

京津唐电网电力中长期交易规则

(征求意见稿)

第一章 总则

第一条 【政策依据】为规范京津唐电网电力中长期交易，促进电力资源优化配置，依据《电力监管条例》、《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）、《关于印发电力体制改革配套文件的通知》（发改经体〔2015〕2752号）、《售电公司准入与退出管理办法》（发改能源〔2016〕2120号）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源〔2019〕807号）、《关于有序放开发用电计划的通知》（发改运行〔2017〕294号）、《关于优化京津唐电网年度电力电量平衡的办法(试行)》（发改办运行〔2014〕1095号）等相关法规规定和文件精神，制定本规则。

第二条 【名称释义】本规则所称电力中长期交易（以下简称中长期交易）是指符合准入条件的发电企业、售电公司、电力用户等市场主体，通过双边协商、集中交易等市场化方式，开展的多年、年、季、月、多日等日以上的电力交易。

执行政府定价的优先发电电量和分配给燃煤（气）机组的基数电量（二者统称为计划电量）视为厂网间双边交易电量，

签订厂网间购售电合同，相应合同纳入电力中长期交易合同管理范畴，其执行和结算均须遵守本规则。

第三条 【市场准则】电力市场成员应当严格遵守市场规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场主体的合法权益。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第四条 【交易原则】京津唐电网电力中长期交易应符合国家产业政策和宏观调控政策，坚持京津唐电网电力电量统一平衡原则，坚持市场化方向，保证电力市场公平开放。

第五条 【适用范围】本规则适用于京津唐电网范围内统一开展的电力中长期交易。

第二章 市场成员

第六条 【市场成员定义】市场成员包括各类发电企业、电网企业、配售电公司、电力交易机构、电力调度机构、电力用户和储能企业等。

京津唐电网范围内电网企业包括国家电网有限公司华北分部和国网北京市电力公司、国网天津市电力公司、国网冀北电力有限公司。

京津唐电网范围内电力交易机构为北京电力交易中心和首都、天津、冀北电力交易中心（以下简称“电力交易机构”）。京津唐电网市场化交易由北京电力交易中心总体联合三地电力交易中心共同组织。

京津唐电网范围内调度机构为华北电力调控分中心和北京、天津、冀北电力调控中心（以下简称“电力调度机构”）。京津唐电网市场化交易安全校核由华北电力调控分中心总体负责，三地电力调控中心配合。

第七条 【电网企业权责】 电网企业的权利和义务：

1. 保障电网及输配电设施的安全稳定运行；
2. 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、收费等各类供电服务；
3. 服从电力调度机构的统一调度，建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统；
4. 按照电力企业信息披露和报送等有关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；
5. 按规定收取输配电费，代收代付电费和政府性基金与附加等，按时完成电费结算；
6. 预测优先购电用户的电量需求，执行厂网间购售电合同，并将购售电合同报送电力交易机构汇总。购售双方应通过电力交易平台明确相关交易要素并签订电子合同；
7. 按政府定价向优先购电用户及其他不参与市场交易的电力用户提供供电服务，签订和履行相应的供用电合同；
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。

第八条 【发电企业权责】发电企业的权利和义务：

1. 按规则参与电力市场交易，执行优先发电等合同，签订和履行市场化交易形成的购售电合同，按时完成电费结算；

2. 获得公平的输电服务和电网接入服务；

3. 签订并执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度，按规定提供辅助服务；

4. 按照电力企业信息披露和报送等有关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；

5. 具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

6. 法律法规规定的其他权利和义务。

第九条 【电力用户权责】电力用户的权利和义务：

1. 按规则参与电力市场化交易，签订和履行市场化购售电合同、输配电服务合同，提供市场化交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他生产信息；

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、辅助服务费用、政府性基金与附加等；

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）按调度要求安排用电；

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. 具备满足参与市场化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。

第十条 【售电公司权责】售电公司的权利和义务：

1. 按规则参与电力市场化交易，签订和履行市场化购售电合同、输配电合同，按时完成电费结算；

2. 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；

3. 按规则向电力交易机构提供签约零售用户的交易电力电量需求、典型负荷曲线和其他生产信息以及市场化购售电合同，获得市场化交易、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；

4. 具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；
5. 依法依规履行清洁能源消纳责任；

6. 拥有配电网运营权的售电公司应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）按调度要求安排用电；同时，在配电区域内还拥有与电网企业相同的权利和义务，并须履行电力社会普遍服务、保底供电服务义务；

7. 法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 【交易机构权责】电力交易机构的权利和义务:

1. 参与拟订京津唐电网相应电力交易规则;
2. 提供市场主体的注册、信息变更和退市服务;
3. 组织和管理京津唐电网各类中长期交易,形成经安全校核、交易双方无异议的交易结果并提交电力调度机构执行,并负责交易合同的汇总管理;
4. 建设、运行、维护电力市场化交易技术支持系统(以下简称“电力交易平台”);
5. 负责向市场主体提供交易结算依据及相关服务,按照规定收取交易服务费;
6. 按照电力企业信息披露和报送等有关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;
7. 监测和分析市场运行情况,依法依规干预市场,预防市场风险,并于事后向监管机构和政府相关部门及时报告;
8. 对市场主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为进行报告并配合调查;
9. 配合国家能源局华北监管局和地方政府电力管理部门对市场运营规则进行分析评估,提出修改建议;
10. 统计监测各市场主体清洁能源消纳情况,依据国家出台的交易规则组织开展可再生能源超额消纳量交易,建设运营电力交易平台,依法依规指导市场主体履行清洁能源消纳责任;

11. 法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 【调度机构权责】电力调度机构的权利和义务：

1. 负责安全校核；

2. 按调度规程实施电力调度，负责系统实时平衡，确保电网安全；

3. 向电力交易机构提供安全约束边界和必开机组组合、必开机组发电量需求、影响限额的停电检修、关键通道可用输电容量等数据，配合履行市场运营职能；

4. 合理安排电网运行方式，保障电力交易结果的执行，保障电力市场正常运行；

5. 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，提供支撑市场化交易以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；

6. 法律法规规定的其他权利和义务。

第三章 准入和退出管理

第一节 准入与退出条件

第十三条 【准入要求】参加电力市场交易的发电企业、电力用户、售电公司以及储能企业等新兴市场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,可参与相应电力交易。

第十四条 【注册要求】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和地方有关准入条件,进入当地政府有关部门公布的目录或向政府部门报备,并按程序完成注册后方可参与电力交易,其中参加零售市场的电力用户的注册手续和程序可以适当简化。在电力交易平台注册的电力用户分为批发用户和零售用户,并按照注册类型,分别参与批发市场和零售市场,用户类别转变需按照省政府规定于交易前在电力交易平台线上完成。

第十五条 【发电企业准入条件】发电企业准入条件:

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. 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;

3. 并网自备电厂公平承担发电企业社会责任、承担国家依法依规设立的政府性基金及附加以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴,取得电力业务许可证(发电类),达到能效、环保要求,可作为市场主体参与电力交易;

京津唐电网“点对网”发电机组视同为京津唐网内发电企业,纳入京津唐电网电力电量平衡,参与京津唐电网电力市场。

第十六条 【电力用户准入条件】经营性电力用户的发用电计划原则上全部放开,鼓励优先购电的企业和电力用户自愿

进入电力市场。电力用户准入条件及管理办法由地方政府电力管理部门另行制定。

第十七条 【售电公司准入条件】售电公司的准入条件及管理办法依照《售电公司准入与退出管理办法》(发改能源〔2016〕2120号)文件等国家有关规定要求,由地方政府电力管理部门另行制定。拥有配电网运营权的售电公司应当取得电力业务许可证(供电类)。

第十八条 【正常退市条件】已经选择市场化交易的发电企业和电力用户,原则上不得自行退出市场。有下列情形之一的,可办理正常退市手续:

1. 市场主体宣告破产,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,导致原有市场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,导致发电企业、电力用户的发用电物理属性无法满足所在地区的市场准入条件。

第十九条 【退市后用电政策】上述市场主体,在办理正常退市手续后,执行国家有关发用电政策。售电公司退出条件按照国家和地方政府有关售电公司准入与退出管理规定执行。

第二十条 【强制退市】市场主体存在违规违约等情形的,按有关规定强制其退出市场。市场主体违反国家有关法律法规和产业政策规定、严重违反市场规则、发生重大违约行为,恶意扰乱市场秩序、未尽定期报告披露义务、拒绝接受监督检查

的，国家能源局华北监管局会同地方政府有关部门根据职能组织调查确认，提出警告，勒令整改。拒不整改的列入黑名单，强制退出市场，有关法人、单位和机构情况记入信用评价体系，不得再进入市场。市场主体被强制退出市场的，未履行完毕的合同可以转让，未转让的终止执行，并由违约方承担相应的违约责任。无正当理由退市的主体，原则上原法人及其法人代表三年内不得再选择市场化交易。

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，应提前至少 15 个工作日通知国家能源局华北监管局、地方政府有关部门、电力交易机构以及电网企业和电力用户等相关方。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。

电力用户无法履约的，提前 15 个工作日书面告知电网企业、相关售电公司、电力交易机构以及其他相关方，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。

第二十一条 【保底供电规定】无正当理由退市的电力用户，由为其提供输配电服务的电网企业承担保底供电责任。电网企业与电力用户交易的保底价格按照政府核定的目录电价的 1.2-2 倍执行。保底价格具体水平及执行时间由各省（区、市）价格主管部门按照国家确定的上述原则确定。

第二十二条 【市场结算】完成市场注册且已开展交易的电力用户，合同期满后未签订新的交易合同但发生实际用电时，

不再按照政府目录电价结算。其中，参加市场化交易的批发用户按照偏差电量机制进行结算，零售用户按照保底价格进行结算。

完成市场注册但未开展交易的电力用户，可探索公开招标确定售电公司提供零售服务等市场价格形成机制，也可执行政府目录电价。

第二节 市场注册、变更与注销

第二十三条 【市场注册业务范围】市场注册业务包括注册、信息变更、市场注销以及零售用户与售电公司业务关系确定等。

第二十四条 【市场注册原则】市场主体参与电力市场化交易，应当符合准入条件，在电力交易机构办理市场注册，按照有关规定履行承诺、公示、注册、备案等相关手续。市场主体应当保证注册提交材料的真实性、完整性。

第二十五条 【市场注册规定】发电企业、电力用户、配售电企业根据交易需求和调度管理关系在相应的电力交易机构办理注册手续。

第二十六条 【市场注册规定】售电公司自主选择一家电力交易机构办理注册手续。各电力交易机构共享注册信息，无须重复注册，按照相应省区的准入条件和市场规则参与交易。

办理售电增项业务的发电企业，应当分别以发电企业和售电公司的市场主体类别进行注册。当国家政策调整或者交易规

则发生重大变化时，电力交易机构可组织已注册市场主体重新办理注册手续。

第二十七条 【市场注册信息填报】企事业单位、机关团体等办理注册手续时应当关联用电户号等实际用电信息，并提供必要的单位名称、法人代表、联系方式等。

第二十八条 【注册安全认证】参与批发交易的市场主体，应当办理数字安全证书或者采取同等安全等级的身份认证手段。零售用户在确保交易安全的情况下，可简化身份认证程序。

第二十九条 【变更规定】市场主体注册信息发生变更时，应当及时向电力交易机构提出变更申请。市场主体类别、法人、业务范围、公司主要股东等有重大变化的，市场主体应当再次予以承诺、公示。公示期满无异议的，电力交易机构向社会发布。

第三十条 【变更规定】电力用户或者售电公司关联的用户发生并户、销户、过户、改名或者用电类别、电压等级等信息发生变化时，市场主体应当在电网企业办理变更的同时，在电力交易机构办理注册信息变更手续。业务手续办理期间，电网企业需向电力交易机构提供分段计量数据。电力交易机构完成注册信息变更后，对其进行交易结算，提供结算依据。

第三十一条 【注销规定】退出市场的市场主体，应当及时向电力交易机构提出注销申请，按照要求进行公示，履行或者处理完成交易合同有关事项后予以注销。

第三十二条 【注册备案及发布】电力交易机构根据市场主体注册情况向国家能源局及其派出机构、省级政府有关部门和政府引入的第三方征信机构备案，并通过政府指定网站和电力交易机构网站向社会公布。

第四章 交易组织

第一节 市场交易品种、周期和方式

第三十三条 【交易品种】京津唐电网市场化交易品种主要包括电力批发、零售交易、跨省跨区交易、发电权交易、合同电量转让交易、年度分月计划调整交易等。具备条件时可开展分时（如峰平谷）电量交易，鼓励双边协商交易约定电力交易曲线。

第三十四条 【交易周期】现阶段京津唐电网市场化交易主要以年度和月度为周期开展，逐步推动月内多日短周期电力交易。

第三十五条 【交易方式】电力市场交易可以采取双边协商、集中交易（含集中竞价、滚动撮合、挂牌）等方式进行。

（一）双边协商交易是指市场主体之间自主协商交易电量（电力）、电价，形成双边协商交易初步意向后，经安全校核和相关方确认后形成交易结果。双边协商交易应作为电力中长期交易的主要交易方式。

（二）集中交易：

集中竞价交易是指市场主体通过电力交易平台申报电量、电价，电力交易机构考虑安全约束进行市场出清，经电力调度机构安全校核后，确定最终的成交对象、成交电量与成交价格等。条件成熟后，按峰、平、谷段电量（或按标准负荷曲线）进行集中竞价交易。

滚动撮合交易是指在规定的交易起止时间内，市场主体可以随时提交购电或者售电信息，电力交易平台按照时间优先、价格优先的原则进行滚动撮合成交。

挂牌交易是指市场主体通过电力交易平台，将需求电量或可供电量的数据和价格对外发布要约，由符合资格要求的另一方提出接受该要约的申请，经安全校核和相关方确认后形成交易结果。

第三节 价格机制

第三十六条 【价格形成方式】中长期交易的电能量成交价格由市场主体通过双边协商、集中交易等市场化方式形成，非因法定事由，第三方不得干预。双边交易价格按照双方合同约定执行；集中竞价交易可采用边际出清或者高低匹配等价格形成机制；滚动撮合交易可采用滚动报价、撮合成交的价格形成机制；挂牌交易采用一方挂牌、摘牌成交的价格形成机制。

第三十七条 【购网电价】国网北京、天津、冀北电力公司购网电价组成由北京电力交易中心通过电力交易平台按月发

布。

第三十八条 【价格组成】发电企业电力中长期交易（含省内和跨省跨区）的电能量成交价格包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。探索市场化用户分摊及返还辅助服务费用相关机制，电力用户的用电价格由电能量交易价格、输配电价、辅助服务价格、政府性基金及附加等组成。输配电价、政府性基金及附加按国家有关规定执行。售电公司与其代理的零售用户的电量、电价等由双方协商形成，不受第三方干预。售电公司应及时将相关市场化购售电合同等信息提交电力交易平台，由电力交易机构提供电量电费结算依据，并由相应电网企业负责电费结算。

第三十九条 【价格规定】京津唐电网网内发电权交易、合同电量转让交易价格为发电权、合同电量的出让或者买入价格，不影响出让方原有合同的价格和结算。

第四十条 【峰谷电价政策】执行峰谷电价的用户，在参加市场化交易后应当继续执行峰谷电价，并逐步开展峰谷分时交易和完善调峰补偿机制，引导京津唐电网内的发电企业、电力用户、储能企业等市场主体主动参与调峰。

第四十一条 【其他电价政策】电力用户的基本电价、政府性基金及附加、峰谷分时电价、功率因数调整等按照电压等级和类别按实收取，上述费用均由电网企业根据国家以及省有关规定进行结算。

第四节 交易时序安排

第四十二条 【交易时序】 政府部门确定并下达次年跨省跨区优先发电计划（包括分月计划、送受电曲线等）、京津唐网内优先发电计划、年度电力直接交易规模。京津唐电网市场化交易按照年度、月度、月内（多日）的顺序开展电力交易。

第四十三条 【基数电量】 基于跨省跨区优先发电、京津唐电网网内优先发电、跨省跨区交易、年度电力直接交易，确定发电企业年度基数电量，合同各方签订厂网间年度购售电合同，并提交电力交易机构。

第四十四条 【年度计划安排】 年度计划安排：

1. 跨省跨区优先发电。包括国家计划、地方政府间送受电协议；
2. 京津唐电网内优先发电；
3. 发电企业基数电量；
4. 跨省跨区交易电量；
5. 年度电力直接交易。

电力交易机构在年度交易结束后，应根据经安全校核后的交易结果，于12月底前将年度电力直接交易、跨省跨区交易的结果进行汇总，发布年度交易结果。电力调度机构应按上述交易结果合理安排电网运行方式，保障交易结果的执行。

第四十五条 【计划安排】 月度交易安排。京津唐电网网内月度市场化交易应于每月20日前组织完成并提交调度机构

进行安全校核。月内（多日）交易标的物为月内剩余天数或者特定天数的电量（或者分时电量）。根据交易标的物不同，月内交易可定期开市或者连续开市。

第五章 电力批发交易

第一节 通则

第四十六条 【交易定义】电力批发交易是指发电企业、批发用户、售电公司通过电力交易平台以双边协商、集中交易的形式建立购售电关系的市场化交易。

第四十七条 【组织形式】京津唐电网电力直接交易以年度、月度双边协商交易为主。根据市场需要，以双边协商方式开展年度交易分月计划调整。根据国家输配电价政策和各地政府政策要求，稳步开展京津唐电网月度集中竞价交易和滚动撮合交易。

第四十八条 【交易规定】电力用户均须全电量参与市场交易，其全部用电量按市场规则进行结算，不再执行目录电价。现阶段，售电公司暂不能代理发电企业参加批发市场交易。

第四十九条 【机组分类】省级及以上调度发电机组分为 A 类机组、B 类机组和 C 类机组。其中，A 类机组指暂未获得与用户侧直接交易资格的发电机组，只拥有年度计划发电量；B 类机组指获得与用户侧直接交易资格的发电机组，可同时拥有年度计划发电量和交易电量；C 类机组指不拥有年度计划发电量

的发电机组，只拥有交易电量。

第五十条 【容量剔除】参与直接交易的机组，分配计划发电量时不再进行容量剔除。

第五十一条 【电量上限】为保证市场平稳过渡，对 B 类机组全年直接交易电量设置上限，在综合考虑发用电计划有序放开的基础上，逐步放开交易电量上限。

机组直接交易电量上限=次年直接交易电量规模/准入发电企业装机容量（包括 B 类、C 类机组）×机组容量×K

C 类机组不设定电量上限。

第五十二条 【上限系数取值】K 为电量上限系数，由国家能源局华北监管局会同各地方政府电力管理部门于每年 11 月底前根据市场运行情况按年公布或授权电力交易机构公布。

第五十三条 【报价单元定义】具有一台机组以上的发电企业，数据申报以电厂为报价单元，获得相应交易电量，电费结算以发电企业为结算单元，同时按照机组上网电量进行分配。

第五十四条 【补充说明】电力交易机构负责组织京津唐电网内的中长期可再生能源电力相关交易，具体规则另行制定。

第二节 年度交易

第五十五条 【交易品种】年度交易主要开展京津唐电网内年度电力直接交易和跨省跨区交易。

第五十六条 【交易信息】每年 12 月初，电力交易机构应发布次年年度交易相关信息，包括但不限于：

1. 次年关键输电通道潮流极限情况;
2. 次年直接交易电量年度总需求及分月需求预测;
3. 次年年度直接交易电量规模;
4. 次年跨省跨区交易电量需求预测;
5. 次年各机组可发电量上限;
6. 次年电量上限系数 K。

第五十七条 【交易流程】参加年度交易的市场主体包括发电企业、电力用户、售电公司。

1. 市场主体应于 12 月 20 日(以年度交易公告时间为准)前达成次年度双边交易意向(包括年度总量及分月电量、交易价格等),并通过电力交易平台向电力交易机构提交意向协议。

2. 电力交易机构将所有交易意向汇总后,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交易意向进行审核、汇总、出清,形成年度双边协商有约束交易结果,并通过电力交易平台进行发布。

3. 电力交易机构在发布预出清交易结果同时,将交易结果提交电力调度机构进行安全校核。电力调度机构应在 5 个工作日之内返回安全校核结果,不能通过安全校核的相关交易意向由电力交易机构按等比例或时间优先削减(以交易公告为准),逾期不返回的视同通过安全校核。

4. 安全校核通过后,电力交易机构于 1 个工作日内发布年

度双边协商交易结果。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。

5. 市场主体如对交易结果有异议，应在结果发布 24 小时内向交易机构提出异议，由电力交易机构会同电力调度机构及时给予解释和协调；市场主体仍有异议的，可申请国家能源局华北监管局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 24 小时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。

第五十八条 【特殊说明】年度交易开始前仍未确定优先发电的，可参考历史情况测算，预留优先发电空间，确保市场交易正常开展。

第三节 月度交易

第五十九条 【交易品种】京津唐电网月度交易包含年度计划月度调整交易、月度电力直接交易。

第六十条 【计划调整交易】年度计划月度调整交易为批发用户、售电公司与发电企业达成年度电力直接交易后，在保持后续月份原有分解计划总量不变的前提下，对年度交易中次月分解计划电量调整的交易。

1. 计划调整交易必须保持年度交易中后续月份分解计划总量不变，即年度交易总电量不因计划调整交易而变化。

2. 计划调整交易仅调整后续月份电量，年度交易电价不予

调整。

3.计划调整交易需购售电双方达成一致后方可开展，仅一方发起申请，交易不予执行。

4.交易机构组织当年 2-12 月计划调整交易，1 月计划电量不做调整。每月计划调整交易不单独发布交易公告，电力用户、售电公司在规定时间内提出交易申请，逾期视作不参与交易。

第六十一条 【计划调整交易流程】计划调整交易组织流程：

1.由电力用户、售电公司通过省级交易平台向省级交易中心发起分解计划调整申请，对应电厂在省级交易平台确认。购售电双方需在每月 13 日前完成申请、确认操作，交由省级交易中心初审。

2.每月 13 日前，省级交易中心负责收集汇总计划调整申请，核对调整电量与年度交易合同电量是否匹配，调整后分月电量是否超过对应的辖区内发电企业交易电量上限等信息，核实无误于 2 个工作日内将交易信息同步推送至北京电力交易中心和其他相关省级交易中心。

3.每月 15 日前，电力交易机构收集、汇总计划调整信息，并负责华北直调电厂发电量上限核对工作。1 个工作日内通过电力交易平台向相关市场主体发布计划调整交易无约束交易结果，并交由调度机构安全校核。

第六十二条 【月度直接交易】月度电力直接交易（含月

度增量交易)是在年度双边直接交易的基础上,为满足市场需求,组织市场主体开展次月电力直接交易。现阶段以双边协商交易为主,条件具备后,稳妥开展京津唐电网月度集中竞价交易和滚动撮合交易。月度电力直接交易前,有需求的市场主体应向电力交易机构申报用电需求。

第六十三条 【时间安排】每月(12月除外)20日(遇节假日顺延,下同),开展次月月度电力直接交易。

第六十四条 【信息发布】月度交易开市前,交易机构应发布京津唐电网内次月全市场直接交易相关信息,包括但不限于:

1. 各机组允许申报的交易电量,上限为其交易电量上限减去次月已成交交易电量;
2. 各售电企业次月允许申报的电量上限。

第六十五条 【月度交易】市场主体应于交易日前达成次月交易意向,并通过电力交易平台向电力交易机构提交交易意向。月度交易具体时间以交易公告为准。

第六十六条 【月度竞价】月度集中竞价交易发电企业、售电企业和电力用户通过电力交易平台申报电力、电量、电价,以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。

第六十七条 【电量排序】电力交易机构将售电方申报电量按照价格升序纳入供给曲线排序,购电方申报电量按照价格降序纳入需求曲线排序。

第六十八条 【出清原则】集中竞价交易按以下原则形成无约束交易结果:

1.集中竞价可以采取高低匹配或者边际出清方式进行,允许采取多段式的电量、电价申报。

2.采取高低匹配时,将购电方和售电方申报价格进行配对,形成交易价差对;

价差对=购电方申报价格-售电方申报价格

价差对为负值时不能成交,价差对为正值或零时可以成交,价差对大的优先成交。

3.售电方申报价格相同时,首先按节能低碳电力调度排序,在同一序位上时按申报电量比例分配。

4.所有成交的价差对中,最后一个成交的购电方与售电方申报价格的算术平均值或按照供需比计算形成统一出清价格,其中供需比系数由电力交易机构提出并报能源监管机构备案,随交易公告发布。

第六十九条 【交易流程】月度电力直接交易组织流程:

1.符合准入条件,有用电需求的电力用户、售电公司在每月15日前,向电力交易机构交易平台申报次月用电需求。

2.电力交易机构收集汇总电力用户、售电公司次月用电需求,于每月20日前发布次月京津唐地区电力直接交易公告。

3.市场主体在公告规定时间内登录电力交易平台完成数据申报和确认工作,电力交易机构按照交易规则发布无约束交易

结果，并将月度电力直接交易结果发送至调度机构安全校核。

第七十条 【校核顺序】安全校核顺序为先校核计划调整交易、合同电量转让交易，最后为月度双边、月度集中交易。（年度计划优先校核、月度交易其次）

第七十一条 【结果发布】调度机构应在收到月度无约束交易结果后 2 个工作日内向电力交易机构反馈有约束交易结果及校核理由。安全校核通过后，电力交易机构于 1 个工作日内发布月度交易结果。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。

第七十二条 【校核规定】市场主体如对交易结果有异议，应在结果发布 24 小时内向交易机构提出异议，由电力交易机构会同电力调度机构及时给予解释和协调；市场主体仍有异议的，可申请国家能源局华北监管局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 24 小时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。

第四节 月内（多日）交易

第七十三条 【交易方式】月内交易的标的物为交易周期内分时段的电能量，一般分为集中竞价、滚动撮合和挂牌交易等。

第七十四条 【交易流程】参加月内交易的市场主体交易流程：

1. 电力交易机构将所有交易意向汇总后,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交易意向进行审核、汇总、出清,形成月度直接交易预出清交易结果,并通过电力交易平台进行发布。

2. 电力交易机构在发布预出清交易结果同时,将交易结果提交电力调度机构进行安全校核。电力调度机构应在1个工作日之内返回安全校核结果,不能通过安全校核的相关交易意向由电力交易机构按等比例或时间优先削减(以交易公告为准),逾期不返回的视同通过安全校核。

3. 安全校核通过后,电力交易机构于1个工作日内发布交易结果。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。

4. 市场主体如对交易结果有异议,应在结果发布24小时内向交易机构提出异议,由电力交易机构会同电力调度机构及时给予解释和协调;市场主体仍有异议的,可申请国家能源局华北监管局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24小时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。

第六章 发电权交易

第七十五条 【交易发起】年度发电量计划确定并签订购

售电合同或政府主管部门发文明确关停替代计划后，发电企业可自主协商开展发电权交易，发电权交易须符合节能减排、电网安全稳定运行原则。

第七十六条 【交易流程】发电企业需将发电权交易意向书报送电力交易机构及电网企业。发电权交易需通过电网调度机构安全校核，电网企业将发电权交易建议报送相关政府主管部门审批。

第七十七条 【组织流程】发电权交易取得政府批复后，电力交易机构按照政府批复文件，在电力交易平台完成交易组织和有约束出清工作后，相关方签订发电权交易合同。

第七十八条 【电费说明】京津唐电网网内发电权交易不收取输电费和网损。

第七章 合同电量转让交易

第一节 通则

第七十九条 【合同转让条件】当合同电量无法履行时，由另一方代发（代用）部分或全部电量，发电合同转让电量须经过电力调度机构的安全校核后执行。直接交易合同电量转让交易仅可在同省的市场主体间进行转让。

第八十条 【特殊说明】享有优先发电政策的热电联产机组“以热定电”电量、余热余压余气优先发电电量等不得进入市场转让。可再生能源调峰机组优先发电电量可以进行转让，

应符合环保、节能减排原则。

第八十一条 【转让交易范围】 发电企业之间可进行发电合同转让交易，电力用户、售电公司之间可进行用电合同转让交易。

第八十二条 【转让交易方式】 合同电量转让交易可采取双边协商、集中交易（滚动撮合交易）方式。以双边协商交易为主，适时开展月度集中交易。

第八十三条 【转让交易价格】 合同转让交易价格为交易双方达成的成交价，但不影响出让方原有合同的价格和结算。

第八十四条 【输电费用】 京津唐电网网内合同电量转让的输电费和网损收取方式，按照华北区域输电价格方案和北京、天津、冀北输配电价方案执行。

第八十五条 【交易周期】 合同电量转让暂不开展年度交易，仅开展月度交易和月内交易。年度交易分月电量可通过月度交易转让。

第八十六条 【交易时限】 市场主体可对其执行过程中的合同进行转让，原则上应在每月 23 日前完成月内合同转让交易，27 日前完成下月及后期合同转让交易。

第八十七条 【交易规模】 合同电量转让交易的约束条件：

1. 单一市场主体在同一次合同电量转让交易中不能同时作为出售方和购买方。

2. 合同转让交易出让方出售的电量不得超过合同电量。

第八十八条 【交易要素】合同电量转让交易需确定交易电量、交易价格、交易时段等内容。

第二节 合同转让交易组织流程

第八十九条 【组织流程】电力交易机构根据确定的月度交易时间安排，开展月度和月内合同转让交易。交易前通过交易平台发布合同转让交易公告，公告信息包括但不限于：交易方式、交易时间安排、申报注意事项等。

第九十条 【交易申报】根据电力交易机构发布的交易公告，各市场主体登录电力交易平台，在对应交易序列下申报拟出让电量和出让电价等信息，选择购方交易单元等信息。购方登录电力交易平台，对出让方填报意向进行确认。

第九十一条 【出清时限】交易申报结束后1个工作日内，电力交易机构对申报数据进行无约束出清。

第九十二条 【交易校核】电力交易机构按照交易规则出清，并将无约束出清结果在下1个工作日内提交调度机构进行安全校核。调度机构应在2个工作日之内将校核结果返回电力交易机构，校核内容应包括：校核结果、未通过校核的市场主体明细及具体原因。调控中心无法按时完成安全校核时，应提前说明原因。

第九十三条 【校核时限】电力交易机构于调度机构返回安全校核结果后的1个工作日内，通过交易平台发布有约束成交结果。

第九十四条 【争议解决】市场主体对安全校核后的交易结果无异议的,应在交易发布结果 24 小时内通过交易平台返回成交信息确认,逾期不返回视为无意见。对安全校核后的交易结果有异议的,应当在结果发布后 24 小时内向电力交易机构提出,由电力交易机构会同电力调度机构给予解释。经解释仍存在异议的,可向能源监管机构提出申请,电力交易机构根据裁定结果另行公布后执行。

第八章 电力零售交易

第九十五条 【交易定义】电力零售交易是指售电公司向零售用户售电,在约定周期内所提供电力交易相关服务的总称。

第九十六条 【市场约定】零售用户应与售电公司签订市场化购售电合同,确定双方零售交易关系。原则上零售用户在同一个交易周期内只能与一家售电公司签订市场化购售电合同。

第九十七条 【交易机构职能】电力交易机构负责市场化购售电合同的收集、形式审核、变更、补充和终止等管理工作。市场化购售电合同应明确交易合同电量、电价、偏差电量处理方式、违约责任等核心要素。

第九十八条 【交易形式】电力零售交易需在电力交易平台开展。

第九十九条 【交易机构工作内容】电力交易机构负责零

售用户电量清分，并向售电公司和零售用户出具零售交易结算依据。

第一百条 【电网企业职能】 电网企业负责向电力交易机构提供零售用户计量关口数据，并向零售用户出具电费结算账单、开具电费发票。

第一百〇一条 【零售市场管理】 零售用户与售电公司关系的建立、变更、解除。

1.零售用户与售电公司建立零售关系时，应同时满足以下条件：

（1）双方均无欠费、合同违约等信用问题；

（2）双方均已在电力交易机构完成市场准入注册，且具备交易资格；

2.零售用户与售电公司变更零售关系时，应同时满足以下条件：

（1）双方均无欠费、合同违约等信用问题；

（2）零售用户与原售电公司完成合同解约，明确解约事项及违约责任；

（3）零售用户与新售电公司签订市场化购售电合同。

3.零售用户与售电公司解除零售关系时，应满足以下条件之一：

（1）申请用户无欠费，申请用户与售电公司市场化购售电合同到期，或市场化购售电合同在有效期内，双方协商达成一

致意见签订解约合同，经相关电力主管部门批准后向电力交易机构备案。

(2) 申请用户无欠费，购售电合同在有效期内，因售电公司或零售用户其中一方原因导致合同无法履行时，电力交易机构根据司法判决、仲裁结果、省级电力主管部门和能源监管机构处理意见，强制解除双方零售关系。

第一百〇二条 【履约保证】为规范售电公司交易行为，交易前售电公司需提供履约保函、保险等金融保证承诺。

第一百〇三条 【市场风险防范】为防止出现市场操控力，对每次参与交易的同一投资主体（含关联企业）所属的售电企业应设置交易限额。

第一百〇四条 【其他说明】未尽事项按照地方政府发布的文件和交易机构发布的交易公告执行。

第九章 安全校核与合同执行

第一百〇五条 【校核内容与职责分工】电力调度机构负责电力交易结果的安全校核工作，并向电力交易机构提出最终的校核意见。电力调度机构按照职责界面负责相应电力交易意向的安全校核工作，并由电力调度机构汇总提出最终的校核意见。安全校核的主要内容包括但不限于：通道输电能力限制、通道阻塞管理、机组辅助服务限制等内容。

第一百〇六条 【校核规定】为保障系统整体的备用和调

频调峰能力，在各类市场交易开始前，电力调度机构可以根据机组可调出力、检修天数、系统负荷曲线以及电网约束情况，折算出各机组的电量上限，对参与市场交易的机组发电利用小时数提出限制建议。

第一百〇七条 【信息发布】在各类市场交易开始前，由电力调度机构提供关键通道输电能力、关键设备检修计划等电网运行相关信息，由电力交易机构予以公布。

第一百〇八条 【交易调减规定】安全校核未通过时，由电力交易机构进行交易削减。

执行过程中，电力调度机构因电网安全和清洁能源消纳原因调整中长期交易计划后，应当详细记录原因并向市场主体说明。

第一百〇九条 【校核时限】安全校核应在规定的期限内完成，电力调度机构出具书面校核意见，由电力交易机构予以公布，并报国家能源局华北监管局备案。

第一百一十条 【月度计划确定】电力交易机构根据各类交易合同，汇总形成京津唐发电企业的月度发电计划，并依据月内（多日）交易，进行更新和调整。电力调度机构应当根据月度（含调整后的）发电计划以及清洁能源消纳需求，合理安排电网运行方式和机组开机方式，保障月度交易计划执行。

第一百一十一条 【发电计划确定】对于电力直接交易合同约定交易曲线的，其中发电企业部分合同约定了交易曲线的，

电力调度机构根据系统运行需要，运行前安排无交易曲线合同的发电曲线，与合同该约定曲线叠加形成次日发电计划；发电企业全部合同该约定了交易曲线的，按合同约定曲线形成次日发电计划。

未约定交易曲线的合同，由电力调度机构根据系统运行需要安排机组的发电曲线。

第十章 计量与结算

第一节 电能计量

第一百一十二条 【计量装置】 电网企业应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；计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，考虑相应的变（线）损。

第一百一十三条 【计量要求】 计量装置必须通过计量管理部门认可及相关部门验收。

第一百一十四条 【计量系统】 市场主体应具备计量数据远传功能，具备零点抄表能力。电网企业应保证电能量数据准确上传至相应电力调度机构和电力交易机构的电能量计量主站系统。

第一百一十五条 【计量表计】 对于按规程要求安装主、副电能表的用户，主、副表应有明确标志。以主表计量数据作为结算依据，副表计量数据作为替代主表数据和数据比对。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。

第一百一十六条 【电量认定】当出现计量数据不可用时，由电能计量检测中心确认并出具报告，结算电量由电力交易机构组织相关市场主体协商解决。

第一百一十七条 【电量计量】原则上，市场交易电量结算以计量点计费电能表月末最后一天北京时间 24 时的计量数据为依据，电力用户暂不具备条件的，以电网企业实际抄表周期计量数据为依据。电力交易机构按照计量数据计算电量和电费，于抄表数据上传至电力交易平台后 2 个工作日内将电量电费结算凭证发至市场主体。市场主体应进行核对确认，如有异议在 1 个工作日内通知电力交易机构，逾期则视同没有异议。

第二节 电费结算

第一百一十八条 【责任归口】电力交易机构负责向市场成员出具结算依据，市场主体根据现行规定进行电费结算。

第一百一十九条 【结算规定】发电企业上网电量电费由电网企业支付；电力用户向电网企业缴纳电费，并由电网企业承担电力用户侧欠费风险；售电公司按照电力交易机构出具的结算依据与电网企业进行结算。

第一百二十条 【结算依据】电力交易机构向各市场成员提供的结算依据包括以下内容：

- 1.实际结算电量；

2.各类交易合同（含优先发电合同、基数电量合同、市场交易合同、购网交易合同）电量、电价和电费；

3.采用发电侧预挂牌上下调偏差处理机制时，需提供上下调电量、电价和电费，偏差电量、电价和电费，分摊的结算资金差额或者盈余等信息；

4.新机组调试电量、电价、电费；

5.售电公司的零售交易结算依据。

第一百二十一条 【上下调机制】发电侧上下调预挂牌机制采用“报价不报量”方式，具有调节能力的机组均应当参与上下调报价。发电侧上下调预挂牌机制可采用如下组织方式：

1. 月度交易结束后，发电机组申报上调报价（单位增发电量的售电价格）和下调报价（单位减发电量的购电价格）。允许发电机组在规定的月内截止日期前（以交易公告为准），修改其上调和下调报价。

2. 电力交易机构按照上调报价由低到高排序形成上调机组调用排序列表，按照下调报价由高到低排序形成下调机组调用排序列表。价格相同时按照发电侧节能低碳电力调度的优先级进行排序。

3. 月度最后七个自然日，根据电力电量平衡预测，各类合同电量的分解执行无法满足省内供需平衡时，电力调度机构参考上下调机组排序，在满足电网安全约束的前提下，预先安排机组提供上调或者下调电量、调整相应机组后续发电计划，实

现供需平衡机组提供的上调或者下调电量根据电力调度机构的实际调用量进行结算。

第一百二十二条 【结算次序】交易电量在用户侧只结算电度电费，结算次序如下：

- 1.年度交易的分月电量；
- 2.月度交易电量。

第一百二十三条 【偏差结算】京津唐电网系统月度实际用电需求与月度发电计划存在偏差时，市场交易采用偏差电量结算机制进行处理。适时开展发电侧上下调预挂牌交易。

第一百二十四条 【清算要求】市场主体的合同电量和偏差电量分开结算。以年度交易和月度交易为主的地区，按月清算、结账；开展多日交易的地区，按照多日交易规则清算，按月结账。

第一百二十五条 【结算规定】交易电量按电力用户（售电公司为其代理电力用户）实际使用电量执行。电力用户（售电公司）实际使用电量应按照合同比例分解至各对应发电企业。

第一百二十六条 市场主体收到电力交易机构出具的结算依据后，应进行核对确认，如有异议在2个工作日内通知电力交易机构，逾期视为没有异议。

第一百二十七条 【偏差电量结算减免规定】因政策因素、电网因素及不可抗力造成的市场化偏差电量，市场主体可提交佐证材料申请减免，经所在地电力运行主管部门审核确认后，

由电力交易机构出具相应结算依据。

第三节 批发用户、售电公司结算

第一百二十八条 【批发结算】 批发用户、售电公司直接交易合同电量按照直接交易到户电价结算。超用电量支付购电费用，少用电量获得售电收入。根据超用电量或少用电量的区间范围，可设置分段的惩罚系数，其中：

(1) 直接交易用户、售电公司超用电量结算电价=月度交易加权平均价×惩罚系数 U1；

(2) 直接交易用户、售电公司少用电量结算电价=月度交易加权平均价×惩罚系数 U2；

惩罚系数 U1、U2 按照各省实际电价水平测算，由政府主管部门确定，并随交易公告发布。

第一百二十九条 【零售结算】 售电公司与零售用户按照双方签订的《市场化购售电合同》约定方式执行。如零售用户有异议，经调解无法达成一致可提交仲裁机构或上诉解决。

第一百三十条 【不平衡资金处理】 用户侧因偏差电量结算引起的不平衡资金原则上在三地用户侧各自分摊，相关原则由政府主管部门确定。

第四节 发电企业结算

第一百三十一条 【结算公式】 上下调机制执行前，可通过合同电量滚动调整机制处理偏差。上下调机制执行后，发电企业直接交易合同电量按照直接交易价格结算。发电企业因自

身原因引起的超发或少发电量，超发电量获得售电费用，少发电量支付购电费用；

(1) 发电侧超发电量结算电价=发电侧下调服务电量的加权平均值×惩罚系数 K1；

(2) 发电侧少发电量结算电价=发电侧上调服务电量的加权平均值×惩罚系数 K2；

其中，惩罚系数 K1、K2 按照各省实际电价水平测算，由政府主管部门确定，并随交易公告发布。

第一百三十二条 【预挂牌交易组织方式】发电侧上下调预挂牌机制采用“报价不报量”方式，具有调节能力的机组均应当参与上下调报价。发电侧上下调预挂牌机制可采用如下组织方式：

1. 月度交易结束后，发电机组申报上调报价（单位增发电量的售电价格）和下调报价（单位减发电量的购电价格）。允许发电机组在规定的月内截止日期前（以交易公告为准），修改其上调和下调报价。

2. 电力交易机构按照上调报价由低到高排序形成上调机组调用排序列表，按照下调报价由高到低排序形成下调机组调用排序列表。价格相同时按照发电侧节能低碳电力调度的优先级进行排序。

3. 月度最后七个自然日，根据电力电量平衡预测，各类合同电量的分解执行无法满足省内供需平衡时，电力调度机构参

考上下调机组排序，在满足电网安全约束的前提下，预先安排机组提供上调或者下调电量、调整相应机组后续发电计划，实现供需平衡机组提供的上调或者下调电量根据电力调度机构的实际调用量进行结算。

第十一章 市场信息披露

第一百三十三条 【信息披露规定】各市场成员有义务和责任及时、准确和完整披露市场信息。国家能源局华北监管局会同地方政府电力管理部门对信息提供和披露实施监督。信息披露管理办法出台前，暂按照本规则执行。

第一百三十四条 【信息披露分类】市场信息分为公众信息、公开信息和私有信息。公众信息是指向社会公众发布的数据和信息，公开信息是指向所有市场成员公开提供的数据和信息，私有信息是指特定的市场成员有权访问且不得向其他市场成员公布的数据和信息。国家能源局华北监管局会同地方政府电力管理部门确定各类信息的内容、范围和发布的时限。

第一百三十五条 【信息披露工作职责】电力交易机构负责交易信息的管理和发布，电力调度机构负责运行信息的管理。在确保安全的基础上，电力市场信息须通过电力交易平台、电力交易机构网站进行披露，市场成员可查看其访问权限内的信息。

第一百三十六条 【信息披露方式】电力交易机构负责管

理和维护电力交易平台、电力交易机构网站，并为其他市场成员通过电力交易平台、电力交易机构网站披露信息提供便利。各类市场成员按规定通过电力交易平台、电力交易机构网站披露有关信息，并对所披露信息的准确性、及时性和真实性负责。

第一百三十七条 【信息披露规范】电力交易机构、电力调度机构应公平对待市场主体，无歧视披露公众信息及公开信息，不得超职责范围获取或泄露私有信息。

第一百三十八条 【对外解释】市场主体如对披露的相关信息有异议及疑问，可向电力交易机构和电力调度机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构负责解释。

第一百三十九条 【信息披露规定】市场主体的申报价格、中长期双边交易的成交价格、已经签订合同内容等信息属于私有信息，电力交易机构应采取必要措施来保证市场主体可以按时获得其私有数据信息，并保证私有数据信息在保密期限内的保密性。国家能源局华北监管局、政府电力管理部门、电力市场成员不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。

第一百四十条 【调度披露信息】电力调度机构应向电力交易机构提供以下信息：

1. 年度双边交易前应披露次年相关信息，具体内容包括但不限于：主要输配电设备典型时段的最大允许容量、预测需求容量、安全约束限制依据等。

2. 在电网安全约束对中长期交易产生限制后按月披露约束

信息，具体内容包括但不限于：输配线路或输变电设备名称、限制容量、限制依据、该输配电线路或设备上已执行计划或交易的情况、约束时段等。

3. 合同电量转让交易前披露机组运行方式安排、相关阻塞管理情况。

第一百四十一条 【交易披露信息】 电力交易机构应披露以下信息：

1. 下一年度预计中长期交易电量需求预测；注册市场主体名单及基本信息；交易起止时间、交易申报起止时间及申报要求；发电企业和用户、售电公司违约执行标准。

2. 输配电价标准、政府性基金及附加、输配电损耗率等在年度双边交易前披露（输配电价未批复前不发布）。

3. 在年度双边交易、月度双边交易、合同电量转让交易后披露交易合同电量。

4. 每月 10 日前披露上月中长期交易电量执行、电量清算等信息。

5. 分类信息不能交叉发布和传播。

第十二章 市场监管和风险防范

第一百四十二条 【市场监控】 电力交易机构、电力调度机构根据有关规定，履行市场运营、市场监控和风险防范等职责。按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，采取

有效风险防控措施，加强对市场运营情况的监控分析，按照有关规定定期向华北能源监管局、地方政府电力管理部门提交市场监控分析报告。

第一百四十三条 【市场干预】当出现以下情况时，电力交易机构、电力调度机构可依法依规采取市场干预措施：

1. 电力系统内发生重大事故危及电网安全的；
2. 发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；
3. 市场技术支持系统发生重大故障，导致交易无法正常进行的；
4. 因不可抗力电力市场化交易不能正常开展的；
5. 华北能源监管局、地方政府电力管理部门作出暂停市场交易决定的；
6. 市场发生其他严重异常情况的。

第一百四十四条 【市场干预】电力交易机构、电力调度机构应当详细记录市场干预期间的有关情况，并向华北能源监管局、地方政府电力管理部门提交报告。

第一百四十五条 【争议解决】电力批发交易发生争议时，市场成员可自行协商解决，协商无法达成一致时可提交华北能源监管局、地方政府电力管理部门调解处理，也可提交仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。

第十三章 附则

第一百四十六条 【解释单位】本规则由国家能源局华北
监管局负责解释。

第一百四十七条 【实施时间】本规则自印发之日起实施。