

华中能源监管局

关于印发《湖北电力调峰辅助服务市场运营规则（试行）》的通知

国网华中分部、湖北省电力公司，华能、华电、国家能源、国家电投集团湖北分公司、中国长江电力股份有限公司、湖北省能源集团、华润电力华中大区公司，各有关发电企业、电储能企业，湖北电力交易中心有限公司：

为贯彻落实《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）及其配套文件精神，进一步推进湖北省电力辅助服务市场化，促进清洁能源消纳，按照《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）要求，我局制订了《湖北电力调峰辅助服务市场运营规则（试行）》（以下简称《规则》），现印发给你们，请遵照执行。并就《规则》实施，提出以下要求：

一、请国网湖北省电力公司高度重视，加大工作力度，按照 2020 年 9 月具备模拟运行条件的目标，组织做好技术支持系统建设等工作。技术支持系统具备模拟运行条件后，湖北省电力公司调控中心及时组织开展模拟运行。

二、请湖北省电力公司调控中心组织各市场主体做好《规则》的宣贯培训工作，安排相关人员认真学习《规则》

内容，熟悉市场组织、交易出清、交易执行、信息报送与披露、费用结算等流程。为后续模拟运行及正式运行做好准备。

三、有关发电、电储能企业要积极参与《规则》的学习与培训，建设好终端系统，认真完成参与湖北电力调峰辅助服务市场交易的各项准备工作。

四、工作中有何问题，请及时报告我局。

国家能源局华中监管局

2020年6月4日

湖北电力调峰辅助服务市场运营规则 (试行)

第一章 总则

第 1 条 为建立电力调峰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，促进风电、光伏、水电等清洁能源消纳，实现调峰责任在不同类型电源间的公平合理分摊，制定本规则。

第 2 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、《贯彻落实<关于促进储能技术与产业发展的指导意见>2019-2020 年行动计划》(发改办能源〔2019〕725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)、《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》(电监市场〔2006〕43号)、《关于印发<华中区域并网发电厂辅助服务管理实施细则>和<华中区域发电厂并网运行管理实施细则>的通知》(华中电监市场价财〔2011〕200号)(以下简称“两个细则”),以及国家有关规定制定。

第 3 条 本规则适用于湖北电网内开展的电力调峰辅助服务交易，包括深度调峰交易、启停调峰交易和电储能调峰交易。

第 4 条 国家能源局华中监管局（以下简称“华中能源监管局”）、湖北省能源局根据职能依法履行对湖北电力调峰辅助服务市场的监管职责。

第二章 市场成员

第 5 条 湖北电力调峰辅助服务市场成员包括市场运营机构和市场主体。

第 6 条 湖北电力调峰辅助服务市场的运营机构为湖北电力调度控制中心（以下简称“湖北省调”）、湖北电力交易中心有限公司（以下简称“电力交易中心”）。

第 7 条 湖北省调主要职责是：

- (1)按照规则具体管理、运营湖北电力调峰辅助服务市场；
- (2)建设、维护电力调峰辅助服务市场交易平台；
- (3)依据市场规则组织交易，按照交易结果进行调用；
- (4)按规定发布市场信息；
- (5)向电力交易中心提供市场交易结果；
- (6)评估市场运行状态，对市场规则提出修改意见；
- (7)紧急情况下中止市场运行，保障电力系统安全运行；
- (8)向华中能源监管局提交市场相关信息；
- (9)其他法律法规所赋予的职责。

第 8 条 电力交易中心主要职责是：

- (1)负责市场主体注册等管理；
- (2)提供电力交易结算依据及相关服务；

(3)按规定报送和披露有关市场信息；

(4)其他法律法规所赋予的职责。

第 9 条 参与湖北电力调峰辅助服务市场的主体为在电力交易中心注册的网调、省调、地调及县调管辖的所有发电企业，以及独立的电储能设施企业。

市场初期主体暂为网调和省调管辖的火电、水电、风电、光伏和地县调 110kV 及以上风电场和光伏电站（不包括扶贫光伏），以及充电功率 1 万千瓦及以上、持续充电时间 4 小时及以上的独立电储能设施企业。

三峡供鄂、外购电、电网公司所属机组、应急调峰电源、无上网电量的自备电厂等作为市场边界条件暂不参与交易，后续随国家政策进行调整完善。

新建水、火电机组完成满负荷试验，进入商业运营后纳入电力调峰辅助服务市场主体范围。新建 110kV 及以上风电场和光伏电站（不包括扶贫光伏）自首次并网后纳入电力调峰辅助服务市场主体范围。

第 10 条 市场主体的主要职责是：

(1)按要求提供基础技术参数，或提供有资质单位出具的电力调峰辅助服务能力测试报告；

(2)按规则参与电力调峰辅助服务市场，按湖北省调指令提供电力调峰辅助服务；

- (3)参与市场结算，按规则获得电力调峰辅助服务收益，并承担电力调峰辅助服务分摊费用和偏差考核费用；
- (4)加强设备运行维护，确保机组运行安全。
- (5)其他法律法规所赋予的职责。

第三章 深度调峰交易

第 11 条 机组深度调峰交易是指并网运行机组主动调减出力至负荷率小于有偿调峰基准时，以机组调减出力为标的的交易。负荷率大于或等于有偿调峰基准的调峰辅助服务属于机组应承担的基本义务，由湖北省调根据系统运行需要无偿调用。

第 12 条 交易开展初期，卖方暂为在运燃煤火电机组，买方为火电厂、水电厂、风电场和光伏电站。随着市场成熟，逐步增加其他市场主体。

第 13 条 机组参与深度调峰成交的售出电量根据成交结果获得经济补偿，不影响机组年度计划电量。

第 14 条 火电机组负荷率以机组额定容量为基准进行计算。火电机组额定容量以电力业务许可证(发电类)为准。

第 15 条 根据湖北电网机组实际情况，火电机组基本调峰标准为其额定容量的 50%。

第 16 条 湖北省调在日前或日内进行负荷预测和负备用计算，当预计全网负备用小于裕度值，需要将一台及以上

并网燃煤机组降至有偿调峰基准值以下时，启动深度调峰交易。

第 17 条 如果出现因阻塞导致无需全网开展深度调峰交易，则无需启动深度调峰市场，对局部参与深度调峰的机组根据“两个细则”相应条款进行补偿。

第 18 条 参与深度调峰市场报价的燃煤机组在有偿调峰基准的基础上，采用下调容量比率形式分档报价。机组以 5%容量作为一个报价档位，由第一档至第五档按照价格递增的原则逐段申报。机组可达到的最大下调能力须与报价信息同时申报。市场初期，对每档申报价格设置价格上限，并根据市场运行情况，必要时设置价格下限。

深度调峰报价上限表

报价档位	燃煤机组负荷率下调区间	申报价格 M（元/兆瓦时）
第一档	(0%,5%]	$M \leq 200$
第二档	(5%,10%]	$M \leq 300$
第三档	(10%, 15%]	$M \leq 400$
第四档	(15%, 20%]	$M \leq 500$
第五档	20%以上	$M \leq 600$

第 19 条 热电联产机组交易时段高于火电机组基本调峰标准部分的电量参与深度调峰市场服务费用的分摊。

第 20 条 以 15 分钟为一个单位计费周期，计算深度调峰服务费用。深度调峰交易实行日清月结。

第 21 条 市场初期，深度调峰交易模式为日前报价、日内调用、实时出清。

第 22 条 机组单位计费周期内出清价格为其所在下调功率区间内的报价。

第 23 条 在机组深度调峰调用时，依据日前报价由低到高在日内依次调用，报价相同时按时间优先原则调用。

第 24 条 深度调峰交易按照各档深度调峰电量及对应出清价格进行结算。其中，深度调峰电量为燃煤机组调减出力至有偿调峰基准以下时形成的未发电量。单位统计周期内，燃煤机组深度调峰费用计算公式如下：

机组深度调峰服务费 = $\sum$ （第 j 档深度调峰电量 × 第 j 档报价）

第 25 条 深度调峰服务费用由市场内深度调峰交易时段运行的火电厂、水电厂、风电厂、光伏电站共同分摊。

(1)火电厂分摊方法：参与分摊的火电厂根据深度调峰交易时段内实际负荷率的不同，分三档依次加大分摊比重，进行“阶梯式”分摊。分摊金额按照以下方式计算：

火电厂调峰分摊金额 = [火电厂修正发电量 / （省内参与分摊的所有火电厂总修正发电量 + 省内参与分摊的所有水

电厂、风电场、光伏电站总发电量) $\times$ (深度调峰服务总费用-深度调峰交易总违约金)

火电厂修正发电量 = $\sum_{i=1}^3$ 第*i*档实际发电电量 $\times$ 第*i*档修正系数*k_i*

其中，火电厂发电量按不同负荷率区间进行分档，负荷率不高于有偿调峰基准部分不参与分摊，负荷率高于有偿调峰基准但小于等于 60%部分为第一档，负荷率高于 60% 但小于等于 70%部分为第二档，负荷率高于 70%部分为第三档，对应三档的修正系数分别为 $k_1 = 2$ 、 $k_2 = 3$ 、 $k_3 = 4$ 。

(2)水电厂、风电场、光伏电站分摊方法：参与分摊的水电厂、风电场、光伏电站根据深度调峰交易时段内总发电量比例进行分摊。分摊金额按照以下方式计算：

水电厂、风电场、光伏电站调峰分摊金额 = [水电厂、风电场、光伏电站总发电量 / (省内参与分摊的所有火电厂总修正发电量 + 省内参与分摊的所有水电厂、风电场、光伏电站总发电量)] $\times$ (深度调峰服务总费用-深度调峰交易总违约金)

考虑最小生态下泄流量要求，有此要求的水电站（厂）对应的生态流量发电量不参与分摊。

第四章 启停调峰交易

第 26 条 机组启停调峰交易是指根据调度指令，通过机组启停以缓解电网调峰压力的交易。交易开展初期，卖方为

燃煤机组（单机容量 200 兆瓦及以上）、燃气机组，买方为火电厂、水电厂、风电场和光伏电站。

第 27 条 24 小时内，需要燃煤或燃气机组启停调峰 1 次及以上作为市场启动条件。

第 28 条 按照机组类别对应启停调峰服务报价区间浮动报价。

启停调峰报价上限表

机组类别	报价上限 M
燃煤机组	$M \leq 2$ 万元/万千瓦
燃气机组	$M \leq 1000$ 元/万千瓦

第 29 条 机组有偿启停调峰资源根据机组报价由低到高依次调用，报价相同则优先调用容量大的机组。报价相同和容量相等的机组按报价时间优先原则调用。

第 30 条 启停调峰交易根据机组日前报价按台次结算。

第 31 条 火电启停调峰服务费用由市场内启停调峰交易时段运行的火电厂、水电厂、风电厂、光伏电站共同分摊。

（一）火电厂分摊方法：参与分摊的火电厂根据启停调峰交易时段内实际负荷率的不同，分三档依次加大分摊比重，进行“阶梯式”分摊。分摊金额按照以下方式计算：

火电厂调峰分摊金额 = [火电厂修正发电量 / （省内参与分摊的所有火电厂总修正发电量 + 省内参与分摊的所有水

电厂、风电场、光伏电站总发电量) $\times$ (启停调峰服务总费用-启停调峰交易总违约金)

火电厂修正发电量的计算与本规则第二十五条相同。

(二) 水电厂、风电场、光伏电站分摊方法: 参与分摊的水电厂、风电场、光伏电站根据启停调峰交易时段内总发电量比例进行分摊。分摊金额按照以下方式计算:

水电厂、风电场、光伏电站调峰分摊金额 = [水电厂、风电场、光伏电站总发电量 / (省内参与分摊的所有火电厂总修正发电量 + 省内参与分摊的所有水电厂、风电场、光伏电站总发电量)] $\times$ (启停调峰服务总费用-启停调峰交易总违约金)

考虑最小生态下泄流量要求, 有此要求的水电站(厂)对应的生态流量发电量不参与分摊。

第五章 电储能调峰交易

第 32 条 电储能调峰交易是指电储能设施在电网调峰能力不足时段吸收电力, 在其他时段释放电力, 从而提供调峰服务的交易。参与电储能调峰交易的电储能设施包括除抽水蓄能以外, 以压缩空气蓄能、飞轮蓄能等为主的物理蓄能设施, 和以锂电池、铅蓄电池、超级电容等为主的化学储能设施。

第 33 条 鼓励发电企业、售电企业、电力用户、独立辅助服务提供商等投资建设电储能设施。具备独立计量装置的电储能设施以独立市场主体身份参与调峰辅助服务市场。

第 34 条 作为独立市场主体参与湖北电力调峰辅助服务市场的电储能设施，其充放电量的电价、结算按照国家相关规定执行。

第 35 条 作为独立市场主体参与湖北电力调峰辅助服务市场的电储能设施，须将实时充放电等信息上传至所管辖的调度机构，并接受调度机构的统一调度。

第 36 条 参与电储能调峰交易的企业需申报交易时段用电电力曲线、交易价格等内容。

第 37 条 电储能交易模式为日前申报，日内调用。由湖北省调根据电网运行需要，根据日前竞价结果由低到高在日内依次调用，出清价格为对应储能设施企业日前的申报价格。

第 38 条 当电储能设施企业如约履行合同时，电网企业按以下方式计算电储能设施的补偿费用：

电储能设施获得的调峰服务费用=Σ调用电量×申报价格

电储能设施企业获得的调峰服务费用由电储能调峰交易时段运行的火电厂、水电厂、风电厂、光伏电站共同分摊，具体分摊原则按照第二十五条规定执行。

第六章 市场组织与竞价

第 39 条 每个工作日 9:00 前，各火电厂申报次日机组有功出力下调区间、最大下调能力及对应报价、启停调峰服务价格。首次参与且未申报的发电企业视为以零报价参与调

峰辅助服务市场；若非首次报价的发电企业在 9:00 前未提交新的报价，视为采用上一次相同价格进行申报。

第 40 条 每个工作日 9:00 时前，有意愿参与电力调峰服务市场集中交易且满足要求的电储能设施企业申报次日意向价格、日用电曲线，包括用电时段及每 15 分钟用电功率曲线。

第 41 条 工作日 17:00 前，湖北省调根据机组申报信息、负荷预测和电网运行情况编制并发布次日发电计划。

第 42 条 湖北省调根据机组日前报价排序，结合最新的超短期负荷预测和电网运行情况，在安全运行的前提下，根据安全、绿色、经济性原则依次对电力调峰服务的不同品种进行调用。

第 43 条 湖北省调可在节假日前集中组织多日调峰申报，节假日期间按需开展调峰交易。

第七章 交易结果执行

第 44 条 发电企业负责厂内设备运行与维护，确保能够按照电力调度机构指令提供符合规定的电力调峰服务。

第 45 条 在保障电网安全运行前提下，根据“价格优先、按需调用”的原则，对电力调峰辅助服务不同交易品种按照经济性调用，即优先调用基本调峰及低价的电力调峰辅助服务资源。

第 46 条 对已出清且在实际运行中无法提供相应深度调峰服务的机组，根据计费周期内机组的中标调峰电量和实际发电量计算电量偏差。

电量偏差= $|\text{中标调峰电量}-\text{实际调峰电量}|$

电量偏差率=偏差电量/中标调峰电量

其中，中标调峰电量按照计费周期内有偿调峰基准功率发电量减去计划电量来计算；调峰实际电量按照计费周期内有偿调峰基准功率发电量减去实际电量来计算。

如果电量偏差率小于 2%，并且调峰实际电量大于调峰中标电量，机组深度调峰服务费按照调峰实际电量和中标电价结算；如果调峰实际电量小于调峰中标电量时，机组深度调峰服务费按照调峰实际电量和实际出力对应的档位报价结算。

如果电量偏差率大于 2%，除了按上述原则结算外，另外扣取深度调峰交易违约金。

深度调峰交易违约金=电量偏差 × 基于电量的加权平均出清价格 × 惩罚系数，惩罚系数暂定为 0.2。

第 47 条 发电机组若未能在湖北省调下达的解列时间前后 30 分钟内完成机组解列操作，按以下方式计算应急启停调峰交易的违约金。

启停调峰交易违约金=时间偏差 × 中标价格 × 容量 × 惩罚系数

其中，时间偏差=|湖北省调下达的解列时间-实际解列时间|

时间偏差以分钟计，时间偏差 ≤ 30 分钟，惩罚系数为0；
时间偏差 > 30 分钟，惩罚系数暂定为1%。

发电机组支付的启停调峰交易违约金最高不超过其中标的启停调峰交易费用。

第48条 深度调峰交易违约金与启停调峰交易违约金先用于电力调峰辅助服务补偿费用，如有剩余再根据调峰辅助服务市场中卖方收益的比例等比例补偿。

第49条 对由于开、停机，非停或自身原因影响出力至有偿调峰基准以下的机组，不视为提供深度调峰辅助服务，湖北省调和电厂应将原因详细记录备查。

第50条 因电网安全运行、网络阻塞等原因，对发电机组出力有特殊要求时，湖北省调有权调整出清结果。调整时，湖北省调需要详细记录调整原因，并向华中能源监管局报送相关情况。

(1)对于未能中标又需要调用的机组，该机组出清价格为前一中标日各发电机组基于电量的加权平均出清价格。产生的调峰辅助服务费用按照各火电厂、水电厂、风电场、光伏电站当日深度调峰服务费用承担比例进行分摊。

(2)对于按照排序中标又不能调用的机组，湖北省调要向该发电企业说明原因。

第八章 计量与结算

第 51 条 电网企业按照调度管辖范围记录所辖并网发电厂辅助服务交易、调用、计算和结算等情况。

第 52 条 辅助服务计量的依据为：电力调度指令，能量管理系统（EMS）、电能量采集计费系统（TMR）的电量数据等。

第 53 条 湖北省调将发电侧调峰交易执行结果传递至电力交易中心，并由电力交易中心负责出具结算依据。

第 54 条 调峰辅助服务费用实行统一（专项）管理，按照收支平衡原则实行月度结算。

第 55 条 辅助服务费用采取电费结算方式，与当月电费结算同步完成。市场主体在当月电费总额基础上加（减）应获得（支付）的辅助服务补偿（分摊）费用额度，按照电费结算关系向电网企业开具增值税发票，与当月电费一并结算。

第九章 信息发布

第 56 条 调峰市场结算信息分为日信息、月度信息，内容应体现所有市场主体的调峰服务补偿和分摊情况，包含且不限于补偿/分摊对象、时段、电力、电量、价格、费用等信息。

第 57 条 当日交易成交信息由湖北省调在交易发生日的下一个工作日 12 时前发布。各市场主体如对日信息有异

议，应于发布之日的 15 时前向湖北省调提出核对要求。湖北省调于发布之日的 17 时前发布确认后的统计结果。

第 58 条 湖北省调、电力交易中心应在每月开始的第 7 个工作日 12 时前发布上月市场月度信息。各市场主体如对月信息有异议，应于发布之日的 15 时前向湖北省调、电力交易中心提出核对要求。湖北省调、交易中心于第 9 个工作日 12 时前发布确认后的统计结果。

第十章 市场监管与干预

第 59 条 华中能源监管局会同湖北省能源局对湖北电网电力调峰辅助服务市场进行监管。主要包括：

- (1)市场交易主体履行电力系统安全义务的情况；
- (2)市场主体参与交易的情况；
- (3)市场交易主体的集中度和行使市场力情况；
- (4)市场交易主体的运营情况；
- (5)执行调峰市场运营规则的情况；
- (6)不正当竞争、串通报价和违规交易行为；
- (7)市场履约等信用情况；
- (8)市场信息披露和报送情况；
- (9)市场相关技术支持系统建设、维护、运营和管理的情况；
- (10)其他法律法规规定的情况。

第 60 条 电力交易中心按照“两个细则”要求，将辅助服务交易结果、结算情况随同“两个细则”执行情况报华中能源监管局。

第 61 条 发生以下情况时，华中能源监管局可采取中止市场交易、裁定交易结果无效等措施对市场进行干预：

(1)市场主体滥用市场力、串谋及其它违规违约等情况导致市场秩序受到严重扰乱；

(2)电力系统或交易平台（包括但不限于报价系统、日前计划系统、日内计划系统）发生故障，导致市场交易无法正常进行时；

(3)因电网故障、负荷突变或电网运行方式发生变化，导致市场交易无法正常进行时；

(4)其他认为需要干预的情况。

第 62 条 湖北省调、电力交易中心应将干预的原因、起止时间、对象、手段和结果等作相关记录。因电力辅助服务交易、调用、统计及结算等情况引起争议的，市场主体、市场运营机构可向华中能源监管局提出申请，由华中能源监管局会同湖北省能源局依法协调处理。

第十一章 附则

第 63 条 本规则由华中能源监管局负责解释。

第 64 条 本规则自发布之日起实施，有效期 3 年。《华中区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》和《华中区域发

电厂并网运行管理实施细则》（华中电监市场价财〔2011〕200号与本规则不一致之处，以本规则为准。