国家能源局浙江监管办公室

浙监能便函〔2020〕167号

关于征求《华东区域跨省电力中长期交易规则（征求意见稿）》意见的函

省发改委、省能源局、国网浙江省电力有限公司、浙江省能源集团有限公司、华能、华电、国电、大唐、国家能源、国家电投、国华浙江分公司、中核下属核电企业、华润东南大区、浙江电力交易中心、各有关发电企业、售电企业及电力用户：

根据《国家能源局华东监管局关于征求对<华东区域跨省电力中长期交易规则（征求意见稿）>意见的函》精神，现将《华东区域跨省电力中长期交易规则（征求意见稿）》送于你单位，请研提意见，并于8月5日中午前书面反馈我办（word电子版一并提供），逾期不反馈的视为无意见。

联系人：樊恒武　　联系电话：0571-51102720

电子邮箱：zjbscc@nea.gov.cn

附件：国家能源局华东监管局关于征求对《华东区域跨省电力中长期交易规则（征求意见稿）》意见的函

国家能源局浙江监管办公室

2020年7月21日

国家能源局华东监管局

华东监能市场函〔2020〕42号

关于征求对《华东区域跨省电力中长期交易规则（征求意见稿）》意见的函

江苏、浙江、福建省能源监管办，上海市发展改革委、经济信息化委，安徽省能源局，有关电网企业、发电企业、售电公司、电力用户：

为进一步规范华东区域跨省电力中长期交易，落实国家相关文件要求，我局组织对《华东电力市场跨省集中竞价交易规则（试行）》（华东电监市场〔2010〕98号）和《华东跨省发电权交易规则（试行）》（华东电监市场〔2010〕134号）进行修订，结合《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）有关要求，形成了《华东区域跨省电力中长期交易规则（征求意见稿）》（详见附件）。现征求各单位意见，请于8月10日前反馈我局（逾期未反馈，将视作无意见）。

一、请各省能源监管办征求所在省相关政府部门、电网企业、发电企业、售电公司、电力用户等单位意见，汇总后反馈我局。

二、请上海、安徽发电集团（分）公司征求所辖发电企业

意见，汇总后反馈我局。上海、安徽其他单位将有关意见直接反馈我局。

联系人：钱丰

电　话：021-23168028

传　真：021-63372330

邮　箱：qianfeng@nea.gov.cn

地　址：上海市江西中路367号

邮　编：200002

附件：华东区域跨省电力中长期交易规则（征求意见稿）

2020年7月17日

抄送：国家能源局市场监管司

附件：

华东区域跨省电力中长期交易规则

（征求意见稿）

第一章 总 则

第一条 为规范华东区域跨省电力中长期交易，依法维护电力市场主体的合法权益，推进统一开放、竞争有序的电力市场体系建设，根据《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9 号）及其配套文件及法律、法规规定，结合《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)有关要求，制定本规则。

第二条 本规则适用华东区域跨省电力中长期交易。

第三条 本规则所称跨省电力中长期交易指发电企业、电力用户、售电公司、电网企业等市场主体，按照国家相关政策文件要求，或者通过双边协商、集中交易等市场化方式开展的多年、年、季、月、周、多日等跨省电力批发交易。

第二章 市场成员

第四条 市场成员包括各类发电企业、电网企业、售电企业、电力交易机构、电力调度机构、电力用户、储能企业等。

第五条 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。内部核算的市场主体经法人单位授权，可参与电力交易。

（一）发电企业

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.符合环保相关要求；

3.自备发电厂按国家规定承担政府性基金及附加、政策性交叉补贴、系统备用费，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市场化交易。

（二）电网企业

1.依法取得或者豁免电力业务许可证（输电类、供电类）；

2.增量配电网企业符合国家有关规定的准入条件。

（三）电力用户

1.符合电网接入规范、满足电网安全技术要求；

2.与电网企业签订正式供用电协议（合同）。

（四）售电公司

1.符合国家对售电公司准入与退出有关规定；

2.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）。

第六条 发电企业的权利和义务

（一）按照规则参与跨省电力中长期交易，签订和履行各类交易合同，按时完成电费结算；

（二）获得公平的输电服务和电网接入服务；

（三）签订并执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度；

（四）按照电力企业信息披露和报送等有关规定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；

（五）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（六）遵守交易规则；

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第七条 电力用户的权利和义务

（一）按照规则参与跨省电力中长期交易，签订和履行各类交易合同、输配电服务合同，提供市场化交易所必须的电力电量需求、典型负荷曲线以及相关生产信息；

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务，按时支付购电费、输配电费、政府性基金及附加等；

（三）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；

（四）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安排用电；

（五）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；

（六）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（七）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（八）具备相应的计量能力或替代技术手段，满足市场计量和结算的要求；

（九）遵守交易规则；

（十）法律法规规定的其他权利和义务。

第八条 售电公司的权利和义务

（一）按照规则参与跨省电力中长期交易，签订和履行各类交易合同，按时完成电费结算；

（二）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；

（三）按照规则向电力交易机构、电力调度机构提供签约电力用户的交易电力电量需求、典型负荷曲线以及其他生产信息，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；

（四）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（五）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（六）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），并承担配电区域内电费收取和结算业务；

（七）遵守交易规则；

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

第九条 电网企业的权利和义务

（一）保障电网以及输配电设施的安全稳定运行；

（二）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；

（三）建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统；

（四）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，向售电公司提供绑定用户支撑市场化交易所需的相关数据；

（五）收取输配电费，代收代付电费和政府性基金及附加等，按时完成电费结算；

（六）省级电网企业可代表省内优先电力用户参与跨省购电；

（七）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（八）遵守交易规则；

（九）法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 电力交易机构的权利和义务

（一）参与拟定相应电力交易规则；

（二）提供各类市场主体的注册服务；

（三）按照规则组织电力市场交易，并负责交易合同的汇总管理；

（四）提供电力交易结算依据以及相关服务，按照规定收取交易服务费；

（五）运营和维护跨省电力中长期交易技术支持系统（以下简称“电力交易平台”）；

（六）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以及服务需求的数据等；

（七）对市场运营规则进行分析评估，提出修改建议；

（八）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；

（九）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；

（十）遵守交易规则；

（十一）法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 电力调度机构的权利和义务

（一）负责安全校核；

（二）按照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；

（三）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、关键断面限额等数据，配合电力交易机构履行市场运营职能；

（四）合理安排电网运行方式，在确保电力系统安全稳定运行的基础上保障已通过安全校核的电力交易结果的执行，促进电力市场正常运行；

（五）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；

（六）遵守交易规则；

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 有关省级电力交易机构应配合华东电力交易机构做好市场主体注册、交易组织、交易结算、信息发布等与跨省电力中长期交易相关的交易服务工作。

第三章 市场注册、变更与注销

第十三条 发电企业、电力用户、配售电企业根据交易需求、调度管理、结算关系在相应的电力交易机构办理注册手续。售电公司根据主要关联用户所在地自主选择一家电力交易机构办理注册手续。省级电网企业在华东电力交易机构办理注册手续。

第十四条 各电力交易机构共享注册信息，市场主体无

须重复注册。

第十五条 市场注册业务包括注册、信息变更、市场注销、零售用户与售电公司代理关系绑定等。

第十六条 市场主体在电力交易机构办理市场注册业务，按有关规定履行承诺、公示、注册、备案等相关手续。市场主体对提交的注册材料真实性、完整性负责。

第十七条 电力用户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。

第十八条 办理售电增项业务的发电企业，应当符合国家相关规定，并分别以发电企业和售电公司的市场主体类别进行注册。

第十九条 当国家政策调整或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。

第二十条 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。

售电公司类别、法人、业务范围、公司主要股东等有重大变化的，售电公司应当再次予以承诺、公示。公示期满无异议的，电力交易机构向社会发布。

第二十一条 电力用户或售电公司绑定的用户发生并户、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。

第二十二条 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，按要求进行公示，履行或处理完成交易合同有关事项后予以注销。

第四章 价格机制

第二十三条 以国家指令性计划方式开展的华东区域跨省电力中长期交易应当按规定签订购售电合同；其他交易方式的成交价格原则上应当由市场主体通过双边协商、集中交易等市场化方式形成，第三方不得干预。

第二十四条 华东区域跨省电力中长期交易发电侧成交价格包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价等环保电价。

第二十五条 购电省电网企业受电落地价格由发电侧成交价格（送电价格）、送电省外送输电价格、跨省输电价格、输电损耗和辅助服务费用构成。

购电省电力用户和售电公司还应缴纳本省内输配电价、政府性基金及附加。跨省输电价格、省内输配价格、政府性基金及附加等按照国家有关规定执行，辅助服务费用按照辅助服务市场相关规则执行。

第二十六条 集中竞价交易可采用高低匹配或边际出清的价格形成机制；滚动撮合交易可采用滚动报价、撮合成交

的价格形成机制；挂牌交易可采用一方挂牌、摘牌成交的价格形成机制，也可采用双向挂牌、双向摘牌的价格形成机制。

第二十七条 执行峰谷电价的电力用户，在参加市场化交易后应当继续执行峰谷电价，执行所在省电力用户直接交易相关政策。

第二十八条 国家电网公司华东分部（以下简称国网华东分部）及省级电网企业的输（配）电价格按照价格主管部门相关规定执行。

第五章 交易品种和交易方式

第二十九条 华东区域跨省电力中长期交易现阶段主要开展电能量交易，包括跨省厂网交易、跨省电力用户直接交易、跨省合同转让交易、跨省应急交易。

第三十条 发电企业原则上应直接参与华东区域跨省电力中长期交易，跨省应急交易可采取省级电网企业委托代理的交易模式。

第三十一条 电力用户可根据需要直接参与或委托售电公司参与跨省电力用户直接交易。

第三十二条 交易方式包括集中交易和双边协商。其中集中交易包括集中竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易等。

第三十三条 集中竞价交易指设置交易报价提交截止时间，电力交易平台汇总市场主体提交的交易申报信息，按市场规则进行统一的市场出清，发布市场出清结果。

第三十四条 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撮合成交。

第三十五条 挂牌交易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量和价格等信息对外发布要约，由符合资格要求的另一方提出接受该要约的申请。

第三十六条 同一市场主体可根据自身电力生产或消费需要，购入或售出电能量（已签订合同电量）。

任何一次交易组织中，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。

第三十七条 发电企业在单笔电力交易中的售电量不得超过其剩余最大发电能力，转让电量不得超过其售出电能量的净值（指扣除已转让合同电量后的净售电量）。

第三十八条 除电网安全约束外，不得限制发电企业在自身发电能力范围内的交易电量申报。

第一节 跨省厂网交易

第三十九条 跨省厂网交易是指发电企业与华东区域内本省外电网企业之间进行跨省电力交易，包括优先发电计划跨省厂网交易、可再生能源（或清洁能源）消纳跨省厂网交易、余缺互济跨省厂网交易等。

第四十条 跨省厂网交易的购电主体为省级电网企业，售电主体为已在电力交易机构注册并符合市场准入条件的

发电企业。

第四十一条 跨省厂网交易包括年度（多年）、月度和月内交易。

第四十二条 年度（多年）跨省厂网交易可采用双边协商交易或集中交易方式；月度及月内跨省厂网交易原则上采用集中交易方式。

跨省优先发电中执行政府定价保量保价跨省优先发电量视为跨省厂网双边交易，采用市场化定价的保量竞价跨省优先发电量，可采用厂网双边协商的方式确定交易价格，也可采用集中交易的方式确定交易价格。

第四十三条 跨省厂网集中交易可采用集中竞价或购电方挂牌交易形式。

第四十四条 集中竞价交易可采用高低匹配价格形成机制或购电定价价格形成机制。

第四十五条 高低匹配价格形成机制

（一）购电省电网企业报价为购电侧落地电价。

（二）发电企业报价为其上网电价。

（三）购电省电网企业按照价格优先、时间优先的顺序进行排序，即报价高、报价早的购电省排序在前。

（四）发电企业按照清洁能源优先、价格优先、容量优先、时间优先排序，即清洁能源、报价低（发电企业报价加上所在省电网企业外送输电价及损耗）、容量大、报价早的

发电企业排序在前。

（五）交易平台按照排序对购售报价进行集中撮合，即排序最前的购电省与发电企业优先配对，并依次类推。

（六）计算价差空间

价差空间=购电报价-国网华东分部电量输电价-（发电报价+送出省电网企业输电价（含损耗，下同））/（1-国网华东分部输电网损率）。

若价差空间大于等于零，则成交；否则不成交。

（七）发电企业成交价=发电报价+50%价差空间

（八）购电省电网企业成交价=（发电企业成交价+送出省电网企业输电价）/（1-国网华东分部输电网损率）+国网华东分部电量输电价。

第四十六条 购电定价价格形成机制

（一）购电省电网企业报价和发电企业报价同第四十五条。

（二）购电省电网企业按照价格优先、时间优先的顺序进行排序，即报价高、报价早的购电省排序在前。

（三）交易平台按照购电排序对购售报价进行集中撮合，即排序最前的购电省与发电企业优先配对，并依次类推。

（四）计算价差空间

价差空间=购电省电网企业报价-国网华东分部电量输电价-（发电报价+送出省电网企业输电价）/（1-国网华东

分部输电网损率）。

若价差空间大于等于零，则成交；否则不成交。

（五）当满足成交条件的发电企业申报电量小于购电需求时，发电企业的成交电量即为其申报电量；当满足成交条件的发电企业申报电量大于购电需求时，清洁能源优先成交，其他发电企业按申报电量比例确定成交电量

（六）购电省电网企业成交价=购电省电网企业报价

（七）发电企业成交价=（购电省电网企业成交价-国网华东分部电量输电价）×（1-国网华东分部输电网损率）-送出省电网企业输电价。

第四十七条 购电方挂牌交易由购电省提出购电要约，包括购电量和购电价格，其中购电价为购电侧落地电价。

购电省成交价格即为其挂牌价格。

发电企业摘牌后成交电价=（购电省电网企业挂牌价-国网华东分部电量输电价）×（1-国网华东分部输电网损率）-送电省电网企业输电价。

第二节 跨省电力用户直接交易

第四十八条 跨省电力用户直接交易是指电力用户、售电公司与华东区域其他省份发电企业间进行的跨省电力交易。

第四十九条 参与跨省电力用户直接交易的电力用户需经所在省相关政府部门同意，并具备履约能力，相关履约能

力要求按照所在省相关规则执行。符合准入条件的电力用户可以直接与发电企业进行跨省电力交易，也可委托售电公司开展跨省电力交易，并应与其参与省内直接交易方式保持一致。

第五十条 跨省电力直接交易的售电主体为已在电力交易机构注册并符合市场准入条件的发电企业。

第五十一条 跨省电力用户直接交易包括年度、月度等交易，其中年度交易可采用双边协商或集中交易方式，月度交易采用集中交易方式。

第五十二条 跨省电力用户直接交易采用集中交易的，使用高低匹配价格形成机制或双向挂牌交易形式。

（一）电力用户购电报价为其所在省网省间联络线关口落地价，不含所在省网输配电价和政府性基金及附加。

（二）发电企业报价为其上网电价。

（三）电力用户按照价格优先、时间优先的原则进行排序，即报价高、报价早的电力用户排序在前。

（四）发电企业按照清洁能源优先、价格优先、时间优先的原则排序，即清洁能源、报价低（发电企业报价加上所在省电网企业外送输电价及损耗）、报价早的发电企业排序在前。

（五）交易平台按照排序对购售报价进行集中撮合，即排序最前的电力用户与发电企业优先配对，并依次类推。

（六）计算价差空间

价差空间=购电报价-国网华东分部电量输电价-（发电报价+送出省电网企业输电价）/（1-国网华东分部输电网损率）。

若价差空间大于等于零，则成交；否则不成交。

（七）发电企业成交价=其发电报价+50%价差空间

（八）电力用户成交价=（发电企业成交价+送出省电网企业输电价）/（1-国网华东分部输电网损率）+国网华东分部电量输电价+所在省输配电价和政府性基金及附加。

第五十三条 双向挂牌交易是指在规定的交易时限内，电力用户或者发电企业提出购售电要约，包括购（售）电量和购（售）电价格，其中电力用户购电报价为其所在省网省间联络线关口落地价，购电报价不含所在省网输配电价和政府性基金及附加。发电企业报价为其上网电价。双向挂牌交易采用即摘即成原则，一旦摘牌即时成交，电量摘完即止。

挂牌方成交价格即为其挂牌价格。

发电企业摘牌后成交电价=（购电省电力用户挂牌价-国网华东分部电量输电价）×（1-国网华东分部输电网损率）-送电省电网企业输电价。

电力用户摘牌后的成交价=（发电企业挂牌价+送出省电网企业输电价）/（1-国网华东分部输电网损率）+国网华东分部电量输电价+所在省输配电价和政府性基金及附加。

第五十四条 若电力用户同时退出跨省和省内电力中长期市场，涉及需要执行保底供电的，按省内市场保底供电政策执行。

第三节 跨省合同转让交易

第五十五条 跨省合同转让交易是指市场主体将已签订的电力交易合同转让给其他市场主体，包括跨省交易合同在省内和省间转让交易、省内交易合同省间转让交易。

第五十六条 跨省合同转让交易的受让方可为同省市场主体或不同省的市场主体。

第五十七条 市场初期，为降低市场操纵风险，用户购电需求应尽可能反映用电需求，省内购电合同可以在省内转让，原则上不进行跨省转让。

第五十八条 省内交易合同的跨省转让和跨省交易合同转让，统称为跨省合同转让交易。跨省合同转让交易的受让方为已在电力交易机构注册并符合市场准入条件的市场主体。

其中发电合同转让交易应符合节能减排相关要求。

第五十九条 为降低市场操纵风险，电力用户和售电公司的合同转让电量一般不得超过其已签订跨省电力交易合同电量的20%。确有需要的，交易申报应同时报告相应能源监管机构。

第六十条 跨省合同转让交易包括年度、月度和月内交

易，可采用集中交易或双边协商交易方式。

第六十一条 为降低市场操纵风险，仅各类多年交易合同和优先发电计划年度合同可进行年度合同转让交易；当月签订的月度交易合同不可在月度交易中转让，但可参与月内合同转让交易。

第六十二条 跨省合同转让交易采用集中交易的，使用挂牌交易形式，由出让方提出合同出让要约，包括出让电量和出让电价。

第六十三条 发电合同转让交易的出让电价是拥有合同的发电企业将合同出让的价格，为该发电企业上网侧电价。

（一）本省发电企业摘牌后成交电价=出让价。

（二）外省发电企业摘牌后成交电价=出让价-送电省电网企业不同产生输电价差别。若受让方与原合同购电方相同省份，则国网华东分部不收取输电费、网损，原送电省电网企业不收取输电价，等额减少原合同购电方购入价格。若出现这种交易需报相应能源监管机构同意后生效。

（三）出让方合同转让收益=原合同上网电价-出让价。

第六十四条 电力用户购电合同转让交易的出让电价是电力用户所在省省间联络线落地电价。

（一）本省电力用户摘牌后成交电价=出让价+本省输配电价和政府性基金及附加。

（二）外省电力用户（与原合同售电方省份不同）摘牌

后成交电价=出让价+受让方省输配电价和政府性基金及附加。

（三）外省电力用户（与原合同售电方同省）摘牌后成交电价=（出让价-国网华东分部电量输电价）×（1-国网华东分部输电网损率）-原送电省输电价+受让方省输配电价。国网华东分部不收取输电费、网损，原送电省电网企业不收取输电价，等额减少原合同购电方购入价格。若出现这种交易需报相应能源监管机构同意后生效。

（四）出让方合同转让收益=（原合同成交价-本省输配电价）-出让价。

第四节 跨省应急交易

第六十五条 跨省应急交易是指在电网事故、突发性电力供应缺口、可再生能源消纳困难等情况下为确保电网运行安全和可再生能源全额消纳开展的电力交易。

第六十六条 跨省应急交易包括年度、月度和月内交易，原则上采用双边协商交易方式。事故情况下，可由电力调度机构依据相关规定组织实施。

第六十七条 跨省应急交易的购电方为省级电网企业；售电方可为省级电网企业，也可由省级电网企业代理本省发电企业售出。

第六章 交易组织

第一节 总则

第六十八条 市场主体通过年度（多年）交易、月（季）度交易和月内（多日）等跨省交易满足发用电需求，促进供需平衡和资源优化配置。电力交易机构可定期或根据交易需求适时组织跨省电力中长期交易。

第六十九条 华东区域跨省电力中长期交易和省内电力中长期交易要有效衔接。华东区域跨省电力中长期交易要为跨省购售双方交易搭建良好交易平台，提前公布交易时间，为市场主体参与跨省电力中长期交易预留必要时间。如果跨省电力中长期交易开市时，部分省内电力中长期交易市场边界条件未明确，相关市场主体难以参加当时跨省电力中长期交易，电力交易机构可以调整开市时间，确实无法调整的，或者可能造成不好影响的，相关市场主体可以在下一个跨省中长期交易开市时参与交易。

购售双方以及相关市场主体要加强对跨省和省内市场分析研判，科学提出跨省购售需求，严格履行交易合同，相关电力调度机构可以从电力供需平衡需要提出跨省购售规模约束限制。参与跨省电力中长期交易的电力用户和售电公司，是否可以参与省内市场化交易由所在省相关政府部门确定。如参与跨省电力中长期交易的电力用户和售电公司，既可以参与跨省电力中长期交易也可以参与省内市场化交易，

所在省相关政府部门应同时明确参与跨省电力中长期交易电量最大值。

第七十条 华东年度和月度跨省电力集中交易定期开市。年度和月度跨省电力集中交易开市日的前 1 个工作日（如遇节假日可调整，下同）为年度和月度跨省电力双边交易的截止日期；双边交易合同在双边交易截止时间前均可提交或修改。

第七十一条 华东区域跨省电力中长期交易中定期开市和连续开市的交易，交易公告应当提前至少 1 个工作日发布，其中年度交易应当至少提前 2 个工作日发布；不定期开市的交易，应当提前至少 5 个工作日发布。交易公告发布内容应当包括但不限于：

（一）交易标的（含电力、电量和交易周期）、申报起止时间；

（二）交易出清方式；

（三）价格形成机制；

（四）关键输电通道可用输电容量情况。

若交易出清方式有重大变化的，原则上应提前 15 个工作日就交易出清方式变更发布市场公告。

第七十二条 交易的限定条件必须事前在交易公告中明确，原则上在申报组织及出清过程中不得临时增加限定条件，确有必要的应当公开说明原因。

第七十三条 电力交易机构基于电力调度机构提供的安全约束条件开展电力交易出清。

第七十四条 各电力交易机构负责组织开展可再生能源电力相关交易，指导参与电力交易的承担消纳责任的市场主体优先完成可再生能源电力消纳相应的电力交易，在中长期电力交易合同审核、电力交易信息公布等环节对承担消纳责任的市场主体给予提醒。各承担消纳责任的市场主体参与电力市场交易时，应当向电力交易机构作出履行可再生能源电力消纳责任的承诺。

第七十五条 当发电企业可申报电量上限总额大于总购电量需求的1.5倍时，在单次跨省集中交易中单个发电企业的中标电量不能超过总购电需求电量的25%。年度交易中本原则按月执行。

第二节 年度（多年）交易

第七十六条 年度（多年）交易可通过双边协商或集中交易的方式开展。

华东区域年度跨省电力交易按照年度跨省厂网交易、年度跨省电力用户直接交易、年度跨省合同转让交易的次序进行组织。在同一交易品种中按照先双边交易再集中交易的次序进行组织。

第七十七条 华东电力交易机构于每年12月第一个工作日发布华东年度跨省电力交易时间安排，明确各类年度跨

省电力交易的开市及申报时间；其中年度跨省厂网集中交易原则上在每年12月中旬第1个工作日定期开市，并与国家指令性跨省区交易有序衔接。如果出现定期开市时，相关边界条件尚未确定，可再行组织交易。

市场主体经过双边协商形成的年度（多年）意向协议，需要在年度双边交易申报截止前，通过华东电力交易平台提交至电力交易机构。华东电力交易机构对所有有效双边交易协议汇总后，形成双边交易无约束成交结果。

第七十八条 采用集中交易方式开展年度（多年）交易时，市场主体在规定的报价时限内通过电力交易平台申报报价数据。电力交易机构根据相应交易规则形成集中交易无约束成交结果。

第七十九条 年度交易分月出清。为鼓励发电企业在用电高峰月份多送出，用电高峰月份中标的发电企业在其他月份有优先成交权，但优先成交电量不超过当月购电需求的50%。

（一）1月、7月、8月、12月四个用电高峰月份中购电需求电量最大的一个月份先行出清。

（二）根据先行出清月份成交结果确定中标发电企业其他月份优先成交电量，最大值不超过当月购电需求的50%。

中标发电企业某月优先成交电量=发电企业高峰月份中标电量×该月购电需求电量/高峰月份购电成交电量总和。

（三）其他月份出清时，在满足成交条件的情况下，上述优先成交电量优先成交。

第八十条 年度交易结束后，电力交易机构汇总每类交易的无约束成交结果，并提交电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在5个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。安全校核越限时，由相关电力交易机构根据市场规则协同进行交易削减和调整。未通过安全校核的无约束成交电量经征询交易双方同意后，可纳入候补交易，在条件允许时执行。

第八十一条 市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布1个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在受理异议起1个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

第三节 月度交易

第八十二条 月度交易可通过双边协商或集中交易的方式开展。原则上按照双边协商、集中竞价、挂牌的顺序组织交易。

月度跨省电力集中竞价交易，每月中旬第1个工作日定期开市，月度跨省厂网集中交易、月度跨省电力用户直接集中交易、月度跨省合同转让集中交易同步开展。

第八十三条 原则上每月中旬第1个工作日为月度双边交易截止申报日。市场主体经过双边协商形成的意向协议，

需要在月度双边交易申报截止前，通过电力交易平台提交至电力交易机构。电力交易机构对所有有效双边交易协议汇总后，形成双边交易无约束成交结果。

第八十四条 采用集中交易方式开展月度交易时，市场主体在规定的报价时限内通过电力交易平台申报报价数据。电力交易机构根据相应交易规则形成集中交易无约束成交结果。

第八十五条 月度交易结束后，电力交易机构汇总各类交易的无约束成交结果，并提交给电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在2个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。安全校核越限时由相关电力交易机构根据市场规则协同进行交易削减和调整。未通过安全校核的无约束成交电量经征询交易双方同意后，可纳入候补交易，在条件允许时执行。

第八十六条 市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布1个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在受理异议起1个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

第八十七条 电力交易机构应当根据经安全校核后的交易结果，对年度交易分月结果和月度交易结果进行汇总，于每月月底前发布汇总后的交易结果。

第四节 月内（多日）交易

第八十八条 月内（多日）交易可通过双边协商或集中交易的方式开展。根据交易标的物不同，月内交易可定期开市或连续开市。

第八十九条 月内（多日）交易流程参照月（季）度交易执行，其中安全校核期限为1个工作日。未通过安全校核的无约束成交电量经征询交易双方同意后，可纳入候补交易，在条件允许时执行。

第九十条 月内集中交易结束后，电力交易机构应当根据经安全校核后的交易结果，对分月交易计划进行调整、更新和发布。

第九十一条 市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布1个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在受理异议起1个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

第七章 安全校核

第九十二条 各类交易应当通过电力调度机构安全校核。各级电力调度机构均有为各电力交易机构提供电力交易（涉及本电力调度机构调度范围的）安全校核服务的责任。安全校核的主要内容包括：通道输电能力限制、机组发电能力限制、机组辅助服务限制等内容。

第九十三条 电力调度机构应当及时向电力交易机构提供或者更新各断面（设备）稳定限额，并通过交易平台发布必开机组组合和发电量需求、影响断面（设备）限额变化的停电检修等。

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。

第九十四条 为保障系统整体的备用和调峰调频能力，在各类市场化交易开始前，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，折算得出各机组的电量上限，对参与市场化交易的机组发电利用小时数提出限制建议，并及时提供关键通道限额、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。

其中，对于年度交易，应当在年度电力电量预测平衡的基础上，结合检修计划，按照关键通道可用输电容量的 80%下达交易限额。

对于月度交易，应当在月度电力电量预测平衡的基础上，结合检修计划和发电设备利用率，按照关键通道可用输电容量的 90%下达交易限额；发电设备利用率应当结合调峰调频需求制定，并向市场主体公开设备利用率。

对于月度内的交易，参考月度交易的限额制定方法，按照不低于关键通道可用输电容量的 95%下达交易限额。

第九十五条 安全校核未通过时，由电力交易机构会同电力调度机构根据交易优先级进行交易削减。交易优先级由高到低，按交易周期分别是年度（多年）交易、月度（季度）交易、月内交易；按交易品种，分别是优先发电计划、跨省厂网市场化交易、跨省电力用户直接交易、跨省合同转让交易。对同一优先级的交易按等比例原则进行交易削减。对于集中交易，按照竞价排序原则逆序进行交易削减。

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等原因需调整中长期交易时，应按照交易优先级逆序调整，并出具书面说明提交交易机构，由交易机构予以公布。

第九十六条 安全校核应当在规定的期限内完成，原则上年度交易、月度交易、月内交易的校核时限分别为 5 个、2 个、1 个工作日。安全校核未通过时，电力调度机构需出具书面解释，并由电力交易机构予以公布。

第九十七条 根据电网运行实际情况，年度交易可采用全年一次性校核方式，也可采用分月校核方式。采用分月校核方式时，交易机构将年度分月交易和月度交易一并提交调度机构进行安全校核，其中年度交易优先级高于月度交易。

多年交易和季度交易原则上不进行整体的安全校核，分别分年（分月）和年度（月度）交易一起进行校核；在交易优先级上与年度（月度）交易同级。

第八章 合同签订与执行

第九十八条 交易合同中应当明确购电方、售电方、输电方、电量、电力曲线、电价、执行周期、结算方式、偏差电量计量、违约处理、资金往来信息等内容。

第九十九条 华东区域跨省电力中长期交易合同原则上应采用电子合同签订，电力交易平台应当满足国家电子合同有关规定的技术要求，市场成员应当依法使用可靠的电子签名，电子合同与纸质合同具备同等效力。

第一百条 在电力交易平台提交、确认的双边协商交易以及参与集中交易产生的结果，各相关市场成员可将电力交易机构出具的电子交易确认单（视同为电子合同）作为执行依据。

第一百〇一条 华东电力交易机构汇总跨省交易合同，形成年度月度跨省交易计划。

第一百〇二条 跨省交易合同执行过程中，在购售双方一致同意且不影响其他市场主体交易合同执行的基础上，允许调整后续尚未执行合同，调整后的跨省交易合同需通过电力调度机构安全校核。

第一百〇三条 全部跨省交易合同均需约定交易曲线或确定曲线的原则，按合同约定曲线形成省间联络线计划。

第一百〇四条 发电企业（售电公司、电力用户）在华东跨省电力中长期交易中因自身原因导致交易合同无法履

约时，其所在省电网公司应按照省内市场规则调整其他发电企业发电，保障其交易合同约定电能量送出或受进，由此增加的费用由未能履约的发电企业（售电公司、电力用户）承担。

第一百〇五条 市场主体参与华东区域跨省电力中长期交易的合同电量与实际执行电量之间的偏差电量按以下方式处理。

（一）现货市场省份按照当地现货市场规则执行；

（二）事后向省内其他市场主体协商转让合同；

（三）事后由所在地交易机构采用挂牌方式转让；

（四）滚动到后续月份执行；

（五）按照所在省偏差电量处理办法执行；

（六）电力用户少用电量造成所在省发电企业少发电量的，按照偏差电量对应电费的 20%实施考核，增加电力用户购电费用支出，偏差电量作为所在地电网企业跨省购电交易，超出当地燃煤发电企业基准电价的，采用考核费用弥补，不足部分待下次偏差弥补，剩余费用作为当地“两个细则”辅助服务补偿费用来源。

发电企业少发电量造成所在省发电企业多发电量的，按照偏差电量对应电费的 20%实施考核，减少发电企业电费收入，偏差电量作为所在地电网企业跨省送出交易，超出当地燃煤发电企业基准电价或上调报价的，采用考核费用弥补，

不足部分待下次偏差弥补，剩余费用费用作为当地“两个细则”辅助服务补偿费用来源。

（七）能源监管机构协调处理。

偏差处理方式原则上按上述顺序进行处理，当地交易机构可根据当地实际情况进行调整。当地交易机构发现跨省交易合同执行出现较大不确定性，应及时向华东电力交易机构提出，由华东电力交易机构处理。

第一百〇六条 电力系统发生紧急情况时，电力调度机构可基于安全优先的原则实施调度，并向市场主体进行相关信息披露。

第九章 计量与结算

第一百〇七条 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。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。电网企业应当在跨省输电线路两端安装符合技术规范的计量装置，跨省交易均应明确其结算对应计量点。

第一百〇八条 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。

第一百〇九条 发电企业、跨省联络线送受端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、副表应当有明确标志，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。

第一百一十条 发电企业内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，按照每台机组的实际发电量等比例拆分共用计量点的上网电量。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，可按照额定容量比例分摊上网电量。

第一百一十一条 电网企业应当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，并将计算后的结算电量提交电力交易机构。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。

第一百一十二条 电力交易机构负责向市场成员出具结算依据，市场成员根据相关规则进行电费结算。其中，电网企业、发电企业的结算依据由华东电力交易机构出具，电力用户、售电公司的结算依据由所在省级电力交易机构出具。

第一百一十三条 华东区域跨省电力中长期交易采用国网华东分部居中结算的模式。

（一）国网华东分部与省级电网公司结算

国网华东分部根据交易结果按月分别与售电省电网企业和购电省电网企业进行电量电费结算。

1. 国网华东分部电量输电费

国网华东分部按照跨省交易应收取输电费的电量和国网华东分部电量输电价乘积所得输电费，每月统一向购电省电网企业收取。

2. 国网华东分部与购电省电网企业结算

国网华东分部与购电省电网企业结算价格为购电省电网企业成交电价（或者电力用户成交价扣除输配电价和政府基金及附加）减去国网华东分部电量输电价。

3. 国网华东分部与售电省电网企业结算

国网华东分部与售电省电网企业结算电价等于发电企业成交价格加上售电省电网企业输电费。

4. 国网华东分部输电网损

国网华东分部输电网损已计入购电方购电价，不再单独收取。

5. 国家电网公司华东分部容量输电费

国网华东分部容量输电费按照国家有关规定另行收取。

（二）购电省电网企业与该省售电公司、电力用户结算

购电省电网企业与该省售电公司、电力用户结算价格为该省售电公司、电力用户成交价（含输配电价和政府基金附加）。

（三）售电省电网企业与该省发电企业结算

售电省电网企业与该省发电企业结算价格为该发电企

业成交价格。售电省电网企业外送电输电费体现在与国网华东分部和省内发电企业结算价格差值。

（四）合同转让电费结算

合同转让电费结算由国网华东分部、省级电网企业分别与出让方、受让方结算，即出让方仅结算原合同价与出让价差额部分，受让方按照受让价结算，并按照国网华东分部居中结算原则进行。

第十章 信息披露

第一百一十四条 市场成员应当遵循及时、准确、完整的原则披露电力市场信息，对其披露信息的真实性负责。违者依法依规纳入失信管理，严重者按照规定取消市场准入资格。

第一百一十五条 电力交易机构、电力调度机构应当公平对待市场主体，无歧视披露社会公众信息和市场公开信息。市场成员严禁超职责范围获取私有信息，不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。

第一百一十六条 电力交易机构负责市场信息的管理和发布，会同电力调度机构按照市场信息分类及时向社会及市场主体、政府有关部门发布相关信息。市场主体、电力调度机构应当及时向电力交易机构提供支撑市场化交易开展所需的数据和信息。市场成员应该按照国家和所在省相关规定披露信息。此外，华东电力交易机构还应披露与跨省电力

中长期交易相关信息。

（一）公众信息

每月跨省交易总执行电量和价格。

（二）公开信息

1.交易前信息：输电价格、输电损耗、交易时间、省联络线稳定限额、交易计量点和结算点。

2.交易后信息：安全校核情况、购售电成交方、成交电力、成交电量、成交电价、合同执行开始时间、合同执行终止时间、交易电力曲线、交易实际完成进度及结算情况。

第一百一十七条 在确保安全的基础上，市场信息主要通过电力市场技术支持系统、电力交易机构网站进行披露。电力交易机构负责电力市场技术支持系统、电力交易机构网站的建设、管理和维护，并为其他市场主体通过技术支持系统、电力交易机构网站披露信息提供便利。电力市场技术支持系统、电力交易机构网站安全等级应当满足国家信息安全三级等级防护要求。

第一百一十八条 市场主体如对披露的相关信息有异议或疑问，可向电力交易机构、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。

第十一章 市场监管和风险防控

第一百一十九条 电力交易机构、电力调度机构根据有关规定，履行市场运营、市场监控和风险防控等职责。采

取有效风险防控措施，加强对市场运营情况的监控分析。

第一百二十条 当出现以下情况时，电力交易机构、电力调度机构依法依规采取市场干预措施：

（一）电力系统内发生重大事故危及电网安全；

（二）发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；

（三）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；

（四）因不可抗力市场化交易不能正常开展的；

（五）国家能源局华东监管局作出暂停市场交易决定的；

（六）市场发生其他严重异常情况的。

第一百二十一条 电力交易机构、电力调度机构应当分别详细记录市场干预期间的有关情况，并向国家能源局华东监管局提交报告。

第一百二十二条 电力交易发生争议时，市场主体之间应加强沟通交流，友好协商解决。协商无法达成一致时，由相应能源监管机构处理。市场主体和电力交易机构、电力调度机构发生争议时，由相应能源监管机构处理。

第十二章 附则

第一百二十三条 本规则配套的技术支持系统由国网华东分部负责开发、运营和维护。

第一百二十四条 本规则由国家能源局华东监管局负责解释。

第一百二十五条 本规则自发布之日起施行，有效期5年，并根据华东区域跨省电力中长期市场以及区域内电力现货市场建设需要适时修订。

第一百二十六条 本规则发布之日起，《华东电力市场跨省集中竞价交易规则（试行）》（华东电监市场〔2010〕98号）和《华东跨省发电权交易规则（试行）》（华东电监市场〔2010〕134号）相应废止。