

新型储能报价限额450元/MWh，国家能源局湖南监管办发布《关于明确湖南省电力辅助服务市场有关事项的通知》

据全球液流电池网获悉，10月17日，国家能源局湖南监管办公室发布《关于明确湖南省电力辅助服务市场有关事项的通知》。

《通知》指出，省内调峰辅助服务市场价格上限不高于我省平价新能源项目的上网电价450元/兆瓦时。其中，新型储能报价限额为450元/兆瓦时。

优化省内调峰辅助服务费用调节系数的计算方式，将暂未纳入分摊经营主体应承担的辅助服务费用剔除，调节系数为纳入分摊的日电量占当日调度总发受电日电量的比例，由电力调度机构按日计算并公布。

单位：元/兆瓦时；兆瓦

		下调负荷率区间	申报价格 P 限额	最小可调出力
火电 报价 限额	第一档	45%≤负荷率<50%	100≤P≤200	
	第二档	40%≤负荷率<45%	100≤P≤250	
	第三档	35%≤负荷率<40%	100≤P≤350	
	第四档	30%≤负荷率<35%	100≤P≤400	
	第五档	负荷率<30%	100≤P≤450	
储能电站报价限额			0<P≤450	-
负荷侧经营主体报价限额			100<P≤260	-

注：报价最小单位均为1元/兆瓦时，储能电站充电时间单位均为分钟。

以下为原文：

国家能源局湖南监管办公室 湖南省发展和改革委员会 文件 湖南省能源局

湘监能市场〔2025〕57号

关于明确湖南省电力辅助服务市场有关事项的 通知

国网湖南省电力有限公司，湖南电力交易中心有限公司，各有关
发电企业、售电公司、电力用户、新型经营主体：

为进一步加强湖南省电力辅助服务市场建设，根据《电力辅
助服务市场基本规则》（发改能源规〔2025〕411号）《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）等文件要求，结合湖南实际，
现就湖南电力辅助服务市场有关事项明确如下。

一、加强电力调峰辅助服务与电力现货市场运行衔接，电力现货市场试运行期间，调峰辅助服务市场暂停运行，调峰辅助服务不予补偿。

二、抽水蓄能电站容量电价政策实施后，抽水蓄能电站不再作为省内调峰辅助服务市场服务卖方参与市场。

三、优化新型储能参与调峰辅助服务市场机制，火电、新型储能等主体在省内调峰辅助服务市场交易中以报价排序形成调用排序，促进公平调用各类调节资源。

四、省内调峰辅助服务市场价格上限不高于我省平价新能源项目的上网电价 450 元/兆瓦时。其中，火电调峰第四档、第五档报价限额分别为 400 元/兆瓦时、450 元/兆瓦时；新型储能报价限额为 450 元/兆瓦时。

五、优化省内调峰辅助服务费用调节系数的计算方式，将暂未纳入分摊经营主体应承担的辅助服务费用剔除，调节系数为纳入分摊的日电量占当日调度总发受电日电量的比例，由电力调度机构按日计算并公布。

六、水电纳入华中省间电力调峰辅助服务市场湖南电网售出电量的交易范围，当交易时段我省售出电量高于新能源主体扣除省间现货后的上网电量时，剩余部分售出电量按照交易时段水电主体上网电量占比分摊。

七、经湖南电力市场管理委员会审议通过，对《湖南省电力

辅助服务市场交易规则（2023 版）》《华中电力调峰辅助服务市场省间调峰辅助服务湖南电网售出电量分摊细则》相关条款进行修改，详见附件 1、附件 2。

此前有关规定与本通知不一致的，按本通知执行。电网企业、市场运营机构及各经营主体在执行中如遇有问题及时报告。

附件：1. 《湖南省电力辅助服务市场交易规则（2023 版）》
修改条款
2. 《华中电力调峰辅助服务市场省间调峰辅助服务
湖南电网售出电量分摊细则》（修订版）

国家能源局湖南监管办公室

湖南省发展和改革委员会

湖南省能源局

2025 年 10 月 14 日

附件 1:

《湖南省电力辅助服务市场交易规则 (2023 版)》修改条款

一、原规则第十六条修改为“深度调峰交易是指在系统负备用不足或者可再生能源消纳困难的情况下，以火电机组降低出力至有偿调峰基准值以下的调峰服务、储能电站的充电服务和负荷侧经营主体增加用电负荷至基线负荷之上的服务等为交易标的，提高系统负备用水平或者可再生能源消纳能力的交易。”

二、原规则第十七条第（一）款修改为“符合准入条件的统调公用火电机组（单机容量 20 兆瓦及以上的燃煤机组、生物质机组）、储能电站和负荷侧经营主体。自备电厂所属企业以负荷侧经营主体形式参与深度调峰交易。”

三、原规则第二十一条第（二）款删除，第（三）款修改为“储能电站按充电电量报价。申报次日低谷、腰荷时段可提供调峰辅助服务的能力，调节速率，最大可连续充电时间，调峰辅助服务价格等。如未报价，其申报价格视为 0。”

四、原规则第二十三条修改为：“火电机组、储能的报价排序和调用排序原则：

（一）报价排序。按照卖方报价从低到高排序；当火电机组、储能电站等不同类别卖方报价相同时，或同类别卖方报价相同

时，按照申报时间先后排序。

（二）调用排序。经调控中心安全校核后，形成调用排序。

调控中心根据电网深度调峰需求按序调用。深度调峰需求减少时，按反序减少或停止调用。

（三）确因电网运行需要，调控中心可根据负荷预测、调峰需求、电网安全稳定运行要求及储能电站充放电能力等情况，调整储能电站调用时间，但应做好相关记录，说明调整原因。”

五、原规则第三十二条修改为：“深度调峰服务费为调用主体深度调峰电量与中标价格乘积的总额。为有效调控深度调峰服务总费用，设置深度调峰调节系数 K，取值范围 0-2。

深度调峰服务费总额=火电机组深度调峰服务费+储能电站深度调峰服务费+负荷侧经营主体深度调峰服务费：

（一）火电机组深度调峰服务费 = $K \sum$ (交易时段机组深度调峰电量×中标价格)

其中，火电机组深度调峰电量为火电机组按调度指令深度调峰的减发电量。

（二）储能电站深度调峰服务费 = $K \sum$ (交易时段储能电站深度调峰电量×中标价格)

其中，储能电站深度调峰电量为储能电站按调度指令充电的充电电量。

（三）负荷侧经营主体深度调峰服务费= \sum (交易时段负荷

侧经营主体深度调峰电量×边际出清价格）

其中，负荷侧经营主体深度调峰电量为负荷侧经营主体按调度指令在基线负荷之上增加用电量与其市场出清电量之间的较小值。”

六、原规则附件3中各经营主体深度调峰报价限额修改为：

火电、储能电站、负荷侧经营主体深度调峰报价限额

单位：元/兆瓦时；兆瓦

		下调负荷率区间	申报价格 P 限额	最小可调出力
火电 报价 限额	第一档	45%≤负荷率<50%	100≤P≤200	
	第二档	40%≤负荷率<45%	100≤P≤250	
	第三档	35%≤负荷率<40%	100≤P≤350	
	第四档	30%≤负荷率<35%	100≤P≤400	
	第五档	负荷率<30%	100≤P≤450	
储能电站报价限额			0<P≤450	-
负荷侧经营主体报价限额			100<P≤260	-

注：报价最小单位均为1元/兆瓦时，储能电站充电时间单位均为分钟。

**七、原规则附件4中深度调峰调节系数K修改为按日计算，
计算公式如下：**

$K = \text{纳入辅助服务分摊的日电量} / \text{调度总发受电日电量}$

式中：纳入辅助服务分摊的日电量是指已经纳入辅助服务市场分摊的日发电量，按类型统计，目前包括火电（含燃煤、燃气、

垃圾、生物质)、水电(不含抽蓄)、风电、10kV及以上集中式光伏。调度总发受电日电量是指各类电源(不含抽蓄、储能)、10kV以下分布式光伏及外来电日电量之和。以上各类日电量均为纳入各级调度管辖且具备采集条件电厂的积分电量。

附件 2：

华中电力调峰辅助服务市场省间调峰辅助服务 湖南电网售出电量分摊细则（修订版）

第一条 华中省间电力调峰及备用辅助服务市场省间调峰辅助服务湖南电网售出电量是指湖南电网经营主体通过购买华中其他省电网调峰辅助服务售出的电量。

第二条 湖南参与华中省间电力调峰及备用辅助服务市场省间调峰辅助服务交易的必要条件为：

- 1.预计湖南电网负备用不足；
- 2.湖南电力辅助服务市场已启动，仍无法满足清洁能源消纳需求，可能导致弃电。

第三条 省间调峰辅助服务分摊对象为纳入湖南省内辅助服务市场的集中式新能源场（站）及水电经营主体。

第四条 若交易时段省间调峰售出电量小于等于新能源主体扣除省间现货后的上网电量，则售出电量按照交易时段新能源主体扣除省间现货后的上网电量占比予以分摊；若交易时段省间调峰售出电量高于新能源主体扣除省间现货后的上网电量，则先将售出电量分摊至新能源主体，剩余部分按照交易时段水电主体上网电量占比予以分摊。

第五条 参与省间调峰辅助服务交易的各经营主体相应售出

电量不再参与湖南电力辅助服务市场调峰服务费用分摊。

第六条 电力调度机构在省间辅助服务技术支持系统向相关经营主体发布每日的分摊信息，分摊电量在相关经营主体月度电费中一并结算。

第七条 根据市场发展情况，逐步将外电入湘或转送电量纳入省间调峰辅助服务分摊对象范围。

第八条 本细则由湖南能源监管办负责解释。

第九条 本细则自发布之日起实施，《华中电力调峰辅助服务市场省间调峰辅助服务湖南电网售出电量分摊细则（试行）》（湘监能市场〔2022〕50号）同时废止。

抄送: 国家能源局华中监管局。

国家能源局湖南监管办公室

2025年10月14日印发

- 10 -