

河北南部电网电力中长期市场实施细则

(V4.0 版)

2025 年 12 月

目录

第一章 总则.....	1
第二章 交易品种.....	2
第三章 交易方式.....	3
第四章 价格机制.....	5
第五章 交易组织.....	6
第一节 基本要求.....	6
第二节 组织原则.....	8
第三节 交易约束.....	10
第四节 数年交易.....	13
第五节 年度交易.....	13
第六节 月度交易.....	14
第七节 旬、周、多日交易.....	14
第八节 日交易.....	15
第六章 校核及结果发布.....	15
第七章 合同管理.....	16
第八章 市场风险防控.....	17
第九章 附则.....	19

第一章 总则

第一条 为规范河北南部电网电力中长期市场交易行为，依法维护电力市场秩序和市场成员合法权益，根据《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 2024 年第 20 号令）、《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656 号）等文件精神 and 有关法律法规规定，结合河北南部电网实际，制定本细则。

第二条 《河北南部电网电力市场运行规则》与本细则及其他配套实施细则共同构成河北南部电网电力市场规则体系。

第三条 电力中长期市场，是指完成市场注册的经营主体开展电力中长期交易的市场。电力中长期交易是指对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易，包括数年、年、月、月内（含旬、周、多日、日）等不同时间维度的交易，分为电力批发交易和电力零售交易。

本细则所称电力中长期交易主要指电力批发交易，电力零售交易有关要求详见《河北南部电网电力零售市场实施细则》。

第四条 容量租赁交易纳入电力中长期市场管理范畴。

第五条 本细则适用于河北南部电网电力中长期市场的运行管理。

第六条 电力市场成员应当严格遵守市场规则，自觉自律，签订电力中长期交易合同要以稳定市场预期、防范市场

风险、保障市场供需为目标，不得操纵市场价格、损害其他市场成员的合法权益。

第二章 交易品种

第七条 电力中长期交易包括跨区跨省中长期交易和省内中长期交易。其中，跨区跨省中长期交易根据北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则开展；省内中长期交易（以下简称“中长期交易”）按照本实施细则开展。

第八条 根据交易标的物执行周期划分，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。其中，月度电能量交易应定期开市；月内电能量交易根据交易标的物不同，可采用定期开市和按日连续开市两种形式开展。

第九条 中长期交易应分时段开展，需形成 24 小时分时电量和价格，根据交易曲线形成方式划分为分时交易和曲线交易。

（一）分时交易指经营主体自主申报各小时电量、电价，按照相应出清方式形成交易结果。

（二）曲线交易指经营主体根据约定的交易曲线申报交易电量、曲线均价，按照相应出清方式形成交易结果。其中，交易曲线主要分为典型曲线、自定义曲线等。

典型曲线是指根据系统或经营主体典型负荷特性，形成的日分时曲线。

自定义曲线是指由经营主体根据自身交易需求，自主确定各小时交易电量。

第十条 根据交易标的物类型划分，中长期交易包括电力直接交易、电网企业代理购电交易、绿色电力交易、电能量合同交易等，可根据市场发展需要拓展其它类型交易。

（一）电力直接交易指发电企业、批发用户、售电公司、储能、虚拟电厂（含聚合商）之间的电能量交易。

（二）电网企业代理购电交易是指电网企业代理暂未直接参与市场的电力用户进行购电的电能量交易。

（三）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”）为标的物的电力产品，交易电力的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”）。

（四）电能量合同交易指对已达成中长期交易合同进行市场化交易的电力交易品种，包括合同转让交易（含发电权交易，下同）、合同回购交易等。其中，合同转让交易指合同一方经营主体对未履行的合同全部或部分转让给第三方；合同回购交易是指经合同各方协商一致，售方回购或购方回退未履行的部分或全部交易合同。

第十一条 容量租赁交易主要指独立储能企业向有租赁需求的新能源发电企业出租容量，并获得相应收益的交易。

第三章 交易方式

第十二条 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、挂牌交易等方式。

第十三条 集中竞价交易指经营主体等在规定截止时间前统一集中申报量价信息，电力交易平台汇总经营主体等提交的交易申报信息进行边际出清。具体出清规则为：

根据购电方和售电方申报价格分别排序，购电方按申报电价由高到低、售电方申报电价由低到高，价格相同时按申报时间先后排序（在按申报时间排序时，可将某时间段内申报的视同为同一时间）。

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。

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。

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。

第十四条 滚动撮合交易是指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、时间优先原则成交。具体出清规则为：

根据购电方和售电方申报价格分别排序，购电方按申报电价由高到低、售电方申报电价由低到高，价格相同时按申报时间先后排序。排序靠前的售电方与购电方优先配对，当

购电方申报价格大于等于售电方申报价格时即时自动匹配撮合，成交价格采用匹配双方申报时间较早一方的价格。

对于未成交的申报电量可撤回重新申报，但不得恶意进行反复申报、撤回操作。

第十五条 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。挂牌交易由卖方（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；按照摘牌情况成交。

第十六条 双边协商交易是指经营主体之间自主协商交易合同周期、合同电量、交易价格等要素，通过电力交易平台签订合同，经相关方确认后生效。

第四章 价格机制

第十七条 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化方式形成，第三方不得干预。

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，具体按照国家及地方有关政策规定执行。

第十八条 直接参与交易的用户侧用电价格由电能量价格、输配电价（含交叉补贴）、上网环节线损费用、系统运行费用（包括煤电容量电费、辅助服务费用、抽水蓄能容

量电费等)、政府性基金及附加等组成。

第十九条 电能量价格包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。输配电价(含交叉补贴)、综合线损率等以政府核定水平为准。政府性基金及附加遵循政府有关规定。

第二十条 合同转让交易价格由市场化方式形成,不影响出让方原有合同的价格和结算。

第二十一条 中长期交易可对申报价格或出清价格设置上、下限,经电力市场管理委员会审议通过,报河北省发展改革委、华北能源监管局审定。

第二十二条 燃煤发电企业中长期市场交易均价应满足国家“基准价+上下浮动”政策要求,对其当月电能量合同加权均价超出允许范围的收益进行回收,并向用户侧分配。

第二十三条 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;对电网企业代理购电用户,由河北省发展改革委根据现货市场分时价格水平,统筹优化峰谷时段和价格浮动比例。

第五章 交易组织

第一节 基本要求

第二十四条 中长期交易、容量租赁交易均由电力交易机构组织,各经营主体按照市场规则在电力交易平台申报交易信息,出清结果经电力市场运营机构校核后,形成交易结果,并按时发布。

第二十五条 电力中长期市场应按工作日连续开市。

第二十六条 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。

第二十七条 交易公告由电力交易机构按照交易日历安排向相关经营主体发布，公告内容包括：交易品种、交易主体、交易方式、交易申报时间、交易合同执行开始时间及终止时间、交易参数、出清方式、交易约束信息、交易操作说明、量纲等必要信息。

原则上，数年、年度等定期开市的中长期交易，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，连续开市的中长期交易不再发布交易公告。

第二十八条 在中长期交易开展前，应在交易公告中明确中长期交易的各项关键参数。在申报组织以及出清过程中不得临时调整或增加关键参数。

第二十九条 经营主体参与交易的基本单位是交易单元。具体如下：

（一）统调主力燃煤电厂按照机组组建交易单元，其他火电以厂组建。新能源发电企业按照项目核准或备案的场站组建交易单元。

（二）售电公司和批发用户按照经营主体组建交易单元。

（三）独立储能企业按照项目核准或备案的场站，组建充电、放电交易单元。在充电时段按电力用户身份参与交易，不能由售电公司代理参与交易（本细则中所称“发电企业”、“电力用户”，均包含独立储能企业）。

（四）虚拟电厂（含聚合商）按照聚合发电侧资源、负荷侧资源分别组建发电侧交易单元、用户侧交易单元（本细则中所称“发电企业”、“电力用户”，均包含虚拟电厂）。

第三十条 数年、年度、月度、月内等周期形成的交易结果，须在执行前分解到日内各时段。现阶段，交易结果按照交易曲线形成方式分解到每小时，再按照对应日历天数平均分解到每日。

第三十一条 中长期电能量交易应明确结算参考点。现阶段，结算参考点选择实时市场统一结算点。

第二节 组织原则

第三十二条 经营主体按照本细则及有关要求参与中长期交易、容量租赁交易，各类交易结果均由市场化方式形成，第三方不得干预。

第三十三条 绿电交易组织具体按照绿色电力交易实施细则执行。其中：

（一）绿色电力交易应确保新能源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。鼓励经营主体参与数年绿电交易。

（二）售电公司参与绿电交易的，应与电力用户建立代理服务关系，将绿电需求电量全部关联至代理用户。

（三）虚拟电厂（含聚合商）聚合分布式新能源参与绿电交易的，应与分布式新能源建立聚合服务关系，并将绿电申报电量全部关联至各分布式新能源项目。

（四）绿电交易采用双边协商或挂牌交易等方式，不单

独组织集中竞价和滚动撮合交易。

第三十四条 电网企业代理购电挂牌交易组织原则：

（一）省内优先发电、外购电（含点对网、网对网）、新能源发电企业机制电量等，按有关政策要求匹配居民农业、电网企业代理工商业用户、上网环节线损电量需求后，若仍有不足，可采用电网企业代理购电挂牌交易的方式向发电企业采购差额电量；若有剩余时，可采用电网企业代理购电挂牌转让交易的方式向电力用户、售电公司转让差额电量。

（二）年度挂牌交易可采用分时交易或曲线交易方式，挂牌价格按年度同类型分时交易或曲线交易加权平均价格确定。

（三）月度、月内挂牌交易可采用分时交易或曲线交易方式，月度挂牌价格按当月月度集中竞价交易加权平均价格确定；月内挂牌价格按最近一次月内集中竞价交易加权平均价格确定。若对应月度、月内未开展集中竞价交易或集中竞价交易未形成价格，挂牌交易价格参照最近一次集中竞价交易加权平均价格确定。

第三十五条 电能量合同交易根据市场需要灵活开展，价格通过市场化方式形成。其中：

（一）合同转让交易采用双边协商或挂牌交易方式；合同回购交易采用双边协商方式。

（二）合同签订时带曲线的，合同转让交易、合同回购交易中均按照原曲线进行转让、回购。

第三十六条 容量租赁交易组织原则：

（一）交易的标的物为独立储能的容量。出租方为独立储能企业，租赁方为新能源发电企业，租赁方容量租赁后应同时满足充放电功率和时长的要求。鼓励出租方和租赁方开展多年期的容量租赁交易。

（二）采用双边协商或集中交易方式，原则上以年度、月度为周期组织开展。

（三）容量租赁期最短为一自然年，首次并网的新能源发电企业容量租赁期应至少到当年年底。原则上全年租赁容量和价格保持一致。

（四）新能源发电企业根据自身需求，优先租赁对应充放电时长的独立储能电站容量，若租赁时长不满足，可租赁一家或多家独立储能项目满足需求。功率和时长不满足的，按比例折算容量差额。

第三节 交易约束

第三十七条 经营主体应结合机组可用发电能力、实际发用电需求、合同持仓水平等合理申报。在中长期交易中，可设置相应的约束条件。

第三十八条 发电企业全月净售出电量（指多次售出、购入相互抵消后的净售电量）不得超出标的月月度可用发电能力。其中：

（一）燃煤发电企业月度可用发电能力由电力调度机构定期提供。

（二）新能源发电企业月度可用发电能力根据装机容

量、历史发电利用小时数、机制电量比例等因素确定。

第三十九条 发电企业在同一笔电力交易中的售出电量不得超过其剩余最大发电能力，购入电量不得超过其售出电能量的净值（指多次售出、购入相互抵消后的净售电量）。

第四十条 发电企业各小时申报售出电量与已持有的中长期合同分解至该小时的净售出电量之和，不得超出发电能力，其中新能源发电企业不得超出扣除机制电量比例后的发电能力。

第四十一条 售电公司、虚拟电厂（含聚合商）交易申报限额应根据注册资本总额、履约担保额度、代理或聚合资源的历史发用电水平等条件确定。

第四十二条 为防止形成市场垄断，售电公司交易电量同时不高于以下两个条件的最低值：

（1）同一投资主体所属的售电公司交易电量之和原则上不超过全年交易总电量规模的一定比例。具体比例需在年度交易组织前，经电力市场管理委员会审议通过，报河北省发展改革委、华北能源监管局审定。

（2）售电公司资产总额对应的售电规模电量上限。

第四十三条 批发用户、售电公司等以购方身份参与交易时，当月申报电量上限为交易日前 12 个月中最大月实际用电量 $\times k_{\text{申报}}$ -当月已成交电量；对于首次参与交易的批发用户、售电公司，参照最近一个月的实际用电量设置。

第四十四条 电力用户和售电公司在同一笔电力交易中售电量不得超过其购入电能量的净值（指多次购入、售出相互抵消后的净购电量）。

第四十五条 独立储能月度可用充、放电能力根据独立储能电站容量、连续充放电时长等因素确定。

第四十六条 对经营主体月度累计交易电量设置上限。月度累计交易电量指经营主体在标的月购入或售出电量的绝对值之和，具体计算方法如下：

发电侧月累计交易量上限=发电侧售出电量上限×f1

用户侧月累计交易量上限=用户侧购入电量上限×f2

其中，发电侧售出电量上限为发电企业月度可用发电能力，用户侧购入电量上限为交易日前12个月中最大月实际用电量；f1、f2分别为发电侧、用户侧调整系数，经电力市场管理委员会审议通过，报河北省发展改革委、华北能源监管局审定。

第四十七条 为保障年度中长期交易发挥保量稳价作用，落实国家政策要求，实现年度交易高比例成交，在年度交易中可对燃煤火电企业、市场化电力用户（含售电公司）分别设置签约比例下限，月度（含多月）交易电量不超过年度交易电量的N%，具体参数经电力市场管理委员会审议通过，报河北省发展改革委、华北能源监管局审定。

第四十八条 在月度或月内等集中竞价交易中可设置电量申报下限，燃煤火电企业及售电公司申报电量与申报时已持有中长期合同电量（不含电网企业代理购电合同）之和

不得小于其交易标的日实际电量扣除申报时持有的电网企业代理购电合同后的 Y%。对不满足要求的，设置申报缺额回收机制。

第四十九条 容量租赁交易中，独立储能累计出租容量不得超过装机容量，每次达成容量租赁交易后，相应扣减其可出租容量，直至其装机容量全部扣除。

第五十条 经营主体可根据设备状况、生产经营计划调整、用户绑定关系变更等情况，向电力交易机构提出申报限额调整申请。

第四节 数年交易

第五十一条 数年交易的标的物为一年以上的分时段电量，主要通过双边协商的方式开展，发电侧仅可作为售电方，用户侧仅可作为购电方，原则上与年度交易一同组织。

第五十二条 经营主体协商一致达成数年期交易意向后，向电力交易机构提交要约，电力交易机构及时对要约进行受理。受理通过后，经营主体按照要求通过电力交易平台提交分年交易电量、价格和交易曲线等要约信息及相关附件，交易电量至少应细分到年内各月，电力交易机构按照市场规则出清形成交易结果。

第五节 年度交易

第五十三条 年度交易的标的物为次年年度内的分时段电量，可通过双边协商、集中交易等方式开展，分月申报、分月成交。

第五十四条 原则上每年年底前组织次年年度交易，具

体时间以交易公告为准。

第五十五条 年度交易时，发电侧仅可作为售电方，用户侧仅可作为购电方。

第六节 月度交易

第五十六条 月度交易的标的物为次月、年内剩余月份（以下简称“多月”）或特定月份的分时段电量。

第五十七条 月度交易原则上每月月底前组织，其中，多月电力直接交易主要采用双边协商、集中竞价方式开展，次月电力直接交易主要采用集中竞价方式开展；绿电交易、电能量合同交易采用双边协商方式开展；电网企业代理购电交易采用挂牌交易方式开展。

第五十八条 多月交易时，发电侧仅可作为售电方，用户侧仅可作为购电方；次月月度交易时，发用两侧经营主体可以选择作为购电方或者售电方参与交易，但在同一交易中的任一时段，只能选择购电方或者售电方一种身份。

第七节 旬、周、多日交易

第五十九条 旬、周、多日交易标的物分别为旬、周或多日分时段电量。其中，电力直接交易以集中竞价方式开展，绿电交易以双边协商或挂牌方式开展，电网企业代理购电交易以挂牌交易方式开展。

第六十条 发用两侧经营主体进行交易申报时可以选择作为购电方或者售电方参与交易，但在同一交易中的任一时段，只能选择购电方或者售电方一种身份。

第八节 日交易

第六十一条 日交易主要以集中交易方式按工作日连续开市，提前 2-3 个工作日组织申报，交易标的物为运行日分时段电量。其中，电力直接交易以滚动撮合方式开展，电网企业代理购电交易以挂牌交易方式开展。

遇有国家法定节假日，可适时调整交易组织时间。

第六十二条 发用两侧经营主体进行交易申报时可以选择作为购电方或者售电方参与交易，但在同一交易中的任一时段，只能选择购电方或者售电方一种身份。

第六章 校核及结果发布

第六十三条 中长期交易的校核包含交易出清校核和电网安全校核，交易出清校核由电力交易机构负责，电网安全校核由电力调度机构负责。

第六十四条 交易出清校核的主要内容包括：交易电力电量限额校核、交易限价校核等。

第六十五条 交易出清校核在电力中长期市场出清前开展，原则上不超过 1 个工作日。出清完成后，电力交易机构发布预成交结果，并将预成交结果推送至电力调度机构进行安全校核。

第六十六条 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，并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。

第六十七条 电网安全校核未通过时，电力调度机构将

越限信息以规范、统一的形式推送至电力交易机构，并在电力交易平台披露电网安全校核未通过原因。电力交易机构根据电力调度机构安全校核意见，按交易优先级逆序削减；当优先级相同时，按照预出清结果等比例削减。

第六十八条 电力交易机构应当根据电力调度机构安全校核意见在规定时间内完成交易削减。其中数年、年度交易 5 个工作日，月度交易 2 个工作日，月内交易 1 个工作日。

第六十九条 电力交易机构应在 1 个工作日内发布形成的交易结果。经营主体对交易结果有异议的，应当在结果发布 1 个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在 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。

第七章 合同管理

第七十条 中长期交易、容量租赁交易将“交易公告+交易承诺书+交易结果”视为电子合同，作为执行依据。

第七十一条 绿电交易合同应明确交易电量、电力曲线、价格（包括电能量价格、绿电环境价值）及绿电环境价值偏差补偿等内容。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认证服务。

第七十二条 绿电交易合同在各方协商一致后，可进行分月电量调整，相关调整通过安全校核后生效。

第七十三条 经合同双方协商一致，未履行的双边合同可申请终止执行。其中，申请终止容量租赁合同前，新能源发电企业须签订新的容量租赁合同，持续满足有关要求。

第七十四条 电力交易机构汇总跨省跨区、省内市场成员参与的各类合同，根据中长期市场连续运营情况，进行更新。

第八章 市场风险防控

第七十五条 在河北省发展改革委、华北能源监管局指导下，电力市场运营机构按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，履行市场监控和风险防控等责任，对市场依规开展监测分析和风险防控。各经营主体应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，按规定落实电力市场风险防控职责。

第七十六条 中长期市场风险包括以下情形：

（一）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。

（二）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。

（三）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，以及越权访问，违规使用外挂软件或其他严重影响交易结果的风险。

（四）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。

（五）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。

（六）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、违反电力交易平台使用协议等影响市场正常秩序的风险。

第七十七条 对于存在中长期市场风险的经营主体，电力电力市场运营机构可采取要求经营主体说明情况、谈话提醒、发布书面风险提示函、发布风险警示公告、公开通报、报告政府有关部门等措施。

第七十八条 因不可预测或无法控制的系统、设备、网络等缺陷或故障，电力交易机构可采取相应的处置措施，包括但不限于推迟或延长交易组织时间、重新组织交易申报、技术支持系统功能及界面调整等，由此带来的任何影响，电力交易机构无需承担责任。

第七十九条 当市场运行发生紧急风险时，应按规定由政府采取或授权电力市场运营机构执行电力市场暂停、中止、恢复等措施。电力市场运营机构执行市场干预措施后，应在3日内向电力监管机构、政府有关主管部门提交报告，按规定程序向相关经营主体披露。

第八十条 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。

第九章 附则

第八十一条 本细则由河北省发展改革委、华北能源监管局负责解释。

第八十二条 本细则自 2026 年 1 月 1 日起实施。

第八十三条 《河北南部电网电力中长期交易规则》（华北监能市场〔2020〕229 号）同时废止。