。

市场运营机构负责编制各类风险处置预案，包括风险级别、处置措施、各方职责等内容，并滚动修编。风险处置预案经湖北省能源局、国家能源局华中监管局同意后执行。

市场风险发生时，各方按照事前制定的有关预案采取相应的措施进行处置，尽可能减小风险造成的后果，并按要求披露市场风险处置情况。

9.3.1 市场风险识别与评估

电力市场风险识别是指动态发现和甄别各类市场风险的过程。市场运营机构充分利用市场监测掌握的数据信息，及时发现和研判电力市场潜在风险来源及风险点。

电力市场风险评估是指在风险识别的基础上，对风险进行确认、分类的过程。市场运营机构对风险发生可能性、引发后果严重性进行评估和预测，为后续的处置工作提供支持。

其中，电力调度机构主要负责电力供需风险、市场出清价格异常风险、电力系统安全运行风险、现货技术支持系统及其网络安全风险的识别和评估工作；电力交易机构主要负责市场结算价格异常风险、电力交易平台及其网络安全风险的识别和评估工作。

9.3.2 市场风险防控流程

（1）风险防控启动

市场运营机构依据市场规则，当市场运行达到风险干预启动条件后，采取相关手段对市场进行干预，确保电网、市场平稳运行。

（2）风险防控记录

风险干预期间，市场运营机构应记录市场干预情况，包括干预时间、干预人员、干预操作、干预原因，涉及《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（中华人民共和国国务院令第599号）规定电力安全事故等级的事故处理情形除外，并向市场成员公布原始日志。

（3）风险防控结束

市场运营机构确定市场风险已消除，市场具备恢复正常运行条件时，结束风险干预。

（4）风险防控结算

因市场价格异常风险和电力市场技术支持系统与网络安全风险造成的市场无法出清、出清结果异常、出清结果发布异常的风险防控时段，结算电量和电价按规则中对应措施执行。

因市场供需风险、电力系统安全运行风险和其他市场风险开展时段造成的结算偏差费用，按规则中的调整偏差费用进行处理。

10 市场干预

10.1 市场风险干预

市场风险干预是指市场风险发生时，市场运营机构根据市场规则采取必要措施干预电力市场，确保电网安全和市场平稳运行，并按要求披露市场风险干预情况。

10.1.1 电力供需风险干预

10.1.1.1 电力平衡负备用不足风险干预

在实时现货市场组织环节，当预测部分时段存在电力供大于求影响电网安全运行时，优先调整非市场机组计划出力或临时调整市场机组计划出力（含临时调停市场机组），保障电力系统安全运行。

10.1.1.2 电力平衡正备用不足风险干预

日前或实时出清结果电力供小于求时，优先调整非市场机组出力或临时调整市场机组计划出力（含临时调开市场机组），然后采取省间现货应急调度，最后启动需求侧响应市场，直至满足电力平衡和系统备用要求。若最终仍不能满足市场需求，则按相关规定启动市场熔断或市场中止程序。

10.1.2 市场价格异常风险干预

为避免具有市场力的发电机组操纵市场价格，加强现货市场日前、实时价格异常风险防控，市场运营机构按程序公告后，可采取下述措施中的一项或多项进行处置。

10.1.2.1 煤电机组报价同质性测试

现阶段，煤电机组报价同质性测试机制暂不启用。按照相关程序进行市场公告后，可采取以下措施进行处置:

对省内所有煤电机组报价进行同质性测试，当机组申报价格相似度超过基准阈值C（暂取为99%，后续可视情调整），由市场运营机构将该机组的申报价格替换为变动成本报价。替换后报价曲线为5个报价段，每段容量均为机组申报容量的五分之一，第三个报价段的价格替换为变动成本，其余报价段的价格按相邻段价差20元/兆瓦时计算并依次替换。

对当月前两次未通过同质性测试的机组，在信息披露环节予以通报；自第三次起未通过测试的机组，对其当日全时点中长期及现货综合平均价格超出变动成本部分实施全额回收考核。

机组同质性测试的具体方法如下:

（1）定义机组每日申报特征向量:

$$V_{pi}=\left|P_{0\%},P_{N\%},P_{2N\%},\ldots,P_{100\%}\right|$$

式中 $P_{0\%}$，$P_{N\%}$，$P_{2N\%}$，$P_{100\%}$向量各元素分别为0%容量、N%容量、2N%容量……100%容量对应的申报价格。

（2）求解相似度，即求和各特征点的欧式距离，并且进行标幺化处理，获得M个特征点间距离均值，同时与市场申报价格上限进行相除，作差求出申报曲线相似度:

$$W_{\text{相似度}}=1-\frac{\sum_{i=1}^{M}\sqrt{(P_{Ai}-P_{Bi})^2}}{M}\times\frac{1}{P_{\text{上限}}}$$

式中：P_{Ai} 和 P_{Bi} 为申报机组A 和机组B 在特征点 i 对应的申报价格，$P_{上限}$为市场申报上限，M=100/N+1。

10.1.2.2 实时现货电价与供需比挂钩机制

当实时市场出清均价超出限定值（变动成本×（1+合理收益率））时，对各节点的节点电价按相应比例缩放，以缩放后的节点电价进行市场结算，具体操作如下。

（1）计算 D 日市场平均供需比 r。

$$r=\frac{1}{96}\times\sum_{t=1}^{96}\frac{\sum_{i=1}^{M}P_{预计,t,i}+\sum_{j=1}^{N}P_{额定,t,j}}{P_{竞价,t}}$$

其中，M 为 t 时刻处于可用状态的新能源场站数，$P_{预计,t,i}$ 为参与现货市场的新能源场站 i 在 t 时刻的预计发电出力；N 为 t 时刻处于可用状态的煤电机组台数，$P_{额定,t,j}$ 为煤电机组 j 在 t 时刻的额定容量；$P_{竞价,t}$ 为市场化机组 t 时刻竞价空间。

（2）建立合理收益率与供需比挂钩机制。合理收益率α根据当日市场平均供需比 r 变化，具体关系如下表：

市场供需比 r	合理收益率α
r≤1.2	0.45
1.2<r≤1.5	0.25
1.5<r≤1.8	0.15
1.8<r	0.1

市场运营机构按程序报告湖北省能源局、国家能源局华中监管局后，可适时调整供需比对应合理收益率并向经营主体公

告。

（3）若实时现货市场出清均价高于变动成本×（1+合理收益率），则触发实时现货电价供需比挂钩机制，将各节点电价按相同比例 K_r 缩小：

$$K_r = \frac{\text{变动成本} \times (1+\alpha)}{\text{实时市场出清均价}}$$

触发实时现货电价供需比挂钩机制后，对火电各机组申报平均价格进行统计。对当月前两次申报平均价格超出限定值的机组，在信息披露环节予以通报；自第三次起申报平均价格超出限定值的机组，对其当日全时点中长期及现货综合平均价格超出变动成本部分实施全额回收考核。

10.1.2.3 报价行为测试

现阶段，报价行为测试机制暂不启用。按照相关程序进行市场公告后，可采取以下措施进行处置：

计算燃煤发电机组电能量平均报价与自身近30天平均报价水平的比值，当该比值不超过阈值时，该发电机组被认定通过行为测试；当该比值超过[80%，120%]时，该发电机组被认定不通过行为测试，将发电机组电能量报价乘以该比值的倒数，作为该机组修正后报价参与市场出清。

10.1.2.4 二级价格限值机制

为提高电力保供能力，防范市场运行风险，设置二级价格限值。现阶段，二级限价机制暂不启用。按照相关程序进行市场公告后，可采取以下措施进行处置。二级价格限值触发条件

分两种情况:

（1）当实时市场发电侧出清均价连续 7 天累计 20 小时触及现货市场申报价格上限时，次日起，出清价格上限执行二级限价上限值，持续时间一周。

（2）当实时市场发电侧出清均价连续 12 小时触及现货市场申报价格上限，次日起，出清价格上限执行二级限价上限值，持续时间三天；当实时市场发电侧出清均价连续 12 小时触及现货市场申报价格下限，次日起，出清价格下限执行二级限价下限值，持续时间三天。

暂定二级限价上限值为出清价格上限的 50%，二级限价下限值为出清价格上限的 10%。

10.1.3 电力系统安全运行风险干预

10.1.3.1 电网频率或电压越限风险干预

电网频率超出正常允许范围，依据相关调度规程，电力调度机构采取调整非市场机组出力及临时调整市场机组发电计划等措施，直至电网频率恢复至正常范围内。或者在上级调度的要求下，采取相关调整措施，使省间联络线功率偏差不超出上级调度批复的正常允许范围。

电网出现电压越限后，依据相关调度规程，电力调度机构通过自动电压控制系统、调整机组运行方式及其他电压控制措施，直至电网电压恢复至正常范围内。或在上级调度要求下，采取相关调整措施，直至电网电压恢复至正常范围。

10.1.3.2 电网断面潮流越限风险干预

电网出现断面或设备负载率裕度不足时，依据相关调度规程，电力调度机构通过整机组发电计划、改变运行方式等措施，直至电网断面或设备负载率恢复至正常允许范围。或者在上级调度的要求下，采取相关调整措施，直至电网断面或设备负载率恢复至正常允许范围。

10.1.3.3 省间联络线功率偏差越限风险干预

因新能源发电预测与负荷预测偏差以及各种实时运行事故的原因，造成省间联络线功率偏差越限，电力调度机构采取调整非市场机组出力及临时调用市场机组，直至恢复至正常允许范围。或在上级调度的要求下采取调整非市场机组出力及临时调用市场机组，保持省间联络线不超出正常允许范围。

10.1.3.4 影响人身、电网、设备安全风险干预

因气象或者水情变化，影响大坝、厂房等水利水电设施安全，或出现电力系统故障、电力设备缺陷等可能涉及人身、

电网、设备电力安全事故事件时，采取调整机组发电计划，调整机组运行边界、改变运行方式或者临时安排启停机组等措施，直至对人身、电网、设备安全影响消除。

10.1.3.5 其他影响电网安全运行风险干预

除上述风险外，其他可能直接或间接影响电网安全运行的事件，采取调整机组发电计划，改变运行方式或者临时安排启停机组等措施，直至消除对电网安全影响。

10.1.4 电力市场技术支持系统与网络安全风险干预

现货运行期间，当系统数据交互过程出现异常、系统功能异常，或网络受到攻击等导致日前或实时市场无法出清、出清结果异常、出清结果发布异常时，由市场运营机构、经营主体共同采取以下一种或多种措施保障电力市场稳定运行:

（1）及时排查数据交互异常原因，评估消缺时间及影响范围，尽快恢复正常交互功能。

（2）在日前市场，若能在出清规定时间后三小时内完成市场出清与发布，则加快异常修复并完成日前市场出清与发布。若不能在规定时间后三小时内完成市场出清与发布，则由市场运营机构通过电力交易平台提前发布市场出清与发布延迟原因及预计完成时间；若预计当日无法完成日前现货市场出清与发布，则按相关规定启动市场熔断或市场中止程序，按照调度规程形成日前发电计划。

（3）在实时市场，若未按时完成出清计算（或出清结果异常），3 小时内按照上一个最新的实时现货市场出清电力和价格执行；3 小时外、4 小时以内，按照日前现货市场对应时段出清电力和价格执行，调度加强电力实时平衡监视与调节，及时消除日前日内偏差;4 小时外或影响范围较大造成现货系统出清明显不符合电网运行要求的，则按相关规定启动市场熔断或市场中止程序，按照调度规程形成日内发电调度计划。

（4）各经营主体应协同保障技术支持系统安全、网络安全

和数据交互稳定，共同保障电网运行安全，因场站自身原因的数据交互异常仍按偏差考核规则执行，其他原因的偏差考核按规范予以免除。

10.1.5 其他市场风险干预

10.1.5.1 保供电时期

保供电时期，为保证电网安全和保供电区域的供电可靠性，或因上级要求对机组进行出力范围调整和限制，可采取调整机组上下限、调整电网设备、调整断面控制裕度等措施。

10.1.5.2 特殊管控要求

为落实上级调度机构、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，若管控要求体现为机组出力上限或下限要求，则管控期内该机组在现货市场出清时需同时满足出力上下限约束；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。

10.2 市场熔断机制

10.2.1 市场熔断启动条件

若出现以下情况，触发实时现货市场熔断机制，熔断时长不超过 5 天:

（1）突发电力供不应求，且市场熔断之外的措施不足以将市场恢复到正常运行状态。

（2）电力系统安全运行受影响，且市场熔断之外的措施不足以将市场恢复到正常运行状态。

（3）电力市场技术支持系统因自身功能或网络安全原因发生异常或不可用，影响实时现货系统正常运行，且市场熔断之外的措施不足以将市场恢复到正常运行状态。

（4）网络安全风险导致现货系统出清明显不符合电网运行要求，或电网安全稳定运行受影响;

（5）按照上级调度机构事故处理、保电力供应等情形要求;

（6）调度机构为保证电网安全运行需要触发熔断机制的其他情形。

10.2.2 市场熔断后的处理措施及恢复

在市场熔断期间，采取如下处理措施:

（1）市场熔断期间，以确保电网安全稳定运行为目标，对调度设备进行运行状态调整，各类运行机组执行调度机构下发的指令。

（2）市场熔断开始后 72 小时内，由交易机构通过交易平台向经营主体公布市场熔断的原因和开始时间。

（3）市场运营机构记录熔断的原因、起止时间、采取措施等内容，分析存在的问题，形成方案建议，并报政府主管部门、能源监管机构备案。

（4）若上述情况在规定时间内未解除，则按照相关规定中止电力现货市场交易;

（5）在市场运营机构确定导致市场熔断的情形消除后，可恢复现货市场交易，并由交易机构通过交易平台向经营主体发

布公告。

（6）熔断期间发电侧的出清电量为实际发电量，出清电价暂按上一个同类型交易日（与运行日相同类型的上一个工作日、周六、周日或法定节假日）相同时段的现货市场价格结算。发电偏差按“两个细则”进行考核。

10.3 市场中止和恢复机制

当触发市场干预条件，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，由湖北省能源局、国家能源局华中监管局做出市场中止决定，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，事后由湖北省能源局、国家能源局华中监管局做出是否中止市场的决定并发布。

10.3.1 市场中止启动条件

在现货市场熔断超过5天仍未恢复运行，或出现以下情形，导致在市场中止之外的措施不足以将市场恢复到正常运行状态，市场运营机构应及时报告湖北省能源局、国家能源局华中监管局，由湖北省能源局、国家能源局华中监管局做出市场中止决定，并委托市场运营机构实施:

（1）电力供应严重不足时。

（2）电网安全运行风险较大时。

（3）电力市场未按照规则运行和管理时。

（4）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。

（5）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。

（6）市场价格达到价格限值且触发管控条件时。

（7）能源监管机构认为需要中止市场的其他情况。

10.3.2 市场中止后的处理措施

当出现市场中止时，采用如下处理措施:

（1）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、新能源预测、省间交易结果、省间联络计划等边界条件，编制下达运行日的日前发电调度计划。

（2）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，基于日内实时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，各类发电机组暂按原中长期交易模式结算。

10.3.3 市场中止流程

（1）市场中止启动

市场运营机构依据市场规则，当市场运行达到市场中止启动条件后，采取相关手段中止市场运行，确保电网安全稳定运行。

（2）市场中止通知

市场中止由交易机构在中止开始后 72 小时内，通过交易平台向经营主体发布市场中止的原因、范围和开始时间。

（3）市场中止记录

市场运营机构可在采取中止措施后，记录中止的原因、起止时间、采取措施等内容，分析存在的问题，形成方案建议，并报政府主管部门、能源监管机构备案。

（4）市场中止结束

市场运营机构确定导致市场中止的情形消除后，可恢复开展市场交易，并向各市场成员宣布市场恢复。同时公布市场干预情况原始日志，包括干预时间、干预人员、干预操作、干预原因、涉及《电力安全事故应急处理和调查处理条例》（中华人民共和国国务院令第 559 号）规定电力安全事故等级的事故处理情形除外。

10.3.4 市场恢复

在市场运营机构确定导致市场中止的情形消除、电力市场重启具备条件后，经湖北省能源局、国家能源局华中监管局同意，市场运营机构按程序恢复市场正常运行。市场恢复通知应按要求提前向经营主体发布。

11 争议处理

经营主体之间、经营主体与市场运营机构之间、经营主体与电网企业之间因参与电力现货市场发生争议的，可先自行调解或通过市场管理委员会议事协调，调解不成的可通过仲裁、司法等途径解决争议。

市场成员应按照以下规定时间提出争议调解申请:

（一）对于出清价格、结算依据中的电量或金额有争议的，应在市场运营机构给出查询回复后的10个工作日内以书面方式提出。

（二）对于结算凭证中的电量或金额有争议的，应在电网企业给出结算查询回复后的 10 个工作日内以书面方式提出。

（三）对于其他争议，市场成员应在事件发生之日起 2 年内提出。

市场成员有义务提供争议处理所需的数据和材料。承担调解工作的相关人员应遵守保密规定，不得泄露因调解工作知悉的商业秘密。

12 电力市场技术支持系统

电力市场技术支持系统是支持电力市场运营的计算机、数据网络与通信设备、各种技术标准和应用软件的有机组合，包括现货市场技术支持系统、电力交易平台等。电力市场技术支持系统与市场成员及市场运营所需相关系统的数据通信应符合相关标准和通信协议。

12.1 功能规范要求

电力市场技术支持系统应满足以下功能规范要求:

（一）电力市场技术支持系统应符合国家有关技术标准和行业标准。

（二）电力市场技术支持系统所有软、硬件模块应采用冗余配置。

（三）电力市场技术支持系统应建立备用系统或双活系统，防止遭受严重自然灾害而导致的系统瘫痪。

（四）电力市场技术支持系统应保障电力市场运营所需的交易安全、数据安全和网络安全，并具备可维护性、适应性、稳定性，适应电力市场逐步发展完善的需要。

（五）电力市场技术支持系统须对电力市场的经营主体注册管理、数据申报、合同分解与管理、市场出清、调度计划编制、安全校核、辅助服务、市场信息发布、市场结算、市场运行监控等运作环节提供技术支撑，保障电力市场稳定运行。

（六）电力市场技术支持系统应具备数据校验功能，支持对规则配置和生效设置的校验，包括各类分项数据的单一合理性验证、各种关联数据的相关性验证。

（七）电力市场技术支持系统应能够按照相关要求和数据接口规范提供数据接口服务，支持市场成员按规定获取相关数据，市场成员在使用数据接口服务时应满足相关网络安全要求。

（八）电力市场技术支持系统应具备在线监测功能，按有关规定对市场运营情况进行监测，并向国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门开放相应的访问权限。

（九）现货结算子系统应充分考虑未来发展趋势，统筹规划系统功能的维护管理与扩展升级，满足市场全周期全品种结算要求。

12.2 第三方校验要求

电力市场技术支持系统应通过第三方校验，确保电力现货市场技术支持系统算法模型、市场出清功能和结果与现货市场规则一致，同时满足出清时效性及实用性的要求。

12.3 数据交互及管理要求

电力市场技术支持系统应满足以下数据交互及管理要求:

（一）电力市场技术支持系统交互应支持多周期多品种电力交易全过程业务，相关数据交互应确保流程清晰、数据准确、责任明晰，可支持市场出清的离线仿真。

（二）电力市场技术支持系统数据交互应满足《中华人民

共和国网络安全法》、《电力监控系统安全防护规定》、《电力监控系统安全防护方案》等法律法规和相关文件要求。

（三）电力市场技术支持系统交换数据精度应满足相关规则要求。

（四）电力市场技术支持系统交换的数据应由市场运营机构、经营主体和承担计量、资金结算等服务的单位按各自职责进行采集、提供和核验，并负责数据准确性。

13 免责条款

13.1 经营主体免责条款

发电企业、售电公司、虚拟电厂、市场用户等经营主体由于以下原因无法执行市场交易结果或执行存在偏差时，应将相关情况及时反馈至市场运营机构，经评估确认后，对经营主体免除考核:

（1)突发自然灾害、公共卫生事件等不可抗力影响经营主体生产经营安全时;

（2)不可抗力引发的发输变电设备异常或故障，造成其他市场成员经济损失的,其设备所属的相关方不承担经济责任(不可抗力指对市场和电力系统有严重影响的不能预见、不能避免并不能克服的客观情况，下同);

（3)电力市场技术支持系统发生重大故障，导致交易无法正常组织或交易结果无法执行时。

13.2 电网企业免责条款

（1)因不可抗力引发电网企业所属发输变电设备异常或故障，造成其他市场成员经济损失的，电网企业不承担经济责任;

（2)电网企业所属相关技术支持系统发生重大故障，导致交易无法正常组织或交易结果无法执行时，予以免责;

（3)电网企业输配电业务属于监管业务，依法接受监管，不承担市场运行相关的经济责任。

13.3 市场运营机构免责条款

（1）出现电力系统发生重大事故、系统安全稳定受到威胁、电力供应无法保持平稳有序等情况时，市场运营机构按规定对市场进行干预或中止，电力调度机构按“安全第一”的原则进行处理，并予以免责；

（2）因清洁能源消纳、电网运行条件变化导致安全运行约束及措施调整造成的经营主体损失，予以免责；

（3）因用电负荷波动、新能源预测、大用户企业停产等不可控因素造成的负荷预测偏差责任，予以免责；

（4）市场运营机构所属电力市场技术支持系统发生重大故障，导致交易无法正常组织或交易结果无法执行时，予以免责。

14 附则

本规则由湖北省能源局负责制定并解释，本规则自 2026 年 1 月起实施，湖北原有相关规则与本规则不一致的，以本规则为准。

附件 1:

术语定义

（1）现货市场：指以日前、实时电能量为交易标的物的市场；

（2）辅助服务市场：指以辅助服务为交易标的物的市场，包含调频、备用等；

（3）电力调度机构：特指国网湖北电力调度控制中心；

（4）电力交易机构：特指湖北电力交易中心有限公司；

（5）电网企业：特指国网湖北省电力有限公司；

（6）统调电厂：指湖北电力调度机构及以上调度机构管辖的湖北省内电厂，包含水电、火电、风电、光伏等各类电源；

（7）母线负荷：指湖北省内 220 千伏变电站的母线下网负荷，即节点负荷；

（8）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；

（9）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、设备非计划停运、新能源发电功率波动等所需的额外有功容量；

（10）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，以发电成本最小或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;

（11）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，以发电成本最小或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;

（12）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;

（13）运行日（D）: 指执行日前现货市场交易结果的自然日;

（14）竞价日（D-1）: 指运行日的前一日;

（15）日前现货市场: 指竞价日（D-1）进行的决定运行日（D 日）发电机组组合状态和发电曲线的电能量交易市场;

（16）实时现货市场: 指运行日（D 日）进行的决定未来 15 分钟发电计划的电能量交易市场;

（17）批发用户: 指直接参与批发市场交易的电力用户;

（18）市场出清: 指电力市场根据市场规则基于 SCUC/SCED 市场出清程序软件计算确定各机组中标电力和现货市场价格的过程;

（19）单结算模式：日前出清结果不进行财务结算，发用双方按实时现货价格对实际用电曲线与中长期分解曲线的偏差电量进行结算；

（20）双结算模式：按照日前现货价格对日前现货交易曲线和中长期分解曲线的偏差电量进行结算，按照实时现货价格对实际发电曲线与日前现货交易曲线的偏差电量进行结算；

（21）安全校核：指对检修计划、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；

（22）必开必停机组：因电网安全约束、民生供热保障等要求，部分发电机组在某些时段需要并网发电或配合停机。这类机组在市场出清前进行标记，在该时段内明确设置为运行或停运状态的机组；

（23）市场力：指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；

（24）需求侧响应：指当系统可靠性受威胁时，由市场运营机构启动需求侧响应市场，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；

（25）有序用电：指当系统可靠性受威胁时，用电企业按照政府批准的有序用电方案执行错峰、避峰、轮休、负控等措施，

达到减少或者推移某时段用电负荷的效果;

（26）差价合同：根据事先约定的合同价格以及合同交割对应的市场价格（如现货价格）之差进行结算的一种财务合同;

（27）不可定价机组：对于必开机组、调试机组、最小连续开机时间内机组、临时新增开机机组、实时运行中指定出力等特殊机组，若某交易时段内中标出力为必开最小出力、调试出力、最低出力或指定出力时，在该交易时段内该机组为不可定价机组;

（28）电能量电费：指发电企业、新型储能、电力用户、售电公司、虚拟电厂等经营主体在现货市场和中长期市场中以电能量为交易标的物的电费;

（29）辅助服务费用：指经营主体按照辅助服务市场规则和华中区域“两个细则”等有关规定，所得的补偿、考核、分摊和返还费用;

（30）市场用户：指直接或间接参与电力市场的电力用户，包括批发用户、零售用户（含负荷类虚拟电厂代理用户,下同）和代购用户等。

附件 **2:**

现货市场出清数学模型

1.安全约束机组组合（SCUC）模型

日前现货市场出清 SCUC 的目标函数为发电成本最小化，如下所示:

$$\min \sum_{i=1}^{N}\sum_{t=1}^{T}\left[C_{i,t}(P_{i,t})+C_{i,t}^{U}\right]+\sum_{l=1}^{NL}\sum_{t=1}^{T}M_d\times SL_{l,t}+\sum_{s=1}^{NS}\sum_{t=1}^{T}M_d\times SL_{s,t}+\sum_{t=1}^{T}M_p\times SL_{p,t}$$
$$+\sum_{t=1}^{T}M_b\times SL_{b,t}+\sum_{r=1}^{NR}\sum_{t=1}^{T}M_q\times P_{r,t}+\sum_{es=1}^{ES}\sum_{t=1}^{T}[C_{es,t}^{dis}(P_{es,t}^{dis})-C_{es,t}^{ch}(P_{es,t}^{ch})]$$

其中:

N 表示机组的总台数;

T 表示所考虑的总时段数，其中 D 日每 15 分钟一个时段，考虑 D 日的 96 个时段，D+1 日与 D+2 日考虑晚峰负荷预测最大、全天负荷预测最小、新能源预测最大和新能源预测最小的 4 个时段，即 T=96+4+4，其中新能源预测最大时段对应发电成本按 5 小时考虑;

NL 为线路总数，NS 为断面总数，NR 为有弃电功率新能源场站总数;

$P_{i,t}$ 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；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。

$P_{es,t}^{dis}$、$P_{es,t}^{ch}$分别表示电源类虚拟电厂机组、负荷类虚拟电厂机组 es 在时段 t 的出力；ES 表示虚拟电厂机组总数；$C_{es,t}^{dis}(P_{es,t}^{dis})$、$C_{es,t}^{ch}(P_{es,t}^{ch})$分别为电源类虚拟电厂机组、负荷类虚拟电厂机组 es 在时段 t 的运行费用，运行费用为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；

$P_{r,t}$为新能源场站 r 在时段 t 的弃电功率；

M_d、M_p、M_b、M_q分别为市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子、系统平衡约束松弛罚因子、备用约束松弛罚因子、新能源弃电罚因子；

$SL_{l,t}$、$SL_{s,t}$、$SL_{p,t}$、$SL_{b,t}$分别为时段 t 线路 l 的潮流松弛变量、电网断面 s 的潮流松弛变量、系统平衡约束松弛变量、备用约束松弛变量。

日前现货市场出清 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。

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

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

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(新能源场站则为在时段t的预测出力)；R_t^U为时段 t 的系统正备用容量要求。正常时期需满足D日备用要求，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:

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

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与下调能力需满足实际运行的上调、下调旋转备用及分区旋转备用要求。

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

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

其中，ΔP_i^U为机组 i 上爬坡速率，ΔP_i^D为机组 i 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）必开必停机组状态约束

必开机组状态约束、必停机组状态约束的表达式为：

$$\alpha_{i,t}=1,\ \forall i\in I_s$$
$$\alpha_{i,t}=0,\ \forall i\in I_o$$

其中，I_s为必开机组的全集；I_o为必停机组的全集。

（6）机组群最大/最小开机台数约束

$$\alpha_{j,t}^{\min}\le\sum_{i\in j}\alpha_{i,t}\le\alpha_{j,t}^{\max}$$

其中，$\alpha_{j,t}^{\max}$、$\alpha_{j,t}^{\min}$表示机组群 j 在时段 t 的最大、最小开机台数，$\alpha_{i,t}$表示机组群 j 包含的机组 i 在时段 t 的机组运行状态。

（7）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：

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

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

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

对于调试机组，在其调试时段内，要求$\alpha_{i,t}=1$，且上式中$P_{i,t}^{\min}$、

$P_{i,t}^{\max}$ 均取为对应时段的机组调试计划出力。

对于新能源场站，在其中标发电时段内，要求 $\alpha_{i,t}$ =1，且上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 取申报预测出力的 10%，$P_{i,t}^{\max}$ 取新能源场站 i 在时段 t 的预测出力。即在各时刻，新能源场站日前市场出清的电力值不应大于申报出力预测值。

（8）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:

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

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。

（9）机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为:

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

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

其中，ΔP_i^U 为机组 i 上爬坡速率；ΔP_i^D 为机组 i 下爬坡速率。

（10）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:

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

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

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：

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

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

（11）电厂电量约束

部分受限于一次能源供应约束电厂，其在日前现货市场的中标电量应满足该电厂电量上限约束。

$$\frac{1}{4}\sum_{i\in j}\sum_{t=1}^{T_0} P_{i,t} \le Q_j^{\max}$$

其中，T_0=96为 D 日的总时段数，$Q_j^{\max}$为电厂 j 在 D 日的电量上限。

（12）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

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

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为线路 l 的潮流松弛变

量。

（13）电网断面潮流约束

考虑关键电网断面的潮流约束，该约束可以描述为:

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

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为断面 s 的潮流松弛变量。

机组出力表达式:

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

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

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。

2.安全约束经济调度（SCED）模型

现货市场出清 SCED 的目标函数如下所示:

$$\min \sum_{i=1}^{N}\sum_{t=1}^{T} C_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{l=1}^{NL}\sum_{t=1}^{T} M_d \times SL_{l,t} + \sum_{s=1}^{NS}\sum_{t=1}^{T} M_d \times SL_{s,t} + \sum_{t=1}^{T} M_p \times SL_{p,t}$$
$$+ \sum_{t=1}^{T} M_b \times SL_{b,t} + \sum_{es=1}^{ES}\sum_{t=1}^{T} [C_{es,t}^{dis}(P_{es,t}^{dis}) - C_{es,t}^{ch}(P_{es,t}^{ch})]$$

其中:

N表示机组的总台数;

T表示所考虑的总时段数，其中每 15 分钟一个时段。日前现货市场考虑 D 日的 96 个时段，即 T=96；实时现货市场考虑未来 3 小时的 12 个时段，即 T=12。

$P_{i,t}$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;

$P_{es,t}^{dis}$、$P_{es,t}^{ch}$分别表示电源类虚拟电厂、负荷类虚拟电厂 es 在时段 t 的出力；ES 表示虚拟电厂机组总数；$C_{es,t}^{dis}(P_{es,t}^{dis})$、$C_{es,t}^{ch}(P_{es,t}^{ch})$分别为电源类虚拟电厂、负荷类虚拟电厂机组 es 在时段 t 的运行费用，运行费用为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_d、M_p、M_b分别为市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子、系统平衡约束松弛罚因子、备用约束松弛罚因子;

$SL_{l,t}$为时段 t 线路 l 的潮流松弛变量；NL为线路总数;

$SL_{s,t}$为时段 t 断面 s 的潮流松弛变量；NS为断面总数;

$SL_{p,t}$、$SL_{b,t}$为时段 t 系统平衡约束松弛变量、备用约束松弛变量。

现货市场出清 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:

$$\sum_{i=1}^{N} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + \delta * \sum_{r=1}^{R} \Delta P_{r,t} = D_t$$

$$\delta = \begin{cases} 0, \text{ 日前现货市场} \\ 1, \text{ 实时现货市场} \end{cases}$$

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，R 为全网新能源场站，$\Delta P_{r,t}$ 为新能源 r（含虚拟电厂）在时段 t 的实时负偏差均值，由前 n 个时点的负偏差加权计算得到:

$$\Delta P_{r,t} = \begin{cases} \sum_{w=1}^{n} k_w (P_{r,t-w,\text{ 实发}} - P_{r,t-w,\text{ 出清}}) & \text{当连续n个点实发均小于出清时} \\ 0 & \text{其它} \end{cases}$$

其中，$P_{r,t\text{-}w,\text{实发}}$ 为新能源场站 r 在第 t-w 时段的实际发电电力，$P_{r,t\text{-}w,\text{出清}}$ 为新能源场站 r 在第 t-w 时段的实时现货市场出清电力，n 和加权系数 k_1、k_2…k_n 暂取为 3、0.7、0.2 和 0.1。必要时，电力调度机构可根据实际运行需要对上述参数适当调整。

（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。

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

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

其中，ΔP_i^U 为机组 i 上爬坡速率，ΔP_i^D 为机组 i 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:

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

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:

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

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。

（5）机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为:

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

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

其中，ΔP_i^U为机组i上爬坡速率，ΔP_i^D为i最大下爬坡速率。

（6）电厂电量约束

部分受限于一次能源供应约束电厂，其在日前现货市场的中标电量应满足该电厂电量上限约束。

$$\frac{1}{4}\sum_{i\in j}\sum_{t=1}^{T_0}P_{i,t}\le Q_j^{\max}$$

其中，T_0=96为D日的总时段数，$Q_j^{\max}$为电厂j在D日的电量上限。

（7）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为:

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

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分别为线路l的正、反向潮流松弛变量。

（8）电网断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为:

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

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为断面s的潮流松弛变量。

机组出力表达式:

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

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

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。

3.节点电价（LMP）计算模型

现货市场采用节点电价定价机制。

节点电价（LMP）计算模型如下:

目标函数:

$$\min\sum_{i=1}^{N}\sum_{t=1}^{T}C_{i,t}(P_{i,t})+\sum_{l=1}^{NL}\sum_{t=1}^{T}M_d'\times SL_{l,t}+\sum_{s=1}^{NS}\sum_{t=1}^{T}M_d'\times SL_{s,t}+\sum_{t=1}^{T}M_p'\times SL_{p,t}$$
$$+\sum_{t=1}^{T}M_b'\times SL_{b,t}+\sum_{es=1}^{ES}\sum_{t=1}^{T}[C_{es,t}^{dis}(P_{es,t}^{dis})-C_{es,t}^{ch}(P_{es,t}^{ch})]$$

其中:

N 表示机组的总台数;

T 表示所考虑的总时段数，其中每 15 分钟一个时段。日前现货市场考虑 D 日的 96 个时段，即 T=96；实时现货市场考虑未来 3 小时的 12 个时段，即 T=12。

$P_{i,t}$ 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;

$P_{es,t}^{dis}$、$P_{es,t}^{ch}$分别表示电源类虚拟电厂机组、负荷类虚拟电厂机组 es 在时段 t 的出力;ES 表示虚拟电厂机组总数;$C_{es,t}^{dis}(P_{es,t}^{dis})$、$C_{es,t}^{ch}(P_{es,t}^{ch})$分别为电源类虚拟电厂机组、负荷类虚拟电厂机组 es 在时段 t 的运行费用，运行费用为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'_d、M'_p、M'_b分别为节点电价计算的网络潮流约束松弛罚因子、系统平衡约束松弛罚因子、备用约束松弛罚因子;

$SL_{l,t}$为时段 t 线路 l 的潮流松弛变量；NL 为线路总数;

$SL_{s,t}$为时段 t 断面 s 的潮流松弛变量；NS 为断面总数;

$SL_{p,t}$、$SL_{b,t}$为时段 t 系统平衡约束松弛变量、备用约束松弛变量。

节点电价计算模型的约束条件包括:

（1）系统负荷平衡约束

对于每个时段 t，负荷平衡约束可以描述为:

$$\sum_{i=1}^{N} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + \delta * \sum_{r=1}^{R} \Delta P_{r,t} = D_t$$

$$\delta = \begin{cases} 0, \text{ 日前现货市场} \\ 1, \text{ 实时现货市场} \end{cases}$$

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，R 为全网新能源场站，$\Delta P_{r,t}$为新能源 r

（含虚拟电厂）在时段 t 的实时负偏差均值，由前 n 个时点的负偏差加权计算得到:

$$\Delta P_{r,t}=\begin{cases}\sum_{w=1}^{n}k_w(P_{r,t-w,\ 实发}-P_{r,t-w,\ 出清}) & 当连续n个点实发均小于出清时\\ 0 & 其它\end{cases}$$

其中，$P_{r,t\text{-}w,实发}$为新能源场站 r 在第 t-w 时段的实际发电电力，$P_{r,t\text{-}w,出清}$为新能源场站 r 在第 t-w 时段的实时现货市场出清电力，n 和加权系数 k_1、k_2…k_n 暂取为 3、0.7、0.2 和 0.1。必要时，电力调度机构可根据实际运行需要对上述参数适当调整。

（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。

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

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

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；对于不可定价机组，上式中 $P_{i,t}^{\min}$、$P_{i,t}^{\max}$ 均取 SCED 优化结

果中机组 i 在时段 t 的中标出力 $P_{i,t}^{SCED}$；对于可定价机组，上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 、 $P_{i,t}^{\max}$ 取如下数值:

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

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

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

（4）机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为:

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

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。

（5）机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为:

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

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

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。

（6）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为:

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

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为线路 l 的潮流松弛变量。

（7）电网断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

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

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为断面 s 的潮流松弛变量。

机组出力表达式：

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

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

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。

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

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

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）

附件 3:

用户侧电量拟合及调平机制

对于参与市场化交易的零售用户，在规定时间内计量系统仍无法采集到其电能表表码数据，则由电网企业提供电量拟合数据用于市场化结算，为提高拟合精度，采取用户 96 个点的示数进行拟合；用户 24 小时时点累计电量与当月月度交割电量之间存在差异时，采取月度调平，具体拟合及调平规则如下:

一、24：00 点示数缺失

拟合规则：缺失 24:00 整点数据时，若存在次日冻结 0 点示值数据，则用次日冻结 0 点示值数据补全；若不存在次日冻结 0 点示值数据，则取次日采集到的最近一点的示值数据，按照等差的方式对缺失区间进行拟合；若仍无次日采集到的最近一点示值数据，则缺失点按当日最后一次示数处理。

例如：2024 年 11 月 13 日 24：00 数据 A 缺失,11 月 14 日零点示数为 B

公式：(1)若 B 存在示数值，则 A=B;

若 B 不存在示数值,14 日 96 点示数的最近一点的示值 0:45 有值 C，13 日最后一次示数 23:00 有值 D，

则 A=D+(C-D)*4/(4+3);

(2)若 B 不存在示数值，14 日 96 点示数全部缺失，13 日最

后一次示数 23:00 有值 D，则 A=D;

二、当天采集单点缺失（非 24：00）

拟合规则：取该节点前后 2 个节点电能表示数的平均值

例如：2024 年 11 月 13 日 02:15 分缺示数，则用 2024 年 11 月 13 日 02:15 的示数取 02:00 和 02:30 点示数的算术平均值。

公式：02:15 的示数=02:00 示数 + (02:30 示数 − 02:00 示数)/2。

三、当天采集两点缺失，拟合规则如下：

拟合规则：取缺失区间前后时间点的示值，按等差的方式进行拟合。

例如：2024 年 11 月 13 日 02:15 缺示数、02:30 缺示数，但是 02:00 与 02:45 不缺

公式：02:15 的示数=02:00 示数 + (02:45 示数 − 02:00 示数)/3;

02:30 的示数=02:00 示数 + (02:45 示数 − 02:00 示数)*2/3;

四、当天采集缺失两点以上，拟合规则如下：

（一）相邻缺失点数大于 2 个（工作日）

拟合规则：缺失点在工作日，按最近 1 个工作日同时段的走字比例进行拟合。

例如：2024 年 11 月 13 日 02:15 缺示数、02:30 缺示数，02:45 缺失示数

公式：按照最近工作日 12 日同时段的走字比例进行拟合。例如

	2:00	2:15	2:30	2:45	3:00

12 日示数	A1	B1	C1	D1	E1
13 日示数	A2	B2 缺失	C2 缺失	D2 缺失	E2

12 日各时点电量 DLA1=(B1-A1)*倍率；DLB1=(C1-B1)*倍率；DLC1=(D1-C1)*倍率；DLD1=(E1-D1)*倍率；

13 日示数拟合如下:

B2=A2+(E2-A2)*DLA1/(DLA1+DLB1+DLC1+DLD1);

C2=A2+(E2-A2)*(DLA1+DLB1)/(DLA1+DLB1+DLC1+DLD1);

D2=A2+(E2-A2)*(DLA1+DLB1+DLC1)/(DLA1+DLB1+DLC1+DLD1);

（二）相邻缺失点数大于 2 个（双休日）

拟合规则：缺失点在双休日，取最近 2 个双休日同时段的平均值，按平均值的走字比例进行补全。

例如:2024 年 11 月 10 日 02:15 缺示数、02:30 缺示数,02:45 缺失示数，10 日非小长假也非大长假。

公式：取距离 10 日最近的非小长假也非大长假的 2 个双休日是 11 月 9 日和 3 日的平均值的走字比例进行拟合。

例如下面各时点示数情况

	2:00	2:15	2:30	2:45	3:00
11 月双休日 3 日	A1	B1	C1	D1	E1
11 月双休日 9 日	A2	B2	C2	D2	E2
11 月双休日 10 日	A3	B3 缺失	C3 缺失	D3 缺失	E3

3 日各时点电量 DLA1=(B1-A1)*倍率；DLB1=(C1-B1)*倍

率；DLC1=(D1-C1)*倍率；DLD1=(E1-D1)*倍率；

9 日各时点电量 DLA2=(B2-A2)*倍率；DLB2=(C2-B2)*倍率；DLC2=(D2-C2)*倍率；DLD2=(E2-D2)*倍率；

11 月双休日 10 日示数拟合如下:

B3=A3+(E3-A3)*(DLA1+DLA2)/(DLA1+DLB1+DLC1+DLD1+DLA2+DLB2+DLC2+DLD2);

C3=A3+(E3-A3)*(DLA1+DLB1+DLA2+DLB2)/(DLA1+DLB1+DLC1+DLD1+DLA2+DLB2+DLC2+DLD2);

D3=A3+(E3-A3)*(DLA1+DLB1+DLC1+DLA2+DLB2+DLC2)/(DLA1+DLB1+DLC1+DLD1+DLA2+DLB2+DLC2+DLD2);

（三）相邻缺失点数大于 2 个（小长假）

拟合规则：若缺失日为国家法定小长假（元旦、五一、清明等），取最近一次小长假同时段的平均值，按平均值的走字比例进行补全。

例如:

	2:00	2:15	2:30	2:45	3:00
元旦期间各日期示数	A1	B1	C1	D1	E1
元旦期间各日期示数	A2	B2	C2	D2	E2
元旦期间各日期示数	A3	B3	C3	D3	E3
五一某天的示数	A4	B4 缺失	C4 缺失	D4 缺失	E4

公式:

元旦同时段各时点电量

DLA1=(B1-A1)*倍率+(B2-A2)*倍率+(B3-A3)*倍率;

DLB1=(C1-B1)*倍率+(C2-B2)*倍率+(C3-B3)*倍率;

DLC1=(D1-C1)*倍率+(D2-C2)*倍率+(D3-C3)*倍率;

DLD1=(E1-D1)*倍率+(E2-D2)*倍率+(E3-D3)*倍率;

五一某天示数拟合如下:

B4=A4+(E4-A4)*DLA1/(DLA1+DLB1+DLC1+DLD1);

C4=A4+(E4-A4)*(DLA1+DLB1)/(DLA1+DLB1+DLC1+DLD1);

D4=A4+(E4-A4)*(DLA1+DLB1+DLC1)/(DLA1+DLB1+DLC1+DLD1);

（四）相邻缺失点数大于 2 个（大长假）

拟合规则：若缺失日为国家法定大长假（春节、国庆），取上一年度同类型大长假同时段的平均值，按平均值的走字比例进行补全

例如:

	2:00	2:15	2:30	2:45	3:00
上一年度同类型大长假期间各日期示数	A1	B1	C1	D1	E1
上一年度同类型大长假期间各日期示数	A2	B2	C2	D2	E2
上一年度同类型大长假期间各日期示数	A3	B3	C3	D3	E3
国庆某天的示数	A4	B4 缺失	C4 缺失	D4 缺失	E4

公式:

去年国庆节同时段各时点电量

DLA1=(B1-A1)*倍率+(B2-A2)*倍率+(B3-A3)*倍率;

DLB1=(C1-B1)*倍率+(C2-B2)*倍率+(C3-B3)*倍率;

DLC1=(D1-C1)*倍率+(D2-C2)*倍率+(D3-C3)*倍率;

DLD1=(E1-D1)*倍率+(E2-D2)*倍率+(E3-D3)*倍率;

本年国庆节某天示数拟合如下:

B4=A4+(E4-A4)*DLA1/(DLA1+DLB1+DLC1+DLD1);

C4=A4+(E4-A4)*(DLA1+DLB1)/(DLA1+DLB1+DLC1+DLD1);

D4=A4+(E4-A4)*(DLA1+DLB1+DLC1)/(DLA1+DLB1+DLC1+DLD1);

（五）相邻缺失点数大于 2 个，对应的相似日无数据

拟合规则：相邻缺失点数大于 2 个（不包含 24:00），且相似日无数据时，取上一日对应时点的走字比例进行拟合；若上一日对应时点无数据的，则取缺失点前后示值差值并按等差的方式进行缺失点拟合。

例如:

	2:00	2:15	2:30	2:45	3:00
同类型相似日示数	A1 缺失	B1 缺失	C1 缺失	D1 缺失	E1 缺失
上一日示数	A2	B2	C2	D2	E2
数据统计日当天示数	A3	B3 缺失	C3 缺失	D3 缺失	E3

公式:

(1) 上一日各时点电量 DLA2=(B2-A2)*倍率;

DLB2=(C2-B2)*倍率;

DLC2=(D2-C2)*倍率;

DLD2=(E2-D2)*倍率;

数据统计日当日示数拟合如下:

B3=A3+(E3-A3)*DLA2/(DLA2+DLB2+DLC2+DLD2);

C3=A3+(E3-A3)*(DLA2+DLB2)/(DLA2+DLB2+DLC2+DLD2);

D3=A3+(E3-A3)*(DLA2+DLB2+DLC2)/(DLA2+DLB2+DLC2+DLD2);

(2)若上一日对应时点无数据的,则取缺失点前后示值差值并按等差的方式进行缺失点拟合:

B2=A2+(E2-A2)*1/4;

C2=A2+(E2-A2)*2/4;

D2=A2+(E2-A2)*3/4;

五、24 点累计电量与月度交割电量存在差异

调平规则：以当月月度计量点交割电量为准，按比例放大 24 小时电量数据。

例如：某计量点月度交割电量 10000，但是当月 24 小时时点电量合计是 9880，那么将月度 24 小时每个时点电量均按 10000/9880 比例放大，最终与月度计量点交割电量保持一致，使得最终差异不超过 1%。

附件 4:

集中式发电电量拟合规则及调平规则

对于湖北省内参与市场交易的集中式发电机组，在规定时间内电能计量采集管理系统仍无法采集到其电表数据，则由现货系统对需提供的电表数据进行拟合后用于电量计算，并对拟合数据作出明确标示。

现阶段，本规则仅适用于计量采集数据缺失的应用场景，暂不考虑其他数据异常情况，具体拟合规则如下:

（1）当发电侧关口点主表采集运行日电量数据缺失时，则所缺电量数据采用该关口点副表数据进行拟合，拟合时以副表同一时段电量值进行计算后，补全至主表所缺数据点。若主、副表均采集失败，则使用下一条拟合规则。

（2）当发电侧关口点主、副表采集运行日电量数据均缺失时，调度机构以对应时段 SCADA 积分电量数据替代该异常时段关口点计量数据，补全至采集缺失的数据点，并根据补全后的各交易时段电量值，累加计算形成每小时发电侧关口点电量数据。

（3）当发电侧关口计量月度总电量与现货市场分时结算电量月度总电量存在偏差时，按照相关规则查找各侧误差并更正数据，因测量、计量、统计精确度等客观误差导致的偏差电量，

以月度关口总电量为基准，将总偏差电量按照各时点现货结算电量权重分解为各时点偏差电量，各时点偏差电量按照实时现货市场月度出清平均价格结算。

附件 **5:**

分布式发电电量拟合及调平规则

一、分布式用户采集示值曲线拟合规则

1.全量用户用电表计拟合规则

（1）0时和24时对应的电能示值曲线数据未缺失，或0时、24时对应的电能示值曲线数据缺失，但当日的日冻结电能示值数据正常采集(优先取用对应日冻结电能示值替代电能示值曲线0点或24点的缺值）。

相邻电能示值曲线点连续缺失X（若数据密度为96点，则X为3；若数据密度为24点，则X为1。曲线拟合的数据密度根据待拟合电表最近一次采集的最大数据密度而定，如电表上一日采集的数据密度为96，则按96点数据密度进行拟合）个及以下，采取“差值平均法”，取该缺失时段前后电能示值曲线平均值拟合。

公式:

$$R_N = R + \frac{(\mathrm{R_{T+1}} - \mathrm{R})}{T+1} * N$$

其中:

T为总缺失点数

R_N为第N点缺失点示值;

R为缺失时段前一点示值;

R_{T+1}为缺失时段后一点示值;

相邻电能示值曲线点连续缺失X（若数据密度为96点，则X为3；若数据密度为24点，则X为1。曲线拟合的数据密度判定规则同上）个以上，根据时间属性进行相似日匹配拟合，采用“相似日拟合法”（若无相似日则取用最近7日）。利用下面公式计算:

缺失点电能示值=曲线缺失段前一点曲线示值+（曲线缺失段后一点曲线示值-曲线缺失段前一点曲线示值）*（上x个相似日中对应缺失点电能示值与上x个相似日中曲线缺失段前一点对应的曲线示值差值的均值）/对应缺失曲线段在上x个相似日中曲线缺失段后一点曲线示值与曲线缺失段前一点曲线示值的差值均值。

相似日的选取分为以下三种:

1）数据缺失当天为工作日：取上Y（可支持自定义调整)个工作日缺失点同时段区间示值走字的平均值进行拟合处理。

2）数据缺失当天为双休日：取上Y（可支持自定义调整)个双休日缺失点同时段区间示值走字的平均值进行拟合处理。

3)数据缺失当天为国家法定节假日(节假日分为小长假（元旦、五一、清明等）和大长假（春节、国庆）两类)：按最近Y（可支持自定义调整）个同类型节假日同时段区间示值走字的平均值拟合处理。其中：小长假数据参照最近Y个假期的数据均值拟合处理，大长假数据取同一假

期上年数据均值拟合处理。无历史类比数据的参照上一个假期日数据拟合处理。

（2）当天采集失败包含第0时的连续曲线段且无对应日冻结电能示值（非停电导致）。若当日第0时无电能示值曲线或对应日冻结电能示值，则取前一日最近一点电能示值，中间空缺部分按上Y日对应时段日均走字比例拟合，拟合计算方法与（1）中“连续缺失X个以上节点”相同。

当天采集失败包含第0时的连续曲线段且无对应日冻结电能示值（停电导致），则优先取用拟合后的日冻结示值作为曲线首点，其中停电部分按未用电拟合，非停电部分按均值法拟合。

（3）当日第24时无曲线示值且无对应日冻结电能示值时（非停电导致），则月中不做拟合并要求现场开展运维消缺处置，结算日按0电量拟合。

当日第24时无曲线示值且无对应日冻结电能示值时(停电导致），优先取用日冻结示值拟合结果，其中停电部分按未用电拟合，非停电部分按均值法拟合。

（4）暂停、减容场景拟合。如用户处于暂停、减容等未用电状态，则根据营销提供的暂停、减容运行容量为零的计量点或采集系统具备停电标识的对应用户表计，如有缺点情况，则用最近采集到的电能示值或营销暂停凭证按未用电进行拟合。

（5）拆、换表场景拟合。如发生拆、换表情形，

根据营销拆、换表信息，对旧表最后一个正常示值后的缺点取用最后一个示值补全，新表第一个采集正常示值前缺点取用第一个示值进行补全。（注：该规则主要是当营销系统有完整性校验时使用）

2.分布式光伏用户发电、上网侧数据拟合

光伏发电时段可根据各单位实际情况设置，默认设置6:00至 18:00，其余时段为不发电时段。

（1）发电表拟合规则

首先拟合不发电时段。若电能示值曲线采集失败点为0时或24时，优先取用日冻结电能示值替代。

若0:00到6:00、18:00到24:00无首尾点且无日冻结示值，则分别取用最早采集的示值补全前半段，取最新采集的示值补全后半段，若仅采集到一个示值则分别补全整区间。若[0:00,6:00]无采集到示值，则取用前一日在未发电时段的最后一点采集示值进行拟合；若[18:00,24:00]无采集到示值，则取用当日发电时段的最后一点采集示值进行拟合，若发电时段数据均采集失败，则待完成发电时段拟合后再拟合本段曲线。参照案例如下:

1:45时采集到的电能示值为 1，为[0:00,6:00]区间段的最早采集的示值，则0:00、0:15、0:30、0:45、1:00、1:15、1:30 均拟合电能示值为 1。

4:30时采集到的电能示值为 1，为[0:00,6:00]区间段的最新采集的示值，则4:45、5:00、5:15、5:30、5:45、6:00 均

拟合电能示值为 1。

最早采集示值与最新采集示值间的缺点采用“差值平均法”填补。参照案例如下:

1:45时采集到的电能示值为 1，为[0:00,6:00]区间段的最早采集的示值; 2:15时采集到的电能示值为 1.1，为[0:00,6:00]区间段的最新采集的示值，则 2:00时拟合电能示值为 1.05。

其次拟合发电时段。若缺失点位于光伏默认发电时段内，根据光伏发电特性，采用“同区域发电效率参考”的方式进行拟合。

A.若在发电区间段连续采集失败点数小于等于 2，则取用“差值平均法”, 详细计算规则见“全量用户用电表计拟合规则”。

B.若发电区间段首尾点（即不发电时段首点、尾点）电能示值曲线均采集成功或成功拟合，采用“发电表参考拟合法”拟合。

若在发电区间段连续采集失败点数大于2，则取用同台区下发电时段数据采集完整的光伏发电表的发电趋势作为拟合参照。计算公式如下:

发电表缺失点电能示值=发电表曲线缺失段前一点曲线示值+（曲线缺失段后一点曲线示值-曲线缺失段前一点曲线示值）*（同台区下参照发电表待拟合时点电能示值-该参照发电表缺失段前一点对应的曲线示值）/（该参考发电表曲线缺失段后一点曲线示值-该参考发电表曲

线缺失时点前一点曲线示值）。

C.若发电区间段尾点（即 18:00）电能示值曲线采集失败且未成功拟合。首先取用同台区下缺失时段数据采集完整的光伏发电表计作为对照表计(若台区下仅一只发电表计，则参考点取用相邻台区光伏表计），根据对照表计与待拟合表计的历史发电曲线计算光伏发电效率因子。通过对照表计当日在缺点时段的走字乘光伏发电效率因子倒算待拟合表计缺点时段示值。

光伏发电效率因子公式:

$$\mathrm{E}=\frac{(\mathrm{R1}_{1\mathrm{E}}-\mathrm{R1}_{1\mathrm{S}})+\left(\mathrm{R2}_{1\mathrm{E}}-\mathrm{R2}_{1\mathrm{S}}+\ldots+(\mathrm{R7}_{1\mathrm{E}}-\mathrm{R7}_{1\mathrm{S}})\right)}{(\mathrm{R1}_{\mathrm{E}}-\mathrm{R1}_{\mathrm{S}})+(\mathrm{R2}_{\mathrm{E}}-\mathrm{R2}_{\mathrm{S}})+\ldots+(\mathrm{R7}_{\mathrm{E}}-\mathrm{R7}_{\mathrm{S}})}$$

其中:

*E*为光伏发电效率因子;

RN_E为待拟合表计往前历史第N天的发电时段后第一点示值;

*RNs*为待拟合表计往前历史第N天的缺失段前第一点示值;

RN_{1E}为参照表计往前历史第N天的发电时段后第一点示值;

RN_{1S}为参照表计往前历史第N天的缺失段前第一点示值;

缺点示值计算公式:

$$R_{S+T}=R_S+\frac{(\mathrm{R1}_{\mathrm{S+T}}-\mathrm{R1}_{\mathrm{S}})}{E}$$

其中:

E为光伏效率因子;

R_{S+T}为第T个缺失点示值;

R_S为缺失区间段前 1个点示值;

$R1_{S+T}$为参照表计同区间段第T个电示值;

$R1_S$为参照表计同同区间段前1个点示值。

（2）上网表计拟合规则

本处上网表计数据特指反向电能示值曲线数据，正向电能示值曲线数据按“全量用户用电表计规则”拟合。

若电能示值曲线采集失败点为0时或24时，优先取用日冻结电能示值替代。

若0时和日冻结示值数据同时缺失，则采用前一日未发电时段采集到的最后一点数据补齐。

若0:00到6:00、18:00到24:00无首尾点且无日冻结示值，则分别取用最早采集的示值补全前半段，取最新采集的示值补全后半段，若仅采集到一个示值则分别补全整区间。若[0:00,6:00]无采集到示值，则取用前一日在未发电时段的最后一点采集示值进行拟合;若[18:00,24:00]无采集到示值,则取用当日发电时段的最后一点采集示值进行拟合，若发电时段数据均采集失败，则待完成发电时段拟合后再拟合本段曲线。参照案例如下:

1:45时采集到的电能示值为1，为[0:00,6:00]区间段的最早采集的示值，则0:00、0:15、0:30、0:45、1:00、1:15、1:30

均拟合电能示值为1。

4:30时采集到的电能示值为1，为[0:00,6:00]区间段的最新采集的示值，则4:45、5:00、5:15、5:30、5:45、6:00均拟合电能示值为1。

最早采集示值与最新采集示值间的缺点采用“差值平均法”填补。参照案例如下:

1:45时采集到的电能示值为1，为[0:00,6:00]区间段的最早采集的示值；2:15时采集到的电能示值为1.1，为[0:00,6:00]区间段的最新采集的示值，则2:00时拟合电能示值为1.05。

若缺失点位于光伏发电时段内，采用以下方式进行拟合:

A.若在发电区间段连续采集失败点数小于等于2，则取用“差值平均法”, 详细计算规则见“全量用户用电表计拟合规则”。

B.若发电区间段尾点（即18:00）电能示值曲线采集失败且未成功拟合。

采用“实际用电量拟合法”进行拟合，上网表计反向电能示值曲线数据采用发电表、上网表正向电量（即用户表，下称：用户表）与实际用电计算得到。其中发电表、用户表分别采用上述“分布式光伏用户发电表拟合规则”及“全量用户用电表计拟合规则”。

待拟合表计拟合日在待拟合时点实际用电量计算方式如下:

$$E=（E_1+E_2+E_3+E_4）/4$$

其中:

E为待拟合表计拟合日截止待拟合时点实际用电量;

E_X为待拟合表计拟合日往前倒推第X个相似日截止待拟合时点的实际用电量;

相似日定义同“全量用户用电表计拟合规则”。

待拟合表计拟合日往前倒推第X个相似日在数据采集失败段的实际用电量计算方式如下:

$$E_x =(R_{N+1} - R_N)* T_1 +(Z_{N+1} - Z_N)* T_2 -(F_{N+1} - F_N)* T_2$$

其中:

E_X为待拟合表计拟合日往前倒推第X个相似日截止待拟合时点的实际用电量;

R_{N+1}为该用户发电表计在拟合日往前倒推第X 个相似日在待拟合点的对应数据;

R_N为该用户发电表计在拟合日往前倒推第X 个相似日在缺失段前一点的对应数据;

Z_{N+1}为该用户上网表计正向有功电能示值曲线在拟合日往前倒推第X个相似日在待拟合点的对应数据;

Z_N为该用户上网表计正向有功电能示值曲线在拟合日往前倒推第X个相似日在缺失段前一点的对应数据;

F_{N+1}为该用户上网表计反向有功电能示值曲线在拟合日往前倒推第X个相似日在待拟合点的对应数据;

F_N为该用户上网表计反向有功电能示值曲线在拟

合日往前倒推第X个相似日在缺失段前一点的对应数据;

T_1为发电表计互感器的综合倍率;

T_2为上网表计互感器的综合倍率;

若无法取到相似日，则采用“差值平均法”进行拟合。上网表计反向电能示值曲线拟合计算方式如下:

$$F_{ND} = F_{ND-1} + \frac{[(R_{ND} - R_{ND-1}) * T_1 + (Z_{ND} - Z_{ND-1}) * T_2 - E]}{T_2}$$

F_{ND}为该用户上网表计反向有功电能示值曲线待拟合时点数据;

F_{ND-1}为该用户上网表计反向有功电能示值曲线缺失段前一点数据;

R_{ND}为该用户发电表计在拟合日待拟合时点的对应数据;

R_{ND-1}为该用户发电表计在拟合日曲线缺失段前一点的对应数据;

Z_{ND}为该用户上网表计正向有功电能示值曲线待拟合时点的对应数据;

Z_{ND-1}为该用户上网表计正向有功电能示值曲线缺失段前一点的对应数据;

T_1 为发电表计互感器的综合倍率;

T_2 为上网表计互感器的综合倍率;

若缺失点位于非光伏发电时段，则按未发电直接进行数据补全。

若 $\frac{[(R_{ND}-R_{ND-1})*T_1+(Z_{ND}-Z_{ND-1})*T_2-E]}{T_2}$ 计算结果为负，则将 $\frac{[(R_{ND}-R_{ND-1})*T_1+(Z_{ND}-Z_{ND-1})*T_2-E]}{T_2}$ 的计算结果直接置0。

C.若发电区间段首尾点（即不发电时段首点18:00、尾点6:00）电能示值曲线均采集成功或成功拟合，采用“参考拟合法”拟合。若在发电区间段连续采集失败点数大于2，则取用上网表拟合的反向电量趋势作为拟合参照。计算公式如下:

上网表缺失点电能示值=上网表反向曲线缺失段前一点曲线示值+（上网表反向曲线缺失段最后一点曲线示值-上网表反向曲线缺失段前一点曲线示值）*（该上网表反向曲线示值拟合值F_{ND}该上网表反向曲线缺失段前一点对应的曲线示值）/（该上网表反向曲线缺失段最后一点拟合的曲线示值F_{ND-ED}-该上网表反向曲线缺失段前一点曲线示值）。

3.补充拟合部分

（1）全量用户曲线拟合增加停运状态拟合，取用户、终端停运状态、暂停减容工单，本月停运取最新采集到的示值，非本月停运取营销结算数据。

（2）新装用户电表：当日曲线无法采集完整的情况，采用最后采集示值点位向前按未用电拟合。

（3）对日冻结示值、曲线示值、参考表都漏抄的情况，采用历史一周平均增长值或近T日曲线进行替代

拟合。

二、分布式用户现货日清24小时电量调平规则

1.直接交易分布式用户24小时电量调平规则:

（1）按照该计量点全月每小时现货日清电量占当月该计量点现货日清24小时电量合计的比例值分摊计量点月结电量；当月结电量与分摊后的合计电量存在差异的时候，将差异值加在其中电量最大的1个小时中，若电量最大的有2个或多个小时情况的，找小时数最大的一个。

（2）计量点无现货日清24小时电量且有月结电量时，则按整户全月现货日清24小时电量比例分摊计算该计量点24小时的电量。当月结电量与分摊后的合计电量存在差异的时候，将差异值加在其中电量最大的1个小时中，若电量最大的有2个或多个小时情况的，找小时数最大的一个。

2.现货接收价格分布式用户24小时电量调平规则:

（1）全月每小时上网电量=∑全月现货交易日清每小时合计电量;

（2）调平差异上网电量=月结上网电量－∑全月现货交易日清每小时合计电量;

（3）调平差异上网电量电费=调平差异上网电量*月度全时点加权平均价格。

附件 **6:**

湖北电力现货市场运行参数

湖北电力现货市场正式运行相关市场参数如下，电力调度机构可根据现货市场优化出清情况提出参数修改建议，经政府主管部门同意后生效。

一、价格限制

市场价格限制参数表（单位：元/兆瓦时）

序号	参数名称	参数值
1	市场申报价格上限	1000
2	市场申报价格下限	0
3	市场出清价格上限	1200
4	市场出清价格下限	0

二、机组参数

（一）功率调整速率

功率调整速率参数表

序号	参数名称	参数值
1	燃煤机组（仓储）	1.8%
2	燃煤机组（直吹）	1.5%

（二）燃煤机组最小连续开机停时间

燃煤机组最小连续开停时间上限参数表（单位：小时）

序号	参数名称	参数值
1	最小连续开机时间上限	120
2	最小连续停机时间上限	72

（三）燃煤机组启停成本

燃煤机组启停成本参数表（单位：元）

序号	参数名称	参数值
1	启动成本	装机容量×1800
2	停机成本	装机容量×1200

注：本参数仅在优化出清中使用，不作为结算依据

（四）新能源弃电成本

新能源弃电成本参数表（单位：元/兆瓦时）

序号	参数名称	参数值
1	新能源弃电成本	1229

注：本参数仅在 SCUC 出清中使用

三、市场运营参数

（一）市场出清

序号	参数名称	参数值
1	优化计算迭代次数	2
2	是否考虑常规断面约束	是
3	是否考虑出力约束	是
4	是否考虑启停约束	是
5	是否考虑备用约束	是
6	是否考虑爬坡约束	是
7	是否考虑运行时间约束	是
8	是否考虑电量约束	是
9	是否考虑限价约束	是
10	是否考虑发电能力约束	是
11	优化计算时间上限	60 分钟
12	安全校核潮流计算方式	并行计算
13	安全校核潮流计算方法	PQ 解耦法
14	安全校核功率分配方式	多平衡机

（二）约束松弛惩罚因子

约束松弛惩罚因子参数表（单位：元/兆瓦）

序号	参数名称	参数值
1	系统平衡惩罚因子	1000
2	电网断面惩罚因子	300
3	系统备用惩罚因子	/

（三）省间交易新能源预测置信系数 K_f

K_f暂取 0.95