

河南电力辅助服务市场交易细则

(征求意见稿)

第一章 总则

第一条 为进一步完善和深化河南电力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，促进河南电力系统安全稳定经济运行，提升风电、光伏等清洁能源消纳空间，提高电力调节能力，更好统筹煤电机组与新能源协调发展，加快构建我省新型电力系统，维护市场交易公平秩序，制定本细则。

第二条 本细则依据国家发展改革委、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》《关于建立煤电容量电价机制的通知》，以及国家能源局《电力并网运行管理规定》《电力辅助服务管理办法》等有关规定和要求，电力辅助服务按照“谁提供、谁获利；谁受益、谁承担”的原则制定。

第三条 本细则所称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，由并网发电企业、虚拟电厂、新型储能等市场主体提供的市场化电力调峰辅助服务。电力调峰辅助服务市场包括深度调峰和应急启停交易等。

本细则所称电力调频辅助服务是指并网主体通过自动发电控制（AGC），跟踪电力调度机构下发的指令，按照一定调节速率实时调整发电功率，以满足电力系统频率、联络线

功率控制要求的服 务。

电力调峰、调频辅助服务交易以确保电力系统安全稳定优质运行和民生供电供热为前提，市场主体参与辅助服务交易要严格执行调度纪律和调度指令，不得以参与辅助服务市场交易为由影响电力安全稳定供应和供电供热需要。

根据我省电力系统运行需要，逐步开展备用、爬坡等辅助服务市场交易。

第四条 本细则适用于河南省内开展的电力调峰、调频辅助服务市场交易，所有市场成员应自觉遵守。我省电力现货市场未连续运行时，不向用户侧疏导辅助服务费用。现货市场试运行期间，调峰辅助服务按现货试运行方案执行，现货市场连续运行时调峰辅助服务市场不再运行，做好辅助服务、中长期交易和现货市场有效衔接。

第五条 国家能源局河南监管办公室（以下简称河南能源监管办）依法履行河南电力辅助服务市场交易监督管理职责，监管本细则实施。

第二章 市场成员

第六条 河南电力辅助服务市场成员包括市场运营机构和市场主体。

第七条 河南电力辅助服务市场运营机构包括河南电力调度控制中心和河南电力交易中心有限公司。

河南电力调度控制中心（以下简称省调）主要职责是：

（一）建立、维护市场主体关于电力调峰、调频市场的

技术支持平台、拟定相关技术服务标准；

- (二) 依据市场规则组织交易，按照交易结果进行调用；
- (三) 发布、报送和披露市场交易信息；
- (四) 向电力交易中心提供市场出清结果；
- (五) 评估市场运行状态，对市场规则提出修改意见；
- (六) 紧急情况下终止市场行为，保证系统安全运行；
- (七) 向河南能源监管办提交相关市场信息、电力辅助服务调用结果和市场运行监控和风险控制措施等。

河南电力交易中心有限公司（以下简称电力交易中心）主要职责是：

- (一) 负责市场交易主体的注册和管理；
- (二) 负责提供电力交易结算依据及相关服务，发布、报送、披露有关市场信息；
- (三) 按照市场监管需要，向河南能源监管办提交相关市场信息和有关数据材料。

第八条 河南电力调峰辅助服务市场的市场主体包括：

- (一) 统调公用燃煤机组，新建煤电机组满负荷试运结束后纳入辅助服务管理范围；
- (二) 满足准入条件的新型储能电站；
- (三) 具备条件的虚拟电厂、负荷聚合商、可调负荷电力用户等；
- (四) 集中式风电和光伏，以及省内 10(6) 千伏及以上电压等级并网的分散式风电、分布式光伏（不含扶贫项目），

新能源电厂并网后即纳入辅助服务管理范围，低压分布式光伏根据类别性质和市场发展情况逐步纳入。

（五）根据跨省跨区电力输送和电力交易情况，结合河南电网运行和调峰实际，逐步将入豫外来电力纳入河南电力辅助服务市场交易，参与调峰辅助服务补偿和分摊。

第九条 新型储能电站参与调峰辅助服务市场准入条件：

（一）独立储能项目，具备独立计量、控制等技术条件，接入调度自动化系统可被电网监控和调度，符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，具有法人资格。

（二）配建储能项目，通过技术改造满足独立储能项目同等技术条件和安全标准，可转为独立储能项目参与电力调峰辅助服务市场。涉及风光水火储多能互补一体化项目的储能，原则上暂不转为独立储能，暂不参与电力调峰辅助服务市场。

（三）原则上储能额定功率不低于 10 兆瓦、连续储能时长 2 小时及以上（根据市场发展情况适时调整功率和时长）。

（四）满足调度技术管理要求，具备自动发电控制（AGC）功能，能够可靠接收和执行调度机构 AGC 系统实时下达的充放电指令，其调节速率、调节范围、响应时间和调节精度等性能指标满足相关标准要求。

（五）自愿参与市场，遵守市场交易规则，服从电力调度机构的调度管理和市场管理，自觉接受监管。

第十条 虚拟电厂、负荷聚合商、可调负荷电力用户等参

与调峰辅助服务市场准入条件:

(一) 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

(二) 建设自有监控平台, 具备负荷预测、发用电计划管理、资金结算等功能;

(三) 原则上可调节电力不小于 5 兆瓦、连续调节时间不低于 1 小时;

(四) 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, 能够将实时量测数据上传至电力调度机构且提供性能检测报告;

(五) 自愿参与市场, 遵守市场交易规则, 服从电力调度机构的调度管理和市场管理, 自觉接受监管。

第十一条 河南电力调频辅助服务市场的市场主体包括:

(一) 统调并网发电企业, 包括公用燃煤机组或火储机组、集中式风电、光伏等新能源发电企业 (不含扶贫项目, 下同);

(二) 分布式新能源 (不含扶贫项目, 下同), 低压分布式光伏根据类别性质和市场发展情况逐步纳入;

(三) 电力批发用户、售电公司和电网企业代理购电用户等;

(四) 具有调频辅助服务能力、通过电力调度机构技术能力测试后的独立储能及其他独立辅助服务提供者可参与市场交易。

第十二条 河南电力辅助服务市场主体的主要职责是：

（一）按要求提供基础技术参数以确定调峰、调频服务的能力，或提供有资质的单位出具的辅助能力测试报告；

（二）负责电力设备的运行与维护，确定能够根据电网调度令提供符合规定标准的调峰、调频等辅助服务；

（三）按规则申报电力辅助服务价格、电力等信息，并按调度指令提供辅助服务；

（四）依据规则分摊电力辅助服务费用；

（五）做好日常运维，确保电力辅助服务有序开展；

（六）维护电力系统安全稳定运行，保障供电供热。

第三章 燃煤火电深度调峰交易

第十三条 煤电深度调峰交易，是指在电力系统安全稳定需要，发电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。机组负荷率大于等于有偿调峰基准的调峰服务属于机组承担的基本义务，由调度机构根据系统运行需要无偿调用。

第十四条 深度调峰交易卖方暂为统调公用燃煤火电机组，买方为集中式风电和光伏，省内 10（6）千伏及以上电压等级并网的分散式风电、分布式光伏（不含扶贫项目）及统调公用燃煤机组。

第十五条 煤电机组（含供热机组）有偿调峰基准为初始额定容量的 45%。根据国家行业标准规定，发电机组后期增容改造不降低其调峰能力。根据电厂最小运行方式、电网调

峰需求以及电力调峰辅助服务补偿资金情况，机组有偿调峰基准可以进行适当调整。

第十六条 省调在实时电力调度运行时，当预计河南电网负备用小于裕度值，需要调用有偿调峰辅助服务时，启动开展深度调峰交易。

第十七条 以 15 分钟为一个计费周期，计算深度调峰服务费用，深度调峰交易实行日清月结。

第十八条 实时深度调峰交易采用“阶梯式”报价方式和价格机制，采用负荷率分段式报价，具体分档和报价上、下限见下表：

档位	负荷率	报价上、下限（元/兆瓦时）
第一档	$40\% \leq \text{负荷率} < 45\%$	$0 < \text{报价} \leq 200$
第二档	$30\% \leq \text{负荷率} < 40\%$	$200 < \text{报价} \leq 300$
第三档	负荷率 $< 30\%$	$300 < \text{报价} \leq 377.9$

最小报价单位为 0.1 元/兆瓦时，报价上限不超过河南省平价新能源项目上网电价。发电机组可根据自身技术能力申报最低调峰下限，调峰下限不得高于发电机组初始额定容量的 40%。

第十九条 按照“按需调用、公平调度”原则，考虑电网安全约束后，在调峰需求增加过程中，优先降低报价低的机组出力，在调峰需求减少过程中，优先加大报价高的机组出力，报价相同时按申报容量等比例原则调用。

第二十条 市场交易按照“日前报价、实时出清”的交易机制，深度调峰交易按照各档有偿调峰电量及对应市场出

清价格进行结算。其中，深度调峰电量是指燃煤电厂在各深度调峰分档区间内平均负荷率低于深度调峰基准形成的未发电量，档内市场出清价格是指单位统计周期内同一档内实际调用到的最后一台调峰机组的报价。

第二十一条 市场交易期间，全网发电机组深度调峰服务费的计算公式如下：

全网深度调峰服务费=Σ(机组各档分段区间对应深度调峰电量与各档分段区间对应出清价格乘积的合计数)

第二十二条 当所有报价的卖方机组均已出清至最大调峰能力，仍不能满足系统需求时，调度机构可根据系统需要调用未报价卖方机组，调用价格为深度调峰各档位的市场出清价格。

第二十三条 统筹推进煤电和新能源协调发展，深度调峰服务费用由煤电和新能源按比例共同分摊，根据我省电力装机和发用电情况，初期暂定煤电、新能源分摊比例为 K(3、4、10、11 月份按 K=1:2，其余月份 K=1:3)，后期可根据调峰市场实际运行情况进行调整。煤电按照调峰时段全部发电量作为分摊电量，设置煤电分摊调节系数 $K_{煤}$ ，初期暂定报价机组按照 $K_{煤}=1$ 修正分摊电量、未报价机组按照 $K_{煤}=2$ 修正分摊电量。后期可根据实际情况和调峰需要对调节系数 $K_{煤}$ 进行调整。

(一) 燃煤发电分摊方法：

燃煤电厂调峰分摊金额=[$K_{煤} \times$ 深度调峰交易时段燃煤

电厂发电量)/ $\Sigma(K_{煤} \times \text{深度调峰交易时段燃煤电厂发电量}] \times \text{燃煤电厂分摊总费用}$ 。机组以日为周期进行分摊。

采暖期间，供热机组月度民生供热热电比超过100%，机组调峰分摊电量按照深度调峰交易时段煤电厂发电量的80%参与分摊；月度民生供热热电比超过130%，机组调峰分摊电量按照深度调峰交易时段煤电厂发电量的60%参与分摊；月度民生供热热电比超过180%，机组调峰分摊电量按照深度调峰交易时段煤电厂发电量的20%参与分摊。背压机组供暖季不参与费用分摊。机组民生供热热电比=机组热电比*机组民生供热占比。

档位	机组月度民生供热热电比	参与调峰分摊电量比例
第一档	100% < 民生供热热电比 ≤ 130%	80%
第二档	130% < 民生供热热电比 ≤ 180%	60%
第三档	180% < 民生供热热电比	20%

（二）集中式风电场、光伏电站分摊方法：

集中式集中式风电场、光伏电站调峰分摊金额=(深度调峰交易时段场站实际发电量/深度调峰交易时段参与分摊的所有风电场、光伏电站总分摊电量) × 新能源分摊总费用。

（三）分散式风电场、分布式光伏电站分摊方法：

分散式风电场、分布式光伏电站调峰分摊金额=(深度调峰交易时段场站上网电量/深度调峰交易时段参与分摊的所有风电场、光伏电站总分摊电量) × 新能源分摊总费用。其中，扶贫性质的新能源电站不参与分摊。

第二十四条 所有参与市场发电企业深度调峰分摊金额

均设置上限，当单位统计周期内风电场、光伏电站和燃煤电厂通过上述分摊办法计算得出的应承担费用大于分摊金额上限时，按分摊金额上限进行支付；

燃煤电厂支付上限=燃煤电厂实际发电量×本省燃煤机组标杆电价×0.25

集中式风电场、光伏电站分摊金额上限=风电场、光伏电站实际发电量×本省燃煤机组标杆电价×0.8

分散式风电场、分布式光伏电站分摊金额上限=分散式风电场、分布式光伏电站实际上网电量×本省燃煤机组标杆电价×0.8

第二十五条 因某发电企业支付费用达到上限，导致实时深度调峰分摊费用存在缺额时，缺额部分由其余未达到支付上限的发电企业按其发电量的比例承担，具体按如下方法循环计算：

公式：未达到支付上限各发电企业承担的费用缺额=(发电企业修正后发电量/未到达支付上限发电企业总修正后发电量)×实时深度调峰费用总缺额。

第二十六条 全部参与分摊的发电企业支付费用均达到上限后，实时深度调峰费用仍存在缺额时，缺额部分由负荷率低于有偿调峰基准的燃煤电厂在其获得费用中消减，消减费用按如下方法计算：

公式：各燃煤电厂的缺额消减费用=(各燃煤电厂获得实时深度调峰费用/实时深度调峰总费用)×实时深度调峰

费用总缺额。

第二十七条 机组深度调峰的交易流程为：

工作日 09:45 前，卖方通过市场技术支持系统提交次日深度调峰最小发电电力及各调峰档位对应报价；工作日 17:30 前省调下达日前发电计划，并结合系统需要和市场申报情况进行深度调峰日前调用。日前调用作为省调日内调度和发电企业日前安排机组运行准备的重要参考。受上级电力调度机构下发日前计划时间的不确定性影响，省调下达日前发电计划的时间可延迟。

第二十八条 发电设备由于开机、停机、非计划停运或电厂自身原因影响出力至有偿调峰基准以下机组，不视为提供深度调峰服务，不予补偿，电力调度机构和发电企业应将原因详细记录备查。

第二十九条 由于电网安全约束等因素对发电出力有特殊要求的机组，不分摊系统深度调峰服务补偿费用，省调应详细记录原因，并将有关情况在市场交易平台进行公示。

第四章 煤电应急启停交易

第三十条 煤电应急启停交易是指调度机构根据日内电网安全运行需要，按照各机组日前单位容量报价由低到高依次调停煤电机组而提供的调峰服务。卖方为统调公用燃煤机组，买方为当日在运的其他统调公用燃煤机组、集中式风电和光伏电站，以及省内 10（6）千伏及以上电压等级并网的分散式风电、分布式光伏（不含扶贫项目）等。

第三十一条 煤电应急启停交易启动的条件由电力调度机构根据电网安全稳定运行需要安排，机组根据自身情况申报，考虑电网安全约束后，按照报价由低到高、大容量机组优先的原则调用。电力调度机构可根据电网安全稳定运行需要安排机组启停。

对于参与应急启停交易的机组，电力调度机构综合考虑次日电网运行方式安排、电力负荷预测和全省电力电量平衡等状况，应在发电机组停机后 24 小时内（根据电网运行情况宜在 8 小时内）安排并网（电厂自身原因除外）。

第三十二条 煤电机组按照机组额定容量对应的应急启停调峰服务报价区间浮动报价如下：

机组额定容量等级（万千瓦）	报价上限（万元/次）
30 以下	36
30	60
60	120
100	180

第三十三条 煤电机组启停调峰交易根据发电机组日前报价按台次结算。

第三十四条 煤电机组应急启停费用按照煤电机组、风电场、光伏电站应急启停期间实时深度调峰补偿费用的承担比例进行支付。各煤电机组、风电场、光伏电站应急启停支付费用=（各煤电机组、风电场、光伏电站应急启停期间深度调峰支付费用/应急启停期间深度调峰总支付费用）× 应急启停用费用。

第五章 新型储能参与调峰交易

第三十五条 本细则所称新型储能(以下简称储能)是指以输出电力为主,满足电力系统安全稳定和并网技术要求,服从电力调度规定的储能项目,主要包含电化学储能、压缩空气储能等。

储能调峰是指在电网有调峰需求时,储能电站根据自愿参与市场交易的原则,按照电力调度机构要求和指令储存电力而提供的调峰服务。

第三十六条 储能调峰交易,卖方为满足准入条件的储能电站,买方为集中式风电和光伏,省内 10(6)千伏及以上电压等级并网的分散式风电、分布式光伏(不含扶贫项目)及统调公用燃煤机组。

第三十七条 电力调度机构依据“按需调用、公平调度”原则,在保障电网安全运行前提下,按照社会成本最优化原则,优先调用无偿及报价较低的储能资源。为满足电网安全稳定运行,必要时电力调度机构可直接调用储能资源。

第三十八条 新型储能参与调峰交易申报时,应在竞价日 09:45 前申报次日或多日可提供的充电容量(兆瓦时)、最大充电能力(兆瓦)和参与调峰辅助服务的补偿价格(元/兆瓦时)等。市场初期,对新型储能运营主体市场申报价格设立最高限价 200 元/兆瓦时,后期将根据我省市场发展情况适时调整。

第三十九条 储能参与市场申报完成后,电力调度机构

结合电力负荷预测、开机方式、可再生能源消纳等情况，按照报价从低到高的顺序，经安全校核后进行日前出清，合理制定储能日前调用计划。日前调用计划作为调度机构日内调度和储能电站日前安排运行准备的参考，电力调度机构在日内可依据系统实际运行需要进行储能调用。

第四十条 储能调峰辅助服务补偿费用计算周期为 15 分钟，补偿电量为其计算周期内参与电网调峰的充电电量，市场初期，按照“日前报价、实时出清”交易机制，补偿价格按照我省煤电机组第一档调峰辅助服务交易结算价格优先出清（报价相同时储能优先出清），储能调峰补偿费用为补偿电量×补偿价格。

第四十一条 储能参与调峰辅助服务交易的程序：

（一）竞价日（D-1 日）09:45 前，储能通过技术支持系统申报运行日（D 日）可提供的充电容量（兆瓦时）、最大充电能力（兆瓦）和参与调峰辅助服务的补偿价格（元/千瓦时）等。

竞价日（D-1 日）17:30 前，电力调度机构完成对储能市场申报数据的校核；运行日（D 日）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。

运行日（D 日）电力调度机构根据市场竞价出清结果，综合考虑储能速率、储能容量等边界条件，对储能调峰资源进行调用，储能应严格执行调用指令。

运行日次日（D+1 日）14:00 前，电力调度机构完成运行

日（D日）市场清算，通过技术支持系统发布清算结果。储能主体如对清算结果有异议，应于发布之日的 16:00 前向电力调度机构提出核对申请，电力调度机构每日 18:00 前发布确认后的统计结果。

第四十二条 储能调峰辅助服务补偿费用，由煤电机组、风电场、光伏电站等按照调峰期间深度调峰补偿费用的承担比例进行分摊。

第四十三条 已并网的存量新能源项目按照要求配置储能设施（含租赁储能）并达到运行条件要求的，按配置加上租赁储能合计容量与新能源项目装机容量的比例，在参与调峰辅助服务分摊时给予相应减免。

第四十四条 为满足电网安全运行和保供等需要，电力调度机构在调峰辅助服务市场未开启情况下，直接调用储能资源时，储能项目按照调度机构指令进行的充放电行为不获得调峰辅助服务费用。

第四十五条 当所有报价的卖方（包括煤电机组）能力均已出清至申报最大调峰能力，仍不能满足系统需求时，由调度机构根据电网安全稳定和系统需要调用未报价储能，调用价格为深度调峰交易已报价储能的市场出清价格。

第四十六条 在发电企业计量出口内建设的电储能设施，与发电机组联合参与调峰，纳入深度调峰交易。计量出口外的电储能设施、电网侧和用户侧的电储能设施、独立电储能设施均可作为独立市场主体参与调峰辅助服务市场。作为独

立市场主体参与的，应将储能设施的实时充放电等信息及时准确上传至省调并接受统一调度管理。

第六章 虚拟电厂、可调节负荷资源参与调峰交易

第四十七条 积极推动虚拟电厂、可调节负荷资源等参与电力调峰辅助服务市场，可调负荷用户和资源可直接参与市场，也可委托相关负荷聚合商、虚拟电厂等以签订代理协议的方式参与市场，各方应签订合同明确职责和义务，约定补偿收益方式及违约责任等。

第四十八条 虚拟电厂、负荷聚合商等运营主体满足市场准入要求、自愿参与电力调峰辅助服务市场的，应向电力交易机构提交虚拟电厂、聚合商等主体注册申请，电力交易机构应建立工作制度，及时提供便捷高效服务。

第四十九条 根据当前市场需求，虚拟电厂、可调节负荷资源在低谷、腰荷等时段参与调峰辅助服务。参与交易市场主体应在竞价日 09:45 前，向电力调度机构申报次日至下一工作日 96 点分时用电电力预测曲线和相关交易信息（包括可提供调峰辅助服务的能力及时间范围）。遇法定双休日或节假日，需连续申报至双休日或节假日后的第一个工作日。竞价日 18:00 前，电力调度机构完成对负荷侧主体申报数据的校核，组织市场集中出清，发布考虑安全和平衡约束的市场出清结果。各可调负荷市场主体根据出清结果做好相关用电安排，运行日按照出清结果执行，不再参与日内调整。

第五十条 科学合理确定基线负荷和调峰贡献量。虚拟

电厂、可调节负荷资源的基线负荷和调峰贡献量按照国标《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》，并结合我省电力运行和可调资源历史功率数据等情况进行认定，由电力调度机构会同营销、负荷管理等部门负责核定，有关部门应建立协同工作机制和技术支持平台，做好数据信息融合贯通。基线负荷、调峰贡献量和调峰服务费用的计算方法详见附件 1。

第五十一条 市场交易初期，虚拟电厂、可调节负荷资源按照报量不报价的方式参与电力调峰市场并优先火电出清。市场中标时，暂按照我省当前燃煤火电机组调峰辅助服务市场交易第一档出清价格优先结算。根据试点开展情况，适时对结算价格进行调整和完善。随着市场深入开展，虚拟电厂、可调节负荷资源等按照规则申报交易价格和电力，按照规则执行的竞价结果进行市场出清。

第五十二条 在运行日，虚拟电厂、可调节负荷资源等根据日前出清结果，自行调节用电负荷。电力调度机构根据调峰贡献量和市场出清价格计算调峰服务补偿费用和考核费用。虚拟电厂、可调节负荷资源产生的补偿费用和考核费用实行日清月结，纳入河南电力调峰辅助服务市场，由煤电机组、风电场、光伏电站按照调峰期间深度调峰补偿费用的分摊比例进行分摊。

第七章 调频市场交易组织

第五十三条 电力调度机构在日前根据我省调频市场需

求、调频服务供应商的申报数据和历史调频性能指标等情况，以辅助服务购买成本最小化为目标组织开展调频市场，严格按照交易规则确定调频服务供应商的中标结果和调频市场结算价格等。

第五十四条 调频辅助服务提供者主要为按照国家和行业标准具备 AGC 功能的统调公用燃煤机组或火储机组、独立储能。鼓励火电配建储能提高 AGC 调节性能。市场初期，独立储能实际调节速率不得高于 50MW/分钟。我省水电机组按现行有关规定提供调频服务，不参与调频辅助服务市场。市场主体参与市场交易在提供调频辅助服务时段，不能同时参与启停调峰交易。

第五十五条 调频辅助服务市场补偿费用分摊目前主要包括统调公用燃煤机组、集中式风电和光伏、10（6）千伏及以上电压等级并网的分散式风电、分布式光伏（不含扶贫项目），其他主体根据市场发展和需要逐步纳入。

第五十六条 调频辅助服务市场采用集中竞价、统一出清的方式开展。市场初期，按照“日前出清、实时调用”交易机制，确定调频辅助服务提供者及补偿费用，即调频辅助服务提供者在竞价日对其运行日的调频服务价格和调频容量进行申报，燃煤机组申报调频容量范围为额定容量 3%-7.5%，独立储能申报调频容量范围为额定容量的 10%-15%。电力调度机构进行调频辅助服务市场日前出清，运行日根据日前出清结果调用调频资源，提供调频服务。

第五十七条 调频辅助服务市场的组织流程如下：

市场初期，按日开展调频辅助服务交易，后续根据市场运行需要可将每日分为不同时段开展调频辅助服务交易。

（一）事前信息发布：竞价日 9:00 前，电力调度机构发布调频辅助服务市场开市信息，包括但不限于：调频辅助服务市场准入的市场主体、调频辅助服务市场申报价格上下限、次日调频市场需求（MW）等；

（二）市场申报：竞价日 9:45 前，市场主体申报调频里程价格，单位为元/MW，申报价格的最小单位是 0.1 元/MW，申报价格范围暂定为 0-15 元/MW。各调频资源的调频容量按照其申报的可调范围上下限确定；

（三）报价调整：为了横向比较各调频资源间性能差异，市场出清前，选取各调频资源最近一个调用日的日均综合调频性能指标 K_d ，对其进行归一化处理，第 i 台调频资源归一化处理后的日均综合调频性能指标 $\lambda(K_{d,i})$ 为：

$$\lambda(K_{d,i}) = \frac{K_{d,i}}{K_{d,max}}$$

其中， $K_{d,i}$ 表示第 i 台调频资源的日均综合调频性能指标； $K_{d,max}$ 表示所有调频资源最近一个调用日的日均综合调频性能指标最大值。

以归一化后的各调频资源日均综合调频性能指标 $\lambda(K_{d,i})$ 对各调频资源的调频服务报价进行调整，作为各调频资源的排序价格。排序价格 C_i 计算公式如下：

$$C_i = \frac{C_i^R}{\lambda(K_{d,i})}$$

其中， C_i^R 为调频资源*i*的原始报价。

（四）日前出清：竞价日 17:30 前，在日前电能量市场确定运行日机组组合后，电力调度机构依据调频市场需求、各调频资源的申报数据、历史调频性能指标等，以调频服务供应成本最小化为目标，进行调频市场集中出清，计算各调频资源的中标结果和调频市场结算价格等。

调频市场出清根据各调频资源的排序价格由低到高确定中标优先次序。当排序价格相同时，优先调用调节性能好的调频资源；调节性能指标相同时，选取调节容量大的调频资源。中标调频资源的最高调频辅助服务申报价格作为调频辅助服务市场的出清价格，据此计算调频市场收益。

（五）出清结果发布：电力调度机构发布调频辅助服务市场日前出清结果，包括但不限于调频市场中标结果，结算价格等信息。

第八章 交易结果执行

第五十八条 电力调度机构应科学安排电网运行方式，在保障电网安全运行基础上，合理开展电力调峰辅助服务，做好不同交易品种的有效衔接，并按照经济调用和资源优化原则，优先调用无偿及低价提供的调峰资源。

第五十九条 鼓励发电企业通过重大技术改造等措施提高发电机组灵活性能和电力调峰调节能力，同等条件下优先调用参与有偿调峰。

第六十条 为保证电网安全运行，电力调度机构可在特殊情况下根据电网调峰需求，采取临时增加或减少运行机组调峰资源、安排机组应急启停调峰、直接调用储能资源，有关情况应在事后 2 个工作日内报河南能源监管办。

第六十一条 发电企业、储能电站等负责厂站内设备的运行与维护，确保能够根据电力调度机构指令提供符合规定标准的调峰服务。

第六十二条 为规范市场运行，市场成员对于交易已出清但因自身原因导致日内调峰能力与日前上报竞价情况不符的，对无法提供约定相应调峰服务进行考核：

考核罚金 = 减少的有偿调峰电量 × 出清电价 × 2

获得的考核罚金优先补充深度调峰服务，以弥补因煤电厂或风电场、光伏电站分摊的深度调峰费用达到分摊金额上限，导致深度调峰补偿金额存在的缺额。

第六十三条 运行日按照日前调频辅助服务市场出清结果，调用中标调频资源，中标调频资源跟踪 AGC 系统的调频指令，提供调频服务。

第六十四条 实际运行中，若所有已中标的调频资源仍不满足系统调频容量需求时，电力调度机构按排序价格从低到高依次调用报价未出清的调频资源，相关收益按其申报价格结算，未报价的调频资源按照最小调频容量（额定容量的 3%）及最高调频里程价格（15 元/MW）参与出清及结算。

第九章 计量和结算

第六十五条 电网企业按照调度管辖范围记录所辖市场主体辅助服务交易、调用、计算和结算等情况。

第六十六条 电力调度机构应详细记录市场主体辅助服务交易、出清、调用、计算和结算等情况，实时采集储能运行工况，包含可充功率、可放功率、剩余充电容量和放电容量等信息，为储能充放电的实时调用，提供必要的支撑。

第六十七条 调峰、调频辅助服务计量的依据为：电力调度指令、智能电网调度控制系统、电能量采集计费系统的电量数据等。

第六十八条 调峰、调频辅助服务市场实行日清月结，电力调度机构负责对调峰、调频辅助服务市场收益按日进行清算，费用分摊按月进行结算，并将月度结算结果报送河南能源监管办，交易中心负责向市场主体出具调峰、调频辅助服务市场结算依据。电网企业负责将调峰、调频辅助服务市场结算费用随同市场主体的当月电费统一结算。

第六十九条 调频辅助服务市场的收益：中标的调频资源在提供调频服务以后，可以获得调频收益，计算方式如下：

调频资源*i*的调频收益=事后调频资源*i*实际的调频里程 D^R × 调频资源*i*当日的日均综合性能指标 K_d × 调频市场结算价格。

其中调频里程 $D^R = \sum_{j=1}^n D_{i,j}^R$

$D_{i,j}^R$ 为调频资源*i*第*j*次的调频里程，单位MW，*n*为日调节

次数。

第七十条 调频辅助服务市场的费用分摊：调频辅助服务市场月度总费用等于当月每天调频市场收益之和。调频辅助服务市场月度总费用由发电企业（统调公用燃煤机组和集中式、分布式新能源）和市场用户（电力批发用户、售电公司和电网企业代理购电用户）分摊。电力现货市场连续运行前，调频辅助服务市场月度总费用暂由发电企业（统调公用燃煤机组和集中式、分布式新能源）分摊，不向用户侧疏导调频辅助服务费用，电力现货市场连续运行时费用分摊按相关规则执行。具体如下：

统调公用燃煤机组分摊方法：

调频市场某燃煤机组分摊

$$= \frac{\text{该燃煤机组月度上网电量}}{\text{所有统调公用燃煤机组和集中式、分布式新能源场站月度上网电量之和}} \times K$$

× 调频辅助服务市场月度总费用

风电场站分摊方法：

调频市场某风电场站分摊

$$= \frac{\text{该风电场站月度上网电量}}{\text{所有统调公用燃煤机组和集中式、分布式新能源场站月度上网电量之和}} \times K$$

× 调频辅助服务市场月度总费用

光伏场站分摊方法：

调频市场某光伏场站分摊

$$= \frac{\text{该光伏场站月度上网电量}}{\text{所有统调公用燃煤机组和集中式、分布式新能源场站月度上网电量之和}} \times K$$

× 调频辅助服务市场月度总费用

分布式新能源分摊方法：

分布式新能源分摊

$$= \frac{\text{分布式新能源月度上网电量}}{\text{所有统调公用燃煤机组和集中式、分布式新能源场站月度上网电量之和}} \times K$$

× 调频辅助服务市场月度总费用

市场用户分摊方法：

调频市场某市场用户分摊

$$= \frac{\text{该市场用户月度用电量}}{\text{所有市场用户月度用电量之和}} \times (1 - K)$$

× 调频辅助服务市场月度总费用

其中， K 为发电侧调频辅助服务市场费用分摊比例。

第七十一条 市场主体不能按照要求提供调频辅助服务时，应当及时向电力调度机构报告，并按照并网运行管理恶化辅助服务管理的相关规定考核。

第十章 调频辅助服务与现货电能量市场的衔接

第七十二条 电力现货市场运行期间，调频辅助服务市场在日前市场机组组合确定后单独开展，与电能量市场分开运行，顺序出清。调频机组中标后，需预留一定比例的上下调节容量，剩余发电空间依据机组报价按照现货市场出清规则确定日前发电计划。调频机组预留的上下调节容量比例，

由电力调度机构按照电网运行需要进行调整并向市场发布。

第七十三条 实时阶段，调频机组按照日前中标结果投入调频状态，实际发电曲线与日前计划的偏差按照实时现货市场的价格进行结算。

第七十四条 调频辅助服务补偿费用：

（一）实时市场中，若调频机组实际发电出力高于日前现货交易计划，且其实际发电出力所在报价段的报价高于其实时电价时，按照其报价、燃煤发电基准价和核定成本的较小值与实时电价的正差价对该时段内机组实际发电超过日前计划的上网电量进行补偿，即

$$\begin{aligned} & \text{当 } Q_{\text{上网},t} > Q_{\text{日前},t}, \text{ 且 } P_{\text{报价},t} > P_{\text{实时},t} \text{ 时,} \\ R_{\text{调频补偿}} &= \sum \left\{ (Q_{\text{上网},t} - Q_{\text{日前},t}) \right. \\ & \quad \left. \times \left[\min(P_{\text{报价},t}, P_{\text{基准价}}, P_{\text{成本}}) - P_{\text{实时},t} \right] \right\} \end{aligned}$$

（二）若调频机组实际发电出力低于日前现货交易计划，且其实际发电出力所在报价段的报价低于其实时电价时，按照其实时电价与报价的正差价对该时段机组日前计划超过实际发电的上网电量进行补偿，即

$$\begin{aligned} & \text{当 } Q_{\text{上网},t} < Q_{\text{日前},t}, \text{ 且 } P_{\text{报价},t} < P_{\text{实时},t} \text{ 时,} \\ R_{\text{调频补偿}} &= \sum \left[(Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{上网},t}) \times (P_{\text{实时},t} - P_{\text{报价},t}) \right] \end{aligned}$$

其中： t 为所计算的时段，以1小时为一个时段； $R_{\text{调频补偿}}$ 为调频量价补偿费用； $Q_{\text{上网},t}$ 为调频机组 t 时段实际上网电量； $Q_{\text{日前},t}$ 为调频机组 t 时段日前计划发电量； $P_{\text{报价},t}$ 为调频机组 t

时段实际发电出力所在报价段的报价； $P_{\text{实时},t}$ 为调频机组 t 时段实时电价； $P_{\text{基准价}}$ 为燃煤发电基准价； $P_{\text{成本}}$ 为调频机组核定成本。

机组进行调频试验期间，不获得调频机组现货偏差电量补偿和里程收益补偿。

第十一章 信息发布

第七十五条 电网企业和发电企业应建立相应的辅助服务市场技术支持系统，发布和接收辅助服务交易信息。辅助服务市场信息分为实时信息、日信息及月度信息，内容包括调度管辖范围内所有发电企业的调峰、调频服务补偿和分摊对象、时段、电力、电量、价格、费用等。

第七十六条 电力调度机构通过辅助服务市场技术支持系统，及时发布市场出清信息和市场结算信息，内容主要包括但是不限于以下：市场交易的中标市场主体、中标时段、中标调峰电力、深度调峰边际出清价格、调频出清价格、中标容量等，按照规定对调度管辖范围内所有发电企业发布预补偿和预分摊结果等实时信息。

第七十七条 当日信息由电力调度机构在下一个工作日 18 时前发布。各市场主体如对日信息有异议，应于发布次日的 18 时前向电力调度机构提出核对要求，电力调度机构核对后及时发布确认后的统计结果。

第七十八条 电力调度机构应在每月第 10 个工作日内发布上月辅助服务市场交易月度信息，经公示 3 个工作日后，

报送河南能源监管办。

第十二章 市场监管和市场干预

第七十九条 河南能源监管办可采取现场或非现场方式对本规则实施情况开展监督检查，对市场主体和市场运营机构违反有关规定情况依法进行处理。调峰、调频辅助服务市场交易监管的主要内容包括：

- （一）市场运营机构组织开展交易情况；
- （二）市场主体参与市场交易、集中度和市场力情况；
- （三）执行调峰、调频辅助服务交易规则情况；
- （四）不正当竞争、违规报价和交易情况；
- （五）市场交易信息披露情况；
- （六）市场交易合同执行和费用结算情况。
- （七）其他有关情况。

第八十条 市场运营机构应在每月 10 日前将上一月的辅助服务交易开展、交易合同执行、辅助服务市场分析和问题建议等情况报河南能源监管办。

第八十一条 发生以下情况时，河南能源监管办可对市场进行干预，也可授权市场运营机构进行临时干预：

- （一）市场主体滥用市场力、串谋及其他严重违约等情况导致市场秩序受到严重扰乱；
- （二）辅助服务平台发生故障，导致市场无法正常进行时；
- （三）电力系统发生重大故障，或者因恶劣天气、节假

日及其它不可抗力等原因造成负荷突变、电网运行方式发生重大变化，导致市场交易无法正常进行；

（四）其他必要情况。

第八十二条 市场干预的主要手段包括但不限于：

（一）调整市场限价、标准和有偿调峰基准；

（二）调整市场准入和退出；

（三）暂停市场交易，处理和解决问题后重新启动。

第八十三条 市场成员因调峰、调频辅助服务交易，调用、统计及结算等情况存在争议的，有关各方应本着实事求是、公平合理的原则协调解决，达不成一致意见的，可向河南能源监管办申请调解。

第十三章 附则

第八十四条 本规则由河南能源监管办负责解释。

第八十五条 根据河南电网运行和辅助服务交易实际情况，可对相关条款和标准进行修订。

第八十六条 本规则自发布之日起实施，河南省电力辅助服务有关规定与本细则不一致的，按照本细则执行。

附件： 1. 基线负荷和调峰贡献量确定原则
2. AGC 性能指标计算办法

附件 1：基线负荷和调峰贡献量确定原则

一、基线负荷

用户基线负荷按照国标《GB/T37016-2018 电力用户需求响应节约电力测量与验证技术要求》并结合电网需要和可调负荷资源历史功率数据进行认定，由电力调度机构负责核定。

1. 典型日确定

选取调峰辅助服务日前 5 天、服务日对应上年度当日及前后 2 日、服务日对应上月当日及前后 2 日作为典型日，其中应剔除电力中断及参与调峰辅助服务日，每部分剔除后不足 5 天的部分向前顺序选取，补足 5 天。

2. 基线负荷的计算方式：

以不同典型日负荷侧主体可以参与调峰市场的时段(0:00-06:00 及 12:00-16:00)负荷数据的平均值作为原始用户基线负荷。具体计算公式如下：

$$P_{\text{基}} = \frac{1}{N} \sum_{a=1}^N P_a$$

$P_{\text{基}}$ 为执行日的基线负荷； N 为该执行日对应的典型日数； P_a 为个典型日该对应时段对应的负荷。

二、调峰贡献量

调峰贡献量为有效调峰电力与相应时刻之乘积，其中有效调峰电力为各中标时段实际负荷与用户基线负荷之差。

对于参与调峰交易的市场主体，调峰服务费用按天进行统计清算，计算公式如下

$$F_{\text{调峰}} = \sum_{t=1}^N K \times (P_{\text{实际}}^t - P_{\text{基准}}^t) \times \frac{1}{4} \times A_{\text{出清}}^t$$

其中， $F_{\text{调峰}}$ 为当天市场主体获得的调峰服务费用； t 为时间段，每天分为 96 个时间段，每段 15 分钟； $P_{\text{实际}}^t$ 为 t 时段市场主体实际负荷； $P_{\text{基准}}^t$ 为 t 时段市场主体基线负荷； $A_{\text{出清}}^t$ 为 t 时段市场出清价格； K 为调节系数，由省能监办视情况动态调整。

负荷侧主体由于自身原因造成某时段实际执行结果偏离市场出清结果，偏差电量应予以考核，具体原则如下：

(一) 负荷响应率低于 50% 时，本时段响应无效，不予补偿；

(二) 负荷响应率在 50%-130% 之间时，按实际调峰贡献量乘以出清价格进行补偿；

(三) 负荷响应率高于 130% 时，高于 130% 部分不予补偿。

附件 2：AGC 性能指标计算办法

并网主体运行期间每次响应 AGC 控制指令时，从调节速度、调节精度、响应时间三个方面对并网主体响应 AGC 指令后的动作情况进行评价衡量，具体如下。

1. 调节速度性能指标 K_1

指并网主体响应 AGC 控制指令的速率，计算公式如下：

$$k_1 = \frac{\Delta P \times T_0 \times (P_z - P)}{\text{abs}(\Delta P_z) \times \Delta T \times \text{abs}(P_z - P)}$$

其中： P 为调节过程实际出力 (MW)； ΔP_z 为调节过程最终指令-初始出力 (MW)； ΔP 为实际调节过程中的调节幅度 (MW)； ΔT 为实际调节过程的调节时间 (s)； P_z 为调节过程中任意一点的指令， P 为该点对应的实际出力， $\frac{\Delta P \times (P_z - P)}{\text{abs}(P_z - P)}$ 小于 0，该调节过程为反调节；大于 0，该调节过程为正调节。

调节过程计算参数 T_0 计算公式为：

$$T_0 = T_1 + \frac{\text{abs}(\Delta P_z) \times 60}{V_0}$$

T_1 ：调节补偿时间，火电：临界机组取 10 秒；火储、独立储能：取 1 秒。

V_0 ：机组升降速率（对应表 1、表 2 数据要求，管理系统对电厂机组类型进行分类设置，单位：MW/min）。

并网主体标准速度 V_0 按照行业现行标准有关规定执行：

表 1 各类型并网主体容量 P_n 定义

并网主体类型	并网主体容量 P_n
火电、燃机	单机/全厂并网机组额定容量
火储	单机/全厂并网机组额定容量+储能额定容量

电化学储能、风储、光储	储能额定容量
-------------	--------

表 2 火电、燃机 AGC 调节性能要求

额定容量	调节范围下限 (容量 P_n 的百分数)	调节范围上限 (容量 P_n 的百分数)	标准调节速率 V_0
100 (含) ~300 MW	50%	100%	1.2% P_n /min
300 (含) ~600 MW	50%	100%	1.5% P_n /min (直吹式制粉 系统机组为 1.2% P_n /min)
600 MW 及以上	50%	100%	1.5% P_n /min (直吹式制粉 系统机组为 1.2% P_n /min)
火电全厂方式	50%	100%	1.5% P_n /min (直吹式制粉 系统机组为 1.2% P_n /min)

表 3 火储 AGC 调节性能要求

额定容量	调节范围下限 (容量 P_n 的百分数)	调节范围上限 (容量 P_n 的百分数)	标准调节速率 V_0
100 (含) ~300 MW	66%	100%	2.5% P_n /min
300 (含) ~600 MW	50%	100%	2.5% P_n /min
600 MW 及以上	50%	100%	2.5% P_n /min
火电全厂方式	50%	100%	2.5% P_n /min

表 4 电化学储能 AGC 调节性能要求

调节形式	调节范围下限 (容量 P_n 的百分数)	调节范围上限 (容量 P_n 的百分数)	标准调节速率 V_0
电化学储能	-100%	100%	100% P_n /3s

2. 调节精度性能指标 K_2

$$K_2 = \begin{cases} \frac{0.01}{e}; e > 0.01 \\ 1; e \leq 0.01 \end{cases}$$

其中, e 为调节过程调节精度。调节精度算法统计机组有功首次进入调节死区前后的 N 个机组出力点与指令的差值

和机组额定容量的比值的平均值的平均值，若因新的指令原因，导致本次调节过程不能继续保持，则相应取两个点的均值，若仍然取不到，则取首次进入死区点的比值。

$$e = \frac{\sum_{i=1}^N \text{abs}(P_z - P_i) / P_n}{N} \quad (1 \leq N \leq 6)$$

机组指令及机组有功按照 5 秒的间隔存储。

3. 响应时间性能指标 K_3

D5000 系统指令发出后，AGC 调频单元在原出力点的基础上，可靠地跨出与调节方向一致的调节死区所用的时间。

$$K_3 = \begin{cases} T_N / t, t > T_N \\ 1, t < T_N \end{cases}$$

即： $t = T_e - T_s$ ， t 是并网主体调节的实际响应时间； T_N 是并网主体标准响应时间； T_s 和 T_e 分别是并网主体调节开始和跨出与调节方向一致的调节死区的时刻。响应时间的单位为秒。

并网主体标准响应时间 T_N 按以下标准执行：

表 5 各类型并网主体 AGC 标准响应时间

机组类型	标准响应时间 (T_N)
火电、火储	60 秒
电化学储能	2 秒

4. 调节死区

表 6 各类型并网主体 AGC 调节死区

机组类型	调节死区
火电、火储	P_n (最大单机) $\times 0.5\%$
电化学储能、风电、光伏	$P_n \leq 200\text{MW}$: 2MW

	$P_n > 200\text{MW}: P_n \times 1\%$
--	--------------------------------------

5. AGC 指令调节死区

表 7 各类型并网主体 AGC 指令调节死区

机组类型	AGC 指令调节死区
火电、火储	$P_n (\text{最大单机}) \times (0.6 \sim 0.9) \%$
电化学储能	$P_n \leq 200\text{MW}: 2.4\text{MW}$
	$P_n > 200\text{MW}: P_n \times 1.2\%$

6. 综合性能指标: $k = k_1 \times k_2 \times k_3$

其中: k 为并网主体的综合性能指标。暂定上限值设为 2, 并视后期运行情况调整。