

华北区域光伏电站并网运行管理实施细则

(2022 年修订版)

第一章 总则

第一条 为深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，完整准确全面贯彻新发展理念，做好碳达峰、碳中和工作，构建新型电力系统，深化电力体制改革，持续推动能源高质量发展，保障电力系统安全、优质、经济运行及电力市场有序运营，促进源网荷储协调发展，规范光伏发电并网调度运行管理，依据《中华人民共和国电力法》《中华人民共和国可再生能源法》《电力监管条例》《电网调度管理条例》《光伏电站接入电力系统技术规定》(GB/T 19964)、《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》(发改能源〔2016〕625号)、《电力系统网源技术导则》(GB/T 40594)、《电力系统网源协调技术规范》(DL/T 1870)、《光伏电站消纳监测统计管理办法》(国能发新能规〔2021〕57号)、《电力并网运行管理规定》(国能发监管规〔2021〕60号) 等制定本细则。

第二条 本细则原则上适用于通过 10kV 及以上电压等级并网、由地（市）级及以上电力调度机构调度的光伏电站，其余光伏电站参照执行。新建光伏电站应自首批发电单元并网当日起，参与本细则；扩建光伏电站自首批发电单元并网当日起，进行参数设置更新，自动纳入本细则考核管理，免除因扩建期间配合主站调试引起的技术管理考核。

第三条 电力调度机构应按国家有关法律规、规章制度及技术标准的要求，明确相关并网要求和调度管理流程，加强光伏电站调度管理，为光伏电站接入电网提供必要的服务。光伏电站应严格遵守相关规定。

第四条 光伏电站应在并网前签订购售电合同和并网调度协议，以并网调度协议中约定的调度对象为基本结算单元参与并网运行考核及辅助服务补偿。

第五条 能源监管机构负责对辖区内电网企业、电力调度机构、电力交易机构和光伏电站执行本细则及结算情况实施监管。华北区域相关省级及以上电力调度机构在能源监管机构授权下

按照调度管辖范围具体实施所辖电网内光伏电站参与本细则的执行与结算，运行结果报能源监管机构批准后执行，光伏电站依据运行结果承担相应的经济责任。

第二章 调度管理

第六条 电力调度机构负责电力系统运行的组织、指挥、指导和协调，光伏电站应严格服从所属电力调度机构的指挥，迅速、准确执行调度指令，不得以任何借口拖延或者拒绝执行。接受调度指令的并网光伏电站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值班调度人员报告并说明理由，由值班调度人员决定该指令的执行或者撤销。

出现下列事项之一者，定为违反调度纪律，每次按当月装机容量×1小时的标准进行考核。

(一)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、定值，以及与电网安全稳定运行有关的继电保护装置、安全稳定控制装置、一次调频、涉网保护、有功控制系统（AGC）、自动电压控制系统（AVC）等的参数或整定值（危

及人身及主设备安全的情况除外，但须向电力调度机构报告）。

（二）拖延或无故拒绝执行电力调度机构下达的保证电网安全运行的措施、调度指令（包括有功出力未按调度指令执行，抢发、多发的），或不如实反映调度指令执行情况。

（三）现场运行人员配置不符合基本要求，特别是无法满足现场运行人员 24 小时不间断倒班，且每值至少保证有 2 人（其中值长 1 人）具备调度业务联系资格，满足 1 人执行调度指令和另 1 人监护操作的基本要求。

（四）调度业务联系期间，现场运行人员不熟知现场设备运行状态，连续误报、错报设备状态 2 次及以上；不及时接听调度电话，影响电网平衡调整、应急处置；现场值长离开工作岗位期间未指定具备联系调度业务资格的接令者。

（五）调度管辖设备发生事故或异常，5 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，调度管辖设备发生误操作事故可能影响电网安全的，应在 1 小时内汇报详细情况）。

(六) 未按要求向电力调度机构上报试验申请、方案；或未能按照电力调度机构安排的测试计划开展并网测试，且未在规定时间内上报延期申请。

(七) 其他依据有关法律、法规及规定认定属于违反调度纪律的事项。

第七条 设备检修计划要求如下：

(一) 电力调度机构应合理安排电网一次设备（如线路、主变、母线等）计划检修，电网企业应严格执行计划检修安排，如电网一次设备检修影响并网光伏电站运行或检修的，电力调度机构应提前通知相关并网光伏电站。电力调度机构安排电网一次设备检修计划应尽可能与并网光伏电站设备检修配合进行。电力调度机构应向相关并网光伏电站披露月度计划检修安排。

(二) 电力调度机构应合理安排管辖范围内继电保护和安全自动装置、电力调度自动化及通信、调频、调压等二次设备的检修。并网光伏电站中此类涉网设备（装置）检修计划，应经电力调度机构批准后执行。电力调度机构管辖范围内的二次设备检修

应尽可能与一次设备的检修相配合，原则上应不影响一次设备的正常运行。

(三)光伏电站应根据有关检修导则、相应调度规程向电力调度机构提出设备检修计划申请，电力调度机构统筹安排管辖范围内并网光伏电站设备检修计划。

1、检修计划确定之后，双方应严格执行。

2、光伏电站变更检修计划，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；确实无法安排变更的，应及时通知相关并网光伏电站按原批复计划执行，并说明原因。

3、因电网原因需变更并网光伏电站检修计划的，包括并网光伏电站检修计划无法按期开工、中止检修工作等，电网应提前与光伏电站协商。

(四)光伏电站调度管辖范围内设备检修工作因其自身原因出现以下情况之一的，每次按当月装机容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核。

- 1、不按时上报月度、周、日前检修计划的工作。
- 2、无检修工作票擅自进行检修工作。
- 3、场内升压站同一出线、开关、主变及母差保护等一、二次设备重复性停电，导致光伏电站送出能力降低，且年度停电次数 2 次以上（含 2 次）。

（五）光伏电站调度管辖范围内设备检修工作因其自身原因出现以下情况之一的，每次按当月装机容量×0.2 小时的标准进行考核。

- 1、检修计划确定后，因申请的检修工作票中设备名称错误、工作内容错误、工作内容与设备名称不符及相关检修工作票之间有冲突导致退票的。检修工作票其他内容存在错误且被退票 2 次以上（含 2 次）。

- 2、因光伏电站自身原因，导致电力调度机构批准的计划检修工作临时取消。

- 3、计划检修工作不能按期完工，且未在规定时间内办理延期手续。

4、设备检修期间，办理延期申请超过 2 次（含 2 次）。

5、设备检修期间现场未及时与电力调度机构沟通，擅自增加工作内容，造成无法按期送电。

6、场内发输变电设备非计划停运且消缺时间超过 24 小时。

第八条 光伏电站因频率、电压等电气保护及继电保护装置、安自装置动作导致光伏发电单元解列不允许自启动并网。查明原因后须向值班调度员提出申请，经值班调度员下令同意后方可并网。若违反上述规定，每次按当月装机容量×2 小时的标准进行考核。若违反上述规定，并且光伏发电单元并网于与主网解列的小地区，按当月装机容量×4 小时的标准进行考核。

第九条 光伏电站应按照电力调度机构要求控制有功功率变化值（含正常停机过程）。光伏电站有功功率变化速率应不超过 10%装机容量/分钟。此项按日进行考核，10 分钟有功功率变化按照时间区间内最大值与最小值之差进行统计。因执行调度指令、太阳能辐照度快速降低，导致光伏电站有功功率变化超出有功功率变化最大限值的不予考核。变化率超出限值按以下公式计

算考核电量：

$$W_{\text{功率变化率}} = \sum_i (P_{i,c} - P_{\text{lim}}) \times 10 \times 1 \text{小时}$$

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

第十条 当光伏电站因自身原因（如光伏电站内一二次设备故障、涉网保护或故障穿越能力不满足标准要求等）造成光伏发电单元大面积脱网，一次脱网光伏发电单元总容量超过光伏电站装机容量的 30% 每次按当月装机容量×3 小时的标准进行考核。

第十一条 光伏电站应严格执行电网调度机构下达的调度计划曲线（含实时调度曲线），在限制出力时段内，对光伏电站有功出力值（含场站配套储能装置实发电力）与调度计划曲线的偏差超过 1% 的部分按积分电量的 2 倍考核。

第十二条 光伏电站应开展光伏发电功率预测工作，并按电力调度机构要求将光伏运行信息、功率预测结果等内容报电力调度机构，功率预测准确性和各类数据完整性应满足国家、行业有关标准要求。

(一)光伏电站应按要求装设辐照度测试仪及附属设备,并将辐照度测试仪相关测量数据传至电力调度机构。光伏电站测光数据准确率应达到 95%以上,每降低 1 个百分点(不足 1 个百分点的按 1 个百分点计)按当月装机容量 $\times 0.01$ 小时的标准进行考核。

(二)光伏电站应及时向电力调度机构报送光伏电站装机容量、可用容量。光伏电站装机容量发生变化后,需在 24 小时内准确上报,光伏电站可用容量发生变化后,需在 4 小时内准确报告,每迟报 1 次按当月装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。

(三)光伏电站应向电力调度机构报送理论发电功率和可用发电功率。理论、可用功率的完整率和正确率按日统计,按月考核,计算方法见附录 1。对以上两指标未达到 100%的,分别每降低 1%,按当月装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核,两指标合计月度考核电量的最大值不超过当月装机容量 $\times 3$ 小时。

(四)光伏电站应具备电力调度机构要求上传单机信息能力。光伏电站单机信息实时上传有功、无功、辐照度和状态四个

遥测（信）量，遥测（信）量的完整率和有功数据的正确率按日进行统计，按月平均值进行考核。对以上两指标未达到 100%，分别每降低 1%，按当月装机容量×0.1 小时考核，两指标合计月度考核电量的最大值不超过当月装机容量×3 小时。

（五）光伏电站应向电力调度机构报送光伏发电功率预测结果。电力调度机构对光伏电站上报功率预测结果进行考核，考核内容包括上报率、中短期功率预测准确率和超短期功率预测准确率。在光伏受限时段，预测准确率不计入考核统计。新建和扩建光伏电站自首批光伏单元并网后 3 个月起参与中短期功率预测准确率和超短期功率预测准确率考核。

中短期预测是指预测次日 0 时开始至未来 240 小时的新能源发电功率，超短期预测是指预测自上报时刻起未来 15 分钟至 4 小时的新能源发电功率。两者时间分辨率均为 15 分钟。

1、中短期光伏功率预测

光伏电站每日 8 时和 20 时前分别向电网调度机构提交中短期功率预测数据和场站计划开机容量。光伏电站中短期功率预测

上报率、准确率按日进行统计，按月进行考核。

1) 光伏电站中短期功率预测上报率应达到 100%，少报一次按当月装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行。

2) 中短期功率预测中的日前预测准确率应大于等于 85%，10 天预测平均准确率应大于等于 75%。当日前预测准确率小于 85%或 10 天预测平均准确率小于 75%，按附录 2 公式分别进行考核两类中短期功率预测准确率。

2、超短期光伏功率预测

光伏电站超短期功率预测上报率、准确率按日进行统计，按月进行考核。

1) 光伏电站每隔 15min 自动向电网调度机构提交自上报时刻起未来 15 分钟至 4 小时共 16 个时间节点的超短期功率预测数据和开机容量。光伏电站超短期功率预测上报率应达到 100%，上报率每降低 1%按当月装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。

2) 超短期功率预测准确率应大于等于 90%。当准确率小于 90%时，按附录 2 公式考核。

(四) 由于电网检修及一次调频动作或试验、AGC 调试等原因导致的站内设备临时停电、出力波动所造成的预测准确率偏低情况可视情况给予免考。

第三章 技术管理

第十三条 光伏电站应具备故障穿越能力，包括低电压穿越能力、高电压穿越能力、连续穿越能力，并满足国家标准要求。新建光伏电站应在启动前三个月向电力调度机构提交故障穿越能力检测报告并通过审核。对于已投产光伏电站，在光伏电站内同一型号光伏发电单元未在能源监管机构要求的期限内完成故障穿越改造，或已完成现场改造计划但未在 6 个月内完成检测认证的光伏发电单元视为不具备故障穿越能力，禁止继续发电。

若具备检测条件的光伏电站光伏发电电源现场检测不合格，或经现场抽检合格后仍在故障穿越范围内发生脱网，自发现时刻起该光伏电站同型机组禁止继续发电，直至完成故障穿越改造。在该光伏电站同型机组重新完成整改并提供检测认证报告前，按光伏电站当月不具备故障穿越能力的风机容量×3 小时的标准进

行考核。

第十四条 光伏电站应按要求向电力调度机构提交可用于电磁暂态和机电暂态仿真计算的模型和参数，包含光伏发电单元、光伏电站汇集线路、变压器、光伏发电单元/光伏电站控制系统、无功补偿装置，配合所属电力调度机构开展模型审查和一致性核查。运行中如控制逻辑或涉网特性、整定参数发生变化，须经电力调度机构审核同意后方可执行，必要时需重新进行参数实测工作。

新建光伏电站应在并网前三个月向电力调度机构提交建模报告并通过审查。对于已投产光伏电站，尤其是对系统稳定特性影响较大的，应在能源监管部门要求的期限内提交建模报告，若逾期未提交，每月按该光伏电站当月装机容量×3小时考核。

第十五条 对于存在振荡风险的光伏电站，应开展宽频振荡风险评估，并应根据评估结果采取抑制、保护和监测装置等措施。新建光伏电站应在投运前三个月向电力调度机构提供宽频振荡分析报告、并通过审查。运行中如涉网特性、装机规模或近区网

架发生变化，须重新开展宽频振荡风险和抑制措施适应性评估，消除宽频振荡隐患。

由于光伏电站自身原因造成宽频振荡（振荡频率在1-2500Hz，且连续10个振荡周期内平均峰谷差超过该光伏电站装机容量的10%），每发生一次振荡事件，按照该光伏电站当月装机容量×1小时进行考核（1小时内出现的振荡按一次计算），每月累计考核电量不超过当月装机容量×3小时。

第十六条 并网光伏电站应具备惯量响应功能，并满足国家标准要求。对于新建光伏电站，在首次并网后三个月内完成惯量响应测试、并向电力调度机构提交测试报告。对于已投产光伏电站，应在能源监管机构要求的期限内完成惯量响应功能改造，若逾期未完成改造，每月按该光伏电站当月装机容量×3小时考核。

第十七条 并网光伏电站必须具备一次调频功能（含一次调频远程在线测试功能），其一次调频投/退信号、一次调频远程测试允许/禁止信号等应接入所属电力调度机构。首次并网前5个工作日，光伏电站应与电力调度机构的一次调频性能在线监测与

评估系统进行静态联调，满足电网对光伏电站一次调频性能在线监视与远程测试要求。在并网后三个月内完成一次调频试验（含远程在线测试功能动态联调），并向电力调度机构提交试验报告。已投产光伏电站，应按照能源监管机构要求的期限内完成一次调频功能改造，若逾期未完成改造，每月按该光伏电站当月装机容量×3小时考核。

第十八条 光伏电站一次调频死区、限幅、调差率和动态性能等应满足国家标准《并网电源一次调频技术规定及试验导则》（GB/T 40595）和华北电网一次调频技术管理要求。并网光伏电站必须投入一次调频功能，光伏电站不得擅自退出机组的一次调频功能，不得中断一次调频信号传输，当电网频率波动或电力调度机构下发一次调频测试指令时应自动参与一次调频。

一次调频月投运率应达到 100%。一次调频月投运率=（一次调频月投运时间/光伏电站月并网时间）×100%。

对并网光伏电站一次调频的考核，分投入情况及性能两个方面，考核方法如下：

（一）投入情况考核

1.未经电力调度机构批准停用一次调频功能，光伏电站每天的考核电量为：

$$P_N \times 1 (\text{小时}) \times \alpha_{\text{一次调频}}$$

式中： P_N 为光伏电站并网机组额定容量（MW）； $\alpha_{\text{一次调频}}$ 为一次调频考核系数，数值为 3。

2、一次调频月投运率每月考核电量为：

$$(100\% - \lambda) \times P_N \times 10 (\text{小时}) \times \alpha_{\text{一次调频}}$$

式中： λ 为一次调频月投运率； P_N 为光伏电站并网机组额定容量（MW）； $\alpha_{\text{一次调频}}$ 为一次调频考核系数，数值为 3。

（二）性能考核

性能考核是指对电网实际频率、远程在线测试频率超过机组一次调频死区期间的一次调频性能进行考核，具体参数以电力调度机构发电机组调节系统运行工况在线上传系统计算结果为准。光伏电站一次调频性能考核包括出力响应指数考核、电量贡献指数考核（指标计算方法见附录 3）。每项考核均包括小扰动考核、

大扰动考核，其中电网最大频率偏差不超过 0.06Hz 为小扰动，电网实际频率或远程在线测试频率的最大频率偏差大于 0.06Hz 为大扰动。

为了验证光伏电站在大扰动下的一次调频性能是否满足电网安全稳定运行的要求，电力调度机构按照“每月每场进行一次”的原则，对并网光伏电站进行一次调频性能远程在线测试，测试结果纳入考核。并网光伏电站应按照电力调度机构要求参加一次调频性能远程在线测试，参加远程在线测试考核的光伏电站在测试期间不参与电网实际一次调频考核。

1) 出力响应指数考核

对于光伏电站，出力响应指数 $\Delta P\%$ 小于 90%为不合格。对出力响应指数 $\Delta P\%$ 不合格的光伏电站进行考核，每月考核电量为：

$$Q_{XY \text{ 一次调频}} = P_N \times (A \times M1 + B \times N1 + C \times L1) \times \alpha_{\text{一次调频}}$$

式中：A 为 0.002 小时，B 为 0.2 小时，C 为 0.2 小时； P_N 为光伏电站并网机组额定容量（MW）； $\alpha_{\text{一次调频}}$ 为一次调频考核

系数，数值为 3；M1 为当月光伏电站一次调频小扰动下， $\Delta P\%$ 指标不合格次数，N1 为当月光伏电站一次调频大扰动（电网实际频率）下， $\Delta P\%$ 指标不合格次数，L1 为当月光伏电站一次调频大扰动（远程在线测试频率）下， $\Delta P\%$ 指标不合格次数。

2) 电量贡献指数考核

对于光伏电站，电量贡献指数 $Q\%$ 小于 75% 为不合格。对电量贡献指数 $Q\%$ 不合格的光伏电站进行考核，每月考核电量为：

$$Q_{GX \text{ 一次调频}} = P_N \times (A \times M2 + B \times N2 + C \times L2) \times \alpha_{\text{一次调频}}$$

式中：A 为 0.002 小时，B 为 0.2 小时，C 为 0.2 小时； P_N 为光伏电站并网机组额定容量（MW）； $\alpha_{\text{一次调频}}$ 为一次调频考核系数，数值为 3；M2 为当月光伏电站一次调频小扰动下， $Q\%$ 指标不合格次数，N2 为当月光伏电站一次调频大扰动（电网实际频率）下， $Q\%$ 指标不合格次数，L2 为当月光伏电站一次调频大扰动（远程在线测试频率）下， $Q\%$ 指标不合格次数。

综上，光伏电站每月一次调频性能考核总量 $Q_{\text{总}}$ 为：

$$Q_{\text{总}} = Q_{XY \text{ 一次调频}} + Q_{GX \text{ 一次调频}}$$

(三) 一次调频响应与 AGC 控制相协调, 当光伏电站一次调频动作方向与 AGC 指令方向相反时, 光伏电站应设置一次调频优先。

(四) 光伏电站发电出力已达到最大值, 一次调频仍要求增发有功功率时, 可给予一次调频性能免考。

(五) 一次调频动作引起的光伏电站出力调整量不计入机组 AGC 性能的考核和补偿计算结果中。

第十九条 光伏电站应配备动态无功补偿装置, 并具备自动电压调节功能。

(一) 若光伏电站内无动态无功补偿装置(动态无功补偿装置主要包括 MCR 型、TCR 型 SVC 和 SVG), 在场内动态无功补偿装置安装投入运行前, 每月按当月装机容量 $\times 2$ 小时的标准进行考核;

(二) 光伏电站应按照接入系统审查意见、《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19963-2012、《光伏电站无功补偿技术规范》NB/T 29321-2012 等有关要求配置动态无功补偿装置,

动态无功补偿装置性能(包括容量配置、调节速率和故障穿越能力)不满足电网要求的光伏电站在完成整改前,每月按当月装机容量×1小时的标准进行考核。

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光伏电站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:

$$\lambda_{\text{可用}} = \frac{\text{每台装置投入自动可用小时数之和}}{\text{升压站带电小时数} \times \text{装置台数}}$$

动态无功补偿装置月投入自动可用率以 95%为合格标准,低于 95%的光伏电站考核电量按如下公式计算:

$$\text{可用率考核电量} = \frac{(95\% - \lambda_{\text{可用}})}{10} \cdot W_a$$

W_a 为该光伏电站当月装机容量×100小时。

(三)光伏电站应装设自动电压控制(AVC)子站,AVC子站各项性能应满足电网运行的需要,在并网后三个月内完成与调度侧的AVC联调试验、并向电力调度机构提交试验报告,否则,每月按当月装机容量×6小时的标准进行。

已安装 AVC 子站的并网光伏电站应加强光伏单元 AVC 子站的装置维护工作，电力调度机构统计投运率和调节合格率。

1、 AVC 投运率考核

在并网光伏电站 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光伏电站 AVC 投运率。AVC 投运率计算公式如下：

$$\text{AVC 投运率} = \text{AVC 子站投运时间} / \text{光伏电站运行时间} \times 100\%$$

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 98%为合格标准，全月 AVC 投运率低于 98%的光伏电站考核电量按如下公式计算：

$$\text{投运率考核电量} = \frac{(98\% - \lambda_{\text{投运}})}{30} \cdot W_a$$

式中， $\lambda_{\text{投运}}$ 为光伏电站 AVC 投运率； W_a 为该光伏电站当月装机容量×100 小时。

2、 AVC 调节合格率考核

电力调度机构通过 AVC 系统按月统计考核光伏电站 AVC 装

置调节合格率。电力调度机构 AVC 主站电压指令下达后，机组 AVC 装置在 2 分钟内调整到位为合格。

AVC 调节合格率计算公式为：

AVC 调节合格率 = 执行合格点数/电力调度机构发令次数×100%

AVC 合格率以 96%为合格标准，全月 AVC 合格率低于 96% 的光伏电站考核电量按如下公式计算：

$$\text{调节合格率考核电量} = \frac{(96\% - \lambda_{\text{调节}})}{30} \cdot W_a$$

式中， $\lambda_{\text{调节}}$ 为光伏电站 AVC 调节合格率； W_a 为该光伏电站当月装机容量×100 小时。

（四）光伏电站应按照调度运行要求确保并网点电压（光伏电站升压站高压侧母线）运行在主站下发的电压曲线范围之内，电力调度机构按季度印发各光伏电站电压曲线，并按月统计各光伏电站电压合格率，电压合格率计算公式如下：

电压合格率 = 并网点电压运行在电压曲线范围之内的时间/升压站带电运行时间×100%

电压合格率以 100%为合格标准，全月电压合格率低于

100%的光伏电站考核电量按如下公式计算：

$$\text{电压合格率考核电量} = \frac{(100\% - \lambda_{\text{电压}})}{30} \cdot W_a$$

式中， $\lambda_{\text{电压}}$ 为光伏电站电压合格率； W_a 为该光伏电站当月装机容量×100 小时。

(五)若光伏电站已经按照最大无功调节能力提供无偿或有偿无功服务，但母线电压仍然不合格，经调度机构审核批准后该时段免于考核。

第二十条 光伏电站应执行继电保护及安全自动装置管理规定包括涉网保护管理规定，考核规则如下：

(一)光伏电站继电保护及安全自动装置，包括涉网保护的配置和选型应满足《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285)、《并网电源涉网保护技术要求》(GB/T 40586)等相关规程、规定要求，且必须与系统保护配合。系统状态改变时，应按要求按时修改所辖保护的定值及运行状态。不满足的光伏电站应限期整改，逾期未完成整改，则每月按当月装机容量×1 小时的标准进行考核。

(二)对并网光伏电站继电保护及安全自动装置运行指标进行考核。要求继电保护主保护月投运率 $>99.5\%$ 、安全自动装置月投运率 $>99.5\%$ 、故障录波器与主站月联通率 $>99.5\%$ 、故障信息子站与主站月联通率 $\geq 99\%$ ，未能达标者每项按当月装机容量 $\times 0.25$ 小时的标准进行考核。以上四个指标的计算公式详见附录4。

(三)并网光伏电站线路、变压器、母线、光伏发电单元、变频器所配继电保护和安全自动装置未按调度要求投运，每月按装机容量 $\times 2$ 小时的标准进行考核；并网光伏电站故障录波器时钟不准确，装置及接入量命名不规范，故障录波器与电力调度机构主站数据连通中断，不能提供完整的故障录波数据、继电保护和安全自动装置动作情况，影响电网故障分析，每次按当月装机容量 $\times 0.25$ 小时的标准进行考核

(四)光伏电站应严格执行继电保护及安全自动装置反事故措施。不满足反措要求的光伏电站应限期整改（最迟不超过12个月），逾期未完成整改，则每月按当月装机容量 $\times 1$ 小时的标准

进行考核；光伏电站未按要求开展继电保护隐患排查与治理，每次按当月装机容量 $\times 0.25$ 小时的标准进行考核。

（五）并网光伏电站线路、变压器、母线、光伏发电单元、变频器所配继电保护和安全自动装置不正确动作，每次按当月装机容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核。造成电网事故的，每次按当月装机容量 $\times 2$ 小时的标准进行考核。

（六）光伏电站汇集线系统单相故障应能快速切除，不满足要求的光伏电站应限期整改（最迟不超过12个月），逾期未完成整改，则每月按当月装机容量 $\times 0.25$ 小时的标准进行考核。

（七）并网光伏电站应在24小时内未消除继电保护和安全自动装置设备缺陷，每超24小时，按当月装机容量 $\times 0.25$ 小时的标准进行考核。

（八）并网光伏电站应按照继电保护管理要求及时填报设备基础数据。保护装置缺陷在处理完毕后3个工作日内填报；保护装置动作信息和数据在故障发生后5个工作日内填报；新投保护装置台帐在投运后5个工作日内填报；保护装置定期检验、软件

版本升级信息等在工作后 5 个工作日内填报。未按上述要求填报，每次按装机容量 $\times 0.25$ 小时的标准进行考核。

(九) 光伏电站应按规程、规定对所属继电保护及安全自动装置进行调试、巡视、定期校验和维护，使其满足装置原定的技术要求，装置定值符合整定要求，并保存完整的调试报告和记录。不满足要求者，则每月按当月装机容量 $\times 1$ 小时的标准进行考核。

(十) 光伏电站应配合相关电网公司的技术改造计划，按要求进行继电保护和安全自动装置的改造，并网光伏电站涉网继电保护、安全自动装置运行年限超 15 年但未列入生产技术改造规划，未列入技改规划期间，每月按装机容量 $\times 0.25$ 小时的标准进行考核。

第二十一条 光伏电站应具备有功功率自动调节能力，需配置有功功率控制系统 (AGC) 子站系统并在并网后的三个月内完成与调度侧的带电闭环 AGC 联调，不具备有功功率远方自动调节能力的光伏电站，每月按当月装机容量 $\times 1$ 小时的标准进行考核。光伏电站上行信息应包含有效容量、超短期预测等关键数

据。

第二十二條 對於配置了有功功率控制系統的光伏電站，其 AGC 月可用率應不低於 98%（可用率 = 可投入 AGC 時間/運行時間×100%，在計算投運率時，扣除因電網主站、通道原因或因子站有檢修工作票等正常工作原因造成的 AGC 不可用時間），且應及時接收並準確地自動執行電力調度機構發送的有功功率控制信號（AGC 指令），確保光伏發電站最大有功功率值不超過電力調度機構的給定值，同時應具有可靠的技术防誤控措施，對接收的調度側 AGC 指令進行監視和安全校核，自動拒絕執行超控制上下限和最大步長等安全約束的明顯不合理異常指令並向場站運行人員告警提示，不滿足上述技術要求的，每月按全場裝機容量×1 小時的上網電量考核。

第二十三條 電力調度機構按其管轄範圍對并網光伏電站自動化設備（包括監控系統、PMU 裝置、電量採集裝置、時鐘系統及監測裝置、調度數據網、UPS 電源等）開展技術指導和管理工作。光伏發電站應確保場站端自動化設備運行平穩可靠，滿

足相应电力调度机构的日常运行要求和技术标准。考核规则如下：

（一）并网光伏电站应配置相关自动化系统和设备，包括升压站监控系统（含远动装置、监控主机等）、PMU 装置（宽频测量）、电能量远方终端、AGC 装置、AVC 装置、时间同步装置、时钟监测装置、调度数据网设备、UPS 等各类自动化设备，未配置上述系统和设备的，或者性能指标不满足要求的，每类系统（或每小类设备）按当月装机容量×1 小时的标准进行考核。自动化设备月可用率要求 $\geq 99.5\%$ ，每降低一个百分点（含不足一个百分点），每类设备分别按当月装机容量×0.1 小时的标准进行考核。

（二）并网光伏电站上送调度机构的各类自动化设备信息，应完整、齐全、准确，信息不完整、不齐全、不准确的，每类数据（信息）按当月装机容量×0.2 小时的标准进行考核。并网光伏电站应配合调度机构按期、按要求进行自动化设备的改造和整改工作。未遵循以上要求的，每次按当月装机容量×0.5 小时的标准进行考核。

(三) 并网光伏电站应确保升压站监控系统可靠运行，远动 104 数据实时、准确上送。发生远动链路中断，每次按当月装机容量 $\times 0.2$ 小时的标准进行考核。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理按当月装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。发生远动数据错误、数据质量位异常等问题，每次按当月装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。如异常时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理按当月装机容量 $\times 0.05$ 小时的标准进行考核。

(四) 并网光伏电站应确保 PMU 装置（宽频测量装置）可靠运行，PMU 数据实时、准确上送。发生 PMU 链路中断、数据错误、数据质量位异常等问题，每次按当月装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理按当月装机容量 $\times 0.05$ 小时的标准进行考核。

(五) 并网光伏电站应确保电能量远方终端和电能表可靠运

行，电量数据及时、准确上送。发生电量链路中断、数据错误、数据缺失等问题，每次按当月装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。如中断时间超过 4 小时，每超过 8 小时（含不足 8 小时）计为一次延时处理，每次延时处理按当月装机容量 $\times 0.05$ 小时的标准进行考核。

（六）并网光伏电站应确保 AGC、AVC 装置可靠运行，实时、准确跟踪调度机构下发的有功控制、无功控制指令，发生 AGC、AVC 装置异常造成未实时、准确跟踪指令等问题，每次按当月装机容量 $\times 0.2$ 小时的标准进行考核。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理按当月装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。

（七）并网光伏电站应确保调度数据网设备可靠运行，发生调度数据网链路中断等问题，每次按当月装机容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理按当月装机容量 $\times 0.2$ 小时的标准进行考核。

(八) 并网光伏电站应确保时间同步装置、时钟监测装置可靠运行，发生时钟监测链路中断、时间错误等问题，每次按当月装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。如中断时间超过 8 小时，每超过 8 小时（含不足 8 小时）计为一次延时处理，每次延时处理按当月装机容量 $\times 0.05$ 小时的标准进行考核。并网光伏电站应配置机房视频监控系统、温湿度调节设施和电子门禁系统，未配置上述系统的，每类系统按当月装机容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核。

(九) 并网光伏电站在开展自动化系统和设备检修、维护、消缺等工作前，应按要求向调度机构提交自动化检修工作票，并按照相关规程规定开展工作。在未提交检修工作票或工作票未经审批的情况下，擅自改变自动化系统（设备）运行状态或开展检修工作的，按当月装机容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核。已提交检修工作票并经过审批，但在开工前、进行重要操作前及完工后未通知调度机构自动化值班台的，按当月装机容量 $\times 0.2$ 小时的标准进行考核。

(十) 并网光伏电站应按要求及时、完整、准确录入和维护自动化系统和设备台帐信息，不满足上述要求的，每类系统（设备）按当月装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。并网光伏电站应按要求及时接收调度机构下发的自动化设备缺陷管理流程，并及时上报缺陷原因、处理过程和结果，不满足上述要求的，按当月装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。并网光伏电站应严格按照调度机构要求及时开展数据核对、信息填报、资料上传等工作，未按要求开展工作的，每次按当月装机容量 $\times 0.2$ 小时的标准进行考核。并网光伏电站应配置自动化设备管理人员并在调度机构进行备案，不满足上述要求的，按当月装机容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核。

第二十四条 电力调度机构按其管辖范围对并网光伏电站电力监控系统网络安全开展技术指导和管理工作。光伏发电站应确保场站端网络安全设备运行平稳可靠，满足相应电力调度机构的日常运行要求和技术标准。考核规则如下：

(一) 并网光伏电站应合理完整配置电力监控系统网络安全

系统和设备，包括不限于横向隔离装置、纵向加密认证装置、网络安全监测装置、硬件防火墙等，未配置上述系统和设备的，或者性能指标不满足要求的，每类系统（或每小类设备）按当月装机容量 $\times 1$ 小时的标准进行考核。

（二）并网光伏电站电力监控系统应满足“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则，不同安全区的设备应部署在不同机柜（屏柜）内，且边界和标识清晰；安全防护方案、网络拓扑图、设备台帐与现场实际部署情况一致，不满足上述要求的，按当月装机容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核。

（三）并网光伏电站电力监控系统应配置符合安全可控要求的设备和操作系统，不满足上述要求的，按当月装机容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核。并网光伏电站应配置网络安全管理人员并在调度机构进行备案，不满足上述要求的，按当月装机容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核。

（四）并网光伏电站应定期开展电力监控系统等级保护测评和安全防护评估工作，并及时向调度机构提交相关报告，不满

足上述要求的，每项按当月装机容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核。

(五) 并网光伏电站电力监控系统横、纵向边界防护措施应完善、可靠。并网光伏电站若采用汇聚站对多个场站进行集中监视时，应通过专用网络组网并在场站纵向连接处部署电力专用纵向加密认证装置或加密认证网关。并网光伏电站与远程集控中心、远程监视中心的纵向边界安全防护实施方案必须经调度机构审核。严格控制新能源场站生产控制大区与设备厂商之间的网络连接。生产控制大区严禁任何具有无线通信功能设备的直接接入。不满足上述要求的，按当月装机容量 $\times 1$ 小时的标准进行考核。由此对电网安全造成严重威胁的，根据《电力安全事故应急处置和调查处理条例》等有关规定，对光伏电站采取解列发电设备、吊销电力业务许可证等措施。

(六) 并网光伏电站电力监控系统网络空间配置应符合相关规范，包括消除垃圾软件、程序漏洞、缺省用户和弱口令，关闭不使用的硬件接口和网络服务等，确保网络结构参数、安全防护策略、用户权限配置合理，不满足上述要求的，每项按当月装机

容量 $\times 0.2$ 小时的标准进行考核。并网光伏电站电力监控系统应配置和使用经过安全加固的专用调试工具和存储设备进行调试，不满足上述要求的，按当月装机容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核。

(七)并网光伏电站应确保电力监控系统安全防护设备可靠运行。

1、横向隔离装置故障造成业务失去防护，生产控制大区与管理信息大区或外部网络直接连接，每次按当月装机容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核。如中断时间超过4小时，每超过4小时(含不足4小时)计为一次延时处理，每次延时处理按当月装机容量 $\times 0.2$ 小时的标准进行考核。

2、纵向加密认证装置故障造成业务失去防护，或纵向加密认证装置存在非法告警、密通率异常、主站平台无法调阅配置信息等问题，每次按当月装机容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核。如故障时间超过4小时，每超过4小时(含不足4小时)计为一次延时处理，每次延时处理按当月装机容量 $\times 0.2$ 小时的标准进行考核。

3、网络安全监测装置故障、配制错误等造成相关信息无法采集或采集信息错误等，网络安全监测装置产生相关告警信息等，每次按当月装机容量×0.5 小时的标准进行考核。如故障时间超过 4 小时，每超过 4 小时(含不足 4 小时)计为一次延时处理，每次延时处理按当月装机容量×0.2 小时的标准进行考核。

第二十五条 电力调度机构按其管辖范围对并网光伏电站通信设备开展技术指导和管理工作的。

(一)光伏电站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。不满足的光伏电站应限期整改(最迟不超过 12 个月)，逾期未完成整改，按照当月装机容量×1 小时的标准进行考核。

(二)因光伏电站原因造成通信系统出现下列情形的，每出现一项，按照当月装机容量×1 小时的标准进行考核。

1、未经电网通信主管部门许可，擅自对接入电网通信系统的通信设施进行操作，造成**电网继电保护、安全自动装置、调度自动化通道及调度电话中断**；

2、因通信设备故障，造成通信事故或引起电网安全性和可靠性降低，且因处置不及时、备品备件和工器具储备不足造成故障处理时间延长或故障范围扩大；

3、因光伏电站通信责任造成通信事故或造成电网继电保护、安全自动装置、调度自动化通道及调度电话中断。

第二十六条 电力调度机构按其管辖范围对并网光伏电站信息报送工作进行管理，出现下列之一者，每次按照当月装机容量×0.25 小时的标准进行考核。

(一) 并网光伏电站启动后于每月 3 日 18 点前未及时报送或误报光伏电站运行数据月报、电网安全运行分析月报。

(二) 并网光伏电站开展涉网试验后应在试验结束 3 个工作日内未及时报送测试结果确认单，或在检测机构出具正式试验报告后 5 个工作日内未及时报送试验报告。

(三) 并网光伏电站未按照电力调度机构要求及时准确报送电力、电量、并网容量等预测和消纳相关运行统计数据。

(四) 并网光伏电站未及时维护、准确报送场站一、二次设

备等台账信息。

第四章 考核实施

第二十七条 光伏电站月度总考核费用等于本场各项考核费用的累计。光伏月度总考核费用为所有光伏电站考核费用之和。

第二十八条 因技术支持系统主站原因造成光伏电站无法上报数据或误考核可以申请免考。同一事件适用于不同条款的考核取考核电量或考核费用最大的一款执行。

第二十九条 光伏月度总考核费用按所有光伏电站上网电费比例进行返还。

第 i 个光伏电站能够得到的返还费用计算公式为：

$$R_{W\text{返还}}^i = R_{W\text{总返还}} \times \frac{F_{Wi}}{\sum_{i=1}^N F_{Wi}}$$

式中， $R_{W\text{总返还}}$ 等于所有光伏电站月度总考核费用（元）； F_{Wi} 为第 i 个光伏电站月度上网电费（元）； N 为当月所有光伏电站的总数。

第三十条 光伏电站参与《华北区域并网发电厂辅助服务管

理实施细则》所产生的有偿辅助服务费用的分摊。

第三十一条 光伏电站参与本细则所产生的费用采用电费结算方式，与下一个月电费结算同步完成。光伏电站在该月电费总额基础上加（减）应获得（支付）的参与本细则所产生费用额度，按照结算关系向相应网、省电网企业开具增值税发票，与该月电费一并结算。

第五章 监督与管理信息披露

第三十二条 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、考核种类、金额、调度单元等信息类型。电力交易机构对其提供信息的真实性、准确性、完整性负责。

第三十三条 电力交易机构负责通过信息披露向所有光伏电站披露相关考核和返还结果，制定信息披露标准格式，开放数据接口。

第三十四条 电力调度机构应及时向电力交易机构按信息类型推送考核和返还公示信息，由电力交易机构每月 10 日前（节

假日顺延)将上月统计结果在其“三公”门户网站上披露。

第三十五条 光伏电站对统计结果有疑义,应在每月15日前向相关电力调度机构提出复核。电力调度机构在接到问询的3个工作日内,应进行核查并予以答复。光伏电站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。

第三十六条 每月20日前,电力调度机构将上月运行情况清单以文件形式报送相应能源监管机构,经能源监管机构审批后,结果生效。每月25日前,能源监管机构在门户网站上发布上月运行结果。

第六章 监督管理

第三十七条 电力调度机构应建立相关技术支持系统,并将信息接入能源监管机构的监管信息系统。

第三十八条 能源监管机构负责对光伏电站执行本细则及结算情况实施监管。华北区域省级及以上电力调度机构在能源监管机构授权下按照调度管辖范围具体实施所辖电网内光伏电站参与本细则的执行与结算,运行结果报能源监管机构批准后

执行，依据运行结果光伏电站承担相应的经济责任。能源监管机构负责建立健全并网协调机制，调解辖区内并网运行管理争议，可根据实际需要，组织对电力调度机构和电力交易机构的执行情况进行评估和监管。

第三十九条 光伏电站与省（市）电力调度机构之间存在争议的，由相应能源监管机构依法调解或裁决。未设立省能源监管办的省（市），由华北能源监管局依法调解或裁决。光伏电站与区域电力调度机构之间存在争议的，由华北能源监管局依法调解或裁决。

第四十条 健全并网调度协议和交易合同备案制度。光伏电站与所属电力调度机构应签订并网调度协议和相关交易合同，并在协议（合同）签订后 10 个工作日内向属地省能源监管办备案。

第四十一条 建立电力调度运行管理情况书面报告制度。地（市）级及以上电力调度机构调度按月向省级能源监管办报告电力调度运行管理情况，并在电力调度交易与市场秩序厂网联席会

议上通报。

第七章 附则

第四十二条 本细则将根据光伏电站实际运行情况及时修订。华北能源监管局根据实际运行结果，对标准进行修订，报国家能源局备案后执行。

第四十三条 本细则由华北能源监管局负责解释。

第一条 本细则自 2019 年 10 月 1 日起施行。2016 年印发的《华北区域光伏电站并网运行管理实施细则（试行）》（华北监能市场〔2016〕584 号）同时废止。

附录 1 :光伏电站理论、可用功率的完整率和正确率计算方法

理论发电功率指在当前太阳能资源条件下,所有光伏发电单元均可正常运行时能够发出的功率;可用发电功率指考虑站内设备故障、缺陷或检修等原因引起受阻后能够发出的功率。

1、完整率

根据光伏电站上传情况统计理论和可用功率的完整率,其计算公式如下:

$$\text{完整率} = \left(1 - \frac{L}{T+G}\right) \times 100\%$$

其中 T 、 G 分别为理论、可用发电功率上传的总点数, L 为数据缺失点的个数。

2、正确率

根据光伏电站上传情况统计可用功率的正确率,其计算公式如下:

$$\text{正确率} = \left(1 - \frac{M}{T+G}\right) \times 100\%$$

其中, T 、 G 分别为理论、可用发电功率上传的总点数, M 为理论和可用功率数据异常点的个数, 包括死数、负数和不满足逻辑关系的点。

附录 2：光伏电站中短期、超短期预测准确率计算方法

1、中短期光伏功率预测

当日前预测准确率小于 85%或 10 天预测平均准确率小于 75%，按以下公式分别进行考核两类中短期功率预测准确率。光伏电站中短期功率预测准确率按日进行统计，按月进行考核。

$$Acc_{day-ahead} = 1 - \frac{\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n [(p_i - p'_i)^2 \cdot \frac{|p_i - p'_i|}{n}]}{\sum_{i=1}^n |p_i - p'_i|}}}{Cap}$$

日前预测准确率考核电量 = (85% - $Acc_{day-ahead}$) × P_N × 0.4

$$Acc_{k-day-ahead} = 1 - \frac{\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n [(p_i - p'_{k,i})^2 \cdot \frac{|p_i - p'_{k,i}|}{n}]}{\sum_{i=1}^n |p_i - p'_{k,i}|}}}{Cap}$$

$$Acc_{10days} = \frac{\sum_{k=1}^{10} (Acc_{k-day-ahead})}{10}$$

10 天预测平均准确率考核电量 = (75% - Acc_{10days}) × P_N × 0.5

其中： $Acc_{day-ahead}$ 为日前预测准确率， $Acc_{k-day-ahead}$ 为提前 k 天预测准确率， Acc_{10days} 为 10 天功率预测平均准确率； Cap 为新能源电站考核日的最大开机容量（单位：MW）； p_i 为 i 时刻新能源电站实际功率（单位：MW）； p'_i 为 i 时刻新能源电站预测功率（单位：MW）； n 为该日考核的预测点数； P_N 为新能源

电站装机容量（单位：MW）。

2、超短期光伏功率预测

1) 光伏电站每隔 15min 自动向电网调度机构提交自上报时刻起未来 15 分钟至 4 小时共 16 个时间节点的超短期功率预测数据和开机容量。光伏电站超短期功率预测上报率应达到 100%，上报率每降低 1% 按当月装机容量×0.1 小时的标准进行考核。

2) 超短期功率预测准确率应大于等于 90%。当准确率小于 90% 时，按以下公式考核。光伏电站超短期功率预测准确率按日进行统计，按月进行考核。

$$Acc'_{real-time} = \left(1 - \frac{\sqrt{\sum_{j=1}^{16} [(p_j - p'_j)^2 \cdot \frac{|p_j - p'_j|}{\sum_{j=1}^{16} |p_j - p'_j|]}}}{Cap}\right) \times 100\%$$

$$\text{当 } \sum_{j=1}^{16} |p_j - p'_j| = 0, Acc'_{real-time} = 100\%$$

$$Acc_{real-time} = \frac{\sum_{i=1}^n Acc'_{real-time,i}}{n} \times 100\%$$

超短期准确率考核费用 = (90% - $Acc_{real-time}$) × P_N × 0.4 (小时)

其中： $Acc_{real-time}$ 为该日的超短期预测准确率， $Acc'_{real-time,i}$ 为 i 时刻的超短期预测准确率； Cap 为新能源电站在超短期功率预测期内最大开机容量（单位：MW）； p_i 为 i 时刻新能源电站实际功率（单位：MW）； p'_i 为 i 时刻新能源电站预测功率（单位：MW）； n 为该日考核的预测点数； P_N 为新能源电站装机容量（单位：MW）。

附录 3：光伏电站一次调频性能要求及评价指标计算方法

一、光伏电站一次调频技术指标要求

光伏电站均应具备一次调频功能，并具备正常运行和远程在线测试两种运行模式。正常情况下，光伏电站一次调频功能应投入正常运行模式，实时跟踪并网点频率变化、并自动调整有功出力；远程在线测试模式下，光伏电站可接收电力调度机构下发的一次调频测试指令，并进行一次调频远程在线测试响应。

并网光伏电站一次调频性能应满足如下要求：

1. 光伏电站一次调频死区为 $\pm 0.05\text{Hz}$ 。
2. 光伏电站一次调频功率变化幅度限制应不小于光伏电站额定有功功率的 10%，且不得因一次调频导致光伏单元脱网或停机。

3.光伏电站一次调频调差率为 2%。

4.一次调频动态性能应满足如下要求：

a) 一次调频有功功率的滞后时间应不大于 1 秒；

b) 一次调频有功功率上升时间应不大于 5 秒；

c) 一次调频有功功率调节时间均应不大于 15 秒；

d) 一次调频达到稳定时的有功功率调节偏差，应不超过光伏电站额定有功功率的 $\pm 1\%$ 。

二、评价指标计算方法

1.出力响应指数 $\Delta P\%[\%]$ ：

从频率偏差超出一次调频死区开始，5 秒内光伏电站实际最大出力调整量占理论最大出力调整量的百分比；若调频持续时间（频率偏差超出一次调频死区开始到频率偏差回到一次调频死区范围内的持续时间）小于 5s，则计算调频持续时间内光伏电站实际最大出力调整量占理论最大出力调整量的百分比。

$$\Delta P\% = \Delta P_E / \Delta P_S \times 100\%$$

上述公式中：

$\Delta P\%$:表示一次调频出力响应指数；

ΔP_E :表示一次调频实际最大出力调整量；

ΔP_S :表示一次调频理论最大出力调整量。

2.电量贡献指数[%]：

在调频持续时间内，光伏电站一次调频实际贡献电量占理论贡献电量的百分比。

$$\Delta Q\% = \Delta Q_E / \Delta Q_S \times 100\%$$

式中：

$\Delta Q\%$ ：机组一次调频电量贡献指数；

ΔQ_E ：机组一次调频实际贡献电量；

ΔQ_S ：机组一次调频理论积分电量。

附录 4：光伏电站继电保护及安全自动装置运行指标

1、继电保护主保护月投运率>99.5%。

继电保护主保护月投运率计算公式为：

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

其中 RMD 为主保护月投运率；TMD 为主保护装置该月处于运行状态的时间；SMD 为主保护装置该月应运行时间。

2、安全自动装置月投运率 > 99.5%。

安全自动装置月投运率计算公式为：

$$RSS=(TSS/SSS)\times 100\%$$

其中 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、故障录波器与主站月联通率计算公式：

$$RSR=(TSR/SSR)\times 100\%$$

其中 RSR 为故障录波器与主站月联通率；TSR 为该月故障录波器与调度主站联通时间；SSR 为该月故障录器应与调度主站联通时间。

4、故障信息子站与主站月联通率计算公式：

$$RIR=(TIR/SIR)\times 100\%$$

式中：RIR 为故障信息子站与主站月联通率；TIR 为该月故

障信息子站与调度主站联通时间；SIR 为该月故障信息子站应于
调度主站联通时间。