
中国可持续能源项目
The China Sustainable Energy Program

能源基金会
The Energy Foundation

项目成果
Research Report



青海省大中型光伏电站标准体系研究

The Standardization Framework Research

of Utility Scale of Photovoltaic Power Plants

in Qinghai Province

北京计科电可再生能源技术开发中心有限公司

JiKeDian Renewable Energy Development Center Co.,Ltd

2014年12月

December, 2014

项目信息

项目资助号:G-1311-19375

Grant Number: G-1311-19375

项目期: 12/1/13 - 11/30/14

Grant period: 12/1/13 - 11/30/14

所属领域: 可再生能源

Sector: Renewable Energy

项目概述:

结合青海地区特殊气候条件及我国光伏电站运行状况，在标准调研、实地调研和试验验证的基础上，提出“并网光伏电站性能检测和质量评估技术规范”及“高海拔地区光伏组件及关键电气设备技术标准”两个标准，进行逆变器青海效率的研究。两个标准均两个标准中一个经由 CQC 已被审批为行业认证规范，且正在申报国家能标。一个已申报青海地方标准。

Project Discription:

After considering the harsh climat in Qinghai and surveying the operation status of PV power plants, on the basis of related standards research, Qinghai PV plants survey, experiments and testing, two standards were completed: “Guideline of Performance Testing and Quality Assessment for Grid-connected PV Power Plants” and “PV module and key electrical equipments in high altitude”. At the same time, Qinghai efficiency of inverter was researched. One of the standards was approved by Certification and Accreditation Administration of China to be the first guideline on PV plants performance testing and quality assessment in China. This standard now has applied to be approved by National Energy

Administration to be the national industry standard.

项目成员：

许洪华、王斯成、王伟胜、王一波、翟永辉、定世攀、许兰刚、吕芳、刘海涛、邹新京、马丽云、李海玲、张嘉、田璐、王洁璐、杨丽娟

Project team:

Xuhonghua, Wangsicheng, Wangweisheng, Wangyibo, Zhaiyonghui, Dingshipan, Xulangang, Lvfang, Liuhaitao, Zouxinjing, Maliyun, Lihailing, Zhangjia, Tianlu, Wangjielu, Yanglijuan

关键词:光伏电站、标准、性能测试和质量评估、高海拔气候

Key Word: PV power plant, standars, Performance Testing and Quality Assessment, high altitude climate

摘要

一方面，青海地区日照资源丰富，但是气候条件特殊，给青海地区运行的光伏电站造成很大挑战，易造成组件失效、电气设备故障率低等问题。另一方面，随着国内大规模光伏电站的建设，电站运行的质量问题越来越受到重视，如何对电站质量进行检测和评估成为业内亟待解决的问题。在此背景下，课题组针对目前缺失的高海拔地区光伏组件及关键电气设备技术标准和光伏并网电站性能检测与质量评估标准展开了深入研究。

在高海拔地区光伏组件及关键电气设备技术标准方面，课题组根据高海拔地区气候条件特征（空气密度低、含氧量少、昼夜温差大、紫外强度高），设计差异化的光伏组件及主要电气设备（逆变器、汇流箱、直流控制柜等）的检测方法，为评价光伏组件及主要电气设备在高海拔地区的可靠性与耐久性提供依据。根据目前已公布的光伏组件及主要电气设备的相关标准以及结合高海拔地区的地域特征和气候条件，该标准对光伏组件及主要电气设备的测试项目提出了加严测试项目，包括组件的高寒气候下的性能，电气间隙和爬电距离、热斑耐久试验、紫外预处理试验、温度循环试验、湿冻试验、旁路二极管热性能试验、电致发光试验等。在试验基础上提出并制定了光伏组件、逆变器、汇流箱、直流控制柜等关键部件的青海地区气候条件下的环境适应性检测标准和试验方法，建立了针对性的测试方法、判定依据及通过标准。该标准已申报青海地方标准。

在并网光伏电站性能检测与质量评估方面，课题组首先在青海地区调研了光伏电站主要设备的运行状况，针对光伏电站运营维护过程中存在的主要问题提出了建设性意见，完成多份电站质量评估报告并反馈电站业主。在此基础上，结合青海省大中型地面光伏电站调研过程中获取的运行数据，以典型案例方法定量分析了影响光伏电站综合发电效率的主要因素，如积尘损

失、功率衰减损失、失配损失、逆变器效率、直流损耗、交流损耗及变压器损耗等；然后结合现行标准及大中型光伏电站性能检测试验，从光伏电站质量检查内容与要求及光伏电站性能测试与合格判定依据两大方面提出评估电站性能效率的量化标准和试验方法，其中电站检查含 17 项检查明细，电站性能测试含 19 项测试明细。标准中首次在国内引入并明确标准能效比、结温等概念，是国内首个并网光伏电站性能检测与质量评估技术规范。目前已完成在国家认监委的备案和技术审定，通过 CQC 成为国内首个此类技术规范，且在能源局实现立项，将于 2015 年上升为能源局行业标准。

在逆变器青海效率研究方面，基于青海光伏电站实地调研采集的 2013 年全年辐照度数据，统计分析处理全年辐照度数据的分布规律；参考欧洲效率与加州效率中的负载点，确定青海效率的负载点；其次按照负载点划分统计区间，计算各负载点对应的加权系数，给出了基准负载率及各负载率下逆变器效率的百分比。

Summary

Qinghai with abundant solar resources is one of the largest PV bases in China. But the harsh climate such as low air density, low oxygen content, high UV intensity resulted in huge stress in reliability of PV modules and key electrical equipments. At the same time, with the increase of installation capacity, how to test the performance and assess the quality of PV plants became urgent to regulate market and provide guideline for PV plants trade and insurance. So under this background, two standards were researched and drew up, one is “Guideline of Performance Testing and Quality Assessment for Grid-connected PV Power Plants” and the other is “PV module and key electrical equipments in high altitude”. The main research results include:

- 1) On the research of key components of PV plants at high altitude zone: According to the typical climate in Qinghai (low air density, low oxygen content, high UV intensity, high difference in temperature between the day and the night and so on), the differential testing methods on PV modules and key electrical components (inverter, combiner box, DC controller, and some others) were designed to provide the judging criteria for reliability and durability. Strict test items for photovoltaic module and principal electrical components were proposed in this standard in accordance with the published relevant standards and geographical features and climatic conditions of high altitude area, which included items of clearance and creepage distance, hot-spot endurance test, UV preconditioning test, thermal cycling test, humidity-freeze test, bypass diode thermal test and electroluminescent test. Environmental suitability test standard and test method of photovoltaic module, DC control cabinet, combiner box and photovoltaic grid-connected inverter were proposed on the basis of the above tests, and pointed test method, qualification judgment and passing criteria were also established. This standard was applied for the approval by Qinghai Province government.
- 2) On the research of performance testing and quality assessment on PV plant: The PV plants were surveyed in Qinghai, including the operation status of key components, operation and maintenance, the construction quality and the performance; Aiming at the main problems, some useful suggestions and several evaluation reports were proposed to the owners of PV plants to improve the quality of PV plants in Qinghai; Then on the basis of the data collected by survey, the main power loss factors were quantified, such as dirty loss, power degradation loss, mismatch loss, inverter efficiency, DC cable loss, and so on; Combined with standards investigation, the testing methods and procedures, the frame of the technical guideline, were proposed, mainly including two aspects: the quality assessment contents and requirements (total

17 items), the performance testing (total 19 items). On the basis of field experiments in Qinghai PV plants, dirty loss testing experiment, power degradation loss testing experiment, mismatch loss experiment, inverter efficiency testing experiment, DC cable loss testing experiment, and so on, the test and assessment procedures and methods, the judging criteria were set. Standardized performance ratio, junction temperature and some other terms were introduced to Chinese standard firstly. This is the first guideline in China on performance testing and quality assessment of PV plant. This guideline was approved by Certification and Accreditation Administration of China to be CQC's technical guideline and now is listed into the national Energy Administration's plan to be the industry standard in China.

- 3) On the research of Qinghai efficiency of grid-connected inverter, the carried research included: on the basis of whole year irradiation data in 2013 in Qinghai (collected during survey), we analyzed the irradiation distribution by statistics methods; then referring the European efficiency and California efficiency of grid-connected PV inverter, we clear and define the load points in Qinghai efficiency; and then statistics ranges of each load point were researched and formed. According to the statistics range, the weighted coefficient of each load point was calculated, and the percentage of inverter efficiency in basis load ratio was given.

目 录

1、课题背景	1
2、课题意义	2
3、工作过程简述	3
4、研究内容	4
4.1 “并网光伏电站性能检测与质量评估技术规范”标准制定研究	4
4.1.1 实际测试准备	4
4.1.2 实际测试结果与分析	8
4.1.3 测试验证结论	18
4.2 “高海拔地区光伏组件及主要电气设备技术标准”研究	18
4.2.1 光伏组件测试项目及要​​求	20
4.2.2 直流控制柜测试项目及要​​求	28
4.2.3 汇流箱测试项目及要​​求	30
4.2.4 逆变器测试项目及要​​求	33
4.3 并网光伏逆变器“青海效率”分析报告	35
4.3.1 研究背景	35
4.3.2 欧洲效率与加州效率分析	35
4.3.3 数据处理	36
4.4.4 逆变器效率公式推导	37
附录 A：现有标准适用性研究	41
1、光伏电站性能检测和质量评估国内外相关技术标准适用性研究	41
1.1 相关国内外现行标准	41
1.2 相关技术标准评述	41
1.3 结论	44
2、光伏组件国内外相关技术标准适用性研究	45
2.1 相关国内外现行标准	45
2.2 现有标准的适用性和不足之处	45
3、光伏逆变器国内外相关标准适用性研究	47
3.1 相关国内外现行标准	47

3.2 现有技术标准的适用性和不足之处分析	48
附录 B：并网光伏电站性能检测与质量评估技术规范	50
附录 C、高海拔地区光伏组件及主要电气设备技术标准	101
附录 D、青海大中型光伏电站调研报告	118
1、青海省光伏电站调研过程	118
1.1 调研对象简述.....	118
1.2 调研及分析过程.....	118
3、光伏电站现状评价	122
4、总结及建议	127

1、课题背景

截止目前，青海已经发展成为我国最大的光伏发电基地。青海太阳辐射强度大，日照时间长，年总辐射量达 5800 至 7400 兆焦/平方米，直接辐射量占总辐射量的 60%以上，是全国太阳能资源最丰富的地区。特别是柴达木盆地，年辐射总量大于 6800 兆焦/平方米，有可利用的荒漠化土地 10 万平方公里，理论装机超过 30 亿千瓦，非常适宜规模化开发。

截止 2013 年底，并入青海电网运行的光伏电站共计 134 家，并网光伏装机容量达 310 万千瓦，占全国地面大型光伏电站的 19%。到 2014 年 6 月底，累计并网达到 330 万千瓦。2013 年光伏发电上网电量 27.9 亿千瓦时，占全国并网发电上网电量的 34.3%，占全省发电量的 4.78%。2014 年上半年发电量 28.45 亿千瓦时，累计利用小时数 860 小时，占全省发电量的 9.78%。

青海省政府非常重视光伏发电基地的发展，及时制定了《青海省太阳能综合利用总体规划》、《青海省柴达木盆地千瓦千瓦级太阳能发电基地规划》、《青海省格尔木市新能源示范城市规划》等，以努力扩大光伏发电应用市场。今后一个时期，青海省仍将以建设全国重要光伏产业基地和全国最大的额光伏发电基地为目标，进一步培育应用市场优势、电网接纳优势和配套建设优势，确保十三五器件每年装机保持 100 万千瓦以上的发展节奏，到 2020 年累计建成光伏电站 1000 万千瓦以上。因此，青海省经过多年的发展和培育已经发展成为我国最大的光伏发电基地，且有潜力在未来也一直充当我国主要光伏基地之一。

青海省的光伏应用具有两个特点：一是以地面大型光伏电站为主，根据青海资源和负荷的特点，这一趋势预计未来仍将延续。随着光伏电站建设容量越来越多，青海省及至全国的光伏电站性能检测与质量评估越来越迫切，已建光伏电站性能是否达到设计标准，电站性能如何提高，进而电站交易、融资的质量担保等，均对电站性能评估提出要求，但国际国内均缺乏此类标准；二是青海特有的严苛的地理条件，高海拔、高紫外、高温差、高风沙等对光伏组件、逆变器等系统关键电气部件的可靠性、寿命等提出严峻考验，且没有别的国家和地区经验可借鉴。

在此背景下，在青海省光伏电站大规模发展的前期，非常有必要对现有的青海光伏电站进行性能检测，对运行状况进行评估；并对国内外光伏电站技术标准现状进行调

研，分析现有技术标准的适用性和不足之处。最后结合试验验证，针对青海特点，提出“高海拔地区气候条件下光伏系统的组件和电气设备技术标准”和“并网光伏电站性能检测与质量评估技术规范”两项技术标准。

2、课题意义

在光伏电站工程系统的标准化方面，我国从 2009 年开始在国家标准委指导下制定了一系列标准，目前已经完成和正在起草的光伏电站的标准包括：光伏电站接入电力系统技术规定，光伏电站设计规范、光伏电站施工规范、光伏电站运行维护技术导则以及光伏电站验收规范等。但对于光伏电站的性能监测和评估的技术标准仍然缺失。随着光伏应用的大规模开发，国内外均意识到此方面标准开发的重要性。2014 年美国 nrel 牵头在 IEC 起草了 IEC61724: PHOTOVOLTAIC SYSTEM PERFORMANCE MONITORING 标准，针对光伏电站的性能监测和总体质量评估做出了规定，但内容较粗，可操作性差，没有光伏电站各个质量点和效率点的测试，因此无法量化地判断问题所在，不能对电站改进和提高提供帮助。在此背景下，本课题所研究的“并网光伏电站性能检测和质量评估技术规范”为国内首个光伏系统性能评估方面的技术规范，该规范的实施将实现对光伏电站性能的客观评估，对于光伏电站各个质量和效率点均能给出量化测试数据，进而为后续光伏电站质量提升提供技术支持，为大规模电站交易、质量担保、融资等提供依据，及为能源主管部门在光伏电站管理方面提供依据。

另一方面，光伏技术的大规模应用与发展对光伏组件和电气设备提出了性能长期可靠的技术要求，不同的气候条件与使用条件会使光伏组件和电气设备的性能发生显著的变化。2013 年 IEC 出台 IEC 60721-2-1-2013 环境条件分类 第 2-1 部分：自然界出现的环境条件 温度和湿度。该标准是 IEC 的首个针对不同气候环境的光伏组件相关标准。在该标准中定义了热带、干旱、温带、寒冷、极地五种气候区。然而欧美等国的研究仅是针对本地区气候特点开展的，并不完全适合我国的气候特点，光伏组件作为光伏电站中的核心部件，其发电性能、可靠性、耐久性直接影响着电站的发电量与安全性能。中国光伏应用区域具有多元化特点，对于在我国不同地域、不同气候条件下应用的光伏组件，一直采用着相同且单一的产品设计鉴定与安全性能检测方法与评估技术。由此造成了光伏组件在我国高海拔地区、干热气候地区、湿热气候地区分别出现了不同的性能失效与可靠性、安全性能的下降。在光伏组件电性能检测技术领域，输出功率参数的单一化检

测技术不能对于光伏。青海省所处地域具有高海拔地区气候条件特征，如空气密度低、含氧量少、昼夜温差大、紫外强度高，2013年起，国内已有针对光伏组件的分区技术规范，有分资源区的逆变器效率，但是至今没有针对高海拔地区的组件及其他关键电气部件（逆变器、汇流箱、直流柜等）的整体的环境适应性技术标准，不能够满足青海省等高海拔地区的光伏电站应用。因此，本课题根据青海省的地域特点，差异化设计的光伏组件及主要电气设备（直流控制柜、汇流箱、逆变器）的检测方法，将更加科学、合理的评价光伏组件与主要电气设备在高海拔地区环境下使用应满足的技术要求，来确保光伏发电系统整体的安全稳定运行。

3、工作过程简述

《并网光伏电站性能检测与质量评估技术规范》和《高海拔地区光伏组件及主要电气设备技术标准》是“青海大中型光伏电站标准体系研究”课题重要产出成果之一。课题组于2014年初启动，对国内大中型光伏并网电站的性能检测及质量评估要求及评判标准等进行了深入研究。课题组搜集和分析了国内外现有相关技术标准，对现有标准进行了梳理和分析。分析研究了光伏电站性能影响主要因素，在青海当地大型光伏电站实际调研的基础上进行了典型案例分析，寻找和梳理我国并网光伏电站主要性能影响因素及高海拔地区特殊气候条件对组件及关键电气设备的影响，确立了技术规范框架后进行实际检测测试，开展强紫外辐照试验、温度循环试验、湿冻试验、电气间隙试验、电致发光试验等研究，制定了光伏组件适合青海地区气候条件的环境适应性检测标准和试验方法。结合青海省大中型地面光伏电站调研过程中获取的运行数据，提出光伏电站必要的性能监测技术参数并对数据传输、监测用仪器设备提出建议，提出光伏电站性能效率的评估方案和试验方法，包括光伏电站质量检查内容与要求及光伏电站性能测试与合格判定依据两大方面内容，通过实地检测完成光伏电站性能效率评估的试验验证，确保了标准所提出的量化指标和试验方法的可行性与可操作性。

技术规范草案初稿完成后，广泛征求相关单位的意见，并对技术要求的意见进行了汇总。根据意见汇总的内容，对技术规范进行了修改，对于存在较大分歧意见的测试项目及技术要求，根据大量的比对数据、引用参照的测试标准方法的规定以及实际电站业主单位的需求反应，进行了研讨与改进，确立了技术规范的申请备案稿。《并网光伏电站性能检测与质量评估技术规范》于2015年1月在中国质量认证中心进行了认监委委托的审

定会，经过质询和认真讨论，审查组专家一致通过了《并网光伏电站性能检测与质量评估技术规范》的审查，建议起草单位按照专家组的修改意见进一步完善后，形成拟备案稿向国家认监委备案。同时，该技术规范也完成了在国家能源局行业标准备案的工作，已列入2015年国家能源局新能源行业技术规范的修订计划。2014年12月，《并网光伏电站性能检测与质量评估技术规范》和《高海拔地区光伏组件及主要电气设备技术标准》完成在青海质量技术监督局的标准申报工作。



图1 课题组现场检测与试验、研讨及公开评审

4、研究内容

4.1 “并网光伏电站性能检测与质量评估技术规范”标准制定研究

4.1.1 实际测试准备

1、现场文件及监测数据收集

拟定现场收集资料包括：电站电气连接图、电站平面布置图、组件技术参数、组串

结构和电气参数、电站方阵设计及组件排布图；

拟定现场收集的实测数据包括：气象环境监测数据、光伏电站直流侧监测数据、光伏电站交流侧监测数据、电站故障记录

2、现场电站质量检测

拟定检查内容包括：电站装机功率、容量比、支架安装方式、直流电缆质量、汇流箱安装位置安装质量和功能、逆变器的安装集中度、机房的安装位置、变压器的类型及安装位置等共 17 项内容。并对每一项检查提出了详细的要求

3、现场性能检测

拟定现场性能检测内容包括：光伏组件红外扫描、灰尘遮挡损失、功率衰减、串并联失配损失、直流线损、遮挡损失、逆变器效率、光伏方阵绝缘性、接地连续性检测等共 18 项。

现场检测项目、所采用标准及使用仪器设备如下表所示：

表 1 拟定测试项目

序号	检测项目	
1	光伏组件红外（IR）扫描检查	
2	光伏系统污渍和灰尘损失	
3	光伏组件功率衰减	
4	光伏组串功率衰减	
5	光伏阵列温升损失	
6	光伏组件的电致发光（EL）检测（可选）	
7	汇流箱之前的光伏组串综合功率损失	清洗前
		清洗后
8	光伏组件热斑及功率衰减	
9	直流线损	
10	光伏阵列之间遮挡损失	
11	逆变器效率现场测试	
12	光伏方阵绝缘阻值测试	
13	功率因数	

14	防孤岛	
15	逆变器 MPPT 效率	
16	变压器效率	
17	交流线损	
18	光伏方阵接地连续性测试	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

相关检测标准如下:

- GB/T20513-2006 光伏系统性能监测-测量、数据交换和分析导则
- IEC TC82 光伏系统能量性能评估方法技术标准
- GB/T18210-2000 晶体硅光伏(PV)方阵 I-V 特性的现场测量
- IEC62446-2009 网络连接光伏系统--系统文件、试运行测试和检查的最低要求
- GB/T19964-2011 光伏电站接入电力系统技术规定
- GB/T50797-2012 光伏发电站设计规范
- CGCGF 003.1: 2009 并网光伏发电系统验收技术规范
- 光伏制造行业规范条件（工业和信息化部，2013 年第 47 号文）

所用检测仪器如下表所示。

表 2 现场测试所用仪器

序号	仪器名称	规格型号	测试项目	设备不确定度
1	光伏方阵便携式测试仪	IV400-HT	组件及光伏方阵 I-V 曲线	电压: $\pm 1.0\%$; 电流: $\pm 1.0\%$
2	热像仪	Fluke Ti25	组件热斑及设备温度	温度准确度 $\pm 2^{\circ}\text{C}$
3	钳型电流表	Fluke 319	支路电流测试	电压 0.1% 电流 0.5%
4	数字万用表	Fluke 15B	安装测试过程中必要的测试	电压 0.2%; 电流 0.1%

5	功率分析仪	HOKI3390	逆变器效率	电压：±0.15% 电 流：±1%
6	数字倾角计	570-01	安装倾角	
7	总辐射表	PSP	辐照度	
8	卷尺	——	光伏阵列间距	——

考虑到检测时现场条件不一致，为将不同电站在不同时刻进行的测试的结果进行对比分析，设定数据修正原则，如下所示。

- 1) 热斑检查：被检测光伏组串的全部组件；
- 2) 污渍遮挡损失：光强 $\geq 700\text{W}/\text{m}^2$ ，修正到统一的光强和温度条件；
- 3) 光伏组串温升损失：光强 $\geq 700\text{W}/\text{m}^2$ ，修正到结温 25°C 条件；
- 4) 光伏组件性能衰减：光强 $\geq 700\text{W}/\text{m}^2$ ，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 $\geq 700\text{W}/\text{m}^2$ ，修正到统一的光强和温度条件；
- 6) 严重热斑功率损失：光强 $\geq 700\text{W}/\text{m}^2$ ，修正到STC条件；
- 7) 隐裂检查：有明显问题的组件；
- 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。

4.1.2 实际测试结果与分析

1、现场文件及监测结果情况分析

现场文件和监测结果分析表明，大量光伏电站在环境监测方面关注度不够，安装监测设备不合适、不安装或维护不够，导致缺乏太阳能辐射数据，对电站性能评估方面缺乏基础数据。据此，在此技术规范中将专门对此作出要求。

2、现场监测系统情况分析

为尽可能客观、准确的实现对并网光伏电站性能的检测与质量评估，课题组在青海地区进行了四个电站的现场检测，测试流程的合理性、评判数据的合理性、测试项目的合理性、测试过程的可操作性等内容通过实际测试进行了检验与调整。

A、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：对于抽样选定的组串，待测试现场光强超过700W/m²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，得出该种状态下的灰尘/污渍损失率，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：组串灰尘当前损失=(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×100%

检测结果分析：

表3 光伏系统污渍与灰尘遮挡损失实测结果与分析

电站 序号	标称 功率 (W)	清洗前		清洗后		功率损 失
		测试 功率 (W)	修正 功率 (W)	测试 功率 (W)	修正 功率 (W)	
B	晶体硅 4140	3680.61	3910.18	3929.61	4124.75	5.20%
	薄膜 3312	2559.11	2476.52	2449.7	2580.61	4.00%
C	4700	3130.36	3995.07	2561.14	4269.18	6.40%

D	3330	2773.4	2838.59	3071	2927.17	3.00%
---	------	--------	---------	------	---------	-------



图2 青海地区典型灰尘遮挡组件

现场测试发现，青海地区积尘损失是电站性能损失的一个主要因素，基本积尘损失都在4%以上。

考虑到降低积尘损失需要进行组件清洗，会造成额外成本，因此在本标准中建议值为5%。业主可根据自己请款酌情进行组件清洗。

B、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：如果没有功率基准组件，则待测试现场光强超过 $700\text{W}/\text{m}^2$ 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，同标牌功率比较，得到粗略的光伏组件功率衰减率。建议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；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。

检测结果分析：通过实地检测4个电站共测试50余块组件，发现所有组件均出现不同程度的功率衰减。个别组件的功率衰减达到11%，部分组件的功率衰减小于0.55%。但是薄膜硅的衰减非常高，甚至达到20%。该现象或许与青海地区高紫外环境有关。

在功率衰减方面，国家还没有强制标准，考虑到部分企业会在与组件供货商签订的合同条框中有约束，因此本标准中建议或以供需双方的条款为准。在没有合同约定的情况下，标准建议以工信部“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年内平均衰减不应超过4.2%，薄膜光伏组件2年内平均衰减不应超过5.0%。

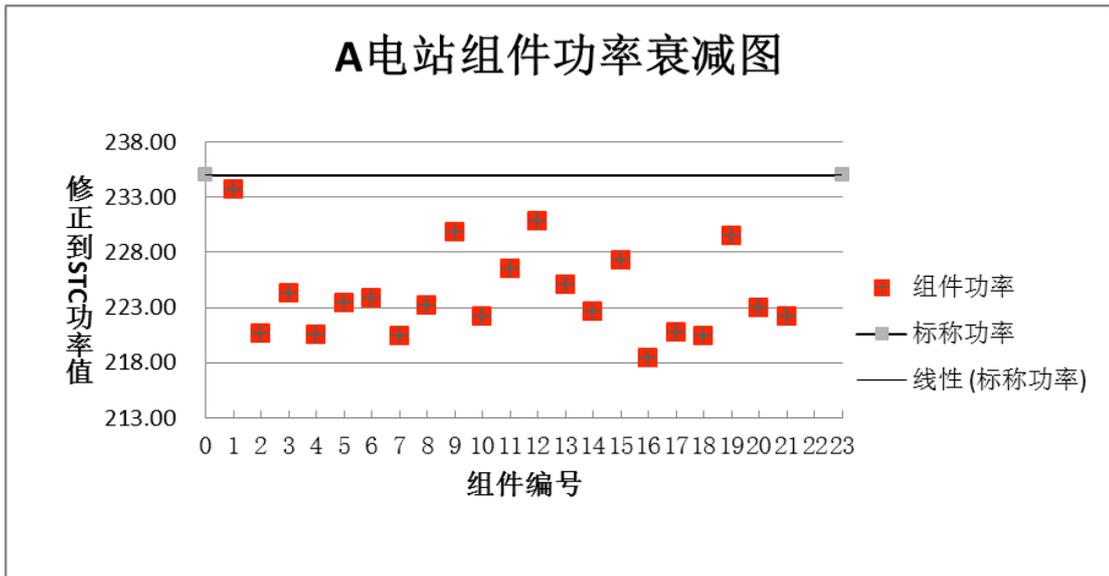


图3-1A 电站组件功率衰减分析

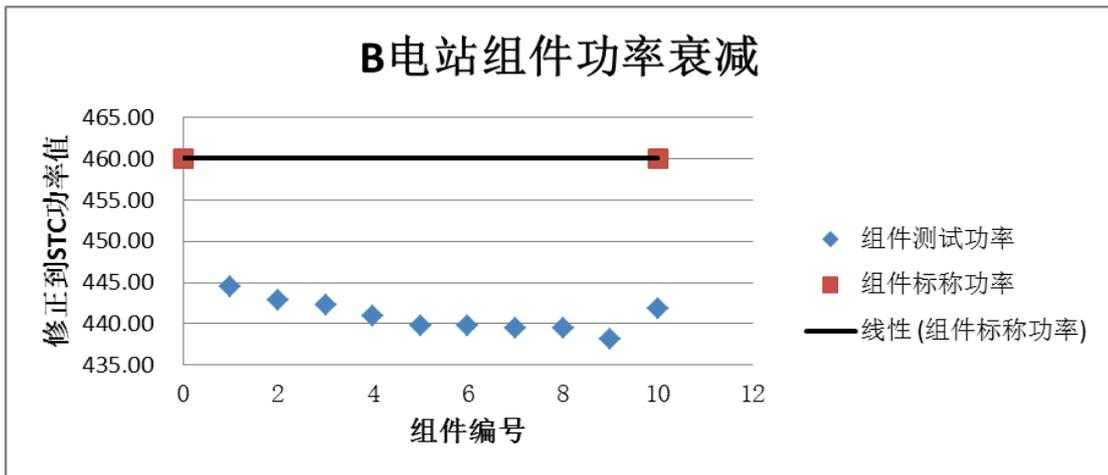


图3-2 B 电站组件功率衰减分析

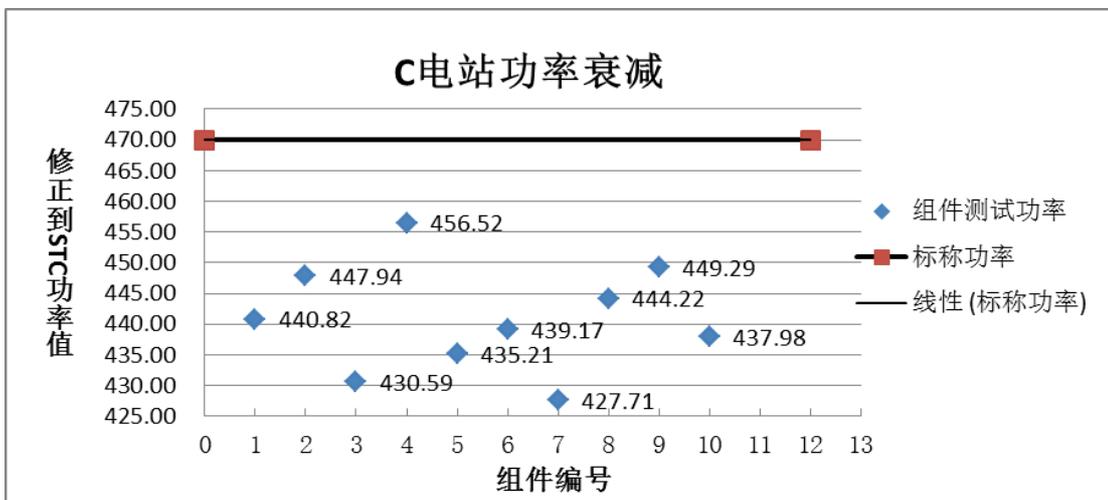


图3-3 C电站组件功率衰减分析

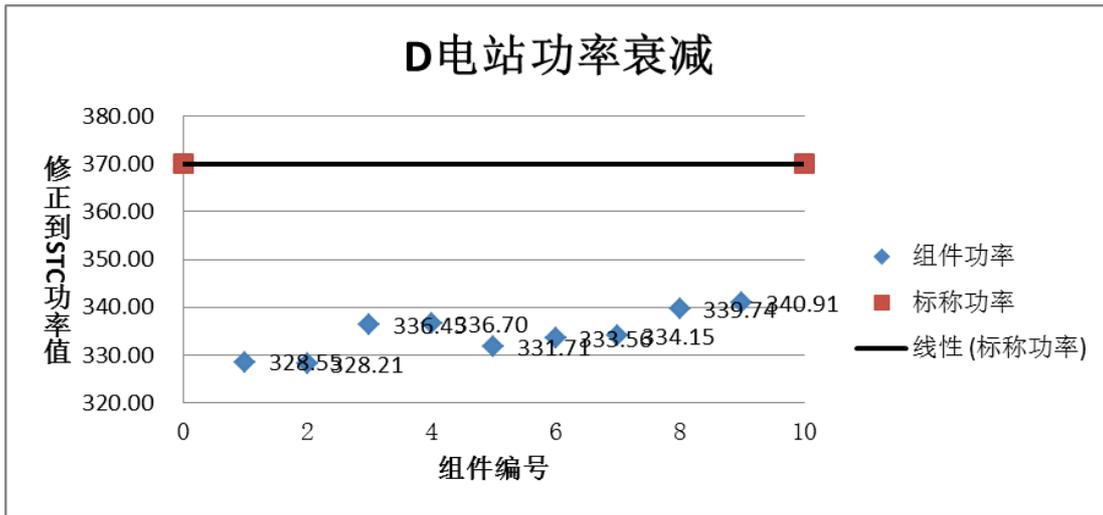


图3-4 C电站组件功率衰减分析

图3（1-4）典型电站组件功率衰减分析

C、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度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%；

检测结果分析：温升损失在青海地区相对较低，但在一些炎热地区温升损失将较高，因此考虑到温升损失与组件工作温度有关这一特性，在本标准中将引入标准能效比这一概念。

标准能效比：将不同气候区的能效比修正到标准结温（25 °C），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 °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。

为了进行温度修正，引入温度修正系数 C_i ：

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

δ ：光伏组件的功率温度系数

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：

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

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。

表4 青海地区典型光伏电站温升损失分析（4月份）

电站序号	实测功率 (W)	修正功率 (W)	温度	损失 (%)	块数	功率差值 (W)	每块功率差 (W)	单位温度每块功率差 (W/°C)	单块标称 (W)	百分比	
A	4421.92	4574.32	33	3.33%	21	-152.4	-7.26	-0.9071	235	-0.39%	
B	4132.93	4291.28	34	3.69%	20	-158.3	-7.92	-0.8797	230	-0.38%	
C	4335.64	4448.00	35	2.53%	20	-112.4	-5.62	-0.5618	235	-0.24%	
D	1	2936.68	3059.41	35	4.01%	18	-122.7	-6.82	-0.6819	185	-0.37%
	2	4420.51	4626.57	35	4.45%	20	-206.1	-10.30	-1.0303	235	-0.44%

评判标准：温升损失与组件材料类型及工艺，与组件运行温度有关，不宜设定评判标准。因此建议在光伏电站性能检测与质量评估时采用标准能效比概念，消除温升损失的影响。

D、组串失配损失

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%

检测结果分析：

表5 某电站组串失配损失测试分析

测试项目	光伏组件 I-V 测试								
测试区域	11 区阵列 2 号汇流箱 7 号组串 1-21 号组件								
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 (°C)	修正到标准下 Pmp (W)
1	235	34.14	7.07	26.21	6.51	170.6	794	45.3	233.44
2	235	34.3	7.93	25.86	7.36	190.28	923	41.2	224.07
3	235	34.14	8.28	25.71	7.62	195.97	938	41.8	227.18
4	235	34.14	7.59	26.14	7	182.97	891	42.2	222.99
5	235	34.07	8.29	26.07	7.53	196.39	945	42.4	225.66
6	235	34.35	8.13	26.57	7.41	196.76	945	42.6	225.90
7	235	34.14	7.8	26.07	7.18	187.09	917	43.4	221.81
8	235	34.11	8.21	26.07	7.5	195.51	939	41.6	226.17
9	235	33.92	7.31	26.14	6.67	174.3	816	42.6	231.99
10	235	34.14	7.96	25.86	7.25	187.44	907	42.1	224.79
11	235	33.92	7.7	26.14	7	182.9	866	41.5	229.64
12	235	34.35	7.65	26.29	6.9	181.42	852	44.6	231.21
13	235	33.71	7.31	25.43	6.8	172.86	823	41	228.76
14	235	34.08	6.96	26.64	6.34	169	810	40.9	226.15
15	235	34.3	7.11	26.43	6.62	174.82	831	43.8	228.39
16	235	34.14	7.79	25.93	7.15	185.36	916	43.2	220.03
17	235	33.92	7.63	26	6.91	179.76	879	43.6	221.98
18	235	34.07	5.68	26.71	5.29	141.18	690	43.2	221.92
19	235	34.78	7.87	26.86	7.17	192.56	885	38	235.77
20	235	34.14	7.66	26.07	7.01	182.78	869	39	228.36
21	235	34.31	7.66	26	7.11	184.83	885	39.7	226.94
功率之和									4763.15

测试项目	光伏组串 I-V 测试								
测试区域	11 区阵列 2 号汇流箱 7 号组串								
组串编号	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 (°C)	修正到标准下 Pmp (W)
7	4935	727.8	8.37	552.4	7.62	4208.2	952	43	4799.7
组串功率失配损失									0.7%

表6 不同电站组串功率失配损失

检测项目	电站 A	电站 B	电站 C	电站 D
组件串联失配损失（多晶硅）	0.7%	0.03%	0.142%	1.42%

根据相关标准，组件串联平均失配损失不应超过2%，此判定值在此采用。

E、直流线损

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。

1) 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（光强较稳定条件下也可以分别检测）组串出口直流电压(Vzc) 和汇流箱入口直流电压(Vhr)，同时测量该组串在汇流箱入口的直流电流Izc。按照下式求出直流线损：

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

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

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

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

ISTC: 光伏组串STC条件下额定工作电流;

VSTC: 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

2) 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(Vhc) 和逆变器入口直流电压(Vnr), 同时测量逆变器入口直流电流Idc。按照下式求出直流线损:

$V_{hc} - V_{nr} =$ 直流导线电压差 ΔV

$\Delta V/I_{dc} =$ 直流导线电阻 Rdc,

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

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

ISTC: 汇流箱STC条件下工作电流;

VSTC: 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

3) 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(Vzc) 和逆变器入口直流电压(Vnb), 同时测量该组串在汇流箱入口的直流电流 Izc。按照下式求出直流线损:

$V_{zc} - V_{nb} =$ 直流导线电压差 ΔV

$\Delta V/I_{zc} =$ 直流导线电阻 Rdc

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

$\Delta V_{STC}/V_{STC} * 100 =$ 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

检测结果分析：受现场测试条件限制，仅进行了汇流箱至逆变器之间的直流线损测试，测试发现，直流线损达到2.37%。

表7 某电站检测结果

测试项目	直流线损			
	25号汇流箱至逆变器室			
测试区域	汇流箱输出电压 V	汇流箱输出电流A	直控柜输入电压V	直流线损%
测试值	562	48.2	550	2.14
检测结果	直流线损2.37%			
合格判定	总直流线损 ≤ 2%			

根据我国民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范JGJ203-2010，直流线损不应大于2%。

F、逆变器效率

测试方法：

从早到晚利用逆变器显示参数在不同负载率时读取逆变器的输入/输出功率，同时测试并纪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。

测试对象：光伏电站内选定逆变器

采用该方法，实际进行了4个逆变器效率的测试，通过测试，绝大多数逆变器效率达到要求，仅一个逆变器效率较低，约为91.2%，经分析认为是逆变器室散热较差造成。

表8 某电站逆变器效率测试

测试项目	逆变器效率测试					
测试区域	4区逆变器室					
测试地点	直流输入电压 (V)	直流输入电流(A)	逆变器负载点 (%)	输出功率 (kW)	功率因数	转换效率 (%)
1号逆变器	580.1	647.5	59.61%	342.1	0.99	91.2
检测结果	91.2%					
合格判定	≥95%					

表9 某电站逆变器效率测试

测试项目	逆变器效率测试
测试区域	4区逆变器室2号逆变器

测试地点	直流输入电压 (V)	直流输入电流(A)	逆变器负载点 (%)	输出功率 (kW)	功率因数	转换效率 (%)
4区2号逆变器	298.1	706.7	73.16	378	0.99	96.77
	299.4	712.3				
检测结果	96.8%					
合格判定	≥95%					

表10 某电站逆变器效率测试

测试项目	逆变器效率测试					
测试区域	4区逆变器室2号逆变器					
测试地点	直流输入电压 (V)	直流输入电流(A)	逆变器负载点 (%)	输出功率 (kW)	功率因数	转换效率 (%)
4区2号逆变器	298.1	706.7	73.16	378	0.99	96.77
	299.4	712.3				
检测结果	96.8%					
合格判定	≥95%					

表11 某电站逆变器效率测试

测试项目	逆变器效率测试					
测试区域	6区逆变器室3号逆变器					
测试地点	直流输入电压 (V)	直流输入电流(A)	逆变器负载点 (%)	输出功率 (kW)	功率因数	转换效率 (%)
6区逆变器室3号逆变器	396.1	299.9	47.32	226	0.99	95.55
	396.1	297.5				
检测结果	95.6%					
合格判定	≥95%					

评判标准：逆变器的加权效率应≥96%。由于逆变器效率与资源区有关，建议电站业主根据实际情况选择欧洲效率、加州效率或中国效率、青海效率等。

4.1.3 测试验证结论

经实际测试，光伏组件、组串功率衰减、光伏组件串联失配损失、光伏阵列温升损失、直流线损、光伏阵列之间遮挡损失、光伏方阵绝缘阻值测试、光伏方阵接地连续性测试等项目的测试方法、测试流程、测试科学性等方面被验证。测试结果分析整理后反馈至电站业主处，受到业主单位认可。测试方法、流程在研讨会上多次公开征集意见，争议较大内容根据大量的比对数据、引用参照的测试标准方法的规定以及实际电站业主单位的需求反应，进行了研讨与改进，最终得到业界普遍认可。

4.2 “高海拔地区光伏组件及主要电气设备技术标准”研究

目前光伏领域标准制定级别多样，国外有美国 UL 标准和欧盟 IEC 标准，国内有国家标准、行业标准、地方标准和企业标准。光伏产品质量标准主要涉及到光伏电池、光伏组件、平衡部件以及光伏系统，从光伏标准发展情况可以看出，标准制定越来越有针对性，行业也越分越细，涵盖了光伏产品的电性能和耐久性能评估。通过最近的研究发现，组件在不同的环境条件中的性能变化是不同的，目前已有的标准均是适合于一般气候环境条件的通用标准，为了有差异性的反应和评估组件及电气设备的性能情况，提高测试的准确度，确保光伏产品能够长期使用，对组件及主要电气设备进入青海省使用提出针对性要求，为生产厂家进行差异化设计提供依据，特制订针对高海拔地区的光伏系统的组件和电气设备技术标准。

“高海拔地区气候条件下光伏系统的组件和电气设备技术标准”规定了在高海拔地区中安装、使用的光伏组件及主要电气设备（直流控制柜、汇流箱、逆变器）的技术要求和试验方法。根据高海拔地区气候条件特征（空气密度低、含氧量少、昼夜温差大、紫外强度高），设计差异化的光伏组件及主要电气设备检测方法，为评价光伏组件及主要电气设备在高海拔地区的可靠性与耐久性提供依据，同时也确保了光伏发电系统整体的安全稳定运行。根据我国地域分布特点（见图 1 和图 2），将海拔高度在 2000 米以上的地区定义为高海拔地区。

根据目前已公布的光伏组件及主要电气设备的相关标准以及结合高海拔地区的地域特征和气候条件，对光伏组件及主要电气设备的测试项目分为了通用测试项目和加严测试项目。通用测试项目是指不受海拔高度影响，适用于各个地区要求的测试项目；加严测试项目是在高海拔地区对现有测试项目测试条件的加严。

4.2.1 光伏组件测试项目及要求



图 6 光伏组件

本标准中关于光伏组件测试项目及要求的制定主要参考的标准有：GB/T 6495.3-1996 光伏器件 第 3 部分：地面用光伏器件的测量原理及标准光谱辐照度数据、GB/T 20047.1-2006 光伏(PV)组件安全鉴定 第 1 部分：结构要求、CQC 3305-2013 地面用晶体硅光伏组件环境适应性测试要求 第 3 部分：高寒气候条件、IEC 61215-2005 Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval、IEC 61701-2011 Salt mist corrosion testing of photovoltaic (PV) modules、IEC 61730-2-2012 Photovoltaic (PV) module safety qualification Part 2: Requirements for testing。

GB/T 6495.3-1996 规定了地面用光伏器件的电性能测量原理，包括在自然的和模拟的太阳光下进行测量的原理；GB/T 20047.1-2006 和 IEC 61730-2-2012 规定了光伏组件的结构要求，以使其在预期的使用期内提供安全的电气和机械运行；对由机械或外界环境影响造成的电击、火灾和人身伤害的保护措施进行评估；CQC 3305-2013 第 3 部分规定了在高寒气候条件下安装、使用的光伏组件的技术要求和试验要求。IEC 61215-2005 中的光伏组件测试序列用来评估组件的电性能和耐久性能。IEC 61701-2011 主要用于评估光伏组件对盐雾环境的抗腐蚀能力。

在 IEC 61215-2005 和 IEC61730-2-2012 中，对光伏组件的电性能、安全性能要求和测试方法进行了描述，适用于一般气候条件，没有对高海拔地区进行差异化分析。本标准提出了在高海拔地区对光伏组件电性能和安全性能进行测试的检测序列，如图 4 所示。

在该检测序列中，光伏组件的外观检查、STC 下的性能、湿漏电流试验、机械载荷等试验的测试方法和要求可以参见 IEC 61215-2005 第 10 章，接地连续性试验的测试方法

和要求参见 IEC61730-2-2012 10.4 节。

需要对光伏组件进行加严测试的项目有：高寒气候下的性能，电气间隙和爬电距离、热斑耐久试验、紫外预处理试验、温度循环试验、湿冻试验、旁路二极管热性能试验、电致发光试验。

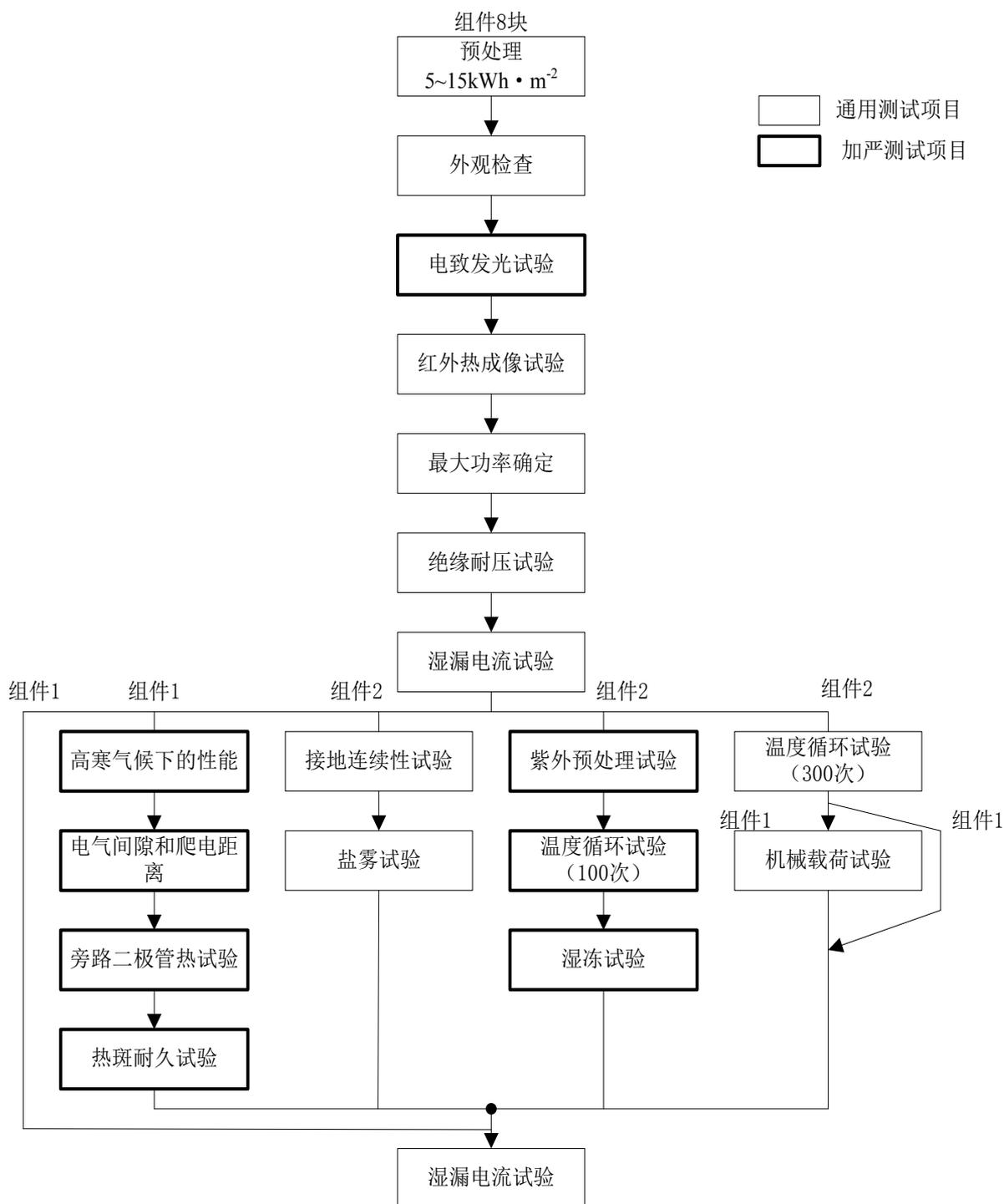


图 7 高海拔地区光伏组件测试流程

选择青海省作为高海拔地区的典型代表区域，对青海地区的几个光伏电站的组件进行测试，测试数据如表 12 所示：

表 12 青海地区光伏电站数据

电站 1		电站 2		电站 3	
辐照度 (W/m ²)	组件背板 温度 (°C)	辐照度 (W/m ²)	组件背板 温度 (°C)	辐照度 (W/m ²)	组件背板 温度 (°C)
1064	35.20	1040	38.20	985	41.7
1070	36.00	1056	39.00	1017	42.5
1085	36.80	1045	38.80	1004	35
1065	37.50	1046	37.50	993	37.2
1093	38.40	1059	38.40	1005	38.5
1100	40.00	1070	40	1003	38.9
1105	41.50	1082	40.10	1015	40.1
1120	42.50	1099	41.2	1012	41.5
1101	40.10	1105	42.3	1012	40.8

现有标准中规定组件的正常工作条件为总辐照度达到800W/m²、环境温度为20℃，根据表1的数据，定义高海拔地区组件的正常工作条件为总辐照度达到1000W/m²、组件背板温度为40℃，是光伏组件在高辐照度环境下出现问题频率最高的工作条件，在此条件下对光伏组件进行测试，评估光伏组件的电性能和安全性能。在热斑耐久试验中，稳态太阳模拟器辐照度能达到1100 W/m²；暴晒时的辐照度为1100 W/m²±10%。紫外预处理试验主要是测试光伏组件EVA材料在强紫外条件下的性能，通过增加光伏组件表面累计接受的紫外辐射量，观察EVA材料颜色变黄现象，评估其性能是否满足高海拔应用的要求。

随着海拔高度的增加，大气压力下降，空气密度和湿度相应地减少，会对电气间隙击穿电压产生影响。对于设计定型的产品，由于其电气间隙已经固定，随空气压力的降低，其击穿电压也下降。为了保证产品在高原环境使用时有足够的耐击穿能力，必须增

大电气间隙。光伏组件中电池片封装的电气间隙以及接线盒内部的电气间隙会影响光伏组件的耐压特性和绝缘特性，因此在高海拔地区，需要对光伏组件的电气间隙和爬电距离进行海拔高度的修正。表 13 所示的是常规组件的电气间隙和爬电距离要求，表 3 是根据海拔高度对电气间隙进行修正。

表 13 组件电气间隙和爬电距离

电压/V	最小爬电距离 (mm)	最小电气间隙 (mm)
0-50	6.5	2
51-300	9.5	6.4
301-600	12.5	6.4
601-1000	16	8.4
1001-1500	25	11

表 14 电气间隙的海拔修正系数

海拔/m	正常气压/kPa	电气间隙的倍增系数
2000	80.0	1.00
3000	70.0	1.14
4000	62.0	1.29
5000	54.0	1.48
6000	47.0	1.70

电致发光试验（EL 试验）能够反映在高海拔地区安装的光伏组件中电池片出现隐裂、碎片等缺陷，从而评估光伏组件的发电性能。在现有的标准中未给出电致发光试验具体的设备要求和操作说明，在本标准的制定过程中，对光伏组件进行了实验室内和电站现场 EL 测试及结果分析，对电致发光测试项目的测试方法和合格判据进行了详细的说明。

EL 测试的设备及要求：

EL 检测设备的基本部件包括直流电源、CCD 相机和控制系统，至少满足下述要求：

- a) 采用 CCD 相机，推荐采用红外相机；
- b) 光敏感区域：1000nm 至 1200nm；
- c) 解析度：图片中每一个像素对应的组件面积不大于 1 平方毫米。以 2m*1m 组件为例，红外相机的有效像素不应低于 200 万；
- d) 图像中组件的晶界、断栅、裂纹应清晰可见；

e) 直流电源：应具备通断控制功能，推荐使用程控电源，以保证加电探针与组件电极可靠连接后再进行通电，放置带电接触组件。直流电源应向被测组件通以其 $ISC \pm 10\%$ 的电流。

EL 测试方法：

将被测组件放置在暗室中，用直流电源的正极与光伏组件的正极连接，负极与负极连接，向光伏组件通入不超过组件标称最大功率点电流的反向电流，利用红外相机拍摄组件的照片。

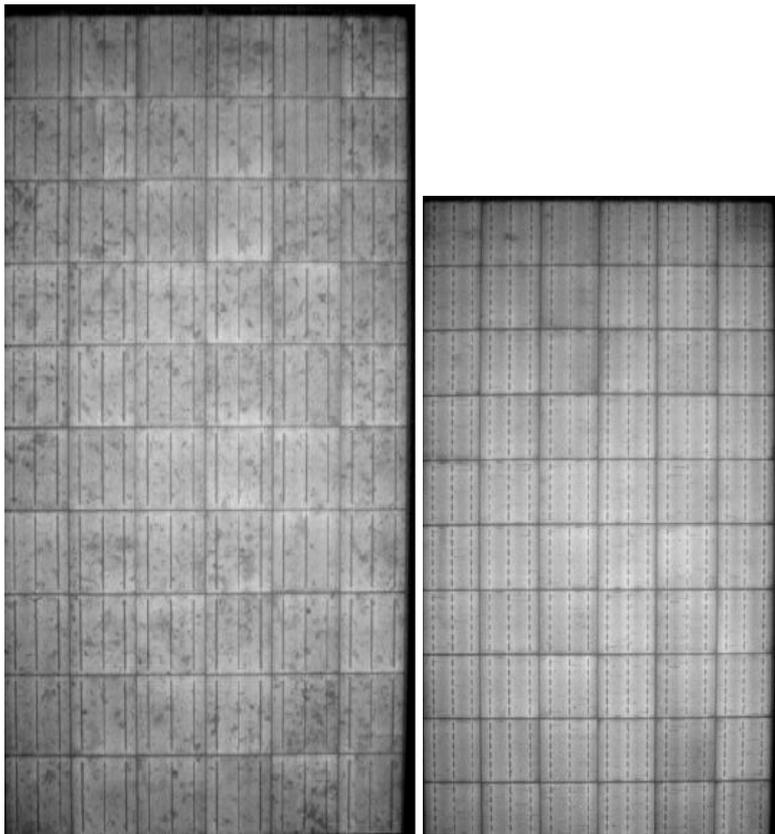
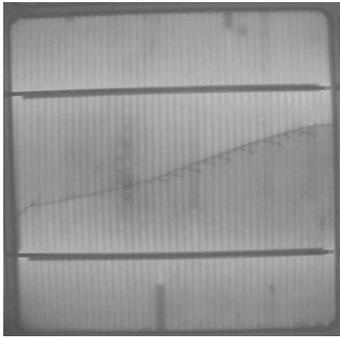


图 8 无严重缺陷的光伏组件 EL 照片

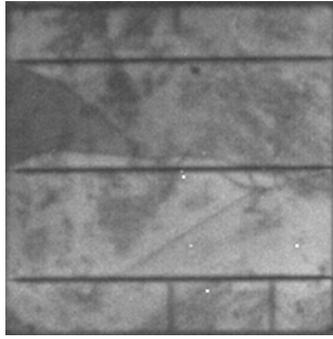
通过对光伏组件进行 EL 测试，发现的主要缺陷有：

1) 隐裂缺陷

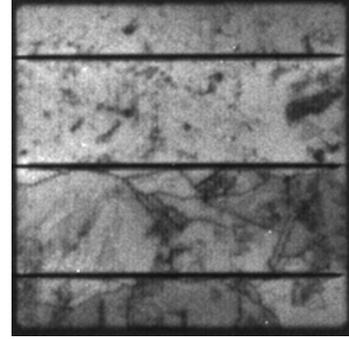
光伏电池体内的裂纹，并未延伸到电池上下表面，在红外缺陷图中呈现不规则曲线，有单条隐裂，形状如发丝(图 9)；交叉型隐裂(图 10)；有的如树杈或闪电(图 11)。



(图 9)



(图 10)



(图 11)

2) 碎片缺陷

晶体硅光伏组件中一部分电池与主栅无有效导通连接而导致的缺陷；当碎片部分与主栅线完全分离时，缺陷呈全黑状态；当碎片部分与主栅部分连接时，呈灰色状态。

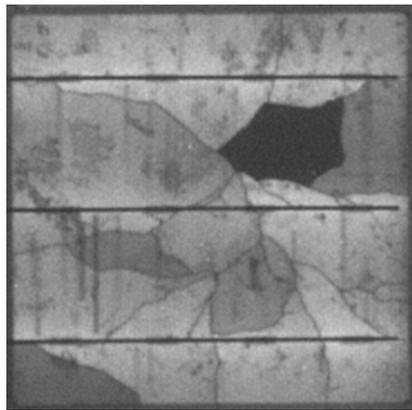


图 12 碎片缺陷

3) 断栅

光伏电池副栅线发生断裂而产生的缺陷，个别副栅线断裂时缺陷呈细条灰区；连续多根栅线断裂缺陷呈矩形黑区。

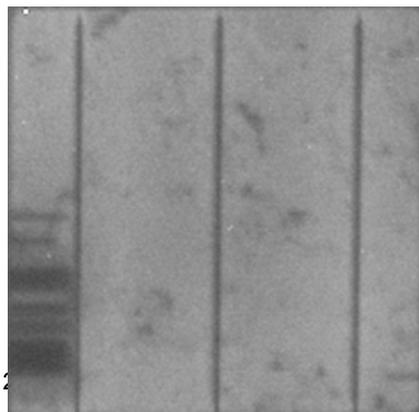
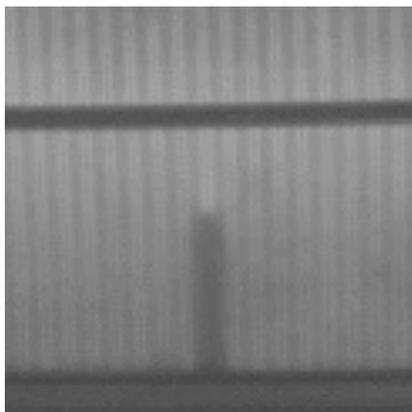


图 13 断栅缺陷 1

图 14 断栅缺陷 2

4) 黑片缺陷

光伏电池主栅全部或部分从电池表面脱落，导致电池片出现黑区的缺陷。

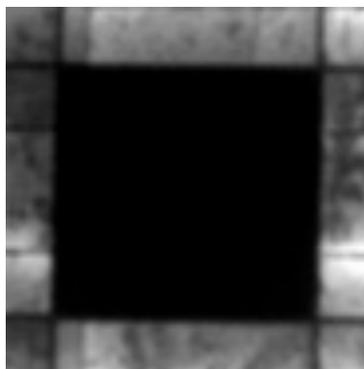


图 15 黑片缺陷

5) 黑心缺陷

电池片中心可观察规则圆形暗色区域，该缺陷常见于单晶硅太阳能电池，是由晶棒中的漩涡缺陷引入，常以多组同心圆的状态呈现。

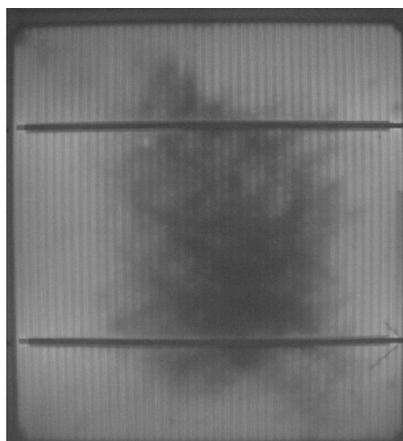


图 16 黑心缺陷 1

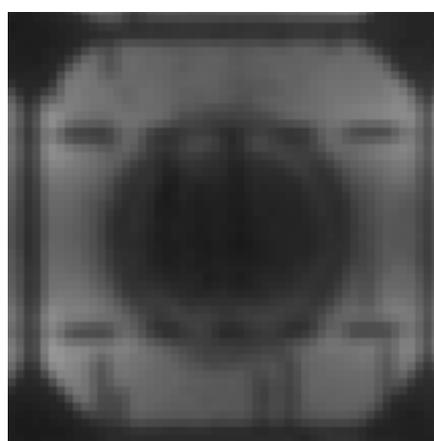


图 17 黑心缺陷 2

6) 网纹缺陷

电池片中可观察履带状阴影，由烧结工艺不良导致。

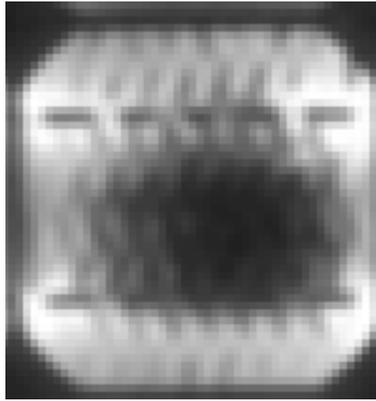


图 18 网纹缺陷 1



图 19 网纹缺陷 2

环境温度随着海拔的升高而降低，图 17 所示的是以北京为例的低海拔地区 12 月份的气温分布，图 18 所示的是以青海为例的高海拔地区相同时间的气温分布。根据最低温度的差别，将温度循环试验和湿冻试验中的最低温度降为 -50°C ，更为准确的反映光伏组件在高海拔地区工作的性能。

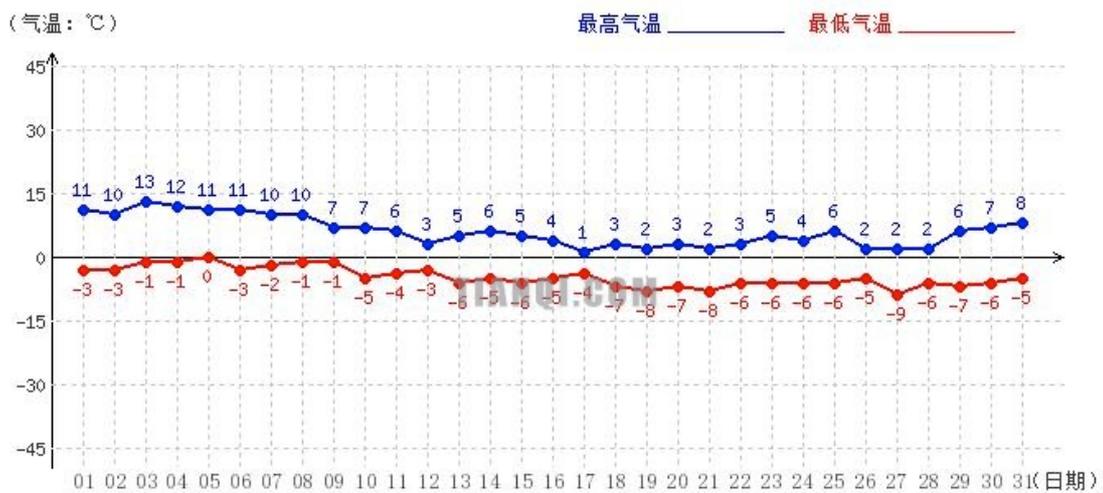


图 20 低海拔地区（以北京为例）12 月份的气温分布



图 21 高海拔地区（以青海为例）12 月份的气温分布

4.2.2 直流控制柜测试项目及要求



图 22 直流控制柜及内部接线

目前已有的标准中没有关于光伏电站直流控制柜的，本标准中关于直流控制柜测试的项目及要求参考的标准主要有：GB/T 4797.1-2005 电工电子产品自然环境条件 温度和湿度、GB/T 2423.1-2008 电工电子产品环境试验 第 2 部分：试验方法 试验 A：低温、GB/T 22580-2008 特殊环境条件 高原电气设备技术要求 低压成套开关设备和控制设备、GB 7251.1-2005 低压成套开关设备和控制设备 第 1 部分：型式试验和部分型式试验成套设备、GBT 20626.1-2006 特殊环境条件 高原电工电子产品 第 1 部分：通用技术要求、GB/T 16935.1-2008 低压系统内设备的绝缘配合 第 1 部分：原理、要求和试验。

GB/T 4797.1-2005 给出了用温度和湿度参数表示的户外气候类型，作为产品应用时选择适当温度和湿度严酷等级时的背景资料。GB/T 2423.1-2008 规定的低温试验适用于非散热和散热试验样品。GB/T 22580-2008 规定了海拔 2000m 以上至 5000m 范围内，高原型低压成套开关设备和控制设备的术语和定义、高原环境条件参数、要求、试验规范、资料、包装、运输和贮存要求。GB 7251.1-2005 适用于额定电压交流不超过 1000V，频率不超过 1000Hz，直流不超过 1500V 的低压成套开关设备和控制设备，包括型式试验的成套

设备(TTA)和部分型式试验的成套设备(PTTA)。GBT 20626.1-2006 规定了高原环境条件下电工电子产品的海拔分级、通用技术要求及试验、标识与标志、包装、运输和贮存。GB/T 16935.1-2008 规定了低压系统中设备的绝缘配合,适用于海拔至 2000m。额定电压交流至 1000V、额定频率至 30kHz 或直流至 1500V 的设备。

通过对直流控制柜的结构分析以及高海拔气候对其性能的影响,根据图 20 所示的测试项目和测试流程对应用在高海拔地区的直流控制柜进行性能评估。

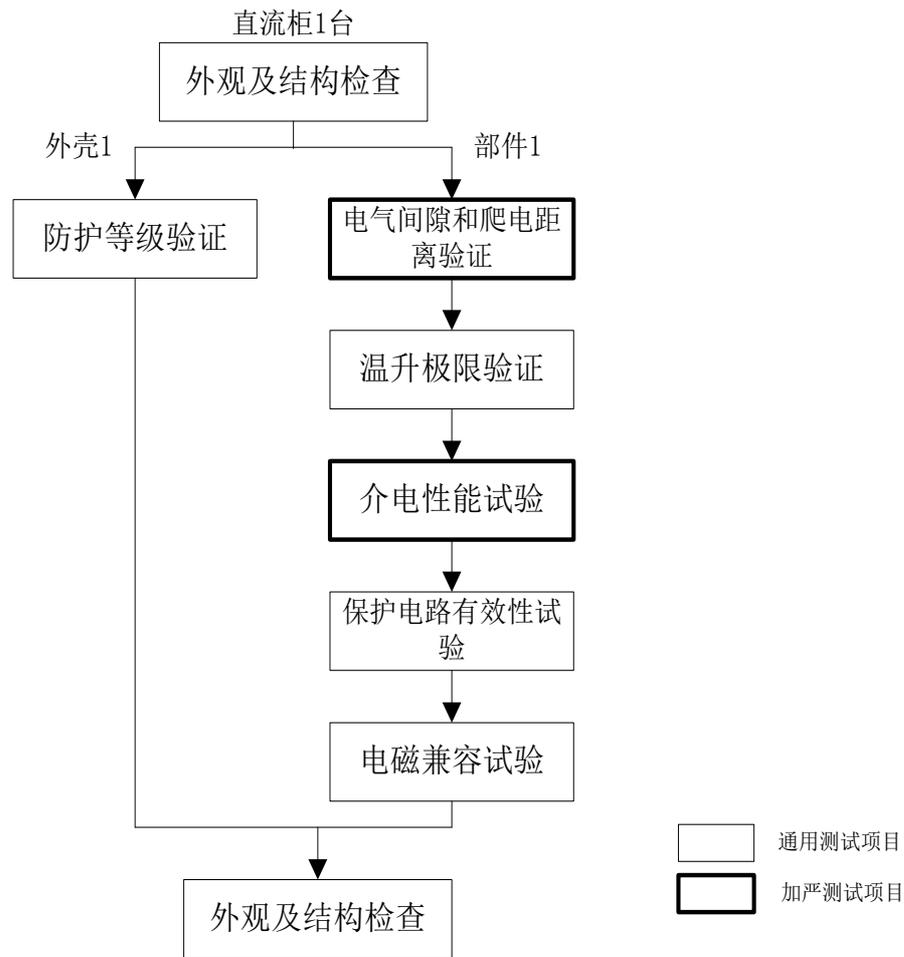


图 23 高海拔地区直流控制柜测试程序

直流控制柜的外观及结构检查、电气间隙和爬电距离验证、温升试验、介电性能试验、保护电路有效性验证、电磁兼容试验、防护等级验证试验的测试方法和要求可以参见GB 7251.1-2005 第8章。

需要对直流控制柜进行加严测试的项目有: 电气间隙和爬电距离测试、介电性能试验。

表4所示的是直流控制柜的电气间隙和爬电距离要求，同样根据表3对电气间隙进行海拔修正，根据表5对介电性能试验中的工频耐受电压和冲击耐受电压进行海拔修正。

表 13 电气设备的电气间隙和爬电距离

电气设备的额定电压 $U_n(V)$	最小电气间隙(mm)	最小爬电距离(mm)
$U_n \leq 250$	6	10
$250 < U_n \leq 690$	8	16
$690 < U_n \leq 1000$	14	25
$1000 < U_n \leq 1500$	18	31

表 14 工频耐受电压和冲击耐受电压的海拔修正系数

海拔修正系数 K_a	产品使用地点海拔/m			
	2000	3000	4000	5000
0	1.25	1.43	1.67	2
产品试验地点海拔 /m (检测实验室地 点)	1000	1.11	1.25	1.43
	2000	1	1.11	1.25
	3000	0.91	1	1.11

4.2.3 汇流箱测试项目及要

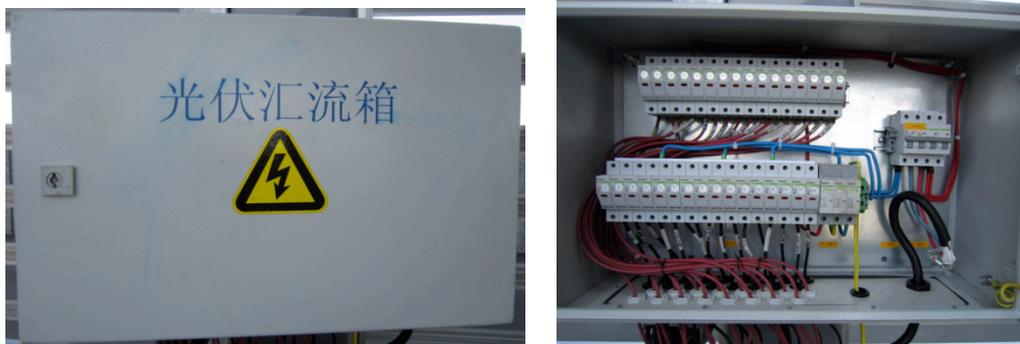


图 24 光伏汇流箱及内部接线

本标准中关于光伏电站汇流箱的测试项目及要

主要参考的标准有：CGC/GF 037-2014(CNCA/CTS 0001 - 2011A) 光伏汇流设备技术规范、GB/T 2423.37-2006 电工电子产品环境试验 第2部分：试验方法 试验L：沙尘试验、GB/T 2423.18-2012 电工电子产品环境试验 第2部分：试验方法 试验Kb：盐雾，交变（氯化钠溶液）、GB/T 6461-2002 金属基体上金属和其他无机覆盖层经腐蚀试验后的试样和试件的评级、GB 7251.1-2005 低压成套开关设备和控制设备 第1部分：型式试验和部分型式试验成套设备。

CGC/GF 037-2014(CNCA/CTS 0001 - 2011A) 规定了光伏汇流设备的术语和定义、技术要求、试验方法、试验规则及标志、包装、运输和贮存等。GB/T 2423.37-2006规定了

确定空气汇总悬浮的沙尘对产品的影响的试验方法。GB/T 2423.18-2012适用于预定耐受含盐大气的元件和设备，试验时依据其耐受程度选用相应的严酷等级。GB/T 6461-2002规定了在腐蚀环境中进行过暴露试验或经其他目的的暴露后，装饰性和保护性金属和无机覆盖层所覆盖的试板或试件腐蚀状态的评定方法。按照图22所示的测试项目和测试流程对应用在高海拔地区的汇流箱进行性能评估。

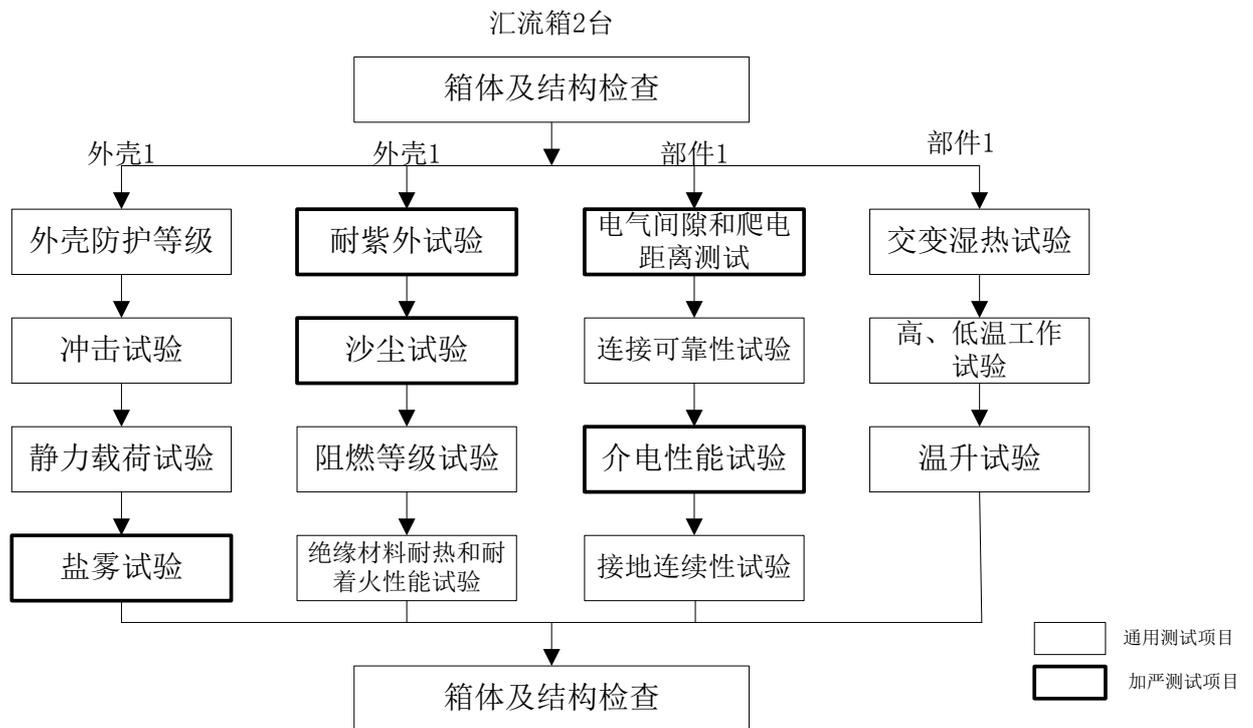


图 25 高海拔地区汇流箱测试程序

汇流箱的壳体试验（防护等级验证、冲击试验、静力载荷试验）、材料试验（盐雾试验、耐紫外试验、阻燃等级试验、绝缘材料耐热和耐着火试验）、电气间隙和爬电距离测试、连接可靠性试验、接地连续性试验、介电性能试验、环境试验（交变湿热试验、高低温工作试验、温升试验）的测试方法和要求参见 CGC/GF 037: 2014《光伏汇流设备技术规范》第 6 章的要求。

需要对汇流箱进行加严测试的项目有：耐紫外线辐射试验、电气间隙和爬电距离、介电性能试验，同时还需要增加沙尘试验和盐雾试验。

由于高海拔地区的辐照度增强，将汇流箱耐紫外线辐射试验中 280-400nm 紫外光范围内的辐照度均值提高到 120W/m^2 ，更准确地评定汇流箱的耐紫外特性。紫外试验后的汇流箱应满足表 6 的要求。

表 15 紫外试验后的最低性能保持率

试验零部件	性能指标	试验方法标	试验后最低保持率
-------	------	-------	----------

		准	
提供机械支持的 零部件	拉伸强度 ^a ， 或挠曲强度 ^{a,b}	ISO 527	70%
		ISO 178	70%
提供冲击防护的 零部件	摆锤冲击 ^c ， 或简支梁冲击 ^c ， 或拉伸冲击 ^c	ISO 179	70%
		ISO 180	70%
		ISO 8256	70%
所有零部件	可燃性等级	GBT 5169.17-2008	可燃性等级可以发 生变化，但不能低于 GBT 5169.17-2008 的要 求
<p>^a 进行拉伸强度和挠曲强度试验的样品的厚度不应大于实际使用的厚度。</p> <p>^b 用三点负载法测量挠曲强度时，样品暴露于 UV 辐射的一侧应接触两个载荷点。</p> <p>^c 对于厚度不低于 0.8mm 的聚合物材料，简支梁冲击和拉伸冲击试验可以对 3.0mm 的样品进行，摆锤冲击可以对 4.0mm 的样品进行。</p>			

根据表 3 对汇流箱电气间隙进行海拔修正，根据表 5 对汇流箱介电性能试验中的工频耐受电压和冲击耐受电压进行海拔修正。

因为汇流箱是在光伏电站室外使用，我国西部的高海拔地区多伴有沙尘天气，所以必须对汇流箱增加沙尘试验测试项目。汇流箱外壳内的压力可能会与外界大气压不同，例如由于运行中的热力循环引起的气压不同，根据 GB/T 2423.37-2006《电工电子产品环境试验 第 2 部分：试验方法 试验 L：沙尘试验》，汇流箱外壳属于类型 1，严酷程度按照类型 1 的要求进行。

GB/T 2423.37-2006 中沙尘试验分为 3 组：非磨蚀性沙尘 La、自由降尘 Lb 和吹沙尘 Lc。其中吹沙尘 Lc 主要用于模拟户外和车载环境条件下沙尘对样品的密封性能和磨蚀影响，样品暴露于夹带了一定量尘、沙和沙尘混合物的湍动或层流气流中。根据描述，本标准中的汇流箱沙尘试验应按照 GB/T 2423.37-2006 第 6 章试验 Lc：吹沙尘的测试方法和要求进行试验。

对于青海柴达木盆地、青藏的羌塘高原等盐碱地区，需要考虑增加对汇流箱的盐雾试验。盐雾试验的测试方法参见 GB/T 2423.18-2012《环境试验 第 2 部分：试验方法 试验 Kb：盐雾，交变（氯化钠溶液）》的相关章节。通常，严酷等级（1）和（2）适用于试

验在海洋环境或在近海地区使用的产品，在元件质量保证程序中用作普通腐蚀试验。严酷等级（3）和（6）通常适用于在含盐大气与干燥大气之间频繁交替使用的产品，与严酷等级（1）和（2）相比含有一个在试验标准大气条件下的附加贮存。针对青海省的盐碱地区，可以按照严酷等级（3）进行试验。

4.2.4 逆变器测试项目及要求



图 26 光伏逆变器及内部接线

本标准中关于光伏逆变器的测试项目及要求的制定参考的主要标准有：NB/T 32004-2013 光伏发电并网逆变器技术规范、GB 7251.1-2005 低压成套开关设备和控制设备 第1部分：型式试验和部分型式试验成套设备、GB/T 2423.37-2006 电工电子产品环境试验 第2部分：试验方法 试验L：沙尘试验。

NB/T 32004-2013规定了光伏(PV)并网系统所使用逆变器的产品类型、技术要求及试验方法。按照图24所示的测试项目和测试流程对应用在高海拔地区的逆变器进行性能评估。

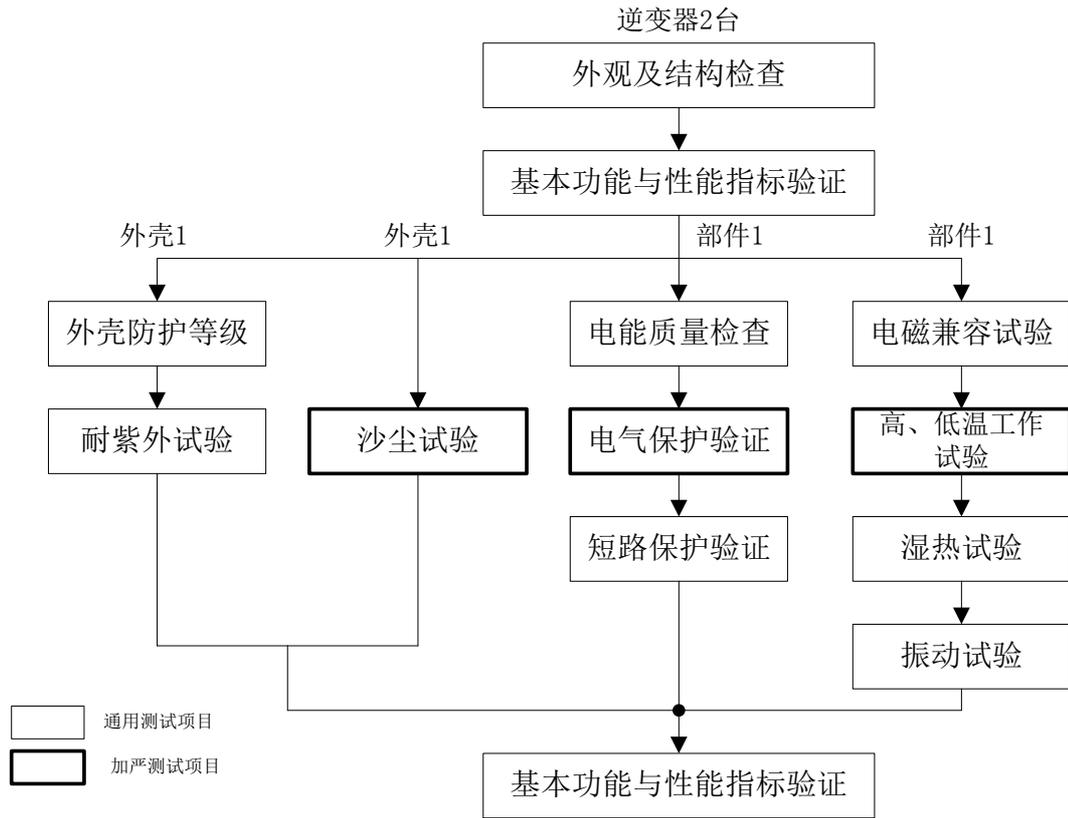


图 27 高海拔地区逆变器测试程序

逆变器设备安全检查（外观及结构检查、外壳防护等级试验、耐紫外试验、沙尘试验）、基本功能与性能指标验证、电气性能（温升试验、电气保护验证、短路保护验证）、EMC 类、环境类（高低温工作试验、湿热试验、振动试验）测试项目的测试方法与技术要求参见 NB/T 32004-2013《光伏发电并网逆变器技术规范》第 7 章与第 8 章。

需要对逆变器进行加严测试的项目有：低温工作试验、电气间隙和爬电距离、介电性能试验，同时还需要增加沙尘试验。

分析高海拔地区的气温数据可知，环境温度最低可达 -25°C 至 -30°C 之间，因此在低温工作试验中，将试验温度调整为 $-30^{\circ}\text{C}\pm 3^{\circ}\text{C}$ （户内型）或 $-35^{\circ}\text{C}\pm 3^{\circ}\text{C}$ （户外型），判断逆变器在高海拔地区能否正常工作。

同样，根据表 3 对逆变器电气间隙进行海拔修正，根据表 5 对逆变器介电性能试验中的工频耐受电压和冲击耐受电压进行海拔修正。

如果逆变器安装在室外，也需要对其进行沙尘试验，试验方法和要求与汇流箱的相同。

4.3 并网光伏逆变器“青海效率”分析报告

4.3.1 研究背景

青海省太阳能资源丰富，开发利用潜力巨大。青海省太阳能资源全年日照时数为 2500-3650 小时，柴达木地区达 3550 小时以上，年均日照率达 60-80%，年辐照总量 5860-7540 MJ/m²，属于太阳能资源丰富区和较丰富区。青海省太阳能资源最好的地区为海西州 3 行委、2 市、3 县和玉树州西部，其次是海北州和海南州，最后是玉树州东部、西宁市、果洛州、黄南州和海东区。

青海省太阳能资源和荒漠化土地资源的综合资源优势全国第一，截至 2013 年 8 月底，全省已建成大型集中并网光伏电站约 80 座，总装机容量约 203 万千瓦。根据青海省柴达木盆地“千万千瓦级”光伏发电基地发展规划，预计 2020 年青海光伏发电总装机容量超过 750 万千瓦。并网逆变器是光伏发电系统中关键部件之一，其性能优劣直接关系到光伏电站的发电质量和投资效益，而转换效率是衡量并网光伏逆变器工作性能最重要的指标之一，直接影响着系统的电力输出，因此科学合理的转换效率评价方法对于逆变器设计及电站的建设与收益就显得至关重要。目前我国主要采用“最大效率”评价逆变器转换效率，但最大效率较高的逆变器可能在现场实际运行效率并不高，这主要与当地环境资源相关，逆变器并不能一直运行在最大效率点。有的逆变器厂家也给出了欧洲效率、加州效率，二者是综合考虑了当地环境资源情况而制定的加权效率，是通过不同输出功率条件下逆变器的发电效率配以不同加权系数来模拟真实使用环境，来综合评价光伏逆变器发电效率，但是加州效率与欧洲效率主要是考核运行在该国家地区的逆变器，不完全适用于考核安装在我国光伏电站的逆变器，因此根据青海省环境资源条件制定逆变器“青海效率”，对于评估青海省现有光伏电站逆变器运行效率及提高将要应用于该地区的逆变器转换效率具有非常重要的意义。

4.3.2 欧洲效率与加州效率分析

目前欧洲电工标准化委员会与加利福尼亚州能源委员会相继推出了反应本地资源特征的欧洲效率加权公式与加州效率加权公式，分别如下：

欧洲效率加权公式：

$$\eta_{\text{conv,EUR}} = 0.03\eta_{\text{conv},5\%} + 0.06\eta_{\text{conv},10\%} + 0.13\eta_{\text{conv},20\%} \\ + 0.10\eta_{\text{conv},30\%} + 0.48\eta_{\text{conv},50\%} + 0.20\eta_{\text{conv},100\%}$$

加州效率加权公式：

$$\eta_{\text{conv,CEC}} = 0.04\eta_{\text{conv},10\%} + 0.05\eta_{\text{conv},20\%} + 0.12\eta_{\text{conv},30\%} + 0.21\eta_{\text{conv},50\%} + 0.53\eta_{\text{conv},75\%} + 0.05\eta_{\text{conv},100\%}$$

根据欧洲标准 EN50530: 2010，公式中 $\eta_{\text{conv},x\%}$ 表示逆变器的输入功率为额定直流功率的 $x\%$ 时，逆变器对应的转换效率。

加权系数应表示的是系统运行在该负载点时的年累计发电量占全年总发电量的比例，加权系数主要受逆变器输入功率与逆变器在该功率点下的运行时长这两部分因素的影响，这两部分因素都与当地环境气候条件有关，其中主要环境影响因子是太阳辐照度。加权系数表征了逆变器运行环境的自然气候状况。

绘制欧洲效率与加州效率加权系数柱状图进行对比，如图 28 所示

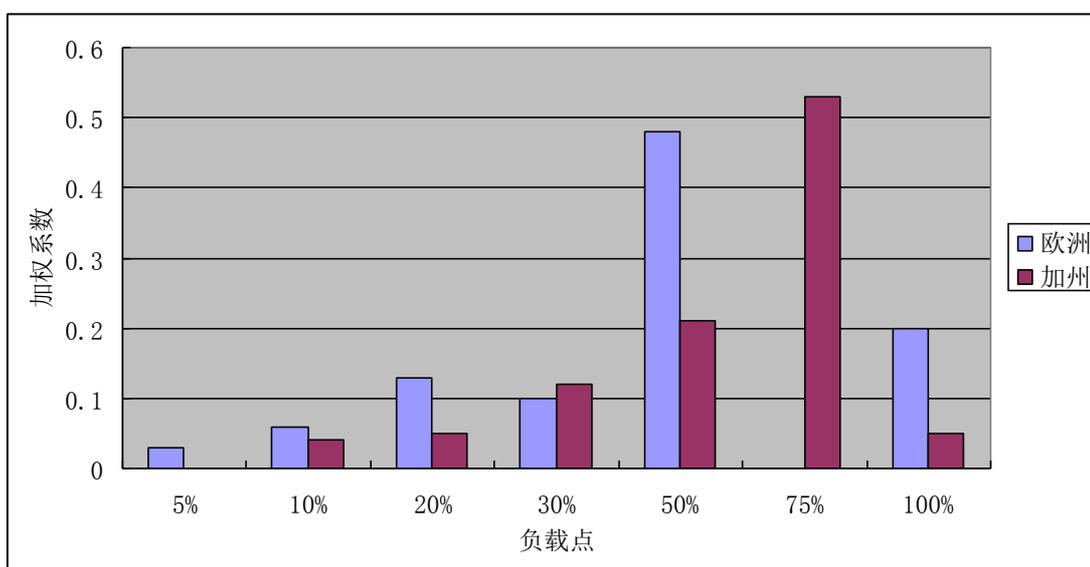


图 28 欧洲效率与加州效率加权系数对比图

根据图 28 看出，根据欧洲地区的日照情况，逆变器在 50%附近负载点运行的发电量是全年总发电量的将近一半，因此提高逆变器 50%负载点的转换效率对于提高该地区光伏系统的发电量有很大意义；根据加州地区的日照情况，逆变器在 75%附近负载点运行的发电量是全年总发电量的一半，因此提高逆变器 75%负载点的转换效率对于提高该地区光伏系统的发电量有很大意义。

4.3.3 数据处理

格尔木市平均每天日照时间接近 8.5 h，年均日照时数为 3096.3 h，年太阳总辐射量为 6600 MJ/m²~7100 MJ/m²，是柴达木盆地太阳能资源丰富地区之一。以青海省格尔木

为典型代表，利用该地区 20MW 光伏电站采集的 2013 年全年辐照度数据，进行统计分析，来得出并网光伏逆变器“青海效率”。

4.4.4 逆变器效率公式推导

基于处理过的青海格尔木 2013 年全年辐照度数据，统计计算得出并网光伏逆变器“青海效率”加权公式。

逆变器“青海效率”加权公式推导步骤如下：

- 1). 选取典型负载点；
- 2). 在全功率范围内按照典型负载点划分统计区间，以辐照度 1000 W/m^2 为基准，将处理过后的辐照度数据按照划分的区间统计计算各区间平均辐照度；
- 3). 统计各区间辐照度个数，再乘以采集周期（5min），除以 60 得出该区间对应的辐照时长；
- 4). 将步骤 2 计算出的平均辐照度乘以步骤 3 计算的辐照时长得出各区间的年累计辐射量；
- 5). 累加各区间年累计辐射量得到年总辐射量；
- 6). 各区间年累计辐射量除以年总辐射量得到各负载点转换效率对应的加权系数。

为了更准确的选取公式中的负载点，首先对全年辐照度的分布情况进行统计分析。设置辐照度的有效发电范围为 $10\text{W/m}^2\sim 1000\text{W/m}^2$ ，对于大于 1000W/m^2 的辐照度，按 1000W/m^2 处理。以 1000 W/m^2 为基准，在 1%-100%辐照度范围内间隔为 2%将整个区间划分为 51 个小区间，统计各区间辐照度的点数。通过分析可知，除了欧洲效率与加州效率中的典型负载点，分布在 65%附近辐照度的点比较多，也就是说在该点辐照时间较长，由于该点的辐照度较大，可得出在该点全年累计辐射量较大，因此将 65%点选为逆变器加权效率公式中的典型负载点，对于加权公式中其它典型负载点，选取欧洲效率与加州效率公式中的典型负载点，因此“青海效率”加权公式中的典型负载点为：5%，10%，20%，30%，50%，65%，75%，100%。按照各典型负载点，划分统计区间，并统计计算各区间平均辐照度，年累计辐照时长，从而算出区间对应的年累计辐射量及整个功率范围的年总辐射量，最终得到该区间对应的加权系数，统计计算结果如表 16 所示。

表 16 “青海效率”加权公式加权系数统计计算结果

负载点	范围	统计点数	辐照时长 (小时)	平均 辐照度 (W/m^2)	累计能量 (kWh/m^2)	能量 占比	取整 权重
-----	----	------	--------------	------------------------------	------------------------------	----------	----------

5%	1.01%~7.5%	5201	433.42	37.723	16.350	0.0075	0.01
10%	7.51%~15%	3994	332.83	111.441	37.091	0.0170	0.02
20%	15.01%~25%	4930	410.83	199.646	82.021	0.0375	0.04
30%	25.01%~40%	6976	581.33	324.461	188.618	0.0863	0.09
50%	45.01%~60%	9387	782.25	500.982	391.894	0.1792	0.18
65%	60.01%~70%	5723	476.92	650.706	310.332	0.1419	0.14
75%	70.01%~87.5%	5864	488.67	785.226	383.714	0.1755	0.17
100%	87.5%~100%	9538	794.83	976.804	776.396	0.3551	0.35
总计	\	51613	4301.08	\	2186.416	1	1

注：在选取功率范围时，尽量选取两个相邻典型负载点中间值作为统计区间切换点，同时保证每个统计区间的平均辐照度接近该区间对应的典型负载点。例如针对 65% 点，选取上下切换点分别为 60% 与 70%，以保证 65% 统计区间的平均辐照度接近于 $650\text{W}/\text{m}^2$ 。

将表 16 中各负载点转换效率对应的权重绘制柱状图如图 28 所示：

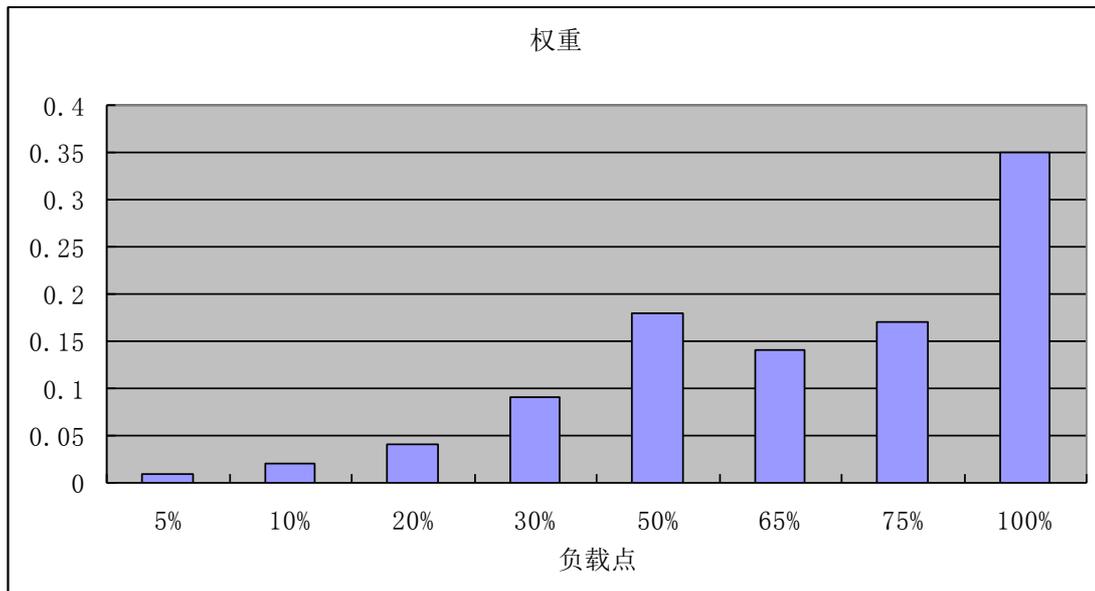


图 28 “青海效率” 加权系数柱状图

根据图 28 所示“青海效率”加权系数，可看到 100% 负载点所占权重最大，说明青海省格尔木地区的日照资源非常好，该地区的日照资源条件很适合建设光伏电站。提高逆变器 30%，50%，65%，75%，100% 负载点的转换效率，对于提高该地区光伏系统发电量具有重要意义。

根据上述统计计算结果，得到逆变器“青海效率”加权公式如下所示：

“青海效率”

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

附录：

附录 A： 现有标准适用性研究

附录 B： 并网光伏电站性能检测与质量评估技术规范

附录 C、高海拔地区光伏组件及主要电气设备技术标准

附录 D、青海大中型光伏电站调研报告

附录 A：现有标准适用性研究

1、光伏电站性能检测和质量评估国内外相关技术标准适用性研究

1.1 相关国内外现行标准

与光伏电站设计、光伏方阵技术要求、电站性能监测、现场测试、电站验收、质量评估等相关的国内外技术标准列出如下：

- 1) GB/T20513-2006 (IEC61724-2014) 光伏系统性能监测-测量、数据交换和分析导则
- 2) IEC TC82 光伏系统能量性能评估方法技术标准
- 3) GB/T18210-2000 (IEC61829-2014) 晶体硅光伏(PV)方阵 I-V 特性的现场测量
- 4) IEC62446-2009 (IEC62446-2014) 并网光伏系统--系统文件、投运测试和检查的最低要求
- 5) IEC62548-2014 PV Arrays-Design Requirements (光伏方阵设计要求)
- 6) GB/T19964-2012 光伏电站接入电力系统技术规定
- 7) GB/T29319-2012 光伏发电系统接入配电网技术规定
- 8) GB50797-2012 光伏电站设计规范
- 9) 光伏制造行业规范条件 (工业和信息化部, 2013 年第 47 号文)

1.2 相关技术标准评述

1) GB/T20513-2006 (IEC61724-1998) 光伏系统性能监测-测量、数据交换和分析导则
此国标等同采用 IEC 标准，规定了光伏电站监测系统的技术要求，采样参数，采样周期，采样精度，数据格式以及数据处理和分析。标准首次提出了电站质量评估的参数：能效比，即 Performance Ratio (PR)。然而，该标准并未对 PR 展开讨论，也没有对 PR 的诸多影响因素做进一步分析。这样的话，即使得到光伏电站的 PR 值很低，也无从得知其原因，不知道哪个环节出了问题，对于光伏电站进一步改进和提高没有帮助。

即将出台的 2014 年版的 IEC61724 有了很多改进，根据数据精度要求的不同将光伏系统分为三档，增加了太阳跟踪器和聚光光伏的辐照度和辐射资源的数据监测要求，增加了灰尘/污渍遮挡监测，考虑到了效率链，区分出直流效率，BOS 效率和交流效率，除了常规能效比 (PR)，还提出了进行温度校准后的标准能效比

(PR_{stc})。这个技术标准中关于监控系统和 PR 的定义都可以作为光伏电站性能测试和质量评估的参考和依据。

2) IEC TC82 (82/826/NP) 光伏系统能量性能评估方法技术标准

这是美国 NREL 向 IEC TC82 提交的新的技术标准，该标准非常详细地规定了光伏电站性能监测的要求，提出了“设计产出”、“理论产出”和“实际产出”电站发电量的定义和最终评价电站质量的指标：实际产出与理论产出之差，差值占理论产出的百分比，以及实际产出与理论产出的比值 (PR)。标准还详细规定了测试数据的准确度和可信度的判断原则，为更为准确、客观评估光伏电站的质量提出了可操作的方法。但是，这个标准并没有提出效率链和质量细分的概念，只能得到总体质量评价，无法给出问题所在，更无法对光伏电站进一步改进和提高提供帮助。这个技术标准中关于电站质量评价指标和数据筛选的原则可以作为光伏电站性能测试和质量评估的参考和依据。

3) GB/T18210-2000 (IEC61829-1995) 晶体硅光伏(PV)方阵 I-V 特性现场测试

晶体硅光伏方阵的现场测量标准具体规定了在工程现场如何准确测试光伏方阵的 I-V 特性和功率，规定了所采用的测试仪器，规定了如何现场测试光伏组件的结温、光强和 I-V 曲线，并规定了如何校准到标准测试条件下的光伏方阵功率。2014 年版简化了光伏方阵的结温测试，但辐照度测试、I-V 曲线测试、数据处理、测试报告等都更加详细实用。这一标准用于指导现场光伏组件和方阵/组串 I-V 曲线和功率的测试。

4) IEC62446-2009 (IEC62446-2014) 并网光伏系统--系统文件、验收测试和检查的最低要求

这是并网光伏电站投运验收技术标准，规定了项目验收时的文件要求，规定了光伏项目验收时必要的检查项目和测试项目。2009 年版的检查和测试项目很简单，只有安全性检查，极性测试，绝缘测试，接地连续性测试，开路电压/工作电流测试，孤岛保护测试等。2014 年版（待发布）增加了更多的测试项目，除了 2009 年版规定的极性测试，绝缘测试，接地连续性测试，开路电压/工作电流测试、孤岛保护测试等，增加了湿绝缘测试，I-V 曲线测试，红外热斑测试，汇流箱测试，遮挡评估，逆变器效率测试，电能质量测试，隔离二极管测试等。本标准提出的检查和测试项目，以及提出的判定标准都可以作为光伏电站性能测试和质量评估的参考和依据。

5) IEC62548-2014 PV Arrays-Design Requirements (光伏方阵设计要求)

这个标准 2014 年刚刚发布，主要针对光伏电站直流侧提出规范要求，包括：光伏方阵配置，机械设计，安全要求（绝缘和绝缘失效、防火、防雷击，防过流等），方阵安装，部件要求（组件、汇流箱、断路器、电缆、开关和接插件、直流保险、二极管、功率变换器等），接地和等电位连接等。这个标准的技术条件和判定标准都可以作为光伏电站性能测试和质量评估的参考和依据。

6) GB/T19964-2012 光伏电站接入电力系统技术规定

这个标准提出了光伏电站并入输电网的技术要求，包括电能质量、电网支撑（低电压穿越）、保护（过欠压、过欠频）、电源侧的调解能力（电压、频率、有功、无功等）、二次系统（计量、通信、继电保护、调度等）。其中电能质量的技术要求和判定标准以及保护功能可以作为光伏电站性能测试和质量评估的参考和依据。

7) GB/T29319-2012 光伏发电系统接入配电网技术规定

这个标准提出了光伏电站并入配电网的技术要求，包括电能质量、保护（过欠压、过欠频、防孤岛、防逆流）、电源侧的调解能力（电压、频率、有功、无功等）、电能计量、通信与信号等。其中电能质量的技术要求和判定标准以及保护功能可以作为光伏电站性能测试和质量评估的参考和依据。

8) GB50797-2012 光伏电站设计规范

这个标准提出了光伏电站所有环节的设计要求，包括：太阳能资源评估，光伏电站系统设计（系统分类、设备选型、发电量计算、光伏方阵设计、储能系统设计、支架设计、向日跟踪系统设计、聚光光伏系统设计等），光伏方阵场布局设计，土建施工设计，电气一次设计，电气二次设计，电网接入系统设计，建筑与结构设计，给排水/暖通/空调设计，环境保护与水土保持，劳动安全与职业卫生，消防系统设计等。这个标准中方阵间距、布局、土建施工等要求和规定均可以作为光伏电站性能测试和质量评估的参考和依据。

9) 光伏制造行业规范条件（工业和信息化部，2013 年第 47 号文）

该规范条件出台的目的是为了规范光伏全产业链制造业的准入条件，促进优胜劣汰和产业整合，覆盖的产业包括多晶硅制造、硅锭/硅棒、硅片、光伏电池、光伏组件（含晶体硅和薄膜组件），提出了企业产能、实际产量、技术指标、资源综合利用何节能、环境保护何排放、质量控制盒管理，以及安全卫生和社会责任等的基本要求。其中，对于光伏组件初期衰降率的要求可以作为光伏电站性能测试和质量评估的

参考和依据。

1.3 结论

1) 根据调研，上述所有标准都没有涉及光伏电站和系统全效率链各个环节的测试，IEC62446 虽然提出了光伏电站投运验收所必须的检查 and 测试项目，但没有对光伏电站实际发电量和电站各个环节的效率进行测试，无法对光伏电站的质量进行评估。而 IEC61724 虽然提出了“能效比”（PR）的概念，并将其作为评判光伏电站质量的基本参数，但是没有对影响 PR 的诸多因素提出测试，从而无法量化分析光伏电站 PR 偏低的原因，对于光伏电站的改进和提高没有帮助。因此，开发光伏电站性能测试和质量评估技术标准能够弥补这些内容的缺失，很有必要。

2) 上述技术标准有很多内容何判定条件值得借鉴，可直接采用的内容如下：

- ◆ GB/T20513-2006（IEC61724-1998）光伏系统性能监测-测量、数据交换和分析导则：电站监控和 PR 的定义；
- ◆ IEC TC82（82/826/NP）光伏系统能量性能评估方法技术标准：电站监控数据的筛选和电站质量的量化指标；
- ◆ GB/T18210-2000（IEC61829-1995）晶体硅光伏(PV)方阵 I-V 特性现场测试：光伏组串或方阵 I-V 曲线的现场测试方法和修正办法；
- ◆ IEC62446-2009（IEC62446-2014）并网光伏系统--系统文件、验收测试和检查的最低要求：部分检查项目和红外测试、绝缘测试、接地连续性测试、汇流箱测试、二极管测试等；
- ◆ IEC62548-2014 PV Arrays-Design Requirements（光伏方阵设计要求）：接地设计、支架设计、电缆、断路器等检查和接地绝缘破坏测试；
- ◆ GB/T19964-2012 光伏发电站接入电力系统技术规定：电能质量和低电压穿越的测试和评判标准；
- ◆ GB/T29319-2012 光伏发电系统接入配电网技术规定：电能质量、防孤岛和防逆流的测试和判定标准；
- ◆ GB50797-2012 光伏发电站设计规范：系统设计、土建施工、方阵间距等项目的现场检查；
- ◆ 光伏制造行业规范条件（工业和信息化部，2013 年第 47 号文）：光伏组件衰减的判定标准。

2、光伏组件国内外相关技术标准适用性研究

2.1 相关国内外现行标准

与光伏组件相关的国内外现行技术标准有：

- GBT9535-2005 地面用晶体硅光伏组件设计鉴定和定型
- GBT18911-2002 地面用薄膜光伏组件设计鉴定和定型
- GBT20047.1-2006(IEC61730-1)光伏组件安全鉴定第一部分：结构要求
- GBT20047.2-2006(IEC61730-2)光伏组件安全鉴定第一部分：结构要求

国外与光伏组件相关的标准有：

- IEC 62108-2007 聚光光伏组件设计鉴定和定型
- IEC 61215 地面用晶体硅光伏组件设计鉴定和定型
- IEC 61646-2008 地面用薄膜光伏组件—设计鉴定和定型
- IEC 61701-2011 光伏组件盐雾腐蚀
- IEC 61730-1-2013 光伏组件安全鉴定：结构要求
- IEC 61730-2-2012 光伏组件安全鉴定：测试要求
- IEC 61853-1-2011 光伏组件性能测试与发电量等级 第 1 部分：辐照度和温度性能测量与功率等级
- IEC 62670-2011 聚光光伏组件性能测试和功率等级-辐照度和温度
- IEC 62688-2011 聚光光伏组件安全性能评价
- IEC 62804 晶体硅组件系统电压耐受测试-设计鉴定与定型
- IEC 61829(82_693e_CDV)-2012 晶体硅光伏阵列 I-V 特性现场测试
- IEC 82746DTS-2012_光伏阵列设计要求
- IEC 62782-2012 动态机械载荷
- IEC 60721-2-1-2013 环境条件分类 第 2-1 部分：自然界出现的环境条件 温度和湿度

2.2 现有标准的适用性和不足之处

目前组件方面国内主要执行的标准分别为 GBT9535-2005、GBT18911-2002、GBT20047.1-2006(IEC61730-1)，分别针对地面用晶体硅光伏组件和薄膜光伏组件的外设计鉴定和定性要求进行了规定，且适用于一般室外气候条件。标准的目的是确定组件的电性能和热性能，表明组件能够在规定的气候条件下长期使用。与环境气候有关的试验

包括绝缘试验、室外暴漏试验、热斑耐久试验、紫外预处理试验、热循环试验、湿-冻试验、湿漏电流试验等。GB/T 20047 的第一部分规定了光伏组件的结构要求，以使其在预期的使用期内提供安全的电气和机械运行。对由机械或外界环境影响造成的电击、火灾和人身伤害的保护措施进行评估。GB/T 20047 的第 2 部分给出了试验要求。

GB/T 6495.3-1996 规定了地面用光伏器件的电性能测量原理，包括在自然的和模拟的太阳光下进行测量的原理；GB/T 20047.1-2006 和 IEC 61730-2-2012 规定了光伏组件的结构要求，以使其在预期的使用期内提供安全的电气和机械运行；对由机械或外界环境影响造成的电击、火灾和人身伤害的保护措施进行评估；CQC 3305-2013 第 3 部分规定了在高寒气候条件下安装、使用的光伏组件的技术要求和试验要求。IEC 61215-2005 中的光伏组件测试序列用来评估组件的电性能和耐久性能。IEC 61701-2011 主要用于评估光伏组件对盐雾环境的抗腐蚀能力。

目前我国地面用晶体硅光伏组件目前检测认证所采用的 GB/T9535-2005 完全等同 IEC 61215:1993 《地面用晶体硅光伏组件-设计鉴定和定型》，该标准只规定了 IEC 60721-2-1 Edition 1.1-2002 《环境条件分类.第 2-1 部分:自然界出现的环境条件.温度和湿度》中所定义的一般室外气候条件下组件性能的最低要求，并不能覆盖我国的光伏电站安装区域的多种气候类型，因此按照现行标准检测光伏组件，必然会增大光伏组件在可靠性与耐久性方面的风险。

在光伏组件的检测与质量评估技术领域，美国国家可再生能源实验室（NREL）在近 2-3 年已经着手开展了组件可靠性与耐久性试验方法的研究。为解决光伏组件的使用寿命与性能衰减率等关键问题，正在通过电性能试验、电气安全试验、机械应力试验的研究制定检测标准，并在全世界范围内广泛征求意见。与此同时，欧洲的国际能源署(IEA)光伏系统性能研究机构、德国 Fraunhofer 太阳能研究所（Fraunhofer ISE）等多家光伏实验室都先后在欧洲各地开展了针对光伏组件的可靠性与当地气候条件适应性的试验方法研究。以高山、平原、沿海、沙漠等典型地理条件为主要分类，研究光伏组件的电气特性、温度特性、机械应力特性等。并根据光伏组件的不同应用条件与气候特征开展了实验室之间的国际比对，逐步完善欧洲的 EN 光伏标准体系。

2013 年 IEC 出台 IEC 60721-2-1-2013 环境条件分类 第 2-1 部分：自然界出现的环境条件 温度和湿度。该标准是 IEC 的首个针对不同气候环境的光伏组件相关标准。在该标准中定义了热带、干旱、温带、寒冷、极地五种气候区。

然而欧美等国的研究仅是针对本地区气候特点开展的，并不完全适合我国的气候特点，光伏组件作为光伏电站中的核心部件，其发电性能、可靠性、耐久性直接影响着电站的发电量与安全性能。中国光伏应用区域具有多元化特点，对于在我国不同地域、不同气候条件下应用的光伏组件，一直采用着相同且单一的产品设计鉴定与安全性能检测方法 with 评估技术。由此造成了光伏组件在我国高海拔地区、干热气候地区、湿热气候地区分别出现了不同的性能失效与可靠性、安全性能的下降。在光伏组件电性能检测技术领域，输出功率参数的单一化检测技术不能对于光伏。2013 年起，国内已有针对光伏组件的分区技术规范，有分资源区的逆变器效率，但是至今没有针对高海拔地区的组件及其他关键电气部件（逆变器、汇流箱、直流柜等）的整体的环境适应性技术标准，不能够满足青海省等高海拔地区的光伏电站应用。因此，本课题根据青海省的地域特点，差异化设计的光伏组件及主要电气设备（直流控制柜、汇流箱、逆变器）的检测方法，将更加科学、合理的评价光伏组件与主要电气设备在高海拔地区环境下使用应满足的技术要求，来确保光伏发电系统整体的安全稳定运行。

3、 光伏逆变器国内外相关标准适用性研究

3.1 相关国内外现行标准

关于逆变器测试，欧洲各国现在依据主要有 IEC/EN62109-1:2010(光伏电力系统用电源转换器的安全性.第 1 部分:一般要求)；IEC/EN62109-2、EN50178:1997（用于电力安装的电气设备）等，但各国标准依据又有各自的不同要求。其中德国 VDE 认证依据标准为：VDE126-1-1（德国标准-发电机和公共低压网之间的自动开关设备）；意大利、法国、西班牙等一些国家逆变器测试标准：IEC/EN62109-1:2010, IEC/EN62109-2, EN50178: 1997，只是在不同的并网条件下，实现逆变器的测试；其中英国测试标准：IEC/EN62109-1:2010, IEC/EN62109-2(Final draft),EN50178: 1997；在逆变器的测试标准依据中对不同电压等级和电流等级加以区分：Electricity Association Engineering Recommendations G83/1 and G59/1，其中 G83/1 针对小于 16A 单相的逆变器，但大功率逆变器亦可参考；G59/1 针对大于 16A 单相逆变器，直至 5MW 逆变设备；要求并网条件为：电压范围 207-264V；频率范围 47.0-50.5Hz。

北美地区测试标准：美国：UL1741-2010，（其主要用于分布式电源的逆变器，变流器，控制器的标准，），其中 UL 认证依据该标准，UL 认证的逆变器必须满足 NEC（美

国国家电工法)的要求。IEEE1547(该标准是通指分布式电源与电力系统连接标准-该标准包含了在美国进行逆变器安装并网连接的基本要求。);加拿大:CSA 22.2 NO.107.1-01(该标准是加拿大通用逆变器测试要求)。

3.2 现有技术标准的适用性和不足之处分析

现行标准规定了光伏(PV)并网系统所使用逆变器的产品类型、技术要求及试验方法。标准对光伏发电系统之关键部件—光伏并网逆变器的技术要求、试验方法、检验规则等作出了明确要求和规定,为光伏逆变器的设计、生产、检测和认证等提供了权威的依据。

《NB/T 32004-2013 光伏发电并网逆变器技术规范》对电网波动对逆变器要求范围更宽;增加了电网频率响应时间要求;EMC 测试增加了电压波动抗扰度,工频磁场抗扰度和阻尼振荡抗扰度等内容;保护功能增加了低压耐受能力,交流侧短路保护,和直流过压、过载保护;新增了低电压穿越功能;增加了方阵绝缘阻抗检测盒残余电流检测;增加了适合高原气候条件的各种性能的测试内容。

目前欧洲标准及美国 UL 认证等标准,针对不同的逆变器在各国的并网条件下设定的技术标准,需要适应不同国家的并网需求,因此对于逆变器的输入,输出及并网条件设定严格。世界各国电网制式的不同和并网政策的差异,导致并网光伏逆变器测试认证涉及标准众多,要求复杂,周期较长。

不同国家和地区的光伏并网逆变器认证时采用的标准也各不相同;再者,光伏逆变器的产品具有多样性,对于安规测试与认证要求差异也大,在全球还没有形成权威统一的认证标准。

进入欧洲市场认证时采用的标准,如 IEC 62109、IEC 62116、IEC61727、EN 61000-6-1/2/3/4、EN50178、IEC 62103、VDE0126-1-1 等,除了关注光伏并网逆变器设备的机械和电气安全以外,还关注设备的电性能。进入北美市场认证时采用的标准,如 UL 1741、IEEE1547/IEEE1547.1 等,更关注光伏并网逆变器的安全性能。

针对各国现有光伏逆变器的认证标准而言,美国所用的 UL 1741 较为完整,国际标准 IEC62109 采用许多 UL 1741 及其他国际标准如 IEC 60950、IEC 61010 的要求,使其成为各方可以接受的协调标准。目前,很多国家进行产品的安规认证时都采用了

IEC62109，当然也有例外，例如，英国并没有采取 IEC 标准，而制定了自己的标准，如 G83/1. 和 G59/1。其他国家也有对应的标准，比如德国的 VDE0126-1-1 认证、美国的 UL1741 认证，西班牙的 RD 1663/2000 认证、澳大利亚的 AS 4777 认证、意大利的 DK5940 认证等，均为此类针对电网保护相关标准。

针对青海省的气候特征与环境特点，逆变器测试需要加大环境试验的相关内容；针对荒漠电站结构特点，增加逆变器的测试内容有沙尘测试、振动试验等测试条目；由于高海拔地区并网电站的不同特点，可建立逆变器效率试验研究方法。

附录 B：并网光伏电站性能检测与质量评估技术规范

中国质量认证中心认证技术规范

CNCA/CTS00X-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-xx-xx 发布

2015-xx-xx 实施

中国质量认证中心 发布

前 言

为推动我国光伏产业的健康发展，合理设置光伏电站的监测系统，正确对光伏系统的技术性能进行现场测试，科学评价并网光伏发电系统的质量，为光伏电站的股权融资、产权交易、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、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、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、水电水利规划设计总院、华为技术有限公司。

本技术规范主要起草人：许洪华、王斯成、吕芳、翟永辉、康巍、桑识宇、张焯、李海玲、邹新京、高拥兵、刘云峰。

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监测和质量评估相关的定义、技术要求、试验方法和判定原则。

本标准适用于地面安装的并网光伏电站，与建筑结合的分布式光伏系统可参照执行。

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 9535-2005（IEC 61215）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（IEC61829-1995）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（IEC61724-1998）光伏系统性能监测-测量、数据交换和分析导则

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

IEC 61724 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 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)

JGJ/T 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

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

下列术语和定义适用于本技术规范。

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

水平面辐照度 Horizontal Solar Irradiance

水平面上的太阳辐照强度，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

光伏方阵面上的太阳辐照强度，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

将温度传感器贴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准。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)

$1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ ， 25°C 电池温度，GB/T 6495.3 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： $800 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$

— 环境温度： 20°C

— 风速: $1\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$

电负荷: 零(开路)

3.10

正常工作条件下电池温度 Normal Operating Cell Temperature (NOCT)

术语3.9条件下的电池温度, 通过检测认证的光伏组件都有这一参数(GB/T 9535)。

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), 电参数包括电流、电压和功率。

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标称功率之差与初始功率的比值, 用百分比表示。初始功率可以是预留基准组件的初始功率, 也可以是组件的标牌功率。

3.13

积尘损失 Soiling Losses

光伏组件和阵列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

光伏失配损失 Mismatch Losses

光伏组串中所有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功率之和与该并联回路的实际工作功率的差值与所有组串最大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。

3.15

直流线损 DC cable Losses

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 Losses

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 Efficiency of Inverter

任意时刻逆变器输出功率与输入功率的比值, 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，青海效率等，举例如下：

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

青海效率： $\eta_{qh} = 0.01\eta_{5\%} + 0.02\eta_{10\%} + 0.04\eta_{20\%} + 0.09\eta_{30\%} + 0.18\eta_{50\%}$

$+0.14\eta_{65\%} + 0.17\eta_{75\%} + 0.35\eta_{100\%}$

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： kW_p 。采用时必须指定如下三种定义之一：

所有组件标签功率之和；

所有组件含误差的标签功率之和；

所有组件初始STC下实测功率之和。

3.21

光伏电站发电量

评估周期内光伏电站并网计量点的交流发电量，用 E 表示，单位： kWh/τ 。

3.22

光伏等效利用小时数

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} （ $1000W/m^2$ ），单位： h ，是标准辐照度条件下的日照小时数。数学表达式： $Y_r = H_i/G_{stc}$

3.24

能效比参数集 Performance Ratio Matrix（GB/T 20513-2006，IEC 61724）

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： $PR = Y_f / Y_r = (E / P_0) / (H_i / G_{stc})$ 。

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： $E / (P_0 \cdot (H_i / G_{stc}))$ ，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 °C), 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 °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。

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

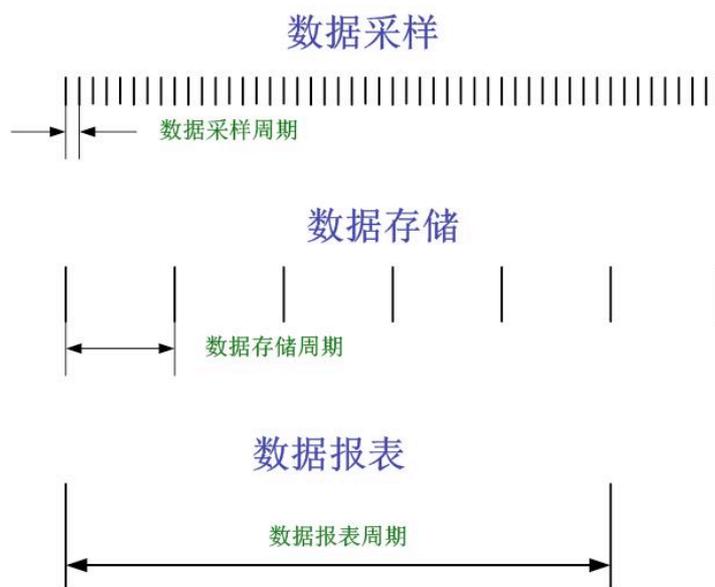


图1 关于数据采样、存储和报表的图解

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。总辐射计至少每年校准一次, 标准电池至少每半年校准一次。总辐射计和标准电池应每周清洁一次。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： $-40^{\circ}\text{C}\sim 80^{\circ}\text{C}$ ，测量精度： $\leq \pm 1^{\circ}\text{C}$ ，测量重复精度： $\leq \pm 0.5^{\circ}\text{C}$ 。用于长期测量的温度传感器应当每2年校准一次。采样周期5秒，存储周期为5分钟平均值；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： $\pm 0.5^{\circ}\text{C}$ 。用于长期测量的温度传感器应当至少每2年校准一次。要求温度传感器与组件之间具有良好的热传导，导热系数应达到 $500\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ 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 $> 5\text{m/s}$ 时，测量误差 $\leq 10\%$ 。风向检测范围： $0\sim 360^{\circ}$ ，风向检测精度： $\pm 5^{\circ}$ 。风速风向计应每2年校准一次。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 $\leq 2.0\%$ 。

直流测监测数据的数据格式见附件2中表2。

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 $\leq 0.5\%$ ，直流电流 $\leq 0.5\%$ ，直流功率 $\leq 1.0\%$ 。

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

至少应在并网计费点设置电能质量（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。有条件时，可以在每台逆变器的输出端设置电能质量（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。

4.4 坏数据的去除

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

监测数据	辐照度 (W/m ²)	环境温度(° C)	组件温度 (° C)	风速 (m/s)
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 预留测试基准

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（ V_{oc} 、 I_{sc} 、 V_m 、 I_m 、 P_m 、 α 、 β 、 δ 、NOCT）。

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。建议采用单片电池组件短路电流法进行监测，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 ；电流温度系数 α ，电压温度系数 β ，功率温度系数 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，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 实际运行数据的收集

- 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。并且详细统计电站运行期间由于限电引起的发电量损失，记录限电方式（限功率或是限峰值功率）、限电时间段等信息。

6、光伏电站总体性能评估

从光伏电站收集必要的的数据，并通过这些数据完成对光伏电站总体性能的评估。

6.1 必要的的数据

- 1) 电站水平面年辐射量H，单位： $\text{kWh} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{y}^{-1}$ ；
- 2) 光伏方阵面年辐射量H，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} ；电流温度系数 α ，电压温度系数 β ，功率温度系数 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 。

6.2 光伏电站能效比PR

$$\text{PR} = (E/P_0)/(H_i/G)$$

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， $1000\text{W}/\text{m}^2$ 。

6.3 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，可以用标准性能比 PR_{stc} 对光伏电站进行评估，标准性能比是将温度条件修正到标准测试条件（ 25°C ）的性能比。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PRannual-eq。

为了进行温度修正，引入温度修正系数 C_i ：

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

δ ：光伏组件的功率温度系数

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：

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

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：

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

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

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：对于又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偏差超过50%的，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偏差超过50%的，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) 热斑检查：被检测光伏组串的全部组件；
- 2) 污渍遮挡损失：光强 $\geq 700\text{W}/\text{m}^2$ ，修正到统一的光强和温度条件；
- 3) 光伏组串温升损失：光强 $\geq 700\text{W}/\text{m}^2$ ，修正到结温 25°C 条件；
- 4) 光伏组件性能衰减：光强 $\geq 700\text{W}/\text{m}^2$ ，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 $\geq 700\text{W}/\text{m}^2$ ，修正到统一的光强和温度条件；
- 6) 严重热斑功率损失：光强 $\geq 700\text{W}/\text{m}^2$ ，修正到STC条件；
- 7) 隐裂检查：有明显问题的组件；
- 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。

注：正常工作条件：辐照度 $800\text{W}/\text{m}^2$ ，环境温度 20°C ，风速 $1\text{米}/\text{s}$ ，光伏阵列倾角 45° ，开路状态。NOCT：正常工作条件下的电池结温。该结温由生产厂家提供。

7.3 光强和结温的测量和修正

7.3.1 光强的测量和修正（GB/T 18210-2000，IEC 61829）

检测条件：辐照度 $> 700\text{W}/\text{m}^2$ ；

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度。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。

修正方法：线性等比例修正，仅对电流进行修正，不对电压进行修正（认为700W/m²以上光强的变化对光伏工作电压无影响）。因此，光强对功率也可以采用线性修正。如果测量设备有对标准电池的自动温度补偿功能，则应对光强，即标准电池的短路电流，进行温度修正。

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±1° C，重复偏差应小于±0.5° 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，用于测试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，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：

被测组件温度采用中间传感器的测试结果，冷、热组件得测试结果用于测算不确定性；

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1000W/m²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（新版IEC 61724）。

如果拿到该PV组件的NOCT，NOCT-20度=环境温度与结温之差TJE，该差值与光强成正比，在现场对TJE进行光强修正，加上现场环境温度即可得到结温（GB/T 9535）。

7.4 电流、电压和功率的修正计算公式

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，测试温度T_c，测试光强Q_c；电流温度系数α，电压温度系数β，功率温度系数δ；

2) 修正到STC的基准条件：辐照度基准为1000W/m²，温度基准为25° C；

3) 不对光谱进行修正；

4) 从电压和电流的功率修正计算公式：

$$V_x = V_c + \beta (25 - T_c) \times V_c \quad V_x = V_c / (1 - \beta (25 - T_c))$$

$$I_x = I_c \times (1000 / Q_c) + \alpha (25 - T_c) \times I_c = I_c \times (1000 / Q_c) / (1 - \alpha (25 - T_c))$$

$$P_x = V_x \times I_x$$

5) 从功率直接修正的计算公式：

$$P_x = P_c \times (1000 / Q_c) + \delta (25 - T_c) \times P_c = P_c \times (1000 / Q_c) / (1 - \delta (25 - T_c))$$

8、光伏电站质量检查

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。

8.1 确认光伏电站实际安装功率

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。

8.2 光伏容量和逆变器容量配比

光伏电站实际光伏装机容量（Wp）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），并进行合理抽样。

8.3 光伏组件目测质量

对抽样选定的所有组串和组串内所有光伏组件进行目测，并记录光伏组件的故障。对于有故障的光伏组件应附照片。

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、出现皱褶、鼓泡、开裂			
边框变形			
边框开裂			
接线盒脱落			
可视热斑			
其它			

8.4 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。

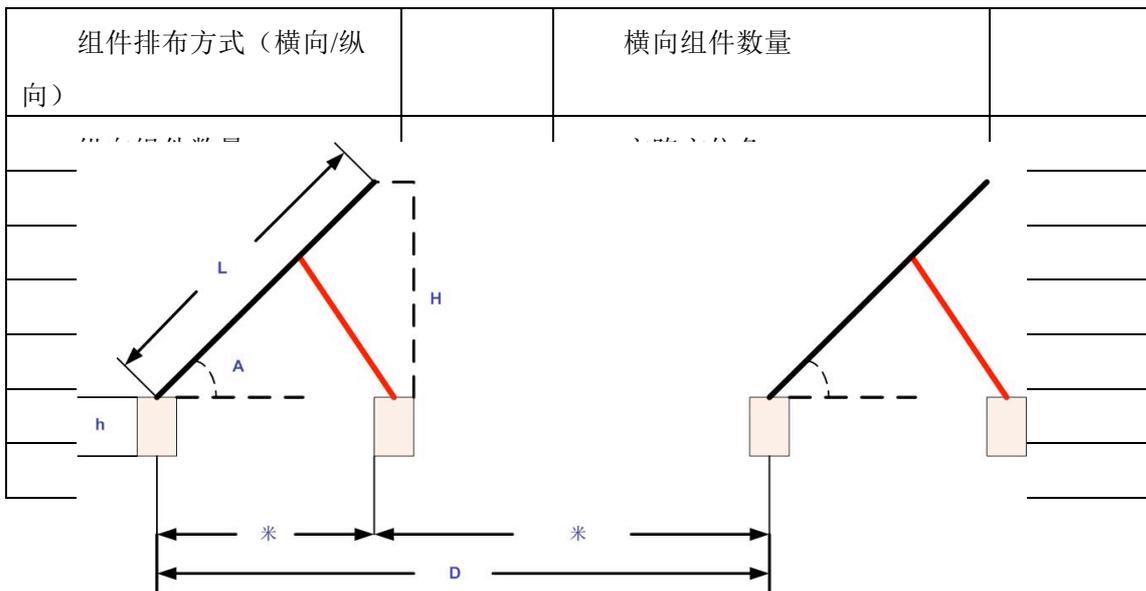
项目	是否符合设计	具体描述	备注
支架形式			
支架材料			
支架横梁尺寸			
支架纵梁尺寸			
地基平整度			
防腐措施			
其它			

8.5 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区使用，检查方阵基础施工质量，并附光伏方阵基础地面部分照片。

8.6 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1中标明尺寸和倾角度数，并附光伏方阵前视和后视照片。



8.7 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。

8.9 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。

8.10 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列要求：

光伏直流系统电气间隙和爬电距离的规定		
IEC 62109-4 Combining Box（汇流箱技术要求）		
额定直流工作电压（V）	最小电气间隙（mm）	最小爬电距离（mm）
≤250	15	20
>250~690	20	25
>690~1000	25	35

8.11 逆变器安装集中度，机房的安装位置，通风条件和建设质量

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，机房内应有良好通风。应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。

8.12 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。

8.13 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。

8.14 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。应附电站围栏的照片。

8.15 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。

8.16 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）。

8.17 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

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，光伏组串温升损失，光伏组件/组串的串并联失配损失，EL测试（隐裂检查），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，并网点电能质量，并网点功率因数、孤岛保护和低电压穿越等18个技术参数。

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。

9.1 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 $600\text{W}/\text{m}^2$ （IEC62446），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度时，应视为发生热斑（JGJ/T 264-2012）。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降率。

计算公式：组件热斑功率衰降率=（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，并探索热斑功率衰降的相关性。

检测结果：应附热斑组件和无热斑组件的红外成像照片。

9.2 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，得出该种状态下的灰尘/污渍损失率，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：组串灰尘当前损失=（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：

测试项目	组串灰尘损失测试					
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(°C)	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)	组串灰尘当前损失计算值	

组串灰尘当前损失=（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：

9.3 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度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：

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 °C。

9.4 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牌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/m²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，同标牌功率比较，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牌功率作为参考, 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年内平均衰减不应超过4.2%, 薄膜光伏组件2年内平均衰减不应超过5.0%。

检测结果:

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)	V _{oc}	I _{sc}	V _{pm}	I _{pm}	P _{max}	辐 照度	背 板温度/ 电池结 温(°C)	修 正功率 (W)	功率 衰减 (%)
		(V)	(A)	(V)	(A)	(W)	(W/m ²)			
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 °C。

光伏组串功率衰减

组 串编 号	标 称功 率 (W)	V _{oc}	I _{sc}	V _{pm}	I _{pm}	P _{max}	辐 照度	背 板温度/ 电池结 温(°C)	修 正功率 (W)	组串 功率衰减 (%)
		(V)	(A)	(V)	(A)	(W)	(W/m ²)			

)									

注：组串功率衰减中包含组件串联失配损失，仅供参考。

9.5 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。

9.6 光伏系统串并联失配损失

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。

9.6.1 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：

9.6.2 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（如I-V测试仪允许，检测选定汇流箱的I-V曲线），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：

9.6.3 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：

9.6.4 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：

xMPPT通道光伏组串的失配损失：

9.7 直流线损

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。

9.7.1 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（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：

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

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

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

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

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。

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%（JGJ203-2010）。

检测结果：

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 (%)			
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 (%)			

9.7.2 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：

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

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

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

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

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%（JGJ203-2010）。

检测结果：

逆变器位置：			
测试和修正项	汇流箱1 (近)	汇流箱2 (中)	汇流箱3 (远)
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 (%)			

9.7.3 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：

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

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

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

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

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%（JGJ203-2010）。

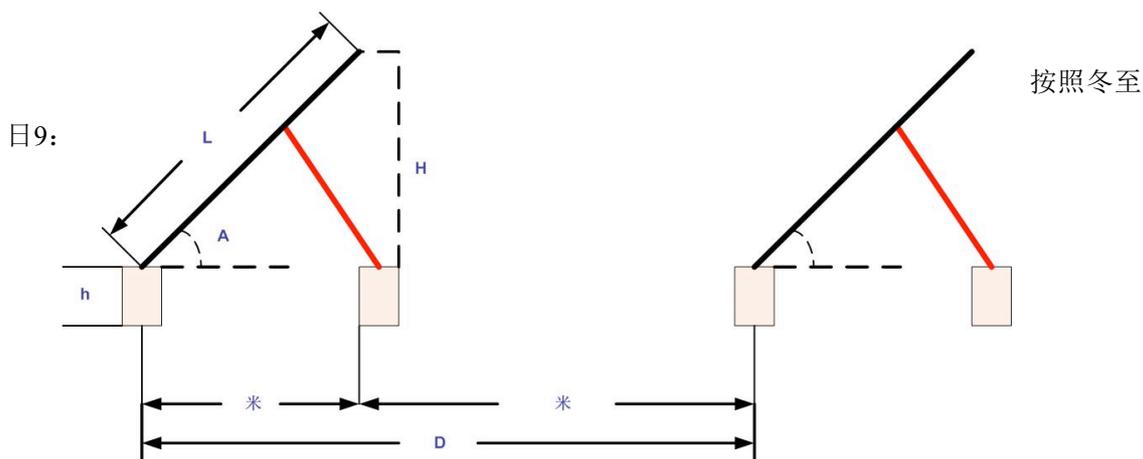
检测结果：

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 (%)			

9.8 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）：



- 1 按照国家标准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。

9.9交流线损

9.9.1 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 $\leq 2\%$ 。

1) 逆变器到变压器交流线损

逆变器和变压器位置：	
测试项目	测试结果
逆变器A相输出电压（V）	
逆变器B相输出电压（V）	
逆变器C相输出电压（V）	
逆变器A相电流（A）	
逆变器B相电流（A）	
逆变器C相电流（A）	
变压器A相输入电压（V）	
变压器B相输入电压（V）	
变压器C相输入电压（V）	
A相电压降（V）	
B相电压降（V）	
C相电压降（V）	
A相线损（%）	

B相线损 (%)	
C相线损 (%)	
平均逆变器到变压器交流线损 (%)	

2) 变压器到并网点交流线损

变压器和并网点位置:	
测试项目	测试结果
变压器A相输出电压 (V)	
变压器B相输出电压 (V)	
变压器C相输出电压 (V)	
A相电流 (A)	
B相电流 (A)	
C相电流 (A)	
并网点A相电压 (V)	
并网点B相电压 (V)	
并网点C相电压 (V)	
A相电压降 (V)	
B相电压降 (V)	
C相电压降 (V)	
A相线损 (%)	
B相线损 (%)	
C相线损 (%)	
平均变压器到并网点交流线损 (%)	

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，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。

9.9.2 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 $\leq 2\%$ 。

1) 逆变器到汇流箱交流线损

逆变器的位置:	
测试项目	测试结果

逆变器A相输出电压 (V)	
逆变器B相输出电压 (V)	
逆变器C相输出电压 (V)	
逆变器A相电流 (A)	
逆变器B相电流 (A)	
逆变器C相电流 (A)	
汇流箱A相输入电压 (V)	
汇流箱B相输入电压 (V)	
汇流箱C相输入电压 (V)	
A相电压降 (V)	
B相电压降 (V)	
C相电压降 (V)	
A相线损 (%)	
B相线损 (%)	
C相线损 (%)	
平均逆变器到汇流箱交流线损 (%)	

2) 汇流箱到变压器交流线损

汇流箱的位置:	
测试项目	测试结果
汇流箱A相输出电压 (V)	
汇流箱B相输出电压 (V)	
汇流箱C相输出电压 (V)	
汇流箱A相电流 (A)	
汇流箱B相电流 (A)	
汇流箱C相电流 (A)	
变压器A相输入电压 (V)	
变压器B相输入电压 (V)	
变压器C相输入电压 (V)	
A相电压降 (V)	
B相电压降 (V)	
C相电压降 (V)	
A相线损 (%)	
B相线损 (%)	
C相线损 (%)	

平均汇流箱到变压器交流线损 (%)	
-------------------	--

3) 变压器到并网点交流线损

变压器和并网点位置:	
测试项目	测试结果
变压器A相输出电压 (V)	
变压器B相输出电压 (V)	
变压器C相输出电压 (V)	
A相电流 (A)	
B相电流 (A)	
C相电流 (A)	
并网点A相电压 (V)	
并网点B相电压 (V)	
并网点C相电压 (V)	
A相电压降 (V)	
B相电压降 (V)	
C相电压降 (V)	
A相线损 (%)	
B相线损 (%)	
C相线损 (%)	
平均变压器到并网点交流线损 (%)	

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、汇流箱和变压器进行测试，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。从一年春夏秋冬四季中各选取一个晴朗天气的典型日，拿到逆变器全天输入/输出的数据；

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 有 功 (W)	逆	负	逆
							变 器 温 度 (° C)	载 率 (%)	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 (这里是青海加权效率):

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

逆变器的加权效率应 $\geq 96\%$ 。

3) 现场测试逆变器的加权效率:

从早到晚利用逆变器显示参数在不同负载率时读取逆变器的输入/输出功率, 同时测试并纪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 $\geq 96\%$ 。

测试表格如下:

逆变器位置:

日期	时间	负载率 (%)	输入电压 (V)	输入电流 (A)	输入功率 (W)	输出有功 (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		$\eta_{qh} = 0.01 \eta_{5\%} + 0.02 \eta_{10\%} + 0.04 \eta_{20\%} + 0.09 \eta_{30\%} + 0.18 \eta_{50\%} + 0.14 \eta_{65\%} + 0.17 \eta_{75\%} + 0.35 \eta_{100\%}$						

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 变压器效率

测试对象：抽样确定的三台逆变器。

测试方法1：从运行数据计算逆变器效率

1) 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；

变 压器编 号	日期	时间	输入功率 (W)	输出功 率 (W)	变压 器温度 (° C)	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（这里是青海加权效率）：

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

测试方法2：现场测试变压器的加权效率

对抽样确定的逆变器连续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。测试表格如下：

变压器位置：

期	时	负载率 (%)	输入功率 (W)	输出功率 (W)	变压器温度 (°C)	变压器效率 (%)
		5				
		10				
		20				
		30				
		50				
		65				
		75				
		100				
变压器加权效率		$\eta_{qh} = 0.01 \eta 5\% + 0.02 \eta 10\% + 0.04 \eta 20\% + 0.09 \eta 30\% + 0.18 \eta 50\% + 0.14 \eta 65\% + 0.17 \eta 75\% + 0.35 \eta 100\%$				

9.14 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/T19964-2012（光伏电站接入电力系统技术规定）的要求。电能质量应每半小时记录一次，测试表格如下：

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 (%)		≤ 0.5%

9.15 功率因数

在交流电路中，电压与电流之间的相位差(Φ)的余弦叫做功率因数，用符号 $\cos\Phi$ 表示，在数值上，功率因数是有功功率和视在功率的比值，即 $\cos\Phi=P/S$ 。

用电能质量测试仪在并网点检测功率因数，或直接从功率因数表读出。

功率因数也应该没半小时记录一次。

注：此测试项可作为备选项进行测试，设备参数比较成熟，可综合参照设备的实验室测试报告上的数据。

9.16 光伏方阵绝缘性 (IEC 62446-2009)

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。

判定条件：

光伏系统对地绝缘电阻的最小限值			
测试方法	系统电压 (V)	测试电压 (V)	绝缘电阻最小限值 (M Ω)
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

检测结果：

测试方法	对地极性	测试电压 (V)	组串1 (M Ω)	组串2 (M Ω)	组串3 (M Ω)

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				

9.17 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100毫欧（IEC61730-2），且保证其接地电阻不高于4欧姆，接地电阻的测试按照GB/T17949.1-2000（当建设有接地网时，接地电阻测试可省略）。

检测结果：

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		

9.18 防孤岛（配电网接入时检测，可选）

光伏发电系统的防孤岛安全功能，需依据GB/T 29319-2012《光伏发电系统接入配电网技术规定》进行测试。大型地面电站不做此项测试。

9.19 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《光伏发电站接入电力系统技术规定》进行测试。此测试项目可选。

检测结果汇总

编号	测试项目	分项和说明	检测结果	合格判定标准	结论
----	------	-------	------	--------	----

1	光伏组串平均 污渍和灰尘损失			按照电站设定值或 $\leq 5\%$	
2	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。	
		组件类型2			
		组件类型3			
3	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 $\leq 2\%$	
组串-逆变器					
4	光伏组串温升 损失	组串1		以测试结果为准, 评估散热条件。	
		组串2			
		组串3			
5	集中逆变器光 伏系统直流线损	组串近、中、远平均		2段直流线损 $\leq 3\%$	
		汇流箱近、中、远平 均			
	组串逆变器光 伏系统直流线损	组串近、中、远平均		$\leq 1.5\%$	
6	红外 (IR) 扫 描	发现热斑组件		以检测结果为准, 分析热斑原因。	
7	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。	
8	光伏方阵间遮 挡损失	测量方阵倾角和间距		以GB/T 50797- 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 近、中、远平均		2段交流线损 $\leq 3\%$	
		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 近、中、远平均		2段交流线损 $\leq 3\%$	
		交流汇流箱-变压器 近、中、远平均			
		变压器-并网点 近、中、远平均		交流线损 $\leq 1.5\%$	

0	1	逆变器加权效率			$\geq 96\%$	
1	1	变压器加权效率			$\geq 98\%$	
2	1	并网点电能质量	平均电压偏差		$\leq 20\text{kV}$ 时: $\pm 7\%$ $\geq 35\text{kV}$ 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		$\leq 0.5 \%$	
3	1	功率因数	正常工作状态		≥ 0.95	
4	1	光伏方阵绝缘阻值测试	正极对地($\geq 120\text{V}$)		$\geq 1\text{M}\Omega$	
			负极对地($\geq 120\text{V}$)		$\geq 1\text{M}\Omega$	
			正负极短路对地($\geq 120\text{V}$)		$\geq 1\text{M}\Omega$	
5	1	接地连续性测试	阵列之间最大电阻值		$\leq 100\text{m}\Omega$	
			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		$< 4 \Omega$	
6	1	逆变器MPPT跟踪精度			$\geq 98\%$	可选
7	1	孤岛保护	接入电压等级		应符合GB/T 29319-2012 要求	可选
8	1	低电压穿越	接入电压等级		应符合GB/T 19964-2012要求	可选

9	1	性能比	评估时段:		以实际数据为准,分析或高或低的原因。
0	2	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。
1	2	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。
2	2	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。
3	2	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。

10、光伏电站检测及质量评估报告

- 1) 光伏电站的质量评估报告至少应包括如下内容:
- 2) 光伏电站基本信息(基本信息表见附件3);
- 3) 光伏电站检测结果汇总;
- 4) 光伏电站总体性能评估:性能比和标准性能比;
- 5) 光伏电站质量检查(17项);
- 6) 光伏电站性能测试(18项);
- 7) 测试设备清单;
- 8) 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

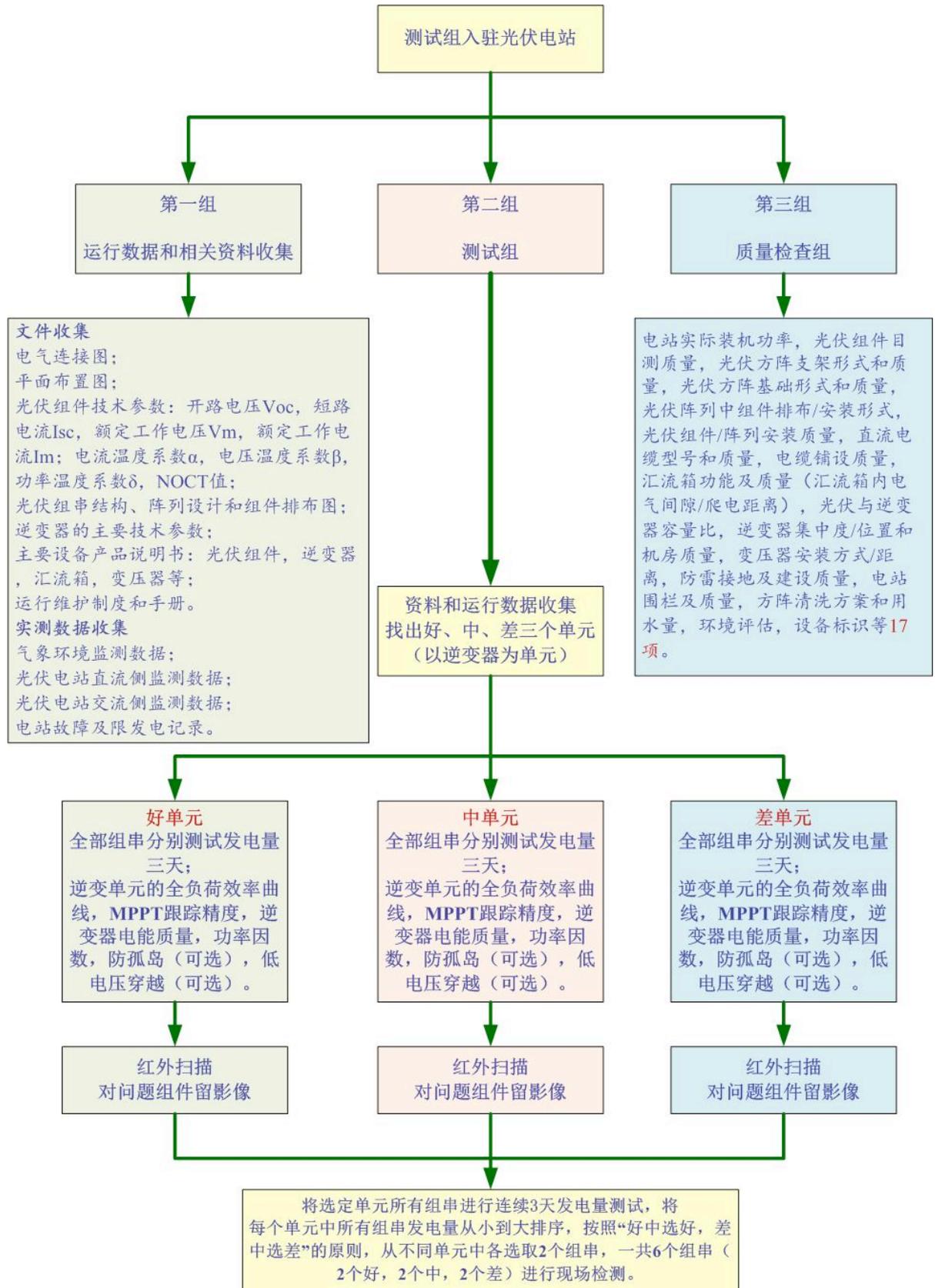
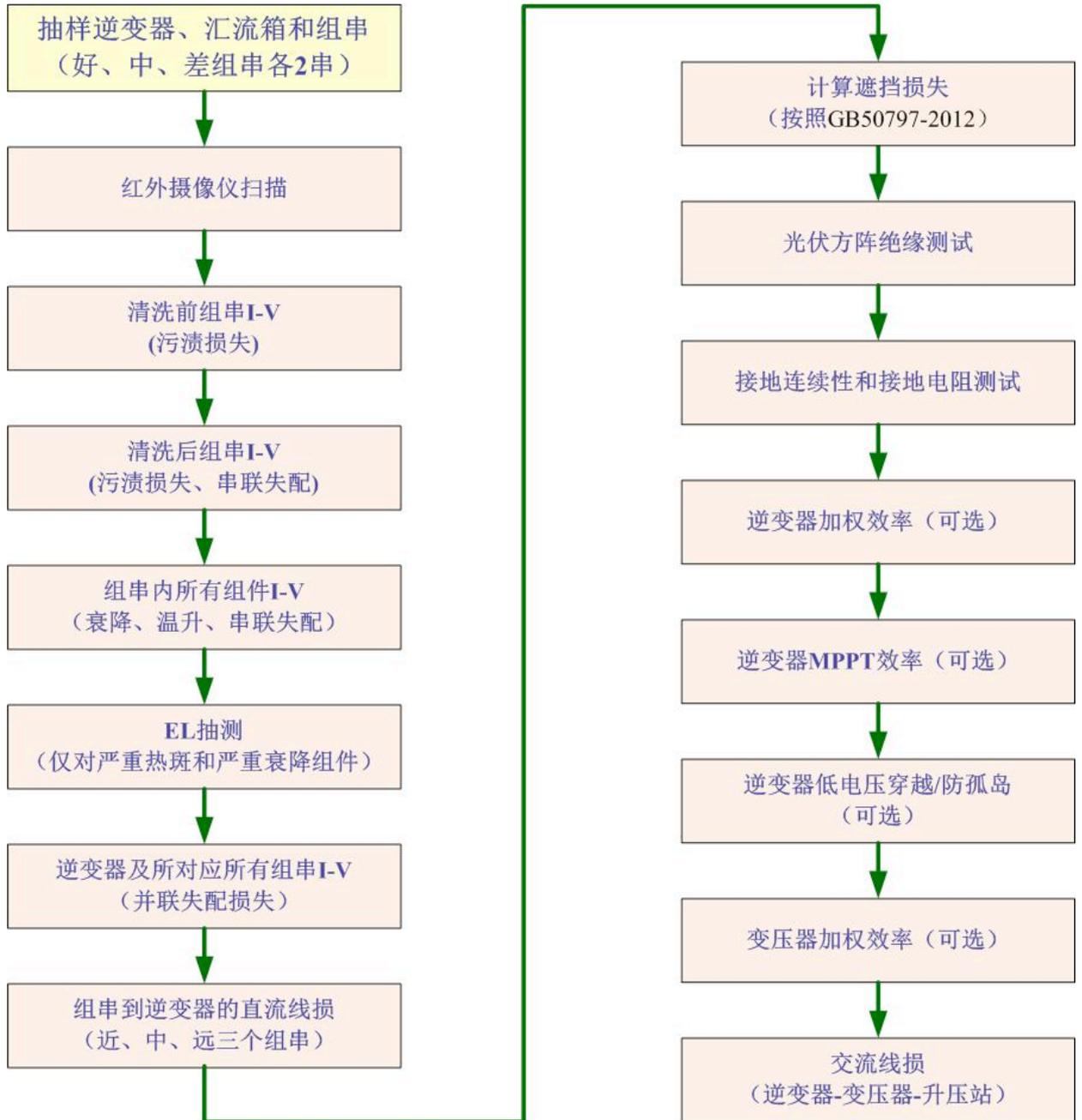


表 2：组件及线路测试

组串逆变器光伏电站检测流程



集中逆变器光伏电站检测流程

