

华中区域省间电力中长期交易规则

(征求意见稿)

第一章 总 则

第一条 为贯彻落实长江经济带高质量发展、长江中游城市群发展规划、成渝地区双城经济圈等重大国家战略，规范华中区域省间电力中长期交易，依法维护电力市场成员的合法权益，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、《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）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）等文件和有关法律、法规，制定本规则。

第二条 本规则适用于华中区域河南、湖北、湖南、江西、四川、重庆、西藏省间电力中长期交易。

第三条 本规则所称省间电力中长期交易（简称“省间交易”），指符合准入条件的市场主体，利用省间输电通道，通过市场化方式开展的多年、年度、月度、月内等省间电力批发交易。

第四条 本规则所称交易合同，指电力交易机构出具的电子交易确认单，包括要约（双边协商及挂牌交易）、输电价格、交

易结果等。

第五条 省间电力中长期交易充分利用各省（区、市）电力供需的时空差异，促进省间各类电力资源余缺互济，服务各省（区、市）电力供应保障和可再生能源消纳需要。

第六条 华中能源监管局会同河南、湖南、四川能源监管办负责对华中区域省间电力中长期交易实施监管。

第二章 市场成员

第一节 概述

第七条 市场成员包括发电企业、电力用户、售电公司、储能企业（包括抽水蓄能电站、新型储能企业）、用户侧可调负荷资源、电网企业、市场运营机构等。抽水蓄能电站、新型储能企业、用户侧可调负荷资源等市场主体与其他市场主体平等竞争、自主选择参与市场交易。

第八条 本规则所称市场运营机构，指电力交易机构及电力调度机构，包括区域电力交易机构、各省（自治区、直辖市）电力交易中心（简称“省级电力交易机构”）、区域电力调度机构（简称“网调”）及省级电力调度机构（简称“省调”）。

第二节 权利与义务

第九条 发电企业的权利和义务

（一）按照本规则参与省间交易，签订和履行交易合同，按时完成电费结算。

（二）获得公平的输电服务和电网接入服务。

(三) 签订并执行并网调度协议。

(四) 根据电力交易机构、电力调度机构管理职责范围，服从统一管理。

(五) 按电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供信息，获得市场化交易和输配电服务等相关信息。

(六) 具备满足参与省间交易要求的技术支持手段。

(七) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 电力用户权利和义务

(一) 按照本规则参与省间交易，签订和履行交易合同，提供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。

(二) 获得公平的输配电服务和电网接入服务，按时支付购电费、输配电费、政府性基金及附加等。

(三) 依法依规披露和提供信息，获得市场化交易和输配电服务等相关信息。

(四) 服从电力调度机构的统一调度管理，在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等）按照电力调度机构要求安排用电。

(五) 遵守政府主管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。

(六) 依法依规履行可再生能源消纳责任。

(七) 具备满足参与省间交易要求的技术支持手段。

(八) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 售电公司的权利和义务

(一) 按照本规则参与省间交易，签订和履行交易合同，按时完成电费结算。

(二) 依法依规披露和提供信息，在政府指定网站上公示公司资产、经营状况等情况和信用承诺，依法对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报。

(三) 向电力交易机构、电力调度机构提供签约零售用户的交易电力电量需求、典型负荷曲线以及其他生产信息，获得市场化交易、输配电服务和签约市场主体的基础信息等相关信息，承担用户信息保密义务。

(四) 除前款规定的权利义务外，拥有配电网运营权的售电公司，在配电区域内：

1.遵守电网调度管理条例，服从电力调度机构的统一调度管理。

2.遵守并执行政府主管部门有关电力需求侧管理规定。

3.承担供电服务用户的电费收取和结算业务。

4.承担安全责任，保障电力供应安全可靠，履行保底供电服务和普遍服务，供电质量符合国家及行业标准。

5.按照国家、行业及地方标准，负责配电网的投资、建设、运营、维护、检修和事故处理。

6.无歧视提供配电服务，不得干预供电服务用户自主选择售

电公司。

（五）依法依规履行可再生能源消纳责任。

（六）具备满足参与省间交易要求的技术支持手段。

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 储能企业既可以作为购电主体，也可作为售电主体参与市场交易。当储能企业作为购电主体参与市场交易时，与电力用户享有相同的权利和义务；当其作为售电主体参与市场交易时，与发电企业享有相同的权利和义务。

第十三条 用户侧可调负荷资源的权利和义务

（一）按照规则参与省间交易，与电网企业签订并履行各类交易合同。

（二）原则上由调度机构、电网公司参照历史负荷曲线确定负荷基线，用户侧可调负荷资源根据负荷基线确定需求响应容量。

（三）服从电力调度机构的统一调度，及时响应电力调度机构的启动要求。

（四）具备参与市场化交易的技术支持手段，按时、准确、可靠提供市场化交易相关的电力电量数据。

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

第十四条 电网企业的权利和义务

（一）保障经营范围内电网及输配电设施的安全稳定运行。

（二）为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务，

提供报装、计量、抄表、收费等各类供电服务。

（三）建设、运营、维护和管理电网配套技术支持系统，服从电力调度机构的统一调度管理。

（四）承担电费结算责任，收取输配电费，负责归集交叉补贴、代收政府性基金及附加等，按规定向市场主体收取、支付相关费用。

（五）依据省间优先发电计划，作为购方或输电方签订和履行厂网间优先发电合同及省间交易合同。

（六）结合电力市场建设进展和发用电计划放开程度，电网企业可代理优先购电用户和暂未直接从电力市场购电的工商业用户参与省间交易，签订和履行交易合同，承担相应保底供电责任。

（七）按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供信息。向电力交易机构提供支撑市场运营和市场服务所需的相关数据。

（八）依法依规履行可再生能源消纳责任。

（九）法律法规规定的其他权利和义务。

第十五条 电力交易机构的权利和义务

（一）提供市场主体注册服务，负责市场准入、退出管理。

（二）按照本规则开展交易，负责交易合同的汇总管理。

（三）提供交易结算依据及相关服务。

（四）建设、运营和维护交易平台等技术支持系统，与有

关市场成员系统对接。

（五）按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和报送信息，为市场成员提供信息披露平台，获得市场成员提供的支撑市场运营及服务需求的数据等。

（六）对市场规则进行分析评估，提出修改建议。

（七）监控和分析市场运行情况，依法依规干预市场，预防市场风险，并于事后向电力监管机构及时报告。

（八）对市场主体违反本规则、扰乱市场秩序等违规行为进行报告并配合调查。

（九）遵守交易规则。

（十）法律法规规定的其他权利和义务。

第十六条 电力调度机构的权利和义务

（一）配合电力交易机构履行市场运营职能。

（二）按调度管理范围开展安全校核，形成校核意见。

（三）按调度规程实施电力调度，负责系统实时平衡，保障电网安全稳定运行。

（四）向电力交易机构提供安全约束边界、影响限额的停电检修及关键通道可用输电容量等信息，并在交易平台发布。

（五）合理安排电网运行方式，保障交易结果执行，保障市场正常运行。

（六）依法依规干预市场，配合做好中止交易的有关工作，采取保证电力系统安全运行的措施，事后向电力监管机构及时报

告。

(七) 按照电力企业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,提供支撑市场运营及市场服务所需的相关数据,按照国家网络安全有关规定实现与电力交易机构的数据交互。

(八) 遵守交易规则。

(九) 法律法规规定的其他权利和义务。

第三章 市场准入、注册和退出

第一节 概述

第十七条 市场主体应当是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。内部核算的市场主体经法人单位授权,可参与省间交易。

第十八条 市场主体执行注册制度。在电力交易机构完成注册后,符合国家有关准入条件的市场主体,可参与省间交易。

第二节 市场准入

第十九条 发电企业应依法取得发电项目核准或者备案文件,依法取得或者豁免电力业务许可证(发电类)。

第二十条 电力用户准入基本条件

(一) 符合电网接入规范、满足电网安全技术要求,与电网企业签订正式供用电协议(合同)。

(二) 符合国家和地方产业政策及节能环保要求。经政府主管部门认定的落后产能、违规建设和环保不达标、违法排污项

目不得参与省间交易。

（三）拥有燃煤自备电厂的电力用户应当按国家规定承担政府性基金及附加、政策性交叉补贴和系统备用费。

（四）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足市场计量和结算的要求。

第二十一条 售电公司准入按照《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）执行。

第二十二条 储能企业准入基本条件

（一）依法取得项目核准或备案文件，满足系统安全稳定运行的技术要求，符合并网运行管理规定。

（二）具备相应的计量能力，满足市场计量和结算的技术要求。

（三）作为独立主体参与省间电力中长期市场的电储能设施，充电功率应在10兆瓦及以上、单次持续充电时间应在2小时及以上、具备连续运行1个月以上的能力。

第二十三条 用户侧可调负荷资源准入基本条件

（一）用户侧可调负荷资源可按市场主体独立参与市场，也可通过聚合商以聚合方式（虚拟电厂）参与市场。

（二）参与电力市场服务的用户侧可调负荷资源最小用电电力须达到10兆瓦及以上，具备连续运行1个月以上的能力，且能够将实时用电信息上传电力调度机构，接受电力调度机构统一调用。

（三）可省间聚合资源、且具备履约能力的区域性负荷侧资源聚合商，以分省聚合资源的方式参与市场。

（四）符合国家相关产业政策，满足能源管理水平和用能效率要求。

第三节 市场注册、变更与退出

第二十四条 市场注册业务包括注册、信息变更、注销以及零售用户与售电公司业务关系确定等。各电力交易机构共享注册信息，市场主体无须重复注册。

第二十五条 市场主体在电力交易机构办理市场注册业务执行以下规定：

（一）按照有关规定履行承诺、公示、注册、备案等相关手续。市场主体对提交注册材料的真实性、完整性负责。

（二）办理售电增项业务的发电企业，应当符合国家相关规定，并分别以发电企业和售电公司的市场主体类别进行注册。

（三）当国家政策调整或交易规则发生重大变化时，电力交易机构可组织已注册市场主体重新办理注册手续。

（四）市场主体注册信息发生变更时，应当及时向电力交易机构提出变更申请。市场主体类别、法人、业务范围、公司主要股东等有重大变化的，市场主体应当再次予以承诺、公示。公示期满无异议的，电力交易机构向社会发布。

第二十六条 电力用户或售电公司绑定的用户发生并户、销户、过户、改名或者用电类别、电压等级等信息发生变化时，

须在电力交易机构办理注册信息变更手续。

第二十七条 退出市场的市场主体，应当及时向电力交易机构提出注销申请，按要求进行公示，履行或处理完成交易合同（包括省间交易合同）有关事项后予以注销。

第二十八条 售电公司退出按照《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）执行。

第四章 交易品种和交易方式

第一节 交易品种

第二十九条 华中区域省间电力中长期交易分为电能量交易、绿电交易、合同转让等。

第三十条 电能量交易的标的物为分时段电能量，包括富余可再生能源交易、高峰电力互济等交易。

第三十一条 富余可再生能源交易是指在本省调节资源用尽后且消纳困难情况下，将省内预计出现的可再生能源弃电电量，通过华中区域省间交易，实现可再生能源在更大范围内的优化配置。可再生能源作为卖方参与交易，电网企业、储能企业（包括抽水蓄能电站、新型储能企业）、用户侧可调负荷资源等作为买方参与交易，条件具备时逐步引入电力用户、售电公司等市场主体。

第三十二条 高峰电力互济交易是指预测存在电力供应不足的情况下，为确保电力可靠供应开展的华中区域省间交易。电力富余省的发电企业、储能企业（包括抽水蓄能电站、新型储能

企业)、用户侧可调负荷资源等作为卖方参与交易,电力供应不足省的电网企业作为买方参与交易。

第三十三条 绿电交易指电力用户、售电公司跨省购买绿色电力产品。

第三十四条 合同转让指合同其中一方市场主体将未履行的合同全部或部分转让给第三方市场主体,包括跨省交易合同在省内和省间转让交易。

第三十五条 三峡、二滩、葛洲坝、丹江等电厂以政策性计划方式开展的华中区域省间交易电量视为省间厂网间双边交易电量,签订厂网间购售电合同,优先保障执行,合同纳入华中区域省间交易合同管理范畴。相关交易的组织、执行和结算均须遵守本规则。

第三十六条 华中省间中长期交易参与方式:

(一)发电企业、售电公司原则上应直接参与华中省间中长期交易。

(二)市场化购电的电力用户,可直接参与或委托售电公司参与华中省间中长期交易,并应与其参与省内直接交易方式保持一致。

(三)电网企业根据代理的居民、农业、工商业用户用电量预测、电网线损、当地优先发电电量等情况,适当参与华中省间中长期交易。

第二节 交易方式

第三十七条 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、滚动撮合交易和挂牌交易等。

第三十八条 双边协商指购售双方协商一致后，由一方市场主体通过交易平台将需求电量、价格、电力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。

第三十九条 集中竞价指在规定的交易申报时间截止时间前，市场主体提交购电或售电信息，包括电量、价格、电力曲线等，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。

第四十条 滚动撮合指在规定的交易申报时间内，市场主体提交购电或售电信息，包括电量、价格、电力曲线等，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的交易方式。

第四十一条 挂牌交易指市场主体通过交易平台将需求电量、价格、电力曲线等信息向多个交易意向方发布要约（挂牌），由交易意向方按规则接受该要约（摘牌）的交易方式。挂牌交易包括单向挂牌交易和双向挂牌交易。

第三节 集中竞价交易

第四十二条 集中竞价交易中，市场主体通过电力交易平台申报分时段电量、价格等信息，以申报截止前最后一次有效申报作为最终申报。

第四十三条 集中竞价交易申报截止后，区域电力交易机构依据交易公告，将市场主体申报的购售电价格，考虑输电价格、

输电损耗等情况后统一计算到约定的交易关口，形成购电方报价和售电方报价。

第四十四条 集中竞价省间交易采用边际电价法或报价撮合法形成各时段预出清电量、价格。

第四十五条 边际电价法：

(一) 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。

(二) 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。

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_{Dmax} 为计算后购方报价最大值。

最终成交电量 Q_0 为：

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

(三) 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_1 确定。 K_1 的取值范围 0-1，暂按 0.5 执行，在市场交易公告中发布。

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：

$$P_0 = P_{Dmin} - K_1 \times P_\Delta$$

$$\text{或 } P_0 = P_{Smax} + (1 - K_1) \times P_\Delta$$

其中， K_1 为报价差值系数。

售方可成交电量 Q_S 为：

$$Q_S = \sum_{p=P_{S\min}}^{p=P_{S\max}} Q_S(p)$$

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

购方可成交电量 Q_D 为：

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

其中， $Q_D(p)$ 为购方在价格 p 处的申报电量， $P_{D\max}$ 为购方报价最大值。

最终成交电量 Q_0 为：

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

（四）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：

$$Q_0 = 0$$

第四十六条 报价撮合法

（一）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。

(二) 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。

(三) 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'_{Δ} 。

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

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。

(四) 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_2 来确定。 K_2 的取值范围 0-1, 暂按 0.5 执行, 在市场交易公告中发布。

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:

$$P_D = P_{\text{购方报价}} - K_2 \times P'_{\Delta}$$

$$P_S = P_{\text{售方报价}} + (1 - K_2) \times P'_{\Delta}$$

其中, K_2 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：

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

成交电量 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。

第四节 滚动撮合交易

第四十七条 滚动撮合交易中，在规定的起止时间内，市场主体随时申报购、售电信息，交易平台按“时间优先、价格优先”的原则匹配、实时出清。

第四十八条 交易开始前，参与交易购售双方在交易平台申报本次交易总电量需求上限，申报总电量需求应不高于标的电量。

（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。申报电量均为交易通道送端，电价购方申报落地侧、售方申报上网侧。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，每次撤销须为当前所有申报且未成交的电量包。

（二）实时出清

1.购售双方申报电量、电价的同时，交易平台根据出清规则自动实时摘牌出清，出清电价在售方上网侧，出清电量在交易通道送端侧。电量包匹配的基本原则是同一关口购电价大于售电价；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。

第五节 挂牌交易

第四十九条 挂牌、摘牌、成交价格为电网企业、售电公司、电力用户所在省电网省间联络线落地价格。

第五十条 摘牌价格为电网企业、售电公司、电力用户的成交价格。

第五十一条 售电侧成交价格=(摘牌价格-区域电网省间输电价格)×(1-区域电网省间输电网损率)-送出省外送输电价格。

第五十二条 单一市场主体摘牌电量或最大电力不得超过对应挂牌电量或最大电力。

第五十三条 挂牌交易按照摘牌“时间优先”原则出清。实际操作中，以15分钟为一时段，每时段内摘牌视为时间优先级相同，预成交电量按申报电量等比例分配，具体以交易公告为准。

第五章 交易组织及流程

第五十四条 根据交易标的物执行周期不同，华中区域省间交易包括年度（多年）交易、月度（多月）交易、月内（周交易、D-2工作日）交易等不同交割周期的电量交易。

第五十五条 多年交易电量须分解到年，在年度交易阶段分解到月及日；年度、多月交易电量及电力曲线须分解到月及日，月度、月内（周交易、D-2工作日）交易，交易电量及电力曲线

须分解到日。

第五十六条 按交易周期，交易优先顺序依次为年度（含多年）交易、月度（含多月）交易、月内（周交易、D-2 工作日）交易。

第五十七条 在同一交易周期优先级下，不同类型交易优先级由高至低如下：国家优先发电计划、绿电、可再生能源、其他交易。

第五十八条 区域电力交易机构于每年 12 月初发布年度省间交易时间安排，明确各类年度省间交易的开市及申报时间。

第五十九条 区域电力交易机构于每月中旬发布次月省间交易安排。

第六十条 交易公告应当提前至少 1 个工作日发布。

第六十一条 交易前，集中竞价、滚动撮合规模上限由相关电网企业（含电力调度机构）根据本省区最大外送、受入能力和剩余通道能力在交易平台确定。

第六十二条 区域电力交易机构通过电力交易平台发布交易公告，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，原则上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、参与交易市场主体等信息。在规定的时间内，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，并报华中能源监管局备案。

第六十三条 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。

第六十四条 购售双方根据自身电力生产、消费、代理需要购入或售出电量。同一笔交易、同一交易时段中，同一市场主体不能同时开展购电和售电交易。

第六十五条 已经生效的交易合同，经交易各方协商一致并通过安全校核后，可以通过市场化方式进行转让。售电合同转让交易应符合节能减排相关要求，可再生能源省间交易合同转让，原则上只能在可再生能源机组之间开展，或者由燃煤火电机组向可再生能源机组转让。

第六十六条 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，出让合同电量不得超过其已售出电能量的净值（指扣除已转让合同电量后的净售电量），受让合同电量不得超过其剩余最大发电能力（指扣除已成交合同电量后的最大发电能力）。

第六十七条 售电公司省间购电规模和省内购电规模之和不超过其资产总额对应的年售电量和已缴纳履约保函（保险）所对应的购电规模上限中的较小值。

第一节 交易流程

第六十八条 双边协商

（一）交易申报。双边交易意向方于规定时间内在交易平

台进行申报确认，内容主要包括需求电力曲线、电量、价格、交易意向方等信息。

（二）交易预成交及发布

1.区域电力交易机构会同省级电力交易机构联合开展电量校核。相关电力调度机构将电网运行约束提供相应交易机构。

2.交易平台进行交易预出清。经电量校核后形成预出清电量、预出清成交价格。

3.区域电力交易机构通过交易平台向开展交易的市场主体发布预成交结果，主要包括预成交电量、曲线、价格。

（三）安全校核

1.区域电力交易机构将预成交结果汇总提交华中电力调度机构安全校核。

2.华中电力调度机构按有关技术规范进行安全校核，将未通过安全校核的交易，通道能力、越限情况及受限原因等安全校核意见反馈区域电力交易机构。

3.区域电力交易机构根据交易优先级对涉及的交易进行调减。涉及调减的交易，各市场主体出清电量及曲线按照预成交结果等比例调减。

（四）成交结果发布

1.成交价格与预成交价格一致，成交电量为安全校核通过的电量，成交曲线为安全校核通过的曲线。

2.区域电力交易机构通过交易平台将成交结果向开展交易

的市场主体发布，主要内容包括成交电量、曲线、价格。

3.电力调度机构通过交易平台将安全校核情况和原因向开展交易的市场主体发布。

第六十九条 挂牌交易

（一）挂牌填报。挂牌由发起挂牌交易的市场主体在交易平台填报，内容主要包括需求电量、价格、电力曲线、对交易意向方的要求等信息。原则上由购方市场主体发起挂牌交易。

（二）挂牌受理。区域电力交易机构对市场主体提交挂牌的完整性进行形式审核。反馈意见为受理的，挂牌内容确定；反馈意见为返回的，挂牌可修改后再次提交，受理时限重计。

（三）交易申报。符合要求的交易意向方于规定时间内在交易平台查看挂牌和输电价格，进行分时段摘牌申报。

（四）交易预成交及发布

1.区域电力交易机构会同相关交易机构联合开展电量校核。相关电力调度机构将电网运行约束提供相应交易机构。相关交易机构结合省间省内已达成交易合同电力电量，以及有关政策要求等信息，对市场主体申报电量进行审核，对超容量申报数据进行调减，并通过交易平台及时披露对超容量申报电量的调减情况。

2.校核后的各时段电量，按交易申报时间每15分钟为同一申报区间，每一申报区间内按可再生能源优先的顺序进行预出清，同一类别电源按市场主体摘牌电量等比例进行预出清。

3.预出清曲线为挂牌曲线；若预出清电量小于挂牌电量，预

出清曲线则按照挂牌曲线形状等比例调减。预出清价格为挂牌价格。

4.区域电力交易机构在同一市场运营周期，汇总同一输电通道上的所有交易预出清结果，根据当时该输电通道的输电限额，按照交易优先级进行协同出清，形成交易预成交结果。若预成交量小于预出清电量，预成交曲线则按照预出清曲线形状等比例调减。预成交价格为预出清价格。

5.区域电力交易机构通过交易平台向开展交易的市场主体发布预成交结果，内容主要包括预成交量、曲线、价格。

（五）安全校核

1.区域电力交易机构将预成交结果汇总提交电力调度机构安全校核。

2.电力调度机构按有关技术规范进行安全校核，按通道将未通过安全校核的交易，通道能力、越限情况及受限原因等安全校核意见反馈区域电力交易机构。

3.区域电力交易机构根据交易优先级对涉及的交易进行调减。涉及调减的交易，各市场主体出清电量及曲线按照预成交结果等比例调减。

（六）成交结果发布

1.成交价格与预成交价格一致，成交电量为安全校核通过的电量，成交曲线为安全校核通过的曲线。

2.区域电力交易机构通过交易平台将成交结果向开展交易

的市场主体发布，主要内容包括成交电量、曲线、价格。

3.电力调度机构通过交易平台将安全校核情况和原因向开展交易的市场主体发布。

第七十条 集中竞价

(一) 交易申报。市场主体于规定时间内在交易平台进行交易申报，分时段、分阶梯申报电量、价格。

(二) 交易预成交及发布

1.区域电力交易机构会同相关交易机构联合开展电量校核。相关电力调度机构将电网运行约束提供相应交易机构。相关交易机构结合省间省内已达成交易合同电力电量，以及有关政策要求等信息，对市场主体申报电量进行审核，对超容量申报数据进行调减，并通过交易平台及时披露对超容量申报电量的调减情况。

2.交易平台进行交易预出清。每一时段按价格优先（相同价格可再生能源优先）的原则匹配，按边际电价法或报价撮合法形成各时段预出清电量、价格。

3.预出清曲线电力为分时段预出清电量除以该时段小时数。

4.区域电力交易机构在同一市场运营周期，汇总同一输电通道上的所有交易预出清结果，根据当时该输电通道的输电限额，按照交易优先级进行协同出清，形成交易预成交结果。若预成交电量小于预出清电量，则各市场主体预成交电量、价格按出清原则重新出清，曲线按照预出清曲线等比例调减。

(三) 区域电力交易机构通过交易平台向开展交易的市场

主体发布预成交结果，主要内容包括预成交电量、曲线、价格。

（四）安全校核

1.区域电力交易机构将预成交结果汇总提交电力调度机构安全校核。

2.电力调度机构按有关技术规范进行安全校核，按通道将未通过安全校核的交易，通道能力、越限情况及受限原因等安全校核意见反馈区域电力交易机构。

3.区域电力交易机构根据交易优先级对涉及的交易进行调减。涉及调减的交易，各市场主体出清电量、价格按出清原则重新出清，曲线按照预成交结果等比例调减。

（五）成交结果发布

1.成交价格为安全校核后重新出清的价格，成交电量为安全校核通过的电量，成交曲线为安全校核通过的曲线。

2.区域电力交易机构通过交易平台将成交结果向开展交易的市场主体发布，主要内容包括成交电量、曲线、价格。

3.电力调度机构通过交易平台将安全校核情况和原因向开展交易的市场主体发布。

第七十一条 滚动撮合

（一）交易申报。市场主体于规定时间内在交易平台进行交易申报，分时段申报电量、价格，交易平台即时撮合匹配。

（二）交易预成交及发布

1.交易申报时间内，分时段对市场主体填报的电量、价格滚

动匹配预出清。

2.交易平台根据主要通道剩余能力进行交易预出清。预出清曲线电力为分时段预出清电量除以该时段小时数。

3.区域电力交易机构在同一市场运营周期，汇总同一输电通道上的所有交易预出清结果，根据当时该输电通道的输电限额，按照交易优先级进行协同出清，形成交易预成交结果。若预成交电量小于预出清电量，预成交曲线则按照预出清曲线形状等比例调减。预成交价格为预出清价格。

（三）安全校核

1.区域电力交易机构将预成交结果汇总提交电力调度机构安全校核。

2.电力调度机构按有关技术规范进行安全校核，按通道将未通过安全校核的交易，通道能力、越限情况及受限原因等安全校核意见反馈区域电力交易机构。

3.区域电力交易机构根据交易优先级对涉及的交易进行调减。涉及调减的交易，各市场主体出清电量及曲线按照预成交结果等比例调减。

（四）成交结果发布

1.成交价格与预成交价格一致，成交电量为安全校核通过的电量，成交曲线为安全校核通过的曲线。

2.区域电力交易机构通过交易平台将成交结果向开展交易的市场主体发布，主要内容包括成交电量、曲线、价格。

3.电力调度机构通过交易平台将安全校核情况和原因向开展交易的市场主体发布。

第七十二条 合同转让

(一) 合同转让采用双边协商方式。拟出让交易合同的市场主体与受让方市场主体协商一致后,在交易平台进行转让申报,受让方市场主体对转让申报进行确认。

(二) 售方的交易合同转让原则上应保持购方落地省的落地价格不变,购方的交易合同转让原则上应保持售方的上网价格不变。

第二节 交易组织时序

第七十三条 华中区域省间交易按照年度(多年)交易、月度(多月)交易、月内(周交易、D-2工作日)交易的顺序开展。

第七十四条 落实国家能源战略,确保可再生能源优先消纳,国家计划分配的跨区省间年度优先发电计划电量由各省按国家政策执行。优先发电计划须分解至电力曲线,在输电通道中优先予以安排。

第七十五条 以跨区省间年度优先发电计划作为边界,开展年度双边协商和集中交易;以年度优先发电计划合同和年度市场化交易分月电量及电力曲线作为月度交易边界,开展月度双边协商和集中交易;以年度优先发电计划合同、年度市场化交易分月电量及电力曲线和月度市场化交易电量及电力曲线作为月内

交易边界，开展月内双边协商和集中交易；市场主体须签订电力曲线合同。原则上，在组织其他市场化交易前，优先通过市场化的方式组织落实政府间协议。

第三节 年度（多年）交易

第七十六条 年度（多年）交易的标的物为次年（多年）分时电量。年度交易应分解到月度，确定分月电量或者分月电量比例，还应确定分时段曲线（96点电力曲线）。年度（多年）交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展。

第七十七条 市场主体经过双边协商形成的年度（多年）意向协议，应在年度双边交易申报截止前，通过电力交易平台提交，由电力交易平台形成双边交易无约束预成交结果。

第七十八条 采用集中交易方式开展年度（多年）交易时，市场主体在规定的时限内通过电力交易平台自主申报交易数据，由电力交易平台自动撮合形成无约束预成交结果。

第七十九条 年度交易无约束预成交结果形成后，电力交易机构汇总每类交易无约束预成交结果，并提交电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在5个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。安全校核越限时，由电力交易机构会同电力调度机构根据市场规则协同进行交易削减和调整。

第八十条 市场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受理异议起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。

第四节 月度（多月）交易

第八十一条 月度交易的标的物为次月月度分时电量（96点电力曲线），可根据市场需求组织开展针对年度内剩余月份的月度分时电量交易。月度交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展。

第八十二条 原则上每月中旬末为次月双边交易截止申报日。市场主体经过双边协商形成的意向协议，须在月度双边交易申报截止前通过电力交易平台提交，由电力交易平台形成双边交易无约束预成交结果。

第八十三条 采用集中交易方式开展月度交易时，市场主体在规定的时限内通过电力交易平台自主申报交易数据，由电力交易平台形成集中交易无约束预成交结果。

第八十四条 月度交易无约束预成交结果形成后，电力交易机构汇总每类交易无约束预成交结果，并提交电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在2个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。安全校核越限时，由电力交易机构会同电力调度机构根据市场规则协同进行交易削减和调整。

第八十五条 市场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受理异议起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。

第八十六条 电力交易机构应根据经安全校核后的交易结果，对年度交易分月结果和月度交易结果进行汇总，于每月月底前发布汇总后的交易结果。

第五节 月内（多日）交易

第八十七条 月内（多日）交易的标的物为月内剩余天数或者特定天数的分时电量（96点电力曲线）。月内交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展。根据交易标的物不同，月内交易可定期开市或者连续开市。

第八十八条 区域电力交易机构发布月度交易成交结果后下一个工作日开始，每个工作日均可受理执行开始时间最早为 D+2 个工作日、执行截止时间最迟为月底的月内交易。

第八十九条 月内集中交易中，市场主体在规定的报价时限内通过电力交易平台申报报价数据。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道月内可用输电容量进行市场出清，形成集中交易预成交结果。

第九十条 电力交易机构将月内集中交易的预成交结果提交给电力调度机构进行安全校核。电力调度机构应当在 1 个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。

第九十一条 市场主体经过双边协商形成的意向协议，须在 D-2 个工作日前提交区域电力交易机构，在规定的交易时限内通过电力交易平台申报和确认曲线价格，经电力交易平台预出清形成双边交易无约束预成交结果。

第九十二条 市场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受理异议起 1 个工作日内给予解释。

第九十三条 月内集中交易结束后，电力交易机构应当根据经安全校核后的交易结果，对分月交易计划进行调整、更新和发布。

第九十四条 富余可再生能源交易、高峰电力互济交易主要以周交易、D-2 工作日交易等方式开展。鼓励支持储能企业（包括抽水蓄能电站、新型储能企业）、用户侧可调负荷资源等新型市场主体参与省间富余可再生能源交易、高峰电力互济交易。

第六章 合同签订与执行

第九十五条 交易合同应当明确购电方、售电方、输电方、电量、电力曲线、电价、执行周期、结算方式、偏差电量计量、违约处理等内容。

第九十六条 市场成员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。

第九十七条 区域电力交易机构汇总各类省间交易合同，按照合同约定曲线形成年度、月度省间交易计划。

第九十八条 经安全校核后的省间交易结果作为执行依据，相关市场成员应该严格执行、认真履约。

第九十九条 除不可抗力、输电方原因外，购售双方应严

格履行华中区域省间交易合同，当不具备履约能力时，应及时通过省间合同转让等方式减少合同执行偏差。市场主体因自身原因导致无法履约时，其所在省电力调度机构、电力交易机构应按照省内市场规则调整其他发电企业发电，保障省间联络线电量送出或受入，因此增加的费用由违约方承担。

第七章 价格机制

第一百条 华中区域省间电力中长期交易按照自愿参与的原则组织开展，购售双方通过市场化交易确定成交价格，第三方不得干预。

第一百〇一条 三峡、二滩、葛洲坝、丹江等电厂以政策性计划方式开展的华中区域省间电力中长期交易，交易价格执行相关规定。

第一百〇二条 华中区域省间交易相关价格口径：

（一）发电企业上网电价，含税，包括环保电价，如脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价等。

（二）购电方所在省电网省间联络线落地价格由发电侧成交价格、送出省外送输电价格（含送出省外送输电网损，下同）、省间输电价格、省间输电网损等构成。送出省外送输电价格、省间输电价格、省间输电损耗按照国家有关规定执行和调整。

（三）购电方电力用户到户价格在购电方所在省电网省间联络线落地价格基础上，还应加上省内的相关价格和费用（如省内输配电价、网损费用、政府性基金及附加、系统运行费用等，

具体项目按照国家和各省相关文件规定执行，下同）。

第一百〇三条 省间交易有关可再生能源电价附加补助资金，按照国家有关规定执行。

第一百〇四条 参与省间交易的燃煤机组容量电价，按照国家有关规定执行。

第一百〇五条 参与省间交易的抽水蓄能机组，获得收益的20%由抽水蓄能电站保留，80%由省（市）电网企业按有关政策规定处置。

第一百〇六条 参与省间交易的两部制电价电力用户，基本电价按现行标准执行。

第一百〇七条 执行峰谷电价的电力用户，在参加省间交易后应当继续执行峰谷电价或者所在省相关市场规则，后续相关费用处理按照所在省电力用户直接交易相关规定执行。

第一百〇八条 除国家有明确规定的情况外，双边协商交易原则上不进行限价。省间合同转让交易可通过双边协商等形成转让价格，该价格为合同或指标电量的出让或者受入价格，不影响出让方原有合同的价格和结算关系。

第八章 计量和结算

第一节 计量

第一百〇九条 电网企业与市场主体的结算关口计量点原则上设在产权分界点，由电网企业与相关市场主体在有关合同中约定明确。若发生变更，交易各方应以书面方式进行确认。

第一百一十条 省间交易中送受端省份结算关口计量点原则上设在该省产权分界点；省间通道的结算关口计量点原则上设在省间输电通道的上网关口和下网关口。

第一百一十一条 计量装置由产权所有单位按照相关规定负责安装、维护。对计量数据存在疑义时，由具有相应资质的电能计量检测机构确认并出具报告，由电网企业组织相关市场成员协商解决。

第一百一十二条 电网企业负责定期抄录发电企业(机组)和电力用户电能计量装置数据，并将电量数据传输至交易平台。市场主体应积极配合并确保数据采集完整、准确。

第一百一十三条 计量周期和抄表时间应当保证最小交易周期的结算需要，保证计量数据准确、完整。发电企业、电力用户结算关口和省间输电通道的关口电能计量装置原则上应每日抄表，每日抄录前一日 24 小时的计量数据，具备条件时抄录每 15 分钟计量数据，其中每月 1 日还需抄录上月月末日 24 时的计量数据。

第二节 交易结算

第一百一十四条 交易结算是指电力交易机构依据现行交易规则和交易合同，对参与市场的发电企业、售电公司、电力用户等，规范、准确、及时开展电量清分、费用计算（量价清分），编制并出具结算依据的过程。

第一百一十五条 交易结算工作应遵循依法、诚信、公平、

公正的原则，遵守交易合同相关条款，维护电力市场秩序。

第一百一十六条 省间交易结算采用日清分、月结算、按合同周期清算方式，必要时（如国家核价文件调整、市场主体达成一致意见等）可进行再次清算。

第一百一十七条 区域电力交易机构通过交易平台，负责向省间交易的相关市场主体及其所在地区省级交易机构出具交易结算依据。省级交易机构通过交易平台，将区域电力交易机构出具的结算依据作为结算边界，结合市场主体省内交易的结算结果，一并出具结算依据。

第一百一十八条 电网企业向区域电力交易机构提供所有交易计量点日分时和月合计电量数据，省间交易按照调度实际执行结果和物理计量电量进行结算。省间现货交易、应急调度、辅助服务等由电力调度机构将交易出清和执行结果等信息提供给电力交易机构，电力交易机构统一出具结算依据，由电网企业统一进行电费结算。

第一百一十九条 若省间交易调度执行计划调整，以交易合同和国调（网调）实际执行计划及调整原因说明等为依据，区域电力交易机构进行偏差责任认定。

第三节 偏差结算

第一百二十条 省间交易在执行过程中形成的偏差电量分为责任偏差电量和波动偏差电量。偏差结算中优先结算责任偏差电量。

第一百二十一条 责任偏差电量是指在省间交易中除波动偏差电量外，由于购售双方自身原因，在执行交易合同曲线时与调度计划执行曲线之间形成的偏差。按照责任偏差电量结算原则开展结算。

第一百二十二条 波动偏差电量指省间输电通道、配套电源和其他省间电源等调度控制点和计量点之间、交流联络线正常功率波动等不可控原因造成调度计划曲线与关口计量电量之间的偏差。按照波动偏差电量结算原则开展结算。

第一百二十三条 区域电力交易机构负责省间交易外购、外送偏差电量的结算；相关市场主体所在地区省级交易机构以省间交易结算结果作为结算边界，结合市场主体省内交易的结算结果，一并出具结算依据。

第一百二十四条 责任偏差电量原则上采用按日清分、月度结算，月结月清的方式结算。

第一百二十五条 当交易执行过程中，电力曲线及电量出现执行偏差时，区域电力交易机构对省间交易因购售方原因造成的执行偏差电量进行责任认定并开展结算。具体认定方式如下：

（一）最终交易曲线确定后，由网调按照执行优先顺序安排执行，对不能执行的交易曲线进行调整后，需将调整原因分为“售方（电厂或送出省）申请”“购方（受入省）申请”“送出省可再生能源消纳需求”“受入省可再生能源消纳需求”“安全运行要求”5类，随日计划执行曲线同步发送至区域电力交易机

构。

（二）售方（电厂或送出省）因来水（煤）变化、机组故障、省内检修变化、省内平衡困难、省内断面越限等导致需要变更执行曲线时，发电企业或送出省电网企业（电力调度机构）向网调提出申请后，认定为售方责任；为满足送出省可再生能源消纳需求调整的，同样视为售方责任。

（三）购方（受入省）因来水（煤）变化、机组故障、省内检修变化、省内平衡困难、省内断面越限等导致需要变更执行曲线时，由受入省电网企业（电力调度机构）向网调提出申请后，认定为购方责任；为满足受入省可再生能源消纳需求调整的，同样视为购方责任。

（四）售方责任，由售方按照交易合同曲线（原则上送出侧）与调度执行曲线结果之差电量，按照该时段合同电价的比例 L 支付偏差费用给购方。

（五）购方责任，由购方按照交易合同曲线（原则上送出侧）与调度执行曲线结果之差电量，按照该时段合同电价的比例 M 支付偏差费用给售方。

（六）交易合同电价指送出省送出电价。

（七） L 、 M 的取值默认取 0.1 进行结算。若购售双方在交易合同中另行明确的，按合同相关约定执行。

第一百二十六条 偏差责任免除情形如下：

（一）由于“安全运行要求”需要，主要包括省间输电线路

故障、省间电网安全控制需要和省间电网设备检修变化等原因引起的输电能力变化及长江、黄河防汛抗旱总指挥部等第三方调令导致对调度计划调整，暂不执行责任偏差结算。由于梯级流域因防洪、防凌、灌溉、下游用水需求变化导致出库流量变化引起的电力曲线偏差，经相关部门认定后，可不执行责任偏差结算。

（二）政府主管部门认定的其他情形。

第一百二十七条 波动偏差电量原则上采用按日清分、月合并，月结月清的方式结算。

第一百二十八条 省间通道波动偏差电量视为在省间通道首末端省级电网企业送受电量。特殊情况另行协商明确。送出方电价叠加输电价格、线损折价后形成受入方落地电价。输电价格按照政府主管部门核定标准执行。

第一百二十九条 省间通道波动偏差电量采用结算周期内送出省电网企业当月代理购电价格结算。若购售双方在交易合同中另行明确的，按合同相关约定执行。

第一百三十条 波动偏差电量按各结算关口分别清分、结算。波动偏差电量为关口计量电量扣除调度实际执行电量。

第九章 信息披露

第一节 信息披露的原则与方式

第一百三十一条 市场成员按照电力市场信息披露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。

第一百三十二条 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主体披露；特定信息根据电力市场运营需要向特定市场主体披露。

第一百三十三条 电力市场信息按照年、季、月、周、日等周期披露。

第一百三十四条 信息披露应当遵循安全、真实、准确、完整、及时、易于使用的原则。

第一百三十五条 区域电力交易机构负责省间市场信息披露的实施，以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。

第一百三十六条 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相关信息披露主体予以解释及配合。

第二节 信息保密

第一百三十七条 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。

第一百三十八条 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。

第十章 市场监控和风险控制

第一百三十九条 电力交易机构、电力调度机构根据有关规定，履行市场运营、市场监控和风险控制等职责，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。

第一百四十条 电力交易机构、电力调度机构主要对以下省间交易事项进行监测分析和风险评估：

- （一）市场报价和运行情况；
- （二）市场成员执行市场交易规则情况；
- （三）市场主体在市场中份额占比等市场结构化指标情况；
- （四）跨区跨省输电通道阻塞等情况；
- （五）非正常报价等市场异常情况；
- （六）市场风险评估及防控情况。

第一百四十一条 当出现以下情况时，电力交易机构、电力调度机构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。
- （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）因不可抗力市场化交易不能正常开展的。
- （五）国家能源局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。

第一百四十二条 电力交易机构、电力调度机构应当分别详细记录市场干预期间的有关情况，包括市场干预的起因、起止时间、范围、对象、手段和结果等内容，向国家能源局华中监管局提交报告，并按信息披露规则向市场成员披露。

第一百四十三条 电力交易机构应当每月第 10 个工作日前向国家能源局华中监管局报送省间电力中长期交易合同及运营监控分析报告。

第十一章 争议处理

第一百四十四条 本规则所称争议，主要指市场成员对下述事项存在的争议：

- (一) 对市场主体准入、退出、暂停交易的争议。
- (二) 对市场主体违规处罚的争议。
- (三) 对市场成员权利行使和义务履行的争议。
- (四) 对交易组织、计量、结算及费用收取、使用的争议。
- (五) 对市场信息发布的争议。
- (六) 对市场干预的争议。
- (七) 其他有关省间交易的争议。

第一百四十五条 争议解决的原则：

- (一) 遵循依法、透明、公平、公正的原则。
- (二) 争取以简单、快捷、经济的方式解决。

(三) 有利于市场的正常稳定运行。

(四) 有利于维持、巩固争议各方关系。

第一百四十六条 发生争议时，按以下方式解决：

(一) 在合同履行过程中，交易各方可自行协商解决。

(二) 经当事方自行协商无法解决的，可提请区域电力交易机构调解，区域电力交易机构依据本规则及相关法律法规，按照实事求是的原则，充分考虑各方诉求，提出解决办法；若当事方不认可，也可书面提请国家能源局华中监管局调解处理，调解意见经调解机构出具书面意见后生效。

(三) 当事方也可申请仲裁或司法诉讼。

第十二章 附 则

第一百四十七条 本规则由华中能源监管局负责解释。

第一百四十八条 本规则自发布之日起施行，有效期 3 年。