

华中区域发电厂并网运行管理实施细则

第一章 总 则

第一条 为保障电力系统安全、优质、经济运行，维护电力企业的合法权益，根据《发电厂并网运行管理规定》（电监市场〔2006〕42号）、《国家能源局关于印发〈完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案〉的通知》（国能发监管〔2017〕67号）和国家有关法律法规、行业标准，结合华中电力系统的实际情况，制定本细则。

第二条 本细则适用于华中区域河南省、湖北省、湖南省、江西省、四川省、重庆市省级及以上电力调度机构调度管辖的并网发电厂。西藏自治区发电厂并网运行管理实施细则另行制订。

地县级电力调度机构辖的发电厂纳入适用范围由省级电力调度机构报相应能源监管机构批准。

电网企业所属电厂参与考核，不参与结算。

本细则所称发电厂包括火力发电厂（含燃煤电厂、燃气电厂、燃油电厂、生物质电站）、水力发电厂、风力发电场、光伏电站、电化学储能电站等电厂。

第三条 新建发电机组完成以下工作之后的当月开展并网运行考核及结算：

（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 5437-2009）要求完成整套启动试运时纳入。

（二）水力发电机组按《水电工程验收规程》（NB/T 35048-2015）要求完成负荷连续运行时纳入。

（三）风力发电场、光伏电站分别按《风力发电场项目建设工程验收规程》（GB/T 31997-2015）、《光伏发电工程验收规范》（GB/T 50796-2012）完成工程验收，第一台风电机组或逆变器并入电网时纳入。

（四）其它发电机组原则上自基建调试完成交付生产运行之日纳入。

第四条 发电厂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。

第五条 电力调度机构按照调度管辖范围具体实施发电厂的并网运行管理工作。能源监管机构依法对发电厂并网运行管理及考核情况实施监管。

第二章 运行管理

第一节 安全管理

第六条 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。电网企业、并网发电厂、电力用户有义务共同维护电力系统安全稳定运行。

第七条 并网发电厂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。

第八条 并网发电厂涉及电网安全稳定运行的继电保护和自动装置、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、高压侧或升压站电气设备等运行和检修安全管理制度、操作票和工作票制度等，应符合能源监管机构及所在电网有关安全管理的规定。

第九条 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；并网发电厂应落实电力调度机构制定的反事故措施。对并网发电厂一、二次设备中存在影响电力系统安全运行的问题，并网发电厂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发电厂，每逾期一天，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发电厂全厂当月上网电量的 1%。

第十条 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。并网发电厂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；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，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发电厂，每逾期一天，按全厂额定容量 $\times 1$ 小时计为考核电量，月累计考核电量不超过并网发电厂全厂当月上网电量的 1%；对于无故不参加电网联合反事故演习的并网发电厂，按全厂额定容量 $\times 2$ 小时计为考核电量。

电力调度机构确定为黑启动的发电厂，因电厂原因不能提供黑启动时（不含计划检修），电厂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厂年度黑启动辅助服务补偿费用的 2 倍。

电力调度机构检查发现电厂不具备黑启动能力，而电厂隐瞒不报的，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。

电力调度机构对提供黑启动的并网发电机组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 24 个月的月度辅助服务补偿费用予以考核。

第十一条 并网发电厂发生事故，继电保护或安全自动装置动作后，并网发电厂应积极配合，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 100MWh 计为考核电量。并网发电厂拒绝配合，或者提供虚假材料、隐瞒保护误动、拒动事实的，按全厂额定容量（机组之间通过母线和联变实现电气连接为一个电厂）× 2 小时计为考核电量。

第二节 调度管理

第十二条 并网发电厂应在机组并网前，与电网企业签订并网调度协议，不得无协议并网运行。并网调度协议由并网发电厂和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，参照原国家电监会和国家工商总局印发的《并网调度协议（示范文本）》签订，协议签订后按能源监管机构要求备案。双方达不成协议的，由能源监管机构协调。

第十三条 并网发电厂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发电厂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。

并网发电厂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 1000MWh），并报能源监管机构备案。

（一）不执行或无故拖延执行调度指令，按全厂额定容量 $\times$ 1 小时计为考核电量。

（二）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谎报，按全厂额定容量 $\times$ 1 小时计为考核电量。

（三）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（包括一次调频）、励磁系统（包括 PSS）、高频切机、低频切机、安全稳定控制装置、AGC、AVC、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 $\times$ 0.5 小时计为考核电量。

（四）风电场、光伏电站因继电保护或安全自动装置动作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。

(五) 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 × 0.3 小时计为考核电量。

(六) 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 × 0.3 小时计为考核电量。

(七) 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。

第十四条 并网发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调度计划曲线应提前 (火电提前 15 分钟、水电和新能源提前 5 分钟) 通知并网发电厂 (紧急情况除外)。

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、火电机组

在频率高于 49.90Hz 且低于 50.10Hz 的情况下, 如果:

$|P_{\text{计划}} - P_{\text{实际}}| - \max\{P_{\text{计划}} \times 2\%, 2(MW)\} > 0$, 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 ± 2%, 当日发电计划小于 100MW 时, 允许偏差范围为 2MW。

考核电量为：

$$W_{\text{考核}} = 2 \times \left(|P_{\text{计划}} - P_{\text{实际}}| - \max\{P_{\text{计划}} \times 2\%, 2(\text{MW})\} \right) \times 5/60 (\text{MWh})$$

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 25MW 时，允许偏差范围为 0.5MW），实发电力超出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 Hz 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 50.10Hz 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：

$$W_{\text{考核}} = 4 \times |P_{\text{计划}} - P_{\text{实际}}| \times 5/60 (\text{MWh})$$

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. 电力调度机构调整负荷曲线后，火电 15 分钟（水电和新能源 5 分钟）内免除发电计划曲线考核。

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. AGC 投入运行期间出现的偏差(跟踪负荷曲线模式除外)。

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. 当出现系统事故,机组按照调度指令紧急调整出力时。

第十五条 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,发电受限时段、经电力调度机构批准同意的功率预测相关系统检修期间功率预测结果不计入考核。

(一) 日前功率预测

1. 风电场次日 0-24h 日前功率预测准确率应大于等于 80%,小于 80%时按以下公式考核:

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

$$\text{日前准确率日考核电量} = (80\% - \text{准确率}) \times P_N \times 1 (\text{小时})$$

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 为样本个数, P_N 为风电场额定容量。

2. 风电场次日 0-24h 日前预测与实际功率相关性系数应大于等于 0.68, 小于 0.68 计为一次不合格, 每次按照风电场当月上网电量的 0.1%考核。(本项考核指标各省可根据实际情况选

用)。

风功率预测相关性系数计算方法如下：

$$\text{相关性系数 } r = \frac{\sum_{i=1}^n [(P_{Mi} - \bar{P}_M) \cdot (P_{Pi} - \bar{P}_P)]}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (P_{Mi} - \bar{P}_M)^2 \cdot \sum_{i=1}^n (P_{Pi} - \bar{P}_P)^2}}$$

式中：n 为样本个数， P_{Mi} 为 i 时刻的实测功率， P_{Pi} 为 i 时刻的预测功率， $\bar{P}_M$ 为所有样本实测功率的平均值， $\bar{P}_P$ 为所有样本预测功率的平均值。

3. 光伏电站次日 0-24h 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：

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

$$\text{日前准确率日考核电量} = (85\% - \text{准确率}) \times P_N \times 1.5 \text{ (小时)}$$

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。

(二) 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 85%，小于 85%时按以下公式考核：

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

超短期准确率日考核电量= (85% - 准确率) × P_N × 1 (小时)

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:

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

超短期预测准确率日考核电量= (90% - 准确率) × P_N × 1.5 (小时)

其中: 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。

第十六条 对并网机组调峰能力进行考核:

(一) 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) 或机组申报出力下限高于机组基本调峰能力下限的情况, 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, 每天考核电量为:

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

式中： $P_{\max}$ 为机组额定出力上限（MW）；

$P'_{\max}$ 为机组申报出力上限（MW）；

$P_{\min}$ 为机组基本调峰能力下限（MW）；

$P'_{\min}$ 为机组申报出力下限（MW）；

α_1 、 α_2 为基本调峰的考核系数， $\alpha_1=0.2$ ， $\alpha_2=0.2$ 。

（二）如果电厂不能按调度指令提供基本调峰能力时，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：

$$|P_1 - P'_1| \times 24(\text{小时}) \times \alpha_3 + |P_2 - P'_2| \times 24(\text{小时}) \times \alpha_4$$

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， $\alpha_3=0.2$ ， $\alpha_4=0.2$ 。

（三）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 为机组申报出力上限（MW）；

P_1' 为当日机组实际出力最高值 (MW);

P_2 为机组申报出力下限 (MW);

P_2' 为当日机组实际出力最低值 (MW);

α_5 、 α_6 为基本调峰的考核系数, $\alpha_5=0.2$, $\alpha_6=0.2$ 。

因检修、网络约束等原因受限情况除外。

第十七条 并网发电机组 (含 30MW 及以上的风电场、30MW 及以上集中式光伏电站) 必须具备一次调频功能。

(一) 功能投入情况考核

并网发电机组 (新能源场站) 应投入一次调频功能, 不得擅自退出机组的一次调频功能 (200MW 及以上的火电机组出力达额定容量 46% 及以上应保证 CCS 侧和 DEH 侧同时投入一次调频功能, 允许 CCS 侧一次调频月累计退出时间 ≤ 35 小时)。一次调频功能未投运, 月考核计算方式为:

$$\text{考核电量 } F = W_{\text{考核}} \times T_0 \times P_N$$

式中, $W_{\text{考核}}$ 为一次调频考核系数, 新能源场站为 1%, 其它类型机组为 2%; T_0 为一次调频当月未投运小时数 (经调度同意退出时间段可不统计), P_N 为并网发电机组或新能源场站并网额定容量 (MW)。

(二) 性能考核

对 40MW 及以上并网水电机组、80MW 及以上的其它并网常规

发电机组实施一次调频性能考核，新能源场站一次调频性能考核暂不实施。在电网频率越过机组一次调频人工死区（ Δf_{sq} ）及发生大扰动期间进行一次调频性能考核时，原则上具体参数以电力调度机构 PMU 数据计算结果为准，机组侧 PMU 相关信号具备对应接入条件。机组一次调频性能考核包括 K 贡献率指数、响应滞后时间 T 指数以及稳定时间 T 指数（详见附件）。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 $< 0.08\text{Hz}$ 为小扰动（川渝 $< 0.1\text{Hz}$ ），电网最大频率偏差 $\geq 0.08\text{Hz}$ 为大扰动（川渝 $\geq 0.1\text{Hz}$ ），频率偏差模拟扰动范围为 $0.08\text{Hz} \sim 0.183\text{Hz}$ 。

1. 小扰动考核

$$\text{考核电量 } F_1 = C_{\text{考核}} \times \delta_{\text{死区系数}} \times (A \times P_N \times N_1)$$

（ $Q_{\text{合格率}} < 60\%$ ， $C_{\text{考核}}$ 取 3； $60\% \leq Q_{\text{合格率}} < 75\%$ ， $C_{\text{考核}}$ 取 1； $75\% \leq Q_{\text{合格率}} < 80\%$ ， $C_{\text{考核}}$ 取 0.7； $80\% \leq Q_{\text{合格率}} < 90\%$ ， $C_{\text{考核}}$ 取 0.4； $90\% \leq Q_{\text{合格率}} < 100\%$ ， $C_{\text{考核}}$ 取 0）

式中：若 $\Delta f_{sq} < 0.04\text{Hz}$ ， $\delta_{\text{死区系数}}$ 取 1；若 $\Delta f_{sq} \geq 0.04\text{Hz}$ ， $\delta_{\text{死区系数}}$ 取 2。 P_N 为机组额定容量（MW），A 为 0.046 小时， N_1 为小扰动下的不合格次数（计算详见附件）。

2. 大扰动考核

$$\text{考核电量 } F_2 = \delta_{\text{死区系数}} \times (B \times P_N \times N_2)$$

式中：若 $\Delta f_{sq} < 0.04\text{Hz}$ ， $\delta_{\text{死区系数}}$ 取 1；若 $\Delta f_{sq} \geq 0.04\text{Hz}$ ， $\delta_{\text{死区系数}}$ 取 2。 P_N 为机组额定容量（MW）， B 为 0.3 小时， N_2 为大扰动下的不合格次数（计算详见附件）。

3. 模拟扰动考核

电力调度机构定期通过一次调频主动在线测试系统对并网机组进行模拟扰动测试，验证机组的大频差调频性能是否满足电网安全稳定运行要求。测试不合格机组参照大扰动考核办法进行考核（计算详见附件）。测试应采取随机方式对电力系统所在控制区机组进行抽查，测试周期内机组选取应不重复。

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机组安全稳定运行，测试期间所造成机组的 AGC 相关考核应免考。

（三）调频动作正确性

在调频有效动作事件内，若 $\Delta f_{sq} \geq 0.04\text{Hz}$ 的并网发电机组（新能源场站）的一次调频动作信号未触发或机组功率未向正确的调频方向开始变化，一经发现，每次考核电量：

$$F = T_{\text{考核}} \times P_N$$

式中， P_N 为并网发电机组或新能源场站的额定容量（MW）， $T_{\text{考核}}$ 为 0.09 小时。

（四）传送虚假信号

并网发电机组（新能源场站）传送虚假一次调频投运或调频动作信号的，一经发现，每次考核电量：

$$F = T_{\text{考核}} \times P_N$$

式中， P_N 为并网发电机组或新能源场站的额定容量（MW）， $T_{\text{考核}}$ 为 1 小时。

（五）特殊考核情况

机组实际出力较低时（火电 $P < 0.46\text{MCR}$ 、水电 $P < 0.20\text{MCR}$ 、新能源 $P < 0.20\text{MCR}$ 、燃机 $P < 0.55\text{MCR}$ ），性能免考核。

第十八条 并网发电厂单机 100MW 及以上火电机组、单机容量 40MW 及以上非灯泡贯流式水电机组（经电力调度机构认可不需参与 AGC 调整的机组除外）应具有 AGC 功能。并网发电机组 AGC 的投运率和调节精度、调节范围、响应速度等应满足要求。加装 AGC 设备的并网发电厂应保证其正常运行，不得擅自退出并网发电机组的 AGC 功能。

对并网发电机组提供 AGC 服务的考核内容，包括：AGC 的投运率、调节性能等。

（一）投运率考核

AGC 的月投运率必须达到 90% 以上。每低于 1 个百分点（含不足一个百分点），每台次计考核电量 50MWh。经电力调度机构同意退出的时间段，不纳入考核范围。

(二) 性能考核

1. 指令响应速度性能指标:
$$k_1 = \frac{\Delta P \times T_0 \times (P_z - P)}{\text{abs}(\Delta P_z) \times \Delta T \times \text{abs}(P_z - P)}$$

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)。

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, 火电: 亚临界机组取 0~30 秒、超(超超)临界机组取 0~20 秒; 水电: 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)。

表 1 火电机组/电厂 AGC 调节性能要求

额定容量	调节范围下限 (开机容量 P_N 的 百分数)	调节范围上限 (开机容量 P_N 的 百分数)	调节速率 V_0
100 (含) ~ 300 MW	66%	100%	1.5% P_N /min
300 (含) ~ 600 MW	50%	100%	1.5% P_N /min (直吹式制粉系 统机组为 1.2% P_N /min)
600 MW 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)
燃机	50%	100%	3% P_N /min
火电全厂方式	50%	开机容量 100%	1.5% P_N /min (直吹式制粉系 统机组为 1.2% P_N /min)

表 2 水电厂 AGC 调节性能要求

调节形式	调节范围下限 (额定容量的百分数)	调节范围上限 (额定容量的百分数)	调节速率 V_0
全厂方式	最低振动区上限	100%	$60\%P_N/\text{min}$ (川渝 $30\%P_N/\text{min}$, P_N 取最大机组额定容量)
单机方式	最低振动区上限	100%	$20\%P_N/\text{min}$
转桨式机组	最低振动区上限	100%	$20\%P_N/\text{min}$
转桨式电厂	最低振动区上限	100%	$30\%P_N/\text{min}$ (P_N 取最大机组额定容量)

2. 精度性能指标:

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

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后的三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 (进入死区时刻为第一个采样点), 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。

$$e = \frac{\sum_{i=1}^N \text{abs}(P_z - P_i) / P_n}{N} \quad (1 \leq N \leq 3)$$

P_n : 控制模式为单机模式时, P_n 为被控制的该单机额定容量; 控制模式为全厂模式时, P_n 为全厂机组额定容量。机组指令及机组有功在 D5000 数据库中按照 5 秒的间隔存储。

3. 调节死区

当机组实际负荷进入 AGC 指令有效死区, 此次有效事件结

束。单机模式：单机额定容量的 1%；全厂模式：全厂额定容量的 1%。

4. 综合性能指标： $k = \beta \times k_1 \times k_2$

其中：水电 β 为 1，火电 β 为 1.4。

指令低于表 1 表 2 所规定的“调节范围下限”，本调节过程水电 $k=1$ ，火电 $k=1.4$ 。

5. 日均综合性能指标： $k_d = \frac{\sum_{i=1}^N k(i)}{N}$

其中 $k(i)$ 为第 i 次调节过程的综合性能指标； N 为当日调节过程次数。

具备 AGC 功能的机组，应按调度指令要求投入 AGC。无法投入 AGC 功能，每日按 30MWh/台计为考核电量。

当 AGC 控制方式为单机控制方式时，机组日均调节性能水电 k_d 小于 1 或火电 k_d 小于 1.4，每日按 30MWh/台计为考核电量。

当火电机组 AGC 控制方式为全厂控制方式时（水电机组 AGC 考核不考虑控制方式的不同），全厂日均调节性能火电 k_d 小于 1.4 考核电量按可投机组台数进行统计，具体计算方式如下：当天机组实际出力大于机组最低技术出力，则该机组即计为可投，每日按可投机组台数 $\times$ 30MWh 计为考核电量。

AGC 考核计算数据以调度端数据为准，机组或电厂有功出力采样周期不小于 5 秒。若有效调节过程中机组或电厂 AGC 退出，

仍然算有效调节过程进行考核计算。

（三）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的 AGC 调节试验报告数据为准。

（四）传送 AGC 虚假信号或数据，一经发现，每次计考核电量 300MWh。

第十九条 新能源场站需配置有功功率控制系统，接收并自动执行电力调度机构远方发送的有功功率控制指令（AGC 功能），其有功功率及有功功率变化速率应与电力调度机构下达的给定值一致。风电场、光伏电站 AGC 子站上行信息应包含有效容量、超短期预测等关键数据。不具有有功功率调节能力的风电场、光伏电站，每月按照全场站当月上网电量的 2%考核。

风电场、光伏电站应加强机组 AGC 子站的装置维护工作，电力调度机构对已安装 AGC 子站的风电场、光伏电站进行投运率的考核。

在风电场、光伏电站 AGC 装置同所属电力调度机构主站 AGC 闭环运行时，电力调度机构按月统计各风电场、光伏电站 AGC 投运率，其计算公式如下：

$$\text{AGC 投运率} = (\text{AGC 子站投入闭环运行时间} / \text{风电场、光伏电站 AGC 应投入闭环运行时间}) \times 100\%$$

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

AGC 投运率以 98%为合格标准。全月 AGC 投运率低于 98%的风电场、光伏电站考核电量按如下公式计算：

$$\frac{(98\% - \lambda_{\text{投运}})}{30} \times W_a$$

式中： $\lambda_{\text{投运}}$ 为风电场、光伏电站 AGC 投运率； W_a 为该风电场、光伏电站当月上网电量。

第二十条 新能源场站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

表 3 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

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。

（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:

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

1 分钟功率变化率超出限值按以下公式计算考核电量:

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

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

第二十一条 对并网发电厂的无功和母线电压按以下条款考核:

(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。

当电厂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。

（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 1 时，计为一个考核点，机组功率因数等于 1 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 $\times 0.2$ 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：

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）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。

（五）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。

（六）全厂停电期间，免于考核。

第二十二条 电力调度机构对安装 AVC 装置的并网发电厂 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 装置的并网发电厂按投运率进行考核。

（一）AVC 子站投运率不得低于 90%，各机组 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×0.2 小时的标准进行考核，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 子站投运率免考核时间包括：(1) 由调度允许退出的时间。(2) 电厂第一台 AVC 机组自并网至最小技术出力稳定运行的时间，电厂最后一台 AVC 机组自最小技术出力至解列的停机时间。(3) AVC 达到正常闭锁条件。

机组 AVC 投运率免考核时间包括：(1) 调度允许退出的时间。(2) AVC 机组并网至最小技术出力稳定运行的时间，AVC 机组自最小技术出力至解列的停机时间。(3) AVC 达到闭锁条件时。

(二) 电厂 AVC 子站调节合格率不应低于 90%，调节合格率低于标准的，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，每个月的考核电量不高于 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%

第二十三条 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（包括容量配置和调节速率等）不满足电网运行要求的，每月按照全场站当月上网电量的 2%考核。

（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。

（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 $\times 100\%$

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。

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，但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） $\times 100\%$

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） $\times 100\%$

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。

第二十四条 风电机组应具备电网规定要求的高/低电压穿越能力，光伏逆变器应具备电网规定要求的高电压/零电压穿越

能力。

具备合格认证的风机和光伏逆变器在标准要求的故障电压低电压或零电压穿越范围内发生脱网，自脱网时刻起该风电场同型号机组、光伏电站同型号逆变器禁止并网，直至完成相关穿越改造并提供检测认证报告。在此之前，每月考核电量按以下公式计算：

不具备穿越能力风机（逆变器）容量/电站装机容量*电站月上网电量。

第二十五条 电力调度机构对并网发电厂非计划停运情况进行统计和考核。

非计划停运，是指发电机处于不可用而又不是计划停运的状态。根据机组停运紧急程度，非计划停运分为以下 5 类：

第 1 类非计划停运——机组跳闸、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 2 类非计划停运——机组虽不需立即停运，但需在 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。

电力调度机构对并网发电厂非计划停运实施统计和考核的标准如下：

（一）第 1 类非计划停运发生一次按机组额定容量 $\times 1$ 小时计为考核电量；第 2 类非计划停运发生一次按机组额定容量 $\times 0.5$ 小时计为考核电量；第 3 类非计划停运发生一次按机组额定容量 $\times 0.3$ 小时计为考核电量；第 4、5 类非计划停运发生一次按机组额定容量 $\times 0.2$ 小时计为考核电量。

（二）机组非计划停运期间，按 $0.02 \times$ 机组额定容量 $\times$ 停运时间计为考核电量。

（三）机组未在调度规定的时间内完成并网（解列），导致偏离发电计划曲线的，按照日发电计划偏差相关条款考核。机组无法开出的，纳入非计划停运考核，比照第 1 类非计划停运考核计算考核电量。

（四）非电厂原因导致的非计划停运，包括电厂送出线路跳闸、稳控装置正确动作切机等，不计入考核。

（五）发电厂发生非计划停运，自电力调度机构同意该电厂转为计划检修或转备用状态开始，不再按非计划停运考核。

第二十六条 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电站并网容量的 30%，每次按照全场站当月上网电量的 3%考核，若考核电量不足 10 万度，则按 10 万度进行考核。

配有已投运的规模化储能装置（兆瓦级及以上）的风电场、光伏电站，以风电场、光伏电站上网出口为脱网容量的考核点。

第三节 检修管理

第二十七条 并网发电厂应按相关国家、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。并网发电厂应按照电力调度机构批准的检修工期按时完成检修任务。

第二十八条 电力调度机构应统筹安排并网发电厂发电机组及其外送输变电设备的检修，尽可能安排发电厂外送输变电设备与发电机组检修同时进行。

第二十九条 并网发电厂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。电力调度机构对并网发电厂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并网发电厂一

次设备的检修相配合。

第三十条 并网发电厂变更检修计划，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它并网发电厂的检修计划统筹安排，若无法安排变更检修计划，应及时通知并网发电厂，并说明原因。

第三十一条 电力调度机构根据电网运行情况变更并网发电厂检修计划，包括发电厂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并网发电厂协商。对推迟计划检修期间，发生发电厂的设备故障或影响本细则规定的指标完成时，不对该机组进行考核处理；由于推迟计划检修引起的发电设备故障（非电厂责任）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。

第三十二条 并网发电厂检修工作由于电厂自身原因出现以下情况之一，水、火电机组按每次 100MWh、新能源机组按每次 10MWh 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、日检修计划。

（二）计划检修工作不能按期完工，但未办理延期手续。

（三）设备检修期间，办理延期申请超过一次。

- (四) 擅自增加(或减少)工作内容而未办理申请手续的。
- (五) 计划检修工作临时调整。
- (六) 未经调度同意开展临时检修工作。

第四节 技术指导和管理

第三十三条 继电保护考核

(一) 并网发电厂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、规程及反事故措施要求。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 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。

(二) 并网发电厂应配合电网企业及时改造、更换到年限的继电保护及安全自动装置。未按规定改造、更换继电保护及安全自动装置, 每月按全厂容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核, 直至完成更换为止。

(三) 由于并网发电厂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 $\times 1$ 小时的标准进行考核; 造成

电网事故的，每次按全厂额定容量 $\times 3$ 小时计为考核电量。并网发电厂若发生继电保护装置跳闸原因不明的事故，每次按全厂额定容量 $\times 2$ 小时的标准进行不正确动作的补充考核。

（四）并网发电厂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 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核。

（五）并网发电厂不能按规定时间要求报送电厂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 $\times 0.1$ 小时计为考核电量。

（六）对以下管理要求未能达标者，每项按 100MWh 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. 并网电厂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。

(七) 以下要求未能达标者, 每项按 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。

4. 故障录波与主站月联通率 $\geq 98\%$, 计算公式为:

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

式中：LTR 为故障录波与主站月联通率；

ZAT 为统计周期内总通信时长；

ZDT 为因厂端设备原因造成的通信中断时长。

（八）由于并网电厂继电保护、安全自动装置异常，造成涉网一次设备被迫停运，每次按 300MWh 计为考核电量。

第三十四条 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 50MWh 计为考核电量。

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

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）并网发电厂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 100MWh 计为考核电量。并网发电厂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）并网发电厂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100MWh计为考核电量。

（四）并网发电厂通信出现下列情形的（不可抗力除外），每次按100MWh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. 造成电网与并网发电厂通信电路全部中断。

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24小时。

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. 未经许可改变通信系统运行方式。

（五）并网发电厂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，逾期未完成的按 100MWh/月计考核电量。

第三十五条 自动化考核

（一）远动链路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。考核总量不超过发电厂当月上网电量的 2%。

（二）并网发电厂处于安全区 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发电厂不满足要求或擅自改变网络结构，每次按 50MWh 计为考核电量；如由于并网发电厂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。

（三）并网发电厂计量点所安装的主、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 20MWh 计为考核电量。

（四）相量测量装置连续故障（相量数据中断）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）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）并网发电厂未经调度许可，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。

（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）并网电厂自动化设备（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，逾期未完成的按每日 10MWh 计考核电量。

（十）故障计算时间以调度主站侧自动记录的厂站自动化设备实际故障开始时刻为起始时刻，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。

第三十六条 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 $\times 1$ 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 $\times 1$ 小时计为考核电量。

(三) 火电机组强励倍数不小于 1.8 倍, 水电机组强励倍数不小于 2.0 倍, 达不到要求的, 每月按该机组容量 $\times 1$ 小时计为考核电量。

第三十七条 并网发电厂高压侧或升压站电气设备发生事故, 每次按全厂额定容量 $\times 0.5$ 小时计为考核电量。

第三十八条 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; 定期报送丰水期、平水期、枯水期气象水文趋势预报、年度运行方式等。每迟报或漏报一项, 按 50MWh 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系统的建设及运行管理工作, 制定水调自动化系统管理规定, 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系统维护, 并网发电厂应按规定向电力调度机构水调自动化系统自动

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 50MWh 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 50MWh 计为考核电量。

第三十九条 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。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 2%。

（三）风电场、光伏电站应按要求向电力调度机构报送日前功率预测曲线和超短期功率预测曲线，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。超短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 0-24h 发电功率预测曲线，预测值的时间分辨率为 15 min。

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

第四十条 新建、扩建风电场累计并网额定容量超过 40 兆瓦或光伏电站累计并网额定容量超过 10 兆瓦后 6 个月内向电力调度机构报送并网性能测试（检测）及评价报告，逾期未报送并网性能测试（检测）及评价报告，每月按照全场站额定容量 × 3 小时持续考核。

第三章 考核实施

第四十一条 发电厂并网运行考核的基本原则：全网统一评价标准；每月按照调度管辖范围分别对发电厂进行考核；考核电量和考核费用分省（市）单独计帐。

第四十二条 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。

第四十三条 并网发电厂的实际考核电量按照所在省所有参与考核的电厂上一年平均上网电价计算得出考核金额。

发电厂的月度考核费用=并网发电厂考核电量×全网上年平均上网电价+黑启动考核金额

第四十四条 所有项目均按月度进行考核,并按月进行统计和结算,在下一个个月度的电费支付环节兑现。月度总考核费用按不同类型发电厂单独进行平衡结算,按占同类型并网发电厂上网电量(或落地电量)比例进行返还。月度考核费用也可分品种,在参与此项品种考核的同类型电厂之间进行平衡结算。

并网发电厂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。

发电厂按以下五种类型单独进行平衡结算:第一类燃煤、燃气电厂;第二类水力发电厂;第三类风力发电场;第四类光伏电站;第五类生物质电站(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、沼气发电等)。

第四章 监督与管理

第四十五条 电力调度机构、电网企业应按照能源监管机构的要求报送相关文件、资料，向并网发电厂披露相关信息。信息披露应当采用网站、会议、简报等多种形式，季度、年度信息披露应当发布书面材料。电力调度机构应将发电厂并网运行管理技术支持系统接入能源监管机构的监管信息系统。

第四十六条 每日 10:00 前，电力调度机构应向并网发电厂披露前一日发电计划偏差考核、调峰能力考核、AGC 调节性能考核、无功调节考核等相关考核信息。

第四十七条 每月 10 日前(节假日顺延)，电力调度机构应向所有并网发电厂披露上月所有机组并网运行管理统计和考核结果。

并网发电厂对统计结果有疑问，应在每月 15 日前向相应电力调度机构提出复核。电力调度机构应在接到问询后的 3 个工作日内予以答复。并网发电厂经与电力调度机构协商后仍有争议，可以向能源监管机构提出申诉。

每月 20 日前，电力调度机构应将上月机组并网运行考核情况明细及分析报告以正式文件报送能源监管机构。其中，河南省、

湖南省、四川省电力调度机构报属地能源监管机构，区域及湖北、江西、重庆三省（市）电力调度机构报国家能源局华中监管局。经能源监管机构审核后，并网运行考核结果生效。

每月 25 日前，能源监管机构发布上月发电厂并网运行考核结果。

发电企业、电网企业根据能源监管机构发布结果，随同当月厂网电费一并结算。

第四十八条 电力调度机构应在 1 月 30 日、7 月 30 日前将半年及年度并网运行考核总结分析报告报能源监管机构。

第四十九条 并网发电厂的考核电量、考核费用及其使用情况，由能源监管机构监管。

第五十条 并网发电厂与电力调度机构、电网企业之间因并网运行考核、统计及结算等情况存在争议的，可申请能源监管机构依法处理。其中，并网发电厂与区域电力调度机构之间存在争议的，由区域能源监管机构依法处理。

第五十一条 能源监管机构依法履行职责，可以采取定期或不定期的方式对并网考核情况进行现场检查，电力调度机构、电网企业、并网发电厂应予以配合。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、损毁的文件、资料予以封存。

（四）对检查中发现的违法行为，有权当场予以纠正或者要求限期改正。

第五十二条 电力调度机构应严格按照本细则实施发电厂并网运行管理，不得擅自调整算法和参数，不得无故减免考核，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。

第五章 附 则

第五十三条 本细则规定的违规情况，未经特别申明，均指由发电企业责任引起的，非发电企业责任引起的不予考核。

第五十四条 本细则由国家能源局华中监管局负责解释。

第五十五条 本细则自 2020 年 11 月 1 日起施行，有效期五年。《关于印发〈华中区域并网发电厂辅助服务管理实施细则〉和〈华中区域发电厂并网运行管理实施细则〉的通知》（华中电监市场价财〔2011〕200 号）及其相关补充规定同时废止。

附件：

AGC 调节过程定义

一、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。

二、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。

三、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 (s)。

四、统计中明确 ΔT 火电小于 30 秒、水电小于 10 秒的调节过程被认为是随机波动，不纳入调节过程统计、考核与补偿。

五、 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。

附件：

一次调频技术要求及指标计算、考核度量方法

一、技术要求

1. 机组一次调频的人工死区

(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 $\pm 0.033\text{Hz}$ ($\pm 2\text{r/min}$) 内。

(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 $\pm 0.10\text{Hz}$ ($\pm 6\text{r/min}$) 内。

(3) 水电机组一次调频的人工死区控制在 $\pm 0.05\text{Hz}$ 内。

(4) 风电场、光伏电站一次调频的人工死区控制在 $\pm 0.05\text{Hz}$ 。

(5) 核电机组一次调频的人工死区控制在 $\pm 0.08\text{Hz}$ 内。

2. 机组调速系统的速度变动率(或水电机组的永态转差率)

(1) 火电机组速度变动率为 $4\% \sim 5\%$ 。

(2) 水电机组的永态转差率不大于 4% 。

(3) 核电机组的永态转差率为 $4\% \sim 5\%$ 。

(4) 燃机机组速度变动率为 $4\% \sim 5\%$ 。

(5) 风电场、光伏电站的速度变动率为 $2\% \sim 5\%$ 。

3. 一次调频的最大调整负荷限幅

(1) 当系统频率下降时，水电机组应能根据一次调频有差调节曲线增加机组的有功功率输出，最大有功功率调节量不小于10%机组额定功率，当系统频率上升时，水电机组应能根据一次调频有差调节曲线减少机组的有功功率输出，最大有功功率调节量可不设限幅，但应避免机组进入逆功率区出现振动、抬机等现象。

(2) 额定负荷 500MW 及以上的火电机组，一次调频的负荷调整限幅为机组额定负荷的 $\pm 6\%$ 。

(3) 额定负荷 210 ~ 490MW 的火电机组，一次调频的负荷调整限幅为机组额定负荷的 $\pm 8\%$ 。

(4) 额定负荷 100 ~ 200MW 的火电机组，一次调频的负荷调整限幅为机组额定负荷的 $\pm 10\%$ 。

(5) 额定负荷 100MW 以下的火电机组，一次调频的负荷调整限幅为机组额定负荷的 $\pm 8\%$ 。

(6) 核电机组一次调频的负荷调整限幅为机组额定负荷的 $\pm 5\%$ 。

(7) 风电场一次调频的负荷调整限幅为机组额定负荷的 $\pm 10\%$ ，且不得因一次调频导致风电机组脱网或停机。

(8) 光伏电站一次调频的负荷调整限幅为机组额定负荷的

$\pm 10\%$ ，且不得因一次调频导致光伏机组脱网或停机。

(9) 以上除新能源场站、核电机组外，其它机组均应具备：当系统频率下降时，具备短时过负荷能力的火电机组应在确保机组安全的前提下充分发挥机组过负荷能力；当系统频率上升时，向下调峰运行的火电机组一次调频应能正确动作，在确保机组安全的前提下充分发挥机组深度调峰能力。

4. 一次调频与 AGC 协联

当电网频率低于调频人工死区门槛低值时，机组一次调频动作调增有功功率期间，应闭锁 AGC、监控系统减负荷指令；当电网频率高于调频人工死区门槛高值时，机组一次调频动作调减有功功率期间，应闭锁 AGC、监控系统增负荷指令。

5. 调速系统的迟缓率（或水电调速器的转速死区）

(1) 电液调节控制系统的火电机组，其调速系统的迟缓率小于 0.06%。

(2) 机械、液压调节控制系统的火电机组，其调速系统的迟缓率小于 0.1%。

(3) 水电机组调速器的转速死区小于 0.04%。

6. 一次调频相关试验

经具备资质的机构进行机组一次调频试验，确认已达到有关技术要求，并将有关资料送电力调度机构备案后才能投入一次调

频。

(1) 新建机组（不包括新能源场站）应在进入 168 试运前完成一次调频试验，提供相关试验报告并投入运行。

(2) 试验超期、重要控制系统（DCS、DEH）改造或大修完的机组应在规定时间内尽快完成一次调频复核性试验，提供相关试验报告再投入运行。

(3) 复核性试验未合格机组应尽快完善，必要时电力调度机构可要求退出一次调频功能，待整改完毕后按要求投入。

二、机组一次调频性能评价指标

1. 一次调频贡献率 K 指数

(1) 小扰动 $< 0.08\text{Hz}$ （川渝 $< 0.1\text{Hz}$ ）一次调频贡献率 K 指数

$K \geq \alpha_1$ （取 2 位有效数字）， $N_{\text{贡献率}}$ 取 1，反之 $N_{\text{贡献率}}$ 取 0（ α_1 系数按机组类型分类：水电取 0.35，其它机组类型取 0.5。

$$N_1 (\text{不合格次数}) = \sum_{i=1}^n (1 - N_{\text{贡献率}}(i))$$

式中 $N_{\text{贡献率}}(i)$ 为第 i 次贡献率合格； n 为满足考核条件的当月调频次数。

(2) 大扰动 $\geq 0.08\text{Hz}$ （川渝 $\geq 0.1\text{Hz}$ ）一次调频贡献率 K 指数

$K \geq \alpha_2$ （取 2 位有效数字）， $N_{\text{贡献率}}$ 取 1，反之 $N_{\text{贡献率}}$ 取 0（ α_2

系数按机组类型分类：水电取 0.6，其它机组类型取 0.8。

若电网频率大扰动非阶跃形式，不合格 N2 算法为：

$$N_2 (\text{不合格次数}) = \sum_{i=1}^n (1 - N_{\text{贡献率}}(i) \times T_{\text{响应滞后时间}}(i))$$

式中 $N_{\text{贡献率}}(i)$ 为第 i 次贡献率合格； $T_{\text{响应滞后时间}}(i)$ 为第 i 次响应滞后时间合格； n 为满足考核条件的当月调频次数。

若电网频率大扰动为阶跃形式，不合格 N2 算法为：

$$N_2 (\text{不合格次数}) = \sum_{i=1}^n (1 - N_{\text{贡献率}}(i) \times T_{\text{响应滞后时间}}(i) \times T_{\text{稳定时间}}(i))$$

式中 $N_{\text{贡献率}}(i)$ 为第 i 次贡献率合格； $T_{\text{响应滞后时间}}(i)$ 为第 i 次响应滞后时间合格； $T_{\text{稳定时间}}(i)$ 为第 i 次稳定时间合格； 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

在调频事件有效统计内，若 $K < 0$ ，定义机组一次调频反调，小扰动或大扰动事件中单次调频不合格考核电量 $\times 2$ 。

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。

2. 响应滞后时间 T 指数

火电机组及燃机一次调频的负荷响应滞后时间，应小于 3 秒；额定水头在 50 米及以上的水电机组，其一次调频的负荷响

应滞后时间，应小于 4 秒；额定水头在 50 米以下的水电机组，其一次调频的负荷响应滞后时间，应小于 10 秒。

满足条件， $T_{\text{响应滞后时间}}$ 取 1，反之 $T_{\text{响应滞后时间}}$ 取 0。

3. 稳定时间 T 指数

火电、核电自然频率变化超出一次调频死区开始到发电负荷最后进入偏离稳态偏差 $\pm 5\%$ 范围内，且以后不再出此范围所需时间应不大于 60 秒，燃机不大于 45 秒；水电机组自然频率变化超出一次调频死区开始到发电负荷达到稳定，且以后不再越出额定功率 $\pm 1\%$ 范围所需时间不大于 45 秒。

满足条件， $T_{\text{稳定时间}}$ 取 1，反之 $T_{\text{稳定时间}}$ 取 0。

三、评价指标具体计算方法

1. 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：

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

2. 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：

$$H_e = \int_{t_0}^{t_i} \Delta P(\Delta f, t) dt$$
$$\Delta P(\Delta f, t) = -\frac{\Delta f(t)}{f_n \times K_c} \times MCR$$

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。

MCR —机组（新能源场站）额定有功出力。

f_n —电网额定频率 50Hz。

f_t —对应 t 时刻的电网频率 (Hz)。

K_c —机组（新能源场站）的速度变动率或永态转差系数。

3. 一次调频实际贡献电量的算法

当系统频率偏差超过各机组规定的范围时，统计程序自动启动，以机组（新能源场站）一次调频死区点的实际发电 P_0 为基点（取前 5 秒有功出力平均值，包含 P_0 ），向后积分发电变化量，直至系统频率恢复到机组动作死区以内。即机组（新能源场站）的一次调频实际贡献电量 H_i 表示为：

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

式中：

H_i ：机组（新能源场站）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 ：系统频率超过机组（新能源场站）一次调频动作死区的时刻。

t_i ：系统频率进入机组（新能源场站）一次调频动作死区的

时刻。

P_t : t 时刻机组（新能源场站）实际发电有功功率。

P_0 : t_0 时刻机组（新能源场站）实际发电有功功率；（取 t_0 时刻前 5 秒平均值）。

注 1: Δt : 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 1: 调频人工死区 $\Delta f_{sq} \leq 0.033\text{Hz}$, 电网频率超 $\pm 0.033\text{Hz}$ 死区持续时间 ≥ 15 秒（川渝 ≥ 30 秒），且调频前电网频率波动稳定在 $\pm 0.033\text{Hz}$ 死区范围内时间持续 5s（川渝为 10 秒），且与前次有效扰动时间间隔 ≥ 20 秒（川渝为 60 秒），则本次频率波动过程给予有效统计。

注 2: 调频人工死区 $\Delta f_{sq} \geq 0.04\text{Hz}$, 电网频率超 $\pm 0.05\text{Hz}$ 死区持续时间 $\geq t$ 秒, 若 t 取 0s, 则本次频率波动过程给予有效动作事件统计; 若 t 取 10s（川渝为 20 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 8s（川渝为 10 秒），且与前次有效扰动时间间隔 ≥ 20 秒（川渝为 60 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, 若无有效性能事件则进行有效动作事件考核, 两类事件

不重复考核)。

注 3：大扰动发生时，电网频率越过机组调频人工死区持续时间 ≥ 0 秒开始数据计算，直接给予有效调频性能事件统计。

注 4：考核系统频率及机组有功出力的采样周期应小于 50 毫秒。

注 5：针对一次调频越死区扰动事件，考核系统应具备离线分析功能。

4. 机组一次调频合格率的算法

机组一次调频月度合格率 $Q = (\text{一次调频当月合格次数} / \text{一次调频当月总调频次数}) \times 100\%$ ，即：

$$Q = \frac{N_{\square\square\square\square\square\square}}{N_{\text{当月调频总次数}}} \times 100\%$$

机组月度总调频次数应剔除免考核次数进行统计。

5. 机组一次调频投运率的算法

机组一次调频月投运率 (%) = $\text{一次调频月投运时间 (小时)} \times 100\% / \text{机组月并网运行时间 (小时)}$

抄送：国家能源局市场监管司

国家能源局华中监管局综合处 2020 年 09 月 04 日 2020 年 9 月 4 日

印发
