

北京市地方标准

DB

编 号:DB11/T 1008-2013

备案号:J12430-2013

建筑太阳能光伏系统安装
及验收规程

Installation and acceptance specification for
solar PV system on civil buildings

2013-06-21 发布

2013-10-01 实施

北京市住房和城乡建设委员会
北京市质量技术监督局 联合发布

北京市地方标准

建筑太阳能光伏系统安装及验收规程

Installation and acceptance specification for solar PV
system on civil buildings

编 号: DB11/T 1008-2013

备案号: J12430-2013

主编单位: 北京城建科技促进会

北京市新能源与可再生能源协会

批准部门: 北京市质量技术监督局

实施日期: 2013 年 10 月 1 日

2013 北京

关于发布北京市地方标准《建筑太阳能光伏 系统安装及验收规程》的通知

京建发〔2013〕355号

各区、县住房城乡建设委，各集团、总公司，各有关单位：

根据北京市质量技术监督局《关于印发2010年北京市地方标准制修订项目计划的通知》（京质监标发〔2010〕53号）的要求，由北京城建科技促进会、北京市新能源与可再生能源协会等单位主编的《建筑太阳能光伏系统安装及验收规程》已经北京市质量技术监督局批准，北京市质量技术监督局、北京市住房和城乡建设委员会共同发布，编号为DB11/T 1008—2013，自2013年10月1日起实施。

该规程由北京市住房和城乡建设委员会、北京市质量技术监督局共同负责管理，由北京城建科技促进会负责解释工作。

特此通知。

北京市住房和城乡建设委员会

2013年7月19日

关于同意北京市《民用建筑能效测评标识标准》 等六项地方标准备案的函

建标标备〔2013〕141号

北京市住房和城乡建设委员会：

你委《关于六项北京市工程建设地方标准〈城镇道路建筑垃圾再生路面基层施工与质量验收规范〉、〈房屋建筑使用安全检查技术规程〉、〈公共建筑空调采暖室内温度节能监测标准〉、〈民用建筑能效测评标识标准〉、〈公共建筑能源审计技术通则〉、〈建筑太阳能光伏系统安装及验收规程〉申请备案的函》（京建科标备便〔2013〕04号）收悉。经研究，同意该六项标准作为“中华人民共和国工程建设地方标准”备案，其备案号：

《民用建筑能效测评标识标准》 J12427—2013

《公共建筑能源审计技术通则》 J12428—2013

《公共建筑空调采暖室内温度节能监测标准》 J12429—2013

《建筑太阳能光伏系统安装及验收规程》 J12430—2013

《城镇道路建筑垃圾再生路面基层施工与质量验收规范》
J12431—2013

《房屋建筑使用安全检查技术规程》 J12432—2013

该六项标准的备案公告，将刊登在近期出版的《工程建设标准化》刊物上。

住房和城乡建设部标准定额司

二〇一三年九月九日

前 言

本规程为推荐性标准。

本标准是根据北京市质量技术监督局下发的《关于印发2010年北京市地方标准制修订项目计划的通知》（京质监标发〔2010〕53号）及《北京市百项节能标准制修订项目计划》（京质监标发〔2012〕20号）的要求，由北京城建科技促进会和北京市新能源与可再生能源协会组织编写。

本标准共分10章和1个附录，主要技术内容包括：1 总则、2 术语、3 基本规定、4 光伏方阵安装、5 光伏构件安装、6 电气设备安装、7 防雷与接地系统安装、8 检查调试、9 工程验收、10 运行维护、附录A 光伏系统施工质量验收表格。其中附录A为资料性附录。

本标准由北京市住房和城乡建设委员会和北京市质量技术监督局共同负责管理，由北京城建科技促进会负责具体技术内容的解释工作。

为提高规程质量，请各单位在执行本标准过程中，认真积累资料、总结经验，及时将有关意见和建议反馈给北京城建科技促进会（协会地址：北京市西城区广莲路甲5号，北京建设大厦1011室；邮编：100055；电话：010—63965212；电子邮箱：cjjch@sohu.com）。

本规程主编单位：北京城建科技促进会

北京市新能源与可再生能源协会

本规程参编单位：北京市太阳能研究所集团有限公司

中瑞天铭（北京）节能设备工程有限公司

北京京仪绿能电力系统工程有限公司

DB11/ T 1008—2013

北京亚盟环保科技有限公司
中海阳能源集团股份有限公司
北京唯绿建筑节能科技有限公司
北京云鼎环境工程有限公司

本规程主要起草人员：王建明 王长贵 于 元 罗 鸣
张定友 邹昭平 薛志峰 郑玉洁
王展鹏 彭 宏 韩晓明 高 佳
洪 影 陆 均 陈振朋 韩栋才
杨洪奎 袁中正

本规程主要审查人员：赵玉文 叶东嵘 徐 征 王 立
陈子平 桑识宇 梁 晶

目 次

1	总则	1
2	术语	2
3	基本规定	4
4	光伏方阵安装	7
4.1	一般规定	7
4.2	基座	7
4.3	光伏组件	8
4.4	支架与框架	8
5	光伏构件安装	10
6	电气设备安装	12
6.1	一般规定	12
6.2	线缆敷设与连接	12
6.3	交直流配电柜	16
6.4	光伏接线箱	17
6.5	逆变器	18
6.6	蓄电池组及充放电控制器	20
6.7	监测装置	22
7	防雷与接地系统安装	24
8	检查调试	25
8.1	安全性检查	25
8.2	电气检查	25
8.3	光伏方阵的检查调试	26
8.4	控制器的检查调试	26
8.5	光伏接线箱的检查	27

DB11/ T 1008—2013

8.6 逆变器的检查调试·····	27
8.7 系统性能的检查调试·····	28
9 工程验收·····	31
9.1 一般规定·····	31
9.2 分项工程验收·····	31
9.3 竣工验收·····	32
10 运行维护 ·····	33
10.1 一般规定 ·····	33
10.2 日常维护管理 ·····	33
10.3 定期检查 ·····	34
附录 A 光伏系统施工质量验收表格 ·····	36
本规程用词说明 ·····	38
引用标准名录 ·····	39
条文说明 ·····	41

Contents

1	General provisions	1
2	Terms	2
3	Basic requirements	4
4	Installation of PV array	7
4.1	General requirements	7
4.2	Base	7
4.3	PV modules	8
4.4	Support and frames	8
5	Installation of PV components	10
6	Installation of electric system	12
6.1	General requirements	12
6.2	Lay and link of wire cable	12
6.3	AC/DC power distribution box	16
6.4	PV connecting box	17
6.5	Inverter	18
6.6	Galvanic battery and charge/discharge controller	20
6.7	Supervisory instrument	22
7	Installation of lightning—protection system	24
8	Check and adjust	25
8.1	Safety check	25
8.2	Electric check	25
8.3	Check and adjust of PV array	26
8.4	Check and adjust of controller	26
8.5	Check of PV connecting box	27
8.6	Check and adjust of inverter	27

DB11/ T 1008—2013

8.7 Check and adjust of system function 28

9 Engineering acceptance 31

9.1 General requirements 31

9.2 Subsection engineering 31

9.3 Acceptance of completed project 32

10 Operation maintenance 33

10.1 General requirements 33

10.2 Routine inspection 33

10.3 Periodic inspection 34

Appendix A Acceptance tables of PV system engineering 36

Explanation wording in this standard 38

List of normative standards 39

Clause explanation 41

1 总 则

1.0.1 为加强光伏系统在建筑中的推广应用，促进光伏系统与建筑的结合，规范光伏系统的安装与验收，制定本规程。

1.0.2 本规程适用于接入用户侧低压配电网的新建、改建和扩建的建筑光伏系统和未接入电网的独立光伏系统的安装与验收。

1.0.3 建筑光伏系统的安装与验收，除应符合本规程的规定外，尚应符合国家和北京市现行有关法律法规和标准的规定。

2 术 语

2.0.1 太阳能光伏系统 solar photovoltaic (PV) system

利用太阳能电池的光伏效应将太阳辐射能直接转换成电能的发电系统。简称光伏系统

2.0.2 光伏组件 PV module

具有封装及内部联结的、能单独提供直流电流输出的、最小不可分割的太阳能电池组合装置。

2.0.3 光伏构件 PV components

工厂模块化预置的、具备光伏发电功能的建筑材料或建筑构件，包括建材型光伏构件和普通型光伏构件。

2.0.4 建材型光伏构件 PV modules as building components

太阳能电池与建筑材料复合在一起，成为不可分割的建筑材料或建筑构件。

2.0.5 普通型光伏构件 conventional PV components

与光伏组件组合在一起，维护更换光伏组件时不影响建筑功能的建筑构件，或直接作为建筑构件的光伏组件。

2.0.6 光伏方阵 PV array

由若干个光伏组件或光伏构件在机械和电气上按一定方式组装在一起，并且有固定的支撑结构而构成的直流发电单元。

2.0.7 并网光伏系统 grid-connected PV system

与公共电网联结的光伏系统。

2.0.8 独立光伏系统 stand-alone PV system

不与公共电网联结的光伏系统。

2.0.9 光伏接线箱 PV connecting box

保证光伏组件有序连接和汇流功能的接线装置。该装置能够保障光伏系统在维护、检查时易于分离电路，当光伏系统发生故障时减小停电的范围。

2.0.10 直流主开关 DC main switch

安装在光伏方阵直流输出汇总点与后续设备之间的开关，包括隔离电器和短路保护电器。

2.0.11 并网接口 utility interface

光伏系统与电网配电系统之间相互联结的公共连接点。

2.0.12 并网逆变器 grid-connected inverter

将来自光伏方阵的直流电能变换为符合电网要求的交流电能的装置。

2.0.13 光伏方阵倾角 tilt angle of PV array

光伏组件所在平面与水平面的夹角。

2.0.14 光伏方阵方位角 azimuth of PV array

光伏方阵向阳面的法线在水平面上的投影与正南方向的夹角（向东偏设定为负角度，向西偏设定为正角度）。

3 基本规定

3.0.1 光伏系统包括基座、光伏组（构）件、光伏支架、电气设备、储能设备和监测装置等。

3.0.2 光伏系统的安装应符合设计要求，应单独编制安装施工方案。光伏系统的安装施工应纳入建筑设备安装施工组织设计，并应包括与主体结构的施工、设备的安装、建筑与环境相协调的配合方案以及安全措施等。

3.0.3 光伏系统安装前应具备以下条件：

- 1 设计文件齐备且已通过审查；
- 2 并网接入手续齐全；
- 3 施工组织设计或施工方案已通过批准；
- 4 施工安全技术措施和环保措施已获业主单位有关部门批准、备案；
- 5 建筑、场地、电源和道路等条件能满足正常施工需要；
- 6 预留基座、孔洞、预埋件、预埋管和相关设施符合设计图纸的要求，并已验收合格。

3.0.4 安装人员应采取以下防触电措施：

- 1 安装人员必须经培训考核合格方能上岗作业，属于特种作业的还必须取得特种作业上岗证方可上岗；
- 2 应穿绝缘鞋，带低压绝缘手套，使用绝缘工具；
- 3 施工场所应进行施工区域隔离，应放置醒目、清晰、易懂的电气安全标识；
- 4 电动工具应符合现行国家标准《手持式电动工具的管理、使用、检查和维修安全技术规程》GB/T 3787 的规定。

3.0.5 光伏系统的安装与施工，不应破坏建筑物的结构和建筑物的附属设施，不应影响建筑物在设计使用年限内承受各种荷载的能力。

3.0.6 光伏系统的零部件，应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB50016 相应的建筑物防火等级对建筑构件和附着物的要求。安装在屋顶的光伏组件，耐火等级不低于 C 级（基本防火等级）。

3.0.7 完成方阵支架施工并安装完光伏组件后，应先对已完成项目设施和设备采取保护措施，再进入电气安装施工。

3.0.8 安装光伏系统时应采取以下安全措施：

1 光伏系统的安装，应由经过培训并考核合格的专业人员完成；

2 光伏系统安装施工时，应有保障施工人员人身安全的措施；

3 光伏系统的产品和部件在存放、搬运、吊装过程中，不应受到碰撞和损坏；吊装作业前，应做好安全围护措施；吊装时，吊装机械和货物，不得碰撞周围建筑和公共设施；

4 在雨、雪及 4 级以上大风天气情况下不得进行室外高空施工作业，有雷电时应停止电气安装，在环境温度超过 40℃ 时应停止作业；

5 光伏组件吊装时，其底部应衬垫木，背面不得受到任何碰撞和重压；

6 光伏组件的输出电缆应采取可靠措施，不应非正常短路；

7 安装过程中，在进行下道工序前，应断开前、后工序的主控开关；

8 连接完成或部分完成的光伏系统，遇有光伏组件破裂时应及时设置限制接近的措施，并由专业人员处置；

9 在坡度大于 10° 的坡屋面上安装施工，应设置专用踏板；

10 施工人员进行高空作业时，应设置可靠防护措施，佩带安全防护用品，设置醒目、清晰、易懂的安全标识；

DB11/ T 1008—2013

11 安装施工机具应定期进行安全检测，检测电动机具应进行绝缘电压试验、手持玻璃洗盘及玻璃吸盘机应进行吸附重量和吸附持续时间试验等；

12 现场焊接作业时，应采取可靠的防火措施；

13 在建筑工地安装光伏系统时，安装场所上空的架空电线应采取隔离措施；

14 施工现场应采取架设防护网、必要的隔离、警示等保护措施；

15 工程完成后，应清扫现场和回收工业废料。

4 光伏方阵安装

4.1 一般规定

- 4.1.1 光伏方阵安装工程应按设计要求制定施工方案和采取相应安全措施。
- 4.1.2 光伏产品、配件、材料的数量、性能、色彩等应符合设计要求，并具有产品合格证明文件。
- 4.1.3 光伏方阵安装应制定合理的施工方案和操作流程，不得损坏已完成土建工程。
- 4.1.4 光伏组件输出电缆不得非正常短路，在没有开关连接时，应采取防止触电措施。
- 4.1.5 光伏方阵处，应设警告标识，并且按设计要求可靠地固定在支架或连接件上。
- 4.1.6 方阵应排列整齐，光伏组件之间的连接件应便于拆卸和更换。
- 4.1.7 在安装时应戴低压绝缘手套、穿绝缘鞋、使用绝缘工具。
- 4.1.8 在既有建筑上安装光伏方阵，应根据建筑物的建设年代、结构状况，选择最可靠、安全的安装方法。

4.2 基 座

- 4.2.1 光伏组件支架基座应按设计要求的位置、数量摆放，基座摆放应平稳、整齐。
- 4.2.2 基座与建筑主体结构应有效连接，钢筋混凝土基座的主筋应锚固在主体结构内，当受到结构条件的限制无法进行锚固时，应采取措施加大基座与主体结构的附着力。
- 4.2.3 预埋件与基座之间的空隙，应采用细石混凝土填捣密实。
- 4.2.4 在屋面结构层上现场施工的基座浇注完工后，应做防水处理，并应符合现行国家标准《屋面工程质量验收规范》

DB11/ T 1008—2013

GB50207 的要求，严禁出现漏水、漏雨等现象。

4.2.5 钢基座及混凝土基座顶面的预埋件，应按设计要求的防腐级别涂上防腐涂料，并妥善保护。

4.3 光伏组件

4.3.1 安装前应对各光伏组件进行检查，测量每个组件的开路电压、短路电流等技术参数是否正常。

4.3.2 对组件按照其技术参数进行分类，使最佳工作电流相近的串联在一起，最佳工作电压相近的并联在一起。

4.3.3 用不锈钢螺栓或专用卡件将所有的组件固定在安装支架上。

4.3.4 按照组件串并联的设计要求，用导线将组件的正、负极进行连接，导线电缆之间的连接必须可靠。宜用带保护皮的不锈钢夹、绑带、鞍形夹或耐老化的塑料夹将电缆固定在管子或方阵支架上。接线完毕后，应盖上接线盒盖板。当有多个子方阵时，接线可通过分线盒或接线箱集中后输出。

4.3.5 光伏方阵角度和定位应符合设计要求，安装倾角误差应不大于 $\pm 0.5^\circ$ 。

4.3.6 光伏组件与建筑面层之间应留有安装空间和散热间隙，并不得被施工杂物等填塞。

4.3.7 光伏组件上正、负极和各种类型传感器接线正确，用螺丝刀将线压紧并注意接线盒的防水处理。

4.3.8 光伏组件金属部件应作接地处理，光伏组件上接地螺丝应与接地线正确连接，并应符合现行国家标准《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB50169 的规定。

4.4 支架与框架

4.4.1 建筑光伏构件框架与光伏组件支架及其材料应符合设计

要求，钢结构的焊接应符合现行国家标准《钢结构工程施工质量验收规范》GB50205 的要求。

4.4.2 根据方阵的数量、安装尺寸和优化设计得出的方阵倾角加工方阵支架和框架，其尺寸应符合设计要求。

4.4.3 光伏组件支架应按设计要求采用从钢筋混凝土基座中伸出的钢制热镀锌等防腐连接件或不锈钢地脚螺栓等方法固定在基座上，位置准确，与基座固定牢靠。

4.4.4 建筑光伏构件框架应按设计要求安装在主体结构上，位置准确，与主体结构固定牢靠。

4.4.5 支架强度、抗风能力、防腐处理和热补偿措施等应符合设计要求或国家现行标准的规定。

4.4.6 在坡屋面结构安装时，埋设在坡屋面结构层内的预埋件，应在结构层施工时埋入，位置应准确。预埋件应做防腐处理，并在光伏方阵安装前妥善保护。

4.4.7 钢结构支架焊接完毕，应做防腐处理。防腐施工应符合现行国家标准《建筑防腐蚀工程施工质量验收规范》GB50224 的要求。

4.4.8 支撑光伏组件的钢结构应与建筑接地系统可靠连接。

5 光伏构件安装

- 5.0.1** 光伏构件应满足设计强度要求。
- 5.0.2** 安装人员应事先阅读光伏构件及方阵的安装说明书。
- 5.0.3** 光伏构件应按照电气指标进行分类，同组串中各组件的工作电流 I_m （最佳工作电流）值应符合设计要求。
- 5.0.4** 安装在弧面、艺术面等非平面建筑表面的光伏构件，宜根据入射角的不同将光伏构件进行串并联联接。
- 5.0.5** 光伏构件上应标有带电警告标识。安装于可上人屋面的光伏系统的场所应具有人员出入管理制度，并加围栏。
- 5.0.6** 安装光伏构件时，要轻拿轻放，严禁碰撞、敲击，以免损坏。
- 5.0.7** 光伏幕墙与主体结构连接的预埋件，应在主体结构施工时按设计要求埋设。预埋件应牢固，位置准确。预埋件的误差应按设计要求进行复查。预埋件的标高偏差不应大于 10mm，预埋件位置差不应大于 20mm。
- 5.0.8** 光伏构件应按设计间距排列并可靠地固定在支架或连接件上。光伏构件之间的连接件应便于拆卸和更换。
- 5.0.9** 光伏幕墙构件宜架空安装，与建筑面层之间应留有安装空间和散热间隙，该间隙不得被施工杂物填塞。
- 5.0.10** 在建筑物立面上安装的光伏构件，安装区域靠近地面的边缘距离地面宜大于 2.5m。
- 5.0.11** 光伏幕墙的面板安装应符合以下要求：
- 1 光伏幕墙应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139 的相关规定；
 - 2 安装允许偏差应符合现行国家标准《建筑幕墙》GB/T 21086 的相关规定；
 - 3 光伏幕墙应与普通幕墙同时施工，共同接受幕墙相关的

物理性能检测。

5.0.12 在盐雾、积雪地区安装光伏构件时，应制定合理的安装施工方案。

5.0.13 屋面上安装的建筑一体化组件，相互间的上下左右防雨连接结构必须严格施工，严禁漏水、漏雨，外表必须整齐美观。

5.0.14 在既有建筑上安装光伏构件，应根据建筑物的建设年代、结构状况，选择可靠的安装方法。

6 电气设备安装

6.1 一般规定

6.1.1 光伏系统的接线和设备配置，应符合低压电力系统设计规范和光伏系统设计规范的要求。光伏系统的电气装置安装应符合现行国家标准《建筑电气工程施工质量验收规范》GB50303的要求。

6.1.2 光伏系统与电网间在连接处应有明显的带有标识的可视断开点，应通过变压器等进行电气隔离。电缆线路施工，应符合现行国家标准《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》GB50168的要求。

6.1.3 穿过楼板、屋面和墙面的电缆，其防水套管与建筑主体结构之间的缝隙，必须做好防水密封，并做好建筑物表面的光洁处理。

6.1.4 光伏组件支架、电缆支架应有良好的接地。

6.1.5 系统、方阵和组件串等的所有光伏接线箱、接线盒均应设带电警示标签，注明“当光伏接线箱从光伏逆变器断开后，光伏接线箱内的器件仍有可能带电”或相似内容文字。

6.2 线缆敷设与连接

6.2.1 电缆及其附件安装用的钢制紧固件，除地脚螺栓外，应采用热镀锌制品。

6.2.2 引至设备的电缆管管口位置，应便于与设备连接并不妨碍设备拆装和进出。并列敷设的电缆管管口应排列整齐。每根电缆管的弯头不应超过3个，直角弯不应超过2个。

6.2.3 利用电缆的保护钢管作接地线时，应先焊好接地线；有螺纹的接头处，应用跳线焊接，再敷设电缆。

6.2.4 电缆支架的层间允许最小距离应满足设计规定，当设计

无规定时，可采用表 6.2.4 的规定。但层间净距不应小于两倍电缆外径加 10mm。

表 6.2.4 电缆支架的层间允许最小距离值 (mm)

电缆类型和敷设特征		支（吊）架	桥架
控制电缆		120	200
电力 电缆	10kV 及以下（除 6～10kV 交联聚乙烯绝缘外）	150～200	250
	6～10kV 交联聚乙烯绝缘	200～250	300
电缆敷设于槽盒内		$h+80$	$h+100$

注：h 表示槽盒外壳高度。

6.2.5 电缆敷设前应按下列要求进行检查：

1 电缆通道畅通，排水良好。金属部分的防腐层完整。隧道内照明、通风符合要求；

2 电缆型号、电压、规格应符合设计；

3 电缆外观应无损伤、绝缘良好，当对电缆的密封有怀疑时，应进行潮湿判断；直埋电缆与水底电缆应经试验合格；

4 电缆放线架应放置稳妥，钢轴的强度和长度应与电缆盘重量和宽度相配合；

5 敷设前应按设计和实际路径计算每根电缆的长度，合理安排每盘电缆，减少电缆接头；

6 在带电区域内敷设电缆，应有可靠的安全措施；

7 采用机械敷设电缆时，牵引机和导向机构应调试完好。

6.2.6 电缆敷设时，不应损坏建（构）筑物的防水层。

6.2.7 并联使用的电力电缆其长度、型号、规格宜相同。

6.2.8 电力电缆在终端头与接头附近宜留有备用长度。

6.2.9 电缆各支持点间的距离应符合设计规定。当设计无规定时，其间距不应大于表 6.2.9 中所列数值。

表 6.2.9 电缆各支持点间的距离 (mm)

电缆种类		敷设方式	
		水平	垂直
电力电缆	全塑型	400	1000
	除全塑型外的中低压电缆	800	1500
	35kV 及以上高压电缆	1500	2000
控制电缆		800	1000

注：全塑型电力电缆水平敷设沿支架能把电缆固定时，支持点间的距离允许为 800mm。

6.2.10 电缆的最小弯曲半径应符合表 6.2.10 的规定。

表 6.2.10 电缆最小弯曲半径

电缆型式			多芯	单芯
控制电缆			10D	
橡皮绝缘电力电缆	无铅包、钢铠护套		10D	
	裸铅包护套		15D	
	钢铠护套		20D	
聚氯乙烯绝缘电力电缆			10D	
交联聚乙烯绝缘电力电缆			15D	20D
油浸纸绝缘电力电缆	铅包		30D	
	铅包	有铠装	15D	20D
		无铠装	20D	
自容式充油（铅包）电缆			—	20D

注：表中 D 为电缆外径。

6.2.11 电缆敷设时，电缆应从盘的上端引出，不应使电缆在支架上及地面摩擦拖拉。电缆上不得有铠装压扁、电缆绞拧、护层折裂等未消除的机械损伤。

6.2.12 敷设电缆时，电缆允许敷设最低温度，在敷设前 24h 内的平均温度以及敷设现场的温度不应低于表 6.2.12 的规定；当

温度低于表 6.2.12 规定值时，应采取措施。

表 6.2.12 电缆允许敷设最低温度

电缆类型	电缆结构	允许敷设最低温度（℃）
油浸纸绝缘电力电缆	充油电缆	—10
	其他油纸电缆	0
橡皮绝缘电力电缆	橡皮或聚氯乙烯护套	—15
	裸铅套	—20
	铅护套钢带铠装	—7
塑料绝缘电力电缆	—	0
控制电缆	耐寒护套	—20
	橡皮绝缘聚氯乙烯护套	—15
	聚氯乙烯绝缘聚氯乙烯护套	—10

6.2.13 并列敷设的电缆，其接头的位置宜相互错开，电缆明敷时的接头，应用托板托置固定。

6.2.14 电缆敷设时应排列整齐，不宜交叉，加以固定，并及时装设标志牌。

6.2.15 垂直敷设或超过 45°倾斜敷设的电缆在每个支架或桥架每隔 2m 处加以固定；水平敷设的电缆，在电缆首末两端及转弯、电缆接头的两端处加以固定；当对电缆间距有要求时，每隔 5m～10m 处加以固定；单芯电缆的固定应符合设计要求。

6.2.16 交流系统的单芯电缆或分相后的分相铅套电缆的固定夹具不应构成闭合磁路；裸铅（铝）套电缆的固定处，应加软衬垫保护。

6.2.17 对易受外部影响失火的电缆密集场所或可能失火蔓延而酿成严重事故的电缆回路，必须按设计要求的防火阻燃措施施工。

DB11/ T 1008—2013

6.2.18 光伏方阵内部的电缆应固定在阵列支架上或通过电缆桥架铺设，电缆接头应可靠接合，接头接合后不得承受外力。

6.2.19 任何电缆、电缆保护管或电缆桥架不得对光伏方阵造成遮挡。

6.2.20 穿过屋面或墙外的电线应设置防水套管，并应采取防水密封措施。

6.2.21 电缆进入建筑物、墙壁、支架或行人容易接近等处应有一定机械强度的保护管或加装保护罩。

6.3 交直流配电柜

6.3.1 设备安装前建筑工程应具备下列条件：

- 1 屋顶、楼板应施工完毕，不得渗漏；
- 2 对电器安装有妨碍的模板、脚手架等应拆除，场地应清扫干净；
- 3 室内地面基层应施工完毕，并应在墙上标出抹面标高；
- 4 环境湿度应达到设计要求或产品技术文件的规定；
- 5 配电室、控制室、操作室的门、窗、墙壁、装饰棚应施工完毕，地面应抹光；
- 6 设备基础和构架应达到允许设备安装的强度；焊接构件的质量应符合要求，基础槽钢应固定可靠；
- 7 预埋件及预留孔的位置和尺寸，应符合设计要求，预埋件应牢固。

6.3.2 设备安装用的紧固件除地脚螺栓外应采用镀锌制品。户外用的紧固件应采用热镀锌制品。电器接线端子用的紧固件应符合现行国家标准的规定。

6.3.3 配电设备的布置必须遵循安全、可靠、适用和经济等原则，并应便于安装、操作、搬运、检修、试验和监测。交直流配电柜可与光伏并网逆变器或其他配电柜并排布置，但要注意设备

和操作人员的安全。

6.3.4 落地式配电柜的底部宜抬高，室内宜高出地面 50mm 以上，室外应高出地面 200mm 以上。底座周围应采取封闭措施，并应能防止鼠、蛇类等小动物进入箱内。

6.3.5 成排布置的配电柜，其长度超过 6m 时，柜后的通道应设置多个出口，两出口之间的距离不宜大于 6m。

6.3.6 成排布置的配电柜，柜前后的通道最小宽度应符合表 6.3.6 的规定。

表 6.3.6 配电柜前后的通道的最小宽度（m）

配电柜种类		单排布置			双排对面布置			双排背对背布置			多排同向布置		
		柜前	柜后		柜前	柜后		柜前	柜后		柜间	前、后排距端墙	
			维护	操作		维护	操作		维护	操作		前排	后排
固定式	不受限制时	1.5	1.0	1.2	2.0	1.0	1.2	1.5	1.5	2.0	2.0	1.5	1.0
	受限制时	1.3	0.8	1.2	1.8	0.8	1.2	1.3	1.3	2.0	2.0	1.3	0.8
抽屉式	不受限制时	1.8	1.0	1.2	2.3	1.0	1.2	1.8	1.0	2.0	2.3	1.8	1.0
	受限制时	1.6	0.8	1.2	2.0	0.8	1.2	1.6	0.8	2.0	2.0	1.6	0.8

注：1、受限制时是指受到建筑平面的限制、通道内有柱等局部突出物的限制。
2、控制柜、柜前后的通道最小宽度可按表 6.3.6 的规定执行或适当缩小。
3、柜后操作通道是指需要在柜后操作运行的开关设备的通道。

6.3.7 配电柜外露可导电部分，必须与接地装置有可靠的电气连接。成排的配电装置的两端均应与接地线相连。

6.3.8 高、低压配电柜内的电气设备，应经电气交接试验，并由试验室出具试验报告，判定符合要求后，方可通电试运行。

6.3.9 在控制器、逆变器、配电箱、蓄电池、方阵连接正确后方可将外电网电缆接至交流配电箱的输出端子上。

6.4 光伏接线箱

6.4.1 光伏接线箱箱体结构质量及电气元件安装应符合下列要

求：

- 1 箱架组装有关零部件均应符合各自的技术要求；
- 2 油漆电镀应牢固、平整，无剥落、锈蚀及裂痕等现象；
- 3 机架面板应平整，文字和符号要求清楚、整齐、规范、正确；
- 4 标牌、标志、标记应完整清晰；
- 5 各种开关应便于操作，灵活可靠。

6.4.2 光伏接线箱不宜安装在高温、潮湿地方。

6.4.3 光伏接线箱可采用直立挂墙式或抱柱式安装，墙体或柱体应有足够强度承受其重量。挂墙式安装可使用 M8 膨胀螺栓，通过光伏接线箱左右两边的安装孔，将其固定在墙体上。抱柱式安装可使用抱箍，角钢作为支撑架，用 M8 螺栓将光伏接线箱安装其上。

6.4.4 光伏接线箱的输入、输出连线时，拧开防水端子，然后接入连线至保险丝插座，拧紧螺丝，固定好连线，最后拧紧外侧的防水端子。

6.4.5 将通讯接线屏蔽层接入光伏接线箱提供的屏蔽层端口，在端子内部两个屏蔽层被短接，整个系统屏蔽层需要进行单点接地连接。

6.4.6 输入断路器等级应根据光伏组件的额定等级以及相关标准要求而定。微型断路器的最小等级可由光伏组件的短路电流计算而得。严禁在安装和工作时拆装微型断路器。

6.4.7 对外接线宜使用多股阻燃铜线，线径应符合设计要求，并不应小于推荐值。空置的防水端子，应拧紧对应尺寸的堵头。对外接线时，应确保螺钉紧固，防止接线松动。

6.5 逆变器

6.5.1 逆变器进场后应按下列要求进行开箱检查：

- 1 质量证明文件应齐全有效；
- 2 机器铭牌上标注的规格型号、输入输出容量、输入直流电压、输出交流电压等应符合设计和合同所指定内容的要求；
- 3 逆变器外观应无损伤，逆变器的操作系统应处在关闭状态；
- 4 逆变器允许的直流输入电压应符合光伏方阵输出电压和（或）蓄电池的电压。

6.5.2 安装时室内环境应满足下列要求：

- 1 室内应通风良好，环境温度适宜；
- 2 相对湿度应符合设计要求，且无凝露；
- 3 应无水蒸汽及腐蚀性气体；
- 4 附近应无易燃易爆品；
- 5 应具有符合安全规定的电源。

6.5.3 逆变器的安装位置应满足下列要求：

- 1 逆变器安装位置应符合设计规定，其偏差应不大于 10mm；
- 2 逆变器应垂直安装且连接端子位于下方；
- 3 安装在室外的逆变器，应牢靠固定在机架或平台上；
- 4 机架加固牢固，加固方式应符合设计规定；一列机架的机面应平直，其偏差每米应不大于 3mm，全列偏差不大于 15mm；机架顶面应平齐，机架间应相互并拢；机架接地电阻值应符合设计规定；

5 逆变器背部及侧面离墙壁或其它物件距离应符合设计要求；顶部不可放置任何重型物件；正前方必须有足够的操作空间；

- 6 主机的位置应安全合理，必须有足够的检修空间；
- 7 电源线的走线要安全可靠。

6.5.4 逆变器连接导线前，应确保整个光伏阵列总短路电流不

DB11/ T 1008—2013

能超过逆变器最大允许电流。

6.5.5 连接导线时应确保所有开关处于关闭状态，正确连接主机直流输入连接线的正负极、交流输出连接线、主机接地线，做到接线紧固可靠，接地良好。

6.5.6 离网逆变器接好线后应先测量输入的直流电压，确认电压正常后，可在空载状态下开启逆变器。

6.5.7 并网逆变器应在确认所接入的交流电网正常、无误状态下开启逆变器。

6.5.8 无断弧功能的开关连接时严禁在有负荷或能够形成低阻回路的情况下接通或断开。

6.5.9 逆变器与系统的直流侧和交流侧应有绝缘隔离的装置。光伏系统直流侧应有必要的触电警示和防止触电安全措施，交流侧输出电缆和负荷设备应接有自动切断保护装置。

6.5.10 通讯线缆的安装可按本规程第 6.7 节中数据采集装置连接方法进行。

6.6 蓄电池组及充放电控制器

6.6.1 蓄电池宜安装在距离光伏方阵较近并宜与配电室隔开的室内场所，并应采取防火防爆措施。室内应干燥清洁、通风良好、不受阳光直接照射，距离热源不得小于 2m，室内温度宜在 10℃～25℃之间。

6.6.2 蓄电池的安装应满足以下要求：

- 1 安装前检查蓄电池的规格、型号、数量应符合设计要求；
- 2 蓄电池的安装位置、连接方式应按设计规定执行；
- 3 蓄电池的连接导线的规格型号应符合设计规定；
- 4 置于室内的蓄电池及控制器安装布置应按现行行业标准《邮电通信电源设备安装设计规范》YDJ1 相关条文规定执行；
- 5 置于室外的蓄电池组及控制器应采取防雨水措施，在环

境温度低于 0℃ 时，或高于 35℃ 时，蓄电池组应采取防冻或防晒、隔热措施；

6 置于室外的蓄电池组应安装在铁壳或硬质塑料壳的箱体内部，箱体空间留有保温或散热的余量，金属箱体的馈电线出口处应加绝缘套管；

7 置于室外的蓄电池组箱体及控制器应用 10mm 以上螺栓紧固在地面上或平台上，且控制器外壳应与接地系统可靠相连；

8 蓄电池间距不宜小于 10mm，蓄电池离箱体四周间距不宜小于 50mm；

9 蓄电池上方及四周不得堆放杂物；

10 控制器等设备安装位置周围不宜放置其他无关电气设备或堆放杂物。

6.6.3 开口型蓄电池的施工要求应按现行行业标准《通信电源设备安装工程施工及验收技术规范》YDJ31 的规定执行。

6.6.4 开口型铅酸蓄电池安装时，玻璃容器及绝缘垫脚等应无裂痕、破损，木质铅衬电槽外表应完整无损，木壳表面防酸漆应完整，铅槽底和壁不得有砂眼、气孔、裂缝。

6.6.5 阀控式密封蓄电池安装前应逐个测量蓄电池的电压并应符合产品要求。

6.6.6 蓄电池与地面之间应采取绝缘措施，并宜安放在专门的蓄电池支架上，安装在地面时应在蓄电池底部垫上隔离垫。

6.6.7 安装电池支架及摆放电池时应满足下列要求：

1 支架排列位置应符合设计要求，偏差不宜大于 10mm；

2 支架平整稳固，保持水平，每米水平偏差不应大于 3mm，全长水平偏差不应大于 15mm；

3 支架所有的绝缘垫脚应均匀受力；

4 同一列电池外侧上沿应在一条直线上，其偏差不宜大于 3mm。电池本身及相互间均保持垂直于水平，用 600mm 水平尺

DB11/ T 1008—2013

测量，偏差应不超过水平准线；

5 电池标志、比重计、温度计应排在外侧；

6 电池间隔应符合设计规定，偏差不应大于 5mm；

7 同一列电池的连接条应平齐，连接螺丝应拧紧，并在连接条与螺丝上涂抹中性凡士林；

8 各组电池的正负极的出线应符合设计规定，电池组及电池均应有清晰明显的标志。

6.6.8 蓄电池线路连接前，应检查每只蓄电池的端电压，每个蓄电池电压宜保持一致，并应采用专用的金属连接件将蓄电池连接成组。

6.6.9 多只蓄电池串联时，应将蓄电池全部连接完毕测量电压正常后再与控制器连接。

6.6.10 控制器接线时应先断开所有输入、输出开关。先连接蓄电池，再连接方阵，在有阳光照射时闭合开关，观察是否有正常的充电电流流过，最后将控制器与逆变器或负载相连接。

6.7 监测装置

6.7.1 光伏监测装置应满足准确度、可靠性、工作容量、抗干扰能力、动作速度、工作频段等技术要求。

6.7.2 数据采集器的室外安装，应安装在无阳光直射和有良好接地的室外机箱中。

6.7.3 数据采集器安装高度及与周围的距离，应根据施工现场情况确定。

6.7.4 通讯电缆应按图纸标注采用专用电缆单独敷设。单层屏蔽的电缆，其屏蔽层应一端可靠接地；双层绝缘隔离屏蔽的电缆，其最外层屏蔽应两端接地、最内层屏蔽应一端接地。如需与交流电缆并行敷设时，应穿金属管或采用铠装型电缆，并宜增加一芯等电位接地线。金属箱体进线孔处使用电缆护套管保护电

缆。

6.7.5 数据采集器的金属外壳、固定框架的接零或接地，应符合现行国家标准《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB50169 的有关规定。

7 防雷与接地系统安装

7.0.1 在建筑物上安装光伏系统，不应降低建筑物的防雷等级，并应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB50057 的要求，与屋面防雷接地装置进行多点可靠联结。

7.0.2 避雷针、避雷带或避雷网等接闪器设备应按相关规定进行安装。

7.0.3 光伏组件机架、控制器、逆变器、以配电屏外壳、蓄电池支架、电缆外皮、穿线金属管道的外皮等应进行保护接地。

7.0.4 电子设备应进行屏蔽接地。

7.0.5 引下线不得少于两根，引下线距离不大于 18m，下线接长处采用焊接方式；引下线采用 10mm 圆钢或相同面积的扁钢。

7.0.6 接地体的安装应满足设计要求，其接地电阻应满足下列要求：

1 电气设备的接地电阻不得大于 4Ω ，并应满足屏蔽接地和工作接地的要求；

2 逆变器、蓄电池的中性点、电压互感器和电流互感器的二次线圈直接接地时，接地电阻不得大于 10Ω 。

8 检查调试

8.1 安全性检查

8.1.1 检查接地线，系统中设备外部的接地线应采用涂覆裸线或镀锌线，不得采用带有绝缘防护层的导线，接地线应采用单股线径大于 2 mm 的导体，接地线应标识为绿色或黄绿相间的颜色，导线的连接应符合现行国家标准《家用和类似用途电器的安全第 1 部分：通用要求》GB4706.1 的规定。

8.1.2 检查电气接头，当标准电极电位相差较大的导体相连接时，应注意采取使接触处保持干燥的措施，或在两种金属间设置标准电极电位介于两者之间的第三种金属。

8.1.3 检查接地的连续性，如金属管接头之类的机械连接间是否加入了电气互连设置。

8.1.4 检查接地电极，等电位连接部件是否符合要求。

8.1.5 测量接地电阻，按接地电阻测试仪说明书或作业指导书提供的方法测试系统的接地电阻，其值应小于 10Ω ，屏蔽接地时应小于 4Ω 。

8.1.6 检查光伏组件的燃烧性能分类级别，应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB50016 的要求。安装支撑物、衬垫等材料的燃烧性分类级别应不低于光伏组件的燃烧性分类级别。

8.1.7 检查避雷设施，应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB50057 的要求和光伏系统设计的要求。

8.1.8 检查感应雷屏蔽装置，其接地和联通应可靠有效。

8.1.9 检查光伏系统配套设备的绝缘性能，其接地电阻应小于 10Ω ，屏蔽接地时应小于 4Ω 。

8.2 电气检查

8.2.1 检查接线箱中接头是否锈蚀、松动，接线箱结构和电气

DB11/ T 1008—2013

连接的完整性，有无锈蚀和功能衰退等缺陷。

8.2.2 检查逆变器、并网保护装置等设备的完整性、锈蚀情况、接线端子有无松动、散热环境是否良好、安装是否符合安全和运行要求。

8.2.3 光伏系统施工完成或阶段完成后，应确认光伏组件连接可靠，极性正确，线路连接与设计相同，确认光伏组件无遮挡，受光面清洁，测量开路电压、短路电流值无异常；如发现异常，应分段检查，找出连接错误和失效的元器件或光伏组件，加以纠正或更换。

8.3 光伏方阵的检查调试

8.3.1 观察方阵外观，是否平整、美观，组件表面是否清洁，用手触摸组件，检查是否松动、接线是否固定、接触是否良好等。

8.3.2 检查光伏系统使用的材料及部件等是否符合设计要求，安装质量是否符合标准的要求。

8.3.3 光伏组件串两端的开路电压应符合设计值。

8.3.4 光伏组件串两端的短路电流应符合设计要求。

8.3.5 所有组件串检查合格并记录后，进行光伏组件并联串检查，先对各组件进行测量，所有并联的组件串的开路电压相近时，方可进行并联。

8.3.6 光伏组件串检查合格后方可将方阵输出的正、负极接入接线箱或控制器，然后测量方阵总的工作电流和电压等参数并做记录。

8.4 控制器的检查调试

8.4.1 检查控制器的产品说明书和出厂检验合格证书等是否齐全。

8.4.2 控制器性能宜进行全面检测，其性能应满足现行国家标准《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》GB/T 19064 中规定的要求。

8.4.3 具有输出稳压功能的控制器，可在适当范围内改变输入电压，测量输出电压是否保持稳定。

8.4.4 具有智能控制、设备保护、数据采集、状态显示、故障报警等功能的控制器，应按照产品说明书进行适当的检测。

8.4.5 当确认控制器在出厂前已经调试合格并且在运输和安装过程中并无任何损坏时，在现场可不再进行测试。

8.4.6 控制器单独测试完成，并按设计要求与蓄电池连接后，将光伏方阵输出的正、负极与控制器相应的输入端相连接，检查方阵输出电压是否正常，是否有充电电流流过，并做好记录。

8.5 光伏接线箱的检查

8.5.1 在光伏接线箱安装完成后，应检查光伏接线箱壳体、内部电气元件、附件及辅助设施质量。

8.5.2 安装完成通电调试后，检验光伏接线箱能否正常工作，是否符合光伏接线箱使用说明要求。

8.6 逆变器的检查调试

8.6.1 独立逆变器安装前，应对外观进行检查，查看机壳表面是否有锈蚀、裂痕等现象。

8.6.2 独立逆变器安装后，应对绝缘电阻进行检验。逆变器直流输入与机壳间的绝缘电阻不应小于 $50\text{M}\Omega$ ，逆变器交流输入与机壳间的绝缘电阻不应小于 $50\text{M}\Omega$ 。

8.6.3 独立逆变器安装后，应对接地电阻进行检验，接地电阻应小于等于 10Ω 。

8.6.4 独立逆变器的连接与使用应遵守以下规定：

DB11/ T 1008—2013

1 独立逆变器直流侧连接前，应检测并确定蓄电池电压是否与逆变器直流输入电压一致、确保逆变器的交流输出开关处于“关断”位置，同时检测“正、负极”的连接是否正确；

2 负载连接前，应对逆变器交流输出端的电压等级进行测量，检查是否符合设计要求；

3 打开逆变电源开关至开启状态，检查逆变电源的前面板指示器等输入电压显示是否正常，如有异常报警信号，需立即关机并检查电池与电源之间的连线。

8.6.5 并网逆变器线路连接检查及试运行应符合下列要求：

1 检查方阵、接线箱、并网逆变器、交流配电箱等各项是否正确连接；

2 测量接线箱中光伏方阵各组串输出电压符合设计要求；

3 测量并网逆变器输出端的交流电压符合要求；

4 若以上均符合设计要求，则可闭合接线箱中部分汇流开关，使加载至并网逆变器的光伏方阵功率为一较小值（以 10% 左右标称功率为宜）；

5 使并网逆变器启动运行，各项参数、指标正常后，逐一闭合该并网逆变器的所有汇流开关；

6 测量输入、输出电压、电流、功率等技术数据，同时记录太阳辐照度、环境温度、风速等参数，应与设计要求相符合；

7 若光伏系统各个部分均工作正常，即可投入试运行；

8 当光伏系统设计为非逆流方式运行时，应当试验其逆向功率保护功能。

8.7 系统性能的检查调试

8.7.1 工程验收前应按照国家现行标准《光伏系统并网技术要求》GB/T 19939、《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》GB/T 19064 的要求对光伏系统进行检查与调试。

8.7.2 对照系统设计图纸和设备配置清单进行检查，按电气原理图及安装接线图进行检查，确认设备内部接线和外部接线正确无误，应符合低压电力系统设计规范和并网光伏系统设计规范的要求；并网光伏系统与电网间在联结处应有明显的带有标志的可视断开点。

8.7.3 对照设计施工图检查光伏方阵、逆变器和并网保护装置等设备的安装，应与设计图纸一致，认真检查设备安装与布线及防水等工程的施工记录，满足设计要求，并应符合相关规范的要求。

8.7.4 检查光伏系统的保护装置，按设备使用说明书有关电气系统调整方法及调试要求，采用模拟操作检查其动作、指示、信号和联锁装置灵敏可靠性，光伏系统安装的断流容量、熔断器容量、过压、欠压、过流保护等，应符合设计要求。

8.7.5 检查光伏方阵的接地线与防雷接地线的连接，应牢固可靠。

8.7.6 系统绝缘性能应按下列要求与方法进行检查：

1 将光伏方阵、接线箱、逆变器、并网保护装置等设备的连接回路断开，分别用 DC1000V 欧姆表测量主回路各极性与地（外壳）的绝缘电阻，应不小于 $1\text{M}\Omega$ ；

2 将光伏方阵、接线箱、逆变器、并网保护装置等设备的连接回路断开，分别用 AC2000V 工频交流耐压仪测量主回路各极性与地（外壳）的绝缘耐压，应能承受 AC2000V、1min 工频交流电耐压，无闪络、无击穿现象；

3 在现场对并网光伏系统的主要设计工作特性进行验证检验，应符合设计要求。

8.7.7 调整（模拟）光伏方阵的发电功率（电压）达到设定值并经一定延时后，并网光伏系统起动并入电网运行；调整（模拟）光伏方阵的发电功率（电压）低于设计值并经一定延时后，

DB11/ T 1008—2013

并网光伏系统停止运行并与电网解列；起动/停止动作值，应符合设计功率（电压）值要求，不得出现频繁起动和停止现象。

8.7.8 调整（模拟）电网的电压和频率在规定范围内变化，观察并网光伏系统的输出，并网光伏系统的输出应可以跟踪电网电压和频率的变化稳定运行，交流输出功率、交流输出电流（高次谐波）、功率因数，应符合设计值。

8.7.9 在光伏系统并网运行时，调节光伏方阵或直流功率，使其输出达到并网光伏系统额定值的 50% 和 75%（偏差值在 $\pm 10\%$ 以内）时，测量光伏方阵输出的直流功率和系统输出的交流功率，计算转换效率，应符合设计要求。

8.7.10 有应急运行功能时应按下列要求与方法进行检查：

1 并网光伏系统在应急状态独立运行时，调整负载，在输出功率分别为 50 % 和 75 % 额定功率（偏差在 $\pm 10\%$ 以内）时，测量逆变器输出的交流电能质量（包括电压、频率、电流谐波、功率因数及电压不平衡度），应符合设计要求和用电负载要求；

2 模拟电网停电和恢复 3 次，观察运行状态切换时的稳定性，在并网和应急不同状态切换时应稳定。

8.7.11 接入公用电网的光伏系统，应具有极性反接保护功能、短路保护功能、接地保护功能、功率转换和控制设备的过热保护功能、过载保护和报警功能、防孤岛效应保护功能等。

9 工程验收

9.1 一般规定

9.1.1 光伏系统的工程验收，可划分为光伏系统工程验收和与之相关的建筑工程验收两大方面。具体的工程验收工作应根据安装施工的特点，分为分项工程验收和竣工验收两类进行。

9.1.2 在进行光伏系统工程验收前，应将光伏系统的工程现场清理干净。

9.1.3 光伏系统工程安装施工中完成下列隐蔽项目的现场验收：

- 1 预埋件或后置螺栓、锚栓连接件；
- 2 基座、支架、光伏组件四周与主体结构的连接节点；
- 3 基座、支架、光伏组件四周与主体结构之间的建筑做法；
- 4 光伏系统防雷接地的连接节点；
- 5 隐蔽安装的电气管线工程。

9.1.4 光伏系统工程验收，应做好记录、签署文件、立案归档。

9.1.5 其他相关的建筑工程验收，应按现行国家标准《建筑工程施工质量验收统一标准》GB50300 的要求进行。

9.2 分项工程验收

9.2.1 分项工程验收宜根据工程施工特点分期进行。

9.2.2 下列工序必须在前道工序验收合格后方可进行施工：

- 1 在屋面光伏系统施工前，进行屋面防水工程的验收；
- 2 在光伏组件或方阵支架就位前，进行基座、支架和框架的验收；
- 3 在建筑管道井封口前，进行相关预留管线的验收；
- 4 光伏系统电器预留管线的验收；
- 5 在隐蔽项目隐蔽前，进行施工质量的验收；
- 6 既有建筑增设光伏系统或改造已安装的光伏系统，施工

DB11/ T 1008—2013

前必须经过建筑结构的安全检查。

9.2.3 分项工程验收，由监理工程师或建设单位项目技术负责人组织施工单位项目专业质量或技术负责人等进行验收。

9.3 竣工验收

9.3.1 光伏系统工程交付用户前，应进行竣工验收。竣工验收应在分项工程验收合格后进行。

9.3.2 光伏系统完工后，施工单位应按规定由技术质量人员进行竣工工程质量检查评定，并向建设单位提交竣工验收申请报告。

9.3.3 建设单位收到施工单位提交的竣工验收申请报告后，应由建设单位负责人组织设计、施工、监理等单位负责人对光伏系统工程质量控制资料、系统设计功能及技术性能指标、现场实物质量组织竣工验收。

9.3.4 竣工验收应提交下列文件、图纸、资料：

- 1 设计文件、设计变更文件和竣工图；
- 2 主要材料、设备、成品、半成品、仪表等的出厂合格证或检验报告；
- 3 屋面防水检漏记录；
- 4 隐蔽项目验收记录和分项工程验收记录；
- 5 光伏系统调试和试运行记录（并应包括电线电缆绝缘测试记录、接地电阻测试记录等）；
- 6 光伏系统运行、监控、显示、计量等功能的检验记录；
- 7 光伏系统及主要部件的使用维护手册。

10 运行维护

10.1 一般规定

10.1.1 光伏系统交付使用前，建设单位应建立光伏系统的管理制度，功率在 100kW 以上光伏系统的运行管理，宜由专业技术人员负责。

10.1.2 光伏系统竣工验收后，施工单位应向建设单位或用户办理交接手续，进行工作原理交底和操作培训，并提交使用手册，手册应包括系统的构成、系统的日常操作、系统的日常维护、常见故障排除方法、应急处理措施等。

10.1.3 应定期对光伏系统检查，以便及时发现隐患并对问题进行处理。

10.1.4 当光伏系统运行发生异常时，应及时与专业维修人员联系，在专业维修人员的指导下进行处理，主要设备和控制装置应由专业人员维修。

10.1.5 在进行维修工作前，应先断开逆变器和负载的连接，再断开直流侧的电气连接，并等待不少于 5min 直至内部元件放电完毕后方可进行。

10.1.6 检查维修控制器时，应先断开太阳电池方阵，再断开负载，最后断开蓄电池，严禁在太阳电池方阵未断开前断开蓄电池。

10.2 日常维护管理

10.2.1 光伏系统运行管理人员，每天观察光伏系统运行情况，了解设备仪表显示的工作状况及计量数值，并做好运行记录。

10.2.2 观察光伏方阵表面清洁状况，根据气候状况定期清除灰尘和污垢，可用清水冲洗或用干净抹布擦拭，不得使用化学试剂或硬物清洗。下雪天，应及时清扫组件表面积雪。定期检查方阵

DB11/ T 1008—2013

有无接线脱落、连接不牢固等现象。

10.2.3 检查方阵安装支架连接牢固度，观察支架表面有无腐蚀、保护层脱落等现象。

10.2.4 设备日常维护应检查以下事项：

- 1 所有设备外观，查看有无锈蚀、损坏等情况；
- 2 设备外壳有无温度异常情况；
- 3 外露的导线有无绝缘老化、机械性损坏、箱体内有否进水等情况；
- 4 有无小动物对设备形成侵扰等其他情况；
- 5 设备运行有无异常声响、运行环境有无异味。

10.2.5 蓄电池维护管理应检查以下事项：

- 1 配置蓄电池的系统，应观察蓄电池充、放电状态。在维护蓄电池时，维护人员应佩戴防护眼镜和防护用品，使用绝缘器械，防止人身事故和蓄电池短路；
- 2 清洁蓄电池外部的污垢和灰尘，保持室内清洁；
- 3 如果蓄电池有密封盖或通气栓塞，必须检查和保持通气孔畅通；
- 4 在有负载的情况下，定期检查每个蓄电池的电压，并把这个电压值与所有蓄电池电压的平均值相比对，根据蓄电池手册确定是否需要更换新的蓄电池。

10.3 定期检查

10.3.1 检查、了解运行记录，分析光伏系统的运行情况，对光伏系统的运行状态做出判断；如发现问题，应立即进行专业的维护和指导。

10.3.2 进行外观检查和设备内部检查，主要涉及活动和连接部分、导线，特别是大电流密度的导线、功率器件、容易锈蚀的地方等。

10.3.3 应定期清洁逆变器冷却风扇，并检查是否正常，定期清除机内的灰尘，检查各端子螺钉是否紧固，检查有无过热后留下的痕迹及损坏的器件，检查电线是否老化。

10.3.4 配置蓄电池的系统，应定期检查蓄电池的工作状况，及时更换损坏的蓄电池。

10.3.5 可采用红外探测的方法对光伏方阵线路和电气设备进行检查，找出异常发热点和故障点，及时解决。

10.3.6 光伏系统每年应对照系统图纸完成一次系统绝缘电阻以及接地电阻的检查，并对逆变、控制装置进行一次全项目的电能质量和保护功能的检查和试验。

10.3.7 检查方阵金属支架腐蚀情况，并及时进行处理。

10.3.8 检查新生长的植物是否遮挡太阳光，并及时清除。

10.3.9 所有维护管理记录、特别是专业巡检记录，均应存档妥善保管。

附录 A 光伏系统施工质量验收表格

(规范性附录)

表 A.1 光伏系统竣工验收报告表

工程名称		验收意见	建设单位名称		
			施工单位名称		
			备注	分项项目负责人	日期
主要材料 设备等的 合格检验	光伏组件				
	逆变器/控制器				
	接线箱和配电柜				
	电缆槽、电缆管				
	方阵支架				
	计量仪表和通信系统				
屋面防水检验					
光伏组件外观检验					
隐蔽工程质量验收					
电缆安装检验					
电气安装检验					
电气测试试验					
通信和控制系统检验					
光伏系统 调试记录	①				
	②				
	③				
	④				
	⑤				
	⑥				
	⑦				
	⑧				
	⑨				
	⑩				
竣工验收 意见及 验收单位	建设单位（盖章）： 项目负责人：	监理单位（盖章）： 总监理工程师：	施工单位（盖章）： 项目经理：	设计单位（盖章）： 项目负责人：	
	年 月 日	年 月 日	年 月 日	年 月 日	

表 A.2 光伏系统分项工程质量验收记录

工程名称		结构类型		检验批数	
施工单位		项目经理		项目技术负责人	
分包单位		分包单位负责人		分包项目经理	
序号	检验内容、部位、区段	施工单位检查评定结果		监理（建设）单位验收结论	
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					
13					
14					
15					
检查结论	项目专业技术负责人：		验收结论		监理工程师
	年 月 日				年 月 日

本规程用词说明

1、为便于在执行本规程条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：

1) 表示很严格，非这样做不可的用词：

正面词采用“必须”；反面词采用“严禁”。

2) 表示严格，在正常情况下均这样作的用词：

正面词采用“应”；反面词采用“不应”或“不得”。

3) 表示允许稍有选择，在条件许可时，首先应这样做的用词：

正面词采用“宜”或“可”；反面词采用“不宜”。

表示有选择，在一定条件下可以这样做的，采用“可”。

2、本规程文中指定应按其他有关标准、规范执行时，写法为：“应符合……的规定”或“应按……执行”。

引用标准名录

- 1 《家用和类似用途电器的安全 第1部分：通用要求》
GB4706.1
- 2 《建筑设计防火规范》
GB50016
- 3 《建筑物防雷设计规范》
GB50057
- 4 《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》
GB50168
- 5 《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》
GB50169
- 6 《钢结构工程施工质量验收规范》
GB50205
- 7 《屋面工程质量验收规范》
GB50207
- 8 《建筑防腐蚀工程施工质量验收规范》
GB50224
- 9 《建筑工程施工质量验收统一标准》
GB50300
- 10 《建筑电气工程施工质量验收规范》
GB50303
- 11 《手持式电动工具的管理、使用、检查和维修安全技术规程》
GB/T 3787
- 12 《建筑幕墙》
GB/T 21086
- 13 《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》
GB/T 19064
- 14 《光伏系统并网技术要求》
GB/T 19939
- 15 《玻璃幕墙工程质量检验标准》
JGJ/T 139
- 16 《通信电源设备工程施工及验收技术规范》
YDJ31
- 17 《邮电通信电源设备安装设计规范》
YDJ1

北京市地方标准

建筑太阳能光伏系统安装及验收规程
Installation and acceptance specification
for solar PV system on civil buildings

DB11/T 1008—2013

条文说明

2013 北 京

目 次

2	术 语	45
3	基本规定	47
4	光伏方阵安装	48
4.3	光伏组件.....	48
4.4	支架与框架.....	48
5	光伏构件安装	49
6	电气设备安装	50
6.4	光伏接线箱.....	50
6.5	逆变器.....	50
6.6	蓄电池组及充放电控制器.....	51
6.7	监测装置.....	52
8	检查与调试	54
8.3	光伏方阵的检查调试.....	54
8.4	控制器的检查调试.....	54
8.6	逆变器的检查调试.....	54
10	运行维护	56
10.2	日常维护管理	56

2 术 语

2.0.1 按与建筑结合形式的不同划分为建筑附加型系统和建筑集成型系统。按安装位置的不同划分为安装在建筑物上的系统、安装在建筑区域内地面上的系统以及一部分安装在建筑物上，一部分安装在建筑区域内地面的混合系统。

2.0.7—2.0.8 并网系统中 PV 方阵所产生电力除了供给交流负载外，多余的电力反馈给电网。当光伏阵列没有产生电能或者产生的电能不能满足负载需求时就由电网供电。因为直接将电能输入电网，免除配置蓄电池，省掉了蓄电池储能和释放的过程，可以充分利用 PV 方阵所发的电力从而减小了能量的损耗，并降低了系统的成本。但是系统中需要专用的并网逆变器，以保证输出的电力满足电网电力对电压，频率等指标的要求。因为逆变器效率的问题，还是会有部分的能量损失。这种系统通常能够并行使用市电和太阳能光伏组件阵列作为本地交流负载的电源。降低了整个系统的负载缺电率。而且并网 PV 系统可以对公用电网起到调峰作用。但是，并网光伏供电系统作为一种分散式发电系统，对传统的集中供电系统的电网会产生一些不良的影响，如谐波污染，孤岛效应等。

实际工程中还有一种混合工作模式，这种太阳能光伏系统中除了使用太阳能光伏组件阵列之外，还使用了油机作为备用电源。使用混合供电系统的目的就是综合各种发电技术的优点，避免各自的缺点。比方说，上述的几种独立光伏系统的优点是维护少，缺点是能量的输出依赖于天气，不稳定。综合使用柴油发电机和光伏阵列的混合供电系统和单一能源的独立系统相比就可以提供不依赖于天气的能源。

随着太阳能光电子产业的发展，出现了可以综合利用太阳能光伏组件阵列，市电和备用油机的并网混合供电系统。

DB11/ T 1008—2013

很多在偏远无电地区的通信电源和民航导航设备电源，因为对电源的要求很高，都是采用的混合系统供电，以求达到最好的性价比。我国新疆、云南建设的很多乡村光伏电站就是采用光/柴混合系统。

2.0.9 光伏接线箱工程中也称汇流箱。

3 基本规定

3.0.1 光伏系统的储能设备包括蓄电池储能、超级电容储能、超级电容器和蓄电池混合储能、储氮—燃料电池储能系统、轮储能系统等。

1 蓄电池的优点是能量密度大，缺点是循环寿命短、有严格的充放电电流要求；

2 超级电容储能的优点是充放电速度快，充放电效率高，循环寿命长，高低温性能好，缺点是能量密度较低，端电压波动范围大，有串联均压问题；

3 燃料电池储能优点是储能密度高、使用寿命长、运行成本低、没有污染，缺点是对环境要求较高、实现有一定的危险性；

4 飞轮储能优点是储能密度高、无过充放电问题、容易测量放电深度、充电时间较短、对温度不敏感、对环境友好，缺点是造价较高、实现较难、作用时间短；

本规程中所述储能装置主要指目前应用最普遍的蓄电池系统。

4 光伏方阵安装

4.3 光伏组件

4.3.4 应特别注意极性不要接错。导线电缆连接不能太紧，应留有余量，以免冬天温度降低时形成接触不良，甚至拉断电缆。方阵输出的正、负极和接地线宜用不同颜色的导线电缆连接，以免混淆极性，造成事故。

4.4 支架与框架

4.4.2 通常框架和支架采用热镀锌钢材或涂防锈漆的角钢制造。应根据组件的重量、支架的大小、当地的风力及积雪等情况来确定整体结构，要使方阵具有足够的强度、刚度及稳定性。

4.4.3 在压型金属屋面上安装光伏系统时，可采用专用卡件将光伏组件卡在屋面压型金属板上。

5 光伏构件安装

5.0.10 光伏构件安装高度应能躲避周边建筑物、行人、树木植物以及未来生长的植物对光伏构件的遮挡，如有其它安全防护措施，可不受此限制。

6 电气设备安装

6.4 光伏接线箱

6.4.2 光伏接线箱虽然可以安装在户外，为防水产品，但同时其为一电子设备，故尽量不要安装在潮湿的地方。光伏接线箱的冷却方式为自然冷却，为保证正常运行及使用寿命，尽量不要将其安装在阳光直射或者环境温度过高区域。

6.4.4 光伏接线箱的输入输出端以及通讯、电源、接地等接线端子位于机壳的下部。光伏接线箱最多允许接入光伏组件路数由光伏接线箱确定。

6.4.6 在任何电力系统中，微型断路器被用来配电和保护电子器件免受过电流的危害，如果不加保护，此过电流有可能导致电子器件失灵、过热、损坏甚至起火。如果微型断路器保护电流等级过大，无法提供保护功能，如果过小，则无法正常工作。微型断路器承受来自逆变器和光伏方阵的高压，因此在此单独提出严禁在安装和工作时拆装微型断路器。

6.4.7 接线时，有可能因端子滑丝或端子卡口提不上来，造成接触不良。端子拧紧后，用手拉拔一下线缆，检查是否紧固。接线箱线径推荐值可参照接线箱用户手册说明。

6.5 逆变器

6.5.1 逆变器和控制器在开箱时，应先检查有无质保卡、出厂检验合格证和产品说明书、外观有否损坏、内部接线和螺钉是否松动，如有问题，应及时与生产厂家联系解决。

6.5.2 逆变器和控制器一般应安装在室内，避免安装在阳光直射处，如具有防护等级 IP20 的逆变器仅允许安装在室内。安装存放处应避开高腐蚀、高粉尘、高温、高湿环境，特别应避免金属物质落入其中。配电室的位置要尽量接近方阵和用户，以减少

线路损耗。控制器不能直接放在蓄电池上，以免蓄电池产生的腐蚀性气体对控制器的电子元器件造成不良影响。

逆变器在 $-10^{\circ}\text{C}\sim 40^{\circ}\text{C}$ 的室内环境下操作，但进行开启时的温度最好高于 0°C ，理想的操作温度为 $10^{\circ}\text{C}\sim 25^{\circ}\text{C}$ 。安装环境需有一个良好的散热系统，理想的安装环境是安装有温恒湿设备、强制性通风设备宽敞的房间。

所选择安装场地环境相对湿度应符合设计要求，不得超过95%，且无凝露。

对于中小型逆变器和控制器可以根据要求固定在墙壁或摆放在工作台上。大型逆变器和控制器一般直接安放在地面上，与墙壁之间要留有一定距离，以便接线和检修，同时也便于通风。要避免阳光直接照射在逆变器和控制器上。隔离开关、漏电保护器、防雷开关、开关柜等设备可以依次固定在墙上或地面上。

6.5.3 逆变器一般采用自然冷却方式，选择安装场地应保证逆变器周围空气流通顺畅。逆变器前方应留有足够间隙使得易于观察数据以及维修。

6.6 蓄电池组及充放电控制器

6.6.1 酸性蓄电池充电或放电过程中，其电解液会分解出大量的氢气，同时产生一定的热量，正常运行时也会产生一些氢气。酸性蓄电池电解液分解出的氢气与空气中的氧气混合，当氢氧混合物浓度达到爆炸极限时，一旦遇明火或火星就会发生爆炸，且其爆炸的上、下限范围较大，因此蓄电池室具有较大的火灾、爆炸危险性，应注意铅酸蓄电池的防火防爆，必须采取相应措施，如加强通风、室内采用防爆电器、严禁在室内使用火炉或电炉取暖等。

6.6.2 方阵的最佳工作电压以及蓄电池组的端电压都是额定的，为保证蓄电池组的充电效率与用电设备正常工作，要求方阵控制

DB11/ T 1008—2013

器，蓄电池组及用电设备尽量靠近，以减少传输导线长度，减少线路上的压降。

安放蓄电池组的箱体尺寸与放置蓄电池的数量，蓄电池间隔，采用的保温材料，保温方式（箱内保温，箱外保温）及气候状况有密切关系，应视具体情况确定。蓄电池不得倒置、不得受任何机械冲击和重压，安放的位置应方便接线和维护检修。

6.6.7 蓄电池与地面之间采取绝缘措施，可避免因蓄电池与地面短路而放电。

6.6.9 进行蓄电池线路连接时要注意正、负极不能接错。蓄电池极柱与接线夹头之间应紧密接触，否则由于接触不良会增加电阻，甚至造成断路。可在各个连接点涂一层凡士林油膜，以防锈蚀。在蓄电池极柱连线时必须特别注意防止短路。若有金属工具或物体掉落在蓄电池极柱之间，会形成放电，产生很大电流和火花，可能损坏设备造成人身事故，因此连接后应用接线盖盖上蓄电池接线端子。

6.7 监测装置

6.7.1 光伏监测装置由数据采集、数据传输和系统监测等部分构成。

数据采集部分是监测装置的最前端，是监测装置与光伏系统的连接桥梁。数据采集是从传感器和其他待测设备等模拟和数字单元中自动采集信息的过程。数据采集部分是结合基于计算机的测量软硬件产品来实现灵活的、用户自定义的测量部分，采集的数据对象可根据具体的光伏系统而定。

数据传输可分为远程数据传输和近程数据传输。目前实际应用中为有线和无线两种传输方式。有线方式较无线方式可靠性高、传输容量大；无线方式较有线方式灵活方便、设备和运行费用低（在距离较远时）。工程上目前一般多采用有线方式。

监测部分是光伏监测装置的终端设备，用于实时监测传输来的光伏系统数据，当发现超过某一阈值的异常数据时，立即产生相应的操作。

6.7.3 设计施工图一般只给出数据采集器设备平面示意位置，具体安装高度及与周围的距离，应根据施工经验及施工现场情况确定。

8 检查与调试

8.3 光伏方阵的检查调试

8.3.3 一般情况下组件串中的组件规格和型号都应一致，可根据生产厂提供的技术参数，查出单块组件的开路电压，将其乘以串联的数目，应大致等于组件串两端的开路电压。通常由 36 片、60 片或 72 片电池串联的组件，其开路电压约为 21V、37V 或 42V 左右。如有若干块组件串联，其组件串两端的开路电压应约为 21V、37V 或 42V 的整数倍。若组件串联的数目较多，可能开路电压很高，测量时要注意安全。光伏组件串两端的开路电压若相差太大，可能存在组件损坏、极性接反或是连接处接触不良等问题，应逐个检查组件的开路电压及连接状况，清除故障。

8.3.6 光伏组件串两端的短路电流若相差较大，则可能有的组件性能不良，应更换。在测量短路电流时，应注意安全，电流太大会造成设备或人身事故。

8.4 控制器的检查调试

8.4.2 控制器的主要功能是防止蓄电池过充电/过放电。如现场不具备在与光伏系统连接前先对控制器单独进行调试的条件，也应安装完成后，对控制进行过充断开、过充恢复、过放断开、过放恢复等几项功能进行测试，同时应有温度补偿功能。

8.6 逆变器的检查调试

8.6.1 独立逆变器必须具备产品说明书和出厂检验合格证书。

8.6.5 逆向功率保护功能可按如图 1 所示试验电路进行。光伏系统通过电力变压器并网运行，由重到轻改变变压器光伏系统侧的可变交流负载或由小到大调整光伏系统的输出功率，直到电网侧出现逆向功率。记录电网解/并点的动作值（即：电网解/并点

动作时的逆向交流功率值) 和动作时间, 应符合设计要求。

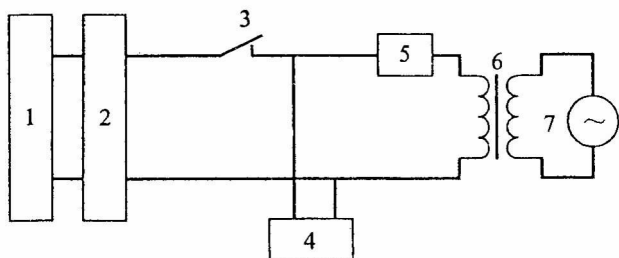


图 1 逆向功率保护参考试验电路

- 1—光伏方阵；2—并网逆变器；3—电网解/并点；
4—可变交流负载（或用户负载）；5—逆向功率检测装置；
6—电力变压器；7—电网

10 运行维护

10.2 日常维护管理

10.2.4 设备温度检查需用手背触碰；上述检查出现异常情况，应找出原因，并立即采取有效措施加以解决，若发现严重异常情况，除立即切断电源并采取有效措施外，还应报告专业人员并同时做好记录。