

附件：

安徽电力调频辅助服务市场运营规则

（征求意见稿）

第一章 总则

第一条 为保障安徽电力系统安全、稳定、经济运行，建立调频辅助服务分担共享新机制，发挥市场在资源配置中的决定性作用，实现责任在不同市场主体间的公平分摊，制定本规则。

第二条 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）及其相关配套文件、《电力监管条例》（国务院令 第432号）、《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）、《电力并网运行管理规定》（国能发监管规〔2021〕60号）、《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）、《国家发展改革委办公厅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）、《国家能源局关于印发〈完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案〉的通知》（国能发监管〔2017〕67号）、《关于提升电力系统调节能力的指导意见》（发改能源〔2018〕364号）、《华东区域发电厂并网

运行管理实施细则》《华东区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》以及国家有关法律、法规及行业标准制定。

第三条 调频辅助服务是指发电机组、独立储能电站、负荷聚合商、虚拟电厂等通过自动功率控制技术，包括自动发电控制（AGC）、自动功率控制（APC）等，跟踪电力调度机构下达的指令，按照一定调节速率实时调整发用电功率，以满足电力系统频率、联络线功率控制要求的服

第四条 本规则适用于安徽电力调频辅助服务市场（以下简称“安徽调频市场”）运营及管理，并根据电力市场建设进程逐步完善。

第五条 安徽调频市场坚持“公开、公平、公正”原则，坚持市场化导向，确保市场规范透明运作。

第六条 本规则涉及《华东区域发电厂并网运行管理实施细则》《华东区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》（以下简称华东区域“两个细则”）中调频相关内容不重复补偿或考核。

第七条 国家能源局华东监管局（以下简称华东能源监管局）负责安徽调频市场的监督与管理。国网安徽省电力有限公司电力调度控制中心（以下简称安徽电力调度控制中心）负责安徽调频市场的日常运行。

第二章 市场成员

第八条 安徽调频市场成员包括市场主体、市场运营机构和电网企业。

第九条 安徽调频市场主体包括安徽电力调度机构调度管辖范围内并且接入电压等级在 35 千伏及以上的各类型发电企业（含配有储能装置的发电企业、抽水蓄能电站）、独立储能电站、负荷聚合商（含充电桩运营商等）、虚拟电厂、售电公司、工商业用户。

（一）调频辅助服务方还应具备的条件

1. 签订并网调度协议。
2. 按并网运行管理有关规定具备 AGC、APC 功能，能够接收并执行电力调度机构下发的指令。
3. 有资质的检测机构出具试验报告并且性能合格。
4. 独立储能电站充/放电功率应在 10 兆瓦以上、持续时间 2 小时以上。
5. 负荷聚合商、虚拟电厂等调频辅助服务提供方充/放电功率应在 5 兆瓦以上、持续时间 1 小时以上。
6. 独立储能电站、负荷聚合商、虚拟电厂至少具备小时粒度的分时计量装置，并能进行可靠的信息传输。

（二）分布式光伏扶贫电站、无上网电量的自备电厂暂不纳入市场主体范围，后续随相关政策进行调整完善。

第十条 电储能包括电源侧、负荷侧、公用电储能。电源侧、负荷侧电储能经所在电源侧、负荷侧法人同意并具备

相关条件，可以从电源侧、负荷侧独立出来，按照公用电储能方式提供调频辅助服务。

第十一条 电源侧、负荷侧电储能，负荷聚合商、虚拟电厂等参与安徽调频市场应具备的相关条件以及退出条件由安徽省级电力调度机构制定，并报送华东能源监管局。

第十二条 火力发电机组自按《火力发电建设工程启动试运及验收规程》（DL/T5437-2009）要求完成整套启动试运时纳入市场主体范围。水力发电机组按《水电工程验收规程》（NB/T 35048-2015）要求完成带负荷连续运行时纳入市场主体范围。风电场和光伏电站自并网发电之日起纳入市场主体范围。其他发电机组原则上自基建调试完成交付生产运行之日纳入市场主体范围。

第十三条 市场运营机构包括安徽电力调度控制中心以及相关电力调度机构、安徽电力交易中心有限公司（以下简称安徽电力交易中心）。

第十四条 市场主体的主要职责

（一）按规则参与调频辅助服务市场。

（二）调频辅助服务方应按要求提供基础技术参数，提供有资质试验单位出具的调频辅助服务能力测试报告，加强设备运行维护，确保设备运行安全，按电力调度机构指令提供调频辅助服务。

（三）参与市场结算，按规则获得调频辅助服务收益，

并承担调频辅助服务分摊、考核费用。

(四) 法律法规规定的其他职责。

第十五条 安徽电力调度控制中心以及相关电力调度机构职责

(一) 按照规则运营安徽调频市场。

(二) 建设、运行和维护安徽调频市场配套技术支持系统。

(三) 依据规则组织交易，按照交易结果调用调频辅助服务。

(四) 按规定发布安徽调频市场信息。

(五) 向安徽电力交易中心提供市场交易结果。

(六) 评估市场运行情况，对规则提出修改建议。

(七) 落实安徽调频市场风险防控措施，实施应急处置。紧急情况下中止市场运行，保障电力系统安全运行。

(八) 按要求报送相关市场信息。

(九) 法律法规规定的其他职责。

第十六条 安徽电力交易中心职责

(一) 负责市场主体注册等管理。

(二) 出具结算凭证。

(三) 按规定向市场主体披露信息。

(四) 法律法规规定的其他职责。

第十七条 电网企业职责

- (一) 保障输电通道等输变配电设施安全稳定运行。
- (二) 提供公平的输配电服务和电网接入服务。
- (三) 依据结算凭证, 与相关市场主体结算费用。
- (四) 法律法规规定的其他职责。

第三章 市场交易组织

第十八条 安徽调频市场交易标的为调频里程。调频里程指调频辅助服务提供方按照电力调度机构下发的调频指令调整发/用电功率, 调整前和调整后的功率差值。

第十九条 安徽调频市场采用日前报价、日前预出清、日内出清实时调用的模式。发电企业在日前申报调频容量和里程价格, 并将申报信息封存到实际运行日, 实际运行时根据电力系统频率、联络线功率控制需求, 实时出清并调用。

第二十条 调频辅助服务提供方需在每个工作日 09:30 前申报次日报价信息。在申报截止时间前, 可以进行修改, 以最后一次有效报价为准。当日未申报的, 默认为最近一次有效报价, 首次未申报的, 视为零报价。

第二十一条 调频辅助服务提供方申报信息

(一) 单位调频里程价格 P , 单位为元/兆瓦, 含税, 最小值为 0 元/兆瓦, 最大值为 6 元/兆瓦, 保留至小数点后两位, 未申报则默认为最近一次有效报价。安徽电力调度控制中心根据市场运行情况进行调整最大值。

(二) 以电力调度机构下达调频指令的对象，即调频单元分别申报。一般而言，发电厂调频单元为接收 AGC 主站控制指令的单台发电机组；独立储能电站、负荷聚合商、虚拟电厂等以实际情况确定。同一家调频辅助服务提供方拥有多个调频单元，应该分别申报。

(三) 为防止调频造成系统潮流分布大幅变化，影响系统稳定运行，单个调频单元调频容量上限如下：

发电机组调频容量申报上限= \min (发电机组最近 5 个中标运行日实测调节速率平均值 \times 5 分钟, 发电机组容量 \times 10%, 调频容量总需求值的 10%)

独立储能电站、负荷聚合商、虚拟电厂等新型调频资源调频容量申报上限= \min (调频单元最近 5 个中标运行日实测调节速率平均值 \times 5 分钟, 调频容量总需求值的 5%)

电力调度机构负责根据电网运行情况确定调频容量总需求值。

第二十二条 调频单元按照申报价格与调频性能指标比值进行排序，排序在前优先中标调用。

(一) 调频性能指标 K：用于衡量调频单元响应调频指令的综合性能表现，包括调节速率 K1、调节精度 K2、响应时间 K3，按照不同权重加权平均计算得出。计算方法见附录。

(二) 调节速率 K1、调节精度 K2、响应时间 K3 取申报日前 5 个中标运行日的平均值。未达到 5 日的，采用已有中

标运行日平均值。首次参与市场的，采用最近一次有效实测值。

超过 3 个月未中标的调频单元，由电力调度机构测试调频性能指标，测试期间 AGC 应连续 4 小时投入调频模式，调频性能指标采用测试平均值。

调频单元因技改、大修等导致调频性能发生明显变化的，应请有试验资质的检测单位进行试验。试验后第一次参与市场时，调频性能指标采用试验结果。

（三）按照单位调频里程价格/调频性能指标，即 P/K 进行排序。数值越低，序位越靠前。数值相等时，调频性能指标 K 值大的调频单元排在前面。

第二十三条 安徽调频市场日前预出清与电能量市场（计划）有序衔接。日前机组组合（发电计划）确定后，进行安徽调频市场日前预出清，排序在前优先中标进入日前预出清机组序列，直至中标调频单元调频容量总和满足调频容量总需求值。各机组调频市场中标容量确定后，再进行电能量市场机组出力的优化出清。

第二十四条 安徽调频市场日内实时调用

（一）根据各调频单元序位从低到高依次进行出清，直至中标调频单元调频容量总和满足联络线口子调节需要。中标调频单元设备出现故障，由后续序位补上。

（二）市场初期，为了平稳过渡，保障电力系统安全运

行，独立储能电站、负荷聚合商、虚拟电厂等新兴调频资源中标调频容量之和不超过调频容量总需求的 30%。安徽电力调度控制中心根据电力系统安全运行需要调整该比例。

（三）电力调度机构可以根据线路或断面潮流越限、运行方式调整等需要，临时调用未中标调频单元提供调频辅助服务。

第二十五条 安徽调频市场与安徽电力调峰辅助服务市场有序衔接。两个市场同时下发调节指令时，优先执行调频指令，造成安徽电力调峰辅助服务市场未中标调用，按未中标调用规则执行。

第四章 计量与结算

第二十六条 安徽调频市场计量的依据为：调度指令、智能电网调度控制系统采集的实时数据、电能量采集系统的电量数据、用电信息采集系统等。

第二十七条 提供调频辅助服务可以获得的补偿费用包括：基本补偿费用、调用补偿费用、现货调整补偿费用。

（一）基本补偿费用

具备 AGC、APC 功能的调频辅助服务提供方可以获得基本补偿。每月按 AGC、APC 的投运率和可调节容量的乘积补偿 240 元/兆瓦。可调节容量为投入 AGC、APC 运行时调节容量上、下限之差。基本补偿随着华东区域“两个细则”调整

自动同步调整。

（二）调用补偿费用

中标调频单元被调用后可以获得调用补偿，第 i 次调用补偿费用计算公式如下：

$$R_{\text{调用补偿},i} = L_i P_i$$

其中： $R_{\text{调用补偿},i}$ 为第 i 次调用补偿费用； L_i 为该调频单元在第 i 次调用提供的调频里程； P_i 为该调频单元报价。

1. 调频里程仅补偿与电力调度机构下达调频指令方向相同部分，与指令反向相反不予补偿，即指令要求增加功率仅补偿调整后功率较调整前功率增加，指令要求降低功率仅补偿调整后功率较调整前功率降低。

2. 过度调节（超过下达的调频调节指令）的调频里程不予补偿，即调频里程上限值为 AGC、APC 下达的调节里程指令值。

3. 未中标但被调用的补偿价格为本次调用中标调频单元的平均价格。

4. 测试和试验期间，不予补偿。

（三）现货调整补偿费用

安徽现货市场启动后，中标调频单元由于调频辅助服务调用形成调增或者调减电量，造成其在现货市场中的损失，给予现货调整补偿费用。

1. 执行调减功率调频指令，造成其在现货市场中标而未

发的，本次调用现货调整补偿费用计算公式如下：

$$R_{\text{现货调整补偿}, i} = L_i t (P_{\text{现货出清价格}, i} - P_{\text{核定成本价格}, i})$$

其中， $R_{\text{现货调整补偿}, i}$ 为该调频单元在第 i 次调用现货调整补偿费用，最小值为零，即出现负值时则补偿费用为零； L_i 为该调频单元在第 i 次调用提供的调频里程； t 为调用时间，取 1 分钟； $P_{\text{现货市场出清价格}, i}$ 为第 i 次调用时现货市场出清价格； $P_{\text{核定成本价格}, i}$ 为该类型机组核定成本价格。

2. 执行调增功率调频指令，造成其在现货市场未中标而多发的，本次调用现货调整补偿费用计算公式如下：

$$R_{\text{现货调整补偿}, i} = L_i t (P_{\text{核定成本价格}, i} - P_{\text{现货出清价格}, i})$$

其中， $R_{\text{现货调整补偿}, i}$ 为该调频单元在第 i 次调用现货调整补偿费用，最小值为零，即出现负值时则补偿费用为零； L_i 为该调频单元在第 i 次调用提供的调频里程； t 为调用时间，取 1 分钟； $P_{\text{核定成本价格}, i}$ 为该类型机组核定成本价格； $P_{\text{现货市场出清价格}, i}$ 为第 i 次调用时现货市场出清价格。

第二十八条 中标调频单元被调用过程出现调频性能明显下降、反向调节等情况，给予相应的考核。

（一）提供调频辅助服务期间的综合调频性能指标 K 小于排序计算采用值的 50%，考核费用为：

$$F_{\text{性能差考核}, i} = v_e t_i P_i \alpha_{\text{性能差考核}}$$

其中： $F_{\text{性能差考核}, i}$ 为调频单元第 i 次调用考核费用； v_e 为调频单元标准调节速率； t_i 为调频单元第 i 次调用的未响应时间；

P_i 为第 i 次调用结算价格； $\alpha_{\text{性能差考核}}$ 为调频性能差考核系数，取值 1.5。

(二) 提供调频辅助服务方向与指令调节方向相反，考核费用为：

$$F_{\text{反向调节考核}, i} = L_i P_i \alpha_{\text{反向调节考核}}$$

其中： $F_{\text{反向调节考核}, i}$ 为调频单元反向调节考核费用； L_i 为该调频单元在第 i 次调用的反向调频里程； P_i 为第 i 次调用结算价格； $\alpha_{\text{反向调节考核}}$ 为反向调节考核系数，取值为 2。

(三) 调频性能差考核系数、反向调节考核系数由安徽电力调度控制中心根据市场运行情况进行调整。

第二十九条 安徽调频市场所有补偿费用减去所有考核费用之值为分摊/分享费用。正数为分摊费用，负数为分享费用。

第三十条 安徽调频市场分摊/分享费用由所有市场主体按照未具备 AGC 功能时间、未中标时间对应的电量比例分摊/分享，按月结算。

(一) 未具备 AGC 功能时间、未中标时间对应的电量 = (未具备 AGC 功能时间 + AGC 功能用于限制出力而不用于调频需要的时间 + 因自身原因退出 AGC 运行时间 + 投入 AGC 运行未中标时间 * 系数 β) * 月度电量 / 当月月度时间，其中系数 β ，取值为 0.5。

时间不重复计算，优先取不带系数时间。因防汛、灌溉

等要求无法参与调频的水电机组，受影响时间内上网电量予以扣除，电力调度机构应将原因详细记录备查。

（二）抽水蓄能电站以外的发电企业月度电量为当月上网电量；抽水蓄能电站、独立储能电站当月电量取上网与用电量的较大值。

（三）工商业用户的月度电量为当月用电量。

（四）负荷聚合商（含充电桩运营商等）、虚拟电厂由相应发电企业、电力用户承担，不重复分摊/分享。

（五） β 系数由安徽电力调度控制中心根据市场运行情况进行调整。

第三十一条 各个市场主体在安徽调频市场净收支费用为其提供调频辅助服务获得的补偿费用减去考核费用减去分摊费用（或者加上分享费用），随电费结算。

（一）发电企业（含抽水蓄能电站）、独立储能电站、负荷聚合商（含充电桩运营商等）、虚拟电厂在安徽调频市场净收支费用按月据实结算。安徽电力交易中心根据安徽电力调度控制中心提供的交易结果出具结算依据。电网企业、发电企业（含抽水蓄能电站）、独立储能电站按结算依据结算电费。

（二）工商业用户在安徽调频市场净收支费用结算

1. 电网企业代理购电的工商业用户按照月度总用电量计算在安徽调频市场中分摊/分享总费用以及净收支费用，

参考电网企业代理购电损益分摊/分享流程，确定调频辅助服务费用折合度电水平，随其他电费一起结算。在电网企业代理购电价格表中“辅助服务费用折合度电水平”栏目再细分“调频辅助服务费用折合度电水平”，将来其他辅助服务项目规则确定后再进一步细分。

2. 直接参与市场（含通过售电公司参与市场）的工商业用户调频辅助服务费用折合度电水平与电网企业代理购电的工商业用户相同。安徽电力交易中心在结算依据上列示调频辅助服务费用折合度电水平，其他辅助服务项目度电水平待将来规则确定后明确。参与市场交易的售电公司、工商业用户按安徽电力交易中心提供的结算依据结算费用。

第三十二条 安徽调频市场补偿、考核结果每月公示，无异议后进行结算。

安徽电力调度控制中心在每月 10 日前将安徽调频市场补偿、考核结果及时推送安徽电力交易中心。安徽电力交易中心在每月 12 日前通过信息披露平台公示，公示期 3 个工作日。市场主体对公示结果有异议的，应在公示期内提出复核，逾期不予核对。电力调度机构在接到问询的 3 个工作日内，应进行核实并予以答复。

若安徽调频市场交易结果经公示后需要修改，安徽电力调度控制中心应重新计算分摊结果并推送安徽电力交易中心再次公示。

第五章 信息披露

第三十三条 安徽电力调度控制中心应建立安徽调频市场技术支持系统,按相关规定向市场主体发布安徽调频市场相关信息。

第三十四条 安徽电力调度控制中心在每个工作日 16:00 前发布上一个工作日总调频里程、平均中标价格。各市场主体如对成交信息有异议,应于发布次日 17:00 前向安徽电力调度控制中心提出核对申请。遇到市场相关参数调整,至少提前 7 天公布。

第三十五条 安徽电力交易中心负责通过信息披露平台向市场主体披露相关信息,开放数据接口。安徽电力调度控制中心应及时向安徽电力交易中心推送相关信息。

第三十六条 安徽电力调度控制中心对各市场主体报价信息应严格保密,对于需要调取报价信息的,应建立报价信息获取审核机制。

第六章 市场监管及干预

第三十七条 安徽电力调度控制中心每月月底将安徽调频市场交易结果报华东能源监管局。安徽省相关政府部门有报送要求的,安徽电力调度控制中心应同时将该信息抄送相关政府部门。

第三十八条 安徽电力调度控制中心调整相关参数,应

将调整情况在 2 个工作日内报送华东能源监管局，并抄送安徽省能源局。

第三十九条 各市场成员发现异常情况，应及时向华东能源监管局提出。华东能源监管局可采取现场或非现场方式对本规则实施情况开展检查，对市场主体和市场运营机构违反有关规定的行为依法依规予以处理。

第四十条 发生以下情况时，安徽电力调度控制中心可以进行市场干预，并将干预情况报送华东能源监管局。

（一）市场主体滥用市场力、串谋及其他违规情况导致市场秩序受到严重扰乱。

（二）安徽调频市场技术支持系统发生故障，导致市场交易无法正常进行。

（三）因恶劣天气、节假日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，导致市场交易无法正常进行。

（四）国家能源局或者华东能源监管局作出暂停市场交易决定。

（五）市场发生其他严重异常情况的。

第四十一条 市场干预的主要手段（包括但不限于）

（一）调整市场限价和相关参数。

（二）调整市场准入和退出。

（三）暂停市场交易。

第四十二条 因调频辅助服务交易、调用、统计及结算等情况存在争议的，市场主体应与市场运营机构进行核对。核对后仍存异议的，提出争议方应在5个工作日内向华东能源监管局提交书面报告。华东能源监管局依法依规进行处理。

第七章 附则

第四十三条 本规则由华东能源监管局负责解释。

第四十四条 华东能源监管局可根据市场实际运行情况，对相关条款进行修改。

第四十五条 本规则自发布之日起实施。

附录：

调频单元调频性能指标计算方法

调频单元运行每次响应 AGC、APC 控制指令时，从调节速率、调节精度、响应时间三个方面进行评价。

一、调节速率系数 K1

调节速率系数 K1 指调频单元响应调频控制指令速率与标准调节速率比值，计算公式如下：

$$K1 = \text{调频单元调节速率} / \text{标准调节速率}$$

为避免调频单元响应调频控制指令时过调节或超调节，K1 最大值为 3。

标准调节速率 = 直吹式制粉系统机组标准速率 × 直吹式制粉系统机组装机占比 + 中储式制粉系统机组标准速率 × 中储式制粉系统机组装机占比 + 30 万千瓦级循环流化床机组标准速率 × 30 万千瓦级循环流化床机组装机占比 + 10 万千瓦级循环流化床机组标准速率 × 10 万千瓦级循环流化床机组装机占比 + F 级机组燃气机组标准速率 × F 级机组燃气装机占比 + E 级机组燃气机组标准速率 × E 级机组燃气装机占比 + 风电机组标准速率 × 风电机组装机占比 + 光伏机组标准速率 × 光伏机组装机占比 + 储能设备标准速率 × 储能设备装机占比 + 其他调频单元标准速率 × 其它调频单元装机占比。

标准调节速率表

类别	标准调节速率 (每分钟%额定功率)
直吹式制粉系统机组	1%
中储式制粉系统机组	2%
30 万千瓦级循环流化床机组	0.7%
10 万千瓦级循环流化床机组	0.3%
燃气机组 (F 级机组)	3.25%
燃气机组 (E 级机组)	5%
风电/光伏	10%
储能设备	10%

注：1. 上述参数随着华东区域“两个细则”调整同步调整。

2. 燃煤机组标准调节速率对应的负荷率区间为 50%-100%。

当 $40\% \leq \text{负荷率} < 50\%$ 时，标准调节速率为上述标准的 80%；当负荷率 $< 40\%$ 时，标准调节速率为上述标准的 50%。

二、调节精度系数 K2

调节精度系数 K2 指调频单元响应调频控制指令的精准度，计算公式如下：

$$K2 = 1 - (\text{调频单元调节误差} / \text{调频单元调节允许误差})$$

其中，调频单元调节误差指调频单元响应调频控制指令后实际出力值与控制指令值的偏差量；K2 最小值为 0；发电调频单元调节允许误差为其额定出力的 1%，其他调频单元调节允许误差在并网调度协议中约定，未约定的参照发电调频单元标准。

三、响应时间系数 K3

响应时间系数 K3 指调频单元响应调频控制指令的时间延迟情况，计算公式如下：

$K3 = 1 - (\text{调频单元响应延迟时间} / \text{调频单元允许响应延迟时间})$

其中，调频单元响应延迟时间是指调频单元动作与接到调频命令的延迟时间；K3 最小值为 0；发电调频单元允许响应延迟时间 30 秒，其他调频单元在并网调度协议中约定，未约定的参照发电调频单元标准。

四、综合调频性能指标 K

综合调频性能指标 K 指调频单元响应调频控制指令的综合性能表现，计算公式如下：

$$K = \lambda_1 \times K1 + \lambda_2 \times K2 + \lambda_3 \times K3$$

其中， λ_1 、 λ_2 、 λ_3 为权重系数， $\lambda_1=0.4$ 、 $\lambda_2=0.3$ 、 $\lambda_3=0.3$ 。

安徽电力调度控制中心根据市场运行情况对调频性能指标参数进行调整。