

国家能源局山西监管办公室

山西省发展和改革委员会 文件

山西省能源局

晋监能市场规〔2026〕1号

关于印发《山西电力中长期市场 实施细则》的通知

国网山西省电力有限公司、山西地方电力有限公司，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：

为持续深化山西电力市场改革，优化电力资源配置，实现中长期市场与现货市场、省内市场与全国统一大市场的有效衔接，依据《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656号）、《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）等文件，结合山西电力市场

运行实际，我们对《山西电力中长期交易实施细则》（晋监能市场规〔2024〕2号）进行了修订，现将修订后的《山西电力中长期市场实施细则》印发给你们，请遵照执行。

执行中如遇重大问题，请及时报告国家能源局山西监管办公室、山西省发展和改革委员会、山西省能源局。



2026年5月21日

山西电力中长期市场实施细则

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，落实《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）要求，根据《电力市场运行基本规则》（国家发展改革委令第20号）、国家发展改革委 国家能源局《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656号）、国家发展改革委《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）、国家发展改革委 国家能源局《关于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）、《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）、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）、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）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，对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易，包含数年、年、多月、季、月、月内（含旬、周、多日）等不同时间维度的交易。

第三条 本细则适用于山西电力中长期市场注册、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（虚拟电厂、负荷聚合商、储能企业等）；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、损害其他经营主体的合法权益。

第二章 市场成员

第六条 经营主体应当按照有关电力市场准入注册政策，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。有关电力市场准入注册政策包括但不限于：国家发展改革委 国家能源局《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）、国家能源局《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号）、山西省能源局 山西能源监管办《售电公司管理实施细则》（晋能源规〔2025〕7号）、山西省电力市场规则体系中相关规定等。

第七条 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。

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。

第八条 “分布式电源类”虚拟电厂按现货市场节点划分发电单元，参照集中式新能源交易模式参与中长期市场。“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。“源荷类”虚拟电厂原则上不参与批发市场的中长期交易，具体根据项目的发用电规模匹配度等因素确定。

第九条 待条件具备后，独立储能可按月自愿选择参与中长期交易，上网侧、下网侧分开作为用户和电厂参与，参与中长期交易后，分别参照批发用户（售电公司）、火电企业进行交易、结算、接受市场运营费用计算。原则上，独立储能企业不可作为零售用户或分布式电源由售电公司、虚拟电厂代理参与市场交易。

第十条 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。

第十一条 各类市场成员的权利和义务，按国家有关规定和山西省电力市场规则体系中相关规定执行。

第三章 交易品种、周期和方式

第一节 交易品种

第十二条 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、绿色电力交易等。根据市场发展需要开展输电权、容量等其他类型交易品种。

省内电力现货市场运行期间，以分时段交易方式开展省内电力中长期交易。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，虚拟电厂、储能等新型主体）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。山西电力中长期分时段交易暂分为 24 个时段。

第十三条 省间交易按照跨省跨区电力中长期交易实施细则，由北京电力交易中心组织安排，省内经营主体在全国统一电力交易平台参与交易。

第十四条 省内电力直接交易在发电企业与售电公司、批发用户、虚拟电厂等之间开展，由山西电力交易机构组织。其中电网企业代理购电交易按照国家和山西省有关政策开展，具体交易方式以交易公告为准。

第十五条 合同转让交易包括发电侧市场化合同电量转让交易、用电侧市场化合同电量转让交易。未履行的合同可全部或部分通过合同转让交易转让给第三方，相关权责一并转让。

电力现货市场运行期间，除省间交易和代理购电交易外的中长

期交易合同原则上通过分时段交易的方式实现合同转让。

第十六条 绿色电力交易有关事项按照附件《山西电力中长期市场实施细则—绿色电力交易专章》和国家及山西省有关规定执行。

第十七条 中长期省间购电

电网企业根据电力电量平衡预测情况，提出购电电量电力需求，向山西省能源局、山西能源监管办报告后进行购电。初期由电网企业统一代理采购，购电范围为省内华北网调机组、特高压配套电源，视情况增加购电范围；后期视省间电力市场发展情况，逐步过渡至由批发用户、售电公司自行参与交易。购电价格依据售出省份市场价格行情协商确定，向山西省能源局报告后进行采购。交易方式包括双边协商、挂牌、单边竞价等方式，具体以交易公告为准。

第十八条 外送通道配套电源认购交易

配套电源仅参加对应外送通道的省间交易，暂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。

第二节 交易周期

第十九条 经营主体根据北京电力交易中心时间安排参与省间交易，主要有多年、年度、月度、月内交易。省内中长期交易以年度、多月、月度、旬、日为周期组织开展。市场化合同转让交易以月度、旬为周期组织开展。对榆林供电公司以年度、月度及旬等周期组织开展交易。

第三节 交易方式

第二十条 中长期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交易、挂牌交易、滚动撮合交易等。

第二十一条 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同执行起止时间，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。

第二十二条 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，并以此类推，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.申报价格相同时，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。

第二十三条 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，按照“购电方（售电公司和批发用户）挂牌、售电方（指发电企业）摘牌”或“售电方挂牌、购电方摘牌”方式组织。

（二）双挂双摘方式

双挂双摘是在规定交易时间内，指购电方挂牌与售电方挂牌交易同时组织，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。挂牌后可以对电量、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。如挂牌交易只有一个挂牌方时，按照先挂牌、后摘牌方式开展，摘牌开始后的 15 分钟内的摘牌电量均视为同一时刻有效申报，15 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。

除电网企业代理购电外，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。

第二十四条 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。

第四章 交易组织

第一节 总体要求

第二十五条 根据北京电力交易中心安排，交易机构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。

第二十六条 省内交易由山西电力交易机构组织开展，山西电力交易机构应按月发布交易日历，明确各类交易申报、出清等时间或时间安排原则。

原则上，省内交易的优先次序为：年度电力直接交易、月度电力直接交易、月度合同转让交易、月内电力直接交易、月内合同转让交易，多月连续交易和日连续交易按日连续开市。现货模式下，省内交易生成的合同原则上不再单独开展转让交易，通过

参与分时段交易的方式进行转让及回购操作。

第二十七条 交易公告由山西电力交易机构按照交易日历安排向经营主体发布，公告内容包括：交易品种、交易主体、交易方式、交易申报时间、交易执行时间、交易参数、出清方式、交易约束信息、交易操作说明、其他准备信息等。在电力中长期交易申报组织及出清过程中不得临时调整或增加关键参数。

原则上，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、旬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；多月、日等连续开市的电力中长期交易不再发布交易公告。

第二十八条 非现货模式下，山西电力交易机构按周或者多日汇总出清，并提交山西电力调度机构开展安全校核，校核周期以具体交易公告为准，其他校核有关要求按国家规定执行。

现货模式下，山西电力交易机构于每个交易日开展交易电力电量限额校核、交易限价校核等交易出清校核，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。

第二十九条 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、旬及日滚动集中交易（暂不参与月度集中交易）。

第二节 年度交易

第三十条 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。

第三十一条 年度电力直接交易

年度电力直接交易按照双边协商和集中交易方式开展，集中交易包括挂牌、集中竞价或滚动撮合等方式，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。

为保障年度中长期交易发挥保量稳价作用，根据国家发展改革委、国家能源局关于年度中长期合同签约履约工作要求，可在年度交易方案中明确年度合同签约比例、年度交易组织方式和相应考核要求。年度中长期合同中可约定一定比例电量实行反映实时供需的灵活价格。

第三十二条 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。为有效体现分时价格信号，按每个小时为一个时间段，总计 24 个时间段进行独立交易；购售双方登录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、交易电价、合同起止时间等。榆林等非分时段交易采用交易公告挂牌曲线。其中，交易曲线可自行约定，也可选择交易平台提供的交易曲线。

（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。交易机构按照平分原则，将分月电量平分至每日，形成带分时电量的交易合同。

第三十三条 年度集中竞价交易流程

（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、交易合同起止时间、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。买卖双方登录交易平台，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，形成带分时电量的交易合同。

第三十四条 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。挂牌内容包括交易电量、交易曲线、交易价格等信息。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、交易合同起止时间等。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，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，形成带分时电量的交易合同。

第三节 多月连续交易

第三十五条 多月连续交易按照滚动撮合交易的方式按日连续组织，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。

第三十六条 初期，售电公司需绑定零售用户后方可参与对应标的的月的多月连续交易。待市场成熟后，允许标的的月未绑定零售用户的售电公司先参与批发市场交易，后绑定零售用户。

第四节 月度交易

第三十七条 每月交易机构发布月度交易公告，组织开展月度电力直接交易、月度合同转让交易等。

第三十八条 月度电力直接交易

每月组织次月月度电力直接交易，一般于每月中旬开展，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，可按照双边协商和集中交易方式开展，集中交易包括挂牌、集中竞价或滚动撮合等方式。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。

月度电力直接交易开展新能源月度双边协商交易，集中交易暂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。

第三十九条 新能源月度双边协商交易

新能源发电企业月度双边协商交易在月度集中交易前开展，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）。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。

考虑到新能源发电的波动性，在上旬交易开展前，经双方协商同意，可在规定时间内对已成交合同的每日分解电量进行调整，但需满足合同期内合同总量不变，合同价或分时价格不可调整。调整完毕后，交易技术支持系统对合同每日分解电量进行分时段标准化处理。

第四十条 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。购售双方登录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、交易电价、合同起止时间等。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。交易机构按照平分原则将成交电量平分至交易期每日，形成带分时电量的交易合同。

第四十一条 月度集中竞价交易流程

（一）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、交易合同起止时间、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。发电企业、售电公司、批发用户登录交易平台，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，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。

（四）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，形成带分时电量的交易合同。

第四十二条 月度挂牌交易流程

（一）交易公告发布。交易机构在交易平台发布月度挂牌交易公告，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。挂牌内容包括交易电量、交易曲线、交易价格等信息。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、交易曲线、交易电价、交易合同起止时间等。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，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，将成交电量平分至交易期每日，形成带分时电量的交易合同。

第四十三条 月度合同转让交易

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同电量转让交易、发电侧市场化合同电量转让交易。根据需要，以上转让交易可一并组织。

合同转让交易均按照原曲线比例转让，其中省内电力中长期合同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

提出调整合同曲线需求时，由出让方负责与受让方协商曲线调整事宜；代理购电和省间交易合同转让后不得调整曲线。

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同电量转让交易。

在虚拟电厂入市用户确定以后，由相关经营主体提交申请，交易机构组织，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。

第四十四条 月度用电侧市场化合同电量转让交易流程

在每月组织的月度用电侧市场化合同电量转让交易中，售电公司、批发用户可以出让或受让次月市场化合同电量。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同电量转让交易公告，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，用电侧出让方登录交易平台，在对应交易序列下申报交易对象、交易电量、交易曲线、交易合同起止时间。受让方登录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，形成交易合同。

第四十五条 月度发电侧市场化合同电量转让交易流程

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

化合同电量转让交易公告，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。受让方登录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，形成交易合同。

第五节 月内交易

第四十六条 月内组织开展旬电力直接交易、旬合同转让交易和日滚动撮合交易，具体交易开市时间在交易公告中明确。

第四十七条 旬电力直接交易

旬电力直接交易每月上、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。可按照双边协商和集中交易方式开展，集中交易包括挂牌、集中竞价或滚动撮合等方式。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。

旬电力直接交易暂不开展双边协商交易，集中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。

第四十八条 旬双边协商交易流程

（一）交易公告发布。交易机构在交易平台发布旬双边协商

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，开展旬双边协商交易申报。购售双方登录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、交易电价、合同起止时间等。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。交易机构按照平分原则将成交电量平分至交易期每日，形成带分时电量的交易合同。

第四十九条 旬集中竞价交易流程

（一）交易公告发布。交易机构在交易平台发布旬集中竞价交易公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排、交易合同起止时间、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。发电企业、售电公司、批发用户登录交易平台，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，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。

（四）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，形成带分时电量的交易合同。

第五十条 旬挂牌交易流程

（一）交易公告发布。交易机构在交易平台发布旬挂牌交易公告，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。挂牌内容包括交易电量、交易曲线、交易价格等信息。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、交易曲线、交易电价、交易合同起止时间等。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，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，将成交电量平分至交易期每日，形成带分时电量的交易合同。

第五十一条 旬合同转让交易

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

合同转让交易均按照原曲线比例转让，其中省内电力中长期合同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

提出调整合同曲线需求时，由出让方负责与受让方协商曲线调整事宜；代理购电和省间交易合同转让后不得调整曲线。

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同电量转让交易。

第五十二条 旬用电侧市场化合同电量转让交易流程

在每旬组织的旬用电侧市场化合同电量转让交易中，售电公司、批发用户可以出让或受让次旬市场化合同电量。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同电量转让交易公告，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，用电侧出让方登录交易平台，在对应交易序列下申报交易对象、交易电量、交易曲线、交易合同起止时间。受让方登录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，形成交易合同。

第五十三条 旬发电侧市场化合同电量转让交易流程

在每旬组织的旬发电侧市场化合同电量转让交易中，发电企业可以出让或受让次旬市场化合同电量。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同电量转让交易公告，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。受让方登录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，形成交易合同。

第五十四条 日连续交易

日连续交易按照滚动撮合交易的方式按日(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)，每日每个时段的电量单独进行交易。

遇有国家法定节假日，则做出相应调整，具体以交易公告为准。具备条件后，按自然日连续开市。

第五章 价格机制

第五十五条 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。

第五十六条 中长期合同电价可签订固定价格，也可签订随市场供需、发电成本变化的灵活价格机制。

第五十七条 双边协商交易价格按照达成的交易合同确定，原则上不设置价格上下限，但成交价格不得为负价。

第五十八条 为避免市场操纵及恶性竞争，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，对省内电力中长期

集中交易设定最低和最高限价。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。

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。为落实国家关于中长期分时段交易、结算的相关要求，同时考虑经营主体参与年度交易的实际情况，对于年度交易中未形成分时价格的交易，可按照山西制定的年度合同价格分时形成方式进行拟合调整。

多月、月度、旬集中交易最高、最低限价按燃煤发电基准价（332元/兆瓦时）+上下浮动方式形成，最高限价原则上不高于燃煤发电基准价 \times （1+燃煤发电基准价上浮上限20%） \times （1+分时电价政策高峰上浮比例60%） \times （1+分时电价政策尖峰上浮比例20%），下限原则上不低于燃煤发电基准价 \times （1-燃煤发电基准价下浮上限20%） \times （1-分时电价政策低谷下浮比例55%） \times （1-分时电价政策深谷下浮比例20%），根据山西省发展改革委《关于进一步完善工商业用户分时电价政策的通知》（晋发改商品发〔2026〕15号）测算确定，最高限价为764.93元/兆瓦时、最低限价为95.62元/兆瓦时。山西工商业用户分时电价政策调整后，相应调整。多月连续交易限价为 $P_{\text{多月价格范围}}$ ， $P_{\text{多月价格范围}}$ 当前取值 95.62-764.93 元/兆瓦时；月度、旬交易限价为 $P_{\text{月旬价格范围}}$ ， $P_{\text{月旬价格范围}}$ 当前取值 95.62-764.93 元/兆瓦时。

日滚动交易原则上采取现货交易限价。日滚动交易限价为 $P_{\text{日滚动价格范围}}$ ， $P_{\text{日滚动价格范围}}$ 当前取值 0-1500 元/兆瓦时。

上述最低和最高限价为暂行标准，后续执行标准由山西省发展改革委商山西能源监管办、山西省能源局后另行明确。

第五十九条 跨省跨区交易价格由市场形成，相关价格机制按照国家发展改革委、国家能源局有关规定执行。

第六十条 为规范合同转让交易行为，合同转让交易设置价格限制，上下限价格原则上与省内现货市场上下限价格一致。

第六十一条 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，由山西省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。

第六十二条 因电网安全约束必须开启的机组，约束上电量超出其合同电量部分的价格机制，在山西省电力市场规则体系中另行明确。待山西电力市场价格结算实施细则制定后，按其规定执行。

第六章 电量约束

第六十三条 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。

合同转让交易中，为避免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、山西省能源局根据国家及山西要求另行明确。

第六十四条 时段电量约束

经营主体在开展市场化合同的新增、转让、调整（含挂牌要约）交易时，须满足市场化合同各时段电量大于等于 0。其中，经营主体已将合同转让出去后接受原合同方调整分月/分日电量及曲线时除外。

发电企业在开展中长期交易时，应确保交易期间持有电量不超过其最大发电能力。电网企业代理购电交易中发电企业申报摘牌电量限额不得超过其实际发电能力。

第六十五条 省间交易约束

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：

（一）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。

（二）空冷系数：非空冷机组系数为1，空冷机组系数为1.1。

（三）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。

（四）供热系数：若为鼓励机组供热，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，交易机构可依据无约束结果或交易公告原则先行生成交易合同、分解合同曲线，但在有约束结果下发前不允许参与合同转让交易。

第六十六条 年度交易约束

除检修机组外，近12个月内无上网电量的火电企业，其交易有效容量暂定为零；非供热期内无上网电量的火电企业，其对应月份的交易有效容量暂定为零。

若发电企业全月停运，但在年度（含多月）交易中持有中长期合同电量，由该企业商电力交易机构通过合同转让等方式处理。

第六十七条 新能源交易电量约束

(一) 新能源参与中长期市场交易申报电量上限=项目装机容量 $\times B_{\text{小时数}} \times (1-\alpha\%)$ ，其中 $\alpha\%$ 为项目机制电量比例， $B_{\text{小时数}}$ 暂取8760。

(二) 新能源企业省内年度、多月、月度交易合同及旬交易分时段合同，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（扣除机制比例及省间现货电量）减去该时段全月外送合同电量后的差值（差值为负时将差值记为0）的 $B_{\text{新能源超额-月}}$ （ $B_{\text{新能源超额-月}}$ 当前取值150%），超出部分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）当月加权均价的0.85倍与现货实时市场该时段当月用户侧加权均价的价差回收（差价为负值时不回收）。系统原因（含电网检修）产生的弃风弃光电量对应的回收费用予以免除，在新能源报量报价参与市场后，因报价产生的弃风弃光电量对应的回收费用予以免除。

(三) 新能源发电企业每日每小时中长期合同电量总额不得超过实际上网电量（扣机制比例及除省间现货电量）的 $B_{\text{新能源超额-日}}$ （ $B_{\text{新能源超额-日}}$ 当前取值300%），超出部分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、新能源双边交易）加权均价的0.85倍与当日该时段省内现货实时市场用户侧统一结算点电价加权均价的价差回收（差价为负值时不回收）。系统原因（含电网检修）产生的弃风弃光电量对应的回收费用予以免除，

在新能源报量报价参与市场后，因报价产生的弃风弃光电量对应的回收费用予以免除。

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，仅考核中长期合同超出12%额定容量外的部分。

回收收益返还原则在山西省电力市场规则体系相关规定中另行明确。

第六十八条 用户侧交易申报约束

对参与普通交易的用户侧年度、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 $B_{\text{用户缺额}}\%$ （ $B_{\text{用户缺额}}$ 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（日前市场经济出清等规则正式执行后，执行实时市场价格）的差价的1.5倍进行回收（差价为负时不回收）。

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（不含新能源双边合同），再减去新能源双边合同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（不含新能源双边合同）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同分解至当旬的净买入电量的 80%后的差值电量的 α 倍。 α 当前取值为 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（不含新能源双边合同）-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（不含新能源双边合同）-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（不含新能源双边合同）-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(不含新能源双边合同)-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。

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(日前市场经济出清等规则正式执行后,执行实时市场价格)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。

售电公司参与多月时,交易标的月可交易额计算方式如下。参照现行履约保障制度,如参与连续交易,每份履约保函、履约保险有效期应覆盖交易标的的时间及交易年度延后12个月及以上。

$$\text{月可交易限额} = \max \left(Q_{\text{标的月已绑用户历史月均}}, \frac{Fee_{\text{保函}} - Q_{\text{多月连续交易}} \times P_{\text{多月连续交易}}}{P_{\text{首个标的月上上月中长期市场均价}}} \right)$$

其中:

$Q_{\text{标的月已绑用户历史月均}}$ 为标的月已绑定用户上年月均用电量；

$Fee_{\text{保函}}$ 为标的月履约保障凭证金额；

$Q_{\text{多月连续交易}}$ 为标的月已成交的多月连续交易合同电量；

$P_{\text{多月连续交易}}$ 为标的月已成交多月连续交易合同价格；

$P_{\text{首个标的月上上月中长期市场均价}}$ 为首个标的月上上月中长期交易均价。

如售电公司年度交易合同分解至标的月电量未进入其多月连续交易持仓，其多月交易上限须相应核减，具体为：公式第一项“ $Q_{\text{标的月已绑定用户历史月均}}$ ”改为“ $Q_{\text{标的月已绑定用户历史月均}}$ -年度交易合同分解到标的月的电量”，公式第二项“ $Q_{\text{多月连续交易}} \times P_{\text{多月连续交易}}$ ”改为“ $(Q_{\text{多月连续交易}} \times P_{\text{多月连续交易}} + \text{年度交易合同分解至标的月的合同电费})$ ”。交易平台功能具备后，可交易电量为 $((\text{保函}-\text{亏损金额})/\text{市场均价})$ ，承担各类市场运营费用。按交易日实时监测其盈亏情况（盈亏= $(\text{主体价格}-\text{市场均价}) \times \text{交易电量}$ ），当其有效保函为 0 且未在规定时间内补缴保函时，启动应急平仓机制。

批发用户多月交易额根据上一年度月均用电量计算：月可交易额（MWh）=上一年度月均用电量。无上一年度月均用电量数据的批发用户采用近一个月的实际用电量，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。如某批发用户年度交易合同分解至标的月电量未进入其多月连续交易持仓，其多月交易上限须减去该部分合同电量。

回收收益返还原则在山西省电力市场规则体系相关规定中另行明确。

第六十九条 用户侧中长期超额申报回收费用免考

（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,其机组因安全保供、应急调度、事故处理等原因执行调度指令使其运行方式有较大调整的;

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部分或全部停运的;

6.其他因非自身原因导致超额申报的情形。

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(含售电公司)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.属于免考核范围中第六条的，需提供非自身原因相关证明材料；

7.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，公示无异议将对符合免考的批发用户和售电公司，免除其相应的中长期超额申报回收费用。

4.在计算中长期超额申报回收费用考核电量时，免考核期间（完整天）内日实际用电量取停限产所在月前一个自然月的日平均用电量作为企业正常用电量。对用户发生电量追退补的，原则上不再调整免考核结果。

$$\text{日平均用电量} = \sum_{i=1}^{96} \overline{Q_{ti}}$$

Q_{ti} 为批发用户或售电公司取停限产所在月前一个未停限产自然月第 i 时段（15分钟）实际用电量。

（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个工作日内向交易机构提出申请，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执行，并将办理情况报送山西能源监管办。

第七十条 “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 $(B_{\text{用户缺额}} - 1.2 \times \beta) \% (B_{\text{用户缺额}} \text{暂定为 } 90)$ ，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（日前市场经济出清等规则正式执行后，执行实时市场价格）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（不含新能源双边合同），再减去新能源双边合同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（不含新能源双边合同），再减去新能源双边合同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（不含新能源双边合同）-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（不含新能源双边合同）-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（不含新能源双边合同）-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（不含新能源双边合同）-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。

“负荷类”虚拟电厂主体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（日前市场经济出清等规则正式执行后，执行实时市场价格）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，返还原则在山西省电力市场规则体系相关规定中另行明确。

第七十一条 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同电量与实际用电量的负偏差超过 $B_{\text{用户曲线负偏差}}$ （ $B_{\text{用户曲线负偏差}}$ 当前取值20%）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（日前市场经济出清等规则正式执行后，执行实时市场价格）的差价（差价为负值时不回收）进行全额回收。

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同电量与实际用电量的正偏差超过 $B_{\text{用户曲线正偏差}}$ （ $B_{\text{用户曲线正偏差}}$ 当前取值 15%）范围的电量，按照日前市场相应时段当月加权均价（日前市场经济出清等规则正式执行后，执行实时市场价格）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。

回收收益返还原则在山西省电力市场规则体系相关规定中另行明确。

第七十二条 “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同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同电量与日前申报运行上限的正偏差超过 20%范围的电量。

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，返还原则在山西省电力市场规则体系相关规定中另行明确。

第七十三条 “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。

第七十四条 中长期分时段金融套利约束

多月、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。多月连续交易、月度及月内中长期分时段交易中，单个序列单个时段每日可申报及撤销次数后台限制不得超过K次。K初期暂取100，电力交易机构可根据市场运行情况，提出K值修改意见，报山西能源监管办和山西省能源局同意后执行。

第七十五条 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，折合电力不得超出有效装机容量；发电侧某一时段申报买入电量，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 $\theta_{\text{发电侧-多月}}$ （ $\theta_{\text{发电侧-多月}}$ 当前取值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 $\theta_{\text{发电侧-月旬}}$ （ $\theta_{\text{发电侧-月旬}}$ 当前取值50%）。

第七十六条 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 $\theta_{\text{用户侧-多月}}$ ， $\theta_{\text{用户侧-多月}}$ 当前取值 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 $\theta_{\text{用户侧-月旬}}$ ， $\theta_{\text{用户侧-月旬}}$ 当前取值 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。

第七十七条 新能源企业金融套利约束

新能源企业在各批次电力交易中，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 $\theta_{\text{新能源}}$ （ $\theta_{\text{新能源}}$ 当前取值 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。

第七章 合同管理

第七十八条 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。

第七十九条 合同签订

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）。电力交易机构根据市场成员在电力交易平台的成交结果，出具的电子交易确认单，视为电子合同。

电力交易机构根据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），作为执行依据。合同数据由交易系统至少保存五年，以备查询。

现货模式下，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。

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。

第八十条 年度交易合同内容

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

（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）年度交易合同中，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。

第八十一条 月度及短期交易合同内容

(一) 月度、月内多日交易合同依据交易组织结果签订。

(二) 交易合同内容包括但不限于：交易主体、交易时间、交易电量、分日电量、交易曲线、交易价格、争议解决、调整和解约、特别约定等。

(三) 合同转让交易形成的合同依据交易结果和原合同约定签订。合同内容包括但不限于：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、原转让方合同电价、争议解决、调整和违约、特别约定等。

第八十二条 合同执行

电力交易机构根据电力中长期市场连续运营情况，汇总市场成员跨省跨区、省内交易合同，作为执行依据。

电力系统发生紧急情况时，电力调度机构可基于安全优先的原则实施调度，事后向山西能源监管办、山西省能源局报告事件经过，并向经营主体披露相关信息。

第八章 计量和结算

第八十三条 多台发电机组共用计量点且无法拆分，各发电机组需分别结算时，按照每台机组的额定容量或发电量等比例计算各自上网电量。对于风电、光伏发电企业处于相同运行状态的不同项目批次共用计量点的机组，可按照额定容量等比例计算各自上网电量。

处于调试期的机组，如果和其他机组共用计量点，按照机组

调试期的发电量等比例拆分共用计量点的上网电量，确定调试期的上网电量。

第八十四条 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。

第八十五条 市场化合同电量仅作为结算依据。经营主体每达成一条新的中长期合同，自动在已有合同基础上进行同日同时段累加。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。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。

第八十六条 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。

第八十七条 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。

第八十八条 电力中长期市场结算原则上以自然月为周期开展，按日开展清分、按月开展结算。

第八十九条 电力中长期市场应设置电力中长期结算参考点，作为电力中长期市场电量在现货市场的交割点，参考点价格可以由日前或实时市场出清价格确定。初期，暂定为日前市场统

一结算点，日前市场经济出清等规则正式执行后，变更为实时市场统一结算点。

第九十条 电力中长期市场结算可按差价结算或差量结算方式开展。已注册入市但尚未签订电力中长期合同的经营主体，实际用电量或实际发电量按偏差电量结算。

第九十一条 电力交易机构应分别结算居民和农业用户、电网企业代理购电的偏差电量。电网企业应向电力交易机构分别提供相关电量信息。

第九十二条 其他电能计量、中长期结算有关要求，按照《电力市场计量结算基本规则》和山西省电力市场规则体系相关规定执行。中长期结算有关要求，待山西电力市场价格结算实施细则制定后，按其规定执行。

第九章 信息披露

第九十三条 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。

第九十四条 市场成员对披露的信息内容、时限等有异议或者疑问，可向电力交易机构提出，相关信息披露主体应予以解释。

第九十五条 其他信息披露有关要求，按照《电力市场信息披露基本规则》和山西省电力市场规则体系相关规定执行。

第十章 市场技术支持系统

第九十六条 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。

第九十七条 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。

第九十八条 电力交易平台应强化基础运行保障能力，满足电力中长期市场连续运营要求，建立备用系统或并列双活运行系统。

第九十九条 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

第一百条 电力市场风险类型包括电力供需失衡风险、市场价格异常风险、不正当竞争风险、技术支持系统运行异常风险、合同违约风险及其他市场风险。

市场运营机构根据有关规定，履行市场运营、市场监控和风险控制等职责。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，加强对市场运营情况的监控分析，制定电力市场风险防范及处置预案，按照有关程序对电力市场风险进行监测预警和防范处置，按照有关规定按季度向山西能源监管办、山西省能

源局和山西省发展改革委提交市场监控分析报告。

第一百〇一条 当市场运行发生以下紧急风险时，电力市场运营机构应按照安全第一的原则执行市场干预措施，必要时可以中止中长期交易，并在3日内向山西能源监管办、山西省能源局提交报告，按规定程序披露：

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

（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。

第一百〇二条 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山西省能源局：

（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。

第一百〇三条 在多月连续分时段交易中，电力交易机构应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、山西省能源局后，可采取风险提示、暂停交易等措施。

第一百〇四条 交易开展期间，若发生因黑客攻击、网络中断、恶意爬虫活动、接口异常调用或系统故障等突发原因，导致交易平台卡顿、崩溃，电力交易机构应评估事件影响，并尽快恢复系统正常运行。若短时间内无法恢复，电力交易机构应根据具体情况，采取暂停交易、交易时间顺延、调整等措施，保障交易公平公正。相关情况及时向山西能源监管办和山西省能源局报告。

第一百〇五条 经营主体应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以下行为将视为异常行为：

（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要求，调用

频次超过 30 次/分钟、规律性调用连续 5 分钟超过 10 次/分钟的。

(二) 使用外挂软件或无登录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) 集中市场中交易双方约定交易时间、交易价格、交易电量的；

(六) 集中市场中同一集团不同主体间成交量异常；

(七) 其他违反平台使用协议规定情况；

(八) 山西能源监管办认定的其他异常行为。

第一百〇六条 按照山西能源监管办、山西省能源局要求，交易机构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，交易机构核实相关情况后，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山西能源监管办和山西省能源局；

(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山西能源监管办和山西省能源局。

第一百〇七条 当市场主体出现以下提交材料不实、伪造或失效等情形时, 交易机构有权对其要求限期整改, 未按期整改的采取出具警示函、平台公开披露、暂停市场交易、暂缓支付市场化结算费用等风险管控措施, 并报监管部门协同进行进一步调查, 涉嫌犯罪的将移送公安机关处理。

(一) 市场主体提交材料涉及伪造、变造的情形;

(二) 市场主体提交注册、认证或备案等信息存在伪造、篡改等不实的情形;

(三) 市场主体提交的履约保函存在造假、注销失效等致使保函无法生效情形。

第一百〇八条 对批发用户办理过户、销户等影响自身合同执行能力的变更业务, 或办理身份转换(如转为零售用户), 允许其通过转让等方式, 全部处理尚未执行完毕的中长期交易合同。售电公司、虚拟电厂等申请办理退出等业务时, 按照应急平仓等规则执行。

第一百〇九条 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。

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。

第一百一十条 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。

第一百一十一条 市场成员产生争议，可自行或通过市场管理委员会协商解决，协商无法达成一致时可提交山西能源监管办、山西省能源局依法协调，也可依法提交仲裁委员会仲裁或向人民法院提起诉讼。

市场成员应向山西能源监管办、山西省能源局提供争议处理所需的数据和材料。

第十二章 法律责任

第一百一十二条 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，山西能源监管办依照《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。

第一百一十三条 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

第一百一十四条 本细则由山西能源监管办会同山西省发展和改革委员会、山西省能源局负责解释。

第一百一十五条 本实施细则未尽事项，遵照山西电力市场有关规定执行，如与国家有关政策规则不一致的，按国家政策规则执行。

第一百一十六条 本细则自 2026 年 6 月 1 日起施行，有效期 5 年，同步纳入山西电力市场规则体系，《山西电力中长期交易实施细则》（晋监能市场规〔2024〕2 号）同时废止，有关规定与本实施细则不一致的，以本实施细则为准。

附件：山西电力中长期市场实施细则 - 绿色电力交易专章

附件

山西电力中长期市场实施细则

——绿色电力交易专章

第一章 总则

第一条 为贯彻落实党中央、国务院关于碳达峰、碳中和的战略部署，加快建立有利于促进山西绿色能源生产消费的市场体系和长效机制，推进绿色电力交易工作有序开展，引导绿色电力消费，加快绿色能源发展，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），国家发展改革委 国家能源局《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656号）、国家发展改革委 国家能源局《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）、国家发展改革委 财政部 国家能源局《关于享受中央政府补贴的绿电项目参与绿电交易有关事项的通知》（发改体改〔2023〕75号）、国家能源局《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》（国能发新能规〔2024〕67号）、《可再生能源绿色电力证书管理实施细则（试行）》（国能发资质规〔2025〕107号）等文件，结合山西电力市场运行实际，制定本实施细则。

第二条 本实施细则所称绿色电力、绿色电力交易、绿色电力证书按照以下定义。

(一) 绿色电力是指符合国家有关政策要求的风电(含分散式风电)、太阳能发电(含分布式光伏和光热发电)、常规水电、生物质发电、地热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。

(二) 绿色电力交易是指以绿色电力和对应绿色电力环境价格为标的物的电力交易品种, 交易电力同时提供国家核发的可再生能源绿色电力证书, 用以满足发电企业、售电公司、电力用户等出售、购买绿色电力的需求。初期, 参与绿色电力交易的发电侧主体为风电、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。

(三) 绿色电力证书(以下简称“绿证”)是我国可再生能源电量环境属性的唯一证明, 是认定可再生能源电力生产、消费的唯一凭证。国家对符合条件的可再生能源电量核发绿证, 1 个绿证单位对应 1000 千瓦时可再生能源电量。

第三条 绿色电力交易应坚持绿色优先、安全可靠、市场导向的原则, 充分发挥市场作用, 全面反映绿色电力的电能价值和环境价值, 引导全社会形成主动消费绿色电力的共识与行动。不得以绿电交易名义组织开展以变相降价为目的的专场交易。

第四条 绿色电力环境价值随绿色电力交易由发电企业转移至电力用户, 绿色电力环境价值应确保唯一, 不得重复计算或出售。

第五条 本实施细则未尽事项, 遵照山西电力市场有关规定

执行，如与国家有关政策规则不一致的，按国家政策规则执行。

第二章 市场成员

第六条 参与绿色电力交易的市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构。经营主体包括发电企业（含分布式发电主体）、电力用户、售电公司及聚合商等主体。市场运营机构包括电力交易机构、电力调度机构。

第七条 参与绿色电力交易的售电主体主要是符合绿证发放条件的风电、光伏等可再生能源发电企业。分布式新能源可通过聚合的方式参与绿色电力交易。

第八条 参与绿色电力交易的购电主体是电力用户或售电公司。其中，售电公司代理有绿色电力消费需求的电力用户购买绿色电力产品，应通过零售合同销售给相应的零售用户。鼓励售电公司推出绿色电力套餐。

第九条 电网企业负责为参与绿色电力交易的电力用户提供公平的报装、计量、抄表、结算、收费等供电服务。

第十条 电力交易机构主要负责：

（一）参与编制、修订绿色电力交易相关规则细则。

（二）组织开展山西省内绿色电力交易，出具相关结算依据，开展相关信息披露。

（三）汇总管理省内绿色电力交易合同（含零售合同）、结算依据，并向北京电力交易中心传送相关绿色电力交易合同、结算依据，作为北京交易中心与国家可再生能源信息管理中心核

发、划转绿证的依据。

第十一条 电力调度机构主要负责绿色电力交易安全校核，按照调度规程实施电力调度。

第三章 市场注册

第十二条 参与绿色电力交易的发电企业、电力用户等经营主体，需在山西电力交易平台注册且具备交易资格，已经注册的经营主体无需重复注册。

第十三条 经营主体注册时在绿色电力交易平台开立绿色电力账户，已注册生效的经营主体自动获得该账户。

第十四条 参与绿色电力交易的发电企业需在国家可再生能源管理中心完成备案、绿证申请与白名单流程，并在山西电力交易平台补充完善相关信息，包括但不限于：国家可再生能源管理中心备案的项目编码等。

第四章 交易周期、品种及方式

第十五条 根据经营主体需要，绿色电力交易可按多年、年度、多月（季度）、月度、月内（旬、日）等周期组织开展。

第十六条 按照交易主体不同，绿色电力交易可分为绿色电力批发交易和绿色电力零售交易。绿色电力批发交易，是指电力用户（或售电公司代理电力用户）直接向发电企业购买绿色电力产品的交易。

第十七条 按照交易标的的颗粒度（即电量对应的时间尺度），绿色电力交易可分为常规绿电交易和小时级绿电交易。常规绿电交易，是指以较长时间尺度（如月度、年度）为交易标的颗粒度，将一定周期内的风电、光伏等绿色电力总发电量打包进行交易，该类交易不要求发电曲线与用户用电曲线在小时级别上精确匹配，主要通过总量平衡或典型曲线方式完成绿色电力属性划转，适用于对绿电消费时段无精细化要求的用户。小时级绿电交易，是指以小时为交易标的颗粒度，将绿色电力按具体小时时段分别计量、申报、出清和结算，该类交易要求发电出力曲线与用户用电曲线在小时级别上严格对应，能够精确证明用户在特定时段消费了对应时段的绿色电力，适用于对绿电消费时段有明确要求的用户。

第十八条 绿色电力批发交易主要包括省内绿色电力交易和省间绿色电力交易，其中：

（一）省内绿色电力交易是指电力用户或售电公司通过电力直接交易的方式向省内发电企业购买绿色电力产品。

（二）省间绿色电力交易是指省内发电企业向其他省出售符合条件的绿色电力产品，或由省内电力用户或售电公司向其他省发电企业购买符合条件的绿色电力产品。根据北京电力交易中心安排，可适时启动以平台聚合经营主体的方式参与省间绿电交易。

第十九条 具备条件后，在绿色电力交易合同各方协商一致、并确保绿色电力产品可追踪溯源的前提下，逐步开展绿色电

力交易合同转让交易，减少合同执行偏差，提高合同履约率。

绿色电力交易合同转让交易应一并转让对应的绿电环境价值。

第五章 交易组织

第二十条 绿色电力交易优先组织，省内绿色电力批发交易原则上优先于省间绿色电力批发交易组织。

第二十一条 省内发电企业参与省间绿色电力交易时，电力交易机构应充分考虑省内电力平衡和山西非水可再生能源电力消纳责任权重完成情况。

第二十二条 绿色电力批发交易在绿色电力交易平台开展交易，用户可通过绿电交易获取绿色电力证书。

第二十三条 参与绿色电力交易的经营主体应按规定申报绿色电量、电能量价格、绿电环境价值等信息。

绿色电力交易申报电力、电量、价格量纲分别为：电力，MW；电量，MWh；价格，元/MWh；电力、电量精确到整数，价格精确到 0.001 元/MWh。

第二十四条 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购售电服务关系，并在交易时将绿电需求电量全部关联至代理用户。

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。

第二十五条 鼓励经营主体参与数年绿电交易，探索数年绿电交易常态化开市机制。

第二十六条 省内常规绿色电力交易原则上以分时段方式开展，小时级绿电交易须按小时组织交易，交易方式主要包括双边协商、挂牌等，可根据市场需要进一步扩展，但应实现绿色电力产品可追踪溯源。

第二十七条 省内绿色电力双边协商交易流程：

（一）交易组织。对于定期开展的双边协商交易，电力交易机构在电力交易平台发布交易公告，经营主体自主协商一致，在规定时间内申报（或确认）绿色电力交易电量（电力）、电能量价格、绿色电力环境价值等信息。

（二）交易出清。电力交易机构根据经营主体申报情况进行无约束出清，并开展交易校核。

（三）校核。电力交易机构对无约束出清结果开展交易校核。在非现货模式下，电力交易机构需将无约束结果提交至电力调度机构开展安全校核，经安全校核后形成有约束交易结果；在现货模式下，电力调度机构不需要开展安全校核，但需要交易前提供约束条件。校核时间按照中长期交易细则执行。

（四）发布结果。电力交易机构对校核后的有约束结果进行发布。

第二十八条 省内绿色电力挂牌交易流程：

（一）交易组织。省电力交易中心在电力交易平台发布交易公告，经营主体购售一方按时间规定申报挂牌电量（电力）、曲线、价格等信息，另一方经营主体摘牌、确认。

（二）交易出清。电力交易机构根据经营主体申报情况进行无约束出清，并开展交易校核。

（三）校核。电力交易机构对无约束出清结果开展交易校核。在非现货模式下，电力交易机构需将无约束结果提交至电力调度机构开展安全校核，经安全校核后形成有约束交易结果；在现货模式下，电力调度机构不需要开展安全校核，但需要交易前提供约束条件。校核时间按照中长期交易细则执行。

（四）发布结果。电力交易机构对校核后的有约束结果进行发布。

第二十九条 省间绿色电力交易按照《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则》由北京电力交易中心组织。

第六章 价格机制

第三十条 绿色电力交易价格由经营主体通过市场化交易形成。

第三十一条 绿色电力交易价格应充分体现绿色电力的电能量价格和环境价值，其电能量价格与环境价值的总和为综合价格。经营主体应分别明确综合价格及其电能量价格、绿色电力环境价值。其中：

（一）双边协商交易方式下，购售双方自主协商确定绿色电力

交易综合价格，并分别明确其中的电能量价格与绿色电力环境价值。

（二）挂牌交易方式下，挂牌方确定绿色电力交易综合价格，并分别明确其中的电能量价格与绿色电力环境价值；摘牌方摘牌，等同于接受绿色电力交易综合价格及其电能量价格和绿色电力环境价值。

第三十二条 绿色电力交易中，除国家有明确规定的情况外不得对交易进行限价或指定价格。

第三十三条 绿色电力环境价值不纳入峰谷分时电价机制、力调电费等计算，具体按照国家及地方有关政策规定执行。

第三十四条 按照《国家发展改革委财政部国家能源局关于享受中央政府补贴的绿电项目参与绿色电力交易有关事项的通知》（发改体改〔2023〕75号）要求，已纳入国家可再生能源电价附加补助政策范围内的绿电项目（以下简称“带补贴绿电项目”）参与绿色电力交易时，高于项目所执行的煤电基准电价的溢价收益，等额冲抵国家可再生能源补贴或归国家所有；发电企业放弃补贴的，参与绿色电力交易的全部收益归发电企业所有。

第七章 合同签订与执行

第三十五条 电力用户或售电公司与发电企业签订绿色电力交易合同，应明确交易电量、电力曲线及价格（包括电能量价格、绿电环境价值）等内容。

第三十六条 为确保绿色电力全生命周期的追踪溯源，绿色

电力交易合同应明确购、售电主体的对应关系。

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。

第三十七条 绿色电力交易通过电子合同的方式签订交易合同，电子合同与纸质合同具备同等效力。

第三十八条 电网需要实施需求侧管理措施时，在电网保供能力范围内，消费绿色电力比例较高的电力用户同等条件下应予以优先保障。

第八章 交易结算

第三十九条 绿色电力交易按照相关市场规则优先结算。省间绿色电力交易结算优先级高于省内绿色电力交易。

第四十条 电力交易机构负责向经营主体出具绿色电力交易结算依据，随经营主体交易结算单定时发布，由经营主体进行确认。

第四十一条 电力交易机构向经营主体出具的绿色电力交易结算依据具备条件后应包含以下内容：

- （一）电能量部分结算电量、价格、结算费用；
- （二）绿色电力环境价值部分结算电量、价格、结算费用；
- （三）电能量部分偏差结算费用。

第四十二条 绿电环境价值部分结算电量取小计算原则为按照售电公司代理所有签订绿电零售合同的零售用户或独立批发用户分解到该笔合同的实际用电量、发电企业分解到该笔合同的实际上网

电量（扣除实际结算机制电量，下同）以及双方之间的绿电合同电量三者取小确定。具体分为三步：

（一）按月统计每一家发电企业所有省间绿电合同电量与上网电量。

若上网电量小于省间绿电合同电量，省间绿电合同应结绿电环境价值量等比例削减，省内绿电合同应结绿电环境价值量全部削减。

$$Q_{\text{绿电环境价值应结1-省间}} = Q_{\text{月度上网}} * \frac{Q_{\text{省间绿电合同}}}{\sum_{I=1,N} Q_{\text{省间绿电合同}}}$$

$$Q_{\text{绿电环境价值应结1-省内}} = 0$$

若发电企业上网电量大于省间绿电合同电量，但小于省间与省内绿电合同电量总和时，省间绿电合同应结绿电环境价值量等于其合同电量，省内绿电合同应结绿电环境价值量等比例削减。

$$Q_{\text{绿电环境价值应结1-省间}} = Q_{\text{省间绿电合同}}$$

$$Q_{\text{绿电环境价值应结1-省内}} = (Q_{\text{月度上网}} - Q_{\text{绿电环境价值应结1-省间}}) * \frac{Q_{\text{省内绿电合同}}}{\sum_{I=1,N} Q_{\text{省内绿电合同}}}$$

若发电企业上网电量大于省间和省内绿电合同电量之和时，省间和省内绿电合同应结绿电环境价值量均等于其合同电量。

$$Q_{\text{绿电环境价值应结1-省间}} = Q_{\text{省间绿电合同}}$$

$$Q_{\text{绿电环境价值应结1-省内}} = Q_{\text{省内绿电合同}}$$

(二) 按月统计每一家售电公司签订绿电零售合同的零售用户或独立批发用户用电量与其绿电合同电量。

若用电量大于省内绿电合同电量，省内绿电合同应结绿电环境价值量等于其合同电量。

$$Q_{\text{绿电环境价值应结2-省内}} = Q_{\text{省内绿电合同}}$$

若用电量小于省内绿电合同电量，省内绿电合同应结绿电环境价值量等比例削减。

$$Q_{\text{绿电环境价值应结2-省内}} = Q_{\text{月度用电}} * \frac{Q_{\text{省内绿电合同}}}{\sum_{I=1,N} Q_{\text{省内绿电合同}}}$$

(三) 按月统计每一笔绿电合同中省内绿电合同绿电环境价值应结电量 1、绿电环境价值应结电量 2，二者比小确定应结绿电环境价值电量 3。

$$Q_{\text{绿电环境价值应结3-省内}} = \min (Q_{\text{绿电环境价值应结1-省内}}, Q_{\text{绿电环境价值应结2-省内}})$$

第四十三条 绿色电力交易中电能量与绿电环境价值分开结算：

(一) 绿色电力交易合同作为经营主体中长期合同的一部分，电能量部分结算按照《电力市场计量结算基本规则》和山西省电力市场规则体系相关规定执行。待山西电力市场价格结算实施细则制定后，按其规定执行。

(二) 绿电环境价值部分按照三者取小的原则确定结算电量，以绿电环境价值结算。

零售用户： $C_{\text{绿电环境价值}}=Q_{\text{绿电环境价值}}\times P_{\text{绿电环境价值}}$ ，其中：

$C_{\text{绿电环境价值}}$ 为绿电零售用户绿电环境价值部分结算费用；

$Q_{\text{绿电环境价值}}$ 为按照三者取小的原则确定绿电环境价值部分结算电量；

$P_{\text{绿电环境价值}}$ 为绿电零售合同约定的绿电环境价值。

批发用户/售电公司： $C_{\text{绿电环境价值}}=Q_{\text{绿电环境价值}}\times P_{\text{绿电环境价值}}$ ，其中：

$C_{\text{绿电环境价值}}$ 为批发侧绿电环境价值部分结算费用；

$Q_{\text{绿电环境价值}}$ 为按照三者取小的原则确定绿电环境价值部分结算电量；

$P_{\text{绿电环境价值}}$ 为绿电批发侧合同约定的绿电环境价值。

发电企业： $C_{\text{绿电环境价值}}=Q_{\text{绿电环境价值}}\times P_{\text{绿电环境价值}}$ ，其中：

$C_{\text{绿电环境价值}}$ 为发电企业绿电环境价值部分结算费用；

$Q_{\text{绿电环境价值}}$ 为按照三者取小的原则确定绿电环境价值部分结算电量；

$P_{\text{绿电环境价值}}$ 为绿电合同约定的绿电环境价值。

(三) 绿电环境价值偏差补偿费用按照合同约定执行。

第四十四条 绿色电力交易保持电网企业结算模式：根据电力交易机构出具的结算依据，电力用户向电网企业缴纳绿色电力的电费；电网企业向发电企业支付相关费用；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。

第四十五条 带补贴绿电项目参与绿色电力交易的溢价收益，由电力交易机构按月进行核算，由电网企业做好专账管理。

第九章 绿证管理

第四十六条 绿电交易对应的绿证根据可再生能源发电项目月度结算电量，经审核后统一核发，并按规定将相应绿证由发电企业或项目业主的绿证账户随绿电交易划转至买方账户。

第四十七条 其他绿证核发、划转有关要求，按照国家能源局《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》（国能发新能规〔2024〕67号）、《可再生能源绿色电力证书管理实施细则（试行）》（国能发资质规〔2025〕107号）等相关规定执行。

