

长三角电力辅助服务管理实施细则

(结算试运行稿)

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，保障华东区域电力系统安全、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，进一步规范华东区域电力辅助服务管理，根据《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）《发电机组进入及退出商业运营办法》（国能发监管规〔2023〕48号）以及国家相关政策文件有关规定，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 本细则适用于华东区域省级及以上电力调度机构调度管辖的各类型并网主体并网辅助服务的调用、补偿、结算和监督管理等。地县级电力调度机构调度管辖范围且接入电压等级在 35 千伏及以上的各类型并网主体，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，合理安排进度，由省级电力调度机构报相应能源监管机构同意后实施。接入电压等级在 35 千伏以下的并网主体纳入适用范围由省级电力调度机构报相应能源监管机构批准或者由能源监管机构在相关规则和细则中明确。

能源监管机构已经制定相关辅助服务品种市场规则的，相应辅助服务市场启动后，按照对应的市场交易规则执行。相关辅助服务品种不在本细则进行重复补偿、重复披露和公示信息，如该品种辅助服务市场因故暂停交易，则仍按本细则执行，直到市场重启。

第四条 并网主体包括发电侧并网主体、可调节负荷和新型储能等。

（一）发电侧并网主体为华东区域内省级及以上电力调度机构调度管辖的火电、水电、核电、风电、光伏发电、光热发电、抽水蓄能、自备电厂等。

（二）可调节负荷是指能够直接响应省级及以上电力调度机构电力调度指令，或经地、县级电力调度机构能够响应

省级及以上电力调度机构电力调度指令的负荷资源。包括但不限于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、负荷聚合商、虚拟电厂等。

（三）新型储能主要为华东区域内省级及以上电力调度机构调度管辖的电化学、压缩空气、飞轮等新型公用储能电站。

电源侧、负荷侧电储能经所在电源侧、负荷侧法人同意并具备相关条件，可以从电源侧、负荷侧独立出来，按照独立新型储能方式参与辅助服务补偿（同时参与并网运行考核）；也可与所在电源、负荷作为统一主体，参与辅助服务补偿（同时参与并网运行考核）。

（四）电源侧、负荷侧电储能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。

（五）火电、水电机组自并网发电之日起参与电力辅助服务费用分摊，自完成整套启动试运行时间点起正式纳入电力并网运行和辅助服务管理范畴，参与电力并网运行和辅助服务管理考核、补偿和分摊。核电机组自完成整套启动试运行时间点起纳入电力并网运行和辅助服务管理。水电以外的可再生能源发电机组、独立新型储能自首台机组或逆变器并网发电之日起纳入电力并网运行和辅助服务管理。

可调节负荷原则上自完成调试、具备准确响应电力调度

指令之日起纳入电力并网运行和辅助服务管理。

（六）调试期辅助服务费用分摊具体标准由相应能源监管机构明确，分摊费用不超过当月调试期电费收入的10%。

第五条 电力调度机构依照本细则具体实施辅助服务补偿和考核情况统计等工作并向电力交易机构推送统计结果。省级电力调度机构应组织地县级电力调度机构根据调度管辖范围等情况合理分工协作。电力交易机构负责出具结算依据并通过信息披露平台向所有并网主体披露相关考核和补偿情况。电网企业负责与相关电网企业、并网主体、售电公司、电力用户进行费用结算。

第二章 定义与分类

第六条 辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务。

第七条 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。基本电力辅助服务为并网主体义务提供，无需补偿。

基本辅助服务包括基本一次调频、基本调峰、基本无功调节、基本转动惯量。

（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，动作方向正确且实际动作积分电量未超过理论动作积分电量70%的部分。

(二) 基本调峰是指发电侧并网主体、新型储能在规定的调整范围内, 为了跟踪负荷的峰谷变化及可再生能源出力变化而有计划的、按照一定调节速度进行的发用电功率调整所提供的服务。

华东网调, 上海、江苏、浙江、安徽、福建省(市)调度管辖范围基本调峰范围分别为额定容量的 57-100%、47-100%、50-100%、49-100%、50-100%、53-100%。

(三) 基本无功调节是指发电侧并网主体、新型储能迟相功率因数大于 0.85 的情况下向电力系统发出无功功率, 或在进相功率因数大于 0.97 的情况下从电力系统吸收无功功率。

(四) 基本转动惯量是指在系统经受扰动时, 发电侧并网主体利用发电所必须的旋转设备, 根据自身惯量特性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。火电、水电、核电发电厂提供的转动惯量为基本转动惯量。

第八条 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, 给予相应的补偿。有偿辅助服务包括有偿一次调频、自动发电控制(AGC)、自动功率控制(APC)、低频调节、有偿调峰、有偿无功调节、自动电压控制(AVC)、旋转备用、有偿转动惯量、爬坡、稳定切机、稳定切负荷、黑启动、快速甩负荷(FCB)。

（一）有偿一次调频是指当电力系统频率偏离目标频率时，发电侧并网主体、新型储能通过调节系统的自动反应，调整有功出力以减少频率偏差所提供的服务中，动作方向正确且实际动作积分电量超过理论动作积分电量 70% 的部分。

（二）自动发电控制（AGC）是指发电侧并网主体、新型储能在规定出力调整范围内，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务。

（三）自动功率控制（APC）是指采用信息通信和自动控制技术，通过调度侧向发电厂、大工业负荷或聚合商平台接入的可调节负荷下达实时调节指令，实现对电网调控范围内发电机、可调节负荷等源网荷储各环节调节资源有功的目标计算分配和自动跟踪调节，达到满足电网实时平衡及频率调节等要求，维持系统频率和联络线交换功率在计划偏差范围内的闭环控制过程，是传统的自动发电控制（AGC）功能进一步深化拓展。为区分 AGC，本细则特指对负荷侧的聚合商平台接入的可调节负荷下达实时调节指令。

（四）低频调节是指当电网频率低于 49.933Hz 时，发电侧并网主体、新型储能综合利用各种频率调节方法，短时快速增加发电出力，以满足电力系统频率要求的服务。

（五）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；新型储能放电功率低于基本调峰下限或者处于充电状态进行调峰；可调节负荷上调用电功率，增加用电所提供的服务。

（六）有偿无功调节是指发电侧并网主体、新型储能按电力调度指令在迟相功率因数小于 0.85 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 情况下从电力系统吸收无功功率，以及发电侧并网主体、新型储能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。

（七）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、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。

（八）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务。现阶段，主要对旋转备用进行补偿。旋转备用是指根据电力调度指令要求，并网主体所提供

的能够在 10 分钟内调用的预留发电容量或者 10 分钟内调用的可降低的用电功率的服务。

（九）有偿转动惯量是指在系统经受扰动时，并网主体在基本转动惯量外，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。

（十）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，调节速率超过 1.5%（含 1.5%）额定容量/分钟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。

（十一）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、新型储能自动与电网解列所提供的服务。

（十二）稳定切负荷（含抽水蓄能电站切泵）服务是指电网发生故障时，稳控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。

（十三）快速甩负荷（FCB）是指电网发生故障时，发电机组自动与电网解列，切换为只带厂用电的孤岛运行方式，并在电网故障消除后迅速并网，恢复向外供电所提供的服务。

（十四）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侧并网主体、新型储能所提供的恢复系统供电的服务。

第三章 提供与调用

第九条 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。电力辅助服务提供方应履行以下职责：

（一）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能力。

（二）向电力调度机构提供辅助服务基础技术参数及有相应国家认证资质机构出具的辅助服务能力测试报告。

（三）具备相应技术条件，满足本细则实施辅助服务管理的需要。

（四）根据电力调度指令提供辅助服务，或者按照辅助服务市场交易规则提供辅助服务。

（五）根据本细则结算辅助服务费用。

（六）法律法规规定的其他职责。

第十条 为保证电力系统平衡、安全和清洁能源消纳，电力调度机构应履行以下职责：

（一）按照国家、行业有关标准或有关规定进行选取和调用电力辅助服务。根据发电机组特性、电网运行以及市场出清等情况，合理安排发电机组承担辅助服务，保证调度的公开、公平、公正。

（二）建立、维护相应的技术支持平台，满足辅助服务管理以及辅助服务市场交易的需要。

(三) 对辅助服务调用、提供和交易等情况进行记录和统计,发布相关信息,及时反馈并网主体提出的问题或异议。

(四) 评估辅助服务管理及市场运行状态,对辅助服务管理细则及市场规则提出修改意见。

(五) 定期向能源监管机构报送辅助服务的计量、考核、补偿统计情况。

(六) 法律法规规定的其他职责。

第十一条 一次调频、调峰、无功调节、自动发电控制(AGC)、自动功率控制(APC)、低频调节、自动电压控制(AVC)、旋转备用、转动惯量、爬坡等辅助服务由电力调度机构根据电网负荷水平、风光新能源占比、外来电占比、天气变化等因素确定,按需调用。稳定切机、稳定切负荷、黑启动、快速甩负荷(FCB)由电力调度机构按现有资源和电网运行需要等因素确定,按需调用。

第四章 补偿方式

第十二条 并网主体提供的基本辅助服务不予补偿。并网主体因自身原因不能提供基本辅助服务或者提供的基本辅助服务不达标需接受相应考核。具体考核办法见《长三角电力并网运行管理实施细则》。

并网主体提供的有偿辅助服务给予补偿。并网主体因自身原因,有偿辅助服务不能被调用或者达不到预定调用标准

时需接受相应考核。具体考核办法见《长三角电力并网运行管理实施细则》。

第十三条 有偿一次调频补偿

（一）补偿条件

发电侧并网主体、新型储能一次调频动作方向正确，处于一次调频动作效果考核范围，实际动作积分电量超过理论动作积分电量 70%。

（二）补偿费用计算

实际动作积分电量超过理论动作积分电量 70% 的部分给予补偿，超过理论动作积分电量 100% 的部分不予补偿。补偿费用计算公式如下：

$$F = 2|\Delta Q_s Y - \Delta Q_j Y \times 70\%| \times Y_{\text{有偿一次调频}}$$

式中，F 为补偿费用，最大值为 30% $\Delta Q_j Y$ 电量对应的补偿费用； $\Delta Q_s Y$ 为并网主体实际动作积分电量， $\Delta Q_j Y$ 为并网主体理论动作积分电量，计算详见《长三角电力并网运行管理实施细则》（附件 2-1）； $Y_{\text{有偿一次调频}}$ 为有偿一次调频补偿标准，数值为 600 元/兆瓦时（含税，以下所有补偿标准均含税）。

第十四条 自动发电控制（AGC）补偿

（一）基本补偿

1. 补偿条件

具备 AGC 功能且投运，能够实时调整发电出力，以满足

电力系统频率和联络线功率控制要求的服

2. 补偿费用计算

每月根据发电侧并网主体、新型储能 AGC 投运情况和可调节容量给予补偿。补偿费用计算公式如下：

$$F = P_{\text{可调节容量}} \times \frac{t_{\text{AGC投运时间}}}{t_{\text{运行时间}}} \times Y_{\text{AGC基本补偿}}$$

式中，F 为补偿费用； $P_{\text{可调节容量}}$ 为发电侧并网主体、新型储能 AGC 投入运行后，调节出力范围上、下限之差； $Y_{\text{AGC基本补偿}}$ 为 AGC 基本补偿标准，数值为 360 元/兆瓦·月（对于 AGC 功能仅用于单向调节出力的，数值为 120 元/兆瓦·月）； $t_{\text{AGC投运时间}}$ 为当月 AGC 投运时间（单位为分钟），因电网原因造成的 AGC 装置退出时间一并计入； $t_{\text{运行时间}}$ 为当月发电侧并网主体、新型储能运行时间（单位为分钟）。

（二）调用补偿

1. 补偿条件

发电侧并网主体、新型储能参与所在控制区频率或者联络线偏差控制调节，且调节方向与 AGC 主站指令方向相同给予补偿。跟踪计划曲线或者现货市场出清曲线不予补偿。

2. 补偿费用计算

根据调频里程给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \sum_{i=1}^n L_i Y_{\text{AGC调用补偿}}$$

其中：F 为补偿费用；n 为 AGC 调用次数； L_i 为第 i 次调

用提供的与 AGC 主站指令方向相同的调频里程； $Y_{AGC\text{调用补偿}}$ 为 AGC 调用补偿标准，数值为 3 元/兆瓦。

(1) 调频里程仅补偿与电力调度机构下达调频指令方向相同部分，与指令方向相反不予补偿，即指令要求增加功率仅补偿调整后功率较调整前功率增加，指令要求降低功率仅补偿调整后功率较调整前功率降低。

(2) 过度调节（超过下达的调频调节指令）的调频里程不予补偿，即调频里程上限值为 AGC 下达的调频调节指令值。

(3) 测试和试验期间，不予补偿。

第十五条 自动功率控制（APC）补偿

（一）基本补偿

1. 补偿条件

可调节负荷具备 APC 功能且投运，签订并网调度协议，接受电力调度机构主站控制。

2. 补偿费用计算

每月根据可调节负荷 APC 投运情况和可调节容量给予补偿。补偿费用计算公式如下：

$$F = P_{\text{可调节容量}} \times \frac{t_{APC\text{投运时间}}}{t_{\text{月度时间}}} \times Y_{APC\text{基本补偿}}$$

式中， F 为补偿费用； $P_{\text{可调节容量}}$ 为可调节负荷 APC 投入运行后，功率调节范围上、下限之差； $Y_{APC\text{基本补偿}}$ 为 APC 基本补偿标准，数值为 240 元/兆瓦·月； $t_{APC\text{投运时间}}$ 为当月 APC 投运时间（单

位为分钟)，因电网原因造成的 APC 装置退出时间一并计入； $t_{\text{月度时间}}$ 为当月月度时间（单位为分钟）。

（二）调用补偿

1. 补偿条件

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，且调节方向与电力调度机构主站指令方向相同给予补偿。

2. 补偿费用计算

根据调频里程给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \sum_{i=1}^n L_i Y_{APC\text{调用补偿}}$$

其中：F 为补偿费用；n 为 APC 调用次数； L_i 为第 i 次调用提供的与电力调度机构主站指令方向相同的调频里程，调频里程补偿条件与 AGC 相同； $Y_{APC\text{调用补偿}}$ 为 APC 调用补偿标准，数值为 4.5 元/兆瓦。

第十六条 低频调节补偿

（一）补偿条件

频率低于 49.933Hz 时，发电侧并网主体、新型储能综合利用各种频率调节方法，短时快速增加发电出力，1 分钟内增发电量超过一次调频理论积分电量的 80%。

发电侧并网主体、新型储能功率采样周期应达到每秒 25 点以上，未能达到采样精度的，由于一次调频实际动作积分电量计算不够精确，不予补偿。

（二）补偿费用计算

按 1 分钟内增发电量给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \sum 500 \times \Delta Q_s Y \times Y_{\text{低频调节补偿}}$$

式中，F 为补偿费用； $\Delta Q_s Y$ 为发电侧并网主体、新型储能实际动作积分电量计算详见《长三角电力并网运行管理实施细则》（附件 2-1）； $Y_{\text{低频调节补偿}}$ 为低频调节补偿标准，取 800 元/兆瓦时。

第十七条 有偿调峰补偿

已在调峰市场获得补偿，不重复补偿。现货市场运行期间，对于在现货市场中报量报价的并网主体原则上不重复补偿，对于调度机构安排的日内启停、紧急停机、必停机组等可按启停调峰补偿。在保障安全的前提下，如电网确有需要，可探索开展核电机组参与有偿调峰。

（一）深度调峰补偿

1. 补偿条件

在负荷低谷或调峰困难时段，常规燃煤发电机组（发电厂或者机组组合）出力低于基本调峰下限的（发电厂或者机组组合按照总容量比例计算），新型储能根据电力调度指令要求，放电功率低于基本调峰下限或者处于充电状态，核电机组根据电力调度指令要求，低于额定发电能力的。

因自身原因造成常规燃煤发电机组出力低于基本调峰下限的或核电机组低于额定发电能力的部分不予补偿。

2. 补偿费用计算

按低于基本调峰下限少发电量、增加充电电量给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \sum Q \times Y_{\text{深度调峰补偿}}$$

式中，F 为补偿费用；Q 为常规燃煤发电机组低于基本调峰下限少发电量、核电机组低于额定发电能力的少发电量，或者新型储能放电功率低于基本调峰下限、处于充电状态减少的放电电量和增加的充电电量； $Y_{\text{深度调峰补偿}}$ 为深度调峰补偿标准，常规燃煤发电机组按不同的负荷率水平设定不同标准，详见下表，核电机组、新型储能补偿标准为 160 元/兆瓦时。

常规燃煤发电机组深度调峰补偿标准表

单位：元/兆瓦时

负荷率	补偿标准	负荷率	补偿标准
[50%, 60%)	20	[30%, 40%)	160
[40%, 50%)	40	30%以下	320

(二) 常规燃煤机组启停调峰补偿

1. 补偿条件

常规燃煤机组因电网调峰需要启停机（炉）进行调峰，由于自身设备故障、检修等原因启停机（炉）不予补偿。

核电机组原则上不参与启停调峰，如电网确有需要，按电力调度指令要求，补偿标准参照常规燃煤发电机组。

2. 补偿费用计算

(1) 24 小时内启停机

常规燃煤发电机组按电力调度指令要求在 24 小时内完成启停机（炉）进行调峰，每台次按启停间隔时间和机组容量给予补偿。具体补偿标准如下表：

常规燃煤发电机组 24 小时内启停调峰补偿标准表

单位：万元

容量 P 时间 T	P<100MW	100≤P<300MW	300≤P<600MW	600MW≤P<1000MW	1000MW≤P
T≤8 小时	8	15	18	20	30
8<T≤12 小时	10	18	20	30	40
12<T≤18 小时	15	20	30	40	50
18<T≤24 小时	18	30	40	50	60

(2) 超过 24 小时启停机

常规燃煤发电机组按电力调度指令要求，调停备用（不含检修转调停备用、调停备用转检修、电量不足安排的调停备用）超过 24 小时的，每台次按启停费用和调停备用时间给予补偿。补偿费用计算公式如下：

$$F = Y_{\text{启停}} + P_N \times t_{\text{启停间隔}} \times Y_{\text{停机期间补偿}}$$

式中，F 为补偿费用； $Y_{\text{启停}}$ 为常规燃煤发电机组启停补偿标准，10 万千瓦以下发电机组为 18 万元，10 万千瓦级发电机组为 30 万元，30 万千瓦级发电机组为 40 万元，60 万千瓦级发电机组为 50 万元，100 万千瓦级发电机组为 60 万元； P_N 为发

发电机组额定容量； $t_{\text{启停间隔}}$ 为发电机组调停备用小时数，起始时间为发电机组解列时间，终止时间为发电机组并网时间，最大值为 72 小时。若发电机组停启间隔时间跨月的，则计入发电机组调停备用结束当月的辅助服务补偿； $Y_{\text{停机期间补偿}}$ 为调停备用期间补偿标准，取 3 元/兆瓦时。

（三）燃气机组启停调峰补偿

1. 补偿条件

燃气机组因电网调峰需要在 24 小时内完成启停调峰 1 次。上海每月启停调峰次数还应超过全厂机组台数 × 5 台次。福建燃气机组还需满足每月启停调峰次数超过 30 次/台后，每天启停调峰次数超过 2 次/台。

由于自身设备故障、检修等原因启停机（炉）不予补偿。

2. 补偿费用计算

按超过规定次数的启停台次给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \sum P_N \times Y_{\text{燃气启停补偿}}$$

式中，F 为补偿费用； P_N 为发电机组额定容量； $Y_{\text{燃气启停补偿}}$ 为燃气机组超过规定次数启停补偿标准，安徽取 150 元/兆瓦·台次，浙江取 100 元/兆瓦·台次，其他取 50 元/兆瓦·台次。

（四）燃油机组启停调峰补偿

1. 补偿条件

燃油机组因电网调峰需要在 24 小时内完成启停调峰。
由于自身设备故障、检修等原因启停机（炉）不予补偿。

2. 补偿费用计算

按启停台次给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \sum P_N \times Y_{\text{燃油启停补偿}}$$

式中，F 为补偿费用； P_N 为发电机组额定容量； $Y_{\text{燃油启停补偿}}$ 为燃油机组启停补偿标准，取 80 元/兆瓦·台次。

（五）水电机组启停调峰补偿

1. 补偿条件

常规水电机组（除抽水蓄能机组外）因电网调峰需要在 24 小时内完成启停调峰。

由于自身设备故障、检修等原因启停机不予补偿。

2. 补偿费用计算

按启停台次给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \sum P_N \times Y_{\text{水电启停补偿}}$$

式中，F 为补偿费用； P_N 为发电机组额定容量； $Y_{\text{水电启停补偿}}$ 为水电机组启停补偿标准，取 5 元/兆瓦·台次。

（六）可调节负荷调峰（填谷）补偿

1. 补偿条件

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。

当地需求侧响应政策已经给予补偿，不重复补偿。参与

各类负荷侧可调节资源市场化交易的，参与时段不重复补偿。

2. 补偿费用计算

按增加的用电量给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \sum \int_0^t (P_{\text{实际}} - P_{\text{基准}}) dt \times Y_{\text{可调节负荷调峰补偿}}$$

式中，F 为补偿费用； $P_{\text{实际}}$ 为可调节负荷接受电力调度指令后实际用电功率； $P_{\text{基准}}$ 为可调节负荷基准用电功率；t 为电力调度指令要求增加功率的时间期限； $Y_{\text{可调节负荷调峰补偿}}$ 为可调节负荷调峰补偿标准，取 240 元/兆瓦时。

3. 基准用电功率口径确定原则如下，也可按照各省市相关规定执行。

(1) 工作日基准用电功率曲线：前 5 个正常工作日相同时刻的 5 个用电功率值平均值曲线，如果前 5 个正常工作日相同时刻已有调用，则减去相应调用值。

(2) 休息日基准用电功率曲线：前一周休息日相同时刻的用电功率曲线，如果前一周休息日相同时刻已有调用，则减去相应调用值。

(3) 国家法定节假日基准用电功率曲线：上一年同一节假日相同时刻的用电功率曲线，如果上一年同一节假日相同时刻已有调用，则减去相应调用值。

(4) 曲线分辨率原则上不低于 15 分钟。

第十八条 有偿无功补偿

(一) 超功率因数调节补偿

1. 补偿条件

发电侧并网主体、新型储能为满足母线电压要求，迟相功率因数低于 0.85 时多发出无功，或者进相功率因数低于 0.97 多吸收无功电量。

2. 补偿费用计算

按多发出或者多吸收的无功电量给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = Q \times Y_{\text{超功率因数调节补偿}}$$

式中，F 为补偿费用；Q 为多发出或者多吸收的无功电量； $Y_{\text{超功率因数调节补偿}}$ 为超功率因素无功调节补偿标准，取 15 元/兆乏时。

（二）调相启停补偿

1. 补偿条件

发电机组为了调相启停机组。

2. 补偿费用计算

按启停台次给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \sum P_N \times Y_{\text{调相启停补偿}}$$

式中，F 为补偿费用； P_N 为发电机组额定容量； $Y_{\text{调相启停补偿}}$ 为调相启停补偿标准，取 14 元/兆瓦·台次。

（三）燃气低功率因数调节补偿

1. 补偿条件

燃气机组为满足母线电压要求，功率因数低于 0.5 进行

无功调节。

2. 补偿费用计算

按具备低功率因数调节功能时间、吸收或者发出的无功电量给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \int_0^t |Q| \times Y_{\text{燃机低功率因数调节运行补偿}} dt + P_N Y_{\text{燃机低功率因数功能补偿}} \left(1 - \frac{t_{\text{检修时间}}}{t_{\text{月度时间}}} \right)$$

式中，F 为补偿费用；Q 为无功出力；t 为功率因数低于 0.5 的时间； $Y_{\text{燃机低功率因数调节运行补偿}}$ 为燃机低功率因数无功调节运行补偿标准。当 $0.2 < \text{功率因数} \leq 0.5$ 时，数值为 370 元/兆乏时；当 $0.1 < \text{功率因数} \leq 0.2$ 时，数值为 500 元/兆乏时；当 $\text{功率因数} \leq 0.1$ 时，数值为 630 元/兆乏时； P_N 为发电机组额定容量； $Y_{\text{燃机低功率因数功能补偿}}$ 为燃机低功率因数无功调节功能补偿标准，取 50 元/兆瓦·月，首次需经有资质单位试验确定具备低功率无功调节功能，之后每年复校认定； $t_{\text{检修时间}}$ 为当月发电机组检修时间（单位为分钟）； $t_{\text{月度时间}}$ 为当月时间（单位为分钟）。

第十九条 自动电压控制（AVC）补偿

（一）补偿条件

具备 AVC 功能并投入使用。

（二）补偿费用计算

按投运时间给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = P_N \times t_{\text{AVC}} \times Y_{\text{AVC}}$$

式中，F 为补偿费用； P_N 为发电侧并网主体额定容量或新型

储能可调容量（额定放电功率和额定充电功率之和，下同）； Y_{AVC} 为 AVC 补偿标准，取 0.5 元/兆瓦时； t_{AVC} 为机组、新型储能 AVC 投用时间，因电网原因造成的 AVC 装置退出时间一并计入。

第二十条 备用补偿

（一）发电侧并网主体、新型储能旋转备用补偿

1. 补偿条件

高峰时段，火电以及水电机组根据电力调度指令要求，提供的能够在 10 分钟内调用的预留发电容量或者 10 分钟内调用的可降低的用电功率的服务。高峰时段由电力调度交易机构根据各省（市）的负荷特性确定，并报送能源监管机构。

现货市场运行期间，高峰时段，参与现货市场交易发电侧并网主体、新型储能提供的旋转备用，以及未参与现货市场交易的火电以及水电机组空转（不含调相工况）提供的旋转备用。如参与现货市场交易发电侧并网主体、新型储能已从现货市场获取备用补偿的，不再重复补偿。

2. 补偿费用计算

根据旋转备用容量、提供时间给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \int_0^t P_{\text{旋转备用}} dt \times Y_{\text{旋转备用}}$$

式中， F 为补偿费用； $P_{\text{旋转备用}}$ 为发电侧并网主体、新型储能提供的旋转备用容量； t 为提供旋转备用的时间； $Y_{\text{旋转备用}}$ 为

发电侧并网主体、新型储能旋转备用补偿标准，取 10 元/兆瓦时，现货市场运行期间，对于参与现货市场并网主体取 50 元/兆瓦时，其余并网主体仍取 10 元/兆瓦时。

（二）可中断负荷备用补偿

1. 补偿条件

可中断负荷能够接收电力调度指令，在 10 分钟内降低用电负荷。用电负荷未实际下降，而是转移至其他进线，则不予补偿。

2. 补偿费用计算

根据旋转备用容量、提供时间给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \int_0^t P_{\text{压减负荷}} dt \times Y_{\text{可中断负荷备用补偿}}$$

式中，F 为补偿费用； $P_{\text{压减负荷}}$ 为降低用电负荷功率；t 为降低用电负荷的时间； $Y_{\text{可中断负荷备用补偿}}$ 为可中断负荷旋转备用补偿标准，取 1000 元/兆瓦时。

（三）可调节负荷削峰补偿

1. 补偿条件

可调节负荷在负荷高峰时段或者电力供应紧张时段下调用电功率。

当地需求侧响应政策已经给予补偿，不重复补偿。

2. 补偿费用计算

根据下调用电功率、提供时间给予补偿，补偿费用计算

公式如下：

$$F = \int_0^t (P_{\text{基准}} - P_{\text{实际}}) dt \times Y_{\text{可调节负荷削峰补偿}}$$

式中，F 为补偿费用； $P_{\text{基准}}$ 为可调节负荷基准用电功率，口径与可调节负荷调峰填谷相同； $P_{\text{实际}}$ 为可调节负荷实际用电功率；t 为下调用电功率的时间； $Y_{\text{可调节负荷削峰补偿}}$ 为可调节负荷削峰补偿标准，取 800 元/兆瓦时。

第二十一条 有偿转动惯量补偿

（一）补偿条件

并网主体转动惯量性能和参数设定应满足相关规范要求，按机组容量、运行时间进行补偿。

（二）补偿费用计算

$$F = P_{\text{容量}} \times t_{\text{运行}} \times Y_{\text{补偿}}$$

式中，F 为补偿费用； $P_{\text{容量}}$ 为并网容量（兆瓦）； $t_{\text{运行}}$ 为并网运行时间，单位为小时； $Y_{\text{补偿}}$ 为补偿标准，按 0.1 元/兆瓦时计算。

第二十二条 爬坡补偿

（一）补偿条件

电力调度机构提前 30 分钟以上，要求并网主体预留向上爬坡或者向下爬坡能力，并网主体爬坡能力超过 1.5% 额定容量/分钟，并按电力调度机构要求时间节点、速率、目标完成爬坡。

（二）补偿费用计算

根据爬坡准备时间、里程给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \sum_{i=1}^n (L_i \times t \times Y_{\text{爬坡准备补偿}} + L_i \times Y_{\text{爬坡补偿}})$$

式中，F 为补偿费用； L_i 为并网主体实际爬坡里程；t 为爬坡准备时间，取 1 小时； $Y_{\text{爬坡准备补偿}}$ 为爬坡准备补偿标准，取 50 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。

第二十三条 稳定切机补偿

（一）补偿条件

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，用于提高电网重要输电断面送电能力。若用于提高发电侧并网主体自身升压变送出线路送电能力的，则不予补偿。

（二）补偿费用计算

根据具备稳定切机功能时间、机组启停、影响电量给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = P_N \times Y_{\text{稳定切机功能补偿}} \times \frac{t_{\text{投运时间}}}{t_{\text{月度时间}}} + \sum (Y_{\text{启停机补偿}} + P_N \times t \times Y_{\text{稳定切机电量补偿}})$$

式中，F 为补偿费用； P_N 为机组额定容量； $Y_{\text{稳定切机功能补偿}}$ 为具备稳定切机功能补偿标准，取 10 元/兆瓦·月； $t_{\text{投运时间}}$ 为发电机组稳定切机投运时间，因电网原因造成的稳定切机装置退出时间一并计入； $t_{\text{月度时间}}$ 为当月月度时间； $Y_{\text{启停机补偿}}$ 为每台

次发电机组启停机补偿标准，与发电机组 24 小时内启停机补偿标准相同，燃煤机组取 18-24 小时启停机补偿标准； t 为稳定切机影响时间，取 24 小时； $Y_{\text{稳定切机电量补偿}}$ 为每台次稳定切机影响电量补偿标准，取 300 元/兆瓦时。

第二十四条 稳定切负荷补偿

（一）补偿条件

稳定切负荷动作，接入电压等级在 10kV 及以上的电力用户。

（二）补偿费用计算

根据稳定切负荷影响电量给予补偿，补偿费用计算公式如下：

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

式中， F 为补偿费用； $Q_{\text{上月用电量}}$ 为受影响电力用户上月用电量； $t_{\text{上月月度时间}}$ 为上月月度时间； $t_{\text{补偿时间}}$ 为每次稳定切负荷补偿时间，取 24 小时； $Y_{\text{稳定切负荷补偿}}$ 为每次稳定切负荷补偿标准，取 3000 元/兆瓦时。

第二十五条 快速甩负荷（FCB）补偿

（一）补偿条件

发电机组具备 FCB 功能，完成 FCB 试验。

（二）补偿费用计算

根据具备 FCB 时间、使用台次给予补偿，补偿费用计算

公式如下：

$$F = P_N \times Y_{FCB\text{功能补偿}} \times \frac{t_{\text{并网时间}}}{t_{\text{月度时间}}} + \sum (P_N \times Y_{FCB\text{动作补偿}})$$

式中，F 为补偿费用； P_N 为机组额定容量； $Y_{FCB\text{功能补偿}}$ 为 FCB 功能补偿标准，取 40 元/兆瓦·月； $t_{\text{并网时间}}$ 为发电机组当月并网时间，因电网原因造成的装置退出时间一并计入； $t_{\text{月度时间}}$ 为当月月度时间； $Y_{FCB\text{动作补偿}}$ 为每次 FCB 动作补偿标准，取 500 元/兆瓦·次。

第二十六条 黑启动补偿

（一）补偿条件

发电侧并网主体、新型储能具备黑启动能力，完成黑启动试验，纳入电网黑启动方案。

（二）补偿费用计算

根据具备黑启动时间、使用台次给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \sum_{i=1}^n \left(Y_{\text{黑启动功能补偿}} \times \left(1 - \frac{t_{\text{检修时间}}}{t_{\text{月度时间}}} \right) \right) + \sum (P_N \times Y_{\text{黑启动动作补偿}}) + \sum (P_N \times Y_{\text{黑启动试验补偿}})$$

式中，F 为补偿费用；n 为黑启动机组台数，新型储能取 1，其他最大值为 2； $Y_{\text{黑启动功能补偿}}$ 为单台黑启动功能补偿标准，福建为 1 万元/月·台，其他地方火电为 8 万元/月·台，其他地方水电为 4 万元/月·台； $t_{\text{检修时间}}$ 为发电机组当月检修时间； $t_{\text{月度时间}}$ 为当月月度时间； P_N 为机组额定容量； $Y_{\text{黑启动动作补偿}}$ 为黑启动动作补偿标准，取 2000 元/兆瓦·次； $Y_{\text{黑启动试验补偿}}$ 为黑启

动试验补偿标准，在黑启动试验以及实战演练时，对黑启动相关设备进行启停，补偿标准为 50 元/兆瓦·次。

第五章 统计与结算

第二十七条 电力调度交易机构负责辅助服务的计量。计量的依据为：电力调度指令，能量管理系统（EMS）、发电机组调节系统运行工况在线上传系统、广域测量系统（WAMS）等调度自动化系统采集的实时数据，电能量采集计费系统的电量数据等。

第二十八条 省级及以上电力调度机构根据本细则建设电力辅助服务管理技术支持系统。

第二十九条 电力调度机构和电网企业根据本细则，对电力辅助服务费用进行管理。

第三十条 在新型储能电价政策明确后，若核定电价中包含调峰等辅助服务费用，相应调峰等辅助服务不再重复补偿。

第三十一条 电力辅助服务费用按月统计结算，分为华东网调，上海、江苏、浙江、安徽、福建省（市）调度管辖范围。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或纳入地县级电力调度机构调度管辖范围，由省级电力调度机构报相应能源监管机构批准或者由能源监管机构在相关规则和细则中明确，

费用在全省或相应地县平衡。地县级电力调度机构调度管辖范围且接入电压等级在 35 千伏以下的费用纳入范围由省级电力调度机构报相应能源监管机构批准或者由能源监管机构在相关规则和细则中明确。跨省区辅助服务按相应规则处理。

第三十二条 有偿辅助服务补偿所需费用由并网主体按当月上网电量的比例分摊。第 i 个并网主体需要承担的分摊费用计算公式为：

$$R_{\text{分摊}}^i = R_{\text{分摊}} \frac{F_i}{\sum_{i=1}^N F_i}$$

式中， $R_{\text{分摊}}^i$ 为第 i 个并网主体需要承担的分摊费用； $R_{\text{分摊}}$ 等于月度总分摊费用； N 为当月上网并网主体的总数； F_i 为第 i 个并网主体月度上网电量（新型储能月度放电电量）。

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。

并网主体月度结算费用为：

$$K_{\text{结算}}^i = R_{\text{补偿}}^i - R_{\text{分摊}}^i$$

式中， $K_{\text{结算}}^i$ 为并网主体 i 月度结算费用； $R_{\text{补偿}}^i$ 为并网主体 i 月度补偿费用； $R_{\text{分摊}}^i$ 为并网主体 i 月度分摊费用。

第三十四条 考核补偿结算金额按月统计结算，在月度电费结算中兑现，月结月清。

第六章 信息披露

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 电力调度机构应及时向电力交易机构按信息类型推送“两个细则”考核和补偿公示信息，由电力交易机构于次月 10 日之前（节假日顺延）向所有并网主体公示，如因区外来电等数据原因无法按时公示，应在其结算数据发布后 5 个工作日内完成公示。

第三十七条 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问询的 3 个工作日内，应进行核实并予以答复。

并网主体经与电力调度机构协商后仍有争议的，可向相应能源监管机构提出申诉。公示、核对无异议后，电力调度机构将结果盖章后发送电力交易机构，并抄送能源监管机构，电力交易机构据此出具结算依据。

第七章 监督与管理

第三十八条 华东区域内能源监管机构负责辖区内电力辅助服务管理，组织建设电力辅助服务市场，组织电网企业和并网主体确定电力辅助服务补偿标准或价格机制，调解辖

区内电力辅助服务管理争议，监管电力辅助服务管理实施细则和市场交易规则的执行、电力辅助服务的需求确定和评估实际执行效果等工作。

第三十九条 各省能源监管机构可在本细则基础上，结合当地实际情况约定不同补偿标准或价格机制，修订辖区内实施细则和市场交易规则，保持实施细则和市场交易规则在区域内的基本统一和相互协调。电力现货试点地区，由相应能源监管机构根据当地电力系统运行需要和现货市场运行情况，统筹做好衔接，制定电力辅助服务市场交易规则。

第四十条 华东区域内能源监管机构结合实际情况和相关问题线索，可采取现场或非现场方式对本细则执行情况开展检查，对违反本细则行为依法依规进行处理。任何单位和个人对违反本细则的行为，有权向能源监管机构举报。能源监管机构应当及时处理，并为举报人保密。

第四十一条 省（市）及以上电力调度机构每月月底前将上月“两个细则”统计结果和电网企业收付平衡情况报送相应能源监管机构。

第四十二条 技术支持系统发生重大变化后，电力调度机构应组织第三方专业机构评估技术支持系统中有关算法、功能与本实施细则的一致性，并将评估报告报送相应能源监管机构。

第八章 附则

第四十三条 本细则由华东能源监管局负责制定、修订和解释。

第四十四条 本细则与国家政策、文件规定不符的，从其规定。

第四十五条 本细则自 2025 年 6 月 1 日起实施，有效期 3 年。《国家能源局华东监管局关于修订印发〈华东区域并网发电厂辅助服务管理实施细则〉和〈华东区域发电厂并网运行管理实施细则〉的通知》（华东监能市场〔2020〕147 号）同时废止。

长三角电力并网运行管理实施细则

(结算试运行稿)

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，保障华东区域电力系统安全、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，维护社会公共利益和电力投资者、经营者、使用者的合法权益，进一步规范华东区域电力并网运行管理，根据《电力并网运行管理规定》(国能发监管规〔2021〕60号)《发电机组进入及退出商业运营办法》(国能发监管规〔2023〕48号)以及国家相关政策文件有关规定，制定本细则。

第二条 本细则适用于华东区域省级及以上电力调度机构调度管辖的各类型并网主体并网运行的考核、结算和监督管理等。地县级电力调度机构调度管辖范围且接入电压等级在35千伏及以上的各类型并网主体，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，合理安排进度，由省级电力调度机构报相应能源监管机构同意后实施。接入电压等级在35千伏以下的并网主体

纳入适用范围由省级电力调度机构报相应能源监管机构批准或者由能源监管机构在相关规则和细则中明确。

能源监管机构已经制定相关辅助服务品种市场规则，相应辅助服务市场启动后，按照相关市场交易规则执行。相关辅助服务品种不在本细则进行重复考核、重复披露和公示信息，如该品种辅助服务市场因故暂停交易，则仍按本细则执行，直到市场重启。

第三条 并网主体并网运行应遵循电力系统客观规律、市场经济规律以及国家能源发展战略的要求，实行统一调度、分级管理，贯彻安全第一方针，坚持公开、公平、公正的原则。

第四条 并网主体包括发电侧并网主体、可调节负荷和新型储能等。

（一）发电侧并网主体为华东区域内省级及以上电力调度机构调度管辖的火电、水电、核电、风电、光伏发电、光热发电、抽水蓄能、自备电厂等。

（二）可调节负荷是指能够直接响应省级及以上电力调度机构电力调度指令，或经地、县级电力调度机构能够响应省级及以上电力调度机构电力调度指令的负荷资源。包括但不限于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、负荷聚合商、虚拟电厂等。

（三）新型储能主要为华东区域内省级及以上电力调度

机构调度管辖的电化学、压缩空气、飞轮等新型公用储能电站。

电源侧、负荷侧电储能经所在电源侧、负荷侧法人同意并具备相关条件，可以从电源侧、负荷侧独立出来，按照独立新型储能方式参与辅助服务补偿（同时参与并网运行考核）；也可与所在电源、负荷作为统一主体，参与辅助服务补偿（同时参与并网运行考核）。

（四）电源侧、负荷侧电储能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。

（五）火电、水电机组自并网发电之日起参与电力辅助服务费用分摊，自完成整套启动试运行时间点起正式纳入电力并网运行和辅助服务管理范畴，参与电力并网运行和辅助服务管理考核、补偿和分摊。核电机组自完成整套启动试运行时间点起纳入电力并网运行和辅助服务管理。水电以外的可再生能源发电机组、独立新型储能自首台机组或逆变器并网发电之日起纳入电力并网运行和辅助服务管理。

可调节负荷原则上自完成调试、具备准确响应电力调度指令之日起纳入电力并网运行和辅助服务管理。

第五条 电力调度机构依照本细则具体实施并网运行考核情况统计等工作并向电力交易机构推送统计结果。省级电力调度机构应组织地县级电力调度机构根据调度管辖范围

等情况合理分工协作。电力交易机构负责出具结算依据并通过信息披露平台向所有并网主体披露相关考核和补偿情况。电网企业负责与相关电网企业、并网主体、售电公司、电力用户进行费用结算。

第二章 运行管理

第六条 违反调度纪律考核

并网主体违反调度纪律（具体情形见附件 2-5），每次考核费用计算公式如下：

$$F = 0.5\%W_{\text{当月}} \times \alpha_{\text{调度纪律}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中，F 为每次考核费用； $W_{\text{当月}}$ 为月度电量，发电侧并网主体（除抽水蓄能电站外）取当月总发电量，抽水蓄能电站、新型储能取当月总发电量、用电量之和，可调节负荷为当月总用电量； $\alpha_{\text{调度纪律}}$ 为违反调度纪律考核系数，数值为 1； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

当月电网企业代理购电价格为电网企业上月公布的月度电网代理购电价格表中的代理购电平均价格。如当月无该价格，则采用最近一个月价格，华东网调调度管辖范围采用各省市中长期电力直接交易价格的算术平均值。

第七条 曲线偏差考核

并网主体应严格执行相应电力调度机构制定的发电、充放电计划曲线、现货出清曲线、实时调度曲线，发生曲线偏差超出允许范围的，考核费用计算公式如下：

$$F = |Q_{\text{曲线偏差}}| \times \alpha_{\text{曲线偏差}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中，F 为考核费用； $Q_{\text{曲线偏差}}$ 为曲线偏差超出允许范围电量，详见下文； $\alpha_{\text{曲线偏差}}$ 为曲线偏差考核系数，数值为 1； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

（一）考核对象原则上以发电机组为单位，也可根据电网运行实际按计划编制对象为单位。

（二）日发电、充放电曲线为 96 点曲线。两个点之间按线性插值法细分为 180 个点，具体计算公式如下：

$$P_i = P_n + i \frac{P_{n+1} - P_n}{180}$$

式中， P_i 为 P_n 至 P_{n+1} 之间第 i 个 5 秒钟发电出力； P_n 为 96 点计划曲线上某 15 分钟整点的发电出力， P_{n+1} 为 96 点计划曲线上下一 15 分钟整点的发电出力， i 取值范围为 0-179。

（三）考核以 5 分钟为周期。电力调度机构自动化系统计算考核对象每 5 分钟的实际发电量、充放电量和计划发电量、充电量（以 5 秒-1 分钟为一个点积分计算发电量）。同一时段内实际发电量、充电量与计划发电量、充电量之间允许范围为计划发电量、充电量的 $\pm 2\%$ 。

（四）免考核情形见附件 2-5。

第八条 调峰考核

（一）基本调峰能力未具备考核

1. 当发电侧并网主体、新型储能调峰能力不能达到额定

容量的规定比例（详见《长三角电力辅助服务管理实施细则》）时，考核费用计算公式如下：

$$F = Q_{\text{基本调峰}} C_{\text{并网主体}}$$
$$Q_{\text{基本调峰}} = 0.01 P_{\text{差额}} t_{\text{运行}} \alpha_{\text{调峰}}$$

式中，F 为考核费用； $Q_{\text{基本调峰}}$ 为基本调峰能力未具备考核电量，不超过当月发电量的 0.1%； $P_{\text{差额}}$ 为发电侧并网主体、新型储能调峰能力与基本调峰能力要求之间容量差值； $t_{\text{运行}}$ 为发电侧并网主体、新型储能并网运行时间； $\alpha_{\text{调峰}}$ 为调峰考核系数，数值为 0.2； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

原则上，以资源来源情况定发电的，如：余热发电、以热定电的热电联产机组、径流式水电站、核电、风电、光伏等调峰能力定为 0，进行基本调峰能力未具备考核。以上机组配置有配套储能设施的，按照储能装机容量占机组额定容量比例，计算机组的调峰能力。特殊情况的，由并网主体报送相应能源监管机构核实。

2. 免考核情形见附件 2-5。

（二）调峰能力下降考核

1. 主动申报

发电侧并网主体、新型储能出现调峰能力下降情况，主动向电力调度机构申报，临时改变发电侧并网主体、新型储能的可调出力、充放电功率上限或下限。

在高峰或者供应紧张时段，发电侧并网主体、新型储能

申报出力、放电功率上限低于机组铭牌出力或额定放电功率上限；在低谷时段或者调峰困难时段，发电侧并网主体申报出力下限高于铭牌出力下限（或最小稳定技术出力）、新型储能最大充电功率低于额定放电功率的情况，在调峰能力下降期间，当日考核费用计算公式如下：

$$F = \left(|P_{\max} - P'_{\max}| + |P_{\min} - P'_{\min}| \right) \times t_{\text{考核}} \times \alpha_{\text{调峰}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中，F 为调峰能力下降每日考核费用； P_{\max} 为铭牌出力或放电功率上限； P'_{\max} 为申报出力上限或放电功率上限； P_{\min} 为铭牌出力下限或新型储能额定充电功率； P'_{\min} 为申报出力下限或充电功率最大值； $t_{\text{考核}}$ 为调峰能力下降小时数； $\alpha_{\text{基本调峰}}$ 为调峰考核系数，其数值为 0.2； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

2. 被发现

发电侧并网主体、新型储能被发现调峰能力下降，当日考核费用计算公式参考主动申报考核费用计算公式，仅 $t_{\text{考核}}$ 不同，数值为 24 小时。

3. 电力供应保障压力大、缺煤停机多等特殊保供时期（具体时间由电力调度机构报告相应能源监管机构后发布），调峰能力下降考核中调峰考核系数 $\alpha_{\text{基本调峰}}$ 可由 0.2 调整为 0.4。

第九条 一次调频考核

（一）未具备功能考核

发电侧并网主体、新型储能未具备一次调频功能，月度考核费用计算公式为：

$$F = 0.1\%W_{\text{当月}} \times \alpha_{\text{一次调频}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中，F 为月度考核费用； $W_{\text{当月}}$ 为发电侧并网主体当月发电量、新型储能放电电量； $\alpha_{\text{一次调频}}$ 为一次调频考核系数，数值为 1.5； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

（二）技术指标不达标考核

具有相关试验资质单位出具的一次调频试验报告中，调差系数、投用范围、响应时间、最大负荷限幅未达标（标准要求详见附件 2-1），月度考核费用计算公式为：

$$F = 0.01\%[W_{\text{当月区间}} \times (1 - \frac{A_{\text{机组区间}}}{A_{\text{标准区间}}}) + W_{\text{当月}} \times \frac{t_1 + t_2 + t_3}{t_{\text{当月}}}] \times \alpha_{\text{一次调频}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中，F 为月度考核费用； $W_{\text{当月区间}}$ 为发电机组当月在对应出力区间的发电量； $W_{\text{当月}}$ 为发电机组当月发电量、新型储能放电电量； $A_{\text{机组区间}}$ 为对应出力区间内机组一次调频最大负荷限幅； $A_{\text{标准区间}}$ 为对应出力区间内一次调频最大负荷限幅标准； t_1 、 t_2 、 t_3 分别为当月调差系数、投用范围、响应时间未达标时间； $t_{\text{当月}}$ 为当月月度时间； $\alpha_{\text{一次调频}}$ 为一次调频考核系数，数值为 1.5； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

（三）未投运考核

发电侧并网主体、新型储能并网运行时，一次调频未投运，考核费用计算公式为：

$$F = 0.1\%P_N \times t_{\text{未投运}} \times \alpha_{\text{一次调频}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中，F 为考核费用； P_N 为发电机组额定容量或新型储能可调节容量（额定放电功率和额定充电功率之和，下同）； $t_{\text{未投运}}$ 为一次调频未投运时间，不包括调度发令退出时间； $\alpha_{\text{一次调频}}$ 为一次调频考核系数，数值为 1.5； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

（四）动作效果未达标考核

发电侧并网主体、新型储能一次调频动作效果未达标（标准详见附件 2-1），考核费用计算公式为：

当动作方向正确，但动作效果未达到理论积分电量的 60% 时，

$$F1 = 20K_{\text{死区调节}} \sum_{i=1}^n (|60\% \Delta Q_j Y_i| - |\Delta Q_s Y_i|) \times \alpha_{\text{一次调频}} \times C_{\text{并网主体}}$$

当动作方向错误时，

$$F2 = 20K_{\text{死区调节}} \sum_{i=1}^n (|60\% \Delta Q_j Y_i| + |\Delta Q_s Y_i|) \times \alpha_{\text{一次调频}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中，F1 为一次调频动作方向正确，但动作效果未到理论积分电量 60% 考核费用；F2 为一次调频动作方向错误时考核费用； $K_{\text{死区调节}}$ 为频率控制死区不同调节系数，频率控制死区为 $50 \pm 0.033\text{Hz}$ 、 $50 \pm 0.05\text{Hz}$ 、 $50 \pm 0.067\text{Hz}$ 、 $50 \pm 0.1\text{Hz}$ ，数值分别为 1、15、30、60；n 为满足考核条件的一次调频动作次数； $\Delta Q_j Y_i$ 为第 i 次一次调频动作理论计算积分电量； $\Delta Q_s Y_i$ 为第 i 次一次调频实际动作积分电量； $\alpha_{\text{一次调频}}$ 为一次调频考核系数，数值为 1.5； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

（五）传送虚假信号考核

发电侧并网主体、新型储能传送虚假一次调频投运信号的，一经发现，每次考核费用计算公式为：

$$F = P_N \times t_{\text{考核}} \times \alpha_{\text{一次调频}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中，F 为每次考核费用； P_N 为机组额定容量或新型储能可调节容量； $t_{\text{考核}}$ 为 1 小时； $\alpha_{\text{一次调频}}$ 为一次调频考核系数，数值为 1.5； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

（六）免考核情形详见附件 2-5。

第十条 自动发电控制（AGC）考核

（一）功能未具备考核

风电场、光伏电站应具备完善的 AGC 功能，并按要求投入闭环运行，调节性能满足要求。未按规定时间具备 AGC 功能并投入闭环运行的，每月每万千瓦考核 1 万元。

新建风电场、光伏电站应在首次并网 6 个月内完成 AGC 调试并投入闭环运行。

存量风电场、光伏电站应在本细则结算执行之日起 6 个月内完成 AGC 调试并投入闭环运行。

（二）调节速率未达标考核

电力调度机构不定期进行 AGC 调节速率抽查测试，发电侧并网主体、新型储能平均调节速率未达标时，每次考核费用计算公式为：

$$F = (1 - K) \times P_N \times t_{\text{考核}} \times \alpha_{\text{AGC}} \times C_{\text{并网主体}}$$

$$K = \frac{V_{\text{实测}}}{V_{\text{基本}}}$$

式中，F 为每次考核费用；K 为并网主体 AGC 平均调节速率系数，当 K 大于 1 时，则按 K=1 处理； P_N 为机组额定容量； $t_{\text{考核}}$ 为 2 小时； α_{AGC} 为 AGC 考核系数，其数值为 1； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格； $V_{\text{实测}}$ 为并网主体实测 AGC 调节速率（详见附件 2-2）； $V_{\text{基本}}$ 为并网主体基本响应速率，直吹式制粉系统机组为每分钟 1.0% 额定功率，中储式制粉系统机组为每分钟 2.0% 额定功率，30 万千瓦级循环流化床机组为每分钟 0.7% 额定功率，10 万千瓦级循环流化床机组为每分钟 0.3% 额定功率，燃气机组为每分钟 3.25%（F 级机组、H 级机组）、5%（E 级机组）额定功率，飞轮储能为 5% 额定功率，风电、光伏、电化学储能为每分钟 10% 额定功率，水电（含抽蓄）为每分钟 50% 额定功率。燃煤机组上述基本响应速率为负荷率高于 50% 上述值， $40\% \leq \text{负荷率} < 50\%$ 时，基本响应速率为上述值的 80%；负荷率 $< 40\%$ ，基本响应速率为上述值的 40%。

（三）调节精度考核

发电侧并网主体、新型储能 AGC 实际调节与调节指令要求存在偏差，考核费用计算公式为：

$$F = \sum_{i=1}^N [\Delta P_i \times t_i + \sum_{\substack{t < T_{i+1,5} \\ t > T_i}} (\Delta P_t \times t_{\text{采样}})] / T \times \alpha_{AGC} \times Y_{AGC \text{ 调用补偿}}$$

式中，F 为考核费用；i 为 AGC 指令个数；N 为考核周期内的

AGC 指令个数； ΔP_i 为一个 AGC 命令内的机组实际出力与 AGC 目标值的偏差； t_i 为一个 AGC 命令内考核时间； ΔP_t 为相邻两个 AGC 指令之间机组实际出力与 AGC 目标值的偏差； $t_{\text{采样}}$ 为调度主站对机组功率值的采样周期值，单位为秒； T 为时间常数，其数值为 120 秒； α_{AGC} 为 AGC 考核系数，其数值为 1； $Y_{\text{AGC调用补偿}}$ ：为 AGC 调用补偿标准，数值为 3 元/兆瓦。有关参数计算规则详见附件 2-3。

（四）隐瞒不报或传送虚假信号考核

当 AGC 发生异常而导致 AGC 无法正常投入时，隐瞒不报的，或传送虚假投退信号的，一经发现，每次考核费用计算公式为：

$$F = P_N \times t_{\text{考核}} \times \alpha_{\text{AGC}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中， F 为考核费用； P_N 为机组额定容量或新型储能可调节容量； $t_{\text{考核}}$ 为 10 小时； α_{AGC} 为 AGC 考核系数，其数值为 1； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

（五）严格跟踪计划曲线模式考核

当发电侧并网主体、新型储能处于 AGC 严格跟踪计划曲线模式下，采用曲线偏差考核。

（六）抽水蓄能电站平滑启停考核

采用曲线偏差考核计算方式，同一时段内实际发电量与计划发电量之间允许范围为计划发电量 $\pm 5\%$ ，启停时间计算方法详见附件 2-4。

(七) 免考核情形详见附件 2-5。

第十一条 自动功率控制 (APC) 考核

(一) 反向调节考核

可调节负荷 APC 实际调节方向与指令调节方向相反, 考核费用计算公式为:

$$F = \sum_{i=1}^n 1.5L_i' \alpha_{APC} Y_{APC\text{调用补偿}}$$

其中: F 为考核费用; n 为 APC 反向调节次数; L_i' 为第 i 次反向调频里程, 包括调节指令里程和反向动作里程; α_{APC} 为 APC 考核系数, 其数值为 1; $Y_{APC\text{调用补偿}}$ 为 APC 调用补偿标准, 数值为 1.5 元/兆瓦。

(二) 过度调节考核

可调节负荷 APC 实际调节方向与指令调节方向相同, 但调节里程超过指令里程, 考核费用计算公式为:

$$F = \sum_{i=1}^n 0.3L_i' \alpha_{APC} Y_{APC\text{调用补偿}}$$

其中: F 为考核费用; n 为 APC 过度调节次数; L_i' 为第 i 次过度调节里程, 为实际调节里程超过指令里程数值; α_{APC} 为 APC 考核系数, 其数值为 1; $Y_{APC\text{调用补偿}}$ 为 APC 调用补偿标准, 数值为 4.5 元/兆瓦。

(三) 响应延时考核

可调节负荷 APC 未及时响应指令调节要求, 考核费用计算公式为:

$$F = \sum_{i=1}^n L'_i \times (t_i - \Delta t) \times \alpha_{APC} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中，F 为考核费用； L'_i 为第 i 次指令调节要求里程；n 为调节次数； t_i 为指令下达至可调节负荷功率开始变化的时间； Δt 为允许延迟时间，取 10 秒； α_{APC} 为 APC 考核系数，其数值为 1； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

（四）隐瞒不报或传送虚假信号考核

当 APC 发生异常而导致 APC 无法正常投入时，隐瞒不报的，或传送虚假投退信号的，一经发现，每次考核费用计算公式为：

$$F = P_{\text{可调节容量}} \times t_{\text{考核}} \times \alpha_{APC} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中，F 为考核费用； $P_{\text{可调节容量}}$ 为可调节负荷 APC 投入运行后，功率调节范围上、下限之差； $t_{\text{考核}}$ 为 10 小时； α_{APC} 为 APC 考核系数，其数值为 1； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

第十二条 无功调节考核

（一）母线电压不合格考核

1. 发电侧并网主体、新型储能母线电压月合格率低于 99.5% 时，当月考核费用计算公式为：

$$F = (99.5\% - \lambda_u) W_{\text{当月}} \times \alpha_{\text{母线电压}} \times C_{\text{并网主体}} / 100$$

式中，F 为考核费用，最大值为当月总发电量或新型储能放电电量的 0.2% 乘以电网企业代理购电价格； λ_u 为母线电压月合格率，是电压合格点数与电压采集点数之比，母线电压合

格标准以电力调度机构下达的母线电压曲线为依据； $\alpha_{\text{母线电压}}$ 为母线电压考核系数，其数值为 2； $W_{\text{当月}}$ 为接于该母线所有机组（含新能源）当月总发电量或新型储能发电量； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

2. 免于考核情形详见附件 2-5。

（二）AVC 投运率不达标考核

AVC 月投运率低于 98%时，月度考核费用计算公式为：

$$F = (98\% - \lambda_{\text{AVC投运率}}) W_{\text{当月}} \times \alpha_{\text{AVC}} \times C_{\text{并网主体}} / 100$$

$$\lambda_{\text{AVC投运率}} = t_{\text{投运}} / t_{\text{运行}}$$

式中，F 为考核费用，最大值为当月发电量或新型储能发电量的 0.1%与电网企业代理购电价格乘积； $\lambda_{\text{AVC投运率}}$ 为 AVC 月投运率； $W_{\text{当月}}$ 为该发电侧并网主体当月发电量或新型储能发电量； α_{AVC} 为 AVC 考核系数，其数值为 1； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格； $t_{\text{投运}}$ 为 AVC 月投运时间，因电网原因造成的 AVC 装置退出时间一并计入； $t_{\text{运行}}$ 为发电侧并网主体、新型储能月运行时间。

（三）AVC 调节不合格考核

AVC 主站电压或无功指令下达后，AVC 装置在 5 分钟（福建）、3 分钟（其他）内调整到目标指令要求范围内为合格，月度不合格率考核费用计算公式为：

$$F = (1 - \lambda_{\text{AVC合格率}}) W_{\text{当月AVC投运时段}} \times \alpha_{\text{AVC}} \times C_{\text{并网主体}} / 100$$

式中，F 为考核费用； $\lambda_{\text{AVC合格率}}$ 为发电侧并网主体、新型储能

AVC 调节合格率，是执行合格点数与 AVC 主站发令次数之比； $W_{\text{当月AVC投运时段}}$ 为该发电侧并网主体、新型储能或接于该母线机组、新型储能当月发电量、发电量； α_{AVC} 为 AVC 考核系数，其数值为 1； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

第十三条 爬坡考核

（一）未动作考核

并网主体预留的爬坡能力未动作，考核费用计算公式为：

$$F = \sum_{i=1}^n L_i' \times t \times \alpha_{\text{爬坡}} \times Y_{\text{爬坡}}$$

式中，F 为考核费用； L_i' 为下达的爬坡里程；n 为爬坡次数；t 为爬坡准备时间，取 1 小时； $\alpha_{\text{爬坡}}$ 为爬坡考核系数，其数值为 1.5； $Y_{\text{爬坡}}$ 为爬坡考核标准，取 50 元/兆瓦时。

（二）反向爬坡考核

并网主体爬坡方向与指令方向相反，考核费用计算公式为：

$$F = \sum L_i' \times \alpha_{\text{爬坡}} \times Y_{\text{爬坡}}$$

其中：F 为考核费用；n 为反向爬坡次数； L_i' 为第 i 次反向爬坡里程，包括调节指令里程和反向动作里程； $\alpha_{\text{爬坡}}$ 为爬坡考核系数，其数值为 1.5； $Y_{\text{爬坡}}$ 为爬坡考核标准，取 15 元/兆瓦。

第十四条 稳定切机考核

具有稳定切机功能的发电侧并网主体、新型储能因自身

原因引起稳定切机功能失去、不能正常动作，导致电网重要输电断面（发电侧并网主体一级送出断面除外）送电能力下降时，考核费用计算公式为：

$$F = 0.04P_N \times t \times K \times \alpha_{\text{稳定切机}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中，F 为考核费用； P_N 为机组（含新能源）额定容量或新型储能可调节容量；t 为稳定切机功能失去时间（不包括检修时间），稳定切机不能正常动作时，每次为 20 小时；K 为影响系数，导致电网重要断面送电能力下降 10 万千瓦时，其数值为 0.1，送电能力下降每增加 10 万千瓦数值增加 0.1，最大为 2； $\alpha_{\text{稳定切机}}$ 为稳定切机考核系数，其数值为 1； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

第十五条 非计划停运考核

（一）突然跳闸考核

正常运行的发电侧并网主体、新型储能发生跳闸，每次考核费用计算公式为：

$$F = 0.5P_N \times t \times \alpha_{\text{非停}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中，F 为考核费用； P_N 为机组额定容量或新型储能可调节容量；t 为机组停运小时数，最大为 48 小时； $\alpha_{\text{非停}}$ 为非计划停运考核系数，其数值为 0.2； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

（二）强迫停运考核

发电侧并网主体、新型储能因自身原因发生停运，并事

先向电力调度机构申报，每次考核费用计算公式为：

$$F = 0.25P_N \times t \times \alpha_{\text{非停}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中，F 为考核费用； P_N 为机组额定容量或新型储能可调节容量；t 为机组停运小时数，最大为 48 小时； $\alpha_{\text{非停}}$ 为非计划停运考核系数，其数值为 0.2； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

（三）并网超时考核

发电侧并网主体、新型储能未能在电力调度机构下达的并列时间前后 1 小时内并网发电，每次考核费用计算公式为：

$$F = 0.2P_N \times t \times \alpha_{\text{非停}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中，F 为考核费用； P_N 为机组额定容量或新型储能可调节容量；t 为超出允许偏差时间，最大为 48 小时； $\alpha_{\text{非停}}$ 为非计划停运考核系数，其数值为 0.2； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

（四）未恢复并网运行考核

发电侧并网主体、新型储能未能在突然跳闸、强迫停运 48 小时内恢复并网运行，且未获电力调度机构认可转调停或者检修的，每次考核费用计算公式为：

$$F = 0.05P_N \times t \times \alpha_{\text{非停}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中：F 为考核费用； P_N 为发电侧并网主体额定容量或新型储能可调节容量；t 为非计划停运超过 48 小时且未获电力调度机构认可转调停或者检修的时间； $\alpha_{\text{非停}}$ 为非计划停运考核

系数，其数值为 0.2； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

（五）解列超时考核

发电侧并网主体、新型储能未能在电力调度机构下达的解列时间前后 1 小时内完成机组解列操作，每次考核费用计算公式为：

$$F = 0.2P_N \times t \times \alpha_{\text{非停}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中，F 为考核费用； P_N 为机组额定容量或新型储能可调节容量；t 为超出允许偏差时间； $\alpha_{\text{非停}}$ 为非计划停运考核系数，其数值为 0.2； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

（六）风电场、光伏电站突然跳闸或者强迫停运的、由于场站个体设备出现故障造成降出力，按照风光功率预测偏差进行考核。

（七）迎峰度夏、迎峰度冬期间，突然跳闸、强迫停运、并网超时考核中非计划停运考核系数 $\alpha_{\text{非停}}$ 可由 0.2 调整为 0.4。电力供应保障压力大、缺煤停机多等特殊保供时期（具体时间由电力调度机构报告相应能源监管机构后发布），非计划停运考核系数 $\alpha_{\text{非停}}$ 可由 0.2 最高调整为 1.0（按 0.1 的整数倍取值）。

（八）免考核情形详见附件 2-5。

第十六条 黑启动考核

（一）不具备黑启动能力考核

1. 取得黑启动补偿的发电侧并网主体、新型储能因自身

原因不能提供黑启动服务，未及时汇报电力调度机构，考核费用计算公式为：

$$F = 0.04P_N \times t \times \alpha_{\text{黑启动}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中，F 为考核费用，最大值为当月相应补偿费用； P_N 为机组额定容量或新型储能可调节容量；t 为不具备黑启动能力的时间（不包括检修时间）； $\alpha_{\text{黑启动}}$ 为黑启动考核系数，其数值为 1； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

2. 取得黑启动补偿的发电侧并网主体、新型储能被检查出不具备黑启动能力，未及时汇报电力调度机构，考核费用计算公式为：

$$F = 0.25P_N \times t \times \alpha_{\text{黑启动}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中，F 为考核费用； P_N 为发电侧并网主体额定容量或新型储能可调节容量；t 为不具备黑启动能力的时间，自上次认定具备黑启动能力时间起计算，最大不超过 200 小时； $\alpha_{\text{黑启动}}$ 为黑启动考核系数，其数值为 1； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

（二）未能完成黑启动任务考核

取得黑启动补偿的发电侧并网主体、新型储能由于自身原因未能完成黑启动任务，每次考核费用计算公式为：

$$F = P_N \times t_{\text{考核}} \times \alpha_{\text{黑启动}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中，F 为考核费用； P_N 为机组额定容量或新型储能可调节容量； $t_{\text{考核}}$ 为 100 小时； $\alpha_{\text{黑启动}}$ 为黑启动考核系数，其数值为

1; $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

(三) 黑启动管理不到位考核

1. 未对黑启动相关设备进行维护，每月考核费用计算公式为：

$$F = P_N \times t_{\text{考核}} \times \alpha_{\text{黑启动}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中， F 为考核费用； P_N 为发电侧并网主体额定容量或新型储能可调节容量； $t_{\text{考核}}$ 为 1 小时； $\alpha_{\text{黑启动}}$ 为黑启动考核系数，其数值为 1； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

2. 黑启动事故处理预案未制定、未及时修订、未报送电力调度机构，每月考核费用计算公式为：

$$F = P_N \times t_{\text{考核}} \times \alpha_{\text{黑启动}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中， F 为考核费用； P_N 为发电侧并网主体额定容量或新型储能可调节容量； $t_{\text{考核}}$ 为 1 小时； $\alpha_{\text{黑启动}}$ 为黑启动考核系数，其数值为 1； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

3. 未按电力调度机构要求进行黑启动演习或黑启动演习失败，每次考核费用计算公式为：

$$F = P_N \times t_{\text{考核}} \times \alpha_{\text{黑启动}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中， F 为考核费用； P_N 为发电侧并网主体额定容量或新型储能可调节容量； $t_{\text{考核}}$ 为 50 小时； $\alpha_{\text{黑启动}}$ 为黑启动考核系数，其数值为 1； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

4. 未开展黑启动培训、培训无记录、人员培训合格率未达到 100%，每月考核费用计算公式为：

$$F = P_N \times t_{\text{考核}} \times \alpha_{\text{黑启动}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中，F 为考核费用； P_N 为发电侧并网主体额定容量或新型储能可调节容量； $t_{\text{考核}}$ 为 1 小时； $\alpha_{\text{黑启动}}$ 为黑启动考核系数，其数值为 1； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

第十七条 快速甩负荷（FCB）考核

（一）失去快速甩负荷（FCB）能力考核

1. 发电侧并网主体因自身原因不具备快速甩负荷（FCB）功能，及时汇报电力调度机构的，考核费用计算公式为：

$$F = 0.0002P_N \times t \times \alpha_{\text{FCB}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中，F 为考核费用，最大不超过当月相应补偿费用； P_N 为机组额定容量；t 为不具备快速甩负荷（FCB）功能的时间（不包括检修时间）； α_{FCB} 为快速甩负荷（FCB）考核系数，其数值为 1； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

2. 被检查出不具备快速甩负荷（FCB）功能，并且在此之前，未向电力调度机构申报的，考核费用计算公式为：

$$F = 0.0056P_N \times t \times \alpha_{\text{FCB}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中，F 为考核费用； P_N 为机组额定容量；t 为不具备快速甩负荷（FCB）功能的时间，自上次认定具备快速甩负荷（FCB）功能时间起计算，最大不超过 200 小时； α_{FCB} 为快速甩负荷（FCB）考核系数，其数值为 1； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

（二）快速甩负荷（FCB）未准确动作考核

电网故障时（非发电企业自身原因），发电侧并网主体不能根据技术标准自动与电网解列，切换为只带厂用电的孤岛运行方式的，每次考核费用计算公式为：

$$F = 0.023P_N \times t_{\text{考核}} \times \alpha_{\text{FCB}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中，F 为考核费用； P_N 为发电侧并网主体额定容量； $t_{\text{考核}}$ 为 50 小时； α_{FCB} 为快速甩负荷（FCB）考核系数，其数值为 1； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

第十八条 检修考核

（一）检修管理基本考核

发电侧并网主体、新型储能发生擅自改变检修工作内容、临时取消计划检修、未在规定时间内办理延期手续、办理延期申请超过一次、重复检修停电等情形（详见附件 2-5），每次考核费用计算公式为：

$$F = P_N \times t_{\text{考核}} \times \alpha_{\text{检修管理}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中，F 为考核费用； P_N 为发电侧并网主体额定容量或新型储能可调节容量； $t_{\text{考核}}$ 为 0.5 小时； $\alpha_{\text{检修管理}}$ 为检修管理考核系数，其数值为 1； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

（二）计划检修超期考核

发电侧并网主体、新型储能计划检修时间超过批准时间，考核费用计算公式为：

$$F = 0.1P_N \times t \times \alpha_{\text{检修超期}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中，F 为考核费用； P_N 为发电侧并网主体额定容量或新型

储能可调节容量； t 为检修超期小时数； $\alpha_{\text{检修超期}}$ 为检修超期考核系数，其数值为 0.1； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

（三）临时检修超期考核

发电侧并网主体、新型储能临时检修超过允许时间，考核费用计算公式为：

$$F = 0.1P_N \times t \times \alpha_{\text{检修超期}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中， F 为考核费用； P_N 为发电侧并网主体额定容量或新型储能可调节容量； t 为临修超期时间，发电侧并网主体、新型储能每年允许累计临修时间为 168 小时，已计入非计划停运小时数不重复计算，负荷低谷时段或调峰困难时段经电力调度机构同意的临时检修时间不考核； $\alpha_{\text{检修超期}}$ 为检修超期考核系数，其数值为 0.1； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

（四）电力供应保障压力大、缺煤停机多等特殊保供时期（具体时间由电力调度机构报告相应能源监管机构后发布），计划检修超期、临时检修超期考核中检修超期考核系数 $\alpha_{\text{检修超期}}$ 由 0.1 调整为 0.2。

第十九条 技术管理考核

发电侧并网主体、新型储能继电保护、通信、自动化、励磁系统和 PSS 装置、调压、高压侧或升压站电气设备、新能源场站短路比专业技术管理未达到要求的（具体情形详见

附件 2-5), 每项考核费用计算公式为:

$$F = W_{\text{当月}} \times K_{\text{电量比例}} \times \alpha_{\text{技术管理}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中, F 为每次考核费用; $W_{\text{当月}}$ 为月度电量, 发电侧并网主体 (除抽水蓄能电站外) 取当月总发电量, 抽水蓄能电站、新型储能取当月总发电量、用电量之和; $K_{\text{电量比例}}$ 为各种情形考核的电量比例, 详见附件 2-5; $\alpha_{\text{技术管理}}$ 为技术管理考核系数, 数值为 1; $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

第二十条 能源信息传送考核

(一) 燃煤电厂未按要求向电力调度机构报送存煤信息, 或者报送的信息存在虚假, 考核费用计算公式如下:

$$F = W_{\text{当月}} \times K_{\text{电量比例}} \times \alpha_{\text{信息报送}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中, F 为考核费用; $W_{\text{当月}}$ 为月度全厂发电量; $K_{\text{电量比例}}$ 为 0.02%; $\alpha_{\text{信息报送}}$ 为信息报送考核系数, 数值为 1; $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

(二) 水电厂超过 3 次 (中断 3 小时以上算一次) 未按要求向水调自动化系统传送水情信息, 考核费用计算公式如下:

$$F = W_{\text{当月}} \times K_{\text{电量比例}} \times \alpha_{\text{信息报送}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中, F 为考核费用; $W_{\text{当月}}$ 为月度全厂发电量; $K_{\text{电量比例}}$ 为考核比例值, 数值为 0.02%; $\alpha_{\text{信息报送}}$ 为信息报送考核系数, 数值为 1; $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

当水电厂水库流域水雨情信息和水库运行信息出现迟

报、缺报、错报、漏报的情况，月度出现 3 次以上时， $W_{\text{当月}}$ 在当月全厂发电量基础上增加 10 万千瓦时。

(三) 风电场、光伏电站应向电力调度机构报送风电功率、光伏功率预测结果、单机文件、气象信息、装机容量、可用容量、理论功率、可用功率等信息。

风电场、光伏电站应上传 0-240 小时中期功率预测、0-72 小时短期功率预测以及 15 分钟-4 小时超短期功率预测，预测时间分辨率不低于 15 分钟。电站功率预测系统应每日向电力调度机构上报两次中期、短期功率预测结果，应每 15 分钟向电力调度机构上报一次超短期功率预测结果。

1. 中期功率预测考核

(1) 风电场和光伏电站中期功率预测应每日按时上报，月上报率应达到 100%。未按要求上报的，每发生一次，考核费用计算公式为：

$$F = W_{\text{当月}} \times K_{\text{电量比例}} \times \alpha_{\text{信息报送}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中， F 为考核费用； $W_{\text{当月}}$ 为当月全厂发电量； $K_{\text{电量比例}}$ 为考核电量比例值，数值为 0.02%，全月最大值为 0.2%； $\alpha_{\text{信息报送}}$ 为信息报送考核系数，数值为 1； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

(2) 中期功率预测准确率小于 75% (风电)、80% (光伏) 时，每日考核费用计算公式为：

$$F = (\lambda_{\text{目标}} - \lambda_{\text{中期}}) \times P_N \times t \times \alpha_{\text{信息报送}} \times C_{\text{并网主体}}$$

$$\lambda_{\text{中期}D-j,1} = \left(1 - \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_{pi} - P_{mi,D-j,1}}{P_N} \right)^2} \right) \times 100\%$$

$$\lambda_{\text{中期}} = \frac{\lambda_{\text{中期}D-1,1} + \lambda_{\text{中期}D-1,2} + \cdots + \lambda_{\text{中期}D-j,1} + \lambda_{\text{中期}D-j,2} + \cdots + \lambda_{\text{中期}D-10,1} + \lambda_{\text{中期}D-10,2}}{20}$$

式中，F 为每日考核费用； $\lambda_{\text{目标}}$ 为每日中期功率预测准确率目标值，风电为 75%、光伏为 80%； $\lambda_{\text{中期}}$ 为每日中期功率预测准确率，即当前 10 天每天 2 次上报的当日 96 点（或者更多，视时间分辨率而定）预测值准确率的平均值； P_N 为当日可用容量；t 为考核小时数，取 0.1 小时； $\alpha_{\text{信息报送}}$ 为信息报送考核系数，数值为 1； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格； $\lambda_{\text{中期},D-j,1}$ 为前 j 天第一次预测当日预测值的准确率； P_{pi} 为当日 i 时刻的可用功率（在现有气象条件下可以发出的功率）； $P_{mi,D-j,1}$ 为当前 j 天第一次预测 i 时刻的预测值；n 为样本个数，即每日预测点个数。

2. 短期功率预测考核

（1）风电场和光伏电站短期功率预测应每日按时报送，月报送率应达到 100%。未按要求上报的，每发生一次，考核费用计算公式为：

$$F = W_{\text{当月}} \times K_{\text{电量比例}} \times \alpha_{\text{信息报送}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中，F 为考核费用； $W_{\text{当月}}$ 为当月全厂发电量； $K_{\text{电量比例}}$ 为考核电量比例值，数值为 0.05%，全月最大值为 1%； $\alpha_{\text{信息报送}}$ 为信息报送考核系数，数值为 1； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理

购电价格。

(2) 短期功率预测准确率小于 83% (风电)、85% (光伏) 时, 每日考核费用计算公式为:

$$F = (\lambda_{\text{目标}} - \lambda_{\text{短期}}) \times P_N \times t \times \alpha_{\text{信息报送}} \times C_{\text{并网主体}}$$

$$\lambda_{\text{短期}D-j,1} = \left(1 - \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_{pi} - P_{mi,D-j,1}}{P_N} \right)^2} \right) \times 100\%$$

$$\lambda_{\text{短期}} = \frac{\lambda_{\text{短期}D-1,1} + \lambda_{\text{短期}D-1,2} + \lambda_{\text{短期}D-2,1} + \lambda_{\text{短期}D-2,2} + \lambda_{\text{短期}D-3,1} + \lambda_{\text{短期}D-3,2}}{6}$$

式中, F 为考核费用; $\lambda_{\text{目标}}$ 为每日短期功率预测准确率目标值, 风电为 83%、光伏为 85%; $\lambda_{\text{短期}}$ 为每日短期功率预测准确率, 即当前 3 天每天 2 次上报的当日 96 点 (或者更多, 视时间分辨率而定) 预测值准确率的平均值; P_N 为当日可用容量; t 为考核小时数, 取 0.5 小时; $\alpha_{\text{信息报送}}$ 为信息报送考核系数, 数值为 1; $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格; $\lambda_{\text{短期},D-j,1}$ 为前 j 天第一次预测当日预测值的准确率; P_{pi} 为当日 i 时刻的可用功率; $P_{mi,D-j,1}$ 为当前 j 天第一次预测 i 时刻的预测值; n 为样本个数, 即每日预测点个数。

3. 超短期功率预测考核

(1) 风电场和光伏电站超短期功率预测上报率应达到 100%, 少报一次, 考核费用计算公式为:

$$F = W_{\text{当月}} \times K_{\text{电量比例}} \times \alpha_{\text{信息报送}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中, F 为考核费用; $W_{\text{当月}}$ 为当月全厂发电量; $K_{\text{电量比例}}$ 为考

核电量比例值，数值为 0.0005%，全月最大值为 0.2%； $\alpha_{\text{信息报送}}$ 为信息报送考核系数，数值为 1； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

(2) 超短期功率预测准确率小于 87% (风电)、90% (光伏) 时，每日考核费用计算公式为：

$$F = (\lambda_{\text{目标}} - \lambda_{\text{超短期}}) \times P_N \times t \times \alpha_{\text{信息报送}} \times C_{\text{并网主体}}$$

$$\lambda_{\text{超短期}} = \left(1 - \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_{pi} - P_{mi}}{P_N} \right)^2} \right) \times 100\%$$

$$P_{mi} = \frac{P_{mi, t-1 \times 15} + \dots + P_{mi, t-j \times 15} + \dots + P_{mi, t-16 \times 15}}{16}$$

式中，F 为每日考核费用； $\lambda_{\text{目标}}$ 为超短期功率预测准确率目标值，风电为 87%、光伏为 90%； $\lambda_{\text{超短期}}$ 为每日超短期功率预测准确率； P_N 为当日可用容量；t 为考核小时数，取 0.5 小时； $\alpha_{\text{信息报送}}$ 为信息报送考核系数，数值为 1； $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格； P_{pi} 为 i 时刻的可用功率； P_{mi} 为 i 时刻的预测值，即前 15 分钟至前 4 小时期间 16 次超短期功率预测平均值；n 为样本个数，即每日预测点个数。

4. 风电场、光伏电站上报风电功率预测曲线的同时，每 5 分钟应自动向调度机构滚动上报单机文件、气象信息、装机容量、可用容量、理论功率、可用功率等信息，数据质量应满足国家和行业有关标准要求。每次上报的数据缺少任意一种记为该次数据中断或异常。信息报送系统连续故障（数

据中断或异常) 时间超过 24 小时, 考核费用计算公式如下:

$$F = W_{\text{当月}} \times K_{\text{电量比例}} \times \alpha_{\text{信息报送}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中, F 为考核费用; $W_{\text{当月}}$ 为当月全厂发电量; $K_{\text{电量比例}}$ 为考核电量比例值, 最低 0.02%, 每 24 小时增加数值 0.02%, 全月最大值为 1%; $\alpha_{\text{信息报送}}$ 为信息报送考核系数, 数值为 1; $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

5. 月度风电功率、光伏发电功率中期、短期、超短期预测考核费用之和最大限值为:

$$F_{\text{max}} = W_{\text{当月}} \times K_{\text{电量比例}} \times \alpha_{\text{信息报送}} \times C_{\text{并网主体}}$$

式中, F_{max} 为考核费用限值; $K_{\text{电量比例}}$ 为考核比例限值, 为 4%; $W_{\text{当月}}$ 为当月全厂发电量, 其中单日电量考核上限为不超过当日发电量; $\alpha_{\text{信息报送}}$ 为信息报送考核系数, 数值为 1; $C_{\text{并网主体}}$ 为当月电网企业代理购电价格。

6. 免考核情形详见附件 2-5。

第三章 考核实施

第二十一条 并网运行考核的依据包括但不限于: 电力调度机构制定的发电计划、检修计划、电压曲线, 电力调度机构的能量管理系统 (EMS)、机组调节系统运行工况在线上传系统、广域相量测量系统 (WAMS) 等调度自动化系统的实时数据、电能量采集计费系统的电量数据、当值调度员的调度录音记录、保护启动动作报告及故障录波报告。

第二十二条 同一事件适用于不同考核条款的，不重复考核，执行考核费用最大的一款。

第二十三条 省级及以上电力调度机构根据本细则建设电力并网运行管理技术支持系统。

第二十四条 电力调度机构和电网企业根据本细则，对电力并网运行考核费用进行管理，审定和记录免考情形。

第二十五条 电力并网运行考核费用按月统计结算，分为华东网调，上海、江苏、浙江、安徽、福建省（市）调度管辖范围。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或纳入地县级电力调度机构调度管辖范围，由省级电力调度机构报相应能源监管机构批准或者由能源监管机构在相关规则和细则中明确，费用在全省或相应地县平衡。地县级电力调度机构调度管辖范围且接入电压等级在 35 千伏以下的费用纳入范围由省级电力调度机构报相应能源监管机构批准或者由能源监管机构在相关规则和细则中明确。

第二十六条 并网主体月度总考核费用计算公式：

$$R_{\text{考核}} = \sum_{i=1}^n F_i$$

式中， $R_{\text{考核}}$ 为所有并网主体考核费用； F_i 为第 i 并网主体考核费用。

第二十七条 总考核费用按并网主体上网电量比例进行

返还。第 i 个并网主体能够得到的返还费用计算公式：

$$R_{\text{返还}}^i = R_{\text{总考核}} \frac{DF_i}{\sum_{i=1}^N DF_i}$$

式中， $R_{\text{返还}}^i$ 为等于第 i 个并网主体能够得到的返还费用； $R_{\text{总考核}}$ 为月度总考核费用； N 为当月上网并网主体的总数； DF_i 为第 i 个并网主体月度上网电量。

第二十八条 并网主体月度结算费用计算公式如下：

$$K_{\text{结算}}^i = R_{\text{返还}}^i - F_{\text{考核}}^i$$

式中， $K_{\text{结算}}^i$ 为并网主体 i 月度结算费用； $R_{\text{返还}}^i$ 为并网主体 i 考核返还费用； $F_{\text{考核}}^i$ 为并网主体 i 考核费用。

第四章 信息披露

第二十九条 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。

第三十条 电力调度机构应及时向电力交易机构按信息类型推送“两个细则”考核和补偿公示信息，由电力交易机构于次月 10 日之前（节假日顺延）向所有并网主体公示，如因区外来电等数据原因无法按时公示，应在其结算数据发布后 5 个工作日内完成公示。

第三十一条 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问询的3个工作日内，应进行核实并予以答复。

并网主体经与电力调度机构协商后仍有争议的，可向相应能源监管机构提出申诉。公示、核对无异议后，电力调度机构将结果盖章后发送电力交易机构，并抄送能源监管机构，电力交易机构据此出具结算依据。

第五章 监督与管理

第三十二条 华东区域内能源监管机构负责监管本细则的实施，依法依规调解辖区内并网运行管理争议，可根据实际需要，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。

第三十三条 各省能源监管机构可在本细则基础上，根据当地实际情况约定不同考核标准，修订辖区内实施细则，保持实施细则在区域内的基本统一和相互协调。

第三十四条 华东区域内能源监管机构结合实际情况和相关问题线索，可采取现场或非现场方式对本细则执行情况开展检查，对违反本细则行为依法依规进行处理。任何单位和个人对违反本细则的行为，有权向能源监管机构举报。能源监管机构应当及时处理，并为举报人保密。

第三十五条 技术支持系统发生重大变化后，电力调度机构应组织第三方专业机构评估技术支持系统中有关算法、功能与本实施细则的一致性，并将评估报告报送相应能源监

管机构。

第三十六条 省级及以上电力调度机构直接调度的并网主体与电网企业应定期签订并网调度协议和相关交易合同，并在协议（合同）签订后 10 个工作日内向相应能源监管机构备案。

第三十七条 省级及以上电力调度机构按月向相应能源监管机构报告电力调度运行管理情况，并在电力调度交易与市场秩序厂网联席会议上通报。

第六章 附则

第三十八条 本细则由华东能源监管局负责制定、修订和解释。

第三十九条 本细则与国家政策、文件规定不符的，从其规定。

第四十条 本细则自 2025 年 6 月 1 日起实施，有效期 3 年。《国家能源局华东监管局关于修订印发〈华东区域并网发电厂辅助服务管理实施细则〉和〈华东区域发电厂并网运行管理实施细则〉的通知》（华东监能市场〔2020〕147 号）同时废止。

附件 2-1:

一次调频技术要求及参数计算公式

一、频率控制死区 $50 \pm \Delta f_{sq}$

1. 电液型汽轮机调节控制系统火电机组为 $50 \pm 0.033\text{Hz}$ 。
2. 机械、液压调节控制系统火电机组为 $50 \pm 0.05\text{Hz}$ 。
3. 水电为 $50 \pm 0.05\text{Hz}$ 。
4. 核电为 $50 \pm 0.067\text{Hz}$ 。
5. 风电为 $50 \pm 0.1\text{Hz}$ 。
6. 光伏为 $50 \pm 0.05\text{Hz}$ 。
7. 新型储能为 $50 \pm 0.05\text{Hz}$ 。

二、调差系数 $\delta\%$

1. 燃机 $\leq 4\%$ ，其余火电机组为 4-5%。
2. 水电 $\leq 3\%$ 。
3. 核电 $\leq 5\%$ 。
4. 风电、光伏为 2-5%。
5. 新型储能为 0.5-3%。

三、最大负荷限幅

火电机组最大负荷限幅为额定有功出力的 $\pm 6\%$ (机组出力为 (40%-100%) 额定有功出力)、 $\pm 4\%$ (机组出力为 (30%-40%] 额定有功出力)、 $\pm 3\%$ (机组出力为 30% 额定有功出力及以下)、 $+3\%$ 和 -6% (机组出力在额定有功出力)。

核发电机组最大负荷限幅为额定有功出力的 $\pm 3\%$ 。

水电机组最大负荷限幅为额定有功出力的 $\pm 10\%$ （一般情况）、 $+3\%$ 和 -10% （发电出力在额定有功出力）。

风电最大负荷限幅为运行功率的 $+6\%$ 和 -10% 。

光伏最大负荷限幅为运行功率的 $+6\%$ 和 -10% 。

新型储能最大负荷幅度为最大放电功率和充电功率。

四、投用范围

投用范围为《并网调度协议》中核定的有功出力范围，即最高和最低稳定出力范围内。如最高出力受环境温度或季节影响，以《并网调度协议》签订的最大出力工况为准。

五、考核条件

当电网频率超出 $50 \pm \Delta f_{sq}$ 且持续超过一定时间时，对一次调频动作情况进行考核。

1. Δf_{sq} 为 0.033Hz ，持续时间超过 20 秒。
2. Δf_{sq} 为 0.05Hz 及以上，持续时间超过 5 秒。

六、理论计算积分电量

在电网频率变化超过机组一次调频死区时，发电侧并网主体、新型储能理论响应出力变化为：

$$\Delta P(\Delta f, t) = -\frac{\Delta f(t)}{50\% \cdot \delta\%} MCR$$

$$\Delta QjY = \int_0^{t_{\text{调节}}} \Delta P(\Delta f, t) dt$$

式中， $\Delta P(\Delta f, t)$ 为理论响应出力变化； $\Delta f(t)$ 为 t 时刻，

电网频率超出 $50 \pm \Delta f_{sq}$ 的数值，高频为正值，低频为负值； $\delta\%$ 为机组调差系数；MCR 为机组额定有功出力、新型储能额定放电功率与额定充电功率之和。

一次调频理论计算的积分电量：

$$\Delta Q_{jY} = \int_0^{t_{\text{调节}}} \Delta P(\Delta f, t) dt$$

式中， ΔQ_{jY} 为一次调频理论计算的积分电量； $t_{\text{调节}}$ 为电网频率超出 $50 \pm \Delta f_{sq}$ 时间，最大值为 60 秒。电网侧和发电侧、新型储能应协调频率采集装置的精度和时间同步指标，确保基础数据相互统一。频率采集装置测量精度误差应不大于 0.001Hz。

七、实际动作积分电量

在电网频率超出 $50 \pm \Delta f_{sq}$ 时刻后 60 秒内的实际发电出力与起始发电出力之差或者实际充放电功率与起始充放电功率之差的积分电量为一次调频实际动作积分电量。

$$\Delta Q_{sY} = \int_{t_0}^{t_0+t_{\text{调节}}} (PSt - PST) dt$$

式中， ΔQ_{sY} 为一次调频实际动作积分电量； $t_{\text{调节}}$ 为电网频率等于 $50 \pm \Delta f_{sq}$ 的时刻； $t_{\text{调节}}$ 为 60 秒；PST 为发电机组在 t_0 时刻前 10 秒内实际出力平均值或新型储能能在 t_0 时刻实际充放电功率；PSt 为在 t_0 时刻后 $t_{\text{调节}}$ 时间内机组实际出力或新型储能实际充放电功率； Δt 为积分间隔时间。原则上，功率采样周期应达到每秒 25 点要求，最低不得少于每秒 1 个点。

八、性能指标

一次调频效果性能指标是指，实际动作积分电量（ $\pm\Delta Q_{sY}$ ）与相应时间内理论计算积分电量（ $\pm\Delta Q_{jY}$ ）的比值。

$$DX = \Delta Q_{sY} / \Delta Q_{jY} \quad (\text{当 } DX < 0, \text{ 则: } DX = 0)$$

式中： DX 为一次调频效果性能指标； ΔQ_{sY} 为一次调频实际动作积分电量； ΔQ_{jY} 为相应时间一次调频理论计算积分电量。

九、响应时间

一次调频功率增加值达到 90% 目标功率增加值的时间。

火电、燃机、水电、核电、风电、光伏、新型储能一次调频响应时间应分别低于 30 秒、15 秒、15 秒、30 秒、9 秒、5 秒、3 秒。

附件 2-2:

AGC 调节速率测试方法

一、测试条件

性能测试前，应满足以下条件：

1. 出力处于 AGC 调节范围内，且 AGC 可用。
2. 电网频率处于一次调频死区范围内，一次调频在试验期间不发生动作。
3. 实际负荷维持在给定的测试起始负荷指令且稳定达 10 分钟。
4. EMS 测试记录系统运行正常，测试数据及结果以主站侧记录为准。

二、测试指令要求

主站测试指令应满足以下要求：

1. 测试指令应为阶跃指令，一次发出。
2. 测试应在增、减两个方向分别进行，且两个方向测试间的时间间隔应不小于 10 分钟。
3. 测试指令的变化量应大于或等于测试机组 AGC 可调范围的 50%。

三、测试结果计算

对测试曲线进行记录，并计算机组平均负荷调节速率。

$$V = \Delta L / (T - T_0)$$

式中， ν 为机组平均负荷调节速率； ΔL 为 AGC 测试负荷指令的变化量； T 为 AGC 测试指令发出后，实际负荷到达 AGC 测试负荷指令目标值死区范围内的时间；死区范围为机组额定有功出力的 $\pm (0.5\%-1\%)$ ； T_0 为 EMS 扫描周期时间。

附件 2-3:

AGC 精度考核参数计算方法

对于 AGC 指令 i 和下一个指令 $i+1$, 定义:

$T_{i,s}$: 第 i 个 AGC 指令开始时刻;

$T_{i,e}$: 第 i 个 AGC 指令结束时刻;

$T_{i+1,s}$: 第 $i+1$ 个 AGC 指令开始时刻;

$P_{i,s}$: 第 i 个 AGC 指令开始时刻机组实际功率;

$P_{i,e}$: 第 i 个 AGC 指令结束时刻机组实际功率;

V_N : 机组速率参数值, 若实际功率和基点 (AGC 指令开始时刻的取值) 均小于等于机组深调上限, 则 V_N 为机组深调速率, 其余情况 V_N 为机组正常速率;

1. 指令内考核参数

定义: 指令结束时实际功率和 AGC 指令目标值的差值为 P_i , 即 $P_i = |P_{i,e} - \text{第 } i \text{ 个 AGC 指令目标值}|$

若 $P_i \leq$ 机组 AGC 死区, 则: $\Delta P_i = 0$;

若 $P_i >$ 机组 AGC 死区, 则: $\Delta P_i = P_i - \text{机组 AGC 死区}$;

定义: 机组达到指令结束时刻的实际功率的理论时间为 $t_{i, \text{理论}}$, 单位为秒;

若机组功率变化方向与 AGC 指令同向, 则: $t_{i, \text{理论}} = |P_{i,e} - P_{i,s}| / V_N$;

若机组功率变化方向与 AGC 指令反向, 则: $t_{i, \text{理论}} = 0$;

AGC 指令时长= $T_{i,e}-T_{i,s}$;

考核时间 $t_i=\max\{(AGC \text{ 指令时长}-t_{i, \text{理论}}), 0\}$;

2. 指令间考核参数

若两条指令之间时间间隔 ≥ 2 秒，则进行指令间考核。

定义：两条指令之间的机组实际功率和前一个指令目标值的差值为 P_t ，即 $P_t=|t \text{ 时刻机组实际功率}-\text{第 } i \text{ 个 AGC 指令目标值}|$

若 $P_t \leq \text{机组 AGC 死区}$ ，则： $\Delta P_t=0$;

若 $P_t > \text{机组 AGC 死区}$ ，则： $\Delta P_t=P_t-\text{机组 AGC 死区}$ 。

附件 2-4:

抽蓄启停阶段考核时间计算方法

一、全厂由零启动

考核电量积分时段为 $[T_{\text{启}}, 15 \text{ 分钟}]$ 。考核电量起始积分时刻 $T_{\text{启}}$ 的计算方法:

$$T_{\text{启}} = \max(T1, T2)$$

$T1 = \text{整定单的启动时刻} + 5 \text{ 分钟}$

$T2 = \text{计划值 (采用分钟插值) 达到 AGC 可调下限的时刻}$

二、全厂停机至零

考核电量积分时段为 $[1 \text{ 分钟}, T_{\text{停}}]$ 。考核电量终止积分时刻 $T_{\text{停}}$ 的计算方法:

$$T_{\text{停}} = \min(T3, T4)$$

$T3 = \text{整定单的停机时刻}$

$T4 = \text{计划值 (采用分钟插值) 达到 AGC 可调下限的时刻}$

三、其余启停情况

考核电量积分时段为启停时间段的 15 分钟。

附件 2-5:

并网运行考核和免考具体情形

一、考核具体情形

(一) 违反调度纪律考核情形

1. 未经电力调度机构同意,擅自改变调度管辖范围内一、二次设备的状态,以及与电网安全稳定运行有关的机组调速系统(一次调频)、励磁系统(包括 PSS)、高频切机、低频切机、安全稳定控制装置、自动发电控制(AGC)、自动功率控制(APC)、自动电压控制(AVC)、相量测量装置(PMU)、继电保护装置、故障录波装置、安全防护设备等的参数或整定值(危及人身及主设备安全的情况除外);

2. 不执行调度指令;

3. 不如实报告调度指令执行情况;

4. 现场值班人员离开工作岗位期间未指定接令者,延误电网事故处理;

5. 不执行电力调度机构下达的保证电网安全运行的措施;

6. 调度管辖设备发生事故或异常、水电厂发生重大水库调度事件,10 分钟内未向电力调度机构汇报(可先汇报事故或异常现象,详细情况待查清后汇报);

7. 发生调度管辖设备误操作事故,未在 1 小时内向电力

调度机构汇报事故经过，或造假谎报。

8. 未经电力调度机构同意，擅自改变电力监控系统安全防护装置（纵向加密认证装置、网络安全监测装置、防火墙等）的安全策略。

9. 发生电力安全事故时，未经调度许可擅自并网运行。

10. 未按电力调度机构要求统一部署，编制预案，参加反事故演练。

11. 未及时根据调度安全事故通报落实防范措施。

12. 未经电力调度机构同意，发电厂（站）擅自对调停备用机组开展检修或消缺工作。

（二）检修管理考核情形

1. 计划检修工作不能按期完工时，未在规定的时间内办理延期手续。

2. 设备检修期间，办理延期申请超过一次。

3. 设备检修期间，擅自改变工作内容。

4. 因发电侧并网主体、新型储能自身原因，经电力调度机构批准的计划检修工作临时取消。

5. 因发电侧并网主体、新型储能原因造成发电厂、新型储能升压站同一出线、开关、联变及母差保护年度停电次数2次以上。

（三）继电保护专业考核情形

1. 发电侧并网主体、新型储能未满足以下要求，电量比

例考核系数 $K_{\text{电量比例}}$ 为 0.02%。

(1)对相应继电保护及安全自动装置进行调试并定期进行校验、维护，使其满足原定的装置技术要求，符合整定要求，并保存完整的调试报告和记录。

(2)与电网运行有关的新(扩)建继电保护及安全自动装置必须与电网继电保护及安全自动装置相配合，与系统有关的发电侧并网主体主设备的继电保护装置及安全自动装置的配置、选型，须征得电力调度机构同意。

(3)发电侧并网主体、新型储能涉网主设备的继电保护及安全自动装置，以及影响上述装置运行的一、二次相关设备的技术改造方案须经电力调度机构的审查。

(4)发电侧并网主体、新型储能内的继电保护和安全自动装置，必须与系统保护配合。在系统状态改变时，应按电力调度机构的要求按时修改所辖保护的定值及运行状态。

(5)发电侧并网主体、新型储能涉网继电保护及安全自动装置动作后，须立即按规程进行分析和处理，并按要求将资料送电力调度机构。与电网有关的，双方应配合进行事故分析和处理。

(6)发电侧并网主体、新型储能应严格执行继电保护及安全自动装置反事故措施。当系统继电保护及安全自动装置不满足运行要求时，并网主体应及时整改。

(7)系统继电保护及安全自动装置到更换年限或电力调

度机构根据电网及设备情况要求改造时，发电侧并网主体应积极配合电网进行更新改造。

(8) 发电侧并网主体、新型储能应根据电力调度机构电网运行管理规定，积极配合电网配置继电保护专业管理支撑平台。

(9) 发电侧并网主体应于每月第 5 个工作日内完成上月发电厂继电保护及安全自动装置的运行分析报告（含动作分析报告与统计报告、反事故措施执行情况、继电保护设备更新改造进度、缺陷及异常处理报告和继电保护校验月报等），并上报电力调度机构。

(10) 新建或改扩建的发电侧并网主体、新型储能应在投运前至少提前 3 个月完成继电保护专题研究报告（包括保护装置适应性研究报告、短路电流及整定计算所需资料等），并报电力调度机构。

2. 继电保护及安全自动装置运行指标未达到以下要求的，电量比例考核系数 $K_{\text{电量比例}}$ 为 0.02%。

(1) 继电保护主保护月投运率 $\geq 99.5\%$ 。

继电保护主保护月投运率计算公式为：

$$RMD = TMD / SMD$$

式中： RMD 为主保护月投运率； TMD 为主保护装置该月处于运行状态的时间； SMD 为主保护装置该月应运行时间，扣除调度下令退出运行时间。

(2) 安全自动装置月投运率 $\geq 99\%$ 。

安全自动装置月投运率计算公式为：

$$RSS = TSS / SSS$$

式中， RSS 为安全自动装置月投运率； TSS 为安全自动装置该月处于运行状态时间； SSS 为安全自动装置该月应运行时间，扣除调度下令退出运行时间。

(3) 故障录波月完好率 $\geq 98\%$ 。

故障录波月完好率计算公式为：

$$RSR = NSR / NRE$$

式中： RSR 为故障录波月完好率； NSR 为该月故障录波完好次数； NRE 为该月故障录波应评价次数。

3. 继电保护安全运行水平未达到要求的，电量比例考核系数 $K_{\text{电量比例}}$ 见以下具体条款。

(1) 升压站、发变组的继电保护、安全自动装置不正确动作， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.05%。

(2) 继电保护、安全自动装置异常，造成一次设备强迫停运， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.02%。

(3) 继电保护、安全自动装置异常或不正确动作，造成出力（负荷）损失或安全隐患， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.01%。

(4) 一套继电保护非计划停运时间连续超过 24 小时，每发生一次， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.01%。

(5) 继电保护和安全自动装置未投运，导致电网事故扩

大或造成电网继电保护和安全自动装置越级动作， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.2%。

(6) 发电侧并网主体、新型储能不能及时提供完整的故障录波数据影响电网事故调查， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.02%。

(7) 当电网发生故障时，发电侧并网主体、新型储能继电保护装置越级跳闸， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.2%。

(四) 通信专业考核情形

1. 通信设备/设施故障，引起继电保护或安全自动装置误动、拒动，造成电网事故、延长事故处理时间或扩大事故范围的， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.05%。

2. 通信设备/设施故障，造成发电厂与电力调度机构间通信电路或远动自动化信息通道全部中断，影响电网调度和供电设备运行操作， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.05%。

3. 因自身原因引起通信电路非计划停用，造成远方跳闸及过电压保护、远方切机（切负荷）装置单通道运行，且时间超过 24 小时， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.01%。

4. 对与电力通信网互联的通信资源，无论其产权和隶属关系，均应纳入电网通信调度调管范围。对与电力调度机构通信有直接关联的通信设备/设施进行维护、测试、试验及数据配置等改变设备或所在网络运行状态的工作，必须按通信电路检修规定提前向电力调度机构申报，并得到许可。未经许可擅自操作的， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.02%。

5. 因自身原因造成通信出现下列情形的, $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.01%。

(1) 影响电网调度和发供电设备运行操作的。

(2) 造成继电保护和安全装置误动、拒动但未造成电网事故或未影响电网事故处理的。

(3) 220 千伏以上线路一套主保护的通信通道全部不可用, 且持续时间 2 小时以上。

(4) 通信光缆连续故障时间超过 24 小时的。

(5) 与系统相连的调度交换设备故障全停超过 10 分钟, 影响调度运行的;

(6) 通信设备/设施缺陷造成电网安全性和可靠性降低, 在 48 小时内未完成消缺的; 或者造成通信网运行稳定性和可靠性降低, 7 日内未完成消缺或通道转移。

(7) 调度录音设备失灵或录音数据缺失, 影响电网事故分析的。

(8) 发电厂通信设备/设施故障导致调度电话、调度数据网、线路保护的通信通道中断。

(9) 处于通信主链路的电厂(即非末端通信站, 还承担传输其他厂站通信业务的电厂), 发生主链路的主用或备用光路中断。

(五) 自动化专业考核情形

1. 遥控拒动或误动 1 次, $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.02%。

2. 发电侧并网主体、新型储能远动设备连续故障，远动数据双通道中断时间超过 1 小时，或单通道中断时间超过 24 小时， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.01%。其后，每超过 4 小时， $K_{\text{电量比例}}$ 数值增加 0.002%。远动设备故障计算时间以调度主站侧自动记录的厂站自动化设备实际故障开始时刻为起始时间，以电力调度机构主站系统接收到正确远动信息时刻为结束时间。

3. 遥测量准确度误差要求 5%，遥信量正确动作率要求 100%。在发电侧并网主体、新型储能远动设备正常运行情况下，单个关键遥信量错误时间超过 10 分钟、非关键遥信量错误时间超过 1 小时、遥测数据超差时间超过 4 小时， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.002%。其后，每超过 4 小时， $K_{\text{电量比例}}$ 数值增加 0.0005%。并网电厂遥信量错误、遥测数据错误计算时间以因电厂原因导致调度主站侧自动记录的厂站自动化设备数据错误开始时刻为起始时间，以电力调度机构主站系统接收到正确远动信息时刻为结束时间。

4. 电量系统厂站端设备月运行合格率要求 100%，每降低一个百分点（含不足一个百分点）， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.01%。

5. 纵向加密认证装置月在线率要求 99%、月密通率要求 95%，网络安全监测装置月运行合格率要求 99%。每降低一个百分点（含不足一个百分点）， $K_{\text{电量比例}}$ 数值增加 0.01%。

6. 电力监控系统安全防护实施方案变更未提交电力调度机构审核， $K_{\text{电量比例}}$ 数值增加 0.1%。网络安防设备未按要求进

行配置和管理， $K_{\text{电量比例}}$ 数值增加 0.01%。安全防护设备产生重要告警后未能在规定时间内处理或者产生紧急告警的， $K_{\text{电量比例}}$ 数值增加 0.01%。未按要求及时开展网络安全漏洞及问题整改， $K_{\text{电量比例}}$ 数值增加 0.01%。

7. 发生违规外联（违规接入外来设备及网络）、恶意代码感染等网络安全事件时， $K_{\text{电量比例}}$ 数值增加 0.5%。

8. 发电侧并网主体、新型储能接到电力调度机构通知需要新增加或修改遥测遥信内容、调整自动化及网络安全装备时，应在电力调度机构指定的时间内完成工作。如未按期完成， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.01%。

9. 相量测量装置连续故障（相量数据中断）时间超过 4 小时， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.01%。其后，每超过 4 小时， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为增加 0.002%。相量测量装置故障计算时间以电力调度机构发出故障通知时刻为起始时间，以电力调度机构 WAMS 主站系统接收到正确远动信息时刻为结束时间。

10. 发电侧并网主体、新型储能时间同步系统装置与标准时钟有 10 秒以上误差时间超过 48 小时， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.01%。其后，每超过 8 小时， $K_{\text{电量比例}}$ 数值增加 0.002%。发电厂或相关变电站发生事故后，相关保护装置、故障录波仪及自动化设备时间记录不准确， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.01%。

11. 水电厂水调自动化系统单次连续故障（数据中断或异常）时间超过 4 天， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.1%。其后，每超过 4

天， $K_{\text{电量比例}}$ 数值增加 0.02%。水调自动化系统故障计算时间以电力调度机构发出故障通知时刻为起始时间，以接收到正确远动信息时刻为结束时间。

12. 发电侧并网主体、新型储能需要在并网投产前或是按电力调度机构要求维护一次设备及二次设备台账数据，如未按期完成， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.01%。

（六）励磁系统和 PSS 装置专业考核情形

1. 未按要求配置 PSS 装置的， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.2%。

2. 机组(含新能源)正常运行时自动励磁调节装置和 PSS 装置的可投运率应不小于 100%，每降低 1 个百分点（含不足 1 个百分点）， $K_{\text{电量比例}}$ 数值增加 0.02%，最大值为 0.2%。

3. 励磁系统和 PSS 装置技术性能参数未达到《大型汽轮发电机励磁系统技术条件》（DL/T843-2010）等国家和行业标准的要求， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.1%。

（七）高压侧或升压站电气设备专业考核情形

1. 由于发电侧并网主体、新型储能高压侧或升压站电气设备原因引起一般及以上电网事故、设备事故， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.2%。

2. 发电侧并网主体、新型储能高压侧或升压站电气设备主设备（含母线、联变、断路器、隔离开关、PT、CT、高压电抗器等）发生以下情形之一者， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.05%。

（1）发电侧并网主体、新型储能自身原因造成升压站电

气设备主设备发生非计划停运；

(2) 发电侧并网主体、新型储能高压侧或升压站电气主设备发生影响设备安全运行的缺陷，未及时采取措施或安排检修的；

(3) 发电侧并网主体、新型储能高压侧或升压站电气主设备由于电厂自身原因未按规定周期或标准进行预试检修，造成设备存在安全隐患、威胁电网安全的。

(八) 风电场、光伏电站短路比考核情形

风光发电单元应能够在短路比为 1.5 及以上连续稳定运行，并网点的多场站短路比应不小于 2.0。对于并网点的多场站短路比小于 3.0 的系统，应进行电磁暂态和机电暂态时域仿真计算，校核新能源并网系统安全稳定水平。未达到上述要求的，每发生一次，电量比例考核系数 $K_{\text{电量比例}}$ 为 0.02%。

(九) 发电侧并网主体、新型储能未按照国家 and 行业有关标准要求开展涉网试验的， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.2%

二、免考核具体情形

(一) 曲线偏差免考核情形

1. 值班调度员修改发电、充放电计划曲线的，修改后的发电、充放电计划曲线应提前 15 分钟下达给发电侧并网主体、新型储能，不足 15 分钟下达的发电、充放电计划曲线，自下达时刻起 15 分钟内免除发电、充放电计划曲线考核。

2. 发电侧并网主体、新型储能参与所在控制区频率或者

联络线偏差控制调节。

3. 发电侧并网主体、新型储能被临时指定提供调峰和调压服务而不能按计划曲线运行。

4. 出现系统事故、机组跳闸等紧急情况，机组、新型储能按照调度指令紧急调整出力。

5. 电网频率高于 50.1Hz 而机组有功出力越下限或新型储能多充少放功率越限值，或当电网频率低于 49.9Hz 而机组有功出力越上限或储能少充多放功率越限值。

6. 机组启动过程中，从并网至达到最低技术出力后 15 分钟（水电）、1 小时（火电及其它）之内；机组停机过程中，从机组降参数至解列。

7. 机组、新型储能 AGC 模式切换过程中。

8. 机组、新型储能进行与出力调整有关的试验期间。

9. 电网频率异常时，一次调频动作引起的机组出力、新型储能充放电功率调整。

10. 机组、新型储能发生非计划停运导致偏离发电计划、充放电功率曲线时，纳入机组、新型储能非计划停运考核，免于发电计划、充放电功率曲线考核。

11. 调峰能力为 0 的机组（含风电、光伏，不含核电站）。

12. 参与一次调频时，涉及的曲线偏差周期免考。

（二）调峰免考核情形

1. 由于环境温度影响，燃气机组发电上限降低，经电力

调度机构同意可予以免考。

2. 核电机组参与调峰时段不进行基本调峰能力未具备考核。

（三）一次调频免考核情形

1. 并网过程中，电化学储能并网运行时点后 5 分钟内，水电、风电、光伏、储能、旋转发电类新型储能发电机组自并网运行时点至最低技术出力后 15 分钟，火电及其它自并网运行时点至最低技术出力后 1 小时内；发电机组停机过程中，从机组降参数至解列。

2. 当出现系统事故、机组跳闸等紧急情况，机组按照调度指令退出一次调频。

3. 在机组进行与出力调整有关的试验期间。

4. 厂站因自动化设备异常，导致一次调频信号异常。

（四）AGC 免考核情形

1. 并网过程中，电化学储能并网运行时点后 5 分钟内，水电（不含抽蓄）、风电、光伏、储能、旋转发电类新型储能发电机组自并网运行时点至最低技术出力后 15 分钟，火电及其它自并网运行时点至最低技术出力后 1 小时内；发电机组（不含抽蓄）停机过程中，从机组降参数至解列。

2. 当出现系统事故、机组跳闸等紧急情况，机组按照调度指令退出 AGC。

3. 在机组进行与出力调整有关的试验期间。

4. 因调度主站自动化系统异常或与电厂之间通道异常，导致机组 AGC 无法正常控制期间。

5. 电网频率异常时，一次调频动作引起的 AGC 机组出力调整。

6. 抽蓄开停机阶段，因系统频率校验闭锁开停机流程时，此开停机阶段免考。

7. 机组发生非计划停运，仅对非计划停运考核，免于 AGC 考核。

（五）无功调节免考核情形

1. 发电侧并网主体、新型储能已经按照机组（含新能源）最大无功调节能力提供无偿或有偿无功服务，但母线电压仍然不合格，或者发电侧并网主体、新型储能停机时，该时段不计入不合格点。

2. 发电侧并网主体、新型储能的 AVC 装置与电力调度机构主站 AVC 装置联合闭环在线运行，则不进行母线电压月合格率考核。若发电侧并网主体、新型储能的 AVC 装置处于就地控制状态，进行母线电压合格率考核。

3. AVC 按调度要求退出期间，机组 AGC 指令在无功考核对应有功临界点上下瞬时波动时，在 15 分钟以内的因无功进相深度短时达不到要求的时间点予以免考。

（六）非计划停运免考核情形

1. 非自身原因导致的非计划停运，包括电网设备故障导

致的非计划停运、因供水或供气管道等设备被外力损坏导致的非计划停运、稳控装置动作切机导致的非计划停运等。

2. 在负荷低谷时段或调峰困难时段，机组、新型储能发生强迫停运后，经电力调度机构同意，在批准工期内进行消缺，不进行强迫停运考核。

3. 机组在 40%额定容量以下深度调峰期间发生非计划停运，若在 6 小时内恢复并网，经电力调度机构同意，免于非计划停运考核。

4. 机组计划检修完工后首次正式并网 6 小时内且出力一直低于 50%额定容量时发生非计划停运，若在 6 小时内恢复并网，经电力调度机构同意，免于非计划停运考核。

5. 因电网原因导致机组原定计划检修推迟的，推迟期间机组发生的非计划停运。

6. 机组、新型储能检修调试期间发生非计划停运，免于考核。

7. 风电场、光伏电站个体风机、光伏阵列发生非计划停运，免于非计划停运考核。

8. 由于天气原因造成风电场、光伏电站突然跳闸或者强迫停运的情况，风电场、光伏电站可提交免考核申请，经电力调度机构同意，免于考核。

（七）风光功率预测免考核情形

1. 经电力调度机构同意的风、光功率预测相关系统检修

期间。

2. 出现自然灾害等不可抗力。

(八) 检修考核免考核情形

1. 因电网原因延迟开工的计划检修或临时检修工作，在获批时限内的延误可免于超期考核。