

附件：

河南电力辅助服务市场交易细则

第一章 总则

第一条 为贯彻落实加快建设全国统一电力市场要求，进一步完善河南电力辅助服务市场机制，促进河南电力系统安全稳定经济运行，提升风电、光伏等新能源消纳空间，提高电力调节能力，加快构建我省新型电力系统，维护电力市场交易公平秩序，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》《电力辅助服务市场基本规则》，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》等文件制定。

第三条 电力辅助服务是指为维持电力系统安全稳定运行，促进清洁能源消纳，除正常电能生产、输送、使用等外，由可调节资源等提供的调峰、调频、备用、爬坡等服务。

（一）调峰辅助服务是指为维护系统安全稳定运行，跟踪系统负荷峰谷变化和可再生能源出力变化，并网发电企业、虚拟电厂（负荷聚合商，下同）、新型储能等经营主体根据调度指令或出清结果调整发用电功率所提供的服务。

（二）调频辅助服务是指并网主体通过自动发电控制（AGC）等技术，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。

（三）备用服务是指为满足系统安全运行需要，经营主体通过预留调节能力，并在系统运行需要时于规定时间内调整有功出力的服务。

（四）爬坡服务是指经营主体为应对可再生能源发电波动等不确定因素带来的系统净负荷短时大幅变化，具备较强负荷调节速率的经营主体根据调度指令调整出力，以维持系统功率平衡所提供的服务。

根据我省电力系统运行情况，目前主要开展调峰、调频辅助服务，根据需要逐步开展备用、爬坡辅助服务。

第四条 本细则适用于河南省内开展的电力调峰、调频等辅助服务，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有关规则和运行方案执行。现货市场连续运行时调峰辅助服务市场不再运行，符合规定的调频、备用等电力辅助服务费用，原则上由用户用电量和未参与电能量市场交易的上网电量共同分担，分担比例由价格部门确定。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管职责。

第二章 市场成员

第六条 河南电力辅助服务市场成员包括经营主体、电网企

业和市场运营机构等。

第七条 经营主体原则上应当具有法人资格（或取得法人授权）、依法依规取得电力业务许可证（符合豁免政策除外），财务独立核算、信用资质良好。目前主要包括：

（一）统调公用燃煤机组（以下简称燃煤机组），新建燃煤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。

（三）具备条件的虚拟电厂（负荷聚合商）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。

第八条 电网企业是指为电力辅助服务市场建设运营提供必要的网架支撑及关联服务的主体。电网企业为经营主体提供输电和电网接入、计量采集、电费结算等服务。

第九条 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（以下简称省调）和河南电力交易中心有限公司（以下简称电力交易中心）。

省调主要职责是：

（一）建立、维护经营主体关于电力调峰、调频市场的技术支持平台，做好与新型电力负荷管理系统衔接，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）按规定发布、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防控措施等。

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。

第十条 各类经营主体须在电力交易机构完成市场注册程序后，平等参与电力辅助服务市场。

（一）应当具备接收、执行市场出清结果或调度指令的技术能力，按要求提供基础技术参数。

（二）负责电力设备的运行与维护，确定能够根据电网调度指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）依据规则承担电力辅助服务费用分摊。

（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。

第十一条 新型储能参与辅助服务市场条件：

（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新型储能，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）原则上新型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。

第十二条 虚拟电厂参与辅助服务市场条件：

（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）目前考虑接入新型电力负荷管理系统，积极推进与电力调度自动化系统衔接，满足参与各类市场需要。

（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）建立相关技术支持系统，具备监测、预测、指令分解执行等信息交互功能，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新型电力负荷管理系统，响应负荷系统指令，对聚合资源进行优化调控，并且通过相关能力测试，满足市场准入要求。

（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。

第三章 调峰辅助服务交易

第十三条 调峰辅助服务交易卖方暂定为燃煤机组、新型储能等，买方为集中式风电和光伏，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）及燃煤机组。

第十四条 燃煤机组调峰辅助服务，是指在电力系统安全稳定需要，燃煤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。

第十五条 新型储能是指以充放电能为主，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新型储能项目。储能调峰辅助服务，是指在电网有调峰需求时，新型储能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能而提供的调峰服务。

第十六条 燃煤机组（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，燃煤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进行适当调整。

第十七条 省调在实时电力调度运行时，当预计河南电网负荷备用小于裕度值，需要调用有偿调峰辅助服务时，启动调峰辅助服务交易。

第十八条 以15分钟为一个计费周期，计算调峰辅助服务费用，调峰交易实行日清月结。

第十九条 实时调峰交易采用“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。燃煤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%。

第二十条 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。

第二十一条 市场交易按照“日前报价、实时出清”的交易机制，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，调峰电量是指燃煤机组在各调峰分档区间内平均负荷率低于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。

第二十二条 市场交易期间，全网燃煤机组调峰服务费的计算公式如下：

全网调峰服务费= $\sum$ （机组各档分段区间对应调峰电量与各档分段区间对应出清价格乘积的合计数）

第二十三条 当所有报价的卖方燃煤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燃煤机组，调用价格为调峰各档位的市场出清价格。

第二十四条 统筹推进燃煤机组和新能源协调发展，调峰服务费用由燃煤机组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，目前暂定燃煤机组、新能源分摊比例为 R （3、

4、10、11月份 $R=1:2$ ，其余月份 $R=1:3$ ），后期根据调峰市场实际运行情况进行调整。燃煤机组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）燃煤机组分摊方法：

燃煤机组调峰分摊金额= $[(K_{煤} \times \text{调峰交易时段燃煤机组发电量}) / \sum (K_{煤} \times \text{调峰交易时段燃煤机组发电量})] \times \text{燃煤机组分摊总费用}$ 。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调峰交易时段燃煤机组发电量的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调峰交易时段燃煤机组发电量的60%参与分摊；月度民生供热热电比超过160%，机组调峰分摊电量按照调峰交易时段燃煤机组发电量的40%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调峰交易时段燃煤机组发电量的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 $\times$ 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	$100\% < \text{民生供热热电比} \leq 130\%$	80%
第二档	$130\% < \text{民生供热热电比} \leq 160\%$	60%
第三档	$160\% < \text{民生供热热电比} \leq 180\%$	40%
第四档	$180\% < \text{民生供热热电比}$	20%

(二) 集中式风电场、光伏电站分摊方法:

集中式风电场、光伏电站调峰分摊金额=(调峰交易时段场站实际发电量/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=(调峰交易时段场站上网电量/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。

第二十五条 所有参与市场发电企业调峰分摊金额均设置上限,当单位统计周期内风电场、光伏电站和燃煤机组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:

燃煤机组支付上限=燃煤机组实际发电量×本省燃煤机组基准电价×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×本省燃煤机组基准电价×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×本省燃煤机组基准电价×0.8。

第二十六条 因某发电企业支付费用达到上限,导致实时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:

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）×实时调峰费用总缺额。

第二十七条 全部参与分摊的发电企业支付费用均达到上限后，实时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机组在其获得费用中消减，消减费用按如下方法计算：

各燃煤机组的缺额消减费用 = （各燃煤机组获得实时调峰费用/实时调峰总费用）×实时调峰费用总缺额

第二十八条 燃煤机组参与调峰辅助服务的交易流程为：

工作日09:45前，卖方通过市场技术支持系统提交次日最低调峰下限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。

第二十九条 燃煤机组由于开机、停机、非计划停运或自身原因等影响出力至有偿调峰基准以下，不视为提供调峰服务，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。

第三十条 非自身原因未参与调峰机组，按照调峰基准值参与调峰费用分摊。省调应详细记录原因，并将有关情况在 market 交易平台进行公示。

第三十一条 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，按照社会成本最优原则，优先调用无偿及报价较低的新型储能。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新型储能。

第三十二条 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，新型储能申报价格上限按燃煤机组调峰辅助服务第一档价格执行，后期根据我省市场发展情况调整。

第三十三条 新型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，合理制定新型储能日前调用计划。日前调用计划作为调度机构日内调度和新型储能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调用。

第三十四条 新型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储存电量，市场初期，按照“日前报价、实时出清”交易机制，补偿价格按照我省燃煤机组第一档调峰辅助服务交易结算价格公平出清，储能调峰补偿费用=补偿电量×补偿价格。

第三十五条 新型储能参与调峰辅助服务的交易流程：

竞价日（D-1日）09:45前，新型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/兆瓦时）等。

竞价日（D-1日）17:30前，电力调度机构完成对新型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，对新型储能调峰资源进行调用，新型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。新型储能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。

第三十六条 新型储能调峰辅助服务补偿费用，由燃煤机组、风电场、光伏电站等按照调峰期间相关调峰补偿费用的承担比例进行分摊。

第三十七条 为满足电网安全运行和电力保供等需要，电力调度机构在调峰辅助服务市场未开启情况下，新型储能按照调度机构指令进行的储存电量行为不获得调峰辅助服务费用。

第三十八条 当所有报价的卖方（包括燃煤机组）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，由电力调度机构根据电网安全稳定和系统需要调用未报价新型储能，调

用价格为调峰交易已报价新型储能的市场出清价格。

第三十九条 在发电企业计量出口内建设的电储能设施，与燃煤机组联合参与调峰，纳入调峰辅助服务交易。独立电储能作为经营主体直接参与调峰辅助服务市场，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。

第四章 燃煤机组启停交易

第四十条 燃煤机组启停交易是指电力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燃煤机组而提供的调峰服务。卖方为燃煤机组，买方为当日在运的其他燃煤机组、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。

第四十一条 燃煤机组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）。

第四十二条 燃煤机组按照机组额定容量对应的启停调峰服

务报价区间如下：

机组额定容量等级（万千瓦）	报价上限（万元/次）
30以下	30
30	50
60	100
100	150

第四十三条 燃煤机组启停调峰交易根据发电机组日前报价按台次结算。

第四十四条 燃煤机组启停费用按照燃煤机组、风电场、光伏电站启停期间实时调峰补偿费用的承担比例进行支付。各燃煤机组、风电场、光伏电站启停支付费用=（燃煤机组、风电场、光伏电站启停期间调峰支付费用/启停期间调峰总支付费用）×启停费用。

第五章 虚拟电厂参与调峰辅助服务

第四十五条 积极推动虚拟电厂等新型经营主体参与电力调峰辅助服务市场，培育提升市场意识，推进虚拟电厂等新型经营主体参与电力中长期市场和现货市场交易等。

第四十六条 虚拟电厂在满足《电力市场注册基本规则》等要求及市场准入条件后，可按独立主体身份参与辅助服务市场。各类分散资源在被虚拟电厂聚合期间，不得重复参与电力市场交易。虚拟电厂应向电力交易机构提交注册申请，满足公示相关要求后，参与市场交易。

第四十七条 虚拟电厂参与调峰辅助服务交易流程：

（一）虚拟电厂应在竞价日08:30前，向新型电力负荷管理系统报送次日至下一工作日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。省电力负荷管理中心在09:45前向电力调度机构提交相关申报信息、基线负荷等。

（二）竞价日18:00前，电力调度机构对申报数据进行安全校核，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。新型电力负荷管理系统在竞价日18:30前公布出清结果。

（三）各虚拟电厂在运行日按照出清结果执行，暂不再参与日内调整。

第四十八条 虚拟电厂基线负荷和调峰贡献量按照《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》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，新型电力负荷管理系统将虚拟电厂参与的基线及执行负荷提供至调度系统，由调度机构会同营销、交易等部门负责核定。建立协同工作机制，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。

第四十九条 市场初期，虚拟电厂按照报量不报价的方式参与电力调峰辅助服务市场。市场中标时，暂按照我省调峰辅助服务市场交易燃煤机组第一档出清价格结算。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，虚拟电厂等按照交易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。

第五十条 在运行日，虚拟电厂根据日前出清结果，自行调节用电负荷。电力调度机构根据新型电力负荷管理系统提供的负荷数据，结合市场出清价格计算调峰服务补偿费用等。虚拟电厂产生的补偿费用实行日清月结，纳入河南电力调峰辅助服务市场，由燃煤机组、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。

第五十一条 虚拟电厂要加强自身安全管理，落实技术监督等要求，在相关协议中明确虚拟电厂及各分散资源的安全责任。提升虚拟电厂参与电力系统运行和市场交易管理水平，虚拟电厂定期向电力负荷管理中心或电力调度机构提交聚合资源清单和变更申请。虚拟电厂与调度系统、负荷系统等交互应满足相应系统的网络安全防护要求，加强软硬件配置和安全监测，确保安全可靠。电网发生紧急情况时，虚拟电厂聚合资源应按要求执行调节指令。

第六章 调频辅助服务市场

第五十二条 电力调频辅助服务市场交易标的为调频里程，调频市场交易按调频单元进行申报。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。

第五十三条 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50兆瓦/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。经营主体参与市场交易在提供调频辅助服务时段，不同时参与启停调峰交易。

第五十四条 综合调频性能系数 K 是调频单元提供调频辅助服务过程中调节速率 K_1 、调节精度 K_2 、响应时间 K_3 三个性能的综合体现。

调频性能系数按次计算，综合调频性能系数

$$K = K_1 \times K_2 \times K_3$$

调节速率 K_1 是指AGC响应设点指令的速率，衡量的是调频单元一次调节过程中响应设点指令实际调节速度与其应达到的标准速度相比达到的程度。

调节精度 K_2 是指AGC响应稳定以后，实际出力和设点出力之间的差值，衡量的是调频单元一次调节过程中实际调节偏差量与其允许达到的偏差量相比达到的程度。

响应时间 K_3 是指系统发出指令之后，AGC出力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，衡量的是调频单元一次调节过程中实际响应时间与标准响应时

间相对达到的程度。

综合调频性能系数日平均值为 K_d :

$$K_d = \frac{\sum_{i=1}^N K}{N}$$

K_d 反映调频单元在一天内 N 次调节过程中的综合调频性能系数平均值， N 为当日调节过程次数。

调频单元的综合调频性能系数具体计算方法见附件。

第五十五条 调频市场运行期间，电力调度机构负责统计并发布调频单元的综合调频性能系数，首次参与市场的，采用最近一次有效实测值。

第五十六条 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。

第五十七条 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。

第五十八条 调频辅助服务市场的交易流程如下：

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09:00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经营主体、调频辅助服务市场申报价格上下限、次日调频市场需求（兆瓦）等；

（二）市场申报：竞价日09:45前，经营主体申报调频里程价格，单位为元/兆瓦，申报价格的最小单位是0.1元/兆瓦，申报价格范围暂定为0~15元/兆瓦。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，以调频服务供应总成本最小化为目标，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；若调频单元中标调频容量小于申报调频容量下限，按申报调频容量下限中标。满足调频市场需求的最后一个中标调频单元的调频里程排序价格为调频市场的统一出清价格，当调频里程排序价格高于15元/兆瓦时，取15元/兆瓦。

若申报调频单元出清后不满足调频容量需求，对未申报调频单元统一按报价下限作为申报价格、申报调频容量上限作为申报调频容量继续进行二次出清，直至满足调频容量需求。

（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。

第五十九条 为保障电力系统安全稳定运行，防止调频造成系统潮流分布大幅变化影响系统稳定运行，根据我省新型储能

参与辅助服务市场和实际调度运行情况，电力调度机构应按月跟踪统计独立储能、单一发电企业中标调频容量，及时提出系统运行风险防控措施。

第六十条 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 $D^R \times$ 调频资源 i 当日的日均综合性能指标 $K_d \times$ 对应时段调频市场出清价格。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，单位兆瓦， n 为日调节次数。

第六十一条 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。

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

$$= \frac{\text{该燃煤机组月度上网电量}}{\text{所有统调公用燃煤机组和集中式、分布式新能源场站月度上网电量之和}} \times M \times \text{调频辅助服务市场月度总费用}$$

风电场站分摊方法：

调频市场某风电场站分摊

$$= \frac{\text{该风电场站月度上网电量}}{\text{所有统调公用燃煤机组和集中式、分布式新能源场站月度上网电量之和}} \times M \\ \times \text{调频辅助服务市场月度总费用}$$

光伏场站分摊方法：

调频市场某光伏场站分摊

$$= \frac{\text{该光伏场站月度上网电量}}{\text{所有统调公用燃煤机组和集中式、分布式新能源场站月度上网电量之和}} \times M \\ \times \text{调频辅助服务市场月度总费用}$$

分布式新能源分摊方法：

分布式新能源分摊

$$= \frac{\text{分布式新能源月度上网电量}}{\text{所有统调公用燃煤机组和集中式、分布式新能源场站月度上网电量之和}} \times M \\ \times \text{调频辅助服务市场月度总费用}$$

市场用户分摊方法：

调频市场某市场用户分摊

$$= \frac{\text{该市场用户月度用电量}}{\text{所有市场用户月度用电量之和}} \times (1 - M) \\ \times \text{调频辅助服务市场月度总费用}$$

其中， M 为发电侧调频辅助服务市场费用分摊比例。

第七章 调频辅助服务与现货市场衔接

第六十二条 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。

第六十三条 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。

第六十四条 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。

第八章 交易结果执行

第六十五条 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。

第六十六条 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。

第六十七条 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、安排机组启停调峰、直接调用储能资源，有关情况应做好详细记录，并在3个工作日内通过数字化监管系统、邮件等方式报送河南能源监管办。

第六十八条 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。

第六十九条 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调峰服务，以弥补因燃煤机组或风电场、光伏电站分摊的深度调峰费用达到分摊金额上限，导致调峰补偿金额存在的缺额。

第七十条 中标调频单元在对应中标时段的起始（结束）时刻，自动化系统自动切换其投入（退出）AGC自动调频模式，采用中标调频单元先投入、未中标调频单元后退出AGC自动调频模式的切换方式，中标调频资源跟踪AGC系统的调频指令，提供调频服务。

第九章 计量和结算

第七十一条 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。

第七十二条 电力调度机构应详细记录经营主体辅助服务交易、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。

第七十三条 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。由于计量、电价差错等原因需要进行追退补的，由市场运营机构在1个月内完成电力辅助服务费用追退补工作。

第七十四条 电网企业、电力调度机构、电力交易中心应加

强技术系统运维，完善数据自动梳理、计算、校核、上报等功能，提高系统处理能力，为市场经营主体提供便捷服务。出现数据缺失的情况下，电网企业应当按照平均值插值法、相似日类比法等规则进行补全。

第七十五条 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。电力交易中心负责向市场经营主体出具调峰、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经营主体的当月电费统一结算。不得采用事后调整结算公式等方式，确定辅助服务费用规模和价格标准。

第七十六条 市场经营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和辅助服务管理的相关规定考核。

第十章 信息披露

第七十七条 市场运营机构应通过电力交易平台系统披露市场相关信息，具体披露按《电力市场信息披露基本规则》相关要求执行。交易中心负责市场交易信息披露的实施，完善相关信息披露与调度系统、新型电力负荷管理系统贯通功能，满足市场主体在交易平台中提交结算争议等需求。

第七十八条 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。

第七十九条 电力调度机构通过辅助服务市场技术支持系统和新型电力负荷管理系统等，及时发布市场出清信息和市场结算信息，内容主要包括但不限于以下：市场交易的中标经营主体、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。

第八十条 电力调度机构应在下一工作日18时前发布前一日有关信息。各经营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。

第八十一条 电力调度机构应在每月第10个工作日前发布上月辅助服务市场交易月度信息，公示3个工作日。市场经营主体对披露信息有异议的，应在发布信息后5个工作日内提出复核申请。电力调度、电力交易机构在接到复核申请5个工作日内，进行核实并予以答复。

第十一章 市场监管和市场干预

第八十二条 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，对经营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、调频辅助服务等市场交易

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）经营主体参与市场交易、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。

第八十三条 市场运营机构应在每月10日前汇总梳理上一月的辅助服务交易开展、交易合同执行、辅助服务市场分析等，做好记录、归档和备查。

第八十四条 电力调度机构、电力交易机构根据有关规定，履行市场运营、市场监控和风险防控等职责，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。

第八十五条 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）经营主体滥用市场力、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、节假日及其他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。

第八十六条 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。

第八十七条 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。

第十二章 附则

第八十八条 本细则由河南能源监管办负责解释。

第八十九条 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。国家有关政策调整的，按照调整后的相关规定执行。

第九十条 本细则自发布之日起实施，河南电力辅助服务原有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

（一）基线负荷计算方式

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》计算电力用户典型基线负荷，公式如下：

$$\overline{P(j,k)} = \frac{\sum_{d=1}^N P_r(j-d,k)}{N}$$

$\overline{P(j,k)}$ 为第 j 日 k 时段的基线负荷值；

$P_r(j-d,k)$ 为第 j 日前 d 日 k 时段的负荷值；

N 为典型日的总个数。

虚拟电厂的基线负荷，按照其聚合响应用户的电力营销户号分别计算后累加；每个电力营销户号基线负荷的计算方法与上述基线负荷计算方法一致。

（二）典型日确定

基线负荷计算分为工作日、非工作日两种类型，计算电力用户基线负荷应当满足以下要求：

1.工作日：选取参与调节日前 5 个连续的正常工作日为典型日，其中需剔除非工作日、电力中断日、参与调节日及执行负荷管理措施日等，剔除后不足 5 天的部分向前顺序选取补足。

2.非工作日：选取参与调节日前 3 个连续的正常周休日为典型日，其中需剔除工作日、电力中断日及参与调节日及执行负荷管理措施日等，剔除后不足 3 天的部分向前顺序选取补足。

（三）曲线拟合规则

1.根据《DL/T 2162-2020 用户参与需求响应基线负荷评价方法》数据拟合推荐算法，结合数据缺点情况，拟合规则如下
若典型日负荷完整率低于80%或连续缺点9个以上，将该日从参考日集合剔除，向前依次递推另选，直至满足计算需要，原则上向前递推不超过30天。

2.若典型日负荷连续缺点9个及以下，向前递推取前3个非执行日同时刻历史负荷，进行平均值拟合补全。

3.若典型日某时刻缺点的，对于个别缺点的数据，采用前后两点平均值拟合补全。

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经营主体，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， $F_{\text{调峰}}$ 为当天经营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 时段经营主体实际负荷； $P_{\text{基准}}^t$ 为 t 时段经营主体基线负荷； $A_{\text{出清}}^t$ 为 t 时段市场出清价格， K 为调节系数，根据市场情况调整。

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，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（兆瓦）；

ΔP_z 为调节过程最终出力指令减去初始出力的出力值（兆瓦）；

ΔP 为实际调节过程中的调节幅度（兆瓦）；

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：

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

其中， T_1 为调节补偿时间，煤电（含火储）机组取10秒，新型储能取1秒； V_0 为性能最优煤电机组（不含火储）按照行业现行的标准调节速率（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：兆瓦/min）。

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
煤电（含火储）	机组额定容量（不含储能容量）
新型储能:电化学储能、压缩空气储能	额定容量

表2 AGC调节速率折算标准

额定容量	调节范围	标准调节速率 V_0
煤电（含火储）	$50\%P_n-100\%P_n$	$1.5\%P_n/\text{min}$
	最小发电出力- $50\%P_n$ （不含）	$1.2\%P_n/\text{min}$
新型储能:电化学储能、压缩空气储能	全部调节过程	$1.5\%P_n\text{min}$
循环流化床机组	全部调节过程	$0.8\%P_n/\text{min}$

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，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。

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

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。

$$K_3 = \begin{cases} \frac{T_N}{t}; t > T_N \\ 1; t \leq T_N \end{cases}$$

即：

$$t = T_E - T_S$$

其中： 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3 AGC响应时间折算标准

额定容量	调节范围	标准响应时间 T_N
煤电（含火储）	$50\%P_n-100\%P_n$	20秒
	最小发电出力- $50\%P_n$ （不含）	40秒
新型储能:电化学储能、压缩空气储能	全部调节过程	20秒

4. 调节死区

表4 各类型并网主体AGC调节死区

机组类型	调节死区
煤电（含火储）	P_n （最大单机） $\times 0.5\%$
新型储能、风电、光伏	$P_n \leq 200$ 兆瓦：2兆瓦
	$P_n > 200$ 兆瓦： $P_n \times 1\%$

5. 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。

6. 有效调频事件统计

统计中明确煤电（含火储）、水电小于15秒、风储光储和风光新能源小于10秒、新型储能小于3秒、虚拟电厂和负荷聚合商等新型经营主体小于30秒的调节过程为随机波动，不纳入调节过程统计、考核与补偿。

若调频事件大于等于有效统计时间，但由于新指令未到原定目标值的，以结束时刻判定有效事件并计算相关性能系数，以及考核和补偿。