

**北京电力交易中心
跨区跨省电力中长期交易实施细则
(修订版)**

目 录

1 总则	6
1.1 概述.....	6
1.2 原则.....	7
1.3 适用范围.....	7
2 市场成员	8
2.1 概述.....	8
2.2 发电企业的权利和义务.....	8
2.3 电力用户的权利和义务.....	9
2.4 售电公司的权利和义务.....	9
2.5 电网企业的权利和义务.....	10
2.6 北京电力交易中心的权利和义务.....	12
2.7 电力调度机构的权利和义务.....	13
2.8 省（市、自治区）级电力交易中心的权利和义务.....	13
3 市场准入和退出	14
3.1 准入和退出.....	14
3.1.1 市场准入.....	14
3.1.2 市场退出.....	16
3.2 市场注册管理.....	17
4 交易品种及组织方式	21
4.1 交易品种.....	21
4.2 交易组织方式.....	22
4.2.1 双边协商交易.....	22
4.2.2 集中竞价交易.....	23
4.2.3 滚动撮合交易.....	30
4.2.4 挂牌交易.....	31
5 交易基本要求	33
5.1 概述.....	33
5.2 交易组织时序.....	35
5.2.1 年度交易组织时序.....	35
5.2.2 月度交易组织时序.....	35
6 年度交易组织	37
6.1 交易准备.....	37
6.2 优先发电计划合同签订.....	38

6.3 年度双边协商交易.....	38
6.4 年度集中竞价交易.....	40
6.5 年度挂牌交易.....	42
7 月度交易组织.....	44
7.1 交易准备.....	44
7.2 年度优先发电计划调整及确认.....	45
7.3 月度双边协商交易.....	46
7.3.1 交易机制.....	46
7.3.2 合同转让交易.....	47
7.3.3 合同回购交易.....	48
7.3.4 合同置换交易.....	48
7.4 月度集中竞价交易.....	48
7.4.1 交易机制.....	48
7.4.2 合同转让交易（集中竞价）.....	50
7.5 月度滚动撮合交易.....	51
7.6 月度挂牌交易.....	52
7.6.1 交易机制.....	52
7.6.2 合同转让交易（挂牌）.....	54
7.7 月度预挂牌交易.....	55
7.7.1 交易机制.....	55
7.7.2 应急支援交易.....	56
8 月内交易组织.....	58
9 新能源相关交易.....	60
9.1 年度交易.....	60
9.1.1 新能源发电企业与电力用户的直接交易（双边协商）.....	60
9.1.2 新能源与常规能源发电企业的发电权交易.....	61
9.2 月度交易.....	63
9.2.1 新能源发电企业与电力用户的直接交易（双边协商）.....	63
9.2.2 新能源发电企业的预挂牌交易.....	64
9.2.3 新能源与常规能源发电企业的发电权交易.....	65
9.3 月内交易.....	67
9.4 抽蓄电量交易.....	67
10 价格机制.....	69
10.1 价格机制.....	69

10.2 基金与附加.....	69
10.3 回购、转让交易价格.....	70
11 合同管理.....	71
11.1 合同类型.....	71
11.2 合同形式.....	71
11.3 合同内容.....	71
11.3.1 多年交易合同.....	71
11.3.2 年度交易合同.....	72
11.3.3 月度及短期交易合同.....	72
11.3.4 委托合同.....	73
11.4 合同签订.....	73
11.5 合同调整.....	74
11.6 合同解除.....	74
11.7 其他.....	74
12 安全校核与交易执行.....	75
12.1 安全校核.....	75
12.2 月度交易计划编制.....	76
12.3 月度交易计划执行.....	76
12.4 交易计划和执行优先级.....	78
12.4.1 交易优先级.....	78
12.4.2 交易执行调减与恢复原则.....	78
13 计量与结算.....	79
13.1 计量点设置.....	79
13.2 计量装置.....	79
13.3 计量数据采集.....	80
13.4 计量数据确认和替代方法.....	81
13.5 交易结算.....	81
13.5.1 结算原则.....	81
13.5.2 结算流程.....	83
14 责任偏差结算.....	86
15 信息发布.....	89
15.1 信息分类.....	89
15.2 信息管理.....	89
15.3 市场运营机构信息披露.....	90

15.3.1 公众信息.....	90
15.3.2 公开信息.....	91
15.3.3 私有信息.....	91
15.4 市场主体信息披露.....	91
15.4.1 发电企业信息披露.....	91
15.4.2 电力用户信息披露.....	92
15.4.3 售电公司用户信息披露.....	93
15.4.4 电网企业信息披露.....	94
15.5 保密规定.....	95
16 违约与争议处理.....	96
16.1 退出原则.....	96
16.2 违约处理.....	96
16.3 争议处理.....	97
17 风险防控与市场干预.....	99
17.1 风险防控.....	99
17.2 市场干预.....	99
17.3 应急处置.....	101
17.4 市场恢复.....	101
18 细则管理.....	102
附录 1：交易组织流程表.....	103
附录 2：交易品种.....	107
附录 3：符号说明.....	109
附录 4：名词解释.....	111

1 总则

1.1 概述

1. 为规范跨区跨省电力中长期市场（以下简称“省间市场”）的运营与管理，构建安全、合理、高效的市场结构和体系，实现电力交易的公开、公平、公正，保障市场成员合法权益，发挥北京电力交易中心平台作用，促进电力市场健康、有序、协调发展，制定《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则》（以下简称“细则”）。
2. 细则按照《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）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知》（发改经体〔2015〕2752号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力中长期交易基本规则〉的通知》（发改能源规〔2020〕889号）、《国家发展改革委 国家能源局关于北京、广州电力交易中心组建方案的复函》（发改经体〔2016〕414号）等文件的精神和要求编制，建立跨区跨省电力中长期交易（以下简称“省间交易”）机制，促进能源资源大范围优化配置和可再生能源大范围消纳。
3. 细则所称省间交易主要是指符合准入条件的发电企业、电力用户、售电公司、电网企业等市场主体，利用跨区跨省输电通道，通过双边协商、集中交易等市场化方式，开展的多年、年、多月、月、月内（含周、多日）等电力交易。
4. 细则有效期与《电力中长期交易基本规则》（以下简称“基本规

则”)保持一致,并根据基本规则修订情况进行相应调整。

1.2 原则

1. 坚持“安全第一”的原则,确保电力系统安全稳定运行和电力有序供应,坚持电力、电量统一平衡,保障电网运行安全水平。
2. 坚持落实国家能源战略的原则,积极发挥一体化交易平台作用,促进电力资源大范围优化配置,提升配置效益和效率。
3. 坚持市场化原则,尊重市场规律与市场主体意愿,强化交易合同与交易计划的严肃性,建立责任偏差结算机制。
4. 坚持节能减排,全面贯彻落实国家节能环保和清洁能源消纳政策,促进清洁能源发电比例提升、能源结构优化。
5. 坚持积极稳妥、平稳推进的原则,兼顾各方利益,促进市场健康、有序、可持续发展。
6. 坚持公开、公平、公正的原则,市场成员应严格遵守市场规则,自觉自律,不得操纵市场价格、损害其他市场主体的利益,确保市场运作规范、透明。

1.3 适用范围

细则适用于北京电力交易中心组织开展的省间电力中长期交易。参与相关交易的所有市场主体,须遵守本细则。

2 市场成员

2.1 概述

1. 市场成员包括市场运营机构和市场主体。市场运营机构为电力交易机构和电力调度机构。市场主体包括各类发电企业、售电公司、电力用户和电网企业等。条件允许时，探索新兴市场主体参与交易。
2. 省间市场运营机构主要指北京电力交易中心，各省（市、自治区）级电力交易中心、国家电力调度控制中心（以下简称“国调中心”）、各电力调度控制分中心（以下简称“调控分中心”）和各省电力调度中心配合开展省间交易相关工作。

2.2 发电企业的权利和义务

1. 遵守有关法律法规、行业标准及政府电力管理、监管部门的有关规程、规定。
2. 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。
3. 按照细则参与省间交易，签订和履行交易合同，按时完成电费结算。
4. 获得公平的输电服务和电网接入服务。
5. 按规定披露和提供信息，获得市场化交易和输配电服务等相关信息。
6. 具备满足参与省间交易要求的技术支持手段。
7. 法律法规规定的其他权利和义务。

2.3 电力用户的权利和义务

1. 按照细则参与省间交易，签订和履行交易合同，提供交易所必须的电力电量需求、典型负荷曲线及相关生产信息等。
2. 获得公平的输配电服务和电网接入服务，按规定支付购电费、输配电费、政府性基金及附加等。
3. 依法依规披露和提供信息，获得市场化交易和输配电服务等相关信息。
4. 服从电力调度机构的统一调度，在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等）按电力调度机构要求安排用电。
5. 遵守政府电力管理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. 依法依规履行清洁能源消纳责任。
7. 具备满足参与省间交易要求的技术支持手段。
8. 法律法规规定的其他权利和义务。

2.4 售电公司的权利和义务

1. 按照细则参与省间交易，签订和履行交易合同，合同中须约定交易、服务、结算、收费等事宜。
2. 获得公平的输配电服务。
3. 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。
4. 按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、典型负荷曲线及其他生产信息，获得市场化交易和输配电服务和签约市场主体的基础信息等相关信息，承担用户信息保密义务。

5. 拥有配电网运营权的售电公司，在配电区域内：
 - (1) 服从电力调度机构的统一调度，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配合安排用电；
 - (2) 遵守政府电力管理部门有关电力需求侧管理的规定，配合执行有序用电管理、开展错峰避峰；
 - (3) 承担电费收取和结算业务；
 - (4) 承担配电网安全责任，提供安全、可靠的电力供应，履行保底供电服务和普遍服务，确保承诺的供电质量符合国家、电力行业相关标准；
 - (5) 按照国家、电力行业和所在省(市、自治区)标准，按需负责配电网的投资、建设、运营、维护、检修和事故处理；
 - (6) 无歧视提供配电服务，不得干预用户自主选择售电公司。
6. 依法依规履行清洁能源消纳责任。
7. 具备满足参与省间交易要求的技术支持手段。
8. 法律法规规定的其他权利和义务。

2.5 电网企业的权利和义务

1. 遵守有关法律法规、行业标准及政府电力管理、监管部门的规程、

规定。

2. 保障经营范围内电网及输配电设施的安全、稳定、经济运行。
3. 为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表、维修、结算、收费、支付等各类供电服务；作为输电方签订和履行交易合同，负责管辖的输、变、配电设备运行管理和检修维护。
4. 收取输配电费，承担市场主体的电费结算责任，负责归集交叉补贴，代收政府性基金及附加等，按规定及时向有关发电企业和售电公司支付电费。
5. 依据国家跨省跨区优先发电计划（以下简称“省间优先计划”），参与签订厂网间优先发电合同、各类省间交易合同。履行达成的省间交易合同，承担省间保底供电职责。
6. 在省间优先计划和购电侧完全放开前，电网企业可作为购电方代理优先购电用户和不参与市场化交易的电力用户参与省间市场，承担保底供电责任；也可接受其他用户或发电企业委托代理购（售）电方参与省间交易。
7. 按规定披露和提供信息，向电力交易机构提供支撑市场化交易和市场服务所需的相关信息，包括但不限于：关口表计量、输电通道投运计划、输电价格方案等信息，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。
8. 依法依规履行清洁能源消纳责任。
9. 法律法规规定的其他权利和义务。

2.6 北京电力交易中心的权利和义务

1. 按细则在北京电力交易中心电力交易平台组织和管理多年、年、多月、月、月内省间交易。
2. 拟定省间交易有关规则，配合国家能源局及其派出机构和政府电力管理部门对市场规则进行分析评估，提出修改建议。
3. 负责省间交易合同（含省间优先发电合同和市场化交易合同）的汇总、归档、管理。
4. 根据省间交易合同编制交易计划。
5. 提供各类市场主体的注册服务，负责市场主体退出管理。
6. 提供省间交易结算凭证及相关服务。
7. 为保证电力电量平衡、清洁能源消纳和电力系统运行安全，与电网企业相关专业实现系统对接。
8. 监视和分析市场运行情况。在特定的情况下依法依规干预市场，预防市场风险，并于事后向监管机构和政府相关部门及时报告、备案。
9. 建设、运营和维护电力市场化交易技术支持系统。
10. 按规定披露和发布信息，提供信息发布平台，为市场主体信息发布提供便利，获得市场成员提供的支撑市场化交易及服务需求的数据等。
11. 配合开展市场主体信用评价，对市场主体和相关从业人员违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为进行报告并配合调查。
12. 法律法规规定的其他权利和义务。

2.7 电力调度机构的权利和义务

1. 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。
2. 负责建设、运行、管理和维护支撑省间交易的相关调度技术支持系统。
3. 由国调中心牵头按照各级调度机构调度管辖范围进行安全校核，汇总后提交北京电力交易中心。
4. 按规定向北京电力交易中心提供安全约束边界、关键通道可用容量（以下简称“ATC”）及影响 ATC 的电网设备停电检修安排等信息，配合北京电力交易中心履行省间市场运营职能。
5. 合理安排电网运行方式，保障电力电量平衡、清洁能源消纳，执行省间交易合同，确保省间市场正常运行。
6. 经政府电力管理部门授权，在特定的情况下暂停执行市场交易结果。
7. 按规定披露和提供电网运行的相关信息，提供支撑市场化交易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。
8. 法律法规规定的其他权利和义务。

2.8 省（市、自治区）级电力交易中心的权利和义务

1. 配合北京电力交易中心做好市场主体注册、交易组织、交易结算、信息发布等省间交易相关的交易服务工作。
2. 提供支持省间交易组织、结算等的必要信息。

3 市场准入和退出

3.1 准入和退出

3.1.1 市场准入

1. 参加市场交易的发电企业、售电公司、电力用户，应当是具有独立法人资格、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。内部核算的发电企业（电网企业保留的调峰调频电厂除外）、电力用户经法人单位授权，可参与相应市场交易。
2. 市场主体资格采取注册制度。参与电力市场的发电企业、售电公司、电力用户，应符合国家及开展业务所在省（市、自治区）有关准入条件，并按程序完成电力交易平台注册手续后方可参与电力市场交易。
3. 发电企业、电力用户等市场主体按政府发布的交易主体动态目录或准入条件等进行注册，售电公司按《售电公司准入与退出管理办法》《售电公司市场注册规范指引》和开展业务所在省（市、自治区）有关规定履行注册、承诺、公示、备案等相关手续。
4. 原则上，参与市场交易的电力用户、售电公司全部电量进入市场，鼓励发电企业全部电量进入市场，不得随意退出市场，进入市场的电力用户、售电公司取消目录电价。
5. 具体可参与交易的市场主体名单或范围，以北京电力交易中心发布的交易公告为准。

3.1.1.1. 发电企业准入

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. 列入省（市、自治区）政府跨区跨省市场交易主体动态目录。
3. 符合国家产业政策，国家规定的环保设施正常投运且达到环保标准要求。
4. 政府明确跨省消纳的发电企业及具备省内市场准入条件的发电企业可参与省间交易。
5. 发电企业可委托电网企业代理参与省间交易，委托必须签订委托协议。

3.1.1.2. 电力用户准入

1. 列入省（市、自治区）政府跨区跨省市场交易主体动态目录。
2. 符合国家和地方产业政策及节能环保要求，落后产能、违规建设和环保不达标、违法排污项目不得参与。
3. 拥有自备电源的用户应当按规定承担国家政府性基金及附加、政策性交叉补贴和系统备用费。
4. 委托电网企业、售电公司代理参与省间交易的电力用户，委托必须有委托协议。

3.1.1.3. 售电公司准入

1. 按照国家、省（市、自治区）售电公司准入与退出有关规定执行。
2. 列入省（市、自治区）政府跨区跨省市场交易主体动态目录。

3.1.2 市场退出

1. 市场主体有以下情形的，经相关政府电力管理部门和国家能源局及派出机构核实后，应进行整改：
 - (1) 市场主体违反国家有关法律法规和产业政策规定；
 - (2) 严重违反市场规则；
 - (3) 发生重大违约行为；
 - (4) 恶意扰乱市场秩序；
 - (5) 未履行定期报告披露义务；
 - (6) 拒绝接受监督检查。
2. 拒不整改的市场主体将被列入黑名单，按有关规定强制退出市场，有关法人代表、单位和机构情况记入信用评价体系，不得再进入市场。
3. 退出省间交易的市场主体，由北京电力交易中心或相关电力交易机构对其参与省间市场交易权限进行注销处理，并向社会公示。强制退出的市场主体，应按合同承担相应违约责任，原则上3年内不得直接参与省间交易。自愿退出的市场主体，应按合同承担相应违约责任，原则上2年内不得直接参与省间交易。
4. 售电公司因运营不善、资产重组或者破产倒闭等特殊原因退出市场的，应至少提前45天以书面形式告知国家能源局或相应派出机构、相关电力交易机构以及电网企业、电力用户、发电企业等相关方。退出之前，售电公司应将所有已签订的购售电合同履行完毕或转让，并处理好相关事宜。
5. 电力用户无法履约的，应至少提前45天以书面形式告知电网企

业、售电公司、发电企业、电力交易机构等相关方，将所有已签订的购售电合同履行完毕或转让，并处理好相关事宜。

3.2 市场注册管理

1. 北京电力交易中心应建立市场注册管理工作制度，由市场管理委员会审议通过后，报国家发改委、国家能源局备案后执行。
2. 市场主体注册申请材料，包括但不限于：
 - (1) 公司的企业法人营业执照复印件；
 - (2) 相应的电力业务许可证复印件（如有）；
 - (3) 公司最近一年经会计师事务所审计的企业法人年度财务报告或验资报告，及国家有关部门规定的其他相关会计资料；
 - (4) 公司章程、公司股权结构及股东的有关情况；
 - (5) 发电企业提交所有机组的详细技术参数，包括但不限于：机组装机容量、最大出力、最小出力等；
 - (6) 售电公司提交有关信息，包括但不限于：经营范围、资产总额、拟售电量规模、配网有关情况及关联电力用户有关信息（如有）、满足准入条件的相关证明文件等；
 - (7) 电力用户及其用电单元提交有关信息，包括但不限于：用电地址、接入电压、计量关口等；
 - (8) 电网企业提交有关信息，包括但不限于：供电范围、最高电压等级、电网示意图、电力业务许可证（供电类）等有关信息。
3. 北京电力交易中心应自市场主体提交注册申请之日起5个工作

日内受理注册申请：

- (1) 对申请材料齐备的，应通知申请单位已经受理；
 - (2) 对申请材料不齐备的，应通知申请单位补齐；申请单位必须自通知发出之日起 10 个工作日内按要求补全资料，按照规定的格式向北京电力交易中心补充注册申请内容；
 - (3) 对申请材料不符合要求的，应通知申请单位修改和补充；申请单位必须自通知发出之日起 20 个工作日内按要求完成。申请单位修改和补充材料的时间不计算在审查工作时限内；
 - (4) 北京电力交易中心对不予注册的，应当通过电力交易平台通知申请单位并说明理由。
4. 电力交易机构按规定披露相关信息，包括但不限于已注册的发电企业、售电公司和电力用户的名单、联系方式等相关信息。已经在北京电力交易中心和省（市、区，下同）电力交易机构完成注册的市场主体，通过北京电力交易中心与各省电力交易机构的信息交互实现市场主体信息共享。
 5. 国调中心及各调控分中心直调发电企业在北京电力交易中心注册，省级调度控制中心直调发电企业在省级电力交易中心注册；电力用户在相应省级电力交易中心注册。市场主体无需重复注册，交易机构对注册信息共享，注册申请材料同 3.2 第 2 条；售电公司注册按照国家有关规定和《售电公司市场注册规范指引（试行）》执行。
 6. 对北京电力交易中心的决定有异议的，申请单位可以在收到处理

通知之日起 30 日内向北京电力交易中心提请复议，北京电力交易中心提请市场管理委员会相关工作组审议。

7. 已通过注册的市场主体，应办理北京电力交易中心技术认可的数字交易证书，由北京电力交易中心或所在省电力交易机构通过电力交易平台为每一市场主体分配交易权限。
8. 市场主体注册变更，发电企业、电力用户可向受理市场注册的交易机构提出注册变更申请，售电公司注册变更须按照《售电公司市场注册规范指引（试行）》相关规定执行。有关电力交易中心按照注册管理工作制度有关规定办理。信息变更包括但不限于：
 - （1）因新建、扩建、兼并、重组、合并、分立等导致市场主体股权、经营权、营业范围发生变化的；
 - （2）企业更名、法人变更的；
 - （3）企业主要产品类型更换的；
 - （4）发电企业通过设备改造、大修、变更等，关键技术参数发生变化的；
 - （5）企业银行账号变更的；
 - （6）其他与市场准入资质要求相关的信息变更等。
9. 出现下列情况之一者，北京电力交易中心应注销其市场主体资格：
 - （1）已注册的市场主体发生破产、关停等变化，应通过电力交易平台提出申请，经国家能源局派出机构核实后，报原注册地电力交易机构办理注销手续；
 - （2）对违反市场规则、不能继续满足市场准入条件的市场主体，

按规定列入黑名单，并由国家能源局派出机构对其处罚，由受理注册的电力交易机构进行注销处理。

10. 市场主体资格注销后，必须执行下列规定：

- (1) 该市场主体必须按规定，停止其在市场中的所有交易及活动；
- (2) 该市场主体必须结清与所有相关市场主体的账目及款项；
- (3) 该市场主体应将所有已签订的交易合同履行完毕或转让，并妥善处理相关事宜；
- (4) 该市场主体与其他市场主体存在的争议按照此前合同约定解决。

4 交易品种及组织方式

4.1 交易品种

1. 省间交易分为省间电力直接交易、省间外送交易和省间合同交易。
2. 省间优先计划电量纳入省间交易管理范畴，视为厂网双边交易电量，签订厂网间购售电合同保障执行，交易、执行和结算均须符合细则相关规定。
3. 省间交易的标的物为分时段的电能量。
4. 省间电力直接交易指发电企业与电力用户、售电公司直接进行的省间购售电交易。
 - (1) 具备条件的地区可在年度交易电量分解至月度的基础上，开展分时段（如峰平谷、带曲线）的电能量交易；
 - (2) 鼓励新能源发电企业与储热、储能、电采暖、蓄冷等电力用户、电能替代用户开展电力直接交易。
5. 省间外送交易指发电企业与电网或电网间开展的省间购售电交易。在就地优先利用的基础上，鼓励清洁能源发电企业与抽蓄电站或其所在地的电网企业试点开展抽蓄电站富裕抽水电量省间交易（以下简称“抽蓄电量交易”）。
6. 省间合同交易指在不影响相关方利益或相关方协商一致的前提下，通过市场化交易实现市场主体间省间交易合同的调整，合同交易包含发电权交易和合同回购、转让、置换交易。
 - (1) 合同回购交易是指经合同各方协商一致，售电方回购部分

- 交易电量、电力。回购电量、价格由购售双方协商确定；
- (2) 合同转让交易是指将合同的全部或部分电量、电力转让给合同购售双方之外的第三方的交易；
- (3) 合同置换交易是指购售双方将不同时段的购电（或售电）合同全部或部分电量、电力进行置换，保持双方合同电量总量不变。

4.2 交易组织方式

1. 省间交易组织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、滚动撮合和挂牌交易等方式。
2. 各类交易按细则组织开展，结合交易公告执行。交易公告中明确交易标的、输电通道、交易主体、交易方式、时间安排、结算关口及其他相关事宜。
3. 市场主体在申报时应考虑完成其他已成交合同电量后的交易空间，确保在发用电能力之内参与交易。
4. 在交易结果超过通道可用容量限制时，同等条件下，优先调减未约定电力曲线的交易合同。

4.2.1 双边协商交易

1. 双边协商交易中，市场主体自主协商交易电量、电力（或曲线确定原则）、价格，通过电力交易平台申报、确认、出清，经电力调度机构安全校核后，形成最终交易结果。
2. 交易双方无法就交易电力曲线协商一致时，在双方认可的前提

下，由电力交易中心推荐典型曲线，供交易双方自主选择。典型曲线参考送受端电网典型负荷曲线、送端电源发电特性、受端用户负荷特性、通道历史交易曲线等情况制定。

3. 经交易双方协商一致，一方在电力交易平台申报交易电力曲线、及价格等信息，可约定违约赔偿、谅解协议等补充条款；另一方进行确认。
4. 双边意向在双边交易申报截止前均可提交、撤销或修改。

4.2.2 集中竞价交易

1. 集中竞价交易中，所有交易主体均通过电力交易平台申报分时段电量、价格等信息，以申报截止前最后一次有效申报作为最终申报。北京电力交易中心出清，经电力调度机构安全校核后，形成最终交易结果。
2. 电力交易平台根据细则统一进行单一通道或多通道集中优化出清。多通道集中优化出清在交易公告中明确有关事项。
3. 集中竞价交易的交易公告须明确交易曲线的形成方式。可按典型或历史交易曲线分解交易电量，或分时段竞价出清。

4.2.2.1 边际电价法计算流程

1. 所有成交电量均采用统一价格进行出清的方法，称为边际电价法。
2. 申报截止后，北京电力交易中心根据交易公告，将发电企业、电力用户、售电公司、电网企业申报的购电价格、售电价格，考虑输配电价（含网损）、政府基金及附加后统一折算到约定的（送

- 出、落地侧)交易关口,形成折算后的购电方报价和售电方报价。
3. 折算后的购电方报价由高到低排序形成购电方申报曲线。原则上,价格相同时,按申报电量等比例分配成交电量。具体以交易公告为准。
 4. 折算后的售电方报价由低到高排序形成售电方申报曲线;价格相同时,按照“可再生能源优先,节能环保优先”的顺序排序;当以上条件均相同时,按申报电量等比例分配成交电量。
 5. 边际电价的确方法为:

(1) 当购电方申报曲线与售电方申报曲线有交叉,交叉点对应的价格为边际出清价格。折算后的售电方报价低于边际出清价格的售电方申报电量,以及折算后的购电方报价高于边际出清价格的购电方申报电量均成交。如果等于边际出清价格的购电方申报电量与售电方申报电量不相等,按照较小的申报电量成交。

边际出清价格 P_0 , 满足:

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

售电方可成交电量 Q_S 为:

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

其中, $Q_S(p)$ 为售电方在价格 p 处的申报电量。

购电方可成交电量 Q_D 为:

$$Q_D = \sum_{p=p_0}^{P=P_{D\max}} Q_D(p)$$

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

最终成交电量 Q_0 为：

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

(2) 当购电方申报曲线与售电方申报曲线没有交叉，且折算后的购电方报价曲线大于售电方报价曲线时，成交总电量为购电方曲线高于售电方申报曲线对应的购电方与售电方申报总电量的较小者。此时，边际出清价格依据购、售电方报价的差值系数 K_1 来确定。该系数可根据供需比 G 确定或由电力市场管理委员会审议决定，由北京电力交易中心在市场交易公告中发布。

供需比 G 计算公式如下：

售电方有效申报电量总和为

$$Q_{Smax} = \sum_{n=1}^{n=n} Q_S(n)$$

其中， n 为售电方申报家数。

购电方有效申报电量总和为

$$Q_{Dmax} = \sum_{m=1}^{m=m} Q_D(m)$$

其中， m 为购电方申报家数。

供需比系数 G 为

$$G = Q_{Smax} / Q_{Dmax}$$

报价差值系数 K_1 为

$$K_1 = 1 / (G + 1)$$

考虑火电企业（含燃煤、燃气发电企业）边际成本受制于煤炭价格等因素，且变化较大，因此明确无火电企业参与的省间交易， $K_1 = 0.5$ 。

明确有火电企业参与的省间交易，根据目前省间电力中长期交易的发展现状和实践经验，当供需比 $G \leq 3$ 时， $K_1=0.5$ ；当供需比 $G > 3$ 时， K_1 按照供需比确定。

报价差值 P_Δ 为：

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

其中， P_{Dmin} 为折算后的购电方成交电量报价的最小值， P_{Smax} 折算后的售电方成交电量报价的最大值。

当购电方报价始终大于售电方报价时，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。

售电方可成交电量 Q_S 为：

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

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

购电方可成交电量 Q_D 为：

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

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

最终成交电量 Q_0 为：

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

(3) 当购电方申报曲线与售电方申报曲线没有交叉，且折算后的购电方报价始终小于折算后的售电方报价时，没有成交电量。

当购电方报价始终小于售电方报价时，有

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

最终成交电量 Q_0 为：

$$Q_0=0$$

6. 根据边际出清价格，考虑输配电价（含网损）、政府基金和附加后，分别折算至上网、落地侧交易关口，形成购电方出清价格和售电方出清价格。

4.2.2.2 报价撮合法计算流程

1. 将购电方、售电方申报价格配对，形成竞争交易价格进行出清的方法，称为报价撮合法。
2. 报价撮合法形成价格可仅作为事后结算依据，由北京电力交易中心分别安排购电方、售电方交易计划，原则上，不限定撮合匹配对应关系，事后售电侧、购电侧分别根据撮合结果进行结算和偏差管理。
3. 申报截止后，电力交易中心根据交易公告，将发电企业、电力用户、售电公司、电网企业申报的购电价格、售电价格，考虑输配电价（含网损）、政府基金及附加后统一折算到约定的（送出、落地侧）交易关口，形成折算后的购电方报价和售电方报价。
4. 折算后的购电方报价由高到低排序。原则上，价格相同时，按申报电量等比例分配成交电量。具体以交易公告为准。

5. 折算后的售电方报价由低到高排序；价格相同时，按照“可再生能源优先，节能环保优先”的顺序排序；当以上条件均相同时，按申报电量等比例分配成交电量。
6. 依次按顺序将折算后的购电方报价与售电方报价相减形成价差对 P_{Δ}' 。

$$P_{\Delta}' = P_{\text{购电方报价}} - P_{\text{售电方报价}}$$

其中， $P_{\text{购电方报价}}$ 为折算后的购电方报价， $P_{\text{售电方报价}}$ 为折算后的售电方报价。

7. 报价撮合的确定方法为：

(1) 当折算后的购电方报价大于折算后的售电方报价，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。该系数可根据供需比确定或由电力市场管理委员会审议决定，由北京电力交易中心在市场交易公告中发布。

供需比 G 计算公式如下：

售电方有效申报电量总和为

$$Q_{S\max} = \sum_{n=1}^{n=n} Q_S(n)$$

其中， n 为售电方申报家数。

购电方有效申报电量总和为

$$Q_{D\max} = \sum_{m=1}^{m=m} Q_D(m)$$

其中， m 为购电方申报家数。

供需比系数 G 为

$$G = Q_{S\max} / Q_{D\max}$$

报价差值系数 K_2 为

$$K_2=1/(G+1)$$

考虑火电企业（含燃煤、燃气发电企业）边际成本受制于煤炭价格等因素，且变化较大，因此明确无火电企业参与的省间交易， $K_2=0.5$ 。

明确有火电企业参与的省间交易，根据目前省间电力中长期交易的发展现状和实践经验，当供需比 $G \leq 3$ 时， $K_2=0.5$ ；当供需比 $G > 3$ 时， K_2 按照供需比确定。

当购电方报价大于售电方报价时，有

$$P_{\text{购电方报价}} > P_{\text{售电方报价}}$$

成交价格 P_D 、 P_S 分别为：

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

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

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) 当折算后的购电方报价等于折算后的售电方报价，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。

当购电方报价等于售电方报价时，有

$$P_{\text{购电方报价}} = P_{\text{售电方报价}}$$

成交价格 P_D 、 P_S 分别为：

$$P_S = P_D = P_{\text{购电方报价}} = P_{\text{售电方报价}}$$

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)均已成交或折算后的购电方报价低于折算后的售电方报价为止。
8. 针对每一个交易对的成交价格及交易关口,考虑输配电价(含网损)和政府基金后折算出每一个交易对双方的购电方出清价格和售电方出清价格。

4.2.3 滚动撮合交易

1. 滚动撮合交易是指在规定的交易起止时间内,市场主体随时提交购电或售电信息,电力交易平台按时间优先、价格优先的原则进行滚动的撮合成交。
2. 在滚动撮合交易中可按典型或历史交易曲线分解交易电量。
3. 电力交易平台根据细则滚动进行市场出清,匹配出清算算法计算流程:
 - (1) 申报截止后,电力交易机构根据交易公告,将发电企业、电力用户、售电公司、电网企业申报的购电价格,售电价格,考虑输配电价(含网损)、政府基金及附加后统一折算到约定的(送出、落地侧)交易关口,形成折算后的购电方报价和售电方报价;
 - (2) 购电方匹配出清,当折算后的购电方报价大于折算后的售电方报价,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已在场内的报价确定。若购电方申报电量部分成交，则剩余电量继续作为挂牌电量进入场内等待出清；若售电方申报电量部分成交，则剩余电量继续作为挂牌电量等待出清；

(3) 售电方匹配出清，当折算后的售电方报价小于折算后的购电方报价，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来确定。若售电方申报电量部分成交，则剩余电量继续作为挂牌电量进入场内等待出清；若购电方申报电量部分成交，则剩余电量继续作为挂牌电量等待出清；

(4) 该过程可匹配单一购（售）电方对应多个售（购）电方的多个申报电量。未成交电量可在双挂双摘阶段结束前撤销、重新申报；

(5) 报价双挂双摘阶段结束后可根据交易组织情况开启补充定点摘牌，购售双方对剩余挂牌电量直接摘牌。购售双方不挂牌仅摘牌，已挂牌电量不可撤销，各自可摘牌电量为其剩余电量。

4.2.4 挂牌交易

1. 挂牌交易是市场主体通过电力交易平台，提出购电、售电或合同的分时段的电能量（含电力曲线）和价格等申请信息，由电力交易机构出清，经电力调度机构安全校核后，形成挂牌交易结果。
2. 挂牌交易需要明确交易曲线或曲线的形成方式，可按典型或历史

交易曲线分解交易电量。

3. 挂牌交易启动后，参与挂牌交易的市场主体在规定的时段内按照交易公告约定的交易要素挂牌和摘牌。在挂牌交易期间，挂牌主体完成挂牌操作后，摘牌主体进行摘牌。
4. 单一市场主体摘牌电量或最大电力不得超过挂牌交易上限。
5. 参与挂牌交易的市场主体原则上按照时间优先进行出清，具体以交易公告为准。
6. 根据市场供需情况和市场主体需求，挂牌交易可与集中竞价交易一并组织。

5 交易基本要求

5.1 概述

1. 按照电力交易期限分为多年、年、多月、月、月内交易等针对不同时间段的电能量交易。一般按照年度、月度、月内交易时序开展。
2. 多年交易电量及电力曲线须分解到年度，年度、多月交易电量及电力曲线须分解到月及日，月度、月内交易电量及电力曲线须分解到日。
3. 允许售电公司代理电力用户参加市场交易，符合省间市场准入条件的电力用户在同一时期内可直接或委托一家符合省间市场准入条件的售电公司参与省间交易。
4. 已经达成的交易合同，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回购、转让或者置换。可再生能源省间交易合同转让，原则上只能在可再生能源机组之间开展。
5. 任何一次交易组织中（多年、年度、多月、月度及月内交易），同一市场主体不能同时开展购电和售电交易，只能二者选其一，鼓励有关市场主体签订3年以上的省间交易合同。
6. 经政府有关部门授权或许可，北京电力交易中心可制定电能量交易标准化合约，确定合同的交割时间、方式、电量、电力曲线或曲线形成原则。
7. 市场主体按照自主自愿、协商一致原则对交易合同相关条款进行修改或补充，购、售双方须分解至电力曲线签订交易合同。

8. 交易组织按照“省间交易作为省内交易边界”的原则，先落实优先发电计划，再利用富余空间组织省间市场化交易。
9. 原则上，交易公告发布至少 1 个工作日后组织相关交易。
10. 细则中的交易组织时间为建议时间，具体时间以交易公告为准。
11. 电力交易机构负责交易电力电量的分解工作，最终的电力曲线经电力调度机构安全校核后执行。
12. 交易执行过程中，若遇电价政策调整，按国家有关文件要求执行；若遇购、售电地区政府部门签订政府间协议或对交易价格、交易对象、交易方式等提出进一步要求，且本交易在约束范围内，原则上按政府间文件有关要求执行。
13. 各类由电力交易平台出清的双边协商、集中交易结果按照电力交易中心与电力调度机构约定的市场关门时间，一并提供进行安全校核。
14. 北京电力交易中心分类汇总执行日之前的所有省间交易合同电量及电力曲线并推送至国调中心。推送时间统筹考虑生产计划安排所需时间。
15. 原则上，省间交易电力曲线须被物理执行。
16. 省间输电通道新投产配套电源，由北京电力交易中心组织与受端省签订合同，协定调试期内送电电量、电力曲线及价格，经安全校核后组织送电。

5.2 交易组织时序

5.2.1 年度交易组织时序

1. 电力调度机构依据国家行业标准确定相关通道在年度交易中的可用比例。
2. 落实省间优先发电电量。落实国家能源战略，确保清洁能源优先消纳，确定省间送受电中的国家计划的省间年度优先发电计划，国家计划分配的电量由各省市区按国家政策执行。优先发电计划须分解至电力曲线，在输电通道中优先予以安排。
3. 以省间优先发电计划及考虑月度交易规模作为边界，开展年度双边协商交易、集中交易，市场主体须签订电力曲线合同。原则上，政府间协议优先其他市场化交易组织。
4. 省间年度交易一般先于省内年度交易开展，市场主体均可自愿选择参与。
5. 年度合同转让交易随年度（电能量）交易一并开展。
6. 各类交易通过安全校核后，北京电力交易中心汇总发布年度市场化交易结果，发布信息中应包括年度汇总后的交易结果和分项交易结果，并组织签订交易合同。
7. 电力调度机构应合理安排电网运行方式，保障交易结果的执行。

5.2.2 月度交易组织时序

1. 电力调度机构合理确定相关通道在月度交易中的可用比例。
2. 优先发电计划合同调整。根据实际情况，在通道富余能力基础上，

相关市场主体通过电力交易平台对年度优先发电计划按月分解电量及电力曲线进行调整并确认。也可通过合同交易或其他市场化方式对本交易分月电量进行调整，结果作为执行及偏差结算依据。

3. 以年度优先发电计划合同和年度市场化交易分月电量及电力曲线作为月度交易边界，开展月度双边协商和集中交易，市场主体须签订电力曲线合同。
4. 视市场交易情况，开展月度预挂牌交易，主要以应急支援交易方式组织（参见 7.7.2）。
5. 原则上，月度、月内合同交易在月度、月内交易之前组织，或随月度、月内交易同时组织。
6. 年内其他交易组织参考月度交易组织方式。月内交易在当月视情况组织。
7. 原则上于每月最后 1 个工作日前，各类交易通过安全校核后，北京电力交易中心将本月市场化交易结果进行汇总并发布，发布信息中应包括月度汇总后的交易结果和分项交易结果。
8. 电力调度机构应合理安排电网运行方式，保障交易结果的执行。

6 年度交易组织

6.1 交易准备

1. 年度市场交易的标的物为次年的分月分时段的电能量，交易方式分为双边协商交易、集中交易两种，执行过程中可根据市场运营实际和市场主体需要自由选择，于每年年底组织开展下一年的年度市场交易。交易组织时间根据国家电力主管部门的要求需进行调整的，北京电力交易中心提前发布有关交易组织时间安排。
2. 每年 12 月第 1 周的最后 1 个工作日前，国调中心向北京电力交易中心提供以下信息，并通过电力交易平台发布：
 - (1) 次年主要输电设备停电检修计划（含国调中心直调发电机组，按照年度计划，分解到月、日）；
 - (2) 次年省间主要断面、各输电通道的输电限额及可用输电能力（分解到月、日）。
3. 每年 12 月第 1 周的最后 1 个工作日前，北京电力交易中心通过电力交易平台发布年度市场交易相关市场信息和交易公告，包括但不限于：
 - (1) 年度交易准入范围、各交易组织时间等；
 - (2) 集中竞价交易需发布集中竞价系数。
4. 每年 12 月第 1 周的最后 1 个工作日前，电网企业通过电力交易平台发布交易输电价格方案。
5. 北京电力交易中心根据调度机构提供的关键通道年度可用传输容量，考虑实际情况分通道或集中组织年度交易，形成交易结果。

年度电力中长期交易全部完成后，汇总每类交易的交易结果，提交电力调度机构统一进行安全校核。

6. 北京电力交易中心在年度交易结束后，应当根据经安全校核后的交易结果，将年度市场交易结果进行汇总并发布，发布信息中应包括年度汇总后的交易结果和分项交易结果。

6.2 优先发电计划合同签订

1. 在发布年度市场交易相关市场信息和交易公告之前，开展年度优先发电计划合同签订工作，组织时间为3个工作日。
2. 按照国家计划及有关政策规定，由相关市场主体在规定时间内通过电力交易平台完成年度优先发电合同的签订工作，由北京电力交易中心与年度市场化交易一并提交国调中心进行安全校核。
3. 相关电网企业应遵循以下规定：
 - (1) 应确定优先发电电量规模，结合电网安全、供需形势、电源结构等，科学安排可再生能源优先发电；
 - (2) 应明确年度电量规模及送受电曲线、交易价格等，纳入送、受电省优先发电计划，并优先安排输电通道。
4. 原则上，年度合同转让交易为优先发电的全部或部分电量、电力转让给合同之外的第三方的交易。

6.3 年度双边协商交易

1. 参加年度双边协商交易的市场主体包括准入的发电企业、电力用户、售电公司、电网企业，主要开展电力直接交易、省间外送交

易、合同转让交易。

2. 北京电力交易中心通过电力交易平台发布年度双边协商交易公告。市场主体经过双边协商分别形成年度电力直接交易、年度省间外送交易、年度双边合同转让交易（针对此前已签订合同的交易，下同）等的意向，并在交易平台进行申报及确认。
3. 年度双边协商交易申报时间原则上不超过1个工作日。
4. 北京电力交易中心于3个工作日内，依据发电机组能力、允许交易电量上限和通道输电能力对年度双边协商交易意向进行审核，审核不通过则反馈相关市场主体。审核通过后汇总、出清，形成年度双边协商交易结果，并通过电力交易平台进行发布。
5. 北京电力交易中心在发布交易结果同时，将交易结果在市场关门时间之前提交至国调中心与其他年度交易一并进行安全校核。
6. 国调中心原则上于5个工作日内完成年度电力中长期交易的安全校核，并将校核结果返回至北京电力交易中心。
7. 在交易结果超过通道可用容量限制时，由北京电力交易中心按照“可再生能源优先、节能环保优先”的顺序进行逆序调减；优先级相同时，按照“时间优先”的顺序逆序调减；当以上条件均相同时，按照申报电量等比例调减，直至通过安全校核。交易公告约定各能源类型占比的，调减时应统筹考虑。
8. 安全校核通过后，北京电力交易中心于1个工作日内发布年度安全校核后的双边协商交易结果。发布内容包括但不限于：
 - （1）各市场主体达成的交易结果；
 - （2）安全校核情况、电量调减有关信息和简要原因。

9. 市场主体对安全校核后的交易结果有异议的，应当在结果发布 1 个工作日内向北京电力交易中心提出质疑，由北京电力交易中心会同国调中心在 1 个工作日内给予解释，市场主体仍有异议的，可申请国家有关部门指定第三方机构进行复核；市场主体对交易结果无异议的，应当在结果发布 1 个工作日内通过电力交易平台返回成交确认信息，逾期不返回视为无意见。
10. 交易结果确认后，由电力交易平台自动生成年度双边协商交易合同。
11. 安全校核由国调中心组织有关调控分中心协同开展。

6.4 年度集中竞价交易

1. 年度集中竞价交易申报时间原则上不超过 2 个工作日。
2. 年度集中竞价交易原则上应分月申报、分月成交。
3. 购电方、售电方通过电力交易平台申报电量和价格，可分段申报电量、价格（具体申报区间在交易公告中明确），售电方市场主体还需考虑其完成年度合同电量后的交易空间，不得超过其自身发电能力或允许交易电量上限。
4. 市场主体以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。
5. 北京电力交易中心于 2 个工作日内，依据发电机组能力、允许交易电量上限和通道输电能力等对年度集中竞价交易意向进行出清，形成年度集中竞价交易结果，并通过电力交易平台进行发布。
6. 北京电力交易中心在发布交易结果同时，将交易结果在市场关门时间之前提交至国调中心与其他年度交易一并进行安全校核。

7. 国调中心原则上于5个工作日内完成年度各类交易的安全校核，并将校核结果返回至北京电力交易中心。
8. 安全校核未通过时，由北京电力交易中心按照交易执行优先级逆序调减成交结果，直至通过安全校核。
9. 当某笔集中竞价交易需调减交易电量时，由北京电力交易中心按照“价格优先、可再生能源优先、节能环保优先”的顺序逆序调减；当以上条件均相同时，按照申报电量等比例调减。调减后重新出清边际价格。交易公告约定各能源类型占比的，调减时应统筹考虑。
10. 安全校核通过后，北京电力交易中心于1个工作日内发布年度安全校核后的集中竞价交易结果。发布内容包括但不限于：
 - (1) 各市场主体达成的交易结果；
 - (2) 安全校核情况、电量调减有关信息和简要原因。
11. 市场主体对安全校核后的交易结果有异议的，应当在结果发布1个工作日内向北京电力交易中心提出质疑，由北京电力交易中心会同国调中心在1个工作日内给予解释，市场主体仍有异议的，可申请国家有关部门指定第三方进行复核；市场主体对交易结果无异议的，应当在结果发布1个工作日内通过电力交易平台返回成交确认信息，逾期不返回视为无意见。
12. 交易结果确认后，由电力交易平台自动生成年度集中竞价交易合同。
13. 安全校核由国调中心组织有关调控分中心协同开展。

6.5 年度挂牌交易

1. 根据市场交易情况，由北京电力交易中心统一组织年度挂牌交易，根据剩余通道输电能力，确定挂牌交易总量上限(分解到月)。
2. 在交易开市 24 小时前，由北京电力交易中心发布挂牌交易公告，并在下 1 个工作日内完成挂牌交易的组织流程。
3. 年度挂牌交易可分月申报、分月成交。
4. 挂牌市场主体通过电力交易平台挂牌，按照规定格式申报购、售电需求，包括电量、曲线及价格、违约电量赔偿标准等信息。
5. 在挂牌交易期间，挂牌市场主体完成挂牌操作后，摘牌市场主体进行摘牌。原则上，如果同一笔挂牌意向被多个市场主体摘牌，原则上按照摘牌“时间优先”原则依序形成交易合同；开始申报后一定时间内摘牌，视为时间优先级相同，具体时间规定以交易公告为准；若时间优先级相同，原则上按申报电量等比例分配交易电量。
6. 挂牌市场主体申报总电量或电力不得超过剩余通道能力或其他约束下挂牌要求，摘牌市场主体不得超过其自身发电/消纳能力或允许交易电量上限摘牌。
7. 挂牌交易闭市后，北京电力交易中心于 2 个工作日内，依据发电机组能力、允许交易电量上限等对年度挂牌交易意向进行审核并调整，汇总形成年度挂牌交易结果，并通过电力交易平台进行发布。
8. 北京电力交易中心在发布交易结果同时，将交易结果在市场关门时间之前提交至国调中心与其他年度交易一并进行安全校核。

9. 国调中心原则上于5个工作日内完成年度各类交易的安全校核，并将校核结果返回至北京电力交易中心。
10. 安全校核未通过时，由北京电力交易中心按照交易执行优先级逆序调减交易结果，直至通过安全校核。
11. 当某笔挂牌交易需调减售电方申报电量时，由北京电力交易中心按照“可再生能源优先、节能环保优先”的顺序逆序调减；优先级相同时，按照“时间优先”的顺序逆序调减；当以上条件均相同时，按照申报电量等比例调减；交易公告约定各能源类型固定占比的，按比例申报电量等比例调减。
12. 安全校核通过后，北京电力交易中心于1个工作日内发布年度安全校核后的挂牌交易结果。发布内容包括但不限于：
 - (1) 各市场主体达成的交易结果；
 - (2) 安全校核情况、电量调减有关信息和简要原因。
13. 市场主体对安全校核后的交易结果有异议的，应当在结果发布1个工作日内向北京电力交易中心提出质疑，由北京电力交易中心会同国调中心在1个工作日内给予解释，市场主体仍有异议的，可申请国家有关部门指定第三方进行复核；市场主体对交易结果无异议的，应当在结果发布1个工作日内通过电力交易平台返回成交确认信息，逾期不返回视为无意见。
14. 交易结果确认后，由电力交易平台自动生成年度挂牌交易合同。
15. 安全校核由国调中心组织有关调控分中心协同开展。
16. 年度挂牌交易可随年度集中竞价交易一并组织。

7 月度交易组织

7.1 交易准备

1. 月度交易的标的物为次月分时段的电能量，一般分为双边协商、集中交易方式。原则上，在未开展现货市场的省间交易中，根据市场运营实际和市场主体需求，可开展月度预挂牌交易。
2. 每月第2周最后1个工作日前，国调中心向北京电力交易中心提供以下信息，并通过电力交易平台发布：
 - (1) 次月主要输电设备停电检修计划（含国调中心直调发电机组，分解到日）；
 - (2) 次月省间主要断面、各输电通道的输电限额及可用输电能力（分解到日）。
3. 每月第2周最后1个工作日前，北京电力交易中心通过电力交易平台发布次月市场信息和交易公告，包括但不限于：
 - (1) 交易准入范围、各交易组织时间等；
 - (2) 集中竞价交易需发布集中竞价系数。
4. 每月第2周最后1个工作日前，电网企业通过交易平台发布交易输电价格方案。
5. 月度交易开市前，相关市场主体可参与合同转让、合同回购、合同置换交易。原则上，合同转让交易只能对次月及后续月份的年度（多月）交易合同分解电量及电力曲线进行转让。
6. 年度中长期交易分月电量及电力曲线及月度各类交易须同时进行安全校核。

7. 每年1月的月度市场交易组织，可同上年底开展的次年年度市场交易组织同步进行。
8. 北京电力交易中心根据电力调度机构提供的关键通道月度可用传输容量，根据实际情况分通道或集中组织月度交易，形成交易结果。在月度交易结束后，汇总每类交易的交易结果，提交电力调度机构统一进行安全校核。根据经安全校核后的交易结果，将本月年度交易分月和月度各类交易结果进行汇总并发布，发布信息中应包括月度汇总安全校核后的交易结果和分项交易结果。

7.2 年度优先发电计划调整及确认

1. 每月第2周，组织年度优先发电计划合同在次月合同调整及确认，原则上不超过2个工作日。
2. 根据实际情况，在通道富余能力基础上，相关市场主体通过电力交易平台对年度优先发电计划合同按月分解电量及电力曲线进行调整并确认。也可通过合同交易或其他市场化方式对本交易分月电量进行调整，结果作为执行及偏差考核依据，但不能影响同一通道其他已达成的交易结果。
3. 优先发电计划合同价格执行政府定价。国家价格政策有调整的，或根据购售双方通过交易达成的，按有关政策或交易结果执行。
4. 调整结果经安全校核后，由北京电力交易中心同月度交易成交结果一并发布。

7.3 月度双边协商交易

7.3.1 交易机制

1. 每月第3周，月度双边协商交易开市。月度双边协商交易申报时间原则上不超过1个工作日。
2. 北京电力交易中心通过电力交易平台发布月度双边协商交易公告。市场主体经过双边协商分别形成月度电力直接交易、年度双边合同交易等意向。并在交易平台进行申报及确认，月度双边协商交易申报时间原则上不超过1个工作日。
3. 北京电力交易中心于1个工作日内，依据发电机组能力、允许交易电量上限和通道输电能力对月度双边协商交易意向进行审核，审核不通过则反馈相关市场主体。审核通过后形成交易结果，并通过交易平台进行发布。
4. 北京电力交易中心在发布交易结果的同时，将交易结果在市场关门时间之前提交至国调中心与其他月度交易一并进行安全校核。
5. 国调中心原则上于2个工作日内完成月度各类交易的安全校核，并将校核结果返回至北京电力交易中心。
6. 安全校核未通过时，由北京电力交易中心按照“可再生能源优先、节能环保优先”的顺序逆序调减；优先级相同时，按照“时间优先”的顺序逆序调减；当以上条件均相同时，按照申报电量等比例调减。交易公告约定各能源类型占比的，调减时应统筹考虑。
7. 安全校核通过后，北京电力交易中心于1个工作日内发布月度安全校核后的双边协商交易结果。发布内容包括但不限于：

- (1) 各市场主体达成的交易结果;
 - (2) 安全校核情况、电量调减有关信息和简要原因。
8. 市场主体对安全校核后的交易结果有异议的,应当在结果发布 1 个工作日内向北京电力交易中心提出质疑,由北京电力交易中心会同国调中心在 1 个工作日内给予解释,市场主体仍有异议的,可申请国家有关部门指定第三方进行复核;市场主体对交易结果无异议的,应当在结果发布 1 个工作日内通过电力交易平台返回成交确认信息,逾期不返回视为无意见。
 9. 交易达成后,由电力交易平台自动生成月度双边协商交易合同。
 10. 安全校核由国调中心组织有关调控分中心协同开展。

7.3.2 合同转让交易

1. 月度合同转让交易意向可在月度双边协商交易之前组织,也可一并组织。
2. 经原合同方协商一致,合同转让交易中合同出让方(原合同购电方或售电方,下同)通过电力交易平台申报拟出让电力曲线及价格等信息,可约定转让诉求、谅解协议等补充条款,合同受让方进行确认。
3. 发电权交易应当遵循购售双方的意愿,原则上鼓励清洁、高效机组替代低效机组发电。
4. 其他规定同 7.3.1。

7.3.3 合同回购交易

1. 月度合同回购交易意向可在月度双边协商交易之前组织，也可一并组织。
2. 原合同方经过双边协商形成月度合同回购意向，原合同一方通过电力交易平台申报拟回购或回退（原合同售电方发起则为回购，原合同售电方发起则为回退）电力曲线、补偿价格等信息，原合同另一方进行确认。
3. 其他规定同 7.3.1。

7.3.4 合同置换交易

1. 月度合同置换交易可在月度双边协商交易之前组织，也可一并组织。
2. 原合同方经过双边协商形成月度合同置换意向，原合同一方通过电力交易平台申报合同置换电力曲线等信息，原合同另一方进行确认。
3. 其他规定同 7.3.1。

7.4 月度集中竞价交易

7.4.1 交易机制

1. 一般情况下，月度双边交易申报完毕后，开展月度集中竞价交易。每笔集中竞价交易申报时间原则上不超过 2 个工作日。
2. 月度集中竞价交易可分时段申报，分时段出清及成交。

3. 购电方、售电方通过电力交易平台开展集中竞价交易，申报电量、电力曲线、价格，市场主体以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。
4. 采用边际电价法或报价撮合法计算出清。参与交易市场主体还需考虑其完成月度合同电量后的交易空间，不得超过其自身发电（或消纳）能力上限。有关要求以具体交易公告为准。
5. 同一地区同一投资主体（含关联企业）所属的售电公司，月度集中竞争交易申报电量不应超过月度集中竞争交易总量的 15%。
6. 售电公司应申报参与省间交易的次月用电需求。有关要求以具体交易公告为准。
7. 一般情况下，北京电力交易中心在发布交易结果同时，将交易结果在月度市场关门时间之前提交至国调中心与其他月度交易一并进行安全校核。
8. 国调中心原则上于 2 个工作日内完成月度各类交易的安全校核，并将校核结果返回至北京电力交易中心。
9. 安全校核未通过时，由北京电力交易中心按照交易执行优先级逆序调减交易结果，直至通过安全校核。
10. 当某笔集中竞价交易需调减交易电量时，由北京电力交易中心按照“价格优先、可再生能源优先、节能环保优先”的顺序逆序调减；当以上条件均相同时，按照申报电量等比例调减。交易公告约定各能源类型占比的，调减时应统筹考虑。调减后重新计算并出清边际价格。
11. 安全校核通过后，北京电力交易中心于 1 个工作日内发布月度安

全校核后的集中竞价交易结果。发布内容包括但不限于：

(1) 各市场主体达成的交易结果。

(2) 安全校核情况、电量调减有关信息和简要原因。

12. 市场主体对安全校核后的交易结果有异议的，应当在结果发布 1 个工作日内向北京电力交易中心提出质疑，由北京电力交易中心会同国调中心在 1 个工作日内给予解释，市场主体仍有异议的，可申请国家有关部门指定第三方进行复核；市场主体对交易结果无异议的，应当在结果发布 1 个工作日内通过电力交易平台返回成交确认信息，逾期不返回视为无意见。
13. 安全校核由国调中心组织有关调控分中心协同开展。

7.4.2 合同转让交易（集中竞价）

1. 一般情况下，月度合同转让交易可在月度集中竞价交易之前组织。
2. 已生效的交易合同中购、售电方的电量、电力曲线等可进行转让，合同出让方（转让已生效合同）、合同受让方通过电力交易平台开展集中竞价交易，申报电量、电力曲线、价格，以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。采用边际电价法或报价撮合法计算出清。参与交易市场主体还需考虑其完成月度合同电量后的交易空间，不得超过其自身发电（或消纳）能力上限。有关要求以具体交易公告为准。
3. 其他规定同 7.4.1。

7.5 月度滚动撮合交易

1. 根据市场交易情况，由北京电力交易中心统一组织月度滚动撮合交易，根据剩余通道输电能力确定滚动撮合交易上限。
2. 由北京电力交易中心发布滚动撮合交易公告，并于下1个工作日内完成滚动撮合交易的组织流程。
3. 滚动撮合交易匹配出清算法计算流程见4.2.3。
4. 参与交易市场主体还需考虑其完成月度合同电量后的交易空间，不得超过其自身发电（或消纳）能力上限。有关要求以具体交易公告为准。
5. 一般情况下，北京电力交易中心在发布交易结果的同时，将交易结果在市场关门时间之前提交至国调中心与其他月内交易一并进行安全校核。
6. 国调中心原则上于2个工作日内完成月度各类交易的安全校核，并将校核结果返回至北京电力交易中心。
7. 安全校核未通过时，由北京电力交易中心按照交易优先级逆序调减交易结果，直至通过安全校核。
8. 当滚动撮合交易需调减交易电量时，由北京电力交易中心按照交易滚动撮合匹配出清顺序逆序调减；当以上条件均相同时，按照有效申报电量等比例调减。交易公告约定各能源类型占比的，调减时应统筹考虑。
9. 安全校核通过后，北京电力交易中心于1个工作日内发布月内滚动撮合交易结果。发布内容包括但不限于：
 - （1）各市场主体达成的交易结果；

- (2) 安全校核情况、电量调减有关信息和简要原因。
10. 市场主体对安全校核后的交易结果有异议的，应当在结果发布 1 个工作日内向北京电力交易中心提出质疑，由北京电力交易中心会同省电力调度机构在 1 个工作日内给予解释，市场主体仍有异议的，可申请国家有关部门指定第三方进行复核；市场主体对交易结果无异议的，应当在结果发布 1 个工作日内通过电力交易平台返回成交确认信息，逾期不返回视为无意见。
 11. 交易达成后，由电力交易平台自动生成月度双边协商交易合同。
 12. 安全校核由国调中心组织有关调控分中心协同开展。

7.6 月度挂牌交易

7.6.1 交易机制

1. 根据市场交易情况，由北京电力交易中心统一组织月度挂牌交易，根据剩余通道输电能力确定挂牌交易上限。
2. 一般情况下，月度挂牌交易可随集中竞价交易同时开展，每笔挂牌交易申报时间原则上不超过 1 个工作日。
3. 购电方、售电方通过电力交易平台开展挂牌交易。首先挂牌市场主体挂牌，按照规定格式申报购、售电需求，包括电力曲线及价格。挂牌市场主体完成挂牌操作后，摘牌市场主体进行摘牌。原则上，如果同一笔挂牌意向被多个市场主体摘牌，按照摘牌“时间优先”原则依序形成交易合同；开始申报后一定时间内摘牌，视为时间优先级相同，具体时间规定以交易公告为准；若时间优先级相同，原则上按申报电量等比例分配交易电量。

4. 挂牌市场主体申报总曲线或电量不得超过剩余通道能力或其他约束下挂牌要求，摘牌市场主体不得超过其自身发电（消纳）能力或允许交易电量上限摘牌。有关要求以具体交易公告为准。
5. 挂牌交易闭市后，北京电力交易中心依据发电机组能力、允许交易电量上限等对月度挂牌交易意向进行审核并调整，汇总形成月度挂牌交易结果，并通过电力交易平台进行发布。
6. 一般情况下，北京电力交易中心在发布交易结果同时，将交易结果在月度市场关门时间之前提交至国调中心与其他月度交易一并并进行安全校核。
7. 国调中心原则上于2个工作日内完成月度各类交易的安全校核，并将校核结果返回至北京电力交易中心。
8. 安全校核未通过时，由北京电力交易中心按照交易优先级逆序调减交易结果，直至通过安全校核。
9. 当某笔挂牌交易需调减售电方申报电量时，由北京电力交易中心按照“可再生能源优先、节能环保优先”的顺序逆序调减；优先级相同时，按照“时间优先”的顺序逆序调减；当以上条件均相同时，按照申报电量等比例调减。交易公告约定各能源类型占比的，调减时应统筹考虑。
10. 安全校核通过后，北京电力交易中心于1个工作日内发布月度安全校核后的挂牌交易结果。发布内容包括但不限于：
 - （1）各市场主体达成的交易结果；
 - （2）安全校核情况、电量调减有关信息和简要原因。
11. 市场主体对安全校核后的交易结果有异议的，应当在结果发布1

个工作日内向北京电力交易中心提出质疑，由北京电力交易中心会同省电力调度机构在 1 个工作日内给予解释，市场主体仍有异议的，可申请国家有关部门指定第三方进行复核；市场主体对交易结果无异议的，应当在结果发布 1 个工作日内通过电力交易平台返回成交确认信息，逾期不返回视为无意见。

12. 交易达成后，由电力交易平台自动生成年度挂牌交易合同。
13. 安全校核由国调中心组织有关调控分中心协同开展。

7.6.2 合同转让交易（挂牌）

1. 一般情况下，月度合同转让交易意向可在月度挂牌交易之前申报。
2. 已生效的交易合同中购、售电方的电量、电力曲线等可进行转让，合同出让方和受让方市场主体通过电力交易平台挂牌，按照规定格式申报拟出（受）让电量及电力曲线和价格等信息，可约定违约赔偿、谅解协议等补充条款。挂牌完毕后，另一方摘牌。
3. 原则上，发电企业售电合同转让应在单位能耗相同的机组间开展，或可由单位能耗高的机组向单位能耗低的机组转让，鼓励火电企业售电合同转让至清洁能源发电企业
4. 其他规定同 7.6.1。

7.7 月度预挂牌交易

7.7.1 交易机制

1. 未开展现货市场的省间交易中，一般情况下在月度双边、集中竞价、挂牌等交易申报完毕后，各类型机组可视情况开展月度预挂牌交易，原则上于1个工作日内完成。
2. 月度预挂牌交易开市后，售电方和购电方通过电力交易平台按需申报其次月交易价格及交易电量、电力上限。
3. 以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。
4. 购、售双方按照申报价格排序，购电方按照申报价格由高到低排序，售电方按照申报价格由低到高排序，分别形成优先中标序列。或每个购电方分别面向售电方进行预挂牌，形成购电方按照申报价格由高到低中标序列。
5. 北京电力交易中心于申报结束后当日，对预挂牌交易申报信息进行封存，并提交至国调中心用于月内实际调度执行。
6. 国调中心在月度交易执行时，基于预挂牌所形成的优先中标序列，在满足安全校核的基础上，分别调度相应发电机组。
7. 月度预挂牌交易执行完毕后，国调中心将预挂牌执行结果反馈至北京电力交易中心发布。
8. 北京电力交易中心根据实际的调度结果匹配形成市场化的交易合同，于执行完毕后按月结算。
9. 其他交易时序及交易流程同前述交易组织。

7.7.2 应急支援交易

1. 当预期出现电力供需不平衡等紧急事项时，由北京电力交易中心在月度或月内按需组织开展应急支援交易。
2. 应急支援交易首先保障电网安全，其次尽量不影响其他月度交易合同执行，交易组织过程中产生的偏差电量不予考核。主要采用预挂牌的方式组织。
3. 应急支援交易必须在确保各级电网安全稳定运行的前提下执行。
4. 应急支援交易组织流程：
 - (1) 北京电力交易中心发布交易电量需求预测，应急支援交易开市。在 1 个工作日内，通过电力交易平台，售电方申报售电量和售电价格，购电方申报购电价格；
 - (2) 以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报；
 - (3) 北京电力交易中心于申报结束后当日，对预挂牌交易申报信息进行封存，并提交至国调中心用于月内实际调度执行；
 - (4) 国调中心在月度交易执行时，在满足安全校核的基础上，根据实际发生的紧急情况，分别调度相应发电机组；
 - (5) 月度交易执行完毕后，国调中心将预挂牌执行结果反馈至北京电力交易中心进行信息公布；
 - (6) 北京电力交易中心根据实际的调度结果匹配形成标准化的交易合约，于月后一并结算。
5. 对于已经形成的应急支援交易，在月内没有出现电力供需不平衡等紧急事项时，该合同自动失效。
6. 当紧急情况发生时，未开展应急支援交易或购售价格未达成一

致，可由国调中心及其分中心按照对缓解紧急情况的原则调控相关发电机组。售电方上网价格为紧急支援时段本地承担紧急支援发电任务机组的标杆上网电价，购电方价格为售电方价格与输配电价格（含网损）、政府性基金和附加总和，并以购电方本地燃煤发电机组标杆上网电价的 1.2 倍为上限。

7. 其他规定同 7.7.1。

8 月内交易组织

1. 月内市场交易方式为集中交易。原则上在未开展现货市场的省间交易中，根据市场运营实际和市场主体需求，可开展月内预挂牌交易。
2. 月度交易结果发布后，国调中心及其分中心应向北京电力交易中心提供月内交易周期内关键通道输电能力。
3. 优先发电计划月内调整及确认。相关市场主体可对月内未执行的电量进行调整，对调整电量及曲线在通道富余能力基础上协商确定。相关市场主体可在月前协商确定月内调整幅度，随月度合同调整或合同交易一并签订补充条款。原则上在调整幅度内的直接调整，已执行部分不作调整、影响同一通道其他已达成的交易结果的部分不作调整，以调整后的合同电量及曲线作为执行及考核基准，结果在平台发布。若采用合同交易等市场化方式达成交易结果的，执行市场交易结果。申请月内调整的，须按日期申请拟调整曲线及电量，提前5个工作日申请；盖章落款日期距申请日期不足5个工作日的，仅对5个工作日后的拟调整曲线及电量进行协商。
4. 月内交易开展电能量交易和合同交易，按预留调度机构安全校核时间后，根据市场需求组织。相关交易组织安排及要求以交易公告为准。
5. 交易组织方式主要有集中竞价、挂牌、滚动撮合等方式，相关交易机制和出清计算流程、争议处理等规定同月度交易。每笔交易申报时间原则上不超过1个工作日。

6. 国调中心原则上于2个工作日内完成月内各类交易的安全校核，并将校核结果返回至北京电力交易中心。

9 新能源相关交易

9.1 年度交易

9.1.1 新能源发电企业与电力用户的直接交易（双边协商）

1. 为了促进新能源省间消纳，新能源企业优先计划电量（按年度保障小时数确定的电量，下同）之外富余电量，新能源发电企业与电力用户的电力直接交易可通过双边协商方式开展。
2. 原则上，新能源发电企业与电力用户的年度直接交易应同年度双边协商交易一并开展。
3. 主要参与方为新能源发电企业与电网中的储热、储能、电采暖、蓄冷等电力用户，以及“煤改电”等电能替代用户（包括符合条件的自备电厂）。符合条件的电力用户、电能替代用户也可通过打包交易的方式参与。
4. 交易流程：
 - （1）新能源发电企业应在明确其优先发电计划月度分解的基础上，首先登录电力交易平台，按照规定格式录入分年、分月交易量（容量）、交易价格、交易时段等信息；
 - （2）电力用户、电能替代用户登录电力交易平台，确认交易量（容量）、交易时段、交易价格等新能源发电企业录入的信息；
 - （3）在交易申报时段内，以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报；

- (4) 由北京电力交易中心于闭市后 3 个工作日内,与年度双边协商交易一并完成汇总、审核,形成交易结果并提交至国调中心进行安全校核。
5. 交易合同确定后,与新能源发电企业进行电力直接交易的电力用户、电能替代用户须在合同约定的期限内用电。
6. 参与直接交易的新能源发电企业,在实际运行中具有对应时段、对应容量的优先消纳权。
7. 原则上,新能源发电企业的电力直接交易形成的合同为优先发电计划外电量,按照年度双边协商形成的价格结算。
8. 其他规定同 6.3.1。

9.1.2 新能源与常规能源发电企业的发电权交易

1. 新能源发电企业与常规能源发电企业的发电权交易视同合同转让交易,根据市场主体交易意向,由北京电力交易中心组织新能源发电企业与常规能源发电企业开展发电权交易。
2. 原则上,常规能源发电企业基数电量计划下达且购售电合同确立后,新能源发电企业与常规能源发电企业的年度发电权交易可同年度交易一并开展。
3. 双边协商交易:
 - (1) 常规能源发电企业根据已签订的合同,申报其转让电量、电力曲线及补偿意愿等;
 - (2) 新能源发电企业应在明确其优先发电计划月度分解电量及电力曲线的基础上,确认其替代发电电量、电力曲线;

- (3) 市场主体在规定时间内申报双边协商交易意向，以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报；
- (4) 由北京电力交易中心于闭市后 3 个工作日内，与年度双边协商交易一并完成汇总、审核，形成交易结果并提交国调中心进行安全校核；
- (5) 其他规定同 6.3.1。

4. 集中竞价交易：

- (1) 常规能源发电企业根据已签订的合同，申报其转让电量、电力曲线及价格等；
- (2) 新能源发电企业在明确其优先发电计划月度分解电量及电力曲线的基础上，申报其替代发电电量、电力曲线及价格；
- (3) 市场主体以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报，集中出清；
- (4) 由北京电力交易中心于闭市后 2 个工作日内，与年度集中竞价交易一并完成汇总、审核，形成交易结果提交国调中心进行安全校核；
- (5) 发电权交易一般采用报价撮合法：常规能源发电企业按照出让价格排序，价低者优先；新能源发电企业按照受让价格排序，价高者优先。按照常规能源发电企业和新能源发电企业的排序依次进行配对撮合，报价撮合出清方式见 4.2.2.2；
- (6) 其他规定同 6.4.1。

5. 挂牌交易：

- (1) 年度挂牌开市后，新能源发电企业和常规能源发电企业通过电力交易平台挂牌或摘牌；
- (2) 其他规定同 6.5.1。

9.2 月度交易

9.2.1 新能源发电企业与电力用户的直接交易（双边协商）

1. 在年度电力直接交易的基础上，为了进一步促进新能源省间消纳，开展新能源发电企业（包括电网企业代理新能源发电企业，下同）与电力用户的月度电力直接交易。
2. 原则上，新能源发电企业与电力用户的月度直接交易应同月度双边协商交易一并开展。
3. 主要参与方为新能源发电企业与电网中的储热、储能、电采暖、蓄冷等电力用户，以及“煤改电”等电能替代用户（包括符合条件的自备电厂）。符合条件的电力用户、电能替代用户也可通过打包交易的方式参与。
4. 交易流程：
 - (1) 新能源发电企业应在明确其优先发电计划及年度交易月度分解的基础上，首先登陆电力交易平台，按照规定格式录入其次月交易量（容量）、交易价格、交易时段等信息；
 - (2) 电力用户、电能替代用户登陆电力交易平台，确认交易量（容量）、交易价格、交易时段等新能源发电企业录入的信息；
 - (3) 在交易申报时段内，以申报截止前最后一次的有效申报作

为最终申报;

(4) 由北京电力交易中心于闭市后 1 个工作日内, 与月度双边协商交易一并完成汇总、审核, 形成交易结果并提交国调中心进行安全校核。

5. 交易合同确定后, 与新能源发电企业进行电力直接交易的电力用户、电能替代用户须按合同规定, 在交易时段用电。
6. 参与直接交易的新能源发电企业, 在实际运行中具有对应时段、对应容量的优先发电权。
7. 原则上, 新能源发电企业的电力直接交易形成的合同为优先发电计划外电量, 按照月度双边协商形成的价格结算。
8. 其他规定同 7.3.1。

9.2.2 新能源发电企业的预挂牌交易

1. 根据市场需求, 开展省间新能源预挂牌交易。
2. 原则上, 在新能源发电企业的省间月度双边协商、集中竞价等交易申报完毕后, 可视情况开展新能源预挂牌交易, 交易申报时间原则上为 1 个工作日。
3. 交易组织流程:
 - (1) 新能源发电企业申报其需要消纳弃风、弃光电量的交易时段、交易量(容量)与交易价格;
 - (2) 其他市场主体对应申报其预期消纳新能源的交易量(容量)与交易价格;
 - (3) 各省汇总申报结果, 按照申报价格排序, 新能源发电企业

按照售出电能量价格由低到高排序，其他市场主体按照购入价格由高到低排序，分别形成优先中标序列并封存；

(4) 在月内新能源消纳困难时段，国调中心应按照预挂牌的机组中标序列，在满足安全校核的基础上，以最大化新能源消纳为目标，分别调控相应发电机组；

(5) 根据实际的调用结果按月结算。

4. 机组调用方式：

(1) 优先调用。当输电通道有剩余容量、送电省新能源需要消纳、受电省有购电需求时，国调中心在保障电网安全运行的前提下，将送电省新能源按照优先中标序列依次调用，将前期形成的送电曲线进行相应抬升，直至高峰送电容量达到输电通道可用容量上限；

(2) 优先替代。当外送通道无剩余空间，新能源与国家计划送出的常规能源发生冲突时，为保障新能源消纳，国调中心可调减直调火电机组出力，调用中标序列中的省内新能源送出，新能源按照调用机组的申报价格结算，实现与常规能源的发电权替代。

5. 月度预挂牌交易执行完毕后，国调中心将预挂牌执行结果反馈至北京电力交易中心发布。

6. 其他规定同 7.7.1。

9.2.3 新能源与常规能源发电企业的发电权交易

1. 原则上，常规能源发电企业基数电量计划下达且购售电合同确立

后，新能源发电企业与常规能源发电企业的月度发电权交易意向随月度交易一并组织。

2. 双边协商交易：

- (1) 常规能源发电企业根据已签订的合同，申报其转让电量、电力曲线及价格等；
- (2) 新能源发电企业应在明确其优先发电计划（年度保障小时）及年度交易月度分解的基础上，确认其替代发电电量、电力曲线及价格；
- (3) 市场主体在规定时间内申报双边协商交易意向，以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报；
- (4) 由北京电力交易中心于闭市后 1 个工作日内，与月度双边协商交易一并完成汇总、审核，形成交易结果并提交国调中心进行安全校核；
- (5) 其他规定同 7.3.1。

3. 集中竞价交易：

- (1) 常规能源发电企业根据已签订的合同，申报其转让电量、电力曲线及价格；
- (2) 新能源发电企业在明确其优先发电计划月度分解的基础上，申报其次月替代发电电量、电力曲线及价格；
- (3) 市场主体在规定时间内申报集中竞价交易意向，以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报；
- (4) 由北京电力交易中心于闭市后 1 个工作日内，与月度集中竞价交易一并完成汇总、审核，形成交易结果并提交国调

中心进行安全校核；

(5) 发电权交易一般采用报价撮合法：常规能源发电企业按照出让价格排序，价低者优先；新能源发电企业按照受让价格排序，价高者优先；按照常规能源发电企业和新能源发电企业的排序依次进行配对撮合，报价撮合出清方式见 4.2.2.2；

(6) 其他规定同 7.4.1。

4. 挂牌交易：

(1) 年度挂牌开市后，新能源发电企业和常规能源发电企业通过电力交易平台挂牌或摘牌；

(2) 其他规定同 7.6.1。

9.3 月内交易

1. 原则上，新能源发电企业与常规能源发电企业的月内发电权交易按预留调度机构安全校核时间后，根据市场需求组织。
2. 新能源与常规能源发电企业月内发电权可按集中竞价、挂牌等方式组织，相关交易机制和出清计算流程、争议处理等规定同月度交易组织。

9.4 抽蓄电量交易

1. 为充分利用省间输电通道富余能力，挖掘抽蓄电站的调峰潜力，有效促进新能源消纳，可在月度、月内开展抽蓄电站富裕抽水电量省间试点交易。

2. 抽蓄电站的最大可交易富裕电量以抽蓄电站设计利用小时数扣除本省预计利用小时后得出，由调度机构测算本省抽蓄电站省内预计利用小时，抽蓄电站剩余能力参与省间交易，相关结果报当地政府部门备案。
3. 参与交易的市场成员包括：
 - (1) 售电方：送端电网内的水电、风电和太阳能等清洁能源发电企业；
 - (2) 购电方：抽蓄电站或其所在地的电网企业。
4. 交易组织方式分为双边协商、集中交易两种，相关交易机制和出清计算流程、争议处理等规定同月度交易组织。

10 价格机制

10.1 价格机制

1. 省间交易按照自愿参与的原则组织开展，购售双方通过市场化交易确定成交价格，第三方不得干预。
2. 跨区跨省优先发电计划和政府间协议价格应随着电量计划和政府定价的放开采取市场化定价方式，已建立市场化价格机制的执行现行价格机制。
3. 省间交易中购电省电网企业的购电价格由售电价格、输电价格、辅助服务费用和网损构成，购电省电力用户和售电公司还需缴纳本省输配电价。
4. 采用集中竞价交易方式时，对购电方报价可实行最高限价和最低限价，对售电方报价可实行最高限价和最低限价。最低限价和最高限价标准一般由政府有关部门核定后发布。
5. 省间输电通道的输电价格按照政府价格主管部门核定标准执行。
6. 省间交易输电损耗按照政府价格主管部门核定标准执行。

10.2 基金与附加

1. 电力用户（含委托电网企业、售电公司代理交易的电力用户）按照所在地方政府性基金和附加标准，缴纳政府征收的各项基金和附加，该费用由所在省（市、自治区）电网企业代收。
2. 省间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。

3. 参与省间交易的两部制电价市场主体，基本电价按现行标准执行。

10.3 回购、转让交易价格

1. 合同转让交易价格为合同或指标电量的出让或者受入价格，不得影响出让方原有合同的价格和结算关系，除非与原合同各方均达成一致。
2. 合同回购、转让交易的补偿价格按如下规定执行：
 - (1) 合同回购交易合同中的补偿价格可包括：发电环节、输电环节、网损变化等费用。被补偿对象、补偿价格、违约金标准等按国家有关规定执行或交易各方协商确定，并在合同中加以明确；
 - (2) 合同转让交易若不影响原合同其他方权益，可不协商补偿价格。若产生影响，则合同中的补偿价格包括：发电环节、输电环节、网损变化费用，被补偿对象、补偿价格和违约金标准按国家有关规定执行或由交易各方协商确定，并在合同中加以明确。

11 合同管理

11.1 合同类型

1. 按照交易期限, 交易合同可以分为多年交易合同、年度交易合同、多月交易合同、月度交易合同、月内交易合同等。
2. 按合同生成方式, 交易合同可以分为集中交易合同、双边协商交易合同、政府下达的公益性和调节性发用电计划(优先发用电)合同等。
3. 根据合同用途, 交易合同可以分为电能交易合同、回购交易合同、转让交易合同、置换交易合同、委托代理协议等。

11.2 合同形式

所有交易达成均形成合同, 电子合同与纸质合同具备同等效力。条件具备后, 所有合同均应通过电力交易平台生成签订电子合同。

11.3 合同内容

11.3.1 多年交易合同

1. 多年交易合同随国家计划、政府间协议和多年交易组织结果签订。合同内容须参照国家有关部门颁布的相关合同示范文本。
2. 依据多年交易组织结果签订的合同, 内容包括: 交易主体、交易时间、交易电量、交易电力、交易价格、输电通道、输电费用、交易计量、电量电费结算、不可抗力、争议解决、调整和违约、

特别约定等。

3. 多年交易年度补充合同签订，可根据电力供需形势变化，每年协商达成年度交易具体安排，作为多年交易合同的细化和落实。

11.3.2 年度交易合同

1. 年度交易合同随国家计划、政府间协议和多年交易组织结果签订。
2. 依据年度交易组织结果签订的合同，内容包括：交易主体、交易时间、交易电量、交易电力、交易价格、输电通道、输电费用、交易计量、电量电费结算、不可抗力、争议解决、调整和违约、特别约定等。
3. 年度交易合同中，明确分月交易电力曲线或分月交易电力曲线形成方式。
4. 年度合同转让交易合同依据交易结果和原合同约定签订。合同内容包括：转让交易主体、交易期限、转让电力、转让电量、交易价格、原转让方合同价格、补偿价格、交易计量、电量电费结算、特别约定等。原合同依旧有效条款在合同转让交易合同中可不重复。

11.3.3 月度及短期交易合同

1. 月度、月内交易合同随交易组织结果签订。
2. 合同回购交易依据交易结果和原合同约定签订。合同签订内容包括：回购交易主体、交易期限、回购电力、回购电量、补偿价格、

电量电费结算、特别约定等内容。原合同依旧有效条款在合同回购交易合同中可不重复。

3. 月度合同转让交易合同依据交易结果和原合同约定签订。合同内容包括：转让交易主体、交易期限、转让电力、转让电量、交易价格、补偿价格、交易计量、电量电费结算、特别约定等内容。原合同依旧有效条款在合同转让交易合同中可不重复。
4. 合同置换交易合同依据交易结果和原合同约定签订。合同内容包括：置换交易主体、交易期限、置换电力、置换电量、交易价格、补偿价格、交易计量、电量电费结算、特别约定等内容。原合同依旧有效条款在合同置换交易合同中可不重复。

11.3.4 委托合同

1. 发电企业委托电网企业代理参加省间电力交易的，双方须签订委托代理协议。合同期内，代理关系不得变更。
2. 委托代理协议内容应包括：发电企业委托电网企业参与交易的机组范围和容量、委托期限、委托电量和价格的范围、交易电量的分配原则、约束条件、争议解决、不可抗力、调整和违约、相关权利和义务等内容。

11.4 合同签订

1. 交易执行前，所有合同均应完成签约。具备电子合同签订条件后，应在交易结果确认后，由电力交易平台自动生成交易合同。
2. 多年交易年度补充合同，应随年度交易合同一并开展签订工作。

11.5 合同调整

1. 交易各方可根据电力供需形势变化，经协商一致，通过交易平台对交易合同中未发生的交易电量和分月安排等内容，在合同执行周期内通过合同转让、回购、置换等市场化方式进行调整；也可直接变更合同条款，各方对变更条款进行确认。
2. 对交易合同中的交易价格、交易期限等合同要素进行调整时，应签订相关调整变更协议，明确调整内容，经北京电力交易中心合规性校核和电力调度机构安全校核后执行。

11.6 合同解除

1. 根据国家法律法规的规定，交易合同需要解除的，按相关规定执行。
2. 交易各方协商一致，可以解除交易合同。合同解除时，须按照原交易合同形式，签订解除协议。合同解除后，已履行部分不再返还，尚未履行部分不再履行。

11.7 其他

1. 各类交易合同调整、解除应不违反法律、法规，不违反市场交易规则。
2. 若发生不可抗力，完全或部分地妨碍合同一方履行合同项下的任何义务，则该方可免除或延迟履行其义务，但法律另有规定的除外。必要时，可适当修改合同。

12 安全校核与交易执行

12.1 安全校核

1. 电力调度机构严格按照调度管辖范围开展中长期安全校核工作，对所出具的安全校核意见负责。各类交易必须通过电力调度机构安全校核，安全校核的主要内容包括：通道输电能力限制、电力电量平衡、机组发电能力限制、机组辅助服务限制等内容。
2. 省间交易安全校核由国调中心统一牵头，交易涉及的发、输、供各环节有关电力调度机构按照调度管辖范围分头开展安全校核，国调中心汇总各调度机构出具的安全校核意见形成最终的校核结论，提交至北京电力交易中心。
3. 京津唐电网内中长期安全校核由华北调控分中心统一组织，北京、天津、冀北调度按照调度管辖范围分头开展安全校核，华北调控分中心汇总形成统一意见，形成最终的校核结论，提交至北京电力交易中心。
4. 在各周期中长期交易开市前，国调中心及时向北京电力交易中心提供主要输电设备停电检修计划及省间主要断面、各输电通道的输电限额及可用输电能力。电力交易机构以各断面、各路径可用输电容量等为约束，对集中交易进行出清，并与同期组织的双边交易一并提交电力调度机构进行安全校核。安全校核结果发布后安排执行，未经安全校核通过的交易不予执行。
5. 电力中长期交易、合同（计划）调整和合同交易涉及电量、电力曲线变化时，必须经安全校核后方可生效。

6. 在省间辅助服务市场完全建立前,为保障系统整体备用和调频调峰能力,在各类市场交易开始前,相关电力调度机构可根据机组可调出力、检修天数、系统净负荷曲线以及电网约束情况,折算得到各机组的电力上限,并向相关电力交易机构提供信息。
7. 国调中心在各类市场交易开始前应按规定及时提供关键通道输电能力、关键设备停电检修计划等电网运行相关信息,由北京电力交易中心在信息披露中予以公布。
8. 安全校核在规定的期限内完成。相应调度机构需出具越限额度及原因,由北京电力交易中心予以公布。
9. 安全校核结果由国调中心技术支持系统在规定时间内自动推送至电力交易平台。

12.2 月度交易计划编制

1. 月度交易计划为年度合同分月、月度交易合同等合同的按月汇总。应包括交易曲线(电量及电力)、交易类型、交易时间、交易通道、计量关口等要素。北京电力交易中心在月度交易计划中明确输电通道上各项交易合同的执行顺序。电力调度机构应当合理安排电网运行方式并保障执行。
2. 市场主体对月度交易计划执行提出异议时,电力调度机构负责出具说明,电力交易机构负责公布相关信息。

12.3 月度交易计划执行

1. 原则上,跨区跨省交易合同在跨区跨省通道上应被物理执行。交

易执行优先级应与安全校核调减原则保持一致。

2. 电力系统发生紧急情况时，电力调度机构可基于安全优先、保供优先、清洁能源优先的原则实施调度，事后及时披露事故情况及计划调整原因；影响较大的，及时向国家能源局派出机构和相关政府电力管理部门书面报告。
3. 当电力电量平衡出现缺口，月内交易无法及时调整时，调度机构可在交易计划基础上按需调用，由此产生的交易计划偏差，事后应详细记录并及时提供至北京电力交易中心，作为开展交易结算的依据。
4. 紧急情况导致的经济损失，有明确责任主体的，由相关责任主体承担经济责任。
5. 月度交易计划调整时应做好记录，并按照有关要求向国家能源局派出机构和相关政府电力管理部门书面报告事件经过并备案。
6. 月度总发电计划形成与执行：
 - (1) 调度机构按照调度管辖范围，根据年度合同按月分解电量、电力曲线计划和各类月度交易合同，编制发电企业的月度总发电计划；
 - (2) 调度机构负责根据月度总发电计划，合理安排电网运行方式和机组开机方式；
 - (3) 调度机构按照市场规则开展发电调度，执行月度交易计划；
 - (4) 发电企业对月度总发电计划执行偏差提出异议时，相应调度机构应出具说明，北京电力交易中心公布相关信息。

12.4 交易计划和执行优先级

12.4.1 交易优先级

1. 交易周期优先级依次为多年、年度、月度（含季度）、月内交易。
2. 在同交易周期内：
 - （1）省间优先发电合同交易优先保障完成；
 - （2）除优先发电合同交易外，可再生能源交易优先于可再生能源与常规能源打捆参与交易、优先于其他省间交易；
 - （3）其他交易优先级相同。

12.4.2 交易执行调减与恢复原则

1. 原则上，省间交易计划物理执行。当出现电网安全、清洁能源消纳等原因确需调减时，由调度机构按照有利于电网安全、清洁能源消纳的原则调整，事后由调度机构提供调整原因。
2. 按照 12.4.1、12.4.2 原则逆序恢复。

13 计量与结算

13.1 计量点设置

1. 发电企业上网电量计量点一般设在产权分界点，并由发电企业、电网企业在相关合同中进行约定。
2. 输电电量计量点原则上应按输电价格核准文件中有关规定设置或与购电电量计量点保持一致。
3. 电能结算关口计量点应由电网企业与相关主体在有关交易合同中明确约定，并以书面方式进行确认，由北京电力交易中心在电力交易平台进行维护。若发生变更，交易各方应以书面方式进行确认。

13.2 计量装置

1. 电网企业应当根据市场运行需要为市场主体安装符合技术规范
的计量装置。
2. 所有的上网点及联络线关口必须安装计量装置；其中省间输电线路
两侧均应安装计量装置。
3. 电能计量装置应安装在尽量靠近电能量计量点的位置。
4. 各市场主体必须保证本侧计量装置的精确度达到规则和国家、行
业的要求，并能接入相应的电能量采集系统。
5. 计量装置需定期进行检定和校验，对于未经检验或超过检验周期
未检定的计量装置，不得使用。
6. 关口计量装置需要更换时，其电能计量管理部门应提前 1 个工作

日将相关情况通报交易中心，由所在省电力交易中心负责联系并通过制度保障执行。

7. 安装主、副表计的，应将主表和副表应安装在同一计量点，主副两套计量表计一经确认，不得改变。
8. 同一计量点应当安装相同型号、相同规格、相同精度的主、副电能表各一套，主、副表应有明确标志，以主表计量数据作为结算依据，副表计量数据作为参照，当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算依据。

13.3 计量数据采集

1. 关口计量数据是指各计量点电量之和。省间结算关口包括各跨省跨区专项工程的送端和受端、省间交流联络线送端和受端、省间点对网电厂及直流配套电源上网侧、省间统分电源的上网侧。
2. 有功电量的计量数据应按一个交易时段为一个采样周期进行。经各市场主体协商同意，可以用交易时段（以分钟为单位）的约数作为一个采样周期。
3. 电网企业负责建立从各计量装置到计量数据库的计量数据采集技术支撑系统并确保数据传输正确性。
4. 电网企业应按照电力市场结算要求定期抄录发电企业（机组）和电力用户电能计量装置数据，并提交电力交易机构。
5. 市场主体必须保证每一计量装置都与数据采集系统实时计量数据传输。

13.4 计量数据确认和替代方法

1. 计量数据确认及替代方法，应由市场主体协商一致。对于装有主表，副表两套电能表的计量点，以主表计量数据作为结算依据，副表作为核对之用。当主表发生故障时，应采副表数据作为计量数据。
2. 若尚未安装副表，或当主副二套表计同时发生故障时，以可替代的计量表计记录的数据折算必要的电量（线损、变损、厂用电等）后作为替代电量数据。替代电量数据需经各相关市场主体共同确认。如各方不能达成确认意见，由国家授权的计量检定机构出具电量认定意见。
3. 当出现计量数据错误或不可用时，由电能计量检定机构确认并出具报告，结算电量由电力交易机构组织相关市场主体协商解决。

13.5 交易结算

13.5.1 结算原则

1. 交易结算工作应遵循依法、诚信、公平、公正的原则，遵守电能交易合同相关条款，维护电力市场秩序。
2. 北京电力交易中心通过电力交易平台，向参与省间交易的市场主体和其所在地区电力交易机构出具交易结算凭证，电网企业根据相关规则进行电费结算。
3. 北京电力交易中心负责提供电网企业省间交易、发电企业直接通过联络线外送的结算凭证，其他发电企业、电力用户的结算凭证

由市场主体所在省（区、市）电力交易中心负责提供，所在电网企业承担保底外送（外购）任务。

4. 相关电力交易机构通过电力交易平台，将北京电力交易中心出具的结算凭证作为结算边界，结合市场主体省内交易的结算结果，一并出具结算凭证。
5. 交易结算采用按日清分、月结算、按合同周期清算方式，必要时（如国家核价文件调整、市场主体达成一致意见等）可进行再次清算。
6. 中长期交易按照省间实际送电电量、交易电价进行结算；现货交易由调度机构将现货市场出清和执行结果等信息提供给交易中心，交易中心统一结算。
7. 若调度计划调整，则以国调中心提供的日前初始计划和实际执行计划及调整原因，由北京电力交易中心进行偏差责任认定，购售双方交易最终合同曲线作为偏差结算依据。具体偏差结算按照第14章相关原则进行。
8. 月度结算时，若购售双方对合同条款（如电价和电量执行等）存在争议时，北京电力交易中心可暂不结算或以临时价格进行结算，后期待购售双方达成一致意见后进行清算。
9. 在省间预挂牌交易中，当出现优先调用、优先替代情形时，按照下面结算原则进行结算：
 - （1）当出现优先调用情况时，清洁能源依据实际送出时段曲线和调用（出清）价格结算，受端省按照顺价方式即调用（出清）价格+输电价格+线损，进行结算；

- (2) 当出现优先替代情况时，清洁能源替代电量依据调用（出清）价格结算，受端省按原市场化价格进行结算，被替代常规能源机组按照原市场化价格与清洁能源调用（出清）价格的差值给予补偿，若差值为负则不进行补偿。

13.5.2 结算流程

1. 发电企业、售电公司、电力用户结算关口和省间输电通道的关口表计的抄表例日原则上为每日，该日抄录前一日 24 小时电表冻结数，具备条件时抄每 15 分钟计量数据，其中每月 1 日还需抄录上月月末日 24 时电表冻结数。正式结算数据准备。具体流程如下：

- (1) 电网企业向北京电力交易中心提供所有交易计量点日分时和月合计电量、电力数据。及时向北京电力交易中心提供政府相关部门电价批复和调整信息；

- (2) 发电企业向北京电力交易中心和有关省电力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、定期向北京电力交易中心和有关省电力交易机构提供政府相关部门电价批复和调整信息；

- (3) 北京电力交易中心收集各交易合同执行电力数据和合同调整数据、调整原因。

2. 省间交易结算具体流程如下：

- (1) 依据交易公告、交易结果、市场承诺书、市场主体之间的交易合同确定各市场主体之间的结算关系、结算价格及交

易曲线；

- (2) 汇总国调中心及其分中心日计划执行结果、发电企业上网电量、各通道/断面关口电量，于执行日后 2 个工作日内形成结算基础数据；
- (3) 汇总调度现货交易、辅助服务、两个细则执行结果形成结算基础数据；
- (4) 北京电力交易中心依据相关结算和责任偏差结算处理原则完成省间交易日清分，含各交易成分的结算电量、电价、电费和责任偏差费用等）；
- (5) 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市场主体和省（区、市）电力交易中心发布。相关方在收到交易清分单后 2 个工作日通过平台确认，逾期视为已确认；
- (6) 出具核对结算单。每月前 5 个工作日内，北京电力交易中心依据日清分结果、辅助服务费用、不平衡资金分摊、两个细则考核等费用形成核对结算单，并向相关市场主体、省（区、市）电力交易中心征询意见，包括跨省区发电企业、相关电网企业（购电归口管理部门和财务部）等。相关方在收到核对结算单后 2 个工作日内对结算电量数据进行意见反馈，逾期则视为无意见；
- (7) 反馈意见存在争议时，北京电力交易中心组织相关市场主体、市场运营机构进行协商。当争议暂时无法解决时，北京电力交易中心可按临时电量或电价进行结算，待后期争

议解决时进行清算；

- (8) 出具月度交易结算单。每月前 9 个工作日内，依据省间交易核对结算单及协商结果形成正式结算单（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、责任偏差费用、不平衡资金、辅助服务、两个细则等），签章后通过交易平台向相关市场主体和省（区、市）电力交易中心发布；
- (9) 各省（区、市）电力交易中心应联系本省电网企业保证依据省间交易正式结算单进行电费支付。省间交易结算结果是省内结算边界，相关省级交易中心应据此开展省内结算工作，必要时通过月度滚动调整。

14 责任偏差结算

1. 省间通道形成偏差分为责任偏差和波动偏差，其中责任偏差指调度执行曲线和执行日前经安全校核确定的交易合同曲线之间的偏差，按照责任方偏差结算方式处理或由交易双方在合同中自行约定。波动偏差指调度控制点和计量点之间差异、交流联络线正常功率波动等不可控原因造成调度计划曲线与关口电量之间的偏差，由通道首末端电网公司按照每日滚动、月度进行合并成分协商结算，必要时可以跨月滚动。
2. 建立责任偏差电量结算机制，按照日清月结的方式，对省间交易合同（计划）曲线与调度执行曲线之间的偏差进行结算。
3. 北京电力交易中心负责电网企业、发电企业、电力用户（含售电公司）直接通过联络线外购、外送电量的偏差结算；其他发电企业、电力用户的电量偏差结算按照市场主体所在省（区、市）电力交易中心的相关办法执行，办法及执行结果应报北京电力交易中心备案。
4. 当在交易执行过程中出现合同电量及电力曲线执行偏差时，对售电方（包含售电方所在电网公司）、购电方（包含购电方所在电网公司）原因造成的执行偏差进行责任认定，由北京电力交易中心开展偏差结算。具体计算方式如下：
 - （1）最终合同曲线确定后，由调度中心按照执行优先顺序安排执行，不能执行的合同曲线进行调整后，将调整原因暂分为“售电方（厂或送出省）申请”、“购电方（受入省）申请”、“送出省清洁能源消纳需求”、“受入省清洁能

源消纳需求”、“安全运行要求”5类随日计划曲线发送至北京电力交易中心；

- (2) 售电方（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时，发电企业或送出省电网公司（调度机构）向国调中心提出申请后，北京电力交易中心认定为售电方责任，为满足送出省清洁能源消纳需求调整的，同样视为售电方责任；
- (3) 购电方（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、省内断面越限等导致需要变更执行曲线时，由省电网公司（调度机构）向国调中心提出申请后，北京电力交易中心认定为售电方责任，为满足受入省清洁能源消纳需求调整的，同样视为购电方责任；
- (4) “安全运行要求”包括省间输电线路故障、省间电网安全控制需要和省间电网设备检修变化等原因引起的输电能力变化及第三方调令导致对省间送电计划调整，暂不执行偏差结算；
- (5) 售电方责任，由售电方按照交易最终合同曲线（原则上省送出侧）与调度最终执行曲线结果之差电量，按照合同电价的比例 L 支付偏差费用给购电方；
- (6) 购电方责任，由购电方按照交易最终合同曲线（原则上省送出侧）与调度最终执行曲线结果之差电量，按照合同电价的比例 M 支付偏差费用给售电方；

- (7) 国家电网公司总分部直接调管电厂合同电价指电厂送出电价，其他点对网交易合同电价为送出省送出电价；
- (8) L、M 暂设 0.1。条件成熟时，可由购售双方通过市场化方式形成责任偏差结算电价。责任偏差结算存在争议时，可由购售双方协商进行结算；
- (9) 省间偏差结算费用，由各省省内市场主体分摊，具体分摊方法应按照责任具体来源由各省交易规则确定，各省级市场运营机构遵照执行。

15 信息发布

15.1 信息分类

市场信息分为公众信息、公开信息、私有信息和依申请披露信息四类。公众信息是指向社会公众披露的信息；公开信息是指向所有市场主体披露的信息；私有信息是指向特定的市场主体披露的信息。

15.2 信息管理

1. 市场成员应当遵循真实、准确、完整、及时、易于使用的原则披露电力市场信息，对其披露信息的真实性、准确性、完整性负责。披露信息发生变化应及时进行变更。
2. 在确保安全的基础上，市场信息主要通过北京电力交易中心信息披露平台进行披露。北京电力交易中心负责信息披露平台的建设、管理和维护，制定信息披露数据标准，开放数据接口，为其他市场成员创造良好的信息披露条件。
3. 北京电力交易中心总体负责省间电力市场信息披露的实施。市场成员根据规定，应及时按照数据标准格式通过北京电力交易中心信息披露平台向北京电力交易中心提供相应信息，由北京电力交易中心发布。
4. 交易组织有关信息由北京电力交易中心和相关电力交易机构，按规定报国家能源局及相关派出机构，并接受国家能源局及其派出机构监管。
5. 北京电力交易中心每季度向国家发改委、国家能源局报送电力市

场交易信息报告。

6. 市场主体对披露的信息内容、时限等有异议或者疑问，可向北京电力交易中心提出，由北京电力交易中心责成信息披露主体予以解释及配合。
7. 对未按要求及时披露、变更或者披露虚假信息的市场成员，一年之内出现上述情形两次以上的，国家能源局派出机构可对其采取监管约谈、监管通报、责令改正、出具警示函、出具监管意见等监管措施，并依据《电力监管条例》等有关规定作出行政处罚。

15.3 市场运营机构信息披露

15.3.1 公众信息

1. 机构全称、机构性质、工商注册时间、股权结构、营业执照、信用代码、法定代表人、组织机构、业务流程、服务指南、办公地址、网站网址等。
2. 电力市场适用的法律法规、政策文件。
3. 电力市场交易规则，制定、修订市场规则过程中涉及的解释性文档，对市场主体问询的答复等。
4. 政府批准的交易相关收费标准。
5. 经政府有权部门批准的市场主体电力交易信用信息。
6. 市场暂停、中止、重新启动等情况。
7. 电力市场运行总体情况，包括各类市场主体注册、电力交易总体成交电量、电价等。
8. 其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

15.3.2 公开信息

1. 经国家能源局派出机构或者地方政府电力管理部门认定的违规行为通报、市场信息披露报告等。
2. 交易公告、各类交易市场主体总体申报及总体出清信息、安全校核结果及原因等。
3. 电网安全运行的主要约束条件、重要运行方式变化、省间输电通道输电限额及可用容量、备用及调频等辅助服务需求等。
4. 交易计划及其实际执行情况，计划执行调整以及原因、市场干预情况（包括干预时间、干预人员、干预操作、干预原因）等。
5. 市场供需情况及平衡预测、实际负荷和用电情况等。
6. 省间输变电设备和直调机组投产、检修计划及完成情况。
7. 月度结算总体情况。

15.3.3 私有信息

1. 中长期结算曲线、分时段中长期交易结算电量及结算电价。
2. 日清算单、月结算单等。

15.4 市场主体信息披露

15.4.1 发电企业信息披露

1. 公众信息：

（1）企业基本信息，包括企业全称、企业性质、所属发电集团、注册资本、工商注册时间、营业执照、统一社会信用代码、

- 法定代表人、联系方式、电源类型、装机容量、所在地区等；
- (2) 企业变更情况，包括企业减资、合并、分立、解散及申请破产的决定；或者依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息；
- (3) 与其他市场主体之间的关联企业信息；
- (4) 其他政策法规要求向社会公众公开的信息。
2. 公开信息：电厂机组信息，包括电厂调度名称、电力业务许可证编号、机组调度管辖关系、投运机组台数及编号、单机容量及类型、投运日期、接入电压等级、单机最大出力、核定最低技术出力、核定深调极限出力、机组出力受限的技术类型。机组出力受限情况、机组检修及设备改造计划。
3. 私有信息：中长期交易结算曲线、交易申报量价信息、机组特性参数、发电企业燃料供应、存储情况及供应风险、水电企业来水情况、水库运行情况等。

15.4.2 电力用户信息披露

1. 公众信息：
- (1) 企业基本信息，包括企业全称、企业性质、行业分类、用户类别、工商注册时间、营业执照、统一社会信用代码、法定代表人、联系方式、主营业务、所属行业等；
- (2) 企业变更情况，包括企业减资、合并、分立、解散及申请破产的决定；或者依法进入破产程序、被责令关闭等重大

经营信息；

(3) 与其他市场主体之间的关联企业信息；

(4) 其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

2. 公开信息：企业用电电压等级、用电类别、接入地区、年用电量、供电方式、自备电源（如有），变压器报装容量及最大需量等。
3. 私有信息：电力用户用电信息，包括用电户号、用电户名、结算户号、计量点信息、用户电量信息、用户用电曲线等；中长期交易结算曲线、批发用户参与交易申报信息、可参与系统调节的响应能力和响应方式等。

15.4.3 售电公司用户信息披露

1. 公众信息：

(1) 企业基本信息，包括企业全称、企业性质、售电公司类型、工商注册时间、注册资本金、营业执照、统一社会信用代码、法定代表人、联系方式、信用承诺书、资产总额、股权结构、年最大售电量、企业资产证明、从业人员证明材料、资产总额验资报告等；

(2) 企业变更情况，包括企业减资、合并、分立、解散及申请破产的决定；或者依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息；

(3) 与其他市场主体之间的关联企业信息；

(4) 其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

2. 公开信息：拥有配电网运营权的售电公司应当披露电力业务许可

证（供电类）编号、配电网电压等级、配电区域、配电价格等信息，履约保函缴纳信息（如有）。

3. 私有信息：中长期交易结算曲线、参与交易申报信息、与代理用户签订的相关合同或者协议信息、与发电企业签订的交易合同信息等。

15.4.4 电网企业信息披露

1. 公众信息：企业全称、企业性质、工商注册时间、营业执照、统一社会信用代码、法定代表人、联系人、联系方式、供电区域、政府核定的输配电线损率、电网主要网络通道示意图等。政府定价类信息，包括输配电价、各类政府性基金及其他市场相关收费标准等。与其他市场主体之间的关联企业信息。其他政策法规要求向社会公众公开的信息。
2. 公开信息：
 - （1）电力业务许可证（输电类）、电力业务许可证（供电类）；
 - （2）市场结算收付费总体情况和市场主体欠费情况；
 - （3）优先发、购电中长期交易合同电量等；
 - （4）各类型发电机组装机总体情况，各类型发用电负荷总体情况等；
 - （5）电网设备信息，包括线路、变电站等输变电设备投产、退出和检修情况等；
 - （6）全社会用电量、重点行业用电量等预测及实际情况。

15.5 保密规定

1. 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。市场成员的工作人员未经许可不得公开发表可能影响市场成交结果的言论。因信息泄露造成市场波动和市场主体损失的，由国家能源局派出机构和相关政府电力管理部门等组织调查并追究责任。
2. 市场成员应当建立健全涉密信息保密管理制度，定期对公司员工等进行保密培训，明确保密责任。
3. 泄密事件涉及权益当事人的，该当事人可向电力监管机构提出对泄密责任人的申诉。
4. 以下属于例外情况：
 - (1) 应司法、仲裁机构要求透露、使用或者复制该信息时；
 - (2) 应法律、争议解决程序、仲裁程序要求使用或复制该信息时。

16 违约与争议处理

16.1 退出原则

1. 原则上，参与省间交易的有关各方在合同期内不得退出。
2. 已选择市场化交易的市场主体，退出市场按 3.1.2 有关条款处理。
3. 因不可抗力退出市场的情形，按照政府电力管理部门或监管机构意见执行。

16.2 违约处理

1. 交易各方应严格履行合同，任何一方违反合同约定条款视为违约。违约方应赔偿违约造成的损失、继续履行合同，并采取补救措施。
2. 交易各方有下列行为之一的，应承担相应违约责任：
 - (1) 提供虚假注册信息，采用欺骗手段获得交易资格的；
 - (2) 有意隐瞒与交易有关重要信息的；
 - (3) 在参与交易过程中，单独或串通其他市场主体行使市场操纵力，操纵交易成交价格、电量，获得不正当利益的；
 - (4) 无正当理由，不认可交易平台的交易结果，拒绝执行已成交交易的；
 - (5) 无正当理由，未按合同完成交易电量，偏差电量超过 50% 的；
 - (6) 无正当理由，拒绝或拖欠缴纳电费的；
 - (7) 无正当理由，拒绝支付责任偏差费用的；

- (8) 不服从电力调度机构调度命令的;
- (9) 私自将所购电量转售给其他电力用户的;
- (10) 其他违反省间交易有关规定的。

16.3 争议处理

1. 本细则所称争议，主要指市场成员：
 - (1) 对市场主体准入、退出、暂停交易的争议;
 - (2) 对市场主体违规处罚的争议;
 - (3) 对市场成员权利行使和义务履行的争议;
 - (4) 对交易组织、计量、结算及费用收取、使用的争议;
 - (5) 对市场信息发布的争议;
 - (6) 对市场干预的争议;
 - (7) 对市场监管的争议;
 - (8) 其他有关省间交易的争议。
2. 争议解决的原则：
 - (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。
3. 发生争议时，按照法律法规及相关规定处理，具体方式有：
 - (1) 协商解决;
 - (2) 申请调解或裁决;
 - (3) 申请仲裁;

(4) 司法诉讼。

4. 发生争议时，按以下程序解决：

(1) 在合同履行过程中，交易各方可自行协商解决；

(2) 经当事方自行协商无法解决的，可提请北京电力交易中心调解，北京电力交易中心依据本细则及相关法律法规，按照实事求是的原则，充分考虑各方诉求，提出解决办法；若当事方不认可，也可书面提请政府电力管理部门、监管机构或北京电力交易中心市场管理委员会调解，调解意见经调解机构出具书面意见后生效；

(3) 经上述途径仍无法解决的，当事方可申请仲裁或司法诉讼。

17 风险防控与市场干预

17.1 风险防控

1. 北京电力交易中心履行省间市场监控、风险防控等职责。
2. 省间市场监控分析的内容包括但不限于：
 - (1) 市场报价和运行情况；
 - (2) 市场成员执行市场交易规则情况；
 - (3) 市场主体在市场中份额占比等市场结构化指标情况；
 - (4) 网络阻塞情况；
 - (5) 非正常报价等市场异常事件；
 - (6) 市场风险评估和风险防控措施。
3. 当市场出现重大异常时，北京电力交易中心向政府电力管理部门和国家能源局及其派出机构报告，并配合采取市场中止、干预措施。
4. 省间市场相关信息系统根据国家能源局及其派出机构的监管要求报送。
5. 北京电力交易中心按照有关规定定期向国家能源局及其派出机构提交《电力市场监控分析报告》。
6. 市场主体应配合北京电力交易中心做好市场监控分析，保障风险防控工作正常开展。

17.2 市场干预

1. 市场干预指在特定的情形下和确定的短时间内，相关电力管理部

门对全部或部分市场交易采取临时管制，或授权北京电力交易中心和国调中心进行紧急市场干预。

2. 发生下列情况时，北京电力交易中心和国调中心可依法依规采取市场干预措施：

- (1) 电力系统内发生重大事故危及电网安全的；
- (2) 市场主体滥用市场力、串谋、严重违约等扰乱市场秩序的；
- (3) 重大政策调整或外部环境变化导致市场交易严重不平衡，市场纠纷、投诉集中爆发的；
- (4) 因不可抗力省间交易不能正常开展的；
- (5) 国家能源局及其派出机构作出暂停市场交易决定的；
- (6) 其他严重异常情况。

3. 电力交易平台发生故障，省间交易无法正常进行时，北京电力交易中心应及时通知市场成员推迟或暂停市场交易，并向政府电力主管部门及国家能源局派出机构报告。

4. 市场干预的主要手段包括：

- (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。

5. 北京电力交易中心和国调中心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，向国家能源局及其派出机构报备，并向市场成员公布。

17.3 应急处置

1. 当电力系统发生重大事故时，国调中心应按安全第一的原则处理。由此造成的成本由相关责任主体承担，责任主体不明时由市场主体共同分担。
2. 严重供不应求时，电网企业按照相关规定，配合组织实施有序用电方案。
3. 发生重大自然灾害、突发事件时，国调中心可依法依规暂停市场交易，临时实施发用电计划管理。

17.4 市场恢复

市场恢复具备正常开展省间交易条件时，经政府电力管理部门和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。

18 细则管理

1. 本细则由北京电力交易中心拟定，北京电力交易中心市场管理委员会审定，由国家有关部门批准及发布，或授权北京电力交易中心发布。
2. 细则应与现行的法律法规、技术规程、国家及行业标准等相统一；当细则与最新政策、标准发生矛盾时，应服从最新政策、标准的规定。
3. 市场成员有权向北京电力交易中心提出细则修订建议。
4. 遇国家法律或政策发生重大调整、市场环境发生重大变化及国家能源局派出机构、政府电力管理部门认为必要的其他情况，由北京电力交易中心市场管理委员会组织开展细则修订工作。
5. 必要时，北京电力交易中心可向国家有关部门申请制定细则的临时条款。发布临时条款时，应向市场主体说明制定临时条款的理由，并列举证据。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。
6. 本细则自发布之日起施行。

附录 1：交易组织流程表

年度交易组织

年度交易组织		
时间	环节	
12 月第 1 周最后 1 个工作日 前		年度交易开市通知
		年度优先发电计划落实
4 个工作日	双边协商	年度双边协商交易
		新能源电力直接交易
		新能源发电权交易
		形成年度双边交易结果
		年度集中竞价交易公告
3 个工作日	集中竞价	年度集中竞价交易
		新能源发电权交易
		形成年度集中竞价交易结果
		年度挂牌交易公告
可随年度集中竞价交易一并 组织	年度挂牌	年度挂牌交易
		新能源发电权交易
		形成年度挂牌交易结果
5 个工作日	安全校核	国调中心
1 个工作日	结果发布	北京电力交易中心
1 个工作日	交易结果确认	北京电力交易中心

	汇总结果	发布年度汇总交易结果和分项交易结果， 形成年度交易合同
--	------	--------------------------------

月度交易组织

月度交易组织		
时间	环节	
第2周最后1个工作日前	月度交易开市通知	
	年度优先发电月度调整	
第3周 1个工作日	双边协商	月度直接交易
		合同回购交易
		合同转让交易
		合同置换交易
		新能源电力直接交易
		新能源发电权交易
	抽蓄电量交易	
1个工作日	发布双边协商交易结果	形成月度双边交易结果
	生产组织准备	国调中心编制日前预计划、正式计划
	月度集中竞价交易公告	
公告发布后的一周内	集中竞价	月度集中竞价交易
		合同转让交易
		新能源发电权交易
		抽蓄电量交易
1个工作日	集中竞价	形成月度集中竞价交易结果
	预挂牌(视情况)	新能源预挂牌交易
	月度挂牌交易公告	
可随年度集中竞价交易一并组织	月度挂牌	月度挂牌交易
		合同转让交易
		新能源发电权交易

		抽蓄电量交易
		形成月度挂牌交易结果
	月度滚动撮合交易公告	
1 个工作日	月度滚动撮合	月度滚动撮合交易
		形成月度滚动撮合交易结果
月度交易完成后 1 个工作日	预挂牌(视情况)	应急支援交易
2 个工作日	安全校核	国调中心
1 个工作日	结果发布	北京电力交易中心
	汇总结果	发布月度汇总交易结果和分项交易结果, 形成月度交易合同
2 个工作日	生产组织准备	国调中心编制日前预计划、正式计划

月内交易组织

月内交易组织		
时间	环节	
提前 5 个工作日	月内调整及确认	优先发电计划月内调整及确认
	月内集中竞价交易公告	
公告后下 1 个工作日	集中竞价	月内集中竞价交易
		合同转让交易
		新能源发电权交易
	月内滚动撮合交易公告	
公告后下 1 个工作日	滚动撮合	月内滚动撮合交易
	月内挂牌交易公告	
公告后下 1 个工作日	月度挂牌	月度挂牌交易
		合同转让交易
		新能源发电权交易
1 个工作日	安全校核	国调中心

1 个工作日	结果发布	北京电力交易中心
	汇总结果	发布月内汇总交易结果和分项交易结果
2 个工作日	生产组织准备	国调中心编制日前预计划、正式计划

附录 2：交易品种

编号	交易品种	分类
年度		
1	电力直接交易	常规能源发电企业与电力用户直接交易
2		新能源发电企业与电力用户直接交易
3		新能源发电企业与电能替代用户直接交易
4	省间外送交易	发电企业与电网之间开展的购售电交易
5		送受端电网之间开展的购售电交易
6	合同交易	常规能源发电侧合同转让交易
7		新能源发电企业与常规能源发电企业发电权交易
月度		
1	电力直接交易	常规能源发电企业与电力用户直接交易
2		新能源发电企业与电力用户直接交易
3		新能源发电企业与电能替代用户直接交易
4	省间外送交易	发电企业与电网之间开展的购售电交易
5		送受端电网之间开展的购售电交易
6		抽蓄电量交易
7	合同交易	常规能源发电侧合同转让交易
8		新能源发电企业与常规能源发电企业发电权交易
9		合同回购交易
10		合同置换交易
11	预挂牌交易	常规机组预挂牌交易
12		应急支援交易
13		新能源发电企业的预挂牌交易
月内		

1	电力直接交易	常规能源发电企业与电力用户直接交易
2		新能源发电企业与电力用户直接交易
3		新能源发电企业与电能替代用户直接交易
4	省间外送交易	发电企业与电网之间开展的购售电交易
5		送受端电网之间开展的购售电交易
6	合同交易	常规能源发电侧合同转让交易
7		新能源发电企业与常规能源发电企业发电权交易
8		合同回购交易
9		合同置换交易

附录 3：符号说明

集中竞价交易

1. p : 购、售电方价格申报点;
2. P_0 : 边际出清价格;
3. Q_0 : 最终成交电量;
4. Q_S : 售电方可成交电量;
5. Q_D : 购电方可成交电量;
6. P_Δ : 购、售电方报价之间的差值 (边际电价法);
7. D 购电方申报曲线(P_0): 购电方申报价格曲线;
8. S 售电方申报曲线(P_0): 售电方申报价格曲线;
9. $Q_S(p)$: 售电方在价格 p 处的申报电量;
10. $Q_D(p)$: 购电方在价格 p 处的申报电量;
11. P_{Dmax} : 购电方报价的最大值;
12. P_{Dmin} : 购电方报价的最小值;
13. P_{Smax} : 售电方报价的最大值;
14. P_{Smin} : 售电方报价的最小值;
15. K_I : 购、售电方报价的差值系数 (边际电价法);
16. G : 供需比;
17. Q_{Smax} : 售电方有效申报电量总和;
18. n : 售电方申报家数;
19. Q_{Dmax} : 购电方有效申报电量总和
20. m : 购电方申报家数;
21. P_Δ' : 购、售电方申报价格的价差对 (报价撮合法);

- 22. P 购电方报价：购电方报价；
- 23. P 售电方报价：售电方报价；
- 24. P_D ：购电方成交价格；
- 25. P_S ：售电方成交价格；
- 26. K_2 ：购、售方报价的价差对系数（报价撮合法）；

责任偏差结算

- 1. D：运行日；
- 2. L：售电方责任时，售电方支付偏差费用给购电方时参考的合同电价比例；
- 3. M：购电方责任时，购电方支付偏差费用给售电方时参考的合同电价比例。

附录 4：名词解释

1. **优先发电：**优先发电是指国家计划、地方政府间协议或同等优先原则，优先出售电力电量，包括纳入规划的可再生能源发电电量，水电、核电、余热余压余气发电以及跨省区国家计划、地方政府协议和历史形成的送电量。
2. **抽蓄电量交易：**本规则指促进清洁能源消纳的抽蓄电站抽水电量交易。由北京电力交易中心通过电力交易平台组织买方（电网企业、抽蓄电站）与卖方（水电、风电、太阳能等清洁能源发电企业），利用省间等输电通道富裕能力，开展月度抽蓄电站富裕抽水电量试点交易。
3. **常规能源：**指煤炭、石油、天然气、水能等。
4. **新能源：**指风能、太阳能、地热能、海洋能、生物质能等。
5. **清洁能源：**指水能、风能、太阳能、核能等。
6. **不可抗力：**指对市场和电力系统有严重影响的不能预见、不能避免并不能克服的客观情况，包括自然灾害、政府行为和战争行为等，具体以合同约定为准。