

中国质量认证中心认证技术规范

CQC3321-2015

并网光伏电站性能检测与质量 评估技术规范

Guideline of Performance Testing and Quality Assessment for Grid-connected PV
Power Plants

2015-03-16 发布

2015-03-16 实施

中国质量认证中心 发布

目 录

前 言	II
1 范围	3
2 规范性引用文件	3
3 术语和定义	4
4 实时参数监测、处理和存储	6
4.1 采样、存储、报表	6
4.2 气象环境参数	6
4.3 电气参数的检测	7
4.3.1 直流电压、电流和功率的监测	7
4.3.2 交流电压、电流和功率的监测	7
4.3.3 电能质量和功率因数的监测	8
4.4 无效数据处理	8
4.5 测试基准	8
4.5.1 光伏组件功率基准	8
4.5.2 积尘遮挡基准	8
5 文件和资料收集	9
5.1 文件收集	9
5.2 运行数据收集	9
6 光伏电站总体性能评估	9
6.1 一般要求	9
6.2 数据要求	9
6.3 光伏电站能效比 (PR)	10
6.4 光伏电站标准能效比 PR _{stc}	10
7 现场检测规则	10
7.1 抽样原则	10
7.1.1 采用集中逆变器的光伏电站抽样原则	10
7.1.2 采用组串逆变器的光伏电站抽样原则	11
7.2 检测基本条件和修正原则	12
7.3 光强和结温的测量和修正	12
7.3.1 光强的测量和修正	12
7.3.2 温度的测量和修正	13
7.4 电流、电压和功率的修正计算公式	13
8 光伏电站质量检查	14
8.1 一般要求	14
8.2 实际安装功率核查	14
8.3 光伏容量和逆变器容量配比核查	14
8.4 光伏组件目测质量核查	14
8.5 支架安装形式, 支架材料, 防腐蚀措施和质量	15
8.6 方阵基础形式	16
8.7 光伏阵列排列方式和安装质量	16
8.8 直流电缆质量	16

8.8 电缆铺设质量.....	16
8.10 汇流箱的安装位置、安装质量和功能.....	17
8.11 汇流箱内正负极间的电气间隙/爬电距离.....	17
8.12 逆变器安装集中度, 机房的安装位置, 通风条件 and 建设质量.....	17
8.13 变压器的类型、安装位置和安装质量.....	17
8.14 防雷接地安装方式和安装质量.....	17
8.15 电站围栏形式、高度和建设质量.....	17
8.16 光伏方阵清洗方案和用水量.....	17
8.17 环境评估.....	17
8.18 标识检查.....	18
9 光伏电站性能测试.....	18
9.2 光伏组件红外 (IR) 扫描检查.....	18
9.3 光伏系统污渍和灰尘遮挡损失.....	18
9.4 光伏阵列温升损失.....	19
9.5 光伏组件功率衰减.....	20
9.6 光伏组件的电致发光 (EL) 检测 (可选).....	21
9.7 光伏系统串并联失配损失.....	21
9.7.2 组串内光伏组件的串联失配损失.....	21
9.7.3 多个组串并联的失配损失.....	22
9.7.4 多个汇流箱并联的失配损失.....	22
9.7.5 各组串到组串逆变器的并联失配.....	22
9.8 直流线损.....	23
9.8.2 光伏组串到汇流箱的直流线损.....	23
9.8.3 汇流箱到逆变器的直流线损.....	24
9.8.4 光伏组串到组串逆变器的直流线损.....	25
9.9 光伏阵列之间遮挡损失.....	26
9.10 交流线损.....	26
9.10.1 采用集中逆变器的交流线损.....	26
9.10.2 采用组串逆变器的交流线损.....	26
9.11 逆变器效率.....	27
9.12 逆变器 MPPT 效率 (可选).....	28
9.13 就地升压变压器效率.....	28
9.14 光伏方阵绝缘性.....	30
9.15 接地连续性检测.....	30
9.16 电网接入性能测试.....	31
9.16.2 有功/无功功率控制能力.....	32
9.16.3 防孤岛.....	32
9.16.4 低电压穿越 (输电网接入时检测, 可选).....	32
9.16.5 电压/频率适应能力验证 (输电网接入时检测, 可选).....	32
10 检测结果汇总.....	32
11 光伏电站性能检测及质量评估报告样本.....	34
附件 1: 光伏电站性能检测和质量评估检查/测试流程.....	35
附件 2 光伏电站数据监测系统数据存储格式.....	38
附件 3 光伏电站基本信息表.....	43

前 言

为推动我国光伏产业的健康发展，合理设置并网光伏电站的监测系统，规范并网光伏电站技术性能检测，科学评价并网光伏电站质量，为光伏电站的质量监管、达标投产、运行维护，以及电站的产权交易、股权融资、质量担保提供依据，特起草本认证规范，规范并网光伏电站的性能监测、现场检测、质量评估和试验方法。

本技术规范由中国质量认证中心提出并归口。

本技术规范主要起草单位：中国科学院电工研究所、中国质量认证中心、北京科诺伟业科技有限公司、北京计科电可再生能源技术开发中心、中国科学院太阳光伏发电系统和风力发电系统质量检测中心，华为技术有限公司、中科恒源科技股份有限公司、北京恒源天泰能源科技有限公司。

本技术规范主要起草人：许洪华、王斯成、邢合萍、吕芳、翟永辉、康巍、桑识字、张烨、李海玲、邹新京、高拥兵、刘云峰、施江锋、李江勇、常东来、张晶、王鹏。



并网光伏电站性能检测与质量评估技术规范

1 范围

本标准规定了并网光伏电站性能检测和质量评估相关的定义、技术要求、试验方法和判定原则。

本标准适用于并网型光伏电站，分布式光伏系统、包括与建筑结合的光伏发电系统可参照执行。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB/T 6495.3-1996 地面用光伏器件的测量原理及标准光谱辐照度数据

GB/T 6495.10-2012 光伏器件第10部分 线性特性测量方法

GB/T 9535-1998 地面用晶体硅光伏组件—设计鉴定和定型

GB/T 17949.1-2000 接地系统的土壤电阻率、接地阻抗和地面电位测量导则 第1部分：常规测量

GB/T 18210-2000 晶体硅光伏(PV)方阵I-V特性的现场测量

GB/T 19964-2012 光伏电站接入电力系统技术规定

GB/T 20513-2006 光伏系统性能监测-测量、数据交换和分析导则

GB/T 29196-2012 独立光伏系统 技术规范

GB/T 29319-2012 光伏发电系统接入配电网技术规定

GB 50797-2012 光伏发电站设计规范

NB/T 32004-2013 光伏发电并网逆变器技术规范

JGJ 203-2010 民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范

JGJ/T 264-2012 光伏建筑一体化系统运行与维护规范

IEC 61724-1998 光电系统性能监测--测量,数据交换和分析指南(Photovoltaic system performance monitoring –Guidelines for measurement, data exchange and analysis)

IEC 61730-2-2004 光伏(PV)组件的安全鉴定--第2部分:测试要求(Photovoltaic (PV) module safety qualification –Part 2: Requirements for testing)

IEC 61829-1995 晶体硅光伏方阵 I-V 特性现场测量(Photovoltaic (PV) Array – On-site measurement of I-V characteristics)

IEC 62446-2009 并网光伏系统--系统文件、投运测试和检查的最低要求(Grid connected photovoltaic systems – Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection)

IEC 62548-2014 光电(PV)阵列--设计要求(PV Arrays-Design requirements)

EN 50530: 2010 与电网连接的光伏换流器的总效率 (Overall efficiency of grid connected photovoltaic inverters)

光伏制造行业规范条件（工业和信息化部，2013年第47号文）

3 术语和定义

3.1 质量评估周期 quality assessment duration

评估质量的时间间隔。质量评估周期的单位可以是天、周、月或年。光伏电站的质量评估周期一般取一年。用 τ 表示。

3.2 水平面太阳能总辐照度 horizontal solar Irradiance

水平面上的太阳能总辐射强度，用 G_h 表示，单位： $\text{kW}\cdot\text{m}^{-2}$ 。

3.3 光伏方阵面辐照度 in plane solar irradiance

光伏方阵倾斜面上的太阳能总辐射强度，用 G_i 表示，单位： $\text{kW}\cdot\text{m}^{-2}$ 。

3.4 辐射量 solar irradiation

评估周期内辐照度对时间的积分，水平面辐射量用 H_h 表示，光伏方阵面辐射量用 H_i 表示，单位： $\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\tau^{-1}$ 。

3.5 环境温度 ambient air temperature

将温度传感器放置在避免辐照且空气流通防护罩内测量到的温度，用 T_{amb} 表示，单位： $^{\circ}\text{C}$ 。

3.6 光伏组件温度 PV module temperature

将温度传感器放置在光伏组件背面测量得到的温度，用 T_{mod} 表示，单位： $^{\circ}\text{C}$ 。

3.7 光伏电池结温 PV cell junction temperature

光伏电池P-N结的温度，用 T_{cell} 表示，单位： $^{\circ}\text{C}$ 。做温度修正时，应以光伏电池结温为参考条件。电池结温是环境温度、风速和辐照度的函数。

3.8 标准测试条件 standard test condition (STC)

总辐照度 1000 W/m^2 ，电池温度 25°C ，GB/T 6495.3-1996 的AM1.5标准太阳光谱辐照度分布。

3.9 正常工作条件 normal operating condition (NOC)

- 倾角：与水平面夹角 45°
- 总辐照度： 800 W/m^2
- 环境温度： 20°C
- 风速： 1 m/s
- 电负荷：零(开路)

3.10 正常工作条件下光伏电池温度 normal operating cell temperature (NOCT)

3.9术语条件下的光伏电池温度，通过检测认证的光伏组件都有该参数（GB/T 9535-1998）。

3.11 修正光伏电参数 adjusted PV electric parameters

将实际测量电参数修正到统一参考条件（光强、温度等），电参数包括电压、电流和功率。

3.12 光伏组件衰降率 degradation of PV module

光伏组件初始STC标称功率与评估时实测修正STC标称功率之差与光伏组件初始STC标称功率的比值，用百分比表示。

初始功率可以是预留基准光伏组件的初始功率，也可以是光伏组件的标牌功率。

3.13 积尘遮挡损失 soiling losses

光伏组件由于灰尘或污渍遮挡造成的损失，用SL表示。单片光伏电池的短路电流与积尘程度成反比，即与辐照度成正比。

3.14 失配损失 mismatch losses

失配损失包括光伏组串内所有光伏组件的串联失配损失、光伏组串的并联失配损失以及汇流箱的并联失配损失（组串逆变器电站不存在此项）。

光伏组串中所有串联组件最大修正功率的代数和与光伏组串实际工作修正功率的差值与所有组件最大修正功率代数和之比值称作光伏组件的串联失配损失，用百分比表示。

并联回路中所有光伏组串的最大修正功率之和与该并联回路的实际工作修正功率的差值与所有组串最大修正功率代数和之比值称作光伏组串的并联失配损失，用百分比表示。

逆变器MPPT通道中所有并联汇流箱的最大修正功率之和与该通道的实际工作修正功率的差值与所有汇流箱最大修正功率代数和之比值称作汇流箱的并联失配损失，用百分比表示。

3.15 直流线损 DC cable loses

一条直流线路的电压降与该条直流线路的入口电压的比值，用百分比表示。

3.16 交流线损 AC cable loses

一条交流线路的电压降与该条交流线路的入口电压的比值，用百分比表示。

3.17 逆变器效率 inverter efficiency

任意时刻逆变器输出功率与输入功率的比值，或某一时段输出能量与输入能量的比值，用百分比表示。

3.18 逆变器加权效率 weighted efficiency of inverter

逆变器不同负载率出现的几率，即加权系数，与该负载率条件下逆变器效率的乘积之和。加权系数与当地光照资源相关，因此逆变器的加权效率依资源区不同而不同，如欧洲效率，加州效率等，中国有4类光照资源区，加权系数应根据当地多年不同辐照度出现的几率设定。国际上已经公布的逆变器加权效率计算公式如下：

欧洲效率： $\eta_{\text{euro}} = 0.03\eta_{5\%} + 0.06\eta_{10\%} + 0.13\eta_{20\%} + 0.10\eta_{30\%} + 0.48\eta_{50\%} + 0.20\eta_{100\%}$

加州CEC效率： $\eta_{\text{cec}} = 0.04\eta_{10\%} + 0.05\eta_{20\%} + 0.12\eta_{30\%} + 0.21\eta_{50\%} + 0.53\eta_{75\%} + 0.05\eta_{100\%}$

3.19 最大功率点跟踪 Maximum Power Point Tracking (MPPT)

使光伏组件、组串或光伏方阵始终工作在最大功率点（或附近）的控制策略或控制方法。

3.20 光伏方阵额定功率 PV array rated power

光伏方阵额定功率是组成方阵的所有组件在标准测试条件下的功率之和，用 P_0 表示，单位：kWp。采用时必须指定如下三种定义之一：

所有组件初始STC下实测功率之和；

所有组件标签功率之和；

所有组件含误差的标签功率之和。

3.21 光伏电站发电量 net energy to utility grid

评估周期内光伏电站并网计量点的发电量，用 E 表示，单位：kWh/τ。

3.22 光伏等效利用小时数 equivalent utilization hours

光伏电站发电量除以光伏方阵额定功率，用 Y_f 表示，单位是h/T，是评估周期内基于光伏额定功率的发电小时数。数学表达式： $Y_f = E/P_0$

3.23 峰值日照时数 solar peak hours

光伏方阵面辐射量 H_i 除以标准测试条件辐照度 G_{stc} （1000W/m²），单位：h，是标准辐照度条件下的日照小时数。数学表达式： $Y_r = H_i/G_{\text{stc}}$

3.24 能效比参数集 performance ratio matrix

是光伏等效利用小时数与峰值日照时数的比值，用百分比表示，是评估光伏电站质量的综合性指标。数学表达式： $PR = Y_f / Y_r = (E/P_0)/(H_i/G_{\text{stc}})$ 。

PR还可以表示为光伏电站发电量与基于光伏方阵额定功率的直流发电量的比值： $E/(P_0 \cdot (H_i/G_{\text{stc}}))$ ，因此，性能比还可以定义为光伏电站综合能量效率，即输出能量与输入能量的比值。

不同的能效比具有不同的含义：

PR：一般意义的能效比，适合于任意评估时段；

PR annual：年能效比，评估周期为1年，不考虑温度差异的影响；

PR annual-eq：年平均温度能效比，将不同季节的能效比修正到全年工作时段平均结温，排除了季节温度差异的影响，用于比较同一光伏电站不同季节的质量；

PR_{STC}：标准能效比，将不同气候区的能效比修正到标准结温（25℃），排除了不同气候区温度差异的影响，用于比较不同气候区光伏电站的质量。由于修正到25℃结温会带来较大的修正误差，也可以修正到接近实测结温的同一参考温度。

4 实时参数监测、处理和存储

4.1 采样、存储、报表

- 采样周期：5秒
- 存储周期：5分钟
- 报表周期：小时，日，月，年
- 时间基准：当地标准时间，不允许采用夏令时和太阳时
- 适用性：上述规定适用于所有气象环境参数和电参数

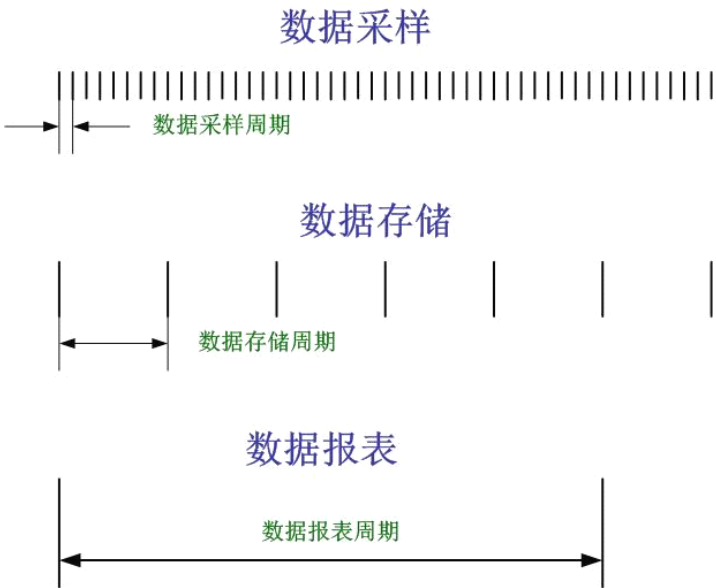


图1 关于数据采样、存储和报表的图解

4.2 气象环境参数

4.2.1 太阳辐照度

系统应当具有水平面辐照度和方阵面辐照度的实时测量，辐照度传感器的光谱范围：300～3000nm，测量范围：0～2000 W/m²。太阳辐射的测量可以选用总辐射计，也可以选用标准电池，测量误差：≤3%。为了更好地比对二者之间的差异，建议同时采用2种辐射测量设备。测量设备应在计量合格有效期内，总辐射计和标准电池宜每周清洁一次。监测系统应将辐照度数据对时间积分，自动处理成给定时间内的太阳辐射量。

4.2.2 环境温度

环境温度测量应避免阳光直射，且保持空气流通。测量范围：-40℃～80℃，测量精度：≤±1℃，测量重复精度：≤±0.5℃。测量设备应在计量合格有效期内。采样周期5秒，存储周期为5分钟，存储数据为：5min平均值；环境温度输出报表数据至少包括：小时温度值；每日最高、最低和平均温度；每月最高、最低和平均温度；每年最高、最低和平均温度。

4.2.3 光伏组件温度和电池结温

光伏组件温度 T_{mod} 通过粘贴在组件背后的温度传感器测量，传感器的位置选择按照GB/T 18210-2000（晶体硅光伏(PV)方阵I-V特性的现场测量）的要求进行。对于不同类型的组件，每一种组件至少安装一套组件温度测量装置。测量范围： $-40^{\circ}\text{C}\sim 80^{\circ}\text{C}$ ，测量精度： $\pm 1^{\circ}\text{C}$ ，测量重复精度： $\pm 0.5^{\circ}\text{C}$ 。测量传感器应在计量合格有效期内。要求温度传感器与组件之间具有良好的热传导，热导率应达到 $500\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ 或更高。注意温度传感器的安装不应影响前面电池的温度，这可以在粘贴温度传感器时，通过红外摄像机同步观测方阵前表面温度的变化。

如果没有更为精确的方法监测光伏电池的结温时，可以通过测试得到的光伏组件温度简单推算光伏电池结温。按照光伏电池结温在光强 $1000\text{W}/\text{m}^2$ 时比实测组件温度高 2°C ，光强变化对结温的影响按照线性处理。

组件温度和电池结温输出报表数据：只需要工作时段（光伏电站从发电到停止发电的时段）结温：小时值；每日最高、最低和平均值；每月最高、最低和平均值；每年最高、最低和平均值。

4.2.4 风速/风向测量

光伏电站应安装风速和风向监测装置。风速检测范围： $0\sim 35\text{ m/s}$ ，风速 $\leq 5\text{m/s}$ 时，测量误差 $\leq 0.5\text{ m/s}$ ；风速 5 m/s 时，测量误差 $\leq 10\%$ 。风向检测范围： $0\sim 360^{\circ}$ ，风向检测精度： $\pm 5^{\circ}$ 。风速风向计应在计量合格有效期内。采样周期5秒，存储周期为5分钟平均值。输出报表数据至少包括：每半小时纪录一次的风速/风向；每日平均风速和最大风速；每月平均风速和最大风速；每年平均风速和最大风速。

4.2.5 环境气象参数监测系统的数量

监测系统的安装数量和安装位置依据具体项目而定，原则是要能够代表整个光伏电站范围内的气象环境条件。每个光伏电站至少安装1套环境气象参数监测系统，有条件时每20MW安装一套。

4.2.6 气象环境数据的存储格式

数据格式见附件2中表1。

4.3 电气参数的检测

4.3.1 直流电压、电流和功率的监测

如果采用监控到光伏组串的智能汇流箱，监测点包括：每一光伏组串的输出电流、电压和功率；汇流箱的输出电流、电压和功率；直流配电柜中每路汇流箱的输入电流、电压和功率；以及逆变器的输入电流、电压和功率。如果采用普通汇流箱，则监测点包括：每一个汇流箱的输出电流、电压和功率；直流配电柜中每路汇流箱的输入电流、电压和功率；以及逆变器的输入电流、电压和功率。电流和电压的量程不得低于最高值的1.2倍，但也不要超过最高值的2倍。应依据现场监测时段可能的最大辐照度和最低组件温度设定电流和电压最高值，不同地点最高值会有所不同。监测误差：直流电压 $\leq 1.0\%$ ，直流电流 $\leq 1.0\%$ ，直流功率 $\leq 2.0\%$ 。

直流监测数据的数据格式见附件2中表2。

采用组串逆变器的光伏电站直流参数监测点应根据实际情况设置。

4.3.2 交流电压、电流和功率的监测

监测点包括：每台逆变器的输出电流、电压和功率；交流配电柜的输入电流、电压和功率；变压器（就地升压变压器，以下同）的输入电流、电压和功率，以及并网计费点的电流、电压和功率。电流和电压的量程不得低于最高值的1.2倍，但也不要超过最高值的2倍。应依据现场监测时段可能的最大辐照度和最低组件温度设定电流和电压最高值，不同地点最高值会有所不同。监测误差：交流电压 $\leq 0.5\%$ ，交流电流 $\leq 0.5\%$ ，交流功率 $\leq 1.0\%$ 。

交流测监测数据的数据格式见附件2中表3。

4.3.3 电能质量和功率因数的监测

电能质量（电压偏离、频率偏移、谐波和闪变、三相不平衡等）和功率因数（有功功率、无功功率、功率因数）的实时监测应根据电网企业的要求设置。

4.4 无效数据处理

监测系统采集的数据有可能是无效数据，应当去除。下表4规定了数据的有效范围和无效数据的类型：

表4 有效数据范围及无效数据说明

监测数据	辐照度 (W/m ²)	环境温度(°境)	组件温度 (°C)	风速 (m·s ⁻¹)
有效数据范围	0 ~ 1300	-40 ~ +50	-40 ~ +80	0 ~ 40
监测数据	电流 (A)	电压 (V)	功率 (W)	积尘损失 (%)
有效数据范围	0 ~ 额定值+30%	0 ~ 额定值 + 10%	0 ~ 额定值 + 30%	0 ~ 100
无效数据	数据固定在一个值，数据缺失，超有效范围的数据。			
无效的突变数据	在气象环境参数稳定条件下，电气参数有超过20%的突变。			

4.5 测试基准

4.5.1 光伏组件功率基准

对于新建光伏电站，应对不同类型、不同厂家和不同型号的组件各选取至少2块实际运行的组件作为功率基准，安装时应对预留基准组件做好标记，还必须预留该组件出厂时在标准测试条件下的I-V特性和电气参数（Voc、Isc、Vm、Im、Pm、 α 、 β 、 δ 、NOCT）（参数说明见5.13））。

组件功率衰减测试的参考值为预留基准组件的出厂原始参数。

4.5.2 积尘遮挡基准

光伏电站安装时应预留积尘遮挡损失基准片，由于光伏组件工作电流受多种因素影响，不能很好反应污渍遮挡损失，所以不应采用工作状态下的光伏组件来检测积尘遮挡损失。建议采用封装好的单片电池组件进行监测，光伏电池的短路电流与辐照度成正比，与积尘遮挡成反比（基准片光强与短路电流的线性关系应符合GB/T 6495.10-2012的定义），事先应在特定温度下测量得到清洁状态下该基准片的短路电流与辐照度的关系，并存入监控系统。将相同辐照度条件下短路电流下降的比例作为积尘遮挡损失值。可以设定需要清洗的判定指标，如**3%**，即当积

尘遮挡损失达到**3%**时，即自动通知值守人员电站需要清洗。为了排除光伏基准片的衰减影响，每次清洗组件，同时清洗基准片，并同时自动重新校准特定温度下辐照度与短路电流的相关性（取对应辐照度下的短路电流与坐标零点做出相关性直线），并自动更新为新的参考值。

基准片的安装应与光伏阵列**共平面**，同时采样基准片的背温（光伏组件背温与结温的换算以及温度修正见7.3.2节），积尘损失（Soiling Losses - SL）的计算公式： $SL = (I_{sc} - I_{scs})/I_{sc} \times 100\%$

I_{sc} ：基准片清洁时特定光强温度下的短路电流；

I_{scs} ：基准片积尘时特定光强温度下的短路电流。

在当地太阳时中午前、后2小时内每5分钟测试一个值，4小时内所有有效数据取平均值作为当日的积尘损失。

积尘基准片的安装数量和安装位置依具体项目而定，原则是基准片的监测数据应能代表整个光伏电站的积尘水平，**5MW**以上的光伏电站最少安装**2块**积尘监测基准片。

5 文件和资料收集

5.1 文件收集

- 1) 光伏电站电气连接图；
- 2) 光伏电站平面布置图；
- 3) 不同类型光伏组件技术参数：开路电压 V_{oc} ，短路电流 I_{sc} ，额定工作电压 V_m ，额定工作电流 I_m ；电流相对温度系数 α ，电压相对温度系数 β ，功率相对温度系数 δ ，NOCT值；
- 4) 光伏组串结构和电气参数；
- 5) 逆变器的主要技术参数：额定功率，MPPT电压范围，逆变器最高和加权效率等；
- 6) 光伏方阵场设计及组件排布图；
- 7) 主要设备产品说明书：光伏组件，逆变器，汇流箱，就地升压变压器、主变压器、厂用变压器、辅助变压器、接地变压器等；
- 8) 光伏电站的运行维护制度和运行维护手册（包括故障检修和事故处理程序）。

5.2 运行数据收集

- 1) 气象环境监测数据；
- 2) 光伏电站直流侧监测数据；
- 3) 光伏电站交流侧监测数据；
- 4) 电站故障记录：故障的时间、地点、人员、现象、现场照片、原因、解决办法、耗时以及发电量影响等参考因素。详细统计电站运行期间由于限电引起的发电量损失，记录调度指令（限电方式、限电时间段）。

6 光伏电站总体性能评估

6.1 一般要求

从光伏电站收集必要的数 据，并通过这些数据完成对光伏电站总体性能的评估。

6.2 数据要求

至少需提供下列数据：

- 1) 电站水平面年辐射量 H_h ，单位： $\text{kWh} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{y}^{-1}$ ；
- 2) 光伏方阵面年辐射量 H_i ，单位： $\text{kWh} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{y}^{-1}$ ；
- 3) 光伏电池工作时段年平均结温 T_{cell} ，单位： $^{\circ}\text{C}$ ；

- 4) 并网计费点的评估周期发电量E，单位：kWh；
- 5) 光伏电站额定功率 P_0 ，单位：kWp；
- 6) 不同类型光伏组件技术参数：开路电压 V_{oc} ，短路电流 I_{sc} ，额定工作电压 V_m ，额定工作电流 I_m ；电流相对温度系数 α ，电压相对温度系数 β ，功率相对温度系数 δ ，NOCT值；

光伏电站总直流发电量，采用不同类型光伏组件的直流发电分量，计算出不同光伏组件直流发电量占总直流发电量的比例 q_i 。

6.3 光伏电站能效比（PR）

$$PR = (E/P_0) / (H_i/G)$$

PR：Performance Ratio 能效比，或光伏电站综合能量效率，既输出能量与输入能量之比；

G：标准测试条件辐照度， $1000W \cdot m^{-2}$ 。

6.4 光伏电站标准能效比 PR_{stc}

不同气候区或不同季节由于环境温度不同而会影响到性能比，而温度差异造成的PR不同并不属于电站质量问题。为了排除温度的影响，可以用标准能效比PR_{stc}对光伏电站进行评估，标准能效比是将温度条件修正到标准测试条件（25°C）的能效比。由于修正到25°C结温会带来较大的修正误差，也可以修正到接近实测结温的同一参考温度。如果需要对同一电站不同季节的PR进行评估，建议采用PR_{annual-eq}。

为了进行温度修正，引入温度相对修正系数 C_i ：

$$C_i = 1 + \delta_i \times (T_{cell} - 25^\circ C)$$

δ ：光伏组件的功率相对温度系数

T_{cell} ：实测评估周期内电池工作时段平均工作结温

下标 i ：第 i 种组件的温度修正系数 C_i 和功率温度系数 δ_i

如果光伏电站只有一种组件，则标准性能比的计算公式如下：

$$PR_{stc} = (E / (C \times P_0)) / (H/G)$$

如果电站采用多种（ k 种）光伏组件，则标准性能比的计算公式如下：

$$PR_{stc} = (E / (C_i \times q_i P_0)) / (H_i/G)$$

即将不同类型光伏组件直流发电量占比作为该类组件额定功率的占比，计算出该类组件的额定功率，然后再进行温度修正。

7 现场检测规则

7.1 抽样原则

下面规定的抽样方法为基本抽样方法，实际操作时可以根据电站业主要求或电站规模增加或减少抽样样本数量。

7.1.1 采用集中逆变器的光伏电站抽样原则

1) 不分型号逆变器/光伏组件抽样：

逆变器抽样：无论有多少型号逆变器的光伏电站，均根据电站运行数据，以逆变器单机为一个单元，根据运行时段单位kW发电量从好、中、差中各选取一个单元作为被测逆变器。逆变器单位kW发电量=逆变器交流输出电量/对应光伏额定功率。

光伏组件抽样：每个逆变单元按照位置分布至少抽取10个组串（总计至少30个组串），连续测

试抽样组串的发电量，测试周期至少 3 天。将被测组串 3 天的单位 kW 发电量从大到小排序，按照好、中、差等于 1: 3: 1 的分布原则，从不同的分档中随机抽取 2 个，6 个，2 个，一共 10 个组串（2 个好，6 个中，2 个差）进行现场检测，检测流程见附件 1。组串单位 kW 发电量=测试时段组串直流发电量/组串额定功率。根据单位 kW 发电量进行抽样的方法考虑了综合影响因素，结果直观，且不必进行辐照度和温度的修正，没有修正误差，是较为科学的抽样方法，建议优先采用。

2) 区分型号的逆变器/光伏组件抽样：

逆变器抽样：对于有多种逆变器的光伏电站，以逆变器单机为一个单元，根据电站运行数据，对于每一型号的逆变器，根据**运行时段单位 kW 发电量**从好、中、差中各选取一个单元作为被测逆变器。逆变器单位 kW 发电量=逆变器交流输出电量/对应光伏额定功率。

光伏组件抽样：对于有多种型号光伏组件的电站，对每一型号的组件按照位置分布至少抽取 30 个组串连续检测发电量，测试周期至少 3 天。将被测组串 3 天的单位 kW 发电量从大到小排序，按照 1: 3: 1 的比例分为好、中、差三档，从不同的分档中随机抽取 **2 个，6 个，2 个**，**则每种型号共抽取 10 个组串（2 个好，6 个中，2 个差）进行现场检测**，检测流程见附件 1。组串单位 kW 发电量=测试时段组串直流发电量/组串额定功率。

3) 不区分型号的简单抽样：

如果没有条件对抽样组串进行连续发电量测试，或者受时间、成本的限制，也允许对光伏组串进行简单功率比抽样，抽样原则如下：

逆变器抽样：无论多少不同型号的逆变器，均根据**运行时段单位 kW 发电量**从好、中、差中各选取一个单元作为被测逆变器。逆变器单位 kW 发电量=逆变器交流输出电量/对应光伏额定功率。

光伏组件抽样：在现场辐照度高于 700W/m² 时，从每个逆变单元按照位置分布至少抽取 10 个组串（总计至少 30 个组串），对被测组串进行工作功率（工作电压，工作电流）的测试，并修正到同一辐照度和温度，根据组串功率比（修订组串实际工作功率/组串标称功率）从大到小进行排队，按照 1: 3: 1 的比例分为好、中、差三档，从不同的分档中随机抽取 **2 个，6 个，2 个**，**一共 10 个组串（2 个好，6 个中，2 个差）进行现场检测**，检测流程见附件 1。

4) 样本备份

对于好、中、差逆变器和好、中、差光伏组串均需要各有一个备用，如果在测试中发现有与其它被测逆变器或被测组串平均性能有明显偏差的（≥30%），则视为异常逆变器或异常组串，应启用备用逆变器或组串替代异常逆变器或异常组串

7.1.2 采用组串逆变器的光伏电站抽样原则

1) 逆变器抽样：

组串逆变器属于海量样本，逆变器抽样亦应根据运行时段**单位 kW 发电量**按照好、中、差 1: 3: 1 分布特点，**从不同的分档中随机抽取 2 个，6 个，2 个，一共 10 台逆变器作为被测逆变单元**。逆变器单位 kW 发电量=逆变器交流输出电量/对应光伏额定功率。

2) 光伏组件抽样：

从被测逆变单元中按照位置分布抽取至少 30 个组串，连续测试抽样组串的发电量，测试周期至少 3 天。将被测组串 3 天的单位 kW 发电量从大到小排序，按照好、中、差等于 1: 3: 1 的分布原则，从不同的分档中随机抽取 2 个，6 个，2 个，一共 10 个组串（2 个好，6 个中，2 个差）进行现场检测，检测流程见附件 1。组串单位 kW 发电量=测试时段组串直流发电量/组串额定功率。

3) 简单抽样

如果没有条件对抽样组串进行连续发电量测试，或者受时间、成本的限制，也允许对光伏组串进行简单功率比抽样，简单功率比抽样原则同上节。

4) 样本备份

对于好、中、差逆变器和好、中、差光伏组串均需要各有一个备用，如果在测试中发现有与其它被测逆变器或被测组串平均性能有明显偏差的（ $\geq 30\%$ ），则视为异常逆变器或异常组串，应启用备用逆变器或组串替代异常逆变器或异常组串。

7.2 检测基本条件和修正原则

- 1) 红外扫描检查：被检测光伏组串的全部组件；
- 2) 积尘遮挡损失：光强 $\geq 700\text{W/m}^2$ ，修正到统一的光强和温度条件；
- 3) 光伏组串温升损失：光强 $\geq 700\text{W/m}^2$ ，修正到结温 25°C 条件；
- 4) 光伏组件性能衰减：光强 $\geq 700\text{W/m}^2$ ，修正到标准测试（STC）条件；
- 5) 光伏组件/组串的串并联失配损失：光强 $\geq 700\text{W/m}^2$ ，修正到统一的光强和温度条件；
- 6) 严重热斑功率损失：光强 $\geq 700\text{W/m}^2$ ，修正到STC条件；
- 7) EL检查：针对有明显外观缺陷、明显热斑和明显功率衰减的问题组件；
- 8) 光伏方阵相互遮挡损失：与国家标准GB/T 29196-2012规定条件的遮挡损失相比较；
- 9) 直流线损：修正到正常工作条件（NOC）或标准测试条件（STC）。修正到STC条件是检查是否符合设计值，修正到NOC条件则是反映正常工作条件下的直流线损；
- 10) 逆变器效率：全负载率效率曲线，按照加权效率给出结果；
- 11) 逆变器MPPT效率：至少3个不同负载率条件下检测，取平均值；
- 12) 变压器效率：全负载率效率曲线，按照加权效率给出结果；
- 13) 交流线损：修正到正常工作条件（NOC）或STC条件。修正到STC条件是检查是否符合设计值，修正到NOC条件则是反映正常工作条件下的交流线损；
- 14) 被检测单元电能质量：全负荷曲线；
- 15) 被检测单元功率因数：全负荷曲线；
- 16) 对地绝缘性能检测：按照IEC 62446-2009要求检测；
- 17) 接地连续性检测：按照IEC 61730-2-2004的要求检测；
- 18) 接地电阻检测：按照GB/T 17949.1-2000的要求测量；
- 19) 防孤岛检测：接入配电网时，按照IEC 62446-2009要求检测；
- 20) 低电压穿越检测：接入输电网时，按照GB/T 19964-2011要求检测。

7.3 光强和结温的测量和修正

7.3.1 光强的测量和修正

检测条件：辐照度 $> 700\text{W/m}^2$ ；

测量方法：

- 1) 光强测量可以采用标准电池，也可以采用热电堆式总辐射计。标准电池应当与被测组件具有相同的光谱响应，采用热电堆式总辐射计时应进行光谱校准；
- 2) 标准电池应与被测组件共平面，偏差应小于 2° ；
- 3) 如果测量设备没有对标准电池的自动温度补偿功能，则应同时测量标准电池的温度，并进行温度补偿；
- 4) 正常情况下，I-V测试仪具备对配套标准电池的温度补偿功能，并将短路电流直接转换成实测辐照度数据。

修正方法：线性等比例修正，即通过标准电池的短路电流进行光强修正，采用I-V测试仪时由I-V测试仪自动完成。

7.3.2 温度的测量和修正

检测条件：无温度范围限制；

测量方法：

- 1) 采用热传感器测量组件背板温度，温度测试精度应小于 $\pm 1^{\circ}\text{C}$ ，重复偏差应小于 $\pm 0.5^{\circ}\text{C}$ ；
- 2) 传感器的安装位置应距离接线盒至少10cm；
- 3) 传感器的安装不应影响到组件的实际温度，可以同时用红外热温仪扫描组件前面板的温度变化；
- 4) 科学选择测温点，当进行对抽样组串的红外扫描时，确定该组串中前表面温度能够代表平均温度的光伏组件，用于测量该组串的平均背板温度；
- 5) 如果条件不允许测量光伏组件的背板温度（如光伏组件紧贴屋面安装），也可以直接测量组件前表面的温度，但必须有被实验证明的组件前表面温度与组件结温的修正关系，并在测试报告中予以说明；
- 6) 如果长期组件温度监测系统的数据可信，也可以直接采用该数据。

修正方法：

1) 严格精确的现场方阵结温测试和修正应当按照GB/T 18210-2000执行，但无论参考电池法还是开路电压法都非常复杂、耗时。

2) 如果不按照GB/T 18210-2000的方法测试光伏电池的结温，可以通过测试组件的开路电压简单推算光伏电池结温。计算公式如下：

$$T_J = (V_{OC} - k \times V_{OC,STC}) / (\beta \times V_{OC,STC}) + 25^{\circ}\text{C}$$

T_J ：被测组件结温（ $^{\circ}\text{C}$ ）

V_{OC} ：测试得到的组件开路电压（V）

$V_{OC,STC}$ ：标准测试条件下的组件开路电压（V）

β ：被测组件的相对电压温度系数（%）

k ：辐照度对晶体硅组件开路电压的影响系数（无量纲）

$k=1$ 测试辐照度等于 $1000\text{W}/\text{m}^2$

$k=0.996$ 测试辐照度等于 $900\text{W}/\text{m}^2$

$k=0.989$ 测试辐照度等于 $800\text{W}/\text{m}^2$

$k=0.983$ 测试辐照度等于 $700\text{W}/\text{m}^2$

3) 还可以通过测试光伏组件背板温度简单推算光伏电池结温。按照光伏电池结温在光强 $1000\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$ 时比实测组件温度高2度，光强变化对结温的影响按照线性处理。

4) 如果拿到该PV组件的NOCT， $\text{NOCT}-20^{\circ}\text{C} = \text{环境温度} - \text{结温之差 } T_{JE}$ ，该差值与光强成正比，在现场对 T_{JE} 进行光强线性修正，加上现场环境温度即可得到结温（GB/T 9535-1998）。

5) 简单修正时，以方法2)或3)的结果为准，方法4)为参考值。

7.4 电流、电压和功率的修正计算公式

为了现场测试的方便和快捷，对电参数的修正允许适当简化。

1) 组件（或组串）参数：实测电压 V_c ，实测电流 I_c ，实测功率 P_c ，修正电压 V_x ，修正电流 I_x ，修正功率 P_x ，标准测试条件开路电压 $V_{OC,STC}$ ，标准测试条件短路电流 $I_{SC,STC}$ ，标准测试条件

峰值功率 $P_{\max,STC}$ ，测试结温 T_J ，测试光强 Q_c ，修正结温 T_x ，修正光强 Q_x ；电流相对温度系数 α ，电压相对温度系数 β ，功率相对温度系数 δ ；

2) 不对光谱进行修正；

3) 修正光强可以是 $700 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ 以上的任意光强；修正温度可以是参数线性区内的任意温度；

4) 现场测试时，假设光强在 $700 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ 之上时，其变化对电压无影响；

5) 光强对工作电流的影响呈线性关系，对工作电压无影响，因此，认为光强对功率的影响也呈线性关系；

6) 温度对电压和电流的影响呈线性关系；

7) 从对电压和电流的修正得到修正功率计算公式：

$$V_x = V_c + \beta (T_x - T_J) \times V_{OC,STC}$$

$$I_x = I_c \times (Q_x/Q_c) + \alpha (T_x - T_J) \times I_{SC,STC}$$

$$P_x = V_x \times I_x$$

8) 从功率直接修正的计算公式：

$$P_x = P_c \times (Q_x/Q_c) + \delta (T_x - T_J) \times P_{\max,STC}$$

8 光伏电站质量检查

8.1 一般要求

光伏电站现场检查包括：电站实际装机功率，光伏组件目测质量，光伏方阵支架形式和质量，光伏方阵基础形式和质量，光伏组件/阵列排布及安装质量，直流电缆型号和质量，电缆铺设质量，汇流箱功能及质量，汇流箱内电气间隙/爬电距离，光伏与逆变器容量比，逆变器集中度/位置和机房质量，变压器安装方式/距离，防雷接地及建设质量，电站围栏及质量，光伏方阵清洗方案/用水量，环境评估，设备标识等17项。

对于采用组串逆变器的光伏电站，检查项应根据实际情况确定。

8.2 实际安装功率核查

光伏电站的实际装机功率**需要认真核准**，包括光伏组件的总功率和逆变器的总功率。

8.3 光伏容量和逆变器容量配比核查

光伏电站实际光伏装机容量（ W_p ）与逆变器容量（ W 或 VA ）之比需要确认，确认到每一台逆变器和所对应的光伏阵列，精确到百分位。检查结果应及时反馈给测试组，以便于计算逆变单元的能效比（ PR ）或单位 kW 发电量，并进行合理抽样。

8.4 光伏组件目测质量核查

对抽样选定的所有组串和组串内所有光伏组件进行目测，并记录光伏组件的异常问题。对于有异常问题的光伏组件应附照片，核查记录参照表5进行。

表 5 光伏组件异常问题记录表

项目	描述	位置	备注
EVA 变黄			

电池片变色（包括蜗牛纹）			
电池片破碎			
电池片位移			
封装气泡			
背板变色、皱褶、鼓泡、开裂			
边框变形			
边框开裂			
接线盒脱落			
可视热斑			
玻璃破损			
其它			

8.5 支架安装形式，支架材料，防腐蚀措施和质量

依据设计图纸进行检查光伏方阵支架，光伏支架应设计简洁、安装方便、符合当地抗风要求，而且应有良好的防腐蚀措施。应附支架或方阵后视照片，参见下表6进行记录；

表6 支架安装质量检查记录表

项目	是否符合设计	具体描述	备注
支架形式			
支架材料			
支架横梁尺寸			
支架纵梁尺寸			
基础形式			
防腐措施（地上与地下）			
接地方式			
其它			

8.6 方阵基础形式

依据设计图纸检查方阵基础。了解并确定光伏方阵基础形式以及防腐等级、防腐措施、支架入土深度、冻土深度、持力层深度等信息。判断基础类型是否符合该地形、地质使用，检查方阵基础施工质量，并附光伏方阵基础地面部分照片。

8.7 光伏阵列排列方式和安装质量

组件安装应平整，东西向光伏阵列应无明显高差，光伏组件应可靠固定在方阵支架上，方阵间应有可靠的等电位连接。应在图2中标明尺寸和倾角度数，并附光伏方阵侧视、前视和后视照片，结果记录参见下表7进行；

表7 光伏阵列排列方式和安装质量记录表

组件排布方式（横向/纵向）		横向组件数量	
纵向组件数量		方阵方位角	
光伏方阵横向长度		方阵面纵向宽度 L	
光伏方阵横向间距		光伏方阵前后间距 D	
光伏方阵距地面高度 h		光伏方阵倾角 A	
阵列的绝对高度 H		前后阵列相对高度	
光伏组件安装平整度		组件紧固方式及防松动措施	
光伏方阵间等电位连接		其它	

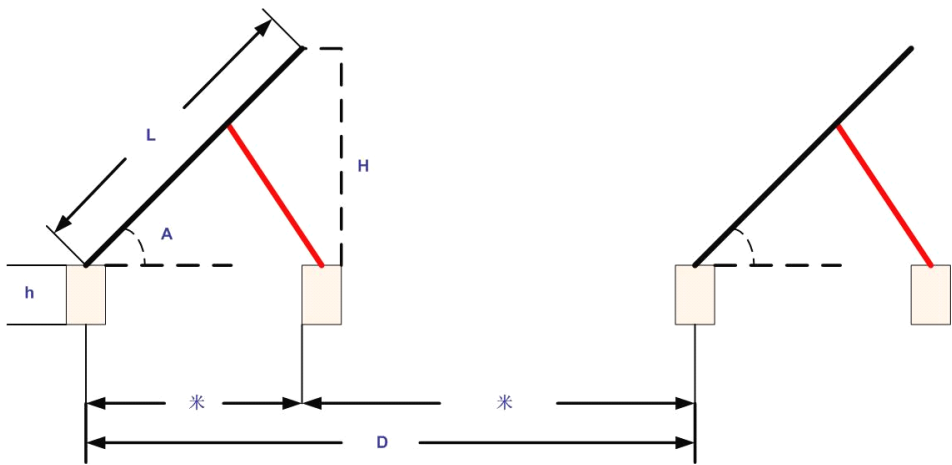


图 2 光伏阵列排列

8.8 直流电缆质量

组串引出电缆应符合 IEC 62548-2014 标准，应为双绝缘、软铜线电缆。确定电缆型号、长度和线径。

8.8 电缆铺设质量

确定交、直流电缆铺设方式：穿管、捆扎、埋地等，并考察电缆铺设质量。直流电缆包括组串到汇流箱和汇流箱到逆变器机房；交流电缆包括逆变器机房到变压器和变压器到电站输出配电室或升压站。

8.10 汇流箱的安装位置、安装质量和功能

检查汇流箱的安装位置是否与所连接光伏组串保持最短和等距；汇流箱应有闭锁装置，没有专用工具不能随意打开；检查汇流箱功能是否齐全，技术参数是否符合要求。汇流箱内的部件和功能参数应包括：接线端子，防过电流器件（如采用直流熔断器，应给出额定电流和电压；如采用隔离二极管，亦应给出二极管的型号、额定电压和额定电流），断路器（主要技术参数），防雷器（主要技术参数），接地端子（输出线径或铜排尺寸），智能数据采集（可选）等功能；检查汇流箱的防护等级和安装质量。应附汇流箱外观和内视照片。

8.11 汇流箱内正负极间的电气间隙/爬电距离

检查汇流箱内裸露的正负极铜排、接线端子或电缆是否符合下表 8 要求：

表 8 光伏汇流箱电气间隙/爬电距离要求

额定直流工作电压（V）	最小电气间隙（mm）	最小爬电距离（mm）
≤250	6	10
>250~690	8	16
>690~1000	14	25

8.12 逆变器安装集中度，机房的安装位置，通风条件 and 建设质量

逆变器的集中度直接影响到电站的建造成本、直流线损和光伏组串和汇流箱的功率失配。逆变器的集中度和机房的布局应合理，应给出机房建筑材料、结构和通风方式，附光伏电站平面布置图以及逆变器机房的外观和内景照片。

8.13 变压器的类型、安装位置和安装质量

检查变压器的类型、电气参数、安装位置和安装质量。应附变压器外观和标识照片。

8.14 防雷接地安装方式和安装质量

检查电站机房、变电站和光伏方阵的防雷接地装置和建设质量，包括是否建设了接地网，接地点位置和数量，防雷保安器的安装位置和参数，光伏方阵的等电位连接的连接方式、连接片尺寸或线径等。应附防雷接地、等电位连接和防雷保安器等照片。

8.15 电站围栏形式、高度和建设质量

检查电站围栏的材质、高度、防腐措施和建设质量等，给出电站围栏与光伏方阵的四个方向的间距，应附电站围栏的照片。

8.16 光伏方阵清洗方案和用水量

了解光伏方阵的清洗方案、用水量、水源、清洗频率和清洗费用，在保证电站发电量的前提下，应注意节约用水。

8.17 环境评估

光伏电站的建设和运行应环境友好。考察光伏电站对地表环境的破坏程度或恢复程度，对光伏电站建设和运行对环境的影响（地表、水资源等）。

8.18 标识检查

- 1) 所有光伏组件背后应有性能标签;
- 2) 所有设备的直流正负极应能够明显区分;
- 3) 交流主隔离开关要有明显的标识;
- 4) 双路电源供电的系统, 应在两电源点的交汇处粘贴警告标签;
- 5) 应在设备柜门内侧粘贴系统单线图;
- 6) 应在逆变器室合适的位置粘贴逆变器保护的设定细节的标签;
- 7) 应在合适位置粘贴紧急关机程序;
- 8) 所有的标志和标签都必须以适当的形式持久粘贴在设备上。

9 光伏电站性能测试

9.1 一般要求

光伏电站现场检测项目包括: 红外摄像(热斑检查), 污渍遮挡损失, 光伏组件性能衰减, 光伏组件串温升损失, 光伏组件/组串的串并联失配损失, EL测试, 光伏方阵相互遮挡损失, 直流线损, 逆变器效率, 逆变器MPPT效率, 变压器效率, 交流线损, 光伏方阵绝缘测试, 接地连续性测试, 并网性能测试(并网点电能质量、孤岛保护、有功/无功功率控制能力、低电压穿越以及电压/频率适应能力验证)等15项测试内容。

对于采用组串逆变器的光伏电站, 测试项应根据实际情况确定。

9.2 光伏组件红外(IR)扫描检查

检测对象: 对所有抽样选定组串内的所有光伏组件进行扫描。

检测方法: 对被检测组串的全部光伏组件进行红外扫描, 检测时光伏方阵应处于正常工作状态, 且方阵面的辐照度应高于 $600\text{W}/\text{m}^2$, 以确保有足够的电流使有问题的部位产生高温。同一组件外表面电池正上方的温度超过摄氏 20°C 时, 应视为发生热斑; 红外扫描应重点发现电池热斑、有问题的旁路二极管、接线盒、焊带、连接器等。如果有热斑发生, 一般应该可以看到热斑处有明显发黄变色。

注意一旦发现温度异常应从组件的正反两面扫描以正确判断引起高温的原因, 同时保留影像, 并记录有问题组件的位置。在扫描光伏组件正面时, 应注意检测人员不要对扫描组件造成遮挡。

进行红外扫描时应注意寻找组串中前表面温度能够代表组串中所有组件平均温度的光伏组件, 进行标记, 用于测试该组串的平均背板温度。

对于发生热斑的组件应作记录, 准备进行后续的EL测试, 同时应增加检测I-V特性, 以便与正常组件进行比较, 得出热斑组件功率衰减率。

计算公式: 组件热斑功率衰减率 = (无热斑组件修整功率 - 热斑组件修正功率) / 无热斑组件修正功率 $\times 100\%$ 。

结果分析: 分析热斑产生原因, 并探索热斑与功率衰减的相关性。

检测结果: 应附热斑组件和无热斑组件的红外成像照片。

9.3 光伏系统污渍和灰尘遮挡损失

检测对象: 对所有抽样选定的组串进行测试。

检测方法:

1) 如果有积尘监测基准片(光伏电池的短路电流与积尘遮挡程度或辐照度呈线性关系), 则调取基准片届时的积尘遮挡损失值。对于光伏组件或光伏方阵来讲, 均匀积尘条件下, 短路

电流的下降与功率的下降相一致，非均匀积尘条件下，短路电流的下降与功率的下降有差异。为了比较辐照度损失与功率损失的关系，除了取得基准片的数据，亦应按照下面的方法实际测试积尘损失，并与基准片的监测结果比较。

2) 对于抽样选定的组串，待测试现场光强超过 $700\text{W}/\text{m}^2$ 时，清洗前检测一次 I-V 曲线，并记录光强和组件温度；清洗后，再检测一次组串的 I-V 曲线：分别修正到统一的光强和温度条件。将组串清洗前后修正功率进行比较，得出该种状态下的积尘损失率，同时记录清洗周期以及上一次的清洗时间。应附清洗前和清洗后被测组串照片。

计算公式：组串积尘当前损失 = (组串清洁后修正功率值 - 组串清洁前修正功率值) / 组串清洁后修正功率值 $\times 100\%$

判定条件：以光伏电站的设定值为准，实测结果应满足设定值。如电站没有设定值，积尘损失的平均测试结果原则上不超过 5%。

检测记录表参见下表 9 所示：

表9 组串积尘损失测试记录表

测试项目	组串积尘损失测试					
组串I-V（清洁前）修正到统一光强和温度条件						
测试组串位置	标称功率(W)	辐照度 (W·m ⁻²)	组件背板温度 (°C)	电池结温 (°C)	测试功率 (W)	修正后功率 (W)
组串（清洁后）I-V 修正到STC条件						
测试组串位置	标称功率(W)	辐照度 (W·m ⁻²)	组件背板温度 (°件)	环境温度 (°C)	测试功率 (W)	修正后功率 (W)
组串灰尘损失计算值						
测试组串位置	组串清洁后的修正功率值 (W)	组串清洁前修正功率值 (W)	组串标称功率值 (W)	组串积尘当前损失计算值		
组串积尘当前损失=(组串清洁后测试的修正功率值-组串测试修正功率值)/组串清洁后测试的修正功率值×100%						
清洗周期:				上次清洗时间:		

9.4 光伏阵列温升损失

检测对象：对所有抽样选定的组串进行测试。

检测方法：

依据清洗后测试的组串 I-V 曲线和现场实测的背板温度。根据该类型组件的温度系数和实测结温推算出电池结温 25°C 下的最大功率点功率。根据电压温度损失计算公式计算电压温度损失百分比，根据功率温度损失计算公式计算功率温度损失百分比。

计算公式：

1、光伏组串功率温升损失率=（25度结温组串最大功率 - 未修正结温组串最大功率）/25度结温组串最大功率×100%；

2、光伏组串电压温升损失率=（25度结温组串开路电压 - 未修正结温组串开路电压）/25度结温组串开路电压×100%；

结果分析：以测试结果为准，分析温度损失并评估散热条件。

检测结果记录参见下表10所示；

表10 光伏阵列温升损失记录表

测试项目	组串温升损失测试				
被测组串位置	实测组串Voc (V)	推算组串Voc (V)	电池结温 (°C)	电压温升损失	
				V	%
被测组串位置	实测组串功率 (W)	推算组串功率 (W)	电池结温 (°C)	功率温升损失	
				W	%

注：标明现场环境温度：℃

9.5 光伏组件功率衰减

检测对象：对所有抽样选定组串内的所有光伏组件进行测试。

检测方法：

1) 如果投运时设置了功率基准组件，则待测试现场光强超过700W/m²时，检测基准组件的I-V曲线，并与基准组件初始值比较，得到准确的光伏组件功率衰减率；现场对抽样组件的测试并与标称功率比较的结果可以作为参考数据。

2) 如果没有功率基准组件，则待测试现场光强超过700W·m⁻²时，检测选定且清洗干净的组串中每一块组件I-V曲线，同时记录光强和组件温度。修正到STC条件，同标称功率比较，得到粗略的光伏组件功率衰减率。

3) 对于功率衰减超出判定条件的组件应作记录，准备进行后续的EL测试。

4) 无论采用基准组件功率还是标称功率作为参考，当衰减率超出判定条件时且对现场测试结果有质疑时，建议送实验室复检。

判定条件：以供需双方的合同条款为准。在没有合同约定的情况下，工信部“光伏制造行业规范条件”（2013年第47号文）中的指标作为参考：多晶硅组件2年内平均衰减率不超过3.2%；单晶硅组件2年内平均衰减率不应超过4.2%，薄膜光伏组件2年内平均衰减率不应超过5.0%。

检测结果记录参见表11所示：

表11 光伏组件功率衰减测试记录表

测试项目	光伏组件I-V测试									
被测组件位置										
组件编号	标称功率(W)	Voc (V)	Isc (A)	Vpm (V)	Ipm (A)	Pmax (W)	辐照度 (W/m ²)	背板温度/电池结温 (°C)	修正功率(W)	功率衰减率(%)
1								/		
2								/		

3								/		
4								/		
5								/		
6								/		
7								/		
8								/		
9								/		
10								/		
平均功率衰减率 (%)										

注：标明现场环境温度：℃

光伏组串功率衰减

组串 编号	标称 功率 (W)	Voc	Isc	Vpm	Ipm	Pmax	辐照度	背板温 度电池 结温	修正功 率	组串功率 衰减
		(V)	(A)	(V)	(A)	(W)	(W· m-2)	(℃)	(W)	(%)

注：组串功率衰减中包含组件串联失配损失，仅供参考。

9.6 光伏组件的电致发光（EL）检测（可选）

抽样原则：通过前面的测试，仅对视觉观察、红外扫描和I-V测试发现的有严重问题或功率严重衰减的组件进行电致发光（EL）测试。

检测方法：采用EL测试仪对问题组件进行测试。重点发现隐裂、黑片、断删、裂片、虚焊等问题。检测时保留影像，记录问题组件位置，以便分析问题。

结果分析：分析隐裂产生的原因，探讨隐裂对功率衰减的相关性。

9.7 光伏系统串并联失配损失

9.7.1 一般要求

光伏电站的串并联失配损失是由于组件或组串电、性能不一致造成的，对于光伏电站，各个方阵的距离远近不同，线路压降也不同，同样会造成失配损失。采用集中逆变器的光伏电站，失配损失主要包括组件到组串的串联失配损失，组串到汇流箱的并联失配损失以及汇流箱到逆变器的并联失配损失；对于采用组串逆变器的光伏电站，失配损失则包括组件到组串的串联失配损失和组串到逆变器的并联失配损失。

应当在不同辐照度和组件温度条件下测试至少3次，以保障测试的全面性。

9.7.2 组串内光伏组件的串联失配损失

检测对象：对所有抽样选定的组串进行测试。集中逆变器电站和组串逆变器电站测试方法相同。

检测方法：断开选定组串，对选定组串中每一块组件检测I-V曲线，记录光强和组件温度；恢复组串到工作状态，检测组串的实际工作电压和工作电流，记录光强和组件温度；分别修正到统一光强和统一温度。

计算公式：光伏组件的失配损失=（各组件修正最大功率之和 - 组串修正工作功率值）/各组件修正最大功率值之和×100%

判定条件：组件串联平均失配损失不应超过2%。

检测结果：

组件修正最大功率之和：

组串修正工作功率：

光伏组件串联失配损失：

9.7.3 多个组串并联的失配损失

检测对象：对抽样选定的组串所在汇流箱内所有组串进行测试。

检测方法：断开选定汇流箱，对选定汇流箱中每一个组串检测I-V曲线，记录光强和组件温度；接通汇流箱，使其处于工作状态，记录工作电压和工作电流，同时记录光强和组件温度；分别修正到统一光强和统一温度条件。

计算公式：光伏组串的失配损失=（各组串修正最大功率之和 - 汇流箱修正工作功率值）/各组串修正功率值之和×100%

判定条件：组串并联平均失配损失不应超过2%。

检测结果：

各组串修正最大功率之和：

汇流箱修正工作功率值：

光伏组串的失配损失：

9.7.4 多个汇流箱并联的失配损失

检测对象：对抽样选定的逆变单元所有MPPT通道中所有汇流箱进行测试。

检测方法：断开逆变器的输入开关，对选定逆变器的MPPT通道中每一个汇流箱检测I-V曲线，记录光强和组件温度；接通逆变器输入开关，使该MPPT通道中所有汇流箱处于正常工作状态，记录工作电压和工作电流，同时记录光强和组件温度；分别修正到统一光强和统一温度条件。

计算公式：光伏汇流箱的失配损失=（各汇流箱修正最大功率之和-逆变器MPPT通道光伏输入修正工作功率值）/各汇流箱修正最大功率值之和×100%

判定条件：汇流箱并联平均失配损失不应超过2%。

检测结果：

各汇流箱修正最大功率之和：

逆变器MPPT通道光伏输入修正工作功率值：

光伏汇流箱的并联失配损失：

9.7.5 各组串到组串逆变器的并联失配

在采用组串逆变器的光伏电站中，并联失配损失仅发生在组串逆变器 MPPT 通道所对应的光伏组串之间。

检测对象：对抽样选定的逆变单元所有 MPPT 通道中所有光伏组串进行测试。

检测方法：断开逆变器的输入开关，对选定逆变器 MPPT 通道中每一个组串检测 I-V 曲线，

记录光强和组件温度；接通逆变器输入开关，使该 MPPT 通道中所有组串处于正常工作状态，记录工作电压和工作电流，同时记录光强和组件温度；分别修正到统一光强和统一温度条件。

计算公式：光伏组串的并联失配损失=（各组串修正最大功率之和 - 逆变器 MPPT 通道输入修正光伏功率值）/各组串修正最大功率值之和×100%

判定条件：组串并联平均失配损失不应超过 2%。

检测结果：

各组串修正最大功率之和：

逆变器 MPPT 通道光伏输入修正功率值：

MPPT 通道光伏组串的失配损失：

9.8 直流线损

9.8.1 一般要求

采用集中逆变器的光伏电站的直流线损主要包括组串到汇流箱的直流线损和汇流箱到逆变器的直流线损；采用组串逆变器的光伏电站的直流线损则主要是光伏组串到逆变器的直流线损。

9.8.2 光伏组串到汇流箱的直流线损

检测组串数量：从选定汇流箱所对应的组串中抽取近、中、远三个组串进行检测。

检测方法和计算公式：

同时检测组串出口直流电压(V_{zc}) 和汇流箱入口直流电压(V_{hr})，同时测量该组串在汇流箱入口的直流电流 I_{zc} 。按照下式求出直流线损：

$V_{zc}-V_{hr}$ = 直流导线电压差 ΔV

$\Delta V / V_{zc} \times 100$ = 现场实测直流线损 (%)

$\Delta V / I_{zc}$ = 直流导线电阻 R_{dc}

$I_{STC} \times R_{dc}$ = STC条件下的直流压降 ΔV_{STC}

$\Delta V_{STC} / V_{STC} \times 100$ = 单组串STC条件下直流线损 (%)

I_{STC} ：光伏组串STC条件下额定工作电流；

V_{STC} ：光伏组串STC条件下额定工作电压。

采用STC条件是检查是否符合设计值（设计电缆线径时是按照STC条件下的电流值）。

平均组串到汇流箱直流线损 = 近、中、远直流线损的平均值

判定条件：平均直流线损不应超过2%

检测结果记录参见下表12所示；

表12 光伏组串到汇流箱的直流线损

汇流箱位置：			
测试和修正项	光伏组串1（近端）	光伏组串2（中部）	光伏组串3（远端）
组串输出电压（V）			
汇流箱输入电压（V）			
电缆压降（V）			

工作电流 (A)			
实测线损 (%)			
平均实测线损 (%)			
线路电阻 (Ω)			
STC电流 (A)			
STC电压降 (V)			
STC工作电压 (V)			
STC电缆线损 (%)			
平均STC线损 (%)			

9.8.3 汇流箱到逆变器的直流线损

检测汇流箱数量：从选定逆变器所对应汇流箱中抽取近、中、远三台进行直流线损检测。

检测方法和计算公式：同时检测（光强较稳定条件下也可以分别检测）汇流箱出口直流电压(V_{hc}) 和逆变器入口直流电压(V_{nr})，同时测量逆变器入口直流电流 I_{dc} 。按照下式求出直流线损：

$V_{hc}-V_{nr}$ = 直流导线电压差 ΔV

$\Delta V / V_{hc} \times 100$ = 现场实测直流线损 (%)

$\Delta V / I_{dc}$ = 直流导线电阻 R_{dc} ,

$I_{STC} \times R_{dc}$ = STC条件下的直流压降 ΔV_{STC}

$\Delta V_{STC} / V_{STC} \times 100$ = 单汇流箱直流线损 (%)

I_{STC} : 汇流箱STC条件下工作电流；

V_{STC} : 汇流箱STC条件下工作电压。

修正到STC条件是检查是否符合设计值（设计电缆线径时是按照STC条件下的电流值）。

平均汇流箱到逆变器直流线损 = 近、中、远直流线损的平均值

判定条件：平均直流线损不应超过2%

检测结果记录参见下表13进行；

表13 汇流箱到逆变器的直流线损

逆变器位置：			
测试和修正项	汇流箱1（近端）	汇流箱2（中部）	汇流箱3（远端）
汇流箱输出电压 (V)			
逆变器输入电压 (V)			
电缆压降 (V)			
工作电流 (A)			
实测线损 (%)			
平均实测线损 (%)			
线路电阻 (Ω)			
STC电流 (A)			
STC电压降 (V)			
STC工作电压 (V)			
STC电缆线损 (%)			

平均STC线损 (%)	
-------------	--

9.8.4 光伏组串到组串逆变器的直流线损

检测组串数量：从抽样汇流箱所对应的组串中抽取近、中、远三个组串进行检测。

检测方法和计算公式：

同时检测（光强较稳定条件下也可以分别检测）组串出口直流电压(V_{zc}) 和逆变器入口直流电压(V_{nb})，同时测量该组串在汇流箱入口的直流电流 I_{zc} 。按照下式求出直流线损：

$$V_{zc} - V_{nb} = \text{直流导线电压差 } \Delta V$$

$$\Delta V / V_{zc} \times 100 = \text{现场实测直流线损 } (\%)$$

$$\Delta V / I_{zc} = \text{直流导线电阻 } R_{dc}$$

$$I_{STC} \times R_{dc} = \text{STC 条件下的直流压降 } \Delta V_{STC}$$

$$\Delta V_{STC} / V_{STC} \times 100 = \text{单组串直流线损 } (\%)$$

I_{STC} ：光伏组串 STC 条件下额定工作电流；

V_{STC} ：光伏组串 STC 条件下额定工作电压。

计算 STC 条件下的直流线损是检查是否符合设计值（设计电缆线径时是按照 STC 条件下的电流值）。

平均组串到逆变器直流线损 = 近、中、远直流线损的平均值

判定条件：平均直流线损不应超过 2%

检测结果参见下表 14 所示：

表 14 光伏组串到组串逆变器的直流线损

汇流箱位置：			
测试和修正项	光伏组串 1 (近)	光伏组串 2 (中)	光伏组串 3 (远)
组串输出电压 (V)			
汇流箱输入电压 (V)			
电缆压降 (V)			
工作电流 (A)			
实测线损 (%)			
平均实测线损 (%)			
电缆电阻 (Ω)			
STC 电流 (A)			

STC 电压降 (V)			
STC 工作电压 (V)			
STC 电缆线损 (%)			
平均 STC 线损 (%)			

9.9 光伏阵列之间遮挡损失

测量固定光伏方阵倾角：

测量阵列间距（前后阵列同一参考点之间距离）：

测量组件倾斜面长度（含缝隙）：

按照冬至日9:00-15:00不遮挡原则设计，公式如下：

$$D = L \cos A + L \sin A \cdot (0.707 \tan \Phi + 0.4338) / (0.707 - 0.4338 \tan \Phi)$$

式中：L——阵列倾斜面长度；

D——两排阵列之间距离；

A——阵列倾角；

Φ ——当地纬度。

其中L、D、A、 Φ 相关标识内容见上图2所示。

- 1) 按照规定的条件计算光伏方阵合理间距；
- 2) 与方阵实际间距进行比较，实际间距大于等于合理间距判定为设计符合要求；
- 3) 采用PVSystems软件计算方阵之间遮挡损失，可得出遮挡损失的参考数据。

9.10 交流线损

9.10.1 采用集中逆变器的交流线损

交流线损主要分布在逆变器到变压器和变压器到并网点之间。

测试条件：辐照度 $\geq 700\text{W/m}^2$

判定标准：分段交流线损均 $\leq 2\%$ 。

交流线损的判定方法与直流线损的判定方法一致，也需要选择近、中、远逆变器和变压器进行测试，不但需要测试现场实测交流线损，还需要计算线路电阻，并按照逆变器和变压器的额定工作电流和额定工作电压来计算线损和平均线损。

9.10.2 采用组串逆变器的交流线损

交流线损主要分布在逆变器到交流汇流箱，交流汇流箱到变压器，以及变压器到并网点之间。

测试条件：辐照度 $\geq 700\text{W/m}^2$

判定标准：分段交流线损均 $\leq 2\%$ 。

交流线损的判定方法与直流线损的判定方法一致，也需要选择近、中、远逆变器、交流汇流箱和变压器进行测试，不但需要测试现场实测交流线损，还需要计算线路电阻，并按照逆变器和变压器的额定工作电流和额定工作电压来计算线损和近、中、远平均线损。

9.11 逆变器效率

1) 从收集到的逆变器输入/输出数据分析计算逆变器的效率。从一年四季春夏秋冬四季中各选取一个晴朗天气的典型日，按照下表计算出逆变器全天输入/输出的数据；

表15 逆变器四个典型晴朗日全天输入/输出数据记录表

逆变器编号	日期	时间	输入电压 (V)	输入电流 (A)	输入功率 (W)	输出功率 (W)	逆变器温度 (°C)	负载率 (%)	逆变器效率 (%)
		8:00:00							
		8:05:00							
		8:10:00							
		8:15:00							
		8:20:00							
		8:25:00							
		8:30:00							
		8:35:00							
		8:40:00							
		8:45:00							
		8:50:00							
		8:55:00							
		9:00:00							
		9:05:00							
		9:10:00							
		9:15:00							
		9:20:00							

		9:25:00							
		9:30:00							
		9:35:00							
		9:40:00							

2) 根据数据, 绘制逆变器4个典型日的全功率范围效率曲线, 并计算4个典型日逆变器的加权效率, 加权系数应根据当地多年不同辐照度出现的几率设定, 比如青海省逆变器的加权效率经验公式如下:

$$\eta_{qh} = 0.01\eta_{5\%} + 0.02\eta_{10\%} + 0.04\eta_{20\%} + 0.09\eta_{30\%} + 0.18\eta_{50\%} + 0.14\eta_{65\%} + 0.17\eta_{75\%} + 0.35\eta_{100\%}$$

逆变器的加权效率应 $\geq 96\%$ 。

3) 现场测试逆变器的加权效率:

从早到晚在不同负载率时测试逆变器的输入/输出功率, 同时测试并记录逆变器功率模块的温度。逆变器的输入、输出的电压、电流采样精度满足要求, $< \pm 1\%$ 。逆变器的加权效率应 $\geq 96\%$ 。

测试表格参见下表:

表16 现场测试逆变器加权效率记录表

日期	时间	负载率 (%)	输入电压 (V)	输入电流 (A)	输入功率 (W)	输出功率 (W)	逆变器温度 (°C)	逆变器效率 (%)
		5						
		10						
		20						
		30						
		50						
		65						
		75						
		100						
逆变器加权效率 (青海经验公式)		$\eta_{qh} = 0.01\eta_{5\%} + 0.02\eta_{10\%} + 0.04\eta_{20\%} + 0.09\eta_{30\%} + 0.18\eta_{50\%} + 0.14\eta_{65\%} + 0.17\eta_{75\%} + 0.35\eta_{100\%}$						

9.12 逆变器 MPPT 效率 (可选)

依据EN 50530:2010测试规范, 对逆变器的MPPT效率进行模拟测试, 得出MPPT跟踪效率。逆变器的MPPT效率应 $\geq 98\%$ 。

注: 此测试项可作为备选项进行测试, 测试过程比较复杂, 要求较多, 可综合参照设备的实验室测试报告上的数据。

9.13 就地升压变压器效率

测试对象: 抽样确定的三台就地升压变压器。

测试方法1：从运行数据计算变压器效率

从收集到的变压器输入/输出数据分析计算变压器的效率。一年春夏秋冬四季中4个典型日的变压器全天输入/输出曲线，记录表格参见下表所示：

表17 就地升压变压器4个典型日效率记录表

变 压 器 编 号	日 期	时 间	输 入 功 率 (W)	输 出 功 率 (W)	变 压 器 温 度 (° 压)	变 压 器 效 率 (%)
		8:00:00				
		8:05:00				
		8:10:00				
		8:15:00				
		8:20:00				
		8:25:00				
		8:30:00				
		8:35:00				
		8:40:00				
		8:45:00				
		8:50:00				
		8:55:00				
		9:00:00				
		9:05:00				
		9:10:00				
		9:15:00				
		9:20:00				
		9:25:00				
		9:30:00				
		9:35:00				
		9:40:00				

2) 根据数据，绘制变压器不同季节晴朗日的全功率范围效率曲线，并计算4个典型日变压器的加权效率。加权系数应根据当地多年不同辐照度出现的几率设定，比如青海省变压器的加权效率经验公式如下：

$$\eta_{qh} = 0.01\eta_{5\%} + 0.02\eta_{10\%} + 0.04\eta_{20\%} + 0.09\eta_{30\%} + 0.18\eta_{50\%} + 0.14\eta_{65\%} + 0.17\eta_{75\%} + 0.35\eta_{100\%}$$

测试方法2：现场测试变压器的加权效率

对抽样确定的变压器连续3天，从早到晚在不同负载率时测试变压器的输入/输出功率，同时测试并纪录变压器的工作温度。记录表格参见下表所示：

表18 就地升压变压器现场效率记录表

期 时 间	负 载 率 (%)	输入功率(W)	输出功率(W)	变压器温度 (° 压)	变 压 器 效 率 (%)
	5				

	10				
	20				
	30				
	50				
	65				
	75				
	100				
变压器加权效率（青海经验公式）	$\eta_{qh} = 0.01\eta_{5\%} + 0.02\eta_{10\%} + 0.04\eta_{20\%} + 0.09\eta_{30\%} + 0.18\eta_{50\%} + 0.14\eta_{65\%} + 0.17\eta_{75\%} + 0.35\eta_{100\%}$				

9.14 光伏方阵绝缘性

检测对象：抽样确定的组串所在的汇流箱和光伏阵列。

检测方法：用绝缘电阻测试仪测试，光伏方阵正负极短路时应使用专用短路器。

合格判定条件参见下表所示，测试结果记录参见表20所示；

表19 光伏方阵绝缘性要求

测试方法	系统电压（V）	测试电压（V）	绝缘电阻最小限值（MΩ）
方法1： 光伏方阵正负极分别对地	< 120	250	0.5
	120 - 500	500	1.0
	> 500	1000	1.0
方法2： 光伏方阵正负极短路后对地	< 120	250	0.5
	120 - 500	500	1.0
	> 500	1000	1.0

表20 光伏方阵绝缘电阻测试记录表

测试方法	对地极性	测试电压（V）	组 串 1 （MΩ）	组 串 2 （MΩ）	组 串 3 （MΩ）
方法1：光伏方阵正 负极分别对地	正极				
	负极				
方法2：光伏方阵正 负极短路后对地	正负极短路				

9.15 接地连续性检测

检测对象：抽样确定的逆变单元及选定的组串所在的汇流箱和光伏阵列。

检测方法：利用接地电阻仪用电桥法检测选定接地点的对地电阻或连接通路的连接电阻。

需测试支架、汇流箱、组件、逆变器室每个关键设备的接地连续性。判定标准：

判定条件：接触电阻不高于0.1Ω，且保证其接地电阻不高于4Ω，接地电阻的测试按照GB/T 17949.1-2000（当建设有接地网时，接地电阻测试可省略）。

检测结果记录参见下表所示；

表21 接地连续性测试记录表

测试项目	保护装置和等电位体联接测试
------	---------------

测试区域	基准点	测试点	电阻 (Ω)
X区阵列	X汇流箱	X区逆变器室	
		X号汇流箱	
		支架	
		组件	
		接地电阻	
测试结论	阵列之间最大电阻值		
	阵列与汇流箱之间最大电阻值		
	阵列与控制室接地端之间最大电阻值		
	汇流箱接地点接地电阻		

9.16 电网接入性能测试

按照 GB/T 19964-2012 的要求，电网接入测试至少应当包括电能质量测试、孤岛保护、有功/无功功率控制能力、低电压穿越以及电压/频率适应能力验证。此项测试需要电网公司认可的检测机构完成。

9.16.1 电能质量测试

对于抽样确定的逆变器分别采用电能质量测试仪在线测试逆变器输出端的电能质量，电能质量应符合GB/T 19964-2012的要求。电能质量应每半小时记录一次，测试表格参见下表22：

表22 并网点和公共连接点电网的电能质量

并网点和公共连接点电网的电能质量 时间：		
测试参数	测试结果	判定标准
A 相电压偏差 (%)		
B 相电压偏差 (%)		
C 相电压偏差 (%)		
平均电压偏差 (%)		$85 \% \leq V \leq 110 \%$
A 相频率偏差 (Hz)		
B 相频率偏差 (Hz)		
C 相频率偏差 (Hz)		
平均频率偏差 (Hz)		$\pm 0.5 \text{ Hz}$
A 相电流总谐波 (%)		
B 相电流总谐波 (%)		
C 相电流总谐波 (%)		
平均电流总谐波 (%)		总谐波电流应小于逆变器额定输出的5%
三相电压不平衡度 (%)		公共连接点的负序电压不平衡度应不超过2%，短时不超过4%。

直流分量 (%)		$\leq 0.5\%$
----------	--	--------------

9.16.2 有功/无功功率控制能力

光伏发电系统的有功/无功控制能力，需依据GB/T 19964-2012的要求进行测试。此测试项目可选

9.16.3 防孤岛

光伏发电系统的防孤岛安全功能配电网接入时需依据GB/T 29319-2012进行测试，电网侧并网（大型地面电站）此项目无需进行。

9.16.4 低电压穿越（输电网接入时检测，可选）

光伏发电系统的低电压穿越安全功能，需依据GB/T 19964-2012的要求进行测试。此测试项目可选。

9.16.5 电压/频率适应能力验证（输电网接入时检测，可选）

光伏发电系统的电压/频率适应能力验证，需依据GB/T 19964-2012的要求进行测试。此测试项目可选。

10 检测结果汇总

检测结果汇总表参照下表 23 进行：

表 23 并网光伏电站检测结果汇总表

编号	测试项目	分项和说明	检测结果	合格判定标准	备注
1	红外（IR）扫描	发现热斑组件		以检测结果为准，分析热斑原因。	
2	光伏组串平均积尘损失	所有被测组串积尘损失平均值		按照电站设定值或 $\leq 5\%$	
3	光伏组串温升损失	所有被测组串温升损失平均值		以测试结果为准，评估散热条件。	
4	光伏组件平均功率衰减	组件类型 1		按照合同约定，或参考工信部规范条件：（9.4 节）2 年内单晶硅组件 $\leq 4.2\%$ ，多晶硅组件 $\leq 3.2\%$ ，薄膜组件 $\leq 5.0\%$	
		组件类型 2			
		组件类型 3			
5	电致发光（EL）扫描	发现隐裂组件		以检测结果为准，分析隐裂原因。	
6	集中逆变器串并联平均失配损失	组件-组串		3 段失配损失 $\leq 5\%$	
		组串-汇流箱			
		汇流箱-逆变器			
	组串逆变器串并联平均失配损失	组件-组串		2 段失配损失 $\leq 3\%$	
		组串-逆变器			
7	集中逆变器光伏	组串近、中、远平均		2 段直流线损	

	系统直流线损	汇流箱近、中、远平均		$\leq 3\%$	
	组串逆变器光伏系统直流线损	组串近、中、远平均		$\leq 1.5\%$	
8	光伏方阵间遮挡损失	测量方阵倾角和间距		以 GB/T50797-2012 的设计原则为准。	
9	集中逆变器交流平均线损	逆变器-变压器		2 段交流线损 $\leq 3\%$	
		近、中、远平均			
		变压器-并网点			
		近、中、远平均			
	组串逆变器交流平均线损	逆变器-交流汇流箱		2 段交流线损 $\leq 3\%$	
		近、中、远平均			
		交流汇流箱-变压器			
		近、中、远平均			
		变压器-并网点		交流线损 $\leq 1.5\%$	
		近、中、远平均			
10	逆变器加权效率	特定气候区加权效率		$\geq 96\%$	
11	逆变器 MPPT 跟踪精度			$\geq 98\%$	可选
12	变压器加权效率	特定气候区加权效率		$\geq 98\%$	
13	光伏方阵绝缘阻值测试	正极对地 ($\geq 120V$)		$\geq 1M\Omega$	
		负极对地 ($\geq 120V$)		$\geq 1M\Omega$	
		正负极短路对地 ($\geq 120V$)		$\geq 1M\Omega$	
14	接地连续性测试	阵列之间最大电阻值		$\leq 100m\Omega$	
		阵列与汇流箱之间最大电阻值			
		阵列与控制室接地端之间最大电阻值			
		汇流箱接地点接地电阻		$< 4\Omega$	
15	并网点电能质量	平均电压偏差		$\leq 20kV$ 时: $\pm 7\%$	
				$\geq 35kV$ 时: $\pm 10\%$	
		平均频率偏差		$\pm 0.5\text{ Hz}$	
		总谐波电流畸变		总谐波电流畸变应小于逆变器额定输出电流的 5%	

		三相不平衡度		公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不超过 4%。	
		直流分量		$\leq 0.5\%$	
16	有功/无功功率控制能力			应符合 GB/T19964-2012 要求	可选
17	孤岛保护	接入电压等级		应符合 GB/T29319-2012 要求	可选
18	低电压穿越	接入电压等级		应符合 GB/T19964-2012 要求	可选
19	电压/频率适应能力验证			应符合 GB/T19964-2013 要求	可选
20	电站性能比	评估时段：		以实际数据为准，分析或高或低的原因。	
21	电站标准性能比	评估时段：		以实际数据为准，分析或高或低的原因。	
22	抽样逆变器 1 性能比	评估时段：		以实际数据为准，分析或高或低的原因。	
23	抽样逆变器 2 性能比	评估时段：		以实际数据为准，分析或高或低的原因。	
24	抽样逆变器 3 性能比	评估时段：		以实际数据为准，分析或高或低的原因。	

11 光伏电站性能检测及质量评估报告样本

并网光伏电站性能检测和质量评估检查/测试流程详见附件 1。

光伏电站的质量评估报告至少应包括如下内容：

- 1) 光伏电站基本信息（基本信息表见附件3）；
- 2) 光伏电站检测结果汇总；
- 3) 光伏电站总体性能评估：性能比和标准性能比；
- 4) 光伏电站质量检查（17项）；
- 5) 光伏电站性能测试（15项）；
- 6) 测试设备清单；
- 7) 电站改进意见建议。

附件 1：光伏电站性能检测和质量评估检查/测试流程
表 1：抽样、分组和主测试流程

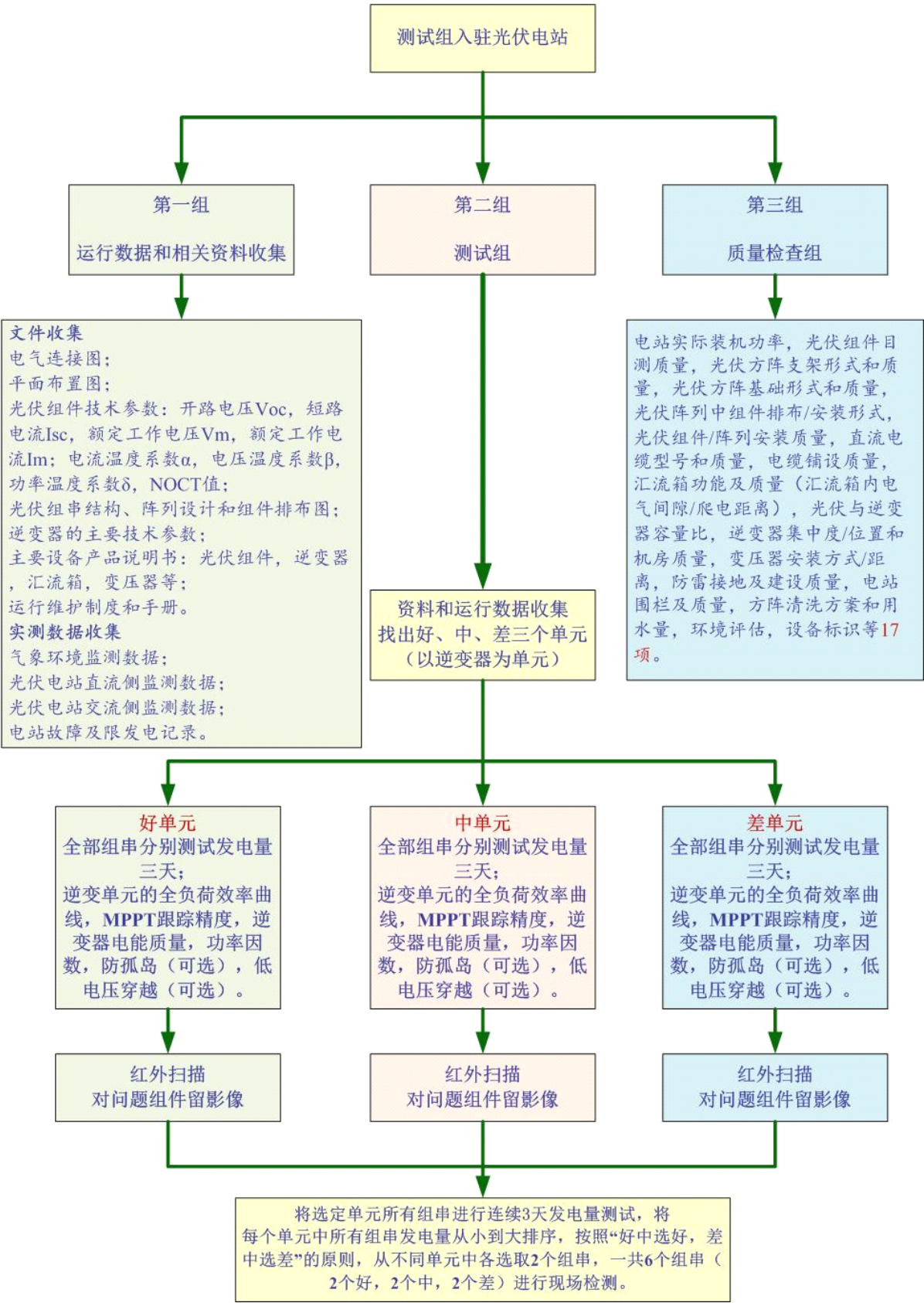
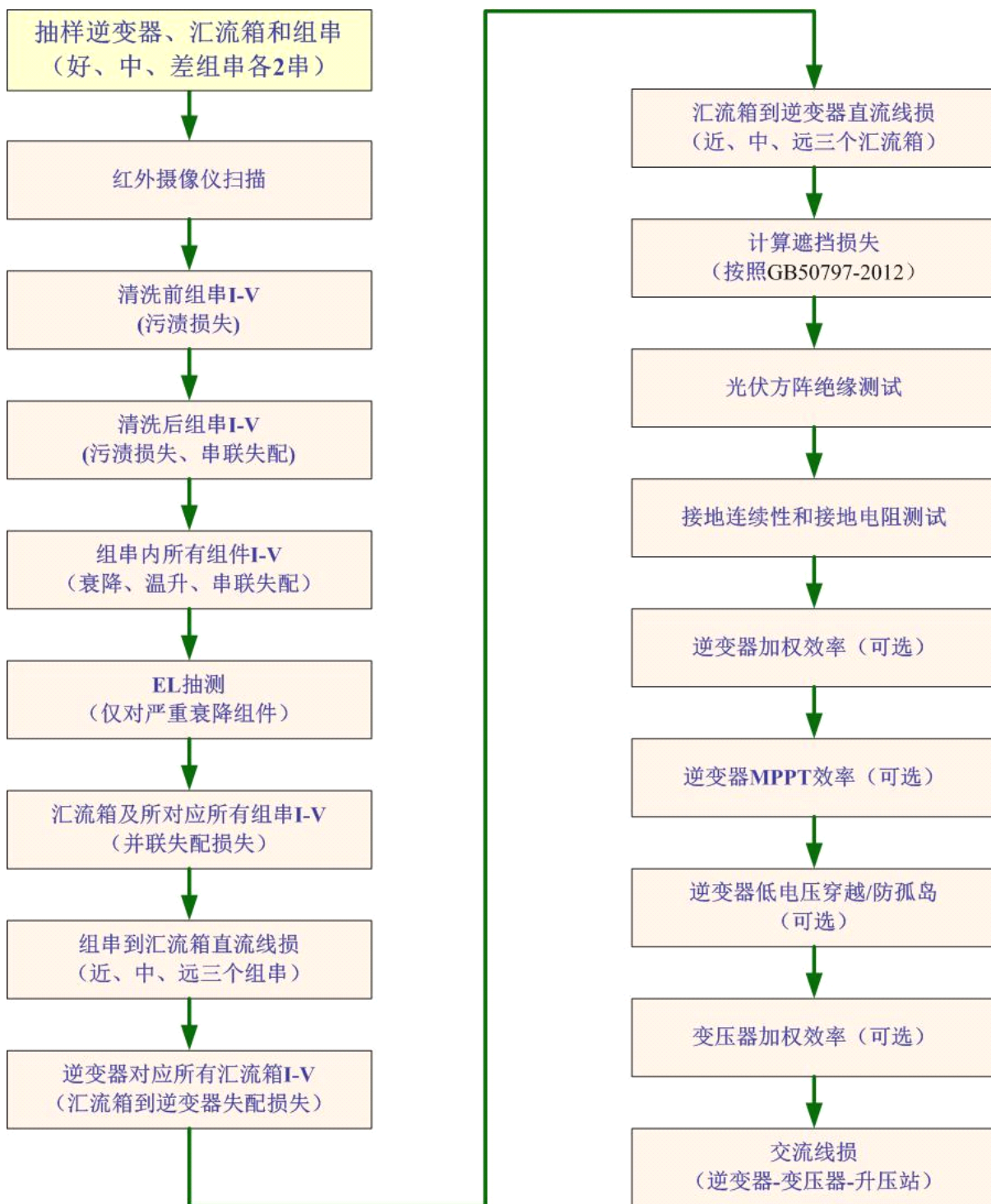
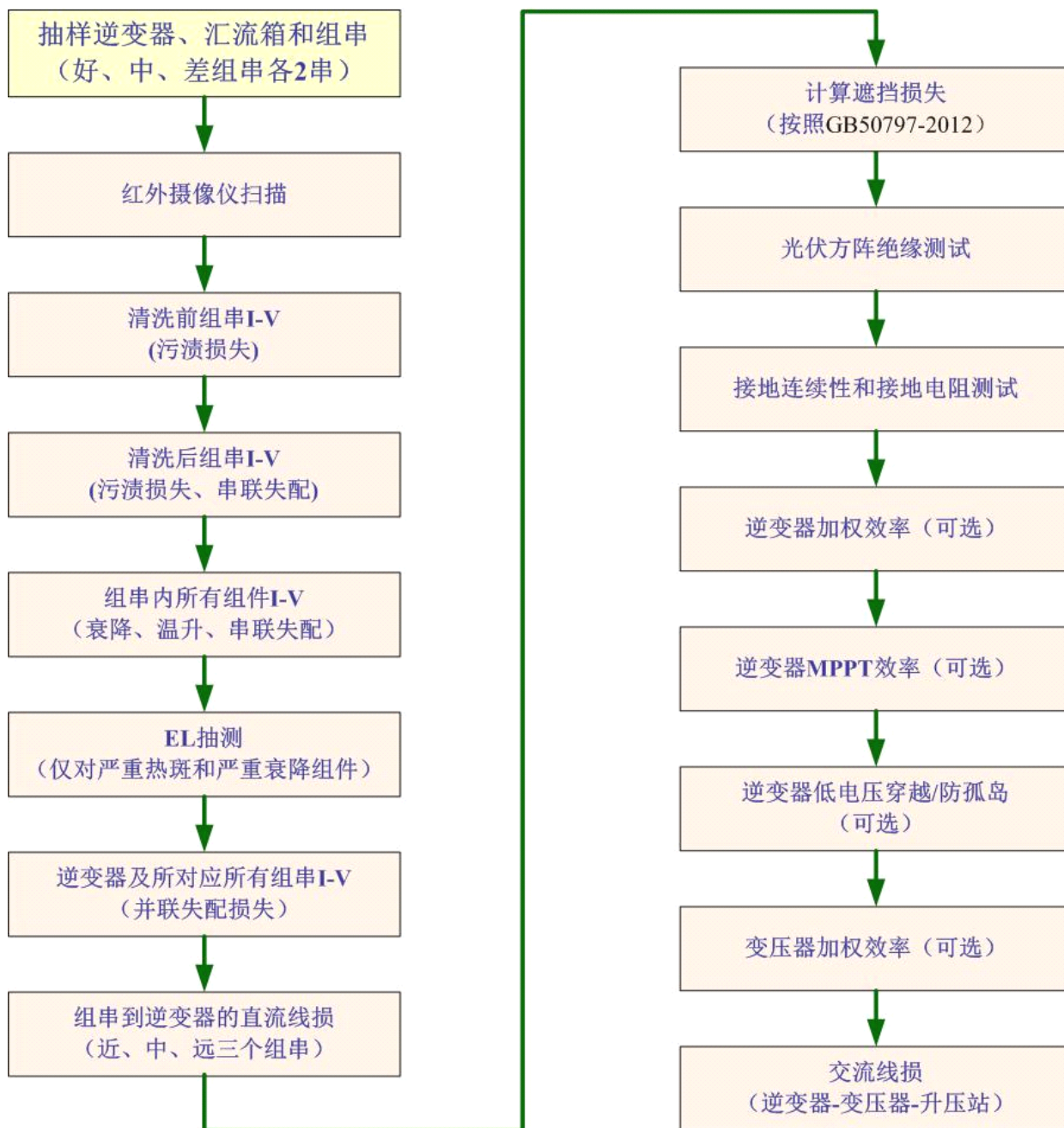


表 2：组件及线路测试

集中逆变器光伏电站检测流程



组串逆变器光伏电站检测流程



附件 2 光伏电站数据监测系统数据存储格式

表 1 光伏电站气象环境监测数据存储格式

气象监测 塔编号	日期	时间	水平面总辐照 度 (W/m²)	方阵面总辐照 度(W/m²)	气温(℃)	组件温度 (℃)	电池结温 (℃)	风速 (m/s)	风向
		0:00:00							
		0:05:00							
		0:10:00							
		0:15:00							
		0:20:00							
		0:25:00							
		0:30:00							
		0:35:00							
		0:40:00							
		0:45:00							
		0:50:00							
		0:55:00							
		1:00:00							
		1:05:00							
		1:10:00							
		1:15:00							
		1:20:00							
		1:25:00							
		1:30:00							

气象监测 塔编号	日期	时间	水平面总辐照 度 (W/m ²)	方阵面总辐照 度(W/m ²)	气温(℃)	组件温度 (℃)	电池结温 (℃)	风速 (m/s)	风向
		1:35:00							
		1:40:00							

表 2 光伏电站直流监测数据存储格式

日期	时间	组串编 号	组串电 压 (V)	组串电流 (A)	组串功率 (W)	汇流箱 编号	汇流箱 电压(V)	汇流箱电 流 (A)	汇流箱功 率 (W)	逆变器 编号	输入电 压 (V)	输入电 流 (A)	输入功 率 (W)
	0:00:00												
	0:05:00												
	0:10:00												
	0:15:00												
	0:20:00												
	0:25:00												
	0:30:00												
	0:35:00												
	0:40:00												
	0:45:00												
	0:50:00												
	0:55:00												
	1:00:00												
	1:05:00												
	1:10:00												
	1:15:00												
	1:20:00												

日期	时间	组串编 号	组串电 压（V）	组串电流 （A）	组串功率 （W）	汇流箱 编号	汇流箱 电压（V）	汇流箱电 流（A）	汇流箱功 率（W）	逆变器 编号	输入电 压（V）	输入电 流（A）	输入功 率（W）
	1:25:00												
	1:30:00												
	1:35:00												
	1:40:00												

表 3 光伏电站交流监测数据存储格式

日期	时间	逆变器编号	输入电压 (V)	输入电流 (A)	输入功率 (W)	输出有功 (W)	输出无功 (var)	功率因数	频率 (Hz)	逆变器温度 (°变)	负载率 (%)
	0:00:00										
	0:05:00										
	0:10:00										
	0:15:00										
	0:20:00										
	0:25:00										
	0:30:00										
	0:35:00										
	0:40:00										
	0:45:00										
日期	时间	变压器编号	输入功率 (W)	输出功率 (W)	功率因数	频率 (Hz)	变压器温度 (°压)	变压器效率 (%)	并网点输出功率 (W)	并网点功率因数	并网点频率 (Hz)
	0:00:00										
	0:05:00										
	0:10:00										
	0:15:00										
	0:20:00										
	0:25:00										
	0:30:00										
	0:35:00										
	0:40:00										
	0:45:00										

附件 3 光伏电站基本信息表

电站名称						
电站地址	通信地址					
	经度		纬度		海拔	
业主				承建商		
投运时间				电站功率		
光伏组件生产商、类型和数量						
逆变器生产商、型号和数量						
电站监控系统生产商						
电站功率预测系统生产商						
电站气象数据采集系统生产商						
上网电价			脱硫标杆电价			
计费点电压等级			送出电压等级			
电站占用面积			土地费用			
电站安装运行方式	☐ 固定 ☐ 斜单轴跟踪 ☐ 平单轴跟踪 ☐ 双轴跟踪					
评估年总发电量			评估年方阵面总辐射量			