

普通事项

北京电力交易中心有限公司文件

京电交市〔2026〕42号

北京电力交易中心有限公司关于印发 《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易 实施细则（2026年第一版）》的通知

各电力市场成员：

为落实《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656号）等文件要求，进一步完善省间中长期交易机制，北京电力交易中心编制了《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则（2026年第一版）》（以下简称《细则》）。

《细则》已充分征求北京电力交易中心市场管理委员会全体成员单位意见，并于2026年4月15日北京电力交易中心市场管理委员会2026年第一次全体会议上审议并表决通过，同时完成向国家发展改革委、国家能源局的报备程序。

现予以印发，本《细则》自印发之日起施行，请各单位遵照执行。同时，《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则（2024年修订稿）》（京电交市〔2024〕38号）、《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则（2024年修订稿）》（京电交市〔2024〕59号）、《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则》补充修订条款（京电交市〔2025〕79号）、《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则》补充修订条款（京电交市〔2025〕78号）予以废止。执行过程中的问题，请及时向我单位反馈。

北京电力交易中心有限公司

2026年6月9日

（此件不公开发布，发至收文单位本部。未经公司许可，严禁以任何方式对外传播和发布，任何媒体或其他主体不得公布、转载，违者追究法律责任。）

北京电力交易中心 跨区跨省电力中长期交易实施细则 (2026 年第一版)

目 录

第一章 总则	1
第二章 市场成员	3
第一节 概述	3
第二节 市场成员权利	3
第三节 市场成员义务	5
第三章 市场注册和注销	10
第一节 概述	10
第二节 市场注册基本条件	10
第三节 市场注册	11
第四节 市场注销	12
第四章 交易基本要求	14
第一节 总体要求	14
第二节 市场运营时间	14
第三节 交易优先级	15
第四节 交易执行	16
第五节 其他要求	17
第五章 交易流程及市场运营时序	19
第一节 交易品种	19
第二节 交易方式	19
第三节 市场运营准备	20
第四节 交易校核及成交结果发布	21
第五节 交易流程	23
第六节 市场运营时序	28
第七节 区内省间电力互济交易	30
第八节 沙戈荒大基地交易	31
第六章 价格	32
第七章 计量管理和结算依据	34
第一节 计量点设置	34
第二节 计量数据采集	34
第三节 结算基本原则	35
第四节 结算准备	35
第五节 结算流程	37
第六节 输电损耗结算原则	38
第七节 追退补和清算	39
第八章 省间绿电交易	41
第一节 基本定义	41
第二节 交易合同	41
第三节 交易方式	41
第四节 交易流程	43
第五节 价格机制	45
第六节 计量与结算	47

第七节 绿证划转.....	48
第九章 偏差结算.....	50
第一节 偏差电量分类.....	50
第二节 责任偏差计算.....	50
第三节 波动偏差计算.....	52
第四节 配套电源控制区内部互调偏差计算.....	53
第十章 信息披露.....	54
第十一章 市场技术支持系统及交易平台账号管理.....	55
第一节 市场技术支持系统.....	55
第二节 交易平台账号管理.....	55
第十二章 风险防控.....	58
第十三章 争议处理.....	60
第十四章 细则管理.....	61
附录一	62
集中竞价出清算法.....	62
附录二	69
滚动撮合出清算法.....	69
附录三	71
线性插值算法.....	71

第一章 总则

第 1 条 为落实国家能源战略，服务全国统一电力市场体系建设，规范跨区跨省电力中长期市场运营，保障市场成员合法权益，发挥北京电力交易中心平台作用，落实《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、《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）要求，根据《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）、《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656号）、《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号）、《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）、《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976号）、《电力辅助服务市场基本规则》（发改能源规〔2025〕411号）、《国家发展改革委 国家能源局关于跨电网经营区常态化电力交易机制方案的复函》（发改体改〔2025〕915号）等有关法律、法规，制定本细则。

第 2 条 本细则所称跨区跨省电力中长期交易（以下简称“跨区跨省交易”），指符合条件的经营主体，利用跨区跨省输电通道，通过市场化方式，在北京电力交易中心交易平台（以下简称“交易平台”）上，开展的数年、年、月、月内（含旬、周、多日）等不同时间维度的交易。

第 3 条 本细则制定原则

1. 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。
2. 坚持落实国家规划。夯实跨区跨省送电格局，落实跨区跨省优先发电规模计划（简称“优先发电计划”），协同推进电力互济，确保跨

第一章 总则

区跨省输电通道合理、高效利用。

3. 坚持市场主导。服务全国统一电力市场建设，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。

4. 坚持清洁低碳。创新交易品种，灵活交易方式，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 4 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。

第二章 市场成员

第一节 概述

第 5 条 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电力交易机构、电力调度机构。

第 6 条 本细则所称市场运营机构，指电力交易机构及电力调度机构，包括北京电力交易中心、各省（自治区、直辖市）电力交易中心（以下简称“省级交易机构”）、国家电力调度控制中心（以下简称“国调”）、区域电力调度控制中心（以下简称“网调”）及省级电力调度控制中心（以下简称“省调”）。

第二节 市场成员权利

第 7 条 发电企业的权利主要包括：

1. 按照本细则参与跨区跨省交易（含绿色电力交易），签订电力中长期交易合同。
2. 按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务。
3. 获得公平的电网接入服务和输配电服务。
4. 法律法规规定的其他权利。

第 8 条 电力用户的权利主要包括：

1. 按照本细则参与跨区跨省交易（含绿色电力交易），与发电企业签订并履行电力中长期交易合同，或与售电公司签订电力零售合同。
2. 按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务。

第二章 市场成员

3. 获得公平的输配电服务和电网接入服务。

4. 法律法规规定的其他权利。

第 9 条 售电公司的权利主要包括：

1. 按照本细则参与跨区跨省交易（含绿色电力交易），签订交易合同。

2. 按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务。

3. 具有配电网运营权的售电公司应获得公平的输配电服务和电网接入服务。

4. 获得签约电力用户合同期内用电负荷等信息，根据电力用户授权获得其历史用电负荷信息

5. 法律法规规定的其他权利。

第 10 条 电网企业的权利主要包括：

1. 收取输配电费，代收电费和政府性基金及附加等。

2. 依据优先发电计划，作为购方签订和履行跨区跨省交易合同。

3. 结合电力市场建设进展和发用电计划放开程度，电网企业可代理省内用户参与跨区跨省交易，签订和履行交易合同。

4. 对于逾期仍未全额付款的售电公司，按规范做好履约凭证启用及费用追缴。

5. 按照信息披露有关规定获得市场信息。

6. 法律法规规定的其他权利。

第 11 条 新型经营主体的权利主要包括：

1. 按照市场规则参与省间绿电交易，签订电力中长期交易合同；增量调节能力可参与省间交易；

2. 在对外等效发电时参照发电企业，在购电时参照电力用户，在代理零售用户参与批发市场时参照售电公司；

3. 按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

4. 获得公平的输配电服务和电网接入服务；

5. 获得签约分散资源的相关信息；

6. 法律法规规定的其他权利。

第三节 市场成员义务

第 12 条 发电企业的义务主要包括：

1. 遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算。
2. 参与绿色电力交易的发电企业需开展建档立卡工作，取得绿证核发资格，配合完成绿证核发。
3. 签订并执行并网调度协议、购售电合同，服从电力调度机构的统一调度，提供承诺的有效容量和辅助服务，提供电厂检修计划、实测参数、预测运行信息、紧急停机信息等。
4. 根据电力交易机构、电力调度机构管理职责范围，服从统一管理。
5. 依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定。
6. 具备满足参与跨区跨省交易要求的技术条件。
7. 法律法规规定的其他义务。

第 13 条 电力用户的义务主要包括：

1. 遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算，按规定支付电费。
2. 按照市场规则向电力市场运营机构提供交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他信息。
3. 依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定。
4. 服从电力调度机构的统一调度管理，在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等）按照电力调度机构要求安排用电。
5. 遵守政府主管部门有关电力需求侧管理规定，执行有序用电管理，配合开展错避峰。
6. 依法依规履行可再生能源消纳责任和消费义务。
7. 具备满足参与跨区跨省交易要求的技术支持手段；
8. 法律法规规定的其他义务。

第 14 条 售电公司的义务主要包括：

1. 遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算。

第二章 市场成员

2. 为签订零售合同的电力用户提供售电服务及约定的增值服务。
3. 按照规则代理零售用户参与省间绿色电力交易，签订和履行绿色电力交易合同，并将合同电量关联至零售用户，按时完成电费结算。
4. 按照市场规则，向电力交易机构、电力调度机构提供签约零售用户的交易电力电量需求（含绿色电力交易）、典型负荷曲线以及其他生产信息，在交易平台上公示其向电力用户提供的所有零售套餐，承担用户信息保密义务。
5. 参与市场前，按照规定提交履约保障。
6. 依法依规披露和提供信息，在政府指定网站上公示公司资产、经营状况等情况和信用承诺，依法对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报。
7. 依法依规履行清洁能源消纳责任。
8. 具备满足参与跨区跨省交易要求的技术支持手段。
9. 除前款规定的义务外，拥有配电网运营权的售电公司，在配电区域内：
 - （1）遵守电网调度管理条例，服从电力调度机构的统一调度管理；
 - （2）遵守并执行政府主管部门有关电力需求侧管理规定；
 - （3）承担供电服务用户的电费收取和结算业务；
 - （4）承担安全责任，保障电力供应安全可靠，履行保底供电服务和普遍服务，供电质量符合国家及行业标准；
 - （5）按照国家、行业及地方标准，负责配电网的投资、建设、运营、维护、检修和事故处理；
 - （6）无歧视提供配电服务，不得干预供电服务用户自主选择售电公司；
10. 法律法规规定的其他义务。

第 15 条 新型经营主体的义务主要包括：

1. 遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算。

2. 资源聚合类新型经营主体与分散资源签订零售合同(或聚合服务合同),在电力交易平台建立零售服务或聚合服务关系,履行合同规定的各项义务。
3. 按照市场规则向电力市场运营机构提供合同周期内签约分散资源的交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他信息,承担信息保密义务。
4. 参与市场前,按照规定提交履约保障。
5. 依法依规提供相关市场信息,执行信息披露有关规定。
6. 具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件。
7. 聚合负荷侧资源的新型经营主体,应依法依规履行可再生能源消纳责任和消费义务。
8. 法律法规规定的其他义务。

第 16 条 电网企业的义务主要包括:

1. 保障输变电设备正常运行,建设、运行、维护和管理电网相关配套系统,服从电力调度机构的统一调度。
2. 加强电网建设,为经营主体提供公平的输配电服务和电网接入、报装、计量、抄表、收付费等服务。
3. 依据优先发电计划,作为购方签订和履行跨区跨省交易合同。
4. 省级电网企业会同省电力交易机构汇总省内电力用户或售电公司等绿色电力交易申报需求,形成本省绿色电力交易需求,提交至北京电力交易中心。
5. 负责电费结算,按期向经营主体出具电费账单。
6. 依法依规提供相关市场信息,执行信息披露有关规定,承担信息保密义务,向电力交易机构提供支撑市场运营和市场服务所需的相关数据。
7. 法律法规规定的其他义务。

第 17 条 北京电力交易中心的义务主要包括:

1. 起草、修订本细则,提交北京电力交易中心市场管理委员会(简称“市场管理委员会”)研究讨论、审议表决。配合国家发展改革委、国家能源局对本细则进行分析评估。

第二章 市场成员

2. 提供经营主体注册、注销等服务。
3. 按照本细则开展跨区跨省交易（含省间绿色电力交易），负责交易合同的汇总管理。
4. 提供跨区跨省交易（含省间绿色电力交易）结算依据及相关服务。
5. 向绿证核发机构推送绿色环境权益划转信息。
6. 建设、运营和维护交易平台等技术支持系统，与有关市场成员系统对接。
7. 支撑绿色电力交易业务，通过多重安全认证技术保障经营主体信息安全。
8. 按照信息披露有关规定披露和报送信息，获得市场成员提供的支撑市场运营及服务需求的数据等，为市场成员提供信息披露平台，承担信息保密义务。
9. 监控和分析市场运行情况，依法依规干预市场，预防市场风险，并于事后向国家发展改革委、国家能源局及其派出机构及时报备。
10. 对经营主体违反本细则、扰乱市场秩序等违规行为进行报告并配合调查。按照政府主管部门授权开展经营主体信用评价。
11. 法律法规规定的其他义务。

第 18 条 省级交易机构的义务主要包括：

1. 配合北京电力交易中心履行跨区跨省市场运营职能，提供支撑跨区跨省交易、信息披露、日清月结等的相关数据。
2. 会同省级电网企业汇总省内电力用户、售电公司及发电企业参与省间绿色电力交易需求。
3. 法律法规规定的其他义务。

第 19 条 电力调度机构的义务主要包括：

1. 配合北京电力交易中心履行跨区跨省市场运营职能。
2. 按调度管辖范围开展电网安全校核，形成校核意见，按调度规程实施电力调度，负责系统实时平衡，保障电网安全稳定运行。
3. 向电力交易机构提供支撑电力市场注册、交易、结算和市场服务所需的相关信息，保证数据信息交互的准确性和及时性。

第二章 市场成员

4. 建设、运营和维护支撑跨区跨省市场运营的调度技术支持系统。
5. 向北京电力交易中心提供安全约束边界、影响限额的停电检修及关键通道可用输电容量等信息，并在交易平台发布。
6. 合理安排电网运行方式，保障跨区跨省交易结果（含省间绿色电力交易结果）执行，保障跨区跨省市场正常运行。
7. 依法依规干预市场，配合做好中止跨区跨省交易的有关工作，采取保证电力系统安全运行的措施，事后向国家发展改革委、国家能源局及其派出机构及时报备。
8. 按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供电网运行的相关信息，提供支撑市场运营及市场服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定实现与电力交易机构的数据交互。
9. 配合开展电力中长期市场分析和运营监控。
10. 法律法规规定的其他义务。

第三章 市场注册和注销

第一节 概述

第 20 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 21 条 经营主体执行市场注册制度。

第 22 条 在电力交易机构完成市场注册后，符合国家及地方政府主管部门有关要求的经营主体，可参与跨区跨省交易。

第二节 市场注册基本条件

第 23 条 发电企业市场注册基本条件

1. 依法取得发电项目核准或者备案文件，依法取得或者豁免电力业务许可证（发电类）。
2. 发电企业应在项目完成启动试运工作后 3 个月内（风电、光伏发电项目应在并网后 6 个月内）取得电力业务许可证。在上述规定时限内到电力交易机构市场注册的，可暂不提供电力业务许可证，在提交“按期获得电力业务许可证”相关承诺函后，可办理市场注册业务。
3. 发电企业机组在发电业务许可证规定办理时限内，注册完成并满足商业运营所需其他条件后，可参与跨区跨省中长期交易，交易合同执行周期不应超过发电业务许可证规定办理时限。超过上述规定时限仍未取得电力业务许可证的、市场注册信息与许可证记录信息差异较大的机组不得继续参与交易。

第 24 条 电力用户市场注册基本条件

1. 符合电网接入规范、满足电网安全技术要求，与电网企业签订正式供用电合同（协议），建立供用电关系；
2. 不符合国家产业政策的电力用户暂不参与跨区跨省交易。

3. 拥有燃煤自备电厂的电力用户应当按国家有关规定承担政府性基金及附加、政策性交叉补贴和系统备用费。

第 25 条 售电公司市场注册基本条件按照《售电公司管理办法》及政府主管部门规定执行。

第三节 市场注册

第 26 条 经营主体可自主选择电力交易机构进行办理，获取交易资格，无需重复注册。各电力交易机构共享市场注册信息。

第 27 条 市场注册申请材料，包括但不限于：

1. 发电企业：企业基本信息，发电企业项目核准文件、营业执照、并网调度协议、发电业务许可证等资料；
2. 电力用户：企业基本信息，营业执照等资料，具体按照所在省份电力用户市场注册规范执行；
3. 电网企业：企业基本信息，营业执照、电力业务许可证（供电类）、电网示意图等资料。

第 28 条 电力交易机构自经营主体提交市场注册申请之日起 5 个工作日内受理市场注册申请：

1. 对申请材料齐备的，应通知申请单位已经受理；
2. 对申请材料不符合要求的，通知申请单位修改和补充；
3. 补充材料和修改的时间不计算在审查工作时限内；
4. 对不予市场注册的，通过交易平台通知申请单位并说明理由。

第 29 条 电力交易机构按规定披露已市场注册的经营主体名单。

第 30 条 对市场注册结果有异议的，可根据异议反馈渠道向提供市场注册服务的电力交易机构实名反映。

第 31 条 经营主体市场注册信息发生变更后，应在变更后 5 个工作日内向首次市场注册的电力交易机构申请信息变更。未按照规定期限完成信息变更的经营主体，纳入信用评价，按照评价标准予以记录。经提示后仍未完成变更的，报政府主管部门同意后，可采取暂停交易

第三章 市场注册和注销

资格等措施。信息变更包括但不限于：

1. 主体身份名称变更、法定代表人（或负责人）更换。
2. 公司股东、股权结构的重大变化，因公司股权转让导致公司控股股东或者实际控制人发生变化等。
3. 电力业务许可证变更、延续等。
4. 发电企业机组并网投运、经营权变化引起的机组转让、机组关停退役、机组调度管理关系调整、机组自备公用性质转换、机组试运进入及退出商业运营、机组容量调整、其他影响交易组织的关键技术参数变更等。
5. 售电公司资产总额发生影响年度代理电量规模的变化、企业高级或中级职称的专业人员变更、配电网运营资质变化、售电业务范围变更等。

第 32 条 售电公司市场注册按照《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）、《售电公司市场注册规范指引（试行）》（京电交市〔2022〕25号）及政府主管部门规定执行。

第四节 市场注销

第 33 条 经营主体退出电力市场交易，分为申请注销和自动注销。售电企业市场注销条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

第 34 条 经营主体有下列正当理由之一的，可申请注销：

1. 经营主体宣告破产，或虽未破产但被地方政府主管部门关停或主动拆除，不再发电或者用电；
2. 因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有经营主体非自身原因无法继续参加市场的情况；
3. 因电网网架调整，导致经营主体的发用电物理属性无法满足所在地区的电力市场进入条件；
4. 经营主体所有机组关停退役的；

5. 经营主体全部电量不再属于工商业用电性质的。

经营主体申请注销，应当符合正当理由，向首次注册的电力交易机构提出市场注销申请。应提交注销申请、合同处理完毕声明以及相关支撑材料。

第 35 条 经营主体自动注销由电力交易机构发起，按照公示、生效的流程办理。电力交易机构每年开展经营主体持续满足注册条件核验，必要时组织对经营主体进行现场核验，发现符合正当理由退出电力市场交易或工商营业执照注销、吊销且未申请市场注销的，予以自动注销处理，并报国家能源局派出机构和地方政府主管部门备案。售电企业持续满足注册条件核验按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

第 36 条 对于即将市场注销的经营主体，其所有已签订但未履行的市场交易合同，原则上通过自主协商等方式在下一个合同履行月之前的 10 个工作日内完成处理，未完成处理的不得注销。因市场交易合同各方造成的损失由退市的经营主体承担，或自行通过司法程序解决。

第 37 条 电力交易机构应通过电力交易平台，将经营主体市场注销信息向社会公示，公示期为 10 个工作日，公示期满无异议，在电力交易平台中予以注销，保留其历史信息 5 年。

第 38 条 已市场注销的经营主体再次参与电力市场交易，应在电力交易机构重新办理市场注册。

第四章 交易基本要求

第一节 总体要求

第 39 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、市场结算、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 40 条 跨区跨省电力中长期交易由北京电力交易中心组织，探索跨区跨省电力中长期交易与省内电力中长期交易联合组织。

第 41 条 落实《国家发展改革委 国家能源局关于跨电网经营区常态化电力交易机制方案的复函》（发改体改〔2025〕915 号）要求，通过电力交易平台信息交互，由北京电力交易中心、广州电力交易中心联合开展跨电网经营区中长期电能量交易、绿电交易。跨电网经营区中长期交易结果在相关跨经营区、跨区跨省输电通道上物理执行，并作为各经营区内现货市场的运行边界。

第二节 市场运营时间

第 42 条 年度（含数年）、月度市场定期开市，月内市场按工作日连续开市。在年度（含数年）、月度市场开市前，北京电力交易中心发布交易日历，明确各类交易申报、出清等时间或时间安排原则。

第 43 条 市场交易公告，指年度市场交易公告和月度市场交易公告，为年度、月度市场开市时，由北京电力交易中心按照交易日历安排向相关经营主体公布的公告，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、交易操作说明、其他准备信息等。月内市场不再发布交易公告。

第 44 条 原则上，年度市场交易公告应在年度交易要约申报前至少 3 个工作日发布；月度市场交易公告应在月度交易要约申报前至少 1

个工作日发布。

第 45 条 交易时间安排在工作日北京时间 9:00 至 17:00。

第 46 条 在电力中长期交易开展前，应在交易公告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。

第三节 交易优先级

第 47 条 按交易周期，交易优先顺序依次为年度（含数年）交易、月度（含多月）交易、月内交易，已发布成交结果的交易优先。对于新投产、已纳入优先发电计划的配套电源，根据送受端协商的送电曲线提前预留通道空间；若月度交易仍未达成，则次月不再预留通道空间，在月内交易释放。

第 48 条 在同一交易周期下，不同类型交易优先级由高至低如下：

1. 售方为输电通道配套清洁能源及以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风光基地（简称“大型风光基地”），送电方向为国家明确的消纳省份，其中以绿电交易方式开展的优先。
2. 售方为输电通道配套火电，送电方向为国家明确的消纳省份，交易规模不超过优先发电计划电量。
3. 售方非输电通道配套电源、大型风光基地，送电方向与优先发电计划一致，交易规模不超过优先发电计划电量，其中以绿电交易方式开展的优先。
4. 以绿电交易方式开展，售方非输电通道配套新能源、大型风光基地，非优先发电计划，或交易规模超出优先发电计划的电量。在送电方向上，送受端均为直流落点省份或国家明确外送、消纳省份，优先于送受端一侧为直流落点省份或国家明确外送、消纳省份，优先于其他方向交易。
5. 售方为输电通道配套火电，送电方向为国家明确的消纳省份，交易规模超出优先发电计划的电量。

第四章 交易基本要求

6. 以下交易视为优先级相同。其中，在送电方向上，送受端均为直流落点省份或国家明确外送、消纳省份，优先于送受端一侧为直流落点省份或国家明确外送、消纳省份，优先于其他方向交易。

(1) 以非绿电交易方式开展，售方非输电通道配套电源、大型风光基地，非优先发电计划，或交易规模超出优先发电计划的电量；

(2) 输电通道配套电源经其他路径向国家明确的消纳省份送电；

(3) 输电通道配套电源向非国家明确的消纳省份送电；

(4) 其他交易。

第 49 条 同一优先级下的数年绿电交易，优先级顺序如下。对于年度市场达成的数年交易，首年优先级顺序与执行期为次年的年度交易相同，次年起的优先级顺序高于执行期为次年的年度交易；对于月度市场达成的数年交易，年内优先级顺序与月度（多月）交易相同，次年起的优先级顺序与执行期为次年的年度交易相同，第三年起优先级顺序高于执行期为第三年的年度交易。对于不同的数年交易，预成交时间早的交易优先级高于时间晚的交易（月度市场的数年交易，预成交时间按次年年度市场计算），预成交时间相同的数年交易，合同周期不低于三年的交易优先于合同周期低于三年的交易。

第 50 条 满足第 47、48、49 条中的同一优先级下，按能源类型，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。

第四节 交易执行

第 51 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。北京电力交易中心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。

第 52 条 因电力保供、电网安全等原因，原则上电力调度机构可对相关通道及发电企业未执行的交易电量、曲线按本细则优先级予以调整，事后向北京电力交易中心提供调整原因。

第 53 条 跨电网经营区、跨区跨省中长期交易结果在相关跨经营区、跨区跨省输电通道上物理执行，并作为各经营区内现货市场的运行边界。

第 54 条 调度运行阶段，因调度令、保障航运、电网安全、电力保供、生态调度、来水变化、系统调峰等原因，由调整需求方发起，原则上电力调度机构可统筹优化跨区直流配套大水电运用，计划安排出力小于交易成交结果时，按本细则优先级逆序削减；计划安排大于交易成交结果时，新增“水电增量运用”成分，明确消纳方向，原则上按当月消纳方向安排送电，并做好相关原因记录。

第 55 条 开展跨区直流调试期间，可不针对直流调试单独组织中长期交易。若已有中长期交易曲线无法满足直流调试曲线，按以下原则处理：

(1) 当实际调试需求曲线低于电力中长期交易曲线时，电力调度机构按本细则优先级逆序削减电力中长期交易，并以调度实际执行结果开展结算。

(2) 当实际调试需求曲线高于中长期交易曲线、且直流配套电源为水电时，可新增“水电增量配合调试”成分匹配调试需求，明确消纳方向。

(3) 当实际调试需求曲线高于中长期交易曲线，直流无配套电源、直流配套水电发电出力不足、直流配套电源为非水电时，电力调度机构可通过增补“网对网增量配合调试”成分满足调试曲线需求，优先由直流送、受端第一落点省承担；若不具备条件可由送受端区域电网其他省承担。

第五节 其他要求

第 56 条 参与交易前经营主体应在交易平台签订交易承诺书。

第 57 条 跨区跨省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，电能量交易申报时保留至个位，交易合同保留至三位小数，绿电交易申报、交易合同

第四章 交易基本要求

均保留至三位小数。

第五章 交易流程及市场运营时序

第一节 交易品种

第 58 条 跨区跨省交易分为电能量交易、绿色电力交易、合同转让等。

第 59 条 电能量交易的标的物为分时段电能量。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。

第 60 条 合同转让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，转让前告知对侧经营主体，无异议后开展。交易方式主要为双边协商。转让部分的交易优先级按照新交易执行（对于绿电集中竞价交易的合同转让，仍按原交易优先级执行）。省间绿电交易合同在各方协商一致、并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。

第二节 交易方式

第 61 条 双边协商指购售双方协商一致后，由一方经营主体通过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要约，由交易意向方接受该要约的交易方式。

第 62 条 挂牌交易指经营主体通过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要约（挂牌），由交易意向方按规则接受该要约（摘牌）的交易方式。

第 63 条 集中竞价（含多通道集中竞价）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，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（附件一）。

第 64 条 滚动撮合交易是指针对已明确时段、数量、单位、执行周

第五章 交易流程及市场运营时序

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（附件二）。

第三节 市场运营准备

第 65 条 年度市场开市前（每年 10 月最后一个工作日前）

1. 电力调度机构按信息披露有关要求向相关经营主体披露约束信息。国调中心通过电力交易平台发布次年各断面（设备）、各路径限额及可用输电容量、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；按照调管范围，国调中心和各网调、省调分别向北京电力交易中心、各省交易中心提供发电机组分时段可用发电能力、检修计划等信息。
2. 市场管理委员会对集中竞价交易价差系数 K 等参数进行协商，协商结果向国家发展改革委、国家能源局报备。
3. 电网企业在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 66 条 月度市场开市前（每月最后一个工作日前），电力调度机构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。国调通过电力交易平台发布最新的通道限额及可用输电容量、停电检修等与电网运行相关的电网安全约束信息；按照调管范围，国调中心和各网调、省调分别向北京电力交易中心、各省交易中心提供最新的发电机组分时段可用发电能力、检修计划等信息。

第 67 条 月内市场，调度机构动态更新通道限额及可用输电容量、停电检修等与电网运行相关的电网安全约束信息，以及发电机组分时段可用发电能力、检修计划等信息。

第 68 条 交易前，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交易平台确定。

第 69 条 配套火电应足额落实优先发电规模计划，在优先满足规划消纳省需要的基础上，如月内市场仍有富余能力，可开展相关跨区跨省交易（优先与所在省开展）。配套新能源在直流检修期间，可开展规划消纳省之外的跨区跨省交易。

第 70 条 省间绿电交易组织前

1. 省间绿电交易意向应明确交易电量、电力曲线及价格（包括电能量价格、绿电环境价值）等内容。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服务。
2. 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。
3. 鼓励经营主体参与数年绿电交易。
4. 售电公司参与省间绿电交易时，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。
5. 虚拟电厂聚合分布式新能源参与省间绿电交易时，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。

第四节 交易校核及成交结果发布

第 71 条 电力中长期市场交易校核包含交易出清校核和电网安全校核。

第 72 条 交易出清校核

1. 跨区跨省的交易出清校核由北京电力交易中心组织各省（区、市）电力交易机构完成。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。
2. 北京电力交易中心、各省级交易中心按照调度机构提供的发电机组分时段可用发电能力、检修计划等信息，根据本地规则，计算发电侧、用电侧主体最大可申报能力，分别在交易平台予以发布。月内如发电机组可用发电能力、检修计划等情况发生变化，交易机构动态更新最大可申报能力。如调度机构未提供相关信息，则按照发电机组额定容

第五章 交易流程及市场运营时序

量作为最大可申报能力。

3. 各经营主体在申报时,应结合已成交合同、已申报未成交量等情况,在剩余可申报能力范围内进行申报。申报价格应在限价范围内。

4. 相关电力交易机构可结合各省省内市场运行情况以及有关政策要求,考虑省间省内已达成交易合同电力电量,对经营主体申报电力电量进行审核,对超能力的申报数据进行调减。

5. 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。

第 73 条 电网安全校核

1. 跨区跨省交易预成交结果发布后,电力交易机构将预成交结果推送至电力调度机构进行电网安全校核。跨区跨省数年交易,应逐年开展电网安全校核;月内交易根据交易组织时间按日统一推送至电力调度机构开展电网安全校核。

2. 电力调度机构按照电网运行安全校核技术规范有关要求的安全校核,按通道将未通过安全校核的交易,通道能力、越限情况及受限原因等安全校核意见反馈北京电力交易中心。电力调度机构根据信息披露有关要求,在交易平台披露安全校核意见。

3. 北京电力交易中心根据交易优先级对涉及的交易进行调减,直至安全校核通过。

第 74 条 成交结果发布

1. 涉及调减的双边协商、挂牌交易、集中竞价交易(含多通道集中竞价),成交价格与预成交价格一致,各经营主体成交电量及曲线按照预成交结果等比例调减形成;涉及调减的滚动撮合交易,各经营主体成交电量及曲线,按照成交时间先后顺序由后向前对涉及的交易进行调减。

2. 北京电力交易中心通过交易平台将成交结果向开展交易的经营主体发布,主要包括成交电量、曲线、价格。

3. 电力调度机构通过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。

第五节 交易流程

第 75 条 双边协商

1. 要约填报

(1) 双边要约由发起双边协商交易的经营主体在交易平台填报，内容主要包括需求电力曲线、电量、价格、交易意向方等信息；

(2) 发电企业为非配套电源的双边要约填报前须签订双方盖章协议，对于电能量交易，扫描件在交易平台进行备案；

(3) 交易要约涉及网调、省调调度管理发电企业的，提交北京电力交易中心前，由相应电网企业对要约中电量、电力曲线是否影响电网平衡、安全等情况进行评估，并在交易平台向填报要约的经营主体反馈评估结果。

2. 要约受理。北京电力交易中心对经营主体提交要约的完整性进行形式审核（送受电节点、路径、电力电价曲线、时段划分、补充条款等要素是否齐全）。反馈意见为受理的，要约内容确定；反馈意见为返回的，需注明原因，要约可修改后再次提交，受理时限重计。

3. 要约发布

(1) 北京电力交易中心受理通过后，交易平台向要约发起方及其选择的交易意向方发布交易要约；

(2) 要约发布后原则上不得修改。若确需修改，则填报要约的经营主体（填报方）须在交易意向方确认前向北京电力交易中心提出书面申请，并将有关情况告知交易意向方。若交易意向方已确认，填报方不得申请修改；

(3) 参与交易的相关经营主体可查看、下载要约。

4. 交易申报。北京电力交易中心会同相关电力交易机构联合开展交易出清校核。双边交易意向方于规定时间内在交易平台进行确认申报。

5. 交易预成交及发布

(1) 交易平台进行交易预出清。预出清电量为交易出清校核后的电量；预出清曲线为要约曲线，若按 24 时申报，则按线性插值法（附

第五章 交易流程及市场运营时序

件三)由24时电力扩展为96点电力;若预出清电量小于要约电量,预出清曲线则按照要约曲线形状等比例调减。预出清价格为要约价格;

(2)北京电力交易中心在同一市场运营周期,汇总同一输电通道上的所有交易,根据最新通道限额,按照交易优先级进行协同出清,形成交易预成交结果。协同出清调减时,配套火电电力曲线不低于最低运行功率(由交易双方协商一致后提供北京电力交易中心)。若前序已成交交易被调减,各经营主体成交结果按照前序已发布的成交结果等比例调减,成交价格为前序已成交价格;若新开展的交易被调减,各经营主体预成交结果按预出清结果等比例调减,预成交价格为预出清价格;

(3)北京电力交易中心通过交易平台向开展交易的经营主体发布预成交结果,主要包括预成交电量、曲线、价格。

6. 预成交结果汇总提交电力调度机构进行安全校核。校核通过后向开展交易的经营主体发布成交结果和安全校核情况。

第 76 条 挂牌交易

1. 要约填报

(1)挂牌要约由发起挂牌交易的经营主体在交易平台填报,内容主要包括需求电量、价格、电力曲线、对交易意向方的要求等信息。原则上由购方经营主体发起挂牌交易;

(2)交易要约涉及网调、省调调度管理发电企业的,提交北京电力交易中心前,由相应电网企业对要约中电量、电力曲线是否影响电网平衡、安全等情况进行评估,并在交易平台向填报要约的经营主体反馈评估结果。

2. 要约受理。北京电力交易中心对经营主体提交要约的完整性进行形式审核(送受电节点、路径、电力电价曲线、时段划分、补充条款等要素是否齐全)。反馈意见为受理的,要约内容确定;反馈意见为返回的,需注明原因,要约可修改后再次提交,受理时限重计。

3. 要约发布

(1)北京电力交易中心将受理通过的要约向要约中确定的交易意向

方发布；

(2) 要约发布后原则上不得修改。若确需修改，则填报要约的经营主体须在摘牌申报前向北京电力交易中心提出书面申请，并将有关情况告知交易意向方。交易摘牌申报开始后，不得申请修改；

(3) 参与交易的相关经营主体可查看、下载要约。

4. 交易申报。符合要约要求的交易意向方于规定时间内在交易平台查看要约和输电价格，进行分时段摘牌申报。北京电力交易中心会同相关电力交易机构联合开展交易出清校核。

5. 交易预成交及发布

(1) 校核后的每时段电量，按交易申报时间每 15 分钟为同一申报区间，每一申报区间内按清洁能源优先、其他能源其次的顺序进行预出清，同一类别能源类型按经营主体摘牌电量等比例进行预出清；配套电源采用挂牌交易方式时，均为同一申报区间；

(2) 预出清曲线为要约曲线，若按 24 时申报，则按线性插值法由 24 时电力扩展为 96 点电力；若预出清电量小于要约电量，预出清曲线则按照要约曲线形状等比例调减。预出清价格为要约价格；

(3) 北京电力交易中心在同一市场运营周期，汇总同一输电通道上的所有交易，根据最新通道限额，按照交易优先级进行协同出清，形成交易预成交结果。协同出清调减时，配套火电电力曲线不低于最低运行功率（由交易双方协商一致后提供北京电力交易中心）。若前序已成交交易被调减，该笔交易中各经营主体成交结果按照前序已发布的成交结果等比例调减，成交价格为前序已成交价格；若新开展的交易被调减，各经营主体预成交结果按预出清结果等比例调减，预成交价格为预出清价格；

(4) 北京电力交易中心通过交易平台向开展交易的经营主体发布预成交结果，主要包括预成交电量、曲线、价格。

6. 预成交结果汇总提交电力调度机构进行安全校核。校核通过后向开展交易的经营主体发布成交结果和安全校核情况。

第 77 条 集中竞价（含多通道集中竞价）

第五章 交易流程及市场运营时序

1. 交易申报。各省电网企业在交易申报前提供本省外送、受入能力边界,经营主体于规定时间内在交易平台查看输电价格、进行交易申报,分时段、分阶梯申报电量、价格。北京电力交易中心会同相关电力交易机构联合开展交易出清校核。

2. 交易预成交及发布

(1) 交易平台进行交易预出清。每一时段按价格优先(相同价格清洁能源优先)的原则匹配,按边际电价法或报价撮合法形成各时段预出清电量、价格;

(2) 预出清曲线电力为分时段预出清电量除以该时段小时数,若按24时申报,则按线性插值法由24时电力扩展为96点电力;

(3) 北京电力交易中心在同一市场运营周期,汇总同一输电通道上的所有交易,根据最新通道限额,按照交易优先级进行协同出清,形成交易预成交结果。协同出清调减时,配套火电电力曲线不低于最低运行功率(由交易双方协商一致后提供北京电力交易中心)。若前序已成交交易被调减,该笔交易中各经营主体成交结果按照前序已发布的成交结果等比例调减,成交价格为前序已成交价格;若新开展的交易被调减,该笔交易中各经营主体预成交结果按预出清结果等比例调减,预成交价格为预出清价格。

3. 北京电力交易中心通过交易平台向开展交易的经营主体发布预成交结果,主要包括预成交电量、曲线、价格。

4. 预成交结果汇总提交电力调度机构进行安全校核。校核通过后向开展交易的经营主体发布成交结果和安全校核情况。

第 78 条 滚动撮合

1. 交易申报。经营主体于规定时间内在交易平台查看输电价格、进行交易申报,分时段申报电量、价格,交易平台即时撮合匹配。

2. 交易预成交及发布

(1) 交易申报时间内,交易平台根据主要通道剩余能力分时段对经营主体填报的电量、价格滚动匹配预出清。预出清曲线电力为分时段预出清电量除以该时段小时数,若按24时申报,则按线性插值法由

24 时电力扩展为 96 点电力；

(2) 北京电力交易中心在同一市场运营周期，汇总同一输电通道上的所有交易，根据最新通道限额，按照交易优先级进行协同出清，形成交易预成交结果。协同出清调减时，配套火电电力曲线不低于最低运行功率（由交易双方协商一致后提供北京电力交易中心）。若前序已成交交易被调减，该笔交易中各经营主体成交结果按照成交时间先后顺序由后向前对涉及的交易进行调减，成交价格为前序已成交价格；若新开展的交易被调减，该笔交易中各经营主体预成交结果，按照成交时间先后顺序由后向前对涉及的交易进行调减，预成交价格为预出清价格。

3. 北京电力交易中心通过交易平台向开展交易的经营主体发布预成交结果，主要包括预成交电量、曲线、价格。

4. 预成交结果汇总提交电力调度机构进行安全校核。校核通过后向开展交易的经营主体发布成交结果和安全校核情况。

第 79 条 合同转让

1. 合同转让主要采用双边协商方式。拟出让交易合同的经营主体与受让方经营主体协商一致并告知对侧经营主体无异议后，在交易平台填报转让要约，受让方经营主体对转让要约进行确认。

2. 售方的交易合同转让原则上应保持购方落地省的落地价格不变，购方的交易合同转让原则上应保持售方的上网价格不变。

3. 若合同转让至其他省经营主体，或转让后跨区跨省输电通道发生变化，需经过电力调度机构安全校核。

第 80 条 因来水、新能源出力变化、煤电运营情况等原因，经购售主体协商一致后，可对配套水电、配套新能源、配套火电合同进行调整。

1. 合同调整采用双边协商方式。拟进行合同调整的经营主体在交易平台发起合同调整，填报调整后的要约，合同对方经营主体进行确认。

2. 仅涉及价格调整的，不需电力调度机构安全校核，达成价格调整后合同生效。调整交易电量、电力时，仅可进行调减，需经过电力调度机构安全校核。

第五章 交易流程及市场运营时序

3. 采用灵活浮动价格机制的交易（原交易开展时应填报初始价格），每月最后 1 个工作日前，填报要约的经营主体应在交易平台填报本月浮动后的调整价格，若未填报，则按初始价格出具结算依据。

第六节 市场运营时序

第 81 条 年度市场

1. 年度市场开展数年、年度交易，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。数年交易执行时间超过次年的部分，在后续相应年份的年度市场出清并发布结果。

2. 每年 11 月第 1 个工作日 16:00 之前，北京电力交易中心发布次年年度市场交易公告，年度市场开市。若政府主管部门有要求的，北京电力交易中心可调整年度市场交易公告中的时间安排，并通知经营主体。

3. 原则上每年年度市场交易公告发布后至 11 月中旬，经营主体完成双边、挂牌要约填报及提交，电量、电力曲线应不超过通道限额。北京电力交易中心进行形式审核，3 个工作日内反馈受理结果。具体安排以年度市场交易公告为准。

4. 原则上每年 11 月中旬末，北京电力交易中心受理通过后，交易平台向要约发起方及其选择的交易意向方发布交易要约，具体安排以年度市场交易公告为准。

5. 原则上每年 11 月底经营主体在交易平台进行交易申报，具体安排以年度市场交易公告及信息通知为准。经营主体须在规定申报时间内完成申报。

6. 原则上每年 12 月初北京电力交易中心发布预成交结果，具体安排以年度市场交易公告为准。汇总后的全部年度交易预成交结果提交国调安全校核。

7. 国调于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，并将校核结果及原因返回至北京电力交易中心。校核未通过的，

北京电力交易中心调减后再次提交国调安全校核，直至安全校核通过。

8. 国调返回安全校核通过意见后 3 个工作日内，北京电力交易中心发布成交结果。国调发布安全校核情况及原因。

9. 经营主体对交易结果有异议的，应当在结果发布 1 个工作日内向北京电力交易中心提出，由北京电力交易中心会同国调在 1 个工作日内给予解释。

第 82 条 月度市场

1. 月度市场开展月度交易，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。

2. 每月第 2 个工作日 17:30 之前，北京电力交易中心发布次月月度市场交易公告（包括多通道集中竞价等定期开市交易日期、次月月内市场运营有关安排），月度市场开市。

3. 原则上月度市场交易公告发布后至上旬最后 1 个工作日，经营主体完成双边、挂牌要约填报及提交，电量、电力曲线应不超过通道限额。北京电力交易中心进行形式审核，2 个工作日内返回受理结果。具体安排以每月月度市场交易公告为准。

4. 原则上每月中旬初，北京电力交易中心受理通过后，交易平台向要约发起方及其选择的交易意向方发布交易要约，具体安排以月度市场交易公告为准。

5. 原则上每月中旬末，经营主体在交易平台进行交易申报，具体安排以月度市场交易公告及信息通知为准。经营主体须在规定时间内完成申报。

6. 原则上每月下旬初，北京电力交易中心发布预成交结果，具体安排以月度市场交易公告为准。汇总后的全部月度及多月交易预成交结果提交国调安全校核。

7. 国调于收到全部月度交易预成交结果后 2 个工作日内完成安全校核，并将校核结果及原因返回至北京电力交易中心。校核未通过的，北京电力交易中心调减后再次提交国调安全校核，直至安全校核通过。

8. 国调返回安全校核通过意见后的 1 个工作日内，北京电力交易中心

第五章 交易流程及市场运营时序

发布成交结果。国调发布安全校核情况及原因。

9. 经营主体对交易结果有异议的,应当在结果发布 1 个工作日内向北京电力交易中心提出,由北京电力交易中心会同国调在 1 个工作日内给予解释。

第 83 条 月内市场

1. 月内市场开展月内交易,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。

2. 北京电力交易中心发布月度交易成交结果后下个工作日开始,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。

3. 每个工作日 11:00 前,经营主体填报及提交双边、挂牌要约,电量、电力曲线应不超过通道限额。17:00 前,北京电力交易中心进行形式审核,北京电力交易中心受理通过后,交易平台向要约发起方及其选择的交易意向方发布交易要约;受理未通过的退回。

4. 第二个工作日 11:00 前,经营主体在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。17:00 前,北京电力交易中心发布预成交结果并根据调度管辖范围提交国调或网调安全校核。

5. 国调或网调安全校核通过后,北京电力交易中心 1 个工作日内发布成交结果,国调或网调发布安全校核情况及原因。

6. 经营主体对交易结果有异议的,应当在结果发布 1 个工作日内向北京电力交易中心提出,由北京电力交易中心会同国调或网调在 1 个工作日内给予解释。

第七节 区内省间电力互济交易

第 84 条 在区内省间开展电力互济交易,开展抽水蓄能、新型储能、需求侧等调节性资源区内共享市场交易,开展区内省间短周期集中竞价和滚动撮合交易,新型储能购电时以平台聚合方式开展跨省交易。

第 85 条 抽水蓄能区内省间互济交易包括电能互济交易和容量互济交易。电能互济交易指抽蓄发电、抽水电能量交易,抽蓄电站在发电时作为发电企业、在抽水时作为电力用户参与交易,在各周期下,优

先组织各省权益容量与本省市场成员交易，富余容量组织与区内其他省交易。容量互济交易指持有抽蓄权益容量的省份将富余抽蓄容量转让给其他省份的交易。

第 86 条 区内省间短周期集中竞价和滚动撮合交易考虑区内省间通道约束和分省平衡约束，分交易路径开展电量电价折算。

第八节 沙戈荒大基地交易

第 87 条 沙漠、戈壁、荒漠地区等大型新能源基地（以下简称“大基地”）外送直流配套电源企业可以“联营不联运”模式参与市场。大基地内各配套电源企业可签订联营参与中长期交易协议，与规划消纳省份协商形成整体中长期送电曲线及价格，并将曲线、价格分解到内部各电厂，以内部各电厂身份签订中长期交易合同。不改变原有调度和结算关系。大基地内各新能源企业以新能源厂站身份参与省间绿电交易。

第 88 条 大基地内发电企业可根据运行情况与调节潜力，在省间市场开展相互调节的中长期交易，配套火电、光热、风电、光伏、独立储能等以购电方、售电方角色参与，同一交易序列中、同一时段内仅能以一种角色参与交易。

第六章 价格

第 89 条 跨区跨省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。跨区跨省交易价格，含税，包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。

第 90 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或报备文件执行。输电费用收取按照国家有关规定执行。输电损耗折价公式：输电损耗价格=交易送出电价×批复或报备输电损耗率/(1-批复或报备输电损耗率)。如遇国家对输电价格、输电损耗进行调整，按有关规定或约定执行。

第 91 条 跨区跨省交易价格按国家有关政策规定执行，除执行政府定价的电量外，跨区跨省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 92 条 多通道集中竞价交易购电方电价申报设置上限（1000 元/兆瓦时），售电方电价申报上限不超过各省燃煤发电基准价 1.2 倍的最高值（540 元/兆瓦时），售电方申报下限为 0 元/兆瓦时。多通道集中竞价交易出清价格（电厂上网侧）不超过各省燃煤发电基准价 1.2 倍的最高值（540 元/兆瓦时）。

第 93 条 电力调度机构统筹优化跨区直流配套大水电运用安排的“水电增量运用”成分，价格按照该大水电送消纳省年度中长期交易价格或相关价格机制（若国家有关部门另有要求，则按最新要求）执行。

第 94 条 跨区直流调试期间，电力调度机构安排的“水电增量配合调试”成分电量按照直流计量曲线减去中长期交易调度执行曲线计算，价格按该大水电送消纳省年度中长期交易价格或相关价格机制（若国家有关部门另有要求，则按最新要求）执行。“网对网增量配合调试”成分电量按照直流计量曲线减去中长期交易调度执行曲线计算，送端

第六章 价格

价格按照调试期间送端现货市场统一结算点实时出清价格,若调试期间现货市场未运行,按照送端省同一周期代理购电当月平均上网电价;按上网价格、各环节输电价格、输电损耗等计算形成落地价格,相关电量纳入受端省居民农业代理购电电量管理。

第 95 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 96 条 参与跨区跨省送电的燃煤机组、独立储能容量电价,按照国家有关规定执行。

第 97 条 参与跨区跨省交易的两部制电价经营主体,基本电价按现行标准执行。

第 98 条 集中竞价交易中,可对报价或者出清价格设置上、下限。限价原则上由市场管理委员会提出,经国家发展改革委、国家能源局审定后执行。

第七章 计量管理和结算依据

第一节 计量点设置

第 100 条 电能计量装置应安装在产权分界点，产权分界点无法安装电能计量装置的，电网企业应在与市场经营主体协商明确计量装置安装位置后，依据相关规定确定相应的变（线）损和参与结算的关口计量点，并在购售电合同、供用电合同等合同中予以明确。

第 101 条 跨区跨省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；跨区跨省通道的结算关口计量点原则上设在跨区跨省输电通道的上网关口和下网关口；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 102 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。

第二节 计量数据采集

第 103 条 电网企业负责定期抄录发电企业（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。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。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 104 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跨区跨省输电通道的关口电能计量装置原则上应每日抄表，每日抄录前一日24小时的计量数据，具备条件时抄录每15分钟计量数据，其中每月1日还需抄录上月月末日24时的计量数据。

第105条 其他计量有关要求按《电力市场计量结算基本规则》执行。

第三节 结算基本原则

第106条 形成省间交易结算依据是指北京电力交易中心依据政策文件和市场规则要求，向相关市场经营主体和电网企业提供省间电力市场结算依据和服务的行为，按《电力市场计量结算基本规则》总体要求开展。

第107条 省间交易结算依据应按照国家有关规定，包含市场经营主体名称、实际结算电量、费用合计，各类省间交易（含应急调度）电价、电量、电费明细，偏差费用、容量电费、追退补费用等明细信息。

第108条 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109条 省间交易中涉及跨省跨区专项工程的交易按照电力调度机构实际执行结果（调度计划执行曲线）和计量点计量电量进行清分计算。

第110条 省间绿电交易结算，具体按本细则第八章相关条款要求执行。

第四节 结算准备

第111条 国调、网调向北京电力交易中心提供的主要数据及时间：

第七章 计量和结算

1. 每日 12:00 前提供前一日省间电力现货市场日前 96 时出清结果、辅助服务市场 96 时出清结果（涉及电量清分部分）、必开机组以及前一日省间现货市场 96 时日内、实时出清结果等。
2. 每日 12:00 前提供前一日省间中长期交易 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、辅助服务市场 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. 《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 112 条 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等数据；省调、省级电网企业每日 10:00 前向省级交易机构提供前一日发电侧分时计量数据。

第 113 条 省级现货市场正式运行省份省级电力交易机构向北京电力交易中心提供本省实时现货市场统一结算点上月月度均价，每月第二个工作日 17:00 前提供。每日 12:00 前提供前日本省实时现货市场统一结算点出清价格。

第 114 条 省级现货市场未开展正式运行或整月结算试运行的省级电力交易机构向北京电力交易中心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。

第 115 条 应急调度送出省省级电力交易机构向北京电力交易中心提供本省应急调度的上网电价，电力现货市场连续运行的地区，应急调度发生后次日 12:00 前提供；电力现货市场未连续运行的，每月第一个工作日 17:00 前提供。

第 116 条 省级电网企业向本省级电力交易机构提供应急调度对应电量部分所对应上月公示的系统运行费折价，每月第一个工作日前提供。

第 117 条 上月电力辅助服务相关费用数据，由相关调度机构每月第 3 个工作日前（含第 3 个工作日）17:00 前提供给北京电力交易中心。

第 118 条 配套电源规划消纳省省级电网企业向北京电力交易中心提供上月配套电源分厂容量电费，每月第二个工作日 12:00 前提供。

第 119 条 发电企业按照调管关系，向北京电力交易中心和有关省级交易机构提供发电企业日分时和月合计交易计量点电量数据，及时向北京电力交易中心和有关省级交易机构提供政府主管部门电价批复和调整信息。

第 120 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，北京电力交易中心或相关省级交易机构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 121 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北京电力交易中心或相关省级交易机构，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进行追退补。

第 122 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。

第五节 结算流程

第 123 条 省间“日清月结”具体流程如下：

1. 依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，按各省间中长期交易出清价格和执行结果、跨区跨省调度送电计划、相关计量数据、省间现货交易出清结果、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，形成各交易成分的电量、电价、电费和偏差费用等日清分结果。
3. 执行日后 5 个工作日内，北京电力交易中心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，北京电力交易中心依据日清分结果、电力辅助服务相关费用、两个细则考核等形成结算依据（核对版），并通过交易平台发布向相关经营主体、电网企业

第七章 计量和结算

发布。相关方在收到后 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. 经营主体对结算依据（核对版）存在异议时，北京电力交易中心应在提出异议后 1 个工作日内组织相关经营主体、电网企业、市场运营机构进行协商。达成一致的，市场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。

6. 发布交易结算依据。结算依据（核对版）确认后，北京电力交易中心每月第 8 个工作日前向市场经营主体、相关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 124 条 省间、省内“日清月结”衔接

1. 北京电力交易中心通过交易平台，向相关市场经营主体和电网企业出具结算依据。

2. 北京电力交易中心负责出具开展跨区跨省交易的电网企业结算依据、直接通过跨区跨省通道外送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. 北京电力交易中心向省级交易机构提供省间交易“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”。

第六节 输电损耗结算原则

第 125 条 跨区跨省交易输电损耗电量包括跨区通道输电损耗电量、区域内跨省输电损耗电量、送出省的省内输电损耗电量。

第 126 条 跨区跨省交易输电损耗按照“谁受电、谁补偿”原则，由购方支付输电损耗补偿。

第 127 条 输电损耗电量结算原则

1. 跨区通道损耗电量由交易购电方采用通道批复（报备）线损率向交易售电方购买。跨区通道线损折价采用通道批复（报备）线损率计算，

跨区通道实际线损电量由跨区通道送端以调度实际执行结果按照实际线损率计算、清分获得。其中，若跨区通道存在交易方向与实际电力物理方向相反的交易，该通道中反向交易和由其造成其他交易实际物理输电量减少的部分，无输电损耗电量。

2. 跨省输电损耗电量原则上进行电费补偿。区域电网企业采用向政府主管部门报备的综合网损率收取区域网损费用后，按照约定方式补偿被穿越省级电网企业，该费用按各地有关规定在当月结算周期及时疏导。若政府主管部门另有文件明确的，按照相关文件要求计算。

3. 送电省省级电网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，不再单独计算输电损耗电量。

第七节 追退补和清算

第 128 条 追退补

1. 追退补是指因经营主体原因或数据异常以及其他规则允许情况，对已结算（含出具结算依据和电费结算）的电量、电费重新计算，在后续结算周期进行费用多退少补。

2. 因经营主体原因的，由经营主体就价格（或费用合计）、计量关口、涵盖交易明细、时间周期、电量等协商一致，签订协议并双方盖章后，原件提交北京电力交易中心。北京电力交易中心收到原件时间在每月第 3 个工作日 17:00 前的，在当月结算周期出具结算依据；之后的在次月结算周期出具结算依据。条件具备后，应在交易平台履行相关手续。

3. 因计量数据、平台数据异常等原因需要追退补，数据修正后，按新旧价格、实际已执行电量计算退补费用，计算完毕后在下一结算周期出具结算依据。

4. 追退补原则上不超过 12 个月。

第 129 条 清算

1. 清算是指因政策或规则调整等原因，对已结算（含出具结算依据和

第七章 计量和结算

电费结算)的电量、电费重新计算,在后续结算周期进行费用多退少补。

2. 输配电价政策或规则调整时,电网企业应及时通知北京电力交易中心,并将调整后的输配电价有关价格、核价线损等参数推送至电力交易平台,北京电力交易中心按新旧输配电价计算相关交易追退补费用,计算完毕后在下一结算周期出具结算依据。

第八章 省间绿电交易

第一节 基本定义

第 130 条 省间绿电交易是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”)为标的物的跨区跨省电力中长期交易品种,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”)。

第 131 条 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聚合的方式向非本省网控制区的发电企业购买绿色电力。省级电网企业会同省电力交易机构汇总省内电力用户或售电公司等绿色电力交易申报需求,结合优先发电计划、省间通道送电能力、本省受入能力等情况,形成本省绿色电力交易需求,提交至北京电力交易中心。北京电力交易中心统一开展省间绿色电力交易。

第 132 条 本章节绿电交易未尽事宜按照其他章节规定处理。

第二节 交易合同

第 133 条 绿色电力交易合同应明确交易电量(电力)、价格(包括电能量价格、绿色电力环境价值)及绿色电力环境价值偏差补偿等内容。售电公司与零售用户绿色电力零售合同也应明确上述内容。

第 134 条 在电力交易平台提交、确认的双边协商以及参与集中交易产生的结果,可将电力交易机构出具的电子交易确认单(视同电子合同)作为执行依据。

第 135 条 北京电力交易中心会同省电力交易中心,根据交易结果形成绿色电力溯源关系。

第 136 条 购售双方在协商一致的前提下,可针对通过双边协商方式达成的绿色电力交易合同未执行部分进行合同价格调整。合同价格调整通过电力交易平台开展。

第三节 交易方式

第 137 条 绿色电力交易方式主要包括双边协商交易和集中交易(含

第八章 省间绿电交易

集中竞价交易、挂牌交易)。可根据市场需要进一步拓展交易方式,应满足绿色电力可追踪溯源的要求。其中:

1. 双边协商交易:参与交易的主体自主协商确定交易电量(电力)、价格、绿色电力环境价值偏差补偿方式等,通过电力交易平台申报、确认。按规则出清形成交易结果。
2. 集中竞价交易:参与交易的主体均通过电力交易平台申报交易电量(电力)、价格等信息。按照“撮合配对、边际出清”方式形成交易结果。
3. 挂牌交易:参与交易的主体一方通过电力交易平台申报交易电量(电力)、价格等挂牌信息,另一方摘牌。按规则出清形成交易结果。

第 138 条 针对月度及更长周期绿色电力交易,在合同各方协商一致、并确保绿色电力可追踪溯源的前提下,可按多月、月或更短周期开展绿色电力交易合同转让交易,经营主体转让合同电量时一同转让绿色电力环境价值。

第 139 条 绿色电力交易合同转让交易初期以双边协商方式组织,向满足绿电交易条件的同省经营主体转让,可探索在同一区域内不同省份主体间转让。双边协商交易申报时,需要关联原合同,转让前需告知对侧经营主体,无异议后开展。

第 140 条 合同转让交易完成后,形成绿色电力交易转让合同。依据转让合同,形成经营主体新的履约关系。初期,绿色电力交易合同的购方、售方仅可就同一执行期分别转让一次;后续条件成熟后可增加转让次数。

第 141 条 售电公司的所有绿色电力交易合同电量均应关联至零售用户。

1. 在数年交易中,电力用户可选择直接或通过售电公司代理参与交易。对于通过售电公司代理参与交易的电力用户,需通过电力交易平台与售电公司建立代理关系,交易申报时由售电公司单独申报各零售用户交易电量。原则上,申报月均电量最高年份与最低年份的月均电量比值不高于 2:1,不满足要求时认为申报无效。

2. 售电公司应在申报环节明确所代理的零售用户及代理电量。已达成的数年期交易，售电公司应在分配截止日前（省间绿色电力交易分配截止日为合同执行年上一年的11月20日）将所购入的绿色电力交易合同电量关联至与其建立代理关系的零售用户，逾期未完成关联的售电公司，扣减相应未关联的绿色电力交易合同量。省间绿色电力交易结果发布后，售电公司可在所代理零售用户间调整各零售用户的关联电量，但需保持总量不变，调整截止时间由相关省电力交易中心确定，原则上不晚于执行当月倒数第3个自然日。

第142条 分布式发电聚合商在批发市场，以发电企业身份与电力用户、售电公司开展绿色电力交易，进行批发侧结算和不平衡资金分摊。分布式发电聚合商的所有绿色电力交易合同电量均应关联至分布式发电主体，具体要求参照售电公司和零售用户的关联要求执行。

第四节 交易流程

第143条 推动跨区跨省优先发电计划中的绿色电力，优先通过参与绿色电力交易的方式予以落实。省间绿色电力交易按照年度（数年）、月度（多月）、月内（旬、周、日滚动）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144条 省间数年绿色电力交易主要以双边协商方式开展。年度、月度（多月）、月内（旬、周、日滚动）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。推动开展省间多通道集中竞价交易。

第145条 推动数年绿色电力交易在年度、月度市场按需开展，相关经营主体应在规定时间内向电力交易机构提交要约信息。

第146条 电力交易机构可开展年度、多月绿色电力交易合同的分月电量调整，及年度、月度（多月）绿色电力交易合同转让交易等。

第147条 年度或多月绿色电力交易合同的执行周期内，购售双方可协商一致通过电力交易平台调整后续各月的合同分月电量，调整前后合同总量保持不变。开展分时段绿色电力交易的，调整前后合同各时

第八章 省间绿电交易

段总量保持不变。年度或多月合同调整后需通过电力调度机构安全校核。

第 148 条 经营主体协商一致后，向电力交易机构提交要约，电力交易机构及时受理。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、价格和电力曲线等要约信息，电力交易机构按照市场规则出清形成交易结果。

第 149 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，原则上在协同出清前 5 个工作日提交申报。

数年绿色电力交易合同暂不开展转让交易。

第 150 条 省间绿电双边协商交易

1. 交易组织。双边协商交易适用于数年绿电交易。对于定期开展的双边协商交易，电力交易机构在电力交易平台发布交易公告，经营主体自主协商一致，在规定时间内申报（或确认）绿色电力交易电量（电力）、电能量价格、绿色电力环境价值、绿色电力环境价值偏差补偿方式等信息。电力交易机构，开展交易出清校核后，形成交易预成交结果。

2. 结果发布。经调度机构安全校核后形成成交结果，电力交易机构发布成交结果。

第 151 条 省间绿电集中竞价交易

1. 需求汇总。经营主体提交绿色电力集中竞价交易需求，包括意向购售省份、电量（电力）、价格等。购、售方所在省电网企业会同省电力交易中心收集汇总省间绿色电力交易需求信息，提交至北京电力交易中心。

2. 交易组织。北京电力交易中心根据相关省提交的交易需求信息，结合省间通道输送能力、送端省送出能力及受端省受入能力等，发布省间绿色电力交易公告，开展省间绿色电力集中竞价交易。参与交易的主体按照交易安排自主进行交易申报。北京电力交易中心汇总交易申报数据，组织各省电力交易中心开展交易出清校核，通过电力交易平台出清并形成交易预成交结果。原则上，在存在多个购入省份时，应按各购入省分别出清边际价格。

3. 结果发布。经调度机构安全校核后形成成交结果，北京电力交易中心发布成交结果。

第 152 条 省间绿电挂牌交易

1. 需求汇总。经营主体提交绿色电力挂牌交易需求，包括挂牌电量（电力）、挂牌价格等。购、售方所在省电网企业会同省电力交易中心收集汇总省间绿色电力交易需求信息，提交至北京电力交易中心。

2. 交易组织。北京电力交易中心根据相关省提交的交易需求信息，结合省间通道输送能力、送端省送出能力及受端省受入能力等，发布省间绿色电力交易公告，开展省间绿色电力挂牌交易。参与交易的主体按照交易安排自主进行交易挂牌和摘牌，按时间优先原则成交，北京电力交易中心开展交易出清校核后，通过电力交易平台出清形成交易预成交结果。

3. 结果发布。经调度机构安全校核后形成成交结果，北京电力交易中心发布成交结果。

第五节 价格机制

第 153 条 绿色电力交易价格由经营主体通过双边协商、集中交易等市场化方式形成。

第 154 条 绿色电力交易价格由电能量价格与绿色电力环境价值组成，经营主体应分别明确电能量价格与绿色电力环境价值。其中：

1. 双边协商交易方式下，购售双方自行协商确定绿色电力交易整体价格，并分别明确其中的电能量价格与绿色电力环境价值。电能量价格

第八章 省间绿电交易

按照相关规则，明确整体价格或分时段价格。绿色电力环境价值各时段价格保持一致。

2. 集中竞价交易方式下，经营主体申报绿色电力交易整体价格，以边际出清价格作为购售双方在出清点的整体交易价格。再按以下原则将整体交易价格分解形成电能量价格与绿色电力环境价值：绿色电力环境价值统一取交易组织前北京电力交易中心绿证市场成交均价，其中，年度交易取交易组织近 12 个月的绿证市场成交加权均价，月度（月内）交易取交易组织前上月绿证市场成交加权均价，绿色电力环境价值取值提前在交易公告中公布；整体交易价格扣减绿色电力环境价值后形成电能量价格。

3. 挂牌交易方式下，挂牌方经营主体申报绿色电力交易整体价格，包括电能量价格与绿色电力环境价值，摘牌方自主摘牌。绿色电力环境价值统一取交易组织前北京电力交易中心绿证市场成交均价，其中，年度交易取交易组织近 12 个月的绿证市场成交加权均价，月度（月内）交易取交易组织前上月绿证市场成交加权均价，绿色电力环境价值取值提前在交易公告中公布。

4. 转让交易中，电量的电能量价格、绿色电力环境价值、绿色电力环境价值偏差补偿条款与原合同保持一致，合同出让方与受让方经营主体自行协商确定绿色电力合同转让费用。

第 155 条 参与绿色电力交易的电力用户，其用电价格由电能量价格、绿色电力环境价值、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等构成。上网环节线损费用按照电能量价格计算，依据有关政策规则执行，输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加按照国家及地方有关规定执行。

第 156 条 绿色电力零售套餐中应分别明确电能量价格和绿色电力环境价值。按照零售合同约定的电能量价格、绿色电力环境价值及偏差补偿条款等进行结算。

第 157 条 绿色电力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 158 条 在批发市场中，绿色电力环境价值偏差补偿价格在发电企业与批发用户间、发电企业与售电公司间开展，补偿价格是经营主体上网电量或用电量对应的环境价值未达到合同约定要求时，按照偏差量向对方支付违约补偿时的价格标准。绿色电力环境价值偏差补偿价格原则上按照以下方式确定：

1. 对于双边协商方式达成的绿色电力交易合同，绿色电力环境价值偏差补偿价格由合同双方自行约定，分别明确购方偏差的补偿价格和售方偏差的补偿价格。
2. 对于集中交易方式形成的绿色电力交易合同，绿色电力环境价值偏差补偿价格按合同明确的绿色电力环境价值的一定比例确定。市场初期，对购售双方按同一比例设置，暂定为 25%，后续可适时调整。
3. 在零售市场中，售电公司与零售用户的绿色电力环境价值偏差补偿方式、价格等，具体按照电力零售市场规则及经营主体零售合同约定执行。

第六节 计量与结算

第 159 条 电力交易机构负责向经营主体、电网企业出具结算依据，包含绿色电力交易电能量相关内容，以及绿色电力环境价值结算电量、绿色电力环境价值价格、绿色电力环境价值费用、绿色电力环境价值偏差补偿费用。（其中电能量部分次月出具，绿色电力环境价值部分次次月出具）。电网企业发行电费账单，开展电费结算，并在用户电费账单中单列绿色电力环境价值电量、价格及费用。

第 160 条 绿色电力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：

1. 省间绿色电力交易电能量部分按照本细则相关条款开展结算。
2. 绿色电力环境价值按当月合同总电量（按购方所在节点确定，省间交易还应考虑实际输电量）、发电侧上网电量（不含机制电量）、用户侧电量“三者取小”的原则确定结算量（以兆瓦时为单位取整数）。

（1）同一电力用户/售电公司与多个发电企业签约，总用电量低于总

第八章 省间绿电交易

合同电量的，该电力用户/售电公司对应于各发电企业的用电量按总用电量占总合同电量比重等比例调减；同一发电企业与多个电力用户/售电公司签约的，总上网电量低于总合同电量时，该发电企业对应于各电力用户/售电公司的上网电量按总上网电量占总合同电量比重等比例调减。

(2) 以绿色电力交易合同、转让交易后的绿色电力交易合同形成经营主体最终实际履约关系。绿色电力环境价值依据最终实际履约关系开展结算。发电侧之间的转让合同、用户侧之间的转让合同无需进行绿色电力环境价值结算。

3. 零售市场的电能量和绿色电力环境价值结算，在保证绿色电力交易可追踪溯源的前提下，按照本细则电量取小原则、零售市场相关规则及经营主体零售合同约定开展结算。

4. 按照本细则及经营主体分布式电源售电合同约定，对聚合商、分布式发电主体进行结算。聚合商用于结算的电能量部分上网电量为聚合的分布式发电主体实际上网电量合计值，聚合商用于结算的绿色电力环境价值部分电量为各分布式发电主体上网电量(以兆瓦时为单位取整数)的合计值。

5. 以绿色电力环境价值最终结算量，作为相关主体通过绿色电力交易方式完成的绿色电力消费量的统计依据。

第 161 条 绿色电力环境价值偏差补偿费用按照合同约定的偏差补偿价格和绿色电力环境价值偏差量计算，由违约方向合同对方支付补偿费用。其中因安全运行原因，导致发、用双方未能足额履约，双方均不承担相应责任。

第 162 条 发电企业的绿色电力环境价值偏差量，为其对应到该合同的上网电量少于合同约定的部分。电力用户、售电公司的绿色电力环境价值偏差量，为其对应到该合同的用电量少于合同约定的部分。

第七节 绿证划转

第 163 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 164 条 北京电力交易中心每月 22 日汇总各省可再生能源发电项目上网电量、绿电交易绿证划转信息、新能源机制电量等信息后，推送至国家能源局电力业务资质管理中心。

第 165 条 北京电力交易中心根据绿色电力交易合同和结算信息，将绿证划转信息推送至国家能源局电力业务资质管理中心。

第 166 条 北京电力交易中心依托区块链技术可靠记录绿色电力交易、合同、结算等全业务环节信息。可按照电力用户需要，依据绿色电力交易全业务环节信息，为电力用户提供参与绿色电力交易相关证明。

第九章 偏差结算

第一节 偏差电量分类

第 167 条 跨区跨省电力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 168 条 责任偏差电量是指在跨区跨省交易中,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 169 条 波动偏差电量指跨区跨省输电通道、配套电源和其他跨区跨省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)与关口计量电量之间的偏差。

第 170 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,配套电源控制区内各经营主体因响应调节需求,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 171 条 国调(网调)按每笔省间中长期出清曲线分别安排该笔交易调度计划执行曲线,责任偏差产生后,国调(网调)记录原因,北京电力交易中心进行偏差责任认定并按日清分计算。

1. 调整原因分为“售方(电厂或送出省)申请”“购方(受入省)申请”“受入省清洁能源消纳需求”“安全运行要求”4类,随日计划执行曲线同步发送至北京电力交易中心。

2. 售方(电厂或送出省)因来水(煤)变化、机组故障、省内检修变

化、省内平衡困难、省内断面越限等导致需要变更执行曲线的，由发电企业或送出省电网企业（电力调度机构）向国调（网调）提出申请，认定为售方责任。

3. 购方（受入省）因来水（煤）变化、机组故障、省内检修变化、省内平衡困难、省内断面越限、满足受入省清洁能源先需求等导致需要变更执行曲线的，由受入省电网企业（电力调度机构）向国调（网调）提出申请，认定为购方责任。

4. 售方责任，由售方按照交易合同曲线（原则上送出侧）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。

5. 购方责任，由购方按照交易合同曲线（原则上送出侧）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。

6. 国调、网调直接调度管理电厂合同电价指电厂上网电价，其他交易合同电价指送出省送出电价。

7. 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另行明确的，按合同相关约定执行。

8. 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。

9. 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。

10. 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 172 条 偏差责任免除情形如下：

第九章 偏差结算

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、长江、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 173 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 174 条 跨区跨省通道波动偏差电量视为在跨区跨省通道首末端省级电网企业送受电量。配套电源波动偏差电量视为配套电源与其所接入省级电网企业送受电量。特殊情况另行协商明确。送出方电价叠加输电价格、线损折价后形成受入方落地电价。输电价格按照政府主管部门核定标准执行。

第 175 条 跨区跨省通道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 176 条 配套电源波动偏差电量送出方上网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 177 条 若购售双方在交易合同或购售电合同中已明确波动偏差电量有关结算价格，按合同相关约定执行。

第 178 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。跨区交易通过区域内跨省

通道的，其输电损耗按该区域输电损耗结算原则计算。区域内跨省交流输电通道（断面）存在双向潮流，关口电量在结算周期内取本侧表计计量净值。

第四节 配套电源控制区内部互调偏差计算

第 179 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 180 条 配套电源控制区内部互调偏差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，内部互调偏差不计输电损耗。

第 181 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 182 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。

第十章 信息披露

第 183 条 市场成员按照《电力市场信息披露基本规则》、《跨省跨区电力应急调度管理办法》要求披露信息,并对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

第 184 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。电力市场信息按照年、季、月、周、日等周期披露。

第 185 条 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 186 条 北京电力交易中心负责跨区跨省市场信息披露的实施,制定统一的跨区跨省市场信息披露标准数据格式,以交易平台为基础设立信息披露平台。市场成员根据规定,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 187 条 市场成员有省间披露信息调整诉求的,应按《电力市场信息披露基本规则》要求在交易平台正式申请。北京电力交易中心按要求受理及开展后续市场成员意见征求、组织审议、报国家能源局或其派出机构审核、审核结果公示等工作。

第 188 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 189 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。

第十一章 市场技术支持系统及交易平台账号管理

第一节 市场技术支持系统

第 190 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 191 条 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 192 条 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。

第 193 条 电力交易平台应强化基础运行保障能力,满足电力中长期市场连续运营要求,建立备用系统或并列双活运行系统。

第 194 条 各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 195 条 电力交易平台应对电力市场运行情况进行实时监测预警。

第二节 交易平台账号管理

第 196 条 交易平台账号注册采用实名制管理,市场成员注册账号并通过实名认证后,方可登录交易平台并获取相应权限。

第 197 条 市场成员应办理数字安全证书或采取同等安全等级的身份认证手段。在交易申报、合同签订、管理子账号等关键环节,需进行数字安全证书或同等安全等级的身份认证。

第 198 条 市场成员的企业账号类型包括企业管理员账号和子账号。企业管理员账号由市场成员向交易平台申请注册,子账号由通过注册和实名认证后的企业管理员账号根据需要自行设立。

第 199 条 企业账号(包含管理员账号和子账号)的使用方需根据国

第十一章 市场技术支持系统及交易平台账号管理

家相关法律法规、政策文件及本细则的规定，进行账号的注册、登录、使用等操作。企业账号的交易平台操作行为均代表市场成员的真实意愿表达，其法律责任由该账号使用方关联的市场成员承担。

第 200 条 企业管理员账号注册要求

1. 一个市场成员最多持有 1 个企业管理员账号。经营主体在申请企业管理员账号注册时，提交的注册信息应真实、准确、完整。
2. 市场成员的法定代表人注册企业管理员账号时，需提交企业基本信息和法定代表人身份信息，通过企业身份和法定代表人身份认证后，方可正常登录交易平台。
3. 市场成员的法定代表人委托他人注册管理企业管理员账号时，需提交企业基本信息和被委托人身份信息，通过企业身份和被委托人身份认证，签署《企业管理员账号使用授权文件》（简称“授权文件”）后，方可正常登录交易平台。
4. 交易平台对市场成员提交的账号注册信息进行核验，核验不通过的，市场成员应修改账号注册信息，重新进行实名认证并签署授权文件。

第 201 条 企业管理员账号的权限

1. 若市场成员在交易平台有多账号需求，可在注册企业管理员账号后，使用企业管理员账号创建、管理子账号并进行权限分配。
2. 企业管理员账号可在交易平台进行增加、删除子账号、设置子账号使用人信息、分配子账号权限等操作，进行上述操作时需通过数字安全证书（或采取同等安全等级的身份认证手段）进行身份认证，由交易平台留存相关操作记录。
3. 为保证交易平台账号资源的合理使用，一个企业管理员账号下设的子账号数量原则上不得超过 5 个。

第 202 条 子账号的权限

1. 子账号仅可按照企业管理员账号分配的权限在交易平台进行操作。
2. 子账号不可进行增加、删除子账号、修改子账号使用人信息、修改子账号权限等操作。

第 203 条 账号信息变更要求

1. 当出现企业名称变更、企业法定代表人信息变更、企业管理员账号的被委托人信息变更、授权文件过期失效等情况时，市场成员需要在交易平台进行企业管理员账号更新操作。信息完成更新并通过相关认证后，重新签署授权文件后，方可正常登录交易平台。
2. 企业管理员账号更新后，需重新对子账号进行设置。
3. 市场成员应及时更新账号注册信息，账号信息未及时变更产生的影响及法律责任由市场成员自行承担。

第 204 条 账号信息安全要求

1. 市场成员应妥善保管交易平台账号、手机号、密码、数字安全证书等信息和介质，仅限账号使用人本人使用，不得转借他人。使用人应采取积极措施防止账号信息失窃、遗失和过期失效，因怠于管理或使用不当造成的损失及法律后果由市场成员自行承担。
2. 若发现市场成员有虚假注册、网络攻击、恶意调用交易平台接口等不当使用行为，交易平台可采取账号封禁、停止账号服务等措施，由此造成的损失由市场成员自行承担。
3. 市场成员不得非法访问、非法获取或篡改交易平台信息，不得使用接口方式进行交易发起和申报操作，不得利用交易平台从事违反法律法规及电力交易市场规则的行为。发现上述情况后，北京电力交易中心有权查验事实，视情节严重情况采取暂停或终止交易资格、上报国家能源局及其派出机构等相关措施。

第十二章 风险防控

第 205 条 北京电力交易中心对跨区跨省交易开展市场监控,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,根据国家能源局及其派出机构的监管要求报送跨区跨省市场交易情况。

第 206 条 为有效防范与处置跨区跨省交易风险,北京电力交易中心应主要针对跨区跨省电力市场风险进行监测预警和防范处置,制定电力市场风险防范及处置预案,包括:

1. 风险监测识别:监测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、跨区跨省通道阻塞情况、非正常报价等市场异常事件等,作为风险识别与评估的基础。
2. 风险预警报告:对监测识别的风险进行分析研判,依据风险等级及时发布预警信息,并按规定程序向相关方报告。
3. 风险处置措施:根据风险性质与等级,采取相应处置措施,包括但不限于:对市场异常情况进行调查与干预;对违规行为依规进行处理;针对重大风险事件启动应急响应。

第 207 条 北京电力交易中心每季度向国家能源局报送跨区跨省交易运营监控分析报告。

第 208 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,北京电力交易中心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,报请国家能源局及其派出机构按照《电力监管条例》等相关法律法规处理。

第 209 条 市场干预指在特定的情形下和确定的一段时间内,国家发展改革委、国家能源局及其派出机构对全部或部分市场交易采取临时管制,或由北京电力交易中心和电力调度机构基于授权进行紧急市场

干预。发生下列情况时，北京电力交易中心和电力调度机构经授权，可依法依规采取市场干预措施：

1. 电力系统内发生事故危及电网安全的；
2. 发生恶意串通操纵市场等行为，并影响交易结果的；
3. 市场技术支持系统发生故障，导致交易无法正常进行的；
4. 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. 国家能源局及其派出机构作出暂停市场交易决定的；
7. 市场发生其他严重异常情况的。

第 210 条 市场干预的主要手段如下：

1. 调整交易时间、暂缓交易；
2. 调整市场限价；
3. 调整交易电量；
4. 其他维护市场正常运行的手段。

第 211 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，电力调度机构等按照相关规定开展应急处置。

第 212 条 北京电力交易中心和电力调度机构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 日内向电力监管机构、政府有关主管部门提交报告，按规定程序披露。

第 213 条 市场恢复具备正常开展跨区跨省交易条件时，经国家发展改革委、国家能源局及其派出机构授权，北京电力交易中心向市场成员发布市场恢复信息。

第 214 条 依法依规实施市场干预等风险处置措施造成的损失，北京电力交易中心、电网企业不承担责任。

第 215 条 经营主体应充分知悉、了解跨区跨省交易相关风险，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。

第十三章 争议处理

第 216 条 交易发生争议时，按以下方式处理：

1. 当事各方可自行协商解决；
2. 可向市场管理委员会申请协调，或者申请电力市场人民调解委员会调解；
3. 经协商无法达成一致时，可提请国家能源局及其派出机构、政府主管部门调解处理；
4. 各方达成仲裁合意的，提交仲裁委员会仲裁；
5. 向人民法院提起诉讼。

第 217 条 协调及调解组织在争议处理时应遵循的原则：

1. 遵循依法、透明、公平、公正的原则；
2. 争取以简单、快捷、经济的方式解决；
3. 有利于市场的正常稳定运行；
4. 有利于维持、巩固争议各方关系。

第十四章 细则管理

第 218 条 本细则由北京电力交易中心拟定,经市场管理委员会审议通过,报国家发展改革委、国家能源局批复或报备,由北京电力交易中心发布执行。

第 219 条 北京电力交易中心应根据最新颁布的法律法规、政策办法、国家及行业标准等,及政府主管部门要求、市场成员建议,对本细则进行修订。

第 220 条 每年年度交易前,市场管理委员会组织成员单位对集中竞价交易价差系数 K 等参数进行协商,向国家发展改革委、国家能源局报备后执行。

第 221 条 必要时,北京电力交易中心向市场管理委员申请制定本细则的临时或补充条款。临时或补充条款制定、审议流程与本细则相同,与本细则同等效力。临时条款一经发布立即生效,与临时条款相抵触的原条款暂时失效,其余条款继续执行。

第 222 条 本细则由北京电力交易中心负责解释。

附录一

集中竞价出清算法

一、边际电价法

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：

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

其中， $Q_D(p)$ 为购方在价格 p 处的申报电量， P_{Dmax} 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 的取值或计算方法由市场管理委员会协商审议后确定，在市场交易公告中发布。

报价差值 P_Δ 为：

$$P_{\Delta} = P_{Dmin} - P_{Smax}$$

其中, P_{Dmin} 为计算后的购方成交电量报价的最小值, P_{Smax} 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

$$D_{\text{购电方申报曲线}}(P_0) > S_{\text{售电方申报曲线}}(P_0)$$

边际出清价格 P_0 为:

$$P_0 = P_{Dmin} - K_1 \times P_{\Delta}$$

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

其中, K_1 为报价差值系数。

售方可成交电量 Q_s 为:

$$Q_s = \sum_{p=P_{Smin}}^{p=P_{Smax}} Q_s(p)$$

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

购方可成交电量 Q_D 为:

$$Q_D = \sum_{p=P_{Dmin}}^{p=P_{Dmax}} Q_D(p)$$

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

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

最终成交电量 Q_0 为:

$$Q_0 = 0$$

附录一 集中竞价出清算法

二、报价撮合法

1. 报价撮合法中，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 的取值或计算方法由市场管理委员会协商审议后确定，在市场交易公告中发布。

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。

成交电量 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。

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

其中：

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

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；

附录一 集中竞价出清算法

(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。

条件4：最大外送限额约束

$$\sum_{\alpha \in O_{sp}} \sum_r \sum_d F_{od,r}(t) \leq L_{sp}(t)$$

$L_{sp}(t)$ 表示外送省 sp 在 t 时段的最大外送限额值，由外送省电网企业在交易平台填报；

O_{sp} 表示外送省 sp 包含的所有售方集合。

条件5：最大外购限额约束

$$\sum_{d \in D_{dp}} \sum_r \sum_o F_{od,r}(t) * \prod_{e \in E_r} (1 - \delta_e(t)) \leq L_{dp}(t)$$

$L_{dp}(t)$ 表示外购省 dp 在 t 时段的最大外购限额值，由外购省电网企业在交易平台填报；

D_{dp} 表示外购省 dp 包含的所有购方 d 的集合。

条件6：联络线集群 ATC 约束

$$\sum_{tie \in T_{mt}} TF_{tie}(t) * MF_{mt}(tie) \leq ATC_{mt}(t)$$

$ATC_{mt}(t)$ 表示联络线集群 mt 在 t 时段的最大剩余可用输电能力；

T_{mt} 表示联络线集群 mt 中所包含的输电通道 tie 的集合；

$MF_{mt}(tie)$ 表示输电通道 tie 在联络线集群 mt 潮流计算中的系数。

条件 7：多省节点联合外送限额约束

$$\sum_{o \in O_{mp}} \sum_r \sum_d F_{od,r}(t) \leq ML_{mp}(t)$$

$ML_{mp}(t)$ 表示省节点集合 mp 在 t 时段的最大外送限额值；

O_{mp} 表示省节点集合 mp 中所包含的售方 o 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

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

$FO_o(t)$ 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，按照边际定价法形成交易路径 r 在 t 时段的出清价格。如交易路径 r 在 t 时段形成的上网电价超过上限，则将其修正为上限值，并叠加路径 r 的输电费和网损折价重新计算落地侧电价。

附录一 集中竞价出清算法

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“时间优先、价格优先”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

附录二 滚动撮合出清算法

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。

附录三

线性插值算法

1. 对于 24 时点申报的跨区跨省电力中长期交易，总曲线及各经营主体交易曲线按线性插值法由 24 时点电力扩展为 96 时点电力后执行。
2. 除每月最后一日的最后一个时点外，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：

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

如 t 时电力为 0，则 t 时 15 分至 t 时 45 分电力电量对应经营主体与 $t+1$ 时一致，电价与 $t+1$ 时一致。

3. 每月最后一日的最后一个时点 t_{23} ，电力为 $P_{t_{23}}$ ，次月第一日第一个时点 t_0 ，电力为 P_{t_0} ，按以下公式扩展为 96 点电力。

$$t_{23}\text{时}、t_{23}\text{时}15\text{分}、t_{23}\text{时}30\text{分}、t_{23}\text{时}45\text{分} = P_{t_{23}}$$

$$t_0\text{时} = P_{t_0}$$

4. 扩展后 96 时点电力曲线根据调度生产运行需求及校核意见进行调整。

北京电力交易中心有限公司

2026年6月9日印发