

# 华中区域电力辅助服务管理实施细则

(征求意见稿)

## 第一章 总 则

**第一条** 为深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，完整准确全面贯彻新发展理念，做好碳达峰、碳中和工作，构建新型电力系统，深化电力体制改革，持续推动能源高质量发展，保障华中区域电力系统安全、优质、经济运行及电力市场有序运营，促进源网荷储协调发展，建立用户参与的电力辅助服务分担共享新机制，进一步规范电力辅助服务管理，根据《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》《电网运行规则（试行）》《电力辅助服务管理办法》等有关法律法规，制定本细则。

**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** 本细则适用于华中区域河南省、湖北省、湖南省、江西省、四川省、重庆市电力调度机构调度管辖的接入 35kV 及以上电压等级并网主体电力辅助服务的提供、调用、考核、补

偿、结算和监督管理等。35kV 以下的并网主体辅助服务管理可以在本细则基础上，根据当地实际情况，在不影响公平合理的前提下，适当精简项目，由省级电力调度机构报相应能源监管机构同意后实施。

**第四条** 并网主体包括发电侧并网主体、新型储能和负荷侧并网主体。

（一）发电侧并网主体是指电力调度机构管辖范围的燃煤电厂、燃油电厂、生物质电站、燃气电厂、水力发电厂、抽水蓄能、风力发电场、光伏电站。

（二）新型储能是指电力调度机构调度管辖范围的电化学、压缩空气、飞轮等新型储能电站。本细则所指新型储能为电化学储能电站或储能系统，压缩空气、飞轮等新型储能电站参照执行。纳入本细则管理的新型储能容量不低于 4MW/1 小时。

（三）本细则所称负荷侧并网主体是指能够直接响应调度指令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的可调节负荷，包括独立电力大用户和聚合平台两类（含负荷聚合商、虚拟电厂等形式聚合）。纳入本细则管理的可调节负荷容量不低于 5MW，向上或向下调节能力不低于 5MW，持续时间不低于 1 小时。

**第五条** 已通过市场化交易的电力辅助服务品种，根据市场交易规则进行清算、结算，相关辅助服务品种不在本细则进行重复补偿。未通过市场机制实现补偿的电力辅助服务品种，按本细则进行补偿。

**第六条** 新建并网主体应按照《电网运行规则（试行）》

《电网运行准则》等要求接入电网，并完成以下工作之后开展辅助服务管理：

（一）火力发电机组按《火电发电建设工程启动试运及验收规程》（DL/T 5437）要求完成整套启动试运时纳入。

（二）水力发电机组按《水电工程验收规程》（NB/T 35048）、抽蓄机组按照《可逆式抽水蓄能机组启动试运行规程》（GB/T 18482）要求完成负荷连续运行时纳入。

（三）风力发电场、光伏电站分别按《风力发电场项目建设工程验收规程》（GB/T 31997）、《光伏发电工程验收规范》（GB/T 50796）完成工程验收，第一台风电机组或逆变器并入电网时纳入。

（四）电化学储能电站按照《电化学储能电站并网运行与控制技术规范》（DL/T 2246.1～2246.9）、《参与辅助调频的电厂侧储能系统并网管理规范》（DL/T 2313）要求完成接入电网且具备结算条件之后纳入。

电源侧、负荷侧电化学储能经所在电源侧、负荷侧法人同意并具备相关条件，可以在电源侧、负荷侧独立出来，按照公用电化学储能方式参与辅助服务补偿。

（五）可调节负荷按照《可调节负荷并网运行与控制技术规范》（DL/T 2473.1～2473.13）要求完成接入电网且具备结算条件后纳入。

（六）其它发电机组原则上自基建调试完成交付生产运行之日纳入。

（七）电源侧、负荷侧电化学储能电站以及可调节负荷参

与辅助服务补偿和并网运行考核应具备的相关条件以及退出条件由省级以上电力调度机构制定，并报相关能源监管机构。

**第七条** 能源监管机构依法对辖区内电网企业、电力调度机构、电力交易机构和并网主体执行本细则情况进行监管。电力调度机构按照调度管辖范围开展辅助服务管理工作；电力交易机构负责披露补偿分摊结果，出具结算依据；电网企业负责对辅助服务费用进行结算。

## **第二章 定义与分类**

**第八条** 并网主体提供的辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务。

**第九条** 基本辅助服务是指为了保障电力系统安全稳定运行、保证电能质量，并网主体必须提供的辅助服务。包括基本一次调频、基本调峰、基本无功调节等。

（一）基本一次调频是指当电力系统频率偏离目标频率时，常规机组通过调速系统的自动反应、新能源和新型储能等并网主体通过快速频率响应，调整有功出力减少频率偏差所提供的服务中，一次调频实际动作积分电量不在规定理论动作积分电量要求范围内的事件部分。

（二）基本调峰是指发电机组在规定的最小技术出力到额定容量范围内，为了跟踪负荷的峰谷变化而有计划的、按照一定调节速度进行的发电机组出力调整所提供的服务。

常规燃煤机组和在非供热期的热电联产机组的基本调峰能力为其额定容量的 50%，燃气机组（以下简称燃机）基本调峰

能力为其额定容量（燃气+汽轮机）的 100%，水电机组、生物质、综合利用机组以及在供热期间的热电联产机组按实际能力提供基本调峰。为确保电网安全，抽水蓄能机组、新能源应参与系统调峰。

（三）基本无功调节是指发电机组发电工况时，在迟相功率因数（其中火电、燃机一般为 0.85-1.0，水电一般为 0.9-1.0，风电一般为 0.9-1.0，光伏一般为 0.9-1.0）范围内向电力系统注入无功功率，或在进相功率因数（其中火电、燃机一般为 0.97-1.0，水电一般为 0.97-1.0，风电一般为 0.95-1.0，光伏一般为 0.95-1.0）范围内向电力系统系数吸收无功功率所提供的服务。

**第十条** 有偿辅助服务是指并网主体在基本辅助服务之外所提供的辅助服务，包括有偿一次调频、二次调频、有偿调峰、旋转备用、有偿无功调节、自动电压控制（AVC）、黑启动、转动惯量、爬坡、稳定切机、稳定切负荷等。

（一）有偿一次调频是指当电力系统频率偏离目标频率时，常规机组通过调速系统的自动快速反应、新能源和新型储能等并网主体通过快速频率响应，短时间内快速改变出力，减少频率偏差或满足电力系统频率安全要求的服务中，一次调频实际动作积分电量在规定理论动作积分电量要求范围内的事件部分。

（二）二次调频是指并网主体通过自动功率控制技术，包括自动发电控制（AGC）、自动功率控制（APC）等，跟踪电力调度机构下达的指令，按照一定调节速率实时调整发用电功

率，以满足电力系统频率、联络线功率控制要求的服

自动发电控制（AGC）是指并网主体在规定的出力调整范围内，跟踪电力调度指令，按照一定调节速率实时调整发电出力，以满足电力系统频率和联络线功率控制要求的服

自动功率控制（APC）是指采用信息通信和自动控制技术，通过调度侧向分布式电源、可调节负荷下达实时调节指令，实现对电网调控范围内的发电机、可调节负荷等源网荷储各环节调节资源有功的目标负荷计算和自动跟踪调节，以满足电力系统频率和联络线功率控制要求的服

（三）有偿调峰是指在负荷低谷或调峰困难时段，发电侧并网主体超过基本调峰范围进行深度调峰、按电力调度指令要求启停机(炉)进行调峰；抽水蓄能机组处于抽水状态、新型储能处于充电状态进行调峰；负荷侧并网主体上调用电功率，增加用电所提供的服。在负荷高峰或顶峰困难时段，发电侧并网主体达到额定出力、按电力调度指令紧急启机进行顶峰；抽水蓄能机组处于发电状态、新型储能处于放电状态进行顶峰；负荷侧并网主体下调用电功率，减少用电所提供的服

（四）旋转备用是指为保证电力系统可靠供电，在调度需求指令下，并网主体通过预留调节能力，并在规定的时间内响应调度指令所提供的服

（五）有偿无功调节是指并网主体在进相功率因数低于额定值（其中火电、燃机、水电、新型储能为 0.97，风电、光伏为 0.95）的情况下向电力系统吸收无功功率或迟相功率因数低于额定值（其中火电、燃机为 0.85，水电、光伏、风电为 0.9，

新型储能为 0.8) 的情况下向电力系统发出无功功率, 以及发电机组在调相工况运行时向电力系统发出或吸收无功功率所提供的服务。

(六) 自动电压控制 (AVC) 是指在自动装置的作用下, 发电侧并网主体、新型储能的无功出力和用户的无功补偿设备根据电力调度指令进行自闭环调整, 使电网达到最优的无功和电压控制的过程。

本细则规定的自动电压控制 (AVC) 服务仅指发电侧并网主体、新型储能在规定的无功调整范围内, 自动跟踪电力调度指令, 实时调整无功出力, 满足电力系统电压和无功控制要求所提供的服务。

(七) 黑启动是指电力系统大面积停电后, 在无外界电源支持情况下, 由具备自启动能力的发电侧并网主体、新型储能所提供的恢复系统供电的服务。

(八) 转动惯量是指在系统经受扰动时, 发电侧并网主体、新型储能等利用其发电所必须的旋转设备固有的惯量特性或其它发电方式提供响应系统频率变化的快速正阻尼, 阻止系统频率突变所提供的服务。

(九) 爬坡是指为应对可再生能源发电波动、全网频率异常、局部地区电力平衡困难、断面过载等紧急情况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并网主体根据调度指令快速调整出力, 以维持系统功率平衡所提供的服务。

(十) 稳定切机服务是指电力系统发生故障时, 稳控装置正确动作后, 发电侧并网主体自动与电网解列所提供的服务。

(十一) 稳定切负荷服务是指电网发生故障时，安全自动装置正确动作切除部分用户负荷，用户在规定响应时间及条件下以损失负荷来确保电力系统安全稳定所提供的服务。

### **第三章 提供与调用**

**第十一条** 并网主体有义务提供辅助服务，且履行以下职责：

(一) 提供基础技术参数以确定各类辅助服务的能力，提供有资质单位出具的辅助服务能力测试报告。

(二) 负责设备运行与维护，确保具备提供符合规定标准要求辅助服务的能力。

(三) 根据电力调度指令要求提供辅助服务。

(四) 执行辅助服务考核和补偿。

(五) 配合完成参数校核工作。

**第十二条** 辅助服务遵循“按需调用”的原则，电力调度机构根据电网运行需要和并网主体调节性能，合理调用辅助服务。

**第十三条** 电力调度机构调用并网主体辅助服务时，应履行以下职责：

(一) 根据电网情况、安全导则、调度规程，遵循“按需调度”和“三公”原则，组织、安排调度管辖范围内并网主体的辅助服务。

(二) 根据相关技术标准和管理办法对辅助服务补偿、考核情况进行记录和统计。

(三) 定期公布辅助服务调用、考核及补偿详细情况。



(四) 及时答复并网主体的问询。

(五) 定期对辅助服务的有关情况进行统计分析并报送能源监管机构。

(六) 按能源监管机构的要求报送其它相关情况。

## 第四章 考核与补偿

**第十四条** 对基本辅助服务不进行补偿，当并网主体因自身原因造成基本辅助服务达不到规定标准需接受考核。对有偿辅助服务进行补偿，当并网主体因自身原因造成辅助服务不能被调用或达不到指定要求时，需接受考核。具体考核办法见《华中区域电力并网运行管理实施细则》。

### **第十五条** 自动发电控制（AGC）服务补偿

自动发电控制（AGC）按照单元（单机、全厂或多个发电厂组成的计划单元）参与所在控制区频率或者联络线偏差控制调节（ACE）的，对其贡献量进行补偿。自动发电控制（AGC）投其它控制模式的，不对其调节电量进行补偿。

$$AGC \text{ 补偿费用 (元)} = \begin{cases} abs(\Delta P) \times k \times 10 \text{ 元/MW} & (2 \geq k \geq 0.9 \text{ 或 } k < 0) \\ 0 & (0 \leq k < 0.9) \end{cases}$$

其中， $\Delta P$ （MW）为单次有效调节过程调节幅度，调节过程“综合性能指标 k”定义见《华中区域电力并网运行管理实施细则》。

### **第十六条** 自动功率控制（APC）服务补偿

(一) APC 投调频控制模式时，可调节负荷参与所在控制区频率或者联络线偏差控制调节（ACE）的，对其贡献量进行

补偿调节电量补偿。APC 补偿费用=APC 实际调节里程（兆瓦）×10（元/兆瓦）。其中，APC 实际调节里程为可调节负荷根据 APC 调度指令要求比基准功率增加、减少有功功率对应的里程绝对值之和。

（二）可调节负荷的标准调节速率不应低于最大调节能力的 1%/min；可调节负荷资源的标准响应时间不应高于 120s；可调节负荷资源的标准调节精度宜不低于最大调节能力的 1.5%；可调节负荷在参与调控业务期间的 APC 月可用率不应低于 95%，APC 月投入率不应低于 95%（调度允许退出时段不统计）。以上四项性能指标都满足时，APC 合格率为 100%；任意一个标准不满足时，视为调节性能不合格，该时段对应的 APC 补偿为零。

调节速率、响应时间、调节精度性能指标的计算及统计方法参见《华中区域电力并网运行管理实施细则》AGC 执行。

### 第十七条 有偿一次调频补偿

有偿一次调频补偿包含小扰动补偿、大扰动补偿和模拟扰动补偿。在当月频率性能调节合格事件中，对一次调频贡献率满足要求的发电侧并网主体、新型储能、可调节负荷（最大可调容量 5MW 及以上）进行补偿。

#### （一）小扰动补偿

对满足小扰动性能指标要求的并网主体给予补偿，补偿标准如下：

$$F_{\text{补偿}} = M \times (P_n \times C) \times 150 \text{ 元/MWh}$$

式中：

若|电网频差| < 0.06Hz

$$M = \begin{cases} 0; & Q_{\text{合格}} < 75\% \text{ 或 } K_{i0} > 1.3 \\ 1; & Q_{\text{合格}} \geq 75\% \text{ 且 } K_{i0} \leq 1.3 \end{cases}$$

若|电网频差| ≥ 0.06Hz

$$M = \begin{cases} 0; & Q_{\text{合格}} < 75\% \text{ 或 } K_{i0} > 1.0 \\ 1; & Q_{\text{合格}} \geq 75\% \text{ 且 } K_{i0} \leq 1.0 \end{cases}$$

$P_n$  为并网主体额定容量（MW）、 $C$  为 0.1 小时、 $K_{i0}$  为每次小扰动合格事件贡献率。

### （二）大扰动补偿

对满足大扰动性能指标要求的并网主体给予补偿，补偿标准如下：

$$F_{\text{补偿}} = 1000 \times M \times H_{i1} (\text{MWh}) \times 600 \text{元} / \text{MWh}$$

式中：

$$M = \begin{cases} 0; & K_{i1} > 1.0 \\ 1; & K_{i1} \leq 1.0 \end{cases}$$

$K_{i1}$  为每次大扰动合格事件贡献率、 $H_{i1}$  为并网主体每次大扰动合格事件的调频实际贡献电量。

### （三）模拟扰动补偿

对模拟测试结果满足大扰动性能指标要求的并网主体给予补偿，补偿标准如下：

$$F_{\text{补偿}} = 1000 \times M \times H_{i2} (\text{MWh}) \times 450 \text{元} / \text{MWh}$$

式中：

$$M = \begin{cases} 0; & K_{i2} > 1.0 \\ 1; & K_{i2} \leq 1.0 \end{cases}$$

$K_{i2}$  为每次模拟扰动合格事件贡献率、 $H_{i2}$  为并网主体每次模拟扰动合格事件的调频实际贡献电量。

“小扰动”、“大扰动”、“模拟扰动”、“一次调频贡献率  $K$ ”、“ $Q_{\text{合格率}}$ ”、“ $\Delta f_{\text{sq}}$ ”、“ $P_n$ ”定义见《华中区域电力并网运行管理实施细则》。

**第十八条** 当预计全网负备用小于裕度值，需要将一台及以上并网燃煤机组降至有偿调峰基准值以下或者停机时，启动调峰补偿。当燃煤机组深度调峰满足调峰需求时，优先启动燃煤机组深度调峰。

#### （一）燃煤机组深度调峰补偿

常规燃煤发电机组出力低于基本调峰下限的，按低于基本调峰下限少发电量给予补偿。

燃煤发电机组不满足《燃煤机组锅炉深度调峰能力评估试验导则》（DL/T 2497）相关深调能力评估要求或因机组设备问题造成实际出力低于基本调峰下限，不予补偿。

每台机组每 5 分钟按以下规则计算补偿：

深度调峰补偿费用：

$$F_{\text{深度调峰}} = H_1 \times W_{\text{深度调峰}} \times C_{\text{调峰}}$$

式中： $W_{\text{深度调峰}}$  为调峰深度贡献电量， $C_{\text{调峰}}$  为调峰电量补偿价格， $H_1$  为分省系数。

深度调峰贡献电量：

$$W_{\text{深度调峰}} = |P_{\min} - P_{\text{实际}}| \times 5/60 \text{ (MWh)}$$

式中： $P_{\min}$ 为机组基本调峰能力确定的机组最小技术出力， $P_{\text{实际}}$ 为机组实际出力。

深度调峰电量补偿价格：

负荷率	$C_{\text{调峰}}$
45%≤负荷率<50%	250
40%≤负荷率<45%	350
35%≤负荷率<40%	500
30%≤负荷率<35%	600
负荷率<30%	700

分省系数：根据各省峰谷差率，调峰压力差异化，进行  $H_1$  设置。

分省系数	$H_1$
湖北	1
河南	1
湖南	1.2
江西	1
重庆	1
四川	1

## (二) 启停调峰补偿

1. 燃煤机组在 24 小时内因系统调峰需求，电力调度机构要求同一台机组启停一次，计为一次启停调峰，水电机组无补偿。补偿标准如下：

$$\text{单机容量} \leq 100\text{MW}: F_{\text{启停}} = P_n \times 800 \text{元/MW}$$

$$\text{单机容量} > 100\text{MW}: F_{\text{启停}} = P_n \times 2000 \text{元/MW}$$

2. 燃机在 24 小时内因系统调峰需求，在启动燃煤机组深度调峰后，电力调度机构要求同一台机组启停一次，计为一次启停调峰。补偿标准如下：

$$F_{\text{启停}} = P_n \times 100 \text{元} / \text{MW}$$

式中： $P_n$ 为机组额定容量。

### （三）抽水蓄能机组调峰补偿

对于成本和收益纳入输配电价疏导的抽水蓄能机组当年抽水累计利用小时数超出  $H_2$  的部分进行调峰辅助服务补偿。抽水蓄能机组不参与启停调峰、旋转备用、稳定切机和稳定切负荷辅助服务补偿。抽水蓄能机组参与其它辅助服务时，已明确补偿标准的按规定执行，未明确补偿标准的参照水电机组执行。

分省系数：对应各省抽水蓄能机组调用需求进行  $H_2$  设置。

分省系数	$H_2$
湖北	1000
河南	1000
湖南	1000
江西	1000
重庆	1000
四川	1000

### 抽水蓄能机组抽水工况下调峰补偿

超过  $H_2$  后， $W_{\text{运行调峰}}$  为当月抽水工况下按照抽水容量持续时段内的积分电量。

$$F_{\text{运行}} = W_{\text{运行调峰}} \times 1\% \times 450 \text{元} / \text{兆瓦时}$$

### （四）生物质电站调峰补偿

电力调度机构依据生物质电站出具的有资质的试验单位现场测试出的  $s_c$  值及  $s_z$  值确定生物质电站的调峰区间，其中  $s_c$  为机组不投助燃燃料且满足环保要求的最低出力（MW）， $s_z$  为机组投助燃燃料且满足环保要求的最低出力（MW）。

生物质电站参与调峰，对系统优化运行做出的贡献每 5 分钟可按以下标准获得补偿：

运行调峰补偿费用：

$$F_{\text{运行}} = W_{\text{运行调峰}} \times C_{\text{调峰}}$$

式中： $W_{\text{运行调峰}}$  为运行调峰贡献电量， $C_{\text{调峰}}$  为调峰电量补偿价格。

运行调峰贡献电量：

$$W_{\text{运行调峰}} = P_{\text{max}} \times T - W_{\text{实际}}$$

式中： $P_{\text{max}}$  为当日用电负荷高峰时段生物质电站平均出力（MW）， $T$  为调峰参与的时长（单位为小时）， $W_{\text{实际}}$  为调峰参与时段内的实际电量（MWh）。

调峰电量补偿价格：

$$C_{\text{调峰}} = \begin{cases} \left(1 - \frac{S_C}{P_N}\right) \times 300 \text{元/MWh}, S_C \leq P_{\text{实际}} < P_{\text{max}} \\ \left(1 - \frac{S_Z}{P_N}\right) \times 600 \text{元/MWh}, S_Z \leq P_{\text{实际}} < S_C \end{cases}$$

式中： $P_N$  为机组额定容量（MW）。

如因机组设备问题造成实际出力降低，不予补偿。

### （五）新型储能调峰补偿

电力调度机构结合系统调峰需要调用，下达调度计划（含调度指令）要求储能电站进入充电状态时，对其充电电量进行补偿，具体补偿标准为  $H_3 \times 300$ （元/兆瓦时）。

分省系数：对应各省实际情况及调用需求，进行  $H_3$  设置。相关电能市场规则或调峰辅助服务市场规则对储能电站参与调峰辅助服务及其调用顺序、标准另有规定的，从其规定。

分省系数	$H_3$
湖北	1

河南	1
湖南	1
江西	1
重庆	1
四川	1

### （六）可调节负荷调峰补偿

在调峰困难时段，对可调节负荷接受电力调度机构（主站）控制，上调用电功率，增加用电量进行填谷进行补偿。在负荷高峰时段或者电力供应紧张时段，对可调节负荷接受电力调度机构（主站）控制，下调用电功率，减少用电量进行削峰进行补偿。现货市场运行期间，可调节负荷已参与现货市场不予补偿。当地需求侧响应政策已经给予补偿，不重复补偿。

1.按 15 分钟为一个时段计算可调节负荷的调峰（填谷）辅助服务费用，t 时刻调峰（填谷）辅助服务费用  $C_{t, \text{填谷费用}}$  的计算公式为：

$$C_{t, \text{填谷费用}} = \min(1.3 \times P_{t, \text{计划功率}}, P_{t, \text{实际功率}} - P_{t, \text{基准功率}}) \times \frac{1}{4} h \times m_1 \times 450 \text{元/MWh}$$

其中， $P_{t, \text{基准功率}}$  为基准功率， $P_{t, \text{实际功率}}$  为实际功率，其差值即为实际调节容量，若实际调节容量小于零，按零来处理； $m_1$  为填谷补偿力度调节系数，暂取 1。

若实际调节容量未达到计划调节功率的 70%，视为无效调节，对应时段费用不予以结算，此外，交易时段内实际用电量低于调控目标电量部分视作分摊电量，承担常规能源分摊义务；若实际调节容量位于计划调节功率的 70%至 130%之间，实际调节容量全部计入有效调节容量，对应时段费用予以结算；若实际调节容量高于计划调节功率的 130%，有效调节容量计为计划



调节功率的 130%，对应时段费用予以结算。

2.按 15 分钟为一个时段计算可调节负荷的调峰（削峰）辅助服务费用  $C_{t,削峰费用}$ ，计算公式为：

$$C_{t,削峰费用} = \min(1.3 \times P_{t,计划功率}, P_{t,基准功率} - P_{t,实际功率}) \times \frac{1}{4} h \times m_2 \times 450 \text{元/MWh}$$

其中， $P_{t,基准功率}$  为基准功率， $P_{t,实际功率}$  为实际功率，其差值即为实际调节容量，若实际调节容量小于零，按零来处理； $m_2$  为削峰补偿力度调节系数，暂取 1。

若实际调节容量未达到计划调节功率的 70%，视为无效响应，对应时段费用不予以结算，此外交易时段内实际用电量高于调控目标电量部分视作分摊电量，承担常规能源分摊义务；若实际调节容量位于计划调节功率的 70%至 130%之间，实际调节容量全部计入有效调节容量，对应时段费用予以结算；若实际调节容量高于计划调节功率的 130%，有效调节容量计为计划调节功率的 130%，对应时段费用予以结算。

### 第十九条 旋转备用补偿

电力调度机构应根据监管要求和国家、行业标准健全完善备用管理制度，科学、合理、精细安排旋转备用容量，按月明确并公布系统备用安排情况。

在负荷高峰时期，对燃煤机组以及承担系统备用的水电机组所提供的旋转备用予以补偿。不能提供旋转备用的机组，如径流式水电机组、新能源（风电、光伏等）机组，不予补偿。由于电厂原因无法按调度需要达到申报的最高可调出力时，当日旋转备用容量不予补偿。

每台机组每 5 分钟按以下规则计算补偿：

补偿费用：

$$F_{\text{旋备}} = W_{\text{旋备}} \times C_{\text{旋备}}$$

式中： $W_{\text{旋备}}$  为旋转备用贡献量； $C_{\text{旋备}}$  为旋转备用补偿价格，燃煤机组 15 元/MWh，水电机组 8 元/MWh。

旋转备用贡献量：

$$W_{\text{旋备}} = |P_{\text{max}} - P_{\text{实际}}| \times 5 / 60 (\text{MWh})$$

式中： $P_{\text{max}}$  为运行机组申报的最大发电能力， $P_{\text{实际}}$  为机组实际出力。

主要以水电机组承担系统备用的省份可以日最高用电负荷预测值的 3% 作为当日系统旋转备用补偿容量上限。

## 第二十条 有偿无功服务补偿

(一) 有偿无功服务按机组计量。

(二) 根据电力调度指令，并网主体通过提供必要的有偿无功服务保证电厂母线电压满足要求，或者已经按照最大能力发出或吸收无功也无法保证母线电压满足要求时，对发电侧并网主体比迟相功率因数（其中火电、燃机为 0.85，水电、光伏、风电为 0.9，新型储能为 0.8）多发出的无功电量或比进相功率因数（其中火电、燃机、水电、新型储能为 0.97，风电、光伏为 0.95）多吸收的无功电量进行补偿，补偿价格为 50 元/MVarh。

若机组进相运行时功率因数超过电力调度机构下发的发电机组进相规定值，不予补偿。

有偿无功电量计算方式如下：

无功增量 = | 实际运行无功出力 | - | 要求功率因数的无功

出力 |

$$\text{要求功率因数的无功出力} = P_{\text{实际}} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos \Phi \times \cos \Phi}}{\cos \Phi}$$

其中， $\cos \Phi$  为要求功率因数。

提供有偿无功电量 (MVarh) = 无功增量  $\times 5/60$

(三) 非电网投资的调相机 (含改造为调相机的发电机组) 在调相工况运行所提供的有偿无功服务, 按调相容量及调相运行时间补偿。

调相容量: 核定无功运行最大容量

$$\text{补偿费用} = Y_{\text{调相}} \times Q_n \times t_{\text{调相}} \times H_4$$

式中,  $Q_n$  为机组调相容量, 单位为 MVar;  $t_{\text{调相}}$  为机组调相运行时间, 单位为小时;  $Y_{\text{调相}}$  为调相运行补偿标准, 暂取 20 元/MVarh。

分省系数: 对应各省实际情况及调用需求, 进行  $H_4$  设置。

分省系数	$H_4$
湖北	1
河南	1
湖南	1
江西	1
重庆	1
四川	1

**第二十一条** 装设 AVC 装置的机组 AVC 投运率在 98% 以上、AVC 调节合格率在 95% 以上的, 按机组容量和投用时间进行补偿, 低于上述指标的不进行补偿:

$$F = (\lambda_{\text{调节}} - 95\%) \times P_N \times Y_{\text{AVC}} \times T_{\text{AVC}} / (100\% - 98\%)$$

式中,  $\lambda_{\text{调节}}$  为机组 AVC 调节合格率;  $P_N$  为机组容量 (MW);  $Y_{\text{AVC}}$  为 AVC 补偿标准, 取 0.1 元/MWh;  $T_{\text{AVC}}$  为机组 AVC 投用

时间，单位为小时。

**第二十二条** 电力调度机构应根据系统安全需要，合理确定黑启动的并网主体，并与黑启动并网主体所在发电企业签订黑启动服务合同，合同中应明确机组黑启动技术性能指标。对提供黑启动机组的改造新增投资成本、运行维护成本、黑启动测试成本和人员培训成本等给予补偿。水电机组暂定按 3 万元/月·台，其它常规机组暂定按 10 万元/月·台补偿；黑启动成功后的并网主体获得 100 万元/台的调用补偿费用。

### **第二十三条 稳定切机服务补偿**

为保障电网安全稳定运行需求，依据《电力系统安全稳定导则》(GB 38755)相关要求，发电侧并网主体完成稳定切机功能试验并按照电力调度机构要求投入跳闸运行。若用于提高发电侧并网主体自身升压变送出线路或经调度部门确认稳定切机提升电厂相邻断面送电能力的，则不予补偿。

补偿费用计算根据具备稳定切机功能时间、影响电量给予补偿，补偿费用计算公式如下（按次数进行补偿）：

$$F = \sum (H_s \times P_n \times t \times Y_{\text{稳定切机电量补偿}})$$

式中，F 为补偿费用； $P_n$  为并网主体额定容量；t 为稳定切机影响时间； $Y_{\text{稳定切机电量补偿}}$  为每台稳定切机影响电量补偿标准，取 300 元/兆瓦时。

分省系数：对应各省实际情况及调用需求，进行  $H_s$  设置。电力调度机构确定为能够提供切机服务的相关并网主体，因并网主体原因不能提供切机服务时（不含计划检修），并网主体应及时向电力调度机构汇报，无法提供切机服务期间，按每小

时 1MWh 计为考核电量，最大考核费用不超过该并网主体年度切机辅助服务补偿费用的 2 倍。

分省系数	H <sub>5</sub>
湖北	1
河南	1
湖南	1
江西	1
重庆	1
四川	1

电力调度机构对提供切机的并网发电主体每年做一次切机测试试验。指定提供切机的并网主体在被调用时(含测试试验)，无法达到合同约定的技术标准，当年不予以补偿，退回本年获得的全部切机辅助服务补偿费用，并按 24 个月的月度辅助服务补偿费用予以考核。

#### 第二十四条 稳定切负荷补偿

电网发生故障时，安全自动装置正确动作切除部分用户负荷，用户在规定响应时间及条件下以损失负荷来确保电力系统安全稳定所提供的服务。若用于提高用户所在局部地区供电能力提升的稳定切负荷经调度部门确认，则不予补偿。

稳控切负荷只解决自身或局部供电的不补偿，初期只考虑纳入特高压直流切负荷系统的用户。

根据稳定切负荷影响电量予以补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \sum H_6 \times \frac{Q_{\text{上月用电量}}}{t_{\text{上月月度时间}}} \times t_{\text{补偿时间}} \times Y_{\text{稳定切负荷补偿}}$$

式中，F 为补偿费用； $Y_{\text{稳定切负荷补偿}}$  为每次稳定切负荷补偿标准，取 30 元/兆瓦。

分省系数：对应各省实际情况及调用需求，进行  $H_6$  设置。

分省系数	$H_6$
湖北	1
河南	1
湖南	1
江西	1
四川	1
重庆	1

## 第二十五条 转动惯量补偿

现阶段，水电、火电、燃机、同步调相机参与转动惯量补偿；其他类型并网主体暂不纳入转动惯量补偿。

根据并网主体转动惯量、补偿时间等给予补偿，补偿计算公式如下：

$$F_{\text{补偿}} = M \times J \times Y_{\text{转动惯量补偿}} \times (t_{\text{补偿时间}} / t_{\text{月度时间}})$$

式中：

当月相关并网主体（不包含调相机）一次调频合格率不小于 75%， $M$  取 1，反之  $M$  取 0。若当月无有效调频事件，按历史一次调频合格率依次追溯。

$J$  为并网主体转动惯量； $Y_{\text{转动惯量补偿}}$  为转动惯量补偿标准，取 2 元/kg·m<sup>2</sup>； $t_{\text{补偿时间}}$  为并网时间(小时)； $t_{\text{月度时间}}$  为当月时间(小时)。

## 第二十六条 爬坡补偿

电力调度机构应根据系统安全需要，合理确定爬坡并网主体。满足爬坡性能指标要求的并网主体参与爬坡辅助服务可获得爬坡辅助服务补偿费用。

电力调度机构提前 2 分钟以上，要求具备向上或者向下爬坡能力的并网主体，并按电力调度机构要求时间节点、速率、目标完成爬坡。

根据爬坡准备时间、里程给予补偿，补偿计算公式如下：

$$F = \sum_{i=1}^n (M_i \times t \times Y_{\text{爬坡预备补偿}} + M_i \times Y_{\text{爬坡补偿}} \times B)$$

式中， $F$ 为补偿费用； $M_i$ 为第*i*次并网主体实际爬坡里程； $t$ 为爬坡预备时间，取0.5小时； $Y_{\text{爬坡预备补偿}}$ 为爬坡预备补偿标准，取35元/兆瓦时； $Y_{\text{爬坡补偿}}$ 为爬坡补偿标准，取15元/兆瓦； $n$ 为爬坡次数；爬坡速率及精度满足要求， $B$ 取1，反之取0。

## 第五章 计量与结算

**第二十七条** 并网主体必须接受调度主站监视和控制，提供的辅助服务技术参数须经有资质试验单位校验确认。

**第二十八条** 辅助服务统计数据包括电能量计量采集装置数据、电力调度自动化系统记录的发电负荷指令和省（市）间联络线交换功率指令、实际有功（无功）出力，日发电计划曲线（含修改）、省（市）间联络线交换功率曲线、电网频率、电压曲线等。

**第二十九条** 辅助服务补偿费用按月统计结算，在各省（市）电网企业单独记帐，实行专项管理。地县级电力调度机构调度管辖范围统计计算结果纳入到相应省级电力调度机构调度管辖范围，费用在全省平衡。

**第三十条** 对于地区外来电（包括跨区域和跨省），视为购电省（市）的发电侧并网主体，条件具备时纳入辅助服务管理。

**第三十一条** 辅助服务补偿费用来源于新建并网主体调试

运行期差额资金等符合国家有关法律法规以及规范性文件规定的其它资金，不足部分由相应并网主体间按电量比例承担。电量口径为：抽水蓄能电站、新型储能电站以外的发电企业采用当月上网电量。抽水蓄能电站、新型储能电站采用当月上网电量和用网电量之和。市场化用户为当月用电量。负荷聚合商、虚拟电厂等可调节负荷由其对应的电力用户承担分摊责任，不重复分摊。同时与多个省级电网企业有购售电合同关系的发电侧并网主体为其在各省级电网当月落地电量。

依据“谁受益、谁承担”原则，有偿一次调频、有偿调峰、有偿无功、AGC、AVC、稳定切机、旋转备用、稳定切负荷、黑启动由发电侧并网主体、新型储能企业、市场化用户（含电网企业代理购电用户）共同承担；APC、爬坡（可调节负荷）由市场化用户（含电网企业代理购电用户）共同承担；转动惯量、爬坡由新能源承担。

**各项辅助服务费用分摊主体表**

项目	分摊主体
有偿一次调频、有偿调峰、有偿无功、AGC、AVC、稳定切机、旋转备用、稳定切负荷、黑启动	发电侧并网主体、新型储能、市场化用户
APC、爬坡（可调节负荷）	市场化用户
转动惯量、爬坡	新能源

**第三十二条** 新建并网主体调试运行期差额资金按照国家有关规定执行，自次月起纳入辅助服务补偿资金。电网企业应做好差额资金的统计工作，按实际发生的辅助服务补偿费用进行逐月滚动分配，直至该项资金分配完毕为止。如年末差额资金仍有剩余，则滚动到下一年度继续使用。新建并网主体调试



试运行情况及差额资金使用情况应与月度辅助服务结算情况一并报送。

**第三十三条** 并网主体有偿辅助服务结算费用等于当月该电厂辅助服务补偿费用减去当月该并网主体辅助服务分摊费用。并网主体有偿辅助服务结算费用由电网企业根据结算关系，与并网主体月度电费一并结清。

## **第六章 信息披露**

**第三十四条** 信息披露应当遵循真实、准确、完整、及时、易于使用的原则，披露内容应包括但不限于考核、补偿、分摊、具体品种、调度单元等信息类型。信息披露主体对其提供信息的真实性、准确性、完整性负责。

**第三十五条** 峰、腰、谷时段划分以及调峰困难、供应紧张时段由电力调度机构根据有关规定和当地发用电特性确定和调整，在技术支持系统上发布，并报送相应能源监管机构。

**第三十六条** 每日 17:30 前，电力调度机构应向所有并网主体披露前一日各并网主体各项辅助服务补偿情况。每月 10 日前（如遇法定节假日，则顺延至节假日后第 1 天），电力调度机构应向所有并网主体披露上月各并网主体各项辅助服务补偿初步结果，并提供相关数据供计算核对。

**第三十七条** 每月 10 日前，电力调度机构应向电力交易机构推送各并网主体辅助服务考核、补偿、分摊、免考核等信息，电网企业将相关并网主体上网电量（落地电量）和市场化用户

（含电网企业代理购电用户）用电量推送至电力交易机构，由电力交易机构向所有市场主体公示。信息披露平台不具备公示条件时，可暂由电力调度机构在技术支持系统向所有市场主体披露。

**第三十八条** 并网主体对公示有异议的，应在3个工作日内提出复核。电力调度机构在接到并网主体询问的3个工作日内，应进行核实并予以答复。因复核或者豁免考核原因，导致初步结果有调整的，电力调度机构应再次向市场主体公示调整结果及调整原因。豁免考核公示信息应包含考核内容、考核时间、考核原因、并网主体减免考核申请、相关证明材料、减免考核政策依据等。未经公示，不得进行豁免考核。公示期至少3个工作日。并网主体经与电力调度机构协商后仍有争议的，可向能源监管机构提出申诉。无异议后，电力调度机构将最终结果盖章推送给电力交易机构，电力交易机构出具结算依据。

## **第七章 监督与管理**

**第三十九条** 能源监管机构负责电力辅助服务的监督与管理，监管本细则及相关辅助服务市场规则的实施，组织对电力调度机构和电力交易机构的执行情况进行评估和监管。并网主体可通过12398监管热线、微信公众号、APP和电子邮箱等多种形式向能源监管机构反馈问题和线索。

**第四十条** 电力调度机构应按照国家能源局及其派出机构有关要求，将电力辅助服务管理技术支持系统向能源监管机构开放，或开放数据接口将电力辅助服务管理技术支持系统接入

监管信息系统。

**第四十一条** 每月 25 日前，电力调度机构应以正式文件向能源监管机构报送上月电力辅助服务管理分析报告和补偿分摊结果、减免考核（含考核内容、考核时间、考核原因、并网主体减免考核申请、相关证明材料及减免考核政策依据）、公示反馈意见等信息。

**第四十二条** 能源监管机构结合实际情况和相关问题线索，坚持问题导向和目标导向，重点围绕辅助服务需求和边界、辅助服务调用、计量统计、费用结算、信息披露报送等方面，不定期组织对电网企业、电力调度机构、电力交易机构和并网主体执行本细则情况开展专项督查和重点监管。

**第四十三条** 能源监管机构视情况需要组织对“两个细则”及辅助服务市场技术支持系统中有关算法、功能与本规则一致性进行核查。

**第四十四条** 能源监管机构视情况需要对相关单位采取约谈通报、责令整改、行政处罚等监管措施。

**第四十五条** 电网企业、电力调度机构、电力交易机构和并网主体应如实报送与监管事项相关的文件、资料，并按国家规定如实公开有关信息。

**第四十六条** 电力调度机构应严格按照本细则实施并网主体辅助服务管理，不得擅自调整算法和参数，确保数据真实、准确和及时，应保存辅助服务管理数据至少两年。

**第四十七条** 电力调度机构应每年组织评估本细则执行情况，向能源监管机构提交相关分析报告或规则调整建议。能源

监管机构根据有关建议和实际情况需要及时调整和完善有关条款及考核标准。

**第四十八条** 电网企业、发电侧并网主体违反本细则相关规定的，不遵守电力市场运行规则的，由能源监管机构责令限期改正；拒不改正的，按照《电力监管条例》第三十一条的规定进行处罚，并可对直接负责的主管人员和其他直接责任人员提出处理建议。

**第四十九条** 电力企业、电力调度交易机构有下列情形之一的，由能源监管机构责令限期改正；拒不改正的，按照《电力监管条例》第三十四条的规定进行处罚，并可对直接负责的主管人员和其他直接责任人员提出处理建议。

（一）拒绝或者阻碍国家能源局及其派出机构从事电力辅助服务监管工作的人员依法履行监管职责的。

（二）提供虚假或者隐瞒重要事实的电力辅助服务管理信息的。

（三）违反本细则相关规定，未按要求公开有关信息。

## **第八章 附 则**

**第五十条** 本细则由华中能源监管局会同河南、湖南、四川能源监管办负责解释。

**第五十一条** 本细则自 2023 年 XX 月 XX 日起施行，有效期 5 年。《关于印发〈华中区域电力辅助服务管理实施细则〉和〈华中区域发电厂并网运行管理实施细则〉的通知》（华中监能市场〔2020〕153 号）及其相关补充规定同时废止。