

# 国家能源局浙江监管办公室

浙监能便函〔2022〕116号

## 浙江能源监管办关于征求《华东区域跨省电力中长期交易规则（修订稿）》意见的函

浙江省能源局，国网浙江省电力有限公司，浙江电力交易中心，各有关发电企业、售电公司、电力用户，各有关单位：

经商华东能源监管局，现将《华东区域跨省电力中长期交易规则（修订稿）》转发你们。请各有关单位认真组织研究，于6月1日前将有关意见建议（纸质版和电子版）反馈我办。

联系人：李夏

电话：0571-51102720

邮箱：zjbscc@nea.gov.cn

传真：0571-51102738

地址：杭州市黄龙路8号浙江电力生产调度大楼7楼

邮编：310007

附件：华东区域跨省电力中长期交易规则（修订稿）



国家能源局浙江监管办公室

2022年5月25日

附件：

# 华东区域跨省电力中长期交易规则

（修订稿）

## 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，贯彻落实长三角一体化发展国家战略，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、《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）、《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）、《国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈“十四五”现代能源体系规划〉的通知》（发改能源〔2022〕210号）等有关要求，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，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、多月（包括季度）、月、多日（包括周）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（含增量配电网企业、微电网企业）、售电公司、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）发电企业准入基本条件

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. 符合能效、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），可作为市场主体参与市场化交易。

4. 重新调用的应急备用电源按照相关文件规定的准许情况参与交易。

5. 独立电储能电站应属于省级及以上电力调度机构调度范围。

### （二）电网企业准入基本条件

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、微电网企业符合国家有关规定的准入条件。

### （三）电力用户准入基本条件

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协议（合同）。

2. 除居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户，下同）、农业用户以外的工商业用户。

3. 拥有燃煤自备电厂的用户应当按照国家规定承担政府性基金及附加、政策性交叉补贴。

4. 具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足市场计量和结算的要求。

#### （四）售电公司准入基本条件

1. 符合国家对售电公司有关管理规定。

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）。

3. 售电公司应满足其代理用户所在省关于履约保函（保险）缴纳有关要求。

### **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，执行有序用电管理措施，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。

（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）电网企业可代理相应的居民、农业用户和未直接参与市场交易的工商业用户参与跨省购电。

（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及服务需求的数据等。

（七）对市场规则进行分析评估，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, 保障电力交易结果的执行(因电力调度机构自身原因造成实际执行与交易结果偏差时, 由电力调度机构所在电网企业承担相应的经济责任), 保障电力市场正常运行。

(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** 华东区域内有关省市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、增量配电网和微电网企业根据交易需求、调度管理、结算关系在相应的电力交易机构办理注册手续。售电公司自主选择一家电力交易机构按照相关规定办理注册手续。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** 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。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** 市场主体在省（市）电力交易机构办理市场注册业务执行所在省相关规定，在华东电力交易机构办理市场注册业务应执行以下规定。

(一) 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。

(二) 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。

(三) 电力用户原则上到所在省电力交易中心办理注册手续。

(四) 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。

(五)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。

售电公司发生企业更名或法定代表人变更;企业控制权转移,因公司股权转让导致公司控股股东或者实际控制人变化;资产总额超出注册条件所规定范围的变更;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的,需重新签署信用承诺书并予以公示,公示期为7天。售电公司公示期满无异议的,由电力交易中心向社会发布。

**第十六条** 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

**第十七条** 华东区域跨省电力中长期交易火电企业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。

购电方所在省电网省间联络线落地价格由发电侧成交价格、送出省外送输电价格、跨省输电价格、输电损耗和跨省辅助服务费用构成。跨省辅助服务费用按照跨省辅助服务相关规则执行。

购电方电力用户到户价格在购电方所在省电网省间联络线落地价格基础上还应缴纳本省内输配电价、政府性基金及附加、省内辅助服务费用。跨省输电价格和网损、送出省外送输电价格、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。省

内辅助服务费用按照省内辅助服务相关规则执行。

**第十八条** 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或者所在省相关市场规则。执行峰谷电价的，后续相关费用处理按照所在省相关规定执行。

**第十九条** 国家指令性跨省电力中长期交易，已有交易价格规定的，执行相关规定。

**第二十条** 华东区域跨省电力中长期交易严格落实《反垄断法》《优化营商环境条例》《关于有序放开发用电计划的实施意见》《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》等规定，市场化方式开展跨省电力中长期交易，交易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，第三方不得干预。

## 第五章 交易品种和交易方式

### 第一节 总则

**第二十一条** 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、跨省电力直接交易、跨省合同转让交易、跨省应急交易。

（一）跨省厂网交易是指发电企业与华东区域内其他省份电网企业（含跨省级及以上调度管辖范围，下同）之间进行跨省电力交易。

（二）跨省电力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。

(三)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。

(四)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跨省电力交易。

**第二十二条** 发电企业、售电公司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代理的交易模式。

市场化购电的电力用户,可直接参与或委托售电公司参与华东区域跨省电力中长期交易,并应与其参与省内直接交易方式保持一致。

电网企业根据代理的居民、农业、工商业用户用电量预测、电网线损、当地优先发电电量等情况,合理参与华东区域跨省电力中长期交易。

**第二十三条** 跨省电力中长期交易中以绿色电力产品为标的物,用以满足电力用户购买、消费绿色电力需求,并提供相应的绿色电力消费认证的,作为跨省绿电交易。

(一)市场初期,参与跨省绿电交易发电主体为集中式风电和光伏。条件成熟时,逐步扩大至符合条件的其他绿色电力发电企业。

(二)参与跨省绿电交易的市场主体也可以参与其他跨

省电力交易。

(三)发电侧成交价超过风电、光伏所在省基准电价或者竞争性配置形成的上网电价部分，作为环境溢价，用于体现绿色电力的环境属性价值。

(四)对于享受国家可再生能源电价附加补贴的绿色发电企业，参与绿电交易的电量不再计入其合理利用小时数，不享受国家可再生能源电价附加补贴。

(五)必要时，可与其他交易分开组织。

**第二十四条** 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。

(一)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。

(二)滚动撮合交易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。

(三)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。挂牌交易包括单方挂牌交易和双向挂牌交易。

1. 单方挂牌交易指在规定的交易时限内，购入方或者售出方其中一方提出购售电要约，包括购(售)电量和购(售)电价格，

另外一方摘牌即时成交，电量摘完即止。

2. 双向挂牌交易指在规定的交易时限内，购入方或者售出方任意一方随时提出购售电要约，包括购（售）电量和购（售）电价格，另外一方摘牌即时成交，电量摘完即止。

（四）为减少交易成本，降低交易环节风险，提倡通过集中交易方式组织跨省电力中长期交易。华东电力交易机构要做好交易组织工作，提高电力交易平台支持水平，充分运用互联网交易方式服务购售双方交易需求。

**第二十五条** 购电方、售电方根据自身电力生产、消费、代理需要购入或售出电量。同一次交易组织中，同一交易时段中，同一市场主体不能同时开展购电和售电交易。

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，合同转让电量不得超过其已售出电能量的净值（指扣除已转让合同电量后的净售电量）。售电公司省间购电规模和省内购电规模之和不超过其资产总额对应的年售电量和已缴纳履约保函（保险）所对应购电规模上限中的较小值。

## 第二节 跨省厂网交易

**第二十六条** 跨省厂网交易购电方为省级电网企业，售电方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。

**第二十七条** 跨省厂网交易包括保量保价国家指令性跨省厂网交易、保量竞价国家指令性跨省厂网交易、完全市场化跨省厂网交易等。

保量保价国家指令性跨省厂网交易应根据国家相关文件规定的电量、电价等要求签订购售电合同。保量竞价国家指令性跨省厂网交易应在国家相关文件规定的电量范围内,通过市场化方式形成交易价格。完全市场化跨省厂网交易电量、电价由发电企业、电网企业通过市场化方式形成。保量竞价国家指令性跨省厂网交易、完全市场化跨省厂网交易统称跨省厂网市场化交易。

**第二十八条** 跨省厂网市场化交易周期包括多年、年度、多月、月度和多日。多年交易采用双边协商方式,年度、多月交易采用双边协商、集中交易方式,月度、多日优先采用集中交易方式。

**第二十九条** 跨省厂网市场化交易采用集中交易方式的,可用集中竞价或购电方挂牌交易形式。其中保量竞价国家指令性跨省厂网交易原则上采用电网企业挂牌交易方式。

**第三十条** 集中竞价跨省厂网市场化交易采用高低匹配价格形成机制或购电定价价格形成机制。

(一) 高低匹配价格形成机制

1. 购电省电网企业报价为购电省电网省间联络线落地电价。
2. 发电企业报价为其上网电价。
3. 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。
4. 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、综合报价低(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。

5. 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,并依此类推。

#### 6. 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。

7. 发电企业成交价=发电报价+50%价差空间

8. 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。

### (二) 购电定价价格形成机制

1. 购电省电网企业报价和发电企业报价与上一条款相同。

2. 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。

3. 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,并依此类推。

#### 4. 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。

5. 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。

6. 购电省电网企业成交价=购电省电网企业报价。

7. 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。

**第三十一条** 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，其中购电价为购电省电网省间联络线落地价格。

购电方成交价格即为其挂牌价格。

发电企业摘牌后结算电价=(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)-送出省电网企业输电价。

### 第三节 跨省电力直接交易

**第三十二条** 跨省电力直接交易售电方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，购电方为已在电力交易机构注册并符合市场准入条件的售电公司、电力用户，并具备履约能力，履约能力要求按照所在省相关规则执行。

**第三十三条** 跨省电力直接交易包括保量竞价国家指令性跨省电力直接交易、完全市场化跨省电力直接交易等。

**第三十四条** 跨省电力直接交易周期包括多年、年度、多月、月度和多日交易。多年交易采用双边协商方式。年度、多月、月度和多日交易采用双边协商、集中交易方式，提倡采用集中交易方式。

**第三十五条** 跨省电力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方式。保量竞价国家指令性跨省电力直接交易原则上采用双向挂牌交易方式。

(一) 高低匹配价格形成机制

1. 售电公司、电力用户购电报价为其所在省电网省间联络线落地价格，不含所省内输配电价和政府性基金及附加。

2. 发电企业报价为其上网电价。

3. 售电公司、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。

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

5. 交易平台按照排序对购售报价进行集中撮合，即排序最前的售电公司、电力用户与发电企业优先配对，并依此类推。

6. 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。

7. 发电企业成交价=其发电报价+50%价差空间。

8. 售电公司、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。

## (二) 双向挂牌价格形成机制

1. 挂牌、摘牌、成交价格为售电公司、电力用户所在省网省间联络线落地价格，不含省内输配电价和政府性基金及附加。

2. 摘牌价格为成交价格。

3. 电力用户结算价格=成交价格+所在省输配电价和政府性基金及附加。

4. 发电企业结算电价=(成交价格-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。

## 第四节 跨省合同转让交易

**第三十六条** 跨省合同转让交易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。

跨省交易合同在省内转让按照当地相关规则执行。跨省交易合同省间转让交易、省内交易合同省间转让交易按照本规则执行。

**第三十七条** 跨省合同转让交易包括售电合同转让和购电合同转让交易。

### (一) 售电合同转让交易

1. 出让价格应为售电合同出让方上网侧电价。

2. 出让方合同转让损益=转让电量×(原合同上网电价-出让价)。

3. 受让方上网侧结算价格

#### (1) 省内售电合同跨省转让

受让方上网侧结算价格=(出让价-国网华东分部跨省电量输电价)×(1-国网华东分部输电网损率)-受让方所在省电网企业外送输电价。

#### (2) 跨省售电合同在转让方所在省以外转让

受让方上网侧结算价格=出让价+(出让方所在省电网企业外送输电价-受让方所在省电网企业外送输电价)。

### (二) 购电合同转让交易

1. 出让价格应为电力用户所在省电网省间联络线落地价格。

2. 出让方合同转让损益=转让电量×(出让价-原合同价格(不含所在省输配电价和政府性基金及附加))。

3. 受让方电力用户结算价格

#### (1) 省内购电合同跨省转让

受让方电力用户结算价格=(出让价+所在省电网企业外送输电价)/(1-国网华东分部输电网损率)+国网华东分部跨省电量输电价+所在省输配电价和政府性基金及附加。

#### (2) 跨省购电合同在出让方所在省以外转让

受让方电力用户结算价格=出让价+所在省输配电价和政府性基金及附加。

**第三十八条** 跨省合同转让交易包括年度、多月、月度和多日交易，可采用集中交易、双边协商交易方式。集中交易采用挂牌交易形式，由出让方提出合同出让要约，包括出让电量和出让电价。

**第三十九条** 市场初期，为降低市场交易风险，跨省合同转让交易原则上需满足以下要求，有特殊情况的，应征得相应能源监管机构同意才可以转让。

（一）电网企业购电合同不应转让。

（二）跨省购（售）电合同不应转回省内，变为省内交易。

（三）省内购电合同不应向其他省份转让。

（四）售电合同转让交易应符合节能减排相关要求。

（五）仅多年合同和国家指令性年度合同可进行年度合同的整体转让交易，当月签订的月度交易合同不应在月度交易中转让。

（六）电力用户和售电公司的合同转让电量不应超过其当期已签订合同电量的 20%。

（七）跨省应急交易、跨省绿电交易合同不应转让。

## **第五节 跨省应急交易**

**第四十条** 跨省应急交易原则上采用双边协商交易方式。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。

**第四十一条** 跨省应急交易开展后 5 个工作日内，购电方、售电方应将相关情况报送相应能源监管机构。

## **第六章 交易组织**

### **第一节 总则**

**第四十二条** 发电企业、电力用户、售电公司、电网企业等通过多年、年度、多月、月度、多日交易等自主申报跨省交易意向，满足发用电需求，促进供需平衡和资源优化配置。华东电力交易机构应定期或根据交易需求组织跨省电力中长期交易。

**第四十三条** 华东区域跨省电力中长期交易和省内电力中长期交易衔接。

（一）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。

（二）年度跨省电力直接交易开市时，售电公司尚未完成用户绑定工作的，在足额缴纳履约保函（保险）的情况下，可按照不超过上一年度代理用户电量 70% 的规模开展跨省购电。之后，售电公司如未能按时绑定用户，执行时造成的偏差，售电公司承担相应责任。

(三) 购售双方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。

**第四十四条** 华东区域跨省电力中长期交易原则上按照跨省电力直接交易、跨省厂网交易、跨省合同转让交易、跨省应急交易的次序进行组织。

**第四十五条** 华东区域跨省电力中长期交易公告发布时间要求。

(一) 定期开市交易

交易公告应当比交易申报日至少提前 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。

(二) 不定期开市的交易

多年、年度交易应当比交易申报日至少提前 5 个工作日发布交易公告。多月、月度交易至少提前 3 个工作日发布交易公告, 月内交易至少提前 1 个工作日发布交易公告。

(三) 若交易出清方式有重大变化的, 原则上应提前 10 个工作日就交易出清方式变更发布市场公告。

**第四十六条** 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。交易公告发布内容应当包括但不限于:

(一) 交易标的 (含电力、电量和交易时间段)、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。

**第四十七条** 购售双方应在交易公告规定的时间内申报交易需求、录入交易合同。华东电力交易机构汇总集中交易、双边交易无约束成交结果，提交华东电力调度机构统一进行安全校核。华东电力交易机构未发布交易公告，购售双方自行签订的双边交易合同，在购售双方录入交易合同后，华东电力交易机构按照时间就近原则，将双边交易合同与其他交易一起提交华东电力调度机构进行安全校核。

**第四十八条** 当发电企业可申报售电量上限总额大于总购电量需求的 2 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。

如执行上述约束后，出现部分购电需求未能达成交易的情况，则未成交购电需求可与已中标发电企业剩余申报电量继续匹配，直至其申报电量全部成交为止，不受上述限制。

**第四十九条** 在开展跨省厂网交易时，为更广范围满足省市电网企业购电需求，保障电力供应，当出现总购电需求大于总售电能力的 2 倍时，如果有 2 家电网企业购电，任意 1 家电网企业成交电量不能超过全部可售电量的 65%；如果有 3 家及以上电网企业购电，任意 1 家电网企业成交电量不能超过全部可

售电量的 50%。

如执行上述约束后，出现部分售电需求未能达成交易的情况，则未成交售电需求可与已中标购电省（市）剩余申报电量继续匹配，直至其申报电量全部成交为止，不受上述限制。

## 第二节 多年、年度交易

**第五十条** 华东电力交易机构原则上于每年 12 月第 5 个工作日前发布年度跨省电力交易时间安排，明确各类年度跨省电力交易及定期交易的开市及申报时间。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。

购售双方经过双边协商形成的多年交易合同，需要在签订之后至年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。

**第五十一条** 多年交易应分解到年度再分解到月度，年度交易应分解到月度，确定分月电量或者分月电量比例，还应确定（分月）电力曲线或者峰谷比或者分时段曲线。

（一）采用集中交易开展的年度交易，应事先确定分月电量比例或者分月电量，还应确定电力峰谷比或者分时段开展交易。

（二）采用双边协商开展的年度交易，购售双方应明确分月电量、电力曲线。

**第五十二条** 华东电力调度机构收到华东电力交易机构汇总后的无约束成交结果，应在 5 个工作日内返回安全校核结果，华东电力交易机构负责发布安全校核结果。华东电力调度机构

未在规定时限内完成安全校核的，华东电力交易机构应在1个工作日内书面报告华东能源监管局。

**第五十三条** 市场成员对交易结果有异议的，应当在结果发布1个工作日内向华东电力交易机构提出。华东电力交易机构会同电力调度机构在受理异议起1个工作日内处理。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

### 第三节 多月、月度交易

**第五十四条** 多月交易根据市场交易需要开展，不定期开市。月度交易原则上应定期开市。

**第五十五条** 华东电力交易机构至少于开市前3个工作日发布多月、月度跨省电力交易时间安排，明确多月、次月各类跨省电力交易及定期交易的开市及申报时间。

**第五十六条** 多月交易应分解到月度，确定分月电量或者分月电量比例，还应确定（分月）电力曲线或者峰谷比或者分时段曲线。月度交易应确定电力曲线或者峰谷比或者分时段曲线。

（一）采用集中交易开展的多月交易，应事先确定分月电量比例或者分月电量，还应确定电力峰谷比或者分时段开展交易。月度交易应事先确定电力峰谷比或者分时段开展交易。

（二）采用双边协商开展的多月交易，购售双方应明确分月电量、电力曲线。采用双边协商开展的月度交易，购售双方应明确交易电量、电力曲线。

**第五十七条** 华东电力调度机构收到华东电力交易机构汇

总后的无约束成交结果，多月交易应在 5 个工作日、月度交易应在 2 个工作日内返回安全校核结果，电力交易机构负责发布安全校核结果。华东电力调度机构未在规定时限内完成安全校核的，华东电力交易机构应在 1 个工作日内书面报告华东能源监管局。

**第五十八条** 市场成员对交易结果有异议的，应当在结果发布 1 个工作日内向华东电力交易机构提出。华东电力交易机构会同电力调度机构在受理异议起 1 个工作日内处理。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

#### **第四节 多日交易**

**第五十九条** 多日交易根据市场交易需要开展，不定期开市。

**第六十条** 华东电力交易机构于每月 25 日前发布次月周跨省电力交易时间安排，明确次月各类周跨省电力交易的开市及申报时间。多日交易至少提前 1 日发布交易公告，华东电力交易机构不专门发布多日交易时间安排。

**第六十一条** 多日交易需要明确每日 96 点电力曲线。

**第六十二条** 华东电力调度机构收到华东电力交易机构汇总后的无约束成交结果，应在 1 个工作日内返回安全校核结果，电力交易机构负责发布安全校核结果。华东电力调度机构未在规定时限内完成安全校核的，华东电力交易机构应在 1 个工作日内报告华东能源监管局。

**第六十三条** 市场成员对交易结果有异议的，应当在结果发

布后 1 个工作日内向华东电力交易机构提出。华东电力交易机构会同电力调度机构在异议受理后 1 个工作日内处理。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

**第六十四条** 跨省电力交易应经过电力调度机构安全校核。华东区域内电力调度机构均有为跨省电力交易提供安全校核服务（涉及本电力调度机构调度范围的）的责任。

**第六十五条** 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。

**第六十六条** 为了保障跨省电力交易正常开展，华东电力调度机构应根据华东电力交易机构需求，提供或者更新各断面（设备）稳定限额、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。

**第六十七条** 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。安全校核内容应科学、合理。

电力调度机构不得在安全校核不存在问题，无故降低购售方交易空间或者电网输送能力，以安全校核名义限制正常的交易需

求，干预市场正常运行，造成购售方经济损失、弃风弃光、拉限电等情况，追究相关方责任。

**第六十八条** 安全校核应当在规定的期限内完成。安全校核未通过时，由电力调度机构负责解释。涉及交易前未公布约束条件的，应提供书面解释，并由华东电力交易机构予以公布。

安全校核未通过时，华东电力交易机构商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，按交易周期分别是多年、年度、多月、月度、多日交易；按交易品种，分别是保量保价国家指令性计划、跨省电力直接交易、跨省厂网交易、跨省合同转让交易。对同一优先级的交易先削减非绿电交易，再削减绿电交易，之后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。

## 第八章 合同签订与执行

**第六十九条** 跨省电力双边交易应当签订购售电合同，交易合同应当明确购电方、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。跨省电力集中交易应当签订电子合同，电子合同格式由华东电力交易机构确定。

**第七十条** 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。

**第七十一条** 经安全校核后的交易结果作为执行依据，相关市场成员、电力调度机构、电力交易机构应该严格执行。

## **第七十二条 跨省电力交易调整**

(一)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,允许调整后续各月的合同分月计划(合同总量不变),调整后的跨省交易合同需通过电力调度机构安全校核。

(二)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,允许调整尚未执行的跨省电力交易电量、电价,调整后的跨省电力交易需通过电力调度机构安全校核。如果造成跨省输电线路闲置浪费(调减电量超过年度、月度可输送电量10%),购售双方应向输电方赔付相应输电费。

(三)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。

(四)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减中长期交易时,按照交易优先级逆序调整,详细记录原因并向市场主体说明。

## **第七十三条 跨省电力交易违约处理**

(一)购售双方应严格执行跨省电力交易结果,发现不具备执行交易结果能力时,应及时通过跨省合同转让、交易调整等方式减少影响。

(二)除不可抗力、输电方原因外,购电方、售电方未执行交易结果,优先由其所在省(市)电力调度、交易机构按照省内市场规则调整省内其他发电企业发电,保障省间联络线电量送出或受进,其次由华东电力调度、交易机构调整省间联络线电量送

出或受进。

(三)实际执行电量与交易结果之间的偏差电量按以下方式处理。

1. 未发生调整联络线电量送出或受进的处理原则

(1) 现货市场省份按照当地现货市场规则执行。

(2) 事后向省内其他市场主体协商转让合同。

(3) 事后由所在地交易机构采用挂牌方式转让。

(4) 滚动到后续月份执行。

(5) 按照所在省偏差电量处理办法执行。

(6) 电力用户、售电公司少用电量造成所在省发电企业少发电量的，按照偏差电量对应发电侧电费的 20% 实施考核，增加电力用户、售电公司购电费用支出。电力用户、售电公司少用电量作为所在地电网企业跨省受进，电价高于当月代理购电价格的，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。发电企业少发电量作为所在地电网企业跨省送出，电价低于当月代理购电价格，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。

2. 发生调整联络线电量送出或受进的处理原则

(1) 双边协商的交易由购售双方按照签订的合同约定解决。



(2) 集中交易开展的跨省电力交易，售电方或者购电方未送出或者未受进电量按照当月华东区域所有省内、跨省发电侧最高交易价格的 50% 或者 100% 计算费用，补偿受影响方。正常供需状况取 50%；受电省发生有序用电或者送电省发生弃风、弃光、弃水、核电降出力取 100%。

3. 能源监管机构协调处理。

4. 偏差处理方式原则上按上述顺序进行处理，当地电力交易机构可根据当地实际情况进行调整。当地电力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。

## 第九章 计量与结算

**第七十四条** 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。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。

**第七十五条** 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。

**第七十六条** 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。

**第七十七条** 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。参与跨省绿电交易的风电、光伏共用计量点的，应及时改造，具备分别计量的技术条件。

**第七十八条** 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。

**第七十九条** 华东区域内电力交易机构负责向市场成员出具结算依据，跨省电量优先结算。其中，电网企业、华东网调直调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、除华东网调直调外发电企业的结算依据由所在省电力交易机构出具。

**第八十条** 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，市场成员应根据相关规则进行电费结算。

（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送出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

国网华东分部应收取的跨省交易电量输电费按照购电省所在电网省间联络线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所在电网省间联络线的成交电价(即电力用户结算价扣除省内输配电价、政府基金及附加)。

#### 3. 国网华东分部与送出省电网企业结算

国网华东分部与送出省电网企业结算价格为送电省所在电网省间联络线的成交电价(即发电企业上网价格加上送出省电网企业外送电输电费价)。

#### 4. 国网华东分部输电网损

国网华东分部输电网损根据国家规定网损率折算为网损电价，不再单独收取。

#### (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电网省间联络线的成交电价，加上省内输配电价和政府基金附加。

#### (三) 送出省电网企业与该省发电企业结算

送出省电网企业与该省发电企业结算价格为该省电网省间联络线的成交电价扣除送出省电网企业外送电输电费。

华东直调电厂由国网华东分部进行结算。

#### （四）合同转让电费结算

双边交易按照合同约定的结算方式开展结算。

双边交易未约定结算方式的和集中交易，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

**第八十一条** 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。

**第八十二条** 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。

**第八十三条** 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

1. 跨省电力中长期交易适用的法律、法规以及相关政策文件，

跨省电力中长期交易业务流程、管理办法等。

2. 华东电网运行基本情况，包括各类型发电机组装机总体情况，发用电负荷总体情况、主要网络通道的示意图等。

3. 国家批准的输电价格、输电损耗等。

4. 每月跨省交易总交易电量和价格。

5. 其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

## （二）公开信息

1. 交易前信息：交易时间，省间联络线稳定限额、省间联络线已达成交易情况，年、季电力电量平衡预测；交易限价（如有）。

2. 交易后信息：安全校核结果及原因、各类交易的总成交电量和成交均价。

3. 其他政策法规要求对市场主体公开的信息。

## （三）私有信息

1. 各市场主体的跨省交易申报电量、申报电价等交易申报信息。

2. 各市场主体的跨省交易的成交电量以及成交价格等信息。

3. 各市场主体的跨省交易合同以及结算明细信息。

**第八十四条** 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。

**第八十五条** 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 市场监管和风险控制

**第八十六条** 电力交易机构、电力调度机构根据有关规定，履行市场运营、市场监控和风险控制等职责。采取有效风险控制措施，加强对市场运营情况的监控分析。

**第八十七条** 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、华东能源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。

**第八十八条** 政府有权部门可根据电力保供、控煤、可再生能源消纳权重等政策需要进行市场调控和干预，向华东电力交易机构书面提出跨省购电、售电规模限制。华东电力交易机构

将相关信息及时公开。

**第八十九条** 华东电力交易机构、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。

**第九十条** 华东电力交易机构、有关省（市）电力交易机构应将跨省电力中长期交易合同报送相应能源监管机构。纸质合同在交易机构取得合同后 10 个工作日内报送，电子合同应在次月第 10 个工作日内前汇总报送。

**第九十一条** 电力交易发生争议时，市场成员之间应加强沟通交流，友好协商解决。协商无法达成一致时，可提交相应能源监管机构协调处理，也可提交仲裁委员会仲裁或者向人民法院提出诉讼。购售方和电力交易机构、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

**第九十二条** 本规则配套的技术支持系统由华东电力交易机构负责开发、运营和维护。

**第九十三条** 本规则由国家能源局华东监管局负责解释。

**第九十四条** 本规则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。

**第九十五条** 本规则自发布之日起施行，有效期 5 年。《华东区域跨省电力中长期交易规则》（华东监能市场〔2020〕128 号）同时废止。