

附件2

编制说明

为进一步落实《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》等文件要求，推动华中区域电力市场建设，提升调度运行环节的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，华中能源监管局组织起草了《华中区域（东四省）省间电力互济市场交易规则（征求意见稿）》（以下简称“规则”）。有关情况如下：

一、规则制订背景

随着电力市场化改革的不断推进，多层次统一电力市场体系基本形成，市场交易规模快速扩大，电力市场在保供应、促转型、稳价格等方面发挥了显著作用。为深入贯彻党中央、国务院关于新时代推动中部地区高质量发展、长江中游城市群发展等区域战略，积极推动华中（东四省）电力市场建设，促进区域内电力余缺互济和资源优化配置。

二、规则制订依据

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）等文件和有关法律法规制订本规则。

三、规则制订思路

在全国统一电力市场框架下，以服务区域电力高质量发展为导向，有效衔接现有电网运行管理模式和省间省内市场交易，充分发挥区域电网的资源统筹优化配置平台作用，以市场化方式实现电力资源在区域层面的高效配置和利用。

一是立足区域电网实际运行需要。针对省级电网出现电力保供能力或可再生能源消纳能力不足、跨区省间现货交易后本省仍无法自平衡的实际运行场景，市场化方式开展区域内省间电力余缺互济，最大限度满足电力保供、可再生能源消纳需求。

二是发挥市场资源优化配置作用。充分考虑当前跨区省间市场未延伸、省内市场未覆盖的交易需求，建立涵盖保供、促消纳两类交易场景的区域内省间电力互济交易机制，为调度运行环节电力电量平衡提供灵活的资源配置手段。

三是搭建多元经营主体交易平台。建立源网荷储协同互动的跨省交易机制，运用市场手段引导煤电机组、抽水蓄能电站、新型储能（含具备条件独立运行的新能源配建储能）、用户侧可调节资源、负荷聚合商或虚拟电厂等经营主体跨省提供富余调节能力。

四是提升区域市场价格发现能力。引入供需两侧不同类

型的多元经营主体同台竞价，允许可再生能源企业“报量报价”或“作为价格接受者”参与省间电力互济交易，细化交易申报、出清机制，合理设置市场限价，有效提升市场的价格发现能力。

五是衔接现行省间省内市场。充分考虑现货环境下的电网运行实际，准确把握区域内省间电力互济交易机制在多层次统一电力市场架构中的定位和作用，有效衔接省间中长期市场、省间现货市场、省间辅助服务市场以及省内现货市场。

四、主要内容

本规则共十二章九十八条，包括：总则、市场成员、省间保供电互济交易、省间促消纳互济交易、日前交易组织流程、日内交易组织流程、交易执行与考核、合同管理、计量与结算、市场监管与干预、信息发布、附则等。

（一）明确省间电力互济交易模式。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。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按需组织开展交易。

（二）扩大参与交易的经营主体规模。参与华中电网省间电力互济交易的经营主体包括燃煤火电机组、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）、属地省无法实现全额消纳的水电机组及新能

源场站。

（三）贴近电网运行实际设计交易品种。针对高峰电力保供和富余可再生能源消纳两类电网运行场景，规则设计了省间保供电互济交易、省间促消纳互济交易两个交易品种，满足不同场景下的电网运行需求。按照电力保供优先原则，同一交易周期内优先组织省间保供电互济交易，再组织省间促消纳互济交易。

（四）明确省间保供电互济交易范围。省间保供电互济交易的购电方为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；售电方为正备用资源富余省的燃煤火电机组、抽水蓄能机组（发电方式）、调度调用新型储能（放电方式）。其中，抽水蓄能机组、调度调用新型储能仅参与日前交易。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。

（五）明确省间促消纳互济交易范围。省间促消纳互济交易的购电方为负备用资源富余省的燃煤火电机组、抽水蓄能机组（抽水方式），以及调度调用新型储能（充电方式）、负荷侧可调节资源、负荷聚合商、虚拟电厂（负荷类）等新型经营主体；售电方为负备用资源不足省存在调峰弃水的水电机组、弃电的新能源场站。其中，抽水蓄能机组、新型经营主体仅参与日前交易。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。

（六）构建“双边+单边”模式的出清机制。华中电网

省间电力互济交易采用“集中竞价、统一边际电价出清”机制，分两次顺序开展出清。优先采取“双边模式”出清，由购售电双方集中竞价边际出清；对于“双边模式”出清后的剩余交易需求，按照自愿原则，采取“单边模式”继续开展交易，即沿用省间保供电（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）作为价格接受者进行余量出清，最大限度满足省间电力互济需要。

（七）细化各类经营主体交易申报要求。省间保供电互济交易中，售电方燃煤火电机组分档申报价格和交易需求；售电方抽水蓄能机组、调度调用新型储能一档申报价格和交易需求；购电方分档申报价格、交易需求以及参与余量出清意愿。省间促消纳互济交易中，购电方燃煤火电机组分档申报价格和交易需求；购电方抽水蓄能机组、新型经营主体一档申报价格和交易需求；售电方可再生能源企业可根据自身交易意愿选择“报量报价”或“报量不报价”参与交易，“报量报价”的分档申报价格、交易需求以及参与余量出清意愿，“报量不报价”的仅申报交易需求，未按时申报的按照其意愿缺省申报交易需求，同时规定了售电方申报的交易需求不得超过其富余电力。

（八）明确日前及日内交易组织流程。日前交易以整个运行日为一个交易周期开展，购售电双方在日前交易组织环节可同时进行日前及日内交易申报。日内交易分五个固定交易周期开展，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。日内固定交易周期的出清结

果发布后，若仍有新增交易需求，可继续组织临时交易。

（九）强化交易结果的执行管理。华中电网省间电力互济交易出清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。在运行日，若相关省份电网的电力电量平衡与日前预计出现偏差时，通过组织开展日内交易、应急调度等方式解决，原则上不调整日前交易结果。

（十）明确各类经营主体费用结算机制。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，不改变现行电费结算关系。电力调度机构将交易相关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。

（十一）加强市场监管与干预。按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，由电力调度机构按规定采取有效风险防控措施，履行市场运营监控分析等职责，同时明确了市场干预情形、干预方式、市场恢复、信息记录、争议处理等内容。

（十二）规范交易信息发布。明确了市场运营机构发布相关交易信息的方式，规定了交易日信息发布、月信息发布和年信息发布的内容和经营主体对相关信息异议核对的时限。