

编制说明

为贯彻落实党中央、国务院关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的决策部署，进一步完善电力辅助服务价格形成机制，提升电力系统综合调节能力，促进清洁能源消纳和绿色低碳转型，国家发展改革委、国家能源局于 2024 年 2 月印发《国家发展改革委 国家能源局关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》(发改价格〔2024〕196 号)，就建立健全电力辅助服务市场价格机制提出新的要求。为贯彻落实有关要求，华中能源监管局组织对《湖北电力调频辅助服务市场运营规则》(华中监能市场〔2022〕251 号)、《重庆电力调频辅助服务市场运营规则》(华中监能市场〔2022〕264 号)、《江西电力调频辅助服务市场运营规则》(华中监能市场〔2022〕269 号)进行修订，形成了《湖北、江西、重庆电力调频辅助服务市场运行规则(征求意见稿)》。相关编制说明如下：

一、修订整体原则

一是统一市场运行规则。将湖北、江西、重庆三个调频规则合并为一个规则，实现调频辅助服务市场机制在三省市基本统一，有效衔接全国统一电力市场体系。二是规范调频

市场交易机制。调频市场原则上采用基于调频里程的单一制价格机制，各机组按规则自主申报分时段调频容量及价格，通过市场竞争确定出清价格和中标调频容量。调频费用根据出清价格、调频里程、性能系数三者乘积计算。三是合理确定调频服务价格上限。调频性能系数由调节速率、调节精度、响应时间三个分项参数乘积或加权平均确定，分项参数以当地性能最优煤电机组主机（不含火储联合机组）对应的设计参数为基准折算，综合性能系数最大不超过 2，调频里程出清价格上限为 15 元/MWh。

二、主要内容

（一）推动各类经营主体公平参与辅助服务市场。简化辅助服务市场的准入条件，接入调度自动化系统可被监控和调度、符合相关标准规范和电力市场运行等有关要求的经营主体均可参与市场。

（二）完善调频市场申报机制。由仅申报调频里程价格修改为申报调频容量及价格，为减小调频预留空间对现货市场的影响，合理确定各类型调频单元可申报调频上下限，经营主体按规则自主申报分时段调频容量及价格，通过市场竞争确定出清价格和中标调频容量。已获得容量电费的经营主体，应当参加调频辅助服务市场申报，未申报的按缺省值自动参与调频市场。

（三）调整调频性能计算模式。调频性能系数由调节速

率、调节精度、响应时间三个分项参数乘积确定，各项参数以当地性能最优煤电机组主机（不含火储联合机组）对应的设计参数为基准进行折算，三省市最优煤电机组调节速率为 $1.5P_n\%/min$ ，调节精度为1%，响应时间为20秒，结算综合调频性能系数最大不超过2，参与市场门槛值同步调整至0.6。

（四）完善市场交易组织流程。明确市场运营机构日前发布次日新能源出力预测、各时段总调频容量需求，以及所有调频单元上一交易日实测综合调频性能系数日平均值，便于经营主体申报决策。各经营主体可以随时更改申报信息，系统对各发电机组的申报价格及申报容量进行自动审核，以最后一次申报为准。

（五）完善调频市场出清机制。按照排序价格、申报调频容量大小顺序出清。当边际调频单元不止一个时，按申报调频容量大小比例确定每个调频单元的中标容量。中标调频容量小于申报调频容量下限时按下限中标。对未申报调频单元统一按报价缺省值作为申报价格、调频容量上限 P_{max} 作为申报调频容量继续进行出清，调频里程出清价格上限为15元/兆瓦。

（六）健全辅助服务费用疏导机制。电力现货市场未连续运行期间，调频辅助服务费用由发电侧全额分摊。电力现货市场连续运行后，调频辅助服务费用由全体工商业户用的

用电量和未参与电能量市场交易的上网电量共同分担。

（七）规范调频辅助服务费用结算。由用户承担的辅助服务费用纳入系统运行费用，随电费一同结算，调频市场费用采取“日清月结”模式，补偿、分摊、考核费用应单独计算，并在结算单中单独列示。

（八）有效衔接华中区域“两个细则”。电力调频辅助服务市场正式运行期间，AGC 补偿按照市场规则执行；调频辅助服务市场因故暂停或中止交易期间，AGC 补偿管理按照《华中区域电力辅助服务管理实施细则》执行。