

江苏省电力现货市场运营规则

(试 行)

目 录

第一章 总 则	1
第二章 术语定义	4
第三章 市场成员	10
第一节 市场成员定义	10
第二节 市场成员权利和义务	10
第三节 市场主体注册	14
第四节 市场主体退出	15
第四章 日前电能量市场	18
第一节 组织方式及交易时间	18
第二节 机组参数	19
第三节 日前市场机组运行边界条件	20
第四节 日前市场电网运行边界条件	21
第五节 日前市场交易申报	23
第六节 边界条件发布	25
第七节 日前市场出清	27
第八节 日前市场安全校核	28
第九节 日前市场交易结果发布	29
第十节 日前调度计划	29
第五章 实时电能量市场	32
第一节 组织方式及交易时间	32
第二节 实时市场机组运行边界条件	32
第三节 实时市场电网运行边界条件	34

第四节 实时市场交易申报	35
第五节 实时市场出清	35
第六节 实时市场安全校核	38
第七节 实时市场交易结果发布	39
第八节 实时运行调整	39
第六章 风险防控	42
第一节 总体原则	42
第二节 风险分类	42
第三节 要求和程序	43
第七章 辅助服务市场	47
第一节 辅助服务类别	47
第二节 调频辅助服务	47
第三节 辅助服务与现货电能量市场的衔接	48
第八章 市场衔接机制	50
第一节 中长期市场与现货市场衔接机制	50
第二节 省间与省内市场衔接机制	51
第九章 计量和结算	53
第一节 市场计量及抄表	53
第二节 结算原则	55
第三节 批发市场价格机制	56
第四节 结算流程	59
第五节 结算问询	61
第六节 数据采集补全算法	62
第七节 退补管理	64

第十章 市场中止与免责	66
第一节 市场中止	66
第二节 免责条款	67
第十一章 信息披露	68
第一节 总体原则	68
第二节 信息披露内容	68
第三节 信息保密和封存	76
第四节 监督管理	78
第十二章 市场力监测	79
第一节 市场力行为	79
第二节 市场力行为识别和处置	79
第三节 市场力监测及缓解	81
第十三章 市场争议处理	82
第十四章 市场监管	83
第十五章 信用管理	85
第一节 职责分工	85
第二节 信用等级评价	85
第三节 市场履约风险	86
第四节 信用预警	88
第五节 履约保函	90
第六节 履约风险防控	94
附件一：日前电能量市场数学模型	96
第一节 日前安全约束机组组合数学模型	96

第二节	日前安全约束经济调度数学模型	100
第三节	日前分区电价计算模型	103
附件二：	实时电能量市场数学模型	105
第一节	实时安全约束经济调度数学模型	105
第二节	实时分区电价计算模型	107
附件三：	现货市场结算公式明细	109
第一节	现货批发市场结算	109
第二节	补偿类资金结算	112
第三节	不平衡资金结算	113
附件四：	机组变动成本测算设计	116
第一节	变动成本测算	116
第二节	相关价格调整申请	118
第三节	变动成本测算示例	119
附件五：	电能量市场申报信息表	121
第一节	发电机组电能量报价申报表	121
第二节	发电机组启停费用报价申报表	121
第三节	售电公司和一类用户申报表	122
附件六：	江苏现货市场运营评价指标体系	123
第一节	体系框架设计	123
第二节	主要指标设计	123
第三节	指标体系应用	140

第一章 总 则

第一条 为规范江苏电力现货市场运营和管理，依法维护市场成员合法权益，保障电力现货市场安全、平稳、高效运营，促进新能源消纳，制定《江苏省电力现货市场运营规则（试行）》（以下简称“本规则”）。

第二条 依据《中华人民共和国电力法》、《中华人民共和国可再生能源法》、《中共中央、国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《电力监管条例》、《国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司印发<关于深化电力现货市场建设试点工作的意见>的通知》（发改办能源规〔2019〕828号）、《国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司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）、《国家发展改革委办公厅关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发售电公司管理办法的通知》（发改体改规〔2021〕1595号）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于国家电网有限公司省间电力现货交易规则的复函》（发改办体改〔2021〕837号）、《江苏电力现货市场建设方案》、等有关法律、法规和文件，结合江苏电网实际情况，制定本规则。

第三条 本规则编制遵循的主要原则。

坚持市场导向。在国家发展改革委、国家能源局指导下，充分考虑电力工业发展规律和各市场主体合法权益，通过建立完善电力现货交易机制，进一步发挥市场机制作用，以市场价格信号引导电力生产和消费，实现资源优化配置，促进电力行业健康稳定发展。

坚持公开透明。市场规则设计和修订程序透明，市场价格机制及补偿机制清晰，市场运行数据及时公开，确保市场主体充分了解市场运营规则、价格形成机制等相关内容。

坚持积极稳妥。按照总体规划、有序推进的原则，坚持市场化方向，结合江苏省情、网情，不断完善价格机制，持续健全交易体系，稳妥推进电力现货市场建设。

坚持因地制宜。结合我省电力生产与消费实际情况，遵循电力商品客观规律，因地制宜、实事求是，构建符合江苏特点、主体多元、竞争有序的电力现货市场体系。

坚持安全可控。尊重电力生产超前组织和实时平衡的物理属性，充分考虑电力系统运行的安全性、稳定性、可靠性要求，组织电力现货市场交易。

坚持清洁低碳。发挥现货市场价格信号作用，充分挖掘系统调节潜力，着力构建有利于大规模新能源消纳的市场机制，提升新能源消纳能力，促进电力清洁低碳发展。

坚持有效监管。加强电力现货市场监督管理，坚持公平、公正，保证电网无歧视开放，维护各市场主体合法权益，保证

市场平稳、规范、有序运营。

第四条 本规则适用于江苏电力现货电能量市场以及辅助服务市场的运营、管理和结算。

第五条 本规则由省发展改革委、江苏能源监管办负责解释。

第二章 术语定义

第六条 电力批发市场：发电企业和一类用户、售电公司之间进行大宗电力交易的市场。

第七条 电能量市场：以电能量为交易标的物的批发市场。

第八条 实物合同：合同双方根据实际供需情况自行签订，并按照合约条款以实物而非现金交割执行的合同。

第九条 财务合同：市场参与者以电力及其衍生品为标的，进行购买、出售、出借、互换或回购等交易的协议，交易形式包括差价、远期和互换等。电力财务合同仅约定财务交割责任，不作为市场主体发用电计划制定依据。财务合同还包括金融输电权合同。

第十条 市场成员：电力批发市场的参与者和利益攸关方。市场成员包括市场主体、电网企业和市场运营机构。

第十一条 市场主体：包括发电企业、一类用户（直接参与批发市场交易的电力用户）、售电公司、独立辅助服务提供者等。

第十二条 中长期交易：对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易，包含数年、年、月、周、多日等不同时间尺度。中长期交易合同包括实物合同和金融合同。

第十三条 现货市场交易：通过交易平台在日前及更短时间内集中开展的次日、日内至实时调度之前电力交易活动的总称。现货市场交易标的物包括电能量、调频服务、备用服务

等。

第十四条 日前市场：指买卖双方为下一天（运行日）按具有财务约束力的日前价格购买或销售电能和辅助服务的市场。

第十五条 实时市场：运行日对未来5分钟或15分钟的发、用电计划的电能和辅助服务交易的市场。

第十六条 D日：指运行日，执行日前电能量市场交易结果的自然日。

第十七条 D-1日：指竞价日，一般情况下为运行日前一个法定工作日。

第十八条 节点边际电价：在现货电能交易中，在满足发电侧和输电安全等约束的条件下，为满足某一电气节点增加单位负荷导致的系统总电能供给成本的增加量。节点边际电价由系统边际电价、阻塞价格等部分构成。

第十九条 系统边际电价：在满足发电侧和输电安全等约束的条件下，为满足参考母线增加单位负荷导致的系统总电能供给成本的增加量。参考母线处阻塞价格和网损价格都为零。

第二十条 阻塞管理：市场出清过程中进行安全校核时，若输电设备或断面潮流超出了安全约束，市场运营机构需根据一定原则调整发电机组出力和负荷用电功率，改变输电设备或断面潮流使其满足输电安全约束。

第二十一条 阻塞费用：因输电阻塞需要系统总购电费用的增加部分，阻塞费用等于两节点之间的阻塞价格价差乘以电网潮流。

第二十二条 可用输电容量：在现有输电合同基础上，实际物理输电网络中剩余的、可用于商业使用的传输容量。可用输电容量等于净输电容量与已分配容量之差。

第二十三条 惩罚因子：是“软约束”的表现形式，为了线性优化问题求解并有解，此因子保证所有的约束条件都可满足且优化问题有解。

第二十四条 分区电价：当电网存在输电阻塞时，按主要阻塞断面将市场分成几个不同的分区（即价区）。

第二十五条 安全约束机组组合（SCUC）：在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大化或系统总电能供给成本最小化等为优化目标，形成多时段的机组开停机组合。

第二十六条 安全约束经济调度（SCED）：在满足电力系统安全性约束的条件下，以系统总电能供给成本最小化等为优化目标，形成多时段的机组发电出力安排。

第二十七条 可靠性机组组合：指为保证系统安全运行和满足发用功率平衡所设定的发电机组启停机安排。

第二十八条 市场注册：指市场主体将用于取得市场主体资格相关的信息和资料提交给市场运营机构并获得市场主体资格的过程。

第二十九条 市场预测：对未来市场供需形势、价格及发展走势进行预测的过程。

第三十条 市场数据申报：市场主体按照现货市场的要求，在指定的时间范围内申报各类数据信息，包括报价、静态属性

注册数据、运行技术参数和经济性参数等。

第三十一条 市场出清：根据市场规则通过竞争定价确定交易量、价。

第三十二条 市场结算：根据交易结果和市场规则相关规定，对市场成员电能量费用、辅助服务费用、盈亏、手续费和其它有关款项进行的计算、收支。

第三十三条 运行成本：一般是针对发电企业而言，又可以称变动成本，与发电量具有相关性，运行成本主要包括燃料成本、人工成本、运维成本以及碳排放成本等。

第三十四条 机会成本：机会成本是指在面临多方案选择决策时，被舍弃的选项中的最高价值者是本次决策的机会成本。

第三十五条 容量机制：发电或用电容量成本的回收方式。有稀缺电价、容量市场和发电容量补偿等形式。

第三十六条 发电成本补偿：主要包括机组启停费用，以及在某些情况下，相关市场主体收益无法覆盖对应成本，且非自身原因、理应补偿的情况（如必开机组）。

第三十七条 最小连续开机时间：表示机组开机后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间，单位为小时。

第三十八条 最小连续停机时间：表示机组停机后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间，单位为小时。

第三十九条 辅助服务市场：为维护系统的安全稳定运行、保证电能质量，由发电企业、电网企业、电力用户和独立

的辅助服务提供商等提供除正常电能生产、传输、使用之外的市场化辅助服务的市场。

第四十条 调频服务：当电力系统频率或联络线功率偏离目标时，发电企业、电力用户和独立辅助服务提供商等在短时间内调整有功出力，以维持电力系统频率稳定所提供的服务。

第四十一条 备用服务：为应对电力系统运行状态发生变化时，确保电力供需平衡，发电侧或负荷侧保留容量备用所提供的服务。备用分为旋转备用和非旋转备用，或按照响应时间细分备用品种。

第四十二条 市场力：市场成员操纵市场价格、使之偏离市场充分竞争情况下所具有的价格水平的能力。

第四十三条 市场监管：根据有关法律、法规和规章，省发展改革委、江苏能源监管办遵循市场规律对市场主体和市场运营机构及其遵守电力市场运营规则的行为进行监督和管理，实现电力市场竞争的合理、有序、公正、公平和公开。

第四十四条 市场监测：对市场运行总体情况、市场规则缺陷、参与主体的操纵行为的监控。

第四十五条 风险防控：通过识别、衡量、分析现货市场风险，并在此基础上有效控制风险，用最经济合理的方法综合处置风险，将风险导致的各种不利后果减小到最低限度的预防控制手段。

第四十六条 保函：又称信用保证书，是指银行、保险公司、担保公司或担保人应申请人或企业的请求，向受益人或企

业及第三方（电力交易机构）开立的一种书面信用担保凭证，以书面形式出具的、凭提交与承诺条件相符的书面索款通知和其它类似单据即行付款的保证文件。

第三章 市场成员

第一节 市场成员定义

第四十七条 江苏电力现货市场成员包括市场主体、电网企业和市场运营机构。

第四十八条 市场主体包括发电企业、一类用户（直接参与批发市场交易的电力用户）、售电公司、独立辅助服务提供者等。电网企业代理购电业务参照售电公司参与市场交易。

第四十九条 电网企业指国网江苏省电力有限公司。

第五十条 市场运营机构包括电力调度机构和电力交易机构。电力调度机构指江苏电力调度控制中心，电力交易机构指江苏电力交易中心有限公司。

第二节 市场成员权利和义务

第五十一条 发电企业基本权利和义务：

- （1）按照规则参与现货交易，执行现货市场出清结果；
- （2）与一类用户或售电公司（含电网企业代理购电业务）签订和履行市场化交易形成的电力合约；
- （3）获得公平的输电服务和电网接入服务；
- （4）按照规定及时披露和提供市场信息，获得市场化交易和输配电服务等相关信息，承担保密义务，不得违规泄露市场信息；
- （5）配合市场运营机构确认市场化交易形成的电力合约，

按照要求向市场运营机构提供相关运行参数等；

（6）具备满足参与市场交易要求的技术支持手段；

（7）签订并执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度，按照规定提供辅助服务；

（8）法律法规规定的其他权利和义务。

第五十二条 电力用户基本权利和义务：

（1）按照规则参与现货交易，执行现货市场出清结果；

（2）与参与现货交易的发电企业或售电公司签订和履行市场化交易形成的电力合约；

（3）获得公平的输配电服务和电网接入服务，按照规定及时支付购电费、输配电费、政府性基金及附加等费用；

（4）按照规定及时披露和提供市场信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息，并承担保密义务，不得违规泄露市场信息；

（5）配合市场运营机构提供市场化交易形成的电力合约；

（6）遵守电力调度指令，并按照规定提供辅助服务；

（7）遵守省发展改革委有关电力需求侧管理规定，在系统特殊运行状况下（如事故、电力供应紧张等），执行有序用电；

（8）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（9）法律法规规定的其他权利和义务。

第五十三条 售电公司基本权利和义务：

（1）按照规则参与现货交易，执行现货市场出清结果；

(2) 与现货交易的发电企业、其他售电公司、一类用户签订和履行市场化交易形成的电力合约；

(3) 与现货交易的二类用户签订和履行相关协议；

(4) 按规定及时披露和提供市场信息，负责做好所属二类用户的相关信息确认工作；

(5) 获得市场交易、输配电服务和签约市场主体的基础信息等相关信息，承担用户信息保密义务，不得违规泄露市场信息；

(6) 遵守省发展改革委有关电力需求侧管理规定，在系统特殊运行状况下（如事故、电力供应紧张等），协助执行有序用电；

(7) 具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

(8) 法律法规规定的其他权利和义务。

第五十四条 独立辅助服务提供者基本权利和义务：

(1) 按照规则参与辅助服务交易，签订和履行辅助服务合同；

(2) 获得公平的输电服务和电网接入服务；

(3) 服从电力调度机构的统一调度，按照调度指令和合同约定提供辅助服务；

(4) 按照规定披露和提供信息，获得辅助服务等相关信息；

(5) 法律法规规定的其他权利和义务。

第五十五条 电网企业基本权利和义务：

- (1) 保障输配电设施的安全稳定运行；
- (2) 为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务；
- (3) 按照规定向市场主体提供报装、结算、计量、抄表、收催缴电费、维修等各类供电服务；
- (4) 负责配合实施有序用电管理；
- (5) 配合电力调度机构，督促用户执行现货市场交易结果；
- (6) 配合电力调度机构开展现货市场交易，提供市场化用户分时电力电量、需求侧管理情况等用电信息；
- (7) 负责市场主体各类交易合同结算资金的核算、收取和支付；
- (8) 按照规定及时披露和提供市场信息，承担保密义务，不得违规泄露市场信息；
- (9) 代理购电用户参与现货市场，预测代理购电用户、非市场化用户负荷曲线；
- (10) 法律法规规定的其他权利和义务。

第五十六条 电力调度机构基本权利和义务：

- (1) 按照《江苏电力系统调度规程》实施调度管理；
- (2) 负责江苏电力现货市场及配套的辅助服务市场交易组织、出清、清算和执行，依法依规落实现货市场交易结果；
- (3) 负责建设、运维电力现货市场技术支持系统，执行相关技术标准；
- (4) 按照规定及时披露和发布市场信息，确保“公开、公

平、公正”；

- (5) 承担保密义务，不得违规泄露市场信息；
- (6) 配合电网企业、电力交易机构开展结算业务；
- (7) 法律法规规定的其他权利和义务。

第五十七条 电力交易机构基本权利和义务：

- (1) 负责市场主体的注册和管理；
- (2) 负责提供结算依据；
- (3) 配合电力调度机构开展现货市场交易，组织发电企业、一类用户、售电公司核对确认中长期电力合约，提供市场主体注册信息、零售用户与售电企业业务关系，以及现货交易市场主体年度、月度市场化交易形成的电力合约等中长期市场交易信息；
- (4) 按照规定及时披露和发布市场信息，承担保密义务，不得违规泄露市场信息；
- (5) 其他法律法规所赋予的权利和义务。

第三节 市场主体注册

第五十八条 市场主体应当是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。内部核算的市场主体经法人单位授权，可参与相应电力交易。工商业用户应全部参与市场交易，暂无法直接参与市场交易的由电网企业代理购电。探索具备准入条件的分布式发电聚合商参与现货市场。

第五十九条 市场主体应在电力交易机构办理市场注册、信息变更、市场注销、零售用户与售电企业业务关系确定等业务。市场主体应满足以下条件，并在电力交易机构办理现货市场专项注册，经电力交易机构审核通过后方可参与现货市场交易。

- (1) 符合相关法律法规；
- (2) 遵守规则规定的相关义务；
- (3) 提交相关注册信息和申请；
- (4) 满足相关信用管理要求；
- (5) 其他市场主体注册的补充说明。

第六十条 市场主体注册信息发生变化时，应向电力交易机构申请注册信息变更。电力交易机构完成信息变更材料校核后，注册信息变更生效。

第四节 市场主体退出

第六十一条 售电公司、一类用户因运营不善、资产重组或者破产倒闭导致无法履约等特殊原因退出市场的，应提前 30 个工作日向电力交易机构提交退出申请，同时抄送电网企业，以及发电企业、电力用户等利益相关方。

电力交易机构收到申请后，5 个工作日内完成对退出申请的核验，通过核验的，向社会公示 10 个工作日。公示期满无异议的，办理退出市场手续。

售电公司、一类用户申请退出之前，应缴清市场化费用及

欠费，处理完毕尚未完成交割的交易成交电量。

第六十二条 已参与市场交易、无正当理由改为电网企业代理购电的用户，用电价格由电网企业代理购电价格的 1.5 倍、输配电价、政府性基金及附加组成。。

电力交易机构受理用户改为电网企业代理购电申请后，5 个工作日内完成对申请的核验，核验通过后生效。

第六十三条 因违反交易规则及市场管理规定等情形，需限时整改的市场主体，整改期间对该市场主体的交易资格和交易权限进行全部或部分暂停，简称停牌。停牌期间，该市场主体已签订尚未履行完毕的合同及所有市场义务仍需继续履行，尚未完成交割的交易成交电量仍按照规则结算。存在下列情形的，电力交易机构按照要求暂停其交易资格：

（1）因违反交易规则，经核实要求限时整改的；

（2）因违反市场管理规定，经电力交易机构核实，并出具书面通知且拒不改正的；

（3）限期整改期间未达到整改要求的。

第六十四条 市场主体停牌当日未开展交易，当日停止其交易权限；停牌当日已开展交易，自停牌之日起次日停止其交易权限。

第六十五条 市场主体按要求完成整改，并出具正式通知或电力交易机构核实后，对该市场主体复牌。市场主体自复牌之日起恢复其交易资格和交易权限。

第六十六条 参与批发市场的市场主体如违反国家有关法

律法规，严重违反市场规则、滥用市场力、恶意扰乱市场秩序、隐瞒情况或提供虚假注册材料进入电力市场、发生重大违约行为且拒不整改的，可以宣告强制其退出市场交易。对强制退出市场交易的市场主体，依法纳入失信联合惩戒名单。

第六十七条 被强制退出批发市场的市场主体，应缴清市场化费用及欠费，按照相关规定妥善处理零售合同并支付电力市场结算差错追补费用。

第六十八条 售电公司被强制退出市场的：

（1）强制退出公示期间，售电公司可转让尚未完成交割的交易成交电量，受让方须继续履行。

（2）强制退出后，未转让成功的，交易成交量由电力交易机构处置，产生的损益，由退出的售电公司承担。同时，售电公司根据零售合同中的违约条款履行相应责任。

第六十九条 售电公司、电力用户退出当月仍根据原交易合同结算。一类用户退出的，在再次通过售电公司购电或直接参与批发市场交易前，由电网企业代理购电。

第七十条 电力交易机构按月汇总发电企业、电力用户、售电公司注册、变更、停牌和退出情况，通过电力交易平台公示，公示无异议后抄送电网企业。

第四章 日前电能量市场

第一节 组织方式及交易时间

第七十一条 日前电能量市场采用发电侧、用户侧报量报价的方式组织交易，采用全电量申报、集中优化的方式进行出清。

第七十二条 D-1日开展D日日前电能量交易，交易对象为下一个自然日至下一个工作日的发用电量。每个自然日含有96个交易出清时段（00:15-24:00），每15分钟为一个交易出清时段。

第七十三条 D-1日，参与现货市场的发电机组、一类用户和售电公司（含电网企业代理购电）在日前电能量市场申报D日的量价信息，其中电网企业代理购电作为价格接受者参与现货市场出清。

第七十四条 各市场主体申报的日前电能量市场量、价信息，均指计量点上网、下网电力，以及对应的上网、下网度电能量价格（含税，不含辅助服务费用、容量补偿费用、不平衡资金分摊、输配电价、政府基金及附加等）。

第七十五条 根据各市场主体申报的日前电能量市场量、价信息，综合考虑系统负荷预测、母线负荷预测、区外来电情况、特殊机组出力曲线、机组检修安排、输变电设备检修安排、机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，以社会福利最大化为优化目标，采用安全约束机组组合（SCUC）、

安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，出清得到D日的机组开机组合、分时发电出力曲线以及分时分区电价。

第七十六条 根据需要，设置电能量申报价格上下限、电能量结算价格上下限。

第二节 机组参数

第七十七条 电力调度机构应披露参与现货电能量市场交易的发电机组的运行参数，作为现货电能量市场交易出清的默认参数。发电企业如需变更，通过运行参数变更管理流程申请更改。

（1）发电机组额定有功功率，单位为 MW，应与并网调度协议保持一致；

（2）发电机组最小稳定技术出力，单位为 MW；

（3）发电机组有功功率调节速率，单位为 MW/分钟；

（4）发电机组厂用电率，单位为百分数；

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

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

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

（8）最小连续停机时间，表示机组停机后距离下次开机至少需要连续停机的时间，单位为小时；

(9) 其他所需的参数。

第三节 日前市场机组运行边界条件

第七十八条 根据机组检修安排，电力调度机构应在 D-1 日上午 9:00 前发布 D 日参与现货的机组 96 点状态，各发电企业应于 09:30 前在现货市场技术支持系统中进行确认。

机组状态包括可用、不可用两类。处于可用状态的机组，按照交易规则参与相应时段内日前电能量市场出清；处于不可用状态的机组，不参与相应时段内日前电能量市场出清。

(1) 可用状态：包括运行、备用。

对 D-1 日处于停机状态的备用机组，在 D 日 5:00 前为不可并网状态，其后均为可并网状态。

(2) 不可用状态：包括机组计划检修、节日检修、临检、非计划停运、无气停机等情况。

D-1 日 09:30 前，各发电企业通过现货市场技术支持系统申报机组出力上下限及受限原因。如未申报，默认机组出力上下限为该机组的额定有功功率、最小稳定技术出力。

D-1 日 14:00 前，D 日试验（调试）机组应通过现货市场技术支持系统，报送 D 日调试时每 15 分钟的调试出力安排，其相应时段作为价格接受者，在现货电能量市场中优先出清。非调试时段，按照申报量价信息参与日前电能量市场出清。

第七十九条 新建机组并网调试期间，作为非市场化机组安排发电，市场注册并准入后方可参与现货市场。

第四节 日前市场电网运行边界条件

第八十条 负荷预测包括系统负荷预测、母线负荷预测。系统负荷预测是指预测D日零时开始的每15分钟的系统负荷需求，每天共计96个点。母线负荷预测是指预测D日零时开始的每15分钟的220kV母线节点负荷需求，每天共计96个点。

第八十一条 跨省区省间联络线计划曲线，作为省内日前电能量市场组织的边界条件，原则上不跟随市场主体的实际发用电情况而变化。

第八十二条 新能源机组申报的D日96点发电预测曲线，在满足系统安全、网络约束和电力平衡的基础上，在日前电能量市场优先出清，保障新能源优先消纳。

第八十三条 依据电网备用管理要求，电力调度机构应合理确定D日全网、分区运行正备用、负备用需求。各类备用需求作为日前电能量市场出清边界条件。

第八十四条 D日发输变电设备检修安排，作为日前电能量市场出清边界条件。

第八十五条 D日的输变电设备投产与退役安排，作为日前电能量市场出清边界条件。

第八十六条 电网安全约束，包括但不限于线路极限功率、断面极限功率、发电机组（群）必开必停约束、发电机组（群）出力上下限约束等，作为日前电能量市场出清边界条件。

第八十七条 出现以下情况时，可调整相关安全约束：

- (1) 灾害性天气；
- (2) 特殊保电要求；
- (3) 新能源消纳接近或超出电网能力；
- (4) 存在较大设备隐患期间的安全预控需要；
- (5) 其他对电网安全提出特殊要求的情况。

第八十八条 出现以下情况时，可设置必开机组（或最小开机方式）：

- (1) 因供电保障方面要求，需要增开或维持开机状态的机组；
- (2) 因电网部分区域电压支撑要求，需要增开或维持开机状态的机组；
- (3) 为保证重大发、输、配电项目实施，必须提前开出的机组，以及必须维持运行状态的机组；
- (4) 根据电网安全运行要求，需要进行调试的机组；
- (5) 其他因政府部门要求、电网安全运行需要等情况。

第八十九条 必开机组需提前做好开机准备，确保在 D 日能够正常开机运行。

第九十条 出现以下情况时，可设置必停机组（或最大开机方式）：

- (1) 因供电保障方面要求，需要停机或维持停机状态的机组；
- (2) 因电网部分区域电压支撑要求，需要停机或维持停机状态的机组；

(3) 为保证重大发、输、配电项目实施，必须提前停机的机组，以及必须维持停运状态的机组；

(4) 其他因政府部门要求、电网安全运行需要等情况。

第九十一条 出现以下情况时，可设置发电机组（群）出力上下限约束：

(1) 因供电保障方面要求，需要将出力控制在特定上下限值以内的发电机组（群）；

(2) 因电网部分区域电压控制要求，需要限制出力上下限的发电机组（群）；

(3) 为保证重大发、输、配电项目实施，需要限制出力上下限的发电机组（群）；

(4) 其他因政府部门要求、电网安全运行需要等情况。

第九十二条 必开必停（或最大、最小开机方式）机组、以及设置出力上下限的机组（群），相应时段、相应出力按日前电能量市场出清价格或发电成本核定价格结算。日前电能量市场出清价格高于发电成本核定价格时，按日前电能量市场出清价格结算；日前电能量市场出清价格低于发电成本核定价格时，按照发电成本核定价格结算，增加的成本计入成本补偿统一疏导。

第五节 日前市场交易申报

第九十三条 10个自然日至D-1日10:00前，电力交易机构向电力调度机构提供参与现货市场主体的年度、月度、月内交

易电力合约。

第九十四条 10个自然日至日前市场申报关闸前，各市场主体通过现货市场技术支持系统提交日前电能量市场申报信息。在日前市场申报关闸前，未及时、正确申报的，均默认采用缺省报价作为申报信息。

第九十五条 参与现货的市场主体应及时做好缺省报价的维护，有效期必须覆盖D日至未来10个自然日。

第九十六条 市场主体的申报信息、数据应满足规定要求，由现货市场技术支持系统按照规则自动审核，审核不通过不允许提交。

第九十七条 发电机组申报交易信息主要包括：机组启动费用（元/次）、机组停机费用（元/次）、机组电能量费用（元/MWh）。

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

机组停机费用：代表发电机组停机所需要的费用，单位为元/次。发电机组实际的停机状态根据调度自动化系统记录的启停机时间信息进行认定。

机组电能量费用：发电机组电能量报价表示机组运行在不同出力区间时单位电能量的价格，可最多申报10段，每段需申

报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间报价（元/MWh）。最小稳定技术出力不为零的发电机组，第一段出力区间起点为机组的最小稳定技术出力，最后一段出力区间终点为机组的额定有功功率，每一个报价段的起始出力点必须为上一个报价段的出力终点。报价曲线必须随出力增加单调非递减。每个报价段的步长不能低于1MW。每段报价的电能量价格均不可超过申报价格的上限、下限。

第九十八条 参与现货电能量市场的一类用户、售电公司申报其 D 日各价区的购电需求曲线和购电价格。电网企业申报代理购电用户其 D 日各价区的购电需求曲线。

第九十九条 D-1 日 15:30，日前市场申报关闸。

第六节 边界条件发布

第一百条 D-1 日 10:30 前，通过现货市场技术支持系统，向相关市场主体预发布 D 日机组运行边界条件。包括：

（1）已通过发电企业确认的机组状态（私有信息）（动态发布）；

（2）已经审核的机组上下限和受阻情况（私有信息）（动态发布）。

第一百〇一条 D-1 日 10:30 前，通过现货市场技术支持系统，向相关市场主体预发布 D 日的电网运行边界条件信息。包括：

（1）初步预测的 D 日日前系统负荷（公开信息）；

- (2) 初步的 D 日优先发电计划或预测（公开信息）；
- (3) 初步确定的 D 日重大设备检修安排（公开信息）；
- (4) 初步确定的 D 日稳定限额（公开信息）；
- (5) 初步预测的 D 日新能源总发电功率预测（公开信息）；
- (6) D 日市场电能量申报价格上下限、电能量结算价格上下限情况（公开信息）；
- (7) 日前市场安全校核相关约束参数（公开信息）；
- (8) 必开、必停机组情况（公开信息）。

第一百〇二条 D-1 日 15:00 前，通过现货市场技术支持系统，向相关市场主体发布 D 日的机组运行边界条件信息。包括：

- (1) 已通过发电企业确认的机组状态（私有信息）；
- (2) 已经审核的机组上下限和受阻情况（私有信息）；
- (3) 已经审核的机组调试信息（私有信息）。

第一百〇三条 D-1 日 15:00 前，通过现货市场技术支持系统，向相关市场主体发布 D 日的电网运行边界条件信息。包括：

- (1) 日前系统负荷预测（公开信息）；
- (2) 日前优先发电计划和预测（公开信息）；
- (3) 日前重大设备检修安排（公开信息）；
- (4) 稳定限额（公开信息）；
- (5) 新能源总发电功率预测情况（公开信息）；

(6) D 日市场电能量申报价格上下限、电能量结算价格上下限情况（公开信息）；

(7) 日前市场安全校核相关约束参数（公开信息）；

(8) 必开、必停机组情况（公开信息）。

第一百〇四条D-1 日 15:00 为各类边界条件发布截止时间。

第七节 日前市场出清

第一百〇五条 D-1 日 15:30 后，基于市场主体申报信息以及 D 日的电网运行边界条件，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，出清得到日前电能量市场交易结果。基于系统负荷预测以及发电侧申报信息，采用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，形成可靠性机组组合。

第一百〇六条 当同一节点发电机组报价相同时，暂按机组该申报段容量的比例分配中标容量。

第一百〇七条 机组必开最小出力优先出清（若未指定必开机组的必开最小出力，则必开最小出力为该机组的最小稳定技术出力，不作为定价机组），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竞价出清。

第一百〇八条 新建机组调试阶段按照调试需求安排发电，作为电能量市场出清的边界条件。在完成满负荷试运行之前，不参与电能量市场的竞价与结算。新建机组在 D-2 日完成满负荷试运行后，原则上按照最小稳定技术出力安排运行，D-1

日参与 D 日日前电能量市场出清；D 日发电机组按照电能量市场的出清结果发电。

第一百〇九条 调试（试验）机组调试时段内，不作为定价机组；非调试时段内，参与市场竞价。

第一百一十条 发电机组开机过程中，在并网后升功率至最小稳定技术出力期间，发电出力按其典型开机曲线安排。该机组相应时段内，不作为定价机组。

第一百一十一条 发电机组停机过程中，在从最小稳定技术出力降功率至与电网解列期间，发电出力按其典型停机曲线安排。该机组相应时段内，不作为定价机组。

第八节 日前市场安全校核

第一百一十二条 日前市场安全校核包括电力平衡校核、安全稳定校核。电力调度机构负责日前市场安全校核。

第一百一十三条 电力平衡校核指分析各时段备用是否满足备用约束，是否存在电力平衡风险的情况。

第一百一十四条 若存在平衡约束无法满足要求的时段，可以采取调整运行边界、增加机组约束等手段，重新出清得到满足安全约束的交易结果。

第一百一十五条 安全稳定校核根据电网模型、系统负荷预测、母线负荷预测等，依据《电力系统安全稳定导则》的标准，开展安全稳定校核工作。

第一百一十六条 若存在安全约束无法满足要求的时段，可

以采取调整运行边界、增加机组约束等有效手段，重新出清得到满足安全约束的交易结果。

第九节 日前市场交易结果发布

第一百一十七条 D-1 日 17:30 前，通过现货市场技术支持系统发布 D 日的日前电能量市场交易出清结果。包括：

- (1) D 日系统负荷预测（公开信息）；
- (2) D 日受电计划、优先发电计划（公开信息）；
- (3) D 日重大设备检修安排（公开信息）；
- (4) D 日稳定限额（公开信息）；
- (5) 日前市场安全校核相关约束参数（公开信息）；
- (6) D 日新能源总发电功率预测情况（公开信息）；
- (7) D 日机组状态（私有信息）；
- (8) D 日机组上下限和受阻情况（私有信息）；
- (9) D 日分区、分时日前电能量出清价格情况（公开信息）；
- (10) D 日市场化发电机组日前出清结果（私有信息）；
- (11) D 日必开必停机组信息（公开信息）。

第十节 日前调度计划

第一百一十八条 一般情况下，日前电能量市场的发电侧出清结果（包含可靠性机组组合以及机组出力计划）即为 D 日的发电调度计划。

第一百一十九条 在日前电能量市场出清结果中被列入 D 日开机组合的机组，D-1 日处于停机状态，因生产准备不足等原因，无法在 D 日按时并网的，有关发电企业应在出清结果发布后 30 分钟内，告知电力调度机构。为保证全网的发用电平衡，新开机组按必开机组处理，当日发电量均按实时电能量市场价格结算，新开机组启动成本和必开机组成本补偿费用由责任发电企业承担。日前电能量市场出清形成的成交结果和价格不进行调整。

第一百二十条 若电网运行边界条件在日前市场出清后发生较大变化，仅通过实时市场调节难以保证电网安全稳定运行、电力正常供应或对新能源消纳存在较大影响时，应根据电网运行的最新边界条件，对运行日的发电调度计划（包含机组开机组合以及机组出力计划）重新出清。不具备市场重新出清条件时，日前电能量市场出清形成的价格不进行调整，偏差部分按实时电能量市场价格结算。

第一百二十一条 日前若出现如下严重情况且市场未中止时，电力调度机构应按照安全第一的原则，采取有效手段（包括但不限于制定、下达部分市场主体的发电计划、用电计划），及时处理事故和安排电力系统运行。日前电能量市场出清形成的价格不进行调整，偏差部分按实时电能量市场价格结算。

（1）因发生突发性的社会事件、气候异常、极端天气和自然灾害等，导致电力供应严重不足或电网运行安全风险较大

时；

(2) 发生重大电源或电网故障，严重影响电力有序供应或电力系统安全运行时；

(3) 出现其他影响电网安全运行的重大突发情况时。

第一百二十二条 电力调度机构应及时向相关市场主体发布日前调度计划调整情况。

第五章 实时电能量市场

第一节 组织方式及交易时间

第一百二十三条 实时电能量市场采用全电量申报、集中优化的方式进行出清。

第一百二十四条 参与现货市场的发电机组可在实时电能量市场中申报实际电网运行点未来半小时（P+2点）至未来4小时（P+16点）的分时（每15分钟）量价信息或采用日前市场封存的申报量价信息。

第一百二十五条 各市场主体申报的实时电能量市场量、价信息，均指计量点上网、下网电力，以及对应的上网、下网度电电能量价格（含税，不含辅助服务费用、容量补偿费用、不平衡资金分摊、输配电价、政府性基金及附加等）。

第一百二十六条 根据需要，设置市场电能量申报价格上下限、电能量结算价格上下限。

第一百二十七条 系统实际运行点（P点）15分钟前，完成实时电能量市场出清。

第一百二十八条 实时电能量市场交易每15分钟滚动优化一次。

第一百二十九条 当由于网络延迟、通道出错等原因导致实时电能量市场出清异常，采用上一次实时电能量市场出清结果。

第二节 实时市场机组运行边界条件

第一百三十条 实时电能量市场中，原则上不对发电机组的运行参数进行调整。当发电机组的运行参数与日前电能量市场相比发生较大变化时，发电企业需及时通过现货市场技术支持系统进行报送，经审核批准后，在实时电能量市场出清程序中对相应的运行参数进行修改，以修改后的参数进行出清计算。主要包括以下信息：

（1）机组开机过程中每15分钟出力曲线（从并网至最小稳定技术出力）；

（2）机组停机过程中每15分钟出力曲线（从当前出力至解列）；

（3）最新的预计并网/解列时间；

（4）机组出力上/下限变化情况；

（5）调试（试验）机组出力变化情况；

（6）机组发生故障，需对机组实时发电出力进行调整的情况；

（7）其他可能影响电力供应以及电网安全运行的机组参数变化情况。

第一百三十一条 发电机组开机过程中，以机组当前实时出力为起点，根据机组报送的开机出力曲线，滚动修改未来2小时机组发电曲线，直至机组出力上升至最小稳定技术出力。

发电机组停机过程中，以机组当前实时出力为起点，根据机组报送的停机出力曲线，滚动修改未来2小时机组发电曲线，直至机组出力降为零并与电网解列。

第一百三十二条 电力调度机构根据机组最新的预计并网、解列时间，在现货市场技术支持系统中对机组并网、解列时间参数进行修改，以修正后的参数进行实时电能量市场出清计算。

第一百三十三条 当机组日内因设备故障、燃料供应、环保、供热量变化等原因发生出力受限时，发电企业应及时通过现货市场技术支持系统提交出力限制申请（包括出力上下限、受限时间、受限原因等），经同意后，按照最新的出力上下限进行实时电能量市场出清计算。

第三节 实时市场电网运行边界条件

第一百三十四条 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母线节点负荷需求。

第一百三十五条 日内省间联络线计划，作为实时电能量市场出清的边界条件，原则上不跟随市场主体的实际发用电而变化。

第一百三十六条 各类运行备用需求作为实时电能量市场出清边界条件。

第一百三十七条 当省内发电资源调节达到最大能力但备用容量仍无法满足要求时，实时控制原则如下：

(1) 参与华东区域辅助服务市场、省间日内现货市场、跨省区应急调度交易等；

(2) 若仍不能满足省内备用需求，电力调度机构可立即采取措施以保证备用需求。

第一百三十八条 发电机组及输变电设备实际检修情况，作为实时电能量市场出清的边界条件。

第一百三十九条 电网安全约束，包括但不限于线路极限功率、断面极限功率、发电机组（群）出力上下限约束、临时启停机等，作为实时电能量市场出清的边界条件。

第四节 实时市场交易申报

第一百四十条 各市场主体实时市场量价申报关闸时间暂定为实际运行点（P点）的前30分钟。

第一百四十一条 各市场主体在申报关闸时间前，通过现货市场技术支持系统提交实时电能量市场申报信息。未及时、正确申报者，采用日前市场封存的申报信息。

第五节 实时市场出清

第一百四十二条 D日P点15分钟前，基于市场主体申报信息以及D日的电网运行边界条件、实时机组运行边界条件等，以购电成本最小化为目标，进行集中优化计算，出清得到各发电机组需要实际执行的发电安排和实时分区电价，采用安全约束经济调度（SCED）等算法。

第一百四十三条 当同一节点发电机组报价相同时，暂按机组该申报段容量的比例分配中标容量。

第一百四十四条 在日前电能量市场中指定为必开机组的发电机组（含第 121 条出清后调度调整的机组），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市场一致。

第一百四十五条 在发生第 162 条（1）时，被指定出力的发电机组在指定出力的时间段不作为定价机组。原则上相应机组、相应时段、相应出力按实时电能量市场出清价格或发电成本核定价格结算。当实时电能量市场出清价格高于发电成本核定价格时，按实时电能量市场出清价格结算；当实时电能量市场出清价格低于发电成本核定价格时，按照发电成本核定价格结算，增加的成本计入成本补偿统一疏导。

第一百四十六条 在发生第 162 条（2）时，临时新增开机机组，按必开机组处理。必开机组在实时电能量市场中的出清机制与日前市场一致。

第一百四十七条 在发生第 162 条（2）时，临时新增停机机组，按必停机组处理，如下：

（1）机组在 D-1 日处于开机状态，在日前电能量市场出清结果中被列入 D 日机组开机组合，D 日安排停机的，日前电能量市场出清结果不进行调整，偏差部分按实时电能量市场价格结算。

（2）机组在 D-1 日处于停机状态，在日前电能量市场出清

结果中被列入 D 日机组开机组合，若 D 日接到停机指令时机组已完成点火，机组按照指令停机，并获得启动成本补偿；若 D 日接到停机指令时机组未完成点火，机组按照指令停机，不获得启动成本补偿。机组完成点火工作的时间，以电力调度机构同意机组点火的时间为准。日前电能量市场出清结果不进行调整，偏差部分按实时电能量市场价格结算。

第一百四十八条 实时电能量市场中，新建机组在并网调试期间按照调试需求安排发电，作为市场出清的边界条件，在完成满负荷试运行之前，不参与现货电能量市场的定价与结算。机组在 D-3 日完成满负荷试运行后，原则上按照最小稳定技术出力安排运行，直至 D 日零点，此后按照实时电能量市场交易规则参与出清。

第一百四十九条 在日前电能量市场确定为调试（试验）的机组，在实时电能量市场同样视为调试（试验）机组。调试（试验）机组调试时段内，不作为定价机组；非调试时段内，参与市场竞价。

第一百五十条 日前未申报试验的发电机组，在 D 日需临时安排试验，可在日内申报临时试验，在满足电网运行需要的前提下，经审核后执行。临时试验机组在试验时段内不作为定价机组，作为市场价格接受者；在非试验时段内，按照实时电能量市场交易规则参与市场竞价和出清。

第一百五十一条 发电机组开机过程中，在并网后升功率至最小稳定技术出力期间，发电出力按其典型开机曲线安排。该

机组相应时段内，不作为定价机组。机组发电出力达到最小稳定技术出力之后，从下一个交易时段开始，按照实时电能量市场交易规则参与市场竞价和出清。

第一百五十二条 发电机组停机过程中，在从最小稳定技术出力降功率至与电网解列期间，发电出力按其典型停机曲线安排。该机组相应时段内，不作为定价机组。

第一百五十三条 机组因设备故障、燃料供应、环保、供热量变化等原因申报的出力下限，经审核同意后生效。在实时电能量市场中，若该机组仅中标下限出力，则该机组不作为定价机组；若该机组的下限出力之上的部分中标，则该时段内该机组可参与市场竞价。

第一百五十四条 若发电机组在实时运行中发生故障，并且需要对机组出力进行调整时，发电企业需申报故障原因、具体的发电出力安排及对应的时间段，经审核同意后执行。

在故障处理的时段内，机组出力固定为机组申报并经审核同意的发电出力，相应时段内该机组不作为定价机组。故障处理结束后，从下一个交易时段开始，按照实时电能量市场交易规则参与市场竞价和出清。

第六节 实时市场安全校核

第一百五十五条 电力调度机构负责实时市场安全校核。

第一百五十六条 实时市场安全校核的内容和原则与日前市场安全校核一致。

第七节 实时市场交易结果发布

第一百五十七条 实时运行中，每 15 分钟发布实时市场的出清结果，包括下一个 15 分钟的出清结果和未来 4 小时内的预出清结果。包括：

- (1) D 日分区、分时实时电能量价格情况（公开信息）；
- (2) D 日发电机组出力情况（私有信息）。

第一百五十八条 D+1 日发布 D 日实时电能量市场交易出清结果，包括：

- (1) D 日系统负荷情况（公开信息）；
- (2) D 日优先发电情况（公开信息）；
- (3) D 日重大设备检修执行情况（公开信息）；
- (4) D 日稳定限额（公开信息）；
- (5) 实时市场安全校核相关约束参数（公开信息）；
- (6) D 日机组状态（私有信息）；
- (7) D 日机组上下限和受阻情况（私有信息）；
- (8) D 日分区、分时实时电能量价格情况（公开信息）；
- (9) D 日发电机组实时出力情况（私有信息）；
- (10) D 日必开必停机组信息（公开信息）。

第八节 实时运行调整

第一百五十九条 电网实时运行应按照电力系统运行有关规定，保留合理的调频、调压、备用容量以及各输变电断面合理

的潮流波动空间，满足电网风险防控措施要求，保障系统安全稳定运行和电力电量平衡。

第一百六十条 实时运行中因超短期负荷预测偏差、新能源出力预测偏差、机组执行出力偏差、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，电力调度机构应及时更新电网运行的最新边界条件，并做好记录。

第一百六十一条 发生下列情况之一且无法通过重新出清形成可执行结果时，电力调度机构可根据系统运行需要进行调整，并做好记录，事后将有关情况及时报送省发展改革委、江苏能源监管办：

- (1) 电力系统发生事故可能影响电网安全时；
- (2) 系统频率或电压超过规定范围时；
- (3) 系统调频容量、备用容量和无功容量无法满足电力系统安全运行的要求时；
- (4) 输变电设备过载或超出稳定限额时；
- (5) 继电保护及安全自动装置故障，需要改变系统运行方式时；
- (6) 重要设备检修安排延期或调整时；
- (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) 上级调度机构相关要求时；

(11) 出现可能影响电网安全的其他情况时。

第一百六十二条 当发生第 161 条情况时，电力调度机构可采取以下措施调整运行方式，并做好记录，事后将有关情况及时报送省发展改革委、江苏能源监管办：

(1) 改变机组发电，包括指定出力、改变机组出力上下限等；

(2) 让发电机组投入或者退出运行；

(3) 调整电网运行方式，包括设备停复役安排；

(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) 采取需求响应、有序用电、事故拉限电等方式控制负荷；

(7) 其他的必要手段。

第一百六十三条 电网实时运行中，当系统发生重大事故或紧急情况时，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电能市场，以当前的出力点为基准参与下一个时段市场出清计算。电力调度机构应记录事件经过、调整情况等，事后将有关情况报送省发展改革委、江苏能源监管办，并及时向市场主体发布。

第六章 风险防控

第一节 总体原则

第一百六十四条 加强电力市场整体风险防控，建立并落实风险防控相关工作制度，编制市场风险防控预案。

第一百六十五条 市场主体应当做好自身市场风险防控，严格遵守电力市场风险管理有关工作制度，编制市场风险防控预案并按照预案处理有关风险。

第一百六十六条 电力调度机构应不断完善各类安全约束建模，加强电网安全风险防控。

第二节 风险分类

第一百六十七条 电力市场风险是指发生危害事件或不利影响的可能性，与随之引发的影响电力市场交易活动正常开展，乃至危及电力市场正常运营的组合。

第一百六十八条 电力市场风险包括但不限于：

（1）市场价格异常风险。由于燃料价格大幅变化、电力供应和需求大幅波动、输电能力发生重大改变等，导致现货市场价格持续偏高、偏低、频繁大幅波动等明显超出正常变化范围的风险。

（2）技术支持系统风险。由于支撑电力市场运营的各类技术支持系统（含调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统、计量自动化系统等）处于不可用状态，影响市场申

报、市场出清、出清结果执行、计量统计等环节工作正常开展的风险。

(3) 网络安全风险。是指当市场技术支持系统及其信息受到严重攻击侵害，直接或间接影响电力市场正常运营，甚至影响电力系统安全稳定运行的风险。

(4) 市场履约风险。市场主体签订中长期合同、零售合同，由于市场主体失信、存在争议或不可抗力等原因导致不能正常履行，影响市场电量电费结算工作正常开展的风险。

(5) 不可抗力风险。由于不可抗力，严重影响电力系统运行安全，需实行市场干预或市场中止的风险。

(6) 其他风险。

第三节 要求和程序

第一百六十九条 市场风险防控是指通过电力市场风险监测辨识、评估分析、预警处置并持续改进这一动态过程的总称。

第一百七十条 开展电力市场风险防控时应当遵循以下要求：

(1) 建立市场风险防控机制。建立电力市场风险防控相关工作制度，从源头上规避可能发生的市场风险。

(2) 编制市场风险防控预案。对于每一类风险，有针对性地编制相应的风险防控预案，明确具体的风险源、风险级别、防范措施、各方职责和处置程序等内容。根据实际，滚动修编市场风险防控预案，改进完善风险防控措施，提升风险防控能

力。

(3) 做好市场风险动态监测。充分利用信息化手段和大数据技术，加强对电力市场各类交易活动和风险防控有关工作制度执行情况的监测，提高市场风险处置效率。

(4) 明确市场风险防控工作程序。电力市场风险分为风险辨识、风险分析、风险预警、风险处置等主要工作环节。电力市场风险防控要与电网安全风险防控、电力系统监管系统网络安全防护工作等有机衔接。

(5) 加强信息披露和报告制度。市场成员按照有关预案进行市场风险处置后，定期披露风险处置情况。对于电力市场运营规则中需要省发展改革委、江苏能源监管办进行决定采取市场中止的有关情形，电力市场运营机构应做好风险预警并及时报告。

第一百七十一条 市场风险辨识是动态发现、筛选并记录各类市场风险的过程。

第一百七十二条 市场风险评估分析是在风险辨识的基础上，对风险进行确认、归类、分级并判断风险特征和风险源头的过程。选择适用的定性、定量或定性定量相结合等方法，对风险发生的可能性和后果严重性进行估计和预测，根据市场风险点与可能引发的后果间的关联性进行判断，并依据市场风险可造成后果的不同严重程度对风险进行分级，为风险预警和处置提供支持。电力市场风险等级从高到低划分为重大风险、较大风险、一般风险和低风险四个级别。

第一百七十三条 市场风险预警是依据风险分析确定风险等级，对可能发生的风险进行预警的过程。相关市场成员应根据市场风险等级，对可能发生的市场风险采取必要防范措施。

第一百七十四条 市场风险处置是依据风险评价确定的风险等级，按照有关预案处置市场风险的过程。相关市场成员针对已经发生的市场风险，根据其风险特点和等级，按照事前制定的有关预案在事中或事后环节采取相应措施，及时应急处置，尽可能减轻或消除风险造成的后果。

第一百七十五条 当市场价格异常风险发生时，市场运营机构应及时提出处置建议，按照第十二章相关条款进行风险处置。

第一百七十六条 当发生市场履约风险，按照第十五章相关条款进行风险处置。

第一百七十七条 当发生电力市场技术支持系统风险、网络安全风险或不可抗力风险，必要时可实施市场干预乃至市场中止，以保障电力系统安全运行。市场运营机构应及时上报并向电力市场成员公布中止原因。

第一百七十八条 综合考虑一次能源价格变化、发电企业运营情况、市场用户电价承受能力、市场运营成熟程度等因素，设置现货市场电能量申报价格、电能量结算价格上下限，并根据市场建设情况，动态调整电能量申报价格、电能量结算价格上下限。

第一百七十九条 价格限值的测算细则和方法，另行发布并

执行。

第一百八十条 现货市场价格限值的确定，需与容量补偿机制衔接。

第一百八十一条 现货市场价格限值的确定，需遵循以下原则：

（1）有利于增强市场价格发现功能，避免限值制约现货市场交易效率。

（2）确保市场长期均衡，有利于保障系统可靠性水平，以经济信号引导系统安全稳定运行。

（3）有利于维护市场公平竞争秩序，抑制市场主体滥用市场力的行为。

（4）有利于支持市场价格传递正确投资信号，稳定市场主体的经营预期。

（5）有利于保护市场用户的长期正当权益，防止加剧用户不合理负担。

第七章 辅助服务市场

第一节 辅助服务类别

第一百八十二条 辅助服务市场包括旋转备用辅助服务、调频辅助服务、黑启动辅助服务等市场品种。

第一百八十三条 参与辅助服务市场及提供辅助服务的市场主体应通过相关测试，满足对应辅助服务所需的性能指标要求。

第一百八十四条 电力调度机构应根据电网运行实际需要及相应技术标准，确定各类辅助服务市场需求量，满足电网安全稳定运行要求。

第一百八十五条 电力调度机构负责组织辅助服务市场的集中竞价、出清、结算，以及辅助服务费用的疏导过程。

第二节 调频辅助服务

第一百八十六条 电力调度机构根据系统运行需要，确定调频辅助服务需求，通过集中竞价的方式组织出清。

第一百八十七条 调频辅助服务市场主体为满足准入条件且具备 AGC 调节能力的各类发电企业、储能电站以及提供综合能源服务的第三方机构。

第一百八十八条 发电企业以机组为申报单元（燃气机组以整套为单元），储能电站以及综合能源服务商根据接入电网情况确定申报单元。

第一百八十九条 日前预出清根据“七日综合调频性能指标/调频报价”由高到低进行排序（同等条件调节范围大、申报时间早者优先），按照“按需调用、按序调用”原则预出清，直至中标机组调频容量总和满足次日最大调频需求容量。

第一百九十条 日内调用以单次调节里程为一个计费周期，以被调用机组的报价作为其调用价。若因电网安全原因无法调用的机组，电力调度机构应及时做好信息披露。

第一百九十一条 中标机组应投入 AGC 功能并执行以计划为基点的自动发电控制，提供调频服务。未中标机组应投入 AGC 功能并跟踪计划曲线，应服从频率或潮流紧急调整以及日内按需、按序临时调用要求，所调节的里程按照被调用机组报价结算。

第一百九十二条 调频辅助服务市场补偿费用按日统计、按月结算，分为基本补偿和调用补偿两类。获得调用的机组依据实际调频里程、调频性能及里程单价计算相应调用补偿费用；所有具备合格 AGC 功能的机组、储能电站以及综合能源服务商依据调频性能、调频容量及投运率计算基本补偿费用。

第三节 辅助服务与现货电能量市场的衔接

第一百九十三条 电力调度机构按需组织参与华东区域辅助服务市场，出清结果作为省内现货市场边界条件。

第一百九十四条 在现货电能量市场交易阶段，调频市场采用日前预出清、实时正式出清的方式，符合调频市场交易准入

条件的发电机组在日前电能量市场申报环节需同步申报调频报价，通过集中竞价方式，经安全校核后形成调频市场预出清及出清结果。提供调频辅助服务的发电机组预留调频容量后，剩余可调出力空间根据实时报价参与实时市场出清，出清的各时段发电出力作为调频出力基值。

第一百九十五条 调频辅助服务市场与电能量市场协调运行、顺序出清。

第一百九十六条 黑启动等辅助服务暂沿用现行组织方式。

第一百九十七条 在综合考虑电源灵活性改造、电网调节能力、新能源消纳等因素的基础上，现货市场运行期间，现货电能量市场代替调峰辅助服务市场。

第一百九十八条 结合现货市场建设情况与实际需求，适时开展备用辅助服务市场建设，逐步实现备用、调频辅助服务市场与电能量市场联合出清。

第一百九十九条 视省内新能源发展情况，适时探索开展爬坡等辅助服务市场品种建设。

第二百条 加强现货市场运营管理与《江苏电网统调发电机组运行考核办法》、《江苏电网统调发电机组辅助服务管理实施办法》等的衔接，相关内容应事先向市场主体公布。

第八章 市场衔接机制

第一节 中长期市场与现货市场衔接机制

第二百〇一条 建立月度电力电量平衡分析机制，统筹市场化交易电量、安排优先发电空间，滚动开展月度电力电量平衡分析，并向相关市场主体披露。

第二百〇二条 为防范市场风险，参与现货交易的一类用户、售电公司应签订较高比例的中长期电力交易合同，具体比例和相关要求应事先向市场主体公布。

第二百〇三条 市场主体必须按价区签订中长期电力交易合同，约定电力曲线或电力曲线形成方式，在现货市场按照约定电力曲线完成结算交割。

第二百〇四条 中长期电力交易合同应约定分时电量、分时价格、交割点等要素，具有相同的注入点和流出点的合同可以合并曲线，不同交割点的合同原则上不能直接合并曲线。

第二百〇五条 中长期市场采用双边协商交易、集中竞价交易和挂牌交易相结合的交易方式，通过多次组织的年度、月度、月内等交易品种，实现中长期电力合同的灵活签订和调整，为市场主体不断调整中长期合同电力曲线与实际发用电曲线偏差提供手段，充分发挥现货市场下中长期合同规避风险的作用。

第二百〇六条 年度和月度中长期交易采用双边协商交易方式时，可采用典型电力曲线、自定义电力曲线；采用集中竞价、挂牌交易方式时，应采用标准电力曲线。

第二百〇七条 保量保价的优先发电电量，不应超过电网企业保障居民、农业用户用电和代理工商业用户购电规模，不足部分由电网企业通过市场化方式采购。

第二百〇八条 若中长期合同未约定电力曲线或电力曲线分解方式，应由市场购售双方事先协商确定。对无法确定电力曲线的中长期合同，在电力调度机构提供的标准分解曲线基础上，合同双方通过市场交易匹配实际发用电曲线。

第二百〇九条 中长期市场与现货市场衔接时序、衔接机制等具体要求应事先向市场主体公布。

第二节 省间与省内市场衔接机制

第二百一十条 跨区跨省电力中长期市场的交易组织与实施，根据《国家能源局综合司关于同意印发〈北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则〉的复函》（国能综函监管〔2021〕118号）执行。

第二百一十一条 省间现货市场的交易组织与实施，根据《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于国家电网有限公司省间电力现货交易规则的复函》（发改办体改〔2021〕837号）执行。

第二百一十二条 根据政府间协议、国家跨省区分电计划、省间中长期交易及省间现货交易等形成的跨省区省间联络线计划曲线，作为省内市场的边界条件，原则上不跟随市场主体的实际发用电而变化。

第二百一十三条 按照跨省区中长期交易、省间日前现货交

易、省间日内现货交易等优先级安排跨省区联络线计划。电力调度机构根据上级调度机构安排的联络线计划，组织省内现货市场及辅助服务市场出清。

第九章 计量和结算

第一节 市场计量及抄表

第二百一十四条 参与现货的市场主体应具备电力、电量分时计量与数据传送条件，或可通过可信的数据拟合、合理的数据估算得到符合现货市场结算要求的计量数据。可信的数据拟合、合理的数据估算方法应提前向市场主体公布。

第二百一十五条 计量周期和自动抄表频次应当保证最小交易周期的结算需要，数据准确性、完整性、可靠性应能满足现货电能量交易要求。

第二百一十六条 电网企业应根据市场运行需要，按照《电能计量装置技术管理规程》（DL/T448-2016）等有关计量管理规定，为市场主体安装电能计量装置；贸易结算用的电能计量装置原则上应设置在供用电设施的产权分界点，当不安装在产权分界处时，线路与变压器均须由产权所有者承担。

第二百一十七条 I类电能计量装置、计量单机容量100MW及以上发电机组上网贸易结算电量的电能计量装置，宜配置型号、准确度等级相同的主副两只电能表。

第二百一十八条 贸易结算主副表应有明确标识，运行中主副电能表不得随意调换，当主表超差而副表不超差时，副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算依据。

第二百一十九条 市场计量装置的安装还应遵守：

（1）若某发电企业一个发电单元的上网电量可通过其他发

电单元的计量装置和出线侧计量装置的计量数据计算出来，且该计算数据满足结算要求，电网企业应征求市场主体意见，确定电量的计算方法，则该发电单元不需安装市场计量装置。

(2) 发电单元的各个组成部分可不单独安装市场计量装置，但必须能够获得满足结算准确度和精确度要求的发电单元电量数据。该发电单元的计量数据可以由一个或多个市场计量装置计算得出，电网企业应征求市场主体意见，确定电量的计算方法。本条款主要针对但不限于：在同一位置有多台风力发电机组的风电场，在同一位置有多个光伏电源的光伏电站，在同一位置有不同类型发电装置，如风电场站内的储能。

(3) 同一位置的每个终端用户可不单独安装市场计量装置，但必须能够获得这些用户归属的负荷单元满足结算要求的电量数据。该位置的电量可通过一个或多个市场计量装置计算得出，电网企业应征求市场主体意见，确定电量的计算方法。

第二百二十条 现货市场启动时，若发电企业的发电单元或厂用电未单独安装市场计量装置，符合以下条件的发电企业每个发电单元的上网电量由发电企业的上网电量按照各单元对应主变的高压侧出口电量的比例进行分配；若有多个发电单元共用单个主变的情况，则每个发电单元的上网电量按照发电机出口电量的比例进行二次分配。

- (1) 现货市场启动时暂时无法改造安装；
- (2) 在现货市场启动前改造的成本过高；
- (3) 能够证明其将在现货市场启动后一定期限内安装符合

要求的计量装置；

(4) 能够将现有每个结算时段关口表的计量数据分配到每个发电单元和厂用电。

第二百二十一条 电网企业应按照现货市场结算要求准时将发电企业或机组、电力用户的计量数据（包括可信拟合数据、合理估算数据等）传送给电力调度机构，作为清算基础。

第二百二十二条 当出现计量数据缺失时，结算电量由电网企业按照数据拟合办法进行计算。当计量装置发生故障时，电网企业根据相关规则出具电量更正报告，出错电量按照退补原则进行处理。

第二节 结算原则

第二百二十三条 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）、农业用电由电网企业保障供应，执行现行目录销售电价政策。

第二百二十四条 现货市场采用“日清月结”的结算模式。以日为周期进行清算，以月度为周期发布正式结算依据，开展电费结算。市场运行产生的各项不平衡费用，按照每项费用的分摊周期按日或按月进行清算。

第二百二十五条 每 15 分钟为现货市场一个计量、清算及结算时段。

第二百二十六条 电网企业和市场主体按照合约或法律法规的规定及时足额结算电费及相关费用。

第二百二十七条 加强省间市场与省内现货市场衔接。省内市场主体参与省间现货部分的费用结算，根据《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于国家电网有限公司省间电力现货交易规则的复函》（发改办体改〔2021〕837号）执行。

第二百二十八条 中长期合约全电量结算，日前市场出清电量与中长期电力交易合同等的偏差电量按照日前市场分区电价进行结算，实际上网电量或用电量与日前市场出清电量等的偏差电量，按照实时市场分区电价进行结算。

第二百二十九条 加强现货价格体系和分时电价政策、中长期价格体系衔接，保障不同市场主体公平参与现货电能量市场竞争，有效防范不合理的跨市场品种投机套利。相关衔接机制，应事先向市场主体公布。

第三节 批发市场价格机制

第二百三十条 批发市场发电侧电费收入包括中长期合约电费收入和现货偏差部分电费收入。现货偏差部分电费收入由日前市场偏差电费、实时市场偏差电费、容量补偿费用、成本补偿费用、辅助服务费用、各类不平衡资金等构成。

第二百三十一条 批发市场用户侧电费支出包括中长期合约电费支出和现货偏差部分电费支出。现货偏差部分电费支出由日前市场偏差电费、实时市场偏差电费、容量补偿费用、成本补偿费用、辅助服务费用、各类不平衡资金等构成。

第二百三十二条 电能量价格由日前、实时电能量市场出清

所得。

第二百三十三条 现货偏差部分电费除了日前市场偏差电费、实时市场偏差电费外，用户侧（发电侧）支付（收取）的其他费用包括：

（1）容量补偿费用：

综合考虑发电机组类型、投产年限、可用状态等因素，建立容量补偿机制，补偿发电机组固定成本。容量补偿价格的制定应公平、合理、透明。

用户侧按双边现货部分度电支付（收取），发电侧按有效装机容量占比返回（分摊）。

若用户当日现货结算电量为正数，容量补偿费用按照参与现货发电机组有效装机容量按日补偿给发电侧。若用户当日现货结算电量为负数，向用户返还容量补偿费用，容量补偿费用按照参与现货发电机组有效装机容量分摊。

（2）成本补偿费用：

成本补偿费用包括机组启动补偿费用、停机补偿费用和必开机组补偿费用。成本补偿费用，按照当日现货电量占电网公司总售电量（暂定在当日统调用电量基础上，考虑上年总售电量与总统调用电量变化）比例分摊（返还），剩余部分仍按照《江苏电网统调发电机组辅助服务管理实施办法》分摊或补偿。若用户当日现货电量为正数，成本补偿类费用向用户分摊。若用户当日现货电量为负数，成本补偿类费用向发电侧分摊。并网发电机组因自身原因，发生日内非计划停运时，取消

该机组当日成本补偿资格。机组日内非计划停运后，7天内下一次开机所产生的启动费用不予补偿。

机组启动补偿费用根据日前市场机组组合结果开机（含第121条出清后调度调整的机组）或按照第146条临时新增开机机组启动过程的补偿。发生第119条情况，临时新开机组的启动补偿费用，由纳入日前机组组合但不能正常并网的机组承担。

机组停机补偿费用根据日前市场机组组合结果停机（含第121条出清后调度调整的机组）或按照第147条临时新增停机机组停机过程的补偿。

必开机组补偿费用是指电力调度机构指定的机组处于必开最小出力时，现货电能量市场收益无法覆盖其现货电量成本部分的补偿。只有当其成本大于其现货市场电能量收益时，才进行成本补偿。

（3）辅助服务费用：

根据辅助服务市场建设情况，建立并逐步完善用户侧承担辅助服务费用的机制。

（4）不平衡资金：

分区价差不平衡资金、机组非计划停运收益回收、市场和计划双轨制以及其他原因产生的各类不平衡资金，以相应时间维度向相关市场主体或非市场主体分摊或返还。不平衡资金具体类别和费用处理机制，应事先向市场主体公布。

纳入代理购电电量来源的优先发电电源，偏差电量按现货市场规则处理。电网企业为保障居民、农业用电价格稳定产生

的新增损益（含偏差电费），按月由全体工商业用户分摊或分享。

因分区电能量价格不同、分区内发用电量不匹配导致产生的不平衡资金，结合中长期电力交易合同交割点，向所有市场主体分摊或返还。日前市场产生的不平衡资金，向参与日前市场的市场主体分摊或返还。实时市场产生的不平衡资金，向参与实时市场的市场主体分摊或返还。

第二百三十四条 当机组未按时并网、日内非计划停运时，停运时段内对应的现货电能量市场结算正收益回收，并按当日上网电量占比返还其他参与现货的发电机组。

第四节 结算流程

第二百三十五条 清算数据准备：

- （1）市场主体中长期结算分时电量；
- （2）发电侧日前机组组合结果、必开必停机组信息等；
- （3）发电侧实际机组开停情况；
- （4）发电侧的日前电能量市场、实时电能量市场出清电量、出清价格；
- （5）调频等辅助服务市场辅助服务量、价格、费用；
- （6）用户侧的日前电能量市场、实时电能量市场出清电量、出清价格。

第二百三十六条 日清算流程如下：

- （1）电力交易机构提供参与现货市场的用户、机组各类中

长期合同约定电力曲线。

(2) D-1 日完成日前市场出清，D 日完成实时市场出清。

(3) D+1 日形成日前市场和实时市场发用电两侧分时分区电价。

(4) D+2 日，电网企业提供 D 日发电企业（机组）、电力用户的分时计量数据（包括可信拟合数据、合理估算数据等）。分时计量数据采集失败时，由电网企业提供电量拟合数据用于清算。

(5) D+3 日，电力调度机构计算市场主体运行日临时清算结果，经审核后发布，由市场主体进行查询确认。日临时清算结果具体包括：发电侧 D 日日前电能量市场和实时电能量市场分时结算电价、电量、电费，用户侧 D 日日前电能量市场和实时市场分时结算电价、电量、电费，D 日调频等辅助服务市场辅助服务量、价格、费用，不平衡资金分摊返还情况等。

(6) 市场主体查询确认日临时清算结果，如有异议在 1 日内反馈，逾期则视同无异议。电力调度机构根据反馈意见，对需调整的日临时清算结果进行重算，并重新发布已重算的日临时清算结果。

第二百三十七条 月结算流程如下：

(1) 每月 4 日，电网企业根据上月日清算结果以及历史月份的退补结算结果，计算发电企业、售电公司、一类用户、售电公司代理二类用户月度电费信息。

(2) 每月 4 日，电力交易机构发布上月月度结算依据，由

市场主体进行确认，市场主体如有异议在 1 日内反馈，逾期则视同无异议。电力交易机构出具上月月度结算正式依据，发布至电网企业和市场主体。月度结算依据具体包括：各市场主体当月累计结算电量、电价、电费，考核费用，分摊、返还费用等。

（3）每月 5 日，电网企业形成上月结算通知单并将电费信息通知市场主体，按照合同约定及法律法规完成电费收支。

第五节 结算问询

第二百三十八条 市场主体可通过信息披露平台填写问询信息和依据，上传正式的书面结算问询函，或采用其他合理方式进行结算问询。

第二百三十九条 市场主体可对结算明细数据、结算计算过程、结算依据、结算账单等方面提出结算问询。

第二百四十条 结算问询应在结算依据出具（包括首次出具和后续的调整）之后限时 15 天内提交，为避免异议，结算依据出具时应包括交易机构已进行的所有结算调整。

第二百四十一条 原则上，市场主体对其结算依据存在疑问时，应尽快向电力交易机构提交问询，问询期限后结算依据将不做调整和修改。

第二百四十二条 电力交易机构应在收到结算问询后：

（1）尽快确认已收到问询，并评估和确认结算问询是否有效。

（2）必要时，可要求市场主体提供更多相关信息。

(3) 答复并必要时向市场主体提供数据支撑。

第二百四十三条 电力交易机构必要时，可与电网企业、电力调度机构共同处理结算问询。

第二百四十四条 当电力交易机构确认结算问询有效且需要修改结算依据时，电力交易机构应对具体待修改项目的具体时段根据规则和时间表进行结算调整。

第二百四十五条 结算问询的解决时间应不超过市场主体提交问询后的问询答复期限。电力交易机构可在市场主体同意的情况下，延长解决期限。若电力交易机构未能在延期内解决，则视为产生争议，根据市场规则执行。

第二百四十六条 若市场成员对结算问询处理结果有异议，则应在收到处理结果后的 5 个工作日内发起争议。若是由电力交易机构提交的结算问询，则应由受影响的市场成员发起争议。

第六节 数据采集补全算法

第二百四十七条 发电侧电能示值采集补全算法。

发电企业如果在 D+2 日前仍无法从电能计量采集管理信息系统中采集到其电表数据，则由电能计量采集管理信息系统对需提供的电表数据进行补全后用于电量计算，并对补全数据作出明确标示。补全算法如下：

(1) 当发电侧关口点主表采集数据缺失时，则所缺电量数据采用该关口点副表数据进行近似拟合，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，则继续使用下一条拟合规则。

(2) 当某关口计量点示值曲线采集异常或失败点数小于等于 2 个时，按该计量点异常或失败区间前后时间点的电能示值算术平均值进行拟合。

当某关口计量点示值曲线采集异常或失败点数大于 2 个且小于 3 天（自然天）时，根据恢复正常采集后第一点电能示值，按该计量点最近 7 个运行日的示值曲线平均值对异常或失败部分进行拟合。若期间该关口计量点属性发生变更，则根据上述规则对变更前后的示值曲线分别进行拟合。

当某关口计量点示值曲线采集异常或失败超过 3 天（自然天）时，进行示值追溯。恢复正常采集后的第一点电量“划零”处理。“划零”部分计入月度调平电量。

(3) 在账单核对修正期内重新获得电能表实际示值的，应用实际示值替换拟合数据重新进行电量计算。月度账单发布后重新获得电能表实际示值的，按照电费追退补管理规则执行。

第二百四十八条 用户侧电能示值采集补全算法。

对于参与现货市场交易的用户，截至 D+2 日仍无法采集到其电表数据，则对需提供电量进行补全后用于市场化结算。补全算法如下：

(1) 当某关口计量点示值曲线连续采集异常或连续失败点数小于等于 2 个时，按该计量点异常或失败区间前后时间点的电能示值算术平均值进行拟合。

当某关口计量点示值曲线连续采集异常或连续失败点数大

于2个且小于2天（自然天）时，根据恢复正常采集后第一点电能示值，按该计量点最近7个运行日的示值曲线平均值对异常或失败部分进行拟合。若期间该计量点属性发生变更，则根据上述规则对变更前后的示值曲线分别进行拟合。

当某关口计量点示值曲线连续采集异常或连续失败点数超过2天（自然天）时，进行示值追溯。恢复正常采集后的第一点电量“划零”处理。“划零”部分计入月度调平电量。

（2）在账单核对修正期内重新获得电能表实际示值，并能及时调整的，应用实际示值替换拟合数重新进行电量计算。月度账单发布后重新获得电能表实际示值的，按照电费追退补管理规则执行。

第二百四十九条 电能表更换期间的电能示值拟合和补全。

用电信息采集系统或电能量信息采集系统需同时采集换表当日新、旧两只电能表的电能示值。换表过程中缺失的曲线示值按照补全算法进行补全，并参与正常电费结算。

第七节 退补管理

第二百五十条 市场主体由于政策变化等原因需要进行电费退补调整的，由电网企业依据以下原则进行电费退补调整。

（1）因电价政策调整等原因，导致电费需要调整的，由电网企业依照有关电价政策文件进行电费退补。

（2）因市场交易结算规则、交易价格等政策性变化或不可抗力引起的差错，导致电费需要调整的，由电网企业依照有关

规定进行市场化电费退补。

第二百五十一条 市场主体由于历史发用电量计量差错等原因需要进行电费追退补调整的，由电网企业依据以下原则进行追退补。

（1）用电侧在日清算结果核对期内，以及在月度账单发布前发生电量、电价、电费变化等情况，并能及时调整时，重新计算相应日期和时段的费用。对于未能在月度账单发布前调整的事项，随下月的月度结算统一追退补。

（2）发电侧在日清算结果核对期内发现并能及时调整的事项，重新计算差错期间的费用。

（3）发电侧在日清算结果核对期外、月度账单发布前发现并能在核对期及时调整的事项，不再对日清算结果进行更改，通过月内追退补结算流程调整计算结果。

（4）在月度账单确认期内市场主体可反馈异议，经核实后原则上随下月的月度结算进行追退补（追溯期最长不超过 6 个月）。

第二百五十二条 若出现重大偏差（调度出清结果变更等），由相关市场主体提出，经利益相关方共同确认后，电网企业按业务发生期（差错发生期间）价格及电量结构追溯调整结算，并相应计算对相关费用的影响。

第二百五十三条 若因市场主体主观原因造成电量差错的，追退补调整按照《电力法》、《供电营业规则》、《江苏省电力条例》等法规执行。

第十章 市场中止与免责

第一节 市场中止

第二百五十四条 当出现电网安全稳定运行无法保证、或市场秩序受到严重扰乱时，可按照规则中止市场交易，电力调度机构按照安全第一的原则及时进行处置。

第二百五十五条 出现以下情况时，可中止现货市场交易：

（1）因突发性社会事件、异常气象和自然灾害等，电力供应出现严重不足或电网运行出现重大风险；

（2）发生重大电源或电网故障，严重影响电力有序供应或电力系统安全运行；

（3）相关技术支持系统（智能调度技术支持系统、现货市场技术支持系统、数据通信系统等）发生故障，导致短期内无法正常组织市场交易；

（4）市场运行规则不能适应市场交易需要，或国家有关政策、法规、规章、制度发生重大变化；

（5）其他严重异常情况。

第二百五十六条 当中止现货市场交易时，可采用如下处理措施：

（1）现货市场交易中止期间，电力调度机构依据调度规程，以保障电网安全运行、电力有序供应为原则，及时进行相关处置，组织或临时实施发用电管理，调整电网运行方式；

（2）长时间中止市场交易时，按照相关规则进行结算。

第二百五十七条 市场中止流程：

（1）市场运营机构接到启动市场中止要求后，通知相关市场主体，包括市场中止的原因、范围和开始时间。

（2）市场运营机构在采取中止措施后，应记录中止的起止时间等相关信息，并报省发展改革委、江苏能源监管办备案。

（3）导致市场中止的情形消除后，可恢复市场交易。

第二节 免责条款

第二百五十八条 电网企业输配电业务属于受监管业务，依法接受监管，不承担市场运行相关的经济责任。

第二百五十九条 不可抗力引发的发输变电设备异常，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可预见、不可避免的客观情况。

第二百六十条 出现电力系统发生重大事故、系统安全稳定受到威胁、电力供应无法保障等情况，市场运营机构按照规定对市场进行干预或中止，电力调度机构按照“安全第一”的原则进行处理，并予以免责。

第十一章 信息披露

第一节 总体原则

第二百六十一条 信息披露主体是指参与现货市场的市场成员。

第二百六十二条 信息披露是指信息披露主体提供、发布与电力现货市场相关信息的行为。

第二百六十三条 信息披露应当遵循真实、准确、完整、及时、易于使用的原则。

第二百六十四条 市场竞争所需信息应当充分披露，信息披露主体对其提供信息的真实性、准确性、完整性负责。

第二百六十五条 市场运营机构负责现货市场信息披露管理工作，负责信息披露平台或模块的建设、运营和维护，为信息披露主体创造条件，并无歧视、无报偿披露公众信息和公开信息。

第二百六十六条 信息披露主体按照规定向市场运营机构提供相应信息，严禁超职责范围获取市场私有信息，不得泄露或滥用影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。

第二节 信息披露内容

第二百六十七条 按照信息公开范围，现货市场信息分为公众信息、公开信息、私有信息和依申请披露信息四类。

(1) 公众信息：是指向社会公众披露的信息。

(2) 公开信息：是指向所有市场成员披露的信息。

(3) 私有信息：是指向特定的市场主体披露的信息。

(4) 依申请披露信息：是指仅在履行申请、审核程序后向申请人披露的信息。

第二百六十八条 发电企业应当披露的公众信息包括：

(1) 企业全称、企业性质、所属发电集团、工商注册时间、营业执照、统一社会信用代码、法定代表人、联系方式、电源类型、装机容量、所在地区等。

(2) 企业变更情况，包括企业减资、合并、分立、解散及申请破产的决定；或者依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息。

(3) 与其他市场主体之间的关联企业信息。

(4) 其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

第二百六十九条 发电企业应当披露的公开信息包括：

(1) 发电企业机组信息，包括发电企业调度名称、电力业务许可证（发电类）编号、机组调度管辖关系、投运机组台数及编号、单机容量及类型、投运日期、接入电压等级；单机最大出力、核定最低技术出力、核定深调极限出力；机组出力受限的技术类型，如流化床、高背压供热等。

(2) 机组出力受限情况、机组检修及设备改造安排等。

第二百七十条 发电企业私有信息包括：

(1) 中长期交易结算曲线、电力市场申报电能量价曲线、机组启机费用、机组停机费用、辅助服务报价信息等。

(2) 机组爬坡速率、机组边际能耗曲线、机组最小开停机时间、机组预计并网和解列时间、机组启停出力曲线、机组调试曲线、调频、调压、日内允许启停次数、厂用电率、热电联产机组供热信息等机组性能参数。

(3) 机组运行情况，包括出力及发电量等。

(4) 各新能源发电企业日前、实时发电预测。

(5) 发电企业燃料、燃气供应情况、存储情况、燃料供应风险等。

第二百七十一条 售电公司应当披露的公众信息包括：

(1) 企业全称、企业性质、售电公司类型、工商注册时间、注册资本金、营业执照、统一社会信用代码、法定代表人、联系方式、信用承诺书、资产总额、股权结构、年最大售电量等。

(2) 企业资产证明、从业人员相关证明材料、资产总额验资报告等。

(3) 企业变更情况，企业减资、合并、分立、解散及申请破产的决定；或者依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息。

(4) 与其他市场主体之间的关联关系信息。

(5) 其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

第二百七十二条 售电公司应当披露的公开信息包括：

(1) 拥有配电网运营权的售电公司应当披露电力业务许可证（供电类）编号、配电网电压等级、配电区域、配电价格等

信息。

(2) 履约保函缴纳信息（如有）。

第二百七十三条 售电公司私有信息包括：

中长期交易结算曲线、电力市场申报电能量价曲线、与代理电力用户签订的相关合同或者协议信息、与发电企业签订的交易合同信息等。

第二百七十四条 电力用户应当披露的公众信息包括：

(1) 企业全称、企业性质、行业分类、用户类别、工商注册时间、营业执照、统一社会信用代码、法定代表人、联系方式、主营业务、所属行业等。

(2) 企业变更情况，包括企业减资、合并、分立、解散及申请破产的决定；或者依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息。

(3) 与其他市场主体之间的关联关系信息。

(4) 其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

第二百七十五条 电力用户应当披露的公开信息包括：

企业用电类别、接入地区、年用电量、用电电压等级、供电方式、自备电源（如有）、变压器报装容量以及最大需量等。

第二百七十六条 电力用户私有信息包括：

(1) 电力用户用电信息，包括用电户号、用电户名、结算户号、计量点信息、用户电量信息、用户用电曲线等。

(2) 中长期交易结算曲线、批发用户电力市场申报电能量

价曲线、可参与系统调节的响应能力和响应方式等。

第二百七十七条 电网企业应当披露的公众信息包括：

（1）企业全称、企业性质、工商注册时间、营业执照、统一社会信用代码、法定代表人、联系人、联系方式、供电区域、政府核定的输配电线损率等。

（2）与其他市场主体之间的关联关系信息。

（3）政府定价类信息，包括输配电价、各类政府性基金及其他市场相关收费标准等。

（4）电网主要网络通道示意图。

（5）其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

第二百七十八条 电网企业应当披露的公开信息包括：

（1）电力业务许可证（输电类）、电力业务许可证（供电类）编号。

（2）市场结算收付费总体情况及市场主体欠费情况。

（3）电网企业代理购电相关信息，包括代理用户分月总电量预测、相关预测数据与实际数据偏差、采购电量电价结果及水平、市场化机组剩余容量相关情况、代理购电用户电价水平及构成、代理购电用户总量和电价执行情况等。

（4）各类型发电机组装机总体情况，各类型发用电负荷总体情况等。

（5）电网设备信息，包括线路、变电站等输变电设备投产、退出和检修情况等。

（6）全社会用电量、重点行业用电量等。

第二百七十九条 市场运营机构应当披露的公众信息包括：

（1）机构全称、机构性质、机构工商注册时间、股权结构、营业执照、统一社会信用代码、法定代表人、组织机构、业务流程、服务指南、联系方式、办公地址、网站网址等。

（2）电力市场适用的法律法规、政策文件。

（3）电力市场规则类信息，包括交易规则、交易相关收费标准，制定、修订市场规则过程中涉及的解释性文档，对市场主体问询的答复等。

（4）信用评价类信息，包括市场主体电力交易信用信息、售电公司违约情况等。

（5）其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

（6）市场暂停、中止、重新启动等情况。

第二百八十条 市场运营机构应当披露的公开信息包括：

（1）公告类信息，包括电力交易机构财务审计报告、信息披露报告等定期报告、经认定的违规行为通报、市场干预情况等。

（2）交易公告，包括交易品种、交易主体、交易规模、交易方式、交易准入条件、交易开始及终止时间、交易参数、出清方式、交易约束信息、交易操作说明、其他准备信息等。

（3）交易结果及其实际执行情况等。

（4）市场主体申报信息和交易结果，包括参与交易的主体数量、交易总申报电量、成交的主体数量、最终成交电量、成交均价等。

(5) 市场边界信息，包括电网安全运行的主要约束条件、输电通道可用容量、关键输电断面及线路传输限额、必开必停机组组合、非市场机组出力曲线、备用及调频等辅助服务需求、参与市场新能源总出力预测等。

(6) 市场参数信息，包括市场出清模块算法及运行参数、价格限值、约束松弛惩罚因子、节点分配因子及其确定方法、节点及分区划分依据和详细数据等。

(7) 预测信息，包括系统负荷预测、外来（外送）电交易计划、新能源出力预测等，任何预测类信息都应当在实际运行后一日内发布对应的实际值。

(8) 运行信息，包括实际负荷、实时频率、系统备用信息，重要通道实际输电情况、实际运行输电断面约束情况及其影子价格情况、联络线潮流，输变电设备检修安排执行情况、发电机组检修执行情况，非市场机组实际出力曲线等。

(9) 参与现货市场机组分电源类型中长期合约占比、合约平均价格、总上网电量等。

(10) 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。

(11) 市场出清类信息，包括各时段出清电价、出清电量，调频容量价格和调频里程价格，备用总量、备用价格，输电断面约束及阻塞情况等。

(12) 每个交易时段的分类结算情况，不平衡资金明细及每项不平衡资金的分摊方式等。

第二百八十一条 市场运营机构应当向特定市场主体披露其私有信息包括：

(1) 中长期结算曲线、分时段中长期交易结算电量及结算电价，日前中标出力及日前出清电价，实时中标出力及实时出清电价。

(2) 结算类信息，包括日清算单、月结算单、电费结算依据等。

第二百八十二条 市场成员应当报送的依申请披露信息包括：

(1) 电网企业报送各非市场用户的类型，购售电电量和电价等。

(2) 电网企业报送市场用户进入市场前的用电信息。

(3) 电网企业报送能够准确复现完整市场出清结果的电力系统市场模型及相关参数，包括 220kV 及以上输电设备（输电线路和变压器）联结关系，输电断面包含的输电设备及其系数、潮流方向、潮流上下限额等。

第二百八十三条 依申请披露信息纳入特定管理流程，由申请人发起申请，经审核通过并承诺履行保密责任后方可获取相关信息。申请人应当为参与现货市场的市场成员，需书面提交申请，申请内容至少包括申请人单位、申请信息内容、申请信息必要性说明、联系方式等。

第二百八十四条 对于申请人提出的信息披露申请，如认定不通过或者披露信息范围需要调整，应及时通知申请人。如不能按时披露申请人提出的相关信息，应当明确延期披露的原因及时限，并在信息披露平台上专栏公示。

第二百八十五条 征得电力用户同意后，电网企业和市场运营机构应当允许售电公司和发电企业获取电力用户历史分时用电数据、用电信息等有关信息，并约定信息开放内容、频率、时效性，以满足市场主体参与现货交易的要求。

第二百八十六条 市场成员可申请扩增信息，采用书面形式将申请发送至市场运营机构指定的信息联系人，信息联系人收到扩增信息披露申请 5 个工作日内通知所有受影响的市场主体，在 15 个工作日内形成对该申请的初步意见，分为同意披露和无法达成一致、进入争议调解程序两种选项。信息联系人应跟踪所有的正式信息披露申请，并每月向市场管理委员会出具报告，说明每项申请的性质和对该项申请的响应情况。市场信息披露范围扩增申请应通过信息披露平台专栏公示。

第二百八十七条 信息披露文档形式以可导出的、常规文件格式为主。

第二百八十八条 市场运营机构应定期向市场主体出具信息披露报告，内容应至少涵盖市场透明度、重点违规情况、市场干预情况三个方面。

第三节 信息保密和封存

第二百八十九条 任何市场成员不得违规获取或者泄露未经授权披露的信息。市场成员的工作人员未经许可不得公开发表可能影响市场成交结果的言论。市场成员应当建立健全信息保密管理制度，定期开展保密培训，明确保密责任，必要时应当对办公系统、办公场所采取隔离措施。

第二百九十条 信息封存是指对关键信息的记录留存。任何有助于还原运行日（指执行日前电力市场交易结果，保证实时电力平衡的自然日）情况的关键信息应当记录、封存。封存信息包括但不限于：

（1）运行日市场出清模型信息。

（2）市场申报量价信息。

（3）市场边界信息，包括外来（外送）电曲线、检修停运类信息、预测信息、新能源发电曲线、电网约束信息等。

（4）市场干预行为，包括修改机组出力、修改外来（外送）电出力、修改市场出清参数、修改预设约束条件、调整检修安排、调整既有出清结果等，应当涵盖人工干预时间、干预人员、干预操作、干预原因、受影响主体以及影响程度信息等。

（5）实时运行数据，包括机组状态及机组出力曲线、电网实时频率等。

（6）市场结算数据、计量数据。

第二百九十一条 市场运营机构应当建立市场干预记录管理机制，明确记录保存方式。任何单位或者个人不得违法违规更改已封存信息。市场干预记录应当报市场管理委员会备案，保

证市场干预行为的公平性。

第二百九十二条 封存的信息应当以易于访问的形式存档，并且存储系统应当满足访问、数据处理和安全方面的要求。

第二百九十三条 信息的封存期限为 5 年，特殊情形除外。

第四节 监督管理

第二百九十四条 江苏能源监管办、省发展改革委对市场成员的信息披露行为进行监管，并根据各自履行监管职责的需要采取信息报送、现场检查、行政执法等监管措施。

第二百九十五条 市场主体对披露的市场信息有异议或疑问，可提请江苏能源监管办、省发展改革委责令相关信息披露主体或市场运营机构予以解释及配合。对未按要求及时披露、变更或者披露虚假信息的市场成员，江苏能源监管办、省发展改革委可要求其出具书面解释，并通过信息披露平台公开通报。市场成员一年之内出现上述情形两次以上的，可对其采取监管约谈、监管通报、责令改正、出具警示函、出具监管意见等监管措施，并依据《电力监管条例》等有关规定作出行政处罚。

第二百九十六条 江苏能源监管办、省发展改革委组织专业机构对信息披露总体情况作出评价，从信息披露的有效性、易于使用性和保密性等方面对信息披露情况进行分析，将评价结果向所有市场成员公布。

第十二章 市场力监测

第一节 市场力行为

第二百九十七条 滥用市场力行为指市场主体违反公平竞争原则，通过使用不正当手段获取不正当利益，损害市场公共利益、扰乱市场秩序等行为，主要包括持留行为、市场串谋行为和市场操纵行为等。

第二百九十八条 持留行为指市场主体通过物理持留和经济持留等不正当手段，影响市场成交结果，扰乱市场秩序的行为。物理持留指市场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；经济持留指市场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市场主体整体收益。

第二百九十九条 市场串谋行为指两个或两个以上不具有实际控制关系的市场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。

第三百条 市场操纵行为是指市场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。

第二节 市场力行为识别和处置

第三百〇一条 在市场监测中发现以下情形的，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，或以远高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) 其他涉嫌滞留行为的情形。

第三百〇二条 在市场监测中发现以下情形的，市场运营机构启动行使串谋行为识别。

- (1) 不具有实际控制关系的市场主体拥有的信息化交易平台存在数据交互的；
- (2) 不具有实际控制关系的市场主体频繁出现关联性申报行为的；
- (3) 其他涉嫌市场串谋行为的情形。

第三百〇三条 在市场监测中发现以下情形的，市场运营机构启动市场操纵行为识别。

- (1) 机组实际运行关键参数与事前注册信息存在较大偏差的；
- (2) 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；
- (3) 其他涉嫌市场操纵行为的情形。

第三百〇四条 市场运营机构对滞留、市场串谋和市场操

纵行为进行识别，并将情况报告省发展改革委、江苏能源监管办依法依规查处。

第三节 市场力监测及缓解

第三百〇五条 建立电力市场运行监测机制和评价标准，市场运营机构负责对电力市场运行情况监测和评估，定期提交市场监测分析报告，维护电力市场公平竞争秩序。

第三百〇六条 为避免具有市场力的发电机组操纵市场价格，日前市场出清后需进行市场力检测。通过市场力检测的发电机组报价被视为有效报价，可直接参与市场出清，未通过市场力检测的发电机组采用市场力缓解措施处理后，可重新参与市场出清。

第三百〇七条 对比发电机组日前市场出清加权平均价格与市场力检测参考价格，当发电机组日前市场出清平均加权价格小于等于市场力检测参考价格时，认定为通过市场力检测；当发电机组日前市场出清加权平均价格大于市场力检测参考价格时，认定为不通过市场力检测。

第三百〇八条 发电机组的市场力检测参考价格由市场管理委员会提出建议，经省发展改革委同意后执行。

第三百〇九条 市场力缓解措施指未通过市场力检测时，选定管制发电机组，并将其日前市场报价替换为核定的成本价格，然后重新组织市场出清。

第十三章 市场争议处理

第三百一十条 本规则所指争议主要是指市场成员之间的下列争议：

- (1) 注册或注销市场资格的争议；
- (2) 市场成员按照规则行使权力和履行义务的争议；
- (3) 市场交易、计量、考核和结算的争议；
- (4) 其他方面的争议。

第三百一十一条 发生争议时，按照国家、省有关法律法规和相关规定处理，具体方式有：

- (1) 协商解决；
- (2) 申请调解或裁决；
- (3) 提请仲裁；
- (4) 提请司法诉讼。

第十四章 市场监管

第三百一十二条 省发展改革委、江苏能源监管办根据职责依法履行电力现货市场监管，规范市场成员信息发布、市场交易、信息披露等行为，对市场成员有关操纵市场力、公平竞争、电网公平开放等情况实施监管。

第三百一十三条 市场监管工作应遵循以下原则：

（1）任何单位和个人不得干预电力市场的日常运行（比如干预调度操作、规则维护程序、结算手续等等）。

（2）市场运营机构负责市场的运行，保证公平、公开、公正、透明的市场竞争环境。

（3）电力调度机构负责电力调度和电力系统可靠性。电力调度机构应该让市场充分发挥其功能，尽量避免场外调度或其他可能扭曲市场出清价格的行为。

（4）市场运营机构根据有关规定，履行市场运营、市场监控等职责。

（5）鼓励市场参与主体不断完善自我监测系统，及时报告违规事项。所有市场参与主体必须保存与市场有关的交易记录，时限至少 2 年。

第三百一十四条 市场操纵是市场主体通过设计欺诈性或欺骗性的交易方案、散布虚假信息和合谋等违反公平竞争的行为，谋取相关收益。任何市场主体不得从事操纵市场的行为。

第三百一十五条 任何个人和实体不得操纵市场。操纵市场

的行为包括但不限于如下：

（1）散布虚假信息。

（2）向市场运营机构提交（包括口头报告）虚假的、误导性的或不真实的资料、报价或其他数据（比如故意紧急停机、虚报实际发电能力），故意造成阻塞或稀缺价格，故意在能量市场造成损失，以便获得不当收益。

（3）不及时提交或发布相关规定中明确提出的应必须公开的信息，意图或已经从中获利（比如不及时公布或上报机组检修安排等）。

（4）合谋（或默契合谋）其他市场成员（包括交易机构和调度机构人员）和关联公司谋取利益（比如售电公司之间签订或口头约定地域性排他性协议，发电企业和第三方供应商约定排他性产品协议等）。

（5）妨碍公平竞争的其他行为。

第三百一十六条 省发展改革委、江苏能源监管办有权根据监测、举报、或应上级政府部门指令，启动反操纵行为调查。

第三百一十七条 市场监管其他内容按《江苏电力市场监管实施办法（试行）》相关要求执行。

第十五章 信用管理

第一节 职责分工

第三百一十八条 开展电力市场信用评价和管理，根据市场主体信用评价结果和市场运营情况，建立市场主体信用管理机制。

第三百一十九条 信用管理内容包括：市场主体信用等级评价、市场履约风险、信用预警、履约保函、履约风险防控等。

第三百二十条 电力交易机构职责：

（1）组织制定电力市场信用管理制度和办法。

（2）对信用管理对象进行信用评价、信用额度计算、信用预警、履约担保管理、履约风险防控等。

第三百二十一条 市场主体职责：

（1）遵守电力市场信用管理的制度和办法，主动配合开展信用评价。

（2）按照信用管理结果及时足额提交履约担保。

（3）配合落实信用预警和履约风险防控措施。

第三百二十二条 电网企业职责：

（1）按有关程序使用市场主体提交的履约担保。

（2）提供市场主体的结算电费缴费信息及欠费信息。

第二节 信用等级评价

第三百二十三条 市场主体信用评价，由电力交易机构按照电力交易机构主体信用评价标准，定期对已获得市场准入、完

成注册登记流程并参与市场交易的市场主体进行评价。根据信用评价得分确定市场主体信用等级，相关市场主体须按要求及时、完整提交真实材料，配合开展相关评价。

第三百二十四条 信用评价报告及信用评级结果定期向全社会发布，并在电力交易平台中标明市场主体的信用评级情况。

第三百二十五条 对市场主体信用状况进行不定期抽查。若市场主体发生失信行为的，及时核实，根据核实结果确定是否调整信用评级。

第三百二十六条 电力交易机构根据年度信用评价结果，对市场主体的信用情况进行信用备案。在信用评价周期内，市场主体发生重大失信等行为，经核实后及时进行不定期备案。

第三百二十七条 电力企业信用评价等级分为三类九级，依次分别为 AAA、AA、A、BBB、BB、B、CCC、CC、C。其中 C 类市场主体强制退出市场，直接列入“黑名单”。

第三百二十八条 售电公司办理履约保函时，电力交易机构可根据信用等级调整其保函额度。在信用评价期内的市场交易中，AAA、AA 级信用等级的售电公司分别可免交 50%、30% 银行履约保函额度，BB、B 级信用等级的售电公司分别增加 30%、50% 银行履约保函额度。

第三节 市场履约风险

第三百二十九条 市场履约风险分为交易履约风险和结算履约风险两类。

第三百三十条 交易履约风险按以下公式计算：

交易履约风险=Σ 单品种持有合约交易履约风险

单品种持有合约交易履约风险=单品种持有合约成本-单品种持有合约价值×（1-Q%）

单品种持有合约成本=Σ（买入合约量×买入合约价）-Σ（卖出合约量×卖出合约价）

单品种持有合约价值=单品种 T 日综合价格×单品种 T 日净合约量

其中，Q%为下一个交易日该交易标的价格的涨跌幅限额绝对值，涨跌幅限值应事前向市场主体公布。

第三百三十一条 结算履约风险由市场主体的历史欠费、未到期账单费用、已清算交易费用、未清算交易费用四部分组成，计算公式如下：

T 日的结算风险=历史欠费+未到期账单费用+已清算交易费用+未清算交易费用

（1）历史欠费是指电力交易机构已经出具结算单据，但市场主体超过付款期限，截至 T 日尚未支付的款项。

（2）未到期账单费用是指电力交易机构已出具正式结算账单，市场主体在付款期限内截至 T 日尚未完成支付的款项。市场主体已结算并出具账单但未到期的现货市场结算款项和中长期合约分割到相应时间段内的结算款项等，均属于市场主体的未到期账单费用。

（3）已清算交易费用是指市场主体已经完成交易，市场运

营机构已开展清算、但尚未完成结算、未出具正式结算账单的款项。市场主体已交易并开展日清算、但尚未完成结算流程的现货市场结算款项和中长期合同分割到相应时间段内的结算款项等，均属于市场主体的已清算交易费用。

（4）未清算交易费用是指市场主体已经完成交易，但市场运营机构尚未完成日清算的款项。市场主体已交易但未开展日清算的现货市场结算款项和中长期合同分割到相应时间段内的结算款项等，均属于市场主体的未清算交易费用。

第四节 信用预警

第三百三十二条 信用管理机构通过市场主体的信用等级、资产情况以及提交的履约担保，计算该市场主体的无担保信用、担保信用，进而确定该市场主体在某类市场的信用额度，以及该市场主体的信用额度总额。

（1）市场主体的无担保信用主要由市场主体的有形净资产以及信用评价等级对应的有形净资产比率确定。无担保信用额度仅可用于日前市场、实时市场等现货市场。

（2）市场主体在现货市场的信用额度，由市场主体的无担保信用和担保信用共同构成；市场主体在中长期市场的信用额度，仅限于市场主体的担保信用。

第三百三十三条 信用额度要求：

（1）信用管理对象参与中长期市场交易，交易信用额度须大于或等于交易履约风险。

(2) 信用管理对象参与电力市场结算，结算信用额度须大于或等于结算履约风险。

第三百三十四条 信用占用度：

电力交易机构通过交易信用占用度和结算信用占用度来对市场主体的信用额度进行信用预警管理，并及时通知市场主体通过适当的手段满足市场交易信用要求。

(1) 交易信用占用度=交易履约风险/交易信用额度；

(2) 结算信用占用度=结算履约风险/结算信用额度。

第三百三十五条 信用预警措施：

电力交易机构定期对市场主体的信用占用度进行跟踪监控，并结合监控结果采取警示措施：

(1) 当市场主体任何一类信用占用度达到 70%时，对市场主体进行信用额度预警通知。

(2) 当市场主体任何一类信用占用度达到 90%时，对市场主体进行信用额度告警通知。

(3) 若市场主体的交易信用占用度等于或大于 100%时，暂停其在中长期市场的市场交易资格，并对其中长期电能量市场典型曲线合约进行强制处理。

(4) 若市场主体的结算市场信用占用度等于或大于 100%，则暂停其所持有的交割月的年、月、周等中长期合约、现货市场成交结果以及相关零售合约的结算资格。

第三百三十六条 当市场主体收到信用额度预警及告警通知后，为了保证交易和结算的正常进行，可以采取降低信用

占用度。

现阶段，降低交易信用占用度的措施主要是：提交有效期覆盖至下一次收取日的交易履约保函。

现阶段，降低结算信用占用度的措施主要是：

（1）提交有效期覆盖至下一次保函收取日的结算履约保函，从而提升结算信用额度；

（2）交清历史欠费，或支付未到期账单费用，从而减少结算风险。

第三百三十七条 信用信息披露：

市场主体的交易信用额度、交易履约风险、交易信用占用度、单品种持有合约交易履约风险、结算信用额度、结算履约风险、结算信用占用度等信用管理相关信息，均由电力交易机构进行信息披露。

第五节 履约保函

第三百三十八条 参与电力市场交易的市场主体，应结合交易的实际需要，按照相关规定向电力交易机构提交履约担保。履约担保主要采用履约保函形式，市场主体不能在规定时间内提交相应履约保函的，可以用现金担保形式补齐应缴额度。以现金担保形式缴纳部分，在补齐对应金额履约保函后，现金担保部分予以退还。在此过程中所提交现金担保产生的孳息不予返还。

第三百三十九条 履约保函的基本要求：

(1) 企业集团财务公司只能对本集团成员单位开具履约保函。

(2) 电力交易机构建立履约保函管理工作制度，明确保函的计算、开立、接收、执行、退还等情况记录和通报程序。

(3) 市场主体需按照公开发布的标准在规定时间内足额缴纳保函额度。未能按时足额缴纳的，电力交易机构有权根据相关规定对其采取暂停交易资格等风险防控措施。

(4) 当市场主体交易行为存在较大风险时，电力交易机构有权要求市场主体追加履约保函额度。

第三百四十条 履约保函额度：

履约保函额度以 50 万元为单位，售电公司提供的履约保函额度应为 50 万元的整数倍。

提供 50 万元履约保函额度的，履约保函有效期内可参与市场化交易电量月度规模上限为 1 亿千瓦时；履约保函额度每增加 50 万元，履约保函有效期内可参与市场化交易电量月度规模上限增加 1 亿千瓦时；提供保函额度达到或超过 2000 万元的，履约保函有效期内可参与市场化交易电量月度规模不受限制。

当依据售电公司提供的履约保函额度确定的电量规模与依据其资产总额确定的允许售电量规模不一致时，按两者中较小者确定其可参与市场化交易电量规模限额。

第三百四十一条 交易履约保函：

(1) 现阶段，交易履约保函提交主体为售电公司，受益人为电力交易机构。

(2) 电力交易机构在每个中长期集中交易日闭市后，计算市场主体应缴纳的交易履约担保额度。

(3) 售电公司所提交的交易履约保函有效期至少应覆盖至下一个履约保函计算日。

(4) 交易履约保函覆盖范围为中长期集中竞价交易合约。

第三百四十二条 结算履约保函：

(1) 现阶段，结算履约保函提交主体为售电公司，受益人为电网企业或承担用户结算收缴电费职能的配售电公司。

(2) 电力交易机构应在每日现货市场结算后，计算市场主体应缴纳结算履约担保额度。

(3) 结算履约保函有效期至少应覆盖至下一个月度结算缴费截止日。

(4) 结算履约担保额度覆盖范围为进入结算周期的中长期交易市场合约、现货市场成交合约以及相关的零售合约。

第三百四十三条 履约保函开立：

市场主体以自愿为原则，在银行或本企业集团财务公司开立履约保函。

第三百四十四条 履约保函接收：

(1) 履约保函提交人需向电力交易机构提交履约保函原件及承诺书。承诺书需市场主体法定代表人签字并加盖市场主体单位公章。

(2) 为补足信用额度而重新开立履约保函的市场主体，或原履约保函已过期需重新开立履约保函的市场主体，应当将重

新开立的履约保函原件及承诺书一并提交至电力交易机构。

(3) 电力交易机构收到市场主体提交的履约保函后，X个工作日内向市场主体开具履约保函接收证明。

第三百四十五条 电力交易机构应将履约保函收取、执行情况等相关信息及时在市场主体范围内履行信息公开职责，并进行备案。

第三百四十六条 履约保函执行：

(1) 交易履约保函执行：市场主体持有的中长期典型曲线交易合约被强制处理后出现亏损的，电力交易机构可使用履约保函，并向履约保函开立单位出具履约保函原件，要求支付款项，同时向相关市场主体发出执行告知书。

(2) 结算履约保函执行：市场主体未缴纳或未足额缴纳相关结算费用的，电网企业或承担相应用户结算收缴电费职能的配售电公司可向电力交易机构提出使用履约保函，并向履约保函开立单位出具履约保函原件，要求支付款项，同时向相关市场主体发出执行告知书。

(3) 电网企业或承担相应用户结算收缴电费职能的配售电公司应于结算履约保函执行前 5 个工作日内，向电力交易机构提出借用履约保函原件的申请，在做好借用记录后，由电力交易机构将履约保函原件交借用单位。借用单位完成履约保函执行工作后，应于执行完毕之日起 5 个工作日内将履约保函原件交还电力交易机构，并做好交还记录。

(4) 对履约保函执行事宜有异议的市场主体，需于执行告

知书发出之日起 10 个工作日内向电网企业、电力交易机构提出异议。经核实市场主体无欠费或欠费金额计算错误的，已通过履约保函支付的欠款将在 30 个工作日内退还。

第三百四十七条 履约保函退还：

（1）市场主体可向电力交易机构申请退还履约保函。

（2）市场主体申请退还履约保函需向电力交易机构提供以下材料：电网企业或承担相应用户结算收缴电费职能的配售供电公司对于该市场主体已完成费用结算的相关依据；申请退还履约保函的书面申请，须加盖单位公章；履约保函领取人的授权委托书、身份证，须由市场主体法定代表人签字，加盖单位公章。

（3）电力交易机构在收到市场主体申请后，对相关材料的完备性进行核验，在核验确认无误后及时退还相应的履约保函。

第六节 履约风险防控

第三百四十八条 根据国家发改委、国家能源局《关于加强和规范涉电领域失信联合惩戒对象名单管理工作的实施意见》（发改运行规〔2018〕233号）规定进行失信名单管理。

第三百四十九条 为防范市场履约风险，电力交易机构可采取暂停交易资格、要求追加履约保函等强制措施。

（1）暂停交易资格

市场主体需在规定时间内足额缴纳保函。未能按时足额缴

纳的，电力交易机构有权根据相关规定对其采取限制交易规模直至暂停交易资格等风险防控措施：

（a）对于不满足交易信用要求的市场主体，暂停其在中长期市场的交易资格，或实施临时的净合约量限制和累计交易量限制，在下一个交易日开始针对其所持有合约实施强制处置，直至满足履约保函要求为止。

（b）对于不满足结算信用要求的市场主体，暂停其在现货市场的交易和结算资格，对其所持有的已进入交割的中长期合约进行强制处理，售电公司持有的零售合约不再作为结算依据，其所代理的零售用户转由保底售电公司代理。

（2）追加履约保函

当市场主体交易行为存在较大风险时，电力交易机构有权要求市场主体追加履约保函。

售电公司预计交易电量规模发生变化，导致超过其提交履约保函额度对应的电量规模时售电公司应及时追加履约保函额度，在追加前限制其交易电量规模，由此引起交易相关方的损失，由售电公司全额承担。

附件一：日前电能量市场数学模型

第一节 日前安全约束机组组合数学模型

1. 目标函数：

日前安全约束机组组合数学模型的目标函数如下所示：

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

其中：

T 表示所考虑的时段总数，每 15 分钟一个时段；

N 表示机组总台数；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 、 $C_{i,t}^V$ 分别为机组 i 在时段 t 的运行费用、启机费用、停机费用，其中机组运行费用 $C_{i,t}(P_{i,t})$ 是与机组申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

M 为用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子；

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

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

2. 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。

(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：

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

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

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

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

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

其中， $\alpha_{i,t}$ 为机组i在时段t的启停状态； T_U 为机组的最小连续开机时间； T_D 为机组的最小连续停机时间； $T_{i,t}^U$ 、 $T_{i,t}^D$ 为机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) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

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

其中， P_l^{\max} 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组 i 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(11) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

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

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} 为节点对断面 s 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_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， N 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、下限。

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 个出力区间应的能量价格。

机组启动费用表达式:

$$C_{i,t}^U = y_{i,t} C_i^U$$

其中, C_i^U 为机组 i 申报的单次启动费用, $y_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 是否切换到启动状态。

机组停机费用表达式:

$$C_{i,t}^V = z_{i,t} C_i^V$$

其中, C_i^V 为机组 i 申报的单次停机费用, $z_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 是否切换到停机状态。

第二节 日前安全约束经济调度数学模型

1. 目标函数:

日前安全约束经济调度数学模型的目标函数如下所示:

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

其中,

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 在时段 t 的出力;

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 表示机组 i 在时段 t 的运行费用, 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_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量; NL 为线路总数;

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

2. 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。

(2) 系统旋转备用约束

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

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

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

(3) 机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内, 其约束条件可以描述为:

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

其中, $\alpha_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的启停状态, 其为 SCUC 的优化结果; $P_{i,t}^{\max}$ 、 $P_{i,t}^{\min}$ 分别是机组 i 在时段 t 的最大、最小出力。

(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, 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。

(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。爬坡约束可以描述为：

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

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

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。

(6) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

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

其中， P_l^{\max} 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组 i 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(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； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 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， $P_{i,m}^{\max}$ 、分别为机组 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

机组行费用表达式：

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

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

申报购电电力需求价格曲线的售电公司及一类用户日前市场出清电量表达式：

$$Q_{\text{日前},t} = \sum_{n=1}^{NN} Q_{\text{日前},t,n}$$

$$Q_{\text{日前},t,n}^{\min} \leq Q_{\text{日前},t,n} \leq Q_{\text{日前},t,n}^{\max}$$

其中， $Q_{\text{日前},t}$ 为售电公司或一类用户在时段 t 的日前市场出清电量， NN 为售电公司及一类用户报价总段数， $Q_{\text{日前},t,n}$ 为售电公司或一类用户在时段 t 第 n 个购电电力需求区间的出清电量， $Q_{\text{日前},t,n}^{\max}$ 、 $Q_{\text{日前},t,n}^{\min}$ 分别为售电公司或一类用户在时段 t 申报的第 n 个购电电力需求区间的上、下限。

第三节 日前分区电价计算模型

1. 根据节点边际电价形成分区电价

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 的节点边际电价（LMP）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；

$\tau_{s,t}^{\max}$ ：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。

得到系统内各节点的节点边际电价后，采用分区内各节点边际电价的加权平均值作为该分区的分区电价。

2. 根据系统边际电价形成分区电价

采用分区内系统边际电价作为该分区的分区电价。满足分区电力电量平衡的最后一台中标的机组报价作为该时段系统边际价格，其中必开机组必开出力段不作为系统边际机组。

附件二：实时电能量市场数学模型

第一节 实时安全约束经济调度数学模型

1. 目标函数：

实时安全约束经济调度数学模型的目标函数如下所示：

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

其中：

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 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 表示机组 i 在时段 t 的运行费用，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_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量；NL 为线路总数；

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

2. 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。

(2) 系统旋转备用约束

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

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

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

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

(3) 机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

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

其中， $\alpha_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的启停状态，其为 SCUC 的优化结果； $P_{i,t}^{\max}$ 、 $P_{i,t}^{\min}$ 分别是机组 i 在时段 t 的最大、最小出力。

(4) 机组群出力上下限约束

机组群的出力该处于其最大/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。

(5) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满爬坡速率要求。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。

(6) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

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

其中， P_l^{\max} 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组 i 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(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； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 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：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^{NM} P_{i,t,m} \quad P_{i,m}^{\min} \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{\max}$$

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、下限。

机组运行费用表达：

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

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

第二节 实时分区电价计算模型

1. 根据节点边际电价形成分区电价

实时电能量市场 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， $P_{i,t}^{SCED}$ 为实时电能量市场 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，重新计算实时电能量市场中的 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 的节点边际电价（LMP）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；

$\tau_{s,t}^{\max}$ ：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。

得到系统内各节点的节点边际电价后，采用分区内各节点边际电价的加权平均值作为该分区的分区电价。

2. 根据系统边际电价形成分区电价

采用分区内系统边际价作为该分区的分区电价。满足分区电力电量平衡的最后一台中标的机组报价作为该时段系统边际价格，其中必开机组必开出力段不作为系统边际机组。

附件三：现货市场结算公式明细

第一节 批发市场结算

1. 批发市场发电侧电费收入包括中长期合约电费收入和现货偏差部分电费收入。现货偏差部分电费收入由日前市场偏差电费、实时市场偏差电费、容量补偿费用、成本补偿费用、辅助服务费用、分区价差不平衡资金、返还费用等构成。

计算公式如下：

$$R_{\text{收入}} = R_{\text{日前偏差}} + R_{\text{实时偏差}} + R_{\text{容量补偿}} + R_{\text{成本补偿}} + R_{\text{辅助服务}} + R_{\text{返还}} + R_{\text{分区价差不平衡}}$$

其中：

$R_{\text{收入}}$ 为省内批发市场发电机组现货偏差部分电费收入；

$R_{\text{日前偏差}}$ 为日前市场机组偏差电能量电费；

$R_{\text{实时偏差}}$ 为实时市场机组偏差电能量电费；

$R_{\text{容量补偿}}$ 为机组容量补偿电费收入；

$R_{\text{成本补偿}}$ 为机组启动、必开机组补偿费用；

$R_{\text{辅助服务}}$ 为机组辅助服务收入费用；

$R_{\text{返还}}$ 为日内临时非计划停运机组现货电能量收益等返还费用；

$R_{\text{分区价差不平衡}}$ 为机组分摊或返还的分区价差不平衡资金。

2. 发电机组日前市场根据日前市场出清电量与中长期电力交易合同等的偏差部分，按照日前市场分区电价进行结算。

$$R_{\text{日前偏差},t} = Q_{\text{日前偏差},t} \times P_{\text{日前},t}$$

$$Q_{\text{日前偏差},t} = Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{中长期},t}$$

其中：

$R_{\text{日前偏差},t}$ 为日前市场机组 T 时段偏差电能量电费；

$Q_{\text{日前偏差},t}$ 为日前市场机组 T 时段偏差电量；

$P_{\text{日前},t}$ 为日前市场 T 时段机组所在区分区电价。

$Q_{\text{日前},t}$ 为日前市场机组 T 时段日前出清电力曲线对应中标电量；

$Q_{\text{中长期},t}$ 为机组 T 时段与用户中长期合同约定电力曲线对应电量，以及其他作为省内现货边界条件的跨省跨区交易电量。

3. 参与现货市场的市场主体必须按价区签订中长期电力交易合同，约定电力曲线或电力曲线形成方式，在现货市场按照约定电力曲线完成结算交割。若中长期合同未约定电力曲线或电力曲线分解方式，应由市场购售双方协商确定。对无法确定电力曲线的中长期合同，在电力调度机构提供的标准分解曲线基础上，合同双方通过市场交易匹配实际发用电曲线。

4. 实时市场中，发电机组根据实际上网电量与日前市场出清电量等的偏差部分，按照实时市场分区电价进行结算。

$$R_{\text{实时偏差},t} = Q_{\text{实时偏差},t} \times P_{\text{实时},t}$$

$$Q_{\text{实时偏差},t} = Q_{\text{上网},t} - Q_{\text{中长期},t} - Q_{\text{日前偏差},t}$$

其中：

$R_{\text{实时偏差},t}$ 为实时市场机组 T 时段偏差电能量电费；

$Q_{\text{实时偏差},t}$ 为实时市场机组 T 时段偏差电量；

$P_{\text{实时},t}$ 为实时市场机组 T 时段所在区分区电价；

$Q_{\text{上网},t}$ 为机组 T 时段实际上网电力曲线对应上网电量；

$Q_{\text{中长期},t}$ 为机组 T 时段与用户中长期合同约定电力曲线对应电量，以及其他作为省内现货边界条件的跨省跨区交易电量；

$Q_{\text{日前偏差},t}$ 为机组 T 时段按照日前分区电价结算的偏差电力曲线对应电量。

5. 批发市场用户侧电费支出包括中长期合约电费支出和现货偏差部分电费支出。现货偏差部分电费支出由日前市场偏差电费、实时市场偏差电费、容量补偿费用、成本补偿类费用、辅助服务费用、分区价差不平衡资金等构成。

计算公式如下：

$$C_{\text{支出}} = C_{\text{日前偏差}} + C_{\text{实时偏差}} + C_{\text{容量补偿}} + C_{\text{成本补偿}} + C_{\text{辅助服务}} + C_{\text{分区价差不平衡}}$$

其中：

$C_{\text{支出}}$ 为省内批发市场用户侧现货偏差部分电费支出；

$C_{\text{日前偏差}}$ 为用户侧日前市场偏差电能量电费；

$C_{\text{实时偏差}}$ 为用户侧实时市场偏差电能量电费；

$C_{\text{容量补偿}}$ 为用户侧容量补偿电费；

$C_{\text{成本补偿}}$ 为用户侧成本补偿类电费；

$C_{\text{辅助服务}}$ 为用户侧辅助服务费用；

$C_{\text{分区价差不平衡}}$ 为用户侧分摊或返还的分区价差平衡费用。

6. 用户侧日前市场出清电量与中长期电力交易合同等的偏差部分，按照日前市场分区电价进行结算。

$$C_{\text{日前偏差},t} = (Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{中长期},t}) \times P_{\text{日前用户},t}$$

其中：

$C_{\text{日前偏差},t}$ 为参与现货市场用户 T 时段日前市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{日前},t}$ 为用户侧 T 时段内在日前市场出清电量；

$Q_{\text{中长期},t}$ 为用户侧在 T 时段签订的中长期合同约定电力曲线对应电量，以及其他作为省内现货边界条件的跨省跨区交易电量；

$P_{\text{日前用户},t}$ 为日前分区用户侧电能量价格。

7. 用户侧实时市场，根据实际用电量与日前市场出清电量等的偏差部分，按照实时市场分区电价进行结算。

$$C_{\text{实时偏差},t} = (Q_{\text{实时},t} - Q_{\text{日前},t}) \times P_{\text{实时用户},t}$$

其中：

$C_{\text{实时偏差},t}$ 为参与现货市场用户侧 T 时段实时市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{实时},t}$ 为用户侧 T 时段实际计量电量；

$Q_{\text{日前},t}$ 为用户侧 T 时段日前出清电量；

$P_{\text{实时用户},t}$ 为实时市场 T 时段实时分区用户侧电能量价格；

$P_{\text{实时},t}$ 为实时市场 T 时段用户所在区实时分区电价。

8. 为控制市场风险，规定电能量结算价格上下限。当出清电价超过限值时，结算电价置为规定价格上下限值。

9. 因市场交易规则、结算规则、电价政策等发生变化，需要调整结算公式的，以事先向市场主体发布的交易公告为准。

第二节 补偿类资金结算

1. 建立容量补偿机制，根据发电机组固定成本确定发电机组容量补偿价格，容量补偿价格由省发展改革委确定。若用户当日现货结算电量为正数，容量补偿费用按照参与现货市场机组有效装机容量按日补偿给发电侧。若用户当日现货结算电量为负数，向用户返还容量补偿费用，容量补偿费用按照参与现货市场机组有效装机容量分摊。

$$R_{\text{容量费用},j} = (Q_{\text{日前偏差},j} + Q_{\text{实时偏差},j}) \times P_{\text{容量补偿价格}}$$

$$R_{\text{容量费用},i} = \sum_j (Q_{\text{日前偏差},j} + Q_{\text{实时偏差},j}) \times P_{\text{容量补偿价格}} \times P_{\text{可用容量},i} / \sum_{i=1}^N P_{\text{可用容量},i}$$

其中：

$R_{\text{容量费用},j}$ 为向用户 j 收取（支付）的容量费用；

$R_{\text{容量费用},i}$ 为向机组 i 支付（收取）的容量费用；

$\sum_j (Q_{\text{日前偏差},j} + Q_{\text{实时偏差},j})$ 为某时段所有用户现货电量之和；

$P_{\text{容量补偿价格}}$ 为核定的度电容量补偿价格；

$P_{\text{可用容量},i}$ 为机组 i 的额定装机容量；

$\sum_{i=1}^N P_{\text{可用容量},i}$ 为全网所有参与现货市场发电机组的额定装机容量之和。

2. 机组启停补偿费用包括启动补偿费用和停机补偿费用。机组启动补偿费用是对根据日前市场机组组合结果开机（含第 121 条出清后调度调整的机组）或按照第 146 条临时新增开机机组启动过程的补偿。发生第 119 条情况，电力调度机构临时新开机组的启动补偿费用，由纳入日前机组组合但不能正常并网的机组承担。机组停机补偿费用是对根据日前市场机组组合结果停机（含第 121 条出清后调度调整的机组）或按照第 147 条临时新增停机机组停机过程的补偿。并网发电机组因自身原因，发生日内非计划停运时，取消该机组当日成本补偿资格。机组

日内非计划停运后，7天内下一次开机所产生的启动费用不予补偿。

$$R_{\text{启停},i} = \sum (P_{\text{启动},i} \times N_{\text{启动},i}) + \sum (P_{\text{停机},i} \times N_{\text{停机},i})$$

其中：

$R_{\text{启停},i}$ 为机组 i 的总启停费用；

$P_{\text{启动},i}$ 为机组 i 单次启动成本；

$N_{\text{启动},i}$ 为机组 i 的运行日总停次数；

$P_{\text{停机},i}$ 为机组 i 单次停机成本；

$N_{\text{停机},i}$ 为机组 i 的运行日总停机次数。

3. 必开机组补偿费用是指电力调度机构指定的机组处于必开最小出力时，现货电能市场收益无法覆盖其现货电量成本部分的补偿。只有当其成本大于其现货市场电能收益时，才进行成本补偿。

$$R_{\text{日前补偿},t} = Q_{\text{日前偏差},t} \times (P_{\text{必开成本},t} - P_{\text{日前},t})$$

$$R_{\text{实时补偿},t} = Q_{\text{实时偏差},t} \times (P_{\text{必开成本},t} - P_{\text{实时},t})$$

其中：

$R_{\text{日前补偿},t}$ 为日前市场必开机组 T 时段成本补偿费用；

$Q_{\text{日前偏差},t}$ 为机组 T 时段按照日前分区电价结算的偏差电力曲线对应电量；

$P_{\text{必开成本},t}$ 为必开机组 T 时段核定的度电成本价格；

$P_{\text{日前},t}$ 为日前市场 T 时段必开机组所在区分区电价；

$R_{\text{实时补偿},t}$ 为实时市场必开机组 T 时段成本补偿费用；

$Q_{\text{实时偏差},t}$ 为机组 T 时段按照实时分区电价结算的偏差电力曲线对应电量；

$P_{\text{实时},t}$ 为实时市场必开机组 T 时段所在区分区电价。

第三节 不平衡资金结算

1. 分区价差不平衡资金：因分区电能量价格不同、分区内发用电量不匹配，产生的不平衡资金，向所有发电侧、用户侧现货电量绝对值部分分摊或返还。

日前分区价差不平衡资金：

$$C_{\text{日前分区价差不平衡}} = \sum_{j=1}^n (Q_{\text{日前偏差},j} \times P_{\text{日前},j}) - \sum_{i=1}^m (Q_{\text{日前偏差},i} \times P_{\text{日前},i})$$

其中：

$C_{\text{日前分区价差不平衡}}$ 为日前市分区价差不平衡资金；

$Q_{\text{日前偏差},j}$ 为用户 j 按照日前分区电价结算的偏差电力曲线对应电量；

$Q_{\text{日前偏差},i}$ 为机组 i 按照日前分区电价结算的偏差电力曲线对应电量；

$P_{\text{日前},j}$ 为日前市场用户 j 所在区分区电价；

$P_{\text{日前},i}$ 为日前市场机组 i 所在区分区电价。

实时分区价差不平衡资金：

$$C_{\text{实时分区价差不平衡}} = \sum_{j=1}^n (Q_{\text{实时偏差},j} \times P_{\text{实时},j}) - \sum_{i=1}^m (Q_{\text{实时偏差},i} \times P_{\text{实时},i})$$

其中：

$C_{\text{实时分区价差不平衡}}$ 为实时市场分区价差不平衡资金；

$Q_{\text{实时偏差},j}$ 为用户 j 按照实时分区电价结算的偏差电力曲线对应电量；

$Q_{\text{实时偏差},i}$ 为机组 i 按照实时分区电价结算的偏差电力曲线对应电量；

$P_{\text{实时},j}$ 为实时市场用户 j 所在区分区电价；

$P_{\text{实时},i}$ 为实时市场机组 i 所在区分区电价。

2.当机组未按时并网、日内非计划停运时，停运时段内对应的现货电能量市场结算正收益回收，并按当日上网电量占比返还其他参与现货的发电机组。机组临时非计划停运时段内对应的电能量市场结算收益计算公式如下：

$$R_{\text{收益},t} = \sum_{t \in \text{临时非停时段}} Q_{\text{实时偏差},t} \times (P_{\text{实时},t} - P_{\text{日前},t})$$

当 $R_{\text{收益},t} \leq 0$ 时，不进行收益回收。

$Q_{\text{实时偏差},t}$ 为机组 T 时段按照实时分区电价结算的偏差电力曲线对应电量；

$P_{\text{实时},t}$ 为实时市场机组 T 时段所在区分区电价；

$P_{\text{日前},t}$ 为日前市场机组 T 时段所在区分区电价。

3.其他不平衡资金的类别及费用疏导机制，以事先向市场主体公布的为准。

附件四：机组变动成本测算设计

第一节 变动成本测算

对参与江苏电力现货市场的燃煤机组、燃气机组进行发电成本测算，主要考虑燃料成本，即变动成本。后续随着碳市场运营情况，适时考虑碳排放成本。

变动成本测算，遵循科学合理、公平公正的原则，综合考虑发电机组类型、容量级别、发电能耗、地理位置等因素进行测算。

变动成本即燃料成本，包括两类。一是平均变动成本，又称为度电燃料成本，即生产单位电能量所消耗的平均燃料成本。二是边际变动成本，又称为边际燃料成本，即发电机组在一定出力水平增加单位出力所需增加的燃料成本。

1. 平均变动成本测算方法

根据燃煤发电企业所在地理位置，分为内陆发电企业和沿海、沿江发电企业两类。每个类别根据单机容量，暂分为 3 个等级，即 100 万千瓦、60 万千瓦、30 万千瓦。燃气机组分为三类：6F、9E、9F 机组。分类型测算机组各项发电成本，同类机组采用同一标准。

燃煤机组计算公式如下（燃气机组同理）：

平均变动成本=供电标煤耗 X 到厂燃煤价格

供电标煤耗=发电标煤耗÷（1-厂用电率）。发电标煤耗取同一类型等级机组的平均发电标煤耗，厂用电率取同一类型等级机组的平均厂用电率。

到厂燃煤价格主要根据中国沿海电煤采购价格指数（CECI 沿海指数-综合价）、中国沿海煤炭运费、内陆运费等因素确定。到厂燃气价格根据中石油管道气源价格、中石化管道气源价格、省管网费用、地方管网费用等因素确定。

沿海、沿江发电企业到厂燃煤价格=（沿海电煤采购价格指

数+沿海沿江煤炭运费 X7000/5500

内陆发电企业到厂燃煤价格=(沿海电煤采购价格指数+沿海煤炭运费+内陆运费) X7000/5500

其中,中国沿海电煤采购价格指数为中国电力企业联合会官方网站发布的 CECI 沿海指数-综合价,取最近一次发布的数据。沿海沿江煤炭运费,可取自上海航运交易所发布的数据(沿海可参考秦皇岛-上海运费,沿江可参考秦皇岛-张家港、秦皇岛-南京运费)或商议出一个相对固定的数值。内陆运费,可商议出一个相对固定的数值。

2. 边际变动成本测算方法

按照容量等级和技术特性,将燃煤机组分为:100万千瓦、60万千瓦、30万千瓦,视机组特性考虑继续细分为超临界机组、亚临界机组。相关发电企业提供各机组实测发电能耗数据(必须包括50%出力、额定出力两个负荷点数据),需提供最近三年内的、具备合格检测资质的第三方检测机构出具的性能试验报告,同时对提交的实测发电能耗数据真实性和准确性负责。

边际变动成本测算方法:

(1) 根据各发电企业提供的实测发电能耗数据,计算出同一类型等级机组的平均发电能耗数据,即在不同出力水平(MW)下生产单位电能量所消耗的平均燃料(kg/MWh 或 Nm³/MWh),其中必须包含最低技术出力、额定出力两个负荷点的数据。

(2) 将机组综合平均发电能耗值分别乘以对应出力水平,得到机组发电总能耗数据,即在不同出力水平下,生产电能量每小时所消耗的总燃料(kg/h 或 Nm³/h)。

(3) 基于发电总能耗数,拟合机组发电总能耗(kg/h 或 Nm³/h)与出力水平(MW)的多项式函数关系表达式。

(4) 对发电总能耗(kg/h 或 Nm³/h)与出力水平(MW)的函数关系表达式求一阶导数,得到边际燃料消耗(kg/MWh

或 Nm^3/MWh) 与出力水平 (MW) 函数关系表达式。

(5) 根据边际燃料消耗, 结合燃料价格, 计算边际变动成本。边际变动成本=边际燃料消耗 X 到厂燃煤或燃气价格 ÷ (1-厂用电率), 到厂燃煤或燃气价格计算方法同上。

3. 用途

平均变动成本, 用于计算调度设置的必开机组必开出力段在现货电能量市场中的运行补偿费用等。当必开机组必开出力段的平均变动成本大于其电能量结算费用, 进行成本补偿。

边际变动成本, 用于整体或局部市场存在市场力时, 确定具备市场力的机组报价上限。

第二节 相关价格调整申请

平均变动成本和边际变动成本调整可以采用自动调整或手动调整的方式。平均变动成本调整在日清算前申请, 边际变动成本调整必须在日前市场或者实时市场申报关闭前申请。发电企业申请时, 必须提交机组的各类参考价格相关数据, 包括燃料成本、运输成本、煤耗情况等, 同时对提交的数据真实性和准确性负责。

对于平均变动成本调整申请, 若在日清算结果预发布后、月度结算依据出具前通过, 电力调度机构可以重新日清算; 若在日清算结果预发布后、月度结算依据出具后通过, 发电企业可申请费用追补。对于边际变动成本调整申请, 在日前市场出清前通过的调整申请用于日前市场出清; 在实时市场通过的调整申请用于实时市场下一个时刻, 直至同一交易日最后一个时刻。

1. 自动调整

将测算好的平均变动成本、边际变动成本, 考虑一定系数, 得到各类型机组相关成本合理阈值。发电企业申请的价格若低于或等于阈值, 电力调度机构审核材料通过后, 可直接接受申

请，并用于后续市场运行。发电企业申请的价格若高于阈值，电力调度机构审核材料通过后，不接受调整申请中的参考价格数值，自动将成本价格调整为相应类型机组的合理阈值。

2. 手动调整

若发电企业认为自动调整后的价格依然不能覆盖自身成本，可申请手动调整，经认可通过后，电力调度机构进行相应机组成本价格调整。

第三节 变动成本测算示例

1. 平均变动成本测算示例

以某台沿江百万机组为例，发电标煤耗见下表。

机组出力 (MW)	发电标煤耗 (g/kWh)
1000	272.72
800	276.31
650	283.90
500	292.36
	平均值=281.32

假设：

厂用电率：5%

煤炭价格指数：1000 元/吨

沿江运费：40 元/吨

机组平均变动成本= $[10^{-3} \times 281.32 \div (1-5\%)] \times [10^{-3} \times (1000+40)] \times 7000/5500=0.392$ 元/kWh

2. 边际变动成本测算示例

同样以某台沿江百万机组为例，通过该机组的发电标煤耗，可得出不同出力水平下，生产电能量每小时所消耗的总燃料 (kg/h)，见下表。

机组出力 (MW)	发电标煤耗 (g/kWh)	发电煤耗 (kg/h)
1000	272.72	272720
800	276.31	221048
650	283.90	184535
500	292.36	146180

拟合出公式 $y=0.0078x^2+240.67x+24143$ 。

其中：

x: 机组出力 (MW)

y: 发电煤耗 (kg/h)

对 y 求一次导数: $y' = 0.0156x + 240.67$, 即为边际燃料消耗 (kg/MWh) 与出力水平 (MW) 的函数关系表达式。

假设:

厂用电率=5%

煤炭价格指数=1000 元/吨

计算可得, 500MW 出力时其边际燃料成本为 $(0.0156 \times 500 + 240.67) \div 0.95 \times [10^{-3} \times (1000 + 40)] \times 7000 / 5500 = 346$ 元/MWh, 即 0.346 元/kWh。该机组 4 个出力下的边际燃料成本计算结果如下表所示:

机组出力 (MW)	发电标煤耗 (g/kWh)	发电煤耗 (kg/h)	边际燃料消耗 (kg/h)	边际燃料成本 (元/kWh)
1000	272.72	272720	256.27	0.357
800	276.31	221048	253.15	0.353
650	283.90	184535	250.81	0.349
500	292.36	146180	248.47	0.346

附件五：电能量市场申报信息表

第一节 发电机组电能量报价申报表

电厂名称	机组编号	第一段报价			第二段报价			...	第 N 段报价		
		起点出力 (MW)	终点出力 (MW)	电能量报价 (元/MWh)	起点出力 (MW)	终点出力 (MW)	电能量报价 (元/MWh)	...	起点出力 (MW)	终点出力 (MW)	电能报价 (元/MWh)
XX 电厂	XX 机组										
XX 电厂	XX 机组										
X 电厂										

说明：

1. 发电机组第一段报价的起点出力应等于发电机组并网调度协议中约定的最小稳定技术出力。
2. 发电机组最后一段报价的终点出力应等于发电机组并网调度协议中约定的额定有功功率。
3. 发电机组每一段报价的起点出力应等于上一段报价的结束出力。
4. 随着出力增加，发电机组电能量报价应单调非递减。
5. 报价段数 $N \leq 10$ 。
6. 发电机组各段报价不可超过申报价格的上、下限限制。
7. 每段报价段的步长不能低于 1MW。
8. 此申报表适用于日前、实时电能量市场。

第二节 发电机组启停费用报价申报表

电厂名称	机组编号	启机费用			停机费用 (元)		
		热态启机费用 (元)	温态启机费用 (元)	冷态启机费用 (元)			
XX 电厂	XX 机组						
XX 电厂	XX 机组						
XX 电厂						

说明：

1. 燃煤机组、核电机组，停机时间 10 小时以内为热态启动，停机时间 10 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。

2. D-1 日 18 点为机组启动时间计算起点。对于燃煤机组依据机组停运时间，按照冷态启动 20 小时、温态启动 12 小时、热态启动 6 小时出清机组并网时间。对于核电机组依据其特性参数出清并网时间。

3. 原则上，机组启停费用每个季度只能申报一次。

第三节 售电公司和一类用户申报表

售电公司/一类用户	第 1 小时购电电力需求 (MW)	第 1 小时购电价格 (元 /MWh)	第 2 小时购电电力需求 (MW)	第 2 小时购电价格 (元 /MWh)	第 24 小时购电电力需求 (MW)	第 24 小时购电价格 (元 /MWh)
XX 公司									

说明：

1. 此申报表适用于日前电能量市场。
2. 售电公司和一类用户申报的每小时购电电力需求代表该小时内的平均购电负荷，数值上等于该小时的购电量。
3. 售电公司和一类用户申报每小时量价时，可以分段申报。

附件六：江苏现货市场运营评价指标体系

第一节 体系框架设计

结合电力现货市场运营特征，从市场供需、市场报价、市场集中度、市场交易结果等几个方面建立相应的评价指标。指标的计算时间范围可以是每天日前、实时市场实时在线计算分析，也可以应用于分析更长一段时间范围内现货市场总体运行情况。

第二节 主要指标设计

1. 市场供需分析

(1) 市场供给指标

➤ 系统最大可用容量

系统总供给为市场交易周期内所有可提供出力（扣除检修停运机组）的机组最大出力总加：

$$PS_{i,max} = \sum_{j=1}^N P_{j,i,max}$$

$PS_{i,max}$ 为时段 i 时系统最大可用发电能力， $P_{j,i,max}$ 为机组 j 在时段 i 时最大发电能力， N 为在交易时段可用发电机组。

可调节机组最大发电能力 $P_{j,i,max}$ 为机组额定容量与机组限高最小值，风光水等非可调节机组最大发电能力为其交易时段范围内预测值。

$$P_{j,i,max} = \min (\maxCap, P_{up})$$

➤ 市场最大可用容量 A

市场最大可用容量 A 用于计算竞价机组申报电力与不可调机组（非市场化机组最大发电能力及新能源预测值）发电能力之和。

$$MS_{i,max} = \sum_{j=1}^N P_{j,i,bid} + \sum_{k=1}^M P_{k,i,fix} + \sum_{a=1}^L P_{a,i,fore}$$

$P_{j,i,bid}$ 为机组报价出力， $P_{k,i,fix}$ 为固定出力机组出力， $P_{a,i,fore}$ 为新能源预测出力。

➤ 市场最大可用容量 **B**

市场最大可用容量 **B** 用于计算竞价机组申报电力与不可调机组（非市场化机组固定出力及新能源发电计划值）出力之和。

$$MS_{i,max} = \sum_{j=1}^N P_{j,i,bid} + \sum_{k=1}^M P_{k,i,fix} + \sum_{a=1}^L P_{a,i,fore}$$

$P_{j,i,bid}$ 为机组报价出力， $P_{k,i,fix}$ 为固定出力机组出力， $P_{a,i,fore}$ 为新能源预测出力。

➤ 非市场化机组最大可用容量

非市场化机组交易周期内（扣除检修停运机组）的机组最大发电能力及已安排的固定出力，如果是新能源预测机组，则其最大发电能力为其预测值。

➤ 市场化机组最大可用容量

市场化机组交易周期内（扣除检修停运机组）的机组最大发电能力及其市场申报电力，如果是新预测机组，则其最大发电能力为其预测值。

➤ 市场化机组申报最大容量

市场化机组交易周期内申报的最大容量。

➤ 新能源最大可用容量

交易周期内风光水等新能源预测值及其发电计划。

➤ 机组检修容量

交易周期内不同时间的检修容量、最大检修容量及其时段、最小检修容量及其时段。

➤ 必开必停机组容量

交易周期内必开机组容量及台数、必停机组容量及台数。

(2) 市场需求指标

➤ 系统负荷预测

交易周期内系统负荷预测曲线、最大负荷预测值及其发生时间、最小负荷预测值及其发生时间。

➤ 区外送受电计划

交易周期内区外送受电计划、最大送受电计划值、最小送受电计划值。

➤ 市场竞争空间

$$CP_i = L_i + T_i - F_i$$

I 为交易时段， CP_i 是市场竞争空间， L_i 为系统负荷预测， T_i 为区外购售电计划，受入为负，送出为正， F_i 为非市场化机组出力。

➤ 市场化负荷申报

交易周期内系统用电侧所申报的负荷需求曲线及其最大负荷需求值、最小负荷需求值。

➤ 市场化负荷预测

市场化负荷预测等于市场化用户需求申报值与非市场化用户负荷预测总加。

(3) 市场供需平衡指标

➤ 系统供需平衡

比较交易周期内各个时段系统负荷预测 L_i 与系统最大可用容量 $PS_{i,max}$ 大小关系，用于分析电网是否存在电力不平衡风险。

$$PS_{i,max} < L_i$$

当系统负荷预测大于系统最大可用容量，系统平衡不满足。

$$PS_{i,max} \geq L_i$$

当系统负荷预测小于等于系统最大可用容量，系统平衡满足。

在系统平衡满足情况下，计算系统备用容量：

$$M_i = PS_{i,max} - L_i$$

判断备用容量 M_i 是否满足系统备用需求 R_i ：

$$M_i \geq R_i$$

满足备用要求。

$$M_i < R_i$$

不满足备用要求。

➤ 市场供需平衡

分析市场化负荷预测与市场最大可用容量 B 的大小，当负荷预测大于可用容量，则市场供需不平衡，否则，市场供需平衡。用于分析市场环境下供需紧张关系，供需紧张最终体现到价格高低。

(4) 系统备用需求指标

➤ 系统上备用率

$$URR_i = \frac{UR_i}{L_i}$$

URR_i 为系统上备用率， UR_i 系统上备用需求， L_i 系统负荷预测。

➤ 系统下备用率

$$DRR_i = \frac{DR_i}{L_i}$$

DRR_i 为系统下备用率， DR_i 系统下备用需求， L_i 系统负荷预测。

➤ 系统 AGC 上备用率

$$AURR_i = \frac{AUR_i}{L_i}$$

$AURR_i$ 为系统 AGC 上备用率， AUR_i 系统上备用需求， L_i 系统负荷预测。

➤ 系统 AGC 下备用率

$$ADRR_i = \frac{ADR_i}{L_i}$$

$ADRR_i$ 为系统 AGC 下备用率， ADR_i 系统下备用需求， L_i 系统负荷预测。

2. 市场报价分析

(1) 机组申报容量率

$$BCR = \frac{BC}{P_{max}}$$

BCR表示申报容量率，BC表示实际申报容量， P_{max} 表示机组最大可用发电能力。

申报容量参与度大，表明供应者越积极参与市场申报。

(2) 机组容量滞留率

$$PWR = 1 - BCR$$

PWR表示容量滞留率，BCR表示申报容量率。

容量滞留率越高，反映供应者对供应量的控制程度越高，限量抬价的意图越明显。

(3) 机组低价申报率

$$BUR = \frac{N}{M}$$

N表示其申报价格低于其发电成本某个设定百分比的机组个数，M表示所有参与市场报价的机组。如果允许不同时段报价，N为低价总时段数，M为机组数*时段数。

(4) 机组高价申报率

$$BUR = \frac{N}{M}$$

N表示其申报价格高于其发电成本某个设定百分比的机组个数，M表示所有参与市场报价的机组。

(5) 机组报价达上限率

$$BUR = \frac{N}{M}$$

N表示其申报价格达到市场最高申报价格上限的机组个数，M表示所有参与市场报价的机组。

(6) 机组报价达下限率

$$BUR = \frac{N}{M}$$

N表示其申报价格达到市场最低申报价格下限的机组个数，M表示所有参与市场报价的机组。

(7) 机组报价平均加成指数

$$BMI = \frac{P - C}{C}$$

BMI 表示机组报价加成指数，P 表示机组报价（如果多段报价，计算其申报容量加权价格），C 表示机组核定成本。

$$BMI_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^N BMI_i}{N}$$

BMI_{avg} 表示市场平均报价加成指数，N 表示报价机组台数， BMI_i 表示第 i 台机组的报价加成指数。

（8）机组平均报价

$$BP_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^N P_i \times Q_i}{\sum_{i=1}^N Q_i}$$

BP_{avg} 表示市场机组平均报价， P_i 表示机组 i 报价， Q_i 表示机组 i 的申报容量。

（9）机组报价分布

根据机组申报容量和申报价格分析不同价格区间范围内机组申报容量及申报机组台数。

3. 市场集中度分析

（1）HHI 指数

HHI（Herfindahl-Hirschman Index，赫芬达尔—赫希曼指数）指标定义为所有发电企业市场份额的平方和，用公式表示如下：

$$HHI_i = \sum_{j=1}^n S_j^2$$

其中， HHI_i 为时段 i 的 HHI 指数，n 为参与竞争的发电企业数目； S_j 为第 j 个发电企业的可用发电容量份额，一般指该发电企业可用容量占参与竞争的总可用容量的比例。

由以上公式可见，HHI 指标的大小取决于市场上发电企业的数目和各发电企业市场份额的不均等程度。在完全垄断的市场中，只有一个发电企业，其市场份额为 100%，HHI 指标为 10000；在完全竞争的市场中，有众多发电企业，每个发电企业的市场份额都近似为 0，HHI 指标接近于 0。一般， $HHI <$

1800，应视为竞争较充分。

HHI 指标主要取决于市场参与者个数和市场份额的大小：市场成员越少、市场资源分配越集中，则 HHI 越大，表明市场中滥用垄断力的可能性就越大。

在交易时段中，需要计算不同时间段的 HHI 指数。

HHI 通常评价标准如下：

评价值	>10000	6000-10000	4000-6000	1800-4000	<1800
评价情况	很差	较差	一般	良好	优秀
打分值	0~60	60~70	70~80	80~90	90~100

(2) Top-m 指数

Top-m 指数定义为市场上份额最大的 m 个发电企业所占的市场份额之和，反映市场整体集中度，对于特定的 m，TOP-m 份额越大，表明市场的集中度越高。工业领域中一般取 m=4，当 Top-4 指标大于 65 时，表明市场具有寡头垄断的性质。用公式表示如下：

$$\text{Top}_{mi} = \sum_{j=1}^m S_j$$

其中， Top_{mi} 表示时段 i 的 Top-m 指数， S_j 为发电企业 j 按照市场份额从大到小排序后，第 j 个发电企业的市场份额，市场份额为该发电企业的可用容量占参与竞争的总可用容量的比例。

在交易时段中，需要计算不同时间段的 Top-4 指数。

Top-4 通常评价标准如下：

评价值	>65%	50%-65%	40%-50%	25%-40%	<25%
评价情况	很差	较差	一般	良好	优秀
打分值	0~60	60~70	70~80	80~90	90~100

(3) RSI 指数

RSI 指数（称为剩余供应率）是指电力市场中某一时段除

某个发电企业之外，其他发电企业的市场份额之和，用公式表示如下：

$$I_{RSI} = \frac{\sum_{j=1}^n q_j - q_i}{D}$$

其中， n 为市场中发电企业的个数； q_j 为第 j 个发电企业的申报容量； q_i 为第 i 个发电企业的申报容量； D 表示市场总需求。

当 $I_{RSI} < 1$ ，表示市场中缺少第 i 个发电企业将无法市场求，该发电企业具有市场力， I_{RSI} 越小，则说明其控制市场价格的能力越强。 $I_{RSI} = 1$ 是第 i 个发电企业具有市场力的临界点。通过对市场上各发电企业逐一计算 RSI 指数，可以甄别具有市场力的发电企业，及其市场力的大小。

评价标准如下：

评价值	<0.6	0.6-0.8	0.8-1.2	1.2-1.5	>1.5
评价情况	很差	较差	一般	良好	优秀
打分值	0~60	60~70	70~80	80~90	90~100

(4) 必须运行率指数

必须运行率 (Must Run Ratio) 指某一时段为满足系统负荷需求，一个发电企业必须发电的功率占其可发电容量的比例，用公式表示如下：

$$I_{MRRi} = \max \left(\frac{D - \sum_{j=1, j \neq i}^N q_j}{C_i}, 0 \right)$$

其中， D 表示市场中某一时刻的总需求； q_j 表示市场中第 j 个发电企业的申报容量； C_i 表示第 i 个发电企业的可发电容量。

当市场中其他发电企业不能满足市场需求时，第 i 个发电企业的必须运行率 $I_{MRRi} > 0$ ；否则，该发电企业的必须运行率 $I_{MRRi} = 0$ 。发电企业的 MRR 越高，其市场力就越大。

(5) 双寡头/三寡头测试指数

双寡头测试测试 DPS 的计算公式为：

$$DPS_k = \frac{\sum_{i=1}^n s_i - s_j - s_k}{D}$$

其中， s_i 表示局部市场内所有机组可调用的出力； s_j 表示局部市场内最大的发电商可调用的出力； s_k 表示待测试的发电商可调用的出力。 D 表示局部市场内负荷量。

对发电商 k ，若 DPS_k 小于 1，则表示 k 可与最大的发电商构成双寡头，具有局部市场力；若 DPS_k 大于等于 1，则表示 k 不能与最大的发电商构成双寡头，不具有局部市场力。

三寡头测试测试 TPS 的计算公式为：

$$TPS_k = \frac{\sum_{i=1}^n s_i - \sum_{j=1}^2 s_j - s_k}{D}$$

其中， s_i 表示局部市场内所有机组可调用的出力； s_j 表示局部市场内最大两个发电商可调用的出力； s_k 表示待测试的发电商可调用的出力。 D 表示局部市场内负荷量。

对发电商 k ，若 TPS_k 小于 1，则表示 k 可与最大两个发电商构成三寡头，具有局部市场力；若 TPS_k 大于等于 1，则表示 k 不能与最大两个发电商构成三寡头，不具有局部市场力。

4. 市场交易结果分析

(1) 交易电量分析指标

➤ 发电量集团多元化指标

分析不同发电企业中标电量分布情况，可采用 HHI 指数：

$$HHI = \sum_{j=1}^n S_j^2$$

其中， HHI 为时段 i 的 HHI 指数， n 为中标的发电企业数目； S_j 为第 j 个发电企业的中标电量份额，指该发电企业中标电量占总电量比例。

➤ 发电量燃料多元化指标

分析不同燃料类型的机组中标电量分布情况，可采用 HHI 指数：

$$HHI = \sum_{j=1}^n S_j^2$$

其中， HHI 为时段 i 的 HHI 指数， n 为中标的发电企业数目； S_j 为第 j 个发电企业的中标电量份额，指该发电企业中标电量占总电量比例。

➤ 不同装机容量成交量占比

分析不同容量等级的机组成交量占比：

$$I_c = \frac{Q_c}{Q}$$

I_c 表示装机容量 C 的机组电量占比， Q_c 表示装机容量 C 的机组成交量， Q 为总成交量。

容量可以根据实际分析需要进行划分。

➤ 新能源交易电量占比

各类新能源交易总电量和电力市场成交总电量之比可以宏观的反映整个电力市场中新能源的份额。新能源交易电量占市场成交总电量占比公式如下：

$$R = \frac{\sum_{i=1}^m Q_i}{Q_{\text{总}}}$$

式中， $Q_{\text{总}}$ 是市场成交总电量， Q_i 是第 i 种新能源交易电量。

➤ 现货市场成交量占比

计算日前、实时现货市场成交量占比，分析现货市场出清结果对市场交易电量影响程度。

日前市场交易电量占比：

$$QI_{dam} = \frac{Q'_{dam}}{Q}$$

$$Q'_{dam} = Q_{dam} - Q_{ltm}$$

Q 表示实际总电量， Q_{dam} 为参与市场竞价的机组日前市场中电量， Q_{ltm} 为参与市场竞价的机组中长期市场日分解电量， Q'_{dam} 为日前市场偏差电量，即日前市场结算电量。

实时市场交易电量占比：

$$QI_{rtm} = \frac{Q'_{rtm}}{Q}$$

$$Q'_{rtm} = Q' - Q_{dam}$$

Q'_{rtm} 表示实时市场偏差电量， Q' 表示机组对应的实际发电量。

现货市场交易电量占比：

$$QI = QI_{dam} + QI_{rtm}$$

(1) 市场价格指标分析

➤ 系统边际价格与平均节点价格分析

分析系统边际价格与平均节点价格偏差：

$$DR = \frac{|P_d - P_t|}{P_d}$$

DR 表示偏差率， P_d 表示系统边际价格， P_t 表示平均节点价格，当不考虑网损时，DR 大小反映的是不同时段系统阻塞严重程度。

➤ 市场竞争度分析

通过比较市场平均边际价格与市场最高限价分析来反映市场竞争所带来的价格下降。

$$MCR_i = \frac{P_{cap} - P_i}{P_{cap}}$$

mcr 表示市场竞争度， P_{cap} 表示市场最高限价， P 表示市场平均价格， i 表示交易时段。

➤ 节点价格极值分析

统计市场系统成交的各个时间段的节点电价，并给出最高节点电价和最低节点电价以及两个电价对应的时间和负荷情况。此外，根据分区情况，统计不同价区的分时系统边际电价。

分析不同时段，节点价格达上限节点个数及占比，节点价格达下限节点个数及占比。

➤ 价格波动性分析

通过波动率指标来分析日前、实时市场价格波动性，波动率越高反映市场价格波动大，风险也越大。

$$\bar{P} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i}{n}$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (P_i - \bar{P})^2}{n}}$$

n 表示交易时段数， P_i 表示时段*i*的价格， \bar{P} 表示价格平均值， σ 表示波动率。

➤ 市场实际平均价格加成指数

$$AMI_i = \frac{LMP_i - C_i}{C_i}$$

AMI_i 表示机组实际价格加成指数， LMP_i 表示机组中标价格或节点价格， C_i 表示机组核定成本。如果 $LMP_i - C_i < 0$ ，则 $LMP_i - C_i = 0$ 。

$$AMI_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^N BMI_i}{N}$$

AMI_{avg} 表示市场实际价格加成指数， N 表示中标机组台数， BMI_i 表示第*i*台机组的实际价格加成指数。

➤ 日前与实时价格一致性指标

分析日前市场、实时市场价格一致性，反映市场运行的平稳性及不同周期市场间流动性，计算公式为：

$$CCI = \frac{LMP_{rt} - LMP_{da}}{LMP_{da}}$$

其中， LMP_{rt} 为实时市场的平均出清价， LMP_{da} 为日前市场的平均出清价。

➤ 现货市场用户侧价格与中长期交易价格浮动率指标

对比用户侧现货平均价格与中长期交易价格，主要目的是分析现货市场价格与中长期交易价格偏差情况，以此分析现货市场作为价格信号发现者对中长期市场价格的影响。

$$DR = \frac{P_d - P_t}{P_d}$$

DR 表示浮动率，为正值时，市场价格相比中长期价格下浮，为负时，市场价格相比中长期价格上浮。 P_d 表示中长期价格， P_t 为现货市场用户侧价格。

➤ 现货市场发电侧价格与中长期交易价格浮动率指标

对比发电侧现货平均价格与中长期交易价格，主要目的是分析现货市场价格与中长期交易价格偏差情况，以此分析现货市场作为价格信号发现者对中长期市场价格的影响。

$$DR = \frac{|P_d - P_t|}{P_d}$$

DR 表示偏差率， P_d 表示中长期价格， P_t 为现货市场发电侧价格。

(2) 机组中标情况分析指标

➤ 中标率分析指标

按机组中台数分析中标率：

$$BR = \frac{N}{M}$$

N 表示中标机组台数，M 表示所有报价机组台数。

按机组中标电量分析中标率：

$$BR = \frac{\sum_{i=1}^n P_i}{\sum_{j=1}^m P b_j}$$

P_i 表示机组中标电力， $P b_j$ 表示机组申报电力。

➤ 高价中标机组分析

当中标机组的最低报价高于其节点价格时为高价中标机组，统计分析高价中标机组台数、申报电量、中标电量及占比。

➤ 低价未中标机组分析

当未中标机组的报价低于其节点价格时，统计分析低价中标机组台数及占比。

➤ 达下限价格帽机组占比指标

$$PCI_{min} = \frac{N_{pcmin}}{N}$$

N_{pcmin} 表示以最低限价中标的机组个数，N 为所有中标机组数。

➤ 达上限价格帽机组占比指标

$$PCI_{max} = \frac{N_{pcmax}}{N}$$

N_{pcmax} 表示以最高限价中标的机组个数， N 为所有中标机组数。

➤ 边际机组价格达限率

计算市场边际机组的中标价格达到市场价格上限的时段数与所有边际机组时段比，分析交易时段内市场供应形势或边际机组动用市场力能力。

$$MUPL = \frac{N}{M}$$

$MUPL$ 表示市场边际机组价格达限率， N 表示边际机组中标价格达价格上限时段数据， M 表示边际机组总时段数。

边际机组价格达限率也可以分析不同时段内达限边际机组比例，以此分析不同时段的供给情况和市场力情况。

➤ 边际机组中标电量占比

计算市场边际机组中标电量占总市场竞争空间占比，可以统计一段交易周期内或不同时段内边际机组中标电量占比。

$$MUQL = \frac{Q}{Q_{all}}$$

Q 表示边际机组总中标电量， Q_{all} 为市场竞争空间。

➤ 边际机组持有率

市场出清过程中，某个发电企业持有边际机组的时间与市场运行时间的比值，其值越大，说明发电企业拥有的市场力越大。

$$MUTR_g = \frac{\sum_{i=1}^n mu_{i,g}}{n}$$

n 表示交易时段数， $mu_{i,g}$ 表示发电企业 g 在时段 i 是否存在边际机组，如果存在， $mu_{i,g}$ 取值1，否则取值0。

(3) 系统安全性指标

➤ 备用裕度指标

$$SMI = \frac{R}{R_d}$$

R 表示系统预留备用， R_d 表示系统备用需求。

➤ 网络风险点时间占比指标

$$TSI = \frac{n}{m}$$

N 表示在交易时间范围内存在重载或越限的时段数，M 表示总时段数。

➤ 网络风险点设备占比指标

$$TSI = \frac{\sum_{i=1}^n m_i}{m \times n}$$

n 表示交易周期内时段数， m_i 表示时段 i 内重载或越限设备数，m 表示系统总设备数，一般情况下只统计稳定断面。

5. 市场行为分析

分析面向市场运营机构的市场运营行为和电网运行情况，分析面向市场成员的市场出清结果执行情况。

(1) 市场运营机构行为评价指标

➤ 系统负荷预测准确率

分析日前、实时现货市场所使用的短期、超短期系统负荷预测准确率，以此反映市场运营机构系统负荷预测准确率水平及其对市场出清结果的影响。

$$E_i = \frac{L_{i,f} - L_i}{L_i}$$

E_i 表示时段 i 的负荷预测偏差率， $L_{i,f}$ 表示时段 i 的系统负荷预测值， L_i 表示时段 i 的系统负荷实测值。

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n E_i^2}{n}}$$

$$A = (1 - RMSE) \times 100\%$$

RMSE 表示系统负荷预测偏差率均方根，n 表示统计的时段数，A 表示系统负荷预测准确率。

➤ 母线负荷预测准确率

分析日前、实时现货市场所使用的短期、超短期母线负荷预测准确率，以此反映市场运营机构母线负荷预测（或用户侧申报预测）准确率水平及其对市场出清结果的影响。

$$E_{i,j} = \frac{L_{i,j,f} - L_{i,j}}{L_{i,j}}$$

$E_{i,j}$ 表示母线负荷预测节点 j 在时段 i 的母线负荷预测偏差率, $L_{i,j,f}$ 表示母线负荷预测节点 j 在时段 i 的母线负荷预测值, $L_{i,j}$ 表示母线负荷预测节点 j 在时段 i 的母线负荷实测值, 一般情况下母线负荷实测值采用标准值, 220kV 负荷节点采用 305MW。

$$\text{RMSE} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n E_{i,j}^2}{n \times m}}$$

$$A = (1 - \text{RMSE}) \times 100\%$$

RMSE 表示母线负荷预测偏差率均方根, n 表示统计的时段数, m 表示母线负荷预测节点数, A 表示母线负荷预测准确率。

➤ 省间联络线计划准确率

分析日前、实时现货市场所使用的日前、实时联络线计划准确率, 以此反映市场运营机构联络线计划编制水平及其对市场出清结果的影响。

$$E_{i,j} = \frac{T_{i,j,f} - T_{i,j}}{T_{i,j}}$$

$E_{i,j}$ 表示联络线 j 在时段 i 的计划与实际偏差率, $T_{i,j,f}$ 表示联络线 j 在时段 i 的计划值, $T_{i,j}$ 表示联络线 j 在时段 i 的实际值。

$$\text{RMSE} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n E_{i,j}^2}{n \times m}}$$

$$A = (1 - \text{RMSE}) \times 100\%$$

RMSE 表示联络线计划偏差率均方根, n 表示统计的时段数, m 表示联络线计划个数, A 表示联络线计划准确率。

➤ 检修安排执行率

统计交易周期内检修安排执行率, 以此反映检修安排对出清结果的影响。

$$I = \frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n K_{i,j}}{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n A_{i,j}}$$

M 表示存在检修安排设备数， N 表示时段数， $A_{i,j}$ 表示设备 j 在时段 i 是否存在检修安排，如果存在检修安排则 $A_{i,j}$ 取值 1，否则取值 0。 $K_{i,j}$ 表示设备 j 在时段 i 安排检修时是否实际进行检修，如果实际进行了检修则 $A_{i,j}$ 取值 1，否则取值 0。

➤ 出清结果人工干预率

电力调度机构对出清结果进行干预时，出清结果干预率反映了市场出清结果是否贴合实际电网运行现状。

$$I = \frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n A_{i,j}}{m \times n}$$

M 表示参与市场出清的机组总数， N 为交易总时段， $A_{i,j}$ 表示机组 j 的出清结果在时段 i 是否被调度机构进行人工干预，如果被干预了则 $A_{i,j}$ 取值 1，否则取值 0。

➤ 电网安全运行评价指标

分析在电力现货市场下电网安全运行评价指标，包括电网频率、断面阻塞、电压质量、网损率等，具体参考相关电网安全运行指标。

(2) 市场成员行为评价指标

➤ 发电执行率指标

发电执行率反映发电企业是否有效执行实时市场出清结果。

$$E_{i,j} = \frac{G_{i,j,f} - G_{i,j}}{G_{i,j}}$$

$E_{i,j}$ 表示机组 j 在时段 i 的计划与实际偏差率， $G_{i,j,f}$ 表示机组 j 在时段 i 的计划值， $G_{i,j}$ 表示机组 j 在时段 i 的实际值。

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n E_{i,j}^2}{n \times m}}$$

$$A = (1 - RMSE) \times 100\%$$

$RMSE$ 表示发电计划与实际偏差率均方根， n 表示统计的时段数， m 表示机组台数， A 表示计划执行率。

➤ 用电执行率指标

用电执行率反映用电企业是否按照市场出清结果进行用电。

$$E_{i,j} = \frac{U_{i,j,f} - U_{i,j}}{U_{i,j}}$$

$E_{i,j}$ 表示用户 j 在时段 i 的计划与实际用电偏差率， $U_{i,j,f}$ 表示用户 j 在时段 i 的计划值， $U_{i,j}$ 表示用户 j 在时段 i 的实际用电量。

$$\text{RMSE} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n E_{i,j}^2}{n \times m}}$$

$$A = (1 - \text{RMSE}) \times 100\%$$

RMSE 表示用电计划与实际偏差率均方根， n 表示统计的时段数， m 表示中标用户数， A 表示计划执行率。

第三节 指标体系应用

现货市场运营指标体系可以供市场运营机构基于当前现货市场运行数据实时在线监测当前日前、实时现货市场运行状态，也可基于年、月等一段时间内现货市场运行数据分析现货市场运行趋势，差异在于指标统计的时间范围。

实时在线指标计算通过对正在进行的日前、实时市场运行状况进行实时监视来及时发现现货市场存在问题并立刻采取措施。在线实时分析当前现货市场运行状态，指标的计算范围对应现货市场交易时间，例如，日前现货市场计算一天内指标，实时市场计算未来 1-2 小时指标，通过对相关指标实时计算分析当前日前市场、实时市场运行情况。

年、月等时间范围的运行评价主要用于事后分析现货市场总体运行趋势，相关指标可由实时在线计算的短时间的指标值通过求平均计算而来。由于运行评价主要是对整体趋势分析，部分计算指标所采用的数据可进行简化，例如 HHI 指数计算，针对实时监测来说，其中每个时段容量采用扣除检修后的机组可用容量，而在进行运行评价计算时，容量可以直接采用不考虑短时间内变化的装机容量。