

新型市场主体参与华中电力调峰辅助服务市场规则（试行）

第一章 总 则

第一条 为发挥华中电力调峰辅助服务市场在挖掘各类电网运行调节资源中的重要作用，建立储能装置、电动汽车充电桩及负荷侧各类可调节资源参与电网运行调节和提供电力辅助服务的长效机制，促进电力系统安全、经济、高效运行，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）及相关配套文件、《国家能源局综合司关于积极推进跨省跨区电力辅助服务补偿机制建设工作的通知》（国能综监管〔2014〕456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）、《国家发展改革委 国家能源局关于提升电力系统调节能力的指导意见》（发改能源〔2018〕364号）等国家相关法律、法规制定。

第三条 新型市场主体可以是独立运营商，以储能装置（不含抽水蓄能）、电动汽车充电桩及其它负荷侧可调节资源独立参与市场；也可以是负荷聚合商，通过聚合方式（虚拟电厂）代理相关资源参与市场。允许聚合商以分省聚合资源的方式参与市场。

第四条 本规则适用于华中区域湖北、河南、湖南、江西四

省省间开展的新型市场主体电力调峰辅助服务交易。

本规则作为《华中电力调峰辅助服务市场运营规则》（华中监能市场〔2019〕248号）的补充。新型市场主体参与华中电力调峰辅助服务市场根据《华中电力调峰辅助服务市场运营规则》（华中监能市场〔2019〕248号）和本规则执行。

第五条 新型市场主体可结合自身实际情况参与华中电力调峰辅助服务市场的日前、日内省间调峰辅助服务交易，跨省提供调峰需求响应。新型市场主体原则上应进行市场报价。初期从培育市场角度考虑，新型市场主体最大可提供调峰能力低于20兆瓦的，作为市场统一出清价格的接受者，优先成交。新型市场主体优先满足省内调峰需求。

第六条 新型市场主体可参与省间调峰辅助服务交易时段为市场运行日的低谷时段（23:00-06:00）、腰荷时段（12:00-16:00）。

第二章 市场注册与市场准入

第七条 新型市场主体按照有关规定履行承诺、注册、公示、备案等相关手续。注册需要提供资料包括但不限于：营业执照、银行开户许可证、法定代表人身份证、授权委托书。电力交易机构应在完成新型市场主体注册后的30日内向能源监管机构备案。

第八条 新型市场主体准入条件：

（一）参加华中电力调峰辅助服务市场的新型市场主体，应是具有独立法人资格、独立财务核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体，或是经法人单位授权的非独立法人主体。

(二)新型市场主体应具备执行市场出清结果的能力,能够响应省级及以上电力调度机构指令,其生产运行信息应满足相关电力调度机构的接入要求,可实现电力、电量数据分时计量与传输,确保数据的准确性与可靠性。

(三)新型市场主体应与相关电力调度机构签订入市技术管理协议,并与相关电网企业签订辅助服务交易结算协议。

(四)新型市场主体独立参与或以聚合方式参与市场可提供的单次调节容量应不小于2.5兆瓦时,最大调节功率应不小于5兆瓦。

第九条 新型市场主体进入市场后参与市场运行至少6个自然月,如退出市场应至少提前30个工作日书面通知负责市场运营的相关电力调度机构和电力交易机构,妥善处理交易相关事宜并结清参与市场产生的费用,按合同约定补偿有关方面损失后退出市场。

第三章 权利和义务

第十条 新型市场主体的权利和义务:

(一)按照自主意愿参与市场,自行承担市场风险。

(二)负责运行和维护华中电力调峰辅助服务市场本侧终端。

(三)严格遵守市场规则,服从调度管理和市场管理,自觉维护市场秩序。

(四)获得市场相关信息,按照市场规则进行市场申报。

(五)根据市场出清结果签订和履行交易合同。以聚合方式参与市场的,由聚合商签订和履行交易合同,聚合商将市场出清

结果下发至其聚合的主体，并组织执行。

（六）负责向电力调度机构实时、准确传送市场相关运行数据，传送可调用的调峰资源运行信息，按要求提供相关历史数据。以聚合方式参与市场的，由聚合商向电力调度机构传送其聚合资源及相关个体资源的运行信息。

（七）以聚合方式参与市场的，聚合商按照公平合理的原则与其聚合的主体分配市场收益。

（八）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）区域电力调度机构负责组织市场运营，依据市场规则组织市场出清；省级电力调度机构配合区域电力调度机构做好市场运营相关工作。

（二）电力调度机构负责组织新型市场主体进行市场申报，并对新型市场主体的市场申报数据进行校核。新型市场主体纳入电网统一调度的，按照调度关系由相应电力调度机构组织其进行市场申报；未纳入电网统一调度的，原则上由新型市场主体所在省的省级电力调度机构组织其进行市场申报。

（三）负责组织新型市场主体执行交易合同。新型市场主体纳入电网统一调度的，按照调度关系由相应电力调度机构向其下发市场出清结果及电力计划曲线；未纳入电网统一调度的，原则上由新型市场主体所在省的省级电力调度机构向其下发市场出清结果及电力计划曲线。

（四）负责向电力交易机构提供市场出清结果、执行情况等市场交易结算所需信息。

- (五) 按规定披露和提供市场信息。
- (六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 电力交易机构的权利和义务:

- (一) 负责市场主体交易注册工作。
- (二) 负责提供电力交易结算依据及相关服务。
- (三) 按规则分摊调峰辅助服务售出电量。
- (四) 按规定披露和发布市场信息。
- (五) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十三条 电网企业的权利和义务:

- (一) 为新型市场主体提供公平的输电服务, 按规定收取输电费用。
- (二) 作为输电方签订并履行交易合同。
- (三) 负责提供交易结算服务。
- (四) 法律法规规定的其他权利和义务。

第四章 市场申报与出清

第十四条 电力调度机构组织新型市场主体进行市场申报。市场申报周期为日。电力调度机构可在节假日前集中组织多日的市场申报。

第十五条 新型市场主体参与省间调峰辅助服务交易市场申报。

- (一) 储能主体申报次日 96 点基准充、放电功率曲线 (兆瓦); 申报次日低谷时段可提供充电容量 (兆瓦时)、腰荷时段可提供充电容量 (兆瓦时); 按照全天 96 点格式申报次日低谷时段、腰荷时段可提供省间调峰辅助服务的能力 (兆瓦); 申报功率调

节速率（兆瓦/分钟）；申报提供省间调峰辅助服务的时间范围；申报省间调峰辅助服务价格（元/兆瓦时）。

（二）电动汽车（充电桩）主体申报次日 96 点基准充电功率曲线（兆瓦）；按照全天 96 点格式申报次日低谷时段、腰荷时段可提供省间调峰辅助服务的能力（兆瓦）；申报功率调节速率（兆瓦/分钟）；申报提供省间调峰辅助服务的时间范围；申报省间调峰辅助服务价格（元/兆瓦时）；申报参与日内调峰辅助服务交易对应的调峰需求响应准备时间（分钟）。

（三）负荷侧可调节资源主体、负荷聚合商（虚拟电厂）主体申报次日 96 点基准功率曲线（兆瓦）；申报次日低谷时段可提供省间调峰辅助服务的电量上限（兆瓦时）、腰荷时段可提供省间调峰辅助服务的电量上限（兆瓦时）；按照全天 96 点格式申报次日低谷时段、腰荷时段可提供省间调峰辅助服务的能力（兆瓦）；申报功率调节速率（兆瓦/分钟）；申报提供省间调峰辅助服务的时间范围；申报省间调峰辅助服务价格（元/兆瓦时）；申报参与日内调峰辅助服务交易对应的调峰需求响应准备时间（分钟）。

（四）新型市场主体参与日内省间调峰辅助服务交易沿用日前的市场申报信息。

第十六条 新型市场主体参与省间调峰辅助服务交易申报的调峰辅助服务价格为省间调峰辅助服务买入省对应售出电量的上网电价（元/兆瓦时）。

第十七条 基准功率曲线采取“市场主体申报，调度机构核定”的方式确定。新型市场主体参照《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。

(一) 采用日期匹配法计算新型市场主体基准功率曲线。

(二) 典型日的确定分两种情况：

1. 调峰服务响应发生在工作日，选取调峰服务响应日前 7 天，其中需剔除非工作日、电力中断及新型市场主体参与调峰服务响应日，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 天中再剔除新型市场主体日最大负荷最大、最小的两天，剩余 5 天称作典型日。

2. 调峰服务响应发生在非工作日，选取调峰服务响应日前最近的 3 个非工作日为典型日，其中需剔除电力中断及新型市场主体参与调峰服务响应日，剔除后不足 3 天的部分向前顺序选取，应补足 3 天。

(三) 基准功率计算步骤：

1. 取典型日新型市场主体 96 点负荷数据。

2. 求不同典型日新型市场主体 96 点负荷数据的平均值，获得未修正的基准功率 P_b^* 。

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

1. 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} 为调峰服务响应当日，调峰服务响应期前2小时内各个采集时刻的基准功率平均值，单位为kW； P'_{2h} 为调峰服务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。

2. 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 为修正后的新型市场主体基准功率。

(五) 储能、电动汽车(充电桩)主体在确定基准功率曲线时可考虑其全部可调节容量。

第十八条 省间调峰辅助服务交易市场出清：

(一) 在满足电网安全和电力平衡约束的条件下，市场参与主体(不含作为价格接受者的新型市场主体)按照集中竞价、统一边际电价出清机制进行市场出清。

1. 将每个时段卖方省市场主体(不含作为价格接受者的新型市场主体)申报的省间调峰辅助服务价格从高到低排序，直至满足该时段的调峰需求，形成边际出清价格及中标电力，成交价格为最后中标的市场主体(不含作为价格接受者的新型市场主体)申报电价。

2. 申报价格等于边际出清价格时，中标电力按该价格下的市场主体(不含作为价格接受者的新型市场主体)可提供省间调峰辅助服务能力的比例分配。当调峰供给或输电通道能力不满足需求时，成交价格为符合调用条件的最低申报电价。

3. 多省有调峰需求时，按总需求进行出清，并将出清结果按照各省调峰需求比例分配。

(二) 作为价格接受者的新型市场主体以“出清替代”方式实现优先成交。

1. 根据作为价格接受者的新型市场主体可提供省间调峰辅助服务能力，对每个时段“已出清”市场主体的“出清”量，按照市场报价由低到高的顺序进行替代。市场初期，被替代市场主体暂定为常规燃煤火电。

2. 多个“已出清”市场主体的“出清”量对应市场报价相同时，相关市场主体按该相同市场报价下的“出清”量比例进行“出清替代”。

第十九条 为确保市场运行平稳有序，初期对新型市场主体市场申报价格设立最低限价。最低限价暂定为 0.12 元/千瓦时，根据市场运行情况适时进行调整。

第二十条 新型市场主体参与日前市场流程：

(一) 竞价日 (D-1) 12:00 前，新型市场主体完成次日或多日市场信息申报。

(二) 竞价日 (D-1) 16:00 前，相关电力调度机构完成对新型市场主体市场申报数据的校核。

(三) 竞价日 (D-1) 16:30 前，区域电力调度机构组织市场集中出清，形成考虑安全和平衡约束的出清结果。

(四) 竞价日 (D-1) 17:00 前，相关电力调度机构根据新型市场主体基准功率曲线和市场出清结果，形成各新型市场主体次日电力计划曲线，下发执行。

第二十一条 新型市场主体参与日内市场流程：

（一）运行日（D）T-60 分钟前（分段交易时段起始时刻为 T，下同）省间调峰辅助服务买方省级电力调度机构申报该交易段内省间调峰辅助服务需求，省间调峰辅助服务卖方省级电力调度机构申报本省可参与市场的调峰能力。区域电力调度机构视情况启动市场。

（二）运行日（D）T-30 分钟前，区域电力调度机构组织市场集中出清，形成考虑安全和平衡约束的出清结果。新型市场主体在调峰需求响应准备时间内不参与市场出清。

（三）运行日（D）T-15 分钟前，相关电力调度机构根据新型市场主体基准功率曲线和市场出清结果，形成各新型市场主体电力计划曲线，并下发执行。

第五章 交易执行与结算

第二十二条 市场出清结果通过华中电力调峰辅助服务市场技术支持系统、华中电网源网荷储协同互动平台下发至新型市场主体及相关省级电力调度机构，新型市场主体通过本侧终端接收相应电力调度机构下发的市场出清结果或控制指令，进行市场响应。

第二十三条 新型市场主体参与省间调峰辅助服务交易实际响应量根据新型市场主体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、市场技术支持系统采集、计算数据为准。新型市场主体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。

第二十四条 新型市场主体每 15 分钟时段参与省间调峰辅助服务交易的贡献量取该时段中标电量与实际响应电量两者中的小值。

第二十五条 新型市场主体实际电力曲线偏离电力调度机构下发电力曲线，相关电力调度机构应根据电网运行实际，优先安排调度范围内的发电机组承担偏差部分，如仍无法执行市场出清结果则调整相应交易，同时做好记录备查。

第二十六条 非电网原因造成新型市场主体实际电力曲线偏离电力调度机构下发曲线，如每 15 分钟时段参与省间调峰辅助服务交易实际响应量少于对应时段中标量的 30%，则该时段新型市场主体省间调峰辅助服务费用不予结算，该费用作为新型市场主体所在省的“两个细则”或辅助服务市场补充资金。如发现新型市场主体存在虚假申报情况，从发现次日起暂停相关主体参与市场交易 30 天。

第二十七条 省级电网企业通过签订辅助服务交易结算协议与新型市场主体建立辅助服务费用结算关系并开展相关结算。

第二十八条 省间调峰辅助服务交易中提供省间调峰辅助服务的新型市场主体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。线损在市场交易电量结算环节按跨省交易有关规定处理。

第二十九条 新型市场主体参与省间调峰辅助服务交易形成的省间交易电量视为所在省省级电网企业的外购电量，优先结算，不影响新型市场主体相关用户电费结算。

第三十条 新型市场主体提供的省间调峰辅助服务费用每

15 分钟时段清算、每日统计。每月电网企业与新型市场主体结算市场相关费用。

第三十一条 新型市场主体参与省间调峰辅助服务交易相关主体收支情况:

(一) 省间调峰辅助服务买入省(以下简称服务买入省)相关发电企业分摊省间调峰售出电量,获取发电收益。

收入费用=调峰辅助服务交易电量×调峰辅助服务出清电价

(二) 服务买入省省级电网企业按照输电价格 1 收取省间售出电量的输电费用,向参与分摊发电企业支付相应的电费。

收入费用=调峰辅助服务交易电量×(调峰辅助服务出清电价+输电价格 1)

支出费用=调峰辅助服务交易电量×调峰辅助服务出清电价

(三) 区域电网企业从服务买入省省级电网企业购入省间调峰电量,向省间调峰辅助服务卖出省(以下简称服务卖出省)省级电网企业售出,按照输电价格 2 收取转送电量的输电费用。

收入费用=调峰辅助服务交易电量×(调峰辅助服务出清价格+输电价格 1+输电价格 2)

支出费用=调峰辅助服务交易电量×(调峰辅助服务出清价格+输电价格 1)

(四) 服务卖出省省级电网企业购入省间调峰电量,支付购电费用,并向新型市场主体支付其提供的省间调峰辅助服务费用。

支出费用=调峰辅助服务交易电量×(调峰辅助服务出清价格+输电价格 1+输电价格 2)+调峰辅助服务交易电量×(服务卖

出省省级电网企业代理购电价格-调峰辅助服务出清价格-输电价格 1-输电价格 2)

(五)服务卖出省相关新型市场主体通过提供省间调峰辅助服务获取服务费用。

收入费用=调峰辅助服务交易电量×(服务卖出省省级电网企业代理购电价格-调峰辅助服务出清价格-输电价格 1-输电价格 2)

调峰辅助服务交易电量指新型市场主体参与省间调峰辅助服务交易贡献量。

第三十二条 新型市场主体参与省间调峰辅助服务产生的售出电量按《华中电力调峰辅助服务市场运营规则》(华中监能市场〔2019〕248号)相关分摊细则进行分摊。

第六章 信息发布与报送

第三十三条 电力调度机构、交易机构应通过相关市场技术支持系统发布市场信息。市场信息分为日交易信息、月交易信息、年交易信息，交易信息包括省间调峰需求、市场出清、交易结算等方面内容。每个工作日 12:00 前发布前日或前几日(如遇节假日)交易信息。每月第五个工作日前发布上月交易信息，每年 1 月 15 日前发布上年交易信息。

第三十四条 市场出清信息：市场出清后，相关市场技术支持系统发布省间调峰辅助服务交易出清结果，包含但不限于新型市场主体中标时段、中标调峰电力、中标价格等信息。

第三十五条 市场结算信息：结算信息内容应体现新型市场主体参与省间调峰辅助服务交易的实际调峰响应情况，包含但不

限于新型市场主体响应时段、调峰响应电力电量、调峰辅助服务费用等信息。

第三十六条 电力调度机构应将新型市场主体参与华中电力调峰辅助服务市场有关交易情况按月报送能源监管机构。

第三十七条 市场主体如对发布的相关信息有异议及疑问，可向市场运营机构提出，解释或处理仍有争议时可向华中能源监管局申诉。

第七章 附 则

第三十八条 本规则由华中能源监管局负责解释。

第三十九条 本规则自发布之日起施行，有效期三年。