

合同编号：OP-GDZQ-PC-EPC-202502024

肇庆高新区鹏程仓储服务有限公司 5.99 MW

分布式光伏发电项目

EPC 总承包合同

甲 方：肇庆汇曜新能源科技有限公司

乙 方：宁波兴晟新能源科技有限公司

签署日期：2025 年 04 月 29 日

第一部分 合同协议书

甲方（发包人）：肇庆汇曜新能源科技有限公司

乙方（承包人）：宁波兴晟新能源科技有限公司

依照《中华人民共和国民法典》、《中华人民共和国建筑法》及相关法律、行政法规规定，遵循平等、自愿、公平和诚信原则，甲乙双方就肇庆高新区鹏程仓储服务有限公司 5.99MW 分布式光伏发电项目 EPC 工程总承包事宜协商一致，订立本合同。

第 1 条 工程概况

- 1.1 工程名称：肇庆高新区鹏程仓储服务有限公司 5.99 MWp 分布式光伏发电项目
- 1.2 工程地址：肇庆高新区罗湖二路 16 号
- 1.3 装机容量：5.99 MWp，最终以实际并网装机容量为准。

第 2 条 合同工期

- 2.1 开工日期：2025 年 05 月 06 日开工，具体以甲方发出的书面开工通知为准；
- 2.2 并网日期：2025 年 07 月 25 日完成全容量并网发电；
- 2.3 竣工日期：2025 年 08 月 05 日通过竣工验收。
- 2.4 合同工期以日历天计，总天数为 90 日。因乙方原因导致实际开工日期延后的，并网日期和竣工日期不变，合同工期总日历天数相应缩短。因甲方原因导致实际开工日期延后的，并网日期和竣工日期相应延后，合同工期总日历天数固定不变。

第 3 条 合同价款

3.1 装机容量及合同价款

- (1) 本工程装机容量为 5.99 MWp；
- (2) 固定单价为 2.104 元/Wp（含税价），合同暂定总价为 12602960 元（含税价）（大写：壹仟贰佰陆拾万贰仟玖佰陆拾元整），其中税金为 1237097.94 元，不含税总价为

11365862.06 元。

3.2 分项价款及合同价款

	不含税固定单价 (元/Wp)	税金 (元)	税率	含税固定单价 (元/Wp)	装机容量 (MWp)	不含税暂定总价 (元)	含税暂定总价 (元)
勘察设计费	1890444	107006.26	6%	0.3156	5.99	1783437.74	1890444
设备购置费	7561776	869938.83	13%	1.2624	5.99	6691837.17	7561776
建筑安装工程费	3150740	260152.84	9%	0.526	5.99	2890587.16	3150740
其他费用	0	0	6%	0	0	0	0
合同价款	12602960	1237097.94		2.104	5.99	11365862.06	12602960

- (1) 合同单价为固定综合单价，除非本合同另有约定，综合不含税单价在任何情况下不作调整。合同单价已包括了乙方应承担的全部合同义务，包括但不限于设计，提供货物、材料和设备（含合同约定的明确由甲供以外的设备及当地电网要求的各种材料、备品备件和专用工具），土建，安装，运输、二次转运，保管，调试，试验，专项验收，保修，保险，服务，培训，办理并网手续，协助办理政府批文等义务；以及为实施和完成本合同工程和其缺陷修复所必需的其他一切工作、条件和费用，以及包括但不限于为实施本项目施工前的准备、进退场前的场地平整、垃圾清运、施工临时设施及施工过程中应由乙方负担的各种措施费、规费、物价上涨引起的价差、税金、风险、保险及政府各部门的收费等项目建设涉及的一切费用。
- (2) 因完成本合同工作所产生的税费已包含在合同含税总价中，如因国家法规政策调整导致税率发生变化，以前款确定的不含税价款及新的税率调整合同分项价款及总价款、并进行最终结算。
- (3) 乙方根据本合同约定履行其义务而发生的各项税费，由乙方自行承担和支付。
- (4) 本合同价款中包括的风险范围：除法定不可抗力以外的所有风险。

(5) 风险费用的计算方法：包括但不限于人工、材料、政策及其他风险等均已计入合同价款内，乙方在报价及签署本合同时已充分考虑。

3.3 支付方式：

- (1) 合同结算价款以本工程通过竣工验收的实际装机容量及固定综合单价进行计算。
- (2) 付款方式为：甲方有权选择电汇方式付款。甲乙双方各自承担合同价款支付所发生的银行费用及其他各项费用。
- (3) 付款安排详见附件一：合同价款的支付。

第4条 工程质量标准

4.1 建筑安装、调试试验及乙方其他工作应满足本合同约定标准以及国家、地区和行业现行规程、标准和规范。

4.2 乙方应按 GB/T19001、ISO9001 的要求建立质量管理体系，所有与工程质量有关的活动应按体系的要求进行。

4.3 所有设备及部件主要技术参数按照经甲方确认的设计要求执行。在试运行、竣工试验、竣工后试验、性能试验和竣工验收等必须进行性能指标考核。

第5条 总承包范围

5.1 本工程范围包括但不限于：接入方案编制并取得电力公司接入批复、环评登记表以及其他本项目建设实施所必需的政府的备案、许可、批文、手续等，项目设计及出图（初设、施工图设计、竣工图编制、屋顶荷载报告及加固设计、项目可研报告编制盖章等），分布式光伏电站所有设备和材料（包括桥架、10KV 成套柜<适用高压项目>、并网柜、箱变<适用高压项目>、SVG 设备<适用高压项目>、计量柜<适用高压项目>、BAPV 及 BIPV 光伏支架、交直流线缆、防孤岛装置、故障解列装置<适用高压项目>、电能质量检测装置、清洗系统、设备防雷保护、继保及调度通信系统等二次设备、显示大屏、Z 型爬梯或直爬梯、屋顶运维走道、视频监控系统、带清水涂层的光伏导水排泥夹等所有相关材料<专用条款约定由甲方提供的设备和材料除外，但乙方应提供安装>）的采购、运输、制作加工和安装；施工区域清理（含对场地周边存在阴影遮挡的屋面区域）；屋面破坏后的修复（若有）等；与工程相关需要协调的事宜处理、办理并通过相关部门验收并顺利并网送电等；电站调试、试验检验、培训、交（竣）工验收以及整体项目移交等工程内容和工程保修期内的缺陷修复和保修工作等。

5.2 承包范围内其他工作特别说明：

- (1) 屋顶加固施工全部由乙方负责，包括屋顶现有材料、设施及其他物品清理等内容。
- (2) 光伏电站范围施工采购全部由乙方负责。
- (3) 光伏电站供水管道、计量装置及其它附属设施的运行、管理、维护等由乙方负责。
- (4) 电站性能试验由乙方委托有相应资质的单位承担。性能试验的测试属乙方的承包范围，由乙方按照性能试验单位的要求负责设计、采购、安装。
- (5) 光伏工程施工区内的土石方开挖、回填、平整、恢复等均属于乙方的承包范围。
- (6) 乙方负责施工电源接入和首次整体调试工作，并负责施工期的管理和维护，相关费用包含在总承包合同内。施工电费由乙方负责。
- (7) 乙方应按甲方批准的施工组织设计的规划要求，负责在现场设计并修建承包认为需要的任何临时设施（包括向甲方提供___间工作室和___间会议室）、临电（需接入厂区用电），并在合同工程竣工或在乙方使用结束时，按业主或甲方的要求拆除。
- (8) 乙方应在现场为甲方及监理工程师提供临时办公、会议室及设施维护。
- (9) 乙方应当在项目竣工前对项目电站组件清洗一次，如乙方在项目竣工前未清洗组件的，则甲方有权委托第三方清洗组件，由此产生的费用由乙方承担，甲方有权从未付乙方的工程款中直接扣除委托第三方清洗组件的费用。

5.3 本工程为交钥匙工程，包括为确保本工程按照约定工期要求、技术标准建设、并网发电运行、通过竣工验收等所必须的一切工作；即使合同中未予明确约定，亦需纳入本合同乙方工程范围。乙方应为达到上述合同目标而履行合同。

第6条 合同文件

合同文件相互解释，互为说明。除专用条款另有约定外，组成本合同的文件及优先解释顺序如下：

- (1) 双方就本合同共同签订的任何补充、变更协议
- (2) 本合同协议书
- (3) 中标通知书（如有）
- (4) 本合同专用条款和合同附件

- (5) 本合同通用条款
- (6) 招标文件（如有）
- (7) 标价的合同工程量清单
- (8) 投标函及其附录（如有）
- (9) 图纸
- (10) 双方约定构成合同组成部分的其它文件

双方在履行合同过程中形成的双方授权代表签署的会议纪要、备忘录、补充文件、变更和洽商等书面形式的文件构成本合同的组成部分。上述各项合同文件包括合同当事人就该项合同文件所作出的补充和修改且按照双方约定的授权人员签署并按约定方式送达或通知的，属于同一类内容的文件应以最新签署的为准。本合同的附件是合同的有效且不可分割的组成部分，与本合同具有同等法律效力。

第 7 条 定义与解释

本协议书中有词语的含义与通用条款中赋予的定义与解释相同。

第 8 条 合同生效

本协议书在以下条件全部满足之后生效：

- (1) 双方法定代表人或其授权代表签字或盖章；
- (2) 加盖双方公章或合同专用章。

本合同一式肆份，双方各贰份，每份均具有同等的法律效力，合同权利义务履行完成后合同终止。

（此页为本合同签署页）

甲方（盖章）：肇庆汇曜新能源科技有限公司 乙方（盖章）：宁波兴晟新能源科技有限公司

法定代表人：

法定代表人：

或授权代表：

或授权代表：

签字日期： 年 月 日

签字日期： 年 月 日

地址：

地址：

电话：

电话：

第二部分 通用条款

第一条 一般规定

1.1 定义与解释

1.1.1 合同，指由第 1.2.1 项所述的各项文件所构成的整体。

1.1.2 通用条款，指甲方与乙方在履行工程总承包合同过程中所遵守的一般性条款，由本文件第 1 条至第 15 条组成。

1.1.3 专用条款，指甲方与乙方根据工程总承包项目的具体情况，对通用条款进行细化、完善、补充、修改或另行约定，并同意共同遵守的条款。

1.1.4 工程总承包，指乙方受甲方委托，按照合同约定对工程建设项目的设计、采购、施工（含竣工试验）、试运行等阶段实行全过程或若干阶段的工程承包。

1.1.5 甲方（发包人），指在合同协议书中约定的，具有项目发包主体资格和支付工程价款能力的当事人或取得该当事人资格的合法继承人。

1.1.6 乙方（承包人），指在合同协议书中约定的，被甲方接受的具有工程总承包主体资格的当事人，包括其合法继承人。

1.1.7 分包人，指接受乙方根据合同约定对外分包的部分工程或服务的，具有相应资格的法人或其它组织。

1.1.8 甲方代表，指甲方指定的履行本合同的代表。

1.1.9 监理单位，指甲方委托的具有相应资质的工程监理单位。

1.1.10 甲方项目经理：指甲方在本合同专用条款中指定的负责施工管理、履行本合同的代表。

1.1.11 乙方项目经理，指乙方按照合同约定任命的负责履行合同的代表。

1.1.12 设计负责人：指乙方指定负责组织指导协调设计工作并具有相应资格的人员。

1.1.13 施工负责人：是指由乙方任命并派驻施工现场，在乙方授权范围内负责合同履行，且按照法律规定具有相应资格的项目施工负责人。

1.1.14 工程，指永久性工程和（或）临时性工程。

1.1.15 永久性工程，指乙方根据合同约定，进行设计、施工、竣工试验、竣工后试验和试运行考核并交付甲方进行生产操作或使用的工程。

1.1.16 单项工程，指专用条件中列明的具有某项独立功能的工程单元，是永久性工程的组成部分。

1.1.17 临时性工程，指为实施、完成永久性工程及修补任何质量缺陷，在现场所需搭建的临时建筑物、构筑物，以及不构成永久性工程实体的其它临时设施。

1.1.18 现场或场地，指合同约定的由甲方提供的用于乙方现场办公，工程物资、机具设施存放和工程实施的任何地点。

1.1.19 项目基础资料，指甲方在合同签订前，已向乙方提供其掌握的现场地质、地形地貌、气象条件，包括环境等方面的所有有关资料。

乙方负责核实和解释甲方向其提供的工程现场地质、地形地貌、水文条件及环境方面的所有有关资料，甲方对这些资料的准确性、充分性和完整性不承担责任。

1.1.20 现场勘察资料，乙方在签订合同之前，已进行了现场全面考察，对现场和其周围环境以及可得到的有关资料进行了察看和核查，已经查明包括但不限于以下方面：

(1) 现场的地形地貌和特征；

(2) 现场进场道路、通信、水、电供应条件，现场施工场地（包括地表及地下）条件，现场需新增或拆除的设施，乙方人员食宿条件，现场可利用设施情况、厂外运输条件等；

1.1.21 设计阶段，指规划设计、总体设计、初步设计、施工图设计、竣工图设计等阶段。设计阶段的组成，视项目情况及甲方要求而定。

1.1.22 工程物资，指设计文件规定的将构成永久性工程实体的设备、材料和部件，以及进行竣工试验和竣工后试验所需的材料等。

1.1.23 施工，指乙方把设计文件转化为永久性工程的过程，包括土建、安装和竣工试验等作业。

1.1.24 竣工试验，指工程和（或）单项工程被甲方接收前，应由乙方负责进行的设备、部件、线缆等性能试验。

1.1.25 工程变更，指在不改变工程功能和规模的情况下，甲方书面通知或书面批准的，对工程所作的任何更改。

1.1.26 工程完工，指工程已按合同约定和设计要求完成土建、安装、调试并全容量并网。

1.1.27 工程竣工验收，指乙方接到考核验收证书、完成扫尾工程和缺陷修复，并按合同约定提交竣工验收报告、竣工资料等全部竣工验收资料，由甲方或乙方组织的工程验收。

1.1.28 工期，指在合同协议书约定的乙方完成工程所需的期限，包括按照合同约定所作的期限变更。

1.1.29 项目进度计划，指自合同生效之日起，按合同约定的工程全部实施阶段或若干实施阶段的时间计划安排。

1.1.30 开工日期，指合同协议书中约定的，乙方开始现场施工的日期。

1.1.31 竣工日期，指合同协议书中约定的，由乙方完成工程施工（含竣工试验）的日期，包括按合同约定的任何延长日期。

1.1.32 固定单价，指合同协议书中约定的、乙方进行设计、采购、施工、竣工试验、竣工后试验、试运行考核和服务等工作按瓦折合的含税单价。

1.1.33 合同总价，指根据合同约定，实际装机容量乘以固定单价计算的合同价格。

1.1.34 预付款，是指根据合同约定，由甲方预先支付给乙方的款项。

1.1.35 工程进度款，指甲方根据合同约定的支付内容、支付条件，分期向乙方支付的设计、采购、施工和竣工试验等工作的进度款。

1.1.36 工程质量保修责任书，指依据有关质量保修的法律规定，甲方与乙方就工程质量保修相关事宜所签订的协议。

1.1.37 书面形式，指合同书、信件和数据电文等可以有形地表现所载内容的形式。数据电文包括：电传、传真、电子数据交换和电子邮件。

1.1.38 违约责任，指合同一方不履行合同义务或履行合同义务不符合合同约定所须承担的责任。

1.1.39 不可抗力，指不能预见、不能避免并不能克服的客观情况，具体情形由双方在专用条款中约定。

1.1.40 根据本合同工程的特点，需补充约定的其它定义。在专用条款中约定。

1.2 合同文件

1.2.1 合同文件的组成。合同文件相互解释，互为说明。除合同协议书或专用条款另有约定外，组成本合同的文件及优先解释顺序如下：

- (1) 双方就本合同共同签订的任何补充、变更协议
- (2) 本合同协议书
- (3) 本合同专用条款和合同附件
- (4) 本合同通用条款
- (5) 双方约定构成合同组成部分的其它文件

双方在履行合同过程中形成的双方授权代表签署的会议纪要、备忘录、补充文件、变更和洽商等书面形式的文件构成本合同的组成部分。

1.2.2 当合同文件的条款内容含糊不清或不相一致，并且不能依据合同约定的解释顺序阐述清楚时，在不影响工程正常进行的情况下，由当事人协商解决，当事人经协商未能达成一致，根据争议和裁决的约定解决。

1.3 语言文字

合同文件以中国的汉语简体语言文字编写、解释和说明。

1.4 适用法律

本合同遵循中华人民共和国法律，指本合同签订当时现行有效的中华人民共和国法律、行政法规、部门规章以及工程所在地的地方法规、自治条例、单行条例和地方政府规章。

1.5 标准、规范

1.5.1 适用于本工程的国家标准规范、和（或）行业标准规范、和（或）工程所在地方的标准规范、和（或）企业标准规范的名称（或编号），可在专用条款中约定。

1.5.2 没有相应成文规定的标准、规范时，由甲方在专用条款中约定的时间向乙方列明技术要求，乙方按约定的时间和技术要求提出实施方法，经甲方书面认可后执行。

1.6 保密事项

当事人一方对在订立和履行合同过程中知悉的另一方的商业秘密、技术秘密，以及任何一方明确要求保密的其它信息，负有保密责任。未经一方同意，另一方不得对外泄露或用于本合同以外的目的。一方泄露或者在本合同以外使用该商业秘密、技术秘密等保密信息给另一方造成损失的，应承担损害赔偿责任。当事人为履行合同所需要的信息，另一方应予以提供。当事人认为必要时，可签订保密协议，作为合同附件。

第二条 甲方

2.1 甲方的主要权利和义务

2.1.1 享有本合同约定的各项权利，履行合同中约定的付款、竣工结算义务。

2.1.2 有权按照合同约定和适用法律关于安全、质量、环境保护和职业健康等强制性标准、规范的规定，对乙方的设计、采购、施工、竣工试验等实施工作提议、修改和变更，但不得违反国家强制性标准、规范的规定。

2.1.3 有权根据合同约定，对因乙方原因给甲方带来的任何损失和损害，提出赔偿。

2.1.4 甲方认为必要时，有权以书面形式发出暂停或解除合同通知。

2.1.5 批准不影响责任

甲方对于由乙方设计的永久工程进行的批准并不能解除乙方根据合同应担负的责任。

2.1.6 甲方不对损坏负责

除合同特别提及者外，本工程整体移交甲方前，甲方不对任何施工设备、临时工程或材料的损失或损坏承担责任。本工程整体移交甲方后，乙方负责工程质量保修期内的维修。

2.2 甲方项目经理

甲方委派项目经理，行使甲方委托的权利，履行甲方的义务。

2.3 监理单位

2.3.1 甲方对工程实行监理的，监理单位的名称、工程总监、监理范围、内容和权限在专用条款中写明。

监理单位按甲方委托监理的范围、内容、权利权限，代表甲方对乙方实施监督。监理单位向乙方发出的通知，以书面形式由甲方项目经理签字后送交乙方实施，并抄送甲方。

2.3.2 甲方更换监理单位时，应提前 5 日以书面形式通知乙方，并在通知中写明替换者的姓名、职务、职权、权限和任命时间。

2.4 安全保证

2.4.1 乙方应遵守国家 and 地方有关安全生产的法律、法规 and 规定，认真执行国家、地区、行业、企业安全技术标准。

2.4.2 甲方负责对其雇员、监理单位及其委托的其它人员进行安全教育，并遵守工程现场的安全规定。

2.4.3 监督乙方安全生产，必要时甲方有权要求乙方停工整改，乙方应承担由此带来的违约责任。

第三条 乙方

3.1 乙方的主要权利和义务

3.1.1 乙方应按照合同约定的标准、规范、工程的功能、规模、考核目标和竣工日期，完成设计、采购、施工、并网发电、竣工试验等工作，不得违反国家强制性标准、规范的规定。并保证甲方免于承担因乙方违反法律而引起的任何责任。乙方应妥善处理乙方与工程相关的赔偿事宜，及时支付有关款项，不得使甲方因此受到任何形式的干扰或影响。

3.1.2 乙方应按合同约定，负责做好施工图设计（如有时），精心组织施工，加强质量控制，按时完成本合同工程及其缺陷的修复。施工过程中及工程质量保修期内自费修复因乙方原因引起的设计、文件、设备、材料、部件、施工中存在的缺陷。为此，乙方应按合同规定提供所需的全部监督管理、劳务、材料、设备、施工装备和其他物品。

3.1.3 施工过程中及工程质量保修期内乙方应负担由于施工措施不当而造成的全部损失。乙方应采取有效措施使其施工作业不至于损害乙方及他人的人身安全，保障设备、设施等不受损害，乙方对由此引起的事件应负有全部责任。另外，乙方应保障甲方免于承担由乙方负责事项所导致的诉讼、行政处罚或一切索赔及罚款。

3.1.4 现场作业和施工方法

乙方应对全部现场作业和施工方法的适应性、可靠性和安全性承担全部责任。

3.1.5 合同文件中的差错

当乙方在查阅合同文件或在本合同工程实施过程中，发现有关的工程设计、技术规范、图纸或其他资料中的任何差错、遗漏或缺陷后，应及时通知甲方，并将任何有可能造成工程返工、建设投资浪费或影响工程建设顺利实施的因素及时通知甲方。

3.1.6 作业应符合合同规定

乙方应严格按照合同规定实施和完成本合同工程及其缺陷的修复，使工程质量、安全、进度达到合同文件约定的预期要求。乙方应该严格遵守与执行甲方就有关本工程实施的任何事项所作的合规性指令，无论这些事项在合同中是否写明。

3.1.7 乙方应按合同约定和甲方的要求，提交相关报表或文件。

3.2 乙方项目经理

3.2.1 乙方项目经理按合同约定的项目进度计划，并按甲方代表和（或）监理单位依据合同发出的指令组织项目实施。

3.2.2 乙方项目部更换项目经理时，提前 30 日以书面形式通知甲方，并征得甲方书面同意。未经甲方书面同意，乙方不得擅自更换项目经理。乙方擅自更换项目经理的，按专用条款的约定，承担违约责任。

3.2.3 甲方有权以书面形式通知乙方更换其认为不称职的项目经理，乙方应在接到更换通知后 7 日内向甲方提出书面的改进报告或直接更换。甲方收到改进报告后仍以书面形式通知更换的，乙方应在接到第二次更换通知后的 15 日内进行更换。乙方更换项目经理的，应将新任命的项目经理的姓名、简历以书面形式通知甲方，经甲方面试通过后方可正式更换，新任项目经理继续履行约定的职责和权限。

3.3 工程质量保证

3.3.1 乙方应按合同约定的质量标准及规范，确保设计、采购、加工制造、施工、竣工试验等各项工作的质量，建立有效的质量保证体系，并按照国家有关规定，通过质量保修责任书的形式约定保修范围、保修期限和保修责任。

3.3.2 在质量保修期内，工程出现质量问题时，甲方可以书面函件、电话、传真的形式通知乙方，乙方应在收到通知后的 48 小时内派人到场处理。如乙方不在规定的时间内派人到场处理，则甲方有权委托第三方处理，产生的费用由乙方承担，甲方有权直接从乙方的质保金或其他应向乙方支付的款项中予以扣除，乙方不得对此提出异议。质量保修期的结束不等于乙方质保责任的结束，乙方应按国家相关法律、行政法规的有关

规定，对交付甲方使用的工程提供维修服务，但因此产生的费用（包括乙方提供的材料、人员差旅等）按成本价计算均由甲方承担。

3.4 安全保证

3.4.1 工程安全性能

乙方应按照国家有关安全生产的法律规定，进行设计、采购、施工、竣工试验，保证工程的安全性能。

3.4.2 安全施工

乙方应按照国家有关规定进行施工，开工前做好安全技术交底工作，施工过程中做好各项安全防护措施。乙方为实施合同而雇用的特殊工种的人员应受过专门的培训并已取得政府有关管理机构颁发的上岗证书。乙方应遵守甲方职业健康、安全和环境保护的规定。

3.4.3 因乙方未遵守甲方的安全规定而造成任何的损失和伤害及由此引发的民事责任、行政责任或刑事责任，均由乙方负责和承担。

3.4.4 乙方全面负责其施工现场的安全管理，保障所有进入施工现场的人员的安全。因乙方原因所发生的人身伤害、安全事故及由此引发的民事责任、行政责任或刑事责任，均由乙方负责和承担。

3.4.5 乙方应杜绝以下五种事故：

- (1) 重大人身伤亡事故；
- (2) 重大施工机械和设备损坏事故；
- (3) 重大火灾事故；
- (4) 特大交通事故；
- (5) 重大环境污染事故和重大垮（坍）塌事故。

3.4.6 乙方应负责其管辖区的消防工作，按照国家和行业消防管理规定配置一定数量的消防管理人员，配备必要的消防设备和救助设施。乙方应按规定定期进行防火安全检查，及时消除火灾隐患。乙方在进行电焊和容易引起火灾的作业时，应采取可靠的措施，严防火灾发生。

3.5 分包

3.5.1 分包约定

乙方不得将设计和施工的主体、关键性工作违法分包给第三人。除专用合同条款另有约定外，未经甲方书面同意，乙方也不得将非主体、非关键性工作违法分包给第三人。

乙方应当向甲方和监理单位履行分包报审手续。

3.5.2 分包人资质

分包人应符合国家法律规定的企业资质等级，否则不能作为分包人。乙方有义务对分包人的资质进行审查。

3.5.3 乙方不得将承包的工程对外转包，也不得以肢解方式将承包的全部工程对外分包。

3.5.4 设计、施工和工程物资等分包人，应严格执行国家有关分包事项的管理规定。

3.5.5 乙方对分包人负责

乙方对分包人的行为向甲方负责，乙方和分包人就分包工作向甲方承担连带责任。

3.5.6 甲方有权要求乙方更换不合格的分包人，乙方应积极予以配合。

第四条 进度计划和延误

4.1 项目进度计划

4.1.1 乙方负责编制项目进度计划，项目进度计划中的施工期限（含竣工试验），应符合合同协议书的约定。乙方应在本合同签署生效后5天内将施工图纸及加固图纸（如有）计划、开工前的准备工作计划、施工组织设计（施工方案）和进度计划等提交给甲方进行批准。

4.1.2 不论何种原因造成工程的实际进度与经甲方确认的工程进度不符时，乙方应在3日内向甲方项目经理或监理单位提交修改进度计划的申请报告，并附有关措施和相关资料，报甲方项目经理批准；监理单位也可直接向乙方做出修订进度计划的指示，乙方应该按照指示修改进度计划，报监理单位批准。监理单位在批复前应获得甲方同意。

4.1.3 进度计划中应体现关键分部分项工程节点计划，其中影响并网关键分部分项工程包括但不限于厂房加固（如有）、设备基础、组件安装、光伏区电气设备安装、配电室电气一次设备安装、配电室电气二次设备安装、集电线路施工、系统联调等。

4.1.4 乙方必须按照本合同的约定按期竣工或甲方书面同意顺延的工期竣工，否则承担相应赔偿责任。

4.1.5 施工中甲方如需提前竣工，双方协商一致后应签订提前竣工协议，作为合同文件组成部分。提前竣工协议应包括乙方为保证工程质量和安全采取的措施、甲方为提前竣工提供的条件以及提前竣工所需的追加合同价款等内容。

4.2 工期延误

4.2.1 甲方引起的工期（含节点工期）延误

在履行本合同过程中，因甲方原因造成工期延误的，工期相应顺延，但甲方不承担工期延误赔偿责任。如甲方要求乙方采取必要措施赶工，乙方需配合甲方或者监理单位的要求重新调整报送工期计划。

4.2.2 乙方引起的工期（含节点工期）延误

由于乙方原因实际施工进度滞后于进度计划，或者甲方认为乙方工作进度不能满足合同工期要求的，乙方应该按甲方要求采取必要措施加快进度，并承担加快进度所增加的费用。由乙方原因造成的工期延误，乙方应按专用条款约定向甲方支付违约金。

4.2.3 因不可抗力造成的暂停

因不可抗力造成工程暂停时，双方根据不可抗力的后果条款的约定，安排各自的工作。

第五条 技术与设计

5.1 技术要求及支持性文件

甲方向乙方提供的有关资料及文件：

- (1) 乙供主要设备和材料技术协议模板
- (2) 光伏电站设计变更通知单
- (3) 光伏电站工程联系单

5.2 设计

5.2.1 甲方的义务

甲方按本合同规定的内容，在规定的时间内向乙方提交设计要求，甲方提交上述资料及文件超过规定期限 10 天以上的，乙方按本合同约定交付设计成果文件的时间相应的顺延。

5.2.2 乙方的义务

- (1) 乙方应对甲方提供的资料及文件进行审核，发现问题的应及时提出，逾期未提出的视为认可甲方提供的资料及文件的可靠性、完整性及准确性。乙方应按国家技术规范、标准、规程和甲方的任务委托书、主管部门批准文件和有关基础资料、本合同的约定及甲方其他明示的技术要求进行设计工作，按本规定的时间提交质量合格的设计成果文件，并对其质量负责。
- (2) 乙方应保证其或其设计分包人的设计资质符合法律法规、行业标准或合同约定的资质要求，并指派具有从事设计所必需的经验与能力的的设计人员完成设计工作。乙方应保证其设计人员（包括分包人的设计人员）在合同期限内，都能按时参加甲方或监理单位组织的工作会议。
- (3) 乙方应按本合同规定的内容、时间及份数向甲方交付设计成果文件。
- (4) 乙方对设计成果文件出现的遗漏或错误，负责无偿修改或补充。
- (5) 乙方交付设计成果文件后，参加有关上级审查及根据审查结论负责无偿完成不超出原定计划任务书范围内的必要调整补充。乙方应根据甲方的或工程项目施工单位的“施工组织”要求，负责向甲方及施工单位进行设计交底、解决施工中的实际问题和参加竣工验收。
- (6) 乙方对于因完成本合同设计工作而从甲方处获得的任何资料文件负有保密义务，且未经甲方事先书面同意不得将上述文件泄露于任何第三方。
- (7) 乙方应指派有资质的设计人员参加甲方组织的相关项目会议。
- (8) 合同期内，乙方应主动与项目各参与方对接，完成项目相关事宜。
- (9) 因项目建设需要，对于甲方下达的合同范围外的工作任务，乙方应予执行，另行协商结算费用。

5.3 设计阶段审查

5.3.1 乙方应按照“设计开始通知或设计启动联络会”中的要求及时准确的向甲方提交项目相应的设计成果文件，同时乙方须配合办理设计成果文件的签章手续，签章人应具备相应的设计资质，并加盖有资质的设计单位的公章。

5.3.2 乙方出具给甲方的包含各设计阶段图纸在内的设计成果文件需满足本合同的约定、甲方招标文件中的要求及甲方另行明示的施工要求。

5.3.3 乙方应当指定专门人员协助甲方，解答按照设计成果文件进行施工时所需要的各项问题。在项目施工现场必要的情况下（如施工启动前的设计技术交底、关键部分的施工/系统试运行/启动并网），乙方应指派具备资质的设计人员参加现场的相关方会议。

5.3.4 施工图纸应通过相关主管部门设计审查，若未通过设计审查或存在设计缺陷，乙方应继续完善设计直至通过审查，因此产生的费用和造成的损失，由乙方承担。

5.4 知识产权

5.4.1 未经甲方事先书面同意，将从甲方处获得的任何资料，以及最终交付给甲方的设计文件，泄露、转让于第三方，或用于其他商业用途的，应承担因此而给甲方造成的全部损失。

5.4.2 乙方在本合同项下完成的任何设计工作成果和建造完成的建筑物，除署名权以外的著作权以及建筑物形象使用收益等其他知识产权均归甲方享有。

5.4.3 乙方在进行设计，以及使用任何材料、设备或采用施工工艺时，因侵犯专利权或其他知识产权所引起的责任，由乙方承担。如第三人向甲方提出乙方在设计和建造的过程中侵犯了其知识产权，乙方应当采取一切措施及时予以处理，不得因此影响设计及施工进度。甲方为处理上述知识产权纠纷而花费的一切费用（包含赔偿等），均有权在应支付给乙方的价款中直接予以扣除，不足部分乙方仍应予以偿付。

第六条 工程物资

6.1 工程物资的提供

6.1.1 甲方提供的工程物资

- (1) 甲方负责运抵现场，并对其需用量、质量检查结果和性能负责。
- (2) 因甲方采购提供的工程物资不符合国家强制性标准、规范的规定，存在质量缺陷、延误抵达现场，给乙方造成窝工、停工、或导致关键路径延误的，乙方可按合同工期延误的约定向甲方申请。
- (3) 甲方采购的设备和材料到达现场，经甲乙双方共同清点检验合格移交给乙方保管，乙方负责装卸和二次搬运、并做好货物防水防潮保护工作。

6.1.2 乙方提供的工程物资

乙方应依据工程设计文件中所规定的技术参数、性能要求、使用要求和数量，负责组织工程物资采购（包括备品备件、专用工具及厂商提供的技术文件），负责运抵现场，并对其需用量、质量检查结果和性能负责。

6.1.3 乙方对供应商的选择

乙方应从甲方提供的设备白名单中选择供应商和制造商，并报甲方确认。

对于甲方未规定合格供应商的（如视频监控系统、桥架、接地材料、电缆保护管、通信线、通信设备、网络安全设备、外线电线、电杆等），乙方应根据自己的工程经验以及当地电力公司的合理要求选择优质供应商并将选定的供应商报送甲方审核批准。所选产品送样保存，产品满足国标、行标及合同约定，甲方书面确认后乙方方可选定供应商。

6.1.4 工程物资所有权

乙方提供的工程物资，在运抵现场的交货地点后，其所有权转为甲方所有。在甲方接收工程前，乙方有义务对工程物资进行保管、维护和保养，工程物资的损毁、灭失风险由乙方承担。

6.2 检验

6.2.1 甲方在乙供设备交付前有权要求至乙方工厂（或设备制造商工厂）内对设备进行预检，相关费用由乙方承担。

6.2.2 外观瑕疵检验期：

甲方应当在乙供设备运送至其指定存放场所后 10 个工作日内完成对设备的外观瑕疵查验，查验项目主要包括设备及其配套零件的规格型号、数量、外观瑕疵等。如果发现乙供设备因产品包装不符合规定或货物损坏的，乙方应负责对货物进行修复或退换，以上发生的一切费用（包括但不限于检验费、运费、仓储费、装卸费等）由乙方负担；若因此造成甲方相关项目的工期延误的，乙方应赔偿甲方因此遭受的一切损失。

6.2.3 如甲方逾期不派工作人员参与外观瑕疵检验的，乙方应制作验收记录，并在 5 日内告知甲方。

6.2.4 乙方应该及时向甲方报送乙供设备和材料相关的质量保证资料：如合格证、检验报告等，并向甲方备案。

6.2.5 缺陷责任期：本工程（包括乙方所供货的设备和材料）的缺陷责任期为 24 个月，从项目完成竣工验收后算起。

6.3 重新订货及后果

6.3.1 由甲方负责提供的工程物资存在缺陷时，经甲方组织修复仍不合格的，由甲方负责重新订货并运抵现场，因此造成乙方停工、窝工的并导致关键路径延误时，并网日期及竣工日期相应顺延。

6.3.2 由乙方负责提供的永久性工程设备、材料和部件等相关设备存在质量问题时，乙方应免费予以更换或重做；甲方同意修复的情况下，经乙方修复仍不合格的，由乙方负责重新订货并运抵现场，因此造成的费用增加、并网日期及竣工日期延误，由乙方负责并承担相应的违约责任，赔偿因此给甲方造成的全部损失。

6.4 工程物资的保管

6.4.1 甲方供应的工程物资，乙方派人参加清点验收后由乙方妥善保管。如发生丢失损坏，由乙方按损失物资的货值负责赔偿，工期不顺延。

6.4.2 乙方供应的工程物资，由乙方妥善保管并承担保管责任。

第七条 施工

7.1 甲方的义务

7.1.1 甲方应提供必要的协助以使乙方进入现场，完成合同约定的义务，并按照规定付款给乙方。

7.1.2 参与乙方组织的图纸会审和设计交底，甲方有权检查图纸会审及设计交底记录；

7.1.3 其它义务

甲方应履行专用条款中约定的由甲方履行的其它义务。

7.2 乙方的义务

7.2.1 对本合同建设工程施工范围内的工程质量向甲方负责，组织具有相应资格证书的项目管理人员及熟练工人投入工作；

7.2.2 协调处理项目建设过程中，甲乙双方与屋顶业主和有关部门的联系，确保按期并网；

7.2.3 乙方根据项目进度计划和施工组织设计（施工方案）的要求，施工前向甲方提交详细施工计划，有阶段工期要求的提交阶段施工计划；

7.2.4 工程正式施工前，应将施工人员名录（包括姓名、年龄、职务等）、保险证明提供给甲方，并应保证主要施工人员的稳定性。对施工人员调整的，需事先书面通知甲方。工程项目对施工人员有特殊资质要求的，施工人员应具备相应的资质；

7.2.5 做好施工场地周围建筑物、构筑物 and 地下管线和已完工程部分的成品保护工作；

7.2.6 乙方施工、生活临建由乙方按甲方要求自行搭设并承担费用；

7.2.7 严格按照设计图纸、施工验收规范、有关技术要求及施工组织设计精心组织施工，确保工程质量达到约定的标准；科学安排作业计划，投入足够的人力、物力，保证工期；加强安全教育，认真执行安全技术规范，严格遵守安全制度，落实安全措施，确保施工安全；加强现场管理，严格执行建设主管部门及环保、消防、环卫等有关部门对施工现场的管理规定，做到文明施工；

7.2.8 自觉接受甲方及有关部门的管理、监督和检查；接受甲方随时检查其设备、材料保管、使用情况，及其操作人员的有效证件、持证上岗情况；与现场其他单位协调配合，照顾全局；

7.2.9 按时提交报表；

7.2.10 工程建设的所有资料制作和收集由乙方负责；

7.2.11 施工管理及进度应服从甲方对整个工程的总体要求，积极接受甲方的指挥和调度，准时参加甲方通知的调度会及有关的项目会议，按照进度计划安排，积极组织施工，如期完成所承担的施工任务；

7.2.12 按甲方统一规划堆放材料、机具，按甲方标准化工地要求设置标牌，搞好生活区的管理，做好自身责任区的治安保卫工作；

7.2.13 根据工程需要，提供和维修非夜间施工使用的照明、围栏设施，并负责安全保卫；

7.2.14 保证按有关法律法规及甲方的要求（含其规章制度），做好施工现场的安全工作，保证施工场地清洁符合环境卫生管理的有关规定及甲方的要求（含其规章制度）；遵守政府有关主管部门对施工场地交通、施工噪音以及环境保护和安全生产等的管理规定，按规定办理有关手续，并以书面形式通知甲方；

7.2.15 乙方应具有承担本工程工程管理、EPC 总承包所必须具备的相应资质证书，并向甲方提供复印件；乙方应当根据项目建设地的政府主管部门（包括建设部门、能源主管部门、电力部门及其他相关部门等）以及当地电网企业的要求进行备案或通过其资质审查，具备当地项目建设勘察、设计及施工资格；

7.2.16 清理现场

乙方负责在施工过程中及完工后对现场进行清理、分类堆放，并将残余物、废弃物、垃圾等清运出现场。清理现场的费用在专用条款中写明；

7.2.17 已竣工工程未交付甲方之前，乙方负责其保护工作，保护期间发生损坏，乙方自费予以修复（但因甲方原因导致的除外）；

7.2.18 配合完成工程竣工验收；

7.2.19 其它义务

乙方应履行专用条款中约定的应由乙方履行的其它相关义务。

7.3 质量与检验

7.3.1 工程质量

(1) 工程质量应当达到法律法规和本合同约定的质量标准，质量标准不一致的应按较高的标准执行。因乙方原因工程质量达不到约定的质量标准，乙方承担相关责任：乙方负责返工整改，直至符合法律法规、约定的质量标准或甲方的要求，由此造成的费用增加和（或）工期延误由乙方承担，并承担由此给甲方带来的损失。

(2) 双方对工程质量有争议，由甲方认可的工程质量检测机构鉴定，所需费用及因此造成的损失，由责任方承担。双方均有责任，由双方根据其责任比例分别承担。

(3) 专项施工方案

① 乙方应出具屋顶加固（如有）、组件安装专项施工方案等本工程所涉及的专项施工方案。组件安装专项施工方案中应重点突出组件安装施工工艺及施工管控措施。组件安装专项施工方案应结合技术交底、样板施工、过程检验等措施确保组件安装质量满足合同相关要求，经甲方审批同意后方可实施。

② 其他需要出具专项施工方案的分项工程，由甲方依据项目实际情况书面通知乙方出具。

(4) 检查和返工

① 乙方应认真按照标准、规范和设计图纸要求以及甲方依据合同发出的指令施工，随时接受甲方和监理单位的检查检验，为检查检验提供便利条件，包括甲方和监理单位到施工场地，或制造、加工地点，或合同约定的其他地方进行察看和查阅施工原始记录。乙方还应按甲方和监理单位指示，进行施工场地取样试验、工程复核测量和设备性能检测，提供试验样品、提交试验报告和测量成果以及甲方和监理单位要求进行的其他工作。监理单位的检查和检验，不免除乙方按合同约定应负的责任。

② 甲方项目经理的检查检验不应影响施工正常进行，检查检验结果为不合格时除外。

(5) 隐蔽工程和中间验收

① 工程具备隐蔽条件或达到本合同约定的中间验收部位，乙方进行自检，并在隐蔽或中间验收的 48 小时前以书面形式通知甲方和监理单位验收。通知包括隐蔽和中间验收的内容、验收时间和地点，以及自检记录和必要的检查资料。乙方准备验收记录，验收合格，甲方、监理单位在验收记录上签字后，乙方可进行隐蔽和继续施工。验收不合格（验收记录未经甲方签字确认的，也视为验收不合格，本条以下第（2）项约定除外），乙方应在甲方限定的时间内整改后且自检合格后，再报监理单位和甲方重新组织验收。

② 甲方客观上不能按时进行验收的，应在收到验收通知或者要求后 48 小时内以书面形式向乙方提出延期要求，延长期限不能超过 72 小时。甲方未能按以上时间提出延期要求或者在延长期限内进行验收的，乙方可与监理单位共同组织验收，甲方应承认验收记录。

③ 乙方按以上第①项或第②项覆盖工程隐蔽部位后，甲方或监理单位对质量有疑问的，可要求乙方对已覆盖的部位进行钻孔探测或揭开重新检验，乙方应遵照执行，并在检验后重新覆盖恢复原状。经检验证明工程质量符合合同要求的，由甲方承担由此增加的费用和（或）工期延误；经检验证明工程质量不符合合同要求的，由此增加的费用和（或）工期延误由乙方承担。

④ 乙方未通知甲方和监理单位到场检查，私自将工程隐蔽部位覆盖的，甲方和监理单位有权指示乙方钻孔探测或揭开检查，由此增加的费用和（或）工期延误由乙方承担。

7.3.2 本工程质量保修期

本工程质量保修期自乙方本合同范围内的工作全部完成，并经甲方竣工验收合格之日起算。建筑、安装工程质量保修期：

基础设施工程、房屋建筑的地基基础工程和主体结构工程（含加固工程），为设计文件规定的该工程的合理使用年限；

屋面防水工程、有防水要求的卫生间、房间和外墙面的防渗漏，为 5 年；

供热与供冷系统，为 2 个采暖期、供冷期；

电气管线、给排水管道、设备安装和装修工程，为 2 年。

其余土建、安装工程质量保修期为 2 年。

其他设备、材料质量保修期：以该设备、材料出厂质保年限为准。

为避免歧义，若《建设工程质量管理条例》等相关法律、法规或政府主管部门的规范性文件、在招投标文件等合同文件中已有明确规定的保修期中对工程质量最低保修期另有更长的规定，无论乙方最终出具的质量保修书中如何表述，本工程的质量保修期均视为不应短于该规定中的最低质量保修期限。如合同签署后任何适用的法律、法规及规范性文件对质量保修期有更长要求的，适用相关规定。

7.4 职业健康、安全、环境保护

7.4.1 职业健康、安全、环境保护管理

- (1) 遵守有关健康、安全、环境保护的各项法律规定，是双方的义务。
- (2) 职业健康、安全、环境保护管理实施计划。乙方应在现场开工前或约定的其它时间内，将职业健康、安全、环境保护管理实施计划提交给甲方。该计划的管理、实施费用包括在合同价格中。甲方应在收到该计划后 15 日内提出建议，并予以确认。乙方应根据甲方的建议自费修正，职业健康、安全、环境保护管理实施计划的提交份数和提交时间，在专用条款中约定。
- (3) 乙方应确保其在现场的所有雇员及其分包人的雇员都经过了足够的培训并具有丰富经验，能够胜任职业健康、安全、环境保护管理工作。
- (4) 乙方应遵守所有与实施本工程和使用施工设备相关的现场职业健康、安全和环境保护的法律规定，并按规定办理相关手续。
- (5) 乙方应为现场开工部分的工程建立职业健康保障条件、搭设安全设施并采取环保措施等，为甲方办理施工许可证提供条件。因乙方原因导致施工许可的批准推迟，造成费用增加或工期延误时，由乙方负责。

- (6) 乙方应配备专职工程师或管理人员，负责管理、监督、指导职工职业健康、安全保护和环境保护工作。乙方应对其分包人的行为负责。
- (7) 乙方应随时接受政府有关行政部门、行业机构、甲方、监理单位的职业健康、安全、环境保护检查人员的监督和检查，并为此提供方便。

7.4.2 现场职业健康管理

- (1) 乙方应遵守适用的职业健康的法律和合同约定（包括对雇用、职业健康、安全、福利等方面的规定），负责现场实施过程中其人员的职业健康和保护。
- (2) 乙方应遵守适用的劳动法规，保护其雇员的合法休假权等合法权益，并为其现场人员提供劳动保护用品、防护器具、防暑降温用品、必要的现场食宿条件和安全生产设施。
- (3) 乙方应对其施工人员进行相关作业的职业健康知识培训、危险及危害因素交底、安全操作规程交底、采取有效措施，按有关规定提供防止人身伤害的保护用具。
- (4) 乙方应在有毒有害作业区域设置警示标志和说明。甲方及其委托人员未经乙方允许、未配备相关保护器具，进入该作业区域所造成的伤害，由甲方承担责任和费用。
- (5) 乙方应对有毒有害岗位进行防治检查，对不合格的防护设施、器具、搭设等及时整改，消除危害职业健康的隐患。
- (6) 乙方应采取卫生防疫措施，配备急救设施，保持住地及其周围的环境卫生，维护施工人员的健康。

7.4.3 现场安全管理

- (1) 甲方、监理单位应对其在现场的人员进行安全教育，提供必要的个人安全用品，并对他们所造成的安全事故负责。甲方、监理单位不得强令乙方违反安全施工、安全操作及竣工试验和（或）竣工后试验的有关安全规定。因甲方、监理单位及其现场工作人员的原因，导致的人身伤害和财产损失，由甲方承担相关责任及所发生的费用。工程关键路径延误时，并网日期、竣工日期给予顺延。

因乙方原因，违反安全施工、安全操作、竣工试验和（或）竣工后试验的有关安全规定，导致的人身伤害和财产损失，由乙方承担相关责任及所发生的费用，工期不予顺延，由此给甲方造成损失的，乙方还应当予以赔偿。

- (2) 双方人员应遵守有关禁止通行的须知，包括禁止进入工作场地以及临近工作场地的特定区域。未能遵守此约定，造成伤害、损坏和损失的，由未能遵守此项约定的一方负责。

- (3) 乙方应按合同约定负责现场的安全工作，包括其分包人的现场。对有条件的现场实行封闭管理。应根据工程特点，在施工组织设计文件中制定相应的安全技术措施，并对专业性较强的工程部分编制专项安全施工组织设计，包括维护安全、防范危险和预防火灾等措施。
- (4) 乙方（包括乙方的分包人、供应商及其运输单位）应对其现场内及进出现场途中的道路、桥梁、地下设施等，采取防范措施使其免遭损坏。
- (5) 乙方应对其施工人员进行安全操作培训，安全操作规程交底，采取安全防护措施，设置安全警示标志和说明，进行安全检查，消除事故隐患。

① 乙方在动力设备、输电线路、地下管道、密封防震车间、高温高压、易燃易爆区域和地段，以及临街交通要道附近作业时，应对施工现场及毗邻的建筑物、构筑物和特殊作业环境可能造成的损害采取安全防护措施。施工开始前乙方须向甲方和（或）监理单位提交安全防护措施方案，经认可后实施。甲方和（或）监理单位的认可，并不能减轻或免除乙方的责任。

② 乙方实施带电作业时，应在施工前 10 日以书面形式通知甲方和（或）监理单位，并提交相应的安全防护措施方案，经认可后实施。甲方和（或）监理单位的认可，并不能减轻或免除乙方的责任。

③ 安全防护检查。乙方应在作业开始前，通知甲方代表和（或）监理单位对其提交的安全措施方案，及现场安全设施搭设、安全通道、安全器具和消防器具配置、对周围环境安全可能带来的隐患等进行检查，并根据甲方和（或）监理单位提出的整改建议自费整改。甲方和（或）监理单位的检查、建议，并不能减轻或免除乙方的合同责任。

7.4.4 现场的环境保护管理

- (1) 乙方负责在现场施工过程中保护现场周围的建筑物、构筑物、及地下管线、线缆、构筑物等进行保护。
- (2) 乙方应采取措施，并负责控制和（或）处理现场的废水、固体废物和噪声对环境的污染和危害。
- (3) 乙方及时或定期将施工现场残留、废弃的垃圾运到甲方或当地有关行政部门指定的地点，防止对周围环境的污染及对作业的影响。

7.4.5 事故处理

- (1) 乙方（包括其分包人）的人员，在现场作业过程中发生死亡、伤害事件时，乙方应立即采取救护措施，并立即报告甲方和（或）救援单位。乙方应维护好现场并采取防止事故蔓延的相应措施，并承担由此事故引发的任何损害赔偿 responsibility、行政责任或刑事责任。
- (2) 对重大伤亡、重大财产损失、环境损害及其它安全事故，乙方应按有关规定立即上报有关部门，并立即通知甲方代表和监理单位。同时，乙方应当按政府有关部门的要求妥善处理，采取防止事故蔓延的相应措施，并承担由此事故引发的任何损害赔偿 responsibility、行政责任或刑事责任。
- (3) 因乙方的原因致使建筑工程在合理使用期限、设备保证期内造成人身和财产损害的，由乙方承担由此引发的任何损害赔偿 responsibility、行政责任或刑事责任。

第八条 竣工验收

本合同包含竣工验收、试验及移交等工作内容，其标准详见：专用条款。

第九条 合同价格、变更

9.1 合同价格

9.1.1 本合同规定了固定综合单价及合同总价。

9.1.2 付款

- (1) 合同价款的货币币种为人民币，由甲方在中国境内支付给乙方。
- (2) 甲方同意将按合同价款的一定比例作为预付款金额。
- (3) 甲方同意将按合同价款的一定比例作为工程进度款金额。
- (4) 乙方同意将按合同价款的一定比例作为工程质保金金额。
- (5) 甲方应依据合同约定的应付款类别和付款时间安排，向乙方支付合同价款。

9.2 变更权

9.2.1 变更权

甲方拥有提出和批准变更的权限。自合同生效后至工程竣工验收前的任何时间内，甲方有权依据监理单位的建议、乙方的建议，下达变更指令。变更指令以书面形式发出。

9.2.2 变更

由甲方批准并发出的书面变更指令，属于变更。包括甲方直接下达的变更指令、或经甲方批准的由监理单位下达的变更指令。

乙方对自身的设计、采购、施工、竣工试验、竣工后试验存在的缺陷，应自费修正、调整和完善，不属于变更。

9.2.3 变更建议权

乙方有义务随时向甲方提交书面变更建议，包括缩短工期，降低甲方的工程、施工、维护、营运的费用，提高竣工工程的效率或价值，给甲方带来的长远利益和其它利益。甲方接到此类建议后，应发出不采纳、采纳或补充进一步资料的书面通知，未经甲方书面同意，乙方无权擅自进行变更。

9.3 变更范围

9.3.1 工程设计变更

施工中甲方需对原工程设计变更，应提前以书面形式向乙方发出变更通知。乙方按照甲方项目经理发出的变更通知及有关要求，进行下列需要的变更：

- (1) 自行或委托第三方按照甲方的要求变更设计，并更改工程有关部分的标高、基线、位置和尺寸；
- (2) 改变有关工程的施工时间和顺序；
- (3) 其他有关工程变更需要的附加工作。

若乙方或其分包的第三方的原设计符合设计规范并经甲方书面确认同意后，因甲方提出的设计变更导致合同价款的增减，由甲方承担；且工期相应顺延。

9.3.2 施工中乙方不得擅自对原工程设计进行变更。

9.3.3 乙方在施工中提出的合理化建议涉及到对设计图纸或施工组织设计的更改及对材料、设备的换用，须经甲方项目经理或甲方工程师同意。

9.3.4 其他变更

合同履行中甲方要求变更工程质量标准及发生其他实质性变更，由双方协商解决。

第十条 保险

对于安全生产责任险（被保险人为甲方）、安装工程一切险（被保险人为甲方）、第三者责任险（被保险人为甲方）、意外伤害险等，应由乙方购买并向甲方提供保单等证明文件，此项保险费用已包含在合同价格中。

第十一条 违约、索赔和争议

11.1 违约责任

11.1.1 甲方违约责任：

如甲方无正当理由未按照合同的约定支付合同款项的，乙方应书面进行催告，经催告后 30 日内甲方仍未支付合同款项，应以应付未付款项为基数并按照全国银行间同业拆借中心计算并公布的基础性的贷款参考利率（LPR）向乙方支付违约金，直至甲方完成付款，违约金最高不超过甲方应付款项的 3%。

11.1.2 当发生下列情况之一时，乙方应承担违约责任：

- (1) 如因乙方原因导致工期拖延，每延期 1 天，按合同总价的 1%向甲方支付违约金。
- (2) 乙方擅自违法转分包的，按合同总价的 20%向甲方支付违约金；并应在接到甲方通知后 7 日内予以纠正，包括但不限于要求有关单位退场，处理有关合同关系及费用等事宜。
- (3) 乙方供应的材料或设备不符合合同约定或不合格的，按该等材料总价款 10%向甲方支付违约金；并应立即更换合格的、符合合同约定的材料或设备。由此造成工期延误的，按有关条款承担违约责任。
- (4) 乙方应妥善做好施工安全文明教育、并加强施工过程管理；每发生一人次受伤事故（如有），应向甲方支付 10 万元违约金；每发生一人次死亡事故（如有），应向甲方支付 50 万元违约金。
- (5) 乙方违反甲方关于施工现场管理的规定或不服从甲方的要求，经甲方警示未纠正的，视情节轻重，每发生一次，应向甲方支付 5000 元违约金。
- (6) 乙方违约后，甲方要求乙方继续履行合同时，乙方承担上述违约责任后仍应继续履行合同。
- (7) 本合同多处约定违约金的，违约金应叠加适用，甲方有权从应支付给乙方的任意款项中扣除相应的违约金。若该等违约金不足以弥补甲方损失的，乙方应予以补足。
- (8) 专用条款中约定的其他违约情形。

(9) 除有特别提出外，乙方发生本协议中其他违约情形的，乙方负有赔偿甲方全部损失，并按合同总额 20% 支付违约金的违约责任。

11.2 索赔

11.2.1 当一方向另一方提出索赔时，要有正当索赔理由，且有索赔事件发生时的有效证据。

11.2.2 甲方根据合同的约定向第三方递交任何索赔意向通知或其它资料，要求乙方协助时，乙方应积极配合。

11.2.3 甲方向乙方提出的索赔款项，甲方可从应支付给乙方的任意一期工程款中扣减该索赔款项。当支付给乙方的各期工程进度款中不足以抵扣甲方的索赔款项时，乙方应当在收到甲方的付款通知后 5 个工作日内另行支付。

11.2.4 经协商或调解确定的、或经仲裁裁决的、或法院判决的乙方应得的索赔款项，乙方可在结算申报时单列该索赔款项，甲方应在结算款付款中支付该索赔款项。

11.3 争议和裁决

11.3.1 因本合同发生争议的，双方可以和解或者要求有关主管部门调解。

11.3.2 乙方保证就争议事项按上述合法合理方式解决，保证不采用极端的、非理性的、具破坏性的、暴力性的方式处理任何争议。

11.3.3 发生争议后，除非出现下列情况的，双方都应继续履行合同，保持施工连续，保护好已完工程：

- (1) 单方违约导致合同确已无法履行，双方协议停止施工；
- (2) 调解要求停止施工，且为双方接受；
- (3) 仲裁机构要求停止施工；
- (4) 法院要求停止施工。

11.3.4 工程竣工结算的价款发生争议时，协商未果时可以共同委托一家具有相应资质等级的工程造价咨询单位进行竣工结算审核，按审核结果，结清竣工结算的款项。审核周期由合同双方与工程造价审核单位约定。对审核结果仍有争议时，依据第 11.3.5 条裁决的约定解决。

11.3.5 在争议提交调解之日起 30 日内双方仍存有争议时，或合同任何一方不愿和解、调解或者和解、调解不成的，均应提交上海国际经济贸易仲裁委员会/上海国际仲裁中心进行仲裁。

第十二条 不可抗力

12.1 不可抗力的定义

在本条中，“不可抗力”指甲方和乙方无法控制的事件，这类事件使合同一方的履约已变为不可能或非法。不可抗力包括（但不限于）下列情况：

- (1) 自然灾害；
- (2) 战争、敌对行动（不论宣战与否）、入侵、外国敌人的行动、战时动员、征用或禁运；
- (3) 政府公开认定的叛乱、暴乱、军事政变、篡夺政权或内战；
- (4) 由于任何爆炸性核装置或其核部件的任何核燃料燃烧后的核废物、放射性有毒炸药，或其他有害物质所引起的放射性污染。

12.2 不可抗力发生时的义务

12.2.1 通知义务

觉察或发现不可抗力事件发生的一方，有义务立即通知另一方。根据本合同约定，工程现场照管的责任方，在不可抗力事件发生时，应在力所能及的条件下迅速采取措施，尽力减少损失；另一方全力协助并采取措施。需暂停实施的施工或工作，立即停止。

12.2.2 通报义务

工程现场发生不可抗力时，在不可抗力事件结束后的 48 小时内，乙方（如为工程现场的照管方）须向甲方通报受害和损失情况。当不可抗力事件持续发生时，乙方每周应向甲方报告受害情况，对报告周期另有约定时除外。

12.3 不可抗力的后果

因不可抗力事件导致的损失、损害、伤害所发生的费用及延误的竣工日期，按如下约定处理：

- (1) 永久性工程和工程物资等的损失、损害，由甲方承担；
- (2) 受雇人员的伤害，分别按照各自的雇用合同关系负责处理；

- (3) 乙方及分包单位（如有）的机具、设备、财产和临时工程的损失、损害，由乙方承担；
- (4) 乙方及分包单位（如有）的停工损失，由乙方承担；
- (5) 不可抗力事件发生后，因一方迟延履行合同约定的保护义务导致的延续损失、损害，由迟延履行义务的一方承担相应责任及其损失；
- (6) 甲方通知恢复建设时，乙方应在接到通知后的 20 日内、或双方根据具体情况约定的时间内，提交清理、修复的方案及其估算，以及进度计划安排的资料和报告，经甲方确认后，所需的清理、修复费用由甲方承担。恢复建设的竣工日期相应顺延。

第十三条 合同暂停

13.1 因甲方原因的暂停

因甲方原因通知的暂停，应列明暂停的日期及预计暂停的期限。所发生的损失、损害（包括对乙方造成/增加的看护费、窝工费用及损失、损害）及竣工日期延误，由甲方负责。

13.2 因乙方原因的暂停

因乙方原因所造成部分工程或工程的暂停，应列明暂停的日期及预计暂停的期限。所发生的损失、损害及工期延误，由乙方负责。

13.3 因不可抗力造成的暂停

因不可抗力造成工程暂停时，双方根据不可抗力的后果的条款的约定，安排各自的工作。

13.4 甲方认为确有必要暂停施工时，应当以书面形式要求乙方暂停施工，并在提出要求后 48 小时内提出书面处理意见。乙方应当按甲方要求停止施工，并妥善保管已完工程。乙方实施甲方做出的处理意见后，可以书面形式提出复工要求，经甲方书面同意后方可复工。除非甲方能证明造成停工的原因是因乙方引起，因停工发生的费用、责任由甲方承担，工期顺延。

13.5 当发生因不可抗力约定的暂停时，乙方应立即停止现场的实施工作，并根据合同约定负责在暂停期间，对工程、工程物资及乙方文件等进行照管和保护。因乙方未能尽到照管、保护的责任，造成损坏、丢失等，使甲方的费用增加，和（或）工期延误的，由乙方负责。

第十四条 合同解除

14.1 甲方和乙方协商一致，可以解除本承包合同。

14.2 因乙方原因造成的施工进度、质量、安全等严重不满足要求，经甲方书面正式催告后，乙方仍无法改正的，甲方有权解除合同，没收乙方缴纳的履约保证金，并且乙方应赔偿造成的相关所有损失，赔偿金额在应付工程款中扣除，如工程款不足够扣除的乙方应继续负责向甲方偿付。

14.3 有下列情形之一的，甲方可以解除合同：

- (1) 因不可抗力导致合同无法履行超过 60 天；
- (2) 因乙方原因导致合同无法履行；
- (3) 甲方无法实现合同或项目目的；
- (4) 法律法规规定的其他情形。

14.4 甲方解除合同的，乙方应于收到合同解除通知之日起 10 日内对施工现场、施工现场内的材料、在建或已建工程、不在施工现场的甲方已付款的有关本工程的设备和材料、及在建或已建工程和设备的技术资料办理交接手续并全部撤离现场。乙方人员全部撤离现场后，甲方将按已完工合格工程量进行估价并按合同约定支付已完工合格工程的价款。如乙方不配合甲方进行已完工合格工程量的确认，则甲方可以根据乙方提供的工程进度报告等书面资料单方进行确认，并辅以照片或者录像资料等，必要时甲方亦可委托第三方具备法定资质的机构进行已完工合格工程量的确认，所产生的费用由乙方承担，乙方对甲方或者甲方委托的第三方确认的合格工程量及工程款不得提出异议。由此造成的延误，由乙方按照工期延误违约责任标准向甲方支付违约金。

14.5 双方根据本条款解除合同的，应向对方发出书面通知。在对方收到通知之日，发生解除合同的效力。

14.6 合同双方对解除合同或对解除日期的结算有争议的，应采取友好协商方式解决。经友好协商仍存在争议、或有一方不接受友好协商时，根据争议和裁决的约定解决。

第十五条 合同生效

15.1 合同生效

本合同在甲乙双方法定代表人或授权代表签章并加盖公章（或合同专用章）之日起生效。

15.2 后合同义务

合同双方应在合同终止后，遵循诚实信用原则，履行通知、协助、保密等义务。

第三部分 专用条款

第一条 一般规定

1.1 **定义与解释：**与本合同的通用条款定义一致。

1.2 **语言文字：**本合同语言文字为中文。

1.3 **适用法律：**除中国的法律、行政法规和规章、工程建设标准以外，合同中约定的与承包工程相关的工程标准均适用于本承包工程。

1.4 文件送达

双方均同意为履行本合同而相互发出的通知、确认书及其他文书应在合同约定的期限内送达指定的地点和指定的接收人，并办理签收手续。通过邮寄或信差传送，通讯地址以合同协议书落款处载明的联系方式为准，如通讯地址发生变更，则应在变更后及时书面通知对方，否则对方按原通讯地址向其发送联络的，视为已经送达。采用邮寄或者信差发送联络的，则在邮件抵达约定地址之日即视为送达，一方拒收的，视为已经送达。

通过本条款中确认的电子邮箱送达给对方的视为合法有效途径之一，凡从该邮箱中送达给对方的文件均视为发送方的真实意思表示。收件人回复的邮件中确认收到日期为送达日期，而收件人未回复的，以电子邮件进入收件人特定系统之日为送达之日。

甲方电子邮箱：yifa.guo@oubaoshunyao.com

乙方电子邮箱：wangzimu1021@163.com

如一方电子邮箱发送变更，则应当在变更后及时书面通知对方，否则对方按原电子邮箱发出的邮件，仍视为合法有效的送达。

第二条 甲方

2.1 项目经理

甲方项目经理的姓名：郭以发。

甲方项目经理的联系方式：18013611037。

甲方对项目经理的授权范围如下：依据授权，负责项目的进度控制、质量控制、成本控制、安全及文明施工管理、信息管理及组织协调。项目经理无权变更、修改、中止或终止合

同，项目经理无权以甲方名义签署补充协议、备忘录或工程签证等涉及甲方履行相应权利义务的文件。如果需要签署上述文件，必须加盖甲方公章方可对甲方生效，即任何变更本合同约定的甲方权利、义务或责任的文件必须加盖甲方公章后方对甲方发生效力。

2.2 监理单位

监理单位名称：_____甲方另行通知。

工程总监理姓名：_____甲方另行通知。

工程总监理联系方式：_____甲方另行通知。

监理的基本权利义务：

- (1) 代表甲方对本工程进行全过程监理（包括采购、施工、调试和质量保修期），但无权解除合同约定乙方的任何权利和义务，亦无权减轻和免除乙方应承担的任何合同职责与法律后果。
- (2) 根据有关法律法规和监理合同中规定的职责，对施工图、图纸交底、设计方案、设计变更、附属设计、交付进度、物资供应、设备和材料、采购、施工、工程质量、技术方案、进度计划、关键工序、隐蔽工程、安全文明管理、质量体系、质保体系、乙方提交的文件、调试、验收、工程量、各类索赔事项、竣工结算、乙方工作量报表、保修事项、人身伤亡、工程事故和安全事故等，有权审查，并提出意见、建议、监督、暂停、停工、奖罚或督促实施。

工程总监理的职责：

受甲方的委托，行使法律规定和监理合同（监理单位与甲方签订的）约定的监理职责。监理单位违反法律法规和监理合同约定的行为对甲方不具有法律约束力，监理单位在行使某项权力前需要经甲方事先批准的权力包括：总监理工程师授权、开工令、停工令、复工令、工期顺延、工程变更洽商。

第三条 乙方

3.1 乙方项目经理

乙方对项目经理的授权范围如下：代表乙方负责合同权利和义务的履行，负责施工现场的全面管理、协调等工作。

项目经理应是乙方的员工，具备与本工程相匹配的资质、经验和能力，乙方应在合同生效后 10 日内向甲方提交项目经理与乙方之间的劳动合同，以及乙方为项目经理缴纳社会保险的有效证明，乙方不提交上述文件的，项目经理无权履行职责，由此影响工程进度或发生其他问题的，由乙方承担责任。未经甲方书面同意，不得随意更换项目经理。

项目经理姓名： 曹树权

身份证号码： 420281198410204297

建造师执业资格等级： 二级建造师

建造师注册证书号： 浙 2332013202326137

建造师执业印章号： 浙 2332013202326137

安全生产考核合格证书号： 浙建安 B(2014)3390159

联系电话： 15150484536

电子邮箱： /

通信地址： /

项目经理不得同时担任其他项目的项目经理。项目经理确需离开项目现场时须事先取得甲方书面同意，并指定一名有同等经验和能力及以上的人员临时代行其职责。未经甲方书面同意，擅自离开施工现场，且不能证明其从事与本合同项目相关的服务工作，支付人民币 5000 元/人/天违约金。

乙方指派的项目经理不能满足项目实施要求，甲方有权要求乙方更换或增派人员，乙方应立即执行，否则视为违约，甲方有权按 5000 元/人/天的标准要求乙方支付违约金；情节严重的，甲方有权单方解除合同。

3.2 乙方雇员和农民工

3.2.1 乙方应从工程所在地或其他地方雇用员工，并负责其所有员工的报酬、保险、福利、住宿、膳食和交通。乙方所付雇员的工资标准及遵守的劳动条件，应不低于工作所在地最低工资标准以及同类行业所规定的标准。

3.2.2 乙方不得以任何理由拖欠雇员工资（含农民工工资），因工资拖欠或其他员工待遇原因造成相关施工人员聚集、停工、上访、围堵或滋事等现象，由此引起的责任和后果完全由乙方负责，与甲方无关，且工期不得延长，给甲方造成损失的，应予以赔

偿。且如出现乙方迟付或不付农民工工资现象，甲方可委托地方劳动部门支付农民工工资，此费用在乙方工程款中扣除并处合同总金额千分之五的罚款。

3.2.3 如发生乙方无正当理由不支付材料货款或民工工资，乙方同意甲方可直接从应付给乙方的工程款中偿还其拖欠的材料款项和民工工资，由此造成的法律、经济后果由乙方自行承担。

3.2.4 乙方不得从甲方或监理所雇员的人员中，招收或试图招收其所需的员工。乙方应遵守适用中华人民共和国所有相关的劳动法律、法规，含员工雇佣、健康、安全、福利、出行等法律法规及政策要求，并按时足额发放雇员工资。

3.2.5 乙方应为雇员、农民工提供必要办公、食宿与福利设施。乙方及其雇员不得在本工程建临时性居住场所。

3.2.6 甲方或监理单位有权要求乙方撤换具备下列情形之一的雇员（含项目经理、乙方人员）：

- (1) 工作中经常出差错；
- (2) 无能力履行其职责或玩忽职守；
- (3) 不遵守合同规定；
- (4) 实施或坚持有害于安全、健康或环保的行为；
- (5) 资格或资历弄虚作假等。

一经甲方或监理提出，乙方应在3日内另行委派替代人员，由此造成的工期延长与变更，均由乙方自行承担。

3.2.7 在满足工程安全和质量的前提下，甲方认为乙方实际进度与计划进度存在偏差，可能导致工期延误，有权要求乙方进行赶工或加班，为此发生的费用由乙方承担。

3.3 乙方承诺与保证

3.3.1 乙方应按合同约定的质量标准规范，确保设计、采购、加工制造、施工、竣工试验、竣工后试验和性能试验等各项工作的质量，建立有效的质量保证体系，并按照国家有关规定，通过质量保修责任书的形式约定保修范围、保修期限和保修责任，相关费用已包含在合同价格中。

3.3.2 乙方应按照合同约定，并遵照《建设工程勘察设计管理条例》、《建设项目环境保护管理条例》及其它相关的法律规定进行工程的环境保护设计及职业健康保护设计，保证工程符合环境保护和职业健康相关法律和标准规定。

3.3.3 乙方按约定的项目进度计划，合理有序地组织设计、采购、施工、竣工试验和竣工后试验所需要的各类资源，以及派出有经验的竣工后试验的指导人员，采用有效的实施方法和组织措施，保证项目进度计划的实现。

3.3.4 乙方全面负责施工现场的安全管理，保障所有进入施工现场的人员、材料和设备安全。因现场发生的人身伤害、安全事故、材料和设备损毁和质量事故，由乙方负责。

3.3.5 乙方负责进入现场、施工开工至甲方接收单项工程或（和）工程之前的现场保安责任（含乙方的预制加工场地、办公及生活营区），并负责编制相关的保安制度、责任制度和报告制度，提交给甲方。

3.3.6 乙方负责核实现场基础资料，含现场状况、性质和地下条件，水文和气候条件，现场进场道路、水、电供应条件，现场可利用设施情况、厂外运输条件和环境等，甲方对其准确性、充分性和完整性不承担责任。

3.3.7 本合同签订前，乙方已进行了现场考察，对现场和周围环境以及有关资料（含现场地形地貌、特征，现场进场道路、通信、水、电供应条件，乙方人员食宿条件，现场可利用设施情况、厂外运输条件等，厂区情况，当地法律法规、程序和劳务惯例，工程所需的施工和设备范围及性质，当地乡土风俗等）进行了察看和核查，并自行对其结果负责。

3.3.8 乙方负责工程的协调（包括与其他分包人的协调、与屋顶企业业主和有关部门的协调）与施工管理。乙方根据甲方的要求，为其他分包人及其人员、甲方人员、监理工程师和其他人员从事工作提供方便，乙方不得就此向甲方收取总包管理费或服务费等费用。乙方负责和统一管理现场各施工方和分包人等所有详细资料，收集整理并提交甲方和监理工程师。

3.3.9 乙方负责协调设备与材料供应、建安工程施工和调试等单位（如有）之间的关系，负责承包范围内各项工作的进度、质量、安全和现场组织配合的协调和管理等工作。

3.3.10 乙方负责按甲方的要求做好施工现场的地下管线、临时建筑物和构筑物的保护工作。若需要拆除或拆迁，应及时通知甲方，经甲方同意后，由乙方负责拆除或重建，费用由乙方承担。

3.4 分包

约定的分包工作事项：本合同设计工作可由乙方委托具有相应设计资质的设计院完成。

3.4.1 禁止乙方将其承包的全部工程转包给第三方，禁止乙方将其承包的全部工程肢解以后以分包的名义分别转包给第三方。

3.4.2 乙方可以将承包工程中的部分工程发包给具有相应资质条件的分包单位，但必须经甲方事先书面同意。禁止乙方将工程分包给不具备相应资质条件的单位，禁止分包单位将其承包的工程再分包。

3.4.3 乙方对分包人负责。因分包人的任何违约行为、管理不善、疏忽或其他过错导致工程质量出现缺陷，给甲方造成损失或导致工期延误的，乙方对分包人的行为向甲方负责，乙方和分包人就分包工作向甲方承担连带责任。

第四条 进度计划

4.1 乙方提交项目进度计划时间：乙方应在开工前 7 天将项目进度计划提交给甲方进行批准。

4.2 乙方负责编制项目进度计划，项目进度计划中的施工期限（含性能试验），应符合合同协议书的约定。项目进度计划经甲方批准后实施，但甲方的批准并不能减轻或免除乙方的合同责任。关键路径及关键路径变化的确定必须经甲方批准。

4.3 非甲方原因使工程实际进度明显落后于项目进度计划时，乙方有义务、甲方也有权利要求乙方自费采取措施，赶上项目进度计划。

4.4 合同实施过程中甲方书面提出加快设计、采购、施工、性能试验的赶工要求，并被乙方接受时，乙方应提交赶工方案，采取赶工措施，费用已含合同价款中，甲方无需额外支付赶工费用。

第五条 技术与设计

5.1 设计

5.1.1 设计文件进度计划

乙方应在本合同签署生效后 5 天内将项目进度计划提交给甲方进行批准。

5.1.2 设计委托

乙方按照本合同约定及甲方要求在开工前向甲方交付全部设计成果，因设计委托发生的一切费用由乙方向该设计院支付。

5.2 设计阶段审查

设计文件的汇报和审核由乙方组织，甲方配合，发生的费用由乙方承担。

设计审查阶段及其审查会议的时间安排： 双方协商确定。

第六条 工程物资

6.1 工程物资的提供

6.1.1 甲方提供的工程物资

(1) 工程物资的类别、估算数量:

6.1.2 乙方提供的工程物资

(1) 工程物资的类别、估算数量: 详见合同协议书及甲方确认的物料清单为准。

(2) 除甲方提供的工程物资外,乙方负责采购承包工程所需的全部工程设备、材料、成品和半成品、备品备件和专用工具等,以及为完成合同工作所需的所有设备、材料的采购与供应,包括安装、调试、试验和维护所使用的设备、材料及工具,并提供产品有关的全部资料。

(3) 乙方需在甲方指定的规格、型号、性能、生产厂商的范围内进行工程设备、材料、成品和半成品、备品备件和专用工具等合同工程所需全部货物的采购。乙方应向甲方提供书面的设备、材料供应商名单及采购条件，甲方收到上述书面文件后 5 个工作日内予以回复。在确定供应商之前，乙方应先取得甲方和监理单位的书面同意或认可。甲方及监理单位的同意与否，均不免除乙方本应承担的任何责任，也不增加甲方及监理单位的任何责任。

(4) 乙方保证其采购的设备、材料符合法律法规和合同约定的技术规范、质量、性能和安
全等标准，零缺陷，配置合理，技术先进、成熟、安全可靠、经济适用，到达现场时
全新、未使用过、完整，并按合同约定的标准设计，且到货时间满足工程进度要求。
乙方提供的工程物资不符合现行国家强制性标准、规范的规定或合同约定的标准、规

范，所造成的质量缺陷，由乙方自费修复，工期不予延长，并应赔偿由此给甲方造成的损失。

6.2 检验

6.2.1 工程检验与报告

- (1) 报告提交日记、报告内容和提交份数：_____以甲方要求为准。

6.2.2 物资检验

- (1) 乙方负责对所有主要设备、主要辅助设备和关键材料的制造、加工和准备过程中，进行检测。关键的检测或测试，乙方应提前 3 天书面通知甲方派员参加。甲方有权自行派员参加或委托有资格、有经验的第三方代表甲方参检。如甲方及其委托人依约到达现场后，加工制造的工程物资未经甲方现场检验已经被覆盖、包装或已运抵启运地点时，甲方有权责令乙方将其运回原地、拆除覆盖、包装，重新进行检查、检验、检测、试验或复原，乙方承担因此发生的费用，造成工程关键路径延误的，竣工日期不予延长。甲方及其委托人的参检，并不能解除乙方对其采购的工程物资的质量责任。
- (2) 甲方不参检的，乙方可自行组织检查、检验、检测和试验。甲方有权在此后通知乙方重新检查、检验、检测和试验，或增加试验细节或改变试验地点的。工程物资经质检合格的，所发生的费用由甲方承担，造成工程关键路径延误的，工期相应顺延；工程物资经质检不合格时，所发生的费用由乙方承担，工期不予延长。
- (3) 乙方应负责按合同约定，需要在出货前检测和试验的，必须进行检测和试验，并向甲方提供出货前检验或试验报告。乙方必须遵循中国相关法律和法规对设备、材料强制性检验、试验、检测等要求。
- (4) 出厂前对下列主要设备（包括但不限于）进行试验：直流配电柜、变压器、高低压开关柜、二次保护设备、PT/CT 装置等，具体以当地电网公司和甲方要求为准。上述试验由乙方和设备供应商负责，并提供各项检测报告给甲方，相关的费用由乙方承担。

6.2.3 运输与保管

- (1) 乙方采购的本工程所有工程设备、材料、成品和半成品、备品备件和专用工具等物资从厂商到现场的装车、运输、中转卸装、接货、卸车、检验、入库、保管、维护、保养、现场搬运直至安装等均由乙方负责和管理。

- (2) 乙方负责存储和保管。所有工程设备和材料须分门别类，按产品要求以棚库、封闭库、保温库或危险品库等存储，露天堆放场地应进行必要的硬化和围护，并设有排水和防火设施。乙方应建立健全设备、材料开箱检验、出入库管理、维护保养、废弃设备和材料处置管理办法等制度。甲方及监理单位有权定期或不定期对设备、材料的管理状况进行监督检查，乙方负责落实监督检查提出的整改意见。
- (3) 乙方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制造、安装及试验过程的现场检查，其费用由乙方承担，并提供必要的方便。
- (4) 乙方负责提供的工程物资存在缺陷时，经乙方修复仍不合格的，乙方负责重新订货并运抵现场。因此造成的费用增加、工期延误，由乙方承担。

第七条 施工

7.1 进场施工前由甲方履行的其它义务：____/____

7.2 职业健康、安全、环境保护管理

乙方应当在【进场开工】前向甲方提交一式【贰】份的职业健康、安全、环境保护管理实施计划。

7.3 进场条件和进场日期

7.3.1 合同生效后，乙方应按照本合同约定的时间节点按时开始工程施工。工程开工前，乙方应办理施工所需的开工或施工许可证、工程质量监督手续及其他许可、证件和批件等。同时乙方应向甲方或监理单位书面提出项目开工报告，项目开工报告由甲方或监理单位审查并批准。

7.3.2 乙方的进场条件：现场已具备开工条件

乙方的进场日期：依据项目进度计划执行

7.3.3 乙方在接到甲方的开工通知后，应迅速、毫不拖延地实施本合同，完成合同工程的每一单项、单位和分部、分项工程，直至工程竣工，达到竣工验收的条件。

合同工程的每一单项、单位和分部、分项工程在开工前，乙方须向甲方或监理单位书面出具项目开工报告，项目开工须施工图纸及地质详勘报告（如需）已经审查完善，满足施工要求，须施工组织设计和关键工序的施工方案的施工方案已经审查批准，须施工单位已确定施工机械及

人员进行进场，须主要工程材料、设备、施工临时设施已经落实，须施工现场已具备施工条件。

7.4 施工组织设计

7.4.1 乙方在开工前 7 天内，向甲方或监理单位提交详细的符合合同要求的施工组织总设计，由甲方或人审核并批准。施工组织总设计应根据本合同工程的设计、设备等资料编制，其深度符合光伏电站建设有关的法律法规，内容包括但不限于：A、乙方计划实施工程的工作顺序，包括乙方设计文件、采购、制造、检验、运达现场、施工、安装、试验、试运行、性能试验的各个阶段的预期时间；B、乙方各主要设备、材料的招标采购计划、施工、调试的分包计划；C、合同中规定的各项检验和试验的顺序和时间安排；D、工程实施各主要阶段乙方拟采用的一般方法和拟配备的人员与乙方设备数量；E、施工总平面布置、施工临时设施及场地、施工人力供应等方案；F、主要施工方案及特殊施工措施、质量、职业健康、安全、环境管理和文明施工的管理体系、目标、方法与措施。

7.4.2 甲方或监理单位收到乙方提交的施工组织总设计后 7 天内予以审查或确认。乙方收到甲方的修改意见后 7 天内，重新修订施工组织总设计并提交甲方或监理单位审查批准。甲方或监理单位的审批并不减轻或免除乙方的任何责任，甲方或监理单位不对审批后的施工组织总设计中存在的缺陷或错误承担责任。施工组织总设计中任何导致工程费用增加的设备、工艺或措施等，均由乙方自行承担。

7.4.3 任何时候，乙方的实际进度落后于施工组织总设计的计划进度，乙方应自费赶上。

7.4.4 任何时候，甲方或监理单位认为乙方落后于施工组织总设计或调整施工组织总设计的计划进度，乙方应积极配合甲方的要求，满足工期约定。但上述调整或修改并不构成甲方对乙方工期延长的认可或批准。未经甲方或监理单位同意，乙方不得对甲方批准的施工组织总设计中的进度计划、设备、材料、工艺、方法或工作安排等做变动。

7.5 施工要求

7.5.1 乙方必须将合同工程的施工与调试分包方案提交甲方或监理单位审查批准。乙方保证所有施工分包人均具备相应的资质和业绩，并符合法律法规有关规定。

7.5.2 乙方对工程的所有建筑、安装工程施工及调试工作，均应按照合同约定和光伏电站相关规定进行实施。如果没有明确的实施方法，则实施应使用配置合理的设施、安全设备、材料，按照光伏电站惯例进行。

7.5.3 乙方及其分包人必须遵守合同及合同附件和相关法律、法规和规定的要求。乙方及其分包人执行上述要求，不影响和减轻本合同对乙方及其分包人的责任和要求。

7.5.4 乙方及其分包人的所有设备、材料及施工物资等必须满足并执行合同的要求。

7.5.5 乙方负责保护已建成的设施，并保证甲方或其他第三方财产不因乙方施工而造成任何损坏。如果乙方对这些设备造成损坏，乙方应当对由此造成的任何损失负责。

7.5.6 乙方负责采取有效的措施保证地下和地上的管道、电缆、光缆或其他设施免遭损坏。如果乙方对这些设备造成损坏，乙方应当对由此造成的任何损失负责，并承担由此可能的处罚。

7.5.7 乙方负责采取一切防范措施，保证现场内或进入现场途中的道路、桥梁、地下设施以及其他设施免遭损坏。否则，乙方应及时修复并承担由此发生的全部费用和责任。

7.6 施工水、电

为完成本工程之目的，乙方自行负责施工所需的临时用水、用电设施，乙方自行负责水、电使用装置和计量装置，并自担风险和自付费用。

7.7 施工人力、机械和工具

施工所用的全部人力、机械和工具由乙方自行负责，甲方不提供。

7.8 施工质量与监督

7.8.1 乙方必须在工程实施的各个阶段全面负责工程质量管理。甲方或监理单位有权在工程实施过程中检查乙方的工程质量控制工作，检查地点可以是现场、工地、仓库或存放所在地等。

7.8.2 对建筑物或构筑物的安全抽样检测、设备和材料的检测取样或法律法规规定必须要求独立第三方检测机构检测的，乙方必须按照《建设工程质量检测管理办法》之规定，委托与乙方、被抽检、检测工程的施工分包人无隶属关系或其他利害关系的独立的检测机构承担抽检和检测，相关费用由乙方承担并已包含在合同总价款中。

7.8.3 乙方必须按合同工程的环境影响评价报告，安全性评价报告、地质灾害评价报告、水土保持方案、消防设计审查意见、批准的设计文件和一、二次接入系统批复意见实施合同工程的环境保护、安全、消防、职业卫生、水土保持和一、二次系统接入等设施。乙方应接受政府相关部门和行业管理机构对上述设施的检查、检查和验收，负责

获取上述专项验收报告，并按照检查、检测和验收的意见整改并完善上述设施。（以上报告根据项目实际需求出具）

7.8.4 乙方必须按批准的设计文件设计、采购、安装、调试特种设备和配备对外结算计算装置，乙方必须接受当地技术监督部门及电网管理单位对上述工程、设备的实施进行监督、检查、检测和验收，并负责按照检查、检测和验收的意见整改并完善上述设施。乙方必须配合甲方，直至取得上述设施设备的使用许可文件、检查、检测或验收报告。

7.8.5 乙方必须接受工程质量监督单位、甲方及上级主管单位或监理单位对合同工程的质量、安全、健康、环保和文明施工等方面定期和不定期的监督、检查和验收，并接受工程质量监督单位、甲方及甲方上级主管单位或监理工程师的整改要求和处罚，按照监督检查意见整改完善。

7.8.6 对有关政府部门介入的检查、检测或验收，双方应相互配合和协助。

7.8.7 乙方在施工过程中，出现异常情况，应停止施工，由甲方或监理组织设计、施工等有关单位共同分析情况解决问题，消除质量隐患，并形成最终解决方案或文件资料。

7.8.8 施工过程中，每道工序、隐蔽工程或中间验收等乙方必须经过书面自检、互检合格后，将检验结果提交甲方，待甲方复检合格且签字认可后方可进行下道工序施工。若乙方未通知甲方检验而自行进行下一道工序（包括但不限于对上道工序未报检、上道工序未整改、整改不符合要求或整改后未重新报检等擅自进行下一道工序施工）：A、甲方第一次发现此现象时，向乙方开具《工程不良处理通知单》，乙方有义务自行组织排查，甲方有权要求乙方重新检验；B、经甲方二次发现，甲方向乙方开具《停工通知单》，乙方需承担违约责任及损失；C、经甲方三次发现，甲方有权将乙方清退出场，解除合同。

第八条 工程试验

8.1 整体启动试验

8.1.1 乙方把设计文件转化为永久性工程，包括土建全部完工和电气安装完毕等合同工程完工且具备并网发电条件后 30 日内，在试运行之前，乙方应向甲方书面申请进行整体启动试验，包括单体调试和系统调试。

8.1.2 单体调试，指电气设备安装完毕后在试运行之前，按照电力建设施工及验收技术规范的要求，为确认其是否符合产品出厂标准和满足实际使用条件而进行的单机试运或单体调试工作。

8.1.3 系统调试，指电气设备安装完毕后在试运行之前，按照电力建设施工及验收技术规范的要求，对站内外电气设备检测、设置、试验和调整等工作，确保系统正常。

8.1.4 乙方应提供足够的且具有相应资质和经验的雇员进行合同所规定的各项试验（调试）。规程和规范要求必须由专业调试单位负责的整体启动试验（调试），乙方必须委托具备相应资质和业绩的试验（调试）单位负责，并由试验（调试）单位出具相应的试验（调试）意见或报告，费用由乙方承担。

8.1.5 任何试验或调试时间或技术方案，由乙方编制调试方案和调试措施，报甲方或监理，并经甲方批准。乙方负责在试验（调试）前 10 日内向甲方或操作人员进行专项技术交底，直至上述人员能够完整准确的掌握调试方案和调试措施。

8.1.6 甲方或监理有权参加任何一项试验（调试）。乙方应提前 5 日书面通知甲方或监理，并按甲方的指示进行试验（调试）。

8.1.7 每项调试通过或合格后 3 日内，乙方应向甲方或监理提供试验结果的报告。无论甲方或监理是否参加试验（调试），检验结果的准确性，由乙方负责。

8.1.8 甲方或监理有权要求乙方附加任何检验或重新试验。如果附加检验或重新试验表明，结果不符合合同要求，甲方可以拒收，乙方应立即修复或消缺，并保证更换或消缺项目符合合同约定，如甲方认为有必要，可以再次进行试验（调试），费用由乙方承担。如果附加检验或重新试验表明，结果符合合同要求，由甲方承担附加检验或重新试验的费用。

8.2 试运行

8.2.1 施工完毕且通过全部整体启动试验后 30 日内，乙方应书面向甲方提出要求，按照国家行业标准技术部分所规定的程序及标准对项目进行 240 小时连续试运行。

8.2.2 乙方按甲方的指示进入试运行，试运行开始时间以甲方确定的日期为准。各发电单元必须要求成功通过连续发电 240 小时试运行。

8.2.3 试运行期满且通过后，机组稳定正常运行，乙方应向甲方提供证实试运行结果的报告，甲方在 30 日内签发试运行通过证书。

8.2.4 未能通过试运行的，乙方限期进行修复或消缺后，按上述程序，申请再次进行试运行。再次试运行仍未通过的，乙方应承担违约责任，且工期和损失自行承担，同时仍须对本合同工程进行完善、更换或修复，直至达到合同约定的要求。

8.2.5 本合同工程并网发电后的全部收益（发电收益）属于甲方，因乙方原因致使甲方的并网收益减少或灭失，由乙方予以全部赔偿。

第九条 工程竣工验收与结算

9.1 竣工资料及竣工验收

9.1.1 竣工资料

- (1) 本合同工程取得甲方颁发的性能试验验收证书后 30 天内，乙方应编制壹式肆套完整的竣工资料及电子版提交甲方，竣工资料包括但不限于：工程竣工验收资料、试验报告、设备计量校验报告，设备使用说明书、合格证、装箱单及图纸，生产培训资料，竣工验收报告等，具体以当地电网和甲方要求为准。逾期提交，应承担违约责任。
- (2) 乙方提供的各项竣工验收资料应符合甲方、国家及当地主管部门验收要求。经甲方审核，不符合要求的，乙方应及时补充和完善，限期达到甲方要求。

9.1.2 竣工验收

- (1) 本合同工程试运行通过，系统通过性能试验，完成全部扫尾工程和缺陷修复，并按合同约定提交竣工验收报告、竣工资料后 30 天内，乙方向甲方书面申请竣工验收。如需要国家或当地主管部门验收的，竣工验收应包含此部分验收。
- (2) 本项目光伏组件按照3度倾角，水平辐照为 4417.1 MJ/m^2 计算，光伏系统效率的首年最低要求为83 %，如实际效率低于83 %，则乙方应在 15 天内给出具体问题、原因分析及整改措施；经甲方认可后，乙方在 30 天内完成整改，达到合同约定的系统效率。若整改后仍然未解决系统效率低的问题，乙方全部赔偿甲方 10 年的少发电损失。

赔偿计算公式如下：

$(\underline{83\%} - \text{实际发电效率}) \times \text{首年可利用小时数} \underline{1050} \times \text{供电部门核准的实际装机容量} \times \text{EMC 合同约定电价} \times 10 \text{ 年}。$

- (3) 竣工验收申请经甲方同意后，按国家、地方或行业有关并网光伏验收规范进行。

- (4) 竣工验收包括光伏区部分和开关站部分。光伏区部分由甲方组织，乙方负责并承担费用，相关监理、施工方等参加，按照国家或行业相关规范进行验收。开关站部分（含接入系统）由乙方组织并负责，费用由乙方承担，甲方、监理、施工方及供电部门参加，由供电部门出具验收报告。
- (5) 因乙方未按照相关要求施工、报检、拒收整改要求（含文件）或经甲方抽检不合格的，视同全部不合格，乙方必须按照技术规范及相关要求在规定时间内进行全面整改。对拒不整改或未按相关要求整改到位的，甲方有权直至乙方整改符合质量要求后才进行竣工验收，因此导致竣工验收延误的责任由乙方全部承担。乙方必须保证工程一次验收合格，并通过备案。
- (6) 竣工验收全部合格后 30 天内，乙方应将工程及所需资料全部移交给甲方，甲方向乙方颁发《竣工验收证书》。验收未通过的，乙方按甲方限期进行整改和消缺，直至符合合同要求，并按竣工验收之约定再次申请竣工验收。因此产生的工期延误、损失或赔偿全部由乙方承担。

9.2 竣工结算

9.2.1 乙方通过竣工验收，并取得《竣工验收证书》后 30 日内，乙方向甲方递交竣工结算报告和完整的竣工结算资料壹式肆份，经甲方审查并确认。乙方未及时向甲方提交竣工结算报告及完整的结算资料，造成工程竣工结算不能正常进行、或工程竣工结算不能按时结清，相应后果应由乙方自行承担。甲方要求乙方交付工程时，乙方须交付；甲方未要求交付工程时，乙方须承担保管、维护和保养的费用和责任。

9.2.2 乙方通过竣工验收，并取得《竣工验收证书》后 30 日内，未按甲方要求提交质量保修责任书的，甲方可以不进行竣工结算，且无需承担尚未支付的竣工结算款项的逾期付款责任。

第十条 违约责任

乙方具备下列任一违约情形时或因此给甲方造成损失的，甲方有权从履约保证金或应付乙方工程款中优先扣除；不足部分，甲方有权向乙方索赔：

- 10.1 乙方如因自身原因未按合同规定的工期完工或全容量并网或通过竣工验收，每逾期 1 天扣除本合同总价款的 1%的违约金；延期超过 30 天，甲方有权选择解除合同或要求乙方继续履行，乙方需按本合同总价款的 20%支付违约金。此外，乙方还应当赔偿甲方因工期延误遭受的全部损失。

10.2 各工序施工中，乙方未按照相关要求施工、报检、拒收整改要求（含文件）或经甲方及监理抽检不合格的，视同全部不合格，乙方必须按照技术规范及相关要求在规定时间内进行全面整改，对拒不整改或未按相关要求整改到位的，乙方须支付违约金人民币 1 万元/次，且不免除乙方整改及赔偿损失的责任。

10.3 如乙方违法分包或转包本合同约定的施工内容，则被视为违约。甲方有权解除合同，并有权从拨付乙方工程款中优先扣除本合同总价款 20% 的违约金。

10.4 甲方依据本合同通用条款 14.2 条解除合同的，或乙方具备上述违约情形之一的，除乙方承担上述责任外，甲方有权解除合同，合同解除后经甲方验收合格部分将按照本合同单价的 80% 进行结算，因此造成甲方经济损失的，乙方必须承担。

10.5 其他通用条款约定的责任。

甲方根据有关法律法规规定及本合同有关约定解除本合同的，乙方应在接到解除合同通知后 10 日内无条件退出施工现场，并将相关保管和制作的材料、资料、文件等移交给甲方；甲方应在乙方退场后 60 日内为退场的乙方办理清算手续。

第十一条 不可抗力

11.1 不可抗力是指甲方和乙方在订立合同时不可预见，在履行合同过程中不可避免发生并不能克服的自然灾害和社会性突发事件，如地震、海啸、瘟疫、水灾、骚乱、暴动、战争和其他类似情形。

11.2 不可抗力发生后，甲方和乙方应及时认真统计所造成的损失，收集不可抗力造成损失的证据。

11.3 双方签署合同时已经充分预见到疫情的不确定性，除非项目所在地市或上级人民政府采取防疫措施并要求企业停产停工超过 60 天的，否则疫情的发生不得视为不可抗力事件，任何一方不得以此为由要求解除合同。

第十二条 争议解决

因履行本合同发生的争议，由双方当事人协商解决；协商不成的，均应提交上海国际经济贸易仲裁委员会/上海国际仲裁中心进行仲裁。

第十三条 补充条款

合同双方商定：____/____。

第四部分 合同附件

附件一、合同价款的支付

附件二、支付申请书

附件三、电缆附件质量保证书（高压项目）

附件四、廉洁合作协议

附件五、质量协议书

附件六、施工安全文明生产协议书

附件七、工程质量保修书

附件八、单位工程开工报审表

附件九、分布式光伏电站技术要求

附件一

合同价款的支付

序号	内 容	比 例	付款条件（需同时满足）
1	预付款	合同暂定总价的 20%	1、甲方签发开工通知； 2、项目开工报审表； 2、乙方实际进场； 3、提供乙方企业资质文件（营业执照、总承包资质、安全生产许可证、承装<修、试>电力设施许可证）及设计院企业资质文件（营业执照、涉及资质）盖章版； 4、提供已购买安全生产责任险、安装工程一切险、第三者责任险、意外伤害险凭证； 5、提供等额收据； 6、提供付款申请书； 7、甲乙双方共同确认的工程进度款结算单； 8、安全生产费用收据或支付记录。

序号	内 容	比 例	付款条件（需同时满足）
2	进度款	支付至合同暂定总价的 50%（含预付款）	1、支架、桥架、线缆、并网柜等全部到货，并提供所有设备的到货和甲方验收合格的证明文件； 2、开具以上到货设备价款 100%的发票，建筑安装工程及服务进度达到 50%及提供 50%的发票； 3、乙方提供有效安全生产责任险、安装工程一切险、第三者责任险凭证； 4、提供付款申请书； 5、甲乙双方共同确认的工程进度款结算单； 6、提供乙方企业资质文件（营业执照、总承包资质、安全生产许可证、承装<修、试>电力设施许可证）及设计院企业资质文件（营业执照、涉及资质）盖章版； 7、安全生产费用收据或支付记录。
3	全容量并网款	支付至实际并网容量计算总价的 70%	1、机组全容量并网发电； 2、剩余所有权设备和材料全部进场，提供到货证明和经甲方验收合格的证明文件； 3、建筑安装工程及服务进度达到 70%以上； 4、剩余全部设备和材料增值税专用发票、建筑安装工程及服务 20%增值税专用发票； 5、提供付款申请书； 6、甲乙双方共同确认的工程并网款结算单； 7、全容量并网说明书； 8、提供有效安全生产责任险、安装工程一切险、第三者责任险凭证； 9、提供乙方企业资质文件（营业执照、总承包资质、安全生产许可证、承装<修、试>电力设施许可证）及设计院企业资质文件（营业执照、涉及资质）盖章版。

序号	内 容	比 例	付款条件（需同时满足）
4	竣工结算款	支付至结算价款的 97%	1、全部竣工资料提交、竣工验收通过签发工程竣工验收报告； 2、现场施工无缺陷证明（需房屋业主签章）； 3、竣工结算完成，签署最终结算确认书； 4、开具结算价款 100%的增值税专用发票； 5、试验报告； 6、质量保修责任书； 7、农民工工资结清承诺书； 8、电缆头质量保证书（高压项目）； 9、提供有效安全生产责任险、安装工程一切险、第三者责任险凭证； 10、提供付款申请书。
5	质量保修金	结算价款的 3%	1、竣工验收合格之日起满一年支付结算价款的 1.5%，满两年支付结算价款的 1.5%； 2、质量保修期内无质量问题，乙方妥善履行质量保修期内责任； 3、乙方提交提供主要设备厂商向甲方出具的原厂质保书； 4、提供付款申请书。
合计		100%	

其他付款说明：

（1）乙方向甲方提交完整付款资料经甲方审核通过后 15 个工作日内，甲方向乙方足额支付相应工程款。

（2）乙方应独立负责支付每一分包人的应付款项及应由乙方支付的与项目有关的到期合同款，否则甲方可在此应付款期满后 7 日内，对分包人直接付款，此付款甲方可直接从应付给乙方的款项中连同利息一并扣除，利息按 LPR 计算。

（3）由于乙方未按时向供应商、施工或调试分包人付款，导致施工、调试分包人停止施工或施工进度迟缓，或者导致供应商设备、材料不按时交货以至于影响施工进度的，甲方有权暂停向乙方付款。在乙方向有关供应商或分包人支付相关款项后，甲方将继续向乙方付款。由于乙方未能按时支付供应商、分包人相应款项而导致工期延长以及费用增加的，由乙方自行承担，甲方不负任何责任。

（4）如发生乙方无正当理由不支付材料款或民工工资，乙方同意甲方可直接从应付给乙方的工程款中扣减相应款项直接支付乙方拖欠的材料款项和民工工资，由此造成的一切后果由乙方自行承担。

（5）预付款中包含了全部应支付予乙方的安全生产费用 88220.72 元（大写：人民币捌万捌仟贰佰贰拾元柒角贰分）（含税建筑安装工程款的 3%），此部分安全生产费用支付至乙方指定的用于安全生产的安全费用专户，专项用于安全生产事宜。甲方有权随时查询乙方款项的支出情况，乙方应当进行配合。

（6）《电缆附件质量保证书》在竣工验收申请前由乙方及电缆附件供应商共同盖章后提交给甲方进行竣工验收，乙方提供《电缆附件质量保证书》是通过竣工验收的前提之一（适用并网在 10KV 及以上电压等级项目）；

（7）工程竣工验收合格证书及项目电站通过竣工试验的试验结果报告（含项目所在地电网公司要求的各项试验）。

（8）如甲方或有关主管部门提出要求，乙方须在项目所在地银行开立农民工工资专用账户（名称含项目全称），接受甲方、银行及监理三方监管；甲方按工程进度足额拨付至专用账户，乙方确保专款专用，否则甲方有权暂停拨款并要求整改。

附件二

支付申请书

致：_____

根据与贵方和/或由业主委托贵方签订的合同，合同名称_____，合同编号：_____。请按合同规定办理下述支付：

I 本次支付类别：

支付金额

- | | | |
|----------------------|-------|--------------------------|
| 1. 合同签订后预付合同款项： | _____ | ☐ |
| 2. 合同阶段付款，阶段名称：_____ | _____ | ☐ |
| 3. 全容量并网款项： | _____ | ☐ |
| 4. 竣工结算款： | _____ | ☐ |
| 5. 质量保修金： | _____ | ☐ |

II 发票种类：

1. 增值税专用发票 ☐

III 以上款项请汇入：

单位名称：_____

营业地址：_____

开户银行：_____

开户账号：_____

联行号：_____

IV 附件

- | | | | |
|--------------------|--------------------------|-----------------|--------------------------|
| 1. 阶段（里程碑）验收证书原件 | ☐ | 2. 完工（临时验收）证书原件 | ☐ |
| 3. 保证期结束（最终）验收证书原件 | ☐ | 4. 发票原件 | ☐ |
| 5. 其他支持性材料 | ☐ | | |

联系人：_____ 申请单位名称

（授权人签字/公司盖章）

电话：_____ 年 月 日

附件三

电缆附件质量保证书（高压项目）

致：_____

我方作为贵公司_____有限公司_____MW 分布式光伏发电项目（以下简称“光伏发电项目”）电缆附件的供应商，由我方供应电缆附件并负责安装。特此向贵公司作出如下承诺和保证：

我方供货给贵司光伏发电项目的电缆附件，均为_____（厂家名称）自主生产的合格正品，具备相应的产品合格证书，符合相关国家标准和贵公司相关技术要求，并且适合于合同中规定的用途和目的，可送检任何权威检测机构。若检测出为不合格产品或假冒伪劣产品，我方承担由此所造成的一切经济损失和法律责任。

我方供货给贵司光伏发电项目的电缆附件，由我方负责安装，我方承诺所派遣的安装人员均为经过我公司培训并考核合格、持有上岗证书并已在贵司进行登记备案的专业技术人员，我司对其安装质量负全部责任。

我方供货并安装的电缆附件，承诺质量保修期为 25 年（从产品安装完成且光伏发电项目竣工验收合格之日起算）。质量保修期内，我方对电缆附件的产品质量和安装质量负责，对出现故障的部件进行免费修理或免费更换为同品牌同型号的合格产品。

我方供货并安装的电缆附件，在质量保修期限内出现故障的，从贵公司正式通知我方的时间算起，我方保证专业人员和故障所需备件在 24 小时内到达现场处理（到达现场的时间以贵司现场人员签字的时间为准），24 小时如未到达现场处理，则电缆头故障导致贵司的所有损失（包括但不限于贵公司光伏电站停运造成的电费收入损失和相应的政府补贴损失）由我方承担。

电缆附件供应商（盖章）：

日期：

附件四

廉洁合作协议

甲方：肇庆汇曜新能源科技有限公司

乙方：宁波兴晟新能源科技有限公司

鉴于甲方因业务需求需要向乙方采购商品或者服务，为保证甲乙双方的合作顺利开展，加强在廉洁方面的合作，在采购相关的合同（以下简称“主合同”）之外，甲乙双方达成一致协议。乙方进一步同意甲方及甲方关联企业之全部或部分企业（以下统称“甲方”）与乙方之间之交易适用本《廉洁合作协议》。协议内容如下：

一、甲方权利义务

1.1 甲方有义务对甲方员工进行廉洁教育。对于乙方举报甲方员工违反甲方有关廉洁的规定和本协议约定的情况，甲方应及时进行调查，根据调查情况进行处理。

1.2 在甲方业务范围内，包括但不限于甲乙双方的合作范围，甲方鼓励乙方实名举报甲方员工存在的有关违反廉洁的规定和本协议约定的行为，甲方在调查过程中依据有关规定对举报人及相关信息予以保密。

1.3 如果乙方（包括但不限于乙方工作人员、分包商、代理商、合作方等）违反甲方有关廉洁的规定和本协议约定的，甲方有权依据本协议第3条追究乙方违约责任；情节严重，涉嫌犯罪的，甲方将提请司法机关追究责任人的刑事责任。

二、乙方权利义务

2.1 乙方确认理解并接受甲方有关廉洁的规定及本协议的约定，并保证乙方员工、分包商、代理商及合作方均理解并接受前述内容。

2.2 乙方及乙方员工不得以任何形式贿赂或利用乙方分包商、代理商、合作方、中介方等贿赂甲方、甲方员工或其亲属、甲方聘请的第三方机构或人员（包括但不限于监理、顾问及咨询单位、检测机构、第三方飞检单位等），包括但不限于：

2.2.1 禁止以任何理由向甲方工作人员或其亲属提供任何形式的利益，包括但不限于给付回扣、好处费、感谢费、佣金、礼金、有价证券、贵重物品等；禁止为甲方工作人员或其亲属支付或报销应由其个人支付的费用；禁止向甲方工作人员或其亲属提供借款、担保或其

他形式的融资；禁止为甲方工作人员安排超出正常业务联系所需之招待，包括但不限于频繁或奢华宴请、娱乐活动、违法或不道德场所招待、旅游度假以及以旅游为目的召开的会议等；

2.2.2 禁止为甲方工作人员或其亲属装修住房、婚丧嫁娶、配偶子女工作安排及出国（境）、旅游等提供方便；

2.2.3 禁止与甲方员工或其亲属共同成立公司，禁止允许甲方员工或其亲属参股乙方公司或乙方关联公司及参与乙方或乙方关联公司的利益分配，禁止以其他形式与甲方员工或其亲属开展合作业务，禁止为甲方员工或其亲属提供全职或兼职岗位（包括代理人、顾问）等，以使甲方员工或其亲属从乙方处获取任何利益；

2.2.4 禁止邀请甲方员工参与带“彩头”的（包括但不限于麻将、牌局、体育竞技、电子竞技等）赌局；

2.3 乙方在双方合作期间若发现以下情形，应及时采取措施予以制止，并有义务及时按照本协议约定的联系方式通报甲方：

2.3.1 乙方员工贿赂甲方员工或其亲属，或利用乙方分包商、代理商、合作方、中介方等贿赂甲方工作人员或其亲属；

2.3.2 甲方员工或其亲属任何形式的索要好处或受贿行为；

2.3.3 甲方人员或其亲属以任何理由向乙方（含关联单位）或乙方人员借贷资金；

2.4 乙方及乙方员工在双方合作期间应当符合以下要求：

2.4.1 乙方及乙方员工应拒绝甲方员工要求配合就甲方的采购业务进行串标或围标的违法违规操作的请求，乙方及乙方员工不得串谋其他单位，在甲方的采购业务中进行串标或围标的违法违规操作；

2.4.2 乙方应主动申报与甲方工作人员或其亲属存在的关联关系，保证不发生任何关联交易行为，不隐瞒任何可能对甲方利益造成影响的信息，并积极提供相关证明文件或材料；

2.4.3 乙方应主动说明是否有甲方离职员工担任乙方重要岗位，不隐瞒任何可能对甲方利益造成影响的信息，并积极提供相关证明文件或材料；

2.5 对于可能存在的违反甲方有关廉洁的规定和本协议约定的情况，乙方应积极协助、主动配合甲方的审计、调查工作，如实提供有关信息或举证相关行为。

2.6 如甲方员工向乙方索要好处,或存在其他违反甲方有关廉洁的规定或本协议约定的,乙方应主动向甲方举报,并积极配合相关调查。如经甲方调查属实,已建立合作关系的乙方,甲方可与乙方继续履行本协议对应的主合同,同时对乙方主动举报的行贿行为对应的违约责任不予追究,未建立合作关系的乙方,甲方优先考虑与其合作。

2.7 乙方可以以实名或者匿名方式,按照以下途径向甲方举报:

电话: 021-3855 0180

地址: 上海市闵行区吴中路 1799 号万象城 V2 栋 3 楼

三、违约责任

乙方出现任何违反本协议约定情形的,甲方有权根据情节和后果的严重程度,要求乙方承担以下违约责任:(1)甲方有权降低乙方合作等级,直至将乙方列为黑名单供应商;(2)甲方有权立即解除双方签订的合同、终止所有的合作,乙方应当向甲方支付本协议对应主合同总金额的 20%的违约金,如果主合同总金额的 20%低于 20 万人民币的,违约金金额为 20 万人民币;甲方有权从任何应付乙方的款项或乙方缴纳的保证金中直接扣除相应违约金金额。

主合同总金额系指甲乙双方所有历史合作金额,包括所有固定金额的历史采购合同总金额、无固定金额的框架协议项下的采购订单总金额、单独的采购订单总金额等。

乙方出现任何违反本协议约定情形的,甲方有权暂停支付所有未付款项,且无需承担逾期付款责任,待乙方按照甲方要求纠正违约行为或双方协商一致的情况下再行支付。

如因乙方或乙方员工在业务合同履行期间出现任何违反甲方有关廉洁的规定及本协议约定的行为,被公安机关、检察机关立案查处的,乙方有义务予以配合。乙方除应向甲方承担本条约定违约责任外,还应赔偿甲方全部损失,包括但不限于因更换合作主体而增加的成本、政府部门罚款等。

四、其他

4.1 本协议为甲乙双方之间关于廉洁合作的最终约定,除非甲乙双方在本协议签署日期之后另行签署关于廉洁合作的专门协议且约定本协议被取代,否则甲乙双方在合作时应当遵循本协议约定特别是第三条违约责任的约定,本协议的约定优先于甲乙双方之间签署的其他关于廉洁合作的约定。

4.2 本协议自双方盖章之日起生效，其效力追溯至甲乙双方开始合作之始，且在双方合作终止之后五年内持续有效。

4.3 本协议一式两份，甲乙双方各执一份，具有同等法律效力。

甲方（盖章）：肇庆汇曜新能源科技有限公司 乙方（盖章）：宁波兴晟新能源科技有限公司

附件五

质量协议书

第一章 总则

为了肇庆高新区鹏程仓储服务有限公司 5.99 MW 屋顶分布式光伏发电项目 (以下简称“项目”) 建设工程质量的管理, 保证建设工程质量, 履行本项目 EPC 总承包合同内容, 根据《中华人民共和国建筑法》, 制定本条例。

本项目 EPC 总承包合同承包范围内的所有工作内容, 必须遵守本条例。

本条例所称建设工程, 是指本项目 EPC 总承包合同承包范围内的所有工作内容, 包括但不限于土木工程、建筑工程、线路管道和设备安装工程及装修工程、调试工程等。

本项目工程建设, 必须严格按照设计图纸要求、相关法律法规和国家及行业标准建设。

甲方鼓励乙方采用先进的科学技术和方法, 提高建设工程质量。

本责任书与合同正文具有同等法律效力, 与合同同时生效。

第二章 乙方的质量责任和义务

1. 本工程如有必须专业分包的项目, 乙方应当将工程分包给具有相应资质等级的单位。乙方不得将建设工程肢解发包。

2. 乙方应当对工程建设项目的专业分包施工、以及与工程建设有关的重要设备、材料等的采购进行招标。甲方有权参与评标及定标过程, 如中标单位或设备、材料的采购结果对项目建设有重大影响, 甲方对最终结果有权提出异议, 并要求乙方重新招标。

3. 乙方必须向甲方、工程监理等单位提供与建设工程有关的原始资料。原始资料必须真实、准确、齐全。

4. 施工图纸必须由乙方组织进行图纸会审, 施工图设计文件未经甲方审查批准的, 不得使用。

5. 乙方承包范围内包括工程设计时, 图纸必须经过甲方书面确认同意后方可按图施工。

6. 涉及建筑主体和承重结构变动的加固工程, 乙方应当在施工前委托原设计单位或者具有相应资质等级的设计单位或者有资质的加固单位出具荷载复核计算书及加固设计方案, 否则不得施工。

7. 乙方应当建立质量责任制，确定工程项目的项目经理、技术负责人和施工管理负责人。建设工程实行总承包的，总承包单位应当对全部建设工程质量负责；建设工程施工、设备采购的一项或者多项实行总承包的，总承包单位应当对其承包的建设工程或者采购的设备的质量负责。

8. 总承包单位依法将建设工程分包给其他单位的，分包单位应当按照分包合同的约定对其分包工程的质量向总承包单位负责，总承包单位与分包单位对分包工程的质量承担连带责任。

9. 乙方必须按照工程设计图纸和施工技术标准施工，不得擅自修改工程设计，不得偷工减料。乙方在施工过程中发现设计文件和图纸有差错的，应当及时提出意见和建议。

10. 乙方必须按照工程设计要求、施工技术标准 and 合同约定，对建筑材料、建筑构配件、设备和商品混凝土等进行检验，检验应当有书面记录和专人签字；未经检验或者检验不合格的，不得使用。

11. 乙方供应的材料或设备不符合合同约定或不合格的，按该等材料总价款 10%向甲方支付违约金；并应立即更换合格的、符合合同约定的材料或设备。

12. 乙方对施工过程中出现质量问题的建设工程或者竣工验收不合格的建设工程，应当负责返修，工期不予顺延。如因此造成甲方电价损失及发电量的损失，乙方要承担全部赔偿责任。

13. 乙方必须建立、健全施工质量的检验制度，严格工序管理，作好隐蔽工程的质量检查和记录。隐蔽工程在隐蔽前，乙方应当向甲方和监理单位报验，乙方未报验的，甲方有权按 3000 元/次对乙方进行考核。甲方在验收时发现隐蔽工程不符合图纸和规范要求的，甲方有权视问题的严重程度要求乙方返工、整改或对乙方进行扣款，扣款金额由双方协商确定。

14. 乙方应当建立、健全教育培训制度，加强对职工的教育培训；未经教育培训或者考核不合格的人员，不得上岗作业。如甲方发现乙方项目经理及专业管理人员资质情况与实际情况不符，每发现一人，甲方扣除乙方 10000 元违约金。

15. 乙方应安排足够的现场管理人员负责项目建设，管理人员及配置必须满足投标文件及项目所在地政府主管部门要求进行平行配置，甲方书面（含电子邮件）提出乙方现场管理人员不足后，乙方应在 5 个自然日内安排足够人员进场；乙方现场项目经理不得随意离开现场，如因故需离开现场时，需通过发包方项目经理同意，否则当乙方项目经理连续三天不在项目现场时，乙方有权从第四天开始，按 2000 元/天进行考核，直至乙方项目经理返回现场。项目经理及其专业工程师等专业管理人员一旦在合同中明确，不允许乙方私自更换，如特殊

原因需要更换，其更换后人员工作经验、资质条件不得低于原管理人员，并需甲方同意后方可更换；甲方不同意的，乙方不得更换。如乙方私自更换，更换一次甲方有权扣除违约金 10000 元。

16. 乙方须承诺按《设备和物资采购名单》中规定的品牌进行采购，未经甲方书面同意不得采购其他品牌，否则甲方有权禁止该设备和材料用于本工程，并要求乙方限期更换，由此造成项目工程工期延误的，乙方还应就甲方的经济损失承担赔偿责任（包括但不限于项目业主就项目电站延期并网少发电量的电费收入损失以及项目电站的光伏政府补贴损失等）。

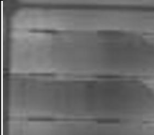
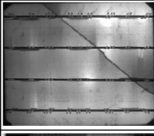
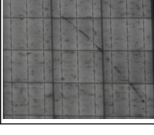
17. 乙方未对建筑材料、建筑构配件、设备和商品混凝土进行检验，或者未对涉及结构安全的试块、试件以及有关材料、设备取样检测的，责令改正；甲方有权要求乙方对未进行检测、检验部分工程返工，并由乙方承担全部费用，工期不予延期。

18. 对于甲方采购的光伏组件，乙方在收货时应对光伏组件外包装进行检查，拆箱时应对光伏组件进行检验，如发现有质量问题，应及时向甲方反馈，乙方在光伏组件开箱 24 小时后或安装前未向甲方反馈有问题，则视为乙方收到的光伏组件为合格品。

19. 甲方在项目建设过程中发现乙方存在导致或可能导致光伏组件受损的行为时，在甲方书面通知后乙方仍未改正的，甲方有权对乙方处以 5000 元/次的扣款。甲方在竣工验收时对光伏组件进行 EL 检测，抽样比例如下表：

项目容量	EL 抽测数量（块）	备注
3MW 及以下	按实际安装总数量 2%进行抽检	不足 120 块按 120 块抽检。
3MW-6MW（含）	按实际安装总数量 2%进行抽检	不足 120 块按 120 块抽检。
6MW-10MW（含）	按实际安装总数量 2%进行抽检	/
10MW 以上	按实际安装总数量 2%进行抽检	/

抽样的允收标准如下表：

组件类型	缺陷项		参考图片	超出技术协议EL允收标准之外的让步接收标准	严重程度	允收比例
单晶/多晶	隐裂	平行于主栅线裂纹		单片≤2条，片数≤3片	I级	0%
		树状/交叉裂纹		片数≤2片	II级	≤3%
		斜裂纹		单片≤3条，片数≤4片		
		垂直于栅线的贯穿裂纹		单片≤2条，片数≤6片		
	碎片、破片、失效			单片失效面积≤8%，片数≤4片	I级	0%
	背板划伤			不允许划破中间层及划透背板	I级	0%

超出允收标准的，乙方需对甲方进行赔偿，赔偿金额的计算方式如下：

赔偿金额=项目总容量（MW）*不良率*500000（元）

（10MW 项目的不合格率为 5%时，则赔偿金为 10*5%*500000=25 万元）

20. 乙方应按图纸要求对具备承载或拉拔性能要求的部位进行相应试验检测，出具检测报告，并保留试验过程的照片或视频资料，试验的数量及范围应符合图纸及规范的要求；若乙方未按图纸要求进行试验，甲方有权要求乙方拆除支架、组件后按图纸要求进行试验，所有返工费用均由乙方承担。

21. 甲方和监理单位发现的属于乙方责任的问题，应以书面形式（含电子邮件）通知乙方整改，乙方拒绝整改或未整改而导致问题再次发生的，甲方有权对乙方处以 1000 元/次扣款，同一问题反复发生的，第 N 次发生时，甲方按【1000+（N-2）*500】元的金额对乙方进行扣款。

22. 乙方应保证从事特种作业的人员按照国家有关规定经培训并考核合格取得特种作业操作资格证书后持证上岗作业，对于无证上岗或人证不符的从事特种作业行为，甲方有权对乙方处以 1000 元/次处罚，由乙方承担全部责任。

23. 乙方在组件搬运和安装、电缆放线和敷设、设备吊装等各施工环节中，应按设计要求及相关规范进行施工，不允许存在暴力搬运、野蛮施工等不良行为，对于上述不良行为，甲方有权对乙方处以 5000 元/次处罚，造成的全部损失均由乙方承担。

24. 乙方在电缆敷设施工时应按规范要求为首末端及转弯处预留足够余量，对于未预留余量或未按规定预留足够余量，甲方有权对乙方处以 1000 元/处处罚，由此给甲方造成损失或导致运行存在隐患、后期维护困难的，由乙方承担全部损失和责任。

25. 乙方在电缆敷设、电缆首/末端和分支处施工过程中，应按图纸和规范要求，沿电缆敷设路径设置电缆标志桩（含警示标识、电压等级、路径标识等信息）、在电缆首/末端和分支处设标志牌（含电缆电气系统编号、电缆的起点及终点、电缆规格及长度等信息）和制作人员信息挂牌（含制作人姓名、相应资质证书编号、制作时间等信息），对于未设置电缆标志桩、电缆首/末端标志牌及制作人员信息挂牌或未按要求设置的，甲方有权对乙方处以 500 元/处处罚，由乙方承担全部责任。

26. 甲方指定的本项目的监理单位，在乙方违反本合同约定、法律法规要求、设计和规范要求时，监理单位有权代表甲方对乙方做出处罚决定，乙方应予以配合，乙方有任何异议，应在收到监理通知单的 3 个工作日内以书面形式向甲方提出，否则视为接受监理单位的处罚。

27. 乙方发生重大工程质量事故隐瞒不报、谎报或者拖延报告期限的，甲方有权对乙方扣除质量违约金伍拾万元，并限期进行整改，如因此给甲方造成损失的，乙方承担全部责任。

28. 乙方单位违反国家及合同规定，降低工程质量标准，造成重大安全事故，构成犯罪的，对直接责任人员依法追究法律责任。

29. 在本合同正文及其附件中未详尽约定的质量标准及质量要求将在项目的施工过程中以双方签字确认的质量交底为准，双方将按质量交底上约定的要求履行双方各自的职责及义务。

30. 甲方发送给乙方的联系单、通知单等书面文件（含电子邮件），乙方应在收件后的3个工作日内给予回复，逾期未回复的视作认同文件中的内容。

乙方 Email: 详见 EPC 总承包合同第二部分专用条款第 1.4 条。

甲方：（盖章）肇庆汇曜新能源科技有限公司 乙方：（盖章）宁波兴晟新能源科技有限公司

附件六

施工安全文明生产协议书

甲方：肇庆汇曜新能源科技有限公司

乙方：宁波兴晟新能源科技有限公司

为了贯彻“安全第一，预防为主”的安全生产方针，确保项目工程安全、优质、高效地按期完工，根据届时有效的《中华人民共和国安全生产法》、《中华人民共和国建筑法》、国务院《建设工程安全生产管理条例》、应急管理部门、电力监管部门发布的安全生产有关的规定和甲方关于工程建设乙方管理程序的有关规定，结合本工程施工的具体情况，经协商，合同协议双方达成如下安全生产协议并严格执行：

一、本协议作为 EPC 总承包合同（以下称“主合同”）的附件，与主合同具有同等法律效力。

二、安全文明施工管理目标（按全口径统计）

2.1 安全目标：

人身死亡事故为零；

重大机械设备事故为零；

重大火灾事故为零；

主要设备的损坏事故为零；

负主要责任的重大交通事故为零；

重大环境污染事故为零；

重大垮（坍）塌事故为零；

负同等责任的一般安全事故直接经济损失<5 万元；

人身轻伤事故负伤率<0.1 伤；

施工责任引起的电网事故为零。

2.2 职业健康目标：

不发生违反《劳动法》有关规定的事件；

不发生员工 3 人及以上集体中毒事件；

不发生大面积传染病；

作业场所环境符合国家有关职业卫生标准。

2.3 环保目标：

实现施工期间工业“三废”达标排放；

厂界噪声符合国家标准；

不发生重大环境污染事故；

固体废弃物分类处置符合国家标准；

水土保持工作符合批准的水土保持方案和审查意见的要求。

2.4 文明施工管理目标：

现场施工管理达到“省级安全文明施工工地”的有关标准。

安全生产费用的足额投入。

三、甲方的权利和义务：

3.1 甲方将按《中华人民共和国安全生产法》、《建设工程安全生产管理条例》（国务院第 393 号令）及《电力建设工程施工安全监督管理办法》（国家发展和改革委员会令第 28 号）的要求承担本工程安全生产的监督职责；

3.2 甲方有权按照本约定对乙方及其分包人进行考核和奖罚；

3.3 甲方有监督乙方履行安全、健康、环保及文明施工的义务。

四、乙方的责任和义务：

4.1 乙方按《建设工程安全生产管理条例》（国务院第 393 号令）及《电力建设工程施工安全监督管理办法》（国家发展和改革委员会令第 28 号）的要求承担所承包工程的安全管理责任。

4.2 乙方代表是本合同工程安全、健康、环保与文明施工管理的第一责任人。负责组织、协调、检查、督促乙方及其分包人认真贯彻落实有关安全、健康、环保与文明施工管理方面的规程、规范、规定。

4.3 乙方应建立安全管理体系，明确在施工现场负责安全生产的领导。安全员应经专门培训考试合格，并持有相应上岗证或资质证书。

4.4 乙方及其分包人必须建立安全管理制度，各级安全生产岗位责任制和定期安全检查、安全教育制度，包括各工种的安全操作规程、特种作业人员的考核制度等。

4.5 乙方及其分包人在项目施工开始前要根据本工程施工组织设计或《安全施工方案（措施）》向施工人员进行安全技术交底。

4.6 乙方及其分包人必须严格按照施工组织设计和有关安全要求规定组织施工。对有可能发生火灾、爆炸、触电、溺水、高空坠落、中毒、窒息、机械伤害、烧烫伤等危险或会引起严重设备事故的作业，乙方及其分包人应制定专项施工安全技术措施，乙方对可能发生的事故应提前进行事故应急预案演练。

4.7 乙方及其分包人有关部门必须对施工人员进行安全生产制度及安全技术知识教育，增强职工法制观念，提高职工安全意识和自我保护能力，督促职工自觉遵守安全生产纪律、制度和法规。

4.8 乙方及其分包人必须对本单位人员进行三级安全教育和安全考试，受教育人员的名单和考试成绩必须报甲方项目部备案。更换工种，必须及时进行安全教育和考试，考试成绩报甲方项目部备案。未接受安全教育和安全考试不合格者不得进入现场施工。

4.9 乙方及其分包人施工人员应经安规考试合格后上岗。新增施工人员必须向甲方提出申报，经考试合格后才能上岗。

4.10 对甲方违反安全生产规定、制度的指令，乙方有权拒绝执行、有权要求甲方改进。

4.11 乙方及其分包人施工人员应对所在的施工区域、作业环境、操作设施设备、工器具等进行认真检查，发现隐患立即处理，落实整改措施，并向甲方项目部报告。

4.12 乙方及其分包人在施工期间由于施工机械、工器具原因或使用操作不当而造成伤亡事故，由乙方及其分包人负责。

4.13 乙方及其分包人对施工现场安全设施（如脚手架等）每天开工前必须检查，发现隐患及时整改。

4.14 各类安全防护设施、安全标志牌、警告牌和接地线等不得擅自拆除、更动。如确实需要拆除、更动的、必须经施工负责人和甲方、乙方及其分包人指派的安全管理人员的同意，

办理手续，并采取必要、可靠的安全措施后方可拆除、更动；任何一方人员擅自拆除、更动所造成的后果，均由该方负责。

4.15 特种作业必须执行国家《特种作业人员安全技术培训考核管理规定》，特种作业人员须经省、市、地区的特种作业安全技术考核站培训考核后持证上岗，并按规定定期审证，中、小型机械的作业人员必须按规定做到“定机定人”和有证操作；起重吊装作业人员严禁无证操作；严禁不懂电器、机械设备的人，擅自操作使用电器、机械设备。

4.16 乙方及其分包人必须实施安全健康和环境风险预控管理，并依据工程项目风险的大小，编制作业过程的危险源、环境因素分析清单和控制措施。

4.17 乙方及其分包人必须严格执行电业系统动火规定，正确使用动火工作票。工地严禁使用电炉，冬季施工如必须采用明火加热的防冻措施时，应取得防火主管人员同意，落实防火、防爆、防中毒措施，并指派专人值班。

4.18 施工中应与带电设备保持足够的安全距离或采取可靠的安全措施。必要时应验电、放电、加挂接地线，并增设专门监护人员。

4.19 乙方及其分包人在施工中，应注意地下管线、光缆及高压架空线的保护。乙方及其分包人应向甲方了解地下管线和障碍物详细情况，会同甲方明确施工方法。如遇有特殊情况，应及时向甲方和有关部门联系，采取保护措施后施工，严禁冒险作业、野蛮作业。

4.20 乙方及其分包人必须按规定为作业人员配备应有的劳动保护用品、用具，乙方及其分包人所属人员的身体健康状况必须能满足所从事工作的要求。

4.21 乙方及其分包人要制定现场成品保护办法，确保一切材料、设备、成品、半成品的完好；

4.22 乙方及其分包人要制定施工现场交通安全管理办法，确保施工生产运输任务的顺利进行。

4.23 乙方及其分包人有义务协助甲方及其上级主管单位，对本合同工程现场的安全、健康、环保及文明施工管理情况进行监督、检查和考核。

4.24 乙方及其分包人必须坚持文明施工，严格按照施工总平面布置图进行施工平面管理，明确责任区负责人，物品堆放做到定点管理，作业面施工做到工完料尽场地清，现场工业垃圾应及时清理。乙方要在施工现场的生活区设置冲水式厕所，专人负责维护和清洁。

4.25 乙方在工程正式开工前 2 天向甲方项目部提交项目负责人、安监人员、施工人员、特殊作业人员、安全考试和大型施工机械台帐等资料，并要随着工程的进展情况实行动态管理。

4.26 乙方按月（年）向甲方报送《电力建设企业职工伤亡事故月（年）报表》。

4.27 乙方对甲方及其上级单位组织的安全环境大检查、安全工作会议等应及时派员参加并认真贯彻落实。

4.28 乙方应在本协议期限内投保并维持安全生产责任保险。

五、安全生产费用使用要求

5.1 本项目安全生产费用为按照国家有关规定和建筑施工安全标准专款专用于购置施工安全防护用具、落实安全施工措施、改善安全生产条件、加强安全生产管理等所需的费用。本合同安全生产费用为合同建安施工部分总价的 2%，全部安全生产费用已包含在合同预付款中一次性向乙方支付，甲方不再单独另行支付。

5.2 乙方对安全生产费用应专款专用，乙方应在财务账目中单独列项备查，不得挪作他用，否则甲方有权责令其限期改正；逾期未改正的，可以责令其暂停施工，由此增加的费用和（或）工期的延误由乙方承担。安全生产费用应专项用于以下范围：

（1）完善、改造和维护安全防护设施设备支出，包括施工现场临时用电系统、洞口、临边、机械设备、高处作业防护、交叉作业防护、防火、防爆、防尘、防毒、防雷、防台风、防地质灾害、地下工程有害气体监测、通风、临时安全防护等设施设备支出；

（2）配备、维护、保养应急救援器材、设备支出和应急演练支出；

（3）开展重大危险源和事故隐患评估、监控和整改支出；

（4）安全生产检查、评价、咨询和标准化建设支出；

（5）配备和更新现场作业人员安全防护用品支出；

（6）安全生产宣传、教育、培训支出；

（7）安全生产适用的新技术、新标准、新工艺、新装备的推广应用支出；

（8）安全设施及特种设备检测检验支出；

（9）其他与安全生产直接相关的支出。

5.3 乙方应在工程开工前编制安全生产费用的使用计划，经甲方批准后实施。

5.4 乙方应建立安全用品采购台账，并将购物发票复印件、合格证或质保书、检验资料等证明材料粘附在安全用品采购验收资料附件中存档。乙方应每月将所发生的安全生产费用进行汇总，并报甲方审核。

5.5 甲方有权要求乙方按照批准的安全生产费用使用计划及时投入费用，且有权监督、核查乙方的费用使用情况，乙方挪用安全生产费用、不投入安全生产费用、不足额投入安全生产费用或投入不能满足现场需要的，乙方应及时整改，拒不整改或整改不到位的，甲方有权在工程进度款支付时扣除未投入的费用额度。

5.6 乙方向甲方申请支付进度款时，应提交经过甲方审核批准的安全生产费用明细清单，甲方按批准的金额进行支付，对于未足额使用安全生产费用的，甲方在付款时有权扣除未投入使用的金额。

5.7 乙方安全文明施工措施落实不到位、经甲方或监理单位指出后不能及时整改或拒不整改的，甲方有权另行组织人员进行整改，发生费用从乙方的安全生产费用中扣除。

5.8 乙方分包部分工程的，应当将安全生产费用按比例直接支付分包单位并监督分包单位按照本协议要求使用安全生产费用。

六、乙方 EHS 规范要求

6.1 乙方必须将本协议内容要求传达给本合同涉及范围内工作的其他人员。

6.2 乙方应采取合理的防范措施以防止污染事故发生，保护现场工作人员的安全健康。

6.3 乙方应承担其雇员未遵守环境安全规定所引起的损失和赔偿。

6.4 乙方应按国家规定的《工伤保险条例》为其雇员缴纳工伤保险费。员工发生工伤时，乙方应采取措施使工伤职工得到及时救治。

6.5 乙方应严格遵照并执行本合同涉及范围内的安全许可管理制度及所要求的安全防护措施。有任何违背合同协议中规定的行为，根据影响的严重程度予以处罚扣款，并停止工作直到纠正措施采取。如损及公司之设备或财产时，依实际损失金额扣款。

6.6 乙方的员工进入本合同涉及的项目部施工区域必须遵守这些规定，作为需要进行现场施工的乙方员工，必须在开始工作前接受本合同涉及项目的 EHS 培训方可开始施工。

6.7 乙方必须遵守国家、地方环境安全规定及其他未覆盖的相关法律法规规定。

七、本协议未尽事宜，按国家有关规定，由双方协商解决。

甲方（盖章）：肇庆汇曜新能源科技有限公司 乙方（盖章）：宁波兴晟新能源科技有限公司

附件七

工程质量保修书

甲方（全称）：肇庆汇曜新能源科技有限公司

乙方（全称）：宁波兴晟新能源科技有限公司

甲乙双方根据《中华人民共和国建筑法》《建设工程质量管理条例》等相关法律法规，经协商一致，就 EPC 总承包工程，签订本工程质量保修书。

一、工程质量保修范围和内容

乙方在质量保修期内，按照有关法律、法规、规章的管理规定和双方约定，承担本工程质量保修责任。

本工程的质量保修范围包括【支架、电缆、桥架、并网柜、箱变、光伏接入柜、视频监控系统、防雷接地系统、设备清洗系统。及其他安装所需的各类辅材、附件、配件等设备、预制仓、永久供水和供电及网络通讯等】光伏发电项目以内的全部设备、材料及土建工作，以及双方书面约定的其他项目。

二、质量保修期

本工程质量保修期自乙方本合同范围内的工作全部完成，并经甲方竣工验收合格之日起算。建筑、安装工程质量保修期：

基础设施工程、房屋建筑的地基基础工程和主体结构工程（含加固工程），为设计文件规定的该工程的合理使用年限；

屋面防水工程、有防水要求的卫生间、房间和外墙面的防渗漏，为 5 年；

供热与供冷系统，为 2 个采暖期、供冷期；

电气管线、给排水管道、设备安装和装修工程，为 2 年。

其余土建、安装工程质量保修期为 2 年。

其他设备、材料质量保修期：以该设备、材料出厂质保年限为准。

为避免歧义，若《建设工程质量管理条例》等相关法律、法规或政府主管部门的规范性文件、在招投标文件等合同文件中已有明确规定的保修期中对工程质量最低保修期另有更长的规定，无论乙方最终出具的质量保修书中如何表述，本工程的质量保修期均视为不应短于该规定中的最低质量保修期限。如合同签署后任何适用的法律、法规及规范性文件对质量保修期有更长要求的，适用相关规定。

三、质量保修责任

1、质量保修期内，发生的任何工程质量缺陷或对其造成的损害，凡属于工程质量保修范围内的项目，无论是乙方自身负责的施工项目，还是其分包人负责的施工项目，无论是由于材料有缺陷，或设计引起的，还是由于乙方的施工责任所致，或乙方质量保修期内的行为或疏忽所致，乙方均应在接到保修通知之日起 48 小时内派员赶赴现场进行维修，并在 2 日内或乙方要求的其他合理时间内解决，按照乙方的要求免费修复或更换有质量缺陷的部分工程，并承担由此发生的一切费用。

2、如发生须紧急抢修事故的，乙方接到事故通知后，应立即到达事故现场抢修。

3、如乙方未能在上述期限内采取行动修复质量缺陷，或维修后仍出现同样故障，或未按要求全部修复多项报修项目（特殊情况的时间限制由甲方视情况而定），甲方可委托第三方完成这项工作并且由乙方承担全部风险和费用。甲方由此付出的实际开支及管理费用（按实际开支的 15%计取），应在合同价款中相应地扣除或根据合同约定向承包商索赔。

4、因乙方原因致使工程在合理使用期限内造成人身伤亡和财产损害的，乙方应承担损害赔偿责任。乙方应确保甲方免于因任何第三方的任何索赔主张而遭受任何损害。

5、质量保修完成后，由甲方组织验收。

6、其他保修责任条款，按合同文件的相关规定执行。

四、质量保修金

1、本工程约定的工程质量保修金为工程结算总价的 3 %。质量保修金的保留期为两年。乙方不会因为甲方按合同文件约定保留质量保修金而要求甲方支付任何资金占用利息。

2、如乙方未能履行保修义务，或因乙方责任造成的质量缺陷给甲方造成损失，甲方可直接从质量保修金中或通过行使银行质量保函项下权利的方式扣除相关费用，如不足以弥补甲方损失的，乙方还应就超额部分损失向甲方赔偿。

3、甲方向乙方返还质量保修金，并能不免除乙方尚未到期的保修责任，此后可能发生的保修责任仍由乙方承担。

五、其他

双方约定的其他工程质量保修事项：如合同文件未作约定的，按国家及工程所在地政府主管部门有关规定执行。如国家及工程所在地政府主管部门有关规定要求严于合同文件约定的，按国家及工程所在地政府主管部门有关规定执行。

本工程质量保修书作为 EPC 总承包合同附件，由甲乙双方签署。

甲方（盖章）：肇庆汇曜新能源科技有限公司 乙方（盖章）：宁波兴晟新能源科技有限公司

附件八

单位工程开工报审表

工程名称：_____公司_____MW 项目分布式光伏发电项目 编号：

致：_____公司 _____MW 项目分布式光伏发电项目 业主项目部

我方承担的_____公司 _____MW 项目分布式光伏发电项目工程，已完成了开工前的各项准备工作，特申请于_____年____月____日开工，请审查。

- ☐ 项目管理实施规划（施工组织设计）已审批；
- ☐ 施工图会检已进行；
- ☐ 各项施工管理制度和相应的作业指导书已制定并审查合格；
- ☐ 安全文明施工二次策划满足要求；
- ☐ 施工技术交底已进行；
- ☐ 施工人力和机械已进场，施工组织已落实到位；
- ☐ 物资、材料准备能满足连续施工的需要；
- ☐ 计量器具、仪表经法定单位检验合格；
- ☐ 特殊工种作业人员能满足施工需要。

施工单位（章）：

项目经理：_____

日 期：_____

项目监理部审查意见：

项目监理部（章）：

总监理工程师：_____

日 期：_____

建设单位审批意见：

建设管理单位（章）：

建设单位项目负责人：_____

日 期：_____

本表一式 3 份，由承包人填报，发包人、承包人各一份，监理单位存 1 份。



分布式光伏电站技术要求

***** 修订履历 *****

版本	修订内容说明	备 注
A0	首次发行	
A1.1	添加预制舱、BIPV、气象仪技术要求，完善组件、电缆、箱变、开关柜、支架、防护围栏等技术要求	
A1.2	更新设备白名单、更新箱变能耗等级要求、更新视频监控电源点要求	
A1.3	调整局部技术细节和参数要求，更新设备白名单	
A1.4	增加施工工艺以及施工交底要求	

一、总则

分布式光伏电站应综合考虑项目地的日照条件、土地和建筑条件、安装和运输条件、运维等因素，满足适用、安全、经济、环保、美观，便于安装和维护的要求。在既有建筑物上增设光伏发电系统，必须进行建筑物结构和电气的安全复核，并应满足建筑结构及电气的安全性要求。光伏电站应遵循“无人值班”、简单、实用的总体设计原则。光伏电站中的所有设备和部件，应符合国家现行相关标准的规定，主要设备应通过国家批准的认证机构和产品认证，且所有设备需在本公司主要设备及元器件白名单内。

- 1. 安全性好：着重解决防雷击、抗大风、防火、防爆、防触电和关键设备的防寒、防人为破坏等安全问题；
- 2. 可靠性高：设备余量充分，系统配置先进、合理，设备、部件质量可靠；
- 3. 通用性强：设备选型尽可能一致，互换性好，维修方便。通信接口、监控软件、充电接口配置一致，兼容性好，便于管理；
- 4. 操作性好：自动化程度高，监控界面好，平时能做到无人值守，设备做到免维护或少维护；
- 5. 直观可视性好：现场安装有显示屏，可实时显示电站的发电量、太阳辐射、温度、瞬时功率以及二氧化碳减排量。
- 6. 性能价格比高：在设备选型和土建工程设计中，在保证系统质量、性能的前提下，尽量采用性价比最优的设备，注重经济性和实用性，以节省项目费用减少投资。

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

二、电站总体性能要求

1. 承包方提供的光伏发电系统应能满足发包人提出的性能及质量要求，应确保光伏发电项目各期满足下列技术指标，当由第三方所做的性能试验证明承包方不能达到以下技术指标，发包人将对承包方进行罚款。
 - A. 光伏电站并网竣工验收后首年（365 日历天）年平均电站效率，电站系统效率≥82%, 电站系统效率考核办法为：
 - B. 在光伏电站区的照度仪安装角度同组件安装倾角和方位角相同，以照度仪所测厂区内平均即时全辐照数据 S_G 为基准（W/m²）可获得电站理论即时发电效率 η_i ，具体计算方法如下：

$$\eta_i = \frac{P_s}{P_l} = \frac{P_s}{E_s \frac{S_G}{1000W/m^2}} \quad i = \{1,2,3;\cdots n\}; \quad 1200W/m^2 \geq S_G \geq 100W/m^2$$

- η_i [1] 光伏电站即时效率
- i [s] 即时读数时间间隔（建议以 1 秒为一个时间间隔）
- n [1] 光伏电站即时读数总数量
- P_s [MW] 光伏电站实际功率，以开关站出口功率来计量
- P_l [MW] 光伏电站理论功率
- E_s [MW] 光伏电站实际装机功率
- SG [W/m²] 光伏电站站内实际平均太阳全辐照功率

- C. 年平均电站效率 η_A 具体计算方法如下：

$$\eta_A = \frac{\sum_{i=1}^n \eta_i}{n} \quad i = \{1,2,3,\cdots n\}, \text{ 累计试验各次的环境温度平均值不低于 } 25^{\circ}C, \text{ 同时, 应满足发电量要求;}$$
2. 集中式逆变器最大输入电压≥1000V；最大效率≥98%；欧洲效率≥98%；MPPT 效率应≥98%。
3. 组串式逆变器最大输入电压≥1000V；最大效率≥98.5%；欧洲效率≥98.3%；MPPT 效率应≥98%。
4. 电站年运行故障小时数：累加小于 48 小时(两天，含两天天中的不发电时间)。

 分布式光伏发电项目技术要求	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

5. 电站整体设计必须满足 GB 50797-2012 《光伏发电站设计规范》中的所有要求。
6. 本节未提到的电站设备性能指标及整体性能指标必须满足 Q/GDW617-2011 《光伏电站接入电网技术规定》、GB/T19964-2012《光伏发电站接入电力系统技术规定》、GB50794-2012《光伏发电站施工规范》、GB/T50796-2012《光伏发电工程验收规范》中的所有要求。
7. 本技术要求书并未列举所有技术规范，其中不足及细节部分，将按照设计图纸要求完成。

三、 法规规范和标准

本工程所有设备产品内容包括设计、结构、性能、安装、试验、调试及现场服务和技术服务。所有设备、备品备件，包括从第三方获得的所有附件和设备，均应遵照最新版本的行业标准、国家标准（GB）和 IEC 标准及国际单位制（SI），这是对设备的最低要求，包括但不限于：

中华人民共和国国家标准（GB），行业和企业标准及协议，在国内标准不完善的情况下，可参照选用 IEC 标准或双方认定的其它国家标准。

包括前述章节所列标准，同时包括但不限于下述法规及标准：

序号	规范和标准
1	GB 50797-2012 《光伏电站设计规范》
2	GB/T 50796-2012 《光伏发电工程验收规范》
3	GB 50794-2012 《光伏电站施工规范》
4	GB 50795-2012 《光伏发电工程施工组织设计规范》
5	GB/T 18479-2001 《地面用光伏（PV）发电系统概述和导则》
6	GB/T 18210-2000 《晶体硅光伏（PV）方阵 I-V 特性的现场测试》
7	GB/T 20513-2006 《光伏系统性能监测 测量、数据交换和分析导则》
8	GB/T 6495.3-1996 《光伏器件第三部分：地面用光伏器件的测量原理及标准光谱辐照数据》
9	Q/GDW617-2011 《光伏电站接入电网技术规定》
10	Q/GDW618-2011 《光伏电站接入电网测试规程》
11	GB/T 19964-2012 《光伏电站接入电力系统技术规定》
12	DL5000-2000 《火力发电厂设计技术规程》
13	DL5028-2015 《电力工程制图标准》
14	GB50229-2006 《火力发电厂与变电所设计防火规范》
15	GB50009-2017 《建筑结构荷载规范》
16	GB50010-2010 《混凝土结构设计规范》
17	GB50017-2003 《钢结构设计规范》
18	GB50003-2011 《砌体结构设计规范》
19	GB50011-2010 《建筑抗震设计规范》
20	GB50191-2012 《构筑物抗震设计规范》
21	GB50007-2011 《建筑地基基础设计规范》
22	JGJ79-2012 《建筑地基地基处理技术规范》
23	DL5022-2012 《火力发电厂土建结构设计技术规定》
24	DL/T5024-2005 《电力工程地基处理技术规程》
25	DL5027—93 《电力设备典型消防规程》
26	GB 50016-2014 《建筑设计防火规范》
27	GB 50140-2005 《建筑灭火器配置设计规范》

序号	规范和标准
28	GB50116-98《火灾自动报警系统设计规范》
29	GB 50166-2007《火灾自动报警系统施工及验收规范》
30	GB 50084-2005《自动喷水灭火系统设计规范》
31	GB 50014-2006《室外排水设计规范》
32	GB 50013-2006《室外给水设计规范》
33	GB50015-2003《建筑给排水设计规范》
34	DL/T 5032-2005《火力发电厂总图运输设计技术规程》
35	GB 50108-2008《地下工程防水技术规范》
36	JGJ 107-2003《钢筋机械连接通用技术规程》
37	GB/T11263-1998《热轧 H 型钢和部分 T 型钢》
38	冶金部 YB3301-92《焊接 H 型钢》
39	冶金部 YB4001-91《压焊钢格栅板》
40	DL 5053-2012《火力发电厂劳动安全和工业卫生设计规程》
41	DL400-2010《继电保护和安全自动装置技术规程》
42	DL/T 5153-2002《火力发电厂厂用电设计技术规定》
43	DL/T5136-2012《火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程》
44	SDJ26-89《发电厂、变电所电缆选择与敷设设计规程》
45	DL 5390-2007《火力发电厂和变电所照明设计技术规定》
46	GB 50060-2008《3~110KV 高压配电装置设计规范》
47	DL/T620-1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》
48	GB/T 50065-2011《交流电气装置的接地设计规范》
49	GB 50063-2008《电测量及电能计量装置设计技术规程》
50	GB 50217-2007《电力工程电缆设计规范》
51	DL 5041-2012《火力发电厂厂内通信设计技术规定》
52	GB50057-94《建筑物防雷设计规范》
53	DL 5044-2004《电力工程直流系统设计技术规定》
54	GB 50054-2011《低压配电设计规范》
55	GB50058-92《爆炸火灾危险环境电力装置设计规范》
56	GB50217-2007《电力工程电缆设计规范》
57	《闭路电视系统相关的设计、安装、调试、验收规范》
58	GB50221—95《钢结构工程质量检验评定标准》
59	HGJ 229-1991 工业设备、管道防腐蚀工程施工及验收规范
60	YB 9256-1996《钢结构、管道涂装技术规程》
61	建质(96)111 号《火电工程调整试运质量检验及评定标准》
62	GB 50150-2006《电气装置安装工程电器设备交接试验规程》
63	JJG 74-2005《工业过程测量记录仪检定规程》
64	JJG351—96《工作用廉金属热电偶检定规程》
65	JJG 882-2004《压力变送器检定规程》
66	GB10060-2011《电梯安装验收规范》
67	DL 558—94《电业生产事故调查规程》

序号	规范和标准
68	《电业建设事故调查规程》
69	电安生(1995)687《电力生产安全工作规定》
70	JGJ59—99 建设工程施工现场管理标准
71	国电办(2000)3号《关于颁发国家电力公司〈安全生产工作规定〉的通知》
72	电建(1995)543号《电力建设文明施工规定及考核办法》
73	电建(1995)36号《电力建设工程质量监督规程》
74	建设协调建质(1995)140号《电力建设消除施工质量通病守则》
75	《火电机组达标投产考核标准》(1998年版)及其相关规定
76	GB156-2007《标准电压》
77	GB2099-80《单相、三相插头插座技术条件》
78	GB12476.1-2000《爆炸性粉尘环境用防爆电气设备粉尘防爆电气设备》
79	GB7595-2008《运行中变压器油质标准》
80	GBJ46—2005《施工现场临时用电安全技术规范》
81	GB50194—93《建设工程施工现场供用电安全规范》
82	DL / T5047E—1995《电力建发施工及验收技术规范》(锅炉机组篇)
83	GB 50168-2006《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》
84	GB50170—2006《电气装置安装工程旋转电机施工及验收规范》
85	GB50172—2012《电气装置安装工程蓄电池施工及验收规范》
86	GB50182—2002《电气装置安装工程电梯装置施工及验收规范》
87	GB50231-2009《机械设备安装工程施工及验收通用规范》
88	GB50235-2010《工业金属管道工程施工及验收规范》
89	GB50236-2011《现场设备工业管道焊接工程施工及验收规范》
90	GB50254~GB50257-96《电气装置安装工程施工及验收规范》
91	GB 50303-2002 建筑电气工程施工质量验收规范
92	GB 50303-2002 建筑电气工程施工质量验收规范
93	GBJ147-2010《电气装置安装工程高压电器施工及验收规范》
94	GB 50148-2010《电气装置安装工程变压器、互感器、电抗器施工及验收规范》
95	GB 50149-2010《电气装置安装工程母线装置施工及验收规范》
96	GB 50235-1997《工业管道工程施工及验收规范》
97	GBZ 1-2010《工业企业设计卫生标准》
98	GBZ2-2002《作业环境空气中有毒物质职业接触标准》
99	GB55001-2021《工程结构通用规范》

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

四、设计范围

4.1 概述

承包方承接的总承包项目，需负责分布式光伏电站工程的备案、接入方案办理、设计、采购和施工（EPC）/交钥匙总承包建设，其工作范围为：工程勘测、初步设计、设计概算、电力接入设计、全厂施工图设计、非标准设备施工图设计、竣工图设计、建筑单体荷载核算及加固设计（如有）、可研报告（如需），相关设计图纸、试验资料、认证资料、设备合格证检测等出厂资料（纸质和电子版，其中电子版图纸为 2004 版 CAD 文件和 PDF 扫描件）。

光伏电站的设计应满足本文件的设计指标要求，超出设计控制指标要求的项目应做专题论述，说明并根据项目实际情况提出合理建议的设计控制指标。各阶段设计成品需经我司确认后方可实施。乙供主要设备材料的技术协议需按我司提供的模板签订，并提交我司确认、存档。设计变更单及工程联系单需经我司确认后方可实施。

五、技术要求

5.1 总则

本要求中提出了最低限度的技术要求，并未对一切技术细节规定所有的技术要求和适用的标准，详细技术要求详见 EPC 合同设备技术规范，承包方提供的产品应满足本要求及设计文件的要求。承包方应保证提供符合本要求和有关最新国家标准的优质产品及其相应服务。对国家有关安全、健康、环保等强制性标准，必须满足其要求。屋顶荷载计算模型参数、荷载计算书、出具的荷载报告及加固设计方案须按最新国标要求执行。

5.2 光伏电气一次系统

光伏电站内各发电单元与光伏发电母线的连接方式，应考虑运行可靠性、灵活性、技术经济合理性和维修方便等条件综合比较确定。

须综合考虑厂区变压器容量、各个车间用电负荷、远期厂区光伏可安装容量，合理规划设计光伏并网接入点及各并网容量。

污秽等级按项目所在地按照国标设置，所有电气设备容量和绝缘按海拔高度修正。

5.2.1 光伏阵列布置原则

- 1. 整个光伏发电区域的布置应根据现场情况、设备特点和施工条件等因素，合理安排，最大限度避开阴影。设备设计位置需满足电气规范要求，光伏方阵宜采用单元模块化的布置方式。
- 2. 屋顶荷载根据结构专业对建筑物的结构承载核算为准，结合现场实际情况进行屋面组件排布。
- 3. 考虑现场积灰、积雪等因素要求，混凝土屋顶发电单元应保证太阳能组件最低点离地面（或屋面）净距不小于 0.3m 。
- 4. 对于现场安装光伏系统，要结合现场设计的荷载能力进行光伏设备的布置，屋顶的荷载核算须按最新国标要求取值，建筑屋顶加固后荷载承载能力满足光伏电站新增的恒荷载。
- 5. 光伏组件的布置必须考虑前、后排及周围的阴影遮挡问题。应通过计算确定阵列支架单元行、列距离或光伏组件阵列与建筑物的距离。阴影避让原则上项目

- 地冬至日真太阳时 9：00 至 15：00 无阴影遮挡，阴影设计不在此范围的需先与甲方技术确认并获得许可后方可执行；对于有女儿墙或者护栏的屋顶，组件与女儿墙、护栏的间距不小于 900mm，如果女儿墙或者护栏产生的阴影大于此值，则需优先避让阴影。
6. 固定倾角安装角度，对于彩钢瓦屋面，宜采用顺坡平铺；对于水泥屋面，南方区域安装倾角优先考虑 5-10 度，北方(以纬度 34 度为界)优先考虑 15-25 度。
7. 在进行光伏组件组串在支架上的布置方式设计时，应进行多方案比较，综合考虑各项技术及经济指标，选择最优布置方式。每块组件上须至少加装 2 只带清水涂层的光伏导水排泥夹。
8. 光伏阵列的布置，还应考虑施工安装、运行维护的便利性等其它因素。
9. 组件串/并联数量
- A. 光伏组件串联形成的组串，其根据当地最低气温时最高开路电压不允许超过逆变器输入电压及光伏组件自身最高允许最大直流电压。
- B. 光伏组件的串联数量选择应考虑逆变器的最佳输入电压、当地的太阳辐射条件、环境温度条件等多种因素。光伏组件的输出功率与太阳辐射强度成正比，但与环境温度成反比，其变化规律并非简单的直线关系。另外，环境温度一般又与太阳辐射强度成正比。因此，分析光伏组件串联后的电压时，应根据光伏电站所在地的气候特点综合考虑上述关系。
- C. 同一组串严禁有不同方向、不同角度、不同电性能参数的组件串入；同一路 MPPT 的组串严禁有不同方向、不同角度、不同数量、不同电性能参数的组串串入。
- D. 为降低直流损耗，串联后的光伏组件组串输出电压宜在满足 9-a 条款且接线方便的前提下，尽可能取高值。光伏组件组串的并联数量应考虑光伏电站所在地的太阳辐射条件、环境温度条件和其它气象条件（如大风、沙尘天气频率等）以及直流通路上的损耗对光伏阵列实际输出功率的影响。光伏方阵的安装容量与逆变器额定容量之比符合下列规定并应满足当地要求，具体以软件模拟：
- 一类太阳能资源地区，不宜超过 1.15；
- 二类太阳能资源地区，不宜超过 1.35；
- 三类太阳能资源地区，不宜超过 1.45。

10. 子方阵容量选择

大型独立光伏电场组件的布置，一般通过光伏阵列的分区、分级排布来实现。分区以光伏电场箱式变压器为对象，把光伏电场划分为若干个相对独立的交流发电子系统，分区容量宜为 1~2.5MW 系统。

11. 逆变器布置

为降低直流损耗，逆变器室一般应布置在各子方阵的中间部位。如用地条件限制，也应以各光伏组件支架单元到逆变器室的距离均较短为原则。箱式变位于各光伏阵列内靠近逆变器附近布置。电池组件接线以及汇流箱的布置串联接线应注意回路内各电池组件的工作电流是否匹配，工作电流主要受太阳辐照度影响。因同一时刻相同斜平面上的电池组件工作电流相同，晶硅电池组件按东西长度方向接电池组件数量串联回路。并联接线应注意各串联回路的工作电压是否匹配，工作电压主要受电池工作温度影响，串联回路的工作电压还受接线电缆上的电压损耗影响。为减少串联回路工作电压的差异，把位置相近的串联回路进行并联，一级汇流箱在布置时，考虑设于串联回路中间。

5.2.2 集电线路要求

1. 高压集电线路

- A. 电缆采用直埋穿管敷设及电缆沟敷设方式，电缆管埋深应该根据当地土壤冻胀性及相关国家标准确定，光缆应尽可能与电缆同路径，需满足相互间距要求；电缆敷设路径选择应综合考虑长度、施工、运行和维修方便等因素，做到经济适用、安全合理。
- B. 电缆额定电压根据系统接地方式（消弧线圈接地或小电阻接地）的不同，采用 26/35kV 或 21/35kV（8.7/15kV 或 6/10kV）。
- C. 直埋电缆须选用交联聚乙烯绝缘聚氯乙烯护套铠装式电缆（ZRC-YJV22）；根据当地水文及气象条件，必要时电缆采用防水防腐型或耐寒型。
- D. 电缆导体允许最小截面的选择，应同时满足载流量和通过系统最大短路电流时热稳定的要求。交流电缆选型时应满足逆变器到箱变、箱变到并网点的压降尽量接近，确保最远处至并网点总压降不大于 4%，提供电缆线损计算表。
- E. 电缆载流量的计算应考虑不同地温、不同土壤热阻系数和直埋多根并行敷

设时载流量校正系数。

- F. 集电线路应采用电缆沟、电缆穿管及直埋等相结合的电缆敷设方式。光伏电站内高压集电线路电缆沿道路两侧预埋敷设。直埋电缆敷设完毕后，应沿敷设路径上方加装，电缆标识警示标识。

2. 直流集电线路

直流电缆选型时应尽量降低直流电缆损耗、减少电缆用量、节约投资。

- A. 直流电缆选型时应满足各路电池组串至逆变器直流侧的压降尽量接近，确保最远处电池组串至逆变器直流侧平均压降不大于 2%，需提供线缆清册以及电线压降计算表。根据直流系统选择电压（1000V/1500V）相匹配的光伏线。
- B. 每个电池组串至逆变器或汇流箱电缆选用同型号电缆，宜采用单芯阻燃辐照防紫外线电缆（PV1-F/H1Z2Z2-K）。导体采用镀锡高纯度无氧铜，电气性能及结构符合 ASTMB33/ASTMB172。绝缘采用热固性环保绝缘材料，护套采用热固性辐照交联聚氯乙烯环保耐紫外光护套材料。
- C. 汇流箱出口至直流柜间直流电缆宜采用双芯电缆，可根据输送距离、额定电流及压降限制等因素选择直流电缆截面。
- D. 直流电缆采用电缆沟、电缆穿管、直埋及电缆桥架等相结合的电缆敷设方式，电缆埋深应该根据当地土壤冻胀性及相关国家标准确定，电缆走向应明晰简短且尽量同路径以减少开挖量。
- E. 交直流电缆原则上不应有中间接头，如敷设的电缆长度超过最大制造长度时，可以有中间接头，交流电缆中间接头应有保护盒（防火防爆）、直流电缆中间接头应有保护套管等措施。
- F. 光伏直流专用电缆需要通过 TUV 认证。

3. 通信线路

- A. 每 1~2.5MWp 光伏发电子系统的计算机监控系统宜采用光纤环网或星型网拓扑结构，监控范围为每个光伏发电子系统内的逆变器、汇流箱、直流柜及 10kV、20kV、35kV 升压变电站。
- B. 场内通信线路路径与敷设方式与集电线路相同，当集电线路采用架空线路时，宜采用 ADSS 自承式光缆线路，与架空线同杆架设；集电线路为电缆线路时，采用直埋型光缆，与电缆线路尽量同路径敷设。

- C. 根据集电线路路径将发电子系统分成若干组，每组利用纤芯形成独立的光纤环网接入集中监控系统，光缆宜选用单模光缆。
- D. 每 1~2.5MW_p 子方阵内若干个汇流箱采用串行连接，同一串行连接的汇流箱距逆变器室数据采集装置最远距离不应超过其最大传输距离 200m。
- E. 每 1~2.5MW_p 子方阵内汇流箱间通讯电缆宜采用直埋敷设，尽量与直流汇流电缆同路径，埋深与直流电缆相同，满足相互间距要求。
- F. 项目就地监控系统除提供设备的各种测量数据外，还需向监控及数据中心转发各种设备和通信状态信号，满足集控中心远程监控要求。

5.2.3 无功补偿要求

根据《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定》（国家电网科[2011]663 号）规定，大中型光伏电站应配置无功电压控制系统，具备无功功率及电压控制能力。根据电力调度部门指令，光伏电站自动调节其发出（或吸收）的无功功率控制光伏电站并网点电压在正常运行范围内，其调节速度和控制精度应能满足电力系统电压调节的要求。

考虑光伏电站低出力方式下，由于站内无功损耗，可能导致光伏侧并网点功率因数较低，承包商应根据电力公司出具的接入方案的意见，设置无功补偿设备，或电力公司无要求但设备运行后出现功率因数不达标，承包方需增加无功补偿装置，须确保工厂用电的功率因数满足电网要求。

1. 为减少对原有无功补偿设备的影响，低压并网点应设置在原有无功补偿设备的采样 CT 与低压总断路器之间。配置有 SVG 设备的项目，其无功信号应从企业关口表（电网与企业的产权分界点）处采集。
2. 对于低压并网项目，光伏安装前一年存在月度功率因数低于 0.90 的，必须按照变压器分组配置并联电容器补偿柜（智能电容器可实现分段投切功能），电容器容量按照不低于该变压器下所接入的光伏组件容量的 20%配置；新增电容器后采样 CT 用原有电容器的采样 CT，用新增电容器的控制器。并联电容器装置的设计应符合现行国家标准《并联电容器装置设计规范》GB50227 的规定。
3. 10kV 及以上高压并网项目，视电网要求配置 SVG 成套装置。

5.3 设备技术要求

设备品牌以我方提供的设备白名单内容为准。引用附录规范如与本节内容有

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

矛盾之处，以本节正文描述为准。

5.3.1 组件

1. 组件类型选择：彩钢瓦屋顶平铺宜用单玻组件（N型组件除外），其它固定倾角安装场景优先采用双玻双面组件。
2. 必须为国内外知名品牌并应满足设备白名单，指定品牌须在工信部《光伏制造行业规范条件》企业名单内；
3. 应具有 TUV 或 UL 或 CQC 等相关认证；
4. 满足国家政策要求，光伏组件产品应满足《光伏制造行业规范条件》相关指标要求。其中，单晶硅电池组件转换效率 $\geq 22.5\%$ 。单晶硅组件自投产运行之日起，首年内衰减率 $\leq 1.5\%$ 。
5. 组件到货时，甲方或其委托的监理单位组织第三方、供货方、乙方对到货组件的外观、EL 等进行抽样检查，抽检比例为组件总数量的 2%（且不少于 120 块），由第三方出具组件检测报告，甲乙双方记录到货检组件的隐裂率执行 AQL2.5，并做好验收交接记录；
6. 电性能测试 IEC61215 特殊检验 S-3 级根据现场测试结果进行综合分析和判断，根据结果，确定是否接收、整改或不接收；
7. 抽样标准按照 GB/T2828 中的单次正常抽样计划。除特殊测试之外，对于通常的产品外观结构及功能电气参数按一般检验 II 级检验水准执行。外观 MA AQL2.5；MI AQL4.0；EL AQL2.5；功率不允许负偏差。

5.3.2 线缆

1. 必须为国内外知名品牌并应满足设备白名单；
2. 线缆有 TUV、3C 或 UL 认证；
3. 具体要求及技术指标可参照线缆技术规范标准要求，直流电缆以及交流高压侧电缆选用无氧全铜质电缆，交流低压侧电缆选用符合设计要求的铝合金电缆。如：光伏发电项目电力电缆、直流电缆技术规范；光伏发电项目光伏专用电缆技术规范书。

5.3.2.1 执行标准

GB/T 12976-2008 额定电压 35kV 及以下铜芯纸绝缘电缆

GB 50217-2018 电力工程电缆设计规范

GB 50168-2018 电缆线路施工及验收规范

GB/T 7594-1987 电线电缆橡皮绝缘和橡皮护套

GB/T 3048-2007 电线电缆电性能试验方法

GB/T 2951-2008 电缆绝缘和护套材料通用试验方法

GB/T 12666-2008 电线电缆燃烧试验方法

5.3.2.2 光伏电缆

5.3.2.2.1 导体技术要求

- 1. 电缆导体材质要求为铜电缆，电缆导体的长期允许最高工作温度为 120℃，短路温度 200℃ (5 秒)。电缆耐受环境温度：-40℃~90℃。
- 2. 阻燃等级不低于 C 级，设计方案等需明确标识电缆阻燃等级、型号等相关信息。
- 3. 电缆导体的材料应符合国家相关的规定。
- 4. 导体的结构、性能及外观应表面光洁、无油污、无损伤绝缘的毛刺、锐边以及凸起或断裂的单线。

5.3.2.2.2 绝缘要求

- 1. 绝缘建议为挤出而成的无卤材料。
- 2. 绝缘应材质均匀，在剥离绝缘时不应损伤导体或镀锡层。
- 3. 电缆的绝缘最薄点厚度不小于 0.5mm.
- 4. 绝缘应紧密挤包在导体上，断面应无目力可见的气泡和杂质，外观圆整，容易剥离且不损伤导体。
- 5. 绝缘线芯应能经受交流为 50Hz 6kV 试验电压的火花试验（作为中间检查）。

5.3.2.2.3 护套要求

- 1. 护套应为挤出而成的无卤耐紫外线辐照材料。
- 2. 电缆的护套最薄点厚度不小于 0.5mm.
- 3. 护套表面光滑、圆整、色泽均匀且应光洁、无气泡、焦粒等缺陷。
- 4. 光伏电缆详细技术参数如下表所示。

光伏电缆技术参数表

序号	名称	单位	参考标准
----	----	----	------

	产品标准		
1	产品型号		PV1-F
2	额定电压		0.6/1kV AC,1800V DC
3	额定温度	℃	-40~+125
4	弯曲半径		
4.1	固定安装		> 4×Cable OD
4.2	间或移动		> 5×Cable OD
5	使用寿命(-40℃~+90℃)	年	≥25
6	结构及材料		
6.1	导体材料	-	镀锡软铜线
6.3	导体截面	mm ²	4.0
6.4	导体结构	N/mm	56/0.3
6.5	导体外径	mm	2.6
6.6	绝缘、护套材料	-	辐照型低烟无卤交联聚烯烃
6.7	电缆外径	mm	6±0.2
6.8	护套颜色		正红-负黑
7	最大载流量(at 60℃)	A	55
8	试验电压	kV/min	6.5/5, 50HZ
9	导体最大直流电阻(at20℃)	Ω /km	≤5.09
10	绝缘电阻(at 20℃)	Ω cm	≥1014
11	PH 值	-	≥4.3（IEC 60754）
12	电导率	uS/mm	≤10（IEC 60754）
13	防火性能	-	IEC 60332-1
14	耐酸碱试验		EN 60811-2-1
15	烟雾排放		IEC 61034； EN50268-2
16	低火灾荷载		DIN51900
17	耐日光试验		HD 605/A1
18	RoHS		2002/95/EC

5.3.2.3 电力电缆

执行标准

GB/T	6995	电线电缆识别标志方法
GB/T	3956	电缆的导体
GB/T	2952	电缆外护层
GB/T	3048	电线电缆电性能试验方法
GB/T	2951	电缆和光缆绝缘和护套材料通用试验方法
GB/T	11019	电缆用铜带
GB/T	14315	电力电缆导体用压接型铜接线端子和连接管
GB	311.1	高压输变电设备的绝缘配合

GB/T	19001	质量管理体系要求
GB/T	19666	阻燃和耐火电线电缆通则
GB/T	17650	取自电缆或光缆的材料燃烧时释出气体的试验方法
GB/T	17651	电缆或光缆在特定条件下燃烧的烟密度测定
GB/T	18380	电缆和光缆在火焰条件下的燃烧试验
JB/T	8137	电线电缆交货盘

5.3.2.3.1 主要技术参数和性能要求

1. 导体：高低压电缆导体材质要求为铜电缆，导体表面应光洁、无油污、无损伤屏蔽及绝缘的毛刺、锐边，无凸起或断裂的单线。导体应为绞合紧压，紧压系数不小于 0.9，其他应符合 GB/T 3956 的规定。
2. 绝缘材料建议采用交联聚乙烯料，绝缘标称厚度符合 GB/T 12706.1 的规定，绝缘厚度平均值应不小于标称值，任一点最小测量厚度应不小于标称厚度 t_n 的 90%。任一断面的偏心率 $[(\text{最大测量厚度}-\text{最小测量厚度})/\text{最大测量厚度}]$ 应不大于 10%。
3. 电缆的绝缘偏心度应符合下式规定： $(t_{\text{max}}-t_{\text{min}})/t_{\text{max}}\leq 15\%$
式中 t_{max} ——绝缘最大厚度,mm； t_{min} ——绝缘最小厚度,mm。 t_{max} 和 t_{min} 在绝缘同一断面上测得。
4. 密封和牵引头：电缆两端应用防水密封套密封，密封套和电缆的重叠长度应不小于 100mm。如有要求安装牵引头，牵引头应与线芯采用围压的连接方式并与电缆可靠密封，在运输、储存、敷设过程中保证电缆密封不失效。

5.3.2.3.2 电缆敷设要求

1. 电缆敷设可采用直埋（套管）、电缆沟、电缆桥架、电缆线槽等方式。对于需要使用轧带固定线缆的材料一律使用不锈钢材质的轧带。用于电缆电力电缆和控制电缆宜分开排列。（不同电压等级电缆共通道敷设时，需要做到物理隔离），根据分布式光伏电站的特性，优先选用场内已有电缆沟、电缆桥架及预埋管。
2. 电缆沟不得作为排水通路，电缆严禁敷设于排水沟或其他带腐蚀性环境内。
3. 电缆桥架内线缆垂直敷设时，在缆线的上端和每隔 1.5m 处应固定在桥架的支架上，水平敷设时，在缆线的首、尾、转弯及每隔 3-5m 处进行固定。
4. 电缆穿管管径及电缆数量符合现有规范要求。预埋管应使用 HDPE 管或 MPP 管，

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

过路时必须选用热镀锌钢管。管径须大于电缆直径的 1.5 倍。

5.3.3 逆变器

1. 必须为国内外知名品牌并应满足设备白名单；
2. 逆变器有 CCC、CE、TUV、UL 认证并通过中国电力科学研究院等权威机构测试；
3. 由符合相应的图纸和工艺要求所规定的材料和元件制造，经过制造厂的常规检验、质量控制、按合格方法生产。设备应该是完整的，附带制造厂的储运、安装和电路连接指示；
4. 适应使用环境，特殊环境需要对逆变器等环境温度、相对湿度、海拔高度、地震烈度、污秽等级、盐雾、IP 等级等使用环境条件进行校验；
5. 逆变器主要设备、电子元器件按要求的主要元器件品牌，详见设备白名单；
6. 满足国家电网公司、南方电网公司相关并网技术要求；
7. 逆变器的具体要求及技术指标可参照逆变器技术规范标准；
8. 因业主要求有遮挡且必须安装的区域，低压并网项目须选用微型逆变器，高压项目组件须配置优化器。

5.3.4 汇流箱（如需）

1. 须为国内外知名品牌并应满足设备白名单；
2. 汇流箱有 CCC、CE、TUV、UL 认证；
3. 防护等级不低于 IP65，，水上安装的汇流箱防护等级应不低于 IP67；
4. 汇流箱应垂直安装，且距离地面高度不宜小于 0.6m；
5. 汇流箱接地线应采用 16mm² BVR 黄绿铜芯电缆；
6. 汇流箱的具体要求及技术指标可参照汇流箱技术规范标准。

5.3.4.1 总体要求

1. 防雷汇流箱底部进线，悬挂式安装，箱体设计满足自然散热要求，箱体内不应加装风扇等旋转电气元件。
2. 防雷汇流箱应有足够的机械强度和刚度，防雷汇流箱箱体采用厚度不小于 1.5mm 的冷轧钢板弯制，箱体结构应密封、防尘、防潮，抗紫外线、抗老化、耐寒耐高温、防风沙。
3. 防雷汇流箱外壳防护等级不低于 IP65，防雷汇流箱箱体的光伏阵列电缆进线孔、直流输出出线孔、接地线引出电缆孔和通信电缆接线孔均采用 IP67 防护

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

- 等级的电缆接头。柜体的接地端子应以截面不小于 16mm² 的多股铜线与接地母线直连。至少设置 1 个接地端子，并标有明显的保护接地符号。
- 直流智能防雷汇流箱内元件的温升不允许超出 CNCA/CTS0001-2011A《光伏汇流设备技术规范》允许温升限值，电气连接处的最大温升不能超过 20℃。在最坏环境条件下，直流智能防雷汇流箱内部环境温度与外部环境温度的温差最大不得超过 5℃。
 - 汇流箱必须带防直流侧拉弧功能。

5.3.4.2 防雷汇流箱技术性能要求

- 防雷汇流箱工作电压： DC300V~DC1500V
- 防雷汇流箱形式： 8~16 路输入，1 路输出，带输出电压、支路电流、输出功率、箱内温度、断路器状态、避雷器状态检测，所有信息通过 RS485 通讯接口向上传递。
- 防雷汇流箱出线直流断路器技术参数要求：

汇流箱的输出直流断路器采用白名单内品牌的光伏专用直流断路器，直流断路器额定电压不低于 DC1500V，壳架电流等级不低于 400A，根据使用环境和使用方式修正后的额定电流不低于 200A，断路器应具备速断（磁脱扣）和过流（热脱扣）保护功能，断路器磁脱扣电流（5-10）*I_n 可调，断路器热脱扣电流（0.8-1）*I_n 可调，额定电压下的额定短路分断能力不能低于 36kA、极限短路分断能力不能低于 36kA。直流智能防雷汇流箱中使用的直流断路器必须满足正负极对称绝缘的技术要求， 同时，必须满足正负极对称隔离的技术要求。直流断路器标配辅助触点（用于反馈断路器状态）。
- 防雷汇流箱内直流防雷器技术参数要求：

汇流箱输出端配置光伏专用直流防雷器采用白名单内品牌的产品，防雷器具备正负极对地和正负极之间的雷电防护功能，最大持续工作电压不低于 DC1600V，最大放电电流 40kA ，标称放电电流 20kA ，电压保护水平（U_p）： ≤4.0kV。响应时间 25 纳秒，运行环境温度-40~+80℃。

光伏专用直流防雷器可通过附加触点向监控通信设备提供防雷器的工作状态。
- 直流熔断器技术参数要求

汇流箱的每个支路正极、负极中均应采用白名单内品牌的光伏专用直流熔断器

- 和熔断器座，额定电压 DC1500V，光伏专用熔断器的额定电流 25A，分断能力不小于 33kA。
- 光伏专用直流熔断器和熔断器座的选型采用光伏专用熔断器品牌、直流智能防雷汇流箱自身的实际技术状态、特点及其实际应用环境选择。所使用的光伏专用熔断器必须保证在-40℃~+70℃温度范围内可靠运行；在-40℃~+70℃温度范围内，光伏专用熔断器工作电流的变化应控制在熔断器额定工作电流的±10%以内。
6. 辅助电源技术参数
- 防雷汇流箱应采用自供电方式，直接从光伏阵列取电。汇流箱中辅助电源的工作电压为 DC300~1500V，该辅助电源直接从光伏阵列取电，为汇流箱内的二次设备提供电源。辅助电源输入端应设置保护用直流熔断器。
7. 通信设备技术参数
- 汇流箱应配备检测通信设备，通过 RS485（Modbus 协议）将每个光伏组串的电
流、汇流箱的输出电压、防雷器的状态、断路器状态、输出功率、箱内温度等。
- 如断路器、防雷器等出现故障，汇流箱内的检测通信设备应能够准确判断断
路器、防雷器的故障状态并通过 RS485 发送对应的故障信号。
- 汇流箱的智能监测通信设备须具备在本地通过手工设置通信地址、通信速率、奇偶校验位、停止位等信息的功能，同时，还应具备通过软件设置通信地址、通信速率、奇偶校验位、停止位等信息的功能。
8. 汇流箱的防护等级
- 汇流箱的外壳防护等级不应低于 IP65，电缆接头的防护等级应为 IP67。
9. 汇流箱的绝缘耐压和爬电距离
- 汇流箱的输入电路对地、输出电路对地、输入对输出的绝缘电阻应不小于 20MΩ，绝缘电阻只作为绝缘强度试验参考。汇流箱的输入对地、输出对地、输入对输出应承受 AC2000V，50Hz 的正弦交流电压 1min，不击穿，不飞弧，漏电流<10mA。
- 汇流箱应满足的最小电气间隙和爬电距离如下表所示：

额定直流电压 UN(V)	最小电气间隙(mm)	最小爬电距离(mm)
--------------	------------	------------

1500	20	30
------	----	----

10. 铜芯电缆

防雷汇流箱内的电缆应采用白名单内品牌的高品质阻燃型铜芯电缆，电缆的耐压不低于 DC1500V。直流智能防雷汇流箱内汇流铜排的有效截面积不小于 70mm²。

11. 电缆接头

电缆接头应采用国内外知名厂家的产品，电缆接头的材料应防潮，防晒、抗紫外线、抗老化，防护等级 IP67，能够在极端室外环境下长期可靠运行。

5.3.5 箱变

1. 须为国内外知名品牌并应满足设备白名单；
2. 光伏电站升压变压器的选择应符合现行行业标准《导体和电器选择设计技术规定》DL/T 5222 的规定，参数宜按现行国家标准《干式电力变压器技术参数和要求》GB/T 10228、《三相配电变压器能效限定值及节能评价值》GB 20052 或《电力变压器能效限定值及能效等级》GB 24790 的规定进行选择；
3. 分布式变电站变压器宜选用自冷式、低损耗电力、无励磁调压变压器；
4. 分布式光伏电站升压变压器宜选用高压（低压）预装式变压器，在无特殊要求时选用欧式箱式变压器（干式为 SCB13、SCB14、SCB15 系列），变压器能耗等级满足当地电网要求；
5. 箱式变压器户外布置时，沿海地区防护等级应达到 IP65，其他地区防护等级应达到 IP54；
6. 变压器可以为双分裂绕组和双绕组型式，需根据所选逆变器的特点来确定；
7. 箱变应能进行远程监控，应配置箱变测控装置，具备智能接口和 2 个小时的自供电功能，并应带光纤环网通讯功能，可采集 1~2.5MW 分区内逆变器、汇流箱等通讯数据；
8. 箱变内应装设辅助干式变压器，供箱变自用电及检修用电；
9. 箱变的具体要求及技术指标可参照箱变技术规范标准。

5.3.5.1 箱变技术总体要求

1. 箱式变压器采用欧式结构，分为开关柜室、变压器室及低压室，低压配电屏、高压柜、变压器及其他各部分分别安装在相互独立的隔室内。

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024 年 07 月 30 日

分布式光伏发电项目技术要求

- 箱式变压器具有高压开关，变压器选用干式变压器；低压主进开关采用框架断路器；高、低压均采用电缆进出线。
- 全部绕组均应采用铜导线或铜箔，铜导线优先采用半硬铜导线，材质为 99.99% 无氧电解铜。树脂绝缘材料采用进口材料，采用耐热、高密度、灰分低的绝缘材料作为匝间绝缘，确保绕组内不发生局部放电和绝缘击穿。
- 箱式变压器应设置温度监测装置及防凝露控制装置。温度监测装置应具备 4 路测温传感器、4-20mA 电流输出功能以及超温报警输出功能（含报警及跳闸无源独立干接点）等。防凝露控制装置具备加热除湿功能。环境较为潮湿的项目，高低压柜内应设抽湿机，最终以项目需求为准。

5.3.5.1.1 开关柜室基本要求

- 开关柜进线方式采用电缆连接。
- 柜体外壳及柜内隔板采用钢板折弯成型后拼装而成，有足够的强度和刚度。
- 元器件的安装位置应便于操作和维修，连接线有相色标识。
- 电缆室内应留有较大空间，其地板为可拆卸的铝板，并配置相应的电缆固定夹及塔形橡胶圈，电缆室内应设置电缆安装卡，方便电缆固定。
- 开关柜室内配电装置的电气距离及安装符合《电气装置安装工程施工及验收规范》的有关规定。
- 柜体的所有材料都是按终身使用来设计，能抵抗各种侵蚀和老化,柜体钢板均采用冷轧钢板，表面经过酸洗、磷化处理 后静电喷塑，柜内安装件均经镀锌，钝化处理，提高“三防”性能。
- 柜体铭牌标识清晰。
- 柜体内、外表面颜色应协调一致,采用 RAL7035。
- 开关柜室柜门上均应有明显的带电警示标志及欧保顺耀公司 LOGO。
- 电力电缆隔室与电缆沟连接处设置防止小动物进入的措施。

5.3.5.1.2 高压开关柜基本要求

- 高压柜进线方式采用电缆连接。
- 柜体外壳及柜内隔板采用钢板折弯成型后焊接而成，有足够的强度和刚度。
- 高压开关柜应分为二个独立的间隔，即电缆及隔离开关间隔、开关及熔断器间隔，二次室间隔。使隔离断口与熔断器在不同的间隔内，当打开隔离时，可以

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

- 确保安全的进行熔断器更换。
4. 高压电缆连接采用普通型压接螺栓连接，以利于验电、挂接地线；
 5. 元器件的安装位置应便于操作和维修，连线有相别标识；
 6. 负荷开关采用手动操作机构。
 7. 电缆室内应留有较大空间，其地板为可拆卸的铝板，并配置相应的电缆固定夹及塔形橡胶圈，电缆室内应设置电缆安装卡，方便电缆固定。高压采用电缆进出线，在高压室预留位置，能够接入 3 根截面为 70/95/120/150/185/240/300/400mm² 的铠装电力电缆。
 8. 高压室在线路不停电情况下，如果低压主进开关切除逆变器后，可开断高压负荷开关，熔断器在变压器发生三相或单相短路时可靠动作。
 9. 带电指示器：高压室内配带电指示器，以指示高压室内是否带电，并控制高压室内门上的电磁锁，以确保高压室带电时内门无法打开。
 10. 高压开关柜内配电装置的电气距离及安装符合《电气装置安装工程施工及验收规范》的有关规定。
 11. 柜体的所有材料都是按终身使用来设计，能抵抗各种侵蚀和老化,柜体材质应采用冷轧钢板或敷铝锌钢板，表面经过酸洗、磷化处理 后静电喷塑，柜内安装件均经镀锌，钝化处理，提高“三防”性能。
 12. 柜体铭牌标识清晰。内部安装的高压电器组件,如:负荷开关、互感器、避雷器等，均具有耐久而清晰的铭牌，铭牌安装在运行或检修时易于观察的位置。分合闸指示牌应清晰可见、易于观察，寿命同开关。
 13. 柜体内、外表面颜色应协调一致，采用 RAL7035。
 14. 高压开关柜柜门上均应有明显的带电警示标志。
 15. 高压开关柜门上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。负荷开关分合指示牌的装设位置应易于观察和安全地更换。电缆室的高度应满足安装、试验、维修的要求。
 16. 电力电缆隔室与电缆沟连接处设置防止小动物进入的措施。

5.3.5.1.3 高压开关柜主要元件

1. 变压器高压侧出线回路选用设备白名单内优质高压负荷开关。
2. 开关回路，其额定参数，技术要求，型式试验项目和方式、标志、包装、运输、

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

- 储存等要求、产品性能符合 GB3906-91 《3~10kV 交流金属封闭开关设备》、IEC298 的规定。
3. 高压负荷开关两位置高压负荷开关额定电压（kV）：12
 4. 额定电流（A）：630；
 5. 短时电流耐受能力（有效值—10 周波）（kA）：25kA，2S；
 6. 额定电压（kV）：12；额定短路开断电流（kA）：25kA；
 7. 避雷器：无间隙金属氧化物避雷器。
 8. 额定电压：17kV 持续运行电压：13.6kV 直流参考电压（1mA）： 24kV，标称放电电流：5 kA（峰值）标称放电电流残压≤45kV（峰值） 2ms ，方波电流耐受值：≥200A（峰值）。

5.3.5.1.4 变压器

1. 电力变压器主要参数：

型 式：箱式三相环氧浇筑无载调压干式变压器；

型 号：SC（B）13/14/15（根据实际型号）；

相 数：三相；

绕 组：铜导线或铜箔（最终以具体工程技术规范书为准）。

额定容量：1000kVA/1250kVA/1600kVA/2000kVA/2500kVA；

额定频率：50HZ；

额定电压：10.5±2×2.5%/0.8-0.8kV（低压侧电压最终根据逆变器确定）

冷却方式：AN/AF，强迫风冷时的容量不小于额定容量的 150%；

附 件：带风机和温控；

短路阻抗：6%；

联接组标号：D/y11(根据项目实际要求)；

噪声水平： ≤55dB(距外壳 1.0m 处)；
2. 接地方式：高压：小电阻接地/消弧线圈接地/不接地（最终以具体工程技术规范书为准）；低压：不接地；
3. 端子连接方式：电缆下进线；
4. 变压器相序：面对变压器高压侧，从左到右高压侧为：A、B、C、O； 低压侧相序为：a、b、c；

5. 绕组绝缘等级：F 级（按 B 级温升考核）；

容量（kVA）	1000	1250	1600	2000	2500
空载损耗（W）：	1770	2090	2450	3050	3600
负载损耗（W）：	8130	9690	11700	14400	17100
损耗（W）	9900	11780	14150	17450	20700
变压器效率（%）：	99.14	99.18	99.23	99.24	99.28
全穿越阻抗（%）：	6	6	6	6	6
半穿越阻抗（%）：	10	10	10	10	10
分裂阻抗（%）：	--	--	--	--	--

变压器绝缘水平（kV）

额定电压 （有效值，kV）	设备最高电压 （有效值，kV）	额定雷电冲击耐受电压 （峰值，kV）		额定短时工频耐受 电压 （1min，有效值，kV 高压/ 低压）
		全波	截波	
10.5/0.8	12	75	--	12/1

变压器抗短路能力：按现行国标执行，承包方提供承受短路能力的校核计算保证书。

其它参数如额定短路耐受电流、额定峰值耐受电流、温升等均按现行国家标准执行。

5.3.5.1.5 低压配电柜主要电气设备及技术参数结构

1. 柜体：选用低压固定柜柜型，室内防护等级：不低于 IP3X，室外防护等级：不低于 IP55，柜体在首先进行防锈处理后，使用耐久性喷塑处理，保证柜体 25 年防腐蚀。
2. 柜内配线采用乙烯树脂绝缘铜芯电线或性能相同产品，可动部分过渡应柔软，并能承受住挠曲而不致疲劳损伤，柜内配线应有线号。
3. 低压柜进线：低压侧为低压断路器＋浪涌保护器＋母线铜排，低压侧母线铜排应考虑能接多根电缆。箱内接线应牢固可靠、布线整齐美观，便于接线及试验。
4. 端子排的设置：端子排距屏顶及地面均不小于 200mm，端子排间距不小于 150mm。端子排的设置应使运行、检修、调试方便，应考虑设备与端子排的位置对应。端子排导电部分为铜质，端子的选用应根据回路载流量和所接电缆截面确定。
5. 柜内应有安全接地构件，连接处应保证可靠接地并有明显接地标记。低压主进开关低压断路器可实现速断、过流等保护功能。
6. 性能参数

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

额定电压（V）：800

额定电流/壳架（A）： 1250/1600A（适配 1000kVA）

1600/2000A（适配 1250kVA）

1600/2000A（适配 1600kVA）

2000/2500A（适配 2000kVA）

2500/3200A（适配 2500kVA）

遮断能力（kA）：≥42kA 操作：自、手动操作

主母线材质：铜

其他功能：其分合闸状态和故障跳闸状态应有信号上传，并提供 2 对（其中 1 常开，1 常闭）辅助触头接点。断路器具备远程控制分合的功能。

7. 低压其他配置要求

箱变自用电部分由变压器提供一路 380V/220V 5kVA 的交流电源。低压侧配置电流互感器 3 只（与智能箱变测控装置配套）；配置指针电流表、电压表，并配置分合指示灯。可进行速断、过流、缺相等多重保护定值设定。

5.3.5.1.6 智能箱变测控装置主要要求

1. 选用设备白名单内优质产品；
2. 实现箱变各侧全电气量的采集、传输及逆变器数据的传输；
3. 人机界面应在极限高低温-40℃~70℃全范围内正常工作；
4. 采样精度高，测量电流、电压精度为±0.2%（-40℃~70℃全范围内），有功精度要求 0.5 级，无功 2.0 级，可累计双向电度量；
5. 18 路及以上开关量输入（含非电量输入 6 路），支持交直流两用，支持自带 24V 电源；
6. 8 路及以上继电器输出，包括 2 路信号接点，6 路以上出口接点；
7. 环境温湿度监测 4 路，4~20mA 或 PT100 信号可选，可实时监测箱变内的环境温湿度。
8. 交换机模块应具备 4 路以太网（2 光口，2 电口），10/100M 自适应，以太网均可组成自愈式光纤环网，自愈时间不大于 20ms；
9. 规约转换模块支持 10 路以上串口接入，2 路以太网接入，需实现汇流箱、逆变器、箱变等设备接入和规约转换，支持 IEC60870-5-104 和 IEC60870-5-103

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

- 等常用通讯协议，支持以升压站或开关站监控厂家以太网 103 规约直接接入站控层网络；
- 配套提供放置于箱变的光端盒，每台箱变 2 个，并提供尾纤和跳纤，满足 8 芯单模光缆的熔接需求，支持 6 个以上上位机连接。
 - 装置失电情况下，装置数据不丢失。

5.3.5.1.7 箱变功能配置要求

1. 保护功能

装置需设有超高温跳闸、高温告警等功能保护。当非电量跳闸或告警以后如果非电量故障状态一直存在，则跳闸信号或告警信号一直保持，直到非电量故障状态解除，按复归键可以复归掉跳闸或告警信号。

2. 测控功能

遥测:IA、IB、IC、UA、UB、UC、P、Q、f、COS ϕ 等遥测 ，可接入 6 路电压、6 路电流

遥信：各种保护动作信号及断路器位置遥信、开入遥信等；

遥控：远方控制跳/合闸、提供两组以上，修改参数定值等；

遥脉：累计电度量（总累计电度量，年累计电度量，月累计电度量，日累计电度量，所有置零时间均为 0 时）；

遥调：配合 AGC/AVC 系统进行功率调节，满足调度调节的时间要求。

3. 协议转换

智能箱变测控装置内置通信管理模块，可实现光伏发电系统所属智能设备通信信息的集中和传输，提供 10 路 RS485 接口，可接入逆变器、汇流箱、辐照仪等设备，每个 RS485 接口可接入设备 32 台，传输速率 2.4kbps-115.2kbps 可配置，传输距离可达 1000 米，支持 IEC60870-5-101、IEC60870-5-103/104、DMP500、Modbus、CDT、9702、私有协议（提供规约文本）等多种规约，支持以升压站监控厂家以太网 103 规约直接接入站控层网络。

4. 环网通信

装置提供 2 路光纤以太网、2 路电百兆以太网接口，与主控室交换机可组成自愈式环网。

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

5. 辅助功能

装置具备 4 路直流量采集，4~20mA 或 PT100 可选，实现对变压器的温湿度监测。技术参数如下：

A. 电气参数

a. 交流输入

交流电压

额定值：57.7V~800V

测量范围：0~1.2 U_n

连续过载能力：2 U_n (57.7V、100V)，1.2 U_n (220V~800V) 连续工作

测量误差： $\leq 0.2\%$

功耗： $\leq 0.5VA$

交流电流

额定值：5A 或 1A（订货时注明）

测量范围：0~1.2 I_n

连续过载能力：2 I_n 连续工作

测量误差： $\leq 0.2\%$

功耗： $\leq 0.5VA$

其他测量精度

频率误差： $\pm 0.01Hz$

功率因数： $\pm 1\%$

有功： $\pm 0.5\%$

电度量： $\pm 0.5\%$

b. 供电电源

输入电源：AC/DC 220V，允许偏差：-20%~+15% 整机功耗：正常运行 $\leq 10W$ ；

装置动作 $\leq 15W$

c. 开关量输入

输入电压：AC/DC 220V 或者 DC24V（装置提供）（订货时注明）

隔离方式：光耦隔离，隔离电压 2500V

消耗电流：2mA/路

d. 开关量输出

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

额定电压： 250V

AC/DC 接通电流：信号 5A，出口 8A

B. 环境参数

工作环境条件：无爆炸危险、无导电尘埃、无腐蚀性的场所。

工作环境温度：-40℃~+70℃

存储及运输温度：-50℃~+80℃，不宜存储在碱性、酸性或易爆气体环境中。

工作环境湿度： 5%~95%，设备内部既不应凝露，亦不应结冰。

大气压力： 70kPa~106kPa 海拔：<5000 米

3. 通信参数

a. RS485 通信

波特率： 2.4k、4.8k、9.6k、19.200k、38.4k、57.6k、115.2k bps

最大负载： 32

最远距离： 1000 米

b. 电以太网

接口形式： RJ45

传输速率： 100Mbps

传输距离： <100 米

接线形式：超五类屏蔽网络线

c. 自愈光纤环网

传输介质：玻璃光纤

端子形式： FC 接口

传输类型：单模/1310nm

典型距离： 40km

传输速率：100Mbps

d. 电磁干扰静放电抗扰度：GB/T 14598.14-1998 4 级射频电磁场辐射抗扰度：

GB/T 14598.9-2002 3 级 电快速瞬变脉冲群抗扰度 ：GB/T14598.10-2007

A 级 浪涌抗扰度（1.2/50 μ s）： GB/T 14598.18-2007 4 级射频传导

骚扰抗扰度：GB/T 14598.17-2005 3 级工频抗扰度检验：GB/T

14598.19-2007 5 级

e. 绝缘电阻

各带电的导电电路分别对地（即外壳或外露的非带电金属零件）之间,交

流回路和直流回路之间, 交流电流回路和交流电压回路之间, 用开路电压为 500V 的测试仪 器测试其绝缘电阻值不应小于 100MΩ。

f. 介质强度

装置通信回路和 24V 等弱电输入输出端子对地能承受 50Hz、500V（有效值）的交流电压, 历时 1min 的检验无击穿或闪络现象；其余各带电的导电电路分别对地（即外壳或外露的非带电金属零件）之间, 交流回路和直流回路之间, 交流电流回路和交流电压回路之间, 能承受 50Hz、2800V 的直流电压, 历时 1min 的检验无击穿或闪络现象。

g. 防雷功能

保证项目使用时不因暴雨天气而损坏；

5.3.5.1.8 变压器箱体要求

箱体采用高精度焊装一体式结构。

箱体应符合 GBJ17-88《箱变结构设计规范》、GB/T17467-2010《高压/低压预装式变电站》、DL/T537-2002《高压/低压预装式变电站选用导则》等标准，并限于以上标准，所有相关标准应采用最新版标准。

箱体采用金属、密封、防腐蚀结构，内部采用钢板及阻燃绝缘隔板严密分割成高压室、变压器室、低压室，各室防护等级为 IP3X。箱变骨架结构采用镀锌处理的槽钢及角钢制造，以保证具有足够的机械强度和抗腐蚀性。外壳采用冷轧钢板，喷塑处理, 厚度不得小于 2mm，使其具有良好的抗腐蚀性能。内衬阻燃岩棉，使其具有良好的保温隔热性能。外壳采用现场拼装形式, 箱体的外观和色彩应美观，并和环境协调。箱体的底架部件由槽钢焊接而成，框架及门采用优质冷轧钢板，框架钢板厚度不得小于2.5mm，门和顶盖钢板厚度不得小于2mm。箱变所有门轴必须采用不锈钢材料制作，防止摩擦部位生锈，箱变所有锁盒采用户外铝合金锁盒。

箱体金属构件应进行在25年内不锈蚀的防腐处理，箱变双层箱体冷轧钢板采用喷砂、热喷锌、喷锌加防腐、喷户外高档聚氨酯面漆防腐处理，不锈钢板采用喷砂、喷户外高档聚氨酯面漆防腐处理。金属材料经防腐处理后表面覆盖层应有牢固的附着力，并均匀一致。箱体底架槽钢必须经过喷砂、喷锌处理后，采用沥青漆重度防腐处理，保证底架25年不生锈，箱变厂家应在标书中详细阐述防腐的具体

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

处理方案及工艺，提供权威部门的防腐工艺检验报告，并提供由专业检验检测机构出具的箱体防腐试验报告，表面处理按照卖方工艺标准执行满足使用年限要求。

为确保箱变的高压、低压、保护控制、变压器、等设备的可靠运行，并实现防尘、防潮、防凝露的要求，箱体的高压室和低压室和变压器室必须密封处理，凡是能够开启的门要加装密封条，所采用的密封条必须是长寿命（10年以上）、高弹性橡胶产品，在门关上以后，保证箱变的防护等级达到IP54，以确保箱体的防尘、防潮、防凝露。高压和低压的进出线电缆孔采用方便于密封的敲落孔或塔形密封圈。

箱体骨架为焊接式，骨架应有足够的机械强度和刚度，在起吊、运输和安装时不会变形或损伤。设计的外壳形状应不易积尘、积水；尽量少用外露紧固件，以免螺钉穿透外壳使水导入壳内；对穿透外壳的孔，均应采取相应的密封措施；外壳应防水、防震、防腐、防尘、防电燃。箱体底座采用槽钢结构，保证吊装运输的不变形，箱体与电缆沟之间安装有底板，防止小动物进入。

箱体密封所采用的密封条必须是长寿命、高弹性产品，高压和低压的进出线电缆孔采用方便于密封的敲落孔并配有足够数量的密封胶圈。

变压器室宽度应符合规范要求，当变压器检修或出现故障在箱变内无法解决的情况下，可将变压器抽出。所有门应向外开，开启角度大于90度，并设置定位装置。门有密封措施，并装有把手和暗锁，门的设计尺寸与所装设备的尺寸相配合，门上方有防雨檐。设门控自动开闭的照明设施。箱体顶盖应有明显散水坡度 $\geq 5^{\circ}$ ，顶盖边沿应设有滴水檐，防止雨水回流进入箱体。

变压器室应采用通风结构，所有通风百叶窗为防尘通风百叶窗。箱变厂家需提供严格的数学计算，保证变压器室的散热系统设计符合理论要求，满足设备在极限环境温度下正常工作的要求。

箱式变压器的箱体应设专用接地导体，该接地导体上应设有与接地网相连接的固定接地端子，箱变内部各个隔室接地端子数量不少于2个，箱变外部接地端子数量不少于四个，并应有明显的接地标志。接地端子为直径不小于12mm的钢质螺栓。箱式变压器的金属骨架，高压配电装置、低压配电装置和变压器室的金属支架均应有符合技术条件的接地端子，并与专用接地导体可靠地连接在一起，箱变的接地电阻应小于1欧姆。

箱体应有符合业主要求的相关企业标识。

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

5.3.5.2 其它要求

1. 铭牌：每台变压器均应备有一个铭牌，其安装在表面显而易见的位置，并由不锈钢或其他防气候和防腐的材料制作，字样、符号应清晰耐久，铭牌应符合 GB6450 及 IEC 56 的规范。
2. 备品备件和专用工具：应提供必要的备品备件和专用工具；
3. 设备标示具有清晰、可识别的文字、抗腐蚀的铭牌，将其永久的固定在每一组装件容易 看得见的地方。铭牌要提供有关设备的全部必要资料，但至少必须包括（不限于）下列：制造厂的名称、设备型号、设备名称、主要技术参数、出厂检验编码、出厂日期、工程识别号和重量等。
4. 每台箱变须配置至少 2kVA 的 UPS 电源，技术参数应满足相关技术规范要求。

5.3.6 低压并网柜要求

并网柜采用钢结构、全封闭组合式屏，应通过中国质量认证中心的强制性认证（CCC），屏体类型 GGD 型/MNS 型，柜体采用环氧树脂粉末静电喷涂。按厂家提供各元件的允许温升，并确保在最高环境温度下柜中各元件在运行中不超过相应的极限。

1. 框架式断路器应具备短路瞬时、长延时保护功能和分励脱扣、欠压脱扣功能，失压跳闸及检有压合闸功能（失压跳闸定值整定为 20% UN、0.5 秒，检有压定值整定为大于 85% UN）。
2. 框架断路器操作机构应为弹簧储能型，带有手动及电机储能机构，具有储能指示、机械自保持。控制回路电源电压为交流 220V。动作电压在合闸 80~110%，分闸 65%~120%电范围内可靠分、合闸。
3. 框架断路器的智能控制器须具备数据显示、通讯功能、欠压保护、电压测量、可编程触点等功能。框架断路器应能通过 RS485 通信口实现开关状态信息上传。
4. 并网断路器开关应配置“遥信、遥测、遥控”等配电自动化接口，并具备通讯功能，可实现电流、电压、开关位置状态、故障跳闸及故障报警、操作命令等信息上传下达，以适应远方监控需要。其中，进线框架式开关标配电动操作模块，出线塑壳式开关可选配电动操作模块。所有开关需引出跳闸信号无源结点。
5. 计量仓高度需满足安装计量表和接线盒，计量表仓和计量互感器仓内不能其他翻柜的线缆和铜排，计量仓内的铜排需分断可拆开安装互感器，计量仓须单独

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

- 铅封。
- 6. 进线柜上设数字式三相电流表、电压表(三相切换)，出线柜上设三相电流表。进线柜加装 380V 电压继电器，继电器信号至端子排，母线失压后由继电器发信号。并网柜配一块智能仪表，具备通讯功能，可显示并上传电流、电压、电量、功率因数等参数。
- 7. 配电母线选用铜母线，整个母线系统采取防护隔离措施，提高安全性能。
- 8. 视当地电网要求配置电能质量在线监测装置。

5.3.7 高压开关站要求

- 1. 须为国内外知名品牌并应满足设备白名单；
- 2. 开关站（或升压站）设计应符合当地电力系统要求，应能保证当地电力系统评审要求；
- 3. 开关站（或升压站）设计应符合接入系统一、二次评审意见要求；
- 4. 开关站（或升压站）设计、施工应能保证符合当地供电部门及其他相关部门验收要求；
- 5. 分布式光伏电站开关站可以采用预制舱式开关站（以下简称舱体），需符合国家现行《高压/低压预装式变电站》 GB 17467-2010 及其他相关技术规定；
- 6. 开关站（或升压站）相关要求见技术规范书见技术规范。

5.3.7.1 开关柜的技术要求

- 1. 光伏电站的升压站(或开关站)配电装置的设计应符合国家现行标准《高压配电装置设计技术规程》DL/T 5352 及《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB 50060 的规定。
- 2. 开关柜具有“五防”功能，并符合 SD/T318-89 的要求。
- 3. 二次继电器室内的高频干扰试验要求，按国标 GB6162-85 的规定进行，电磁辐射不超过 1 (V/m)MHZ。
- 4. 振动要求满足国标 GB11287-89 的要求。
- 5. 同型产品内额定值和结构相同的组件应能互换，装于高压开关柜上的各组件，应符合它们各自的技术标准。
- 6. 高压开关柜所安装的高压电器元器件，均应具有耐久而清晰的铭牌；柜前、后眉头均应有双重编号。

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

7. 导体间净距，内各相导体的相间与对地净距必须符合规范要求。
8. 防护等级：外壳 IP4X，手车室门打开时 IP2X。
9. 开关柜应具有良好的绝缘性，主母线和主母线的联接头及分支母线应配有阻燃绝缘护套，进线及柜间隔板应采用环氧树脂绝缘套管。
10. 定位机构与二次插头之间，断路器与一次隔离触头，接地开关之间，手车与活门以及柜后上、下门之间、接地开关与后门之间均有可靠的机械联锁，并带有高压带电显示闭锁装置。
11. 开关柜应装设远方/就地操作切换开关，就地分、合闸把手及分、合指示器，并有手动操作功能，分、合指示器应清晰醒目，并易于观察。就地/远方切换开关动作可靠，切换快速。
12. 柜内二次线及合闸电缆应加装防护罩，耐酸、耐碱、耐腐蚀、阻燃。
13. 开关柜外壳采用覆铝锌板，其支架要防腐；结构应牢固、不变形；柜门应关合良好且灵活；开关柜表面应能抗氧化、耐腐蚀，外表不刺目、不反光、美观、产品颜色应一致。
14. 柜内互感器应固定牢靠，当柜中高压电器组件运行异常时互感器应能正常工作，符合互感器本身的标准要求。
15. 保护测控装置、表计等二次元器件布置合理、安全可靠，安装于开关柜二次仪表室内，保护装置、表计等二次元器件具有抗振动、抗电磁干扰和抗浪涌的能力。
16. 柜体出厂前必须进行试装，并有明显的组装编号,连接部位和固定、紧固件在厂内整体调试完毕后应有对应位置标记。
17. 10kV 开关柜必须安装接地铜排，其截面积不小于 100mm²。
18. 柜体必须采用覆铝锌钢板，厚度不小于 2mm，重要部分不小于 4mm。柜体全部使用覆铝锌钢板卷折技术而成，卷边部位处理应光滑无毛刺，卷边后眼孔位置应对应一致。
19. 开关柜电缆隔室应有安装电缆头的指定位置，其高度不应小于 600mm，应满足全密封要求；应考虑电缆可靠固定位置；电缆接线端子截面应与开关柜额定电流相符。
20. 开关柜电缆小室应设置观察窗并加照明灯，有开关控制，能便于运行人员观察其状况，照明灯位置应方便在运行中更换灯泡。

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024 年 07 月 30 日

分布式光伏发电项目技术要求

21. 柜体出厂前必须进行传动试验，各柜体配件应有明显的组装编号，连接部位和固定、紧固件在厂内整体调试完毕后应有对应位置标记。
22. 开关柜面板上反映断路器位置采用红、绿灯和储能信号灯
23. 开关柜内的一次和二次设备之间应有防护、隔离及封堵措施，并满足国标和行业规定要求。
24. 二次线过门处应有防磨损线的措施（余量圈），并两侧固定。
25. 继电器小室的门与柜体之间应安装截面积不小于 4.0 黄绿接地线。

5.3.7.2 断路器及操动机构的技术要求

1. 断路器要求：

额定电流：xxxA/25kA （额定电流依据设计值）

热稳定电流（4S）：25kA 动稳定电流：63kA

额定短路电流开断次数：≥30 次额定电流开断次数：≥10000 次

分合闸时间：分闸 18~50ms 合闸 30~60 ms

分合闸速度：分闸 1.1±0.2 m/s 合闸 0.6±0.2 m/s 额定操作顺序：分-0.3S 合分-180S-合分

真空灭弧室有效期 20 年，在允许期末，真空开关灭弧室真空度不大于 6.6 × 10⁻²Pa；真空断路器应标明出厂年月。

真空灭弧室出厂时真空度不得大于 1.32×10⁻⁵Pa

真空断路器接地金属外壳上应有防锈的、导电性能良好的、直径为 12mm 的接地螺钉。接地点附近应标有接地符号。

2. 操动机构的技术要求：

操动机构采用弹簧储能式操动机构，机构和断路器本体一体式。

合闸线圈电流： 2A

可靠动作电压范围：80%~110%U

分闸线圈电流： 2A

可靠动作电压范围：80%~110%U

储能电机功率：DC220V，70W

储能时间：≤15s

弹簧操动机构要求具有电动机保护。操动机构附人工储能杆。

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

操动机构上必须装设操作次数计数器，安装位置便于观察。操动机构应能发出弹簧未储能信号并可上传。

出线接地刀闸应装设行程开关，可发出、上传接地刀闸的位置信号。

5.3.7. 310kV 开关柜额定参数

- 符合 JB/T9666 等国家标准及国际标准；
- 额定参数
 额定电压：10kV
 最高运行电压：12kV 额定频率：50Hz
 额定开断短路电流： 25kA
- 额定绝缘水平：按 DL/T404-1997《户内交流高压开关柜订货技术条件》要求
 1 分钟工频耐受电压（有效值）：42kV（相对地、相对相、断路器断口间）
 48kV（隔离开关断口间） 冲击耐受电压（峰值）： 75kV（相对相、相对地）
 75kV（断路器断口间）、85kV（隔离开关断口间）。
 注：全部设备的外绝缘及试验电压必须按国标要求，按海拔 1000 米以下进行修正。
- 温升：按 DL/T593-96 第 4.2.4 条规定，并作如下补充：高压开关柜中各组件的温升应符合国标要求，不得超过该组件的极限。对于可能触及的外壳和盖板，其温升不得超过 30K，对于可能触及而正常运行时无需触及的外壳和盖板，其温升极限可再增加 10K。

5.3.7.4 预制舱

- 仓内装设灭火器，工业空调 1 台。空调采用微正压工业空调，舱体采用可靠密封防潮防凝露措施。
- 预制舱舱体采用三层金属结构：采用双层优质钢板（内部填充物采用建设部许可聚氨酯/岩棉防火保温材料，确保整个预制舱的保温和防火性能）+环保金属装修层或非金属维护材料；门板厚度不低于 50mm，保证达到“24 墙”保温功效。
- 预制舱内应配置视频监控所需支架，摄像头可由视频监控厂家提供。
- 当母线穿过预制舱体时，预制舱厂家应采取可靠的防涡流措施。
- 预制舱应配置：火灾报警机柜、感烟探测器、声光报警器、手动报警按钮、消

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

防电话分机等设施。

5.3.8 过电压保护和接地要求

光伏电站及其开关站（或升压站）的过电压保护和接地设计原则应符合 DL/T620《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》和 DL/T621《交流电气装置的接地》的规定。

1. 光伏阵列部分防直击雷及接地

- A. 由于光伏电池阵列面积较大，电池阵列中一般不配置避雷针。主要通过光伏组件阵列采取电池组件和支架与厂区接地网连接进行直击雷保护。光伏阵列根据电站布置形成一个接地网，接地网与光伏电池组件基础钢筋焊接做接地体辅以垂直接地极，子方阵接地体焊接成网状，每个子接地网要求不大于 24m*16m 或 20m*20m，每个子接地网须与建筑接地网或接地极连接，各子方阵接地体相互连接。接地网采用镀锌扁钢连接，镀锌扁钢截面应进行热稳定校验，扁钢埋设深度不宜小于冻土深度，腐性较强的地形接地网应做处理或增加非金属接地模块。接地网工频接地电阻应不大于 4Ω；
- B. 为防止直流线路上侵入波雷电压，在直流汇流箱、直流配电柜、逆变器及 35kV（10kV）箱式变电站内逐级装设避雷器。35kV（10kV）以下电气设备以避雷器标称放电电流 5kA 时雷电过电压残压为基础进行绝缘配合；
- C. 光伏方阵之间应采用 6mm² 的 BVR 黄绿铜绞线或 40*4 热镀锌扁铁连接；逆变器、汇流箱、电源箱、水泵应采用不小于 16mm² 的 BVR 黄绿铜绞线，电气一次设备应采用不小于-40×4 的热镀锌扁钢（镀锌层厚度不小于 45um）接地。严禁设备之间接地线串接。

2. 开关站（或升压站）部分过压保护及接地

开关站（或升压站）有户外布置的电气设备，如高压配电装置、无功补偿装置、接地变及消弧线圈等需在户外设置独立避雷针进行直击雷保护，不在保护范围内的建筑物，采用在建筑屋顶敷设热镀锌钢带的方式进行防直击雷保护。为了保证人身和设备的安全，开关站（或升压站）内敷设以水平接地体为主，辅以垂接地极的人工接地网，并充分利用土建金属基础钢筋作为自然接地体，接地网外缘闭合，开关站（或升压站）内所有电气设备均应接地。开关站（或升压站）接地网应与光伏阵列接地网连接。接地电阻 0.5Ω。为防止雷电侵入

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

- 波和内部的过电压损坏电气设备，在 35kV（10kV）线路出口处应设置一组避雷器。
3. 电缆及电缆沟防雷接地
- A. 电缆接地线应采用铜绞线与电缆屏蔽层或铠装层连接，其截面积不应小于以下规定。铜绞线应加包绝缘层；
 - B. 电缆沟内电缆支架上方应采用-40*4mm 热镀锌扁钢或 Φ 10mm 热镀锌圆钢作为接地线；
 - C. 电缆沟道、竖井内的金属支架应至少 2 点接地，接地点间距不宜超过 30m。
- 5.3.9 光伏支架技术要求
- 支架供应商需具有在国内五年以上生产及管理经验，具备丰富光伏支架生产经验，质量可靠，需具备的合格供应商要求，满足设备白名单要求。
- 光伏系统安装支架设计应综合考虑气候、环境、场地、安装和运输条件等因素，满足安全、经济、环保、美观，便于安装和维护的要求。
- 5.3.9.1 设计要求
1. 固定式安装钢结构支架为室外安装，须具有良好的耐候性，能在室外严酷的环境下长期稳定可靠地运行。内陆区域的项目风荷载、雪荷载和温度荷载应按现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 中 25 年一遇的荷载数值取值，沿海台风区域的项目风荷载取 50 年一遇的荷载数值，光伏支架基础设计时，应取 50 年一遇的荷载数值。地面和楼顶支架风荷载的体型系数取 1.3。抗震设防烈度、基本地震加速度值等气象条件下连续工作，满足其所有性能指标；
 2. 水泥屋顶组件最低离地高度>30cm,且满足 GB50797-2012《光伏发电站设计规范》中相关要求，同时满足当地相关部门相关规定要求，如低于此高度，须在甲方确认且同意后方可使用；
 3. 固定支架结构设计按照相应国家结构荷载，钢结构设计等规范要求，保证结构在运输、安装和使用过程中满足强度、稳定性和刚度要求，符合抗震、抗风和防腐等要求。厂家基于当地风压雪载设计方案，利用不同形式的钢结构支架厚度需出具结构强度计算书，满足设计院验证要求、GB50797-2012《光伏发电站设计规范》及其他国家规范规定要求；
 4. 建筑屋面支架基础按照 GB50797-2012《光伏发电站设计规范》规定要求不应

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

- 损伤原建筑结构及屋面防水层；
- 混凝土基础材料主要结构材料基础混凝土及钢筋满足钢筋相关规范要求。提供功能完整，技术先进，经济合理，荷载满足要求光伏组件安装结构设计及相关计算资料；
 - 对于既有建筑物上增设光伏发电系统：必须进行建筑物结构和电气的安全复核。

5.3.9.2 主要技术要求

- 钢结构支架由钢立柱、斜梁、前撑杆、后撑杆、檩条、立柱拉条组成。需要根据项目结构方案出具黑钢热浸锌支架、锌铝镁支架及铝合金支架的强度计算书，作为项目可交付附件。
- 热浸锌钢支架要求：
 - 所订型钢材质须为国内大型钢铁企业生产的产品，并提供相应的质保书；所选用钢结构主材的碳、硫、磷等化学元素的含量须符合《碳素结构钢》（GB/T700-2007）、《低合金高强度结构钢》（GB/T1951-2008）的相关规定；
 - 材质要求：所选用钢结构主材材质为 Q235B 或以上材质，屈服强度 $\geq 235\text{Mpa}$ ，焊条型号应与主体金属相匹配；
 - 所选用钢结构主材的抗拉强度、伸长率、屈服点、冷弯试验等各项力学性能要求须符合《碳素结构钢》（GB/T700-2007）、《低合金高强度结构钢》（GB/T1951-2008）的相关规定。檩条、斜梁挠度需控制在 $L/250$ ；
 - 尺寸、外形、重量及允许偏差要求：所购型钢的尺寸、外形、重量及允许偏差等方面内容均须符合《结构用冷弯空心型钢尺寸、外形、重量及允许偏差》（GB/T6728-2002）和《通用冷弯开口型钢尺寸、外形、重量及允许偏差》（GB/T 6723-2008）相关规定，壁厚公差遵循国家《冷轧钢板和钢带的尺寸、外形、重量及允许偏差》（GB/T 708-2019），严禁使用不符合相关要求的型钢，最小壁厚满足国标和设计要求；原则上用于立柱和斜梁的板厚 $\geq 2.2\text{mm}$ ，檩条的板厚 $\geq 1.8\text{mm}$ ，不允许有负偏差；檩条连接件板厚 $\geq 3\text{mm}$ ，长度 $\geq 200\text{mm}$ ，高度为横梁高度-2mm；
 - 镀锌层平均厚度 $\geq 65\text{ }\mu\text{m}$ ，局部厚度 $\geq 55\text{ }\mu\text{m}$ ，有较强腐蚀排放物的屋面镀锌层平均厚度 $\geq 85\text{ }\mu\text{m}$ ，局部厚度 $\geq 65\text{ }\mu\text{m}$ ；

- F. 采用热镀锌螺栓除特殊说明外，均为 2 平垫 1 弹垫 1 螺母，立柱与基础连接处均需配置双螺母。与组件连接螺栓采用 304 不锈钢，螺母为热镀锌长条螺母(应具有齿牙)，并配有一弹垫；
 - G. 压块材质选用 6005-T5，厚度不小于 3mm，长度不小于 50mm，表面需采用阳极氧化处理，标准参照《铝合金建筑型材 第 2 部分：阳极氧化型材》（GB/T 5237.2）且不得低于 AA15 等级。
 - H. 镀锌铝镁钢支架要求：
 - I. 镀锌铝镁支架，镀层平均厚度 275g/m²（双面），强度 350MPa，锌铝镁合金产品须采用国内一线钢板产品，并提供 25 年防锈质保证书。
 - J. 原则上用于立柱和斜梁的板厚≥2.0mm，檩条的板厚≥1.8mm，不允许有负偏差；檩条连接件板厚≥3mm，长度≥200mm，高度为横梁高度-2mm。
3. 铝合金支架要求：
- A. 铝合金支架由夹具、铝合金导轨等组成；
 - B. 采用铝合金的支架，其紧固度应符合设计图纸要求，铝合金支架的强度、稳定性须满足国标要求，并提供计算书，**严禁使用 H 型铝型材支架；**
 - C. 铝合金要求：
 - a. 铝导轨外侧壁厚和内部壁厚≥ 1.2mm，不允许有负偏差，壁厚公差遵循国家《铝合金建筑型材 第1部分：基材》（GB/T 5237.1）高精级要求。
 - b. 材质要求：铝导轨、导轨连接件、夹具、压块材质选用强度不低于 6005-T5，结构重要性系数取 1.0，铝合金支架设计年限按 25 年考虑；
 - c. 力学性能要求：所选用铝型材的基材质量、化学成分、力学性能必须符合GB5237.1 的相关规定；
 - d. 铝合金支架连接：应采用 SUS-304 不锈钢螺栓（8.8 级）、平垫及弹垫；
 - e. 在沿海及高酸碱污染地区，支架夹具与彩钢瓦屋面间应设置隔离垫片，避免电化学腐蚀，可采用高分子耐腐蚀柔性材料；
 - f. 型材的外观表面应整洁、光滑，不允许有裂纹、起皮、腐蚀和气泡等严重缺陷存在，型材表面需采用阳极氧化处理，标准参照《铝合金建筑型材 第2部分：阳极氧化型材》（GB/T 5237.2-2004）且不得低于AA15等级，沿海地区及中等腐蚀以上地区：氧化膜最

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

小厚度 $\geq 25\text{ }\mu\text{m}$ ，局部厚度 $\geq 20\text{ }\mu\text{m}$ ；内陆地区：氧化膜最小厚度 $\geq 15\text{ }\mu\text{m}$ ，局部厚度 $\geq 12\text{ }\mu\text{m}$ ；

g. 铝合金支架设计应进行必要的强度、刚度校核，并对各连接节点、杆件长细比进行校核，并提供完整计算报告，载荷计算及安全校核应遵循《GB 50797-2012 光伏发电站设计规范》。应提供屋面夹具的抗拔力数值。

- D. 彩钢瓦夹具壁厚 $\geq 3.5\text{mm}$ ，壁厚公差遵循国家《铝合金建筑型材 第1部分：基材》（GB/T 5237.1）高精级要求，长度 $\geq 50\text{mm}$ ，螺栓需采用双螺栓固定，夹具抗拉拔力 $\geq 1.0\text{kN}$ ；
- E. 铝导轨连接件长度 $\geq 120\text{mm}$ ，两侧各安装4颗ST3.5自攻钉；
- F. 组件与檩条连接处需配置不锈钢穿刺防雷接地片，防雷垫片具有刺破檩条氧化膜功能。
- G. 所用螺栓和防雷穿刺垫片均采用304不锈钢。

4. 加工制作要求：

- A. 除设计图纸中另有规定外，钢结构的制作质量、尺寸的允许偏差值须符合《钢结构工程施工质量验收规范》（GB50205-2001）的相关规定。
- B. 切割：钢结构构件采用支架切割的方式。
- C. 成孔：钢结构构件采用支架成孔的方式。
- D. 焊接：钢结构焊接采用E43型系列焊条，须采取有效措施避免薄壁钢构件在焊接过程中产生较大的焊接变形，焊接质量须满足《建筑钢结构焊接技术规程》（JGJ81-2002）的相关规定。

5. 除锈方法及除锈等级要求：

- A. 钢构件须进行表面处理，除锈方法和除锈等级应符合现行国家标准《涂装前钢材表面锈蚀等级和除锈等级》（GB8923-88）的相关规定。
- B. 除锈等级：除锈等级应达到Sa要求。

7. 支架基础

- 1) 配重式配重块位置应优化设计，后立柱应增大以达到较大的抗倾覆力矩和较小的材料用量；
- 2) 配重式基础底面宜采取措施（如增大基础地面粗糙度）增大配重基础的摩擦系数，减小材料用量；
- 3) 配重式基础应进行抗倾覆计算、抗滑移计算、抗拔配重计算（倾角 $\leq 10^\circ$ ）；
- 4) 配重式基础与原屋顶之间需做防水垫层保护，基础有限选用C30混凝土牌号
- 5) 光伏支架基础施工验收按GB50796-2012《光伏发电工程验收规范》4.2条土建工程要求。

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

6) 光伏系统土建及支架基础施工，按照 GB50794-2012《光伏发电工程施工规范》土建工程要求进行。

8. 设备基础

- 1) 设备基础应根据地下水位、冻土深度、地基承载力、交通情况等采用不同的布置和结构型式。应优先选用筏板基础，基础侧壁为钢筋混凝土结构（混凝土箱体结构）；
- 2) 应配合设备厂家预留结构预埋件。基础设置必要的踏步、通风孔、爬梯，同时预留电缆穿线孔，基础周边应考虑检修通道或采取其它有利于检修的措施。

6. 其他要求

- A. 采用型钢结构的支架，其紧固度应符合设计图纸要求, 螺栓紧固力矩：螺栓 M8=8~10Nm，螺栓 M10=20~23Nm，螺栓 M12=30~35Nm.
- B. 光伏支架及组件安装验收按照 GB50796-2012《光伏发电工程验收规范》4.3 条安装工程要求。
- C. 光伏系统安装，按照 GB50794-2012《光伏发电工程施工规范》安装工程要求进行，组件支架、汇流箱支架、逆变器支架等安装要求按相应要求进行。

5.3.10 BIPV 技术要求

屋顶 BIPV 设计须满足实用性、美观性、气密性，各个节点设计合理、清晰，满足厂房屋顶的建筑防水要求。光伏组件层整层安装无打孔，无漏水点，无结构破坏，防水更可靠，结构稳定性、耐候性、抗震性强。光伏组件层整层安装无打胶，BIPV 整体系统防水性满足 25 年使用要求。

1. 组件布置设计要求

屋面单坡组件覆盖长度小于 20 米时，组件短边可固定在主导水槽上；组件覆盖长度超过 20 米的，必须选择组件长边固定在主导水槽上。彩钢瓦屋面 BIPV 单边压块不少于 2 个，无彩钢瓦 BIPV 单边压块不少于 3 个，压块材质选用 6005-T5，厚度不小于 3mm，长度不小于 50mm。

混凝土屋顶加 BIPV 顶类型，坡面坡度≥5°。

2. 光伏 BIPV 支架的结构设计要求

光伏 BIPV 支架设计，安全等级、抗震设防类别应与一体化建筑主体结构一致。在现有结构屋顶增加 BIPV 做法时，其设计使用年限为 25 年，安全等级三级，抗震设防类别可放宽至丁类。

光伏 BIPV 支架设计荷载，恒荷载按照 0.2kN/m²考虑，基本风压、雪压按

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

照 50 年一遇进行设计。支架设计荷载应包含恒荷载（组件、压块、连接件等构件重量）、风荷载、雪荷载及施工检修荷载。基本风压的确定应符合《建筑结构荷载规范》（GB50009-2012）的有关规定，且不应小于 0.3kN/m²。重现期应与光伏 BIPV 支架设计使用年限相同。光伏 BIPV 支架设计时，应对施工阶段进行验算。施工检修荷载取 1kN，也可按实际荷载取用并作用于支架最不利位置。

光伏 BIPV 支架设计容许值不应大于所选用材质强度设计值。设计挠度容许值不应大于 L/250。L 为构件跨度，对悬臂梁，可按悬臂长度的 2 倍计算受弯构件的跨度。支架安装完后，需要保证组件最大挠度不大于 L/250。组件布置图时，需要同时考虑组件的变形，优先竖向排布。

3. 光伏 BIPV 支架的防腐设计要求

BIPV 支架可采用采用锌铝镁合金钢材或者铝合金材料。锌铝镁钢材产品须采用国内一线钢板产品，有相关产品合格证书及钢材厂不低于 25 年的防锈保证书。锌铝镁钢材材料强度不低于 S355，厚度不低于 0.8mm，镀层平均厚度 275g/m² (双面)。铝合金材质采用 6063-T5 或 6005-T5，表面阳极氧化处理，屋面用铝型材支架壁厚要求大于 1.6mm。紧固件及自攻钉均为不锈钢材质。材料须提供质量合格证，或进行检验合格后方可使用。BIPV 材料除满足普通光伏支架要求外，使用寿命须满足 25 年。

4. BIPV 支架防水构造

BIPV 组件间密封，中间应采用 5mm 宽防水耐候胶封面或者 EPDM 防水胶条，尽量避免水流进次导水槽。W 型（或 M 型）主导水槽上部宜设置盖板。当其上部不设置盖板时，W 主导水槽排水能力应满足大暴雨情况。

BIPV 在山墙处应补充防水构造措施。在原彩钢板上铺设防水卷材，防水卷材一侧伸入组件内部两个瓦楞长度，另一侧与山墙连接，卷材顶部离地面不低于 500mm。最边缘支架应增加泛水包边。

BIPV 在女儿墙处应补充防水构造措施。在原彩钢板上铺设防水卷材，防水卷材一侧伸入组件内部 500mm，另一侧与女儿墙相连接，卷材顶部离地面不低于 500mm，如果女儿墙与彩钢板间存在天沟，卷材仅需包至彩钢板边即可。

BIPV 与气楼、通风球交接处应补充防水构造措施。在组件与气楼中间增

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

- 加彩钢板，新增彩钢板完成面应不低于与其搭接组件高度。新增彩钢板与气楼交接处设置防水卷材，卷材水平方向长度距离气楼不低于 500mm，卷材与彩钢板连接处上翻，顶部距新增彩钢板高度不低于 500mm。
5. BIPV 支架运维设计要求
- BIPV 支架布置要留有检修通道。要考虑组件之间的检修间隙，便于检修更换；横竖两种排布，要考虑检修通道，便于组件、逆变器的更换和维修，检修通道宽度≥30cm。支架的防雷接地优先考虑不锈钢接地垫片，防雷系统满足接地电阻值低于 4 欧姆。 设计时考虑 BIPV 屋顶清洗方案。
6. BIPV 支架其他设计要求
- BIPV 支架系统需要同时考虑屋脊盖板、光伏阵列周边运维通道。屋脊盖板及运维通道宽度不宜小于 400mm，且内部需要增加肋板，以保证通道的承载力。运维通道表面需要有防滑花纹，厚度不宜小于 1.0mm。运维通道布置需同时考虑运维工作的便捷性、组件组串接线、防雷等因素。对于无女儿墙防护的屋面，在做 BIPV 设计时，需要同时考虑永久防护围栏或永久生命线。
7. BIPV 支架施工要求
- 承包方必须严格按照施工图纸、说明文件和国家颁发的有关建筑工程规范、规程和标准进行施工，并接受甲方代表的监督，施工精度满足图纸及国标要求。随时接受甲方代表的检查检验，为检查检验提供便利条件。工程具有隐蔽或中间验收部位，乙方应以书面形式通知甲方代表验收。
- 5.3.11 电缆桥架及电缆线管要求
- 所有电缆走廊均属承包方工作范围。电缆走廊均采用封闭式桥架或封闭式电缆沟。所有电缆桥架均密闭，不能看到电缆外露（电网或区域有特殊要求的可采用梯式桥架）。电缆桥架须满足《节能耐腐蚀钢制电缆桥架》（GB/T23639-2017）、《电控配电用电缆桥架》（JB/T 10216-2013）要求。
1. 线缆管道对于组串间长度短于 1.5 米的，使用 PE 管或不锈钢软管，其余使用热浸镀锌钢管或用桥架包封。
 2. 桥架采用铝合金材质时，最小板厚≥1.2mm，铝合金阳极氧化膜≥8 μ m。
 3. 桥架采用热浸锌材质时，应选用优质冷轧钢板，热浸锌平均值≥30 μ m，局部最小值≥20 μ m。

4. 桥架采用锌铝镁材质时，锌层厚度不低于 275g/m²。

托盘、梯架宽度	最小板材厚度 mm	
	钢制桥架	铝合金制桥梨
≤150	1.0	1.2
>150~≤300	1.2	1.5
>300~≤500	1.5	2.0
>500~≤800	2.0	2.2
>800	2.2	2.5

5. 桥架连接件固定螺丝需采用 304 不锈钢螺栓固定。桥架跨接接地需采用毛刺垫片或 4mm² 黄绿铜线，固定螺栓采用 304 不锈钢标准件。

6. 电缆桥架全长不大于 30m 时，与接地网相连不应少于 2 处，全长大于 30m 时，应每隔 20m 增加与接地网的连接点，接地网连接点需采用 16mm² 黄绿铜线连接。

7. 桥架安装应按规范要求，转弯处需做过渡弯。

8. 桥架敷设应有支墩或支架做支撑，不得直接敷设于建筑物表面。交直流电缆桥架需分开设计敷设。

9. 桥架盖板固定：屋顶或其他区域水平铺设部分，需用不锈钢抱箍固定；下墙等垂直安装桥架需使有桥架自身锁扣加不锈钢抱箍双重固定，每块桥架盖板需用不少于 2 道不锈钢抱箍固定；

10. 组串式逆变器的电站，全场站直流平均压降不大于 1.5%，交流平均压降不大于 3%；集中式逆变器的电站，全场站直流平均压降不大于 3%，交流平均压降不大于 1.5%；全场站交直流平均压降总和不大 4%；

11. 桥架及线管选型需考虑内径填充率原则上不大于 40%，桥架优先使用梯式，且最小规格为 100*100mm，若低于此规格则使用槽式桥架；对于 50mm² 以上线缆，选用桥架最低高度为 100mm；对于光伏线缆数量少于 10 根区域，可使用 304 不锈钢管代替桥架敷设，管径不应小于 DN32；

12. 电缆保护管材质应选用 304 不锈钢，水泥屋面电缆保护管材质应选用热浸镀锌钢，槽盒至逆变器、各方阵至槽盒之间的电缆保护管应选用带塑金属波纹管。

13. 电缆桥架全长不大于 30m 时，与接地网相连接不应少于 2 处。全长大于 30m 时，每隔 20m~30m 增加与接地网相连的连接点，且桥架的起始端和终点端应与接地网可靠连接；

14. 设备出线间距以及离地高度需考虑线缆最小转弯半径不小于 15D；

15. 组件与组件之间的接地线不小于 4mm²，光伏方阵与支架之间的接地线要求不小于 6mm²；

16. 接地扁钢规格不低于-40x4mm 热浸镀锌扁钢，与建筑防雷网连接，如方阵支架为铝型材，则采用截面面积不小于 50mm² 的铜导体连接。当场地年预计雷击次数较多、土壤电阻率较大或场地特殊时宜选用-60*6mm 热镀锌扁钢，接地支线宜选用-40*4mm 热镀锌扁钢。垂直接地极宜选用 L50*50*2500mm 热镀锌角钢；

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

17. 热镀锌扁铁焊接搭接长度为宽度的 2 倍且三面满焊，热镀锌圆钢焊接搭接长度为圆钢直径的 6 倍且双面施焊。

5.4 消防系统技术要求

1. 范围
- 消防给水（如果需要）和灭火设施；电气消防；消防监控系统；建筑消防设计系统；
2. 设计采用的标准及规范
- 按照国家、地方及行业最新相关标准和规范执行。优先采用中华人民共和国国家标准及电力行业标准。在国内标准缺项时，参考选用相应的国际标准或其他国家标准，选用的标准是在合同签订之前已颁布的最新版本。
3. 主要设计原则、功能及配置
- 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。箱变、配电室及屋顶须配置干粉灭火器，每个点至少 2 支灭火器。

5.5 土建施工技术要求

按照国家、地方及行业最新相关标准和规范执行。优先采用中华人民共和国国家标准及电力行业标准。在国内标准缺项时，参考选用相应的国际标准或其他国家标准，选用的标准是在合同签订之前已颁布的最新版本。

5.6 运维清洗系统技术要求

- 按照项目后期运维的需求，每个项目现场需保证配备至少两个取水点。清洗时，由管道接口引接软管至电池板便携式清洗设备。清洗系统覆盖的范围应包括每个装有组件的建筑物，且出水点须引上至屋顶，屋顶清洗水横管每隔25米预留一个出水阀门。
- 1) 清洗水管道主管采用热镀锌钢管或 PPR 管，水管需要增加保温层。管径根据现场水源点的情况而定(保证出水口水压不低于 0.6MPa，水流 0.2L/S)。在每栋厂房上楼水管最低处以及翻越女儿墙后的屋面低处各设一泄水阀，防止冬天水管内有积水而冻裂；有结冰现象的地区水管应采取以下保温防冻措施（外包 30mm 保温层，保温材料应采用抗紫外线产品，外敷铝箔，保温层绑扎间距不大于 1.5m，绑扎保温层的轧带宜采用不锈钢材料，绑扎后的效果宜具有美观度）。

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

- 2) 屋顶清洗水横管每隔 25 米预留一个出水龙头;每隔 50 米左右设置一处长度 150mm 的金属软管，防止管道膨胀变形断裂，且清洗水横管表面必须包覆保温棉；
- 3) 管路长度超过 300m 的水管直径不应小于 DN32,300m 以内的管径不应小于 DN25；
- 4) 屋顶光伏组件板清洗水的水源由各建筑物附近给水管道就近引接，需设置独立水表并做好防护。如屋顶水压不够，无法满足清洗需求，则采用自吸泵加压供给。清洗时，由管道接口引接软管至电池板便携式清洗设备；
- 5) 清洗系统覆盖的范围应包括每个装有组件的建筑物，且出水点须引上至屋顶，并在屋顶设置开关阀门。
- 6) 每个从地面取水的屋顶须安装增压泵，增压泵的型号规格根据厂房高度、面积情况计算而定。在项目竣工验收以前，提供组件清洗耗费的水费和电费都有 EPC 方承担。

5.7 钢制爬梯技术要求

1. 规范和标准

按照国家、地方及行业最新相关标准规范和 15J401 钢梯标准图集执行。优先采用中华人民共和国国家标准及电力行业标准。在国内标准缺项时，参考选用相应的国际标准或其他国家标准，选用的标准是在合同签订之前已颁布的最新版本。

2. 技术要求

- 1) 平台应安装在牢固的支撑结构上，与其固定连接，并必须有足够的稳定性，梯间平台不应悬挂在梯段上。对吊在土建结构下面的平台，必要时需增加支撑，避免晃动。
- 2) 平台、斜梯及栏杆、支架等所有构件表面应做防锈处理。安装后不应有扭曲、歪斜、变形等缺陷。
- 3) 钢梯主体结构原则上应与原建筑物主体结构进行有效拉结，且避让窗户；直爬梯第一踏步距离地面高度 800mm。
 - 4) 在一般情况下采用 45° 或者 50° 斜梯或旋转爬梯，有利于上下走动。
斜梯的宽度最大不宜大于 1100mm，最小不应小于 600mm，护栏半径不小于 300mm，对于经常搬运材料或人员同时上下的斜梯，宜采用 800mm。
- 5) 钢梯应带护笼，钢梯踏步应整体成型，直爬梯每 10 米需设置中转平台，上下两部分钢梯相邻边缘距离需大于 700mm；
 - 6) 消防梯及护栏进行防锈处理，爬梯口应设立“禁止攀爬”“防止坠落”

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

等安全标示牌。

5.8 运维检修通道

- 检修通道采用热浸锌钢格栅板时，钢格栅板宽度尺寸 $\geq 400\text{mm}$ 厚度 $\geq 25\text{mm}$ 。
- 屋面通往主设备区、常用区域宜设置玻璃钢格栅走道板，格栅板高度不小于 25mm，格栅壁厚不小于 3mm，设计使用年限不得小于 25 年，与屋面应有可靠连接，玻璃钢格栅拼接处需设置横担，在主通道方向两侧须采用角钢包边支托的方式固定；
- 如下情况需设置跨采光带的走道板：屋顶采光带质量较差（或已出现破损）、北方有积雪的区域、单条采光带宽度超过 600mm。
- 检修通道采用锌铝镁板材时，板材宽度尺寸 $\geq 400\text{mm}$ 厚度 $\geq 1.0\text{mm}$ ，镀层平均厚度 $\geq 275\text{g/m}^2$ ，对于使用其它材质或者结构类型需经甲方确认方可使用。
- 安装时要采用专用的安装夹。专用的安装夹一般为不锈钢 304 材质，能够牢固的将走道板固定到基座上。
- 为方便项目运行维护（如清洗组件、紧固螺栓），运维通道要求环屋面一周，当屋面长度或宽度某一边超出 60 米，需沿短边增加一道可以贯穿屋面的通道，以此类推，每额外增加 60 米增加一条贯穿通道；当屋面长度或宽度某一边低于 30 米，可不另增设。屋顶每个坡面至少有 1 条通道，通道需满足坡面与坡面间及到屋面人员上下口贯通。
- 组件卡具应优先选用不对屋面结构或屋面防水产生破损的型式。
- 原则上彩钢瓦屋面不得使用无轨道支架形式。
- 组件边缘距离彩钢窗不小于 300mm。
- 采光带需设计防踩踏坠落永久防护措施。

5.9 护栏及警示线技术要求

- 对无护栏的屋顶，应加装高度不低于 1100mm 的围栏，采用 30*3 角钢，材质可为热浸镀锌钢或铝合金或同等使用寿命的材质且需经甲方认可的围栏，护栏使用三角支架作为结构主体与建筑主体可靠连接固定，间距不得大于 2 米，横向采用扁钢(截面不低于 25*4，不可作为光伏的接地环网)连接成一体，横格间距不大于 300mm(不少于 3 条)，且每隔 20 米需要跟屋面接地环网相连；
- 非铝合金或不锈钢材质的防护围栏须做防腐处理:环氧富锌底漆系列底漆两遍，最后涂银色防腐面漆两遍，涂膜总厚度不小于 200 μm ，或者热镀锌厚度不小于 45 μm 的镀锌钢。
- 当屋顶坡面角度 $\leq 5^\circ$ 时，需在屋顶边缘设置护栏，或在边缘向内 3 米处设置警示线；

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

- 当屋顶坡面角度 $>5^{\circ}$ 时，需在屋顶边缘设置护栏；
- 防护栏依靠三角支架作为结构主体与建筑主体可靠连接固定，护栏需设置上中下三道横梁，上横梁高度为 1.1m，中横梁高度为 0.5m，下横梁高度为 0.1m；
- 防护栏杆安装后顶部栏杆应能承受水平方向和垂直向下方向不小于 890N 集中载荷和不小于 700N/m 均布载荷。在相邻立柱间的最大挠曲变形应不大于跨度的 1/250；
- 围栏支撑朝向过道处注意进行直角倒平或者圆角处理，避免造成检修人员伤害；
- 警示线高度不低于 0.9m。

5.10 防雷接地系统

新建配电室接地网采用以水平接地体为主，辅以垂直接地的人工复合接地网并与原有建筑地网连接。在每个配电室设有垂直接地极，以便更好的散流。组件之间采用 4 平方铜线或不锈钢穿刺型接地片连接，每个方阵接至防雷接地系统，接地电阻 ≤ 4 欧姆。

方阵支架接地采用规格不小于 40x4mm 的热浸锌扁钢，与建筑防雷网连接。如果方阵支架为铝型材，则采用截面面积不小于 50mm² 的铜导体连接。

光伏电站接地要求：

- 电气设备的接地电阻 $R\leq 0.5$ 欧姆，满足屏蔽接地和工作接地的要求，其他站内接地系统满足接地电阻 ≤ 4 欧姆的要求。
- 接地设计必须包括以下方面：
- 防雷接地：包括避雷针、避雷带以及避雷器。
- 保护接地：光伏电池组件机架、控制器、逆变器、配电屏外壳、蓄电池支架、电缆外皮、穿线金属管道的外皮。

5.11 接入系统的技术要求

光伏电站设计依据国家电网公司《分布式光伏发电接入系统典型设计》要求，设备满足《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定(试行)》的相关要求。

具体要求以当地电网公司接入系统方案批复为准。

5.12 监控系统

5.12.1 项目地监控要求

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024 年 07 月 30 日

分布式光伏发电项目技术要求

光伏电站监控系统按照无人值守原则设计。由网络计算机监控系统实现对逆变器、汇流箱、直流屏、箱变、交流柜、并网柜、气象仪等设备的数据、状态全监控。计算机监控系统采用分层分布式双层以太网的网络拓扑结构，站控层设备及功能满足电网及甲方要求。计算机监控系统完成对电站内所有设备的实时监视和控制，远动数据传输设备冗余配置，计算机监控主站及远动数据传输设备信息资源共享，不重复采集。保护动作及装置报警等重要信号采用硬接点方式输入测控单元。计算机监控系统具备防误闭锁功能，能完成全站防误操作闭锁。全站对时系统采取与上级供电局变电站网络对时系统一致。计算机监控系统有与电力调度数据专网的接口，软、硬件配置应能支持联网的网络通信技术以及通信规约的要求。向调度端上传的保护、远动信息按现有相关规程执行。计算机监控系统的网络安全应严格按照电力监管会 2004 年 5 号令《电力二次系统安全防护规定》执行。

监控系统主要监测布置于低压配电室内的电气设备（包括开关柜）、逆变器与气象仪。光伏电站的监控系统要求具备集中控制和数据采集功能，具有遥测、遥信功能。相关设备工作可靠，带有液晶屏显示，可测量和显示光伏发电各系统的各类参数；逆变器、低压开关柜的电压和电流、光伏发电各系统的工作状态、光伏直流侧的电压和电流，交流输出电压和电流、功率、功率因数、频率、故障报警信息以及环境参数（如辐照度、环境温度等），二氧化碳减排量，统计和显示日发电量、总发电量等信息，并形成可打印报表。系统具有数据存储查询功能，能够记录 5 年以上数据，可以方便的归档查询。

另还需向能源总部监控及数据中心转发各种设备和通信状态信号，具备电力集控中心远程监控及完善通信功能，并可通过终端设备下载相关报表和数据。

监控系统电源点选择：①就近从逆变器出线取电源；②有市电条件的，选择从市电处选择合适的电源点供监控系统取电。

监控系统应具备对理论数据与实际数据进行对比分析能力，并能根据分析结果确定差异原因，便于电站维护。

监控系统应具备模块化、易复制和扩展特点，便于系统功能与规模的扩展。

监控系统显示的主要画面至少如下：

- 电气主接线图，包括显示设备运行状态、各主要电气量(电流、电压、频率、有功、无功、功率因素)等的实时值

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024 年 07 月 30 日

分布式光伏发电项目技术要求

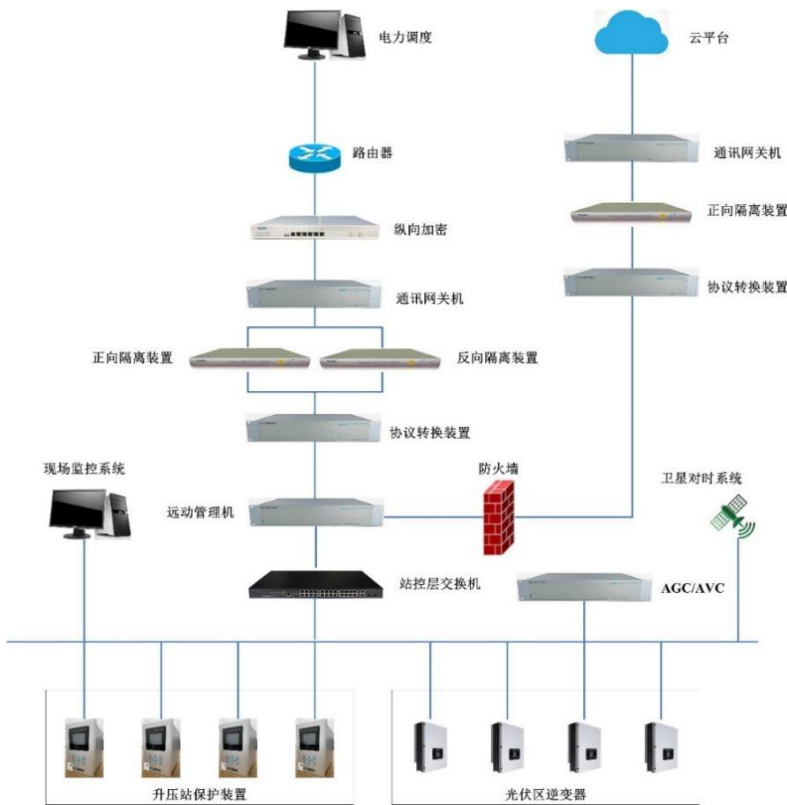
- 直流系统图，包括显示设备运行状态、各支路(电流、电压)等的实时值
- 趋势曲线图，包括历史数据和实时数据
- 棒状图
- 计算机监控系统运行工况图
- 各发电单元及全站发电容量曲线
- 各种保护信息及报表
- 逆变器运行相关参数、设备运行状况及报警信息
- 控制操作过程记录及报表
- 事故追忆记录报告或曲线
- 事故顺序记录报表
- 操作指导及操作票、典型事故处理指导及典型事故处理画面
- 发电量的历史、实时和预测数据
- 实时的环境信息
- 各种统计报表

5.12.2 云平台数据接入要求

云平台统一接入华为的 FusionSolar 平台，数据接入需要将电站涉及电表、逆变器、环境监测仪、箱变、汇流箱、并网柜、SVG 等设备数据进行采集并上送至云平台，并确保现场设备联调完成，数据成功上送至云平台。主要涉及内容包含：

1. 关口位置红外采集终端、关口位置能效采集终端，通过 4G/5G 无线方式传输至云平台。
2. 并网柜红外采集终端、并网柜能效采集终端，通过 4G/5G 无线方式传输至云平台。
3. 环境监测仪设备数据，通过 4G 无线方式传输至云平台。
4. 涉及低压项目的分布式光伏逆变器数据，需采用 485 通讯线汇集至采集网关后传输云平台，通讯线传输距离不超过 200 米。
5. 涉及高压项目的，逆变器、箱变、汇流箱、交流柜、直流屏等设备数据（高压项目全站数据）通过综自系统后台接口（逆变器需同时保留 4G 无线传输功能），

- 严格按照电网二次安防要求，增加正反向隔离装置等配套设备，进行数据的上行至云平台，并具备设备下行调控的能力。
6. 需要包含 5 年的通讯流量费
7. 详细方案如下：
- A. 接入示意图：



设备清单：

序号	名称	设备型号	备注
1	网络正向隔离装置	Syskeeper-2000	百兆正向隔离装置
2	通讯管理机（闸内）	DGS-830	前置服务（规约转化、数据对接采集）
3	通讯管理机（闸外）	DGS-830	后置服务（数据转发）
4	防火墙	F1000-C8110	华为千兆 USG6307E-AC 支持 IPsec、L2TP 等 VPN 功能
5	无线路由器	F-NR120	工业级别无线路由器，含 4G 流量卡

B. 接入协调

监控安装之前施工方需协调综自系统后台开放云平台数据接口。

5.13 视频监控

1. 视频监控系统需覆盖全站屋顶光伏组件铺设区域且不应有监控视觉盲区（包括电站出入口）、所有关键电气设备以及周围环境提供 24 小时远程监视，视频监控信息可供安监、保卫等其他部门利用，且能经通讯网络实时传至远程云端

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

- 管理端口。
2. 视频图像设备及信号格式严格符合国家、国标有关标准，视频信号制式采用符合国家标准的视频制式（PAL），摄像机光灵敏度小于 0.1Lux，图像清晰度在 540 线以上，音频压缩标准采用 A 律 PCM 加码其或 G. 723 标准，同时视频显示功能中，各菜单及说明文字支持中文显示。
 3. 系统采用的视频编解码标准应采用最有效的国际标准进行视频压缩（MPEG4 或 H264），采用国际通用的图像存储格式进行图像记录和存储，以便于各种设备接口和图像信息利用。
 4. 室外高速球形机为高清晰度日夜转换型彩色摄像机，白天摄像机还原为彩色方式，变焦倍数光学 20 倍，电子 10 倍，机芯应为进口，户外运行要求配置带加热器、遮阳板的室外型防护罩，且配套配置能够控制加热器，风扇工作，加热器自动启动。球机的防护罩要求有自清洁功能用于定期刷去灰尘，采用国内一线品牌设备。
 5. 室内中速球机要求变焦倍数光学 20 倍，日夜转换型，电子 10 倍，机芯应为进口。
 6. 摄像头存储容量不小于 256G，2MW 以上项目配置硬盘录像机，存储容量不小于 4TB。
 7. 配套视频监控图像数据上送至甲方云平台。

5.14 电能质量在线监测装置

1. 规范和标准
 - A. 满足 IEC6 1000-4-30-2003《电磁兼容第 4-30 部分 试验和测量技术-电能质量》标准要求的 A 类电能质量在线监测装置。
 - B. 测量分析公用电网供到用户端的交流电能质量，其测量分析：频率偏差、电压偏差、电压波动和闪变、三相电压允许不平衡度、电网谐波、功率因数等。
 - C. 测量分析各种用电设备在不同运行状态下对公用电网电能质量。
 - D. 负荷波动监视：定时记录和存储电压、电流、有功功率、无功功率、频率、相位等电力参数的变化趋势。

- E. 测试分析电力系统中断路器动作、变压器过热、电机烧毁、自动装置误动作等故障原因。
 - F. 电压输入采用高电压隔离模块, 电流输入采用高精度电流变器使输入信号和测量系统安全隔离。
 - G. 采用中文界面，简洁的按键操作，用户使用方便。
 - H. A类电能质量在线监测装置，须使用经电网电科院认证的产品，提供认证证书。
2. 质量检查
 7. 频率测量
 8. 测量范围：45～55Hz，中心频率 50Hz，测量条件：信号基波分量不小于 80％F. S.
 9. 测量误差：≤0.02Hz
 10. 输入电压量程：AC10～120V
 11. 输入电流量程：5A
 12. 基波电压和电流幅值：基波电压允许误差≤0.5％F. S.；基波电流允许误差≤1％F. S.
 13. 基波电压和电流之间相位差的测量误差：≤0.5°
 14. 谐波电压含有率测量误差：≤0.1％
 15. 谐波电流含有率测量误差：≤0.2％
 16. 三相电压不平衡度误差：≤0.2％
 17. 三相电流不平衡度：≤1%；
 18. 电压偏差误差：≤0.2％
 19. 电压变动误差：≤0.2％
 20. 功率偏差：≤5％
 21. 闪变误差：≤5％

5.15 气象站

气象站选用六要素环境检测仪主要部件配置包括太阳总辐射、直接辐射、环境温湿度、电池片温度（不少于 3 处）、风速、风向、配套安装支架以及通讯数据传输线缆，辐照表最低级别为二级表，灵敏度系数年变化率不大于 1%。

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

所有数据存入数据库前应进行完整性及合理性检验，并对缺测和异常数据进行补充和修正。

1. 数据完整性检验应满足：
 - A. 数据的数量应等于预期记录的数据数量；
 - B. 数据的时间顺序应符合预期的开始、结束时间，中间应连续。
2. 缺测和异常数据宜按下列要求处理：
 - A. 以前一时刻的功率数据补全缺测或异常的功率数据；
 - B. 以零替代小于零的功率数据；
 - C. 缺测或异常的气象数据可根据相关性原理由其它气象要素进行修正；
不具备修正条件的以前一时刻数据替代；
 - D. 所有经过修正的数据以特殊标识记录并可查询；
 - E. 所有缺测和异常数据均可由人工补录或修正。
3. 太阳能辐照度传感器须至少满足 ISO 8060 规定的一级要求。

5.16 油漆、色彩、设备标牌

钢结构和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。具体配色方案及油漆品牌须经发包人认可，运输途中如有掉漆或其他情况需在现场补漆时，由承包方提供底漆和面漆并在现场完成。

承包方需要从项目整体出发，结合美观、经济、实用等多方面，合理布局设备，同时系统设备按行业通用要求设置标识牌，逆变器、汇流箱、并网柜等主要电气设备表面应张贴带有欧保顺耀企业 LOGO标识牌，内容包括设备名称、KKS编号等，承包方负责统一提供、装配。

六、工程文件标准化

6.1 概述

为了加强和促进文件在准备、使用和归档等方面综合管理的有效性，所有的文件必须遵守“工程文件标准化”的规定要求。

所有需要计算机辅助设计的文件（除了记录文件）都必须符合部件采购要求中对文件的规定要求。

6.2 工程文件的标准化

1. 语种

承包方提供的资料应使用中国法定计量单位。技术资料 and 图纸的文种为中文。外方提供的图纸和资料应翻译成中文随同原文一并提交发包人。图纸资料以中文为准。

2. 大小

所有工程文件和图纸都必须符合国际“A”系列，也就是 A0, A1, A2, A3, A4, 少数附在标准文件之后的单线图可以是 A4 的倍数。

3. 介质

对每一种文件介质的要求如下：

- 纸制文件
- 底图
- 光盘

6.3 文件和图纸封面格式

每一份文件或图纸的封面至少应包括以下内容：

- 文件编码，根据文件编码系统
- 文件标题，不建议在标题中使用缩写，除非该缩写 in 程序中有专门规定
- 文件版本字母标识
- 出版日期
- 文件起草、审核和批准人名及签字

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

- 文件修订的简要说明
- 承包方的内部（参考）编码
- 总页数
- 系统、设备和建筑物的标识（如果要求）

文件和图纸封面的其它要求将在工程中由购发发包人出版并经双方同意的程序规定。

6.4 装订

文件必须装订完好，避免页面丢失。每一份文件的页码应按顺序标识。

图纸折叠：均要求按相关规定折叠成标准图纸；按卷册用档案袋封装（应采用透明档案袋或在档案袋封面标识卷册内容）。

6.5 版次

文件版次标识原则如下：

- 文件，每一版次的修改内容应在文件修改页中记录，同时在文件的修改处标注直线和版本字母；
- 图纸，每一版次的修改内容应在图纸标题栏中记录，当标题栏的位置不够时，可以用云线的方式将图纸的修改内容标注，并注明修改版次。也可以用另外的修改页附在图纸后；
- 当文件升版后，升版文件必须提交购发发包人。

6.6 电子文件要求

电子文件的提交图纸文件的版本为可编辑的 AUTOCAD 及 PDF 签字扫描版，文本文件为 WORD/EXCEL 格式。

6.7 文件提交

6.7.1 概述

承包方应按合同要求向发包人提供与合同相关的活动的所有文件，包括标准参考文件。对于其它没有列入合同技术资料清单，确是工程所必需的文件和资料，一经发现，承包方也应及时免费提供。

设计中提供的所有文件应标识明确的版次或最终版提交。根据总的合同条件

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

提交所有最终文件（最终文件只能有一版）。承包方对其提交的最终文件的变动造成发包人的损失包括设计和施工返工，材料、设备修改等负责赔偿。

作为资料的文件提交 4 份，并提供电子版本（图纸为 AutoCAD 文件，说明书为 Word/Excel 文件）。所有文件应有版次或最终版印迹。

承包方提交的文件和图纸的改变（如升版）必须对修改之处作标记，以便于发包人清楚地找到改变之处。

在相关的图纸和设计文件最终认可之前，承包方不应开始设备的装运和现场的施工活动。

承包方应在合同签订后提交提供文件的时间进度表和文件清单。承包方的设计文件交付进度应满足本工程基本设计、详细设计、安装阶段、调试阶段、竣工等发包人提出的工程进度的要求。

项目执行过程中，承包方和发包人之间的联络文件如传真、会议纪要、设计及设备变更联系单等应以发包人同意的方式进行编号。并执行发包人的文件流转程序。

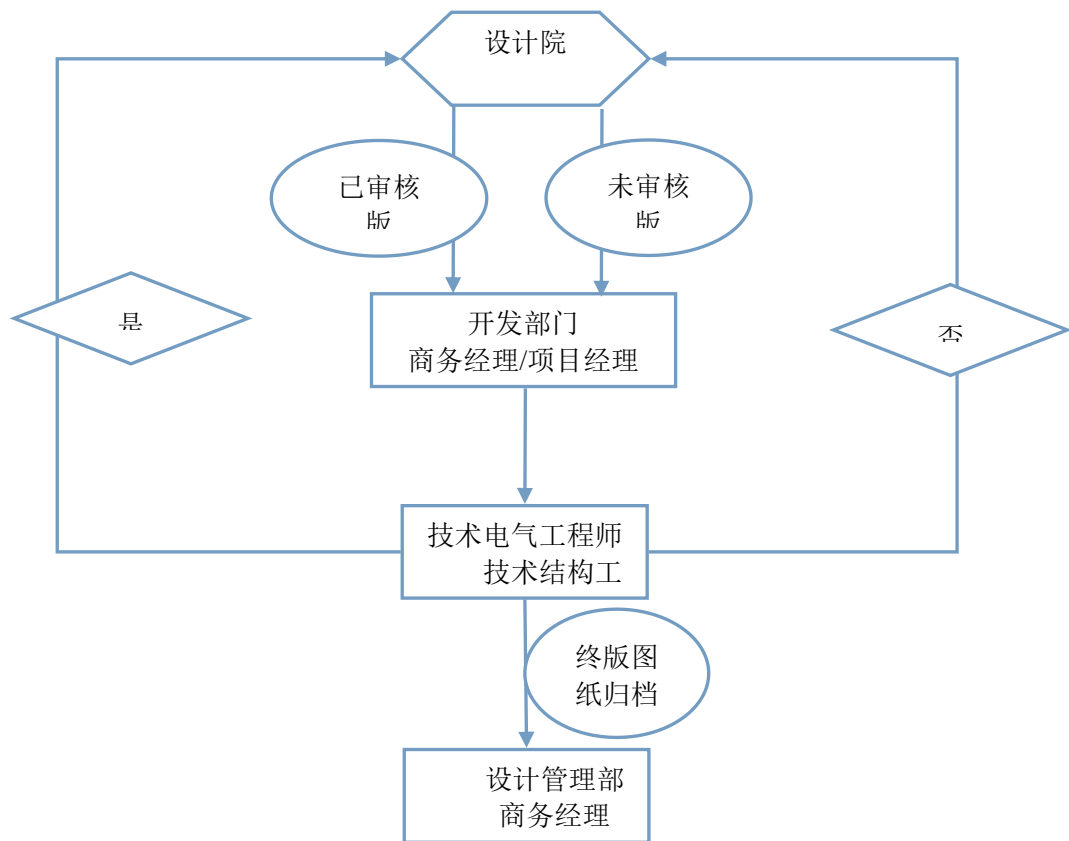
承包方应提供给发包人的图纸、资料的分配规定见下表：

按如下次序提供图纸资料：	单位	数量
1、初步设计图纸	套	3
2、施工图图纸	套	3
3、竣工图	套	3
4、所有其它供审批的图纸和资料	套	3
5、运行和维护手册：	套	3
6、培训手册	套	3
7、设备出厂文件、合格证、检验报告、质保文件	套	1

对于由计算机绘制的图纸、数据、文件，必须向发包人提供可编辑的电子版本和介质，使发包人可以复制。

承包方应提供电子文件 3 套（文字、数字表格文件应为 WORD2007，EXCEL2007 版本，图纸文件应为 AutoCAD2007 及以下版本）

6.7.2 施工图提交流程



备注：

未审核版设计文件：包含供电公司批复的接入报告、电气施工图、光伏系统配置表、交直流压降计算表、结构施工图等（CAD 版）

已审核版设计文件：包含设计院营业执照（盖公章扫描件、纸版）、设计资质（盖公章扫描件、纸版）、设计人员社保证明（盖公章扫描件、纸版），供电公司批复的接入报告、电气施工图、交直流压降计算表、结构施工图等（CAD 版、出图章扫描版、纸版）

6.7.3 质量要求

1. 供应商所提交的电子扫描文件必须为 PDF 格式，同时应对扫描的生成的文件作相应处理，以使其符合正常的阅读习惯。
2. 承包方必须向购发包人提供一套原件拷贝件。
3. 提交的复制件必须保持与原件同样的质量。
4. 图纸的字母在缩小（30 倍）或放大（14.5 倍）仍能保持适当的分辨率。图纸复制件应能保持均匀的对比度。

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

5. 为了记录的永久存档，所有的记录文件必须用黑墨水或蓝黑墨水的笔进行填写。

6.7.4 包装和运输

1. 所有文件包装必须完好，避免损坏。
2. 所有文件的分发必须附带文件传递单，文件传递单采用 A4 版面，文件传递单的通道号根据双方约定程序规则制定，每一张传递单只对应一份文件或几份主活动和次活动都相同的文件。
3. 传递单至少包括以下信息： 传递单通道号； 提交时间； 每份文件的编码、版次、状态和文件名； 复印件的份数和介质种类标识。

6.7.5 文件的接受

承包方对其提交范围内的所有事项负责。任何由于承包方的疏忽或不满足规范要求的文件，购发 包人将无条件退回。如果承包方再出现同样的错误，由此造成购发 包人审查和文件处理的额外负担，购发 包人有权要求承包方进行补偿。

由于承包方的原因，造成文件提交滞后、不满足提交要求，如疏忽、缺少证明，图纸未经审核和错误导致购发 包人返工或重复审查，承包方将按照本标书有关章节的规定进行赔偿。

6.8 文件审查和升版

所有文件都应按规定由发 包人审查。承包方应对发 包人的意见进行回复，并将双方同意的内容修改到文件中。

承包方应根据购发 包人的审查意见对文件进行修改，并在规定的时间内将修改好的文件提交购发 包人进行审批。升版后的文件应很容易识别，对修改进行简短的说明，并将文件中的修改部分用云线圈住，标上版次。文件修改后要再次提交购发 包人进行审批。发 包人对文件的审批并不解除承包方在详细设计、计算、分析、试验方法及材料选取方面满足合同要求的义务。发 包人审批期间产生的先期制造风险由承包方自行承担。

所有最终提交的图纸、数据和文件必须是经过验证的，即须由承包方的授权代表签署名字和日期。

七、设计联络及培训

7.1 设计和设计联络

1. 一切设计须通过甲方设计人员确认才能施工，不按图施工相关工程量不予以确认。
2. 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各部分之间接口中的问题。
3. 承包方应在联络会前一周，向发包方提出相应设计阶段的设计文件和图纸资料。

7.2 人员培训和派遣

1. 承包方应负责在其工厂或其它地点培训发包人的技术人员。
2. 承包方将负责培训课程的安排，并由发包人确认。承包方应选择有经验和能力的培训师。培训和培训教材使用中文。
3. 培训当中应采用各种手段保证培训效果，如在实际设备基础上解释系统、写课程报告、参观现场和阅读技术材料和图纸。
4. 承包方应接受发包人的技术人员参加基本设计。

7.3 施工质量培训交底

7.3.1 重大质量问题及常见质量通病

7.3.1.1 重大质量问题

1. 不按合同约定短名单采购物资且事先未进行审批；
2. 设备基础等混凝土强度、方量不足；
3. 安装等缺陷导致的组件、方阵被吹翻；
4. 暴力转运、安装组件以及紧固不到位，导致的组件划伤、破损、隐裂等；
5. 直埋电缆埋深不足、未按规范铺沙盖砖，采取直埋的方式敷设非铠装电缆或其他不适合直埋的电缆；
6. 光伏方阵及电气设备未接地或接地不良导致人员触电或雷击损坏；
7. MC4 插头压接不良、插接不牢或进水等引起的火灾；
8. 接地扁铁镀锌层厚度不足、埋深不足；
9. 试运行期间发生施工原因导致的电缆终端、中接头或其他部位的击穿事故。

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

7.3.1.2 常见质量通病

1. 混凝土浇筑时未振捣或振捣不充分；基础表面蜂窝、麻面；
2. 紧固件不齐套（缺少平、弹垫）、紧固不到位、紧固件露牙不足、紧固件锈蚀；
3. 接地扁铁、桥架镀锌层厚度不足；
4. 组件安装前未按电流档和色差分类，混档安装；
5. 在组件边框私自开孔进行等电位连接；方阵两端组件未与檩条间进行等电位连接；
6. 未使用原厂配套的 MC4 接头、紧固件；
7. 未使用专用压线钳进行 MC4 接头、电缆线鼻子压接；组串外接电缆同 MC4 插接件连接处未按规定进行搪锡；
8. 未接线 MC4 插头、裸露电缆等未进行防护处理；
9. 直埋电缆埋深不足，未清理电缆沟内碎石、杂物，未按要求铺沙盖砖或穿管防护；
10. 直埋电缆过路时未穿热镀锌钢管、热镀锌钢管露出路基长度不足、两端未做喇叭口；
11. 电缆敷设杂乱，高、低压及通讯电缆未分层敷设；
12. 电缆标志桩数量不足，缺少走向和方位标识；
13. 桥架底部未固定、桥架盖板固定不牢靠、桥架连接件紧固件及盖板紧固件锈蚀；
14. 桥架未按规范要求进行接地连接（首、末段及每隔 30 米处）
15. 设备基础内积水，导致电缆被水浸泡；
16. 电缆转弯半径或起、始端预留不足；
17. 外露电缆无防护、防护不足或防护材料不合格；
18. 电缆过孔（洞）、穿管（墙）处未封堵、封堵不严实或封堵脱落；
19. 焊接处搭接面积不足；点焊、虚焊、未满焊；焊接后未剔渣防腐；
20. 锈蚀处（焊接处等）防腐前未进行除锈处理；
21. 接地标识涂刷不规范；
22. 标识、标牌材质不可靠、内容不规范、手写、与设计图纸不符、与现场实际不对应等。

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

7.3.2 对于无法整改甩项问题的处理

1. 现场施工过程中，应严格按设计图纸及规范施工，加强现场管理与监督，重视施工质量，如有无法整改的最终甩项问题，将会按拆除重建计算甩项扣款（拆除重建涉及发电量损失的，发电量损失另外计算、扣除），如：接地材料不合格或埋深不足，则按接地全部拆除后重新采购、施工计算扣款；桩基强度不足，则按组件、支架拆除+原有不合格桩基拆除+重新灌注施工+支架、组件装回并重新接线、调试计算扣款。
2. 以上请务必高度重视，提前预防，避免发生。

7.3.3 施工方检测仪器配备及人员资质要求

1. 施工单位需配备基本的检测仪器，满足现场自检需求，如：水平仪、经纬仪或全站仪、涂层测厚仪、游标卡尺、卷尺、倾角仪、回弹仪、万用表、接地电阻测试仪、绝缘电阻测试仪等。
2. 总包项目经理及管理人员资质、数量必须符合合同约定和法规要求，持证上岗。

7.3.4 光伏组件卸货、转运及安装质量要求

7.3.4.1 到货确认

1. 确认整车数量是否与送货单数量一致；
2. 确认每车尾部组件外包装箱粘贴的防震标贴是否变红，若有则立即通知现场客服人员确认；
3. 查看组件功率、电流档位，同功率、电流档位组件放置在同一个方阵或区域，保证同组串组件为同功率及电流档位的组件；
4. 确认包装箱是否有破损及撞击痕迹，如有异常，拍照留证，并立即通知现场客服人员确认，若负责人员在卸货之前未对卸货的组件进行确认及外箱检查工作，将默认为到货组件外箱无异常，后续若在开箱时发现组件外箱破损问题将由施工方承担。

7.3.4.2 组件卸货

1. 吊车卸货的吊绳需要选择尼龙吊带，不可以使用钢丝绳；
2. 卸货时需有人指挥，放置时速度要慢，快到地面前扶住组件；
3. 在使用吊车卸货挂绳时可选择边框位置，否则会损坏组件内部；
4. 叉车卸货需要选择平地，避免组件掉落，整托组件离开车辆后需尽快降低整托

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

- 组件的高度，卸货时需要专人指挥；
- 5. 卸货后放置组件的场地尽量选择水平平整地段，平方地面不可倾斜；
- 6. 卸货区域需有警示标识，以免发生意外事故；
- 7. 现场卸货完成后进行二次转移时注意叉车或者运输过程中的碰撞。

7.3.4.3 组件拆箱

- 1. 拆包前确认包装箱是否破损，如有则立即通知现场客服人员拍照记录并开箱确认；
- 2. 用刀具割断外箱打包带，不可划伤背板或边框，开箱后及时确认箱内组件数量；
- 3. 打开整箱组件时需要有专人扶住组件，安装时需要支撑，组件边框应至少有两处支撑，支撑物与组件间需做缓冲保护；
- 4. 确定组件边框上的电流档位，将相同电流档位的组件集中安装在相同区域（方阵、汇流箱）；
- 5. 拆箱时需注意边框的边角、避免刀片等利器伤人；
- 6. 拆箱搬运组件前确认每块组件状态，发现爆裂等异常立即停止搬运、拍照并第一时间通知现场客服人员、监理、总包、业主确认。

7.3.4.4 组件安装

- 1. 安装时斜靠在檩条上的组件不超出 3 块，出现大风时需及时收回，避免大风吹翻造成组件内部隐裂或爆裂；安装时需要先安装上排组件，检查固定无异常之后，再安装下排组件；
- 2. 组件的安装时注意边框与檩条的碰撞、背板与棱条及压块的碰撞；
- 3. 玻璃面不得有杂物残留，防止后续的热斑效应，必须当场祛除并擦拭干净，安装完成后四个角的护角应移除；
- 4. 现场拆箱多少当天必须安装完成，避免残留组件造成损坏或遗失，无法安装完成的，须将剩余组件集中放置平放使用包装箱保护；
- 5. 同一组光伏组件的正负极切勿短接，否则会影响组件质量，危及人身安全。

7.3.5 质量重点培训项

7.3.5.1 合同研读/人员配置

- 1. 总包单位：需拿到该项目的《施工承包合同》、《设备采购合同》（如有），并研读合同内容；

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

2. 监理单位：需拿到该项目的《监理合同》、《施工承包合同》、《设备采购合同》（如有），并研读合同内容；
3. 按合同约定配置各类人员，且人员数量及资质满足合同要求；其中总包单位质量管理人员配置一般不低于 2 人且分专业（分布式根据项目规模另行确定），各分包单位另需配置各自质量员，相关人员均持证上岗、人证合一，并配备必要的检测工具，如：涂层测厚仪、游标卡尺、卷尺、倾角仪、回弹仪、万用表、接地电阻测试仪、绝缘电阻测试仪等。
4. 按合同约定及规范要求制定各项施工方案、应急预案等，并进行图纸、技术及质量等培训，按规范完成各项应急预案演练；
5. 各单项工程施工过程中严格落实自检、报验等要求并留存相关记录。

7.3.5.2 设备/物资采购

1. 严格按合同/技术协议约定供应商短名单进行采购；
2. 提供所有乙购物资采购合同原件、复印件，此可作为进度款支付和竣工验收的前提条件之一；
3. 过程巡检及竣工验收也会重点对现场设备/物资品牌与合同/技术协议内约定短名单相符情况进行重点检查、核实。

7.3.5.3 进场设备/物资检查

1. 设备/物资到货后施工单位需完成自检，并向监理单位报验，在监理单位签字确认无异后使用；
2. 监理单位及我方项目部质量人员需就到场设备/物资与合同短名单进行确认，此外尤其要关注管桩型号（含规格、端头钢筋数量及直径等）、混凝土标号、电缆规格及线芯材质、各类支架/桥架/接地扁铁/接地圆钢/接地极等镀锌件尺寸及锌层厚度是否满足设计和规范要求；
3. 组件到货后需联系供应商进行到货 EL 检测，并由总包单位、监理单位、供应商及我方项目部质量人员参与并确认（组件甲供）；
4. 现场安装必须使用支架厂家配套提供的配套齐套紧固件，必须使用组件/组串式逆变器供应商配套提供的或同品牌同规格的光伏连接器，严禁施工方采购、使用非配套的其他类型紧固件和光伏连接器；
5. 原材料进场后需按规范要求对每种原材料进行见证取样及送检复试，并跟进复

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

试结果，复试结果合格方格方可使用，否则禁止使用。

7.3.5.4 施工安全

1. 安全方面：专职安全员、安全标识、安全防护、高空防坠落、火灾防范、用电安全、车辆及工程机械使用安全等；
2. 五牌一图配置齐全；现场人员需按要求穿、戴安全帽、劳保鞋等防护用品；特种作业人员持证上岗；动火作业前需报备并做好防护，此外：屋面严禁吸烟；现场吊装、采光带、无女儿墙屋面、脚手架等需设安全警示标识及安全防护措施。

7.3.5.5 夹具施工（分布式项目—彩钢瓦屋面）

1. 砼基础：需使用合格商混材料；按设计要求（如有）放置钢筋笼、规格尺寸符合设计要求；浇筑时按规范振捣、养护；混凝土基础尺寸、强度需满足设计要求，表面无蜂窝、麻面、开裂等不良；
2. 夹具：需进行夹具抗拉拔测试（每个屋面不低于 10 处），同时保留文字及影像记录；测试结果满足设计、规范要求方可安装支架；夹具安装过程中，需保证紧固件紧固到位，平、弹垫齐套性，螺杆露牙长度（不低于 2~3 个丝扣）满足设计/规范要求；采用自攻钉固定的梯形夹具安装时应对钻孔处和整个夹具与彩钢瓦接触面进行打胶防水处理，自攻钉应固定在彩钢瓦屋面的主梁或檩条上。

7.3.5.6 支架安装施工

1. 支架立柱与桩头/预埋件间需满焊/紧固到位，焊缝高度需满足规范要求，焊接完成后及时进行剔渣、防腐处理/紧固件应齐套；
2. 支架安装倾角需满足设计倾角±1° 要求；
3. 过程中需注意对于镀锌层构件的防护，严禁私自切割、开孔，严禁将支架用做跳板、过沟搭桥等他用；
4. 同一方阵组件不应呈起伏状，安装组件后相邻组件平整度误差应≤2mm，同一方阵组件平整度误差应≤5mm；
5. 安装过程中，需保证紧固件平、弹垫齐套，紧固到位（紧固后弹垫压平），螺杆露牙长度满足规范要求（不低于 2~3 个丝扣）。

7.3.5.7 组件安装及接线施工

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

1. 严禁踩踏、拖拽、单人背或头顶等暴力搬运、安装组件行为；组件安装后外观应无划伤、破损，EL 检测应无隐裂现象；
2. 组件及压块/紧固件需安装、紧固到位；组件等电位连接线需规范连接【组件间自带接地孔相连，方阵两端与支架连接，不得在组件边框私自开孔；等电位连接材料要求：两端带铜鼻子的成品黄绿接地线，带法兰螺母的 M3（或其他规格）不锈钢三件套紧固件】；
3. 使用专用光伏连接器压接工具进行规范压接、制作，并在压接处进行搪锡处理，严禁使用非专业工具进行光伏连接器压接制作；
4. 光伏连接器及线缆需绑扎【分布式平铺项目：绑扎于支架上（光伏连接器应避开组件间缝隙），不得直接置于屋面彩钢瓦上或与彩钢瓦接触，且避免被阳光直射；混凝土屋面及地面项目：绑扎于檩条上（光伏连接器应避开组件间缝隙绑扎，放置于檩条内侧上部位置，避免放置于檩条下部被雨水浸泡），且美观（要求：包塑扎丝整齐绑扎），方阵间线缆需穿管且固定（要求：采用阻燃型 PE/UPVC 直管、非波纹管，光伏连接器不得置于穿管内），未接线光伏连接器需进行有效防护（防潮、防尘）；
5. 对施工阶段可能存在的遮挡、污染问题要及时反馈、处理；组件安装后应无遮挡、受污染现象。

7.3.5.8 箱（逆）变基础施工

1. 基坑深度、尺寸、垫层及钢筋规格、数量、钢筋笼绑扎等需符合设计要求；
2. 需使用合格商混材料，商混标号需符合设计要求，浇筑时按规范振捣、养护，尺寸及强度需符合设计要求，表面无蜂窝、麻面、开裂、露筋等不良现象；每批次混凝土浇筑时需取样留置、同等条件养护试块并送检。
3. 预埋槽钢尺寸及位置无误，及时进行除锈、防腐处理；
4. 基础内部需进行防水处理，避免发生积水现象，并设置积水坑或排水沟/排水管；
5. 基础内部需安装电缆支架并防腐处理；
6. 基础踏步应符合设计要求，且无沉降、开裂等不良。

7.3.5.9 电缆桥架安装施工

1. 桥架支架需安装平整、紧固件齐套且紧固到位；

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

2. 桥架固定时，应避免桥架间连接处置于两支撑中间位置，进而避免桥架下坠形变；
3. 桥架需固定牢靠（底部与其支架间固定，外侧设防侧滑措施）并按规范要求接地（首、末端与主地网可靠连接，全场超过 30 米，应每隔 30 米增加与主接地网的重复可靠连接）；
4. 桥架安装后需平整、美观，桥架连接处紧固件需紧固到位、无锈蚀，桥架连接间跨接线材质需可靠、耐久；
5. 桥架盖板需安装牢靠（采用不锈钢抱箍固定）。

7.3.5.10 电缆敷设施工

1. 需采购合同短名单内的高压电缆终端、中接头及其附件产品，并要求供应商包工包料，保留各高压电缆附件合格证及制作过程影像资料，提供代理商授权书，并按我司格式提供电缆头质量保证书；对于低压电缆头（1KV 以下），安装后其末端不允许采用绝缘胶带直接缠绕防护，须采用满足对应电压等级的热缩套管进行防护；
2. 电缆沟深度需符合设计要求，回填后需夯实处理，避免冲刷和积水；
3. 按规范和设计要求敷设电缆（铺沙、盖砖、穿管等），严禁暴力拖拽电缆，严禁损坏电缆表皮及绝缘层；
4. 电缆过弯处需按规范预留足够的转弯半径，始、末端需按要求预留一定的余量（高压电缆：3~5 米；低压电缆可根据现场实际情况适当预留），切口处需做好防护处理；
5. 高、低压及通讯电缆需分层、上架（如有）敷设、并进行扎丝绑扎且美观；
6. 电缆过路处需穿热镀锌钢管，热镀锌钢管两端需提前做喇叭口处理，钢管露出路基长度应符合规范要求（两端均不低于 1m）；
7. 电缆始、末段需按规范要求挂牌（挂牌内需含电缆的线路编号、型号、规格及起迄地点、长度等信息），挂牌应材质可靠、耐候，字迹清晰、不易脱落；按规范和设计要求涂刷防火涂料、设置防火隔断；
8. 高压电缆通道需按照图纸进行施工，电缆井（如有）设置需符合设计要求；直埋电缆路径上需设有电缆标志桩（标有电缆方位及走向指示），标志桩材质及埋深需符合设计要求；对于内部空心类的标志桩，需增加灌浆处理。

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

7.3.5.11 设备安装施工

1. 安装、接线需牢靠，接地需可靠；保证紧固件紧固到位，平、弹垫齐套性，螺杆露牙长度（不低于 2~3 个丝扣）满足规范要求；
2. 对于有基础的设备，其四角需与基础槽钢间满焊，并对焊接处进行剔渣防腐处理；
3. 外露线缆需穿管（热镀锌钢管/阻燃型 PE 管或 UPVC 管，非波纹管）防护、需采用不锈钢或镀锌金属抱箍（高压电缆等大线径电缆）/扎丝（光伏电缆等小线径电缆）绑扎且绑扎美观；
4. 标识、挂牌需与设计图纸编号相符且材质可靠、耐候，字迹清晰、不易脱落（建议使用不锈钢、铝合金或亚克力类材质挂牌）；
5. 设备底部电缆预留量需足够（高压电缆：3~5 米；低压电缆可根据现场实际情况适当预留）；汇流箱进、出电缆及逆变器底部交、直流电缆应采用桥架或镀锌材料进行局部封闭施工并留有可开启式检修窗口；
6. 过孔、穿管处需进行防火泥或防火沙包等封堵且封堵严实、可靠；
7. 高压设备四周需铺设绝缘垫，并提供绝缘垫绝缘等级合格的检测报告；消防器材需配备齐全；
8. 设备投运前需按规范要求完成相关检查、试验，试验合格后方可送电、投运。

7.3.5.12 接地施工

1. 接地扁铁/圆钢焊接工艺及防腐处理需满足规范要求：扁钢 2 倍宽度搭接、圆钢 6 倍直径搭接，搭接面满焊，剔渣后三道（底漆+中间漆+面漆）防腐处理；
2. 接地极材料、数量、入土深度及接地环网埋深、路径需符合设计要求；方阵及设备外壳需保证两点可靠接地；
3. 与主接地网连接处接地位置需涂刷黄绿间隔（15cm）接地标识，且涂刷需规范。

7.3.5.13 标识问题

1. 按照设计及规范要求进行标识、挂牌等，保证标识与图纸及现场实际情况完全对应；
2. 标识、挂牌等内容需正确，粘贴需牢靠，材质需耐候，字迹需清晰、不易脱落。采用不锈钢或亚克力类材质挂牌。
3. 安全警示标识应齐全、规范。

 欧保顺耀 OP POWER	文件编号	
	版本号	A/1.4
	生效日期	2024年07月30日

分布式光伏发电项目技术要求

7.3.5.14 系统检测

1. 按合同约定完成相关检查、检验、检测和试验工作；
2. 绝缘电阻、接地电阻、接地连续性、红外热成像、组串开路电压一致性、组串运行电流一致性、组件 EL、涉网试验、等保测评及性能试验、电能质量、系统效率等需符合规范及设计要求。

7.3.5.15 资料存档类

1. 按照《NB/T 32037-2017 光伏发电建设项目文件归档与档案整理规范》内清单、格式进行相关资料编制、组卷及归档；
2. 所有资料需与现场实际施工同步，审核及签字、盖章齐全，禁止先施工后补资料；
3. 总包方需提供乙购物资采购合同原件及其双盖电子档；
4. 竣工蓝图需齐全，需提交纸质档及电子档竣工蓝图、电缆头质量保证书至公司文控中心存档。

附录：设备白名单

组件及逆变器

序号	设备名称	厂家名称	备注
1	组件	晶科能源有限公司	项目购买时 组件型号必须是 当前市场的主流 型号，且与甲方 确认后方可使用
2		隆基乐叶光伏科技有限公司	
3		合肥晶澳太阳能科技有限公司	
4		通威太阳能科技有限公司	
5		苏州阿特斯阳光电力科技有限公司	
6		浙江爱旭太阳能科技有限公司	
7		天合光能股份有限公司	
1	逆变器	华为技术服务有限公司	

直流汇流箱

序号	设备名称	厂家名称	备注
1	直流汇流箱	阳光电源股份有限公司	
2		苏州阳丰科技有限公司	
3		无锡隆玛科技有限公司	
1	直流断路器	北京人民电器	
2		常熟开关	
4		上海良信电器	
1	直流防雷器	上海雷迅	
2		安徽金力	
3		德国盾	
4		德国菲尼克斯	
1	接线端子	菲尼克斯	

低压交流配电柜

序号	设备名称	厂家名称	备注
1	交流汇流柜、并网 （计量）柜	河南森源电气股份有限公司	
2		苏州易能特电气有限公司	
3		大航有能电气有限公司	
4		广东翔电电气科技有限公司	

5		民电电气有限公司	
6		许继电气股份有限公司	
1	光伏并网专用断路器	北京人民电器	
2		常熟开关	
3		正泰电器	
4		上海良信电器	
1	塑壳断路器	常熟开关	
2		正泰电器	
3		上海良信电器	
4		北京人民电器	
1	过欠压自动重合闸微断	正泰电器	
2		环宇电气	
1	交流防雷器	上海雷迅	
2		安徽金力	
3		德国盾	
4		德国菲尼克斯	
1	接线端子	菲尼克斯	

低压并网二次设备

序号	设备名称	厂家名称	备注
1	电能质量在线监测装置、防孤岛保护装置、故障解列等低压二次装置	南京灿能	最终参照当地电力公司意见
2		安科瑞	
3		南瑞继保	
4		长园深瑞	
5		深圳中电电力	

变压器

序号	设备名称	厂家名称	备注
1	箱式变压器	山东泰開箱变有限公司	
2		许继集团有限公司	
3		南京大全变压器有限公司	
4		广东顺特电气设备有限公司	
5		海南金盘电气有限公司	
6		江苏华辰变压器股份有限公司	
7		中电电气（江苏）变压器制造有限公司	
8		江苏华鹏变压器有限公司	

9		欧姆龙电力	
10		特变电工	
11		正泰电气股份有限公司	
1	低压断路器	上海良信	
2		大全凯帆	
3		施耐德	
4		正泰电器	
5		常熟开关	
6		北京人民电器	
1	避雷器	西安神电	金属氧化物避雷器
2		安徽金力	
3		菲尼克斯	
4		德国盾	
5		南阳金冠	
1	箱变测控装置	北京华孚	三合一功能
2		安科瑞	
3		北京思瑞	
4		北恒电气	

10KV 开关柜

序号	设备名称	厂家名称	备注
1	10kV 开关柜	许继集团有限公司	
2		江苏凯易电气有限公司	
3		正泰电气股份有限公司	
4		民电电气有限公司	
5		山东泰开成套电器有限公司	
6		大航有能电气有限公司	
7		江苏大全长江电器股份有限公司	
8		青岛特锐德电气股份有限公司	
9		深圳森源电力技术有限公司	
10		广州白云电器有限责任公司	
1	低压断路器	上海良信	
2		正泰电器	
3		常熟开关	
4		德力西	

5		北京人民电器	
1	避雷器	西安神电	金属氧化物避雷器
2		安徽金力	
3		南阳金冠	
1	箱变测控装置	北京华孚	三合一功能
2		安科瑞电气股份有限公司	
3		北京思瑞	
4		北恒电气	

35KV 开关柜

序号	设备名称	品牌要求	备注
1	35kV 开关柜	正泰电气股份有限公司	
2		许继集团有限公司	
3		河南森源电气股份有限公司	
4		民电电气有限公司	
5		山东泰开成套电器有限公司	
6		大航有能电气有限公司	
7		广州白云电器有限责任公司	
1	40.5kV 断路器	施耐德宝光 VBG-40.5kV	固封极柱型断路器
2		平高电气	
3		西安西电电气	
4		山东泰开电气	
5		许继电气	
1	避雷器	西安神电	金属氧化物避雷器
2		安徽金力	
3		南阳金冠	
1	互感器	大连一互	
2		天津纽泰克	
3		大连北方互感器集团有限公司	
4		江苏靖江互感器股份有限公司	
5		大连二互	
6		上海 MWB	
1	保护测控装置	国电南瑞	
2		国电许继	

3		国电南自	
4		北京四方	
5		长园深瑞	

电缆

序号	名称	品牌要求	备注
1	光伏专用 电缆	上海金友金弘智能电气股份有限公司	
2		江苏上上电缆集团有限公司	
3		宁波开博线缆有限公司	
4		广州市新兴电缆实业有限公司	
5		佛山市粤佳信电线电缆有限公司	
6		江苏亨通电力电缆有限公司	
1	交流电缆	远东电缆有限公司	
2		江苏亨通电缆有限公司	
3		江苏上上电缆集团有限公司	
4		上海起帆电缆股份有限公司	
5		无锡江南电缆有限公司	
6		广州市新兴电缆实业有限公司	
7		佛山市粤佳信电线电缆有限公司	
8		浙江正泰电缆有限公司	
9		无锡玖开线缆科技集团有限公司	

中高压电气二次

序号	名称	品牌要求	备注
1	二次设备含计算机 监控、继保及安全 自动装置、通讯设 备、调度自动化、 直流电源系统、火 灾报	南京南瑞继保工程技术有限公司	
2		国电南瑞科技股份有限公司	
3		国电南京自动化股份有限公司	
4		许继电气股份有限公司	
5		长园深瑞继保自动化有限公司	
6		北京四方继保自动化股份有限公司	

SVG

序号	设备名称	厂家名称	备注
1	SVG	思源电气股份有限公司	
2		新风光电子科技股份有限公司	

3		山东泰开电力电子有限公司	
4		南京南瑞继保工程技术有限公司	
5		许继电源有限公司	

二次系统

序号	名称	厂家名称	备注
1	光功率预测	国电南瑞	
2		东润环能	
3		国能日新	
4		远景智能	
1	有功功率控制、无功电压控制系统	国能日新	
2		国电南瑞	
3		东润环能	
1	电能质量在线监测装置	南京灿能	
2		杭州南瑞继保	
3		安科瑞电气股份有限公司	
4		深圳中电电力	

预装式变电站

序号	设备名称	厂家名称	备注
1	预装式变电站	特变电工衡阳变压器有限公司	
2		平高集团有限公司	
3		青岛特锐德电气股份有限公司	
4		正泰电气股份有限公司	
5		民电电气有限公司	
6		西安西电高压开关有限公司	

支架

序号	设备名称	厂家名称	备注
1	光伏支架	上海晨科太阳能科技有限公司	
2		清源科技（厦门）有限公司	
3		广东保威新能源有限公司	
4		天津市晟昇金属制品有限公司	
5		迈贝特（厦门）新能源有限公司	
6		佛山市睿阳新能源科技有限公司	
7		深圳市安泰科清洁能源股份有限公司	

8		无锡尚玖林科技有限公司	
9		福建永福汇能科技有限公司	
10		杭州帷盛科技有限公司	
11		江阴诚祥金属制品有限公司	

高压电缆头 10kV，35kV

序号	设备名称	厂家名称	备注
1	电缆头 中间接头	国电瑞风	冷缩
2		沃尔核材	
3		长缆电工科技股份有限公司	

其它

序号	设备名称	厂家名称	备注
1	小电阻接地、消弧 线圈	思源电气股份有限公司	冷缩
2		河北博为电气股份有限公司	
3		保定上为电气科技有限公司	
1	电缆头	长缆电工科技股份有限公司	
2		3M 中国有限公司	
3		ABB（中国）有限公司	
1	直流防雷器	德国盾	
2		西岱尔	
3		菲尼克斯	
4		海鹏信	
5		赛尔特	
1	交流防雷器	西岱尔	
2		菲尼克斯	
3		海鹏信	
4		赛尔特	
1	风扇	EBM	
2		NMB	
3		SANYO	
1	框架断路器	施耐德	
2		西门子	
3		常开	
4		良信	
1	塑壳断路器	施耐德	

2		西门子	
3		常开	
4		良信	
5		北京人民电器	
6		大全凯帆	
1	真空负荷开关	宁波天安	
2		江阴云峰	
3		浙江华仪	
1	避雷器	西安神电	
2		西安童盾	
3		南阳金冠	
4		直宾红星	
5		安徽徽电	
6		安徽金力	
1	熔断器	库珀	
2		陕西振力	
3		苏源电器	
4		西安五环	
1	UPS	英威腾	
2		科奥信	
3		奥特信	
4		山特	
1	IGBT	英飞凌	
2		富士	
1	电抗器	山东哈大	
2		深圳蓝瑞盟	
3		京华都	
1	风机	EBM	
2		日本美蓓亚	
3		施依浩	
1	真空断路器	厦门华电	
2		库怕电气	
3		天水长城	
4		江苏大全	
5		陕西宝光	
1	电流互感器	大连一互	

2		大连北方互感器集团有限公司	
3		江苏靖江互感器股份有限公司	
1	电压互感器	大连一互	
2		大连北方互感器集团有限公司	
3		江苏靖江互感器股份有限公司	
1	避雷器	西安神电	
2		西安矗盾	
3		南阳金冠	
4		安徽徽电	
5		安徽金力	
1	交流断路器	常开	
2		良信	
3		大全凯帆	
1	电流互感器	大连一互	
2		大连北方互感器集团有限公司	
3		江苏靖江互感器股份有限公司	
1	浪涌保护器	菲尼克斯	
2		安徽金力	
3		欧申防雷	
1	气象站	锦州阳光气象科技有限公司	
2		万诺（锦州）传感物联技术发展有限公司	
3		东莞绿光新能源科技有限公司	
1	视频监控	杭州海康威视数字技术股份有限公司	
2			
1	云平台	华为云	
1	电表红外/能效采集终端	新科聚合 Th-077 红外读表器；新科聚合 Th-510 工业互联网网关	
1	智能数据采器	华为 Smart Logger	