

附件

湖北源网荷储电力调峰辅助服务市场 运营规则

(征求意见稿)

第一章 总则

第一条 【目的】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，保障湖北省电力系统安全、稳定、经济运行，促进风电、光伏、水电等清洁能源消纳，实现调峰责任在不同市场主体间的公平分担，制定本规则。

第二条 【编制依据】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、《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）、《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 国家能源局关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕280号）、《国家发展改革委 国家能源局关于加快推进新型储能发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕1051号）等有关规定制定。

第三条 【服务定义】本规则所提到的电力调峰辅助服务是指为维护电力系统安全稳定运行，保证电力平衡，由发电侧并网主体、新型储能或包含分布式电源、可控负荷和储能装置等

在内的虚拟电厂（含负荷聚合商）提供的市场化调峰服务。

第四条 【适用范围】本规则适用于湖北省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、顶峰（削峰）调峰交易等。

如果出现因阻塞产生的局部调峰困难，则无需启动全网调峰辅助服务市场，对局部参与调峰的市场主体按照“两个细则”相应条款进行补偿。

第五条 【市场衔接】推进现货市场与调峰辅助服务市场融合发展。现货市场运行期间，燃煤机组未涵盖的深度调峰部分按照“两个细则”的相关规定进行补偿，未参与现货交易的市场主体按本规则参与调峰辅助服务市场。

第六条 【市场监管】国家能源局华中监管局（以下简称“华中能源监管局”）负责湖北源网荷储电力调峰辅助服务市场的监督与管理，监管本规则的实施。

第二章 市场成员管理

第一节 市场成员定义

第七条 【市场成员】调峰市场成员包括市场运营机构、电网企业和市场主体。

第八条 【运营机构】市场运营机构包括湖北电力调度控制中心（以下简称“电力调度中心”）和湖北电力交易中心有限公司（以下简称“电力交易中心”）。

第九条 【电网企业】电网企业指国网湖北省电力有限公司。

第十条 【市场主体】市场主体指调峰服务提供方和调峰服务费用分摊方。

(一) 调峰服务提供方:

1.单机容量 300 兆瓦及以上的统调燃煤机组;

2.容量 4 兆瓦及以上,持续时间 1 小时及以上并签订并网调度协议的独立新型储能。

3.在电力交易机构注册的可直接调用的以独立方式参与市场的电力用户和以聚合方式参与市场的虚拟电厂聚合商(含负荷聚合商和具备负荷调整能力的售电公司)。独立运营的电力用户具备可调节负荷不小于 5 兆瓦、连续调节时间不低于 1 小时能力;虚拟电厂聚合商具备可调节电力不小于 10 兆瓦、连续调节时间不低于 1 小时能力。

(二) 调峰服务费用分摊方:

1.发电企业:统调范围内并网运行的火电、水电、风电、光伏发电、储能企业;接入电压等级在 35kV 及以上(市场初期接入电压等级以 110kV 及以上为主)的火电、水电、风电、光伏发电、储能等非统调发电企业;外来电,包括纳入国家计划分配的电以及以“点对网”送电的电源等。

2.参与市场化交易的电力用户(含电网企业代理购电用户)等。

3.其他需要分摊源网荷储电力调峰辅助服务市场补偿费用的市场主体。

第二节 市场成员权利义务

第十一条 【调度中心权利义务】电力调度机构的权利和义务:

(一) 按照规则运营和管理源网荷储电力调峰辅助服务市

场;

(二) 建设、维护电力调峰辅助服务市场交易平台;

(三) 依据市场规则开展经过安全校核后的市场交易, 按照交易结果进行调用;

(四) 向电力交易机构提供市场交易结果、执行情况等市场交易结算所需信息;

(五) 评估市场运行状态, 对市场规则提出修改意见;

(六) 紧急情况下中止市场, 保障电力系统安全运行;

(七) 向华中能源监管局提交市场相关信息;

(八) 其他法律法规所赋予的职责。

第十二条 【交易中心权利义务】电力交易机构的权利和义务:

(一) 负责市场主体的准入退出及注册管理;

(二) 提供电力交易结算依据及相关服务;

(三) 按结算关系开展相关市场主体辅助服务分摊费用的计算;

(四) 按规定报送和披露有关市场信息;

(五) 评估市场运行状态, 对市场规则提出修改意见;

(六) 其他法律法规所赋予的职责。

第十三条 【电网企业权利义务】电网企业的权利和义务:

(一) 向电力交易机构提供参与辅助服务费用分摊的发电企业上网电量(落地电量)和电力用户(含电网企业代理购电用户)用电量等市场交易结算所需信息;

- (二) 开展相关市场主体辅助服务分摊费用的计算;
- (三) 按时完成电费结算;
- (四) 按规定发布有关市场信息;
- (五) 评估市场运行状态, 对市场规则提出修改意见;
- (六) 其他法律法规所赋予的职责。

第十四条 【市场主体权利义务】 市场主体的权利和义务:

- (一) 按要求提供基础技术参数, 并提供有资质单位出具的电力调峰辅助服务能力测试报告;
- (二) 按规则参与电力调峰辅助服务市场, 按电力调度机构指令提供电力调峰辅助服务; 其中以聚合方式参与市场的, 由聚合商将市场出清结果下发至其聚合的主体并组织执行;
- (三) 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;
- (四) 加强设备运行维护, 确保机组运行安全;
- (五) 根据市场出清结果签订和履行交易合同。其中以聚合方式参与市场的, 由聚合商签订和履行交易合同, 按照公平合理的原则向其聚合的主体分配市场收益;
- (六) 负责向电力调度机构实时、准确传送市场相关运行数据。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) 其他法律法规所赋予的职责。

第三节 市场主体的注册、信息变更与注销

第十五条 【参与机制】 市场主体参与调峰辅助服务市场实

行“注册承诺制”，签订调峰辅助服务市场“入市承诺书”，确保满足入市条件。

第十六条 【发电企业】发电企业的注册、信息变更与注销参考《国家能源局华中监管局 湖北省能源局关于印发湖北省电力中长期交易实施细则的通知》(华中监能市场〔2022〕190号)。

第十七条 【新型储能准入注册】新型储能准入条件：

(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；新型储能运营主体应当与电力调度机构签订并网调度协议，符合并网标准并验收合格。

(二)新型储能注册时需提供：

1.工商信息：主要包括企业名称、统一社会信用代码(统一社会信用代码不可重复注册)、住所、注册资本、营业期限、经营范围，上传营业执照扫描件；

2.法定代表人信息：主要包括证件类型、法定代表人姓名及证件号码；

3.银行开户信息：主要包括开户银行、开户名称、开户账号；

4.联系信息：主要包括通讯地址、地理区域、邮编、联系人姓名、手机号、办公电话、邮箱；

5.投资主体关系和实际控制关系信息、股权占比信息；

6.电站(机组)信息：电站基本信息：所属地市、调度名称、调度对应关系、储能单元名称、装机容量、电站类型、储能类型等；电站参数：额定充电功率、调节容量、最大充放电功率、

最大持续充放电时间、充放电爬坡速率等；用电单元编号、关口计量点名称等；并网调度协议、购售电合同等。

第十八条 【新型储能基础台账申报】新型储能运营主体首次参与市场申报时，需提前申报自身所代理可调节资源基础台账信息，包括：功率调节速率（兆瓦/分钟），可提供调峰辅助服务的时间范围（小时），参与调峰辅助服务交易对应的调峰需求响应准备时间（分钟），以及充放电容量（兆瓦），转换效率，最大充放电功率（兆瓦），日最大充放电次数等。

第十九条 【虚拟电厂准入注册】虚拟电厂的注册准入、注册流程与注册变更要求如下：

（一）注册准入

虚拟电厂运营主体满足市场准入要求、自愿参与源网荷储电力调峰辅助服务市场的，可向电力交易机构提交虚拟电厂运营主体注册申请。注册准入要求如下：参加电力调峰辅助服务市场的虚拟电厂运营主体应为具备法人资格、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。内部核算的市场主体经法人单位授权，可参与相应市场交易；虚拟电厂运营主体参与电力调峰辅助服务市场时，需至少拥有3名具备电能管理、需求侧管理能力或具备从业经验的专业人员。

（二）注册流程

虚拟电厂运营主体在电力交易机构办理注册前，应首先通过电力调度机构技术测试，完成上述流程后，签署入市承诺书，提交电力交易机构进行材料完整性核验。具体注册流程如下：

1.虚拟电厂运营主体向电力调度机构提交技术测试申请,电力调度机构 15 个工作日内完成虚拟电厂运营主体接入技术测试(测试内容包括但不限于数据传输的准确性、延时性、可靠性),且经与营销用采系统数据校核后,出具测试结果意见,将相关信息同步推送至交易平台;

2.虚拟电厂运营主体向电力交易机构提交注册申请材料(纸质版、电子版)后,电力交易机构 10 个工作日内完成虚拟电厂运营主体注册资料完整性核验;

3.电力交易机构负责汇总已通过技术测试、注册核验的虚拟电厂运营主体,并将虚拟电厂运营主体的基础信息、材料和承诺书予以公示,公示期为 7 天。公示期满无异议后,该虚拟电厂运营主体可正式纳入辅助服务市场主体目录,具备参与辅助服务市场资格。公示信息将同步推送至调度、营销平台。

(三)注册变更

虚拟电厂运营主体注册信息变更时,需向辅助服务市场运营机构提交增容/更改申请,审核通过后配合完成调节能力认证、电力调度机构系统数据更新及技术测试等工作。认证通过且测试合格后,方可完成增容/更改工作。变更情况包括但不限于如下几种:

1.虚拟电厂运营主体公司名称、统一社会信用代码、法定代表人和授权代理人等重大信息发生变化的,应申请注册信息变更;

2.虚拟电厂运营主体可调节负荷容量、调节能力等发生变化时,应向电力调度机构、电网企业营销部门提交增容/更改申请,

审核通过后配合完成调节能力认证、电力调度机构系统数据更新及技术测试等工作，认证通过且测试合格后，持测试结果向电力交易机构申请注册信息变更。

虚拟电厂运营主体发生上述重大信息变化的，经电力交易机构完整性核验后，需再次予以承诺、公示，公示期为 3 天。

第二十条 【虚拟电厂基础台账申报】虚拟电厂运营主体首次参与市场申报时，需提前申报自身所代理可调节资源基础台账信息，包括：功率调节速率（兆瓦/分钟），可提供调峰辅助服务的时间范围（小时），可调节容量（兆瓦），最大可调节容量（兆瓦），参与调峰辅助服务交易对应的调峰需求响应准备时间（分钟）等。

第二十一条 【市场退出】市场主体退出调峰辅助服务市场，应当提前向电力交易机构提出退市申请，履行或处理完交易合同有关事项后，经电力交易机构和电力调度机构许可予以退市。虚拟电厂运营主体进入市场后参与电力调峰辅助服务市场运行至少 6 个自然月，如需退出市场的，应至少提前 30 个工作日书面通知负责市场运营的电力调度机构、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，按照《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈售电公司管理办法〉的通知》（发改体改规〔2021〕1595 号）等相关规定退出市场。

第三章 深度调峰交易

第一节 基本定义与原则

第二十二条 深度调峰交易是指电力调度机构在日前或日内进行负荷预测和负备用计算时，当平衡结论负备用小于裕度值，需要将一台及以上并网燃煤机组出力降至其额定容量的50%以下或需要新型储能进行充电、虚拟电厂增加用电为标的的交易。

燃煤机组负荷率大于或等于其额定容量的50%的调峰辅助服务属于市场主体应承担的基本义务，由电力调度机构根据系统运行需要进行无偿调用。

深度调峰交易卖方为市场主体中的燃煤机组、新型储能和虚拟电厂，买方为市场主体中的发电企业和参与市场化交易的电力用户。

第二节 申报与出清

第二十三条 【基本原则】深度调峰交易采用“日前报价，边际出清”的交易机制，组织燃煤机组、新型储能、虚拟电厂同台竞价，按照价格优先、时间优先的原则依次出清。报价相同时，按照虚拟电厂、新型储能、燃煤机组的顺序依次出清。

第二十四条 【交易申报】参与深度调峰交易报价的燃煤机组在有偿调峰基准的基础上，按照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进行调整，必要时对每档申报价格设置价格下限。深度调峰报价上限表见附件1《各调峰服务品种信息申

报表与报价上限表》。

新型储能参与深度调峰交易申报时，按照全天 96 点格式申报次日（或多日）可提供深度调峰辅助服务的充电功率（兆瓦），同时申报 96 点深度调峰辅助服务价格（元/兆瓦时）。市场初期，对新型储能运营主体的市场申报价格设立最高限价，后期根据市场运行情况适时进行调整。新型储能信息申报表及报价上限见附件 1《各调峰服务品种信息申报表与报价上限表》。

虚拟电厂运营主体参与深度调峰交易申报时，按照全天 96 点格式申报次日（或多日）可提供深度调峰辅助服务的可调节容量（兆瓦），同时申报 96 点深度调峰辅助服务价格（元/兆瓦时）。市场初期，对虚拟电厂运营主体市场申报价格设立最高限价，后期根据市场运行情况适时进行调整。虚拟电厂信息申报表及报价上限见附件 1《各调峰服务品种信息申报表与报价上限表》。

第二十五条 【交易出清】深度调峰交易申报完成后，电力调度机构通过技术支持系统，结合负荷预测、开机方式、可再生能源消纳等电网运行情况，经安全校核以后，按照卖方报价从低到高的顺序进行日前出清。当系统实际深度调峰需求高于（或低于）日前出清结果时，按照卖方报价从低到高（或从高到低）的顺序依次调用（或停止调用）。现阶段，虚拟电厂和新型储能（含抽水蓄能）的日前深度调峰交易结果原则上日内物理执行，作为日内深度调峰市场的边界；燃煤机组日前深度调峰交易结果仅作为次日运行参考，实际执行以日内深度调

峰交易结果为准。

第二十六条 【调用执行】 电力调度机构依据深度调峰交易日前出清结果制定市场主体日前调度计划，并按出清顺序形成系统各时段深度调峰调用序列。日内依据系统实际运行需要，对调用序列内各类主体依次调用。当未组织顶峰（削峰）调峰交易时，电力调度机构可根据系统运行需要，合理安排储能提前放电，确保储能深度调峰交易有效执行。

在所有申报深度调峰容量均已调用，仍不能满足电网深度调峰需求的情况下，电力调度机构可根据调峰需要、电网安全稳定运行要求，强制调用未申报市场主体的深度调峰调节能力，按照该时段同类主体边际出清价格（如无同类主体中标则按照其申报价格上限）结算。

第三节 服务费与分摊

第二十七条 【有效调节能力认定】 各市场主体在深度调峰对应时段有效调节能力认定如下：

（1）燃煤机组深度调峰的有效调节能力为该时段机组有偿调峰基准功率发电量与实际发电量之差。

（2）新型储能深度调峰的有效调节能力由市场主体实际调节功率与其响应电网调节偏差情况共同确定。实际调节功率与调控目标功率偏差需控制在 $\pm 20\%$ 范围以内。具体计算方式见附件4《有效调节功率》。

（3）虚拟电厂深度调峰中市场主体执行响应效果由各时段有效调节功率衡量，并作为结算依据，有效调节功率由市场主

体实际调节功率与其响应电网调节偏差情况共同确定。其中，实际调节功率为基准功率与实际用电功率之间的差值，电网对市场主体指定时段的调控目标功率为其在该时段基准功率计划深度调峰后的功率，市场主体实际用电功率与调控目标功率偏差需控制在 $\pm 20\%$ 范围以内。具体公式见附件 4《有效调节功率》。

第二十八条 【交易服务费用计算】各市场主体在深度对应时段交易服务费用计算方式如下：

（一）燃煤机组深度调峰交易服务费用等于深度调峰调节系数、有偿调峰电量和其调峰深度所在档位的出清价格的乘积，出清价格为该档位实际调用到的最后一台机组报价。

（二）新型储能深度调峰交易服务费用等于新型储能调节系数、调节贡献量和边际出清价格的乘积，若边际出清价格高于新型储能深度调峰报价上限，则按新型储能深度调峰报价上限计算。已中标新型储能运营主体某一时段的调节贡献量按有效调节功率乘以时间计算。

（三）虚拟电厂深度调峰交易服务费用等于虚拟电厂调节系数、调节贡献量和边际出清价格的乘积，若边际出清价格高于虚拟电厂深度调峰报价上限，则按虚拟电厂深度调峰报价上限计算。已中标虚拟电厂运营主体某一时段的调节贡献量按有效调节功率乘以时间计算。

具体公式见附件 2《交易服务费用计算》。

第二十九条 【深度调峰交易总费用计算】单位计费周期内，深度调峰辅助服务交易费用为各品种交易费用合计，计算

公式如下：

深度调峰交易费用=燃煤机组深度调峰交易费+新型储能深度调峰交易费+虚拟电厂深度调峰交易费

其中，

燃煤机组深度调峰交易费= \sum （燃煤机组深度调峰交易服务费-燃煤机组深度调峰违约金） $\times K_1$

新型储能深度调峰交易费= \sum （深度调峰调节贡献量 \times 深度调峰出清价格） $\times K_2$

虚拟电厂深度调峰交易费= \sum （深度调峰调节贡献量 \times 深度调峰出清价格） $\times K_3$

K_1 、 K_2 、 K_3 为收益调整系数，取值范围为0~2，在市场运行初期暂取1，收益调整系数可根据市场运行情况进行调整。

第三十条 【分摊原则】市场初期，燃煤机组深度调峰交易费用和新型储能深度调峰交易费用由发电侧进行分摊，虚拟电厂深度调峰交易费用由用户侧进行分摊；待市场成熟后发电侧与用户侧深度调峰交易费按4:1比例分摊。后续根据市场需要进行调整。

第三十一条 【发电侧分摊方式】发电侧深度调峰费用分摊计算方式见附件6《发电侧分摊计算》。

第三十二条 【用户侧分摊方式】用户侧深度调峰费用分摊方式如下：用户侧之间按各用户月度用电量比例分摊，虚拟电厂按其月度用电量比例参与用户侧分摊，分摊费用随月度电费一并结算。

第四节 偏差处理

第三十三条 【无效服务判定】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，电力调度机构和市场主体应将原因详细记录备查。新型储能与调峰市场出清结果无关的自行充放电行为不进行补偿。

第三十四条 【偏差与违约】各市场主体在深度调峰交易中的偏差与违约处理如下：

(1) 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，电量偏差计算方法见附件3《偏差与违约》。

(2) 储能和虚拟电厂参与深度调峰交易的执行偏差，在有效调节能力认定中对调峰服务费用打折处理，暂不另行设置交易违约金，具体计算方法见附件4《有效调节功率》。

第五节 组织流程

第三十五条 【日前申报】各市场主体于每日10:00前通过市场技术支持系统提交次日深度调峰能力及对应报价。电力调度机构根据电网运行需要开展日前发电计划编制并组织日前深度调峰交易出清，出清结果于每日17:30前向市场主体发布。电力调度机构可根据工作需要开展多日的日前深度调峰交易。

第三十六条 【日内调用】原则上日内按日前调度计划调用虚拟电厂和新型储能。电力调度机构在日内对系统负荷进行预测，在预测所有燃煤机组无偿调峰能力用尽的情况下，系统备用仍不满足裕度时，按照交易规则开展日内深度调峰交易，

调用燃煤机组进行深度调峰。

第四章 启停调峰交易

第一节 基本定义与原则

第三十七条 【定义及启动条件】 启停调峰交易指在深度调峰能力全部用尽后，全网负备用仍小于裕度值时，燃煤机组在24小时内以启停同一台机组或厂内相同容量为机组标的的交易。

启停调峰交易卖方为市场主体中的燃煤机组，买方为市场主体中的发电企业和参与市场化交易的电力用户。

第二节 申报与出清

第三十八条 【基本原则】 启停调峰交易采用“日前报价，按需调用，按报价结算”的交易机制，按照价格优先、时间优先的原则依次出清。根据出清结果，燃煤机组启停调峰交易结果日前纳入调度预计划，日内根据电网调峰需要按先深度调峰后启停调峰的原则，依据主体报价排序依次调用。

第三十九条 【启停调峰交易申报】 按照燃煤机组相应的启停调峰服务报价区间浮动报价。启停调峰报价上限表见附件1《各调峰服务品种信息申报表与报价上限表》。

第四十条 【交易出清及调用】 电力调度机构根据负荷预测、开机方式、可再生能源消纳等电网运行情况确定所需的启停调峰容量需求，按照机组报价从低到高的顺序进行日前或日内调用（优先出清与所需启停调峰容量最接近的机组额定容量等级内的机组，报价相同优先调用额定容量大的机组）。日内实

际调用到的发电机组的报价为其结算价格。

当所有报价的卖方机组均已出清，但启停调峰容量仍不能满足系统需求时，由电力调度机构根据系统需要调用未报价卖方机组，调用价格为已出清燃煤机组的最高报价。

第三节 服务费与分摊

第四十一条 【有效调节能力认定】 机组在启停调峰对应时段有效调节能力为该时段停机机组容量。

第四十二条 【交易服务费用计算】 启停调峰服务费用等于启停调峰调节系数、启停机组容量和出清价格的乘积，出清价格指实际调用的启停机组自身报价，按台次结算，月清月结。

机组启停调峰交易费= \sum (机组启停调峰交易服务费-机组启停调峰违约金) $\times K_4$

K_4 收益调整系数，取值范围为 0~2，在市场运行初期暂取 1，收益调整系数可根据市场运行情况进行调整。

第四十三条 【分摊原则】 具备条件前，启停调峰交易费由发电侧进行分摊，分摊计算方式见附件 6《发电侧分摊计算》。待市场成熟后发电侧与用户侧启停调峰交易费按 4:1 比例分摊。后续根据市场需要进行调整。

第四节 偏差处理

第四十四条 【偏差与违约】 发电机组若未能在电力调度机构下达的解列时间前后 30 分钟内完成机组解列操作，将扣取启停调峰交易的违约金，计算方法见附件 3《偏差与违约》。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。

第五节 组织流程

第四十五条 【日前申报】各市场主体于每日 10:00 前通过市场技术支持系统提交次日启停调峰交易申报信息。电力调度机构于每日 17:00 前公布日前调用排序。

第四十六条 【日内调用】电力调度机构在日内根据系统运行需要和市场规则开展启停调峰机组调用。

第五章 顶峰（削峰）调峰交易

第一节 基本定义与原则

第四十七条 顶峰（削峰）调峰交易是指电力调度机构在日前或日内进行负荷预测和正备用计算时，当平衡结论正备用小于裕度值，需要调用新型储能放电、虚拟电厂减少用电为标的的交易。

顶峰（削峰）调峰交易卖方为市场主体中的新型储能和虚拟电厂，买方为市场主体中的发电企业和参与市场化交易的电力用户。

第二节 申报与出清

第四十八条 【基本原则】顶峰（削峰）调峰交易中，新型储能顶峰和虚拟电厂削峰交易同时组织。顶峰（削峰）市场按照重点保供时期(每年的 1、7、8、12 月及其它重要保电时期)和非重点保供时期分别执行上限限价。

第四十九条 【交易申报】新型储能参与顶峰交易申报时，按照全天 96 点格式申报次日（或多日）可提供顶峰调峰辅助服

务的放电功率（兆瓦），同时申报 96 点顶峰调峰辅助服务价格（元/兆瓦时）。市场初期，对新型储能运营主体的市场申报价格设立最高限价，后期根据市场运行情况适时进行调整。新型储能信息申报表及报价上限见附件 1《各调峰服务品种信息申报表与报价上限表》。

虚拟电厂削峰调峰交易申报时，按照全天 96 点格式申报次日（或多日）可提供削峰方向调峰辅助服务的可调节容量（兆瓦），同时申报 96 点削峰方向调峰辅助服务价格（元/兆瓦时）。市场初期，对虚拟电厂运营主体市场申报价格设立最高限价，后期根据市场运行情况适时进行调整。虚拟电厂信息申报表及报价上限见附件 1《各调峰服务品种信息申报表与报价上限表》。

第五十条 【交易出清】顶峰（削峰）调峰交易申报完成后，将新型储能顶峰交易和虚拟电厂削峰交易中市场主体申报的顶峰（削峰）容量和对应报价，分时段进行价格由低到高排序，依据电力调度机构在日前或日内预测的系统顶峰（削峰）需求依次出清。

市场主体顶峰报价相同时，按照先虚拟电厂调峰后新型储能调峰的顺序依次出清；申报容量相等时，按申报时间先后顺序依次出清。

第五十一条 【调用执行】电力调度机构依据顶峰（削峰）调峰交易日前出清结果制定新型储能和虚拟电厂的日前计划曲线，原则上日内按照日前计划曲线安排新型储能和虚拟电厂的调度运行。当未组织深度调峰交易时，电力调度机构根据系统

运行需要，合理安排储能提前充电，确保储能顶峰交易有效执行。

电力调度机构在所有申报顶峰（削峰）容量均已调用，仍不能满足电网顶峰（削峰）需求的情况下，可根据调峰需要、电网安全稳定运行要求，强制调用未申报市场主体的顶峰调节能力，按照该时段同类主体边际出清价格（如无同类主体中标则按照其申报价格上限）结算。

第三节 服务费与分摊

第五十二条 【有效调节能力认定】

有效调节功率由市场主体实际调节功率与其响应电网调节偏差情况共同确定。其中，实际调节功率为基准功率与实际用电功率之间的差值，电网对市场主体指定时段的调控目标功率为其在该时段基准功率计划削峰后的功率，市场主体实际用电功率与调控目标功率偏差需控制在 $\pm 20\%$ 范围以内。具体公式见附件4《有效调节功率》。

第五十三条 【交易服务费用计算】各市场主体在顶峰（削峰）对应时段交易服务费用计算方式如下：

（1）新型储能顶峰服务费用等于新型储能调节系数、调节贡献量和边际出清价格的乘积，若边际出清价格高于新型储能顶峰调峰报价上限，则按新型储能顶峰调峰报价上限计算。已中标新型储能运营主体某一时段的调节贡献量按有效调节功率乘以时间计算。

（2）虚拟电厂削峰服务费用等于虚拟电厂调节系数、调节

贡献量和边际出清价格的乘积，若边际出清价格高于虚拟电厂削峰调峰报价上限，则按虚拟电厂削峰调峰报价上限计算。。已中标虚拟电厂运营主体某一时段的调节贡献量按有效调节功率乘以时间计算。

具体公式见附件 2《交易服务费用计算》。

第五十四条 【顶峰（削峰）调峰交易总费用计算】单位计费周期内，顶峰（削峰）调峰交易费用为各品种交易费用合计，计算公式如下：

顶峰（削峰）调峰交易费用=新型储能顶峰（削峰）调峰交易费+虚拟电厂顶峰（削峰）调峰交易费

其中，

新型储能顶峰交易费= \sum （顶峰调节贡献量×顶峰出清价格）
×K₅

虚拟电厂削峰交易费= \sum （削峰调节贡献量×削峰出清价格）
×K₆

K₅、K₆为收益调整系数，取值范围为 0~2，在市场运行初期暂取 1，收益调整系数可根据市场运行情况进行调整。

第五十五条 【分摊原则】具备条件前，新型储能顶峰交易费由发电侧进行分摊，虚拟电厂削峰交易费由用户侧进行分摊；待市场成熟后发电侧与用户侧顶峰（削峰）调峰交易费按 1:4 比例分摊。后续根据市场需要进行调整。

第五十六条 【发电侧分摊方式】发电侧顶峰（削峰）调峰交易费用分摊计算方式见附件 6《发电侧分摊计算》。

第五十七条 【用户侧分摊方式】用户侧顶峰（削峰）调峰交易费用分摊方式如下：

用户侧之间按各用户月度用电量比例分摊，虚拟电厂按其月度用电量比例参与用户侧分摊，分摊费用随月度电费一并结算。

第四节 偏差处理

第五十八条 【偏差与违约】新型储能和虚拟电厂参与顶峰（削峰）调峰交易的执行偏差，在有效调节能力认定中对调峰服务费用打折处理，暂不另行设置交易违约金，具体计算方法见附件4《有效调节功率》。

第五节 组织流程

第五十九条 【日前申报】各市场主体于每日10:00前通过市场技术支持系统提交次日顶峰（削峰）调峰交易市场信息申报。电力调度机构于每日17:00前公布日前出清结果，并编制虚拟电厂和新型储能日前调用计划。

第六十条 【日内调用】原则上日内按日前调度计划调用虚拟电厂和新型储能。

第六章 计量与结算

第六十一条 【计量依据】电力调度机构按照调度管辖范围记录所辖并网主体辅助服务交易、调用和结算等情况。辅助服务计量的依据为：电力调度指令、能量管理系统（D5000）、电能量采集计费系统（TMR）和用户用电信息采集系统的电量数据等。

第六十二条 【技术要求】虚拟电厂技术要求：

（一）虚拟电厂运营主体需与电力调度机构签订市场主体辅助服务入市技术管理协议；

（二）满足电网接入要求，实现电力、电量数据分时计量与传输，数据及性能参数准确性与可靠性应当满足相应的规范要求，符合网络安全相关规定，并经电力调度机构确认技术测试合格。以聚合方式参与电力辅助服务的，应确保所聚合的每个下级单位均满足相应的网络安全、计量和信息传输要求；

（三）虚拟电厂运营主体要求具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足要求，能够将实时用电量测数据上传至电力调度机构且采集周期不大于 60 秒。

第六十三条 【结果公示】源网荷储电力调峰辅助服务市场交易结果每月公示，无异议后进行结算。

电力调度机构在每月 12 日前将源网荷储电力调峰辅助服务市场交易结果和执行结果推送至电力交易机构。电网企业在每月 12 日前将参与调峰辅助服务费用分摊的发电企业上网电量（落地电量）和电力用户（含电网企业代理购电用户）用电量推送至电力交易机构。电力交易机构在每月 15 日前完成发电侧总体分摊费用的计算，用户侧参与分摊后，同步完成用户侧总体分摊费用的计算。

电网企业、电力交易机构根据结算关系在每月 18 日前完成相关市场主体分摊费用的计算，并通过信息披露平台公示，公示期 3 个工作日。市场主体对公示结算结果有异议的，应在公

示期内提出复核，逾期不予核对清算。电网企业、电力交易机构在接到问询后的3个工作日内，应进行核实并予以答复。

第六十四条 【结算费用】调峰结算费用包括交易费和分摊费，应在电费结算单（结算依据）上单列，市场主体按电费结算单（结算依据）结算费用。

第六十五条 【结算方式】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，以月度周期进行结算。

第七章 信息发布

第六十六条 【信息类型】市场信息按公开对象分为公众信息、公开信息和私有信息。公众信息指向社会公众公布的数据和信息，公开信息指向所有市场成员公开提供的数据和信息，私有信息指特定的市场成员有权访问且不得向其他市场成员公布的数据和信息。

第六十七条 【信息内容】电力调度机构和电力交易机构应通过电力交易平台等相关渠道，向所有市场主体披露调峰辅助服务市场相关信息。调峰辅助市场信息按时间尺度分为日信息、月度信息，内容应体现所有市场主体的调峰服务结算情况，包含且不限于结算对象、时段、电力、电量、价格、费用等信息。

第六十八条 【日信息】日信息分为事前信息和事后信息。

事前信息由电力调度机构在组织交易前披露，事后信息由电力调度机构在下一个工作日 17 时前披露。各发电企业如对日信息有异议，应于第二个工作日的 17 时前向电力调度机构提出核对要求。电力调度机构于第三个工作日 17 时前发布确认后的统计结果。

第六十九条 【月度信息】电力调度机构应在每月 10 日前发布上月市场月度信息。各市场主体如有异议，应于每月 11 日前向电力调度机构提出核对要求。电力调度机构于每月 12 日前发布确认后的统计结果，若市场主体仍有异议的可提出申诉。

第七十条 【发布主体】电力交易机构负责通过电力交易平台向市场主体披露相关信息。电力调度机构应及时向电力交易机构推送相关信息。

第八章 市场监管

第七十一条 【监管内容】华中能源监管局对源网荷储电力调峰辅助服务市场进行监管。主要内容包括：

- （一）市场主体履行电力系统安全义务的情况；
- （二）市场主体参与交易的情况；
- （三）市场主体的集中度和行使市场力情况；
- （四）市场主体的运营情况；
- （五）执行调峰市场运营规则的情况；
- （六）不正当竞争、串通报价和违规交易行为；
- （七）市场履约等信用情况；
- （八）市场信息披露和报送情况；

（九）市场相关技术支持系统建设、维护、运营和管理的情况；

（十）其他法律法规规定的情况。

第七十二条 【接入要求】电力调度机构、电力交易机构应根据华中能源监管局的监管要求，将源网荷储电力调峰辅助服务市场技术支持系统接入监管信息系统。

第七十三条 【运营监控】电力调度机构、电力交易机构应按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，采取有效风险防控措施，加强对市场运营情况的监控分析，并于每月 25 日前将调峰辅助服务市场监控分析报告报华中能源监管局。市场监控分析报告内容包含且不限于：市场报价和运行情况；市场成员执行市场运营规则情况；市场主体在市场中份额占比等市场结构化指标情况；网络阻塞情况；非正常报价等市场异常事件；市场风险防控措施和风险评估情况；市场运营规则修订建议等。

第七十四条 【市场评估】电力调度机构、电力交易机构每半年进行一次市场评估，根据调峰市场成交和运行情况，对市场限价等参数提出调整建议，报华中能源监管局同意后执行，实现动态价格优化。

第七十五条 【市场干预】发生以下情况时，华中能源监管局可对市场进行干预，也可授权电力调度机构进行临时干预：

（一）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时；

(二) 市场技术支持系统或电力交易平台(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;

(三) 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;

(四) 市场运营规则不适应电力市场交易需要,必须进行重大修改时;

(五) 市场发生其它严重异常情况时。

第七十六条 【干预手段】市场干预的主要手段包含且不限于:调整市场限价;调整市场准入和退出规则;暂停市场交易,处理和解决问题后重新启动。

第七十七条 【干预记录】电力调度机构应当如实记录干预实施原因、范围、起止时间、对象、手段、结果和影响等,及时向市场主体披露,并向华中能源监管局报告。

第七十八条 【争议处理】因电力调峰辅助服务交易、调用、执行及结算等情况存在争议的,提出争议方应在争议发生后30天内向华中能源监管局提出申请,由华中能源监管局依法依规协调处理。

第九章 附则

第七十九条 【规则解释】本规则由华中能源监管局负责解释。

第八十条 【有效期】本规则自发布之日起实施,有效期3年。

附件 1

各调峰服务品种信息申报表与报价上限表

深度调峰:

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%]	300
第二档	(5%,10%]	400
第三档	(10%, 15%]	600
第四档	(15%, 20%]	700
第五档	20%以上	800

停机调峰:

停机调峰报价上限表

机组类别	报价上限 M	
	非保供时期	保供时期
燃煤机组	M≤2500 元/兆瓦	

新型储能:

新型储能信息申报表

辅助服务类型	功率 (兆瓦)	报价 (元/兆瓦时)
顶峰(放电)		
填谷 (充电)		

新型储能报价上限表

辅助服务类型	补偿标准	
	新型储能报价上限	
	非保供时期	保供时期
顶峰	800 元/兆瓦时	1000 元/兆瓦时
填谷	300 元/兆瓦时	

虚拟电厂：

虚拟电厂信息申报表

辅助服务类型	可调节容量（兆瓦）	报价（元/兆瓦时）
削峰		
填谷		

虚拟电厂报价上限表

辅助服务类型	报价上限	
	非保供时期	保供时期
削峰	1000 元/兆瓦时	2000 元/兆瓦时
填谷	600 元/兆瓦时	

附件 2

交易服务费用计算

深度调峰:

深度调峰交易服务费用为有偿调峰电量乘以其调峰深度所在档位的出清价格，具体公式如下:

$$C_{\text{深}} = C_{\text{基}} - C_{\text{发}}$$

$C_{\text{深}}$: 深度调峰有偿调峰电量，单位为兆瓦时;

$C_{\text{基}}$: 基准功率发电量，单位为兆瓦时;

$C_{\text{发}}$: 实际发电量，单位为兆瓦时。

$$R_{\text{收益}} = K_{\text{深}} \times C_{\text{深}} \times f_{\text{深}}$$

$R_{\text{收益}}$: 深度调峰燃煤机组每日响应调节收益，单位为元;

$K_{\text{深}}$: 深度调峰调节系数，取值范围 0-2;

$f_{\text{深}}$: 深度调峰出清价格，单位为元/兆瓦时。

启停调峰:

$$R_{\text{收益}} = K_{\text{启停}} \times P_{\text{启停}} \times f_{\text{启停}}$$

$R_{\text{收益}}$: 启停机组每日响应调节收益，单位为元;

$K_{\text{启停}}$: 启停调峰调节系数，取值范围 0-2;

$P_{启停}$: 启停机组容量, 单位为兆瓦;

$f_{启停}$: 启停调峰出清价格, 单位为元/兆瓦。

新型储能:

新型储能调峰服务费用为调节贡献量乘以出清价格。已中标新型储能运营主体某一时段的调节贡献量按有效调节功率乘以时间计算, 具体公式如下:

$$C_{储i} = \Delta P_i \times 0.25$$

$C_{储i}$: 第 i 个响应时段的新型储能调节贡献量, 单位为兆瓦时;

ΔP_i : 第 i 个响应时段的有效调节功率, 单位为兆瓦。

$$R_{储i} = K_{储i} \times C_{储i} \times f_{储i}$$

$K_{储i}$: 新型储能调节系数, 取值范围 0-2;

$R_{储i}$: 第 i 个响应时段的新型储能响应调节收益, 单位为元;

$f_{储i}$: 第 i 个响应时段的新型储能出清价格, 单位为元/兆瓦时。

$$R_{收益} = \sum_{i=1}^n R_{储i}$$

$R_{收益}$: 新型储能每日响应调节收益, 单位为元;

n : 每日中标的时段数。

虚拟电厂:

虚拟电厂运营主体结算费用为调节贡献量与边际出清价格的乘积。

已中标虚拟电厂运营主体某一时段的调节贡献量按有效调节功率乘以时间计算，具体公式如下：

$$C_{\text{虚}i} = \Delta P_i \times 0.25$$

$C_{\text{虚}i}$: 第 i 个响应时段的虚拟电厂调节贡献量，单位为兆瓦时；

ΔP_i : 第 i 个响应时段的有效调节功率，单位为兆瓦。

$$R_{\text{虚}i} = K_{\text{虚}i} \times C_{\text{虚}i} \times f_{\text{虚}i}$$

$K_{\text{虚}i}$: 虚拟电厂调节系数，取值范围 0-2；

$R_{\text{虚}i}$: 第 i 个响应时段的虚拟电厂响应调节收益，单位为元；

$f_{\text{虚}i}$: 第 i 个响应时段的虚拟电厂出清价格，单位为元/兆瓦时。

$$R_{\text{收益}} = \sum_{i=1}^n R_{\text{虚}i}$$

$R_{\text{收益}}$: 虚拟电厂每日响应调节收益，单位为元；

n : 每日中标的时段数。

调节系数 $K_{\text{深}}$ 、 $K_{\text{启停}}$ 、 $K_{\text{储}}$ 和 $K_{\text{虚}}$ 暂定为 1。

偏差与违约

深度调峰:

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,按照以下方式计算电量偏差:

电量偏差=|中标调峰电量-有偿调峰电量|

电量偏差率=电量偏差/中标调峰电量

中标调峰电量=有偿调峰基准功率发电量-出清后的计划发电量

有偿调峰电量=有偿调峰基准功率发电量-实际发电量

深度调峰服务费=有偿调峰电量 \times 出清价格 $\times\beta$

1. 当电量偏差率小于 2%,

如果有偿调峰电量大于中标调峰电量, $\beta=1$;

如果有偿调峰电量小于中标调峰电量, $\beta=0.9$ 。

2. 当电量偏差率大于 2%,

如果有偿调峰电量大于中标调峰电量, $\beta=0.9$;

如果有偿调峰电量小于中标调峰电量, $\beta=0.6$, 且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 \times 基于电量的加权平均出清价格 \times 惩罚系数, 惩罚系数暂定为 0.2。

启停调峰：

发电机组若未能在电力调度机构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=|电力调度机构下达的解列时间 - 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。

附件 4

有效调节功率

新型储能：

新型储能有效调节功率由市场主体实际调节功率与其响应电网调节偏差情况共同确定。实际调节功率与调控目标功率偏差需控制在±20%范围以内。有效调节功率的认定分为顶峰、深度调峰两种情况：

1.新型储能参与深度调峰交易时，有效调节功率为符合偏差要求的实际充电功率。具体公式如下：

$$\Delta P_{i\text{深度}} = \begin{cases} 1.2P_{i\text{充电}}^* & , \frac{P_{i\text{充电}}}{P_{i\text{充电}}^*} > 120\% \\ P_{i\text{充电}} & , 80\% \leq \frac{P_{i\text{充电}}}{P_{i\text{充电}}^*} \leq 120\% \\ 0.8P_{i\text{充电}} & , \frac{P_{i\text{充电}}}{P_{i\text{充电}}^*} < 80\% \end{cases}$$

$P_{i \text{ 充电}}$: 第*i*个响应时段的实际充电功率, 单位为兆瓦;

$P_{i \text{ 充电}}^*$: 第*i*个响应时段的调控目标功率, 等同于新型储能的目标充电功率, 单位为兆瓦。

若深度调峰时新型储能运行状态为放电, 则默认有效调节功率 $\Delta P_{i \text{ 深度}}$ 计为 0。

2. 新型储能参与顶峰交易时, 有效调节功率为符合偏差要求的实际放电功率。具体公式如下:

$$\Delta P_{i \text{ 顶峰}} = \begin{cases} 1.2P_{i \text{ 放电}}^* & \frac{P_{i \text{ 放电}}}{P_{i \text{ 放电}}^*} > 120\% \\ P_{i \text{ 放电}} & 80\% \leq \frac{P_{i \text{ 放电}}}{P_{i \text{ 放电}}^*} \leq 120\% \\ 0.8P_{i \text{ 放电}} & \frac{P_{i \text{ 放电}}}{P_{i \text{ 放电}}^*} < 80\% \end{cases}$$

$P_{i \text{ 放电}}$: 第*i*个响应时段的实际放电功率, 单位为兆瓦;

$P_{i \text{ 放电}}^*$: 第*i*个响应时段的调控目标功率, 等同于新型储能的目标放电功率, 单位为兆瓦。

若顶峰时新型储能运行状态为充电, 则默认有效调节功率 $\Delta P_{i \text{ 顶峰}}$ 计为 0。

虚拟电厂:

市场主体执行响应效果由各时段有效调节功率衡量，并作为结算依据，有效调节功率由市场主体实际调节功率与其响应电网调节偏差情况共同确定。其中，实际调节功率为基准功率与实际用电功率之间的差值，电网对市场主体指定时段的调控目标功率为在该时段基准功率计划削峰或深度调峰后的功率，市场主体实际用电功率与调控目标功率偏差需控制在±20%范围以内。有效调节功率的认定分为削峰、深度调峰两种情况：

1. 虚拟电厂参与削峰交易，即 $P_i < P_{i0}$ 时，有效调节功率计算如下：

$$\Delta P_{i\text{削峰}} = \begin{cases} 0, & \frac{P_i}{P_i^*} > 120\% \\ P_{i0} - P_i, & 80\% \leq \frac{P_i}{P_i^*} \leq 120\% \\ P_{i0} - 0.8 \times P_i^*, & \frac{P_i}{P_i^*} < 80\% \end{cases}$$

P_i :第 i 个响应时段的实际用电功率，单位为兆瓦；

P_{i0} :第 i 个响应时段的基准功率，单位为兆瓦；

$\Delta P_{i\text{削峰}}$:第 i 个响应时段的有效调节功率，单位为兆瓦；

P_i^* :第 i 个响应时段的调控目标功率，单位为兆瓦。

2.虚拟电厂参与深度调峰交易，即 $P_i > P_{i0}$ 时，有效调节功率计算如下：

$$\Delta P_{i \text{ 深度}} = \begin{cases} 0, & \frac{P_i}{P_i^*} < 80\% \\ P_i - P_{i0}, & 80\% < \frac{P_i}{P_i^*} < 120\% \\ 1.2 \times P_i^* - P_{i0}, & \frac{P_i}{P_i^*} > 120\% \end{cases}$$

P_i :第 i 个响应时段的实际用电功率, 单位为兆瓦;

P_{i0} :第 i 个响应时段的基准功率, 单位为兆瓦;

$\Delta P_{i \text{ 深度}}$: 第 i 个响应时段的有效调节功率, 单位为兆瓦;

P_i^* :第 i 个响应时段的调控目标功率, 单位为兆瓦。

基准功率

基准功率曲线采取“市场主体申报，调度中心核定”的方式确定。虚拟电厂运营主体参照 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虚拟电厂运营主体基准功率曲线；

(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、电力中断及虚拟电厂运营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 天中再剔除虚拟电厂运营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虚拟电厂运营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. 取典型日可调节资源 96 点负荷数据；

2. 求不同典型日可调节资源 96 点负荷数据的平均值。

(四) 市场运营机构根据市场运行情况依据相关技术规范对基准功率取值计算方式进行修正。

附件 6

发电侧分摊计算

(一) 深度调峰及启停调峰时

1. 火电厂分摊方法：参与分摊的火电厂根据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：

$$\text{火电厂调峰分摊费用} = \frac{\text{火电修正发电量}}{\text{发电量}(\sum \text{火修正} + \sum \text{水} + \sum \text{风} + \sum \text{光} + \sum \text{储}) + \sum \text{外来电}} \times \text{谷段调峰交易费用}$$

火电厂修正发电量 = \sum (第 i 档实际发电电量 × 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按照以下原则进行分档：

修正档位	火电厂负荷率区间	修正系数
第一档	(50%,60%]	$k_1=2$
第二档	(60%,70%]	$k_2=3$
第三档	(70%, 100%]	$k_3=4$

2. 水电厂、风电场、光伏电站、储能电站分摊方法：参与分摊的水电厂、风电场、光伏电站、储能电站根据调峰交易时段内发电量比例进行分摊。分摊金额按照以下方式计算：

$$\text{水电厂调峰分摊费用} = \frac{\text{水电发电量}}{\text{发电量}(\sum \text{火修正} + \sum \text{水} + \sum \text{风} + \sum \text{光} + \sum \text{储}) + \sum \text{外来电}} \times \text{谷段调峰交易费用}$$

$$\text{风电场调峰分摊费用} = \frac{\text{风电发电量}}{\text{发电量}(\sum \text{火修正} + \sum \text{水} + \sum \text{风} + \sum \text{光} + \sum \text{储}) + \sum \text{外来电}} \times \text{谷段调峰交易费用}$$

$$\text{光伏电站调峰分摊费用} = \frac{\text{光伏发电量}}{\text{发电量}(\sum \text{火修正} + \sum \text{水} + \sum \text{风} + \sum \text{光} + \sum \text{储}) + \sum \text{外来电}} \times \text{谷段调峰交易费用}$$

$$\text{储能电站调峰分摊费用} = \frac{\text{储能发电量}}{\text{发电量}(\sum \text{火修正} + \sum \text{水} + \sum \text{风} + \sum \text{光} + \sum \text{储}) + \sum \text{外来电}} \times \text{谷段调峰交易费用}$$

3. 外来电分摊方法：参与分摊的外来电根据调峰交易时段内落地电量比例进行分摊。分摊金额按照以下方式计算：

$$\text{外来电调峰分摊费用} = \frac{\text{外来电落地电量}}{\text{发电量}(\sum \text{火修正} + \sum \text{水} + \sum \text{风} + \sum \text{光} + \sum \text{储}) + \sum \text{外来电}} \times \text{谷段调峰交易费用}$$

4. 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调峰辅助服务费用的分摊。

（二）顶峰（削峰）时

1. 火电厂分摊方法：参与分摊的火电厂根据调峰交易时段内实际负荷率的不同，分四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：

$$\text{火电厂调峰分摊费用} = \frac{\text{火电修正发电量}}{\text{发电量}(\sum \text{火修正} + \sum \text{水} + \sum \text{风} + \sum \text{光} + \sum \text{储})} \times \text{峰段调峰交易费用}$$

火电厂修正发电量=实际发电电量×负荷率对应档位修正系数 m_i

其中，火电厂发电量按最大负荷率所在区间按照以下原则进行分档：

修正档位	火电厂负荷率区间	修正系数
第一档	(90%,100%]	$m_1=0$
第二档	(80%,90%]	$m_2=0.5$
第三档	(70%, 80%]	$m_3=1$
第四档	70%及以下	$m_4=1.5$

2. 水电厂、风电场、光伏电站、储能电站分摊方法：参与分摊的水电厂、风电场、光伏电站、储能电站根据调峰交易时段内发电量比例进行分摊。分摊金额按照以下方式计算：

$$\text{水电厂调峰分摊费用} = \frac{\text{水电发电量}}{\text{发电量}(\sum \text{火修正} + \sum \text{水} + \sum \text{风} + \sum \text{光} + \sum \text{储})} \times \text{峰段调峰交易费用}$$

$$\text{风电场调峰分摊费用} = \frac{\text{风电发电量}}{\text{发电量}(\sum \text{火修正} + \sum \text{水} + \sum \text{风} + \sum \text{光} + \sum \text{储})} \times \text{峰段调峰交易费用}$$

$$\text{光伏电站调峰分摊费用} = \frac{\text{光伏发电量}}{\text{发电量}(\sum \text{火修正} + \sum \text{水} + \sum \text{风} + \sum \text{光} + \sum \text{储})} \times \text{峰段调峰交易费用}$$

$$\text{储能电站调峰分摊费用} = \frac{\text{储能发电量}}{\text{发电量}(\sum \text{火修正} + \sum \text{水} + \sum \text{风} + \sum \text{光} + \sum \text{储})} \times \text{峰段调峰交易费用}$$