

附件

湖北省电力中长期市场实施细则 (征求意见稿)

2026 年 1 月

目 录

第一章 总则	- 1 -
第二章 总体要求	- 1 -
第三章 市场成员	- 2 -
第一节 经营主体注册	- 2 -
第二节 市场成员权利	- 3 -
第三节 市场成员义务	- 5 -
第四章 交易品种和价格机制	- 9 -
第一节 交易品种及交易方式	- 9 -
第二节 价格机制	- 11 -
第五章 交易组织	- 12 -
第一节 基本要求	- 12 -
第二节 交易约束与出清	- 13 -
第三节 绿色电力交易组织	- 14 -
第四节 电网企业代理购电	- 15 -
第六章 交易校核	- 15 -
第七章 合同管理	- 17 -
第八章 计量和结算	- 17 -
第一节 计量	- 17 -

第二节 结算原则	- 19 -
第三节 结算基础数据准备	- 22 -
第四节 结算价格	- 22 -
第五节 绿电结算	- 24 -
第六节 发电侧结算	- 25 -
第七节 用电侧结算	- 40 -
第九章 信息披露	- 45 -
第十章 市场技术支持系统	- 46 -
第十一章 风险防控及争议处理	- 47 -
第十二章 法律责任	- 48 -
第十三章 附则	- 48 -

第一章 总则

第一条 为积极稳妥推进湖北电力市场建设，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《电力市场运行基本规则》《电力中长期市场基本规则》等有关法律法规和文件规定，结合湖北实际，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，包括数年、年、月、月内（含旬、周、多日）等不同时间维度的交易。

第三条 本细则适用于湖北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市场的发电企业、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电力交易机构、电力调度机构。

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、损害其他市场成员的合法权益。

第二章 总体要求

第六条 统筹推进湖北电力中长期市场、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。

第七条 湖北电力市场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。

第三章 市场成员

第一节 经营主体注册

第八条 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。售电公司按照《售电公司管理办法》及省内有关要求执行。虚拟电厂初期参照《售电公司管理办法》及省内有关要求执行。

第九条 电力交易机构每年开展经营主体持续满足注册条件核验，发现符合自动注销、交易资格暂停、电力交易平台账号冻结情形的，按照《电力市场注册基本规则》等相关规定处理。

第十条 集中式新能源注册时，应按建设核准文件/备案证、购售电合同上网电量计算公式中明确的最小颗粒度添加机组。分布式新能源注册时，依据市场主体统一社会信用代码抽取电网企业营销 2.0 系统中的项目信息。可再生能源发电项目应在国家能源局可再生能源发电项目信息管理平

台完成建档立卡后，5个工作日内在电力交易平台填报可再生能源项目编码信息，并配合完成项目匹配。

第十一条 经营主体市场注册信息发生变化后，应在5个工作日内向首次注册的电力交易机构提出信息变更申请。经营主体市场注册信息变更按照申请、承诺、审查、公示、生效的流程办理。信息变更主要包括但不限于电力业务许可证变更、并网调度协议、购售电合同新签或修签等。

第十二条 直接参与电力中长期市场的电力用户全部电量可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。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。

第十三条 暂未直接参与电力中长期市场的电力用户按规定由电网企业代理购电，允许在次月选择直接参加批发市场或零售市场。

第二节 市场成员权利

第十四条 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和义务。

第十五条 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。

第十六条 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。

第十七条 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。

第十八条 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

第十九条 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。

第二十一条 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。

第二十二条 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。

第二十三条 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。

第二十四条 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）向华中能源监管局、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。

第二十五条 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

第二十六条 湖北电力中长期交易现阶段主要开展电能量交易，根据市场需要开展合同转让、回购交易，推动电能量交易与合同交易融合开市。探索开展发电权、输电权、容量等交易。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。

第二十七条 火电企业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。

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所在湖北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（区、市）的新能源发电企业进行集中报价，禁止跨集团、跨省（区、市）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。

第二十八条 湖北电力中长期市场全面开展分时段交易，各类中长期交易划分为 24 个时段组织。

第二十九条 中长期合约的起止时间，以日历日为基本单位。合约电量为中长期合约周期内交易的总电量，合约电量的成交价格一般采用绝对价格形式。

第三十条 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、挂牌交易等。

第三十一条 已完成的中长期交易合同总量不变，默认按照“均分”原则形成月分日曲线。

其中，双边协商交易合同曲线，可在连续运营交易前进行协商调整。协商调整是指以双边协商方式，申报日（T 日）24:00 前，交易双方可调整“T 日申报的月内连续运营交易序列中最后一个标的日+1 天”至“月底最后一天标的日”曲线。

第三十二条 经营主体通过年度（多年）交易、月度交易和月内（多日）等交易满足发用电需求，促进供需平衡。

（一）年度交易每年 12 月底前开展，标的为次年的电量。一般按双边协商、集中交易方式开展。

（二）月度交易每月中下旬开展，标的为次月电量。一般按集中竞价方式开展，执行过程中根据市场运营实际、经营主体需要等情况进行调整。

（三）月内交易的标的为月内剩余天数的电量或者特定天数的电量。一般按集中竞价、滚动撮合等方式开展，执行过程中根据市场运营实际、经营主体需要等情况进行调整。

其中，月内连续运营交易按 D-2 日开市，采取连续集中竞价及（或）滚动撮合方式。第一阶段未成交的申报量价自动进入下一阶段，作为下一阶段申报量价的初始值，直到当日交易结束为止。申报标的安排需在交易公告中发布。

第三十三条 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

第三十四条 省价格主管部门会同能源、电力运行主管部门、电力监管机构组织制定价格结算实施细则。

第三十五条 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。

第三十六条 为避免价格操控和恶性竞争，由省价格主管部门会同能源、电力运行主管部门、电力监管机构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。

第三十七条 月内连续运营交易中，申报价格上下限与省内电力现货市场申报价格上下限保持一致。

第三十八条 年度中长期市场可签订固定价格，也可签订随市场供需、发电成本变化的灵活价格机制或建立与现货

市场价格联动机制。

第三十九条 绿色电力交易（以下简称“绿电交易”）价格由电能量价格与绿色电力环境价值（以下简称“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。

第四十条 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。

第五章 交易组织

第一节 基本要求

第四十一条 电力交易机构按月发布交易日历，明确各类交易的组织时间或时间安排原则。

第四十二条 电力交易的具体组织时间以交易公告为准，交易公告内容包括：交易标的（含电力、电量和交易周期）、交易组织程序（含申报起止时间，申报截止时间不得晚于交割开始时间）、交易出清方式、价格形成机制、参与交易主体、交易参数、交易约束信息等信息。在规定时间内，电力交易机构通过电力交易平台发布交易结果，电力交易平台自动生成电子合同。

原则上，数年、年度等定期开市的电力中长期交易，交易公告应在交易申报前至少 3 个工作日发布；月度等定期开

市的电力中长期交易，交易公告应在交易申报前至少 1 个工作日发布；连续开市的电力中长期交易不再发布交易公告。

第二节 交易约束与出清

第四十三条 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。在申报组织及出清过程中不得临时调整或增加关键参数。

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电量（不含电网代理购电电量）的 20%。

第四十四条 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。

第四十五条 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）。交易申报限额应在交易申报前至少 1 个工作日通过电力交易平台统一公布。

第四十六条 发电企业各小时最大交易电量不超出其发电能力，即各小时净合同量上限=容量×标的日小时数。发电企业容量取电力业务许可证容量，豁免电力业务许可证的取额定容量，无电力业务许可证且未豁免的默认容量为 0。

第四十七条 风电、光伏发电企业各月中长期交易电量上限依据上年平均利用小时数、机制电量比例设定。电源类

虚拟电厂中长期交易电量上限按照其代理的主体交易电量上限加总确定。

第四十八条 月度累计交易量是指单个经营主体买入和卖出标的月合约电量的绝对值之和。

第四十九条 分时段交易电量应同时满足以下条件：

（一）发电侧（含电源类虚拟电厂）各时段买入交易量上限=发电侧相应各时段净合约量。

（二）用电侧（含售电公司、批发用户、负荷类虚拟电厂）各时段卖出交易量上限=用电侧相应各时段净合约量。

第五十条 售电公司、虚拟电厂等交易申报限额，根据注册资产总额、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条件确定。

第五十一条 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。

第三节 绿色电力交易组织

第五十二条 绿电交易是中长期交易的组成部分，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”）。

第五十三条 绿电交易周期包括数年、年度、月度、月内。鼓励经营主体参与数年绿电交易。

第五十四条 省内绿电交易主要通过双边协商方式，划分为 24 个时段组织。交易方式可根据市场需要进一步拓展，应满足绿色电力可追踪溯源的要求。

省内绿电交易是基于集中竞价合同开展的交易，新能源

发电企业与电力用户通过双边协商方式明确绿电交易的电能量价格与绿电环境价值，形成绿电交易合同，并在集中竞价交易合同中等额扣减。

第五十五条 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。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。

第五十六条 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。

第五十七条 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 电网企业代理购电

第五十八条 电网企业单独预测居民（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）、农业用电和代理购电工商业用户用电曲线。

第五十九条 保量保价的优先发电电量匹配居民、农业用电不足部分，由电网企业通过市场化方式采购。电网企业代理购电应与市场主体执行统一的市场规则。

第六章 交易校核

第六十条 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。

第六十一条 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。电力交易机构依据市场规则、交易合约条款、经营主体履约能力对交易电力电量、交易价格等进行交易出清校核，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。

第六十二条 根据全省火电企业典型发电曲线，开展火电企业年度、月度交易的交易校核。

具体方式为：按照年度、月度交易某小时成交电量之和，不超过其装机容量 \times 前三年全省统调煤电当月该小时等效发电小时数 $\times 95\%$ 进行校核。

第六十三条 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期限内根据机组可调出力、检修安排及电网约束情况，对发电企业参与市场交易时段电量进行能力校核，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。

第六十四条 电网安全校核未通过时，电力调度机构将越限信息以规范、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。对于双边交

易，按照时间优先原则逆序削减；对于集中交易，按照等比例原则进行削减。

第七章 合同管理

第六十五条 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。

第六十六条 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。

第六十七条 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。

第八章 计量和结算

第一节 计量

第六十八条 市场经营主体应当具备独立计量条件，安装符合国家标准的计量装置，由计量检测机构检定后投入使用。电网企业应根据市场运行和市场经营主体需要及时配置、安装符合要求的计量装置。计量检测机构对计量装置实行定期校核。电能计量装置应安装在产权分界点，产权分界点无法安装电能计量装置的，电网企业

应在与市场经营主体协商明确计量装置安装位置后，依据相关规定确定相应的变（线）损和参与结算的关口计量点，并在购售电合同、供用电合同等合同中予以明确。

第六十九条 计量装置设置应满足电力市场最小结算单元要求，不满足要求的，电网企业应与市场经营主体协商一致后，在购售电合同、供用电合同等合同中明确结算单元电量分配方式。

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。

第七十条 计量数据应满足结算最小时段和周期的要求，统一设置抄表计划，实现发用同期抄表和定期抄录。电网企业及电力调度机构应根据市场经营主体询问及争议，对计量数据问题分类管理，并按规定处理。

第七十一条 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。

第七十二条 参与市场的发电企业、电力用户关口计量点电量数据、电力辅助服务数据根据计量装置确定，电网

企业和电力调度机构应保证计量数据准确、完整，并按结算时序要求传输至电力交易机构。

（一）电网企业、电力调度机构应每日提供前 1 日跨省跨区输电通道和发电企业的计量数据。电网企业应于每月第 1 个工作日内提供跨省跨区输电通道和发电企业月度计量数据。

（二）电网企业应按日提供前 1 日用户侧分时电量至电力交易机构，并于每月第 1 个工作日内将用户侧月度抄表电量提供至电力交易机构。

第七十三条 其他计量有关要求按《电力市场计量结算基本规则》执行。

第二节 结算原则

第七十四条 电力交易机构负责向市场经营主体和电网企业提供电力市场结算依据，电网企业受市场经营主体委托，根据电力交易机构出具的结算依据，开展电费结算，保障电费资金安全，承担电力用户欠费风险。增量配电网企业与省级电网企业之间的结算按照双方签订的合同（协议）自行开展。

第七十五条 电力中长期市场结算原则上以自然月为周期开展，实行逐月连续结算，不跨月结算。电能量交易结算“日清月结”，以小时为基本清分计算时段，以日为周期汇总后出具日清分临时结算结果，以月度为周期在 M+1 月（M 月为运行月，下同）出具正式结算依据并开展电费结算。电

力辅助服务相关费用（包括两个细则）、容量电费、市场运营费用等结算“月清月结”，原则上在 M+2 月出具正式结算依据并开展电费结算，同步收取、分摊（分享）。

第七十六条 电力中长期市场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，参考点及其现货价格按照湖北电力现货市场相关规则执行。

第七十七条 电力中长期市场结算按增量结算方式开展，即“照付不议、偏差结算”，市场合同电量全额结算，实际偏差电量按偏差电价结算。

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。

第七十八条 纳入湖北省电力市场结算的发电企业和电网侧新型储能，原则上并网前应在电力交易平台完成注册手续，建立结算单元（与购售电合同上网电量公式明确的单元保持一致）。结算单元对应的装机容量、首次并网时间、电力业务许可证容量、国家能源局可再生能源项目信息等关键字段需维护准确并依据实际情况动态更新。

第七十九条 直接参与市场的电力用户（含批发用户、零售用户、无合同用户）的注册信息应涵盖其符合入市条件的所有用电户号，电力用户新增户号次月 1 日按市场规则结算，当月注销户号当月电量仍按市场规则结算；具备正常市场注销条件并向交易中心提交市场注销申请的用户，交易中心审核确认后，市场注销当月对该用户不进行偏差考核。

第八十条 发电企业以结算单元（机组、场站等）为

单位进行结算，电力用户以在交易平台注册的市场成员为单位进行结算。

第八十一条 发电企业、电网侧新型储能首次参与中长期或现货交易后，即视为已经直接参与电力市场，当月及后续均按照相关市场规则进行结算。

第八十二条 电力交易机构分别结算居民和农业用户、电网企业代理购电的偏差电量。电网企业应向电力交易机构分别提供相关电量信息。

在代理购电工商业用户、居民农业用户无法单独分拆用电曲线时，代理购电工商业用户、居民农业用户偏差电费按现货市场规则统一出清、按电量比例分摊，其中代理工商业用户所对应的偏差电费由代理用户自行承担，居民农业用户对应的偏差电费由全体工商业用户分摊。

第八十三条 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。

第八十四条 省内现货市场中，对市场运行过程中产生的市场不平衡资金、超额获利回收资金、偏差考核费用等市场运营费用应明确来源、分项记账、逐项疏导，制定具体结算细则，按照“谁受益、谁承担”的原则在相关经营主体间分摊或返还。市场运营费用由电网企业代收和代付，电网企业不获利、不分摊。

第八十五条 发电企业未在规定时间内取得购售电合同对应容量的电力业务许可证但仍并网发电的，“两个细则”及辅助服务市场分摊费用按照《华中区域发电机组进入及退出商

业运营实施细则》有关规定执行，其他正常开展结算。

第八十六条 市场运营费用结算和追退补按《湖北省电力现货市场运行实施细则》执行，其他结算有关要求按《电力市场计量结算基本规则》执行。

第三节 结算基础数据准备

第八十七条 电网企业（包括湖北省电力公司和增量配电网企业）和电力调度机构原则上应通过各自的技术支持系统，按规定时间向电力交易平台传递有关结算基础数据。结算环节不得改变结算基础数据。

第八十八条 结算采用的发电侧结算单元装机容量暂取购售电合同签订容量。

第八十九条 其他结算基础数据准备要求按《电力市场计量结算基本规则》执行。

第四节 结算价格

第九十条 偏差电量结算价格

偏差电量为经营主体实际发用电量与中长期交易合同电量间的差额。

参与现货市场的经营主体偏差电量按现货价格结算。

参与或曾参与中长期交易但暂未参与现货市场时，不开展日清分，燃煤机组和新能源场站偏差电价为参与现货市场的同类型机组上网电量实时市场月度加权均价，中长期结算参考点现货价格为各时点月度实时综合电价；独立

签订购售电合同的生物质耦合发电企业，偏差电价为各时点年度（月度）集中竞价交易价格。

暂未参与中长期和现货市场时，不开展日清分，燃煤机组偏差电价为各时点年度（月度）集中竞价交易价格结算，新能源场站偏差电价为现货市场同类项目的月度分时点实时加权平均价格。

未参与现货市场的电网侧储能时上网电价执行代理购电价格（以电网企业发布的代理购电价格为准，下同）。

未签订批发或零售合同的市场化用户，偏差电量按现货价格结算。

第九十一条 调试价格

燃煤机组调试电价为所有火电机组当月各时点代理购电市场化合同加权平均价，若当月无代理购电市场化交易合同的，为最近一月代理购电市场化交易合同加权平均价。

新能源场站调试电价执行现货实时市场同类项目的月度分时点实时加权平均价格。

耦合生物质调试价格为所有火电机组各时点当月代理购电市场化合同加权平均价。

燃气机组调试电价按湖北燃煤发电机组脱硫基准价的80%执行。

水电机组调试电价按湖北燃煤发电机组脱硫基准价的50%执行。

储能上网调试电价执行代理购电价格。

第五节 绿电结算

第九十二条 绿电交易中电能量与绿电环境价值分开结算：

(1) 电能量按照跨省区、省内市场交易规则开展结算；

(2) 环境价值按当月合同电量、发电企业上网电量(扣除纳入可持续发展价格结算机制的电量)、电力用户用电量三者取小的原则确定结算数量(以兆瓦时为单位向下取整,环境价值部分结算不分时),以环境价值价格结算。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。

第九十三条 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。由于机制电量发生追退补等原因,导致新能源可能重复获得绿证收益的,交易机构对新能源重复获得的绿电绿证收益进行计算后,由电网企业在其可持续发展差价结算电费中予以扣除。

第九十四条 绿电环境价值偏差补偿费用按照合同约定执行。

第九十五条 售电公司和电源类虚拟电厂参与绿电交易时，零售用户和聚合分布式新能源按所关联的绿电交易合同优先结算。

第六节 发电侧结算

第九十六条 燃煤发电机组上网电量结算。

燃煤发电机组每月结算电费包括省间结算电费、省内合约结算电费、调试电量结算电费、省内现货实时市场结算电费、月度调平结算电费、月度偏差电量结算电费、不平衡资金费用、超额获利回收费用、偏差考核及分享费用、容量电费、辅助服务费用、“两个细则”费用、追退补费用、清算费用等。计算公式为：

$$R_{\text{发电月度}}^{\text{燃煤}} = R_{\text{省间交易}} + R_{\text{省内合约}} + R_{\text{调试}} + R_{\text{省内实时}} + R_{\text{月度调平}} + R_{\text{月度偏差}} + R_{\text{不平衡资金}} \\ + R_{\text{燃煤超额获利回收}} + R_{\text{用电侧超额回收分享}} + R_{\text{偏差考核及分享}} + R_{\text{容量电费}} + R_{\text{辅助服务}} \\ + R_{\text{两个细则}} + R_{\text{省间外送交易责任偏差}} + R_{\text{省间应急调度交易偏差费用分享}} + R_{\text{追退补}} + R_{\text{清算}}$$

(1) $R_{\text{省间交易}}$ 为该燃煤发电机组省间结算电量电费，计算公式为：

$$R_{\text{省间交易结算}} = \sum R_{\text{省间中长期结算},t} + \sum R_{\text{省间现货结算},t} + \sum R_{\text{省间调峰购入分摊},t} + \sum R_{\text{省间备用调用},t}$$

(2) $R_{\text{省内合约}}$ 为该燃煤发电机组省内合约结算电费。

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

(3) $R_{\text{调试}}$ 为该燃煤发电机组调试电量结算电费，计算公式为：

$$R_{\text{调试}} = \sum (Q_{\text{调试},t} \times P_{\text{调试},t})$$

其中， $Q_{\text{调试},t}$ 为该燃煤发电机组 t 时点的调试电量。

$P_{\text{调试}, t}$ 为燃煤发电机组 t 时点调试电价。

$R_{\text{省内实时}}$ 为该燃煤发电机组省内实时市场结算电费。

(4) $R_{\text{月度调平}}$ 为该燃煤发电机组月度调平电费，包括省间月度调平电费和省内月度调平电费。

(5) $R_{\text{月度偏差}}$ 为未曾参与中长期及现货的燃煤发电机组月度偏差电量结算电费，计算公式为：

$$R_{\text{月度偏差}} = \sum (Q_{\text{月度偏差}, t} \times P_{\text{月度偏差}, t})$$

$$Q_{\text{月度偏差}, t} = Q_{\text{上网电量}, t} - Q_{\text{省间交易结算}, t} - Q_{\text{调试}, t}$$

其中， $Q_{\text{月度偏差}, t}$ 为该燃煤机组 t 时点月度偏差电量。

$P_{\text{月度偏差}, t}$ 为该燃煤机组 t 时点月度偏差电价。

(6) $R_{\text{不平衡资金}}$ 为不平衡资金分摊或分享费用。

(7) $R_{\text{燃煤超额获利回收}}$ 为燃煤发电机组超额获利回收电费，包括燃煤机组中长期超额获利回收费用、燃煤机组省内合同超额获利回收费用。

(8) $R_{\text{用电侧超额回收分享}}$ 为用电侧超额回收资金分享费用。

(9) $R_{\text{偏差考核及分享}}$ 为燃煤机组偏差考核及分享费用，包括发电侧执行偏差考核及分享费用、燃煤机组下调受阻考核及分享费用、燃煤申报价格超限考核及分享费用。

(10) $R_{\text{容量电费}}$ 为公用燃煤机组按照相关政策和市场规则结算的容量电费。

$$R_{\text{容量电费}} = Q_{\text{机组认定最大出力}} \times P_{\text{容量电价}} + R_{\text{容量考核电费}}$$

其中， $Q_{\text{机组认定最大出力}}$ 为当月调度机构认定的燃煤机组最大出力；

$P_{\text{容量电价}}$ 为政府确定的单位电力煤电容量电价;

$R_{\text{容量考核电费}}$ 为当月燃煤机组容量考核电费;

(11) $R_{\text{辅助服务}}$ 为燃煤机组辅助服务费用, 包括辅助服务市场结算电费及机组调试运行期辅助服务加倍分摊费用。同一调度单元对应多个结算单元的, 根据容量占比拆分(各结算单元结合其并网时序, 按照末期容量兜底的方式拆分辅助服务披露的容量)。计算公式为:

$$R_{\text{辅助服务}} = R_{\text{省间辅助服务}} + R_{\text{省内辅助服务}}$$

$$R_{\text{省间辅助服务}} = R_{\text{省间调峰售出}} + R_{\text{省间备用容量跨省预留}} + R_{\text{省间备用容量跨省预留分摊}}$$

$$R_{\text{省内辅助服务}} = R_{\text{省内调频}} + R_{\text{调试运行期调频}} + R_{\text{省内深度调峰}} + R_{\text{省内启停调峰}} + R_{\text{省内削峰调峰服务}} + R_{\text{调试运行期调峰}} \\ \text{辅助服务加倍分摊} \quad \text{(填谷)} \quad \text{辅助服务加倍分摊}$$

(12) $R_{\text{两个细则}}$ 为燃煤机组“两个细则”费用, 包括“两个细则”考核补偿费用及机组调试运行期“两个细则”加倍分摊费用。同一调度单元对应多个结算单元的, 根据容量占比拆分(各结算单元结合其并网时序, 按照末期容量兜底的方式拆分两个细则披露的容量)。

(13) $R_{\text{省间外送交易责任偏差}}$ 为燃煤机组外送交易产生的责任偏差结算费用。

(14) $R_{\text{省间应急调度交易偏差费用分享}}$ 为燃煤机组分享的省间应急调度交易偏差费用。

(15) $R_{\text{追退补}}$ 为燃煤机组追退补费用。

(16) $R_{\text{清算}}$ 为燃煤机组清算费用。

第九十七条 集中式新能源、单体参与市场的分布式新

能源场站上网电量结算与清算。

新能源场站每月结算电费包括省间交易电量结算电费、省内合约电量结算电费、省内实时电量结算电费、月度调平电量结算电费、月度偏差电量结算电费、绿电环境价值结算电费、超额获利回收费用、实时发电计划执行偏差考核及分享费用、辅助服务交易费用、“两个细则”考核补偿费用、机制电费、追退补电量电费、清算电费等。新能源场站每月上网电量结算电费计算公式为：

$$R_{\text{新能源月度}} = R_{\text{省间交易}} + R_{\text{省内合约}} + R_{\text{省内实时}} + R_{\text{月度调平}} + R_{\text{月度偏差}} + R_{\text{环境权益}} + R_{\text{超额获利回收}} + R_{\text{实时发电计划执行偏差考核及分享}} + R_{\text{省间交易责任偏差}} + R_{\text{辅助服务}} + R_{\text{两个细则}} + R_{\text{机制}} + R_{\text{追退补}} + R_{\text{清算}}$$

(1) $R_{\text{省间交易}}$ 为该新能源场站省间结算电量电费，计算公式为：

$$R_{\text{省间交易结算}} = \sum R_{\text{省间中长期结算},t} + \sum R_{\text{省间现货结算},t} + \sum R_{\text{省间调峰购入分摊},t}$$

(2) $R_{\text{省内合约}}$ 为该新能源场站省内合约电量电费。

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

$P_{\text{中长期结算参考点},t}$ 为 t 时点月度实时综合电价。

(3) $R_{\text{省内实时}}$ 为该新能源场站省内实时市场电量电费。

(4) $R_{\text{月度调平}}$ 为新能源场站月度调平电费，包括省间月度调平电费和省内月度调平电费。

(5) $R_{\text{月度偏差}}$ 为未参与中长期交易且未参与现货市场新能源场站月度偏差电费，计算公式为：

$$R_{\text{月度偏差}} = \sum (Q_{\text{省内上网},t} \times P_{\text{偏差},t}) + \sum (Q_{\text{调试},t} \times P_{\text{调试},t})$$

其中， $Q_{\text{省内上网},t}$ 为已转商新能源场站 t 时点省内月度上网电量；

$P_{\text{偏差},t}$ 为参与现货市场的同类型新能源场站 t 时点上网电量实时市场月度加权均价。

$Q_{\text{调试},t}$ 为未转商新能源场站 t 时点调试电量；

$P_{\text{调试},t}$ 为未转商新能源场站 t 时点调试电价。

(6) $R_{\text{环境权益}}$ 为该新能源场站绿色电力交易环境价值结算电费。

(7) $R_{\text{超额获利回收}}$ 为新能源场站超额获利回收费用。

(8) $R_{\text{实时发电计划执行偏差考核及分享}}$ 为该新能源场站实时发电计划执行偏差考核费用及分享费用。

(9) $R_{\text{省间交易责任偏差}}$ 为该新能源场站外送交易产生的责任偏差结算费用。

(10) $R_{\text{辅助服务}}$ 为该新能源场站省内辅助服务费用，包括省内辅助服务市场结算电费及机组调试运行期辅助服务加倍分摊费用。同一调度单元对应多个结算单元的，根据容量占比拆分（各结算单元结合其并网时序，按照末期容量兜底的方式拆分辅助服务披露的容量）。

(11) $R_{\text{两个细则}}$ 为该新能源场站“两个细则”费用，包括“两个细则”考核补偿费用及机组调试运行期“两个细则”加倍分摊费用。同一调度单元对应多个结算单元的，根据容量占比拆分（各结算单元结合其并网时序，按照末期容量兜底的方式拆分两个细则披露的容量）。

(12) $R_{\text{追退补}}$ 为该新能源场站追退补电费。

(13) $R_{\text{清算}}$ 为该新能源场站清算电费。

(14) $R_{\text{机制}}$ 为该新能源场站的机制电量差价结算费用，直接采用电网企业提供的结算数据。

第九十八条 电源类虚拟电厂结算。

电源类虚拟电厂结算电费为其售电侧电费（批发侧）与购电侧电费（零售侧）电费之差，计算公式为：

$$R_{\text{收益}} = R_{\text{批发售电}} - \sum R_{\text{聚合分布式}}$$

$R_{\text{批发售电}}$ 为电源类虚拟电厂每月在批发市场中售电结算电费，包括省间交易电量结算电费、省内合约电量结算电费、省内实时电量结算电费、月度调平电量结算电费、月度偏差电量结算电费、绿电环境价值结算电费、超额获利回收费用、实时发电计划执行偏差考核及分享费用、辅助服务交易费用、“两个细则”考核补偿费用、机制电费、追退补电量电费、清算电量电费等。电源类虚拟电厂每月上网电量结算电费计算公式为：

$$\begin{aligned} R_{\text{批发售电}} = & R_{\text{省间交易}} + R_{\text{省内合约}} + R_{\text{省内实时}} + R_{\text{月度调平}} + R_{\text{月度偏差}} + R_{\text{环境权益}} + \\ & R_{\text{超额获利回收}} + R_{\text{实时发电计划执行偏差考核及分享}} + R_{\text{省间间交易责任偏差}} + \\ & R_{\text{辅助服务}} + R_{\text{两个细则}} + R_{\text{机制}} + R_{\text{追退补}} + R_{\text{清算}} \end{aligned}$$

(1) $R_{\text{省间交易}}$ 为该电源类虚拟电厂省间结算电量电费，计算公式为：

$$R_{\text{省间交易}} = \sum R_{\text{省间中长期},t} + \sum R_{\text{省间现货},t} + \sum R_{\text{省间调峰购入分摊},t}$$

(2) $R_{\text{省内合约}}$ 为该电源类虚拟电厂省内合约电量电费。

$P_{\text{中长期结算参考点},t}$ 为 t 时点月度实时综合电价。

(3) $R_{\text{省内实时}}$ 为该电源类虚拟电厂省内实时市场电量电费。

(4) $R_{\text{月度调平}}$ 为电源类虚拟电厂月度调平电费，包括省间

月度调平电费和省内月度调平电费。

(5) $R_{\text{月度偏差}}$ 为未参与中长期交易且未参与现货市场电源类虚拟电厂月度偏差电费，计算公式为：

$$R_{\text{月度偏差}} = \sum (Q_{\text{省内上网},t} \times P_{\text{偏差},t})$$

其中， $Q_{\text{省内上网},t}$ 为电源类虚拟电厂 t 时点省内月度上网电量；

$P_{\text{偏差},t}$ 为参与现货市场的同类型新能源场站 t 时点上网电量实时市场月度加权均价。

(6) $R_{\text{超额获利回收}}$ 为电源类虚拟电厂超额获利回收费用。

(7) $R_{\text{实时发电计划执行偏差考核及分享}}$ 为该电源类虚拟电厂实时发电计划执行偏差考核费用及分享费用。

(8) $R_{\text{省间交易责任偏差}}$ 为该电源类虚拟电厂外送交易产生的责任偏差结算费用。

(9) $R_{\text{环境权益}}$ 为该电源类虚拟电厂聚合的分布式新能源绿色电力交易环境价值累计结算电费。

(10) $R_{\text{辅助服务}}$ 为该电源类虚拟电厂省内辅助服务费用，包括省内辅助服务市场结算电费。同一调度单元对应多个结算单元的，根据容量占比拆分（各结算单元结合其并网时序，按照末期容量兜底的方式拆分辅助服务披露的容量）。

(11) $R_{\text{两个细则}}$ 为该电源类虚拟电厂“两个细则”费用，包括“两个细则”考核补偿费用。同一调度单元对应多个结算单元的，根据容量占比拆分（各结算单元结合其并网时序，按照末期容量兜底的方式拆分两个细则披露的容量）。

(12) $R_{\text{追退补}}$ 为该电源类虚拟电厂追退补电费，计算公式为：

$$R_{\text{追退补}} = R_{\text{虚拟电厂追退补}} + \sum R_{\text{分布式追退补}}$$

(13) $R_{\text{清算}}$ 为该电源类虚拟电厂清算电费，计算公式为：

$$R_{\text{清算}} = R_{\text{虚拟电厂清算}} + \sum R_{\text{分布式清算}}$$

(14) $R_{\text{服务}}$ 为该电源类虚拟电厂聚合参与市场的分布式新能源按套餐约定缴纳的服务费。

(15) $R_{\text{机制}}$ 为该电源类虚拟电厂聚合参与市场的分布式新能源的机制电量差价结算费用之和。

第九十九条 聚合分布式新能源上网电量结算与清算。

电源类虚拟电厂聚合的分布式新能源每月结算电费包括电能量结算电费、市场运营费用、绿电环境价值结算电费、机制电费、追退补电量电费、清算电量电费等，需扣除分布式新能源与电源类虚拟电厂合同约定需缴纳的服务费。聚合分布式新能源每月上网电量结算电费计算公式为：

$$R_{\text{聚合分布式}} = R_{\text{电能量}} + R_{\text{市场运营}} + R_{\text{辅助服务}} + R_{\text{两个细则}} + R_{\text{环境权益}} + R_{\text{追退补}} + R_{\text{清算}} - R_{\text{服务}} + R_{\text{机制}}$$

(1) $R_{\text{电能量}}$ 为该聚合分布式新能源电能量结算电量电费，计算公式为：

$$R_{\text{电能量}} = \sum (Q_{\text{月度上网}, t} \times P_{\text{电能量}, t})$$

$$P_{\text{电能量}, t} = (R_{\text{省间交易}, t} + R_{\text{省内合约}, t} + R_{\text{省内实时}, t} + R_{\text{月度调平}, t} + R_{\text{月度偏差}, t}) \div Q_{\text{虚拟电厂月度上网}, t}$$

$Q_{\text{月度上网}, t}$ 为该聚合分布式新能源月度实际上网电量；

$P_{\text{电能量}, t}$ 为 t 时点聚合分布式新能源与电源类虚拟电厂约定的合同电价，按 t 时点电源类虚拟电厂电能量月度结算电费

除以 t 时点其所有代理的聚合分布式新能源上网电量计算；

$Q_{\text{虚拟电厂月度上网}}$ ， Q_t 为 t 时点电源类虚拟电厂月度实际上网电量；

(2) $R_{\text{市场运营}}$ 为该聚合分布式新能源需承担的市场运营费用，计算公式为：

$$R_{\text{市场运营}} = (Q_{\text{月度上网}} / Q_{\text{虚拟电厂月度上网}}) \times R_{\text{虚拟电厂市场运营}}$$

其中， $Q_{\text{月度上网}}$ 为该聚合分布式新能源月度实际上网电量；

$Q_{\text{虚拟电厂月度上网}}$ ， Q_t 为电源类虚拟电厂月度实际上网电量；

$R_{\text{虚拟电厂市场运营}}$ 为电源类虚拟电厂承担的市场运营费用；

$$R_{\text{虚拟电厂市场运营}} = R_{\text{超额获利回收}} + R_{\text{实时发电计划执行偏差考核及分享}} + R_{\text{省间交易责任偏差}}$$

$R_{\text{辅助服务}}$ 为聚合分布式新能源承担的省内辅助服务费用，计算公式为：

$$R_{\text{辅助服务}} = (Q_{\text{月度上网}} / Q_{\text{虚拟电厂月度上网}}) \times R_{\text{虚拟电厂辅助服务}}$$

$R_{\text{两个细则}}$ 为聚合分布式新能源承担的“两个细则”费用，计算公式为：

$$R_{\text{两个细则}} = (Q_{\text{月度上网}} / Q_{\text{虚拟电厂月度上网}}) \times R_{\text{虚拟电厂两个细则}}$$

(3) $R_{\text{环境权益}}$ 为该聚合分布式新能源绿色电力交易环境价值结算电费。

(4) $R_{\text{追退补}}$ 为该聚合分布式新能源追退补电费，计算公式为：

$$R_{\text{追退补}} = (Q_{\text{月度上网}} / Q_{\text{虚拟电厂月度上网}}) \times R_{\text{虚拟电厂追退补}} + R_{\text{分布式追退补}}$$

(5) $R_{\text{清算}}$ 为该聚合分布式新能源清算电费，计算公式为：

$$R_{\text{清算}} = (Q_{\text{月度上网}, t} \div Q_{\text{虚拟电厂月度上网}, t}) \times R_{\text{虚拟电厂清算}} + R_{\text{分布式清算}}$$

(6) $R_{\text{服务}}$ 为该聚合分布式新能源按合同套餐约定需缴纳的服务费。

(7) $R_{\text{机制}}$ 为该聚合分布式新能源的机制电量差价结算费用，直接采用电网企业提供的结算数据。

第一百条 生物质耦合发电企业上网电量结算与清算。

生物质耦合发电企业与其母体联合参与电力市场交易。生物质耦合发电企业与母体共同签订购售电合同的，其上网电量计入母体上网电量，母体结算完毕后由双方自行结算。

生物质耦合发电企业独立签订购售电合同的，按月分 24 时点结算，每月结算电费包括省内合约结算电费、调试电量结算电费、月度偏差电量结算电费、追退补费用、清算费用等等。计算公式为：

$$R_{\text{生物质耦合发电}} = R_{\text{省内合约}} + R_{\text{调试}} + R_{\text{月度偏差}} + R_{\text{追退补}} + R_{\text{清算}}$$

(1) $R_{\text{省内合约}}$ 为该生物质耦合发电企业省内合约结算电费，计算公式为：

$$R_{\text{省内合约}} = \sum (Q_{\text{省内合约}, t} \times P_{\text{省内合约}, t})$$

其中： $Q_{\text{省内合约}, t}$ 为分解至该生物质耦合发电企业 t 时点省内中长期合约电量；

$P_{\text{省内合约}, t}$ 为分解至该生物质耦合发电企业 t 时点的省内中长期合约电价（不设置结算参考点价差）；

(2) $R_{\text{调试}}$ 为该生物质耦合发电企业调试电量结算电费，计算公式为：

$$R_{\text{调试}} = \sum (Q_{\text{调试},t} \times P_{\text{调试},t})$$

其中， $Q_{\text{调试},t}$ 为该生物质耦合发电企业的调试电量，机组分批转商的应按机组拆分上网电量及调试电量。

$P_{\text{调试},t}$ 为生物质耦合发电企业调试电价。

(3) $R_{\text{月度偏差}}$ 为该生物质耦合发电企业月度偏差电量结算电费，计算公式为：

$$R_{\text{月度偏差}} = \sum (Q_{\text{月度偏差},t} \times P_{\text{月度偏差},t})$$

$$Q_{\text{月度偏差}} = Q_{\text{上网电量}} - Q_{\text{省内合约}} - Q_{\text{调试}}$$

其中， $Q_{\text{月度偏差},t}$ 为该生物质发电企业月度偏差电量；

$P_{\text{月度偏差},t}$ 为月度t时点年度（月度）集中竞价交易价格。

(4) $R_{\text{追退补}}$ 为该生物质耦合发电企业追退补费用。

(5) $R_{\text{清算}}$ 为该生物质耦合发电企业清算费用。

第一百〇一条 燃气发电企业上网电量结算。

燃气发电企业在核定利用小时数范围内的上网电量，按批复电价进行结算，超出核定利用小时数范围的上网电量，按燃煤发电基准价进行结算。

燃气发电企业每月结算电费包括调试电量结算电费、保障性电量电费、容量电费、辅助服务费用、“两个细则”费用、追退补费用、清算费用等。计算公式为：

$$R_{\text{燃气发电}} = R_{\text{调试}} + R_{\text{保障性电量}} + R_{\text{容量}} + R_{\text{辅助服务}} + R_{\text{两个细则}} + R_{\text{追退补}} + R_{\text{清算}}$$

(1) $R_{\text{调试}}$ 为该燃气发电企业调试电量结算电费，计算公式为：

$$R_{\text{调试}} = Q_{\text{调试}} \times P_{\text{调试}}$$

其中， $Q_{\text{调试}}$ 为该燃气发电企业调试电量，机组分批转商的应按机组提供上网电量及调试电量；

$P_{\text{调试}}$ 为燃气发电企业调试电价。

(2) $R_{\text{保障性电量}}$ 为该燃气发电企业保障性电量结算电费，计算公式为：

$$R_{\text{保障性电量}} = Q_{\text{保障性电量}} \times P_{\text{政府定价}}$$

$$Q_{\text{保障性电量}} = Q_{\text{上网电量}} - Q_{\text{调试}}$$

其中， $Q_{\text{保障性电量}}$ 为该燃气发电企业保障性电量。

$P_{\text{政府定价}}$ 为该燃气发电企业的政府核定上网电价，超出核定利用小时数范围时，为燃煤发电基准价。

(3) $R_{\text{容量电费}}$ 为该燃气发电企业按照相关政策和市场规则结算的容量电费；

(4) $R_{\text{辅助服务}}$ 为该燃气发电企业辅助服务费用，包括辅助服务市场结算电费及机组调试运行期辅助服务加倍分摊费用。

(5) $R_{\text{两个细则}}$ 为该燃气发电企业“两个细则”费用，包括“两个细则”结算费用及机组调试运行期“两个细则”加倍分摊费用。

(6) $R_{\text{追退补}}$ 为该燃气发电企业追退补费用。

(7) $R_{\text{清算}}$ 为该燃气发电企业清算费用。

第一百〇二条 水电发电企业上网电量结算。

水电发电企业每月结算电费包括省间结算电费、调试电量结算电费、保障性电量电费、容量电费、辅助服务费用、

“两个细则”费用、追退补费用、清算费用等。计算公式为：

$$R_{\text{水电发电}} = R_{\text{省间交易结算}} + R_{\text{调试}} + R_{\text{保障性电量}} + R_{\text{容量}} + R_{\text{辅助服务}} + R_{\text{两个细则}} + R_{\text{追退补}} + R_{\text{清算}}$$

(1) $R_{\text{省间交易结算}}$ 为该水电发电企业省间结算电费，计算公式为：

$$R_{\text{省间交易结算}} = R_{\text{省间中长期结算}} + R_{\text{省间调峰购入分摊}} + R_{\text{省间备用调用}}$$

(2) $R_{\text{调试}}$ 为该水电发电企业调试电量结算电费，计算公式为：

$$R_{\text{调试}} = Q_{\text{调试}} \times P_{\text{调试}}$$

其中， $Q_{\text{调试}}$ 为该水电发电企业调试电量，机组分批转商的应按机组提供上网电量及调试电量。

$P_{\text{调试}}$ 为水电发电企业调试电价。

(3) $R_{\text{保障性电量}}$ 为该水电发电企业保障性电量结算电费，计算公式为：

$$R_{\text{保障性电量}} = Q_{\text{保障性电量}} \times P_{\text{政府定价}}$$

$$Q_{\text{保障性电量}} = Q_{\text{上网电量}} - Q_{\text{调试}} - Q_{\text{省间结算}}$$

其中， $P_{\text{政府定价}}$ 为该水电发电企业的政府核定上网电价。

(4) $R_{\text{容量电费}}$ 为该水电发电企业按照相关政策和市场规则结算的容量电费；

(5) $R_{\text{辅助服务}}$ 为该水电发电企业辅助服务费用，包括辅助服务市场结算电费及机组调试运行期辅助服务加倍分摊费用。

(6) $R_{\text{两个细则}}$ 为该水电发电企业“两个细则”费用，包括“两个细则”结算费用及机组调试运行期“两个细则”加倍分摊费

用。

(7) $R_{\text{追退补}}$ 为该水电发企业追退补费用。

(8) $R_{\text{清算}}$ 为该水电发电企业清算费用。

第一百〇三条 电网侧新型储能上网电量结算。

新型储能需独立签订购售电合同，明确电网侧新型储能属性。电网侧新型储能每月上网电量结算电费包括省间结算电费、调试电量结算电费、省内实时市场上网电量结算电费、月度上网调平电费、月度上网偏差电量结算电费、系统安全调用上网偏差电量电费、容量电费、执行偏差考核及分享费用、辅助服务费用、“两个细则”费用、追退补费用、清算费用等。计算公式为：

$$R_{\text{电网侧新型储能上网}} = R_{\text{省间交易结算}} + R_{\text{调试}} + R_{\text{省内实时上网}} + R_{\text{上网调平}} + R_{\text{月度上网偏差}} \\ + R_{\text{执行偏差考核及分享}} + R_{\text{容量电费}} + R_{\text{辅助服务}} + R_{\text{两个细则}} + R_{\text{上网追退补}} + R_{\text{上网清算}}$$

(1) $R_{\text{省间交易结算}}$ 为该储能省间结算电费。

(2) $R_{\text{调试}}$ 为该储能上网调试电量结算电费，计算公式为：

$$R_{\text{调试}} = \sum (Q_{\text{调试},t} \times P_{\text{调试},t})$$

其中， $Q_{\text{调试},t}$ 为该储能 t 时点上网调试电量；

$P_{\text{调试},t}$ 为该储能 t 时点上网调试电价，执行当月代理购电价格。

(3) 参与现货市场的电网侧新型储能， $R_{\text{省内实时上网}}$ 为其各时点省内上网电量按照其所在节点的实时节点电价结算费用。

(4) 参与现货市场的电网侧新型储能， $R_{\text{上网调平}}$ 为其月度

上网调平电费。

(5) 未参与现货市场的电网侧新型储能， $R_{\text{月度上网偏差}}$ 为其月度上网偏差电量结算电费；

$$R_{\text{月度上网偏差}} = \sum (Q_{\text{月度上网偏差}, t} \times P_{\text{月度上网偏差}, t})$$

$$Q_{\text{月度上网偏差}, t} = Q_{\text{月度上网}, t} - Q_{\text{调试}, t}$$

其中， $Q_{\text{月度上网}, t}$ 为该储能 t 时点月度实际上网电量；

$Q_{\text{月度上网偏差}, t}$ 为该储能 t 时点月度上网偏差电量；

$P_{\text{月度上网偏差}, t}$ 为当月代理购电价格。

(6) 参与现货市场的电网侧新型储能， $R_{\text{执行偏差考核及分享}}$ 为电网侧新型储能执行偏差考核及分享费用。

(7) $R_{\text{容量电费}}$ 为该储能按照相关政策和市场规则结算的容量电费。

$$R_{\text{容量电费}} = \sum (Q_{\text{月度平均可用容量}} \times P_{\text{容量电价}} + R_{\text{月度容量考核电费}}) - R_{\text{年度容量电费回收}}$$

其中， $Q_{\text{月度平均可用容量}}$ 为当月调度机构认定的月度平均可用容量；

$P_{\text{容量电价}}$ 为政府确定的月度容量电价；

$R_{\text{月度容量考核电费}}$ 为当月独立储能容量考核电费；

$R_{\text{年度容量电费回收}}$ 为独立储能年度容量电费回收，若全年等效充放电次数未达标，

$$R_{\text{年度容量电费回收}} = \sum (Q_{\text{月度平均可用容量}} \times P_{\text{容量电价}} + R_{\text{月度容量考核电费}}) \times 20\%。$$

(8) $R_{\text{辅助服务}}$ 为该储能辅助服务费用，包括辅助服务市场结算电费及机组调试运行期辅助服务加倍分摊费用。

(9) $R_{\text{两个细则}}$ 为该储能“两个细则”费用，包括“两个细则”

结算费用及机组调试运行期“两个细则”加倍分摊费用。

(10) $R_{\text{上网追退补}}$ 为该储能上网追退补费用。

(11) $R_{\text{上网清算}}$ 为该储能上网清算费用。

第七节 用电侧结算

第一百〇四条 线损电量纳入交易范畴，综合线损率按照国家相关文件执行。其中：

(1) 批发用户、无合同用户、新型储能 t 时点上网环节线损费用为其 t 时点电能量部分结算电费。

$$C_{\text{线损}, t} = C_{\text{电能量}, t} \div (1 - \text{综合线损率}) \times \text{综合线损率}$$

$C_{\text{电能量}, t}$ 为批发用户、无合同用户、新型储能 t 时点的电能量结算电费，包含省间及省内绿电交易电能量部分合同电量结算电费、省间绿电电能量部分实送与合同之间的偏差电费、常规电能量交易合同电量结算电费、省内实时市场结算电费、调平电量结算电费。

(2) 零售用户 t 时点上网环节线损费用为：

$$C_{\text{线损}, t}^{\text{零售用户}} = Q_{\text{用电量}, t}^{\text{零售用户}} \times \bar{P}_{\text{线损折价}, t}^{\text{零售用户}}$$

$Q_{\text{用电量}, t}^{\text{零售用户}}$ 为零售用户 t 时点用电量；

$\bar{P}_{\text{线损折价}, t}^{\text{零售用户}}$ 为零售用户 t 时点线损折价。

$$\bar{P}_{\text{线损折价}, t}^{\text{零售用户}} = \frac{C_{\text{线损}, t}^{\text{售电公司或虚拟电厂}}}{Q_{\text{用电量}, t}^{\text{售电公司或虚拟电厂}}}$$

$C_{\text{线损}, t}^{\text{售电公司或虚拟电厂}}$ 为零售用户绑定的售电公司或负荷类虚拟电厂 t 时点电能量部分结算电费，计算公式为：

$$C_{\text{售电公司或虚拟电厂}}^{\text{线损, } t} = C_{\text{电能量, } t} \div (1 - \text{综合线损率}) \times \text{综合线损率}$$

$C_{\text{电能量, } t}$ 为售电公司或负荷类虚拟电厂 t 时点的电能量结算电费，包含省间及省内绿电交易电能量部分合同电量结算电费、省间绿电电能量部分实送与合同之间的偏差电费、常规电能量交易合同电量结算电费、省内实时市场结算电费、调平电量结算电费。

$Q_{\text{售电公司或虚拟电厂}}^{\text{用电量, } t}$ 为零售用户绑定的售电公司或负荷类虚拟电厂 t 时点代理的所有用户总用电量。

第一百〇五条 批发用户结算。

批发用户 t 时点用电结算电费为其绿色电力交易结算电费、合同电量结算电费、省内实时市场结算电费、调平电量结算电费、线损电量结算电费、偏差考核费用、超额获利回收费用、分享或分摊的各类市场运营费用以及追退补和清算费用等。

$$C_{\text{批发用户}}^{\text{月度, } t} = C_{\text{批发用户}}^{\text{绿电交易, } t} + C_{\text{批发用户}}^{\text{合同, } t} + C_{\text{批发用户}}^{\text{实时, } t} + C_{\text{批发用户}}^{\text{调平, } t} + C_{\text{批发用户}}^{\text{线损, } t} + C_{\text{批发用户}}^{\text{市场运营费用, } t} + C_{\text{批发用户}}^{\text{追退补和清算, } t}$$

(1) $C_{\text{批发用户}}^{\text{绿电交易}}$ 为批发用户绿色电力交易结算电费。

(2) $C_{\text{批发用户}}^{\text{合同, } t}$ 为批发用户 t 时点合同电量结算电费， $C_{\text{批发用户}}^{\text{实时, } t}$ 为批发用户 t 时点实时电量结算电费， $C_{\text{批发用户}}^{\text{调平, } t}$ 为批发用户 t 时点调平电量结算电费。

(3) $C_{\text{批发用户}}^{\text{线损, } t}$ 为批发用户 t 时点线损电量结算电费：

$$C_{\text{批发用户}}^{\text{线损, } t} = \sum (C_{\text{批发用户}}^{\text{绿电电能量交易, } t} + C_{\text{批发用户}}^{\text{合同, } t} + C_{\text{批发用户}}^{\text{实时, } t} + C_{\text{批发用户}}^{\text{调平, } t}) \div (1 - \text{综合线损率}) \times \text{综合线损率}$$

$C_{\text{批发用户}}^{\text{绿电电能量交易, } t}$ 为批发用户省间及省内绿色电力交易电能量

部分结算电费，包含电能量部分合同电量结算电费和省间绿电电能量部分实送与合同之间的偏差电费部分。

(4) $C_{\text{市场运营费用}, t}^{\text{批发用户}}$ 为批发用户 t 时点按市场规则计算的偏差考核费用、超额获利回收费用以及分享或分摊的各类市场运营费用。

(5) $C_{\text{追退补和清算}}^{\text{批发用户}}$ 为批发用户 t 时点追退补和清算电费。

第一百〇六条 零售用户结算。

零售用户 t 时点用电结算电费为其绿色电力交易结算电费、合同电量结算电费、偏差电量结算电费、线损电量结算电费、服务费、偏差考核费用、分享或分摊的各类市场运营费用以及追退补和清算费用等。

$$C_{\text{月度}, t}^{\text{零售用户}} = C_{\text{绿电交易}, t}^{\text{零售用户}} + C_{\text{合同}, t}^{\text{零售用户}} + C_{\text{偏差}, t}^{\text{零售用户}} + C_{\text{线损}, t}^{\text{零售用户}} + C_{\text{服务费}, t}^{\text{零售用户}} + C_{\text{偏差考核}, t}^{\text{零售用户}} + C_{\text{市场运营费用}, t}^{\text{零售用户}} + C_{\text{追退补和清算}, t}^{\text{零售用户}}$$

(1) $C_{\text{绿电交易}, t}^{\text{零售用户}}$ 为零售用户 t 时点绿色电力交易结算电费。

(2) $C_{\text{合同}, t}^{\text{零售用户}}$ 为零售用户 t 时点零售套餐合同电量结算电费。

$$C_{\text{合同}, t}^{\text{零售用户}} = Q_{\text{零售合同}, t}^{\text{零售用户}} \times P_{\text{零售合同}, t}^{\text{零售用户}}$$

$P_{\text{零售合同}, t}^{\text{零售用户}}$ 为零售用户签订的零售套餐价格。其中，零售套餐价格中，售电公司、负荷类虚拟电厂该小时中长期交易合同均价为其当月该小时批发侧常规市场化交易合同（含年度分月、月度、月度短周期以及连续运营，不含绿电部分）加权均价（若售电公司 t 时点无中长期合约时，则该时点中长期合约均价暂取批发市场用电侧 t 时点省内中长期合约均

价)。售电公司、负荷类虚拟电厂该小时中长期及现货综合结算均价为其售电公司、负荷类虚拟电厂当月该小时电能量部分（不含绿电部分、服务费、偏差考核、超额获利回收、分享或分摊费用等）综合结算均价；现货非运行期间，售电公司中长期合同均价为其当月该小时批发侧常规市场化交易合同（含年度分月、月度、月度短周期以及连续运营，不含绿电）加权均价。

批发市场该小时中长期交易合同均价为当月该小时批发侧常规市场化交易合同（含年度分月、月度、月度短周期以及连续运营，不含绿电部分）加权均价。批发市场该小时综合结算均价为批发市场当月该小时电能量部分（不含绿电部分、服务费、偏差考核、超额获利回收、分享或分摊费用等）综合结算均价；现货非运行期间，批发用户该小时中长期合同均价为当月该小时批发市场常规市场化交易合同（含年度分月、月度、月度短周期以及连续运营，不含绿电）加权均价。

(3) $C_{\text{偏差}, t}^{\text{零售用户}}$ 为零售用户 t 时点绿电及零售套餐合同以外的电量结算电费，结算价格为其签订的零售套餐价格。

(4) $C_{\text{线损}, t}^{\text{零售用户}}$ 为零售用户 t 时点线损电量结算电费。

(5) $C_{\text{服务费}, t}^{\text{零售用户}}$ 为零售用户 t 时点服务费结算电费。服务费单价根据其签订的零售套餐确定。

(6) $C_{\text{偏差考核}, t}^{\text{零售用户}}$ 为零售用户 t 时点的偏差考核费用，具体根据零售套餐约定的标准确定。其中，零售套餐合同中约定的

考核标准适用于各个时点。

(7) $C_{\text{零售用户市场运营费用}, t}^{\text{零售用户}}$ 为零售用户 t 时点按市场规则分享或分摊的各类市场运营费用。

(8) $C_{\text{追退补和清算}, t}^{\text{零售用户}}$ 为零售用户 t 时点追退补和清算电费。

第一百〇七条 售电公司结算。

售电公司 t 时点收益为其代理的零售用户缴纳的电费总额减去售电公司在批发市场中按市场规则应支付的电费总额和按市场规则应承担的市场运营费用之和。

$$C_{\text{收益}, t}^{\text{售电公司}} = C_{\text{购售价差收益}, t}^{\text{售电公司}} + C_{\text{服务费}, t}^{\text{售电公司}} + C_{\text{市场运营费用}, t}^{\text{售电公司}}$$

$$C_{\text{购售价差收益}, t}^{\text{售电公司}} = C_{\text{售电电费}, t}^{\text{售电公司}} - C_{\text{购电电费}, t}^{\text{售电公司}}$$

(1) $C_{\text{购售价差收益}, t}^{\text{售电公司}}$ 为 t 时点售电公司代理的零售用户缴纳的电能电费与批发市场应支付的购电电能电费之差，计算公式：

$$C_{\text{购售电费差值}, t}^{\text{售电公司}} = C_{\text{绿电交易}, t}^{\text{零售用户}} + C_{\text{合同}, t}^{\text{零售用户}} + C_{\text{偏差}, t}^{\text{零售用户}} + C_{\text{线损}, t}^{\text{零售用户}} + C_{\text{服务费}, t}^{\text{零售用户}} + C_{\text{偏差考核}, t}^{\text{零售用户}} + C_{\text{清算}, t}^{\text{零售用户}} \\ - C_{\text{绿电交易}, t}^{\text{售电公司}} - C_{\text{合同}, t}^{\text{售电公司}} - C_{\text{实时}, t}^{\text{售电公司}} - C_{\text{线损}, t}^{\text{售电公司}} - C_{\text{调平}, t}^{\text{售电公司}} - C_{\text{追退补和清算}, t}^{\text{售电公司}}$$

①零售用户 t 时点绿色电力交易电费、零售套餐交易合同电费、偏差电费、线损电费、服务费、偏差考核费以及追退补和清算电费按有关规则结算。

② $C_{\text{绿电交易}, t}^{\text{售电公司}}$ 为售电公司 t 时点绿色电力交易结算电费。

③ $C_{\text{合同}, t}^{\text{售电公司}}$ 为售电公司 t 时点合同电量结算电费， $C_{\text{实时}, t}^{\text{售电公司}}$ 为售电公司 t 时点省内实时结算电费， $C_{\text{调平}, t}^{\text{售电公司}}$ 为售电公司 t 时点调平电量结算电费。

④ $C_{\text{线损}, t}^{\text{售电公司}}$ 为售电公司 t 时点线损电量结算电费：

$$C_{\text{线损},t}^{\text{售电公司}} = (C_{\text{绿电能量交易},t}^{\text{售电公司}} + C_{\text{合同},t}^{\text{售电公司}} + C_{\text{实时},t}^{\text{售电公司}} + C_{\text{调平},t}^{\text{售电公司}}) \div (1 - \text{综合线损率}) \times \text{综合线损率}$$

$C_{\text{绿电能量交易},t}^{\text{售电公司}}$ 为售电公司 t 时点绿色电力交易电能量部分结算电费，包含电能量部分合同电量结算电费和省间绿电电能量部分实送与合同之间的偏差电费部分。

⑤ $C_{\text{追退补和清算},t}^{\text{售电公司}}$ 为售电公司 t 时点追退补和清算电费。

(2) $C_{\text{服务费},t}^{\text{售电公司}}$ 为售电公司代理零售用户 t 时点收取服务费，结算原则参照第三十五条。

(3) $C_{\text{市场运营费用},t}^{\text{售电公司}}$ 为售电公司 t 时点应承担的超额获利回收与合同偏差考核电费以及其每月按市场规则分享或分摊的各类市场运营费用。

第九章 信息披露

第一百〇八条 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。

第一百〇九条 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。

第一百一十条 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。

第一百一十一条 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。

第一百一十二条 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。

第一百一十三条 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，由相关信息披露主体予以解释。

第一百一十四条 其他信息披露有关要求按照《电力市场信息披露基本规则》执行。

第十章 市场技术支持系统

第一百一十五条 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。

第一百一十六条 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。

第一百一十七条 电力交易平台应对电力市场运行情况进行实时监测预警。

第十一章 风险防控及争议处理

第一百一十八条 充分发挥电力市场管理委员会在电力市场建设过程中的议事协调和社会监督作用，搭建交流平台、完善议事规则、开展专业评估，形成政府监管与外部专业化监督密切配合的监管体系，推动电力市场健康发展。

第一百一十九条 电力交易机构、电力调度机构根据有关规定，开展对电力市场相关交易活动的监测预警和风险防范，并定期向华中能源监管局、湖北省能源局报告。

第一百二十条 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）电力系统内发生重大事故危及电网安全的。
- （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）电力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）国家能源局或华中能源监管局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。

第一百二十一条 市场干预期间，电力交易机构、电

力调度机构应当详细记录市场干预的有关情况，并在 3 日内向华中能源监管局、湖北省能源局提交报告，按规定程序披露。

第一百二十二条 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华中能源监管局、政府有关主管部门依法协调，也可依法提交仲裁委员会仲裁或向人民法院提起诉讼。

市场成员应向华中能源监管局、政府有关主管部门提供争议处理所需的数据和材料。

第十二章 法律责任

第一百二十三条 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，华中能源监管局依照《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。

第一百二十四条 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。

第十三章 附则

第一百二十五条 本细则自 2026 年 3 月 1 日起施行，有效期 5 年。

第一百二十六条 本细则由华中能源监管局会同湖北省发展改革委、湖北省能源局解释。

附件

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. 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。

3. 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。

4. 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”。

5. 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、时间优先等原则成交。

6. 挂牌交易

挂牌交易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。

7. 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。