

第五章 发包人要求

目 录

第一节 用户需求概况	1
1 项目概况	1
2 采购内容	1
2.1 项目名称	1
2.2 采购人	1
2.3 项目位置	1
2.4 建设内容	1
2.5 采购服务内容	1
2.6 施工期限	2
2.7 项目质保期	2
3 采购预算	2
4 其他要求	2
第二节 技术规范要求	- 4 -
1 总则	- 4 -
1.1 概述	- 4 -
1.2 项目选址及建设条件	- 4 -
1.3 基本设计条件	- 4 -
1.4 标准和规范	- 5 -
2 主要设备及系统要求	- 6 -
2.1 光伏组件	- 6 -
2.2 光伏支架	- 7 -
2.3 逆变器	- 8 -
2.4 0.4kV 低压开关柜	- 9 -
2.5 10kV 开关柜	- 11 -
2.6 箱变	- 24 -
2.7 电缆桥架技术要求	- 31 -
2.8 防雷系统技术要求	- 31 -
2.9 油漆、设备标牌	- 32 -
2.10 光伏子站自动化监控系统技术要求	- 32 -
2.11 设备技术要求	- 50 -
2.12 调度自动化	61
2.13 远动系统	61
2.14 调度通信	61
2.15 电力监控系统网络安全	61
2.16 质量保证	65
2.17 现场服务及售后服务	66
2.18 备品备件及质量保证	66
在上述期限结束之前,投标方或任何供应商希望停止提供光伏发电系统或其中任何部分的备品备件或更换部件,应立即通知甲方,以使甲方有机会(在六个月内实施)以合理的价格购置其认为光伏发电系统或其中任何部分在预定年限内合理需要的足够数量的备品备件或更换部件。	67
2.19 电气安装要求	67

3 运维辅助设施技术要求	68
3.1 上水系统	68
3.2 安全护栏、斜梯	68
4 消防设施要求	68
4.1 主要设计原则、功能及配置	68
4.2 消防设计及消防验收（如需要）	68
5 设备品牌	69
第三节 设计范围、要求和设计联络会	70
1 设计范围	70
2 设计要求	70
3 设计工期要求	70
4 设计联络会	70
4.1 目的	70
4.2 第一次设计联络会	70
4.3 第二次设计联络会	71
4.4 签字	71
4.5 日常联系和配合	71
5 设计确认	71
第四节 设备采购要求	72
1 工程设备的提供	72
2 设备采购工期要求	72
3 采购设备检验	72
4 运输与超限物资运输	73
5 重新订货及后果	73
6 工程物资保管与剩余	73
第五节 施工要求	74
1 施工范围	74
2 项目管理 组织机构和人员配置	74
3 施工所用的标准及规范	76
4 施工综合进度	76
5 主要施工方案及特殊施工措施	77
6 设备、物质的管理	77
7 项目质量管理	78
8 职业健康安全管理和环境管理	79
9 文明施工	80
10 项目施工技术管理	80
11 与招标方有关的主要工作	82
12 建筑/机电安装施工安全规则	83
13 安全专项施工方案	102
第六节 检验和性能验收试验	104
1 概述	104
2 工厂检验及试验	104

2.1 工厂检验	104
2.2 试验	104
2.3 现场中间检查	104
3 发包人的设备监造	104
4 调试	106
5 性能验收试验	106
6 工程试运和移交生产验收	108
第七节 技术资料内容及交付进度	109
1 设计文件的交付	109
2 操作维修手册	109
3 竣工文件	109
4 操作维修手册	109
5 施工图纸资料管理	109
6 竣工资料管理	110

第一节 用户需求概况

1 项目概况

为贯彻落实国家“双碳”战略，积极响应市发改委市属国企积极参与光伏发电项目开发建设的要求，广州水务环保技术有限公司正在开展厂站分布式光伏发电项目，并已委托第三方单位开展了《广州水投集团“水务+光伏”一体化节能改造项目（10.78兆瓦分布式光伏发电项目）》可行性研究工作，拟在花都区排水6个（狮岭二期、新华三期、大陵泵站、汽车城泵站、凤凰泵站、雅瑶泵站）、广州排水公司6个（人和2#泵站+扩建泵站、江高3#泵站、高校园区泵站、人和1#泵站、大坦沙5号泵站、大坦沙6号泵站）给排水厂站建设分布式光伏，并取得了相关的项目备案。项目拟采用单晶硅645WpBC光伏组件，光伏总装机容量为4.83兆瓦。光伏发电均采用“自发自用、余电上网”模式，现拟采购EPC服务。

2 采购内容

2.1 项目名称

广州水投集团“水务+光伏”一体化节能改造项目（10.78兆瓦分布式光伏发电项目）设计-采购-施工总承包（EPC）（第二标段）EPC总承包工程采购。

2.2 采购人

广州水务环保技术有限公司。

2.3 项目位置

花都区、白云区。

2.4 建设内容

12个厂站光伏发电工程，包括但不限于光伏组件、支架及基础、逆变器、变压器、敷设电缆、终端等设施设备，及消防、给排水、安全等配套设施，及开关站建设工程。

2.5 采购服务内容

（1）施工图设计

本项目已完成可行性研究及房屋鉴定检测，承接单位应基于已批可行性研究及建（构）筑物鉴定结果，开展本项目分布式光伏电站至并网点的全部工程施工图设计深化、竣工图编制工作，包括但不限于光伏组件阵列设计、光伏组件支架及基础（混凝土屋面、露天水池上方支架）设计、逆变器选型及布置设计、连接电缆设计、并网接入设计及视

频监控等。

(2) 采购及施工

包括设备及材料等采购（含运输到现场、到场检验、到货验收等）、施工安装、调试、并网通电及验收等。

本项目设备采购包括但不限于光伏组件、逆变器、汇流箱、一次预制舱、二次预制舱、远程红外抄表管理系统、视频监控及环境监测仪等光伏发电设备。

本项目施工及安装包括但不限于光伏组件、支架、逆变器、升压变、视频监控、集控中心设备的安装，光伏支架包括混凝土屋面形式、彩钢瓦轻钢屋面形式、池面刚性支架、光伏车棚等。光伏发电设备安装后的调试工作，包括但不限于光伏发电系统、远程红外抄表管理系统，电站监控系统、视频监控系统等电气设备的稳定运行调试。该项服务同时包含对工程质量及工期控制、并网手续办理、培训及在质量保修期内的消缺等全过程的工作。

(3) 其它说明

本工程为交钥匙工程，承接人负责工程招标范围内的设计、供货（含组件）、施工和验收；对于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工作，则需纳入设计、采购、安装及提供服务范围。

2.6 施工期限

项目施工期限 3 个月，具体正式开工日期以总监理工程师发出的开工令为准。。

2.7 项目质保期

本项目质保期为两年，自发电系统初步验收证书签发日起算。

3 采购预算

1、项目投资

本工程建设规模为 4.83 兆瓦，工程投资估算暂为 2418.35 万元人民币。

2、采购预算

包括但不限于人工费、差旅费、办公费、通讯费、管理费、基础资料收集、施工图设计、专题评审、并网接入、设备采购、安装施工、调试运行、工程保险等全过程费用。

4 其他要求

1、为确保服务质量及沟通对接的顺畅，承接单位须设置专职主管，负责对本项目的服务范围、服务质量的检查监督及与采购人日常业务联系，并全程负责项目备案登记

申请、备案、竣工验收、并网验收等全过程手续。

2、承接单位应妥善保管采购人提供的资料，保守采购人的各项秘密。未经采购人书面许可，承接单位不得利用知悉的属于采购人的成果和资料为自己或第三方谋取利益。

3、未经采购人书面许可，承接单位不得向第三方提供或披露本项目内容及采购业务有关的资料和信息，法律规定的除外，否则，采购人有权追究承接单位的责任。

4、电站设计方案应紧密结合排水厂站的特殊环境和安全要求，尤其考虑光伏设备在腐蚀性环境中的长期适应性与防护措施，施工组织方案设计及现场管理应符合厂站封闭式管理的相关要求。

5、承接单位应以采购人和承接单位的共同名义向双方同意的保险人投保建设工程设计责任险、建筑工程一切险与安装工程一切险、社会保险、雇主责任险、人身意外险等保险。投保险种、保险范围、保险金额、保险费率、保险期限等有关内容应当能够充分保障项目建设过程中所可能遇到的风险（其中人身意外险保额不低于 90 万元/人）。

6、在缺陷责任期终止证书颁发前，承接单位应投保第三者责任险。

7、承接单位应在项目正式开工前向发包人提交各项保险生效的证据和保险单副本，保险单期限应等于或长于项目竣工验收之日。

8、保险金不足以补偿损失的（包括免赔额和超过赔偿限额的部分），应由承接单位负责补偿。

第二节 技术规范要求

1 总则

1.1 概述

花都排水 6 个（狮岭二期、新华三期、大陵泵站、汽车城泵站、凤凰泵站、雅瑶泵站）、广州排水公司 6 个（人和 2#泵站+扩建泵站、江高 3#泵站、高校园区泵站、人和 1#泵站、大坦沙 5 号泵站、大坦沙 6 号泵站）给排水厂站建设分布式光伏。项目拟采用单晶硅 645WpBC 光伏组件，光伏总装机容量为 4.83 兆瓦。光伏发电均采用“自发自用、余电上网”模式。

1.2 项目选址及建设条件

1.2.1 项目选址

本项目通过土地二次开发利用，在 12 个给排水厂站内建筑屋面和构筑物池面布置光伏板。

1.2.2 建设条件

本工程所处地区太阳能资源为资源丰富级别，交通运输和安装条件较好，接入系统条件较好，适宜规模开发。为了有效地开发光伏电站，应遵循统一规划、集中开发的原则尽快建设。

1.2.3 光照资源

项目所在地太阳能资源总量属于“资源丰富地区”，年变化“很稳定”，直射比等级为“低”，总辐射日辐照量中散射辐射主导。

本项目由于厂站地理稍有差异，建设场址水平面年总太阳能辐射量代表值 1218.0~1218.4kWh/m²，其中逐月最小值为 72.3kWh/m²，最大值为 134.8kWh/m²。

1.3 基本设计条件

能满足太阳能光伏电站从发电直至并网正常运行所需具备的设计、采购、运输、施工、调试、试验及检查测试、试运行、并网运行、培训和最终交付投产，贰年质保期等。必须满足本文件规定的技术要求。

1.3.1 招标方所提及的技术要求是最低限度的要求，并未对一切技术细节作出规定，也未充分地详述有关标准和规范的条文，投标方应提供符合招标文件和相关工业标准的功能齐全的优质产品及其相应服务。

1.3.2 太阳能并网光伏电站的要求：安全可靠、系统优化、功能完整、建设期间不影响项目所在给排水厂站正常生产。承接人提供的设计、设备以及施工，必须满足本合同规定的技术要求，光伏电站综合效率不低于 84%。

1.3.3 投标方应对太阳能光伏电站系统提出优化、深化设计。投标方对系统的拟定、设备的选择和布置负责，招标方的要求并不解除投标方的责任。

1.3.4 涉及载荷校核等问题，投标方应充分理解原有建筑物设计单位设计文件。设计文件不能免除投标方的责任。

1.3.5 投标方应充分考虑厂区原有设备正常运行和检修问题，预留足够的设备检修空间，投标方的预留设备检修空间方案需经招标方书面的审核认可（若涉及技术咨询费、审核费等费用，则该费用含在设计费中）。

1.3.6 本技术规范书提出的是最低限度的技术要求，并没有对一切技术细节作出规定，也未充分引述有关标准及规范的条文。投标方应保证提供符合本技术规范书和有关最新工业标准的产品，该产品必须满足国家有关安全、消防、环保、劳动卫生等强制性标准的要求。

1.3.7 投标方如对技术规范书有异议，应以书面形式明确提出，反映在差异表中。在征得招标方同意后，方可对有关条文进行修改。如招标方不同意修改，仍以招标方的意见为准。对于无明确异议的部分，则表明投标方认可本技术规范书的相应部分。

1.3.8 光伏并网电站的平面布置，及所有满足系统要求的设备、电缆走向、逆变器布置、仪表及监控、附件等，在施工图详细设计时，按招标方审定的意见做相应的优化调整，并不发生商务变动。

1.4 标准和规范

太阳能并网光伏电站的勘察、设计、采购、施工最终交付等符合相关的中国法律及规范、以及最新版的 ISO 和 IEC 标准。对于标准的采用符合下述原则：

- 与安全、环保、健康、消防等相关的事项执行中国国家及地方有关法规、标准；
- 上述标准中不包含的部分采用技术来源国标准或国际通用标准，由投标方提供，招标方确认；
- 设计的设备和材料执行设备和材料制造商所在国或国际标准；

- 建筑、结构、电气等执行中国电力行业标准或中国相应的行业标准。

投标方应针对本工程的勘察、设计、采购、施工性能考核等要求，提交所有相关标准、规定及相关标准的清单。在合同执行过程中采用的标准需经招标方确认。

- (1) GB/T18479-2001《地面用光伏（PV）发电系统 概述和导则》
- (2) SJ/T11127-1997《光伏（PV）发电系统过电压保护—导则》
- (3) GB/T 19939-2005《光伏系统并网技术要求》
- (4) GB/T 19964-2005《光伏发电站接入电力系统技术规定》
- (5) Q/SPS 22-2007《并网光伏发电专用逆变器技术要求和试验方法》
- (6) CSCS85:1996《太阳光伏电源系统安装工程施工及验收技术规范》

上述标准、规范及规程仅是本工程的最基本依据，并未包括实施中所涉及到的所有标准、规范和规程，并且所用标准和技术规范均为合同签订之日为止时的最新版本。

2 主要设备及系统要求

2.1 光伏组件

（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）组件使用寿命不低于 25 年，晶硅组件光电转换效率不低于 23.9%，并提供 10 年功率不低于额定功率 95%和 25 年功率不低于额定功率 88%有限质保。

（3）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。并提供权威机构检测报告，若检测机构为英文版则需提供中文版检测报告。

（4）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。

（5）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。

（6）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。

(7) 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。组件上均有追溯码可回溯厂家及出厂时间等相关信息。

(8) 根据环评要求,承接方承诺废弃光伏组件由生产厂家负责回收，如在质保期外废弃上述设备，发包方需与具体供货厂家协商相关回收费用。

2.2 光伏支架

2.2.1 基本要求

根据本项目涉及给排水厂站现场的生产构建筑物情况，本项目光伏支架布置形式包含混凝土屋面阵列式光伏支架、混凝土屋面阳光棚光伏支架、池面刚性支架、光伏车棚。

(1) 支架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。设计时应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，设计风压取 50 年一遇基本风压，地面粗糙度为 B 类，风振系数取 1.2（依据《工程结构通用规范》GB 55001-2021），体形系数根据《建筑结构荷载规范》(GB 50009-2012)取值。抗震设防烈度为 7 度，第一组。安全等级为三级，重要性系数不小于 1.0。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。

(2) 本项目混凝土屋顶支架形式采用阵列式固定式钢支架或阳光棚光伏支架，需选用 Q355B 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。且热浸镀锌平均厚度不应小于 $85\mu\text{m}$ ，局部镀锌厚度不应小于 $70\mu\text{m}$ ；镀镁铝锌不低于 $275\text{mg}/\text{m}^2$ ；光伏支架铝构件阳极氧化膜平均厚度不应小于 $20\mu\text{m}$ ，局部厚度不应小于 $16\mu\text{m}$ 。

(3) 池面刚性支架施工图设计组件布置必须考虑光伏电站的建设和后期运行不能影响水处理的正常运作，并在过程中进一步配合采购人征求厂站运维单位的意见，钢材选用及防腐要求同混凝土屋面支架要求。确保厂站生产构筑物的池体安全，如因施工原因造成厂站生产构筑物的池体安全隐患，承接单位需无条件修复受损的厂站池体。

(4) 混凝土屋面光伏支架根据屋面承载力检测结果, 首选混凝土支墩配重抗风荷载的安装方式, 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, 但承接单位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。若因光伏项目造成屋面漏水的, 由供应商负责处理完好。

(5) 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。

组件安装螺栓选用 8.8 级不锈钢 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。

2.3 逆变器

(1) 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。

(2) 最大逆变效率 $\geq 98.6\%$, 中国效率 $\geq 98.1\%$, 满载 MPPT 范围 200~1500V 或更宽。

(3) 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。

(4) 10%额定功率及以上电流总谐波畸变率 $\leq 3\%$; 交流输出三相电压的允许偏差不得超过额定电压的 $\pm 7\%$; 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。

(5) 逆变器要求能够自动化运行, 运行状态可视化程度高。逆变器应提供大尺寸的人机界面, 采用液晶显示屏(LCD)和轻触按键组合, 作为人机界面。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, 总发电量数据, 历史发电量(按月、按年查询)数据。显示界面具有按键功能, 工作人员可随时翻看所需运行数据; 逆变器镶有设备的铭牌。

(6) 逆变器 $\geq 110\text{kW}$ 需安装高温排风装置, 在环境温度高于 45°C 时自动启动排风装置, 排风口应具有防尘措施。

(7) 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

部 25 年内无任何腐蚀现象。

(8) 要求配置每路组串电压电流检测功能。

(9) 具有直流拉弧检测功能。

(10) 逆变器必须满足系统抗 PID 功能和修复 PID 功能。

(11) 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。

(12) 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。

(13) 支持通讯，能将光伏电站现场实时监测数据联通传送至数据控制中心，预留集中监控接口。

(14) 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。

2.4 0.4kV 低压开关柜

2.4.1 通用要求

(1) 低压开关柜采用低压抽出式开关柜（GCK），计量柜内配置关口电度表，并网柜采用标准模块化设计，符合《南方电网计量典设要求》。

(2) 并网柜及柜内元器件应选用性能优良产品，所有一次设备及元件短路动、热稳定电流应能承受不低于母线的动、热稳定电流值，且不损坏。所有电气元件应经过 CCC 认证，配电柜应提供全型式试验/部分型式试验，并具有足够运行业绩。

(3) 柜体框架和外壳

并网柜柜架和外壳要求由钢板外壳封闭的框架应是垂直地面安装的刚性、自承式独立结构，并应能承受所安装元件和短路时产生的动、热稳定。同时不会因为并网柜的安装、运输等情况而影响并网柜的性能。柜体的外壳防护等级不低于 IP3X。

柜体的外壳钢板的厚度为 2.0mm，柜架采用 C 型材。所有元件均应由非吸湿和非可燃性材料制成。工艺采用先进工艺，面漆美观、附着力强、硬度高、耐腐蚀、抗老化、保光保色性好，满足高潮湿的特殊气候的要求。每台框架断路器应布置在前开铰链门的功能单元室内。低压并网柜的背面设置维护门。并网柜均应有完善可靠的防护措施。每台断路器在功能单元室有运行、试验、检修三个位置。在一次触头接通前，断路器的框架或抽出单元应可靠接地，并且，在运行位置以及在一次触头分开一个安全距离以前的

所有其它位置，断路器的框架或抽出单元应保持可靠接地。

低压开关柜应开设通风孔，且通风孔安装百叶保护。低压并网柜内的电器元件、裸露的带电导体和端子等的电气距离和爬电距离应符合有关标准，同时应适合使用的环境条件。低压并网柜任何载流部件的最大温升应不超过有关标准规定的限值。设计环境温度应为 40° C。

(4) 低压开关柜应满足设计图纸的最终要求。

(5) 供货方应踏勘现场以保证并网柜各接口满足现场要求。

(6) 柜体配置及结构

卖方负责低压并网柜、密集母线槽和原有配电柜的连接并提供相关材料。合同签订前、后，卖方应到现场查勘，与原设备生产厂家和密集母线槽厂家密切配合，协调母线的规格尺寸和母线相序，保证密集母线槽能与原柜体母线顺利连接。

(7) 接线

在接地母线的每一端部提供压接式端子，用于与外部接地线相接。联锁及指示断路器应设有机机械（分、合闸）操作状态指示标志，用以指示断路器的“合闸”和“分闸”状态。

(8) 互感器卖方应根据保护和测量表计要求并按最终的订货图设置电流互感器。出线开关 CT 为 0.5 级，并在出线开关处预留安装电力公司计量表计用电流互感器位置。电流互感器安装应当便于维护和更换。

(9) 继电器应满足国标要求。继电器不能布置在当柜门关闭或打开时将引起误动（引起合闸或跳闸）的地方。

(10) 布线供方负责并网柜内部及柜间总线的布线，包括安装接线及所有通信电缆、接头、终端电阻等附件的供货，合理设计布线路径，采取有效措施消除各种干扰，配合监控系统调试，确保系统的正常运行。所有元件的通讯电缆及电源电缆需先引到本元件的端子排上，再根据图纸要求引出。

(11) 光伏并网计量柜设置独立计量室，计量室四周必须加铅封密封，计量安装 1 套多功能电子表，1 套负控电子表。1 套多功能电子表，1 套负控电子表由供电局提供，预留计量互感器安装位置预留电压线、互感器线和三相四线接线盒（满足广州供电局要求）至电表接线，电压线和电流线按相线区分颜色；留计量互感器安装位置,预留电压线，互感器线电线。

2.4.2 柜内主要设备选型：

①框架断路器（采用国内优质产品）

型式：低压框架断路器

额定电压：400V AC

整定电流：2000A/1250A/1000A/800A（以最终施工图为准）

额定运行短路分断能力： $\geq 50\text{kA}$

操作方式：手动/电动

安装方式：固定式/抽屉式

框架断路器应带有通讯功能，供保护、计量、测量等信号传递用。为了保证系统的选择性，减小短路故障影响的范围，框架断路器具有三段保护及接地故障保护功能。为了检修、维护的安全，避免误操作，框架断路器具有连接-试验-分离三个位置。为了检修、维护的安全，避免误操作，框架断路器有一个钥匙锁锁定 OFF 位置。框架断路器应配备带液晶显示的微处理保护单元。整定步距要求 ≤ 0.01 ，有利于线路的精确保护。框架断路器为模块化结构设计，可在框架电流范围内任意改变额定保护电流，并可随意扩展通讯、全电参量测量、信号输出的功能；附件可以按照用户需要更换，方便用户进行维修保养。

②低压塑壳断路器（应选用国内知名品牌的产品）

额定工作电压：400V AC

额定电流 100A/200A/225A（以最终施工图为准）

额定运行短路分断能力 $\geq 35\text{kA}$

额定极限短路分段能力： $\geq 50\text{kA}$

电气寿命： ≥ 1000 次

脱扣方式：热磁脱扣

机械寿命（免维护）： ≥ 10000 次

（12）开关柜防护等级的要求

在开关柜的柜门关闭时防护等级应达到 IP31 或以上；当开关柜采用金属铠装封闭式结构时，在柜门打开时防护等级达到 IP2X 或以上。

2.5 10kV 开关柜

2.5.1 开关柜基本参数和性能

表 2.5-1 开关柜基本参数和性能

项目	参数
开关柜型式	铠装移开式户内交流金属封闭开关柜
系统标称电压	10kV
额定电压	12kV
系统中性点接地方式	不接地 / 经消弧线圈接地
系统接线	三相三线
母线形式	单母线
额定短时工频耐受电压(有效值)	相对地、相间及开关断口：42kV
	隔离断口：48kV
额定雷电冲击耐受电压(峰值)	相对地、相间及开关断口：75kV
	隔离断口：85kV
额定频率	50Hz
母线额定电流	≥630(最终以实际工程需求为准)
温升	满足《3.6kV～40.5kV 交流金属封闭开关设备和控制设备》(DL/T 404-2007)章节 4.4.2 的规定
母线额定短时耐受电流	31.5kA (4s)
母线额定峰值耐受电流	80kA
辅助电源电压	DC 220V
柜内照明、加热器	AC 220V,
操作机构、控制和继电保护回路	DC 220V;
开关柜柜体防护等级	IP4X
隔板和活门的防护等级	IP2X
运行连续性的丧失类别	LSC2
隔板和活门的等级	PM
操作装置的类型	就地手动/远方遥控
开关柜五防	机械五防, 当地电网公司要求时还需预留微机五防接口
主回路的开合操作时在辅助和控制回路上所感应的共模电压幅值	≤1.6kV
噪声	≤50db
预装式开关站箱体外壳防护等级	不低于 IP54

2.5.2 外形尺寸及布置描述

预装式开关站采用单母线接线，若采用多段母线接线时，每段母线之间通过母线桥连接，最终柜面布置以设计院盖章的施工图为准。

现场无特殊要求时，开关柜高压电缆采用柜后下进线下出线，其他二次电缆均采用柜前下进线下出线。开关柜尺寸要求如下所示。

表 2.5-2 开关柜尺寸要求

	海拔高度 $H \leq 1000\text{m}$	海拔高度 $1000\text{m} < H \leq 2000\text{m}$	应用说明
--	-------------------------------	--	------

	海拔高度 $H \leq 1000\text{m}$	海拔高度 $1000\text{m} < H \leq 2000\text{m}$	应用说明
柜宽 (mm)	600	800	过渡柜
	800	800	630A/1250A
	1000	1000	3150A/4000A
柜深 (mm)	1500	1500	电缆出线柜、电容器/并联电抗器柜、站用/接地变柜、PT 柜、进线隔离柜（不带后附柜）、进线断路器柜（不带后附柜）、分段柜（不带后附柜）、过渡柜
	1800	1800	进线隔离柜（带后附柜）、进线断路器柜（带后附柜）、分段柜（带后附柜）
柜高 (mm)	2200	2200	包括二次小母线的高度

开关柜标称深度，包含门板的全部外沿（凸出的元件、锁、销、门板凸出部分等不计）。

开关柜标称高度，包含眉头的全部外沿（凸出的吊环、排气扇、母线桥等不计）。

开关柜的母线布置型式可采用“品”字型或“一”字型布置，柜体的柜深、柜高应统一，做到开关柜柜面整齐、规整。

开关柜柜体颜色 RAL7035（计算机灰），柜体内表面能抗冷凝。

2.5.3 其他要求

高压开关柜的外壳（包括骨架、面板、门等）必须采用厚度 2mm 或以上敷铝锌板多重折边工艺制成（除通风窗、排气孔外），并具有较高的机械强度，外形应美观，不得用网状纺织物、不耐火或类似的材料制造，柜体表面喷涂要采用先进工艺，具有面漆美观、附着力强、硬度高、耐腐蚀、抗老化、保光保色性好等性能。

类型、额定值和结构相同的所有可移开部件和元件在机械上和电气上应具有互换性。当这些移开部件和元件以及隔室的设计在机械上可以互换时，则安装相同的或者较高额定电流和额定绝缘水平的可移开部件和元件应该能够代替相同的或者较低的额定电流和额定绝缘水平的可移开部件和元件。

外壳固定螺栓采用不小于 M10 的内六角螺栓。柜子后背门的固定，在满足内部燃弧试验要求强度的条件下，留有开启式铰链以方便柜门开启。

高压开关柜各功能室及各个回路的单元功能室均采用接地的钢板分隔，互不干扰，不能采用有机绝缘隔板，也不能采用网孔式或栅栏式隔板。隔板等级为 PM 级。

断路器室、母线室及电缆终端室应设有独立的泄压通道，通道孔均开向柜顶上方；

若隔室内发生短路故障而燃弧时，气体通过泄压通道迅速向上方释放，可确保操作人员的安全，同时将内部故障限制在本隔室内。投标方需提供压力释放试验报告。

高压开关柜必须有防止因本柜组件故障殃及相邻高压开关柜的措施。高压开关柜的隔离设施，应以阻燃材料制成，并通过相应的绝缘强度的验证试验。

为防止开关柜“火烧连营”，开关柜的柜间母线室之间应采取有效的封堵隔离措施。母线穿透的柜间隔板、额定电流 2000A 及以上进出线穿透的室间隔板必须采用非导磁的不锈钢板。

接地开关、接地车、柜门的闭锁应具备可恢复的紧急解锁功能。

断路器与其配套的弹簧操动机构，应具有完善可靠的控制回路，可通过柜上控制开关的切换，实现远方/就地合分闸的操作，合分闸操作性能与具体操作者无关，操作简单，使用方便。

柜门应采用先进的结构技术，结构强度满足最大电动力的要求，防护等级应满足防护要求。柜门应有操作孔，保证在柜门关闭条件下，小车才能从试验位置推进到工作位置，当手车处于工作位置时，柜门不能打开。

3150A 以下的开关柜应采用自冷式，不应使用风机散热；

小车的导电臂应采用绝缘包封，并满足温升试验要求和绝缘要求。如采用热缩绝缘包封，热缩后绝缘厚度不小于 2mm，并满足温升试验要求。（提供相应电流等级的温升试验报告）

PT 柜的配置及布置要求：PT 开关柜须配置一次及二次消谐装置。PT、PT 消谐器、熔断器、避雷器固定安装在后柜底部，上端用标准尺寸的隔离小车隔离。可以满足关闭柜门操作，检修和更换安全方便。PT 容量可满足 30~50VA，方便熔断器的更换，隔离车体尺寸与同批工程断路器尺寸一致。

PT 开关柜须配置一次及二次消谐装置。

接地小车、活门检查小车外形尺寸相同。

母线设备柜手车、母线接地车设计制造、接线以及电气闭锁均可实现统一。

柜前面对开关柜站立，主母线套管、联络母线套管统一安装在观测者的左手侧。

开关柜的弹簧储能电机电源、控制电源、指示灯电源等应采用 DC 220V。

背部母线室、继电器室、电缆室、断路器室（如关门后看不清机构分、合闸指示和储能指示）应有照明装置。照明电源电压为 AC220V，并设有专用电源开关。每个照明灯应装设开关以便于运行中更换灯泡，每个照明灯的开闭应能与柜门开合连锁。照明灯

座应为金属材质，满足开关柜内部燃弧故障试验要求，并且在更换灯泡的状态下也能保证作业人员不受内部燃弧的伤害。

2.5.4 主要元、器件选型要求

2.5.4.1 断路器

断路器采用操动机构与本体一体化的结构，即联体式结构，并优先采用固封（绝缘层耐受电压不低于 30kV1min）式极柱和模块化操作机构。

真空灭弧室要求采用陶瓷外壳。

真空灭弧室允许储存期不小于 20 年，出厂时灭弧室真空度须优于 $1.33 \times 10^{-4} \text{Pa}$ 。在允许储存期内，其真空度须优于 $1.33 \times 10^{-2} \text{Pa}$ ，应满足运行要求。必须提供真空灭弧室的真空度测试报告。

用于开合电容器组的真空灭弧室在出厂时应通过工频电压、冲击电压、电流的“老炼”试验，并提供试验报告。断路器能承受关合涌流、工频短路电流及电容器高频涌流的联合作用，并具备频繁操作的性能。

断路器合闸弹跳时间不大于 2ms；分闸反弹幅值（mm）不应超过额定开距的 20%。必须提供出厂试验报告。

断路器电寿命：E2 级。

断路器机械寿命：M2 级（延长的机械寿命，10000 次操作循环）。

断路器额定短路开断电流的开断次数：31.5kA 及以下为 30 次，40kA 为 20 次。

1、绝缘拉杆绝缘要求

出厂试验时，对断路器的绝缘拉杆施加直流电压 20kV 测量泄漏电流，应符合产品技术条件规定值，并提供试验报告。

断路器使用年限：保证 30 年。机械部分免维护时间不得少于 5 年。

2、对断路器操动机构要求

操动机构应配备断路器的分、合闸指示，断路器、储能状态指示应明显清晰，便于观察，且均用中文表示。

分闸、合闸按钮颜色分别为绿色、红色，并标有“分”、“合”字样。

分闸、合闸指示灯颜色应分别为绿色、红色；储能指示应采用指示杆或黄色指示灯。

储能指示、分合闸指示采用永久性标记，不允许采用不干胶标签粘贴。

应安装能显示断路器操作次数的计数器。该计数器与操作回路应无电气联系，

且不影响断路器的合分闸操作。

弹簧操动机弹簧储能构应能电动机储能并可手动储能。

断路器应具有可靠机械或电气防跳功能，并优先使用断路器自身的防跳回路。

在正常情况下，合闸弹簧完成合闸操作后要立即自动开始再储能，合闸弹簧应在 12s 内完成储能。

弹簧操动机构储能系统应为自由离合式储能系统，手动、电动储能到位后应能使储能电机停机、齿轮空转。

弹簧操动机构的合分闸脱扣系统应采用半轴式脱扣结构。

断路器处于合闸位置和储能状态时，能可靠地进行一次分—0.3s—合分操作循环。

合分闸脱扣线圈动作电流不大于 2A。

机械动作应灵活，储能及手动或电气分、合闸等各项操作过程中不应出现卡死，阻滞等异常现象。

电动机、分闸线圈、合闸线圈、行程开关在明显可见位置，更换分闸线圈、合闸线圈、储能行程开关时不需拆卸其他部件。

开关柜柜间防护等级应不低于 IP2X。

当所配操动机构的型号及制造厂更改（与型式试验报告不一致）时，必须补做机械寿命试验，并提供试验报告。

2.5.4.2 互感器

互感器二次侧本体不设置插拔接头，互感器二次侧必须连接至试验端子上。互感器应固定安装在柜内，不能安装在可移动的手车上。互感器的安装位置应便于运行中进行检查、巡视。

互感器的伏安特性、准确度级及额定负载均应能满足继电保护及仪表测量装置的要求，不能出现互感器饱和的情况。对于电流回路，导线的截面积不得小于 2.5mm²；对于电压回路，导线的截面积不得小于 1.5mm²。

互感器采用固体绝缘浇注式，其局部放电水平：在测量电压 $1.2U_m/\sqrt{3}$ （ U_m 为设备最高工作电压）下，局部放电量不大于 20pC；在测量电压 $1.2U_m$ 下，局部放电量不大于 50pC。提供局部放电试验报告，并提供局部放电起始电压和熄灭电压。

互感器的二次接线端子应允许接 4mm² 的线芯，端子的螺钉直径应为 4mm，

螺钉头为外六角加十字槽。螺钉应为铜或铜合金制成，螺钉的连接处应有平坦的金属表面，螺钉及连接处应有可靠的防锈镀层。接线螺钉中心线对接线盒底部的距离应不小于 20mm。二次接线端子应有用聚碳酸脂制成的透明防护罩。此防护罩应可方便加封，应能防止直接或间接接触到接线螺钉。

铭牌标志应清晰，在使用寿命期内不褪色。编码方式可采用自动喷码和激光蚀刻（不能采用钢凿码），必须达到长期不褪色、易读取的要求。铭牌上必须留有条形码标志位置，且可按订货单位要求将条形码直接印刷在铭牌上。铭牌与互感器本体应紧密结合，应能防伪和防撬，不允许采用不干胶进行粘贴。

在互感器的本体位于二次接线端子面的上方，应用激光蚀刻出电流互感器的编号，其字体高度应不小于 8mm。

1、电流互感器

测量用电流互感器在 1%~120%额定电流下，在 25%~100%任意负载点，功率因数 $\cos \phi = 0.8 \sim 1.0$ 范围内，误差均应满足《测量用电流互感器检定规程》（JJG 313-2010）“误差限值”的要求。特别强调，在 100%额定负载、 $\cos \phi = 1.0$ 下，误差应控制在《测量用电流互感器检定规程》（JJG 313-2010）所规定的额定功率因数下误差限值的 60%范围内。

当二次侧开路时，二次侧能承受电压 3000V/1min，每个 CT 的二次绕组单独接地。应提供每种型式各参数电流互感器的磁化特性曲线和误差曲线。每个电流互感器应独立标号并提供接线图。

电流互感器的短时耐受电流及短路持续时间、峰值耐受电流均应满足高压开关柜铭牌的要求。

电流互感器采用环氧树脂浇铸全封闭型，按成套柜型标准配置，电流互感器技术参数除应满足应遵循的国家、行业标准外，还应满足表 2.5-3 要求

表 2.5-3：电流互感器技术参数表

项目	单位	参数
额定电压	kV	12
额定频率	Hz	50
电流比	A	400/5
准确级组合	级	0.2S(计量) 0.5(测量) 10P20(保护)
保安系数 FS (用于测量 CT)		≤ 10

项目	单位	参数
容量	VA	≥ 10
额定热稳定电流		不小于同回路断路器额定热稳定电流值

电流互感器的数量及具体技术参数以设计院最终施工图为准。

2、电压互感器

采用低磁密的电磁式电压互感器，其高压侧熔断器的开断电流应与高压开关柜铭牌参数相匹配。在 $1.9U_m/\sqrt{3}$ 试验电压下，空载电流不应大于 10mA；若从二次绕组加压试验，同时测量二次绕组工频空载电流，折算到一次绕组空载电流不应大于 10mA。交接时的增量不应大于出厂试验值的 5%。且满足 $1.9U_m/\sqrt{3}$ 电压下的空载电流不大于额定电压下的空载电流的 10 倍，三相互差不大于 50% 的标准。

测量用电压互感器在 80%~120% 额定电压下，在 25%~100% 任意负载点，功率因数 $\cos \phi = 0.8 \sim 1.0$ 范围内，误差均应满足《测量用电压互感器检定规程》（JJG 314-2010）“误差限值”的要求。特别强调，在二次负载为 0VA、 $\cos \phi = 1.0$ 下，误差应控制在《测量用电压互感器检定规程》（JJG 314-2010）所规定的额定功率因数下误差限值的 60% 范围内。

各组电压互感器相序排列应确保一致，电压互感器一次设计相位应与二次端子标示相符。电压互感器的一次绕组接地端应与二次分开。

电压互感器取电应直接取自进线侧，电压互感器采用硬铜排与进线端连接。电压互感器一次熔丝外置，方便更换维护，熔丝额定电流为 1~2A；电压互感器技术要求如下：

表 2.5-4：电压互感器技术要求

类型		环氧树脂浇注
参数		以设计院最终施工图为准
绝缘水平	工频耐压	42 kV, 1 分钟
	冲击耐压	75 kV
局部放电量		≤ 10 PC
一次熔断器额定电压		12kV
一次熔断器额定电流		1~2A
熔丝开断电流（有效值）		25 KA

2.5.4.3 避雷器

避雷器顶端最大允许水平拉力不小于 147N。

避雷器应在额定电压下承受 20 次动作负载试验。幅值为避雷器的标称放电电流。

避雷器应有可靠的密封。在运行寿命内不能因密封问题而影响避雷器性能。

避雷器的接地应接至开关柜的接地铜排上。

避雷器的其它技术要求及参数应符合 GB 11032 标准。

避雷器安装有放电计数器及泄漏电流监测仪（满刻度量程为 1mA），在运行中能够方便地读数（不需进行开启柜门等操作）。

避雷器技术参数除应满足应遵循的国家、行业标准外，还应满足下表要求。

表 2.5-5：避雷器技术参数表

项目	单位	参数
额定电压	kV	17
持续运行电压	kV	13.6
标称放电电流	kA	5
陡波冲击电流下残压(1/3 μ s 5kA)	kV	$\leq 51.8Kv$ (峰值)
雷电冲击下电流残压(8/20 μ s 5kA)	kV	$\leq 45Kv$ (峰值)
操作冲击电流下残压(30/60 μ s 500A)	kV	$\leq 38.3Kv$ (峰值)
直流参考电压(1mA)	kV	$\geq 12kV$
2ms 方波电流	A	≤ 150

2.5.4.4 接地开关

接地开关在闭合位置时应能承受相应回路的最大故障电流。

额定电压 12kV

额定短时耐受电流及时间 31.5kA，4s

额定峰值耐受电流 80kA

接地开关与断路器之间应有机械联锁，以防止误操作。

应设有观察窗或可靠的机械位置指示器以校核其位置。

接地开关与带电显示装置应有联锁装置，以确保电缆线路带电时不能合接地开关。

闭锁电磁铁电源电压 DC 220V。

接地开关机械操作次数 ≥ 3000 次

接地开关应该是具备电动操作功能，并可手动操作

2.5.4.5 隔离手车（开关）

额定电压 12kV

额定电流 630A。

额定短时耐受电流及时间 31.5kA(最终以实际工程需求为准)，4s

额定峰值耐受电流 80kA

隔离开关手车底盘为手动操作。

2.5.4.6 接地手车

额定电压 12kV

额定短时耐受电流及时间 31.5kA, 4s

额定峰值耐受电流 80kA

接地手车与带电显示装置应有联锁装置，以确定带电时不能移开接地手车。

接地小车应喷涂明显的警示标志，颜色为黄绿双色（右斜 45° 线条宽 30mm）。

接地小车的位置应采用专用的指示灯（红色）

接地小车只能推入 PT 柜，不能推入其它柜；接地小车与母线具有带电强制闭锁功能，只有当进线柜与出线柜的手车处于试验位置或抽出位置时方能推进工作位置；当接地小车在工作位置时，进线柜与出线柜的手车禁止推进工作位置。

在 PT 柜的 A、B、C 三相母线，应具备三个带电显示器，三个带电显示器的无源接点需串联接至接地手车柜联锁回路，以实现母线任一相带电时，接地手车无法推进工作位置的电气闭锁。

采用电气闭锁方案时，闭锁元件工作电源应与继电保护工作电源分开。

2.5.4.7 检查小车

检查小车必须满足以下要求：

检查小车底盘结构应与实际运行的小车底盘结构一致，只取消与接地开关的连锁、与带电显示装置的连锁。

必须在关闭开关柜柜门的情况下，方可操作检查小车。

检查小车的金属框架应喷涂成醒目的深橙色，面板采用厚度不小于 8mm 的高强度透明钢化玻璃板，有清晰的铭牌和操作步骤说明，有良好的观察视野。

检查小车的导电臂和动触头均应用环氧树脂浇注并进行浸漆处理，其安装位置应与实际运行的小车保持一致。触臂和触头的总长度不小于 288mm(1.2×12×20)，动触头外径不变，内径应稍大，刚好不接触静触头。

检查小车应配有 LED 照明装置，供电电源为 9V 的叠层电池。

检查小车应配有人力搬运把手。

检查小车应配有防尘罩。

在开关柜中，应配合检查小车的使用，在相应的位置喷明显的标示线，红色表

示活门开启到位的位置，绿色表示活门关闭到位的位置。

厂家应提供检查小车的电子版及纸质版使用说明书和维护手册（附有照片等清晰的操作指引图示）。

2.5.4.8 保护测控装置

下列保护功能是对 10kV 开关柜的最基本保护功能要求，投标方应根据项目需要及当地供电公司要求配置满足 GB/T 14285 《继电保护和安全自动装置技术规程》的继电保护装置。每台继电保护装置应带 2 个标准工业以太网接口，支持 IEC103 等通信协议网络对时、支持 SNTP 对时，支持 B 码对时。

表 2.5-6 开关柜智能保护测控装置功能要求表

开关柜	保护功能要求
光伏集电线路进线柜	定时限过流保护； 短路速断保护； 零序电流保护；
光伏出线柜	定时限过流保护； 短路速断保护； 零序电流保护； 过频/欠频保护；（故障解列或防孤岛保护装置具有此功能的，10kV 开关柜智能保护测控装置可不具备此功能） 过压/欠压保护；（故障解列或防孤岛保护装置具有此功能的，10kV 开关柜智能保护测控装置可不具备此功能）
母线 PT 柜（配一次及二次）消谐器）	三相低电压保护； 零序过电压保护； 频率保护；
无功补偿馈线柜 （若需要时，以当地供电公司要求为准）	过载保护 定时限过流保护； 短路速断保护； 零序电流保护；
接地变兼站用变馈线柜（若需要时）	过载保护 定时限过流保护； 短路速断保护； 零序电流保护； 变压器温度保护
光伏并网柜	定时限过流保护； 短路速断保护； 零序电流保护；

除了上面的基本保护，各开关柜的保护测控装置还应具有检测 CT、PT 断线功

能。

2.5.4.9 高压带电显示装置（具有验电功能）

高压带电显示装置（具有验电功能）必须能够安装在室内交流 50Hz、额定电压 12kV 开关柜，通过有电显示（液晶显示屏或多色发光二极管组合）和验电插件（红色发光二极管或电压表，以前者为好，下同）以反映电力设备是否带有运行电压，并具有强制电气闭锁功能。该装置应符合 DL/T 538 相关技术指标的综合要求，应通过电力工业部电力设备及仪表质量检测中心检测合格，并通过评审鉴定。

高压带电显示装置取样点及安装位置：进线柜取样点在变压器侧；PT 柜、接地变柜及 SVG 柜取样点在母线侧；出线柜、并网柜取样点在电网侧。带电显示装置安装在开关柜正面和背面各一个。

高压带电显示装置主要用于判断线路有无电。强制闭锁型带电高压带电显示装置除具有提示功能外，还可提供一个接点串入电磁锁控制回路对地刀或柜门进行闭锁。选用的高压带电显示装置型号必须具有一年以上的运行经验，生产厂家具有一定的规模。

高压带电显示装置必须具有带电显示和间接验电两种功能。带电显示功能通过液晶显示屏或发光二极管组正确显示出带电（不能采用氖灯式显示），间接验电功能通过拔插带电显示（发光二极管）或外部测量电压正确指（显）示出带电，如采用外部测量电压型，则测量电压不宜超过 200V。带电显示和间接验电的低压回路必须分相分功能相互独立。

提示性要强。在高压设备带有运行电压时，带电显示和验电插件的红灯闪烁或电压表指示读数要求直观、醒目，保证在明亮或阴暗环境下、工作人员在站立状态能清晰可见，可以提醒工作人员注意设备带电，以防止误入带电间隔或带电合接地刀闸等引起的人身、设备事故。

寿命达 60000 小时以上。显示部件和内部元件全部采用长寿命元件，更主要的是各元件工作时所承受的电压，严格控制在合理运行状态，在电力系统“接地”过电压时，也不例外。

验电显示装置为三相六套单独的组合部件，不存在同时发生故障的可能，不会出现“误指示”。无须经常维护，可长期不间断运行。

选用“显示+验电+强制闭锁”型，也可以根据需要增加核相功能。

可以反映非接地系统运行设备故障“接地”的相别。系统正常运行时，三相正

常显示；系统接地运行时，接地相不显示，不接地相正常显示。

高压带电显示装置运行时，万一发生故障，可以在不打开高压开关柜门的情况下，检测或更换装置内部芯片，以解决停电处理难的问题。

强制闭锁部分动作电压在额定相电压的 15%-65%时启动。

在额定工作相电压小于或等于 15%时，强制闭锁处于“解锁”状态。

在额定工作相电压大于或等于 65%时，强制闭锁处于“闭锁”状态。

只有在高压 A。B。C 三相均无运行电压时，闭锁部分才解锁，A。B。C 三相任意一相有运行电压时，闭锁部分都会可靠闭锁。

控制电源:使用交流 AC 220V 或直流 DC 220V，可保证闭锁部分可靠工作；运行中控制电源消失，闭锁接点不会误动作，被闭锁设备仍然可靠闭锁。

显示清晰度：3 米以内清晰可辨。

显示响应时间：小于 1 秒

闪动频率：大于 1Hz

抗干扰能力：系统正常运行时，三相正常显示；系统接地运行时，接地相不显示；不接地相正常显示。

2.5.4.10 交直流一体化电源系统

本系统是将直流操作电源（DC）、交流不间断电源（UPS）组合在一起，以直流操作电源为核心，共享直流电源的蓄电池组，并统一集中监控。

2.5.4.11 箱体外壳（适用时）

预装式开关站外壳材料应采用 304 不锈钢板（厚度不小于 2mm）、或敷铝锌板（钢板厚度不小于 2mm，镀层厚度不小于 150 μm ）或 SMC（增强纤维不饱和聚酯型材料），箱体外壳防护等级不低于 IP54

外壳应有足够的机械强度，能耐受 GB/T 17467 规定的负荷和撞击。外壳在起吊、运输和安装时不应变形或损伤。

外壳颜色应与周围环境相协调，外壳颜色最终方案有招标方确认，箱壳表面应有明显的反光警示标志。反光警示标志颜色至少 3 年不褪色。

门的设计尺寸应与所装用的设备尺寸相配合，不宜采用折叠门。所有的门应向外开，采用外部铰链门，开启角度可达到 180°，并设定位装置。门应有密封措施，并装有把手、暗门和能防雨、防堵、防锈，铰链应采用外铰链，门应有装设外挂锁，门锁钥匙应能通用。当门关上时，应提供表 9 规定的防护等级。开门时，应具有声

光警示功能。

预装式开关站需配置空调,确保箱内运行温度应不超过 35℃,湿度不大于 70%。投标方需提供相应的通风散热计算,保证在实际环境条件下运行时,所有电气设备不超过其最大允许温度。

箱体顶盖的倾斜度不应小于 3°, 并应装设防雨檐,不允许出现箱体渗水、漏水等情况。

箱体的内壁和隔板用非金属材料,其色彩应与内部电器设备颜色协调,金属构件亦应进行防锈处理和喷涂防护层。

箱体内设自动开闭的照明设施,为运维人员进入预装式开关站提供有效的照明。

预装式开关站应有防止小动物进入的措施。

整体箱体设计考虑防盗,没有从外部可易拆卸的螺栓结构,拉铆拼装结构,门锁采用内凹,防淋雨,挂锁嵌入式盖板结构。屋顶拆卸部件在内部,无外露。

预装式开关站的箱体梁柱采用固定焊接,增加箱变外壳总体机械强度,箱变房顶和箱体结构之间通过螺栓连接,拆除螺栓后,可以吊起房顶,方便今后能检修、更换开关柜。

2.5.4.12 其它要求

柜上信号指示灯宜选用节能型长寿命的 LED。

柜内应选用 UL 标准 V0 级阻燃型端子,导线应具有阻燃性能。。

连接片(压板)使用限位型。优选绝缘型。

插件中的分、合闸的触点并接使用双插针。

断路器分、合闸和重合闸(包括自投)使用的断路器辅助接点应并双接点。

开关柜内断路器、小车、接地开关应设置足够的辅助开关接点,用于控制、保护、信号和联锁,所有五防联锁用辅助开关接点不能用中间继电器扩展。具体辅助开关接点数量以满足设计院施工图为准。

辅助开关应采用断路器专用型辅助开关或真空辅助开关、磁吹开关。

2.6 箱变

2.6.1 箱变基本参数和性能

表 2.6-1 箱变基本参数和性能

项目		单位	技术参数要求
变 压	型号	/	干式变压器

	项目		单位	技术参数要求
器本体技术参数	高压相数			三相
	低压相数			三相
	变压器容量		kVA	1250/2500/2700(以最终版施工图为准)
	额定电压		kV	$10.5 \pm 2 \times 2.5\% / 0.8\text{kV}$
	损耗及允许偏差		W	见表 2.6-2
	系统标称电压		kV	10
	系统最高电压(方均根值)		kV	12
	额定频率		Hz	50
	最大工作效率范围		%	50
	空载损耗		W	见表 2.6-2
	负载损耗(120℃时)		W	见表 2.6-2
	短路阻抗		%	6%
	局放水平		pC	≤ 10
	额定短时外施耐受电压(方均根值)		kV	35
	额定雷电冲击耐受电压(峰值)		kV	75
	联结组标号		/	D, y11
	分接范围		kV	$\pm 2 \times 2.5\%$
	噪声水平(声压级)		dB	$\leq 50\text{dB}$
	散热要求		/	空气自冷(AN)/强迫风冷(AF)
	绝缘系统温度等级			F 级
10kV 隔离开关 参数	额定电压		kV	12
	额定频率		Hz	50
	额定电流		A	630
	额定短时耐受电流(4s)		kA	$\geq 25\text{kA}$
	额定峰值耐受电流		kA	80
	1min 工频耐压	相 对 地	kV	42
		断口		48
	雷电冲击耐压	相 对 地	kV	75
		断口		85
10kV 断路器参 数	额定电压		kV	12
	额定频率		Hz	50
	额定电流		A	630
	额定短时耐受电流(4s)		kA	25kA
	额定短时开断电流		kA	25kA
	额定短路关合电流		kA	80
	额定峰值耐受电流		kA	80

项目			单位	技术参数要求
	1min 工频耐压	相 对 地	kV	42(有效值)
		断口		42(有效值)
	雷电冲击耐压	相 对 地	kV	75(峰值)
		断口		75(峰值)
结构	使用场所		/	户外
	布置方式		/	目字形/品字形
	温升限值	变 压 器	K	按 GB 1094.2 规定
		高 压 电器设备	K	按 GB/T 11022 规定
		低 压 电器设备	K	按 GB 7251.1 规定
	防护等级	变 压 器室		≧IP33
		高 压 室		≧IP54(户外使用)
		低 压 室		≧IP54(户外使用)
	高压部分	进 线 方式	/	电缆
		接 线 方案	/	环网型
	低压部分	出 线 回路数	/	≧6 回路（最终以施工图为准）
		无 功 补偿	/	/

表 2.6-1 干式变压器能耗要求

规格型号	空载损耗 W	负载损耗 (F 级, 120℃, W)	短路阻抗 %
400kVA, 10.5±2×2.5%/*kV, Dy11, Ud=4%	565	3590	4
500kVA, 10.5±2×2.5%/*kV, Dy11, Ud=4%	790	4390	
630kVA, 10.5±2×2.5%/*kV, Dy11, Ud=6%	885	5365	6
800kVA, 10.5±2×2.5%/*kV, Dy11, Ud=6%	1035	6265	
1000kVA, 10.5±2×2.5%/*kV, Dy11, Ud=6%	1205	7315	

规格型号	空载损耗 W	负载损耗 (F 级, 120℃, W)	短路阻抗 %
1250kVA, 10.5±2×2.5%/*kV, Dy11, Ud=6%	1420	8720	
1600kVA, 10.5±2×2.5%/*kV, Dy11, Ud=6%	1665	10555	
2000kVA, 10.5±2×2.5%/*kV, Dy11, Ud=6%	2075	13005	
2500kVA, 10.5±2×2.5%/*kV, Dy11, Ud=6%	2450	15445	
注：变压器低压侧电压等级以逆变器交流输出电压为准，本项目暂定使用 196kW/300kW 逆变器交流侧输出电压为 0.8kV			

2.6.2 过负荷能力要求

在规定的正常运行条件下，变压器应具有一定的过负荷能力。

当变压器在额定容量运行时，变压器应可长期稳定运行，变压器不应出现温度过高报警或跳闸情况；

当变压器在 1.1 倍额定容量运行时，通过开启通风散热风机，变压器应可长期稳定运行；

当变压器在 1.2 倍额定容量运行时，通过开启通风散热风机，变压器应至少可继续运行 2 小时；

当变压器在 1.3 倍额定容量运行时，变压器应至少可继续运行 30 分钟。

2.6.3 温升及通风要求

变压器室的温升应满足《电力变压器 第 11 部分：干式变压器》(GB/T 1094.11-2007)的要求。

当变压器为箱变形式的，其内部通风应能满足变压器本体及主要设备正常运行时的散热要求。在环境温度 20℃，相对湿度不超过 80%情况下，变压器在额定容量运行时不需开启通风散热风机。

投标方应在铭牌及资料文件中标出无风机冷却时的额定容量和有风机冷却时的最大额定容量。

2.6.4 火灾自动报警功能要求（适用于箱变）

箱变的每个小室均应设置感烟火灾探测器，通过项目的火灾自动报警总线或箱变测控装置将火灾探测器的报警信号送入火灾自动报警系统或后台监控系统，以实

现与其他系统（电力自动化系统、视频安防系统）联动告警、提示、告知等功能。

箱变外壳应设置手动火灾报警按钮，当手动火灾报警按钮触发时，应启动箱变外壳的声光警示功能并同时向火灾自动报警系统或后台监控系统发送告警信息。

当箱变的火灾报警系统被触发时，应根据《火灾自动报警系统设计规范》（GB 50116）实现箱变内各系统、各设备的消防联动控制。

箱变的火灾报警系统由箱变 UPS 供电。

2.6.5 设计和结构

变压器应设计成能够安全而方便地进行正常操作、检查和维护。

箱变的变压器室、高压室、低压室宜采用独立隔室。箱变的外观设计应美观并尽量与周边环境相适应，具有良好的视觉效果。

2.6.6 外壳

外壳应有足够的机械强度，能耐受 GB/T 17467 规定的负荷和撞击。外壳在起吊、运输和安装时不应变形或损伤。

外壳颜色应与周围环境相协调，最终方案有招标方确认，箱壳表面应有明显的反光警示标志。反光警示标志颜色至少 3 年不褪色。

箱变外壳材料应采用 304 不锈钢板（厚度不小于 2mm）、敷铝锌板（钢板厚度不小于 2mm，镀层厚度不小于 150 μm）或 SMC（增强纤维不饱和聚酯型材料），壳体整体防护等级不低于表 5-1 的要求。

箱变门的设计尺寸应与所装用的设备尺寸相配合，不宜采用折叠门。所有的门应向外开，采用外部铰链门，开启角度可达到 180°，并设定位装置。门应有密封措施，并装有把手、暗门和能防雨、防堵、防锈，铰链应采用外铰链，门应有装设外挂锁，门锁钥匙应能通用。当门关上时，应提供对外壳规定的防护等级。开门时，应具有声光警示功能。

箱变中变压器室和高、低压室应装有强制通风冷却装置，风机能分别根据预设定的变压器室和高、低压室温度值自动启动和停止。投标方需提供相应的通风散热计算，保证在实际环境条件下运行时，所有电气设备不超过其最大允许温度。

箱变箱体顶盖的倾斜度不应小于 3°，并应装设防雨檐，不允许出现箱体渗水、漏水情况，投标方需对此项要求的保证措施进行详细论证。

箱变箱体的内壁和隔板可用金属或非金属材料，其色彩应与内部电器设备颜色

协调，金属构件亦应进行防锈处理和喷涂防护层。

箱变高压室、低压室、变压器室等隔室内应设自动开闭的照明设施。

箱变应有防止小动物进入的措施。

防盗性：整体箱体设计考虑防盗，没有从外部可易拆卸的螺栓结构，拉铆拼装结构，门锁采用内凹，防淋雨，挂锁嵌入式盖板结构。屋顶拆卸部件在内部，无外露。

箱变的箱体梁柱采用固定焊接或成套组装，增加箱变外壳总体机械强度，箱变房顶和箱体结构之间通过螺栓连接，拆除螺栓后，可以吊起箱式变电站房顶，方便今后能检修、更换变压器或高低压柜。

2.6.7 高压配电装置

高压配电装置选用 12kV 金属封闭固定式高压柜，其技术条件（包括柜面板、操作手柄标志配置要求）应满足 DL/T 404、SD 318、GB 3906 标准的规定。

高压开关柜具有可靠的机械五防功能，所用闭锁装置应满足 SD 318 的技术要求。

高压母线应采用铜母排，连线应有相别标记。使用导线连接部位应用线夹固定，三相导线应各自单独固定。

高压室门的内侧应标出主回路的线路图，同时应注明操作程序和注意事项；高压配电间隔的门面上应标出主回路图；开关状态位置应有中文标识；接地开关需设置防误操作的外挂锁；信号灯及仪表应装设在易于观察和方便、安全地更换的地方；电缆接线铜排、接线套管的高度应满足安装、试验、检修的要求。

应采用插拔式，具有验电和二次对相功能的带电指示器，其安装位置应便于观察。

开关柜应具有完善的防误机械联锁装置：即具有防止误分误合断路器、防止带负荷分合隔离开关、防止带接地刀（或接地线）送电、防止带电合接地刀（或挂接地线）、防止误入带电间隔等“五防”功能，能有效地防止电气误操作事故的发生。

2.6.8 低压配电装置

低压配电装置所选用的电器产品，其技术性能应满足有关的国家标准，并且是通过国家 3C 认证的定型成套产品。

固定面板式结构的低压配电装置应有金属板制成的间隔和门，其位置设置应便

于电器元件的安装、试验、操作、检修或交换。

箱变低压侧开关接线处裸露铜排需安装有机玻璃材质的安全隔离挡板，防止误触或工具掉落导致发生安全事故。

低压配电装置的连线均应有明显的相别标记。低压主开关应选择能可靠开断安装点系统短路电流。

低压进线回路一般不小于 6 回，主回路开关采用框架式断路器，信号灯及仪表的装设位置应易于观察和安全地更换。低压中性线母线截面应不小于主母线截面地 1/2，若主母线截面小于 50mm²，则取相同截面。箱变需要在低压室门的内侧应标出低压柜的一次接线图。

铜排的布局安装方便计量用电流互感器的安装及更换。全部仪器的内部布线、控制设备、电源、报警和照明线路均应耐受 2000V 工频交流电压，回路导线采用多股铜线，截面不小于 2.5 mm²。

2.6.9 辅助变压器（适用于箱变）

箱变低压舱内需配置辅助变压器，辅助变压器为箱变辅助设备的正常工作及箱变的检修提供辅助电源。

辅助变压器采用干式变压器，绕组为 Dyn11 或 Yyn0 接线形式，

当辅助变压器需要给汇流开关柜、二次舱、监控室等供电的，其额定功率应不低于 10kVA；

当箱变需接入标准测试组串的，其额定功率应不低于 10kVA；

当箱变作为运维枢纽电源站的，其额定功率应不低于 10kVA；

其余箱变的辅助变压器额定容量应不低于 5kVA。

辅助变压器高压侧电压等级应与箱变低压侧母线电压等级一致，低压侧电压应为 AC380/220V。

2.6.10 加热照明

当变压器处于湿度大、温差大等使用环境时，应在变压器内容易凝露的地方配置智能温湿度控制加热器，防止箱变内、特别是电缆接头等部位因凝露造成绝缘降低等现象，智能温湿度控制加热器由辅助变压器 AC220V 供电。

箱变内需设置适当的照明设施，照明光源采用 LED 节能灯，由辅助变压器 AC220V 供电，箱变的高、低压室、变压器室等隔室内应设自动开闭的照明设施。

2.6.11 接地

变压器的接地系统应符合 DL/T 621 的要求，外壳、开关设备外壳等可能触及的金属部件均应可靠接地，接地导体和接地连接应能承受接地回路的额定短时和峰值耐受电流，接地导体的电流密度应符合 GB/T 17467 的要求。

箱变外壳应设专用接地导体，该接地导体上应设有与接地网相连的固定连接端子，其数量不少于 3 个，其中高压间隔至少有 1 个，低压间隔至少有 1 个，变压器室至少有 1 个，并应有明显的接地标志，接地端子用铜质螺栓直径不小于 12mm。

变压器的高、低压配电装置和变压器专用接地导体的连续性应得到保证：应相互联接，否则应通过专用的端子可靠地连接在一起。

箱变高、低压间隔所有的非带电金属部分(包括门、隔板等)均应可靠接地，门和在正常运行条件下可抽出部分的接地，应保证在打开或处于隔离位置时，仍可靠接地。

2.6.12 内部故障

对于由缺陷、异常使用条件、元件内部故障或误操作造成的故障引发的内部电弧，在高压开关柜的后方及上方（或下方）应有泄压通道。

2.7 电缆桥架技术要求

(1) 光伏项目建设采用的光伏支架要采用防腐防锈材质，材质符合《太阳能光伏系统支架通用技术要求 JG/T490》，光伏支架风力荷载与重力荷载等级符合国家钢结构工程施工质量验收规范（GB 50205）。

(2) 电缆走廊均采用底部开放的梯形桥架或封闭式电缆沟，所有电缆桥架及套管应采用金属 材质，桥架表面应有防火涂料，涂料耐火时间不低于 1h。电缆沟内桥架采用金属托架。所有电缆桥架均密闭。

(3) 所有桥架每隔一定距离均必须用金属抱箍（扎带）固定，避免桥架上下部分 变形与移位，且需考虑 25 年使用寿命。汇流箱和逆变器线缆进出线也需考虑转弯半径，预留操作空间。桥架壁厚不少于 2.0mm。

2.8 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。

(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，每年进行防雷接地检测。

(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。

(5) 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。

2.9 油漆、设备标牌

(1) 设备采用满足区域防腐要求的优质油漆，涂刷不少于二底二面，采用环氧富锌底漆，漆膜厚度不低于 150 微米，面漆采用聚氨酯面漆，漆膜厚度不低于 80 微米。运输途中如有掉漆或其他情况需在现场补漆时，由承接单位提供底漆和面漆并在现场完成。

(2) 组串、逆变器、开关站等光伏区系统设备按行业通用要求设置标识牌，内容包括设备名称、编号等，供应商负责提供和安装。配电室内新增的配电柜外形及颜色应与原有设备保持一致。

2.10 光伏子站自动化监控系统技术要求

2.10.1 总的要求

(1) 光伏子站自动化监控系统应包括站内电力及光伏区自动化监控系统，与当地电网调度兼容的调度通信软硬件部分。如当地电网公司、国家、行业相关规范有要求，投标方应按要求对本项目各厂区独立配置“光功率预测系统”（含天气预报数据服务系统）、“区域稳定控制装置及其通信通道”、“远跳保护装置及其通信通道”“AGC/AVC 有功功率及无功功率自动控制系统”、“电能质量监测装置及系统”、“故障录波装置”、“保护信息子站装置及系统”、“同步相量测量装置”、“微机五防系统及设备”、“调度数据网、二次安防、调度通信传输网设备、接入网设备、光纤配线设备、调度通信电源、至对侧变电站通信铠装光缆”等所有材料、设备及系统（同时包含设计、施工、安装、联合调试及质保），具体以当地电网及供电局的实际技术要求为准，此部分费用必

须已包含在投标总价内。

(2) 子站电力自动化系统及光伏区自动化系统监控整个光伏子站内的所有具有通讯接口的电气设备，包括高低压开关柜保护测控装置、变压器温控仪及保护测控装置、逆变器（含组串式逆变器、组串式逆变器数据采集器、抗 PID 装置或模块）、电能质量监测仪、环境监测仪、电度表及电能量采集终端、温度表或温度变送器、直流系统、UPS 及交流系统及其他二次相关设备。电力自动化系统及光伏区自动化系统厂商在自动化系统建设中前期须将各类可通信设备的通信规约及点表在系统联合调试前发至招标方处通知、查阅、备份。

(3) 光伏电站的子站电力及光伏区自动化系统均需采用高可靠性工控机。

(4) 本站采集的所有设备数据均保存在招标方站内中控室的服务器/计算机内，以确保本站数据安全、信息安全，本站各二次安全防护区域及连接公网部分必须严格遵循国家电力系统二次安全防护规定的要求执行，以保证电力系统安全。

(5) 光伏子站自动化监控系统必须实现对全站高低压开关柜、箱变开关进行遥控，对组串式逆变器遥调有功出力、无功出力、功率因数，遥控逆变器启停；

(6) 光伏子站自动化监控系统具有数据存储查询功能，能够记录并存储 5 年以上数据，可以方便的归档查询。

(7) 中控室房间（空间）由投标方负责向建筑物业主落实建设地址，如建筑物业主无法提供空间，由投标方负责单独配置主控室舱体（不含二次设备仓），空间不少于 30m² 且满足运行、办公和存放备品备件的需求，如不能满足存放备品备件，投标方需提供另外的空间，最终由招标方确认。机房等基础设施具有防窃、防火、防水、防破坏物理安全防护措施，机房内还需安装视频监控和环境监测系统，中控室进门配置电子门禁系统，控制、鉴别和记录人员的进出情况，原则上要求中控室安装 3*65 寸的电视墙或电视柜（具体以现场实际情况调整），用于展示光伏发电系统运行状态、视频监控系统画面。

(8) 中控室内需按规定铺设防静电地板；各类通信装置设计中需预留备用通讯接口；自动化系统设备厂商如无施工、调试资质，不得承包全站二次系统的施工、调试，但须负责施工技术指导及提供相关技术支持。

(9) 投标方及其关联施工单位须负责全站二次各类系统的各类通讯线缆、光缆敷设、整理工作，各类通讯线缆、光缆须做到走向分布规范、合理、整洁、安全且首尾端标示清晰合理，各个屏柜的内部线缆、光缆、光纤必须整齐，规范，挂牌标识明确。

(10) 全站各类装置空开、直流屏系统、UPS 交流系统、配电柜空开必须贴实际控制设备的标签，明确每一个空开的实际名称作用。

(11) 投标方需要充分考虑优化箱变以上高压部分的调度、自动化、通信设备的电源设计，在光伏区未并网时高压部分的调度、自动化、通信设备能上电调试，保证并网前非光伏区的系统调试能顺利推进，光伏区的通信设备、视频监控设备供电电源可考虑采用双路供电，互为备用。

2.10.2 引用标准

子站电力及光伏自动化监控系统等需符合如下国家、行业、企业技术标准：

- (1) NB/T 32016-2013 并网光伏发电监控系统技术规范；
- (2) GB/T 31366-2015 光伏电站监控系统技术要求；
- (3) GB/T 19582 基于 Modbus 协议的工业自动化网络规范；
- (4) GB/T 13384 机电产品包装通用技术条件；
- (5) GB/T 13729 远动终端设备；
- (6) GB/T 15153.1 远动设备及系统 第 2 部分：工作条件 第 1 篇：电源和电磁兼容性；
- (7) GB/T 15153.2 远动设备及系统 第 2 部分：工作条件 第 2 篇：环境条件；
- (8) GB/T 16435.1 远动设备及系统接口(电气特性)；
- (9) GB/T 18657 远动设备及系统 第 5 部分：传输规约
- (10) GB/T 2887 电子计算机场地通用规范
- (11) GB/T 9361 计算站场地安全要求
- (12) GB/T 17626.2 电磁兼容 试验和测量技术 静电放电抗扰度试验
- (13) GB/T 17626.3 电磁兼容 试验和测量技术 射频电磁场辐射抗扰度试验
- (14) GB/T 17626.4 电磁兼容 试验和测量技术 电快速瞬变脉冲群抗扰度试验
- (15) GB/T 17626.5 电磁兼容 试验和测量技术 浪涌(冲击)抗扰度试验
- (16) GB/T 17626.6 电磁兼容 试验和测量技术 射频场感应的传导骚扰抗扰度
- (17) GB/T 17626.8 电磁兼容 试验和测量技术 工频磁场的抗扰度试验
- (18) GB 4798.4 电工电子产品应用环境条件无气候防护场所使用；
- (19) GB 19520.12 电子设备机械结构 482.6mm(19in)系列机械结构尺寸 第 3-101 部分：插箱及其插件
- (20) DL/T 634.5101 远动设备及系统 第 5-101 部分：传输规约 基本远动任务配套

标准；

(21) DL/T 634.5104 远动设备及系统 第 5-104 部分：传输规约 采用标准传输协议子集的 IEC 60870-5-101 网络访问；

(22) DL/T 719 远动设备及系统 第 5-102 部分：传输规约 电力系统电能累计量传输配套标准；

(23) DL/T 667 远动设备及系统 第 5-103 部分：传输规约 继电保护设备信息接口配套标准；

(24) DL/T 5137 电测量及电能计量装置设计技术规定；

(25) DL/T 720 电力系统继电保护柜、屏通用技术条件；

(26) DL/T 621 交流电气装置的接地

(27) DL/T 672 变电站电压无功调节控制装置定货技术条件

(28) DL/T 720 电力系统继电保护柜、屏通用技术条件

(29) DL/T 860 变电站通信网络和系统

(30) DL5002 地区电网调度自动化设计技术规程

(31) DL5003 电力系统调度自动化设计技术规程；

(32) 中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第 14 号《电力监控系统安全防护规定》；

(33) 《电力监控系统安全防护总体方案》（国能安全[2015]36 号）；

(34) 《电力行业网络与信息安全管理办法》(国能安全[2014]317 号)；

(35) 《电力行业信息安全等级保护管理办法》(国能安全[2014]318 号)；

(36) GB/T 7260 不间断电源设备；

(37) GB/T 17478 低压直流电源设备的性能特性；

(38) ZBK45017-90 电力系统用直流屏通用技术条件；

(39) DL/T 5044-2014 电力工程直流电源系统设计技术规程；

(40) JB/T8456 低压直流成套开关设备；

(41) DL/T 1074 电力用直流和交流一体化不间断电源设备；

(42) GB3859 半导体电力变流器；

(43) JISC8707 阴极吸收式密封固定型铅酸蓄电池；

(44) DL/T637 阀控式密封铅酸蓄电使用条件符合要求；

(45) GB13337.1 固定型防酸式铅酸蓄电池技术条件；

(46) DL/T 5136-2012 火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程。

2.10.3 承诺与保证

投标方需确保：

(1) 必须在每个光伏子阵（一台箱变即为一个子阵）配置一台逆变器数据采集器，支持 IEC104 协议、TCP-modbus、DL/T645、串口 modbus 等标准协议，具备足够的 TCP 连接数目支持分别与监控后台系统、集中管理系统数据采集服务器等其它系统通讯。该数据采集器至少具备 6 个以上 RS-485 端口，具备与子阵所有箱变测控、箱变低压侧电度表、箱变温控器、逆变器及其附属抗 PID 设备通信能力，具备快速自愈光纤环网功能，至少有 2 个千兆光口、3 个百兆/千兆自适应电口，且电口和光口相通。逆变器数据采集器能接收外部对时，并完成对所通信设备本体进行对时。

(2) 除对侧电网公司变电站要求的特殊继电保护装置如线路光差保护外，本站电力自动化系统供应商品牌与本站所有 10kV（含）及以上综保（继电保护与自动化装置）供应商品牌保持完全一致。

(3) 电力二次调试或实际运行发生故障跳闸时，10kV 及以上电力系统继电保护和自动装置必须将装置内故障录波的波形通过网络方式传送至电力系统自动化厂商的后台，波形文件提示告警能自动弹出、展示、调取、存储、查看，以利于故障原因分析）。

(4) 所提供的软硬件设备经过国家相关部门安全监测认证，并能提供证明材料，站内通信方案、与供电局调度通信方案、与南方电网综合能源股份有限公司总部集中管理系统通信方案符合中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 14 号《电力监控系统安全防护规定》、《电力监控系统安全防护总体方案》（国能安全[2015]36 号）等相关规定。

2.10.4 使用条件

(1) 正常工作大气条件

a)环境温度：-10℃~+55℃；

b)相对湿度：5%~95%(产品内部既不应凝露，也不应结冰)；

c)大气压力：80kPa~106kPa。

(2) 贮存、运输环境条件

a)装置在运输中允许的环境温度-40℃~+70℃，相对湿度不大于 85%；

b)在贮存中允许的环境温度-25℃~+55℃，相对湿度不大于 85%，在不施加

任何激励量的条件下，装置不出现不可逆变化。

(3) 周围环境

a)场地符合 GB/T 9361 中 B 类安全要求；

b)使用地点不出现超过 GB/T 11287 规定的严酷等级为 I 级的振动；不发生 GB/T 17742 规定的烈度为 VII 度的地震；

c)使用地点无爆炸危险的物质，周围介质中不含有能腐蚀金属、破坏绝缘和表面敷层的介质及导电介质，没有严重的霉菌存在；

(4) 设备绝缘试验要求

绝缘电压

GB 14598.27, 2kV, 50Hz, 1 分钟；

冲击电压

GB 14598.3, 5kV。

2.10.5 间隔层及网络设备电磁兼容试验要求

(1)静电放电：4 级（ GB/T 14598.14）；

(2)辐射电磁场：3 级（网络要求 4 级）（ GB/T 17626.3）；

(3)脉冲群干扰：3 级（ GB/T 17626-12）；

(4)快速瞬变干扰：A 级（ GB/T 14598.10）；

(5)浪涌：4 级（ GB/T 17626.5）；

(6)工频磁场抗扰度：5 级（ GB/T 17626.8）；

(7)辅助电源端口电压暂降、短时中断跌落至额定电压的 40%时，可保证 500ms 内可保证装置正常工作，短时中断，100ms 内装置不重启。

2.10.6 光伏子站自动化监控系统数据采集

本项目的监控系统至少可以采集以下设备或系统的信息：

(1) 环境监测仪参数：主要包括瞬时日照强度（平面和垂直）、日累计辐照值、风速、风向、室外温度、室内温度和电池板温度等参量；各环境监测设备需要具备国内省级以上相应专业机构（计量院或气象局）校准计量，并提供校准报告，具备对时功能。

(2) 逆变器的所有运行参数，包括但不限于下表所示：

项目	参数
遥控信息	开关机遥控

项目	参数
遥信信息	逆变器停机状态、并网状态、闭锁状态、烟感报警状态、交直流防雷故障报警状态、直流侧异常报警状态、交流侧异常报警状态、电网侧异常报警状态、逆变器本体过热报警状态、孤岛保护状态、系统故障状态、绝缘异常状态等
遥测信息	直流电压、直流电流、直流输入功率、交流电压、交流电流、功率因数、频率、有功功率、无功功率、视在功率、绝缘阻抗值、温度、每路 MPPT 发电量、逆变器机柜及环境温度、日发电量、月累计发电量、总累计发电量、时钟等
遥调信息	功率因数遥调、有功功率遥调、无功功率遥调

(3) 变压器所有运行参数，该类装置遥测数据每 15 分钟存储一次历史数据：

项目	参数
遥控信息	变压器高压侧负荷开关、变压器低压侧框架主开关经由变压器保护测控装置实现遥控功能；
遥信信息	变压器高低压侧的开关位置信号、开关故障报警信号、远方就地信号、高低压室柜门状态信号、变压器温度报警信号、温度跳闸信号、事故总信号等，如果是油浸式变压器的，还有瓦斯告警信号、压力信号、油位报警信号等；
遥测信息	变压器电压、电流、频率、有功功率、无功功率、功率因数、温度、档位等；
遥调信息	变压器档位调节（仅适用于有载调压变压器）。

(4) 各类型开关柜的运行参数（各进线、出线、母联、站用变），该类装置遥测数据每 15 分钟存储一次历史数据：

项目	参数
遥控信息	经对应的保护测控装置实现开关遥控功能
遥信信息	开关、手车、刀闸、远方就地把手、弹簧储能等的位置状态信号，保护装置各类保护动作信号，保护装置各类告警信号等
遥测信息	相交流电流、电压、频率、有功功率、无功功率、功率因数；

(5) 站内直流及 UPS 系统的运行参数：母线电压、负载电流、蓄电池组电压、蓄电池组电流、蓄电池组当前容量、电池房温度、交流电压、母线正负对地电压、对地电阻、蓄电池组单体电压等。该类装置遥测数据每 15 分钟存储一次历史数据。

(6) 计量柜的发电量等参数：各发电线路电度表计量遥脉参数、各出线/并网点关口表计量遥脉参数、电能采集装置/电能计费系统远方终端的遥脉参数等。如电网公司不允许并网点线路的电度表直接与本站自动化监控系统通信，投标方须在每个并网点额外增加一块符合国家要求的 0.2S 级电度表（技术性能：应符合 GB/T17883 和 DL/T614 的要求，通信协议：符合 DL/T645 标准，方向：双向有功和四象限无功）及匹配 CT 及 PT，且具备与自动化监控系统通信功能。该类装置遥测数据每 15 分钟存储一次历史数

据。

(7) 并网点的电能质量监测信息：频率、电压有效值、电压偏差、电流、电压 THD、短时闪变、电压不平衡、电流不平衡、分相及合相有功功率、分相及合相无功功率、分相及合相视在功率、分相及合相真功率因数、分相及合相基波有功功率、分相及合相基波无功功率、分相及合相谐波有功功率、分相及合相谐波无功功率、分相及合相正向有功电度、分相及合相反向有功电度、分相及合相正向无功电度、分相及合相反向无功电度、电压及电流的正序负序和零序等。该类装置遥测数据每 15 分钟存储一次历史数据。

(8) 节能减排参数统计及累计：日发电量、日发电小时数、累计发电量、节省标煤、CO₂、NO_x、SO₂ 减排量等。该类装置遥测数据每 15 分钟存储一次历史数据。

(9) 其他设备的监控参数：SVG/SVC 无功补偿线路的保护测控装置，SVG/SVC 无功补偿设备的本体控制保护装置（含遥调），站用电自动切换控制装置，小电流接地装置，微机消谐装置，电能质量监测装置，储能设备控制装置。

(10) 通过公用测控装置采集远动机、规约转换器、交换机、对时装置、二次安防设备、交直流系统、UPS 系统等设备的故障告警信号。

(11) 火灾报警及消防系统通讯控制器/变送器等。

2.10.7 光伏子站自动化监控系统结构

(1) 开关站内设备

子站自动化监控系统设置站控层交换机，通过规范的标准通信协议经工业以太网连接至各类保护测控及规约转换装置，非以太网接口的设备经过规约转换器完成通讯接入。开关站内设备的数据接入电力监控系统。

(2) 光伏发电区的设备

设立光纤环网，合理配置光伏区环网交换机和通信管理机（可采用三合一箱变测控或数据采集器），以太网接口设备采用规范的标准通信协议接入光纤环网交换机，逆变器通过 RS485 或 PLC（首选 PLC）方式接入逆变器数据采集器，再接入光纤环网交换机。非以太网接口的设备通过 RS485 总线连接到通信管理机形成现场总线网络监控系统，再经过光纤环网接入站控层交换机。对于电力线载波设备，由光伏区自动化系统厂商完成相关电力-信息转换设备的配置，由设计院统筹设计一次、二次系统图纸。

(3) 其他

光缆中的光纤熔接时，使用数量必须预留 1 倍备用芯，且必须完全熔接、标记。

视频安防系统不可与电力自动化系统或光伏区自动化系统共同使用交换机。

光伏区如采用光纤环网方式进行数据采集、传输：要求单个光纤环网不超过一条集电线路执行一个光纤环网。

光伏区通信管理机、数据采集器、光电以太网交换机等通信设备不得安装于温度过高位置，如逆变器室，投标方须优化设计确保通信设备的工作温度，提高系统可靠性、稳定性。

投标方及相关设备厂商的屏柜及相关屏柜内部图纸必须提前发给相关设计院根据现场实际情况：确认大小、功能等，保证后期施工可操作性、规范性。

现场总线采用单、双网结构，通信管理机（规约转换器）下行通信物理介质采用专用屏蔽双绞线（如 RS485 通信需使用屏蔽双绞线 1419A 通信电缆：芯线双绞、铝箔缠绕、外加一根镀锡铜丝绞合的导流线、外层再用镀锡铜丝编织网屏蔽），通信线应该根据实际情况做好接地或屏蔽措施，确保通信的稳定可靠；通信管理机与交换机电接口连接网线需使用超五类屏蔽双绞线(STP—Shielded Twisted Pair)，通信管理机(规约转换器)经光伏区交换机上行通信物理介质采用环网光纤。

对于非以太网接口设备：后台通过通信管理机（规约转换器）完成遥信、遥测、遥脉等信息的采集，并对开关可实施远程分合控制，对逆变器可实施远程启停、远程调节设置参数等遥控遥调功能。而对于以太网接口设备，后台通过标准的协议与设备直接通信，完成遥测、遥信、遥控、遥调、遥脉等功能。

通信组网方案必须符合中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第 14 号《电力监控系统安全防护规定》、《电力监控系统安全防护总体方案》（国能安全[2015]36 号）的要求。网络安全设备符合南方电网技术规范。

2.10.8 数据传输

数据传输同时满足以下要求：

(1) 子站自动化监控系统与当地电网公司之间如需租用光纤专用通道(通道的具体要求根据当地电网公司的要求而定)，及与调度通信相关硬件设备、二次安全防护配置要严格按照国家规定及当地电网调度要求执行。

(2) 保护测控装置如配置有网口的，子站自动化监控系统厂商必须使用网口与通信管理机通信。

(3) 光伏子站自动化监控系统内各类通信、保护、测控设备应具备对时功能，系统应配置双北斗时钟同步装置（含户外天线），支持 B 码对时、网络 SNTP 等自动化系统常用对时方式（脉冲输出及数字接口输出的数量应满足系统配置要求）。特别是各类保

护装置、逆变器、环境检测仪必须对时功能，且综自厂商必须予以这类设备对时，如果系统具有组串式逆变器，那么综自系统必须对组串式逆变器的数据采集器进行对时，数据采集器解决下挂组串式逆变器的对时问题。

(4) 光伏子站自动化监控系统配置的各类通讯管理机(如规约转换器和远动通讯机等)站控层的通讯协议必须支持电力行业标准的 IEC 60870-5-103 协议、IEC61850 协议，以实现监控子站、远程终端装置(RTU)和智能电子设备(IED)之间的规范化通信，杜绝 RS485 设备不经过规约转换为标准规约而直接由后台服务器系统解析等不规范做法，以免造成通信不稳定及后台服务器解析规约负荷过重而不稳定、不可靠。

(5) 根据 GB/T 31366-2015《光伏电站监控系统技术要求》，监控系统站控层应采用以太网通信，对于独立配置的辅助系统宜采用网络通信，通信协议宜采用 DL/T860 通信协议。

(6) 根据 GB/T 31366-2015《光伏电站监控系统技术要求》，站控层和间隔层应采用以太网通信，通信协议宜采用 DL/T860 协议(IEC61850 协议)或 DLT/667 协议(IEC 60870-5-103 协议)，不能提供网络接口的间隔层设备，应通过规约转换器和站控层通信。

(7) 根据 NB/T 32016-2013《并网光伏发电监控系统技术规范》等要求，应通过独立的嵌入式远动通信装置实现光伏电站与电网调度中心的实时远动通信。远动通信设备必须具备遥测、遥信、遥控、遥调等基本功能。远动设备应能与多个相关调度通信中心进行数据通信。远动通信设备应具有接收调度中心同步时钟的能力，远动通信设备正常时通过站内北斗进行时钟校正，需要时也可与调度端对时。

(8) 系统结构的分布性必须满足系统中任一装置故障或退出都不应影响系统的正常运行；站控层设备及网络发生故障而停运时，不能影响间隔层的正常运行。系统网络合理信息处理机制，保证在正常运行状态及事故状态下均不会出现因为网络负荷过重而导致系统死机或严重影响系统运行速度的情况。

2.10.9 光伏子站自动化监控系统的功能及主要设备性能要求

(1) 实时数据的采集、存储、处理、控制、分析

实时遥测遥信遥脉信息包括：电气参数遥测值、非电气参数遥测值、位置遥信、告警遥信、事件顺序记录 SOE 遥信（带时标遥信）、脉冲量遥脉值等信号。控制信号遥控和遥调主要包括：断路器分合遥控（开关柜还包含刀闸遥控）、逆变器启停遥控、逆变器参数设置遥调、变压器分接头有载调压的档位遥控等。

计量用的电度表（含发电计量电度表、关口上网计量电度表、箱变低压侧电度表）必须通过 RS485 或其他方式接入子站电力及光伏自动化系统，用于电能累计，所有采集的输入信号应该保证安全、可靠和准确。

系统应具备模块化、易复制和扩展特点，便于系统功能与规模的扩展。

（2）数据采集及处理范围

包括模拟量、开关量、电能量和来自装置/设备的记录数据等；

温度计、各电压等级的 CT、PT、断路器、测控设备、保护设备、保护测控一体化设备、直流设备、逆变器、汇流箱、调度范围内的通信设备等。

各类电气测控保护设备根据 CT、PT 的采集信号计算电气回路的电流、电压、频率、有功、无功和功率因数等，通过标准规约传递给子站电力及光伏自动化系统。

（3）模拟量采集

包括交直流电气参数如电压、电流、有功功率、无功功率、功率因数、频率等信号。

对实时采集的模拟量应能包括不变、跳变、故障、可疑、超值域、不一致等有效性检查；

具备对实时采集的模拟量进行包括乘系数、零漂、取反、越限报警、死区判断等计算处理。

测控设备的模拟量满量程应有 2 倍的裕度，并保证足够的精度，满量程后数据不能归零且上送标志位。

（4）开关量采集

遥信变位：直流开关、交流断路、隔离开关、接地开关的位置信号、设备投切状态，交直流保护和安全自动装置动作及故障报警信号，变压器分接头位置信号等；

对实时采集的开关量应进行消抖、故障、可以、不一致等有效性检查；

具备对实时采集的开关量应能进行取反等计算处理；

对于位置遥信信号，监控系统能准确、及时将其反映。

（5）电能量采集

各种方式采集到的交直流有功电量和交流无功电量数据。

能实现分时累加、电能平衡计算等功能。

（6）事件与报警

事件内容应包括：遥测越限、遥信变位、动作/故障信号、操作事件等被监控设备信号，还应包括监控系统本身的软硬件、通信接口、网络故障等信号。

对于告警信号，则能及时发出声光报警并有画面显示。

对于站内重要设备的状态变化应列为事件顺序记录（SOE）处理内容。

事件处理应能分类、分层进行，历史事件的存储应便于按各种要素进行查询和检索。

报警方式应直观、醒目，并伴有声、光、色等效果。

监控画面上应能对指定设备和测点进行方便的复归操作、抑制或恢复报警。

应规范化事件信息描述，同类事件句法应统一，同一要素词汇应统一。

应具有事件确认功能。

应具有事件打印、输出文本或电子表格文件等功能，便于保存、查阅。

事件与告警信息应包括故障类型、位置、紧急程度、原因，重大故障信息应实时提醒。

开关站内和光伏发电区各类保护装置的各种告警信号和各类跳闸动作信号、信道异常、电网电压过高、电网电压过低、电网频率过高、电网频率过低、直流电压过高、直流电压过低、逆变器过载、逆变器过热、逆变器短路、散热器过热、逆变器孤岛、变压器过热、DSP 板卡故障、装置通讯中断、汇流箱数据异常、数据越限等。

（7）数据存储与查询

监控设备应支持时标上送，直接接入监控系统的发电设备宜支持时标上送。

应支持计算量公式定义和运算处理。

应建立历史数据库，定期存储需要保存的历史数据和运行报表数据，实时存储事件数据。数据存储周期可灵活设定。

具有灵活的统计计算能力并能提供方便的查询功能。

（8）控制操作及调节功能

控制操作对象为断路器、隔离开关、电动操作接地开关、逆变器、变压器分接头位置、保护软压板投切等。

调节对象为保护装置定值、逆变器运行参数设定、各类控制器运行参数设定、自动装置运行参数设定、记录装置运行参数设定等。

控制方式包括人工控制和自动控制。

人工控制应包括：调度中心控制/南方电网综合能源股份公司本部集控主站、主控室控制、就地手动控制三种方式，并具有三种方式的控制切换功能。控制级别由高到低：就地手动，主控室，调度中心。三种级别互相闭锁，同一时刻只允许一级控制。

自动控制过程中，程序遇到任何软硬件故障均应输出报警信息，停止控制操作，并

保持所控设备的状态。

控制操作与调节应具有操作权限检查、同一时刻操作的唯一性检查、位置检查等安全措施。

特别对于分布式光伏项目，子站电力及光伏自动化系统应具备在站内集控室远程调节组串式或集中式逆变器功率因数的功能，确保功率因数符合电网要求。

（9）防误闭锁功能

所有操作控制均应经防误闭锁，并有闭锁逻辑判断结果及出错报警信息输出。

站控层实现光伏电站综合防误操作闭锁功能，间隔层实现本间隔范围内防误操作闭锁功能。

站控层及间隔层应采用对设备的实时状态进行逻辑判断。站控层的逻辑判断过程及结果可显示并对调度中心控制、中控室控制进行闭锁，同时将结果传送至间隔层。间隔层逻辑判断结果以开出的方式直接接入控制操作电路进行闭锁。

防误操作的闭锁逻辑经授权后方可修改。

（10）电能质量监测

监控系统应能监测交流电能质量，当电压偏差、频率、谐波、三相不平衡度和功率因数等出现偏离标准的越限情况时，应产生不合格事件信息并报警。

监控系统应能调看和分析电能质量监测装置记录信息。

电能质量监测装置具备根据当地电网要求接入电能质量监测系统的功能。

（11）应提供各类型统计报表

光伏子站自动化监控系统报表部分至少满足以下技术规范要求：《南方电网综合能源有限公司 光伏子站自动化系统 电站原始运行数据日报表 技术规范要求（试行）》、《南方电网综合能源有限公司 光伏子站自动化系统 电站原始运行数据月报表 技术规范要求（试行）》、《南方电网综合能源有限公司 光伏子站自动化系统 电站原始运行数据年报表 技术规范要求（试行）》。

特别说明：光伏子站自动化监控系统报表如性能和类别均高于上述规范，可参照原有功能及报表执行。

生产运行报表或历史数据报表应能由用户（南方电网综合能源股份有限公司运维人员或技术人员）编辑、修改、定义、增加和减少。

应对光伏电站运行的各种常规参数进行统计计算，包括日、月、年、时段的最大、最小值及其出现时间、平均值、越限次数、越限时间、越限率、合格率等；

应对光伏电站主要设备的运行状况进行统计计算，包括断路器正常操作及事故跳闸次数、电容器/电抗器投退次数等。

应对电能进行分时段统计，时段可定义。

应能充分利用历史数据和以上统计数据，生成不同格式的生产运行报表。并可按要求打印输出或导出为 excel 格式文件。

除生产运行的日、月、年报表外，还需要故障信息、实时运行、设备运行效率、主要设备可利用率、主要设备故障率、每日实际利用发电小时数、每月实际利用发电小时数、每年实际利用发电小时数统计、站用电率、操作记录相关的报表。

历史曲线分辨率为 1s，历史报表最少 15min，日统计、月统计、年统计的报表数据分辨率要求统一。

（12）系统自诊断和自恢复功能

应具有在线自诊断能力，对系统自身的软硬件运行状况进行诊断，发现异常时，予以报警和记录，必要时采取自动恢复措施。

自动恢复的内容应为：一般软件异常，自动恢复运行；当设备有备用配置时，在线设备发生软硬件故障时，能自动切换到备用配置，自动恢复时间不应大于 30s。

（13）有功功率控制及无功功率控制功能

光伏电站监控系统具备有功功率、无功功率及功率因数控制功能，可配合当地电网调度的发电调度；

具体要求须符合当地调度的接入规范；

监控系统应根据设定有功功率要求人工或自动对逆变器、储能控制器进行启停、限制有功功率输出等控制操作；

除设备故障、太阳光照强度快速减少和接受调度指令外，监控系统应确保同时切除或启动的逆变器有功功率总和小于接入电网波动限制值；

监控系统应具有集群控制功能。对于分布式电站，如无 AGC/AVC 系统要求，光伏子站自动化监控系统应具备远程调节对同一个并网点下组串式/集中式逆变器功率因数的功能，确保功率因数符合电力部门规定要求。例如：能对集中式逆变器（或组串式逆变器的集群化数据采集器）功率因数输出在 0.9 超前~0.9 滞后具备连续遥调的能力，可遥调固定逆变器功率因数输出。

对于具有独立 AGC/AVC 系统的子站，子站电力及光伏自动化系统应具备对全站所有逆变器统一下发功率遥调/遥控的功能，例如遥调有功功率、无功功率、功率因数，遥

控逆变器启动和停机等，如此具备接入 AGC/AVC 系统的条件。

光伏电站应具有无功功率自动调节的能力，光伏电站自身的无功功率调节能力不能满足并网技术要求时，应配置无功补偿装置（可以使分组投切的电容器/电抗器，也可以是连续调节的快速无功补偿装置，监控系统应能对无功补偿设备进行自动监控）。

（14）主要画面及相关功能要求

a) 总体要求

全面、准确、实时、稳定、可靠、清晰地展示光伏电站各设备参数信息；

光伏子站自动化监控系统画面数据与现场装置/设备数据必须匹配精准；

画面展示方式必须逻辑清晰，层次清楚，易于运维；

图形监控画面内容应包括：全站实时运行数据、生产统计数据、设备状态、电气接线图与参数、保护配置图及其投切状况、保护整定值、模拟光字牌、装置与计算机工况、并网点参数、电能质量检测数据、环境监测参数、历史发电趋势分析、发电预测图等。

所有画面应可直接打印或复制输出，且保持与监控画面效果一致。

开关、刀闸、地刀、负荷开关、变压器等一次设备标识应符合电力系统相关要求。子站电力及光伏自动化系统厂商全站调试前，应首先确认好主设备的电力系统调度编号、主设备编号，并根据实际现场的编号完成综自系统各类设备的标准化、规范化、匹配化命名（全站命名请向招标方项目管理人员索取）。

严格参照下述所给界面完成全站自动化系统实施、调试、交付，最低要求不得少于如下参照界面所给出的内容、风格、数据（站内实际未配置的设备除外）。

b) 电气主接线图及参数

包括显示设备运行状态（变压器、线路开关、手车、刀闸等）、潮流方向。

各主要电气量的实时值和历史数据曲线（电流、电压、频率、有功、无功、功率因素等）

重要参数的累计值及历史数据曲线（日发电量、月发电量、总发电量等）。

c) 全站运行统计数据及环境监测仪信息分图

运行数据：“全站逆变器本体瞬时总有功”、“全站箱变低压侧测控瞬时总有功”、“全站并网点测控瞬时总有功”、“全站并网点测控瞬时总无功”、“全站逆变器本体日总发电量”、“全站箱变低压侧点表日总有功发电量”、“全站并网点电度表日总有功发电量”、“全站并网点电度表日总无功发电量”、“全站逆变器本体累计发电量”、“全站并网点电表累计总有功发电量”、“全站逆变器平均转换效率”、“全站系统日

综合效率”、“全站总 CO₂ 减排量”、“全站并网点电表日发电利用小时数”、“全站并网点电表月总发电利用小时数”、“全站并网点年总发电利用小时数”。

环境监测数据：瞬时辐照强度、日累计辐射值、实时温度、实时风速等遥测实时数据及历史数据曲线等。

d) 电度表分图

光伏逆变器电度累加值、箱式变压器低压侧 0.2s 级电度表、发电线路计量电度表、并网点关口表均要求通入子站电力及光伏自动化系统，并在电度表分图全部显示（必备显示参数：正向有功、反向有功、正向无功）。

e) 开关站区各间隔设备分图

线路、母联、母线、主变、站用变、电容器、SVC/SVG 等间隔的遥测遥信遥控遥调遥脉信息。

f) 开关站区其他设备分图

电站直流系统分图、电能质量监测分图、发电线路电度表及并网点关口表分图、其他公用测控设备分图等，采集测点具体要求参见“2.4.2 数据采集”。

g) 光伏电站发电区各设备分图

包含遥测、遥信、遥控、遥调、遥脉各类相关信息。

电站发电区箱变分图

组串式逆变器分图

组串式逆变器分图需可以实现远程功率因数控制、有功控制、无功控制功能，且其调节设定值必须能在画面上展示。

组串式逆变器数据采集器分图

h) 全站逆变器运行状态总图

针对全站逆变器提供一次连接拓扑；

本图同时提供全站所有逆变器的运行状态指示（并网/停机状态-分别对应红/绿灯指示），安装容量、当日实际发电利用小时数。

全站监控系统设备二次系统图及通讯状态汇总

表征子站电力及光伏自动化系统的二次系统网络拓扑系统图；

子站电力及光伏自动化系统所进行通讯设备的通讯状态图（通，断）。

子站电力及光伏自动化系统四遥参数一览表。

i) 全站各遥测参数的趋势曲线图

整站发电量的实时、历史曲线数据；

整站有功功率的实时、功率预测（如有）及历史曲线数据；

其他遥测参数的实时、历史数据曲线。

j) 全站重要遥测参数的棒状图

母线电压实时、历史棒图；

整站发电量实时、历史棒图；

其他相关阐述的实时、历史棒图。

k) 全站重要参数历史报表：日报、月报、年报。

包括记录历史数据库的各类重要测点，形成日报表、月报表、年报表，报表层次和逻辑清晰，实用性强，报表功能须具备可由业主自行定制、编辑的功能（最终报表形式及数量需由业主确认并培训新建、编辑、修改、删除历史报表的功能）。

l) 其他各类统计报表

包括电量、财务和分析报表等（最终报表形式及数量由招标方确认），同时报表功能须具备可由招标方自行定制的功能。

m) 告警窗口

能按照实时性要求响应提示各类硬节点遥信变位信号（如汇流箱、逆变器、箱变、开关柜等）；

及时响应提示各类装置告警及跳闸遥信信号（必须包含：逆变器直流侧接地告警，以提示运维人员检修，提升全站安全性，也必须包含汇流箱支路电流越下限告警，以提示运维人员检修，提升全站发电量）；

事故顺序记录 SOE 告警信号列表；

遥控、遥调操作过程记录；

保护信息提示报文；

装置通讯中断告警记录（如汇流箱、逆变器、箱变、开关柜等）；

重要遥测参数越限告警记录（如汇流箱、逆变器、箱变、开关柜等）；

其他重要参数的告警记录。

横向对比（同等辐照情况下）分析得出不同设备/支路的差异并提供越限告警

纵向对比（同等辐照情况下）分析得出同一设备不同时间的差异并提供预警

可按日期或间隔或设备查询相关的告警信息，要求查询方式方便、实用易于操作。

n) 保护配置图及保护信息查阅功能

展示全站保护设备及其通信状态

能远程查阅、修改变电站区保护装置的定值。

变电站区保护装置保护启动、保护动作（保护跳闸）之后，自动上传相关录波文件至子站电力及光伏自动化系统，并在告警窗口中提示信息，以方便及时调阅。

子站自动化监控系统支持查看标准录波波形文件的功能，并具有一定的波形分析能力。

保护录波文件保存在子站电力及光伏自动化系统中，能根据时间或间隔或设备搜索到对应的波形文件，以备查阅。

o) 其他要求

光伏子站自动化监控系统需预留与微机五防系统通讯的接口子站电力及光伏自动化系统需支持外部微机五防的通讯，软件、硬件通讯接口预留。

光伏子站自动化监控系统要求可设定登录权限、操作权限等，同一人员无法完成遥控、遥调操作：管理员账户、操作员账户。

防误操作指导及标准操作票、工作票开设支持防误操作指导，支持标准化操作票、工作票开设、保存和打印。

典型事故处理指导及典型事故处理画面具有专家分析和指导功能，对发生的告警事故、典型事故具备专家指导功能，并能提供一定的处理画面以供参考。

系统便于维护管理，可设定管理员账户、操作员等各种角色账户、每个角色账户具有的操作功能可选，且只有管理员账户才可以进行人员账户维护。

（15）可靠性及性能要求

系统站控层的年可用率 $\geq 99.9\%$ 。

系统运行寿命 ≥ 15 年。

站控层设备的平均无故障间隔时间（MTBF） ≥ 20000 小时。

间隔层设备平均无故障时间间隔时间（MTBF） ≥ 30000 小时。

有功无功功率的测量相对误差 $\leq 0.5\%$ ；

电流、电压的测量相对误差 $\leq 0.2\%$ ；

电网频率测量误差 $\leq 0.01\text{Hz}$

遥控操作正确率应等于 100%，遥控操作成功率不应小于 99.99%。

事故时遥信正确动作率不应小于 99%，事故画面及告警正确率不应小于 99.98%。

实时数据处理容量应按照光伏电站规模和远景规划来确定，对 SOE、报警信号、画

面数目、报表数目等应无限制。

历史数据存储采样间隔、事件追忆间隔及持续存储年限应能人工设定，历史数据存储容量只与主机磁盘空间有关，宜配置定时或定量清理程序。

系统稳定性、可用性一定要达到国家及能源行业标准，不稳定的系统坚决不予以采纳及验收。

（16）系统实时性要求

测控装置重要模拟量参数越死区传送时间（至站控层画面显示响应时间） $\leq 2s$ ；

测控装置遥信量变位传送至站控层后台画面显示时间 $\leq 1s$ ；

控制命令从生成到输出的时间 $\leq 2s$ ；

动态画面调用、切换响应时间 $\leq 1s$ ；

画面实时数据刷新周期 $\leq 3s$ ；

画面告警信息推出时间 $\leq 3s$ ；

站内事件顺序记录分辨率（SOE）（间隔层测控装置） $\leq 2ms$ ；

历史数据联机检索时间不应大于 5s；

系统时间误差 $\leq 1ms$ ；

能在 1s 内完成 5000 点数据的处理。

历史数据展示频率的要求为 15min，历史曲线展示的要求为 1s。

2.11 设备技术要求

2.11.1 工业级后台服务器及工作站

a) 原则

性能优良、符合工业标准的产品，采用主备冗余配置。

b) 系统服务器及工作站

采用机柜方式，处理器 2 颗至强处理器 E7 系列，2400，6 核 1.86GHz 以上，支持 X64 操作系统；

c) 显示器

国际知名品牌，不低于 22 英寸，按实际需求定制，数量跟随服务器及工作站数量；

d) 内存

至少 64GB RAM 标准内存（DDR4 以上），可扩展至 128GB；

e) 硬盘

至少 2 块 2TB SAS/SATA, 最大支持 16 块 2.5 寸 SAS/SATA 硬盘或 4 块 3.5 寸 SATA 硬盘, 可热插拔, 支持 RAID0/1/10/5/50/6/60;

f) 网卡

冗余千兆以太网卡, 配置 3 个以上的以太网接口;

g) CPU 负载

系统在最坏情况下, 各计算机节点在任意 10 秒内, CPU 平均负载率 $<30\%$ 。电网正常运行时任意 30 分钟内 CPU 平均负载率小于 30%, 电网事故时 10 秒内小于 50%。

若存在冗余热备用节点, 则节点之间实现无扰动切换, 热备用节点接替值班节点的切换时间小于 5 秒。

h) 安全

服务器、工作站不能使用被国家通报存在重大安全漏洞的设备, 应采用国家指定部门认证的安全加固、正版的国产 Linux 操作系统, 不存在缺省或多余的账户, 不存在弱口令的情况, 关闭生产控制大区禁用的 E-Mail、WEB、Rlogin、telnet、FTP、HTTP、SMB 等通用网络服务和主机不必要的服务, 安装高危漏洞补丁、关闭高危端口、安装可定期升级杀毒软件, 并不会对监控软件造成任何影响。

i) 供电

本项目中控室内服务器、工作站等计算机设备、网络设备、通信设备必须由 UPS 电源供电, 保证供电稳定性。

j) 运行环境

本项目采购服务器工作站整机(含机箱)处于正常工作状态时能适应环境温度范围: 0-40℃(工作湿度 40℃@85% RH 非凝结); 处于非工作状态(储存)时能适应环境温度范围: -20℃-60℃(和 40℃@95%RH 非凝结)。

k) 售后服务

本项目采购的计算机服务器(含机箱)、工作站等计算机要求 5 年免费上门服务。

2.11.2 工业级主交换机和环网交换机

各项电磁兼容认证: 符合欧盟指令 89/336/EEC, EN50263:2000。

具有 KEMA IEC61850 认证。

遵循 IEC 60255-6:1988 标准, 可在-25℃~+55℃范围内长期稳定可靠地工作。

可灵活选配短距离或长距离的光收发器, 适应不同的现场应用。

光伏区监控需根据实际情况配置光/电交换机(一般为光电混合交换机)。

站控层交换机需为三层交换机。

变电站区配置冗余的千兆工业级主交换机，在任意情况下，EMS 系统主局域网在任意 5 分钟内，平均负载率 $<20\%$ 。双网以分流方式运行时，每一网络的负载率应 $<12\%$ ，以保证其中一网故障时，单网负载率不超过 24%。

光纤熔接需预留一倍的备用芯。

交换机使用的连接网线需使用超五类屏蔽双绞线(STP—Shielded Twisted Pair)。

具有装置故障、告警等输出空接点。

2.11.3 环境监测仪设备

a) 要求

连续无日照正常工作时间 ≥ 15 天；

数据畅通率 $\geq 95\%$ ；

数据刷新周期 ≤ 3 秒；

安装环境监测仪设备时，应按照规定做好防雷措施；

环境监测仪需具备对时功能，能接受自动化系统或卫星时钟同步系统的 Modbus RTU 对时、SNTP 网络对时等对时报文；

整套环境监测仪全套质保时间：验收及培训之日起，日历年 5 年软硬件免费保修维护。

环境监测仪必须至少由如下几部分组成：高精度数据采集器（及其机箱）、水平辐射表、斜面辐射表（角度可调）、电池板背板温度传感器（PT1000）、空气温度及湿度一体化传感器、太阳能充电控制器、太阳能电池及蓄电池、通信模块、数据采集器配套设置调试及维护软件等；

环境监测仪一定要可用性强、精确度高，集成仪表数据必须至少提供的通信点表参数有：数据采集器本体时间点表（年、月、日、时、分、秒）、水平瞬时辐照强度（瞬时值、1 天平均值、1 天最大值、1 天最小值、1 天标准差）、斜面瞬时辐照强度（瞬时值、1 天平均值、1 天最大值、1 天最小值、1 天标准差）、水平辐射日累计值、斜面辐射日累计值、组件背板温度（瞬时值、1 天平均值、1 天最大值、1 天最小值、1 天标准差）、空气温度（瞬时值、1 天平均值、1 天最大值、1 天最小值、1 天标准差）、空气湿度（瞬时值、1 天平均值、1 天最大值、1 天最小值、1 天标准差）、风速（瞬时值、1 天平均值、1 天最大值、1 天最小值、1 天标准差）、风向（瞬时值、矢量平均值、矢量平均标准差）等。

b) 技术参数

环境监测仪传感器及采集器技术参数必须满足下表的要求：

表 13：环境检测仪及采集器技术参数要求

序号	传感器名称	单位	数量	测量范围	精度要求	敏感度	备注
1	水平太阳能辐照度传感器	台	1	输出范围：0~2000W/m ² 光谱范围：285~2800nm	ISO 9060:1990 Secondary Standard（次基准级） 非稳定性（年变化）： <±0.5% 热辐射偏移（200W/m ² ） <7W/m ² ； 温度偏移（5K/h）<2W/m ²	灵敏度：7~14μV/Wm-2 （模拟信号输出范围： 0-20mv）	1、热电堆式、进口； 2、具备对时功能； 3、响应时间(95%)： <5s； 4、防护等级 IP67；
2	斜面太阳能辐照度传感器	台	1	输出范围：0~2000W/m ² 光谱范围：285~2800nm	ISO 9060:1990 Secondary Standard 非稳定性（年变化）： <±0.5%； 热辐射偏移（200W/m ² ）<7W/m ² ； 温度偏移（5K/h）<2W/m ²	灵敏度：7~14μV/Wm-2 （信号范围：0-20mv）	1、热电堆式、进口； 2、具备对时功能； 3、响应时间(95%)： <5s； 4、防护等级 IP67；
3	风速传感器	台	1	0~75m/s	0.1m/s（每 5m/s）	分辨率 0.7998m/s 启动风速：0.4m/s	国际或国产一线品牌
4	风向传感器	台	1	1~360°	±4°	分辨率：0.5°	国际或国产一线品牌
5	室外温湿度传感器	台	1	-55~125℃	±0.1℃		温湿度一体，国际或国产一线品牌
6	组件背板温度传感器	台	1	-55~125℃	±0.1℃		国际或国产一线品牌
7	数据采集器	台	若干	-55℃~+85℃	模拟电压精度： ±(0.06% 读数 + 偏移量)， 0° 到 40° C； 模拟分辨率：0.33 μV		

2.11.4 远动机通信装置

采集各种微机保护、自动装置信息、测控装置、智能电度表信息、智能辅助设备信息。

各项电磁兼容认证：符合 GB/T17626 电磁兼容 试验和测量技术系列标准。

可在-10℃~+55℃范围内长期稳定可靠地工作。

站控层对下通讯规约支持 IEC61850 规范(DL/T860)、IEC60870-5-103 协议(DLT/667)、IEC60870-5-104 协议、IEC60870-5-101 协议、ModBus-TCP/RTU 等其它协议。

站控层对上通讯规约支持 IEC60870-5-101 规约、IEC60870-5-104 规约、MODBUS 规约、DNP3.0 规约(串口或网口)；

以太网口单机 4~16 个，双机 8~32 个（可扩展），通讯速率 10/100Mbps 自适应，且具备通过 SNTP 方式被时钟源对时的功能；

数字通信接口 RS-232/422/485(EIA)，单机 4~12 个，双机最多 8~24 个；

具有时钟同步信号接口 RS-485 (EIA)，支持对时信号标准：秒脉冲（PPS）、分脉冲（PPM）、IRIG-B。

具有装置故障、告警等输出空接点。

有足够的容量接入光伏电站保护全部的测控装置、逆变器、汇流箱、电度表、箱变测控、电能质量监测装置、交直流设备等其他智能电子设备。

2.11.5 工业级通讯管理机（规约转换装置）

采集各种微机保护、智能电能表、智能电子设备信息；

实现与监控系统、远动装置通信；

站控层通讯规约支持 IEC61850 规范(DL/T860)、IEC60870-5-103 协议(DLT/667)、IEC60870-5-104 协议、IEC60870-5-101 协议、ModBus-TCP/RTU 等其它协议；

电磁兼容：符合 GB/T17626 电磁兼容 试验和测量技术系列标准。

可在-10℃~+55℃范围内长期稳定可靠地工作。

具有串口 RS-485/RS232/RS422，单机 8~12 个，双机最多 16~24 个；

以太网口单机 4~16 个，双机 8~32 个（可扩展），通讯速率 10/100Mbps 自适应，且具备通过 SNTP 方式被时钟源对时的功能及通过 RS-485/RS232/RS422 等方式向接入设备发送对时报文的功能；

具有时钟同步信号接口 RS-485 (EIA)，支持对时信号标准：秒脉冲（PPS）、分脉

冲（PPM）、IRIG-B。

具有装置故障、告警等输出空接点。

2.11.6 电能质量监测仪

具备电压偏差、频率偏差、三相不平衡度、负序电流、谐波、闪变；

可选电压波动、电压暂降、暂升、短时中断功能。

具有至少 2 个以太网接口、且具备通过 SNTP 方式、IRIG-B、通信网络报文对时的功能。

电磁兼容性符合 GB/T17626 电磁兼容 试验和测量技术系列标准。

监测仪准确度要求应满足：电压偏差——0.5%，频率偏差——0.01Hz，三相不平衡度——0.2%，三相电流不平衡度——1%，谐波——至少符合 GB/T 14549-1993 规定的 B 级，闪变——5%，电压波动——5%。

电能质量 GB/T 19862-2016 电能质量监测设备通用要求。

具有装置故障、告警等输出空接点。

满足当地电网的要求，将数据上传至调度系统。

2.11.7 时钟同步系统设备

具有长时间高精度授时能力，授时误差优于 1us/小时。

支持网络报文与监控系统服务器、通信管理机、保护测控装置等二次设备或远方主站进行通讯；

支持 北斗授时，也可根据需要进行授时模块双重配置（双北斗）；

支持 NTP 网络对时，可作为网络时间服务器；

输出的对时信号种类丰富，包括：秒脉冲（1PPS）、分脉冲（1PPH）、时脉冲（1PPH）、IRIG-B 码、串口对时报文、NTP 网络对时报文、IEEE1588 对时报文等。

输出对时信号的物理接口种类齐全，包括：RS-485、RS-232、TTL、空接点、AC 调制、光纤、以太网等。

适应双机运行要求，采用两台主备机可构成“双机双网”的时间同步系统。

可在-10℃~+55℃范围内长期稳定可靠地工作。

具备与调度主站通信能力

具有装置故障、告警等输出空接点。

2.11.8 光伏子站自动化监控系统通讯介质要求

RS-485 通讯电缆：标准的 RS-485 通讯电缆，特性阻抗 120 欧姆，导体为 2 线对 4 芯（2x2x24AWG）多股绞合镀锡铜丝，PE 绝缘护套；为适用于复杂的工业噪声环境，特采用铝箔/聚酯复合带 100%屏蔽率+镀锡铜编制网 90%屏蔽率共双重屏蔽，并附有独立接地导体，工业灰色 PVC 外护套，符合 ULAWM2919 文件规范。

TCP/IP 工业以太网通讯线缆：可以运行千兆以太网，需使用超五类屏蔽双绞线，即 CAT-5e+STP。

2.11.9 系统直流电源及 UPS 技术要求

子站电力自动化监控系统需配置直流屏、UPS 屏、为光伏区自动化设备供电的 UPS 及蓄电池。为确保直流电源及 UPS 稳定、可靠运行，投标方需确保实际提供的设备是国际或国内的主流、先进、成熟产品。

a) 售后服务

设备自工程验收通过之日起 5 年日历年质量保证，保修期内硬件故障时，需免费提供替代硬件设备，且性能应等于或于原产品的性能，48 小时内故障应得以解决。

b) 系统直流电源技术要求:

交流输入电压范围：三相 323~456V；

交流输入电压不对称度： $\leq 5\%$ ；

交流电源频率范围：49~51Hz；

输出标称电压 U_o ：220V /110V DC；

功率因数 >0.9 ；

充电电压调整范围： $(90\%-125\%)U_o$ ；

直流控制母线电压范围： $(85\%-112.5\%)U_o$ ；

直流合闸母线电压范围： $(87.5\%-117.5\%)U_o$ ；

稳流精度： $\leq \pm 1\%$ （在 20%-100%输出额定电流时）；

稳压精度： $\leq \pm 0.5\%$ （在 0%-100%输出额定电流时）；

纹波系数： $\leq 0.5\%$ （在 30%-100%输出额定电流时）；

效率： $\geq 90\%$ ；

通信接口：RS485 或以太网接口；

冷却方式：自然冷或强迫风冷；

电磁兼容性符合 GB/T17626 电磁兼容 试验和测量技术系列标准

c) 主要技术性能:

直流电源系统接线：单母线接线；

蓄电池组数：至少 1 组；

蓄电池型式：阀控式密封铅酸蓄电池；

具备防雷及电源保护、高度绝缘防护等功能；

高频开关电源模块具备交流输入过电压保护、交流输入欠压报警、交流输入缺相报警、直流输出过电压、直流输出过电流保护、限流及短路保护、模块过热及故障报警功能

直流电源系统开关应选用优质高分断直流断路器（额定短路分断能力 $\geq 35\text{kA}$ ），并考虑上下级配合，提供电流—时间动作特性曲线报告，应满足 3 级~4 级级差配合，各断路器应配备跳闸报警接点；

蓄电池组等重要位置的熔断器、开关应装有辅助接点，并引自端子排；

直流电源系统应配备：总监控单元、高频开关电源模块、雷击浪涌吸收器、仪表、电压电流采集装置、绝缘检测装置、蓄电池管理单元等；

馈出开关应有信号灯指示通断状态；

直流主母线及接头，应能满足长期通过电流的要求，母线应选用阻燃绝缘铜母线；

汇流排和主电路导线的相序和颜色应符合 IEC 标准；

高频模块并联工作时输出电流不均衡度 $< \pm 5\%$ ；

直流电源系统设降压装置；

直流系统应安装绝缘监测装置，准确度不应低于 1.5 级，具备实时监视和显示直流电源系统母线电压、母线对地电压和母线对地绝缘电阻；具有监测各种类型接地故障的功能，实现对各支路的绝缘检测功能；具有自检和故障报警功能；具有对两组直流电源合环故障报警功能；具有交流窜电故障及时报警并选出互窜或窜入支路的功能；

直流电源系统宜按每组蓄电池组设置一套微机监控装置，具有对直流电源系统各段母线电压、充电装置输出电压和电流及蓄电池组电压和电流等的监视功能；具有对直流电源系统各种异常和故障报警、蓄电池组出口熔断器检测、自诊断报警以及主要断路器/开关位置状态等的监视功能；具有对充电装置开机、停机和充电装置运行方式切换等的监控功能；

d) UPS 技术要求（含光伏区 UPS）

UPS 系统交流输入参数：

电压： 三相四线 380V-15%~+15%；

频率： 50Hz±5%；

额定电压下的短路容量： 30kA；

采用双路供电

e) 蓄电池

蓄电池应采用阀控式密封铅酸蓄电池，要求与主机同一品牌，其性能指标不低于《固定型阀控密封式铅酸蓄电池》GB/T19638.2-2005 的要求。所提供的品牌蓄电池厂家必须具备 ISO9000 质量体系认证，原厂原产地出厂证明书；

在环境温度-10℃~+45℃条件下能正常使用。

f) UPS 逆变器

输出电压稳态条件下： 220VAC±1%；

输出电压暂态条件下： 负载突变 0~100%，电压稳定度≤±5%，恢复到稳定的允许时间≤20ms；

输出频率： 50Hz±0.1%；

谐波失真度：

<2%线性负载，

<2%非线性负载，

<5% 总的谐波失真度（有效值），

输出功率因数： ≥0.9（滞后），

计算机供电线路上要配置稳压器和过电压防护设备。

交流不停电电源系统在正常和事故情况下，向重要负荷提供可调整的正弦交流电压，并与站用电系统产生的静态谐波相隔离；

单套 UPS 装置的系统平均故障间隔时间（MTBF）不应小于 250000 小时；

UPS 平均检修时间（MTTR）（h）小于 0.5h；

UPS 装置应具有如下的过负荷能力：

负荷倍数	允许运行时间
110%	长期
125%	10 min
150%	60 s

g) 容量

至少提供 2kVA（根据现场需 UPS 电源设备容量计算确认容量）在线式交流 220V，50HZ 单相电源，以保证服务器的数据不因电源故障而造成丢失。

实际指标:

外部电源消失后 UPS 供电时间>2 小时;

UPS 负载满足 35%以下;

电压稳定度在 $\pm 1\%$ 范围内, 动态时在 $\pm 5\%$ 范围内;

频率稳定度在 $\pm 0.1\%$ 范围内;

备用电源切换时间 $\leq 4\text{ms}$;

过负荷能力: 带 150%额定负荷运行 60s, 带 125%额定负荷运行 10min;

蓄电池技术指标应满足所选用蓄电池类型相关规程、规范的要求。

必须在现场做 UPS 断电启动试验。

严禁空调、照明等负荷从计算机监控系统专用电源供电。

2.11.10 非入侵式的红外抄表

(1) 系统结构

红外抄表系统包括红外探头、数据采集器和智能云平台。

(2) 红外探头

将外置红外抄表器固定在电能表附近, 通过与电能表的红外光口实现近距离红外通信, 定时读取智能电表的参数信息;

(3) 数据采集器

采用 4G 无线通信方式, 可采集南网电表的电能数据、电压、电流、功率因数等电参数数据, 适合各种具备红外通信接口的电表等仪表的抄表场景;

(4) 智能云平台

通过数据采集器 CG2022F/CG2302 将数据上传至智能云平台, 用户可以通过 APP 或 WEB 平台访问查询电量信息。

- ① 支持抄读正反向有功无功电能、分时电能等电表开放数据;
- ② 与电力公司度数保持高度一致, 无误差;
- ③ 工业级器件选型, 满足 $-25^{\circ}\text{C}\sim+85^{\circ}\text{C}$ 的恶劣工作环境;
- ④ 抗干扰能力强, 与电表一对一抄读, 无误读、串读等导致数据异常的情况;
- ⑤ 一台采集器支持连接多个红外抄表探头, 实现自发自用场景下发电侧电表与并网侧电表同时采集;
- ⑥ 采集抄读标配吸盘天线, 信号微弱地区可加强信号;
- ⑦ 数据采集器即插即用, 实现远程抄表;

安装模式方便灵活，探头和电表红外口之间无遮挡即可实现采集。

2.12 调度自动化

本项目接入系统调度自动化需满足项目当地电网公司接入评审意见批复的要求。如当地电网公司、国家、行业相关规范有要求，投标方应按要求对本项目各厂区独立配置“光功率预测系统”（含天气预报数据服务系统）、“区域稳定控制装置及其通信通道”、“远跳保护装置及其通信通道”、“电能质量监测装置及系统”、“故障录波装置”、“保护信息子站装置及系统”、“同步相量测量装置”、“微机五防系统及设备”、“调度数据网、二次安防、调度通信传输网设备、接入网设备、光纤配线设备、调度通信电源、至对侧变电站通信铠装光缆”等所有材料、设备及系统（同时包含设计、施工、安装、联合调试及质保），具体以当地电网及供电局的接入电网实际技术要求为准，此部分费用必须已包含在投标总价内。

2.13 远动系统

投标方需按照供电局接入批复意见，在本项目配置远动系统，将光伏系统的运行数据上传至调度机构（地调或中调），远动机的型号及程序版本需经过当地电网入网测试，为南方电网认可的版本，并通过供电局的验收。

2.14 调度通信

投标方需按照当地电网公司的意见和接入批复负责配置本光伏电站电力调度通信系统，相关技术指标、参数要求、配置满足供电局验收要求。

2.15 电力监控系统网络安全

电力监控系统安全防护的总体原则为“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”，安全防护主要针对电力监控系统。重点强化边界防护，同时加强内部的物理、网络、主机、应用和数据安全。

2.15.1 执行的标准及法律法规

下列标准所包含的条文，通过在本规范书中引用而构成本规范书的条文。所示标准均应采用最新有效版本。

- (1) 《中华人民共和国网络安全法》
- (2) GB 2423 电工电子产品基本环境试验规程
- (3) GB 2887 计算机场地技术条件

- (4) GB 4208 外壳防护等级 (IP 代码)
- (5) GB 4798.3 电工电子产品应用环境条件 有气候防护场所固定使用
- (6) GB/T 13702 计算机软件分类与代码
- (7) DL/T 860.3 变电站通信网络和系统 第 3 部分: 总体要求
- (8) YD/T 1130 基于 IP 网的信息点播业务技术要求
- (9) YD/T 1163 IP 网络安全技术要求—安全框架
- (10) YD/T 1171 IP 网络技术要求—网络性能参数与指标
- (11) YD/T 1190 基于网络虚拟 IP 专用网 (IP-VPN) 框架
- (12) YD/T 1099 以太网交换机技术要求
- (13) IEEEStd802.3TM 电信和系统间信息交换-局域网和城域网-特殊要求 第 3 部分 具有冲突检测的载波侦听多路访问方法和物理层规范
- (14) RFC 2544 网络互联设备的评测方法
- (15) RFC 2889 网络交换设备的评测方法
- (16) GB/T 22239-2019 信息安全技术+网络安全等级保护基本要求
- (17) GB/T 36627-2018 信息安全技术网络安全等级保护测试评估技术指南
- (18) GB/T 28449-2018 信息安全技术 网络安全等级保护测评过程指南
- (19) GB/T 28448-2019 信息安全技术网络安全等级保护测评要求
- (20) GB/T 25070-2019 信息安全技术网络安全等级保护安全设计技术要求
- (21) GB / T 25070-2019 信息安全技术网络安全等级保护安全设计技术要求
- (22) GB / T 25058-2019 信息安全技术 网络安全等级保护实施指南
- (23) GA/T 1389-2017 信息安全技术 网络安全等级保护定级指南
- (24) GB / T 36470-2018 信息安全技术工业控制系统现场测控设备通用安全功能要求
- (25) GB / T 37953-2019 信息安全技术 工业控制网络监测安全技术要求及测试评价方法
- (26) GB / T 37954-2019 信息安全技术 工业控制系统漏洞检测产品技术要求及测试评价方法
- (27) GB/T 37318-2018 电力信息系统安全等级保护实施指南
- (28) GB/T 36572-2018 电力监控系统网络安全防护导则
- (29) DLT 1941-2018 可再生能源发电站电力监控系统网络安全防护技术规范

(30) GB / T 20272-2019 信息安全技术 操作系统安全技术要求

(31) GB/T 20281-2015 信息安全技术 防火墙安全技术要求和测试评价方法

(32) GB/T 20945-2013 信息安全技术 信息系统安全审计产品技术要求和测试评价方法

(33) 国家发改委 2014 年第 14 号令《电力监控系统安全防护规定》；

(34) 《信息安全等级保护管理办法》；

(35) 《计算机信息系统安全保护等级划分准则》（GB17859-1999）

如果投标方有自己的专有标准或规范，应在建议书中具体说明，并附上相应的详细技术资料，但必须优于上述标准的有关规定。

所有标准都是最新版本，如标准间出现矛盾时，则按最新标准执行。

2.15.2 二次系统网络安全要求

系统结构安全（具体根据接入电网调度的方式采取相应的方案）

(1) 禁止生产控制大区设备与管理信息大区设备未经过电力专用横向单向安全隔离装置非法互联；

(2) 禁止生产控制大区设备与互联网未经过电力专用横向单向安全隔离装置非法互联；

(3) 禁止生产控制大区除安全接入区外违规使用无线或公用通信网络进行通信；

(4) 禁止设备厂商或其他服务企业远程进行电力监控系统的控制、调节和运维操作等；

(5) 提供电力监控系统的网络互联情况，形成业务系统互联图册（一厂一册），确保“图、账、实”的一致性；

(6) I 区调度数据网电力专用加密认证装置，采用加密方式，业务是以最小权限开放 ip 地址及端口；

(7) I、II 区之间防火墙是以置顶黑名单封堵高危端口，业务是以最小权限开放 ip 地址及端口；

(8) II 区调度数据网边界加密装置业务以最小权限开放 ip 地址及端口，防火墙以置顶黑名单对 135、137、138、139、445、3389 等高危端口进行出站/入站双向封堵，业务是否以最小权限开放 ip 地址及端口；

(9) III 区综合数据网纵向防火墙以置顶黑名单封堵高危端口，业务是否以最小权限开放 ip 地址及端口；

- (10) 完善调度数据网路由设备安全配置，满足电网公司的要求；
- (11) 隔离装置、纵向加密认证装置或加密认证网关需要由国家指定部门检测认证。
- (12) 电厂监控主站与就地采集终端如使用无线通信网或公用数据网进行通信需要设置设立安全接入区，并按照要求部署安全隔离、访问控制、身份认证等安全措施；
- (13) 在生产控制大区部署网络安全监测装置，并上传至调度机构；
- (14) 涉网纵向边界需要部署入侵检测系统，安全审计装置，涉网电力监控系统部署运维审计系统（堡垒机）及安全审计系统；
- (15) 分布式新能源场站的网络设备与安全设备应当进行身份鉴别、访问权限控制、会话控制等安全配置加固。
- (16) 分布式新能源场站应加强户外就地采集终端（如风机控制终端、光伏子阵数据集中器等）的物理防护，采集终端应放置于具有透风、散热、防盗、防雨和防火能力的箱体中并紧固，并且配置视频环境监控系统加强物理访问控制。
- (17) 应采用密码技术保证重要数据在传输和存储过程中的完整性和保密性，包括但不限于鉴别数据、重要业务数据、重要审计数据、重要配置数据等，防范敏感数据数据窃取及篡改。
- (18) 中压并网分布式新能源场站应对该场站内涉网部分的主机设备、网络设备、安全防护设备的运行状态、安全事件等信息以及网络流量进行采集和分析，实现网络安全威胁的实时监测与审计，并上送电力监控系统网络安全态势感知系统。
- (19) 开展送样检测的分布式新能源电力监控系统及相关设备，检测项目应当包括网络安全专项测试。电力监控系统相关新类型、新型号设备或者新技术产品在并入生产网络前应当通过网络安全专项测试。
- (20) 分布式新能源场站在设备选型及配置时，应当禁止选用经国家相关管理部门检测认定并经国家能源局通报存在漏洞和风险的系统及设备。操作系统宜采用经国家相关部门认证的安全操作系统；场站侧监控系统、功率控制系统等业务软件宜通过具有资质检测机构的网络安全检测和源代码安全审计，防范恶意代码的植入。
- (21) 须加强户外就地采集终端（如光伏发电单元测控终端等）的物理防护，强化就地采集终端的通信安全，站控系统 with 终端之间网络通信应部署加密认证装置，实现身份认证、数据加密、访问控制等安全措施，终端连接的网络设备需采取 IP/MAC 地址绑定等措施，禁止外部设备的接入。

2.15.3 电力监控系统定级、等保测评和备案

本项目电力监控系统需要完成定级、等保测评和备案，即投标方需负责本项目电力监控系统在属地公安机关的备案、定级，在并网前，投标方负责聘请有资质的第三方机构对本项目电力监控系统网络安全开展等保测评工作，并确保测评结果合格。如不合格，投标方负责整改至合格为止。

依据国家信息安全技术等级保护制度规定，按照有关管理规范和技术标准，运用科学的手段和方法，对本分布式光伏项目电力监控各业务系统采用安全技术测评和安全管理测评方式，对保护状况进行检测评估，判定受测系统的技术和管理级别与所定安全等级要求的符合程度，基于符合程度给出是否满足所定安全等级的结论，针对安全不符合项提出安全整改建议。并负责到当地的公安机关备案。

负责开展等保测单位具备网络安全等级保护测评机构推荐书，具有国家相关单位认可的测评资质。

根据国家等级保护相关标准，本次项目的安全等级保护测评应包括以下内容：

a) 安全技术测评：包括物理安全、网络安全、主机安全、应用安全和数据安全及备份恢复等方面的安全测评；

b) 安全管理测评：包括安全管理制度、安全管理机构、人员安全管理、系统建设和系统运维管理等方面的安全测评。

针对等保测评结论和电网公司检查结果，存在不符合网络安全的项目，需要进行整改。同时梳理光伏电站的网络拓扑，建立网络拓扑图及设备台账，做到图物账一致，协助项目运营单位建立网络安全运维及管理制度。

2.16 质量保证

在 2 年内，发现有由于投标方原因造成设备的损坏，投标方轻微缺陷：5 日内完成；重大缺陷：15 日内（需附进度计划）内更换这些有损坏的设备，投标方承担由此所发生的费用。

在系统交付招标方的现场运行过程中，投标方 2 年内地提供 24 小时的热线电话服务，若系统发生问题，投标方将采取最方便和快捷的方式帮助解决，若发生影响系统运行的问题，投标方将在接到招标方的正式通知后 4 小时内派有经验的维护人员赶到现场进行处理，发生的费用由投标方负责。

在 2 年内，当地电网公司进行网络安全检查前，投标方负责排查电站电力监控系统隐患并处理，电网公司检查后，负责整改电网公司提出各种问题，并出具整改报告，相关费用包含在投标总价内。

投标方每年定期对本项目电力监控系统网络安全进行网络设备运行情况检查及隐患排查，包括但不限于组网排查、漏洞扫描及封堵、补丁更新、安全策略检查和配置、入侵检测库更新、病毒库更新、日志平台库更新等相关工作。

2.17 现场服务及售后服务

投标方应派代表到现场指导安装、调试和运行，并负责解决合同设备制造及性能等方面的有关问题，详细解答合同范围内招标方提出的问题。

在产品质保期内有制造质量的设备，由投标方负责修理或更换。对非投标方责任造成的设备损坏，投标方有优先提供配件和修理的义务。

对招标方选购的与本合同设备有关的配套设备，投标方有提供技术配合的义务，并不由此而增加任何费用。

(1) 硬件维护及质量保证

自工程验收通过之日起 2 年日历年质量保证，履行设备及元器件保修或更换服务，并保障所有设备及元器件备品备件供应。投标方应提供 7×24 小时的技术支持服务，制定相对固定的技术负责人及联络电话、传真号码、e-mail 地址等。保修期内硬件故障时，所提供的替代硬件设备的性能应等于和高于原产品的性能，48 小时内故障应得以解决，5 天内提交故障分析报告及避免此类事故的解决方案。

(2) 软件维护

自工程验收通过之日起 2 年日历年质量保证，投标方应免费提供系统软件升级、培训、设计联络、技术服务，同时优惠提供有关扩建工程的软件扩容服务；

提供 24 小时的技术支持服务，制定相对固定的技术负责人及联络电话、传真号码、e-mail 地址等；

在用户发现软件故障时，投标方必须在用户提出维护要求的 4 小时内作出响应，24 小时内提交故障分析报告和解决方案，48 小时内故障得以解决；

对于用户提出的软件性能提高、功能增加等改进要求，如属“招标技术文件”或“合同”的范畴，投标方应在 2 周内予以解决；如属“招标技术文件”或“合同”以外的功能开发，也应提供优惠服务。

2.18 备品备件及质量保证

投标方应保证备品备件长期稳定的供货。对主要备品备件及与其可兼容的插件替代品，其备品的供货期至少是设备验收后 15 年或该设备在市场停售后 5 年。投标方应在

该期限内向招标方提供最优惠的价格，满足招标方购买时的要求。

在上述期限结束之前，投标方或任何供应商希望停止提供光伏发电系统或其中任何部分的备品备件或更换部件，应立即通知甲方，以使甲方有机会（在六个月内实施）以合理的价格购置其认为光伏发电系统或其中任何部分在预定年限内合理需要的足够数量的备品备件或更换部件。

2.19 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南方电网公司规定要求，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南方电网规定的可靠性、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、恢复并网等应满足南方电网规定的要求。

（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、直流分量在南方电网规定的范围内，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 GB/T18950-2003 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。

（11）各类线缆通过 TUV、UL、VDE 认证，能满足室外 30 年的使用年限。

⑧ 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。

3 运维辅助设施技术要求

3.1 上水系统

考虑到后期清洗，每个混凝土屋面光伏区域设计上水系统，要求在组件排布屋面安装水龙头，并配置相应的计量水表。系统冲洗端设置增压泵，出口压力可调节，最小出口压力保证三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，所有的冲洗水管采用镀锌钢管。

3.2 安全护栏、斜梯

无护栏或女儿墙低于 1.2 米的屋顶，以保护运维人员安全，需设置安全绳挂钩点，并新建围栏。

为方便运维，未设置钢梯的屋面，须增设钢斜梯。钢斜梯入口要有带锁的活动门，钢斜梯旁边需设置安全警示牌看板。

4 消防设施要求

4.1 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配置干粉灭火器，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，本着减少着火机率，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。施工主要达到 DLGJ154-2000《电缆防火措施设计和施工验收标准》。

4.2 消防设计及消防验收（如需要）

承接单位须依据《中华人民共和国消防法》、《建设工程消防监督管理规定》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。

5 设备品牌

投标人所供的主要设备，应具有一定年限的制造历史和业绩。高、低压配电柜（箱）必须是成套配电柜（箱），提供 3C 认证和出厂检验报告。下表中的设备，其性能品质不能低于表中推荐品牌。、

序号	名称	推荐品牌
1	光伏组件	隆基绿能、高景太阳能、晶科能源、晶澳能源或相当品牌及以上
2	逆变器	华为、阳光电源、特变电工或相当品牌及以上
3	开关站	特变电工股份有限公司、盛隆电气集团有限公司、许继电气股份有限公司或相当品牌及以上
4	电缆	远东、民兴、宝胜或相当品牌及以上
5	变压器	特变电工、平高集团、顺特或相当品牌及以上
6	预制舱 (含服务器、操作站、监控设备等)	特变电工、北京四方继保自动化、国电南京自动化、泰安市腾达电器设备或相当品牌及以上

第三节 设计范围、要求和设计联络会

1 设计范围

太阳能光伏电站系统工艺、电气、系统、通信和设备基础、支架结构等专业的施工图设计及竣工后的竣工图编制。

以上设计如有遗漏，投标方应根据技术规范补足遗漏设计。

(1) 施工图设计

本项目已完成房屋检测鉴定，承接单位应基于房屋检测鉴定结果，开展本项目分布式光伏电站至并网点的全部工程施工图设计深化、竣工图编制工作，包括但不限于光伏组件阵列设计、光伏组件支架及基础（混凝土屋面、彩钢瓦轻钢屋面、光伏车棚、露天水池上方刚性支架）设计、逆变器选型及布置设计、连接电缆设计、并网接入设计、视频监控设计等。

2 设计要求

(1) 施工图设计需在采购人提供的可行性研究成果基础上进行深化、优化，对光伏发电进行优化设计，在满足功能的情况下，提高项目经济性，确保项目收益满足采购人要求。；

(2) 最终接入电压等级以南方电网批复系统接入报告位置，施工图设计需配合采购人完成相关的系统接入施工图设计，并优先采用 380V 低压接入方案配合采购人开展系统接入报批；

(3) 施工图设计需对混凝土屋面光伏支架、池面刚性支架基础及钢结构进一步验算复核，并提供相关验算计算书；

3 设计工期要求

设计仅为施工图设计，施工图设计工期 15 天，自发布中标通知书开始。

4 设计联络会

4.1 目的

设计联络会议的目的是保证设计阶段工作的顺利进行，以及协调和解决设计和接口中的问题，使设计工作按期完成。下面所述会议计划是初步的，具体内容将在合同谈判中确定。

4.2 第一次设计联络会

时间：中标通知书发布后 5 个日历日内（暂定）

地点、会期：采购人所在地、2 天（暂定）

到会人员：采购人及其相关单位、投标方

➤ 形成会议纪要

➤ 讨论下次联络会议题和议程

由招标方承担第一次联络会会务费用，不含投标方参会人员的差旅费等。

4.3 第二次设计联络会

时间：双方商定

地点、会期：采购人所在地，2 天（暂定）

到会人员：采购人及其相关单位、投标方

会议议程：一联会商定

由投标方承担第二次联络会会务费用，不含招标方参会人员的差旅费等。

4.4 签字

每次设计联络会，双方均在会议纪要或所达成的协议上签字，具有覆盖性及与合同同等的法律效力。

4.5 日常联系和配合

除以上联络会议外，采购人有必要时可书面或采用其它方式与投标方联系，双方以书面或会议形式答复，书面通知和各方代表口头联系的信息提交给招标方确认。

施工过程中如有设计上的问题，采购人和投标方代表将根据现场实际情况，以书面形式或在现场协调会上解决，所有协议经各方签字后生效。

5 设计确认

投标方所有的设计、关键图纸资料及相关变更等都需经过业主或业主工程师确认，最终施工图确认通过第三方技术审查为准。双方必要时可采用书面或其它方式联系，书面通知和双方代表口头联系的信息，应及时通知招标方书面确认，双方确认的事项以书面确定为准。

第四节 设备采购要求

本工程建设所需的全部设备及材料的采购、供应、装卸、保管、运输、倒运验收、功能试验及现场保管发放等均由投标人负责。

1 工程设备的提供

(1) 中标人负责提供本工程的全部永久性工程的设备、材料和部件。

(2) 中标人对供应商的选择。中标人按投标文件列明的产品品牌及规格型号，如在设计中需要变更的，则所需更换的品牌或规格不得低于招标文件及投标文件要求，并通过招标人书面确认同意。

(3) 工程物资所有权。在运抵现场的交货地点，并支付采购进度款，其所有权转为招标人所有。中标人履行其合同约定的付款义务。在招标人接收工程前，中标人有义务对工程设备、材料和部件进行保管、维护和保养，未经招标人批准不得运出现场。

2 设备采购工期要求

设备采购工期 30 天，具体正式开工日期以总监理工程师发出的开工令为准。。

3 采购设备检验

(1) 工厂检验与报告

中标人遵守相关法律规定，负责合同约定的永久性工程设备、材料、部件和备品备件，及竣工后试验物资的强制性检查、检验、监测和试验，并向招标人提供相关报告。报告内容、报告期和提交份数在合同技术条件书中或另行约定。

(2) 现场清点与检查

中标人根据合同约定负责提供的永久性工程设备、材料和部件，在运抵现场前 5 天通知招标人。中标人（包括中标人、或为中标人提供设备、材料和部件的供应商、或分包人）与招标人（包括招标人、或其代表、或其监理人）按每批货物的提货单据清点箱件数量及外观检查，并根据装箱单清点箱内数量、出厂合格证、出厂检测报告、图纸、文件资料及外观检查。经检查清点后，双方人员签署交接清单。

经现场检查清点发现箱件短缺，箱件内的数量、图纸、资料短缺，或有外观缺陷的，中标人负责补齐、自费修复，缺陷未能修复之前不得用于工程。因此造成的费用增加，由中标人负责。

(3) 质量监督部门及消防、环保等部门的参检。招标人、中标人随时接受质量监

督部门、消防部门、环保部门、行业等专业检查人员对施工现场检查。

4 运输与超限物资运输

工程超限物资（超重、超长、超宽、超高）的运输，由中标人负责，超限运输和特殊措施等全部费用，包含在合同价格内。因超限物资运输造成的费用增加，由中标人承担。

5 重新订货及后果

依据合同约定，由中标人负责提供的永久性工程设备、材料和部件存在缺陷时，经中标人修复仍不合格的，由中标人负责重新订货并运抵现场。因此造成的费用增加，由中标人负责。造成工期延误，中标人应提出赶工措施并承担费用。

6 工程物资保管与剩余

（1）工程物资保管。根据合同约定由中标人负责提供的工程物资或由招标人提供的物资委托中标人保管的，其工程物资的类别和估算数量：应用于工程的全部永久性及施工过程中使用的设备、材料和部件。

（2）中标人按说明书的相关规定进行保管、维护、保养，防止变形、变质、污染和对人身造成伤害。保管所需的一切费用，包含在中标合同价格内。

（3）剩余工程物资的移交。中标人为永久性工程保管的物资，在竣工试验完成后，由中标人负责提供的剩余的工程物资（按要求提供的备品备件除外）按合同约定及设备清单无偿移交给招标人。

第五节 施工要求

1 施工范围

- (1) 本光伏发电系统项目的建筑工程、设备安装调试工程、集电线路、通信工程、交通工程、水保恢复施工和围栏、绿化、场地平整等附属工程等；
- (2) 工程相关手续办理、临时用地手续办理、设施搬迁、施工后设施恢复等工作；
- (3) 投标人负责完成水、电接入点，施工场地，临时水电管线和临时建筑物、构筑物的设计、施工。
- (4) 投标人完成设备系统的调试、试验、试运行，组织完成项目竣工验收和电网接入验收。
- (5) 在产品的安装质保期内，当产品出现故障时，投标人应保证 24 小时内做出实质响应，48 小时内有能力解决问题的技术人员到达现场。如果整个工艺过程不能满足运行保证中的要求，则投标人应负责修理、替换或者处理的物料、设备或其它，以便满足运行保证要求。这部分费用由投标人负责（包括修理、替换或者处理、拆卸和安装所需要的人员费用）。在完成修理、替换或者其它处理后，整个工艺过程应按合同重新进行试验，费用由投标人负责。
- (6) 光伏场区防水修复设施的设计、设施的采购、施工以及屋面加固属于承包人的承包范围。
- (7) 施工期间的用水、用电由承包人自行负责。
- (8) 承包人应按发包人批准的施工组织设计的规划要求，负责在现场设计并修建现场所需要的临时设施（包括临时生产、生活与管理房屋、砼搅拌站、现场的道路、需硬化的场地、供水、供电、供暖、通讯、管理网络等设施）。并在合同工程竣工或在承包人使用结束时，按发包人的要求拆除并恢复场地。
- (9) 本工程为 EPC 交钥匙工程，电站投运的相关安全措施、投运方案编写由承包人负责并报发包人和监理审核同意，设备带电的相关操作和组织工作、全部并网前运行管理和维护、工程整体竣工验收前所有消缺整改工作全部由投标人负责。
- (10) 屋顶临边、孔洞、爬梯等的安全防护设施由投标人负责。

2 项目管理 组织机构和人员配置

2.1 项目管理组织机构

投标方应在项目场地设置项目经理部(以下简称“项目经理部”)以对其履行合同项目服务的行为进行管理。项目经理部是投标方履行其在合同项目服务的执行机构,在工程竣工前应为常设机构。项目经理部应为投标方履行其在合同项目服务的唯一机构,其所有行为均视为投标方本身的行为。项目经理部应包括下列人员:

(1) 项目经理:投标方应任命一名具有同类工程建设管理经验、并熟悉工程建设管理全过程的合格人员作为项目经理(以下简称“项目经理”),项目经理资质要求详见“第一节 第4小节 服务要求”,并任命若干名项目副经理。项目经理代表投标方履行合同,为投标方履行合同项目服务的唯一授权代表。项目经理一般应常驻项目场地,如果项目经理需要离开项目场地,则应授权一名项目副经理履行项目经理的职责并通知项目法人。

投标方任命的项目经理应经项目法人同意,如果项目法人有充分理由认为投标方的项目经理不合格或不能正常履行其职责,则可以要求投标方撤换其项目经理,投标方应在规定期限内更换项目经理。

(2) 项目施工经理:投标方应任命一名具有同类工程建设管理经验、并熟悉工程建设管理全过程的具有中、高级职称的技术人员作为项目施工经理,具体资质要求详见“第一节 第4小节 服务要求”。

(3) 项目设计经理:投标方应任命一名具有同类工程设计经验、并熟悉工程建设管理的具有中、高级职称的设计人员作为项目设计经理,具体资质要求详见“第一节 第4小节 服务要求”。

(4) 项目调试经理:投标方应任命一名具有同类工程调试经验、并熟悉工程调试管理的具有中、高级职称的技术人员作为项目调试经理。

2.2 项目经理的资质、业绩

提供简历表

2.3 项目设计经理的资质、业绩

提供简历表

2.4 项目施工经理资质、业绩

提供简历表

2.5 项目主要管理人员的配置

2.5.1 投标方的现场组织机构人员的配置,要根据工程特点,施工规模、建设工期、管理目标以及合理的管理跨度进行配置,应在提高管理人员整体素质的基础上优化组合,组成精干高效的管理工作班子。

2.5.2 投标方现场组织机构管理人员的配置要有合理的专业机构,各专业人员应配套,并要有合理的技术职务、职称机构。

2.5.3 投标方现场组织机构的管理人员应具有其所承担管理任务相适应的技术水平、管理水平和相应资质。

3 施工所用的标准及规范

3.1.国家和地方现行的标准、规范及其他技术文件。

3.2.行业标准、规范及其他技术文件。

3.3.产品生产厂家的产品说明书及其他技术文件。

4 施工综合进度

4.1 施工工期要求

施工工期要求为 3 个月,具体正式开工日期以总监理工程师发出的开工令为准。

4.1.工程里程碑进度

(要求投标方根据招标方提供的工程里程碑进度编制设计、采购、施工、调试组织进度网络图)

4.2 制定工程进度计划(根据实际修改)

工程进度计划(加载设备到货计划)。

4.3 主要设备交付进度

4.4 综合劳动力和主要工种劳动力安排计划

4.5 主要施工机械设备配置及进场计划

4.6 工程进度计划的实施和控制

(1)施工准备计划

(2)设计进度保证措施

(3)设备进度保证措施

(4)施工进度保证措施

(5)调试进度保证措施

5 主要施工方案及特殊施工措施

5.1 施工原则性方案

主要指整个工程施工的思路、想法、吊车的选用等叙述

5.2 投标方应编制土建工程主要施工方案目录有

(2)建筑工程（包括支架基础、逆变器等）

5.3 投标方应编制安装工程主要施工方案目录有

1)电池组件安装方案

2)变压器和开关柜安装方案

3)电缆敷设和接线施工方案

5.4 投标方应编制特殊施工措施目录有

1)建筑、安装工程交叉施工作业安排

2)夏、雨季施工措施

3)试运措施

4)接地、防雷施工方案

6 设备、物质的管理

6.1 设备、材料的装卸与搬运

6.2 设备的开箱检验及装箱图纸、技术资料的管理

6.3 设备、材料的保管保养

6.4 设备的发放使用

6.5 工程材料的供应与管理

6.6 工程竣工后备品、备件及专用工具的移交

7 项目质量管理

7.1 投标方质量管理手册

7.2 质量管理体系可操作性程序文件清单

投标方应结合工程实际情况，提供符合 ISO9001：2008 质量管理体系要求的质量计划或质保大纲。

投标方应结合工程实际情况，提供达标创优的策划、措施。

7.3 投标方应达到的项目质量目标

(1)设计质量目标

方案优化、指标先进、严格评审、供图及时、设计变更率 $\leq 5\%$

(2)设备质量目标

选型合理、技术可靠、严格监造、供货及时、设备缺陷率为零

(3)施工质量目标

①土建工程：单位工程合格率 100%

分项工程合格率 100%

分项工程优良率 $\geq 95\%$

钢筋焊接一检合格率 $\geq 100\%$

砼强度合格率 100%

砼生产水平 优良级

②安装工程： 分项工程合格率 100%

分项工程优良率 $\geq 95\%$

分部工程合格率 100%

分部工程优良率 $\geq 95\%$
单位工程合格率 100%
单位工程优良率 $\geq 95\%$
受检焊接接头一检合格率 $\geq 100\%$

(4)调试质量目标

保护装置、主要仪表投入率 100% 、自动投入率 100%

试运项目验收优良率 $\geq 98\%$

整体试运一次成功

7.4 项目质量管理网络

7.5 工程项目检验、试验的计划

(1)项目质量控制计划

(2)工程质量验收和评定项目划分表

7.6 工程项目检验、试验的实施

7.7 项目质量控制

(1)设计质量控制措施(如果有技术支持方还需单独提供该项目的质保措施;
如果是合作投标,还需提供合作外方的质保措施和承诺)

(2)采购质量控制措施

(3)施工质量控制措施

(4)调试质量控制措施

8 职业健康安全管理和环境管理

8.1 目标

由投标方提出并征求招标方的同意。投标方应贯彻“安全第一，预防为主”的方针和“安全为天”的管理思想，提高工程建设过程安健环管理水平，保障职工在劳动过程中的安全与健康。根据地方承包工程的有关安全环保管理规定、原国家电力公司有关安全环保文件和国家有关法律法规的规定，努力创建安全文明

施工样板工程；

8.2 可操作性程序文件清单

8.3 项目职业安全、健康重大危险因素清单和重大环境因素清单

8.4 项目健康安全管理措施和环境管理措施

8.5 项目职业健康安全管理 and 环境管理网络

9 文明施工

(1) 文明施工的总目标

由投标方提出并征求招标方的同意

(2) 文明施工管理组织机构

(3) 文明施工的规划措施

(4) 文明施工的实施

10 项目施工技术管理

10.1 施工技术责任制度

各级技术负责人的职责

10.2 施工组织设计的编制规定

投标方应严格按照经审定的《施工组织设计大纲》并参照《火力发电工程施工组织设计导则》（2003）中有关施工组织设计范围和深度要求编制针对工程特点的施工组织设计并制定的消除质量通病的措施，提交包括临时设施和施工道路的施工总布置图及其他必需的图表、文字说明书等资料。

10.3 施工技术措施、方案编制、报批和管理规定

施工技术措施、方案编制、报批和管理规定是建设项目中非常重要的环节，它们确保施工过程安全、高效进行，并达到设计要求和质量标准。

施工技术措施：根据项目特点和施工要求，制定施工技术措施，包括施工方法、工序安排、施工顺序等。考虑施工期间的安全、环保、质量等因素，制定相应的施工安全技术措施和应急预案。

方案编制：根据设计文件和施工要求，编制施工方案，详细描述施工过程、施工方法、材料使用、设备配置等。方案编制应充分考虑施工安全、质量控制、进度计划等因素，并与设计单位、监理单位等进行沟通和协调。

报批程序：编制完成的施工技术措施和方案需要按照相关规定进行报批。报批程序包括提交相关文件和资料、审查、评审、批准等环节，具体程序根据地方规定和项目性质而定。

管理规定：施工技术措施、方案的实施需要进行有效的管理。

管理规定包括施工组织管理、质量管理、安全管理、进度管理等方面的要求，确保施工过程的顺利进行。

10.4 设计变更管理规定

施工设计变更管理规定是指在建设项目施工过程中，对原有设计方案进行修改或调整的管理规定。这些规定的目的是确保施工设计变更过程的合理性、安全性和有效性。

投标文件应根据相关法规、标准和项目要求进行制定，并与设计单位、监理单位等进行充分沟通和协商。

10.5 特殊施工过程管理规定

特殊施工过程管理规定是为了确保在施工过程中涉及到的特殊工艺、特殊设备或特殊材料的施工能够安全、有效地进行而制定的规定。

特殊施工过程可能涉及到高空作业、爆破作业、危险品操作、起重作业等特殊工艺或设备的使用。这些施工过程具有一定的风险性和复杂性，需要采取相应的管理措施来保证施工的安全性和质量。

特殊施工过程管理规定通常包括以下内容：施工方案编制、施工人员资质要求、安全防护措施、施工现场管理、监控和监测等。

10.6 工程竣工资料移交管理规定

工程竣工资料移交管理规定是指在工程项目竣工后，将相关的施工资料、技术文件和验收报告等移交给业主或相关管理部门的管理规定。

工程竣工资料移交管理规定通常包括以下内容：移交清单、移交程序、移交要求、移交记录、资料保存等。

投标单位要制定科学可行的工程竣工资料移交管理规定，确保工程项目竣工后的资料能够完整、准确地移交给相关方，以便后续的使用和管理。

11 与招标方有关的主要工作

11.1 招标方确认的主要工作

- a. 工程施工图设计文件
- b. 工程综合进度网络计划
- c. 工程款支付计划
- d. 施工组织设计和重要施工方案、调试大纲和主要调试方案
- e. 工程竣工签证
- f. 项目管理计划

11.2 招标方参加的主要工作：

- a. 对工程重要设备制造商的调研
- b. 工程设计联络会
- c. 工程协调例会，工程技术专题会
- d. 单位工程的质量检验及评定
- e. 调试措施的讨论
- f. 工程的调整试运质量检验及评定
- g. 工程竣工检验及评定

11.3 对招标方有关人员的培训交底工作

11.3.1 投标方负责提出培训内容和培训计划，由招标方确认。除非双方同意，否则不能随意更改培训计划。

投标方要选派有经验和有能力的指导人员对招标方技术人员进行培训，培训为国内培训。

培训将采用对实物进行系统的解释、作专题报告、实际操作和阅读相关的技术资料 and 图纸等手段。在培训期间，投标方应免费提供必要的技术资料和图纸、设施、工具、仪表等。投标方要对被培训人员在培训期间的表现作出评价。

11.3.2 技术人员的培训内容包括：

高级技术管理人员：

光伏发电工艺

设备运行

维护

运行操作人员：

光伏发电工艺（基础理论的介绍）

提供电厂光伏发电装置的实践与理论的训练，包括介绍手操运行。

维修人员：

光伏发电工艺（基础理论的介绍）

提供光伏发电的实践与理论的训练包括介绍维护和预防措施。

12 建筑/机电安装施工安全规则

以下规则是投标方必须遵循的施工管理守则，由于遵守本规则而产生的费用，投标方应在投标报价中充分考虑。

12.1 个人保护用品

1) 进入生产区域或施工区域必须穿工作服（工作服应相对的整洁而且必须有相应公司的标志，对于特殊施工现场必须穿相应的工作服，如需要防静电的场所必须穿防静电的工作服）

2) 所有进入或在施工现场工作的人员都必须穿着安全帽、安全眼镜和带铁头的安全鞋。

3) 在噪音超过 85dB 的区域，如：发电机旁、空压机旁等，工人必须戴上耳塞或采取其他听力保护措施。

4) 焊工必须配备有面罩、阻燃长手套等安全用品。需要在头顶部位烧焊的

焊工还必须带上耳朵保护用品，以防焊渣掉入耳内。

5) 对于暴露在有害尘埃、雾气、烟气、蒸汽、气体云等中的员工，必须配备和使用呼吸保护器具。呼吸保护器具的类型必须适合防止这种环境的危害。在某些指定地点必须佩戴批准的呼吸器而且你必须事先学会使用。

6) 当员工在 1.2 米或以上存在潜在跌落危险，但操作又不容许搭建安全的工作平台时，必须使用带有两个安全挂钩的全身式安全带和救生绳。

7) 必须使用得到国家认证的特种防护用品(防护用品上或说明书上有 LA 标志,例如安全帽,安全带等国家规定的特种防护用品)

8) 佩戴安全帽必须系紧下颌带，让安全帽在头上获得良好固定。

12.2. 现场整洁

保持现场的整洁可以大大降低事故发生的机率。投标人进入现场后对工地的布局应有一个计划,从而保证工地施工和材料堆放有序。为了保证施工现场的整洁有序，投标人应遵从如下原则：

1) 在工地的每一个入口布置适当的安全警示标志。

2) 除非有人员或车辆进出，总是关上工地大门。

3) 一项工作完成后立即清扫现场，随时弄弯或拔除木板上的铁钉。

4) 如果有必要，在施工现场适当的地方放一些临时垃圾箱，随时将包装纸、废料等扔入垃圾箱中。

5) 材料堆码整齐，不同材料放在不同的区域。

6) 如果某种材料如：水泥等，需要存放在防雨的区域时，投标人应用脚手架部件和纤维板搭建一个棚子来储存这些材料

7) 危险性材料，如：高压气瓶、易燃物品、柴油桶、炸药等，必须存放在指定地点，存放的环境条件必须符合有关法规要求。存放地点处必须至少有两支灭火器,周围需有围栏隔离并挂有相应的安全标志。

8) 不要将建筑材料堆放在走道上，不要阻塞过道、防火门、灭火器、消防管、电控箱、紧急眼睛冲洗器等。始终保持走道畅通。

9) 为工人设定一休息区以方便他们休息、喝水。休息区需有围栏和工作区隔开，并在通向工作区的入口处挂上有关安全标志。只准在指定吸烟区内吸烟。

10) 清理任何溢出物。

11) 每天两次派工人清理现场，一次在中饭前，一次在下午下班前。

12) 每天将垃圾清出现场。

此外,要保持良好的现场环境,员工要做到及时收拾不在指定位置上的东西,随时将边角余料放到指定的地方。

12.3 临时建筑物和临时堆放

1) 临时建筑物: 施工中投标人可能会在工地上搭建一些临时建筑或集装箱作为办公室或仓库等。在搭建之前,投标人须征得项目经理的同意。这种建筑使用之前也必须经过项目公司的批准和检查。建筑物旁边必须配备有灭火器。

2) 临时堆放: 原材料或工程垃圾需要在工厂临时堆放,堆放位置不能放在消防栓前,消防通道,通道门口等,一天以内的堆放,应得到项目经理批准并需要用警示带或其它方式围闭,并贴上相关信息,如果堆放物品的所属公司名称,联系人,联系电话及项目经理,堆放的持续时间等。如果堆放超过一天的,需要得到项目理工厂公共设施维护负责人的同意,如果是易燃材料不管堆放时间长短,都应得到工厂消防负责人确认同意方可堆放。

3) 较大的设备表面需要用喷漆喷上公司的名字(例如在焊机,压缩泵,气瓶等用油漆喷上公司名字,如果确实不能喷漆,要在设备上挂牌显示公司名字。

12.4 标志,围栏和围蔽

12.4.1 标志

1) 当所从事的工作具有危险或潜在危险时,附近必须挂有相应的、容易看见的安全标志。当这种危险不再存在时,所有标志应立即拿走。

2) 所有员工必须遵从所有标志的警告或指示。任何无视标志存在的人都可能被解雇。

3) 在每个工地入口必须挂有‘戴安全帽’‘戴安全鞋’‘戴安全眼镜’等安全标志。

4) 电控箱、开关等必须有有关警示标志,以防有人擅动此类设备。

5) 坠落危害的区域四周必须有安全警告标志。

6) 吊装区所有的锁定项目需挂牌并有相应的警示标志。

7) 有物品四周必须有围栏围住,并在有人可能接近的地方挂有安全警告标志。

12.4.2 围栏

围栏指的是那些为了安全需要或工作需要而设立的警戒界线,它可以是物体、

钢管等组成，也可以用绳子、胶带、彩旗带等。通常围栏只起隔离、警戒作用，不起保护作用。

1) 有危害的区域四周应该设立围栏以警告员工及其他人员。但此处使用的围栏并不是护栏，可以承受重量或防止跌落。

2) 吊机摆动半径区域四周必须用有一定高度的、易见围栏围住。

3) 使用有毒、可燃物或其他有害物质的区域，应该用围栏围住。.

4) 头顶施工区域，如果存在杂物、水、火花等掉下的危害，这个区域也必须用围栏围住。

5) 深度不够 1.2m 的沟或其他深度不够 1.2m 的挖掘工程，两边需用围栏围住。深度超过 1.2m 的工程必须用护栏围住。

6) 围栏通常摆在危险区边界向外 1-1.5m 处。

7) 围栏应该连续、尽量封闭，以防有人从无阻拦的地方走过。

12.4.3 围蔽

1) 在生产区域及产品储存区域以外的地方施工，如洗手间、餐厅、办公室等，可以用彩条纤维布来进行围蔽，但是前提是必须确保施工期间的粉尘、气味不得污染周围的生产区域，如果工程期间不会产生粉尘、气味或在成品储存区域内施工（成品仓），如果工程期间只产生少量粉尘/气味，且不会扩散到生产区域，可以只干干净的无破损的彩条纤维布来进行围蔽。

2) 如果，在生产区域及中转仓/原料/半成品储存区域内施工会产生粉尘/气味（例如：给排水工程、地面修补、防撞柱修补或移位、安装生产线、焊接工程等），或者，在成品储存区域内施工（成品仓）会产生大量粉尘/气味（例如：拆墙、建卸货平台等），那么：

a) 施工前必须先用干净的无破损的彩条纤维布（标准：用手擦拭，无明显的灰尘）将施工区域进行围蔽，防止搭石膏板时产生的灰尘、异物影响到周边的生产环境；

b) 然后用干净的无破损的石膏板（标准：用手擦拭，无明显的灰尘）将施工区域由地面到天花板完全密封（注意：石膏板的龙骨必须朝向施工区域内），所有接合处用胶纸封严；施工区域的门下边必须钉胶皮；

c) 并且把施工区域的空调的所有进风口和回风口完全密封，防止灰尘和做焊接产生的气味或者其它的一些气味进入到其它生产区域对产品造成影响；

d) 另外在施工区域内再设一个抽风的临时密闭管路（如：用帆布），把施工粉尘/废气抽出建筑物外，使施工区域造成负压的环境；进风口可采用在围蔽板下方开一个大小适宜的孔，再安装一个软帘，保证在抽粉尘/废气时，该软帘能显示施工区域相对于生产区域是负压；

e) 围蔽完成后，在开工前，项目负责人必须保证围蔽符合该 SOP 要求，才能开工；并且在整个施工期间，项目负责人有责任确保围蔽始终符合该 SOP 要求；

f) 施工结束后，先将施工区域内清洁干净。拆除工程区域的围蔽时，先用干净的无破损的彩条纤维布将施工区域进行围蔽，防止拆石膏板时产生的灰尘、异物影响到周边的生产环境，然后才能进行石膏板的拆除，等把施工区域里面从天花板到地面整个区域的清洁卫生都搞干净了，最后才能拆除彩条纤维布。

3) 工程施工期间，项目小组定期做 BO&F 时，必须观察施工区域围蔽状况，发现异常，应立即指正并汇报项目负责人。

4) 如果在用彩条布围蔽的施工区域进行动火作业，必须用不燃材料进行隔离，把在动火作业的范围控制不燃材料隔离区内。

5) 所有使用彩条布或石膏板围蔽的施工区域，施工区域入口必须安装一块安全宣传栏。

12.5 电气安全

投标人要使用项目所在工厂的电源，必须事先得到项目所在工厂的批准，并办妥临时用电的相关手续。投标人必须负责项目所在工厂配电箱以后所有电气设备的安全。

12.5.1. 一般电气安全

- 1) 所设计和安装的电气分配系统必须能满足最大用电负荷。
- 2) 任何电气工作必须由持证电气人员进行。
- 3) 便携式或插座连接式设备非导电金属部分必须接地。
- 4) 固定电气设备的金属外露部分，包括电机、发电机、电焊机、电气驱动设备的外壳等，必须接地。
- 5) 用于任何用途的延伸电线应使用有橡胶保护层的三芯电缆。
- 6) 不容许使用磨损的电缆。
- 7) 不容许使用硬线(非细股交织线)作为延伸电线，除非它们永久性地安装

在结构上。便携式延伸线盘必须使用那种能将线卷起来的线盘，且线应使用有橡胶保护层的多股线电缆。

8) 对延伸线应采取一定的保护施，防止人员行走、尖锐物体划伤或撞击、门挤压，或放在材料和设备下面造成意外伤害。

9) 人员活动区域电线必须过头支吊固定。

10) 手持式电动工具

a) 空气湿度小于 75% 的一般场所可选用 I 类或 II 类手持式电动工具，其金属外壳与 PE 线的连接点不得少于 2 处；除塑料外壳 II 类工具外，相关开关箱中漏电保护器的额定漏电动作电流不应大于 15mA，额定漏电动作时间不应大于 0.1s，其负荷线插头应具备专用的保护触头。所用插座和插头在结构上应保持一致，避免导电触头和保护触头混用。

b) 在潮湿场所或金属构架上操作时，必须选用 II 类或由安全隔离变压器供电的 III 类手持式电动工具。金属外壳 II 类手持式电动工具使用时，必须符合想关规范 a 的要求；其开关箱和控制箱应设置在作业场所外面。在潮湿场所或金属构架上严禁使用 I 类手持式电动工具。

12.5.2. 临时用电

1) 装置临时线路需用绝缘良好的导线，需采取悬空架设和沿墙敷设，架设高度不低于 3.5M(横跨马路不低于 6M) 并须用专用电线杆固定。

2) 全部临时线装置必须有容量相符的总开关控制。每一分路须装熔断器(漏电开关)。

3) 所有电气设备，金属外壳须有良好接地或接零。

4) 临时线必须放在地面上的部分，应加可靠的保护，两头有良好的固定。

5) 临时线与设备，水管，热水管，门窗距离应在 0.3 米以外，与道路交叉处不低于 6 米。

6) 安装完毕的临时线，使用单位不得擅自更改。

7) 室外的熔断器，开关须用防雨箱保护。

8) 分路线不得在灯头内并线。

9) 临时线路安装须由持有效电工操作证的人员操作。

10) 电工安装临时线前，须查验“临时用电申请表”，获得批准后才能安装。

11) 一旦发现不安全的临时线路或线路火警，必须立即报告

12) 对于办公区域插座的临时用电不需要申请，但要确保其临时用电的额定电流不大于 5 安培，且使用无负载的插座。如有问题要与项目所在工厂相关人员联系。

13) 临时用电接驳完毕后，经项目所在工厂所属区域部门电力负责人到现场确认合格后方可使用。

14) 项目首次审批时请附上临时接线图，并附上临时接线操作工有效电工操作证复印件。接驳在固定电源插座上取电时不需要以上图纸及复印件，但必须由电工操作。

12.5.3 临时照明

1) 临时照明灯应装有灯泡保护网。对于灯泡深藏在反光罩里面的灯可以不加保护网。

2) 临时照明灯应配备较大容量的电缆线，接线和绝缘都应保持在良好状态。除非电线和灯的设计容许，通常不容许将灯用电缆直接吊起。接头的绝缘应等同于电缆的绝缘。

3) 电线应架设在离开工作区、人行道和一些可能对电线造成伤害的区域或地点，以防止电缆意外伤害。

4) 便携式临时灯如果用于潮湿、有危害或封闭区域，必须使用 12V 或更少的电压供电。

5) 防爆区域必须使用防爆电气设备。

6) 临时照明的照度不低于 300 LUX

7) 高温、有导电灰尘、比较潮湿或灯具离地面高度低于 2.5m 等场所的照明，电源电压不应大于 36V；

8) 潮湿和易触及带电体场所的照明，电源电压不得大于 24V；

9) 特别潮湿场所、导电良好的地面、锅炉或金属容器内的照明，电源电压不得大于 12V。

10) 其它具体要求请参考《施工现场临时用电安全技术规范 JGJ46-2005》

12.5.4 户外电控箱

1) 电控箱应用不少于 1.2mm 或以上厚度的铁皮制成，防雨，防尘。具体请参考《EN60529/IEC529》

2) 电控箱应放置稳定，处于温度适中、无振动、无冲击的环境中。

- 3) 电控箱应直立，易接近，周围有一定的操作空间。
- 4) 电控箱内必须使用绝缘导线，接头必须牢靠，不裸露在外。电控箱和其他设备相连必须使用有橡胶绝缘层的电缆，电缆的进出必须从电控箱的下部进出。
- 5) 电控箱箱体必须通过接线板接地。
- 6) 每个电控箱内必须至少有一个漏电保护器，漏电保护电流设定应小于30mA。
- 7) 电缆进入箱体处必须使用专用保护接头，不得裸线进入，避免受到锋利部位的划伤

12.6 工作许可证程序

工作许可证是一种控制高风险工作的安全管理系统。当投标人从事如下工作时，他们必须向项目所在工厂申请相应的工作许可证，否则便认为是严重违反安全制度的行为，并可能失去在项目所在工厂投标和工作的机会。

12.6.1 动火作业

- 1) 当投标人在工厂内从事任何可能产生明火、火花等作业时，如：焊接、气体切割、机械切割、打磨等，投标人必须向项目所在工厂申请动火许可证。
- 2) 当投标人要进行动火作业时，其安全主任首先应向项目所在工厂风险部申请动火作业许可证，然后将动火作业检查表交项目所在工厂项目经理批准签名后，方可开始动火作业。

12.6.2 进入禁闭空间作业

禁闭空间指的是这样一个空间：

- 1) 有一个限定的出入口。
- 2) 设计上不宜人员长期逗留。
- 3) 周围环境对人体有潜在的危害。
- 4) 存在物质把人体淹没的潜在危险。
- 5) 入口有足够的空间使人体能进入。
- 6) 内部有足够的空间，进入者由于内部墙体的收缩、斜坡或截面渐渐变小等受到挤压、窒息或陷入其中不能出来。

当投标人员要在禁闭空间内工作时，所有人员必须接收此工作的特别培训，了解工作过程中他们所面对的危害，清楚地知道他们应遵守的安全措施。

一般当投标人接到一个有关禁闭空间工作的任务时，他们必须：

- 1) 确保所有进入禁闭空间的人员已经参加并通过了项目所在工厂风险部的禁闭空间培训。
- 2) 填写禁闭空间进入许可证，并评估该禁闭空间的相关风险及制定相关的防护措施。
- 3) 完成相应的防护措施后，并得到项目所在工厂该区域的部门安全员，部门经理及风险部禁闭空间负责人同意签名后方可开始工作。
- 4) 派一经过禁闭空间考核的人员作为专人在现场做监督，确保许可证上的安全措施全部落实，时刻监督现场情况，确保每一个人在里面工作时能遵守相关的安全要求。

12.7 动火安全

任何可能产生明火或火花的作业都认为是动火作业。通常它指的是焊接、气体切割、机械切割、加热和打磨等。投标人在进行动火作业之前，必须事先向项目所在工厂风险部申请动火许可证。

- 1) 当进行动火作业时，工人必须穿戴相应的安全保护用品。
- 2) 在任何动火作业场地，动火点 3—5 米范围内至少放置一个有效 4kg ABC 干粉灭火器。
- 3) 动火点 10 米范围内必须清除所有可燃物。
- 4) 进行焊接、切割、加热等操作时，如果通常的防火措施还不足够保证安全，现场应委派另一个人专门监火。
- 5) 如果周围环境中存在可燃物、易燃物或爆炸性尘埃、气体、雾霭或蒸汽等，不准许进行任何焊接、切割、加热等动火操作。
- 6) 乙炔瓶和氧气瓶放置至少必须分开 6m，瓶体应竖直放置，用直径 8 毫米以上的铁链在瓶体 2/3 处将钢瓶固定在柱上或其他固定物体上。
- 7) 钢瓶应放在离实际动火点足够远的地方，防止火花、焊渣、火焰等碰到钢瓶。
- 8) 乙炔瓶调压器的出口必须安装阻火器。
- 9) 氧气瓶和燃料瓶的压力表和调压器必须完好可用、无损坏变形。
- 10) 所有的电焊机必须通过电线接地。此电线需有一定的机械强度且能承受所需要的电流。
- 11) 当在可能存在可燃气体的环境中动火时，动火前必须对现场的可燃气体

浓度进行检测，并要在动火过程中一直检测气体的浓度。

12) 所有的电缆接线头必须采取保护措施，避免人体无意接触触电。

13) 当在禁闭空间进行焊接、切割或加热等动火作业，或在烟气、有害物质可能会聚集的区域动火时，必须采取适当的机械通风措施或戴上面具工作。

14) 高处动火需要用不燃材料遮挡隔离，防止火花飞溅。

12.8 跌落保护

所有在底部高于 1.2m 工作台或过道上的人员必须受到安全措施的保护，如：使用围栏、使用安全网、采取安全监视措施或戴安全带等。例如如下情况：

- 1) 未保护的边缘
- 2) 伸出的边缘
- 3) 吊装区域
- 4) 斜坡、滑道或其他人行道
- 5) 挖掘工程
- 6) 洞口
- 7) 坡度较小的房顶工程
- 8) 墙壁开口
- 9) 其他人员可能跌下的区域。

当在低于 1.2m 的工作台上工作或过道行走时，工人也要特别注意。如果人员可能跌入运转的机器、液体容器等当中，也必须使用上述安全设施。

12.8.1 护栏

护栏必须满足下面要求：

- 1) 上面的栏杆距工作台面 1.1m 高
- 2) 中间栏杆距工作面 0.6m 高
- 3) 必须装有 10cm 高的踢脚板
- 4) 栏杆必须具有一定的强度，能够承受来自各个方向可能的力量。
- 5) 栏杆表面应光滑，不应对人体造成挤伤、划伤或挂破衣服。
- 6) 只可用钢管做护栏材料。

12.8.2 个人悬挂用品

现场只可用全身式安全带作为施工安全带，并且安全带应满足如下要求：

- 1) 安全带必须符合中国有关标准，必须具备有效的合格证。
- 2) 超过 2m 长的安全带，挂钩带必须具有减振、回缩功能。
- 3) 有两个挂钩带，从而保证总有一个挂钩带挂上。
- 4) 挂钩点必须能承受两倍的潜在负荷，这可由挂钩带长度、工作人数、人体质量等因素确定。投标人必须遵守如下要求：
- 5) 挂钩带应总是挂在腰部以上部位。
- 6) 当工人在高处移动时，不容许同时将两个挂钩带从挂点取下。
- 7) 挂点应选在建筑结构的钢梁或屋顶上，或固定的脚手架上或救生绳上，不容许挂在钉子上或导线的套管上。
- 8) 安全带及其附件只能用于员工的跌落保护，不能用于起吊材料。
- 9) 如果必要，现场还需放置一定的警示牌。

12.9 脚手架及梯子

任何项目如果要搭建脚手架，脚手架的部件必须是钢制件，并且脚手架的搭建必须符合有关标准和要求。所有使用钢管架搭建的都必须建立钢管架搭建方案，方案需要得到风险部审批。

12.9.1 脚手架

- 1) 脚手架框架必须用钢管搭建，木头和竹子不容许用于搭建工地脚手架结构。
- 2) 脚手架的支点必须坚固、稳定，能够承受可能的最大负载而不会产生地陷、变形。
- 3) 不稳定的物体如：桶、箱、松脱的砖或水泥块等不能用于支撑脚手架或脚手架板。
- 4) 使用两层以上脚手架，上架方式必须使用走梯方式的(由于特殊情况经风险部批准除外)
- 5) 当建、拆、改装脚手架时，必须有一位安全人员在场监督工作，并且应在周围 5 m 处设置围栏防止人员靠近。禁止不同高度人员上下同时施工。
- 6) 脚手架部件和面板应用吊装工具或绳子吊上或落下。严禁从脚手架上丢下任何东西。
- 7) 当使用安全网和保护罩时，它们必须从顶部的护栏到底部的脚手架面板全包住，并且应包住两个支柱间的所有开口。

- 8) 如果脚手架上需设护栏, 护栏的安装必须符合 8.1.规定。
- 9) 脚手架及其部件必须定期由专业人士检查, 发生任何对脚手架结构产生影响的事件后也应进行检查。
- 10) 脚手架任何部件受到伤害或强度减小以至于它的强度达不到安全要求时, 必须马上更换或修理。
- 11) 所有铺设面板必须符合脚手架等级。
 - 钢板尺寸一般 1.5—3.6m 长、23-25cm 宽, 两端有挂钩, 不准使用开裂、变形的钢板。
 - 当使用竹制或木制面板时, 板面不能应承重而变形, 不能使用腐烂、开裂、变形的面板。
- 1) 工具、材料、杂物等不能堆积在脚手架上。
- 2) 当有员工在脚手架上时, 不准移动脚手架, 除非脚手架的设计容许这样做。
- 3) 移动式脚手架应该有移动式转轮和锁定装置, 或相类似的装置, 当脚手架用于工作时可以用此装置锁定脚手架, 防止它移动。
- 4) 移动式脚手架高度不应超过其底部尺寸的三倍。

12.9.2 梯子

- 1) 如果没有长久或临时的楼梯、斜坡和走道, 可用梯子作为向上或向下的通道。
- 2) 所有长度大于 2.5m 的梯子都应端头绑紧或采取其他保证措施以避免使用中产生移动。
- 3) 通常, 梯子作用只可用作通道, 不可用作工作平台。
- 4) 所有的梯子应伸出工作面接触点 1 米以上, 以方便上下梯子有扶手的地方。
- 5) 梯子应放置平稳, 梯脚着地牢靠, 梯脚装有防滑块。
- 6) 如果要在梯上工作, 从脚部算起你处于高于等于 1.2m , 你必须要有坠落保护。在以下情况可以不需要有坠落保护。当高度超过 2 米时, 必须要有坠落保护, 如佩戴安全带。
 - a) 在梯子上的工作只需要单手, 就是保持三点与梯子接触。
 - b) 不能站在梯子的最高两级,不能跨梯工作。

- c) 始终面向梯子，
- d) 有两人扶梯并随时监视你的安全。
- e) 不能使用高于两米以上的人字梯(特殊情况，经风险部审批使用的除外)
- 7) 所有的梯子都应消除梯横杆的缺陷，因为它可能对人造成伤害。
- 8) 上下梯子时，不要手上拿着工具，总是面向梯子，并且至少一只手抓着梯子的梯杆
- 9) 梯子最好是一个整体而不是接起来的。如果必须接起来用，接头部位的强度不许和梯子其他部位的强度保持一致。
- 10) 禁止使用现场临时制作的梯子。
- 11) 禁止使用竹梯。
- 12) 梯子必须是正规生产厂家用铝合金、木、玻璃钢或钢制成。

12.10 气瓶储存和使用

12.10.1 气瓶储存要求

- a) 气瓶应放在干燥、通风的环境中，环境温度不超过 50 °C
- b) 钢瓶应竖直放置，并用直径在 8 毫米以上的铁链在瓶体中部将钢瓶固定。
- c) 不同的钢瓶应放置在不同的区域内，且之间的间距应符合相应的安全要求。实瓶和空瓶也应分开存放。
- d) 氧气瓶必须储存在离其他可燃气体瓶，如：乙炔瓶，6 米远的地方。
- e) 气瓶储存区 6 米范围内不准有任何可燃物。
- f) 气瓶应避免日晒、雨淋和碰撞
- g) 储存时所有钢瓶必须戴好帽子。

12.10.2 气瓶运输和移动

- a) 当起吊钢瓶时，应将钢瓶安全地放在吊蓝里、拖板上、专门用于吊物的焊接的吊箱中，或用钢丝绳安全固定。不准用磁性吊法吊起搬运，不准用钢丝绳将钢瓶拦腰吊起、或从瓶颈吊起。
- b) 钢瓶应用车辆或一些特殊的工具竖立运输。
- c) 可以将钢瓶倾斜一点，然后沿钢瓶底部边沿用手滚动钢瓶。不准将钢瓶从高处丢下、撞击、在地上滚动或钢瓶间相互剧烈碰撞。
- d) 除非钢瓶安全地固定在专门的工具车上准备使用，一般移动钢瓶时应取下调压器，戴上瓶帽。

12.10.3 钢瓶使用

- a) 所有钢瓶都必须有明确的标志，空钢瓶应立即从工地上拿走。
- b) 不准使用已损坏或有缺陷的钢瓶。
- c) 所有使用中的钢瓶都应用直径大于 8 毫米的铁链在钢瓶中部将钢瓶固定在固定物体上。
- d) 不准将钢瓶固定在走道或紧急逃生路线上。
- e) 钢瓶离明火距离至少 10 米，防止火花、焊渣或火焰等碰到瓶体。
- f) 乙炔瓶出口必须装有阻火器。
- g) 氧气瓶和燃料瓶的调压器和压力表应完好，并得到国家认可检测机构核校证明的方可使用。
- h) 每次下班必须将所有的钢瓶阀门关紧。
- i) 不应将钢瓶放在地下室或禁闭空间的地方。

12.11 特种设备的使用

供应商在相应厂区内使用自己带入的特种设备，如气压表，气瓶，风爆机等，必须按国家要求定期进行检测，并有书面的证明。

12.12 挖掘及挖沟安全

12.12.1 挖掘一般安全要求

- 1) 不准许人员在挖掘机或起重机下行走或工作。人员必须远离装卸的车辆。
- 2) 除非进行了适当的加固，不准许在道路下面进行挖掘。
- 3) 所有临时走道建造必须安全并且走道表面完全铺上地板。
- 4) 挖掘工程两边应设有彩旗条或围栏以警示人员行走。
- 5) 必须修建一条通向挖掘区域的通道。应由合格人员进行斜坡的设计，梯子必须符合安全要求。每隔 15 米必须有这样一条通道。
- 6) 如果挖掘工程旁有移动设备在工作，现场必须有实物性的围栏、阻挡物，并且若可能此设备应不要靠近挖掘工程。
- 7) 每天必须有合格人员对挖掘工程进行安全检查。如果有塌陷、保护措施失效、有害物质出现的可能，所有员工应立即撤出现场。
- 8) 大于 6.0 米的挖掘工程两侧泥土壁的加固和保护必须由合格的工程师设计、提供意见。
- 9) 进行挖掘工程之前，应仔细研究确认有哪些地下设施可能碰到（如污水

管、燃料管、电气等）、具体位置在哪里。当挖掘工程进行到预计位置时，准确位置可以通过探测或手工挖掘确定。当设施挖开以后，应对设施采取适当的支撑。

- 10) 每次下雨后或发生有害事件后应由专业人员对挖掘工程进行全面的检查，如果必要应对可能塌陷或滑坡部位进行加固保护。
- 11) 应禁止出现人员工作的地方产生积水。
- 12) 应禁止任何挖掘工程边缘 1 米范围内堆积挖掘材料或其他材料。挖掘材料或其他材料的堆放不应会掉下或滑下开挖的工程内。
- 13) 当挖掘工程靠近过去回填的地方、建筑物、公路时须特别小心。这种情况的施工请咨询有关专业工程师。
- 14) 如果可能，应用水或其他方法尽量减少粉尘。
- 15) 投标人应指定专人负责挖掘工程的设计、开挖管理和检查工作，这应一书面文件的形式交施工管理部门和风险部门存档。

12.12.2 开沟 (较窄开挖工程) 一般要求

以上所有挖掘工程的安全要求都适用于开沟工程，此外开挖工程还应遵守如下要求

- 1) 无论土质如何，1.50 米及大于 1.50 米深的沟渠两边必须采取保护措施，进行有效的支撑、或做成坡面。
- 2) 小于 1.50 米深的沟如果两边土质较松或不稳定，两边也必须采取支撑保护措施。
- 3) 沟两边可能会做成斜坡，但斜坡的坡度不能陡过 45°。
- 4) 现场也可使用便携式沟箱来保护人员，而不需另外采取侧面支撑措施。但所有人员都必须站在箱内。
- 5) 回填和拆出支撑措施应同时进行。
- 6) 如果员工或设备需要越过开挖的沟，必须建造带有护栏的过道。

12.13 工作安全分析 (JSA)

工作安全分析是一种界定工作范围、确定相关工作危害或风险、制定正确的工作程序消除工作危害的工作方法。

- 1) 每一个工地都应采用相同的工作安全分析方法以保持工作的一致性。
- 2) 工作安全分析必须针对单一工作，而非复合工作。

- 3) 工作安全分析应在主管以上人员间进行。
- 4) 工作安全分析应采取直接观察的方法,即观察员工如何进行每一步工作。这是最理想的方法,所以要尽量采用。
- 5) 另一种方法是讨论的方法,即讨论工作的每一个步骤。
- 6) 然后写下每一工作步骤相关的安全危害及采取什么措施减少这种危害。
- 7) 工作安全分析应同安全行为检查、事故调查等安全措施结合在一起。
- 8) 每天施工前,所有相关的施工人员必须回顾当天的工作内容和工作安全分析,并在工作安全分析确认表上签名。

12.14.锁定/挂牌程序

当投标人得到承包任务后,他应和投标人管理经理及项目所在工厂的项目经理联系,确认工作现场区域内及有关设备、管道哪些要通过锁定/挂牌程序隔离。

12.14.1 在进行锁定/挂牌时,应考虑以下项目:

- 1) 电气线路
- 2) 蒸汽管道
- 3) 水管
- 4) 压缩空气管道
- 5) 产品管线
- 6) 可能影响工作的机械设备
- 7) 和其他区域相连的通风系统
- 8) 报警系统,如果需要的话

12.14.2 锁定/挂牌程序:

- 1) 上锁:任何时候,对任何的设备进行维修,清洁,检查等都必需对设备的所有动力能源开关关闭并上锁。
- 2) 挂牌:操作人员在离开现场时无人接班,机器需要下班人员继续维修或机器仍需要下个工作日继续维修时,必须上锁挂牌。
- 3) 所有需要进入项目所在工厂生产线,通用工程或有动力的机器进行维修的供应商人员必须配备两把锁,锁上必须标明所属公司的名字,供应商员工的名字,联系电话而且标牌应清晰。锁的钥匙只能有使用者自己保管,没有备用匙。
- 4) 当多人进入机器维修而锁断开关的上锁孔不够时,应使用复合锁扣。

- 5) 上锁程序
 - A. 断开及上锁:
 - a) 用停止按钮按停设备。
 - b) 关断现场锁断开关, 关闭空气阀门, 管道阀门, 同时释放能量。
 - c) 大声喊“ 站开, 要开机”。
 - d) 按启动按钮测试是否已经断电。(验证关断的锁断开关是否正确)
 - e) 上锁/挂牌(每人在每个锁断器上上锁)。
 - f) 开始工作。
 - B. 设备重新启动:
 - a) 当工作完成时, 每个员工必须检查确认所有工具已清理干净才能移开他们各自的安全锁, 任何人不能移走其他还在现场工作的人员的安全锁。
 - b) 最后一个移走安全锁的人必须检查, 确保所有工具被移走, 所有人员离开维修的设备。
 - c) 在重新启动机器需大喊“ 站开, 要开机”使其他邻近的人接到警告, 确保没人后, 站在一旁合上断路开关。
 - d) 用启动按钮开动机器, 如果启动按钮被按下时机器不能启动, 在第二次开机前, 需重新发出信号警告并确认无人员在机器上。
- 6) 维修交接班程序:
 - A. 如果在本班次工作结束后, 工作于设备的员工需由第二班员工接替对该设备进行维修时, 前一班的员工必须在第二班的员工挂上他们的安全锁才能撤走他们自己的安全锁。
 - B. 当机器维修在本班次不能完成, 而又没有人接着维修时, 此班人员在下班前将用一个标签(挂牌)套在他的锁上, 标签上写明“需要维修, 不能启动”, 在标签的背后有一个简明的解释为什么挂牌, 及日期, 时间, 签名。下次工作时由挂牌本人撤走挂牌继续进行工作。
- 7) 紧急拆锁程序:
 - A. 如果准备对已上锁的设备进行任何操作, 并确认其上锁的供应商人员已离开工厂(如果上锁的供应商人员仍在工厂里, 只能由其本人才能解锁), 将按以下程序进行操作:
 - a) 如果能联系上上锁的人员, 其上锁人员确认机器是处于安全的状况下,

联系人只需要填写拆锁记录表的 1, 2 项后可以拆走安全锁和开动机器。拆锁记录表等上锁人回来后在拆锁记录表上的第 4 项签名确认后, 交回所在区域的部门安全员备案。

- b) 如果联系不上上锁的人员, 必须由对该设备有经验的员工或供应商根据具体的情况检查周围环境并根据拆锁记录表上的每一项进行确认。确认完毕后, 将拆锁记录表交给部门安全员和生产线线经理, 他们同时在拆锁记录表上签名同意后才能拆掉安全锁。如果发生在中夜班, 拆锁记录表必须得到班长和班安全员的签名同意后才能拆锁, 当班班长必须在第二个工作日把信息发给部门安全员, 风险部及抄送给主管。
- c) 撤走安全锁后必须尽一切办法第一时间通知到安全锁的主人并得到其在拆锁记录表上签名确认, 部门安全员保存拆锁记录表原件, 并将复印件送给上锁人, 部门主管和风险部。

12.14.3 工作中应注意以下几点:

- 1) 所有设备的操作如: 阀门的开关、电气开关的开合等必须由项目所在工厂员工操作或在项目所在工厂员工的指导下进行。
- 2) 应定期检查所有锁定的部位, 至少每班一次。
- 3) 工作中如果发现某个锁定/挂牌部位已变动或拆除, 应立即停止工作并报告项目经理和安全主管。
- 4) 不是由原锁定人员拆除锁定是严重的违反安全规定的行为, 将会受到开除的处分。
- 5) 由多个投标人或工人工作的设备或系统必须有各自的锁定。(不容许多个投标人或工人使用一个锁定)
- 6) 对诸如蒸汽管、可燃材料管等高危管道, 根据有关技术要求, 填写项目所在工厂管线断开申请表, 并得到相关人员签名同意方可进行。

12.14.4 同意的锁定形式

- 1) 用挂锁锁住电路断路器和电开关。如果不能用挂锁, 可用红绝缘胶带完全裹住电路断路器和电开关并挂牌。
- 2) 对于阀门, 可用
 - 链条和挂锁锁定
 - 阀门盖锁定

➤ 挂锁锁定

如果不能采取上述措施，可以拿掉阀门扳手或转轮，然后用红胶带包裹阀门并挂牌。

12.15 吊装作业

- 1) 任何施工涉及吊装作业且吊装重量大于 500 公斤（生产线日常操作，如物料，转产时的设备搬运除外），需要编写吊装方案，并得到风险部审批，如果重量低于 500 公斤，但吊装区域特殊，如地方狭窄，物品吊装难度大的仍要做吊装作业许可申请和编写吊装方案。
- 2) 涉及使用汽车起重机进行吊装的，应雇用项目所在工厂指定的供应商进行吊装或另行协商。

12.16 事故报告程序

- 1) 此处事故指的是任何涉及人员伤亡、财产损失、环境污染或影响生产的事件，或是那些发生了的可能造成但实际并没有造成上述后果的事件。
- 2) 当投标人在工作中有发现安全事故发生时，不管多轻微，都应立即报告你的主管及项目所在工厂项目经理，投标人的安全主任或主管，如果出现人员受伤的，应立刻通知风险部和医疗室。
- 3) 项目所在工厂项目经理必须在短时间内组织相关人员进行事故调查，如果出现人员受伤和较大的财产损失的，风险部将加入调查，项目所在工厂项目经理 24 小时内将事故的初始报告发给所在区域部门管理人员和部门安全员，风险部人员。一般情况下，事故必须在 14 天内完成事故调查，找出事故原因并制定行动计划，事故报告上完成相应的人员签名。

所有事故都必须遵从事故调查原则由调查组进行调查，调查组由不同部门的项目和安全管理人員组成。调查报告将列明必须采取的整改行动，限人、限时进行整改，以杜绝类似事故再次发生。

12.17 紧急反应

当投标人遇到事故或发生紧急情况时，他们必须在第一时间向项目经理、安全经理和项目所在工厂风险控制中心报告。

12.17.1 火灾

如果现场发现火灾，投标人员工必须：

- 1) 立即停止工作

- 2) 大叫失火了，失火了。
- 3) 按下火警报警，打电话 119
- 4) 撤出现场人员
- 5) 如果安全的话，用就近的消防设备进行救火。

当火灾扑灭后，必须对现场进行安全检查，确认现场已没有了任何风险。

如果火灾发生在其他区域，或当员工听到火警报警时，投标人员应该：

- 1) 立即停止工作并呆在现场。
- 2) 联系相关人员，确认当前情况。
- 3) 如果情况严重，疏散所有员工。
- 4) 如果需要后备消防必须做好准备。

12.17.2 员工受伤

如果工作中有员工受伤，员工必须：

- 1) 立即停止工作
- 2) 采取急救措施
- 3) 向项目经理，工厂职业医生和风险部经理汇报
- 4) 如果必要，打电话给当地医院

12.16.3 漏油、液体产品泄漏、有毒品泄漏等

当投标员工在工作中发现有漏油、液体产品泄漏、有毒品泄漏等情况发生时，他们必须采取有效措施控制泄漏，并将有关情况报告给项目经理和安全经理。随后承包商应采取安全措施消除泄漏对环境的影响。

当紧急情况消除后，有关人员应对现场做一次安全检查，确认现场安全，人员可以进入现场继续工作。如果检查发现现场仍存在风险，投标人应停止正常工作直到采取有效措施，消除这种危险为止。

13 安全专项施工方案

本工程涉及临时用电、高空专业、起重吊装、脚手架架设等作业，是工程安全控制的重点，投标人应根据所承包标段的特点，针对所承包标段编制以下安全专项施工方案：

- (1) 临时用电安全专项施工方案；
- (2) 脚手架架设安全专项施工方案；
- (3) 起重吊装安全专项施工方案；

(4) 高空专业安全专项施工方案。

第六节 检验和性能验收试验

1 概述

投标方所提供的设备（包括对分包外购设备）应进行检验和性能验收试验，并确保所提供的设备符合招标文件书规定的要求。

投标方在合同签订后 5 个日历日内，向招标方提供与合同设备有关的检验、性能验收试验标准及计划。有关标准符合招标文件书的规定。

2 工厂检验及试验

工厂检验及性能试验的所有费用包括在合同总价之中。

2.1 工厂检验

工厂检验是质量控制的一个重要组成部分。投标方将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签发有质量证明、检验记录和测试报告，检验的范围包括原材料和元器件的进厂，部件的加工、组装、试验至出厂并且作为交货时质量证明文件的组成部分。

2.2 试验

投标方试验的结果满足技术规范要求（详见第二节，技术规范要求），如有不符之处或达不到标准要求，投标方将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。投标方若发生重大质量问题将及时将情况通知招标方。

2.3 现场中间检查

承包人应开工前向发包人提交本项目的《质量计划》，承包人应允许发包人在合理的时间对设备和重要材料，在进场前进行检验和试验。承包人在施工期间应执行综合的检查和试验计划，以保证产品质量。对于关键的重要设备，拟定发包人参与见证设备清单，发包人据此参与见证。

承包人制定质量控制计划和提交质量控制手册，并用质量控制计划检查各个项目（包括分包商的项目）是否符合合同的要求和规定，质量管理体系建立并有效执行。质量控制应贯穿设备和材料的采购、加工、运输、转运、储存、施工、安装和调试等过程。

3 发包人的设备监造

3.1 根据设计文件以及行业规范。发包人可自行或委托有经验的监造单位、安装单位、技术监督单位和发包人技术人员对承包人在国内生产的合同设备进行监造。监造工作包括在承包人制造厂内进行的复查、抽检、试验及金属、焊接的无损探伤等。

3.2 承包人应在合同文件草签后 2 周内向发包人提供设备生产计划及监造检验时间安排，并提供和监造检验相关的标准、规定清单。

3.3 在设备开始加工前 2 周，向发包人提供外协、外购件清单及采购计划（或合同）。

3.4 发包人对承包人设备的监造要求

3.4.1 原材料在加工前，并在承包人复检后，由发包人监造代表确认(文件见证)后投料。在现场见证前完成相应的文件见证。

3.4.2 文件见证和现场见证资料在见证后 10 天内提供给发包人监造代表。

3.4.3 承包人将在设备投料前提供生产计划，每月第一周内将加工计划和检验试验计划书面通知监造代表。具体见证时间承包人将提前七天通知监造代表。

3.4.4 发包人监造代表有权查阅与监造设备有关的技术资料(包括焊工资格、无损探伤检验人员资格、理化检验人员资格等审查)，承包人积极配合并提供相关资料的复印件，并不发生任何费用。

3.4.5 对于设备制造过程中如发生重大质量问题及制造缺陷，一经发现承包人将及时通知监造代表，不隐瞒。

3.4.6 合同设备的重要部件和专用部件未经发包人允许，承包人不擅自调换。

3.4.7 发包人监造代表有权随时到车间检查设备质量生产情况，监造代表可根据生产实际情况增加监造项目或调整监造方式。

3.4.8 承包人给发包人监造代表提供厂内专用办公室及通讯、生活方便。

3.4.9 每次监造内容完成后，承包人和发包人监造代表均须在见证表上履行签字手续，交发包人监造代表 1 份。

3.4.10 监造代表有权核查承包人（包括主要分包方）的质量保证体系运转情况，并提出核查意见。

3.5 监造方式

监造方式以文件见证、现场见证和停工待检三种方式进行，即 R 点、W 点、H 点和 I 点。

1) R 点：承包人提供检验或试验记录或报告的项目，即文件见证。由监造代表查阅见证文件。

2) W 点：发包人监造代表参加的检验或试验项目，并进行现场见证。检验或试验前或后承包人提供检验或试验记录，即现场见证。

3) H 点：停工待检。承包人在进行至该点时停工等待发包人监造代表参加的检验或试验项目，并进行停工待检见证。检验或试验前或后承包人提供检验或试验记录。

4) I 点：发包人监造代表在承包人制造厂内进行的复查、抽检、试验及金属、焊接的无损探伤等。上述工作均在承包人自检合格的基础上进行。

5) 发包人在设备进入监造检验工作前通知承包人，H 点承包人提前 15 天书面通知发包人，W 点承包人提前 10 天书面通知发包人，R 点、I 点发包人在检验工作前 1 个月通知承包人。

6) 发包人接到质量见证通知后，及时派代表到承包人实施监造工作。如果发包人代表不能按期参加，发包人书面通知承包人，W 点自动转为 R 点，但 H 点没有发包人书面通知同意转为 R 点时，承包人不自行转入下道工序，与发包人联系商定更改见证日期，如果更改时间后，发包人仍未按时到达，则 H 点自动转为 R 点。

4 调试

- 1) 在设备安装及现场检验和试验工作全部完成之后，由投标方负责前述条款的太阳能并网光伏电站的系统调试工作。
- 2) 在系统调试前，投标方向招标方提供完整的调试方案，通过招标方审查后进行调试工作。
- 3) 投标方负责为调试提供必需的特殊试验仪器和工具。
- 4) 若装置存在缺陷，投标方在招标方同意的时间内消除。
- 5) 投标方对太阳能光伏电站的启动、调试工作承担责任。

5 性能验收试验

5.1 性能验收试验的目的为了检验合同设备的所有性能是否符合技术规范要求

（详见第二节，技术规范要求）。

5.2 由招标人委托的有资质的第三方进行的性能考核。性能试验的结果应由双方见证、记录并形成文件。性能试验的目的是检查光伏发电系统、设备、材料是否符合技术规范书中规定的所有技术性能和保证值。

5.3 性能验收试验的地点由合同确定，一般为招标方现场。

5.4 性能试验的时间：性能试验一般连续运行 3 个月，如果性能试验的结果显示性能保证值已达到且甲方应在 15 个工作日内签发 PAC。

5.5 性能验收试验包括但不限于以下内容：

发电功率

太阳能电池效率

逆变器效率

噪音

事故应急措施及设施配置

最大功率变化率

并网时的谐波

光伏电站启停时对电站的影响

有功输出特性（有功输出与辐照度、温度的关系特性）

电能质量，包括电压不平衡度、谐波、直流分量、电压波动与闪变

5.6 性能验收试验由采购人主持，中标方参加。试验大纲由第三方提供，经采购人与中标方讨论后确定。如试验在现场进行，投标方积极进行相关工作配合；如试验在工厂进行，试验所需的人力和物力等由投标方提供。

5.7 性能验收试验的费用

性能验收试验检测费用由招标方负责。

5.8 性能验收试验结果的确认

性能验收试验报告由第三方编写，经由招标方和投标方共同签章确认结论。

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，并进行确认签盖章。

5.9 最终验收证书（FAC）

PAC 满二年，合同约定光伏发电系统正常缺陷质保期结束后的 15 天内,为本

工程或工程的特定部分签发一份最终验收证书。在正常缺陷质保期结束后 30 天内如因甲方责任未发出最终验收证书，则应视为甲方已签发最终验收证书。

6 工程试运和移交生产验收

（1）光伏发电单位工程和启动验收应均已合格，并且工程试运大纲经移交生产验收组批准。

（2）与公共电网连接处的电能质量应符合有关现行国家标准的要求。

（3）生产区内的所有安全防护设施应已验收合格。

（4）运行维护和操作规程管理维护文档应完备齐备。

（5）光伏发电工程经调试并网后，从工程启动开始无故障连续并网运行时间不应少于 3 个月时间。

（6）光伏电站工程主要设备（光伏组件、并网逆变器、变压器、升压站内设备）各项试验应全部完成且合格，记录齐全完整。

（7）生产准备工作应已完成

（8）运行人员应取得上岗资格

（9）生产准备工作小组生产准备期间形成的所有资料进行整理归档。

（10）工程建设、监理、设计、（勘测）、施工、调试单位、生产资料整理分类基本完成，具备进行查证核实的条件。

（11）通过甲方委托的具有资质的第三方专业机构进行的性能试验

（12）完成甲方委托的第三方检验机构对电站整体验收合格。

（13）完成所属公司自查提出的整改内容。

第七节 技术资料内容及交付进度

1 设计文件的交付

投标方安排施工图设计应保证工期需要。并分期分批向招标方提供施工图 6 套(由招标方负责实施的工程施工图提供 12 套)、设备图纸及资料 6 套，图纸及设备资料另需提供电子版（U 盘）2 套。

2 操作维修手册

在竣工试验开始 15 天前，投标方应向招标方代表提供操作维修手册 1 套，上述操作维修手册的详细程度，应能满足招标方操作、维修、拆卸、重新组装、调整、培训和修复生产设备的需要。

3 竣工文件

投标方应编制并随时更新一套完整的、有关工程施工情况的“竣工”记录，如实记载竣工工程的准确位置、尺寸、调试试验资料和实施工作的详细说明。上述竣工记录应保存在现场，并仅限用于本款的目的。应在竣工试验开始前，提交两套副本分别提交监理工程师及招标方代表。

此外，投标方应负责绘制并向招标方代表提供工程的竣工图，表明整个工程的施工完毕的实际情况，提交监理工程师根据规定进行审核。投标方应对图纸质量负责。

在签发任何保修证书前，投标方应按照“招标方要求”中规定的份数和复制形式，向招标方提交上述相关的竣工图。

合同工程最后一份保修证书签发后，投标方负责组织编制竣工图，在达标投产考核前向招标方提交 2 套整个工程竣工图纸及竣工资料，电子版（U 盘）1 套。该图纸及资料应是符合现场实际、完善、正确无误的竣工文件。

4 操作维修手册

在竣工试验开始 15 天前，承包人应向发包人代表提供操作维修手册 12 套，电子版（U 盘）2 套，上述操作维修手册的详细程度，应能满足发包人操作、维修、拆卸、重新组装、调整、培训和修复生产设备的需要。

5 施工图纸资料管理

1) 为加强技术资料及竣工档案的管理工作，承包人应在本项目工地，设立一个与工程建设任务相适应的技术资料管理机构，并配备足够的专职人员负责作好责任范围内的技术资料及竣工档案的管理工作。

2) 承包人应建立施工图纸资料管理机构，并编制有关管理程序和制度，完善施工图纸资料的管理。

3) 承包人应将有关施工图纸资料按发包人的规定进行编号并输入相关信息系统进行管理，有关信息至少应包括编号、名称、版本、主要内容、编写人、审批人等，所有内容应共享给发包人和监理，以便查阅和审查。

4) 遵循《建设工程文件归档整理规范》要求对现场资料进行统一的管理。

5) 承包人应有一位领导负责工程技术资料及竣工档案全过程的管理工作。

6) 发包人负责向承包人提供承包人施工范围内非承包人采购设备的技术资料，承包人只能由其工地资料管理机构统一向发包人的资料管理机构统一向发包人的资料管理机构领取施工用的技术资料。承包人的其他任何部门和人员均不能直接从发包人领取施工用技术资料。承包人应向发包人提供由承包人采购的设备、装置的技术资料，并对其准确性负责。

7) 为保证工程技术资料能尽早为工程服务，发包人应按批准的工程施工网络进度，编制图纸需求计划，积极地向设计单位、制造单位催交技术资料并向承包人通报催交情况。发包人在收到技术资料后的三天内，通知承包人的技术资料管理机构领取技术资料。承包人的技术资料管理机构在接到通知后，必须在一天内将有关的技术资料领走（逢休息日顺延），并办理有关领取手续。承包人若有技术资料的遗失和缺损等情况，需要发包人重新补供的，有关的费用由承包人支付。

8) 为统一起见，承包人向发包人提交的各类工程文件应按照发包人的有关程序和标准的要求。

6 竣工资料管理

9) 本标工程全部竣工后，由发包人负责按国家有关规定，组织进行工程竣工验收，全面检查本工程项目的完成情况，工程质量和有关的技术记录等资料。

10) 所有的技术检验记录、证件，应作为技术档案资料随工程竣工资料一起移交发包人，竣工资料编制应符合不限于以下标准规范要求：

- 11) 《电力建设项目档案工作规范》 Q/YD-20101.012-2013;
- 12) 《电力工程竣工图文件编制规定》 DL/T5229-2005;
- 13) 《光伏发电项目文件归档与档案整理规范》 NB/T 32037-2017;
- 14) 《照片档案管理规范》 GB/T 11821-2002;
- 15) 《电子文件归档与管理规范》 GB/T18894-2002;
- 16) 《建设工程文件归档整理规范》 GB/T50328-2014;
- 17) 等相关的行业、国家规范。

18) 竣工资料经监理单位审核, 发包人验收确认并签署意见后, 才能办理移交手续, 填写《建设项目档案移交签证表》, 交接各方责任人办理交接签证手续, 签字盖章确认。

19) 凡有工程分包时, 承包人应对分包单位形成的项目文件进行审核确认, 履行签章手续, 并对移交的项目文件质量负责。

20) 承包人应对竣工图进行复核、签字确认, 发现不准确或缺漏应及时修改和补齐, 由发包人交设计院修改重新出图。

21) 承包人在项目建设过程中拍摄的工程照片(隐蔽工程、关键节点、重要工序、施工质量、设备缺陷等)应及时收集, 其像素不低于 800 万像素, 照片逐张按《照片档案管理规范》(GB/T 11821)要求编写全面反映照片画面人物等基本信息的文字说明, 分专业按单位工程排列装册, 在工程竣工后与纸质档案一并移交发包人。

22) 归档项目文件应齐全、完整、准确、系统, 签章手续完备; 其内容真实、可靠与工程实际相符合。归档项目文件应为原件。因故无原件, 提供单位应在复印件上加盖公章。

23) 为保证竣工档案的质量, 发包人将经常对承包人的竣工档案的编制情况进行检查。检查中, 如果发现问题, 承包人应及时对有关的竣工档案进行修改。

24) 进口设备资料须提供英文版及翻评中文版。

25) 设备清册, 承包人应编制一套完整的所提供设备的完整的设备清册(包含设备铭牌上所有参数, 合格证上参数及生产日期), 用于日常运维用途。

26) 在编制套数上, 承包人应向发包人最终提交工程竣工档案一式叁份, 其中壹份为原件。并提供一式贰份完整的彩色扫描版归档电子文件(项目档案采用

PDF 或 CEB 格式保存，一个案卷保存为一个文档，电子文件编号与对应纸质案卷档号一致；照片档案采用 JPG 或 TIFF 格式保存）。

27) 配合发包人完成项目档案专项验收。

28) 承包人应分阶段向发包人移交经发包人验收合格的工程竣工档案。最迟在全部投产后 1 个月内，全部移交完毕。

