

# 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〔2023〕21号

---

## 国家能源局湖南监管办公室 湖南省发展和改革委员会 湖南省能源局关于印发《湖南省电力 辅助服务市场交易规则（2023版）》的通知

各市场运营机构，有关电力企业、电力用户：

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）及相关配套文件要求，进一步推动湖南电力市场建设，规范电力辅助服务市场交易，保障湖南电网安全、稳定、优质、经济运行，我们对《湖南省电力辅助服务市场交易规则（试行）》（湘监能市场〔2020〕81号）进

行了修订,现将修订后《湖南省电力辅助服务市场交易规则(2023版)》印发给你们,请遵照执行。

附件:湖南省电力辅助服务市场交易规则(2023版)



2023年4月11日

附件：

## 湖南省电力辅助服务市场交易规则(2023 版)

### 第一章 总 则

**第一条** 为推动湖南电力市场建设，规范电力辅助服务市场交易，保障湖南电网安全、稳定、优质、经济运行，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）《国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）和《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）等有关文件，遵循“谁受益、谁承担”“公开、公平、公正”的原则，制定本规则。

**第二条** 电力辅助服务是指为维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，促进清洁能源消纳，除正常电能生产、输送、使用外，由火电、水电、核电、风电、光伏发电、光热发电、抽水蓄能、自备电厂等发电侧并网主体，电化学、压缩空气、飞轮等新型储能，传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络等能够响应电力调度指令的可调节负荷（含通过聚合

商、虚拟电厂等形式聚合)提供的服务。

**第三条** 本规则交易品种包括深度调峰交易、启停调峰交易、旋转备用交易和紧急短时调峰交易。已纳入本规则的,在《华中区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》《华中区域发电厂并网运行管理实施细则》(以下简称“两个细则”)中不再重复考核、补偿;未纳入本规则的,仍执行“两个细则”相关规定。

**第四条** 国家能源局湖南监管办公室(以下简称“湖南能源监管办”)会同湖南省发展和改革委员会(以下简称“省发展改革委”)、湖南省能源局(以下简称“省能源局”)依法对湖南电力辅助服务市场实施监管。

## 第二章 市场成员

**第五条** 市场成员包括市场主体、电网企业和市场运营机构。

**第六条** 市场主体分为电力辅助服务卖方(以下简称“服务卖方”)与电力辅助服务买方(以下简称“服务买方”)。

**第七条** 市场运营机构是指国网湖南省电力有限公司电力调度控制中心(以下简称“调控中心”)和湖南电力交易中心有限公司(以下简称“交易中心”)。

**第八条** 服务卖方包括火电、抽水蓄能、自备电厂、独立储能及负荷侧市场主体等。

负荷侧市场主体包括参与电力辅助服务市场交易的传统高

载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络等能够响应电力调度指令的可调节负荷(含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合)。

**第九条** 服务买方是指湖南电网范围内电力调度机构管辖且装机容量大于10兆瓦及以上的火电、水电、风电、光伏等发电侧并网主体。

应逐步扩大服务买方范围,推动省内所有发电侧并网主体、省外输入电能主体、电力用户等公平承担电力辅助服务义务和责任。

火电(水电)发电机组进入商业运营时纳入,风电、光伏等自并网发电之日起纳入。

**第十条** 独立储能、负荷侧市场主体准入条件:

(一) 具有独立法人资格、财务独立核算、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) 符合国家及行业相关安全、环保及技术标准;

(三) 独立储能应当与调控中心签订并网调度协议,符合并网标准并验收合格;

(四) 独立储能并网容量应不小于5兆瓦/10兆瓦时;

(五) 负荷侧市场主体应当具备上报充用电计划、接受和分解调度指令、电力(电量)计量、清分结算等能力,保证交易

正常开展、收益合规传导；

(六) 负荷侧市场主体中直接参与用户可调节容量不小于1兆瓦，连续响应时间不低于1小时；聚合商可调节容量不小于10兆瓦，连续响应时间不低于1小时。

**第十一条** 发电企业、自备电厂、抽水蓄能电站、省外输入电能主体、储能电站、调相机站等市场主体的权利和义务：

(一) 负责按规定提供辅助服务能力相关的基础技术参数，如有必要，还需提供具备相应资质机构出具的辅助服务能力测试报告；

(二) 负责所辖电力设备的运行维护，确保其设备具有按电网调度指令提供符合相关标准的辅助服务能力；

(三) 按规则参与辅助服务市场交易，按电网调度指令提供辅助服务；

(四) 获得服务收益和参与辅助服务费用分摊；

(五) 按规定及时、完整、准确报送和披露有关信息，获取辅助服务市场交易相关信息；

(六) 法律法规规定的其他权利和义务。

**第十二条** 负荷侧市场主体的权利和义务：

(一) 遵循自愿参与市场提供服务，自行承担市场风险的原则；

(二) 遵守市场规则，维护市场秩序，接受能源监管机构、

政府有关管理部门的监督，服从调控中心调度管理；

（三）获取市场交易必备信息，进行交易申报，聚合商应审核并汇总所代理的自然人、法人单位相关信息后进行交易申报；

（四）执行市场出清结果，聚合商分解下达市场出清结果或调度指令至其聚合的自然人、法人单位，并组织执行；

（五）做好相关设备运行维护和生产管理，防范安全生产风险；

（六）获取服务收益，以聚合方式参与市场的，聚合商按照事先协议与其代理的负荷侧市场主体公平合理分配市场收益；

（七）法律法规及相关市场规则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）负责保障电网及输配电设施安全稳定运行；

（二）负责提供公平、无歧视的输配电服务和电网接入服务以及电能计量、抄表等各类相关服务；

（三）负责负荷侧市场主体参与电力辅助服务交易的协议签订、咨询服务、信息发布、市场邀约、基线负荷计算、分析评价、风险防范等工作；

（四）负责按规则进行辅助服务市场交易的财务结算；

（五）按规定及时、完整、准确报送和披露有关信息，获取辅助服务市场交易相关信息；

(六) 法律法规规定的其他权利和义务。

#### 第十四条 调控中心的权利和义务:

(一) 负责湖南电网电力电量平衡和安全校核,保障电网安全稳定运行;

(二) 运营湖南电力辅助服务市场,组织开展交易,执行交易结果,向交易中心提供交易执行结果等结算信息;

(三) 负责建设、运行、维护辅助服务市场交易平台,确保辅助服务市场交易平台稳定运行、功能完备、结果准确;

(四) 组织市场主体参与跨区跨省辅助服务市场交易;

(五) 及时、完整、准确报送和披露有关信息;

(六) 负责监测和分析市场运营情况,防控市场风险;

(七) 报告市场主体违反规则、扰乱秩序等行为,配合湖南能源监管办和政府有关部门调查处理;

(八) 配合湖南能源监管办对市场规则进行分析评估,提出修改建议;

(九) 法律法规规定的其他权利和义务。

#### 第十五条 交易中心的权利和义务:

(一) 负责市场主体的注册管理;

(二) 负责为市场主体提供交易结算依据及相关服务;

(三) 按规定及时、完整、准确报送和披露有关信息;

(四) 法律法规规定的其他权利和义务。



### 第三章 深度调峰

#### 第一节 定义及其启动条件

第十六条 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、抽水蓄能机组的抽水服务、储能电站的充电服务和负荷侧市场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。

火电机组(含燃煤、生物质等)有偿调峰基准值为其核准容量的50%,详见附件1《湖南电网统调火电机组核准容量》。基线负荷计算方法详见附件2《负荷侧市场主体用户基线负荷计算标准》。

#### 第十七条 深度调峰交易主体:

(一)服务卖方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)、抽水蓄能电站、储能电站和负荷侧市场主体。自备电厂所属企业以负荷侧市场主体形式参与深度调峰交易。

(二)服务买方为交易周期内产生上网电量的省内发电侧并网主体及通过湖南电网转送跨区跨省电量的省外市场主体。

#### 第十八条 启动深度调峰交易应满足以下条件之一:

(一)系统负备用不足;

(二) 可再生能源无法实现全额保障性消纳，可能导致弃电或向省外售电，或购买华中电网其他省备用辅助服务。

**第十九条** 省内调峰资源优先满足省内电网调峰需要，富余能力可参与跨省调峰辅助服务交易。

## 第二节 申报与出清

**第二十条** 深度调峰交易方式为“日前报价，按需调用，按序调用”。

深度调峰交易以 15 分钟为一个交易时段，每日第一个时段为 0:00-0:15，最后一个时段为 23:45-24:00，全天共计 96 个交易日。

**第二十一条** 服务卖方在日前通过辅助服务市场交易平台提交申报信息，可连续申报多日信息，以交易申报截止前最后一次有效申报作为最终申报。

(一) 火电机组按减发电量报价。以火电机组有偿调峰基准值为基点，设置 5 个报价区间，申报减发电量补偿价格。随调峰深度增加按照非递减原则报价，同时应申报最小可调出力。

如被按序调用，中标价格为该交易时段调度指令下达的该机组负荷率所对应的报价。如该机组出力高于调度指令值，中标价格为该交易时段的该机组实际负荷率所对应的报价。

(二) 抽水蓄能电站按抽水电量报价。申报抽水电量补偿价格、最大连续抽水时间等。

1.如被按序调用，中标价格为该交易时段抽水蓄能机组的报价。

2.如被优先调用，中标价格为该交易时段被调用的各类市场主体的最低报价。

3.没有调用其它类别市场主体时，该抽水蓄能机组的报价为中标价格。

4.如未报价，其申报价格视为 0。

(三) 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。

1.如被按序调用，储能电站根据日前市场出清结果确定储能电站的充电计划，按照日内调峰需求实时调整储能电站充电功率，中标价格为其报价。

2.如被优先调用，储能电站按日前计划充电，其申报价格参与整个市场排序。深度调峰交易时段，若其申报价格低于市场实际调用最高价，中标价格为其申报价格；若其申报价格高于市场实际调用最高价，中标价格为同时段市场最低价；若深度调峰交易实际未开启，中标价格为 0。

3.如未报价，其申报价格视为 0。

储能参与深度调峰交易分为按序调用及优先调用两种模式，储能电站可自行选择参与模式，参与模式的变更应经调控中心批

准。

(四) 负荷侧市场主体按增用电量报价。负荷侧市场主体仅限参与日前市场交易，交易时段为次日低谷时段、腰荷时段。

负荷侧市场主体应申报低谷时段、腰荷时段可提供调峰辅助服务的能力、时间范围和价格等。

负荷侧市场主体深度调峰电量根据用户基线负荷计算。

**第二十二条** 深度调峰交易报价实行限价管理。调整报价限额，应经湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局同意。报价限额详见附件3《火电、抽水蓄能、储能电站、负荷侧市场主体深度调峰报价限额》。

**第二十三条** 火电机组、抽水蓄能、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、抽水蓄能机组与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) 如抽水蓄能机组按调用排序中标，但电网调峰需求容量低于单台机组抽水额定功率，该机组不参与排序。

(四) 抽水蓄能机组连续抽水时间达到其申报的最大连续

抽水时间，视为深度调峰能力用尽，退出该交易时段的交易，待其抽水能力恢复后再参与交易。储能电站充电能力用尽，退出该交易时段的交易，待其充电能力恢复后再参与交易。

（五）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抽水蓄能机组抽水能力、储能电站充放电能力等情况，调整抽水蓄能机组和储能电站调用时间，但应做好相关记录，说明调整原因。

**第二十四条** 在满足电网安全和电力平衡约束的条件下，负荷侧市场主体单独按照集中竞价、统一边际电价出清机制进行市场出清，遵循价格优先、时间优先的原则。

（一）将每个时段负荷侧市场主体申报的价格从低到高排序，直至满足该时段的负荷侧市场主体调峰需求，形成边际出清价格及中标电力，成交价格为最后中标的负荷侧市场主体申报价格。

（二）申报价格等于边际出清价格时，按照申报时间先后顺序确定中标主体。

### 第三节 交易组织与执行

**第二十五条** 交易组织。

每日 09:00 前，卖方通过辅助服务市场交易平台申报次日深度调峰交易价格及相关信息。

每日 19:00 前，调控中心根据负荷预测、调峰需求和电网安全稳定运行要求等情况，公布次日调用排序，编制并发布次日发

电调度计划（或市场出清结果）。

节假日前，调控中心可集中组织多日深度调峰交易，发布相应的调用排序，节假日期间按需调用。

## 第二十六条 偏差处理。

（一）如预测调峰需求出现较大偏差，调控中心可根据电网实际情况，及时予以修正调整。

（二）日内运行中，调控中心可根据超短期负荷预测和电网安全稳定运行要求等情况，结合调用排序日前计划，及时予以修正调整。

（三）发生交易偏差修正调整，调控中心应做好记录，说明调整原因。

**第二十七条** 调控中心在所有申报设备容量均已调用，仍不能满足电网调峰需求的情况下，可根据调峰需要、电网安全稳定运行要求，以调峰服务费最低为原则，逐档强制调用未申报服务卖方的深度调峰能力，并做好记录，说明强制调用原因。

被强制调用服务卖方按该交易时段内同类型（同档区间）最低报价结算。如同类型（同档区间）无报价，按市场最低价格结算。

**第二十八条** 如无服务卖方申报，调控中心可根据调峰需要、电网安全稳定运行要求，无偿强制调用具备深度调峰能力的各类调节资源，并做好记录，说明强制调用原因。

**第二十九条** 储能优先用于保障电网安全稳定运行、电力供应和清洁能源消纳，在确有必要时，调度中心可按需对储能电站市场出清结果或充放电计划进行调整，并提前告知相关储能主体，并做好记录，说明强制调用原因。

**第三十条** 调控中心遵循“按需调用、安全经济”的原则，合理确定负荷侧市场主体提供辅助服务的需求量。负荷侧市场主体培育发展期，其出清结果在日内优先执行。

#### 第四节 服务费及其分摊

**第三十一条** 深度调峰服务费按交易时段计算和分摊。

每日 10:00 前，调控中心公布前日深度调峰调用情况、各交易时段服务费和分摊费明细。

如有异议，市场主体应于当日 18:00 前提出，调控中心应于次日 18:00 前予以处理并答复，节假日顺延。

**第三十二条** 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+抽水蓄能机组深度调峰服务费+储能电站深度调峰服务费+负荷侧市场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) 抽水蓄能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，抽水蓄能机组深度调峰电量为抽水蓄能机组按调度指令抽水时实际发生的抽水电量。

调用抽水蓄能机组时，如存在火电机组出力高于有偿调峰基准值的情况（受电网安全约束影响或因自身原因，无法调至有偿调峰基准值及以下的机组除外），抽水蓄能机组深度调峰电量应剔除火电机组有偿调峰基准值以上的发电量。

(三) 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。

(四) 负荷侧市场主体深度调峰服务费 =  $\sum$  (交易时段负荷侧市场主体深度调峰电量 × 边际出清价格)

其中，负荷侧市场主体深度调峰电量为负荷侧市场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。

K 取值见附件 4《辅助服务市场系数表》。

**第三十三条** 深度调峰服务费由深度调峰交易时段有上网



电量的服务买方按其上网电量占比予以分摊。

市场主体深度调峰交易分摊费=深度调峰服务费总额×(交易时段内该服务买方上网电量× $K_i$ )/ $\sum$ (该交易时段内各服务买方上网电量× $K_i$ )

**第三十四条** 考虑不同类别深度调峰服务买方在深度调峰服务中的受益差异，设置分摊调节系数  $K_i$ 。

(一) 祁韶直流转送外省分摊调节系数为  $K_1$ 。 $K_1$  为祁韶直流运行和停运时，分别满足电网安全稳定运行要求的火电机组最少开机台数的比值（保留两位小数）。

(二) 不完全季调节及以上水电厂分摊调节系数为  $K_2$ 。

(三) 风电分摊调节系数为  $K_3$ 。

(四) 光伏分摊调节系数为  $K_4$ 。

(五) 生物质、煤矸石电厂分摊调节系数为  $K_5$ 。

(六) 其它市场主体分摊调节系数为  $K_6$ 。

$K_i$  取值见附件 4《辅助服务市场系数表》。

**第三十五条** 参与深度调峰交易的卖方机组，同时执行中长期交易月度上下调偏差考核，不视为自身原因超发或少发。

**第三十六条** 卖方机组因开机、停机或非停等自身原因，导致出力降至有偿调峰基准值以下的，不视为提供深度调峰服务。

**第三十七条** 可免于分摊的情形如下：

(一) 因电网安全稳定运行需要投入 AGC 跟踪联络线功

率的机组或调频机组的上网电量，调控中心予以公告；

(二) 售外省的上网电量；

(三) 抽水蓄能电站、储能电站的上网电量；

(四) 水电厂如有水库最小生态下泄流量要求，分摊深度调峰服务费的电量应剔除相应交易时段其装机容量 10%的发电量对应的上网电量；

(五) 其它应免于分摊的情形。

## 第四章 启停调峰交易

### 第一节 定义及其启动条件

**第三十八条** 启停调峰交易是指服务卖方中火电机组根据电网调峰需要，在 24 小时内完成一次停机解列和启动并网的运行状态转换为标的的交易。

在满足湖南电网安全稳定运行要求的前提下，启停调峰中标电厂在规定时间内启动并网于同一电压等级、相同容量等级的其他机组，且停运机组保持正常备用状态，可视为一次启停调峰交易。

**第三十九条** 启停调峰交易主体：

(一) 卖方为符合准入条件的单机容量 20 兆瓦及以上统调公用火电机组（含燃煤、燃气及生物质机组）、自备电厂。

(二) 买方为交易周期内产生上网电量的省内发电侧并网主

体及通过湖南电网转送跨区跨省电量的省外市场主体。

**第四十条** 调控中心预计系统备用不足且深度调峰交易无法满足电网调峰需求时，可启动启停调峰交易。

## 第二节 申报与出清

**第四十一条** 启停调峰交易方式为“日前报价，按需调用，按序调用”。

**第四十二条** 卖方应在日前通过辅助服务市场交易平台提交申报信息。

卖方按照火电机组核准容量等级申报启停调峰价格，同时应申报停机解列至启动并网最小时间间隔、从接到调度指令至机组停机解列的最小时间间隔、从接到调度指令至机组并网的最小时间间隔等。

如被按需调用，中标价格为其报价。

**第四十三条** 启停调峰交易报价实行限价管理。调整报价限额，应当经湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局同意。报价限额详见附件 5《燃煤火电、生物质机组启停调峰报价限额》《燃气机组启停调峰报价限额》。

**第四十四条** 调控中心根据负荷预测、开机方式、可再生能源消纳等实际情况，确定所需火电机组启停调峰容量和最小时间间隔要求。

**第四十五条** 满足启停调峰容量和最小时间间隔要求的机

组，按报价从低到高排序；报价相同时，按申报时间先后排序。

经调控中心安全校核后，形成调用排序，并按调峰总服务费最低原则按需调用。

### 第三节 交易组织与执行

#### 第四十六条 交易组织。

每日 09:00 前，卖方通过辅助服务市场交易平台申报次日启停调峰交易价格及相关信息。

每日 19:00 前，调控中心根据卖方申报信息、负荷预测和电网运行情况，编制并发布次日机组启停调峰计划。

节假日前，调控中心可集中组织多日启停调峰交易申报，发布相应的调用排序，节假日期间按需调用。

第四十七条 启停调峰交易以日前计划安排为主。日内运行中，调控中心可根据超短期负荷预测和电网运行情况，按照日前计划安排，按序启动启停调峰交易。日内调用时，调控中心应至少提前 2 小时通知相关发电企业。

第四十八条 日内运行中，调控中心可根据调峰需要和电网安全稳定运行要求，按调峰总服务费最低原则，优化调整启停机组排序和机组启停时间间隔（不小于机组申报的最小时间间隔）。

调整启停调峰计划，调控中心应至少提前 2 小时通知相关发电企业，并做好相关记录，说明调整原因。

第四十九条 如申报机组均已调用，仍不能满足电网调峰需

求，调控中心可根据调峰需要、电网安全稳定运行要求，强制调用未申报机组，并做好相关记录，说明强制调用原因。

被强制调用机组按该交易时段同一容量等级火电机组最低报价结算。

第五十条 如无机组申报，调控中心可根据调峰需要、电网安全稳定运行要求，无偿强制调用火电机组启停调峰，并做好相关记录，说明强制调用原因。

#### 第四节 服务费及其分摊

第五十一条 启停调峰服务费按启停调峰台次计算。

每日 10:00 前，调控中心公布前日启停调峰机组调用情况、服务费和分摊费明细。

如有异议，市场主体应于当日 18:00 前提出，调控中心应于次日 18:00 前予以处理并答复，节假日顺延。

第五十二条 启停调峰服务费为调用机组启停调峰台次与中标价格乘积的总额。

启停调峰服务费总额 =  $\sum$  (启停调峰台次 × 中标价格)

第五十三条 启停调峰服务费由启停调峰交易时段有上网电量的买方按其上网电量占比予以分摊。

市场主体启停调峰交易分摊费 = 启停调峰服务费总额 × (交易时段内该市场主体上网电量 ×  $K_i$ ) /  $\sum$  (该交易时段内各市场主体上网电量 ×  $K_i$ )

考虑不同类别市场主体在启停调峰服务中的受益差异，设置分摊调节系数  $K_i$ ，分摊调节系数  $K_i$  与深度调峰分摊调节系数保持一致。

**第五十四条** 可免于分摊的情形如下：

（一）因电网安全稳定运行需要投入 AGC 跟踪联络线功率的机组或调频机组的上网电量，调控中心予以公告；

（二）售外省的上网电量；

（三）抽水蓄能电站、储能电站的上网电量；

（四）水电厂如有水库最小生态下泄流量要求，分摊启停调峰服务费的电量应剔除相应交易时段其装机容量 10% 的发电量对应的上网电量；

（五）其它应免于分摊的情形。

**第五十五条** 启停调峰机组按指令停机后，因电网安全稳定运行等需要未安排在 24 小时内开机，其启停调峰服务费减半计算，由原启停调峰计划时段内有上网电量的买方按上网电量占比予以分摊。

## 第五章 旋转备用交易

### 第一节 定义及其启动条件

**第五十六条** 旋转备用交易是指祁韶直流运行且有转送其

他省电量时，为满足电网安全稳定运行需要，湖南电网内火电、水电、调相机组提供旋转备用服务的交易。

**第五十七条** 旋转备用交易卖方为纳入祁韶直流稳定运行规定（以下简称“稳定规定”）的湖南电网内 220 千伏及以上电压等级并网的火电厂（机组）、水电厂、调相机站。储能电站具备提供旋转备用技术条件后，方可作为卖方参与交易。火电机组深度调峰容量不纳入旋转备用交易。

旋转备用交易买方为通过祁韶直流转送其他省电量（包括受让合同）的省外市场主体。

**第五十八条** 如祁韶直流运行且转送其他省电量，视为旋转备用交易发生。如祁韶直流停运或未转送其他省电量，省内发电机组尖高峰时段正常旋转备用考核、补偿仍按“两个细则”执行。

## 第二节 申报与出清

**第五十九条** 旋转备用交易方式为“日前报价，按需调用”。

旋转备用交易以 15 分钟为一个交易周期，第一个时段为 0:00-0:15，最后一个时段为 23:45-24:00，全天共计 96 个交易日。

**第六十条** 卖方在日前通过辅助服务市场交易平台提交申报信息。

（一）火电机组申报单位旋转备用电量价格、机组最大可调出力等。其中，旋转备用电量为机组备用容量与交易时间的乘积。

(二) 水电申报机组最大可调出力。

(三) 调相机申报可否调用。

**第六十一条** 旋转备用交易报价实行限价管理。调整报价限额，应当经湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局同意。报价限额详见附件6《旋转备用报价限额》。

**第六十二条** 调控中心根据负荷预测、开机方式、祁韶直流运行功率以及稳定规定等情况，确定所需旋转备用容量和时间要求。

**第六十三条** 旋转备用机组按照报价从低到高排序。同类型设备报价相同时，按照申报时间先后排序。经调控中心安全校核后，形成调用排序，调控中心按需调用。实际调用的最后一台火电机组报价为统一出清价格。

**第六十四条** 旋转备用调用顺序原则：

(一) 调相机优先调用，不参与排序。

(二) 稳定规定有开机要求及旋转备用容量要求的机组，按报价排序从低到高调用，直至满足稳定规定的开机台数要求。所调用机组旋转备用容量为稳定规定要求的容量。

(三) 如调用机组旋转备用容量之和未满足稳定规定总旋转备用容量要求，按申报火电机组的报价从低到高调用(含以上调用机组剩余旋转备用容量)，直至满足稳定规定总旋转备用容量要求。



(四) 如申报火电机组均已调用, 仍未满足稳定规定总旋转备用容量要求, 调用符合稳定规定且已申报的并网水电机组, 直至满足稳定规定总旋转备用容量要求。

(五) 调控中心可根据电网安全稳定运行要求, 结合月度交易计划等因素, 调整调用排序, 并做好相关记录, 说明调整原因。

### 第三节 交易组织与执行

#### 第六十五条 交易组织。

每日 09:00 前, 卖方通过辅助服务市场交易平台申报次日旋转备用交易价格及相关信息。

每日 19:00 前, 调控中心根据申报信息、负荷预测和电网运行情况, 编制并发布次日旋转备用调用排序。

节假日前, 调控中心可集中组织多日旋转备用交易申报, 发布相应的调用排序, 节假日期间按需调用。

第六十六条 日内运行中, 调控中心根据超短期负荷预测, 按照日前旋转备用调用排序, 结合电网及祁韶直流实际运行情况, 按需调用。

第六十七条 如申报机组均已调用, 仍未满足旋转备用要求, 调控中心可根据电网安全稳定运行要求, 结合月度交易计划等情况, 强制调用未申报机组, 并做好相关记录, 说明强制调用原因。被强制调用机组按该交易时段内火电机组最低报价结算。

第六十八条 如无机组申报, 调控中心可根据需要无偿调用

所有机组，并做好相关记录，说明无偿调用原因。

#### 第四节 服务费及其分摊

**第六十九条** 旋转备用服务费是指交易时段内，卖方为买方通过祁韶直流转送其他省电量所提供的旋转备用服务费用。

全额旋转备用服务费是指交易时段内，卖方为祁韶直流输送的全部电量（包括落地湖南和转送其他省电量）所提供的旋转备用服务费用。

现阶段，仅计算旋转备用服务费，不实际结算；具备条件后，启动正式结算。

**第七十条** 旋转备用服务费按交易时段计算和分摊。

每日 10:00 前，调控中心汇总公布前日旋转备用调用情况、服务费和分摊费明细。

如有异议，市场主体应于当日 18:00 前向调控中心提出。调控中心应于次日 18:00 前予以处理并答复，节假日顺延。

**第七十一条** 卖方应收服务费、买方应付分摊费按交易时段内买方通过祁韶直流转送电量占祁韶直流总输送电量的比例计算。

卖方应收服务费=买方应付分摊费=卖方全额旋转备用服务费 $\times$  $\frac{\sum$ 买方通过祁韶直流转送电量 $\div$  $\sum$ 祁韶直流总输送电量

某卖方应收服务费=某卖方全额旋转备用服务费 $\times$  $\frac{\sum$ 买方通过祁韶直流转送电量 $\div$  $\sum$ 祁韶直流总输送电量

第七十二条 考虑不同市场主体在旋转备用服务中的贡献程度，设置火电调节系数  $K_7$ 、水电和调相机调节系数  $K_8$ ，取值范围为 0-2。

第七十三条 全额旋转备用服务费计算：

(一) 全额旋转备用电量

1. 祁韶直流运行所需全网旋转备用电量=交易时段内对应电网负荷水平及祁韶直流运行功率等所需的旋转备用容量×交易时长

2. 调用机组旋转备用电量。

(1) 调用稳定规定中有开机及旋转备用容量要求的机组：

旋转备用电量=机组额定容量×稳定规定要求的旋转备用百分比×交易时长

(2) 调用稳定规定有开机及旋转备用容量要求的且其剩余备用容量亦被调用的机组、调用满足稳定规定总旋转备用容量要求的机组：

旋转备用电量=交易时段内机组最大可调出力×交易时长-交易时段内发电量

如调用所有机组的旋转备用之和大于稳定规定中总旋转备用容量，调用的最后一台机组旋转备用容量按满足稳定规定所需旋转备用容量计算。

(二) 全额旋转备用服务费

1.按日前交易调用排序，依次调用火电运行机组直至达到稳定规定的开机台数要求，且满足交易时段内所需总旋转备用容量。

火电全额旋转备用服务费 =  $K_7 \times (\text{火电运行机组旋转备用电量} \times \text{统一出清价格})$

2.调相机全额旋转备用服务费。

调相机旋转备用服务费 =  $K_8 \times \text{按稳定规定开机台数及旋转备用要求调用的火电机组所产生的旋转备用服务费之和} (\text{不含满足总旋转备用要求所产生的旋转备用服务费}) \times \text{调相机容量} / \text{按上述方式被调用的火电机组容量}。$

3.当调用火电运行机组无法满足该交易时段内旋转备用总容量时，调用水电运行机组以满足该交易时段内旋转备用总容量。

水电全额旋转备用服务费由满足稳定规定的在运水电机组按提供的实际旋转备用电量比例计算。

水电全额旋转备用总服务费 =  $K_8 \times (\text{水电运行机组实际被调用总旋转备用电量} \times \text{统一出清价格})$

某水电机组全额旋转备用服务费 =  $\text{水电全额旋转备用总服务费} \times \text{该机组实际旋转备用电量} / \text{水电运行机组实际总旋转备用电量}。$

## 第六章 紧急短时调峰交易

### 第一节 定义及其启动条件

第七十四条 紧急短时调峰交易是指系统备用容量占比小于 3%、可能采取有序用电措施时，调用储能电站放电服务，或即时停用可中断负荷，实现短时负荷平衡的交易。

第七十五条 紧急短时调峰交易卖方为：

（一）满足技术标准、符合市场相关条件的装机容量 10 兆瓦及以上的储能电站。

（二）满足市场相关条件、已接入精准切负荷系统、一次减少负荷有功功率达 10 兆瓦及以上的用户。

第七十六条 日内运行中，预计系统备用容量占比小于 3%，可能采取有序用电措施时，调控中心可启动紧急短时调峰交易。

### 第二节 申报与出清

第七十七条 紧急短时调峰交易方式为“日前报价，按需调用，按序调用”。

第七十八条 卖方日前通过辅助服务市场交易平台提交紧急短时调峰交易申报信息。

（一）储能电站按交易时段申报分档可增供有功功率、价格和保证持续时长。

（二）电力用户按交易时段申报分档可减少有功功率、价格和保证持续时长。

**第七十九条** 紧急短时调峰报价实行限价管理。调整报价限额，应当经湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局同意。报价限额详见附件 7-1《储能电站紧急短时调峰报价限额》附件 7-2《可中断负荷用户紧急短时调峰报价限额》。

**第八十条** 调控中心根据超短期负荷预测、开机方式、调峰需要等实际情况，确定所需紧急短时调峰容量和时间要求。

**第八十一条** 储能电站、可中断负荷用户分别按照报价从低到高排序；同类型设备报价相同时，按照申报时间先后排序。经调控中心安全校核后，形成各有关交易时段排序结果。

优先调用储能电站。储能调峰资源用尽后，再调用可中断负荷用户。调控中心可根据系统运行需要分区排序调用。

### 第三节 交易组织与执行

**第八十二条** 交易组织。

每日 09:00 前，卖方通过辅助服务市场交易平台申报次日紧急短时调峰交易价格及相关信息。

每日 19:00 前，调控中心根据申报信息、负荷预测和电网运行情况，编制并发布次日紧急短时调峰调用排序。

节假日前，调控中心可集中组织多日紧急短时调峰交易申报，发布相应的紧急短时调峰排序，节假日期间按需调用。

**第八十三条** 日内运行中，调控中心根据超短期负荷预测，结合日前调用排序和电网运行情况，调用紧急短时调峰服务，调

控中心应至少提前 30 分钟通知可中断负荷用户。

#### 第四节 服务费及其分摊

第八十四条 紧急短时调峰服务费为卖方在交易时段内提供增供或减用电量的紧急短时调峰服务所得。

第八十五条 紧急短时调峰服务费按交易时段的紧急短时调峰电量与报价计算。

每日 10:00 前，调控中心公布前日紧急短时调峰调用情况、服务费和分摊费明细。

如有异议，市场主体应于当日 18:00 前提出。调控中心应于次日 18:00 前予以处理并答复，节假日顺延。

第八十六条 为合理调控服务费用，设置紧急短时调峰调节系数  $K_9$ ，取值范围 0-2。

第八十七条 紧急短时调峰服务费为交易时段调用设备紧急短时调峰电量与中标价格乘积的总额。

(一) 储能电站紧急短时调峰服务费 =  $K_9 \times \sum$  (交易时段储能电站紧急短时调峰电量  $\times$  中标价格)

其中，紧急短时调峰电量为交易时段内储能电站按调度指令调增功率至中标功率及以上时增加的供电量。

(二) 可中断负荷用户紧急短时调峰服务费 =  $K_9 \times \sum$  (交易时段可中断负荷用户紧急短时调峰电量  $\times$  中标价格)

其中，紧急短时调峰电量为交易时段内可中断负荷用户按调

度指令调减用电负荷至中标功率及以下时减少的用电量。

**第八十八条** 紧急短时调峰服务费从抽水蓄能辅助服务费超额部分、考核费用或其他资金来源支付。

## 第七章 考核管理

**第八十九条** 调控中心负责电力辅助服务市场运营考核管理，按交易品种、按交易时段对服务卖方进行考核。

**第九十条** 考核依据包括：调控中心制定的发电计划曲线，市场主体申报及中标电力（电量）、价格，能量管理系统（EMS）等调度自动化系统的实时数据，电能量遥测采集计费系统的电量数据，当值调度员的调度录音、调度日志等。

**第九十一条** 深度调峰交易中，若因自身原因导致调峰实际电量小于调峰中标电量的，10%及以下的免于考核；10%以上的，按履约可得调峰费用与实际可得调峰费用的差值的20%予以考核。若因自身原因导致调峰实际电量大于调峰中标电量的，10%及以下的免于考核；10%以上的，按实际出力对应调峰费用与履约可得调峰费用的差值的20%予以考核。

**第九十二条** 负荷侧市场主体因自身原因，未执行市场交易结果，且在交易时段内其平均负荷低于平均基线负荷，偏差超过20%以上部分，按合同调峰费用的30%予以考核。日考核费不大于当日实际调峰服务费。



第九十三条 启停调峰交易中，因自身原因导致无法履约的，按履约可得启停调峰费用的 10%予以考核；延迟停机或并网 30 分钟及以内的，免于考核。

第九十四条 旋转备用交易中，因自身原因导致实际旋转备用电量小于稳定规定或调度指令的，5%以内免于考核；5%以上的，按履约可得费用与实际可得费用的差值的 20%予以考核；因自身原因停机导致无法提供祁韶直流正常运行所需旋转备用的，按履约可得费用的 20%考核；实际旋转备用电量大于稳定规定或调度指令的，免于考核。

第九十五条 紧急短时调峰交易中，除按调度指令外，未达到增供或减用申报功率和保证时长的，应予以考核。

考核费用= $K_{10} \times (\text{申报增供或减用功率} \times \text{申报保证时长} - \text{实际增供或减用功率} \times \text{实际时长}) \times \text{申报价格}$ 。

设置考核调节系数  $K_{10}$ ，取值范围为 0.5-2。

第九十六条 考核费用单独核算，首先用于紧急短时调峰服务等支出；如有剩余，纳入年度清算。

第九十七条 以下情形可以免考核

(一) 调控中心自动化系统(含 D5000、辅助服务市场交易平台、网络化下令等)故障、数据失真、网络中断的情况。

(二) 因电网安全约束或电网故障原因导致的情况。

(三) 火电机组深度调峰中新接收调度指令 5 分钟内的情况。

(四) 其他不可抗力造成的偏差或考核等情况。

**第九十八条** 符合免考核条件的,服务卖方应在辅助服务市场交易平台提出免考核申请,当值调度员按规定予以处理。

**第九十九条** 服务卖方如对月度考核结果有异议,应当于每月3日前向调控中心提出书面申请,调控中心根据规定和实际情况予以处理并答复。

## 第八章 计量与结算

**第一百条** 辅助服务计量依据包括:调度指令,能量管理系统(EMS)、发电机组调节系统运行工况在线上传系统调度自动化系统采集的实时数据,电能量采集计费系统的电量数据等。

**第一百零一条** 辅助服务费用遵循收支平衡原则,实行专款专用。结算实行日清月结,与月度电费结算同步进行。

单个发电厂有多个结算单元的,分摊费用按各结算单元上网电量比例进行结算。

**第一百零二条** 调控中心负责汇总、统计各市场主体辅助服务交易结果及其收支明细等情况。每月第5个工作日12:00前,将上月各类交易品种交易结果、服务费、分摊费、考核费等有关数据清单推送至交易中心。每月第7个工作日前,交易中心公布上月结算信息。

如有异议,市场主体应在月度结算信息公布后1个工作日内向调控中心或交易中心提出复核,调控中心或交易中心应在2个

工作日内予以处理并答复。每月第 10 个工作日内，交易中心应向市场主体出具结算依据。

**第一百零三条** 抽水蓄能电站调峰服务费结算实行月结年清。

月度预结算时，抽水蓄能电站调峰服务费不得超过当月火电机组调峰服务费净收入的 25%，超出部分纳入年度清算。

年度清算时，按实支付全年累计应得抽水蓄能电站调峰服务费，但不超出政府有关部门核定年度收益且不超出火电调峰服务费年度净收入的 25%。

抽水蓄能电站调峰服务费与火电调峰服务费年度净收入的比值如需调整，应当经湖南能源监管办会同省发展改革委、省能源局同意。

**第一百零四条** 年度清算时，辅助服务资金如有盈余或不足，按照发电侧服务买方年度分摊费用比例进行分享或分摊。年度清算方案报湖南能源监管办备案后执行。

## 第九章 信息披露

**第一百零五条** 信息披露应当遵守国家有关信息安全与保密规定。

**第一百零六条** 市场信息包括社会公众信息、市场公开信息和私有信息三大类：

(一) 社会公众信息是指向社会公众披露的信息。包括但不限于电力辅助服务市场交易适用的法律、法规、政策规定、交易规则、业务流程、管理办法，市场运行基本情况，电网运行基本情况以及其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

(二) 市场公开信息是指向所有市场主体披露的信息。包括但不限于交易公告、交易流程、辅助服务需求、交易限价、交易价格、全天整体交易结果、市场主体基本信息、市场主体履约及信用情况以及其他政策法规要求向市场主体公开的信息。

(三) 私有信息是指向特定的市场主体披露的信息。主要包括发电机组的机组特性参数、各市场主体的申报电量、申报价格、交易时段、中标电力（电量）、出清价格和结算信息等。

**第一百零七条** 市场成员应及时、完整、准确披露相关辅助服务市场信息，并对其披露信息的真实性负责。违反信息披露有关规定的，依法依规纳入失信管理；问题严重的，湖南能源监管办会同省发展改革委、省能源局按照有关规定依法予以处理，直至取消市场准入资格。

**第一百零八条** 调控中心会同交易中心负责辅助服务市场交易信息的管理与披露工作，并定期向湖南能源监管办、省发展改革委和省能源局报告有关信息披露情况。每月10日前，调控中心将上月辅助服务市场运营情况、服务费、分摊费、考核费等有关详细情况报送湖南能源监管办。每年1月20日前，调控中

心将上年辅助服务市场运营情况、服务费、分摊费、考核费等信息报送湖南能源监管办。

**第一百零九条** 调控中心、交易中心应按照公平、公正的原则，无歧视地披露社会公众信息和市场公开信息。市场成员严禁超职责范围获取私有信息，不得泄露有碍公平竞争和涉及私有的相关信息。

**第一百一十条** 信息披露可采用网站、信息发布会、辅助服务市场交易平台等多种形式，为市场主体获取和披露信息提供便利。辅助服务市场交易平台应满足市场信息披露及时、完整、准确的要求。

**第一百一十一条** 市场信息按发布周期，分为交易时段信息、日信息、月度信息、年度信息等。

15 分钟为一个交易时段的交易，应在上一交易时段结束后 30 分钟内发布相关交易信息；每日 10:00 前应发布上日交易相关信息；每月第 7 个工作日内应发布上月交易相关信息；每年第一个月底前应发布上年交易与结算相关信息。

**第一百一十二条** 交易出清后，调控中心应及时通过辅助服务市场交易平台发布出清结果，包括但不限于市场主体、中标时段、中标电力（电量）、出清价格等信息。

交易完成后，调控中心应及时通过辅助服务市场交易平台发布各类别辅助服务调用情况，以及相关的服务费、分摊费、考核

费等交易结果的汇总统计信息。

第一百一十三条 交易中心按月通过交易中心官方网站或电力交易平台发布辅助服务市场交易结算信息，包含但不限于市场主体、各交易品种服务费、分摊费及考核费等信息。

## 第十章 市场监管与风险防控

第一百一十四条 湖南能源监管办会同省发展改革委、省能源局监管湖南电力辅助服务市场。

第一百一十五条 调控中心、交易中心根据有关规定，履行市场运营、市场监控和风险防控等职责。加强对市场运营情况的监控分析，制定应急预案，采取积极有效措施，防控市场风险，辅助服务市场交易平台应链接电力监管信息系统，并定期向湖南能源监管办报送市场运营监控分析报告。

第一百一十六条 湖南能源监管办依法开展市场监管检查，市场成员应予以配合。发现市场主体和市场运营机构有违规行为的，依法依规予以处理。

第一百一十七条 市场主体对辅助服务调用、费用结算和考核等情况如有异议，经与市场运营机构复核后仍存在争议的，由湖南能源监管办依法协调或裁决。

第一百一十八条 市场运营机构应严格按照本规则组织开展湖南电力辅助服务市场交易，不得擅自违规调整程序和参数，确

保数据真实、准确、及时和完整。辅助服务市场交易信息数据应保存两年以上。

第一百一十九条 发生以下情形之一，湖南能源监管办会同省发展改革委、省能源局可对市场进行干预，也可授权调控中心进行临时干预，并事后向市场成员公布原因：

- （一）电力系统发生重大事故危及电网安全稳定运行的；
- （二）市场主体恶意串通操纵市场，并严重影响交易结果的；
- （三）辅助服务市场交易平台发生重大故障，导致交易无法正常进行的；
- （四）因不可抗力，市场交易无法正常开展的；
- （五）市场发生其他严重异常情况的。

第一百二十条 市场干预的主要措施：

- （一）调整市场准入和退出条件；
- （二）调整市场报价限额；
- （三）调整有偿调峰基准值及调节系数；
- （四）暂停市场交易，处理和解决问题后重新启动。

第一百二十一条 调控中心应当详细记录市场干预的原因、起止时间、对象、措施和结果等有关情况，并向湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局及时报告。

## 第十一章 附 则

第一百二十二条 本规则由湖南能源监管办负责解释。

第一百二十三条 规则自发布之日起施行，有效期 5 年。



附件 1

湖南电网统调火电机组核准容量

单位：兆瓦

序号	电厂	1号机	2号机	3号机	4号机	5号机	6号机
1	金竹山	600	600	600			
2	株洲	310	310				
3	耒阳			300	300		
4	湘潭	300	300	600	600		
5	攸县	630	630				
6	陕煤石门	300	300				
7	长安石门	300	300				
8	长沙	600	600				
9	常德	660	660				
10	华能岳阳	362.5	362.5	300	300	600	600
11	益阳	300	300	600	600		
12	宝庆	660	660				
13	涟源	300	300				
14	黔东	600	600				
15	永州	1000	1000				
16	平江	1000	1000				

## 附件 2

### 负荷侧市场主体用户基线负荷计算标准

用户基线负荷按照国标《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》进行计算，由调控中心核定。

(一) 采用日期匹配法认定负荷侧市场主体用户基线负荷曲线。

(二) 典型日的确定分两种情况：

1. 调峰服务发生在工作日时，选取调峰服务日前 7 天，其中应剔除非工作日、电力中断及负荷侧市场主体参与调峰服务日，剔除后不足 7 天的部分向前顺序选取，补足 7 天，从上述 7 天中再剔除负荷侧市场主体日最大负荷最大、最小的两天，剩余 5 天为典型日。

2. 调峰服务发生在非工作日时，选取调峰服务日前最近的 3 个非工作日为典型日，其中应剔除电力中断及负荷侧市场主体参与调峰服务日，剔除后不足 3 天的部分向前顺序选取，补足 3 天。

(三) 用户基线负荷认定程序

1. 取典型日负荷侧市场主体 96 点负荷数据。

2. 以不同典型日负荷侧市场主体 96 点负荷数据的平均值作为原始用户基线负荷  $P_i$ 。

(四) 对于用电负荷受气候等外部因素影响较大的负荷侧市

场主体，可对其用户基线负荷进行修正，修正前，需经电力监管及政府部门认定。修正方法如下：

1.修正系数。对于认定的用户，根据下式确定修正系数 R，R 范围限定为 0.8-1.2，若 R 低于 0.8 按 0.8 计算，若 R 高于 1.2 按 1.2 计算。对于未认定的用户，修正系数 R 默认值为 1。

$$R = \frac{P_{2h}}{P'_{2h}}$$

$P_{2h}$  为调峰服务当日，调峰服务期前 2 小时内各个采集时刻的用户基线负荷平均值，单位为千瓦； $P'_{2h}$  为调峰服务日前所有典型日中，与上述采集时刻对应历史用户基线负荷的平均值，单位为千瓦。

2.结果修正。根据修正系数 R 对原始用户基线负荷序列值进行修正。

$$P_b = R \times P'_b$$

$P_b$  为修正后的负荷侧市场主体用户基线负荷。

附件 3

火电、抽水蓄能、储能电站、负荷侧市场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	$45\% \leq \text{负荷率} < 50\%$	$100 \leq P \leq 200$	
	第二档	$40\% \leq \text{负荷率} < 45\%$	$100 \leq P \leq 250$	
	第三档	$35\% \leq \text{负荷率} < 40\%$	$100 \leq P \leq 350$	
	第四档	$30\% \leq \text{负荷率} < 35\%$	$100 \leq P \leq 450$	
	第五档	负荷率 $< 30\%$	$100 \leq P \leq 550$	
抽水蓄能报价限额			$0 < P \leq 120$	-
储能电站报价限额			$0 < P \leq 500$	-
负荷侧市场主体报价限额			$100 < P \leq 260$	-

注：报价最小单位均为 1 元/兆瓦时，抽水蓄能抽水时间、储能电站充电时间单位均为分钟。

## 附件 4

辅助服务市场系数表

序号	交易品种	系数名称	数值
1	深度调峰、 启停调峰	深度调峰调节系数 K	0.8
2		祁韶直流转送外省分摊调节系数 $K_1$	-
3		不完全季调节及以上水电厂分摊调节系数 $K_2$	0.65
4		风电分摊调节系数 $K_3$	1.5
5		光伏分摊调节系数 $K_4$	1.5
6		生物质、煤矸石电厂分摊调节系数 $K_5$	额定容量 70%以上发电量 $K_5$ 取 1.5, 额定容量 70%以下发电量 $K_5$ 取 0.8。
7		其它市场主体分摊调节系数 $K_6$	1
8	旋转备用	火电调节系数 $K_7$	1
9		水电和调相机调节系数 $K_8$	0.5
10	紧急短时调峰	紧急短时调峰调节系数 $K_9$	1
11		考核调节系数 $K_{10}$	1

注：调整系数值，应当经湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局同意。

附件 5

燃煤火电、生物质机组启停调峰报价限额

单位：万元/台次

序号	机组额定容量等级	报价 P 限额
1	1000 兆瓦级	$0 \leq P \leq 140$
2	600 兆瓦级	$0 \leq P \leq 110$
3	300 兆瓦级	$0 \leq P \leq 80$
4	200 兆瓦级	$0 \leq P \leq 40$
5	200 兆瓦级以下	报价上限为 0.2 万元/兆瓦

注：200 兆瓦级及以上机组最小报价单位为 1 万元/次。

燃气机组启停调峰报价限额

单位：元/兆瓦

序号	机组额定容量等级	补偿标准
1	20 兆瓦及以上	100

## 附件 6

### 旋转备用报价限额

单位：元/兆瓦时

辅助服务品种	报价 P 限额
旋转备用报价限额	$0 \leq P \leq 40$

注：机组最小报价单位为 1 元/兆瓦时。

附件 7-1

储能电站紧急短时调峰报价限额

单位：兆瓦；元/兆瓦时

增供有功功率	申报 P 价格 (15 分钟 < 持续时间 $\leq$ 60 分钟)	申报 P 价格 (持续时间 > 60 分钟)
$10 \leq$ 有功功率 < 20	$0 \leq P \leq 450$	$0 \leq P \leq 500$
$20 \leq$ 有功功率 < 30	$0 \leq P \leq 500$	$0 \leq P \leq 550$
$30 \leq$ 有功功率	$0 \leq P \leq 550$	$0 \leq P \leq 600$

注：最小报价单位为 1 元/兆瓦时。



附件 7-2

可中断负荷用户紧急短时调峰报价限额

单位：兆瓦；元/兆瓦时

减少有功功率	申报 P 价格 (60 分钟<持续时间 ≤120 分钟)	申报 P 价格 (120 分钟<持续时 间)
10 ≤ 有功功率 < 30	0 ≤ P ≤ 100	0 ≤ P ≤ 110
30 ≤ 有功功率 < 50	0 ≤ P ≤ 110	0 ≤ P ≤ 120
50 ≤ 有功功率	0 ≤ P ≤ 140	0 ≤ P ≤ 160

注：最小报价单位为 1 元/兆瓦时。

---

国家能源局湖南监管办公室

2023年4月11日印发

---