

国家能源局东北监管局文件

东北监能市场〔2025〕30号

关于印发《东北区域省间电力中长期交易 实施细则（试行）》的通知

各有关单位：

为规范东北区域省间电力中长期交易，依法维护电力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》（发改委2024年第20号令）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）等文件，国家能源局东北监管局组织市场运营机构制订，经广泛征求地方政府相关部门和经营主体意见，由东北区域三省一区电力市场管理委员会审议后，形成了《东北区域省间电力中长期交易实施细则（试行）》（以下简称《细则》），现印发给你们，

请遵照执行。有关事项通知如下。

一、市场运营机构、电网企业要切实做好交易组织、计量结算、偏差处理、信息披露、风险防控等相关工作，遇重大问题及时报告。

二、东北区域省间电力中长期交易自印发之日起至8月31日按照本《细则》开展模拟试运行，9月1日起按照本《细则》开展结算试运行。



东北区域省间电力中长期交易实施细则 (试行)

第一章 总 则

第一条 为规范东北区域省间电力中长期交易，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《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）及其配套文件、《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）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）、《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则》（京电交市〔2024〕38号）等文件和有关法律、法规，制定本细则。

第二条 本细则所称东北区域省间电力中长期交易（以下简称区域内省间交易）是指东北电网区域内各调度控制区经营主体通过省间联络线开展的电力中长期交易。

第三条 区域内省间交易在北京电力交易平台开展，相关平台使用、经营主体注册、账号管理等按照北京电力交易中心相关规定执行。

第四条 本细则制定原则：

（一）坚持安全第一。确保电力可靠供应、电力系统安全稳定运行，坚持电力电量统一平衡。

（二）坚持统筹协调。夯实区域内资源优化配置，协同推进电力互济，确保省间输电通道合理、高效利用。

（三）坚持市场主导。发挥市场大范围优化配置电力资源的作用，提升市场效率、效益，确保市场公开、公平、公正，促进市场健康、有序、可持续发展。

（四）坚持清洁低碳。促进清洁能源消纳，服务新型电力系统构建、碳达峰碳中和目标实现。

第二章 市场成员

第五条 市场成员包括发电企业、电力用户、售电企业、独立新型储能等经营主体及电网企业、市场运营机构。市场运营机构包括电力交易机构、电力调度机构。

第六条 本细则所称市场运营机构指北京电力交易中心市场交易五部（以下简称京交五部）、各省（区）电力交易中心（以下简称省级交易机构）、东北电力调度控制中心（以下简称网调）及各省（区）电力调度控制中心（以下简称省调）。

第七条 本细则所有市场成员的权利和义务遵照《电力市场运行基本规则》《电力中长期交易基本规则》等有关规定执行。

第三章 市场注册和注销

第八条 经营主体应当是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。内部核算的经营主体经法人单位授权，可参与相应电力交易。

第九条 各经营主体按照《电力市场注册基本规则》执行市场注册制度。

第十条 网调调度管理的发电企业在北京电力交易中心注册，省调调度管理的发电企业、售电公司及电力用户在省级交易机构注册。各电力交易机构共享注册信息。

第十一条 已注册的经营主体退出市场，应当及时向电力交易机构提出注销申请，按要求进行公示，履行或处理完成交易合同有关事项后予以注销。

第四章 交易品种和交易方式

第一节 交易品种

第十二条 区域内省间交易分为电能量交易、绿电交易、合同转让、合同变更等。

第十三条 电能量交易标的物为分时段电能量。交易方式包括双边协商、挂牌、集中竞价、滚动撮合。

第十四条 绿电交易指电力用户、售电公司跨省购买绿色电力产品。具体按照《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则》组织实施。

第十五条 合同转让交易指合同其中一方经营主体对未履行的合同全部或部分转让给第三方。交易方式主要为双边协商。

第十六条 合同变更指购售双方对未执行部分交易电量、电力曲线、价格等进行协商变更。交易方式为双边协商。

第二节 交易方式

第十七条 双边协商交易指购售双方协商一致后，由一方经营主体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交易需求，由交易意向方接受该需求的交易方式。

第十八条 挂牌交易指经营主体通过电力交易平台将需求电量、价格、电力曲线等信息向多个交易意向方发布需求信息（挂牌），由交易意向方按规则接受该需求（摘牌）的交易方式。

第十九条 集中竞价交易指在规定的交易申报截止时间前，经营主体提交购电或售电信息，包括电量、价格、电力曲线等，电力交易平台汇总并按市场规则统一出清成交的交易方式。出清主要采用边际电价法或报价撮合法。

第二十条 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或服务，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，成交时按照价格优先、时间

优先等原则成交，以先入方形成成交价格。滚动撮合交易采用滚动报价、撮合成交的价格形成机制。

第五章 价格机制

第二十一条 区域内省间交易购方落地价格由交易上网价格、各环节输电价格、输电损耗等构成。交易上网价格(含税)，包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。

第二十二条 跨区跨省输电通道的输电价格、输电损耗按照政府主管部门核定价格执行。输电费用收取按照国家有关规定执行。

第二十三条 发电机组和独立新型储能调试期间上网电量，按照政府调试电价政策执行。

第二十四条 跨区跨省交易有关可再生能源电价附加补助资金，按照国家有关规定执行。

第二十五条 煤电机组容量电费按照国家有关规定执行。

第二十六条 参与区域内省间交易的两部制电价经营主体，基本电价按现行标准执行。

第二十七条 除保量保价优先发电计划电量执行政府确定的价格外，区域内省间交易成交价格由经营主体通过市场化方式形成，第三方不得干预。

第二十八条 集中竞价交易及滚动撮合交易，为避免市场操纵以及恶性竞争，可对报价或者出清价格设置上、下限。价

格上、下限原则上由相应电力市场管理委员会提出，经国家能源局东北监管局和各省（区）政府有关部门审定，应当避免政府不当干预。

第六章 交易组织

第一节 总体原则

第二十九条 纳入省内平衡的电源优先保障本省电能供应，富余能力参与省间外送交易。

第三十条 配套电源应足额落实优先发电规模计划，在优先满足受电省需要的基础上，如月内市场仍有富余能力，可通过市场化方式参与省间电力中长期交易（优先与所在省开展）。

第三十一条 购售双方根据自身电力生产能力、合同电量、代理需要购入或售出电量。同一笔交易、同一交易时段中，同一经营主体不能同时开展购电和售电交易。电网企业仅能作为购电方购入电量，发电企业不得在机组检修等不具备发电能力时间段售出电量。

第三十二条 发电企业在单笔电力交易中的售电量不得超过其剩余最大发电能力，出让合同电量不得超过其剩余合同电量的净值，受让合同电量不得超过其剩余最大发电能力。经营主体因超买超卖获得损益，按照损失自负、获利回收的原则处理，获利回收办法纳入各省（区）市场规则规定。

第三十三条 参与交易前，经营主体应在电力交易平台签

订交易承诺书。在规定的时间内，京交五部定期通过电力交易平台发布交易结果，电力交易平台自动生成电子合同，并报国家能源局东北监管局备案。

第三十四条 已经生效的交易合同，经交易各方协商一致并通过安全校核后，可以通过市场化方式进行合同转让或变更。合同转让交易原则上应符合国家节能减排相关要求。合同变更仅涉及价格变更的，不需调度机构安全校核，变更交易电量、电力时，仅可进行调减并经过调度机构安全校核。

第二节 组织时序

第三十五条 区域内省间交易根据交易周期，按照年度（多年）交易（以下简称年度交易）、月度（多月）交易（以下简称月度交易）、月内交易、多日交易的顺序开展。

第三十六条 同一交易周期优先级下，不同类型交易优先级由高至低如下：国家优先发电计划、绿电、可再生能源、其他交易。上述同一优先级下，按能源类型的优先顺序依次为全清洁能源交易、部分清洁能源交易、全火电交易；价格相同下，按购电比例优先保障存在供电缺口的省份。

第三十七条 年度交易开市前。网调按信息披露有关要求向相关经营主体披露约束信息和预测信息，向京交五部提供省间主要断面、各输电通道的输电限额。电网企业在电力交易平台发布次年专项工程、区域电网、省级电网外送输电价格标准。

第三十八条 月度、月内交易开市前。网调按信息披露有

关要求向相关经营主体披露约束信息和预测信息，向京交五部提供最新的省间主要断面、各输电通道的输电限额，以及电网运行方式及检修安排。

第三十九条 多日滚动撮合交易。通过连续交易模式发挥省间互济作用，满足当前跨区省间市场未延伸、省内市场未覆盖的市场交易需求，发挥区域内市场对资源的优化配置作用。

第四十条 多日交易开市前，集中竞价、滚动撮合规模上限由相关电网企业（含电力调度机构）根据本省（区）最大外送、受入能力和剩余通道能力在电力交易平台确定。

第四十一条 年度交易

（一）年度交易指执行时间为自次年起多年、次年全部月份、次年部分月份的交易。年度交易电量应分解到月度，确定分月电量或者分月电量比例，还应确定分时段曲线（96点电力曲线）。

（二）原则上每年11月第1个工作日16:00之前，京交五部发布次年年度市场交易公告，年度交易开市。若国家能源局东北监管局、各省（区）政府有关部门有要求的，京交五部可调整年度市场交易公告中的时间安排，并通知经营主体。

（三）经营主体在公告规定时间内完成数据填报及提交，电量、电力曲线应不超过通道限额。具体安排以年度市场交易公告为准。

（四）原则上申报时间截止后2个工作日内，京交五部发布

年度交易预成交结果，全部年度交易预成交结果提交网调或省调进行安全校核。

（五）网调或省调收到年度交易预成交结果后 5 个工作日内完成安全校核，并将校核结果及原因返回至京交五部。校核未通过的，京交五部调减后再次提交网调或省调进行安全校核，直至安全校核通过。

（六）网调或省调返回安全校核通过意见后 3 个工作日内，京交五部发布成交结果。网调或省调发布安全校核情况及原因。

（七）经营主体对交易结果有异议的，应当在结果发布 1 个工作日内向京交五部提出，由京交五部会同网调和省调在 1 个工作日内给予解释。

第四十二条 月度交易

（一）月度交易指执行时间为自次月起多月、次月全部或部分自然日分时电量（96 点电力曲线）的交易。月度交易原则上每月开展一次，也可按照市场需求适时开展。

（二）每月第 2 个工作日 17:00 之前，京交五部发布次月月度交易公告，月度交易开市。

（三）原则上月度市场交易公告发布后规定时间内，经营主体在电力交易平台完成交易申报。

（四）原则上交易申报截止后 2 个工作日内，京交五部发布预成交结果，并提交网调或省调进行安全校核。

（五）网调或省调收到预成交结果后第 2 个工作日 16:30 前

完成安全校核，并将校核结果及原因返回至京交五部。校核未通过的，京交五部调减后再次提交网调或省调进行安全校核，直至安全校核通过。

（六）网调或省调返回安全校核通过意见后的2个工作日内，京交五部发布成交结果。网调或省调发布安全校核情况及原因。

（七）经营主体对交易结果有异议的，应当在结果发布1个工作日内向京交五部提出，由京交五部会同网调和省调在1个工作日内给予解释。

第四十三条 月内交易

（一）月内交易是指执行时间为本月月内剩余自然日或者特定天数的分时电量（96点电力曲线）交易。

（二）京交五部发布月度交易成交结果后下一个工作日开始，每个工作日均可受理月内交易。具体安排以月度市场交易公告为准。

（三）每个工作日11:00前，经营主体填报及提交双边、挂牌交易需求。17:00前，京交五部发布月内交易公告。

（四）第二个工作日11:00前，经营主体在电力交易平台进行交易申报，经营主体须在规定申报时间内完成申报。16:00前，京交五部发布预成交结果并根据调度管辖范围提交网调或省调进行安全校核。

（五）网调或省调进行安全校核，京交五部完成调减直至安

全校核通过，京交五部发布成交结果，网调或省调发布安全全校核情况及原因。

（六）经营主体对交易结果有异议的，应当在结果发布 1 个工作日内向京交五部提出，由京交五部会同网调和省调在 1 个工作日内给予解释。

第四十四条 多日交易

（一）多日交易初期仅采取滚动撮合交易方式开展，与跨区省间市场、省级市场协同运行，时序互相衔接，电能量互相叠加。

（二）多日交易按照工作日连续开市，首次交易组织至少提前一个工作日发布交易公告。

（三）每个工作日（以下简称每日）组织未来 D 日（执行日）至 D+2 日三天交易，时段暂按小时划分。遇周末和节假日，假期前组织假期期间及假期后两个工作日交易。

（四）开市前一天 16:00 前，由网调和各省调根据本省（区）最大外送、受入能力和剩余断面能力确定未来 D 日至 D+2 日三天滚动撮合规模上限，并录入电力交易平台作为购售双方申报约束条件。

（五）开市前一天 17:00 前，电力调度机构按日滚动发布未来 D 日至 D+2 日三天电力平衡结果，为经营主体和电网企业参与多日交易提供参考。

（六）每日 09:00 开市，经营主体可开始申报未来 D 日至

D+2 日三天各时段购售电信息。

（七）每日 15:00 闭市，电力交易平台发布预成交结果，电力调度机构对预成交结果进行安全校核。

（八）每日 15:30 前，电力调度机构完成安全校核。校核未通过的，京交五部按成交时间先后顺序由后向前对涉及的交易进行调减，调减后再次提交电力调度机构安全校核，直至安全校核通过。

（九）每日 17:00 前，京交五部向经营主体发布成交结果和安全校核情况，并根据成交结果生成交易合同。按线性插值法形成 96 点曲线。

第四十五条 通过安全校核的交易，交易合同生效。电力调度机构以市场规则、交易结果为依据开展调度。京交五部可按月分类汇总已生效的年度、月度跨区跨省交易合同中关于电力生产的信息，形成月度交易计划，并依据月内（多日）交易，进行更新和调整。

第七章 计量和结算

第一节 计 量

第四十六条 电网企业与经营主体的结算关口计量点原则上设在产权分界点，由电网企业与相关经营主体在有关合同中约定明确。若发生变更，交易各方应以书面方式进行确认。

第四十七条 区域内省间交易中，送受端省份结算关口计

量点原则上设在该省产权分界点；区域内省间输电通道的结算关口计量点原则上设在区域内省间输电通道的上网关口和下网关口。

第四十八条 计量装置由产权所有单位按照相关规定负责安装、维护。对计量数据存在疑义时，由具有相应资质的电能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。

第四十九条 区域内省间交易结算以电网企业提供的结算关口自动采集计量数据为计算依据。电网企业负责定期抄录（采集）发电企业和电力用户电能计量装置数据，并将计量数据传输至交易平台。经营主体应积极配合并确保数据采集完整、准确。

第五十条 计量周期和抄表时间应当保证最小交易周期的结算需要，保证计量数据准确、完整。发电企业、电力用户结算关口和区域内省间结算关口电能计量装置原则上应每日抄表，每日抄录前一日每 15 分钟计量数据，其中每月 1 日还需抄录上月月末日 24:00 的计量数据。

第五十一条 每月第 1 个工作日京交五部将省间联络线、直调电厂关口计量电量信息在电力交易平台进行发布，由各省级交易机构和相关发电企业进行电量确认。

第五十二条 各省级交易机构及发电企业应于 3 个工作日内完成电量确认，逾期未确认视为已确认。如各省级交易机构、

相关发电企业发现数据异常，应与数据提供方沟通，数据提供方负责协调更正数据，并将更新后数据重新推送至电力交易平台。

第二节 结 算

第五十三条 本规则所称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。

第五十四条 结算依据应按照国家有关规定，包含实际结算电量、跨区跨省交易电价、电量、电费等内容。

第五十五条 交易结算工作应遵循依法、诚信、公平、公正的原则，遵守交易合同相关条款，维护电力市场秩序。

第五十六条 区域内省间交易结算按照“照付不议、偏差结算，合同电量与偏差电量分开结算”原则开展，采用日清分、月结算方式，必要时（如国家电价政策调整）可进行再次清算。

第五十七条 结算关系

（一）京交五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，开展东北区域内省间及东北分部直购发电企业交易结算，向东北区域各省级交易机构和东北分部直购发电企业出具结算依据。

（二）省级交易机构通过交易平台，将省间交易结算依据作为结算边界，结合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。

第五十八条 省间现货交易、应急调度、辅助服务、各类责任偏差电量等由电力调度机构将交易出清和执行结果等信息提供给电力交易机构，电力交易机构统一出具结算依据，由电网企业统一进行电费结算。

第五十九条 电网企业向京交五部提供所有结算计量点日分时和月合计电量数据，及时向京交五部提供国家或各省（区）政府价格主管部门电价批复和调整信息。

（一）网调每日向京交五部提供当日省间现货、辅助服务交易出清结果和应急调度计划；每日 10:00 前提供前 1 日跨区跨省交易、省间现货交易、辅助服务、应急调度执行结果及计划调整记录，煤电机组最大出力及考核结果，相关分时计量数据等。

（二）省调每日向省级交易机构提供当日省间现货交易省内各电厂出清结果、应急调度省内各电厂发电计划；省调每日 10:00 前向省级交易机构提供前 1 日发电侧辅助服务、应急调度等执行结果及计划调整记录，煤电机组最大出力及考核结果，分时计量数据等。

(三) 发电企业对京交五部和有关省级交易机构发布的发电企业日分时和月合计结算计量点电量数据进行确认, 及时向京交五部或有关省级交易机构提供国家或各省(区)政府价格主管部门电价批复和调整信息。

第六十条 结算具体流程如下:

(一) 依据购售电合同、交易合同确定交易结算关系、结算价格及交易曲线。

(二) 汇总电力调度机构前 1 日省间现货交易、应急调度、辅助服务出清和执行结果等信息, 形成结算基础数据。

(三) 汇总电力调度机构前 1 日跨区跨省调度送电计划及执行结果、发电企业上网电量、电力用户用电量、各通道/断面关口电量等信息, 形成结算基础数据。

(四) 京交五部依据相关结算和偏差结算处理原则完成区域内省间交易日清分, 含各交易成分的结算电量、电价、电费和偏差电费等。

(五) 在北京电力交易中心跨区日清分结果发布后 3 个工作日内, 京交五部将日清分结果通过交易平台向相关经营主体和省级交易机构发布。相关方在收到交易清分结果后 1 个工作日内通过交易平台确认, 逾期视为已确认。

(六) 出具结算核对单。在北京电力交易中心跨区日清分结果发布后 5 个工作日内, 京交五部依据日清分结果、辅助服务费用、不平衡资金分摊、两个细则考核等数据形成交易结算核对单,

并发送相关经营主体、省级交易机构核对。相关方在收到交易结算核对单后 2 个工作日内对交易结算数据进行意见反馈，逾期则视为无意见。

（七）经营主体对交易结算存在争议时，京交五部组织相关经营主体、市场运营机构进行协商。争议暂时无法解决时，及时向国家能源局东北监管局、地方政府主管部门报告。

（八）出具月度交易结算依据。每月北京电力交易中心跨区交易结算依据下发后 5 个工作日内，依据跨区跨省交易核对结算单及协商结果形成正式交易结算单（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、责任偏差电费、不平衡资金、辅助服务、两个细则、容量电费等），签章后通过交易平台向相关经营主体和省级交易机构发布。相关省级交易机构在跨区跨省交易结算结果的基础上开展省内结算工作。

（九）电网企业依据政策文件和电力交易机构出具的月度交易结算依据，开展电费结算，出具电费结算账单，并开展收付款。

第三节 输电损耗补偿

第六十一条 区域内省间交易输电损耗电量包括区域内跨省输电损耗电量、送出省的省内输电损耗电量。

第六十二条 区域内省间交易输电损耗按照“谁受电、谁补偿”原则，由购方支付输电损耗补偿。

第六十三条 输电损耗补偿结算

(一) 跨省输电损耗电量原则上采用电费补偿方式开展结算。区域电网企业采用向国家能源局东北监管局报备的综合网损率计算区域网损折价,按照约定方式补偿相关省(区)电网公司。若国家另有文件明确的,按照相关文件要求计算。

(二) 送电省的省内输电损耗电量已包含在省内外送电的输电价格中,由送电省承担,不再单独进行输电损耗补偿。

第八章 偏差电量处理机制

第一节 偏差电量分类

第六十四条 区域内省间交易在执行过程中形成的偏差电量分为波动偏差电量和责任偏差电量。

第六十五条 波动偏差电量指省间输电通道、配套电源等调度控制点和计量点之间、交流联络线正常功率波动等不可控原因造成调度计划执行曲线与关口计量电量之间的偏差。

第六十六条 责任偏差电量是指除波动偏差电量外,由于电网安全或购售双方自身原因,在执行交易合同曲线时与调度计划执行曲线之间产生的偏差。

第六十七条 责任偏差分为免考核偏差和考核偏差。免考核偏差指因“安全运行要求”产生的电量偏差;考核偏差指保供、调峰、新能源消纳原因产生的电量偏差。

第六十八条 当交易执行过程中,电力曲线及电量出现执行偏差时,网调应提供偏差原因,京交五部进行责任认定并开

展结算。

第六十九条 京交五部负责区域内省间交易偏差电量的结算；省级交易机构以区域内省间交易结算结果作为结算边界，结合经营主体省内交易结算结果，向经营主体一并出具结算依据。与中长期交易总合同电能流向相反的偏差电量不再收取各环节输电费及网损费用。

第二节 波动偏差电量结算

第七十条 波动偏差电量原则上采用按日清分、月合并、月结月清的方式结算。波动偏差电量送出省上网电价为区域内当月省间中长期交易加权平均上网电价，受入省购电价为送出省上网电价叠加各环节输电价及网损折价。

第三节 责任偏差电量结算

第七十一条 责任偏差电量原则上采用按日清分、月度结算、月结月清的方式结算。

第七十二条 网调及送、受双方省调须做好责任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五部。

第七十三条 免考核偏差是指因输电线路故障、电网设备检修变化、水电来水变化、安全控制需要引起的输电能力变化等“安全运行要求”产生的偏差电量。该部分偏差电量按照上月送出省区域内省间中长期交易相应时段送出加权均价结算，若上月无区域内省间中长期交易按最近月相应时段加权均价结

算。

第七十四条 考核偏差具体分为以下三类：

（一）保供偏差电量，是指相关省电力保供原因产生的偏差电量，认定为申请方责任。当责任方少送电量时，该部分偏差电量上网电价按照无责任方相应时段发电企业最高上网电价结算；当责任方多受电量时，该部分偏差电量上网电价按照无责任方相应时段发电企业最高上网电价结算。上网电价包括现货和中长期价格，其中现货价格按照实时市场统一结算点电价（以下均同）。

（二）调峰偏差电量，是指相关省向下调峰能力不足产生的偏差电量，认定为申请方责任。当责任方多送电量时，该部分偏差电量上网电价按照无责任方相应时段发电燃煤机组最低上网电价结算。当责任方少受电量时，该部分偏差电量上网电价按照无责任方相应时段发电燃煤机组最低上网电价结算。

（三）新能源消纳偏差电量，是指相关省新能源消纳原因产生的偏差电量，认定为申请方责任。当责任方多送电量时，该部分偏差电量上网电价按照无责任方相应时段新能源最低上网电价结算。当责任方少受电量时，该部分偏差电量上网电价按照无责任方相应时段新能源最低上网电价结算。

第九章 信息披露

第一节 原则与方式

第七十五条 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。

第七十六条 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。

第七十七条 电力市场信息按照年、季、月、周、日等周期披露。预测类信息在交易申报开始前披露，运行类信息在运行日次日披露。

第七十八条 京交五部负责区域内省间市场信息披露的实施，制定统一的区域内省间市场信息披露标准数据格式，以电力交易平台为基础设立信息披露平台。市场成员根据规定，应及时按照标准数据格式在北京电力交易中心信息披露平台披露信息。

第二节 信息安全

第七十九条 市场成员在披露、查阅信息之前应在信息披露平台签订信息披露承诺书。信息披露承诺书中应明确信息安全保密责任与义务等条款。

第八十条 任何市场成员不得违规获取或者泄露未经授权披露的信息。市场成员应当建立健全信息保密管理制度，定期开展保密培训，明确保密责任，必要时应当对办公系统、办公场所采取隔离措施。

第十章 市场风险防控与市场干预

第一节 市场风险防控

第八十一条 京交五部对区域内省间交易开展市场监控，对经营主体异常交易行为进行监控，按照授权防范和应对发现的各类风险，根据国家能源局东北监管局的监管要求报送区域内省间市场交易情况。

第八十二条 京交五部监测分析和风险评估内容主要包括：市场报价和运行情况；市场成员执行市场交易规则情况；经营主体在市场中份额占比等市场结构化指标情况；区域内省间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。

第八十三条 京交五部每季度向国家能源局东北监管局报送区域内省间交易运营监控分析报告。

第八十四条 对于在注册、交易、结算、信息披露等环节存在异常交易风险的经营主体，京交五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，促进遵守规则。对于严重违反本细则的行为，报请国家能源局东北监管局按照《电力监管条例》等法律法规处理。

第二节 市场干预

第八十五条 市场干预指在特定的情形下和确定的一段时间内，国家能源局东北监管局对全部或部分市场交易采取临时

管制，或授权京交五部和网调进行紧急市场干预。发生下列情况时，京交五部和网调可依法依规采取市场干预措施：

- （一）电力系统内发生事故危及电网安全的；
- （二）发生恶意串通操纵市场等行为，并影响交易结果的；
- （三）市场技术支持系统发生故障，导致交易无法正常进行的；
- （四）政策调整或外部环境变化导致市场交易严重不平衡的；
- （五）不可抗力导致交易不能正常开展的；
- （六）国家能源局东北监管局作出暂停区域内省间市场交易决定的；
- （七）区域内市场发生其他严重异常情况的。

第八十六条 市场干预的主要手段包括：

- （一）调整交易时间、暂缓交易；
- （二）调整市场限价；
- （三）调整交易电量；
- （四）其他维护市场正常运行的手段；
- （五）京交五部和网调应及时将采取的市场干预措施告知相关经营主体。

第八十七条 市场化手段用尽后仍无法满足电网安全运行、电力可靠供应时，网调等按照相关规定开展应急处置。

第八十八条 京交五部和网调应详细记录市场干预的原因、

起止时间、范围、对象、手段和结果等内容，向国家能源局东北监管局提交报告，并按信息披露规则向有关市场成员披露。

第八十九条 市场恢复具备正常开展区域内省间交易条件时，经国家能源局东北监管局授权，京交五部向市场成员发布市场恢复信息。

第九十条 依法依规实施市场干预造成的损失，京交五部、电网企业不承担民事赔偿责任。

第九十一条 经营主体应充分知悉、了解区域内省间交易相关风险，增强防范意识，建立防控机制。配合做好市场监控、市场干预、应急处置等工作，按照要求提供相关信息及材料。

第十一章 争议处理

第九十二条 争议处理原则：

- （一）遵循依法、透明、公平、公正的原则；
- （二）争取以简单、快捷、经济的方式解决；
- （三）有利于区域内省间市场的正常稳定运行；
- （四）有利于维持、巩固争议各方关系。

第九十三条 区域内省间交易发生争议时，按以下方式处理：

- （一）市场成员可自行协商解决；
- （二）经协商无法达成一致时，可提请国家能源局东北监管局、各省（区）政府有关部门调解处理；

(三) 也可提交仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。

第十二章 附 则

第九十四条 本细则由国家能源局东北监管局负责解释。

附件：滚动撮合交易及部分偏差结算原则

附件

滚动撮合交易及部分偏差结算原则

一、滚动撮合交易组织流程和出清原则

第一条 组织流程

（一）公告发布。京交五部根据经营主体交易需求或有关规定，向相关经营主体发布交易公告。

（二）发布交易规模上限及电力平衡信息。网调组织各省调根据本省（区）最大外送、受入能力和省间剩余断面能力确定未来D日至D+2日三天滚动撮合规模上限，并录入电力交易平台作为购售双方申报约束条件。网调组织各省调按日滚动发布未来D日至D+2日三天电力平衡结果，并将东北电网及各省电力平衡结果录入电力交易平台，为经营主体和电网企业提供参考。

（三）交易申报。经营主体于规定时间内在电力交易平台进行交易申报，申报内容包括电量、电价等信息。

（四）交易预出清。交易申报时间内，分时段对经营主体填报的电量、价格滚动匹配预出清。

（五）预成交结果发布。京交五部发布预成交结果，主要包括预成交电量、曲线、价格。

（六）安全校核。京交五部将预成交结果提交网调，网调组织各省调进行安全校核，网调汇总各省调校核意见后，将校核意

见反馈至京交五部。京交五部根据交易优先级对涉及的交易进行逆向调整，直至安全校核通过。同一优先级交易，各经营主体出清电量及曲线按照预成交结果等比例调减。

（七）成交结果发布。京交五部通过电力交易平台将成交结果向参与交易的经营主体发布，主要包括成交电量、曲线、价格；网调通过电力交易平台将安全校核情况和原因向开展交易的经营主体发布。

第二条 出清原则

（一）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“价格优先、时间优先”的原则匹配、实时出清。

（二）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。

（三）经营主体、电网企业可多次以电量包（申报的电量、价格等信息组合）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。申报电量均为送电端发电企业交易上网电量，购方申报落地侧电价、售方申报上网侧电价。已挂牌电量包不可修改，仅可撤销，撤销后可再次申报。未撤销且未成交的挂牌电量包在D日及之前有效，过期清理。

（四）购方申报电量包按价格从高到低排序，售方申报电量包按价格从低到高排序。电量包匹配时同一关口购电价需大于售

电价，按场内已挂牌电量包的价格进行出清。

（五）交易平台实时匿名显示各时段尚未成交的售方最低 10 档电价和对应的总申报量，以及购方最高 10 档电价和对应的总申报量。

（六）除东北分部直调蒙东地区火电厂外，同一省（区）内经营主体间不成交。

二、直调蒙东火电偏差结算原则

第一条 东北分部直调蒙东火电（以下简称直调蒙东火电）联络线波动偏差电量按月度结算，在直调蒙东火电的同向偏差电量中按比例分摊（即正波动偏差电量向超发电量分摊、负波动偏差电量向欠发电量分摊）。

第二条 直调蒙东火电机组免责偏差电量为实际上网电量与调度计划执行曲线（包括中长期、现货、应急调度、省间互济等交易及调度标记的各类偏差）之间差值在 $\pm 5\%$ 及以内的偏差电量，或由于电网安全原因产生的偏差电量。直调蒙东火电机组责任偏差电量是指发电企业因自身原因造成调度计划执行曲线与交易合同曲线之间的差值。直调蒙东火电实际上网电量与调度计划执行曲线之间差值超过 $\pm 5\%$ 的偏差电量，视同机组责任偏差电量。

第三条 机组免责偏差电量按直调蒙东火电当月中长期交易加权平均电价结算。网调标记的机组责任偏差电量，超发电量按直调蒙东火电当月市场化交易最低电价结算，欠发电量按直调

蒙东火电当月市场化交易最高电价结算。调度计划曲线 $\pm 5\%$ 以外的偏差电量,超发电量按直调蒙东火电当月中长期交易最低电价的 90%结算,欠发电量按直调蒙东火电当月中长期交易最高电价的 110%结算。月度结算时,机组责任偏差电量产生的不平衡资金按直调蒙东火电当月上网电量比例分摊或返还。

抄送：国家能源局法制和体制改革司、市场监管司，辽宁省发展和改革委员会，辽宁省工业和信息化厅，吉林省发展和改革委员会，吉林省能源局，黑龙江省发展和改革委员会，内蒙古自治区发展和改革委员会，内蒙古自治区能源局。

国家能源局东北监管局

2025 年 8 月 6 日印发
