

西北区域省间电力中长期市场实施细则

(征求意见稿)

目录

第一章 总则	1
第二章 市场成员	2
第三章 交易组织	3
第一节 总体要求	3
第二节 交易品种	4
第三节 交易方式	5
第四节 组织流程	6
第五节 新型储能跨省交易	15
第六节 虚拟电厂等负荷侧资源跨省交易	16
第七节 抽水蓄能电站跨省交易	17
第八节 配套电源跨省交易	18
第九节 沙戈荒大基地交易	19
第十节 绿电交易	21
第十一节 合同转让交易及管理	22
第十二节 交易校核及结果发布	23
第十三节 合同执行	24
第四章 价格机制	24
第五章 计量管理和结算依据	25
第一节 计量	26
第二节 结算	27

第六章 偏差结算	31
第一节 偏差电量分类	31
第二节 责任偏差计算	32
第三节 波动偏差计算	34
第四节 配套电源控制区内部互调偏差计算	35
第七章 信息披露	35
第八章 市场技术支持系统	36
第九章 风险防控及争议处理	37
第十章 法律责任	38
第十一章 附则	38

第一章 总则

第一条 为规范西北电网省间电力中长期交易，依法保护电力市场经营主体合法权益，保证电力市场的统一、开放、竞争、有序，根据《国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4号）、《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、《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656号）、《国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）、《电力市场运行基本规则》（国家发展和改革委员会令第20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）等有关法律、法规，制定本细则。

第二条 本细则所称西北区域省间电力中长期市场（以下简称区内省间中长期市场），是指符合条件的经营主体开展西北电网省间电力中长期交易（以下简称区内省间中长期交易）的市场。区内省间中长期交易是指陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆及西北外送直流配套电源所属控制区对未来某一时期内交割电力产品或服务的跨省份、跨控制区或控制区内内部配套电源之间的交易，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 本细则适用于区内省间中长期交易的注册、交

易、执行、结算、信息披露和监督管理。

第二章 市场成员

第四条 市场成员包括经营主体、电力市场运营机构和电网企业。

第五条 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。新型经营主体是具备电力、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，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。其中，参与西北区内省间中长期交易的新型储能为独立储能电站，鼓励非独立储能电站具备条件时转为独立储能电站参与。

第六条 电力市场运营机构包括北京电力交易中心市场交易六部（以下简称京交六部）、各省（区）电力交易中心（以下简称省级交易机构）、国网西北分部调度控制中心（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 本细则所称电网企业指国家电网有限公司西北分部（以下简称“国网西北分部”），国网陕西省电力有限公司、国网甘肃省电力公司、国网青海省电力公司、国网宁夏电力有限公司、国网新疆电力有限公司（以下简称“各省电网公司”）。

第八条 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。

第九条 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。

第十条 经营主体应当按照《电力市场注册基本规则》及国家和开展业务所在省（区）有关规定，在电力交易机构办理市场注册、信息变更和市场注销，并进行实名认证。经营主体履行市场注册程序后，符合有关要求的，可参与区内省间中长期交易。

第三章 交易组织

第一节 总体要求

第十一条 京交六部负责组织西北区内省间中长期交易。

第十二条 京交六部按月发布交易日历，明确各类交易申报、出清等时间或时间安排原则。

第十三条 京交六部按照交易日历安排向经营主体发布交易公告，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、其他准备信息等。

第十四条 原则上，年度（含数年）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。

第十五条 西北区内省间中长期交易申报和出清价格单位为元/兆瓦时，保留至小数点后三位；电力单位为兆瓦，电量单位为兆瓦时。电能量交易申报电量保留至个位，交易合同电量保留至三位小数；绿色电力交易申报电量和交易合同电量均保留至三位小数。

第十六条 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。

第十七条 纳入省内平衡的电源优先保障本省电力平衡需求，富余能力参与省间外送交易。

第十八条 配套电源在优先落实省间送电计划、满足国家明确消纳省份购电需求的基础上，如仍有富余电力可参与其他市场化交易（富余能力优先与所在送出省开展）。

第十九条 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。

第二节 交易品种

第二十条 西北区内省间电力中长期交易分为电能量交易、绿色电力交易（以下简称“绿电交易”）、合同转让交易等。

第二十一条 电能量交易的标的物为分时段电能量。

第二十二条 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）。区内省间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西北区域内非本省电网控制区的发电企业购买绿色电力的交易。

第二十三条 合同转让交易是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的交易，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，应一并转让对应的绿色电力环境价值。

第三节 交易方式

第二十四条 交易方式包括双边协商交易和集中交易（含多通道），其中集中交易包括集中竞价交易、滚动撮合交易、集中竞价与滚动撮合联合交易和挂牌交易等。

第二十五条 双边协商交易指交易双方协商一致后，由一方经营主体或电网企业通过交易平台提交双边交易需求，由另一方经营主体确认双边交易需求的交易方式。

第二十六条 集中竞价交易（含多通道）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”。

第二十七条 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，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

间优先等原则成交的交易方式。未中标挂单可撤单。

第二十八条 集中竞价与滚动撮合联合交易指多通道集中竞价与滚动撮合交易连续开市，集中竞价未中标量价自动转为滚动撮合交易挂单的交易方式。

第二十九条 发电企业参加多通道集中竞价、滚动撮合和集中竞价与滚动撮合联合交易时可进行购售双向交易，同一时段内仅能以一种角色参与交易。

第三十条 挂牌交易指经营主体或电网企业，通过交易平台向多个交易意向方提交购售电需求信息（挂牌），并明确摘牌开始时间，由交易意向方按规则接受该需求部分或全部电量（摘牌）的交易方式。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。

第四节 组织流程

第三十一条 西北区内省间中长期交易按照年度交易、月度交易、月内交易顺序开展。

第三十二条 数年、年度交易。

1.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。年度交易可通过包括双边、挂牌、集中竞价（含多通道）交易方式开展。支持配套电源与规划消纳省电网企业开展数年交易。

2.电能量年度多通道集中竞价交易是年度市场组织的次年电能量多通道集中竞价交易，交易标的为次年每日24个

时段电量。

3.电力调度机构通过电力交易平台发布各断面（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。

4.原则上每年 11 月第 1 个工作日 17:30 之前，京交六部发布次年年度交易公告，年度电能量、绿电交易同步开市。若国家能源局西北监管局、各省（区）政府有关部门有要求的，京交六部可调整年度市场交易公告中的时间安排，并通知经营主体和电网企业。

5.经营主体在公告规定时间内完成数据填报及提交，具体安排以交易公告为准。

6.交易出清校核在区内省间交易出清前开展，原则上不超过 1 个工作日。交易出清完成后，京交六部发布预成交结果。

7.电网调度机构收到全部年度交易预成交结果后 5 个工作日内完成安全校核，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。区内省间数年交易，应逐年开展电网安全校核。

8.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网安全校核意见，按交易优先级逆序削减。电力交易机构应当根据电网安全校核意见在 5 个工作日内完成削减并形成成交结果。

9.京交六部发布成交结果。经营主体对成交结果有异议的，应当在发布后1个工作日内向京交六部提出，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。

第三十三条 月度交易。

1.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。月度交易可通过双边、挂牌、集中竞价（含多通道）交易方式开展。

2.原则上每月第2个工作日17:30之前，京交六部发布次月月度交易公告，月度交易开市。

3.经营主体在公告规定时间内完成数据填报及提交，具体安排以月度交易公告为准。

4.交易出清校核在区内省间交易出清前开展，原则上不超过1个工作日。交易出清完成后，京交六部发布预成交结果。

5.电网调度机构收到全部交易预成交结果后2个工作日内完成安全校核，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。

6.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网安全校核意见，按交易优先级逆序削减。电力交易机构应当根据电网安全校核意见在2个工作日内完成削减并形成成交结果。

7.京交六部发布成交结果。经营主体对成交结果有异议

的，应当在发布后 1 个工作日内向京交六部提出，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。

第三十四条 月内交易

1.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。月内交易包括多日交易、D-3 日交易。月内交易可定期开市或按需开市。按需开市的月内交易根据经营主体需求，可采用双边协商或集中交易方式。定期开市的月内交易采用滚动撮合、多通道集中竞价、集中竞价与滚动撮合联合交易等方式。

2.京交六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执行开始时间最早为 3 个工作日后、执行截止时间最迟为月底的月内交易。具体安排以月度市场交易公告为准。

3.每日 11:00 前，经营主体填报及提交双边、挂牌需求，电量、电力曲线应不超过通道限额。17:30 前，京交六部进行审核，受理通过的需求在交易平台发布；受理未通过的退回，并说明未通过原因。

4.次日 11:00 前，经营主体在规定申报时间内通过交易平台申报。12:00 前，京交六部发布预成交结果并提交电力调度机构安全校核。

5.电力调度机构安全校核通过后，京交六部发布成交结果。安全校核越限时，由京交六部完成调减直至安全校核通过。

6.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 个工作日内向京交六部提出。京交六部会同电力调度机构收到异议起 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。

第三十五条 跨省绿电集中竞价交易固定按日连续组织，以 D-3 日开展执行日为 D 日跨省绿电交易为例：

1.申报前一天（D-4 日）11:00 前，京交六部创建并发布跨省绿电集中竞价交易序列。

2.申报前一天（D-4 日）15:00 前，由电力调度机构根据本省（区）未来 D 日电力电量平衡情况，确定最大外送、受入能力并提供给本省交易机构。

3.申报前一天（D-4 日）17:30 前，由各省（区）交易机构录入电力交易平台作为集中出清约束条件。

4.申报日（D-3 日）11:00 前，经营主体或电网企业在交易平台完成交易申报。

5.申报日（D-3 日）12:00，京交六部将 D 日预成交结果推送至电力调度机构开展安全校核。

6.申报日（D-3 日）16:00，网调将安全校核结果反馈京交六部，京交六部调减至校核通过。

7.申报日（D-3 日）17:30，京交六部发布 D 日最终成交结果。

第三十六条 多通道集中竞价交易固定按日连续组织，以 D-3 日组织执行日为 D 日电能量交易为例：

1.申报前一天（D-4 日）11:00 前，北京电力交易中心市

场交易六部创建并发布多通道集中竞价交易序列。

2.申报前一天（D-4日）15:00前，由电力调度机构根据本省（区）未来D日电力电量平衡情况，确定最大外送、受入能力并提供给本省交易机构。

3.申报前一天（D-4日）17:30前，由各省（区）交易机构录入电力交易平台作为多通道集中出清约束条件。

4.申报日（D-3日）11:00前，经营主体或电网企业在交易平台完成交易申报。

5.申报日（D-3日）12:00，京交六部将D日预成交结果推送至电力调度机构开展安全校核。

6.申报日（D-3日）16:00，网调将安全校核结果反馈京交六部，京交六部调减至校核通过。

7.申报日（D-3日）17:30，京交六部发布D日最终成交结果。

第三十七条 滚动撮合交易固定按日连续开市，以D-3日组织执行日为D日至D+2的24小时分段电能量交易为例：

1.开市前一天（D-4日）16:00前，由电力调度机构根据本省（区）未来D日至D+2电力电量平衡情况，确定最大外送、受入能力，并提供给本省交易机构。

2.开市前一天（D-4日）17:30前，由各省（区）交易机构录入省间电力交易平台作为滚动撮合出清约束条件（省交易节点送出、受入限额）。

3.开市日（D-3日）9:00-11:30，经营主体进行申报，主体可申报未来D日至D+2日三天分时段购售电信息。

4.开市日（D-3日）12:00，京交六部将D日预成交结果推送至网调开展安全校核。

5.开市日（D-3日）16:00，网调将安全校核结果反馈京交六部，京交六部根据校核信息按照成交时间由后向前对涉及的交易进行调减至校核通过。

6.开市日（D-3日）17:30，京交六部发布D日最终成交结果（D+1、D+2日成交结果下一周期滚动发布）。

第三十八条 待条件成熟后，可开展集中竞价与滚动撮合联合交易，固定按日连续组织。

第三十九条 电力调度机构按照国家标准、相关规定等，规范设置省间省内关键通道限额和各省（区）最大送出、受入能力约束限额标准，明确不同周期新能源纳入平衡比例、通道能力释放标准，通过统一标准计算形成通道和各省（区）平衡能力。

第四十条 为充分挖掘省间能源资源互补潜力，提升电力保供能力和新能源消纳水平，西北区内省间中长期可根据购售电合同双方需求，以电力交易曲线、交易价格在一定范围内上下浮动的方式开展区内省间弹性交易（以下简称弹性交易）。

第四十一条 原则上，弹性交易可在年度（数年）、月度（多月）、月内等交易周期内开展，重点解决送端省份清洁能源、受端省份用电需求波动较大，区内省间中长期交易规模难以准确预计的问题，在送电省和购电省的省级平衡主体协商一致的基础上，兼顾区内省间中长期交易稳定性和送

受端供需灵活调整需求而开展的交易。

第四十二条 弹性交易组织方式包括双边协商和集中交易方式。

第四十三条 电量浮动机制。

1.电量浮动机制采用“固定部分+浮动部分”的方式，原则上，浮动部分比例不应大于 20%。

2.浮动方式。浮动部分的初始曲线为交易曲线的上限，分时段曲线积分获得初始交易电量上限，在满足电网安全约束的前提下，在交易运营中，通过“调减”曲线的方式实现浮动，可根据供需进行电量上下浮动“分档”。市场初期，主要组织向下浮动电量的弹性交易。

第四十四条 电价浮动机制

1.电价浮动机制采用“基准价+浮动”的方式，基准价为该笔中长期弹性交易合同的经营主体申报价格，价格浮动范围由送受双方在交易申报时协商确定，默认原则上不超过 $\pm 10\%$ 。

2.浮动部分的初始电价和固定部分的价格一致，电价可随着“电量”浮动，电价浮动方式可以在交易公告/交易合同中约定，也可以根据电量浮动情况由购售电双方协商确定，可根据供需进行电价上下浮动“分档”，根据浮动电量动态调整。

3.通过双边协商和挂牌等交易方式开展的弹性交易，电量、电价的联动比例和方式可由送受双方自行协商确定。可一并协商明确违约赔偿、谅解协议等事宜。

4.通过多通道集中竞价等集中式交易方式开展的弹性交易，初步可按照固定模式开展，联动比例由送受双方在交易

申报时确定。因送端原因导致执行率每降低 10 个百分点的，电价下浮 5%；因受端原因导致执行率每降低 10 个百分点的，电价上浮 1%。

5.购售双方经营主体协商一致，均同意进行调整的弹性交易，经向京交六部提出调整需求，可在保障电量固定部分的基础上，不实行电价浮动。

第四十五条 通过双边协商和挂牌方式开展的弹性交易可由购售方约定采用弹性交易机制。

第四十六条 所有浮动均以自然月为周期统计、核定与执行，不跨月累计或回溯。

第四十七条 弹性交易调整流程。

1.购电方/售电方提前 5 日通过交易平台向京交六部提出交易调整需求。

2.京交六部依据购电方/售电方调整需求，按照市场主体约定的浮动原则对交易结果进行调整，并会同电力调度机构按照中长期交易组织流程开展校核、发布和执行。

3.对于采用弹性交易方式组织的多通道集中竞价、滚动撮合交易、集中竞价与滚动撮合联合交易，因断面越限等电网安全原因，可由电力调度机构在日前计划安排时对交易电力进行调整。

4.在日前、日内阶段，若根据最新的新能源预测，电力调度机构经安全校核后认为已调减的弹性交易电量具备恢复执行条件，可按照交易优先级将调减的弹性交易恢复执行，并将恢复执行情况提供给电力交易机构；若电力调度机构经

安全校核后认为需要进一步调减时，可按照交易优先级对弹性交易进行调减，并将调减后的执行情况及时调整原因提供给电力交易机构，确保调减与恢复全过程有据可查。

第五节 新型储能跨省交易

第四十八条 独立储能电站作为经营主体，以批发用户和发电企业双重身份参与跨省电力中长期交易。独立储能电站充电时视为批发用户，通过平台聚合方式参与区内省间交易，放电时视为发电企业。

第四十九条 独立储能充电时缴纳上网环节线损费用和系统运行费用，暂按单一电量制用户执行输配电价；放电时相应退减输配电费。

第五十条 同一独立储能电站不能以批发用户和发电企业两种身份在同一交易时段参与交易。

第五十一条 独立储能电站所在省份或控制区为独立储能电站权益省。独立储能电站应优先保障权益省的电力平衡和新能源消纳需求。当权益省有富余调节能力时，独立储能电站可以参加跨省电力中长期交易。

第五十二条 独立储能电站申报的充电电量或放电电量不应超过其充电或放电能力。

第五十三条 新型储能交易的交易方式主要包括滚动撮合、集中竞价、挂牌和双边协商交易。

第五十四条 鼓励参与区内省间中长期交易的独立储能，优先消纳省间富余新能源电量，充分发挥新型储能在新电力系统中的调节作用。储能作用于跨省消纳新能源的交易，

原则上可参照新能源主体待遇开展相关交易。可探索建立储能参与区内省间绿电的配套机制。

第六节 虚拟电厂等负荷侧资源跨省交易

第五十五条 参与西北电网区内省间中长期交易的虚拟电厂等负荷侧资源主要为具备独立计量条件的虚拟电厂等负荷侧资源。

第五十六条 虚拟电厂是基于电力系统架构，运用现代信息通信、系统集成控制等技术，聚合分布式电源、可调节负荷、储能等各类分散资源，作为新型经营主体协同参与电力系统优化和电力市场交易的电力运行组织模式。其他负荷侧资源是指负荷聚合商、大工业用户和拥有自备电厂的电力用户等具备调节能力的用户。

第五十七条 虚拟电厂等负荷侧资源参与区内省间中长期交易。

1. 优先保障所在省的电力电量平衡和新能源消纳调节需求，富余能力参与区内省间中长期交易。

2. 虚拟电厂等负荷侧资源以增量调节能力参与区内省间互济交易。减少用电功率时，视为发电企业，以增量保供能力参与区内省间中长期交易；增加用电功率时，视为批发用户，通过平台聚合方式以增量消纳能力参与区内省间交易。

第五十八条 同一虚拟电厂不得在同一交易时段同时以购电方和送出方两种身份参与交易。

第五十九条 虚拟电厂等负荷侧资源交易的方式主要包括滚动撮合、集中竞价、挂牌和双边协商交易。

第六十条 虚拟电厂等负荷侧资源申报的买、卖电需求不应超过其自身的最大调节能力。

第六十一条 虚拟电厂等负荷侧资源的调节能力事前评估、事后认证，按照所在省的省内规则，由所在省电网企业负责。

第七节 抽水蓄能电站跨省交易

第六十二条 抽水蓄能电站以批发用户和发电企业双重身份参与电力交易。抽水蓄能电站抽水时视为批发用户，发电时视为发电企业。

第六十三条 抽水蓄能电站抽水时缴纳上网环节线损费用和系统运行费用，暂按单一电量制用户执行输配电价；发电时相应退减输配电费。

第六十四条 抽水蓄能电站参加区内省间中长期交易时，同步组织抽水交易和发电交易两笔交易，构成一个抽水、发电交易组合对。

第六十五条 抽水蓄能电站抽水电量由市场化交易形成或由电网企业提供，发电上网电量由市场化交易形成或由电网企业收购。发电企业按照所在省（区）规则或规定参与抽水蓄能电站跨省交易及电量分摊。

第六十六条 抽水蓄能电站通过市场化模式形成抽水和发电的交易曲线和电价时，交易方式分为单向挂牌交易和单向竞价交易。

1. 单向挂牌交易

在规定的交易时限内，购电方或者售电方提出购、售电

要约，包括购（售）电量和购（售）电价格，另外一方在规定时间内摘牌，成交价格为挂牌价。

2.单向竞价交易

在规定的交易时限内，抽蓄电站提交购电或售电信息，包括电量、价格、电力曲线等，报量报价参与分时段集中竞价交易，采用边际电价法对发电企业或电网企业报价由低到高或由高到低进行排序，直至满足权益抽水电量或权益发电量需求或出清至最后一个发电企业或电网企业，对应边际价格为该时段的抽水电量或发电量出清价格。

第六十七条 年度（多年）和月度（多月）交易。抽水蓄能电站权益省在电力交易平台提交权益交易需求，经交易撮合，形成抽水、发电交易组合对。月度、月内兜底交易。当抽水蓄能电站的权益抽水电量需求无法通过发电侧市场化交易满足时，在月度、月内中长期市场，可由电网企业代理省（区）内发电企业，开展跨省抽水兜底交易，同步组织跨省发电兜底交易，形成交易组合对。

第六十八条 月内富余电力交易。在月内市场，当组织完月内中长期兜底交易之外，抽蓄电站仍有剩余调节容量，发电企业或电网企业代理省（区）内发电企业可与抽水蓄能电站开展富余抽水电量交易，同步组织富余发电电力交易。抽水和发电交易可在不同省份开展。

第八节 配套电源跨省交易

第六十九条 配套电源跨省交易组织原则

1.配套电源在优先落实省间送电计划、满足国家明确消

纳省份购电需求的基础上，如仍有富余电力，可参与其他市场化交易。配套电源原则上按照优先满足规划省份、其次保障配套电源所在省份、然后保障西北区域跨省、最后跨区外送的交易顺序开展交易；

2.配套电源所在省份仅组织配套电源外送的情况下，当配套电源所在省份出现保供电力电量缺额时，优先组织配套电源电量予以保障，如仍有电力电量缺额时，通过组织跨省交易予以保障。

第七十条 在送出直流检修或受阻导致限额下降等情况下，配套电源优先通过其他直流满足规划消纳省需求。配套新能源在直流检修期间可开展规划消纳省之外的跨省跨区交易。

第七十一条 配套电源参与多通道集中竞价、滚动撮合以及多通道集中竞价和滚动撮合联合交易组织原则

- 1.同一省（区）内的配套电源与内用电源之间可以交易。
- 2.同一省（区）内的不同配套电源控制区内的配套电源之间可以交易。
- 3.同一配套电源控制区内配套电源之间可以交易。
- 4.非同一省（区）内的配套电源与省（区）内电源之间可以交易。
- 5.非同一省（区）内的配套电源与配套电源之间可以交易。

第九节 沙戈荒大基地交易

第七十二条 “沙戈荒大基地”是指沙漠、戈壁、荒漠地区

等大型新能源基地外送直流配套电源企业,可通过“联营不联运”模式参与跨省跨区交易。

第七十三条 大基地内各经营主体可自愿签订联营协议,组成联营体,“联营”参与跨省跨区中长期交易,在年度、月度、月内市场,整体与规划消纳省协商形成中长期曲线和价格,并自主分解到内部各经营主体,由各经营主体与规划消纳省电网企业签订中长期合同。联营协议需明确中长期交易曲线和价格分解原则、互补调节价格机制等内容。联营模式不改变基地内部各经营主体独立市场地位、调度管理关系、电费结算关系等。

第七十四条 月内阶段,联营体整体存在富余能力时,可通过双边协商、挂牌、集中交易等电能量交易方式,整体与区域内非规划消纳省开展交易,形成中长期曲线和价格,并自主分解到内部各经营主体,由各经营主体与规划消纳省电网企业签订中长期合同。

第七十五条 月内阶段,为适应联营体内部新能源波动,联营体内各经营主体可进行联营体内部 D-3 互调交易,满足各经营主体调节需求。

第七十六条 联营体满足内部调节需求后,整体存在富余能力或调节需求的,可按各经营主体身份参与其他方向的跨省跨区中长期交易。

第七十七条 沙戈荒大基地内各新能源发电企业,以新能源厂站身份参与跨省跨区绿电交易。

第七十八条 非沙戈荒大基地直流配套电源企业,可结

合需求，自愿参照“联营不联运”模式，签订联营协议，组建联营体，参与跨省跨区交易。

第十节 绿电交易

第七十九条 鼓励优先发电计划通过参与绿色电力交易的方式予以落实。

第八十条 区内省间绿色电力交易按照年度（多年）、月度（多月）、月内的顺序开展。鼓励发电企业与电力用户签订数年绿电中长期合同

第八十一条 区内省间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。

第八十二条 数年绿色电力交易主要以双边协商方式在年度、月度开市期间组织。

第八十三条 绿色电力交易原则上以电力交易平台聚合方式通过集中交易开展。

第八十四条 虚拟电厂聚合分布式新能源参与区内省间绿电交易时，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。

第八十五条 对于售电公司购入绿电未分配至用户、绿证未核发的电量，按该售电公司代理用户计量用电量比例取整分配至用户。

第八十六条 区内省间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。

第八十七条 申报期间，经营主体通过所在省电力交易平台提交绿色电力交易量价曲线，各省电网企业会同省电力交易机构收集汇总省间绿色电力交易量价信息，经确认后提交至电力交易平台。交易结束后当日，北京电力交易中心市场交易六部发布预成交结果。

第八十八条 绿电交易对应的绿证，按规定由发电企业或项目业主的绿证账户划转至买方账户。

第八十九条 鼓励经营主体开展小时级绿电交易、参与数年绿电交易。

第十一节 合同转让交易及管理

第九十条 各市场成员在开展区内省间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，参与区内省间中长期市场。

第九十一条 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。

第九十二条 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。京交六部根据交易结果形成绿色电力溯源关系，为经营主体提供溯源服务。

第九十三条 区内省间中长期合同转让交易可采用双边协商、挂牌交易等方式。拟进行合同调整的经营主体在交易平台发起合同调整，合同对方经营主体进行确认。合同变更

仅涉及价格变更的，不需电力调度机构安全校核，达成价格调整后合同生效。合同变更涉及电量、电力时，仅可进行调减，需经过电力调度机构安全校核。

第九十四条 考虑数年绿色电力交易合同执行周期内，经济周期波动、产业结构调整、电价政策调整等因素，经购售双方协商一致，通过电力交易平台可调整后续各月的合同分月电量（总量不变）；还可选择对后续各月的合同分月电量进行调增（或调减），年累计调增（或调减）电量不得超过本年度合同总量的 30%，后续根据数年绿色电力交易合同执行情况，可适时调整调增（或调减）幅度。合同电量、电价调整随年度或月度市场一并开展。数年绿色电力交易调整后的电量需通过电力调度机构安全校核。

第十二节 交易校核及结果发布

第九十五条 西北区内省间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六部负责组织省级交易机构共同开展，电网安全校核由网调负责组织电力调度机构共同开展。

第九十六条 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，京交六部发布预成交结果。

第九十七条 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。区内省间中长期交易预成交结果发布后，京交六部将预成交结果推送至网调进行电网安全校核。电网

安全校核应当在规定的时间内完成。

第九十八条 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。

第九十九条 京交六部按照交易优先级逆序进行交易调减，直至安全校核通过并形成成交结果。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。

第一百条 成交结果应在形成后 1 个工作日内由京交六部发布。经营主体对成交结果有异议的，应当在发布后 1 个工作日内向京交六部提出，由京交六部会同网调在 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。

第十三节 合同执行

第一百〇一条 西北区内省间中长期交易通过安全校核的交易，交易合同生效，作为执行依据。京交六部可按月分类汇总已生效的年度、月度跨省跨区交易合同中关于电力生产的信息，形成月度交易计划。

第一百〇二条 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。

第四章 价格机制

第一百〇三条 区内省间中长期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。

第一百〇四条 区内省间中长期交易各环节输电价格、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。

第一百〇五条 除执行政府定价的电量外，区内省间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。

第一百〇六条 区内省间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。

第一百〇七条 国家有特殊价格机制规定的经营主体，其参与区内省间交易，价格机制按照国家有关规定执行。

第一百〇八条 区内省间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。

第一百〇九条 对直接参与区内省间交易的经营主体，不再人为规定分时电价水平和时段。

第一百一十条 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。

第一百一十一条 参与区内省间中长期交易的经营主体容量电价，按照国家有关规定执行。

第五章 计量管理和结算依据

第一节 计量

第一百一十二条 电网企业应根据市场运行和市场主体需要及时配置、安装符合要求的计量装置。电网企业应安装采集通信设备，建设计量自动化系统，实现计量装置的远程采集，满足电力市场计量结算数据需求和计量装置日常监控维护要求。

第一百一十三条 西北区内省间交易的送受端省份结算关口计量点原则上设在该省产权分界点；跨省通道的结算关口计量点原则上设置在省间联络线两侧的上下网关口。

第一百一十四条 计量装置设置应满足电力市场最小结算单元要求，不满足要求的，电网企业应与市场经营主体协商一致后，在购售电合同、供用电合同等合同中明确结算单元电量分配方式。

第一百一十五条 计量数据应满足结算最小时段和周期的要求，统一设置抄表计划，实现发用同期抄表和定期抄录。电网企业及电力调度机构应更具市场经营主体询问及争议，对计量数据问题分类管理，并按规定处理。

第一百一十六条 电网企业和电力调度机构应保证计量数据准确、完整，并按结算时序要求传输至电力交易机构。

第一百一十七条 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，具体按购售电合同明确的方式处理。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。

第一百一十八条 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，发电量等比例拆分的详细计算方式应在购售电合同中明确。

第一百一十九条 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。

第一百二十条 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

第一百二十一条 西北区内省间交易（除电力辅助服务交易）采用“日清月结”的结算模式，按日对已执行的成交结果进行量价清分、偏差计算，形成日清分结果。月度结算结果应由日清分结果累计值形成，以自然月为周期形成结算依据。电力辅助服务根据辅助服务市场规则明确的周期开展清分计算。

第一百二十二条 西北区内省间交易按照电力调度机构实际执行结果（调度计划执行曲线）和计量点电量进行清分计算。

第一百二十三条 西北网调向京交六部提供的主要数据及时间：

1.每日 12:00 前提供前一日省间电力现货市场、西北区域省间电力互济交易的日前及日内 96 时出清结果，以及辅

助服务市场 96 时出清结果（涉及电量清分部分）等。

2.每日 12:00 前提供前一日西北区内省间中长期交易 96 时执行结果及调整原因说明，省间现货交易 96 时执行结果、西北区域省间电力互济交易 96 时执行结果、辅助服务 96 时实际调用结果（涉及电量清分部分），应急调度执行结果、所有省间交易计量点的日电量及 96 点分时计量电量等。

3.新投跨省输电通道、发电机组（独立储能）首次并网、完成整套启动试运行、进入商业运行时间节点等信息，应在每个阶段开始后的 1 个工作日内提供。

4.《电力市场计量结算基本规则》要求的与省间交易结算相关的其他信息。

第一百二十四条 省级现货市场正式运行或连续结算试运行的省份，省级电力交易机构向京交六部提供的主要数据及时间：

1.每日 12:00 前，提供前一日本省实时现货市场统一结算点 96 点分时出清价格；前一日发生应急调度的，提供本省前一日应急调度的上网电价。

2.每月第二个工作日 17:00 前，提供本省实时现货市场统一结算点上月月度均价。

3.与省间交易结算相关的其他信息。

第一百二十五条 省级现货市场未开展正式运行或整月结算试运行的省份，省级电力交易机构向京交六部提供本省代理购电平均上网电价，每月第一个工作日 17:00 前提供上月价格；上月发生应急调度的省份，每月第一个工作日 17:00

前提供本省上月应急调度的上网电价。

第一百二十六条 若提供方按上述规定时间提供的数据出现缺失或不可用时，相关交易不满足结算条件，京交六部及时通知数据提供方，提供方3日内通过平台提供相关数据，在满足结算条件的下一结算周期进行结算。

第一百二十七条 若提供方超过上述条规定时间发现数据错误，应在发现后及时通知京交六部，并3日内通过平台提供正确数据，在数据修正后的下一结算周期内进行追退补。

第一百二十八条 因政策调整或价格等合同关键要素缺失等原因，导致不满足结算条件的，在满足结算条件的下一个结算周期完成结算、清算。

第一百二十九条 省间“日清月结”具体流程如下：

1.根据购售电合同明确的电费收付关系，明确省间交易结算依据出具对象。

2.执行日次日，按各跨省中长期交易出清价格和执行结果、跨省调度计划、相关计量数据、省间现货交易出清结果、西北区域省间电力互济交易出清结果、辅助服务出清和执行结果、应急调度及责任偏差处理原则等开展省间交易日清分计算，结合跨省跨区物理关口计量数据、北京电力交易中心的跨区交易日清分结果，形成各交易成分的电量、电价、电费和偏差电量等日清分结果。

3.执行日后5个工作日内，京交六部将日清分结果通过交易平台向相关经营主体和电网企业发布。相关方在收到交易清分结果后1个工作日在交易平台核对、异议反馈（若有）

和确认，逾期视为已确认。确认后的日清分结果发送相关省级交易机构。

4.出具结算依据（核对版）。每月前5个工作日内，京交六部依据日清分结果、电力辅助服务相关费用、两个细则考核等数据形成上月结算依据（核对版），并通过交易平台向相关经营主体、电网企业发布。相关方收到后1个工作日内在交易平台核对、异议反馈（若有）和确认，逾期视为已确认。

5.相关经营主体、电网企业对结算依据（核对版）存在异议时，京交六部应在提出异议后1个工作日内组织相关方进行核实与协商。达成一致的，相关经营主体、电网企业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。

6.发布交易结算依据。结算依据（核对版）确认后，京交六部每月第8个工作日前向相关经营主体、电网企业发布上月正式结算依据，并将结算依据提供至相关省级交易机构。

第一百三十条 省间、省内“日清月结”衔接

1.京交六部以北京电力交易中心出具的跨区交易结算依据作为结算边界，开展区内省间市场结算，并通过交易平台向相关经营主体和电网企业出具结算依据。

2.京交六部负责出具开展区内省间交易的电网企业结算依据、直接通过跨区跨省通道外送的并由京交六部提供结算

依据服务的发电企业结算依据。其他发电企业、电力用户等的结算依据由经营主体所在地区省级交易机构负责提供。

3.京交六部向省级交易机构提供区内省间交易的“日清月结”计算结果，省级交易机构以此作为计算边界开展省内“日清月结”。

4.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。

第一百三十一条 区内省间绿电交易电能量与绿色电力环境价值在交易结算依据中分开计算及列支。电能量部分按照本细则相关条款开展结算。绿色电力环境价值按当月合同总电量（考虑省间实际输电量）、发电侧上网电量（不含机制电量）、用电侧电量“三者取小”的原则确定结算量。绿色电力环境价值偏差补偿费用按照合同约定执行。

第一百三十二条 弹性交易按工作日清算弹性交易电量，按月进行电量电费结算。每月第5个工作日，京交六部根据上个月弹性交易实际执行电量、价格浮动规则及考核结果，完成电量电费计算。

第一百三十三条 其他结算有关要求按《电力市场计量结算基本规则》执行。

第六章 偏差结算

第一节 偏差电量分类

第一百三十四条 区内省间中长期交易在执行过程中形成的偏差电量分为责任偏差电量、波动偏差电量和配套电源控制区内部互调偏差电量。

第一百三十五条 责任偏差电量是指在区内跨省交易中除波动偏差电量外，由于购售双方自身原因，在执行交易合同曲线时与调度计划执行曲线之间形成的偏差。

第一百三十六条 波动偏差电量指省级电网、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（对于签订互调协议（含联营协议）的控制区内配套电源，为配套电源自动发电控制目标）与关口计量点计量电量之间的偏差。

第一百三十七条 配套电源控制区内部互调偏差电量是指对于已签订互调协议（含联营协议）、明确互调价格机制的配套电源控制区内各经营主体，在保持控制区配套电源总体计划执行曲线与交易合同曲线一致的目标下，因响应调节需求，造成各经营主体调度计划执行曲线与配套电源自动发电控制目标之间的偏差。

第二节 责任偏差计算

第一百三十八条 产生责任偏差时，网调及相关省调应做好偏差责任方认定、起止时段、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六部。

第一百三十九条 若为售方责任，由售方按照交易合同曲线与调度执行曲线结果之差电量，按照该时段合同电价的比例 L 支付偏差费用给购方。

第一百四十条 若为购方责任，由购方按照交易合同曲线与调度执行曲线结果之差电量，按照该时段合同电价的比例 M 支付偏差费用给售方。

第一百四十一条 L 、 M 的取值默认取 0.1 进行结算。若购售双方协商一致，由交易要约发起方在要约中填写 L 、 M 取值，交易达成后，按要约 L 、 M 取值计算。若购售双方在购售电合同中零星明确的，按合同相关约定执行。

第一百四十二条 售方责任产生的责任偏差电费由售方支付至购方，由该笔省间中长期交易全部责任售方按出清电量占比分摊，由该笔省间中长期交易全部购方按出清电量占比分享。若责任售方或购方是省级电网企业的，该电费按各地有关规定在当月结算周期及时疏导。

第一百四十三条 购方责任产生的责任偏差电费由购方支付至售方，由该笔省间中长期交易全部责任购方按出清电量占比分摊，由该笔省间中长期交易全部售方按出清电量占比分享。若责任售方或购方是省级电网企业的，该电费按各地有关规定在当月结算周期及时疏导。

第一百四十四条 配套电源控制区内的经营主体签订协议明确责任偏差在控制区内的责任认定、费用分配方式的，按协议相关约定执行。

第一百四十五条 偏差责任免除情形如下：

1. 由于安全运行要求需要，主要包括输电线路故障、电网设备检修变化等安全控制需要引起的输电能力变化，不可抗力，以及水利部、黄河防汛抗旱总指挥部等第三方调令等

导致对调度计划调整，暂不执行责任偏差结算。由于梯级流域因防洪、防凌、灌溉、生态、航运、下游用水需求变化导致出库流量变化引起的电力曲线偏差，经相关部门认定后，可不执行责任偏差结算。

2.政府主管部门认定的其他情形。

第三节 波动偏差计算

第一百四十六条 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。

第一百四十七条 各省级电网当月合并后的波动偏差电量由正向偏差省份与负向偏差省份按“等比例匹配”的方式计算确定对应的送电（购电）方向省份及送购电量。送出方电价叠加输电价格、线损折价后形成受入方落地价格。

第一百四十八条 省级电网波动偏差电量送出电价采用送出省级电网控制区所属省内市场同一周期实时现货市场统一结算点月度均价；送出省现货市场未开展正式运行或整月结算试运行的，送出方电价采用该省同一周期代理购电当月平均上网电价。

第一百四十九条 配套电源波动偏差电量送出方电价均采用接入省同一周期实时现货市场统一结算点月度均价，省级现货市场未开展正式运行或整月结算试运行的，上网电价采用同一周期代理购电当月平均上网电价。

第一百五十条 省级电网波动偏差电量、配套电源波动偏差电量在省级电网之间产生的结算电费，按各省有关规定

在当月结算周期及时疏导。相应的疏导计算过程由各省级交易机构负责。

第一百五十一条 若购售双方在交易合同、购售电合同或结算协议中已明确波动偏差电量有关结算价格，按相关约定执行。

第一百五十二条 波动偏差电量按各结算关口分别清分、结算。波动偏差电量为关口计量电量扣除调度实际执行电量。

第四节 配套电源控制区内部互调偏差计算

第一百五十三条 配套电源控制区内部各经营主体间互调偏差电量原则上“日清月结”。

第一百五十四条 配套电源控制区内部互调偏差电量由电力调度机构基于调度计划执行曲线、配套电源自动发电控制目标等计算，并提供给电力交易机构，内部互调偏差电量不计输电损耗。

第一百五十五条 配套电源控制区内部互调偏差电量电价按照配套电源控制区内各经营主体间签订协议明确的有关价格结算。

第一百五十六条 配套电源控制区内部互调偏差电量按各配套电源的结算关口分别清分计算。

第七章 信息披露

第一百五十七条 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。京交六部负责区内省间市场信

息披露的实施。

第一百五十八条 市场成员对披露的区内省间市场信息内容、时限等有异议或者疑问的，可向京交六部提出，相关信息披露主体应予以解释。

第一百五十九条 参与区内省间交易的经营主体、电力市场运营机构和电网企业应按照有关要求，向国家能源局西北监管局报送与监管事项相关的文件、资料。报送信息遵循真实、及时、完整原则。

第一百六十条 其他信息披露及报送有关要求按照《电力市场信息披露基本规则》执行。

第八章 市场技术支持系统

第一百六十一条 省间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。

第一百六十二条 省间电力交易平台应遵循全国统一的数据接口标准，省间电力交易平台与各省级交易机构电力交易平台、省间电力交易平台与国网西北分部的电力调度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。

第一百六十三条 省间电力交易平台应强化基础运行保障能力，满足区内省间市场连续运营要求，建立备用系统或并列双活运行系统。

第一百六十四条 省间电力交易平台应对区内省间市场

运行情况进行实时监测预警。

第九章 风险防控及争议处理

第一百六十五条 区内省间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。

第一百六十六条 京交六部、西北网调应制定区内省间市场风险防范及处置预案，按照有关程序对区内省间市场风险进行监测预警和防范处置。

第一百六十七条 当出现以下情况时，电力交易机构、电力调度机构可依法依规采取市场干预措施，并及时将干预措施实施情况报送国家能源局西北监管局和所在地国家能源局派出机构。

- 1.电力系统内发生重大事故危及电网安全；
- 2.发生恶意串通操纵市场的行为，并影响交易结果的；
- 3.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；
- 4.政策调整或外部环境变化导致市场交易严重不平衡的；
- 5.不可抗力导致交易不能正常开展的；
- 6.市场发生其他严重异常情况的。

第一百六十八条 当区内省间市场运行发生紧急风险时，京交六部、西北网调根据国家能源局西北监管局有关规定执行市场干预措施，并在3日内向国家能源局西北监管局提交报告，按规定程序披露。

第一百六十九条 市场成员发生争议时，可自行协商解

决，协商无法达成一致时可提交国家能源局西北监管局、各省（区）政府有关主管部门依法协调，也可依法提交仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。市场成员应向国家能源局西北监管局、各省（区）政府有关主管部门提供争议处理所需的数据和材料。

第十章 法律责任

第一百七十条 对于电网企业、电力市场运营机构、经营主体违反本规则规定的，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。

第十一章 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 本细则执行过程中，如遇国家政策调整与本细则有关条款不一致时，按国家政策执行。若印发西北区域电力市场价格结算实施细则，价格结算有关要求按价格结算实施细则执行。

第一百七十四条 本细则自发布之日起施行。原《西北

区域跨省电力中长期交易实施细则》（西北监能市场〔2024〕74号）、《西北区域抽水蓄能电站参与跨省电力交易实施细则(试行)》（西北监能市场〔2025〕36号）、《西北区域跨省电力中长期交易实施细则——新型储能专章》（西北监能市场〔2025〕77号）同时废止。