

国家能源局四川监管办公室文件

川监能市场〔2026〕22号

关于印发《四川省电力辅助服务管理实施细则》 和《四川省电力并网运行管理实施细则》 的通知

国网四川省电力公司，四川电力交易中心有限公司，各有关电力企业，各相关市场主体：

为进一步优化电力并网运行和辅助服务管理机制，维护电力市场公平有序，保障电力系统安全、优质、经济运行，根据《电力并网运行管理规定》《电力辅助服务管理办法》等政策文件及相关技术标准，我办组织修订形成《四川省电力辅助服务管理实施细则》《四川省电力并网运行管理实施细则》（以下简称“两个细则”），现印发给你们，请遵照执行。

本通知自 2026 年 5 月 1 日起执行，原《关于印发〈四川省电力辅助服务管理实施细则〉和〈四川省电力并网管理实施细则〉的通知》（川监市场〔2024〕27 号）同时废止。

- 附件：1. 《四川省电力辅助服务管理实施细则》
2. 《四川省电力并网运行管理实施细则》



附件 1

四川省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，落实能源安全新战略，构建新型电力系统，深化电力体制改革，建设全国统一电力市场，持续推动能源绿色低碳转型与高质量发展，保障四川电力系统安全、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，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》《电网运行规则（试行）》《电力辅助服务管理办法》等有关法律法规，结合《华中区域电力辅助服务管理实施细则》，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 本细则适用于四川省电力调度机构调度管辖的接

入 35kV 及以上电压等级并网主体电力辅助服务的提供、调用、考核、补偿、结算和监督管理等。35kV 以下的并网主体可根据实际情况，在不影响公平合理的前提下，参照本细则执行。

第四条 本细则适用于以下并网主体：

（一）发电侧并网主体是指电力调度机构管辖范围的火电（含燃煤、燃气及生物质发电等，其中生物质发电包括农林废弃物直接燃烧和气化发电、垃圾焚烧和垃圾填埋气发电、沼气发电）、水电（含抽水蓄能）、风电、光伏、自备电厂。

配建式储能应与配建主体作为统一调度单元参与辅助服务。

（二）新型储能是指具备独立计量、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 10MW/20MWh。

（三）负荷侧并网主体是指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、绿电直连、源网荷储一体化项目等形式聚合）。纳入本细则管理的直控型可调节负荷容量不低于 5MW，向上或向下调节能力不低于 5MW，持续时间不低于 1 小时。

（四）提供辅助服务的并网主体应按照《电力业务许可证监督管理办法》的相关要求，在规定期限内取得电力业务许可证（发

电类)。

第五条 已通过市场化交易的电力辅助服务品种，根据相应市场交易规则执行。未开展市场化交易的电力辅助服务品种，按本细则执行。国家出台有关文件的，按照最新文件执行。

第六条 新建并网主体应按照《电网运行规则（试行）》《电网运行准则》等要求接入电网，并完成以下工作之后开展辅助服务管理：

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

（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/T18482）要求完成负荷连续运行。

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

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

（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。

(六) 其它发电机组原则上自基建调试完成交付生产运行。

(七) 发电侧并网主体和新型储能自首次并网之日起参与辅助服务费用分摊。

第七条 四川能源监管办对辖区内电网企业、电力调度机构、电力交易机构和并网主体执行本细则情况进行监管。电力调度机构按照调度管辖范围开展辅助服务管理工作；电力交易机构负责披露补偿分摊结果，出具结算依据；电网企业负责对辅助服务费用进行结算。

第二章 定义与分类

第八条 并网主体提供的辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务。

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

(一) 基本一次调频是指当电力系统频率偏离目标频率时，常规机组通过调速系统的自动反应、新能源和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最小技术出力到额定容量范围内，为了跟踪负荷的峰谷变化而有计划的、按照一定调

节速度进行的发电机组出力调整所提供的服务。

常规燃煤机组和在非供热期的热电联产机组的基本调峰能力为其额定容量的 50%，燃气机组（以下简称燃机）基本调峰能力为其额定容量（燃气+汽轮机）的 100%，水电机组、生物质、综合利用机组以及在供热期间的热电联产机组按实际能力提供基本调峰。为确保电网安全，抽水蓄能机组、新能源应参与系统调峰。

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

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

（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)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

(三)有偿调峰是指在负荷低谷或调峰困难时段,发电侧并网主体超过基本调峰范围进行深度调峰、按电力调度指令要求启停机(炉)进行调峰;独立新型储能按电力调度指令要求处于充电状态进行调峰。在负荷高峰或顶峰困难时段,发电侧并网主体达到额定出力、按电力调度指令紧急启机进行顶峰;独立新型储能按电力调度指令要求处于放电状态进行顶峰。

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

(五)有偿无功调节是指并网主体在进相功率因数低于额定值(其中火电、燃机、水电、独立新型储能为 0.97,风电、光伏为 0.95)的情况下向电力系统吸收无功功率或迟相功率因数低于额定值(其中火电、燃机为 0.85,水电、光伏、风电为 0.9,独立新型储能为 0.8)的情况下向电力系统发出无功功率,以及发电机组在调相工况运行时向电力系统发出或吸收无功功率所提

供的服务。

（六）自动电压控制（AVC）是指在自动装置的作用下，发电侧并网主体、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无功调整范围内，自动跟踪电力调度指令，实时调整无功出力，满足电力系统电压和无功控制要求所提供的服务。

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

（八）转动惯量是指在系统经受扰动时，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。

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

第三章 提供与调用

第十一条 并网主体有义务提供辅助服务，且履行以下职责：

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

(二) 负责设备运行与维护，确保具备提供符合规定标准要求的辅助服务的能力。

(三) 根据电力调度指令要求提供辅助服务。

(四) 执行辅助服务考核和补偿。

(五) 配合完成参数校核工作。

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

第十三条 电力调度机构调用并网主体辅助服务时，应履行以下职责：

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

(二) 根据相关技术标准和管理办法对辅助服务补偿、考核情况进行记录和统计。

(三) 定期公布辅助服务调用、考核及补偿详细情况。

(四) 及时答复并网主体的问询。

(五) 定期对辅助服务的有关情况进行统计分析并报送四川能源监管办。

(六) 按四川能源监管办的要求报送其它相关情况。

第四章 考核与补偿

第十四条 对基本辅助服务不进行补偿，当并网主体因自身原因造成基本辅助服务达不到规定标准需接受考核。对有偿辅助服务进行补偿，当并网主体因自身原因造成辅助服务不能被调用或达不到指定要求时，需接受考核。具体考核办法见《四川省电力并网运行管理实施细则》。

第十五条 自动发电控制（AGC）服务补偿

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

$$AGC \text{ 补偿费用 (元)} = \begin{cases} abs(\Delta P) \times k \times 6 \text{ 元/MW} & (2 \geq k \geq 0.9 \text{ 或 } k < 0) \\ 0 & (0 \leq k < 0.9) \end{cases}$$

其中， ΔP （MW）为单次有效调节过程调节幅度，调节过程“综合性能指标 k”定义见《四川省电力并网运行管理实施细则》。

第十六条 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 $|\Delta f| < 0.1\text{Hz}$ 为小扰动，电网最大频率偏差 $|\Delta f| \geq 0.1\text{Hz}$ 为大扰动，频率偏差模拟扰动范围为 $0.08\text{Hz} \sim 0.183\text{Hz}$ 。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、独立新型储能进行补偿。

（一）小扰动补偿

对满足小扰动性能指标要求的并网主体给予补偿，补偿标准如下：

$$F_{\text{补偿}} = \sum^s M \times (P_n \times C) \times 200 \text{元} / MWh$$

式中：

若 $|\Delta f| < 0.06\text{Hz}$

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

若 $|\Delta f| \geq 0.06\text{Hz}$

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

P_n 为并网主体额定容量（MW）、 C 为 0.1 小时、 K_{i0} 为每次小扰动合格事件贡献率， S 为 M 等于 1 的累计总数。根据四川电网运行特性， S 每月暂定不大于 20。

（二）大扰动补偿

对满足大扰动性能指标要求的并网主体给予补偿，补偿标准如下：

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

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：

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

式中：

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

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

“小扰动”“大扰动”“模拟扰动”“一次调频贡献率 K ”“Q 合格率”“ P_n ”定义见《四川省电力并网运行管理实施细则》。

第十七条 有偿调峰补偿

当预计全网负备用小于裕度值时，启动调峰补偿。现货市场结算运行期间，市场化机组调峰补偿不再运行。

(一) 燃煤机组深度调峰补偿

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

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

每台机组每 5 分钟按以下规则计算补偿：

深度调峰补偿费用：

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

式中： $W_{\text{深度调峰}}$ 为调峰深度贡献电量， $C_{\text{调峰}}$ 为调峰电量补偿价格， H_1 为补偿系数，系数设置为 1。

深度调峰贡献电量：

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

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

深度调峰电量补偿价格：

负荷率	C 调峰
45% ≤ 负荷率 < 50%	250
40% ≤ 负荷率 < 45%	400
35% ≤ 负荷率 < 40%	500
30% ≤ 负荷率 < 35%	600
负荷率 < 30%	700

(二) 启停调峰补偿

1. 燃煤机组在 24 小时内因系统调峰需求，同一台燃煤机组每启停一次，计一次启停调峰，水电机组无补偿。补偿标准如下：

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

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

2. 燃气机组在 24 小时内因系统调峰需求，同一台燃气机组

每启停一次，计一次启停调峰。补偿标准如下：

$$F_{\text{启停}} = P_n \times 200 \text{ 元} / \text{MW}$$

式中： P_n 为机组额定容量。

（三）生物质电站调峰补偿

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

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

运行调峰补偿费用：

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

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

运行调峰贡献电量：

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

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

调峰电量补偿价格：

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

式中： P_N 为机组额定容量（MW）。

如因机组设备问题造成实际出力降低，不予补偿。

（四）独立新型储能调峰补偿

电力调度机构结合系统调峰需要进行调用，因系统调峰需求下达调度计划（含调度指令）要求独立新型储能电站进入充电状态时，对其充电电量进行补偿，具体补偿标准为 350（元/兆瓦时）。调度机构下达独立新型储能充放电曲线时，同时明确其参与调峰的时段和电力。多台独立新型储能可用于系统调峰的总容量多于系统调峰需求容量时，按独立新型储能装机比例分配储能调峰需求。

相关电能量市场规则或调峰辅助服务市场规则对独立新型储能电站参与调峰辅助服务及其调用顺序、标准另有规定的，从其规定。

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、监管要求和相关稳定运行规程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。

1.负荷旋转备用：在负荷高峰时段（10:00-23:00），对燃煤机组以及承担系统备用的水电计划单元（装机不低于 200WM 的季调节以上水库电厂）所提供的负荷旋转备用予以补偿。不能提供负荷旋转备用的机组，如径流式水电、新能源（风电、光伏等），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，当日负荷旋转备用容量不予补偿。

每 5 分钟按以下规则计算补偿：

补偿费用：

$$F_{\text{负荷旋转}} = W_{\text{负荷旋转}} \times C_{\text{负荷旋转}}$$

式中： $W_{\text{负荷旋转}}$ 为负荷旋转备用贡献量； $C_{\text{负荷旋转}}$ 为负荷旋转备用补偿价格，燃煤机组 15 元/MWh，水电机组 10 元/MWh。

负荷旋转备用贡献量：

$$W_{\text{负荷旋转}} = \max (P_{\text{max}} - P_{\text{实际}}, 0) \times 5 / 60 (\text{MWh})$$

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

以日最高用电负荷预测值的 5% 作为当日系统旋转备用补偿容量上限。

2. 稳定旋转备用：特定电厂（电网运行有开机容量或旋转备用有特定要求的电厂）按照调度指令，通过满足开机容量要求或提供旋转备用提升电网稳定水平和重要断面输送能力。参与稳定旋转备用补偿的机组，不再参与负荷旋转备用补偿。

电厂每 5 分钟按以下规则计算补偿：

补偿费用为 $F_{\text{稳定旋转}} = W_{\text{稳定旋转}} \times C_{\text{稳定旋转}}$

式中： $W_{\text{稳定旋转}}$ 为稳定旋转备用贡献量； $C_{\text{稳定旋转}}$ 为稳定旋转备用补偿价格，对电厂开机容量有要求的取 10 元/MWh，对机组旋转备用有要求的取 15 元/MWh。

稳定旋转备用贡献量:

有并网容量要求的机组为 $W_{\text{稳定旋备}} = \max(P_{\text{开机}} - P_{\text{实际}}, 0) \times 5/60(\text{MWh})$;

式中, $P_{\text{开机}}$ 为 \max (满足实时运行约束需要的开机需求, 该厂满足开机需求的最小开机组合对应容量), $P_{\text{实际}}$ 为电厂实际出力。

有旋转备用要求的机组为

$W_{\text{稳定旋备}} = \max(\text{按各厂旋备容量比例分配的 } P_{\text{旋备要求}}, 0) \times 5/60(\text{MWh})$

式中: $P_{\text{旋备要求}}$ 为电网运行要求一个或多个电厂提供的旋转备用容量。对于稳定旋备要求为单一电厂的, 此项即为该厂旋备需求。

第十九条 有偿无功服务补偿

(一) 有偿无功服务按机组计量, 每台机组每 5 分钟按以下规则计算补偿。

(二) 根据电力调度指令, 并网主体通过提供必要的有偿无功服务保证电厂母线电压满足要求, 或者已经按照最大能力发出或吸收无功也无法保证母线电压满足要求时, 对发电侧并网主体比迟相功率因数 (其中火电、燃机为 0.85, 水电、光伏、风电为 0.9, 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、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/MVarh。

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

有偿无功电量计算方式如下:

无功增量=|实际运行无功出力|-|要求功率因数的无功出力|

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

其中， $\cos\Phi$ 为要求功率因数。

提供有偿无功电量 (MVarh) = 无功增量 \times 5/60

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

调相容量: 核定无功运行最大容量

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

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

系数 H_3 设置为 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:

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

式中, $\lambda_{\text{调节}}$ 为机组 AVC 调节合格率; P_N 为机组容量 (MW); Y_{AVC} 为 AVC 补偿标准, 取 0.1 元/MWh; 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，并与黑启动并网主体所在发电企业签订黑启动服务合同，合同中应明确机组黑启动技术性能指标。对提供黑启动机组的改造新增投资成本、运行维护成本、黑启动测试成本和人员培训成本等给予补偿。水电机组暂定按 2 万元/月·台，其它常规机组暂定按 10 万元/月·台补偿；黑启动成功后的并网主体获得 100 万元/台的调用补偿费用。

第二十二条 转动惯量补偿

当四川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：

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

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

式中：

J 为水电、火电的转动惯量 ($\text{kg} \cdot \text{m}^2$)， P_n 为机组额定容量 (MW)， T_J 为机组的惯性时间常数 (s)， f 为机组同步发电机频率 (Hz)； $Y_{\text{转动惯量补偿}}$ 为转动惯量补偿标准，取 1 元/ $\text{kg} \cdot \text{m}^2$ ； $t_{\text{补偿时间}}$ 为当月机组并网时间 (小时)； $t_{\text{月度时间}}$ 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：

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

式中：

S_n 为同步调相机额定容量 (Mvar)； Y 转动惯量补偿为转动惯量补偿标准，取 100 元/Mvar； t 补偿时间为并网时间 (小时)； t 月度时间为当月时间 (小时)。

第二十三条 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。

爬坡补偿各类型并网主体容量 P_n

并网主体类型	并网主体容量 P_n
火电	单机/全厂并网机组额定容量
水电	全厂/计划单元非退备机组额定容量
含配建储能的风电、光伏	配建储能额定容量
独立储能	储能额定容量

各类型并网主体爬坡补偿性能标准

并网主体类型		爬坡补偿速率	爬坡精度
发电侧 并网主体	火电 (仓储)	>2.0% P_n /min	≤ 1.2% P_n /min
	火电 (直吹)	>1.7% P_n /min	≤ 1.2% P_n /min
	燃机	>5.5% P_n /min	≤ 1.2% P_n /min

	水电、抽蓄	>35%P _n /min	≤ 1.2%P _n /min
	含配建储能的风电 光伏	≥ 100%P _n /1s	≤ 1.0%P _n /min
	独立储能	≥ 100%P _n /1s	≤ 1.0%P _n /min

(一) 火电补偿计算公式如下:

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

式中, F 为补偿费用; M_i 为第 i 次并网主体实际爬坡里程; t 为爬坡预备时间, 取 1 小时; $Y_{\text{爬坡预备补偿}}$ 为爬坡预备补偿标准, 取 45 元/兆瓦时; $Y_{\text{爬坡补偿}}$ 为爬坡补偿标准, 取 20 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。

(二) 水电补偿计算公式如下:

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

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

(三) 含配建储能的风电光伏、新型储能补偿计算公式如下:

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

式中， F 为补偿费用； M_i 为第*i*次并网主体实际爬坡里程； $Y_{\text{爬坡补偿}}$ 为爬坡补偿标准，取40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。

第二十四条 配建储能协同运行补偿

具有配建储能的新能源通过配建储能提高现货市场出清执行准确率、提升新能源调频、调峰、调压自主支撑能力，按照全月累计充电电量给予协同运行补偿。

当月度累计充电电量 $<$ 储能额定容量 $\times 30$ ，不予补偿；当月度累计充电电量 \geq 储能额定容量 $\times 30$ ，对其充电电量进行补偿，补偿标准为40（元/兆瓦时），补偿电量最高不超过储能额定容量 $\times 60$ 。

当配建储能的新能源发生以下情况，不能获取当月该项补偿：

1.参与现货运行期间，出现无故拒不执行现货出清结果的情况；

2.配建储能的新能源场站当月超短期功率预测准确率、可用功率合格率中任意一项低于当月全网同类场站平均值。

第五章 计量与结算

第二十五条 并网主体必须接受调度主站监视和控制，提供的辅助服务技术参数须经有资质试验单位校验确认。

第二十六条 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。

第二十七条 辅助服务补偿费用按月统计结算,在各省(市)电网企业单独记账,实行专项管理。地县级电力调度机构调度管辖范围统计计算结果纳入相应省级电力调度机构调度管辖范围,费用在全省平衡。

第二十八条 参与国家指令性计划、地方政府协议以及跨省跨区市场化交易的送电发电机组,条件具备时按照同一标准和要求纳入辅助服务管理。

第二十九条 辅助服务补偿费用来源包括

(一)发电侧并网主体、新型储能按照上网电量比例分摊。

(二)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标准按照有关规定执行。

第三十条 并网主体有偿辅助服务结算费用等于当月该电厂辅助服务补偿费用减去当月该并网主体辅助服务分摊费用。并网主体有偿辅助服务结算费用由电网企业根据结算关系,与并网主体月度电费一并结清。

第六章 信息披露

第三十一条 信息披露应当遵循真实、准确、完整、及时、易于使用的原则,披露内容应包括但不限于考核、补偿、分摊、具体品种、调度单元等信息类型。信息披露主体对其提供信息的真实性、准确性、完整性负责。

第三十二条 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，并报送四川能源监管办。

第三十三条 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，报四川能源监管办审定后实施。

第三十四条 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。电力调度机构应及时向电力交易机构推送所有并网主体辅助服务公示信息，每月 10 日前（遇法定节假日顺延）由电力交易机构向所有并网主体公示上月各并网主体各项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、补偿/分摊信息等，并依申请提供相关数据供计算核对。电力调度机构确保运行结果公允，运行依据可追溯。

第三十五条 并网主体对公示有异议的，应在 3 个工作日内向电力调度机构提出复核。电力调度机构应在接到并网主体问询的 3 个工作日内核实并予以答复。因复核等原因导致公示结果确需调整的，应重新公示 3 日，并向所有并网主体公示调整结果及调整原因。并网主体经与电力调度机构协商后仍有争议，应在 5 个工作日内向四川能源监管办提出申诉。

无异议后，由电力调度机构执行并将最终结果推送至电力交

易机构，电力交易机构出具结算依据。每月 20 日前，电力调度机构将补偿、分摊等公示信息以及相关情况分析以正式公文报四川能源监管办。

每月 25 日前，电力调度机构应以正式文件向并网主体发布上月电力辅助服务管理情况。

第七章 监督与管理

第三十六条 四川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四川能源监管办反馈问题和线索。

第三十七条 电力调度机构应按照国家能源局及其派出机构有关要求，将电力辅助服务管理技术支持系统向四川能源监管办开放，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。

第三十八条 建立电力辅助服务管理情况书面报告制度。电力调度机构每月 25 日前以书面形式向四川能源监管办报送上月电力辅助服务管理情况，并于每年 7 月 30 日前、次年 1 月 30 日前报送半年及年度分析报告。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减免考核意见及减免考核政策依据）、公示反馈意

见等信息。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。

第三十九条 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，并按国家规定如实公开有关信息。

第四十条 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。电力调度机构应每年组织评估本细则执行情况，征求辅助服务参与主体意见后，向四川能源监管办提出规则调整建议。四川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，参照最新标准执行。

第四十一条 电网企业、并网主体违反本细则相关规定的，由四川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理。

第四十二条 电力企业、电力调度交易机构有下列情形之一的，由四川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理。

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

(二)提供虚假或者隐瞒重要事实的电力辅助服务管理信息的。

(三)违反本细则相关规定，未按要求公开有关信息。

第八章 附则

第四十三条 本细则自 2026 年 5 月 1 日起实施。

第四十四条 本细则由四川能源监管办负责修订和解释。

附件 2

四川省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，落实能源安全新战略，构建新型电力系统，深化电力体制改革，建设全国统一电力市场，持续推动能源绿色低碳转型与高质量发展，保障四川电力系统安全、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，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》《电网运行规则（试行）》《电力并网运行管理规定》等法律法规、政策文件及技术标准，制定本细则。

本细则适用于并入四川省电力调度机构调度管辖的接入 35kV 及以上电压等级并网主体的考核、结算和监督管理等。35kV 以下的并网主体可根据当地实际情况，在不影响公平合理的前提下，参照本细则执行。

第二条 并网主体包括发电侧并网主体、负荷侧并网主体和新型储能。

（一）发电侧并网主体是指电力调度机构管辖范围的火电（含燃煤、燃气及生物质发电等，其中生物质发电包括农林废弃

物直接燃烧和气化发电、垃圾焚烧和垃圾填埋气发电、沼气发电)、水电(含抽水蓄能)、风电(含配建储能的风电)、光伏(含配建储能的光伏)、自备电厂。

配建储能应与配建主体作为统一调度单元参与并网运行考核。

(二)负荷侧并网主体是指能够直接响应调度指令的传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络等直控型可调节负荷(含通过聚合商、虚拟电厂、绿电直连、源网荷储一体化项目等形式聚合)。

纳入本细则管理的直控型可调节负荷容量不低于 5MW, 向上或向下调节能力不低于 5MW, 持续时间不低于 1 小时。

(三)新型储能是指具备独立计量、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 10MW/20MWh。

第三条 并网主体并网运行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 并网主体完成以下工作之日当月开展并网运行考核及结算:

(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;

(二) 水力发电机组、抽蓄机组分别按照《水电工程验收规程》(NB/T 35048) 《可逆式抽水蓄能机组启动试运行规程》(GB/T18482) 要求完成负荷连续运行;

(三) 风电场、光伏电站分别按《风力发电场项目建设工程验收规程》(GB/T 31997) 《风力发电机组验收规范》(GB/T 20319) 及《光伏发电工程验收规范》(GB/T 50796) 完成工程验收, 第一台风电机组或光伏逆变器并入电网;

(四) 新型储能按照《电化学储能系统接入电网技术规定》(GB/T 36547) 《电化学储能电站并网运行与控制技术规范》(DL/T 2246.1 ~ 2246.9) 《电化学储能系统接入电网测试规范》(GB/T 36548) 《电化学储能电站调度运行管理》(DL/T 2247.1 ~ 2247.5) 《参与辅助调频的电厂侧储能系统并网管理规范》(DL/T 2313) 要求完成并网调试, 第一台 PCS 并入电网;

(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;

(六) 其他并网主体原则上自基建调试完成交付生产运行。

第五条 四川能源监管办依法对四川省区域内的电网企业、电力调度机构、电力交易机构和并网主体执行本细则情况进行评估和监管。电力调度机构负责对辖区内并网主体开展管理与考核, 向电力交易机构推送考核返还结果。电力交易机构负责披露

并网主体考核返还结果，出具结算依据。电网企业负责对经营范围内并网主体考核与返还结果进行结算。

第二章 并网运行管理

第一节 基本要求

第六条 并网主体应按照国家相关标准和政策开展前期、建设和验收等工作，达到国家规定的并网必备条件方可并网。

电网企业、并网主体均应严格遵守国家法律法规、国家标准、电力行业标准及所在电网的电力调度规程和电气设备运行等规程规定。并网主体应加强并网运行技术管理，保证并网运行满足《电力系统网源协调技术导则》(GB/T 40594)《发电机组并网安全条件及评价》(GB/T 28566)等相关国家、行业标准要求。

第七条 并网主体应在并网前，与电网企业根据平等互利、协商一致和确保电力系统安全稳定运行的原则，参照国家有关部门制订的《并网调度协议》《购售电合同》等示范文本及时签订并网调度协议和购售电合同，并报四川能源监管办备案，无协议（合同）或过期失效的，不得并网运行。配建储能应与配建主体作为统一调度单元签订并网调度协议。双方达不成协议的，可向四川能源监管办申请调解。

第八条 并网主体并网后，应按照《电力业务许可证监督管理办法》的相关要求，在规定期限内取得电力业务许可证（发电类）。并网主体因自身原因逾期未取得的，不得继续并网发电，调度机构不予受理其后续机组并网申请，直至其取得电力业务许

可证（发电类）。

第九条 并网发电厂未向有关部门办理相关手续、未经电力调度机构许可，不得擅自解网转网运行。四川能源监管办将根据相关法律法规对擅自解网转网的并网发电厂开展行政执法，同时，将该并网发电厂纳入不良信用记录。

第十条 电网企业、电力调度机构、并网主体有义务共同维护电力系统安全稳定运行。电力调度机构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电网运行的接口技术规范，并报四川能源监管办备案后施行。并网主体、电网企业均应严格遵守有关法律法规、规章制度、技术标准以及电力调度管理规程、电气设备运行规程，相互配合，共同维护电力系统安全稳定运行。

第二节 运行管理

第十一条 电网企业及电力调度机构应针对电力系统运行中存在的安全问题，及时制定反事故措施。对涉及并网主体的措施，并网主体应制定整改计划并予以落实，并确保计划按期完成。对于未按要求落实反事故措施或未制定整改计划的，每逾期一天，按全厂额定容量×1 小时计为考核电量，每月累计考核电量不超过并网主体全厂当月上网电量的 5%。造成电力安全事故（事件）的，每次按全厂额定容量×5 小时计为考核电量，在未获得电力调度机构允许前，有关并网主体不得擅自并网、脱网或改变并网性能参数。

第十二条 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。并网主体应按照所在电网防止大面积停电预案的统一部署，积极配合落实事故处理措施；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，定期根据方案开展反事故演习，并按相关电力调度机构要求按期报送。并网主体应按照相关调度机构的要求参加联合反事故演习，以提高并网主体对事故的反应速度和处理能力。对于未按要求制定事故处理预案的并网主体，每次按全厂额定容量×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练的并网主体，每次按全厂额定容量×2小时计为考核电量。

第十三条 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1MWh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。

第十四条 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2MWh计为考核电量，直至机组具备黑启动能力。

第十五条 电力调度机构对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），无法达到合同约定的技术标准，当年不予以补偿，退回本年获得的全部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。

第十六条 电力调度机构确定为能够提供切机服务的相关并网主体，因并网主体原因不能提供切机服务时（不含计划检修），并网主体应及时向电力调度机构汇报，无法提供切机服务期间，按每小时 1MWh 计为考核电量，最大考核费用不超过该并网主体全厂当月上网电量的 10%。

第十七条 并网主体发生事故（包括电网事故涉及电厂），继电保护或安全自动装置动作后，并网主体应积极配合，在 2 小时内向电力调度机构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。未及时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事故处理的，每次按全厂额定容量 × 1 小时计为考核电量。拒绝配合调查，或提供虚假材料，或隐瞒保护误动、拒动事实的，按全厂额定容量 × 2 小时计为考核电量。

第十八条 并网主体发生异常停运、事故跳闸等时，在未获得电力调度机构允许前，擅自并网的，每次按全厂额定容量 × 10 小时计为考核电量。

第十九条 并网主体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）发电侧并网主体出现下列情况的，每次视情节计算考核电量（单次考核电量不超过 1000MWh）：

1.不执行、无故拖延执行调度指令，未造成较大影响的，每次按全厂额定容量×1 小时计为考核电量，造成较大影响的，每次按全厂额定容量×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，未在 2 小时内向电力调度机构汇报事故经过或瞒报、谎报，未造成较大影响的，每次按全厂额定容量×1 小时计为考核电量；造成较大影响的，每次按全厂额定容量×5 小时计为考核电量。

3.未经电力调度机构同意，擅自改变调度管辖范围内一、二次设备的状态或参数，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、励磁系统（包括 PSS）、高频切机、高频高压解列、低频低压减载、安全稳定控制装置、AGC、AVC、SVG、相量测量装置（PMU）、继电保护和安全自动装置、安全防护设备、自动化远动装置、电量采集终端设备等的状态、参数或整定值（危及人身及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。

4.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。配建储能运行期间，若发生不限于功率振荡、继电保护、安全自动装置动作等导致解列的情况，应立即向电网调度机构汇报，查明原因并经调度机构同意后方可并网，未经电力调度机构值班调度员同意擅自并网的，每次按照配建储能主体额定容量×5 小时计为考核电量。

5.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 小时的标准进行考核。

6.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），每次按全厂额定容量×1 小时计为考核电量。

7.未如实向电力调度机构报告调度指令执行情况，未造成较大影响的，每次按全厂额定容量×1 小时计为考核电量，造成较大影响的，每次按全厂额定容量×2 小时计为考核电量。

8.未如实向电力调度机构反映一二次设备的运行状态或运行信息，未造成较大影响的，每次按全厂额定容量×1 小时计为考核电量，造成较大影响的，每次按全厂额定容量×2 小时计为考核电量。

（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×0.5 小时的标准进行考核；导致延误处理的，每次按额定容量×1 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，未造成后果且未在 2 小时内向电力调度机构汇报事故经过或谎报的，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。

第二十条 含配建储能的并网主体应积极主动调用其配建储能，配建储能系统应具备直接或间接接受调度指令的能力。

第二十一条 并网主体应严格执行电力调度机构下达的日发电计划曲线（含修正），电力调度机构修改调度计划曲线应提前 5 分钟通知并网主体（紧急情况除外）。

电力调度机构对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 1、7、8、12 月及其它重要保电时期）分别进行考核，其中重点保供时期进行双倍考核。其它重要保电时期应提前向四川能源监管办备案，并提前向并网主体公示。

计划曲线考核取每分钟整点值计算。

（一）频率正常时

1. 水电（含抽水蓄能）、火电（燃煤、燃气、生物质）在频率高于 49.95Hz 且低于 50.05Hz 的情况下，如果：

$|P_{\text{计划}} - P_{\text{实际}}| - \max\{P_{\text{计划}} \times 2\%, 1(\text{MW})\} > 0$ ，则考核。

式中： $P_{\text{计划}}$ 为计划有功出力； $P_{\text{实际}}$ 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 $\pm 2\%$ ，除生物质能电厂外的其他发电侧并网主体当日发电计划小于 50MW 时，允许偏差范围为 1MW。

考核电量为：

$$W_{\text{考核}} = 2 \times (|P_{\text{计划}} - P_{\text{实际}}| - \max\{P_{\text{计划}} \times 2\%, 1(\text{MW})\}) / 60(\text{MWh})$$

生物质能电厂当日发电计划小于 100MW 时，允许偏差范围为 2MW。

考核电量为：

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

2. 水电（含抽水蓄能）、火电（燃煤、燃气、生物质）在频率介于 49.93 ~ 49.95Hz 或 50.05 ~ 50.07Hz 的情况下，偏离计划曲线不再设置死区，实际出力必须与日发电调度计划曲线一致。

考核电量为：

$$W_{\text{考核}} = 2 \times (|P_{\text{计划}} - P_{\text{实际}}|) / 60(\text{MWh})$$

3.风电、光伏严格按照现货出清电量执行，两个出清结果之间的发电计划电力值按线性插值法确定。

实发电量由相对应的实时调度曲线积分而成，实发电量与现货出清电量之间允许偏差为现货出清电量的 $\pm 2\%$ ，考核15分钟为周期。

超发时，考核电量为：

$$W_{\text{考核}} = 2 \times \left(|W_{\text{计划}} - W_{\text{实际}}| - \max\{W_{\text{计划}} \times 2\%, 0.5(\text{MWh})\} \right) (\text{MWh})$$

欠发时，考核电量为：

$$W_{\text{考核}} = 2.5 \times \left(|W_{\text{计划}} - W_{\text{实际}}| - \max\{W_{\text{计划}} \times 2\%, 0.5(\text{MWh})\} \right) (\text{MWh})$$

式中： $W_{\text{计划}}$ 为现货出清电量； $W_{\text{实际}}$ 为实发电量。

（二）频率异常时

当频率小于等于49.93Hz及以下时，所有并网主体低于有功计划曲线而少发电量，按4倍计为考核电量。当频率大于等于50.07Hz及以上时，所有并网主体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： $W_{\text{考核}} = 4 \times |P_{\text{计划}} - P_{\text{实际}}| / 60 (\text{MWh})$ 。

（三）免于考核情况

1.燃煤机组正常开停机过程中出力不足额定容量的50%，燃气机组正常开停机过程中出力不足其最低技术出力，水电厂全厂出力计划低于最大单机最低振动区上限、跨越振动区。

2.AGC投入运行期间调频（AUTOR）模式出现的偏差。

3.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，当日不再进行曲线偏差考核。

4.根据系统运行需要（包括不限于按照调度机构要求开展事故处置、调度权下放等）或发电厂自身需求（包括不限于按照调度机构要求开展与出力有关调试试验等），按照调度“自计划”调令执行期间。

5.根据系统运行需要，机组按照调度指令紧急调整出力时。

6.自然灾害、环保要求、保障安全、调度主站等非自身原因。

（四）并网主体无故拒不执行下达的日发电计划曲线（含修正），不参与当月的日发电计划曲线考核费用返还。

（五）各新能源场站累计日发电计划考核电量的最大值不超过本场站当月上网电量的5%。

第二十二条 新型储能应在规定时间前申报下一日充放电需求曲线，如未按时申报，则下一日最高可调出力默认为当前最高可调出力，电力调度机构于当日 20:00 前发布次日充放电计划曲线。

（一）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。

计划曲线考核取每分钟整点值计算。

1.频率正常时

当频率高于 49.93Hz 且低于 50.07Hz 的情况下，对新型储能

的日充、放电计划曲线（含修正）进行考核。实际充、放电力不应超负荷指令电力的 1%（当负荷指令小于 25MW 时，允许偏差范围为 0.25MW，当负荷指令为 0MW 时，允许偏差范围为 5MW），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 49.93Hz 及以下时，或当频率在 50.07Hz 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，可豁免调度计划曲线考核：

1. 调度机构下达调度计划曲线 2 分钟内。
2. 下达的调度计划曲线超出新型储能实际的可调节范围。
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。

第二十三条 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，功率预测准确率计算采用 15 分钟的平均值。

发生下列情况，功率预测结果不计入考核：发电小风及弱光时段（非受限时段的实际功率小于装机容量 5%且预测偏差小于 10%装机容量）、调度机构根据电网运行情况主动调用新能源配

建储能充放电能力、经电力调度机构批准同意的功率预测相关系统检修期间、因跳闸、稳控装置正确动作切机导致的集电线路停运、非自身原因影响场站的生产工作不能正常开展且提供充分有效佐证材料等。

(一) 日前功率预测

1. 风电场次日（0~24h）功率预测准确率应大于等于 83%，否则按（83% - 日前功率预测准确率）×风电场额定容量×0.5h 计为考核电量，第二、三日（25~72h）每日功率预测准确率应大于等于 80%，否则按（80% - 每日日前功率预测准确率）×风电场额定容量×0.3h 每日计为考核电量，第十日（217~240h）功率预测准确率应大于等于 70%，否则按（70% - 每日日前功率预测准确率）×风电场额定容量×0.05h 每日计为考核电量。月累计考核电量的最大值不超过全场站当月上网电量的 1%。

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

式中， P_{Mi} 为 i 时刻的可用功率， P_{Pi} 为 i 时刻的日前功率预测值， C_{ap} 为风电场可用容量， n 为发电时段样本个数。

2. 光伏电站发电时段（06:30~20:00）次日（0~24h）功率预测准确率应大于等于 85%，小于 85% 时按（85% - 日前功率预测准确率）×光伏电站额定容量×0.5h 计为考核电量，第二、三日（25~72h）每日功率预测准确率应大于等于 83%，小于 83% 时

按（83% - 每日日前功率预测准确率）×光伏电站额定容量×0.3h 每日计为考核电量，第十日（217~240h）功率预测准确率应大于等于 75%，小于 75%时按（75% - 每日日前功率预测准确率）×光伏电站额定容量×0.05h 每日计为考核电量。月累计考核电量的最大值不超过全场站当月上网电量的 1%。

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

式中， P_{Mi} 为 i 时刻的可用功率， P_{Pi} 为 i 时刻的日前功率预测值， C_{ap} 为光伏电站可用容量， n 为发电时段样本个数。

（二）超短期功率预测

1. 风电超短期功率预测第 15 分钟的准确率应大于等于 93%（93%为第 15 分钟的标杆准确率，下同），第 30 分钟的准确率应大于等于 92%，第 45 分钟的准确率应大于等于 91%，第 60 分钟的准确率应大于等于 90%，第 2 小时的准确率最小值应大于等于 89%，第 3 小时的准确率最小值应大于等于 88%，第 4 小时的准确率最小值应大于等于 87%。小于标杆准确率时，按每个时段（标杆准确率 - 超短期准确率）×风电场额定容量×0.1h 分别计为考核电量。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%。

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

式中， P_{Mi} 为 i 时刻的可用功率， P_{Pi} 为超短期功率预测 i 时刻的预测值， C_{ap} 为风电场可用容量， n 为发电时段样本个数。

2.光伏电站发电时段（06:30~20:00）超短期功率预测第 15 分钟的准确率应大于等于 94%（94%为第 15 分钟标杆准确率，下同），第 30 分钟的准确率应大于等于 93%，第 45 分钟的准确率应大于等于 92%，第 60 分钟的准确率应大于等于 91%，第 2 小时的准确率最小值应大于等于 91%，第 3 小时的准确率最小值应大于等于 90%，第 4 小时的准确率最小值应大于等于 90%，小于标杆准确率时，按每个时段（标杆准确率 - 超短期准确率）×光伏电站额定容量×0.1h 分别计为考核电量。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%。

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

式中， P_{Mi} 为 i 时刻的可用功率， P_{Pi} 为 i 时刻功率预测 i 时刻的预测值， C_{ap} 为光伏电站可用容量， n 为发电时段样本个数。

第二十四条 电力调度机构对燃煤、燃气、水电机组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 月及其它重要保电时期）分别进行考核。其它重要保电时期应提前向四川能源监管办备案，并提前向发电侧并网主体公示。

（一）第一类发电能力考核：电厂应按相关规定，在日前和实时运行中向电力调度机构准确申报次日机组每 15 分钟的发电

能力上限和下限。当出现机组日前申报/实时申报的发电能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、燃气机组为对应气温的机组技术允许出力）或发电能力下限高于机组基本调峰能力的情况，即认定为机组基本调峰能力下降，当日考核电量为：

$$\begin{aligned} \text{当 } P'_{\max,i} \leq P''_{\max,i} \text{ 时, } Q_1 &= \sum_{i=1}^{96} (\alpha_1 \times (P_{\max} - P'_{\max,i}) - 0.8 \times \alpha_1 \times (P''_{\max,i} - P'_{\max,i})) \times 15 / 60 (\text{小时}); \\ \text{当 } P'_{\max,i} > P''_{\max,i} \text{ 时, } Q_1 &= \sum_{i=1}^{96} (\alpha_1 \times (P_{\max} - P'_{\max,i}) + 1.2 \times \alpha_1 \times (P'_{\max,i} - P''_{\max,i})) \times 15 / 60 (\text{小时}); \\ \text{当 } P'_{\min,i} \geq P''_{\min,i} \text{ 时, } Q_2 &= \sum_{i=1}^{96} (\alpha_1 \times (P'_{\min,i} - P_{\min}) - 0.8 \times \alpha_1 \times (P'_{\min,i} - P''_{\min,i})) \times 15 / 60 (\text{小时}); \\ \text{当 } P'_{\min,i} < P''_{\min,i} \text{ 时, } Q_2 &= \sum_{i=1}^{96} (\alpha_1 \times (P'_{\min,i} - P_{\min}) + 1.2 \times \alpha_1 \times (P''_{\min,i} - P'_{\min,i})) \times 15 / 60 (\text{小时}); \\ Q &= Q_1 + Q_2 \end{aligned}$$

式中： Q 为当日考核电量；

Q_1 为发电能力上限考核电量；

Q_2 为发电能力下限考核电量；

P_{\max} 为机组额定出力上限（MW）；

$P'_{\max,i}$ 为机组日前申报时刻*i*出力上限（MW）；

$P''_{\max,i}$ 为机组实时申报时刻*i*出力上限（MW）；

P_{\min} 为机组基本调峰能力下限（MW）；

$P'_{\min,i}$ 为机组日前申报时刻*i*出力下限（MW）；

$P''_{\min,i}$ 为机组实时申报时刻*i*出力下限（MW）；

α_1 、 α_2 为基本调峰的考核系数，正常时期水电机组 $\alpha_1=0.2$ ， $\alpha_2=0.2$ ，燃煤机组 $\alpha_1=0.5$ ， $\alpha_2=0.5$ ，燃气机组 $\alpha_1=1.25$ ， $\alpha_2=1.25$ ；重点保供时期，水电机组 $\alpha_1=1$ ， $\alpha_2=1$ ，燃煤机组 $\alpha_1=1$ ， $\alpha_2=1$ ，燃

气机组 $\alpha_1=1.5$, $\alpha_2=1.5$ 。

若电厂未向电力调度机构申报机组的发电能力上限和下限,按照机组申报发电能力上限为 50%额定出力、下限为基本调峰能力进行考核管理。

(二) 第二类发电能力考核: 在机组申报发电能力范围内,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 (MW);

P_1' 为当日机组实际出力最高值 (MW);

P_2 为当日调度指令所要求的基本调峰出力最低值 (MW);

P_2' 为当日机组实际出力最低值 (MW);

α_3, α_4 为基本调峰的考核系数,正常运行时期, $\alpha_3=0.5$ 、 $\alpha_4=0.5$;重点保供时期, $\alpha_3=1$ 、 $\alpha_4=1$ 。

(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实时申报的发电能力上限,实际最小发电能力无法达到实时申报的发电能力下限,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 为机组申报的实时发电上网能力上限 (MW);

P_1' 为当日机组在抽查过程中的实际出力最高值 (MW);

P_2 为机组申报的实时发电上网能力下限 (MW);

P_2' 为当日机组在抽查过程中的实际出力最低值 (MW);

α_5 、 α_6 为基本调峰的考核系数, 正常时期 $\alpha_5=0.5$, $\alpha_6=0.5$ 。

重点保供时期, $\alpha_5=1$, $\alpha_6=1$ 。

(四) 特殊情况免考

1. 因检修、网络约束等原因受限情况。

2. 经电力调度机构批准, 并网发电机组利用负荷低谷进行消缺, 影响发电能力的, 不计其发电能力考核。

3. 当机组日发电调度计划为 0MW 时, 不进行第一类发电能力考核。

4. 当机组实际出力与日发电调度计划曲线的偏差在 $\pm 2\%$ 之内时 (计划曲线低于 50MW 时, 偏差在 1MW 之内), 不进行第二类、第三类发电能力考核。

第二十五条 新型储能的可用率考核

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 ($\lambda_{\text{功率可用}}$) 和能量可用率 ($\lambda_{\text{能量可用}}$)。

(一) 新型储能充电时

1. 功率可用率应大于 90%, 低于 90% 时, 按以下公式考核:

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

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

其中： $P_{\text{可用}}$ 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.能量可用率应大于90%，低于90%时，按以下公式考核：

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

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

其中： $S_{\text{可用}}$ 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.功率可用率应大于80%，低于80%时，按以下公式考核：

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

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

其中： $P_{\text{可用}}$ 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.能量可用率应大于80%，低于80%时，按以下公式考核：

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

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

其中： $S_{\text{可用}}$ 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设备安全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 $P_{NC} \times 5$ 小时进行考核。

第二十六条 发电侧并网主体和新型储能电站必须具备一次调频功能。水电机组调速系统应优先采用开度调节，并禁止采用增强型一次调频功能，即不允许水电机组为了在一次调频死区附近以更快速度、更大幅度调节有功功率而设置独立的调速系统控制参数。

（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，月考核计算方式为：

$$F = W_{\text{考核}} \times T_{\text{考核}} \times P_n$$

式中，F 为月考核电量， $W_{\text{考核}}$ 为一次调频考核系数，风电、光伏为 2，其它类型并网主体为 1； $T_{\text{考核}}$ 为 5 小时， P_n 为并网主体额定容量（详见附件 1）。

（二）功能投入情况考核

发电侧并网主体和新型储能并网运行时应投入一次调频功能，不得擅自退出。一次调频试验合格的并网主体，首次投入一次调频功能应经电力调度机构同意。一次调频功能未投运，月考核计算方式为：

$$F = W_{\text{考核}} \times T_0 \times P_n$$

式中，F 为考核电量， $W_{考核}$ 为一次调频考核系数（风电、光伏、新型储能为 1%，其它类型并网主体为 2%）， T_0 为一次调频当月未投运小时数（经调度同意退出时段可不统计）， P_n 为并网主体额定容量（详见附件 1）。

（三）性能考核

对 40MW 及以上水电机组（含抽蓄）、80MW 及以上的火电机组、20MW 及以上的风电场、20MW 及以上的集中式光伏电站、20MW/20MWh 及以上的新型储能实施一次调频性能考核。每项考核包括小扰动考核、大扰动考核和模拟扰动考核，其中电网最大频率偏差 $|\Delta f_{sq}| < 0.1\text{Hz}$ 为小扰动，电网最大频率偏差 $\Delta f_{sq} \geq 0.1\text{Hz}$ 为大扰动，频率偏差模拟扰动范围为 0.1Hz ~ 0.183Hz。

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。

1.小扰动考核

$$F_1 = \delta_{死区系数} \times A \times P_n \times N_1$$

式中： F_1 为小扰动考核电量； $\delta_{死区系数}$ 为死区系数，火电机组和新型储能取 1，其他发电侧并网主体取 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 1）。

2.大扰动考核

$$F_2 = \delta_{死区系数} \times B \times P_n \times N_2$$

式中： F_2 为大扰动考核电量； $\delta_{\text{死区系数}}$ 为死区系数，火电机组和新型储能取1，其他发电侧并网主体取2； B 为0.35小时； N_2 为大扰动下的不合格次数； P_n 为并网主体的额定容量（详见附件1）。

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，验证并网主体的一次调频性能是否满足电网安全稳定运行要求。测试不合格的并网主体参照大扰动考核办法进行考核。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得擅自退出，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。

4.小扰动月度核电量上限

若并网主体当月的一次调频合格率 $Q_{\text{合格率}} \geq 80\%$ ，其月度考核电量不超过 $P_n \times 1$ 小时；若 $50\% < Q_{\text{合格率}} < 80\%$ ，则其月度考核电量不超过 $P_n \times 3$ 小时；若 $Q_{\text{合格率}} \leq 50\%$ ，其月度考核电量不超过 $P_n \times 5$ 小时。

（四）调频动作正确性

对40MW以下的水电（含抽蓄）机组、80MW以下的火电机组、100MW以下的风电场、100MW以下的集中式光伏电站、20MW/20MWh以下的新型储能实施一次调频动作正确性考核。

在调频有效动作事件内，若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，且并网主体当月的一次调频动作正确率小于 85%，则按每次考核电量：

$$F = T_{\text{考核}} \times P_n$$

式中，F 为考核电量， $T_{\text{考核}}$ 为 0.15 小时， P_n 为并网主体额定容量（详见附件 1）。

并网主体月考核电量不超过 $P_n \times 7$ 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、调频动作等相关信号的，一经发现，取消当月一次调频相关补偿，并每次考核电量：

$$F = T_{\text{考核}} \times P_n$$

式中，F 为考核电量， $T_{\text{考核}}$ 为 1 小时， P_n 为并网主体额定容量（详见附件 1）。

（六）特殊情况免考

1.当火电机组实际出力不高于最小技术出力，水电机组实际出力小于额定容量的 20%，风电、光伏实际出力小于全厂额定容量的 20%时，一次调频减出力性能免考核。

2.风电、光伏实际出力已达全厂额定容量的 95%时，一次调频增出力性能免考核。

3.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核。

4.小扰动有效调频事件中，当一次调频与 AGC 指令同时存

在，造成并网主体的一次调频调节精度 T 指数或贡献率 K 指数不合格，性能免考核；大扰动有效调频事件中，当一次调频与 AGC 指令同时存在且同向，造成并网主体的一次调频调节精度 T 指数不合格，性能免考核。

5.燃气机组在进入温控模式运行时，一次调频增出力性能免考核。

第二十七条 单机 100MW 及以上火电机组、单机容量 40MW 及以上水电机组（含抽水蓄能）、含单机容量 40MW 及以上水电机组（含抽水蓄能）的计划单元、容量 20MW 及以上的风电场及光伏电站、容量 4MW/4MWh 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、调节上下限值等应满足要求。发电侧并网主体应保证 AGC 设备正常运行，不得擅自投入或退出 AGC 功能。

（一）未具备功能考核

并网主体未具备 AGC 功能，月考核计算方式为：

$$F = T_{\text{考核}} \times P_n$$

式中，F 为考核电量， $T_{\text{考核}}$ 为 10 小时， P_n 为并网主体容量（详见表 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 的月投运率须达到 95% 及以上，每低于 1 个百分点（含不足一个百分点），每次计考核：

$$F = T_{\text{考核}} \times P_n \times (95\% - \text{月投运率 (可用率)})$$

式中， $T_{\text{考核}}$ 为 5 小时，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

并网主体运行期间每次响应 AGC 控制指令时,从调节速度、调节精度、响应时间三个方面对并网主体响应 AGC 指令后的动作情况进行评价衡量,具体如下。

1. 调节速度性能指标 K_1

指并网主体响应 AGC 控制指令的速率,计算公式如下:

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

其中: P 为调节过程实际出力 (MW); ΔP_z 为调节过程最终指令 - 初始出力 (MW); ΔP 为实际调节过程中的调节幅度 (MW); ΔT 为实际调节过程的调节时间 (s); P_z 为调节过程中任意一点的指令, P 为该点对应的实际出力; $\frac{\Delta P \times (P_z - P)}{\text{abs}(P_z - P)}$ 小于 0, 该调节过程为反调节, 大于 0, 该调节过程为正调节 (调节过程定义详见附件 2)。

调节过程计算参数 T_0 计算公式为:

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

T_1 : 调节补偿时间, 其中: 火电 (不含燃机) 取 0~20 秒, 燃气取 0~10 秒、水电 (含抽蓄) 取 0~5 秒, 其它类型 (包括新型储能、风电、光伏) 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：MW/min)。

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 P_n 定义

并网主体类型	并网主体容量 P_n
火电	单机/全厂并网机组额定容量
水电	全厂或计划单元非退备机组额定容量
新型储能	储能额定容量
风电（含风储）、光伏（含光储）	场站并网额定容量

表 2 火电机组（含燃气）/电厂 AGC 调节性能要求

额定容量	调节范围下限 (容量 P_n 的百分数)	调节范围上限 (容量 P_n 的百分数)	标准调节速率 V_0
100 (含) ~ 300MW	50%	100%	1.2% P_n /min
300 (含) ~ 600MW	50%	100%	1.5% P_n /min(直吹式制粉系统机组为 1.2% P_n /min)
600MW 及以上	50%	100%	1.5% P_n /min(直吹式制粉系统机组为 1.2% P_n /min)
火电（不含燃机）全厂方式	50%	100%	1.5% P_n /min(直吹式制粉系统机组为 1.2% P_n /min)
燃气	50%	100%	4% P_n /min

表3 火电机组/电厂单独配置优化控制（外挂）系统

AGC 调节性能要求

额定容量	调节范围下限 (容量 P_n 的百分数)	调节范围上限 (容量 P_n 的百分数)	标准调节速率 V_0
100 (含) ~ 300MW	50%	100%	$1.5\%P_n/\text{min}$
300 (含) ~ 600MW	50%	100%	$1.5\%P_n/\text{min}$
600MW 及以 上	50%	100%	$1.5\%P_n/\text{min}$
火电 (不含燃 机) 全厂方式	50%	100%	$1.5\%P_n/\text{min}$

机组/电厂单独配置优化控制（外挂）系统适用于：火力发电机组常规控制系统配套使用的单独优化 AGC 控制系统的产品配置与技术应用，并满足电力监控系统网络安全防护（GB/T36572）要求。

表4 水电厂 AGC 调节性能要求

调节形式	调节范围下限 (容量 P_n 的百分数)	调节范围上限 (容量 P_n 的百分数)	标准调节速率 V_0
全厂方式	最低振动区上限	100%	$30\%P_n/\text{min}$
单机方式	最低振动区上限	100%	$50\%P_n$ (单机) /min
转桨式机组	最低振动区上限	100%	$30\%P_n/\text{min}$
转桨式电厂	最低振动区上限	100%	$40\%P_n/\text{min}$

注：根据安全稳定要求，拥有长引水隧洞的引水式和混合式水电厂标准调节速率 V_0 为 $5\% \sim 20\%P_n/\text{min}$

表 5 新型储能 AGC 调节性能要求

调节形式	调节范围下限 (容量 P_n 的百分数)	调节范围上限 (容量 P_n 的百分数)	标准调节速率 V_0
新型储能	-100%	100%	$100\%P_n/3s$

表 6 风电场、光伏电站 AGC 调节性能要求

调节形式	调节范围下限 (容量 P_n 的百分数)	调节范围上限 (容量 P_n 的百分数)	标准调节速率 V_0
全厂方式	20%/	100%	$30\%P_n/min$

2. 调节精度性能指标 K_2

$$K_2 = \begin{cases} \text{AGC调节死区}/e, & e > \text{AGC调节死区} \\ 1 & , e \leq \text{AGC调节死区} \end{cases}$$

其中， e 为调节过程调节精度。调节精度算法统计机组有功首次进入调节死区前后的 N 个机组出力点与指令的差值和机组额定容量的比值的平均值，若因新的指令原因，导致本次调节过程不能继续保持，则相应取两个点的均值，若仍然取不到，则取首次进入死区点的比值。

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

机组指令及机组有功按照不大于 5 秒的间隔存储。

3. 响应时间性能指标 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。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 7 各类型并网主体 AGC 标准响应时间

机组类型	标准响应时间 (T_N)
火电	60 秒
水电	10 秒
风电、光伏、新型储能	2 秒

4. 调节死区

表 8 各类型并网主体 AGC 调节死区

机组类型	调节死区
火电	P_n (最大单机) $\times 0.5\%$
水电 (单机/全厂)	P_n (最大单机) $\leq 200\text{MW}$: 2MW
	P_n (最大单机) $> 200\text{MW}$: $P_n \times 1\%$
新型储能	$P_n \leq 200\text{MW}$: 2MW
	$P_n > 200\text{MW}$: $P_n \times 1\%$
风电 (风储)	$P_n \leq 100\text{MW}$: 3MW
	$P_n > 100\text{MW}$: $P_n \times 3\%$
光伏 (光储)	$P_n \leq 60\text{MW}$: 3MW
	$P_n > 60\text{MW}$: $P_n \times 5\%$

5.AGC 指令调节死区

表 9 各类型并网主体 AGC 指令调节死区

机组类型	AGC 指令调节死区
火电	P_n (最大单机) \times (0.6% ~ 0.9%)
水电 (单机/全厂)	P_n (最大单机) $<$ 200MW: 2.4MW
	P_n (最大单机) \geq 200MW: $P_n \times 1.2\%$
新型储能	$P_n <$ 200MW: 2.4MW
	$P_n \geq$ 200MW: $P_n \times 1.2\%$
风电 (风储)	$P_n \leq$ 100MW: 3.2MW
	$P_n >$ 100MW: $P_n \times 3.2\%$
光伏 (光储)	$P_n \leq$ 60MW: 3.2MW
	$P_n >$ 60MW: $P_n \times 5.3\%$

6.综合性能指标: $k=k_1 \times k_2 \times k_3$

其中: k 为并网主体的综合性能指标。暂定上限值设为 2, 并视后期运行情况调整。

7.性能指标分项考核

并网主体 (单机或全厂) 单次 AGC 调节事件中 k_1 、 k_2 、 k_3 任一项小于 1, 对其进行考核。

(1) 并网主体按照当日 AGC 调节速率未达标考核

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

$$\alpha_1 = \begin{cases} 0.2, & 0.8 \leq k_{1i} < 1 \\ 0.5, & 0.5 \leq k_{1i} < 0.8 \\ 0.8, & k_{1i} < 0.5 \end{cases}$$

式中：其中 k_{1i} 为第 i 次调节 k_1 ， $k_1 \geq 1$ 按 $k_1=1$ 定义； n 为并网主体 AGC 有效调节过程次数； h 为 1 小时。

(2) 并网主体按照当日 AGC 调节精度未达标考核

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

$$\alpha_2 = \begin{cases} 0.4, & 0.9 \leq k_{2i} < 1 \\ 1.0, & 0 < k_{2i} < 0.9 \end{cases}$$

式中：其中 k_{2i} 为第 i 次调节 k_2 ； n 为并网主体 AGC 有效调节过程次数； h 为 1 小时。

(3) 并网主体按照当日 AGC 响应时间未达标考核

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

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

式中：其中 k_{3i} 为第 i 次调节 k_3 ； n 为并网主体有效 AGC 调节过程次数； h 为 1 小时。

(四) 传送 AGC 错误或虚假信号、数据，一经发现，每次计考核电量 300MWh。

(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，若单台机组或全厂 AGC 投运、可控信号未经同意投退，每次 50MWh 计为考核电量；若 AGC 投运、可控信号未经同意的月频繁投退次数之和 ≥ 3 次，每次计为 200MWh 考核电量。

2. 当 AGC 与系统有效一次调频事件同时存在时，一次调频

造成并网主体 AGC 性能不合格的事件免考。

3.对于非传统类型机组（如循环流化床机组、灯泡贯流式机组）的 AGC 性能考核指标，以具备技术检验资质的单位出具且电力调度机构认证合格的 AGC 调节试验报告数据为准。

4.发电机组、风电场、光伏电站、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）要求。不满足要求的场站每月按照全厂额定容量×1 小时计为考核电量。

5.经电力调度机构同意的 AGC 调试期间，机组 AGC 性能免考核。

6.参与现货市场的电厂，性能考核只执行 AGC 调节精度未达标考核。

（六）当并网主体出现以下情况之一时，不参与当月的 AGC 考核费用返还。

1.当月不具备 AGC 功能；

2.当月 AGC 投入率低于 90%；

3.当月调节性能 k 累计平均小于 0.7；

4.当月 AGC 投运、可控信号未经电力调度机构同意的月频繁投退次数之和 ≥ 5 次。

（七）各并网主体累计 AGC 性能指标考核电量的最大值不超过本厂站当月上网电量的 2%。

第二十八条 风电场、光伏电站在 AGC 功能开环方式下，有

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。

表 10 风电场有功功率变化最大限值

风电场额定容量/MW	10min 有功功率变化最大限值	1min 有功功率变化最大限值
<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分钟功率变化超出限值按以下公式计算为考核电量：

$$W_{\text{考核}} = \sum_i (P_{i,c} - P_{\text{lim}}) \times \frac{1}{6} \text{小时}$$

1分钟功率变化超出限值按以下公式计算考核电量：

$$W_{\text{考核}} = \sum_i (P_{i,c} - P_{\text{lim}}) \times \frac{1}{60} \text{小时}$$

式中， $P_{i,c}$ 为*i*时段内超出限值的功率变化值， P_{lim} 为功率变化限值。

第二十九条 爬坡考核

并网主体应按照调度指令快速调整出力，以维持系统功率平衡，其爬坡性能和爬坡方向均应满足电力调度机构要求。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。爬坡性能计算参照表 12 执行。

(一) 容量及爬坡性能

表 11 各类型并网主体容量 P_n

并网主体类型	并网主体容量 P_n
火电	单机/全厂并网机组额定容量
水电	全厂或计划单元非退备机组额定容量
含配建储能的风电、光伏	配建储能额定容量
新型储能	储能额定容量

表 12 各类型并网主体基本爬坡性能标准

并网主体类型	基本爬坡速率	爬坡精度
煤电（仓储）	$>1.7\%P_n/\text{min}$	$\leq 1.2\%P_n/\text{min}$
煤电（直吹）	$>1.5\%P_n/\text{min}$	$\leq 1.2\%P_n/\text{min}$
火储	$\geq 3\%P_n/\text{min}$	$\leq 1.2\%P_n/\text{min}$
燃机	$>4.5\%P_n/\text{min}$	$\leq 1.2\%P_n/\text{min}$
水电、抽蓄	$\geq 30\%P_n/\text{min}$	$\leq 1\%P_n/\text{min}$
含配建储能的风电、光伏	$\geq 100\%P_n/\text{s}$	$\leq 1\%P_n/\text{min}$
新型储能	$\geq 100\%P_n/\text{s}$	$\leq 1\%P_n/\text{min}$

(二) 爬坡动作未达标考核

爬坡考核取每分钟整点值计算。

并网主体爬坡过程中存在实际爬坡里程目标或性能均未达标时，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，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 2。

（三）反向爬坡考核

并网主体爬坡过程中存在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 5。

（四）并网主体参与爬坡考核时段，不再进行日发电计划、功率预测、调峰等考核。

（五）生物质电厂、进入温控模式后的燃气机组不纳入爬坡考核。

第三十条 对水电、火电的无功和母线电压按以下条款进行考核：

（一）考核原则

无功考核是根据电力调度机构下达的电压曲线为无功考核的依据，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的要求，期间电压曲线考核加倍考核。全厂停电期间，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，考核值为全厂额定容量×0.2 小时计为考核电量。

（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：

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 小时计为考核电量，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）机组励磁系统性能包括进相能力达不到规定的要求，期间考核加倍。

(五) 机组无功出力或进相深度达到规定技术要求后, 电压仍不合格, 免于考核。

(六) 全厂停电期间, 免于考核。

第三十一条 新型储能的母线电压曲线越限时间, 统计为不合格时间; 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 $\pm 4\%$ 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 $\times 0.25$ 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 $\times 2.5$ 小时。全站停电期间, 免于考核。非新型储能自身原因造成的母线电压不合格的, 该时段免于考核。

第三十二条 电力调度机构对安装 AVC 装置的火电、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、燃气、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。

(一) AVC 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 $\times 0.2$ 小时计为考核电量, 考核电量不高于 AVC 装置对应机组额定容量 $\times 2.5$ 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。特殊方式下，因电网需要由当值调度下令退出 AVC 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) 按月统计考核 AVC 装置调节合格率。电力调度机构 AVC 主站电压或无功指令下达后， AVC 装置在规定时间内按指令调整到位为合格。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 小时计为考核电量，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：

电厂 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 2%。

(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 $\lambda_{\text{可用}}$, 计算公式如下:

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

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:

$$\frac{(95\% - \lambda_{\text{可用}})}{10} \times W_a$$

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。

(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：

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

式中： $\lambda_{\text{电压}}$ 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。

根据 GB/T19964、GB/T19963.1 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，升压站高压侧母线电压仍然不合格，该时段免于考核。

（四）风电场、光伏电站应按要求装设自动电压控制（AVC）子站，AVC 子站各项性能应满足电网运行的需要，不满足要求的，每月按全场站当月上网电量的 2%考核。

风电场、光伏电站应加强 AVC 子站的装置维护工作，电力调度机构对已安装 AVC 子站的风电场、光伏电站进行投运率和调节合格率考核。

1.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：

$$\frac{(95\% - \lambda_{\text{投运}})}{30} \times W_a$$

式中： $\lambda_{\text{投运}}$ 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。

2.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 分钟内调整到位为合格。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。全月 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：

$$\frac{(92\% - \lambda_{\text{调节}})}{30} \times W_a$$

式中： $\lambda_{\text{调节}}$ 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。

第三十四条 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。

(一) 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×0.2 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。在特殊方式下，因电网需要由当值调度下令退出新型储能 AVC 的时间。AVC 达到正常闭锁条件。储能电站经调度同意退出储能电站 AVC 运行的时间。

（二）按月统计考核 AVC 装置调节合格率。电力调度机构 AVC 主站电压或无功指令下达后，AVC 装置在按指令调整到位为合格。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。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。调节合格率计算公式为：

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

第三十五条 风电机组、光伏逆变器、新型储能变流器、无功补偿装置等应具备《风电场接入电力系统技术规定 第一部分：陆上风电》（GB/T 19963.1）《光伏电站接入电力系统技术规定》（GB/T 19964）等国家标准要求的频率、电压适应性及故障电压穿越能力。

风电机组、光伏发电单元、新型储能变流器、无功补偿装置的高/低电压穿越能力和频率、电压适应性应满足国家标准要求。

若不满足国家标准要求的禁止并网。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了脱网，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。在此之前，每月考核电量按以下公式计算：

1. (脱网的风电机组、光伏发电单元交流侧、新型储能变流器) 容量×10 小时。

2.无功补偿装置容量×5 小时。

若不满足国家标准要求的风电机组、光伏逆变器、新型储能变流器、无功补偿装置等在当月未发生脱网，则每月考核电量按以下公式计算：

1.(不满足国家标准要求的风电机组、光伏发电单元交流侧、新型储能变流器) 容量/电站全厂额定容量×2 小时。

2.无功补偿装置容量×1 小时。

第三十六条 非计划停运是指发电侧并网主体、新型储能处于不可用而又不是计划停运的状态，电力调度机构对发电侧并网主体、新型储能非计划停运情况进行统计和考核。

第三十七条 根据停运紧急程度，火电、水电等常规机组非计划停运分为以下 5 类。

第 1 类非计划停运：机组跳闸、被迫不能按规定立即投入运行的状态（如启动失败）。

第 2 类非计划停运：机组需在 6 小时以内停运的状态。

第 3 类非计划停运：机组可延迟至 6 小时以后，但需在 72 小时以内停运的状态。

第 4 类非计划停运：机组可延迟至 72 小时以后，但需在下次计划停运前停运的状态。

第 5 类非计划停运：计划停运的机组因故超过计划停运期限的。

(一)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、恢复并网运行后，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，以及机组的非计划停运、临时检修、非计划停运转计划检修或者转备用、非计划停运免考核的详细情况。

(二)电力调度机构对发电侧并网主体非计划停运时间进行统计和考核，考核按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。

考核电量= $P_n \times (T_1 \times \beta_1 + T_2 \times \beta_2 + T_3 \times \beta_3 + T_4 \times \beta_4 + T_5 \times \beta_5)$

其中： P_n 为并网主体额定容量， T_1 为 24 小时内非计划停运时长， T_2 为非计划停运在第 24—168 小时之间的时长， T_3 为非计划停运在第 168—360 小时之间的时长， T_4 为非计划停运在第 360—720 小时之间的时长， T_5 为非计划停运超过 720 小时的时

长， β_1 为24小时内非计划停运考核系数， β_2 为非计划停运在第24—168小时之间的考核系数， β_3 为非计划停运在第168—360小时之间的考核系数， β_4 为非计划停运在第360—720小时之间的考核系数， β_5 为非计划停运在超过720小时的考核系数。具体标准如下：

表 13 考核系数 α 、 β 的取值

	正常时期					保供时期				
	β_1	β_2	β_3	β_4	β_5	β_1	β_2	β_3	β_4	β_5
第 1 类	0.01	0.02	0.004	0.002	0.001	0.05	0.1	0.02	0.01	0.005
第 2 类	0.008	0.016	0.0032	0.0016	0.0008	0.04	0.08	0.016	0.008	0.004
第 3 类	0.006	0.012	0.0024	0.0012	0.0006	0.03	0.06	0.012	0.006	0.003
第 4 类	0.005	0.01	0.002	0.001	0.0005	0.02	0.04	0.008	0.004	0.002
第 5 类	0.004	0.008	0.0016	0.0008	0.0004	0.01	0.02	0.004	0.002	0.001

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 β_1 、 β_2 、 β_3 、 β_4 、 β_5 按照实际非停分月进行计算。

（三）火电机组未在电力调度机构规定的时间后2小时内完成并网的，按照第1类非计划停运考核管理。

（四）机组计划检修工作均应纳入经电力调度机构批准的年度、月度或周度检修计划，未纳入检修计划、仅办理日前计划检修申请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。

第三十八条 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，一次脱网总容量达到或超过其场站额定容量的 30%，纳入非计划停运考核范围，每次按照全场站额定容量×2 小时计为考核电量。风电场、光伏电站 10kV 及以上汇集母线、变压器及并网线路等升压站及送出系统跳闸或被迫停运，跳闸、停运影响容量达到或超过其电站额定容量的 30%，纳入非计划停运考核范围，非保供期每次按照全场站额定容量×1 小时计为考核电量，保供期每次按照全场站额定容量×2 小时计为考核电量。

风电场在冬季期间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。

第三十九条 因自身原因造成新型储能跳闸或被迫停运的，跳闸、停运影响容量超过全站额定容量的 30%，纳入新型储能非计划停运考核范围，每次按全站额定容量×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。

第四十条 以下情况免于非计划停运考核：

1. 电力调度机构可批准发电侧并网主体、新型储能利用负荷低谷及节假日进行消缺，不计其非计划停运考核。低谷消缺指在非保供时段，经电力调度机构批准，在 0 点至 10 点之间，利用夜间负荷低谷时段停运消缺；节假日消缺指在非保供时段，经电

力调度机构批准，在节假日第一天 0 点至节假日后第一个工作日 10 点之间，利用节假日负荷较低时段停运消缺。常规机组全部消缺时间按第三十七条考核，风电场、光伏电站全部消缺时间按第三十八条考核，新型储能全部消缺时间按第三十九条考核。

2. 生物质机组非保供期不参与非计划停运考核与返还。

3. 由自然灾害、恶劣天气、避险减灾、外力破坏、环保要求、共同送出线路由其他场站原因导致停运等非自身原因导致的非计划停运。

第四十一条 抽水蓄能电站、电网企业及其电力调度机构要着眼保障电力供应、确保电网安全、促进新能源消纳等系统需要，合理安排抽水蓄能电站运行，签订年度调度运行协议并通过电力交易机构信息披露平台对外公示，充分发挥抽水蓄能电站综合效益。电力调度机构应按月披露抽水蓄能电站综合利用和优先调用情况，并报四川能源监管办。

第三节 检修管理

第四十二条 并网主体应按照《燃煤火力发电企业设备检修导则》（DL/T838）《水电站设备检修管理导则》（DL 1066）《风电场智能检修技术导则》（NB/T 10595）等技术标准、设备健康状况及电力系统调度规程的相关要求，向电力调度机构提出设备年度、月度及日常检修申请。电力调度机构应统筹考虑电网安全、供应安全及设备安全等因素，合理安排调度范围内并网主体设备检修计划。并网主体按照电力调度机构下达的检修计划按时开展

并如期完成检修任务。

第四十三条 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。对电网侧设备的检修、工程施工等，电网企业提前下达作业预计划（含作业修正计划）并告知发电侧并网主体。

第四十四条 发电侧并网主体涉网的继电保护和安全自动装置、电力调度自动化、调度通信、调频、调压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，原则上不应影响一次设备正常运行。

第四十五条 发电侧并网主体变更检修计划，包括临时取消检修工作、无法按期开工、延长检修工期、增加或减少检修项目等，应提前向电力调度机构申请并说明原因。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，确实无法安排变更检修计划，应及时通知并网主体，并说明原因。

第四十六条 根据电网运行情况需变更发电侧并网主体检修计划的，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。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。

第四十七条 发电侧并网主体、新型储能对设备开展检修工作，因自身原因出现以下第（一）至（二）项情况之一的，火电、水电等常规电源按每次 100MWh，风电场、光伏电站按每次 10MWh，新型储能按每次额定容量×0.1 小时计为考核电量。因自身原因出现以下第（三）项情况的，每次按额定容量×2 小时计为考核电量。

（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，或计划报送存在遗漏、错误。

（二）检修期间未及时向电力调度机构申请，擅自取消检修工作、调整（增加、减少等）工作内容。

（三）未经调度同意开展临时检修工作。

第四节 涉网试验管理

第四十八条 接入 35kV 及以上电压等级的并网主体应按照《电力系统安全稳定导则》（GB 38755）《电网运行准则》（GB/T 31464）《电力系统网源协调技术导则》（GB/T 40594）等标准，在完成整套设备启动试运行时间点后 3 个月（风电、光伏、新型储能发电项目在第一台风电机组或光伏逆变器或 PCS 并入电网后 6 个月）前，应委托具备资质的第三方试验单位完成相关涉网

试验，并向电力调度机构提供合格的参数实测报告、型式试验报告及相关并网性能检测报告。

水电、火电应完成试验包括：AGC、AVC、励磁系统参数测试及建模试验、调速系统参数测试及建模试验、PSS 整定试验、进相试验、一次调频试验、甩负荷试验、振动区试验。对于存在孤网/孤岛风险的机组，应配置孤网/孤岛控制模式，并开展相关的仿真分析和试验验证。

风电、光伏应完成试验包括：AGC、AVC、电能质量测试、一次调频测试、无功补偿装置并网性能测试、整站机电与电磁暂态建模与模型验证、故障穿越能力验证、电压频率适应能力验证及保障电力系统安全的其他测试。

储能应完成试验包括：电网适应性测试、功率控制能力测试、过载能力测试、故障穿越能力测试、电能质量测试、充放电时间测试、充放电转换时间测试、额定能量和额定功率能量转换效率测试、一次调频测试、惯量响应测试、整站机电与电磁暂态建模与模型验证及保障电力系统安全的其他测试。

并网主体要科学制定调试方案和试验计划并按时申报，按时高质量完成各项试验。因并网主体自身原因未按时完成涉网试验的，按全厂额定容量×5小时计为考核电量，不足1个月按1个月计算。

第四十九条 发电侧并网主体应在涉网试验完成后3日内向电力调度机构提交试验结论，在涉网试验完成后30天内向电力

调度机构提交正式试验报告。

发电侧并网主体大修技改（包括控制系统软硬件变更）、增容扩建后、控制系统变更后 30 天内应按照相关规定或电力调度机构要求重新进行相关涉网试验，提交相关合格试验报告，未按期完成的，每项每超期 1 个月按机组额定容量×1 小时计为考核电量，直至出具正式试验报告。发电侧并网主体应针对运行中出现的新技术、新情况和新问题，制定、修编涉网安全相关规章制度、技术标准和规程规范，组织技术培训和安全教育。

若确因客观原因导致机组不能按时完成涉网试验，发电侧并网主体应书面说明情况并明确后续试验计划，按期完成。

第五十条 发电侧并网主体复核试验内容按《电力系统网源协调技术导则》（GB/T 40594）等标准要求执行。

水电、火电应定期委托具备资质的第三方试验单位对发电机组进行励磁系统和调速系统性能复核，复核周期不超过 5 年。并网发电机组须在上次试验时间 5 年内完成励磁系统和调速系统性能复核试验，试验完成后 30 个工作日内提供相应报告，逾期不能完成的，在提供报告前，每项每超期 1 个月，按全厂额定容量×1 小时计为考核电量，直至出具正式报告，不足 1 个月按 1 个月计。

风电、光伏、新型储能应定期委托具备资质的第三方试验单位进行频率、电压调节性能复核，复核周期不超过 5 年。试验完成后 30 个工作日内提供相应报告，逾期不能完成的，在提供报

告前，每项每超期 1 个月，按全厂额定容量×1 小时计为考核电量，直至出具正式报告，不足 1 个月按 1 个月计。

第五十一条 复核试验表明并网主体性能不满足相关标准要求的，并网主体应向电力调度机构书面提交整改计划，并按期落实整改。逾期未完成整改的，每项每超期 1 个月，按全厂额定容量×1 小时计为考核电量，直至整改完成，不足 1 个月按 1 个月计算。

第五十二条 电力调度机构负责统筹管理所管辖范围内发电侧并网主体涉网试验性能复核工作，对在役发电侧并网主体涉网性能复核试验完成情况进行梳理，督促和协调发电侧并网主体按时按质完成。

第五节 技术指导和管理

第五十三条 发电侧并网主体技术指导和管理包括但不限于：继电保护和安全自动装置、调度通信设备、调度自动化设备、电力监控系统安全防护、励磁系统和 PSS、调速和一次调频系统、AGC 和二次调频系统、AVC 和调压系统、一类辅机变频器、新能源涉网安全及场站系统、水电厂水库调度系统、高压侧或升压站电气系统、涉及网源协调的有关设备、系统和参数等。

并网主体涉及电网安全稳定运行的相关设备应统一纳入四川电力系统规划、设计、建设和运行管理，其技术性能和参数应符合国家、行业标准和有关监管要求。

第五十四条 并网主体应建立健全涉网技术监督管理体系，

规范、有序开展涉网技术监督工作。发电侧并网主体在涉网技术监督中发现的问题或隐患应及时上报电力调度机构并按要求进行整改。并网主体未制定或报送年度涉网技术监督工作计划、未按要求或年度计划开展涉网技术监督自查及现场技术监督、发现问题或隐患不报、迟报、未及时落实相关整改措施等情形，电力调度机构应予以督促改正，并按每次按全厂额定容量×5 小时计为考核电量。

第五十五条 新型储能和负荷侧并网主体涉及的技术指导和管理工作，参照发电侧并网主体技术指导和管理相关要求执行。技术指导和管理范围可包括：继电保护和安全自动装置、调度通信设备、调度自动化设备、调频系统、调压系统等。

第五十六条 电力调度机构按其调管范围对并网主体继电保护和安全自动装置（包括发电机组涉及机网协调的保护）开展技术指导和管理工作。

（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），在工程的设备选型、设计、安装、调试、验收、运行维护阶段均应遵循国家、行业标准、规程及反事故措施要求。对于不满足相关标准、规程、规定的，每条按全厂额定容量×0.1小时计为考核电量；造成后果的，每条按全厂额定容量×0.5小时计为考核电量。涉网二次系统规划设

计、设备选型及配置应征求调度机构意见，并满足调度机构相关技术规定及电网反事故措施的有关要求。对于不执行规程规定或调度机构要求的，每条按全厂额定容量×0.1小时计为考核电量。

(二)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(包括发电机组涉及机网协调保护)的运行管理、定值管理、检验管理、装置管理，应按照所属电力调度机构的调度规程和专业管理规定、细则、准则及相关技术规范执行。不满足调度规程或专业管理规定、细则、准则、技术规范及发文要求的，每条按全厂额定容量×0.1小时计为考核电量，造成后果的，每条按全厂额定容量×0.5小时计为考核电量。

(三)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，若因并网主体运维检修原因未及时处理，造成继电保护和安全自动装置退出运行超过24h，每次按全厂额定容量×0.5小时计为考核电量。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×1小时计为考核电量。

(四)并网主体应配合电网企业及时改造到更换年限或存在涉网安全隐患的继电保护及安全自动装置，并及时改造到更换年限或存在安全隐患的机组保护。未按规定及时更换的，每月按全厂额定容量×0.5小时计为考核电量，直至完成更换为止。

(五)由于并网主体原因导致继电保护及安全自动装置不正确动作，每次按全站额定容量×1小时计为考核电量；造成电网

事故的，每次按全站额定容量×3 小时计为考核电量。并网主体若发生继电保护及安全自动装置跳闸原因不明的、对保护误动拒动事故原因隐瞒不报误报的，每次按全厂额定容量×2 小时计为考核电量。

(六) 并网主体应按国家、行业标准和规定开展继电保护专业技术监督工作。在工程的初设审查、设备选型、设计、安装、调试、运行维护阶段，均必须实施继电保护技术监督。发电侧并网主体应按继电保护技术监督规定按月向电力调度机构报告本单位继电保护技术监督总结的情况，并向电力调度机构报告继电保护动作报表的情况。发电侧并网主体不能按规定时间要求报送并网主体继电保护和安全自动装置运行分析月报，每次按全厂额定容量×0.1 小时计为考核电量。

(七) 并网主体继电保护及安全自动装置管理须满足以下要求，未达到要求的，每项按全厂额定容量×0.5 小时计为考核电量：

1. 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. 发电侧并网主体内的继电保护及安全自动装置，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 $\geq 98\%$, 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。

(八)以下要求未能达标者, 每项按全厂额定容量 $\times 0.2$ 小时(单次考核不超过 100MWh) 计为考核电量:

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:

$$RMD=(TMD/SMD)\times 100\%$$

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 $\geq 99\%$ 。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 $\geq 98\%$ 。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。

（九）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×5 小时的标准进行考核。

第五十七条 并网主体与电网联接的调度通信设备，应遵循国家有关技术规范、标准，并与电网侧的技术参数相匹配，满足安全要求。未经电力调度机构同意，并网主体不得自行改变与电网联接的通信设备的运行状态、接线方式、接口参数。此类设备的改造应经电力调度机构同意后实施。电力调度机构应定期评估并网主体通信设备情况，及时排查并网主体通信设备影响电网安全稳定性和可靠性降低的问题。

第五十八条 通信设备管理

（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），按全厂额定容量×0.2 小时计为考核电量。

载波、光纤、交换机设备运行率（调度电话月可通率）= $\{1 - \Sigma[\text{中断路数（路）} \times \text{电路故障时间（min）}] / [\text{实用路数（路）} \times \text{全月日历时间（min）}]\} \times 100\%$ 。

(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,每次按全厂额定容量 $\times 0.5$ 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事件延长、事故范围扩大,每次按全厂额定容量 $\times 0.5$ 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,每次按全厂额定容量 $\times 0.5$ 小时计为考核电量。

(四)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,每月按全厂额定容量 $\times 0.5$ 小时计为考核电量,不足 1 月按 1 月计算。

(五)并网主体通信出现下列情形的(除不可抗力因素),每次按全厂额定容量 $\times 0.5$ 小时计为考核电量:

1.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。

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。

3.引起调度自动化或调度电话业务中断时间 4 小时以上。

4.造成电网与并网主体通信电路全部中断。

5. 与电力调度机构直接关联的通信光缆连续故障时间超过24h。

6.通信电源全部中断。

7.录音设备失灵，影响电网事故分析。

8.未经电力调度机构许可改变通信系统运行方式。

第五十九条 新型储能通信管理

（一）未经电力调度机构同意，新型储能不得自行改变与电网联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小时的标准进行考核。

（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小时的标准进行考核。

（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小时的标准进行考核；中断故障时长超过2小时（含2小时）的，每次按额定容量×0.5小时的标准进行考核。

（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小时的标准进行考核。

(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 $\times 0.05$ 小时的标准进行考核。

(六) 新型储能站内通信电源全部中断(不可抗力除外), 每次按额定容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。

(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 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。

(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 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。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; 新型储能站内录音设备失灵, 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 $\times 1$ 小时的标准进行考核。

第六十条 发电侧并网主体并网前应按国家、行业及电力调度机构发布的有关技术规范、标准配备调度自动化设备(含网络和安全防护设备), 其功能、设备信息和性能参数的设置应该满足所属调度机构调度自动化的技术要求。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, 按每月全厂额定容量 $\times 0.5$ 小时

计为考核电量，不足 1 月按 1 月计。

第六十一条 并网主体应按电力调度机构的要求正确及时报送上网电量数据。

按电力调度机构的要求每日 01:00 前报送前日上网电量，未按要求报送信息或者数据错误的，每次全厂额定容量 $\times 0.2$ 小时计为考核电量，考核量低于 50MWh 的，每次按照 50MWh 执行。

第六十二条 并网主体调度自动化管理(包括运行维护管理、缺陷及异常管理、定值管理、试验检验管理、装置管理)，应按照所属电力调度机构的调度规程和专业管理规定、细则、准则及相关技术规范执行。对于未及时执行调度规程或专业管理规定、细则、准则、技术规范及发文要求的，每月按全厂额定容量 $\times 1$ 小时计为考核电量；因此造成异常事件或事故的，每次按全厂额定容量 $\times 2$ 小时进行考核。

第六十三条 并网主体应及时对超过设计年限或存在涉网安全隐患的调度自动化设备改造更换。对于未及时改造的，每个装置每月按全厂额定容量 $\times 1$ 小时计为考核电量；造成异常事件或事故的，每次按全厂额定容量 $\times 2$ 小时进行考核。

第六十四条 并网主体自动化设备运行应稳定可靠。对于因发电侧并网主体自身原因导致调度自动化设备运行异常的，进行如下考核：

(一) 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 50MWh

计为考核电量；后续未及时恢复的，每增加 30 分钟按 50MWh 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 50MWh 计为考核电量；后续未及时恢复的，每增加 2 小时按 50MWh 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，应加强网络安全防护，不能出现因并网主体原因造成的电力调度机构业务系统被病毒或黑客攻击、网络异常。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 50MWh 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，每次按全厂额定容量 $\times 0.5$ 小时计为考核电量；如造成电网事故，每次按全厂额定容量 $\times 1$ 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 10MWh 计为考核电量。

（三）并网主体计量点所安装的主、副电能表电量数据采集完整率与准确率应达到 100%，每降低 1%（含不到 1 个百分点），按 50MWh 计为考核电量。

（四）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，考核电量按 100MWh 计为考核电量。如设备故障仍未处理解决，每超过 4 小时，按 50MWh 计为考核电量。电网事故时，并网电厂未能正确提供

PMU 量测数据，影响事故分析的，每次按 100MWh 计为考核电量。

（五）并网主体对自动化信息传输不完整的，限期整改，未按要求进行整改的，每日按 10MWh 计为考核电量。

（六）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 100MWh 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 20MWh 计为考核电量。

（七）事故时遥信误动、拒动，每次按 100MWh 计为考核电量。并网主体正常运行时遥信信号不应该频繁发生变位，若因并网主体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 20MWh 计为考核电量。

（八）遥测量数据跳变且跳变幅度大于 100MW，每次按 20MWh 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。逾期未完成的按照每日 5MWh 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。

第六十五条 励磁系统和 PSS 装置管理

（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 $\times 1$ 小时计为考核电量。

(二)发电机组正常运行时 AVR 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)火电机组自并励静止励磁和交流励磁机励磁顶值电压倍数分别不小于 1.8 倍、2.0 倍,允许顶值电流持续时间不小于 10 秒;水电机组(含抽水蓄能)励磁系统顶值电压倍数不小于 2.0 倍,允许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。

第六十六条 发电侧并网主体和新型储能的一次调频死区、永态差值系数/转速不等率/调差率、限幅、动态性能等指标,以及频率测量分辨率、一次调频回路运算周期应满足《并网电源一次调频技术规定及试验导则》(GB/T 40595)《水力发电机组一次调频技术要求及试验导则》(DL/T 2194)《电化学储能电站并网运行与控制技术规范》(DL/T 2246)等相关标准要求。

对于已经运行的、但主要技术、性能指标不符合有关技术标准或不满足电网安全稳定运行要求的一次调频相关设备,发电侧并网主体和新型储能电站应向电力调度机构书面提交整改计划,并按期落实整改措施。

第六十七条 发电侧并网主体和新型储能电站应加强一次调频相关设备的运行维护和一次调频参数定值管理,确保一次调频功能的安全可靠运行。电力调度机构按年度梳理发生一次调频动

作不合格的发电侧并网主体和新型储能电站清单，组织相关单位进行针对性核查。

第六十八条 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。

（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，每次按全厂额定容量×1小时计为考核电量。

（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，按照要求将气象信息数据、单机信息按调度要求传送至电力调度机构，全场站每项数据合格率应大于等于99%。小于99%时，每项数据每降低1%（含不到1个百分点），按全厂额定容量×0.1小时计为考核电量，当月单项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1%。

（三）风电场（光伏电站）应向电力调度机构报送场站可用功率。非受限时段可用功率应大于等于实际功率，并小于等于实际功率的1.05倍，受限时段可用功率应大于等于实际功率，否则判定为该点不合格。可用功率合格率=（当日合格点数/当日总点数）×100%。数据合格率应大于等于99%。小于99%时，每项数据每降低2%（含不到2个百分点），按全厂额定容量×0.05小时计为考核电量，累计考核电量的最大值不超过全场站当月上网电量的1%。实际功率小于装机容量5%场站可用功率免考。

(四) 风电场、光伏电站应按要求向电力调度机构报送超短期功率预测曲线, 上报要求为每 15min 自动向电力调度机构滚动上报未来 15min ~ 4h 的发电功率预测曲线, 预测值的时间分辨率为 15min。上报率应达到 100%, 未及时报送或错报、漏报, 每次按全厂额定容量 $\times 0.05$ 小时计为考核电量。超短期功率预测上报率当月累计考核电量最大值不超过全场站当月上网电量的 2%。

第六十九条 新型储能应按电网调度机构将储能充放电时间、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, 未按要求完成数据或传送的, 每月按额定容量 $\times 1$ 小时的标准进行考核。

第七十条 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 $\pm 1.5\%$ 。充/放电响应时间应不大于 1s; 充/放电调节时间应不大于 1.5s; 充/放电转换时间应不大于 1s。不满足要求的, 按每项每月全站额定容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核。

第七十一条 新型储能并网电能质量应满足国家、行业有关标准要求。不满足要求的, 每月按当月全站额定容量 $\times 1$ 小时的标准进行考核。

第七十二条 水电厂水库调度管理

(一)并网水电站的水库调度管理应满足国家和行业相关规定及电力调度机构的调度规程要求，及时向电力调度机构报告影响机组正常发电运行的水库调度事件，按电力生产组织需要报送气象水文预报结果、年度及丰平枯期运行方式、各时间尺度报表等。每迟报、漏报或错报一项，按50MWh计为考核电量，出现故意谎报等严重情况，按300MWh计为考核电量。

(二)电力调度机构及并网水电站应做好水调自动化系统的建设管理工作，制定水调自动化系统管理规定，加强水调自动化系统维护，保证系统稳定、可靠运行。并网水电站应向电力调度机构水调自动化系统传送实时水库运行信息，保证上传信息的及时性、完整性和准确性。具备向调度机构水调自动化系统自动传送水库运行相关信息的并网水电厂，按照《电网水调自动化功能规范》(DL/T316)的考核指标(月通信畅通率 $\geq 95\%$ ，月数据准时率 $\geq 90\%$ ，月数据合格率 $\geq 98\%$)进行考核，水电站通过水情上报系统及水调自动化系统上传给省调的坝上水位、机组尾水位、入库流量、发电流量、出库流量、弃水流量、降雨量等数据均纳入月数据合格率计算。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 $\times 1$ 小时计为考核电量(不超过100MWh)；三率中任意两个指标不合格，月度按额定容量 $\times 2$ 小时计为考核电量(不超过200MWh)；三率均不合格，月度按额定容量 $\times 3$ 小时计为考核电量(不超过300MWh)。

(三)并网水电站应按照相关规定开展坝址以上流域天然来水预测工作，每条江河的龙头水电站逐日滚动上报未来10天的预

测入库流量；非龙头水电站可结合自身实际情况选择天然来水流量或区间来水流量中的一种，逐日滚动上报未来10天的预测来水流量。枯水期（1月~4月，12月）来水流量预测准确率应大于等于90%、丰平期（5月~11月）应大于等于85%。非龙头水电站选择区间来水流量预测时，预测准确率枯水期应大于等于85%、丰平期应大于等于80%。否则，按（来水预测准确率目标值 - 实际来水预测准确率）×水电站当天最大可调容量×0.2h计为考核电量，此项累计考核电量不超过min（水电站当月上网电量的1%，100MWh）。

1. 龙头水电站来水流量预测准确率统计方法

$$e_i = 1 - \left| \frac{Q_p^i - Q}{Q} \right| \times 100\%$$

$$e = e_1 \times 20\% + \frac{\sum_{i=2}^{10} e_i}{9} \times 80\%$$

式中： e_i 为第*i*次预测结果的准确率； Q_p^i 为当天来水流量的第*i*次预测值（m³/s）； Q 为当天的实际来水流量（m³/s）； e 为预测准确率，由临近3天的平均预测准确率与第1次预测准确率加权计算得到，最终以 e 为依据判断预测结果是否达标。

2. 非龙头水电站来水流量预测准确率统计方法

当水电站选择预测天然来水流量时，在还原上游水库电站调蓄影响后的预测准确率为

$$e_i = 1 - \left| \frac{Q_{pc}^i - Q}{Q} \right| \times 100\%$$

$$Q_{pc}^i = Q_p^i + \frac{\sum_{j=1}^J \Delta W_j}{24 \times 3600}$$

$$e_c = e_1 \times 20\% + \frac{\sum_{i=8}^{10} e_i}{3} \times 80\%$$

式中： Q_{pc}^i 为还原上游水库电站调蓄影响后的第*i*次来水流量预测结果（m³/s）； ΔW_j 为水电站上游第*j*个水库电站当天的调蓄水量（m³），拦蓄为负值，补水为正值；*J*为水电站上游的调蓄性水库电站数量； e_c 为天然来水流量预测准确率，由临近3天的平均预测准确率与第1次预测准确率加权计算得到，最终以 e_c 为依据判断预测结果是否达标；其它符号意义与前文相同。

当水电站选择预测区间来水流量时，预测准确率为

$$e_i = 1 - \left| \frac{q_p^i - q}{q} \right| \times 100\%$$

$$q = Q - \sum_{m=1}^M Q_{out}^m$$

$$e_q = e_1 \times 20\% + \frac{\sum_{i=8}^{10} e_i}{3} \times 80\%$$

式中： e_i 为第*i*次区间来水流量预测结果的准确率； q_p^i 为区间来水流量的第*i*次预测值（m³/s）；*q*为水电站当天实际的区间来水流量（m³/s），由电站当天实际的来水流量减去上游所有存

在直接水量联系的水电站出库流量得到； M 为上游存在直接水量联系的水电站数量； Q_{out}^m 为上游第 m 个水电站当天的实际出库流量（ m^3/s ）； e_q 为区间来水流量预测准确率，由临近3天的平均预测准确率与第1次预测准确率加权计算得到，最终以 e_q 为依据判断预测结果是否达标；其它符号意义与前文相同。

（四）并网水电站应开展次日96点坝址以上区间来水流量预测工作，电站日内可对当前30分钟以后的区间来水流量预测结果进行滚动更新。龙头水电站5月-11月来水流量预测准确率应大于等于87%，12月-次年4月来水流量预测准确率应大于等于92%；非龙头水电站5月-11月区间来水流量预测准确率应大于等于82%，12月-次年4月区间来水流量预测准确率应大于等于87%。否则，按（区间流量预测准确率目标值-区间流量预测准确率）×当日最大可调容量×0.2h计为考核电量，此项累计考核电量不超过min（水电站当月上网电量的1%，100MWh）。

准确率计算方式：

$$e = 1 - \left| \frac{q_p - q}{q} \right| \times 100\%$$

式中： e 为当日区间来水流量预测结果的准确率； q_p 为当日96点区间来水流量平均值（ m^3/s ）； q 为水电站当日实际的区间来水流量（ m^3/s ）。

（五）发电侧并网主体发生影响水电机组正常运行的水库调度事件后，应及时报告电力调度机构。事件处理完成后，并网水电厂应及时提交处理报告，否则按水电站额定容量×1小时计为

考核电量。

第七十三条 发电侧并网主体高压侧或升压站电气设备管理要求如下：

（一）发电侧并网主体高压侧或升压站电气设备应根据《电力设备预防性试验规程》（DL/T596）的要求按周期进行预防性试验，及时排查消除设备缺陷和安全隐患，确保设备遮断容量等性能达到电力行业规程要求。若不能达到要求，发电侧并网主体应按电力调度机构的要求限期整改，未按期整改的发电侧并网主体，不允许并网运行。

（二）一次系统和二次系统应相互协调配合，应同步规划、同步设计、同步建设、同步验收、同步运行。一次设备的参数设定及耐受能力应与二次设备相适应。发电侧并网主体高压侧或升压站电气设备的选型设计应满足继电保护、开关、安自装置防拒动和快速切除故障的要求。

（三）发电侧并网主体要落实相关防污闪管理标准以及制度，按照要求开展防污闪管理工作。高压侧或升压站电气设备外绝缘爬距应与所在地区污秽等级相适应，不满足污秽等级要求的应予以调整，受条件限制不能调整的应采取其它的防污闪补救措施。

（四）发电侧并网主体高压侧或升压站电气设备的接地装置应根据地区短路容量的变化，校核其（包括设备接地引下线）热稳定容量。对于升压站的不接地、经消弧线圈接地、经低阻或高阻接地的系统，必须按异点两相接地校核接地装置的热稳定容

量。

(五)发电侧并网主体升压站主变中性点接地方式应按照电力调度机构的调度命令执行。新能源场站汇集系统接地方式应满足国家标准、电力行业标准、电网安全稳定运行要求，汇集线路故障应能快速切除。

第七十四条 电力调度机构按调度管辖范围对发电侧并网主体高压侧或升压站电气设备运行情况进行如下考核：

(一)因高压侧或升压站电气设备原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小时计为考核电量。

(二)因高压侧或升压站电气设备原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小时计为考核电量。

(三)因高压侧或升压站电气设备原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小时计为考核电量。

(四)发生开关拒动的，每次按全厂额定容量×1小时计为考核电量。

(五)因发电侧并网主体自身原因造成升压站电气设备主设备发生非计划停运的，每次按全厂额定容量×0.5小时计为考核电量。

(六)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小时计为考核电量。

(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，每次按照当月全厂额定容量×0.1小时计为考核电量。

(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，每次按照当月全厂额定容量×0.1小时计为考核电量。

第七十五条 电力调度机构对发电侧并网主体设备参数进行如下考核：

1. 发电侧并网主体应向电力调度机构提供发电机、变压器、励磁系统、PSS及调速系统的技术资料 and 实测模型参数，未提供或提供错误信息的，每项按全厂额定容量×1小时计为考核电量。

2. 励磁系统及调速系统的传递函数及各环节实际参数，发电机、变压器、升压站电气设备等设备实际参数应满足接入电网安全稳定运行要求，不满足的，每项按全厂额定容量×1小时计为考核电量。

第七十六条 一次调频控制系统保护配置管理

(一) 控制信号冗余配置管理

每个独立的一次调频控制单元，其导叶/调门接力器位置反馈信号、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) 控制电源冗余配置管理

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)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。

第七十七条 新能源涉网保护管理

(一) 单机频率/电压保护定值管理

新能源单机及无功补偿装置的频率/电压保护定值应满足最新国家标准,不应限制其故障电压穿越能力、频率/电压适应性。新能源场站修改定值后1个月内需及时报送调度机构。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小时计为电量考核。

(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机构。未按要求修改或未及时报送保护定值单的按全厂额定容量×1小时计为电量考核。

第三章 考核实施

第七十八条 并网运行考核的基本原则:全网统一标准;因自然灾害等不可抗力造成的免于考核;每月按照调度管辖范围分别对并网主体进行考核;考核电量和考核费用单独记账。

第七十九条 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(含修正)、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。

第八十条 并网主体当月日发电计划考核费用按照 $\min \{ \text{四川燃煤发电基准价, 当月实时现货市场出清最高价} \} \times H_1 \times \text{考核电量}$ 计算得出。其他考核费用按照四川上一年度常规直购中长期交易均价 $\times H_1 \times \text{考核电量}$ 计算得出。

表 14 分类考核系数 H_1 取值

考核系数	H_1
发电侧并网主体	1.0
新型储能	0.8

第八十一条 所有项目均按月度进行考核，并按月进行统计和结算，在下一个月的电费支付环节兑现。月度分项考核费用，按“谁提供、谁获利”进行分项平衡结算。

表 15 各项目的考核和返还原则

项目	考核主体	返还主体	返还原则
一次调频	发电侧并网主体、新型储能	发电侧并网主体、新型储能	按照一次调频补偿费用占比进行返还
AGC	单机 100MW 及以上火电机组、单机容量 40MW 及以上水电机组、风电、光伏、独立储能	单机 100MW 及以上火电机组、单机容量 40MW 及以上水电机组、风电、光伏、独立储能	按照并网主体月度上网电量占比进行返还
日发电计划	发电侧并网主体、新型储能	发电侧并网主体、新型储能	按水电、火电、独立储能及新能源类型并网主体月度上网电量占比分别进行返还
功率预测	风电、光伏	日调节能力以上的水电、火电（生物质发电除外）、独立储能及已配储或租赁储能的风电、光伏	按一次调频、AGC、调峰、爬坡、配建储能协同运行补偿总费用占比返还
其他	发电侧并网主体、新型储能	发电侧并网主体、新型储能	按照并网主体月度上网电量占比进行返还

并网主体月度考核结算费用等于该电厂月度考核返还费用减去月度考核费用。当出现结算费用为负数，且当期发电上网电费不足以抵扣结算费用时，不足部分在下月结算，以此类推，直至将全部结算费用结清为止。

地县级电力调度机构调度管辖范围统计计算纳入相应省级电力调度机构调度管辖范围，费用在全省平衡。

未转入商业运营的并网主体只参与考核，不参与返还。

第四章 信息披露

第八十二条 信息披露应当遵循真实、准确、完整、及时、易于使用的原则，披露内容应包括但不限于考核、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。

第八十三条 电力交易机构负责通过信息披露平台向所有市场主体披露相关考核和返还结果，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，报四川能源监管办审定后实施。

每日 17:30 前，电力调度机构应向并网主体披露前一日电网运行信息、各并网主体各项考核信息（包括但不限于考核项目、考核电量等）。

第八十四条 电力调度机构应及时向电力交易机构推送所有并网主体并网运行、考核及返还等公示信息，每月 10 日前（遇

法定节假日顺延)由电力交易机构向所有并网主体公示上月各并网主体各项并网运行考核、返还等初步结果,并依申请提供相关数据供计算核对。电力调度机构确保运行结果公允,运行依据可追溯。

第八十五条 并网主体对公示有异议的,应在3个工作日内向电力调度机构提出复核。电力调度机构应在接到并网主体问询的3个工作日内核实并予以答复。因复核等原因导致公示结果确需调整的,应重新公示3日,并向所有并网主体公示调整结果及调整原因。并网主体经与电力调度机构协商后仍有争议,应在5个工作日内向四川能源监管办提出申诉。

无异议后,由电力调度机构执行并将最终结果推送至电力交易机构,电力交易机构出具结算依据。每月20日前,电力调度机构将机组并网运行考核等最终公示信息及相关情况分析以正式公文报四川能源监管办。

每月25日前,电力调度机构应以正式文件向并网主体发布上月机组并网运行考核情况。

第五章 监督管理

第八十六条 四川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、电子邮箱、厂网联席会议等多种方式向四川能源监管办反馈问题和线索。

(一) 建立常态化监督管理机制

1.电力调度机构、电力交易机构每年对上一年执行本细则情况开展自查自纠，并于3月底前形成自查报告报四川能源监管办。

2.四川能源监管办根据监管情况和发现的问题对相关单位采取约谈、通报、责令整改等措施。

（二）不定期组织专项督查核查和重点监管

1.四川能源监管办结合实际情况和相关问题线索，坚持问题导向和目标导向，重点围绕考核豁免、电费结算、安全管理、调度管理、检修管理、涉网试验管理、技术指导与管理以及信息披露报送等方面，不定期组织对电网企业、电力调度机构、电力交易机构和并网主体执行本细则情况开展专项督查和重点监管，电力调度机构、电网企业、并网主体应予以配合。

2.四川能源监管办视情况需要组织对“两个细则”技术支持系统中有关算法、功能与本规则一致性进行核查。

第八十七条 四川能源监管办负责建立健全并网工作管理协调机制，调解并网运行管理争议。

第八十八条 健全并网调度协议和交易合同备案制度。电力调度机构直接调度的并网主体与电网企业应按要求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个工作日内以清单形式书面向四川能源监管办备案。

第八十九条 建立电力调度运行管理情况书面报告制度。电力调度机构每月25日前以书面形式向四川能源监管办报送上月

电力调度运行管理情况，并于7月30日前、次年1月30日前报送半年及年度分析报告。按监管要求，电力调度机构应在电力调度交易与市场秩序厂网联席会议上通报电力并网运行管理情况。

电力调度机构向四川能源监管办报送的电力并网运行管理情况，应包括分析报告和考核返还结果、减免考核、检修信息等。其中，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、相关证明材料及减免考核政策依据、公示反馈意见等内容。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。

第九十条 电网企业、电力调度机构、电力交易机构和并网主体应如实报送与监管事项相关的文件、资料，并按国家规定如实公开有关信息。电网企业、电力调度机构、电力交易机构应将电力并网运行管理技术支持系统向电力监管机构开放，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。

第九十一条 电网企业、电力调度机构、电力交易机构和并网主体应明确承接本细则相关工作的部门和岗位，规范内部工作和管理流程。

第九十二条 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，不得无故减免考核，对于细则中没有规定的免考核事项，不得擅自违规免考，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。电力调度机构应每年组织评估本细则执行情况，征求并网主体意见

后，向四川能源监管办提出规则调整建议。四川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。经四川能源监管办审核同意，电力调度机构可在电力调度交易与市场秩序厂网联席会议上通报相关分析报告内容。

第九十三条 四川能源监管办依法履行职责，可以采取定期或不定期的方式对并网管理情况进行现场检查，电力调控机构、电网企业、并网主体应予以配合。现场检查措施包括：

（一）进入被检查单位进行检查。

（二）询问被检查单位的工作人员，要求其对被检查事项作出说明；

（三）查阅、复制与检查事项有关的文件、资料，对可能被转移、隐匿、销毁的文件、资料予以封存；

（四）对检查中发现的违法行为，可以当场予以纠正或者要求限期改正。

第九十四条 电网企业、发电侧并网主体违反本细则相关规定的，不遵守发电厂并网、电网互联有关规章、规则的，由四川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理。

第九十五条 电力企业、电力调度交易机构有下列情形之一的，由四川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理。

（一）拒绝或者阻碍国家能源局及其派出机构从事电力并

网运行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并网运行管理信息的。

(三) 违反本细则相关规定，未按要求公开有关信息。

第六章 附则

第九十六条 本细则自 2026 年 5 月 1 日起实施。

第九十七条 本细则由四川能源监管办负责修订和解释。

第九十八条 本细则所引用国家和行业技术标准，注日期的，仅所注日期的版本适用于本细则；凡不注日期的，其最新版本(包括所有的修改单)适用于本细则。

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

AGC、有功功率闭环调节等其它功率或频率控制系统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) 燃煤、生物质、光热发电机组一次调频控制系统运算周期应不大于 100ms，燃气机组一次调频控制系统运算周期应不大于 50ms。

(2) 水电机组一次调频控制系统运算周期应不大于 40ms。

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块上。

4. 人工死区

(1) 火电机组一次调频的人工死区应不超过 $\pm 0.033\text{Hz}$ 。

(2) 水电机组一次调频的人工死区应不超过 $\pm 0.05\text{Hz}$ 。

(3) 风电场一次调频的人工死区应控制在 $\pm 0.05\text{Hz}$ ，光伏

电站一次调频的人工死区应不超过 $\pm 0.033\text{Hz}$ 。

(4) 新型储能一次调频的人工死区应不超过 $\pm 0.033\text{Hz}$ 。

(5) 直控型可调负荷一次调频的人工死区应不超过 $\pm 0.033\text{Hz}$ 。

5. 调差系数 K_c

(1) 火电机组为 4%~5%。

(2) 水电机组开度调节模式不大于 4%，功率调节模式不大于 3%。

(3) 风电场、光伏电站不大于 4%。

(4) 电化学储能为 0.5%~3%。

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

并网主体应严格按照《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)《电化学储能电站并网运行与控制技术规范》(DL/T 2246)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	额定容量 P_n
火电（不含燃机）机组、水电机组	单机额定容量
燃机机组	(1) 一拖一的燃气-蒸汽联合循环机组, P_n 取燃气和蒸汽机组额定容量之和; (2) 二拖一的燃气-蒸汽联合循环机组, P_n 取二拖一机组额定容量之和, 一般由两台燃气机组承担一次调频功能; 采用一拖一的运行方式时, P_n 取二拖一机组额定容量之和的二分之一。
新型储能	储能额定容量
风电（含风储）、光伏（含光储）	场站并网额定容量

(二) 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
火电机组	$T < 3$, T 响应滞后时间取 1; $T \geq 3$, 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; $T \geq 4$, 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; $T \geq 10$, T 响应滞后时间取 0
新型储能、风电场、光伏电站	$T < 2$, T 响应滞后时间取 1; $T \geq 2$, T 响应滞后时间取 0

(三) 调节精度 T 指数

频差范围	类型	贡献率 K 指数、 T 调节精度
小扰动 $< \pm 0.06\text{Hz} $	并网主体	$K \leq 2.30$, T 调节精度取 1; $K > 2.30$, T 调节精度取 0
小扰动 $\geq \pm 0.06\text{Hz} $	火电机组、水电机组、风电场、光伏电站、新型储能	$K \leq 1.50$, T 调节精度取 1; $K > 1.50$, T 调节精度取 0
大扰动	火电机组、水电机组、风电场、光伏电站、新型储能	$K \leq 1.30$, T 调节精度取 1; $K > 1.30$, T 调节精度取 0

(四) 一次调频贡献率 K 指数

1. 小扰动 < 0.1Hz 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)	$P \geq 0.6P_n$	$K \geq 0.50$, N _{贡献率} 取 1; $K < 0.50$, N _{贡献率} 取 0
	$0.3P_n \leq P < 0.6P_n$	$K \geq 0.40$, N _{贡献率} 取 1; $K < 0.40$, N _{贡献率} 取 0
水电	$P > 0$	非超低频振荡敏感机组: $K \geq 0.35$, N _{贡献率} 取 1; $K < 0.35$, N _{贡献率} 取 0
		超低频振荡敏感机组: $K \geq 0.1$, N _{贡献率} 取 1; $K < 0.1$, N _{贡献率} 取 0
新型储能	充、放电	$K \geq 0.70$, N _{贡献率} 取 1; $K < 0.70$, N _{贡献率} 取 0
风电场、光伏电站、燃机	$P > 0$	$K \geq 0.60$, N _{贡献率} 取 1; $K < 0.60$, N _{贡献率} 取 0
$\text{小扰动不合格次数 } N_1 = \sum_{i=1}^n (1 - N_{\text{贡献率}}(i) \times T_{\text{调节精度}}(i))$		
注 1: 式中 $N_{\text{贡献率}}(i)$ 为第 i 次小扰动有效调频性能事件贡献率合格; $T_{\text{调节精度}}(i)$ 为第 i 次小扰动有效调频性能事件调节精度合格; n 为满足考核条件的当月小扰动有效调频性能事件数。 注 2: 超低频振荡敏感机组由电力调度机构结合电网安全稳定运行需求认定。 注 3: 水电机组不参与有偿一次调频小扰动补偿和转动惯量补偿。		

2. 大扰动 $\geq 0.1\text{Hz}$ 一次调频贡献率 K 指数

类型	范围	贡献率 K 指数、N _{贡献率}
火电机组、 风电场、光伏电站	$P > 0$	$K \geq 0.80$, N _{贡献率} 取 1; $K < 0.80$, N _{贡献率} 取 0
水电机组	$P > 0$	非超低频振荡敏感机组: $K \geq 0.60$, N _{贡献率} 取 1; $K < 0.60$, N _{贡献率} 取 0
		超低频振荡敏感机组: $K \geq 0.3$, N _{贡献率} 取 1; $K < 0.3$, N _{贡献率} 取 0
新型储能	充、放电	$K \geq 0.90$, N _{贡献率} 取 1; $K < 0.90$, N _{贡献率} 取 0
$N_2 (\text{不合格次数}) = \sum_{i=1}^n (1 - N_{\text{贡献率}}(i) \times T_{\text{响应滞后时间}}(i) \times T_{\text{调节精度}}(i))$		

注 1: 式中 $N_{\text{贡献率}}(i)$ 为第 i 次大扰动有效调频性能事件贡献率合格; $T_{\text{响应滞后时间}}(i)$ 为第 i 次大扰动有效调频性能事件响应滞后时间合格; $T_{\text{调节精度}}(i)$ 为第 i 次大扰动有效调频性能事件调节精度合格; n 为满足考核条件的当月大扰动有效调频性能事件数。

注 2: 超低频振荡敏感机组由电力调度机构结合电网安全稳定运行需求认定。

3.反调一次调频贡献率 K 指数

在有效调频性能事件统计内, 若 $K < 0$, 定义并网主体一次调频反调, 小扰动或大扰动性能考核中单次调频不合格考核电量 $\times 2$ 。其中, 单次调频不合格电量定义:

若 N_1 或 N_2 为 1, F_1 式中的 $A \times P_n$ 或 F_2 式中的 $B \times P_n$ 为单次调频不合格考核电量。

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 $K = (\text{一次调频实际贡献量} / \text{一次调频理论贡献量}) \times 100\%$, 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:

$$H_e = \int_{t_1}^{t_2} \Delta P(\Delta f, t) dt$$
$$\Delta P(\Delta f, t) = \frac{-\Delta f(t)}{f_n \times K_c} \times P_n$$

其中:

$\Delta f(t)$: 对应 t 时刻, 电网频率超出 $50 \pm \Delta f_{sq}$ (调频人工死区) 的数值, 高频为正值, 低频为负值。

f_n : 电网额定频率 50Hz。

f_t : 对应 t 时刻的电网频率 (Hz)。

K_c : 并网主体的一次调频调差系数。

(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:

$$H_i = \int_{t_0}^{t_1} (P_t - P_0) dt$$

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_1 : 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: Δt : 积分时长。 $\Delta t = t_1 - t_0$, 其取值如下:

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

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：对火电机组、光伏电站、新型储能，电网频率超 $\pm 0.033\text{Hz}$ 调频人工死区持续时间 ≥ 18 秒，且调频前电网频率波动稳定在 $\pm 0.033\text{Hz}$ 调频人工死区范围内时间持续 20 秒，且与前次有效扰动时间间隔 ≥ 60 秒，则本次频率波动过程给予调频有效性能/动作统计。

注 3：对水电机组和风电场，电网频率超 $\pm 0.05\text{Hz}$ 死区持续时间 $\geq t$ 秒，若 t 取 0 秒，则本次频率波动过程给予调频有效动作事件统计；若 t 取 30 秒，且调频前电网频率波动稳定在 $\pm 0.05\text{Hz}$ 死区范围内时间持续 10 秒，且与前次有效扰动时间间隔 ≥ 60 秒，则本次频率波动过程给予调频有效性能事件统计（当月以有效性能事件考核优先，若当月无调频有效性能事件，则进行调频有效动作事件考核，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小于 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 $Q = (\text{一次调频当月合格次数} / \text{一次调频})$

频当月总次数) × 100%，即：

$$Q = \frac{N_{\text{当月合格次数}}}{N_{\text{当月调月调频总}}} \times 100\%$$

月度调频总次数应剔除免考核次数进行统计。

(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(%) = 一次调频月调频动作正确次数
× 100% / 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)

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 日向电网调度机构提供 AGC 系统技术资料，并应包括以下内容：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——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（APC）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 与出力 P 之差越过死区范围，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、风电、光伏小于 30 秒，水电(含抽水蓄能)小于 20 秒，新型储能小于 1 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， $\frac{\Delta P \times (P_z - P)}{\text{abs}(P_z - P)}$ 小于 0，该调节过程为反调节；大于 0，该调

节过程为正调节。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。

抄送：国家能源局市场监管司、国家能源局华中监管局、四川省发展和改革委员会，四川省能源局。

