国家能源局湖南监管办公室文件

湘监能〔2026〕61号

国家能源局湖南监管办公室关于印发《湖南电力辅助服务管理实施细则》《湖南电力并网运行管理实施细则》的通知

国网湖南省电力有限公司、湖南电力交易中心有限公司、各有关并网主体:

为进一步规范电力辅助服务和电力并网运行管理，保障湖南电力系统安全、优质、经济运行，根据《电力辅助服务管理办法》《电力并网运行管理规定》以及国家最新有关法律法规、政策文件及技术标准，在《华中区域电力辅助服务管理实施细则》《华中区域电力并网运行管理实施细则》（华中监能市场规〔2025〕71号）的基础上，湖南能源监管办组织修订了《湖南电力辅助服务管理实施细则》《湖南电力并网运行管理实施细则》（以下简

称“两个细则”），现予印发，请遵照执行。同时，明确以下具体事项：

一、请电力调度机构加强新版“两个细则”宣贯培训，2027年3月31日前完成技术支持系统升级改造，并严格执行信息披露和信息报送有关规定。

二、新版“两个细则”自2027年4月1日起开展不结算试运行，2027年5月1日起开展结算试运行，2027年7月1日起正式运行，湘监能市场〔2024〕55号文件及其相关补充规定同时废止。

三、有关辅助服务项目实行市场化并正式结算运行后，不再执行“两个细则”相关补偿与考核。

四、各单位在执行中如遇问题，请及时向我办报告。

联系电话：0731-89948072

附件 1.湖南电力辅助服务管理实施细则

2.湖南电力并网运行管理实施细则

国家能源局湖南监管办公室

2026年11月24日

附件 1

湖南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，保障湖南电力系统安全、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，根据《中华人民共和国能源法》《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》等有关法律、行政法规和《电力辅助服务管理办法》《电力市场运行基本规则》《电力市场监管办法》《国家发展改革委国家能源局关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》（发改价格〔2024〕196 号）、《国家能源局华中监管局关于修订印发<华中区域电力辅助服务管理实施细则>和<华中区域电力并网运行管理实施细则>的通知》（华中监能市场规〔2025〕71 号）等文件，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直控型可调节负荷(含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合）提供的服务。

第三条 本细则适用于对湖南电网范围并网主体有调度职责的电力调度机构（以下简称“电力调度机构”）管辖的接入 35 千伏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。接入电压等级在35kV 以下的并网主体纳入适用范围由省级电力调度机构报国家能源局湖南监管办公室（以下简称“湖南能源监管办”）同意或者由湖南能源监管办在相关规则中明确。省级电力调度机构可根据实际情况分步实施。

第四条 本细则适用于以下并网主体:

（一）发电侧并网主体：火电（燃煤、燃气、燃油、生物质电站等）、水力发电厂、抽水蓄能、风力发电场、光伏（含光热）电站、自备电厂等。

（二）新型储能：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，具有法人资格的独立电化学储能电站。压缩空气、飞轮等独立新型储能电站参照执行。纳入本细则管理的独立新型储能容量不低于 2 兆瓦/2 兆瓦时。

以配建形式存在的新型储能项目，在完成站内计量、控制等相关系统改造并符合相关技术要求的情况下，鼓励与所配建的其他类型电源联合并视为一个整体，参与电力市场。通过技术改造满足同等技术条件和安全标准后，也可选择转为独立储能项目。

（三）负荷侧并网主体：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直控型可调节负荷（含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合）。纳入本细则管理的直控型可调节负荷容量不低于5兆瓦，向上或向下调节能力不低于5兆瓦，持续时间不低于1小时。

第五条 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《火力发电建设工程启动试运及验收规程》（DL/T5437）要求完成整套启动试运时纳入电力辅助服务管理。

（二）水力发电机组按《水电工程验收规程》（NB/T35048）、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辅助服务管理。

（三）风力发电场、光伏发电站分别按《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电力辅助服务管理。

（四）独立新型储能按照《电化学储能电站接入电网技术规定》（GB/T 36547）、《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力辅助服务管理。

（五）直控型可调节负荷按照《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电力辅助服务管理。

（六）其他发电机组原则上自基建调试完成交付生产运行之日起纳入辅助服务管理。

（七）发电机组和独立新型储能自并网发电之日起参与辅助服务费用分摊。

第六条 已通过市场化进行交易或通过其他市场化交易品种实现功能的电力辅助服务品种（如二次调频、有偿调峰），相关辅助服务品种不再按照本细则进行补偿，具体按照市场交易规则及《关于明确湖南省电力辅助服务市场有关事项的通知》（湘监能市场〔2025〕57 号）等文件要求执行。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。

第七条 湖南能源监管办依法对辖区内电力调度机构、湖南电力交易中心有限公司（以下简称“电力交易机构”）、国网湖南省电力有限公司（以下简称“电网企业”）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，电力交易机构负责出具辅助服务结算依据，电网企业负责辅助服务费用结算。

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、新能源和独立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基本调峰能力到额定容量范围内，为了跟踪负荷的峰谷变化而有计划地、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、风电、光伏发电一般为 0.9—1.0，独立新型储能一般为 0.8）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、水电、独立新型储能一般为 0.97—1.0，风电、光伏一般为 0.95—1.0）范围内从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、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、新能源和独立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务。

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务。

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、直控型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、直控型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务。

（三）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务。

（四）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、抽蓄、独立新型储能为0.97，风电、光伏为0.95）的情况下从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、抽蓄为0.9，独立新型储能为0.8）的情况下向电力系统发出无功功率，以及发电机组（含新能源场站）在调相工况运行时向电力系统发出或从电力系统吸收无功功率所提供的服务。

（五）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、独立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、独立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。

（六）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、独立新型储能所提供的恢复系统供电的服务。

（七）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。

（八）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。

（九）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）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，且履行以下义务：

（一）提供基础技术参数以确定各类辅助服务的能力，提供有资质的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

求的辅助服务的能力。

（三）根据电力调度指令要求提供辅助服务。

（四）接受辅助服务考核，按规定获得补偿。

（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，应履行以下义务：

（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）定期公布本细则条款及国家标准、行业标准等相关技术标准的执行情况，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湖南能源监管办，同时抄送湖南省发展和改革委员会（以下简称“省发展改革委”）、湖南省能源局（以下简称“省能源局”）。

（六）按湖南能源监管办的要求报送其他相关情况。

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《湖南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）投其他控制模式的，不对其调节电量进行补偿。

$$C_{补偿费用}=\begin{cases} abs(\Delta P)\times k\times 6\ 元/MW；& (2\geq k\geq 0.6) \\ 0；& (k<0.6) \end{cases}$$

其中，ΔP（兆瓦）为单次有效调节过程调节幅度，调节过程“综合性能系数 k”定义见《湖南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，直控型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。APC 补偿费用=APC 实际调节里程（兆瓦）×6（元/兆瓦）。其中，APC 实际调节里程为直控型可调节负荷根据 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）直控型可调节负荷的标准调节速率不应低于最大调节能力的1%/分钟；直控型可调节负荷资源的标准响应时间应不高于60秒；直控型可调节负荷资源的标准调节精度应不高于最大调节能力的2%；直控型可调节负荷在参与调控业务期间的APC月可用率应不低于95%，APC月投入率不应低于95%（调度允许退出时段不统计）。以上指标都满足要求时，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、调节精度性能系数的计算及统计方法参照《湖南电力并网运行管理实施细则》AGC相关条款执行。

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，其中电网最大频率偏差$|\Delta f| < 0.08$赫兹为小扰动，电网最大频率偏差$|\Delta f| \geq 0.08$赫兹为大扰动，频率偏差模拟扰动范围为0.08赫兹~0.183赫兹。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、独立新型储能、直控型可调节负荷（最大可调容量5兆瓦及以上）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：

$$C_{补偿}=\sum^{S} M\times(P_n\times C)\times 200元/MWh$$

式中：

若|Δf|＜0.06 赫兹

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

若|Δf|≥0.06 赫兹

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

P_n为并网主体额定容量（兆瓦），C 为 0.1 小时，K_{i0}为每次小扰动合格事件贡献率，S 为 M 等于 1 的累计总数。根据湖南电网运行特性，S 每月暂定不大于 70。

（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：

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

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：

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

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”“一次调频月度合格率 $Q_{合格率}$”“P_n”定义见《湖南电力并网运行管理实施细则》。

第十八条 旋转备用补偿

电力调度机构应根据国家、行业标准和监管要求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。

在负荷高峰时段，对并网主体所提供的旋转备用予以补偿。负荷高峰时段由省级电力调度机构确定并报湖南能源监管办备案。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，或未在日前申报可调出力时，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：

$$C_{旋备}=W_{旋备}\times R_{旋备}$$

式中：$W_{旋备}$为旋转备用贡献量；$R_{旋备}$为旋转备用补偿价格，燃煤机组 15 元/兆瓦时，水电机组 10 元/兆瓦时。

旋转备用贡献量：

$$W_{旋备}=\begin{cases}(P_{max}-P_{实际})\times 5/60(MWh); P_{max}>P_{实际};\\ 0; P_{max}\le P_{实际}。\end{cases}$$

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

旋转备用总补偿容量不超过系统日最大用电负荷的 5%，各机组结算旋转备用贡献量按照旋转备用贡献量比例计算。

第十九条 有偿无功服务补偿

（一）常规火电、水电、燃机有偿无功服务按机组计量，其他并网主体按全场站计量。

（二）并网主体通过响应调度 AVC 调节指令提供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、抽蓄为 0.9，独立新型储能为 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、抽蓄、独立新型储能为 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/兆乏时。

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。

有偿无功电量每5分钟按以下规则计算:

无功增量=|实际运行无功出力|-|要求功率因数的无功出力|

$$\text{要求功率因数的无功出力}=P_{\text{实际}}\times\frac{\sqrt{1-(\cos\Phi)^2}}{\cos\Phi}$$

其中，cosΦ为要求功率因数。

提供有偿无功电量（兆乏时）=无功增量×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

$$C_{\text{补偿费用}}=Y_{\text{调相}}\times Q_n\times t_{\text{调相}}\times H_3$$

式中，Q_n为机组调相容量，单位为兆乏；$t_{\text{调相}}$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/兆乏时，H_3为有偿无功服务补偿系数（详见附件1-1）。

（四）非电网投资的构网型并网主体（含构网型储能、构网型新能源等），涉网性能满足国家和行业相关标准，以构网模式运行时所提供的有偿无功服务，按核定无功运行最大容量及并网运行时间补偿。

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

式中，Q_n为构网型并网主体核定无功运行最大容量，单位

为兆乏；$t_{构网}$为构网模式并网运行时间，单位为小时；$Y_{构网}$为构网型并网主体有偿无功服务补偿标准，暂取 20 元/兆乏时，H_4为构网型并网主体有偿无功服务补偿系数（详见附件 1-1）。

（五）风电和光伏电站发电为零时，即风电无风和光伏无光时期场站为响应调度 AVC 调节指令发出或者吸收的无功给予补偿。

$$C_{补偿费用}=Y_{调相}\times Q\times t_{调相}\times H_3。$$

式中，$Y_{调相}$为调相运行补偿标准，暂取 20 元/兆乏时；Q 为场站发出或吸收的无功功率，单位为兆乏；$t_{调相}$为调相运行时间，单位为小时；H_3为有偿无功服务补偿系数（详见附件 1-1）。

第二十条 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：

$$C=（\lambda_{调节}-95\%）\times P_n\times Y_{AVC}\times T_{AVC}/（100\%-98\%）$$

式中，$\lambda_{调节}$为机组 AVC 调节合格率；P_n为机组容量（兆瓦）；Y_{AVC}为 AVC 补偿标准，取 0.1 元/兆瓦时；T_{AVC}为机组 AVC 投用时间，单位为小时。

第二十一条 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，明确机组黑启动技术性能指标，并报湖南能源监管办、省发展改革委和省能源局备案。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/（台·月），其他常规机组暂定按10万元/（台·月）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。

第二十二条 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关断面送电能力的，则不予补偿。

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）：

$$C=\sum_{i=1}^{n}(H_5\times P_n\times t\times Y_{\text{稳定切机补偿标准}})$$

式中，C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；$Y_{\text{稳定切机补偿标准}}$为每台稳定切机影响电量补偿标准，取300元/兆瓦时，H_5为稳定切机补偿系数（详见附件1-1）。

第二十三条 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。经调度部门确认只解决自身或局部供电能力的不予补偿，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：

$$C=\sum_{i=1}^{n}\left(H_6\times\frac{Q_{上月用电量}}{t_{上月月度时间}}\times t_{补偿时间}\times Y_{稳定切负荷补偿}\right)$$

式中，C 为补偿费用；Y 稳定切负荷补偿为每次稳定切负荷补偿标准，取 30 元/兆瓦时，t 补偿时间为稳定切负荷时间，H_6 为稳定切负荷补偿系数（详见附件 1-1）。

第二十四条 转动惯量补偿

当湖南电网非同步电源渗透率＞40%时，对水电、火电、同步调相机给予转动惯量补偿；其他类型并网主体暂不纳入转动惯量补偿。

（一）根据水电、火电的转动惯量、补偿时间等给予补偿，补偿计算公式如下：

$$J=\frac{10^6\times P_n\times T_J}{(2\pi f)^2}$$

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

式中：

J 为水电、火电的转动惯量（千克·平方米），P_n 为机组额定容量（兆瓦），T_J 为机组的惯性时间常数（秒），f 为机组同步发电机频率（赫兹）；$Y_{转动惯量补偿}$ 为转动惯量补偿标准，取 1 元/（千克·平方米）；$t_{补偿时间}$ 为当月机组并网时间（小时）；$t_{月度时间}$ 为当月时间（小时）。

当月相关并网主体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。

（二）根据同步调相机的额定容量、补偿时间等给予转动惯量补偿，补偿计算公式如下：

$$C_{补偿}=S_n\times Y_{转动惯量补偿}\times(t_{补偿时间}/t_{月度时间})$$

式中：

S_n为同步调相机额定容量（兆乏）；$Y_{转动惯量补偿}$为转动惯量补偿标准，取100元/兆乏；$t_{补偿时间}$为并网时间（小时）；$t_{月度时间}$为当月时间（小时）。

第二十五条 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。

具备向上或者向下爬坡能力的并网主体，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：

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

式中，C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；$Y_{爬坡预备补偿}$为爬坡预备补偿标准，取35元/兆瓦时；$Y_{爬坡补偿}$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

第二十六条　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的试验单位校验确认。

第二十七条　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。

第二十八条　辅助服务补偿费用按月统计结算，在电网企业单独记账，实行专项管理。湖南电网范围内，华中电网和地县级电力调度机构调度管辖范围统计计算结果统一纳入省级电力调度机构调度管辖范围汇总统计，费用在全省平衡。

第二十九条　按照国家相关政策，适时推进国家指令性计划、地方政府协议以及跨省跨区市场化交易的送端发电机组按照同一标准和要求参与湖南省电力辅助服务管理。跨省跨区电力辅助服务费用随跨省跨区电能量交易电费一起结算，电网企业应按时足额结算。

第三十条　辅助服务补偿费用来源包括：发电机组和独立新型储能执行《国家能源局关于印发<发电机组进入及退出商业运

营办法>的通知》（国能发监管规〔2023〕48 号）需分摊的调试运行期辅助服务费用，符合国家和地方有关法律法规以及规范性文件规定的其他资金，不足部分按以下原则分摊：

为特定发电侧并网主体服务的电力辅助服务，补偿费用由相关发电侧并网主体分摊。为特定电力用户服务的电力辅助服务，补偿费用由相关电力用户分摊。为电力系统运行整体服务的电力辅助服务，补偿费用由发电企业、市场化电力用户等所有并网主体共同分摊。

具体为：湖南电力现货市场实现连续运行前，辅助服务费用由发电侧并网主体共同承担；湖南电力现货市场实现连续运行后，辅助服务费用分摊机制按照国家有关规定执行。

（一）发电侧并网主体按照当月上网电量比例分摊，现阶段独立新型储能、抽水蓄能暂不参与费用分摊。

（二）用户侧并网主体按照当月下网电量比例分摊，市场化用户（含电网企业代理购电用户）为当月用电结算电量，现阶段独立新型储能、抽水蓄能暂不参与分摊。负荷聚合商、虚拟电厂等直控型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。

（三）与湖南电网有购售电合同关系的发电侧并网主体为其在湖南电网当月落地电量。

第三十一条 新建发电机组和独立新型储能调试运行期辅

助服务费用分摊按照有关规定执行，新增辅助服务费用自次月起纳入辅助服务补偿资金。电网企业做好辅助服务资金的统计工作，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。如年末新增辅助服务资金仍有剩余，则滚动到下一年度继续使用。

第三十二条 并网主体有偿辅助服务结算费用等于当月该并网主体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

第三十三条 信息披露应当遵循安全、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、及时性负责。

第三十四条 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湖南发用电特性确定和调整，在技术支持系统上发布，并报送湖南能源监管办。

第三十五条 电力交易机构负责通过信息披露平台向所有并网主体披露相关考核和补偿结果，开放数据接口。电力调度机构会同电力交易机构制定和完善信息披露标准格式及相关明细

表格模板，报湖南能源监管办审定后实施。

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管理信息。每月第15个工作日前，电力调度机构应向所有并网主体披露上月各并网主体辅助服务管理初步结果，包括管辖范围内所有机组运行情况、所有并网主体分辅助服务品种的电量/容量、补偿费用、分摊比例、分摊费用等，并提供相关数据供计算核对。每台机组的相关信息均应向所有并网主体公示，确保运行结果公允，运行依据可追溯。

第三十七条 并网主体对公示有异议的，应在3个工作日内向对该并网主体行使调度管辖权的电力调度机构提出复核。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，导致公示结果确需调整的，相关结果应重新公示3个工作日，并向所有并网主体公示调整结果及调整原因。

电力调度机构会同电力交易机构于每月20日前汇总补偿和分摊等公示内容，报湖南能源监管办。无异议后，由电力调度机构执行，由电力交易机构出具结算依据。

每月25日前，电力调度机构应以正式文件向并网主体发布电力辅助服务管理情况。

第七章 监督与管理

第三十八条 湖南能源监管办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湖南能源监管办反馈问题和线索。

第三十九条 电力调度机构应按照湖南能源监管办有关要求，将电力辅助服务管理技术支持系统向湖南能源监管办开放，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。

第四十条 并网主体经与电力调度机构协商后仍有争议的，可向湖南能源监管办提出申诉，由湖南能源监管办依法依规进行处理。经湖南能源监管办组织认定后，相关费用在后续月份予以多退少补。原则上申诉有效期不超过12个月。

第四十一条 每月25日前，电力调度机构应以正式文件向湖南能源监管办报送上月电力辅助服务管理情况，同时抄送省发展改革委、省能源局。具体内容应包括分析报告和补偿分摊结果、异议申请及处理结果、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、电力调度机构出具的免考核意见及减免考核政策依据）、公示反馈意见、对国家标准及行业标准的执行情况等信息。新建发电机组和独立新型储能调试运行情况及调试运行期辅助服务费用使用情况应与月度

辅助服务结算情况一并报送。

第四十二条 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，并按相关规定如实公开有关信息。

第四十三条 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，不得对本细则未规定的事项进行减免考核，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。

第四十四条 电力调度机构应每年组织评估本细则执行情况，在每年2月底前向湖南能源监管办提交上一年度分析报告或规则调整建议。湖南能源监管办根据有关建议和实际情况需要及时完善和调整有关条款及考核、补偿标准。有关国家、行业标准更新修编的，按照最新标准执行。

第四十五条 电力企业违反本细则相关规定的，由湖南能源监管办责令限期改正；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。

第四十六条 电力企业、电力调度交易机构有下列情形之一的，由湖南能源监管办责令限期改正；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）拒绝或者阻碍湖南能源监管办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

第四十七条　本细则由湖南能源监管办负责解释。

附件 1-1

湖南电力辅助服务参数表

序号	参数指标	系数	取值
1	有偿无功服务补偿系数	H_3	1
2	构网型并网主体有偿无功服务补偿系数	H_4	0.5
3	稳定切机补偿系数	H_5	1
4	稳定切负荷补偿系数	H_6	1

附件 2

湖南电力并网运行管理实施细则

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，保障湖南电力系统安全、优质、经济运行及电力市场有序运营，进一步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，根据《中华人民共和国能源法》《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》等有关法律、行政法规和《电力并网运行管理规定》《电力市场运行基本规则》《电力市场监管办法》《国家能源局华中监管局关于修订印发<华中区域电力辅助服务管理实施细则>和<华中区域电力并网运行管理实施细则>的通知》（华中监能市场规〔2025〕71 号）等文件，制定本细则。

第二条　本细则适用于对湖南电网范围并网主体有调度职责的电力调度机构（以下简称“电力调度机构”）管辖的接入 35 千伏及以上电压等级并网主体并网运行的考核、结算和监督管理等。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国家能源局湖南监管办公室（以下简称“湖南

能源监管办”）同意或者由湖南能源监管办在相关规则中明确。省级电力调度机构可根据实际情况分步实施。

第三条 本细则适用于以下并网主体:

（一）发电侧并网主体: 火电（燃煤、燃气、燃油、生物质电站等）、水力发电厂、抽水蓄能、风力发电场、光伏（含光热）电站、自备电厂等。

（二）新型储能：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的电化学储能电站。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2兆瓦/2兆瓦时。

（三）负荷侧并网主体: 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直控型可调节负荷（含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合）。纳入本细则管理的直控型可调节负荷容量不低于5兆瓦，向上或向下调节能力不低于5兆瓦，持续时间不低于1小时。

第四条 新建并网主体应按照《电网运行规则（试行）》《电网运行准则》（GB/T 31464）等要求接入电网，并完成以下相关工作之后开展并网运行考核管理:

（一）火力发电机组按《火力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行时纳入。

（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、光伏发电站分别按《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，第一台风机或逆变器并入电网时纳入。

（四）新型储能按照《电化学储能电站接入电网技术规定》（GB/T 36547）、《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，自第一台储能变流器（PCS）并入电网时纳入。

（五）直控型可调节负荷按照《可调节负荷并网运行与控制技术规范》（DL/T 2473.1～2473.13）要求完成接入电网时纳入。

（六）其他并网主体原则上自基建调试完成交付生产运行之日纳入。

第五条 并网主体并网运行管理应遵循电力系统客观规律和建立社会主义市场经济体制的要求，贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，实行“统一调度、分级管理”，坚持“公开、公平、公正”的原则。

第六条 湖南能源监管办依法对并网主体并网运行管理及考核情况实施监管；电力调度机构按照调度管辖范围具体实施并网主体的并网运行管理工作；湖南电力交易中心有限公司（以下简称“电力交易机构”）负责披露并网运行考核返还结果，出具结

算依据；国网湖南省电力有限公司（以下简称“电网企业”）负责并网运行管理费用结算。

第二章　并网运行管理

第一节　运行管理

第七条　电力调度机构应按其调度管辖范围负责电力系统运行的组织、指挥、指导和协调，按照有关规定组织制定电力调度管理规程和涉及电网运行的接口技术规范，并报湖南能源监管办备案后施行，定期向并网主体公布本细则条款及国家标准、行业标准等相关技术标准的执行情况。并网主体、电网企业均应严格遵守国家有关法律法规、标准以及电力调度管理规程、电气设备运行规程，共同维护电力系统安全稳定运行。

第八条　并网主体应与电网企业根据平等互利、协商一致和确保电力系统安全运行的原则，参照国家能源局和国家市场监督管理总局印发的《并网调度协议示范文本》《电化学储能电站并网调度协议示范文本（试行）》《新能源场站并网调度协议示范文本》《购售电合同示范文本》等示范文本及时签订并网调度协议和购售电合同，按湖南能源监管办要求备案，无协议（合同）不得并网运行。双方达不成协议的，可向湖南能源监管办申请调解。

第九条　发电侧并网主体涉及电网安全稳定运行的继电保护和安全自动装置、调度通信、调度自动化、励磁系统及电力系统稳定器（PSS）装置、调速系统和一次调频控制系统、二次调

频、调压、新能源功率预测系统、水电厂水库调度自动化系统设备、高压侧或升压站电气设备以及涉及网源协调的有关设备和参数等，运行管理应满足国家法律法规、行业标准及电网稳定性要求，发现不满足相关要求的，每次按全厂额定容量×1 小时的标准进行考核。有关运行和检修安全管理制度、操作票和工作票制度等，应符合国家、行业等有关规定和具体要求，发现不满足相关要求的，每次按全厂额定容量×1 小时的标准进行考核。

新型储能和可调节负荷的运行管理应满足国家法律法规、国家和行业标准及电网稳定性要求，发现不满足相关要求的，每次按额定容量（最大可调节容量）×1 小时的标准进行考核。新型储能和直控型可调节负荷应确保涉网一、二次设备满足电力系统安全稳定运行及有关国家、行业标准的要求，发现不满足相关要求的，每次按额定容量（最大可调节容量）×1 小时的标准进行考核。

第十条 电力调度机构针对电力系统运行中存在的安全问题，应及时制定反事故措施；并网主体应落实电力调度机构制定的反事故措施。对并网主体一、二次设备中存在影响电力系统安全运行的问题，并网主体应与电力调度机构共同制定相应整改计划，并确保计划按期完成。对于未按期完成整改的并网主体，每次按全厂额定容量×1 小时计为考核电量，造成事故事件后果的，每次按全厂额定容量×3 小时计为考核电量，当发生电力安全事故（事件）时，在未获得电力调度机构允许前，有关并网主体不

得并网运行。

第十一条 电力调度机构应制定防止电网大面积停电事故预案，合理设置黑启动电源，制定黑启动方案，还应针对电网方式变化和特点组织电网联合反事故演习和实施必要的黑启动试验。并网主体要按照所在电网防止大面积停电事故预案的统一部署，积极配合落实事故处理预案；包括要制定可靠完善的保厂用电措施、全厂停电事故处理预案和内部黑启动方案（仅电力调度机构认定的黑启动电源制定内部黑启动方案），每年1月31日前更新并报电力调度机构备案；并根据电力调度机构的要求参加电网联合反事故演习。对于未按期制定事故处理预案的并网主体，每逾期一天，按额定容量×1小时计为考核电量，月累计考核电量不超过并网主体当月上网电量的1%；对于无故不参加电网联合反事故演习的并网主体，按额定容量×2小时计为考核电量。

第十二条 电力调度机构确定为黑启动的并网主体，因并网主体自身原因不能提供黑启动时（不含计划检修），应及时向电力调度机构汇报，无法提供黑启动服务期间，按每小时1兆瓦时计为考核电量，最大考核费用不超过该并网主体年度黑启动辅助服务补偿费用的2倍。并网主体因非计划停运导致无法提供黑启动服务，在非计划停运考核期间，不再重复进行黑启动服务考核。

电力调度机构检查发现并网主体不具备黑启动能力且隐瞒不报的，无法提供黑启动服务期间，相应月度不予以补偿并按每小时2兆瓦时计为考核电量，直至机组具备黑启动能力。

电力调度机构督促提供黑启动的并网主体每年做一次黑启动测试试验，指定提供黑启动的机组在被调用时（含测试试验），无法达到要求的技术标准，当年不予以补偿，退回本年获得的全部黑启动辅助服务补偿费用，并按该并网主体24个月的黑启动辅助服务补偿费用予以考核。

第十三条 电力调度机构确定为能够提供稳定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1兆瓦时计为考核电量。

第十四条 并网主体发生事故，继电保护或安全自动装置动作后，并网主体应积极配合，并提供所需的保护及安控装置动作报告、故障录波数据、事故时运行状态和有关数据资料。不能在2小时内向电力调度机构报告并提供完整的保护动作报告等相关数据而影响电网事故处理的，每次按额定容量×0.5小时计为考核电量。并网主体拒绝配合，或者提供虚假材料、隐瞒保护误动、拒动事实的，按额定容量（机组之间通过母线和联变实现电气连接为一个并网主体）×2小时计为考核电量。

第十五条 并网主体运行应严格服从电力调度机构的指挥，迅速、准确执行调度指令，不得以任何借口拒绝或者拖延执行。接受调度指令的并网主体值班人员认为执行调度指令将危及人身、设备或系统安全的，应立即向发布调度指令的电力调度机构值班调度人员报告并说明理由，由电力调度机构值班调度人员决

定该指令的执行或者撤销。

（一）并网主体出现下列情况之一者，每次视情节计算考核电量（单次考核电量不超过1000兆瓦时），并报湖南能源监管办备案。

1.不执行或无故拖延执行调度指令，按全厂额定容量×1.5小时计为考核电量。

2.在调度管辖设备上发生误操作事故，按全厂额定容量×1.5小时计为考核电量。

3.擅自在调度管辖设备上开展检修工作或增加检修工作内容的，按全厂额定容量×1.5小时计为考核电量。

4.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和一次调频控制系统、励磁系统（包括PSS）、高频切机、低频切机、安全稳定控制装置、AGC、AVC、SVG、相量测量装置（PMU）、继电保护装置、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），按全厂额定容量×1小时计为考核电量。

5.风电场、光伏电站因频率、电压、电流等电气保护及继电保护或安全自动装置动作等导致解列的风电机组或光伏逆变器，不得擅自启动并网，未经电力调度机构值班调度员同意擅自并网的，每次按照全场（站）额定容量×5小时计为考核电量。

6.光伏电站、风电场集电线系统故障应能快速切除，不符合要求的，每次按全场（站）额定容量×1小时计为考核电量。

7.调度管辖设备发生事故或异常，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），按全厂额定容量×0.5小时计为考核电量。

8.未如实向电力调度机构报告调度指令执行情况，按全厂额定容量×0.5小时计为考核电量。

9.未如实向电力调度机构反映设备运行状态或运行信息，按全厂额定容量×0.2小时计为考核电量。

10.其他依据有关法律、法规及规程规定认定属于违反调度纪律的事项，未造成后果的，每次按额定容量×1 小时的标准进行考核；造成后果的，每次按额定容量×5小时的标准进行考核。

（二）新型储能出现下列情况之一者，按以下标准进行考核。

1.不执行或无故拖延执行调度指令，每次按额定容量×1小时的标准进行考核。

2.未如实向电力调度机构报告调度指令执行情况，每次按额定容量×0.3小时的标准进行考核。

3.未如实向电力调度机构反映一、二次设备运行情况或向电力调度机构错误传送设备实时信息，每次按额定容量×0.3小时的标准进行考核；未如实向电力调度机构传送设备充放电状态、实时存储能力等信息，每次按额定容量×0.3小时的标准进行考核；导致延误处理的，每次按额定容量×0.5小时的标准进行考核。

4.未经电力调度机构允许，擅自操作调度管辖的一、二次设备，擅自改变一、二次设备运行状态或参数，每次按额定容量×0.5

小时的标准进行考核。

5.在调度管辖设备上发生误操作事故，未造成后果的每次按额定容量×1 小时的标准进行考核，造成后果的，每次按额定容量×5 小时的标准进行考核。

6.其他依据有关法律、法规及规程规定认定属于违反调度纪律的事项，未造成后果的，每次按额定容量×1 小时的标准进行考核；造成后果的，每次按额定容量×5 小时的标准进行考核。

第十六条 新能源电厂、抽水蓄能、网省直调的水电、火电应严格执行电力调度机构下达的日发电计划曲线(含现货出清曲线及修正)。电力调度机构修改发电计划曲线应提前 15 分钟通知相关主体（紧急情况除外）。参与现货市场的并网主体按照相关市场规则执行偏差考核，不重复进行发电计划曲线考核。

电力调度机构对新能源电厂、抽水蓄能、网省直调的水电、火电的日发电计划曲线考核按照正常运行时期和重点保供时期（每年的 1、7、8、12 月及其他重要保电时期）分别进行考核，其中重点保供时期进行双倍考核。其他重要保电时期报地方政府有关部门明确，并应提前向湖南能源监管办备案和向并网主体公示（下同）。

因天气、水情变化或流域综合利用要求等原因，网省直调的水电机组无法按日发电计划运行时，水电厂可提前 30 分钟向电力调度机构提出修改申请，一天内最多可以修改 3 次。申请被批准后，即按修改后的日发电计划进行日发电计划执行率考核。

计划曲线考核取每5分钟整点值计算。

（一）频率正常时

1.水电、火电

在频率高于49.90赫兹且低于50.10赫兹的情况下，如果：

$|P_{计划}-P_{实际}|-\max\{P_{计划}\times 2\%,2(MW)\}>0$，则考核。

式中：$P_{计划}$为计划有功出力；$P_{实际}$为实际有功出力。

即实际出力允许偏差范围为日发电调度计划曲线±2%，当日发电计划小于100兆瓦时，允许偏差范围为±2兆瓦。

考核电量为：

$$F_{考核}=2\times(|P_{计划}-P_{实际}|-\max\{P_{计划}\times 2\%,2(MW)\})\times 5/60 \quad (MWh)$$

2.新能源

对出力受限时段风电场、光伏电站的日发电计划曲线进行考核。出力受限时段风电场、光伏电站实发电力应不超负荷指令电力的2%（当负荷指令小于25兆瓦时，允许偏差范围为0.5兆瓦），实发电力超出负荷指令允许偏差范围时，按超出电力部分积分电量的2倍统计为考核电量。

3.抽水蓄能

对抽水蓄能的日发电和抽水电力计划曲线进行考核。实时发电、抽水电力不应超负荷指令电力的2%（当负荷指令小于25兆瓦时，允许偏差范围为0.5兆瓦），实发、实抽电力超过负荷指令允许偏差范围时，超标部分电力的积分电量按2倍统计为考

核电量。

（二）频率异常时

当频率在49.90赫兹及以下时，低于有功计划曲线而少发电量，按4倍计为考核电量。当频率在50.10赫兹及以上时，超过有功计划曲线而多发电量，按4倍计为考核电量。

考核电量为:

$$F_{考核}=4\times\left|P_{计划}-P_{实际}\right|\times 5/60 \quad (MWh)$$

注：频率异常时，偏离计划曲线不再设置2%的死区，即只要有与频率变化同向的偏离，按偏差电量的4倍考核。

（三）免于考核情况

1.电力调度机构调整计划曲线后，发电侧并网主体15分钟内免除发/用电计划考核。

2.火电机组开停机过程中出力不足额定容量的50%，水电厂全厂出力计划低于最大单机最低振动区上限。

3.机组参与提供调频（AGC）辅助服务并调用时产生的偏差。

4.机组发生非计划停运导致偏离发电计划曲线时，已经纳入非计划停运考核后，不再进行曲线偏差考核。

5.根据电网运行需要，机组按照调度指令紧急调整出力时。

6.一次调频正确动作导致的计划曲线偏差。

7.调度计划曲线下达的变动速率不应超出机组AGC标准调节速率，若因此导致的发电计划偏差可申请免考。

8.燃气轮机在达到温控运行期间产生的偏差。

9.调度计划曲线超出机组日前或日内申报出力范围。

10.非自身原因造成的考核。

第十七条 非网、省调直接调度的火电、水力发电厂等（以下简称“中小电厂”）应严格执行电力调度机构下达的日发电计划曲线（含修正）。电力调度机构修改发电计划曲线应提前15分钟通知相关主体（紧急情况除外），并对日发电计划执行率进行考核，每月考核电量最高不超过当月上网电量的2%。

日发电计划执行率不低于95%；如低于95%，每降低1个百分点（含不足1个百分点）按全厂额定容量×0.1小时计为考核电量，以此类推，日考核电量不超过全厂额定容量×0.5小时。

日发电计划执行率按以下公式计算：

$$E_i = \left| \frac{P_i - S_i}{K} \right| \qquad A = \left(1 - \sqrt{\frac{1}{96} \sum_{i=1}^{96} E_i^{\,2}} \right)$$

其中：A为日发电计划执行率，E为i时段（每15分钟一个时段）的引用误差，P为i时段的实际发电出力，S为i时段的发电计划值，K为计划基准值（装机容量Sn≥60兆瓦时，K=Sn；Sn＜60兆瓦时，K=60兆瓦）。

生物质机组日发电计划执行率低于95%时，允许偏差范围为±5兆瓦。

水电机组因天气、水情变化或流域综合利用要求等原因无法按日发电计划运行时，水电厂可提前30分钟向电力调度机构提

出修改申请，一天内最多可以修改3次。申请被批准后，即按修改后的日发电计划进行日发电计划执行率考核。

下列情况免予日发电计划执行率考核:

1.电力调度机构调整计划曲线后，发电侧并网主体30分钟内免除发电计划考核。

2.机组发生非计划停运导致偏离发电计划曲线时，已经纳入非计划停运考核后，不再进行发电计划执行率考核。

3.根据电网运行需要，机组按照调度指令紧急调整出力时。

4.一次调频正确动作导致的计划曲线偏差。

5.燃气轮机在达到温控运行期间产生的偏差。

6.非自身原因造成的考核。

第十八条 电力调度机构对新型储能日调度计划曲线执行偏差进行统计和考核。参与现货市场的新型储能按照相关市场规则执行偏差考核，不重复进行发电计划曲线考核。

（一）新型储能于当日10:00前申报下一日充放电能力及预计划曲线，如未按时申报，则下一日最高可调出力默认为最近一日最高可调出力，电力调度机构于当日20:00前发布次日充放电计划曲线。

新型储能日前信息上报率按月进行统计、考核，上报率应达到100%，每降低1个百分点，按额定容量×0.1小时的标准考核。

日前信息上报率=（1-信息缺报天数/当月总天数）×100%。当日充放电能力或预计划存在缺报、错报，即记为信息缺报。

计划曲线考核取每5分钟整点值计算。

1.频率正常时

当频率高于49.90赫兹且低于50.10赫兹的情况下，对新型储能的日充、放电计划曲线进行考核。实际充、放电力不应超过负荷指令电力的2%（当负荷指令小于25兆瓦时，允许偏差范围为0.5兆瓦），实际充、放电力超过负荷指令允许偏差范围时，按超出部分电力积分电量的2倍统计为考核电量。

2.频率异常时

当频率在49.90赫兹及以下时，或当频率在50.10赫兹及以上时，对新型储能的日充、放电计划曲线进行考核。实际充、放电力超过负荷指令时，按超出部分电力积分电量的4倍统计为考核电量。

（二）新型储能如有以下情况之一，可免除调度计划曲线考核：

1.调度机构下达调度计划曲线5分钟内。

2.下达的调度计划曲线超出新型储能申报的可调节范围。

3.AGC投入运行期间出现的偏差（跟踪计划模式除外）。

4.非自身原因造成的考核。

第十九条 直控型可调节负荷应具备就地和调度端远方的连续可调节功率控制能力（可中断负荷应具备远方实时开断控制），应符合相应的负荷调节响应速率、响应时间等要求，具体见附件2-3。

（一）直控型可调节负荷计划调节曲线执行偏差考核。直控型可调节负荷被调用时段内，电力调度机构以15分钟为一个时段开展执行效果评价，计算计划调节曲线执行偏差Δ_t。计算公式为：

$$\Delta_t=|P_{t,\text{计划调节}}-P_{t,\text{实际调节}}|/|P_{t,\text{计划调节}}|$$

其中，$P_{t,\text{实际调节}}$为直控型可调节负荷在t时刻的实际调节容量，即t时刻的实际功率与基准功率之间的差值，$P_{t,\text{计划调节}}$为直控型可调节负荷在t时刻的计划调节容量。Δ_λ为允许执行偏差率，取为30%，对于实际调节容量小于计划调节容量且$\Delta_t>\Delta_\lambda$的时段，执行计划调节曲线执行偏差考核，若$P_{t,\text{计划调节}}$为0，则Δ_t为0。

计划调节曲线执行偏差考核电量$F_{\text{计划调节曲线执行偏差考核电量}}$的计算公式如下。

$$F_{\text{计划调节曲线执行偏差考核电量}}=\sum_{t\in(\Delta_t>\Delta_\lambda)}(|P_{t,\text{实际调节}}-P_{t,\text{计划调节}}|\times 1\text{h}/4)$$

（二）直控型可调节负荷计划调节曲线执行偏差考核豁免条件：

1.电力调度机构下达的计划调节曲线变动率超出直控型可调节负荷申报的调节能力范围。

2.其他非并网主体自身原因导致的偏差。

第二十条 电力调度机构对风电场、光伏电站功率预测结果按日进行统计、考核，考核内容包括中期预测、日前预测、超短期预测、风电晚峰预测和光伏午峰预测。中期预测是指预测风电

场和光伏电站次日 0 时起至未来 240 小时的发电功率，日前预测是指预测风电场和光伏电站次日 0 时起至 24 时的发电功率，超短期预测是指预测风电场和光伏电站未来 15 分钟至 4 小时的发电功率，风电晚峰预测是指预测风电场次日 0 时起至未来 240 小时 18—22 时晚高峰时段的发电功率，光伏午峰预测是指预测光伏电站次日 0 时起至未来 240 小时 10—14 时午高峰时段的发电功率，时间分辨率均为 15 分钟。发电受限时段，发电实际功率用可用功率替代。经电力调度机构批准同意、影响功率预测功能的相关检修，新能源场站每月可申请免考核不超过 1 次，每次最长 2 天。并网主体非自身原因导致的功率预测偏差，免予考核。

风电场、光伏电站功率预测设置考核系数 H_7，具体见附表（附件 2-4）。

（一）中期功率预测

1.风电场中期功率预测第二至第四日的准确率应大于等于 80%，第五至第七日的准确率应大于等于 75%，第八至第十日的准确率应大于等于 70%，小于相应要求的准确率时按以下公式考核：

$$\text{中期准确率}=\left(1-\frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(P_{Mi}-P_{Pi})^2}}{Cap\times\sqrt{n}}\right)\times 100\%$$

中期准确率日考核电量=（要求的准确率－中期准确率）×P_n×H_7（小时），当月总考核电量不超过场站当月上网电量的 0.5%。

式中：P_{Mi}为 i 时刻的实际功率，P_{Pi}为中期（i 时刻）的功率预测值，Cap 为风电场可用容量，n 为剔除 18—22 时发电时段的样本个数，P_n为风电场额定容量。

2.光伏电站中期功率预测第二至第四日的准确率应大于等于 83%，第五至第七日的准确率应大于等于 80%，第八至第十日的准确率应大于等于 75%，小于相应要求的准确率按以下公式考核：

$$\text{中期准确率}=\left(1-\frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(P_{Mi}-P_{Pi})^2}}{Cap\times\sqrt{n}}\right)\times 100\%$$

中期准确率日考核电量=（要求的准确率－中期准确率）×P_n×H_7（小时），当月总考核电量不超过场站当月上网电量的 1%。

式中：P_{Mi}为 i 时刻的实际功率，P_{Pi}为中期（i 时刻）的功率预测值，Cap 为光伏电站可用容量，n 为剔除 10—14 时发电时段的样本个数，P_n为光伏电站额定容量。

（二）日前功率预测

1.风电场次日 0—24 时日前功率预测准确率应大于等于 83%，小于 83%时按以下公式考核：

$$\text{日前准确率}=\left(1-\frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(P_{Mi}-P_{Pi})^2}}{Cap\times\sqrt{n}}\right)\times 100\%$$

日前准确率日考核电量=（83%－日前准确率）×P_n×H_7（小时），当月总考核电量不超过场站当月上网电量的 1%。

式中：P_{Mi}为 i 时刻的实际功率，P_{Pi}为 i 时刻的日前功率预测值，Cap 为风电场可用容量，n 为发电时段样本个数，P_n为风电场额定容量。

2.光伏电站次日 0—24 时日前功率预测准确率应大于等于85%，小于 85%时按以下公式考核：

$$日前准确率=\left(1-\frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(P_{Mi}-P_{Pi})^2}}{Cap\times\sqrt{n}}\right)\times100\%$$

日前准确率日考核电量=（85%－日前准确率）×P_n×H_7（小时），当月总考核电量不超过场站当月上网电量的 2%。

式中：P_{Mi}为 i 时刻的实际功率，P_{Pi}为 i 时刻的功率预测值，Cap 为光伏电站可用容量，n 为发电时段样本个数，P_n为光伏电站额定容量。

（三）超短期功率预测

1.风电场超短期功率预测第 4 小时的准确率应大于等于87%，小于 87%时按以下公式考核：

$$超短期准确率=\left(1-\frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(P_{Mi}-P_{Pi})^2}}{Cap\times\sqrt{n}}\right)\times100\%$$

超短期准确率日考核电量=（87%－超短期准确率）×P_n×H_7（小时），当月总考核电量不超过场站当月上网电量的 1%。

式中：P_{Mi}为 i 时刻的实际功率，P_{Pi}为超短期功率预测第 4 小时（i 时刻）的预测值，Cap 为风电场可用容量，n 为发电时

段样本个数，P_n为风电场额定容量。

2.光伏电站超短期功率预测第 4 小时的准确率应大于等于90%，小于90%时按以下公式考核：

$$超短期准确率=\left(1-\frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(P_{Mi}-P_{Pi})^2}}{Cap\times\sqrt{n}}\right)\times100\%$$

超短期准确率日考核电量=（90%－超短期准确率）×P_n×H_7（小时），当月总考核电量不超过场站当月上网电量的2%。

式中：P_{Mi}为 i 时刻的实际功率，P_{Pi}为超短期功率预测第 4 小时（i 时刻）预测值，Cap 为光伏电站可用容量，n 为发电时段样本个数，P_n为光伏电站额定容量。

参与现货市场的风电、光伏并网主体按照相关规则执行偏差考核，不重复进行超短期功率预测考核；未参与现货市场的风电、光伏并网主体执行超短期功率预测考核，且考核费用向未参与现货市场的风电、光伏并网主体返还。

（四）风电晚峰、光伏午峰预测

1.风电晚峰预测第一至第四日 18—22 时的准确率应大于等于 80%，第五至第七日 18—22 时的准确率应大于等于 75%，第八至第十日 18—22 时的准确率应大于等于 70%，小于相应要求的准确率时按以下公式考核：

$$风电晚峰预测准确率=\left(1-\frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(P_{Mi}-P_{Pi})^2}}{Cap\times\sqrt{n}}\right)\times100\%$$

风电晚峰准确率日考核电量=（要求的准确率－风电晚峰准确率）×P_n×H_7（小时），当月总考核电量不超过场站当月上网电量的 0.5%。

式中：P_{Mi}为 i 时刻的实际功率，P_{Pi}为 i 时刻的预测功率，Cap 为风电场可用容量，n 为发电时段样本个数，P_n为风电场额定容量。

2.光伏午峰预测第一至第四日 10—14 时的准确率应大于等于 83%，第五天至第七日 10—14 时的准确率应大于等于 80%，第八至第十日 10—14 时的准确率应大于等于 75%，小于相应要求的准确率按以下公式考核:

$$\text{光伏午峰预测准确率}=\left(1-\frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(P_{Mi}-P_{Pi})^2}}{Cap\times\sqrt{n}}\right)\times 100\%$$

光伏午峰准确率日考核电量=（要求的准确率－光伏午峰准确率）×P_n×H_7（小时），当月总考核电量不超过场站当月上网电量的 1%。

式中：P_{Mi}为 i 时刻的实际功率，P_{Pi}为 i 时刻的预测功率，Cap 为光伏电站可用容量，n 为发电时段样本个数，P_n为光伏电站额定容量。

第二十一条 电力调度机构对燃煤、燃气、水电机组（中小电厂除外）发电能力考核按照正常运行时期和重点保供时期（每年的 1、7、8、12 月及其他重要保电时期）分别进行考核。其他

重要保电时期应提前向湖南能源监管办备案及向并网主体公示。

（一）第一类发电能力考核：发电厂应每日向电力调度机构申报次日机组的可调出力上限和下限，当出现机组日前申报出力上限低于机组额定出力（水电为当前水头下的机组技术允许出力）或机组日前申报出力下限高于机组基本调峰能力下限的情况（含抽水蓄能机组发电工况，下同），即认定为机组基本调峰能力下降。在机组基本调峰能力下降期间，当日考核电量为：

$$|P_{max}-P'_{max}|\times 1(小时)\times\alpha_1+|P_{min}-P'_{min}|\times 1(小时)\times\alpha_2$$

式中：P_{max}为机组额定出力上限（兆瓦）；

P'_{max}为机组日前申报出力上限（兆瓦）；

P_{min}为机组基本调峰能力下限（兆瓦）；

P'_{min}为机组日前申报出力下限（兆瓦）；

α_1、α_2为基本调峰的考核系数，正常运行时期，α_1=0.2、α_2=0.2；重点保供时期，α_1=1、α_2=1。

若电厂未向电力调度机构申报次日机组的可调出力上限和下限，按照机组出力上限为50%的额定出力、下限为基本调峰能力下限进行考核管理。

（二）第二类发电能力考核：在机组日前申报出力范围内，如果机组不能按调度指令提供基本调峰能力，即当日机组实际出力最高值低于该时段调度指令最高值，机组实际出力最低值高于该时段调度指令所要求的基本调峰出力最低值，则当日的考核电

量为：

$$|P_1 - P_1'| \times 8(\text{小时}) \times \alpha_3 + |P_2 - P_2'| \times 8(\text{小时}) \times \alpha_4$$

式中：P_1为当日调度指令出力最高值（兆瓦）；

P'_1为当日机组实际出力最高值（兆瓦）；

P_2为当日调度指令所要求的基本调峰出力最低值（兆瓦）；

P'_2为当日机组实际出力最低值（兆瓦）；

α_3、α_4为基本调峰的考核系数，正常运行时期，α_3=0.5、α_4=0.5；重点保供时期，α_3=1、α_4=1。

（三）第三类发电能力考核：调度机构抽查过程中，如果电厂实际最大发电能力无法达到申报的可调出力上限，实际最小发电能力无法达到申报的可调出力下限，则当日的考核电量为：

$$|P_1 - P_1'| \times 24(\text{小时}) \times \alpha_5 + |P_2 - P_2'| \times 24(\text{小时}) \times \alpha_6$$

式中：P_1为机组日前申报出力上限（兆瓦）；

P'_1为当日机组实际出力最高值（兆瓦）；

P_2为机组日前申报出力下限（兆瓦）；

P'_2为当日机组实际出力最低值（兆瓦）；

α_5、α_6为基本调峰的考核系数，正常运行时期，α_5=0.5、α_6=0.5；重点保供时期，α_5=1、α_6=1。

对于以上三类发电能力申报，若出现以下情况可免予考核：

1.因检修、网络约束等原因受限情况。

2.水电厂因防汛抗旱等用水需求情况。

3.燃气轮机在达到温控运行期间产生的受限情况。

4.非自身原因造成的考核。

第二十二条 新型储能性能指标应达到额定功率、额定能量，电力调度机构按日统计各类储能功率可用率（$\lambda_{功率可用}$）和能量可用率（$\lambda_{能量可用}$）。

（一）新型储能充电时

1.功率可用率应不低于90%，低于90%时，按以下公式考核：

$$\lambda_{功率可用}=\frac{P_{可用}}{P_{NC}}\times 100\%$$

功率可用率日考核电量=（90%-$\lambda_{功率可用}$）×P_{NC}×1（小时）

其中：$P_{可用}$为新型储能当日最大可用功率；P_{NC}为新型储能额定功率。

2.能量可用率应不低于90%，低于90%时，按以下公式考核：

$$\lambda_{能量可用}=\frac{S_{可用}}{S_{NC}}\times 100\%$$

能量可用率日考核电量=（90%-$\lambda_{能量可用}$）×P_{NC}×1（小时）

其中：$S_{可用}$为新型储能当日最大可用能量；S_{NC}为新型储能额定能量。

（二）新型储能放电时

1.功率可用率应不低于80%，低于80%时，按以下公式考核：

$$\lambda_{功率可用}=\frac{P_{可用}}{P_{NC}}\times 100\%$$

功率可用率日考核电量=（80%-$\lambda_{功率可用}$）×P_{NC}×1（小时）

其中：$P_{可用}$为新型储能当日最大可用功率；P_{NC}为新型储能额定功率。

2.能量可用率应不低于80%，低于80%时，按以下公式考核：

$$\lambda_{能量可用}=\frac{S_{可用}}{S_{NC}}\times 100\%$$

能量可用率日考核电量=（80%-$\lambda_{能量可用}$）×P_{NC}×1（小时）

其中：$S_{可用}$为新型储能当日最大可用能量；S_{NC}为新型储能额定能量。

（三）新型储能功率可用率和能量可用率以调度自动化系统上报数据为准，按日进行统计，按月进行考核，月度累计考核电量的最大值不超过全场站当月上网电量的2%。在计算功率可用率、能量可用率时，扣除因计划检修和保证电网、设备安全和其他非新型储能自身原因导致的可用率降低的情况。

新型储能功率或能量可用率低于额定值 70%时，则每月按P_{NC}×3小时进行考核。

第二十三条 并网主体（接入35千伏及以上电压等级电力系统的火电、水电、风电、光伏、新型储能等）应具备一次调频功能。

（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，月考核电量为：

$$F_{考核电量}=W_{考核}\times T_{考核}\times P_n$$

式中，$W_{考核}$为一次调频考核系数，风电、光伏为1，新型储能为1，其他类型并网主体为1；$T_{考核}$为1小时，P_n为并网主体额定容量（详见附件2-2）。

（二）功能投入情况考核

发电侧并网主体、新型储能应投入一次调频功能，不得擅自退出一次调频功能。一次调频功能未投运，月考核电量为：

$$F_{考核电量}=W_{考核}\times T_0\times P_n$$

式中，$W_{考核}$为一次调频考核系数，新能源、新型储能为3%，其他发电侧并网主体为2%；T_0为一次调频当月未投运小时数（经调度确认的合理退出时间段可不统计），P_n为并网主体额定容量（详见附件2-2）。

（三）性能考核

对40兆瓦及以上的水电（含抽蓄）机组、80兆瓦及以上的火电机组、20兆瓦及以上的风电场、20兆瓦及以上的集中式光伏电站、20兆瓦/20兆瓦时及以上的新型储能实施一次调频性能考核。在电网频率超过并网主体一次调频死区（Δfsq）及发生扰动期间进行一次调频性能考核时，原则上以电力调度机构PMU数据计算结果为准，并网主体PMU相关信号具备对应接入条件。并网主体一次调频性能考核包括贡献率K指数、响应滞后时间T指数以及调节精度T指数（详见附件2-2）。每项考核包括小扰动考核、大扰动考核以及模拟扰动考核，其中电网最大频率偏差

$|\Delta f| < 0.08$ 赫兹为小扰动，电网最大频率偏差$|\Delta f| \geq 0.08$ 赫兹为大扰动，频率偏差模拟扰动范围为 0.08 赫兹～0.183 赫兹。

1.小扰动考核

$$F_{考核电量} = \delta_{死区系数} \times （A \times P_n \times N_1）$$

式中：若 $\Delta fsq < 0.04$ 赫兹，$\delta_{死区系数}$取 1；若 $\Delta fsq \geq 0.04$ 赫兹，$\delta_{死区系数}$取 3。A 为 0.03 小时，N_1 为小扰动下的不合格次数，P_n 为并网主体额定容量（详见附件 2-2）。

$Q_{合格率} \geq 90\%$，不考核。$90\% > Q_{合格率} \geq 80\%$，并网主体月考核电量不超过 $P_n \times 1$ 小时；$80\% > Q_{合格率} > 50\%$，并网主体月考核电量不超过 $P_n \times 2$ 小时；$Q_{合格率} \leq 50\%$，并网主体月考核电量不超过 $P_n \times 3$ 小时。

2.大扰动考核

$$F_{考核电量} = \delta_{死区系数} \times （B \times P_n \times N_2）$$

式中：若 $\Delta fsq < 0.04$ 赫兹，$\delta_{死区系数}$取 1；若 $\Delta fsq \geq 0.04$ 赫兹，$\delta_{死区系数}$取 2。B 为 0.3 小时，N_2 为大扰动下的不合格次数，P_n 为并网主体额定容量（详见附件 2-2）。

3.模拟扰动考核

电力调度机构应定期通过一次调频主动在线测试系统对并网主体进行模拟电网频率扰动测试，验证并网主体的大扰动调频性能是否满足电网安全稳定运行要求。具备深调能力的火电机组，一次调频主动测试的负荷区间应覆盖深调负荷下限。测试不

合格的并网主体参照大扰动考核办法进行考核（详见附件2-2）。测试应采取随机方式对电力系统所在控制区并网主体进行抽查，测试周期内的选取应不重复。

模拟扰动测试前须检查各项安全允许条件，测试过程中应保障被测并网主体安全稳定运行。并网主体一次调频主动在线功能未经电力调度机构同意不可擅自退出，测试期间所造成并网主体的AGC、电网实际一次调频相关考核应免考。

（四）调频动作正确性

在调频有效动作事件内，若Δfsq≥0.04赫兹的并网主体的一次调频动作信号未触发或有功功率未向正确的调频方向开始变化，并网主体当月调频动作正确率小于80%，每次考核电量：

$$F_{考核电量} = T_{考核} \times P_n$$

式中，$T_{考核}$为0.15小时，P_n为并网主体额定容量（详见附件2-2）。

并网主体月考核电量不超过P_n×5小时。

（五）传送虚假信号

发电侧并网主体、新型储能传送虚假一次调频投运、调频动作、模拟扰动等相关信号的，一经发现，取消当月一次调频相关补偿，并按以下公示计算每次考核电量：

$$F_{考核电量} = T_{考核} \times P_n$$

式中，$T_{考核}$为1小时，P_n为并网主体额定容量（详见附件

2-2）。

（六）免考核情况

1.并网主体实际出力较低时（$P_{火电}<0.3P_n$、$P_{水电}$、$P_{新能源}<0.2P_n$）性能免考核，当 $P_{火电}<0.35P_n$ 时，一次调频减出力性能免考核。

2.当一次调频与 AGC 指令同时存在且同向时，造成并网主体一次调频调节精度 T 指数不合格，性能免考核。

3.新能源发电出力已达最大值，一次调频增出力性能免考核。

4.新型储能系统已达到当前最大可充或可放功率时，一次调频减出力或增出力性能免考。

5.燃气机组在进入温控运行时，系统频率低需要增负荷造成的一次调频性能不合格事件免予考核，同时不参与当月一次调频考核费用返还。

第二十四条 单机容量 100 兆瓦及以上火电机组、单机容量 40 兆瓦及以上非灯泡贯流式水电机组（含抽蓄）、容量 20 兆瓦及以上的风电场及光伏电站、容量 4 兆瓦/4 兆瓦时及以上的新型储能应具有 AGC 功能。并网主体 AGC 的投运率和调节速率、调节精度、响应时间等应满足要求。加装 AGC 设备的并网主体应保证其正常运行，不得擅自退出其功能。新投新能源场站及储能电站在 AGC 涉网试验完成前，AGC 投运率免于考核，免考核期最长不超过 6 个月。

对并网主体提供AGC服务的考核内容，包括：AGC的投运率、调节性能等。

（一）未具备功能考核

并网主体未具备AGC功能，月考核计算公式为：

$$F_{考核电量} = T_{考核} \times P_n$$

式中，$T_{考核}$为5小时，P_n为并网主体容量（详见附件2-1）。

（二）投运率考核

具备AGC功能的并网主体，应按调度指令要求投入AGC。AGC的月投运率（可用率）须达到95%及以上，每低于1个百分点（含不足一个百分点），每月考核：

$$F_{考核电量} = T_{考核} \times P_n \times [95\% - 月投运率（可用率）]$$

式中，$T_{考核}$为3小时，非自身原因且经电力调度机构同意退出的时间段，不纳入考核范围。

（三）性能指标要求及考核

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AGC调节性能进行考核。自动发电控制（AGC）投其他控制模式的，不对其AGC调节性能进行考核。

对并网主体（单机或全厂）单次AGC调节事件中k_1、k_2、k_3未达标情况进行考核。

（1）并网主体AGC调节速率未达标考核

$$F_1=\sum_{i=1}^{n}(1-k_{1i})\times P_n\times 0.01\mathrm{h}\times\alpha_1$$

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

式中：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。

（2）并网主体（单机或全厂）AGC 调节精度未达标考核

$$F_2=\sum_{i=1}^{n}(1-k_{2i})\times P_n\times 0.01\mathrm{h}\times\alpha_2$$

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

式中：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。

（3）并网主体（单机或全厂）AGC 响应时间未达标考核

$$F_3=\sum_{i=1}^{n}(1-k_{3i})\times P_n\times 0.01\mathrm{h}\times\alpha_3$$

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

式中：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。

（四）传送 AGC 虚假信号或数据，一经发现，每次按照额定容量×1 小时计为考核电量，同时取消当月 AGC 相关补偿。

（五）特殊考核情况

1.AGC 投运、可控信号未经调度同意不得擅自退出，若单台机组的 AGC 投运、可控信号未经同意的日频繁投退次数之和≥50 次，每台机组每日按额定容量×0.1 小时计为考核电量；若单台机组的 AGC 投运、可控信号未经同意的月频繁投退次数之和≥500 次，每台机组每月按额定容量×0.5 小时计为考核电量。

2.当 AGC 与系统有效一次调频事件重叠且方向相反时，功率调节过程造成并网主体的该 AGC 性能事件不合格免考核，若方向同向时造成的 K_2 不合格免考核。

3.燃气机组进入温控模式期间，可申请免予 AGC 性能考核，同时不参与当月 AGC 考核费用返还。

4.对于非传统类型机组（如循环流化床机组）的 AGC 性能考核指标，以电力调度机构认定合格的 AGC 调节试验报告数据为准。

5.发电机组、新能源场站、新型储能 AGC 子站上行信息应包含有效容量等关键数据，应配置双电源冗余并满足《电力系统调度自动化设计规程》（DL/T 5003）的要求。不满足要求的场站每月按照额定容量×1 小时计为考核电量。

6.经电力调度机构同意的 AGC 调试期间，机组 AGC 性能免

考核。

第二十五条 新能源场站在AGC功能开环方式下，有功功率变化应满足电力系统安全稳定运行的要求，其限值应根据所接入电力系统的频率调节特性，由电力调度机构确定。

（一）风电场有功功率变化最大限值

风电场因风速降低或风速超出切出风速而引起的有功功率变化超出限值的不予考核，10 分钟有功功率变化值被考核后将不再考核此时间段内 1 分钟有功功率变化值。

风电场额定容量/兆瓦	10 分钟有功功率变化最大限值/兆瓦	1 分钟有功功率变化最大限值/兆瓦
<30	10	3
30～150	额定容量/3	额定容量/10
>150	50	15

（二）光伏电站 1 分钟有功功率变化最大限值为该电站额定容量的 1/10。光伏电站因为太阳能辐照度降低而引起的有功功率变化超出限值的不予考核。

（三）10 分钟功率变化率超出限值按以下公式计算考核电量：

$$F_{\text{考核电量}} = \sum_{i}(P_{i,c} - P_{\lim}) \times 1/6\text{小时}$$

1 分钟功率变化率超出限值按以下公式计算考核电量：

$$F_{\text{考核电量}} = \sum_{i}(P_{i,c} - P_{\lim}) \times 1/60\text{小时}$$

式中：$P_{i,c}$ 为 i 时段内超限值的功率变化值，P_{lim} 为功率变化

限值。

第二十六条 爬坡考核

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。参与爬坡的并网主体须满足爬坡性能指标要求，调用过程中未达到相关性能要求的并网主体按以下标准考核，爬坡考核取每分钟整点值计算。爬坡速率、爬坡精度计算参照 AGC 有关条款执行。

（一）爬坡动作未达标考核

并网主体实际爬坡里程目标或性能未达标时，按以下方式考核电量：

$$F=\sum_{i=1}^{n}(L_{1i}\times t\times A)$$

式中，F 为考核电量；L_{1i} 为第 i 次下达的爬坡里程指令，n 为爬坡次数；t 为考核时间，取 1 小时；A 为爬坡考核系数，其数值为 1.5。

（二）反向爬坡考核

并网主体实际爬坡方向与爬坡指令方向相反，按以下方式考核电量：

$$F=\sum_{i=1}^{n}(L_{2i}\times t\times B)$$

式中，F 为考核电量；L_{2i} 为第 i 次反向爬坡里程（下达的爬坡里程指令与反向里程最大值之总和），n 为反向爬坡次数；t 为

考核时间，取 1 小时；B 为反向爬坡考核系数，其数值为 4。

（三）容量及爬坡性能

各类型并网主体容量按照附件 2-1 中表 1 执行，各类型并网主体性能要求如下:

并网主体类型		爬坡速率	爬坡精度	单向爬坡持续时间
发电侧并网主体	煤电（仓储）	≥1.8%Pn/min	≤1.2%Pn	≥10min
	煤电（直吹）、火储	≥1.5%Pn/min	≤1.2%Pn	≥10min
	燃机	≥5.0%Pn/min	≤1.2%Pn	≥10min
	水电、抽蓄	≥35%Pn（最大单机）/min	≤1.2%Pn	≥1min
新型储能		≥100%Pn/30s	≤1.2%Pn	≥10s
直控型可调节负荷		≥1.2%Pn/min	≤2%Pn	≥10min

（四）并网主体在参与爬坡辅助服务时段内产生的日发电计划、调峰考核可申请免考。

第二十七条 对火电、抽蓄、水电的无功和母线电压按以下条款考核:

（一）考核原则

无功考核以电力调度机构下达的电压曲线为考核的依据，当电厂母线运行电压越电压曲线限定值上限或下限时，根据电厂机组无功出力和功率因数的要求进行考核。

当发电侧并网主体所考核的母线电压符合电压曲线要求时，计为一个合格点。对于既有机组、又有全厂进相规定要求的电厂，应根据电力调度机构下发的发电机组和全厂的进相规定进行无功考核。当同一时刻电厂所考核母线接入的各台机组只要一个有

考核点时，计为一个全厂不合格点。当同一时刻电厂所考核母线接入的各台机组均无考核点时，计为一个全厂合格点。

机组无功出力或进相深度达到规定的技术要求后，电压仍不合格，免于考核。机组励磁系统性能包括进相能力达不到规定要求期间，电压曲线加倍考核。全厂停电期间、机组开停机过程中及机组调试试验期间，免于考核。

（二）无功考核

每台机组每5分钟一个点按以下规则计算考核点和合格点：当机组所属电厂的母线电压小于电压曲线所要求的母线电压下限时：（1）如果机组无功出力小于或等于 0，计为一个考核点。（2）如果机组无功出力大于0，其机组功率因数大于要求值（火电：0.85，水电：0.9），计为一个考核点。若机组的功率因数不大于要求值（火电：0.85，水电：0.9），计为一个合格点。

当机组所属电厂的母线电压大于电压曲线所要求的母线电压上限时：

1.当发电机组进相运行时，若机组无功出力的绝对值小于电力调度机构下发的发电机组进相深度绝对值要求，计为一个考核点；机组无功出力的绝对值不小于电力调度机构下发的发电机组进相深度绝对值要求，计为一个合格点。对于既有机组、又有全厂的进相规定要求的，机组和全厂无功出力的绝对值均小于电力调度机构下发的发电机组和全厂进相深度绝对值要求，计为一个考核点；机组和全厂无功出力的绝对值任意一项不小于电力调度

机构下发的发电机组和全厂进相深度绝对值要求，计为一个合格点。

2.不具备进相能力的机组，机组功率因数小于 0.995 时，计为一个考核点，机组功率因数大于等于 0.995 则计为一个合格点。

每台机组每日只要有一个考核点就考核，按照全厂额定容量×0.2 小时的标准进行考核。

（三）母线电压合格率考核

电厂母线电压合格点与不合格点每 5 分钟按以下规则统计，全厂机组全停期间，不纳入母线电压合格率统计计算：

月度母线电压合格率=月累计全厂合格点数/（月累计全厂合格点数+月累计全厂不合格点数）×100%

月度母线电压合格率应大于等于 99.9%，每降低 0.05 个百分点，按全厂额定容量×0.25 小时的标准进行考核，当月电压合格率考核电量不高于全厂额定容量×2.5 小时。

（四）对于同一电厂机组分别接入不同电压等级母线的电厂，按照接入电压等级母线的机组容量分别开展无功电压考核。

第二十八条 对新型储能母线电压按以下条款考核：

新型储能并网运行时的母线电压曲线越限时间，统计为不合格时间；新型储能并网运行时的母线电压曲线不越限时间，统计为合格时间；合格时间与场站并网运行时间的百分比统计为电压合格率。新型储能母线电压曲线合格范围以电力调度机构根据国

家和行业技术标准下达的电压曲线范围或电压值偏差的±4%为标准。

电压合格率以99.9%为基准，每降低0.05个百分点，按当月额定容量×0.25小时的标准进行考核，当月电压合格率考核电量不高于新型储能额定容量×2.5小时。全站停电期间，免予考核。非自身原因造成母线电压不合格的，该时段免予考核。

第二十九条 对风电场、光伏电站无功补偿装置、母线电压按以下条款考核：

风电场、光伏电站要充分利用风电机组/逆变器的无功容量及其调节能力；当风电机组/逆变器的无功容量不能满足系统电压调节需要时，应在风电场、光伏电站集中加装适当容量的无功补偿装置，必要时加装动态无功补偿装置。

（一）风电场、光伏电站动态无功补偿装置（动态无功补偿装置主要包括MCR型、TCR型SVC和SVG）性能（包括容量配置、响应时间、高/低压故障穿越能力、频率、电压适应性等）应满足国家标准和电网运行要求，任意一项不满足要求的，按照场站额定容量×1小时的标准进行考核，月总考核电量不超过全场站当月上网电量的1%。

（二）风电场、光伏电站的动态无功补偿装置应投入自动运行，电力调度机构按月统计各风电场、光伏电站的动态无功补偿装置月投入自动可用率$\lambda_{可用}$，计算公式如下：

$$\lambda_{可用}=\frac{每台装置投入自动可用小时数之和}{每台装置所连接母线带电小时数之和}\times 100\%$$

动态无功补偿装置月投入自动可用率应大于等于95%，低于95%的风电场、光伏电站考核电量按如下公式计算：

$$(95\%-\lambda_{可用})/10\times W_a$$

式中：W_a为该风电场、光伏电站当月上网电量，月考核电量不高于额定容量×2.5小时。

经调度同意的动态无功补偿装置检修或退出运行期间，动态无功补偿装置月投入自动可用率免予考核。

（三）风电场、光伏电站应按照调度运行要求确保并网点电压（升压站高压侧母线）运行在主站下发的电压曲线范围之内，电力调度机构按月统计各风电场、光伏电站的电压合格率，其计算公式如下：

电压合格率=升压站高压侧母线电压运行在电压曲线范围之内的时间/升压站高压侧母线带电运行时间×100%。

电压合格率以99.9%为合格标准。全月电压合格率低于99.9%的风电场、光伏电站考核电量按如下公式计算：

$$(99.9\%-\lambda_{电压})/10\times W_a$$

式中：$\lambda_{电压}$为风电场、光伏电站升压站高压侧母线电压合格率；W_a为该风电场、光伏电站当月上网电量，月考核电量不高于额定容量×2.5小时。

根据GB/T 19964、GB/T 19963.1要求，若风电场、光伏电

站已经按照最大无功调节能力提供电压支撑，且无功补偿装置满发的情况下，但升压站高压侧母线电压仍然不合格，该时段免于考核。

第三十条 电力调度机构对安装AVC装置的火电、抽蓄、水电AVC投运率（包括AVC子站投运率和机组AVC投运率）和调节合格率进行考核，对应安装但未安装AVC装置的火电、抽蓄、水电按投运率进行考核。AVC投运率的统计按照其AVC子站、各AVC机组分别统计，按月统计AVC投运率和调节合格率。

（一）AVC投运率

AVC子站投运率不得低于90%，以上各发电侧并网主体AVC月投运率不得低于85%。月投运率低于标准的，每降低一个百分点（不足一个百分点的按照一个百分点计算）按AVC装置对应机组额定容量×0.2小时的标准进行考核，月考核电量不高于AVC装置对应机组额定容量×2.5小时。

投运率计算公式如下：

AVC投运率=（AVC投入闭环运行时间/AVC应投入闭环运行时间）×100%

AVC投运率免考核时间包括：因修改定值等原因由调度下令退出的时间。其他经调度同意退出AVC运行的时间。第一台AVC机组自并网至最小技术出力稳定运行的时间。最后一台

AVC 机组自最小技术出力至解列的停机时间。AVC 达到正常闭锁条件。

（二）AVC 调节合格率

电力调度机构 AVC 主站无功电压指令下达后，AVC 子站在 2 分钟内调整到控制精度范围内为合格。

|母线电压-目标电压|＜0.5 千伏（220 千伏及以下母线）

|母线电压-目标电压|＜1.0 千伏（330 千伏、500 千伏母线）

AVC 月调节合格率以 90%为合格标准。月调节合格率低于 90%标准的，每降低一个百分点（不足一个百分点的按照一个百分点计算）按 AVC 装置对应机组额定容量×0.2 小时的标准进行考核，月考核电量不高于 AVC 装置对应机组额定容量×2.5 小时。

调节合格率计算公式如下：

AVC 子站调节合格率=子站执行合格点数/主站下发调节指令次数×100%

第三十一条 风电场、光伏电站应按要求装设自动电压控制（AVC）子站，电力调度机构对已安装 AVC 装置的风电场、光伏电站 AVC 投运率和调节合格率进行考核，对应安装但未安装 AVC 装置的风电场、光伏电站按投运率进行考核。按月统计 AVC 投运率和调节合格率。

（一）AVC 投运率

风电场、光伏电站 AVC 装置同所属电力调度机构主站 AVC

闭环运行时，电力调度机构按月统计各风电场、光伏电站 AVC 投运率，其计算公式如下:

AVC 投运率 =（AVC 子站投入闭环运行时间/风电场、光伏电站 AVC 应投入闭环运行时间）×100%

在计算 AVC 投运率时，扣除因电网原因或因新设备投运期间 AVC 子站配合调试原因造成的 AVC 装置退出时间。

AVC 投运率以 95%为合格标准。全月 AVC 投运率低于 95%的风电场、光伏电站考核电量按如下公式计算:

$$(95\%-\lambda_{投运})/30\times W_a$$

式中：$\lambda_{投运}$为风电场、光伏电站 AVC 投运率；W_a为该风电场、光伏电站当月上网电量，月考核电量不高于额定容量×2.5 小时。

（二）AVC 调节合格率

电力调度机构 AVC 主站电压或无功指令下达后，AVC 装置按指令在 2 分钟内调整到位为合格。控制精度要求:

|母线电压-目标电压|＜0.5 千伏（220 千伏及以下母线）

|母线电压-目标电压|＜1.0 千伏（330 千伏、500 千伏母线）

电力调度机构按月统计风电场、光伏电站 AVC 装置调节合格率，其计算公式如下:

AVC 调节合格率 =（子站执行合格点数/主站下发调节指令次数）×100%

AVC 调节合格率以 92%为合格标准。月 AVC 调节合格率低于 92%的风电场、光伏电站考核电量按如下公式计算，月考核电量不高于 AVC 装置对应场站额定容量×2.5 小时：

$$\left(92\%-\lambda_{调节}\right)/30\times W_a$$

式中：$\lambda_{调节}$为风电场、光伏电站 AVC 调节合格率；W_a为该风电场、光伏电站当月上网电量。

调节合格率计算公式如下：

AVC 子站调节合格率 =（子站执行合格点数/主站下发调节指令次数）×100%

第三十二条 新型储能应按国家、行业有关标准规定具备动态无功补偿能力。电力调度机构对安装 AVC 装置的新型储能 AVC 投运率和调节合格率进行考核，对应安装但未安装 AVC 装置的新型储能电站按投运率进行考核。按月统计 AVC 投运率和调节合格率。

（一）AVC 投运率

新型储能 AVC 投运率不得低于 90%。全月投运率低于标准的，每降低一个百分点（不足一个百分点按一个百分点计），按新型储能额定容量×0.2 小时的标准进行考核，考核电量最大不超过 AVC 装置对应新型储能额定容量×2.5 小时。

投运率计算公式如下：

AVC 投运率=（AVC 投入闭环运行时间/AVC 应投入闭环运

行时间）×100%

AVC 投运率免考核时间包括：因修改定值等原因由调度下令退出的时间。其他经调度同意退出 AVC 运行的时间。AVC 达到正常闭锁条件。

（二）AVC 调节合格率

AVC 装置调节合格率：电力调度机构 AVC 主站无功电压指令下达后，AVC 子站在 2 分钟内调整到控制精度范围内为合格。

|母线电压-目标电压|＜0.5 千伏（220 千伏及以下母线）

|母线电压-目标电压|＜1.0 千伏（330 千伏、500 千伏母线）

月调节合格率低于 90%的，每降低一个百分点（不足一个百分点按一个百分点计）按机组额定容量×0.2 小时的标准进行考核。月考核电量不高于 AVC 装置对应新型储能额定容量×2.5 小时。

调节合格率计算公式如下：

AVC 子站调节合格率=子站执行合格点数/主站下发调节指令次数×100%

第三十三条 风电机组、光伏发电单元、新型储能变流器、无功补偿装置等应具备国家标准要求的频率、电压适应性及高/低电压穿越能力。并网前，电力调度机构要严格审核并网主体提供的涉网性能型式试验报告，报告应由具备 CNAS/CMA 资质（中国合格评定国家认可委员会认可或中国计量认证）或同等资质能

力的第三方机构出具，审核同意后方可并网，不满足国家标准要求的禁止并网。并网后，电力调度机构要强化运行过程中的涉网性能评估，及时提出改进要求，确保涉网性能稳定。风电机组、光伏发电单元、新型储能变流器、无功补偿装置在标准要求范围内发生脱网的，自脱网时刻起该风电场同型号机组、光伏电站同型号发电单元、新型储能同型号变流器、无功补偿装置禁止并网，直至完成相关穿越改造并提供合格检测认证报告。

第三十四条 电力调度机构对发电侧并网主体非计划停运情况进行统计和考核。

非计划停运是指发电侧并网主体处于不可用而又不是计划停运的状态。根据停运紧急程度，煤电（含火储）、燃机、水电等常规机组非计划停运分为以下五类：第一类非计划停运——直接跳闸、需立即停运或被迫不能按规定立即投入运行的状态（如启动失败）；第二类非计划停运——不需立即停运，但需在 6 小时以内停运的状态；第三类非计划停运——可延迟至 6 小时以后，但需在 72 小时以内停运的状态；第四类非计划停运——可延迟至 72 小时以后，但需在下次计划停运前停运的状态；第五类非计划停运——计划停运因故超过允许期限。

（一）非计划停运依据《发电设备可靠性评价规程》（DL/T 793）有关规定进行管理。非计划停运时间为发电侧并网主体处于不可用而又不是计划停运的时间，电力调度机构同意转为计划

检修或转备用状态后，非计划停运考核时间统计截止。电力调度机构应向所有发电侧并网主体披露全网计划检修安排，以及全网每台机组的非计划停运、临时检修、非计划停运转检修或者转备用、非计划停运免考核的详细情况。非计划停运考核时长最大不超过168个小时。

（二）电力调度机构对发电侧并网主体非计划停运次数、非计划停运时间进行统计和考核，并网主体按照正常运行时期和重点保供时期（每年的1、7、8、12月及重要保电时期）分别进行考核。中小电厂均按正常运行时期进行考核。

$$考核电量=P_n\times 1小时\times\alpha+P_n\times T\times\beta$$

其中：P_n：非停机组额定容量，α：非停运次数考核系数，T：非计划停运时长（小时），β：非计划停运时长考核系数。

标准如下：

考核类型	次数考核系数α		时长考核系数β	
	正常时期	保供时期	正常时期	保供时期
第1类	1	2.5	0.02	0.1
第2类	0.5	1.6	0.02	0.08
第3类	0.3	0.9	0.02	0.06
第4类	0.2	0.5	0.02	0.04
第5类	0.2	0.3	0.02	0.02

当非计划停运事件跨月发生时，按照非停截止时间所在月份进行考核统计，其中α按照非停开始时间所在月份计算、β按照实际非停时长分月进行计算。

（三）网省调直调燃煤机组未在电力调度机构规定的时间后2小时内完成并网（解列）的，或未在向电力调度机构申请停机后2小时内停运的，按照第1类非计划停运考核管理。网省调直调水电、燃气、储能机组无法按计划并网（解列）的，按照第1类非计划停运考核。网省调直调机组所有计划检修工作均应纳入经电力调度机构批准的年度、月度检修计划，未纳入的检修工作均视为临时检修，从检修工作开工时刻起，按照第3类非计划停运进行考核。因并网主体自身原因导致的计划检修延期，从延期时刻开始按照第5类非计划停运考核。

（四）以下情况免于非计划停运考核：

1.电力调度机构按其调度管辖范围可批准并网发电机组利用负荷低谷及节假日（包括周末等非工作日，下同）进行消缺，不计其非计划停运考核。低谷消缺指并网发电机组提前6小时以上申请，经电力调度机构批准，利用非用电负荷高峰时段停机消缺，低谷消缺时间不应超过12小时，经电力调度机构批准后开展。节假日消缺指并网发电机组提前6小时以上申请，经电力调度机构批准，利用节假日负荷较低时段停机消缺，并于节假日结束前或节假日后第一个工作日，按照调度指令要求的时间并网，节假日消缺时间不应超过节假日时长。若工期超出批准期限，常规机组全部消缺时间计入第3类非计划停运，其他并网主体全部消缺时间按照临时检修纳入非计划停运考核管理。

2.考虑生物质机组存在燃料供应不稳定或燃料品质差等原因，同一电厂生物质机组每年允许非计划停运总次数不超过该厂生物质机组台数×3次。

3.非保供时期（2月至6月、9月至11月）（中小电厂不受非保供时期限制），每台煤电机组当年首次及第二次非年度、月度计划检修（不含非计划停运后转入临时检修的情况，合计不超过10天）不纳入非计划停运考核。超出10天的临时检修，从检修工作开工时刻起，计入第3类非计划停运。有关免考核信息应按本细则相关规定向所有并网主体公开，且同步报送湖南能源监管办、湖南省发展和改革委员会（以下简称“省发展改革委”）和湖南省能源局（以下简称“省能源局”）。

4.机组开展性能试验，相关工作开始前已向电力调度机构办理备案，试验期间机组发生的停运不纳入非计划停运考核。

5.经调度机构同意的水电机组进水口清渣消缺工作，不纳入非计划停运考核。

6.并网主体非自身原因导致的非计划停运。

第三十五条 风电场、光伏电站因自身原因造成风机、光伏逆变器大面积脱网，若一次脱网总容量达到或超过其场站并网容量的30%，纳入非计划停运考核范围，每次按照全场站并网容量×2小时计为考核电量。光伏场站（不含光储）夜间（23:00—次日6:00）消缺可于停运前申请，经电力调度机构批准后开展，不

纳入非计划停运考核。并网主体非自身原因导致非计划停运的，免予考核。

风电场应实时报送覆冰停机及融冰运行信息以及因风机覆冰引起的功率损失。不得漏报或不报。漏报或不报按当月上网电量的1%予以考核。

第三十六条 因配建主体（火电、新能源等）或自身原因造成配建储能系统或新型储能非计划停运的，若一次停运储能单元容量超过全站储能总容量的30%，纳入储能系统或新型储能非计划停运考核范围。每次按全站（配建储能系统）额定容量×3 小时的标准考核。由于电网原因或其他不可抗力因素导致非计划停运的，免于考核。未独立运行的配建储能暂不纳入考核。

第二节 检修管理

第三十七条 并网主体应按相关国家、行业标准及电力系统调度规程的相关规定，向电力调度机构提出年度、月度及日常检修申请，并按照电力调度机构下达的年度、月度、日常检修计划严格执行。并网主体应按照电力调度机构批准的检修工期按时完成检修任务。

第三十八条 电力调度机构应统筹安排发电侧并网主体及其外送输变电设备的检修，尽可能安排发电侧并网主体外送输变电设备与自身检修同时进行。

发电侧并网主体涉网的继电保护及安全自动装置、自动化及

通信等二次设备的检修管理应按照电力调度机构的调度规程和有关规定执行。电力调度机构对发电侧并网主体一次和二次设备的检修在检修工期和停电范围等方面应统筹安排、统一考虑。电力调度机构管辖范围内的二次设备检修应与发电侧并网主体一次设备的检修相配合。

发电侧并网主体变更检修计划，包括无法按时开工、延长检修工期、增加检修工作项目等，应按照电力系统调度规程和有关规定执行。电力调度机构视电网运行情况和其他发电侧并网主体的检修计划统筹安排，若无法安排变更检修计划，应及时通知发电侧并网主体，并说明原因。

第三十九条 电力调度机构根据电网运行情况变更发电侧并网主体检修计划，包括发电侧并网主体检修计划无法按期开工、中止检修工作等，电力调度机构应提前与发电侧并网主体协商。对推迟计划检修期间，发电侧并网主体的设备故障或影响本细则规定的指标完成时，不对其进行考核处理；由于推迟计划检修引起的发电设备故障（非发电侧并网主体责任）而需增加计划检修项目、工期时，电力调度机构应视情况批准其延长计划检修工期。

第四十条 发电侧并网主体检修工作由于电厂自身原因出现以下情况之一，火电、水电机组每次按额定容量×0.3 小时（单次考核不超过 100 兆瓦时）计为考核电量，新能源机组每次按额

定容量×0.3 小时（单次考核不超过 10 兆瓦时）计为考核电量。

（一）未按调度规程规定及相关发输变电设备停运管理规定的相关条款报送年、月、周、日检修计划。

（二）计划检修工作不能按期完工，但未在规定时间内办理延期手续。

（三）擅自增加（或减少）工作内容而未办理申请手续的。

（四）计划检修工作临时调整。

（五）未经调度同意开展临时检修工作。

第四十一条 新型储能管辖范围内设备检修工作由于新型储能自身原因出现以下情况之一者，每次按额定容量×0.1 小时的标准进行考核。

（一）计划检修工作不能按期完工，且未在规定时间内办理延期手续。

（二）擅自增加或减少工作内容而未办理申请手续。

（三）因新型储能自身原因，导致电力调度机构批准的计划检修工作临时取消。

（四）由于新型储能自身原因造成新型储能输变电设备（出线、开关、联变、母差保护等）重复性检修停电，年度停电次数 2 次以上（不含 2 次），每次按额定容量×0.2 小时的标准进行考核。已经纳入非计划停运考核的检修停电，不计算重复性检修停电次数。

（五）未按调度规程及相关发输变电设备停运管理规定报送检修计划。

（六）未经调度同意开展临时检修工作。

第三节　技术指导和管理

第四十二条　继电保护和安全自动装置考核

（一）并网主体涉及电网安全稳定运行的继电保护和安全自动装置及其二次回路（包括保护装置、故障录波器、故障信息管理系统、故障测距装置、直流电源、断路器、保护屏柜、二次电缆、电流互感器、电压互感器等）运行应遵循国家标准、电力行业标准、规章规定、反事故措施及电力调度规程要求。发电机组涉及网源协调保护的运行管理、定值管理、检验管理、装置管理，应按照电力调度规程和专业管理规定执行。对于不执行规程规定的，每条按全厂额定容量×0.1 小时的标准进行考核。

（二）对于运行工况不良以及运行超过 12 年的 110 千伏及以上继电保护和安全自动装置，经评估存在保护拒动、误动或无法及时消缺等运行风险，并网主体应配合电网企业及时改造、更换。未按规定改造、更换继电保护及安全自动装置，每月按全厂额定容量×0.5 小时的标准进行考核，直至完成更换为止。

（三）由于并网主体原因导致继电保护和安全自动装置不正确动作，每次按全厂额定容量×1 小时计为考核电量；造成电网事故的，每次按全厂额定容量×3 小时计为考核电量。并网主体

若发生继电保护装置和安全自动装置跳闸原因不明的事故，每次按全厂额定容量×2小时的标准进行不正确动作的补充考核。

（四）并网主体应及时对运行中继电保护和安全自动装置的异常信号和缺陷进行处理，若因电厂侧装置原因未及时处理，造成继电保护和安全自动装置退出运行超过24小时，每次按全厂额定容量×0.5小时的标准进行考核。

（五）对以下管理要求未能达标者，每项按全厂额定容量×0.2小时计为考核电量，单次考核不超过100兆瓦时：

1.对所属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匹配。

3.并网主体内的继电保护和安全自动装置，必须与系统保护相匹配。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。

4.故障录波或保信系统与主站月联通率≥98%，计算公式为：

$$LTR=(1-ZDT/ZAT)\times 100\%$$

式中：LTR为故障录波或保信系统与主站月联通率；

ZAT为统计周期内总通信时长；

ZDT为因厂站端设备原因造成的通信中断时长。

（六）以下要求未能达标者，每项按全厂额定容量×0.2 小时计为考核电量，单次考核不超过 100 兆瓦时：

1.继电保护主保护月投运率≥99.5%。继电保护主保护月投运率计算公式为：

$$RMD=（TMD/SMD）\times 100\%$$

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。

2.安全自动装置月投运率≥99%。安全自动装置月投运率计算公式为：

$$RSS=（TSS/SSS）\times 100\%$$

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。

3.故障录波月完好率≥98%。故障录波月完好率计算公式为：

$$RSR=（NSR/NRE）\times 100\%$$

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。

（七）由于并网主体继电保护、安全自动装置异常，造成涉网一次设备被迫停运，每次按全厂额定容量×0.5 小时（单次考核

不超过300兆瓦时）计为考核电量。

（八）新型储能因继电保护、安自装置动作等原因解列后，在未查明原因前不得自行并网，查明原因后须向值班调度员提出申请，并征得同意后方可并网。违反上述规定的，每次按全站额定容量×3小时的标准进行考核。

第四十三条 一次调频控制系统保护配置考核

（一）控制信号冗余配置考核

每个独立的一次调频控制单元，其导叶/调门接力器行程反馈信号、频率或转速信号、有功功率信号均应采用“三取中”等冗余配置，冗余输入/输出（I/O）测点应分配在不同的模件上。不满足要求或未按要求整改的每月按并网主体额定容量×1 小时计为考核电量。

（二）控制电源冗余配置考核

一次调频控制系统应配置双电源冗余并满足《电力系统调度自动化设计规程》（DL/T 5003）的要求。不满足要求或未按要求整改的每月按并网主体额定容量×1小时计为考核电量。

第四十四条 新能源涉网保护管理考核

（一）单机频率/电压保护定值管理

新能源单机频率/电压保护定值应满足最新国家标准，不应限制其频率/电压适应性，新能源场站修改定值后一个月内需及时报送调度部门。未按要求修改或未及时报送保护定值单的按并

网主体额定容量×1 小时计为考核电量。

（二）安全自动装置频率/电压保护定值管理

新能源场站安全自动装置保护定值应依照最新国家标准管理，修改定值后需及时报送调度部门，未按要求修改或未及时报送保护定值单的按并网主体额定容量×1 小时计为考核电量。

第四十五条 发电侧并网主体通信考核

（一）载波设备月运行率、光纤设备月运行率、调度程控交换机和调度电话月运行率应不低于 99.95%，调度电话月可通率应不低于 100%，每降低 1 个百分点（含不到 1 个百分点），按额定容量×0.2 小时计为考核电量。

通信电路（载波、光纤、交换机设备）运行率 = {1 − Σ[中断路数（路）×电路故障时间（分钟）]/[实用路数（路）×全月日历时间（分钟）]}×100%。

调度电话月可通率 = {1 − Σ[中断路数（路）×电路故障时间（分钟）]/[实用路数（路）×全月日历时间（分钟）]}×100%。

（二）并网主体通信设备故障引起线路主保护单套运行时间超过 8 小时，或引起安全自动装置非计划停用时间超过 72 小时，每次按额定容量×0.5 小时计为考核电量。并网主体通信设备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，或造成电网事故处理时间延长、事故范围扩大，每次按全厂额定容量×0.5 小时计为考核电量。

（三）并网主体通信电路非计划停运（不可抗力除外），造成远跳及过电压保护、远方切机（切负荷）装置由双通道改为单通道，时间超过8小时，每次按额定容量×1小时计为考核电量。

（四）并网主体通信异常或故障导致出现下列情形之一的（不可抗力除外），每次按额定容量×0.5小时计为考核电量。未经许可对电网调度和发供电设备运行有影响的通信设施进行操作。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。引起调度自动化或调度电话业务中断时间4小时以上。造成电网与并网主体通信电路全部中断。与电力调度机构直接关联的通信光缆连续故障时间超过24小时。通信电源全部中断。录音设备失灵，影响电网事故分析。未经许可改变通信系统运行方式。

（五）并网主体至电力调度机构不具备两个及以上完全独立的通信传输通道要求的，必须在电力调度机构下达整改通知期限内完成整改，逾期未完成的当月按额定容量×1小时计为考核电量。

第四十六条 新型储能通信考核

（一）未经电力调度机构同意，新型储能不得自行改变与电网连接的通信设备的运行状态、接线方式、接口参数。擅自改变的每次按额定容量×0.1小时计为考核电量。

（二）对新型储能通信装置进行如下考核：新型储能通信装

置和调度电话月度紧急重大缺陷消缺及时率 100%、调度电话月可用率 100%。以上指标（非新型储能原因除外）每降低一个百分点（不足一个百分点按一个百分点计），按额定容量×0.1 小时计为考核电量。

（三）新型储能生产实时控制业务通信通道中断，中断故障时长小于 2 小时的，每次按额定容量×0.05 小时计为考核电量；中断故障时长大于等于 2 小时的，每次按额定容量×0.5 小时计为考核电量。

（四）新型储能通信电路非计划停用（不可抗力除外），造成远跳及过电压保护、远方切机（切负荷）装置由双通道改为单通道，且时间超过 24 小时的，每次按额定容量×0.1 小时计为考核电量。

（五）若因新型储能侧通信反措未及时执行，造成新型储能对电网通信业务中断的，每次按额定容量×0.05 小时计为考核电量。

（六）新型储能通信电源全部中断（不可抗力除外），每次按额定容量×0.1 小时计为考核电量。

（七）新型储能通信设备故障，引起继电保护或安全自动装置误动、拒动，每次按额定容量×0.1 小时计为考核电量。

（八）新型储能通信出现下列情形之一的（不可抗力除外），每次按额定容量×0.1 小时计为考核电量。造成电网与新型储能通

信电路全部中断 1 小时以上; 新型储能通信光缆连续故障时间超过 24 小时; 新型储能内录音设备失灵，影响电网事故分析。

（九）新型储能通信设备的配置应满足相关规程、规定要求，并与电网侧的技术参数相匹配，满足安全要求。不满足的，新型储能应限期整改（最迟不超过 12 个月）。逾期未完成整改的，则每月按照额定容量×1 小时的标准进行考核。

第四十七条 调度自动化设备考核

（一）网、省调度并网主体远动链路双通道中断（远动仅有单通道的，若发生通道中断视为双通道中断）时间超过 10 分钟，按额定容量×0.2 小时计为考核电量; 后续未及时恢复的，每增加 30 分钟按额定容量×0.3 小时计为考核电量。远动链路单通道中断的，中断时间超过 2 小时，按额定容量×1 小时计为考核电量; 后续未及时恢复的，每增加 2 小时按额定容量×1 小时计为考核电量。考核总量不超过并网主体当月上网电量的 2%。

地、县调度并网主体远动链路双通道中断（远动仅有单通道的，若发生通道中断视为双通道中断）时间超过 30 分钟，按额定容量×0.1 小时计为考核电量; 后续未及时恢复的，每增加 30 分钟按额定容量×0.2 小时计为考核电量。远动链路单通道中断的，中断时间超过 2 小时，按额定容量×0.5 小时计为考核电量; 后续未及时恢复的，每增加 2 小时按额定容量×0.5 小时计为考核电量。考核总量不超过并网主体当月上网电量的 2%。

（二）并网主体处于安全区Ⅰ、Ⅱ的业务系统的安全防护应满足国家有关规定和电力调度机构的具体要求。如电力调度机构检查发现并网主体不满足要求或擅自改变网络结构，每次按额定容量×0.5 小时计为考核电量；如由于并网主体原因造成电力调度机构业务系统被病毒或黑客攻击、网络异常，每次按额定容量×0.5 小时计为考核电量；如造成电网事故，每次按额定容量×1 小时计为考核电量。

因并网主体原因造成安防设备离线和故障，影响网安平台月度在线率和密通率的，每下降 0.01%，按额定容量×0.1 小时计为考核电量。

（三）并网主体相量测量装置连续故障（包括但不限于相量数据中断、子站时钟失步、数据异常）时间超过 4 小时，按额定容量×1 小时计为考核电量。如设备故障仍未处理解决，每超过 4 小时，按额定容量×0.5 小时计为考核电量。电网事故时，并网主体未能正确提供 PMU 量测数据，影响事故分析的，每次按额定容量×1 小时计为考核电量，考核总量不超过其当月上网电量的 2%。

（四）对网、省调度并网主体自动化信息（包括但不限于远动、相量测量装置、电能量计量装置等自动化设备的上送信息）传输不完整，限期要求整改。未按要求进行整改的，每日按额定容量×0.1 小时计为考核电量，考核总量不超过其当月上网电量的

1%。

对地、县调度并网主体自动化信息（包括但不限于远动、相量测量装置、电能量计量装置等自动化设备的上送信息）传输不完整，限期要求整改。未按要求进行整改的，每日按额定容量×0.05 小时计为考核电量。考核总量不超过其当月上网电量的20%。

（五）网、省调度并网主体未经调度许可，擅自退出或检修电力调度机构管辖的自动化设备的，每次按额定容量×0.3 小时计为考核电量；已办理自动化检修工作票，但未履行电话开工、竣工手续的，每次按额定容量×0.05 小时计为考核电量。

地、县调度并网主体未经调度许可，擅自退出或检修电力调度机构管辖的自动化设备的，每次按额定容量×0.3 小时计为考核电量；已办理自动化检修工作票，但未履行电话开工、竣工手续的，每次按额定容量×0.1 小时计为考核电量。

（六）并网主体事故时遥信误动、拒动，每次按额定容量×1 小时计为考核电量。并网主体正常运行时遥信信号不应频繁发生变位，若单个遥信信号单日变位次数≥30 次或单日同一时刻所有遥信信号变位次数之和≥8 次，按每日额定容量×0.2 小时计为考核电量。

（七）并网主体遥测量数据跳变且跳变幅度大于等于 100 兆瓦（或其他单位的合理数据），每次按额定容量×0.2 小时计为考

核电量。

（八）网、省调并网主体自动化设备（含网络和安全防护设备）配置和运行工况（包括但不限于自动化设备运行状态、传输信息正确性等）不满足国家、行业相关规定和电网安全运行要求的，应在电力调度机构下达整改通知期限内完成整改，逾期未完成的每日按额定容量×0.1 小时计考核电量。

地、县调度并网主体自动化设备（含网络和安全防护设备）配置和运行工况（包括但不限于自动化设备运行状态、传输信息正确性等）不满足国家、行业相关规定和电网安全运行要求、未按照国家有关规定完成电力监控系统等保测评及安全评估相关工作的，应在电力调度机构下达整改通知期限内完成整改，逾期未完成的每日按额定容量×0.5 小时计为考核电量。

（九）并网主体应按时配合调度机构完善调控云一、二次设备台账信息。逾期未完成的每日按额定容量×0.05 小时计为考核电量。

（十）故障计算时间以电力调度机构主站系统自动记录的厂站自动化设备实际故障开始时刻为起始时刻，以电力调度机构主站系统接收到正确自动化信息时刻为截止时刻。

第四十八条 励磁系统和 PSS 装置考核

（一）按要求应配置而未配置 PSS 装置的机组，每月按该机组容量×1 小时计为考核电量。

（二）发电机组正常运行时自动励磁调节装置和 PSS 月投运率应达到 100%。每降低 1 个百分点（含不足 1 个百分点）按该机组容量×0.1 小时计为考核电量。经电力调度机构同意退出的时间段，不纳入考核范围。

（三）火电和燃气机组励磁系统顶值电压倍数不小于 1.8 倍（自并励静止励磁）、2.0 倍（交流励磁机励磁），顶值电流持续时间不小于 10 秒，水电机组（含抽蓄）励磁系统顶值电压倍数不小于 2.0 倍，顶值电流持续时间不少于 20 秒，达不到要求的，每月按该机组容量×1 小时计为考核电量。

无进相能力机组，在系统电压越上限时，功率因数≥0.995 免于考核。

第四十九条 高压侧或升压站电气设备考核

（一）因并网主体高压侧或升压站电气设备原因引起重特大电网事故或电网侧重特大设备事故的，每次按全厂额定容量×5 小时的标准进行考核。

（二）因并网主体高压侧或升压站电气设备原因引起一般电网事故或电网侧一般设备事故的，每次按全厂额定容量×2 小时的标准进行考核。

（三）因并网主体高压侧或升压站电气设备原因发生电力系统安全稳定导则规定的 N-2 事件的，每次按全厂额定容量×1 小时的标准进行考核。

（四）发生开关拒动的，每次按照全厂额定容量×1 小时的标准进行考核。

（五）因并网主体自身原因造成升压站电气设备主设备（包括母线、主变、断路器、母线 TV、SVG 及 FC）发生非计划停运的，每次按全厂额定容量×0.5 小时的标准进行考核。

（六）并网主体高压侧或升压站电气设备主设备发生影响设备和电网安全运行的缺陷，未按时采取措施或安排检修的，每次按全厂额定容量×0.1 小时的标准进行考核。

（七）风电场、光伏电站升压站电气设备主设备因其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，每次按照当月场站装机容量×0.1 小时的标准进行考核。

（八）风电场、光伏电站未按要求落实防污闪管理标准以及制度，每次按照当月场站装机容量×0.1 小时的标准进行考核。

（九）风电场、光伏电站因送出线路故障导致的情形，可豁免考核。

第五十条 水电厂水库调度考核

（一）并网水电厂的水库调度运行管理应满足国家和行业有关规定和电力调度机构的调度规程有关规定的要求，向电力调度机构及时报告对电厂发电能力及安全运行造成重大影响的突发情况，定期报送年、月、周气象水文趋势预报，月度、年度、特殊时段运行总结及年度运行方式等。每迟报或漏报一项，按额定

容量×1 小时（单次考核不超过 50 兆瓦时）计为考核电量。

（二）电力调度机构及并网水电厂应做好水调自动化或水情测报系统的建设及运行管理工作，制定水调自动化或水情测报系统管理规定，保证系统稳定、可靠运行。电力调度机构及水电厂应加强水调自动化或水情测报系统维护，并网主体应按规定向电力调度机构水调自动化或水情测报系统自动传送水库运行相关信息，保证管理范围内通信通道的畅通，保证上传信息的准时、合格，否则每次按额定容量×1 小时（单次考核不超过 50 兆瓦时）计为考核电量。

（三）并网水电厂发生影响水电机组正常运行的水库调度事件后，应及时汇报电力调度机构，未及时报告每次按额定容量×1 小时（单次考核不超过 50 兆瓦时）计为考核电量。

（四）应具备而不具备向电力调度机构水调自动化或水情测报系统自动传送水库运行相关信息的并网水电厂，每月按额定容量×1 小时（单次考核不超过 80 兆瓦时）计为考核电量。

（五）具备向电力调度机构水调自动化或水情测报系统自动传送水库运行相关信息的并网水电厂，参照行标《电网水调自动化功能规范》（DL/T316）的考核指标（月通信畅通率≥95%，月数据准时率≥90%，月数据合格率≥98%）进行考核。三率均合格不考核电量；三率中任一指标不合格，月度按额定容量×1 小时（单次考核不超过 10 兆瓦时）计为考核电量；三率中任意两个

指标不合格，月度按额定容量×2小时（单次考核不超过20兆瓦时）计为考核电量；三率均不合格，月度按额定容量×4小时（单次考核不超过40兆瓦时）计为考核电量。

第五十一条 风电场、光伏电站应开展功率预测工作，保证功率预测系统的稳定运行，按要求及时、完整、准确向电力调度机构传送现场气象信息、发电设备运行信息和预测信息。并网主体非自身原因导致的数据报送错漏，免予考核。经电力调度机构批准同意的影响功率预测功能的检修工作期间，相关数据报送结果不计入考核。新能源场站每月可申请数据报送免考核次数不超过1次，每次不超过2天。

（一）风电场、光伏电站应按照电力调度机构要求报送调度侧功率预测建模所需的历史数据，未及时报送或错报、漏报，每次按照全场站当月上网电量的0.5%考核。

（二）风电场（光伏电站）应安装满足相关技术标准的测风塔（光伏气象站）及其配套设备，按照要求将实测、预测气象信息数据及场站理论功率、可用功率、单机信息按调度要求传送至电力调度机构。当上述数据缺测或异常时计为一个不合格点，全场站每项数据合格率应大于等于99%，每项数据每降低1%（含不到1个百分点），按照全场站当月上网电量的0.1%考核，当月全部数据累计考核电量的最大值不超过全场站当月上网电量的2%。

（三）风电场、光伏电站应按要求向电力调度机构报送日前、超短期和中期功率预测曲线，上报率应达到100%，未及时报送或错报、漏报，每次按照全场站当月上网电量的0.1%考核。日前、超短期和中期功率预测上报率当月累计考核电量的最大值不超过全场站当月上网电量的2%。具体报送要求为：

1.每日9:00前报送次日0时至未来240小时发电功率预测曲线，预测值的时间分辨率为15分钟。

2.每15分钟自动向电力调度机构滚动上报未来15分钟—4小时的发电功率预测曲线，预测值的时间分辨率为15分钟。

第五十二条 新型储能应按电力调度机构要求将储能充放电时间、充放电速率、可调节范围、最大调节能力等运行信息接入电力调度机构技术系统。

第五十三条 新型储能应具备四象限功率控制能力，有功功率和无功功率调节范围和能力应满足国家、行业有关标准要求。新型储能应同时具备就地和远方充放电功率控制和频率、电压调节功能。在充放电功率为额定功率时，其控制精度为±1.5%。充/放电响应时间应不大于1秒；充/放电调节时间应不大于1.5秒；充/放电转换时间应不大于1秒。

第五十四条 新型储能并网电能质量应满足国家、行业有关标准要求。

第五十五条 电网企业和电力调度机构应做好接入35千伏

及以上电压等级的新建、扩建风电场和光伏电站涉网设备的配置、参数、性能、调控能力等并网条件确认工作，有关并网调试申请、涉网性能型式试验报告等并网条件审核确认工作应自收到并网主体提交相关材料后 10 个工作日内完成，条件不满足的，电力调度机构不得安排其并网，并书面向并网主体详细说明原因。

第五十六条 新能源场站应在首次并网后 6 个月内完成国标要求的全部涉网试验，并向相应电力调度机构提交具备相应资质的机构出具的相关合格并网性能检测报告。电力调度机构在收到并网主体提交的试验申请、试验方案或试验报告后，应在 10 个工作日内完成审核、确认工作，对审核不通过情况应书面向并网主体详细说明原因。

对未按时提交合格涉网试验报告的并网主体，按照场站额定容量×0.5 小时×（未提交报告的试验项数/需提交报告的全部涉网试验总项数）的标准进行考核，每月总考核电量不超过全场站当月上网电量的 0.5%。

第五十七条 电网企业和电力调度机构应做好接入 35 千伏及以上电压等级的新建、扩建新型储能涉网设备的配置、参数、性能、调控能力等并网条件确认工作，有关并网调试申请、涉网性能型式试验报告等并网条件审核确认工作应自收到并网主体提交相关材料后 10 个工作日内完成，条件不满足的，电力调度

机构不得安排其并网，并书面向并网主体详细说明原因。

新型储能应在首次并网后6个月内完成全部涉网试验，并向相应电力调度机构提交具备相应资质的机构出具的相关合格并网性能检测报告。电力调度机构在收到并网主体提交的试验申请、试验方案或试验报告后，应在10个工作日内完成审核、确认工作，对审核不通过情况应书面向并网主体详细说明原因。

对未按时提交合格涉网试验报告的并网主体，每月按照场站额定容量×0.3小时×（未提交报告的试验项数/需提交报告的全部涉网试验总项数）的标准进行考核。

第五十八条 并网主体应按照《电力系统网源协调技术导则》（GB/T 40594）的要求，定期进行相关涉网复核试验，复核周期不宜超过5年。并网主体进行涉网设备改造、软件升级、修改控制逻辑、控制参数或保护定值等影响设备涉网性能的，应按相关标准要求开展涉网试验。

第五十九条 直控型可调节负荷应将电气模拟量、状态量、向上/下调电力与电量、向上/下调速率等运行状态信息实时传输至电力调度机构。电力调度机构可对直控型可调节负荷的调节能力进行调用测试。

第六十条 直控型可调节负荷涉及的技术指导和管理工作范围包括但不限于：继电保护、调度通信设备、调度自动化设备、调频等。

（一）继电保护、调频等涉网性能参数应满足接入电网安全稳定运行要求。

（二）调度通信设备和参数应满足调度通信要求。

（三）调度自动化设备的功能、性能参数和运行达到国家和行业有关标准、规定要求。

（四）直控型可调节负荷技术支持系统应能够实时监控和回溯负荷侧资源的调节情况，回溯期限不少于6个月，并接受监管部门的监管核查。

（五）直控型可调节负荷应实现向运营范围内全部负荷终端下发自动功率控制（APC）指令或计划曲线，其中具备功率指令或计划值接收能力的负荷终端数量及总容量占比均应不低于80%。

（六）直控型可调节负荷应在确保负荷终端设备安全的前提下尽快实现功率控制目标响应，从聚合平台收到调度总指令到负荷终端收到分解指令的时延应不大于5秒。

（七）直控型可调节负荷应确保单体控制目标满足负荷终端安全约束和负荷用户用电需求双重约束。

（八）直控型可调节负荷调度数据应稳定上送超过15日。

第六十一条 并网发电厂须加强运行管理，防止因电厂自身原因引起的电网功率振荡、电压振荡等系统性安全事件。若发生因电厂自身原因引起的功率振荡、电压振荡等系统性安全事件，

并网主体每次考核电量20万千瓦时。中小电厂每次按全厂额定容量×5小时（单次考核不超过20万千瓦时）计为考核电量。

第六十二条 中小电厂应配备厂网交互PC端或下载厂网交互移动端，并通过厂网交互平台开展厂站运行信息报送、火电燃料信息报送、调度顶峰指令接收、日发电计划报送和确认等工作。

第三章 考核实施

第六十三条 电力调度机构根据本细则，统一全网评价标准，按照专门记账、收支平衡原则，负责并网运行管理的具体实施工作，对并网主体运行情况进行考核。

第六十四条 并网运行考核的数据和有效支撑材料包括：并网调度协议，有资质的机构出具的试验报告，电力调度机构制定的发电计划曲线、检修计划、电压曲线，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）等调度自动化系统的实时数据，电能量遥测采集计费系统的电量数据，当值调度员的调度录音、调度日志，保护启动动作报告及故障录波报告。

第六十五条 考核费用计算

（一）发电侧并网主体及新型储能的实际考核费用按照湖南省同类型电源上一年平均上网电价×H_8×考核电量计算得出。H_8为考核费用计算调整系数（详见附件2-4）。

（二）直控型可调节负荷并网运行管理考核费用金额计算方式如下：

$F_{直控型可调节负荷考核金额}=Q_{直控型可调节负荷考核电量}\times 0.1\times$发电侧并网主体深度调峰第二档补偿标准。

第六十六条 所有项目均按月进行统计和结算，在下一个月度的电费支付环节兑现。月度分项考核费用，按“谁提供、谁获利”原则，并考虑不同类型并网主体运行特性进行分项平衡结算。

220千伏及以上网省调直调的水电、火电、抽蓄平衡结算原则：

项目	考核主体	返还主体	返还原则
一次调频	220千伏及以上网省调直调的水电、火电、抽蓄	220千伏及以上网省调直调的水电、火电、抽蓄	按照一次调频补偿费用占比进行返还
AGC	220千伏及以上网省调直调的水电、火电、抽蓄	220千伏及以上网省调直调的水电、火电、抽蓄	按照AGC补偿费用占比进行返还（当AGC补偿费用为零时，按照并网主体月度上网电量占比进行返还）
其他	220千伏及以上网省调直调的水电、火电、抽蓄	220千伏及以上网省调直调的水电、火电、抽蓄	按照并网主体月度上网电量占比进行返还

新型储能平衡结算原则：

项目	考核主体	返还主体	返还原则
所有考核项目	新型储能	新型储能	按照新型储能月度上网电量占比进行返还

风电、光伏平衡结算原则：

项目	考核主体	返还主体	返还原则
所有考核项目	风电、光伏	风电、光伏	按照风电、光伏月度上网电量占比进行返还

直控型可调节负荷平衡结算原则：

项目	考核主体	返还主体	返还原则
所有考核项目	直控型可调节负荷	直控型可调节负荷	按照直控型可调节负荷月度下网电量占比进行返还

中小电厂平衡结算原则：

项目	考核主体	返还主体	返还原则
励磁系统和PSS装置	40兆瓦及以上水电机组，100兆瓦及以上火电机组	40兆瓦及以上水电机组，100兆瓦及以上火电机组	按照并网发电厂月度上网电量占比进行返还
一次调频性能	40兆瓦及以上水电机组、80兆瓦及以上火电机组	40兆瓦及以上水电机组、80兆瓦及以上火电机组	
其他	非网省直调的35千伏及以上水电、火电并网主体	非网省直调的35千伏及以上水电、火电并网主体	

并网主体月度考核结算费用等于该主体月度考核返还费用减去月度考核费用。地县级电力调度机构调度管辖范围场站的考核费用在全省平衡。

本细则每月总考核电量不超过并网主体当月上网电量的

30%。对于一个自然月上网电量为零或不结算上网电费的并网主体，当月不参与本细则考核与返还计算。

第六十七条 本细则规定的考核实施情形，未经特别声明，均指由并网主体责任引起，非并网主体责任引起的不予考核。

第六十八条 本细则对并网发电厂同一问题原则上不重复考核，按考核力度大的条款执行。

第四章 信息披露

第六十九条 信息披露应当遵循安全、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、返还、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。

第七十条 电力交易机构负责通过信息披露平台向所有并网主体披露相关考核和返还结果，向相关并网主体开放数据接口。电力调度机构会同电力交易机构制定和完善并网运行考核信息披露标准格式及相关明细表格模板，报湖南能源监管办审定后实施。

第七十一条 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运行考核信息(包括但不限于考核项目、考核时段、考核电量、考核原因、考核电量计算方法等)。并网主体应在每月第 10 个工作日前通过厂网交互平台向电力调

度机构提交免考核申请和相关证明材料。每月15个工作日前，电力调度机构应向所有并网主体公示上月各并网主体各项并网运行考核、返还初步结果，并提供相关数据供计算核对。公示内容包括管辖范围内所有机组运行情况、考核/返还及免考核信息等。机组运行情况包括但不限于全网机组开停机信息，非计划停运机组名称、容量、原因等。考核信息包括但不限于考核项目、考核电量、考核原因、考核电量计算方法等。免考核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、电力调度机构出具的减免考核意见、减免考核政策依据等。每台机组的相关信息均应向所有并网主体公示，确保运行结果公允，运行依据可追溯。

第七十二条 并网主体对公示有异议的，应在3个工作日内向对该并网主体行使调度管辖权的电力调度机构提出复核。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，导致公示结果确需调整的，相关结果应重新公示3个工作日，并向所有并网主体公示调整结果及调整原因。

电力调度机构会同电力交易机构于每月20日前汇总考核和返还等公示内容，报湖南能源监管办。无异议后，由电力调度机构执行，由电力交易机构出具结算依据。

每月25日前，电力调度机构应以正式文件向所有并网主体

发布电力并网运行管理情况。

第五章　监督与管理

第七十三条　湖南能源监管办负责监管本细则的实施，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。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湖南能源监管办反馈问题和线索。

第七十四条　健全并网调度协议和交易合同备案制度。纳入调度管辖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个工作日内向湖南能源监管办备案。

第七十五条　建立完善电力调度运行管理情况书面报告制度。省级电力调度机构按月向湖南能源监管办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。

湖南能源监管办加强迎峰度夏、迎峰度冬和其他重点时期本细则要求执行情况的监管，针对频繁发生非计划停运、新能源脱网等影响电力系统安全稳定运行的苗头性、倾向性问题，视情况向国家能源局报告并向省级主管部门、企业所属集团公司等单位通报。

第七十六条　电力调度机构应按照《电力监管条例》《电力企业信息报送规定》有关要求，将电力并网运行管理技术支持系统向湖南能源监管办开放，或开放数据接口将电力并网运行管理

技术支持系统接入监管信息系统。

第七十七条 并网主体经与电力调度机构协商后仍有争议的，可向湖南能源监管办提出申诉，由湖南能源监管办依法依规进行处理。申诉材料包括但不限于：考核内容、考核时间、考核原因、向电力调度机构提交的减免考核申请、相关证明材料、电力调度机构出具的减免考核意见或者不予通过书面意见、减免考核政策依据等。经湖南能源监管办组织认定后，相关费用在后续月份予以多退少补。原则上申诉有效期不超过12个月。

第七十八条 每月25日前，电力调度机构应以正式文件向所有并网主体发布，并向湖南能源监管办报送上月电力并网运行管理情况，同时抄送省发展改革委、省能源局。具体内容应包括分析报告和考核返还结果、非计划停运、机组检修信息、异议申请及处理结果、减免考核等。其中，机组检修信息应包含计划检修安排，临时检修、非计划停运转计划检修或者转备用等内容。减免考核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、电力调度机构出具的免考核意见及减免考核政策依据、公示反馈意见等内容。

第七十九条 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，并按相关规定如实公开有关信息。

第八十条 电力调度机构应严格按照本细则实施并网主体

并网运行管理，不得擅自调整算法和参数，不得对本细则未规定的事项进行减免考核，确保数据真实、准确和及时，应保存并网运行管理数据至少两年。暂不具备实施条件的，省级电力调度机构应根据湖南实际情况提出暂缓或分步实施建议，报湖南能源监管办同意后执行。

第八十一条 电力调度机构应每年组织评估本细则执行情况，在每年2月底前向湖南能源监管办提交上一年度分析报告或规则调整建议。湖南能源监管办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。有关国家、行业标准更新修编的，按照最新标准执行。

第八十二条 电力企业违反本细则相关规定的，由湖南能源监管办责令限期改正；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。

第八十三条 电力企业、电力调度交易机构有下列情形之一的，由湖南能源监管办责令限期改正；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信息的。

（三）未按本细则相关规定要求披露信息的。

第六章　附则

第八十四条　本细则由湖南能源监管办负责解释。

附件2-1

二次调频（AGC）技术、调节过程定义要求

一、二次调频（AGC）技术要求

（一）发电企业应在机组首次并网前 90 日向电力调度机构提供 AGC 系统技术资料，并应包括下列内容：AGC 系统说明书、控制逻辑、涉网设备控制参数、设计图纸等；AGC 设计性能指标，包括运行范围、调节速率、调节精度等。

（二）新建或改扩建的发电企业应完成 AGC 联调试验。

（三）并网主体的有功调节能力发生变化，AGC 调节范围或控制策略改变的应在并网发电后 1 个月内重新进行 AGC 试验。AGC 系统设备改造、软件升级、参数修改和控制逻辑变更等影响试验结果的应重新进行 AGC 试验。

（四）配建储能（火储、风储、光储等）应满足《电厂侧储能系统调度运行管理规范》（DL/T2314）相关 AGC 技术要求。

二、AGC 调节过程定义及相关要求

（一）AGC 考核计算数据以调度端数据为准，并网主体有功出力（新能源为场站集电线路功率）采样周期不大于 5 秒。若有效调节过程中并网主体 AGC 退出，仍然算有效调节过程进行考核计算。

（二）指令 P_Z 与出力 P 曲线发生交叉，或指令 P_Z 下发时刻，

调节过程开始。

（三）指令 P_Z 与出力 P 曲线再次发生交叉，或指令 P_Z 与出力 P 之差进入死区范围，调节过程结束。

（四）过程结束时的出力与过程开始时的出力之差为调节幅度 ΔP。过程结束时的指令与过程开始时的出力之差为 ΔP_Z。过程结束时的时间与过程开始时的时间之差为调节过程调节时间 ΔT（秒）。

（五）统计中明确 ΔT 火电、火储小于 30 秒、水电（含抽蓄）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、直控型可调节负荷小于 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。

（六）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，$\frac{\Delta P*(P_z-P)}{abs(P_z-P)}$ 小于 0，该调节过程为反调节；大于 0，该调节过程为正调节。即指令曲线在出力曲线之上，要求机组加出力，为升过程，如机组加出力，ΔP 大于 0，为正调节，否则为反调。

三、AGC 性能系数计算

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.调节速度性能系数 K_1

指并网主体响应 AGC 控制指令的速率，计算公式如下：

$$k_1=\frac{\Delta P\times T_0\times(P_z-P)}{abs(\Delta P_z)\times\Delta T\times abs(P_z-P)}$$

其中：P 为调节过程实际出力（兆瓦）；ΔP_Z 为调节过程最终指令-初始出力（兆瓦）；ΔP 为实际调节过程中的调节幅度（兆瓦）；ΔT 为实际调节过程的调节时间（秒）；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，$\frac{\Delta P\times(P_z-P)}{abs(P_z-P)}$ 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 T0 计算公式为：

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

T_1：调节补偿时间，煤电（含火储）、燃气机组、虚拟电厂及负荷聚合商：取 0～20 秒；水电（含抽蓄）：取 0～5 秒；其他类型：取 0～5 秒。

V_0：机组升降速率（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/分钟）。

并网主体标准速度 V_0 按照行业现行标准有关规定执行：

表 1 各类型并网主体容量 Pn 定义

调频单元类型	调频单元容量 Pn
煤电、燃机、火储	机组额定容量（不含储能容量）
水电	单机/全厂控制模式纳入 AGC 控制的并网额定容量
风电、光伏	场站并网额定容量
新型储能	额定容量
风储、光储	机组/场站并网额定容量+储能额定容量

虚拟电厂、负荷聚合商等新型经营主体	最大可调节容量

表 2 各类型并网主体 AGC 调节性能考核管理要求

调频单元类型	调节范围（容量 Pn 的百分数）	AGC 考核标准调节速率 V0
煤电、火储	50% — 100%	1.2%Pn/min
煤电、火储	最小发电出力 — 50%（不含）	0.8%Pn/min
燃机	50% — 100%	4%Pn/min
水电全厂方式	最低振动区上限 — 100%	35%最大单机额定容量/min
水电单机方式		35%单机额定容量/min
转桨式水电机组		25%单机额定容量/min
转桨式水电厂		25%最大单机额定容量/min
新型储能	-100% — 100%	100%Pn/min
风储、光储、风电、光伏	10% — 100%	20%Pn/min
注：煤电、火储机组 AGC 考核负荷区间与行业标准（DL/T 1210）保持一致。		

表 3 AGC 调节性能补偿折算标准

调频单元类型	调节范围（容量 Pn 的百分数）	AGC 补偿标准调节速率
煤电（含火储）机组	50%Pn — 100%Pn	1.5%Pn/min
	最小发电出力 — 50%Pn（不含）	1.2%Pn/min
其他并网主体	全部调节过程	1.5%Pn/min

2.调节精度性能系数 K_2

$$k_2=\begin{cases}0.01/e; & e>0.01\\ 1; & e\leq 0.01\end{cases}$$

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。单机容量200兆瓦及以下水电机组以单机模式参与AGC调节，或全厂控制模式下纳入AGC控制的水电机组总容量在200兆瓦及以下时，K2默认为1。

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

机组指令及机组有功按照不大于5秒的间隔存储。

3. 响应时间性能系数 K_3

调度主站系统指令发出后，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（当该调节过程结束时，机组或场站仍未跨出调节死区的，以调节过程结束时刻作为其响应时刻计算响应时间）。即：

$$K_3=\begin{cases}T_N/t; & t>T_N\\ 1; & t<T_N\end{cases}$$

$$t=T_E-T_S$$

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 4 各类型并网主体 AGC 标准响应时间

机组类型	考核标准响应时间	补偿标准响应时间
煤电、火储（50%Pn — 100%Pn）	60 秒	20 秒
煤电、火储（最小发电出力 — 50%Pn（不含））	60 秒	40 秒
燃机	60 秒	20 秒
水电	20 秒	20 秒
新型储能、风储、光储、风电、光伏	5 秒	20 秒
其他并网主体	20 秒	20 秒
注：实际响应时间大于考核标准响应时间的调节过程纳入考核范围。		

4.调节死区

表 5 各类型并网主体 AGC 调节死区

机组类型	调频单元调节死区	
煤电、燃机、火储	Pn×0.5%	
水电	单机模式	Pn≤200MW：2MW
		Pn＞200MW：Pn×1%
	全厂控制模式	Pn<350MW：5MW
		Pn≥350MW：Pn×2%，最大20MW
风电、光伏、新型储能、风储、光储	Pn≤200MW：2MW	
	Pn＞200MW：Pn×1%	
虚拟电厂、负荷聚合商等新型经营主体	Pn×2%	
注：仅 AGC 指令大于调频单元调节死区的调节过程纳入补偿统计。		

5.AGC 指令调节下限

表 6 各类型并网主体 AGC 指令调节下限

机组类型	AGC 指令调节下限
煤电、燃机、火储	Pn×0.6%

<table>
<tr><td rowspan="3">水电</td><td rowspan="2">单机模式</td><td>Pn≤200MW：2.4MW</td></tr>
<tr><td>Pn＞200MW：Pn×1.2%</td></tr>
<tr><td>全厂控制模式</td><td>Pn<350MW：6MW
Pn≧350MW：Pn×2.1%，最大35MW</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">风电、光伏、储能、风储、光储</td><td>Pn≤200MW：2.4MW</td></tr>
<tr><td>Pn＞200MW：Pn×1.2%</td></tr>
<tr><td colspan="2">虚拟电厂、负荷聚合商等新型经营主体</td><td>Pn×2.1%</td></tr>
<tr><td colspan="3">注：仅 AGC 指令大于 AGC 指令调节下限的调节过程纳入考核统计。</td></tr>
</table>

6.综合性能系数：$K=K_1\times K_2\times K_3$

其中：K 为并网主体的综合性能系数。暂定上限值为 2，后期视运行情况调整。

附件 2-2

一次调频技术要求及指标计算、考核度量方法

一、一次调频技术要求

（一）功能及参数设置

1.控制优先级

其他功率或频率控制系统（AGC、有功功率闭环调节等）应与一次调频相协调，不应限制一次调频功能。

2.控制回路运算周期

（1）火电（不含燃机、燃油）、光热机组一次调频控制系统运算周期应不大于 100 毫秒，燃气、燃油机组一次调频控制系统运算周期应不大于 50 毫秒。

（2）水电机组一次调频控制系统运算周期应不大于 40 毫秒。

3.控制单元冗余保护配置

每个独立的一次调频控制单元，其导叶/调门接力器行程反馈信号、频率或转速信号、有功功率信号均应采用“三取中”等冗余配置，冗余输入/输出（I/O）测点应分配在不同的模件上。

4.人工死区

（1）燃机、电液型汽轮机调节控制系统的火电机组一次调频的人工死区控制在±0.033 赫兹。

（2）机械液压调节控制系统的火电机组一次调频的人工死

区控制在±0.05 赫兹。

（3）水电机组一次调频的人工死区控制在±0.05 赫兹。

（4）风电场、光伏电站一次调频的人工死区控制在±0.05 赫兹。

（5）新型储能一次调频的人工死区控制在±0.033 赫兹。

（6）直控型可调节负荷一次调频的人工死区控制在±0.05 赫兹。

5.调差系数 K_c

（1）火电机组为 4%～5%。

（2）水电机组不大于 3%。

（3）风电场、光伏电站为 2%～10%。

（4）新型储能为 0.5%～3%。

（5）直控型可调节负荷为 5%。

6.负荷限幅

应设置运行最大功率限幅功能，防止一次调频动作后超过允许的最大功率运行。

（二）涉网性能参数

未经电力调度机构许可，不得擅自改变调速系统、协调控制系统和一次调频控制系统相关涉网性能参数设置。

（三）涉网性能试验

并网主体应按照《电力系统网源协调技术导则》（GB/T 40594）、《并网电源一次调频技术规定及试验导则》（GB/T

40595）、《参与辅助调频的电厂侧储能系统并网管理规范》（DL/T 2313）、《可调节负荷并网运行与控制技术规范》（DL/T 2473.8）相关要求，经具备资质的机构开展一次调频涉网试验。

（四）应急预案

并网主体应编制一次调频系统运行管理规程，制订电网大扰动应急预案。

二、一次调频性能评价指标

（一）并网主体额定容量 P_n 定义

类型	并网主体额定容量 P_n
火电（不含燃机）、水电	单机额定容量
燃机	燃气+汽机
新型储能	储能并网额定充放电功率
新能源	场站并网额定容量
直控型可调节负荷	最大可调容量

（二）一次调频贡献率 K 指数

1.小扰动＜0.08 赫兹一次调频贡献率 K 指数

类型	范围	贡献率 K 指数 $N_{贡献率}$
火电（不含燃机）	P≥0.4Pn	K≥0.50，$N_{贡献率}$取 1；K＜0.50，$N_{贡献率}$取 0
	0.3Pn≤P＜0.4Pn	K≥0.40，$N_{贡献率}$取 1；K＜0.40，$N_{贡献率}$取 0
水电	P＞0	K≥0.35，$N_{贡献率}$取 1；K＜0.35，$N_{贡献率}$取 0

类型	范围	贡献率 K 指数 $N_{贡献率}$
新型储能、直控型可调节负荷	充、放电	K≥0.70，$N_{贡献率}$取 1；K＜0.70，$N_{贡献率}$取 0
新能源、燃机	P＞0	K≥0.60，$N_{贡献率}$取 1；K＜0.60，$N_{贡献率}$取 0
N_1（不合格次数）$=\sum_{i=1}^{n}\left(1-N_{贡献率}(i)\times T_{调节精度}(i)\right)$		
注：式中 $N_{贡献率}$（i）为第 i 次贡献率合格；$T_{调节精度}$（i）为第 i 次调节精度合格；n 为满足考核条件的当月调频次数。		

2.大扰动≥0.08 赫兹一次调频贡献率 K 指数

类型	范围	贡献率 K 指数 $N_{贡献率}$
火电、新能源	P＞0	K≥0.80，$N_{贡献率}$取 1；K＜0.80，$N_{贡献率}$取 0
水电	P＞0	K≥0.60，$N_{贡献率}$取 1；K＜0.60，$N_{贡献率}$取 0
新型储能、直控型可调节负荷	充、放电	K≥0.90，$N_{贡献率}$取 1；K＜0.90，$N_{贡献率}$取 0
N_2（不合格次数）$=\sum_{i=1}^{n}\left(1-N_{贡献率}(i)\times T_{响应滞后时间}(i)\times T_{调节精度}(i)\right)$		
注：式中 $N_{贡献率}$（i）为第 i 次贡献率合格；$T_{响应滞后时间}$（i）为第 i 次响应滞后时间合格；$T_{调节精度}$（i）为第 i 次调节精度合格；n 为满足考核条件的当月调频次数。		

3.反调一次调频贡献率 K 指数

在调频性能事件有效统计内，若 K＜0，定义并网主体一次调频反调，小扰动或大扰动事件中单次调频不合格考核电量×2。

其中单次调频不合格电量定义：

若 N_1 或 N_2 为 1，小扰动考核 $F_{考核电量}$ 式中的 $A\times P_n$ 或大扰动考核 $F_{考核电量}$ 式中的 $B\times P_n$ 为单次调频不合格考核电量。

（三）响应滞后时间 T 指数

类型	一次调频负荷响应滞后时间 T（秒）$T_{响应滞后时间}$
火电	T＜3，$T_{响应滞后时间}$取 1；T≥3，$T_{响应滞后时间}$取 0
额定水头 50 米及以上水电	T＜4，$T_{响应滞后时间}$取 1；T≥4，$T_{响应滞后时间}$取 0
额定水头 50 米以下水电	T＜10，$T_{响应滞后时间}$取 1；T≥10，$T_{响应滞后时间}$取 0
新型储能、新能源	T＜2，$T_{响应滞后时间}$取 1；T≥2，$T_{响应滞后时间}$取 0
直控型可调节负荷	T≤3，$T_{响应滞后时间}$取 1；T＞3，$T_{响应滞后时间}$取 0
$N_2(\text{不合格次数})=\sum_{i=1}^{n}\left(1-N_{贡献率}(i)\times T_{响应滞后时间}(i)\times T_{调节精度}(i)\right)$	

（四）调节精度 T 指数

频差范围	类型	贡献率 K 指数 $T_{调节精度}$
频差≤|±0.06Hz|	火电、水电、新能源、直控型可调节负荷	K≤2.30，$T_{调节精度}$取 1；K＞2.30，$T_{调节精度}$取 0
	新型储能	K≤1.50，$T_{调节精度}$取 1；K＞1.50，$T_{调节精度}$取 0
频差＞|±0.06Hz|且＜|±0.08Hz|	火电、新型储能	K≤1.50，$T_{调节精度}$取 1；K＞1.50，$T_{调节精度}$取 0
	水电、新能源、直控型可调节负荷	K≤1.80，$T_{调节精度}$取 1；K＞1.80，$T_{调节精度}$取 0
频差	火电、水电、新能源、新型储能	K≤1.30，$T_{调节精度}$取 1；K＞1.30，$T_{调节精度}$取 0

≥|±0.08Hz|	直控型可调节负荷	K≤1.80，$T_{调节精度}$取 1；K＞1.80，$T_{调节精度}$取 0
N_1（不合格次数）$=\sum_{i=1}^{n}\left(1-N_{贡献率}(i)\times T_{调节精度}(i)\right)$		
N_2（不合格次数）$=\sum_{i=1}^{n}\left(1-N_{贡献率}(i)\times T_{响应滞后时间}(i)\times T_{调节精度}(i)\right)$		

三、评价指标具体计算方法

（一）一次调频贡献率 K 的算法

一次调频贡献率 K=（一次调频实际贡献量/一次调频理论贡献量）×100%，即：

$$K=\frac{H_i}{H_e}\times 100\%$$

（二）一次调频理论贡献电量的算法

理论一次调频积分电量 H_e 表示为：

$$H_e=\int_{t_0}^{t_t}\Delta P(\Delta f,t)dt$$

$$\Delta P(\Delta f,t)=-\frac{\Delta f(t)}{f_n\times K_C}\times P_n$$

其中：

$\Delta f(t)$：对应 t 时刻，电网频率超出 50 赫兹±Δfsq（调频人工死区）的数值，高频为正值（新型储能加大充电或减少放电），低频为负值（新型储能减少充电或加大放电）。

f_n－电网额定频率 50 赫兹。

f_t－对应 t 时刻的电网频率（赫兹）。

K_c－并网主体的调差系数。

（三）一次调频实际贡献电量的算法

当系统频率偏差超过各并网主体规定的范围时，统计程序自动启动，以并网主体一次调频死区点的实际发电 P_0 为基点（取前 3 秒有功出力平均值，包含 P_0），向后积分有功功率变化量，直至系统频率恢复到动作死区以内。即并网主体的一次调频实际贡献电量 H_i 表示为：

$$H_i = \int_{t_0}^{t_t} (P_t - P_0) dt$$

式中：

H_i：并网主体一次调频实际贡献电量；高频少发或低频多发电量为正，高频多发或低频少发电量为负。

t_0：系统频率超过并网主体一次调频动作死区的时刻。

t_t：系统频率进入并网主体一次调频动作死区的时刻。

P_t：t 时刻并网主体实际发电有功功率。

P_0：t_0 时刻并网主体实际发电有功功率（取 t_0 时刻前 3 秒平均值）。

注 1：积分时长 $\Delta t=t_t-t_0$，其取值如下：

$$\Delta t = \begin{cases} \Delta t & (\Delta t < 60s) \\ 60s & (\Delta t \geq 60s) \end{cases}$$

其物理意义为：积分时长最长为 60 秒，如果在 60 秒之内，频率返回到死区之内，则积分到返回死区时刻为止。

注 2：调频人工死区 Δfsq≤0.033 赫兹，电网频率超±0.033 赫兹死区持续时间≥17 秒，且调频前电网频率波动稳定在±0.033 赫兹死区范围内时间持续 3 秒，且与前次有效扰动时间间隔≥20 秒，则本次频率波动过程给予有效调频性能事件统计。

注 3：调频人工死区 Δfsq≥0.04 赫兹，电网频率超±0.05 赫兹死区持续时间≥t 秒，若 t 取 2 秒，则本次频率波动过程给予有效动作事件统计；若 t 取 8 秒，且调频前电网频率波动稳定在±0.05 赫兹死区范围内时间持续 3 秒，且与前次有效扰动时间间隔≥20 秒，则本次频率波动过程给予有效调频性能事件统计（当月以有效性能事件考核优先，若无有效调频性能事件则进行有效调频动作事件考核，两类事件不重复考核）。

注 4：大扰动发生时，电网频率越过并网主体调频人工死区持续时间大于 3 秒开始数据计算，直接给予有效调频性能事件统计。

注 5：考核系统频率及并网主体有功出力的采样周期应不大于 1 秒。

注 6：针对一次调频越死区扰动事件（包含模拟扰动），考核系统应具备离线查询分析功能。

（四）并网主体一次调频合格率算法

一次调频月度合格率 $Q_{合格率}$=（一次调频当月合格次数/一次调频当月调频总次数）×100%，即：

$$Q_{\text{合格率}}=\frac{N_{\text{当月合格次数}}}{N_{\text{当月调频总次数}}}\times 100\%$$

纳入免考的一次调频动作次数，不再计入当月调频总次数。

（五）并网主体一次调频动作正确率算法

一次调频动作正确率（%）=一次调频当月调频动作正确次数×100%/并网主体当月调频动作总次数

（六）并网主体一次调频投运率算法

一次调频月投运率(%)=一次调频月投运时间(小时)×100%/并网主体月并网运行时间（小时）

附件 2-3

直控型可调节负荷技术要求

一、直控型可调节负荷基本要求

（一）直控型可调节负荷应满足所接入电力调度机构的业务技术要求，具备电量分时计量与数据传送条件，数据准确性与可靠性满足所参与辅助服务品种的具体要求，聚合平台还应具备控制、管理多个负荷侧资源（含用户侧储能）的技术支持系统和相关能力。

（二）直控型可调节负荷应向并网运行管理相关技术支持系统提供所代理电力用户的信息，包括但不限于：用电户号、用电户名、计量点号、结算户名、电压等级、用电性质、资源类型、资源所属地区、最大调节容量、最小调节容量等。

（三）聚合平台需要与所代理的电力用户签订辅助服务代理合同，并在电力调度机构登记备案，建立代理关系，作为代理参与辅助服务及结算的执行依据，电力用户可自主选择聚合平台签订代理合同，形成唯一的代理关系。一个法人单位仅能由一个聚合平台代理参与提供辅助服务。

（四）聚合平台的代理关系发生变化时，应及时向电力调度机构上报并更新其容量、最大调节容量、最小调节容量等相

关数据。

（五）直控型可调节负荷应按相关技术标准和调度要求制定现场运行规程，并报送电力调度机构备案。

（六）直控型可调节负荷并网运行调试前，应按相关技术标准及规程要求编制并网运行调试方案，经电力调度机构同意后进行并网运行调试。

（七）直控型可调节负荷的继电保护、通信设备、测量仪表等装置和设备应满足相关技术标准及规程要求。

（八）直控型可调节负荷参与系统调节期间，运行功率接受电力调度机构统一调度。

（九）电力调度机构应基于直控型可调节负荷上报的调节能力，结合系统需要统筹安排其计划调节曲线。

二、直控型可调节负荷管理要求

（一）电力用户参与电力辅助服务可采取以下两种方式。

大用户（独立参与）方式：具备与电力调度机构数据交互，且能够响应实时调度指令的电力大用户，根据系统运行需要和自身情况，响应电力调度机构调节指令，调节自身用电负荷曲线，直接参与电力辅助服务。

聚合平台（代理参与）方式：电力用户可与聚合平台签订委托代理协议，按照平台功率调节分配指令调节自身用电负荷曲线，按公平合理原则协商约定各自收益分成及责任义务，间

接参与电力辅助服务。

（二）直控型可调节负荷管辖范围内新投产、变更聚合资源或调节性能、容量时，需要向调度机构提出测试申请，并重新出具能力测试报告。

（三）直控型可调节负荷每日 12:00 前应通过相关技术支持系统申报次日全天 96 点的调节能力曲线（区分上调和下调），每个时段 15 分钟。

（四）电力调度机构基于直控型可调节负荷上报的调节能力曲线，结合系统需要编制下达实时计划调节曲线。

三、直控型可调节负荷相关定义

现阶段，基准功率以 15 分钟平均功率计算，即 15 分钟电量/0.25 小时。对于直控型可调节负荷，其基准功率取调用时段前最近 1 个未被调用的 15 分钟历史平均功率。

（一）调节能力：直控型可调节负荷在日前申报的运行日各时段向上调节容量及向下调节容量。

（二）计划调节曲线：电力调度机构在直控型可调节负荷被调用时段内下发的向上或向下计划调节容量曲线。

（三）实际负荷曲线：直控型可调节负荷在被调用时段内的实际功率曲线。

（四）实际调节容量：对于聚合资源均为储能的直控型可调节负荷，各时刻的实际调节容量为其输出功率；对于其他类

型直控型可调节负荷，各时刻实际调节容量为实际功率与基准功率之间的差值。

（五）调节电量：直控型可调节负荷在被调用时段内的累计电量，计算公式如下：

$$Q_T = \frac{\int_{t=0}^{T} | P_t - P_0 | \, dt}{60}$$

其中，Q_T 为直控型可调节负荷的调节电量，P_t 为直控型可调节负荷在被调用时段内的实际有功功率，P_0 为基准功率，T 为被调用时长，单位为分钟。若直控型可调节负荷功率调节方向与系统需求方向相反，调节电量记为 0。

附件 2-4

电力并网运行管理考核参数表

序号	参数指标	细则参数	取值
1	功率预测考核系数	H_7	1
2	考核费用计算调整系数	H_8	1

抄送：国家能源局华中监管局，国家电网有限公司华中分部。

国家能源局湖南监管办公室　　2026年11月24日印发