

ICS 27.160

CCS F 12

团 体 标 准

T/CPIA 0043—2022

晶体硅光伏组件报废指南

Guidelines for scrapping crystalline silicon photovoltaic modules



2022-12-30 发布

2023-01-15 实施

中国光伏行业协会 发布

目 次

前言	III
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 报废光伏组件分类	1
5 报废评判技术要求	1
5.1 一般要求	1
5.2 报废评判流程图	2
5.3 外观检查	3
5.4 绝缘电阻测试（电站现场测试）	3
5.5 绝缘耐压和湿漏电流测试（实验室内测试）	3
5.6 红外（IR）扫描测试	3
5.7 功率衰减率测试	4
5.8 电致发光（EL）成像测试	4
6 报废评估试验方法	4
6.1 外观检查	4
6.2 绝缘电阻测试（电站现场测试）	4
6.3 绝缘耐压和湿漏电流测试（实验室内测试）	4
6.4 红外（IR）扫描测试	4
6.5 功率衰减率测试	4
6.6 电致发光（EL）成像测试	5
7 检验周期	5
附录 A（资料性） 晶体硅光伏组件衰减率	6
参考文献	7

前 言

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

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由中国光伏行业协会标准化技术委员会归口。

本文件起草单位：无锡市检验检测认证研究院、中国电子技术标准化研究院、北京计科电可再生能源技术开发中心有限公司、中国科学院电工研究所、晶科能源股份有限公司、英利能源（中国）有限公司、水发兴业能源（珠海）有限公司、阿特斯阳光电力科技有限公司、国电投黄河水电光伏产业技术有限公司、陕西众森电能科技有限公司、常州瑞赛环保科技有限公司、泰州隆基光伏科技有限公司。

本文件主要起草人：恽旻、吴晓丽、裴会川、庄天奇、吕芳、贾晓洁、张昕宇、田惠林、董经兵、杨勇洲、冉旭、庄虎梁、吕俊。



晶体硅光伏组件报废指南

1 范围

本文件规定了在役晶体硅光伏组件（以下简称“组件”）报废的评判技术要求、试验方法和检验周期。

本文件适用于并网型光伏系统的在役晶体硅光伏组件的报废评判，不适用于仍然具备其原有使用价值但其所有者主动丢弃或放弃使用的光伏组件的评判。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；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 2297 太阳光伏能源系统术语

GB/T 23685—2009 废电器电子产品回收利用通用技术要求

T/CPIA 0009—2019 电致发光成像测试晶体硅光伏组件缺陷的方法

IEC 61215:2005 地面用光伏组件 设计鉴定和定型 (Terrestrial photovoltaic (PV) modules—Design qualification and type approval)

IEC 61215-2 地面用光伏组件 设计鉴定和定型 第2部分：试验程序 (Terrestrial photovoltaic (PV) modules—Design qualification and type approval—Part 2: Test procedures)

T/CPIA 0009—2019 电致发光成像测试晶体硅光伏组件缺陷的方法

3 术语和定义

GB/T 2297, T/CPIA 0009—2019界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

3.1

报废光伏组件 waste PV module

不再具有原始使用价值且不能再继续使用的光伏组件。

[来源：GB/T 23685—2009, 3.1, 有修改]

4 报废光伏组件分类

按照是否丧失安全性能，将报废光伏组件做如下分类：

- a) 丧失安全性能的组件，即结构或电气存在安全问题的组件；
- b) 尚未丧失安全性能的组件，即结构或电气未存在安全问题，但外观有缺陷或发电性能明显衰退的组件；

注1：报废光伏组件属于废弃光伏组件中的一种。

注2：废弃光伏组件定义为：光伏组件使用者不再使用，并且已经丢弃或放弃的光伏组件产品，以及在生产、流通和使用过程中产生的不合格光伏组件或报废光伏组件。[来源：GB/T 23685—2009, 3.1, 有修改]

5 报废评判技术要求

5.1 一般要求

5.1.1 组件报废的评判检验项目见表1，对于丧失安全性能的组件，应当报废；对于尚未丧失安全性能的组件，可以报废。

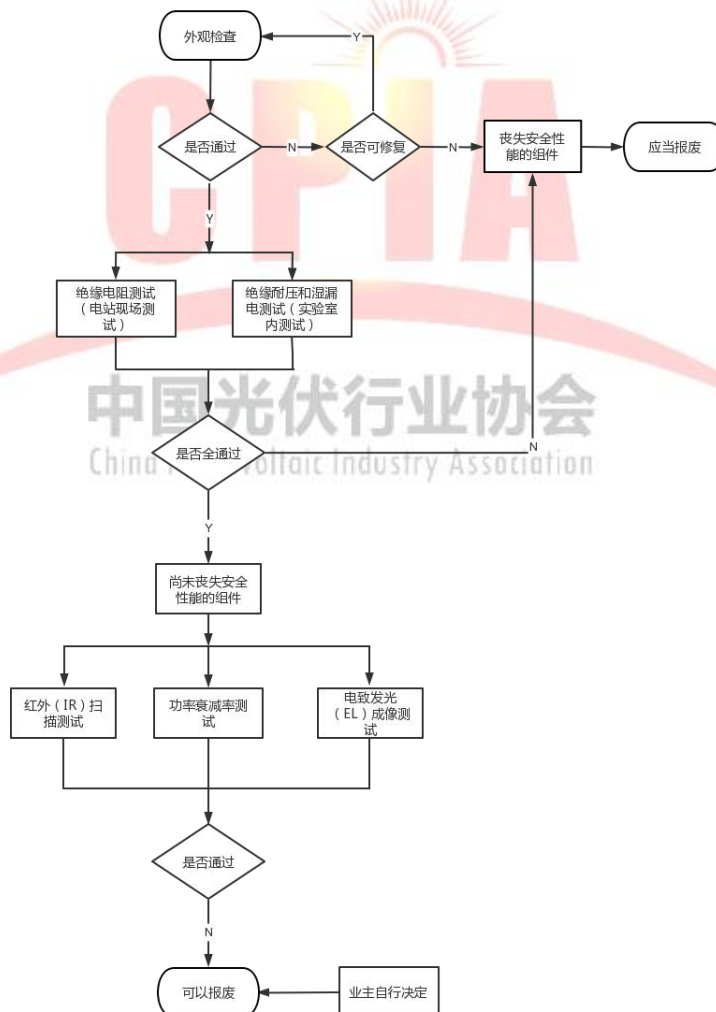
5.1.2 构成组件的电气部件（如：接线盒等）或封装材料（如：背板等），如果可以通过更换或修复的方式恢复原有使用价值的，这类组件重新投入使用以后，可重新按照 5.1.1 条进行报废评判。

表 1 报废组件评判检验项目

序号	检验项目	技术要求/试验方法	报废组件分类	报废要求
1	外观检查	5.3/6.1	丧失安全性能的组件 (项目1、2、3中出现一项或多项不合格)	应当报废
2	绝缘电阻测试(电站现场测试)	5.4/6.2		
3	绝缘耐压和湿漏电流测试(实验室内测试)	5.5/6.3		
4	红外(IR)扫描测试	5.6/6.4	尚未丧失安全性能的组件 (项目1、2、3均合格,加测的项目4、5、6出现一项或多项不合格)	可以报废
5	功率衰减率测试	5.7/6.5		
6	电致发光(EL)成像测试	5.8/6.6		

5.2 报废评判流程图

报废评判检验项目及流程见图1。



注：“Y”表示“通过”，“N”表示不通过。

图 1 报废评判检验项目及流程图

5.3 外观检查

组件进行外观检查的主要内容包含：组件整体、玻璃、电池片、焊带、背板、接线盒、边框等，出现以下任一可见的严重外观缺陷，若确定组件无法修复，应当报废：

- a) 破碎，破裂，或严重损伤的外表面；
- b) 弯曲或错位的外表面，包括上层、下层、边框和接线盒；
- c) 在组件的边缘和电路之间形成连续的气泡或脱层通道；
- d) 所有气泡及脱层的面积总和超过组件总面积的 1%；
- e) 封装玻璃、背板、接线盒（含二极管）或其他带电部件熔化或烧焦；
- f) 丧失机械完整性，如接线盒脱落；
- g) 肉眼可见的裂纹及破碎的电池片；
- h) 内部连接、接头或引出端断裂；
- i) 任何带电部件短路或暴露；
- j) 组件内部出现结露或进水。

如未出现上述的严重外观缺陷，则通过后续试验来评判组件是否报废。

5.4 绝缘电阻测试（电站现场测试）

在组件或组件串上进行绝缘电阻测试。组件按组件串接地方式进行绝缘电阻测试，测试电压值和限值要求见表2，低于绝缘电阻限值的组件或组件串中造成最终漏电的个体组件（结合5.6红外扫描测试），若确定组件无法修复，应当报废；若组件可以修复，则执行5.1.2条。

表 2 绝缘电阻测试电压值和电阻限值要求

系统电压U V	测试电压 V	绝缘电阻限值 MΩ
$U < 120$	250	0.5
$120 \leq U < 500$	500	1
$500 \leq U < 1000$	1000	1
$U > 1000$	1500	1

5.5 绝缘耐压和湿漏电流测试（实验室内测试）

当5.4的绝缘电阻测试（电站现场测试）无法直接评判组件是否报废时，应将组件拆卸至实验室内进行绝缘耐压和湿漏电流测试，出现表3的测试结果时，若确定组件无法修复，应当报废；若组件可以修复，则执行5.1.2条。

表 3 实验室内绝缘、湿漏电流测试

组件面积 m^2	绝缘测试结果	湿漏电流测试结果
≤ 0.1	绝缘击穿或绝缘电阻小于400 MΩ	绝缘电阻小于400 MΩ
> 0.1	绝缘击穿或绝缘电阻乘以组件的面积小于40 MΩ · m^2	绝缘电阻乘以组件的面积小于40 MΩ · m^2

5.6 红外（IR）扫描测试

组件进行红外（IR）扫描测试。

对于同一组件电池片区域内的温度差值大于等于20℃的情况，通过观察组件使用环境，可结合5.7条功率衰减率测试和5.8电致发光（EL）成像测试，综合判断组件是否报废。

注：此项测试不包括通过外观检查排除掉的因热斑影响已经造成严重外观缺陷的组件。

5.7 功率衰减率测试

组件进行功率衰减率测试。核查组件的生产年份，参照组件使用方与供应商签订的技术协议中组件衰减率要求，或附录A中组件对应年份的衰减率要求，结合电致发光（EL）成像检测结果，由使用方根据需要自行评判组件是否报废。

5.8 电致发光（EL）成像测试

组件进行电致发光（EL）成像测试。通过电致发光图像识别裂纹、裂片、断栅、黑边、黑片等缺陷类型。如果出现裂片、短路、黑片等缺陷的电池片数量达到该组件电池片总数的1/5及以上，可以报废；否则，根据缺陷的严重程度，并结合功率衰减率测试结果，由使用方根据需要自行评判组件是否报废。

6 报废评估试验方法

6.1 外观检查

在不低于1000 lux的照度下目视检查每块组件。

6.2 绝缘电阻测试（电站现场测试）

应先断开组串的漏电保护装置，并使用下列方法a)或方法b)进行测试；

a) 方法 a)：先测试组串负极和地之间的绝缘电阻，再测试组串正极和地之间的绝缘电阻。

b) 方法 b)：测试组串正负极短接后和地之间的绝缘电阻。按此方法进行测试时，为了将拉弧风险最小化，组串正负极电缆应以安全的方式短接，可采用短路开关盒来完成。短路开关盒由一个额定直流负荷开关组成，当组串正负极连接到该装置后，可安全地形成和断开短路连接。

当用光伏支架接地时，测试仪器的接地端可连接至任何适宜的接地连接或光伏支架（仪器接地端应与支架良好接触，且整个支架连接完好）。当光伏支架没有接地时，应进行组串正负极和支架之间的测试和组串正负极和地之间的测试。测试程序应保证测试峰值电压不超过组件、开关、防雷器和其他系统部件的额定值。

6.3 绝缘耐压和湿漏电流测试（实验室内测试）

6.3.1 绝缘耐压测试

核查组件的生产年份，使用IEC 61215:2005或对应年份的IEC 61215-2中绝缘耐压测试方法进行测试。

6.3.2 湿漏电流测试

核查组件的生产年份，使用IEC 61215:2005或对应年份的IEC 61215-2中湿漏电流测试方法进行测试。

6.4 红外（IR）扫描测试

红外（IR）扫描测试要求如下：

- a) 组件所属光伏系统处于正常工作模式；
- b) 组件应是无污染或低污染水平；
- c) 组件所在平面的辐照度大于 600 W/m^2 ；
- d) 组件周围通风条件良好，但风速小于等于 28 km/h ；
- e) 云层覆盖范围小于等于 2 okta（积云覆盖不超过 1/4 天空）；
- f) 使用红外热像仪进行测试。红外热像仪与组件之间的距离，应能保证成像时光伏组件每 3 cm 至少涵盖 1 个像素点；
- g) 测试时应保证红外热像仪与组件平面之间的夹角 $> 30^\circ$ 。

6.5 功率衰减率测试

功率衰减率测试要求如下：

- a) 使用专用的组件或组件串 I-V 测试仪进行测试，其量程应和所测组件或组件串的开路电压和短路电流相匹配。直流电压、直流电流、功率的测试准确度不低于 $\pm 1\%$ ；辐照度测试准确度不低于 $\pm 1\%$ ；温度测试准确度不低于 $\pm 1\text{ }^{\circ}\text{C}$ ，重复性优于 $\pm 0.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。
- b) 待测试现场组件平面辐照度超过 $700\text{ W}/\text{m}^2$ 且稳定时，检测选定且擦拭干净的组件串中每一块组件的 I-V 曲线，同时记录辐照度和组件温度。将实测最大功率修正到 STC 条件下的最大功率，并于组件铭牌的标称功率比较，得到光伏组件功率衰减率。

6.6 电致发光（EL）成像测试

EL测试装备及测试方法应符合T/CPIA 0009—2019的要求。

7 检验周期

组件投入运行使用的首年，可进行全项检验。5.3 的检验项目宜作为光伏电站组件的日常巡检项目，其余检验项目由组件使用方根据自身需要定期进行。建议组件运行的第 1 个 10 年内检验周期为每 3 年一次，第 10 年到 25 年内检验周期为每 2 年一次。



附 录 A
(资料性)
晶体硅光伏组件衰减率

晶体硅光伏组件衰减率见表 A. 1。

表 A. 1 晶体硅光伏组件衰减率对照表

光伏组件生产年份	多晶硅组件衰减率	单晶硅组件衰减率
2013年~2014年	2年内不高于3.2%，25年内不高于20%	2年内不高于4.2%，25年内不高于20%
2015年~2017年	首年不高于2.5%，25年内不高于20%	首年不高于3%，25年内不高于20%
2018年~2020年	首年不高于2.5%，后续每年不高于0.7%， 25年内不高于20%	首年不高于3%，后续每年不高于0.7%， 25年内不高于20%
2021年起	首年不高于2.5%，后续每年不高于0.6%，25年内不高于17%；	

注：表格内的衰减率数据，分别取自工业和信息化部于2013年、2015年、2018年、2021年发布的相应版本的《光伏制造行业规范条件》。



参 考 文 献

- [1] T/CPIA 0010-2019 并网光伏系统文件、检查及测试技术规范
 - [2] CNCA/CTS 0016-2015 并网光伏电站性能检测与质量评估技术规范
-

