

# 华北区域电力辅助服务管理实施细则

## 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《电力辅助服务管理办法》，制定本实施细则。

第二条 本细则所称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，由各类型并网主体提供的服务。

并网主体包括发电侧并网主体、负荷侧并网主体和新型储能。其中发电侧并网主体是指华北区域省级及以上电力调度机构直接调度的火电（燃煤、燃气和生物质发电等）、水

电、风电、光伏发电、抽水蓄能、自备电厂；负荷侧并网主体是指能够响应地市级及以上电力调度机构指令的传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车可充电网络等可调节负荷（含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合）；新型储能是指电化学、压缩空气、飞轮储能等。

第三条 本实施细则适用于华北区域发电侧并网主体、负荷侧并网主体和新型储能，其他并网主体可参考本细则执行。

## 第二章 定义与分类

第四条 电力辅助服务的种类分为有功平衡服务、无功平衡服务和事故应急及恢复服务。

第五条 有功平衡服务包括一次调频、自动功率控制（APC）、调峰、转动惯量、爬坡等电力辅助服务。

（一）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。

（二）自动功率控制（APC）是自动发电控制（AGC）在传统发电机组基础上继续向可调节负荷侧延伸发展，涵盖了原有的发电机组 AGC 技术内涵，拓展至源网荷储各环节并网主体控制单元（如发电机组、新能源、直控新型储能和可调节负荷等）在规定的出力调整范围内，自动跟踪电力调度指令，按照一定调节速率实时调整发电/用电功率，以满足电力系统有功平衡、频率稳定和联络线功率控制要求的服务。

（三）调峰是指为跟踪系统负荷的峰谷变化及可再生能源出力变化，并网主体根据调度指令进行的发用电功率调整或设备启停所提供的服务。

（四）转动惯量是指在系统经受扰动时，并网主体根据自身惯量特性提供响应系统频率变化率的快速正阻尼，阻止系统频率突变所提供的服务。

（五）爬坡是指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

率的并网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。

第六条 无功平衡服务即电压控制服务，电压控制服务是指为保障电力系统电压稳定，并网主体根据调度下达的电压、无功出力等控制调节指令，通过自动电压控制（AVC）、调相运行等方式，向电网注入、吸收无功功率，或调整无功功率分布所提供的服务。

（一）自动电压控制（AVC）是指利用计算机系统、通信网络和可调控设备，根据电网实时运行工况在线计算控制策略，自动闭环控制无功和电压调节设备，以实现合理的无功电压分布。

（二）调相运行是指发电机不发出有功功率，只向电网输送感性无功功率的运行状态，起到调节系统无功、维持系统电压水平的作用。

（三）无功调节是指发电机通过迟相运行向电力系统注入无功功率，或进相运行从电力系统吸收无功功率所提供的服务。

第七条 事故应急及恢复服务包括黑启动服务等。

黑启动是指电力系统大面积停电后，在无外界电源支持的情况下，由具备自启动能力的发电机组或抽水蓄能、新型储能等所提供的恢复系统供电的服务。

第八条 辅助服务根据提供方式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，发电侧并网主体必须提供的辅助服务，包括一次调频、基本调峰、基本无功调节等。

（一）基本调峰是指发电机组在规定的出力调整范围内，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。

火电机组的基本调峰调峰范围为 50%-100%额定容量，其中燃气火电机组群由“二拖一”调整为“一拖一”运行时，燃气火电机组群额定容量按整套机组容量的一半计算；水电机组的基本调峰范围为 0-100%。

（二）基本无功调节是指发电机组在发电工况时，在迟

相功率因数 0.8 至 1 范围内向电力系统发出无功功率,或在进相功率因数 0.97 至 1 范围内向电力系统吸收无功功率所提供的服务。

第十条 有偿辅助服务是指发电侧并网主体在基本辅助服务之外所提供的辅助服务，包括自动功率控制（APC）、有偿调峰、有偿无功调节、自动电压控制（AVC）、黑启动、转动惯量、爬坡等。

（一）有偿调峰是指以电网调峰为目的发电侧并网主体按电力调度指令超过基本调峰范围进行的深度调峰，以及发电机组启停机调峰（指以电网调峰为目的安排的机组在停机 72 小时内再度启动发电或启动 72 小时内再度停机备用的调峰方式）所提供的服务。如果调峰机组不能按照调度指令启动并网，则取消调峰补偿，并按《华北区域电力并网运行管理实施细则》第二十八条第三款“备用机组不能按调度指令并网发电”进行考核。

（二）有偿无功调节是指发电机组在迟相功率因数小于 0.8 的情况下向电力系统发出无功功率，或在进相功率因数

小于 0.97 的情况下向电力系统吸收无功功率，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。

(三) 自动电压控制 (AVC) 是指在自动装置的作用下，发电侧并网主体的无功出力、变电站和用户的无功补偿设备以及变压器的分接头根据电力调度指令进行自动闭环调整，使全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) 服务仅指发电机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。

### 第三章 提供与调用

第十一条 电力辅助服务提供方有义务向电力调度机构申报基础技术参数以确定电力辅助服务能力，或满足相关技术参数指标的要求。并网主体应履行以下职责：

(一) 向电力调度机构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) 负责自身设备的运行维护，确保具备提供符合规定标准要求的辅助服务的能力。

(三) 根据电力调度指令、辅助服务市场规则或市场出清结果提供辅助服务。

(四) 按照本细则参与辅助服务考核和补偿。

(五) 配合完成参数校核。

第十二条 电力调度机构按照国家、行业有关标准或规定进行选取和调用电力辅助服务。已开展市场化交易的电力辅助服务品种，按照市场规则或出清结果确定提供主体；未开展市场化交易的电力辅助服务品种，遵循“按需调度”的原则，由电力调度机构根据并网主体特性和电网情况，合理安排并网主体承担辅助服务，保证调度的公开、公平、公正。

第十三条 电力调度机构调用并网主体提供辅助服务



时，应履行以下职责：

（一）按照调度规程和国家、行业有关标准或规定，根据电网运行情况组织、安排调度管辖范围内并网主体提供辅助服务。

（二）根据相关技术标准和管理办法对辅助服务执行情况进行记录和计量、考核和补偿情况统计等工作。

（三）定期公布辅助服务调用、考核及补偿情况。

（四）及时答复并网主体的问询。

（五）定期向国家能源局派出机构报送辅助服务的计量、考核、补偿统计情况。

#### 第四章 补偿方式与分摊机制

第十四条 有偿电力辅助服务通过固定补偿方式提供，已开展市场化交易的电力辅助服务，通过市场化方式提供。

第十五条 对基本辅助服务不进行补偿，当并网主体因自身原因不能提供基本辅助服务时需接受考核。对有偿辅助服务进行补偿，当并网主体因自身原因不能被调用或者达不

到预定调用标准时需接受考核。具体考核办法见《华北区域电力并网运行管理实施细则》。

第十六条 跨省跨区送电配套电源机组均纳入电力辅助服务管理，原则上根据调度关系在送端或受端电网参与电力辅助服务，不重复参与送、受两端电力辅助服务管理。

#### 第十七条 有偿辅助服务的补偿原则

（一）自动功率控制（APC）、有偿调峰根据社会平均容量成本及提供辅助服务而增加的成本，确定各自的补偿标准。

（二）有偿无功根据低于电网投资新建无功补偿装置和运行维护成本的原则，以提供有偿无功服务而增加的成本，确定其补偿标准。

（三）AVC 根据投资成本、运行维护成本及提供 AVC 服务而增加的成本，确定其补偿标准。

（四）黑启动根据投资成本、维护费用、黑启动期间运行费用以及每年用于黑启动测试和人员培训费用，确定其补偿标准。

(五) 转动惯量根据并网主体向系统提供转动惯量设备的维护成本，确定其补偿标准。

(六) 爬坡根据系统负荷或新能源出力大幅变化时并网主体提供爬坡辅助服务而增加的成本，确定其补偿标准。

#### 第十八条 有偿调峰服务补偿

(一) 有偿调峰服务按机组计量。

(二) 对火电机组因电网运行需要或新能源消纳需求提供深度调峰服务造成的比基本调峰少发的电量，机组出力在50%-40%额定容量部分，按照100元/MWh进行补偿；机组出力在40%额定容量以下部分按照250元/MWh进行补偿。

(三) 燃煤火电机组启停调峰补偿标准如下：

单机容量在100MW以下(含100MW)的机组启停调峰一次，按机组容量补偿1000元/MW。

单机容量在100MW以上的机组启停调峰一次，按机组容量补偿1750元/MW。

(四) 燃气火电机组全容量启停调峰一次，按机组容量

补偿 1250 元/MW。“二拖一”燃气火电机组在“二拖一”与“一拖一”之间、“一拖一”与全停之间工况转换的启停调峰，按机组容量补偿 1000 元/MW（启停调峰过程中使用不同燃机的，按机组容量补偿 750 元/MW），且容量按整套机组的 50%计算。水电机组启停调峰一次，按机组容量补偿 7 元/MW。

#### 第十九条 自动功率控制（APC）服务补偿

（一）自动功率控制（APC）服务按控制单元（机组、直控新型储能或负荷聚合商等）计量，其中参与 APC 补偿的负荷聚合商按实际参与调控业务的时间段计算且应技术上应满足：遥测数据采用实时变化方式上送，同时全遥测方式周期不大于 15s，数据采集误差不大于 0.5%，从负荷终端功率变化到调度侧收到遥测数据的延迟不大于 3 秒。

（二）控制单元提供 APC 服务，按可用时间及 APC 服务贡献分别补偿：

##### 1、APC 可用时间补偿

装设 APC 装置的控制单元，如果 APC 可用率达到 98%

以上，按 APC 可用时间补偿 10 元/小时。APC 可用时间补偿费用按月统计。

## 2、APC 服务贡献补偿

装设 APC 装置并且由相关电力调度机构 APC 主站控制的控制单元，以参与系统 APC 控制的程度进行区分，按调节深度和调节性能的乘积进行补偿。补偿费用按天统计。

### (1) 日调节深度

日调节深度定义为每日调节量的总和，即：

$$D = \sum_{j=1}^n D_j$$

其中  $D_j$  为控制单元第  $j$  次的调节深度， $n$  为日调节次数。

同时，当控制单元进行折返调节时，增加机组额定容量的 2% 到调节深度中去。

### (2) 调节性能指标 $K_{pd}$

$K_{pd}$  为机组当天的调节性能指标，具体计算见《华北区域发电厂并网运行管理实施细则》，其中直控新型储能和负荷聚合商主体计算方式参照执行。

### (3) APC 服务贡献日补偿费用

$$\text{日补偿费用} = K_s \times D \times [\ln ( K_{pd} ) + 1] \times \text{YAPC}$$

如果  $K_{pd} < e^{-1}$  或  $[\ln ( K_{pd} ) + 1] < 0$  , 那么日补偿费用记为 0 元。对于火电机组 , 如果  $K_{pd} < 1$  , 日补偿费用也记为 0 元。

其中 YAPC 为 APC 调节性能补偿标准 , 火电机组取 5 元/MW ; 水电机组和直控新型储能取 2.5 元/MW ; 负荷聚合商主体取 10 元/MW。

$K_s$  为 APC 主体类型系数 ( 不超过 1 ) , 火电、直控新型储能和水电机组取 1 , 负荷聚合商主体为  $K_a \times K_h \times K_w \times (1 - K_r) / 2$  , 其中  $K_a$  为当日 APC 可用率 ,  $K_h$  为当日数据校验合格率 ,  $K_w$  为当日数据完整率 , 严格跟踪调峰基点模式的负荷控制对象  $K_r$  为当日参与调控业务时间段聚合负荷曲线与全网负荷间相关性系数 , 参与 ACE 调节模式的负荷控制对象  $K_r$  取 -1。

#### ( 4 ) APC 辅助服务贡献月补偿费用

机组全月 APC 辅助服务贡献补偿费用为当月该控制单元每日 APC 辅助服务贡献补偿费用之和。

## 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，发电机组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，按发电机组比迟相功率因数 0.8 多发出的无功电量或比进相功率因数 0.97 多吸收的无功电量 按照 30 元/MVarh 进行补偿。

(三) 发电机组在调相工况运行所提供的有偿无功服务，按如下办法补偿：

### 1、调相运行启停费用补偿

机组启停调相一次，按机组容量补偿 14 元/MW。

### 2、调相运行成本补偿

按发电机组容量及调相运行时间补偿。

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

式中，

$P_N$  为机组容量，单位为 MW；

$t_{\text{调相}}$  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，取 15 元/MWh。

## 第二十一条 自动电压控制 (AVC) 服务补偿

(一) 自动电压控制 (AVC) 服务按机组计量。

(二) 装设 AVC 装置的机组, 若 AVC 投运率达到 98% 以上, 且 AVC 调节合格率达到 98% 以上, 按机组容量和投用时间补偿:

$$\text{补偿费用} = \frac{(\lambda_{\text{调节}} - 98\%)}{(100\% - 98\%)} \times P_N \times Y_{\text{AVC}} \times t_{\text{AVC}}$$

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 春节期间农历腊月廿五至农历正月十五期间 (包含首尾日期) 因系统调峰停备的机组给予春节停备补偿, 补偿标准为每日 50 元/MW。

## 第二十三条 黑启动服务补偿

(一) 电力调度机构应根据系统运行需要确定黑启动电源, 并与黑启动机组所在并网主体签订黑启动技术协议, 约定黑启动技术性能指标要求, 包括黑启动机组的设备配置、机组响应时间等。



(二) 对提供黑启动服务的水电厂暂按厂补偿，标准为6000元/天；火电厂暂按机组补偿，标准为每台800元/天，全厂最高不超过2400元/天。

(三) 电力调度机构确定的黑启动电源报能源监管机构审核备案。

#### 第二十四条 转动惯量辅助服务补偿

(一) 按并网主体进行补偿

(二) 并网主体转动惯量性能和参数应满足有关规定和标准的要求，按机组容量、运行时间进行补偿。

$$R_{\text{转动惯量}} = P_{\text{容量}} \times t_{\text{运行}} \times Y_{\text{补偿}}$$

式中，

$R_{\text{转动惯量}}$  为补偿费用； $P_{\text{容量}}$  为主体并网容量（MW）； $t_{\text{运行}}$  为并网运行时间（小时）； $Y_{\text{补偿}}$  为补偿标准，按0.1元/MWh计算。

第二十五条 当前爬坡辅助服务暂不启动，由电力调度机构根据实际需要报请国家能源局华北监管局同意后，启动相关省（区）爬坡辅助服务，并合理给予爬坡辅助服务提供

主体补偿。

## 第五章 统计与结算

第二十六条 电力调度机构负责辅助服务的计量。电力辅助服务计量以电力调度指令、调度自动化系统采集的实时数据、电能量计量装置的数据等为依据。电网频率、实际有功(无功)出力和发/用电负荷按国家和行业标准规定的周期进行采集。电能量计量装置按国家和行业标准规定的周期,存储电量数据。

第二十七条 电压、电网频率、实际有功(无功)出力和发电负荷指令按规定周期采样。电能量计量装置的数据按规定周期存储电量值。

第二十八条 按照专门记帐、收支平衡、适当补偿的原则,开展并网主体的有偿辅助服务的补偿和结算。

第二十九条 并网主体有偿辅助服务补偿费用以省级及以上电网为单位,按照电费结算关系对并网主体按月度分别结算。

对调度权与电费结算关系不在同一电网的发电企业，由拥有该厂电费结算关系的电网企业与拥有该厂调度权的电网企业，在下月两家电网企业间电费结算总额基础上加(减)该发电企业应获得(支付)的辅助服务补偿结算费用额度，按照结算关系开具增值税发票，与该月电费一并结算。

第三十条 辅助服务补偿费用和市场费用由发电侧并网主体和市场化用户按照分摊系数分摊。

$$R_{\text{用户侧总分摊}} = R_{\text{辅助服务}} \times k$$

$$R_{\text{发电侧总分摊}} = R_{\text{辅助服务}} \times (1 - k)$$

式中，

$R_{\text{辅助服务}}$  为月度总辅助服务补偿费用；

$R_{\text{用户侧总分摊}}$  为市场化电力用户分摊的月度总辅助服务补偿费用；

$R_{\text{发电侧总分摊}}$  为发电侧分摊的月度总辅助服务补偿费用；

$k$  为市场化电力用户分摊系数，由国家能源局派出机构和地方政府能源管理部门商议确定。

第三十一条 有偿辅助服务补偿费用的发电侧并网主体分摊部分，由发电侧并网主体按照当月上网电量的比例分摊。

第*i*个发电侧并网主体需要承担的分摊费用为：

$$R_{\text{发电分摊}}^i = R_{\text{发电侧总分摊}} \times \frac{Q_{\text{发电}}^i}{\sum_{i=1}^N Q_{\text{发电}}^i}$$

式中，

$Q_{\text{发电}}^i$  为第*i*个发电侧并网主体的月度上网电量；

N 为当月发电侧并网主体的总数。

发电侧并网主体的上网电价统一以燃煤电厂当月中长期市场化电量偏差结算电价为基准参与计算。

第三十二条 有偿辅助服务补偿费用的市场化电力用户分摊部分，由市场化电力用户按照当月用电量的比例分摊。

第*i*个市场化电力用户需要承担的分摊费用为：

$$R_{\text{用户分摊}}^i = R_{\text{用户侧总分摊}} \times \frac{Q_{\text{用户}}^i}{\sum_{i=1}^N Q_{\text{用户}}^i}$$

式中，

$Q_{\text{用户}}^i$  为第*i*个市场化电力用户的月度上网电量；

N 为当月市场化电力用户的总数。

第三十三条 并网主体有偿辅助服务结算费用等于当月

该并网主体有偿辅助服务补偿费用减去当月该并网主体有偿辅助服务分摊费用。

第三十四条 并网主体辅助服务补偿结算采用电费结算方式，与下一个月电费结算同步完成。并网主体在该月电费总额基础上加（减）应获得（支付）的辅助服务结算费用额度，按照结算关系向相应网、省电网企业开具增值税发票，与该月电费一并结算。

## 第六章 信息披露

第三十五条 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。

第三十六条 电力调度机构应在每月 5 日前（节假日顺延）通过电力辅助服务技术支持系统向各并网主体公示上月辅助服务补偿情况。并网主体应在每月 8 日前完成结果初步核对，如存在异议，应在 8 日前向电力调度机构提出复核申请。

电力调度机构应在每月 10 日前（节假日顺延）向电力交易机构推送上月并网主体辅助服务补偿情况。电力交易机

构在每月 10 日前（节假日顺延）通过信息披露平台向所有市场主体公示上月并网主体辅助服务补偿情况。并网主体对公示情况有异议的，应在 3 个工作日内向电力调度机构提出复核。电力调度机构经核查后，在接到问询的 3 个工作日内予以答复。

并网主体经与电力调度机构协商后仍有争议，可以向国家能源局派出机构提出申诉。无异议后，由电力调度机构执行，最终结果在信息披露平台保留三年以上。

**第三十七条** 电力交易机构负责通过信息披露平台向所有市场主体披露相关考核和补偿结果，制定信息披露标准格式，开放数据接口。

**第三十八条** 电力调度机构应及时向电力交易机构按信息类型推送考核、补偿和分摊公示信息，由电力交易机构于次月 10 日前（节假日顺延）向所有市场主体公示。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问询的 3 个工作日内，应进行核实并予以答复。无异议后，由电力调度机构执行，并将结果报国家能源局派出机构备案。

并网主体经与电力调度机构协商后仍有争议的，可向国家能源局派出机构提出申诉，经国家能源局派出机构认定同意后，费用差额在后续月份中予以结算。

## 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。工作中发现的重大问题应及时向国家能源局报告。

第四十条 电力调度机构应建立并网主体辅助服务管理技术支持系统。电力调度机构在能源监管机构的授权下按照调度管辖范围具体实施辅助服务的调用、考核和补偿情况统计等工作。

第四十一条 能源监管机构负责组织或委托有资质单位，审核并网发电机组性能参数和辅助服务能力。任何单位不得擅自篡改一次调频、APC 投/退信号及有关量测数据，对于弄虚作假，擅自篡改信号或数据的，由能源监管机构进行处罚。

第四十二条 并网主体与省（市）电力调度机构之间因辅助服务调用、补偿和统计等情况存在争议的，由属地能源监管办依法协调或裁决。未设立省级能源监管办的省（市），

由国家能源局华北监管局依法协调或裁决。并网主体与区域电力调度机构之间存在争议的，由国家能源局华北监管局依法协调或裁决。

## 第八章 附则

第四十三条 本细则将根据华北电网实际运行情况及时修订。国家能源局华北监管局根据辅助服务运营情况，对补偿标准进行修改，报国家能源局备案后执行。

第四十四条 本细则由国家能源局华北监管局负责解释。

第四十五条 本细则自 2022 年 XX 月 XX 日起施行。2019 年印发的《华北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则（试行）》（华北监能市场〔2019〕255 号）及历次条款修订同时废止。