

独立光伏系统技术规范 (GB/T 29196-2012)

前言

本标准依据GB/T 1.1-2009给出的规则编制。

本标准由中华人民共和国工业和信息化部提出。

本标准由全国太阳能光伏能源系统标准化技术委员会 (SAC/TC 90)归口。

本标准起草单位: 云南师范大学、云南半导体器件厂、北京日佳电源有限公司、信息产业部天津电源

研究所、新疆新能源股份有限公司、昆明光伏科技有限公司。

本标准主要起草人: 刘祖明、李杰慧、杨鸿雁、周立新、康乐。

引言

独立光伏系统是将入射的太阳辐射能直接转换为电能,不与公用电网连接的发电系统。对于独立光伏系统中配电系统及配电系统工程部分技术要求,由于有较为齐全的相关标准,可按设计电压等级,依据相关输配电标准执行。对于土建工程部分,按相关建筑标准要求,依据设计要求执行,其中有需要强调或特殊要求的按第5章“其他要求”执行。

1范围

本标准规定了独立光伏系统要求、子系统规格和要求、现场检测及系统评价。

本标准适用于功率不小于1kW的地面用独立光伏系统。聚光光伏系统、其他互补独立供电系统与光伏相关的部分可参照本标准。

注:系统功率是指使用的光伏组件在地面标准测试条件下功率的总和。

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(包括所有修改单)适用于本文件。

GB/T 2828.1计数抽样检验程序第1部分:按接收质量限(AQL)检索的逐批检验抽样计划

GB/T 3859.1半导体变流器基本要求的规定

GB/T 9535地面用晶体硅光伏组件设计、鉴定和定型(IEC 61215)

GB 12527额定电压1 kV及以下架空绝缘电缆

GB/T 13337.1固定型防酸式铅酸蓄电池技术条件

GB/T 18210晶体硅光伏(PV)方阵I-V特性的现场测量(IEC 61829)

GB/T 18911-2002地面用薄膜光伏组件设计鉴定和定型(IEC 61646)

GB/T 19001质量管理体系要求(ISO 9001)

GB 50054-1995低压配电设计规范

GB 50094建筑物防雷设计规范

GB 50164混凝土质量控制标准

GB 50168电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范

GB 50169电气装置安装工程接地装置施工及验收规范

GB 50172-1992电气装置安装工程蓄电池施工验收规范

GB 50202-2002建筑地基基础工程施工质量验收规范

GB 50205-2001钢结构工程施工质量验收规范

GB 50258电气装置安装工程1 kV及以下配线工程施工及验收规范

DL 408电业安全工作规程

DL/T 464.1-5额定电压1 kV及以下架空绝缘电线金具和绝缘部件

DL 477农村低压电气安全工作规程

DL 499农村低压电力技术规程

DL 5009.2电力建设安全工作规程

DL 5027电力设备典型消防规程

SJ/T 11127光伏发电系统过电压保护导则 (IEC 61173)

YD/T 799-2002通信用阀控式密封铅酸蓄电池

IEC 61683光伏系统功率调节器效率测量步骤 (Photovoltaic systems-Power conditioners-Procedure for measuring efficiency)

IEC 61724光伏系统性能监测测量、数据交换和分析导则 (Photovoltaic system performance monitoring-Guidelines for measurement, data exchange and analysis)

3系统要求

3.1组成

独立光伏系统从功能上主要包括下列子系统：

主控和监视子系统：监控光伏发电系统总体运行和各子系统间的相互配合，也可作用于负载；

光伏子系统：将入射太阳辐射能直接转化为直流电能的单元；

功率调节器：把电能变换为一种或多种适于后续负载使用的系统；

储能子系统：用于存储电能、满足负载连续用电的要求。包括储能装置及输入—输出控制装置。

在某一特定光伏发电系统设计中，上述子系统的某些部分可以省略，而子系统的部分元件可以以单个或组合的形式出现。如：光伏系统中使用的控制设备一般兼有主控和监视功能及储能系统中的输入—输出控制功能；逆变器除具有功率调节器部分功能，也可能包含部分储能子系统输入—输出控制功能。

作为独立光伏系统与一般性负载接口的配电系统,一般不作为独立光伏系统的组成部分,但在光伏系统工程建设中常配套进行配电系统工程建设,因此在本标准中对配电系统不作详细要求,其基本要求见第5章“其他要求”。

系统主要部件均应选用经过相关的质量检测或认证的合格产品。

3.2 系统供电保障率

系统供电保障率,即一年中能保障负载供电时间的百分率。系统的失效一是由于连续阴雨天导致发电量不足,储能子系统存储能量不能满足系统负载用电量,二是由于系统故障。前者取决于系统设计配置,后者取决于系统可靠性及维修响应时间。

系统供电保障率的确定主要取决于用电要求。对常规用电系统供电保障率要求一般为80%—90%;对供电保障率要求高的特殊系统,应考虑采用多种供电电源形式互补。

3.3 安全要求

系统应满足基本安全要求:

建筑安全:应满足GB 50054-1995中3.3的要求。对于放置固定式防酸隔爆铅酸蓄电池的蓄电池室必须具有强制通风保障;应满足防酸、防爆要求;

电气安全:应符合GB 50054-1995相应的规定,系统所有电气设备的带电外露部分应设有安全提示标志;系统的过电压保护应符合SJ/T 11127的规定;

消防安全:应符合DL 5027的要求。蓄电池室应配置灭火器。

3.4 资料要求

独立光伏系统应具有完整的技术资料,包括设计、设备和材料、工程管理、培训、运行管理等相关资料。

系统设计资料主要包括设计说明书、系统配置清单和/或设计图纸等。

系统设备和材料资料至少包括各子系统主要设备和材料的相关资料,如:合格证、检验和/或相关认证报告、使用说明书和/或技术说明书等。

工程管理资料中安装工程资料包括主要设备开箱检查记录,系统安装记录等。土建及输电工程资料应符合第5章“其他要求”的规定。

培训资料主要包括培训教材、用户使用的图示说明等。

运行管理资料主要包括运行管理规程、运行记录、维护操作规程、故障排除指南等。

所有操作标识必须为中文或有中文注释。在少数民族地区,操作标识宜有少数民族文字,运行管理规程等除了中文版还宜增加少数民族文字版本。

3.5 设计原则

独立光伏系统的设计应在保证满足对系统负载供电保障率要求的前提下,对环境条件、系统性能进行综合评价,适当的系统可扩展性,设计各子系统。光伏系统设计是非常复杂的过程,本标准仅给出一些总体原则和要求,详细的要求由将来的光伏系统设计规范给出。

光伏系统的负载估算是系统设计和成本核算的关键环节。负载设备的功率可以通过测量或产品技术资料获得,或参考同类型设备的有关数据。负载设备工作的时间可通过测算得到。在测算所得在负载基础上,还应应对负载可能的变动

因素进行分析和评估, 进行设计调整。有直流负载时, 系统直流电压一般综合最大负载直流电压或最高负载直流电压选取; 交流电压一般根据负载设备的要求选取。

光伏系统的设计功率应在设计月倾斜面日辐射量下, 标准日发电量乘以光伏系统效率满足系统负载日电量的要求。年均衡负载的独立光伏系统设计月倾斜面日辐射量应小于倾斜面年平均日辐射量, 一般等于倾斜面最小辐射月平均日辐射量。非均衡性负载独立光伏系统设计主要依据是使负载使用时段获得最大的太阳辐射。光伏系统电压设计应充分考虑光伏系统的电压温度关系: 设计工作电压应保证全年对蓄电池的有效充电, 系统可能达到的最高电压不能超过单块光伏组件所能承受的最大系统电压。

注: 光伏子系统标准日发电量等于方阵功率乘标准等价发电时。标准等价发电时的计算见 IEC 61724。光伏系统效率主要由光伏系统的温度损耗、组合损耗、遮挡损耗; 储能子系统的充放电效率; 功率调节器的逆变效率、功率调节损耗以及输电电网损耗等组成。晶硅光伏系统效率可参考选取 0.51。

独立光伏系统中宜使用适宜深度放电并具有较长循环寿命的储能型蓄电池。独立光伏系统蓄电池的容量应在倾斜面日辐射量的一定变化范围内能储存满足负载用电所需的电能。蓄电池容量的设计应综合考虑蓄电池设计寿命、负荷情况、倾斜面辐射的不均衡度、光伏子系统功率、系统效率等。对于蓄电池使用温度偏离标准温度较大时, 应根据使用温度适当调整蓄电池设计容量。

对于确定的供电保障率, 光伏子系统设计功率取值较小时, 系统的蓄电池配置容量增加, 光伏子系统功率变化量与蓄电池容量变化量的关系取决于光伏系统建设地的辐射状况。按满足系统供电保障率要求、系统综合造价最低的光伏子系统功率与蓄电池容量优化设计原则, 设计月倾斜面日辐射量以最小月平均倾斜面日辐射量 (或接近值) 为基础设计为宜。光伏子系统设计余量不高时, 蓄电池容量不宜选取过大; 光伏子系统设计余量较大时, 蓄电池容量不宜选取过小。

注: 晶硅光伏系统蓄电池设计容量, 一般应不小于光伏子系统设计标准日发电量的 2.44 倍。

功率调节器的容量应综合考虑负载的功率、功率因数, 用电同时率、逆变器的负荷率和各相不平衡系数。

系统设计应有冗余量, 功率调节器应具有限制、保护功能以满足系统可靠工作的要求, 对于高供电保障率要求的系统可考虑采用关键设备备份或模块化冗余配置, 提高系统运行可靠性。

系统设计还应考虑防爆、防静电、防盗等安全设计。

系统设计应考虑建站地点的地理条件, 如高海拔、沿海、海岛及潮湿环境等。

用于海拔较高地区的系统, 设计时要充分考虑建站地点特殊的地理条件, 如: 气压低, 空气密度小, 散热条件差等因素, 要保证密封蓄电池的排气阀压力范围和电子元件的散热特性。用于环境温度过高或过低地区的系统, 除关键设备设计选型对其温度适应性进行相关要求外, 还应特别考虑蓄电池室的温度调控设计。

在地震多发地区的系统工程应考虑相应的防震设计, 包括土建、方阵支架、蓄电池架等的防震。

设计使用的环境气象数据主要有: 现场地理位置 (包括地点、纬度、经度和海拔等)、气象资料 (包括逐月太阳总辐射、直接辐射或散射辐射、年平均气温、最高和最低气温、最长连续阴雨天数、最大风速、冰雹、降雪、雷电等情况)。在无完整气象资料时, 可参考条件相似地点的气象资料或采用经验公式 / 方法进行估算。

应进行系统设计的综合优化, 以提高系统效率, 更好地满足系统供电保障率要求。在系统参数设计中, 应尽量选取本技术规范推荐的相应技术参数值, 也可按用户的特殊要求设计。由于系统设计涉及环境气象参数, 如太阳辐射等复杂计算, 宜采用计算机辅助设计。

独立光伏系统设计的主要内容:

a) 计算负载用电量及确定供电电压等级;

b) 按负载功率及系统供电保障率要求, 结合太阳辐射资源、现场情况、系统效率因素, 选择方位角, 优化倾角, 计算光伏组件用量, 确定光伏组件选型, 方阵电气结构设计;

c)综合负载功率、系统供电保障率要求、气象条件、系统功率、储能装置(蓄电池)特性,计算储能装置(蓄电池)容量、优化光伏子系统功率和蓄电池容量配置。根据系统直流电压或逆变器的要求选取蓄电池组的电压。

d)主控和监视子系统设计。

e)功率调节器设计。

f)工程设计(可能包括占地、围墙、光伏方阵、电缆沟、机房、防雷、接地、排水系统等)。

g)配电系统设计(可选择)。

4子系统规格及要求

4.1主控和监视子系统

主控和监视子系统主要包括(但不限于)以下监视和控制功能:

系统数据信号的传感和采集;

系统数据处理、记录、传输和显示;

电能的传输控制;

设备的启动和控制;

保护。

为了简化设计和使用,主控和监视子系统的某些或全部功能可包含在其他子系统中。本标准在相应的子系统中对其进行规范。

4.2光伏子系统

光伏子系统主要包括光伏组件、基础、支撑结构、内部电气连接、防护设施、接地等。

4.2.1一般要求

光伏子系统一般设计成满足系统年电量输出平均值或峰值要求,其大小既可根据所需满足的特定负载确定,也可根据某一普通负载范围及包括系统性能价格比等在内的系统优化结果确定。

方阵支架可以是固定的或间断/连续可调的,系统设计时应为方阵选择合适的方位,光伏组件一般应面向正南;在为避免遮挡等特定地理环境情况下,可考虑在正南 $\pm 20^\circ$ 内调整设计。

可调倾角支架,一般调整方式有:一年调整二次,一年调整四次及自动跟踪连续可调,其对应的时间及倾角值参见表1。

表 1 可调倾角支架的倾角

方式	时间	倾角
一年调整二次	4月~9月	使用地纬度-11°45'
	10月~3月	使用地纬度+11°45'
一年调整四次	2月~4月	使用地纬度
	5月~7月	使用地纬度-11°45'
	8月~10月	使用地纬度
	11月~1月	使用地纬度+11°45'
自动跟踪连续可调	全年	使方阵的光伏组件表面始终与人射阳光垂直

固定式方阵安装倾角的最佳选择取决于诸多因素,如:地理位置、全年太阳辐射分布、直接辐射与散射辐射比例、负载供电要求和特定的场地条件等。全年均衡性负载独立光伏系统的方阵倾角宜使辐射最小月斜面辐射量最大化,非均衡性负载独立光伏系统的方阵倾角宜侧重考虑使负载用电较大期间的倾斜面辐射量最大化。

按一定方式串联、并联使用的光伏组件I-V特性曲线应具有良好的一致性,以减小方阵组合损失;优化设计的光伏子系统组合损失应不大于8%。

注:系统组合损失是指使用的光伏组件功率总和与光伏子系统输出功率的差除以光伏子系统输出的功率的比值(地面标准条件下)。

方阵支撑结构设计应综合考虑地理环境、方阵场状况、光伏组件规格等,保证光伏方阵的牢固、安全和可靠。

4.2.2 光伏方阵场要求

方阵场的选择应避免阴影影响,各阵列间应有足够间距,保证全年每天中当地时间的上午9时至下午3时之间光伏组件无阴影遮挡。

对于安装在地面的光伏系统,方阵场应夯实表面层,松软土质的应增加夯实,对于年降水量在900mm以上地区,应有排水设施,以及考虑在夯实表面铺设砂石层等,以减小泥水溅射。

方阵基础应符合GB 50202-2002第5章的要求。

4.2.3 主要元件、部件技术规格及要求

4.2.3.1 光伏组件

光伏组件必须选用符合产品标准,并按GB/T 9535或GB/T 18911-2002的要求通过鉴定及定型的合格产品;应由符合相应的图纸和工艺要求所规定的材料和元件制造,并经过制造商常规检测、质量控制与产品验收程序。

组件产品应是完整的,每个光伏组件标志应有GB/T 9535-1998或GB/T 18911-2002中第4章的要求项目,并标注额定输出功率(或电流)、额定工作电压、开路电压、短路电流;有合格标志。光伏组件产品应附带制造商的贮运、安装和电路连接指示,以及经由国家有关管理行政部门批准的,具有相应资质的质量检测中心的质量检测报告。宜采用产品生产质量管理体系满足GB/T 19001要求的产品。

组件互连应符合方阵电气结构设计,每个光伏组件均应考虑在组件接线盒内加装旁路二极管。

4.2.3.2 接线箱(盒)

接线箱(盒)用于光伏组件互连组成的子方阵间的接线连接及该子方阵到控制机房的连线。对于多并联组系统,宜分组设置阻逆二极管。阻逆二极管通过电流的容量应大于标准测试条件下该串联组短路电流的150%,峰值反向电压至少应为该串联组开路电压的两倍。

4.2.3.2.1结构要求

接线箱(盒)应采用密封结构,设计应能满足室外使用要求。

采用金属箱体的接线箱(盒)应可靠接地。

采用绝缘高分子材料加工的,所选用材料应有良好的耐候性,并附有所用材料的说明书、材质证明书等相关技术资料。

4.2.3.2.2性能要求

接线箱(盒)接线端子设计应能保证电缆线可靠连接,应有防松动零件,对既导电又作紧固用的紧固件,应采用铜质零件。

各光伏支路接入进线端及子方阵出线端,以及接线端子与接线箱(盒)接地端绝缘电阻应不小于10M (DC500V)。

4.2.3.3连接电缆

接线箱(盒)输入输出电缆应采用耐候、耐紫外辐射等抗老化的电缆,电缆的线径应满足方阵最大输出电流的要求,以减少线路的损耗。电缆与接线端应连接紧固无松动。

4.2.3.4方阵支架

光伏系统安装可采用多种形式,如地面、屋顶、建筑一体化等。屋顶、建筑一体化的安装形式应考虑支承面载荷能力,工程设计应符合相关建筑标准要求。

地面安装的光伏方阵支架宜采用钢结构,支架设计应保证光伏组件与支架连接牢固、可靠,底座与基础连接牢固,组件距地面宜不低于0.6m,考虑站点环境、气象条件,可适当调整。

支架应有足够强度,满足方阵静载荷及动载荷要求,在风比较大的地区,应考虑光伏组件或光伏子方阵之间留出空隙或合理布置支架以减少动载荷,设计强度应满足当地历史上的最大风载要求,保证阵列牢固、安全和可靠,钢结构支架应符合GB 50205-2001的要求,其他刚性结构材料的支架应不低于钢结构支架性能要求。

方阵支架应保证可靠接地,接地体的接地电阻不大于10 Ω ,接地应有防腐及降阻处理,符合第5章的要求。

方阵支架钢结构件应经防锈涂镀处理,满足长期室外使用要求。光伏组件和方阵使用的紧固件应采用不锈钢件或经表面涂镀处理的金属件或具有足够强度的其他防腐材料。

4.3储能子系统

储能子系统的输入—输出控制功能由专用的控制设备或其他子系统(主控和监视、功率调节器)的控制调节设备实现,如控制设备、逆变设备等,本标准在相应子系统中进行规范。

铅酸蓄电池是目前独立光伏系统较为适宜使用的储能装置,本标准规定了固定型防酸式、阀控式密封铅酸蓄电池技术要求。其他类型的蓄电池可参见相关的国家标准或行业标准。

4.3.1一般要求

每只蓄电池应有生产合格证,合格证上要标明蓄电池型号和生产日期,制造商应提供同型号产品的国家有关行政管理部门批准的质检机构出具的质检报告。蓄电池的生产时间应尽可能靠近发货日期,

存放时间不得超过6个月,静置90d后其荷电保持不低于80%。蓄电池的标志、包装、运输、贮存应符合YD/T 799-2002中第8章的规定。同一路充放电控制的蓄电池应采用相同生产商,相同规格和容量的产品,如果不属于同一批产品,生产日期的间隔时间不得超过1个月。

对于目前独立光伏系统中常用的铅酸蓄电池,设计日放电深度宜不超过30%,最大放电深度不超过80%(在并联使用情况下,应减少最大允许放电深度);对于依据蓄电池电压进行充放电控制的系统,在设计放电控制电压点时应充分考虑蓄电池放电率,以保证蓄电池的设计放电深度。

产品应提供设计日放电深度及极限放电深度下的循环寿命指标。

蓄电池的工作环境温度可按产品要求,推荐温度范围为5 —30 ,

蓄电池的外观不得有变形、漏液、裂纹及污迹;标志要清晰。

4.3.2 阀控式密封铅酸蓄电池

容量、大电流放电、容量保存率、密封反应效率、防酸雾性能、安全阀要求、耐过充电能力、电池间连接电压降、防爆性能指标应符合YD/T 799—2002的要求。

单体电池端电压均衡性应满足如下要求:

a)各蓄电池间的开路电压最高与最低差值应不大于20mV(单体2V系列)。

b)运行3-6个月后,浮充端电压与平均值差小于5%。

4.3.3 固定型防酸式铅酸蓄电池

蓄电池槽、气密性、容量、自放电、防酸性能、安全性能、最大放电电流、耐涓流充电能力和电解液储存、寿命、封口剂性能、贮存期应符合GB/T 13337.1的要求。

4.3.4 绝缘性能

蓄电池对地的绝缘电阻应不低于10M (DC500V)。

4.3.5 蓄电池浮充电压的温度补偿

蓄电池的浮充电压为25 时的规定值,当环境温度发生变化时,必须对阀控式密封铅酸蓄电池浮充电压进行温度补偿,温度高于25 时,从浮充电压中减去补偿量,反之则加上,产品应明确给出温度补偿系数。

4.3.6 蓄电池的并联

蓄电池并联组数最大不超过6组。

4.3.7 蓄电池安装

蓄电池安装符合GB 50172-1992中2.1.3的要求。电池进行连接线连接紧固螺母时,扭矩应达到相应的设计要求。初充电应按制造商的规定进行。

4.4 功率调节器

功率调节器主要由下列一个或多个部分组成:直流调节器、直流/直流接口、逆变器、交流/交流接口、部分主控和监视子系统。为获得较高的效率和可靠性,宜采用综合优化设计的一体机。

控制设备和逆变设备是目前独立光伏系统较为常见的实现功率调节器功能的装置,本标准规定了控制设备和逆变设备的技术要求。设备技术参数宜采用本标准推荐值,也可按用户的特殊要求设计。

4.4.1 一般要求

功率调节器设备选型应满足光伏系统设计功能需要,各功能设备间应考虑功能和/或功率(容量)的协调及匹配性

。

功率调节器设备应是符合产品标准,并通过检验的合格产品,效率测量程序参见IEC 61683;出厂时应带有铭牌标志、接地标志、功能标志等,相应内容标识应清晰、正确。铭牌最少要标明制造商名称、出厂编号、生产日期以及该设备的主要特征参数。

设备机架应有足够的刚性并设有安装孔和吊装装置;运行操作的器件应适宜于人员操作;应有可靠接地,产品结构防护等级应不低于IP200设备主要元器件必须选用符合产品标准并经过定型试验的合格产品。元器件的安装应符合产品说明书、设计文件或图样中的规定。指示仪表量程应选择适当,测量最大值应达到满量程85%以上。

设备绝缘性能应符合GB/T 3859.1的要求。耐振动性能应满足在频率10 Hz—55Hz间变化、振幅0.35mm的三轴向各振动30min后,应能正常工作。

产品的正常使用环境条件为:

- a)环境温度在0 — + 40 范围内;
- b)在环境温度20 以下时,相对湿度不大于90%;
- c)海拔高度不大于1000m;
- d)无腐蚀性气体和导电尘埃的室内使用。

当产品的实际使用环境条件超出正常使用范围时,应与制造商协商进行相应的修正处理。

4.4.2控制设备

控制设备是指在独立光伏系统中实现直流调节器、直流/直流接口、部分(或全部)主控和监视功能

的设备。控制设备功率的选取应与光伏方阵功率匹配。控制设备主要特征参数包括:标称功率(或最大工作电流)、标称电压、输入电压范围。

4.4.2.1技术参数

- a)直流标称功率宜在下列数值中选取(kW):1,3,5,(7.5),10,15,20,30,50,80,100,125,150,200;

注:带括号者为非优选值。

- b)最大直流工作电流宜在下列数值中选取(A):5,10,20,50,100,(150),200,250,300,400,500;

注:带括号者为非优选值。

- c)直流标称电压宜在下列数值中选取(V):24,48,(60),120,240,360,480;

注:带括号者为非优选值。选用更高的系统直流电压时应注意选用高系统电压的光伏组件。

- d)直流输入电压范围应不小于标称电压80%—200%的范围。

4.4.2.2保护功能

控制设备应具有如下保护功能:

- a)负载、蓄电池短路保护;
- b)太阳电池、蓄电池极性反接保护;

c) 蓄电池向太阳电池反放电保护。

4.4.2.3 控制功能

控制设备应具有如下控制功能：

a) 根据蓄电池容量或电压进行蓄电池充电控制，当蓄电池容量或电压达到充电控制设定值时，控制设备可关断蓄电池充电回路；当蓄电池容量或电压低于充电控制设定值时，控制设备可自动恢复接通蓄电池充电回路；设定值应可调节和改变。

b) 根据蓄电池容量或电压进行蓄电池放电控制，当蓄电池容量或电压达到放电控制设定值时，控制设备可关断蓄电池放电回路；当蓄电池容量或电压高于放电控制恢复设定值时，控制设备可自动恢复接通蓄电池放电回路；设定值应可调节和改变。放电控制设定值及放电控制恢复设定值应在蓄电池放电率基础上，根据蓄电池参数具体设置，以满足设计的蓄电池放电深度要求；放电控制恢复设定值宜设定能使蓄电池容量恢复到90%。

注：蓄电池放电控制也可由逆变设备实现。

c) 蓄电池工作环境温度变化时，控制设备应具有温度补偿控制，温度补偿系数根据蓄电池参数确定。

4.4.2.4 静态特性要求

控制设备静态特性应满足如下要求：

a) 在额定输入条件下，控制设备满载（输出标称功率）时的效率应不小于95%；

b) 在额定输入电压时，控制设备的空载损耗应不大于其标称功率的0.5%；

c) 在额定输入条件下，控制设备满载（输出标称功率）时距设备1m处的噪声应不大于60dB(A声级)。

4.4.2.5 动态特性要求

控制设备动态特性应满足如下要求：

控制设备应能承受输入电压从标称电压到最大输入电压（2倍标称电压）的突变循环冲击；

控制设备应能承受输入电流从零到最大允许输入电流的突变循环冲击。

4.4.2.6 测量显示

控制设备应有主要运行参数的测量显示和运行状态的指示。参数测量精度应不低于1.5级。测量显示参数至少包括光伏方阵电流和蓄电池电压、电流；状态指示蓄电池状态和光伏方阵状态。

4.4.2.7 远程监测功能

控制设备宜设有远程监测功能，接口宜采用RS-232C或RS-485方式。

4.4.3 逆变设备

逆变设备是指在独立光伏系统中实现逆变器、交流/交流接口、部分（或全部）主控和监视功能的设备。逆变设备容量的选取应与最大峰值负荷的功率匹配。逆变设备主要特征参数包括：标称容量、输入标称电压、输入电压范围、输出电压、输出频率、输出相数。

4.4.3.1 技术参数

a) 交流标称容量（功率因数0.8）应在下列数值中选取（kVA）：1,3.5,,(7.5),10,15,20,30,50,80,100,125,150,200。

注: 带括号者为非优选值。

b) 直流输入标称电压应在下列数值中选取 (V): 24,48,(60),(110),120,(220),240,360,480,

注: 带括号者为非优选值。选用更高的系统直流电压时应注意选用高系统电压的光伏组件。

c) 直流输入电压范围应不小于标称电压80%—140%的范围。

d) 交流输出为正弦波, 额定频率为50 Hz, 额定电压为单相220V, 三相380V。

4.4.3.2 保护功能

逆变设备应具有如下保护功能:

直流输入过电压、欠电压、极性反接保护; 当直流欠压保护被用作蓄电池过放保护动作后, 应待蓄电池容量恢复到90%以上才能自动恢复工作。

输出短路、过压、欠压、过载、过频、欠频保护。

4.4.3.3 静态特性要求

逆变设备静态特性应满足如下要求:

a) 在输入电压变化范围内, 输出容量为。—100%标称值 (功率因数0.8)时, 逆变设备输出的交流频率变化应不超过 $50\text{Hz} \pm 1\text{Hz}$; 交流电压变化应不超过额定电压的 $\pm 5\%$; 交流电压总谐波应不大于5%, 各次谐波应不大于3%;

b) 在输入电压变化范围内, 输出容量为标称值的10%—100%时, 逆变设备输出的峰值因数应不小于2.5;

c) 在额定输入条件下, 逆变设备满载 (阻性负载) 的效率其标称容量小于10 kVA时, 应不小于85%; 标称容量不小于10kVA时, 应不小于90%;

d) . 在额定输入电压时, 逆变设备的空载损耗其标称容量小于10kVA时, 应不大于2.5%; 标称容量不小于10kVA时, 应不大于1.5%;

e) 在额定输入条件下, 逆变设备满载 (阻性负载) 时, 距设备1m处的噪声应不大于60dB(A声级);

f) 对三相逆变设备, 在额定输入电压下, 三相负载极端不平衡时 (一相为0, 另两相为100%, 或一相为100%, 另两相为0), 三相输出电压的不平衡度应不大于10%。

4.4.3.4 动态特性要求

逆变设备动态特性应满足如下要求:

a) 逆变设备应能承受输入电压从标称电压到最大输入电压 (1.4倍标称电压) 的突变循环冲击, 输出电压突变峰值应不超过输出额定电压的10%;

b) 逆变设备应能承受输出容量从零到满载的突变循环冲击, 输出电压突变峰值应不超过输出额定电压的10%;

c) 在额定输入电压时, 逆变设备应能承受输出过载120%,1min, 承受输出过载150%,10s,

4.4.3.5 测量显示

逆变设备应有主要运行参数的测量显示和运行状态的指示。参数测量精度应不低于1.5级。测量显示参数至少包括直流输入电压、输入电流、交流输出电压、输出电流 (容量); 状态指示显示逆变设备状态 (运行、故障、停机等)。

4.4.3.6 远程监测功能

逆变设备宜设有远程监测功能, 接口宜采用RS-232C或RS-485方式。

4.4.4 交(直)流配电设备

交(直)流配电设备是指在独立光伏系统中实现交流/交流(直流/直流)接口、部分主控和监视功能的设备。交(直)流配电设备容量的选取应与输入的电源设备和输出的供电负荷容量匹配。交(直)流配电设备主要特征参数包括: 标称电压、标称电流。

4.4.4.1 技术参数

a) 标称电流宜在下列数值中选取(A): 5, 10, 20, 50, 100, (150), 200, 250, 300, 400, 500;

注: 带括号者为非优选值。

b) 标称电压应在下列数值中选取(V): 直流: 24, 48, 60, 110, 220; 交流: 220, 380;

c) 输入、输出电压范围应为标称电压80%—140%的范围。

4.4.4.2 保护功能

交(直)流配电设备至少应具有如下保护功能:

a) 输出过载、短路保护;

b) 过电压保护(含雷击保护)。

4.4.4.3 测量显示

交(直)流配电设备应有主要运行参数的测量显示和运行状态的指示。参数测量精度应不低于1.5级。测量显示参数至少包括输出电流(或输出容量)、输出电压、用电量; 运行状态指示至少应包括交(直)流配电设备状态(运行、故障等)。

5 其他要求

配电设备的布置应按GB 50054-1995第3章的要求。

蓄电池应装置在单独的室内, 蓄电池室的地面载荷应充分考虑能安全承载蓄电池的重量, 应有适度的通风, 根据环境条件应采取温度调控措施, 使室内温度保证蓄电池安全可靠工作。使用防酸防爆式铅酸蓄电池的, 蓄电池室还应考虑防酸、防爆。

机房设计必须考虑能达到二十年以上的使用寿命。

机房消防应符合DL 5027要求。机房内应放置消防设施。

注: 蓄电池室灭火器应放在门外。

光伏系统围栏或围墙应牢固可靠, 高度宜不低于1.5m, 距光伏方阵的距离应符合6.2.4.1中f)的要求;

年降水量在900mm以上的方阵场应设置排水沟; 年降水量在900mm以内, 可利用地势缓坡排水。

在雷区必须设置避雷装置, 设计符合GB 50094要求。机房的进线和出线应设置防雷设施。

混凝土工程应符合GB 50164要求。

基础工程应符合GB 50202-2002要求。

钢结构工程应符合GB 50205-2001要求。

架空线路应符合GB 12527,DL/T 464.1-5,DL 5009.2,DL 477,DL 499,DL 408及其他相关标准要求。

电缆敷设应符合GB 50168的规定。

室内布线应符合GB 50258要求。

接地应符合GB 50169要求。

6现场验收

独立光伏系统安装完成,试运行正常后,可进行验收检查。

验收宜采用初验收和最终验收两次验收的模式。安装完成试运行正常后,可进行初验收检查。试运行一年后进行最终验收检查。

6.1系统综合评价

依据3.5的原则进行系统综合评价。

6.2现场检测

现场检测宜选择辐照良好的当地时间中午时段进行,光伏子系统功率现场检测时辐照度应大于700W/m²。所有检测中需要断开部分系统电路时应按系统相关要求,注意安全操作。

6.2.1主要仪器、设备

方阵I-V特性测量仪,直流电压测量精度100,直流电流测量精度100;

可调直流电源,精度1%;

兆欧表,精度等级不低于1.5级,500V;

温度传感器或具有测温功能的万用电表,精度1 ;

电流表,精度不低于0.5级 ;

电压表,精度不低于0.5级 ;

温度计,分度值不大于1 ;

直尺、卷尺,精度不低于0.5mm;

密度计,标定精度不低于0.005g/cm³;

试验开关,带灭弧装置 ;

水平仪 ;

指南针 ;

辐射强度计或标准太阳电池(组件)(C级)。

注: 检测仪器、设备量程应符合待检系统要求。

6.2.2 一般性检查

按3.4要求进行资料审查。应具备完整设计、施工资料; 使用设备、材料, 并且工程施工应与设计一致。对质量、性能有疑义的应对设计进行评审或抽样复验, 其复验结果应满足现行国家标准和设计要求。

进行相关标识检查。检查运行管理资料。

6.2.3 安全检测

进行资料验证及目测, 按各分项要求检测, 应符合3.3的要求。

6.2.4 光伏子系统检测

6.2.4.1 工程检测

- a) 目测方阵支架是否具有接地和防雷装置, 测量接地电阻不大于10 Ω 。
- b) 目测光伏组件连线及进入接线箱(盒)的连线, 应走向合理、整齐; 进线孔应进行防渗水处理。
- c) 目测方阵支架涂镀层是否一致和完整。
- d) 支架连接应牢固, 外观整齐。测量水平位置偏差应符合设计要求。
- e) 方阵紧固螺栓连接符合GB 50205-2001中6.2的要求。
- f) 光伏方阵阵列间距或可能遮挡物与方阵底边垂直距离在纬度小于等于45 $^{\circ}$ 。时应不小于D;

$$D = \frac{H(0.707 \tan \phi + 0.434)}{0.707 - 0.434 \tan \phi}$$

式中:

ϕ 纬度(在北半球为正、南半球为负);

H 光伏方阵阵列或遮挡物的最高处与可能被遮挡组件底边垂直高度差。

在纬度大于45 $^{\circ}$ 时, 根据光伏方阵场实际面积情况, D的值可适当降低, 但光伏方阵阵列间距或可能遮挡物与方阵底边垂直距离不应低于纬度为45 $^{\circ}$ 的地区D值。

- g) 测量光伏方阵的方位角, 应符合4.2.1的要求。
- h) 测量光伏方阵的倾角, 应符合设计要求, 误差小于E3 $^{\circ}$ 。
- i) 测量方阵组件最低处距地面高度, 应符合设计要求。

6.2.4.2 性能检测

特性检测按GB/T 18210进行, 将检测数据外推到标准条件下与光伏系统额定功率之比应不小于92%, 即光伏子系统方阵组合损失不大于8%。

在相关各方同意下; 也可依据厂家的光伏组件质量认证、光伏系统实际运行记录、组件标称功率及安装组件总数

, 确认方阵总功率, 如对方阵总功率有疑义, 可按GB/2828.1规定进行组件抽样, 送国家认可的光伏组件测试机构检测, 检测组件在标准测试条件下的实际输出功率应不低于标称值的95%。

6.2.5 储能子系统检测

6.2.5.1 蓄电池外观

目测检查蓄电池外观质量应符合4.3.1的要求

6.2.5.2 蓄电池端电压的均衡性检测

按YD/T 799-2002中6.15.1的方法进行检测, 符合4.3.2的要求。

6.2.5.3 电池间连接件紧固检测

检测连接紧固螺母扭矩应符合4.3.7的要求。

6.2.5.4 蓄电池组容量

在相关各方同意下, 可依据厂家的蓄电池质量认证、光伏系统运行记录、安装蓄电池总数, 确认蓄电池组的总容量, 如对蓄电池组的总容量有疑义, 可按GB/T 2828.1规定进行蓄电池抽样, 送国家认可的蓄电池检测机构进行检测, 检测蓄电池质量应满足相应国家标准的规定。

6.2.6 功率调节器检测

6.2.6.1 一般检测

根据4.4.1所列各项要求, 进行目测或通用工具检测。如功率调节器具有远程监测功能, 应根据使用说明检验其功能是否正常。

6.2.6.2 控制设备检测

6.2.6.2.1 保护功能检测

检查设备检验报告, 应具有符合4.4.2.2要求的保护功能。

6.2.6.2.2 控制功能检测

根据4.4.2.3的要求进行蓄电池充放电控制功能试验。断开蓄电池, 将可调直流电源接入控制设备的蓄电池连接端, 光伏子系统应正常接入控制设备。用可调直流电源电压模拟蓄电池电压, 检测功率调节器充放电控制功能是否符合要求(当蓄电池放电控制功能由逆变器实现时, 则检测蓄电池放电控制功能时, 应将可调直流电源相应接入逆变器蓄电池连接端)。检测值与设定值偏差应小于 $\pm 1.5\%$:

- a) 调节直流电源电压, 当模拟电压高于蓄电池充电控制设定值时(如有延时电路, 则待延时时间结束), 检查蓄电池充电回路可否关断;
- b) 逐渐调低模拟电压, 当模拟电压低于蓄电池充电控制设定值时(如有延时电路, 则待延时时间结束), 检查蓄电池充电回路可否恢复接通;
- c) 逐渐调低模拟电压, 当模拟电压达到蓄电池放电控制设定值时(如有延时电路, 则待延时时间结束), 检查蓄电池放电回路可否关断;
- d) 逐渐调高模拟电压, 当模拟电压达到蓄电池放电控制恢复设定值时(如有延时电路, 则待延时时间结束), 检查蓄电池放电回路可否恢复接通。

检测完成后应将蓄电池正常接回系统。

6.2.6.2.3特性检测

检查设备检验报告,设备特性检测应符合4.4.2.4,4.4.2.5要求。

6.2.6.2.3.1空载损耗检测

断开光伏子系统及蓄电池,将可调直流电源接入控制设备蓄电池端,当控制设备能正常工作时,控制设备输入功率即为空载损耗。空载损耗应符合4.4.2.4中b)的要求。

检测完成后应将光伏子系统及蓄电池正常接回系统。

6.2.6.2.4测It显示功能检测

按4.4.2.6的要求进行测量显示功能试验,用目测法检查是否符合要求。

6.2.6.2.5远程监控功能检测

系统设计具有远程监控功能时应按设备操作说明,进行远程监控检测,各项功能正常。

6.2.6.3逆变设备检测

6.2.6.3.1保护功能检测

检查设备检验报告,应具有符合4.4.3.2的要求的保护功能。

6.2.6.3.1.1短路保护

断开负载,用试验开关将逆变设备输出端直接短接,逆变设备应能自动保护,当短路解除后,可恢复运行。

检测完成后应将负载正常接回系统。

6.2.6.3.1.2极性反接保护

断开逆变设备的蓄电池连接,将可调直流电源的正极和负极分别接入逆变设备的蓄电池连接端的负极和正极,逆变设备应能自动保护,当连接极性正确后,逆变设备能正常工作。

检测完成后应将蓄电池正常接回系统。

6.2.6.3.2静态和动态特性检测

检查设备检验报告,设备特性检测应符合4.4.3.3,4.4.3.4要求。

6.2.6.3.2.1空载损耗检测

将负载与逆变设备断开,这时的逆变设备输入功率即为空载损耗。空载损耗应符合4.4.3.3中d)的要求。

检测完成后应将负载正常接回系统。

6.2.6.3.3测f显示功能检测

按4.4.3.5的要求进行测量显示功能试验,用目测法检查是否符合要求。

6.2.6.3.4远程监控功能检测

系统设计具有远程监控功能时应按设备操作说明,进行远程监控检测,各项功能正常。

6.3要求

设计资料合理、完整;主要设备和材料资料齐全,管理、培训资料齐备。

维护操作规程应符合各设备的运行、操作要求,应包含保证独立光伏系统长期正常运行所需的各级维护内容,如:蓄电池的均衡充电、系统的定期检查维护等。

现场检测结果符合要求,检测确认的光伏子系统功率及蓄电池容量应符合设计要求。根据系统综

合评价及系统现场检测结果,评估系统供电保障率应达到设计(或合同)规定的要求。

有条件对系统总体性能进行详尽评价的,可参照IEC 61724的方法,进行光伏系统电性能的监测和分析,给出系统电性能综述。

原文地址: <http://www.china-nengyuan.com/tech/68621.html>