**通用技术昆明机床5.9MWp**

**分布式光伏项目**

**单晶硅光伏组件**

**招标文件**

**（技术规范书）**

**招标方：**

**投标方：**

**2024年12月**

目录

1. 一般规定与规范 5

1.1 总则 5

1.2 包装和运输 6

1.3 企业资质要求 6

1.4 产品质保和使用寿命要求 7

1.5 投标方权利和义务 7

1.6 招标方权利和义务 7

2. 标准与规范 8

3. 专用技术要求 9

3.1 组件规格 11

3.2 组件认证要求 11

3.3 组件原材料清单 12

3.4 关键元器件及材料要求 14

3.5 组件标准版 23

3.6 结构、外形尺寸、支装尺寸及质量 24

3.7 外观要求 24

3.8 电气性能技术参数 25

3.9 电流分档 25

3.10 绝缘强度 25

3.11 载荷要求 26

3.12 强度要求 26

3.13 温度冲击要求 26

3.14 组件型式实验和安全实验要求 27

3.15 盐雾腐蚀要求 27

3.16 抗PID效应要求 27

3.17 防火要求 27

3.18 备品备件和专用工具表 27

3.19 其它要求 29

4. 供货范围 29

4.1 一般要求 29

4.2 供货范围 30

5. 交货检验与验收 31

5.1 一般要求 31

5.2 质量保证 31

5.3 工厂检验 32

5.4设备监造 32

5.5设备抽样复验 35

5.6运输和开箱检验 35

5.7性能验收试验 36

5.8实验室验收 37

6. 技术资料及交付进度 38

6.1 概述 38

6.2 投标方提供的技术文件及图纸 38

7. 设备交货进度 40

7.1 供货进度 40

7.2 包装和运输 40

7.3 散装部件 40

7.4 包装箱 40

7.5 裸装货物 41

7.6 装箱单 41

7.7 零星部件 41

7.8 箱号 41

7.9 加工面 41

7.10 技术资料 41

8. 技术服务和设计联络 42

8.1 现场服务 42

8.2 现场服务职责 42

8.3 人员培训 43

8.4 售后服务要求 43

附表1：技术数据表（空白处投标方填写） 44

附表2：组件外观和EL标准 46

# 一般规定与规范

## 总则

（1） 本技术规范书提出的是最低限度的技术要求，技术规范书中仅对主要设备提出了基本要求，并未对一切技术细节作出规定；承包人提供的产品除满足本技术规范书外，更应符合有关国家标准和电力行业标准的规定及IEC标准，承包人必须提供符合本技术规范书要求和符合 GB、GB/T 和 IEC 有关最新工业标准的优质产品。如果所引用的标准之间不一致或本技术规范书所使用的标准如与承包人所执行的标准不一致时，按要求较高的标准执行。

（2） 承包人提供的产品应完全满足本技术规范书的要求。

（3） 设备采用的专利涉及到的全部费用均被认为已包含在合同价中，承包人应保证招标人不承担有关设备专利的一切责任。

（4） 合同签订后按本技术规范书要求，承包人提出合同设备的设计、制造、检验/试验、装配、安装、调试、试运、验收、试验、运行和维护等标准清单给招标人确认。

（5） 在签订合同之后，招标人有权提出因规范标准和规程发生变化而产生的一些补充修改要求，承包人应承诺予以配合，并不因此而产生任何费用。

（6） 承包人应协同设计方深化及优化方案设计，配合施工图设计，配合安装调试、系统调试和验收，并承担培训及其它附带服务。

（7） 承包人被认为在供货前已认真、仔细审查了技术规范书，技术规范书中的任何错误、不准确、遗漏项等均不能解除承包人应提供符合国内外先进安全、性能、环保标准的优质、可靠产品应负的责任，承包人对设备对国内外先进、强制标准的符合性和设备的正确性、可靠性负责。

（8） 本技术规范书中涉及有关商务方面的内容，如与“商务条款”有矛盾时，以“商务条款”为准。

（9） 本技术规范书经发包人、承包人双方确认后，作为合同的不可分割的一部分，与合同正文具有同等的法律效力。本技术规范书未尽事宜，由发包人、承包人双方协商确定。

（10）所有技术资料和文件中的单位均采用中国国家法定计量单位。

## 包装和运输

1.2.1包装

1）设备制造完成并通过相关试验测试后应及时包装，否则应得到切实的保护。其包装应符合铁路、公路及海运部门的有关规定。

2）包装箱上应有明显的包装储运图示标志，并应标明招标方的托盘号。

3）各种包装应确保各零部件在运输过程中不丢失、不损坏、不受潮和不腐蚀。

1.2.2运输

1）合同设备在运输时应符合铁路、公路及海运部门的有关规定。

2）合同设备的运输应保证其外壳不受任何损伤，内部元件不能发生位移且应保证内部元件性能完好。

3）所有部件经妥善包装或装箱后，在运输过程中尚应采取其它防护措施，以免散失损坏或被盗。

4）运输中不允许有任何的碰撞和磨损。

5）随产品提供的技术资料应完整无缺。

## 企业资质要求

1.3.1投标方应为具有独立法人资格，组件工厂年产能不低于1GW，拥有完整的太阳电池和组件生产线的工厂。投标方组件具有配套5MWp以上规模的光伏电站工程的实施案例。

1.3.2投标方有能力履行合同组件质保维修及其他服务义务。

1.3.3投标方具备较好的组件本体及其辅助设备产品研发和试验能力。

1.3.4投标方具备其组件本体及其辅助设备生产过程中产品质量控制和保障措施、质量管理体系等，通过ISO9001:2015、ISO14001:2015、OHSAS18001:2007或ISO 45001:2018体系认证等，投标方须提供有效的ISO9001:2015质量管理体系认证文件，质量管理程序清单，说明生产过程中产品质量控制和保障措施，以及质保机构设置和职责。

1.3.5投标方具有良好的银行资信和商业信誉，财务状况良好，无不良记录。

## 产品质保和使用寿命要求

1.4.1投标方应在供货文件中明确说明组件产品质保期限，组件的最低质保期限不应少于12年并作为合同条款，投标方应对质保期的承诺提供详细的技术分析，否则招标方视情况可不予采信。

1.4.2投标方需说明质量保证期内的服务计划及质量保证期后的服务计划。

1.4.3投标方供货组件设备的运输、存储、安装、调试和运行应满足项目现场的气候条件要求，在高海拔、高污染、高寒环境下设备的使用寿命应不少于25年；根据供货组件出厂前在标准测试条件（STC）测定的峰值功率，每块供货组件应满足以下要求：组件质保起始运行第一年后功率衰减应<1%，10年运行期内衰减<4.6%，在25年运行期内输出功率衰减不超过10.6%。作为负责任的产品供应商，投标方有责任在产品的整个使用寿命期内向招标方提供详细的维护方案（组件清洗和日常巡检方案）、更换、收费计划（例如定期的巡检和回访），该维护、更换服务应贯穿产品的整个使用寿命周期。

## 投标方权利和义务

投标方应提供为满足本技术规范书要求所必须的组件本体及其辅助设备的设计、生产、检测、包装、运输、质保和售后服务等，其中包括但不限于下列内容：

1.5.1组件本体及其辅助设备的设计，以及这些设备的工艺设计、包装和运输、现场安装指导、配合调试、质保、售后服务等。

1.5.2协同招标方的设计联络，配合招标方的工厂监造、现场试验及验收、投运等，负责对招标方人员的组件安装、使用及维护培训和质保期的售后服务等。

1.5.3保证组件本体及其辅助设备能够与电站其它配套设备正常、安全连接，实现组件正常、安全运行和发电并符合技术规范及标准，保障组件输出功率符合设计规范、通过联调联试等。

1.5.4提供必要的备品备件及专用工具。

## 招标方权利和义务

1.6.1设备生产、发货过程中，招标方派员或委派第三方到投标方进行监造和检验。

1.6.2招标方应向投标方提供有特殊要求的技术文件。

1.6.3设备安装过程中，招标方为投标方现场派员提供工作便利条件。

# 标准与规范

组件应符合以下标准、规范。本规范书所使用的标准如与承包人所执行的标准发生矛盾时，应按较高的标准执行。如果本技术规格书有与下述规程、规范和标准明显抵触的条文，承包人应及时通告需方进行书面解决。

IEC 61215-2021 《地面用晶体硅光伏组件设计鉴定和定型》

IEC 61345-1998 《太阳电池组件的紫外试验》

IEC 61730-1-2016 《光伏组件安全鉴定》

IEC61730-2光伏组件安全鉴定：第2部分：试验要求

IEEE 1262-1995 《太阳电池组件的测试认证规范》

IEC 60904.7-2019《光伏器件测试中引入的光谱失配计算》

IEC 60904.9-2020 《太阳模拟器性能要求》

IEC 61853-2018《地面光伏组件的性能试验和能量分级》

IEC 60068-2-78:2012《电工电子产品基本环境试验规程 试验Cab：恒定、湿热试验方法》

IEC 82/685/NP: voltage durability test for crystalline silicon modules – design qualification and type approval

IEC 61701: Salt mist corrosion testing of photovoltaic (PV) modules;

IEC 60068-2-52: Environment testing – Part 2: Tests – Test Kb: Salt mist, cyclic(sodium chloride solution)

IEC 61701 Ed. 2.0: Salt mist corrosion testing of photovoltaic (PV) modules

IEC 62446 Grid connected photovoltaic systems-Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection

IEC 60891-2009光伏器件.测定I-V特性的温度和辐照度校正方法用规程 国家标准:

GB/T 2297-1989 《太阳光伏能源系统术语》

GB/T 6497-1986 《地面用太阳电池标定的一般规定》

GB/T 4797.4-2019《电工电子产品自然环境条件太阳辐射与温度》

GB/T 6495.1-1996《光伏器件第1部分：光伏电流-电压特性的测量》

GB/T 6495.2-1996《光伏器件第2部分：标准太阳电池的要求》

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 6495.4-1996 《晶体硅光伏器件的I-V实测特性的温度和辐照度修正方法》

GB/T 6495.5-1997《光伏器件第5部分：用开路电压法确定光伏(PV)器件的等效电池温度(ECT)》

GB/T 6495.7-2006《光伏器件第7部分：光伏器件测量过程中引起的光谱失配误差的计算》

GB/T 6495.8-2002《光伏器件第8部分：光伏器件光谱响应的测量》

GB/T 6495.9-2006《光伏器件第9部分：太阳模拟器性能要求》

GB/T 20047.1-2006《光伏(PV)组件安全鉴定第1部分：结构要求》

GB/T 20047.2-2006《光伏(PV)组件安全鉴定第2部分：试验要求》

GB/T 9535-1998 《地面用晶体硅光伏组件 设计鉴定和定型》

GB/T 14009-1992 《太阳电池组件参数测量方法》

GB/T 18912-2002 《光伏组件盐雾腐蚀试验》

GB/T 11009-1989 《太阳电池光谱响应测试方法》

GB/T 11010-1989 《光谱标准太阳电池》

SJ/T11209-1999 光伏器件 第6部分 标准太阳能光伏组件的技术要求

# 专用技术要求

（1）太阳能电池组件选N型TOPcon组件，屋顶光伏组件选N型单面和双面均可、光伏车棚组件选N型双面，每块组件出厂前应提供发包人认可的第三方权威机构出具的测试报告，报告中必须标示出该块组件的峰值输出功率、最大功率点电流、最大功率点电压等。

（2）产品符合国家强制性标准要求。

（3）组件的电池上表面颜色均匀一致，无机械损伤，焊点无氧化斑。

（4）组件的每片电池与互连条排列整齐，组件的框架整洁无腐蚀斑点。

（5）电池组件应按照0.1A间隔做电流分档，并在电池组件适当位置和外包装箱上做明显标识。

（6）在标准条件下（即：大气质量AM=1.5，标准光强E=1000W/m2，温度为25±2℃，在测试周期内光照面上的辐照不均匀性≤±5%），光伏组件的平均功率均大于标称功率。

（7）晶体硅组件的填充因数FF≥0.75%。组件第1年内功率的衰减≤1.0%，往后组件功率衰减以每年不超过0.4%递增，组件使用25年输出功率衰减不超过使用前的10.6%。

（8）组件使用寿命不低于25年，组件整体质保期不低于12年，功率衰减质保期不低于25年。

（9）光伏组件具备受风、雪或覆冰等静载荷的能力，组件风载荷最大承压大于2400Pa雪载荷最大承压大于5400Pa。光伏组件强度通过IEC61215光伏电池的测试标准。

（10）组件的封层中没有气泡或脱层在某一片电池与组件边缘形成一个通路，气泡或脱层的几何尺寸和个数符合IEC61215规定。

（11）组件在外加直流电压1500V时，保持1分钟，无击穿、闪络现象。单片电池承受反向12V电压时逆电流不能超过1.5A。

（12）产品包装符合相应国标及国际标准要求，外包装坚固，内部对组件有牢靠的加固措施及防撞措施，全包装箱在箱面上标出储运注意标识等内容。

（13）运行环境温度范围：（-40±2）℃到（85±2）℃。

（14）本协议中的光伏组件应采用抗PID衰减光伏组件。

（15）规格组件的外形尺寸，安装尺寸及质量符合相应的产品详细规范的规定。组件的结构设计能满足安装地点气候、海拔条件使用的要求。如组件的强度，安装在高海拔地区，电池片间隙及与边框之间距离满足高海拔地区的标准。

（16）光伏组件及光伏连接器的防护等级应达到IP68，接线盒应密封防水。

（17）光伏组件受光面有较好的自洁能力；表面抗腐蚀、抗磨损能力满足IEC61215要求，适应当地的风沙条件，保证光伏电池受光面耐风沙的磨损。

（18）组件的电绝缘强度：满足IEC61215标准要求，测试绝缘电阻乘以组件面积>40MΩ.m2。

（19）电池组件需具备一定的抗潮湿能力，组件在雨、雾、露水或融雪的湿气的环境下，组件能正常工作，绝缘性能满足相关标准要求，湿漏电流试验需满足IEC61215 10.15条款相关规定，如组件安装场地为特殊气候环境，承包人应提供相应的应对措施及组件的加强处理并提供证明文件。

（20）边框与电池片之间应有足够距离，确保组件的绝缘、抗湿性和寿命。

（21）为保证光伏组件及整个发电系统安全可靠运行，承包人提供光伏组件有效的防雷接地措施。

（22）项目地海拔为1900m，组件应适用于项目地环境。

## 组件规格

供货组件应为单晶硅单面太阳电池组件，功率规格应为590Wp及以上功率规格组件，单块正功差0~+3%W，投标方提供详细的供货组件的性能参数（附表1）。(标准测试条件下性能参数(标准测试条件 STC：AM=1.5，E=1000W/m²，Tc=25℃))

## 组件认证要求

（1）太阳能光伏组件作为光伏电站的主要设备，应具有满足国家标准或IEC标准的相关认证要求：

1）提供的太阳能光伏组件应通过依据IEC61215和IEC61730的组件性能和安全认证，太阳能光伏组件型号应经过TUV、VDE、CQC、CGC认证或同等资质的第三方认证。

2）提供具有ISO导则25资质（17025）的专业测试机构出具的符合国家标准（或IEC标准）的完整测试报告（IEC61215和IEC61730）和由国家批准的认证机构出具的认证证书。

3）提供的太阳能光伏组件若通过TUV、VDE、CQC、CGC认证或同等资质的第三方认证认证机构进行的PID测试或加严环境实验，在同等条件下会优先采用。

4）承包人光伏组件产品在符合国家对光伏产品的强制性要求及市场准入条件，具备CQC、CGC、等国家认监委批准的光伏产品认证机构颁发的认证证书时同等优先考虑。

（2）组件技术参数表，由承包人填写：

表3.2-1 晶硅光伏光伏组件主要技术参数

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 1  | **型号** |  | 电池片主栅线数量 |  |
| 2 | **标准测试条件下性能参数**(标准测试条件STC: AM=1.5，E=1000W/m2，Tc=25℃) |
| (1) | 峰值功率 | Wp |  |
| (2) | 开路电压（Voc） | V |  |
| (3) | 短路电流（Isc） | A |  |
| (4) | 工作电压（Vmppt） | V |  |
| (5) | 工作电流（Imppt） | A |  |
| (6) | 填充因子（FF） | % |  |
| (7) | 组件转换效率（η） | % |  |
| 3 | **标称工作温度**（NOCT） | ℃ |  |
| 4 | **太阳能电池组件温度系数** |
| (1) | 峰值功率温度系数 | %/℃ |  |
| (2) | 开路电压温度系数 | %/℃ |  |
| (3) | 短路电流温度系数 | %/℃ |  |
| 5 | **最大系统电压** | V |  |
| 6 | **工作温度范围** | ℃ |  |
| 7 | **功率误差范围** | % |  |
| 8 | **表面最大承压** | Pa |  |
| 9 | **功率衰减承诺** | % |  |
| 10 | **组件尺寸** | mm |  |
| 11 | **组件质量** | Kg |  |
| 12 | **接线盒线缆长度** | mm |  |

## 组件原材料清单

需提供供货太阳能光伏组件的完整的TUV认证测试报告含CDF表（IEC61215和IEC61730）或其他同等资质的第三方认证报告（包含原材料清单），供货太阳能光伏组件使用的关键原材料（包括电池片，盖板玻璃，背板，EVA，边框，接线盒，密封胶，线缆，汇流条等）应与测试报告中的BOM清单一致，且供货太阳能光伏组件的原材料匹配方案应通过IEC标准中要求的性能和安全认证测试的全序列环境试验。同时光伏组件的关键零部件、原材料具备国家认监委批准的光伏产品认证证书时同等优先虑。

表3.2-2主要材料型号、厂家清单（由填写）

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 组件型号 | 供应厂家 | 电池片主栅线数量 | 备注 |
| 部件名称 | 规格型号 |
| 电池片（A级） |  |  |  |
| 银浆 |  |  |  |
| 焊带 |  |  | 不接受反光贴膜 |
| 汇流带 |  |  |  |
| 正面玻璃 |  |  |  |
| 封装材料 |  |  |  |
| 背面玻璃 |  |  |  |
| 接线盒 |  |  |  |
| 线缆 |  |  |  |
| 接插件 |  |  |  |
| 二极管 |  |  |  |
| 边框密封胶或胶带 |  |  |  |
| 接线盒粘接胶 |  |  |  |
| 背板划口密封胶 |  |  |  |
| 边框 |  |  |  |
| 标签 |  |  |  |

太阳能光伏组件所使用的上述原材料必须保证一致性，光伏材料BOM清单具体要求：

投标光伏组件所使用的BOM清单中的每种原材料可以提供三种及以下的选择方案，评标时以案中最低材料性能进行打分评定；实际生产时使用的BOM清单每种原材料必须确定唯一性；招标方只对一种BOM清单的监造型式试验费用负责，当由于原因造成需变更原材料种类时，每多出一种BOM清单所需要进行的型式试验费用须由负责；

针对BOM清单中的材料切换前后光伏连接器型号、线缆长度不允许存在差异、铝材尺寸及安装孔规格、孔距等特殊安装功能性不允许存在差异，光伏组件外观不允许存在影响安装及使用的差异；

同一项目的光伏组件，当出现BOM材料切换其光伏组件外观不能出现较大变化，如所使用的光伏玻璃，其亲疏水性能需保持一致；

当出现BOM材料切换情况时需针对切换前后的组件序列号作出区分并及时已公司正式文件进行反馈；

所提供的材料供应商及规格应必须取得相关材料及组件认证，且与认证测试报告中的BOM清单一致；

## 关键元器件及材料要求

投标方对接线盒、背板和EVA等构成太阳电池组件的关键元件和材料的性能和使用寿命应提供技术分析说明。要求构成电池组件的元器件或材料需要单独经过TUV检测或其它同等资质第三方机构测试检验，而且某些部件需要符合如下要求：

3.4.1硅片性能要求：

供货组件使用的硅片应为A级，硅片尺寸应为182mm\*210mm，TTV小于30µm，翘曲度小于50µm，少子寿命：≥15µs，间隙氧含量≤9×1018/cm³（GB/T 1557 硅晶体中间隙氧含量的红外吸收测量方法），替位碳含量≤5×1017/cm³（GB/T 1558测定硅单晶体中代位碳含量的红外吸收方法），弯曲度≤50μm，线痕≤15μm，切割方式：DW金刚线切割。投标方应提供选用硅料的厂家、硅片的主要性能指标和硅片质量监控措施；

电池片性能要求：

电池片选用符合SJ/T 9550.29-1993 《地面用晶体硅太阳电池单体质量分等标准》的A级抗PID电池。应当采用保证光伏组件运行的高可靠性的材料，光伏组件使用的电池片应满足下表规定要求。须提供电池和原材料供应商的试验报告，分析结果或试验报告。采用高可靠性的材料保证光伏组件运行。核查光伏组件电池片用电池浆料的生产企业的进货检验报告、质量保证书，保证对于固含量，粘度，细度参数的控制。电池片应具第三方提供的测试报告，投标方应提供选用电池片性能测试报告，构成同一块组件的电池片应为同一批次的电池片。电池片外观颜色均匀，电池片表面无跳色和超出标准的机械损伤，所有的电池片均无隐形裂纹和边角损伤。有效平均焊接区域拉力≥0.5N/mm。单片182mm×91mm或者210mm×70mm或者210mm×105mm电池承受反向12V电压时反向漏电流不能超过1A，单片电池并联电阻不小于50Ω，投标方应明确硅片、银浆的生产厂家、选用电池片的效率、并联电阻和反向漏电流的控制标准。

表3.3电池片性能要求参数表

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **项目** | **测试标准** | **标准** |
| 等级 | SJ/T 9550.29-1993 | A级 |
| 转化率 |  | ≥20% |
| 硅基电阻率 | GB/T 1552 | 0.2-3.0Ω•cm |
| 硅片厚度 |  | 120~140μm |

投标方应明确银浆的生产厂家，选用电池片的效率，并联电阻和反向漏电流的控制标准。

同一项目电池片供应商原则上不应超过2家(含自产电池片），同时因电池片供应商增加导致的相关实验室抽样测试费用增加应由投标方承担，可接受的外购电池片厂家为：爱旭、通威、顺风和东磁等，应提供详细的外购电池片的采购技术标准要求，电池片详细测试数据等，相关性能参数应满足技术规范书要求，若有必要，招标方有权要求对外购电池片进行抽样测试。

**光伏组件生产在投标方本部工厂内完成。**

投标方应向招标方提供两家国内/国际采购的材料和零部件的必要证明材料（包括但不限于出厂检验证、出厂合格证明、供货单）。

3.4.3接线盒性能要求(含连接器、导线和二极管）

优选通过TUV认证或投标人自身生产的产品，且须满足以下条件。选用的接线盒产品应外壳具有强烈的抗老化性材料、较好耐紫外线能力，符合于室外恶劣环境条件下的使用；所有的连接方式采用插入式连接 投标人应当负责对购进的接线盒试验报告应当提交业主。提供数据需满足或好于以下参数。

\*（1）最大承载工作电流能力≥25A

\*（2）使用温度（-40±2～85±2）℃

（3）工作湿度范围 5%～95%

\*（4）防护等级不小于IP68

| **项目** | **指标** | **备注** |
| --- | --- | --- |
| 外观 | 标识：接线盒及连接线上注塑或印刷的字体、图标、符号等需要完整、清晰、无误；盒体盒盖：清洁平整、色彩均匀、无划伤、无明显注塑缺陷、无毛刺锐边；金属端子：接线盒内金属端子不得有锈蚀、镀层脱落等缺陷，镀层平滑均匀；连接线：无明显破损现象、正负极连接正确，线缆上标识与提供技术资料一致；盒体底面：与光伏组件背板接触面平整，各零件连接处无凸起；密封圈无损坏或遗失。 |  |
| 几何尺寸 | 接线盒外观、外形尺寸、连接器相关尺寸、壁厚尺寸、和电缆长度等符合图纸要求。符合协定尺寸±1 mm。 |  |
| 机械完整性 | 可打开式接线盒，其盒盖连续开合五次，应无损坏，再次打开时仍需借助工具；目视入线口处压接无间隙，以不致损坏结构的力手持转动外引线，导线压紧部分无松动；卡簧的设计可夹紧汇流条，连续插拔五次后，仍能卡紧汇流条，其夹紧力≥20N；连接器应具有良好的自锁性，可在结构的任何方向承受89N拔插力的作用达1分钟。 |  |
| 机械强度 | 242g钢球自1m高自由落体撞击后，接线盒无破损。 |  |
| 连接器抗拉力 | ≥150N |  |
| 连接器与线缆连接处抗拉力 | ≥150N |  |
| 接触电阻 | 连接头接触电阻≤0.5mΩ |  |
| 电气间隙和爬电距离 | 应符合IEC 60664中基本绝缘的规定 |  |
| 旁路二极管热性能 | 按照IEC 61215 MQT18进行试验并满足试验要求 |  |
| 湿绝缘和耐压 | 接线盒的绝缘电阻应大于400MΩ；接线盒的工频耐电压（频率为50/60 Hz）要求在2000 V加上4倍额定电压的交流电压下，漏电流应小于10mA。 |  |
| IP等级 | 盒体和连接器满足IP68或以上 |  |
| 耐紫外老化 | 满足：IEC 61215-2 MQT10中的规定试验条件：紫外线试验箱，温度60℃±5℃、紫外线波长280～400nm、辐射总量120kWh/m²，其中280nm到320nm的紫外辐射累计量在3%～10%之间。试验结果：无破损、开裂、弯曲、变色、变脆、老化等现象 |  |
| 连接器 | 同型号连接器互接 |  |

3.4.4 EVA/POE封装材料性能要求：

选用福斯特、海优威、赛伍、斯威克等符合TUV认证的品牌，优选通过TUV认证的产品，以保证光伏组件运行的高可靠性。投标人应当负责对购进的EVA/POE材料取样试验（如果出现异常情况，次数应当增加），并将对结果进行分析，分析结果或试验报告应当提交业主。提供数据需满足或好于以下参数。

表 3.5 EVA/POE材料性能要求参数表

| 序号 | 项目 | 技术要求 |
| --- | --- | --- |
| 1 | 外观 | 表面平整，压花清晰，无褶皱，无污物，无油渍，无杂色，半透明，无可见杂质、无气泡、压花清晰 |
| 2 | 尺寸 | 宽度、厚度符合协定尺寸，宽度允许公差为±10mm |
| 3 | 克重 | POE≥360g/m²，EVA≥360g/m² |
| 4 | 交联度 | EVA:75%≤交联度≤95%POE:60%≤交联度≤95% |
| 5 | 剥离强度（与玻璃） | ≥50N/cm |
| 6 | 拉伸强度 | EVA≥10MpaPOE≥5Mpa |
| 7 | 断裂伸长率 | 透明EVA≥400%；白色EVA≥400% |
| 8 | 收缩率 | 纵向(MD） ＜4.0%，横向(TD） ＜2.0% |
| 9 | 吸水率 | EVA＜0.2%（条件39 ℃，红外测试条件）POE＜0.1%（条件39 ℃，红外测试条件） |
| 10 | 体积电阻率 | 透明EVA＞1.0×1015Ω·cm；白色EVA＞1.0×1014Ω·cm |
| 11 | 击穿电压强度 | 透明＞28.0kV/mm；白色＞25.0kV/mm |
| 12 | 相对起痕指数（CTI） | ≥600V |
| 13 | 反射率（白色EVA） | 波长（400nm～700nm）≥90%其它波段反射率供需双方约定 |
| 14 | 剥离强度（与背板） | ≥40N/cm或背板膜层断裂 |
| 15 | UV处理（60kWh/㎡） | 黄色指数变化△YI＜5，与玻璃剥离强度不低于初始性能50%实验后EVA 胶膜不龟裂、不变色、不鼓泡、无气泡群 |
| 16 | 恒定湿热处理(85±2）℃，(85±5）%RH，1000h | 黄色指数变化△YI＜4，与玻璃剥离强度不低于初始性能50% |
| 17 | 抗PID性能 | EVA制作的光伏组件在最大系统电压的负偏压下，温度85℃、湿度85%RH、96h的PID测试后，功率衰减≤5% |
| 18 | PCT加速老化（48h） | 黄色指数变化△YI＜3，与玻璃剥离强度不低于初始性能50% |

3.4.5盖板玻璃性能要求：

投标人应当负责对购进的低铁钢化玻璃材料取样试验（如果出现异常情况，次数应当增加），并将对结果进行分析，分析结果或试验报告应当提交业主。提供数据需满足或好于以下参数。

（1）玻璃厚：双玻≥2.0mm，单玻≥3.2mm

（2）光伏电池组件用低铁钢化玻璃铁含量应不高于0.09%（三氧化二铁）。

（3）太阳光直接透射比：在380nm～1100nm光谱范围内，太阳电池组件用镀膜钢化玻璃的太阳光直接透射比应＞93.8%。

（4）光伏电池组件用玻璃边长误差±2mm；两对角线差值≤3mm，波形弯曲度任意300mm范围不应超过0.5mm，弓形弯曲度≤0.4%

（5）玻璃抗冲击强度：227g钢球从0.8m高度落下，玻璃可保持完好，璃弯曲强度≥55Mpa。

（6）镀膜厚度120nm±15nm、膜层铅笔硬度≥3H、膜层附着力≤1。

（7）缺陷类型：线条、皱纹、裂纹、压痕、彩虹、霉变、污垢距离80cm可视不允许、无划伤、疵点、结石、缺角、尖锐、锋利边角、崩边、爆边、齿状缺陷，开口气泡长度＜3mm，宽度＜1.5mm，数量≤4个/ m²，不允许存在长度超出1mm的固体夹杂物。不允许长度超过100mm的划伤或直径超过3.0mm的圆形气泡。

3.4.6焊带性能要求：

焊带的安全载流量截面积、力学性能、抗老化性能须满足相应规范和行业标准要求，能耐一定的酸碱腐蚀性，具有良好的抗疲劳特性，考虑焊带与硅片的相容性，降低裂片率，能保证25年的使用寿命，用作涂层材料的软钎焊合金成分应符合 GB/T3131-2001规定基材：TU1无氧铜。

| 序号 | 项目 | 技术要求 | 检验方法 |
| --- | --- | --- | --- |
| 1 | 外观 | 表面光亮、免清洗、无露铜、脱锡、黑斑、毛刺等缺陷 | 目视检查 |
| 2 | 尺寸 | 符合协定厚度±0.03mm | 使用游标卡尺与直尺测量 |
| 3 | 电阻率 | ≤2.5µΩ·cm | 电阻率仪 |
| 4 | 可焊性 | 250℃～400℃的温度正常焊接后主栅线留有均匀的焊锡层 | 万能试验机测量 |
| 5 | 抗拉强度 | ≥150MPa |
| 6 | 伸长率 | 互连条≥25%，汇流条≥25% |
| 7 | 折断率 |  0°～180°弯曲7 次不断裂 |
| 8 | 镰刀弯曲度 | 扁平互连条≤4mm/1000mm，圆形互联条不做要求；汇流带≤3mm/1000mm |  直尺测量 |
| 9 | 基材 | TU1无氧铜 | 核对出厂检验报告 |
| 10 | 规定塑性延伸强度 | 互连条带（扁平）≤65%，互连条带（圆形）≤80%， |  |

3.4.8硅胶/胶带性能要求：

（1）硅胶：

采用得到实践证明的、使用运行良好的材料，以保证光伏组件运行的高可靠性。投标人应当负责对购进的硅胶材料取样试验（如果出现异常情况，次数应当增加），并将对结果进行分析，分析结果或试验报告应当提交业主。提供数据需满足或好于以下参数（固化后性能）

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 序号 | 项目 | 技术要求 |
| 1 | 外观 | 产品应为细腻、均匀膏状物或粘稠液体，无气泡、结块、凝胶、结皮，无析出物 |
| 2 | 抗拉强度  | 接线盒粘接剂＞1.6Mpa接线盒灌封剂＞0.6Mpa |
| 3 | 伸长率  | 接线盒粘接剂≥210% |
| 4 | 剪切强度  | ≥1.3MPa |
| 5 | 阻燃等级 | 接线盒粘接剂：UL94-HB接线盒灌封剂：UL94-HB |

（2）胶带：

应当采用得到实践证明的、使用运行良好的材料，以保证光伏组件运行的高可靠性。投标人应当负责对购进的胶带取样试验（如果出现异常情况，次数应当增加），并将对结果进行分析，分析结果或试验报告应当提交业主。提供数据需满足或好于以下参数：

基本性能参数：

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **序号** | **项目** | **要求** |
| 1 | 外观 | 无脏污，溢胶，破损，变形，缠绕要整齐，胶面无褶皱，缺胶，异物，破损等 |
| 2 | 使用温度范围 | -40℃-95℃ |
| 3 | 断裂伸长率 | ≥200 % |
| 4 | 基材厚度偏差 | ±0.1 mm |
| 5 | 胶带宽度偏差 | ±0.5 mm |
| 6 | 透水率 | 电解法（38℃，90%RH）≤15g/㎡\*day |
| 7 | 剥离强度（180度剥离） | ≥0.9N/mm |
| 8 | 剪切强度 | 0.45Mpa |

老化性能检测

| **样品** | **项目** | **标准** | **检测方法** |
| --- | --- | --- | --- |
| 成品组件 | 湿热试验后机械载荷试验 | 粘接强度保持≥80％ | 见GB/T9540-10.13 |
| 热循环试验 | 粘接强度保持≥80％ | 见GB/T9540-10.11 |
| 湿冻试验 | 粘接强度保持≥80％ | 见GB/T9540-10.12 |

3.4.9边框性能要求：

光伏组件边框所用铝型材的机械强度应满足规范要求，铝型材表面进行阳极氧化处理，氧化层平均厚度应大于10μm（AA10标准），铝厚度不小于1.4mm,表面韦氏硬度不小于8.0HW，弯曲度不大于0.5mm/300mm，铝边框应带有漏水孔，满足25年的使用寿命，投标方应该提供铝型材的表面硬度，氧化膜厚度、型材弯曲度、抗拉强度、拉伸率、耐蚀性和耐候性等指标参数报告。

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 序号 | 项目 | 技术要求 |
| 1 | 外观 | 无超标准线状伤、明显磕碰、裂纹、擦伤、碰伤（含角部）、机械纹、弧坑、麻点、起皮、腐蚀、气泡、水印、油印、脏污、边缘无毛刺、氧化层无缺失，无外露铝型材本色（W≤1mm） A 面：10＜L≤25mm， 长边数量≤2/根，短边数量≤1/根； L≤10mm 不计； BC 面：25＜L≤45mm， 长边数量≤2/根，短边数量≤1/根 L≤25mm 不计；  |
| 2 | 尺寸 | 符合协定宽度/长度±2mm；单套边框的克重符合协定尺寸的重量要求，安装孔位误差±2.0mm |
| 3 | 阳极氧化膜厚度 | AA10 |
| 4 | 韦氏硬度 | ≥8HW |
| 5 | 弯曲度 | ≤0.2% |
| 6 | 扭曲度 | ≤1.3mm（适用裁切长度小于1m的型材）≤2mm（适用裁切长度1～2m的型材） |
| 7 | 与角码的匹配性 | 缝隙＜0.5mm(组装后） |

3.4.10组件引出线电缆要求：

每块太阳电池组件应带有正负出线、正负极连接头和旁路二极管。

组件引出电缆横截面面积应不小于4mm2(1500VDC），应满足抗紫外线、抗老化、抗高温、防腐蚀和阻燃等性能要求，须选用双绝缘防紫外线阻燃铜芯电缆，电缆性能符合 GB/T18950-2003性能测试的要求，满足系统电压，载流能力，潮湿位置、温度和耐日照的要求，具备TUV认证。

供货组件正负极出线的长度应满足现场使用需求，实际供货过程中应满足可根据招标方的要求进行调整，且不影响组件的质量和使用寿命。

太阳能光伏组件应使用工业防水、耐高低温、可快速接插的光伏连接器，光伏连接器防锈、防腐蚀等性能要求符合相关国家和行业规范规程，满足不少于25年室外使用的要求，并须具备TUV认证。

## 组件标准版

投标方应提供经TUV、UL、德国Fraunhofer或天津十八所标定的标准组件，有效期最长为12个月，经一级标准组件校准的二级标准组件有效期最长为1个月，并应做好标准组件的存放及定期检验，并经过发包人对标定报告进行审核确认后，二级组件作为组件出厂验货的标准组件，组件测试设备应为进口设备（Spire，Berger，ENDEAS，PASAN）或国产众森、德雷射科，测试设备的校准监测每4小时至少进行一次。

## 结构、外形尺寸、支装尺寸及质量

规格组件的外形尺寸，安装尺寸及质量符合相应的产品详细规范的规定。组件的结构设计能满足安装地点的气候、海拔等条件的使用要求，如组件的绝缘强度，安装在高海拔地区，电池片间隙及与边框之间距离满足高海拔地区对应的标准。

光伏组件主要部件，以及列入备品备件清单的都要标明部件编号和制造厂的名称。对成批生产制造的组件，必须为同一批次，必须标出时间和序号。

每块光伏组件都要有永久性标志，标出以下内容：

* 型号
* 额定功率
* 额定工作电压
* 额定输出电流
* 开路电压
* 短路电流
* 产品出厂合格标志（或者提供出厂合格检验报告）
* 电流分档

## 外观要求

所有组件表面应进行清洗工序，保证组件的外观满足如下要求：

1）电池组件边框整洁、平整、无毛刺、无腐蚀斑点。

2）所提供的组件无开裂、弯曲、不规整或无超出供方标准的损伤的外表面。

3）组件的电池表面颜色均匀，无明显跳色。

4）组件的盖板玻璃应整洁、平直、无裂痕。

7）组件的输出连接、互联线及主汇流线无可见的腐蚀。

8）组件的电池表面状况符合相应的产品详细规范的规定。

9）组件的边缘和电池之间不存在连续的气泡或脱层。

10）电池组件的接线装置密封，极性标志准确和明显，与引出线的连接牢固可靠。

组件外观应满足厂家的执行标准和相关规范，本技术规范书的要求、厂家执行标准和相关规范不一致时，以最高要求为准。

## 电气性能技术参数

本技术规范书对所提供的晶硅太阳电池组件主要性能参数在标准测试条件（即大气质量 AM1.5、1000W/m²的辐照度、25℃的工作温度）下达到如下要求：

1）填充因子：≥75%；

2）组件效率：≥22.8%

3）单个组件标称功率偏差：0~+3%；

4）单块单晶硅组件的规格不小于590Wp；

5）组件使用寿命及功率衰减：太阳电池组件的使用寿命不低于25年。组件质保起始运行第一年后功率衰减应<1%，10年运行期内衰减<4.6%，在25年运行期内输出功率衰减不超过10.6%，投标方应提供针对组件衰减承诺的分析和保障措施，否则招标方可视情况不予采信；

6）电池组件应具备较好的低辐照性能，投标方应提供在200~1000W/m2的I-V测试曲线和测试数据；

7）在标准测试条件下，组件的短路电流Isc、开路电压Voc、最佳工作电流Imp、最佳工作电压Vmp、最大输出功率Pmp符合相应产品详细规范的规定。

## 电流分档

投标方供货组件成品包装按照工程要求一定数量为一拖，一拖所包括的组件全部按照同一电流档。组件电流分档中间档位精度为0.2A，共三个档，（电流从小到大）依次为I1档、I2档和I3档，或分高低两档，两端不设限制，并分别在组件型材长边框以及纸质外包装箱上做好分档标识。每批次的尾数组件允许混包。

## 绝缘强度

组件的电绝缘强度：满足IEC61215标准要求，测试绝缘电阻乘以组件面积>40MΩ.m2。投标方所供组件应具备良好的抗潮湿能力，组件在雨、雾、露水或融雪的湿气的环境下，组件能正常工作，绝缘性能满足相关标准要求，湿漏电流试验需满足IEC61215 10.15条款相关规定，如组件安装场地为特殊气候环境，厂家提供相应的应对措施及组件的加强处理并提供证明文件。

## 载荷要求

投标方所供电池组件需具备受风、雪或覆冰等静载荷的能力，组件风载荷最大承压大于 2400Pa，雪载荷最大承压大于5400Pa。如组件安装场地须有特殊载荷的需要，投标方应提供相应的应对措施及组件加强处理并提供证明文件。

机械载荷试验：

1）目的：决定组件承受风、雪、静压和冰载的能力。

2）试验条件：2400Pa的均匀载荷依次加到前和后表面1h，循环两次[阵风安全系数为3时，2400Pa对应于130km/h风速(12级飓风,压力约800Pa）]。

3）5400Pa的均匀载荷依次加到前表面1h，循环一次

4）性能要求：

a）在试验过程中无间歇断路或漏电现象；

b）无标准中规定的严重外观缺陷；

c）绝缘电阻应满足初始试验的同样要求；

d）标准测试条件下最大输出功率的衰减不超过实验前的5%。

## 强度要求

投标方所供电池组件需具备一定的抗冰雹的撞击，冰雹实验需满足 IEC61215相关规定，并对所供组件的抗冰雹能力加以说明提供证明文件。

冰雹试验：

1）目的：验证组件能经受住冰雹的撞击。

2）试验条件：25mm直径的冰球，质量7.53克，以23m/s的速度撞击11个位置。

3）性能要求：

a）无标准中规定的严重外观缺陷；

b）绝缘电阻应满足初始试验的同样要求；

c）标准测试条件下衰减不超过实验前的5%。

## 温度冲击要求

由于组件安装地点多为昼夜温度变化范围较大，投标方所供电池组件具备能承受温度重复变化而引起的热失配、疲劳和其他应力的较好能力，具备能承受高温、高湿以及随后的低温冲击的能力，具备能承受长期湿气渗透的能力。厂家提供针对组件安装地点来说明所供应组件能满足气候条件的要求以及相应措施。

## 组件型式实验和安全实验要求

（1）投标组件必须满足IEC61215和IEC61730中要求的各项实验技术要求，包括但不限于：绝缘测试、湿漏电测试、户外低辐照测测试、旁路二极管测试、引线端强度测试、紫外测试、湿冻测试、高低温循环测试、湿热测试、载荷测试、冰雹测试；热斑测试、防火测试、抗划伤测试、接地连续性测试、反向电流过载测试。本技术规范中未明确规定的太阳能光伏组件的性能和安全指标及其他相关测试试验，所提供电池组件同样需满足IEC61215和IEC61730及其他相关标准的要求。

（2）应提供通过第三方认证单位测试的PID测试报告，供货组件需满足抗PID效应要求。投标项目组件生产过程中由监造对生产组件进行抽检，依照IEC61215标准进行性能测试。

（3）光伏组件各部件在正常工况下能安全、持续运行，不应有过度的应力、温升、腐蚀、老化等问题。如在使用中出现质量问题，应委托双方认可的第三方对其产品进行测试和检验（IEC测试标准），依据检验分析报告进行维护、更换和必要的赔偿。

## 盐雾腐蚀要求

投标方应考虑项目场址的实际条件，保证供货组件应具备相应的抗盐雾腐蚀能力，应通过IEC标准相关的盐雾腐蚀测试，并提供第三方测试报告。

## 抗PID效应要求

投标方须提供通过第三方认证单位测试的PID测试报告，投标方供货组件需满足双85抗PID性能要求。

## 防火要求

供货组件应保证满足相应的防火要求，并提供相关测试报告。

## 备品备件和专用工具表

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 设备或部件名称 | 型号规格及主要技术参数 | 数量 | 单位 | 备注 |
| 1 | 光伏组件 | 厂家：组件功率：组件型号：镀膜或非镀膜玻璃： | ≥17块/MW | 块 | 同一标段组件只能使用镀膜玻璃或非镀膜玻璃中的一种；备品备件须和实际供货组件是同一种组件；带?的由填写。 |
| 2 | 红外摄像仪 | 厂家：型号： | 1 | 套 |  |
| 3 | 万用钳表 | 厂家：型号：规格： | ≥5 | 台 |  |
| 4 | 光伏接插件专用压接线工具 | 厂家：型号：规格： | 6 | 套 | 光伏接插件供应商原厂原装配套 |
| 5 | 光伏接插件专用拆卸工具 | 厂家：型号：规格： | 10 | 套 | 光伏接插件供应商原厂原装配套 |
| 6 | 组件正常运行需要的其他专用工具 |  | 1 | 套 |  |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 名称 | 厂家 | 型号 | 数量 | 备注 |
| 1 | 10kV绝缘手套 | 　 | 10kV | 2套 | 　 |
| 2 | 10kV绝缘鞋 | 　 | 10kV | 2套 | 　 |
| 3 | 10kV接地线 | 　 | 10kV | 1套 | 　 |
| 4 | 安全标识牌 | 　 | 　 | 5套 | 禁止合闸 有人工作（5）禁止合闸 线路有人工作（5）禁止操作 有人工作（5）禁止攀登 （5） |
| 5 | 10kV验电器 | 　 | 10kV | 1套 | 　 |
| 6 | 操作把手 | 　 | 　 | 　 | 开关柜自带 |
| 7 | 安全工器具柜 | 欧狮 | 2000\*800\*450款式一 1.0mm | 1个 | 　 |
| 8 | 数字万用表 | FLUCK | F15B+ | 2个 | 　 |
| 9 | 钳形电流表 | FLUCK | F319 | 2个 | 　 |
| 10 | 常用工器具 | 　 | 套装 | 2套 | 世达（SATA）28件维修综合组套 |
| 11 | 小推车 | 　 | 　 | 1个 | 承重500斤以上 |
| 12 | 数字式绝缘电阻测试仪  | 优利德（UNI-T） | 10KV | 　 | 　 |
| 13 | 红外测温仪激光测温枪 | FLUCK | MT4 | 2套 | 　 |

## 其它要求

投标方所供的光伏组件要有相同的设计和结构，所有组件都可以互换使用。所有光伏组件应采用统一的条码和或接线标记。在正常使用中可以互换的光伏组件的性能和寿命要统一，都应可以互换而不须要改变接口特性。

本技术规范书中未明确规定的太阳电池组件的性能和安全指标及其他相关测试试验，投标方所提供电池组件同样需满足IEC61215和IEC61730及其他相关标准的要求。

# 供货范围

## 一般要求

本款规定了合同的供货范围，投标方保证提供的设备为全新的、先进的、成熟的、完整的和安全可靠的，且技术经济性能符合本技术规范书的要求。

投标方提供详细的供货清单、组件出厂检测报告、出厂合格说明，清单中依次说明名称、规格、型号、数量、产地、生产厂家等内容。对于属于整套设备运行和施工所必需的部件，即使本附件未列出和/或数目不足，投标方仍需在执行合同时补足，且不产生额外费用。

投标方提供所有安装和检修所需专用工具，并提供详细供货清单。

在质保期内，因组件出现任何质量问题而造成不能正常使用的组件，投标方应无偿更换。

## 供货范围

供货范围包括但不限于下述内容：

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 设备及部件名称 | 型号规格及主要技术参数 | 单位 | 数量 | 备注 |
| 1 | 光伏组件 | ≥590Wp，N型双面双玻 | 快 | 7728 | 组件自带短线 |
| 2 | 配套防水接插件（MC4） | 厂家配套 | 对 | 2000 | DC1500V |
| 备品备件及专用工具 |
| 序号 | 设备及部件名称 | 型号规格及主要技术参数 | 单位 | 数量 | 备注 |
| 1 | 光伏组件 | ≥590Wp | 块 | 77 | 与现场供货组件一致 |
| 2 | 钳型电流表 | 福禄克 | 个 | 2 |  |
| 3 | 万用表 | 福禄克 | 个 | 1 |  |
| 4 | 红外测温仪 | 福禄克 | 个 | 2 |  |
| 5 | MC4专用压线钳 |  | 个 | 3 |  |
| 6 | MC4紧固插头扳手 | 连接器专业工具，史丹利 | 个 | 3 |  |
| 7 | 剥线钳 | 剥线钳\_PV-AZM-4/10 | 把 | 6 |  |

注：最终备品备件数量根据实际排产数量同比例调整。

# 交货检验与验收

## 一般要求

1）投标方应满足本技术规范书所提的技术要求，应向招标方保证所供设备是技术先进、成熟可靠的全新产品。在图纸设计和材料选择方面应准确无误，加工工艺无任何缺陷和差错。技术文件及图纸要清晰、正确、完整，能满足正常运行和维护的要求。

2）投标方应具备有效方法，控制所有关键元器件/材料、外协、外购件的质量和服务，使其符合本技术规范书的要求。

3）招标方有权委派第三方监造单位到投标方制造工厂和分包及外购件工厂检查制造过程，检查按合同交付的元件、组件及使用材料是否符合标准及其合同上规定的要求，并参加合同规定由投标方进行的一些元件试验和整个装配件的试验。投标方应提供给招标方代表技术文件及图纸查阅，试验及检验所必须的仪器工具、办公用具供使用。

4）在设备开始生产前，投标方应提供一份生产程序和制作加工进度表，进度表中应包括检查与试验的项目，以便招标方确定驻厂监造计划。

5）如在安装的试运行期间发现部件缺陷、损坏情况，在证实设备储存安装、维护和运行都符合要求时，投标方应尽快免费更换，不得因此而延误工程进度。

6）组件的现场验收包括到货检验和性能验收两部分，由招标方、和第三方检测单位共同组织进行，如果其中一方未到现场，则认为其认可验收结果。

## 质量保证

1）在招标方正确有效地存储、安装和使用条件下，投标方产品应在运行30天，且每天等效满负荷运行4小时及以上后进行验收。

在保证期内，投标方产品各部件因制造不良或设计不当而发生损坏或未能达到合同规定的各项指标时，投标方应无偿地为招标方修理或更换零部件，直至改进设备结构并无偿供货。

设备在验收试验时达不到合同规定的一个或多个技术指标保证值且属于投标方责任时，则投标方应自费采用有效措施在商定的时间内，使之达到保证指标。

在保证期内，由于下列情况所造成的缺陷、损坏或达不到指标时，不属投标方责任：由于招标方错误操作和维修；

设备在现场保存时间超过合同规定期限所引发的问题；

由于非投标方造成的其它错误和缺陷。

投标方提供的产品应满足在保证期内经供、需双方认可的权威第三方抽样检测合格，抽检数量和频次由招标方决定。

## 工厂检验

工厂检验是质量控制的一个重要组成部分。投标方必须严格进行厂内各生产环节的检验和试验。投标方提供的合同设备须签发质量证明、检验记录和测试报告，并且作为交货时质量证明文件的组成部分。

投标方检验的范围包括原材料和元器件的进厂，零部件的加工、组装全过程的检验和试验，直至出厂。

投标方检验的结果要满足技术规范书的要求，如有不符之处或达不到标准要求，投标方采取措施处理直至满足要求。如果在原组件规格型号上有设计变更，投标方须将变更方案实施前书面提供招标方，并书面说明变更的原因可能达到的效果及投入商业运行后可能造成的后果。投标方发生重大质量问题时将情况及时通知招标方。

## 5.4设备监造

5.4.1一般要求

招标方将对投标方的合同设备进行监造。招标方的监造并不免除投标方对设备制造质量任何所应负的责任。

设备监造招标方派人到现场参加，文件见证和现场见证资料在见证前30天内提供给招标方监造代表。

投标方在产品投料前1周提供生产计划，每月第1周内将生产计划和检验试验计划书面通知监造代表。

招标方监造代表有权查阅与监造设备有关的技术资料，投标方积极配合并提供相关资料的复印件。

合同设备的重要部件和专用部件未经招标方允许，投标方不得擅自调换。

招标方监造代表有权随时到车间检查设备质量生产情况。

投标方给招标方监造代表提供专用办公室及通讯、生活方便。

投标方在现场见证前10天以书面形式通知招标方监造代表。

5.4.2监造依据

根据DL/T 586—2008电力设备监造技术导则及相关行业标准和合同文件的有关规定。

5.4.3监造方式

文件见证、现场见证和停工待检，即 R点、W点、H点。

R 点：投标方提供检验、试验记录及报告的项目，即文件见证。

W 点：招标方监造代表参加的检验或试验项目，检验或试验后投标方提供检验或试验记录，即现场见证。

H 点：停工待检。投标方在进行至该点时停工等待招标方监造代表参加的检验或试验项目，检验或试验后投标方提供检验及试验记录。

招标方接到质量见证通知后,及时派代表到投标方参加现场见证。如果招标方代表不能按期参加，招标方在接到投标方书面通知7日内不回复投标方，则W点自动转为R点，但H点没有招标方书面通知同意转为R点时，投标方不转入下道工序，与招标方联系商定更改见证日期，如果更改时间后，招标方仍未按时到达，则H点自动转为R点。

每次监造内容完成后，投标方和招标方监造代表均在见证表上履行签字手续。签字手续一式3份，交招标方监造代表1份。

5.4.4监造内容

投标人应根据上述要求结合设备的实际情况，提出监造内容清单。

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **监造部件** | **编号** | **见证项目** | **见证方式** | **备注** |
| H | W | R |
| 1 | 设备控制 | 1-1-R | 安全测试设备台账 |  |  | √ |  |
| 1-2-R | 主要设备的校准证书 |  |  | √ |  |
| 1-3-R | 内部校准方法和记录 |  |  | √ |  |
| 1-4-R | 设备主要参数现场校验 |  | √ | √ |  |
| 2 | 人员、环境 | 2-1-R | 人员资质 |  |  | √ |  |
| 2-2-W | 人员防护 |  | √ |  |  |
| 2-3-W | 生产现场环境条件 |  | √ |  |  |
| 3 | 工艺 | 3-1-R | 审查工艺文件、检查记录等 |  |  | √ |  |
| 3-2-W/R | 焊接工序 |  | √ | √ | 操作人员严格按照工艺要求执行、并查看检验记录 |
| 3-3-W/R | 层压工序 |  | √ | √ |
| 3-4-W/R | 其它工序 |  | √ | √ |
| 4 | 原材料 | 4-1-R | 原材料相关检查报告资料 |  |  | √ |  |
| 4.1 | 电池片 | 4-2-W | 外观检查 |  | √ | √ | 目测：裂纹、破碎、针孔、崩边、缺角、主栅缺失、细栅断栅、银浆玷污、助焊剂印、互连条偏离、主栅与互连条脱焊 |
| 4.2 | 汇流带与互连条 | 4-3-W | 外观检查 |  | √ | √ | 目测：连接处、间距、浸润 |
| 4.3 | 表面玻璃 | 4-4-W | 外观检查 |  | √ | √ | 目测。异物、气泡、划伤等 |
| 4.4 | 铝边框 | 4-5-W | 外观检查 |  | √ | √ | 划痕、尺寸偏差、边框凹槽内硅胶填量等 |
| 4.5 | EVA和背板 | 4-6-W | 外观检查 |  | √ | √ | 断胶，背板孔洞、撕裂、划伤等 |
| 5 | 组件表面 | 5-1-W/R | 表面污染 |  | √ | √ | 目测 |
| 5-2-W/R | 色差 |  | √ | √ | 目测 |
| 6 | 接线盒和输出电缆 | 6-1-R | 连接器 |  | √ | √ | 目测 |
| 7 | EL测试 | 7-1-W/R | 组件电池片异常检测 |  | √ | √ | 将组件样品放在EL测试仪中进行测试，通过电脑图像观察组件电池片是否存在异常情况 |
| 8 | 绝缘性能试验 | 8-1-W/R | 绝缘测试仪测试 |  | √ | √ |  |
| 9 | 湿漏电流性能试验 | 9-1-W/R | 测试绝缘电阻 |  |  | √ | 型式试验 |
| 10 | 环境试验 | 10-1-R | 室外曝晒试验 |  |  | √ | 型式试验 |
| 10-2-R | 引线端强度试验 |  |  | √ |
| 10-3-R | 热斑耐久试验 |  |  | √ |
| 10-4-R | 热循环试验 |  |  | √ |
| 10-5-R | 紫外预处理试验 |  |  | √ |
| 10-6-R | 湿-冻试验、湿-热试验 |  |  | √ |
| 10-7-R | 机械载荷试验 |  |  | √ |
| 10-8-R | 冰雹冲击试验 |  |  | √ |
| 10-9-R | 旁路二极管热性能试验 |  |  | √ |
| 11 | 包装发运 | 11-1-W | 检查包装及标识 |  | √ |  |  |
| 注：同一工程的同一机型抽检0.3%进行现场见证，其余为文件见证；故表中W、R点并存。 |

## 5.5设备抽样复验

光伏电池组件设备抽样复验即抽查检验是在合格成品中随机抽取0.3%的样品，在投标方实验室进行复查检验，但需要接受招标方代表对试验设备的校准和对试验资质的查验。复查检验内容一般为缺陷检查及电性能测试和老化试验（或参考投标方老化测试报告），外观允收CR AQL1.0 MA AQL2.5 MI AQL4.0，EL允收AQL2.5，功率允收AQL4.0（抽样测试平均功率≥标称功率）。可靠性试验抽查检验费用由责任方承担，投标方需提供抽查检验所需的人员、技术和设备配合。

投标人根据自备实验室的试验能力和试验要求提供抽检试验清单。

## 5.6运输和开箱检验

5.6.1投标方在开箱检验10天之前应通知业主或业主委托方预计到货的时间。双方按商定的计划检验时间进行检验。

如果在运输和/或开箱检验过程中发现设备短缺，缺陷和损坏，或其他不符合交付设备合同的情况，检验证书应被认作是业主方向投标人对其负责的部分提出索赔的有效证明。

5.6.2验收检验

验收检验按随机地抽取，抽样过程需在买卖双方参与情况下进行。

5.6.3检验方法

现场抽检

设备到达安装现场后选取双方认可的第三方检测单位，按技术标准进行到货检验，对照装箱清单逐件清点，进行外观和性能检验。

应提供可靠的包装及运输措施。同时需根据项目特殊环境提供合理可行的光伏组件装卸方案，并在项目现场给予见证指导；施工单位在卸载光伏组件时，需以单车批次为单元堆放，光伏组件到货抽检按双方约定要求进行。每次抽检量为本批次随机抽测一车为单位，连续抽取5车进行检测，依照GB/T2828 一般检验I级执行；

1）当连续抽取5车不合格，则整批拒收；

2）如小于5车不合格则对单车进行加抽，加抽不合格则单车拒收,同时补抽直至补齐5车；如第一次加抽依然不合格，后续抽检费用仍由负责。

3）当连续5车抽测合格，则本次抽检结束，进入下一环节抽测；

设备到达现场后双方及第三方检测单位，应对设备进行现场抽检。抽检内容主要为外观检测及EL测试，判定依据如下表：

表5.6-1 外观及电性能抽检判定标准

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 检验项目 | 试验方法 | 检验水平 | 抽检不合格率容忍度 |
| 1 | EL | 像素≥600万；依据EL检测要求 | I级 | <AQL2.5 |
| 2 | 外观检查 | 不低于1000勒克斯照度下目测IEC61215 | I级 | 致命缺陷 0 |
| 重要缺陷 <AQL1.0 |
| 轻微缺陷 <AQL2.5 |

## 5.7性能验收试验

性能验收目的是为了检验合同设备的所有性能是否符合规范书和标准的要求，验收合格出具“阶段性验收证明”。性能验收试验的地点在项目所在地。光伏电站在连续运行30天后，且等效满负荷运行小时不少于168小时，进行设备性能试验。性能试验由招标方主持、参加。试验大纲由招标方提供，并与设备有关的施工、调试等单位进行讨论后确定，进行配合。

性能验收试验的内容包括但不限于以下内容：

1）组件的电性能

2）光伏阵列的I-V特性

3）电站发电量和发电效率核查

4）性能验收试验的条件

a阳光总辐射照度应不低于标准总辐射照度的80％；

b天空散射光所占比例应不大于总辐射的25％；

c在测试周期内，辐射的不稳定应不大于±2％。

性能验收的标准和方法

验收指标详见组件功率信息，验收标准和方法以IEC62446要求为准。

性能验收试验实施

试验所需要的设备和详细方案由招标方确定的第三方检测测试单位提供，提供试验所需的技术配合和人员配合。

## 5.8实验室验收

1）投标方对到货的组件进行随机抽样，送到有资质的检测机构检测并提供检测报告。抽样的比例为2块/MW组件。第三方测试机构需与供方统一标板溯源。

2）组件送检及送检后运输均由责任方负责。

3）测试平均功率≥标称功率（需考虑测试不确定性±2%）。

协议中未涉及的工艺质量标准按供方企业标准执行。

# 技术资料及交付进度

## 概述

6.1.1投标方向招标方提供的技术文件及图纸等资料费用计入合同总价。

6.1.2投标方所提供的各种技术资料应能满足招标方对电站设计以及安装调试、运行试验和维护的要求。

6.1.3投标方保证技术文件及图纸清楚无误、装封良好、并按系统分类提供给招标方。

6.1.4投标方应应随最后一批资料供给一套完整的全套图纸、资料和手册的总清单。

## 投标方提供的技术文件及图纸

6.2.1投标方在供货时应提供的资料（初步资料）

1）有关资料

工厂质量认证材料（复印件），工厂概况；投标方产品业绩表；

重要部件的外协及外购情况；

已投运产品存在的问题，本次拟采用哪些完善措施。

2）图纸及说明书

光伏电池组件外形尺寸图（包括荷重资料）；

投标方在合同签字生效后应提供的资料

（应注明“XXXXXXXXX 工程专用”和“正式资料”） 光伏组件外形尺寸图、安装详图（包括荷重资料）；安装使用说明书；

电气接线原理图；

产品随机资料，包括产品证书，供货清单，外形尺寸图，组装图，组件参数（短路电流Isc，开路电压Voc，最佳工作电流Im，最佳工作电压Vm，最大输出功率Pm），安装、运行、检修使用说明书以及易损件清单等资料10套，在产品交货时提交给招标方。

6.2.3性能参数

投标方需向招标方提供所有组件的电性能参数。

**6.2.4提供全部光伏电池组件产品参数表、产品I-V特性曲线图、产品缺陷检测EL图像等资料。**

**6.2.5提供光伏电池组件安装指导、调试等技术服务，以及运行人员的培训、质保期内的计划和非计划维修和保养等。**

6.2.6投标方提供技术文件数量及时间

上述所列项目的初步资料，在接到中标通知后 10 天内提供招标方，正式资料在签订合同后15天内提供给招标方。文件提供的份数为一式10份，投标方应按规定的时间和文件份数提供。招标方负责及时向电力设计院提供必需的资料，设计院需要投标方会签确认的图纸，投标方应在5天内回复。工程投产后，所有资料提供竣工版10份，并提供竣工版磁盘一份。

# 设备交货进度

## 供货进度

招标方要求本合同所需设备能满足工程进度，交货期为发出中标通知后30天内（在此交货计划基础上，招标方有权根据项目进展情况在得到投标方书面认可的情况下适当调整组件的交货时间）。

## 包装和运输

投标方交付的所有货物应符合通用的包装储运指示标志的规定及具有适合长途运输、多次搬运和装卸的坚固包装。包装应保证在运输、装卸过程中完好无损，并有防雨、减振、防冲击的措施。若包装无法防止运输、装卸过程中垂直、水平加速度引起的设备损坏，投标方要在设备的设计结构上或用专用运输工具给予解决。包装应按设备特点，按需要分别加上防潮、防霉、防锈、防腐蚀的保护措施，以保证货物在没有任何损坏和腐蚀的情况下安全运抵合同设备安装现场。产品包装前，投标方负责按部套进行检查清理，不留异物，并保证零部件齐全。

## 散装部件

投标方对包装箱内的各散装部件在装配图中的部件号、零件号应标记清楚。

## 包装箱

投标方应使用安全可靠的包装箱，保证运输过程的安全和方便现场组件的拆装。应在每件包装箱的单个侧面上，采用明显易见的标签，标签有以下内容：

发货单位名称；

设备名称或代号；

箱号；

电流分档档位标示。

凡重量为二吨或二吨以上的货物，应在包装箱的侧面以运输常用的标记和图案标明重心位置及起吊点，以便装卸搬运。按照货物特点，装卸和运输上的不同要求，包装箱上应明显地印有“轻放”、“勿倒置”和“防雨”等字样。

## 裸装货物

对裸装货物应以金属标签或直接在设备本身上标明上述有关内容。大件货物应带有足够的货物支架或包装垫木。

## 装箱单

每件包装箱内，应附有包括分件名称、数量的详细装箱单、出厂合格说明。外购件包装箱内应有产品出厂质量合格证明书、技术说明书各一份。

## 零星部件

各种设备的松散零星部件应采用好的包装方式，装入尺寸适当的箱内。

## 箱号

投标方和/或其分包商不得用同一箱号标明任何两个箱件。

## 加工面

对于需要精确装配的明亮洁净加工面的货物，加工面应采用优良、耐久的保护层（不得用油漆）以防止在安装前发生锈蚀和损坏。

## 技术资料

投标方交付的技术资料应使用适合于长途运输、多次搬运、防雨和防潮的包装。每包技术资料应注明收货单位，每包资料内应附有技术资料的详细清单一份。

投标方应提供专门的组件运维指导手册。

# 技术服务和设计联络

## 现场服务

8.1.1投标方现场服务人员的目的是使所供设备安全、正常投运。投标方要派合格的现场服务人员。在供货阶段提供包括服务人数的现场服务计划表（格式）。如果此人数不能满足工程需要，投标方要追加人数和时间，且不发生费用。

8.1.2投标方现场服务人员具有下列资质：

1）遵守法纪，遵守现场的各项规章和制度；

2）有较强的责任感和事业心，按时到位；

3）了解合同设备的设计，熟悉其结构，有相同或相近的项目的工作经验，能够正确地进行现场指导；

4）身体健康，适应现场工作的条件。

## 现场服务职责

8.2.1投标方现场服务人员的任务主要包括设备催交、货物的开箱检验、组件设备质量问题的处理、指导安装和协助设备调试、参加试运和性能验收试验。

8.2.2在安装和调试前，投标方技术服务人员向招标方技术交底，讲解和示范将要进行的程序和方法。对重要工序(见下表)，投标方技术人员要对施工情况进行确认和签证，否则招标方不能进行下一道工序。经投标方确认和签证的工序如因投标方技术服务人员指导错误而发生问题，投标方负全部责任。

表 8.2 投标方提供的安装、调试重要工序表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 工 序 名 称 | 工序主要内容 | 备注 |
| 1 | 设备安装 | 组件的安装及固定线缆的安装及固定是否符合组件本身的技术要求 |  |
| 2 | 协助设备调试 | 确保组件本身不存在问题，如有异常，及时解决 |  |

8.2.3投标方现场服务人员有权全权处理现场出现的一切技术问题。如现场发生质量问题，投标方现场人员要在招标方规定的时间内处理解决。如投标方委托招标方进行处理，投标方现场服务人员要出委托书并承担相应的经济责任。

8.2.4投标方对其现场服务人员的一切行为负全部责任。

8.2.5投标方现场服务人员的正常来去和更换应事先与招标方协商。

## 人员培训

供货方负责对用户运行和检修人员的培训工作，保证用户掌握设备性能和特点，满足安全运行、设备检修的要求。

## 售后服务要求

投标方提供终身维修服务。招标方发现问题向投标方发出通知后，维修人员24小时内抵达现场，并在72小时内解决问题，恢复正常发电，否则双方协商，赔偿招标方直接损失。问题处理后，投标方半个月内向招标方提交分析报告。

附表1：技术数据表（空白处投标方填写）

投标人可根据自己情况，充分提供能够说明投标者的光伏组件的技术性能资料。

| 序号 | 部 件 | 单位 | 数值 |
| --- | --- | --- | --- |
| 1 | 组件数据 |  |  |
| 1.1 | 制造厂家/型号 |  |  |
| 1.2 | 峰值功率 | W |  |
| \*1.3 | 功率公差 | W |  |
| 1.4 | 组件转换效率 | % |  |
| 1.5 | 开路电压 | V |  |
| 1.6 | 短路电流 | A |  |
| 1.7 | 工作电压 | V |  |
| 1.8 | 工作电流 | A |  |
| 1.9 | 串联电阻 | Ω |  |
| 1.10 | 填充因数 | % |  |
| 1.11 | 组件功率温度系数 | %/K |  |
| 1.12 | 组件电压温度系数 | %/K |  |
| 1.13 | 组件电流温度系数 | %/K |  |
| \*1.14 | 工作温度范围 | ℃ |  |
| 1.15 | 工作湿度 | % |  |
| \*1.16 | 1年功率衰降 | % |  |
| \*1.17 | 10年功率衰降 | % |  |
| \*1.18 | 25年功率衰降 | % |  |
| \*1.19 | 耐雹撞击性能 | m/s |  |
| \*1.20 | 耐风压 | Pa |  |
| \*1.21 | 荷载 | Pa |  |
| 1.22 | 光伏组件尺寸结构 | mm | 2278×1134×30 |
| 1.23 | 系统最大电压 | V | 1500 |
| 2 | 玻璃数据 |  |  |
| 2.1 | 玻璃厚 | mm | ≮2 |
| 2.2 | 透射比 | % |  |
| 3 | 电池片数据 |  |  |
| 3.1 | 转化率 | % |  |
| 3.2 | 短路电流 | A |  |
| 3.4 | 开路电压 | mV |  |
| 3.5 | 少子寿命 | μs |  |
| 3.6 | 氧浓度 | atoms/cm3 |  |
| 3.7 | 碳浓度 | atoms/cm3 |  |
| 4 | 接线盒数据 |  |  |
| \*4.1 | 最大承载工作电流 | A |  |
| \*4.2 | 最大耐压 | V |  |
| 4.3 | 使用温度 | ℃ |  |
| 4.4 | 最大工作湿度 | % |  |
| \*4.5 | 防护等级 |  |  |
| 4.6 | 连接线规格 | mm |  |

附表2：组件外观和EL标准

1. 组件外观标准（投标方提供，组件外观标准应注明缺陷类型）

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 项目 | 缺陷程度 | 照片 | A级标准 |
|  | 轻微/重要 |  |  |
|  | 轻微/重要 |  |  |

2、EL测试标准（投标方提供，EL标准应注明缺陷类型）

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 项目 | 缺陷程度 | 照片 | A级标准 |
|  | 轻微/重要 |  |  |
|  | 轻微/重要 |  |  |

签字页及联系方式

招 标 方:

授权代表:

联系方式:

日 期:

投 标 方:

授权代表:

联系方式:

日 期: