
附件 3：技术规范书 P 型

滨州沾化区 2GW 渔光互补发电项目一期工程

光伏组件设备（210 型）

招标技术规范书

2023 年 5 月

目录

目录	11
第一章 总则	1
1 主要设备需求表	1
2 一般规定	1
3 工作范围和进度要求	1
4 对设计图纸、说明书和试验报告的要求	1
5 备品备件	1
6 专用工具与仪器仪表	2
7 安装、调试、性能试验、试运行和验收	2
8 标准和规范	2
9 包装、运输	3
第二章 工程概况	4
1 项目概况	4
2 环境条件	4
3 系统条件	4
第三章 技术要求	5
1 光伏高效组件	5
2 单晶硅光伏组件材料/部件产地	10
3 其它要求	11
第四章 技术参数响应表	12
第五章 技术差异表	14
第六章 供货范围	15
1 一般要求	15
2 工作范围	15
表 1 供货范围清单：	15
附表 2 主要外购元器件清单	16
附表 3 必需的备品备件	16
附表 4 必需的专用工器具及仪器仪表	16
附表 5 推荐的专用工器具及仪器仪表	16
附表 6 消耗品清单	16
第七章 交货进度及技术资料	17
第八章 性能验收试验	19
第九章 技术服务、设计联络	22
1 技术服务	22
2 培训	22
3 设计联络会	23
第十章 工厂检验和监造	1
第十一章 附图	8

第一章 总则

1 主要设备需求表

序号	名称	规格型号	备注
1	P 型单晶硅双面 双玻组件	650Wp	数量见招标范围
2	组件间连接电缆和电连接器		

注：以上供货范围数量仅作为参考数量，最终数量以招标方订单或设计院施工图为准，整个工程期间以实际订单数量核定增减费用，设备单价不变。

2 一般规定

2.1 投标方应具备招标公告所要求的资质，具体资质要求详见招标文件的商务部分。本技术规范中涉及有关商务方面的内容，如与商务部分有矛盾，以商务部分为准。商务部分中涉及技术方面的内容，如与技术部分有矛盾，以技术部分为准。

2.2 投标方提供的设备本体及其附件应符合招标文件所规定的要求，如有偏差，应专门加以详细描述。

2.3 本招标文件技术规范将作为订货合同的附件，与合同具有同等的法律效力。本招标文件技术规范未尽事宜，由合同签约双方在合同谈判时协商确定。

2.4 对投标方的资质要求见商务部分。

3 工作范围和进度要求

3.1 本招标文件仅适用于技术规范专用部分货物需求一览表中所列的设备。其中，包括变压器本体及其附件的功能设计、结构、性能、安装和试验等方面的技术要求，以及供货和现场技术服务。

3.2 技术协议签订后，投标方应在 1 周内，向招标方提交一份详尽的生产进度计划表。如生产进度有延误，投标方应及时将延误的原因、产生的影响及准备采取的补救措施等向招标方加以解释，并尽可能保证交货的进度。否则应及时向招标方通报，以便招标方能采取必要的应对延迟交货的措施。

4 对设计图纸、说明书和试验报告的要求

4.1 图纸及图纸的认可和交付

4.2 所有需经招标方确认的图纸和说明文件，均应由投标方在技术协议签订后的 1 周内提交给招标方进行审定认可。招标方审定时有权提出修改意见。在未经招标方对图纸做最后认可前，投标方任何采购或加工所造成的材料损失应由投标方单独承担。

4.3 投标方在收到招标方确认图纸（包括认可方修正意见）后，经修改应于 1 周内有关单位提供最终版的正式图纸和一套供复制用的底图及正式的 CAD2004 文件电子版，正式图纸必须加盖生产厂家公章和签字。

4.4 图纸的格式：所有图纸均应有标题栏、全部符号和部件标志、文字均用中文书写，并使用 SI 国际单位制。

投标方应免费提供给招标方全部最终版的图纸、资料及说明书。其中图纸应包括总装配图及安装时设备位置的精确布置图，并且应保证招标方可按最终版的图纸资料对所供设备进行维护，并在运行中便于进行更换零部件等工作。

4.5 试验报告

4.5.1 投标方应提供全部试验报告，包括例行、型式和特殊试验报告。

5 备品备件

5.1 投标方应供安装时必需的备品备件，费用应包括在投标总价中。

5.2 招标方根据需要提出备品备件，投标方应按项目分项报价，备品备件价格应含在投

标总价中。

5.3 投标方应推荐能使用的备品备件，并分别列出其单价和总价供招标方选购。

5.4 所有备品备件应为全新产品，与已经安装设备的相应部件能够互换，具有相同的规格材质和制造工艺。

5.5 所有备品备件应单独包装装在箱内，采取防尘、防潮、防止损坏等措施后与主设备一并发运，并标注“备品备件”以区别本体。

5.6 在设备投产后三年内，以不超过备品备件的投标单价提供备品备件，其他以商务部分约定为准。

6 专用工具与仪器仪表

6.1 投标方提供安装时必需的专用工具和仪器仪表，费用应包括在投标总价中。

6.2 招标方根据需要提出的专用工具和仪器仪表放入第二部相应表中，投标方应分项列出其单价和总价，价款包含在投标总价中。

6.3 投标方应推荐能使用的专用工具和仪器仪表，并分别列出其单价和总价，供招标方选购。

6.4 所有专用工具与仪器仪表必须是全新的、先进的且须附详细使用说明资料。

6.5 专用工具与仪器仪表应单独包装装于箱内，注明“专用工具”“仪器仪表”，并标明防潮、防尘、易碎、向上、勿倒置等字，同主设备一并发运。

7 安装、调试、性能试验、试运行和验收

7.1 合同设备的安装、调试由招标方根据投标方提供的技术文件和说明书的规定在投标方技术人员指导下进行。

7.2 合同设备的性能试验、试运行和验收根据本规范书规定的标准、规程规范进行。

7.3 完成合同设备安装后，招标方和投标方应检查和确认安装工作，并签署安装工作证明书，共两份、双方各执一份。

7.4 验收时间为安装、调试、性能试验和试运行完成后三个月内。在此期间，如果所有的合同设备都已达到各项技术指标，并稳定运行 240 小时，买卖双方应签署合同设备的验收证明书，该证明书共两份、双方各执一份。

8 标准和规范

8.1 合同设备包括投标方向其他厂商购买的所有附件和设备，所有设备都应符合相应的标准、规范或法规的最新版本或其修正本的要求，除非另有特别外。标准有冲突时，按现行较高标准执行。

8.2 投标方提供的设备和配套件要符合以下标准但不局限于以下标准：

合同设备应符合本技术条款的要求，本技术规范未作规定的要求按照下述标准执行。除本规范对标准和规程另有规定，合同项下所使用和提供的所有设备、器件、材料和所有设计计算及试验应根据以下最新版本的标准和规程或经批准的其他标准或同等的适用于制造国的其他相关标准。如提供的设备或材料不符合如下标准，其建议标准和以下标准之间的所有详细区别应予以说明，投标人应就其可能影响设备设计或性能内容的标准用中文文本提供给招标人，供其批准。

国际电工委员会标准：

IEC 61215 《地面用晶体硅光伏组件设计鉴定和定型》

IEC 61345 《太阳能电池组件的紫外试验》

IEC 61730 《光伏组件安全鉴定》

IEEE 1262 《太阳能电池组件的测试认证规范》

国家标准：

GB 2297 《太阳光伏能源系统术语》

GB 6497 《地面用太阳能电池标定的一般规定》

GB 6495.1 《光伏器件 第1部分：光伏电流—电压特性的测量》

GB 6495.2 《光伏器件 第2部分：标准太阳电池的要求》

GB 6495.3 《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 6495.4 《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 6495.5 《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 6495.7 《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 6495.8 《光伏器件 第 8 部分：光伏器件光谱响应的测量》
GB 6495.9 《光伏器件 第 9 部分：太阳模拟器性能要求》
GB 20047.1 《光伏(PV)组件安全鉴定 第 1 部分：结构要求》
GB 20047.2 《光伏(PV)组件安全鉴定 第 2 部分：试验要求》
GB/T 9535 《地面用晶体硅光伏组件 设计鉴定和定型》
GB/T 18912 《太阳电池组件盐雾腐蚀试验》
GB/T 11010 《光谱标准太阳电池》
行业标准：
SJ/T 2196 《地面用硅太阳电池电性能测试方法》
SJ/T 9550.29 《地面用晶体硅太阳电池单体 质量分等标准》
SJ/T 9550.30 《地面用晶体硅太阳电池组件 质量分等标准》
SJ/T 10173 《TDA75 单晶硅太阳电池》
SJ/T 10459 《太阳电池温度系数测试方法》
SJ/T 11061 《太阳电池电性能测试设备检验方法》
SJ/T 11209 《光伏器件 第 6 部分 标准太阳电池组件的要求》
企业标准：
国家电力投资集团有限公司《光伏电站晶体硅光伏组件选型技术规范》

9 包装、运输

9.1 投标方交付的所有货物要符合国家主管机关的规定，具有适合长途运输和装卸的坚固包装。包装应保证在运输、装卸过程中完好无损，并有减振、防冲击及防磨损措施。

9.2 对裸装货物应在金属标签上注明上述有关内容。并要带有足够的货物支架或包装垫木。

9.3 每件包装箱内，应附有包括：名称、数量的详细装箱单、合格证。包装箱内应有产品出厂质量合格证明书、用户说明书各一份。

9.4 专用工具（如有）分别包装并按上述内容。

9.5 各设备的松散零星部件应采用良好包装方式，装入尺寸适当的箱内。随整车发送。

第二章 工程概况

1 项目概况

1.1 项目名称：滨州沾化区 2GW 渔光互补发电项目一期工程

1.2 工程地址：本工程位于山东省滨州市沾化区，占地面积约 3616 公顷，本期为一期工程。地处东经 118° 6′ 27.27″，北纬 38° 6′ 46.00″，距沾化区中心约 45km。

1.3 运输方式：铁路、公路。

2 环境条件

	海拔高度 (m)	8m
环境温度和冷却介质温度 (°C)	最高气温	40.9°C
	最低气温	-21.4°C
	最热月平均温度	/
	最高年平均温度	/
耐地震能力	地面水平加速度	0.10g
	正弦共振三个周期，安全系数 1.67 以上	
风速 (m/s)		离地面高 10m 处，维持 10min 的平均最大风速 21m/s
月平均最高相对湿度，25°C 下 (%)		>90%
日照强度 (W/cm ²)		0.1
覆冰厚度 (mm)		10
污秽等级		e 级

3 系统条件

3.1 最高运行电压：DC1500V

3.2 与其他设备连接方式：电缆接入，MC4/QC4 插接头连接；

3.3 安装地点：户外安装。

第三章 技术要求

1 光伏高效组件

1.1 一般要求

(1) 针对每个太阳能光伏电站，除光伏电站特殊要求外，投标人应采用一致的规格投标。

(2) 组件类型必须是高效单晶发电单体电池，规格为 650Wp（正面标准状态下测试） P 型高效单晶双面双玻组件，电池组件转换效率 $\geq 20.9\%$ 。

*** (3) 最大系统电压 $\geq 1500V$ 。安全等级为 CLASSII。**

*** (4) 输出功率范围及公差：投标产品规格型号为高效单晶 $\geq 650Wp$ ，正公差。**

(5) 填充因子： $\geq 75.0\%$ 。符合 IEEE 1262《太阳电池组件的测试认证规范》。

(6) 太阳能光伏组件所标参数均在标准条件下，其条件（光谱辐照度： $1000W/m^2$ ；AM 1.5；温度： $25^\circ C$ ）

(7) 光伏电池组件长度 mm，宽度 mm，厚度 mm，（带全边框），（**投标人按实际尺寸填报**）投标人应根据光伏电站的资源状况、交通运输条件、组件规格推荐符合光伏组件质量标准的合理尺寸。

*** (8) 应具有可靠的抗风压、抗冰雹冲击能性试验。耐雹撞击性能： $23m/s$ ；耐风压： $2400Pa$ ；荷载： $\geq 5400Pa$ 。**

*** (9) 运行环境温度范围： $(-40\pm 2)^\circ C$ 到 $(85\pm 2)^\circ C$ 。**

(10) 生存环境温度范围：详见环境条件。

(11) 符合 IEC61400-21、IEC61215 的长期室外电气和机械性能标准要求。

(12) 试验报告符合 IEC-61215 标准。

(13) 电池与边框距离 $> 3mm$ 且符合国家电投集团公司《晶体硅太阳电池组件质量检验标准》。

*** (14) P 型双玻电池组件 1 年功率衰减 $\leq 2.0\%$ ；2 年功率衰减 $\leq 2.5\%$ ；10 年功率衰减 $\leq 6.5\%$ ；30 年功率衰减 $\leq 16.5\%$ 。（1 年指 12 个月、10 年指 120 个月、30 年指 360 个月）。且逐年的功率衰减数值中已包含了电位诱导衰减（PID）效应的结果。**

(15) 最大承载电流符合 GB 20047.1《光伏（PV）组件安全鉴定 第 1 部分：结构要求》

(16) 选用电池符合《地面用晶体硅太阳电池单体 质量分等标准》的 A 级品。

(17) 标称工作温度、峰值功率温度系数、开路电压温度系数、短路电流温度系数符合 SJ/T 10459《太阳电池温度系数测试方法》。

(18) 工作温度范围符合 GB/T 9535《地面用晶体硅光伏组件 设计鉴定和定型》。

(19) 工作电压、工作电流符合 IEEE 1262《太阳电池组件的测试认证规范》。

*** (20) 热冲击： $-40\pm 2^\circ C$ 到 $+85\pm 2^\circ C$ 。**

(21) 光伏电池组件要求其电池片需为同一批次原料，表面颜色均匀一致无斑点、无色差、无机械损伤、无隐裂，焊点无氧化斑、栅线完整均匀、无虚印，玻璃无压痕、皱纹、彩虹、裂纹、不可擦除污物、开口气泡均不允许存在，电池组件的 I-V 曲线基本相同。

(22) 在电池电极两端加正向电压，使电流密度大小和电池短路电流密度相当，用分辨率优于 0.5 mm/pixel 或 130 万像素以上的红外相机采集图像。

(23) 电池组件的封装层中不允许气泡或脱层在某一片电池或组件边缘形成一个通路。

(24) 光伏电池组件必须具备抗 PID 功能。（提供认证证书）

1.2 光伏玻璃

应当采用保证光伏组件运行的高可靠性的材料。投标人应当负责对购进的低铁半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招标方。提供数据需满足或好于以下参数：

玻璃厚：双玻组件 $\geq 2.5mm$ ，厚度公差 $\pm 0.2mm$ 。

光伏电池组件用高铁半钢化玻璃铁含量应不高于 0.015% 。

太阳光直接透射比：在 $380nm\sim 1100nm$ 光谱范围内，太阳电池组件用半钢化玻璃的太阳光直接透射比应 $\geq 91.5\%$ ，镀膜半钢化玻璃的太阳光直接透射比应 $\geq 93.5\%$ 。

偏差：边长误差 $\pm 1mm$ ，两对角线差值 $\leq 3mm$ ，光伏电池组件用玻璃弓形弯曲度不应超过

0.2%；波形弯曲度任意 300mm 范围不应超过 0.3mm。

缺陷类型：无压痕、皱纹、彩虹、霉变、线条、线道、裂纹、不可擦除污物、开口气泡均不允许存在。长度 $\leq 5\text{mm}$ ，宽度 $\leq 0.1\text{mm}$ 的划痕数量 ≤ 3 条/ m^2 ；同一组件允许数量 ≤ 5 条；不允许直径 $> 2\text{mm}$ 的圆形气泡， $0.5\text{mm} \leq \text{长度} \leq 1.0\text{mm}$ 圆形气泡不超过 5 个/ m^2 ， $1.0\text{mm} \leq \text{长度} \leq 2.0\text{mm}$ 圆形气泡不超过 1 个/ m^2 ， $0.5\text{mm} \leq \text{长度} \leq 1.5\text{mm}$ 长形气泡数量不超过 5 个/ m^2 ， $1.5\text{mm} \leq \text{长度} \leq 3.0\text{mm}$ 且宽度 $\leq 0.5\text{mm}$ 的长形气泡不超过 2 个/ m^2 ；不允许固体夹杂物；对镀膜玻璃， 45° 斜视玻璃表面，无七彩光，无压花印。

不允许出现线条、皱纹、裂纹、压痕、彩虹、霉变、污垢、明显划伤、疵点、结石、缺角、开口气泡、尖锐、锋利边角、崩边、爆边、齿状缺陷，不允许存在固体夹杂物。不允许长度超过 5mm 的划伤或直径超过 2.0mm 的气泡。

1.3 单晶硅电池片

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电池片取样试验（如果出现异常情况，次数应当增加），并将对结果进行分析，或供应商提供的试验报告，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) 电池片一般按外形尺寸边长为 $210\text{mm} \times 210\text{mm}$ 设计，所有电池片尺寸应一致，误差范围在 0.1%以内；电池片表面颜色均匀，无裂纹、无隐裂、破碎、针孔，无明显色斑，虚印，漏浆，手印，水印，油印，脏污等；不允许“V”型崩边、缺角，且崩边、缺角不能到达栅线；“U”型崩边长度 $\leq 3\text{mm}$ ，宽度 $\leq 0.5\text{mm}$ ，深度 $\leq 1/2$ 电池片厚度，单片电池片数量 ≤ 1 处，同一组件内崩边电池片数量 ≤ 2 个；“U”型缺角长度 $\leq 5\text{mm}$ ，深度 $\leq 1.5\text{mm}$ ，单片电池片内数量 ≤ 1 处，长度 $\leq 3\text{mm}$ ，深度 $\leq 1\text{mm}$ ，单片电池片内数量 ≤ 2 个；划痕长度 $\leq 10\text{mm}$ ，单片电池片划痕数量 ≤ 1 条，同一组件内崩边电池片数量 ≤ 2 个；栅线颜色一致，无氧化、黄变，不允许主栅缺失，断栅长度 $\leq 1\text{mm}$ ，单片电池片断栅数量（正面） ≤ 3 条，同一组件断栅电池片 ≤ 2 个，不允许连续性断栅；助焊剂印 $\leq 10\text{mm}^2$ ，单片电池片助焊剂印数量 ≤ 2 处，同一组件有助焊剂印电池片 ≤ 5 处；焊带偏移量 $\leq 0.3\text{mm}$ ，数量 < 3 处，主栅线与焊带之间脱焊长度 $< 5\text{mm}$ ；电池片串间距偏移量 $\leq 0.5\text{mm}$ ，电池片到铝边框距离 $> 3\text{mm}$ 。

(2) P 型硅基电阻率 $\leq \text{PERC} 1.5 \Omega \cdot \text{cm}$ （GB/T 1551《硅单晶电阻率测定方法》）。

(3) P 型单晶基体少子寿命（裸测最小值） $\geq 15 \mu\text{s}$ ；（GB/T 1553《硅和锗体内少数载流子寿命测定光电导衰减法》）。

(4) P 型单晶氧浓度： $\leq 0.9 \times 10^{18} \text{atoms}/\text{cm}^3$ （GB/T 1557《硅晶体中间隙氧含量的红外吸收测量方法》）。

(5) P 型单晶碳浓度： $\leq 5 \times 10^{16} \text{atoms}/\text{cm}^3$ ；（GB/T 1558 测定硅单晶体中代位碳含量的红外吸收方法）。

(6) 印刷偏移 $< 0.5\text{mm}$ ；

(7) 漏浆不允许边缘漏浆，正面漏浆面积 $< 1\text{mm}^2$ ，个数 < 1 个；背电极缺损面积 $\leq 2.0\text{mm}^2$ ，且个数 ≤ 5 个；背面电场漏硅总面积 $\leq 1.0\text{cm}^2$ ，且个数 ≤ 5 个；允许 3 处高度不超过 0.2mm 的铝包。

(8) 外观要求：无可视裂纹、无隐裂、崩边、崩角、缺口、虚印、色斑、水印、手印、油污、划痕；色差面积 $\leq$ 电池片面积 $1/3$ ；结点面积 $\leq 1.0\text{mm} \times 0.3\text{mm}$ ，结点个数 ≤ 6 个，结点面积 $\leq 0.3\text{mm} \times 0.3\text{mm}$ 不做结点处理。

(9) 背铝平整；不能存在铝珠、褶皱、铝刺。

(10) 弯曲度：双面组件 $\leq 2.0\text{mm}$ 。

(11) 栅线不允许黄变；主栅线缺失主栅线宽度方向缺损 $\leq 0.5\text{mm}$ ，主栅线长度方向缺损 $\leq 1.0\text{mm}$ ，缺损处 ≤ 1 个；主栅线脱落不允许。

(12) 电池片应为 A 级，并符合 SJ/T 9550.29《地面用晶体硅太阳能电池单体 质量分等标准》

1.4 封装胶膜

组件封装胶膜采用聚乙烯-辛烯共聚物（以下简称 POE）：

投标人应当负责对购进的 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招标方。

正、背面 POE 数据需满足或好于以下参数。

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，无可见杂质、无气泡、压花清晰
2	颜色	无色透明
3	尺寸	宽度、厚度符合协定尺寸，宽度允许公差为±10mm
4	克重	≥430g/m ² （POE）；
5	交联度	60%≤交联度≤95%（POE）；
6	剥离强度（与玻璃）	≥60N/cm（POE）；
7	拉伸强度	≥5 MPa（POE）；
8	断裂伸长率	≥500%（POE）；
9	收缩率	纵向(MD) <3.0%，横向(TD) <1.5%
10	吸水率	<5.0g/(m ² ·24h)（POE，红外法）；
11	耐紫外老化	黄色指数变化<3.0；实验后胶膜不龟裂、不变色、不鼓泡、无气泡群；断裂伸长率保持率≥50%；
12	恒定湿热老化性能	与玻璃剥离强度>40N/cm，黄色指数变化<3.0
13	抗PID性能	光伏组件在最大系统电压的正偏压与负偏压下，温度85℃、湿度85%RH、192h的PID测试后，功率衰减≤5%；

电池组件的封装层中不允许气泡或脱层在某一片电池或组件边缘形成一个通路。

1.5 背玻璃（双面双玻组件）

双面双玻组件背板应采用高可靠性的玻璃材料。投标人应当负责对购进的半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。

玻璃厚：≥2.5mm，厚度公差±0.2mm。

双面光伏电池组件背面用半钢化玻璃。

偏差：边长误差±1mm，两对角线差值≤3mm，光伏电池组件用玻璃弓形弯曲度不应超过0.2%；波形弯曲度任意300mm范围不应超过0.3mm。

缺陷类型：无压痕、皱纹、彩虹、霉变、线条、线道、裂纹、不可擦除污物、开口气泡均不允许存在。长度≤5mm，宽度≤0.1mm的划痕数量≤3条/m²；同一组件允许数量≤5条；不允许直径>2mm的圆形气泡，0.5mm≤长度≤1.0mm圆形气泡不超过5个/m²，1.0mm≤长度≤2.0mm圆形气泡不超过1个/m²，0.5mm≤长度≤1.5mm长形气泡数量不超过5个/m²，1.5mm≤长度≤3.0mm且宽度≤0.5mm的长形气泡不超过2个/m²；不允许固体夹杂物；对镀膜玻璃，45°斜视玻璃表面，无七彩光，无压花印；不允许固体夹杂物；

1.6 背板（单面单玻组件）

单面单玻组件背板材料应为含氟复合膜或更高技术标准等级膜，膜厚0.285mm以上，水蒸气透过率小于2.5g/m²·d（红外法（38℃，100%RH）），其中PET层厚度不低于275μm。

背板选材及供应厂家须与获得的 PID 等认证产品一致，且已进行大规模长时间的稳定生产。背板供应厂家从肯博、伊索、韩国 SFC、台虹福斯特 BEC-301，中来 FFC-JW30、东洋铝业、赛伍或同等品牌及质量的厂家中进行选择。

1.7 接线盒

建议选用人和、博斯特、意通、中环、快可、易通品牌。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 $\geq$ 额定电流的 1.5 倍

*（2）最大耐压 $\geq 1500V$

*（3）使用温度 $-40\sim 85^{\circ}C$

（4）工作湿度范围 5%~95%

*（5）防护等级不小于 IP65

项目	指标	备注
外观	接线盒具有不可擦除的标识：产品型号、制造材料、电压等级、输出端极性、警示标识；连接器不得有锈蚀或镀层脱落等；接线盒外观清洁平整、色彩均匀、无划伤、无明显注塑缺陷、无毛刺锐边。电缆与连接器连接牢固、无破损现象、正负极连接正确。	
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 $\pm 1mm$ 。厚度满足 UL 黄卡的厚度参数。	
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 $\geq 20N$ ；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	接线盒与背板粘结面、连接器间及连接器与线缆连接处抗拉力 $\geq 150N$ ；引出线与盒体连接抗拉力 $\geq 100N$ ；	
接触电阻	连接头接触电阻 $\leq 0.5m\Omega$	
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 CNCA/CTS0003: 2010 中 5.3.18 进行试验并满足 5.3.18.3 试验要求	
湿绝缘和耐压	接线盒的绝缘电阻应 $\geq 400M\Omega$ ；接线盒的工频耐电压（频率为 50/60Hz）要求在 2000V 加上 4 倍额定电压的交流电压下，漏电流应小于 10mA。	
IP 等级	IP 65 及以上（接线盒），IP 67 及以上（连接器及灌胶接线盒）	
耐紫外老化	在紫外线辐射总量达 $120kWh/m^2$ 后，接线盒无破坏变形（其中波长为 280nm 到 320nm 的紫外辐射累计量在 3%-10%之间）。	
连接器	同型号连接器互接	

每块光伏组件应带有正负出线、正负极连接头和旁路二极管（防止组件热斑故障），光伏组件自配的串联所使用的电缆线应满足抗紫外线、抗老化、抗高温、防腐蚀和阻燃等性能要求，选用双绝缘防紫外线阻燃铜芯电缆，电缆性能符合 GB/T18950 性能测试的要求；接线盒（引线盒）应密封防水、散热性好并连接牢固，引线极性标记准确、明显，采用满足 IEC 标准的电气连接，投标方需提供接线盒厂家的测试报告，接线盒应选用国内外知名品

牌，旁路二极管不少于 3 组；采用工业防水耐温快速接插件，接插件防锈、防腐蚀等性能要求，并应满足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，应具备 TUV 认证。

组件引出电缆长度 $\geq 1200\text{mm}$ ，具体长度根据组件厂家接线盒样式和项目现场安装所需确定。

1.8 焊带（汇流条/互连条）

序号	项目	技术要求	检验方法
1	外观	焊带表面光洁，色泽、粗细均匀，无漏铜、脱锡、黑斑、毛刺、锈蚀、裂纹等缺陷	目视检查
2	尺寸	符合协定厚度 $\pm 0.015\text{mm}$ ，宽度公差 $\pm 0.1\text{mm}$	使用游标卡尺与直尺测量
3	电阻率	$\leq 2.5 \mu \Omega \cdot \text{cm}$	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	$\geq 150\text{MPa}$	
6	伸长率	互连条 $\geq 25\%$ ，汇流条 $\geq 25\%$	
7	折断率	0° ~180° 弯曲 7 次不断裂	
8	镰刀弯曲度	互连条 $\leq 0.4\%$ ，汇流带 $\leq 0.3\%$	直尺测量
9	基材	TU1 无氧铜	核对出厂检验报告

1.9 边框

采用铝边框：应当采用得到实践证明的、使用运行良好的材料，以保证晶硅光伏组件运行的高可靠性。投标人应当负责对购进的铝边框材料取样试验（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。

序号	项目	技术要求
1	尺寸	符合协定宽度+1mm，长度+1mm，电池组件边框厚度 $\geq 30\text{mm}$ ；单根边框偏差 $\leq 0.5\text{mm}$ ，安装孔位误差 $\leq \pm 1.0\text{mm}$
2	氧化膜厚度	$\geq 12 \mu \text{m}$
3	韦氏硬度	$\geq 8\text{HW}$
4	抗拉强度	$\geq 160\text{N}/\text{mm}^2$
5	弯曲度	$\leq 0.8 \times L$
6	扭曲度	$\leq 1.3\text{mm}$ （适用裁切长度小于 1m 的型材）； $\leq 2\text{mm}$ （适用裁切长度 1~2m 的型材）；

	切口角度	实际切口角度=标称切口角度 $\pm 0.2^{\circ}$
7	与角码的匹配性	缝隙 $< 0.5\text{mm}$ (组装后)

1.10 硅胶和胶带

(1) 硅胶：

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	抗拉强度	$\geq 1.6\text{MPa}$
2	伸长率	$\geq 210\%$
3	剪切强度	$\geq 1.3\text{MPa}$
4	阻燃等级	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：

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	$-40^{\circ}\text{C}\sim 95^{\circ}\text{C}$
3	拉伸强度	$\geq 1.0\text{Mpa}$
4	断裂伸长率	$\geq 200\%$
5	基材厚度偏差	$\pm 0.1\text{mm}$
6	胶带宽度偏差	$\pm 0.5\text{mm}$
7	透水率	$\leq 15\text{g}/\text{m}^2\cdot 24\text{h}$
8	剥离强度（180度剥离）	$\geq 0.9\text{N}/\text{mm}$
9	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 $\geq 80\%$	见 GB/T9535-10.13
	热循环试验	粘接强度保持 $\geq 80\%$	见 GB/T9535-10.11
	湿冻试验	粘接强度保持 $\geq 80\%$	见 GB/T9535-10.12

2 单晶硅光伏组件材料/部件产地

光伏组件总装在_____完成。

投标人应向业主方提供两家国内/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、合格证、供货单）。

3 其它要求

3.1 互换性

所提供的高效单晶硅光伏组件要有相同的设计和结构，所有同类型组件都可以互换使用。所有同类型高效单晶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。

3.2 铭牌和标志

高效单晶光伏组件主要部件，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。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。

每板高效单晶光伏组件都要有永久性标志，标出以下内容：

- 型号
- 功率因数和额定功率
- 输出电压
- 输出电流
- 制造厂
- 制造日期
- 电流分档标识

3.3 随机备品备件

3.3.1 随机备品备件

供应高效单晶光伏组件的同时，投标人应提供在品种上和数量上足够使用五年的随机备品备件，提供的备品备件的数量和品种应根据本项目的规模、项目所在地的自然环境特点以及投标人对合同设备的经验来确定。该备品备件及相应的清单应与光伏组件同时交付。并按与投标书同时提交的备品备件价格表（含易耗品）实施。此备品备件作为招标人的存货。

3.3.2 随机备品备件的使用

投标人应及时负责免费更换 14 年质保期内的损坏部件。如果投标人用了招标人的随机备品备件存货，投标人应当对此及时补足，确保在 14 年质保期末，业主的备品备件存货应得到充分补足。

对于十年内实际使用的随机备品备件品种和数量，超出清单范围的，也应在质保期末按实际用掉的数量免费补足。

3.3.3 随机备品备件额外的供应

十年后，业主如有需要，可按合同协议书附件提供的主要备品备件、工具和服务的单价向投标人购买。这些单价将被认作固定价格，但在质保期结束后可能增长，其最大增长率将按照价格调整公式（如果有）计算，如此计算所得的价格应看作是今后定货的最高单价。

在质保期结束后，如果投标人将停止生产这些零备件，应提前 6 个月通知业主，以便使业主做最后一次采购。在停产后，如果业主要求，投标人应在可能的范围内免费帮助业主获得备品备件的蓝图、图纸和技术规范。

3.3.4 随机备品备件的品质

所提供的全部备品备件应能与原有部件互相替换，其材料，工艺和构造均应相同。

备件应当是新的，而不是修理过的或翻新过的旧产品，投标人应当在十年末提供一份备品备件清单（带部件号，部件中、英文名称，部件型号，数量，单价），以便业主采购。

所有随机备品备件的包装和处理都要适用于工地长期贮存。每个备品备件的包装箱上都应有清楚标志和编号。每一个箱子里都应有设备清单。当几个随机备品备件装在一个箱里时，则应在箱外给出目录，箱内附有详细清单。

3.4 质保期

组件质保期不低于 14 年。

第四章 技术参数响应表

投标人可根据自己情况,充分提供能够说明投标者的单晶硅光伏组件的技术性能资料。

表 4-1 高效单晶双面双玻组件的总体技术数据（不限于以下数据）

序号	部 件	单位	数值（投标方保证值）	
1	双面双玻组件数据		650 Wp	备选
1.1	制造厂家/型号			
1.2	正面峰值功率	W		
*1.3	功率公差	W		
1.4	组件正面转换效率	%		
1.5	正面开路电压	V		
1.6	正面短路电流	A		
1.7	正面工作电压	V		
1.8	正面工作电流	A		
1.9	正面串联电阻	Ω		
1.10	正面填充因数	%		
1.11	组件背面转换效率	%		
1.12	背面开路电压	V		
1.13	背面短路电流	A		
1.14	背面工作电压	V		
1.15	背面工作电流	A		
1.16	组件功率温度系数	%/K		
1.17	组件电压温度系数	%/K		
1.18	组件电流温度系数	%/K		
1.19	工作温度范围	℃		
*1.20	工作湿度	%		
*1.21	1 年功率衰减	%		
1.22	10 年功率衰减	%		
1.23	30 年功率衰减	%		
*1.24	耐雹撞击性能	m/s		

序号	部 件	单位	数值（投标方保证值）	
*1.25	耐风压	Pa		
*1.26	荷载	Pa		
1.27	光伏组件尺寸结构（含边框）	mm		
2	玻璃数据			
2.1	玻璃厚	mm		
2.2	透射比	%		
3	双面电池片数据			
3.1	转化率	%		
3.2	短路电流	A		
3.4	开路电压	V		
3.5	少子寿命	μ s		
3.6	氧浓度	atoms/cm ³		
3.7	碳浓度	atoms/cm ³		
3.8	电池片生产技术	/		
4	POE 数据			
4.1	密度	g/cm ²		
4.2	交联度	%		
5	接线盒数据			
*5.1	最大承载工作电流	A		
*5.2	最大耐压	V		
5.3	使用温度	℃		
5.4	最大工作湿度	%		
*5.5	防护等级			
5.6	连接线规格	mm		
5.7	连接线长度	mm		
6	边框			
6.1	型号/生产厂家			
6.2	氧化膜厚度			

第五章 技术差异表

投标方要将投标文件和招标文件的差异之处汇集成表。

序号	招标文件		投标文件	
	条目	简要内容	条目	简要内容

第六章 供货范围

1 一般要求

- 1.1 提供光伏电池组件设备及其所有附属设备和附件。
- 1.2 投标方应满足下列所述及附件 1 中所提供货要求，但不局限于下列设备。
- 1.3 投标方应提供详细供货清单，清单中依次说明型号、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，投标方仍须在执行合同时补足，且不发生费用问题。
- 1.4 投标方在交付光伏组件时应移交：每板光伏组件应有工厂测试报告，报告中必须标示出该板光伏组件的产品参数表、产品 I-V 特性曲线图、产品缺陷检测图像等资料。
- 1.5 投标方应在投标书中详细列出所供随机备品备件、专用工具清单。投标方应在投标书中详细列出推荐备品备件清单，并单独报价，供招标方选择。
- 1.6 投标方应向招标方提供进口及外购设备的范围及清单，供招标方审阅。招标方有权决定进口或外购设备的范围。
- 1.7 投标书供货范围和设备配置如与招标书要求不一致，应在差异表中明确，否则认为完全满足招标书要求。
- 1.8 如需要，投标方应提供用以说明其供货范围的相关图纸资料。

2 工作范围

2.1 投标人应当完成下列工作：

- 1) 生产和交货情况月报和工厂试验计划；
- 2) 设计、制作、工厂试验、装箱、运输至项目场地（运输目的地的要求详见各电站的特殊要求）、交付、开箱检查；
- 3) 提交设计、制造、运输、安装、使用、维护、维修的有关技术文件、资料和试验记录；
- 4) 编制和提交工厂培训和现场培训的计划，并按计划对招标方人员进行安装、调试、运行和维护的培训；
- 5) 编制和提交所供应的设备安装手册和运行维护手册；
- 6) 编制和提交委派责任人实施的安装指导、现场试验、试运行和调试的工作计划，完成所有合同规定的试运行和调试工作，提交完整的试验和调试报告；
- 7) 编制和提交所供设备相关的服务计划，并提供计划内的和非计划内的维护以及维修；
- 8) 对业主负责安装的低压电缆的工作进行指导；
- 9) 对设计、交付、检查和验收进行协调，以确保施工进度。

2.2 供货要求：

- 1) 供货范围包括整套光伏电池组件及组件间连接电缆和电连接器。
- 2) 用于安装、调试、试运行、运行所供设备维修的专用工具及材料等。
- 3) 用于 14 年质保期的随机备品备件（具体数量）和消耗品（质保责任期内投标人对所有消耗掉的随机备品备件和易耗部件全面补足）。提供推荐的清单和单价。
- 4) 提供组件设备施工安装、调试、运行、维护所需要的全部技术文件资料、图纸。
- 5) 提供光伏电池组件产品参数表、产品 I-V 特性曲线图、产品缺陷检测图像等资料。
- 6) 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。

表 1 供货范围清单：

序号	名称	规格型号	备注
1	P 型单晶硅双面 双玻组件	650Wp	数量见招标范围
2	组件间连接电缆和电连接器		

注：以上供货范围数量仅作为参考数量，最终数量以招标方订单或设计院施工图为准，整个工程期间以实际订单数量核定增减费用，设备单价不变。

附表 2 主要外购元器件清单

序号	设备或材料名称	规格型号	单位（台）	数量	产地	生产厂家	备注
1							
2							
3							
...							

附表 3 必需的备品备件

序号	名称	规格和型号	产地	生产厂家	备注
1	高效单晶双面双玻组件	650Wp			按 2 片/MW 提供
2	MC4 连接器				
...					

附表 4 必需的专用工器具及仪器仪表

序号	名称	规格和型号	单位	数量	产地	生产厂家	备注
1	电工组合工具	30 件	套	1			品牌
2	福禄克数字万用表	F117C	块	1			
3	福禄克交直流数字钳形万用表	F365	块	1			
...							

注：提供专用工器具时，应提供专用工器具的技术参数和使用说明书等资料。

附表 5 推荐的专用工器具及仪器仪表

序号	名称	规格和型号	单位	数量	产地	生产厂家	备注
1							
2							

附表 6 消耗品清单

序号	名称	规格和型号	单位	数量	产地	生产厂家	备注
1							
2							
...							

第七章 交货进度及技术资料

1 一般要求

- 1.1 设备交货顺序要满足工程进度的要求。
- 1.2 投标方在投标时可根据自己的实际情况，提出详细的供货顺序和进度。
- 1.3 下表中交货时间为到达交货地点的时间。
- 1.4 交货进度表中序号要与供货清单序号一致。

2 交货进度表

序号	设备名称、型号	交货地点	第一批交货时间	第二批交货时间	第三批交货时间
1	预埋件（如有）	项目现场			
2	设备本体	项目现场			
3	备品备件	项目现场			
4	专用工具	项目现场			

说明：

- (1) 备品备件及专用工具随第一批的设备同期到货。
- (2) 设备预埋件及地脚螺栓随第一批的设备同期到货（如有）。
- (3) 本交货计划供招标使用，具体交货时间可能随施工计划和其它条件而改变，投标方应满足工程进度要求。
- (4) 投标方在投标时可根据自己的实际情况，针对本项目提出详细的供货顺序和进度。

3 技术资料

3.1 技术资料的一般要求

- 3.1.1 投标方提供的资料应使用国家法定单位制即国际单位制，语言为中文，进口部件的外文图纸及文件应由投标方翻译成中文（免费）。
- 3.1.2 资料的组织结构清晰、逻辑性强。资料内容要正确、准确、一致、清晰完整，满足工程要求。
- 3.1.3 投标方提供的技术资料一般可分为投标阶段，配合工程设计阶段，设备监造检验，施工调试试运、性能验收试验和运行维护等四个方面。投标方须满足以上四个方面的具体要求。
- 3.1.4 对于其它没有列入合同技术资料清单，却是工程所必需的文件和资料，一经发现，投标方也应及时免费提供。
- 3.1.5 投标方提供的图纸应清晰，不得提供缩微复印的图纸。
- 3.1.6 投标方提供资料的电子版本应为当时通用的成熟版本。

3.2 文件资料和图纸要求

投标人提供的资料应包括：太阳能光伏组件设计文件、产品质量保证、全部交付产品的电性能参数和组件缺陷图像资料以及控制文件、储运指导、安装文件、运行和维护手册、光伏组件的备品备件清单、培训计划和培训材料、调试计划、试验和调试报告、竣工资料、计划内的维护报告和的特别维修报告、结束时的最终检查报告。所有的图纸都应是标准尺寸的，如：A0、A1、A2、A3 或 A4，并提供电子文档，电子文档应为 WORD2003、EXCEL、AUTOCAD。

3.3 投标阶段应提供技术资料

投标人应与投标文件一起提交如下文件：

- (一) 光伏组件的说明
- (二) 光伏组件性能参数文件
- (三) 材料及零部件相关的文件
- (四) 主要备品备件、工具和消耗品清单
- (五) 安装、临时储存、施工场地等要求。
- (六) 由国家认定的第三方检测或认证机构提供的试验报告。必须包括：机械载荷试验；冰雹试验；绝缘测试；湿漏电试验；热循环试验；湿-冻试验；湿-热试验；室外暴露试验；

紫外试验；热斑耐久试验。

3.4 合同实施应提供的文件（暂定 14 套文件以及 2 套电子文档，实际提供数量需经招标方确认）

太阳能光伏组件设计、制造说明和手册，包括生产商、特性、型号和数量。

3.5 储运指导（暂定 10 套文件，实际提供数量需经招标方确认）

应提交在现场搬运、贮存和保管设备的详细说明文件，并附有图解、图纸和重量标示，应包括：

3.5.1 各部件要求户外、户内、温度或湿度控制、长期或短期贮存的专门标志；

3.5.2 户外、户内、温度或湿度控制、长期或短期贮存的空间要求；

3.5.3 设备卸货、放置、叠放和堆放所要遵守的程序；

3.5.4 长期和短期维护程序，包括户外贮存部件推荐的最长存期。

3.6 安装文件（暂定 14 套文件以及 2 套电子文档，实际提供数量需经招标方确认）

安装文件应提供设备安装所需的所有资料，如：（不仅限于此）

3.6.1 安装图纸和技术要求，安装步骤说明及安装材料清单；

3.6.2 安装工具，分专用工具和一般工具；

3.6.3 电缆布置图，包括端子图和外部连接图；

3.6.4 设备安全预防措施。

3.7 随机备品备件清单（暂定 10 套文件以及 2 套电子文档，实际提供数量需经招标方确认）

投标人应提供详细的备品备件清单，并给出订货时必需的数据，包括规格和价格。另外，还应提供一份能从独立的供应点获得的备品备件清单和/或消耗品清单，清单应提供直接购买所需的足够信息。

3.8 培训计划和培训材料

投标人应提供详细的培训计划，包括时间表和内容，作为草案供业主批复，并作为培训条款的最终版本。另外，适当的培训材料，如：手册、图纸和散发材料等应在培训过程中提供。

3.9 试验和检测报告（暂定 4 套文件，实际提供数量需经招标方确认）

所有的试验和调试记录和报告都应编写成试验和检测报告，并提交业主。（不仅限于以下试验，性能不低于所列要求）依照 IEC-61215 标准。

3.10 竣工文件

投标人应在运行验收结束后，提交 10 套竣工文件及 5 套光盘（暂定），实际提供数量需经招标方确认。

竣工文件应包括业主的意见及设备在安装过程中的修改，其详细程度应能使业主对所有的设备进行维护、拆卸、重新安装和调试、运行。

竣工文件中还应有操作和维护手册，为了安全和全面地远程控制设备的运行，必须非常详尽，以能实现数据评价编程和显示图表。

3.11 资料和图纸交付时间

3.11.1 设计资料和安装详图及说明应在合同签订后 1 个月内提交。

3.11.2 每批货随机提交质量保证和组件缺陷测试图像资料、电性能参数资料以及质量控制文件。

3.11.3 每项培训前 4 周提交培训计划和培训材料。

3.11.4 在预验收前提交试验和调试报告。

3.11.5 在预验收后 30 天内提交竣工文件。

3.11.6 维护和维修报告在每项措施采取后 1 周内提交。

第八章 性能验收试验

1 概述

1.1 本附件用于对投标方所提供的设备（包括对分包外购设备）进行性能验收试验，确保投标方所提供的设备符合相关规范的要求。

1.2 投标方应在本合同生效后半月内，向招标方提供与本合同设备有关的性能验收试验标准。

2 性能验收试验的内容

2.1 性能验收试验的目的为了检验合同设备及其附属设备的所有性能是否符合技术性能的要求。

2.2 性能验收试验的地点由买卖双方商定，一般为招标方现场。

2.3 性能验收试验的具体时间由投标方与招标方协商确定。

2.4 性能验收试验由招标方主持，投标方参加。试验大纲由招标方提供，与投标方讨论后确定，具体试验由投标方与招标方共同认可的测试单位进行。

2.5 性能验收试验的内容：按本技术协议的要求和国家有关规定进行。

2.6 性能验收试验的标准和方法：按本技术协议的要求和国家有关规定进行。

2.7 性能验收试验所需的测点、一次元件和就地仪表的装设都应由投标方提供，招标方提供配合。同时投标方还应提供试验所需的技术配合和人员配合。

2.8 性能验收试验费用

投标方试验的配合等费用已在合同总价内。其它费用，如试验在现场进行，由招标方承担；在投标方工厂进行，则已包含于合同总价之中。

2.9 性能验收试验结果的确认：性能验收试验报告以招标方为主编写，投标方派员参加，共同签字确认结论。如双方对试验的结果有不一致意见，双方协商解决；如仍不能达成一致，则提交双方上级部门协商。进行性能验收试验时，一方接到另一方试验通知而不派人参加试验，则被视为对验收试验结果的同意，并进行确认签字盖章。

3 设备试验要求

3.1 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，循环两次。

4) 性能要求：

a) 在试验过程中无间断断路或漏电现象；

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%。

3.2 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%。

3.3 绝缘测试

1) 目的：测定组件中的载流部分与组件边框之间的绝缘是否良好。

2) 试验条件：直流 1500V 加上两倍系统在标准测试条件下开路电压，持续 1min；加直流 500V 时，测绝缘电阻。

3) 性能要求：

-
- a) 无绝缘击穿或表面无破裂现象;
 - b) 绝缘电阻不小于 $50\text{M}\Omega$ 。
- 3.4 湿漏电试验
- 1) 目的: 评价组件在潮湿工作条件下的绝缘性能, 验证雨、雾、露水或溶雪的湿气不能进入组件内部电路的工作部分, 如果湿气进入该处可能会引起腐蚀、漏电或安全事故。
 - 2) 试验条件: 加直流 500V 时, 水喷淋引出端和边缘浸入水中, 确定绝缘电阻。
 - 3) 性能要求:
 - a) 无绝缘击穿或表面无破裂现象;
 - b) 绝缘电阻组件面积不小于 $40\text{M}\Omega/\text{m}^2$ 。
- 3.5 热循环试验
- 1) 目的: 确定组件承受由于温度反复变化而引起的热失配、疲劳和其他应力的能力。
 - 2) 试验条件: 使组件的温度在 $-40 \pm 2^\circ\text{C}$ 和 $85 \pm 2^\circ\text{C}$ 之间, 最高和最低之间的温度变化速率不超过 $100^\circ\text{C}/\text{h}$ 在每个极端温度下, 应保持稳定至少 10min , 一次循环不超过 6h , 循环次数 50 和 200 次。
 - 3) 性能要求:
 - a) 在试验过程中无间歇断路或漏电现象;
 - b) 无外观缺陷;
 - c) 绝缘电阻应满足初始试验的同样要求;
- 3.6 湿-冻试验
- 1) 目的: 确定组件承受高温、高湿之后以及随后的零下低温影响的能力。
 - 2) 试验条件: 从 $+85^\circ\text{C}$, 85% 相对湿度到 -40°C , 循环 10 次。
 - 3) 性能要求:
 - a) 在试验过程中无间歇断路或漏电现象;
 - b) 无外观缺陷;
 - c) 绝缘电阻应满足初始试验同样的要求;
 - d) 标准测试条件下最大输出功率的衰减不超过试验前测试值的 5% 。
- 3.7 湿-热试验
- 1) 目的: 确定组件承受长期湿气渗透的能力。
 - 2) 试验条件: 在 $+85^\circ\text{C}$, 85% 相对湿度下, 保持 1000 h 。
 - 3) 性能要求:
 - a) 无外观缺陷;
 - b) 绝缘电阻应满足初始试验的同样要求;
 - c) 标准测试条件下最大输出功率的衰减不超过试验前的 5% 。
- 3.8 室外暴露试验
- 1) 目的: 初步评价组件经受室外条件曝露的能力, 以揭示在实验室试验中可能测不出来的综合衰减效应。
 - 2) 试验条件: 太阳总辐射量 $60\text{ kWh}/\text{m}^2$ 。
 - 3) 性能要求:
 - a) 无外观缺陷;
 - b) 标准测试条件下的最大输出功率应大于制造厂规定的最小额定值;
 - c) 绝缘电阻应满足初始试验的同样要求。
- 3.9 紫外试验
- 1) 目的: 确定组件承受紫外(UV)辐照的能力。
 - 2) 试验条件: 组件温度 $60 \pm 5^\circ\text{C}$ 波长为 $280\text{--}385\text{nm}$ 的紫外照射 $15\text{ kWh}/\text{m}^2$, 其中 $280\text{--}320\text{nm}$ 波长的辐射至少为 $5\text{ kWh}/\text{m}^2$ 。
 - 3) 性能要求:
 - a) 无标准规定的严重外观缺陷;
 - b) 标准测试条件下的最大输出功率应大于制造厂规定的最小额定值;
 - c) 绝缘电阻应满足初始试验的同样要求。
- 3.10 热斑耐久试验
- 1) 目的: 确定组件承受热斑加热效应的能力, 如这种效应可能导致封装退化。电池不

匹配或裂纹、内部连接失效、局部被遮光或弄脏均会引起这种缺陷。

2) 试验条件：在最坏热斑条件下， 1000 W/m^2 辐照度照射 1h，共 5 次。

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同样的要求；

第九章 技术服务、设计联络

1 技术服务

投保方应保证如因投标方现场服务人员指导错误而出现质量问题，投标方应负全部责任。

1.1 投标方现场技术服务的目的是保证所提供的合同设备安全、正常投运。投标方应派出合格的、能独立解决问题的现场服务人员。投标方提供的包括服务人天数的现场服务表应能满足工程需要。如果由于投标方的原因，下表中的入天数不能满足工程需要，招标方有权追加入天数，且发生的费用由投标方承担；如果由于招标方的原因，下表中的入天数不能满足工程需要，招标方要求追加入天数，投标方应满足招标方的要求。

1.2 投标方服务人员的一切费用已包含在合同总价中，它包括诸如服务人员的工资及各种补助、交通费、通讯费、食宿费、医疗费、各种保险费、各种税费，等等。

1.3 现场服务人员的工作时间应与现场要求相一致，以满足现场安装、调试和试运行的要求。招标方不再因投标方现场服务人员的加班和节假日而另付费用。

1.4 未经招标方同意，投标方不应随意更换现场服务人员。同时，投标方应及时更换招标方认为不合格的投标方现场服务人员。

1.5 下述现场服务表中的天数均为现场服务人员入天数。

现场服务计划表

序号	技术服务内容	计划入日数	派出人员构成		备注
			职称	人数	

1.6 投标方现场服务人员的条件

1.6.1 遵守法纪，遵守现场的各项规章制度，熟悉并掌握现场和电厂有关方面的规章制度；

1.6.2 有较强的责任感和事业心；

1.6.3 了解合同设备的设计，熟悉其结构，有相同或相近机组的现场工作经验，能够正确地进行现场指导；

1.6.4 身体健康，适应现场工作的条件。

1.7 投标方现场服务人员的职责

1.7.1 投标方现场服务人员的任务主要包括催交设备、开箱检验货物、处理设备质量问题、指导安装和调试、参加试运和性能验收试验等。

1.7.2 在安装和调试前，投标方现场服务人员应向招标方进行技术交底，讲解和示范将要进行操作的程序和方法。

1.7.3 投标方现场服务人员有权处理现场出现的一切技术和商务问题。如现场发生质量问题，投标方现场人员应在招标方规定的时间内处理解决。

1.7.4 投标方对其现场服务人员的一切行为负全部责任。

1.7.5 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。

1.8 招标方的义务

招标方要配合投标方现场服务人员的工作，并在工作、生活、交通和通讯等方面提供方便。

2 培训

2.1 为使合同设备能正常安装和运行，投标方有责任提供相应的技术培训。培训内容应与工程进度相一致。

2.2 培训计划和内容。

培训计划表

	技术服务内容	计划人×天数	培训人员构成	备注
--	--------	--------	--------	----

序号			职 称	人 数	

- 2.3 培训的时间、人数、地点等具体内容由买卖双方商定。
- 2.4 投标方应为招标方培训人员提供设备、场地、资料、生活等培训条件。
- 2.5 招标方参加培训的交通、食宿、补助等费用由招标方承担，其它费用由投标方承担。
- 2.6 在招标方人员培训期间，投标方免费为招标方人员提供培训资料和其它必需品。
- 2.7 为了顺利完成培训，除非双方同意，投标方不应因假期中断对招标方人员的培训。

3 设计联络会

3.1 为了保证工程进度并能顺利开展工作，双方根据需要组织设计联络会以解决技术接口等问题。

3.2 在每次联络会前两周，投标方应向招标方提交技术文件和图纸，以便招标方在会上讨论和确认这些技术文件和图纸。

3.3 有关设计联络的计划、时间、地点和内容 by 双方商定。

3.4 设计联络会中确定的内容与本技术规范具有同等效力。

3.5 设计联络会(原则上定为 1 次)所发生的费用全部由投标方承担。

设计联络计划表

序号	次数	内 容	时间	地点	人数
1					
2					

第十章 工厂检验和监造

1 概述

- 1.1 本附件用于合同执行期间对投标方所提供的设备（包括对分包外购设备）进行工厂检验/试验、监造，确保投标方所提供的设备符合相关要求。
- 1.2 投标方应在本合同生效后半个月内，向招标方提供与本合同设备有关的监造、检验标准。

2 工厂检验

- 2.1 工厂检验是质量控制的一个重要组成部分。投标方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。
- 2.2 检验的范围包括原材料和元器件的进厂、部件的加工、组装、试验至出厂试验。
- 2.3 投标方检验的结果要满足相关标准的要求，如有不符之处或达不到标准要求，投标方要采取措施处理直至满足要求，同时向招标方提交不一致性报告。投标方发生重大质量问题时应将情况及时通知招标方。
- 2.4 工厂检验的所有费用包括在合同总价之中。

3 设备监造

- 3.1 监造依据
- 根据本合同的规定参加设备制造和出厂前的检验、试验并监造，但这并不代替和减轻投标方对设备质量的责任。
- 3.2 监造方式
- 监造方式分为文件见证、现场见证和停工待检，即 R 点、W 点、H 点。每次监造内容完成后，投标方和监造代表均须在见证表上履行签字手续。投标方复印 3 份，交监造代表 1 份。
- R 点：投标方只须提供检查或试验记录或报告的项目，即文件见证。
- W 点：招标方监造代表参加的检验或试验的项目，即现场见证。
- H 点：投标方在进行至该点时必须停工等待招标方监造代表参加的检验或试验的项目，即停工待检。
- 招标方接到见证通知后，应及时派代表到投标方检验或试验的现场参加现场见证或停工待检。如果招标方代表不能按时参加，W 点可自动转为 R 点，但 H 点如果没有招标方书面通知同意转为 R 点，投标方不得自行转入下道工序，应与招标方商定更改见证时间，如果更改后，招标方仍不能按时参加，则 H 点自动转为 R 点。

3.3 监造内容

3.3.1 主要项目

序号	监造部件	监造内容	监造方式			备注
			R	W	H	

- 3.3.2 招标方有权根据具体情况对以上所述监造内容进行增减。
- 3.3.3 投标方应配合招标方工作，并尽可能在通讯、住宿、饮食等方面给监造代表提供方便。
- 3.3.4 投标方有配合招标方监造的义务，并及时提供相关资料，并不由此发生任何费用。
- 3.3.5 招标方监造代表有权查（借）阅与合同监造设备有关的技术资料，如招标方认为需要复印存档，投标方应提供方便。

3.3.6 投标方应在现场见证或停工待检前 10 天将设备监造项目及时间通知招标方监造代表。

3.3.7 投标方应在见证后 10 天内将有关检查或试验记录或报告资料提供给招标方监造代表。

4 运输和开箱检验

4.1 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。

4.2 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。

4.3 检验方法

现场抽检

业主单位组织具备 CNAS/CNCA 认可资质的检测机构、监理、组件安装单位和组件供货企业共同组成现场验收小组。

4.3.1 检测依据

GB/T 6495.3 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 光伏器件 第 4 部分：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 6495.10 第 10 部分：线性特性测量方法

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

IEC 61730.1 光伏组件安全认证 第 1 部分：光伏组件的安全性构造要求

IEC 61215 地面用晶体硅光伏组件设计鉴定和定型

国家电力投资集团公司企业标准：《晶体硅太阳能电池组件质量检验标准》

CGC/GF003.1：2009 并网光伏发电系统工程验收基本要求

4.3.2 适用范围

适用于国家电力投资集团公司建设的光伏电站晶体硅太阳能电池组件到货现场质量检验和验收。

4.3.3 抽样比例

为保障测试的准确性，更好的表征组件的质量情况，本要求优先选择移动检测平台（车）对到货组件进行检测。在不具备移动检测平台（车）检测的情况下，采用便携式设备进行检测。本要求参考国家标准 GB/T 2828.1，结合电站现场的组件到货情况及测试方法，对到货组件采取随机抽样，抽样比例如下：

(1) 外包装检查以及到货组件材料符合性检验采取 100%抽样；

(2) 采用移动检测平台（车）测试方法时，其余抽检项目（外观、功率等）的抽检比例参照标准 GB/T2828.1 的相关规定执行，具体的抽检水平以每车到货组件为一个抽检批次，按特殊检验水平 S-3 抽检，且抽检比例不低于 1%。例如：每车到货组件为 1248 块，按照上述抽样比例，则每车抽样为 13 块。以 200MWp 电站和每块组件 250W 组件为例，则共计到货约 642 车，共抽样组件约 8346 块；

(3) 采用便携式 IV 测试方法时，其余抽检项目（外观、功率等）的抽检比例参照标准 GB/T2828.1 的相关规定执行，具体的抽检水平具体的抽检水平以每车到货组件为一个抽检批次，抽检比例为 0.5%。例如：每车到货组件为 1248 块，按照上述抽样比例，则每车抽样为 6 块。以 200MWp 电站和每块组件 250W 组件为例，则共计到货约 642 车，共抽样组件约 3852 块；

(4) 备注：每个抽样批抽样采用随机抽取，每车在不同位置随机选取 4 个包装箱，从中抽取；

4.3.4 检测设备要求

表 1 现场组件检验设备汇总表

序号	设备名称	测试内容	测试条件要求	设备主要技术要求	备注
----	------	------	--------	----------	----

1	组件功率测试仪	测试组件功率特性	25℃±2℃	采用 3A 光源 测试重复性：≤ 0.5%	适用移动检测 车方案
2	EL 测试仪	测试组件隐裂特性	暗室	像素：≥2144× 1414	适用移动检测 车方案
3	便携式红外光谱仪	测试组件背板材料特性	无	无	两个方案均适用
4	标准组件	定期标定组件功率测试仪	25℃±2℃	专业计量机构计量，含计量报告	适用移动检测 车方案
5	光谱仪	测试功率测试仪的光谱特性是否满足 3A 光源要求	25℃±2℃	测试波长：280nm— 1100nm	适用移动检测 车方案
6	小型标准组件	测试功率测试仪的均匀性是否满足 3A 光源要求	25℃±2℃	专业计量机构计量，含计量报告	适用移动检测 车方案
7	便携式 IV 测试仪	测试组件功率特性	辐照大于 700W/m ² ；且辐 照稳定	电流：0-10A 电压：0-100V	适用便携式测试方案
8	高精度辐照计	配合便携式 IV 测试仪使用	无	辐照测试误差小于 2%	适用便携式测试方案
9	红外测温仪	测试组件背板温度	无	可同时测试多点温度，并得到平均值、最大值等参数	两个方案均适用
12	直尺、卡尺等	检验组件外观特性	照明大于 500 流明	无	两个方案均适用
13	照相机				

4.3.5 检测组织机构

业主单位组织具备 CNAS/CNCA 认可资质的检测机构、监理、组件安装单位和组件供货企业共同组成现场验收小组。

4.3.6 检测内容

检测小组对组件进行开箱检查，并对组件进行性能验收测试，具体检测内容如下：

- (1) 外包装检查；
- (2) 资料符合性检查，包括生产方提供生产组件的原辅材料清单、组件的标称功率、条码、电性能检测结果记录、检验合格证、采用的标准组件以及功率测试仪设备校验记录等；
- (3) 组件外观特性及原材料特性检验；
- (4) 组件功率特性检验；
- (5) 组件隐裂特性检验；

4.3.7 检验流程

- (1) 检查组件外包装；
- (2) 根据合同清点批次现场具体数量、检查设计规格等；
- (3) 审核供应商文件记录（原材料采购、制作记录、测试记录等）和资质证明；
- (4) 进行开箱抽检，抽检要求按照 3. (2)-3. (3) 的要求，随机抽取；
- (5) 对产品的外观、关键性能等进行现场测试，并根据抽检产品的合格率做出是否正常交付、产品送第三方实验室检测或产品不合格的判定。

4.3.8 检验方法及检验标准

(1) 外包装检查

检验方式：全检。

检验方法：目视。

检验内容：

- 1) 外包装质量，箱体印刷字迹等情况；

2) 标签粘贴情况。

合格判据：

- 1) 成箱组件在运输车辆上无明显偏移、倾斜、撞击和雨淋；
- 2) 外包装良好，无破损，印刷字迹清晰；条形码标签齐全，字迹清晰。

(2) 清点批次现场具体数量、检查设计规格

检验方式：全检。

检验方法：对照装箱单，清点批次现场具体数量、检查设计规格。

检验设备：无。

检验内容：组件数量及设计规格。

合格判据：组件数量齐全，设计规格和尺寸满足合同要求。

(3) 审核批次供应商文件记录

检验方式：全检。

检验方法：核对。

检验内容：

- 1) 原辅材料清单、入厂检验合格记录等；
- 2) 组件成品检验测试记录；
- 3) 制作工艺记录，并对原始的关键性能测试数据进行复查。

合格判据：

- 1) 原辅材料清单满足合同规定厂家及型号，且入厂检验合格；
- 2) 组件出厂前成品检验测试数据齐全，且检验合格；
- 3) 组件生产过程中的检验记录齐全，且满足标准要求。

(4) 组件外观检验

检验方式：抽检，抽样方式和抽样数量参照 3. (2)、3. (3) 的要求。

检验方法：目视检查。

检验设备：照相机。

检验内容：组件有无外观缺损，玻璃、铝合金框、背板、接线盒（包括电缆，接头）和硅胶，串焊、叠层排布情况等。

合格判据：

- 1) 外表面干净，边框表面无明显划伤；
- 2) 无破碎、裂纹、针孔的单体电池；
- 3) 电池片崩边、缺角符合标准（IEC61215）要求；
- 4) 组件内的电池片之间、两边电池片与玻璃边缘之间无明显位移；
- 5) 组件内无毛发、虫子等杂物；
- 6) 组件内气泡符合标准（IEC61215）要求；
- 7) 背板无明显折皱、凹坑和刮痕；
- 8) 单块组件内电池片之间无明显色差和花片。

(5) 组件原材料特性检测

检验方式：抽检，抽样方式和抽样数量参照 3. (2)、3. (3) 要求。

检验方法：设备实际测试。

检验设备：便携式红外光谱仪。

检验内容：组件背板原材料材质以及背板光折射度。

合格判据：满足合同要求的背板材质。

(6) 组件功率特性测试

1) 采用移动检测平台（车）测试

检验方式：抽检，抽样方式和抽样数量参照 3. (2)、3. (3) 的要求。

检验方法：设备实际测试。

检验设备：组件功率测试仪。

检验内容：组件的功率特性。

合格判据：

- 1) 所抽组件功率的 I-V 特性曲线平滑、无明显台阶；
- 2) 每块组件的功率为正偏差；

备注：记录最大功率以及工作电流的复测值，并比较分析与出厂检测原始数据的偏差。

2) 便携式测试方法

检验方式：抽检，抽样方式和抽样数量参照 3. (3)、3. (3) 要求。

检验方法：设备实际测试

检验设备：便携式 IV 测试仪

检验内容：组件的功率特性。

合格判据：

- 1) 所抽组件功率的 I-V 特性曲线平滑、无明显台阶；
- 2) 组件功率测试值与出厂检测原始数据的负偏差不超过 2%。

备注：温度系数以产品认证报告中的数据为准。

(7) 组件 EL 特性测试

检验方式：抽检，抽样方式和抽样数量参照 3. (2)-3. (3) 要求。

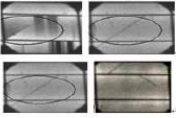
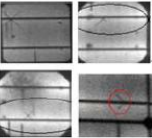
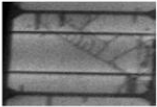
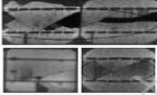
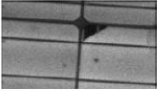
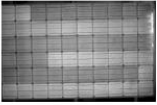
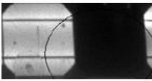
检验方法：设备实际测试。

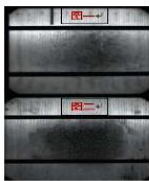
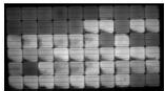
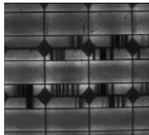
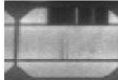
检验设备：EL 测试仪。

检验内容：组件是否存在隐裂。

合格判据：符合下表要求：

表 C.1 晶体硅光伏组件 EL 特性质量要求

项目	图例	不合格要求
线状隐裂		(1) 同一组件上>3处； (2) 同一电池上>1处
十字隐裂		(1) 同一组件上大于3处； (2) 同一电池上大于1处；
片状隐裂		(1) 单片电池隐裂面积<12cm ² ，同一组件上>5片； (2) 单片电池隐裂面积≥12cm ² ；
碎片		(1) 片电池碎片面积<8mm ² ，同一组件上>6片； (2) 片电池碎片面积≥8mm ²
缺角		(1) 单片缺角面积<6mm ² ，同一组件上>4片； (2) 单片缺角面积≥6mm ² ；
功率混档		(1) 高档位电池片混入低档位组件中≤2 片根据组件功率判断, I-V 曲线有台阶； (2) 高档位电池片混入低档位组件中>2 片；
短路		(1) 存在短路现象

项目	图例	不合格要求
黑心片		(1) 黑心程度超过图二； (2) 单片电池黑心面积占整片电池面积比例 $<25\%$ ，黑心片数量 $\geq 15\%$ 组件数量； (3) 黑心程度超过图一；
工艺污染		(1) 单片电池污染面积 $<1/3$ ，污染片大于8片； (2) 单片电池污染面积 $\geq 1/3$
断栅		(1) 单片断栅面积超过2%； (2) 单片断栅面积2%—10%，断栅片数占组件总片数比例 $\geq 30\%$ ； 3、存在单片断栅面积大于10%的电池片。
过焊		(1) 存在过焊

4.3.9 组件批次判定标准

对到货组件批次产品的外包装、文件检查、组件外观以及关键性能现场测试结果进行整理分析，根据抽检产品的合格率做出是否正常交付、产品送第三方实验室检测或产品不合格的判定。具体判定依据如下：

- (1) 外包装要求全部满足合格判据要求；
- (2) 组件数量要求全部满足合格判据要求；
- (3) 符合性文件要求全部满足合格判据要求；
- (4) 组件外观要求按照国标 GB/T 2828.1 中 AQL2.5 标准执行，判据如下：

被抽检组件仅发生 1 块不合格，可以判定该批次合格；超过 1 块组件不合格，需要加抽原抽检相同数量组件，如仍有超过 1 块不合格，则判定该批次组件不合格；

- (5) 组件原材料要求全部满足合格判据要求；
- (6) 采用便携式 I-V 测试仪测试组件功率特性时，判据如下：

被抽检组件的功率负偏差全部在小于 2%，判定为合格；

如被抽检组件功率负偏差大于 2%，将功率负偏差超过 2%的组件送具有 CNAS 检测的第三方机构进行复检。复检结果若全部满足组件额定功率正偏差，可以判定该批次合格；如发生有 1 块为组件额定功率负偏差，则判定为该批次不合格。

- (7) 采用移动检测平台（车）测试组件功率特性时，判据如下：

被抽检组件仅发生 1 块组件不合格，可以判定该批次合格；超过 1 块组件不合格，另需要加抽原抽检数量相同组件，如仍有超过 1 块不合格，则判定该批次组件不合格；

- (8) 组件 EL 特性测试要求按照国标 GB/T 2828.1 中 AQL2.5 标准执行，判据如下：

被抽检组件仅发生 1 块组件不合格，可以判定该批次合格；超过 1 块组件不合格，另需要加抽原抽检数量相同组件，如仍有超过 1 块不合格，则判定该批次组件不合格。

5 性能验收检验

5.1 概述

5.1.1 本附件用于对投标方所提供的光伏电池组件（包括对分包外购零部件）进行性能验收检验，确保投标方所提供的光伏电池组件符合附件 1 规定的要求。

5.1.2 性能验收检验的目的为了检验合同设备的所有性能是否符合附件 1 的要求。

5.1.3 性能验收检验的地点由合同确定，一般为招标方现场或投标方工厂。

5.1.4 性能验收检验由招标方主持，投标方参加。检验大纲由招标方提供，与投标方讨论后确定。如检验在现场进行，性能验收检验所需的就地仪表、仪器的装设应由委托第三方提供，投标方应派出技术人员配合；如检验在工厂进行，试验所需的人员、仪器和设备等由投标方提供。

5.1.5 性能验收包括验收检验和试运行两部分

5.2. 试运行（可靠性运行）

每发电单元组件的可靠性运行应当通过在太阳辐射强度不低于 $400\text{W}/\text{m}^2$ 的条件下进行其累计 240 小时、并无任何会影响长期运行的缺陷的运行来考核。在可靠性运行期间发生因电网故障或其他原因，并且不为投标人控制的原因而造成的停机不作为不利于投标方的理由。这种停机时间不应加进 240 小时，以确保光伏组件净可靠的运行时间为 240 小时。如果发电单元的组件的可靠性运行因为某个缺陷而中断，投标方应当对此缺陷立即进行修理，该发电单元的可靠性运行应重新计时，直至 240 小时。

当每单元的最后发电单元通过 240 小时试运行后，招标方签发该电站全部光伏组件的预验收证书，并确认该单元光伏组件开始进入质保期。

5.3. 试运行期的检查

在调试期或试运行期发现设备有缺陷，原因包括但不限于潜在的缺陷或使用了不当材料，业主或业主委托方应当向权威机构提出要求检验的申请，并有权根据检验证书的效力和保修证明向投标人提出索赔要求。

在整个检验过程中，如果发现投标人提供的技术标准不完整，权威机构有权根据业主方所在国当前有效标准和/或其他被权威机构认为适合的标准实施检验。

5.4. 最终验收

全部光伏电站的质保期满后，并且已满足上述条件，招标方签署最终验收的全部文件。

第十一章 附图

无

附件 4：技术规范书 N 型

滨州沾化区 2GW 渔光互补发电项目一期工程

光伏组件设备（182 型）

招标技术规范书

2023 年 5 月

目录

目录	11
第一章 总则	1
1 主要设备需求表	1
2 一般规定	1
3 工作范围和进度要求	1
4 对设计图纸、说明书和试验报告的要求	1
5 备品备件	1
6 专用工具与仪器仪表	2
7 安装、调试、性能试验、试运行和验收	2
8 标准和规范	2
9 包装、运输	3
第二章 工程概况	4
1 项目概况	4
2 环境条件	4
3 系统条件	4
第三章 技术要求	5
1 光伏高效组件	5
2 单晶硅光伏组件材料/部件产地	10
3 其它要求	11
第四章 技术参数响应表	12
第五章 技术差异表	14
第六章 供货范围	15
1 一般要求	15
2 工作范围	15
表 1 供货范围清单：	15
附表 2 主要外购元器件清单	16
附表 3 必需的备品备件	16
附表 4 必需的专用工器具及仪器仪表	16
附表 5 推荐的专用工器具及仪器仪表	16
附表 6 消耗品清单	16
第七章 交货进度及技术资料	17
第八章 性能验收试验	19
第九章 技术服务、设计联络	22
1 技术服务	22
2 培训	22
3 设计联络会	23
第十章 工厂检验和监造	1
第十一章 附图	8

第一章 总则

1 主要设备需求表

序号	名称	规格型号	备注
1	N 型单晶硅双面 双玻组件	570Wp	数量见招标范围
2	组件间连接电缆和电连接器		

注：以上供货范围数量仅作为参考数量，最终数量以招标方订单或设计院施工图为准，整个工程期间以实际订单数量核定增减费用，设备单价不变。

2 一般规定

2.1 投标方应具备招标公告所要求的资质，具体资质要求详见招标文件的商务部分。本技术规范中涉及有关商务方面的内容，如与商务部分有矛盾，以商务部分为准。商务部分中涉及技术方面的内容，如与技术部分有矛盾，以技术部分为准。

2.2 投标方提供的设备本体及其附件应符合招标文件所规定的要求，如有偏差，应专门加以详细描述。

2.3 本招标文件技术规范将作为订货合同的附件，与合同具有同等的法律效力。本招标文件技术规范未尽事宜，由合同签约双方在合同谈判时协商确定。

2.4 对投标方的资质要求见商务部分。

3 工作范围和进度要求

3.1 本招标文件仅适用于技术规范专用部分货物需求一览表中所列的设备。其中，包括变压器本体及其附件的功能设计、结构、性能、安装和试验等方面的技术要求，以及供货和现场技术服务。

3.2 技术协议签订后，投标方应在 1 周内，向招标方提交一份详尽的生产进度计划表。如生产进度有延误，投标方应及时将延误的原因、产生的影响及准备采取的补救措施等向招标方加以解释，并尽可能保证交货的进度。否则应及时向招标方通报，以便招标方能采取必要的应对延迟交货的措施。

4 对设计图纸、说明书和试验报告的要求

4.1 图纸及图纸的认可和交付

4.2 所有需经招标方确认的图纸和说明文件，均应由投标方在技术协议签订后的 1 周内提交给招标方进行审定认可。招标方审定时有权提出修改意见。在未经招标方对图纸做最后认可前，投标方任何采购或加工所造成的材料损失应由投标方单独承担。

4.3 投标方在收到招标方确认图纸（包括认可方修正意见）后，经修改应于 1 周内有关单位提供最终版的正式图纸和一套供复制用的底图及正式的 CAD2004 文件电子版，正式图纸必须加盖生产厂家公章和签字。

4.4 图纸的格式：所有图纸均应有标题栏、全部符号和部件标志、文字均用中文书写，并使用 SI 国际单位制。

投标方应免费提供给招标方全部最终版的图纸、资料及说明书。其中图纸应包括总装配图及安装时设备位置的精确布置图，并且应保证招标方可按最终版的图纸资料对所供设备进行维护，并在运行中便于进行更换零部件等工作。

4.5 试验报告

4.5.1 投标方应提供全部试验报告，包括例行、型式和特殊试验报告。

5 备品备件

5.1 投标方应供安装时必需的备品备件，费用应包括在投标总价中。

5.2 招标方根据需要提出备品备件，投标方应按项目分项报价，备品备件价格应含在投标总价中。

5.3 投标方应推荐能使用的备品备件，并分别列出其单价和总价供招标方选购。

5.4 所有备品备件应为全新产品，与已经安装设备的相应部件能够互换，具有相同的规格材质和制造工艺。

5.5 所有备品备件应单独包装装在箱内，采取防尘、防潮、防止损坏等措施后与主设备一并发运，并标注“备品备件”以区别本体。

5.6 在设备投产后三年内，以不超过备品备件的投标单价提供备品备件，其他以商务部分约定为准。

6 专用工具与仪器仪表

6.1 投标方提供安装时必需的专用工具和仪器仪表，费用应包括在投标总价中。

6.2 招标方根据需要提出的专用工具和仪器仪表放入第二部相应表中，投标方应分项列出其单价和总价，价款包含在投标总价中。

6.3 投标方应推荐能使用的专用工具和仪器仪表，并分别列出其单价和总价，供招标方选购。

6.4 所有专用工具与仪器仪表必须是全新的、先进的且须附详细使用说明资料。

6.5 专用工具与仪器仪表应单独包装装于箱内，注明“专用工具”“仪器仪表”，并标明防潮、防尘、易碎、向上、勿倒置等字，同主设备一并发运。

7 安装、调试、性能试验、试运行和验收

7.1 合同设备的安装、调试由招标方根据投标方提供的技术文件和说明书的规定在投标方技术人员指导下进行。

7.2 合同设备的性能试验、试运行和验收根据本规范书规定的标准、规程规范进行。

7.3 完成合同设备安装后，招标方和投标方应检查和确认安装工作，并签署安装工作证明书，共两份、双方各执一份。

7.4 验收时间为安装、调试、性能试验和试运行完成后三个月内。在此期间，如果所有的合同设备都已达到各项技术指标，并稳定运行 240 小时，买卖双方应签署合同设备的验收证明书，该证明书共两份、双方各执一份。

8 标准和规范

8.1 合同设备包括投标方向其他厂商购买的所有附件和设备，所有设备都应符合相应的标准、规范或法规的最新版本或其修正本的要求，除非另有特别外。标准有冲突时，按现行较高标准执行。

8.2 投标方提供的设备和配套件要符合以下标准但不局限于以下标准：

合同设备应符合本技术条款的要求，本技术规范未作规定的要求按照下述标准执行。除本规范对标准和规程另有规定，合同项下所使用和提供的所有设备、器件、材料和所有设计计算及试验应根据以下最新版本的标准和规程或经批准的其他标准或同等的适用于制造国的其他相关标准。如提供的设备或材料不符合如下标准，其建议标准和以下标准之间的所有详细区别应予以说明，投标人应就其可能影响设备设计或性能内容的标准用中文文本提供给招标人，供其批准。

国际电工委员会标准：

IEC 61215 《地面用晶体硅光伏组件设计鉴定和定型》

IEC 61345 《太阳能电池组件的紫外试验》

IEC 61730 《光伏组件安全鉴定》

IEEE 1262 《太阳能电池组件的测试认证规范》

国家标准：

GB 2297 《太阳光伏能源系统术语》

GB 6497 《地面用太阳能电池标定的一般规定》

GB 6495.1 《光伏器件 第 1 部分：光伏电流—电压特性的测量》

GB 6495.2 《光伏器件 第 2 部分：标准太阳能电池的要求》

GB 6495.3 《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 6495.4 《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 6495.5 《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 6495.7 《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 6495.8 《光伏器件 第 8 部分：光伏器件光谱响应的测量》

GB 6495.9 《光伏器件 第 9 部分：太阳模拟器性能要求》

GB 20047.1 《光伏(PV)组件安全鉴定 第 1 部分：结构要求》

GB 20047.2 《光伏(PV)组件安全鉴定 第 2 部分：试验要求》

GB/T 9535 《地面用晶体硅光伏组件 设计鉴定和定型》

GB/T 18912 《太阳能电池组件盐雾腐蚀试验》

GB/T 11010 《光谱标准太阳能电池》

行业标准：

SJ/T 2196 《地面用硅太阳能电池电性能测试方法》

SJ/T 9550.29 《地面用晶体硅太阳能电池单体 质量分等标准》
SJ/T 9550.30 《地面用晶体硅太阳能电池组件 质量分等标准》
SJ/T 10173 《TDA75 单晶硅太阳能电池》
SJ/T 10459 《太阳能电池温度系数测试方法》
SJ/T 11061 《太阳能电池电性能测试设备检验方法》
SJ/T 11209 《光伏器件 第6部分 标准太阳能电池组件的要求》

企业标准：

国家电力投资集团有限公司《光伏电站晶体硅光伏组件选型技术规范》

9 包装、运输

9.1 投标方交付的所有货物要符合国家主管机关的规定，具有适合长途运输和装卸的坚固包装。包装应保证在运输、装卸过程中完好无损，并有减振、防冲击及防磨损措施。

9.2 对裸装货物应在金属标签上注明上述有关内容。并要带有足够的货物支架或包装垫木。

9.3 每件包装箱内，应附有包括：名称、数量的详细装箱单、合格证。包装箱内应有产品出厂质量合格证明书、用户说明书各一份。

9.4 专用工具（如有）分别包装并按上述内容。

9.5 各设备的松散零星部件应采用良好包装方式，装入尺寸适当的箱内。随整车发送。

第二章 工程概况

1 项目概况

1.1 项目名称：滨州沾化区 2GW 渔光互补发电项目一期工程

1.2 工程地址：本工程位于山东省滨州市沾化区，占地面积约 3616 公顷，本期为一期工程。地处东经 $118^{\circ} 6' 27.27''$ ，北纬 $38^{\circ} 6' 46.00''$ ，距沾化区中心约 45km。

1.3 运输方式：铁路、公路。

2 环境条件

	海拔高度 (m)	8m
环境温度和冷却介质温度 (°C)	最高气温	40.9°C
	最低气温	-21.4°C
	最热月平均温度	/
	最高年平均温度	/
耐地震能力	地面水平加速度	0.10g
	正弦共振三个周期，安全系数 1.67 以上	
风速 (m/s)		离地面高 10m 处，维持 10min 的平均最大风速 21m/s
月平均最高相对湿度，25°C 下 (%)		>90%
日照强度 (W/cm ²)		0.1
覆冰厚度 (mm)		10
污秽等级		e 级

3 系统条件

3.1 最高运行电压：DC1500V

3.2 与其他设备连接方式：电缆接入，MC4/QC4 插接头连接；

3.3 安装地点：户外安装。

第三章 技术要求

1 光伏高效组件

1.1 一般要求

(1) 针对每个太阳能光伏电站，除光伏电站特殊要求外，投标人应采用一致的规格投标。

(2) 组件类型必须是高效单晶发电单体电池，规格为（72 片或 144 半片）570Wp（正面标准状态下测试）及以上__N__型高效单晶双面双玻组件，电池组件转换效率 $\geq 22.06\%$ 。

*** (3) 最大系统电压 $\geq 1500V$ 。安全等级为 CLASSII。**

*** (4) 输出功率范围及公差：投标产品规格型号为高效单晶 $\geq 570Wp$ ，正公差。**

(5) 填充因子： $\geq 75.0\%$ 。符合 IEEE 1262《太阳电池组件的测试认证规范》。

(6) 太阳能光伏组件所标参数均在标准条件下，其条件（光谱辐照度： $1000W/m^2$ ；AM 1.5；温度： $25^\circ C$ ）

(7) 光伏电池组件长度_____mm，宽度_____mm，厚度_____mm，（带全边框），（**投标人按实际尺寸填报**）投标人应根据光伏电站的资源状况、交通运输条件、组件规格推荐符合光伏组件质量标准的合理尺寸。

*** (8) 应具有可靠的抗风压、抗冰雹冲击能性试验。耐雹撞击性能： $23m/s$ ；耐风压： $2400Pa$ ；荷载： $\geq 5400Pa$ 。**

*** (9) 运行环境温度范围： $(-40\pm 2)^\circ C$ 到 $(85\pm 2)^\circ C$ 。**

(10) 生存环境温度范围：详见环境条件。

(11) 符合 IEC61400-21、IEC61215 的长期室外电气和机械性能标准要求。

(12) 试验报告符合 IEC-61215 标准。

(13) 电池与边框距离 $>3mm$ 且符合国家电投集团公司《晶体硅太阳能电池组件质量检验标准》。

*** (14) 高效单晶光伏组件： N 型双玻电池组件 1 年功率衰减 $\leq 1.0\%$ ；2 年功率衰减 $\leq 1.4\%$ ；10 年功率衰减 $\leq 4.6\%$ ；30 年功率衰减 $\leq 12.6\%$ （1 年指 12 个月、10 年指 120 个月、30 年指 360 个月）。且逐年的功率衰减数值中已包含了电位诱导衰减（PID）效应的结果。**

(15) 最大承载电流符合 GB 20047.1《光伏（PV）组件安全鉴定 第 1 部分：结构要求》

(16) 选用电池符合《地面用晶体硅太阳能电池单体 质量分等标准》的 A 级品。

(17) 标称工作温度、峰值功率温度系数、开路电压温度系数、短路电流温度系数符合 SJ/T 10459《太阳电池温度系数测试方法》。

(18) 工作温度范围符合 GB/T 9535《地面用晶体硅光伏组件 设计鉴定和定型》。

(19) 工作电压、工作电流符合 IEEE 1262《太阳电池组件的测试认证规范》。

*** (20) 热冲击： $-40\pm 2^\circ C$ 到 $+85\pm 2^\circ C$ 。**

(21) 光伏电池组件要求其电池片需为同一批次原料，表面颜色均匀一致无斑点、无色差、无机械损伤、无隐裂，焊点无氧化斑、栅线完整均匀、无虚印，玻璃无压痕、皱纹、彩虹、裂纹、不可擦除污物、开口气泡均不允许存在，电池组件的 I-V 曲线基本相同。

(22) 在电池电极两端加正向电压，使电流密度大小和电池短路电流密度相当，用分辨率优于 0.5 mm/pixel 或 130 万像素以上的红外相机采集图像。

(23) 电池组件的封装层中不允许气泡或脱层在某一片电池或组件边缘形成一个通路。

(24) 光伏电池组件必须具备抗 PID 功能。（提供认证证书）

1.2 光伏玻璃

应当采用保证光伏组件运行的高可靠性的材料。投标人应当负责对购进的低铁半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招标方。提供数据需满足或好于以下参数：

玻璃厚：双玻组件 $\geq 2.5mm$ ，厚度公差 $\pm 0.2mm$ 。

光伏电池组件用高铁半钢化玻璃铁含量应不高于 0.015% 。

太阳光直接透射比：在 $380nm\sim 1100nm$ 光谱范围内，太阳电池组件用半钢化玻璃的太阳光直接透射比应 $\geq 91.5\%$ ，镀膜半钢化玻璃的太阳光直接透射比应 $\geq 93.5\%$ 。

偏差：边长误差 $\pm 1mm$ ，两对角线差值 $\leq 3mm$ ，光伏电池组件用玻璃弓形弯曲度不应超过

0.2%；波形弯曲度任意 300mm 范围不应超过 0.3mm。

缺陷类型：无压痕、皱纹、彩虹、霉变、线条、线道、裂纹、不可擦除污物、开口气泡均不允许存在。长度 $\leq 5\text{mm}$ ，宽度 $\leq 0.1\text{mm}$ 的划痕数量 ≤ 3 条/ m^2 ；同一组件允许数量 ≤ 5 条；不允许直径 $> 2\text{mm}$ 的圆形气泡， $0.5\text{mm} \leq \text{长度} \leq 1.0\text{mm}$ 圆形气泡不超过 5 个/ m^2 ， $1.0\text{mm} \leq \text{长度} \leq 2.0\text{mm}$ 圆形气泡不超过 1 个/ m^2 ， $0.5\text{mm} \leq \text{长度} \leq 1.5\text{mm}$ 长形气泡数量不超过 5 个/ m^2 ， $1.5\text{mm} \leq \text{长度} \leq 3.0\text{mm}$ 且宽度 $\leq 0.5\text{mm}$ 的长形气泡不超过 2 个/ m^2 ；不允许固体夹杂物；对镀膜玻璃， 45° 斜视玻璃表面，无七彩光，无压花印。

不允许出现线条、皱纹、裂纹、压痕、彩虹、霉变、污垢、明显划伤、疵点、结石、缺角、开口气泡、尖锐、锋利边角、崩边、爆边、齿状缺陷，不允许存在固体夹杂物。不允许长度超过 5mm 的划伤或直径超过 2.0mm 的气泡。

1.3 单晶硅电池片

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电池片取样试验（如果出现异常情况，次数应当增加），并将对结果进行分析，或供应商提供的试验报告，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) 电池片一般按外形尺寸边长为 $182\text{mm} \times 182\text{mm}$ 设计，所有电池片尺寸应一致，误差范围在 0.1% 以内；电池片表面颜色均匀，无裂纹、无隐裂、破碎、针孔，无明显色斑，虚印，漏浆，手印，水印，油印，脏污等；不允许“V”型崩边、缺角，且崩边、缺角不能到达栅线；“U”型崩边长度 $\leq 3\text{mm}$ ，宽度 $\leq 0.5\text{mm}$ ，深度 $\leq 1/2$ 电池片厚度，单片电池片数量 ≤ 1 处，同一组件内崩边电池片数量 ≤ 2 个；“U”型缺角长度 $\leq 5\text{mm}$ ，深度 $\leq 1.5\text{mm}$ ，单片电池片内数量 ≤ 1 处，长度 $\leq 3\text{mm}$ ，深度 $\leq 1\text{mm}$ ，单片电池片内数量 ≤ 2 个；划痕长度 $\leq 10\text{mm}$ ，单片电池片划痕数量 ≤ 1 条，同一组件内崩边电池片数量 ≤ 2 个；栅线颜色一致，无氧化、黄变，不允许主栅缺失，断栅长度 $\leq 1\text{mm}$ ，单片电池片断栅数量（正面） ≤ 3 条，同一组件断栅电池片 ≤ 2 个，不允许连续性断栅；助焊剂印 $\leq 10\text{mm}^2$ ，单片电池片助焊剂印数量 ≤ 2 处，同一组件有助焊剂印电池片 ≤ 5 处；焊带偏移量 $\leq 0.3\text{mm}$ ，数量 < 3 处，主栅线与焊带之间脱焊长度 $< 5\text{mm}$ ；电池片串间距偏移量 $\leq 0.5\text{mm}$ ，电池片到铝边框距离 $> 3\text{mm}$ 。

(2) N 型单晶硅基电阻率 $\leq 3.5\Omega \cdot \text{cm}$ （GB/T 1551《硅单晶电阻率测定方法》）

(3) N 型单晶基体少子寿命（裸测最小值） $\geq 500\mu\text{s}$ ；（GB/T 1553《硅和锗体内少数载流子寿命测定光电导衰减法》）

(4) N 型单晶氧浓度： $\leq 0.8 \times 10^{18}\text{atoms}/\text{cm}^3$ （GB/T 1557《硅晶体中间隙氧含量的红外吸收测量方法》）。

(5) N 型单晶碳浓度： $\leq 5 \times 10^{16}\text{atoms}/\text{cm}^3$ ；（GB/T 1558 测定硅单晶体中代位碳含量的红外吸收方法）。

(6) 印刷偏移 $< 0.5\text{mm}$ ；

(7) 漏浆不允许边缘漏浆，正面漏浆面积 $< 1\text{mm}^2$ ，个数 < 1 个；背电极缺损面积 $\leq 2.0\text{mm}^2$ ，且个数 ≤ 5 个；背面电场漏硅总面积 $\leq 1.0\text{cm}^2$ ，且个数 ≤ 5 个；允许 3 处高度不超过 0.2mm 的铝包。

(8) 外观要求：无可视裂纹、无隐裂、崩边、崩角、缺口、虚印、色斑、水印、手印、油污、划痕；色差面积 $\leq$ 电池片面积 $1/3$ ；结点面积 $\leq 1.0\text{mm} \times 0.3\text{mm}$ ，结点个数 ≤ 6 个，结点面积 $\leq 0.3\text{mm} \times 0.3\text{mm}$ 不做结点处理。

(9) 背铝平整；不能存在铝珠、褶皱、铝刺。

(10) 弯曲度：双面组件 $\leq 2.0\text{mm}$ 。

(11) 栅线不允许黄变；主栅线缺失主栅线宽度方向缺损 $\leq 0.5\text{mm}$ ，主栅线长度方向缺损 $\leq 1.0\text{mm}$ ，缺损处 ≤ 1 个；主栅线脱落不允许。

(12) 电池片应为 A 级，并符合 SJ/T 9550.29《地面用晶体硅太阳能电池单体 质量分等标准》

1.4 封装胶膜

组件封装胶膜采用聚乙烯-辛烯共聚物（以下简称 POE）：

投标人应当负责对购进的 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招标方。

正、背面 POE 数据需满足或好于以下参数。

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，无可见杂质、无气泡、压花清晰
2	颜色	无色透明
3	尺寸	宽度、厚度符合协定尺寸，宽度允许公差为±10mm
4	克重	≥430g/m ² （POE）；
5	交联度	60%≤交联度≤95%（POE）；
6	剥离强度（与玻璃）	≥60N/cm（POE）；
7	拉伸强度	≥5 MPa（POE）；
8	断裂伸长率	≥500%（POE）；
9	收缩率	纵向(MD) <3.0%，横向(TD) <1.5%
10	吸水率	<5.0g/(m ² ·24h)（POE，红外法）；
11	耐紫外老化	黄色指数变化<3.0；实验后胶膜不龟裂、不变色、不鼓泡、无气泡群；断裂伸长率保持率≥50%；
12	恒定湿热老化性能	与玻璃剥离强度>40N/cm，黄色指数变化<3.0
13	抗PID性能	光伏组件在最大系统电压的正偏压与负偏压下，温度85℃、湿度85%RH、192h的PID测试后，功率衰减≤5%；

电池组件的封装层中不允许气泡或脱层在某一片电池或组件边缘形成一个通路。

1.5 背玻璃（双面双玻组件）

双面双玻组件背板应采用高可靠性的玻璃材料。投标人应当负责对购进的半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。

玻璃厚：≥2.5mm，厚度公差±0.2mm。

双面光伏电池组件背面用半钢化玻璃。

偏差：边长误差±1mm，两对角线差值≤3mm，光伏电池组件用玻璃弓形弯曲度不应超过0.2%；波形弯曲度任意300mm范围不应超过0.3mm。

缺陷类型：无压痕、皱纹、彩虹、霉变、线条、线道、裂纹、不可擦除污物、开口气泡均不允许存在。长度≤5mm，宽度≤0.1mm的划痕数量≤3条/m²；同一组件允许数量≤5条；不允许直径>2mm的圆形气泡，0.5mm≤长度≤1.0mm圆形气泡不超过5个/m²，1.0mm≤长度≤2.0mm圆形气泡不超过1个/m²，0.5mm≤长度≤1.5mm长形气泡数量不超过5个/m²，1.5mm≤长度≤3.0mm且宽度≤0.5mm的长形气泡不超过2个/m²；不允许固体夹杂物；对镀膜玻璃，45°斜视玻璃表面，无七彩光，无压花印；不允许固体夹杂物；

1.6 背板（单面单玻组件）

单面单玻组件背板材料应为含氟复合膜或更高技术标准等级膜，膜厚0.285mm以上，水蒸气透过率小于2.5g/m²·d（红外法（38℃，100%RH）），其中PET层厚度不低于275μm。

背板选材及供应厂家须与获得的 PID 等认证产品一致，且已进行大规模长时间的稳定生产。背板供应厂家从肯博、伊索、韩国 SFC、台虹福斯特 BEC-301，中来 FFC-JW30、东洋铝业、赛伍或同等品牌及质量的厂家中进行选择。

1.7 接线盒

建议选用人和、博斯特、意通、中环、快可、易通品牌。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 $\geq$ 额定电流的 1.5 倍

* (2) 最大耐压 $\geq 1500V$

* (3) 使用温度 $-40\sim 85^{\circ}C$

(4) 工作湿度范围 5%~95%

* (5) 防护等级不小于 IP65

项目	指标	备注
外观	接线盒具有不可擦除的标识：产品型号、制造材料、电压等级、输出端极性、警示标识；连接器不得有锈蚀或镀层脱落等；接线盒外观清洁平整、色彩均匀、无划伤、无明显注塑缺陷、无毛刺锐边。电缆与连接器连接牢固、无破损现象、正负极连接正确。	
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 $\pm 1mm$ 。厚度满足 UL 黄卡的厚度参数。	
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 $\geq 20N$ ；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	接线盒与背板粘结点、连接器间及连接器与线缆连接处抗拉力 $\geq 150N$ ；引出线与盒体连接抗拉力 $\geq 100N$ ；	
接触电阻	连接头接触电阻 $\leq 0.5m\Omega$	
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 CNCA/CTS0003: 2010 中 5.3.18 进行试验并满足 5.3.18.3 试验要求	
湿绝缘和耐压	接线盒的绝缘电阻应 $\geq 400M\Omega$ ；接线盒的工频耐电压（频率为 50/60Hz）要求在 2000V 加上 4 倍额定电压的交流电压下，漏电流应小于 10mA。	
IP 等级	IP 65 及以上（接线盒），IP 67 及以上（连接器及灌胶接线盒）	
耐紫外老化	在紫外线辐射总量达 120kWh/m ² 后，接线盒无破坏变形（其中波长为 280nm 到 320nm 的紫外辐射累计量在 3%-10%之间）。	
连接器	同型号连接器互接	

每块光伏组件应带有正负出线、正负极连接头和旁路二极管（防止组件热斑故障），光伏组件自配的串联所使用的电缆线应满足抗紫外线、抗老化、抗高温、防腐蚀和阻燃等性能要求，选用双绝缘防紫外线阻燃铜芯电缆，电缆性能符合 GB/T18950 性能测试的要求；接线盒（引线盒）应密封防水、散热性好并连接牢固，引线极性标记准确、明显，采用满足 IEC 标准的电气连接，投标方需提供接线盒厂家的测试报告，接线盒应选用国内外知名品

牌，旁路二极管不少于 3 组；采用工业防水耐温快速接插件，接插件防锈、防腐蚀等性能要求，并应满足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，应具备 TUV 认证。

组件引出电缆长度 $\geq 1200\text{mm}$ ，具体长度根据组件厂家接线盒样式和项目现场安装所需确定。

1.8 焊带（汇流条/互连条）

序号	项目	技术要求	检验方法
1	外观	焊带表面光洁，色泽、粗细均匀，无漏铜、脱锡、黑斑、毛刺、锈蚀、裂纹等缺陷	目视检查
2	尺寸	符合协定厚度 $\pm 0.015\text{mm}$ ，宽度公差 $\pm 0.1\text{mm}$	使用游标卡尺与直尺测量
3	电阻率	$\leq 2.5 \mu \Omega \cdot \text{cm}$	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	$\geq 150\text{MPa}$	
6	伸长率	互连条 $\geq 25\%$ ，汇流条 $\geq 25\%$	
7	折断率	0° ~180° 弯曲 7 次不断裂	
8	镰刀弯曲度	互连条 $\leq 0.4\%$ ，汇流带 $\leq 0.3\%$	直尺测量
9	基材	TU1 无氧铜	核对出厂检验报告

1.9 边框

采用铝边框：应当采用得到实践证明的、使用运行良好的材料，以保证晶硅光伏组件运行的高可靠性。投标人应当负责对购进的铝边框材料取样试验（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。

序号	项目	技术要求
1	尺寸	符合协定宽度+1mm，长度+1mm，电池组件边框厚度 $\geq 30\text{mm}$ ；单根边框偏差 $\leq 0.5\text{mm}$ ，安装孔位误差 $\leq \pm 1.0\text{mm}$
2	氧化膜厚度	$\geq 12 \mu \text{m}$
3	韦氏硬度	$\geq 8\text{HW}$
4	抗拉强度	$\geq 160\text{N}/\text{mm}^2$
5	弯曲度	$\leq 0.8 \times L$
6	扭曲度	$\leq 1.3\text{mm}$ （适用裁切长度小于 1m 的型材）； $\leq 2\text{mm}$ （适用裁切长度 1~2m 的型材）；

	切口角度	实际切口角度=标称切口角度 $\pm 0.2^{\circ}$
7	与角码的匹配性	缝隙 $< 0.5\text{mm}$ (组装后)

1.10 硅胶和胶带

(1) 硅胶：

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	抗拉强度	$\geq 1.6\text{MPa}$
2	伸长率	$\geq 210\%$
3	剪切强度	$\geq 1.3\text{MPa}$
4	阻燃等级	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：

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	$-40^{\circ}\text{C}\sim 95^{\circ}\text{C}$
3	拉伸强度	$\geq 1.0\text{Mpa}$
4	断裂伸长率	$\geq 200\%$
5	基材厚度偏差	$\pm 0.1\text{mm}$
6	胶带宽度偏差	$\pm 0.5\text{mm}$
7	透水率	$\leq 15\text{g}/\text{m}^2\cdot 24\text{h}$
8	剥离强度（180度剥离）	$\geq 0.9\text{N}/\text{mm}$
9	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 $\geq 80\%$	见 GB/T9535-10.13
	热循环试验	粘接强度保持 $\geq 80\%$	见 GB/T9535-10.11
	湿冻试验	粘接强度保持 $\geq 80\%$	见 GB/T9535-10.12

2 单晶硅光伏组件材料/部件产地

光伏组件总装在_____完成。

投标人应向业主方提供两家国内/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、合格证、供货单）。

3 其它要求

3.1 互换性

所提供的高效单晶硅光伏组件要有相同的设计和结构，所有同类型组件都可以互换使用。所有同类型高效单晶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。

3.2 铭牌和标志

高效单晶光伏组件主要部件，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。

每板高效单晶光伏组件都要有永久性标志，标出以下内容：

- 型号
- 功率因数和额定功率
- 输出电压
- 输出电流
- 制造厂
- 制造日期
- 电流分档标识

3.3 随机备品备件

3.3.1 随机备品备件

供应高效单晶光伏组件的同时，投标人应提供在品种上和数量上足够使用五年的随机备品备件，提供的备品备件的数量和品种应根据本项目的规模、项目所在地的自然环境特点以及投标人对合同设备的经验来确定。该备品备件及相应的清单应与光伏组件同时交付。并按与投标书同时提交的备品备件价格表（含易耗品）实施。此备品备件作为招标人的存货。

3.3.2 随机备品备件的使用

投标人应及时负责免费更换 14 年质保期内的损坏部件。如果投标人用了招标人的随机备品备件存货，投标人应当对此及时补足，确保在 14 年质保期末，业主的备品备件存货应得到充分补足。

对于十年内实际使用的随机备品备件品种和数量，超出清单范围的，也应在质保期末按实际用掉的数量免费补足。

3.3.3 随机备品备件额外的供应

十年后，业主如有需要，可按合同协议书附件提供的主要备品备件、工具和服务的单价向投标人购买。这些单价将被认作固定价格，但在质保期结束后可能增长，其最大增长率将按照价格调整公式（如果有）计算，如此计算所得的价格应看作是今后定货的最高单价。

在质保期结束后，如果投标人将停止生产这些零备件，应提前 6 个月通知业主，以便使业主做最后一次采购。在停产后，如果业主要求，投标人应在可能的范围内免费帮助业主获得备品备件的蓝图、图纸和技术规范。

3.3.4 随机备品备件的品质

所提供的全部备品备件应能与原有部件互相替换，其材料，工艺和构造均应相同。

备件应当是新的，而不是修理过的或翻新过的旧产品，投标人应当在十年末提供一份备品备件清单（带部件号，部件中、英文名称，部件型号，数量，单价），以便业主采购。

所有随机备品备件的包装和处理都要适用于工地长期贮存。每个备品备件的包装箱上都应有清楚标志和编号。每一个箱子里都应有设备清单。当几个随机备品备件装在一个箱里时，则应在箱外给出目录，箱内附有详细清单。

3.4 质保期

组件质保期不低于 14 年。

第四章 技术参数响应表

投标人可根据自己情况,充分提供能够说明投标者的单晶硅光伏组件的技术性能资料。

表 4-1 高效单晶双面双玻组件的总体技术数据（不限于以下数据）

序号	部 件	单位	数值（投标方保证值）	
1	双面双玻组件数据		570 Wp	备选
1.1	制造厂家/型号			
1.2	正面峰值功率	W		
*1.3	功率公差	W		
1.4	组件正面转换效率	%		
1.5	正面开路电压	V		
1.6	正面短路电流	A		
1.7	正面工作电压	V		
1.8	正面工作电流	A		
1.9	正面串联电阻	Ω		
1.10	正面填充因数	%		
1.11	组件背面转换效率	%		
1.12	背面开路电压	V		
1.13	背面短路电流	A		
1.14	背面工作电压	V		
1.15	背面工作电流	A		
1.16	组件功率温度系数	%/K		
1.17	组件电压温度系数	%/K		
1.18	组件电流温度系数	%/K		
1.19	工作温度范围	℃		
*1.20	工作湿度	%		
*1.21	1 年功率衰减	%		
1.22	10 年功率衰减	%		
1.23	30 年功率衰减	%		
*1.24	耐雹撞击性能	m/s		

序号	部 件	单位	数值（投标方保证值）	
*1.25	耐风压	Pa		
*1.26	荷载	Pa		
1.27	光伏组件尺寸结构（含边框）	mm		
2	玻璃数据			
2.1	玻璃厚	mm		
2.2	透射比	%		
3	双面电池片数据			
3.1	转化率	%		
3.2	短路电流	A		
3.4	开路电压	V		
3.5	少子寿命	μ s		
3.6	氧浓度	atoms/cm ³		
3.7	碳浓度	atoms/cm ³		
3.8	电池片生产技术	/		
4	POE 数据			
4.1	密度	g/cm ²		
4.2	交联度	%		
5	接线盒数据			
*5.1	最大承载工作电流	A		
*5.2	最大耐压	V		
5.3	使用温度	℃		
5.4	最大工作湿度	%		
*5.5	防护等级			
5.6	连接线规格	mm		
5.7	连接线长度	mm		
6	边框			
6.1	型号/生产厂家			
6.2	氧化膜厚度			

第五章 技术差异表

投标方要将投标文件和招标文件的差异之处汇集成表。

序号	招标文件		投标文件	
	条目	简要内容	条目	简要内容

第六章 供货范围

1 一般要求

- 1.1 提供光伏电池组件设备及其所有附属设备和附件。
- 1.2 投标方应满足下列所述及附件 1 中所提供货要求，但不局限于下列设备。
- 1.3 投标方应提供详细供货清单，清单中依次说明型号、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，投标方仍须在执行合同时补足，且不发生费用问题。
- 1.4 投标方在交付光伏组件时应移交：每板光伏组件应有工厂测试报告，报告中必须标示出该板光伏组件的产品参数表、产品 I-V 特性曲线图、产品缺陷检测图像等资料。
- 1.5 投标方应在投标书中详细列出所供随机备品备件、专用工具清单。投标方应在投标书中详细列出推荐备品备件清单，并单独报价，供招标方选择。
- 1.6 投标方应向招标方提供进口及外购设备的范围及清单，供招标方审阅。招标方有权决定进口或外购设备的范围。
- 1.7 投标书供货范围和设备配置如与招标书要求不一致，应在差异表中明确，否则认为完全满足招标书要求。
- 1.8 如需要，投标方应提供用以说明其供货范围的相关图纸资料。

2 工作范围

2.1 投标人应当完成下列工作：

- 1) 生产和交货情况月报和工厂试验计划；
- 2) 设计、制作、工厂试验、装箱、运输至项目场地（运输目的地的要求详见各电站的特殊要求）、交付、开箱检查；
- 3) 提交设计、制造、运输、安装、使用、维护、维修的有关技术文件、资料和试验记录；
- 4) 编制和提交工厂培训和现场培训的计划，并按计划对招标方人员进行安装、调试、运行和维护的培训；
- 5) 编制和提交所供应的设备安装手册和运行维护手册；
- 6) 编制和提交委派责任人实施的安装指导、现场试验、试运行和调试的工作计划，完成所有合同规定的试运行和调试工作，提交完整的试验和调试报告；
- 7) 编制和提交所供设备相关的服务计划，并提供计划内的和非计划内的维护以及维修；
- 8) 对业主负责安装的低压电缆的工作进行指导；
- 9) 对设计、交付、检查和验收进行协调，以确保施工进度。

2.2 供货要求：

- 1) 供货范围包括整套光伏电池组件及组件间连接电缆和电连接器。
- 2) 用于安装、调试、试运行、运行所供设备维修的专用工具及材料等。
- 3) 用于 14 年质保期的随机备品备件（具体数量）和消耗品（质保责任期内投标人对所有消耗掉的随机备品备件和易耗部件全面补足）。提供推荐的清单和单价。
- 4) 提供组件设备施工安装、调试、运行、维护所需要的全部技术文件资料、图纸。
- 5) 提供光伏电池组件产品参数表、产品 I-V 特性曲线图、产品缺陷检测图像等资料。
- 6) 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。

表 1 供货范围清单：

序号	名称	规格型号	备注
1	N 型单晶硅双面 双玻组件	570Wp	数量见招标范围
2	组件间连接电缆和电连接器		

注：以上供货范围数量仅作为参考数量，最终数量以招标方订单或设计院施工图为准，整个工程期间以实际订单数量核定增减费用，设备单价不变。

附表 2 主要外购元器件清单

序号	设备或材料名称	规格型号	单位（台）	数量	产地	生产厂家	备注
1							
2							
3							
...							

附表 3 必需的备品备件

序号	名称	规格和型号	产地	生产厂家	备注
1	高效单晶双面双玻组件	570Wp			按 2 片/MW 提供
2	MC4 连接器				
3					

附表 4 必需的专用工器具及仪器仪表

序号	名称	规格和型号	单位	数量	产地	生产厂家	备注
1	电工组合工具	30 件	套	1			品牌
2	福禄克数字万用表	F117C	块	1			
3	福禄克交直流数字钳形万用表	F365	块	1			
...							

注：提供专用工器具时，应提供专用工器具的技术参数和使用说明书等资料。

附表 5 推荐的专用工器具及仪器仪表

序号	名称	规格和型号	单位	数量	产地	生产厂家	备注
1							
2							

附表 6 消耗品清单

序号	名称	规格和型号	单位	数量	产地	生产厂家	备注
1							
2							
...							

第七章 交货进度及技术资料

1 一般要求

- 1.1 设备交货顺序要满足工程进度的要求。
- 1.2 投标方在投标时可根据自己的实际情况，提出详细的供货顺序和进度。
- 1.3 下表中交货时间为到达交货地点的时间。
- 1.4 交货进度表中序号要与供货清单序号一致。

2 交货进度表

序号	设备名称、型号	交货地点	第一批交货时间	第二批交货时间	第三批交货时间
1	预埋件（如有）	项目现场			
2	设备本体	项目现场			
3	备品备件	项目现场			
4	专用工具	项目现场			

说明：

- （1）备品备件及专用工具随第一批的设备同期到货。
- （2）设备预埋件及地脚螺栓随第一批的设备同期到货（如有）。
- （3）本交货计划供招标使用，具体交货时间可能随施工计划和其它条件而改变，投标方应满足工程进度要求。
- （4）投标方在投标时可根据自己的实际情况，针对本项目提出详细的供货顺序和进度。

3 技术资料

3.1 技术资料的一般要求

- 3.1.1 投标方提供的资料应使用国家法定单位制即国际单位制，语言为中文，进口部件的外文图纸及文件应由投标方翻译成中文（免费）。
- 3.1.2 资料的组织结构清晰、逻辑性强。资料内容要正确、准确、一致、清晰完整，满足工程要求。
- 3.1.3 投标方提供的技术资料一般可分为投标阶段，配合工程设计阶段，设备监造检验，施工调试试运、性能验收试验和运行维护等四个方面。投标方须满足以上四个方面的具体要求。
- 3.1.4 对于其它没有列入合同技术资料清单，却是工程所必需的文件和资料，一经发现，投标方也应及时免费提供。
- 3.1.5 投标方提供的图纸应清晰，不得提供缩微复印的图纸。
- 3.1.6 投标方提供资料的电子版本应为当时通用的成熟版本。

3.2 文件资料和图纸要求

投标人提供的资料应包括：太阳能光伏组件设计文件、产品质量保证、全部交付产品的电性能参数和组件缺陷图像资料以及控制文件、储运指导、安装文件、运行和维护手册、光伏组件的备品备件清单、培训计划和培训材料、调试计划、试验和调试报告、竣工资料、计划内的维护报告和的特别维修报告、结束时的最终检查报告。所有的图纸都应是标准尺寸的，如：A0、A1、A2、A3 或 A4，并提供电子文档，电子文档应为 WORD2003、EXCEL、AUTOCAD。

3.3 投标阶段应提供技术资料

投标人应与投标文件一起提交如下文件：

- （一）光伏组件的说明
- （二）光伏组件性能参数文件
- （三）材料及零部件相关的文件
- （四）主要备品备件、工具和消耗品清单
- （五）安装、临时储存、施工场地等要求。
- （六）由国家认定的第三方检测或认证机构提供的试验报告。必须包括：机械载荷试验；冰雹试验；绝缘测试；湿漏电试验；热循环试验；湿-冻试验；湿-热试验；室外暴露试验；

紫外试验；热斑耐久试验。

3.4 合同实施应提供的文件（暂定 14 套文件以及 2 套电子文档，实际提供数量需经招标方确认）

太阳能光伏组件设计、制造说明和手册，包括生产商、特性、型号和数量。

3.5 储运指导（暂定 10 套文件，实际提供数量需经招标方确认）

应提交在现场搬运、贮存和保管设备的详细说明文件，并附有图解、图纸和重量标示，应包括：

3.5.1 各部件要求户外、户内、温度或湿度控制、长期或短期贮存的专门标志；

3.5.2 户外、户内、温度或湿度控制、长期或短期贮存的空间要求；

3.5.3 设备卸货、放置、叠放和堆放所要遵守的程序；

3.5.4 长期和短期维护程序，包括户外贮存部件推荐的最长存期。

3.6 安装文件（暂定 14 套文件以及 2 套电子文档，实际提供数量需经招标方确认）

安装文件应提供设备安装所需的所有资料，如：（不仅限于此）

3.6.1 安装图纸和技术要求，安装步骤说明及安装材料清单；

3.6.2 安装工具，分专用工具和一般工具；

3.6.3 电缆布置图，包括端子图和外部连接图；

3.6.4 设备安全预防措施。

3.7 随机备品备件清单（暂定 10 套文件以及 2 套电子文档，实际提供数量需经招标方确认）

投标人应提供详细的备品备件清单，并给出订货时必需的数据，包括规格和价格。另外，还应提供一份能从独立的供应点获得的备品备件清单和/或消耗品清单，清单应提供直接购买所需的足够信息。

3.8 培训计划和培训材料

投标人应提供详细的培训计划，包括时间表和内容，作为草案供业主批复，并作为培训条款的最终版本。另外，适当的培训材料，如：手册、图纸和散发材料等应在培训过程中提供。

3.9 试验和检测报告（暂定 4 套文件，实际提供数量需经招标方确认）

所有的试验和调试记录和报告都应编写成试验和检测报告，并提交业主。（不仅限于以下试验，性能不低于所列要求）依照 IEC-61215 标准。

3.10 竣工文件

投标人应在运行验收结束后，提交 10 套竣工文件及 5 套光盘（暂定），实际提供数量需经招标方确认。

竣工文件应包括业主的意见及设备在安装过程中的修改，其详细程度应能使业主对所有的设备进行维护、拆卸、重新安装和调试、运行。

竣工文件中还应有操作和维护手册，为了安全和全面地远程控制设备的运行，必须非常详尽，以能实现数据评价编程和显示图表。

3.11 资料和图纸交付时间

3.11.1 设计资料和安装详图及说明应在合同签订后 1 个月内提交。

3.11.2 每批货随机提交质量保证和组件缺陷测试图像资料、电性能参数资料以及质量控制文件。

3.11.3 每项培训前 4 周提交培训计划和培训材料。

3.11.4 在预验收前提交试验和调试报告。

3.11.5 在预验收后 30 天内提交竣工文件。

3.11.6 维护和维修报告在每项措施采取后 1 周内提交。

第八章 性能验收试验

1 概述

1.1 本附件用于对投标方所提供的设备（包括对分包外购设备）进行性能验收试验，确保投标方所提供的设备符合相关规范的要求。

1.2 投标方应在本合同生效后半月内，向招标方提供与本合同设备有关的性能验收试验标准。

2 性能验收试验的内容

2.1 性能验收试验的目的为了检验合同设备及其附属设备的所有性能是否符合技术性能的要求。

2.2 性能验收试验的地点由买卖双方商定，一般为招标方现场。

2.3 性能验收试验的具体时间由投标方与招标方协商确定。

2.4 性能验收试验由招标方主持，投标方参加。试验大纲由招标方提供，与投标方讨论后确定，具体试验由投标方与招标方共同认可的测试单位进行。

2.5 性能验收试验的内容：按本技术协议的要求和国家有关规定进行。

2.6 性能验收试验的标准和方法：按本技术协议的要求和国家有关规定进行。

2.7 性能验收试验所需的测点、一次元件和就地仪表的装设都应由投标方提供，招标方提供配合。同时投标方还应提供试验所需的技术配合和人员配合。

2.8 性能验收试验费用

投标方试验的配合等费用已在合同总价内。其它费用，如试验在现场进行，由招标方承担；在投标方工厂进行，则已包含于合同总价之中。

2.9 性能验收试验结果的确认：性能验收试验报告以招标方为主编写，投标方派员参加，共同签字确认结论。如双方对试验的结果有不一致意见，双方协商解决；如仍不能达成一致，则提交双方上级部门协商。进行性能验收试验时，一方接到另一方试验通知而不派人参加试验，则被视为对验收试验结果的同意，并进行确认签字盖章。

3 设备试验要求

3.1 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，循环两次。

4) 性能要求：

a) 在试验过程中无间断断路或漏电现象；

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%。

3.2 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%。

3.3 绝缘测试

1) 目的：测定组件中的载流部分与组件边框之间的绝缘是否良好。

2) 试验条件：直流 1500V 加上两倍系统在标准测试条件下开路电压，持续 1min；加直流 500V 时，测绝缘电阻。

3) 性能要求：

- a) 无绝缘击穿或表面无破裂现象;
- b) 绝缘电阻不小于 $50\text{M}\Omega$ 。

3.4 湿漏电试验

- 1) 目的: 评价组件在潮湿工作条件下的绝缘性能, 验证雨、雾、露水或溶雪的湿气不能进入组件内部电路的工作部分, 如果湿气进入该处可能会引起腐蚀、漏电或安全事故。
- 2) 试验条件: 加直流 500V 时, 水喷淋引出端和边缘浸入水中, 确定绝缘电阻。
- 3) 性能要求:
 - a) 无绝缘击穿或表面无破裂现象;
 - b) 绝缘电阻组件面积不小于 $40\text{M}\Omega/\text{m}^2$ 。

3.5 热循环试验

- 1) 目的: 确定组件承受由于温度反复变化而引起的热失配、疲劳和其他应力的能力。
- 2) 试验条件: 使组件的温度在 $-40 \pm 2^\circ\text{C}$ 和 $85 \pm 2^\circ\text{C}$ 之间, 最高和最低之间的温度变化速率不超过 $100^\circ\text{C}/\text{h}$ 在每个极端温度下, 应保持稳定至少 10min , 一次循环不超过 6h , 循环次数 50 和 200 次。
- 3) 性能要求:
 - a) 在试验过程中无间歇断路或漏电现象;
 - b) 无外观缺陷;
 - c) 绝缘电阻应满足初始试验的同样要求;

3.6 湿-冻试验

- 1) 目的: 确定组件承受高温、高湿之后以及随后的零下低温影响的能力。
- 2) 试验条件: 从 $+85^\circ\text{C}$, 85% 相对湿度到 -40°C , 循环 10 次。
- 3) 性能要求:
 - a) 在试验过程中无间歇断路或漏电现象;
 - b) 无外观缺陷;
 - c) 绝缘电阻应满足初始试验同样的要求;
 - d) 标准测试条件下最大输出功率的衰减不超过试验前测试值的 5% 。

3.7 湿-热试验

- 1) 目的: 确定组件承受长期湿气渗透的能力。
- 2) 试验条件: 在 $+85^\circ\text{C}$, 85% 相对湿度下, 保持 1000h 。
- 3) 性能要求:
 - a) 无外观缺陷;
 - b) 绝缘电阻应满足初始试验的同样要求;
 - c) 标准测试条件下最大输出功率的衰减不超过试验前的 5% 。

3.8 室外暴露试验

- 1) 目的: 初步评价组件经受室外条件暴露的能力, 以揭示在实验室试验中可能测不出来的综合衰减效应。
- 2) 试验条件: 太阳总辐射量 $60\text{kWh}/\text{m}^2$ 。
- 3) 性能要求:
 - a) 无外观缺陷;
 - b) 标准测试条件下的最大输出功率应大于制造厂规定的最小额定值;
 - c) 绝缘电阻应满足初始试验的同样要求。

3.9 紫外试验

- 1) 目的: 确定组件承受紫外(UV)辐照的能力。
- 2) 试验条件: 组件温度 $60 \pm 5^\circ\text{C}$ 波长为 $280\text{--}385\text{nm}$ 的紫外照射 $15\text{kWh}/\text{m}^2$, 其中 $280\text{--}320\text{nm}$ 波长的辐射至少为 $5\text{kWh}/\text{m}^2$ 。
- 3) 性能要求:
 - a) 无标准规定的严重外观缺陷;
 - b) 标准测试条件下的最大输出功率应大于制造厂规定的最小额定值;
 - c) 绝缘电阻应满足初始试验的同样要求。

3.10 热斑耐久试验

- 1) 目的: 确定组件承受热斑加热效应的能力, 如这种效应可能导致封装退化。电池不

匹配或裂纹、内部连接失效、局部被遮光或弄脏均会引起这种缺陷。

2) 试验条件：在最坏热斑条件下， 1000 W/m^2 辐照度照射 1h，共 5 次。

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同样的要求；

第九章 技术服务、设计联络

1 技术服务

投保方应保证如因投标方现场服务人员指导错误而出现质量问题，投标方应负全部责任。

1.1 投标方现场技术服务的目的是保证所提供的合同设备安全、正常投运。投标方应派出合格的、能独立解决问题的现场服务人员。投标方提供的包括服务人天数的现场服务表应能满足工程需要。如果由于投标方的原因，下表中的入天数不能满足工程需要，招标方有权追加入天数，且发生的费用由投标方承担；如果由于招标方的原因，下表中的入天数不能满足工程需要，招标方要求追加入天数，投标方应满足招标方的要求。

1.2 投标方服务人员的一切费用已包含在合同总价中，它包括诸如服务人员的工资及各种补助、交通费、通讯费、食宿费、医疗费、各种保险费、各种税费，等等。

1.3 现场服务人员的工作时间应与现场要求相一致，以满足现场安装、调试和试运行的要求。招标方不再因投标方现场服务人员的加班和节假日而另付费用。

1.4 未经招标方同意，投标方不应随意更换现场服务人员。同时，投标方应及时更换招标方认为不合格的投标方现场服务人员。

1.5 下述现场服务表中的天数均为现场服务人员入天数。

现场服务计划表

序号	技术服务内容	计划入日数	派出人员构成		备注
			职称	人数	

1.6 投标方现场服务人员的条件

1.6.1 遵守法纪，遵守现场的各项规章制度，熟悉并掌握现场和电厂有关方面的规章制度；

1.6.2 有较强的责任感和事业心；

1.6.3 了解合同设备的设计，熟悉其结构，有相同或相近机组的现场工作经验，能够正确地进行现场指导；

1.6.4 身体健康，适应现场工作的条件。

1.7 投标方现场服务人员的职责

1.7.1 投标方现场服务人员的任务主要包括催交设备、开箱检验货物、处理设备质量问题、指导安装和调试、参加试运和性能验收试验等。

1.7.2 在安装和调试前，投标方现场服务人员应向招标方进行技术交底，讲解和示范将要进行操作的程序和方法。

1.7.3 投标方现场服务人员有权处理现场出现的一切技术和商务问题。如现场发生质量问题，投标方现场人员应在招标方规定的时间内处理解决。

1.7.4 投标方对其现场服务人员的一切行为负全部责任。

1.7.5 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。

1.8 招标方的义务

招标方要配合投标方现场服务人员的工作，并在工作、生活、交通和通讯等方面提供方便。

2 培训

2.1 为使合同设备能正常安装和运行，投标方有责任提供相应的技术培训。培训内容应与工程进度相一致。

2.2 培训计划和内容。

培训计划表

	技术服务内容	计划人×天数	培训人员构成	备注
--	--------	--------	--------	----

序号			职 称	人 数	

- 2.3 培训的时间、人数、地点等具体内容由买卖双方商定。
- 2.4 投标方应为招标方培训人员提供设备、场地、资料、生活等培训条件。
- 2.5 招标方参加培训的交通、食宿、补助等费用由招标方承担，其它费用由投标方承担。
- 2.6 在招标方人员培训期间，投标方免费为招标方人员提供培训资料和其它必需品。
- 2.7 为了顺利完成培训，除非双方同意，投标方不应因假期中断对招标方人员的培训。

3 设计联络会

3.1 为了保证工程进度并能顺利开展工作，双方根据需要组织设计联络会以解决技术接口等问题。

3.2 在每次联络会前两周，投标方应向招标方提交技术文件和图纸，以便招标方在会上讨论和确认这些技术文件和图纸。

3.3 有关设计联络的计划、时间、地点和内容 by 双方商定。

3.4 设计联络会中确定的内容与本技术规范具有同等效力。

3.5 设计联络会(原则上定为 1 次)所发生的费用全部由投标方承担。

设计联络计划表

序号	次数	内 容	时间	地点	人数
1					
2					

第十章 工厂检验和监造

1 概述

1.1 本附件用于合同执行期间对投标方所提供的设备（包括对分包外购设备）进行工厂检验/试验、监造，确保投标方所提供的设备符合相关要求。

1.2 投标方应在本合同生效后半月内，向招标方提供与本合同设备有关的监造、检验标准。

2 工厂检验

2.1 工厂检验是质量控制的一个重要组成部分。投标方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。

2.2 检验的范围包括原材料和元器件的进厂、部件的加工、组装、试验至出厂试验。

2.3 投标方检验的结果要满足相关标准的要求，如有不符之处或达不到标准要求，投标方要采取措施处理直至满足要求，同时向招标方提交不一致性报告。投标方发生重大质量问题时应将情况及时通知招标方。

2.4 工厂检验的所有费用包括在合同总价之中。

3 设备监造

3.1 监造依据

根据本合同的规定参加设备制造和出厂前的检验、试验并监造，但这并不代替和减轻投标方对设备质量的责任。

3.2 监造方式

监造方式分为文件见证、现场见证和停工待检，即 R 点、W 点、H 点。每次监造内容完成后，投标方和监造代表均须在见证表上履行签字手续。投标方复印 3 份，交监造代表 1 份。

R 点：投标方只须提供检查或试验记录或报告的项目，即文件见证。

W 点：招标方监造代表参加的检验或试验的项目，即现场见证。

H 点：投标方在进行至该点时必须停工等待招标方监造代表参加的检验或试验的项目，即停工待检。

招标方接到见证通知后，应及时派代表到投标方检验或试验的现场参加现场见证或停工待检。如果招标方代表不能按时参加，W 点可自动转为 R 点，但 H 点如果没有招标方书面通知同意转为 R 点，投标方不得自行转入下道工序，应与招标方商定更改见证时间，如果更改后，招标方仍不能按时参加，则 H 点自动转为 R 点。

3.3 监造内容

3.3.1 主要项目

序号	监造部件	监造内容	监造方式			备注
			R	W	H	

3.3.2 招标方有权根据具体情况对以上所述监造内容进行增减。

3.3.3 投标方应配合招标方工作，并尽可能在通讯、住宿、饮食等方面给监造代表提供方便。

3.3.4 投标方有配合招标方监造的义务，并及时提供相关资料，并不由此发生任何费用。

3.3.5 招标方监造代表有权查（借）阅与合同监造设备有关的技术资料，如招标方认为需要复印存



档，投标方应提供方便。

3.3.6 投标方应在现场见证或停工待检前 10 天将设备监造项目及时间通知招标方监造代表。

3.3.7 投标方应在见证后 10 天内将有关检查或试验记录或报告资料提供给招标方监造代表。

4 运输和开箱检验

4.1 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。

4.2 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。

4.3 检验方法

现场抽检

业主单位组织具备 CNAS/CNCA 认可资质的检测机构、监理、组件安装单位和组件供货企业共同组成现场验收小组。

4.3.1 检测依据

GB/T 6495.3 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 光伏器件 第 4 部分：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 6495.10 第 10 部分：线性特性测量方法

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

IEC 61730.1 光伏组件安全认证 第 1 部分：光伏组件的安全性构造要求

IEC 61215 地面用晶体硅光伏组件设计鉴定和定型

国家电力投资集团公司企业标准：《晶体硅太阳能电池组件质量检验标准》

CGC/GF003.1：2009 并网光伏发电系统工程验收基本要求

4.3.2 适用范围

适用于国家电力投资集团公司建设的光伏电站晶体硅太阳能电池组件到货现场质量检验和验收。

4.3.3 抽样比例

为保障测试的准确性，更好的表征组件的质量情况，本要求优先选择移动检测平台（车）对到货组件进行检测。在不具备移动检测平台（车）检测的情况下，采用便携式设备进行检测。本要求参考国家标准 GB/T 2828.1，结合电站现场的组件到货情况及测试方法，对到货组件采取随机抽样，抽样比例如下：

(5) 外包装检查以及到货组件材料符合性检验采取 100%抽样；

(6) 采用移动检测平台（车）测试方法时，其余抽检项目（外观、功率等）的抽检比例参照标准 GB/T2828.1 的相关规定执行，具体的抽检水平以每车到货组件为一个抽检批次，按特殊检验水平 S-3 抽检，且抽检比例不低于 1%。例如：每车到货组件为 1248 块，按照上述抽样比例，则每车抽样为 13 块。以 200MWp 电站和每块组件 250W 组件为例，则共计到货约 642 车，共抽样组件约 8346 块；

(7) 采用便携式 IV 测试方法时，其余抽检项目（外观、功率等）的抽检比例参照标准 GB/T2828.1 的相关规定执行，具体的抽检水平以每车到货组件为一个抽检批次，抽检比例为 0.5%。例如：每车到货组件为 1248 块，按照上述抽样比例，则每车抽样为 6 块。以 200MWp 电站和每块组件 250W 组件为例，则共计到货约 642 车，共抽样组件约 3852 块；

(8) 备注：每个抽样批抽样采用随机抽取，每车在不同位置随机选取 4 个包装箱，从中抽取；

4.3.4 检测设备要求

表 1 现场组件检验设备汇总表

序号	设备名称	测试内容	测试条件要求	设备主要技术要求	备注
1	组件功率测试仪	测试组件功率特性	25℃±2℃	采用 3A 光源 测试重复性：≤	适用移动检测车方案

				0.5%	
2	EL 测试仪	测试组件隐裂特性	暗室	像素: $\geq 2144 \times 1414$	适用移动检测车方案
3	便携式红外光谱仪	测试组件背板材料特性	无	无	两个方案均适用
4	标准组件	定期标定组件功率测试仪	$25^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$	专业计量机构计量, 含计量报告	适用移动检测车方案
5	光谱仪	测试功率测试仪的光谱特性是否满足 3A 光源要求	$25^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$	测试波长: 280nm—1100nm	适用移动检测车方案
6	小型标准组件	测试功率测试仪的均匀性是否满足 3A 光源要求	$25^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$	专业计量机构计量, 含计量报告	适用移动检测车方案
7	便携式 IV 测试仪	测试组件功率特性	辐照大于 $700\text{W}/\text{m}^2$; 且辐照稳定	电流: 0-10A 电压: 0-100V	适用便携式测试方案
8	高精度辐照计	配合便携式 IV 测试仪使用	无	辐照测试误差小于 2%	适用便携式测试方案
9	红外测温仪	测试组件背板温度	无	可同时测试多点温度, 并得到平均值、最大值等参数	两个方案均适用
12	直尺、卡尺等	检验组件外观特性	照明大于 500 流明	无	两个方案均适用
13	照相机				

4.3.5 检测组织机构

业主单位组织具备 CNAS/CNCA 认可资质的检测机构、监理、组件安装单位和组件供货企业共同组成现场验收小组。

4.3.6 检测内容

检测小组对组件进行开箱检查, 并对组件进行性能验收测试, 具体检测内容如下:

- (6) 外包装检查;
- (7) 资料符合性检查, 包括生产方提供生产组件的原辅材料清单、组件的标称功率、条码、电性能检测结果记录、检验合格证、采用的标准组件以及功率测试仪器设备校验记录等;
- (8) 组件外观特性及原材料特性检验;
- (9) 组件功率特性检验;
- (10) 组件隐裂特性检验;

4.3.7 检验流程

- (1) 检查组件外包装;
- (2) 根据合同清点批次现场具体数量、检查设计规格等;
- (3) 审核供应商文件记录 (原材料采购、制作记录、测试记录等) 和资质证明;
- (4) 进行开箱抽检, 抽检要求按照 3. (2)-3. (3) 的要求, 随机抽取;
- (5) 对产品的外观、关键性能等进行现场测试, 并根据抽检产品的合格率做出是否正常交付、产品送第三方实验室检测或产品不合格的判定。

4.3.8 检验方法及检验标准

(1) 外包装检查

检验方式: 全检。

检验方法: 目视。

检验内容：

- 1) 外包装质量，箱体印刷字迹等情况；
- 2) 标签粘贴情况。

合格判据：

- 1) 成箱组件在运输车辆上无明显偏移、倾斜、撞击和雨淋；
 - 2) 外包装良好，无破损，印刷字迹清晰；条形码标签齐全，字迹清晰。
- (2) 清点批次现场具体数量、检查设计规格

检验方式：全检。

检验方法：对照装箱单，清点批次现场具体数量、检查设计规格。

检验设备：无。

检验内容： 组件数量及设计规格。

合格判据： 组件数量齐全，设计规格和尺寸满足合同要求。

- (3) 审核批次供应商文件记录

检验方式：全检。

检验方法：核对。

检验内容：

- 1) 原辅材料清单、入厂检验合格记录等；
- 2) 组件成品检验测试记录；
- 3) 制作工艺记录，并对原始的关键性能测试数据进行复查。

合格判据：

- 1) 原辅材料清单满足合同规定厂家及型号，且入厂检验合格；
- 2) 组件出厂前成品检验测试数据齐全，且检验合格；
- 3) 组件生产过程中的检验记录齐全，且满足标准要求。

- (4) 组件外观检验

检验方式：抽检，抽样方式和抽样数量参照 3. (2)、3. (3) 的要求。

检验方法：目视检查。

检验设备：照相机。

检验内容：组件有无外观缺损，玻璃、铝合金框、背板、接线盒（包括电缆，接头）和硅胶，串焊、叠层排布情况等。

合格判据：

- 1) 外表面干净，边框表面无明显划伤；
- 2) 无破碎、裂纹、针孔的单体电池；
- 3) 电池片崩边、缺角符合标准（IEC61215）要求；
- 4) 组件内的电池片之间、两边电池片与玻璃边缘之间无明显位移；
- 5) 组件内无毛发、虫子等杂物；
- 6) 组件内气泡符合标准（IEC61215）要求；
- 7) 背板无明显折皱、凹坑和刮痕；
- 8) 单块组件内电池片之间无明显色差和花片。

- (5) 组件原材料特性检测

检验方式：抽检，抽样方式和抽样数量参照 3. (2)、3. (3) 要求。

检验方法：设备实际测试。

检验设备：便携式红外光谱仪。

检验内容：组件背板原材料材质以及背板光折射度。

合格判据：满足合同要求的背板材质。

(6) 组件功率特性测试

1) 采用移动检测平台(车)测试

检验方式: 抽检, 抽样方式和抽样数量参照 3. (2)、3. (3) 的要求。

检验方法: 设备实际测试。

检验设备: 组件功率测试仪。

检验内容: 组件的功率特性。

合格判据:

1) 所抽组件功率的 I-V 特性曲线平滑、无明显台阶;

2) 每块组件的功率为正偏差;

备注: 记录最大功率以及工作电流的复测值, 并比较分析与出厂检测原始数据的偏差。

2) 便携式测试方法

检验方式: 抽检, 抽样方式和抽样数量参照 3. (3)、3. (3) 要求。

检验方法: 设备实际测试

检验设备: 便携式 IV 测试仪

检验内容: 组件的功率特性。

合格判据:

1) 所抽组件功率的 I-V 特性曲线平滑、无明显台阶;

2) 组件功率测试值与出厂检测原始数据的负偏差不超过 2%。

备注: 温度系数以产品认证报告中的数据为准。

(7) 组件 EL 特性测试

检验方式: 抽检, 抽样方式和抽样数量参照 3. (2)-3. (3) 要求。

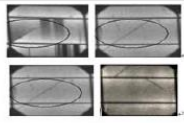
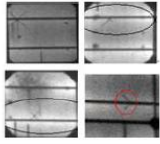
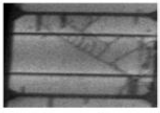
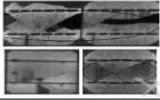
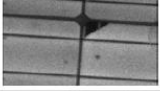
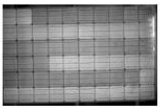
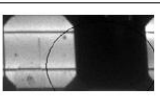
检验方法: 设备实际测试。

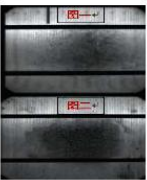
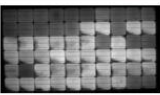
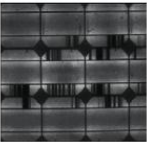
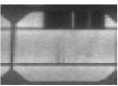
检验设备: EL 测试仪。

检验内容: 组件是否存在隐裂。

合格判据: 符合下表要求:

表 C.1 晶体硅光伏组件 EL 特性质量要求

项目	图例	不合格要求
线状隐裂		(1) 同一组件上>3处; (2) 同一电池上>1处
十字隐裂		(1) 同一组件上大于3处; (2) 同一电池上大于1处;
片状隐裂		(1) 单片电池隐裂面积<12cm²，同一组件上>5片; (2) 单片电池隐裂面积≥12cm²；
碎片		(1) 片电池碎片面积<8mm²，同一组件上>6片; (2) 片电池碎片面积≥8mm²
缺角		(1) 单片缺角面积<6mm²，同一组件上>4片; (2) 单片缺角面积≥6mm²；
功率混档		(1) 高档位电池片混入低档位组件中≤2 片根据组件功率判断, I-V 曲线有台阶; (2) 高档位电池片混入低档位组件中>2 片;
短路		(1) 存在短路现象

项目	图例	不合格要求
黑心片		(1) 黑心程度超过图二; (2) 单片电池黑心面积占整片电池面积比例<25%，黑心片数量≥15%组件数量; (3) 黑心程度超过图一;
工艺污染		(1) 单片电池污染面积<1/3，污染片大于8片; (2) 单片电池污染面积≥1/3
断栅		(1) 单片断栅面积超过2%; (2) 单片断栅面积2%—10%，断栅片数占组件总片数比例≥30%; 3、存在单片断栅面积大于10%的电池片。
过焊		(1) 存在过焊

4.3.9 组件批次判定标准

对到货组件批次产品的外包装、文件检查、组件外观以及关键性能现场测试结果进行整理分析，根据抽检产品的合格率做出是否正常交付、产品送第三方实验室检测或产品不合格的判定。具体判定依据如下：

- (9) 外包装要求全部满足合格判据要求；
- (10) 组件数量要求全部满足合格判据要求；
- (11) 符合性文件要求全部满足合格判据要求；



(12) 组件外观要求按照国标 GB/T 2828.1 中 AQL2.5 标准执行，判据如下：

被抽检组件仅发生 1 块不合格，可以判定该批次合格；超过 1 块组件不合格，需要加抽原抽检相同数量组件，如仍有超过 1 块不合格，则判定该批次组件不合格；

(13) 组件原材料要求全部满足合格判据要求；

(14) 采用便携式 I-V 测试仪测试组件功率特性时，判据如下：

被抽检组件的功率负偏差全部在小于 2%，判定为合格；

如被抽检组件功率负偏差大于 2%，将功率负偏差超过 2% 的组件送具有 CNAS 检测的第三方机构进行复检。复检结果若全部满足组件额定功率正偏差，可以判定该批次合格；如发生有 1 块为组件额定功率负偏差，则判定为该批次不合格。

(15) 采用移动检测平台（车）测试组件功率特性时，判据如下：

被抽检组件仅发生 1 块组件不合格，可以判定该批次合格；超过 1 块组件不合格，另需要加抽原抽检数量相同组件，如仍有超过 1 块不合格，则判定该批次组件不合格；

(16) 组件 EL 特性测试要求按照国标 GB/T 2828.1 中 AQL2.5 标准执行，判据如下：

被抽检组件仅发生 1 块组件不合格，可以判定该批次合格；超过 1 块组件不合格，另需要加抽原抽检数量相同组件，如仍有超过 1 块不合格，则判定该批次组件不合格。

5 性能验收检验

5.1 概述

5.1.1 本附件用于对投标方所提供的光伏电池组件（包括对分包外购零部件）进行性能验收检验，确保投标方所提供的光伏电池组件符合附件 1 规定的要求。

5.1.2 性能验收检验的目的为了检验合同设备的所有性能是否符合附件 1 的要求。

5.1.3 性能验收检验的地点由合同确定，一般为招标方现场或投标方工厂。

5.1.4 性能验收检验由招标方主持，投标方参加。检验大纲由招标方提供，与投标方讨论后确定。如检验在现场进行，性能验收检验所需的就地仪表、仪器的装设应由委托第三方提供，投标方应派出技术人员配合；如检验在工厂进行，试验所需的人员、仪器和设备等由投标方提供。

5.1.5 性能验收包括验收检验和试运行两部分

5.2. 试运行（可靠性运行）

每发电单元组件的可靠性运行应当通过在太阳辐射强度不低于 $400\text{W}/\text{m}^2$ 的条件下进行其累计 240 小时、并无任何会影响长期运行的缺陷的运行来考核。在可靠性运行期间发生因电网故障或其他原因，并且不为投标人控制的原因而造成的停机不作为不利于投标方的理由。这种停机时间不应加进 240 小时，以确保光伏组件净可靠的运行时间为 240 小时。如果发电单元的组件的可靠性运行因为某个缺陷而中断，投标方应当对此缺陷立即进行修理，该发电单元的可靠性运行应重新计时，直至 240 小时。

当每单元的最后发电单元通过 240 小时试运行后，招标方签发该电站全部光伏组件的预验收证书，并确认该单元光伏组件开始进入质保期。

5.3. 试运行期的检查

在调试期或试运行期发现设备有缺陷，原因包括但不限于潜在的缺陷或使用了不当材料，业主或业主委托方应当向权威机构提出要求检验的申请，并有权根据检验证书的效力和保修证明向投标人提出索赔要求。

在整个检验过程中，如果发现投标人提供的技术标准不完整，权威机构有权根据业主方所在国当前有效标准和/或其他被权威机构认为适合的标准实施检验。

5.4. 最终验收

全部光伏电站的质保期满后，并且已满足上述条件，招标方签署最终验收的全部文件。



第十一章 附图

无