

附件 1

华中区域（东四省）省间电力互济市场交易规则

（征求意见稿）

第一章 总 则

第一条【目的意义】为充分发挥市场机制作用，灵活开展华中电网跨省电力余缺互济，提升区域电网运行调节和区域电力资源优化配置能力，支撑电力保供、可再生能源消纳和电力系统经济运行，制定本规则。

第二条【制定依据】本规则依据《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）及相关配套文件、《电力市场运行基本规则》（国家发展改革委令第20号）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）、《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号）、《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）、《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）、《国家发展改革委关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633号）、《关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809号）、《国家发展改革委 国

家能源局关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》(发改办运行〔2022〕475号)、《国家能源局关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见》(国能发法改〔2024〕93号)、《国家能源局关于促进新型储能并网和调度运用的通知》(国能发科技规〔2024〕26号)、《国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》(发改价格〔2025〕136号)、《国家发展改革委 国家能源局关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》(发改能源〔2025〕357号)、《GB/T 37016-2018 电力用户需求响应节约电力测量与验证技术要求》等有关法律法规和规范性文件制定。

第三条【适用范围】本规则适用于华中区域湖北、河南、湖南、江西四省之间开展的省间电力互济交易。

第四条【交易品种】华中电网省间电力互济交易包括省间保供电和促消纳两个交易品种，优先开展省间保供电互济交易(以下简称“保供电交易”)，再开展省间促消纳互济交易(以下简称“促消纳交易”)。同一交易周期内，单一省级电网不能出现“保供电交易受入电力，同时刻促消纳交易送出电力”、“保供电交易送出电力，同时刻促消纳交易受入电力”的情形；单一经营主体在同一时刻不能出现“保供电交易送出电力、促消纳交易受入电力”的情形。

第五条【交易定位】华中电网省间电力互济交易在落实省

间电力中长期交易和省间电力现货交易的基础上，利用区域内省间通道剩余输电能力组织，仅在日前、日内开展。

第六条【交易发起】当预测省级电网出现电力保供能力或可再生能源消纳能力不足时，省级电力调度机构向区域电力调度机构提出交易申请，由区域电力调度机构组织开展交易。

第七条【交易模式】华中电网省间电力互济交易优先采取“交易双方报量报价”的模式（以下简称“双边模式”）开展。对于采用双边模式交易后的保供电、促消纳交易剩余需求，按照自愿原则，采取“沿用省间保供电（促消纳）交易的售电方（购电方）申报的量价数据，购电方（售电方）作为价格接受者，继续开展余量出清”的模式（以下简称“单边模式”），最大限度满足华中电网省间电力互济交易需求。

第八条【交易执行】华中电网省间电力互济交易结果纳入华中电网省间送受电调度计划执行。

第九条【交易量纲】本规则中涉及电力的量纲为兆瓦，电量的量纲为兆瓦时，电价的数量纲为元/兆瓦时。申报电力的最小单位为 1 兆瓦，电价的最小单位为 1 元/兆瓦时。交易日从 00:15 至 24:00，每 15 分钟设为一个时段，交易日共分 96 个时段。

第十条【市场管理】华中能源监管局会同河南能源监管办、湖南能源监管办负责实施市场监管。区域电力调度机构和交易机构负责市场运营管理，省级电力调度机构和交易机构配合并

参与市场运营管理。

第二章 市场成员

第十一条【市场成员范围】本规则所称的市场成员包括经营主体、市场运营机构和提供输配电服务的电网企业等。其中，经营主体包括参与华中电网省间电力互济交易的发电企业（含抽水蓄能电站）、新型经营主体（调度调用新型储能、独立参与市场的负荷侧可调节资源、通过聚合方式代理相关资源参与市场的负荷聚合商或虚拟电厂等）和电力用户。市场运营机构包括电力调度机构和电力交易机构。

第十二条【发电企业权利义务】发电企业的权利和义务：

（一）按照本规则自愿参与华中电网省间电力互济交易，签订和履行交易合同，按规定参与电费结算，在规定时间内可对结算结果提出异议。

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务。

（三）签订并执行并网调度协议，服从电力调度机构统一调度。

（四）依法依规提供相关市场信息，按照信息披露有关规定获得相关信息，并承担保密义务。

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

第十三条【新型经营主体权利义务】新型经营主体的权利和义务：

（一）按照本规则自愿参与华中电网省间电力互济交易，签订和履行交易合同，按规定参与电费结算，在规定时间内可对结算结果提出异议。

（二）以聚合方式参与交易的，由负荷聚合商或虚拟电厂负责签订和履行交易合同，将出清结果下发至被聚合资源并组织执行。负荷聚合商或虚拟电厂与被聚合资源协商确定有关权利义务，签订代理服务合同，并将代理服务合同在电力交易机构备案，按照代理服务合同分享交易收益。

（三）获得公平的输配电服务和电网接入服务。

（四）签订负荷确认协议或并网调度协议，接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统。

（五）依法依规提供相关市场信息，按照信息披露有关规定获得相关信息，并承担保密义务。以聚合方式参与交易的，由负荷聚合商或虚拟电厂向市场运营机构提供自身及被聚合资源的相关信息。

（六）按规定参与电费结算，在规定时间内可对结算结果提出异议。

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第十四条【电网企业权利义务】电网企业的权利义务：

（一）保障输变电设备正常运行。

（二）为经营主体提供公平的输电、配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表、收付费等服务。

（三）建设、运行、维护和管理电网相关配套系统，服从电力调度机构的统一调度。

（四）依法依规提供相关市场信息，并承担保密义务。向市场运营机构提供支撑华中电网省间电力互济交易和市场服务所需的相关数据，保证数据交互的准确性和及时性。

（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）代理电力用户参与市场交易。

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第十五条【网调权利义务】区域电力调度机构的权利义务：

（一）按照本规则组织开展华中电网省间电力互济交易，负责调管范围内电网安全校核，负责市场监测和风险防控，按照调度规程实施电力调度，保障电网安全稳定运行。

（二）合理安排调管范围内电网运行方式，保障市场正常运行。

（三）建设、运行和维护华中电网省间电力互济交易主站技术支持系统。

（四）组织调管范围内经营主体参与市场交易，负责调管范围内经营主体申报数据的合理性校验。

（五）按照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，提供支撑华中电网省间电力互济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与电力交易机构进行数据交互，承担保密义务。

（六）开展市场分析和运营监控，履行市场风险防范职责，依法依规实施市场干预，并向电力监管机构报告。

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第十六条【省调权利义务】省级电力调度机构的权利义务：

（一）按照本规则配合区域电力调度机构开展华中电网省间电力互济交易，负责调管范围内电网安全校核，配合区域电力调度机构开展市场监测和风险防控，按照调度规程实施电力调度，保障电网安全稳定运行。

（二）合理安排调管范围内电网运行方式，保障市场正常运行。

（三）建设、运行和维护华中电网省间电力互济交易配套技术支持系统。

（四）负责提出华中电网省间电力互济交易购售电规模上限。

（五）组织调管范围内经营主体参与市场交易，负责调管范围内经营主体申报数据的合理性校验。组织未纳入区域、省级电力调度机构调管范围的省内相关经营主体参与市场交易。

（六）披露和提供电网运行的相关信息，提供支撑华中电网省间电力互济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与电力交易机构进行数据交互，承担保密义务。

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第十七条【区域电力交易机构权利义务】区域电力交易机构的权利义务：

（一）向经营主体提供市场注册、信息变更和退出等相关服务。

（二）负责华中电网省间电力互济交易结算的归口管理，提供电力交易结算依据及相关服务。

（三）按照国家信息安全与保密、电力市场信息披露和报送等有关规定披露和发布信息，承担保密义务。

（四）法律法规规定的其他权利和义务。

第十八条【省级电力交易机构权利义务】省级电力交易机构的权利义务：

（一）向经营主体提供市场注册、信息变更和退出等相关

服务。

（二）配合区域电力交易机构开展华中电网省间电力互济交易结算，提供电力交易结算依据及相关服务。

（三）按照国家信息安全与保密、电力市场信息披露和报送等有关规定，配合区域电力交易机构披露和发布信息，承担保密义务。

（四）法律法规规定的其他权利和义务。

第十九条【所有经营主体准入要求】参加华中电网省间电力互济交易的经营主体应是具有法人资格、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。其中发电企业（含抽水蓄能电站）应依法依规取得电力业务许可证（发电类），能够响应电力调度机构指令。内部核算的经营主体经法人单位授权，可参加华中电网省间电力互济交易。

第二十条【新型经营主体准入要求】参加华中电网省间电力互济交易的新型经营主体除满足第十九条所要求的相关准入条件外，还应具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足结算要求，实现可观、可测、可调、可控；具备对聚合资源的调节或控制能力，拥有具备信息处理、运行监控、业务管理、计量监管、控制执行等功能的软硬件系统。新型经营主体独立参与或以聚合方式参与市场的，单次提供的可调节容量应不小于 2.5 兆瓦时，最大调节功率应不小于 5 兆

瓦，连续调节时间不低于 30 分钟。新型经营主体不得同时以独立方式和聚合方式参与市场。

第二十一条【市场强制退出情形】除不可抗力外，经营主体参与交易申报后，在相应交易周期完成前原则上不得退出。

经营主体发生以下情况时，电力交易机构依法依规强制其退出市场，并向电力监管机构备案。

（一）因情况变化不再符合准入条件（包括依法被撤销、解散，依法宣告破产、歇业，电力业务许可证被注销等情况）。

（二）隐瞒有关情况或者以提供虚假申请材料等方式违法违规进入市场，且拒不整改的。

（三）严重违反交易规则，且拒不整改的。

（四）企业违反信用承诺且拒不整改或信用评价降低为不适合继续参与市场交易的。

（五）因违反交易规则及市场管理规定等情形被暂停交易，且未在期限内完成整改的。

（六）法律法规规定的其他情形。

第二十二条【市场退出程序】退出华中电网省间电力互济交易的经营主体，应至少提前 45 个工作日向相关电力交易机构提出市场退出申请，履行或处理完成已成交合同有关事项，并由电力交易机构公示无异议后，方可注销其市场注册信息并退

出市场。

经营主体退出市场后，停止其所有华中电网省间电力互济交易活动。无正当理由或被强制退出市场的经营主体及其法定代表人三年内均不得申请华中电网省间电力互济交易市场准入。

第三章 省间保供电互济交易

第二十三条【交易定义】省间保供电互济交易是指省内正备用资源无法满足本省电力电量平衡需求时，以市场化方式开展的区域内省间电力互济交易。

第二十四条【市场成员】省间保供电互济交易市场成员：

（一）购电方：正备用资源不足省的电力用户，市场运行初期暂由电网企业代理参与市场交易。

（二）售电方：正备用资源富余省满足并网和调度要求的燃煤火电机组、抽水蓄能机组（发电方式）、调度调用新型储能（放电方式）。

（三）通道提供（输电）方：区域电网企业和省级电网企业。

第二十五条【交易时段】省间保供电互济交易根据开展时间分为日前交易和日内交易，日内交易为日前交易的增量交易。抽水蓄能机组、调度调用新型储能仅参与日前交易。

第二十六条【交易优先级】省内发电资源、调节性资源优先满足本省电力电量平衡需求，富余部分参与保供电交易。

第二十七条【交易限制】省级电力调度机构根据电力电量平衡预测和电网安全约束情况，申报本省保供电交易购售电规模上限。

第二十八条【交易组织】区域电力调度机构、省级电力调度机构组织购售电双方按照 96 个时段进行交易申报。售电方申报上网侧电力和价格，购电方申报落地侧电力和价格。日前交易组织环节，购售电双方可同时进行日前及日内交易申报；日内交易组织环节，购售电双方可对日前上报的日内交易申报数据进行调整。

第二十九条【燃煤机组申报】售电方燃煤火电机组的交易申报：

（一）燃煤火电机组按照售出电力对机组容量的占用范围进行分档报价，由第一档至第六档按照非递减原则逐段申报。机组售电上限与保供电交易分档报价进行匹配，形成分时“电力-价格”曲线。交易申报方式如下表所示：

报价档位	售出电力对机组容量的 占用范围	日前省间保供电 互济交易报价 (元/兆瓦时)	日内省间保供电 互济交易报价 (元/兆瓦时)	售电上限 (兆瓦)
第一档	0%—10%（含）额定容量			
第二档	10%—20%（含）额定容量			
第三档	20%—30%（含）额定容量			

第四档	30%—40%（含）额定容量			
第五档	40%—50%（含）额定容量			
第六档	50%—60%（含）额定容量			

（二）未参与省内现货市场时，机组申报的售电上限不得超过其可用发电容量减去省内日前调度预计划（日内调度计划）、省间现货市场日前（日内）出清结果。

（三）参与省内现货市场时，机组申报的售电上限不得超过其在省内现货市场申报的最大技术出力减去省内现货市场日前预出清结果（日内出清结果）、省间现货市场日前（日内）出清结果。

第三十条【抽蓄机组申报】售电方抽水蓄能机组的交易申报：

（一）抽水蓄能机组按照单机满发容量的整数倍进行一档报价，申报机组次日抽水和发电基准曲线、发电能力、连续可发电电量、可参与交易时段、15 分钟内最大可启/停机组台数。交易申报方式如下表所示：

单机满发容量 （兆瓦）	日前省间保供电互济交易报价 （元/兆瓦时）	次日抽水和发电基准曲线 （兆瓦）	次日发电能力 （兆瓦）	次日连续可发电电量 （兆瓦时）	次日可参与交易时段	15 分钟内最大可启/停机组台数

（二）未参与省内现货市场时，次日抽水和发电基准曲线为机组省内日前调度预计划叠加省间现货市场日前出清结果。

机组申报的发电能力不得超过其最大发电容量。

（三）参与省内现货市场时，次日抽水和发电基准曲线为机组省内现货市场日前预出清结果叠加省间现货市场日前出清结果。机组申报的发电能力不得超过其在省内现货市场申报的最大发电能力。

第三十一条【新型储能申报】售电方调度调用新型储能的交易申报：

（一）调度调用新型储能进行一档报价，申报次日充放电基准曲线、放电能力、连续可放电电量、可参与交易时段。交易申报方式如下表所示：

日前省间保供电互 济交易报价 (元/兆瓦时)	次日充放电基准 曲线 (兆瓦)	次日放电能力 (兆瓦)	次日连续可放电 电量 (兆瓦时)	次日可参与 交易时段

（二）未参与省内现货市场时，次日充放电基准曲线为电站省内日前调度预计划叠加省间现货市场日前出清结果。电站申报的充电能力不得超过其最大放电容量。

（三）参与省内现货市场时，次日充放电基准曲线为电站省内现货市场日前预出清结果叠加省间现货市场日前出清结果。电站申报的放电能力不得超过其在省内现货市场申报的最大放电能力。

第三十二条【购电方主体申报】购电方的交易申报：

购电方申报购电需求和分档报价，由第一档至第五档按照非递增原则逐段申报。购电方购电需求与保供电交易分档报价进行匹配，形成分时“电力-价格”曲线。交易申报方式如下表所示：

分段	起始功率 (兆瓦)	结束功率 (兆瓦)	日前省间保供电 互济交易报价 (元/兆瓦时)	日内省间保供电 互济交易报价 (元/兆瓦时)	购电需求 (兆瓦)	是否接受 余量出清
第一档						
第二档						
第三档						
第四档						
第五档						

第三十三条【交易限价】为防止价格剧烈波动，限制经营主体行使市场力，对交易报价实行限价。交易报价上限不得超过售电省份燃煤基准电价的 α 倍。

市场运行初期， α 暂定为 1.3，后期根据市场运营和评估情况进行调整。

第三十四条【日前出清过程】日前省间保供电互济交易采用“集中竞价、统一边际电价出清”机制，分两次顺序开展出清。第一次出清采用双边模式，由购售电双方集中竞价，根据购售电双方申报的“电力-价格”曲线进行匹配，直到出清电力满足购售电双方交易需求、或出清电力达到相关省购售电规模上限、或输电通道功率达到安全限额约束。在满足电网安全和

电力电量平衡约束的条件下，若购售电双方仍有交易需求，按照自愿原则，继续开展第二次出清。第二次出清采用单边模式，沿用售电方申报的量价数据，购电方作为价格接受者，最大限度满足保供电交易需求。具体出清过程如下：

（一）第一次出清过程：

1. 购电方申报的“电力-价格”曲线，考虑输电价格和输电网损后，逐一折算到售电方。将购电方折算至售电方的报价从高到低排序，售电方报价从低到高排序。

2. 按照购售电双方价差递减的原则依次出清，价差最大的交易对优先成交，直至交易对价差小于零、或出清电力达到相关省购售电规模上限、或输电通道功率达到安全限额约束。存在多个价差相同的交易对时，相关交易对按照其待成交电力的比例进行中标。

3. 购售电双方因电网安全约束不能成交的，报价排序在后的递补继续进行集中竞价出清。

4. 每成交一笔，更新对应输电通道可用能力以及购售电双方对应的申报量。

5. 输电通道可用能力不足，且存在多个价差相同的交易对时，按该输电通道可用能力与上述价差相同交易对待成交电力之和的比值，等比例在相关价差相同交易对上分配中标电力。

6. 售电省份最后成交的交易对中，购电方折算至售电方的申报价格与售电方申报价格的平均值作为售电省份双边模式交易出清价格。售电省份双边模式交易出清价格叠加相关输电价格（含输电网损折价）作为对应路径购电省份双边模式交易出清价格。

（二）第二次出清过程：

1. 第一次出清后，购售电双方仍有交易需求，且输电通道可用能力仍有富余时，继续开展余量出清。

2. 根据第一次出清结果调整购售电双方交易申报数据，将已成交部分剔除，形成开展第二次出清的购售电双方剩余交易需求。售电方沿用第一次出清未成交的量价数据，购电方沿用第一次出清未成交的购电需求。

3. 售电方按照报价由低到高的顺序依次出清并更新剩余交易需求，购电方作为价格接受者，直至出清电力满足购电方剩余购电需求、或出清电力达到相关省购售电规模上限、或输电通道功率达到安全限额约束。存在多个购电省份时，按总购电需求进行出清，各购电省份按剩余购电需求的比例分配中标电力。

4. 售电方因电网安全约束不能成交的，报价排序在后的经营主体递补继续进行集中竞价出清。

5. 购电方因电网安全约束不能成交的，调减该购电省份相应中标电力，调减部分由其他购电省份按剩余购电需求的比例分配。

6. 最后中标的售电方，其申报价格作为售电省份单边模式交易出清价格。售电省份单边模式交易出清价格叠加输电价格（含输电网损折价）作为对应路径购电省份单边模式交易出清价格。

7. 当多个售电方申报价格等于边际出清价格时，相关售电方按该价格下的剩余售电需求比例分配中标电力。

（三）交易出清价格大于限价的按限价执行。

（四）为满足数据精度设置要求，对交易出清电力进行取整（直接舍弃小数位）。

第三十五条【日内出清过程】根据购售电双方的日内增量交易需求，电力调度机构组织开展日内交易。

（一）购售电双方在日内交易组织环节可对日前上报的日内交易申报数据进行调整。未按时调整日内交易申报数据的，其日内交易申报价格沿用日前上报数据，日内交易需求沿用日前上报交易需求，并在此基础上剔除保供电交易日前出清结果、省间现货市场日内出清结果。

（二）日内交易采取与日前交易相同的出清机制，优先采

用双边模式开展出清。

（三）在满足电网安全和电力电量平衡约束的条件下，若购售电双方仍有交易需求，以单边模式继续开展余量出清。

第三十六条【交易电量属性】省间保供电互济交易形成的跨省交易电量视为购电省份外购电量。

第三十七条【交易结果执行】省间保供电互济交易结果纳入省间联络线计划，作为省内市场的运行边界，原则上不跟随经营主体的实际发用电而变化。

第四章 省间促消纳互济交易

第三十八条【交易定义】省间促消纳互济交易是指省内负备用资源无法满足本省可再生能源消纳需求时，以市场化方式开展的区域内省间电力互济交易。

第三十九条【市场成员】省间促消纳互济交易市场成员：

（一）购电方：负备用资源富余省满足并网和调度要求的燃煤火电机组、抽水蓄能机组（抽水方式）、新型经营主体。新型经营主体包括调度调用新型储能（充电方式）、负荷侧可调节资源、负荷聚合商、虚拟电厂（负荷类）等。

（二）售电方：负备用资源不足省满足并网和调度要求的水电机组、新能源场站。

（三）通道提供（输电）方：区域电网企业和省级电网企业。

第四十条【交易时段】省间促消纳互济交易根据开展时间分为日前交易和日内交易，日内交易为日前交易的增量交易。抽水蓄能机组、新型经营主体仅参与日前交易。

第四十一条【交易优先级】可再生能源优先按照消纳方向在省内消纳，富余电力参与促消纳交易。富余电力指超出省级电网物理接纳能力或在省内现货市场中未能成交的部分。

第四十二条【交易限制】省级电力调度机构根据可再生能源消纳和电网安全约束情况，申报本省促消纳交易购售电规模上限。购电省份省级电力调度机构在申报本省购电规模上限时应考虑燃煤火电机组深度调峰能力。

第四十三条【交易组织】区域电力调度机构、省级电力调度机构组织购售电双方按照 96 个时段进行交易申报。售电方申报上网侧电力和价格，售电方可根据自身交易意愿选择“报量报价”参与双边模式交易或“报量不报价”参与单边模式交易；购电方申报落地侧电力和价格。日前交易组织环节，购售电双方可同时进行日前及日内交易申报；日内交易组织环节，购售电双方可对日前上报的日内交易申报数据进行调整。

第四十四条【燃煤机组申报】购电方燃煤火电机组的交易申报：

（一）燃煤火电机组按照运行出力范围进行分档报价，由第一档至第七档按照非递增原则逐段申报，同时申报机组的出力意愿下限。交易申报方式如下表所示：

报价档位	机组运行出力范围	日前省间促消纳 互济交易报价 (元/兆瓦时)	日内省间促消纳 互济交易报价 (元/兆瓦时)	出力意愿 下限 (兆瓦)
第一档	80%（含）——100%额定容量			
第二档	60%（含）——80%额定容量			
第三档	50%（含）——60%额定容量			
第四档	45%（含）——50%额定容量			
第五档	40%（含）——45%额定容量			
第六档	35%（含）——40%额定容量			
第七档	35%额定容量以下			

（二）未参与省内现货市场时，机组省内日前调度预计划（日内调度计划）叠加省间现货市场日前（日内）出清结果后，与促消纳交易分档报价、出力意愿下限相匹配，形成分时“电力-价格”曲线。机组申报的出力意愿下限不得低于其最小技术出力。

（三）参与省内现货市场时，机组省内现货市场日前预出清结果（日内出清结果）叠加省间现货市场日前（日内）出清结果后，与促消纳交易分档报价、出力意愿下限相匹配，形成分时“电力-价格”曲线。机组申报的出力意愿下限不得低于其在省内现货市场申报的最小技术出力。

第四十五条【抽蓄机组申报】购电方抽水蓄能机组的交易申报:

(一) 抽水蓄能机组按照单机满抽容量的整数倍进行一档报价, 申报机组次日抽水和发电基准曲线、抽水能力、连续可抽水电量、可参与交易时段、15 分钟内最大可启/停机组台数。

交易申报方式如下表所示:

单机满抽容量 (兆瓦)	日前省间促进纳互济交易报价 (元/兆瓦时)	次日抽水和发电基准曲线 (兆瓦)	次日抽水能力 (兆瓦)	次日连续可抽水电量 (兆瓦时)	次日可参与交易时段	15 分钟内最大可启/停机组台数

(二) 未参与省内现货市场时, 次日抽水和发电基准曲线为机组省内日前调度预计划叠加省间现货市场日前出清结果。机组申报的抽水能力不得超过其最大抽水容量。

(三) 参与省内现货市场时, 次日抽水和发电基准曲线为机组省内现货市场日前预出清结果叠加省间现货市场日前出清结果。机组申报的抽水能力不得超过其在省内现货市场申报的最大抽水能力。

第四十六条【新型储能申报】购电方调度调用新型储能的交易申报:

(一) 调度调用新型储能进行一档报价, 申报次日充放电基准曲线、充电能力、连续可充电电量、可参与交易时段。交

易申报方式如下表所示：

日前省间促进消纳互济交易报价 (元/兆瓦时)	次日充放电基准曲线 (兆瓦)	次日充电能力 (兆瓦)	次日连续可充电电量 (兆瓦时)	次日可参与交易时段

(二) 未参与省内现货市场时，次日充放电基准曲线为电站省内日前调度预计划叠加省间现货市场日前出清结果。电站申报的充电能力不得超过其最大充电容量。

(三) 参与省内现货市场时，次日充放电基准曲线为电站省内现货市场日前预出清结果叠加省间现货市场日前出清结果。电站申报的充电能力不得超过其在省内现货市场申报的最大充电能力。

第四十七条【负荷类资源主体申报】购电方负荷侧可调节资源主体、负荷聚合商、虚拟电厂（负荷类）的交易申报：

(一) 负荷侧可调节资源主体、负荷聚合商、虚拟电厂（负荷类）进行一档报价，同时申报次日基准功率曲线、上调节能力、可提供的最大用电量、可参与交易时段。交易申报方式如下表所示：

日前省间促进消纳互济交易报价 (元/兆瓦时)	次日基准功率曲线 (兆瓦)	次日上调节能力 (兆瓦)	次日可提供的最大用电量 (兆瓦时)	次日可参与交易时段

(二) 未参与省内现货市场时，次日基准功率曲线为相关

主体预测的用电负荷曲线叠加省间现货市场日前出清结果。相关主体申报的上调能力不得导致其最大用电负荷越限。

（三）参与省内现货市场时，次日基准功率曲线为相关主体省内现货市场日前预出清结果叠加省间现货市场日前出清结果。相关主体申报的上调能力不得超过其在省内现货市场申报的最大上调能力。

第四十八条【售电方主体申报】售电方的交易申报：

（一）选择“报量报价”参与双边模式交易的售电方，申报售电需求和分档报价，由第一档至第五档按照非递减原则逐段申报。售电方售电需求与促消纳交易分档报价进行匹配，形成分时“电力-价格”曲线。交易申报方式如下表所示：

分段	起始出力 (兆瓦)	结束出力 (兆瓦)	日前省间促消纳 互济交易报价 (元/兆瓦时)	日内省间促消纳 互济交易报价 (元/兆瓦时)	售电需求 (兆瓦)	是否接受 余量出清
第一档						
第二档						
第三档						
第四档						
第五档						

（二）选择“报量不报价”参与单边模式交易的售电方，仅申报售电需求。

（三）未按时进行交易申报的售电方，可按照其意愿缺省

申报售电需求，参与单边模式交易。

（四）日前交易组织时，售电方申报的售电需求不得超过其日前富余电力。

1. 未参与省内现货市场时，新能源场站（水电机组）日前富余电力为其预测发电出力（调峰弃水时最大发电能力）减去省内日前调度预计划、省间现货市场日前出清结果。

2. 参与省内现货市场时，新能源场站（水电机组）日前富余电力为其预测发电出力（调峰弃水时最大发电能力）减去省内现货市场日前预出清结果、省间现货市场日前出清结果。

3. 缺省申报的售电需求为售电方日前富余电力。

（五）日内交易组织时，售电方可对日前上报的日内交易申报数据进行调整，售电方申报的售电需求不得超过其日内富余电力。

1. 未参与省内现货市场时，新能源场站（水电机组）日内富余电力为其预测发电出力（调峰弃水时最大发电能力）减去日内调度计划、省间现货市场日内出清结果。

2. 参与省内现货市场时，新能源场站（水电机组）日内富余电力为其预测发电出力（调峰弃水时最大发电能力）减去省内现货市场日内出清结果、省间现货市场日内出清结果。

3. 缺省申报的售电需求为售电方日内富余电力。

第四十九条【交易限价】为防止价格剧烈波动，限制经营主体行使市场力，对交易报价实行限价。

（一）购电方燃煤火电机组最低报价不低于 k_1 元/兆瓦时；

（二）购电方抽水蓄能机组最高报价不高于机组所在省核定的抽水价格，最低报价不低于 k_2 元/兆瓦时；

（三）购电方新型经营主体最低报价不低于 k_3 元/兆瓦时。

市场运行初期， k_1 、 k_2 、 k_3 暂定为 100。后期根据市场运行和评估情况调整。

第五十条【日前出清过程】日前省间促消纳互济交易采用“集中竞价、统一边际电价出清”机制，分两次顺序开展出清。第一次出清采用双边模式，由购售电双方集中竞价，根据购售电双方申报的“电力-价格”曲线进行匹配，直到出清电力满足购售电双方交易需求、或出清电力达到相关省购售电规模上限、或输电通道功率达到安全限额约束。在满足电网安全和电力电量平衡约束的条件下，若购售电双方仍有交易需求，按照自愿原则，继续开展第二次出清。第二次出清的售电方包括“报量不报价”的经营主体、第一次出清未成交且仍有交易意愿的经营主体、缺省申报的经营主体。第二次出清采用单边模式，沿用购电方申报的量价数据，售电方作为价格接受者，最大限度满足促消纳交易需求。具体出清过程如下：

（一）第一次出清过程：

1. 售电方申报的“电力-价格”曲线，考虑输电价格和输电网损后，逐一折算到购电方。将售电方折算至购电方的报价从低到高排序，购电方报价从高到低排序。

2. 按照购售电双方价差递减的原则依次出清，价差最大的交易对优先成交，直至交易对价差小于零、或出清电力达到相关省购售电规模上限、或输电通道功率达到安全限额约束。存在多个价差相同的交易对时，相关交易对按照其待成交电力的比例进行中标。

3. 购售电双方因电网安全约束不能成交的，报价排序在后的递补继续进行集中竞价出清。

4. 每成交一笔，更新对应输电通道可用能力以及购售电双方对应的申报量。

5. 输电通道可用能力不足，且存在多个价差相同的交易对时，按该输电通道可用能力与上述价差相同交易对待成交电力之和的比值，等比例在相关价差相同交易对上分配中标电力。

6. 购电省份最后成交的交易对中，售电方折算至购电方的申报价格与购电方申报价格的平均值作为购电省份双边模式交易出清价格。购电省份双边模式交易出清价格扣减相关输电价格（含输电网损折价）作为对应路径售电省份双边模式交易出清价格。

（二）第二次出清过程：

1. 第一次出清后，购售电双方仍有交易需求，且输电通道可用能力仍有富余时，继续开展余量出清。

2. 根据第一次出清结果调整购售电双方交易申报数据，将已成交部分剔除，形成开展第二次出清的购售电双方剩余交易需求。购电方沿用第一次出清未成交的量价数据，售电方沿用第一次出清未成交的售电需求。

3. 购电方按照报价由高到低的顺序依次出清并更新剩余交易需求，售电方作为价格接受者，直至出清电力满足售电方剩余售电需求、或出清电力达到相关省购售电规模上限、或输电通道功率达到安全限额约束。

4. 购电方因电网安全约束不能成交的，报价排序在后的经营主体递补继续进行集中竞价出清。

5. 售电方“报量不报价”的经营主体优先中标，按其总售电需求进行出清。当售电方“报量不报价”的经营主体总售电需求大于购电需求时，按其售电需求的比例分配中标电力。当售电方“报量不报价”的经营主体总售电需求小于购电需求时，剩余购电需求由第一次出清未成交且仍有交易意愿的经营主体、缺省申报的经营主体按其售电需求的比例分配。

6. 售电方因电网安全约束不能成交的，调减相应中标电

力，调减部分由相关售电方按比例分配。

7. 最后中标的购电方，其申报价格作为购电省份单边模式交易出清价格。购电省份单边模式交易出清价格扣减输电价格（含输电网损折价）作为对应路径售电省份单边模式交易出清价格。

8. 当多个购电方申报价格等于边际出清价格时，相关购电方按该价格下的剩余购电需求比例分配中标电力。

（三）交易出清价格小于限价的按限价执行。

（四）为满足数据精度设置要求，对交易出清电力进行取整（直接舍弃小数位）。

第五十一条【日内出清过程】根据购售电双方的日内增量交易需求，电力调度机构组织开展日内交易。

（一）购售电双方在日内交易组织环节可对日前上报的日内交易申报数据进行调整。未按时调整日内交易申报数据的，其日内交易申报价格沿用日前上报数据，日内交易需求沿用日前上报交易需求，并在此基础上剔除促消纳交易日前出清结果、省间现货市场日内出清结果。

（二）日内交易采取与日前交易相同的出清机制，优先采用双边模式开展出清。

（三）在满足电网安全和电力电量平衡约束的条件下，若

购售电双方仍有交易需求，以单边模式继续开展余量出清。

第五十二条【交易电量属性】燃煤火电机组、抽水蓄能机组、新型经营主体参与省间促消纳互济交易形成的跨省外购落地电量分别视为其已发电量、抽水电量、充（用）电电量。

第五十三条【交易结果执行】省间促消纳互济交易结果纳入省间联络线计划，作为省内市场的运行边界，原则上不跟随经营主体的实际发用电而变化。

第五章 日前交易组织流程

第五十四条【交易时段】日前交易以运行日（D）为一个交易周期组织开展。运行日（D）为执行日前交易计划的自然日。竞价日（D-1）为运行日前一日。经营主体在竞价日进行交易申报，并通过日前交易出清形成运行日的交易结果。电力调度机构可视节假日等情况，提前集中组织多日的交易。

第五十五条【省内现货预出清】竞价日（D-1）10:30 前，省内现货市场未运行时，省级电力调度机构编制省内发电调度预计划；省内现货市场运行时，省级电力调度机构完成省内现货市场预出清。

第五十六条【省间现货出清】竞价日（D-1）12:30 前，完成省间现货市场日前交易出清，接收国家电力调度控制中心下

发的跨区发输电日前调度计划。

第五十七条【省间电力互济交易出清】竞价日(D-1)14:30前,完成华中电网省间电力互济交易出清,接收区域电力调度机构下发的跨省发输电日前调度计划。

(一)区域电力调度机构接收国家电力调度控制中心下发的跨区发输电日前调度计划,编制跨省发输电日前调度计划。

(二)区域电力调度机构、省级电力调度机构组织经营主体进行交易申报,省级电力调度机构申报本省保供电、促消纳交易购售电规模上限。

(三)区域电力调度机构、省级电力调度机构对经营主体申报数据进行合理性校验。

(四)区域电力调度机构完成华中电网省间电力互济交易出清,形成考虑电网安全和电力电量平衡约束的出清结果,并在华中电网省间电力互济交易技术支持系统中发布。

(五)区域电力调度机构下发跨省发输电日前调度计划。

第五十八条【出清结果发布】竞价日(D-1)17:30前,省内现货市场未运行时,省级电力调度机构根据区域电力调度机构下发的日前交易出清结果及跨省联络线计划、直调经营主体相关计划曲线,更新省内相关经营主体次日计划曲线,经安全校核后发布执行;省内现货市场运行时,省级电力调度机构根

据区域电力调度机构下发的日前交易出清结果及跨省联络线计划，完成省内现货市场日前出清，经安全校核后发布。

第六章 日内交易组织流程

第五十九条【交易时段】日内交易分五个固定交易周期（00:15-08:00、08:15-12:00、12:15-16:00、16:15-20:00、20:15-24:00）组织开展。固定交易周期的日内交易出清结果发布后，若仍有新增交易需求，可继续组织日内临时交易。日内临时交易的组织需保证 $T-30$ 分钟前将出清结果下发至省级电力调度机构（交易起始时刻为 T ，下同）。每个交易时段只能组织一次日内交易。

第六十条【交易准备】运行日（ D ） $T-45$ 分钟前，电力调度机构组织购售电双方完成日内交易申报数据更新。同时，省级电力调度机构申报本省保供电、促消纳交易购售电规模上限。

第六十一条【日内出清】运行日（ D ） $T-30$ 分钟前，区域电力调度机构完成华中电网省间电力互济交易出清，形成考虑电网安全和电力电量平衡约束的出清结果，调整跨省发输电日内调度计划，在华中电网省间电力互济交易技术支持系统中发布出清结果。

第六十二条【出清结果发布】运行日（ D ） $T-15$ 分钟前，省内现货市场未运行时，省级电力调度机构根据区域电力调度

机构下发的日内交易出清结果及跨省联络线计划、直调经营主体相关计划曲线，更新省内相关经营主体日内计划曲线，经安全校核后发布执行；省内现货市场运行时，省级电力调度机构根据区域电力调度机构下发的日内交易出清结果及跨省联络线计划，完成省内现货及辅助服务市场实时出清，经安全校核后发布执行。

第七章 交易执行与考核

第六十三条【出清结果安排】电力调度机构依据经营主体中标结果，安排华中电网省间电力互济交易出清结果的执行。

第六十四条【出清结果下发】交易出清结果通过华中电网省间电力互济交易技术支持系统下发至相关经营主体及省级电力调度机构。新型经营主体接收相关电力调度机构下达的出清结果，响应负荷管理系统或调度自动化系统下发的指令，并根据出清结果对被聚合资源进行优化调控。

第六十五条【储能和抽蓄机组的交易执行】调度调用新型储能、抽水蓄能机组的交易出清结果执行时考虑其全部可调节容量。未参与省内现货市场时，其保供电（促消纳）交易中标结果对应的充电、抽水（放电、发电）电量由相关电力调度机构安排，以确保交易出清结果的执行。参与省内现货市场时，其保供电（促消纳）交易中标结果对应的充电、抽水（放电、

发电)电量按省内现货市场规则处理。

第六十六条【售电方交易执行偏差处理】对于售电方经营主体的交易执行偏差,采取如下处理方法:

(一)因售电方经营主体自身原因导致无法执行交易结果时,电力调度机构应根据电网运行实际,优先安排其他经营主体承担偏差部分,未参与省内现货市场时,相关偏差电量按照省内有关规则处理;参与省内现货市场时,相关偏差电量按照省内现货市场规则处理。如仍无法执行交易结果,电力调度机构应对相关交易进行调整,同时做好记录备查,相关机组承担“两个细则”考核责任。

(二)因网络阻塞造成机组无法执行交易结果时,电力调度机构应根据电网运行实际,优先安排其他经营主体承担偏差部分,未参与省内现货市场时,相关偏差电量按照省内有关规则处理;参与省内现货市场时,相关偏差电量按照省内现货市场规则处理。如仍无法执行交易结果,电力调度机构应对相关交易进行调整,同时做好记录备查。

第六十七条【购电方交易执行偏差处理】对于购电方经营主体的交易执行偏差,采取如下处理方法:

(一)促消纳交易购电方燃煤火电机组对应交易时段实际发电量、省间现货市场中标购电量、促消纳交易中标购电量之和超出实际发电能力的部分,相应扣减其促消纳交易中标购

电量，扣减电量作为所在省省级电网企业的外购电量，产生的收益由所在省全体工商业用户分享，产生的亏损由该燃煤火电机组承担。

（二） 促消纳交易购电方抽水蓄能机组、调度调用新型储能对应交易时段省间现货市场中标购电量、促消纳交易中标购电量之和超出实际抽水（充电）的部分，相应扣减其促消纳交易中标购电量，扣减电量作为所在省省级电网企业的外购电量，产生的收益由所在省全体工商业用户分享，产生的亏损由该抽水蓄能机组或新型储能场站承担。

（三） 促消纳交易购电方负荷侧可调节资源主体、负荷聚合商、虚拟电厂（负荷类）等新型经营主体交易执行偏差处理：

1. 负荷侧可调节资源主体、负荷聚合商、虚拟电厂（负荷类）等新型经营主体参与促消纳交易的实际响应量根据其基准功率曲线进行计算，以相关电力调度机构调度自动化系统、交易技术支持系统采集、计算数据为准。基准功率曲线的确定、实际响应量采集、计算相关数据源应保持一致。

2. 负荷侧可调节资源主体、负荷聚合商、虚拟电厂（负荷类）等新型经营主体参与促消纳交易贡献量取对应交易时段中标电量与实际响应电量两者中的小值。实际响应电量与中标电量方向相反时，对应交易时段交易贡献量计为零。

3. 负荷侧可调节资源主体、负荷聚合商、虚拟电厂（负荷

类)等新型经营主体因自身原因,造成交易贡献量小于中标电量且大于或等于中标电量50%的,中标电量视为相关新型经营主体外购电量,并优先结算;因自身原因,造成交易贡献量小于中标量50%的,相关新型经营主体对应交易时段促消纳交易费用不予结算,其中标电量视为所在省省级电网企业的外购电量,产生的收益由所在省全体工商业用户分享,产生的亏损由相关新型经营主体承担。

第六十八条【日内执行偏差处理机制】运行日相关省份电网电力电量平衡与日前预计出现偏差时,有关平衡问题通过组织日内交易、应急调度等方式解决,原则上不调整日前交易结果。电网发生严重故障时,为保障电网安全稳定运行,电力调度机构按调度规程处理,并做好记录备查。

第八章 合同管理

第六十九条【合同签订方式】华中电网省间电力互济交易合同以经营主体在报价前签订的电子版交易进场协议和包含交易结果的电子交易单为依据,不再签订纸质合同。

第七十条【交易结算依据】电力调度机构将经过经营主体确认的交易进场协议和电子交易单提供给电力交易机构,作为交易结算的依据。

第七十一条【首次交易要求】经营主体在首次参与华中电

网省间电力互济交易前，应在系统中签订交易进场协议。

第七十二条【交易合约内容】交易进场协议内容包括：买卖双方的权利与义务、不可抗力、争议解决、调整和违约责任、特别约定等。

第七十三条【电子交易单内容】电子交易单内容包括：交易主体、交易时间、交易电量、交易电力、交易价格、输电通道、输电价格、交易计量等交易信息。

第七十四条【不可抗力】不可抗力和情势变更相关条款：

（一）因不可抗力导致交易结果不能正常执行的，相关方可免除或延迟履行其义务。

（二）因国家政策、法律法规变更或电力市场发生较大变化，导致购电方或售电方不能完成合同义务，各方应本着公平合理的原则尽快协商解决。

（三）因电网安全约束、电网和外送经营主体出现重大设备事故造成的少送、少受、少输电量，免除违约责任。

第九章 计量与结算

第七十五条【计量装置设置】电网企业与经营主体的结算关口计量点应设在产权分界点，由电网企业与相关经营主体在有关合同中约定确定。若发生变更，交易各方应以书面方式进

行确认。对于已参与省间中长期交易的经营主体，省间电力互济交易计量装置与省间中长期交易规定的计量装置设置保持一致。

第七十六条【计量数据】 计量装置由产权所有单位按照相关规定负责安装、维护。对于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。

第七十七条【计量责任】 电网企业负责计量数据的统一管理。电网企业应按照交易结算要求，定期抄录经营主体、网间关口电能计量点计量装置等记录的电量数据，并将电量数据传输至电力交易机构，作为结算基础数据。经营主体应积极配合并确保数据采集完整、准确。

第七十八条【结算周期】 华中电网省间电力互济交易结算采用日清月结方式，与月度电费结算同步完成。

第七十九条【结算依据】 电力调度机构将交易出清与执行结果等信息提供给电力交易机构，电力交易机构统一出具结算依据，由电网企业统一进行电费结算。

第八十条【结算关系】 华中电网省间电力互济交易优先结算，电费结算按照现行电费结算关系执行。

第八十一条【结算时间】 电力调度机构应在交易执行后的 3

个工作日内向电力交易机构提供交易出清及执行结果。收到交易出清及执行结果后，电力交易机构应在 2 个工作日内会同电力调度机构进行交易结果清分，生成日清算结果，并由电力交易机构出具结算依据。电力交易机构应在每月 10 日前会同电力调度机构进行上月交易数据核算，并由电力交易机构提供结算依据，遇有节假日顺延。电网企业根据结算依据开展相关华中电网省间电力互济交易费用结算。

第八十二条【输电费用结算机制】华中电网省间电力互济交易由购电方承担交易相关输电费、线损。电网输电通道的输电价格按国家核定的标准执行。线损在交易电量结算环节按跨省交易有关规定处理。

第八十三条【结算费用计算方法】华中电网省间电力互济交易结算公式如下：

（一）燃煤火电机组结算保供电日前及日内交易售电收入

$R_{\text{煤电, 保供电}}$ 、促消纳日前及日内交易购电支出 $C_{\text{煤电, 促消纳}}$ 。

$$\begin{aligned}
 R_{\text{煤电, 保供电}} &= \sum_{t=1}^T [P_{t, \text{保供电日前双边}} \times Q_{t, \text{保供电日前双边}}] + \sum_{t=1}^T [P_{t, \text{保供电日前单边}} \times Q_{t, \text{保供电日前单边}}] \\
 &\quad + \sum_{t=1}^T [P_{t, \text{保供电日内双边}} \times Q_{t, \text{保供电日内双边}}] + \sum_{t=1}^T [P_{t, \text{保供电日内单边}} \times Q_{t, \text{保供电日内单边}}] \\
 C_{\text{煤电, 促消纳}} &= \sum_{t=1}^T [P_{t, \text{促消纳日前双边}} \times Q_{t, \text{促消纳日前双边}}] + \sum_{t=1}^T [P_{t, \text{促消纳日前单边}} \times Q_{t, \text{促消纳日前单边}}] \\
 &\quad + \sum_{t=1}^T [P_{t, \text{促消纳日内双边}} \times Q_{t, \text{促消纳日内双边}}] + \sum_{t=1}^T [P_{t, \text{促消纳日内单边}} \times Q_{t, \text{促消纳日内单边}}]
 \end{aligned}$$

其中， $P_{t, \text{保供电日前双边}}$ 、 $P_{t, \text{保供电日内双边}}$ 、 $P_{t, \text{保供电日前单边}}$ 、 $P_{t, \text{保供电日内单边}}$ 为交易时段 t 机组所在省的保供电日前、日内双边模式交易出清价格，日前、日内单边模式交易出清价格；

$P_{t, \text{促消纳日前双边}}$ 、 $P_{t, \text{促消纳日内双边}}$ 、 $P_{t, \text{促消纳日前单边}}$ 、 $P_{t, \text{促消纳日内单边}}$ 为交易时段 t 机组所在省的促消纳日前、日内双边模式交易出清价格，日前、日内单边模式交易出清价格；

$Q_{t, \text{保供电日前双边}}$ 、 $Q_{t, \text{保供电日内双边}}$ 、 $Q_{t, \text{保供电日前单边}}$ 、 $Q_{t, \text{保供电日内单边}}$ 为交易时段 t 机组的保供电日前、日内双边模式交易中标电量，日前、日内单边模式交易中标电量；

$Q_{t, \text{促消纳日前双边}}$ 、 $Q_{t, \text{促消纳日内双边}}$ 、 $Q_{t, \text{促消纳日前单边}}$ 、 $Q_{t, \text{促消纳日内单边}}$ 为交易时段 t 机组的促消纳日前、日内双边模式交易中标电量，日前、日内单边模式交易中标电量。

（二）调度调用新型储能结算保供电日前交易售电收入 $R_{\text{储能, 保供电}}$ 、促消纳日前交易购电支出 $C_{\text{储能, 促消纳}}$ 。

$$R_{\text{储能, 保供电}} = \sum_{t=1}^T [P_{t, \text{保供电日前双边}} \times Q_{t, \text{保供电日前双边}}] + \sum_{t=1}^T [P_{t, \text{保供电日前单边}} \times Q_{t, \text{保供电日前单边}}]$$

$$C_{\text{储能, 促消纳}} = \sum_{t=1}^T [P_{t, \text{促消纳日前双边}} \times Q_{t, \text{促消纳日前双边}}] + \sum_{t=1}^T [P_{t, \text{促消纳日前单边}} \times Q_{t, \text{促消纳日前单边}}]$$

其中， $P_{t, \text{保供电日前双边}}$ 、 $P_{t, \text{保供电日前单边}}$ 为交易时段 t 电站所在省的保供电日前双边、单边模式交易出清价格；

$P_{t, \text{促消纳日前双边}}$ 、 $P_{t, \text{促消纳日前单边}}$ 为交易时段 t 电站所在省的促消纳日前双边、单边模式交易出清价格；

$Q_{t, \text{保供电日前双边}}$ 、 $Q_{t, \text{保供电日前单边}}$ 为交易时段 t 电站的保供电日前双边、单边模式交易中标电量；

$Q_{t, \text{促消纳日前双边}}$ 、 $Q_{t, \text{促消纳日前单边}}$ 为交易时段 t 电站的促消纳日前双边、单边模式交易中标电量。

(三) 负荷侧可调节资源主体、负荷聚合商、虚拟电厂(负荷类) 结算促消纳日前交易购电支出 $C_{\text{负荷, 促消纳}}$ 。

$$C_{\text{负荷, 促消纳}} = \sum_{t=1}^T [P_{t, \text{促消纳日前双边}} \times D_{t, \text{促消纳日前双边}}] + \sum_{t=1}^T [P_{t, \text{促消纳日前单边}} \times D_{t, \text{促消纳日前单边}}]$$

其中, $P_{t, \text{促消纳日前双边}}$ 、 $P_{t, \text{促消纳日前单边}}$ 为交易时段 t 相关主体所在省的促消纳日前双边、单边模式交易出清价格;

$D_{t, \text{促消纳日前双边}}$ 、 $D_{t, \text{促消纳日前单边}}$ 为交易时段 t 相关主体的促消纳日前双边、单边模式交易贡献量。

(四) 抽水蓄能机组结算保供电、促消纳日前交易收益 $R_{\text{抽蓄}}$ 。抽水蓄能机组跨省调用所产生的交易收益, 20%由抽水蓄能电站分享, 80%在下一监管周期核定电站容量电价时相应扣减, 形成的亏损由抽水蓄能电站承担。

$$R_{\text{抽蓄}} = R_{\text{抽蓄, 保供电}} + R_{\text{抽蓄, 促消纳}}$$

$$\begin{aligned} R_{\text{抽蓄, 保供电}} &= \sum_{t=1}^T [(P_{t, \text{保供电日前双边}} - P_{\text{核定发电}}) \times Q_{t, \text{保供电日前双边}}] \\ &\quad + \sum_{t=1}^T [(P_{t, \text{保供电日前单边}} - P_{\text{核定发电}}) \times Q_{t, \text{保供电日前单边}}] \\ R_{\text{抽蓄, 促消纳}} &= \sum_{t=1}^T [(P_{\text{核定抽水}} - P_{t, \text{促消纳日前双边}}) \times Q_{t, \text{促消纳日前双边}}] \\ &\quad + \sum_{t=1}^T [(P_{\text{核定抽水}} - P_{t, \text{促消纳日前单边}}) \times Q_{t, \text{促消纳日前单边}}] \end{aligned}$$

其中, $P_{t, \text{保供电日前双边}}$ 、 $P_{t, \text{保供电日前单边}}$ 为交易时段 t 机组所在省的

保供电日前双边、单边模式交易出清价格；

$P_{t, \text{促消纳日前双边}}$ 、 $P_{t, \text{促消纳日前单边}}$ 为交易时段 t 机组所在省的促消纳日前双边、单边模式交易出清价格；

$Q_{t, \text{保供电日前双边}}$ 、 $Q_{t, \text{保供电日前单边}}$ 为交易时段 t 机组的保供电日前双边、单边模式交易中标电量；

$Q_{t, \text{促消纳日前双边}}$ 、 $Q_{t, \text{促消纳日前单边}}$ 为交易时段 t 机组的促消纳日前双边、单边模式交易中标电量；

$P_{\text{核定发电}}$ 、 $P_{\text{核定抽水}}$ 为机组所在省核定的发电、抽水价格。

（五）保供电交易购电方结算保供电日前及日内交易购电支出 $C_{\text{购电, 保供电}}$ 。

$$C_{\text{购电, 保供电}} = \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N [P_{t,n, \text{保供电日前双边}} \times Q_{t,n, \text{保供电日前双边}}] \\ + \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N [P_{t,n, \text{保供电日前单边}} \times Q_{t,n, \text{保供电日前单边}}] \\ + \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N [P_{t,n, \text{保供电日内双边}} \times Q_{t,n, \text{保供电日内双边}}] \\ + \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N [P_{t,n, \text{保供电日内单边}} \times Q_{t,n, \text{保供电日内单边}}]$$

其中， $P_{t,n, \text{保供电日前双边}}$ 、 $P_{t,n, \text{保供电日内双边}}$ ， $P_{t,n, \text{保供电日前单边}}$ 、 $P_{t,n, \text{保供电日内单边}}$ 为交易时段 t 购电省份对应交易路径 n 的保供电日前、日内双边模式交易出清价格，日前、日内单边模式交易出清价格；

$Q_{t, \text{保供电日前双边}}$ 、 $Q_{t, \text{保供电日内双边}}$ ， $Q_{t, \text{保供电日前单边}}$ 、 $Q_{t, \text{保供电日内单边}}$ 为交易时段 t 购电方在对应交易路径 n 上的保供电日前、日内双边模式交易中标电量，日前、日内单边模式交易中标电量。

(六) 促消纳交易售电方结算促消纳日前及日内交易售电收入 $R_{\text{售电, 促消纳}}$ 。

$$\begin{aligned}
 R_{\text{售电, 促消纳}} = & \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N [P_{t,n, \text{促消纳日前双边}} \times Q_{t,n, \text{促消纳日前双边}}] \\
 & + \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N [P_{t,n, \text{促消纳日前单边}} \times Q_{t,n, \text{促消纳日前单边}}] \\
 & + \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N [P_{t,n, \text{促消纳日内双边}} \times Q_{t,n, \text{促消纳日内双边}}] \\
 & + \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N [P_{t,n, \text{促消纳日内单边}} \times Q_{t,n, \text{促消纳日内单边}}]
 \end{aligned}$$

其中, $P_{t,n, \text{促消纳日前双边}}$ 、 $P_{t,n, \text{促消纳日内双边}}$ 、 $P_{t,n, \text{促消纳日前单边}}$ 、 $P_{t,n, \text{促消纳日内单边}}$ 为交易时段 t 相关主体所在省对应交易路径 n 的促消纳日前、日内双边模式交易出清价格, 日前、日内单边模式交易出清价格;

$Q_{t, \text{促消纳日前双边}}$ 、 $Q_{t, \text{促消纳日内双边}}$ 、 $Q_{t, \text{促消纳日前单边}}$ 、 $Q_{t, \text{促消纳日内单边}}$ 为交易时段 t 相关主体在对应交易路径 n 上的促消纳日前、日内双边模式交易中标电量, 日前、日内单边模式交易中标电量。

第十章 市场监管与干预

第八十四条【监管系统要求】 华中电网省间电力互济交易技术支持系统相关信息应按照电力监管机构有关工作要求接入电力监管信息系统。

第八十五条【交易合同监管】 区域电力调度机构应在每月 10 日前将上月交易合同报华中能源监管局。

第八十六条【运营机构职责】区域电力调度机构应按照“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。区域电力调度机构应于每月 8 日前将上月华中电网省间电力互济交易月度分析报告报华中能源监管局。月度交易分析报告内容包括但不限于交易报价和运行情况、交易执行情况、经营主体份额占比等市场结构化指标情况、非正常报价等市场异常事件、市场风险防控措施和风险评估情况、交易规则修订建议等。

第八十七条【市场干预情形】发生以下情况时，电力监管机构可对市场进行干预，也可授权电力调度机构进行临时干预：

（一）经营主体滥用市场力、串谋及其他违规情况导致市场秩序受到严重扰乱。

（二）相关技术支持系统（调度技术支持系统、交易技术支持系统、数据通信系统等）发生故障，导致交易无法正常进行。

（三）因恶劣天气及其他不可抗力等原因造成负荷突变、电网运行方式发生重大变化，导致交易无法正常进行。

（四）交易规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改的。

（五）严重影响电力系统安全稳定运行的其他情况。

（六）其他认为需要进行市场干预的情形。

第八十八条【市场干预方式】市场干预的主要方式包括：

- (一) 调整市场价格机制。
- (二) 调整市场准入和退出。
- (三) 调整市场交易电量。
- (四) 暂停市场交易，待处理和解决问题后重新启动。
- (五) 法律法规规定的其他方式。

第八十九条【市场干预取消】当电力调度机构确定市场风险已消除，市场具备恢复正常运行条件时，电力监管机构及时取消市场干预，并授权电力调度机构向经营主体发布市场恢复的信息。

第九十条【市场干预记录】电力调度机构应当如实记录干预实施原因、范围、起止时间、对象、手段、结果和影响等，及时向经营主体披露。

第九十一条【争议处理】经营主体对交易、调用、统计及结算等情况存在争议的，可向电力监管机构提出书面申请，由电力监管机构进行争议调解。

第十一章 信息发布

第九十二条【信息发布方式】电力调度机构、电力交易机构应通过华中电网省间电力互济交易技术支持系统和信息披露平台向所有经营主体发布相关交易信息。

第九十三条【信息发布周期】市场相关信息发布分为日信

息发布、月信息发布和年信息发布。

第九十四条【日信息内容】日信息应在运行日后的 2 个工作日内发布。各经营主体如对发布的交易信息有异议，应在信息发布后的 3 个工作日内向市场运营机构提出核对要求。日信息包括：

（一）输电通道输电能力。

（二）购电省份申报的购电规模上限。

（三）售电省份申报的售电规模上限。

（四）经营主体交易申报情况。

（五）交易出清情况，包括且不限于中标的经营主体、中标时段、中标交易量、交易出清价格等信息。

（六）交易执行情况。

第九十五条【月信息内容】月信息应在次月第 10 个工作日内前发布。经营主体如对发布的交易信息有异议，应在信息发布后的 3 个工作日内向市场运营机构提出核对要求。月信息包括：

（一）月度市场运营情况。市场运营情况包含且不限于交易能力、需求和执行情况、经营主体参与情况、平均中标价格、交易成交量、违反交易规则的有关情况。

（二）月度市场结算信息。结算信息内容应体现所有经营主体的交易能力、需求和执行情况，包括且不限于经营主体、结算时段、交易执行量、交易出清价格、输电通道、输电价格等

信息。

第九十六条【年度信息内容】年信息应在次年1月15日前发布。年信息包括：

- （一）年度市场总体运营情况。
- （二）年度交易成交量。
- （三）年度成交均价。
- （四）年度经营主体参与情况。
- （五）年度市场效益分析。

第十二章 附 则

第九十七条 本规则由华中能源监管局负责解释。

第九十八条 本规则自××年×月×日起施行，有效期×年。

新型经营主体基准功率曲线核定方式

第一条 基准功率曲线采取“经营主体申报，调度机构核定”的方式确定。负荷侧可调节资源主体、负荷聚合商、虚拟电厂（负荷类）等新型经营主体参照《GB/T 37016-2018 电力用户需求响应节约电力测量与验证技术要求》计算基准功率曲线。

第二条 采用日期匹配法计算基准功率曲线，典型日的确定分两种情况：

（一）省间促消纳互济交易响应发生在工作日，选取交易响应日前 7 天，其中需剔除非工作日、电力中断及新型经营主体参与促消纳交易响应日，剔除后不足 7 天的部分向前顺序选取，应补足 7 天，从上述 7 天中再剔除新型经营主体日最大负荷最大、最小的两天，剩余 5 天称作典型日。

（二）省间促消纳互济交易响应发生在非工作日，选取交易响应日前最近的 3 个非工作日为典型日，其中需剔除电力中断及新型经营主体参与促消纳交易响应日，剔除后不足 3 天的部分向前顺序选取，应补足 3 天。

第三条 基准功率计算步骤:

(一)取典型日新型经营主体 96 个交易时段负荷数据。

(二)求不同典型日新型经营主体 96 个交易时段负荷数据的平均值, 获得未修正的基准功率 P'_b 。

第四条 对于用电负荷受气候等外部因素影响较大的经营主体, 负责市场运营的电力调度机构可直接或要求相关经营主体对其基准功率进行修正, 步骤如下:

(一) 计算修正系数 K 。根据下式求 K , K 范围限定为 0.8—1.2, 若低于 0.8 按 0.8 计算, 若高于 1.2 按 1.2 计算。

$$K = \frac{P_{2h}}{P'_{2h}}$$

P_{2h} 为促消纳交易响应当日, 促消纳交易响应时段前 2 小时内各个采集时刻的基准功率平均值, 单位为 kW; P'_{2h} 为促消纳交易响应日前所有典型日中, 与上述采集时刻对应历史基准功率的平均值, 单位为 kW。

(二) 结果修正。根据下式, 利用修正系数 K 对未修正的基准功率序列值进行修正:

$$P_b = K \times P'_b$$

P_b 为修正后的新型经营主体基准功率。