



SolarPega & SolarPegaF

系列光伏组件运维作业指导书

山东中科富能光电科技有限公司

发行日期：2026-05-09 | 版本号：ZKFN-ATSD-LG-OMM-342

目 录

1. 手册概述与权责说明	- 3 -
1.1 手册适用范围	- 3 -
1.2 免责声明	- 3 -
1.3 责任范围	- 3 -
1.4 质保条款	- 3 -
1.5 技术支持信息	- 4 -
2. 运维安全操作规范	- 4 -
2.1 通用安全警告	- 4 -
2.2 运维人员安全要求	- 5 -
2.3 运维作业禁止事项	- 6 -
3. 运维巡检规范	- 6 -
3.1 运维总体要求	- 6 -
3.2 巡检周期与项目	- 8 -
3.3 特殊巡视	- 9 -
4. 光伏组件清洁	- 9 -
4.1 清洗频次与时机的确定	- 9 -
4.2 清洗水质要求	- 10 -
4.3 标准清洗作业流程	- 10 -
4.4 清洗后检查要求	- 11 -
5. 常见故障诊断与处理	- 11 -
5.1 组件功率衰减异常	- 11 -
5.2 组件热斑效应	- 12 -
5.3 组件接线与连接器故障	- 13 -
5.4 逆变器侧与组串级故障排查	- 14 -

6. 组件维修与更换	- 14 -
6.1 组件更换总体要求	- 14 -
6.2 粘贴方式安装组件的更换流程	- 15 -
6.3 压块/夹具固定方式安装组件的更换流程	- 16 -
6.4 组件更换后的系统验证	- 16 -
7. 应急处理措施	- 17 -
7.1 组件漏电应急处理	- 17 -
7.2 组件起火应急处理	- 17 -
7.3 极端天气应急处置	- 17 -
8. 运维记录与档案管理	- 18 -
8.1 运维记录管理体系	- 19 -
8.2 档案分类与归档	- 19 -
8.3 年度运维报告	- 19 -
9. 附录	- 20 -
9.1 常见问题解答 (FAQ)	- 20 -
9.2 常用运维工具与仪器清单	- 21 -
9.3 技术支持与联系方式	- 21 -
9.4 手册修订说明	- 22 -

1. 手册概述与权责说明

1.1 手册适用范围

本手册为山东中科富能光电科技有限公司（以下简称“中科富能”）SolarPega 系列（SolarPega、SolarPegaL）与 SolarPegaF 系列（SolarPegaF、SolarPegaFL）TOPCon 轻刚晶硅光伏组件（以下简称“组件”）的官方运维指导文件。本手册内容涵盖光伏系统并网投运后全生命周期运维的全部作业环节，包括：日常巡检与专项检测、组件清洁、故障诊断与定位、组件维修与更换、应急处置以及运维档案管理。

本手册面向所有从事上述系列组件运行维护工作的系统集成商、EPC 总承包方、运维服务商及具备专业资质的人员。任何负责运维、检测或维修本产品的个人，在作业前有责任完整阅读、充分理解并严格遵循本手册中的全部条款。未能遵守本手册规定的操作流程、安全须知及技术规范，将可能导致严重的人员伤亡事故或财产损失。光伏组件的运行维护需要专业技能，只有持有相应资质证书的专业人员方可从事该项工作。运维单位必须将本手册中的安全及维护要点书面告知终端客户。

1.2 免责声明

中科富能保留在不予预先通知的情况下，基于产品技术升级、工艺改进或标准更新等原因变更本手册的权利。本手册最新版本将同步发布于中科富能官方网站下载中心，客户及运维方有责任主动关注并确保使用最新版本。任何因使用过期版本手册而产生的操作偏差，其责任由使用方自行承担。

客户在运维组件过程中未按照运维手册（包括运维时中科富能官方网站公示的变更内容）中所列出的要求操作，将导致提供给客户的产品有限质保失效。

中科富能对本手册所包含的任何明示或暗示的信息不做任何担保。用户和运维人员必须完成该项目的现场技术踏勘，以确保所采用的运维方法符合当地法律法规和建筑标准。

1.3 责任范围

无论组件运维是否按照运维手册指示进行，中科富能不对运维过程中产生的任何损害（包括但不限于组件操作、系统维护产生的人身伤害及财产损失）承担法律责任。

若本手册的不同语言版本之间存在描述不一致的情况，以中文版为准。

本手册仅供运维作业指导使用，无论手册内是否有明示或暗示的表述，均不具备任何质保书意义。

1.4 质保条款

中科富能 SolarPega 与 SolarPegaF 全系列产品均提供 15 年产品质保及 30 年线性功率保证，具体质保范围、索赔流程及例外条款以产品采购时随附的官方质保文件为准。



组件配套使用的夹具、结构胶、MC4 兼容连接器等关键辅材，必须使用中科富能推荐或已认证的规格型号，以确保系统整体的兼容性、可靠性及安全性。使用非认证硬件所导致的产品或系统损坏，不在质保范围内。

1.5 技术支持信息

如需获取更为详尽的技术支持文档、进行项目专项方案对接，或需我方对异常运维问题提出处理建议，请通过以下官方渠道与中科富能取得联系。

服务热线：400 6768 100

技术支持邮箱：tech-support@zkfnsolar.com

官方网站：www.zkfnsolar.com

生产基地地址：山东省济宁市济宁经济开发区绿海汇智能制造产业园新盛霖 1 号厂房

2. 运维安全操作规范

2.1 通用安全警告

1. 所有的运维工作必须完全遵守地方和当地法规以及相应的国内或国际电气标准。
2. 电击与灼伤风险：光伏组件属于直流发电设备，当其表面暴露于光照条件下，即使未接入电路，正负极端子及连接器上亦会产生直流电压。多个组件串联组成的光伏阵列，其电压可达到危及人身安全的水平。未经专业培训或未获授权的人员，禁止以任何形式接触组件的接线端子、连接器或裸露带电部位。接触带电体可能导致严重灼伤甚至致命的电击事故。
3. 禁止带载操作：在进行任何组件更换、接线或系统改造作业前，必须首先确保直流侧与交流侧系统已完全断电，并采取严格的防误合闸及断电复核措施。禁止在任何情况下带载断开连接器或电气连接，带载断开将产生危险且具有破坏性的直流电弧，可能引发火灾、设备损毁及严重人身伤害。
4. 破损组件处置：运维巡检中发现外观已受损的组件（包括但不限于表面贯穿伤、碎裂、背板划伤穿透、接线盒开裂或内部进水等情况），应立即隔离并安排更换。受损组件无法修复，存在极高的漏电与电击风险，其绝缘性能已完全失效。禁止以任何理由拆解组件、移除组件组成部件，或修改旁路二极管的接线方式。组件接线盒盖须始终保持紧闭状态。
5. 正负极短接风险：禁止将单个组件的正极与负极连接器直接对接，否则将导致组件短路。运维前须检查并确保所有连接器的绝缘塞或密封圈完好无损且安装到位，以防止因绝缘失效引发短路，进而导致火灾或电击风险。

6. 环境与电气参数限制：组件设计的稳定工作环境温度范围为 -40°C 至 $+85^{\circ}\text{C}$ 。系统最大开路电压在任何预期的最低环境温度下，均禁止超过组件产品标签上标明的最大系统电压 DC 1500V。运维中禁止超出额定参数运行。
7. 消防安全：若运维现场发生火灾，在条件允许且无人员危险的情况下，必须首先切断整个光伏系统的电源（包括直流侧与交流侧），随后按照电气火灾消防规范，使用干粉、二氧化碳等不导电灭火器材进行扑救。禁止在未断开电源的情况下使用水或泡沫直接冲刷组件及电气系统。
8. 应用等级与警示：本系列组件为应用等级 A 类（等效于 IEC 61730-1 安全等级 II），适用于公众可能接触到的系统。当系统开路电压超过 50V 时，根据安全规范，必须在组串连接装置附近、逆变器等易于接近的位置，设置醒目的“触电危险”警告标志。

2.2 运维人员安全要求

1. 资质要求：所有负责运维、检测、维修光伏系统的工作人员，必须通过专业光伏系统运维培训，持有相关有效资质证书（包括但不限于低压电工证、高压电工证、高处作业证），并完全熟悉本手册中的所有安全规范及当地政府相关法规。
2. 双人作业制度：为最大程度降低单人作业风险（如意外触电、高空坠落等），所有现场巡检、清洁、维修及接线作业，必须由至少 2 名人员协同执行，禁止单人进行高风险作业。
3. 个人防护装备（PPE）：运维人员在作业期间必须正确穿戴经认证的个人防护装备，包括但不限于：防滑防护手套、长袖绝缘工作服、防砸绝缘鞋。在屋顶边缘或任何存在坠落风险（高度差超过 2 米）的区域作业时，必须全程佩戴双钩缓冲安全带，并将其牢固连接于独立设置的生命线或锚点上，同时应在作业面下方设置防坠护栏或安全网。
4. 工具与饰品：作业时仅可使用符合安全标准且绝缘完好的工具。禁止佩戴任何金属饰品上岗（如手表、戒指、项链、手镯等），此类物品可能导致电流意外导通引发短路风险，或在作业时划伤组件表面。
5. 不利天气：禁止在雨、雪、大雾、雷暴天气条件下，以及现场瞬时风速达到或超过 4 级（风速约 7.9 米/秒）时，进行任何形式的户外巡检、清洁或维修作业。潮湿环境将极大增加触电风险。运维人员在作业前须确保所有组件、工具及电气连接点均处于洁净干燥状态。
6. 区域管制：运维现场及组件存放区必须设置清晰的警示标志及围栏，禁止未经授权的人员、儿童或其他无关人员进入，以防发生意外。

7. 光照防护：任何时候，即使组件尚未接入完整系统，只要暴露在光照下，它就构成了一个电源。禁止在没有防护措施的情况下用手直接触摸组件的接线盒、电缆末端或连接器内部的金属触点。

2.3 运维作业禁止事项

为确保组件性能、人身安全和质保有效性，以下条款为运维作业中的禁止操作：

1. 物理损伤与涂装：禁止使用尖锐物体刮擦、敲击、弯折或撞击组件正面和背面。禁止在组件表面任何区域使用油漆、粘合剂、胶带或进行任何形式的涂装。禁止在组件的任意位置上钻孔、切割或打磨。
2. 线缆与连接器破坏：禁止以任何方式刮擦、切割、挤压或拉扯组件自带的电缆和连接器。禁止使电缆和连接器长期暴露在阳光直射或水中而无适当防护。
3. 错误搬运与施压：禁止通过抓握组件接线盒、引出线或接插头来提起、搬运或拖拽组件，须双手托底搬运。禁止在组件表面进行不规范的按压、站立、行走、攀爬或跳跃。禁止让组件与任何硬物、尖锐物体发生碰撞、摩擦或冲击。
4. 人为聚光：禁止使用镜子、放大镜、透镜或其他光学装置将额外的太阳光或人工光源聚集到组件表面。
5. 水浸与堆叠：禁止将组件长时间或永久性地放置在有可能积水或持续潮湿的环境中。在存储、搬运和运维的所有环节中，禁止将组件背面朝上放置、叠放或积压组件。
6. 表面异物与遮挡：禁止在运维过程中将结构胶、密封胶或任何异物涂抹到组件的电池片有效采光区域。运维完成后，必须确保所有的输出线和跨接线的布线路径清晰、固定可靠，禁止导线、压块或其他物体遮挡电池片有效采光区域。
7. 污染源与火源：组件周围禁止设置持续排放油烟、粉尘、化学腐蚀气体的排污口或排烟口。禁止在组件附近存放明火源或易燃易爆物体。
8. 违规负载：运维检测完成后，禁止在组件表面放置任何重物、工具或具有尖锐支点的物体，以免造成长期的压力性损伤。
9. 避免松脱：组件应始终保持牢固固定状态，以承受所有可能的负载（包括风荷载和雪荷载）。因组件松脱拉扯连接线，导致绝缘失效、漏电、拉弧等是分布式光伏的重要风险源。
10. 拆解禁令：禁止拆卸组件或取下组件的任意组成部分。破损的接线盒和破损的连接器均具有潜在的电气危险以及划伤危险。

3. 运维巡检规范

3.1 运维总体要求

3.1.1 防遮挡管理

轻刚光伏组件运行期间，严禁出现局部或整体阴影遮挡（包括但不限于线缆、接线端子、风帽、监控设备、逆变器、树木阴影、女儿墙、防护栏杆等）。运维巡检中须重点排查新增遮挡源，及时清除。

雨、雪天气结束后，应在 24 小时内对组件表面进行巡检，冲洗组件表面积灰，防止灰尘与雨水混合形成泥渍留在组件表面，造成局部严重遮挡。

坚持日常巡检与专项检测相结合，定期开展目视排查杂物遮挡、组件外观及接线盒完好性，及时清理表面积灰、鸟粪等局部遮挡物，做好电站防遮挡、防积灰防护措施。

3.1.2 安装结构安全检查

1. 结构胶粘贴方式：需在每次巡检时检查粘结处状态，判断是否存在开胶、脱粘、翘角、边缘翘起等情况。重点检查组件四角及边缘区域的粘结质量，发现异常及时记录并安排修复。
2. 压块/夹具固定方式：需在每次巡检时检查夹具、压块的牢固性和螺栓的紧固度，同时排查建筑本体相关支撑结构的安全状态。用于压块紧固的 M8 螺栓，紧固扭矩应保持在 15~20 N·m 范围内。

注意：中科富能轻刚组件在满足特定条件时可进行踩踏维护，且不会对组件造成损伤，解决了轻质组件运维中的通行难题。具体踩踏条件及要求详见《中科富能 SolarPega & SolarPegaF 系列光伏组件安装作业指导书》。

3.1.3 电气安全检查

1. 重点检查光伏连接器的连接密封性与紧固性，排查直流线缆是否存在破损、老化、受压及受力等问题。
2. 核对光伏连接器规格、型号一致性。若使用的光伏连接器与光伏组件原配连接器规格不匹配、型号不一致，易造成接口配合间隙过大、密封结构失效，外部水汽、粉尘侵入连接器腔体，引发内部插针氧化锈蚀、接触电阻增大，导致接头异常发热、烧蚀击穿，存在严重安全隐患。

警告：在整个光伏系统的直流侧，从组件自带的输出线、现场制作的跳线（组串延长线），到汇流箱和逆变器的输入端，任何需要进行插接的位置，都必须确保公头和母头连接器来自于同一制造商、且属于同一产品型号系列。

3.1.4 热斑防控

按周期开展红外热成像检测，对轻微热斑（温差 < 20℃）进行跟踪监测并记录变化趋势，重度高温热斑（温差 ≥ 20℃）组件须立即停运并安排更换。杜绝组件带故障运行，防范高温起火风险，保障阵列安全稳定发电。

3.1.5 组件拆解禁令

光伏组件属于密封集成式电气设备，现场拆解存在多重不可控风险。严禁任何人员在运维现场或维修过程中拆解组件面板、接线盒、背板及内部电池片等部件，不得擅自拆卸组件自带的密封结构和电气连接点。

3.2 巡检周期与项目

3.2.1 月度巡检项目

每月至少由经过培训的专业运维人员对光伏系统进行 1 次全面巡检，巡检人员在作业期间必须全程佩戴橡胶绝缘手套并穿着绝缘靴。月度巡检应包括以下项目：

- ◇ 组件表面清洁度检查：目视检查组件采光面是否有积灰、鸟粪、油污等污染物，判断是否需要安排清洗作业
- ◇ 组件外观完整性检查：逐一排查组件表面是否存在裂纹、碎裂、划伤、变形、变色、脱层、气泡等异常
- ◇ 遮挡物排查：检查组件表面及周围是否存在新增遮挡源（树木生长、新建构筑物、鸟粪堆积等）
- ◇ 接线盒及连接器检查：检查接线盒是否牢固、盒盖是否紧闭，连接器是否插接到位、有无烧蚀痕迹
- ◇ 电缆及线缆检查：检查组件间连接线是否松动、老化、破损，引线绑扎是否良好，布线路径是否合规
- ◇ 安装结构检查：粘贴方式检查组件的粘结状态（开胶、脱粘、翘角），压块方式检查夹具/压块紧固度
- ◇ 监控数据核查：通过监控系统核查处串电流、电压、功率数据是否在正常范围内，标记异常组串

3.2.2 季度巡检增加项目

在完成月度巡检全部项目的基础上，每季度增加以下专项检测：

- ◇ 红外热成像全面扫描：使用红外热成像仪对所有组件进行逐块热斑扫描检测，记录温度异常点
- ◇ 阵列熔丝及保护装置检查：检查直流侧熔丝、断路器、隔离开关是否正常工作
- ◇ 排水系统检查：检查屋面排水沟、落水管是否畅通，组件周边是否存在积水隐患
- ◇ 防雷接地系统检查：检查接地引下线连接是否牢固，接地电阻值是否在规定范围内
- ◇ 连接器扭矩抽检：抽取至少 10% 的连接器进行紧固度复检，确保无松动

3.2.3 年度巡检增加项目

在完成月度及季度巡检全部项目的基础上，每年进行一次全面深度检测：

- ◇ IV 曲线测试：使用 IV 曲线测试仪对每个组串或至少 30% 的组件进行功率特性测试，评估组件的实际发电性能与标称值的偏差
- ◇ EL 检测（电致发光成像）：对功率衰减异常的组件进行 EL 检测，排查电池片隐裂、断栅、虚焊等内部缺陷
- ◇ 所有电气连接点扭矩复检：对所有直流侧电气连接点（含连接器、接线端子、汇流箱接线端）进行紧固扭矩复检
- ◇ 屋面支撑结构安全评估：对屋面承重结构、支架、锚固点进行全面安全检查，评估是否存在锈蚀、变形、松动
- ◇ 绝缘电阻测试：使用绝缘电阻测试仪（推荐 DC 1000V 档位）测量组串对地绝缘电阻，确认不低于相关标准规定值
- ◇ 出具年度运维报告：汇总全年巡检数据、故障处理记录、性能衰减趋势，形成《年度光伏电站运维分析报告》

3.3 特殊巡视

在遭遇极端天气或特殊工况后，须立即组织特殊巡视：

- ◇ 雷雨天气后：使用热成像仪检查雷击风险区域组件接线盒温度是否异常偏高，检查防雷保护器件是否动作
- ◇ 大风天气后：检查组件夹具、压块是否有脱落、松动，组件是否有被风掀翻、移位的情况，屋面防水层是否完好
- ◇ 冰雹/冰雪天气后：逐块检查组件表面是否有冰雹撞击导致的裂纹或碎裂，检查组件是否存在因积雪荷载引起的变形
- ◇ 沙尘暴天气后：检查组件表面是否有沙石撞击痕迹，及时安排清洗作业去除表面积尘

4. 光伏组件清洁

4.1 清洗频次与时机的确定

1. 常规清洗频次：一般应至少每月清洁一次组件，保持表面清洁。在水泥厂、矿区、多尘道路沿线等扬尘严重区域（半径 50 米范围内），清洗频次应提高至每半月至少一次。
2. 触发式清洗条件：当电站发电量较正常水平下降 5% 以上，且经排查排除设备故障及气象因素后，应对组件进行清洗。符合以下任一条件时也应安排清洗：
 - ◆ 目测组件表面已明显脏污、积灰层可见
 - ◆ 对比同一时段清洁组串与待清洁组串的电发电量，偏差 $\geq 4\%$

- ◆ 光伏方阵发电输出低于初始状态（上一次清洗结束时）输出的 85%
- 3. 最佳清洗时段：应在辐照度低于 200 W/m^2 的情况下进行清洁作业，建议选择清晨、傍晚或阴天进行。严禁在风力大于 4 级、大雨或大雪的气象条件下清洗光伏组件。

4.2 清洗水质要求

清洗用水必须符合以下标准，以避免在组件表面形成水垢或造成腐蚀：

- 总硬度（以 CaCO_3 计）： $\leq 200 \text{ mg/L}$
- 总溶解固体（TDS）： $\leq 500 \text{ mg/L}$
- pH 值：6.5 ~ 8.5
- 悬浮物： $\leq 50 \text{ mg/L}$
- 氯化物（以 Cl^- 计）： $\leq 250 \text{ mg/L}$

注意：具备条件时应优先使用软化水或去离子水进行清洗，从源头上避免在组件表面形成难以去除的水垢沉积。

4.3 标准清洗作业流程

步骤一：准备工作

- ◇ 清洗人员穿戴绝缘手套、绝缘靴、安全帽、安全带等全套个人防护装备
- ◇ 检查清洗工具（软质抹布、软质滚轴、清水桶、中性清洁剂等）是否完备、洁净
- ◇ 确认清洗区域已设置警示标志，无关人员不得进入作业区
- ◇ 核实气象条件满足清洗作业要求（无雨雪，风速低于 4 级，辐照度低于 200 W/m^2 ）

步骤二：初步冲洗

- ◇ 用清水自上而下冲洗组件表面，去除浮尘和松散的污垢
- ◇ 避免清洗用水温度与组件表面温度存在较大差异（温差建议不超过 10°C ），以免造成热冲击致组件损伤
- ◇ 严禁使用高压水枪近距离对准接线盒的接缝和连接器进行冲刷

步骤三：深度清洁

- ◇ 对于一般污垢，用软布或软质滚轴蘸取清水后轻轻顺同一方向擦拭，避免反复来回摩擦
- ◇ 组件表面存在油污等顽固附着物时，使用无摩擦性的中性液体清洁剂（pH 值 6.0~8.0）辅助清洁
- ◇ 禁止使用含有酸碱成分的有机溶剂清洁组件
- ◇ 禁止使用钢丝刷、钢丝绒、金属刮刀等硬质工具擦拭组件表面

- ◇ 禁止使用蒸汽清洁器或高温水流
- ◇ 禁止将组件整体浸入水中

步骤四：冲洗擦干

- ◇ 用足量清水彻底冲洗组件表面，确保无清洁剂残留
- ◇ 用洁净的软布（建议使用超细纤维布）将组件表面残留水珠擦干，避免自然风干形成水渍斑痕
- ◇ 组件背面通常不需要清洁；若确需清洁背面，须格外注意避免清洗液渗入组件内部或接线盒密封面

步骤五：清洁效果验证

- ◇ • 可先选择一列积污最严重的组串进行清洗作为参照
- ◇ • 若清洗后功率提升不足 5%，则当前条件下通常无需对整个阵列进行全面清洗
- ◇ • 上述验证应当在日照率稳定（晴好天气、辐照度稳定、无云层遮挡）的条件下进行，以确保对比数据有效

4.4 清洗后检查要求

4.4.1 外观检查

- ◇ 目视组件整体外观清洁、明亮，无残留污渍水痕
- ◇ 抽样检查组件表面是否存在积灰残留
- ◇ 确认组件表面无新增刮伤痕迹
- ◇ 确认组件表面无人为造成的破裂或损伤

4.4.2 结构检查

- ◇ 检查清洗后组件有无倾斜、弯曲现象
- ◇ 检查组件接线端子是否有脱落或松动的现象
- ◇ 检查连接器是否保持干燥、清洁，密封圈是否完好

4.4.3 记录归档

完成光伏组件清洗记录，内容包括：清洗日期、清洗人员、清洗范围（组串编号）、清洁方法、用水量、清洁前后组串功率对比数据等。

5. 常见故障诊断与处理

5.1 组件功率衰减异常

故障现象

组件输出功率明显低于额定功率，且功率衰减速度超过正常范围（首年衰减 $> 1\%$ ，第 2~30 年每年衰减 $> 0.4\%$ ），或在短期内出现非预期的快速功率下降。

故障原因分析

- ◇ 组件长期处于高温、高湿环境运行，导致电池片及封装材料老化加速
- ◇ 组件表面积灰、污垢长期未清理，透光率持续下降
- ◇ 组件内部电池片出现隐裂、断栅，影响光生电流的有效收集
- ◇ 接线盒内旁路二极管损坏（短路或断路失效），导致组件部分电池串退出工作
- ◇ 组件表面存在持续性局部遮挡，引发长期热斑效应造成电池片永久性退化
- ◇ 连接器接触不良或线缆老化，导致串联电阻异常增大

诊断与处理方法

- ◇ 功率检测：使用专业 IV 曲线测试仪或光伏组件功率测试仪检测组件的实际输出功率，确认功率衰减程度及 IV 曲线异常形态
- ◇ 外观检查：仔细检查组件表面是否有积灰、污垢、划痕、裂纹等，检查接线盒是否完好、有无鼓包变形
- ◇ 热成像检测：使用红外热成像仪检测组件是否存在热斑效应及异常发热点
- ◇ EL 检测：对疑似内部缺陷的组件进行电致发光（EL）成像检测，确认是否存在隐裂、断栅、虚焊等微观缺陷
- ◇ 若系表面积灰、污垢导致 → 及时安排清洗
- ◇ 若系局部遮挡导致 → 清除遮挡源，优化组件周边环境
- ◇ 若接线盒内二极管损坏 → 更换同型号接线盒（须由中科富能授权人员操作）
- ◇ 若组件老化严重（功率衰减超过 20%）或内部存在不可逆缺陷 → 更换组件
- ◇ 若组件仍在质保期内且确认属于产品质量问题 → 按照质保流程向中科富能提交售后申请

5.2 组件热斑效应

故障现象

通过红外热成像仪检测发现组件局部区域温度明显高于周边正常区域（温差 $\geq 20^{\circ}\text{C}$ ）。严重热斑可导致组件表面封装材料变色、鼓包，背板烧毁，接线盒熔化变形，极端情况下可能引发明火。

故障原因分析

- ◇ 组件表面存在局部遮挡物（树叶、鸟粪、积灰块、建筑物阴影等），被遮挡电池片由发电单元转为耗电负载，消耗相邻正常电池片产生的电能，形成局部高温
- ◇ 组件内部个别电池片性能退化（效率下降、串联电阻增大），与同组串中其他正常电池片形成电气失配
- ◇ 电池片存在隐裂、断栅等微观缺陷，局部电流传输受阻导致发热集中
- ◇ 旁路二极管失效，无法在遮挡发生时将被遮挡电池串旁路保护

处理措施

立即处理：立即清除组件表面的遮挡物，对严重热斑组件进行断电隔离，防止故障扩大。

检测评估：使用红外热成像仪精确确定热斑位置和温度分布，对热斑组件进行 EL 检测判断内部电池片损伤程度。

分级处置：

- ◇ 轻微热斑（温差 $< 20^{\circ}\text{C}$ ）且内部无可见损伤 → 清除遮挡物后持续跟踪监测，纳入下次巡检重点观察清单
- ◇ 中度热斑（温差 $20 \sim 40^{\circ}\text{C}$ ） → 建议制定更换计划，在下次计划停机期间完成更换
- ◇ 重度热斑（温差 $\geq 40^{\circ}\text{C}$ ）或组件外观已出现明显损伤 → 必须立即停运并更换组件

预防措施

- ◇ 在组件方阵设计与安装阶段，应合理布局避免组件之间相互遮挡
- ◇ 定期清理组件周边可能形成遮挡的植被和杂物
- ◇ 确保组件旁路二极管功能完好，定期通过 IV 曲线测试间接验证
- ◇ 按季度周期开展红外热成像全面检测，建立组件温度基准档案，及时发现温度异常趋势

5.3 组件接线与连接器故障

故障现象

组件输出电压、电流不稳定或完全无输出；接线端子及连接器处温度异常偏高（手感发烫或红外热像显示热点）；端子表面出现氧化变色、烧蚀痕迹；严重时连接器塑料外壳熔化变形、产生焦糊气味。

故障原因分析

- ◇ 连接器未完全插接到位，接触电阻增大导致局部发热
- ◇ 连接器密封失效（密封圈老化、破损、脱落），水分和粉尘侵入导致插针氧化锈蚀

- ◇ 公母头连接器来自不同制造商或不同型号系列，接口配合公差大、接触不可靠
- ◇ 引出线缆因长期暴露导致绝缘层老化、龟裂、破损，引发漏电或短路
- ◇ 接线方式错误（正负极接反）或组串接线拓扑不正确
- ◇ 连接器长期承受线缆拉力，导致内部插针松动

处理流程

- ◇ 安全断电：首先断开对应汇流箱及逆变器电源，执行断电确认（使用万用表验证），挂“禁止合闸”警示标牌
- ◇ 故障定位：使用万用表依次检测各接线端子的通断、电压和接触电阻值，定位故障点
- ◇ 端子松动 → 使用专用工具按规范力矩重新紧固（注意力度，避免过度紧固损坏端子）
- ◇ 端子氧化/腐蚀 → 切除受损段，更换同型号同规格新连接器
- ◇ 连接器型号不匹配 → 全部更换为中科富能认证的同型号连接器
- ◇ 线缆破损 → 更换同规格光伏专用直流线缆，确保线径、耐压等级与原装一致
- ◇ 接线错误 → 按照正确的正负极标识和组串接线图重新接线
- ◇ 恢复验证：接线完成后重新通电，测量组串开路电压、短路电流及工作电流，确认故障已排除且参数正常

5.4 逆变器侧与组串级故障排查

故障现象

监控系统显示某组串输出功率持续偏低或为零；逆变器报绝缘阻抗过低故障、直流过压/欠压告警；组串电流显著偏离同阵列其他组串的平均水平。

排查步骤

- ◇ 第一步：通过监控平台确定故障组串编号及对应的物理位置
- ◇ 第二步：在断电安全条件下，测量该组串的开路电压（ V_{oc} ），与同阵列正常组串比对。若 V_{oc} 明显偏低，说明组串中存在组件短路、旁路二极管短路或组件严重损坏
- ◇ 第三步：测量组串短路电流（ I_{sc} ），若 I_{sc} 明显偏低，可能存在组件严重积灰、遮挡、老化或连接器接触不良
- ◇ 第四步：将组串分段测量，逐段缩小故障范围直至定位到具体的问题组件
- ◇ 第五步：对定位到的问题组件执行 IV 曲线测试、EL 检测等进一步诊断，确定故障类型并采取相应处理措施

6. 组件维修与更换

6.1 组件更换总体要求

1. 风险识别与规避：更换作业前须全面识别作业过程中的潜在风险，包括但不限于：工具操作导致的人员划伤、高空坠落（若为屋面或高空作业）、电路断开/恢复过程中的触电危险、旧组件拆除时碎片飞溅等，并针对每项风险制定具体的规避措施。
2. 班前安全交底：每次更换作业前必须开展“班前安全交底”，由作业负责人向全体参与人员讲解当日作业内容、具体分工、安全注意事项及应急处置程序，做好书面记录并由全员签字确认后方可开始作业。
3. 新组件核查：更换前须逐块检查新组件的外观（确认表面无划痕、裂纹、变形，接线端子完好无缺损），核对组件型号、额定功率、电气参数等铭牌信息与旧组件一致，确保新旧组件电气兼容性后方可投入使用。
4. 文明作业：禁止使用蛮力撬动、敲击或强行弯折组件，避免造成组件破裂或人员划伤。拆除过程中应注意保护相邻组件的表面及电气连接不受损伤。
5. 废弃物处置：更换产生的废弃组件、玻璃碎片、损坏配件等须分类收集、集中存放。破损组件应按危险废物管理要求进行专业处置，禁止随意丢弃或混入普通建筑垃圾。

6.2 粘贴方式安装组件的更换流程

适用于 SolarPega / SolarPegaL（无背框）组件。具体更换步骤如下：

1. 方案编制：组件更换前应编制《轻刚组件更换实施方案》，明确作业流程、人员分工、安全措施和质量验收标准
2. 断电确认：作业前必须断开组件对应的汇流箱及逆变器电源，在断开点悬挂“禁止合闸，有人工作”警示标志。由持证电工使用万用表在断开点两侧分别验电，确认无电压后方可开始后续作业
3. 组件覆盖：用不透明材料（如黑色遮光布、厚纸板）完全覆盖待更换组件的前表面，阻断光照以防止组件产生高压
4. 电气断开：使用专用解锁工具分离组件正负极连接器，做好线缆标记
5. 旧组件拆除：使用壁纸刀、铲刀等工具沿粘结界面小心切割结构胶，逐步将旧组件与屋面基层分离。操作时注意控制力度和角度，避免损伤周围组件和屋面防水层
6. 基层清理：彻底清除屋面基层上残留的结构胶及杂物，确保粘贴面干燥、洁净、平整。必要时对基层进行打磨处理以恢复粗糙度
7. 新组件安装：严格按照《中科富能 SolarPega & SolarPegaF 系列光伏组件安装作业指导书》中的规范流程进行打胶、组件就位、辊压和定位

8. 固化保护：结构胶固化期间（25°C~40°C 环境温度需 24 小时，10°C~25°C 需 48 小时，0°C~10°C 需 72 小时）严禁对组件施加任何扰动，包括但不限于移动组件、连接线缆或站在组件上进行其他作业.应在更换区域设置防护围栏和警示标志
9. 电气连接：待结构胶完全固化后，按照标记的正确正负极对应关系重新插接连接器，确保插接到位听到“咔嗒”锁止声
10. 通电测试：拆除覆盖物，合闸恢复送电.使用万用表或 IV 曲线测试仪测量新组件的输出参数，确认与同组串其他组件匹配，运行正常
11. 记录归档：详细记录更换日期、更换原因、旧组件编号及故障类型、新组件编号及初始测试数据、作业人员等信息，更新电站运维档案

6.3 压块/夹具固定方式安装组件的更换流程

适用于 SolarPegaF / SolarPegaFL（带背框）组件.具体更换步骤如下：

1. 方案编制：组件更换前应编制《压块固定式轻刚组件更换实施方案》，明确作业流程和安全措施
2. 断电确认：同粘贴方式更换流程第 2 条要求
3. 组件覆盖：同粘贴方式更换流程第 3 条要求
4. 电气断开：同粘贴方式更换流程第 4 条要求
5. 旧组件拆除：使用力矩扳手按规范力矩松开并卸下压块紧固螺栓，依次取下压块，小心将旧组件从安装面移出.操作过程中注意避免碰撞周边组件
6. 安装面检查：清理安装面上的杂物和锈迹，检查夹具/支架是否存在变形、锈蚀或松动.如发现异常，须先修复或更换受损配件后再进行下一步
7. 新组件安装：将新组件安放至预定位置，调整组件位置使四周间隙均匀一致.依次安装压块，将 M8 螺栓按 15~20 N·m 的扭矩均匀紧固.注意压块须压在组件背框的指定承载区域，不得压在电池片有效区域上方
8. 电气连接：同粘贴方式更换流程第 9 条要求
9. 通电测试：同粘贴方式更换流程第 10 条要求
10. 记录归档：同粘贴方式更换流程第 11 条要求

6.4 组件更换后的系统验证

组件更换完成后，除对新组件进行单独测试外，还应对该组串的整体性能进行验证：

- ◇ 测量组串开路电压 (Voc) 和短路电流 (Isc) ，与组串设计值及同阵列正常组串比对
- ◇ 监控组串运行电流，确认新组件与组串内原有组件电流匹配良好
- ◇ 观察至少一个完整日照日的发电数据，确认组串功率恢复至正常水平

- ◇ 如有条件，对新更换组件区域进行红外热成像扫描，确认无异常发热点

7. 应急处理措施

7.1 组件漏电应急处理

发现组件漏电报警或疑似漏电情况时，运维人员须立即执行以下处置程序：

- ◇ 人员紧急避险：立即远离漏电区域，严禁接触漏电组件及其周边金属构件，同时阻止其他人员进入
- ◇ 安全断电：由持证专业人员佩戴相应电压等级的绝缘手套，使用绝缘操作杆断开对应汇流箱及逆变器电源，并悬挂警示标志
- ◇ 故障检测：使用绝缘电阻测试仪（DC 1000V 档位）逐段检测漏电网串对地绝缘电阻，结合分段排除法定位漏电组件
- ◇ 原因排查：检查漏电组件是否存在接线盒进水、连接器密封失效、线缆绝缘破损、组件背板贯穿性损伤等情况
- ◇ 维修处置：根据漏电原因更换故障组件、受损线缆或连接器.维修完成后须重新检测绝缘电阻，确认绝缘恢复至合格水平
- ◇ 恢复送电：全部检测合格后方可拆除警示标志、恢复送电.送电后持续监控至少 1 小时，确认无异常

7.2 组件起火应急处理

中科富能 SolarPega 系列组件防火性能已通过 UL790 Class C 标准测试认证，具备良好的防火性能.若运维现场发生组件起火事故，应按照以下程序处置：

- ◇ 立即切断起火区域光伏系统的直流侧和交流侧全部电源
- ◇ 若火势较小且具备安全条件，使用干粉灭火器或二氧化碳灭火器对准起火部位扑救.严禁使用水或泡沫灭火器直接喷射组件及带电电气设备
- ◇ 若火势较大无法自行控制，立即拨打 119 报警，清晰告知“光伏电站起火、直流高压危险”等关键信息，组织全体人员撤离至安全区域
- ◇ 火灾扑灭后，对火灾原因进行系统调查，逐块评估组件及电气设备的损坏程度，编制《火灾事故分析及修复方案》
- ◇ 在确认所有安全隐患已排除（包括结构安全、电气绝缘、组件完整性）后，方可按修复方案逐步恢复电站运行

7.3 极端天气应急处置

7.3.1 暴雨/洪水

- ◇ 暴雨预警发布后，检查并清理屋面排水沟、落水管内的杂物，确保排水系统畅通

- ◇ 将逆变器、汇流箱、监控主机等室内及低处设备做好防水保护或转移至安全高度
- ◇ 暴雨期间停止一切户外运维作业.若电站发生进水，须立即远程或现场切断全部电源
- ◇ • 洪水退去后，对所有过水组件、线缆、连接器及电气设备进行干燥处理、清洁和绝缘检测，确认无安全隐患后方可逐步恢复运行

7.3.2 大风/台风

- ◇ 大风预警发布后，全面检查组件夹具、压块的紧固状态，对松动的螺栓进行紧固补强
- ◇ 清理组件方阵周边易被风吹起的杂物（广告牌、临时遮盖物、松散材料等）
- ◇ 台风期间关闭电站电源，所有人员撤离至安全区域
- ◇ 风灾过后，全面检查组件是否有移位、脱落、变形、破损，检查支架及屋面结构是否完好.修复受损部位并经全面检测合格后方可重新启动电站

7.3.3 暴雪/低温

- ◇ 暴雪期间，定期使用软质推雪板（硅胶或橡胶材质）清理组件表面积雪.操作时注意避免工具碰撞接线盒和连接器
- ◇ 低温环境下，检查连接器和接线端子是否存在结冰现象。若已结冰，须待自然融化并完全干燥后再进行操作
- ◇ 积雪清理时严禁踩踏组件（SolarPega 系列在满足可踩踏安装条件下可踩踏，具体请参见安装作业指导书），避免造成组件内部电池片隐裂或封装结构破坏
- ◇ 雪后检查组件表面是否有因积雪荷载或融冻循环导致的裂纹、变形，发现问题组件应及时安排更换

7.4 雷击应急处置

雷雨季节是光伏电站遭受雷击的高风险时期。若监控系统出现大面积组件通信中断、逆变器跳闸或现场巡检发现组件有明显雷击痕迹（如接线盒击穿、组件表面烧蚀斑点），应立即启动以下处置程序：

- ◇ 立即切断电站全部电源，人员迅速撤离至室内安全区域
- ◇ 雷雨过后，全面排查防雷接地系统：检查接地引下线有无断裂、熔断，测量接地电阻是否仍符合设计要求（一般要求 $\leq 4\Omega$ ）
- ◇ 逐块检查组件外观，使用红外热成像仪扫描是否存在异常发热点
- ◇ 对受雷击影响的组串测量绝缘电阻和 IV 特性，更换已击穿或性能严重劣化的组件
- ◇ 检查逆变器、汇流箱内部的浪涌保护器（SPD）是否动作或损坏，如有损坏须及时更换

8. 运维记录与档案管理

8.1 运维记录管理体系

运维记录的完整性和准确性是电站资产管理、质保理赔、性能评估和故障追溯的基础。建议建立“全生命周期覆盖、电子与纸质双轨制、安全与利用并重”的档案管理原则，通过标准化记录采集与规范化档案管理，实现运维过程可追溯、问题可定位、决策可支撑，形成“记录-归档-利用-优化”的管理闭环。

运维记录应涵盖以下类别：

- ◇ 巡检记录：记录巡检日期、巡检人员、巡检范围（组串/区域）、巡检结果（组件外观状况、运行参数数据、发现的问题及现场处理情况）、遗留问题跟踪
- ◇ 清洁记录：记录清洁日期、清洁人员、清洁范围、清洁方法、用水量及水质、清洁前后代表性组串的功率对比数据
- ◇ 故障处理记录：记录故障发生日期与时间、故障组件编号及位置、故障现象描述、故障原因分析、具体处理方法和步骤、处理结果、维修人员签名、维修所用材料与备件清单
- ◇ 组件更换记录：记录更换日期、替换下的旧组件信息（编号、型号、运行年限、故障类型）、新组件信息（编号、型号、初始电性能测试数据）、更换作业人员
- ◇ 应急处理记录：记录突发事件发生的时间、地点、事件类型及严重程度、应急处置的具体措施及执行过程、处置结果及后续影响评估、参与处置人员
- ◇ 专项检测记录：记录 IV 曲线测试、EL 检测、红外热成像扫描、绝缘电阻测试等专项检测的日期、范围、方法、原始数据和分析结论

8.2 档案分类与归档

档案管理建议采用“一级分类-二级分类-案卷-文件”的四级分类体系：

- ◇ 基础档案类：包含组件出厂资料（合格证、出厂检测报告、技术参数清单）、采购合同、质保协议、系统竣工图纸、竣工验收报告等。按“项目-设备类型”分类组卷
- ◇ 运维过程档案类：归集前述各类运维记录，按“年度-运维类型-区域”进行组卷。其中巡检记录需按月汇总装订，故障处理记录需单独建立“一事一档”，附检测报告、维修前后对比照片等佐证材料
- ◇ 性能监测档案类：单独存放 IV 曲线测试、EL 检测、热斑扫描等专业检测数据。建立“单组件性能台账”，以组件编号为索引，记录全生命周期各检测节点的关键性能数据，每年汇总形成《组件性能衰减分析报告》
- ◇ 合规管理档案类：包含运维人员资质证书复印件、检测仪器校准证书、废旧组件回收处置证明、行业监管检查记录、安全培训记录等，确保运维活动全程合规可追溯

8.3 年度运维报告

每年应编制并提交一份综合性的《年度光伏电站运维分析报告》，报告应至少包含以下内容：

- ◇ 年度发电量统计及与设计值、上年度同期值的对比分析
- ◇ 年度巡检及清洁作业汇总统计（巡检次数、清洁次数、发现并处理的问题数量及类型分布）
- ◇ 组件性能衰减趋势分析（基于 IV 曲线和 EL 检测数据）
- ◇ 故障统计分析（故障类型分布、故障率、平均修复时间、对发电量的影响评估）
- ◇ 年度运维成本统计及下年度运维计划与预算建议
- ◇ 下年度重点关注事项及改进建议

9. 附录

9.1 常见问题解答 (FAQ)

Q1：中科富能 SolarPega 系列轻刚光伏组件的建议维护周期是多长时间？主要检查哪些项目？

A：建议每月至少进行 1 次全面巡检，检查所有组件的运行性能、电气连接安全可靠、安装结构稳固性以及组件表面清洁状况。主要检查项目包括：组件外观完整性、电气连接牢固性、接线盒及连接器完好性、组件表面清洁度与遮挡状况、安装支撑结构稳固性、防雷接地系统完好性、监控系统运行状态及组串功率输出的正常性。同时建议每月至少清洗 1 次组件以保证光伏发电效率。

Q2：组件表面出现少量灰尘，未达到功率下降 5% 的清洗触发标准，是否需要清洁？

A：若灰尘层较薄且短期内预报有降雨，可暂缓清洁，通过监控系统持续观察功率变化趋势。若当地空气污染严重、灰尘成分含黏性物质易结块，或预报未来 1 周内无有效降水，建议提前安排清洁，避免灰尘长期堆积后硬化结壳，增加后续清洁难度并持续影响透光率。

Q3：冬季组件表面结冰，能否直接用热水融化？

A：严禁使用热水直接冲洗或浇淋结冰组件。剧烈的冷热温差将对玻璃面板和封装材料造成热冲击应力，可能导致组件玻璃破裂或封装层失效。建议等待环境温度回升使冰层自然融化，或使用硅胶/塑料材质的专用除冰铲（严禁使用金属工具）轻轻铲除表面浮冰。待冰层完全融化且组件表面干燥后，应检查组件是否存在进水或破损痕迹。

Q4：组件功率衰减超过正常范围，但仍在质保期内，如何申请售后服务？

A：需先整理该组件的完整运维档案（包括巡检数据、IV 曲线功率检测报告、故障照片、EL 检测图像等），联系中科富能售后服务部门，提交《质保期售后申请单》并附相关

佐证材料.中科富能将安排授权技术人员进行现场核查与检测, 确认属于产品质量问题后, 依据质保政策提供相应的维修或更换服务。

Q5: 运维人员是否可以踩踏组件进行清洁或检修?

A: 中科富能 SolarPega 系列轻刚组件在满足特定条件时可进行踩踏维护, 不会对组件造成损伤.但踩踏作业须严格遵守相关技术条件要求(具体条件详见《安装作业指导书》), 包括: 踩踏区域限制、鞋底材质要求(软底鞋)、荷载分散措施等.未确认条件满足前, 严禁直接踩踏组件表面。

Q6: 如何判断组件是否需要更换而非维修?

A: 出现以下任一情况时, 应直接更换组件而非尝试维修: ① 组件表面出现贯穿性裂纹或大面积碎裂; ② 接线盒严重熔化、变形或烧毁; ③ 红外热成像显示重度热斑(温差 $\geq 40^{\circ}\text{C}$); ④ EL 检测显示电池片大面积隐裂(裂纹面积占比超过电池片面积的 30%); ⑤ 组件输出功率较标称值衰减超过 20%; ⑥ 组件内部进水导致绝缘电阻持续低于标准值且无法恢复。

9.2 常用运维工具与仪器清单

以下为光伏电站运维推荐的常用工具及检测仪器:

- ✓ 数字万用表 (CAT III 1500V 等级) —— 测量直流电压、电流、通断
- ✓ 钳形直流电流表 —— 不中断回路测量组串工作电流
- ✓ IV 曲线测试仪 —— 测量组件/组串的电流-电压特性曲线
- ✓ 红外热成像仪 —— 热斑检测、连接器发热点排查
- ✓ 绝缘电阻测试仪 (DC 500V/1000V) —— 测量组串对地绝缘电阻
- ✓ EL 检测设备 —— 电池片隐裂、断栅、虚焊等内部缺陷检测
- ✓ 力矩扳手 (0~30 N·m) —— 电气连接和压块螺栓紧固扭矩校验
- ✓ MC4 连接器专用拆装工具 —— 连接器安全分离与对接
- ✓ 接地电阻测试仪 —— 防雷接地系统定期检测
- ✓ 光伏专用清洗工具包 (软质滚轴、超细纤维抹布、软质推水刮板等)

9.3 技术支持与联系方式

售后及技术服务热线: 400 6768 100 (工作日 8:30 - 17:30)

技术支持邮箱: tech-support@zkfnsolar.com

官方网站: www.zkfnsolar.com

生产基地地址: 山东省济宁市济宁经济开发区绿海汇智能制造产业园新盛霖 1 号厂房



9.4 手册修订说明

本手册为 A01 版本，发布日期：2026 年 05 月 09 日。中科富能将根据组件技术升级、行业标准更新及用户反馈意见，定期对手册内容进行修订和完善。修订后的版本将通过官方网站下载中心发布，并通过邮件等渠道通知已注册用户。用户可免费获取最新版本。若用户在使用本手册过程中发现任何问题或有改进建议，可发送邮件至 tech-support@zkfnsolar.com，我们将及时评估并纳入修订计划。

山东中科富能光电科技有限公司

www.zkfnsolar.com

服务电话：400 6768 100 | 技术支持邮箱：tech-support@zkfnsolar.com