



中国质量认证中心认证技术规范

CQC9227-2016

光伏（PV）系统-测试调试、系统文件和性能维护要求

第 2 部分光伏并网系统-光伏系统性能维护

Photovoltaic systems-Requirements for testing, documentation and maintenance

Part 2:Grid connected systems-Maintenance of PV systems

2016-03-10 发布

2016-03-10 实施

中国质量认证中心发布

目录

目录	I
前 言.....	III
1 范围和目的	1
1.1 范围.....	1
1.2 目的.....	1
2 规范性引用文件.....	1
3 术语和定义	2
3.1 交流组件	2
3.2 线缆类型	2
3.3 数据表	2
3.4 检查	2
3.5 逆变器	2
3.6 微型逆变器	2
3.7 组件集成电路	2
3.8 光伏阵列	2
3.9 光伏电池	2
3.10 光伏组件	2
3.11 光伏组串	3
3.12 光伏组串汇流箱	3
3.13 IMOD_MAX_OCPR	3
3.14 报告	3
3.15 测试	3
3.16 核实	3
3.17 支撑结构	3
3.18 汇流盒	3
3.19 合格人员	3
3.20 光伏阵列汇流箱	3
3.21 平衡系统	3
3.22 锁定/挂牌 (LOTO)	3
3.23 个人防护装备 (PPE)	4
3.24 授权人员	4
3.25 线束	4
3.26 集中式逆变器	4
4 系统文档要求.....	4
4.1 通则.....	4
4.2 系统数据	4
4.3 接线图	5
4.4 组串的布局	6
4.5 数据手册	6
4.6 机械设计信息	6
4.7 应急系统	7
4.8 操作和维护信息	7
4.9 性能基准测试	7

4.10 程序文件	8
5 验证.....	8
6 测试程序 - 类别 1.....	8
7 测试程序 - 类别 2.....	8
8 测试程序 - 附加测试	8
9 验证报告	8
10 维护协议	8
10.1 概述.....	8
10.2 验证间隔和触发条件	9
10.3 确定具体检查间隔需考虑的其他因素	12
11 检查任务	13
11.1 现场目视检查.....	13
11.2 设备检查和安全相关维护	13
11.3 性能相关维护.....	17
12 故障排除和纠正性维护	19
12.1 关闭设备应对危险故障.....	20
12.2 排除非危险故障.....	20
12.3 排除故障或事件触发的问题	20
12.4 性能相关问题检查.....	20
13 附加程序	21
13.1 概述.....	22
13.2 安全程序.....	22
13.3 隔离程序.....	22
13.4 检查和预防性维护程序	24
13.5 电气测试程序.....	26
13.6 诊断程序.....	29
附录 A.....	34
附录 B.....	37
附录 C.....	43

前言

本技术规范编制依据GB/T 1.1的规定。

本规范等同采用IEC 62446-2:2016草案。

本技术规范由中国质量认证中心发布，版权归中国质量认证中心所有，任何组织及个人未经中国质量认证中心许可，不得以任何形式全部或部分使用。

本技术规范起草单位为：中国质量认证中心、中检集团南方电子产品测试（深圳）有限公司、南京中认南信检测技术有限公司。

本技术规范主要起草人员：董方达、郑向阳、卢杰、仲政祥、连乾钧、郭凌云、王宁、董红言。

光伏（PV）系统—测试调试、系统文件和性能维护要求

第2部分光伏并网系统—光伏系统性能维护

1 范围和目的

第1部分的条款适用。

附加条款：

1.1 范围

本规范的第2部分描述了与并网光伏系统维护要求和建议有关的基本防护、改进和操作方法。维护程序包括：

与可靠性、安全性和防火性相关的系统部件和接线的基本维护；

纠正性维护和故障排除的措施；

工人安全问题。

本规范还涉及使预期性能最大化的维护项目，如组件清洗和植被的修整。同时针对屋顶或地面系统做了特殊考虑。本规范不涉及离网系统和包括蓄电池或其他储能器件的系统。

规范的第1部分对判定系统是否符合设计和安装标准做了介绍，该项判定需在项目初始调试期间进行。

光伏系统的维护通常发生在系统整个发电周期中。该规范不涉及业务或管理操作流程（例如预测、公用设施激励等）或由基本系统工作条件、安全和性能以外的因素驱动的其他考虑因素。

1.2 目的

本规范的目标在于：

确定可能因系统类型（住宅、商业）、所有者或融资需求而不同的强制维护要求。

确定建议或可选的其他维护步骤。

确定用于计算适当的维护周期的因素。

确保能够通过远程诊断进行定期验证和问题识别。

确保能够拥有实现维护相关要求的替代方法，以适应创新、制造商专有方法、不断发展的客户要求等。

2 规范性引用文件

第1部分的条款适用。

附加条款：

IEC 62446-1，并网光伏系统 - 系统文档、调试测试和检查相关的要求

IEC 61724-1 Ed. 1.0，光伏系统性能 - 第1部分：监测

IEC 61724-2 Ed. 1.0, 光伏系统性能 - 第2部分: 容量评估方法

IEC 61724-3 Ed. 1.0, 光伏系统性能 - 第3部分: 能量评估方法

IEC 61829, 晶体硅光伏 (PV) 阵列 - I-V 特性的现场测量

3 术语和定义

3.1 交流组件

集成了逆变器, 电气端子输出仅为交流电的光伏组件。

3.2 线缆类型

对线缆进行描述, 用以确定线缆能否在额定范围和特殊用途和环境下使用。

注: 在许多国家, 这是通过一个编号完成的 (如 “H07RNF”) 。

3.3 数据表

基本的产品描述和使用说明。

注: 通常是一到两页, 不是一个完整的产品说明。

3.4 检查

通过各类感官对电气安装进行检查, 以此确认电气设备是否被正确选择和安装。

3.5 逆变器

将直流电流转换成单相或多相交流电流的电能量转换器。

3.6 微型逆变器

直接连接一块或两块光伏组件的小型逆变器。

3.7 组件集成电路

被安装到组件上, 用来提供控制、监控或者功率转换功能的各类电子器件。

3.8 光伏阵列

将光伏组件、光伏组串和光伏子阵列通过电气互联形成的阵列。

3.9 光伏电池

具有光伏效应的最基本的器件, 即将辐射能直接非热效应转换为电能。

3.10 光伏组件

将光伏电池互联并封装而成的具有完整耐候保护的最小组装件。

3.11 光伏组串

一个或多个光伏组件串联形成的电路。

3.12 光伏组串汇流箱

用于连接光伏组串并的接线箱体，同时可能安装有过流保护器件和电子/隔离开关。

3.13 IMOD_MAX_OCPR

IEC 61730-2所确定的光伏组件最大过流保护等级。

注：这通常取决于组件厂家使用的串联保险丝的等级。

3.14 报告

对检查和测试结果进行的记录。

3.15 测试

对电气装置进行测试来证明设备的有效性。

注：对于不能通过检查得到的数据，需要使用适当的测量仪器来获得准确的数据。

3.16 核实

对电气安装是否与相关标准符合进行检查的所有措施。

备注：主要包括检查、测试和报告。

3.17 支撑结构

用于物理支撑组件或阵列，并将组件或阵列相对太阳路径定位在固定方位或移动方位。

3.18 汇流盒

形成闭合电路并保护组件，对直流组串或阵列电路的一个或多个接入点并联。

3.19 合格人员

通过培训以及经验总结获得知识和技能，从而能够正确执行所需任务的人。

3.20 光伏阵列汇流箱

光伏子阵列连接至汇流箱，并且汇流箱还可以安装过电流保护和/或开关断开装置。

注：小阵列通常不包含子阵列，而只是由串组成，而大阵列通常由多个子阵列组成。

3.21 平衡系统

在可再生能源系统中，除了用于收集资源的装置（例如光伏组件）之外的所有组成结构件。

3.22 锁定/挂牌（LOTO）

安全程序，用于在维修人员确认系统可安全通电前，确保设备正确断电，防止由锁定机构重新通电。

3.23 个人防护装备（PPE）

用于个人穿戴或手持以防止健康和安全危害的装置或器具。

3.24 授权人员

由系统所有者/操作者批准或指定，在安装现场处于特定位置，能够胜任特定类型的职责的人。

3.25 线束

沿着单个主导体聚合多个光伏串式导体的输出电缆部分。线束可以包括或可以不包括在各串式导体上的熔断部。

3.26 集中式逆变器

具有多个子阵列或阵列电路输入的逆变器。

注：集中式逆变器相对于串式逆变器而言容量更大。典型容量范围从 100 kW 到 4 MW。

4 系统文档要求

4.1 通则

本条款的目的是列出在并网光伏发电系统安装完成后至少应提供的文件。这些信息可确保客户、测试工程师或维修工程师随时查找到关键的系统数据。

该文档应该包括系统基本系统以及操作和维护手册中涉及的信息。应保留项目相关文档为项目运维活动提供支持，并且在各类检查、维护或修理活动之后，运维人员应进行记录，记录中应包括日期、活动描述和发现的问题。

4.2 系统数据

4.2.1 基本系统信息

至少应该提供如下的基本系统信息，尤其对于“铭牌”上的信息应该在系统文件包的封面上体现出来。

- 1) 项目标识参考书（适用地点）
- 2) 系统的额定功率（铭牌）（直流千瓦或交流千伏安）
- 3) 光伏组件和逆变器制造商、型号和数量
- 4) 安装日期
- 5) 调试日期
- 6) 客户名称
- 7) 站点地址

4.2.2 系统设计信息

所有参与系统设计的公司至少应该提供以下信息。当有多家公司同时负责项目系统设计时，这些公司应该一起提供以下信息并描述各自公司在项目中所发挥的作用。

- 1) 系统设计公司
- 2) 系统设计人员，联系人
- 3) 系统设计人员，邮政地址，电话号码和电子邮件地址

4.2.3 系统安装信息

所有参与系统安装的公司至少应该提供以下信息。当有多家公司同时负责项目系统安装时，这些公司应该一起提供以下信息并描述各自公司在项目中所发挥的作用。

- 1) 系统安装公司
- 2) 系统安装人员，联系人
- 3) 系统安装人员，邮政地址，电话号码和电子邮件地址

4.3 接线图

4.3.1 概述

至少应该提供单线接线图，并且在图上注明4.3.2至4.3.6中要求的信息。

一般情况下，要求的信息会以带有批注的单线接线图的形式显示出来。在一些情况下，尤其是对于较大的系统，由于接线图上的空间可能很有限，这些信息就以表格的形式进行显示。

4.3.2 阵列的一般规格

接线图或者系统规范应该包括如下的阵列设计信息：

- 1) 组件类型
- 2) 组件总安装量
- 3) 组串数量
- 4) 单串组串的组件数量
- 5) 确认组串与逆变器的接入关系

当一个阵列被分为多个子阵列时，接线图应该显示出阵列-子阵列的设计，并且每个子阵列也应有上面所需的信息。

4.3.3 光伏组串的信息

接线图或者系统规范应该包括以下的光伏组串信息。

组串所用线缆的规格，如尺寸和型号等

组串过流保护装置规格（如果安装），如型号和额定电压/电流等

阻塞二极管的型号（如果安装）

4.3.4 阵列电气细节

接线图或者系统规范应该包括以下的阵列电气信息。

- 1) 阵列主线缆的规格，如尺寸和型号
- 2) 阵列汇流盒、汇流箱的位置
- 3) 直流开关的断路器、位置和额定值（电压、电流）
- 4) 阵列过流保护装置的型号、位置和额定值（电压、电流）
- 5) 如果还有其他的阵列电气保护装置（例如电弧故障检测），也许注明型号、位置额定值等信息

4.3.5 交流系统

接线图或者系统规范应该包括以下的交流系统信息。

- 1) 交流振荡器的位置、型号和等级
- 2) 交流过流保护装置的位置、型号和等级
- 3) 剩余电流装置的位置、型号和等级

4.3.6 接地和过压保护

接线图或者系统规范应该包括以下的接地和过压保护信息。

- 1) 所有接地/接合导体的详细信息，如尺寸、类型等，包括阵列支架间可能安装的等电位连接线缆的详细信息
- 2) 与现有的防雷系统的进行连接的详细信息
- 3) 安装在交流和直流线路上的所有浪涌保护装置的详细信息，包括位置，类型和等级

4.4 组串的布局

对于拥有三个及以上组串的系统，应该提供表明阵列如何分布和连接成组串的光伏系统布局图。

注：这对于大型系统和安装在建筑物顶部的难以接近组件背部的系统特别有用。

4.5 数据手册

数据手册至少应该包括如下的系统组成：

- 1) 根据61730-1的要求，系统中所使用的所有组件的组件数据手册
- 2) 系统中所使用的所有逆变器的逆变器数据手册

其他重要的系统组成部分提供的数据手册也应该要考虑到。

4.6 机械设计信息

应该提供阵列支架系统的的数据手册。如果支架结构是定制设计的，还应该提供相关的设计文件。

4.7 应急系统

与光伏系统相关的所有应急系统（火灾报警、烟雾报警等）的文档。这些信息应该包括操作和设计的详细信息。

4.8 操作和维护信息

- 1) 检查系统运行是否正常的步骤；
- 2) 当系统故障时应该采取的操作的清单；
- 3) 紧急停机/隔离程序；
- 4) 维护和清洁建议（机械的、民用的或电气的）；
- 5) 与光伏阵列相关的未来的建筑工程的注意点（如屋顶工程）；
- 6) 光伏组件和逆变器的保修文件，包括保修期和保修开始日期；
- 7) 工艺适用性和气密性保证相关的文件；
- 8) 监控系统的报警设置；
- 9) 在10.2中确定的验证和维护间隔时间表；
- 10) 根据维护活动、测试或检查期间的发现，对后续周期性测试给出具体建议；
- 11) 建筑结构图和主要设备清单，注意损坏和需要更换的设备；
- 12) 备件清单以及更换所用设备的计划；
- 13) 针对新型实验组件或子系统进行定期监测和测试的现场具体建议；
- 14) 设备校准的时间表，设备包括电源和天气监控设备；
- 15) 设备校准的证书和日期，或设备更换日期的历史记录（如适用）。

运行维护人员应与系统所有者合作，查找或重新创建此列表中包含的任何缺失文档，并将文档妥善保存。

4.9 性能基准测试

系统性能基准的测定应根据对以下一项或多项测试的报告来执行：

- 1) 本规范第1部分的性能相关条款；
- 2) 即将发布的 IEC 61724-2；
- 3) IEC 61724-3；
- 4) 任何其他性能相关测试。

基准信息应该用来与第2部分中提到的维护过程中进行的重复性能检查进行比较。基准信息至少应包括第1部分的信息性附录 C 中提供的模型光伏阵列测试报告所涵盖的参数和信息。

4.10 程序文件

第9节中详述的维护程序的结果和测试数据的副本应保存以供参考、分析性能趋势和执行纠正措施，并作为保修索赔或系统所有权变更时的一般记录。

5 验证

本条款和第1部分的条款适用于第2部分中的特别要求的情况。

6 测试程序 - 类别1

本条款和第1部分的条款适用于第2部分中的特别要求的情况。

7 测试程序 - 类别2

本条款和第1部分的条款适用于第2部分中的特别要求的情况。

8 测试程序 - 附加测试

本条款和第1部分的条款适用于第2部分中的特别要求的情况。

9 验证报告

第1部分的该条款适用于特定情况，例如转售或估价的条件，但不需要定期进行。

10 维护协议

10.1 概述

本节介绍并网光伏系统的各种维护协议。这些维护协议包括：

定期验证，以尽可能合理实际的方式检查所有选定设备的安装和运行状态是否良好。定期验证包括检查和安全相关的维护测试。

建议的定期性能相关维护。

针对监控、检查或测试中检测到的问题或故障来执行运维工作。

维护管理活动 - 合同和担保条款要求的活动。这包括预防性维护，通常用于描述定期执行的程序以支持组件寿命目标。

纠正性维护程序 - 针对已识别出的问题进行的具体程序。

故障排除，包括本规范中描述的一般措施以及各设备部件制造商的专用程序。

这样做的目的是使这些协议对于下列情况更为灵活：

允许远程诊断方法作为定期验证和问题识别的手段。

确保实现维护要求的替代方法可以适应创新、制造商专用方法、不断变化的客户要求等。

执行检查或维护电气设备的人员应具备资质、对程序熟练并应遵循附件 A 中描述的一般指导原则。

10.2 验证间隔和触发条件

根据设备制造商和系统集成商的建议和保修要求，为防止设备发生故障，需要在检测现场故障之前安排预防性维护活动。这可以使设备保持在其最佳操作状态，同时通过调度维护（最好在非生产时间）来最小化停机时间，以及避免计划外维修导致的更长停机时间。对于较大的商业和发电厂系统，建议储备用于关键部位的更换部件，以最小化响应时间。根据制造商的建议和所有者/操作者的偏好，活动可能包括：清洁/更换逆变器滤波器，更换塑料组件电缆扎带，更换循环使用开关，更换保险丝等。

定期验证和维护应在光伏系统的整个生命周期内进行，或根据特定触发条件进行。这些间隔可根据以下因素做出调整：

- 系统类型（地面电站，商业屋顶，住宅屋顶等）
- 远程监控功能所能达到的监控效果
- 合同要求或性能保证
- 特定设备的制造商推荐的维护时间
- 现场需要特别注意的事项

本规范没有规定验证或维护间隔，因为这会根据用途、地点、所有者或操作者的义务不同而有所不同。然而，表1标识了系统和部件级别的验证任务，并为确定验证间隔提供了指导。间隔基准列描述了较频繁验证间隔的问题的具体示例。例如，位于容易发生洪水或雷雨的地点的系统应该对特定组件进行更频繁的检查或性能验证。

表1还标识了本规范中描述每个验证任务或程序的相关条款。“P”和“I”指示条件验证任务是否通常由检测到的性能问题（“P”），如低测量输出或特定事故（I），如故障或部件失效。

表1 验证和维护任务以及确定任务间隔的依据

系统部件/任务		相关条款	P	I	间隔基础
组件					
	检查是否有裂纹、脱胶、断裂、烧伤痕迹	11.2.3	X	X	具有高雷电或大风气候活动的区域，附近有施工活动，系统老化（在分层的情况下）
	检查隐裂或“蜗牛纹”				有隐裂历史的产品。组件上具有雪和风力受力的部位等。高湿度地区的影响可能更大
	检查土壤或粪便是否过量积聚			X	在场地容易受到灰尘污染、鸟粪污染等情况下
	接线盒的热成像、电池变化、内部连接、局部操作	11.2.3	X	X	大型发电厂的常规方法（例如使用空间成像）。易受雷电影响的地方用于旁路二极管诊断，用于测试是否有高辐照度（例如夏季）导致的季节性偏差。
	连接器检查 - 视觉损坏，样品紧密性	11.2.4	X	X	连接器暴露于大风或其他移动源或应变源的情况。使用不同的连接器制造商的情况。
	对组件连接器电阻性的破裂或受损的接线进行成像	11.2.4	X	X	只有在满足条件时进行，除非系统具有连接器故障的历史，并且不包括电弧故障接线和/或敏感的接地故障检测。
阵列					
	在阵列下的碎片或堆积物	11.1.1		X	对于地面安装的发电厂而言要考虑在施工或大量维护活动后的情况。考虑来自风或其他来源的其他类型的

					碎片。
	在阵列下的动物或害虫侵入	11.1.1			取决于现场条件，以及是否对接线或设备有潜在影响。可能是季节性的，取决于动物，例如在春天筑巢。
	定期绝缘电阻测试	第1部分，6.7	X	x	对于有阵列功能性接地的系统，导线有损坏历史和预期的地方需进行周期性测试，也可以在逆变器周期检查时在接线端进行测试
	在调试期间基于阴影源的基线	11.2.9.3	X		根据诊断性能问题的需要，在具有相邻生长的树木的、降低性能的地点，可用作预防措施。
	用于基线比较的组串开路电压测量	11.2.9.4.1	X	x	根据性能或故障排除的需要；或在需要降低性能基线的情况下。
	用于基线比较的组串短路电流测量	11.2.9.4.2	X	x	
	组串IV曲线性能基线比较，ID故障	11.2.9.4.3	X	x	替代组串V/I检查；特别适用于组串性能的高级诊断。
	植被管理 - 切割，去除，减少	11.2.9.5	X		基于现场审查或前一年（几年）的操作，以确保系统发电性能、保护设备安全。
逆变器					
	逆变器灯和显示屏的视觉提示	N/A	X	x	用于检查小系统，或进行故障排除
	逆变器外部壳体检查	11.2.1	x	x	不定期检查，或作为逆变器定期检查的一部分。在腐蚀性环境的场所应更频繁进行。
	逆变器内部（水，灰尘，啮齿动物）	11.2.1	x	x	不定期检查，除了存在啮齿动物问题的场所，还包括具有大雨、洪水或冷凝记录的连接管道。
	逆变器内部 - 现场端子上的扭矩标记、燃烧标记	11.2.1			用于故障排除，或作为逆变器制造商定期检查的一部分。在最初1-2年间增加检测频率。
	周期性维护-制造商指定	13.4.1			按规定
外壳					
	电气外壳可接近性（固定）	11.2.2			建议在高暴露或接触的場所进行定期检查，如学校、公共建筑物或公园等。
	外壳腐蚀	11.2.2			不定期检查，除了在有腐蚀性环境的现场。
CB /开关断开					
	检查现场端子上的扭矩标记	11.2.2.1	x		每个制造商/供应商的建议。可能只在第一年。
	寻找碎片，水的痕迹	11.2.2.3, 11.2.2.4	x	x	在发生大雨或洪水的地方，或在有相当大的风吹碎屑的地方。在易受高冷凝影响产生水沟的地方。
	端子、板、保险丝座上的烧伤/电弧变色	11.2.2.1	x	x	在闪电活动较多或类似问题历史的地点。
	接触表面上的灰尘沉积	11.2.2.1			易受风驱灰尘或其他颗粒物影响的场所。
	连接电阻的热图像检查	11.2.2	x		结合气候特点，当场地具有高的热循环、高的材料膨胀性质时。如果在现场有需要检查的历史问题时。
	根据需要重新拧紧现场或工厂安装的端子	11.2.2	x		每个制造商/供应商的建议。可能只在第一年。
	外壳腐蚀或老化，包括机柜、接地线、铰链和锁定机构等。	11.2.2.2		x	具有高湿度、高含盐量（海洋）、腐蚀性环境（如化学或农业工业）的地方。

水侵入：密封或转移源，排水管接头	11.2.2.3		x	在发生大雨或洪水的地方
水侵入：更换垫圈			x	
碎片/啮齿动物：移除并密封	11.2.2.4			易受风吹碎片或具有啮齿动物和其他有害生物活动的场所。
瞬间开关断开操作、润滑机构	11.2.2.5			根据制造商的建议，或基于现场性能数据。
保险丝更换	13.5.2	x	x	参照之前的标准。可能由于故障前的老化而更换。
布线				
组件/组串接线安全，无尖锐、磨损性表面	11.2.5		x	在布线暴露于大风或其他运动源或应变源的场所。
组件/组串布线无尖锐、磨损性表面、夹点	11.5.2		x	在布线暴露于运动源或应变源、布线沿着结构和跟踪器安装并且更少地在布线槽中的场所。
扎带断裂或损坏对导线的影响	11.5.2			在高度依赖扎带进行支撑、装载电缆束的场所。
子阵列电缆在外壳处、过渡段处、暴露位置处的磨损迹象	11.5.2	x		在子阵列电缆严重弯曲或异常暴露的场所。（在施工后根据安装情况确定阵列间隔问题，而不一定在设计阶段确定。而且，根据设备老化等因素需要调整设计规划）。
定期绝缘电阻测试	第1部分，6.7		x	对于功能接地的系统来说，逆变器不提供定期的绝缘电阻检查的情况有：由于岩石或较少过滤土等存在接地故障历史的场所，直接埋地电缆更容易受影响。
布线槽				
导管/桥架，衬套，垫圈，接头，磨损，腐蚀	11.2.7		x	具有对于高载荷、材料选择、设计余量的应力验证的系统。高腐蚀性区域的系统。
桥架：取下桥架盖以检查装置、完整性、啮齿动物/进入	11.2.7			易受啮齿动物侵入或易受热膨胀或支撑不足而导致的过度运动的系统。
膨胀接头完好（如使用的话）	11.2.7		x	对与电气外壳的机械连接的完整性至关重要的使用膨胀接头的地方。具有长距离的无分离布线槽。
接地				
地线连接 - 外壳，结构，框架，电线垫	11.2			在接线容易受到风、腐蚀、啮齿动物、不同材料退化、大风暴活动等影响的场合。
接地系统连续性测试	12.3			
接地连接线 - 重新拧紧或更换	11.2.5.3			
用于接地路径情况下布线槽配件和连接强度	11.2.7			
安装系统				
支架锈蚀，腐蚀，下垂，变形，断裂，螺栓松动	11.2.6		x	由于高载荷、材料选择产生应力的系统。在大风或高腐蚀性区域中的系统。
由于安装、膨胀土、冻胀等引起的移动	11.2.6	x	x	地面安装系统安装在土壤条件变化、结构/土壤分析不完整或不考虑霜冻线的地点，特别是在系统运行的第一年或极端天气条件下的第一年。
基坑侵蚀	11.2.6		x	在土壤中具有较高腐蚀性化学物质含量的场所，这通

					过土壤样品分析确定。
	灌木/植被干扰系统	11.2.9.5	x	x	具有显著植被生长和管理要求的地点。
	跟踪器				
	跟踪器定位不正确	11.2.3	x	x	通常因性能不佳被触发，除非有产品或场所的特定问题记录。
	定期维护 - 制造商指定	13.4.2			制造商指定，或根据现场记录认为有必要。
	焊盘				
	逆变器/电气焊盘开裂/磨损/破坏	11.2.1		x	在土壤不稳定、大雨和洪水区或地震活动、沉降、膨胀土、冻胀等地点最易发生。
	逆变器/焊盘螺栓完好（不松动/损坏）	11.2.1			
	屋顶				
	充分排水，无堵塞或水塘	11.1.2			屋顶充分倾斜且与排水情况通畅，树木或其他来源导致的风吹碎屑的程度。
	屋顶阵列中的植被生长	11.1.2	x		一般取决于系统（产品或屋顶）类型和气候。
	屋顶水密封	11.1.2		x	问题发生时，但可能取决于屋顶的年龄和强度或以前的历史问题。
	新的遮光物品 - 例如卫星天线	11.1.2	x		需要树修剪的场所最相关，防止过度阴影。卫星天线或其他设备添加到商业以及有时添加到住宅系统。
	杂项				
	逆变器位置处的碎屑或杂物堆积	11.1			具有高于平均建设、升级或其他维护活动的场所。
	标识缺失、褪色或其他不可用的标识或标语牌	11.1			高热和高日照区域，使用质量较差的标识材料等。
	天气/数据组件				
	传感器对准，清洁度，气流	13.4.3	x		取决于性能跟踪要求、现场污染状况、碎片等
	DAS的定期维护	13.4.3			制造商指定或基于现场历史记录。
	定期校准	13.4.3	x		制造商规定和性能跟踪目标所要求。
	阵列清洁				
	阵列/组件清洁	11.2.9.6	x		成本/效益分析，考虑现场条件、污染的水平 and 类型、对性能的季节性影响、清洁成本等。

附件 B 提供了示例性维护间隔表，用于对有多个问题的场所执行更多的验证任务。该示例为确定间隔提供了额外的指导，但应被视为相当极端的情况。对大多数系统而言，多个任务不需要这样的频率间隔。

10.3 确定具体检查间隔需考虑的其他因素

其他影响检查任务计划制定的因素：

1) 部分检查任务可以由非专业人员执行，例如业主可以访问监控系统，或者在不与系统进行物理接触的情况下查明问题，这样可以减少对专业人员或其他合格维护人员的需要。

2) 可以调整任务间隔以与其他工作时间一致。例如，有检测人员因为其他故障排除或检查任务在现场就可以做出调整。

3) 是否安装电气保护装置以及装置的可用性也会影响检查间隔。例如, 具有电弧故障检测功能的系统可减少对布线连接和端子的检查。

11 检查任务

本节介绍光伏系统及其部件的目视检查和手动检查任务。有关人员应使用检查单, 确保检查的彻底性和完整性。对于非常大的系统, 可以通过抽样的方法进行检查。场地条件多变的情况下, 样品应包括来自各个位置的子样品。对于低电压安装情况, 检查应在电气测试前进行, 并应符合 IEC 60364-6的要求。

11.1 现场目视检查

11.1.1 所有系统

- 1) 确保设备外壳用挂锁或组合锁固定, 具有限制进入标志, 并且只有经授权的人员可以接触电气设备的外壳;
- 2) 检查设备外壳和支架系统的腐蚀;
- 3) 检查整个光伏区的清洁度, 在光伏阵列下方、逆变器基座处或其他地方应没有杂物, 在阵列下应该没有堆放物品, 以免阻碍气流和相关设备的冷却;
- 4) 检查阵列下方植被过多、动物或害虫侵扰的情况;
- 5) 检查系统关键位置处的导线连接装置的可靠性, 在这些位置的导线连接故障可能导致停电。

11.1.2 屋顶系统

- 1) 检查植被生长或其他的遮荫物品, 例如屋顶系统上的卫星天线;
- 2) 如有必要, 需检查屋顶渗透是否是防水的;
- 3) 检查排水能力是否足够, 排水管是否堵塞, 并检查在阵列附近没有过多的水汇集的迹象;
- 4) 检查长金属管道中的膨胀接口符合设计要求, 检查管道接头是否有出现磨损或收到应力的情况。

11.1.3 接地系统

- 1) 检查地面系统基础附近的地面侵蚀;
- 2) 检查组件、线缆或围挡的接地系统附近的杂草和灌木;
- 3) 对于采用跟踪器的系统, 寻找与周围跟踪器的大致方向不同的单个跟踪器。

11.2 设备检查和安全相关维护

11.2.1 逆变器和主电气基础

在室外安装的逆变器/电气基础进行检查, 确保其没有出现过度开裂或磨损迹象, 没有因侵蚀或动物活动而遭到损坏。根据制造商的安装要求, 逆变器应在所有安装点处用螺栓固定到设备基础上, 需检查是否有松动或损坏的螺栓。根据系统的大小、位置和无资质人员的可操作性, 操作逆变器、汇流箱和断路开关应需要工具或安装有设备锁, 以防止未经授权对设备进行操作。

对逆变器内部和外部进行目视检查。寻找水、啮齿动物或灰尘侵入逆变器的痕迹。检查接线端子上的扭矩标记。有关逆变器制造商特定的检查说明, 请参见第12.4.1节。

检查包括操作设备需要的个人防护装置和电弧在内的警告标牌。遵守所有警告标语，并记录任何缺失、褪色或其他原因导致不可用的标语牌。

11.2.2 汇流箱、断路器和隔离器

11.2.2.1 电气连接

打开汇流箱并检查接线端的所有扭矩标记是否对齐。检查汇流箱内是否有碎片以及水侵入损坏的痕迹。查找端子、电板和保险丝座上的潜在的电弧变色。如果接线片和壳体之间的扭矩标记线分离，则说明接线片已经移动，需要重新扭转。接线时应根据制造商的规定使用扭矩扳手或扭矩螺丝刀进行拧紧，扭矩扳手或扭矩螺丝刀应有施加的扭矩力的指示。

汇流箱保险丝座通常使用螺丝端子连接到现场串接线（由安装者执行）和内部母线（在制造中执行）。在现场安装和出厂时都检查接线的牢固性，并定期收紧接线。工厂接线在运输或安装期间可能会受损，同时也易于随时间而松动。

对没有扭矩标记的小接线片或螺钉等其他接线装置，也应该用扭矩扳手或扭矩螺丝刀做定期检查。

检查接触表面上是否存在可能会降低有效电气间距的细粉尘。热成像还可以用来查找由于松动端子、开关接触不良或不适当的间隔引起的发热（电阻）连接。

11.2.2.2 腐蚀或劣化

检查机柜是否有腐蚀或劣化加剧的迹象。随着时间的推移，受到腐蚀的金属外壳将导致其与接地系统的连接受损，也可能导致更多的水、碎屑或啮齿动物进入。非金属外壳可能由于暴露在恶劣环境中而随时间逐渐劣化，从而导致入侵问题或丧失机械及结构的完整性。同时，需对铰链、锁定机构和接口进行额外的检查。这些问题在以后都可能导致设备内部的电气故障。

在清洁外壳和使用防氧化的密封剂时，可能会发生低水平的腐蚀。针对不同类型的外壳故障，可以采用相应的措施来修补。对于明显劣化的外壳则应进行更换。

检查与断路器隔离开关或隔离器一起使用的聚合物手柄或旋钮是否有明显劣化。

11.2.2.3 水分侵入

由于机柜完整性故障、机柜冷凝或连接管道冷凝，可能导致水分侵入。聚集的水/湿气的路径可能减少间隔或引入新的传导路径。应检查机柜外壳底部是否有水或水线标记。如果存在，应查找水的来源，并将其密封或者转移。参考设备制造商的意见，可以设置一个或多个额外的排水孔，并配上适当的配件，以排出以后可能侵入的水分。

检查门垫圈的密封性，门垫圈容易在室外环境中过早磨损。如果明显劣化，应更换垫圈。

11.2.2.4 杂物或啮齿动物侵入

根据现场情况，随着时间的推移，机柜中可能积聚有杂物或者存在啮齿动物和昆虫侵入。应进行查找和密封任何入口点，并且清除所有已有的杂物。

11.2.2.5 机电机构

断开器、隔离器、断路器和其它机电保护和控制部件都需要维护（例如，年度开/关操作，操作机构的润滑等）。设备的检查、验证、维护和相应的改进措施应根据设备制造商的说明执行。

11.2.3 组件

检查光伏组件或取样的光伏组件是否有烧痕、扭曲、微断裂（“蜗牛纹”）、玻璃和框架之间的不连续或分离、变色、脱层或玻璃碎片等形式的缺陷。检查组件是否有因积垢或动物粪便导致的脏污。

热成像可用来检测正在工作的、部分工作的和未工作的光伏组件。通过温度的变化可以发现组件内的问题，例如电池片反接、旁路二极管故障、虚焊或其它的内部连接不良。

注意：与典型的电气设备相比，光伏组件的热成像具有独特的要求。请参考后续 IEC 62446-3 做进一步了解。

如果组件出现玻璃破碎、部件分离、电弧或燃烧痕迹、电池片碎裂、引出导线变形、结构上出现漏电路径痕迹、在背板、接线盒或接线端子有热损伤痕迹等，应更换组件。

如出现以下情况，还应在制造商的指导下更换组件：相对于相邻的电池片或组件有明显的电池或母线变色、由于可视的分层产生湿气路径或电池片遮挡、可疑的低功率。

11.2.4 光伏连接器

正确选型和安装的光伏连接器通常不会丧失连接功能性。但是连接器的连接故障是导致光伏系统中与电弧相关的故障和火灾的主要原因之一。

出现连接器故障的原因有很多：

- 1) 不同连接器制造商或零件的不完全匹配；
- 2) 不正确的安装（例如，家用导线和使用的连接器的未正确夹紧）；
- 3) 与匹配连接器的不正确连接，例如，未完全接合；
- 4) 导线-连接器连接处过度的拉伸或弯曲应力，导致松动的连接或水进入保护套（例如由于松散的电线、拉紧的电线、超过额定弯曲半径的电线引起）；
- 5) 影响导线连接的污垢、油或其他碎屑，如果不仔细检查，可能不会被发现；
- 6) 温度冷热交替；
- 7) 霜冻；
- 8) 地衣或真菌侵染；
- 9) 制造缺陷和阴影遮挡导致的过大电流；
- 10) 在初始连接之前因潮湿条件导致的腐蚀。

对连接器样品的定期检查应包括紧密度检查和目视检查是否有任何热损坏、腐蚀或渗入的迹象。也可用热成像装置扫描阵列中的接线以寻找连接电阻过大的接线。

11.2.5 布线

光伏系统布线通常包括阵列内延伸的导线管、电缆桥架和其它封闭线路在内的多个电缆段。光伏系统布线还可包括移动（跟踪）安装系统和固定托盘或支撑结构之间的转接。因此，必须小心注意布线的检查和维护。与未来维护相关的所有劣化标签或标记都需要被更换。

11.2.5.1 光伏组串、子阵列和阵列间导电连续性

检查光伏组件之间和连接到汇流箱的光伏组串导体沿着布线路径是否有的绝缘磨损和缺口的痕迹。应特别注意单根导线或导线束遇到机架结构、电缆管理构件、结构构件或跟踪系统上的移动构件的角或边缘的区域。如果遇到压力或夹点，可采取措施进一步保护导体。此外还应注意由例如屋顶板表面引起的磨损。

如果需要，还应检查和确保阵列电缆固定件的完整性。例如，应更换已断裂或有明显老化迹象的非金属扎带。金属线结可能随时间推移并变得尖锐，从而导致绝缘故障。应检查线夹或导轨的完整性，并确保它们不会导致任何绝缘故障。进一步检查因未正确固定从而存在摩擦、干扰的导体，或可能由风、雪、冰、雨或热胀冷缩引起的意外松动的导体。检查电缆是否存在可能导致故障的过度下垂或移动。

11.2.5.2 子阵列和阵列导电连续性

应在导管和外壳过渡处检查导体护套，检查运动磨损痕迹，导管或配件的应力，或啮齿动物造成的损坏。如果有证据表明磨损随时间而增加，则应考虑额外的导体保护或进行更换。检查不同电压等级（包括 a.c 和 d.c）的布线之间的临界间距和使用扎带或其他工具设置的间距是否得以保持。

11.2.5.3 设备接地及其连接

目视检查外壳、安装结构、电线槽、模块框架、设备垫等处的设备接地连接是否有劣化、腐蚀、扭矩标记滑动等现象。使用正确扭矩扳手重新拧紧接线，或根据需要更换接线。

11.2.6 安装系统

检查支架系统的缺陷，包括锈蚀、腐蚀、下垂、几何变形以及缺少或损坏的夹子或螺栓。最好是通过验证螺栓样本的扭矩以确认紧密度，特别是如果怀疑有移位的情况下更应如此。在上部安装系统中，检查稳定器的移动或穿透完整性。在地面安装系统中，寻找金属腐蚀、疲劳，木材或其他材料劣化的痕迹，特别是在接地的地方，水分、雪或冰较多或难以流动的地方更是如此。在跟踪系统中，需另外检查校准其他的制造商推荐的项目。

对于地面上可能结冰的地方，霜线的深度相对于地面安装系统地基的深度，可能导致结构支撑件的运动。在光伏系统安装之前进行的土壤研究有助于确定在设计阶段是否考虑冻胀。在一些具有可变土壤条件或地形的地方，可能需要多个样品。在系统运行的最初一年，对研究的分析和建议的执行进行验证是很有价值的。特别是在第一次冻融循环之后，建议对现场进行检查，以了解由于地面运动引起的结构支撑力矩。类似地，建议检查由于不均匀的土壤条件和/或膨胀土壤而引起的结构支撑件沉降的系统。这对于保修索赔和避免系统的进一步损坏尤为重要。

11.2.7 导管和电缆桥架

检查导管和电缆桥架是否有合适的支撑和衬套、是否有损坏的垫圈和膨胀接头。检查过度磨损、开裂、腐蚀或其他可能会降低对电缆的机械保护的劣化。检查松动的接头，对用作接地路径的更应如此。从电缆桥架上取下盖子，检查电缆布置、电缆完整性、植物或其他材料的过量进入、以及啮齿动物活动的痕迹。如果电缆不能直接接触，可以使用红外成像。

11.2.8 气象站

如果存在气象站，请确保传感器位于正确的位置且对准（倾斜度和方位角）。全局水平辐照度传感器应该是水平的，并且阵列辐照度传感器的平面应当以与阵列相同的间距和方向安装。辐照度传感器应定期清洁，以清除污垢、鸟粪或其他污染源。环境温度辐射护罩也需要清洁，以确保温度传感器有足够的气流。需定期对传感器进行校准、验证或更换，以确保读数的准确。

11.3 性能相关维护

11.3.1 概述

性能相关维护是指为了确保系统相对于其设计、安装条件、位置和使用年限产生最大发电量而进行的特定测试或维护程序。

注：考虑到运维单位有能力提高性能使其超过基准预期，这应被视为基本性能维护方法。

11.3.2 导线连接电阻

11.2.2中描述的安全性验证步骤也与性能维护相关，因为连接的过大电阻将导致不必要的电损耗，从而降低了整个系统的电力产能。

11.3.3 阴影评价

在系统完工后进行遮光条件验证对于评估光伏系统连续性能与设计预期的关系十分关键。如果场地受到树木、灌木或其他随时间变化的阴影源的影响，则应在调试（根据第1部分）期间创建阴影记录，并用作为与运维期间评估条件进行比较的基线。通常情况下，如果测得性能降低将会执行这种评估。可以按照第1部分第8.4节所述的程序记录现有的阴影条件以便进行比较。

11.3.4 组串测试

在调试期间进行组串电压和电流测试，并记录基准值以供将来比较。主要是根据性能降低来判定是否进行组串测试的。如需进行性能跟踪，可进行周期性组串测试。可以对所有组串或其子集样本进行组串测试。

11.3.4.1 组串电压测试

通过开路电压（Voc）测量，检查组串是否接线准确和性能稳定，并识别是否有由于旁路二极管短路或其他问题导致的组件失效。测试可根据第1部分的6.4节进行，或作为第1部分7.2章节中所述的 I-V 曲线测试的一部分。

11.3.4.2组串工作电流测试

根据第1部分的6.5.3章节进行组串工作电流测试。

测量值应与基于基准测量的预期值进行比较。对于具有多个相同组串并且在稳定辐照条件下的系统，应当比较各串的电流量测量值，这些值应该相同（通常在稳定辐照条件下，与平均组串电流的误差在5%内）。

11.3.4.3 IV 曲线试验

组串 IV 曲线测试可以提供以下信息：

- 组串开路电压（ V_{oc} ）和短路电流（ I_{sc} ）的测量值
- 最大功率点电压（ V_{mpp} ）、电流（ I_{mpp} ）、最大功率（ P_{max} ）和填充因子（FF）的测量值
- 组串/阵列性能的测量值
- 组件/阵列缺陷或阴影问题的判定

IV 曲线测试应作为性能相关维护的一部分定期进行，以识别组件部分的故障或发电量的大幅降低。

IV 曲线应根据第1部分第7.2章节中所述的程序进行。

11.3.5植被管理

植被管理在地面电站系统中特别重要，也是所有光伏系统的关注重点。植被会生长到跟踪器内并引起跟踪器的故障，可能导致阵列布线的故障，并可能导致阴影遮挡，而这些问题会影响发电，也可能可能会对系统造成损害。还应该在逆变器基座和其他存在电气设备的区域对植被进行控制。

1) 如果铲除或修剪植被产生的杂物会弄碎玻璃或产生导致性能不佳的污染，在地面安装件的周围铲除或修剪植被则可能会导致问题。必须防止接线被损坏。

2) 用除草剂除草可能导致环境和健康问题。

3) 在安装时永久去除是植被管理的理想方式。

4) 在检查期间，注意植被生长的数量，并通过照片进行记录。

5) 与业主方合作制定具体的植被管理计划，计划应包括移除当前阴影或最终将变为阵列阴影的植被。

6) 可以运用一些无毒的植被处理方式，如通过使用包括绵羊或山羊在内的放牧动物作为除草剂的替代品。但是如果没有正确评估，动物可能会损坏组件或接线。

7) 大型屋顶系统可能会积聚灰尘或杂物，这可能会促进植物生长，应在植被管理计划中考虑这一状况。

注：光伏阵列通常是蛇、蜜蜂等各种有毒动物的家，应穿戴防护服，并警惕可能的接触。需按照这些指导方针管理植被生长。

11.3.6污垢和阵列清洁

污垢会降低光伏阵列的能量输出，如果污染不均匀，有可能导致局部热斑故障。必须注意阵列清洁以免损坏组件。按照光伏组件制造商的建议进行阵列清洁。

在污染均匀的情况下，应进行局部特定场所的成本效益分析，以确定是否需要对阵列进行日常清洁。这取决于当地的降雨和灰尘特性，因此确定的频率可能是季节性的。

应该努力减少不均匀的污染，例如鸟粪导致的污染。

大多数情况下依靠雨水保持阵列清洁，而并不制定清洁方案。

清洁可以限定间隔或“基于条件”来进行，可以用仪器来测量污染的影响并触发一次清洁（例如具有和不具有脏玻璃快门的传感器）。

污染和由此产生的清洁方案取决于当地的污染源。可以从光伏组件表面拭取样品带到分析实验室以确定其来源。需要清洁方案的污染源包括：

农业粉尘：可以在犁地之后进行清洁。在世界上部分地区没有有效的土壤保护，持续的灰尘可能需要频繁清洁。

施工粉尘：可在附近施工完成后安排清理。建议施工管理者实施除尘。

花粉：在花粉季结束后安排清洁。

鸟类：减少组件之间的可供鸟类筑巢的裂缝；使用塑料“鸟笼”将平面改变为陡峭的坡面；使用鸟网将组件下面的区域密封到阵列周围的屋顶上；沿着阵列的顶部边缘安装鸟钉防止其栖息；使用塑料猫头鹰或猎鹰配以旋转头吓走鸟类；根据筑巢季节时间来安排屋顶活动来拆除鸟巢。鸟类是有习性的动物，它们的行为会随时间改变，避免在你的屋顶活动。

燃油烟尘：建于城市和车辆集中地如公共汽车站的电站，可能需要频繁清洁。

工业来源：诸如烹饪或制造过程可能是阵列污染源。这可以通过测试污物的样品来识别。

用淡水或温和洗碗剂清洁光伏组件，类似于对玻璃窗的清洁。不要使用高压水、刷子、任何类型的溶剂、研磨剂或强效清洁剂。在可能情况下，应在低辐照度条件下进行清洁，以免损坏热的组件或造成局部遮挡。

机器人清洁系统适用于大型系统。

阵列的设计可能增加或减少积雪。间隙可以避免风驱动的漂移，并使得雪滑下。雪通常从陡峭的阵列滑落，而不会从低斜度阵列滑落。通常不建议除雪，因为这会损坏组件，但有时需要减少顶部雪的重量或去除冰坝。可以用强大的涡轮风扇进行除雪，而不能用铲或其他机械手段进行。通常需要为除雪提供通道（道路、走道）。

12 故障排除和纠正性维护

光伏系统中的故障通常会指明一些特定的原因。如果已知故障的症状，但不是根本原因，则应采取故障排除步骤来确定问题所在。一旦确定，就可以执行纠正维护程序以控制问题或故障，并防止其再次发生。应遵循本规范或特定设备用户手册中规定的恰当的控制程序。

纠正性维护可以在定期维护期间进行，或根据重要性可作为非计划程序进行。安全相关的故障可能造成持续或严重的危险，需立即做出反应。性能或非关键问题（不构成危险或降低安全性）的修理时间取决于系

统所有者要求、合同要求等等，并且这在很大程度上可由成本效益分析来决定，例如关于阵列清洁的成本效益分析。

12.1 关闭设备应对危险故障

在对有安全或火灾危险的项目进行纠正性维护时，相关人员应遵守紧急关闭程序。项目现场应制定并维护项目特定的紧急关闭程序。紧急关闭的一般程序或步骤在第13.3.1节中描述。

一旦紧急情况结束，在电气设备工作之前应执行正常的隔离锁定（例如锁定，标出或 LOTO）程序。根据故障情况，应指出设备可能仍然存在风险。

12.2 排除非危险故障

当故障不存在危险状况，纠正性维护程序可能涉及对设备的带电部件的进行操作、测试或检查。所有这些程序，都应遵循第13.3.2章节中描述的标准隔离程序，并且第13.2.1章节中定义的所有对应的 LOTO 程序应在工作开展之前执行。

12.3 排除故障或事件触发的问题

由事件触发的问题或故障会通过监视系统发出提示，并且显示为特定功率处理部件（例如逆变器、汇流箱、组串、变压器、断路器等）的失效。

如果逆变器发生故障，请遵循第13.6.2章节中描述的一般诊断步骤以及相应的隔离和 LOTO 程序。

逆变器跳闸可能并非逆变器出现问题而导致的，而是对阵列故障的适当响应。逆变器诊断信息可能指向阵列相关问题（例如接地故障），在执行纠正性维护之前需要进行进一步调查。可根据情况执行以下程序：

- 1) 13.5.1章节的接地故障测试。
- 2) 11.2.9.4章节的组串测试。
- 3) 13.5.2章节的保险丝测试。
- 4) 第1部分6.7章节的光伏绝缘电阻测试。
- 5) 第1部分6.1章节的接地系统连续性测试。
- 6) 12.6.1章节的 DAS 诊断测试。
- 7) 第1部分7.3章节的红外成像测试
- 8) 制造商操作手册中的特定程序。

12.4 性能相关问题检查

系统操作人员或业主可能通过以下方法之一意识到光伏安装的性能不佳：

- 1) 预定义 DAS 警报，预期性能与天气变化相对应，与系统组合中的其他系统相比较的结果，与具有多个逆变器、子阵列的现场系统的监测部分比较的结果；
- 2) 通过指示性能异常的在线门户对 DAS 数据进行手动审查；
- 3) 现有性能与先前性能维护测试结果的比较；

4) 客户或外部实体报告潜在问题，例如因为每月帐单的意外增加而导致的问题。

一旦确认性能不佳，相关人员必须确定是什么原因造成的。诊断电力生产缺陷的步骤包括：

1) 检查监控数据，确定子系统的性能变化。

2) 通过大型系统的航空图像可以用较少的人力发现问题。

3) 如果航空成像不便操作或不适用，就派遣现场技术人员到现场进行以下操作：

a) 检查子阵列和子阵列中汇流箱中的组串电流（如果未远程监控或记录）。通常，性能问题与具有熔断保险丝的组串或与组串测量中表现出的其它问题相关。

b) 检查现场性能仪表是否具有相似的值，是否已正确校准。通常系统将具有发电量性能监视，可以与逆变器显示总量进行比较。与其他输出不同的相可能是 CT 电路中的电流互感器（CT）或保险丝（即仪表问题）损坏的结果。

c) 使用样本组串或组串上的 IV 曲线跟踪器，验证阵列最大功率点电压是否在逆变器的最大功率点跟踪范围内。组件将随着时间劣化，在逆变器最大功率电压范围的下限开始并网发电的阵列可能劣化，一直到最大功率电压不再落在逆变器范围内，而组件劣化的加剧了这个情况。

d) 查找电量下降的外部原因，例如阵列上的意外阴影。植被生长是阴影的最常见形式，发现系统安装时并不存在的卫星天线或其他遮蔽阵列的物体并不罕见。应在调试期间拍摄安装坐标的照片，并在维护期间记录明显的差异。

e) 检查以下痕迹：绝缘件上的动物啃痕、不规则/无法预料的损坏或其他可能导致输出数据偏差的连接问题。

4) 根据需要执行一般系统检查以识别问题：

a) 按照第13.6.1章节中的步骤进行 DAS 系统诊断。

b) 检查逆变器上的所有保险丝，并按照第13.5.2章节的规定对汇流箱进行检查。当发现保险丝烧断时，请检查原因。更换保险丝时，必须选择适当的尺寸、类型和额定值。不要认为被更换的保险丝是正确的尺寸、类型和额定值，因为不正确的额定值或尺寸可能是保险丝烧断的原因。需查阅产品手册、设计规格和图纸，以确保选用了正确的保险丝。通常会遇到使用了错误熔丝的操作系统。

c) 根据第1部分第7.2章节进行组串 IV 曲线跟踪，以评估 I_{sc} 、 V_{oc} 、 P_{max} 和填充因子。这是较好的方法，因为各种阻碍或污染的问题以及填充因子的降低都可以在 I-V 测量过程中发现。或者，根据第1部分第6章节执行组串电压和电流测试。

d) 验证天气传感器。

e) 寻找污渍。如果可能是污染问题，则测试各组串（ V_{oc} 、 I_{mp} 、IV 曲线），然后清洁组串并重新测试。

f) 根据第1部分第7.3节或通过适当的航空成像获取光伏电池的红外（IR）图像。

13附加程序

13.1 概述

本节中定义的过程按照相应任务所需而从技术规范中的多个章节中引用而来。

13.2 安全程序

有关基本安全要求和注意事项，请参阅附录 A。

打开或关闭电气接触器或断开连接的过程通常被认为安全，但却是维护光伏系统相关的较危险的任务之一。工作人员在操作断开连接时必须佩戴适当的个人防护装备，并且应注意使用适当的技术来操作隔离开关。

对直流光伏系统电路进行控制所使用的隔离器不可用于负载断开操作。隔离器必须标记为非负载断开，在系统运行时绝对不能打开。打开直流隔离器之前，应通过关闭连接的逆变器来关闭系统。

大多数隔离开关外壳的铰链位于开关的左侧，手柄位于右侧。推荐的安全协议遵循左手规则，包括站在开关的右侧并使用左手拨动开关。这确保了如果发生拉弧，工人的身体不在开关的前面。

安全断开隔离开关的正确操作包括：

- 1) 佩戴适当的 PPE;
- 2) 在逆变器处关闭系统;
- 3) 站在隔离开关的右侧;
- 4) 用左手抓住把手;
- 5) 转动身体并背对隔离开关;
- 6) 闭眼;
- 7) 深吸一口气（如果发生拉弧，避免在火焰中呼吸）;
- 8) 拨动（操作）断开杆;
- 9) 使用具有验证单元的电压检测器以确认断开的电路上不存在电压;
- 10) 使用 LOTO 方法确保隔离开关保持关闭。

13.3 隔离程序

13.3.1 紧急停机

13.3.1.1 逆变器基座设备

只有在可以安全操作且设备本身没有明显的安全隐患的情况下，才能进入逆变器基座或设备区域。如果逆变器有紧急停止按钮，则按下每个逆变器上的紧急停止按钮。如果逆变器有开/关旋钮，将开关切换到关闭位置（可能需要钥匙）。手动将每个逆变器切换到关闭位置，这将立即断开逆变器内部的交流和直流接触器（如果有）。

13.3.1.2 断开开关

某些逆变器没有开/关旋钮或紧急停止按钮，对于这些逆变器，需要使用连接到逆变器或靠近逆变器的隔离开关来关闭系统。在负载隔离开关断开并且没有电流前，不要打开标有“不要断开负载”的隔离器或开关。通常，首先操作第一个可用的上游负载断路器—交流隔离开关或断路器会更安全（在直流隔离开关之前），因为在电压被去除时逆变器会立即关断晶体桥。一旦系统关闭，则剩余的隔离器就可以打开，并且系统可以锁定，直到故障状态被修复或者可以安全地重新开启。

如果对故障或故障位置有疑问，应在操作隔离开关之前检查金属开关柜或手柄是否有电压，并检查外壳或手柄是否过热。进行了这些检查后，再按照13.2.1中所述的隔离开关断开程序进行。

13.3.1.3 汇流箱

在紧急情况下，将汇流箱或子阵列与其余阵列电路隔离很重要。只有在有安全通道且箱体或外壳没有明显的安全隐患时才能进入设备区域。检查金属开关柜或手柄上是否有电压，并在操作隔离开关之前检查外壳或手柄是否过热。进行过这些检查后，按照13.2.1中所述的隔离开关断开程序进行。打开汇流箱后，如果需要隔离各个组串电路，需要在尝试移除或断开组串保险丝之前，使用电流钳表测量组串中是否有电流。

13.3.1.4 组件和组串接线

在紧急情况下，不要尝试隔离组件或组串接线。只有在通过逆变器和隔离开关切断电源或故障电流的初始步骤完成后才可以操作。在执行这些步骤之后，可以通过在组串处或组件间打开光伏连接器来隔离各个串电路。光伏连接器是非负载断路装置，因此在打开连接器之前应首先进行电流检查。

13.3.2 非紧急关机

13.3.2.1 逆变器基座设备

按照以下步骤从电网断开单个逆变器。如果可以，应使用接口键盘来导航和选择关机，按照逆变器制造商的指导来控制关闭，。

- 1) 如果逆变器有开/关开关，将其关闭。
- 2) 将逆变器上的交流隔离开关断开。
- 3) 将逆变器上的直流隔离开关断开。
- 4) 关闭连接到逆变器上的剩余的外部隔离开关或隔离器。
- 5) 在所有隔离开关上安装闭锁装置，将其锁定在打开或关闭位置。

6) 对所有逆变器和隔离开关重复以上步骤，将整个光伏系统与电网完全隔离，将逆变器与光伏电源完全隔离。

13.3.2.2 变压器隔离

按照以下过程关闭变压器：

- 1) 对于连接到变压器的逆变器，将开/关开关关闭。
- 2) 将用于与变压器连接的逆变器的交流隔离开关断开。

- 3) 将用于与变压器连接的逆变器的直流隔离开关断开。
- 4) 在断开器上安装闭锁装置。
- 5) 关闭变压器开关, 这是位于开关柜中专用的独立断路器或隔离开关。
- 6) 在变压器开关上安装闭锁装置。
- 7) 对所有变压器重复以使其完全与开关设备隔离。

13.3.2.3 汇流箱隔离

隔离现场汇流箱:

- 1) 按照上文所述关闭逆变器。
- 2) 将手柄转到关闭位置来操作汇流箱的隔离开关(如果适用)。如果使用隔离器, 应确认在打开隔离器之前汇流箱直流输出导体上没有电流流过。
- 3) 用电表上的直流电夹确认没有电流通过汇流箱中组串的导线, 然后打开所有保险丝。
- 4) 如果需要进一步隔离汇流箱, 应使用串图定位光伏组串的末端连接器。
- 5) 使用钳式直流电流表, 以确认连接器没有任何电流通过, 然后打开连接器正极和负极连接器并将盖子放在电路连接器上来断开组串。
- 6) 返回到汇流箱, 并使用带有验证单元的电压检测器, 以确认每个串已成功断开。

13.3.2.4 组件和组串线路隔离

在关闭逆变器并将汇流箱与阵列隔离后, 将各个组件与线路的连接断开:

- 1) 断开组串之前, 使用直流钳形表, 确认没有电流通过。
- 2) 用适当的连接器解锁工具断开组件连接器。
- 3) 对每个组件重复这些步骤, 将每个组件与系统隔离。
- 4) 如果将组件从系统中移除, 即使是暂时的, 技术人员也必须确保设备接地系统对其余组件保持完好。
- 5) 技术人员需要注意, 电路可能无意间重新通电, 并且大多数组件不能被“关闭”, 通常暴露于阳光下时会产生额定电压, 而不管变压器、逆变器、汇流箱是否被锁定。

13.4 检查和预防性维护程序

13.4.1 逆变器制造商特定程序

每个逆变器制造商对检查、测试、服务和文档具有特定要求, 以满足其保修义务。逆变器检查的典型要求包括:

- 1) 从界面显示记录并验证所有电压和发电值
- 2) 记录上次记录的系统错误
- 3) 清洁过滤器

- 4) 清洁机柜内部
- 5) 测试风扇是否正常工作
- 6) 检查保险丝
- 7) 检查端子上的扭矩
- 8) 检查垫片密封性
- 9) 确认警告标签在规定位置
- 10) 寻找热量积聚导致的变色
- 11) 检查避雷器的完整性
- 12) 检查接地系统和连接的连续性
- 13) 检查逆变器与墙壁或地面的机械连接
- 14) 检查内部断开操作
- 15) 验证是否安装了最新软件
- 16) 对于发现的问题，应联系安装人员或制造商。
- 17) 所有已执行工作的文件结果

13.4.2跟踪器制造商特定程序

跟踪器制造商有在检查、测试、服务和文档方面的特定要求，以满足他们的保修义务。跟踪器系统维护或启动的典型要求包括：

- 1) 根据制造商的维护建议，用油脂枪将润滑脂加入油脂盖中以润滑跟踪器。
- 2) 检查控制器盒内部电压。
- 3) 对于使用透明壳盖的跟踪器电子设备，应验证内部部件没有应阳光暴晒引起的缺陷。
- 4) 确保控制器外壳中没有积聚过多的水分。
- 5) 使用数字水平仪检查倾斜仪的校准和位置。
- 6) 检查阵列是否有部件摩擦或与其他阵列部件摩擦的迹象。
- 7) 检查跟踪器框架或设备接口是否有金属应力、连接松动或异常的扭矩传感器失真。
- 8) 清理驱动轴或移动部件附近的植被。
- 9) 检查抗风（wind-stow）操作性能。

13.4.3数据采集系统特定程序

数据采集系统（DAS）制造商有在检查、测试、服务、校准和文档方面的特定要求，以满足他们的保修义务。DAS 的典型维护或启动要求包括：

- 获取电源的电压读数
- 通过与校准的设备进行比较来验证电流传感器读数
- 通过与校准设备进行比较来验证传感器读数

为了确认 DAS 的功能完好，必须根据具有可追溯校准记录的设备的值来验证 DAS 测量的值。将由 DAS 记录的辐照度、温度和功率测量值与从校准仪器获得的值进行比较，这有助于识别可能导致 DAS 数据不正确的传感器的校准问题。

除非具有系统所有者和操作人员批准的书面要求，需要校准的传感器和监测装置应在不超过认证和制造商建议的间隔内进行校准。

根据系统间隔，对不一致和异常情况，应比较等效组串或逆变器数据。

DAS 文档通常被忽略或不够详细。由于这种问题，初始检查通常不检查 DAS 设计中的错误，并且检查人员并不比较一致性。如果 DAS 被放到建筑信息技术系统中，则运维人员应该注意，网络升级或日常维护可能会导致连接问题。

13.5 电气测试程序

13.5.1 接地故障测试

接地故障根据故障的严重性和位置的情况可能难以进行故障排除。然而，可以采取一些方法来有效地解决光伏系统中的接地故障。

可以在具有足够的光以产生电压的任何条件下进行测试。然而，一些故障状况仅在系统潮湿或移动到特定角度时发生，并且可能难以在没有再次出现这些条件的情况下进行故障排除。

13.5.1.1 测试程序 - 组串逆变器

1) 如果适用，应通过开/关式隔离开关关闭逆变器。

2) 关闭直流和交流断路器（或是相同的隔离开关）。

3) 对于具有功能接地的系统，参考以下信息：

a) 在许多小逆变器中，保险丝是接地的路径。当保险丝从系统中取出时，正常接地的导体不再接地。需要确认保险丝或断路装置中没有电流流过。

b) 去除接地故障保险丝并用欧姆表测试接地故障保险丝的连续性。如果保险丝完好，可能没有故障。通过在去除保险丝的情况下测试接地电压来进行验证。如果在规格范围内，则更换保险丝并重新启动逆变器。如果保险丝没有通过连续性测试，则可能有接地故障。

c) 验证保险丝是否是正确额定值、类型和尺寸。

如果电路的末端是隔离的，则在从导体到地面的测试时，组串不应具有明显的开路电压。如果有电压，则可能存在故障。小型逆变器通常具有四个或更少的输入端，因此可以从汇流箱去除保险丝来隔离有故障的组串。

4) 拆下保险丝后，测试保险丝端子相对于接地线路侧的电压。

5) 对于具有功能接地的系统，如果相对于地线的所有端子都存在电压，可通过打开接地线（拆下接地故障保险丝）或将其从总线上拆下来隔离正常接地的导线。

6) 重复以上步骤，直到找到具有故障的组串。

7) 找出故障的隔离组串，记录从正极到地的电压 (V_{pos}) 和从负极到地的电压 (V_{neg})。检查以确定 $V_{pos}-V_{neg}$ (即绝对值的和) 近似等于阵列的开路电压。如果不是这样，则可能存在其他故障。如果任一测量中的电压低 (例如等于0到一个或两个组件的开路电压)，则故障可能在串的该端。如果电压是不同的值，则故障可能在阵列的中间某处或可能在组件中。

8) 通过取 V_{pos} 或 V_{neg} 中较小的电压确定故障的精确位置，并将该电压除以一个组件的开路电压。即 $N_x = (V_{pos} \text{ 或 } V_{neg} / \text{一个组件的 } V_{oc})$ 的大小。如果故障在组件间的布线中，则结果 N_x 应该接近整数，并且该数量应该在与测量相关联的极点和故障之间的组件的数量。例如，有10个组件，每个组件的 V_{oc} 为50 Vdc，组件1连接到负主电缆，组件10连接到正主电缆。当在汇流箱处从负极端子的线路侧到地面进行测试时，结果是 $V_{neg} = -100\text{Vdc}$ ，并且从正极到地面测试，结果是 $V_{pos} = 400\text{Vdc}$ ，则 $N_x = 2$ ，故障是在从负主连接计数的串中的第二和第三组件之间的某处。假定是与上述相同的布线，但是从负侧读取0 Vdc，从正侧读取500 Vdc，则故障在负极电缆中。

考虑到上述情况，在导管中的所有地方使用兆欧表以确保故障与其他组串隔离是明智的。

13.5.1.2 试验程序 - 集中式逆变器

考虑到它们的相对尺寸，集中式逆变器需要额外的程序来缩小接地故障的来源。

1) 如果适用，利用开/关开关关闭逆变器。

2) 关闭连接到逆变器的交流和直流断路器。

3) 对于在接地连接中带有保险丝、接触器或断路器的功能接地系统，请检查电路中是否有电流流过。去除接地故障的保险丝，并用欧姆表测试其连续性。如果保险丝良好，则可能没有接地故障。通过在去除保险丝的情况下测试接地电压进行验证。如果良好，应更换保险丝。如果保险丝未通过连续性测试，则可能存在接地故障。验证是否使用了正确额定值、类型和尺寸的保险丝。

4) 如果怀疑是接地故障，应拆下保险丝，以便后续进行测试。

5) 对于在接地连接中使用断路器、接触器或其他开关设备的功能接地系统，应打开开关设备。

6) 在逆变器直流输入端子处 (其中从汇流箱到逆变器的电缆终止于逆变器外壳中) 测量每个极和地之间的电压。如果直流极和地之间的电压低或为零，则可能存在接地故障。

7) 逐个检查每个汇流箱的输入电路，以确定哪个电路有故障。

8) 注：集中式逆变器中的直流输入配置差别很大。有关隔离单相直流输入电路的详细说明，应咨询逆变器制造商。

9) 如果汇流箱在输出电缆上有隔离开关，则打开隔离开关并重新检查接地电压。如果仍然存在低电压，则故障在汇流箱和逆变器之间的电缆中。否则，故障在阵列组串中。

10) 要识别接地故障在组串中的位置，应按照13.5.1.1中的串测试程序进行。

13.5.2 保险丝测试

可在任何测试条件下检查保险丝。在电路通电时，不应更换或测试保险丝。在维修保险丝之前，应隔离阵列或子阵列。

1) 用电压表确认系统断电。

2) 执行 LOTO 程序。

3) 使用欧姆表测试保险丝的连续性。通过尚未完全熔断但即将烧断的保险丝可以获得电压。为此，仅在熔丝的负载侧上具有电压不足以验证其连续性。

4) 在坚固的表面上使用欧姆表。

5) 从保险丝座中取出要测试的保险丝，除非确实没有可能存在提供错误读数的替代连续性通路。

6) 使用仪表并测试保险丝，测试方式为：在保险丝的各端放置导线，仪表发出哔声，则确认连续性。

7) 如果在保持熔丝两端的引线的同时，蜂鸣连续性读数不恒定，则应查看电阻测量的欧姆设置。确保手指没有接触保险丝的每一端，因为这可能混淆的开路保险丝的电阻读数。

8) 查看保险丝并确认保险丝的尺寸、类型和额定值。

9) 如果保险丝未通过测试或者没有使用正确的额定尺寸或类型，应使用正确的保险丝更换。

10) 在安装之前，务必测试更换的保险丝，确定保险丝在投入使用时是好的。

其他最佳做法：

在系统关闭和保险丝打开的情况下测试电压时，准备用于当前测试的盒子。如果需要，剪切扎带，并确保导线在其端部紧固，并且在下一阶段的测试中，当电流钳放置在导线周围时，导线可以出来。

使用两人团队进行测试，一个人保持安全设备开启并读取读数，而另一个人记录读数。这样测试更有效率，因为读取读数的人可以将它们直接输入到表格中。此外，在现场设备上工作时，两个人具有安全优势。

13.5.3 旁路二极管测试

旁路二极管可能会故障开路或短路。如果组串相对于其他组串具有低于平均电压的电压，则这可能表示一个或多个二极管短路。二极管开路可能不那么明显。

13.5.3.1 开路二极管测试

如果可以直接接触接线盒中的二极管，则可以使用连续性测量进行测试。好的二极管将在正向导通并且在反向方向上出现开路。如果不能接触二极管，则可以使用组件的选定阴影和串联组串中的部分组件来检测开路二极管。

1) 对被测的组串进行连续电流测量。

2) 选择性遮蔽由旁路二极管分段的每个组件的面积。（使用组件数据手册确定二极管和单元串部分的数量。）

3) 由于每个区域都有阴影，所以应查看电流的下降。开路二极管将不能为阴影单元创建旁路路径，结果会导致电流显著下降。

13.5.3.2 短路二极管测试

可以通过热成像（参见第7.2节）或通过低电压下将组件定位在组串中来识别短路二极管。这是通过在组件层级隔离（断开）组件和测量电压来实现的。对于长串，建议在断开每个组件之前，将串分成相等的部分，并确定哪个部分具有低电压。如果识别到低电压组件，并且可以测试接线盒，则测量故障二极管正向和反向方向的连续性。应咨询组件制造商，以确定是否可以更换旁路二极管，或者是否需要卸下和更换整个组件。

13.6 诊断程序

13.6.1 数据采集系统（DAS）的验证

DAS 检查用于验证现有系统。如果有部件不符合规格，则更换新部件比尝试更改设置更快更便宜。在一些情况下，最便宜和最好的选择可以是建立以一定的间隔替换诸如辐照度传感器的设备的方法，而不是花费时间验证数据，然后在失去校准时更换。在确定读数是否在可接受范围内时，应考虑所有仪器的精度。

在相关设备上执行测试，可以在整个系统中将相关设备安装在阵列中的汇流箱、开关柜、变压器和逆变器以及单独的专用 DAS 机柜中。在相对稳定的室外条件下进行测量是理想的选择。在不可能在现场登录 DAS 的情况下，可以同时时钟将现场读数与 DAS 历史比较。然而，这是不太可取的，因为这可能需要额外的行程来对不同的读数进行调整。

13.6.1.1 一般 DAS

DAS 可以是独立的系统、或者集成在逆变器中的较小系统。在任一情况下，重要的是验证系统是否定期记录结果，以确保系统性能的可靠历史记录。

1) 登录 DAS 程序。

2) 查看系统历史记录确认数据未间断。来自逆变器的间歇数据可能是由逆变器引起的噪声的结果。它也可能是由于不好的通信连接或上行链路协议引起。

3) 检查通信接线是否使用推荐的屏蔽电缆。

4) 检查通信线路的路径，以确保其远离带电导体。

5) 确认屏蔽只在一个点着陆（接地）；最好在 DAS 机箱上接地。

13.6.1.2 全局水平辐照传感器

1) 确保设备已正确安装。

2) 确保位置没有阴影。

3) 使用尺子确保传感器是水平的。

4) 如有必要，用布和温和的肥皂溶液清洁。

5) 登录 DAS 程序。

6) 将已清洁和最近校准的手持传感器以相同的间隔和方位放置。

- 7) 比较和记录结果, 例如用于未来的数据分析和/或劣化趋势的结果。
- 8) 如果超出额定的范围, 应更换传感器, 注意新传感器的序列号以进行内置更新。

13.6.1.3阵列辐照传感器的平面

- 1) 确保设备已正确安装。
- 2) 确保位置没有阴影。
- 3) 使用倾角仪和罗盘, 确保它与阵列的间距和方位相同。具有多个取向的大阵列和/或阵列可以具有多个传感器。
- 4) 如有必要, 用布和温和的肥皂溶液清洁。
- 5) 登录 DAS 程序。
- 6) 将已清洁和最近校准的手持传感器以相同的间距和方位放置。
- 7) 比较和记录结果。
- 8) 如果超出额定的范围, 应更换传感器, 注意新传感器的序列号以进行内置更新。

13.6.1.4环境温度传感器

- 1) 登录 DAS 程序。
- 2) 从手持式温度传感器读数。
- 3) 比较和记录结果。
- 4) 如果超出额定的范围, 应更换传感器, 注意新传感器的序列号以进行内置更新。

13.6.1.5组件温度传感器的背面

- 1) 确保传感器正确粘附在组件中间单元中间的组件背面。
- 2) 登录 DAS 程序。
- 3) 从手持式温度传感器读数。
- 4) 比较和记录结果。
- 5) 如果超出额定的范围, 应更换传感器, 注意新传感器的序列号以进行内置更新。
- 6) 不要冒损坏组件的风险, 应将传感器留在原位, 并将新传感器安装在下一个最近电池片的中间。

13.6.1.6风速计

- 1) 登录 DAS 程序。
- 2) 对于杯式风速计, 握住杯子并确认它正在读取为0公里/小时。转动并确认它正在移动。
- 3) 如果需要进一步测试, 对于超声波电动机, 使用手持式风速计, 并在大于每秒三米的一致风速下比较结果。
- 4) 如果超出额定的范围, 应更换传感器, 注意新传感器的序列号以进行内置更新。

13.6.1.7电流传感器

- 1) 登录 DAS 程序。
- 2) 基本测试是将电流读数与逆变器显示的电流读数进行比较。
- 3) 电能等级验证涉及在系统运行时使用校准的电流表并将电流表放置在相同的导体周围。
- 4) 比较结果。
- 5) 如果超出额定的范围，应更换传感器，注意新传感器的序列号以进行内置更新。

13.6.1.8 电压传感器

- 1) 登录 DAS 程序。
- 2) 用欧姆表检查保险丝。
- 3) 使用校准电压表测试电路。
- 4) 比较结果。
- 5) 如果有差异，应切换到其他相位。
- 6) 仪表可能是坏的。
- 7) 参考相位可能错标。

13.6.1.9 电能表

- 1) 登录 DAS 程序。
- 2) 导航程序将编程电流互感器 (CT) 比率与 CT 上列出的比率进行比较。
- 3) 查看所有三相的功率因数，确认系统运行时接近1。
- 4) 请注意，在启动或低于250 W / m²的低光条件下，功率因数可能会很低。
- 5) 确认系统运行时良好的相位旋转。
- 6) 比较电能等级数据与逆变器数据，注意差异。

13.6.1.10 逆变器内部传感器

- 1) 登录 DAS 程序。
- 2) 确认系统正确检查，在可能的情况下确认读数。
- 3) 确认适当的电阻器或端子安装在链条中的最后一个逆变器中（如果需要）。

13.6.1.11 汇流箱电压监测

- 1) 登录 DAS 程序。
- 2) 确认与所有设备的通信。
- 3) 将结果与手动串电流测量结果进行比较。

13.6.1.12 组串级别监控

- 1) 登录 DAS 程序。

2) 确认与所有设备的通信。

3) 将记录的组串电流与同一汇流箱中和/或相邻汇流箱中的组件以相同方向安装的其它组串相比较。轻微的差异可能是由于操作温度和组件变化引起。

4) 将从 DAS 记录的组串电流与手动测量的基准组串电流进行比较。

13.6.1.13 组件级监控

1) 登录 DAS 程序。

2) 确认与所有设备的通信。

3) 如果需要, 遮蔽单个组件以确认组件映射是准确的。

13.6.2 逆变器诊断

当逆变器脱机时, 技术人员必须确定原因并纠正错误。他们可以远程检查逆变器或查看本地接口报告的错误, 然后按照表2中所述的内容进行操作。这些都是常见的示例; 具体建议和要求应由逆变器制造商提供。

表2 - 通用报告的逆变器错误

逆变器错误	措施
D. C. 欠电压	诊断系统性能不佳的步骤
D. C. 过电压	组串开路电压测试
D. C. 接地故障	接地故障检测程序
门控故障	检查连接 联系制造商
A. C. 低电压	确认所有断路器已打开 (已关闭) 使用电压表检查交流电压 如果在范围内, 请执行手动重启 如果超出范围, 应联系公共设施管理者
A. C. 过电压	用电压表检查交流电压 如果在范围内, 应执行手动重启。 如果超出范围, 应联系公共设施管理者。
低电量	系统可能只是因为缺乏光照而关闭; 如果有光照, 就执行步骤以诊断性能不佳的系统。
过热 - 风扇不工作	检查风扇的电源 - 如果良好, 更换风扇; 如果不好, 更换电源
过热 - 风扇正在运行	检查传感器读数 - 如果不良, 更换传感器; 如果良好, 检查进气和排气过滤器是否过度积聚, 如有必要, 进行清洁或更换

当故障条件恢复正常时, 某些逆变器故障将自动清除, 但某些故障条件需要手动复位逆变器。接地故障保险丝甚至交流保险丝可能是难以购买的非标物品。应保证备用更换, 特别是如果在现场或投资组合中有多个相同规格的逆变器更应如此。有资质的技术人员可以适当配备常用的更换部件, 这有助于最大限度地延长系统正常运行时间。

某些逆变器维修操作要求系统关闭以进行安全检查。在开始时都要检查设备, 并进一步检查子组件、线束、触点和主要部件。

以下示例逆变器服务检查表适用于较大的中央逆变器（不是住宅电表），并不适用于所有制造商的所有型号：

- 1) 检查主要设备 and 控制板是否变色。如有必要，应使用检查镜。
- 2) 检查输入直流和输出交流电容器是否有因过热而损坏的迹象。
- 3) 记录前部显示面板上的所有电压和电流读数。
- 4) 检查机柜、通风系统和绝缘表面的外观/清洁度。
- 5) 检查端子和电缆是否腐蚀/过热。
- 6) 根据需要，检查转矩端子、连接器和螺栓。
- 7) 记录环境天气条件，包括温度以及天是多云还是晴天。
- 8) 检查直流和交流浪涌抑制器的外观是否有损坏或具有烧伤痕迹。
- 9) 检查所有安全装置（紧急停止装置、门开关、接地故障检测断路器）的操作。
- 10) 检查（清洁或更换）空气过滤器元件。
- 11) 纠正任何检测到的缺陷。
- 12) 完成维修计划卡。
- 13) 完成书面检查报告。
- 14) 如果现场有经过制造商培训的人员，请安装并执行任何建议的工程现场修改，包括软件升级。

附录 A

（规范性文件）

安全注意事项

A1 有资质人员

由于光伏系统中存在电击和闪光危险，因此与系统操作人员必须接受适当的培训，使用适当的个人防护设备并遵守安全程序。相关人员需要接受以下培训：

- a) 从电气设备的其他部分识别暴露的带电部件。
- b) 确定带电部件的标称电压。
- c) 根据人员所接触到的电压来确定安全工作距离。
- d) 熟悉紧急情况下的进出和安全区域出口路线。
- e) 熟悉当地电气规程的相关章节。
- f) 熟悉光伏系统中通常使用的光伏电源和硬件的特性。
- g) 熟悉光伏系统中使用的硬件的特性。
- h) 验证测试和检查设备是否符合测试条件的要求。
- i) 操作测试和检查设备。

注意，没有资格直接在系统上执行工作但可能在现场进行其他目的活动的人员必须了解他们可能遇到的任何危险和适当的预防措施。

A2 一般安全注意事项

有资质人员应使用正确的规定设备，并接受系统维修培训。他们还必须了解特定系统的正常设计条件、电压和电流，以便他们能够更好地识别异常或不安全情况。

必须特别注意观察并遵守警告标签文字“不要断开负载”，“不要断开负载”设置于组件连接件、汇流箱和为负载断开操作设计的一些直流隔离器上。不遵守这些警告标签可能导致仪器故障、电弧、火灾和人身伤害。应至少遵循以下步骤以确保安全操作条件：

- a) 在操作光伏系统之前，应阅读每个产品或组件的系统文档和说明。
- b) 所有系统组件必须假定以最大直流电流电压（高达1500 V 或更高）通电，直到验证电压已被移除。
- c) 对于交流电路，在使用万用表测试电路断电之前，应使用带有非接触式测试单元的电压检测器。
- d) 除非在维护或测试必须打开时，所有外壳门应保持关闭，锁紧装置应锁紧。
- e) 为了从逆变器中消除所有电压源，必须在直流电源和交流电源下断开输入功率。在直流总线电容放电的同时，大多数逆变器中电压将保持五分钟或更长时间。
- f) 始终遵循 LOTO 程序。
- g) 维修光伏设备时不要单独工作。建议两人一组进行工作，直到设备正确断电、锁定和标记完成。

h) 在没有首先确认电路上没有电流流过的情况下，不要打开汇流箱组串熔断器保险丝座。

A3个人防护装备

工作人员应了解在电气设备上执行各种任务所需的特定个人防护装备。PPE 包括防坠落装置、防电弧闪光和防火服、带保护罩的橡胶（热）手套、靴子和防护眼镜等。PPE 旨在帮助最小化暴露于固有系统危害。潜在危险的识别对于为手头的任务选择适当的 PPE 是至关重要的。在光伏系统上或附近工作的所有人员应接受培训，以识别危险，并选择适当的 PPE 以消除或减少这些危险。

许多现有的光伏系统在没有电弧闪光危险的标签警告的情况下已经安装。工作人员需要能够进行现场评估，以确定何时需要更高类别的 PPE 来执行工作。

工作现场应配备适当的灭火器和急救用品，相关人员应接受适当的使用培训。接受过心肺复苏术（CPR）培训的人员应该随时在现场。

A4隔离程序

维护人员应了解光伏系统所有主要部件所特有的隔离程序。许多直流部件从多个电源通电，因此与更典型交流电力设施相比可能需要附加的步骤来去除危险电压。隔离程序对于大多数所有 O&M 操作是常见的，并且特定程序在第13节中定义。下面针对紧急情况总体上描述单独的一组隔离程序和注意事项。

一些测试和维护活动可能需要系统通电，而工人在设备上或附近工作。组串电压和电流测试只是两个例子。在这种情况下，使用适当的 LOTO 程序将设备与其他电源隔离对于减少安全危害仍然很重要，必须遵循适当的 PPE 要求。

A5锁定标签

锁定/挂牌（LOTO）或类似程序被设计用于确保安全工作，并且在系统维修前断电时必须严格遵守。当对带电设备进行维修或保养时，需要移除或绕过安全防护装置时，当工人必须将身体的任何部分放置在设备的操作点或存在危险能源时，都会需要在某些位置 LOTO。然而，锁的存在并不能确保在一些部件上不存在电压，原因在于当放置在阳光下时光伏组件上会出现电压。

LOTO 步骤包括：

- 1) 通知他人设备将会关闭，
- 2) 执行受控开关操作以关闭设备的电源，
- 3) 打开所有在设备的特定 LOTO 程序上识别的能量隔离装置，
- 4) 锁定和标记所有能量隔离装置，
- 5) 消散或抑制存储能量或剩余能量，
- 6) 通过试图使其循环来验证设备是否完全断电，
- 7) 通过用电压表测试电压来验证设备是否完全断电。

注意：系统的另一个推荐措施是，放置临时便携式标志，指示工作正在进行。当其他人在项目现场但不知道发生 LOTO 时，这是特别有用的。

标准的 LOTO 标签包括：

- 1) 放置 LOTO 的人的姓名和放置的日期,
- 2) 有关特定设备的关机程序的详细信息,
- 3) 所有能量源和隔离装置的列表,
- 4) 指示设备内存储电势或剩余能量的性质和大小的标签。

在维修期间放置在设备上的锁应该仅由放置它的人员移除。在重新通电设备时需要遵守安全协议, 包括通知他人系统即将通电。

A6光伏特定标志和标签

所有电路、保护装置、断路器和端子应已按照 IEC 60364 (特别是 IEC 62548) 的要求进行适当标记。相关人员应注意标志和标签提供的要求和说明。如果风化或暴露导致恶化或不可读的状况, 也必须维护或更换标志, 并且不应覆盖或涂抹标志。

附录 B

（规范性文件）

预防性维护计划示例

B1 总则

本附件使用第5章表1中的模型来描述预防性维护计划示例。该示例的目的是通过对特定的场地和系统制定详细周到维护计划来表明其中需要注意的事项。这么做的目的并不是描述系统的默认维护计划。该示例实际上代表了几个方面中的异常情况。

B2 系统描述示例

示例项目是位于经历过炎热潮湿的夏天但也受到冬天寒冷气温的地区（例如北美北部）内的大型公共设施系统。冬季低温通常低于-25摄氏度。该地点还会遭受暴雨，这可能会导致地形引起的快速洪水情况。系统在于具有农场和工业生产的农业区，并且有证据表明该农业区内的土壤具有腐蚀性化学物质。该地点不位于高地活动区或高风险区。由于设计的项目寿命长，预期在该地点有闪电活动，但是年度的发生概率不高。需要警惕啮齿动物侵入现场，该地区的一些光伏电站曾经有过此问题，但大多数没有。

该系统利用 N-S 轴跟踪，并且在具有户外集中式逆变器和中压变压器的标准化2MW 交流基座处收集电能。直流电路阵列功能性地接地，并且逆变器接地故障检测不包括对绝缘电阻的定期检查。在现场使用的光伏组件的模型应没有显著的微裂纹或蜗牛纹痕迹的历史。电站的一个短边位于具有幼树的森林附近，并且预期这些树将在它们长大后对一个或两个阵列造成阴影。

项目监控系统测量每个汇流箱的电流和电压（每个汇流箱约12-15个串）以及所有逆变器功率参数。不监视组串级别的电流。有至少3个气象站，可以进行水平和平面阵列辐照度测量、环境温度测量、风速测量和样品组件背面热电偶测量。没有污染监测站。该项目具有性能保证，在前五年的运行中执行特定维护任务。

表 C1XYZ 电站的预防性维护计划

部件/任务		维护程序间隔	间隔基础
组件			
	检查是否有裂纹、脱胶、断裂、烧伤痕迹	雷击事件触发，电站样品各部分的5年检查	具有频繁闪电或大风的活动区域，附近有施工活动的区域，具有老化系统的区域（在分层的情况下）。
	检查微裂纹或“蜗牛纹”	在发电1年后检查样品阵列。此后进行5年检查或根据需要进行调整。	产品有微裂纹的历史。组件具有雪和风力影响的地点。在高湿度区域中的影响可能更大。
	检查土壤或粪便是否过量积聚	1-5年检查由于附近的农场准备和收获活动的污染。确定雨是否足够。	场地容易受到高度污染例如鸟粪污染等的场所。
	接线盒的热成像、电池片变	在雷暴事件后发生了二极管故障时。其他事件	大型发电厂的一般方法（例如使用空间成像）。易受雷电影响的地方，例如用于旁

	化、内部连接、局部操作。	触发诊断。无定期要求。	路二极管诊断的地方。为了确保高辐照度例如夏季要测试季节性偏差。
	连接器检查 - 外表损坏、样品气密性	对阵列样品电路的5年检查。	连接器暴露于大风或其他移动或应变源的场所。使用不同制造商的连接器的场所。
	对阻性连接、破裂或接线受损的组件成像	由性能问题或其他外部故障触发。	仅基于状况，除非系统具有连接器问题的历史，并且不包括电弧连接故障和/或敏感的接地故障检测。
阵列			
	阵列下面的碎片或堆积物	雨季后的年检。	对于地面安装的发电厂，在施工或大量维护活动后进行。考虑来自风或其他来源的其他类型的杂物。
	阵列下面的动物或害虫侵染	对1-5年的年度检查，随后根据需要进行修改。	取决于现场条件，以及是否对接线或设备有潜在影响。可能是季节性的，取决于动物，例如在春天筑巢。
	定期的绝缘电阻测试	逆变器汇流箱处的年度绝缘电阻测试。	对于具有功能接地阵列的系统，在有故障历史或易受损坏的位置进行周期性测试，也可结合周期性逆变器检查情况进行测试
	在调试期间跟踪基准的阴影源	3年后检查受到树木生长影响的阵列。基于性能进行检查。无其他定期措施。	根据诊断性能故障的需要。可用于在相邻生长的树木的站点和/或性能降低等方面作为预防措施。
	用于基准比较的组串 Voc 测量	为符合性能保证，在第1-5年，每年测量2%的电站组串。此后仅由性能或故障触发。	根据性能或故障排除的需要；或在需要降低性能基准的地方。
	用于基准比较的组串电流测量	为符合性能保证，在第1-5年，每年测量2%的电站组串。此后仅由性能或故障触发。	
	组串 IV 曲线性能基准比较，ID 故障	为符合性能保证，在第1-5年，每年测量1%的电站组串。此后仅由性能或故障触发。	替代组串 V/I 检查；特别适用于组串性能的高级诊断。
	植被管理 - 切割、去除、减少	根据需要在春天后期进行年度检查和管理。	高度依赖地点和季节，如果需要的话。基于现场审查或第一年的操作；用以确保性能、保护设备或两者兼有。
逆变器			
	逆变器灯和显示屏的视觉提示	对于远程监控系统不适用。	用于检查小系统，包括非专业人员，或用于故障排除的人
	逆变器外壳检查-外部	由于腐蚀性环境，所以在第1-5年每年进行检查。之后根据经验进行调整。	偶尔发生或作为逆变器制造指定间隔的一部分。在具有腐蚀性环境的场所更频繁。
	逆变器内部（水、灰尘、啮齿动物）	由局部洪水引起的事件。	偶尔发生，除了在啮齿动物问题发生的场所，或在连接管道中有大雨、洪水或冷凝的历史的场所。

	逆变器内部 - 现场端子上的扭矩标记、燃烧标记	每个逆变器在1年后开始检查扭矩。此后由事件触发。	用于故障排除或作为逆变器制造商指定间隔的一部分。可能在前1-2年间具有更频繁的间隔。
	定期维护 - 制造商指定	按规定	按规定
	外壳		
	电气外壳可接近性（固定）	在外壳处 N / A。工厂安全常规检查现场进入（锁门）	建议在高风险或接触的場所进行定期检查；例如学校、公共建筑物或公园等。
	外壳腐蚀情况	由于腐蚀性环境，在第1-5年每年进行检查。之后根据经验调整。	偶尔发生，除了在有腐蚀性环境的现场之外。
	CB /开关		
	检查现场接线端的扭矩标记	在第1年检查扭矩标记，然后每5年检查一次。	按照每个制造商/供应商的建议。可能只在第一年进行。
	寻找碎片、水的痕迹	事件由局部洪水引起。	在发生大雨或洪水的地方，或存在相当大的风吹碎片的地方。在易受高冷凝影响的地方。
	端子、板、保险丝座上的烧伤/电弧变色	事件由闪电风暴、发现保险丝或旁路二极管故障引起。	具有高闪电活动或类似问题的历史的地点。
	接触表面上的灰尘沉积	在第一年的春季和秋季与农业活动相符地进行检查；之后根据经验进行修改。	易受风驱灰尘或其他颗粒物影响的场所。
	接线电阻的热图像检查	在第1-5年每年对样品汇流箱进行检查。此后每5年进行检查。	基于气候考虑，在具有高热循环、材料膨胀性质的场所。查看检查的地点是否存在有问题的历史。
	根据需要重新生成现场或工厂端子的扭矩	在第一年，基于上述热成像的结果触发的事件。	按照每个制造商/供应商的建议，可能只在第一年，检查终端和连接。
	外壳腐蚀或劣化	由于腐蚀性环境，所以第1-5年每年检查。之后根据经验调整。	
	腐蚀/劣化：为保持外壳完整性而进行修理	根据需要	在具有高湿度、高含盐量（海洋）、高腐蚀性环境（如化学或农业工业）的地方。
	腐蚀/劣化：修复外壳接地接线	根据需要	
	腐蚀/劣化：修理外壳铰链、锁定机构等	根据需要	
	腐蚀/劣化：应用密封剂、进行清洁、修补	根据需要	
	水侵入：密封或转移源头、	根据需要	在发生大雨或洪水的地方

	排水管接头		
	水侵入：更换垫圈	根据需要	
	杂物/啮齿动物：移除并密封	根据需要	易受风吹杂物影响或具有啮齿动物和其他有害生物活动的场所。
	每年生产日期 检查断路器操作、润滑机构	每3年由制造商推荐	根据制造商的建议或基于现场性能数据进行。
	保险丝更换	根据需要。检查10年后相对于基准的样品电阻，以测量是否由于老化而进行替换。	为避免由于老化引起的故障而更换。
接线			
	组件/线路接线安全，无磨损、尖锐的磨损表面	第1-5年每年检查样品。之后根据经验调整。	在接线暴露于大风或其他移动源或应变源的地方。
	组件/线路布线无尖锐、磨损性表面、夹点	第1-5年每年检查样品。之后根据经验调整。	在布线暴露于运动源或应变源、沿着结构和跟踪器安装，并且更少地在电线槽中的地方。
	弦线断裂或损坏、导体的冲击	每3年进行或根据需要更频繁。	在高度依赖扎带支撑、电缆束的装载等的场所。
	子阵列电缆在外壳、过渡段、暴露位置处的磨损迹象。	1年后对样品进行检查。	在子阵列电缆弯曲紧密或异常暴露的位置。（在表外需要注意，在施工后应确定一些时间以解决安装问题，不是必须在设计阶段确定问题。而且，还需要考虑由于设备老化而导致的计划调整）。
	定期绝缘电阻测试	逆变器汇流箱处的年度绝缘电阻测试。	对于功能接地的系统，在逆变器不提供定期的绝缘电阻检查的场所：在由于岩石或较少过滤土壤的地方，有接地故障史的地方，人们认为直接埋地电缆更容易受影响。
线槽			
	导管/桥架、衬套、垫圈、接头、磨损、腐蚀	由于腐蚀性环境，第1-5年每年检查。之后根据经验进行调整。	系统由于高载荷、材料选择、设计余量等出现应力。 高腐蚀区域中的系统。
	桥架：取下桥架盖以检查排布、完整性、啮齿动物/进入	第1-5年进行年度检查（以确定啮齿动物影响），随后根据需要进行修改。	易受啮齿动物侵入或热膨胀过度运动或支撑不足的系统。
	膨胀接头完好（如适用）	N/A	使用膨胀接头对与电气外壳的机械连接的完整性至关重要的。线槽是长距离且无分离的形式。
接地			
	地线连接 - 外壳、结构、框	由于腐蚀性环境，所以第1-5年每年检查样品。	在接线容易受到风、腐蚀、啮齿动物、不同材料老化、大风暴活动等削弱的场所

	架、电线垫	之后根据经验调整。	
	接地系统连续性测试	由于腐蚀性环境，所以第1-5年每年检查样品。之后根据经验调整。	
	接地线 - 重新拧紧或更换	根据需要	
	如果用于接地路径，则需要检查线槽配件和连接强度。	由于腐蚀性环境，所以第1-5年每年检查样品。之后根据经验调整。	
安装系统			
	支架锈蚀、腐蚀、下垂、变形、断裂、螺栓松动	由于腐蚀性环境，所以第1-5年每年检查样品。之后根据经验调整。	由于高载荷、材料选择而出现应力的系统。在大风或高腐蚀性区域中的系统。
	由于沉降、膨胀土、冻胀等引起的运动	第1-5年每年在春季开始时检查冻结潜伏期，此后每3年检查一次，或检查由事件触发。	严冬温度可能导致霜冻的地方，或者土壤条件更容易沉降的地方。
	基坑侵蚀	由于腐蚀性环境，所以第1-5年每年检查样品。之后根据经验调整。	
	灌木/植被干扰系统	在晚春进行年度检查，根据需要管理。	具有显著植被生长和管理要求的地点。
跟踪器			
	跟踪器失效	由性能触发。包括目视检查与其他项目第1 - 5年的检查。	一般由性能触发，除非存在产品具体故障历史或地点具体故障历史的问题。
	定期维护 - 制造商指定	制造商指定的3年检查。	由制造商指定，或根据现场历史认为必要。
基座			
	逆变器/电基座开裂/磨损/破坏	由于霜冻和暴雨进行的年度检查	在土壤不稳定、大雨和洪水区或地震活动、或发生沉降的地点最相关。
	逆变器/垫片螺栓完好（不松动/损坏）	在第1-5年进行年度检查，此后每5年进行检查。	膨胀土，冻胀等。
屋顶			
	充分排水，无堵塞或汇集	N / A	屋顶充分倾斜且与排水情况一致的程度，来自树木或其他来源的风吹杂物的程度。
	在屋顶阵列中的植被生长	N / A	一般取决于系统（产品或屋顶）类型和气候。
	屋顶水密性	N / A	一般由事件触发，但可能取决于屋顶的年龄和强度或以前的问题历史。
	新的遮光物品 - 例如卫星天线	N / A	在需要树木修剪以防止过度阴影时最相关。添加到商业系统以及有时添加到住宅系统的卫星或其他设备。
杂项			
	逆变器位置处	雨季后的年检。	高于平均建筑、升级或其他维护活动的场

	的杂物或存堆积品		所。
	识别缺失、褪色或其他不可用的标志或标语牌	雨季后在样品逆变器基座和汇流箱处进行年检。	高热和高日照区域，使用质量较差的标志材料等。
	如果使用喷头，应检查水中是否没有腐蚀诱导矿物质	N / A	通常不是持续的，但在需要更换过滤器的地方需要。
天气/数据部件			
	传感器对准，清洁度，气流	第1-5年6个月进行辐照传感器清洁，此后每年进行年检	取决于性能跟踪要求、现场条件污染、杂物等
	DAS 的定期维护	按照制造商定义的2年维护协议	由制造商指定或基于现场历史记录。
	定期校准	2年重新校准/替换辐照度计。制造商要求的其他设备。	
阵列清洁			
	阵列/组件清洁	第1-5年检查由于附近的农场准备和收获活动引起的污染。确定是否足以受到雨水污染。损失预计为每年3%。	进行成本/效益分析、考虑现场条件、污染的水平 and 类型、对性能的季节性影响、清洁成本等。

附录 C

（规范性文件）

光伏系统运行

该标准没有对光伏电站或电站发电设备进行完整运行处理所需的技术方面、业务操作方面及管理方面的过程和协议进行说明。然而，对操作功能进行定义是很重要的。

光伏系统运行需要：

a) 管理；确保有效实施和控制操作及维护活动包括：存档完工图纸、设备清单、所有者和操作手册、保修；保持业绩的记录和运行及维护措施的记录；挑选运维人员的工作范围和选择标准；与供应商和服务提供商的合同；编制预算，确保运行和维护活动的资金和应急计划；批准工作和处理发票。将人身安全与设施安全性集成，或如果可以则单独提供。

b) 开展业务；确保高效、安全和可靠的过程操作，包括经济 NPV / ROI 决策支持；维护程序、协议、指标、指标和文档。作为光伏系统操作人员的联系人，与其他人协调系统操作和任何必要的关机。提供关于在早晨或傍晚时间安排的定义的工作任务的说明，以避免发电损失、电气危险、热应激和局部接触。提供有关进入路线、存储和设置区域以及可在不影响设施任务的情况下进行工作的时间方面的说明。

c) 执行工作的规定和指示，并确保安全有效地进行维护，包括安全政策的正规化和执行，包括直流和交流安全培训、屋顶安全（如果是屋顶系统）、最小人员数量、电弧闪光、锁定标签等）。确保遵守关于处理受控物质（如除草剂和杀虫剂）的任何环境或设施层面政策。

d) 持续评估和提供足够的设备状态控制 - 监测、报警、分析以了解所有设备的状态，以支持业务决策，并根据经济效益优化监测决议。将系统监控的结果与基准预期进行比较，并向电站的利益相关者推送报告。

e) 设计和维护操作员知识、协议、文件和培训，以确保操作员的知识和能力可以支持电站的安全可靠运行。确认并强制服务提供商的资格。

用于驱动超出本规范范围的维护决策的操作功能示例：

1. 与预测、并网驱动削减和由系统状态以外的因素驱动的操作考虑相关的操作不在本规范中。
2. 本规范中未说明电能传输以外的服务（电压调节，功率因数校正等）。
3. 工作控制系统：以有效和安全的方式控制维护的性能，以优化经济、安全性和可靠的工厂操作。
4. 政策制定，如考虑预算和成本效益，对工作指南预防性维护和纠正性维护优化以及详细规划。

5. 系统设计或操作升级，如对1轴跟踪器进行重新编程，以在阴天保持在水平位置，从而更好地捕获漫射光。