用户需求书

一、项目概况

为贯彻落实国家“双碳”战略，积极响应市委市政府关于市属国企积极参与光伏发电项目开发建设的要求，东莞市水务集团正大力拓展绿色新能源业务板块。根据市水务集团工作部署，拟在常平沙湖口水质净化厂、常平岗梓水质净化厂、虎门宁州水质净化厂、高埗低涌水质净化厂、横沥东坑水质净化厂、东城温塘水质净化厂、沙田福禄沙水质净化厂等7家水质净化厂的工作间屋顶和部分工作池池面安装光伏发电设施，直属企业东莞市水务集团科技发展有限公司（以下简称“招标人”）负责上述7家厂区光伏发电项目【以下简称“净水厂光伏项目”】投资、建设及运营。

二、工作内容

1、项目建设内容：

根据《东莞市水务集团分布式光伏发电项目（第一批）》方案优化内容，净水厂光伏项目主要建设内容包括但不限于光伏组件、并网设施、交流汇流箱、逆变器、开关柜、光伏支架、电缆、监控、通讯、防雷及安全等配套设施等建设项目，建设规模初定为11757.24kWp，项目投资估算为5954.96万元人民币，详见下表。最终安装容量以项目实际安装容量为准，据实际建设容量及每瓦单价结算。

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **厂区名称** | **安装位置** | **光伏建设面积****（㎡）** | **装机容量 （KWp）** | **安装步梯位置** |
| 常平沙湖口水质净化厂 | 池面 | 12182 | 1828 |  |
| 屋面 | 1890 | 227 |  |
| 常平岗梓水质净化厂 | 池面 | 12095 | 1814 |  |
| 屋面 | 2661 | 320 |  |
| 虎门宁州水质净化厂 | 池面 | 9300 | 1465 |  |
| 屋面 | 1700 | 204 |  |
| 高埗低涌水质净化厂 | 池面 | 5500 | 856 |  |
| 屋面 | 2780 | 345 |  |
| 横沥东坑水质净化厂 | 池面 | 11500 | 1736 |  |
| 屋面 | 8850 | 1101 |  |
| 东城温塘水质净化厂 | 池面 | 4082 | 753.92 |  |
| 沙田福禄沙水质净化厂 | 池面 | 4039 | 788.64 |  |
| 屋面 | 2404 | 318.68 |  |
| **注：新增踏步钢梯费用由投标人承担，投标人须在投标报价中全额计入此项费用，中标后不再另行调整。** |  |

2、服务内容：

完成太阳能光伏组件至并网点全部项目的勘察与设计、土建、安装、调试、设备材料采购供应，包括但不限于配套并网设施、光伏组件、交流汇流箱、逆变器、开关柜、光伏支架、电缆、监控、防雷及安全等配套设施等、运输及储存，以及为满足本项目的相关的建筑安装施工、电网接入系统检测、全部项目系统调试及试运、验收并交付生产、质量保修期内的消缺等全过程的工作，项目实施过程中按要求提供设备的试验、运行、维护手册。在满足合同其它责任和义务的同时使本项目符合相关达标验收的要求。

三、费用说明

1、项目经供电局验收通过且全容量并网发电后1年内的全部运维费（含日常办公、设备巡检、维修养护、组件清洗、耗材更换、人员工资及保险、管理酬金等所有相关费用）均已包含在总承包费用中，中标人须自行承担上述全部成本，招标人不再另行支付任何费用。

★2、投标人需预留实际总装机容量1%的光伏组件作为招标人日后运维使用，根据招标人的要求送货到指定地点，费用包含在总承包费用中。

3、项目实施过程中，与本项目相关的原建（构）筑物的拆除、设备迁改（生产设备除外）、原彩钢瓦屋顶、车棚定拆除或为方便厂区后期运维，按厂区要求增设的室外楼梯（钢结构）和安全线缆等，其费用包含在总承包费用里。

4、项目实施过程中需按要求办理项目的全部手续及合规性工作，包括但不限于：（1）向项目所在地相关主管部门办理备案手续；（2）供电局对项目接入意见办理、接入方案的设计、评审、接入施工图纸的设计、评审、接入系统的设备、材料的采购、施工、调试以及竣工验收；（3）政府部门或售电公司上网项目核准；（4）为满足并网条件，需按供电局要求完成线路改造、安健环改造、网络安防、电能质量优化及调度控制系统建设等相关工作。前述所有手续的办理、协调及实施费用均已包含在总承包费用中，不因任何原因调整总承包费用。投标人须自行承担因手续延误或变更产生的全部责任及额外成本。

5、投标人需负责项目招标范围内的设计、供货、施工和验收及满足并网投运所需要的一切手续，即便在招标范围内没有载明，但实际证明是确保项目发电运行所必须的，则需纳入设计、采购、安装及提供服务范围。

6、接入方式以供电局批复为准；技术要求以《光伏发电设施技术要求》为准。根据项目的要求，等保测评、涉网试验等包括在本次招标范围内。

四、设计规范和设计依据

（1）建筑平面、总平面；其他相关专业提出的要求。

（2）招标人所提供的设计任务委托书、设计要点、经批准的扩初设计文件、配电房管线资料等。

（3）国家及省的有关规范、标准、规程：

《光伏发电站防雷技术规程》 DL/T 1364-2014(国家能源局)

《光伏发电并网逆变器技术规范》 NB/T 32004-2018(国家能源局)

《光伏发电站电能质量检测技术规程》 NB/T 32006-2013(国家能源局)

《光伏发电站功率预测系统技术要求》 NB/T 32011-2013(国家能源局)

《光伏发电站防孤岛效应检测技术规程》 NB/T 32014-2013(国家能源局)

《并网光伏发电监控系统技术规范》 NB/T 32016-2013(国家能源局)

《太阳能光伏系统防雷技术规范》 QX/T 263-2015(中国气象局)

《光伏发电接入配电网设计规范》 GB/T 50865-2013

《光伏发电站接入电力系统设计规范》 GB/T 50866-2013

《光伏发电站继电保护技术规范》 GB/T 32900-2016

《分布式光伏发电系统接入电网技术规范》 Q/CSG\_1211001-2014

《光伏发电站接入电网技术规范》 Q/CSG\_1211002-2014

《光伏发电并网技术标准》 Q/CSG\_1211006-2016

《并网光伏发电站监控系统技术规范》 Q/CSG\_1211011-2016

《光伏发电站设计标准》GB50797-2012

《建筑结构荷载规范》 GB50009-2012

《建筑物防雷设计规范》 GB50057-2010

且包含未明列但属国家或地方规定的其他强制执行标准或规范（条款）

五、《光伏发电设施技术要求》

**（1）光伏组件**光伏发电系统采用高效单晶硅光伏组件，单块容量不低于620Wp,具体参数如下：

**光伏组件主要技术参数表**

|  |  |
| --- | --- |
| 型号规格 | 单晶硅双面双玻620Wp或以上 |
| 标称功率(W) | ≥620 |
| 组件效率(%) | ≥23 |
| 首年功率衰减率(%) | ≤1 |
| 次年后每年功率衰减率(%) | ≤0.4 |
| 25年后功率衰减率(%) | ≤13 |
| 功率公差(%) | 0⁓+3 |
| 功率误差(%) | ±3 |
| 短路电流温度系数(%/℃) | +0.05 |
| 开路电压温度系数(%/℃) | -0.23 |
| 最大功率温度系数(%/℃) | -0.29 |
| 最大系统电压 | DC1500V（IEC） |
| 工作温度范围(℃) | -40 ⁓+85 |
| 接线盒类型 | 密封防水型 防护等级IP68 |
| 边框类型 | 阳极氧化铝合金 防积灰设计（可加装导流器） |
| 安全防护等级 | ClassⅡ |

1. 光伏项目建设使用的太阳能组件须为A级品质，其生产企业要纳入国家工信部名录或产品通过TUV国际产品质量认证或CQC认证。
2. 光伏组件防护等级不低于IP66，在雨、雾、露水的湿气的环境下能正常工作，耐火等级达到A级不燃。并提供具有相应资质机构出具的检测报告，若检测机构为英文版则需提供中文版检测报告。
3. 所供电池组件需满足抗25mm冰雹的撞击要求，冰雹实验需满足 IEC61215 相关规定，并提供实验冰球质量、尺寸及试验速度，同时提供组件适应安装的气候条件，并对所供组件的抗冰雹能力加以说明并提供证明文件。
4. 所供组电池组件需具备防盐雾腐蚀功能，不因盐雾腐蚀出现绝缘降低、发电量减少情况。
5. 电池组件需具备一定的抗潮湿能力，组件在雨、雾、露水的湿气的环境下，组件能正常工作，绝缘性能满足要求，不允许出现漏电现象，湿漏电流试验需满足IEC61215相关条款规定。
6. 要求同一光伏发电单元内光伏组件的电池片需为同一批次原料，表面颜色均匀一致，无机械损伤，焊点无氧化斑，电池组件的I-V曲线基本相同。

（8）光伏组件进场后投标人需安排抽样进行开箱检查与EL检测，对不合格组件免费进行更换，并且在项目施工完成验收时，需组织对安装组件隐裂情况进行检测，检测到的存在不合格的组件，施工方需安排替换。

**2、逆变器**

（1）逆变器选型时除应考虑具有过/欠电压、过/欠频率、防孤岛效应、短路保护、逆向功率保护等保护功能外，同时应考虑其电压（电流）总谐波畸变率满足国际规定要求，减少对电网的干扰。整个光伏系统采用若干组逆变器每个逆变器具有自动最大功率跟踪功能，并能够随着光伏组件接收的功率，以最经济的方式自动识别并投入运行。

（2）逆变器必须是经国家认监委批准的认证机构认证且达标的产品（须具备直流拉弧检测功能），并提供不低于5年的质保。

（3）最大逆变效率≥98.6%，中国效率≥98%，满载MPPT范围200~1100V或更宽。

（4）逆变器输出功率大于其额定功率的50%时，功率因数应不小于0.98，输出有功功率在20%-50%之间时，功率因数不小于0.95。同时逆变器功率因素必须满足项目所在地电网要求。

（5）10%额定功率及以上下电流总谐波畸变率≤3%；交流输出三相电压的允许偏差不超过额定电压的±7%；直流分量不超过其交流额定值的0.5%；具有电网过/欠压保护、过/欠频保护、防孤岛保护、恢复并网保护、过流保护、极性反接保护、过载保护功能、Anti-PID功能，具备远程操作功能。

（6）逆变器要求能够自动化运行，运行状态可视化程度高。采用液晶显示屏，显示屏可清晰显示实时各项运行数据、实时故障数据、历史故障数据、总发电量等数据，逆变器镶有设备的铭牌。

（7）逆变器≥110kW需安装高温排风装置，在环境温度高于45℃时自动启动排风装置，排风口应具有防尘措施。

（8）组串式逆变器箱体须具备防盐雾腐蚀措施，具备防盐雾腐蚀功能，确保箱体内部25年内无任何腐蚀现象。

（9）要求配置每路组串电压电流检测功能。

（10）具有直流拉弧检测功能。

（11）逆变器必须满足系统抗PID功能和修复PID功能。

（12）逆变器内置交直流防雷和直流开关，交直流浪涌保护II 级以上，具备良好的电气隔离性，整机符合国家相关标准。

（13）逆变器直流输入支路必须配置光伏专用熔断器，确保当直流侧发生短路或热斑效应时，可快速隔离故障点。

（14）支持PLC通讯，项目通电并网后投标人必须负责为安全运维部技术员注册APP监控软件，并将光伏电站现场实时监测数据联通传送至东莞市水务集团科技发展有限公司指定的数据控制中心PC端。

（15）户外安装时，要求具备遮阳挡雨措施，挡雨板材质应采用304及以上不锈钢材质。

1. **交流汇流箱**

（1）配电箱必须是成套配电箱，成套配电箱内开关要提供3C认证和出厂检验报告。箱内并网设备要配备符合安全需求的闸刀、断路器、浪涌保护器，并应具备光伏元件故障、漏电自动断开光伏输出总开关。

（2）采用的内置漏电保护和浪涌保护，采用交直II级防雷保护，整体符合国家相关标准。

（3）箱体的防护等级不低于IP65，适合户外安装，满足防水、防尘、防紫外线、防盐雾、耐腐蚀等，安装位置干燥、通风良好。

（4）箱体需采用304不锈钢，钢板的厚度≥1.5mm，经过静电喷塑处理，内部全部的金属结构都需经过防腐处理，内外表面平整、光洁，无锈蚀、涂层脱落和磕碰损伤现象。

（5）箱体内部结构具有足够的机械强度，保证元器件安装后及操作时无摇晃、不变形；元器 件安装走线应整齐、可靠、合理布置；电器间绝缘应符合国家有关标准，进出线必须通过接线端子。

（6）箱体内应该针对接入的设备及线路，拥有明显的电气开断元件，能够确保检修时能够逐级断开系统，每个汇流箱必须给出一次及二次接线图。

1. **并网柜**

（1）中压10千伏项目中配置的配电箱应为自动化成套配电箱。

（2）并网柜与电气元件均应具备国内3C认证。

（3）并网柜具备被动孤岛检测、有压自动重合闸、失压跳闸、过欠压保护、过电流保护、防雷保护、短路保护、高低频保护、防孤岛保护等基本功能，若当地供电部门要求，还需配置逆功率保护；同时具备智能通讯功能，可以和后台系统通讯组网，远程操作断路器分合闸，远程查看并网柜各种电参量及开关位置信息。

（4）光伏并网柜可以加装计量仓，计量表具备双向计量功能，计量表有功电能精度不低于0.5S 级，电压互感器、电流互感器不低于0.2S 级。计量电表数据均接入到监控系统后台。

（5）柜体的防护等级不低于IP41，配电房内安装，柜型按照原有配电房开关柜定做，整体符合国家相关标准。

（6）柜体需采用冷轧钢板制作，钢板的厚度≥1.5mm，经过静电喷塑处理，内部全部的金属结构都需经过防腐处理，内外表面平整、光洁，无锈蚀、涂层脱落和磕碰损伤现象。

（7）630A及以上低压断路器采用固定式框架式断路器，要求配置具有三段保护的数显智能模块，630A以下采用塑壳式断路器。

1. 柜体内应该针对接入的设备及线路，拥有明显的电气开断元件，能够确保检修时能够逐级断开系统，每个并网柜必须给出一次及二次接线图。
2. 所有电气设备安装完成后，应进行电气交接试验，并形成记录。
3. **光伏支架**

（1）支架（含阵列式）的强度应满足在自重、风荷载和地震荷载共同作用下的使用要求，设计时光伏支架基础设计使用年限50年，光伏支架结构设计使用年限25年，表面防腐应满足10年内可拆卸再利用和25年内安全使用的要求；建筑光伏一体化的光伏支架设计使用年限应与一体化建筑主体结构一致。

（2）支架设计（含阵列式）必须满足东莞地区的风压等级要求，（即0.65KN/m²风压，风速在32.27米/秒以上的热带气旋）的抗风要求。

（3）本项目支架形式采用固定式钢支架的，需选用Q235B及以上钢材，钢材防腐可采用热浸锌和镀镁铝锌两种方式。若采用热浸锌防腐，镀锌层厚度应满足《光伏支架结构设计规程》（NB/T 10115-2018）、《金属覆盖层 钢铁制件热浸镀锌层技术要求及试验方法》（GB/T13912-2020）的相关要求。钢构件厚度＞6mm 时，热浸镀锌平均厚度不应小于85μm，局部镀锌厚度不应小于70μm；对于3＜钢构件厚度≤6mm 时，热浸镀锌平均厚度不应小于70μm，局部镀锌厚度不应小于55μm；镀镁铝锌不低于275mg/m2；光伏支架铝构件阳极氧化膜平均厚度不应小于15μm，局部厚度不应小于12μm，铝合金连接件阳极氧化膜平均厚度不应小于10μm，局部厚度不应小于8μm。

（4）彩钢瓦屋面采用夹具固定，夹具、压块及安装龙骨均采用600铝合金，强度等级不低于6063-T6，铝合金支架的使用寿命应在25年以上。结构主材化学成分和力学性能应符合《铝合金结构设计规范》（GB50429-2007）规定。铝合金型材经阳极氧化处理，氧化膜平均厚度不小于15μm，并满足《光伏发电站设计规范》（GB50797-2012）中相关要求。

（5）光伏支架施工图设计应根据建构筑物承载力检测报告进行深化，并在过程中征得招标人同意，钢材选用及防腐要求同混凝土屋面支架要求。

（6）光伏车棚钢材选用及防腐要求同混凝土屋面支架要求。

（7）本项目光伏支架布置必须考虑光伏电站的建设和后期运行不能影响厂区的正常运作，厂区地下管网错综复杂，支架基础要注意避开地下管网，基础桩基施工过程注意对厂区生产构筑物、管道、电缆的安全监测，如因施工原因造成安全隐患，投标人需无条件修复。

（8）光伏支架根据建构筑物承载力检测报告，如确因屋面承载力不满足抗风荷载要求，光伏支架可采用膨胀螺栓或化学螺栓锚固，但投标人需及时修复锚固过程中破损的屋面防水层，并保障屋面的防水性能不低于本项目工程实施前，要求在项目建成后对有关建构筑物屋面防水性能进行鉴定。若因光伏项目造成屋面漏水的，由投标人负责处理修复完好。

（9）本项目光伏支架布置需为后期光伏板机器人自动清洗、厂区维护运营预留操作路径。

（10）设计时，整个支架结构的强度、挠度、稳定性应符合国家结构设计相关规范的安全性要求；同时，支架结构的的节点连接也应满足国家结构设计规范的结构安全性的要求。

（11）组件安装螺栓选用不锈钢304及以上材质，表面需钝化，安装前须点胶或采用防松动螺母。

（12）支架安装完毕后中标人须委托第三方完成支架抗拉拔测试，要求符合《GB 50797-2012光伏电站设计规范》和《JGJ 145-2013混凝土结构后锚固技术规程》相关内容，锚栓抗拔力需达到设计荷载的1.5–2倍，且滑移量≤0.5 mm、残余变形≤0.2%。

1. **电气安装要求**

（1）光伏电站必须在逆变器输出汇总点设置易于操作、可闭锁、且具有明显断开点的并网总断路器，以保证电力设备检修维护人员的人身安全。

（2）光伏电站和并网点设备的防雷和接地应符合当地供电部门规定要求，光伏电站接地网接地电阻合格，接地电阻应按规定周期进行测试。

（3）光伏电站或电网异常、故障时为保护设备和人身安全，应具有相应继电保护功能，保护 电网和光伏设备的安全运行，确保维护人员和公众人身安全。光伏电站的保护应符合当地供电部门规定的可靠性、选择性、灵活性和速动性的要求。

（4）光伏电站的过流与短路保护、防孤岛能力、逆变器保护、恢复并网等应满足当地供电部门规定的要求。

（5）光伏电站的二次用直流系统的设计配置及蓄电池的放电容量应符合相关规程的技术要求。

（6）光伏电站的电能质量满足规程要求，电压谐波和波形畸变、电压偏差、电压波动和闪变、电压不平衡度、直流分量在规定的范围内，保证功率因素在0.98以上。

（7）光伏电站的安全自动装置应按国家规定配置齐全。

（8）直流部分和交流低压部分的总线路损耗应控制在2%以内。

（9）配线线槽在建筑物上的布置应美观，与整个建筑协调一致，布线应隐蔽，从底部不能明显的看到线缆。各方阵的线缆便于连接，并有足够的强度，线缆连接附件应防水、抗老化。

（10）直流侧电缆要以减少线损并防止外界干扰的原则选型，选用双绝缘防紫外线阻燃铜芯电缆，电缆性能符合《橡胶和塑料软管 实验室光源暴露试验法 颜色、外观和其他物理性能变化的测定》（GB/T18950-2023）性能测试的要求；交流侧需要考虑敷设的形式和安全来选择，应采用铜芯阻燃5芯电缆，若涉及埋管电缆须采用铠装。。

（11）电缆要采用铜芯电缆，其中直流电缆采用中国质量中心认证的光伏专用电缆，能满足室外30年的使用年限。光伏线缆 MC4 插头制作应严格按规范进行，各类线缆不能裸露。

（12）所有线缆敷设完成后，应进行直流电阻、绝缘电阻、直流耐压/交流耐压试验，并形成记录。

7、**防雷系统技术要求**

（1）光伏系统的防雷设计，应满足雷电防护分区、分级确定的防雷等级要求。各连接点的连接 电阻应小于4Ω。接地网的制作应符合国家相关规范要求。屋顶必须有等电位接地地网作为接地连接。防雷接地设施符合国家《建筑物防雷设计规范》（GB50057-2010）。

（2）提供的并网逆变器安全可靠，能确保25年内有效防止光伏组件PID现象的发生。

（3）带边框的光伏太阳能组件防雷接地要牢靠，并网逆变器将外壳可靠接地，避雷针、避雷扁钢、接地线及接地级要符合规范要求。

（4）组件与组件之间、组件与导轨之间需用接地线连接，线槽需做好等电位连接与接地。

光伏组件作为建筑一部分，本身要具备很好的防雷措施，能够与建筑物的防雷带有很明显的防雷连接点。在并网逆变器、交流汇流箱，光伏并网柜都应该有分级别的防雷防浪涌保护模块，保护相关的电气设备和线路。

**8、视频监控系统技术要求**

（1）投标人提供整套光伏项目的智能型综合自动化系统，实时监测系统的运行情况；该系统集电站设备视频监控、电站发电量整体分析、生产报表等于一体，使光伏电站实现安全、规范、高效、智能的运行，保证电站获得持续稳定的发电收益。本项目中系统监控管理由投标人提供，投标人负责安装调试及配合招标人后期维护。

（2）视频监控采用高清光口网络摄像机加光口高速摄像机的模式，招标人能通过投标人提供的网络地址或软件对光伏电站进行实时远程监控，图像分辨率达到1280\*960以上，镜头变倍≥20 倍光学变焦，能够分辨出设备的外观及运行状态、识别出人员车辆等，防护等级要求达到IP67，TVS 8000V防雷、防浪涌、防突波，具有红外夜视功能，夜视距离≥150 米，使用先进的压缩编码技术，视频图像直接在前端进行压缩，通过网络传输回电站监控室，避免外界电磁场对图像的影响。

（3）视频监控系统既支持光伏电站全景展示又能进行细节展示，对于重要设备还具有从多个摄像机进行多角度监视的功能，同时实时图像自动复位，即可对发电阵列内可旋转的摄像机设定默认监视位置，正常状态下摄像机保持默认位置；在控制完成后自动恢复到默认监视位置。

（4）项目通电并网后投标人必须负责为安全运维部技术员注册APP视频监控软件，并将光伏电站现场实时监测数据联通传送至东莞水务集团科技发展有限公司指定的数据控制中心PC端，实现集中监控，具体要求如下：

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 区域 | 摄像头数量 | 技术 |
| 光伏组件 | 1.根据现场及招标人意见调整；2.视频监控画面必须覆盖所有光伏组件、逆变器区域，不得存在盲区； | 1.直接插移动1年流量包4G手机卡；2.支持手机远程监控，TF卡容量不小于256G，所有监控数据要保留1个月以上；3.视频摄像头为高清、具有夜视功能，支持移动侦测报警；4.视频监控电源需引自市电，若配置室外立杆需可靠接地并不造成光伏组件阴影遮挡；5.所有摄像头均可360°自由转动巡检； |
| 并网逆变器 |

（5）成交人须在项目进场施工后7天内按以上要求完成所有区域视频监控的安装投运和移交，确保视频监控系统正常运行。

六、质量及安全保障

**1、质量要求**

（1）达到国家或光伏、电力行业质量检验评定的 合格 标准。

（2）建立健全质量保证体系，并保证其正常运作。

（3）加强安装调试过程控制，设专人对安装质量进行跟踪检查。

（4）对项目质量的检查严格执行三检制（自检、互检、专检）。

**2、安全保证措施**

（1）建立安全生产体系，制定详细的安全保证措施，加强安全管理，保证安全生产无事故。

（2）项目现场的布置符合防火、防爆、防雷电等安全规定及文明施工的要求。项目现场生活办公用房、仓库、材料堆放场按批准的总平面布置图进行布置。

（3）现场道路保持畅通，危险地点悬挂安全警示标牌，项目现场设置安全宣传标语。

（4）各类房屋、库棚、料场等安全消防距离符合有关规定，现场易燃杂物随时清理，严禁在有火种的场所或其近旁堆放易燃物品。

（5）成品保护措施：脆弱屋面在实施前应采集承载数据，经结构荷载计算光伏荷载≤0.71KN/m2，符合承载要求才可进行安装；应采取避免集中受力的保证措施，如架设轻质木板或其他增大受力面积的保证措施，同时必须优先安装运维通道，避免屋面因集中受力变形破裂受损。如因保护措施不足，使原有屋面受损，投标人应承担维修责任及费用，情况严重的，招标人有权要求投标人按照招标人遭受的损失进行赔偿。

（6）项目现场的临时用电严格按照《施工现场临时用电安全技术规范》JGJ46-2024 的规定执行，严格按照三相五线制布设电线，做到二级保护，三级控制，一机一闸，同时需出专项方案。

（7）项目现场的高处作业严格按照《建筑施工高处作业安全技术规范》JGJ80-2016的规定落实安全措施，正确佩戴五点式安全带（绳）、安全帽，同时需出专项方案。

（8）项目现场的吊装作业必须设置警戒区域，禁止人员跟随物体起吊，禁止人员站在吊物作业范围内下方，同时需出专项方案。

（9）项目现场的动火作业点应落实消防安全措施，清理周边易燃、可燃物体，设置灭火毯、灭火器等设施，严禁在禁火区域进行动火，同时需出专项方案。

（10）项目现场设立安全警示牌。危险区域必须悬挂“临边区域，当心坠落”、“高空作业，当心坠落”、“小心踏空，以防坠落”、“以防坠落，请勿攀爬”、“吊装作业，请勿靠近”、“高压有电，请勿靠近”、“当心触电”、“注意安全 ”、“严禁烟火”、“禁止通行”或“高空作业，系好安全带”、“必须系安全带”、“必须戴安全帽”等警示标志。

七、安全运维技术要求

**1、安全运维要求**

（1）投标人应当在光伏系统并网成功后在招标人要求时间内，按投标文件及合同约定制定相应的运维制度，成立专门的管理团队，编制运维方案，确保光伏设施的安全运行；投标人在质保期内需配合招标人安全运维部门进行运维管理。

（2）质保期内投标人应确保光伏系统安全、稳定、可靠运行，定期派人检查、监管和记录项目的运行情况，并定期汇总给招标人安全运维部门。

（3）投标人对光伏系统提供一年的运营维护服务，负责项目照管责任并承担全部运营维护所需费用。

（4）投标人承诺对光伏系统提供质保期内维修保养服务，并承担维修保养费用。

**2、安全运维设施**

（1）水清洗系统

①考虑到后期光伏组件清洗，每个屋面光伏系统需设计水清洗系统，要求在光伏组件排布屋面安装水管，并在出水口加装水龙头，在每个接水口需要配置相应的计量水表。

②水清洗系统冲洗端水压不足（压力小于0.2MPa时）需加装增压泵，出口压力可调节，最小出口压力保证每个终端同时开启时冲洗压力大于0.2MPa，泵入口设置可拆卸式滤网保证冲洗水不含杂质。

③所有的冲洗水管采用PPR热熔管，清洗水管管网放在通道上，水管拖长不超过50米且不能放在光伏组件上，在棚架光伏组件面每25米设置一个水龙头，按只能走通道的原则来布置水龙头。

④水管、水龙头应安装整齐、牢固，外观无明显破损和质量问题。

⑤混凝土屋顶原排水系统不足以及时排水或建筑物业主方要求增加新的排水管时需设计安装引到地面的排水管。

（2）运维通道

各项目根据组件排布设置合理的运维通道，确保方便运维人员进行运维。运维通道应连成一体，并和水管、桥架等统一布置。

A.混凝土屋面光伏结构棚面中间设置花纹钢板运维通道，通道能直达到检修楼梯平台且不影响光伏系统件的正常运行。运维花纹钢板要求如下：

①花纹钢板材质采用镀锌钢，花纹钢板的重量在15kg/m2以内，宽度不低于400mm；

②花纹钢板能够满足并能覆盖整个屋面太阳能板区域运维过程中的清洗、检修等工作；

③花纹钢板与花纹钢板衔接处可靠固定，花纹钢板与光伏结构棚可靠连接；

④花纹钢板强度和质量，满足如下要求：确保花纹钢板不移位晃动，不下垂并满足踩踏强度要求，寿命要求25年以上；

⑤花纹钢板侧必须设置悬挂安全绳的牢固点，并参照《坠落防护 水平生命线装置》GB38454-2019沿着花纹钢板加装水平生命线，确保方便运维人员安全清洗、运维。

（3）检修配电箱

为方便运维人员进行后期运维作业，安装光伏系统的屋面需加装检修配电箱，做法同逆变器一样，安装户外支架或挂墙安装,箱体采用厚度≥1.5mm的304不锈钢，防护等级不低于IP65，可靠接地，电源由交流汇流箱、逆变器交流端就近引入，开关与线缆大小的选型需满足焊接要求，同时方便视频监控系统取电。

（4）安全护栏、钢斜梯、采光带标识

①安全护栏：若屋顶无护栏或女儿墙屋顶的屋顶临边、洞口处，需加装高度≥1200mm的永久热镀锌角钢、U型钢材质防护围栏，以保护人身安全，同时也要减少护栏对光伏组件阴影遮挡影响。护栏立柱之间的间距小于1.5m，横杆之间的间距小于0.6m，护栏按间隔可靠防雷接地。护栏安装应牢固、美观，符合《建筑施工高处作业安全技术规范》JGJ80-2016。

②扶手踏步钢斜梯：为方便运维和安全作业，未设置楼梯的屋面、棚架式光伏组件面，须设置扶手踏步镀锌钢斜梯，钢梯宽度≥0.8m，扶手高度≥0.9m，同时加装0.8m×1.2m运维操作平台并与运维通道进行连接，应符合《固定式钢梯及平台安全要求.第2部分:钢斜梯》GB4053.2-2009规定。钢斜梯入口要有带锁的活动门，钢斜梯旁边设置“非内部人员禁止进入”等安全警示牌。

③采光带周围用宽度不少于100mm黄色油漆标识（或贴警示带），并设置“禁止踩踏”警示牌；同时设置防坠落网进行保护，防止人员踩空。

八、消防要求

**1、主要设计原则、功能及配置**

本项目依据国家有关消防条例、规范进行设计，本着“预防为主、防消结合 ”的消防工作方针，消防系统的设置以加强自身防范力量为主，立足于自救，同时与消防部门联防，做到“防患于未然”，从积极的方面预防火灾的发生及蔓延。变电站内电气设备较多，消防设计的重点是防止电气火灾。

（1）对设有电气仪表设备的房间，应配置移动式气体灭火器和手动火灾报警（警铃）。

（2）对光伏组件屋面应按方阵、逆变器数量配置干粉灭火器和消防沙，用于发电单元电气设备的灭火。

（3）根据“预防为主、防消结合”的原则，本着减少着火几率，阻止电缆着火延燃及窜燃的目的，结合现场实际情况，主要采取“封”“堵”“隔”“涂”等技术措施，封堵施工按照国家及行业有关标准和以往的电缆防火封堵措施并结合电站实际情况进行，交流电缆采用阻燃型。安装主要达到《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收标准》GB50168-2018。

**2、消防设计及消防验收**

投标人须依据《中华人民共和国消防法》、《建设工程消防设计审查验收管理暂行规定》等法律法规及当地消防管理部门的要求，完成如下事项（包括但不限于）:

（1）光伏发电项目的消防设计及备案；

（2）委托有资质的第三方机构进行消防检测，并取得消防设施检测合格证明文件；

（3）竣工验收消防备案；

（4）如本项目被确定为抽查对象，须通过当地消防管理部门的检测检验。

九、其他要求

**1、工期安排：**每个子项目（厂区）的基准实施周期为120天，自甲方或其委托的项目管理公司签发该子项目开工通知之日起，至该子项目通过供电部门验收并完成并网通电之日止。若本项目未能在工期要求时间内完成工作，每延迟1天中标人应以合同暂定总价为基数，按万分之五（0.5‰）的标准向招标人支付违约金。如因供电部门审批延误、不可抗力或其他非项目乙方原因且不可归责于乙方的客观因素导致工期延误，则受影响子项目的工期应相应顺延，顺延时长以实际延误时间为准。

**2、运维期：1年，自项目全部并网审批通过开始正式送电之日起计算。**

**3、质保期：质保期为项目整体最终验收合格后2年，如个体设备有更高要求的，遵循更高要求。**

**4、合同价格形式**

（1）关于合同价格形式的约定：以暂定总价、固定每瓦单价总承包的方式。

（2）关于合同价格调整的约定：根据最终容量及合同约定相应调整。

注：①经招标人书面提出或确认组件型号及数量变化时，按照实际装机容量结算；在组件数量不变的情况下，如果因单块组件容量增大导致实际装机容量增大，仍按单块组件620Wp计算总装机容量来结算总价；如组件单块容量不变，安装组件数量增减，应按照实际装机容量结算。

②原则上，建设范围不得改变，因招标人原因对建设范围增减的，应按照实际装机容量结算。

③中标固定每瓦单价=中标报价总价÷装机容量（四舍五入保留小数点后3位小数），投标人按中标固定每瓦单价×实际装机容量进行结算。

④合同暂定价格仅为便于计算使用，不作为招标人最终采购实施数量的保证。招标人的实际需求数量以实际装机容量为准，按实结算。在履行期内，中标人不得因招标人实际采购实施数量的减少或增加而要求招标人作出任何形式的补偿或赔偿，或要求招标人按暂定数量采购相应货物。

**5、付款方式：**

第一阶段：合同签订后，乙方向甲方提交整个项目全套施工图设计文件，经甲方审核确认后，甲方向乙方支付暂定合同金额的20%；

第二阶段：按子项目进度支付，所有子项目在该阶段累计支付金额不超过暂定合同金额的 60%，具体如下：

（1）乙方完成子项目备案，且经甲方确认光伏支架安装完毕后，甲方向乙方支付该子项目的项目暂定金额的40%；

（2）子项目施工完成，甲方向乙方支付该子项目的项目暂定金额的20%。

第三阶段：在所有子项目均完成并网发电且验收合格后，结算完成后，甲方向乙方支付至项目结算价款的90%

第四阶段：1年运维期结束后支付至合同总结算金额的97%，剩余3% 作为质量保证金。

注：结算价款的( 3% )留作质量保修金。在中标人按本项目合同约定履行质量保修义务的前提下，招标人于项目整体最终验收合格之日起届满二年且收到中标人提交的质量保修保函之后，招标人将剩余的质量保修金无息退还给中标人。如中标人未按本项目合同约定履行质量保修义务的，招标人有权不予或推迟向中标人退还质量保修金。招标人向中标人退还质量保修金前，中标人须向招标人提交担保金额为质量保修金同等金额的无条件、见索即付、不可撤销质量保修保函。质量保修保函的有效期为项目整体最终验收合格届满二年之日起 1 年。

6、投标人须对本项目为单位的货物及服务进行整体投标，任何只对其中一部分内容进行的投标都被视为无效投标。如本项目的部分安装（实施）工程需要具有相应资质才能实施但投标人不具备该项资质的，投标人应在获得招标人的书面同意后，委托具有相应资质的单位实施。