

国家能源局华东监管局文件

华东监能市场〔2026〕34号

国家能源局华东监管局关于印发《长三角跨省 电力中长期市场实施细则》的通知

各有关电网企业、电力调度机构、电力交易机构、相关经营主体：

为贯彻落实加快建设全国统一电力市场要求，进一步深化华东区域跨省电力中长期市场建设，进一步规范跨省电力中长期交易行为，依据《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力中长期市场基本规则〉的通知》（发改能源规〔2025〕1656号）等有关规定，国家能源局华东监管局组织市场运营机构修订形成《长三角跨省电力中长期市场实施细则》，经广泛征求

政府有关主管部门和经营主体意见，并由长三角电力市场管理委员会审议通过，现予以印发，请遵照执行。

执行过程中如遇重大问题，请及时报告。

国家能源局华东监管局

2026年4月17日

长三角跨省电力中长期市场实施细则

第一章 总 则

第一条 为贯彻落实长三角一体化发展国家战略和全国统一电力市场建设要求，规范长三角电力市场跨省中长期交易，依法维护经营主体的合法权益，推进统一开放、竞争有序的电力市场体系建设，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令2024年第20号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力中长期市场基本规则〉的通知》（发改能源规〔2025〕1656号）等有关要求，制定本细则。

第二条 长三角电力市场覆盖上海市、江苏省、浙江省、安徽省及福建省。本细则适用于已完成市场注册的经营主体在长三角电力市场开展的跨省电力中长期交易（含区域内跨省级调度管辖范围的交易，以下简称长三角跨省中长期交易）。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，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 本细则不涉及零售市场，零售市场按照国家相关规定执行。

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

营机构包括北京电力交易中心市场交易三部（以下简称京交三部）、各省（市）电力交易中心（以下简称省交易中心）、国网华东分部调度控制中心（以下简称网调）及各省（市）电力调度控制中心（以下简称省调）。市场成员的权利和义务遵照《电力市场运行基本规则》《电力中长期市场基本规则》等有关规定执行。

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 国家能源局华东监管局（以下简称华东能源监管局）会同区域内电力监管机构和有关政府部门按照各自职能依法履行电力中长期交易监管职责。

第二章 总体要求

第七条 统筹推进电力中长期市场、现货市场、辅助服务市场建设，在交易时序、交易出清、市场结算等方面做好衔接，发挥长三角跨省中长期交易在补充各省市电力电量供需平衡，降低各省市电力市场运行风险，提升区域内电力资源共享效率的作用。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 促进长三角跨省中长期交易与跨区跨省电力中长期交易、省（市）电力中长期交易（以下简称省内交易）有序衔接，在经济责任、价格形成机制等方面高效协同。

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。

第十一条 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）应满足电力中长期市场按日连续运营要求。

第三章 经营主体

第十二条 参与长三角跨省中长期交易的经营主体包括已完成市场注册手续的各类型发电企业、售电公司、电力用户、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作智能微电网。

第十三条 经营主体应当是财务独立核算、能够独立承担民

事责任的企业、经法人单位授权的内部核算主体、个体工商户、执行工商业电价或具有分布式电源的自然人等民事主体。

第十四条 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。各电力交易机构共享注册信息。

第十五条 经营主体由所在省交易中心将注册信息推送至京交三部或在北京电力交易中心直接注册后，即可参与长三角跨省中长期交易，无须重复注册。优先鼓励有绿色电力需求的用户及售电公司、新能源发电企业、新型经营主体参与。

第十六条 京交三部协同省交易中心做好交易平台参与跨省交易的经营主体注册信息管理，注册地省交易中心负责维护经营主体相关信息，并于信息更新后3个工作日内推送至京交三部。

第十七条 各省（市）电网企业依规参与长三角跨省中长期交易。

第十八条 申请退出市场的经营主体，应向注册地省电力交易中心提出市场注销申请，并按《电力市场注册基本规则》执行。经营主体自动注销由注册地省交易中心发起，生效后，注册地省交易中心在3个工作日内将注销信息推送至京交三部。

第四章 交易品种和价格机制

第一节 交易品种

第十九条 长三角跨省中长期交易分为电能量交易、绿电交易、合同交易等。

第二十条 电能量交易的标的物为分时段电能量，主要包括跨省厂网交易和跨省电力直接交易。

（一）跨省厂网交易是指发电企业与其他省份电网企业之间开展的长三角跨省中长期交易。包括跨省优先发电规模计划电量、跨省市场化交易电量。跨省优先发电规模计划电量是指根据国家指令性计划、地方政府框架协议确定的电量，包括保量保价电量、保量竞价电量。跨省市场化交易电量是指跨省优先发电规模计划电量之外，利用区域内省间输电通道富余能力交易的电量。

（二）跨省电力直接交易是指电力用户、售电公司与其他省份发电企业之间开展的长三角跨省中长期交易，经营主体参与跨省电力直接交易根据国家电力市场化改革的进展有序推进。

第二十一条 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）。跨省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与其他省份的发电企业购买绿色电力的交易。

第二十二条 合同交易指合同其中一方经营主体将未履行的合同全部或部分转让给第三方经营主体，包括跨省交易合同在

省内和省间转让交易、省内交易合同省间转让交易。

第二节 交易方式

第二十三条 交易方式包括双边协商和集中交易，其中集中交易包括集中竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易等。

第二十四条 双边协商交易是指购售双方协商一致后，由一方经营主体或电网企业通过电力交易平台将需求电量、价格、电力曲线等信息向交易意向方提出，由交易意向方接受的交易方式。

第二十五条 集中竞价交易是指在规定的交易申报截止时间前，经营主体或电网企业提交购电或售电信息，包括分时段电量、价格等，电力交易平台汇总并按市场规则统一出清成交的交易方式。出清方式主要采用撮合匹配、边际出清，算法模型见附录一。

第二十六条 滚动撮合交易是指在规定的交易申报时间内，经营主体或电网企业提交购电或售电信息，包括电量、价格、电力曲线等，电力交易平台按照对手方价格优先、时间优先的原则进行滚动撮合成交的交易方式。算法模型见附录二。

第二十七条 挂牌交易指购电方、售电方通过电力交易平台，将购电需求电量或售电需求电量、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。挂牌价格原则上采用购电方省间联络线落地侧价格。挂牌交易包括单向挂牌交

易和双向挂牌交易。

（一）单向挂牌交易指在规定的交易时限内，购电方或者售电方其中一方提出购售电要约，包括购（售）电量和购（售）电价格，另外一方在规定的时间内摘牌，摘牌可摘全部或部分电量，成交价格为挂牌价。摘牌不分时间先后，当摘牌电量大于挂牌电量时，按摘牌电量等比例成交。

（二）双向挂牌交易指在规定的交易时限内，购电方或者售电方任意一方随时提出购（售）电要约，包括购（售）电量和购（售）电价格，另外一方摘牌，摘牌可摘全部或部分电量，摘牌即时成交，电量摘完即止，成交价格为挂牌价。未成交挂牌电量可随时撤销挂牌。

第二十八条 对于按照 24 时申报出清的跨省电力中长期交易计划，按线性插值法由 24 时电力扩展为 96 点电力执行，算法模型见附录三。

第三节 价格机制

第二十九条 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，各省（区、市）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。

第三十条 除执行政府定价和政府指导价的电量外，长三角跨省中长期交易的成交价格由购售双方通过市场形成，第三方不得干预。

第三十一条 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。

第三十二条 中长期交易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。

第三十三条 集中竞价交易中，为避免市场操纵以及恶性竞争，按照国家相关规定，可对报价或者出清价格设置上、下限。

第三十四条 逐步推动月内等较短周期的长三角跨省中长期交易限价与省间现货交易限价贴近。

第三十五条 参与长三角跨省中长期交易的经营主体容量电价，按照国家有关规定执行。

第三十六条 长三角跨省中长期交易相关价格口径

（一）购电方省间联络线落地侧价格由发电侧上网价格、送出省外送输电价格（含送出省外送输电网损，下同）、国网华东分部跨省电量输电价格（以下简称华东跨省输电价格）、国网华东分部跨省输电网损（以下简称华东跨省输电网损）等构成。送出省外送输电价格、华东跨省输电价格、华东跨省输电网损按照国家有关规定执行和调整。

（二）购电方电力用户到户价格等于购电方所在省电网省间联络线落地价格加上省内的相关价格和费用（如省内输配电价、政府性基金及附加、省内系统运行费用等，具体项目按照国家和各省（市）相关文件规定执行，下同）。

(三) 交易中如成交价格为购电方省间联络线落地侧价格, 则发电企业上网价格=(购电方省间联络线落地侧成交价格-华东跨省输电价格) × (1-华东跨省输电网损率) -送出省外送输电价格。

第五章 交易组织

第一节 基本要求

第三十七条 京交三部统筹长三角跨省中长期交易时序安排, 协同省交易中心编制长三角电力市场中长期交易日历, 包含跨省及省(市)内中长期交易。跨省与省(市)内各场次交易申报时间按照交易日历执行, 有序做好衔接。

原则上年度交易日历在上年度 11 月初发布, 月度交易日历在上月上旬发布, 交易日历包含各类年度(月度及月内)交易申报时间、出清时间安排等相关信息。

第三十八条 交易组织前, 数年交易电量须分解到年, 在年度交易阶段电量及电力曲线分解到月及日; 月度、月内、多日交易电量及电力曲线须分解到日。

第三十九条 交易公告由京交三部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。

第四十条 原则上, 数年、年度等年定期开市的电力中长期

交易，京交三部于 11 月在交易申报日前至少 3 个工作日的 17:30 前通过电力交易平台发布交易公告；月度定期开市的电力中长期交易，京交三部于上月在交易申报日前至少 1 个工作日的 17:30 前通过电力交易平台发布交易公告；连续开市的电力中长期交易不再发布交易公告。非定期开市的电力中长期交易，原则上应在交易申报日前至少 3 个工作日的 17:30 前通过电力交易平台发布交易公告。

第四十一条 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。电网企业仅能作为购电方购入电量。

第四十二条 发电侧合同转让交易原则上应符合国家节能降碳相关要求。

第二节 交易组织时序

第四十三条 长三角跨省中长期交易按照年度（数年）交易、月度交易、月内交易顺序开展。

第四十四条 年度（数年）交易

（一）年度（数年）交易以次年年度内的电量（1 年及以上的电量或合同量）作为交易标的物。交易应分解到月及日，确定分月电量，还应确定分时段曲线。年度（数年）交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展。

（二）经过双边协商形成的年度（数年）意向协议，应在年

度双边交易申报截止前，通过电力交易平台提交，经交易出清校核后，由电力交易平台形成双边交易预成交结果。

（三）采用集中交易方式开展年度（数年）交易时，经营主体或电网企业在规定的时限内通过电力交易平台自主申报交易数据，经交易出清校核后，由电力交易平台按照公告中的出清方式形成预成交结果。

（四）年度交易（含执行时间在次年的数年交易）预成交结果汇总后一并提交电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在5个工作日内返回安全校核结果，由京交三部发布。安全校核越限时，由京交三部根据交易优先级进行调减，直至安全校核通过。

（五）京交三部根据成交结果生成电子合同，按线性插值法形成96点曲线。

（六）经营主体或电网企业对交易结果有异议的，应当在结果发布1个工作日内向京交三部提出，由京交三部会同电力调度机构在受理异议起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。

第四十五条 月度交易

（一）月度交易以次月、年内剩余月份的电量（或合同量）或特定月份的电量（或合同量）作为交易标的物。月度交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展。

（二）经过双边协商形成的意向协议，须在月度双边交易申

报截止前通过电力交易平台提交，经交易出清校核后，由电力交易平台形成双边交易预成交结果。

（三）采用集中交易方式开展月度交易时，经营主体或电网企业在规定的时限内通过电力交易平台自主申报交易数据，经交易出清校核后，由电力交易平台按照公告中的出清方式形成集中交易预成交结果。

（四）月度交易预成交结果汇总后一并提交电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在2个工作日内返回安全校核结果，由京交三部发布。安全校核越限时，由京交三部根据交易优先级进行调减，直至安全校核通过。

（五）京交三部根据成交结果生成电子合同，按线性插值法形成96点曲线。

（六）经营主体或电网企业对交易结果有异议的，应当在结果发布1个工作日内向京交三部提出，由京交三部会同电力调度机构在受理异议起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。

（七）京交三部应根据经安全校核后的交易结果，对年度交易分月结果和月度交易结果进行汇总，于每月月底前发布汇总后的交易结果。

第四十六条 月内交易

（一）月内交易以月内剩余天数或特定天数的电量（或合同量）作为交易标的物。月内交易包括多日交易、周交易、D-3日

交易，其中多日交易按需开市，周交易每周定期开市，D-3日交易（包括合同交易、电能量滚动撮合交易、绿电交易）按工作日连续开市。根据市场发展情况逐步过渡至按日开市。

（二）按需开市的多日交易根据经营主体申请，可采用双边协商或集中交易方式；合同交易采用双边协商或集中交易方式；D-3日电能量交易采用滚动撮合方式；D-3绿电交易采用集中竞价方式。

（三）月内交易中，经营主体或电网企业在规定的申报时限内通过电力交易平台申报数据，经交易出清校核后，由电力交易平台按照公告中的出清方式形成预成交结果。

（四）京交三部将交易预成交结果提交给电力调度机构进行安全校核。电力调度机构应当在1个工作日内返回安全校核结果，由京交三部发布。安全校核越限时，由京交三部根据交易优先级进行调减，直至安全校核通过。

（五）京交三部根据成交结果生成电子合同，按线性插值法形成96点曲线。

（六）经营主体或电网企业对交易结果有异议的，应当在结果发布1个工作日内向京交三部提出，由京交三部会同电力调度机构在受理异议起1个工作日内给予解释。

（七）月内交易结果发布后，京交三部应当及时将交易结果推送电力调度机构执行。

第四十七条 周电能量交易的交易标的为24时分段电能量。

(一) 周交易采用分时段交易，原则上每周三固定开市，采取工作日和休息日分别竞价。

(二) 每周三 11:00 前，经营主体在交易平台完成交易申报。17:30 前，经交易出清校核后，由电力交易平台按照公告中的出清方式形成预成交结果；京交三部发布预成交结果并提交电力调度机构安全校核。

(三) 每周四 17:30 前，电力调度机构进行安全校核，安全校核未通过的由京交三部完成调减至安全校核通过。

(四) 每周五 17:30 前，京交三部发布成交结果，电力调度机构发布安全校核情况及原因。

第四十八条 D-3 日跨省绿电集中竞价交易是在 D-3 日开展的执行日为 D 日的跨省绿电交易。

(一) D-3 日 8:30-9:30，新能源发电企业申报 D 日省间绿电交易售电电量、电价信息，电力用户（售电公司）申报 D 日省间绿电交易购电电量、电价信息。

(二) D-3 日 10:00 前，京交三部按规则完成交易结果预出清，并在交易平台发布预成交结果。同时将交易结果提交调度机构开展安全校核。

(三) D-3 日 16:00 前，电力调度机构完成安全校核，安全校核未通过的由京交三部完成调减至安全校核通过。

(四) D-3 日 17:30 前，京交三部发布成交结果，电力调度机构发布安全校核情况及原因。

第四十九条 D-3 日滚动撮合交易的交易标的为 D 日的 24 时分段电能量。

(一) D-3 日 10:00-11:30, 经营主体在交易平台申报每日分时段电量、电价, 经营主体须在规定申报时间内完成申报。

(二) D-3 日 12:00 前, 京交三部发布预成交结果并提交电力调度机构安全校核。

(三) D-3 日 16:00 前, 电力调度机构完成安全校核, 安全校核未通过的由京交三部完成调减至安全校核通过。

(四) D-3 日 17:30 前, 京交三部发布成交结果, 电力调度机构发布安全校核情况及原因。

第三节 交易约束

第五十条 在电力中长期交易开展前, 应在交易公告或系统设置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。

第五十一条 各级电力调度机构通过电力交易平台发布并动态更新各关键断面(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, 并向对应电力交易机构提供相关发电机组可用发电能力。

第五十二条 京交三部组织省交易中心根据已达成的交易合同及可用发电能力, 形成各发电机组交易申报限额, 并根据市场交易情况及时调整(扣除已成交电量、已申报未出清电量);

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。

第五十三条 发电企业在单笔电力交易中的售电量或受让合同电量不得超过其剩余最大发电能力（指扣除已成交合同电量后的最大发电能力），购电量或出让合同电量不得超过其已售出电能量的净值（指扣除已转让合同电量后的净售电量）。新能源送出电量限额应扣除机制电量。

第五十四条 优先发电规模计划电量参与跨省电力直接交易，购入方省市调度机构可提出电力曲线或总体分时段上下限电力需求，满足保供要求。

第五十五条 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，且在单笔交易中的售电量不得超过其已购入电能量的限值（指扣除已转让合同电量后的净购电量）。具体计算规则根据各省规则确定。

第五十六条 经营主体的省间交易和省内交易共用申报限额。

第五十七条 推动建立跨省及省（市）内经营主体交易限额互通机制，尽快实现经营主体在网省两侧交易额度的实时同步，交易申报限额由交易平台根据规则自动生成。

第五十八条 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。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。

第五十九条 集中竞价、滚动撮合规模上限由本省（市）电力调度机构根据本省（市）最大外送、受入能力和剩余通道能力在电力交易平台确定。

第四节 绿色电力交易组织

第六十条 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。

第六十一条 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。

第六十二条 售电公司参与绿电交易时，应提前与电力用户建立代理服务关系，并在交易申报时将绿电需求电量全部关联至代理用户。

第六十三条 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，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。按照绿电交易溯源要求，虚拟电厂聚合的分布式新能源项目应与售电公司签约零售用户匹配关联。

第六十四条 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。

第五节 合同交易组织

第六十五条 合同交易可采用双边协商、挂牌交易等方式。

(一) 双边协商交易,拟出让交易合同的经营主体与受让方经营主体协商一致后,在交易平台填报转让要约,包括交易起始日期、转让价格(受让方上网电价)、电力曲线(电量由系统自行折算),受让方发电企业对转让要约进行确认。

(二) 挂牌交易,拟出让交易合同的经营主体通过交易平台发布挂牌要约,包括交易起始日期、转让价格(受让方上网电价)、电力曲线(电量由系统自行折算)。有意向受让的经营主体,通过交易平台对电量进行摘牌,可以摘部分电量(电力曲线按照形状不变原则由系统自动折算)。

(三) 原则上,市场初期暂不开展购电合同交易;省内市场形成的合同暂不在省间转让。

(四) 合同交易需经过电力调度机构安全校核。

第六章 交易校核

第六十六条 长三角跨省中长期交易校核包含交易出清校核和电网安全校核,交易出清校核由京交三部负责组织省交易中心共同开展,电网安全校核由网调负责组织省调共同开展。

第六十七条 为保障电力系统整体运行安全,在各类市场化交易开始前,电力调度机构可以根据机组可调出力、检修天数、

系统负荷曲线以及电网约束情况，折算得出各机组电量上限，并及时提供关键通道限额、关键设备检修计划等电网运行相关信息，由京交三部予以公布。

第六十八条 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。交易出清校核在长三角跨省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，京交三部发布预成交结果。

第六十九条 电网安全校核由电力调度机构在规定时间内按照电网运行安全校核技术规范有关要求执行。跨省交易预成交结果发布后，京交三部将预成交结果推送至网调进行电网安全校核。电网安全校核的主要内容包括：通道输电能力限制、机组发电能力限制、机组辅助服务限制等内容。安全校核内容应科学、合理。

第七十条 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。

第七十一条 电网安全校核未通过时，京交三部根据交易优先级逆序进行交易削减。按交易周期，交易优先级由高到低的顺序依次为数年、年度、月度、月内交易；同一交易周期下，按交易性质，优先级由高到低的顺序依次为跨省优先发电规模计划电量、跨省市场化交易电量；跨省市场化交易中，优先级由高到低的顺序依次为，跨省绿电交易、跨省电力直接交易、跨省厂网交

易（市场化交易电量部分）、跨省合同交易。对于集中竞价交易，按照竞价排序原则逆序进行交易削减。对同一优先级的交易按等比例原则进行交易削减。

第七十二条 京交三部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。

第七十三条 成交结果应在形成后 1 个工作日内由京交三部发布。经营主体对成交结果有异议的，应当在发布后 1 个工作日内向京交三部提出，由京交三部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

第一节 合同签订

第七十四条 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。交易合同应当明确购电方、售电方、输电方、电量、电力曲线、电价、执行周期、结算方式、偏差电量处理等内容。

第七十五条 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。

第七十六条 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。京交三部根据交

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 合同变更

第七十七条 合同变更指购售双方对未执行部分交易电量、电力曲线等进行协商变更。合同变更可按照月度、周开展。

第七十八条 合同变更采用双边协商方式。拟进行合同变更的电网企业或经营主体在交易平台发起合同变更，填报合同剩余执行期内变更后的每日电力曲线等合同信息，合同对方电网企业或经营主体进行确认。合同变更可变更交易电量、电力曲线。合同变更不得调增合同总电量并需通过安全校核。

第三节 可中断交易合同

第七十九条 为最大限度实现省间电力资源互助互济，减少风光水情不确定性对中长期交易的影响，并在极端气候等特殊情况下保障售电省电力供应安全；在华东区域跨省电力中长期交易中可采用可中断交易方式。

第八十条 对于双边交易，可在交易合同（协议）中约定可中断条款，包括但不限于可中断的启动条件、可中断提出时限、最大可中断电力。

第八十一条 对于集中交易，需在交易公告中明确是否为可中断交易及可中断的启动条件、可中断提出时限、最大可中断电力。

第八十二条 当售电省出现超预期高负荷、风光水资源远低于预期、电煤燃气供应严重短缺等预计会导致拉限电的特殊情况时，由售电省调度机构提出可中断申请。

第八十三条 每次中断的最长时限为 7 天。

第八十四条 为便于购电省安排需求侧管理措施，可中断申请应在 D-3 日（以工作日计）17:00 前向京交三部提出，原则上 D-2 日起，中长期交易不再修改。

第八十五条 京交三部根据售电省提出的书面申请通知华东网调予以安排，并通知购电方。

第八十六条 京交三部按月通过电力交易信息发布平台发布中长期交易中断情况。

第八十七条 当导致交易中断的条件发生变化，送出省恢复外送能力时，应及时恢复可中断交易，原则上按照中长期交易优先级进行恢复，恢复申请原则上应在 D-3 日（以工作日计）17:00 前提出。

第四节 合同执行

第八十八条 京交三部汇总各类长三角跨省中长期交易合同，形成年度、月度、D-3 日长三角跨省交易计划，按年、月、日提供给网调执行。

第八十九条 经交易校核后的长三角跨省中长期交易结果作为执行依据，相关市场成员应该严格执行、认真履约。

第九十条 长三角跨省中长期交易调整

(一) 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。

(二) 电力调度机构因电网安全等原因需调整长三角跨省中长期交易合同时，原则上按照交易优先级逆序调整。对于皖电东送机组，优先调整厂网交易电量部分。

因故未能按照交易优先级逆序调整时，应详细记录原因，必要时提供书面说明。

(三) 在 D-2 日至 D 日期间，在购售双方所在调度达成一致并取得购售双方同意调整确认书的前提下，电力调度机构可调整 D 日相关交易合同执行，应做好详细记录。

第八章 计量与结算

第一节 计量

第九十一条 电网企业应当根据市场运行需要为经营主体安装符合技术规范的计量装置。电网企业应当在跨省输电线路两端安装符合技术规范的计量装置，长三角跨省中长期交易均应明确其结算对应计量点。

第九十二条 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。

第九十三条 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。

第九十四条 电力调度机构应每日提供前1日跨省输电通道和发电企业的计量数据，每月第1个工作日内提供跨省输电通道和发电企业月度计量数据，并将相关数据传输至电力交易平台。

第九十五条 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

第九十六条 结算包括形成结算依据和电费结算。其中，形成结算依据是指电力交易机构根据有关政策文件和市场规则要求，向经营主体和电网企业提供电力市场结算依据和服务的行为；电费结算是指电网企业受经营主体委托，根据政策文件和结算依据等，对经营主体电费进行计算，编制发行电费账单，并进行电费收付的行为。

第九十七条 结算关系

(一)京交三部以北京电力交易中心出具的跨区联络线外

送电量的结算依据作为结算边界，通过电力交易平台，依据各类交易合同确定各经营主体之间的结算关系，向区域内各相关电网企业和相关经营主体出具结算依据，并将相关结算依据提供至相应的省交易中心。

（二）各省市电网企业、网调直调发电企业的结算依据由京交三部出具；售电公司、电力用户、新型经营主体、除华东网调直调外发电企业的结算依据由省交易中心通过电力交易平台，以京交三部出具的结算依据为结算边界，结合各省市市场规则及价格政策、经营主体省内交易的结算结果，一并出具结算依据。

（三）电网企业依据国家有关规定和电力交易机构提供的结算依据进行电费结算，向经营主体出具电费结算账单，并向经营主体收付款。

第九十八条 长三角跨省中长期交易结算采用日清分、月结算方式，必要时（如国家电价政策调整）可进行清算。

第九十九条 每月第5个工作日前，京交三部依据日清分结果等数据形成上月结算依据（核对版），发送给相关经营主体、电网企业核对，相关方应在1个工作日内完成核对、异议反馈（若有）和确认，逾期视为已确认。

第一百条 相关经营主体、电网企业提出异议的，京交三部应在1个工作日内组织相关方进行协商与核实，达成一致的，相关经营主体应对修正后的结算依据（核对版）在1个工作日内完

成核对和确认；因异议处理无法按时达成一致的，纳入下一结算周期进行结算、追退补或清算，异议处理不得影响无争议部分的电费结算。

第一百〇一条 每月第8个工作日前，京交三部应向市场经营主体、区域内各电网企业通过电力交易平台出具上月正式结算依据，包括但不限于交易月份、结算对象、交易成分、结算电量、电价、电费、偏差费用、辅助服务、两个细则等。

第一百〇二条 国网华东分部根据有关规定和交易依据按月分别与售电省电网企业和购电省电网企业进行居中结算。

第一百〇三条 绿电交易中电能量与绿电环境价值分开结算。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。

第一百〇四条 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。

第一百〇五条 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。

第一百〇六条 其他结算有关要求按《电力市场计量结算基本规则》执行。

第九章 偏差结算

第一节 偏差电量分类

第一百〇七条 省间交易在执行过程中形成的偏差电量分为交易执行偏差电量和波动偏差电量。

第一百〇八条 京交三部在D-3日将中长期交易合同曲线通过电力交易平台提交网调执行并作为偏差结算的初始依据。D-2至D日，网调依据系统运行情况可组织长三角省市间短期互济交易，叠加省间现货交易结果，在D-3日的中长期交易合同曲线上形成D日区域内省间联络线口子合同曲线。

第一百〇九条 交易执行偏差指由于电网安全或购售双方自身原因等，D日区域内省间联络线口子合同曲线与调度计划执行曲线之间的偏差。

第一百一十条 波动偏差电量指D日区域内省间联络线口子调度计划执行总曲线与关口计量电量之间的偏差。

第一百一十一条 网调应及时提供交易执行偏差的原因，京交三部进行责任认定并开展结算。

第一百一十二条 省间优先发电计划的网调直调机组的偏差电量纳入后续月份滚动执行，优先在年度厂网交易合同中滚动调整。

第一百一十三条 京交三部每月第5个工作日前通过交易平台发布上月区内省间全口径中长期交易分时月度送出均价、区内省间中长期交易送出最高价和最低价，作为偏差电量结算价格。

第一百一十四条 逐步优化联络线偏差结算价格机制，科学

反映区域实时电力供需信号。

第二节 波动偏差电量结算

第一百一十五条 波动偏差电量原则上按日清分、月合并、月结月清的方式结算。

第一百一十六条 波动偏差结算电价为结算月区内省间全口径中长期交易分时月度均价。

第三节 交易执行偏差电量结算

第一百一十七条 交易执行偏差电量原则上采用日清月结的方式结算。

第一百一十八条 最终交易曲线确定后，由网调按照交易优先级执行，对不能执行的交易合同曲线进行调整时，需将调整原因分为售方调度机构申请、购方调度机构申请和电网安全运行要求三类，除电网安全运行要求外，偏差电量的责任方均为申请方。

第一百一十九条 网调及送、受双方省调须做好交易执行偏差电量的偏差原因、起止时段、偏差电量、涉及的经营主体明细等记录，随日计划执行曲线同步发送至京交三部。

第一百二十条 因电网设备故障、电网方式变化、水电来水变化、电网安全需要引起的输电能力变化等“安全运行要求”产生的交易执行偏差电量，以及因第九十条所产生的偏差电量，按对应的交易合同原价格结算。

第一百二十一条 售方调度机构申请、购方调度机构申请产生的交易执行偏差电量分为以下两类：

（一）保供偏差电量，是指因电力保供原因（正备用裕度不足）产生的偏差电量。偏差电量按结算月区内省间中长期交易送出最高价格结算。偏差电量为正时，偏差电量按上述价格结算。偏差电量为负时，责任方按上述价格与原合同价格差补偿合同对方。

（二）调峰偏差电量，是指因向下调峰能力（负备用裕度）不足产生的偏差电量。偏差电量按结算月区内省间中长期交易送出最低价格结算。偏差电量为正时，偏差电量按上述价格结算。偏差电量为负时，责任方按原合同价格与上述价格差补偿合同对方。

第一百二十二条 跨省交易执行偏差电量在省内的责任认定、费用处理，按各省（市）有关规定执行。

第十章 信息披露

第一百二十三条 各市场成员按照《电力市场信息披露基本规则》执行信息披露制度。

第一百二十四条 电力市场信息分为公众信息、公开信息和特定信息三类。公众信息向社会公众披露；公开信息向有关经营主体披露；特定信息根据电力市场运营需要向特定经营主体披露。

第一百二十五条 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。

第一百二十六条 市场成员对披露的信息内容、时限等有异议或者疑问，可向京交三部提出，相关信息披露主体应予以解释。

第十一章 市场技术支持系统

第一百二十七条 长三角电力市场技术支持系统应以建立功能完善、运营规范的市场交易平台为目标，促进和满足经营主体自主参与长三角跨省中长期交易的需要。

第一百二十八条 长三角电力市场技术支持系统（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。

第一百二十九条 长三角电力市场技术支持系统（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。

长三角跨省中长期交易中的省级限额、交易结果应实时同步到各层级交易平台，作为下一步交易申报限额的计算依据。

第一百三十条 长三角跨省交易市场技术支持系统（电力交

易平台)应强化基础运行保障能力,满足长三角跨省交易市场连续运营要求,建立备用系统或并列双活运行系统。

第一百三十一条 长三角跨省交易市场技术支持系统(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”。

第一百三十二条 长三角电力市场技术支持系统应对各相关电力市场协同运行情况进行实时监测预警。

第十二章 风险防控和争议处理

第一百三十三条 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。

第一百三十四条 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,并按要求向电力监管机构、政府有关主管部门报告。

第一百三十五条 京交三部主要对以下省间交易事项进行监测分析和风险评估,包括:市场报价和运行情况;市场成员执行市场规则情况;经营主体在市场中份额占比等市场结构化指标情况;跨区跨省输电通道阻塞等情况;非正常报价等市场异常事件;市场风险评估及防控情况。

第一百三十六条 京交三部每季度向华东能源监管局报送长三角跨省交易运营监控分析报告。

第一百三十七条 对于在市场注册、交易、结算、信息披露等环节存在异常交易风险的经营主体，京交三部可以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、发布风险警示公告等措施，促进遵守细则。对于严重违反本细则的行为，报请华东能源监管局按照《电力监管条例》等相关法律法规处理。

第一百三十八条 当长三角跨省中长期交易运行发生下列情况，京交三部根据政府有关规定执行市场干预措施。主要包括：电力系统出力不足，无法保证电力市场正常运行的；电力系统内发生重大事故危及电网安全的；电力市场技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等发生故障导致交易无法正常进行的；华东能源监管局做出中止电力市场决定的；华东能源监管局规定的其他情形。

第一百三十九条 市场干预的主要手段包括调整交易时间、暂缓交易以及其他维护市场正常运行的手段等。

第一百四十条 京交三部应详细记录市场干预的起因、起止时间、范围、对象、手段和结果等内容，并在3日内向华东能源监管局提交报告，按规定程序披露。

第一百四十一条 市场成员产生争议，可自行协商解决，协商无法达成一致时可提交电力监管机构、政府有关部门依法协调，也可依法提交仲裁委员会仲裁或向人民法院提起诉讼。市场成员应向电力监管机构、政府有关部门提供争议处理所需的数据和材料。

第十三章 法律责任

第一百四十二条 对于电网企业、电力市场运营机构、经营主体违反本细则规定的，电力监管机构依照《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。

第一百四十三条 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。

第十四章 附 则

第一百四十四条 本细则由华东能源监管局负责解释。

第一百四十五条 本细则与国家政策、文件规定存在不一致的，按照国家政策、文件规定执行。若国家有权部门发布区域电力市场价格机制、限价规则和价格结算实施细则，按有关要求执行。

第一百四十六条 本细则根据长三角电力市场建设需要适时修订。京交三部可根据长三角电力市场运营需要，在本细则框架下组织有关单位制定与长三角电力市场跨省中长期交易组织、交易执行、交易结算、信息披露相关的操作指引和业务流程规范，经长三角电力市场管理委员会审议通过后实施，并向华东能源监

管局备案。

第一百四十七条 本细则自 2026 年 6 月 1 日起施行，有效期 5 年。《华东区域跨省电力中长期交易规则》（华东监能市场〔2022〕75 号）及相关实施细则同时废止。

集中竞价出清算法

一、统一边际出清

1. 边际电价出清中，售方报价从低到高、购方报价从高到低排序累加形成售方、购方曲线，曲线交点对应市场统一出清价格和成交电量。

2. 当购方申报曲线与售方申报曲线交叉，交叉点对应的价格即为边际出清价格。计算后的售方报价低于边际出清价格的售方申报电量、计算后的购方报价高于边际出清价格的购方申报电量成交；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。

边际出清价格 P_0 ，满足：

$$D_{\text{购方申报曲线}}(P_0) = S_{\text{售方申报曲线}}(P_0)$$

售方预出清电量 Q_S 为：

$$Q_S = \sum_{p=0}^{p=P_0} Q_S(p)$$

其中， $Q_S(p)$ 为售方在价格 p 处的申报电量。

购方预出清电量 Q_D 为：

$$Q_D = \sum_{p=P_0}^{p=P_{D\max}} Q_D(p)$$

其中， $Q_D(p)$ 为购方在价格 p 处的申报电量， $P_{D\max}$ 为计算后购方报价最大值。

最终成交电量 Q_0 为：

$$Q_0 = \min\{Q_S, Q_D\}$$

3. 当购方申报曲线与售方申报曲线没有交叉，且计算后的购方报价大于售方报价时，预出清电量为购方与售方申报总电量的较小者。边际出清价格依据差值系数 K_1 确定。 K_1 暂定为 0.5，后期根据市场运行情况进行调整。

报价差值 P_Δ 为：

$$P_\Delta = P_{D\min} - P_{S\max}$$

其中， $P_{D\min}$ 为计算后的购方成交电量报价的最小值， $P_{S\max}$ 为计算后的售方成交电量报价的最大值。

当购方报价始终大于售方报价时，有

$$D_{\text{购方申报曲线}}(P_0) > S_{\text{售方申报曲线}}(P_0)$$

边际出清价格 P_0 为：

$$P_0 = P_{D\min} - K_1 \times P_\Delta$$

$$\text{或 } P_0 = P_{S\max} + (1 - K_1) \times P_\Delta$$

其中， K_1 为报价差值系数。

售方可成交电量 Q_S 为：

$$Q_S = \sum_{p=P_{S\min}}^{p=P_{S\max}} Q_S(p)$$

其中， $Q_S(p)$ 为售方在价格 p 处的申报电量， $P_{S\min}$ 为售方报价最小值。

购方可成交电量 Q_D 为：

$$Q_D = \sum_{p=P_{D\min}}^{p=P_{D\max}} Q_D(p)$$

其中， $Q_D(p)$ 为购方在价格 p 处的申报电量， P_{Dmax} 为购方报价最大值。

最终成交电量 Q_0 为：

$$Q_0 = \min\{Q_S, Q_D\}$$

4. 当购方申报曲线与售方申报曲线没有交叉，且计算后的购方报价小于计算后的售方报价时，没有成交电量。

当购方报价始终小于售方报价时，有

$$D_{\text{购方申报曲线}}(P_0) < S_{\text{售方申报曲线}}(P_0)$$

最终成交电量 Q_0 为：

$$Q_0 = 0$$

二、撮合匹配、边际出清

1. 撮合匹配、边际出清中，售方报价从低到高、购方报价从高到低排序形成出清序列，依次匹配双方申报价格、电量，撮合出清。

2. 由撮合出清价格计算得到购售双方的结算价格。原则上，不限定撮合匹配对应关系，分别安排购售方交易计划；合同执行完毕后，双方分别进行结算和偏差处理。

3. 按出清序列将计算后的购方报价与售方报价相减形成价差对 P_{Δ}' 。

$$P_{\Delta}' = P_{\text{购方报价}} - P_{\text{售方报价}}$$

其中， $P_{\text{购方报价}}$ 为计算后的购方报价， $P_{\text{售方报价}}$ 为计算后的售方报价。

4. 报价撮合的确定方法为：

(1) 当计算后的购方报价大于计算后的售方报价，则匹配成交电量为配对双方申报电量的较小者，成交价格以配对双方报价的价差对系数 K_2 来确定。 K_2 暂定为 0.5，后期根据市场运行情况进行调整。

当购方报价大于售方报价时，有

$$P_{\text{购方报价}} > P_{\text{售方报价}}$$

成交价格 P_D 、 P_S 分别为：

$$P_D = P_{\text{购方报价}} - K_2 \times P_{\Delta}$$

$$P_S = P_{\text{售方报价}} + (1 - K_2) \times P_{\Delta}$$

其中， K_2 为报价的价差对系数。

成交量 Q_0 为：

$$Q_0 = \min\{Q_S, Q_D\}$$

(2) 当计算后的购方报价等于计算后的售方报价，则匹配成交电量为配对双方申报电量的较小者，成交价格为配对双方申报价格。

当购方报价等于售方报价时，

$$P_{\text{购方报价}} = P_{\text{售方报价}}$$

成交价格 P_D 、 P_S 分别为：

$$P_S = P_D = P_{\text{购方报价}} = P_{\text{售方报价}}$$

成交电量 Q_0 为：

$$Q_0 = \min\{Q_S, Q_D\}$$

(3) 在撮合剩余的购、售电量申报中，按以上原则进行交易匹配，直到所有申报的购电量（或售电量）均已成交或计算后的购方报价低于计算后的售方报价为止。

(4) 根据最终匹配结果，按边际成交对价格定价。

三、多通道集中竞价出清

1. 购售双方分别在落地侧、上网侧交易关口申报分时段电量（或电力）、价格等信息。

2. 将购方申报价格按照所有可行交易路径，按如下公式折算到售方，并计算购售方之间的价格差值：

$$S(o,d,r,t) = P_d(t) - C_{d,r}(t) - P_o(t)$$

$S(o,d,r,t)$ 表示售方 o 、购方 d 经交易路径 r 在 t 时段达成交易，购售双方申报价格扣减输电费和网损折价后的价格差值；其中， $P_d(t)$ 、 $P_o(t)$ 分别表示购方 d 、售方 o 在 t 时段的申报价格； $C_{d,r}(t)$ 表示购方 d 在 t 时段从交易路径 r 购电所需要承担的输电费和网损折价。

3. 价格差值小于零的购售方组合不参与集中优化出清。

4. 以价格差值积分和最大为目标，根据电力调度机构提供的通道可用输电容量及潮流分布因子等参数后，进行多通道集中优化。优化目标和约束条件如下。

(1) 优化目标

$$\max U = \sum_t \sum_r \sum_o \sum_d F_{od,r}(t) * (P_d(t) - C_{d,r}(t) - P_o(t))$$

其中：

U 表示价格差值积分和；

$F_{od,r}(t)$ 表示每个购售组合(o,d)在可行交易路径 r 上 t 时段的售方侧中标电量或电力；

$P_d(t)$ 、 $P_o(t)$ 分别表示购方 d、售方 o 在 t 时段的申报价格；

$C_{d,r}(t)$ 表示购方 d 在 t 时段从交易路径 r 购电所需要承担的输电费和网损折价。

(2) 约束条件

条件 1：交、直流通道可用输电容量约束

$$TF_{tie}(t) \leq ATC_{tie}(t)$$

$TF_{tie}(t)$ 表示本次交易在输电通道 tie 在 t 时段的电量/电力；

$ATC_{tie}(t)$ 表示交、直流输电通道 tie 在 t 时段的最大可用输电容量。

条件 2：售方中标分时段电量/电力约束

$$\sum_r \sum_d F_{od,r}(t) \leq Q_o(t)$$

$Q_o(t)$ 表示售方 o 在 t 时段申报的分时段电量/电力售电需求。

条件 3：购方中标分时段电量/电力约束

$$\sum_r \sum_o F_{od,r}(t) * \prod_{e \in E_r} (1 - \delta_e) \leq Q_d(t)$$

$Q_d(t)$ 表示购方 d 在 t 时段申报的分时段电量/电力购电需求；

δ_e 表示通道或节点 e 的网损系数；

E_r 表示交易路径 r 上经由的所有输电通道或节点的集合。

5.在不改变售方中标电量/电力、不改变通道出清电量/电力的前提下，按以下原则调整优化结果，确保每一售方经营主体在各可行交易路径（考虑输电费和网损后价差大于等于 0）上出清比例一致。

（1）计算交易路径出清电量/电力

$$FT_r(t) = \sum_o \sum_d F_{od,r}(t)$$

$FT_r(t)$ 为路径 r 上 t 时段出清电量/电力。

（2）计算售方经营主体出清电量/电力

$$FO_o(t) = \sum_d \sum_r F_{od,r}(t)$$

$FO_o(t)$ 为售方 o 在 t 时段的出清电量/电力。

（3）按照售方经营主体等比例使用可行外送路径的原则，计算售方 o 在可行路径 r 上的中标调整值

$$F'_{o,r}(t) = FT_r(t) * FO_o(t) / \sum_{o \in O_r} FO_o(t)$$

$F'_{o,r}(t)$ 为售方 o 在 t 时段经由可行路径 r 外送的调整后电量/电力；

O_r 表示可以经由路径 r 外送的销售方经营主体集合。

（4）在不改变购方购电电量/电力、购电路径的前

提下，确定调整后的购售方组合。

6.根据调整后的购售方组合，按交易路径边际定价。

$$P_{r,t} = P_{S_{\max,r}} + (P_{D_{\min,r}} - P_{S_{\max,r}}) * K$$

其中：

$P_{D_{\min,r}}$ 为交易路径 r 上购售方组合中购方申报价格折算到售方侧的最小值；

$P_{S_{\max,r}}$ 为交易路径 r 上购售方组合中售方申报价格最大值；

K 为价差对系数；

$P_{r,t}$ 为在交易路径 r 在 t 时段中标电力售方侧边际价格，也是所有经由交易路径 r 外送的中标经营主体在 t 时段上的出清价格。

附录二

滚动撮合出清算法

1.滚动撮合交易中，在规定的起止时间内，经营主体随时申报购、售电信息，交易平台按“对手方价格优先、时间优先”的原则匹配、实时出清。

2.交易开始前，参与交易购售双方在交易平台申报本次交易总电量需求上限，申报总电量需求应不高于标的电量。

3.交易申报

(1) 购售双方单一主体可多次自由以电量包的形式进行逐次申报电量及电价，直到达到其本次交易总电量需求上限。每个电量包对应一个申报价格，不限申报次数及申报价格。申报电量均为交易通道送端，电价购方申报落地侧、售方申报上网侧。购方申报电量包按价格从高往低排序，售方申报电量包按价格从低往高排序。已挂牌电量包不可修改，仅可撤销，撤销后可再次申报。

(2) 申报电量包未被摘牌的状态下，购售双方可随时撤回，每次撤销须为当前所有申报且未成交的电量包。

4.实时出清

(1) 购售双方申报电量、电价的同时，交易平台根据出清规则自动实时摘牌出清，出清电价在售方上网

侧，出清电量在交易通道送端侧。电量包匹配的基本原则是同一关口购电价大于售电价；价格出清的基本原则是按场内已挂牌电量包的价格；电量出清的基本原则是匹配电量总量与申报电量包交集。

（2）购方申报电量包一旦与售方已挂牌电量包匹配，该购方电量包全部或部分成交，成交价格为售方电量包申报价格（挂牌价），成交顺序为售方电量包价格递增顺序、同一价格申报时间先后顺序。若购方电量包部分成交，则剩余电量作为挂牌电量包进入场内等待出清；若末位售方电量包部分成交，则剩余电量仍为挂牌电量等待出清。

（3）售方申报电量包一旦与购方已挂牌电量包匹配，该售方电量包全部或部分成交，成交价格为购方电量包申报价格（挂牌价），成交顺序为购方电量包价格递减顺序、同一价格申报时间先后顺序。

（4）该过程可匹配单一购（售）电方对应多个售（购）电方的多个电量包。

（5）在长三角跨省电力中长期市场中，同一省市内经营主体、电网企业间交易不予成交；经营主体在同一时段只能选择购电或售电单一方向开展交易。

线性插值算法

1.对于 24 时申报出清的跨区跨省电力中长期交易，按线性插值法由 24 时电力扩展为 96 点电力后执行。

2.对于 t 时电力 P_t 、 $t+1$ 时电力 P_{t+1} ，按以下公式扩展为 96 点电力：

$$\begin{aligned}t \text{ 时} &= P_t \\t \text{ 时 } 15 \text{ 分} &= \frac{3P_t + P_{t+1}}{4} \\t \text{ 时 } 30 \text{ 分} &= \frac{P_t + P_{t+1}}{2} \\t \text{ 时 } 45 \text{ 分} &= \frac{P_t + 3P_{t+1}}{4} \\t+1 \text{ 时} &= P_{t+1}\end{aligned}$$

3.如 $t-1$ 时电力为 0（无成交电力、电量）、 t 时电力 P_t ，按以下公式扩展为 96 点电力， $t-1$ 时 15 分至 $t-1$ 时 45 分电力电量对应经营主体与 t 时一致。

$$\begin{aligned}t-1 \text{ 时} &= 0 \\t-1 \text{ 时 } 15 \text{ 分} &= \frac{P_t}{4} \\t-1 \text{ 时 } 30 \text{ 分} &= \frac{P_t}{2} \\t-1 \text{ 时 } 45 \text{ 分} &= \frac{3P_t}{4} \\t \text{ 时} &= P_t\end{aligned}$$

抄送：上海市发展改革委、经济信息化委，江苏、浙江、安徽省能源局，
福建省发展改革委，浙江、江苏、福建能源监管办

华东能源监管局综合处

2026年4月17日印发
