

重庆市电力中长期市场实施细则

第一章 总则

第一条 为贯彻落实加快建设全国统一电力市场要求，积极稳妥推进重庆电力市场建设，规范电力中长期市场交易行为，依法保护电力市场经营主体合法权益，保证电力市场的统一、开放、竞争、有序，根据《中华人民共和国能源法》、《国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4号）、《电力市场运行基本规则》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令2024年第20号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力中长期市场基本规则〉的通知》（发改能源规〔2025〕1656号）等文件规定，结合重庆实际，制定本细则。

第二条 本细则所称电力中长期市场，是指已完成市场注册的经营主体开展电力中长期交易的市场。电力中长期交易是指对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易，包含数年、年、月、月内（含旬、周、多日）等不同时间维度的交易。

第三条 本细则适用于重庆电力中长期市场的注册、交易、执行、结算、信息披露和监督管理。

第四条 本细则所称电力市场成员包括经营主体、电力市场运营机构和电网企业。其中，经营主体包括参与电力中长期交易的发电企业、售电公司、电力用户和新型经营主体；电力市场

运营机构包括重庆电力交易中心、重庆电力调控中心。

第五条 电力市场成员应当严格遵守市场规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他经营主体的合法权益。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第六条 国家能源局华中监管局、重庆市经济和信息化委员会、重庆市发展和改革委员会、重庆市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 总体要求

第七条 统筹推进电力中长期市场、电力现货市场建设，在交易时序、交易出清、市场结算等方面做好衔接，发挥电力中长期市场在平衡电力电量长期供需、稳定电力市场运行等方面的基础作用。适应新能源出力波动特点，实现灵活连续交易，推广多年期购电协议机制，稳定长期消纳空间。

第八条 电力市场运营机构应按照统一标准开展市场注册、交易组织、交易结算、信息披露等工作。电网企业应在市场注册、交易组织、交易结算、信息披露等环节，按照统一标准与电力交易机构动态交互信息。

第九条 电力中长期技术支持系统（以下简称“电力交易平台”）应实现统一平台架构、统一技术标准、统一核心功能、统一交互规范，支撑全国统一电力市场数据信息纵向贯通、横向互联。

第三章 市场成员

第一节 经营主体注册

第十条 经营主体应当按照《电力市场注册基本规则》要求，在电力交易平台办理市场注册、变更与注销，并进行实名认证。经营主体在履行市场注册程序后，参与电力中长期市场。

第十一条 直接参与电力中长期市场的电力用户全部电量可按月通过批发市场或零售市场购买，但不得同时参与批发市场和零售市场。

第十二条 经营主体注册信息发生变化后，应在5个工作日内向首次注册的电力交易机构提出信息变更申请，注册信息变更期间可正常参与市场交易。发生销户、过户、分户、并户等用电主体变更或改类、改压等与交易相关的用电性质变更时，电网企业应在下一结算周期前将变更情况推送至重庆电力交易中心。

第十三条 由电网企业代理购电的工商业用户，可在每月24日前（二月为22日前）选择次月直接参加批发市场或零售市场，电网企业代理购电相应终止。

第十四条 每月15日（含）前注册的分布式新能源企业可选择与虚拟电厂、负荷聚合商签订次月聚合合同或次月直接参与批发交易。

第二节 市场成员权利

第十五条 发电企业的权利主要包括：

（一）按照市场规则参与电力中长期市场，签订电力中长期交易合同；

(二) 按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务;

(三) 获得公平的电网接入服务和输配电服务;

(四) 法律法规规定的其他权利。

第十六条 售电公司的权利主要包括:

(一) 按照市场规则参与电力中长期市场, 签订电力中长期交易合同;

(二) 按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务;

(三) 具有配电网运营权的售电公司应获得公平的输配电服务和电网接入服务;

(四) 获得签约电力用户合同期内用电负荷等信息, 根据电力用户授权获得其历史用电负荷信息;

(五) 法律法规规定的其他权利。

第十七条 电力用户的权利主要包括:

(一) 按照市场规则参与电力中长期市场, 与发电企业签订电力中长期交易合同, 或与售电公司签订电力零售合同;

(二) 按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务;

(三) 获得公平的输配电服务和电网接入服务;

(四) 法律法规规定的其他权利。

第十八条 新型经营主体的权利主要包括:

(一) 按照市场规则参与电力中长期市场，签订电力中长期交易合同；

(二) 按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

(三) 获得公平的输配电服务和电网接入服务；

(四) 获得签约分散资源的相关信息；

(五) 法律法规规定的其他权利。

第十九条 电网企业的权利主要包括：

(一) 收取输配电费，代收电费和政府性基金及附加等；

(二) 对于逾期仍未全额付款的售电公司，向电力交易机构提出履约保函、保证金或其他结算担保品的使用申请；

(三) 按照信息披露有关规定获得市场信息；

(四) 法律法规规定的其他权利。

第三节 市场成员义务

第二十条 发电企业的义务主要包括：

(一) 遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算；

(二) 签订并执行并网调度协议、购售电合同，在规定办理时限内取得电力业务许可证，服从电力调度机构的统一调度，提供承诺的有效容量和辅助服务，提供电厂检修计划、实测参数、预测运行信息、紧急停机信息等；

(三) 依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

(四) 具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件；

(五) 法律法规规定的其他义务。

第二十一条 售电公司的义务主要包括：

(一) 遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算；

(二) 为签订零售合同的电力用户提供售电服务及约定的增值服务；

(三) 按照市场规则，向电力市场运营机构提供签约的零售电力用户交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他信息，在交易平台上公示其向电力用户提供的所有零售套餐，承担电力用户信息保密义务；

(四) 具有配电网运营权的售电公司提供相应的配电服务，服从电力调度机构的统一调度，遵守电力负荷管理等相关规定，开展配电区域内电费结算和收取业务；

(五) 按照规定向电力交易机构提交履约保函、保证金或其他结算担保品；

(六) 依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

(七) 依法依规履行可再生能源消纳责任；

(八) 具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件；

(九) 法律法规规定的其他义务。

第二十二条 电力用户的义务主要包括：

(一) 遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算，按规定支付电费；

(二) 按照市场规则向电力市场运营机构提供交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他信息;

(三) 依法依规提供相关市场信息, 执行信息披露有关规定;

(四) 依法依规履行可再生能源消纳责任和消费义务;

(五) 法律法规规定的其他义务。

第二十三条 新型经营主体的义务主要包括:

(一) 遵守市场规则, 履行电力中长期交易合同, 按时完成电费结算;

(二) 资源聚合类新型经营主体与分散资源签订零售合同(或聚合服务合同), 在电力交易平台建立零售服务或聚合服务关系, 履行合同规定的各项义务;

(三) 按照市场规则向电力市场运营机构提供合同周期内签约分散资源的交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他信息, 承担信息保密义务;

(四) 按照市场规则向电力交易机构提交履约保函、保证金或其他结算担保品;

(五) 依法依规提供相关市场信息, 执行信息披露有关规定;

(六) 具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件;

(七) 聚合负荷侧资源的新型经营主体, 应依法依规履行可再生能源消纳责任和消费义务;

(八) 法律法规规定的其他义务。

第二十四条 电力调度机构的义务主要包括:

(一) 合理安排电网运行方式，开展安全校核，按照调度规程实施电力调度，依法依规执行电力市场交易结果；

(二) 向电力交易机构提供支撑电力市场注册、交易、结算和市场服务所需的相关信息，保证数据信息交互的准确性和及时性；

(三) 依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

(四) 配合开展电力中长期市场分析和运营监控；

(五) 法律法规规定的其他义务。

第二十五条 电力交易机构的义务主要包括：

(一) 电力市场注册和管理，汇总电力中长期交易合同；

(二) 电力交易平台建设、运营和管理；

(三) 组织电力中长期交易，提供结算依据及服务；

(四) 执行信息披露有关规定，提供信息披露平台，承担信息保密义务；

(五) 开展市场运营监测和分析，依法依规执行市场干预措施，并向经营主体公布干预原因，防控市场风险；

(六) 向国家能源局华中监管局、政府有关主管部门及时报告经营主体违规行为，并配合调查；

(七) 法律法规规定的其他义务。

第二十六条 电网企业的义务主要包括：

(一) 保障输变电设备正常运行，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；

(二) 加强电网建设，为经营主体提供公平的输配电服务和电网接入、报装、计量、抄表、收付费等服务；

(三) 依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定，承担信息保密义务；

(四) 负责电费结算，按期向经营主体出具电费账单；

(五) 分别预测居民、农业用户和代理购电用户的用电量规模及负荷曲线，向符合规定的工商业用户提供代理购电服务；

(六) 法律法规规定的其他义务。

第四章 交易品种和价格机制

第一节 交易品种及交易方式

第二十七条 根据交易标的物执行周期不同，电力中长期交易包括数年、年度、月度、月内等不同交割周期的电能量交易。数年、年度、月度交易应定期开市，可探索连续开市；月内交易原则上按自然日连续开市。

原则上，数年交易以 1 年以上的电量作为交易标的物，年度交易以次年年度内的电量作为交易标的物，月度交易以次月、年内剩余月份的电量或特定月份的电量作为交易标的物，月内交易以月内剩余天数的电量或者特定天数的电量作为交易标的物。交易分时电量、电价应通过约定或竞争形成。

第二十八条 绿色电力交易（以下简称“绿电交易”）是指以绿色电力和对应绿色电力环境价值（以下简称“绿电环境价值”）为标的物的电力交易品种，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”）。

省内绿电交易是指由电力用户或售电公司等通过电力直接交易的方式向计入本省电网控制区的发电企业购买绿色电力的交易。

第二十九条 火电企业、独立储能以机组为交易单元参与中长期交易，新能源发电企业原则上以场站为交易单元参与中长期交易，电源类虚拟电厂以节点机组为交易单元。售电公司、负荷类虚拟电厂（负荷聚合商）和批发用户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。

独立储能在放电时段按发电企业身份参与交易，在充电时段按电力用户身份参与交易；虚拟电厂、负荷聚合商在上网时段按发电企业身份参与交易，在下网时段按电力用户身份参与交易。

第三十条 各经营主体原则上以市场注册主体为单位独立进行报价。参与集中报价的新能源发电企业，原则上集中后的总装机规模不应超过重庆电力市场单个最大燃煤发电厂装机规模（不含特高压输电通道配套电源）。原则上，仅允许同一集团（同一母公司、同一控股股东、同一实际控制人等）内同一省的新能源发电企业进行集中报价，禁止跨集团、跨省集中报价。禁止具有竞争关系的经营者达成固定或变更商品关系的垄断协议。其它有关要求按照《关于优化集中式新能源发电企业市场报价的通知（试行）》（发改能源〔2025〕1476号）及市内相关配套政策执行。

第三十一条 根据交易方式不同，电力中长期交易包括集中交易和双边协商交易，其中集中交易包括集中竞价交易、滚动撮

合交易和挂牌交易等，以融合交易方式开展。

（一）双边协商交易和集中竞价交易的申报信息在申报截止时间前、滚动撮合交易在撮合成交前，均可提交或者修改申报信息。

（二）年度、月度集中竞价交易中，可设置发电企业分段报价，申报价格单调递增，相邻两个档位设有价差；总申报电量不足 10MWh 的可只申报 1 个价格档位。初期，燃煤发电机组应全额申报 5-10 段，其它经营主体应申报 3-5 段，单段电量占比应不低于申报总量 10%，发电侧申报价格单调递增，用电侧申报价格单调递减，相邻两个档位价差 10-30 元/兆瓦时；按统一边际出清原则成交，满足供需平衡的最后一个申报对中，若多个经营主体的申报价格相同时，按申报电量等比例成交。后续根据市场运行情况适时调整。

（三）对于滚动撮合交易，买卖双方申报价格相同时，以该价格成交；买方申报价格高于即时的最低卖出申报价格时，以即时最低卖出申报价格成交；卖方申报价格低于即时最高买入申报价格时，以即时最高买入申报价格成交。

第三十二条 批发交易按分时段交易组织，分为曲线交易及小时能量块交易。

（一）双边协商交易执行曲线交易，挂牌交易执行曲线交易或小时能量块交易，集中竞价和滚动撮合交易执行小时能量块交易。

（二）曲线交易执行整体成交或各时段等比例成交原则，小

时能量块交易执行各时段独立成交原则。

第三十三条 未履行的合同可全部或部分转让给第三方，相关权责一并转让。绿电合同转让交易需相关各方协商一致。

第三十四条 同一经营主体可以选择买入或卖出电量，但在同一交易序列同一时段只能选择买入或卖出一种行为。

第二节 价格机制

第三十五条 重庆市发展和改革委员会会同重庆市经济和信息化委员会、重庆市能源局、国家能源局华中监管局组织制定价格结算实施细则。

第三十六条 除执行政府定价的电量外，电力中长期市场的成交价格应当由经营主体通过市场形成，第三方不得干预。

第三十七条 绿电交易价格由电能量价格与绿电环境价值组成，并在交易中分别明确。绿电环境价值不纳入峰谷分时电价机制以及力调电费等计算，具体按照国家有关政策规定执行。

第三十八条 中长期合同电价可签订固定价格，也可签订随市场供需、发电成本变化的灵活价格机制。年度中长期合同可根据电力供需、市场结构等情况，约定一定比例电量实行反映实时供需的灵活价格。

第三十九条 对直接参与市场交易的经营主体，不再人为规定分时电价水平和时段；对电网代理购电用户，由政府价格主管部门根据现货市场价格水平，统筹优化峰谷时段划分和价格浮动比例。

第四十条 因电网安全约束必须开启的机组，市场合同电量

低于其最小约束电量的部分，按照《重庆电力市场结算实施细则》偏差电量结算方式处理。

第四十一条 为避免市场操纵及恶性竞争，由重庆市发展和改革委员会会同重庆市经济和信息化委员会、重庆市能源局、国家能源局华中监管局对申报价格和出清价格设置上、下限，电力市场管理委员会、相关经营主体可提出建议。

第四十二条 逐步推动月内等较短周期的电力中长期交易限价与现货交易限价贴近。

第五章 交易组织

第一节 基本要求

第四十三条 电力交易平台功能、电力市场运营机构人员配置（包括交易组织、交易结算、市场注册、运营监测、技术保障等人员）应满足电力中长期市场按日连续运营要求。

第四十四条 电力交易机构应按月发布交易日历，明确各类交易申报、出清等时间或时间安排原则。

第四十五条 交易公告由电力交易机构按照交易日历安排向经营主体发布，公告内容包括：交易品种、交易主体、交易方式、交易申报时间、交易执行时间、交易参数、出清方式、交易约束信息、交易操作说明、其他准备信息等。

原则上，对于数年、年度等定期开市的交易，交易公告应当提前至少 3 个工作日发布；对于月度等定期开市的交易，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 3 个工作日发布；对于连续开市的不再发布交易公告。

第四十六条 现阶段，月度交易包括次月交易和多月交易，其中次月交易的标的物为次月（M+1 月）电能量，多月交易的标的物为 M+2 月至当年剩余任意月电能量；月内交易按 D-2 日交易组织，标的物为 D 日、D+1 日、D+2 日等单日电量。

第四十七条 数年、年度、多月交易可按双边协商或集中交易的方式开展，逐步扩大集中竞价交易规模。次月及月内交易可按双边协商或集中交易的方式开展，以集中交易为主；其中，电力调度机构调整检修计划时，同一发电企业内部机组间的合同调整可按双边协商交易方式开展，其它经营主体间的交易均按集中交易方式组织。

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。

第四十八条 数年、年度、多月交易的双边协商、挂牌交易按曲线交易分月组织，集中竞价交易按小时能量块交易组织。次月交易的挂牌交易可按曲线交易或小时能量块交易组织，集中竞价、滚动撮合交易按小时能量块交易组织。月内交易按集中竞价、滚动撮合交易方式顺序开展，集中竞价、滚动撮合交易按小时能量块交易组织。

第四十九条 各交易周期的中长期合约电量应按约定方式分解形成日电量曲线。

双边协商交易：分月成交电量可按自定义月分日电量比例或

典型月分日电量比例分解到日。

集中竞价交易：发电侧年度成交电量先按各类发电资源典型年分月电量比例分解到月，再按典型月分日电量比例分解到日；月度成交电量按典型月分日电量比例分解到日。用电侧年度成交电量按各类发电资源（富余优发、煤电、新能源等）成交电量占比分劈后，根据各类发电资源典型年分月电量比例分解到月，再按典型月分日电量比例分解到日；月度成交电量按照典型月分日电量比例分解到日。

挂牌交易：月度成交电量可按自定义月分日电量比例或典型月分日电量比例分解到日。

滚动撮合交易：月度成交电量按典型月分日电量比例分解到日。

第二节 交易约束与出清

第五十条 在电力中长期交易开展前，应在交易公告中明确电力中长期交易的各项关键参数，在申报组织以及出清过程中不得临时增加限定条件。

第五十一条 电力调度机构通过电力交易平台发布并动态更新各断面（设备）、各路径可用输电容量、影响断面（设备）限额变化的停电检修等与电网运行相关的电网安全约束信息，并向电力交易机构提供各发电机组可用发电能力。

第五十二条 燃煤发电机组月度及以上周期的可用发电能力为根据机组可调出力、检修天数、电网约束等因素得出的对应周期内的最大发电量；月内单日可用发电能力不考虑检修和受阻容

量，月度累计售出电量的净值不得超过其月度可用发电能力。

第五十三条 集中式新能源发电企业年可用发电能力分类确定。全容量投产超一年的按照装机容量扣减机制电量对应容量和过去 12 个月自身上网电量对应小时数以及调整系数 k_1 确定 (k_1 暂取 1.2); k_1 值由重庆电力市场管理委员会、各经营主体提出，经重庆电力市场管理委员会审议通过，并报地方有关主管部门、国家能源局华中监管局审定后调整。投产不足一年的新能源发电企业的上网电量对应小时数按同类型（光伏、风电）平均水平确定；年内投运的新能源发电企业的交易电量上限按全年剩余月份对应折算。

集中式新能源发电企业年可用发电能力 = (装机容量 - 机制电量对应容量) × 过去 12 个月自身上网电量对应小时数 × k_1

第五十四条 分布式新能源发电企业年可用发电能力按装机容量扣减机制电量对应容量、同类型（分布式光伏、分散式风电）平均年利用小时数以及调整系数 k_2 确定。其中，分散式风电、自然人和非自然人户用分布式光伏的 k_2 暂取 1；大型工商业分布式光伏的 k_2 暂取 0；一般工商业分布式光伏的 k_2 按照重庆市关于一般工商业分布式光伏发电项目年自发自用电量占发电量最低比例有关规定确定，主城都市区 22 个区县暂取 0.8，其余区县暂取 0.6。 k_2 值由重庆电力市场管理委员会、各经营主体提出，经电力市场管理委员会审议通过，并报地方有关主管部门、国家能源局华中监管局审定后执行。年内投运的分布式新能源发电企业的交易电量上限按全年剩余月份对应折算。

分布式新能源发电企业年可用发电能力=（装机容量-机制电量对应容量）×同类型平均年利用小时数× k_2

第五十五条 全电量纳入新能源可持续发展价格结算机制保障的新能源发电企业暂不参加中长期交易。

第五十六条 发电机组在同一场交易中，售电量不得超过交易申报限额，购电量不得超过交易申报前已成交电量（指多次售出、购入相互抵消后的售电量）。

第五十七条 电力交易机构根据已达成的交易合同及可用发电能力，形成各发电机组交易申报限额，并根据市场交易情况及时调整（扣除已成交电量、已申报未出清电量）。计算可用发电能力的相关参数和交易申报限额通过电力交易平台统一发布，其中，计算可用发电能力的相关参数发生变化时，应在交易申报前至少3个工作日发布，交易申报限额应在交易申报前至少1个工作日内发布。

第五十八条 售电公司（电力用户）在同一场交易中，售电量不得超过交易申报前已成交电量（指多次购入、售出相互抵消后的非绿电交易购电量），购电量不得超过交易申报限额。

第五十九条 批发用户、售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商的交易申报限额，根据注册资本总额对应的最大购电能力、履约担保额度、代理或聚合用户的历史用电水平等风险平抑能力确定。其中，用户月度历史用电水平值原则上按最近一年（12个月）最大月度用电量的 k_3 倍确定， k_3 暂取1.2。 k_3 值由重庆电力市场管理委员会、各经营主体提出，经重庆电力市场管理委员会审议通

过，并报地方有关主管部门、国家能源局华中监管局审定后调整。

批发用户、售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商应基于生产实际按月向电力交易机构报送后续月度的预测用电量，电力交易机构对应调整该经营主体由用户历史用电水平确定的交易申报限额。其中，申报月度预测用电量超过交易申报限额的，应向电力交易机构提供用电需求证明，由电力交易机构会同电网企业进行核实、公示、备案后执行，具体申请条件、执行标准、工作流程，经电力市场管理委员会审议后实施。

第六十条 同一投资主体（含关联企业）控股的售电公司全年市场化电量不得超过市场化总量（不含电网代购）的 15%。独立储能、虚拟电厂、负荷聚合商按发电类和负荷类交易单元分别确定交易申报限额。

第六十一条 市场经营主体应在规定的时限内通过电力交易平台申报相关交易数据。

第六十二条 电力交易机构根据必要的交易出清约束进行交易出清，形成预成交结果。

第三节 绿色电力交易组织

第六十三条 绿电交易应确保发电企业与电力用户一一对应，实现绿电环境价值可追踪溯源。

第六十四条 鼓励经营主体参与数年绿电交易，探索数年绿电交易常态化开市机制。

第六十五条 售电公司参与绿电交易时，应提前与电力用户建立代理服务关系，并在交易申报时将绿电需求电量全部关联至

代理用户。

第六十六条 虚拟电厂聚合分布式新能源参与绿电交易时，应提前与分布式新能源建立聚合服务关系，并在交易申报时将绿电申报电量全部关联至各分布式新能源项目。

第六十七条 绿电交易合同在各方协商一致、确保绿电环境价值可追踪溯源的前提下，建立灵活的合同调整机制，按月或更短周期开展合同转让等交易。绿电合同转让交易应一并转让对应的绿电环境价值。

第四节 电网代理购电交易组织

第六十八条 电网代理购电与其它经营主体执行统一的市场规则，按工商业用电、工商业线损、居民农业用电（含线损）、趸售用电交易单元分类开展市场化采购，按集中交易方式组织。

第六十九条 电网代理购电按集中竞价、挂牌交易方式开展。

参与集中竞价交易时，报量不报价，接受其它报量报价经营主体按照集中竞价方式出清形成的价格后，再参与用电侧排序和出清。

参与单挂单摘交易时，挂量不挂价，接受其它经营主体在对应交易周期以集中竞价交易方式开展的分时段交易中形成的对应时段的加权均价。

第七十条 除年度交易外的其它交易周期中，若某时段未形成集中竞价价格时，则不再开展该时段电网代理购电挂牌交易。

第五节 富余优发交易组织

第七十一条 现阶段，富余优发与用电侧经营主体间，通过

集中竞价、挂牌方式开展中长期交易。后续，可根据电力市场运行情况，进一步优化交易机制。

第七十二条 年度交易时，富余优发报量不报价参与集中竞价交易，接受其它报量报价经营主体按照集中竞价方式出清形成的价格后，再参与发电侧排序和出清。

第七十三条 当富余优发月度预测总电量超出年度成交分解至当月电量的 15%时，对超出部分以小时能量块交易方式开展富余优发月度挂牌交易。

第七十四条 月度交易时，富余优发挂牌价格原则上为当月集中竞价预出清价格。若当月集中竞价某时段预出清电量低于当月对应时段年度、多月交易成交电量和当月集中竞价预出清电量的总电量 10%时，该时段挂牌价格为当月对应时段的年度、月度（含多月、次月）集中竞价加权均价。在规定的挂牌交易时间内，由用电侧经营主体申报摘牌电量，申报总电量小于挂牌总电量时，按申报电量成交；申报总电量大于挂牌总电量时，按申报电量等比例分配。

第七十五条 富余优发月度结算均价（含中长期和现货）与其实际上网电量结算均价间的价差损益直接向全体工商业用户传导，按实际用电量（不含省间绿电电量）进行分摊或分享。

第六章 省内、省间市场的衔接

第七十六条 参与跨省跨区市场化交易的经营主体，应根据自身电力生产或者消费需要以及自身发用电能力，结合已有市场

化交易合同合理参与交易申报。经营主体参与省间交易申报限额应扣除省内交易已成交电量。

第七十七条 电力交易机构应进一步推动电力交易平台互联互通、交易信息共享互认，实现“一个平台申报、披露，省内省间平台共享”。

第七十八条 区域与省级市场运营机构应建立协同衔接机制，在交易组织时序、交易校核、电费结算等方面做好衔接，明确职责分工和数据传递流程，确保省间与省内市场衔接顺畅。

第七章 交易校核

第七十九条 电力中长期市场交易校核包含交易出清校核和电网安全校核，交易出清校核由电力交易机构负责，电网安全校核由电力调度机构负责。

第八十条 交易出清校核主要包括交易电力电量限额校核、交易限价校核等。

第八十一条 交易出清校核在电力中长期交易出清前开展，原则上不超过1个工作日。交易出清完成后，电力交易机构发布预成交结果。

第八十二条 现货市场运行期间，电力调度机构不再单独开展电网安全校核。非现货市场运行期间，电力调度机构应当在规定的时间内按照电网运行安全校核技术规范有关要求执行，不得开展追溯校核。其中，数年、年度交易5个工作日，月度交易2个工作日，月内交易1个工作日。

第八十三条 电网安全校核未通过时，电力调度机构将超限信息以规范、统一的形式推送至电力交易机构，并在电力交易平台披露电网安全校核未通过原因。电力交易机构根据电网安全校核意见，按交易优先级逆序削减。

第八十四条 电力交易机构应当根据电网安全校核意见在规定时间内完成削减，并予以公布，形成成交结果。其中，数年、年度交易 5 个工作日，月度交易 2 个工作日，月内交易 1 个工作日。

第八十五条 电力交易机构进行削减时，按交易组织结束时间逆序削减。对于同场双边协商交易，按照时间优先原则逆序削减，时间相同时按等比例原则削减；对于同场集中竞价交易，按照价格优先原则逆序削减，价格相同时按照时间优先原则逆序削减；对于同场挂牌交易，按照时间优先原则逆序削减。已成交并发布的交易结果不得削减。

第八十六条 成交结果应在形成后 1 个工作日内由电力交易机构汇总发布。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，由电力交易机构会同电力调度机构在 1 个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

第八章 合同管理

第一节 合同签订

第八十七条 各市场成员在开展电力中长期交易时应签订电

力中长期交易合同（含电子合同），作为执行依据。分散资源可与资源聚合类新型经营主体签订聚合服务合同，参与电力中长期市场。

开展电力中长期交易合同签订工作，应有利于稳定市场预期，防范市场风险、保障市场供需。

第八十八条 电力交易机构根据市场成员在电力交易平台的成交结果，出具的电子交易确认单，视为电子合同。电力中长期交易合同原则上应采用电子合同签订，市场成员应依法使用可靠的电子签章。

第八十九条 绿电交易合同应明确交易电量、电力曲线及价格（包括电能量价格、绿电环境价值）等内容。电力交易机构根据交易合同形成绿色电力溯源关系，为经营主体提供溯源服务。

第二节 合同执行

第九十条 电力交易机构根据电力中长期市场连续运营情况，汇总重庆市场成员相关的跨省跨区、省内交易合同，作为执行依据。

第九十一条 电力系统发生紧急情况时，电力调度机构可基于安全优先的原则实施调度，事后向国家能源局华中监管局、政府有关主管部门报告事件经过，并向经营主体披露相关信息。

第九章 计量和结算

第一节 计量

第九十二条 多台发电机组共用计量点且无法拆分，各发电

机组需分别结算时，按照每台机组的额定容量或发电量等比例计算各自上网电量。对于风电、光伏发电企业处于相同运行状态的不同项目批次共用计量点的机组，可按照额定容量等比例计算各自上网电量。

处于调试期的机组，如果和其他机组共用计量点，按照机组调试期的发电量等比例拆分共用计量点的上网电量，确定调试期的上网电量。

第九十三条 资源聚合类新型经营主体聚合的不同分散资源同时具有上、下网电量时，应区分各时段的上、下网电量。

第九十四条 逐步推动增量配电网经营区内直接参与市场交易的电力用户电量和配售电公司的代理电量（不包含直接参与市场交易的电力用户）实现独立计量、独立传输。

第九十五条 其它计量有关要求按照《电力市场计量结算基本规则》和《重庆电力市场结算实施细则》执行。

第二节 结算

第九十六条 电力中长期市场结算原则上以自然月为周期开展，按日开展清分、按月开展结算。

第九十七条 电力中长期市场应设置电力中长期结算参考点，作为电力中长期市场电量在现货市场的交割点，参考点价格可以由日前或实时市场出清价格确定，目前暂取日前市场统一结算点电价，后续根据市场运行情况适时调整。

第九十八条 电力中长期市场结算可按差价结算或差量结算方式开展，目前暂按差量结算方式开展。

已注册入市但尚未签订电力中长期合同的经营主体，实际用电量或实际发电量按偏差电量结算。

第九十九条 电力交易机构应分别结算居民和农业用户、电网企业代理购电、工商业线损、趸售电量的偏差电量。电网企业应向电力交易机构分别提供相关电量信息。

第一百条 资源聚合类新型经营主体及分散资源按照聚合服务合同明确的电能量价格单独结算。

第一百零一条 绿电交易中电能量与绿电环境价值分开结算。电能量部分按照本章相关条款开展结算。纳入可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益。

第一百零二条 绿电环境价值部分按当月合同电量、发电侧上网电量（扣除机制电量）、用电侧电量三者取小的原则确定。其中，同一电力用户/售电公司与多个发电企业签约，总用电量低于总合同电量的，该电力用户/售电公司对应于各发电企业的用电量按总用电量占总合同电量比重等比例调减；同一发电企业与多个电力用户/售电公司签约的，总上网电量低于总合同电量时，该发电企业对应于各电力用户/售电公司的上网电量按总上网电量占总合同电量比重等比例调减。绿电环境价值偏差补偿费用按照合同约定执行。

第一百零三条 绿电交易对应的绿证根据可再生能源发电项目月度结算电量，经审核后统一核发，并按规定将相应绿证由发电企业或项目业主的绿证账户随绿电交易划转至买方账户。

第一百零四条 批发用户、售电公司、虚拟电厂、负荷聚合

商应准确申报或缺省申报代理或聚合用户的后续月份的预测用电量，缺省申报值为用户最近一年（12个月）最大月度用电量。申报偏差超出允许范围时，超额申报电量应按月承担偏差考核。

偏差考核费用=超额申报电量×偏差考核价格

超额申报电量=(月度预测总用电量-月度实际用电量)-月度实际用电量× k_4

偏差考核价格=|月度集中竞价交易（不含多月竞价）加权均价-现货日前市场月度加权均价|× k_5

k_4 为允许偏差， k_5 为偏差考核价格调整系数，由重庆电力市场管理委员会、各经营主体提出，经重庆电力市场管理委员会审议通过，并报政府有关主管部门、国家能源局华中监管局审定后执行。

第一百零五条 其它结算有关要求按照《电力市场计量结算基本规则》和《重庆电力市场结算实施细则》执行。

第十章 信息披露

第一百零六条 按照信息公开范围，电力市场信息分为公众信息、公开信息、特定信息三类。公众信息是指向社会公众披露的信息。公开信息是指向有关市场成员披露的信息。特定信息是指根据电力市场运营需要向特定市场成员披露的信息。

第一百零七条 发电企业、售电公司、电力用户、新型主体、电网企业、市场运营机构应披露的公众信息、公开信息、特定信息具体内容及范围按照《电力市场信息披露基本规则》执行。

第一百零八条 市场成员应当遵循安全、真实、准确、完整、及时、易于使用的原则披露电力市场信息，对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

第一百零九条 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。

第一百一十条 电力市场信息按照年、季、月、周、日等周期开展披露，信息披露主体按照标准数据格式在信息披露平台披露信息，披露的信息保留或可供查询的时间不少于2年，且封存期限为5年。

第一百一十一条 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，相关信息披露主体应予以解释。

第一百一十二条 其它信息披露有关要求按照《电力市场信息披露基本规则》执行。

第十一章 市场技术支持系统

第一百一十三条 重庆电力交易平台应包括市场注册、交易申报、交易出清、市场结算、市场参数管理、信息发布、交易出清校核、市场运营监测等功能模块，符合相关技术规范和市场规则要求。

第一百一十四条 重庆电力交易平台应遵循全国统一的数据接口标准，电力交易平台间、电力交易平台与电网企业的电力调度及营销等系统应实现互联互通，在保障信息安全的前提下为市场相关方提供数据交互服务。

第一百一十五条 重庆电力交易平台应强化基础运行保障能力，满足电力中长期市场连续运营要求，建立备用系统或并列双活运行系统。

第一百一十六条 重庆电力交易平台应与其它电力交易平台实现注册信息互通互认，确保经营主体“一地注册、全国共享”。

第一百一十七条 重庆电力交易平台应对电力市场运行情况进行实时监测预警。

第十二章 风险防控及争议处理

第一百一十八条 电力市场风险类型包括电力供需失衡风险、市场价格异常风险、不正当竞争风险、技术支持系统运行异常风险、合同违约风险及其它市场风险。

第一百一十九条 电力交易机构应制定电力中长期市场风险防范及处置预案，按照有关程序对电力市场风险进行监测预警和防范处置。

第一百二十条 电力交易机构、电力调度机构照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，履行市场监控和风险防控责任，根据有关规定，开展对电力市场相关交易活动的监测预警和风险防范，并定期向国家能源局华中监管局、政府有关主管部门报告。

第一百二十一条 当市场运行发生紧急风险时，电力市场运营机构根据政府有关规定执行市场干预措施，并在3日内向国家能源局华中监管局、政府有关主管部门提交报告，按规定程序披露。当出现以下情况时，电力交易机构、电力调度机构可依法依规采取市场干预措施：

（一）当面临严重供不应求情况或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的；

（二）发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；

（三）市场技术支持系统发生重大故障，导致交易无法正常进行的；

（四）因不可抗力电力市场化交易不能正常开展的；

（五）监管机构、政府主管部门作出暂停市场交易决定的；

（六）市场发生其他严重异常情况的。

第一百二十二条 电力交易机构应根据电力市场运营风险预判情况，完善售电公司履约保障凭证管理要求。

第一百二十三条 市场成员产生争议，可自行协商解决，协商无法达成一致时可提交国家能源局华中监管局、政府有关主管部门依法协调，也可依法提交仲裁或向人民法院提起诉讼。

市场成员应向国家能源局华中监管局、政府有关主管部门提供争议处理所需的数据和材料。

第十三章 法律责任

第一百二十四条 对于电网企业、电力市场运营机构、经营主体违反本规则规定的，国家能源局华中监管局依照《电力监管条例》第三十一条、第三十三条、第三十四条以及《电力市场监管办法》第三十六条、第三十八条、第三十九条有关规定处理。

第一百二十五条 任何单位和个人不得干预市场运行。任何单位和个人扰乱电力市场秩序且影响电力市场活动正常进行，或者危害电力市场及相关技术支持系统安全的，按照有关规定处理；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第十四章 附则

第一百二十六条 本细则由国家能源局华中监管局会同重庆市经济和信息化委员会、重庆市发展和改革委员会、重庆市能源局依据各自法定职权解释。

第一百二十七条 本细则自发布之日起施行，有效期5年。《重庆电力中长期交易实施细则》（华中监能市场规〔2025〕102号）同时废止。

名词解释

1.新型经营主体

新型经营主体是指具备电力、电量调节能力且具有新技术特征、新运营模式的配电环节各类资源，可分为单一技术类新型经营主体和资源聚合类新型经营主体。其中，单一技术类新型经营主体主要包括分布式光伏、分散式风电、储能等分布式电源和可调节负荷；资源聚合类新型经营主体主要包括虚拟电厂（负荷聚合商）和智能微电网，配电环节具备相应特征的源网荷储一体化项目可视作智能微电网。

2.绿色电力

绿色电力是指符合国家有关政策要求的风电（含分散式风电和海上风电）、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产生的全部电量。初期，参与绿色电力交易的可再生能源发电项目为风电、光伏发电项目，条件成熟时，可逐步扩大至符合条件的其他可再生能源。

3.按日连续开市

按日连续开市是指电力交易机构在每日（工作日或自然日）组织电力中长期交易的活动。

4.交易序列

交易序列是指由电力交易机构在电力交易平台中，按照不同交易方式、不同交易执行周期等要素建立的交易组织集合。

5. 双边协商交易

双边协商交易是指经营主体等按照市场规则自主协商电力产品的时段、数量、单位、价格、电力曲线（或电力曲线形成方式）、执行周期等要素，形成初步意向后，通过电力交易平台申报并经市场运营机构校核后，形成双边协商交易结果。

6. 集中竞价交易

集中竞价交易是指针对已明确时段、数量、单位、执行周期等要素的电力产品，经营主体等在规定截止时间前集中申报价格，由电力交易平台汇总经营主体等提交的交易申报信息进行“统一边际出清”或“撮合匹配、边际出清”。

7. 挂牌交易

挂牌交易是指经营主体等通过电力交易平台，将需求电量或者可供电量的数量和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。挂牌交易按照摘牌情况成交，可由电力产品或服务的卖方（或买方）一方挂牌，另一方摘牌；也可允许买卖两方在自身发用电能力范围内同步挂牌、摘牌。

8. 滚动撮合交易

滚动撮合交易是指针对已明确时段、数量、单位、执行周期等要素的电力产品，在规定的交易起止时间内，经营主体等可以随时提交购电或者售电信息，电力交易平台依据申报顺序进行滚动撮合，按照对手方价格优先、时间优先等原则即时成交。

9.融合交易

融合交易指不区分电力直接交易、合同转让交易、合同回购交易，经营主体可在同场交易中完成电能量/合同的买入和售出。

10.分时段交易

分时段交易是指将一天划分为多个时段（最多 24 个时段），以一个或多个时段电量为交易标的的交易，适用于全体经营主体。

11.曲线交易

曲线交易是指以 24 时段电量或连续时段(时段数大于等于 2) 电量为交易标的的交易，主要用于形成基荷、峰荷电量。

12.小时能量块交易

小时能量块交易是指以任意时段的电量为交易标的的交易，最小能量块定义为（1h×0.1MW），主要用于调整合同曲线与实际发、用电曲线差异。

13.交易组织月（M）

交易组织月（M）是指组织开展中长期交易的当月。

14.运行日（D）

运行日（D）是指执行电能量市场交易计划的自然日。

15.典型年分月电量比例

典型年分月电量比例是指按历史电量、电源结构和负荷变化等因素形成的对应各时段的分月电量占全年电量比例。

16.典型月分日电量比例

典型月分日电量比例是指按工商业用户历史电量形成的工作日、周末、法定节假日的日电量比例。

17. 富余优发

富余优发是指满足居民、农业用电（含线损）需求以外的优先发电电量。优先发电电量为市内非市场化电源发电电量（不含抽蓄和储能上网电量、新能源机制电量）和外购电电量。

18. 电力市场风险类型

（1）电力供需失衡风险

电力供需失衡风险指电力供应与需求大幅波动、超出正常预测偏差范围，影响电力系统供需平衡的风险。

（2）市场价格异常风险

市场价格异常风险指某地区、时段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。

（3）不正当竞争风险

不正当竞争风险指经营主体违规行使市场力操纵市场价格、持留容量、达成垄断协议等，或串通报价、哄抬价格，并严重影响交易结果的风险。

（4）技术支持系统运行异常风险

技术支持系统运行异常风险指支撑电力市场的各类技术支持系统出现异常或不可用状态，或因黑客、恶意代码等攻击、干扰和破坏等行为，造成被攻击系统及其中数据的安全性、完整性和可用性被破坏，影响市场正常运行的风险。

（5）合同违约风险

合同违约风险指经营主体失信、失去正常履约能力、存在争议或不可抗力等原因而不能正常履行已签订的电力中长期合同的

风险。

(6) 其他市场风险

其他市场风险指经营主体交易申报差错、滥用高频量化交易、提供虚假注册资料获取交易资格等，影响市场正常秩序的风险。

抄送：国家能源局市场监管司。

国家能源局华中监管局综合处

2026年3月31日印发
