

# 河南省电力辅助服务市场实施细则 (征求意见稿)

2026 年 7 月

## 目录

|                            |           |
|----------------------------|-----------|
| <b>第一章 总述</b> .....        | <b>1</b>  |
| <b>第二章 适用范围</b> .....      | <b>1</b>  |
| <b>第三章 术语定义</b> .....      | <b>2</b>  |
| <b>第四章 市场成员</b> .....      | <b>3</b>  |
| <b>第五章 调频辅助服务</b> .....    | <b>6</b>  |
| 第一节 概述.....                | 6         |
| 第二节 交易方式.....              | 8         |
| 第三节 交易组织.....              | 8         |
| 第四节 交易结果执行.....            | 10        |
| 第五节 市场计量与结算.....           | 11        |
| 第六节 调频考核费用.....            | 13        |
| 第七节 与现货电能量市场的协调.....       | 14        |
| <b>第六章 市场监管和市场干预</b> ..... | <b>15</b> |
| <b>第七章 附则</b> .....        | <b>14</b> |

# 河南省电力辅助服务市场实施细则

## 第一章 总述

第一条 为完善和深化河南省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优质经济运行，根据《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）及其配套文件、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办体改〔2021〕339号）、《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）、《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）、《电力辅助服务市场基本规则》（发改能源规〔2025〕411号）、河南能源监管办关于印发《河南电力辅助服务市场交易细则》的通知（豫监能市场〔2025〕76号）等有关法律法规规定，结合河南省实际情况，建立调频辅助服务市场，规范电力辅助服务市场的组织与实施，制定本细则。

## 第二章 适用范围

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，除正常电能生产、输送、使用外，由可调节资源提供的调频、备用、爬坡、黑启动等服务。本细则所指电力辅助服务市场是系统可调节资源的市场化配置方式，遵循市场原则为电力辅助服务主体提供经济补偿。

本细则适用于河南省现货电能量市场运行后的电力辅助

服务市场的运营。市场初期，电力辅助服务市场主要开展调频辅助服务市场，以竞争的方式确定辅助服务提供者及补偿费用，与现货电能量市场分开运行。有偿无功调节、自动电压控制、黑启动等辅助服务保持现行的补偿机制。探索开展爬坡、备用等辅助服务新品种。条件成熟后开展调频、备用、需求侧响应等与现货电能量市场联合优化出清，相关规则另行制定。

### 第三章 术语定义

第三条 本细则的术语定义如下：

（一）调频服务：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；

（二）运行日（D）：为执行电力辅助服务市场交易计划的自然日；

（三）工作日：指不包含国家法定工休日和节假日的标准工作日（T）；

（四）竞价日：为运行日前一日（D-1）。竞价日内，由经营主体进行交易申报，并通过电力辅助服务市场出清形成运行日的交易结果。

### 第四章 市场成员

第四条 市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构三类。参与调频辅助服务市场的经营主体如下：

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）。

（二）满足准入条件的新型储能。

（三）具备条件的虚拟电厂等。

（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。

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配电和电网接入、计量采集、电费结算等服务。

第五条 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范措施等。

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。

第六条 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。

第七条 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。

第八条 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。

市场成员的权利与义务、准入与退出以及信息披露等按照《河南省电力市场管理规定》和《河南省电力市场信息披露实施细则》相关要求执行。

## 第五章 调频辅助服务

### 第一节 概述

第九条 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。

第十条 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。

第十一条 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 $K_d$ ：

$$K_d = \frac{\sum_1^N K}{N}$$

$K_d$ 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。

第十二条 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。

第十三条 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。

## 第二节 交易方式

第十四条 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。

### 第三节 交易组织

第十五条 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 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。

第十六条 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，电力调度机构应每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。

#### 第四节 交易结果执行

第十七条 运行日按照日前调频辅助服务市场交易结果，调用中标调频资源。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。

#### 第五节 市场计量与结算

第十八条 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采集数据、电能量采集计费系统的电量数据等。

第十九条 调频辅助服务市场实行日清月结，电力调度机构负责对调频辅助服务市场收益按日进行清算。电力交易机构负责向经营主体发布调频辅助服务市场出清结果。电网企业负责将调频辅助服务市场结算费用随同经营主体的当月电费统一结算。月度结算结果报送河南能源监管办。

第二十条 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  $D^R$ ×调频资源  $i$  当日的日均综合性能指标  $K_d$ ×对应时段调频市场出清价格。其中调频里程  $D^R = \sum_{j=1}^n D_{ij}^R$ ,  $D_{ij}^R$  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。

第二十一条 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

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

× 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

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

× 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

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

× 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。

市场初期，仅集中式新能源和中压新能源（非扶贫项目）参与费用分摊。

## 第六节 调频考核费用

第二十二条 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“两个细则”相关规定考核。

调频性能指标分项考核：经营主体单次 AGC 调节事件中  $K_1$ 、 $K_2$ 、 $K_3$  任一项小于 1，对其进行考核。

（一）经营主体按照当日 AGC 调节速率未达标考核

$$F_1 = \sum_i^n (1 - K_{1i}) \times P_n \times 0.01h \times \alpha_1$$

$$\alpha_1 = \begin{cases} 0; 0.85 \leq K_{1i} \\ 0.2; 0.6 \leq K_{1i} < 0.85 \\ 0.3; 0.3 \leq K_{1i} < 0.6 \\ 0.48; K_{1i} < 0.3 \end{cases}$$

式中：其中 $K_{1i}$ 为第 $i$ 次调节 $K_1$ ， $K_1 \geq 1$ 按 $K_1=1$ 定义； $n$ 为并网主体AGC有效调节过程次数； $h$ 为1小时。

（二）经营主体按照当日 AGC 调节精度未达标考核

$$F_2 = \sum_i^n (1 - K_{2i}) \times P_n \times 0.01h \times \alpha_2$$

$$\alpha_2 = \begin{cases} 0.4; 0.9 \leq K_{2i} < 1 \\ 1; 0 < K_{2i} < 0.9 \end{cases}$$

式中：其中 $K_{2i}$ 为第 $i$ 次调节 $K_2$ ； $n$ 为并网主体 AGC 有效调节过程次数； $h$ 为 1 小时。

（三）经营主体按照当日 AGC 响应时间未达标考核。

$$F_3 = \sum_i^n (1 - K_{3i}) \times P_n \times 0.01h \times \alpha_3$$

$$\alpha_3 = \begin{cases} 0.2; 0.9 \leq K_{3i} < 1 \\ 0.5; 0 < K_{3i} < 0.9 \end{cases}$$

式中：其中 $K_{3i}$ 为第 $i$ 次调节 $K_3$ ； $n$ 为并网主体有效AGC调节过程次数； $h$ 为1小时。

## 第七节 与现货电能量市场的协调

第二十三条 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。

第二十四条 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。

第二十五条 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。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。调频量价补偿费用的计算与分摊方法详见《现货市场模式下河南省电力市场结算实施细则》。

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。

## 第六章 市场监管和市场干预

第二十六条 河南能源监管办可采取现场或非现场方式对本细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）经营主体参与市场交易、集中度和市场力情况。
- （三）执行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。

第二十七条 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。

第二十八条 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。

第二十九条 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。

第三十条 市场干预的主要手段包括但不限于：

（一）调整市场限价、标准。

（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。

第三十一条 市场成员因调频辅助服务交易，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。

## 第七章 附则

第三十二条 本细则自印发之日起生效，可根据市场运行情况适时进行修订。

第三十三条 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。

第三十四条 河南省电力现货市场运行期间未尽事宜以具体运行方案为准。

## 附件 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）；

$\Delta P_z$ 为调节过程最终出力指令减去初始出力的出力值（兆瓦）；

$\Delta P$ 为实际调节过程中的调节幅度（兆瓦）；

$\Delta T$ 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。

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

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。

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

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。