

内蒙古自治区能源局关于做好 2024 年 内蒙古东部电力市场中长期交易有 关事宜的通知

内能源电力字〔2024〕54 号

国家电网有限公司东北分部、国网内蒙古东部电力有限公司，北京电力交易中心有限公司交易五部、内蒙古东部电力交易中心有限公司，各有关发电企业、售电公司、电力用户：

按照国家和自治区有关文件精神，为切实做好 2024 年蒙东地区电力交易工作，确保市场有序推进，经电力市场管理委员会审议通过，现将 2024 年内蒙古东部电力市场中长期交易有关事宜通知如下。

一、交易电量规模

预计 2024 年蒙东电网区内电力市场交易电量规模约 349 亿千瓦时（含线损），按照用电侧类别划分，直接交易 250 亿千瓦时，电网公司代理交易 99 亿千瓦时；按照发电侧类别划分，购东北分部直调火电 80 亿千瓦时，蒙东公司管理火电 56 亿千瓦时，享受可再生能源补贴（含竞价）新能源 132 亿千瓦时，平价、不享受可再生能源补贴新能源 81 亿千瓦时。

二、市场主体

（一）发电企业

符合电力市场入市条件的蒙东地区发电企业，可按要求直接参与市场交易（暂不含常规水电、生物质、燃气、分布式和扶贫项目等发电企业，根据市场运行情况，逐步试点推动上述发电企业直接参与市场交易）。

（二）电力用户

加快推动蒙东地区工商业电力用户全面参与市场，逐步缩小电网代理购电规模。除居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户）、农业用电之外，10 千伏及以上工商业用户（含限制类）原则上全部直接参与市场交易。

（三）售电公司

参与 2024 年年度交易的售电公司，应与电力用户建立有效期包含 2024 年全年的购售电关系。根据全年交易电量规模，在交易开展前向电力交易机构及时、足额缴纳履约保函或履约保险。

电力交易机构应加强售电公司运营管理，通过信息核验、市场行为评价、履约保函和履约保险管理等方式，防范售电市场运行风险。拥有配电网运营权的售电公司进行市场注册时，执行《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595 号）中关于专业技术人员人数和注册资本的要求。

（四）新兴主体

积极推动六类市场化消纳新能源项目运行，按照相关要求符合并网运行和参与市场条件后，分类参与电力市场交易。充分发挥储能灵活调节资源作用，鼓励独立储能电站参与电力市场。

电网企业和电力交易机构应按照相关文件要求，明确新兴主体发电、购电模式，尽快研究部分用电负荷源网荷储一体化的用电主体、工业园区绿色供电项目主体、风光制氢等新兴主体自平衡调度运行机制，推动市场管理委员会研究提出新兴主体购网和上网电量参与电力市场的方案和细则。

三、新能源项目“保量保价”优先发电计划安排

（一）风力发电

初步安排有补贴风电“保量保价”优先发电计划小时数 890 小时，风电供热试点项目、特许权项目“保量保价”优先发电计划小时数 1900 小时（含外送电），风电供热项目按照供热电量增加“保量保价”优先发电计划小时数，按照蒙东地区燃煤基准价结算；除上述电量外风电项目所发电量均按照“保量竞价”方式参与电力市场。初步预计外送电量小时数 300 小时，按照相应市场规则和要求形成交易价格。

（二）光伏发电

初步安排有补贴光伏“保量保价”优先发电计划小时数 750 小时，除上述电量外光伏项目所发电量均按照“保量竞价”方式参与电力市场。初步预计外送电量小时数 240 小时，按照相应市场规则和要求形成交易价格。

（三）平价、不享受补贴项目发电计划

平价、不享受补贴项目（含政府价格主管部门取消批复电价的项目）按照“保量竞价”方式参与电力市场，优先参与区内市场交易，富余电量可参与跨省跨区外送交易。初步预计平价、无补贴竞价风

电外送电量小时数 1000 小时；初步预计平价、无补贴竞价光伏外送电量小时数 700 小时。跨省跨区绿电交易规模根据年度电力电量平衡结果合理安排。

超出国家规定的补贴年限或已达全生命周期合理利用小时数，以及超期服役办理延寿手续的新能源项目，按照平价、无补贴竞价新能源类型参与市场。优先发电量满足优先购电需求的富裕电量可在全体工商业用户间分摊。

四、区内市场交易

中长期交易按照年度、月度和月内组织开展，采用双边协商、集中交易等方式开展分时段交易。

根据国家发展改革委要求，考虑 2024 年蒙东地区燃煤发电和新能源发电的整体情况，燃煤发电年度中长期合约签约规模应不低于上一年度上网电量的 80%，月度（含月内）及以上中长期合约签约电量不低于上一年度上网电量的 90%；新能源发电年度中长期合约签约规模应不低于上一年度市场交易电量的 80%，月度（含月内）及以上中长期合约签约电量不低于上一年度上网电量的 90%；市场化用户（含电网代理购电）年度中长期合约签约电量应不低于上一年度用电量的 80%，并通过后续月度、月内合同签订，保障全年中长期合约签约电量不低于上一年度用电量 90%。售电公司按照代理电力用户的整体电量，执行上述中长期签约电量要求。按照国家发展改革委关于燃煤发电容量电价机制的相关要求，由于蒙东地区电力用户需要分摊的容量电价不同，蒙东地区外送电力的受端地区均不承担相应燃煤发电机组的容量电价，初步确定电力用户与蒙东电网调度燃煤发电机组的交易电量占全年交易电量比例为 17%，东北分部调度燃煤发电机组比例为 23%。具体分月交易比例根据燃煤发电机组实际运行情况、新能源发电情况等，由交易机构在开展交易前向市场主体公布。各发电企业应在满足蒙东地区用电需求、公平承担地区保障责任的情况下，确保完成国家明确的跨省区优先发电计划要求，积极开展跨省区电力市场交易。

（一）年度交易

蒙东电网所有工商业用户（含售电公司，下同）均应参加 2024 年年度交易。年度交易以双边协商、挂牌方式组织，市场主体结合发电情况、负荷预测以及分月用电侧新能源电量交易比例（年度交易前由交易机构公布）、按照分月分时段进行交易申报，形成分月分时合同。新能源场站可以在年度交易中暂时只明确交易电量和价格，分月电量和发电曲线可按月明确。

（二）月度交易

月度交易根据市场需求采用双边协商、挂牌、集中竞价等方式组织。参与集中竞价交易的批发用户在参与交易前申报分时用电曲线，参与交易时申报峰（尖峰）谷（深谷）平时段总电量和加权均价，交易出清后按照批发用户分时用电曲线形成分时合同。

（三）月内交易

开展中长期交易连续运营，增加交易频次、缩短交易周期，为市场主体主动调整偏差提供有效手段。电力交易机构月内组织日滚动交易，合理确定公告时间和办法，向市场主体明确每日开闭市时间、交易时段、交易组织方式等基本信息，交易标的原则上为 D+3 日至当月月底的合约，交易方式采用滚动撮合，调度机构开展日滚动交易的安全校核。

月内日滚动交易包括月内增量交易和合同电量转让交易，其中合同电量转让交易分为发电侧合同电量转让和用电侧合同电量转让。燃煤发电侧合同电量转让交易原则上由大容量、高参数、环保机组替代低效、高污染火电机组及关停发电机组发电，有补贴新能源、平价新能源分别开展发电侧合同转让交易，火电机组不得替代新能源发电，低效、高污染火电机组不得替代大容量、高参数、环保机组。用电侧进行合同转让交易时，受让方合计的新能源交易电量不得突破当月新能源交易比例上限。

（四）电网公司代理购电交易

电网企业应按国家相关要求定期预测代理购电工商业用户用电量及典型负荷曲线，按照交易周期组织参加代理购电交易。

电网公司代理购电按挂牌方式采购电量，挂牌购电价格按本交易周期集中竞价交易加权平均价格确定。电网企业代理购电按挂牌方式采购电量时，如果当前交易周期内没有集中竞价或集中竞价电量占当前交易周期直接交易成交电量（不含电网代理购电）比例低于 20%，挂牌价格按照直接交易用户（含售电公司）当前交易周期签订合同（含双边交易、集中交易等各种形式）的加权平均价格执行。

（五）新能源交易

1. 进一步提高新能源市场消纳

根据 2024 年蒙东地区新能源发电和区域内电力用户用电情况，初步确定区内市场有补贴（含竞价）新能源交易电量占全年整体市场规模比例为 40%，平价、无补贴竞价类新能源交易电量占全年整体市场规模比例为 20%。为保障蒙东地区电力电量平衡和保供需求，电网公司结合新能源发电曲线及供需预测，分月测算用电侧新能源电量交易比例，由交易机构在年度交易开展前向市场主体公布。电力用户与新能源场站分月交易电量不超过交易机构公布的比例。

2.推动开展绿色电力及绿色证书交易

绿色电力交易、绿色证书交易依据相关要求组织开展。新能源优先发电量均为电网保障性收购电量，新能源绿色电力交易初期，保障性收购电量中的区内交易电量（含保量保价、保量竞价电量）绿色电力属性暂根据中长期合约同步至电力用户，待国家、自治区明确新能源项目承担市场交易风险的具体办法后按要求执行。所有参与绿电交易的市场主体通过参与现货市场及电力辅助市场等方式承担系统调节价值。

（六）“保量保价”优先发电合同

“保量保价”优先发电计划纳入中长期交易，原则上在年度双边交易开始前，电网企业应对“保量保价”电量签订厂网间年度购售电合同，约定年度电量规模以及分月计划、交易价格等。电网企业可委托电力交易机构组织“保量保价”电量挂牌交易，由相关发电企业摘牌认购。“保量保价”电量分月计划可由合同签订主体在月度执行前进行调整和确认。

（七）价格机制衔接

中长期交易市场限价仍按照《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）执行，燃煤火电交易价格上下浮动原则上均不超过燃煤发电基准价格的20%，高耗能企业交易电价不受上浮20%限制。风电、光伏交易价格不超过燃煤发电基准价格。由于蒙东地区外送电力均不计入相关受端地区电力电量平衡，蒙东地区外送电力属于富余发电能力外送，所有区内交易价格原则上不得高于跨省区交易价格。

五、电量结算

（一）发电企业年度、月度合同按照“月度结算、交易周期清算”原则结算，月内交易按照“月结月清”原则结算。用电侧分为网间购电结算和网内购电结算，其中网间购电按照“月结月清”原则结算；网内购电年度、月度合同按照“月度结算、交易周期清算”原则结算，月内交易合同按照“月结月清”原则结算。待条件成熟后，适时开展发用两侧“月结月清”。

（二）年度交易结束后，未能达到年度中长期合同签约电量比例要求的燃煤发电企业、新能源发电场站和电力用户，年度交易差额电量按照同类型发电机组、场站、电力用户平均交易价格的10%支付年度交易偏差结算费用。若燃煤发电企业、新能源发电场站和电力用户2024年生产安排确有重大调整，发电、用电无法达到2023年水平，导致不能满足年度中长期合同签约电量要求，可以申请核减年度偏差结算电量，年内实际发电、用电量达到2023年水平时需按1.1倍补缴核减的偏差结算

费用。中长期合约按照蒙东地区市场交易规则开展偏差结算，电网企业能够单独区分调试电量、网损电量等对代理购电产生的偏差影响的情况下，电网企业代理购电开展偏差结算工作。

（三）新建电源调试电量按国家和自治区相关要求结算，纳入电网代理购电优先结算。

六、电能计量

（一）电网企业应按照电力市场结算要求定期抄录发电企业（机组）和电力用户电能计量装置数据，并将计量数据提交电力交易机构。对计量数据存在疑议时，由具有相应资质的电量计量检测机构确认并出具报告，由电网企业组织相关市场成员协商解决。

（二）电力用户同一户号下所有符合入市条件的计量点用电量购电方式均应一致，选择直接参与市场交易或电网企业代理购电其中一种方式参与电力市场。

（三）电网企业需规范开展电力用户业扩报装（变更）业务，规范命名报装（变更）电力用户户名，做好与电力交易机构的用户档案信息协同处理，避免由于档案登记不准确而导致的电量计量与结算错误。

（四）增量配售电公司及其配网供电辖区内的工商业电力用户应具备健全的计量采集等技术要求，将电量采集档案传至电力交易平台，为结算提供基础依据。

七、市场成员退市

（一）电力交易机构按照“随退随结”的原则处理电力用户退市事宜。符合退出市场相关规则要求的电力用户，向交易机构提出退市申请后，电力交易机构应分别根据交易规则或售电公司绑定协议有关内容，对电力用户剩余的批发交易合同或零售交易合同进行一次性结算、清算。

（二）电力交易机构和电网公司营销等部门要尽快制定市场主体入市、变更和退市实施细则，防范市场风险。

八、其他事宜

（一）在确保电网安全条件下，电网企业根据电量平衡情况、区内优先发用电、市场化用电合同，合理安排各发电企业月度计划和省间购电月度计划，电力调度机构做好计划、合同均衡执行。

（二）煤电容量电价机制按照国家有关政策、自治区政府出台的相关方案、细则执行，确保电力用户总体价格水平基本稳定。

（三）电网企业要进一步加强电量计量采集、电力交易以及调度执行等带曲线交易各项技术条件，待发电侧满足分时条件后，适时开展发电侧分时结算，做好中长期与现货市场有效衔接。执行分时结算的合同转让交易不受比例限制。

（四）电力交易机构需持续提升电力交易平台服务能力，重点开展电力现货市场和电力零售市场等方面功能建设。

（五）电网公司、电力交易机构，积极引导以新能源为主体的多能互补、源网荷储、风光氢储、微电网等一体化综合项目等新兴市场主体参与市场交易。同时结合政府主管部门出台的新兴项目实施细则，尽快推动制定新兴主体购网和上网电量参与电力市场、结算方案和细则。

（六）加强电力市场运营风险管控，稳定市场运营秩序，维护主体合法权益。电力交易机构根据市场主体信息管理、市场交易、合同履行等行为，进行市场行为信用评价，评价结果通过电力交易平台、“信用中国”等政府制定网站予以公布。

交易机构要做好市场交易规则、交易办法的培训解读工作，指导帮助市场主体顺利参与电力市场交易。本通知相关内容及参数根据国家政策及区内电力市场运行情况适时调整，未明确事宜参照《内蒙古东部地区电力中长期交易规则》、补充规则及已经发布的相关文件要求执行。电力交易机构要尽快组织开展 2024 年电力市场交易。如遇国家、自治区政策重大调整，按照相关文件要求执行。

2024 年 1 月 19 日

（此件主动公开）