

附件 1

陕西省电力中长期市场实施细则

(征求意见稿)

第一章 总 则

第一条 为进一步规范陕西省电力中长期市场运营和管理,依法保护电力市场经营主体合法权益,更好融入全国统一电力市场,保证电力市场的统一、开放、竞争、有序,依据《中华人民共和国能源法》《中华人民共和国电力法》等法律、法规,以及《电力市场运行基本规则》(中华人民共和国国家发展和改革委员会令 2024 年第 20 号)、《电力中长期市场基本规则》(发改能源规〔2025〕1656 号)、《电力市场信息披露基本规则》(国能发监管〔2024〕9 号)、《电力市场注册基本规则》(国能发监管规〔2024〕76 号)、《电力市场计量结算基本规则》(发改能源规〔2025〕976 号)等文件规定,结合陕西省实际,制订本细则。

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

第三条 本细则适用于陕西省内电力中长期市场的注册、交易、

执行、结算、信息披露和监督管理，包括跨省跨区电力交易省内执行部分，以及批发市场与零售市场、代理购电等的衔接。

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

第五条 电力市场成员应当严格遵守市场规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场成员的合法权益。

第六条 国家能源局西北监管局、陕西省发展和改革委员会依法依规对陕西省电力中长期市场进行监督和管理。

第二章 总体要求

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

第八条 促进跨省跨区电力中长期交易（以下简称“跨省跨区交易”）与陕西省内电力中长期交易（以下简称“省内交易”）相互耦合，在经济责任、价格形成机制等方面动态衔接。

第九条 电力市场运营机构应按照统一标准开展市场注册、交易组织、交易结算、信息披露等工作。电网企业应在市场注册、

交易组织、交易结算、信息披露等环节，按照统一标准与电力交易机构动态交互信息。

第十条 电力中长期市场技术支持系统(以下简称“电力交易平台”)应实现统一平台架构、统一技术标准、统一核心功能、统一交互规范，支撑全国统一电力市场数据信息纵向贯通、横向互联。

第三章 市场成员

第一节 经营主体注册

第十一条 电力市场实行注册制度。电力交易机构根据国家有关规定建立市场注册制度，具体负责电力市场注册管理工作。经营主体进入或者退出电力市场应当办理相应的注册手续。

第十二条 经营主体应当按照《电力市场注册基本规则》要求，在电力交易平台办理市场注册、变更与注销，并进行实名认证。经营主体在履行市场注册程序后，参与电力中长期市场。

第十三条 经营主体办理注册业务时，电力交易机构将经营主体名称、统一社会信用代码、用电户号信息推送至电网企业，电网企业反馈经营主体用电户号是否具备电力、电量数据分时计量与传输条件，是否属于正式、有效的工商业用电户号。

经营主体所有用电户号具备电力、电量数据分时计量与传输条件的，满足电力用户注册相关基本条件。

第十四条 电力调度机构与新建（包括扩建、改建）发电机

组、独立新型储能电站签订并网调度协议前，应通知其在电力交易平台办理市场注册。发电机组和独立新型储能在完成首次并网、完成整套设备启动试运行后，电力调度机构应于一个工作日内将首次并网时间、完成整套设备启动试运行时间通过技术支持系统推送至电力交易机构和电网企业。

第十五条 新建（包括扩建、改建）发电机组在电力业务许可证（发电类）规定办理时限内（豁免许可的除外），注册生效并完成整套设备启动试运行后，可参与电力中长期交易，交易合同执行周期不应超过发电业务许可证规定办理时限。

第十六条 发电机组在规定时限内取得电力业务许可证（发电类）或豁免许可的，可继续参与市场交易。发电企业机组超过规定时限仍未取得电力业务许可证（发电类）的，不得继续参与市场交易。

第十七条 燃煤发电、新能源项目（风电、太阳能发电）上网电量原则上全部进入电力市场。

燃煤发电企业、集中式新能源项目原则上均应直接参与电力市场交易，纳入电力市场运营机构电能量市场管理。

分布式新能源项目可直接参与交易，也可聚合后参与交易，注册生效并首次参与交易申报后，在首笔中长期合同起始生效时间点、现货交易申报时间点中取较早时间点，纳入电力市场运营机构电能量市场管理；如未在电力交易平台注册生效的，或已注

册生效但未参与交易申报，则作为价格接受者进入市场，按照政府有关文件要求执行。

第十八条 陕西省新型储能企业、虚拟电厂(含负荷聚合商)、自备电厂、绿电直连项目等新型经营主体自愿参与电力市场。参与市场交易的技术条件标准、注册实施细则按照陕西省发展和改革委员会会同国家能源局西北监管局制定的相关政策文件执行。

第十九条 除燃煤发电、新能源项目外，其他类型发电项目以及新型储能项目注册生效并首次参与交易申报后，在首笔中长期合同起始生效时间点、现货交易申报时间点中取较早时间点，纳入电力市场运营机构电能量市场管理；如未在电力交易平台注册生效的，或已注册生效但未参与交易申报，则按照政府有关文件要求执行。

第二十条 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。

第二十一条 暂未直接参与电力中长期市场的电力用户按规定由电网企业代理购电，允许选择次月直接参与市场。电网企业代理购电用户在电力交易平台注册生效后，应首先明确直接参与批发市场电力用户（简称批发用户，下同）或零售用户身份。

确认零售用户身份的，可在每月 15 日前通过电力交易平台与售电公司、虚拟电厂签订执行周期包含次月的零售合同，自次

月起直接参与零售市场。

确认批发用户身份的，可在每月 15 日前通过电力交易平台申请选择次月起直接参与批发市场，可参与执行周期在次月及之后的中长期交易。已选择次月起直接参与批发市场的用户，若未签订中长期合同，实际用电量按偏差电量开展结算。

第二十二条 电力交易机构动态更新市场化用户名单，于每月 22 日前推送至电网企业。

第二节 市场成员权利

第二十三条 发电企业的权利主要包括：

（一）按照市场规则参与电力中长期市场，签订电力中长期交易合同；

（二）按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

（三）获得公平的电网接入服务和输配电服务；

（四）法律法规规定的其他权利。

第二十四条 售电公司的权利主要包括：

（一）按照市场规则参与电力中长期市场，签订电力中长期交易合同；

（二）按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

（三）具有配电网运营权的售电公司应获得公平的输配电服

务和电网接入服务；

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

（五）法律法规规定的其他权利。

第二十五条 电力用户的权利主要包括：

（一）按照市场规则参与电力中长期市场，与发电企业签订电力中长期交易合同，或与售电公司、资源聚合类新型经营主体签订电力零售合同；

（二）按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

（三）获得公平的输配电服务和电网接入服务；

（四）法律法规规定的其他权利。

第二十六条 新型经营主体的权利主要包括：

（一）按照市场规则参与电力中长期市场，签订电力中长期交易合同；

（二）与电力用户、分散资源分别签订零售合同或聚合服务合同；

（三）按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

（四）获得公平的输配电服务和电网接入服务；

（五）获得签约电力用户、分散资源的相关信息；

(六) 法律法规规定的其他权利。

第二十七条 电网企业的权利主要包括：

(一) 收取输配电费，代收电费和政府性基金及附加等；

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

(三) 按照信息披露有关规定获得市场信息；

(四) 法律法规规定的其他权利。

第三节 市场成员义务

第二十八条 发电企业的义务主要包括：

(一) 遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算；

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

(三) 依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

(四) 具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件；

(五) 法律法规规定的其他义务。

第二十九条 售电公司的义务主要包括：

(一) 遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算；

（二）为签订零售合同的电力用户提供售电服务及约定的增值服务；

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

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

（五）按照规定向电力交易机构提交履约保函、保证金或其他结算担保品；

（六）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

（七）依法依规履行可再生能源消纳责任；

（八）具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件；

（九）法律法规规定的其他义务。

第三十条 电力用户的义务主要包括：

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

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

（三）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

（四）依法依规履行可再生能源消纳责任和消费义务；

（五）法律法规规定的其他义务。

第三十一条 新型经营主体的义务主要包括：

（一）遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算；

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

（三）纳入各级电力调度机构调管范围的新型经营主体签订并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度；

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

（五）按照市场规则向电力交易机构提交履约保函、保证金或其他结算担保品；

（六）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

（七）具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件；

（八）聚合负荷侧资源的新经营主体，应依法依规履行可

再生能源消纳责任和消费义务；

（九）法律法规规定的其他义务。

第三十二条 电力调度机构的义务主要包括：

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

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

（三）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

（四）配合开展电力中长期市场分析和运营监控；

（五）法律法规规定的其他义务。

第三十三条 电力交易机构的义务主要包括：

（一）电力市场注册和管理，汇总电力中长期交易合同；

（二）电力交易平台建设、运营和管理；

（三）组织电力中长期交易，提供结算依据及服务；

（四）执行信息披露有关规定，提供信息披露平台，承担信息保密义务；

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

（六）向电力监管机构、政府有关主管部门及时报告经营主体违规行为，并配合调查；

(七) 法律法规规定的其他义务。

第三十四条 电网企业的义务主要包括：

(一) 保障输变电设备正常运行，建设、运行、维护和管理电网相关配套系统，服从电力调度机构的统一调度；

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

(三) 依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定，承担信息保密义务；

(四) 负责电费结算，按期向经营主体出具电费账单；

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

(六) 法律法规规定的其他义务。

第四章 交易品种和价格机制

第一节 总体要求

第三十五条 根据交易标的物执行周期不同，电力中长期交易包括数年、年度、月度、月内等不同交割周期的电能量交易。数年、年度、月度交易应定期开市，可探索连续开市；月内交易原则上按日连续开市。

原则上，数年交易以 1 年以上的电量作为交易标的物，年度交易以次年年度内的电量作为交易标的物，月度交易以次月、年内剩余月份的电量或特定月份的电量作为交易标的物，月内交易

以月内剩余天数的电量或者特定天数的电量作为交易标的物。交易分时电量、电价应通过约定或竞争形成。

第三十六条 绿色电力交易（以下简称“绿电交易”）是指以绿色电力和对应绿色电力环境价值（以下简称“绿电环境价值”）为标的物的电力交易品种，交易电力同时提供国家核发的可再生能源绿色电力证书（以下简称“绿证”）。

第三十七条 绿电交易主要包括跨省跨区绿电交易（含跨电网经营区绿电交易）、省内绿电交易，其中：

跨省跨区绿电交易是指由电力用户或售电公司等通过电力交易平台向非本省电网控制区的发电企业购买绿色电力的交易。跨电网经营区绿电交易是指由电力用户或售电公司向跨电网经营区的发电企业购买绿色电力的交易。

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

第三十八条 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。绿电合同转让交易需相关各方协商一致。

第三十九条 同一经营主体可以选择买入或卖出电量，但在同一交易序列同一时段只能选择买入或卖出一种行为。

第四十条 分布式新能源可通过以下两种方式参与市场交易：

（一）直接参与市场交易。分布式新能源在电力交易平台完成注册后，以发电主体身份直接参与电力中长期、现货交易。

（二）以聚合方式参与市场交易。虚拟电厂可聚合一家或多家分布式新能源主体参与电力中长期、现货交易。自发自用、余量上网的分布式新能源通过聚合方式参与市场，其发、用电部分应同时由同一虚拟电厂聚合。“全额上网”的分布式新能源如选择作为发电类资源由虚拟电厂聚合，需具备由虚拟电厂实时调控的能力。“自发自用、余量上网”的分布式新能源如选择由虚拟电厂聚合，不受电压等级要求限制，与所属用户作为整体被同一虚拟电厂聚合。

第二节 交易方式

第四十一条 根据交易方式不同，电力中长期交易包括集中交易和双边协商交易，其中集中交易包括集中竞价交易、滚动撮合交易、挂牌交易等。

第四十二条 双边协商交易执行周期各时段成交电量，可由经营主体自主协商确定电量分解比例，也可选择典型交易曲线分解比例，或者默认按周期内日历天数平均分解至每日对应时段电量。

第四十三条 集中竞价交易进行“统一边际出清”或“撮合匹配、边际出清”。

（一）统一边际出清

1.按照申报价格由高到低的顺序对购方申报电量排序，价格相同时按照最终申报时间早者优先选择排序，价格、时间均相同时将多个申报电量合并，形成价格单调不递增的购方申报电量曲线 $D_{\text{购方}}(P)$ ；按照申报价格由低到高的顺序对售方申报电量排序，价格相同时按照最终申报时间早者优先选择排序，价格、时间均相同时将多个申报电量合并，形成价格单调不递减的售方申报电量曲线 $S_{\text{售方}}(P)$ 。

2.若 $D_{\text{购方}}(P)$ 与 $S_{\text{售方}}(P)$ 存在交点，交点对应的价格即为边际出清价格 $P_{\text{边际出清}}$ 。售方报价低于边际出清价格的售方申报电量、购方报价高于边际出清价格的购方申报电量均成交，成交价格为 $P_{\text{边际出清}}$ ；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。对购方、售方合并申报电量，将其成交部分按照申报电量比例等比例分配给被合并的经营主体。

3.若 $D_{\text{购方}}(P)$ 与 $S_{\text{售方}}(P)$ 不存在交点，且购方报价始终大于售方报价时，预出清电量为购、售双方申报总电量的较小者。对购方、售方合并申报电量，将其成交部分按照申报电量比例等比例分配给被合并的经营主体。 $P_{\text{边际出清}}$ 计算公式为：

$$P_{\text{边际出清}} = P_{D,\min} - K_{\text{边际出清}} \times P_{\Delta} \text{ 或 } P_{\text{边际出清}} = P_{S,\max} + (1 - K_{\text{边际出清}}) \times P_{\Delta}$$

其中， $P_{D,\min}$ 为购方成交电量报价的最小值； $P_{S,\max}$ 为售方成交电量报价的最大值； P_{Δ} 为报价差值， $P_{\Delta} = P_{D,\min} - P_{S,\max}$ ； $K_{\text{边际出清}}$ 为差值系数，取值范围[0,1]，暂按0.5执行，取值调整须经陕西省电力市场管理委员会审议通过，报国家能源局西北监管局、陕西省发展和改革委员会审定执行，在交易公告中予以发布。

4.若 $D_{\text{购方}}(P)$ 与 $S_{\text{售方}}(P)$ 不存在交点，且购电方报价小于售电方报价时，则没有成交电量。

（二）撮合匹配、边际出清

1.按照申报价格由高到低的顺序对购方申报电量排序，价格相同时按照最终申报时间早者优先选择排序，价格、时间均相同时将多个申报电量合并，形成价格单调不递增的购方申报电量曲线 $D_{\text{购方}}(P)$ ；按照申报价格由低到高的顺序对售方申报电量排序，价格相同时按照最终申报时间早者优先选择排序，价格、时间均相同时将多个申报电量合并，形成价格单调不递减的售方申报电量曲线 $S_{\text{售方}}(P)$ 。

2.依次按顺序对购方申报队列和售方申报队列中的电量进行匹配，匹配方法为：从购方申报队列、售方申报队列中分别取排在最前面的申报数据。如果能够从购方申报队列和售方申报队列中

取到数据，则进行下一步计算，如果购方申报队列或售方申报队列中的数据已经全部取完，则结束匹配计算。

3.若购方报价不低于售方报价，则匹配电量为购方申报电量与售方申报电量的较小者，即 $Q_{\text{匹配出清}} = \min\{Q_{\text{售方申报}}, Q_{\text{购方申报}}\}$ 。对购方、售方合并申报电量，将其成交部分按照申报电量比例等比例分配给被合并的经营主体。匹配出清价格 $P_{\text{匹配出清}}$ 由购方报价、售方报价、差值系数 $K_{\text{撮合匹配}}$ 共同确定：

$$P_{\text{匹配出清}} = P_{\text{售方申报}} + (P_{\text{购方申报}} - P_{\text{售方申报}}) \times K_{\text{撮合匹配}}$$

购方或售方未匹配的剩余电量进入相应队列的最前方，并回到上一步继续取数据。

$K_{\text{撮合匹配}}$ 的取值范围[0,1]，暂按0.5执行，取值调整须经陕西省电力市场管理委员会审议通过，报国家能源局西北监管局、陕西省发展和改革委员会审定执行，在交易公告中予以发布。

4.若购方报价低于售方报价，则结束匹配计算。

第四十四条 挂牌交易可统一出清，即统一在摘牌方申报后，按照申报比例分摊出清，形成成交结果，成交价格为挂牌方挂牌价格。对于单个时段，当总挂牌电量小于（或等于）总摘牌电量时，将每个挂牌方的挂牌电量按照各摘牌方申报电量比例等比例分摊给所有摘牌方，形成该时段购售方成交结果，出清价格为挂

牌方挂牌价格。当总挂牌电量大于总摘牌电量时，将每个摘牌方的摘牌电量按照各挂牌方申报电量比例等比例分摊给所有挂牌方，形成该时段购售方成交结果，出清价格为挂牌方挂牌价格。也可即时出清，即按照时间优先原则，摘牌即形成成交结果，成交价格为挂牌方挂牌价格。

第四十五条 当滚动撮合交易购方价格大于等于售方价格时成交，成交价格为购、售双方申报较早一方的申报价格，成交电量为买、卖双方申报电量较小者。购、售双方未成交部分电量，可以继续作为申报电量等待出清，也可以选择撤回重新申报。

第四十六条 条件具备后，提供多类典型交易曲线分解方式。月度典型交易曲线由电力交易机构会同电网企业、电力调度机构根据电网运行情况提出并制定，经陕西省电力市场管理委员会审议通过，并报送陕西省发展和改革委员会、国家能源局西北监管局备案后，随交易公告发布。

（一）基础数据准备

1.月度分日电量比例（M）：首先根据上一年统调日电量历史数据确定工作日、周末、节假日三类常用日的电量比例；条件具备后，还可区分大工业、商业等用户类型或者燃煤发电、新能源、水电等电源类型分类确定典型的月度分日电量比例。电量比例确定后，按照交易组织对应执行周期的工作日、周末、节假日日期分布分解。

2.日分时电量曲线（D）有四种形式：

a.整日曲线 D1：根据上一年度同期统调实际历史负荷、电源类型、用户类型确定每个时点电量比例，将日电量分解为 96 点电量曲线。

b.低谷时段曲线 D2：将日电量平均分解至每日谷段，平段、峰段为零，形成 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。

d.平时段曲线 D4：将日电量平均分解至每日平段（即峰段、谷段以外的时段），峰段、谷段为零，形成 96 点电量曲线。

峰平谷时段可按照现货市场价格走势、供需情况进行划分。

（二）典型交易曲线计算方法

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、D3 或 D4），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、M+D4 四种形式。

第四十七条 按每个独立小时（或更细时段）电量为标的物的集中交易，执行周期各时段成交电量可以按周期内日历天数平均分解至每日对应时段电量，条件具备后结合市场需要，年度、月度集中交易可按典型月度分日电量比例分解至每日对应时段。

第三节 合同交易

第四十八条 原则上,合同转让交易主要以多月为周期开展,可交易当年 M+1 月至 12 月中任意一个月或几个月的中长期合同,其中 M 为组织合同转让交易的月份。

第四十九条 按照分时段方式开展的合同转让交易,各时段的合同电量应在本时段内转让,不允许向其它时段转让。

第五十条 合同转让交易可转让范围包括优先发电合同、省内直接交易合同(含电网企业代理购电合同)和跨省跨区交易合同(现阶段不含弹性交易合同和多年期省间绿电合同)。

第五十一条 合同转让交易可采用双边协商、挂牌方式开展。电网企业代理购电可采取挂牌交易方式开展合同转让交易。

第五十二条 合同转让交易中,发电企业之间的发电侧(含新型经营主体)合同转让交易和批发用户、售电公司、新型经营主体及电网企业代理购电之间的用电侧合同转让交易分别开展。

第五十三条 合同转让交易约束条件:

(一)在同一次交易中,针对同一执行周期的带曲线合同电量或某一时段合同电量,经营主体交易单元只能在出让方或受让方中选择一种身份进行交易。

(二)合同转让交易(不含绿电合同转让交易)无需关联原合同,直接交易合同或省间交易合同中明确规定不能转让的合同电量不得转让。在此基础上,经营主体申报转让的合同总电量和分时电量均不得超过自身同一执行周期的净持有合同总电量和对

应的分时电量。

第五十四条 绿色电力交易在合同各方协商一致、并确保绿色电力产品可追踪溯源的前提下，可按月或更短周期开展绿色电力交易合同转让交易。

第五十五条 允许电力用户退市或进行批发、零售身份转换前，与相关方协商一致后通过终止合同方式妥善处理中长期合同。

第四节 标准能量块交易

第五十六条 标准能量块交易中，买方主要包括有剩余购电需求的批发用户、售电公司，有调减需求的发电企业，或者是新型经营主体。卖方主要包括有剩余发电能力的发电企业，已签订合同、有调减需求的批发用户、售电公司，或者是新型经营主体。现阶段，标准能量块是指按交易周期每小时为一个时段进行划分的、带有时标的，最小交易单位为（0.001 兆瓦时×交易周期天数）的标准化电能量商品。

第五十七条 标准能量块交易前，将参与分时交易经营主体各类交易合同分时电量进行叠加，形成经营主体初始持仓曲线。交易平台对合同持仓曲线按照能量块为最小单位拆分为若干块，能量块区分省间、绿电等合同类型。经营主体在此基础上开展基于标准能量块的交易。

月度（旬）标准能量块交易中，经营主体某月某时段所持有的初始月能量块数量，为按照经营主体该月（该旬）内各天中对

应时段持有合同电量最小的一天的电量，按最小交易单位拆分得到的能量块数量。

第五十八条 标准能量块交易中，经营主体在同一交易日，对于同一执行周期同一时段仅能选择买入能量块或卖出能量块中的一种交易方向。

第五十九条 除售电公司及其代理零售用户与发电企业协商一致明确绿色电力交易合同不可参与能量块交易情况外，经营主体绿电交易合同能量块纳入日滚动能量块交易范畴，暂不纳入旬能量块、月度能量块交易范畴。经营主体省间弹性交易合同、省间多年期绿电合同暂不纳入各类能量块交易范畴。

第六十条 发电企业作为标准能量块卖方时对应增持(即增加发电合同)，发电企业作为标准能量块买方时对应减持(即减少发电合同)。独立储能作为标准能量块卖方时对应增持(即增加放电合同或减少充电合同)，独立储能作为标准能量块买方时对应减持(即增加充电合同或减少放电合同)。批发用户、售电公司作为标准能量块买方时对应增持（即增加购电合同），批发用户、售电公司作为标准能量块卖方时对应减持（即减少购电合同）。对标准能量块交易设置交易申报限额，随出清结果实时动态更新：

（一）发电企业单一时段可减持标准能量块上限为执行周期内该时段已持有的纳入能量块交易范畴的标准能量块总量扣除已申报减持的能量块数量；执行周期内任一天该时段持仓电量不能

为负。单一时段可增持标准能量块上限为执行周期内该时段最大可用发电能力扣除该时段持有的标准能量块总量以及已申报增持的能量块数量；执行周期内任一天该时段持仓电量不能超过最大可用发电能力。

（二）批发用户、售电公司单一时段可减持标准能量块上限为执行周期内该时段已持有的纳入能量块交易范畴的标准能量块总量扣除已申报减持的能量块数量；执行周期内任一天该时段持仓电量不能为负。单一时段可增持标准能量块上限为执行周期内该时段最大交易限额扣除该时段持有的标准能量块总量以及已申报增持的能量块数量。

（三）独立储能单一时段可减持标准能量块上限为：该时段已持有的纳入能量块交易范畴的标准能量块总量+最大充电功率×1 小时×执行周期天数-该时段已申报减持的能量块数量。可增持标准能量块上限为：最大放电功率×1 小时×执行周期天数-该时段已持有的能量块总量-已申报增持的能量块数量。

第六十一条 每笔能量块交易成交完毕后，即时出清并发布出清结果。每日汇总当日交易结果后，经营主体执行日的持仓曲线将更新，经营主体次日交易前可查询；具备条件后，更新经营主体执行日的持仓量价曲线，经营主体次日交易前可查询。

第六十二条 月度、旬标准能量块交易结束后汇总出清结果，自动生成电子合同，购售双方一方为买（卖）方经营主体，另一

方为与买（卖）方成交的代表整个市场的中央对手方。日滚动标准能量块交易每月底汇总全月每个执行日的能量块交易出清结果，自动生成电子合同，购售双方一方为买（卖）方经营主体，另一方为与买（卖）方成交的代表整个市场的中央对手方。

第六十三条 月度标准能量块交易、旬标准能量块交易成交后平均分解到交易周期内每日相应时段。

第五节 价格机制

第六十四条 国务院价格主管部门制定电力中长期市场价格机制的总体原则，陕西省价格主管部门会同能源、电力运行主管部门、电力监管机构组织制定价格结算实施细则。

第六十五条 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。

第六十六条 绿电交易价格由电能量价格与绿电环境价值组成，并在交易中分别明确。绿电环境价值不纳入峰谷分时电价机制以及力调电费等计算，具体按照国家有关政策规定执行。

第六十七条 对直接参与市场交易的经营主体，不再人为规定分时电价水平和时段；对电网代理购电用户，由政府价格主管部门根据现货市场价格水平，统筹优化峰谷时段划分和价格浮动比例。

第六十八条 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。

第六十九条 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，在相关电力市场价格结算实施细则中明确。

第七十条 为避免市场操纵及恶性竞争，由政府价格主管部门会同能源、电力运行主管部门、电力监管机构对申报价格和出清价格设置上、下限，电力市场管理委员会、相关经营主体可提出建议。

第七十一条 逐步推动月内等较短周期的电力中长期交易限价与现货交易限价贴近。

第七十二条 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。

第七十三条 在多年、年度等较远周期的交易中，经营主体在自主自愿、平等协商基础上，可通过双边协商交易方式，约定交易合同电价与上下游商品市场价格联动价格机制，或者与月以内集中交易成交价挂钩的浮动价格机制。现阶段，提供两类标准化的价格机制：

（一）煤电联动价格机制

煤电企业与用户侧主体可自主签订分时煤电联动价格约定，年度周期各执行月的各小时交易价格按以下公式确定：

执行月分时段合同价格=电煤价格/1000×煤耗系数+分时固定价格，其中，各月固定价格部分由经营主体自主协商一致确定，

单位为元/兆瓦时。

1.电煤价格（元/吨）=长协电煤价格×长协电煤比例+市场电煤价格×（1-长协电煤比例）

其中，长协电煤价格和长协电煤比例可参考陕西省政府主管部门关于电煤保供中长期合同签订的有关要求，由市场经营主体自主约定。市场电煤价格为执行月前一月的电煤价格，采用陕西煤炭交易中心（西煤网）发布的陕西动力煤价格，按对应月份的月度平均价格计算，由电力交易机构于每月 23 日通过电力交易平台发布。因陕西煤炭交易中心（西煤网）是按周发布动力煤价格的，故月度平均价格按该月 20 日前已发布的各周价格的算术平均值计算（未发布的周交易价格计入后续月份）。

2.煤耗系数（克/千瓦时）由供电标准煤耗折算为 5000 大卡的动力煤得出，即平均煤耗系数=供电标准煤耗×7000/5000。供电标准煤耗按照近一年中电联发布的全国 6000kW 以上火电机组供电标准煤耗计算。

（二）具备条件后，可选择市场分时基准价浮动价格机制

经营主体可自主协商一致，将集中交易分时成交价作为市场分时基准价，按照市场分时基准价乘以价格浮动系数，确定双方合同价格机制，年度周期各个执行月的每个小时时段的交易价格分别约定，按以下公式确定：

执行月小时时段合同价格=市场分时基准价×价格浮动系数

其中，价格浮动系数按月、按小时时段分别约定，取值范围参考值为 80%-120%之间，具体由经营主体自主协商确定。市场分时基准价可选择执行月月度集中竞价交易分时价格等，具体可由电力交易机构提出建议，经陕西电力市场管理委员会审议通过后确定，由电力交易机构按月发布。

第七十四条 探索建立与市场分时基准价挂钩的集中交易价格竞争形成方式。

第五章 交易组织

第一节 基本要求

第七十五条 跨电网经营区电力中长期交易由北京电力交易中心、广州电力交易中心联合组织，跨省跨区电力中长期交易由北京电力交易中心、广州电力交易中心按照电网经营区组织，省内交易由陕西电力交易中心组织。

跨省跨区专项输电工程配套的新能源外送大基地项目等参与电力中长期市场的方式依据有关规定执行。

第七十六条 跨省跨区中长期优先发电合同和中长期交易合同双方，提前约定交易曲线作为结算依据。现阶段，主要由国网陕西省电力有限公司（或政府授权的其他企业代表）与发电方、输电方签订国家指令性计划电量和政府间协议电量对应的中长期合同，约定典型送电曲线及输电容量使用条件、年度电量规模以及分月计划、交易价格等，并优先安排输电通道。年度电量规模

以及分月计划可根据实际执行情况，由购售双方协商调整。

第七十七条 省内中长期市场以分时段交易为主、带曲线交易为辅。中长期分时段交易按小时划分为 24 个时段，以每个时段的电量作为交易标的，由 24 个时段每小时的交易结果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。

第七十八条 陕西电力交易中心负责制定陕西电力中长期市场连续运营工作方案，明确电力交易平台功能、电力市场运营机构人员配置（包括交易组织、交易结算、市场注册、运营监测、技术保障等人员）安排，应满足电力中长期市场按日连续运营要求，经国家能源局西北监管局会同政府有关部门审定后执行。

第七十九条 电力交易机构应按月发布交易日历，明确各类交易申报、出清等时间或时间安排原则。

第八十条 交易公告由电力交易机构按照交易日历安排向经营主体发布，公告内容包括：交易品种、交易主体、交易方式、交易申报时间、交易执行时间、交易参数、出清方式、交易约束信息、交易操作说明、其他准备信息等。其中，在交易公告发布前注册生效的经营主体纳入交易主体范围；电力用户按月入市的，按选择入市的时间周期确定。

原则上，数年、年度等定期开市的电力中长期交易，交易公告应在交易申报前至少 3 个工作日发布；月度等定期开市的电力中长期交易，交易公告应在交易申报前至少 1 个工作日发布；连

续开市的电力中长期交易不再发布交易公告。

第二节 交易约束与出清

第八十一条 在电力中长期交易开展前，应在交易公告中明确电力中长期交易的各项关键参数。在申报组织及出清过程中不得临时调整或增加关键参数。

第八十二条 电力调度机构通过电力交易平台发布并动态更新各断面（设备）、各路径可用输电容量、影响断面（设备）限额变化的停电检修等与电网运行相关的电网安全约束信息，并向电力交易机构提供各发电机组可用发电能力。

第八十三条 各类发电机组可用发电能力按以下原则确定：

（一）火电机组按日各小时时段可用发电能力为机组额定装机容量（或煤电机组申报的有效容量） $\times 1$ 小时，机组检修计划停机期间可用发电能力为 0。

（二）统调火电机组全月所有时段可用发电能力为机组额定装机容量（或煤电机组申报的有效容量） \times 利用率 $U_{\text{火电}}$ \times （当月天数 $\times 24$ 小时-机组检修计划停机小时数）。其中，利用率 $U_{\text{火电}}$ 暂定 0.8，可适时调整。

（三）非统调火电机组全月所有时段可用发电能力为机组额定装机容量（或煤电机组申报的有效容量） \times （当月天数 $\times 24$ 小时-机组检修计划停机小时数）。

（四）水电机组按日各小时时段可用发电能力为机组额定

装机容量 $\times 1$ 小时，机组检修计划停机期间可用发电能力为0。

（五）水电机组全月所有时段可用发电能力为机组额定装机容量 \times （当月天数 $\times 24$ 小时-机组检修计划停机小时数）。

（六）无电源侧储能的风电企业（含分散式风电）按日各小时时段为场站额定装机容量 $\times 1$ 小时，场站检修计划全停期间可用发电容量为0。

（七）无电源侧储能的光伏发电企业（含分布式光伏）按日各小时时段可用发电能力为场站或项目额定装机容量 \times 对应时段光伏发电系数 $\times 1$ 小时，且光伏发电企业夜间时段（00:00—05:00，20:00—24:00）可用发电能力为0，场站检修计划全停期间可用发电能力为0。光伏发电系数按照全省前三年光伏日分时典型发电曲线分解比例计算（分解比例：发电量最大的时段为1，其他时段按比例确定），在交易组织前提前对外公布。

（八）新能源发电企业全月所有时段可用发电能力为发电企业额定装机容量 \times 利用率 $U_{\text{风电}}$ 、 $U_{\text{光伏}}$ （暂定前两年当月分区域风光平均利用小时数/当月小时数） \times （当月天数 $\times 24$ 小时-场站检修计划全停小时数）。其中，前两年当月分区域风光平均利用小时数分陕南、关中、延安、榆林四个区域分别计算。

第八十四条 电力交易机构根据已达成的交易合同、按日可用发电能力、全月累计可用发电能力、交易执行周期天数以及新能源可持续发展价格结算机制电量比例等参数，形成各发电机组

的分时段最大净售出电量、全月最大净售出电量，并根据市场交易情况及时调整。

拥有电源侧储能的新能源发电企业，待配储完成补充注册手续后，由对应新能源发电企业通过电力交易平台定期申报配储电站的充、放电时段及能力（最大不超过额定充、放电容量和功率限制），与新能源发电场站自身各小时时段可用发电能力叠加后，形成拥有电源侧储能的新能源发电企业各小时时段可用发电能力。新能源发电企业申报中长期市场的电量上限按照电力调度机构推送的可用发电能力乘以（1-机制电量比例）确定。

第八十五条 对于跨省跨区交易，交易申报限额不得高于对应标的物电量（电力）规模或剩余通道可用容量对应的电量（电力）规模。

第八十六条 交易申报限额应在交易申报前至少 1 个工作日通过电力交易平台统一公布。

第八十七条 发电企业在单笔电力交易中的分时售电量不得超过其剩余能力（即分时段最大净售出电量扣减该时段净售出合同电量和已申报未出清电量），分时购电量不得超过其售出分时电量的净值（指多次售出、购入合同电量或申报电量相互抵消后的净售电量）。发电企业全月净售出电量不得超过其最大净售出电量。结合市场风险防控要求，后续适时设置发电企业多次售出、购入交易的累计电量申报限额。

电力交易平台暂无法实时计算多个交易序列已申报未出清电量时，电力交易机构应合理安排交易日历，避免各场次交易的组织时间安排交叉重叠。

第八十八条 售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商的交易申报限额，应根据注册资产总额、履约担保额度、代理或聚合用户的历史用电水平等风险平抑能力条件确定。结合市场风险防控要求，后续适时设置批发用户、售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商多次购入、售出交易的累计电量申报限额。

第八十九条 批发用户分时最大净购入电量为其报装容量×执行周期天数，售电公司分时最大净购入电量为其代理用户报装容量之和×用电同时率 $R_{\text{同时}}$ ×执行周期天数。其中，用电同时率 $k_{\text{同时}}$ 暂定 0.8，可适时调整。

第九十条 售电公司批发市场年最大净购入电量不得超过售电公司资产总额允许交易电量额度、履约保障凭证折算电量额度的取小值。同时，月最大净购入电量不得超过历史用电水平折算电量额度。

（一）履约保障凭证折算电量额度

履约保障凭证折算电量额度 = $\min\{(\text{履约保函、保险额度} / 0.008 \text{ 元}) \times 1 \text{ 千瓦时}, (\text{履约保函、保险额度} / 0.05 \text{ 元}) \times 1 \text{ 千瓦时} \times 6\}$ 。若监测发现实际提交的履约保函、保险额度被占用且售电公司未及时补缴，则可按履约保障凭证相关实施细则折算实

际可用的履约保函、保险额度，用于计算履约保函、保险允许电量额度。

（二）售电公司历史用电水平折算电量额度

售电公司历史用电水平折算电量额度 $=\max$ （所有用户上一年度同月份实际用电量之和 \times 同比增长率系数 $R_{\text{同比}}$ ，所有用户近3个结算月实际用电量之和的平均值 \times 环比增长率系数 $R_{\text{环比}}$ ）

其中，同比增长率系数 $R_{\text{同比}}$ 、环比增长率系数 $R_{\text{环比}}$ 暂定1.3和1.1，可适时调整。批发用户参照售电公司计算方法执行。无历史电量数据的用户，可根据其报装容量及系统负荷上一年度当月平均小时数，确定上限计算所需的电量数据。

批发用户、售电公司有新增用电需求时，可提前3个工作日向电力交易机构提出书面申请，电力交易机构审核通过后增加其购电量限额。

第九十一条 批发用户和售电公司在单笔电力交易中的分时购电量不得超过其剩余购电能力（即分时段最大净购入电量扣减该时段净购入合同电量和已申报未出清电量）。批发用户和售电公司全月批发市场累计净购入电量不得超过其月度历史用电水平折算电量额度。批发用户和售电公司在单笔电力交易中的分时售电量，不得超过其对应时段购入电能量的净值（指多次购入、售出合同电量或申报电量相互抵消后的净购电量）。

第九十二条 虚拟电厂与聚合资源主体达成服务关系后，依

据聚合资源主体特性，以现货市场出清节点为单位设置交易单元（简称“节点交易单元”），节点交易单元是虚拟电厂参与中长期、现货等的市场交易结算的基本单元。

根据节点聚合资源的类型、容量、调控能力不同，细分为实时直控型节点交易单元、日前响应型节点交易单元和普通售电交易单元。实时直控型节点交易单元主要聚合发电类、储能类、负荷类资源参与中长期电能量市场；日前响应型节点交易单元主要聚合负荷类资源参与中长期电能量市场；普通售电交易单元主要聚合不具有调节能力的用电户号参与普通购售电交易。

第九十三条 虚拟电厂日前响应型节点交易单元、普通售电交易单元以购入电能量为主，交易申报限额按照售电公司相关要求执行。

第九十四条 虚拟电厂实时直控型节点交易单元可以选择买入或卖出电量，在单笔电力交易中可在单一时点净最大上、下网容量范围内自主申报交易。实时直控型节点交易单元全月批发市场累计净购入电量不得超过其月度累计净售出电量上限，月度累计净售出电量上限可为正值，也可为负值。

（一）单一时点净最大上网容量=[该交易单元关联的发电类资源装机容量(含负荷类资源自有电源余量上网的等效上网容量)×对应时段光伏发电系数（除光伏其他电源取1）+该交易单元关联的储能类资源额定放电功率]×交易执行周期天数。其中，关

联分布式新能源发电主体的，其关联的发电类资源装机容量应为额定装机容量扣减分布式新能源发电主体容量×该主体的机制电量比例。

（二）单一时点净最大下网容量=[该交易单元关联的负荷类资源最大用电负荷或报装容量（含发电类资源自有储能下网充电的等效下网容量）×用电同时率 $V_{\text{同时}}$ +该交易单元关联的储能类资源额定充电功率]×交易执行周期天数。

（三）月度累计净售出电量上限=（该交易单元关联的发电类资源装机容量×区域同类型机组上一年度当月利用小时数-该交易单元关联的负荷类资源上一年度当月历史用电量）×放大系数 $V_{\text{放大}}$ +储能类资源额定放电容量（MWh）×循环次数1次。其中，关联分布式新能源发电主体的，其关联的发电类资源装机容量中应扣减分布式新能源发电主体容量×该主体的机制电量比例。 $V_{\text{放大}}$ 暂定1.5，可适时调整。虚拟电厂可提前3个工作日向电力交易机构提出调整放大系数的书面申请，申请时需提交相应的佐证材料。

（四）相关参数可适时调整，上述公式若无某一类资源时，涉及的容量、电量均为0。负荷类资源自有电源余量上网的等效上网容量、发电类资源自有储能下网充电的等效下网容量按最近1-3月平均水平计算。

第九十五条 独立储能充放电部分作为同一交易单元参与中

长期交易。独立储能分时最大可购入电量为独立储能额定最大充电功率 \times 执行周期天数 \times 1 小时，分时最大可售出电量为独立储能额定最大放电功率 \times 执行周期天数 \times 1 小时。

独立储能全月所有时段累计净购入电量上限为独立储能额定容量 \times 当月天数 $\times N$ ；独立储能全月所有时段累计净售出电量上限为独立储能额定容量 \times 当月天数 $\times N$ 。其中， N 为循环次数，暂定为 2，可适时调整。

独立储能每月 1 日 0 点至该月任意时刻时间段内（每日计算并校核），总购入电量 \times 充放电效率系数与总售出电量差值的绝对值不超过独立储能额定容量。充放电效率系数默认为 1，实际充放电效率不为 1 的独立储能主体可提前 3 个工作日向电力交易机构提出调整充放电效率系数的书面申请，申请时需提交相应的佐证材料。

第九十六条 经营主体应在规定的时限内通过电力交易平台申报相关交易数据。

第九十七条 电力交易机构根据必要的交易出清约束进行交易出清，形成预成交结果。

跨省跨区交易中，北京电力交易中心、广州电力交易中心可协同各省（区、市）电力交易机构根据电网运行约束进行交易出清，形成预成交结果。

第九十八条 在月内交易中，因电力安全保供、清洁能源消

纳等需要，跨省跨区交易可不受输电通道常规送电方向、送电类型约束。

第三节 绿色电力交易组织

第九十九条 经营主体应在规定的时限内通过电力交易平台申报相关交易数据。

第一百条 绿电交易应确保发电企业与电力用户一一对应，实现绿电环境价值可追踪溯源。

第一百〇一条 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。

第一百〇二条 绿电交易合同在各方协商一致、确保绿电环境价值可追踪溯源的前提下，建立灵活的合同调整机制，按月或更短周期开展合同转让等交易。绿电合同转让交易应一并转让对应的绿电环境价值。

第一百〇三条 售电公司、虚拟电厂参与绿电交易时，应提前与电力用户建立代理服务关系。首先，电力用户与售电公司、虚拟电厂签订包含绿电需求的零售套餐合同，并明确绿电需求电量或占比，并经双方确认后生效。随后售电公司、虚拟电厂参与绿电交易申报时将绿电需求电量全部关联至代理用户。

第一百〇四条 电力用户与售电公司、虚拟电厂代理关系变更时，经营主体可自主协商通过批发市场绿电交易合同转让等方式处理。如因代理关系变更、零售合同绿电需求约定变更等原因

导致批发侧绿电合同与零售用户关联无法继续执行的,售电公司、虚拟电厂关联的批发侧绿电合同在绿证结算履约时用户实际执行电量按 0 处理,由售电公司、虚拟电厂承担批发合同对应的绿证违约责任。

第一百〇五条 虚拟电厂聚合分布式新能源参与绿电交易时,应提前与分布式新能源建立聚合服务关系。首先,分布式新能源与虚拟电厂签订包含绿电需求的零售套餐合同,并明确绿电需求电量或占比,并经双方确认后生效。随后虚拟电厂参与绿电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。

第一百〇六条 分布式新能源项目与虚拟电厂代理关系变更时,经营主体可自主协商通过批发市场绿电交易合同转让等方式处理。如因代理关系变更、零售合同绿电需求约定变更等原因导致批发侧绿电合同与分布式新能源项目关联无法继续执行的,虚拟电厂关联的批发侧绿电合同在绿证结算履约时分布式新能源项目实际执行电量按 0 处理,由虚拟电厂承担批发合同对应的绿证违约责任。

第四节 多年期交易

第一百〇七条 鼓励可再生能源发电企业(风电、光伏发电及水电)与电力用户自主协商,签订多年期电力交易合同,约定可执行的各年(及年内分月)电量、电力曲线、价格等信息。

第一百〇八条 原则上发电企业、电力用户协商一致后，可引入售电公司（含虚拟电厂，下同）作为代理商，管理市场风险；三方主体明确责任义务，共同签订多年期电力交易三方合同。为保障多年期合同切实履约，电力交易机构可发布合同参考模板等，引导经营主体规范签约。多年期自主协商交易暂以2年及以上周期起步。

第一百〇九条 引入售电公司签订多年期电力交易三方合同后，电力用户需首先与售电公司通过电力交易平台确定零售服务关系，在此基础上售电公司与发电企业开展多年期批发交易。需因故更换售电公司时，有关批发合同、零售合同须由三方主体协商一并变更。

第一百一十条 年内常态化开展省内绿色电力多年期交易，有交易需求的经营主体每月规定时间前向电力交易机构提交已达成的三方（发电企业、售电公司、电力用户）协议，电力交易机构履行审核程序后，依据相关市场交易规则组织交易，具体交易安排以电力交易机构交易公告为准。

第一百一十一条 根据市场发展情况，适时开展其他类型电能量的多年期交易。

第五节 年度交易

第一百一十二条 年度交易可采用双边协商交易方式、集中竞价交易和挂牌交易方式开展。年度交易标的物为次年分月分时电

量。经营主体可自主协商，针对不可抗力¹等因素签订补充协议，确定遭遇不可抗力等因素情况下的合同调整比例或者免责条款。

第六节 月度（多月）交易

第一百一十三条 月度（多月）组织定期开市交易。月度（多月）电能量交易原则上以次月、次月至当年年底内（含特定月份）的电量作为交易标的物，可采用双边协商交易、集中竞价交易、挂牌交易、滚动撮合交易方式开展，具体以交易公告为准。

第一百一十四条 月度标准能量块是指按执行月每小时为一个时段进行划分的、带有时标的（明确年/月/时），最小交易单位为 0.001 兆瓦时×执行月天数的标准化电能量商品。采用滚动撮合方式，组织开展月度标准能量块交易。

第一百一十五条 在交易组织月（M），可分别组织当年 M+1 月至 M+3 月（如有）每月每小时的电量交易。申报电量最小变动单位为 0.001 兆瓦时×标的月天数，价格最小变动单位为 0.001 元/兆瓦时，申报价格不得出现负报价（例：五月组织的月度标准能量块交易，可交易六、七、八月中各月各小时时段的电量）。如遇组织省间中长期交易时序重叠、交易申报电量无法联合校核时，可仅组织 M+1 月月度标准能量块交易，具体以交易公告为准。

第七节 月内交易

¹不可抗力主要指不能预见、不能避免并不能克服的客观情况。包括：火山爆发、龙卷风、海啸、暴风雨、泥石流、山体滑坡、水灾、火灾、超设计标准的地震、台风、雷电、雾闪，以及核辐射、战争、瘟疫、骚乱等。此处列举了一些典型的不可抗力，双方可根据实际情况选择适用。

第一百一十六条 月内交易组织按照定期开市和工作日连续开市相结合的方式开展，定期开市交易主要以旬或固定天数为周期开展的集中交易。

第一百一十七条 采用滚动撮合方式组织开展旬标准能量块交易。旬标准能量块是指按执行旬每小时为一个时段进行划分的、带有时标的（明确年/月/旬/时），最小交易单位为 0.001 兆瓦时×执行旬天数的标准化电能量商品。旬标准能量块交易包含 24 支交易标的，每支交易标的代表执行旬同一时刻的电量，申报电量最小变动单位为 0.001 兆瓦时×旬天数，价格最小变动单位为 0.001 元/兆瓦时，申报价格不得出现负报价。

第一百一十八条 工作日连续开市交易，采用滚动撮合方式组织开展日标准能量块交易。日标准能量块是指按执行日每小时为一个时段进行划分的、带有时标的（明确年/月/日/时），最小交易单位为 0.001 兆瓦时的标准化电能量商品。日标准能量块交易包含 24 支交易标的，每支交易标的代表执行日同一时刻的电量，申报电量最小变动单位为 0.001 元/兆瓦时，价格最小变动单位为 0.001 元/兆瓦时，申报价格不得出现负报价。

第一百一十九条 本细则所称的交易日（T 日）指：开展标准能量块交易申报的工作日。现货市场运行（含试运行）期间，交易日可在具备条件情况下延伸至自然日。

第一百二十条 按交易日（T日）滚动开市，分别组织T+2日至T+5日每日每小时的电量交易。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个交易日开展节日第1日至节后第2个工作日期间每日每个时段的交易，节前最近第1个交易日开展节日第2日至节后第3个工作日期间每日每个时段的交易。条件具备后，可适当延长连续开市时间，具体以交易公告为准。

第六章 与其他市场、机制的衔接

第一百二十一条 参与跨省跨区中长期市场化交易的经营主体，应根据自身电力生产或者消费需要以及自身发用电能力，结合已有市场化交易合同合理参与交易申报。

第一百二十二条 跨省跨区交易电量纳入经营主体交易合同管理。经营主体要结合自身需求合理研判市场形势，严肃认真做好省间交易合同签约履约工作。

第一百二十三条 为确保省间、省内市场有效衔接，省内经营主体之间进行省间交易合同转让的交易，由陕西电力交易中心在电力交易平台组织开展。

第一百二十四条 跨省跨区交易卖方成交结果作为送端关口负荷增量，买方成交结果作为受端关口电源参与省内出清结算，省间交易结果作为省间交易电量的结算依据。

第一百二十五条 市场主体应通过自主协商或集中交易方式确定中长期交易合同曲线，并约定分时电量、分时价格、结算参

考点等关键要素。

第一百二十六条 电网企业保障居民、农业及线损用电，代理工商业用户购电，分为两个交易单元分别交易，分别预测居民、农业用户和代理购电用户的用电量规模及负荷曲线，通过场内集中交易方式参与中长期交易。电网企业代理购电市场化交易合同参与合同转让交易时，原则上交易价格可参照原合同价格确定。

第七章 交易校核

第一百二十七条 电力中长期市场交易校核包含交易出清校核和电网安全校核，交易出清校核由电力交易机构负责，电网安全校核由电力调度机构负责。

第一百二十八条 交易出清校核主要包括交易电力电量限额校核、交易限价校核等。涉及跨省跨区的交易，交易出清校核由北京电力交易中心、广州电力交易中心组织各省(区、市)电力交易机构完成。

第一百二十九条 交易出清校核在电力中长期交易出清前开展，原则上不超过1个工作日。交易出清完成后，电力交易机构发布预成交结果。

第一百三十条 电网安全校核按照电网运行安全校核技术规范有关要求执行。跨省跨区交易预成交结果发布后，电力交易机构将预成交结果推送至电力调度机构进行电网安全校核。跨省跨区多年交易，应逐年开展电网安全校核；月内交易根据交易组

织时间按日统一推送至电力调度机构开展电网安全校核。电网安全校核应当在规定的时间内完成。其中，数年、年度交易 5 个工作日，月度交易 2 个工作日，月内交易 1 个工作日。

第一百三十一条 电网安全校核未通过时，电力调度机构将超限信息以规范、统一的形式推送至电力交易机构，并在电力交易平台披露电网安全校核未通过原因。电力交易机构根据电网安全校核意见，按交易优先级逆序削减。

第一百三十二条 电力交易机构应当根据电网安全校核意见在规定时间内完成削减并形成成交结果。其中，数年、年度交易 5 个工作日，月度交易 2 个工作日，月内交易 1 个工作日。

第一百三十三条 成交结果应在形成后 1 个工作日内由电力交易机构发布。经营主体对成交结果有异议的，应当在发布后 1 个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在 1 个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

第一百三十四条 陕西省现货市场连续运行期间，电力调度机构不再开展省内中长期交易的电网安全校核。

第八章 合同管理

第一节 合同签订

第一百三十五条 各市场成员在开展电力中长期交易时应签订电力中长期交易合同（含电子合同），作为执行依据。分散资

源可与资源聚合类新型经营主体签订聚合服务合同，参与电力中长期市场。

第一百三十六条 开展电力中长期交易合同签订工作，应有利于稳定市场预期、防范市场风险、保障市场供需。

第一百三十七条 电力交易机构根据市场成员在电力交易平台的成交结果，出具的电子交易确认单，视为电子合同。

第一百三十八条 绿电交易合同应明确交易电量、电力曲线及价格（包括电能量价格、绿电环境价值）等内容。电力交易机构根据交易合同形成绿色电力溯源关系，为经营主体提供溯源服务。

第二节 合同执行

第一百三十九条 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。

第一百四十条 电力系统发生紧急情况时，电力调度机构可基于安全优先的原则实施调度，事后向电力监管机构、政府有关主管部门报告事件经过，并向经营主体披露相关信息。

第九章 计量和结算

第一节 计量

第一百四十一条 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。

第一百四十二条 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。

第一百四十三条 其他计量有关要求按《电力市场计量结算基本规则》执行。

第二节 结算

第一百四十四条 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。

第一百四十五条 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。

市场初期，中长期结算参考点现货电价暂统一确定为全网发电侧实时市场出清节点电价加权均价。

第一百四十六条 电力中长期市场结算可按差价结算或差额结算方式开展。

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。

第一百四十七条 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。

第一百四十八条 资源聚合类新型经营主体及分散资源按照聚合服务合同明确的电能量价格单独结算。

第一百四十九条 绿电交易中电能量与绿电环境价值分开结算。电能量部分按照本章相关条款开展结算。纳入可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益。

第一百五十条 绿电环境价值部分按当月合同电量、发电侧上网电量(扣除纳入可持续发展价格结算机制的电量)、用电侧电量三者取小的原则确定。绿电环境价值偏差补偿费用按照合同约定执行。

其中，当月合同电量包括省间绿电实际执行电量、省间绿电交易合同电量、省内绿电合同电量、零售合同/聚合服务合同绿电需求电量。

第一百五十一条 绿电交易对应的绿证根据可再生能源发电项目月度结算电量，经审核后统一核发，并按规定将相应绿证由发电企业或项目业主的绿证账户随绿电交易划转至买方账户。

第一百五十二条 其他结算有关要求按《电力市场计量结算基本规则》执行。

第十章 信息披露

第一百五十三条 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。

第一百五十四条 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。

第一百五十五条 其他信息披露有关要求按照《电力市场信息披露基本规则》执行。

第十一章 市场技术支持系统

第一百五十六条 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。

第一百五十七条 电力交易平台应遵循全国统一的数据接口标准，电力交易平台间、电力交易平台与电网企业的电力调度及营销等系统应实现互联互通，在保障信息安全的前提下为市场相关方提供数据交互服务。

第一百五十八条 电力交易平台应当满足电力中长期连续运营要求，软硬件模块应当采取冗余配置，建立备用系统或者并列双活运行系统。

第一百五十九条 电力交易平台应实现注册信息互通互认，确保经营主体“一地注册、全国共享”。

第一百六十条 电力交易平台应对电力市场运行情况进行实时监测预警。

第十二章 风险防控及争议处理

第一百六十一条 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。

第一百六十二条 陕西省电力中长期市场应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。

第一百六十三条 电力市场运营机构应加强对电力市场各类交易活动的监测预警和风险防范，并按要求向国家能源局西北监管局、陕西省发展和改革委员会报告。

对监测中发现的涉嫌市场力行使、串谋报价、市场操纵等异常交易行为，按流程开展线索核查，及时向国家能源局西北监管局、陕西省发展和改革委员会请示报告，并全程配合调查处置。

第一百六十四条 当市场运行发生紧急风险时，电力市场运营机构根据政府有关规定执行电力市场暂停、中止、恢复等干预措施。电力市场运营机构执行市场干预措施后，应当在3日内向国家能源局西北监管局、陕西省发展和改革委员会提交报告，按规

定程序披露相关信息。

第一百六十五条 经营主体应当自觉维护公平公正的电力市场秩序，严格遵守电力市场规则及国家相关规定，依法合规参与电力市场交易。

第一百六十六条 为维护电力市场公平公正秩序，防范部分经营主体不当交易行为对于电力市场运行带来的不利影响，可以实施中长期交易风险防范措施，包括但不限于“发售一体”集团年度交易方式调节机制、同一投资主体市场份额占比约束、合同转让可交易电量比例约束、交易品种准入约束等，具体按照政府有关部门相关政策文件执行。

第一百六十七条 当电力市场发生争议时，市场成员可以自行协商解决，协商无法达成一致时可以提交电力监管机构、政府有关主管部门依法协调，也可以提交仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。

本细则所称争议，指市场成员因参与市场交易所引发的权利义务分歧，范围包括但不限于市场注册、交易组织、出清结果、计量数据、考核评价、合同履行及电费结算等方面。

第一百六十八条 市场成员有义务为国家能源局西北监管局、陕西省发展和改革委员会提供争议处理所需的数据和材料。承担协调工作的相关人员应当遵守保密规定，不得泄露因协调工作知悉的商业秘密。

第一百六十九条 在协调过程中，如发现有关方涉嫌存在违法违规行爲，或借争议调解之名扰乱市场正常秩序的，国家能源局西北监管局、陕西省发展和改革委员会将依法依规予以严肃处理。

第十三章 法律责任

第一百七十条 电力市场成员违反本实施细则规定，依照《电力监管条例》有关规定处理。

第一百七十一条 任何单位和个人不得干预市场运行。任何单位和个人扰乱电力市场秩序且影响电力市场活动正常进行，或者危害电力市场及相关技术支持系统安全的，按照有关规定处理；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第十四章 附 则

第一百七十二条 本细则由国家能源局西北监管局负责解释。

第一百七十三条 本细则自发布之日起施行。原《陕西省电力中长期交易规则》（西北监能市场〔2023〕3号）同步废止，其他现行规则条款与本规则不一致的，按本规则执行。国家相关政策、规则如有变化，按照最新政策、规则执行。

名词解释

1. 新型经营主体

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

2. 按日连续开市

按日连续开市是指电力交易机构在每日(工作日)组织电力中长期交易的活动。

3. 交易序列

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

4. 双边协商交易

双边协商交易是指经营主体自主协商交易电量、电力（或曲线形成方式）、价格，在规定申报截止前，由一方通过电力交易平台进行申报，另一方进行确认，并提交至电力交易机构。

5. 集中竞价交易

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

6. 滚动撮合交易

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

7. 挂牌交易

挂牌交易指经营主体等通过电力交易平台,将需求电量或者可供电量的数量和价格等信息对外发布要约,由符合资格要求的另一方提出接受该要约的申请。挂牌交易按照摘牌情况成交,可由电力产品或服务的卖方(或买方)一方挂牌,另一方摘牌;也可允许买卖两方在自身发用电能力范围内同步挂牌、摘牌。

8. 绿色电力

绿色电力是指符合国家有关政策要求的风电(含分散式风电和海上风电)、太阳能发电(含分布式光伏发电和光热发电)、常规水电、生物质发电、地热能发电、海洋能发电等已建档立卡的可再生能源发电项目所产生的全部电量。初期,参与绿色电力交易

的可再生能源发电项目为风电、光伏发电项目，条件成熟时，可逐步扩大至符合条件的其他可再生能源。

9. 电力市场风险类型

(1) 电力供需失衡风险

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

(2) 市场价格异常风险

市场价格异常风险指某地区、时段市场价格持续偏高或偏低，波动范围或持续时间明显超过正常变化范围的风险。

(3) 不正当竞争风险

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

(4) 技术支持系统运行异常风险

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

(5) 合同违约风险

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

(6)其他市场风险

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