江西省电力市场规则（试行 4.0 版）

2025 年 9 月

目 录

江西省电力市场注册实施细则	1
第一章 总则	1
第二章 基本条件	2
第三章 市场注册	5
第四章 信息变更	9
第五章 市场注销	13
第六章 暂停交易资格	15
第七章 异议处理	16
第八章 监督管理	17
第九章 附则	18
江西省电力中长期交易实施细则	19
第一章 总则	19
第二章 市场成员	20
第三章 交易品种和周期、交易方式、合同要素	24
第一节 交易品种和周期	24
第二节 交易方式	25
第三节 合同要素	31
第四章 中长期交易约束	34
第一节 交易时段划分原则	34

第二节	交易价格约束	35
第三节	交易电量约束	35
第四节	年度交易电量约束	35
第五节	月度交易电量约束	36
第六节	申报交易电量约束	36
第五章	交易组织	37
第一节	交易原则	37
第二节	年度（多年）交易	38
第三节	月度交易	42
第四节	“D-2”日交易	44
第六章	价格机制	45
第七章	绿色电力交易	47
第一节	绿色电力交易的定义	47
第二节	交易组织	48
第三节	交易方式及流程	48
第四节	价格机制	48
第五节	合同签订与执行	50
第八章	合同管理	50
第一节	合同内容	50
第二节	合同签订	51
第三节	合同变更及解除	51
第九章	计量与结算	51

第十章 信息披露	53
第十一章 争议处理	54
第十二章 附则	54
名词解释	55
江西省电力现货交易实施细则	56
第一章 总述	56
第二章 术语定义	57
第三章 市场成员	61
第四章 市场衔接机制	65
第一节 中长期市场与现货市场的衔接	65
第二节 省间市场与省内市场的衔接	66
第三节 辅助服务市场与现货市场的衔接	66
第四节 新能源可持续发展价格结算机制与现货市 场的衔接	67
第五章 日前现货交易	67
第一节 组织方式	67
第二节 交易周期	68
第三节 日前电网运行边界条件准备	68
第四节 日前机组运行边界条件准备	73
第五节 事前信息发布	77
第六节 交易申报	78

第七节 日前电能量市场出清	83
第八节 日前电能量市场出清数学模型	83
第九节 特殊机组在日前电能量市场中的出清机制	95
第十节 日前电能量市场安全校核	99
第十一节 交易结果发布	100
第十二节 日前调度计划调整	100
第六章 实时现货交易	101
第一节 组织方式	101
第二节 交易周期	102
第三节 边界条件	102
第四节 实时电能量市场出清	108
第五节 实时电能量市场出清数学模型	108
第六节 特殊机组在实时电能量市场中的出清机制	108
第七节 实时电能量市场安全校核	110
第八节 市场出清结果发布	110
第七章 附则	111
江西省电力市场风险防控实施细则	112
第一章 总则	112
第二章 市场风险分类与定义	114

第一节 电力供需风险	114
第二节 市场价格异常风险	115
第三节 电力系统安全运行风险	115
第四节 电力市场技术支持系统与网络安全风险	116
第五节 履约风险与其他风险	116
第三章 市场风险防控与处置	116
第四章 市场风险干预	117
第一节 电力供需风险干预	118
第二节 市场价格异常风险管控	118
第三节 电力系统安全运行风险干预	124
第四节 电力市场技术支持系统与网络安全风险干 预	126
第五节 履约风险及其他市场风险干预	128
第六节 市场风险防控流程	128
第五章 市场中止和恢复机制	129
第六章 附则	132
江西省电力市场结算实施细则	133
第一章 总则	133
第二章 术语定义	133
第三章 市场计量	135

第四章 结算原则	136
第一节 结算职责	137
第二节 结算周期	138
第三节 结算模式	138
第四节 结算电价	139
第五章 结算流程	140
第一节 数据准备	141
第二节 日清分	142
第三节 月结算	142
第六章 批发市场结算	143
第一节 燃煤发电企业结算	143
第二节 新能源企业结算	146
第三节 用户侧结算	150
第四节 市场化代理购电电能量结算	153
第五节 调试电量结算	154
第七章 零售市场结算	157
第八章 退补管理	158
第九章 资金余缺结算	159
第一节 发电侧成本补偿费用	159
第二节 燃煤发电偏差回收费用	161
第三节 保量保价新能源偏差回收费用	163
第四节 用户侧偏差回收费用	164

第五节 阻塞费用	166
第六节 发用侧电能量费用平衡分摊	168
第七节 偏差回收费返还	169
第八节 其他费用	170
第十章 批发市场总电费结算	171
第一节 燃煤发电企业总电费结算	171
第二节 新能源总电费结算	172
第三节 用户侧总电费结算	172
第十一章 收付款管理	173
第十二章 附则	173
集中式发电侧电量数据拟合办法	174
分布式新能源发电侧电量校核拟合办法	176
市场用电量采集数据校核拟合办法	187
现货日累加与月结偏差电量调整办法	196
江西省电力零售市场实施细则	198
第一章 总则	198
第二章 经营主体	199
第三章 零售交易	199
第四章 零售套餐	201
第五章 零售合同	201
第六章 零售结算	203

第七章 信息披露	205
第八章 交易平台	205
第九章 市场监管和风险控制	207
第十章 争议处理	207
第十一章 附则	208
名词解释	209
江西电力零售套餐	210
江西电力零售市场交易承诺书	214
平台账号信息变更申请	227

江西省电力市场注册实施细则

第一章 总则

第一条 为规范江西电力市场注册工作，维护电力市场秩序和各类经营主体合法权益，根据《电力市场运行基本规则》（2024年第20号令）、《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号）等文件要求，结合江西实际情况，制定本细则。

第二条 适用范围

（一）本细则适用于江西电力市场，含电力中长期、现货、辅助服务市场等。

（二）本细则适用于参与江西电力市场的经营主体市场注册、信息变更、市场注销等管理工作。

（三）经营主体包括参与电力市场交易的发电企业、售电公司、电力用户和新型经营主体（含分布式电源、新型储能企业、虚拟电厂、智能微电网等）。

第三条 电力市场注册应遵循以下原则：

（一）规范入市。拟参与电力市场交易的经营主体应在电力交易机构办理市场注册，对注册业务信息以及相关支撑性材料的真实性、准确性、完整性负责。

（二）公开透明。电力交易机构公平公开受理各类市场注册业务，不得设置不合理和歧视性的条件以限制商品服务、要素资

源自由流动，做到服务无差别，信息规范披露，接受公众监督。

（三）全国统一。经营主体市场注册业务流程、审验标准、受理期限、公示要求严格落实全国统一规范。

（四）信息共享。经营主体可自主选择电力交易机构进行办理，获取交易资格，无需重复注册。电力交易平台应实现互联互通，共享注册信息，实现“一地注册、各方共享”。

第四条 电力交易机构负责开展电力市场注册服务，建设并运维电力交易平台市场注册业务功能，依法依规披露市场注册业务的相关信息。实现与电力调度机构电力调度自动化系统及电网企业营销、新型电力负荷管理系统的市场注册所需信息交互，提升经营主体市场注册业务便捷性。

第二章 基本条件

第五条 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。

第六条 发电企业基本条件：

（一）依法取得发电项目核准或者备案文件，依法取得、按规定时限正在办理或者豁免电力业务许可证（发电类）。

（二）已与电网企业签订并网调度协议，接入电力调度自动

化系统。

(三) 具备相应的计量能力或者替代技术手段, 满足电力市场计量和结算的要求。

(四) 并网自备电厂取得电力业务许可证(发电类), 达到能效、环保要求, 可作为经营主体参与市场化交易。

第七条 电力用户基本条件:

(一) 工商业用户原则上全部直接参与电力市场交易, 暂未直接参与市场交易的工商业用户按规定由电网企业代理购电。

(二) 具备相应的计量能力或者替代技术手段, 满足电力市场计量和结算的要求。

第八条 售电公司按照《售电公司管理办法》(发改体改规〔2021〕1595号)规定执行, 如有新规的从其规定。

第九条 分布式电源基本条件:

(一) 依法取得发电项目核准或者备案文件。

(二) 与电网企业签订负荷确认协议或并网调度协议, 根据电压等级标准接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统。

(三) 具备相应的计量能力或者替代技术手段, 满足电力市场计量和结算的要求。

第十条 新型储能企业基本条件:

(一) 与电网企业签订并网调度协议, 接入电力调度自动化系统。

（二）具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足结算要求。

（三）满足最大充放电功率、最大调节容量及持续充放电时间等对应的技术条件，具体数值以相关标准或国家、江西省有关部门规定为准。

（四）配建储能与所属经营主体视为一体，具备独立计量、控制等技术条件，接入电力调度自动化系统可被电网监控和调度，具有法人资格时可选择转为独立新型储能项目，作为经营主体直接参与电力市场交易。

第十一条 虚拟电厂（含源网荷储一体化）经营主体基本条件：

（一）与电网企业签订负荷确认协议或并网调度协议，接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统。

（二）具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足结算要求。

（三）具备聚合可调节负荷以及分布式电源、新型储能等资源的能力。

（四）具备对聚合资源的调节或控制能力，拥有具备信息处理、运行监控、业务管理、计量监管、控制执行等功能的软硬件系统。

（五）聚合范围、调节性能等条件应满足相应市场的相关规则规定。

第十二条 电动汽车充电设施经营主体基本条件：

（一）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求。

（二）有放电能力的电动汽车充电设施，与电网企业签订负荷确认协议，接入新型电力负荷管理系统。

第十三条 智能微电网经营主体基本条件初期参照电力用户基本条件执行，后期视国家有关规定进行调整。

第三章 市场注册

第十四条 经营主体参与电力市场化交易，应当符合基本条件，在电力交易机构办理市场注册。

第十五条 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。

第十六条 经营主体申请注册时，应完整阅读《电力市场化交易风险告知书》、《电力交易平台使用与隐私协议》和《电力交易平台实名认证服务协议》等。经营主体应规范填写注册信息，企业名称应与营业执照上的企业名称保持一致。

第十七条 经营主体应当保证注册提交材料的真实性、完整性。电力交易机构收到经营主体提交的市场注册申请和注册材料后，在5个工作日内进行审查并予以告知，重点审查注册材料完

整性、合规性、一致性，必要时对经营主体进行现场核验。对于市场注册材料不符合要求的，应予以一次性告知。

第十八条 具有多重主体身份的经营主体，应当按经营主体类别进行注册。

第十九条 经营主体应妥善保管江西电力交易平台账号、密码、数字证书、绑定手机号等相关信息，因信息泄露及变更不及时造成的损失，由经营主体自行承担。参与批发交易的经营主体，应当办理数字安全证书。

第二十条 原则上同一经营主体在同一合同周期内仅可与一家售电公司、虚拟电厂确立服务关系。

第二十一条 当国家政策调整或者交易规则发生重大变化时，电力交易机构可组织已注册经营主体重新办理注册手续。

第二十二条 发电企业、分布式电源市场注册：

（一）集中式新能源项目应选择注册成为发电企业，直接或聚合参与市场交易的分布式新能源项目应选择成为分布式电源。分布式电源应满足市场计量需求，同时具备数据远程传输条件。接受市场价格的分布式电源，由电网企业通过公告、短信、电话、签订告知确认书等方式履行政策告知义务。

（二）发电企业新投产的发电机组应在申请并网调试运行前完成市场注册。注册资料包括但不限于：工商营业执照；项目核准或备案文件；并网调度协议；电力业务许可证（发电类）、豁免证明。

（三）发电机组应在项目完成启动试运工作后 3 个月内（风电、光伏发电项目应当在并网后 6 个月内）取得电力业务许可证（发电类）。发电机组完成首次并网或完成整套设备启动试运行后，调度机构应于 24 小时内将首次并网时间、完成整套设备启动试运行时间推送至电力交易机构。

（四）发电企业自行申报注册容量，取得电力业务许可证（发电类）之后，及时变更注册容量信息。

（五）发电机组在依法取得或豁免电力业务许可证（发电类）后，相关场站（机组）方可按电力市场运行规则规定参与电能市场交易。取证后，发电企业应及时上传至江西电力交易平台。每月 20 日（含）之前完成电力业务许可证（发电类）上传的发电企业，可参与次月交易。

（六）原则上市场交易单元、结算单元应与注册单元保持一致，调度单元由调度机构传递至电力交易机构。

第二十三条 电力用户注册：

（一）电力用户的用电单元信息原则上全部通过电网企业营销系统获取，主要包括用户编号、户名、计量点、电压等级、用电类别等。

（二）电力用户通过江西电力交易平台或 e-交易手机 App 自助注册，需提供的资料包括但不限于：企业工商营业执照复印件（加盖企业公章）、企业法人代表（授权委托人）身份证、第一联系人授权文件，并正确填报相关信息。

（三）电力用户注册生效后，入市时间为首次参与电能量市场交易。对于零售用户，以首次选择零售套餐的合同生效时间作为入市时间；对于批发用户，以达成首笔批发市场合同的生效时间作为入市时间。

（四）参加市场化交易（含批发、零售交易）的电力用户，其统一社会信用代码在营销系统内关联的所有用电户号均纳入市场化交易。

第二十四条 售电公司、虚拟电厂注册：

（一）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。

（二）虚拟电厂除提供《售电公司管理办法》要求的注册材料外，还需提供的注册材料包括但不限于：聚合用户清单、并网调度协议等。

（三）初期，虚拟电厂聚合单元为参与市场的最小交易单元，发电侧和负荷侧资源应分别聚合形成交易单元。同一家聚合商按其代理聚合范围建立聚合单元，应结合网架结构和设备重过载情况，对聚合单元的聚合范围进行限定，发电类聚合资源应位于同一市场出清节点范围内。

第二十五条 新型储能企业市场注册：

（一）独立新型储能项目完成注册手续后，可作为经营主体直接参与电力市场交易。

（二）配建储能与所属经营主体视为一体，不单独履行注册

手续，应在所属经营主体名下增加配建储能项目（单元）。

（三）配建储能与多个经营主体存在配建关系时，应与所有存在配建关系的经营主体签订协议，明确在唯一的经营主体名下增加配建储能项目（单元）。

第二十六条 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、直接生效。

第二十七条 电力交易机构将市场注册生效的经营主体纳入经营主体目录，实行动态管理，按照信息披露要求向社会公布，按月向国家能源局华中监管局和江西省能源局报备。

第四章 信息变更

第二十八条 经营主体市场注册信息发生变化时，应在变化之日起5个工作日之内向电力交易机构申请信息变更，经过信息变更程序后生效。经营主体市场注册信息发生变化未按规定时间进行变更，并造成不良影响或经济损失的，由经营主体承担相应责任。

第二十九条 市场经营主体和电网企业应保障档案数据的准确性、完整性和及时性，并在规定时间内通过电力交易平台完成更新、提交。未及时更新、提交的，电力交易机构以电力交易平台既有数据形成结算依据。

第三十条 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。经营主体类别、法人、业务范围、公司主要股东等有重大变化的，需通过电力交易平台重新承诺并签订相关协议。经营主体法定代表人、授权联系人发生变更时，应重新进行实名认证。

第三十一条 信息变更主要包含以下内容：

（一）经营主体身份名称变更、法定代表人（或负责人）更换。

（二）公司股东、股权结构的重大变化，因公司股权转让导致公司控股股东或者实际控制人发生变化等。

（三）电力业务许可证变更、延续等。

（四）发电企业机组转让、机组关停退役、机组调度关系调整、机组自备公用性质转换、机组进入及退出商业运营、机组容量调整、其他影响交易组织的关键技术参数变更等。

（五）发电企业、分布式电源建设核准文件/备案变更，并网调度协议、购售电合同续签、改签等。

（六）电力用户用电单元、分布式电源发/用电单元发生过户、更名、分户、并户、销户等。

（七）新型储能企业主体储能项目（单元）转让、储能单元容量调整、其他影响交易组织的关键技术参数变更等。

（八）售电企业、虚拟电厂资产总额发生影响年度代理电量规模或调节能力的变化、企业高级或中级职称的专业人员变更、

配电网运营资质变化、业务范围变更等。

第三十二条 电力交易机构收到经营主体提交变更材料后，在 5 个工作日内进行审查。对于变更材料不符合要求的，应予以一次性告知。

第三十三条 经营主体在市场注册信息变更期间可正常参与市场交易。

第三十四条 市场注册信息变更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，信息变更手续直接生效。

第三十五条 发电企业、分布式电源信息变更：

（一）机组所属经营主体变更后，应在新经营主体注册后及时进行机组转让。

（二）发电企业的机组信息变更，不涉及物理运行参数信息的，由发电企业向电力交易机构提供；涉及物理运行参数信息的，由调度机构确认并重新签订并网调度协议，向电力交易机构提供。

（三）发电企业涉及改扩建，应在机组并网前 5 个工作日提供注册材料清单中除工商营业执照外的其他材料，如未及时提供，由此造成的损失由发电企业自行承担。

（四）分布式电源发/用电单元发生过户、更名、分户、并户、销户等，变更信息由电网企业推送至电力交易机构。

第三十六条 电力用户信息变更：

（一）电力用户用电单元新增、注销属于信息变更。

（二）电力用户以统一社会信用代码作为身份标识，发生并户、销户、过户、更名或者用电类别、电压等级等信息发生变化时，原则上用电信息以电网企业营销系统为准。变更信息由电网企业推送至电力交易机构，经电力用户授权，可由电力交易机构发起电力交易平台注册信息变更。电网企业、电力交易机构按月核对电力用户用电户号信息变更情况，在核对日之前提交的变更信息，经确认生效后纳入次月市场化结算档案。变更信息核对日期暂定每月 27 日，如遇周末、重大节假日等特殊情况，核对日期提前至周末、重大节假日前 2 个工作日。

（三）电力用户在市场注册、信息变更过程中，如遇到用电户号重复绑定，且无法联系原绑定用户进行解绑操作的情况，在电力用户提供书面申请、属地供电公司出具的用电户号归属证明材料后，可由电力交易机构协助开展用电户号解绑操作。

第三十七条 售电公司市场注册信息变更条件和流程按照《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。

第三十八条 新型储能企业信息变更：

（一）涉及物理运行参数变更的，新型储能企业在电力调度机构完成变更后，同步通过交易平台变更相关信息。

（二）涉及发/用电户号信息变更的，新型储能企业在电网企业完成变更后，同步通过交易平台变更相关信息。

第五章 市场注销

第三十九条 经营主体退出电力市场交易，分为申请注销和自动注销。

第四十条 经营主体有下列正当理由之一的，可申请注销：

（一）经营主体宣告破产，或虽未破产但被地方政府主管部门关停或主动拆除，不再发电或者用电。

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

（三）因电网网架调整，导致经营主体的发用电物理属性无法满足所在地区的电力市场进入条件。

（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。

第四十一条 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。

第四十二条 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性材料。

第四十三条 电力交易机构收到经营主体提交的注销申请和注销材料后，在5个工作日内进行审查，重点审查注销理由正当性、交易合同实际处理情况、材料完整性和一致性。对于注销材料不符合要求的，应予以一次性告知。

第四十四条 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，对于符合正当理由退出电力市场或经核验（现场或平台校验）发现工商营业执照注销、吊销且未申请市场注销的，予以自动注销处理，自动注销生效后报国家能源局华中监管局和江西省能源局备案。售电公司持续满足注册条件核验按照《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。

第四十五条 经营主体自动注销由电力交易机构发起，按照公示、生效的流程办理。售电公司的退出电力市场交易条件和流程按照《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。

第四十六条 对于即将市场注销的经营主体，其所有已签订但未履行的市场交易合同，原则上通过自主协商等方式在下一个合同履行月之前的 10 个工作日内完成处理。因市场交易合同各方造成的损失由退市的经营主体承担，或自行通过司法程序解决。

（一）已入市的电力用户，全部或唯一用电单元删除，应同步申请市场主体注销，未在 1 年内完成主体注销的，可实施自动注销。

（二）已直接参与市场交易在无正当理由情况下改为电网企业代理购电的用户，其价格按电网企业代理其他用户购电价格的 1.5 倍执行；已直接参与市场交易的高耗能用户，不得退出市场交易。

(三) 未入市的电力用户申请注销，不影响其价格。

第四十七条 电力交易机构应通过江西电力交易平台，将经营主体市场注销信息向社会公示，公示期为 10 个工作日，公示期满无异议，在江西电力交易平台中予以注销，保留其历史信息 5 年。

第四十八条 已市场注销的经营主体再次参与电力市场交易，应在电力交易机构重新办理市场注册。

第六章 暂停交易资格

第四十九条 经营主体申请注销或电力交易机构启动自动注销流程的，自电力交易机构受理其申请或启动自动注销之日起暂停其新签交易合同的资格。

第五十条 售电公司、虚拟电厂发生以下情形，应启动暂停交易资格程序，相关程序按照《售电公司管理办法》办理：

(一) 连续 12 个月未进行实际交易。

(二) 售电公司、虚拟电厂未持续满足注册条件，电力交易机构需通知其限期整改，整改期为 2 个月，限期整改期间，暂停其交易资格，各方因此造成的损失由相关售电公司、虚拟电厂承担。

(三) 售电公司、虚拟电厂未按时足额缴纳履约保函、保险，经电力交易机构书面提醒仍拒不足额缴纳的，取消其后续交易资格。

(四) 法律法规规定的其他情形。

第五十一条 经营主体若需恢复交易资格，应在电力交易平台提交申请，通过持续满足注册条件核验后，由电力交易机构通过电力交易平台进行公示，公示期为 10 个工作日。公示期满无异议，恢复交易资格。

第七章 异议处理

第五十二条 任何单位或个人对于经营主体电力市场注册存在异议，可通过异议反馈渠道（网络、书信、电话、走访、邮件等）向电力交易机构实名反映，需提供包括但不限于异议内容、有效联系方式等信息。异议反馈应提供相关证明材料，不得捏造事实、虚假举证：

（一）对经营主体资产证明材料造假、从业人员证书挂靠以及社保重复缴纳等事项提出异议的，原则上应提供金融机构、人社部门等单位出具的或通过相关职能单位的官方网站查询获取的有效证明材料。

（二）对经营主体或会计师事务所存在不良信用记录提出异议的，应提供信用中国“失信被执行人”查询结果等证明材料。

第五十三条 对于公示期间存在异议的经营主体，电力交易机构应根据调查情况分类处理。

（一）如因公示材料疏漏缺失、人员等变更而产生异议，经营主体可以补充材料申请再公示。

（二）如因材料造假发生异议，经营主体自接到电力交易机构关于异议的告知之日起，5 个工作日内无法做出合理解释，电

力交易机构终止其市场注册业务公示，将情况报送首次注册地国家能源局派出机构和地方政府主管部门。

（三）如对市场注销存在异议，经营主体可向电力交易机构说明情况，电力交易机构根据调查结果予以驳回或撤销公示。

第五十四条 对于公示生效后仍存在异议的经营主体，电力交易机构应继续开展调查，对于调查后不满足电力市场注册条件的经营主体，按照前款要求处理。

第五十五条 电力交易机构应对实名反映人相关身份信息进行保密，不得对外泄露，并及时回复调查处理情况。

第八章 监督管理

第五十六条 国家能源局华中监管局和江西省能源局按职责分工，对经营主体、电力交易机构开展的电力市场注册工作进行监督管理。

第五十七条 对未及时按本细则办理业务的经营主体，电力交易机构应采取提醒、公告等措施并报国家能源局华中监管局和江西省能源局。

第五十八条 对于经营主体存在未按规定办理电力市场注册手续、提供虚假注册资料等严重情形的，国家能源局华中监管局可依照《电力监管条例》第三十一条、《电力市场监管办法》第三十六条有关规定处理。对于电力交易机构存在未按照规定办理电力市场注册等情形的，国家能源局华中监管局可依照《电力监管条例》第三十三条、《电力市场监管办法》第三十八条有关规

定处理。对售电公司在注册过程中存在其他违规行为的，江西省能源局可依照《售电公司管理办法》第二十八、二十九、四十二、四十三条有关规定处理。

第五十九条 经营主体在办理电力市场注册业务过程中存在违法违规和失信行为的，纳入电力交易信用评价，国家能源局华中监管局和江西省能源局可依法依规采取将其纳入失信管理等措施。

第九章 附则

第六十条 本细则自印发之日起施行，有效期两年。

江西省电力中长期交易实施细则

第一章 总则

第一条 为规范电力中长期交易，依法维护电力市场主体的合法权益，推进统一开放、竞争有序的电力市场体系建设，根据《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《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进一步做好电网企业代理购电工作的通知》（发改办价格〔2022〕1047号）、《国家发展改革委关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》（发改价格〔2023〕526号）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）、《国家发展改革委 国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）、《电力中长期交易基本规则-绿色电力交易专章》（发改能源〔2024〕1123号）、《电力市场运行基本规则》（发改2024年第20号令）、《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）、《江西省发展改革委关于进一步完善分时电价机制有关事项的通知》（赣发改价管〔2025〕463号）等文件规定，结合江西实际，制定本细则。

第二条 本细则适用于江西电力现货市场运行期间电能量市

场中长期交易。

第三条 本细则所称电力中长期交易指发电企业、电力用户、售电公司、新型经营主体以及电网企业等经营主体，通过双边协商、集中交易等市场化方式，开展的年度（多年）、月度、“D-2”日等电力批发交易。

第四条 国家能源局华中监管局、江西省发展改革委、江西省能源局根据职能依法履行电力中长期交易监管和行业管理职责。

第二章 市场成员

第五条 电力市场成员包括经营主体、市场运营机构和提供输配电服务的电网企业等。其中，经营主体包括参与电力市场交易的发电企业、售电公司、电力用户和新型经营主体（含分布式电源、新型储能企业、虚拟电厂、智能微电网等）；电力市场运营机构包括电力交易机构、电力调度机构。

第六条 发电企业的权利和义务

（一）按照规则参与电能量交易，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，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。

第七条 电力用户权利和义务

（一）按照规则参与电能量交易，签订和履行电力交易合同，暂时无法直接参与市场的电力用户按规定由电网企业代理购电。

（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。

第八条 售电公司的权利和义务

（一）按照规则参与省内电能量交易，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。

第九条 新型经营主体根据参与的市场交易类型，享受与上述同类型经营主体同等的权利和义务，并需满足参与电力市场的技术条件。

第十条 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。

（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。

第十一条 电力交易机构的权利和义务

（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）负责中长期市场的市场监控和风险监控，监测和分析市场运行情况，监测经营主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为，向电力监管机构、政府主管部门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。

第十二条 电力调度机构的权利和义务

（一）组织电力现货交易，负责安全校核、市场监测和风险监控，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) 负责现货市场的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, 向电力监管机构、政府主管部门报告并配合相关调查, 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。

第三章 交易品种和周期、交易方式、合同要素

第一节 交易品种和周期

第十三条 中长期交易品种主要包括电能量交易、合同交易(含转让和回购)、绿色电力交易等。

第十四条 电能量交易、电能量合同交易的标的物为 48 时段的电能量; 绿色电力交易、绿色电力合同交易的标的物为 48 时段电能量和对应绿色电力环境价值。

第十五条 根据参与交易的经营主体分为市场化电能量交易(含电网企业代理购电交易)、绿色电力交易等。

第十六条 市场化电能量交易是指售电公司、批发用户、电

网企业（含增量配电网）、发电企业开展的电力中长期交易。年度（多年）交易周期开展电能量增量交易；月度交易周期开展电能量增量交易、融合交易；“D-2”日交易周期开展电能量融合交易。

第十七条 融合交易指融合开展电能量增量交易、合同转让交易、合同回购交易。同一经营主体可根据自身电力生产或者消费需要，购入或者售出电能量。为降低市场操纵风险，发电企业在单笔电力交易中的售电量不得超过其剩余最大发电能力，购电量不得超过其售出电能量的净值（指多次售出、购入相互抵消后的净售电量）。电力用户和售电公司在单笔电力交易中的售电量不得超过其购入电能量的净值（指多次购入、售出相互抵消后的净购电量）。

第十八条 绿色电力交易是指售电公司、电力用户与直接参与交易的新能源企业开展的电力中长期交易，月度交易周期开展绿色电力增量交易，“D-2”日交易周期开展绿色电力增量交易、合同转让交易、合同回购交易。交易方式采用双边协商、挂牌交易。具体交易内容详见第七章绿色电力交易专章。

第二节 交易方式

第十九条 中长期交易方式包括双边协商和集中交易，其中集中交易包括集中竞价交易、挂牌交易和滚动撮合交易等。

第二十条 双边协商是指购售双方协商一致后，由一方经营主体通过电力交易平台将需求电量、价格、交易曲线等信息向交

易意向方提出要约，由交易意向方接受该要约的交易方式。

第二十一条 集中竞价是指在规定的交易申报截止时间前，经营主体提交购电或售电信息，包括电量、价格、交易曲线等，电力交易平台汇总并按市场规则统一出清成交的交易方式。出清主要采用边际电价法或报价撮合法。

（一）边际电价法

1. 边际电价出清中，售方报价从低到高、购方报价从高到低排序累加形成售方、购方曲线，曲线交点对应市场统一出清价格和成交电量。

2. 当购方申报曲线与售方申报曲线交叉，交叉点对应的价格即为边际出清价格。计算后的售方报价低于边际出清价格的售方申报电量、计算后的购方报价高于边际出清价格的购方申报电量均成交；若边际出清价格对应的购方申报电量与售方申报电量不等，预出清电量取二者较小值。当售方（购方）申报电量大于预出清电量时，售方（购方）按申报电量等比例成交。

边际出清价格 P_0 ，满足：

$$D_{\text{购方申报曲线}}(P_0) = S_{\text{售方申报曲线}}(P_0)$$

售方预出清电量 Q_S 为：

$$Q_S = \sum_{p=0}^{p=P_0} Q_S(p)$$

其中， $Q_S(p)$ 为售方在价格 p 处的申报电量。

购方预出清电量 Q_D 为：

$$Q_D = \sum_{p=p_0}^{p=P_{D\max}} Q_D(p)$$

其中， $Q_D(p)$ 为购方在价格 p 处的申报电量， $P_{D\max}$ 为计算后

购方报价最大值。

最终成交电量 Q_0 为：

$$Q_0 = \min\{Q_S, Q_D\}$$

3. 当购方申报曲线与售方申报曲线没有交叉，且计算后的购方报价大于售方报价时，预出清电量为购方与售方申报总电量的较小者。边际出清价格依据差值系数 K 确定。 K 的取值范围 0-1，暂按 0.5 执行。

报价差值 P_Δ 为：

$$P_\Delta = P_{Dmin} - P_{Smax}$$

其中， P_{Dmin} 为计算后的购方成交电量报价的最小值， P_{Smax} 为计算后的售方成交电量报价的最大值。

当购方报价始终大于售方报价时，有

$$D_{\text{购方申报曲线}}(P_0) > S_{\text{售方申报曲线}}(P_0)$$

边际出清价格 P_0 为：

$$P_0 = P_{Dmin} - K \times P_\Delta$$
$$\text{或 } P_0 = P_{Smax} + (1-K) \times P_\Delta$$

其中， K 为报价差值系数。

售方可成交电量 Q_S 为：

$$Q_S = \sum_{p=P_{Smin}}^{p=P_{Smax}} Q_S(p)$$

其中， $Q_S(p)$ 为售方在价格 p 处的申报电量， P_{Smin} 为售方报价最小值。

购方可成交电量 Q_D 为：

$$Q_D = \sum_{p=P_{Dmin}}^{p=P_{Dmax}} Q_D(p)$$

其中， $Q_D(p)$ 为购方在价格 p 处的申报电量， P_{Dmax} 为购方报

价最大值。

最终成交电量 Q_0 为：

$$Q_0 = \min\{Q_s, Q_D\}$$

4. 当购方申报曲线与售方申报曲线没有交叉，且计算后的购方报价小于计算后的售方报价时，没有成交电量。

当购方报价始终小于售方报价时，有

$$D_{\text{购方申报曲线}}(P_0) < S_{\text{售方申报曲线}}(P_0)$$

最终成交电量 Q_0 为：

$$Q_0 = 0$$

（二）报价撮合法

1. 报价撮合法中，售方报价从低到高、购方报价从高到低排序形成出清序列，依次匹配双方申报价格、电量，撮合出清。

2. 由撮合出清价格计算得到购售双方的结算价格。原则上，不限定撮合匹配对应关系，分别安排购售方交易计划；合同执行完毕后，双方分别进行结算和偏差处理。

3. 按出清序列将计算后的购方报价与售方报价相减形成价差对 $P_{\Delta'}$ 。

$$P_{\Delta'} = P_{\text{购方报价}} - P_{\text{售方报价}}$$

其中， $P_{\text{购方报价}}$ 为计算后的购方报价， $P_{\text{售方报价}}$ 为计算后的售方报价。

4. 报价撮合的确定方法为：

（1）当计算后的购方报价大于计算后的售方报价，则匹配成交电量为配对双方申报电量的较小者。成交价格以配对双方报

价的价差对系数 k 来确定。 k 的取值范围 0-1，暂按 0.5 执行， k 系数调整，经江西省电力市场管理委员会审议通过，报电力监管机构和政府主管部门审定执行，在交易公告中予以发布。

当购方报价大于售方报价时，有

$$P_{\text{购方报价}} > P_{\text{售方报价}}$$

成交价格 P_D 、 P_S 分别为：

$$P_D = P_{\text{购方报价}} - k \times P_{\Delta}$$
$$P_S = P_{\text{售方报价}} + (1-k) \times P_{\Delta}$$

其中， k 为报价的价差对系数。

成交量 Q_0 为：

$$Q_0 = \min\{Q_S, Q_D\}$$

(2) 当计算后的购方报价等于计算后的售方报价，则匹配成交电量为配对双方申报电量的较小者，成交价格为配对双方申报价格。

当购方报价等于售方报价时，

$$P_{\text{购方报价}} = P_{\text{售方报价}}$$

成交价格 P_D 、 P_S 分别为：

$$P_S = P_D = P_{\text{购方报价}} = P_{\text{售方报价}}$$

成交量 Q_0 为：

$$Q_0 = \min\{Q_S, Q_D\}$$

(3) 在撮合剩余的购、售电量申报中，按以上原则进行交易匹配，直到所有申报的购电量（或售电量）均已成交或计算后的购方报价低于计算后的售方报价为止。

第二十二条 挂牌交易是指购电方、售电方在规定交易时限

内，通过电力交易平台，将需求电量或可供电量、价格等信息对外发布要约，由符合资格要求的另一方提出接受该要约的申请。挂牌交易包括单向挂牌交易和双向挂牌交易。

（一）单向挂牌交易是指在规定的交易时限内，购电方或者售电方其中一方提出购售电要约，包括购（售）电量和购（售）电价格，另外一方在规定的时间内摘牌，成交价格为挂牌价。

（二）双向挂牌交易是指在规定的交易时限内，购电方或者售电方任意一方随时提出购售电要约，包括购（售）电量和购（售）电价格，另外一方摘牌，电量摘完即止，成交价格为挂牌价。

第二十三条 滚动撮合交易是指在规定的起止时间内，经营主体随时申报购、售电信息，电力交易平台按“时间优先、价格优先”的原则匹配、实时出清。

（一）交易申报

1.购售双方单一主体可多次自由以电量包的形式进行逐次申报电量及电价，直到达到其本次交易总电量需求上限。每个电量包对应一个申报价格，不限申报次数及申报价格。购方申报电量包按价格从高往低排序，售方申报电量包按价格从低往高排序。已挂牌电量包不可修改，仅可撤销，撤销后可再次申报。

2.申报电量包未被摘牌的状态下，购售双方可随时撤回已申报但未成交的电量包。

（二）实时出清

1.购售双方申报电量、电价的同时，电力交易平台根据出清规则自动实时摘牌出清。电量包匹配的基本原则是购电价大于售

电价；价格出清的基本原则是按场内已挂牌电量包的价格；电量出清的基本原则是匹配电量总量与申报电量包交集。

2.购方申报电量包一旦与售方已挂牌电量包匹配，该购方电量包全部或部分成交，成交价格为售方电量包申报价格（挂牌价），成交顺序为售方电量包价格递增顺序、同一价格申报时间先后顺序。若购方电量包部分成交，则剩余电量作为挂牌电量包进入场内等待出清；若末位售方电量包部分成交，则剩余电量仍为挂牌电量等待出清。

3.售方申报电量包一旦与购方已挂牌电量包匹配，该售方电量包全部或部分成交，成交价格为购方电量包申报价格（挂牌价），成交顺序为购方电量包价格递减顺序、同一价格申报时间先后顺序。

4.该过程可匹配单一购（售）电方对应多个售（购）电方的多个电量包。

第三节 合同要素

第二十四条 交易单元。交易单元是参与交易的基本单位，分为购方单元和售方单元。同一经营主体，可以在不同品种的交易中担任购方单元、售方单元的不同角色。

（一）燃煤发电企业以机组为交易单元参与中长期交易；原则上新能源发电企业以交易单元参与中长期交易，交易单元与注册单元保持一致。

（二）售电公司、批发用户、电网企业以法人单位为交易单

元参与中长期交易，非独立法人的批发用户经法人单位授权，可作为交易单元参与中长期交易。

（三）中长期交易的成交双方不能为同一交易单元。

第二十五条 交易单元与经营主体的对应关系：

（一）年度（多年）交易

购方单元为售电公司、批发用户、电网企业等；

售方单元为发电企业。

（二）月度交易

1.集中竞价交易

购方单元为售电公司、批发用户等。

售方单元为发电企业。

2.滚动撮合交易（融合交易）：

购方单元为批发用户、售电公司已签订合同并有调减需求的发电企业等。

售方单元为发电企业或已签订合同并有调减需求的批发用户和售电公司等。

3.挂牌交易（融合交易）：

购方单元为批发用户、售电公司、电网企业或已签订合同并有调减需求的发电企业等。

售方单元为发电企业或已签订合同并有调减需求的批发用户、售电公司和电网企业等。

4.绿电双边协商交易

购方单元为批发用户、售电公司。

售方单元为新能源发电企业。

（三）“D-2”日交易

1.滚动撮合（融合交易）：

购方单元为批发用户、售电公司、已签订合同并有调减需求的发电企业。

售方单元为发电企业、已签订合同并有调减需求的批发用户和售电公司。

2.电网代理购电单向挂牌交易：

购方单元为电网企业（含增量配电网）。

售方单元为燃煤发电企业、新能源发电企业。

3.绿电双向挂牌交易：

购方单元为批发用户、售电公司、已签订合同并有调减需求的新能源发电企业。

售方单元为新能源发电企业、已签订合同并有调减需求的批发用户和售电公司。

第二十六条 中长期交易最小合同周期为 1 个时段（半小时）；交易申报最小电量单位为 0.001 兆瓦时（1 千瓦时）；交易申报最小价格单位为 0.001 元/兆瓦时。

第二十七条 经营主体应通过自主协商或集中交易方式确定中长期交易合同曲线或曲线形成方式，并约定分时电量、分时价格等关键要素。

第二十八条 合同电量。中长期交易合同周期内交易的总电量。

第二十九条 曲线形成方式。用于合同电量在合同周期内的曲线形成方式，包括但不限于经营主体协商分解形成曲线、日历天平均分解形成曲线、典型曲线分解等方式。

第四章 中长期交易约束

第一节 交易时段划分原则

第三十条 电力调度机构参照《江西省发展改革委关于进一步完善分时电价机制有关事项的通知》（赣发改价管〔2025〕463号）明确的峰、平、谷（深谷）、尖时段，结合历史净负荷曲线和供需形势分析，提出交易时段划分原则，经江西省电力市场管理委员会审议通过后，并报电力监管机构、政府主管部门审定后执行，在交易公告中予以发布。

第三十一条 国网江西电力有限公司结合电网实际运行情况、历史净负荷曲线和供需形势分析，分别按照自然月提出市场化用户、电网代理购电用户日常典型曲线、重大节假日（春节、“五一”国际劳动节、国庆节）典型曲线、日常与重大节假日期间的用电比例系数，经江西省电力市场管理委员会审议通过，并报电力监管机构、政府主管部门审定后，通过电力交易平台进行发布。

第二节 交易价格约束

第三十二条 年度双边协商交易原则上不进行限价。

第三十三条 “D-2”日各时段交易价格上限与省内电力现货市场交易价格上限保持一致，下限为 0 元/千瓦时。

第三十四条 月度交易分月度集中竞价交易与滚动撮合挂牌交易分开进行限价。其中，月度集中竞价交易申报价格上限为：0.497160 元/千瓦时，下限为：0.331440 元/千瓦时；滚动撮合及挂牌交易时段价格上限为平段 0.497160 元/千瓦时，谷段 0.198864 元/千瓦时，深谷 0.149148 元/千瓦时，高峰 0.795456 元/千瓦时，尖峰 0.894888 元/千瓦时。

江西省价格主管部门负责根据电力市场运行情况适时调整中长期交易价格上、下限。

第三节 交易电量约束

第三十五条 基本要求：

（一）经营主体在交易电量约束范围内参与中长期市场交易。

（二）同一经营主体在单次交易中只可作为购方或者售方。

（三）当日成交电量，下一交易日方可交易。

第四节 年度交易电量约束

第三十六条 发电企业年度交易净合同上限。根据参与市场交易的机组装机容量确定净合同上限，具体计算方法如下：

发电企业交易单元年度交易净合同量上限=发电企业交易单元装机容量×剔除年度检修计划以外的年度等效可用小时数×K1。

第三十七条 年度检修计划由电力调度机构提供，K1 为调节系数（暂定为 1），K1 系数调整，经江西省电力市场管理委员会审议通过，报电力监管机构、政府主管部门审定执行，在交易公告中予以发布。

第三十八条 年度交易购、售双方净合同下限均为零。

第五节 月度交易电量约束

第三十九条 发电企业月度交易净合同上限。根据机组装机容量确定净合同量上限，具体计算方法如下：

发电企业交易单元月度交易净合同量上限=发电企业交易单元装机容量×剔除月度检修计划以外的月度等效可用小时数×K2。

月度检修计划由电力调度机构提供，K2 为调节系数（暂定为 1），K2 系数调整，经江西省电力市场管理委员会审议通过，报电力监管机构、政府主管部门审定执行，在交易公告中予以发布。

第四十条 月度交易购、售双方净合同下限均为零。

第六节 申报交易电量约束

第四十一条 经营主体在交易电量约束范围内参与中长期交易。

第四十二条 经营主体各时段合同电量大于等于零。

第四十三条 售电公司交易申报电量额度还需满足履约保函（保险）额度、与资产总额相应的年售电量额度要求。

第四十四条 暂不组织无法按照市场化用户典型曲线、电网代理购电典型曲线提供出力的新能源企业参与典型曲线相关的年度合同分月、月度集中竞价等交易。

第五章 交易组织

第一节 交易原则

第四十五条 对于定期开市和连续开市的交易，交易公告应当提前至少 1 个工作日发布；对于不定期开市的交易，应当提前至少 5 个工作日发布。交易公告发布内容包括但不限于：

（一）交易品种、交易主体、交易方式。

（二）交易申报时间、交易合同执行开始时间及终止时间。

（三）交易参数、出清方式。

（四）交易约束信息、交易操作说明、其他准备信息。

第四十六条 交易的限定条件必须事前在交易公告中明确，原则上在申报组织以及出清过程中不得临时增加限定条件，确有必要的应当公开说明原因。

第四十七条 在省内新能源上网电价市场化改革实施方案实施前，直接参与市场交易的新能源发电企业可参与绿电交易，也可参与市场化电能量交易；未直接参与市场交易的统调新能源发电企业，全额上网电量签订厂网间购售电合同，并通过参与“保

量保价”新能源交易（以下简称“保量保价”交易）纳入电力中长期合同管理。

第四十八条 在省内新能源上网电价市场化改革实施方案实施后，2025年下半年现货结算试运行期间设置为过渡期，直接参与市场交易的新能源发电企业可参与绿电交易，也可参与市场化电能量交易；未直接参与市场交易的新能源发电企业，暂不参与电力中长期交易。

第四十九条 电网企业分别预测代理工商业用户用电规模、通过市场化方式采购的居民、农业购电规模采用挂牌交易模式，报量不报价参加年度、月度、“D-2”日交易。代理工商业用户电量及代理居民、农业市场化购电量分开申报，形成代理购电量合并挂出，摘牌方摘牌后按照代理工商业用户电量、代理居民、农业市场化购电量申报比例，形成对应的合同。

第五十条 市场交易结果应通过电力市场运营机构校核后执行。

第二节 年度（多年）交易

第五十一条 年度（多年）交易的交易标的物为次年（多年）的电量（或者年度分时段电量）。

第五十二条 交易方式。

（一）年度（多年）交易原则上通过双边协商、挂牌的方式开展。

（二）年度（多年）双边协商交易合同内容应包括合同周期、

交易电量、交易价格、分解曲线等要素。

（三）年度（多年）双边协商交易的合同电量应满足双方交易电量约束，合同价格应满足最小变动价位约束。

（四）年度（多年）交易可以采用基荷交易方式、自定义曲线及典型曲线等方式组织开展。

第五十三条 交易组织流程：

（一）交易公告发布。电力交易机构在年度交易开市的5个工作日内发布年度（多年）交易公告。

（二）年度（多年）交易电量预测申报。年度（多年）交易开市的2个工作日内，组织开展年度（多年）交易电量预测申报工作，售电公司、批发用户、电网企业通过江西电力交易平台申报年度（多年）交易电量预测。

（三）交易申报。

1.年度基荷交易。售电公司、批发用户、电网企业和发电企业通过双边协商开展基荷交易，基荷交易申报内容主要包括基荷交易电量、交易电价等，购电方或售电方申报年度基荷交易电量及电价，另一方进行确认。基荷交易在剔除年度（月度）检修计划后，按照日历天数均分至每日的48时段。

2.年度自定义曲线交易。售电公司、批发用户和发电企业通过双边协商开展自定义曲线交易，自定义曲线交易申报内容主要包括年度交易执行周期内的交易电量、交易电价等，购电方或售电方申报年度交易周期内48时段的交易电量及峰（尖峰）、平、

谷（深谷）电价，另一方进行确认。购售双方达成的 48 时段交易电量均分至交易周期内自然月对应的 48 时段。

3.年度典型曲线交易。售电公司、批发用户和发电企业通过双边协商开展典型曲线交易，申报内容包括年度交易执行周期内的交易电量、电价等，购电方或售电方可申报年度交易周期内交易总量及峰（尖峰）、平、谷（深谷）电价或年度交易周期内各自然月份电量及对应月份峰（尖峰）、平、谷（深谷）电价，另一方进行确认。购售双方达成的年度交易总量按照交易周期内的自然月份进行均分。

4.年度电网企业代理购电交易。电网代理购电典型曲线交易方式，电网企业仅进行挂牌操作，电网企业通过电力交易平台以报量不报价方式挂出年度交易电量，发电企业进行摘牌，摘牌电量均分至交易周期内的自然月。电网代理购电分时段交易方式，电网企业仅进行挂牌操作，电网企业通过电力交易平台以报量不报价方式挂出年度 48 时段交易电量，发电企业进行摘牌，摘牌电量均分至交易周期内自然月对应的 48 时段。

（四）交易结果发布。年度交易结束后，电力交易机构通过江西电力交易平台发布经电力市场运营机构校核通过的交易出清结果。

第五十四条 次月交易开始前，在购售双方一致同意且不影响其他经营主体交易合同执行（保持合同总量不变）的基础上，允许通过电力交易平台调整后续各月的分时段电量。

第五十五条 年度合同分月调整交易流程：

（一）交易公告发布。电力交易机构在年度合同分月调整交易开市的 1 个工作日前发布年度合同分月调整交易相关事项。

（二）月度电量预测申报。月度交易开市的 2 个工作日前，售电公司、批发用户以及电网企业通过电力交易平台申报次月 48 时段市场化预测电量。

（三）调整申报和确认。

1.年度合同分月基荷交易。售电公司、批发用户、电网企业和发电企业通过双边协商开展基荷交易，购电方或售电方申报次月年度合同分月基荷交易电量及电价，另一方进行确认，基荷交易电量（价格相同）在剔除机组月度检修计划后，按交易周期日历天数平均分解至次月日历天数的 48 小时。

2.年度合同分月自定义曲线交易方式。售电公司、批发用户、电网企业和发电企业通过双边协商，购电方或售电方申报次月年度合同分月的分时段电量及电价，另一方进行确认，形成次月日历天数的 48 时段交易电量及电价。

3.年度合同分月典型曲线交易。售电公司、批发用户、电网企业和发电企业通过双边协商开展典型曲线交易（遇重大节假日，选择相应的节假日曲线），购电方或售电方可申报次月年度合同分月曲线的总电量及峰（尖峰）、平、谷（深谷）段价格，另一方进行确认。交易电量由双方自行协商分解到日电量，或按照日历天数均分（遇重大节假日，按照日常与节假日用电比例系

数，分解至对应日历天数），电量分解至日后根据市场化用户典型曲线（电网企业及增量配电网根据电网代理用户典型曲线）形成每日 48 时段的电量。

（四）交易结果发布。年度合同分月调整交易结束后，电力交易机构通过江西电力交易平台发布经电力市场运营机构校核通过的交易出清结果。

第三节 月度交易

第五十六条 交易方式。月度交易原则上采用集中交易方式开展，分为集中竞价阶段和滚动撮合（挂牌交易）阶段，电网企业代理购电参与挂牌交易。

第五十七条 月度集中竞价交易的标的物为次月电量；月度滚动撮合交易的标的物为次月 48 时段电量；月度挂牌交易的标的物为次月电量。

第五十八条 月度集中交易流程：

（一）交易公告发布。电力交易机构在月度交易开市的 1 个工作日前发布次月月度交易公告。

（二）交易申报及出清。

售电公司、批发用户和发电企业按照“集中竞价+滚动撮合（挂牌交易）”交易模式，分别申报次月电量、电价。

集中竞价交易，购售双方需一次性挂出 5 个价格档位的次月电量。一个价格档位的电量挂牌不得少于 10 兆瓦时，剩余电量不足 10 兆瓦时，仅可作为一次挂牌操作，直到全部成交完为止；

集中竞价阶段采用报价撮合法进行出清；月度集中竞价交易出清后，成交电量按照日历天数均分，根据市场化用户典型曲线（电网企业及增量配电网根据电网代理用户典型曲线）形成每日 48 时段的电量。

滚动撮合交易（融合交易），售电方经营主体可以根据自身需求随时提交售（购）电信息、购电方经营主体可随时提交（购）售电信息，购售双方进行增持交易时，申报次月 48 时段的需求电量及价格；电力交易平台按照时间优先、价格优先的原则进行滚动撮合成交；滚动撮合交易形成的 48 时段交易电量按交易周期日历天数平均分解至每日对应的 48 时段。

挂牌交易（融合交易），售电方经营主体可以根据自身需求提交售（购）电信息、购电方经营主体可提交（购）售电信息。购售双方进行增持挂牌交易时，申报次月需求电量、自定义需求曲线（典型曲线无需申报）及峰（尖峰）、平、谷（深谷）各段价格，摘牌方确认摘牌电量及各时段价格后，达成交易；购售双方进行减持挂牌交易时，需选择年度典型曲线交易合同电量或自定义曲线交易合同电量并申报峰（尖峰）、平、谷（深谷）各段价格，摘牌方确认摘牌电量及各时段价格后，达成交易。

（三）交易结果发布。交易申报结束后 1 个工作日内，电力交易机构通过江西电力交易平台发布经电力市场运营机构校核通过的交易出清结果。

第五十九条 “保量保价”交易流程：

(一) 交易公告发布。江西电力交易中心在月度交易开市的 1 个工作日前发布次月“保量保价”交易公告，包含电量预测、电量预测调整及合同转让交易相关内容。

(二) 交易申报。“保量保价”交易于上月下旬开展次月每日 48 时段的电量预测；本月上、中旬分别开展一次 D 日至月末每日 48 时段电量预测调整；经电网公司确认后，预测电量形成交易周期内的每日 48 时段合同电量。

(三) 交易结果发布。交易结束后，通过江西电力交易平台发布出清结果。

第四节 “D-2”日交易

第六十条 “D-2”日交易的交易标的物为 D 日至“D+8”日 48 时段电量。“D-2”日交易原则上在工作日连续开市，如遇月末两天为法定节假日或休息日，“D-2”日的申报可提前至月末的最后一个工作日。

第六十一条 交易方式。“D-2”日交易原则上采用滚动撮合、挂牌模式组织开展。

第六十二条 交易流程：

(一) 交易公告发布。电力交易机构在交易开市的 1 个工作日前发布次月“D-2”日交易公告。

(二) 交易申报及出清

“D-2”日交易（融合交易）：售电公司、批发用户和发电企业可申报标的日期 48 时段的电量、电价，售电方经营主体可以随

时提交售电信息、购电方经营主体可随时提交购电信息，电力交易平台按照时间优先、价格优先的原则进行滚动撮合成交。

电网企业代理购电交易：电网企业仅进行单向挂牌操作，可进行增持挂牌也可进行减持挂牌。发电企业在交易申报时间内对电网企业每日 48 时段挂牌增持或减持电量进行摘牌操作，已挂牌成交的电量不可变更。

（三）交易结果发布。每日交易结束后，电力交易机构通过江西电力交易平台发布经电力市场运营机构校核通过的交易出清结果。

第六十三条 “保量保价”合同转让交易流程：

（一）电量预测（包含预测调整）结束后的每个工作日组织开展保量保价新能源“D-2”日合同转让交易，原则上于月末 2 个自然日前闭市，经电网公司确认后，预测电量形成交易周期内的每日 48 时段合同电量。

（二）交易结果发布。交易结束后，通过江西电力交易平台发布出清结果。

（三）开展电量预测或预测调整当天，不再开展“D-2”日合同转让交易。

第六章 价格机制

第六十四条 除优先计划电量、“保量保价”电量执行政府确定的价格外，电力中长期交易的成交价格应当由经营主体通过双边协商、集中交易等市场化方式形成，第三方不得干预。

第六十五条 参与电力市场化交易的电力用户购电价格由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用（辅助服务费用、抽水蓄能容量电费、煤电容量电费等）、政府性基金及附加等组成；交易价格中包含脱硫、脱硝、除尘电价和超低排放电价。

第六十六条 双边交易价格按照双方合同约定执行。集中竞价交易可采用边际出清或者报价撮合等价格形成机制；滚动撮合交易可采用滚动报价、撮合成交的价格形成机制；挂牌交易采用一方挂牌、摘牌成交的价格形成机制。

第六十七条 10 千伏及以上电力用户原则上要直接参与市场交易（直接向发电企业或售电公司购电），暂无法直接参与市场交易的电力用户由电网企业代理购电，执行代理购电价格。电网企业通过挂牌方式代理购电，挂牌购电价格按照当月月度集中竞价的交易加权平均价格确定。

第六十八条 已直接参与市场交易（不含已在电力交易平台注册但未曾参与电力市场交易的用户）在无正当理由情况下改由电网企业代理购电的用户，拥有燃煤发电自备电厂、由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、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成。已直接参与市场化交易的高耗能用户，不得退出市场化交易。

第六十九条 尚未直接参与市场交易的高耗能用户原则上要

直接参与市场交易，暂不能直接参与市场交易的高耗能用户由电网企业代理购电，用电价格由电网企业代理购电价格的 1.5 倍、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用（辅助服务费用、抽水蓄能容量电费、煤电容量电费等）。电网企业代理上述用户购电形成的增收收入，纳入其为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益统筹考虑。

第七章 绿色电力交易

第一节 绿色电力交易的定义

第七十条 绿色电力是指符合国家有关政策要求的风电（含分散式风电）、太阳能发电（含分布式光伏发电和光热发电）、常规水电、生物质发电、地热能发电、海洋能发电等已建档立卡的可再生能源发电项目所生产的全部电量。

第七十一条 交易电力同时提供国家核发的可再生能源绿色电力证书（以下简称绿证），用以满足发电企业、售电公司、电力用户等出售、购买绿色电力的需求。

第七十二条 绿色电力交易是中长期交易的组成部分，执行电力中长期交易规则，由电力交易机构在电力交易平台按照年（多年）、月度、“D-2”日等周期组织开展。电力交易平台依托区块链技术可靠记录绿色电力交易、合同、结算、消费统计等全业务环节信息，为经营主体提供绿色电力交易申报、交易结果查看、结算结果查看及确认等服务。

第二节 交易组织

第七十三条 绿色电力交易原则上时段划分应与其他中长期交易保持一致，由此带来的损益和风险，由经营主体自行承担。

第七十四条 “D-2”日绿色电力交易统一采用绿色标准能量块的模式组织开展交易。绿色标准能量块信息包括绿色电力交易电量、电能量价格、绿色电力环境价值和绿色电力环境价值偏差补偿价格等。

第七十五条 售电公司的所有绿色电力交易合同电量均应关联至零售用户。售电公司在交易前通过零售套餐，将批发市场绿色电力交易合同电量关联至与其签订绿色电力零售合同的合同用户。

第三节 交易方式及流程

第七十六条 交易方式。年度（多年）、月度绿色电力交易原则上采用双边协商交易方式；“D-2”日绿色电力交易原则上采用挂牌方式，实现购、售电侧的增量交易以及合同转让、合同回购交易。经营主体转让或回购合同电量时一同转让或回购绿色电力环境价值。

第七十七条 绿色电力交易原则上融入中长期交易，交易组织时序与其他中长期交易保持一致。

第四节 价格机制

第七十八条 绿色电力交易价格包括电能量价格与绿色电力

环境价值，绿色电力环境价值应由购售双方充分考虑可再生能源消纳责任权重、能耗双控、碳排放双控等因素通过市场化交易方式综合确定。其中：

（一）双边协商交易方式下，购售双方自行协商确定绿色电力交易整体价格，并分别明确其中的电能量价格与绿色电力环境价值。电能量价格按照相关规则，明确分时段价格。绿色电力环境价值各时段保持一致。

（二）挂牌交易方式下的增量交易，经营主体挂牌申报绿色电力交易的电能量、电价（包含电能量价格、绿色电力环境价值以及绿色电力环境价值偏差补偿条款），摘牌方自主摘牌。其中：绿色电力环境价值根据其选择零售用户绿电套餐约定的绿色电力环境价值进行挂牌。

挂牌交易方式下的合同转让交易，合同出让方与受让方经营主体的电能量价格按照实际需求进行挂牌，但绿色电力环境价值、绿色电力环境价值偏差补偿条款需与原合同保持一致。

挂牌交易方式下的合同回购交易，合同出让方与受让方经营主体的电能量价格按照实际需求进行挂牌，但绿色电力环境价值、绿色电力环境价值偏差补偿条款需与原合同保持一致。

第七十九条 绿色电力环境价值不纳入峰谷分时电价机制、力调电费等计算，如遇国家政策调整，以最新规定为准。输配电线路损电量部分对应的绿色电力环境价值归发电企业所有。

第八十条 绿色电力环境价值偏差补偿价格是经营主体上网

电量或用电量对应的环境价值，未达到合同约定要求时，按照偏差量向对方支付违约补偿时的价格标准。绿色电力环境价值偏差补偿价格原则上按照以下方式确定：

（一）对于双边协商方式达成的绿色电力交易合同，绿色电力环境价值偏差补偿价格由合同双方自行约定，分别明确购方偏差的补偿价格和售方偏差的补偿价格。

（二）对于集中交易方式形成的绿色电力交易合同，绿色电力环境价值偏差补偿价格可按合同明确的绿色电力环境价值的一定比例确定。

第八十一条 绿色电力环境价值偏差补偿费用按照合同约定的偏差补偿价格和绿色电力环境价值偏差量计算，由违约方向合同对方支付补偿费用。其中：因安全运行原因，导致购、售双方未能足额履约，双方均不承担相应责任，或在绿电交易合同中另行明确责任。

第五节 合同签订与执行

第八十二条 电力用户或售电公司与发电企业签订绿色电力交易合同，应明确 48 时段的交易电量、价格（包括电能量价格、绿色电力环境价值）及绿色电力环境价值偏差补偿等事项。售电公司与零售用户绿色电力零售合同也应明确上述内容。

第八章 合同管理

第一节 合同内容

第八十三条 交易合同应当明确购电方、售电方、输电方、电量、交易曲线、电价、执行周期、结算方式、偏差电量计量等内容。

第二节 合同签订

第八十四条 经营主体应办理数字安全证书或采取同等安全等级的身份认证手段。在交易申报、合同签订等关键环节，需进行数字安全证书或同等安全等级的身份认证。

第八十五条 交易合同以电力交易平台上“交易承诺书+交易公告+交易确认单”的电子合同形式签订，与纸质合同具备同等效力。交易结果发布后，各相关市场成员应及时登录江西电力交易平台确认交易结果，经营主体对交易结果有异议的，应当在结果发布1个工作日内向电力交易机构提出，逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认，并作为执行依据。

第三节 合同变更及解除

第八十六条 除不可抗力、输电方原因外，购售双方应严格履行交易合同。当不具备履约能力时，可开展合同转让。对于双边协商达成的交易合同，购售双方也可通过协商确定解除未执行交易合同。

第九章 计量与结算

第八十七条 经营主体应当安装符合国家标准的电能计量装置，由电能计量检测机构检定后投入使用。

第八十八条 本规则所称电能计量检测机构，是指经政府计量行政部门认可、电能交易双方确认的电能计量检测机构。

第八十九条 电能计量检测机构对电能计量装置实行定期校核。经营主体可以申请校核电能计量装置，经校核，电能计量装置误差达不到规定精度的，由此发生的费用由该电能计量装置的产权方承担；电能计量装置误差达到规定精度的，由此发生的费用由申请方承担。

第九十条 参与电能量交易的经营主体，应当明确各自电能计量点。电能计量点位于经营主体与电网企业的产权分界点，产权分界点不能安装电能计量装置的，由双方协商确定电能计量点。法定或者约定的计量点计量的电能作为电费结算的依据。经营主体以计量点为分界承担电能损耗和相关责任，国家另有规定的除外。

第九十一条 电网企业（含增量配电网）应当建立并维护电能计量数据库，并按照有关规定向经营主体公布相关的电能计量数据。

第九十二条 电力市场结算包括电能量交易结算、电力辅助服务交易结算、容量交易结算等。

第九十三条 电网企业（含增量配电网）和电力调度机构负责向电力交易机构提供相关数据，电力交易机构负责提供电力市场交易结算依据和服务，电网企业（增量配电网）受经营主体委托提供相关结算服务。

第十章 信息披露

第九十四条 市场成员按照《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）等相关政策要求披露信息，并对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

第九十五条 电力市场信息分为公众信息、公开信息和特定信息三类。公众信息向社会公众披露；公开信息向有关市场成员披露；特定信息根据电力市场运营需要向特定市场成员披露。

第九十六条 电力市场信息按照年、季、月、周、日等周期披露。

第九十七条 电力交易机构负责市场信息披露的实施，以电力交易平台为基础设立信息披露平台。市场成员应及时按照标准数据格式在信息披露平台披露信息。

第九十八条 市场成员对披露的信息内容、时限等有异议或者疑问，可向电力交易机构提出，电力交易机构依规定要求向相关信息披露主体予以解释及配合。

第九十九条 市场成员在披露、查阅信息之前应在信息披露平台签订信息披露承诺书。信息披露承诺书中应明确信息安全保密责任与义务等条款。

第一百条 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。

第一百〇一条 电力交易机构配合电力监管机构开展信息披露监管工作，对未按《电力市场信息披露基本规则》要求披露信息的信息披露主体，采取提醒信息披露主体、报送电力监管机构等方式进行管理。

第十一章 争议处理

第一百〇二条 电力批发交易发生争议时，市场成员可自行协商解决，协商无法达成一致时可提交电力监管机构和政府主管部门调解处理，也可提交仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。

第十二章 附则

第一百〇三条 本细则自印发之日起施行，有效期两年。

附件 名词解释

附件

名词解释

1.交易日：指市场主体在电力交易平台申报或参与交易的日历日期。交易日的具体安排由电力交易机构在交易公告中明确，交易申报与出清均在指定交易日完成。

2.自然日：指公历中从 0:00 至 24:00 的连续 24 小时周期，含工作日、节假日。

3.运行日（D 日）：实际执行电能量市场交易计划的自然日。

4.“D-2”日：指运行日前第 2 个工作日（遇节假日向前顺延）。

5.自然月：指公历月份周期，从每月 1 日 0:00 至当月最后一日 24:00。

6.交易曲线：指中长期合约分时分段形成的 48 时段（每 30 分钟一段）电量曲线。其中，基荷指的是中长期合约均分至 48 时段（每 30 分钟一段）电量曲线，自定义曲线的是中长期合约按照购、售双方自行约定的 48 时段（每 30 分钟一段）电量曲线；典型曲线指由国网江西公司提出的 48 时段（每 30 分钟一段）工商业用户典型曲线（直接参与市场化交易用户典型曲线及电网企业代理购电用户典型曲线）。

江西省电力现货交易实施细则

第一章 总述

第一条 为深入贯彻落实《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、《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）、《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关于进一步做好电网企业代理购电工作的通知》（发改办价格〔2022〕1047号）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2022〕129号）、《电力现货市场基本规则》（发改能源规〔2023〕1217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推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2023〕813号）、《国家能源局关于印发〈电力市场信息披露基本规则〉的通知》（国能发监管〔2024〕9号）、《电力市场运行基本规则》（国家发改委 2024年第20号令）等有关法律法规规定，适应江西省电力市场建设要求，提升电力资源优化配置效率，结合江西实际制定本实施细则。

第二条 本实施细则适用于江西电力现货市场连续结算试运行期间的运营、管理、组织与实施。

第三条 国家能源局华中监管局、江西省发展改革委、江西省能源局根据职能依法履行电力现货交易监管和行业管理职责。

第二章 术语定义

第四条 本实施细则引用的术语定义如下：

（一）电能量市场：指以电能量为交易标的物的市场。

（二）统调负荷：指国网江西电力调度控制中心统配用电负荷。

（三）母线负荷：指江西省内 220 千伏变电站的母线下网负荷，即节点负荷。

（四）负荷预测：指根据电网运行特性，综合自然条件、天气预报、来水情况、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或时段的负荷需求进行预测的行为。

（五）运行备用：指在电力系统运行方式安排及实时调度运行中，为了应对负荷预测误差、设备的意外停运、机组发电故障、可再生能源功率波动等所预留的可随时调用的额外有功发电容量。

（六）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，以全网综合购电成本最小化为优化目标，计算编制分时段的机组开停机计划。

(七) 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, 以全网综合购电成本最小化为优化目标, 计算编制分时段的机组发电出力计划。

(八) 运行日 (D): 为实际执行日前电能量市场交易计划的自然日。

(九) 竞价日: 为运行日的前一日 (D-1)。

(十) 日前电能量市场: 运行日提前 1 日 (D-1 日) 进行的决定运行日 (D 日) 机组组合状态和发电出力计划的电能量交易市场。日前市场每 15 分钟为一个交易出清时段, 含有 96 个交易出清时段。

(十一) 实时电能量市场: 运行日 (D 日) 进行的决定 (D 日) 未来 5 分钟最终调度机组发电出力计划的电能量交易市场。实时市场每 5 分钟为一个交易出清时段, 含有 288 个交易出清时段。

(十二) 市场出清: 指电力调度机构根据市场运营规则指引基于 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。

(十三) 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量价格与阻塞价格两

部分构成。

（十四）安全校核：电力调度机构对发电计划、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电量平衡的过程。现货电能量市场交易的安全校核与市场出清同步进行，市场出清结果必须严格满足国家和行业的政策、标准要求，同时满足电网安全稳定运行、机组安全运行以及电力电量平衡约束条件。

（十五）必开机组、必停机组：因电网安全约束、政府环保等要求，部分发电机组在某些时段需要并网发电或配合停机。

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

（十七）最小连续停运时间：表示机组竞价停机后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间，单位为小时。

（十八）最小技术出力：指并网调度协议中规定的发电机组在运行状态时应达到并保持稳定运行的最小出力，单位为 MW。

（十九）最小申报出力：机组在日前电能量市场中申报的可以达到并保持稳定运行的最小出力，单位为 MW。

（二十）机组启动费用：指机组开机的费用，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。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。

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

（二十二）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，单位为元/兆瓦时。

（二十三）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应达到的价格水平的能力。

（二十四）有序用电：指当电力平衡紧张时，供电企业按照政府批准的有序用电方案发布错峰用电预警信号，执行错峰、错峰、轮休、负控等系列措施，达到减少或者推移某时段的用电负荷的效果。

（二十五）惩罚因子：“软约束”的表现形式，为了线性优化问题求解并有解，此因子使得所有的约束条件都尽可能满足且优化问题有解。当前，现货市场惩罚因子数值如下表：

因子类型	数值（元/兆瓦）
负荷平衡惩罚因子	15000
允许爬坡松弛变量惩罚因子	16000
系统正备罚因子	10000
系统负备罚因子	10000
网络潮流约束松弛罚因子（线路）	5000
网络潮流约束松弛罚因子（断面）	4500
线路故障集松弛变量惩罚因子	2000

因子类型	数值（元/兆瓦）
固定可调惩罚因子	100000
线路 N-1 惩罚因子	3500
机组群电力松弛惩罚因子	20000
机组群备用松弛惩罚因子	20000
电厂电力松弛惩罚因子	20000
机组电量约束松弛惩罚因子	10000
区域正备用罚因子	50000
区域负备用罚因子	50000
灵活爬坡松弛变量惩罚因子	80
储能爬坡惩罚因子	50000
储能场站最后时段期望电量松弛惩罚因子	3000
虚拟电厂爬坡松弛惩罚因子	50000
虚拟电厂电量松弛惩罚因子	3000
系统储能总出力爬坡约束松弛惩罚因子	10000
系统电储能总出力爬坡约束松弛惩罚因子	8000
用户爬坡惩罚因子	50000

电力调度机构根据市场和电网运行情况，对惩罚因子数值提出优化建议，报市场管理委员会审议通过并经政府主管部门、电力监管机构批准后执行。

第三章 市场成员

第五条 市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构。经营主体包括各类型发电企业、电力用户（含电网企业代理购电用户）、售电公司和新型经营主体（含分布式发电、负荷聚合商、储能和虚拟电厂等）；市场运营机构包括电力调度机构和电力交易机构。

第六条 经营主体应符合国家有关准入条件，满足参与电力现货市场交易的计量、通信等技术条件，符合信用管理要求，在电力交易机构注册，遵守电力市场运营规则，通过江西电力交易平台参与交易，接受电力监管机构、政府部门的监督，服从市场管理，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。

第七条 江西电力交易中心有限公司（以下简称电力交易机构）和国网江西电力调度控制中心（以下简称电力调度机构）作为市场运营机构，共同负责电力市场的组织运行。其中，电力交易机构负责经营主体注册管理、市场申报、中长期交易组织、结算依据出具、合同管理、信息披露、经营主体运营评价等；电力调度机构负责电力现货、辅助服务等市场交易组织、出清结果安全校核等。

第八条 电网企业负责电费的统一结算。电力交易机构负责向电网企业出具批发市场电量结算依据，电网企业进行电费结算并向经营主体公布，经营主体根据现行规定进行资金结算。各经营主体保持与电网企业的电费结算支付方式不变。

第九条 参加电力现货市场交易的发电企业、电力用户、售电公司、新型储能等经营主体，应是具有独立法人资格、独立财务核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。非独立法人的发电企业、电力用户经法人单位授权，可参与电力现货市场交易。

第十条 现阶段，参与现货交易的经营主体为统调燃煤、风力、光伏发电企业以及批发用户、售电公司、电网企业（含增量配电网）代理购电用户、新型储能。其中，统调燃煤、风力、光伏发电企业以“报量报价”方式参与现货市场竞价和优化，批发用户、售电公司、电网企业（含增量配电网）代理购电用户、新型储能以“报量不报价”方式参与现货交易。

第十一条 根据《国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）精神，推动新能源上网电量全面进入电力市场，通过市场交易形成价格。同时，根据江西电力市场建设需要，推动地方公用燃煤电厂、虚拟电厂等经营主体参与现货交易。地方公用燃煤电厂、非统调新能源、虚拟电厂等经营主体完成市场注册且满足参与现货交易要求的技术条件后，可“报量报价”参与现货市场；不满足相关技术条件的，不参与现货市场申报、出清，被动接受实时现货市场价格。

第十二条 地方公用燃煤电厂、非统调新能源、虚拟电厂等经营主体“报量报价”参与现货市场的技术条件包括：接入调度自

动化系统，配置 AGC（自动发电控制）系统，具备调度系统实时信息接收功能，可以实时跟踪现货市场出清计划曲线；新能源场站还应具备短期和超短期功率预测能力；分布式新能源应满足“可观、可测、可调、可控”条件。经营主体上述功能应通过电力调度机构或有资质的检验机构验收。

第十三条 燃煤发电企业以燃煤机组为单位参与电力现货市场申报、出清、结算。同一并网点内，以各燃煤机组升压变压器高压侧表计电量比例分配并网点关口上网电量，形成各燃煤机组的上网电量。

第十四条 新能源发电企业原则上以场站（一个升压站对应一个场站，下同）为单位参与电力现货市场申报、出清、结算。当一个新能源场站内存在多个经营主体（即多个中长期交易、结算单元，以下简称交易单元，交易单元划分以各经营主体市场注册为准）时，按以下原则参与现货市场：

（一）若该场站仅配置一套功率预测系统、一套 AGC 系统，即整站为一个调度单元时，以场站为单位参与现货市场申报、出清，该场站所有经营主体应约定由其中一方代表整站参与现货市场申报并将各方签字盖章的书面约定材料报送电力交易机构备案。现货市场出清后，电力调度机构按照整站出清结果对场站进行调度。电力调度机构将新能源场站的日前市场出清电力按照一定比例分解至场站内各交易单元，形成各交易单元的日前市场出清电力（各交易单元出清价格为整站出清价格）并推送电力交易

机构，用于出具各交易单元结算依据。分解比例默认为各交易单元注册的额定容量比例。各经营主体对分解方式另有约定的，应将各方签字盖章的书面约定材料报送电力调度机构备案。场站内各交易单元的实际上网电量按照各经营主体约定且在电网企业备案的方式进行间接计量。

（二）若场站内各经营主体分别配置功率预测系统、AGC系统，即场站可以按经营主体分解为多个独立的调度单元且各调度单元与交易单元完全对应，则可按照交易单元进行现货市场申报、出清、结算。电力调度机构按照各交易单元出清结果分别对场站内相应调度单元进行调度。场站内各交易单元的实际上网电量按照各经营主体约定且在电网企业备案的方式进行间接计量。

第十五条 各经营主体参与市场交易的注册、信息变更及市场退出等具体内容遵循《江西省电力市场注册实施细则》。

第四章 市场衔接机制

第一节 中长期市场与现货市场的衔接

第十六条 采用“省内中长期交易合约仅作为结算依据管理市场风险、省内现货交易全电量集中竞价”的集中式交易模式。省内中长期交易结果不作为调度执行依据。

第十七条 省内中长期交易合约为差价合约，经交易校核后生效，作为结算依据，参照日前市场价格进行偏差结算。

第十八条 省内中长期市场交易类型、交易方式遵循《江西省电力中长期交易实施细则》。

第二节 省间市场与省内市场的衔接

第十九条 按照“先省间、后省内”的原则组织市场交易，省间交易早于省内交易开展。在中长期市场，省间交易先于省内交易出清。在现货市场，省内和省间现货市场采取“分别报价、分别出清”的组织方式，省内现货市场预出清结束后，在省内各机组发电预计划基础上，组织省间现货市场交易。

第二十条 省间电力现货市场的交易组织与实施按照《省间电力现货交易规则（试行）》执行。

第三节 辅助服务市场与现货市场的衔接

第二十一条 现货市场运行后，不再单独开展省内调峰辅助服务交易，省内调峰辅助服务交易由现货电能量市场替代。由发电侧经营主体自主申报最小可调出力及相应电能量报价，通过现货电能量市场引导经营主体主动调峰。

第二十二条 调频市场在日前电能量市场机组组合确定后单独开展。采取集中竞价、边际出清的组织方式，确定次日系统所需的调频机组序列。调频机组中标后，需预留一定比例的上下调节容量，剩余发电空间依据机组报价按照现货市场出清规则确定日前发电计划曲线。调频机组预留的上下调节容量比例，由电力调度机构按照电网运行需要进行调整并向市场发布。

实时运行阶段，调频机组按照日前中标结果或日内更新计算结果投入调频状态，实际发电曲线与日前计划的偏差按照实时现货市场的价格进行结算。

第二十三条 调频辅助服务交易组织与实施按照《湖北、江西、重庆电力调频辅助服务市场运行规则》（华中监能市场规〔2025〕35号）执行。

第四节 新能源可持续发展价格结算机制与现货市场的衔接

第二十四条 根据《国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）精神，建立新能源可持续发展价格结算机制，推动新能源公平参与实时市场，加快实现自愿参与日前市场。

第二十五条 现阶段为新能源上网电价市场化改革过渡期，期间新能源场站暂按本细则第五章、第六章有关规定参与现货市场。后续按照国家和省内有关规定完善本细则。

第五章 日前现货交易

第一节 组织方式

第二十六条 日前市场采用全电量优化、集中竞价出清的方式开展，以次日全部省内用电需求预测作为竞价优化空间。电力调度机构通过技术支持系统，基于经营主体申报信息及运行日的电网运行边界条件，以全网综合购电成本最小化为目标，采用安全约束机组组合（Security Constrained Unit Commitment, SCUC）程序、安全约束经济调度（Security Constrained Economic Dispatch, SCED）程序进行出清，形成日前开机组合、各机组日

前 96 点发电计划曲线和分时节点电价。市场初期批发用户、售电公司、电网企业代理购电用户参与现货交易时，采取“报量不报价”的方式，其申报的用电需求曲线作为自身参与日前电能量市场结算依据，不作为日前电能量市场出清的边界条件。随着现货市场不断发展和用户侧参与程度的提高，逐步将用户申报的用电需求曲线作为日前电能量市场出清的条件，最终实现用户以“报量报价”的方式参与现货交易。

第二节 交易周期

第二十七条 日前市场在竞价日（D-1）组织，每 15 分钟为一个交易出清时段，每个竞价日含有 96 个交易出清时段。

第三节 日前电网运行边界条件准备

第二十八条 网络拓扑

电网网络拓扑和电网检修计划作为日前省内现货市场组织和出清计算的边界条件。

第二十九条 负荷预测

日前负荷预测包括次日 96 点统调负荷曲线预测、96 点的 220 千伏母线负荷预测。

（一）统调负荷预测：统调负荷预测是指预测运行日零时开始的每 15 分钟的统调负荷需求，每天共计 96 个点。电力调度机构负责开展运行日全网的日统调负荷预测，预测时需综合考虑但不仅限于以下因素：历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、用户用电需求变化、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、政府环保要求等情况。

(二) 母线负荷预测: 母线负荷预测是指预测运行日零时开始的每 15 分钟的 220 千伏母线节点负荷需求, 每天共计 96 个点。省内各地市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、非统调电厂出力预测、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。

第三十条 省间交易形成的联络线计划曲线

省间交易包括省间国家指令性计划、政府间协议和市场化省间交易。省间交易形成的计划曲线, 作为日前省内现货市场组织的边界条件。

第三十一条 不参与现货市场的常规机组的计划编制

现阶段不参与现货市场的常规机组包括: 水电机组、燃气机组、抽蓄机组和应急备用机组等。

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

(二) 抽蓄机组: 根据电力供需平衡以及电网安全约束情况, 按照抽蓄机组的调度运行规程, 形成抽蓄机组的水库水量控制要求, 编制抽蓄机组的日前发电计划。

(三) 燃气机组和应急备用机组: 根据电力供需平衡以及电网安全约束情况编制其日前发电计划。

第三十二条 备用约束

电力调度机构根据系统运行需要，制定电网运行正备用、负备用要求。日前电能量市场出清结果需满足未来 1 至 3 日的各类备用要求，即开机组合应满足未来 1 至 3 日的电力平衡要求。特殊保电时期，电力调度机构可根据系统安全运行需要和电力保供应要求，调整各类型备用的约束限值。高峰上旋备、低谷下旋备均作为日前电能量市场出清的边界条件。在江西电力现货市场调电不结算试运行期间，电力调度机构可制定正备用上限约束，避免开机方式过大。

第三十三条 输变电设备停电检修计划

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

第三十四条 输变电设备投产与退役计划

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

第三十五条 电网安全约束

电力调度机构基于所掌握的运行日基础边界条件，提出调管范围内的电网安全约束，作为现货电能量市场优化出清的边界条件。电网安全约束边界条件包括但不限于线路极限功率、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。未做特殊说明时，日前市场按照将断面潮流控制在

不超事前信息披露所发布的断面控制限额的 100%进行日前交易出清。

（一）线路极限功率和断面极限功率

出现以下情况时，电力调度机构可调整线路极限功率、断面极限功率：

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

2.为保障电网安全运行，断面安全裕度可根据天气情况、保电要求、新能源消纳等情况进行日前或实时调整。

3.其他保障电网安全可靠供应，要求将线路、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，电力调度机构设置必开机组：

1.因系统安全约束，必须开出的机组，以及必须维持运行状态的机组。

2.因电压支撑要求，需要增开或维持开机状态的机组。

3.因保供电、保民生或政府要求，需要提高安全裕度而增开或维持开机状态的机组。

4.根据电网安全运行要求，需要进行调试的机组，或电力调度机构批复同意进行试验的机组。

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.其他保障电力安全可靠供应需要开机运行的机组。

电力调度机构在事前信息中发布必开机组、必开原因及机组出力要求（如有），明确相应的必开时段。必开机组应提前做好开机准备，确保在运行日能够正常开机运行。

（三）发电机组（群）必停约束

出现以下情况时，电力调度机构设置必停机组，必停机组视为不可用状态：

1.因系统安全约束需要停机的机组。

2.因保供电、保民生或电力监管机构、政府部门下达要求，需要停机的机组。

3.不具备并网条件的机组。

4.不满足环保要求，经电力平衡分析后具备安排停机条件的机组。

5.已纳入政府当年关停计划的机组。

电力调度机构在事前信息中发布必停机组、必停原因，明确相应的必停时段，在现货市场出清中设置为不可用状态。接到停机指令的机组，应尽快做好停机准备，按时安全停机。

（四）发电机组（群）出力上下限约束

出现以下情况时，电力调度机构设置发电机组（群）出力上下限约束：

1.因系统安全约束，需要限制出力上下限的发电机组（群）。

2.因保供电、保民生或政府要求，需要提高安全裕度将出力

控制在上下限值以内的发电机组（群）。

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

4.其他保障电网安全可靠运行需要限制出力上下限的发电机组（群）。

第四节 日前机组运行边界条件准备

第三十六条 机组运行参数

所有发电机组需向电力调度机构提供准确的机组运行参数，申报信息接受市场运营机构监督考核，并经电力调度机构审核批准后生效。如需变更，需通过运行参数变更管理流程进行更改，运行参数变更管理流程另行制定。发电机组的运行参数包括：

（一）发电机组额定有功功率（新能源场站为场站装机容量），单位为 MW，应与并网调度协议保持一致。

（二）发电机组最大技术出力、最小技术出力，单位为 MW。燃煤机组最大技术出力为额定功率，最小技术出力以并网调度协议为准。

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

（四）发电机组综合厂用电率，单位为百分数。

（五）发电机组日内允许的最大启停次数，单位为次/每天。

（六）典型开机曲线，即机组在开机过程中，从并网至最小申报出力期间的升功率曲线，时间间隔为 15 分钟。

(七) 典型停机曲线，即机组在停机过程中，从最小申报出力至解列期间的降功率曲线，时间间隔为 15 分钟。

(八) 发电机组冷态启动通知时间，即机组处于冷态情况下开机需要提前通知的时间，单位为小时，默认值为 20 小时。

(九) 发电机组温态启动时间，即机组处于温态情况下开机需要提前通知的时间，单位为小时，默认值为 12 小时。

(十) 发电机组热态启动时间，即机组处于热态情况下开机需要提前通知的时间，单位为小时，默认值为 6 小时。

(十一) 电力调度机构所需的其他参数。

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输入参数。

第三十七条 发电机组状态约束

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

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

(二) 机组调试状态：指机组试验（调试）阶段，运行日存在调试时段的机组调试时段视为调试状态。

(三) 机组不可用状态：包括机组检修、缺燃料、必停机组或其他情况。

1.机组检修：按照电力调度机构的机组检修批复结果，批复的开工时间与结束时间之间的时段计为不可用状态。若机组预计将于运行日某时段提前结束检修，则电厂可将运行日预计检修结束时间下一个时刻点的机组状态置为可用状态。

2.缺燃料：电厂若预计燃料无法满足运行日开机要求，可选择将运行日该机组的状态置为缺燃料状态。机组缺燃料状态以天为单位统计，持续时间纳入非计划停运考核。

3.必停机组：因电网安全约束原因处于必停的机组，在相应必停时段设置为不可用状态。

4.其他情况：机组不满足并网要求的相关规定。

第三十八条 发电机组出力上下限约束申报

竞价日上午 10:00 前，各火电机组通过电力交易平台申报机组出力上、下限。如未申报，则默认为最近一次的申报值。电力调度机构根据火电机组申报的上、下限作为边界条件优化出清。

第三十九条 发电机组最早可并网时间

若发电机组在竞价日处于停机状态且预计运行日具备并网条件，竞价日上午 10:00 前，该机组需通过电力交易平台申报运行日最早可并网时间，申报范围为次日 00:00 至 06:00。若备用机组未及时申报，则最早可并网时间默认为次日 06:00。

第四十条 发电机组调试及试验计划

（一）新建燃煤机组调试：新建燃煤机组在并网调试期间按照调试需求安排发电，获得参与电能量市场交易资格当天（D）

的次日（D+1），机组可参与（D+2）日的日前电能量市场申报及出清。机组完成 168 小时满负荷试运行后、获得参与电能量市场交易资格前，原则上按照日前市场燃煤机组日平均负荷率安排运行，直至机组参与日前电能量市场出清的运行日（D+2）当天零点；（D+2）日零点起，发电机组按照现货电能量市场交易规则参与出清。

（二）在运机组试验（调试）：发电企业有试验（调试）需求时，应提前向电力调度机构提出申请，并在竞价日 10:00 前通过电力交易平台报送运行日调试时段内每 15 分钟的机组调试出力计划，经电力调度机构审核同意后生效。

1.因电厂原因处于调试状态的机组运行日调试时段的出力为经电力调度机构审核同意的出力，在确保电网安全运行的基础上，在现货电能量市场中作为价格接受者。非调试时段按照报价参与日前电能量市场出清。

2.因电网原因处于调试状态的机组在相应的调试时段固定出力，调试时段的出力为经电力调度机构安排的出力，在确保电网安全运行的基础上，在现货电能量市场中优先出清。非调试时段按照报价参与日前电能量市场出清。

3.若发电机组在竞价日 10:00 前未申报相应的调试计划，电力调度机构可在日前电能量市场出清过程中对其调试计划不予考虑，且不因调试原因作为必开机组，按照其电能量报价信息参与日前电能量市场出清。

第四十一条 新能源场站发电预测

竞价日上午 08:00 前，各新能源场站申报运行日 96 点预测出力曲线，作为出力上限约束进行优化出清。

第四十二条 发电机组一次能源供应约束

燃煤电厂厂内存煤可用天数低于 7 天时，相关电厂各台机组均按照申报价格上限作为报价参与现货电能量市场出清，但不参与市场定价。燃煤电厂由于厂内存煤可用天数低于 7 天时发生的停机（计划检修除外），相关考核规则另行制定。

第五节 事前信息发布

第四十三条 竞价日 09:00 前，市场运营机构通过电力交易平台向相关市场成员发布运行日的边界条件信息。主要信息包括：

- （一）96 点统调负荷预测曲线。
- （二）省间联络线预计划曲线。
- （三）不参与现货电能量市场的机组发电出力预测。
- （四）风电、光伏等新能源出力预测。
- （五）发电机组检修总容量，系统正备用需求、负备用需求。
- （六）输变电设备检修计划。
- （七）电网关键断面约束情况。
- （八）必开必停机组（群）。
- （九）市场限价等交易参数。

相关信息分为公众信息、公开信息以及特定信息。

第六节 交易申报

第四十四条 现货电能量市场为每日连续运行的市场，各发电机组需每日向电力调度机构提交申报信息，迟报、漏报或不报者均默认采用缺省值作为申报信息。

第四十五条 发电侧申报交易信息

竞价日 10:00 前，所有参与现货市场的发电企业必须通过电力交易平台进行日前电能量市场交易申报。若该机组未按时申报，则未申报的日期按照缺省报价信息参与市场出清。日前电能量交易申报与调频辅助服务交易申报同步进行。

第四十六条 现货市场申报价格上下限要综合考虑发电企业运营和市场用户电价承受能力，经省价格主管部门确定后执行。为进一步拉大现货峰谷价差，引导用户侧合理用电，现货市场初期，申报和出清的价格下限为-100 元/兆瓦时，上限为 1200 元/兆瓦时。价格主管部门对现货市场申报、出清价格限制另有规定的，以价格主管部门文件为准。

第四十七条 燃煤机组申报

燃煤机组申报交易信息主要包括：机组启动费用、空载费用、电能量费用、最小连续运行时间、最小连续停运时间。

（一）机组启动费用：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。

（二）空载费用：是指发电机维持同步转速、输出电功率为零需要消耗的燃料费用，单位为元/小时。空载费用与出力水平

无关，是机组在开机状态每个小时需要付出的成本。发电机组根据成本特性情况确定申报的空载成本值。现阶段，机组空载费用作为市场参数由电力调度机构在现货市场技术支持系统中设置，并向经营主体公布。

（三）电能量费用：发电机组的电能量报价为全天一条单调非递减的发电量价曲线，最多不超过十段，可自由选择 3-10 段进行申报；每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间的能量价格（元/MWh）。

最小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申报出力（不高于机组最小技术出力），最后一段出力区间终点为机组的可调上限出力（不高于机组额定容量），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。

（四）最小连续运行时间：申报范围为 24-72 小时。

（五）最小连续停运时间：申报范围为 6-16 小时。

第四十八条 新能源场站（含站内配建储能）申报

新能源场站以“报量报价”方式参与现货市场出清，对市场化交易决策不当引起的弃限电不纳入统计。申报交易信息主要包括：电能量费用、短期功率预测曲线。

（一）电能量费用：新能源原则上以场站为单位申报运行日的量价曲线（具备本细则第十三条规定的条件的，也可按场站内交易单元进行申报），申报 3~5 段电能量报价曲线申报规则。其

中，第一段出力区间的起点为零，最后一段出力区间的终点为场站额定容量。

（二）短期功率预测曲线：竞价日 08:00 前，新能源场站（或场站内各交易单元）结合自身预测出力情况，通过调度运行技术支持系统申报运行日 96 点预测出力曲线，参与日前现货市场出清。新能源场站应根据自身机组、设备检修情况，如实申报运行日 96 点预测出力曲线。新能源场站全停期间，相应时段的预测出力曲线应按 0 申报。新能源场站集电线、主变等设备检修期间，相应时段的预测出力曲线须剔除相应检修容量后进行申报。

（三）站内配建储能充放电曲线：竞价日 10:00 前，新能源场站自主申报站内配建储能运行日 96 点充/放电曲线（充/放电力单位为 MW），经电力调度机构审核符合电网负荷特性且满足电网安全约束后生效。对于违背电网负荷特性的申报曲线（即高峰时段充电、低谷时段放电），电力调度机构可在保持充/放电力、电量值不变的前提下对其充/放电时段进行调整。对于不满足电网安全约束的充放电曲线，电力调度机构可取消其充放电，并发布取消原因。

第四十九条 其他机组申报

（一）独立新型储能和异地建设、有独立并网点和计量点的新能源配建储能：竞价日 10:00 前，通过电力交易平台申报运行日参与调频辅助服务市场和参与电能量市场（同一交易时段只能参与其中一个市场）。参与电能量市场时，采取“报量不报价”

方式，需申报运行日 96 点充/放电曲线（充/放电力单位为 MW），经电力调度机构审核符合电网负荷特性且满足电网安全约束后生效。对于违背电网负荷特性的申报曲线（即用电高峰充电、用电低谷放电），电力调度机构可在保持充/放电力、电量值不变的前提下对其充/放电时段进行调整。对于不满足电网安全约束的充放电曲线，电力调度机构可取消其充放电，并发布取消原因。

（二）水电机组：无需申报，依据来水情况安排发电，按政府批复价格结算。

（三）燃气机组、抽蓄机组、应急备用机组：无需申报，由电力调度机构按需调用。

第五十条 用户侧申报交易信息

竞价日 10:00 前，参与现货市场的批发用户和售电公司在电力交易平台中申报其运行日的 48 点（每半小时为一个申报点，下同）用电需求曲线，电网企业代理购电用户由电网企业申报其运行日的 48 点用电需求曲线。批发用户和售电公司申报的用电需求曲线作为其自身参与日前电能量市场结算依据，暂不作为日前电能量市场出清的边界条件。加快推动使用市场化用户申报量进行出清计算。

第五十一条 申报数据审核及处理

发电机组的申报信息、数据应满足规定要求，由电力交易平台根据要求自动进行初步审核，初步审核不通过将不允许提交。

发电机组提交申报信息后，由电力调度机构对申报信息进行审核。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。发电企业在日前电能量市场中申报的信息，将用于省内实时现货市场，日内不再进行价格申报。

第五十二条 缺省申报

（一）机组缺省申报：发电机组需提供参与现货电能量市场交易的默认量价参数。若发电机组未按时在现货电能量市场中进行申报，则采用默认量价参数进行出清；若发电机组未提供默认量价参数，则采用发电机组最近一次的有效报价参数进行出清。原则上，各台发电机组的缺省申报参数一年内允许更改一次，由发电企业向电力交易机构提出申请，通过规定程序进行更改。

现阶段，机组缺省申报参数为电能量缺省报价，即机组运行在不同出力区间时单位电能量的缺省价格，可自由选择 3-10 段进行申报，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申报出力（不高于机组最小技术出力），最后一段出力区间终点为机组的可调上限出力（不高于机组额定容量），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。

（二）用户侧缺省申报：按照其运行日所持有的中长期合约分时电量合计值进行填报。

第七节 日前电能量市场出清

第五十三条 竞价日 17:30 前，电力调度机构基于市场成员申报信息、运行日的电网运行边界条件以及电网和机组运行约束条件，采用长周期安全约束机组组合（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，包括机组开停计划、发电计划曲线、分时电价和节点电价。

第五十四条 电力调度机构综合考虑次日统调负荷预测、母线负荷预测、省间联络线计划曲线、不参与现货电能量市场的机组出力曲线、发电机组检修计划、输变电设备检修计划、发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，以全网综合购电成本最小化为目标，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，出清得到日前电能量市场交易结果，包括机组开停计划、发电计划曲线、分时电价和节点电价。本质上，机组开停和发电计划曲线取决于包含启动成本、空载费用、电能量价格在内的综合成本。

第八节 日前电能量市场出清数学模型

第五十五条 日前长周期安全约束机组组合（SCUC）模型

日前电能量市场出清计算的长周期机组组合 SCUC 的目标函数如下所示：

$$\min \left\{ \begin{aligned} & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^K + C_{i,t}^U] \\ & + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M_l [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M_s [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{c=1}^{NE} \sum_{t=1}^T M_c [SL_c] \end{aligned} \right\}$$

其中：

N 表示机组的总台数；

T 表示所考虑的总时段数，滚动计算时长为未来 3 天，第一天 D 日考虑 96 个时段，第二天 $D+1$ 日考虑 24 个时段，第三天 $D+2$ 日考虑 24 个时段，共计 144 个时段，则 T 为 144；

$P_{i,t}$ 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；

$C_{i,t}^K$ 为机组 i 在时段 t 的空载费用；

M_l 为网络潮流约束松弛罚因子（线路）；

M_s 为网络潮流约束松弛罚因子（断面）；

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；

M_c 为新能源的弃电约束松弛罚因子；

SL_c 为新能源场站 c 的弃电量；

NE 为新能源场站的总数量。

机组出力表达式:

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

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

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

机组运行费用表达式:

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

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, P_i 为机组第一个出力区间以下电力。

机组启动费用表达式:

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

其中, C_i^U 为机组 i 申报的单个启动费用;

$\eta_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 是否切换到启动状态。

第五十六条 日前电能量市场出清 SCUC 的约束条件包括:

(一) 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。

(二) 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旋转备用容量。

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。

(三) 系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为:

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

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

(四) 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。

（五）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：

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

（六）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。

（七）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运行/停运时间。最小连续开停时间约束可以描述为：

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

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

其中， $\alpha_{i,t}$ 为机组*i*在时段*t*的启停状态； T_U 、 T_D 为机组的最

小连续运行时间和最小连续停运时间； $T_{i,t}^U$ 、 $T_{i,t}^D$ 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：

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

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

(八) 机组最大启停次数约束

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

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

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

相应机组 i 的启停次数限制可表达如下：

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

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

(九) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

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

其中， $P_l^{\max}$ 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组 i 所在节点

对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子; G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子; K 为系统的节点数量; G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子; $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(十) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束, 该约束可以描述为:

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

其中, $P_s^{\min}$ 、 $P_s^{\max}$ 分别为断面 s 的潮流传输极限; G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子; G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子; G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

(十一) 新能源场站出力约束

$$0 \leq P_{i,t} \leq P_{iF,t} (i \in E)$$

其中, E 为新能源场站集合, $P_{iF,t}$ 为新能源场站 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应不大于新能源场站申报出力预测值。

(十二) 新能源场站弃电约束

$$P_{iF,t} = P_{i,t} + SL_c (i \in E)$$

其中, E 为新能源场站集合, $P_{iF,t}$ 为新能源场站 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与弃

电量应等于新能源场站出力预测值。

(十三) 边界条件约束集

$$P_{i,t} \geq B(P_{i,t})$$

$B(P_{i,t})$ 为机组 i 在时段 t 的各类边界条件的集合, 包括省间中长期交易形成的联络线计划曲线, 因安全约束、电压支撑、民生或政府要求的必开、必停机组等。即机组 i 在时段 t 的出力满足日前市场各类边界条件约束。

第五十七条 日前安全约束经济调度 (SCED) 模型

日前电能量市场出清 SCED 的目标函数如下所示:

$$\min \left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t})] \\ + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M_l [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M_s [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{c=1}^{NE} \sum_{t=1}^T M_c [SL_c] \end{array} \right\}$$

其中:

N 表示机组的总台数;

T 表示所考虑的总时段数, 每天考虑 96 时段, 则 T 为 96;

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力;

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 分别为机组 i 在时段 t 的运行费用, 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_l 为网络潮流约束松弛罚因子 (线路);

M_s 为网络潮流约束松弛罚因子 (断面);

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;

M_c 为新能源的弃电约束松弛罚因子;

SL_c 为新能源场站 c 的弃电量;

NE 为新能源场站的总数量。

机组出力表达式:

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

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

机组运行费用表达式:

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

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

第五十八条 日前电能量市场出清 SCED 的约束条件包括:

(一) 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。

(二) 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。

(三) 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:

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

对于日前 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。

(四) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时, 均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为:

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

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

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

坡速率。

(五) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

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

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

(六) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

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

其中， $P_s^{\min}$ 、 $P_s^{\max}$ 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

(七) 新能源场站出力约束

$$0 \leq P_{i,t} \leq P_{iF,t} (i \in E)$$

其中， E 为新能源场站集合， $P_{iF,t}$ 为新能源场站 i 在时段 t 的

预测出力。即新能源场站日前市场出力应小于新能源场站出力预测值。

(八) 新能源场站弃电约束

$$P_{iF,t} = P_{i,t} + SL_c(i \in E)$$

其中， E 为新能源场站集合， $P_{iF,t}$ 为新能源场站 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与弃电量应等于新能源场站出力预测值。

(九) 边界条件约束

$$P_{i,t} \geq B(P_{i,t})$$

$B(P_{i,t})$ 为机组 i 在时段 t 的各类边界条件的集合，包括省间中长期交易形成的联络线计划曲线，因安全约束、电压支撑、民生或政府要求的必开必停机组等。即机组 i 在时段 t 的出力满足日前市场各类边界条件约束。

第五十九条 节点电价计算模型

日前电能量市场采用节点电价定价机制。日前电能量市场出清形成每 15 分钟的节点电价，每半小时内 2 个 15 分钟的节点电价的算术平均值，计为该节点每半小时的平均节点电价。

节点电价 (LMP) 计算模型如下：

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

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

其中， $P_{i,t}^{SCED}$ 为日前电能量市场 SCED 计算结果中，机组 i 在

时段 t 的中标出力。

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

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

其中：

λ_t ：时段 t 系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子；

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

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

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

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

G_{l-k} ：节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子；

G_{s-k} ：节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。

（注：所有拉格朗日乘子均大于等于 0）

第九节 特殊机组在日前电能量市场中的出清机制

第六十条 必开机组

无出力要求的必开机组首先按照报价参与市场出清，若该机

组出清结果为开机，则正常参与市场优化；若该机组出清结果为停机，则电力调度机构将该机组设置为必开机组并重新进行市场出清。有出力要求的必开机组，由电力调度机构在市场出清前将其设置为必开机组并固定出力或限制出力范围。

设置必开的机组在必开时段内机组状态为开机，不参与优化。必开最小出力优先出清。若电力调度机构未指定必开机组的必开最小出力，则必开最小出力为该台机组的最低技术出力。必开最小出力之上的发电能力根据发电机组的日前市场报价参与优化出清。

必开机组成本补偿范围为必开机组最小必开出力曲线高于中长期合约曲线部分的电量，最小必开出力曲线低于中长期合约曲线的部分不单独进行补偿，若其运行日当天的总发电收益低于其核定的总发电成本，按照核定的总发电成本对其进行成本补偿，特殊机组补偿费用计算、补偿与分摊办法详见《江西省电力市场结算实施细则》。

第六十一条 调试（试验）机组

调试（试验）机组分为新建机组调试（试验）和在运机组调试（试验），调试（试验）机组的计划安排详见本规则第三十九条。

第六十二条 最小连续运行时间内机组

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

电出力。在最小连续运行时间内，若发电机组报价高于市场出清价，则按最小申报出力安排其发电出力，价格为市场出清价。

第六十三条 处于开/停机过程中的机组

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

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

第六十四条 一次能源供应约束机组

厂内存煤可用天数低于7天的燃煤机组，在日前电能量市场中，按照申报价格上限参与市场优化出清，在全天的交易时段内均不参与市场定价，作为市场价格接受者。本项条款执行时间另行通知。

第六十五条 独立新型储能和异地建设、有独立并网点和计量点的新能源配建储能按照申报信息参与日前现货市场出清。在参与电能量市场时，其申报的充/放电曲线在满足电网安全运行和促进新能源消纳的前提下优先出清。提供调频辅助服务的独立新型储能和异地建设、有独立并网点和计量点的新能源配建储能在其调频时段不同时参与电能量市场出清。当系统存在新能源消纳或者电力供应缺口时，电力调度机构可对未申报的富余充/放电能力进行调用，调用的充/放电电力优先出清。

第六十六条 新能源场站（含站内配建储能）在竞价日申报运行日风机/光伏逆变器的电能量报价和短期预测出力曲线并参与日前市场出清。现货市场出清计算时，在满足安全约束条件的基础上，按照价格优先原则安排各主体发电空间，当燃煤机组和新能源报价相同时，优先安排新能源出清；新能源出清出力不超过该时段申报的功率预测出力。新能源场站（含站内配建储能）最终出清结果为场站风机/光伏逆变器出清值与站内配建储能出清值之和（当该值小于0时，将场站最终出清结果置0）。

第六十七条 燃煤机组调用测试

（一）燃煤机组开机调用测试。市场出清停机备用的燃煤机组，其申报价格大于机组核定成本的 K 倍时（ K 值按机组类型分别取值，60万千瓦及以上机组 K 值取4，60万千瓦以下机组 K 值取3），电力调度机构可对机组实施开机调用测试，开机调用测试遵循按需调用原则。电力调度机构将开机调用测试机组置为必开机组，重新开展日前出清。开机调用测试机组的出清和结算补偿按本规则第三十九条和《江西省电力市场结算实施细则》有关条款执行。未在规定时间内按调度指令并网开机的机组视为测试失败，相应机组从电力调度机构下达的并网时间至机组恢复备用期间纳入华中区域“两个细则”非计划停运考核，根据《国家能源局华中监管局关于明确煤电机组最大出力考核有关事项的通知》（华中监能市场〔2023〕193号），期间机组最大出力认定为0。

(二) 燃煤机组出力调用测试。电力调度机构按照《国家能源局华中监管局关于明确煤电机组最大出力考核有关事项的通知》(华中监能市场〔2023〕193号)要求,结合供需形势情况随机对燃煤机组开展出力调用测试,以抽查机组提供申报最大出力的能力。非供应紧张时期(除1、7、8、12月外的月份),原则上每日调用测试机组数量不超过1台,供应紧张时期(1、7、8、12月)可视需要适度增加测试机组数量;调用测试机组的选取应遵循公平原则,避免连续对同一机组反复调用,单次出力调用测试时间一般不超过1小时。测试期间,机组出力达到申报最大出力则认为调用测试通过,否则视为调用测试失败。对测试失败机组进行“两个细则”发电能力考核和煤电机组最大出力考核。出力调用测试机组出清视为因电网原因处于调试状态的机组,其出清和结算补偿按照本规则第三十九条和《江西省电力市场结算实施细则》有关条款执行。

第十节 日前电能量市场安全校核

第六十八条 电力平衡校核

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

若存在平衡约束无法满足要求的时段,电力调度机构可以采取调整运行边界、增加机组约束、组织有序用电以及电力调度机构认为有效的其他手段,并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

第六十九条 安全稳定校核

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

若存在安全约束无法满足要求的时段，电力调度机构可以采取调整运行边界、增加机组和电网约束、组织有序用电以及电力调度机构认为有效的其他手段，并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

第十一节 交易结果发布

第七十条 竞价日 17:30 前，电力调度机构计算得到运行日的日前电能量市场交易出清结果，按照有关程序通过电力交易平台发布。

第十二节 日前调度计划调整

第七十一条 日前电能量市场原则上基于竞价日交易申报前发布的电网运行边界条件进行计算，一般情况下，日前电能量市场的发电侧出清结果（包含机组开机组合以及机组出力计划）即为运行日的发电调度计划。

第七十二条 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、电力平稳有序供应和清洁能源消纳时，电力调度机构可根据电网运行的最新边界条件，基于发

发电机组的日前报价，采用日前电能量市场的出清算法，对运行日的发电调度计划（包含机组开机组合以及机组出力计划）进行调整或重新出清市场，以保证电力供应平衡、电网安全运行以及清洁能源消纳，同时通过电力交易平台向相关市场成员发布相关信息及具体调整原因，并将调整后的发电调度计划下发至各发电企业。日前电能量市场形成的成交结果和价格不进行调整。

第七十三条 主要边界条件变化情况包括但不限于：

（一）因天气条件、当日实际负荷走势等发生较大变化而需调整次日的负荷预测。

（二）发生机组非计划停运（含出力受限）情况。

（三）发电机组检修计划延期或调整。

（四）新能源出力较预测发生较大变化。

（五）电网输变电设备出现故障、临时检修或计划检修延期。

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

（七）政府临时下达的保电或环保要求等。

第六章 实时现货交易

第一节 组织方式

第七十四条 实时现货市场定位为在日前电能量市场出清的基础上，依据日内超短期负荷预测、新能源功率预测申报等边界条件变化，按照规则形成实时发电计划与实时节点电价。

第七十五条 实时运行时，电力调度机构基于日前电能量市场封存的发电机组申报信息，根据超短期负荷预测、新能源发电预测，日内省间现货交易结果、日内华中跨省调峰交易结果等边界条件，在日前发电计划的基础上，以全网综合购电成本最小化为优化目标，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，通过实时电能量市场出清得到各发电机组需要实际执行的发电计划和实时节点电价。

第二节 交易周期

第七十六条 运行日（D）为执行日前电能量市场交易计划的自然日，每5分钟为一个交易出清时段，每个运行日含有288个交易出清时段。电力调度机构在系统实际运行前10分钟开展实时市场交易出清计算。

第三节 边界条件

第七十七条 日前电能量市场交易所形成的机组组合、日内超短期系统负荷与母线负荷预测、日内新能源发电的超短期预测出力、日内省间现货交易结果、日内省间调峰交易结果，原则上作为实时省内现货市场出清的边界条件。

第七十八条 实时电网运行边界条件准备

（一）超短期负荷预测

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

时负荷走势、历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、节假日或社会大事件影响、政府环保要求等情况。

超短期母线负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来 1 至 4 小时 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。

（二）日内省间交易结果

日内省间交易形成的计划曲线，作为实时省内现货市场组织的边界条件。

（三）发电机组及输变电设备检修执行

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

（四）运行备用

电网实时运行应满足每日下达的运行备用要求，若发生变化，需以更新后的运行备用要求作为边界条件开展日内发电计划滚动计算。

当运行备用容量无法满足要求时，实时控制原则如下：

1.若江西电网系统备用容量无法满足要求，在全网备用容量满足要求以及送电通道不受限制的前提下，国网江西电力调度控制中心可向国调中心、华中网调申请备用支援。

2.若江西电网系统备用容量无法满足要求，且国调中心、华中网调无法提供支援时，国网江西电力调度控制中心可立即采取措施以保证备用容量满足要求，包括新增开机、执行有序用电等。

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

（五）电网安全约束

实时市场出清使用的安全约束条件与日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、电网保电期间、恶劣天气预警期间或其他情况，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。

在实时运行中为确保电网的安全稳定运行，须将安全稳定断面的限值按照一定比例留出裕度：

1.当日内实时断面潮流发生一次重载（超过断面控制限值的 95%）时，后续按该断面限值的 90% 控制断面潮流进行实时市场出清。

2.重大保电期间，保电相关区域内按照断面限值的 80% 作为实时控制要求。若上级单位对保电期间断面限值有明确要求时，按照上级单位要求执行。

3.山火、冰灾、大风、雷雨等恶劣天气预警期间，预警区域内按照断面限值的 80% 作为实时控制要求。电力调度机构视恶

劣天气严重情况可对断面限值进行调整，并将调整情况事后向市场成员发布。

4.其他经电力调度机构评估影响电网安全运行的情况，可按照断面限值的一定比例作为实时控制要求。

（六）偏差约束及二次出清

实时运行中因超短期负荷预测偏差、新能源功率预测偏差、机组执行计划偏差等造成系统调频容量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可使用技术支持系统日内负荷偏差调整功能。技术支持系统将根据调整后的负荷预测出清实时市场机组出力及价格。电力调度机构运行值班人员应记录事件经过、负荷偏差调整情况等，及时向市场成员发布。

第七十九条 实时机组运行边界条件准备

实时电能量市场中，发电机组报送相应的运行参数变化信息并经电力调度机构审核同意，由电力调度机构确认后，在现货市场技术支持系统中对实时电能量市场的相关运行参数进行修改，以修改之后的参数进行实时电能量市场出清计算。

（一）实时发电机组物理运行参数变化

实时电能量市场采用日前电能量市场封存的发电侧申报信息进行出清，各经营主体在实时电能量市场中不再进行价格申报。

当发电机组的物理运行参数与日前电能量市场相比发生较大变化时，发电企业需及时向电力调度机构报送，经电力调度机

构审核同意，并确认后生效。主要包括以下信息：

1.开机阶段每 15 分钟计划出力曲线（从并网至最小申报出力）。

2.停机阶段每 15 分钟计划出力曲线（从当前出力至解列）。

3.最新的预计并网/解列时间。

4.机组出力上/下限变化情况。

5.调试（试验）机组出力变化情况。

6.机组发生故障，需对机组实时发电出力计划进行调整的情况。

7.其他可能影响电力供应以及电网安全运行的物理参数变化情况。

（二）发电机组出力上/下限约束

日内运行过程中，各火电机组发生出力受限，应及时向电力调度机构汇报，经电力调度机构审核同意后，电力调度机构在现货市场技术支持系统中将该台发电机组的出力上限约束值修改为变化之后的数值，按照修改之后的出力上限进行实时电能量市场出清计算。

（三）发电机组故障而要求的出力计划调整

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

（四）发电机组调试及试验计划执行

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

（五）发电机组一次能源供应约束

厂内存煤可用天数低于 5 天的燃煤机组，在实时电能量市场中，按照申报价格上限参与市场优化出清，与日前市场保持一致。本项条款执行时间另行通知。

（六）新能源出力预测曲线

各新能源场站在运行日申报超短期预测出力曲线，作为出力上限约束进行优化出清。电力调度机构对场站申报的 15 分钟级超短期预测值进行斜率插值处理，得到场站 5 分钟级超短期预测值，作为场站实时市场 5 分钟级别出清的出力上限约束。

（七）机组故障停运

运行日机组发生故障停运，分当日恢复和次日恢复（针对次日 SCUC 优化结果为开机的机组）等情况考虑。

当日可恢复并网的，请示电力调度机构并经审核同意后，可于当日并网。此类情况按照“两个细则”考核，且不予启机补偿。

次日可恢复并网的，请示电力调度机构并经审核同意后，可于次日并网。价格按照该机组最近一个运行日的报价参与实时市场优化出清。

其他情况，按照现货交易规则参与日前市场申报。

第四节 实时电能量市场出清

第八十条 电力调度机构将超短期负荷预测、新能源发电预测，日内省间现货交易结果、日内省间调峰交易结果、各机组日前报价、机组运行参数、线路运行参数等作为输入信息，以全网综合购电成本最小化为目标，考虑备用需求、断面极限等电网运行约束与最大最小出力、爬坡限制等机组运行约束，通过安全约束的经济调度程序（SCED）进行市场滚动出清计算，形成各机组下一个5分钟的发电计划与实时节点电价。

第五节 实时电能量市场出清数学模型

第八十一条 实时安全约束经济调度（SCED）模型与日前安全约束经济调度（SCED）模型一致。

第八十二条 实时电能量市场采用节点电价定价机制。实时电能量市场出清形成每5分钟的节点电价，每半小时内6个5分钟的节点电价的算术平均值，计为该节点每半小时的平均节点电价。

实时市场采用事前定价方式，即结算价格为实时市场的事前出清价格，结算电量为实际发、用电量。

实时市场节点电价（LMP）计算模型与日前市场节点电价（LMP）计算模型一致。

第六节 特殊机组在实时电能量市场中的出清机制

第八十三条 必开机组

日前电能量市场中确定为必开的发电机组，在实时电能量市场中的相应时段同样视为必开机组。必开机组在实时电能量市场中的出清机制与日前市场中的出清机制一致。

第八十四条 调试（试验）机组

调试（试验）机组在实时电能量市场中的出清机制与日前市场中的出清机制一致。

第八十五条 最小连续运行时间内机组

最小连续运行时间内的机组在实时电能量市场中的出清机制与日前市场中的出清机制一致。

第八十六条 处于开/停机过程中的机组

处于开机过程中的发电机组，在机组并网后升功率至最小申报出力期间，发电出力为其实时发电出力不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。机组达到最小申报出力后，从下一交易时段开始，按照其电能量报价参与实时电能量市场优化出清。

处于停机过程中的发电机组，在机组从最小申报出力降功率至与电网解列期间，发电出力为其实时发电出力不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

第八十七条 一次能源供应约束机组

一次能源供应约束机组在实时电能量市场中的出清机制与日前市场中的出清机制一致。

第八十八条 因自身故障需调整出力计划的机组

机组在实时运行中因发生故障需要对机组出力进行调整时，发电厂可向电力调度机构申请，经电力调度机构许可后进行出力计划调整。故障处理时段内机组出力固定为经电力调度机构同意的发电出力值，相应时段内该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。故障处理结束后，发电厂须及时向电力调度机构申请恢复，电力调度机构许可后解除机组出力固定，从下一交易时段开始，按照机组电能量报价参与实时电能量市场优化出清。

第八十九条 各新能源场站实时市场出清机制与日前市场出清机制一致。新能源场站（中标调频辅助服务除外）应严格执行实时市场出清曲线。

第九十条 新型储能设施出清机制与日前市场出清机制一致。

第七节 实时电能量市场安全校核

第九十一条 实时电能量市场的安全校核与日前市场一致。

第八节 市场出清结果发布

第九十二条 电力调度机构将实时电能量市场每 5 分钟出清的发电计划通过调度计划系统下发至各发电机组，发电企业需严格执行实时发电计划。实时市场节点电价以 5 分钟为单位计算。实时运行中电力调度机构在每个半小时结束后向电力交易平台发布上个半小时每 5 分钟的实时市场的出清结果。电力调度机构于次日发布运行日实时市场的实际执行结果，作为结算依据。

第七章 附则

第九十三条 本细则自印发之日起施行，有效期两年。

江西省电力市场风险防控实施细则

第一章 总则

第一条 【目的依据】为建立健全电力市场风险防控体系，有效防范和及时处置电力市场运行风险，保障电力系统安全和市场平稳运行，维护经营主体合法权益和社会公共利益，根据《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）、《电力监管条例》（国务院令 第 432 号）、《电力市场监管办法》（国家发展和改革委员会令 第 18 号）、《电力现货市场基本规则（试行）》、《电力市场运行基本规则》、《电力系统安全稳定导则（GB38755-2019）》、《电网运行准则（GB/T31464-2022）》等文件精神 and 有关法律法规规定，结合江西省实际，制定本细则。

第二条 【适用范围】本细则适用于江西电力市场的风险识别、评估和处置管理。

第三条 【总体原则】市场运营机构在电力监管机构、政府主管部门的指导下，履行市场风险防控职责。根据监管工作要求，加快电力监管信息系统建设，将相关信息系统接入电力监管信息系统，按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，采取有效风险防控措施，加强对市场运营情况的监控分析。市场主体应当做好自身市场风险防范工作，共同遵守并按照本细则要求落实

市场风险防控职责，配合参与市场风险防范并遵照预案处置有关风险。

第四条 电力调度机构的主要职责：

（一）负责江西电力现货市场和辅助服务市场出清、执行和市场力相关风险的监测、识别、评估与处置。

（二）负责现货市场和辅助服务市场技术支持系统的维护及其相关风险防范与处置。

（三）依规对江西电力现货市场和辅助服务市场实施干预、中止和恢复。

（四）依据电力监管机构、政府主管部门决定，对江西电力现货市场和辅助服务市场实施中止和恢复。

第五条 电力交易机构的主要职责：

（一）负责江西电力中长期、现货市场申报、结算相关风险的监测、识别、评估与处置。

（二）负责江西电力中长期、现货交易发电侧、用户侧套利、亏损风险的动态监测。

（三）负责电力交易平台的维护及其相关风险防范与处置。

第六条 电网企业的主要职责：

（一）配合市场运营机构开展江西电力市场风险监测、识别、评估与处置。

（二）负责电网代理购电参与电力中长期、现货交易有关风险的识别、评估与处置。

第七条 市场主体的主要职责：

（一）配合市场运营机构开展江西电力市场风险监测、识别、评估与处置。

（二）自觉遵守江西电力市场交易秩序，依规开展交易申报与执行。

（三）负责建立完善电力市场经营风险内控组织架构与风控制度。

第二章 市场风险分类与定义

第八条 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、履约风险以及其他风险。

第一节 电力供需风险

第九条 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。

（一）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。

（二）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。

第二节 市场价格异常风险

第十条 市场价格异常风险指因燃料价格变化、电力供需波动、市场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。

第三节 电力系统安全运行风险

第十一条 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。

（一）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。

（二）电网设备或断面潮流越限风险：电网设备或断面负载率裕度不足，可能影响电网安全稳定运行。

（三）联络线区域控制偏差越限风险：由于新能源发电预测与负荷预测偏差、设备异常及其他运行事件等原因，联络线区域控制偏差超出正常允许范围。

（四）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、设备电力安全事件事

件的风险。

(五)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。

第四节 电力市场技术支持系统与网络安全风险

第十二条 电力市场技术支持系统风险指因中长期、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。

第十三条 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。

第五节 履约风险与其他风险

第十四条 履约风险指经营主体签订的批发、零售合同,由于经营主体失信,存在争议或不可抗力等原因而不能正常履行,影响市场结算工作正常开展的风险。

第十五条 其他风险包括:

(一)市场运营机构认为需要防范的其他风险。

(二)电网设备或断面潮流越限风险:电网设备或断面负载率裕度不足,可能影响电网安全稳定运行。

第三章 市场风险防控与处置

第十六条 市场风险监测以事前、事中为主。市场运营机构按照电力监管机构、政府主管部门等要求，加强对电力市场各类交易活动的风险防范和监测。

第十七条 市场风险评估是指动态发现和甄别各类市场风险并对风险进行确认、分类的过程。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，按照有关程序对市场风险进行预警，并报告电力监管机构、政府主管部门等有关部门。其中，电力调度机构主要负责电力供需风险、现货市场和辅助服务市场出清价格异常风险、电力系统安全运行风险、现货和辅助服务市场技术支持系统及其网络安全风险的监测和评估工作；电力交易机构主要负责市场结算价格异常风险、履约风险、电力交易平台及其网络安全风险的监测和评估工作。

第十八条 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。风险处置预案经电力监管机构、政府主管部门等部门同意后执行。

第十九条 市场风险发生时，各方按照事前制定的有关预案，在事中、事后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，报送电力监管机构、政府主管部门。

第四章 市场风险干预

第二十条 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。

第一节 电力供需风险干预

第二十一条 电力平衡负备用不足风险干预: 在日前或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、负备用不足时，采取调整抽蓄发电/抽水计划、储能充/放电计划、水电等非市场机组计划出力、临时调停发电机组，以及省间电力市场、应急调度等措施优化电网安全运行边界，保障电力系统安全运行。

第二十二条 电力平衡正备用不足风险干预: 在日前或实时现货市场组织环节，当预测部分时段电力供小于求、正备用不足时，采取调整抽蓄发电/抽水计划、储能充/放电计划、水电等非市场机组计划出力、临时调开发电机组以及省间电力市场、应急调度等措施优化电网安全运行边界，必要时启动需求侧响应、紧急负荷控制措施，直至满足电力平衡和系统备用要求，保障电力系统安全运行和电力可靠供应。若采取以上措施后仍不能满足要求，则按本规则第五章节的相关规定启动市场中止程序。

第二节 市场价格异常风险管控

第二十三条 市场力行为定义与识别:

(一) 市场力行为: 指经营主体违反公平竞争原则，损害市场公共利益、扰乱市场秩序等行为，主要包括持留行为、市场串谋行为、市场操纵行为和不正当竞争行为等。

(二) 持留行为: 指经营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。物理持留指经营主体故意限制自身发电能力，从而减少市场有效供应、提高市场价格；经济持留指经营主体对部分机组故意进行不经济的报价，从而抬高同一控制关系的经营主体整体收益。

持留行为识别：在市场监测中发现以下情形的，电力市场运营机构启动持留行为识别。

(1) 机组设备非计划停运、故障或运行受限的。

(2) 无故申请机组设备检修或延长检修期限的。

(3) 无故降低机组出力的。

(4) 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) 控制报价、在现货市场不成交，通过价差合约在中长期市场套利的。

(7) 不具有实际控制关系的多个经营主体在电力中长期集中交易中，协同申报交易电量（远低于剩余可发电量），折合利用小时数相同或相近，按特定比例分配电量，操纵市场出清价格。

(8) 其他涉嫌持留行为的情形。

(三) 市场串谋行为：指两个或两个以上不具有实际控制关系的经营主体通过串通报价等方式协调其相互竞争关系，从而使共同利润最大化的行为。

市场串谋行为识别：在市场监测中发现以下情形的，电力市

场运营机构启动行使串谋行为识别。

(1) 不具有实际控制关系的经营主体使用具有相同或接近的计算机 MAC 地址、网络 IP 地址等进行交易申报的。

(2) 不具有实际控制关系的经营主体拥有的信息化交易平台存在数据交互的。

(3) 不具有实际控制关系的经营主体频繁出现关联性申报行为的。

(4) 不具有实际控制关系的经营主体申报价格相似度超过合理范围的。

(5) 不具有实际控制关系的经营主体在电力中长期集中交易中采取一致行动，存在申报时段、电量、电价等申报要素高度一致（或形成最优价格对），申报时间差较小的行为，频繁实现特定交易的。

(6) 不具有实际控制关系的经营主体在电力中长期集中交易中，存在以严重偏离市场均价的申报价格，频繁实现特定交易的。

(7) 不具有实际控制关系的经营主体在现货交易中，存在不同容量等级煤电机组申报容量段划分基本一致、申报价格相同或呈现明显规律，报价曲线高度协同的。

(8) 经营主体使用与其不具有实际控制关系的其他经营主体的交易账号、密码或密钥等进行交易申报的。

(9) 其他涉嫌市场串谋行为的情形。

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

市场操纵行为识别: 在市场监测中发现以下情形的, 电力市场运营机构启动市场操纵行为识别。

(1) 频繁改变设备运行参数。

(2) 机组实际运行关键参数与事前注册信息存在较大偏差的。

(3) 发布或散布信息恶意引导市场价格走向, 干扰市场正常运行的。

(4) 炒作可再生能源电力价格, 以谋求在绿证交易和碳排放交易中牟取暴利的。

(5) 其他涉嫌市场操纵行为的情形。

(五) 不正当竞争行为:指经营主体通过使用辅助软件工具、以非正常手段获取竞争优势, 利用“发售一体”优势直接或变相以降低所属售电公司购电成本的方式抢占市场份额, 恶意利用交易规则或交易平台漏洞、在市场中谋取不正当利益等不正当竞争的行为。

不正当竞争行为识别: 在市场监测中发现以下情形的, 电力市场运营机构启动市场操纵行为识别。

(1) 在时间优先或价格优先的挂摘牌、滚动撮合等集中交易中, 使用辅助软件频繁访问交易接口或修改申报价格, 干扰市

市场秩序，获取不正当竞争优势，实现优先成交目的的。

(2) 拥有售电公司的发电企业，利用“发售一体”优势直接或变相以降低所属售电公司购电成本的方式抢占市场份额的。

(3) 恶意利用市场规则漏洞，在市场交易中谋取不正当利益，对电力市场秩序造成严重干扰的。

(4) 恶意利用交易平台漏洞，在市场交易中谋取不正当利益的。

(5) 利用电网阻塞，通过恶意调整中长期合同获取不正当利益，造成其他经营主体利益受损的。

(6) 其他涉嫌市场操纵行为的情形。

第二十四条 市场运营机构对滞留、市场串谋、市场操纵和不正当竞争行为进行识别，并将情况报告电力监管机构和政府主管部门，由电力监管机构和政府主管部门依法依规查处。

第二十五条 为避免具有市场力的发电机组操纵市场价格，现货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。为加强现货市场日前、实时价格异常风险管控，市场运营机构按程序公告后，可采取本节下述措施中的一项或多项。

第二十六条 煤电机组报价同质性测试

对省内各电厂煤电机组报价进行同质性测试，当不同电厂间机组或同一电厂不同容量等级机组申报价格相似度过基准阈

值 C (暂取为 99%，后续可视情况调整)，由市场运营机构将该机组的申报价格替换为边际成本报价。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边际成本，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。价格主管部门核定机组成本后，按价格主管部门核定的机组成本执行。当月第二次未通过同质性测试的机组，使用成本曲线的 90%数值进行替换；第三次起未通过同质性测试的机组，使用成本曲线的 80%数值进行替换。

边际成本=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。价格主管部门对边际成本另有规定的，以价格主管部门文件为准。

机组同质性测试的具体方法如下：

(一) 定义机组每日申报特征向量：

$$V_{pi} = |P_{0\%}, P_{N\%}, P_{2N\%}, \dots, P_{100\%}|$$

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

(二) 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：

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

式中： P_{Ai} 和 P_{Bi} 为申报机组 A 和机组 B 在布点 i 对应的申报价格， $P_{\text{上限}}$ 为市场申报上限， $M = \frac{100}{N} + 1$ 。

第二十七条 二级价格限制机制

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。在实时市场，当出清均价连续 7 日内累计 20 小时触及现货市场申报价格上限时，次日起执行二级出清限价（持续执行一周），出清价格上限为一级出清价格上限的 60%；当出清均价连续 12 小时触及现货市场申报价格上限时，次日起执行二级出清限价（持续执行三天），出清价格上限为一级出清价格上限的 60%。后续，结合市场运行情况，适时优化并动态调整二级出清限价下调比例及执行方式。价格主管部门另有规定的，按价格主管部门文件执行。

第三节 电力系统安全运行风险干预

第二十八条 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，电力调度机构立即采取调整机组出力、开出备用机组、紧急负荷控制措施等可用措施，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，使区域控制偏差不超出上级调度指定的允许范围。

电网电压越限后，依据相关调度规程，电力调度机构立即采

取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，使相关母线电压不超出上级调度指定的允许范围。

第二十九条 电网设备或断面潮流越限风险干预

在正常或事故情况下，电网出现设备或断面负载率裕度不足时，依据相关调度规程，电网出现设备或断面负载率裕度不足时，电力调度机构通过调整机组出力、暂停机组提供调频服务，改变断面限额、调整机组发电计划、修改机组或机组群出力上下限、改变运行方式等措施进行干预，直至电网断面或设备负载率恢复至正常允许范围。外送断面越限严重时，如常规措施已用尽，则按照新能源应急调度原则实施局部新能源应急调度。或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。

第三十条 区域控制偏差越限风险干预

因新能源发电预测与负荷预测偏差以及电网事故等原因造成区域控制偏差越限，电力调度机构采取调整机组出力、调用非调频机组参与调频、设置系统平衡偏差、调整省间联络线输电计划等措施，直至恢复至正常范围。在调峰困难时段，如常规措施已用尽，则按照新能源应急调度原则实施新能源应急调度；或在上级调度的要求下，采取相关调整措施，保持区域控制偏差不超出上级调度指定的允许范围。

第三十一条 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、设备电力安全事件时，电力调度机构采取调整机组出力或发电计划，调整机组运行边界、改变运行方式或者临时安排启停机组或其他调度机构认为有效的措施，直至对人身、电网、设备安全影响消除。

第三十二条 自然灾害影响风险干预

冰灾、山火、洪水、地震等恶劣极端自然灾害时期，为保障受灾地区的人民生活 and 重要用户用电，根据灾害影响的范围和程度，电力调度机构采取开机、停机、调整断面限额，设置临时断面、临时安排输变设备停运、临时中止输变电检修恢复送电或其他调度机构认为有效的措施。

第三十三条 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，电力调度机构采取调整机组出力或发电计划，改变运行方式或者临时安排启停机组或其他调度机构认为有效的措施，直至消除对电网安全影响。

第四节 电力市场技术支持系统与网络安全风险干预

第三十四条 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、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、市场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：

（一）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。

（二）当现货市场技术支持系统运行异常导致发布的市场出清结果出现差错时，需重新按照原有边界条件重新进行出清计算，得到校正之后的出清结果，并及时向市场成员发布。若重新计算校正结果后，出清结果尚未执行，则按校正之后的结果执行。若重新计算校正结果后，出清结果已经执行，但市场未正式结算，则按校正之后的结果结算。

（三）日前市场出清异常干预：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，则按本规则第五章节的相关规定启动市场中止程序，按照调度规程形成日前发电计划。

（四）实时市场出清异常干预：在实时市场，若未按时完成出清计算（或出清结果异常），2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；2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。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，则按本规则第五章和第六章的相关规定启动市场中止程序。

（五）各市场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。

第五节 履约风险及其他市场风险干预

第三十五条 履约风险干预：为防范市场履约风险，电力交易机构可采取暂停交易资格、合约强制处置、依法依规实施失信惩戒等措施进行干预。

第三十六条 保供电时期处理机制：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，根据保供电等级要求，可采取调整机组上下限、调整电网旋备、调整断面限额、设置临时断面等措施。

第三十七条 特殊管控要求处理机制：为落实政府部门、上级调度机构的特殊管控要求，部分时期存在需要对特定区域电厂进行发电管控的情况。若管控要求体现为电量约束，管控期内该区域机组在现货市场出清时需同时满足电量约束要求；若管控要求体现为机组出力上限或下限要求，则管控期内该机组在现货市场出清时需同时满足出力约束；若管控要求体现为机组固定出力，则管控期内该机组固定出力，作为价格接受者，不参与市场优化。

第六节 市场风险防控流程

第三十八条 市场风险防控流程

（一）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。

（二）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。

（三）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。

（四）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，结算电量和电价按第四章的对应措施执行。

因市场供需风险、电力系统安全运行风险和其他市场风险处置被调整出力计划的机组，按照特殊机组进行成本费用补偿，详见《江西省电力市场结算实施细则》。

第五章 市场中止和恢复机制

第三十九条 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，由电力监管机构、政府主管部门做出市场中止决定，并委托市场运营机构实施。市场运营机构应立即发布市场中止声明。突发情况时，市场运营机构可按规

定进行市场干预，并做好相关记录，事后由电力监管机构、政府主管部门做出是否中止市场的决定并发布。

第四十条 市场中止启动条件

当出现如下情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则处理事故和安排电力系统运行，必要时可以中止电力现货市场交易：

（一）当面临严重供不应求情况时，当出现地震等重大自然灾害、突发事件影响电力供应或电网安全时。

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

（三）发生重大电源或电网故障，影响电力有序供应或电力系统安全运行时。

（四）因台风、地震等重大自然灾害、突发事件等导致电网主备调切换时。

（五）电力市场技术支持系统（含调度运行技术支持系统、现货技术支持系统及辅助服务市场技术支持平台、自动化系统、数据通信系统等）发生重大故障，导致现货市场交易无法正常组织时。

（六）出现其他影响电网安全运行的重大突发情况时。

（七）电力监管机构、政府主管部门认为需要中止市场的其他情况。

第四十一条 市场中止后的处理措施

当出现上一条的情况导致市场中止时，采用如下处理措施：

（一）日前电能量市场中止时，当日不开展日前电能量市场出清，电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，综合考虑运行日统调负荷预测、省间交易结果等边界条件，编制下达运行日的日前发电调度计划。以运行日实际执行的结果以及实时电能量市场价格作为运行日的日前电能量市场出清结果。

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

（三）辅助服务市场中止时，电力调度机构按需调用辅助服务，以实际执行结果和最近一个同类型交易日同时段辅助服务市场价格作为出清结果。

第四十二条 市场中止流程

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

（二）市场中止通知：市场中止由电力交易机构在中止开始后 72 小时内，通过交易平台向市场主体发布市场中止的原因、

范围和开始时间。

（三）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，并报电力监管机构、政府主管部门备案。

（四）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。

第四十三条 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，经电力监管机构、政府主管部门同意，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市场主体发布。

第六章 附则

第四十四条 本细则自印发之日起施行，有效期两年。

江西省电力市场结算实施细则

第一章 总则

第一条 为规范江西电力市场结算工作，依法维护电力市场经营主体的合法权益，根据《电力市场运行基本规则》（发展改革委令 2024 年第 20 号）、《电力现货市场基本规则》（发改能源规〔2023〕1217 号）、《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976 号）、《华中区域发电机组进入及退出商业运营实施细则》（华中能监市场〔2023〕171 号）、《关于进一步完善分时电价机制有关事项的通知》（赣发改价管〔2025〕463 号）等有关法律法规规定，结合江西电网实际，制定本细则。

第二条 本细则适用于江西电力现货市场运行期间的结算工作，其中，市场结算包括批发市场结算和零售市场结算。主要包括：结算原则、结算流程、批发市场结算、零售市场结算、退补管理、资金余缺结算、批发市场总电费结算、收付款管理和其他结算事项。结合江西电力市场建设的不断完善，持续对本细则进行相应修订。

第二章 术语定义

第三条 本细则的术语定义如下：

（一）市场结算：根据交易结果和市场规则相关规定，在规定周期内对市场成员参与电能量等市场的有关款项进行的计算、划拨。

（二）电能量电费：是指发电企业与批发用户、售电公司在现货市场和中长期交易市场中以电能量为标的物进行交易或者以合约为标的物进行转让所产生的费用。

（三）节点边际电价：现货电能量交易中，在满足发电侧和输电安全等约束条件下，为满足某一电气节点增加单位负荷时导致的系统总电能供给成本的增量。

（四）统一结算点电价：现货市场初期，用户侧日前、实时现货市场价格为统一结算点电价，即相应时段全市场所有发电侧节点电价的加权平均值。

（五）批发用户：直接参与批发市场交易的电力批发用户称为批发用户。

（六）零售用户：通过售电公司代理参与批发市场交易的用户称为零售用户。用户有权自主选择售电公司。

（七）经营主体：包括参与电力市场交易的发电企业、售电企业、电力用户和新型经营主体（含储能企业、虚拟电厂等）等。

（八）市场化用户：指参与电力市场化交易，直接向发电企业购电、向售电公司购电和由电网企业代理参与市场化购电的电力用户（不含市场化代理居民农业）。

（九）电网企业代理工商业用户：指暂未直接参与市场化交易，由电网企业通过市场化方式代理购电的工商业用户。

（十）启动成本：指发电机组在冷温热态下单次启动成本费用。

（十一）空载成本：指各发电机组在维持同步转速时的成

本费用。

（十二）阻塞费用：因潮流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节点价差乘以连接两节点线路的潮流。

（十三）机制电量：依据国家政策文件，明确建立新能源可持续发展价格结算机制，纳入该机制的新能源电量简称为机制电量。

（十四）机制电价：依据国家政策文件，明确建立新能源可持续发展价格结算机制，纳入该机制的新能源电价水平简称机制电价。

（十五）调平电量：市场主体的月度分时段累计电量与月度总电量之差。

（十六）调平电费：发、用电侧市场主体调平电量对应的结算费用。

第三章 市场计量

第四条 计量责任：电网企业、拥有配电网运营权的售电公司负责本企业所辖用户电能计量及采集装置的日常运维，不断提升采集成功率，对于采集失败的情况应及时组织消缺。电网企业应保障与发电企业、省级电网之间、电网企业与拥有配电网运营权售电公司之间的关口电能计量点计量装置采集成功，并按照结算要求将电量数据传送至电力交易机构，作为结算基础数据。

第五条 关口电能计量点设置：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》等国家和行业规程规范要求，在产权分界点设置关口电能计量点。

第六条 计量数据：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。关口电能计量装置是电能量计量数据的唯一来源。电力交易机构根据电网企业提供的关口点计量数据，对经营主体出具结算依据。原则上应由电能量管理系统和用电信息采集系统自动采集。自动采集数据不完整时，由电网企业根据拟合规则补充。当计量装置故障等问题导致计量表计底码值不可用时，计量装置管理机构依据相关规则出具电量更正报告，由电力交易机构组织相关经营主体确认后进行电量追退补。

第七条 电网企业应按照有关拟合规则，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）。

第八条 辅助服务计量：辅助服务通过调度技术支持系统等计量，由电力调度机构按照结算要求统计辅助服务提供和使用情况。

第九条 计量装置管理：关口计量装置管理以电网企业、发电企业、拥有配电网运营权的售电公司管理为基础，以统一归口管理为原则开展。

第四章 结算原则

第一节 结算职责

第十条 电力调度机构负责向电力交易机构按经营主体提供日前、实时现货市场出清结果，负责辅助服务市场费用计算。

第十一条 电力交易机构负责向经营主体出具结算依据，包括不限于：

（一）实际结算电量。

（二）各类中长期市场化交易合约及现货交易电量、电价和电费。

（三）偏差电量、电价和电费。

（四）新机组调试电量、电价、电费。

（五）零售用户市场化电量、电价。

（六）绿色电力交易电量及环境价值。

（七）系统运行费用（包含辅助服务费用、容量电费等）。

（八）不平衡费用。

第十二条 电网企业负责向电力交易机构提供机组分时上网电量（当机组上网电量为负数时，电网企业应将提供的机组上网电量置零）和市场用户分时用电量等计量数据。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。电网企业负责机制电量结算，并向电力交易机构提供结算结果。

第十三条 经营主体和电网企业应根据市场规则及时足额缴纳电费及相关费用。

第二节 结算周期

第十四条 电力批发市场采用“日清月结”的结算模式，每日对已执行的成交结果进行清分计算，以自然月为周期出具结算依据并开展电费结算。

第十五条 电力零售市场根据售电合约性质以月度为周期进行结算。

第十六条 电力交易机构按月负责向经营主体出具结算依据，电网企业根据结算依据与发电企业、售电公司及电力用户（包括零售用户）结算电费。

第十七条 遇特殊情况和节假日，结算相关工作顺延。

第三节 结算模式

第十八条 省内未参与交易的优先发电机组或场站的上网电量根据政府批复的上网电价结算。跨省跨区交易电量（包括但不限于指中长期交易、现货交易、应急调度、辅助服务交易）按照跨省跨区交易规则结算。

第十九条 跨省跨区电量的结算模式如下：

（一）跨省跨区现货、应急调度等购入电量，视为电网企业代理全省电力用户购入，相关差价损益依据政府代理购电相关政策进行分摊或分享。

（二）跨省跨区现货、应急调度售出电量电价和省间调峰辅助服务购入、售出电量电价，由电力调度机构或北京电力交易中心传递至电力交易机构（原则上于次月第3个工作日前按结算时段传递），作为结算边界原则，开展省内量价费清分结

算。逾期未提供，视为当期无相应省间数据，纳入下一结算周期进行追退补或清算。具体计算公式为：

$$R_{\text{省间电费}} = \sum (Q'_{\text{省间出清量}} \times P'_{\text{省间出清价}})$$

机组省内分时上网电量 $Q'_{\text{省内上网电量}} = Q'_{\text{实际上网电量}} - Q'_{\text{省间出清量}}$

第二十条 省内市场电量结算模式如下：

（一）中长期交易市场根据中长期交易合约日分时电量，按照合约约定价格进行结算；如未参与中长期交易，则中长期合约视为零。

（二）日前现货市场结算时，发电企业（机组）日前市场出清电量对应折算上网电量与中长期合约日分时电量的偏差电量，按照日前市场节点电价进行结算；批发用户、售电公司、电网企业代理工商业日前市场申报电量与中长期合约日分时电量的偏差电量，按照日前市场统一结算点电价进行结算。

（三）实时现货市场结算时，发电企业（机组）实际上网电量与日前市场出清电量的偏差电量，按照实时市场节点电价进行结算；批发用户、售电公司、电网企业代理工商业实际用电量与日前申报电量的偏差电量，按照实时市场统一结算点电价进行结算。

（四）现货结算试运行期间，电网企业（含增量配电网）代理购电中市场化采购的代理工商业用电和居民农业用电分别结算。

（五）调频辅助服务市场结算按照相关规则执行。

第四节 结算电价

第二十一条 经营主体结算电价按以下原则确定：

（一）市场化机组（场站）以中长期交易合约电价作为中长期电能量市场结算价格；以现货市场节点电价作为现货电能量市场结算价格。

（二）燃煤发电机组的市场化电量价格包含环保价格，市场化电量对应的环保价格不再另行结算。

（三）电力批发用户、售电公司、代理工商业日前市场统一结算点电价按照各市场化机组日前市场所有节点电价加权平均值，实时市场统一结算点电价按照各市场化机组实时市场所有节点电价加权平均值，进行结算。

（四）零售用户以售电公司与其签订的零售合同约定价格作为结算价格。

（五）保障性的居民、农业用户以目录电价作为结算价格。

（六）暂不具备条件参与市场化交易的新能源企业，按同类型机组（场站）现货实时市场月度交易均价结算。

第二十二条 经营主体结算电价最小单位时间：

（一）中长期电能量市场按经营主体约定的价格结算，原则上结算最小单位时间为半小时（ t 时段，下同）。

（二）现货电能量市场以 t 时段为结算依据时间。

（三）发电侧 t 时段的节点电价等于该半小时内节点电价的算术平均值，用电侧 t 时段的节点电价等于所有发电侧每半小时节点电价的加权平均值。

第五章 结算流程

第一节 数据准备

第二十三条 中长期市场数据：中长期交易电量按照年度、月度、日等周期形成中长期分时电量及对应交易价格，分时电量以 t 时段为时间间隔。

第二十四条 现货市场数据：运行日前 1 日（D-1 日）完成日前市场出清，于运行日前 1 日（D-1 日）获取当日的省间、省内日前市场交易结果；运行日（D 日）完成实时市场出清，于运行日次日（D+1 日）获取运行日（D 日）的省间、省内实时市场交易结果。电力交易机构获取满足结算时间和粒度要求的数据。具体包括：发电侧所有节点日前、实时市场出清电量、出清价格；用户侧日前、实时出清数据；日前机组组合安排；必开、调试、试验等特殊机组标签；省间现货、应急调度的执行量价结果、辅助服务执行结果（涉及电量清分部分）；启停、空载数据等。

第二十五条 数据推送：运行日后第 1 天（D+1 日），电网企业分别以燃煤发电机组、集中式新能源场站、独立储能设施和售电公司（零售用户）、批发用户、电网企业代理工商业购电为单位，将运行日（D 日）的机组、集中式新能源场站、独立储能设施等 t 时段上网电量、售电公司（零售用户）与批发用户、电网企业代理工商业购电用户 t 时段用电量数据推送给交易平台。

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市场化结算，拟合办法详见附件。

第二节 日清分

第二十六条 日清分临时结算结果：运行日后第2天(D+2日)，电力交易机构计算批发市场经营主体运行日(D日)的结算电费，发布日清分临时结算结果。具体包括：各经营主体当日t时段不同交易类型的结算电量、电价、电费等，当日累计电量电费情况。

第二十七条 日清分临时结算结果确认：经营主体在日清分临时结算结果发布后，对结算电量、电价、电费等进行确认，如有异议，在运行日后第3天(D+3日，节假日顺延)17:30前反馈意见，在规定时间内无反馈的视同无异议。

第二十八条 日清分临时结算结果发布：电力交易机构根据各方处理意见，对需调整的日清分临时结算结果进行重算，并重新发布已重算的日清分临时结算结果。

第三节 月结算

第二十九条 每月末前1日，电力交易机构向电网企业提供结算月度发电企业中长期年度分月合约加权平均价，电网企业次月1日按照该价格向电力用户开展电费预结算；在电力交易机构提供正式结算依据后，电网企业再对预结算结果进行调整。

第三十条 月度预结算结果：每月第1个工作日电网企业将月度电量传递至电力交易机构。电力交易机构应于每月第5个工作日前向经营主体、相关电网企业出具上月预结算依据。电力交易机构发布的预结算依据具体包括：各经营主体当月累

计结算电量、电价、电费以及偏差回收费用、分摊返还费用、售电公司收益费用和零售用户购电费用等费用。

第三十一条 月度预结算依据确认：经营主体、相关电网企业应在 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。经营主体、相关电网企业提出异议的，电力交易机构应在 1 个工作日内组织经营主体、相关电网企业、相关电力调度机构进行核实，达成一致的，经营主体应对修正后的结算依据（核对版）在 1 个工作日内完成核对和确认；因异议处理无法按时达成一致的，纳入下一结算周期进行结算、追退补或清算，异议处理不得影响无争议部分的电费结算。

第三十二条 月度正式结算依据发布：预结算依据确认后，电力交易机构应于每月第 8 个工作日内向经营主体、相关电网企业发布上月正式结算依据。

第三十三条 电费账单发行：电网企业根据政策文件和电力交易机构推送的结算基础数据，核对结算依据，并按正式结算依据编制电费账单。原则上电网企业应于每月第 10 个工作日内向发电企业、电力用户、售电公司发行上月电费账单。

第三十四条 各经营主体根据电费账单和合同约定完成上月度电费收支。

第六章 批发市场结算

第一节 燃煤发电企业结算

第三十五条 市场化机组结算：市场化机组的电能量费用包括中长期合约费用、日前市场偏差电能量费用、实时市场偏

差电能量费用。

市场化机组电能量费用的计算公式如下：

$$R_{\text{电能量}} = R_{\text{中长期}} + R_{\text{日前偏差}} + R_{\text{实时偏差}}$$

其中：

$R_{\text{电能量}}$ 为市场化机组电能量费用；

$R_{\text{中长期}}$ 为机组中长期合约费用；

$R_{\text{日前偏差}}$ 为机组日前市场偏差电能量费用；

$R_{\text{实时偏差}}$ 为机组实时市场偏差电能量费用。

第三十六条 机组中长期合约结算：根据发电机组中长期合约分时电量和合约约定价格计算电能量费用，计算公式为：

$$R_{\text{中长期}} = \sum [Q_{\text{中长期}}^t \times (P_{\text{中长期}}^t + P_{\text{日前}}^t - P_{\text{参考点}}^t)]$$

其中：

$Q_{\text{中长期}}^t$ 为机组 t 时段中长期净合约分时电量；

$P_{\text{中长期}}^t$ 为机组 t 时段中长期合约约定价格；

$P_{\text{日前}}^t$ 为机组 t 时段日前市场节点电价；

$P_{\text{参考点}}^t$ 为机组 t 时段中长期结算参考点现货价格，由日前市场出清价格确定，为 t 时段日前市场发电侧加权平均价。

第三十七条 机组日前市场偏差结算：根据各时段机组日前市场出清电量对应的折算上网电量与中长期合约电量之间的差额，以及日前市场节点电价计算偏差电费，计算公式为：

$$R_{\text{日前偏差}} = \sum [(Q_{\text{日前}} - Q_{\text{中长期}}) \times P_{\text{日前}}]$$

其中：

$Q_{\text{日前}}$ 为日前市场机组 t 时段出清电量对应的折算上网电量；

$Q_{\text{中长期}}^t$ 为机组 t 时段中长期分时净合约电量；

$P'_{\text{日前}}$ 为日前市场机组 t 时段节点电价。

第三十八条 机组实时市场偏差结算：发电侧根据机组实际分时上网电量与日前市场出清电量之间的差额，以及实时市场节点电价计算偏差电费。其计算公式为：

$$R_{\text{实时偏差}} = \sum [(Q'_{\text{省内上网电量}} - Q'_{\text{日前}}) \times P'_{\text{实时}}]$$

其中：

$Q'_{\text{省内上网电量}}$ 为机组实时市场 t 时段上网电量；

$Q'_{\text{日前}}$ 为机组日前市场 t 时段出清电量对应的折算上网电量；

$P'_{\text{实时}}$ 为机组所在节点实时市场 t 时段结算价格。

第三十九条 燃煤市场化机组月度总电能量电费为各时段电能量电费加月度调平电量电费，计算公式为：

$$R_{\text{电能量总费}} = \sum R_{\text{电能量}} + Q_{\text{调平发电}} \times \bar{P}_{\text{月度实时}}$$

其中：

$\sum R_{\text{电能量}}$ 为燃煤市场化机组各时段电能量电费之和；

$Q_{\text{调平发电}}$ 为燃煤市场化机组月度上网电量与按时段合计上网电量之差；

$\bar{P}_{\text{月度实时}}$ 为省内现货实时市场月度出清均价。

第四十条 容量电价电费。煤电机组容量电费按照《国家发展改革委国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）、《国家能源局华中监管局发布关于明确煤电机组最大出力考核有关事项的通知》（华中监能市场〔2023〕193号）文件要求执行，容量电价标准按月折算，对于新投产机组，其投产当月容量电费按日汇总计算。

月度结算容量电费=机组申报最大出力×容量电价标准

$/12 \times (1 - \delta_i)$

δ_i 为煤电机组月内扣减容量电费百分比，月内考核发生两次以下为0%，发生两次为10%，发生三次为50%，发生四次及以上为100%，考核次数由调度提供。

电网企业于每月第5个工作日前将上月煤电机组容量电费计算结果传递至电力交易平台，由电力交易机构纳入结算依据。对自然年内月容量电费全部扣减累计发生三次的煤电机组，取消其获取容量电费的资格。

第二节 新能源企业结算

第四十一条 参与市场化交易（含保量保价）的新能源企业结算：新能源企业的电能量费用包括中长期（含绿电）交易电能量电费、日前市场偏差电费、实时市场偏差电费、绿电合同转让费用。计算公式如下：

$$R_{\text{电能量}} = R_{\text{中长期}} + R_{\text{日前偏差}} + R_{\text{实时偏差}} + R_{\text{绿电合同转让}}$$

$R_{\text{中长期}}$ 为新能源企业（场站）参与市场化交易的中长期合约（含绿电）电能量电费；

$R_{\text{日前偏差}}$ 为新能源企业（场站）日前市场偏差电费；

$R_{\text{实时偏差}}$ 为新能源企业（场站）实时市场偏差电费；

$R_{\text{绿电合同转让}}$ 为新能源企业（场站）绿电合同转让价差费用。

第四十二条 中长期（含绿电）电费：根据参与市场化交易的新能源企业（场站）中长期合约分时电量和合约约定价格计算电能量费用，计算公式如下：

$$R_{\text{中长期}} = \sum (Q_{\text{中长期}}^t \times P_{\text{中长期合约}}^t)$$

$Q_{\text{中长期}}^t$ 为参与市场化交易的新能源企业（场站）t 时段中长期净合约分时电量；

$P_{\text{中长期合约}}^t$ 为参与市场化交易的新能源企业（场站）t 时段中长期合约约定价格。

第四十三条 日前市场偏差电费：根据各时段新能源企业（场站）日前市场出清电量对应的折算上网电量与中长期合约电量之间的差额，以及日前市场节点电价计算偏差电费，计算公式如下：

$$R_{\text{日前偏差}} = \sum [(Q_{\text{日前}}^t - Q_{\text{中长期}}^t) \times P_{\text{日前}}^t]$$

$Q_{\text{日前}}^t$ 为新能源企业（场站）t 时段日前市场出清电量对应折算的上网电量；

$Q_{\text{中长期}}^t$ 为新能源企业（场站）t 时段中长期分时净合约电量；

$P_{\text{日前}}^t$ 为新能源企业（场站）t 时段日前节点出清价格。

第四十四条 实时市场偏差电费：根据新能源企业（场站）实际分时上网电量与日前市场出清电量之间的差额，以及实时市场节点电价计算偏差电费。计算公式如下：

$$R_{\text{实时偏差}} = \sum [(Q_{\text{省内上网电量}}^t - Q_{\text{日前}}^t) \times P_{\text{实时}}^t]$$

$Q_{\text{省内上网电量}}^t$ 为新能源企业（场站）实时市场 t 时段上网电量；

$Q_{\text{日前}}^t$ 为新能源企业（场站）日前市场 t 时段出清电量对应的折算上网电量；

$P_{\text{实时}}^t$ 为新能源企业（场站）所在节点实时市场 t 时段结算价格。

第四十五条 新能源企业（场站）中长期绿电合约转让交

易结算：机组（场站）出让中长期绿电合约时，环境价值不变，计算合约转让交易环节的电能量电费收支，计算公式如下：

$$R_{\text{绿电合同转让}} = \sum [Q'_{\text{绿电合同转让}} \times (P'_{\text{绿电合约}} - P'_{\text{绿电合约转让}})]$$

其中：

$R_{\text{绿电合同转让}}$ 为出让方结算周期内绿电合约转让交易环节的结算费用，为每笔绿电合约转让交易价差结算电费的代数和；

$Q'_{\text{绿电合同转让}}$ 为出让方在结算周期内的绿电合约转让电量，不大于出让方原持有的中长期绿电合约电量；

$P'_{\text{绿电合约}}$ 为出让方在结算周期内的原持有绿电合约电能量价格；

$P'_{\text{绿电合约转让}}$ 为出让方在结算周期内的绿电合约电能量出让价格。

第四十六条 新能源企业月度总电能量电费为各时段电能量电费加月度调平电量电费，计算公式为：

$$R_{\text{电能量总费}} = \sum R_{\text{电能量}} + Q_{\text{调平发电}} \times \bar{P}_{\text{月度实时}}$$

其中：

$\sum R_{\text{电能量}}$ 为新能源企业各时段电能量电费之和；

$Q_{\text{调平发电}}$ 为新能源企业月度上网电量与按时段合计上网电量之差；

$\bar{P}_{\text{月度实时}}$ 为省内现货实时市场月度出清均价。

第四十七条 绿电的环境属性收益费用：根据参与绿电的新能源企业（场站）当月 t 时段绿电合约电量、新能源企业上网电量以及对应的电力用户用电量三者取小（以兆瓦时为单位月度取整核发绿证，尾差滚动到次月）后乘以对应合约中绿电

环境价值计算环境属性收益费用。计算公式如下：

$$R_{\text{环境}} = \sum [\text{MIN}(Q'_{\text{绿电合同}}, Q'_{\text{省内上网电量}}, Q'_{\text{电力用户用电量}})] \times P_{\text{环境}}$$

$Q_{\text{绿电合同}}$ 为参与绿电的新能源企业（场站）中长期绿电合约电量；

$Q'_{\text{省内上网电量}}$ 为参与绿电的新能源企业（场站）的上网电量；

$Q_{\text{电力用户用电量}}$ 为绿电合约对应电力用户的实际用电量；

$P_{\text{环境}}$ 为参与绿电的新能源企业（场站）合同约定的环境属性价格。

第四十八条 绿色电力交易优先结算，电能量与环境属性价值分开结算，产生的收益归发电企业，执行分时结算、日清月结。

第四十九条 同一批发用户/售电公司与多个发电企业签约，总用电量低于总合约电量的，该批发用户/售电公司对应于各发电企业的用电量按总用电量占总合约电量比重等比例调整；同一发电企业与多个批发用户/售电公司签约的，机制外总上网电量低于总合约电量时，该发电企业对应于各批发用户/售电公司的上网电量按机制外总上网电量占总合约电量比重等比例调整。

第五十条 暂不具备参与交易条件的新能源企业结算：按同类型机组（场站）现货实时市场月度交易均价结算。计算公式如下：

$$R_{\text{电能量}} = Q_{\text{上网}} \times \bar{P}_{\text{实时}}$$

$Q_{\text{上网}}$ 为新能源企业（场站）月度上网电量；

$\bar{P}_{\text{实时}}$ 为新能源企业（场站）同类型机组（场站）现货实时

市场月度交易均价。

第五十一条 机制电量差价电费：按照新能源企业（场站）实际上网电量与其确定的机制电量比例以及机制电价和同类型机组现货实时市场月度交易均价之差计算机制电量差价电费，计算公式如下：

$$R_{\text{机制电量差价电费}} = [Q_{\text{实际上网}} \times \delta \times (P_{\text{机制电价}} - \bar{P}_{\text{实时}})]$$

$R_{\text{机制电量差价电费}}$ 为新能源企业（场站）当月机制电量差价电费，纳入当地系统运行费用；

$Q_{\text{实际上网}}$ 为新能源企业（场站）当月实际上网电量；

δ 为政府明确的新能源企业（场站）机制电量分配比例；

$P_{\text{机制电价}}$ 为政府发布的机制电价；

$\bar{P}_{\text{实时}}$ 为同类型机组现货实时市场月度交易均价。

第五十二条 全年机制电量累计执行达到年度规模时停止执行，剩余月份不再结算机制电量差价电费。未达到年度规模的，缺额部分不跨年滚动。

本节第五十至五十二条，自江西省发展改革委正式颁布《江西省新能源上网电价市场化改革实施方案》并执行机制电价之日起，整月开展执行。

第三节 用户侧结算

第五十三条 用户侧结算：批发用户、售电公司、代理工商业用户的电能量费用支出包括中长期合约费用、日前市场偏差电能量费用、实时市场偏差电能量费用收支。

第五十四条 用户侧电能量费用支出的计算公式如下：

$$C_{\text{电能量}} = C_{\text{中长期}} + C_{\text{日前偏差}} + C_{\text{实时偏差}} + C_{\text{绿电合同转让}}$$

其中：

$C_{\text{中长期}}$ 为用户侧中长期合约电能量费用；

$C_{\text{日前偏差}}$ 为用户侧日前市场偏差电能量费用；

$C_{\text{实时偏差}}$ 为用户侧实时市场偏差电能量费用；

$C_{\text{绿电合同转让}}$ 为用户侧绿电合同转让价差费用。

第五十五条 用户侧中长期合约结算：批发用户、售电公司、代理工商业用户中长期合约以 t 时段为周期开展结算，按照中长期合约分时电量和合约约定价格，计算中长期合约费用。计算公式为：

$$C_{\text{中长期}} = \sum [Q_{\text{中长期}}^t \times (P_{\text{中长期}}^t + P_{\text{日前}}^t - P_{\text{参考点}}^t)]$$

其中：

$Q_{\text{中长期}}^t$ 为用户侧 t 时段中长期合约分时电量；

$P_{\text{中长期}}^t$ 为用户侧 t 时段中长期合约约定价格；

$P_{\text{日前}}^t$ 为用户侧 t 时段日前市场统一结算点电价；

$P_{\text{参考点}}^t$ 为用户侧 t 时段中长期结算参考点现货价格，由日前市场出清价格确定，为 t 时段日前市场发电侧加权平均价。

第五十六条 用户侧日前市场偏差结算：日前市场出清采用发电侧单边报价模式，批发用户、售电公司、代理工商业用户按照其各时段日前市场分时申报电量与中长期合约电量之间的差额，以及日前市场发电侧加权平均电价计算偏差费用。其计算公式为：

$$C_{\text{日前偏差}} = \sum [(Q_{\text{日前}}^t - Q_{\text{净合约}}^t) \times P_{\text{日前统一}}^t]$$

其中：

$Q_{\text{日前}}^t$ 为用户侧日前市场所申报的 t 时段需求电量（若未参

与日前市场申报，则中长期合约电量视为日前申报电量)；

$Q_{\text{净合约}}^t$ 为用户侧 t 时段中长期净合约电量；

$P_{\text{日前统一}}^t$ 为日前市场 t 时段发电侧加权平均电价。

第五十七条 用户侧实时市场偏差结算：用户侧根据用户各时段实际分时用电量与日前市场申报的分时电量之间的差额，以及实时市场发电侧加权平均电价计算偏差电费。公式为：

$$C_{\text{实时偏差}} = \sum [(Q_{\text{实时}}^t - Q_{\text{日前}}^t) \times P_{\text{实时统一}}^t]$$

其中：

$Q_{\text{实时}}^t$ 为用户侧实时市场 t 时段实际用电量；

$Q_{\text{日前}}^t$ 为用户侧日前市场申报的 t 时段需求电量（若未参与日前市场申报，则中长期合约电量视为日前申报电量)；

$P_{\text{实时统一}}^t$ 为用户侧实时市场 t 时段发电侧加权平均电价。

第五十八条 用户侧绿电中长期合约转让交易结算：用户侧出让绿电中长期合约时，环境价值不变，计算合约转让交易环节的电能量电费收支，计算公式如下：

$$C_{\text{绿电合同转让}} = \sum [Q_{\text{绿电合同转让}}^t \times (P_{\text{绿电合约}}^t - P_{\text{绿电合约转让}}^t)]$$

其中：

$C_{\text{绿电合同转让}}$ 为出让方结算周期内中长期绿电合约转让交易环节的结算费用，为每笔中长期绿电合约转让交易价差结算电费的代数和；

$Q_{\text{绿电合同转让}}^t$ 为出让方在结算周期内的绿电合约转让电量，不大于出让方原持有的中长期绿电合约电量；

$P_{\text{绿电合约}}^t$ 为出让方在结算周期内的原持有绿电合约电能量价

格；

$P'_{\text{绿电合约转让}}$ 为出让方在结算周期内的绿电合约电能量出让价格。

第五十九条 批发用户、售电公司、代理工商业用户在电力批发市场中的月度总电能量电费为各时段电能量电费与月度调平电量电费之和，计算公式为：

$$C_{\text{电能量总费}} = \sum C_{\text{电能量}} + Q_{\text{调平用电}} \times \bar{P}_{\text{实时}}$$

其中：

$C_{\text{电能量}}$ 为市场化用户各时电能量电费之和；

$Q_{\text{调平用电}}$ 为市场化用户月度实际用电量与累计分时用电量之差；

$\bar{P}_{\text{实时}}$ 为省内现货实时市场月度出清均价。

第四节 市场化代理购电电能量结算

第六十条 市场化代理购电分为市场化代理工商业和市场化代理居民农业（含线损）。

第六十一条 市场化代理工商业电能量电费按月结算，市场化代理工商业用电量为代理工商业月度电量与代理工商业匹配优发电量之差，市场化代理工商业的电能量价格取代理工商业电能量结算价格。其计算公式为：

$$C_{\text{市场化代理工商业电能量电费}} = \left(Q_{\text{代理工商业实际用电量}} - Q_{\text{代理工商业匹配优发电量}} \right) \times \bar{P}_{\text{代理工商业电能量结算均价}}$$

其中：

$Q_{\text{代理工商业实际用电量}}$ 为电网企业提供的代理工商业月度实际用电量；

$Q_{\text{代理工商业匹配优发电量}}$ 为电网企业提供的代理工商业匹配优发电量；

$\overline{P}$ <sub>代理工商业
电能量结算均价</sub> 为代理工商业月度总电能量费用除以其月度实际用电量得到的结算均价。

第六十二条 市场化代理居民农业（含线损）的电能量电费按月结算，价格执行当月市场化中长期年度分月合同均价。公式为：

$$C_{\text{市场化代理居农电能量电费}} = Q_{\text{市场化代理居农月度用电量}} \times \overline{P}_{\text{市场化中长期年度分月均价}}$$

其中：

$Q_{\text{市场化代理居农月度用电量}}$ 为电网企业提供的市场化代理居民农业（含线损）月度用电量；

$\overline{P}_{\text{市场化中长期年度分月均价}}$ 为当月市场化中长期年度分月合同均价。

第六十三条 电网企业代理购电、增量配电网售电公司分别参与市场化交易。交易机构根据其实时市场的出清结果按电网企业代理购电的结算方式分别开展结算。

第六十四条 市场化代理工商业用户结算产生的损益由其自行承担。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。

第五节 调试电量结算

第六十五条 发电机组（场站）在调试运行期的结算按照《华中区域发电机组进入及退出商业运营实施细则》（华中能监市场〔2023〕171号）相关要求执行。未取得发电业务许可证的发电企业不得参与市场，其当月上网电量按调试电量结算。对于未全站取得发电业务许可证的场站，电力调度机构应提供分期现货市场日前、实时出清量价和分时、月度上网

电量，各期电量分别结算。若未提供，全站按调试电结算。相关发电企业应当主动及时向市场运营机构书面报备电力业务许可证（发电类）获取或豁免情况，同时通过江西电力交易平台上传相关佐证材料、完善市场注册信息。如未及时报备和更新市场注册信息，相关发电企业按照未取证企业结算。根据收到的未取证发电机组（场站）清单，作为调试电量结算依据。

第六十六条 燃煤发电企业

（一）调试运行期

定义：发电机组在规定时间内自动进入商业运营的，调试运行期自首次并网时间点起至完成整套设备启动试运行时间点止。

结算价格：调试运行期上网电量按照燃煤发电机组当月电网代理购电均价结算。

（二）窗口期

定义：发电机组自完成整套设备启动试运行时间点起至满足直接参与电力市场交易条件前，上网电量继续由电网企业收购，纳入代理购电电量来源。

结算价格：窗口期上网电量按照燃煤发电机组当月电网代理购电均价结算。

（三）交易期

定义：发电机组在依法取得或豁免电力业务许可证（发电类）后，方可按电力市场运行规则规定参与电能量市场交易。

结算方式：参与交易拥有合约后，按现行市场规则结算。

第六十七条 新能源企业（场站）

（一）调试运行期

定义：发电机组在规定时间内自动进入商业运营的，调试运行期自首次并网时间点起至完成整套设备启动试运行时间点止。

结算价格：调试运行期上网电量按照同类型机组当月代理购电均价结算，同类型机组当月未形成代理购电市场化采购电量的，按照最近一次同类型机组月度代理购电市场化采购均价结算。同类型机组未形成代理购电市场化采购价格的，其调试运行期上网电量按照同类型机组当月上网电量结算均价进行结算。

（二）窗口期

定义：发电机组自完成整套设备启动试运行时间点起至满足直接参与电力市场交易条件前，上网电量继续由电网企业收购，纳入代理购电电量来源。

结算价格：新能源发电企业窗口期上网电量参照调试运行期模式执行。

（三）交易期

定义：发电机组在依法取得或豁免电力业务许可证（发电类）后，方可按电力市场运行规则规定参与电能量市场交易。

结算方式：参与交易后，按照现行市场规则执行。

第六十八条 并网调试期间机组（场站）及独立新型储能额外分摊电力辅助服务费用按照《华中区域发电机组进入及退出商业运营实施细则》（华中能监市场〔2023〕171号）要求，

由电力调度机构出具认定清单及对应当月“辅助服务补偿资金”，提交电力交易机构执行清算。同时，电力交易机构根据电力调度机构出具的认定清单，对清单内机组（场站）开展超期未转商费用清算，清算费用为当月同类型机组调试电价与该机组现货市场结算价格之差乘以当月上网电量。

第六十九条 如因发电机组（场站）清单认定错误引起需清算前期数据的，结算环节将根据实际情况开展清算。需清算全站的，其按照当月同类型机组电能量结算均价执行清算；需清算场站部分分期电量的，其按照当月另一期电能量结算均价执行。

第七章 零售市场结算

第七十条 电力交易机构根据零售用户实际用电量及售电公司与其签订的购售电合同约定条款计算零售用户电费。

第七十一条 零售用户的电能量电费计算公式为：

$$C_{\text{零售用户}} = Q_{\text{实际}} \times P_{\text{零售}}$$

其中：

$Q_{\text{实际}}$ 为零售用户的实际用电量；

$P_{\text{零售}}$ 为零售用户结算均价，取自售电公司与零售用户通过电力交易平台签订的零售合同（套餐）。

第七十二条 售电公司的收入为所代理用户在零售市场交易中应支付的费用总额与售电公司在批发市场应支付的费用总额的差额。其计算公式为：

$$C_{\text{售电收入}} = C_{\text{零售市场收入}} - C_{\text{批发市场支出}}$$

其中：

$C_{\text{零售市场收入}}$ 为售电公司所代理的用户在零售市场中应支付的电能量电费（含 $\sum C_{\text{零售用户}}$ ）；

$C_{\text{批发市场支出}}$ 为售电公司在批发市场应支付的费用总额。

第七十三条 已参与市场化交易未及时签订零售套餐的零售用户，视为中长期合同为 0，接受日前、实时市场双偏差结算。现货连续结算试运行期间，设置缓冲期至 2026 年 3 月 31 日，缓冲期内其全电量的电能量价格执行市场化用户侧电能量均价+25 元/兆瓦时，不再执行峰谷分时电价政策。

第八章 退补管理

第七十四条 为避免经营主体电量差错问题引起相关日期、时段的现货市场频繁计算调整，月度结算前（每月第 5 个工作日内）按以下原则进行处理：

（一）若某经营主体月度电量与日累计电量的偏差率大于或等于 5%且偏差电量大于 2 兆瓦时（含本数），电网企业负责分解差错电量详细到日分时，并将修正后的正确电量传递至电力交易机构。电网企业逾期未提供修正电量，视为电量无修正、不调整，电力交易机构按照调平费用结算。具体偏差电量调整办法详见附件。

（二）若某经营主体月度电量与日累计电量的偏差率小于 5%或偏差电量小于 2 兆瓦时，差错电量无法详细分解到日分时的，电力交易机构按照调平费用结算。计算方式如下：

$$Q_{\text{偏差}} = |Q_{\text{月度}} - \sum Q^t|$$
$$\lambda_{\text{偏差率}} = Q_{\text{偏差}} \div Q_{\text{月度}}$$

第七十五条 由于发用电量计量差错、技术支持系统异常

等原因需要进行电费退补的，由电网企业相关部门出具电量认定证明。追（退）补电量，发电侧按照结算执行月同类型机组（场站）的市场化结算均价执行，用户侧按照执行月用户侧市场化结算均价执行，其费用单列。电量差错退补调整追溯原则上不超过 12 个月。

第七十六条 因市场交易规则、结算规则、电价政策等发生变化，需要调整电费的，由电力交易机构依照相应规则或政策出具电费退补结算依据，由电网企业开展电费退补。

第九章 资金余缺结算

第一节 发电侧成本补偿费用

第七十七条 成本补偿费用（包括启动成本费用、空载成本费用、特殊机组成本费用等）按月结算，由市场化用户按月度用电量比例进行分摊。

第七十八条 启动成本费用：根据机组在冷温热态下单次启动成本及启动次数计算其应补偿的费用，其计算公式如下：

$$R_{\text{启动}} = \sum (P_{\text{启动}} \times N_{\text{启动}})$$

其中：

$R_{\text{启动}}$ 为机组的总启动费用；

$P_{\text{启动}}$ 为机组的单次（冷、温、热三态之一）的启动成本；

$N_{\text{启动}}$ 为机组的总启停次数。

第七十九条 空载成本费用：根据机组每半小时空载成本及空载运行时间计算其应补偿的费用。现阶段，机组空载成本费用暂不补偿。其计算公式为：

$$R_{\text{空载}} = \sum (C_{\text{空载}} \times T_{\text{空载}})$$

其中：

$R_{\text{空载}}$ 为机组的总空载费用；

$C_{\text{空载}}$ 为机组的每半小时空载成本；

$T_{\text{空载}}$ 为机组的总空载并网运行时间。

第八十条 特殊机组成本费用：对于必开机组、因电网原因调试（试验）机组、因电网应急处置被调整出力计划的机组等特殊机组，在其不能定价的运行日，按照《江西省电力市场现货交易工作细则》确定其日前市场和实时市场的结算价格。若其不能定价运行日的总发电收益低于其核定的总发电成本，按照核定的总发电成本对其进行成本补偿。特殊机组不能定价运行日补偿费用 $R_{\text{补偿}}^D$ 计算公式如下：

（一）特殊机组现货偏差电量为正，即 $Q_{\text{日前偏差}}^D + Q_{\text{实时偏差}}^D > 0$ 时：

$$R_{\text{补偿}}^D = P_{\text{核定}}^D \times (Q_{\text{日前偏差}}^D + Q_{\text{实时偏差}}^D) - (R_{\text{日前偏差}}^D + R_{\text{实时偏差}}^D)$$

其中：

$P_{\text{核定}}^D$ 为政府核定的发电机组成本价，核定价格出台前，现货市场中运行日当天特殊机组核定发电成本价按当月燃煤发电机组年度分月合同加权平均价执行；

$Q_{\text{日前偏差}}^D$ 为机组运行日当天日前偏差总电量；

$Q_{\text{实时偏差}}^D$ 为机组运行日当天实时偏差总电量；

$R_{\text{日前偏差}}^D$ 为机组运行日当天日前偏差电费；

$R_{\text{实时偏差}}^D$ 为机组运行日当天实时偏差电费。

若该值为负，补偿费用归 0。

（二）特殊机组现货偏差电量不为正，即 $Q_{\text{日前偏差}}^D + Q_{\text{实时偏差}}^D \leq 0$ 时：

$$R_{\text{补偿}}^D = P_{\text{核定}}^D \times Q_{\text{实时}}^D - (R_{\text{中长期}}^D + R_{\text{日前偏差}}^D + R_{\text{实时偏差}}^D)$$

其中：

$P_{\text{核定}}^D$ 为机组运行日当天政府核定发电成本价，核定价格出台前，现货市场中运行日当天特殊机组核定发电成本价按当月燃煤发电机组年度分月合同加权平均价执行；

$Q_{\text{实时}}^D$ 为机组运行日当天实际上网电量；

$Q_{\text{实时}}^D$ 为机组运行日当天中长期电量电费；

$R_{\text{日前偏差}}^D$ 为机组运行日当天日前偏差电量电费；

$R_{\text{实时偏差}}^D$ 为机组运行日当天实时偏差电量电费。

若该值为负，补偿费用归 0。

机组的月度特殊成本补偿费用 $R_{\text{特殊成本}}$ 计算公式为：

$$R_{\text{特殊成本}} = \sum R_{\text{补偿}}^D$$

第二节 燃煤发电偏差回收费用

第八十一条 燃煤发电偏差回收费用：为燃煤发电市场化机组日电能量费用与按照标准值原则计算后电能量电费之间的差值。机组日结算电能量电费大于标准值时，多出部分纳入燃煤发电偏差回收费用；机组日结算电能量电费小于标准值时，燃煤发电偏差回收费用为零。其计算公式为：

$$R_{\text{燃煤偏差回收}} = R_{\text{电能量}} - R_{\text{标准值}}^{\text{火电}}$$

其中：

$R_{\text{电能量}}$ 为燃煤发电市场化机组日电能量费用；

$R_{\text{标准值}}^{\text{火电}}$ 为按照标准值计算原则，调整中长期合约分时电量后燃煤发电市场化机组的日电能量电费。

第八十二条 燃煤发电市场化机组日标准值费用：为对标

计算燃煤发电偏差回收费用的基础值。按照标准值计算原则，即燃煤发电机组中长期合约分时电量占时段结算电量的比例不足 80% 时，中长期合约分时电量调整为时段结算电量的 80%。占比超过 120%，中长期合约分时电量调整为时段结算电量的 120%。其他占比情况不做调整。补足部分电量的各时段电价按燃煤发电对应时段中长期合约均价计算，原有中长期合约部分不进行调整，生成标准值电能量电费。其计算公式为：

$$R_{\text{标准值}}^{\text{火电}} = \sum (R'_{\text{中长期(标准值)}} + R'_{\text{日前偏差}} + R'_{\text{实时偏差}})$$

其中：

$R'_{\text{中长期(标准值)}}$ 为满足标准值原则的中长期合约费用；

$R'_{\text{日前偏差}}$ 为机组日前市场偏差电能量费用收入；

$R'_{\text{实时偏差}}$ 为机组实时市场偏差电能量费用收入。

第八十三条 标准中长期合约费用：在满足标准值原则的情况下，根据发电机组中长期合约分时电量和价格计算中长期电能量电费。若某时段发电企业标准值费用计算值低于零，则对应时段标准值费用计算值按零结算。其计算公式为：

$$R'_{\text{中长期(标准值)}} = Q'_{\text{中长期(调整前)}} \times P'_{\text{中长期(调整前)}} + Q'_{\text{中长期(补足或调整)}} \times P'_{\text{中长期(补足或调整)}}$$

其中：

$Q'_{\text{中长期(调整前)}}$ 为机组 t 时段调整前的中长期合约分时电量；

$P'_{\text{中长期(调整前)}}$ 为机组 t 时段调整前的中长期合约分时价格；

$Q'_{\text{中长期(补足或调整)}}$ 为机组 t 时段按标准值计算原则补足或调整的电量；

$P'_{\text{中长期(补足或调整)}}$ 为机组 t 时段按标准值计算原则补足(按燃煤发电机组中长期市场化合同均价)或调整(按其中长期合同均价)价格执行。

第八十四条 燃煤机组因非自身原因,某时段正常停机备用或启停调峰时,由电力调度机构按 15 分钟将标签推送至电力交易机构。机组在该结算时段有至少一个认定标签,该机组该时段计算标准值时取消 120%上限值。

第三节 保量保价新能源偏差回收费用

第八十五条 保量保价新能源偏差回收费用:为保量保价新能源场站日电能量费用与按照标准值原则计算后电能量费用之间的差值。场站日结算电能量电费小于标准值时,保量保价新能源偏差回收费用为零;场站日结算电能量电费大于标准值时,多出部分纳入保量保价新能源偏差回收费用。其计算公式为:

$$R_{\text{新能源偏差回收}} = R_{\text{电能量}} - R_{\text{标准值}}^{\text{新能源}}$$

其中:

$R_{\text{电能量}}$ 为保量保价新能源市场化场站日电能量费用收入;

$R_{\text{标准值}}^{\text{新能源}}$ 为按照标准值计算原则,调整合约分时电量后的日电能量费用。

第八十六条 新能源日标准值费用:为对标计算保量保价新能源偏差回收费用的基础值。其计算公式为:

$$R_{\text{标准值}}^{\text{新能源}} = \sum (R'_{\text{中长期(标准值)}} + R'_{\text{日前偏差}} + R'_{\text{实时偏差}})$$

其中:

$R'_{\text{中长期(标准值)}}$ 为满足标准值原则的中长期合约费用；

$R'_{\text{日前偏差}}$ 为场站日前市场偏差电能量费用收入；

$R'_{\text{实时偏差}}$ 为场站实时市场偏差电能量费用收入。

第八十七条 标准中长期合约费用：按照保量保价新能源场站标准值计算原则调整后的电量，计算的中长期费用。按照标准值计算原则，即保量保价新能源场站中长期合约分时电量占时段结算电量的比例不足 80% 时，中长期合约分时电量调整为时段结算电量的 80%。占比超过 120%，中长期合约分时电量调整为时段结算电量的 120%。其他占比情况不做调整；中长期交易合约日均价按购售电合同价格执行。其计算公式为：

$$R'_{\text{中长期(标准值)}} = Q'_{\text{中长期(调整)}} \times P'_{\text{中长期合约}}$$

其中：

$Q'_{\text{中长期(调整)}}$ 为场站 t 时段按照标准值计算原则调整后的电量；

$P'_{\text{中长期合约}}$ 为购售电合同价格。

第八十八条 本节所有条款，自江西省发展改革委正式颁布《江西省新能源上网电价市场化改革实施方案》并执行机制电价之日起，不再继续执行。

第四节 用户侧偏差回收费用

第八十九条 用户侧偏差回收费用：为电力批发用户和售电公司、代理工商业用户日电能量费用与按照标准值原则计算后电能量费用之间的差值。日结算电能量费用大于标准值时，用户侧偏差回收费用为零；日结算电能量电费小于标准

值时，按标准值收取费用，差值部分纳入用户侧偏差回收费用。其计算公式为：

$$C_{\text{偏差回收}} = C_{\text{标准值}} - C_{\text{电能量}}$$

其中：

$C_{\text{标准值}}$ 为按照标准值计算原则，调整后的日电能量费用；

$C_{\text{电能量}}$ 为用户侧日电能量费用。

第九十条 用户侧日标准值费用：为对标计算用户侧偏差回收费用的基础值。其计算公式为：

$$C_{\text{标准值}} = \sum (C'_{\text{中长期(标准值)}} + C'_{\text{日前偏差}} + C'_{\text{实时偏差}})$$

其中：

$C'_{\text{中长期(标准值)}}$ 为满足标准值原则的中长期合约费用；

$C'_{\text{日前偏差}}$ 为用户侧（售电公司、批发用户、代理工商业用户）日前市场偏差电能量费用收入；

$C'_{\text{实时偏差}}$ 为用户侧（售电公司、批发用户、代理工商业用户）实时市场偏差电能量费用收入。

第九十一条 标准值中长期费用：按照用户侧日标准值计算原则调整后的电量和电价计算的中长期费用。按照标准值计算原则，中长期合约分时电量占时段结算电量的比例不足 80% 时，中长期合约分时电量调整为时段结算电量的 80%。占比超过 120%，中长期合约分时电量调整为时段结算电量的 120%。补足部分电量的各时段电价按用户侧对应时段中长期市场化合同均价计算，原有中长期合约部分不进行调整，生成标准电能量电费。其计算公式为：

$$C'_{\text{中长期(标准值)}} = Q'_{\text{中长期(调整前)}} \times P'_{\text{中长期(调整前)}} + Q'_{\text{中长期(补足或调整)}} \times P'_{\text{中长期(补足或调整)}}$$

其中：

$Q'_{\text{中长期(调整前)}}$ 为用户侧 t 时段调整前的中长期合约分时电量；

$P'_{\text{中长期(调整前)}}$ 为用户侧 t 时段调整前的中长期合约分时价格；

$Q'_{\text{中长期(补足或调整)}}$ 为用户侧 t 时段按标准值计算原则补足或调整的电量；

$P'_{\text{中长期(补足或调整)}}$ 为用户侧 t 时段按标准值计算原则补足（按用户侧中长期市场化合同均价）或调整（按其中长期合同均价）价格执行。

第九十二条 市场化代理工商业偏差回收费用：以代理工商业偏差回收费用为基础，按代理工商业电量扣减代理工商业匹配优发电量后的电量进行折算。其计算公式为：

$$C_{\text{市场化代理工商业偏差回收}} = C_{\text{代理工商业偏差回收}} \times \frac{Q_{\text{实际用电量}}^{\text{代理工商业}} - Q_{\text{匹配优发电量}}^{\text{代理工商业}}}{Q_{\text{实际用电量}}^{\text{代理工商业}}}$$

其中：

$C_{\text{代理工商业偏差回收}}$ 为代理工商业的偏差回收费用；

$Q_{\text{实际用电量}}^{\text{代理工商业}}$ 为电网企业提供的代理工商业月度实际用电量；

$Q_{\text{匹配优发电量}}^{\text{代理工商业}}$ 为电网企业提供的代理工商业匹配优发电量。

第五节 阻塞费用

第九十三条 实时阻塞费用结算：当电网发生阻塞时开展现货市场偏差结算产生的不平衡电费，阻塞费用即低价电能因网络受限不能完全满足负荷需求，调用高价电能替代发电而产生的额外成本。

（一）实时阻塞费用计算公式为：

$$R_{\text{阻塞电费}} = \sum [Q'_{\text{日前出清}} \times (P'_{\text{实时}} - P'_{\text{实时统一}})]$$

其中：

$Q'_{\text{日前出清}}$ 为日前市场机组 t 时段出清上网电量；

$P'_{\text{实时}}$ 为实时市场机组 t 时段节点电价；

$P'_{\text{实时统一}}$ 为实时市场 t 时段统一结算点电价。

(二)实时阻塞费用由发电侧和用电侧按 1:1 的比例承担。发电侧由燃煤发电企业按上网电量比例按月进行分摊，用电侧由市场化用户按月度用电量比例进行分摊返还。

第九十四条 中长期阻塞风险对冲费用结算：市场初期，在结算环节设置统调燃煤机组阻塞风险对冲费用机制，对参与现货市场日清分的统调燃煤机组中长期合同产生的中长期负阻塞费用进行分摊。

(一)当某统调燃煤发电机组日前节点边际电价小于中长期合同结算参考点电价时，补偿对应时段中长期合同阻塞费用，即负阻塞风险对冲费用为正值。计算公式为：

$$R_{\text{中长期阻塞风险对冲费用}} = \sum [Q'_{\text{中长期}} \times (P'_{\text{参考点}} - P'_{\text{日前}})] \times K$$

其中：

$Q'_{\text{中长期}}$ 为机组 t 时段中长期净合约分时电量；

$P'_{\text{参考点}}$ 为机组 t 时段中长期结算参考点现货价格，由日前市场出清价格确定，为 t 时段日前市场发电侧加权平均价；

$P'_{\text{日前}}$ 为机组 t 时段日前市场节点电价；

k 为中长期合同负阻塞费用补偿系数，暂定为 0.5。

(二)中长期阻塞风险对冲费用由当月统调燃煤发电机组上网电量比例分摊返还。

第六节 发用侧电能量费用平衡分摊

第九十五条 市场初期在结算过程中，因发用两侧电能量结算费用不平衡导致的差额电费由发电侧和用电侧按1:1的比例承担。发电侧由燃煤发电企业按上网电量比例按月进行分摊，用电侧由市场化用户按月度用电量比例进行分摊。

第九十六条 发用两侧电能量不平衡资金 $F_{\text{发用两侧不平衡资金}}$ 为用电侧总电能量电费 $F_{\text{用电侧总电能量电费}}$ 减去发电侧总电能量电费 $F_{\text{发电侧总电能量电费}}$ 之差，为正数时分享费用，为负数时分摊费用。计算公式为：

$$F_{\text{发用两侧不平衡资金}} = F_{\text{用电侧总电能量电费}} - F_{\text{发电侧总电能量电费}}$$

其中，用电侧月度总电能量电费包括售电公司、批发用户、市场化代理工商业的月度电能量总费，发电侧月度总电能量电费包括燃煤发电企业和参与绿电交易的新能源企业的月度电能量总费。

（一）用电侧月度总电能量电费

$$F_{\text{用电侧总电能量电费}} = \sum C_{\text{售电公司电能量总费}} + \sum C_{\text{批发用户电能量总费}} + \sum C_{\text{市场化代理工商业电能量电费}} + \sum C_{\text{市场化代理居民农业电能量电费}}$$

其中：

$\sum C_{\text{售电公司电能量总费}}$ 为各售电公司的月度电能量总费之和；

$\sum C_{\text{批发用户电能量总费}}$ 为各批发用户的月度电能量总费之和；

$\sum C_{\text{市场化代理工商业电能量电费}}$ 为市场化代理工商业的月度总电能量电费；

$\sum C_{\text{市场化代理居民农业电能量电费}}$ 为市场化代理居民农业（含线损）月度总电能量电费。

（二）发电侧月度总电能量电费

$$F_{\text{发电侧总电能量电费}} = \sum R_{\text{燃煤发电企业电能量总费}} + \sum R_{\text{绿电发电企业电能量总费}}$$

其中：

$\sum R_{\text{燃煤发电企业电能量总费}}$ 为燃煤发电企业的月度电能量总费之和；

$\sum R_{\text{绿电发电企业电能量总费}}$ 为各参与绿电交易的新能源企业的月度电能量总费之和。

第七节 偏差回收费用返还

第九十七条 新能源企业实际偏差回收费用：为新能源企业结算价与购售电价之间价差费用，原则上优先用于补贴市场内产生的居农损益，剩余部分由用电侧市场化用户按月度用电量比例进行分摊或返还，当新能源企业结算价超过该企业购售电合同价时，新能源企业结算价取该企业购售电合同价。实际偏差回收费用自江西省发展改革委正式颁布《江西省新能源上网电价市场化改革实施方案》并执行机制电价之日起，不再继续执行。新能源企业实际偏差回收费用计算公式为：

当 $(P_{\text{购售电价}} - P_{\text{结算均价}}) > 0$ 时

$$R_{\text{实际偏差回收}}^{\text{新能源企业}} = Q_{\text{上网电量}} \times (P_{\text{购售电价}} - P_{\text{结算均价}})$$

当 $(P_{\text{购售电价}} - P_{\text{结算均价}}) \leq 0$ 时

$$R_{\text{实际偏差回收}}^{\text{新能源企业}} = 0$$

其中：

$Q_{\text{上网电量}}$ 为新能源企业月度上网电量；

$P_{\text{购售电价}}$ 为新能源企业购售电合同价；

$P_{\text{结算均价}}$ 为新能源企业电能量电费加偏差回收费用后的结算均价；

$R_{\text{价差费用}}^{\text{新能源企业}}$ 为新能源企业购售电合同价格与结算均价之差产生的价差费用。

第九十八条 偏差回收费用返还：燃煤发电偏差回收费用、新

能源企业结算价与购售电价之间的价差费用、用户侧（含批发用户、售电公司、市场化代理工商业）偏差回收费用由市场化用户按月度用电量比例进行分摊或返还。计算公式为：

$$F_{\text{偏差回收返还费用}} = F_{\text{发电侧偏差回收费}} - F_{\text{用电侧偏差回收费}}$$

其中，发电侧偏差回收费 $\sum F_{\text{发电侧偏差回收费}}$ 包括燃煤发电企业和新能源企业结算价与购售电价之间的价差费用；用电侧偏差回收费 $\sum F_{\text{用电侧偏差回收费}}$ 包括售电公司、批发用户、市场化代理工商业用户的偏差回收费用。

（一）发电侧偏差回收费

$$F_{\text{发电侧偏差回收电费}} = \sum R_{\text{燃煤偏差回收}} + \sum R_{\text{新能源企业实际偏差回收}}$$

其中：

$\sum R_{\text{燃煤偏差回收}}$ 为各燃煤发电企业月度偏差回收费之和；

$\sum R_{\text{新能源企业实际偏差回收}}$ 为各新能源发电企业结算价与购售电价之间的价差费用之和。

（二）用电侧偏差回收费

$$F_{\text{用电侧偏差回收电费}} = \sum C_{\text{售电公司偏差回收}} + \sum C_{\text{批发用户偏差回收}} + \sum C_{\text{市场化代理工商业偏差回收}}$$

其中：

$\sum C_{\text{售电公司偏差回收}}$ 为各售电公司月度偏差回收费之和；

$\sum C_{\text{批发用户偏差回收}}$ 为各批发用户月度偏差回收费之和；

$\sum C_{\text{市场化代理工商业偏差回收}}$ 为市场化代理工商业用户月度回收费之和。

第八节 其他费用

第九十九条 已直接参与市场交易在无正当理由情况下改由电网企业代理购电的用户，拥有燃煤发电自备电厂、由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、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成。已直接参与市场化交易的高耗能用户，不得退出市场化交易；尚未直接参与市场交易的高耗能用户原则上要直接参与市场交易，暂不能直接参与市场交易的高耗能用户由电网企业代理购电，用电价格由电网企业代理购电价格的 1.5 倍、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成。电网企业代理上述用户购电形成的增收收入，纳入其为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益统筹考虑。

第十章 批发市场总电费结算

第一节 燃煤发电企业总电费结算

第一百条 燃煤发电企业总费用包括：电能量电费、发电侧成本补偿（启动、空载、特殊成本）、偏差回收、平衡费用分摊、偏差回收费返还，计算公式为：

$$R_{\text{燃煤发电}} = R_{\text{电能量总费}} + R_{\text{偏差回收}} + R_{\text{成本补偿}} + R_{\text{不平衡资金分摊}} + R_{\text{辅助服务}} + R_{\text{容量电费}} + R_{\text{阻塞费分摊}}$$

其中：

$R_{\text{电能量总费}}$ 为该市场化机组电能量总费用；

$R_{\text{偏差回收}}$ 为该市场化机组产生的偏差回收费用；

$R_{\text{成本补偿}}$ 为该市场化机组的成本补偿费用(包括启动、空载、特殊成本)；

$R_{\text{不平衡资金分摊}}$ 为该市场化机组按上网电量占比分摊的不平衡资金；

$R_{\text{辅助服务}}$ 为该市场化机组辅助服务补偿与分摊费用；

$R_{\text{容量电费}}$ 为该市场化机组容量电费；

$R_{\text{阻塞费分摊}}$ 为该市场化机组按上网电量占比分摊返还的阻塞费。

第二节 新能源总电费结算

第一百〇一条 新能源总费用包括：电能量电费、偏差回收费用、绿电环境属性收益费用和机制电量差价电费。计算公式如下：

$$R_{\text{新能源}} = R_{\text{电能量总费}} + R_{\text{新能源偏差回收}} + R_{\text{环境}} + R_{\text{机制电量差价电费}}$$

$R_{\text{电能量总费}}$ 为该新能源企业电能量费总电费；

$R_{\text{新能源偏差回收}}$ 为该新能源企业偏差回收费用；

$R_{\text{环境}}$ 为该绿电的新能源企业绿电环境属性费用；

$R_{\text{机制电量差价电费}}$ 为该新能源企业当月机制电量差价电费。

第三节 用户侧总电费结算

第一百〇二条 批发用户、售电公司、市场化代理工商业月度总电费包括：电能量电费、偏差回收费用、分摊发电侧成本补偿（启动、空载、特殊成本）、分摊返还偏差回收费用、分摊发用不平衡资金、分摊阻塞费。计算公式如下：

$$C_{\text{用户侧}} = C_{\text{电能量总费}} + C_{\text{偏差回收}} + C_{\text{成本补偿分摊}} + C_{\text{返还偏差回收费用分摊}} + C_{\text{不平衡资金分摊}} + C_{\text{阻塞费分摊}}$$

其中：

$C_{\text{电能量总费}}$ 为用户侧(批发用户、售电公司、市场化代理工商业，下同)各自的电能量总费用；

$C_{\text{偏差回收}}$ 为用户侧的偏差回收费用；

$C_{\text{成本补偿分摊}}$ 为用户侧按用电量占比分摊发电侧成本补偿费用(含启动、空载、特殊成本);

$C_{\text{返还偏差回收费用分摊}}$ 为用户侧按用电量占比分摊返还的偏差回收费用;

$C_{\text{不平衡资金分摊}}$ 为用户侧按用电量占比分摊的不平衡资金;

$C_{\text{阻塞费分摊}}$ 为用户侧按用电量占比分摊返还的阻塞费。

第十一章 收付款管理

第一百〇三条 市场交易电费由电网企业负责进行资金结算，用户用电费由电网企业收取；发电企业上网电费由电网企业支付；售电公司结算费用由电网企业收支。

第一百〇四条 如果经营主体未全额或未支付月度电费，由电网企业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。

第十二章 附则

第一百〇五条 本细则自印发之日起施行，有效期两年。

- 附件：1.集中式发电侧电量数据拟合办法
2.分布式新能源发电侧电量校核拟合办法
3.市场用电量采集数据校核拟合办法
4.现货日累加与月结偏差电量调整办法

附件 1

集中式发电侧电量数据拟合办法

对于参与市场交易的发电机组，截至 D+2 天 12:00 时，电能系统仍无法采集到电表数据或无法分解发电机组电量时，则由电网企业提供电量拟合数据用于市场化结算，拟合规则如下：

（一）当上网关口采集失败无电量数据时，电量拟合规则如下：

1.当连续时间点内缺点数小于等于 2 小时，以缺点区间前后 1 小时的区间算术平均值作为电量拟合值。

2.当连续时间点内缺点数大于等于 3 小时，以缺点区间内机组每 15 分钟实时市场出清电量之和作为机组对应小时上网电量。

（二）当上网关口采集正常，发电机组出口无电量数据时，电量拟合规则如下：

1.当连续时间点内缺点数小于等于 2 小时，以缺点区间前后 1 小时的区间算术平均值作为电量拟合值。

2.当连续时间点内缺点数大于等于 3 小时，以缺点区间内机组每 15 分钟实时市场出清电量之和作为机组对应小时上网电量。每小时关口上网电量与机组上网电量的偏差部分按照每小时机组拟合上网电量比例分摊到每台机组。

（三）当上网关口及发电机组出口均采集失败无电量数据时，电量拟合规则如下：

1.当连续时间点内缺点数小于等于 2 小时，以缺点区间前后 1 小时的区间算术平均值作为电量拟合值。

2.当连续时间点内缺点数大于等于 3 小时，取同时间段积分电量替代实现电量拟合。

（四）自然灾害（台风、地震等）等情况，按照以上规则进行拟合。

分布式新能源发电侧电量校核拟合办法

一、发电表校核拟合

1.数据校核规则

(1) 数据完整性校核

主要研判采集系统表计电能示值曲线数据是否完整采集，确保推送至营销 2.0 的数据不被拦截。

(2) 数据异常情况校核

电能示值曲线的校核方向为从左往右（即从当日 0 时到 24 时），数据异常校核详细规则如下：

电能示值曲线空值:判断条件为电能示值曲线出现空值。

电能示值曲线负值:判断条件为电能示值曲线出现负值。

电能示值曲线倒走:判断条件为当该点示值小于前一点示值时，则研判异常；如前一点示值缺失，则持续往前对比。（隔点倒走的规则优化）。若电能示值曲线出现翻转，不做异常处置。

电能示值曲线飞走:判断条件为电能示值曲线后一点大于前一点且示值差超表计理论最大走字，最大走字计算如下：

单相电能表：

电压 220V，最大电流 60A:6.6

电压 220V，最大电流 100A:11

三相三线电能表:

电压 3×220/380V, 最大电流 60A: 19.8

电压 3×220/380V, 最大电流 100A: 33

电压 3×220/380V, 最大电流 6A: 1.98

电压 3×220/380V, 最大电流 1.2A: 0.4

电压 3×57.7/100V, 最大电流 6A: 0.52

电压 3×57.7/100V, 最大电流 1.2A: 0.11

三相四线电能表:

电压 3×220/380V, 最大电流 6A: 3.43

电压 3×220/380V, 最大电流 1.2A: 6.85

如前一点示值缺失, 则用(该点示值-上一采集成功点)/(中间缺失点数+1)的值与飞走阈值比对, 判断是否飞走。(隔点飞走的规则优化)。

电能示值曲线起止点偏移: 判断条件为电能示值曲线 0 点/24 点与对应日冻结电能示值存在偏差。

2. 数据拟合规则

拟合规则如下:

(1) 当日及次日日冻结电能示值采集成功

1) 电能示值曲线起止点为空:

电能示值曲线 0 点/24 点与对应日冻结电能示值存在偏差或电能示值曲线 0 点/24 点采集失败, 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。

2) 示值曲线区间连续缺点:

若数据密度为 96 点, 相邻电能示值曲线点连续缺失 3 个点及以下; 若数据密度为 24 点, 相邻电能示值曲线点缺失 1 个点, 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:

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

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。

若数据密度为 96 点, 相邻电能示值曲线点连续缺失 3 个点以上; 若数据密度为 24 点, 相邻电能示值曲线点缺失 1 个点以上, 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), 若“相似日拟合法”无法拟合, 则计算均值下相邻点电能示值差值, 设可调整阈值 Y , 若差值小于等于 Y (默认最大值 999999.99), 则用“差值平均法”拟合, 若大于阈值, 则不拟合。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) 当日或次日日冻结电能示值其中一项采集失败且曲线起止点为空

拆、换表场景拟合：

如发生拆、换表的情形，根据营销拆、换表信息，优先取日冻结数据，如无日冻结数据，再采用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。

(3) 区分时段拟合

新能源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(各单位可根据实际情况设置)。

1) 不发电时段拟合

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 0:00 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。

2) 发电时段拟合

若缺失点位于新能源默认发电时段内,根据新能源发电特性,采用“同区域发电效率参考”的方式进行拟合:

若在发电区间段连续采集失败点数小于等于 2,取用“差值平均法”。

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新能源发电表的发电趋势作为拟合参照。

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新能源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新能源表计），根据对照表计与待拟合表计的历史发电曲线计算新能源发电效率因子，通过对照表计当日在缺点时段的走字乘新能源发电效率因子倒算待拟合表计缺点时段示值。

二、上网表校核拟合

1.数据校核规则

（1）数据完整性校核

主要研判采集系统表计电能示值曲线数据是否完整采集，确保推送至营销 2.0 的数据不被拦截。

（2）数据异常情况校核

电能示值曲线的校核方向为从左往右（即从当日 0 时到 24 时），数据异常校核详细规则如下：

电能示值曲线空值：判断条件为电能示值曲线出现空值。

电能示值曲线负值：判断条件为电能示值曲线出现负数。

电能示值曲线倒走：判断条件为当该点示值小于前一点示值时，则研判异常；如前一点示值缺失，则持续往前对比。（隔点倒走的规则优化）。若电能示值曲线出现翻转，不做异常处置。

电能示值曲线飞走：判断条件为电能示值曲线后一点大于前一点且示值差超表计理论最大走字，最大走字计算如下：

单相电能表：

电压 220V，最大电流 60A:6.6

电压 220V，最大电流 100A:11

三相三线电能表:

电压 3×220/380V，最大电流 60A: 19.8

电压 3×220/380V，最大电流 100A: 33

电压 3×220/380V，最大电流 6A: 1.98

电压 3×220/380V，最大电流 1.2A: 0.4

电压 3×57.7/100V，最大电流 6A: 0.52

电压 3×57.7/100V，最大电流 1.2A: 0.11

三相四线电能表:

电压 3×220/380V，最大电流 6A: 3.43

电压 3×220/380V，最大电流 1.2A: 6.85

如前一点示值缺失，则用(该点示值-上一采集成功点)/(中间缺失点数+1)的值与飞走阈值比对，判断是否飞走。(隔点飞走的规则优化);

电能示值曲线起止点偏移:判断条件为电能示值曲线 0 点/24 点与对应日冻结电能示值存在偏差。

2.数据拟合规则

目前示值曲线校核拟合规则均依赖于日冻结电能示值，结合日冻结电能示值采集情况，分以下三类进行处理:

(1) 当日及次日日冻结电能示值采集成功

1) 电能示值曲线起止点为空:

电能示值曲线 0 点/24 点与对应日冻结电能示值存在偏差或

电能示值曲线 0 点/24 点采集失败，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。

2) 示值曲线区间连续缺点：

若数据密度为 96 点，相邻电能示值曲线点连续缺失 3 个点及以下；若数据密度为 24 点，相邻电能示值曲线点缺失 1 个点，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：

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

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。

若数据密度为 96 点，相邻电能示值曲线点连续缺失 3 个点以上；若数据密度为 24 点，相邻电能示值曲线点缺失 1 个点以上，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），若“相似日拟合法”无法拟合，则计算均值下相邻点电能示值差值，设可调整阈值 Y ，若差值小于等于 Y （默认最大值 999999.99），则用“差值平均法”拟合，若大于阈值，则不拟合。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) 当日或次日日冻结电能示值其中一项采集失败且曲线起止点为空

1) 跨天停电场景的校核拟合(江西个性化需求，总部统推计划沿用)：

针对 T-1 日日冻结及曲线首点采集失败的情况，匹配停电监

测结果表表内是否存在停电时间于曲线采集失败起始点前 30 分钟后 T 日前，复电时间于 T 日首个采集成功时间点前。如匹配到对应记录，则按照 T-2 日曲线采集到的尾点作为当日曲线首点，后根据连续缺点情况处理。

针对 T 日日冻结及曲线尾点采集失败的情况，匹配停电监测结果表表内是否存在 T-1 日停电未复电或 T-1 日停电 T 日复电的情况。如匹配到对应记录，则按照曲线采集到的尾点往后 0 电量拟合至曲线 24 时。

2) 暂停、减容场景拟合:

如用户处于暂停、减容等未用电状态，优先取日冻结数据，如无日冻结，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。

3) 拆、换表场景拟合:

如发生拆、换表的情形，根据营销拆、换表信息，优先取日冻结数据，如无日冻结，再采用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。

4) 曲线首点缺失且当日冻结采集失败:

首点（0 时）前后连续缺点小于等于 3 个点（含首点）且当日日冻结底码示值采集失败，缺点前后数据无飞走、倒走等异常，针对缺点数据通过差值平均法完成拟合

（3）区分时段拟合

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 0:00 到 6:00、18:00 到 24:00 无首尾点且无日冻结示值，处理方式同发电表不发电时段拟合规则。

若缺失点位于新能源发电时段内：

若在发电区间段连续采集失败点数小于等于 2，取用“差值平均法”。

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。

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拟合成功，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。

若缺失点位于非新能源发电时段，则按未发电直接进行数据补全。若计算结果为负，则将计算结果直接置 0。

市场用电电量采集数据校核拟合办法

为支撑电力现货、新分时电价等政策深化落实，推出用电采集数据校核拟合功能，主要对非变电站的专公变用电的电能表日冻结电能示值、电能示值曲线的校核拟合。

一、日冻结电能示值校核拟合

（一）数据校核规则

日冻结电能示值的校核模式为实时校核，即入库即校核。依据以下校核要求开展数据校核：

1.数据完整性校核

日冻结电能示值的完整性校核需满足：表计采集示数项符合计度器示数要求，即表计应采集数据项均完成采集。

2.数据异常情况校核

主要研判日冻结电能示值基础数据是否准确采集。分为以下几类异常情况：

（1）日冻结电能示值负值：判断条件为当日冻结正/反向有功总示值 <0 。

（2）日冻结电能示值飞走：判断条件为电能表(T日冻结正/反向有功总示值-(T-1)日冻结正/反向有功总示值 $>$ 研判阈值，以下为各类型电能表阈值：

单相电能表:

电压 220V, 最大电流 60A 校核阈值: 634

电压 220V, 最大电流 100A 校核阈值: 1056

三相三线电能表:

电压 3×220/380V, 最大电流 60A 校核阈值: 1900

电压 3×220/380V, 最大电流 100A 校核阈值: 3168

电压 3×220/380V, 最大电流 6A 校核阈值: 190

电压 3×220/380V, 最大电流 1.2A 校核阈值: 38

电压 3×57.7/100V, 最大电流 6A 校核阈值: 50

电压 3×57.7/100V, 最大电流 1.2A 校核阈值: 10

三相四线电能表:

电压 3×220/380V, 最大电流 6A 校核阈值: 50

电压 3×220/380V, 最大电流 1.2A 校核阈值: 10

(3) 日冻结电能示值倒走: 判断条件为电能表(T-1)日冻结正/反向有功总示值 > T 日冻结正/反向有功总示值, 同时排除电能表正常翻转的情况。

(4) 日冻结电能示值翻转: 判断条件需要同时满足以下 2 个条件:

条件 1: (T 日冻结值+电能表最大量程[电能表最大量程计算规则: 根据电能表位数转译, 6.4 表示 999999.9999, 6.2 表示 999999.99, 5.3 表示 99999.999。]-(T-1)日冻结值)*综合倍率 < 最大日电量。

条件 2: (T 日各费率之和+电能表最大量程-(T-1)日各费率之和) / (T 日总值+电能表最大量程-(T-1)日总值)不在[0.8,1.2]范围内。

(5) 日冻结电能示值不平:判断条件为 $|\text{电能表 T 日冻结正/反向有功示值总}-(\text{电能表 T 日冻结正/反向有功示值各费率之和}/\text{电能表最大量程取余数})| > 1$ 。

(6) 一表多值异常:判断条件为若电能表当日日冻结电能示值采集存在多个不同数据, 则研判存在异常。

(二) 数据拟合规则

完成数据校核后, 需对异常数据开展拟合工作, 以补全日冻结电能示值异常数据。

1.使用 24 时电能示值曲线补全

当日电能示值曲线中第 24 时(0 点)数据采集成功时, 直接使用电能示值曲线第 24 时替代日冻结电能示值。

2.参考表计折算补全:

若电表存在参考表计, 且参考表计数据校核无异常, 则取用参考表计对应走字折算示值。

3.停电分类拟合补全:

上述两步无法补全, 且电表处于停电状态需区分是否存在停电流程。

有流程停电: 包含营销系统中用户状态为停运、全暂停、暂拆、违规停电、政策停电的电能表及采集系统中经过现场派工核

实无误的未用电用户电能表，采用暂停凭证与现场采录数据的最大值进行拟合。

无流程停电：包含停电监测微应用研判截止目前仍处于停电的电表，取用最近一次上报或采集到的数据进行拟合。

4.无法拟合数据处理：

通过以上三种方式仍无法拟合的，则将电表异常示数项等信息推送至智能运维，下发数据补采工单消缺异常。

二、电能示值曲线校核拟合

分别开展曲线完整性、电量合理性两轮电能示值曲线校核拟合，每日首次完成校核拟合后仍失败的数据推送智能运维生成工单进行消缺处理。电能示值曲线的校核拟合过程中，需保证 48 点曲线数据中前后两两相邻点数差值和等于日抄见电量，故下文中提到的日冻结电能示值均为经过数据校核后满足条件的值。

（一）第一轮数据校核规则

1.数据完整性校核

研判采集系统表计电能示值曲线数据是否完整采集。

2.数据异常情况校核

电能示值曲线的校核方向为从左往右（即从当日 0 时到 24 时），数据异常校核详细规则如下：

（1）电能示值曲线空值：判断条件为电能示值曲线出现空值。

（2）电能示值曲线负值：判断条件为电能示值曲线出现负

数。

(3) 电能示值曲线倒走:判断条件为当该点示值小于前一点示值时,则研判异常;如前一点示值缺失,则持续往前对比。(隔点倒走的规则优化)。若电能示值曲线出现翻转,不做异常处置。

(4) 电能示值曲线飞走:判断条件为电能示值曲线后一点大于前一点且示值差超表计理论最大走字,最大走字计算如下:

单相电能表:

电压 220V, 最大电流 60A 校核阈值: 7

电压 220V, 最大电流 100A 校核阈值: 11

三相三线电能表:

电压 3×220/380V, 最大电流 60A 校核阈值: 20

电压 3×220/380V, 最大电流 100A 校核阈值: 33

电压 3×220/380V, 最大电流 6A 校核阈值: 2

电压 3×220/380V, 最大电流 1.2A 校核阈值: 0.4

电压 3×57.7/100V, 最大电流 6A 校核阈值: 0.5

电压 3×57.7/100V, 最大电流 1.2A 校核阈值: 0.1

三相四线电能表:

电压 3×220/380V, 最大电流 6A 校核阈值: 3.5

电压 3×220/380V, 最大电流 1.2A 校核阈值: 7

如前一点示值缺失,则用(该点示值-上一采集成功点)/(中间缺失点数+1)的值与飞走阈值比对,判断是否飞走。(隔点飞走的规则优化)。

(5) 电能示值曲线起止点偏移:判断条件为电能示值曲线 0 点/24 点与对应日冻结电能示值存在偏差。

(二) 第一轮数据拟合规则

数据校核完成后,针对异常数据开展拟合工作,校核异常曲线示值点数据均置为空值,按缺点进行拟合。目前示值曲线校核拟合规则均依赖于日冻结电能示值,结合日冻结电能示值采集情况,分以下三类进行处理:

1.当日及次日日冻结电能示值采集成功

(1) 电能示值曲线起止点为空:

电能示值曲线 0 点/24 点与对应日冻结电能示值存在偏差或电能示值曲线 0 点/24 点采集失败,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。

(2) 示值曲线区间连续缺点:

若数据密度为 96 点,相邻电能示值曲线点连续缺失 3 个点及以下;若数据密度为 24 点,相邻电能示值曲线点缺失 1 个点,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:

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

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。

若数据密度为 96 点，相邻电能示值曲线点连续缺失 3 个点以上；若数据密度为 24 点，相邻电能示值曲线点缺失 1 个点以上，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），若“相似日拟合法”无法拟合，则计算均值下相邻点电能示值差值，设可调整阈值 Y，若差值小于等于 Y（默认最大值 999999.99），则用“差值平均法”拟合，若大于阈值，则不拟合。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.当日或次日日冻结电能示值其中一项采集失败且曲线起止点为空

(1)跨天停电场景的校核拟合(江西个性化需求,总部统推计划沿用):

针对 T-1 日日冻结及曲线首点采集失败的情况,匹配停电监测结果表表内是否存在停电时间介于曲线采集失败起始点前 30 分钟后 T 日前,复电时间介于 T 日首个采集成功时间点前。如匹配到对应记录,则按照 T-2 日曲线采集到的尾点作为当日曲线首点,后根据连续缺点情况处理。

针对 T 日日冻结及曲线尾点采集失败的情况,匹配停电监测结果表表内是否存在 T-1 日停电未复电或 T-1 日停电 T 日复电的情况。如匹配到对应记录,则按照曲线采集到的尾点往后 0 电量拟合至曲线 24 时。

(2)暂停、减容场景拟合:

如用户处于暂停、减容等未用电状态,优先取日冻结数据,如无日冻结,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。

（3）拆、换表场景拟合：

如发生拆、换表的情形，根据营销拆、换表信息，优先取日冻结数据，如无日冻结，再采用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：以上三项规则主要是满足营销系统完整性校验，按照营销的数据要求补齐曲线数据）

（4）曲线首点缺失且当日冻结采集失败：

首点（0时）前后连续缺点小于等于3个点（含首点）且当日日冻结底码示值采集失败，缺点前后数据无飞走、倒走等异常，针对缺点数据通过差值平均法完成拟合。

（三）第二轮数据校核拟合

第二轮重点校核电量合性，分析是否存在区间负电量、全天区间电量之和与日总电量不一致等异常，对异常示值点置空，按缺点进行再拟合。电能示值曲线的校核方向为从左往右（即从当日0时到24时），第二轮重复相同校核拟合程序。

（四）校核拟合监测表

根据两轮校核拟合情况，滚动更新校核拟合失败的电能表监测清单。根据问题情况自动生成计量采集运维工单，及时进行处理。监测清单表结合新补采入库的相关用电底码和曲线数据，加入下一次定时校核拟合电表档案中，定时启动校核拟合。

现货日累加与月结偏差电量调整办法

一、调整对象

当用户现货日累加电量与月结电量偏差超 5%且绝对偏差电量超 2 兆瓦时,同时通过采集系统数据校核与拟合规则无法复核修正时,采用本调整办法调整用户电量。

二、调整方式

通过用户计量点月均电量曲线将偏差电量按 48 时段电量占比分摊到每天每半小时(偏差电量先除以天数再按月均比例分摊),最终保证现货日累加电量等于月结电量。

三、调整原则

1.若得不到用户计量点月均电量 48 时段曲线,采用 48 时段均分方法将偏差电量分摊到每半小时。

2.现货日累加电量为 0 而月结电量不为 0 的情况下(主要由于电量较小导致用户每天每半小时电量小于 1 千瓦时,系统四舍五入省略),将月结电量全部放置最后一天再分至 48 时段。

3.现货日累加大于月结电量情况:需在该用户每日每半小时根据月均曲线进行扣减,当出现分摊电量较少四舍五入后导致每天每半小时扣减量为 0 时,将每天扣减电量放至每日最后半小时,若扣减后出现负值,对该点置零处理,将多余扣减量放置倒

数第二个半小时，以此类推直到扣减量全部分摊完毕。全部分摊结束后再进行累加，若还与月结电量存在差异，将差异量放置每天最后半小时。

4.现货日累加小于月结电量情况：需在该用户每日每半小时根据月均曲线进行增加，当出现分摊电量较少四舍五入后导致每天每半小时增加量为0时，将每天增加电量加至每日最后半小时。全部分摊结束后再进行累加，若还与月结电量存在差异，将差异量放置每天最后半小时。

5.第一次系统调整后对现货日累加和月结值进行校验，若还存在差异，将差异电量分摊值每天最后半小时，还有余量，则放置最后一天最后半小时。

江西省电力零售市场实施细则

第一章 总则

第一条 为健全完善江西省电力零售市场，规范售电企业、电力用户零售交易行为，维护电力零售市场秩序，促进市场健康有序发展，根据《电力市场运行基本规则》（发改2024年第20号令）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）、《国家发展改革委办公厅关于进一步做好电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2022〕1047号）、《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号）、《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976号）、《江西省发展改革委关于进一步完善分时电价机制有关事项的通知》（赣发改价管〔2025〕463号）等文件精神，结合江西电力市场实际，制定本细则。

第二条 本规则适用于江西省电力零售市场的运营管理。

第三条 电力零售市场交易应当遵循公开、公平、公正和诚实守信的原则。

第四条 电力零售市场交易均通过电力交易平台和“e-交易”APP（以下统称“交易平台”）组织开展。

第五条 电力交易机构根据相关法律法规及本交易规则开展江西省电力零售市场运营。政府主管部门按照职责对零售市场

实施监督管理。

第二章 经营主体

第六条 参与零售市场的经营主体包括售电公司、电力用户等。

第七条 参与零售市场的经营主体实行市场注册，具体参照《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）、《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号）、《江西省电力市场注册实施细则》等规则、办法执行。

第八条 电力用户按照注册分类管理要求选择参加电力批发市场交易或电力零售市场交易。电力用户批零身份转换按自然月执行。电力用户参加市场化交易（含批发、零售交易）的全部电量需通过批发或零售交易购买，且不得同时参加批发和零售交易。

第九条 拟退出市场的经营主体，应当及时向电力交易机构提出注销申请，其所有已签订但未履行的市场化交易合同，原则上通过自主协商等方式在下一个合同履行月之前10个工作日完成处理。因市场交易合同各方造成的损失由退市的经营主体承担，或自行通过司法程序解决。

第三章 零售交易

第十条 零售交易方式包括双边协商交易和公开挂牌交易两种方式。

第十一条 双边协商交易：指售电公司或零售用户以邀约的形式双方协商确定套餐各项参数后，售电公司定制套餐并推送给有关零售用户，零售用户下单成交的交易形式。

双边协商交易流程：售电公司和零售用户线下自由双边协商确定零售套餐和有关参数，售电公司将定制套餐和有关参数录入交易平台。零售用户查看并确认其购买的套餐各项参数信息，经确认后零售套餐正式生效。

第十二条 公开挂牌交易：指售电公司按照规定套餐模板明确各项套餐参数后，在交易平台上架公开挂牌，零售用户自主摘牌下单的交易形式。

售电公司应自主配置并上架零售套餐，明确套餐类型、有效期等有关参数。售电公司可自主下架已上架的零售套餐，此前用户已下单的订单仍然有效；零售套餐到期后，电力交易平台自动下架。

公开挂牌交易流程：售电公司在交易平台进行套餐参数配置、上架有关套餐。电力交易机构可对套餐设置规范性进行审核。零售用户从售电公司已发布套餐中选择零售套餐，并同时生成电子合同文本，零售用户通过交易平台确认套餐后零售套餐正式生效。

第十三条 在同一个合同周期内，零售用户只能向一家售电公司购电、签订零售合同。

第十四条 零售交易的最小签约周期为自然月，终止时间不

超过自然年的年末（不跨年）。鼓励经营主体按照自然年或自然年的剩余月份进行签约。

第四章 零售套餐

第十五条 江西电力零售套餐为分时段零售套餐、不分时段零售套餐、绿色电力零售套餐三大类（详见附件2）。分时段零售套餐各时段价格浮动比例原则上不低于省内分时电价政策。其中：绿色电力零售套餐中应明确交易电量（电力）、电价（包括电能量价格、绿色电力环境价值）及绿色电力环境价值偏差补偿等事项。

第十六条 存量零售用户，每月26日之前可选购次月及以后套餐，应经购、售双方使用电子营业执照扫码签章或使用同等安全等级的身份认证手段确认后生效；新增零售用户每季度末月15日前，可选购下季度及以后套餐，每季度末月15日后可选购下下季度及以后套餐，经购、售双方使用电子营业执照扫码签章（港澳台企业/外籍人士等特殊情况除外）确认后生效。年度交易相关时间规定另行通知。

第十七条 零售用户在零售套餐下单后，可授权相关售电公司在交易平台查询、下载其历史用电信息。售电公司应承担用户信息保密义务。

第五章 零售合同

第十八条 电力交易机构负责组织售电公司与零售用户在电力交易平台填报零售交易相关参数、零售结算模式、考核条款

等套餐内容，完成零售合同签订。开展零售市场结算时，电力交易机构应依据售电公司与零售用户在电力交易平台填报的零售合同形成结算依据。零售合同采用“零售市场交易承诺书+零售套餐”的模式，通过交易平台签订，可按自然月进行合同改换签、变更等。零售市场交易承诺书（详见附件3）应由经营主体参与零售交易前签订。

经营主体应当依法合规使用可靠的电子签章，电子合同与纸质合同具备同等效力，原则上不再另行签订纸质合同，以交易平台电子合同数据为准。经营主体确因特殊原因无法电子签章的，凭佐证材料申请线下盖章。申请通过，可在线上生成电子合同后，线下盖章并将合同回传交易平台。

第十九条 售电公司与零售用户如需调整零售合同总电量、合同分月电量、执行周期等合同参数时，应通过交易平台按相关规定履行合同变更程序。

第二十条 零售合同解除分为双方协商解除、合同约定解除、法定解除。

（一）双方协商解除。零售用户与售电公司如有需要，经双方协商一致，可在零售合同履行前一个月26日17:00前通过交易平台解除次月及以后的零售合同。

（二）合同约定解除。零售用户与售电公司任一方发生因退市、破产等符合双方合同约定的解除事由，可解除合同。

（三）法定解除。如果任一方要求根据法律规定解除零售合

同，应当在生效法律文书确认零售合同解除后，由电力交易机构根据生效法律文书的内容解除零售合同。

第二十一条 已参与市场化交易未及时签订零售套餐的零售用户，视为中长期合同为 0，接受日前、实时市场双偏差结算。现货连续结算试运行期间，设置缓冲期至 2026 年 3 月 31 日，缓冲期内零售用户按相关规定结算。

因国家法律、法规发生变化或者政府有关部门出台有关规定、规则，各方应协商及时变更零售合同相关内容，未及时改换签的零售用户，基于现有零售套餐合同电能量价格，按月分小时结算，结算时按照江西电力交易平台确认的单一综合价视作平时段价格，其他时段参照新分时电价政策明确的峰谷时段和浮动比例进行峰谷浮动。

第二十二条 已参与市场化交易经申请并按程序改由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 1.5 倍、输配电价、政府性基金及附加组成。

第六章 零售结算

第二十三条 零售用户电价由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等组成。上网电价通过零售交易电价确认，零售交易电价由零售合同形成；输配电价、上网环节线损费用、系统运行费用、政府基金及附加等按照政府有关规定执行。

第二十四条 零售用户在零售市场以月度为周期开展结算，

电网企业以用电户号下的计量点为最小结算单元向电力交易机构推送用户侧的月度抄表电量等结算基础数据，电力交易机构按照售电公司与其代理的零售用户在零售合同中约定的零售套餐价格开展量价清分，按月出具结算依据。电网企业根据有关政策文件及电力交易机构推送的结算依据对售电公司和零售用户开展电费结算并出具电费账单。

第二十五条 售电公司批发、零售市场应按照市场规则分开计算。售电公司在批发市场采用“日清月结”的模式。电力交易机构以签约的零售用户市场化实际用电量为基础开展量价清分，出具日清分账单。电力交易机构以月度为周期出具结算依据，电网企业开展电费结算。日清分账单不含零售市场售出电量电费，零售交易双方应根据签订的零售合同约定零售结算模式进行结算。零售市场费用为其所代理的零售用户结算电费之和。

第二十六条 因保障电力系统安全、维护市场秩序以及市场机制设计、系统阻塞等因素产生的补偿、考核、平衡或调节等相关费用，应按照相关市场规则进行疏导。

第二十七条 市场初期，为保障我省零售用户价格平稳，并考虑售电公司运营成本的基础上，建立零售市场超额收益分享机制。各售电公司月度平均度电批零价差上限为 10 元/兆瓦时，高于 10 元/兆瓦时的部分进行零售市场超额收益分享，超出部分的零售收益由售电公司与其服务的零售用户按 2:8 比例分享，售电公司超额收益返还费用按对应服务的零售用户结算电量比例返

还。

第七章 信息披露

第二十八条 零售市场信息披露按照《国家能源局关于印发〈电力市场信息披露基本规则〉的通知》（国能发监管〔2024〕9号）等文件要求执行。经营主体对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

第二十九条 信息公开与披露必须严格遵守国家信息保密的有关规定。对授权查询或因业务需要获取的经营主体特定信息，应做好信息安全和信息保密工作，严禁超范围获取或泄露市场信息。

第三十条 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。

第三十一条 电力交易机构、调度机构应当公平对待经营主体，无歧视披露社会公众信息和市场公开信息。

第八章 交易平台

第三十二条 经营主体在交易平台登录账号需通过实名认证，实名人员应为本经营主体人员。

第三十三条 账号包括企业管理员账号和子账号。企业管理员账号应经本经营主体法人代表授权，企业管理员可根据需要设

立、删除、授权子账号，子账号数量原则上不得超过5个。

第三十四条 账号实名、授权等相关信息应确保准确无误，有误时应按要求进行整改，电力交易机构可对限期未整改的账号采取登录限制等措施。

第三十五条 账号登录后的所有电力交易平台操作行为均代表经营主体的真实意愿表达，其法律责任由该账号关联的经营主体承担。

第三十六条 账号信息安全要求：

（一）经营主体应自觉遵守相关网络和数据安全规定及平台相关要求。

（二）经营主体应妥善保管电力交易平台账号、密码、手机验证码、电子营业执照、数字安全证书等信息和介质，账号信息和介质仅限本人使用，不得转借他人，不得使用他人账号信息和介质。使用人应采取积极措施防止账号信息和介质失窃、遗失、过期失效，由此产生的损失及法律后果由经营主体自行承担。

（三）若发现经营主体有虚假注册、网络攻击、恶意调用平台接口等不当行为，电力交易机构可采取账号停用、登录限制等措施，由此造成的损失由经营主体自行承担。

（四）交易平台应提供双因子认证等安全措施，提供短信验证码、数字安全证书、电子营业执照等多种可选认证方式。电力交易机构以交易平台申报确认的零售合同等信息为执行依据，经营主体应承担由此引起的全部法律责任。

第三十七条 原则上交易平台账号、密码、绑定手机号等信息由经营主体通过电子营业执照扫码、短信验证码等功能进行变更。特殊原因无法自助变更的，需向电力交易机构提交申请与佐证材料（详见附件4）。

第九章 市场监管和风险控制

第三十八条 对零售套餐签订的电能量价格超过预警值的零售用户及售电公司，在交易平台设置价格风险告知提醒，通过交易平台弹窗、短信提醒、上门告知等方式对签约零售用户提醒确认。其中电能量价格预警值为本年度所有售电公司已执行月份中长期批发交易均价的1.1倍。针对签订零售套餐价格高于预警值的零售用户，电力交易机构应及时向政府主管部门报告，并联系电网公司发放《江西电力零售市场风险提示函》，全面告知零售合同签订注意事项。

第十章 争议处理

第三十九条 零售市场争议纠纷包括售电公司之间、售电公司与零售用户之间因零售市场交易发生的争议纠纷，包括但不限于下列情形：

- （一）因零售套餐内容产生的争议。
- （二）因零售合同条款产生的争议。
- （三）因零售市场费用结算和清算产生的争议。
- （四）因售电服务产生的争议。

(五) 其他与零售市场交易相关的争议。

第四十条 江西省电力市场管理委员会应按照有关要求和程序对零售市场争议纠纷进行调解。

第四十一条 争议处理主要流程：

(一) 双方协商。发生零售市场争议纠纷时，首先由当事双方协商解决。

(二) 争议调解。协商不成的，可向江西省电力市场管理委员会申请调解。

(三) 争议调解不成的，可通过仲裁、诉讼等途径解决争议。

第十一章 附则

第四十二条 本细则自印发之日起施行，有效期两年。

- 附件：
- 1.名词解释
 - 2.江西电力零售套餐
 - 3.江西电力零售市场交易承诺书
 - 4.平台账号信息变更申请

名词解释

批发市场：发电企业和电力批发用户或售电公司之间进行电力交易的市场，主要包括通过市场化方式开展的中长期电能量市场和现货电能量市场。

零售市场：在批发市场的基础上，由售电公司（含虚拟电厂等）和电力用户自主开展交易的市场。

零售用户：指通过零售市场向售电公司购电的电力用户。

交易平台：指由电力交易机构建设运营的支撑电力市场化交易业务开展的技术支持系统（含电力交易平台、“e-交易”APP 等）。

零售套餐：指售电公司与零售用户确定购售电结算价的标准化商品，售电公司可根据自身经营特性制定相应的零售套餐，零售用户可自由选择购买。

零售合同：零售双方达成电力零售交易后形成的合同（协议），具备法律约束力。

附件 2

江西电力零售套餐

江西电力零售套餐为分时段零售套餐、不分时段零售套餐、绿色电力零售套餐三大类，其中：分时零售套餐的时段划分参考《江西省发展改革委关于进一步完善分时电价机制有关事项的通知》（赣发改价管〔2025〕463号，以下简称“463号文”）各季节时段划分，零售套餐的峰段应在分时电价政策平段和峰段中选取，至少包含尖峰时段；谷段应在分时电价政策平段和谷段中选取，至少包含深谷时段；谷段总时长不得少于峰段总时长，平段总时长不得少于11个小时；时段价格浮动比例如低于463号文通知规定，按照文件规定浮动比例结算。零售套餐选取的所有价格均应为市场公开信息。

（一）分时（不分时）段零售套餐

分时段零售套餐执行范围：直接参与市场化交易的工商业用户企业（除电气化铁路牵引、城市轨道交通、自来水生产、享受免税政策的残疾人开办的福利工厂、监狱生产企业用电、自愿选择不执行峰谷电价的污水处理企业外）须选购分时段零售套餐。

不分时段零售套餐执行范围：电气化铁路牵引、城市轨道交通、自来水生产、享受免税政策的残疾人开办的福利工厂、监狱生产企业用电、自愿选择不执行峰谷电价的污水处理企业。

分时段零售套餐、不分时段零售套餐、绿色电力零售套餐（电

能量部分)含“固定价格+联动价格+浮动费用”、“价差比例+浮动费用”两种套餐模式,其中:分时段零售套餐基准价需要设置为分时段价格。

1.“固定价格+联动价格+浮动费用”模式

固定价格。方式一:分时套餐平段价格上、下限应统筹考虑容量电价政策、市场供需等因素,上限不高于497.16元/MWh,下限不低于331.44元/MWh;不分时套餐按分时套餐平段价格上、下限执行。方式二:按参考价(电力市场月度交易均价(分时)/电网代理购电价格(分时段))等执行。

联动价格。零售套餐中不低于10%、不高于20%实际用电量比例部分 α 与日前市场均价(分时)、实时市场均价(分时)联动。此外,电气化铁路牵引、城市轨道交通、自来水生产、享受免税政策的残疾人开办的福利工厂、监狱生产企业等,联动价格比例可为0。

浮动费用。可选项,售电公司和零售用户可在零售套餐约定对全电量收取浮动费用(浮动费用大于等于0)。

零售用户交易价格=固定价格 $\times$ (1- α)+联动价格 $\times\alpha$ +浮动费用/Q

(α 为联动比例,10 $\leq\alpha\leq$ 20%,Q为用户全电量)

2.“价差分成+浮动费用”模式

价差分成。售电公司与零售用户对标参考价(电力市场月度交易均价(分时)/电网代理购电价格(分时段)/批发侧结算均

价（分时）/上限价（分时）等，约定价差分成比例、价格、浮动费用。

浮动费用。可选项，售电公司和零售用户可在零售套餐约定对全电量收取浮动费用（浮动费用大于等于0）。

零售用户交易价格=（参考价-约定价差*k）+浮动费用/Q

（约定价差大于等于0，约定价差可为固定值或参考价之差，k为价差分成比例， $0 \leq k \leq 100\%$ ，Q为用户全电量）

（二）绿色电力零售套餐

1. 执行范围

有绿色电力需求的电力用户，在签订电能量分时段套餐的基础上，按自身需求购买绿色电力。

“按照电能量价格+绿色电力环境价值+绿色电力环境价值偏差补偿”的模式，开展绿色电力零售合同签订。

2. 绿色电力零售套餐模式

（1）电能量价格。即分时段套餐的价格。

（2）绿色电力环境价值。由售电公司和电力用户自行协商确定月度绿色电力环境价值。

（3）绿色电力环境价值偏差补偿。因零售用户全月实际用电量少于绿电套餐电量，零售用户按照套餐约定的绿色电力环境价值的 %对售电公司进行补偿；因售电公司在批发市场购买的绿电电量少于套餐约定绿电电量，售电公司按照套餐约定的绿色电力环境价值的 %对零售用户进行补偿；用户实际用电量和

因售电公司在批发市场购买的绿电电量均少于套餐电量时，双方互不补偿。

（三）封顶价格条款

各类零售套餐电能量部分均可选择封顶价格条款，零售用户和售电公司可约定全部电量设置封顶价格。原则上，全电量封顶价格为参考价格基础上（按照电网代理购电发布的电力市场月度交易均价）上浮不超过 5%（非尖峰月份）、上浮不超过 10%（尖峰月份），若零售套餐结算价格高于封顶价格时，按照封顶价格结算。

附件3

江西电力零售市场交易承诺书

甲方（授权方）：

甲方电压等级：

甲方户号：

乙方（代理方）：

本承诺书依据《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关于进一步做好电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2022〕1047号）、《进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制》（发改运行〔2022〕1258号）、《国家发展改革委 国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501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）、《江西省发展改革委关于进一步完善分时电价机制有关事项的通知》（赣发改价管〔2025〕463号）、江西电力市场规则体系、年度电力市场化交易有关工作的通知等文件编制，由参与江西省本年度电力零售市场的经营主体签署。

本着诚信、自愿的原则，本公司在此郑重公开声明：已充分了解有关电力交易的法律、法规、政策，仔细阅读相关的交易方案、规则体系、实施细则等，同意上述相关文件作为交易依据。

本公司已认真阅读了该承诺书，对其各条款的含义及相应法律后果已全部知晓并充分理解，愿意遵守其全部内容。本公司已知悉参与交易应负的责任和可能发生的风险，自愿参加交易活动。如交易情况异常，自愿接受政府监督管理部门采取的相关市场干预措施，包括但不限于发布交易规则临时条款、对有疑义的交易结果暂停执行、停市等。

不论是否达成交易结果，本公司对该承诺书的承诺不可撤销。该承诺同时适用于经本公司授权参与相关交易的分支机构等非独立法人的企业。

总 则

1.本承诺书适用于省内零售市场，购售双方应通过交易平台参与省内电力市场化交易，电力交易机构以双方在交易平台签订的零售合同作为结算依据。

2.本承诺书适用于零售用户作为购方，售电公司作为售方。

3.对于本承诺书相关条款中所涉及的技术条件约定，如政府主管部门或电力监管机构颁布新的法律、法规、规章及其他规范性文件，各方应遵从其规定。

第一章 定义和解释

1.1 本承诺书中所用术语，除上下文另有要求外，定义如下：

1.1.1 合同电量：指购售双方在零售套餐中约定的协议电量。

1.1.2 计量点：计量点分为零售用户计费点和发电企业关口计量点。本合同涉及的用户侧计量点以《供用电合同》约定为准，发电侧计量点以《购售电合同》约定为准。

1.1.3 电力交易机构：指负责经营主体注册管理、按规定组织电力市场交易、负责交易平台的建设及运维、提供电力交易结算依据的机构，本承诺书项下指江西电力交易中心。

1.1.4 紧急情况：指电力系统发生事故或发电、输配电、用电设备发生重大事故，电网频率或电压超出规定范围，输变电设备负载超过规定值，主干线路功率超出规定的稳定限额以及其他威胁电网安全运行，有可能破坏电网稳定，导致电网瓦解以至大面积停电等运行情况，并且该情况在结束后得到政府相关部门或电力监管机构的确认。

1.1.5 不可抗力：指不能预见、不能避免并不能克服的客观情况。如火山爆发、龙卷风、海啸、暴风雨、泥石流、山体滑坡、水灾、火灾、超设计标准的地震、台风、雷电、污闪等，以及核辐射、战争、瘟疫、骚乱等。

1.2 解释：

1.2.1 本承诺书中的标题仅为阅读方便，不应被视为本承诺书的组成部分，亦不应以任何方式影响对本承诺书的解释。

1.2.2 本承诺书附件与正文具有同等的法律效力。

1.2.3 本承诺书对任何一方的合法承继者或受让人具有约束力。但当事人另有约定的除外。遇有本款约定的情形时，相关义务人应当依法履行必要的通知义务及完备的法律手续。

1.2.4 除上下文另有要求外，本承诺书所指的日、月、年均为公历日、月、年。

1.2.5 承诺书中的“包括”一词指：包括但不限于。

第二章 各方陈述

2.1 交易任何一方在此向其他各方陈述如下：

2.1.1 本方为一家依法设立并合法存续的企业，有权签署并有能力履行本合同。

2.1.2 本方签署和履行本承诺书所需的一切手续(包括办理必要的政府批准、取得营业执照和电力业务许可证或相关证明等)均已办妥并合法有效。

2.1.3 在签署本承诺书时，任何法院、仲裁机构、行政机关或监管机构均未做出任何足以对本方履行本承诺书产生重大不利影响的判决、裁定、裁决或具体行政行为。

2.2 本方为签署本承诺书所需的内部授权程序均已完成，签署本承诺书的是本方法定代表人、负责人或授权代理人，并且本承诺书生效后即对各方具有法律约束力。

2.3 如国家法律、法规发生变化或者政府有关部门出台有关规定、规则，合同各方按照法律、法规、规定和规则予以调整和

修改。

第三章 各方承诺事项

3.1 零售用户承诺事项:

3.1.1 根据已与电网企业签订的《供用电合同》，按照国家有关法规享受电网企业提供的有关用电服务。

3.1.2 依据《供用电合同》与电网企业协商制定用电计划和设备检修计划。

3.1.3 符合市场准入条件，并遵守《供用电合同》中约定的用电义务。

3.1.4 按照规则参与电力市场化交易，签订和履行购售电合同、输配电合同，提供市场化交易所必须的电力电量需求、典型负荷曲线以及相关生产信息。

3.1.5 发生紧急情况时，按照相关规定调整运行方式。

3.1.6 按相关规定缴纳电费。

3.1.7 不私自转供电或变相转供电。

3.1.8 退市时，配合完成电量及费用清算。

3.1.9 在合同有效期内不得同时委托多家售电公司参与交易。

3.1.10 依法依规履行清洁能源消纳责任。

3.1.11 妥善保管注册账号密码、手机短信验证码等重要信息。

3.2 售电公司承诺事项:

3.2.1 按照规则参与电力市场化交易，签订和履行购售电合同，按时向电力交易机构提交电费结算单。

3.2.2 根据与零售用户签订的零售交易合同,与电网企业及所属供电企业、零售用户签订的市场化供用电合同或相关补充协议,获取合理收益。

3.2.3 遵守政府电力管理部门有关电力需求侧管理规定,执行有序用电管理,配合开展错峰。

3.2.4 遵守与用户签订的零售交易合同,以及与电网企业及所属供电企业、零售用户签订的市场化供用电合同及相关补充协议,履行合同义务,提供优质售电服务。

3.2.5 承担保密义务,不泄漏用户信息。

3.2.6 直接承担偏差考核责任,并按与零售用户签订的合同中约定的偏差考核责任进行分摊。

3.2.7 退出市场时,与零售用户解除市场化购售电合同或代理协议,并配合完成电量及费用清算。

3.2.8 遵守电力市场交易规则,服从电力调度管理和有序用电管理。

3.2.9 事先向电网企业和电力交易机构、调度机构提供其所服务零售用户容量、电量、负荷曲线及其他生产运行信息,并对相关信息的真实性、准确性负责。

3.2.10 按交易规则或相关规定向电网企业或电力交易机构提供由具备业务资质的机构或商业银行开具的履约保函或履约保证保险。

3.2.11 依法依规履行清洁能源消纳责任。

3.2.12 相关政策文件和交易规则规定的其他义务。

第四章 零售合同签订

4.1 购售双方承诺通过交易平台签订零售合同。合同应包括但不限于以下内容：电力用户企业名称、电压等级、户号、合同期限、电量及分月计划、费用结算、违约责任、电力用户偏差电量处理方式等内容。

4.2 售电公司在交易平台开设电子商铺，上架零售套餐，经电力交易机构审核通过后，开放给零售用户线上选购。

4.3 零售合同可以月度为周期签订。售电公司与零售用户双方协商一致后，可按月变更零售合同。电力交易机构以双方在交易平台签订的零售合同作为结算依据。

4.4 下列文件为合同的组成部分：

- (1) 江西电力零售市场交易承诺书；
- (2) 购售双方在交易平台签订的零售套餐。

4.5 因国家法律、法规发生变化或者政府有关部门出台有关规定、规则，导致各方不能正常履行合同约定时，各方应协商及时变更本合同相关内容，未按时改换签的经营主体相关责任自行承担。

4.6 风险提示：

4.6.1 成功购买套餐后，电力交易机构将以零售用户与售电公司在交易平台签订的零售交易合同作为结算依据，具体情况详见年度电力市场化交易有关工作的通知。

4.6.2 经营主体应充分了解市场风险，谨慎决策、自主操作，切勿轻易将账号密码、短信验证码、工商营业执照、数字证书等关键信息泄露他人，若由此产生纠纷，相关责任自行承担。

4.6.3 请注意电量单位为“kWh”（1kWh=1度）。

4.7 价格说明：

4.7.1 参与电力市场化交易的工商业用户用电价格由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成。输配电价、政府性基金及附加按照国家有关规定执行。

4.7.2 零售交易成交电量对应的成交价格，仅指电能量交易价格，而非到户电价，不包含上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等。

第五章 合同违约和补偿

5.1 任何一方违反本合同约定条款视为违约，合同其他任何一方均有权要求违约方赔偿违约造成的经济损失。

5.2 违约的处理原则：

5.2.1 违约方应承担继续履行合同、采取补救措施等责任。在继续履约或者采取补救措施后，仍对非违约方造成其他损失的，应当赔偿损失。

5.2.2 在本合同履行期限届满之前，任何一方明确表示或以自己的行为表明不履行合同义务的，其他方可在履行期限届满前解除合同并要求其承担相应的违约责任。

5.2.3 一方违约后,其他方应当采取适当的措施防止损失进一步扩大,如果因没有采取适当的措施致使损失扩大的,则其不得就扩大的损失要求违约方承担赔偿责任。

5.3 除另有约定外,一旦发生任何一方未能履行本合同项下的任何义务的情况,非违约方可向违约方发出有关违约的书面通知,如果在通知发出后5个工作日内,违约方仍未纠正其违约的,应承担相应的违约责任。

第六章 合同解除

6.1 如任何一方发生下列事件,则其他方有权在发出解除通知后解除本合同:

(1) 除另有约定外,合同任一方未及时支付本合同项下的任何到期应付款项,且未能在收到相关方书面通知后30日内得到纠正;

(2) 一方出现破产、清算或被吊销、注销营业执照;

(3) 一方与另一实体联合、合并、分立、重组或将其所有或大部分资产转移给另一实体,一方主要资产、账户被查封、扣押、冻结或法院、仲裁机构、行政机关或监管机构做出任何足以对履行本合同产生重大不利影响的判决、裁定、裁决或具体行政行为。而该存续的企业不能合理地承担其在本合同项下的所有义务;

(4) 合同任何一方不具备法律法规、交易规则确定的所参与电力市场的准入条件。

6.2 各方均不得擅自解除合同。如果因合同一方原因导致合

同解除，则该方应赔偿合同其他方因此而遭受的损失。

第七章 不可抗力

7.1 若不可抗力的发生完全或部分地妨碍合同任一方履行本合同项下的任何义务，则该方可暂停履行其义务，但前提是：

(1) 暂停履行的范围和时间不超过消除不可抗力影响的合理需要；

(2) 受不可抗力影响的一方应继续履行本合同项下未受不可抗力影响的其他义务，包括所有到期付款的义务；

(3) 一旦不可抗力结束，该方应尽快恢复履行本合同。

7.2 若任何一方因不可抗力而不能履行本合同，应于5个工作日内通知另外一方。该通知书应说明不可抗力的发生日期和预计持续的时间、事件性质、对该方履行本合同的影响及该方为减少不可抗力影响所采取的措施。

受不可抗力影响的一方应在不可抗力发生之日（如遇通讯中断，则自通讯恢复之日）起3日内向另一方提供一份不可抗力发生的证明文件。

7.3 受不可抗力影响的一方应采取合理的措施，以减少因不可抗力给合同其他方带来的损失。各方应及时协商制定并实施补救计划及合理的替代措施以减少或消除不可抗力的影响。

如果受不可抗力影响的一方未能尽其努力采取合理措施减少不可抗力的影响，则该方应承担由此扩大的损失。

7.4 如果发生不可抗力，各方首先应尽量调整当年发电和生

产计划，尽可能使当年的实际结算电量接近当年合同电量。

7.5 不可抗力造成的合同解除

如果任何不可抗力阻碍一方履行其义务持续超过30日，各方应协商决定继续履行本合同的条件或解除本合同。如果自不可抗力发生后30日内，各方不能就继续履行合同的条件或解除本合同达成一致意见，任何一方有权书面通知另一解除本合同，并报政府电力主管部门和电力监管机构备案。

第八章 争议的解决

8.1 凡因执行本合同所发生的与本合同有关的一切争议，各方应协商解决，也可提请政府电力主管部门或电力监管机构进行调解。协商或调解不成的，各方同意提请仲裁委员会，请求按照其仲裁规则进行仲裁，仲裁裁决是终局的，对各方均具有法律约束力；或者任何一方依法提请人民法院通过民事诉讼程序解决。

8.2 在争议解决期间，合同中未涉及争议部分的条款仍需履行。

第九章 适用法律

9.1 本合同的订立、效力、解释、履行和争议解决适用《中华人民共和国民法典》《中华人民共和国民事诉讼法》《中华人民共和国电力法》及其配套法律、行政法规、规章等中华人民共和国法律。

第十章 其他

10.1 可再生能源消纳

各经营主体按照《国家发改委办公厅 国家能源局综合司关于印发省级可再生能源电力消纳保障实施方案编制大纲的通知》（发改办能源〔2020〕181号）、《进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制》（发改运行〔2022〕1258号）等文件要求，通过参与绿色电力交易或绿证交易获得绿证。电力交易机构将在交易平台上为市场化用户设立可再生能源消纳责任权重账户，分别统计责任主体权重完成情况。

10.2 保密

各方均应保证对其从其他方取得的所有无法自公开渠道获得的资料 and 文件（包括财务、技术等内容）予以保密。未经该资料 and 文件的原提供方同意，其他方不得向任何本合同之外的主体透露该资料 and 文件的全部或任何部分，但按照法律、法规等规范性文件规定应当做出披露的情况除外。

10.3 通知和送达

任何与本合同有关的通知、文件等以书面或电子方式进行。通过挂号信、快递或当面送交的，经收件方签字确认即被认为送达；若以传真、电子邮件方式发出并被接收，即视为送达。所有通知、文件等均在送达或接收后方能生效。一切通知、账单、资料或文件等应按照约定的联络信息发给对方，直至一方书面通知另一方变更联络信息为止。

10.4 不放弃权利

任何一方未通过书面形式声明放弃其在本合同项下的任何权利，则不应被视为其弃权。任何一方未行使其在本合同项下的任何权利，均不应被视为对任何上述权利的放弃或对今后任何上述权利的放弃。

10.5 本合同解除后，有关争议解决、保密和违约赔偿的条款仍然有效。

10.6 未尽事宜，按照国家、地方政府等出台的相关政策文件执行。如遇国家、地方政府等出台新的政策文件，以最新规定为准。

平台账号信息变更申请

本人XX(姓名)系XXX(单位名称,统一社会信用代码)(以下简称“我方”)法定代表人,已阅读并同意《电力市场化交易风险告知书》《平台使用协议》《电力交易平台实名认证服务协议》《江西电力零售市场交易承诺书》。因XXX(无法通过工商/公安/运营商信息核验等原因),申请变更平台账号/密码/绑定手机号信息。

我方现委托本单位人员XX(姓名),身份证号:XX,平台绑定手机号:XX,为我方代理人。代理人根据授权,以我方名义使用交易平台账号进行查询、操作等,均代表我方行为,其法律后果由我方承担。

我方承诺提供的申请原因、相关信息及所有佐证材料真实有效,并将妥善管理交易平台账号信息、绑定手机号码、短信验证码并定期更改密码,如有遗失或者泄露,将自行承担相关责任。

授权期限(账号有效期)从即日起至___年___月___日。

授权单位(盖章)

法定代表人签字:

日期: 年 月 日

注：若因法定代表人变更、离世、集团、侨胞或外籍人员等特殊原因无法进行法定代表人扫码、短信验证的，由用户通过平台上传《平台账号信息变更申请》（加盖单位公章）、营业执照扫描件、法定代表人身份证扫描件、代理人（如有）身份证扫描件等材料，经审核通过后进行信息变更。若经营主体提供虚假材料的，按有关规定处理。