

ICS

T/GXDSL

团 体 标 准

T/GXDSL —2026

光伏电站电气自动化并网控制技术指南

Technical Guide for Electrical Automatic Grid-Connected Control Technology of
Photovoltaic Power Station

(工作组讨论稿)

(本草案完成时间：2026 - 5 - 6)

2026 - - 发布

2026 - - 实施

广西电子商务企业联合会 发布

目 次

前 言	III
1 引言	1
2 范围	1
3 规范性引用文件	1
4 术语和定义	2
4.1 自动发电控制 AGC	2
4.2 自动电压控制 AVC	2
4.3 故障穿越 FRT	2
4.4 防孤岛保护	2
5 总则	2
5.1 光伏电站	3
5.2 自动化系统	3
5.3 新建光伏电站	3
6 系统架构与配置	3
6.1 分层架构	3
6.2 时间同步	4
7 并网控制功能要求	4
7.1 AGC 控制	4
7.2 AVC 控制	4
7.3 一次调频	4
7.4 故障穿越	5
8 运行适应性	5
8.1 防孤岛保护	5
8.2 功率预测	5
8.3 电能质量监测	5
9 通信与数据交互	5
9.1 通信协议	6
9.2 数据断链处理	6
10 安全防护与抗干扰	6
10.1 网络安全	6
10.2 电磁兼容	6
10.3 数据安全	6
11 入网测试	7
11.1 入网测试	7
11.2 验收流程	7
11.3 定期检验	7

前 言

本文件依据GB/T 1.1-2020 《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由广西产学研科学研究院提出。

本文件由广西电子商务企业联合会归口。

本文件起草单位：

本文件主要起草人：

本文件为首次发布。

光伏电站电气自动化并网控制技术指南

1 引言

为深入贯彻落实国家“双碳”战略，加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系，推动新型电力系统高质量建设，光伏电站作为新能源发电的核心组成部分，已逐步从传统被动跟随电源向主动支撑型电源转型，成为保障电网安全稳定运行、优化能源结构的重要力量。当前，部分光伏电站在并网控制环节仍存在响应滞后、无功协调能力不足、通信中断处置不规范等突出问题，严重制约了新能源消纳水平提升和电网安全稳定运行。为全面规范光伏电站电气自动化并网控制系统的设计、调试、运行及验收全过程，严格依据国家相关法律法规、能源产业政策及电力行业标准，结合广西及西南地区电网运行特性、气候条件及新能源发展实际，特制定本技术指南，为行业发展提供统一、科学、可落地的技术遵循，助力我国新能源产业高质量发展。

2 范围

明确规定了光伏电站电气自动化并网控制系统的架构配置、功能要求、运行适应性、通信交互、安全防护及测试验收等核心内容，覆盖系统全生命周期技术管控要求。适用于通过 10 kV 及以上电压等级并网的新建、改（扩）建光伏电站，是光伏电站并网控制系统设计、建设、调试、运行及监管的核心依据；其他类型新能源场站（如风电、光储一体化电站等）可参照本文件执行。

3 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注明日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；不注明日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB/T 19964-2024 光伏发电站接入电力系统技术规定

GB/T 29319-2024 光伏发电系统接入配电网技术规定

GB/T 33593-2017 分布式电源并网技术要求

GB/T 37408-2019 光伏发电并网逆变器技术要求

GB/T 35694-2025 光伏电站安全规程

GB/T 22239-2019 信息安全技术网络安全等级保护基本要求

GB/T 36572-2018 电力监控系统网络安全防护导则

DL/T 634.5104-2009 远动设备及系统第 5-104 部分：传输协议采用标准传输协议集的 IEC 60870-5-101 网络访问

DL/T 860 （所有部分）电力自动化通信网络和系统

NB/T 32015-2013 分布式电源接入配电网技术规定

T/ZJSEE 0007-2023 新能源场站自动发电控制系统技术规范

4 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件，统一行业技术认知，确保指南执行的一致性。

4.1 自动发电控制 AGC

通过调度端指令或预置控制策略，实时调节光伏电站有功出力，使其精准跟踪设定值变化，保障电站出力与电网调度需求协同匹配，提升新能源消纳效率的控制方式。

4.2 自动电压控制 AVC

通过协调调节逆变器无功输出、动态无功补偿装置（SVG 等），实现并网点电压在规定范围内稳定运行，支撑电网电压质量，提升系统无功平衡能力的控制方式。

4.3 故障穿越 FRT

当电网出现电压或频率异常时，光伏电站在规定条件下不脱网连续运行一定时间，主动支撑电网恢复稳定，保障电网供电连续性和新能源发电可靠性的关键功能。

4.4 防孤岛保护

电网失压或发生故障导致电站与电网解列形成孤岛状态时，光伏电站能快速检测该状态，并在规定时间内断开与电网的连接，防止孤岛运行引发安全隐患、影响电网恢复的保护功能。

5 总则

本章明确光伏电站电气自动化并网控制系统的核心原则和基本要求，为系统设计、建设及运行提供总体遵循，助力实现新能源与电网协同发展。

5.1 光伏电站

应配置高性能并网协调控制装置，实现对逆变器、无功补偿装置（SVG 等）的统一调度、协同调控，确保系统对调度指令和电网工况变化的快速响应，响应时间不大于 500 毫秒，保障电站运行的协调性和灵活性。

5.2 自动化系统

作为光伏电站并网运行的核心支撑，其可用率不应低于 99.99%；远动装置、AGC/AVC 服务器等关键设备应采用 1+1 冗余配置，具备无扰切换功能，提升系统运行的可靠性和抗故障能力，避免因设备故障影响电站并网运行。

5.3 新建光伏电站

应全面具备一次调频、动态无功响应及高/低电压穿越功能，满足新型电力系统对新能源电站主动支撑能力的要求；已投运改造项目应结合电网发展需求，逐步完成功能升级，确保符合本指南规定，推动存量电站提质增效。

6 系统架构与配置

为保障光伏电站并网控制系统的高效、可靠运行，系统应采用分层架构设计，明确各层级功能定位，配置完善的时间同步系统，确保数据传输和控制指令的精准性。

6.1 分层架构

系统采用调度控制层、场站协调层和就地执行层三级分层架构，各层级协同联动，实现从调度指令下发到设备执行的全流程闭环控制。

6.1.1 调度控制层：作为系统的顶层控制单元，负责接收电网调度中心下发的有功、无功控制指令，完成指令解析和优先级排序后，精准下发至场站协调层，实现电网对光伏电站的统一调度管控。

6.1.2 场站协调层：核心设备为并网控制器，是电站并网控制的“大脑”，应支持 IEC 60870-5-104 和 Modbus TCP 等标准通信协议，确保与调度控制层、就地执行层的高效通信；数据采集点不少于 10000 个，全面覆盖电站各类设备运行参数、工况信息，为控制决策提供精准数据支撑。

6.1.3 就地执行层：由逆变器、汇流箱、气象站、无功补偿装置等现场设备组成，负责接收场站协

调层下发的控制指令，执行有功、无功调节及故障处置等操作，同时实时采集设备运行数据，反馈至场站协调层，形成闭环控制。

6.2 时间同步

全站应配置双北斗天线时钟同步系统，确保系统各层级设备、各类数据的时间统一，对时精度误差不超过 ± 1 毫秒；同时支持 SNTP 网络对时功能，作为备用对时方式，保障时间同步系统的可靠性，为故障分析、数据追溯和调度协同提供准确时间依据。

7 并网控制功能要求

并网控制功能是光伏电站实现主动支撑电网的核心，本章明确 AGC、AVC、一次调频、故障穿越等关键技术指标，确保电站满足电网安全稳定运行要求。

7.1 AGC 控制

7.1.1 电网调度指令下发周期不应大于 5 秒；AGC 系统对调度指令的响应滞后时间不应超过 2 秒，出力调节时间不应超过 15 秒，有功出力控制偏差不超过额定容量的 $\pm 1\%$ ，确保电站出力精准跟踪调度需求，提升电网功率平衡能力。

7.1.2 AGC 系统应具备有功功率变化率限制功能，常规光伏电站最大功率变化率应不大于 10%装机容量/分钟；对于特殊场景（如电网接纳能力较强、具备储能配套的电站），经电网调度部门论证同意后，可适当放宽变化率限制，兼顾电站运行效率与电网安全。

7.2 AVC 控制

7.2.1 无功功率控制死区为 ± 0.5 Mvar（以并网点无功设定值为基准），电压控制死区为 $\pm 0.5\%$ （以并网点电压额定值为基准），确保并网点电压和无功功率稳定在规定范围，提升电网电压质量。

7.2.2 AVC 系统对调度指令或电压偏差的响应时间不宜大于 5 秒，无功电压调整时间不宜大于 30 秒，确保系统能快速应对电网电压波动，及时提供无功支撑。

7.2.3 夜间无光照工况下，动态无功补偿装置（SVG）不应退出运行，应保持热备用状态，随时响应电网无功需求，为电网提供持续的动态无功支撑，提升电网夜间运行稳定性。

7.3 一次调频

7.3.1 为提升光伏电站参与电网惯量响应的能力，一次调频死区应设置为 ± 0.05 Hz $\sim\pm 0.1$ Hz，调差率调节范围宜为 2% $\sim 10\%$ ，可根据电网调度要求灵活调整，确保电站能精准响应电网频率变化。

7.3.2 当电网频率超过设定死区时，光伏电站应在 0.5 秒内启动一次调频响应，在 10 秒内达到目

标有功出力的 90%，快速弥补电网频率偏差，支撑电网频率稳定。

7.4 故障穿越

7.4.1 高电压穿越:当并网点电压升高至 1.3 倍额定电压（标么值 1.3 p.u.）时，光伏电站应能不脱网连续运行 500 毫秒，期间保持有功、无功输出稳定，助力电网快速恢复正常电压水平。

7.4.2 低电压穿越:当并网点电压跌落至 0.2 p.u.时，光伏电站应保持不脱网运行 1 秒；当电压在 0.2~0.9 p.u.之间变化时，应按照电压跌落幅度与持续时间的对应要求，保持不脱网运行，确保电网故障期间新能源发电的连续性，减少故障对电网的影响。

8 运行适应性

光伏电站应具备良好的运行适应性，能应对电网各类工况变化，精准执行保护动作，做好功率预测和电能质量监测，保障电站长期稳定运行和电网安全。

8.1 防孤岛保护

8.1.1 当电网发生大扰动导致电站可能形成孤岛时，防孤岛保护装置应快速动作，动作时间不大于 2 秒，及时断开电站与电网的连接，防止孤岛运行引发设备损坏、人员安全等隐患。

8.1.2 当检测到电网电压频率异常（例如超出 50 ± 0.5 Hz 范围）时，防孤岛保护装置应在 0.2 秒内动作，切断并网连接，避免异常频率对电站设备和电网造成损害。

8.2 功率预测

8.2.1 光伏电站应具备完善的功率预测功能，涵盖超短期（未来 4 小时，每 15 分钟滚动更新）和短期（未来 0-72 小时）功率预测，为电网调度优化、新能源消纳提供精准数据支撑，提升电网运行效率。

8.2.2 功率预测精度应满足以下要求：日前短期预测月均方根误差应小于 15%，超短期预测第 4 小时误差应小于 10%，确保预测数据的可靠性，为调度决策提供科学依据。

8.3 电能质量监测

光伏电站应配置完善的电能质量监测装置，实时监测并网点谐波、闪变及功率因数等指标：总谐波畸变率不应超过 3%，短期闪变限值 $P_{st}=1.0$ ，功率因数应具备 0.95 超前至 0.95 滞后的调节能力，确保电站输出电能质量符合国家及行业标准，减少对电网的影响。

9 通信与数据交互

通信与数据交互是光伏电站与电网调度中心、站内设备协同运行的核心，应采用标准化通信协议，完善数据断链处置机制，确保通信畅通、数据可靠传输。

9.1 通信协议

9.1.1 光伏电站与电网调度数据网的通信，应优先采用 DL/T 634.5104-2009 协议，确保与调度中心的高效、兼容通信，实现调度指令的精准下发和电站运行数据的实时上传。

9.1.2 站内逆变器与场站协调层的通信，应采用双绞线或光纤作为传输介质，通信速率不低于 100 Mbps，通信误码率低于 1×10^{-8} ，确保站内数据传输的快速、稳定、可靠，避免因通信故障影响控制指令执行。

9.2 数据断链处理

9.2.1 当光伏电站与电网控制中心通信断链超过 30 秒时，AGC/AVC 系统应自动转为“就地维持”或“恒无功”模式，保持当前运行状态，避免因指令缺失导致电站出力异常，保障电站和电网安全。

9.2.2 当通信中断时间超过 30 分钟，应自动调降电站出力至额定功率的 50%，或通过硬接线实现跳闸停机，防止电站长时间脱离调度管控引发安全隐患，保障电网运行稳定。

10 安全防护与抗干扰

为保障光伏电站电气自动化并网控制系统安全稳定运行，抵御网络攻击、电磁干扰等风险，应建立全方位、多层次的安全防护体系，落实各项抗干扰措施。

10.1 网络安全

严格遵循“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的电力监控系统网络安全原则，明确生产控制大区与信息管理大区的边界，在两大区域之间部署单向正向隔离装置，隔离强度达到 1000V 以上光耦隔离，防止网络攻击跨区域渗透，保障生产控制系统安全。

10.2 电磁兼容

继保室、主控室等核心区域的接地电阻应小于 1 欧姆，确保接地可靠，减少电磁干扰；逆变器交流侧应配置二级浪涌保护器（SPD），标称放电电流不小于 20 kA，响应时间小于 25 纳秒，有效抵御雷电过电压、操作过电压等干扰，保护设备安全。

10.3 数据安全

对 AGC/AVC 控制指令、设备操作指令等关键控制指令，应进行 CRC 校验，确保指令传输过程中

不被篡改、不丢失；系统操作日志、运行数据、故障记录等应完整保留，保留时间不应少于 6 个月，为故障追溯、责任认定和系统优化提供依据。

11 入网测试

为确保光伏电站电气自动化并网控制系统符合本指南要求，保障电站并网后安全稳定运行，应严格执行入网测试、验收流程及定期检验制度，强化全流程质量管控。

11.1 入网测试

光伏电站并网前，必须完成 AGC/AVC 联调测试、一次调频现场测试及故障穿越验证等核心测试项目，全面检验系统功能和技术指标是否符合要求。测试工作应由具备 CNAS/CMA 资质的第三方机构独立执行，确保测试结果的公正性、权威性。

11.2 验收流程

光伏电站并网控制系统验收分为资料审查、现场检查和控制联调三个环节，全面覆盖系统设计、建设、调试全过程，确保系统符合指南要求和电网调度需求。

11.2.1 资料审查:重点审查系统设计图纸、设备技术说明书、定值单、调试报告等相关资料，确保资料完整、规范，符合设计要求和行业标准。

11.2.2 现场检查:对系统硬件配置、冗余切换功能、接地系统、安全防护装置等进行现场核查，其中主备机冗余切换时间不应超过 10 秒，确保设备配置符合要求、运行状态良好。

11.2.3 控制联调:模拟电网不同运行工况，测试系统对调度指令的执行能力，逆变器执行控制指令的延时不应超过 1 秒，确保系统控制精度和响应速度符合要求。

11.3 定期检验

光伏电站投运后，每 3 年应组织一次 AGC/AVC 闭环测试，对系统控制参数进行校准，及时发现并整改系统运行过程中出现的问题，确保系统长期稳定运行，持续满足电网安全稳定运行要求，助力新型电力系统高质量建设。