

国家能源局山西监管办公室

晋监能市场函〔2024〕116号

关于征求《山西电力中长期交易实施细则 (征求意见稿)》意见的函

国网山西省电力公司、山西电力交易中心有限公司、中央驻晋及省属电力集团、有关经营主体：

为持续深化电力市场改革，优化电力资源配置，实现中长期交易与现货市场、省内市场与全国统一大市场的有效衔接，结合山西市场运行实际，我办组织修订了《山西电力中长期交易实施细则（征求意见稿）》。征求意见稿采纳前期各主体反映意见，新增多月连续滚动交易相关规则条款。请你们认真组织研究，并将反馈意见于7月18日17:00前反馈至我办。

联系人：贾钊

联系方式：0351-7218490

电子邮箱：sxnyjgb@163.com

附件：《山西电力中长期交易实施细则（征求意见稿）》

国家能源局山西监管办公室

2024年6月17日

附件

山西电力中长期交易实施细则 (征求意见稿)

第一章 总 则

第一条 为持续深化电力市场改革，优化电力资源配置，实现中长期交易与现货市场、省内市场与全国统一大市场的有效衔接，依据《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、国家发展改革委《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）、国家发展改革委办公厅《关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809号）、国家发展改革委 国家能源局《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、山西省人民政府办公厅《关于印发山西省电力市场运营管理办法的通知》（晋政办发〔2022〕87号）、山西省发展改革委《关于贯彻落实国家发展改革委进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（晋发改商品发〔2021〕457号）、山西能源监管办 山西省发展改革委《山西省电力中长期交易实施细则》（晋监能〔2020〕16号）、山西能源监管办 山西省发展改革委 山西省能源局《山西省电力中长期分时段交易实施细则》

(晋监能〔2021〕7号)等文件,结合山西电力市场运行实际,制定本细则。

第二条 本细则所称电力中长期交易指发电企业、电力用户、售电公司等经营主体,通过双边协商、集中交易等市场化方式,开展的多年、年、多月、季、月、旬、日等电力交易。在电力现货市场运行月份组织开展电力中长期分时段交易。本细则适用于山西电力中长期市场交易与结算。

第三条 电力中长期分时段交易是指将每天24小时分为若干个时段,以每个时段的电量为交易标的,组织发电侧与批发用户(含售电公司)分别按时段开展电力中长期交易,由各个时段的交易结果形成各经营主体的中长期合同曲线。山西电力市场中长期分时段交易暂分为24个时段,交易周期暂分为年度、多月、月度、旬和日。

第四条 优先发电电量等执行政府定价的电量部分视为厂网间双边交易电量,签订厂网间购售电合同,相应合同纳入电力中长期交易合同管理范畴,其执行和结算均应遵守本细则。

第五条 任何单位、组织和个人不得非法干预市场正常运行。

第六条 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。

第七条 国家能源局山西监管办公室根据职能依法履行山西电力中长期分时段交易监管职责。

第二章 市场成员

第八条 市场成员包括各类发电企业、电网企业、配售电企业、电力交易机构、电力调度机构、电力用户、虚拟电厂、辅助服务提供商（包含储能企业、负荷聚合商等）等。各类成员须符合国家及省内准入条件且在电力交易机构完成注册。关停机组等不参与现货市场的机组，只能在发电权交易中转出电量，不与其他交易。

此外，符合跨省跨区外送市场准入条件的发电企业可参与北京电力交易中心组织的跨省跨区中长期交易；电网企业可代理发电企业参与跨省跨区中长期交易。

第九条 发电企业的权利和义务：

（一）按规则参与电力市场交易，执行优先发电等合同，签订和履行市场化交易形成的购售电合同；

（二）获得公平的输电服务和电网接入服务；

（三）执行并网调度协议，服从电力调度机构统一调度，按规定提供辅助服务；

（四）按规定披露和提供信息，有权获得市场交易和输配电服务等相关信息；

（五）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 电力用户的权利和义务：

（一）按规则参与电力市场交易，签订和履行购售电合同、

输配电服务合同，提供市场化交易所必须的电力电量需求、典型负荷曲线及其他生产信息；

（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）服从电力调度机构统一调度，在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等）按电力调度机构要求安排用电；

（五）遵守有关电力需求侧管理规定，执行有序用电管理，配合开展错避峰；

（六）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（七）具备满足参与市场化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 售电公司的基本权利和义务：

（一）按规则参与电力市场化交易，签订和履行市场化交易合同，按时完成电费结算；

（二）可向用户提供包括但不限于合同能源管理、综合节能、合理用能咨询和用电设备运行维护等增值服务。

（三）与用户签订合同，提供优质专业的售电服务，履行合同规定的各项义务。

（四）不得干涉用户自由选择售电公司的权利。

（五）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；

（六）按照规则向电力交易机构、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、输配电服务和签约经营主体的基础信息等相关信息，承担用户信息保密义务；

（七）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（八）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（九）拥有配电网运营权的售电公司承担配电区域内电费收取和结算业务；

（十）拥有配电网运营权的售电公司承担配电网安全责任，按照国家电力行业标准提供安全、可靠的电力供应，确保承诺的供电质量符合国家电力行业标准；

（十一）拥有配电网运营权的售电公司，应服从电力调度机构的统一调度；

（十二）法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 虚拟电厂的权利和义务：

（一）按规则参与电力市场交易，签订和履行市场化交易合同。

（二）获得公平的输电服务和电网接入服务；

（三）服从电力调度机构的统一调度，按调度指令和合同约定提供辅助服务；

（四）按规定披露和提供信息，获得市场交易和辅助服务等

相关信息；

(五) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十三条 辅助服务提供商的基本权利和义务：

(一) 按规则参与辅助服务交易，签订和履行辅助服务合同；

(二) 获得公平的输电服务和电网接入服务；

(三) 服从电力调度机构的统一调度，按调度指令和合同约定提供辅助服务；

(四) 按规定披露和提供信息，获得市场交易和辅助服务等相关信息；

(五) 具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

(六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十四条 独立新型储能的基本权利和义务：

(一) 按规则参与电力市场交易，签订和履行市场化交易合同，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) 服从电力调度机构的统一调度，按调度指令和合同约定提供辅助服务；

(四) 按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息；

(五) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十五条 抽水蓄能的基本权利和义务：

(一) 按规则参与电力市场交易，签订和履行市场化交易合

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）服从电力调度机构的统一调度，按调度指令和合同约定提供辅助服务；

（四）按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息；

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

第十六条 电网企业的基本权利和义务：

（一）保障电网以及输配电设施的安全稳定运行；

（二）为经营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、维修等各类供电服务；

（四）按规定负责电费结算，代收代付政府性基金及附加等；

（五）预测并确定优先购电电力用户的电量需求，执行厂网间优先发电等合同；

（六）代理暂无法直接参与市场交易的工商业用户通过电力市场购电，按政府定价向优先购电电力用户以及其他未直接参与市场交易的电力用户提供售电服务，签订和履行相应的供用电合同和购售电合同；

（七）按规定披露和提供信息；

（八）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（九）法律法规规定的其他权利和义务。

第十七条 电力交易机构的基本权利和义务：

- (一) 组织各类中长期交易；
- (二) 按授权拟定相应的电力交易实施细则；
- (三) 编制年度和月度等日以上的交易计划
- (四) 负责经营主体的注册管理；
- (五) 出具电力交易结算依据，提供相关服务；
- (六) 监视和分析市场，不定期报告经营主体异常交易或违法违规交易行为，合同执行情况及处理建议；
- (七) 负责山西电力交易平台建设与运维；
- (八) 配合能源监管机构对市场运营规则进行分析评估，提出修改建议；
- (九) 按规定披露和发布信息；
- (十) 经授权在特定情况下实施市场干预或市场终止；
- (十一) 对经营主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为进行报告并配合调查；
- (十二) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十八条 电力调度机构的基本权利和义务：

- (一) 按调度范围开展安全校核；
- (二) 按调度规程实施电力调度，负责系统实时平衡，确保电网安全；
- (三) 负责电力现货市场、辅助服务市场交易组织等工作；
- (四) 做好电力现货市场技术支撑系统的运行维护；
- (五) 向电力交易机构提供安全约束条件、基础数据和安全

校核结果，配合电力交易机构履行市场运营职能；

（六）合理安排电网运行方式，保障电力交易结果执行；

（七）按规定披露和提供相关信息；

（八）经授权在特定情况下实施市场干预或市场终止；

（九）法律法规规定的其他权利和义务。

第十九条 电力经营主体的准入、注册管理按照国家有关电力市场准入注册政策、《电力市场准入与退出管理实施细则》（晋能源规〔2024〕1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）、《山西省能源局 国家能源局山西监管办公室关于印发〈售电公司管理实施细则〉的通知》（晋能源电力发〔2022〕183号）等执行。

第三章 交易品种、周期和交易方式

第一节 交易品种

第二十条 电力中长期交易品种主要包括省间交易、省内电力直接交易、合同转让交易、回购交易、可再生能源电力配额和绿证交易等。根据市场发展需要，可增加输电权、容量等其他类型交易品种。

第二十一条 省间交易按照跨区跨省电力中长期交易实施细则，由北京电力交易中心组织安排，省内发电企业在全国统一电力交易平台参与交易，保障交易计划优先落实、优先结算。发电企业应在自身发电能力范围内，按照不超交易标的的原则进行申报。省间交易成交电量按交易公告发布的交易曲线或明确的分

解方式进行曲线分解。省间交易公告中明确按照“权重系数法”出清的权重算法为：

$$Q_{i\text{中标}} = Q_{\text{总}} \times \frac{C_{i\text{机组}} \times \rho_{i\text{容量}} \times \rho_{i\text{空冷}} \times \rho_{i\text{综合}} \times \rho_{i\text{供热}}}{\sum_{i=1}^n (C_{i\text{机组}} \times \rho_{i\text{容量}} \times \rho_{i\text{空冷}} \times \rho_{i\text{综合}} \times \rho_{i\text{供热}})}$$

其中， $Q_{i\text{中标}}$ 为第 i 台机组中标电量， $C_{i\text{机组}}$ 为机组容量， $\rho_{i\text{容量}}$ 为容量系数， $\rho_{i\text{空冷}}$ 为空冷系数， $\rho_{i\text{综合}}$ 为资源综合利用系数， $\rho_{i\text{供热}}$ 为供热系数。

当发电企业计算的中标电量大于其申报电量时，申报电量为无约束成交电量，总电量减去成交电量后的剩余电量进行再次分配，直至完成；当各发电企业计算的中标电量小于或等于申报电量时，计算中标电量即为无约束成交电量。

为鼓励和提高大容量、环保机组的中标电量比例，促进节能减排，同时设置权重系数：

(1) 容量系数：13.5 万千瓦级机组容量系数为 1.0，20 万千瓦级机组取 1.1，30 万千瓦级机组容量系数为 1.2，60 万千瓦级机组容量系数为 1.4，100 万千瓦级机组容量系数为 1.8。

(2) 空冷系数：非空冷机组系数为 1，空冷机组系数为 1.1。

(3) 资源综合利用系数：燃烧低热值煤机组系数 1.1，其余燃煤机组系数为 1。

若为鼓励机组供热，根据山西能源监管办、省能源局相关要求，在按“权重系数法”出清时可为供热机组设置 1.2 的系数。

现货模式下，在交易执行日的前3天（D-3日），若省间有约束交易结果仍未发布，交易中心可依据无约束结果或交易公告原则先行生成交易合同、分解合约曲线，但在有约束结果下发前不允许参与合同转让交易。

第二十二條 山西送京津唐、河北优先电量认购交易

为确保对首都及京津唐地区稳定供电，送京津唐及河北优先电量交易（原国家指令性计划）由具备交易资格的燃煤火电企业按照“挂牌、单边竞价”两个阶段进行申报。第一阶段挂牌价格为省内月度集中竞价成交均价，发电企业自主摘牌。标的电量如有剩余，进入单边竞价方式，发电企业申报价格上限为山西火电燃煤基准电价上浮上限，按照边际价格出清。标的电量仍有剩余且电力平衡裕度满足要求时，剩余未成交电量由市场化机组按照剩余有效容量等比例分摊。

第二十三條 外送通道配套电源认购交易

雁淮直流配套电源包括晋北风电基地配套项目和部分燃煤火电机组。其中，晋北风电基地配套项目在送电价格、送电量和电力曲线（或者曲线形成方式）由政府间协议明确或者双方政府已达成一致的情况下，电力交易机构可先通过北京电力交易平台完成配套电源总电量认购，随后组织配套电源开展认购交易，也可由经营主体直接参与北京电力交易中心组织的配套电源省间交易。配套燃煤火电机组直接参与北京电力交易平台的相关外送交易。

配套电源仅参加对应外送通道的省间交易，不参加其他通道外送交易。国家明确配套电源消纳省份的，仅参与对应通道、对应消纳省份的省间交易，不参加其他省间交易。配套电源和其他机组均可参与外送合同转让交易，按照本实施细则合同转让条款执行。

晋北风电基地项目应优先参与雁淮直流外送交易，如有剩余发电能力可参与省内交易。原则上按照大小风季节确定分月申报外送电量（小风季 6-9 月，大风季 1-5、10-12 月），确保完成政府间协议电量或双方政府已达成一致的电量规模。若晋北风电外送江苏电量未达计划且电力平衡裕度满足要求时，不足部分由晋北风电基地配套电源项目按剩余有效容量进行分摊。

第二十四条 省内电力直接交易

省内电力直接交易在发电企业与售电公司、批发用户（售电公司、虚拟电厂）之间开展，由山西电力交易中心组织，鼓励可再生能源之间、可再生能源与常规能源之间打捆参加交易。电网企业代理购电交易按照国家和山西省政府有关政策开展。

原则上，省内直接交易带曲线开展，其中，用电侧不具备分表、分时计量的低压用户，暂不参与现货市场，在零售市场通过售电公司购电，交易电量按照用户典型用电曲线分解，且不允许自主调整，不允许调整的范围包括交易双方曲线形状、分日电量，该电量转让后也不可调整；交易平台具备条件时，可允许调整分日电量，并且由发电企业确认，但不允许调整曲线形状；发电侧

应急等特殊机组暂不参与现货市场，机组所在发电企业参与中长期交易时，若其所有机组都不参与现货市场，中长期交易成交电量按典型曲线分解且不允许调整，发生合同转让交易后亦不可调整，若其部分机组不参与现货市场，中长期交易成交电量全部分解至参与现货交易的机组。

针对电力现货市场运行月份，以分时段交易方式开展电力中长期交易。电力中长期分时段交易是指将每天 24 小时分为若干个时段，以每个时段的电量为交易标的，组织发电侧与批发用户（含售电公司、“负荷类”虚拟电厂）分别按时段开展电力中长期交易，由各个时段的交易结果形成各经营主体的中长期合同曲线。山西电力市场中长期分时段交易暂分为 24 个时段。电力中长期分时段交易年度交易按照第一阶段双边协商交易、第二阶段采用挂牌、集中竞价或滚动撮合的方式组织；多月交易按照滚动撮合交易的方式组织；月度、旬交易按照第一阶段集中竞价交易、第二阶段滚动撮合交易的方式组织；日滚动交易只安排滚动撮合交易。经营主体某一运行日某个时段的中长期交易电量为相应时段年度、多月、月度、该旬交易的日分解电量及日滚动交易电量之和。

“负荷类”虚拟电厂的聚合资源与相应售电公司代理的其他用户进行区分，以独立交易单元参与电力中长期交易。“一体化”虚拟电厂暂不参与批发市场中长期交易。

第二十五条 合同转让交易包括发电侧市场化合约电量转

让交易、用电侧市场化合约电量转让交易。

为规范合同交易行为（包含合同转让、合同回购、合同置换等），合同交易设置价格限制，上限价格原则上与直接交易上限价格一致，下限价格为 0 元/兆瓦时；新能源企业在合同交易中不受价格限制。

在市场化合约电量转让交易中，均按照原曲线比例转让，转让后出让方与受让方可以协商调整曲线。但原合同的对方提出调整合约曲线需求时，由出让方负责与受让方协商曲线调整事宜。允许经营主体在同批次合同转让交易中既转入又转出。鼓励新能源企业作为受让方与燃煤机组和自备电厂开展市场化合约电量转让交易。

为规避售电公司脱离电力用户囤积电量和恶意操纵市场，售电公司当月中长期合同转出总电量不得超过其当月成交（买入）电量的 ZL%（分时段交易电量不计入统计）。 $0 < ZL < 100$ ，ZL 值具体由山西能源监管办、省能源局根据国家及我省要求明确（目前暂按 15% 执行）。

第二十六条 回购交易在合约双方之间开展，经双方协商一致可回购部分或全部合约电量。回购电量不得超过被回购合约的剩余电量，交易曲线按回购时分月/分日电量及合约曲线执行。

第二十七条 可再生能源电力证书交易。可再生能源电力配额制下，省内各经营主体可通过与其他经营主体或者可再生能源发电企业进行可再生能源电力证书交易完成配额指标，电网企业

对于经营区域内各经营主体持有的证书进行核算。未完成配额的经营主体，须通过购买替代证书完成配额。可再生能源电力证书的认定、核发、交易、考核按照国家有关规定执行。

第二节 交易周期

第二十八条 经营主体根据北京电力交易中心时间安排参与省间交易，主要有年度、月度、月内交易。省内电力直接交易以多年、年度、多月、月度、月内（多日）为周期组织开展。电力现货市场运行月份，以电力中长期分时段交易作为中长期交易的形式，交易周期分为年度、多月、月度、旬和日。市场化合约转让交易以月度、月内（多日）为周期组织开展。对榆林供电公司以年度、季度、月度及旬为周期组织开展交易。

第三节 交易方式

第二十九条 中长期市场交易方式主要包括双边协商、集中交易，其中集中交易包括集中竞价、挂牌、滚动撮合交易。

第三十条 双边协商交易，是指经营主体之间自主协商交易电量、交易曲线、交易价格，以及交易周期允许范围内的合约执行起止时间，在规定时间内提交交易平台，经电力交易机构交易校核后形成交易结果。在具体交易中，若有交易规模限制，原则上按时间优先次序出清。双边合同在双边交易申报截止时间前均可提交或者修改。

第三十一条 集中竞价交易，是指经营主体按照交易公告给出的标准交易曲线、交易执行起止时间，通过交易平台申报交易

电量、交易价格，交易机构按高低匹配法或统一边际法进行出清，具体出清方式以交易公告为准，经交易校核后形成交易结果。

（一）高低匹配法

（1）将购电方申报价格由高到低排序、售电方申报价格由低到高排序，售电方的最低价与购电方的最高价优先配对，并依次类推，直至售电方电价大于等于购电方电价中止，成交价格采用匹配双方申报价格的均价。

（2）售电方申报价格相同时，按照“可再生能源优先、容量等级优先、时间优先”的顺序排序。当以上条件均相同时，按照申报电量等比例成交。

（3）购电方申报价格相同时，按照时间优先顺序排序。时间相同时，按照申报电量等比例成交。

（二）边际电价法

（1）当售电方报价曲线与购电方报价曲线有交叉，交叉点对应的价格为边际出清价格。报价低于边际出清价格的售电方申报电量，以及报价高于边际出清价格的购电方申报电量均成交。处于边际电价的售电方申报电量或购电方申报电量，大于可成交电量时，按照等比例原则成交。

（2）当售电方报价曲线与购电方报价曲线没有交叉，且购电方报价始终大于售电方报价时，成交电量为购电方与售电方申报总电量的较小者。边际出清价格为边际购电方报价与边际售电方报价的平均值。

(3) 当售电方报价曲线与购电方报价曲线没有交叉，且购电方报价始终小于售电方报价时，没有成交电量。

第三十二条 挂牌交易，是指购电方或售电方通过交易平台，发布购电量或售电量、交易曲线、交易价格、交易执行时间等交易要约，由认可该要约的售电方或购电方自主摘牌，经交易机构交易校核后形成交易结果。也可以采用统一曲线方式组织，即参与交易的双方均采用交易公告中明确的交易曲线，挂牌方挂牌时只需挂出电量和电价，由摘牌方摘牌。挂牌交易出清价格为挂牌方的挂牌价格。挂牌交易的组织方式分为双挂双摘和单挂单摘。

(一) 单挂单摘方式

单方挂牌，单方摘牌交易分两场先后组织，分别按照“购电方挂牌、售电方摘牌”“售电方挂牌、购电方摘牌”先后次序组织。单方挂牌时，摘牌方可以直接摘牌，不需要先挂牌。

(二) 双挂双摘方式

双挂双摘是在规定交易时间内，指购电方（售电公司和批发用户）挂牌与售电方（指发电企业）挂牌交易同时组织，购售双方均可挂牌和摘牌，购方只能摘售方，售方也只能摘购方。

(三) 申报与出清

挂牌方挂牌时，初期仅能挂 1 个电量、电价、曲线包。挂出后可以对电量、电价、曲线进行 2 次修改，修改后再次挂牌，已被摘牌的电量、电价、曲线不会被修改。摘牌操作需要先录入摘牌电量、电价、曲线，再确认摘牌。如果同一笔挂牌电量被多家

申报，按“时间优先”原则成交，交易开始后五分钟以内的摘牌电量均视为同时刻有效申报，五分钟后按照申报具体时刻先后顺序出清。同一时刻申报摘牌电量超过剩余挂牌电量时，按照有效申报电量比例等比例核减，直至核减后摘牌电量等于剩余挂牌电量。摘牌方摘牌时，不限制摘牌次数，可在剩余电量限额范围内进行多次摘牌。

购、售双方在购电方挂牌和售电方挂牌交易中的成交电量均有效，超限额成交的将按照摘牌时间顺序核减，由此给对方造成的损失自行承担。

若在挂牌有效期内无经营主体摘牌，到达挂牌交易截止时间后该挂牌自动失效。挂牌交易截止时间应早于挂牌交易执行起始时间。

挂牌交易用于直接交易时，只允许发、用侧进行相互摘牌；用于合约转让交易时，只允许发-发、用-用摘牌。

第三十三条 滚动撮合交易，是指经营主体按照交易公告给出的标准交易曲线、交易执行起止时间，在规定时间内，通过电力交易平台随时申报购电量价、售电量价，电力交易平台按照价格优先、时间优先的原则进行滚动撮合成交，成交价格采用先申报一方的价格。

非现货模式下，电力交易机构按周或者多日汇总出清，并提交电力调度机构开展安全校核，出清周期以具体交易公告为准。现货模式下，电力交易机构于每个交易日开展交易出清、交易校

核、交易结果发布及曲线分解。

第四章 价格机制

第三十四条 为维护发用电经营主体合法权益，促进电力市场规范平稳运行，电力中长期集中交易设定最低和最高限价，双边协商原则上不设置价格上下限，但成交价格不得为负价。

第三十五条 除执行政府确定价格的电量外，中长期交易的成交价格由市场化方式形成，第三方不得干预。双边协商交易价格按照达成的交易合约确定；集中竞价交易根据双方报价高低匹配确定或按统一边际出清价格确定；挂牌交易价格按摘牌价格确定。

现货模式下，经营主体所有直接交易合同均须约定曲线并标明全天 96 点各时刻的价格，且所标价格不低于 0 元/兆瓦时、不高于山西省现货出清最高限价。合同的交易双方协商一致后可在规定时间内调整交易执行日的分时段合同电量，但需满足合同期内各分时段合同总量不变，不能调整 96 点各时刻的价格。

第三十六条 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。省内电力直接交易集中竞价交易中，为避免市场操纵以及恶性竞争，综合考虑发用两侧运营承受能力等因素，可对报价或者出清价格设置报价上、下限。上、下限标准由山西省电力市场管理委员会根据国家相关政策，于每年 11 月底前提出建议，经山西能源监管办商省能源局审定后用于次年交易。

第三十七条 中长期分时段交易价格约束。年度集中交易原则上按照国家规定的燃煤基准价浮动范围进行限制；多月连续分

时段交易仅设定最低和最高限价，不进行逐个时段限价；月度、旬分时段交易进行逐个时段限价，逐个时段限价范围设置 12 个价格区间；日滚动交易仅设定最低和最高限价，不进行逐个时段限价；最高、最低限价，逐时段最高、最低限价按分时基准价+上下浮动方式形成，分时基准价由我省燃煤发电基准价乘以现货交易峰谷系数确定。其中平段基准价为 332 元/MWh，最高限价原则上不高于燃煤发电基准价 $\times (1+20\%) \times (1+\text{该时段分时电价政策浮动比例}) \times (1+20\%)$ ，下限原则上不低于燃煤发电基准价 $\times (1-20\%) \times (1-\text{该时段分时电价政策浮动比例}) \times (1-20\%)$ 。

第三十八条 在多月连续分时段交易中允许标的月份未绑定零售用户的售电公司参与交易，但如其在标的月月度交易前还未绑定标的月零售用户，在连续交易中的净成交电量，以卖方身份参与月度分时段集中竞价交易，作为价格接受者优先出清，成交电量纳入多月交易净成交电量计算，申报电量不作为月度交易申报电量进行考核。

第三十九条 为保障经营主体利益，每季度前电力交易中心根据分时段限价计算规则初步计算下一季度限价范围，并结合市场运行情况及供需形势，合理调整限价数值和时段划分，并将相关结果向山西能源监管办和省能源局报送。因价格波动、供需形势变化较大，交易中心也可及时向山西能源监管办和省能源局报送限价限值及时段调整方案。

逐时段最高、最低限价，由山西省发展改革委、山西省能源

局、山西能源监管办，按照前述原则，结合现货结算运行历史价格情况设定并附说明，于季度首月月度交易 3 个工作日前发布。

第五章 交易曲线

第四十条 发用两侧交易曲线形成。以双边协商方式开展的直接交易，交易双方可自行约定交易曲线，也可以选取典型交易曲线；以集中竞价方式开展的直接交易，采用交易公告给出的典型交易曲线；以挂牌交易方式开展的直接交易，挂牌方可自行定义交易曲线，也可以选取典型交易曲线。

第四十一条 典型交易曲线包括年度、月度、月内（多日）标准交易曲线，根据山西电网统调负荷特性制定并于交易前发布。

（一）基础数据准备

（1）年度分月电量比例（Y）：根据上一年统调电力电量历史数据确定年度分月电量比例。

（2）月度分日电量比例（M）：根据上一年统调日电量历史数据确定工作日、周六、周日、节假日四类常用日的电量比例。

（3）日分时电量曲线（D）有三种形式：

a.峰平谷曲线 D1：将一日划分为峰段、平段和谷段，根据统调历史负荷确定峰、平、谷三段负荷比例，将日电量分解为 96 点电量曲线。

b.全天平均曲线 D2：将日电量平均分解为 96 点电量曲线。

c.高峰时段曲线 D3：将日电量平均分解至每日峰段，平段、谷段为零，形成 96 点电量曲线。

峰平谷时段可按照峰谷电价文件中规定的时段进行约定，或按照现货市场价格差异进行划分。

（二）典型交易曲线计算方法

（1）年度典型交易曲线：根据统调历史负荷确定年度分月电量比例（Y）和月度分日电量比例（M），将年度电量分解至分月、分日电量，再按日典型分解曲线（D1、D2或D3），将日电量分解为96点电量曲线，即年度典型分解曲线包括Y+M+D1、Y+M+D2、Y+M+D3三种形式。

（2）月度典型交易曲线：按照月度分日电量比例（M），将月度合约电量分解至日电量，再按日典型分解曲线（D1、D2或D3），将日电量分解为96点电量曲线，即月度典型分解曲线有M+D1、M+D2、M+D3三种形式。

（3）月内（多日）典型交易曲线：按照月度分日电量比例（M），将短期多日的合约电量分解至日电量，再按日典型分解曲线（D1、D2或D3），将日电量分解为96点电量曲线，即月内（多日）典型分解曲线包括M+D1、M+D2、M+D3三种形式。

第六章 交易电量约束

第四十二条 售电公司可申报交易电量额度

售电公司可申报交易电量额度需满足履约保函额度、与资产总额相应的年售电量额度要求。

第四十三条 时段电量约束

经营主体在开展市场化合约的新增、转让、调整（含挂牌要

约)交易时,须满足市场化合约各时段电量大于等于0。其中,经营主体已将合约转让出去后接受原合约方调整分月/分日电量及曲线时除外。

发电企业在开展中长期市场化交易时,应确保交易期间持有电量不超过其最大发电能力,其中,最大发电能力等于装机容量乘以交易合约起止时间内的小时数。

第四十四条 新能源参与省间交易时段电量约束

在预期可完成国家可再生能源电力消纳责任权重考核要求的前提下,优先组织省间绿电交易。新能源企业参加常规省间交易时,应在自身发电能力范围内进行申报,确保可以按照成交后的省间交易曲线送电。考虑到新能源企业发电的不确定性,为保证省间送电的稳定性,新能源企业与火电企业在单次省间交易中,新能源企业各时段申报电量应不超过标的电量的10%,光伏企业可申报时段(白天)可放宽至20%,超过时按照等比例原则核减。政府间协议明确新能源企业送电电量的,按照政府间协议执行。

第四十五条 年度交易约束

为体现分时价格信号,年度交易总成交电量暂定为不超过全年市场化普通交易电量(剔除新能源年度已成交合同电量等非分时段交易品种电量)的60%,各火电企业根据有效容量等因素按比例分配得到年度交易电量上限。

省电力公司根据市场化用户的历史用电量预估全年的整体

电量需求，或交易机构根据市场交易规模考虑确定全年市场化普通交易电量。

第四十六条 火电企业多月交易约束

参与多月交易的火电企业各月可卖出总电量为：全年市场化普通交易规模 \times 供需比 $\times 0.6 \div 12 \times \alpha$ ，确定月可交易额度后，根据火电企业的有效容量占全市场火电企业有效容量的比例确定可卖出电量上限。

其中： α 为历史月份火电企业年度分月、月度双边成交电量占全月市场化电量占比；交易规模及供需比使用当前发布数据，如有发布数据后在次月开市时进行更新。

第四十七条 火电企业月度交易约束

参与普通交易的火电企业当月总可卖出电量（含年度、多月已成交电量）上限设置原则为：由省电力公司根据市场化用户的历史用电量预估整体电量需求（暂按照如下公式预估：标的月的市场化电量需求=上上月度用电侧市场化用户实际结算电量 \times 上一年度对应标的月的省内售电量/上一年度对应上上月度的省内售电量。若因历史月购售不同期等因素影响计算结果明显与需求不符时，经汇报山西能源监管办、省能源局同意可对计算结果进行修正），并提供给电力交易机构，交易机构剔除新能源已成交合同的当月电量和其他非分时段交易品种月度预计用电量后，根据火电企业的有效容量和总供需比，确定各火电企业分时段普通交易的当月总可卖出电量上限 Q_{max} （供需比）（火电机组的有

效容量根据年度检修计划中当月检修天数占当月日历天数的比例剔除原机组有效容量相应比例后计算得到)。总供需比或预估电量需求公式需要变化时,具体由电力市场管理委员会提出建议,报山西能源监管办和省能源局同意后确定。

供热期,供热机组当月总可卖出电量(含年度、多月已成交电量)的上限取核定供热最小方式所需电量 Q_{\min} (供热) 和供需比确定电量 Q_{\max} (供需比) 的较大值。

第四十八条 火电企业缺额申报约束

对参与普通交易的火电企业的年度、多月、月度、旬交易设置交易电量和申报电量之和的缺额回收:参与普通交易的火电机组,其每个时段年度、多月交易净卖出电量分解至当旬的电量及月度交易集中竞价阶段申报电量分解至当旬的电量(申报卖出为正值,申报买入为负值,下同),与旬分时交易集中竞价阶段申报电量之和,不得低于 Q_{\max} (供需比) \div 供需比 $\times 90\% \div 24 \div$ 当月日历天数 \times 当旬日历天数 (Q_{\max} (供需比) 为按照供需比确定的该火电机组当月可卖出电量上限),缺额部分电量按照现货日前市场该时段当月用户侧统一结算点加权均价与相应时段月度和旬中长期分时交易加权均价的差价的 1.5 倍进行回收(差价为负时不回收),回收费用在发电侧和用户侧(不含“负荷类”虚拟电厂)平均分配。发、用两侧分配的回收费用均按其当月省内旬及以上中长期总净成交量比例按月进行分配。地调公用火电厂可按规则参与月度及月内中长期普通交易,初期暂不对其执行相关

考核条款。

火电企业因配合电网计划检修导致全厂停运时，火电机组全停期间不参与对应的旬交易和中长期缺额申报电量回收。当月全停时间超过 10 日（含 10 日）的，可自愿选择不参与该月山西送京津唐、河北优先电量认购交易及电网企业代理购电交易电量的分摊，当月全停时间未达 10 日的，仍需正常参与上述交易或分摊。全停当月，若该企业在年度（含多月）交易中持有中长期合同电量，由电力交易中心商该企业通过合同转让或回购等交易方式处理。

第四十九条 新能源交易电量约束

新能源发电企业以年度、月度双边协商方式开展中长期交易，并参与多月、旬及日滚动分时段交易（不参与月度分时段交易；不单独开展新能源企业合同转让交易，新能源企业合同转让通过参与多月、旬和日滚动分时段交易实现），交易需满足以下约束：

（一）新能源企业的省内年度、多月、~~月度交易合约~~及旬交易分时段合约，在某一时段的当月净卖出电量（不含日滚动交易），不得超过该时段全月实际上网电量减去月度政府定价分解总电量的 k_j 倍再减去该时段全月外送合约电量后的差值（差值为负时将差值记为 0）的 150%，超出部分电量（对于晋北风电基地场站，以超出量与剔除雁淮合约之外的其他市场化中长期交易量的较小者，作为考核量电量）按照该时段月度和旬中长期分时交

易（不含新能源双边交易）加权均价的 0.85 倍与现货日前市场该时段当月用户侧加权均价的价差回收收益（差价为负值时不回收），回收收益每月度按照全月市场化中长期合约电量比例返还至火电企业。

其中 k_j 定义如下：

若该时段全月 D-1 日申报总电量 $Q_{\text{申报},h}=0$ 或全月实际上网总电量 $Q_{\text{实际},h}\leq 0$ ，则 $k_j=0$ ；

若该时段全月实际上网总电量 $Q_{\text{实际},h}$ 小于该时段全月 D-1 日申报总电量 $Q_{\text{申报},h}$ ，则 $k_j=0.8\times Q_{\text{申报},h}/Q_{\text{实际},h}$ ；

若该时段全月实际上网总电量 $Q_{\text{实际},h}$ 大于或等于该时段全月 D-1 日申报总电量 $Q_{\text{申报},h}$ ，则 $k_j=0.8\times Q_{\text{实际},h}/Q_{\text{申报},h}$ 。

（二）新能源发电企业每日每一时段政府定价电量与中长期市场化合约电量总额不得超过实际发电量的 300%，超出部分与该时段中长期全部市场化合约电量（晋北基地项目剔除雁淮合约）的较小值，按照该时段当月各批次中长期普通交易（不含多月及以上交易）加权均价的 0.85 倍与现货日前市场该时段当日用户侧加权均价的价差回收收益（差价为负值时不回收），回收收益每月度按照全月市场化中长期合约电量比例返还至火电企业。

综合考虑新能源不同出力时段预测偏差绝对值与偏差率的协同问题，设置允许预测偏差绝对值，当该时段实际出力平均值小于等于装机容量的 4% 时，仅考核中长期合约超出 12% 额定容量外的部分与该时段中长期全部市场化合约电量（晋北基地项目

剔除雁淮合约)的较小值。

运行日因电网调峰、输电通道阻塞等非新能源企业自身原因对新能源场站进行出力控制造成电量弃限时，限电场站对应时段前述两项中长期超额回收电量计算时，用“实际发电量+限电量”替换原公式中“实际发电量”。某新能源场站限电各时段限电量计算方式：对应时段日前预测发电量-对应时段场站实际发电量，调度机构根据中长期回收费用计算周期，定期将限电场站信息和限电量及时推送至交易中心。

(三) 新能源企业参与多月交易上限为：装机容量×有效时间×当月日历天数×0.6，其中风电有效时间为24小时，光伏有效时间为冬季9-16点、夏季8-17点。

第五十条 用户侧交易申报约束

对参与普通交易的用户侧的年度、多月、月度、旬交易设置交易电量和申报电量之和的缺额回收：参与普通交易的用电侧主体，其每个时段多月及以上交易净买入电量分解至当旬的电量、新能源月度双边交易买入电量分解至当旬的电量、月度交易集中竞价阶段申报电量（申报买入为正值，申报卖出为负值，下同）分解至当旬的电量与旬分时交易集中竞价阶段申报电量之和，不得低于当旬实际用电量的90%，缺额部分电量按照月度和旬中长期分时交易该时段当月加权均价与相应时段当月现货日前市场用户侧统一结算点加权均价的差价的1.5倍进行回收（差价为负时不回收），回收费用在发电侧和用户侧平均分配。发、用两侧

分配的回收费用均按其当月省内旬及以上中长期总净成交电量比例按月进行分配。

对参与普通交易的用户侧的多月及以上交易（含新能源）分解至月度的成交电量之和设置超额回收：用电侧多月及以上交易分解至月度的净成交电量之和暂定为不得超过当月实际用电量的 60%。在虚拟电厂入市用户确定以后，由相关经营主体提交申请，交易中心组织，售电公司自身普通用户单元与自身虚拟电厂单元之间开展合同转让，时间暂定为月度分时段交易开展之前。对用户侧的月度、旬分时交易集中竞价设置申报电量的超额回收：用电侧每个时段的月度分时交易集中竞价阶段的申报电量，不得超过用电侧当月该时段实际用电量的 1.5 倍减去多月及以上交易分解至当月的净买入电量（不含新能源双边合约），再减去新能源双边合约分解至当月的净买入电量的 80%后的差值电量的 α 倍；用电侧每个时段的旬分时交易集中竞价阶段的申报电量，不得超过用电侧当旬该时段实际用电量的 1.5 倍减去多月及以上交易（不含新能源双边合约）分解至当旬的净买入电量与月度交易分解至当旬的净买入电量，再减去新能源双边合约分解至当旬的净买入电量的 80%后的差值电量的 α 倍。 α 暂定为 1.2，根据市场运行情况适时调整。

月集中竞价申报超额回收电量=月度集中竞价申报电量-（当月实际用电量 \times 1.5-多月及以上交易分解至当月的净买入电量（不含新能源双边合约）-新能源双边交易分解至当月净买入电量 \times 0.8） $\times\alpha$

月度集中竞价申报电量 ≤ 0 时不进行考核；

(当月实际用电量 $\times 1.5$ -多月及以上交易分解至当月的净买入电量(不含新能源双边合约)-新能源双边交易分解至当月净买入电量 $\times 0.8$) ≤ 0 时,按0处理；

月集中竞价申报超额回收电量 ≤ 0 时,按0处理；

旬集中竞价申报超额回收电量=旬集中竞价申报电量-(当旬实际用电量 $\times 1.5$ -月度交易分解至当旬净买入电量-多月及以上交易分解至当旬的净买入电量(不含新能源双边合约)-新能源双边交易分解至当旬净买入电量 $\times 0.8$) $\times \alpha$

旬集中竞价申报电量 ≤ 0 时不进行考核；

(当旬实际用电量 $\times 1.5$ -月度交易分解至当旬净买入电量-多月及以上交易分解至当旬的净买入电量(不含新能源双边合约)-新能源双边交易分解至当旬净买入电量 $\times 0.8$) ≤ 0 时,按0处理；

旬集中竞价申报超额回收电量 ≤ 0 时,按0处理；

上旬、中旬、下旬按相同原则处理。

市场主体在年度交易中的分月成交电量在交易结束第二日转换为标准的分时段交易持仓量,作为基荷电量参与多月分时段交易,多月连续分时段交易结束后分解至月度的超额成交电量(超出当月实际用电量60%的部分)按照现货日前市场所有时段当月用户侧统一结算点加权均价与多月及以上中长期普通交易所有时段加权均价的差价的1.2倍进行回收(差价为负时不回收)。月度和各旬超额回收电量的总加值与该批发用户旬及以上

交易当月总净买入电量的较小值，按照现货日前市场该时段当月用户侧统一结算点加权均价与相应时段月度和旬中长期分时交易加权均价的差价的 1.2 倍进行回收（差价为负时不回收），该项回收费用在用户侧按照月度实际用电量比例返还至批发用户。

售电公司多月交易额度按照履约保函金额计算全年可交易额度上限，并平均分解至各月份。月可交易额度（MWh）=保函金额 \div 0.008 \div 12 \div 1000。（1 万元保函对应月可交易额度为 104.2MWh）。如参与连续交易，需将保函有效期延长至交易标的最后 1 个月的半年之后。

批发用户多月交易额度根据上一年度月均用电量计算：月可交易额度（MWh）=上一年度月均用电量*0.6。无上一年度月均用电量数据的批发用户采用近一月的实际用电量，新入市的无实际月用电量数据的批发用户暂不允许参与连续交易。

第五十一条 用户侧中长期超额申报免考

（一）免考核情形范围

发生以下类型情况的电力用户（含售电公司、拥有自备电厂的电力用户）申请后经认定后可免除相应部分的中长期超额申报回收费用：

（1）拥有自备电厂的用户，因其机组执行调度指令运行方式有调整较大的；

（2）电网临时检修、故障检修等计划外的公用输配电设备受限，用户当月累计停电时间超过 12 小时的；

(3) 用户执行政府要求参与有序用电安排的；

(4) 因地市级及以上政府主管部门或县级政府发布节能降耗或安全方面行业整顿、环保因素错峰生产等停产限产政策导致电力用户停限产的（不含自身环保或能耗不达标等原因被停产限产的）；

(5) 不可抗力（重大自然灾害、突发公共卫生事件等）因素导致的用户用电设备停运的；

电力用户停限产事项发生在产生考核的交易时间之前的，不予减免。

（二）免考核申请材料及时间

申请免考的电力用户（售电公司）应于月度账单发布后3个工作日内向电力交易机构申请上月超额申报免考，逾期不予以处理。交易机构在接到申请后5个工作日内协调电网有关部门进行核实并及时予以答复。申请单位应提交上月免考核申请清单、影响时间和影响电量信息和对应免考情形的佐证材料，其中：

(1) 属于免考核范围中第一条的，需提供相应电力调度机构运行记录；

(2) 属于免考核范围中第二条的，需提供相应电力调度机构或电网企业相关部门的运行停电记录，临时检修通知单、故障记录和恢复送电时间记录；

(3) 属于免考核范围中第三条的，需提供县级及以上政府主管部门和供电公司发布的有序用电方案，电网企业确认的有序

用电影响少用电量的证明材料；

(4) 属于免考核范围中第四条的，需提供地市级及以上政府主管部门或县级政府发布的节能降耗或安全方面行业整顿、环保因素错峰生产等停产限产文件或名单；

(5) 属于免考核范围中第五条的，需提供地方政府公开发布的相关文件、公告、影像资料、网站链接等佐证材料；

(6) 其他的必要的辅助说明材料。

(三) 认定程序

(1) 电力交易机构在接到申请后3个工作日内协调电网企业有关部门进行核实并及时予以答复，不符合要求的将电话告知相关申请单位，符合要求的将相关资料发至电网企业。

(2) 属申请材料第(一)、(二)条相关的，由相应电力调度机构出具盖章意见；属申请材料第(三)条相关的，由电网企业营销部门提供有序用电影响少用电量(按执行有序用电时段内当天比正常用电日少用的电量统计)，并出具盖章意见。

(3) 电力交易机构结合电网企业反馈意见确定符合申请免考用户名单，在交易平台公示7天，公示无异议将免考核企业名单推送至电网企业营销部门。

(4) 电网企业营销部门在交易机构推送免考结果5个工作日内计算免考时间范围内免考核电量。免考核电量以企业正常日用电量减去免考核时间范围内实际日用电量作为免考核电量。年度考核按照本年度停限产前所有月份日平均用电量作为企业正

常用电量。月度和旬考核采用企业停限产前一个月的平均日用电量作为企业正常用电量。

(5) 电力交易机构会同电网企业对符合免考的用户和售电公司，免除相应的考核费用。对用户发生电量追退补的，原则上不再调整免考核结果。

(四) 异议处理

(1) 用户侧中长期超额申报回收计算、考核、异议处理等相关工作，由电力交易机构同电网企业调度、营销、财务等部门具体办理，并定期通报。山西能源监管办负责对用户侧中长期超额申报偏差考核进行监督管理。

(2) 电力用户（含售电公司）对上月中长期超额申报考核结果有异议的，应在上月账单发布后3个工作日内向交易中心提出申请，交易机构在接到申请后3个工作日内，协调调度、营销等部门核实，并及时予以答复。

(3) 电力用户仍有异议的，可于当月25日前向山西能源监管办提出申诉。无异议后，由交易机构会同电网企业有关部门部门执行，并将办理情况报送山西能源监管办。

第五十二条 “负荷类”虚拟电厂交易申报约束

“负荷类”虚拟电厂月度及以上考核规则参照批发市场普通用户月度及以上考核规则执行。月度以下考核规则按如下方式执行。

“负荷类”虚拟电厂根据各交易时段测试试验确定的调节容量 ΔP_i 与最大用电负荷 P_{maxi} 的比例 $\beta\%$ ，相应放宽当旬该交易时

段虚拟电厂中长期分时段交易缺额申报回收约束为 $(B-1.2\times\beta)\%$ (B 暂定为 90)，缺额部分电量按照月度和旬中长期分时交易该时段当月加权均价与相应时段当月现货日前市场用户侧统一结算点加权均价的差价的 1.5 倍进行回收（差价为负时不回收），回收费用纳入用户侧中长期交易缺额回收费用统一管理。

对“负荷类”虚拟电厂的月度、旬分时交易集中竞价设置申报电量的超额回收：“负荷类”虚拟电厂每个时段的月度分时交易，不得超过虚拟电厂当月该时段按照日前申报运行集中竞价阶段的申报电量上限平均值计算电量的 1.5 倍减去多月及以上交易分解至当月的净买入电量（不含新能源双边合约），再减去新能源双边合约分解至当月的净买入电量的 80% 后的差值电量的 α 倍；“负荷类”虚拟电厂每个时段的旬分时交易集中竞价阶段的申报电量，不得超过虚拟电厂当旬该时段按照日前申报运行上限平均值计算电量的 1.5 倍减去月度交易分解至当旬的净买入电量，再减去多月及以上交易分解至当月的净买入电量（不含新能源双边合约），再减去新能源双边合约分解至当月的净买入电量的 80% 后的差值电量的 α 倍。 α 暂定为 1.2，根据市场运行情况适时调整。

月集中竞价申报超额回收电量=月度集中竞价申报电量-（当月该时段按照日前申报运行上限平均值计算电量 $\times 1.5$ -多月及以上交易分解至当月的净买入电量（不含新能源双边合约）-新能源双边交易分解至当月净买入电量 $\times 0.8$ ） $\times \alpha$

月度集中竞价申报电量 ≤ 0 时不进行考核；

(当月该时段按照日前申报运行上限平均值计算电量 $\times 1.5$ -多月及以上交易分解至当月的净买入电量(不含新能源双边合约)-新能源双边交易分解至当月净买入电量 $\times 0.8$) ≤ 0 时,按0处理;

月集中竞价申报超额回收电量 ≤ 0 时,按0处理;

旬集中竞价申报超额回收电量=旬集中竞价申报电量-(当旬该时段按照日前申报运行上限平均值计算电量 $\times 1.5$ -月度火电交易分解至当旬净买入电量-多月及以上交易分解至当旬的净买入电量(不含新能源双边合约)-新能源双边交易分解至当旬净买入电量 $\times 0.8$) $\times \alpha$

旬集中竞价申报电量 ≤ 0 时不进行考核;

(当旬该时段按照日前申报运行上限平均值计算电量 $\times 1.5$ -月度火电交易分解至当旬净买入电量-多月及以上交易分解至当旬的净买入电量(不含新能源双边合约)-新能源双边交易分解至当旬净买入电量 $\times 0.8$) ≤ 0 时,按0处理;

旬集中竞价申报电量 ≤ 0 时,按0处理;

上旬、中旬、下旬按相同原则处理。

市场主体在年度交易中的分月成交电量在交易结束第二日转换为标准的分时段交易持仓量,作为基荷电量参与多月连续分时段交易,多月连续分时段交易结束后分解至月度的超额成交电量(超出当月实际用电量60%的部分)按照现货日前市场所有时段当月用户侧统一结算点加权均价与多月及以上中长期普通交

易所有时段加权均价的差价的 1.2 倍进行回收（差价为负时不回收）。月度和各旬超额回收电量的总加值与该“负荷类”虚拟电厂旬及以上交易当月总净买入电量的较小值，按照现货日前市场该时段当月用户侧统一结算点加权均价与相应时段月度和旬中长期分时交易加权均价的差价的 1.2 倍进行回收（差价为负时不回收），该项回收费用纳入用户侧中长期超额申报回收费用统一管理。

第五十三条 用户侧中长期曲线偏差约束

对参与普通交易的用户侧在现货运行日（D 日）每个时段中长期净合约电量与实际用电量的负偏差超过 30%范围的电量，按照当月各批次普通交易（含多月及以上交易）的相应时段加权均价的 1.1 倍与日前市场相应时段当月加权均价的差价（差价为负值时不回收）进行全额回收，该项回收费用在发电侧和用户侧平均分配，发电侧分配的回收费用按照月度上网电量比例返还发电企业，用户侧分配的回收费用按照月度实际用电量比例返还批发用户。

若旬滚动撮合交易中存在某时段用户侧挂牌价格已至价格上限，且在交易结束前 15 分钟至结束仍有未成交量，则取消用户侧当旬该时段每日的分时段最低成交量约束。

对参与普通交易的用户侧在现货运行日（D 日）每个时段中长期净合约电量与实际用电量的正偏差超过 20%范围的电量，按照日前市场相应时段当月加权均价与当月各批次普通交易（含多月及以上交易）的相应时段加权均价的 0.9 倍的差价（差价为负

值时不回收) 进行全额回收, 该项回收费用在发电侧和用户侧平均分配, 发电侧分配的回收费用按照月度上网电量比例返还发电企业, 用户侧分配的回收费用按照月度实际用电量比例返还至批发用户。

第五十四条 “负荷类”虚拟电厂中长期曲线偏差约束

用户侧中长期曲线负偏差回收费用按照“负荷类”虚拟电厂在现货运行日(D日)每个时段中长期净合约电量与日前申报运行下限的负偏差超过30%范围的电量进行考核回收, 用户侧中长期曲线正偏差回收费用按照“负荷类”虚拟电厂在现货运行日(D日)每个时段中长期净合约电量与日前申报运行上限的正偏差超过20%范围的电量, 考核费用的回收及分摊参照批发用户此项市场运营费用的规定执行。该项回收费用纳入用户侧中长期曲线偏差回收费用统一管理。

第五十五条 “负荷类”虚拟电厂其他约束

当各交易时段测试试验确定的调节容量与最大用电负荷的比例 $\beta\%$ 大于70%时, 取消该交易时段虚拟电厂中长期分时段交易缺额申报回收约束、用户侧中长期曲线负偏差回收费用, 可在现货市场进行全电量交易。

“负荷类”虚拟电厂未涉及的其他成交量约束、金融套利约束参照现行批发市场用户交易规则执行。

第五十六条 中长期分时段金融套利约束

多月连续分时段交易中, 市场主体可自由选择交易方向, 单

个序列单个时段每日可交易次数后台限制不超过 100 次。月度、旬及日分时段各批次交易中，开展集中竞价交易或滚动撮合交易时，对某一时段，发用两侧经营主体（按交易单元为准）进行交易申报时必须先选择是卖出或买入电量，在同批次交易的同种交易方式中，一个时段只能选定一个方向。

第五十七条 发电侧金融套利约束

中长期各批次的各分时段交易中，发电侧某一时段申报卖出电量与已持有的中长期合同分解至该时段的净卖出电量之和，折合电力不得超出装机容量；发电侧各个时段申报卖出电量之和与各批次交易各个时段已净卖出电量之和，不得超出按照供需比限制的最大可卖出电量；发电侧某一时段申报买入（回购）电量，不得超出已持有的各批次中长期合同分解至该时段的净卖出电量之和；发电侧某一时段全月累计买入电量之和，在多月连续分时段交易中不得超出各批次交易该时段全月累计卖出电量之和的 50%，在月度、旬及日分时段各批次交易中不得超出各批次交易该时段全月累计卖出电量之和的 50%（暂不开展发电侧（普通交易）双边合同转让，合同转让通过参与分时段交易实现）。发电侧经营主体每次进行各时段交易申报前，交易界面均显示当前可申报卖出或申报买入电量的限额，并对申报超出限额的情况进行提示，未超出限额的申报方可经确认后提交。

第五十八条 用户侧金融套利约束

中长期各批次的各时段交易中，用户侧某一时段申报卖出电

量不得超出各批次交易净买入电量分解至该时段的买入电量之和；用户侧某一时段全月累计卖出电量之和，在多月连续分时段交易中不得超出各批次交易该时段全月累计买入电量的 50%，在月度、旬及日分时段各批次交易中不得超出各批次交易该时段全月累计买入电量之和的 30%；在多月连续分时段交易中，用户侧全月净持仓电量不得低于 0.001MWh。用户侧每次进行各时段交易申报前，交易界面均显示当前可申报卖出电量的限额，并对申报超出限额的情况进行提示，未超出限额的申报方可经确认后提交。

第五十九条 新能源企业金融套利约束

新能源企业年度、月度双边交易及多月、旬、日分时段交易均无供需比限制。各批次分时段交易中，各时段申报卖出电量与已持有的中长期合同分解至该时段的净卖出电量之和，折合电力不得超出装机容量。某一时段全月累计买入电量之和，在多月连续分时段交易中不得超出各批次交易该时段全月累计卖出电量之和的 50%，在月度、旬及日分时段各批次交易中不得超出各批次交易该时段全月累计卖出电量之和。

第六章 交易组织

第六十条 根据北京电力交易中心安排，组织省内发电企业参与省间交易。达成交易后，年度分月电量由购电方确定，交易曲线按交易公告执行。

第六十一条 省内交易由山西电力交易中心根据省能源局

确定的交易规模、经营主体目录组织开展。原则上，省内交易的优先次序为：年度电力直接交易，多月连续交易，月度电力直接交易、月度合约转让交易，月内电力直接交易、月内合约转让交易。

第六十二条 新能源发电可参与绿电交易、直接交易、合约转让交易、分时段交易，可通过分时段交易（或月内分日电量及曲线调整、发电侧市场月度、月内合约电量转让交易）的方式调控新能源中长期合约电量与实际交割电量之间的偏差。

第一节 年度交易

第六十三条 原则上，每年 12 月份开展次年年度交易，具体时间以交易公告为准。

第六十四条 厂网基准电量合同签订

基准价电量由省能源局确定，电价执行现行燃煤发电企业基准电价。原则上，每年 12 月份省能源局安排次年新能源基准电量。

第六十五条 年度电力直接交易

年度电力直接交易按双边协商、集中竞价和挂牌交易三种方式开展，执行过程中可根据市场运营实际、经营主体需要等情况进行调整。

原则上，年度电力直接交易组织流程为：交易机构发布年度交易时间预安排，发布交易公告，按交易公告明确的交易方式开展年度电力直接交易，形成交易合约。

第六十六条 年度双边协商交易流程

（一）交易公告发布。交易机构在交易平台发布年度双边协商交易公告，包括但不限于：交易规模、交易方式、交易时间安排、出清方式等信息。

（二）交易申报。各经营主体根据交易公告，开展年度双边协商交易申报。购售双方登陆交易平台申报交易意向并进行确认，主要包括交易对象、交易电量及分月电量、交易曲线、交易电价、合约起止时间等。分时段交易中，新能源双边交易曲线可自行约定，火电双边交易曲线为全天一条直线；低压、榆林等非分时段交易采用典型曲线。

（三）交易出清与结果发布。交易申报结束后，交易机构进行出清，经交易校核后发布交易结果。

（四）电量分解。交易机构按照平分原则，将分月电量平分至每日，然后按照交易曲线将每日电量分解至各时段，形成带分时电量的交易合约，并作为基荷电量参与多月连续分时段交易。

第六十七条 年度集中竞价交易流程

年度集中竞价可针对不同的电源类型采用分批次单独的组织方式，新能源发电企业优先组织，其次开展常规能源机组集中竞价交易；也可采用新能源发电企业与常规能源机组同台集中竞价组织交易。

（一）交易公告发布。交易机构在交易平台发布年度集中竞价交易公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排、交易合约起止时间、出清方式、交易曲线等信息。

(二) 交易申报。各经营主体根据交易公告，开展集中竞价交易申报。买卖双方登陆交易平台，在对应交易序列下申报交易电量、交易电价。在交易申报时间内，以申报截止前最后一次有效申报作为最终申报。

(三) 交易出清与结果发布。交易申报结束后1个工作日内，交易机构按照高低匹配法或边际电价法的方式进行出清，经交易校核后，发布交易结果。

(四) 电量分解。交易机构按照平分原则，将分月电量平分至每日，然后按照交易曲线将每日电量分解至各时段，形成带分时电量的交易合约，并作为基荷电量参与多月连续分时段交易。

第六十八条 年度挂牌交易流程

(一) 交易公告发布。交易机构在交易平台发布年度挂牌交易公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排等信息。

(二) 挂牌。经营主体根据交易公告，申报挂牌。挂牌方根据需要，可以按总电量挂牌，也可以按峰、平、谷时段分别挂牌。

发电企业在卖方序列申报，售电公司、批发用户在买方序列申报，申报信息包括交易电量及分月电量、交易曲线、交易电价、交易合约起止时间等。其中，交易起始时间不能早于挂牌截止时间；交易曲线可自行填报，也可选择交易平台提供的典型交易曲线。

若有交易规模限制，发用两侧平分挂牌规模，且各侧均按时间优先的次序进行挂牌，达到指定规模或规定时间后停止挂牌。

(三) 摘牌。经营主体按照按时间优先的次序进行摘牌，先

摘先得，经交易校核后发布交易结果，交易平台即时滚动更新剩余交易空间。若无经营主体摘牌，到达挂牌交易截止时间后该挂牌自动失效。

（四）电量分解。交易机构按照平分原则，将分月电量平分至每日，然后按照交易曲线将每日电量分解至各时段，形成带分时电量的交易合约，并作为基荷电量参与多月连续分时段交易。

第二节 月度交易

第六十九条 每月交易机构发布月度交易时间预安排，组织开展月度电力直接交易、月度合约电量转让交易等。

第七十条 月度电力直接交易

每月组织次月月度电力直接交易，一般按照双边协商、集中竞价和挂牌方式开展。执行过程中可根据市场运营实际、经营主体需要等情况进行调整。

第七十一条 月度双边协商交易流程

（一）交易公告发布。交易机构在交易平台发布月度双边协商交易公告，包括但不限于：交易规模、交易方式、交易时间安排、出清方式等信息。

（二）交易申报。各经营主体根据交易公告，开展月度双边协商交易申报。购售双方登陆交易平台申报交易意向并进行确认，主要包括交易对象、交易电量及分日电量、交易曲线、交易电价、合约起止时间等。其中，交易曲线可自行约定，也可选择交易平台提供的典型交易曲线。

(三) 交易出清与结果发布。交易申报结束后，交易机构进行出清，经交易校核后发布交易结果。

(四) 电量分解。交易机构按照交易曲线将每日电量分解至各时段，形成带分时电量的交易合约。

第七十二条 月度集中竞价交易流程

月度集中竞价可针对不同的电源类型采用分批次单独的组织方式，新能源发电企业优先组织，其次开展常规能源机组集中竞价交易；也可采用新能源发电企业与常规能源机组同台集中竞价组织交易。

市场初期按照标准交易曲线开展月度集中竞价交易，市场成熟后可按尖峰、峰、平、谷四段分别开展交易。

(一) 标准曲线交易

a. 交易公告发布。交易机构在交易平台发布月度集中竞价交易公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排、交易合约起止时间、出清方式、交易曲线等信息。

b. 交易申报。各经营主体根据交易公告，开展集中竞价交易申报。发电企业、售电公司、批发用户登陆交易平台，在对应交易序列下申报交易电量、交易电价。在交易申报时间内，以申报截止前最后一次有效申报作为最终申报。

c. 交易出清与结果发布。交易申报结束后，交易机构按照高低匹配或统一边际价格的方式进行出清，经交易校核后，发布交易结果。

d. 电量分解。交易机构按照平分原则将成交电量平分至交易期每日，然后按照交易曲线将分日电量分解到时段，形成带分时电量的交易合约。

（二）峰平谷分段交易

按尖峰、峰、平、谷四段分别开展交易，各段交易曲线均为一条直线。流程如下：

a. 交易公告发布。交易机构在交易平台发布月度集中竞价交易公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排、交易合约起止时间等信息。

b. 交易申报。各经营主体根据交易公告，开展集中竞价交易申报。发电企业、售电公司、批发用户登陆交易平台，在对应交易序列下申报交易电量、交易电价。在交易申报时间内，以申报截止前最后一次有效申报作为最终申报。

c. 交易出清与结果发布。交易申报结束后1个工作日内，交易机构进行出清，经交易校核后，发布交易结果。

d. 电量分解。交易机构按照平分原则，将峰、平、谷三个序列的成交电量平分至交易期各日的相应时段，形成带分时电量的交易合约。

第七十三条 月度合约转让交易

以双边协商或挂牌交易的方式，每月组织开展用电侧市场化合约电量转让交易、发电侧市场化合约电量转让交易。根据需要，以上转让交易可一并组织。

第七十四条 月度用电侧市场化合约电量转让交易流程

在每月组织的月度用电侧市场化合约电量转让交易中，售电公司、批发用户可以出让或受让次月市场化合约电量。流程如下：

（一）交易公告发布。交易机构在交易平台发布用电侧市场化合约电量转让交易公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排等信息。

（二）交易申报。根据交易公告，用电侧出让方登陆交易平台，在对应交易序列下申报交易对象、交易电量、交易曲线、交易合约起止时间。受让方登陆交易平台对出让方填报意向进行确认。

（三）交易结果发布。经交易校核后，交易机构发布交易结果，形成交易合约。

第七十五条 月度发电侧市场化合约电量转让交易流程

在每月组织的月度发电侧市场化合约电量转让交易中，发电企业可以出让或受让次月市场化合约电量。流程如下：

（一）交易公告发布。交易机构在交易平台发布发电侧市场化合约电量转让交易公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排等信息。

（二）交易申报。根据交易公告，发电企业出让方登陆交易平台，在对应交易序列下申报交易对象、交易电量、交易曲线、交易起止时间。受让方登陆交易平台对出让方填报意向进行确认。

（三）交易结果发布。经交易校核后，交易机构发布交易结果，形成交易合约。

第七十六条 月度合约回购交易

市场化合约双方在不影响相关方利益的前提下，经协商一致，通过市场化方式开展月度合约电量的回购交易。根据省能源局、山西能源监办管相关要求，开展合约回购交易。合约回购交易流程如下：

（一）回购申报。发电侧合约方登录交易平台，申报合约回购交易，申报内容包括回购交易主体、拟回购的原合同信息、回购交易时间、回购比例、回购补偿价格等。

（二）回购确认。用电侧合约方登录交易平台，对发电侧合约方发起的回购交易进行确认。若用电侧合约方在规定时间内未完成确认，则仍按照此次回购交易前的分日电量及曲线执行。

（三）交易结果发布。经交易校核后，交易机构发布交易结果，交易平台自动更新合约数据。

（四）合约执行。回购交易涉及的原合同，仅就未回购部分继续执行，如原合同电量全部回购，则原合同交易主体的权利义务不再履行。

第三节 月内交易

第七十七条 月内组织开展电力直接交易、合约转让交易，执行过程中可根据市场运营实际、经营主体需要等情况进行调整。

第七十八条 月内挂牌电力直接交易

在市场初期，月内电力直接交易一般按照挂牌方式，按旬（或

周)开展。每旬(或周)开展下一旬(或周)的挂牌交易,交易标的为下一旬的直接交易电量(或下一周至月末的直接交易电量)。市场成熟后,月内挂牌交易在交易日连续开市,交易标的为本月T+3日至月末的直接交易电量,具体交易开市时间在交易公告中明确。如遇当日组织开展月内合约转让交易或回购交易时,挂牌交易市场当日闭市。其中,T表示交易日。流程如下:

(一)交易公告发布。交易机构在交易平台发布周挂牌交易公告,包括但不限于:交易方式、交易时间安排等信息。

(二)挂牌。经营主体根据交易公告,申报挂牌。挂牌方根据需要,可以自定义曲线挂牌,可以选取典型曲线挂牌,也可以按峰、平、谷时段分别挂牌。

发电企业在卖方序列申报,售电公司、批发用户在买方序列申报,申报信息包括交易电量及分日电量、交易曲线、交易电价、交易合约起止时间等。其中,交易起始时间不能早于挂牌截止时间;交易曲线可自行约定,也可选择交易平台提供的典型交易曲线。

(三)摘牌。经营主体按照按时间优先的次序进行摘牌,先摘先得,经交易校核后发布交易结果,形成带分时电量的交易合约,交易平台即时滚动更新剩余交易空间。若无经营主体摘牌,到达挂牌交易截止时间后该挂牌自动失效。

第七十九条 月内合约转让交易

以双边协商或挂牌交易的方式,开展月内用电侧市场化合约电量转让交易、发电侧市场化合约电量转让交易。

第八十条 月内用电侧市场化合约电量转让交易流程

在市场初期，月内市场化合约转让交易一般按旬（或周）开展。交易标的为下一旬（下一周至月末）的市场合约电量。市场成熟后，月内用电侧合约转让交易在交易日连续开市，交易标的为本月 T+3 日至本月末的月内合约电量，最小合约周期为 2 日；若 T+3 日为次月第 1 日，则交易周期为次月 1 日至次月月末；具体交易开市时间在交易公告中明确。流程如下：

（一）交易申报。售电公司、批发用户的出让方根据需要，在交易平台对应交易序列下申报交易对象、交易电量、交易曲线、交易合约起止时间；受让方对出让方填报意向进行确认。

（二）交易结果发布。经交易校核后，当日交易机构发布出清结果，形成交易合约。

第八十一条 月内发电侧市场化合约电量转让交易流程

在市场初期，月内市场化合约转让交易一般按按旬（或周）开展。交易标的为下一旬（下一周至月末）的市场合约电量。市场成熟后，月内发电侧合约转让交易在交易日连续开市，交易标的为本月 T+3 日至本月末的月内合约电量，最小合约周期为 2 日；若 T+3 日为次月第 1 日，则交易周期为次月 1 日至次月月末；具体交易开市时间在交易公告中明确。流程如下：

（一）交易申报。出让方发电企业根据需要，在交易平台对应交易序列下申报交易对象、交易电量、交易曲线、交易合约起止时间；受让方对出让方填报意向进行确认。

(二) 交易结果发布。经交易校核后，当日交易机构发布出清结果，形成交易合约。

第八十二条 月内回购交易

市场化合约双方经协商一致，可以在工作日的 9:00-16:00 开展 T+3 日及以后数天的月内合约电量的回购交易。市场初期仅允许原价回购。流程如下：

(一) 回购申报。用电侧合约方登录交易平台，申报回购电量。

(二) 回购确认。发电侧合约方登录交易平台，对用电侧合约方发起的回购交易进行确认。

(三) 数据更新。经发电侧合约方确认后，交易平台自动更新合约数据。若发电侧合约方在规定时间内未完成确认，则仍按照此次回购交易前的分日电量及曲线执行。

第八十三条 月内市场化合约电量及曲线调整

在保持月内合约电量不变的前提下，市场化合约双方经协商一致，可以在交易日的 9:00-24:00 调整 T+2 日及以后数天的月内合约电量分日电量及曲线。其中，T 表示交易日。流程如下：

(一) 调整申报。用电侧合约方登录交易平台，发起分日电量及曲线调整申请。

(二) 调整确认。发电侧合约方登录交易平台，对用电侧合约方发起的分日电量及曲线调整进行确认。

(三) 数据更新。经发电侧合约方确认后，交易平台自动更新合约数据。若发电侧合约方在规定时间内未完成确认，则仍按

照此次调整前的分日电量及曲线执行。

第八十四条 合约转让交易、回购交易、电量及曲线调整的衔接

经营主体可对已签订但尚未执行且未转出的次月及后期的合同电量，进行部分或全部回购。

第八十五条 合约转让交易与电量及曲线调整的衔接

对已出让全部或部分电量的合约，当合约对方要求调整曲线或价格时，由出让方协调受让方进行调整，以保证原合约曲线和价格一致性。如因合约受让方不同意曲线或价格调整，对合约对方造成的损失原则上由合约出让方承担。合约电量(含分月电量)是合约转让交易的上限，如出现超合约电量(含分月电量)转让的情况，将在无约束出清阶段按照申报时间先后进行逆序削减。

当合约某一方发起合约分月电量/分日电量调整时，调整后的分月电量/分日电量不能高于其该项合约的剩余电量。否则在合约分月电量/分日电量调整核对时，电力交易机构将合约分月电量/分日电量调整为其该项合约的剩余电量。如因合约一方转让后无法满足合约对方调整分月电量/分日电量/合约曲线的需求时，由此对合约对方造成的损失原则上由合约出让方承担。

第八十六条 回购交易与电量及曲线调整的衔接

部分电量进行回购交易后，在合约双方协商一致的情况下，可对合约剩余电量进行分月/分日电量及曲线调整。发生过分月/分日电量或曲线调整的合约进行回购时，按回购时分月/分日电量

及合约曲线执行，且回购电量不得超过被回购合约的剩余电量。

第八十七条 代理购电月内交易

代理购电月内交易定位为调整月度交易偏差，原则上，代理购电月内交易在普通分时段下旬交易前开展，包括月内直接交易和月内回购交易，且当月仅能开展月内直接交易、月内回购交易中的一种，月内交易引起的月度代理购电价格变化纳入偏差电费滚动传导。电网企业根据月内实时监测的实际保量保价优发电量和用电量情况，确定月内代理购电直接交易规模或回购规模，并向电力交易机构申请，电力交易机构在交易公告中予以明确。其中，月内直接交易根据需求确定月内直接交易挂牌电量，成交不足时分摊方式同年度、月度交易；月内回购交易根据回购规模，按等比例原价回购原则，按成交时间逆序回购已成交的代理购电合同。

第四节 中长期分时段交易

第八十八条 多月连续交易按日连续组织，交易标的为未来6个月内每月每个时段的总电量，交易电量默认按照标的月度日历天数平均分解至每日的相应时段。

月度交易每月中旬开展，为期2日，交易标的为次月每个时段的总电量，月度交易每个时段的合同电量默认按照月度日历天数平均分解至每日的相应时段。

旬交易每月上、中、下旬各至少提前5天组织，为期1日，交易标的分别为当月上、中、下旬每个时段的总电量，旬交易每

个时段的合同电量默认按照当旬日历天数平均分解至每日的相应时段。

日交易按日（T日）滚动组织，交易标的为T+2日至T+4日每个时段的电量（周一至周三均开展交易标的为T+2日至T+4日每个时段的电量，周四、周五均开展交易标的为T+2日至T+5日每个时段的电量；遇有国家法定节假日，则做出相应调整，原则上节前最近第2个交易日开展交易标的为节日第1日至节后第2个交易日期间每个时段的电量，节前最近第1个交易日开展交易标的为节日第2日至节后第3个交易日期间每个时段的电量），每日每个时段的电量单独进行交易。

经营主体某一运行日某个时段的中长期交易电量为相应时段年度、多月、月度、该旬交易的日分解电量及日滚动交易电量之和。

第八十九条 中长期分时段交易衔接机制

中长期分时段交易结果每小时的电量均分至该小时的4个15分钟时段，形成96点中长期合同电量曲线。

新能源发电企业年度、月度双边协商交易在年度、月度普通交易前开展，交易双方需约定合同总电量及24时分解曲线（合同为96点曲线的，将对应每小时4个点取和得到24时分解曲线），并约定24时分时价格（未约定分时价格的，视为24时分时价格均为合同价）。年度交易中的分月成交电量在交易结束第二日转换为标准的分时段交易持仓量，作为基荷电量参与多月连续分时

段交易。

新能源月度双边交易完毕后，合同默认按照交易标的期限的日历天数均分至每天。在上旬分时段交易开展前，经双方协商同意，可对已成交合同的每日分解电量及曲线进行调整，需保持合同总电量不变，合同价或分时价格不可调整（对交易时约定 24 时分时价格的，调整后需保持合同每个小时的时段总电量不变）。调整完毕后，交易技术支持系统对合同每日分解电量及曲线进行分时段标准化处理（即将原合同转换为分 24 小时时段的持仓量价）。

第七章 交易执行

第九十条 政府定价小时数内的可再生能源发电量由调度机构根据电力供需形势、省内用电量预测、外送电交易结果、省内水电和新能源发电量预测等信息，统筹安排执行。市场化合约电量仅作为结算依据。经营主体每达成一条新的中长期合约，自动在已有合约基础上进行同日同时段累加。

第九十一条 用电侧经营主体在日前市场申报 96 点电量曲线时，可以根据生产需求进行填报，也可以按其中长期合约叠加形成的曲线进行填报，若未在规定时间内完成填报，交易机构将自动按其中长期合约叠加形成的曲线进行缺省填报。已准入注册的现货电力用户如果没有参与中长期交易，或者在中长期市场上没有买到电量，将默认全电量参与现货交易。

第九十二条 经营主体对交易结果有异议的，应当在结果发布一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

调度机构在一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 合约管理

第九十三条 年度交易合约内容

(一) 年度交易合约依据国家计划、政府间协议和多年交易组织结果签订。合约内容须参照国家有关部门颁布的相关合约示范文本。

(二) 依据年度交易组织结果签订电子合同，内容包括但不限于：交易主体、交易时间、交易电量、分月电量、交易曲线、交易价格、输电通道、交易计量、电量电费结算、不可抗力、争议解决、调整和违约、特别约定等。

(三) 年度交易合约中，交易电量须明确年分月、月分日、日分时电力曲线。具体分解由交易双方协商确定。

第九十四条 月度及短期交易合约内容

(一) 月度、月内多日交易合约依据交易组织结果签订。

(二) 交易合约内容包括但不限于：交易主体、交易时间、交易电量、分日电量、交易曲线、交易价格、特别约定等。

(三) 合约转让交易形成的合约依据交易结果和原合同约定签订。合约内容包括但不限于：转让交易主体、交易期限（起始日期、截止日期）、转让电量、原转让方交易曲线、原转让方合约电价、特别约定等。

第九十五条 中长期分时段交易合约

中长期分时段交易结果按交易标的日自动生成日汇总电子合同（即：T日日滚动交易结束后，交易平台自动生成标的日为T+2日的96点分时段交易汇总合同），作为结算依据，签约方为买方或卖方经营主体、作为与买方或卖方实际成交的所有对手方代理的电力交易中心。合同数据由交易系统至少保存五年，以备查询。

第九十六条 合约调整

（一）年度交易中分时段交易成交的合约可在多月连续交易、月度及月内分时段交易中进行调整。

（二）非分时段交易成交的合约可通过合同转让交易的方式进行合约调整，转让交易合约作为新交易合约执行。除交易各方特别约定外，涉及原合约交易主体的相关权利义务视为已履行完毕，涉及原合约的相关条款自动终止。

第九十七条 合约解除

（一）根据国家法律法规的规定，交易合约需要解除的，按相关规定执行。

（二）交易各方协商一致，可以解除交易合约。合约解除时，须按照原交易合约形式，签订解除协议。合约解除后，已履行部分不再返还，尚未履行部分终止履行。

第九章 计量和结算

第一节 计量

第九十八条 电网企业应根据市场运行需要为市场主体安

装符合技术规范的计量装置；关口计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，考虑相应的变（线）损；火电、水电机组的分劈计量装置应安装在主变高压侧，不同批次的风电、光伏机组应安装分劈计量装置。

第九十九条 计量周期、抄表时间、计量数据小数位数应当保证最小交割周期的结算需要，保证计量数据准确、完整。

第一百条 发电企业、跨省跨区交易送受端计量点应安装相同型号、相同规格、相同精度的主、副电能表各一套，主、副表应有明确标志，以主表计量数据作为结算依据，副表计量数据作为参照，当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算依据。

第一百〇一条 多台发电机组共用关口计量点时，按主变高压侧分劈计量点电量等比例计算各自上网电量。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且尚未设置分劈计量点的机组，可按照额定容量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。

第一百〇二条 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，按照电力市场结算要求，定期将电力用户关口电能计量点计量装置记录的电量数据，传送给电力交易机构，作为结算基础数据。电网企业负

责将发电企业、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记录的电量数据，传送给电力交易机构，作为结算基础数据。当出现计量数据不可用时，由具有相应资质的电能计量检测机构确认并出具报告，结算电量由电网企业组织相关市场主体协商解决，经协商各方仍有异议的，由山西能源监管办协调处理。

第一百〇三条 山西省电能计量方面本细则未尽事宜按照国家有关规定和《电力市场计量管理实施细则》等文件执行。

第二节 结算

第一百〇四条 电力交易机构负责向经营主体出具结算依据，经营主体根据相关规则进行电费结算。跨省跨区交易由组织该交易的电力交易机构会同送受端电力交易机构向市场成员出具结算依据。

第一百〇五条 电网企业（含地方电网企业和配售电企业）之间结算的输配电费用，按照政府价格主管部门核定的输配电价和实际物理计量电量结算。

第一百〇六条 发电企业上网电量电费由电网企业支付；电力用户向电网企业缴纳电费，并由电网企业承担电力用户侧欠费风险；售电公司按照电力交易机构出具的结算依据与电网企业进行结算。

第一百〇七条 电力用户的基本电价、政府性基金及附加、功率因数调整等具体按照国家和山西省有关规定执行。

第一百〇八条 批发市场结算周期采用“日清月结”的模式。即按日进行市场化交易结果清分，生成日清分账单；按月进行市场化交易电费结算，生成月结算账单，并向市场主体发布。

第一百〇九条 批发市场结算流程

（一）结算电量核对。电网企业按日向交易中心推送发用两侧分时电量数据，并接受市场主体异议申请。

（二）结算依据获取。交易中心按期出具结算依据，并推送至电网企业。

（三）电费计算核对。电网企业根据接收到的结算依据进行计算核对，按匹配好的政府批复电价和市场化交易形成的电价计算购售电费等。

（四）电费结算单生成。电网企业依据电费计算结果生成电费结算单。

（五）电费结算单确认。电费预账单发布后，市场主体对电费结算单进行核对、确认。若有异议，提出反馈意见，正式账单发布前未反馈的视为确认。

（六）电费结算单公布。电网企业按电费结算单核对处理结果，生成正式电费结算单，向相关市场主体发布。电网企业和市场主体按照合约或法律法规的规定完成电费收付。

第一百一十条 批发市场结算时间节点

运行日后第4天（D+4日），交易机构发布以机组和计量点为最小单位，运行日（D日）的机组、市场用户每15分钟分时电

量数据。运行日第 6 天 (D+6 日)，发布日清分预账单。运行日第 8 天(D+8),发布日清分正式账单。次月第 10 个日历日(M+10),发布调平电量。次月前 15 个日历日 (M+15) 内，向市场主体出具月结算账单。

遇特殊情况和节假日，结算相关工作顺延。其中，结算单发布遇到周六、周日和其他节假日时，相关结算单顺延至下一工作日发布。

第一百一十一条 经营主体由于结算基础数据差错等原因需要进行追退补的，根据以下原则开展追退补：对于结算依据核对期内由经营主体反馈发现的问题，并经相关部门核实确认的，重新计算并公布当期结算依据；对于核对期外发现的问题，经相关部门核实确认后，启动追退补流程。

第一百一十二条 山西电力中长期市场结算未尽事宜按照国家有关规定和《电力市场电费结算实施细则》等文件执行。

第十章 信息披露

第一百一十三条 市场信息分为社会公众信息、市场公开信息和私有信息。社会公众信息是指向社会公众披露的信息；市场公开信息是指向所有经营主体披露的信息；私有信息是指向特定的经营主体披露的信息。

第一百一十四条 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。信息披露主体应严格按照国家和山西省信息披露规定对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及

时性负责。

第一百一十五条 对于违反信息披露有关规定的信息披露主体，山西能源监管办可依法依规纳入失信管理，采取有关监管措施，并根据《电力监管条例》等有关规定作出行政处罚，问题严重的可按照相关规定取消市场准入资格。

第一百一十六条 电力交易机构、电力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。市场成员严禁超职责范围获取私有信息，不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。

第一百一十七条 电力交易机构负责市场信息的管理和发布，会同电力调度机构按照市场信息分类及时向社会以及经营主体、政府有关部门发布相关信息。经营主体、电力调度机构应当及时向电力交易机构提供支撑市场化交易开展所需的数据和信息。

第一百一十八条 在确保安全的基础上，市场信息主要通过电力交易平台进行披露。电力交易机构负责电力交易平台的建设、管理和维护，并为其他经营主体通过电力交易平台披露信息提供便利。电力交易平台安全等级应当满足国家信息安全三级等级防护要求。

第一百一十九条 经营主体如对披露的相关信息有异议或者疑问，可向电力交易机构、电力调度机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构负责解释。

第一百二十条 第一百七十五条 电力市场信息披露工作具

体规定按照《电力市场信息披露基本规则》、《山西电力市场信息披露指引》等国家和山西信息披露有关规定执行。

第十一章 市场监管和风险防控

第一百二十一条 山西能源监管办建立健全电力交易机构专业化监管制度，推动成立独立的电力交易机构专家委员会，积极发展第三方专业机构，形成政府监管与外部专业化监督密切配合的有效监管体系。

第一百二十二条 电力交易机构、电力调度机构根据有关规定，履行市场运营、市场监控和风险防控等职责。根据山西能源监管办的监管要求，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，按照有关规定定期向山西能源监管办提交市场监控分析报告。

第一百二十三条 当出现如下情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则，必要时可以中止中长期市场交易，并尽快报山西能源监管办和政府主管部门：

（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) 电力交易平台发生重大故障, 导致中长期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。

第一百二十四条 当出现以下申报价格、电量异常情形时, 市场运营机构可认定为无效申报, 必要时可重新交易出清, 并尽快报告山西能源监管办和政府主管部门:

(一) 在集中竞价交易方式下, 出现经营主体申报价格超过限价范围或申报电量超过交易限额时, 认定为无效申报, 交易机构可对其他有效申报数据进行重新出清;

(二) 在挂摘牌交易方式下, 出现经营主体申报价格超过限价范围或申报电量超过交易限额时, 认定为无效申报, 交易机构可对其他有效申报数据进行重新出清;

(三) 在滚动撮合交易方式下, 出现经营主体申报价格超过限价范围或申报电量超过交易限额时, 若其已形成成交对, 则该成交结果视为无效, 不再另行出清; 若其未达成成交对, 则视为无效申报, 不参与交易出清。

第一百二十五条 在多月连续分时段交易中, 实时采集市场运行基础数据, 按日生成市场整体运行情况报告。对有明显亏损风险的市场主体采取预警机制, 汇报山西能源监管办、政府主管部门后, 交易机构可采取风险提示、暂停交易等措施。

第一百二十六条 经营主体应按照平台使用协议要求，加强对自身账号的管理，需通过新一代电力交易平台系统页面前端进行账号登录、数据查询、交易申报等操作，非交易系统技术原因出现异常行为将视为违反平台使用协议要求，异常行为包括以下情况：

（一）数据查询、交易申报等操作频次（以各服务接口调用频次统计）超过页面限制频次的，或页面对应暂无限制频次要求，调用频次超过 30 次/分钟的；

（二）账号在短时间内存在两个或两个以上异地 IP 地址（白名单除外）登录，或者无登陆记录但有其他操作行为的；

（三）向系统提交数据突破交易开闭市时间、电量、电价等条件约束，或向系统提交无法识别数据或必填数据为空，被系统拦截记录的；

（四）有越权访问等异常行为记录的；

（五）其他违反平台使用协议规定情况的。

第一百二十七条 按照山西能源监管办、政府主管部门要求，交易中心将对经营主体违反平台使用要求的异常行为进行记录，并采取冻结其相应账号或全部账号等措施，具体包括：

（一）若平台账号当年首次被记录违反平台使用要求，则冻结该账号。该账号的经营主体需书面说明实际情况并做出相关承诺，交易中心核实相关情况后，在 5 个工作日内予以解除冻结；

（二）若平台账号当年累计两次被记录违反平台使用要求，

则冻结该账号至年底；

（三）若经营主体及所属平台账号当年累计发生三次及以上被记录违反平台使用要求，则冻结该经营主体全部账号并报政府主管部门及监管机构；

（四）因经营主体相关平台账号异常行为导致交易系统出清算法中断、数据库读写异常、系统严重卡顿等后果的，一经发现，冻结该经营主体全部账号并报政府主管部门及监管机构。

第一百二十八条 第一百八十条电力交易发生争议时，市场成员可自行协商解决，协商无法达成一致时可提交山西能源监管办调解处理，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

第一百二十九条 本细则由山西能源监管办会同山西省发展和改革委员会、省能源局负责解释。

第一百三十条 本细则自 2024 年 x 月 x 日起施行，有效期 5 年，有关规定与本实施细则不一致的，以本实施细则为准。实施过程中，市场运营机构可对有关条款提出修改、补充、完善建议，由山西能源监管办商省能源局批准后执行，与本细则有同等效力。

附件

根据《关于完善分时电价机制有关事项的通知》（晋发改商品发〔2021〕479号）测算确定，最高限价为764.93元/MWh、最低限价为95.62元/MWh。我省分时电价政策调整后，相应调整。

月度、旬分时交易12个价区生成过程具体如下：

（一）将现货市场截至上一个月的前一年的所有结算试运行日的日前96点用户侧统一结算价格按照各月取月度均值（按所有存在结算试运行日的月，不含结算试运行日的月不计算），若现货结算试运行截至上一个月未连续满一整年，对各月均值取年度均值，得到96点日前平均价格曲线；若截至上一个月现货结算试运行已连续满一整年，由对应未来3个月的上一年相应各月月度均值的平均值的0.5倍加上其余9个月的各月月度均值的平均值的0.5倍得到96点日前平均价格曲线；

（二）将96点日前平均价格曲线每两个小时8点的价格取均值，得到12个价格区间的24时日前平均价格曲线；

（三）若24时日前平均价格曲线的最低价相比最低限价更低，则计算最低限价与24时日前平均价格曲线的最低价的差价，将24时日前平均价格曲线逐点价格加上此差价，修正后得到价格曲线一；若24时日前平均价格曲线的最低价不低于最低限价，则24时日前平均价格曲线不需要修正，即为价格曲线一；

（四）计算价格曲线一的最高价与价格曲线一的最低价的差

价 p_1 、最高限价与价格曲线一的最低价的差价 p_2 ;

(五) 将价格曲线一的逐点价格 p_i 加上 $(p_i - \text{价格曲线一的最低价}) * (p_2/p_1 - 1)$, 修正后得到价格曲线二, 价格曲线二即为参考价格曲线;

(六) 参考价格曲线按其逐点价格 20%, 价格浮动低于 50 元/MWh 的时段按浮动 50 元/MWh 修正, 并进行不超最高限价和最低限价修正后, 分别得到逐时段最高限价曲线、逐时段最低限价曲线;

(七) 分别按逐时段最高限价、逐时段最低限价计算算术平均价。若按逐时段最高与最低限价计算的算术平均价分别在 398.4-408.4 元/MWh 与 255.6-265.6 元/MWh 之间, 则第(六)步得到的逐时段最高与最低限价曲线即为最终的月度和旬分时交易逐时段限价范围; 若按逐时段最高限价计算的算术平均价不在 398.4-408.4 元/MWh 之间, 或按逐时段最低限价计算的算术平均价不在 255.6-265.6 元/MWh 之间, 则返回第(五)步, 对比例 p_2/p_1 的值进行增减调整 (每次最少调整 0.01), 直至按第(六)步得到的逐时段最高与最低限价曲线计算的算术平均价分别在 398.4-408.4 元/MWh、255.6-265.6 元/MWh 范围内 (当 p_2/p_1 的值每次最少调整 0.01 亦无法做到时, 可以每次调整 0.001, 仍无法做到时可调整第(七)步中价格向上或向下的浮动范围)。

抄送：山西省发展和改革委员会、山西省能源局

国家能源局山西监管办公室

2024年6月17日印发

