

GF-2020-0216

2024 年度分布式光伏发电 EPC 项目 (四标段) 工程总承包合同

中华人民共和国住房和城乡建设部
国家市场监督管理总局



制定

第一部分 合同协议书

发包人（全称）：宣城承北新能源科技有限公司

承包人（全称）：安徽金荣电力科技集团有限公司（牵头人）、山东能建建设管理有限公司（成员）

根据《中华人民共和国民法典》、《中华人民共和国建筑法》及有关规定，遵循平等、自愿、公平和诚实信用的原则，双方就2024 年度分布式光伏发电 EPC 项目（四标段）项目的工程总承包及有关事项协商一致，共同达成如下协议：

一、工程概况

1. 工程名称：2024 年度分布式光伏发电 EPC 项目（四标段）。

2. 工程地点：宣城市。

3. 工程审批、核准或备案文号：2302-341800-04-01-399322。

4. 资金来源：宣城承北新能源科技有限公司自筹。

5. 工程内容及规模：本项目的的设计、客户开发、设备采购供货、屋面结构加固（如有）、土建及安装施工、施工用水、施工用电辅助工程等、地方关系协调、本工程内所有设备和系统的供货安装、检验、试验、调试、试运行、竣工验收、整套系统启动的性能保证的考核验收、技术和售后服务、人员培训、直至移交生产所完成的全部工作。

6. 工程承包范围：

（1）设计部分：包括但不限于本项目初步设计方案（含设计基础排布）、屋面荷载鉴定报告、加固设计方案（如需）、施工图设计、概算编制等，以上如涉及必须提供。

（2）施工部分：包括但不限于备案、并网接入等相关手续办理、施工图范围内的所有工作内容、屋顶加固（如需）、屋面瓦更换（如需）、土建及安装施工等工作、本工程内所有设备和系统的供货安装、检验、试验、竣工验收、全站全容量并网 240 小时安全稳定试运行（出具试运行报告）、消缺、整套系统启动的性能保证的考核验收、技术和售后服务、人员培训、直至移交等全部工作。移交前的运维管理，竣工验收交付后，光伏板质保 10 年，逆变器质保 5 年，其他电器设备 2 年质保，免费运维 2 年（以单个项目竣工验收之日起算）。

二、合同工期

计划开始工作日期：2024 年 2 月 18 日。

计划开始现场施工日期：2024 年 2 月 18 日。

计划竣工日期：2024 年 12 月 31 日。

工期总日历天数：310 天，工期总日历天数与根据前述计划日期计算的工期天数不一致的，以工期总日历天数为准。

三、质量标准

工程质量标准：合格（施工）；符合国家相关标准和规范要求（设计）。

四、签约合同价与合同价格形式

1. 合同价款为（含税）：人民币（大写） / 元（¥ /元），适用税率：9%。

2. 合同价格形式：全费用综合单价合同。

3. 高压并网项目 3.343 元/WP；低压并网项目 2.982 元/WP，屋面瓦更换 54.216 元/m²，适用税率：9%。

4. 本项目结算价为：中标人实际发生的合格工程量（直流侧装机容量）*合同并网单价（高压并网对应高压合同单价，低压并网对应低压合同单价）+换瓦面积*合同屋面瓦更换单价。（以单个备案项目结算）

备注 1：屋面瓦更换包括但不限于原屋面的拆除、处理及新瓦、保温、钢丝网更换安装等一切相关费用均包含在屋面瓦更换单价中。屋面瓦材质不低于原屋面瓦材质及相关标准。

五、工程总承包项目经理

工程总承包项目经理：胡静。

六、合同文件构成

本协议书与下列文件一起构成合同文件：

- （1）中标通知书（如果有）；
- （2）投标函及投标函附录（如果有）；
- （3）专用合同条件及《发包人要求》等附件；
- （4）通用合同条件；
- （5）承包人建议书；
- （6）价格清单；
- （7）双方约定的其他合同文件。

上述各项合同文件包括双方就该项合同文件所作出的补充和修改，属于同一类内容的合同文件应以最新签署的为准。专用合同条件及其附件须经合同当事人签字或盖章。

七、承诺

1. 发包人承诺按照法律规定履行项目审批手续、筹集工程建设资金并按照合同约定的期限和方式支付合同价款。

2. 承包人承诺按照法律规定及合同约定组织完成工程的设计、采购和施工等工作，确保工程质量和安全，不进行转包及违法分包，并在缺陷责任期及保修期内承担相应的工程维修责任。

八、订立时间

本合同于 2024 年 2 月 4 日订立。

九、订立地点

本合同在宣城高新技术产业开发区承北新能源公司订立。

十、合同生效

本合同经双方签字或盖章后成立，并自签章后生效。

十一、合同份数

本合同一式拾贰份，均具有同等法律效力，发包人执陆份，承包人执陆份。



发包人：宣城承北新能源科技有限公司
(公章或合同专用章)
法定代表人或其授权代表：
(签字)



承包人：安徽金荣电力科技集团有限公司
(公章或合同专用章)
法定代表人或其授权代表：
(签字)



承包人联合体方：山东能建建设管理有限公司
(公章或合同专用章)
法定代表人或其授权代表：
(签字)

工商注册住所：安徽省宣城市宣州区青弋江大道与港路交叉口综保大道7号

工商注册住所：合肥市高新区习友路与玉兰大道交叉口院士大厦14楼

工商注册住所：山东省济南市历下区经十路9999号黄金时代广场6、7号楼1-620

企业组织机构代码：
91341802MA8PNCU03E

企业组织机构代码：
91340100MA2MQKC70H

企业组织机构代码：
913701027784060527

邮政编码：242000

邮政编码：230031

邮政编码：250000

电话：

电话

电话

传真：

传真

传真

电子邮箱

电子邮箱

电子邮箱：

开户银行

开户银行

开户银行：

账号：

账号

账号：

第二部分 通用合同条件

详见《GF-2020-0216》中的通用条款格式

第三部分 专用合同条件

第1条 一般约定

1.1 词语定义和解释

1.1.1 合同

1.1.1.10 其他合同文件：(1) 发包人的招标文件；(2) 投标人的投标文件；(3) 发包人与监理人签订的委托监理合同等；(4) 双方有关工程的洽商、变更等书面协议或文件等(5) 发包人相关工程管理制度。

1.1.3 工程和设备

1.1.3.5 单位/区段工程的范围： / 。

1.1.3.9 作为施工场所组成部分的其他场所包括： 。

1.1.3.10 永久占地包括： 。

1.1.3.11 临时占地包括：投标人自行考虑并承担费用 。

1.2 语言文字

本合同除使用汉语外，还使用 / 语言。

1.3 法律

适用于合同的其他规范性文件：包括但不限于国家、省、市级行业现行有关法律、法规及规范性文件、现行国家、安徽省、宣城市有关验收规范和技术标准。

1.4 标准和规范

1.4.1 适用于本合同的标准、规范（名称）包括：现行国家、安徽省、宣城市有关验收规范和技术标准。

1.4.2 发包人提供的国外标准、规范的名称： / ；

发包人提供的国外标准、规范的份数： / ；

发包人提供的国外标准、规范的时间： / 。

1.4.3 没有成文规范、标准规定的约定： / 。

1.4.4 发包人对于工程的技术标准、功能要求：满足招标文件各项内容要求，承包人设计文件、实施和竣工的工程符合工程建设标准强制性条文、国家强制性标准条文以及国家安全生产管理局发布的行业标准。

1.5 合同文件的优先顺序

合同文件组成及优先顺序为：见通用合同条件。

1.6 文件的提供和照管

1.6.1 发包人文件的提供

发包人文件的提供期限、名称、数量和形式： / 。

1.6.2 承包人文件的提供

承包人文件的内容、提供期限、名称、数量和形式：施工组织设计，专项施工方案，施工进度计划，质量、技术管理体系，质量、安全、进度保证体系，项目部管理机构人员名单、资格证明及通讯录等其它工程报监资料文件等。上述文件不得低于投标文件标准，发包人按上述文件对承包人进行考核，相关施工方案必须符合图纸、标准、规范及现场要求；专项施工方案根据施工进度需要，按照发包人要求及时提供。

1.6.4 文件的照管

关于现场文件准备的约定：执行通用条款。

1.7 联络

1.7.2 发包人指定的送达方式（包括电子传输方式）：纸质版文件送达办公室或电子邮箱传输。

发包人的送达地址：单位所在地或工程所在地办公室。

承包人指定的送达方式（包括电子传输方式）：纸质版文件送达办公室或电子邮箱传。

承包人的送达地址：单位所在地或工程所在地办公室。

1.10 知识产权

1.10.1 由发包人（或以发包人名义）编制的《发包人要求》和其他文件的著作权归属：发包人。

1.10.2 由承包人（或以承包人名义）为实施工程所编制的文件、承包人完成的设计工作成果和建造完成的建筑物的知识产权归属：除署名权以外的著作权属于发包人。

1.10.4 承包人在投标文件中采用的专利、专有技术、技术秘密的使用费的承担方式承包人承担。

1.11 保密

双方订立的商业保密协议（名称）：届时约定，作为本合同附件。

双方订立的技术保密协议（名称）：届时约定，作为本合同附件。

1.13 责任限制

承包人对发包人赔偿责任的最高限额为实际发生的赔偿额。

1.14 建筑信息模型技术的应用

关于建筑信息模型技术的开发、使用、存储、传输、交付及费用约定如下：/。

第2条 发包人

2.2 提供施工现场和工作条件

2.2.1 提供施工现场

关于发包人提供施工现场的范围和期限：相关手续办理满足工期要求，如承包人驻地建设、材料堆放等需要办理临时用地的，此项费用包含在承包人的报价中，不在另行计取相关费用，费用和手续办理由承包人承担，发包人给与必要的协助并配合承包人完成相关手续办理。

2.2.2 提供工作条件

关于发包人应负责提供的工作条件包括：现场已具备施工条件，水、电接驳点已在施工场地附近，由承包人自行接入水、电并承担由此发生的费用。

2.3 提供基础资料

关于发包人应提供的基础资料的范围和期限：届时约定。

2.5 支付合同价款

2.5.3 发包人提供支付担保的形式、期限、金额（或比例）：工程款支付担保可以采用银行保函、保证保险、工程担保公司担保等方式。银行保函、保证保险和工程担保保单应当为不可撤销的保证。发包人应当向承包人提供签约合同价 8%的工程款支付担保。对于政府投资的工程建设项目，发包人可以提供财政等政府有权部门出具的落实项目建设资金保障证明作为工程款支付担保凭证。工程款支付担保保证期限应与施工合同约定的期限保持一致。。

发包人应履行的其他义务: / 。

发包人代表的姓名：张维友；
 发包人代表的身份证号：[REDACTED]；
 发包人代表的职务：总经理；
 发包人代表的联系电话：[REDACTED]；
 发包人代表的电子邮箱：[REDACTED]；
 发包人代表的通信地址：宣城 开 宣城承北新能源公司；
 发包人对发包人代表的授权范围如下：/；

发包人人员姓名：张维友；
发包人人员职务：总经理；
发包人人员职责：/

3.3.1 工程师名称: _____/_____;
工程师监督管理范围、内容: _____/_____;
工程师权限: _____/_____。

3.6.2 关于商定时间限制的具体约定：_____ / _____。

3.6.3 关于商定或确定效力的具体约定：_____ / _____；
关于对工程师的确定提出异议的具体约定：_____ / _____。

3.7.1 关于召开会议的具体约定: _____/_____。

3.7.2 关于保存和提供会议纪要的具体约定: _____/_____。

– 7 –

客观原因设计人提出更换设计人员的，承包人需书面向发包人申请，经审核同意后，方可更换。确定的设计负责人和项目组人员必须全过程跟踪服务，对发包人要求的现场服务及时予以配合。

(2) 承包人在进行设计时，应对场地进行充分查看，并详细考虑项目周边实际情况，因项目建设需要，需设置相关专项设计均由承包负责实施，若承包人无力实施，需另委托其他单位时，承包人应承担全部设计费用。

(3) 设计单位应向发包人提供 5 份施工蓝图。

(4) 施工过程中，施工图下发后，承包人应在正式开工前组织召开图纸会审，相关图纸修改需经发包人同意，否则不予认可。

施工过程中各项专项设计均包含在合同范围内，如涉及需组织专家论证的，由发包人组织召开专家论证会，相关费用包括但不限于承包人差旅费、专家费、会议场地费、论证相关文本费由承包人承担，含在综合报价中，不再另行计取。

承包人的设计人员应按发包人要求参加发包人组织的各项专题会议，无正当理由拒绝参加，发包人有权对承包人处于 2000 元/次违约处罚。

(5) 由于承包人提供的设计成果质量不合格或不能通过行政主管部门审批，承包人应负责无偿给予补充完善使其达到质量合格，若承包人无力补充完善，需另委托其他单位时，承包人应承担全部设计费用，或因设计质量造成重大技术经济损失或工程事故时，承包人应按照国家有关规定负法律责任（刑事责任和赔偿经济损失）。

(6) 如设计进度或质量不满足发包人要求，发包人有权对承包人处以 2000 元-20000 元的处罚。

4.1.3 施工方面：

(1) 施工蓝图下发后，应根据发包人代表及监理人相关要求，在 10 日内提交盖章签字后的《施工组织设计》，未按时提交发包人有权对承包人处于 1000 元/次违约处罚，提交后的《施工组织设计》需通过监理单位审查。

(2) 工程开工后，承包人及时上报工程款资料。

(4) 承包人应按照发包人要求出席发包人及监理人组织的监理例会和进度调度会，无正当理由不得请假，如无故缺席或请假不被发包人认可，发包人有权对承包人处以 2000 元/人*次违约处罚。

(5) 承包人应按照监理人下发的监理通知单要求的时间内进行回复，逾期整改或预期回复的，监理单位有权对承包人处于 2000 元/次的违约处罚。

(6) 承包人应负责做好施工现场内的安全保卫工作，承担由于自身安全防护措施不当造成的经济损失和责任，与发包人无关。

(7) 承包人必须服从工程所在地建设行政主管部门的管理，凡涉及到承包人的施工备案、车辆准运等有关证、照，均由承包人自行办理，发生的费用全部由承包人承担，包括但不限于外地施工单位进项目所在地施工备案费用、排污管理费、噪声管理费、垃圾清运费、渣土处置费等。其中垃圾清运费由承包人按照宣城市人民政府及宣州区人民政府及宣城高新区管委会相关文件执行，费用已包含在合同单价中，不在另行计取，计算基数为合同总额，或经发包人批准的进度款支付资料，如发包人拒不缴纳或以各种理由延迟缴纳，发包人有权在进度款支付时直接扣除。

(9) 承包人应做好场地内环境卫生管理工作，如因地内扬尘污染防治工作被主管部门通报批评的，承包人处于 2000 元/次违约处罚，发包人有权要求承包人进行整改，如承包人拒不整改或整改不及时，发包人有权委托第三方予以实施，相关费用经发包人委托的造价咨询单位审定后在工程款支付时一并扣除，另承包人处于 3000 元/次违约处罚。

(10) 工程材料、设备等进场未经监理单位验收及不报验而进行施工的，违约

并明确前期工作对接人，项目管理机构及施工现场人员安排的报告需在项目正式施工前 15 日提交发包人和监理人核定。

承包人应根据招标文件、投标文件及法律法规的相关要求配置项目经理、项目技术负责人和安全员等项目管理人员，如因人员配置不齐、配备的相关人员未能如实地到现场履约、未按照要求需配备相关专职人员的，发包人有权处于 20000 元/（次·人）的违约处罚。违约处罚不免除承包人继续承担相关工作的义务，处罚金额在工程进度款支付时候予以扣回，如工程进度款不能足额满足违约处罚金额要求，发包人有权在本合同其他费用支付时一并扣回，直至通过法律途径追回相关违约金额。

4.4.2 关键人员更换

承包人擅自更换关键人员的违约责任：满足发包人要求及相关规定。

4.4.3 现场管理关键人员在岗要求

承包人现场管理关键人员离开施工现场的批准要求：满足发包人要求及相关规定。

4.4.4 设计负责人

姓 名：陈卫华；

职 称：工程师；

执业资格等级：注册电气工程师（发输变电）；

执业资格证书号： / ；

注册证书号： DF203700645；

执业印章号： / ；

身份证号

职 务：设计负责人；

联系电话： / ；

电子信箱： / ；

通信地址： / ；

项目设计负责人职责：依据有关法律法规、项目批准文件、城乡规划、工程建设强制性标准、设计深度要求、设计任务书和工程勘察成果文件，就相关要求向设计人员交底，组织开展本建设工程设计工作，协调各专业之间及与外部各单位之间的技术接口工作。确保设计工作按合同要求组织实施，对设计进度、质量和费用进行有效的管理与控制；项目实施中组织参与工程洽商、变更、技术方案的审查及工程各施工节点的验收等配套服务工作。

4.5 分包

4.5.1 一般约定

禁止分包的工程包括：按相关法律法规条款。

4.5.2 分包的确定

允许分包的工程包括：按相关法律法规条款。

（1）对于本工程涉及的特殊专业工程施工，除非承包人有相应资质自行组织施工，否则发包人有权按照相关规定另行发包给具有专业资质和设计、施工能力的分包人完成。

承包人选定的分包人需经监理方、发包方同意，分包工程在开工前 7 日，承包人应以书

面形式的分包审批表报经发包人和监理人书面同意。如未报送或报送后监理人和发包人不同意强行开始施工的，发包人有权对承包人处以 50000 元/次的违约处罚，违约处罚不能免除承包人按照程序完善相关流程的义务或按发包人要求更换分包人。

(2) 不允许分包人将其承接的工程再次分包，劳务分包除外。

(3) 当承包人不能按照已批准的进度计划实现节点目标，而又无切实有效措施保证竣工目标，发包人有权将承包人承包范围内的相关工程量进行调整，交由其他单位实施，费用由承包人承担，承包人应无条件服从并给予配合，为相应工程施工提供配合和管理，并对整体工程的施工质量和工期负责。

(4) 承包人或专业分包人的劳务分包单位需到发包人处备案。如专业分包人或劳务分包人在发包人黑名单库管理中，不得在本项目承揽相关业务，承包人或专业分包人需更换相关分包单位，承包人或专业分包人不得拒绝。

(5) 工程总承包项目的承包人对建设工程的“设计、采购、施工”整个过程负总责，对建设工程的质量及建设工程的所有专业分包人履约行为负总责。

(6) 发包人对承包人与分包人之间的法律与经济纠纷不承担任何责任和义务。

若承包人未按本合同要求及时为其他承包商提供必须的施工条件，则由此引起其他承包商提出的索赔给发包人造成损失的，承包人应当承担赔偿责任，赔偿范围为发包人就该事项导致的全部损失，包括但不限于诉讼费、律师费、赔偿金（含对发包人企业商誉损害的赔偿）。其他承包商指发包人自行委托的相关施工单位。

其他关于分包的约定：_____ 届时商定_____。

4.5.5 分包合同价款支付

关于分包合同价款支付的约定：发包人在支付完相关合同款项后，承包人应及时向分包人支付合同价款，如因承包人分包合同价款支付不及时导致所有的法律后果和工期费用损失均由承包人承担，如发现承包人拒绝支付的，发包人有权代为支付给分包人，并处于 20000 元/次的违约处罚。

4.6 联合体

4.6.2 联合体各成员的分工、费用收取、发票开具等事项：本项目工程费用及设计费由建设单位（招标人）统一支付给联合体牵头方，并开具专用发票，发票税率 9%。

4.7 承包人现场查勘

4.7.1 双方当事人对现场查勘的责任承担的约定：/。

4.8 不可预见的困难

不可预见的困难包括：_____ / _____。

第5条 设计

5.2 承包人文件审查

5.2.1 承包人文件审查的期限：_____ / _____。

5.2.2 审查会议的审查形式和时间为：结合工程进度，以发包人代表通知为准，审查会议的相关费用由承包人承担。

5.2.3 关于第三方审查单位的约定：_____ / _____。

5.3 培训

培训的时长为 /，承包人应为培训提供的人员、设施和其它必要条件为 /。

5.4 竣工文件

5.4.1 竣工文件的形式、提供的份数、技术标准以及其它相关要求：按国家规定及宣城市城建档案管理归档工程文件内容规定，并将全部竣工资料以电子版形式上传至发包人指定的管理系统，肆套纸质，壹套电子版（必须满足建设单位存档需求，不额外增加费用）。

5.4.3 关于竣工文件的其他约定： / 。

5.5 操作和维修手册

5.5.3 对最终操作和维修手册的约定： / 。

5.7 关于设计的其他约定：

5.7.1 本项目设计负责人陈卫华，具备注册电气工程师（发输变电）资格职称。设计单位需要更换设计负责人的，应提前 14 天书面通知发包人，并征得发包人书面同意。

5.7.2 设计单位责任：

5.7.2.1 设计人应按国家技术规范、标准、规程及发包人提出的设计要求，进行工程设计，按合同规定的进度要求提交质量合格的设计资料，并对其负责。

5.7.2.2 设计人按本合同规定的内容、进度及份数向发包人交付资料及文件。

5.7.2.3 设计人交付设计资料及文件后，按规定参加有关的设计审查，并根据审查结论负责对不超出原定范围的内容做必要调整补充。设计人按合同规定时限交付设计资料及文件，负责向发包人及施工单位进行设计交底、处理有关设计问题和参加竣工验收。

5.7.2.4 设计人应保护发包人的知识产权，不得向第三人泄露、转让发包人提交的产品图纸等明确标明“保密”字样的技术经济资料。如发生以上情况并给发包人造成经济损失，发包人有权向设计人索赔。

5.7.2.5 设计方案应得到发包人认可。

5.7.2.6 设计过程中设计人与业主、牵头人紧密配合，业主对设计方案的合理修改意见设计人应予以采纳。

5.7.2.7 设计过程中业主要求设计人员一同前往外地考察，设计人应予以配合。设计人员的路费、住宿费、餐费及其它费用由设计人承担。

5.7.2.8 如果由设计人设计施工图纸，设计人应明确项目负责人，项目负责人应全过程服务。

第6条 材料、工程设备

6.1 实施方法

双方当事人约定的实施方法、设备、设施和材料：设备、材料采购需经发包人认可。承包人采购的材料，须在采购实施的 30 日前制定采购计划（包括品种、品牌规格、质量、数量、生产厂家等）以书面形式报发包人及监理人审核，发包人在收到承包人提交的采购计划 7 日内要完成审批，否则视为发包人认可承包人提交的采购计划；施工过程中，发包人有权再行委托第三方机构对工程实体和材料设备进行抽检，抽检不合格的将处于 20000 元/项的违约处罚，违约处罚不免除承包人下一步的相关工作义务。

未经发包人同意，承包人擅自采购的，每发现一次，发包人有权扣除 10 万元-50 万元工程款，发包人并有权解除合同。

6.2 材料和工程设备

6.2.1 发包人提供的材料和工程设备

发包人提供的材料和工程设备验收后，由 承包人 负责接收、运输和保管。

6.2.2 承包人提供的材料和工程设备

材料和工程设备的类别、估算数量：完成本项工程所使用的全部材料，以及经过招标人审核后的施工图所涵盖的全部材料和工程设备。

竣工后试验的生产性材料的类别或（和）清单：按验收规程和相关标准执行。

6.2.3 材料和工程设备的保管

发包人供应的材料和工程设备的保管费用由 / 承担。

承包人提交保管、维护方案的时间： / 。

发包人提供的库房、堆场、设施和设备： / 。

6.2.4 本项目采用的光伏组件技术路线为 N 型或 BC 类或 HJT。

6.3 样品

6.3.1 样品的报送与封存

需要承包人报送样品的材料或工程设备，样品种类、名称、规格、数量：承包人应将

各项材料和工程设备的供货人及品种、规格、数量和供货时间等报送监理人审批。承包人应向监理人提交其负责提供的材料和工程设备的质量证明文件，并满足合同约定的质量标准，承包人需按发包人要求提供材料样品，由监理人审核后
进行封样。

6.4 质量检查

6.4.1 工程质量要求

工程质量的特殊标准或要求： / 。

（1）承包人要加强工程质量管理，严格执行“三检”制度。分部分项工程达到验收条件，承包人自检合格后，须在验收 24 小时前通知监理人、发包人和造价咨询单位等有关单位，经验收合格并签字后方可进行下一步工序施工。

经监理人验收分项工程不合格，发包人或监理人有权对承包人处于 2000 元以内的违约处罚；经监理人验收分部工程不合格，发包人或监理人有权对承包人处于 5000 元以内的违约处罚。验收不合格，承包人擅自强行施工，承包人应承担 20000 元 / 次违约处罚。发包人或监理人发现，分部、分项、工序检验批工程未及时报验的，每发现一次，承包人应承担 2000 元 / 次违约处罚。

（2）发包人发现的承包人对各种检验、试验、测试、评定、调试报告弄虚作假的，责令承包人按规范进行返工或采取其它补救措施，直至合格，以上所有费用均由承包人承担，并处以 20000 元/次的违约处罚。

（3）因承包人设计或施工引起的任何质量问题、一般质量事故错误或重大质量事故，承包人承担因事故带来的一切损失。引起一般质量事故的，发包人处以承包人 100000 元/次违约处罚。引起重大质量事故的，发包人处以承包人 200000 元的违约处罚，并且发包人有权单方面终止合同。

（4）发包人及发包人上级公司职能部门有权对项目进行巡检，在巡检过程中发现相关质量、安全、资料等问题，有权要求承包人进行整改，如整改不及时或拒不整改得，发包人有权对承包人处于 5000 元以内的违约处罚。承包人在发包人组织的季度检查中，经发包人发现现场存在安全文明施工或质量等问题而被发包人通报批评的，每通报一次，承包人需向发包人承担 2000 元违约处罚；对拒不整改或整改不到位的，每次处以 5000 元违约处罚并约谈承包人法人代表。

（5）经建设主管部门验收不通过，每次承包人需向发包人承担 2000 元违约处罚；因承包人施工的工程质量方面存在问题而被主管部门书面通报批评的，每次承包人需向发包人承担 10000 元违约处罚。

（6）上述相关违约处罚不免除承包人继续承担相关工作的义务，处罚金额在相关进度款支付时候予以扣回，如相关进度款支付时不能足额满足违约处罚金额要求，发包人有权在本合同其他费用支付时一并扣回，直至通过法律途径追回相关违

约金额。

(7) 乙方在项目实施前，乙方委托有资质的单位对建筑进行荷载鉴定并出具报告，如需加固，需出具加固图纸，并进行图审。因乙方施工造成建筑损坏、漏水等由此造成的一切损失由乙方承担。

6.4.2 质量检查

除通用合同条件已列明的质量检查的地点外，发包人有权进行质量检查的其他地点：执行通用条款。

6.4.3 隐蔽工程检查

关于隐蔽工程和中间验收的特别约定：执行通用条款。

6.5 由承包人试验和检验

6.5.1 试验设备与试验人员

试验的内容、时间和地点：执行通用条款。

试验所需要的试验设备、取样装置、试验场所和试验条件：执行通用条款。

试验和检验费用的计价原则：根据实际情况，满足国家规范、行业要求、地方标准、施工需要，相关费用包含在合同价款中（包括并网性能试验等满足并网要求的第三方检测费用等一切检测费）。

第7条 施工

7.1 交通运输

7.1.1 出入现场的权利

关于出入现场的权利的约定：执行通用条款。

7.1.2 场外交通

关于场外交通的特别约定：执行通用条款。

7.1.3 场内交通

关于场内交通的特别约定：执行通用条款。

关于场内交通与场外交通边界的约定： / 。

7.1.4 超大件和超重件的运输

运输超大件或超重件所需的道路和桥梁临时加固改造费用和其他有关费用由承包人承担。

7.2 施工设备和临时设施

7.2.1 承包人提供的施工设备和临时设施

临时设施的费用和临时占地手续和费用承担的特别约定：临时占地手续由承包人自行办理。临时设施的费用、办理和使用临时占地所产生的相应费用均有承包人承担，且已包含在合同价款中，承包人自行修建、维护、拆除和恢复用地原状。。

7.2.2 发包人提供的施工设备和临时设施

发包人提供的施工设备或临时设施范围： / 。

7.3 现场合作

关于现场合作费用的特别约定：执行通用条款。

7.4 测量放线

7.4.1 关于测量放线的特别约定的技术规范：执行通用条款。

施工控制网资料的告知期限：开工前。

7.5 现场劳动用工

7.5.2 合同当事人对建筑工人工资清偿事宜和违约责任的约定：执行通用条款。

7.6 安全文明施工

7.6.1 安全生产要求

按相关规定执行，现场出现违反安全生产的相关规定的，发包人及监理单位有权对承包人做出 10000 元以内的单次违约处罚，视情节严重情况，还有权局部暂停施工甚至整体暂停施工。

承包人应保证其安全文明施工费落到实处，承包人应将发包人支付给承包人的安全文明施工费专用账户管理，发包人有权检查相关费用使用情况。

7.6.3 文明施工

合同当事人对文明施工的要求：执行通用条款。

7.9 临时性公用设施

关于临时性公用设施的特别约定：执行通用条款。

7.10 现场安保

承包人现场安保义务的特别约定：执行通用条款。

第8条 工期和进度

8.1 开始工作

8.1.1 开始准备工作：/。

8.1.2 发包人可在计划开始工作之日起 84 日后发出开始工作通知的特殊情形：/。

8.2 竣工日期

竣工日期的约定：/。

8.3 项目实施计划

8.3.1 项目实施计划的内容

项目实施计划的内容：执行通用条款。

8.3.2 项目实施计划的提交和修改

项目实施计划的提交及修改期限：执行通用条款。

8.4 项目进度计划

8.4.1 工程师在收到进度计划后确认或提出修改意见的期限：7 日内。

8.4.2 进度计划的具体要求：届时商定。

关键路径及关键路径变化的确定原则：/。

承包人提交项目进度计划的份数和时间：届时商定。

8.4.3 进度计划的修订

承包人提交修订项目进度计划申请报告的期限：届时商定。

发包人批复修订项目进度计划申请报告的期限：届时商定。

承包人答复发包人提出修订合同计划的期限：届时商定。

8.5 进度报告

进度报告的具体要求：双方协商确定。

8.7 工期延误

8.7.2 因承包人原因导致工期延误

因承包人原因造成工期延误，逾期竣工违约金的计算方法为：因承包人原因使单个项目竣工日期延误，每延期竣工 1 日，承包人支付发包人 1000 元/日的处罚；工程延期 30 日以上的，超过部分每日按 2000 元/日向发包人支付处罚；延期 60 日以上的，发包人有权解除合同，并追究连带责任。延期处罚费用另行缴纳。

8.7.3 行政审批迟延

行政审批报送的职责分工：双方协商确定。

8.7.4 异常恶劣的气候条件

双方约定视为异常恶劣的气候条件的情形：双方协商确定。

8.8 工期提前

8.8.2 承包人提前竣工的奖励：_____ / _____。

第9条 竣工试验

9.1 竣工试验的义务

9.1.3 竣工试验的阶段、内容和顺序：_____ 执行通用条款 _____。

竣工试验的操作要求：_____ 执行通用条款 _____。

第10条 验收和工程接收

10.1 竣工验收

10.1.2 关于竣工验收程序的约定：_____ 执行通用条款 _____。

发包人不按照合同约定组织竣工验收、颁发工程接收证书的违约金的计算方式：
执行通用条款 _____。

10.3 工程的接收

10.3.1 工程接收的先后顺序、时间安排和其他要求：_____ 执行通用条款 _____。

10.3.2 接受工程时承包人需提交竣工验收资料的类别、内容、份数和提交时间：
工程竣工后承包人的责任包括但不限于以下内容：按照现行规范、相关文件及发包人
要求执行_____。

10.3.3 发包人逾期接收工程的违约责任：_____ 执行通用条款 _____。

10.3.4 承包人无正当理由不移交工程的违约责任：_____ 执行通用条款 _____。

10.4 接收证书

10.4.1 工程接收证书颁发时间：_____ 执行通用条款 _____。

10.5 竣工退场

10.5.1 竣工退场的相关约定：_____ 执行通用条款 _____。

10.5.3 人员撤离

工程师同意需在缺陷责任期内继续工作和使用的人员、施工设备和临时工程的内容：
_____ 双方协商确定 _____。

第11条 缺陷责任与保修

11.2 缺陷责任期

缺陷责任期的期限：_____ 24个月，自单个项目竣工验收合格之日起计算 _____。

11.3 缺陷调查

11.3.4 修复通知

承包人收到保修通知并到达工程现场的合理时间：_____ 24小时以内 _____。

11.6 缺陷责任期终止证书

承包人应于缺陷责任期届满后_____ 7 _____天内向发包人发出缺陷责任期届满通知，发包人应在收到缺陷责任期满通知后_____ 7 _____天内核实承包人是否履行缺陷修复义务，承包人未能履行缺陷修复义务的，发包人有权扣除相应金额的维修费用。发包人应在收到缺陷责任期届满通知后_____ 7 _____天内，向承包人颁发缺陷责任期终止证书。

11.7 保修责任

工程质量保修范围、期限和责任为：_____ 执行通用条款 _____。

第12条 竣工后试验

本合同工程是否包含竣工后试验：_____ 是 _____。

12.1 竣工后试验的程序

12.1.2 竣工后试验全部电力、水、污水处理、燃料、消耗品和材料，以及全部其他仪器、协助、文件或其他信息、设备、工具、劳力，启动工程设备，并组织安排有适当资质、经验和能力的工作人员等必要条件的提供方：_____ 承包人负责 _____。

第 13 条 变更与调整

13.2 承包人的合理化建议

13.2.2 工程师应在收到承包人提交的合理化建议后 7 日内审查完毕并报送发包人，发现其中存在技术上的缺陷，应通知承包人修改。发包人应在收到工程师报送的合理化建议后 7 日内审批完毕。合理化建议经发包人批准的，工程师应及时发出变更指示，由此引起的合同价格调整按照 执行。发包人不同意变更的，工程师应书面通知承包人

13.2.3 承包人提出的合理化变更建议的利益分享约定： / 。

13.3 变更程序

13.3.3 变更估价

13.3.3.1 变更估价原则

关于变更估价原则的约定： / 。

13.4 暂估价

13.4.1 依法必须招标的暂估价项目

承包人可以参与投标的暂估价项目范围： / 。

承包人不得参与投标的暂估价项目范围： / 。

招投标程序及其他约定： / 。

13.4.2 不属于依法必须招标的暂估价项目

不属于依法必须招标的暂估价项目的协商及估价的约定：
 / 。

13.5 暂列金额

其他关于暂列金额使用的约定： / 。

13.8 市场价格波动引起的调整

13.8.2 关于是否采用《价格指数权重表》的约定： / 。

13.8.3 关于采用其他方式调整合同价款的约定：以招标公告发布当周微信公众号 InfoLink Consulting 中“中国 N 型组件 Topcon”均价为基准价，单个项目采购组件当周（单个项目备案表落款日期）均价与基准价波动为 X%。当 $|X| > 5$ 时，高压或低压并网单价调整为：高压或低压并网单价 $\times (1 + X\%/2)$ ，当 $|X| \leq 5$ 时，结算单价不做调整。屋面瓦更换单价不作调整。

第 14 条 合同价格与支付

14.1 合同价格形式

14.1.1 关于合同价格形式的约定： 本项目施工费用以全费用综合单价结算。高压并网项目和低压并网项目：结算总价=全费用综合单价 $\times$ 实际装机容量；屋面瓦更换：结算总价=全费用综合单价 $\times$ 实际完成工程量。

因发包人原因致使合同无法履行的，工程量按已完成合格工程量计算，价格计算按合同签约时最新的相关计价规范执行，即清单定额价，其中材料有信息价的按信息价计入，无信息价和定额中没有价格子目的按市场询价计入。即工程量价款=（清单定额价+市场询价） $\times$ （1-合同下浮率），结算单价不得高于中标单价。

因承包人原因致使合同无法履行或停工等原因导致项目无法竣工投产的，发包人不承担一切工程费用，给发包人造成的损失由承包人赔偿。

14.1.2 关于合同价格调整的约定：参照 13.8.3 执行

14.1.3 按实际完成的工程量支付工程价款的计量方法、估价方法：
 / 。

14.2 预付款

14.2.1 预付款支付

预付款的金额或比例为：_____ / _____。

预付款支付期限：_____ / _____。

预付款扣回的方式：_____ / _____。

14.2.2 预付款担保

提供预付款担保期限：_____ / _____。

预付款担保形式：_____ / _____。

14.3 工程进度款

14.3.1 工程进度付款申请

工程进度付款申请方式：_____ 执行通用条款 _____。

承包人提交进度付款申请单的格式、内容、份数和时间：_____ 执行通用条款 _____。

进度付款申请单应包括的内容：_____ 执行通用条款 _____。

14.3.2 进度付款审核和支付

1、单个备案项目屋顶光伏支架安装完成后，经监理工程师、发包人审核批准后，按合同单价乘以装机容量（直流侧）的 30%支付货款，月进度款支付不低于已完成合格工程量的 80%；项目竣工验收合格且并网连续发电 240 小时运行正常支付至合同单价乘以装机容量（直流侧）的 80%，结算审核结束后支付至结算审核价款（以结算审核报告为准）的 97%；余款 3%作为质量保证金，待缺陷责任期（二年）满后无质量问题一个月内付清；承包人可采用“银行保函或保证保险等方式（纸质、电子）”缴纳工程质量保证金，如承包人采用“银行保函或保证保险等方式”提交等额工程质量保证金，则在工程竣工结算完成后付至最终结算价款的 100%。（以现金形式提交保证金的，同时退还保证金本金和银行同期存款利息）

注：1）每次付款前需提供进度款全额的增值税 9%专用发票；

2）合同执行过程中出现的违约金及罚款项，承包人另行支付。

3）本项目采取增值税计算方法，税率为 9%，若中标单位开具发票时税点不足部分在支付工程款时扣除。

甲方对设计全过程进行监管，设计成果由甲方组织专家对设计成果的功能性、经济性等进行评审，相关费用由承包方支付。

发包人应在进度款支付证书或临时进度款支付证书签发后的 14 天内完成支付，发包人逾期支付进度款的，应按照 支付违约金。

14.4 付款计划表

14.4.1 付款计划表的编制要求：_____ 执行通用条款 _____。

14.4.2 付款计划表的编制与审批

付款计划表的编制：_____ 执行通用条款 _____

14.5.1 竣工结算申请

承包人提交竣工结算申请的时间：承包人应在工程竣工验收合格后 28 天内向发包人和监理人提交竣工结算申请单，并提交完整的结算资料。。

竣工结算申请的资料清单和份数：_____ 执行通用条款 _____。

竣工结算申请单的内容应包括：_____ 执行通用条款 _____。

14.5.2 竣工结算审核

发包人审批竣工付款申请单的期限：双方协商确定。

发包人完成竣工付款的期限：双方协商确定。

关于竣工付款证书异议部分复核的方式和程序：双方协商确定。

14.6 质量保证金

14.6.1 承包人提供质量保证金的方式

质量保证金采用以下第（1）或（2）种方式：

（1）工程质量保证金担保，保证金额为：承包人可采用“银行保函或保证保险等方式（纸质、电子）”缴纳工程质量保证金，如承包人采用“银行保函或保证保险等方式”提交等额工程质量保证金，则在工程竣工结算完成后付至最终结算价款的100%；

（2）3%的工程款（以现金形式提交保证金的，同时退还保证金本金和银行同期存款利息）；

（3）其他方式： / 。

14.6.2 质量保证金的预留

质量保证金的预留采取以下第（2）种方式：

（1）在支付工程进度款时逐次预留的质量保证金的比例： ，在此情形下，质量保证金的计算基数不包括预付款的支付、扣回以及价格调整的金额；

（2）工程竣工结算时一次性预留专用合同条件第14.6.1项第（2）目约定的工程款预留比例的质量保证金；

（3）其他预留方式： / 。

关于质量保证金的补充约定： / 。

14.7 最终结清

14.7.1 最终结清申请单

当事人双方关于最终结清申请的其他约定： / 。

14.7.2 最终结清证书和支付

当事人双方关于最终结清支付的其他约定： / 。

第15条 违约

15.1 发包人违约

15.1.1 发包人违约的情形

发包人违约的其他情形 / 。

15.1.3 发包人违约的责任

发包人违约责任的承担方式和计算方法：双方协商。

15.2 承包人违约

15.2.1 承包人违约的情形

承包人违约的其他情形：违反其他规定的。

15.2.2 通知改正

工程师通知承包人改正的合理期限是：执行通用条款。

15.2.3 承包人违约的责任

第16条 合同解除

16.1 由发包人解除合同

16.1.1 因承包人违约解除合同

双方约定可由发包人解除合同的其他事由：执行通用条款。

16.2 由承包人解除合同

16.2.1 因发包人违约解除合同

双方约定可由承包人解除合同的其他事由：执行通用条款。

17.1 不可抗力的定义

17.6 因不可抗力解除合同

第 18 条 保險

18.1 设计和工程保险

18.1.2 双方当事人关于第三方责任险的特别约定：承包人按建设行政主管部门的规定办理保险。

18.2 工伤和意外伤害保险

18.2.3 关于工伤保险和意外伤害保险的特别约定：承包人按建设行政主管部门的规定办理保险。

18.3 货物保险

关于承包人应为其施工设备、材料、工程设备和临时工程等办理财产保险的特别约定：承包人自行决定为其施工设备办保险。

18.4 其他保險

关于其他保险的约定: / 。

18.5 对各项保险的一般要求

18.5.2 保险凭证

保險單的條件：/。

18.5.4 通知义务

关于变更保险合同时的通知义务的约定：发包人变更除工伤保险之外的保险合同同时，应事先征得承包人同意；承包人变更除工伤保险之外的保险合同时，应事先征得发包人同意。

保险事故发生时，投保人应按照保险合同规定的条件和期限及时向保险人报告。
发包人和承包人应当在知道保险事故发生后及时通知对方。

第 20 条 争议解决

20.3 争议评审

合同当事人是否同意将工程争议提交争议评审小组决定： / 。

20.3.1 争议评审小组的确定

争议评审小组成员的人数：_____ / _____。

争议评审小组成员的确定：_____ / _____。

选定争议避免/评审组的期限: / 。

评审机构: _____/_____。

其他事项的约定: _____ / _____。

争议评审员报酬的承担人: / 。

20.3.2 争议的避免

发包人和承包人是否均出席争议避免的非正式讨论: _____ / _____。

20.3.3 争议评审小组的决定

关于争议评审小组的决定的特别约定: / 。

20.4 仲裁或诉讼

因合同及合同有关事项发生的争议，按下列第____(1)____种方式解决：

(1) 向____宣城____仲裁委员会申请仲裁；

(2) 向________人民法院起诉。

第 21 条 补充条款

21.1 承包人提供的设计成果通过业主审批方可施工；

21.2 承包人在施工过程中须有保障安全的措施。该项费用由承包人自行承担。如合同履行期

间对发包人或第三人带来损害：承包人将承担由此带来的一切责任：

21.3 施工完成后，承包人须配合发包人完成国网接入，直至竣工验收；

21.4 承包人在施工过程中，不得对既有建筑物造成损坏，不得对既有建筑物的屋面排水造成

影响，不得影响正常办公，因承包人原因造成的一切损失由承包人自行承担；

21.5 光伏组件、逆变器、并网电力设备等主要设备材料的品牌推荐详见附件；

21.6 其他有关安全生产管理的内容；

21.7 施工完成后，承包人应对设备进行相关的安全系数检测（风荷载、雪荷载）、发电效率检测等，并由有资质的第三方出具检测报告（相关费用均已包含在合同单价中，不另行计费）；

21.8 其他要求

(1) 中标人须根据招标人要求向当地税务部门缴纳相关税费。

(2) 本项目须由中标人自行开发用户资源，中标人开发户源时，须经得发包人同意。

(3) 2024 年度分布式光伏发电 EPC 项目的五家中标企业，设定业务量下限，每家企业在合同期内必须完成符合招标人投资要求且累积不少于 6MWP 分布式光伏发电项目的开发、建设及并网验收，否则视为违约。招标人有权对投标人引进的项目放弃实施的权利。违约处罚：本年

度 12 月 31 日前如未累积完成符合招标人投资要求的 6MWP 分布式光伏项目的并网，招标人根据中标人业务完成情况有权对中标人处以 10 万元-50 万元经济罚款，中标单位需无条件接受。

专用合同条件附件

附件 1：发包人要求

附件 2：发包人供应材料设备一览表

附件 3：工程质量保修书

附件 4：招标人要求的主要设备供应商名单

附件1 《发包人要求》

《发包人要求》应尽可能清晰准确，对于可以进行定量评估的工作，《发包人要求》不仅应明确规定其产能、功能、用途、质量、环境、安全，并且要规定偏离的范围和计算方法，以及检验、试验、试运行的具体要求。对于承包人负责提供的有关设备和服务，对发包人人员进行培训和提供一些消耗品等，在《发包人要求》中应一并明确规定。

《发包人要求》通常包括但不限于以下内容：

一、功能要求

- (一) 工程目的。
- (二) 工程规模。
- (三) 性能保证指标（性能保证表）。
- (四) 产能保证指标。

二、工程范围

- (一) 概述
- (二) 包括的工作

- 1. 永久工程的设计、采购、施工范围。
- 2. 临时工程的设计与施工范围。
- 3. 竣工验收工作范围。
- 4. 技术服务工作范围。
- 5. 培训工作范围。
- 6. 保修工作范围。

- (三) 工作界区

- (四) 发包人提供的现场条件

- 1. 施工用电。
- 2. 施工用水。
- 3. 施工排水。
- 4. 施工道路。

- (五) 发包人提供的技术文件

除另有批准外，承包人的工作需要遵照发包人的下列技术文件：

- 1. 发包人需求任务书。
- 2. 发包人已完成的设计文件。

三、工艺安排或要求（如有）

四、时间要求

- (一) 开始工作时间。
- (二) 设计完成时间。
- (三) 进度计划。
- (四) 竣工时间。
- (五) 缺陷责任期。
- (六) 其他时间要求。

五、技术要求

- (一) 设计阶段和设计任务。
- (二) 设计标准和规范。
- (三) 技术标准和要求。
- (四) 质量标准。

(五) 设计、施工和设备监造、试验 (如有)。

(六) 样品。

(七) 发包人提供的其他条件,如发包人或其委托的第三人提供的设计、工艺包、用于试验检验的工器具等,以及据此对承包人提出的予以配套的要求。

六、竣工试验

(一) 第一阶段,如对单车试验等的要求,包括试验前准备。

(二) 第二阶段,如对联动试车、投料试车等的要求,包括人员、设备、材料、燃料、电力、消耗品、工具等必要条件。

(三) 第三阶段,如对性能测试及其他竣工试验的要求,包括产能指标、产品质量标准、运营指标、环保指标等。

七、竣工验收

八、竣工后试验 (如有)

九、文件要求

(一) 设计文件,及其相关审批、核准、备案要求。

(二) 沟通计划。

(三) 风险管理计划。

(四) 竣工文件和工程的其他记录。

(五) 操作和维修手册。

(六) 其他承包人文件。

十、工程项目管理规定

(一) 质量。

(二) 进度,包括里程碑进度计划 (如果有)。

(三) 支付。

(四) HSE (健康、安全与环境管理体系)。

(五) 沟通。

(六) 变更。

十一、其他要求

(一) 对承包人的主要人员资格要求。

(二) 相关审批、核准和备案手续的办理。

(三) 对项目业主人员的操作培训。

(四) 分包。

(五) 设备供应商。

(六) 缺陷责任期的服务要求。

发包人(全称): 宣城承北新能源科技有限公司
 承包人(全称): 安徽金荣电力科技集团有限公司

发包人（全称）：宣城承北新能源科技有限公司

承包人（全称）：安徽金荣电力科技集团有限公司

发包人和承包人根据《中华人民共和国建筑法》和《建设工程质量管理条例》，经协商一致就 2024 年度分布式光伏发电 EPC 项目（四标段）（工程全称）订立工程质量保修书。

一、工程质量保修范围和内容

承包人在质量保修期内,按照有关法律、法规和合同约定,承担工程质量保修责任。

质量保修范围包括地基基础工程、主体结构工程、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，供热与供冷系统，电气管线、给排水管道、设备安装和装修工程，以及双方约定的其他项目。具体保修的内容，双方约定如下：

二、质量保修期

根据《建设工程质量管理条例》及有关规定，工程的质量保修期如下：

1. 地基基础工程和主体结构工程为设计文件规定的工程合理使用年限;
2. 屋面防水工程、有防水要求的卫生间、房间和外墙面的防渗为 5 年;
3. 装修工程为 2 年;
4. 电气管线、给排水管道、设备安装工程为 2 年;
5. 供热与供冷系统为 2 个采暖期、供冷期;
6. 住宅小区内的给排水设施、道路等配套工程为 2 年;

三、缺陷责任期

工程缺陷责任期为 24 个月，缺陷责任期自工程通过竣工验收之日起计算。单位/区段工程先于全部工程进行验收，单位/区段工程缺陷责任期自单位/区段工程验收合格之日起算。

缺陷责任期终止后，发包人应退还剩余的质量保证金。

四、质量保修责任

1. 属于保修范围、内容的项目，承包人应当在接到保修通知之日起 7 天内派人保修。承包人不在约定期限内派人保修的，发包人委托他人修理。
2. 发生紧急事故需抢修的，承包人在接到事故通知后，应当立即到达事故现场抢修。
3. 对于涉及结构安全的质量问题，应当按照《建设工程质量管理条例》的规定，立即向当地建设行政主管部门和有关部门报告，采取安全防范措施，并由承包人提出保修方案，承包人将设计业务分包的，应由原设计分包人或具有相应资质等级的设计人提出保修方案，承包人实施保修。

五、保修费用

六、双方约定的其他工程质量保修事项: / 。

工程质量保修书由发包人、承包人在工程竣工验收前共同签署，作为工程总承包合同附件，其有效期限至保修期满。

发包人(公章): 宣城永北新能源科技有
限公司

地 址: 安徽省宣城市宣州区青弋江大
道与进港路交叉口东保大道7号

法定代表人(签字):

委托代理人(签字):

电 话:

传 真:

开户银行:

账 号:

邮政编码:



承包人(公章): 安徽永大电力科技集团有限
公司

地 址: 合肥市高新区习友路与玉兰大道交
叉口院士大厦 14 楼

法定代表人(签字):

委托代理人(签字):

电 话

传 真:

开户银行

账 号

邮政编码



李明民

附表4 招标人要求的主要设备供应商名单

序号	名称	推荐厂家	备注
1	光伏组件	隆基绿能科技股份有限公司、晶科能源控股有限公司、晶澳太阳能科技股份有限公司、天合光能股份有限公司、安徽华晟新能源科技有限公司、阿特斯阳光电力有限公司、安徽晶智新能源有限公司、东方日升新能源股份有限公司、宏润建设集团股份有限公司	1、如选择推荐厂家外设备及材料的，标准须等于或高于推荐厂家品牌且经过发包人书面认可。 2、投标人选取的设备、材料厂家必须经发包人书面认可后方可进行采购，否则按合同相关条款处罚，直至解除合同。
2	逆变器	华为技术有限公司、阳光电源股份有限公司、江苏固德威电源科技股份有限公司、锦浪科技股份有限公司、科华数据股份有限公司、立讯新能源安徽有限公司	
3	并网电力设备	南京南瑞继保电气有限公司、许继电气股份有限公司、山东泰开成套电器有限公司、北京北开电气股份有限公司、平高集团有限公司、厦门ABB开关有限公司、宣城市永昌电力科技有限公司	
4	电缆	远东电缆有限公司、宝胜集团有限公司、江苏上上电缆有限公司、无锡江南电缆有限公司、安徽绿宝电缆有限公司，江苏亨通电力电缆有限公司、无锡市兆亨线缆有限公司	
5	监控后台	南京南瑞继保电气有限公司、烟台东方威思顿电气有限公司、南京国电南自自动化有限公司、南京东自电力自动化科技有限公司、杭州铨能智能设备有限公司	
6	支架	江苏国强镀锌实业有限公司、中信博、杭州帷盛科技有限公司、无锡市明耀太阳能科技有限公司、江苏品威新能源科技有限公司、安徽宣铝铝业股份有限公司	

7	变压器	钱江电气有限公司、华鹏变压器有限公司、中航宝胜电气有限公司、安徽中变变压器有限公司	
8	高压真空断路器	常熟开关有限公司CV2系列，上海诺雅克EXMVB系列、常熟通润TRVS1-12系列	
9	微机保护装置	南京南瑞继保电气有限公司、南京东自电力自动化科技有限公司、杭州铨能智能设备有限公司	
10	互感器	大连第一互感器集团、纽泰克互感器有限公司、大连北方互感器集团	
11	低压框架断路器	常熟开关CW5系列、常熟通润TRW1系列、上海诺雅克EX9A系列	
12	低压塑壳断路器	常熟开关CW5系列、常熟通润TRm2系列、上海诺雅克EX9M1S系列	
13	SVG	浙江能容电力设备有限公司、山东泰开电力电子有限公司、思源电气股份有限公司	

发包人要求和招标人提供的资料

技术文件

(适用于 10KV 高压并网项目, 低压并网项目参照相关要求, 解释权归招标人)

概述篇

第一节 一般规定

1 说明:

1.1 本次发包的工程项目包括但不限于:

本项目的勘测设计、概算编制、设备采购供货、土建及安装施工(含屋面配套光伏支架夹具、厂房加固、辅材安装、施工用水、施工用电辅助工程等)、地方关系协调、本工程内所有设备和系统的供货安装(包括计量表安装、视频监控)、检验、试验、单体调试及分系统试运与整套启动、达标投产、竣工验收、全站全容量并网 240 小时安全稳定试运行(出具试运行报告)、消缺、整套系统启动的性能保证的考核验收、技术和售后服务、人员培训、直至移交生产所完成的全部工作。

其中包括完成竣工验收所涉及到的所有工作: 环保、水保、消防、安全、职业健康等设施的设计实施并配合验收; 配合性能试验(组件、其他试验等)、质量监督; 电能质量测试、SVG 性能测试、CTPT 角比差、二次设备保护定值整定、第三方检测、设备安装调试、本地视频监控、视频信号接入宣城承北新能源科技有限公司智控中心平台(待平台建立后, 一个月内完成接入并正常运行)、后台接入、后台数据接入宣城承北新能源科技有限公司智控中心平台(待平台建立后, 一个月内完成接入并正常运行), 环境检测仪设备、省调及地调通信自动化、并网购售电合同、调度协议等。

其中包括所有设备及材料的到货检验、卸车、运输、二次倒运、保管, 所需的备品备件、专用工具提供、相关的技术服务、设计联络、人员培训、消耗品以及相关技术资料的提供等; 其中包括生产管理区及进场道路的设计、电缆顶管施工及验收等工作; 包括景观、绿化等与工程有直接关系的其它工程项目, 含设备永久标识牌、安全及职业卫生标识牌, 宣传栏(按甲方技术要求); 包括生产运营用水的设计和施工, 围栏、宣传栏、步行楼梯的设计和施工等。

1.2 基本要求

系统应满足国网公司最新下发的《光伏电站接入电力系统技术规定》要求; GB50797《光伏发电站设计规范》

同时满足安徽省电网公司相关要求。

太阳能并网光伏电站总的要求是: 安全可靠、系统优化、功能完整。投标人提供的设计、设备以及施工, 必须满足本技术规范规定的技术要求。

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

1.2.2 本工程选用单玻单面单晶硅电池组件产品(单块组件容量不低于 540W, 组件转换效率不低于 21%)、组串式逆变器效率不低于 97%。

1.2.3 投标方应对太阳能光伏电站系统提出优化的布置方案, 经招标方确认后采用。投标方对系统的拟定、设备的选择和布置负责, 招标方的要求并不解除投标方的责任。

1.2.4 本技术标书提出的是最低限度的技术要求, 并没有对一切技术细节作出规定, 也未充分

引述有关标准及规范的条文。投标方应保证提供符合本技术标书和有关最新工业标准的产品，该产品必须满足国家有关安全、消防、环保、劳动卫生等强制性标准的要求。

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

1.2.6 本项目光伏电站的平面布置，及所有满足系统要求的设备、电缆走向、逆变器布置、仪表、附件等，在初步设计及详细设计时，按招标方审定的意见做相应的优化调整，投标方承诺不发生商务价格变动。

1.2.7 投标方对太阳能光伏电站系统成套设备的储存、保管、吊装、安装、调试、运行、验收、质保期内维保（包括但不限于光伏组件、逆变器、电缆、并网柜等主要设备）负有全责。

1.2.8 本工程采用KKS编号系统(电厂标识系统)，满足《电厂标识系统设计导则》，DL/T950-6645等国家规定的相关编码原则。对设备易损件也应予编码。

1.2.9 标准和规范

太阳能并网光伏电站的设计、制造、土建施工、安装、调试、试验及检查、试运行、考核、最终交付等符合相关的中国法律及规范、以及最新版的 ISO 和 IEC 标准。对于标准的采用符合下述原则：

附件1 与安全、环保、健康、消防等相关的事项执行中国国家及地方有关法规、标准；

附件2 上述标准中不包含的部分采用技术来源国标准或国际通用标准，由投标方提供，招标方确认；

附件3 设备和材料执行中国标准，没有中国标准的执行该设备和材料制造商所在国或国际标准；

附件4 建筑、结构执行中国电力行业标准或中国相应的行业标准。

投标方应针对本工程的设计、制造、调试、试验及检查、试运行、性能考核等要求，提交所有相关标准、规定及相关标准的清单。

1.2.9.1 配电系统设计遵循标准（以最新版为准）：

《地面用光伏（PV）发电系统概述和导则》	GB/T18479
《低压配电设计规范》	GB50054 -2011
《低压直流电源设备的特性和安全要求》	GB17478
《光伏器件》	GB6495
《电磁兼容试验和测量技术》	GB/T17626
《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》	DL/T620
《交流电气装置的接地设计规范》	GB/T 50065 — 2011
《建筑设计防火规范》	GB50016-2014(2018 年版)
《建筑物防雷设计规范》	GB50057-2010
《建筑抗震设计规范》	GB50011-2010
《钢结构设计规范》	GB50017—2017
《3~110kV 高压配电装置设计规范》	GB50060-6648
《电力工程电缆设计标准》	GB50217-2018
《35kV~110kV 变电站设计技术规范》	GB50059-2011
《高压配电装置设计技术规程》	DL/T5352-6646

1.2.9.2 并网接口参考标准：

《光伏并网系统技术要求》	GB/T 19939-6645
《光伏发电接入电力系统技术规定》	GB/Z 19964-6645
《光伏系统电网接口特性》	GB/T 66446-6646
《地面用光伏（PV）发电系统》	GB/T 18479-6641
《太阳光伏能源系统术语》	GB 2297-1989
《电气安全标志》	GB/T 29481-2013
《安全标志使用导则》	GB/T 16179-1996
《电能质量 公用电网间谐波》	GB/T24337-6649

《电能质量三相电压不平衡》	GB/T 15543-6648
《电能质量电力系统频率偏差》	GB/T 15945-6648
《电能质量 供电电压偏差》	GB/T 12325-6648
《地面光伏系统概述和导则》	GB/T 18479-6641
《光伏发电系统的过电压保护—导则》	SJ/T 11127-1997

1.2.9.3 电气、仪表工程

《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》	GB50168-6646
《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》	GB50169-2016
《电气装置安装工程旋转电机施工及验收规范》	GB50170-6646
《继电保护和安全自动化装置技术规程》	GB/T14285-6646
《电气装置安装工程低压电器施工及验收规范》	GB50256-2014
《金属穿线管和固定件》	IEC423
《根据颜色和数字鉴别导线》	IEC446
《低压开关设备和控制设备组件》	IEC439

1.2.9.4 质量检验评定

《预制混凝土构件质量检验评定标准》	GBJ321-
《工业金属管道工程质量检验评定标准》	GB50184-
《工业安装工程质量检验评定标准》	GB50252-
《自动化仪表安装工程质量检验评定标准》	GBJ131-
《工业设备及管道绝热工程质量检验评定标准》	GB50185
《屋面工程质量验收规范》	GB50207 —2012
《建筑防腐蚀工程施工规范》	GB50212-2014
《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》	GB50168—
《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》	GB50169—
《电气装置安装工程旋转电机施工及验收规范》	GB50170—
《电气安装工程盘、柜及二次回路结线施工及验收规范》	GB50171—
《电气装置安装工程蓄电池施工及验收规范》	GB50172—
《电气装置安装工程高压电器施工及验收规范》	GBJ147—
《电气装置安装工程变压器、互感器、电抗器施工及验收规范》	GBJ148—
《电气装置安装工程母线装置施工及验收规范》	GBJ149—
《电气装置安装工程起重机电气装置施工及验收规范》	GB50256—
《电气装置安装工程爆炸和火灾危险环境电气装置施工及验收规范》	GB50257—20104
《机械设备安装工程施工及验收通用规范》	GB50231-6649
《工业金属管道工程施工及验收规范》	GB50235-2010
《现场设备工业管道焊接工程施工及验收规范》	GB50236-2011
《电气装置安装工程低压电器施工及验收规范》	GB50254 -2014

1.2.9.5 安全技术

《建筑机械使用安全技术规程》	JGJ33-2012
《施工现场临时用电安全技术规程》	JGJ46-6645
《建筑施工安全检查评分标准》	JGJ59-2011

上述标准有矛盾时，按较高标准执行。如有新标准，则按新标准执行。

工程联系文件、技术资料、图纸、计算、仪表刻度和文件中的计量单位为国际计量单位(SI)制。

工程中的工作语言为中文，所有的文件、图纸、设备标识等均有中文或英文，当中文和英文表述矛盾时，以中文为准。

2 接入系统情况

高低压配电室内情况需要投标方自行前去勘察。

最终接入方案以电网部门审核意见为准。

3 施工用水

由投标人自行解决。（招标人协助）

4 投标方提交的图纸和文件

详见招标文件及合同约定

第二节 材料、设备要求及供货范围

1、供货范围

详见招标文件及合同相关约定。

2、工程所需的备品备件

投标方提供必需的备品备件，费用包括在投标总价中。

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

所有备品备件应单独包装放入箱内，防尘、防潮、防止损坏等措施，与主设备一并发运，并标注“备品备件”以区别设备本体。

备品备件及专用工器具数量要求见下表：

备品 备件	序号	设备	单位	数量	说明
	1	光伏组件	块		6MW 以下项目原则上不少于 3 片
	2	连接器	套		每兆瓦不少于 10 套
	3	固定件	套		每项目不少于 10 套
	4	汇流箱分支断路器	台		每项目不少于 1 台
	5	汇流箱防雷模块	组		与原设备型号相同，每项目不少于 1 套
	6	高压熔芯（箱变）	支		与变压器相同型号，每项目不少于 1 支
	7	高压熔芯（站用变柜）	支		与中压柜相同型号，每项目不少于 1 支
	8	高压熔芯（PT 柜）	支		与中压柜相同型号，每项目不少于 1 支
	9	高压避雷器	支		与原设备型号相同，每项目不少于 1 支
	10	分合闸线圈	个		与原设备型号相同，分合至少各 1 个
	11	电缆接线鼻子	个		每规格电缆不少于 3 个
	12	开关柜出厂零配件	个		门锁，把手，信号灯，按钮，低压熔断器，专用扳手等。
	13	支路熔芯	个		组件支路熔芯，与设备原型号相同，每兆瓦不少于 10 个
	14	财务专用电脑及打印机	套	1	电脑中标人自行考虑
专用 工具	序号	设备	单位	数量	说明
	1	转运小车	台		每项目不少于 1 台，低压并网不需要
	2	绝缘手套	双		每项目不少于 2 双
	3	绝缘靴	双		每项目不少于 2 双
	4	安全工器具柜	面		每项目不少于 1 面
	5	绝缘操作杆	支		每项目不少于 1 支，低压并网不需要
	6	接地线	支		每项目不少于 1 支，低压并网不需要
	7	验电器	支		每项目不少于 1 支，低压并网不需要
	8	开快接头工具	个		每项目不少于 5 个
	9	悬挂安全标识牌	张		高压危险；禁止合闸等每样式不少于 2 张
	10	绝缘高低凳	张		不少于 1 张，低压并网不需要
	11	钳形电流表	台		每项目不少于 1 台（FLUKE158+）

	12	数字万用表	台		每项目不少于 1 台（FLUKE317）
--	----	-------	---	--	----------------------

设计篇

（以下所列技术规范为本工程的最低要求，有关方案为暂定方案。因设计方案修改，投标人不降低系统设备的选型和配置，不降低施工质量，并不带来任何价格的调整。）

第一节 总体方案设计

1. 设计范围

宣城高新区产业园屋顶分布式光伏发电项目 EPC 范围内的所有勘察、设计工作，包含但不限于：光伏电站、输电线路、并网侧接入系统配套工程的设计（初步设计、施工图设计、竣工图编制）及承包范围内勘察、相关系统设计、相关技术咨询和协调工作等。

2. 光伏阵列的运行方式选择

光伏方阵有多种安装方式，工程上使用何种安装方式决定了项目的投资、收益以及后期的运行、维护。为减小投资，提高发电量，综合考虑以上因素，本项目的光伏组件安装方式为利用现有彩钢瓦屋面，配套支架安装光伏组件，确保厂房安全可靠，减小投资。

3. 本期工程逆变器可选用组串式逆变器

3.1、组串式逆变器要求如下：

3.1.1、逆变器功率：根据项目实际情况并经建设单位同意；

3.1.2、为了确保逆变器长期运行可靠性，组串逆变器单机防护等级不低于 IP65，逆变器推荐采用智能风能的散热方案，若采用强制风冷的组串逆变器需提供风扇防护等级不低于 IP65 的证明文件，并加盖公司公章，招标方有权要求投标方更换不符合防护等级要求的散热风机，并对因此造成的发电量损失由投标方进行赔偿；

3.1.3、投标逆变器效率不低于 97%。

3.1.4、每台逆变器至少具备三路 MPPT；综合考虑光伏电站的运行安全和后期的运维费用等因素，推荐逆变器采用无直流熔断器设计，每两路组串接入一路 MPPT；组串式逆变器要求每个支路配备高精度电流检测以及故障检测功能，并说明每个支路电流检测精度。同一路 MPPT 的多个输入支路配置一个电压故障检测单元，电流检测及电压检测单元检测到故障支路后能将故障信息上传至监控后台。

3.1.5、外置散热风机（如有）寿命预测功能：

组串逆变器应具备对外置散热风机有效寿命的预测功能，在散热风机达到寿命终结之前，应通过逆变器的人机界面和通信接口向用户和后台提出风机更换信息并提示更换原因。投标的组串逆变器中散热风机的使用寿命不得低于 25 年，在设备寿命期内，不能出现因逆变器散热风机性能劣化或故障等原因导致发电量降低（如限功率运行等）、逆变器内元器件寿命下降、电站其他设备性能劣化、安全等问题。

3.1.6、逆变器输入直流熔丝：

为保障光伏电站的运行可靠性，减少电站在生命周期内的维护费用，推荐采用两路组串接入一路 MPPT 的逆变器在直流侧无需配备直流熔断器，但采用三路及以上组串接入一路 MPPT 的逆变器直流输入支路必须配置进口知名品牌光伏专用熔断器，确保当直流侧发生短路或热斑效应时，可快速隔离故障点。

4. 光伏方阵设计

4.1、光伏组串及方阵接线方案设计：

图纸及方案需经建设单位同意，最终接入方案以电网部门审核意见为准。

4.2、光伏阵列的布置设计：

固定式支架朝正南或者沿屋面彩钢瓦方向布置。

4.3、其他要求：项目在冬至日当天上午 9 点到下午 15 点之间不出现阴影遮挡现象；设计图纸必须明确标注出阴影影响范围；屋面光伏原则上组件需要纵向安装，即组件短边平行于屋脊的走向；组串编号需要带入组件安装坡向信息，即：通过组串编号可区分组件安装屋面的朝向。

序号	名称	装机容量（kWp）	变压器容量（kVA）	并网点	逆变器
1					

5. 辅助技术设计

本项目需设置环境采集装置一套，安装在光伏厂区合适区域。本项目所有支架需满足防腐要求。

6. 环境监测设计

根据《环境保护法》相关规定，项目运营期应制定工程环境管理和环境监测计划。工程施工期和运行期应加强环境管理，执行环境管理和监测计划，掌握工程建设前后实际产生的环境影响变化情况，确保各项污染防治措施的有效落实，并根据管理、监测中发现的信息及时解决相关问题，尽可能降低、减少工程建设给环境带来的负面影响，力争做到经济、社会、环境效益的协调和可持续发展。本项目将配备环境监测仪，主要监测的参数有：风速、风向、环境、湿度、露点温度、光伏组件表面温度、太阳总辐射、太阳直接辐射、太阳散辐射等，整套监测系统由以下部分组成：太阳能辐射仪表（总辐射、直接辐射和散辐射）风速风向传感器、温湿度传感器、记录仪等，为光伏电站的运营、管理提供数据支持。

主要技术参数

（1）风速、风向传感器技术参数：

项目	风速	风向
起动风速	≤0.5m/s	≤0.5m/s
测量范围	0-75m/s	0~360°
精确度	± (0.3+0.03V)m/s	±3°
分辨率	0.1m/s	2.8125°
距离常数	≤3m	≤1.5m
阻尼比		≥0.4

输出信号形式	脉冲(频率)	七位格雷码(或电位器)
工作电压	DC5V	DC5V
工作电流	5mA	70mA
加热器功率	100W	10W
抗风强度	>80m/s	>80m/s
最大高度	270mm	252mm
最大回转半径	113mm	440mm
重量	0.69kg	0.92kg
环境温度	-40~+55° C	-40~+55° C
环境湿度	100%RH	100%RH

(2) 日照辐射表技术参数:

灵敏度	7-14uV/Wm-2
时间响应	≤30s
内阻	350 Ω
稳定性	±2%
余弦	≤+5%
光谱范围	0.3-3.0
温度特性	±2%(-20° C~+40° C)
重量	2.5kg

7. 其他通用设计要求

- (1)、合理预留运维通道，光伏需要具备检修条件，屋面光伏需要安装运维走道；屋面跨采光板处如果采光板宽度大于 900MM 必须加装走道跨越。
- (2)、所在地公司计量表计功率因数不得小于 0.92（所在地公司另有更高要求的应满足其要求）。
- (3)、低压并网项目需要配备专用后台监控电脑及相关办公设施；
- (4)、光伏组件本身及组串连接所用快接头须使用史陶比尔 MC4 快接头产品。
- (5)、视频监控设备根据项目实际安装位置合理布局，确保从后台可以看到光伏场区各个位置。
- (6)、屋面光伏需要安装 Z 字型梯及相应护栏，每个屋面至少安装一个爬梯，使运维人员不用外部登高设备可以到达光伏设备安装位置的条件。
- (7)、对于屋面安装的光伏发电项目，需要在所有采光带处加装明显的安全警示标识。
- (8)、电站验收前必须保证项目组件表面清洁。
- (9)、光伏区域及预制仓等区域设置围栏、栏杆等，且必须符合设计和规范要求，安装齐全并牢固，安全标示牌、警告牌齐全并按照宣城承北新能源科技有限公司

标准制作。设计单位在编制建设项目的初步设计文件时，应同时编制安全专篇，安全设施的设计必须符合国家标准以及行业标准。

(10)、太阳能光伏发电系统的电气系统的接地装置连接可靠，接地电阻经检测符合设计要求。

(11)、汇流箱、直流配电柜、逆变器、交流配电柜的绝缘电阻，需符合相关规范要求；

(12)、照明、通讯、安全防护装置齐全。

(13)、电气设备孔洞需进行封堵，消防器材配置合理，符合消防要求。

(14)、光伏组件及组件至逆变器和并网柜之间的电缆应有固定措施，同时考虑电缆防晒措施。动力电缆和控制电缆分开排列并满足间距规范要求。

(15)、太阳能光伏发电系统各项控制功能及安全保护动作准确、可靠。

(16)、安装于室外的设备应具有安全防护设施，需采取防雷、防尘、防雨、防冻等措施。

(17)、设备预制舱舱门应设置向外开启的防火门。设备预制舱内应具备防雨雪等措施，同时电缆沟、房门等需具有防鼠措施。电缆沟、电缆井等应具有防水、排水措施。

(18)、屋面安装的区域，无女儿墙等防护措施必须在屋面四周安装不低于 800mm 的防护栏杆。

(19)、投标人应在初步设计阶段提供项目效果图设计，项目竣工验收前提供全视野航拍照片。

(20)、变压器容量：逆变器容量：组件容量不小于 0.9：0.9：1，且满足国家电网的接入要求。

(21)、预制舱外观颜色等需按照建设单位要求。

(22)、视频信号接入宣城承北新能源科技有限公司智控中心平台（待平台建立后，一个月内完成接入并正常运行）：在建立本地视频监控及视频信号存储的基础上，需将视频信号接入智控中心平台，基本要求：1）传输信号通信须采用有线宽带网络，普通宽带拨号网络不低 50M，专线宽带网络不低于 20M；2）须配置具备 VPN 功能路由器，路由器选择满足全部视频接入需要；3）负责工程质保到期前通信费用。

(23)、操作站后台画面接入宣城承北新能源科技有限公司中控室显示、安防报警信号接入宣城承北新能源科技有限公司后台，并实现声光报警功能。

(24)、设备舱内需配置工业空调。

第二节 电气设计

1. 设计依据

编制依据和主要引用标准、规范如下：（以最新版本为准）

- 1) 《光伏发电工程申请核准报告编制办法》GD003—2011；
- 2) 《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/Z19964-242.885；
- 3) 《光伏电站接入电网技术规定》Q/GDW617-2011；
- 4) 《绝缘配合第 1 部分：定义、原则和规则》GB311.1-2012；
- 5) 《电力系统设计技术规程》DL/T5429-242.889；
- 6) 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T50064-2014；
- 7) 《电力变压器选用导则》GB/T17468-242.888；
- 8) 《交流电气装置的接地设计规范》GB50065-2011
- 9) 《变电所总布置设计技术规程》DL/T5056-242.887

-
- 10) 《高压配电装置设计技术规程》DL/T5102-242.886
 - 11) 《导体和电器选择设计技术规定》DL/T5222-242.885
 - 12) 本项目所在地电网公司及相关各方的现有技术文件。
 - 13) 签订的技术咨询设计合同内容。
- 其他相关的国家、行业标准规范，设计手册

2. 主要电气设备选择

电站主要电气设备选择原则：在满足正常运行、短路和过电压等各种要求的前提下，选择有成熟运行经验、技术先进、安装运行维护方便和经济合理的产品。电气设备均按正常持续工作条件选择，三相短路及过电压等进行校验。在满足以上要求前提下尽量选择技术先进、安装运行维护方便和经济合理的产品。

2.1、预制舱式集装箱开关站

本工程并网点需在室外配置 10kV 箱式开关站，内含进线柜、计量柜、PT 柜及出线柜。箱式高配房外壳全封闭（底部封堵，门框加密封条），所采用的密封条必须是长寿命（25 年以上）、低耐温、高弹性产品，以确保箱体的防尘、防潮、防凝露；柜底设计应考虑能方便人进入箱体基础电缆沟，进入孔在箱体内；箱体应有足够的机械强度，在运输、安装中不发生变形。应力求外形美观、色彩与环境协调。外壳喷涂进口防紫外线面漆，抗暴晒、抗腐蚀，喷涂均匀，并有牢固的附着力。喷涂颜色按照甲方要求；箱壳采用金属材料应具有抗暴晒、不易导热、抗风化腐蚀及抗机械冲击等特点。箱体金属框架均应有良好的接地，至少设有 2 个接地端子；箱式高配房应配置温感、烟感等必备的检测装置；柜体防护等级不低于 IP54。高配房内 KYN28 后部做封板。具体型号在招标阶段确定。

2.2、箱式变压器

箱变设计、施工符合《光伏发电站设计规范》GB50797、《光伏电站施工规范》GB50794、GB50054-2011《低压配电设计规范》和 GB50060-2008《3~110kV 高压配电装置设计规范》、规定，并满足以下要求：

- (1) 配套的土建基础设施符合国家和行业的相关规定。
- (2) 正常运行条件下，配电装置运行寿命不小于 25 年。
- (3) 箱式变电站为欧式箱变，须符合《高压/低压预装箱式变电站选用导则》DL/T537 规定，且满足以下要求：
 - 1) 箱式变电站内安装 1 台对应同组逆变器功率的变压器，绝缘等级 F 级、环氧树脂浇注、双分裂铜绕组、损耗不大于 GB20052《三相配电变压器能效限定值及能效等级》或 GB24790《电力变压器能效限定值及能效等级》规定。
 - 2) 夏季自然通风条件下，在额定和 1.5 倍短时过负荷运行状态下，变压器温升低于《电力变压器第 11 部分：干式变压器》GB1094.11 第 11.1 条表 2 所列出的与变压器绝缘等级相对应的限值。
 - 3) 箱式变电站内低压侧为多路进线，高压侧一路出线。低压侧需设电流、电压显示仪表，配置的进线铜排需满足多路电缆接线能力。高压侧配置真空负荷开关对变压器进行短路、过载保护，配置的高压侧出线铜排满足两路以上的接线能力。高压和低压的进出线电缆孔均采用绝缘帽并方便密封。
 - 4) 箱变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、低压部分。箱体的高压室密封处理，所采用的密封条必须是长寿命、高弹性产品，确保箱体的防尘、防潮、防凝露。
 - 5) 柜内二次配线采用乙烯树脂绝缘电线、铜芯，可动部分应有柔软过渡并能承受住挠曲而不致疲劳损伤。柜内所有配线两端均有打印的线号，电流回路线芯不小

于 2.5mm^2 ，其它回路不小于 1.5mm^2 。

6) 箱式变电站内配置电流互感器、电压互感器和具有通讯功能的测控装置，能将变压器高压侧三相电流、三相电压、有功功率、无功功率以及变压器运行温度等实时数据和高温报警、负荷开关的分合状态等信号通过通讯口传送到电站计算机监控系统。

7) 在壳体内部设接地铜排，壳体内所有需要接地的设备及外壳均应与铜排可靠连接。箱门在正常运行下可抽出部分保证在打开或隔离位置时仍可靠接地。在壳体外部至少设置2个接地端子，并标有接地符号，对角焊接在导轨基座上。

8) 箱式变电站外壳具有足够的机械强度和防腐性能，在起吊、运输和安装时不会变形或损伤。

9) 外壳形状应不易积尘、积水，箱体顶盖有明显的散水坡度($>5^\circ$)，顶盖边沿应设有防雨和滴水檐，顶部可承受的荷载不小于 2500N/m^2 ，防护等级为IP54(颜色在初步设计时确定)。

10) 柜中配置的互感器为符合国家、行业标准和规范要求的一流品牌。

2.3、10kV高压开关柜

10kV配电装置采用铠装移开式交流金属封闭开关柜，采用加强绝缘型结构，一次元件主要包括断路器、操动机构、电流互感器、避雷器等，运行灵活、供电可靠。综合保护装置安装在开关柜面板，每面高压开关柜都需配有电能计量表(多功能智能表，关口表有功0.2s级，无功0.2级，其他表是0.5级。)一块，具体型号以设计院给出的技术标书确定。其中涉及到安置于原有变电站内的计量柜及并网柜的断路器品牌和型号需与原有变电站开关柜内断路器保持一致。

如为高压 10KV 并网项目，10kV 设备额定开断电流为 25kA，动稳定电流为 80kA。

本工程 10kV 主要设备选择结果见下表：

10kV 主要设备选择结果表

2.4、站用变压器及备用电源

设备名称		主要参数	备注
开 关 柜	真空断路器	12kV, 630A, 25kA	
	电流互感器	10kV, 200-400/5A, 10P10/0.5/0.2S	集电线路进线
		10kV, 200-400/5A, 10P10/10P10/0.5/0.2S	出线
		10kV, 300/5A, 0.2S	计量柜
	电压互感器	10kV, $(10/\sqrt{3})/0.1\text{kV}$	计量柜
	电压互感器	10kV, $(10/\sqrt{3})/(0.1/\sqrt{3})/(0.1/\sqrt{3})/(0.1/3)\text{kV}$ 0.2/0.5(3P)/3P	母线设备
	熔断器	10kV, 0.5	
	避雷器	氧化锌避雷器 5kA-17/45kV	

110kV站用变采用干式变压器，根据计算，站用变容量选60kVA（根据设计要求）。推荐站用变压器采用D, yn11接线。站用电源分两路，经双路电源自动切换装置。一路电源取自站用变低压侧、一路电源取自光伏业主厂区380V配电房（每一路各配置1块电度表）。（根据现场实际情况）。

2.5、直流及交流不停电电源（UPS）

交直流一体化电源系统中，为了供电给控制、信号、综合自动化装置和继电保护等的电源，设置220V直流系统。

2.6、围栏

户外箱变及开关站周围采用铝制/PVC护栏围挡，并设置警告标示标牌，要求美观耐用，具有防腐、防老化、抗晒、耐候等特点（颜色在初步设计时确定）。

3. 防雷、接地及过电压保护设计

保护接地的范围：根据《交流电气装置的接地设计规范》GB50065-2011规定，对所有要求接地部分均应可靠地接地。

3.1、太阳能组件防雷：

太阳能电池组件由钢化玻璃与底板中间夹太阳电池、四周拼接型钢框架形成。其电池本身为绝缘体，四周型钢框架为良好导体，所有组件的接地孔用黄绿接地线相互连接，并在两端用线与支架热镀锌扁钢可靠连接，光伏电池组支架与支架之间，支架与主接地网之间通过扁钢焊接成电气通路，线路防雷，要求光伏发电系统直流侧的正负极均悬空、不接地，将光伏箱变电池方阵支架接地。逆变器和汇流箱内设置电涌保护器，防止感应雷和操作过电压以保护电气设备。周围敷设以水平接地体为主，采用40×4的热镀锌扁钢，接地电阻按《光伏发电设计规范》GB50797-2012中的规定进行选择应不大于4Ω。

3.2、开关站部分：

全站设置由水平敷设的接地干线与垂直接地极联合构成的主接地网，主接地网干线采用-50×5的热镀锌扁钢、支线采用-50×5热镀锌扁钢，变电站主接地网埋设在0.8米以下处。其接地装置的接地电阻值不大于1Ω。接地网寿命按30年计算。接地装置符合《高压输变电设备的绝缘配合》GB311.1-1997和《电气装置安装工程施工及验收规范》中的规定并按GB50065-2011《GB50065-2011》规范要求将其与主接地网相连使其接地电阻值满足不大于1Ω的要求。本站所有带电设备均应按规定进行接地采用两根镀锌扁钢与主地网两根不同干线相连，电气设备每个接地部分应以单独的接地支线与接地干线相连接，严禁在一个接地线中串接几个需要接地的部分，高、低压配电柜的每个基础槽钢两端均可靠与室内接地干线连接。

3.3、箱变部分：

箱式变压器高低压均为电缆进出线，为防止线路侧的雷电侵入波以及10kV电缆母线的雷电感应过电压的侵害，须在每台箱变高压侧装设一组氧化锌避雷器。逆变器本身的过电压保护比较完善，而汇流箱到箱变间采用电力电缆，为保护变压器，在箱变低压侧也装设过电压保护装置。周围敷设以水平接地体为主，垂直接地体为辅，联合构成的闭合回路的接地装置，供工作接地和保护接地之用。水平接地体采用50×5的热镀锌扁钢、垂直接地体采用5#角钢。该接地采用方孔接地网，接地电阻按《交流电气装置的接地设计规范》GB50065-2011中的规定进行选择应不大于4Ω。在光伏阵列区域设置避雷带，防止直击雷。

3.4、绝缘配合

根据GB311.1-1997《高压输变电设备的绝缘配合》，对于110kV及以下设备，主要考虑以雷电冲击作用电压为基础来确定主要设备的绝缘水平，即雷电冲击耐受电压和短时工频耐受电压。根据避雷器的保护水平，经济合理的确定主要设备的绝缘水平。

4. 电气设备布置

箱变采用集装箱形式，户外布置。

5. 电缆技术要求及防火封堵

5.1、电缆技术要求

本项目除组件自有电缆外，电缆的技术要求和规格满足 GB50168-2006《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》、《CEEIAB218.1~.4-2012 光伏发电系统用电缆标准》和光伏发电系统达到铭牌功率时电缆上的电压降 $\leq 2\%$ ，同时满足：

(1) 光伏组件之间、光伏组件与组串逆变器之间，电缆安全载流量 ≥ 1.5 倍线路最大连续电流计算值。

(2) 直流侧总电缆的长期使用设计载流量应不低于光伏发电系统短路电流的 1.25 倍。

(3) 光伏组件之间、光伏组件与组串逆变器之间，采用经过 UL 认证，耐热 90℃、防酸、防潮、防晒光伏专用电缆。

(4) 低压侧采用铜芯电缆：逆变器与汇流箱、汇流箱与箱变之间采用铜芯交流电缆；高压交流侧采用铜芯交流电缆：箱变升压后交流电缆至场区开关柜使用铜芯、阻燃、铠装交流电缆，光伏发电系统与并网接入点之间必须采用铜芯、阻燃、铠装交流电缆。

(5) 控制电缆采用铜芯、阻燃交流电缆。控制电缆芯线的截面积和备用芯预留数量符合国家及行业规定。

(6) 选用抗压、抗老化、耐腐蚀、阻燃、耐热 90℃材质的电缆保护管。

(7) 光伏电缆与组件支架的固定，采用户外抗老化扎带。

(8) 微机保护所用电缆选用屏蔽电缆，电缆布线时从上到下排列顺序为从高压到低压，从强电到弱电，由主到次，由远到近。通讯线缆采用屏蔽双绞线和光纤。按电力防火规程和国家消防法规，设置完备的消防措施；电缆沟分叉和进出房屋处设防火墙，防火墙两侧电缆刷防火涂料，屏柜下孔洞采用防火隔板和防火堵料进行封堵等。电力电缆沿桥架或穿管埋地敷设，通信光缆穿管敷设。

(9) 按电力防火规程和国家消防法规，设置完备的消防措施；电缆沟分叉和进出房屋处设防火墙，防火墙两侧电缆刷防火涂料，屏柜下孔洞采用防火隔板和防火堵料进行封堵等。电力电缆主要以直埋敷设为主，通信光缆穿管敷设。

5.2、电缆防火措施

a) 电力电缆的选型：为有效阻止电缆火灾延燃，全厂10kV及0.4kV电力电缆、控制电缆选用阻燃低烟无卤式电缆。消防用电回路和直流电源回路采用耐火电缆。

b) 站区电缆防火：变电所区域的电缆布置以电缆沟为主，电缆沟主要采用阻火墙的防火方式，将沟分成若干阻火段，按照《电力工程电缆设计规范》要求，每隔200m或通风区域处设置一阻火墙，阻火墙采用成型的电缆沟阻火墙和有机堵料相结合的方式封堵。按照子单元进行防火分隔，对桥架的分支也进行防火分隔；防火分隔采用阻火包和有机堵料结合的方式。

6. 电气二次设计

光伏电站按“无人值班”（少人值守）的原则进行设计。电站采用以计算机监控系统为基础的监控方式。计算机监控系统应满足全站安全运行监视和控制所

要求的全部设计功能。

6.1、计算机监控系统

光伏电站按“少人值班”（少人值守）的原则进行设计。电站采用以计算机监控系统为基础的监控方式。计算机监控系统应能满足全站安全运行监视和控制所要求的全部设计功能，同时预留接入集团集控中心的接口。二次设备及监控室仅设置计算机监控系统的值班员控制台和工程师管理站。

计算机监控系统包括：站控层、网络层和间隔层，网络结构为开放式分层、分布式结构、站控层为全站设备监视、测量、控制、管理的中心，通过光缆或屏蔽双绞线与间隔层相连。间隔层按照不同的电压等级和电气隔离单元，分别布置在对应的开关柜内，在站控层及网络失效的情况下，间隔层仍能独立完成间隔层的监视和断路器控制功能。计算机监控系统通过远动工作站与调度中心通讯。“四遥”功能由电站电气监控（带远动功能）系统完成，同时预留接入用户集控中心的接口。

站控层主要设备包括主机、操作员站、远动工作站、工程师站、打印机、时钟对时装置。

网络层主要设备包括网络设备及规约转换接口等；间隔层主要设备包括保护测控单元。

另外，它还与太阳光伏组件、逆变器监控系统、电子式电能表、直流电源系统、图像监控系统等其它智能模块或设备相连接，共同完成全站的综合管理功能。

光伏发电、逆变设备及其升压设备监控系统结构、主要功能及设备配置。

光伏场区的监控由逆变器监视和控制。

光伏发电设备有功功率、无功功率及电压调节通过并网逆变器进行调节，并网逆变器具备功率因数可调功能，实现在0.98（超前）~0.98（滞后）范围内连续可调。

箱变采用光伏箱变智能监控装置，用于光伏箱变低压侧变压器的模拟量采集、非电量保护、远方控制和通讯功能。

光伏发电工程中央监控系统由通讯管理机采用光缆环网接线方式将通信信号直接上传至变电站主控室内监控系统，由监控系统直接与调度或业主总部联系。

6.2、系统继电保护及安全自动装置

根据国家电网公司《光伏电站接入电网技术规定》（2011版）相关的规定：“大型光伏电站应装设专用故障录波装置。”如为10KV并网项目，不需配置专用故障录波器。最终以供电公司下发的接入批复为准。

故障解列装置

光伏电站配置故障解列装置，含低频、低压、高频、高压解列功能，且以上功能不能加配频率滑差、电压滑差及有流等任何闭锁，动作后跳开光伏电站并网开关。

防孤岛保护

本工程光伏电站接入用户内部，根据宣城市供电公司地调要求，光伏电站必须具备快速监测孤岛且监测到孤岛后立即断开与电网连接的能力，其防孤岛方案应与继电保护配置、安全自动装置配置和低电压穿越等相配合，时间上互相匹配。本期光伏工程在并网点处安装一套防孤岛保护装置。最终以供电公司下发的接入批复为准。

线路检无压重合闸

配电网发生的大多数故障都是瞬时性故障，在单端供电的配电网结构下，利用重合闸功能迅速恢复供电。接入光伏电站后，如光伏电站在故障时迅速跳离，对电

网侧重合闸没有影响；如光伏电站在故障后没有跳离配电网，与部分配电网相联继续工作，采用自动重合闸将对设备带来损坏。

当光伏电站新建10kV开关站至厂区10kV配电室线路发生短路故障任一侧断路器跳开后，光伏站将会失去与系统的联系而成为一个孤立系统。该孤立系统内由于功率过剩，频率和电压将会发生较大变化，此时如若采用非同期重合闸方式合光伏电站至厂区10kV配电室线路，系统将会对光伏系统产生很大的冲击电流，因此光伏电站侧不应采用重合闸方式与系统并网，而应由计算机监控系统控制光伏发电机与系统并网。如光伏站选用的保护装置具有重合闸功能，则应通过软件控制字或连接片将重合闸功能退出。

光伏电站并网，必须在电网电压、频率恢复正常后，再经过1个较长延时（20秒～5分钟）并网。当光伏电站新建10kV开关站至厂区10kV配电室线路发生短路故障，厂区10kV配电室断路器跳开后保护装置采用检无压方式进行重合闸，以尽快恢复向其它用户供电。

对其他专业的要求

对电气一次专业。系统继电保护应使用专用的电流互感器和电压互感器的二次绕组，电流互感器准确级宜采用5P、10P级，电压互感器准确级宜采用0.5、3P级。

对通信专业的要求。系统继电保护及安全自动装置要求提供足够的可靠的信号传输通道。

光伏电站内需具备直流电源和UPS电源，供新配置的保护装置、测控装置、电能质量在线监测装置等设备使用。最终以供电公司下发的接入批复为准。

6.3、系统通信

如为10KV高压并网项目：

10kV接入线路作为线路主保护，并采用方向过流保护作为其后备保护。需将光伏电站并网点的电流、电压和发电量信息传输至地调。需提供光伏电站至地调的自动化通信通道。最终以供电公司下发的接入批复为准。

6.4、系统调度自动化

1) 调度关系和系统传输方式

根据部颁关于《电力系统调度自动化设计技术规程》（DL5003-2005）、《地区电网调度自动化设计技术规程》等有关文件进行本工程的系统调度自动化设计。主要设计范围为有关调度系统接口、光伏电站的远动设备、通道要求及附属设备选择等。

本光伏电站建成后，调度中心直接接收该光伏电站监测系统的远动信息。在本工程中列入调度端相应的接入配合费用。

2) 电网调度自动化系统对电站的要求

光伏电站远动系统

本工程建设1个控制室。光伏电站本体配置监控系统，具备远动功能，有关光伏电站本体的信息的采集、处理采用监控系统来完成，该监控系统配置单套用于信息远传的远动通信服务器。光伏电站监控系统实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、光伏发电系统有功功率和无功功率、光伏发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式光伏，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。由于远动工作站需同时向宣城市地调发送远动数据，因此要求远动工作站具备至少同时接入2个调度主站系统的能力。

3) 电能量计量

本方案电能量计量需设置关口计量电能表和并网电能表两类：关口计量电能表用于用户与电网间的上、下网电量计量和计费。并网电能表，用于统计光伏电站的发电量。

安装位置与要求

本光伏系统所发电力为用户自发自用、余量上网。10kV原进线处需配置计量关口计量电能表，按主、副表配置，本工程光伏电站接入系统后，维持现有关口计量位置不变。

并网点单套设置并网电能表，便于光伏发电量的统计。从需要远传的光伏发电量总量上考虑，光伏在并网点安装电能计量表一块，实现并网点光伏电量数据的采集和远传。

技术要求

10kV计量电能表精度要求不低于0.5S级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到0.2S、0.2级。电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能、具备电流、电压、电量等信息采集和三相电流不平衡监测功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能。

计量信息统计与传输

根据DL/T5202-2004《电能量计量系统设计技术规程》要求和《安徽光伏电站接入系统导则》及安徽电网电能量计量管理办法，关口点设在资产分界点原则，本工程电能计量关口点暂设置在厂区10kV配电间内母线侧考虑。

本光伏项目所发电量实行“自发自用，余量上网”。本工程在光伏进出线侧设置考核计量点，配置0.2S级双向常规智能电能表。

在二次设备间新增1台电能量采集装置，光伏站电能表电能计量信息通过485线接入电能量采集装置。电能量采集处理装置需符合DL/T5202-2004《电能量计量系统设计规程》第7.2节电能计量远方终端的相关规定。

根据DL/T448-2016《电能计量装置技术管理规程》6.2条规定，计量关口点需配置有计量专用电压互感器线圈及电流互感器线圈。要求电压互感器精度应为0.2级、电流互感器精度为0.2S级，电压互感器二次回路电缆压降应小于其额定二次电压的0.2%。二次负荷不宜超过15VA；线路计量专用PT绕组精度需达到0.2级，二次负荷不宜超过10VA。

4) 电能质量监测

根据国家电网公司文件《光伏电站接入电网技术规定》(Q/GDW617-2011)要求，光伏电站向当地交流负载提供电能和向电网发送电能的质量，在谐波、电压偏差、电压波动和闪变、电压不平衡度等方面应满足国家相关标准的要求。根据接入系统推荐方案，厂区光伏电站采用一个并网点接入电网，考虑在光伏电站配置一套满足GB/T19862《电能质量监测设备通用要求》标准要求的A类电能质量在线监测装置一套。监测点放置在关口计量点。电能质量数据要至少存储一年，供电网企业调用。

5) 时间同步系统

各光伏电站在站内配置一套GPS全站时间同步对时装置。该装置不仅可为站内保护测控装置对时，还能为远动装置提供精确的授时信号，以保证远动信息向相关调度端传输时在时序上的可靠性。

直流电源及交流不停电电源系统

根据《电力工程直流系统设计技术规程》DL/T5044-2014及《电网公司变电站直流

电源系统技术规范》，设一套直流系统，作为站内一、二次设备的直流电源。直流系统额定电压为220V。蓄电池组按双充双蓄配置，充电装置采用高频开关电源。采用阀控式免维护铅酸密封蓄电池，蓄电池容量为65Ah，每只蓄电池2V，共104只阀控式铅酸密封蓄电池，构成无端电池直流系统。

为保证本工程的远动系统有可靠的电源，考虑配置一台不停电电源（UPS容量为3kVA）装置，装置为在线式，当交流电源失电时，备授时间不小于1小时。

远动信息内容

根据《光伏电站接入电网技术规定》（Q/GDW617-2011）和《光伏发电站设计规范》（GB50797-2012）的规定，结合《电力系统调度自动化设计技术规程》（DL5003-2005）和《地区电网调度自动化设计技术规程》的要求，进行光伏电站的远动信息范围设计。

A、遥测：发电总有功功率和总无功功率；无功补偿装置的进相及滞相运行时的无功功率；升压变压器高压侧有功功率和无功功率及电流；

10kV并网线路的双向有功、无功功率及电流；光伏电站的电压、电流、频率、功率因数；光伏电站的辐射照度、温度等。

B、遥信：所有断路器位置信号；逆变器、变压器和无功补偿设备的断路器位置信号；

全厂事故总信号；

10kV并网线路、变压器保护动作信号；

10kV所有隔离开关位置信号。

远动信息传输

光伏电站站内监控系统应支持网络通信方式，支持DL/T63XX-101、DL/T63XX-104通信协议。本工程在控制室配置1套调度数据网接入装置，接入宣城地调调度自动化主站，从而满足光伏电站与宣城地调网络通信的要求。

6.5、火灾报警系统

根据《火灾自动报警系统设计规范》GB50116—2013要求进行设计。

在各设备现场根据不同区域分别布置感烟、感温、缆式感温探测器、手动报警按钮等，自动报警控制器接受各探测器的报警信息，发出声光报警，通知运行值班人员及时处理。火灾报警控制器自带备用电源，正常工作电源交流220V由UPS提供，当交流电源消失时，自动切换至备用电源供电，保证系统正常运行。具体以接入系统报告为准。

6.6、视频监控及安防系统

为便于变电站运行管理，保证变电站的安全运行，在各站点厂区设置一套图像及安全警卫系统。其功能按满足安全防范要求配置，不考虑对设备运行状态进行监视。图像监视及安全警卫系统设备包括视频服务器、终端监视器、录像设备、摄像机、云台、防护罩、编码器及沿变电站围墙四周设置电子围栏。摄像机配置原则为：在重要的电气设备室设置彩色定焦摄像机，在变电站制高点设置室外快球。

6.7、环境检测系统

太阳能辐射、环境温度、风速等环境数据是决定太阳能发电的重要指标，也是进行光伏发电技术研究的基础数据。本工程在建筑物顶端安装一套太阳能发电环境监测系统，主要监测的参数有：风速、风向、环境温度、总辐照度、直接辐照度、散射辐照度、总辐射、直接辐射和散射辐射等。

整套监测系统由以下部分组成：太阳能辐射仪表（总辐射表、直接辐射表和散射辐射表）、风速风向传感器、温度传感器、记录仪、上位管理软件等。记录仪

采用高性能微处理器为主控CPU，大容量数据存储器，可连续存储正点数据三个月以上(存储时间可以设定)，工业控制标准设计，便携式防震结构，大屏幕汉字液晶显示屏(一屏显示多路监测要素，替代微机)，轻触薄膜按键。上位管理机实时显示各路数据，每隔10秒更新一次，小时整点数据自动存储(存储时间可以设定)，与打印机相连自动打印存储数据，数据存储格式，EXCEL标准格式，可供其它软件调用。上位PC机采用标准RS232接口与记录仪相连。

第三节 土建工程设计

1. 设计安全标准

根据《建筑抗震设计规范》(GB50011-2010)2016 年版、《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)的规定，本项目建(构)筑物重要性类别为丙类。光伏支架可归类为构筑物，结构安全等级为二级。

2. 基本资料和设计依据

地震基本烈度	6 度 (0.05g)
设计地震分组	第一组
建筑场地类别	II 类
基本风压 (50 年一遇)	0.50KN/m ²
基本雪压 (50 年一遇)	0.30KN/m ²
《混凝土结构设计规范》	(GB 50010-2010 (2016 版))
《建筑结构荷载规范》	(GB 50009-2012)
《建筑抗震设计规范》	(GB 50011-2010 (2016 版))
《构筑物抗震设计规范》	(GB 50191-2012)
《建筑设计防火规范》	(GB50016—2014) 2018 年版
《建筑地基基础设计规范》	(GB 50007-2011)
《钢结构设计标准》	(GB 50017-2018)
《门式钢架轻型房屋钢结构技术规范》	(GB51022-2015)
《冷弯薄壁型钢结构技术规范》	(GB 50018-2002)
《光伏电站设计规范》	(GB50797-2012)
《太阳能发电站支架基础技术规范》	(GB 51101-2016)

3. 结构设计

光伏组件的安装要求：光伏组件采用彩钢瓦屋面相应的光伏支架形式，光伏阵列的结构设计包括太阳能电池组件支架及其基础设计，考虑的因素有：(1)当地的基本风压；(2)当地的基本雪压；(3)厂房屋面恒荷载，活荷载；(4)抗震设防烈度 6 度，设计基本地震加速度值 0.05g；

4. 彩钢瓦屋面方案

彩钢瓦屋面承载力相对较小，故采用轻型铝合金支架平铺安装，降低风荷载对组件支架的影响，从而降低屋面荷载。

铝合金支架采用夹具固定在屋面上，对原屋面不造成破坏，故不会影响屋面的防水效果。

铝合金支架采用夹具固定在屋面上，夹具上使用螺栓连接导轨，导轨上安装组件，光伏组件布置方式为：朝向同屋面朝向，倾角同屋面坡面倾角。每行阵列之间预留检修通道。

彩钢瓦屋面的支架采用铝合金，夹具与导轨配套采用。

5. 光伏支架设计

5.1、支架主要材料

彩钢板屋面支架采用铝合金构件。组件固定在导轨上，导轨通过夹具固定在彩钢瓦上，组件、导轨和夹具之间采用螺栓连接，螺栓性能等级8.8级。

5.2、支架荷载组合

光伏组件支架及基础自重较小，外荷载一般主要考虑风荷载及雪荷载，雪荷载 0.40kN/m^2 。影响支架系统整体稳定的主要外荷载为风荷载及雪荷载。

支架受力计算考虑下列荷载组合

- (1) 自重荷载+地震荷载+正风荷载
- (2) 自重荷载+正风荷载
- (3) 自重荷载+地震荷载+逆风荷载
- (4) 自重荷载+逆风荷载
- (5) 自重荷载+雪荷载+正风荷载
- (6) 自重荷载+雪荷载+逆风荷载

5.3、支架受力计算

支架在各种荷载作用下应满足规范对强度、刚度及稳定性的要求。

设计主要控制参数：

受压构件容许长细比180

受拉构件容许长细比 $L/250$

支架柱顶位移 $1/60$

经计算确定拟选支架各杆件满足规范对强度、刚度及稳定性要求，作为下阶段设计依据。

6. 防腐要求

除锈：工厂制作的钢结构应采用抛丸或喷砂除锈，除锈质量等级应符合《涂覆涂料前钢材表面处理》（GB/T8923）中的喷射（或抛射）除锈等级Sa2.5级标准。现场制作的零星钢结构可采用手工和动力工具除锈。除锈质量应符合《涂覆涂料前钢材表面处理》（GB/T8923）中的手工除锈等级St3级标准。

钢结构支架均采用热浸镀锌涂层，热浸镀锌须满足《金属覆盖层钢铁制件热浸镀锌层技术要求及实验方法》（GB/T13912-2002）的相关要求。

铝合金支架防腐应采用阳极氧化防腐，厚度 $\geq 15\mu\text{m}$ 。当光伏组件等边框采用铝合金材料，其与除不锈钢以外的其他金属材料或与酸、碱性的非金属材料接触、紧固时，应采取隔离措施。

凡现场焊接，焊后需要去掉焊渣、打磨光滑补，涂底漆和银粉面漆。

7. 使用维护

钢结构使用过程中，应根据使用情况（如涂料材料使用年限，结构使用环境条件等），定期对结构进行必要维护（如对钢结构重新进行涂装，更换损坏构件等）以确保使用过程中的结构安全。

8. 电缆铺设

本工程电缆铺设分为屋面桥架及地面直埋两部分。屋面桥架支架采用导轨及夹具搭建，导轨和夹具与组件支架所用型号相同，应间隔 1.5m 左右设置一处桥架支架，具体间隔需根据现场实际需要确定。直埋电缆经过土壤地面及水泥路面，土壤地面铺设电缆需进行开挖及回填，水泥路面铺设电缆需破除原水泥路面，铺设完毕后还需复原水泥路面。电缆路径节点处设置手工井。

9. 设备基础

光伏组件所用的设备采用集装箱形式安装在室外，由于设备质量轻，数量少，工程量小，预制舱基础由混凝土底板和钢筋混凝土挡墙组成，钢筋混凝土基础施工

难度小。设备占地尺寸小、高度较低，不必动用大型设备吊装就位。待设备基础凝固、保养周期及强度达到要求后，现场主要靠人力、滚杠、滑轮及安装支架等常规安装方式使设备就位。设备采用新建预制舱的形式。混凝土材料选用 C25，钢材选用 Q235B 低合金高强度结构钢。普通钢筋采用延性、韧性和可焊性较好的钢筋。

10. 逆变器支架安装

本工程光伏组件安装点为彩钢瓦屋面，故逆变器支架拟采用夹具固定。逆变器支架采用钢结构，钢材选用 Q235B 低合金高强度结构钢，夹具选用与光伏组件支架相同。对于此种安装形式逆变器长期暴晒在烈日下，逆变器内部温度会大大增加，严重影响逆变器关键器件的寿命，逆变器为保护内部元件将降额运行，甚至温度过高引发逆变器温度故障，故光伏逆变器需遮阳棚，避免烈日暴晒。光伏逆变器立式安装在平面屋顶上会产生阴影，所以在设备安装时应尽量将组件安装在逆变器阴影范围之外，以避免对组件产生阴影遮挡。

11. 冬季雨季施工措施

在进度安排上应尽量减少或避免冬季、雨季施工，如工程所需，应做好防冻、防雨等措施。冬季施工，焊接工作采取防风、防寒措施，主要焊接应在室内进行。各种钢材的焊接温度一定要控制在规范要求的范围内，同时做好焊前的预热和焊后的热处理。雨季施工要做好防雷电、防风。设备要防雨遮盖，并做好接地工作，主要应重视人员安全，防止雷击和高空跌落。

第四节 给排水系统设计

1. 设计依据

- | | |
|------------------|-----------------------|
| (1) 《光伏电站设计规范》 | GB50797—2012 |
| (2) 《室外给水设计规范》 | GB50013—6646 |
| (3) 《室外排水设计规范》 | GB50014—6646 |
| (4) 《建筑给水排水设计规范》 | GB50015—6643（6649 年版） |

2. 供水水源

本项目用水由建筑施工用水、施工机械用水、生活用水等组成。生活用水及施工用水均拟采用站址附近的自来水。

3. 生活给水系统

本期项目人员生活主要安排在项目所在地附近，水源自行解决。生活饮用水输配水设备须达到食品级，饮用水须达到《生活饮用水卫生标准》。光伏区不考虑生活给水系统。

4. 排水系统

生活排水需要达到城镇排水管道或接纳水体的排放标准，本项目采用有组织污水管网排放，生活施工区考虑设置局部的水处理设施，设置化粪池和隔油池。厨房油废水必须经过隔油池后方能进入排水管道或化粪池。预制舱基础考虑防水伸出地面 300mm 以上，基础内设置 500*300 积水坑。

第五节 暖通系统设计

室内设计参数均按照《光伏电站设计规范》GB50797—2012 的相关规定执行。为保证电气控制设备的运行环境要求和工作人员的舒适性，在主控室等有人房间设置分体壁挂式或柜式冷暖空调，以满足值班人员的需要。空调选型时应采用节能型空调，能效比不低于二级标准。

配电装置和电子设备间均采用预置舱形式，预制舱内的通风、空调系统由设备厂

家设计并提供。

第六节 工程消防设计

1. 设计依据

- (1) 《建筑设计防火规范》(GB 50016-2014)(2018 年版)
- (2) 《火力发电厂与变电站设计防火规范》(GB 50229-2019)
- (3) 《火灾自动报警系统设计规范》(GB 50116-2013)
- (4) 《电力工程电缆设计标准》(GB 50217-2018)
- (5) 《高压配电装置设计技术规程》(DL/T 5352-2018)
- (6) 《建筑灭火器配置设计规范》(GB 50140-2005)
- (7) 《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》(GB 50019-2015)
- (8) 《光伏发电站设计规范》(GB 50797-2012)
- (9) 《20kV 及以下变电所设计规范》(GB50053-2013)

2. 设计原则

(1) 贯彻“预防为主、防消结合”的消防工作方针，加强火灾监测报警的基础上，对重要设备采用相应的消防措施，做到防患于未然。严格按照规程规范的要求设计，采取“一防、二断、三灭、四排”的综合消防技术措施，立足自防自救。

(2) 设计中，严格执行国家有关防火规范和标准，工程消防设计与总平面布置统筹考虑，保证消防车道、防火间距、安全出口等各项要求。

(3) 根据《20kV 及以下变电所设计规范》(GB50053-2013)、《高压配电装置设计技术规程》(DL/T5352-2018)、《火力发电厂与变电站设计防火规范》(GB50229-2019)等，电气设备布置全部满足电气及防火安全距离要求；

(4) 尽可能采用阻燃、难燃性材料为绝缘介质的电气设备；电缆电线的导线截面选择不宜过小，避免过负荷发热引起火灾；消防设备采用阻燃电缆；

(5) 对穿越墙壁、楼板和电缆沟道进入到其他设施的电缆孔洞，进行严密封堵；

(6) 消防供电电源可靠，满足相应的消防负荷要求；

(7) 设置完善的防雷设施及其相应的接地系统；

(8) 主要疏散通道、楼梯间及安全出口等处按规定设置火灾事故照明及疏散方向标志灯，为了方便以后维护及检修方面在屋顶设置楼梯，考虑人事安全在检修维护通道四周设置围栏。

3. 主要机电设备消防设计

电缆从室外进入室内的入口处及主控制室与活动地板下的电缆层之间，电缆沟内的电缆进入低压配电柜等，采取了防止电缆火灾蔓延的阻燃及分隔措施。具体措施是：

(1) 选用交联聚乙烯绝缘钢带铠装聚氯乙烯护套电力电缆，最小截面满足负荷电流和短路热稳定的要求；控制电缆选用阻燃电缆。

(2) 电力电缆与控制电缆分层敷设，各层之间用防火隔板分隔，隔板的耐火极限不低于 0.75h。

(3) 所有电缆穿越的孔洞，均采用软质耐火材料封堵，孔洞两端 2m 以内的电缆均喷涂防火涂料保护。

太阳能电池组件阵列区并无强制性规范需设置消防设施，本次在每个并网柜设置了消防沙箱及灭火设备。

4. 消防电气

本光伏电站消防配电主要包括火灾自动报警系统、事故照明、风机。本光伏电站的电力负荷为二级负荷，由原厂区低压侧 380V 引来。

(1) 火灾自动报警系统。

(2) 事故照明：本光伏电站照明分为工作照明及事故照明。事故照明采用 220V 交流供电，当失去工作照明电源时，事故照明电源由直流逆变电源供电，逆变器能维持事故照明 1h。

(3) 风机：消防用风机电源双路供电末端切换，其它风机单回供电。

(4) 消防配电线路均暗敷于非燃烧结构内，或采用金属管保护，电缆均采用阻燃型电缆。

5. 主建筑物消防措施

在电缆沟工程中的工艺路线设计过程中，考虑消防防火要求。在各电器控制装置设计中，有火灾危险的场所设置事故照明设施，对防雷建筑物采取相应的避雷措施防止雷电引发的火灾；按规范要求对有防火防爆要求的生产场所配置相应的电气设备和灯具。各防火分区及各

主要控制室墙体均采用非燃烧体材料，各重要防火区隔墙门采用防火门。

6. 火灾报警系统

本项目设备舱内配置内火灾报警系统，主要由火灾探测器、测温软件、电源、安装附件等附属设备组成，由设备舱厂家厂内组装完成。

火灾自动控制屏通过通讯口与监控系统进行通讯，并接入宣城承北新能源科技有限公司智控中心云平台系统。火灾报警系统的联动控制线及电源进线需采用耐火铜芯电缆。

7. 施工消防设计

建筑工程开工前编制施工组织设计、施工现场消防安全措施及消防设施平面图。

施工现场设置临时消防车道，其宽度不得小于 4 米，并保证临时消防车道的畅通。禁止在临时消防车道上堆物、堆料或挤占临时消防车道。

建筑施工现场的灶间严禁设于在建建筑物内，不应与宿舍、办公用房合建，其耐火等级不应低于四级，燃料的存放及使用应符合有关规范要求。

施工现场必须配备消防器材，做到布局、选型合理。要害部位应配备不少于 4 具灭火器材，要有明显的防火标志，并经常检查、维护、保养，保证灭火器材灵敏有效。

施工现场设置明显的防火宣传标志。组织施工现场的义务消防队员，定期组织教育培训及演练。

第七节 图纸评审及资料要求

1、投标人应组织符合招标公告资质要求的电力设计单位完成工程设计。按 GB50797-2012《光伏发电站设计规范》要求，设计应使光伏发电系统有能力在安全、稳定、经济状态下运行，并使其性能达到最佳状态和满足国家、省电网企业对于太阳能并网电站的规定。设计方案须经过专家评审。

接入系统方案须符合 BGT50866-2013《光伏发电站接入电力系统设计规范》要求并经过电网公司审批。

初步设计和施工图设计必须报建设单位审核。

设计图纸资料包括但不限于：

- 设备接线图（设备间关系、桥架类型、长度、结点方式）。
- 设备位置图（设备相对位置、体积、间距）。
- 系统走线图（走线路径、线缆长度、规格类型）。
- 线缆选型（压降、容量、损耗率、类型：护套、阻燃、屏蔽、软硬）。
- 设备细化选型（附加模块、连接端子、环境要求、通信方式等）。
- 防雷设计（防雷等级、直击雷防护方式、引下线、电力与通信防雷保护器）。
- 配电设计（升压变压器、高低压开关柜、动态无功补偿装置（SVG）、电能计量和电能质量监测装置、继电保护和安全自动装置、电力调度自动化和通信设备（含传输通道）、自动电压控制（AVC）、自动发电控制（AGC）、太阳能资源实时监测系统、光伏功率预测系统、计算机监控系统、视频监控系统、直流电源（含蓄电池）和 UPS 电源等）。
- 场内 380V 线缆的铺设（管道、电缆沟）。
- 380v 送出线路。
- 设置屋面检修通道设计。
- 基础设计（基础结构、基础稳定性）。
- 支架强度计算（风压、积雪、地震）。
- 支架部件、装配详图（零件三维装配图）。
- 系统效率计算（线损、设备损耗、环境损耗、其它损耗）。
- 光伏电站电气系统短路电流汇总表。
- 环境保护与水土保持、劳动安全与工业卫生、消防、绿化、生活办公设施、安防门禁系统设计。

2、资料提供

投标人向建设方提供的技术文件及图纸等资料费用计入合同总价。投标人所提供的各种技术资料能满足建设方对电站设计以及安装调试、运行试验和维护的要求。投标人保证技术文件及图纸清洁完整、封装良好、并按系统分类提供给建设方。投标人保证随最后一批资料供给一套完整的全套图纸、资料和手册的总清单。

(1) 图纸评审前提供 3 套初步设计图纸和计算书，评审时通知建设方参加。

(2) 安装工程开工前，提供 5 套施工图。

(3) 应按建设方要求的时间向建设方提供施工进度计划。

(4) 设计单位编写的设备规范书应交建设方审查，建设方对设备规范书提出的修改意见，投标人和投标人委托的设计单位应接受。设备订货时向建设方提供配电设备、集中监测和控制系统、电能表等订货技术协议各 3 套。

(5) 按时提供相应的技术说明、图纸、设备材料清册（包括但不限于）

- 材质检验报告 3 套
- 设备明细清单 5 套
- 隐蔽工程验收记录 6 套
- 试验报告 5 套
- 设备图纸、盘柜电器元器件布置图和电气接线图以及随机资料各 3 套
- 竣工图纸 8 套（正本 1 套、副本 7 套）
- 电站整体平面图、设备布置平面图、电气系统图 6 套
- 电站电气二次回路接线图 6 套
- 电站运行规程 6 套
- 电站设备维修手册 6 套

提供的文件，包括图纸、计算书、说明、使用手册等使用国际单位制（SI），所有文件、图纸、传真、信件均使用简体中文，如提供外文资料，须征得建设方同意。

除纸质资料外，提供初步设计方案、盘柜安装接线图、施工图纸、竣工图纸、电站电气系统图、电站二次回路接线图、光伏电站运行规程、光伏电站设备维修手册电子版资料各 2 套。

在试运行前一周，提交电站系统图和运行规程。

在项目竣工后 30 天内提交符合建设方要求的竣工资料 3 套，并配合建设方档案管理人员或建设方委托的工程档案编制单位，按照工程档案规范化建档要求，完成竣工资料归档工作。

施工阶段篇

第一节 概述

1. 施工范围

投标人设计范围内，站区全部建筑安装工程为投标人的施工范围。

2. 工程界限

2.1 光伏电站的设计、采购、施工、调试属于投标人的承包范围；380V 送出工程的设计、采购、施工、调试也属于投标人的承包范围。

2.2 站区雨水、防洪、排洪设施的设计、设施的采购、施工属于投标人的承包范围。

2.3 系统远动、系统通讯、继电保护及自动装置等二次系统的设计、采购、施工、调试属于

投标人的承包范围。

2.4 电站性能试验由具有相应资质的第三方单位承担。性能试验的测点属投标人的承包范围，由投标人按照性能试验单位的要求负责设计、采购、安装。

2.5 光伏电站的设计、采购、施工、调试等范围属于投标人。

2.6 本工程站区、施工区的土石方开挖、回填、平整等均属于投标人的承包范围。

2.7 施工期间的生活用水外取。

2.8 380V 施工电源引接（含架空线路、变压器、开关、计量表等附件），办理用电手续及施工期间缴纳电费由投标人负责。

2.9 投标人应按招标人批准的施工组织设计的规划要求，负责在现场设计并修建承包认为需要的任何临时设施（包括临时生产、生活与管理房屋、砼搅拌站、现场的道路、需硬化的场地、供水、供电、供暖、通讯、管理网络等设施）。并在合同工程竣工或在投标人使用结束时，按招标人的要求拆除或无条件的移交招标人。

2.10 投标人应在现场为招标人提供办公地点并具备办公条件。

2.11 投标人应在施工中充分考虑业主厂屋顶防水设施的完整性，做好必要保护，如因施工问题造成的屋顶渗漏水现象，应有投标人负责修复。

第二节 施工要求

1. 施工要求

现场施工按照 GB50794-2012《光伏发电站施工规范》要求开展。

1.1 一般规定

1.1.1 光伏发电系统的安装符合设计要求。

1.1.2 安装前应具备的条件：

- 设计文件齐全，并已审查通过。
- 施工组织设计或施工方案符合现行国标《光伏发电工程施工组织设计规范》GB/T50795 要求，并已提供审查批准。
- 施工场地符合施工组织设计要求。
- 现场水、电、场地、道路等条件能满足正常施工需要。
- 预留基座、孔洞、预埋件、设施符合设计图纸要求，并已验收合格。
- 施工单位具备实施本项目能力，且具备要求的相应施工资质。
- 施工单位的人员等保险已购买。

1.1.3 采取合理措施及时回收施工产生的废弃物，避免河道及周边生态造成破坏，同时确保施工期间噪音控制和电站投产后设备运行噪音满足环保部门的要求，不干扰周边人员正常生产、生活。

1.1.4 投标人对整个现场各种操作和施工方法的适用性、稳定性和安全性全面负责。但应服从监理和招标人的现场协调。

1.1.5 投标人在投标文件中需提供里程碑控制点计划表。

1.2 施工安全要求

1.2.1 安全目标

不发生以下事故：

- (1) 不发生人身重伤及死亡事故；
- (2) 不发生一般及以上设备事故；
- (3) 不发生水淹厂房事故；
- (4) 不发生负主要责任和同等责任的一般及以上交通事故；
- (5) 不发生一般及以上火灾事故；
- (6) 不发生一般及以上环境污染事故
- (7) 不发生一般及以上电力安全事故；

1.2.2 光伏发电系统设备和部件在存放、搬运、吊装等过程中不得碰撞和受损，光伏组件的正反面不得受到任何碰撞和挤压。

1.2.3 在安装时，禁止站在光伏组件上作业，电路接通后应有防止电击的安全措施。不允许带负荷或能够形成低阻回路的情况下接通或断开隔离开关、安装或拆卸连接缆线。

1.2.4 光伏组件施工时，应做好安全围护措施，光伏组件连接完成或部分完成后，遇有组件破裂须及时设置限制接近的措施，并由安全监察人员会同技术人员处置。

1.2.5 吊装光伏组件，其底部衬垫木。吊装大件设备时，有保障施工人员和机具、建筑物安全的措施。

1.2.6 雨天停工前，做好光伏组件输出电缆防护，防止日照条件下光伏组件有电时发生短路。

1.3 基础、支架施工

1.3.1 天然基础施工满足《混凝土结构设计规范》和本电站设计要求。

1.3.2 光伏组件支架及其材料符合设计要求。钢结构的焊接符合 GB50205《钢结构工程施工质量验收规范》的规定。组件支架型钢的焊接工艺符合《建筑钢结构焊接技术规程》JGJ81 的有关规定。

1.3.3 光伏组件之间的连接方式，符合设计文件规定。

1.3.4 光伏组件的排列连接固定可靠，外观整齐。

1.3.5 光伏组件背面通风良好，不得被杂物遮挡。

1.3.6 光伏组件和支架安装完成后，检查光伏组件布线美观、整齐、无线缆外露，各方阵线缆连接附件有足够的强度、防水、抗老化、便于连接和运行维护，对成品采取保护措施。

1.4 电气设备和缆线安装

1.4.1 高低压开关柜、变压器安装符合现行国家标准《电气装置安装工程高压电器施工及验收规范》GB50147、《电气装置安装工程电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》GB50148、《电气装置安装工程母线装置施工及验收规范》GB50149、《电气装置安装工程低压电器施工及验收规范》GB50254、《电气装置安装工程 35kV 及以下架空电力线路施工及验收规范》GB50173、《110-500kV 架空送电线路施工及验收规范》GB50173、《电气装置安装工程 1kV 及以下配线工程施工及验收规范》GB50258、《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》GB50168 和设计文件规定。

1.4.2 组串式逆变器、动态无功补偿装置（SVG）、环境监控装置等的安装符合设计文件及产品技术要求。

1.4.3 继电保护和安全自动装置、自动化和通信设备、计算机监控系统、视频监控系统、电能计量和电能质量监测装置、直流系统的盘柜安装及接线，符合现行国家标准《电气设备安装工程盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》GB50171、《电气装置安装工程蓄电池施工及验收规范》和设计文件规定，符合产品技术要求。

1.4.4 安防监控设备的安装应符合现行国家标准《安全防范工程技术规范》GB50348 的相关规定。

1.4.5 电缆终端头和中间接头，须使用符合绝缘标准的电缆接头产品。

1.4.6 组串式逆变器表面不得设置其他电气设备和堆放杂物，不得破坏组串式逆变器的通风环境。

1.4.7 光伏系统直流部分施工时，须保证正负极性的正确性。

1.4.8 电线、电缆穿越楼板、屋面和墙面时，应配置防水套管并做好防水套管与建筑物主体间的缝隙的防水密封，做好建筑物表面光洁处理。

1.5 在工程设备施工平台、走道、吊装孔等有坠落危险处，设置栏杆或盖板。防坠落伤害设计符合国家相关标准要求。

1.6 投标人在施工过程中，通过班组、施工队、公司三级质量签证，保证交付招标人的成品各项指标全部合格。

1.7 电网接入手续的办理工作应有投标人安排专人负责，不得由其项目经理或副经理兼职。

2 检测、调试、验收

检测、调试、验收符合《光伏发电站施工规范》GB50794、《光伏发电工程验收规范》GB/T50796、《电力建设工程质量监督检查典型大纲(光伏发电部分)》、符合环保、消防、水利、建筑、防雷等相关部门和国家电网并网验收的相关规定，并满足下列要求：

2.1 检测前应具备的条件：

2.1.1 组件、组串式逆变器、低压并网柜等设备、二次屏柜，接头无锈蚀、松动，结构和电气连接正确和完整，没有功能衰退等缺陷。

2.1.2 确认光伏组件连接可靠、极性正确，线路连接符合设计要求，光伏组件清洁、无遮挡。

2.1.3 设备安装使用条件，符合使用说明书和相关标准、规程的规定。

2.2 测试时段为 10:00~14:00，在日照和风力稳定，光伏方阵接受光照较好的条件下进行。

2.3 在无光照的条件下（或者有光照但光伏组件被有效遮挡），短接光伏组件输出端，测量输出端与接地端的绝缘电阻 $\geq 40\text{M}\Omega \cdot \text{m}^2$ / 光伏组件总面积 m^2 。

2.4 依次分级测量各个光伏组串、方阵、直流侧、交流侧和整个光伏发电系统。要求后级测量在前级测量正常进行。

在明亮环境下进行测量，要有防止工作人员被光伏系统电击的措施。

2.5 检测设备的重复性和准确度等性能指标，应优于光伏发电系统本身的计量检测单元的性能，并满足光伏发电系统设计的技术指标要求。按照国家和行业相关标准和规范，编制详细的检测记录表格，形成有效的存档记录。

2.6 投标人进行交接试验时，应使用经有资质机构检验合格的仪器和试验设备。试验项目和合格标准按照 GB50150-6646《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》执行。

投标人在进行继电保护及安全自动装置检验前，根据 DL/T584-6647《3~110kV 电网继电保护装置运行整定规程》进行整定计算，并使用经有资质机构检验合格的仪器与试验装置，按照规程和厂家说明书的要求进行检验。

2.7 系统调试

2.7.1 系统的调试由具备相应资质的单位和部门，按照国家、行业和本地电网企业的规定的测试项目和合格标准进行。测试内容和结果符合《光伏电站接入电力系统技术规定》GBT19964、《光伏电站接入电网规定》Q/GDW617、《光伏电站低电压穿越检测技术规程》NB/T36645、《光伏电站电能质量检测技术规程》NB/T36646、《光伏电站功率控制能力检测技术规程》NB/T36647、《光伏电站太阳能资源实时监测技术规范》NB/T32012、《光伏电站电压与频率响应检测规程》NB/T32013、《光伏电站防孤岛效应检测技术规程》NB/T32014、《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》GB50150、《继电保护和电网安全自动装置检验规程》DLT99 和设计文件的规定。规程没有规定的，按照设计文件和厂家说明书的要求进行检测、调试。

在工程项目交付招标人之前，如有国家和电力主管部门新的标准、规程规范发布，还应符合新的标准和规程规范的要求。

2.7.2 光伏发电系统的调试顺序为：先调试光伏组串，合格后再依次调试光伏方阵、直流侧、交流侧、整个光伏发电系统。电站送出电缆线路的试验和调试与光伏发电系统同时进行。

电站并网点的测试应由具备相应资质专业机构或部门进行，并在测试前将测试方案报招标人和所接入电网企业备案。

2.7.3 投标人负责在光伏发电系统并网运行后6个月内向招标人和电网企业提供有关光伏发电系统运行特征的测试报告，测试应在辐照良好的环境下进行。检测内容至少包括：

电能质量，包括电压不平衡度、谐波、直流分量、电压波动和闪变等；

通用技术条件测试，包括接地、耐压、抗电网扰动等；

有功功率输出特性（有功功率输出与辐照度、温度的关系特性）；
并网运行适应性；
安全与保护功能；
光伏发电系统启停时对电网的影响。

2.7.4 通过检测证明电站设备运行参数符合设计规定，电站满足接入电网的相关规定，电站自用电系统满足现场使用要求。

测试中发现任何不合格，由投标人自费进行整改。整改后经复测合格，由具备相应资质专业机构或部门出具测试报告。

招标人要求测试方案和测试工作由同一个专业机构或部门完成，除非得到招标人同意，投标人不得在测试过程中更换事前已确定的测试专业机构或部门。

3 试运行管理与维护

3.1 一般规定

3.1.1 光伏发电系统并网前调试合格后，试运行开始前，投标人为招标人培训员工并提前一周提交电站运行规程。

3.1.2 试运行前，由投标人编写电站管理制度，包括技术档案管理、安全操作、巡回检查、定期点检、事故预防和处理等并经招标人确认。

3.1.3 在并网前、后和试运行期间，投标人聘请并配合有资质的专业机构或部门完成光伏发电系统的各项电气测试和消防、环保、防雷验收工作。

3.1.4 投标人应在提请验收前提交电站性能测试报告，检测项目包括但不限于：1) 光伏组件红外测试(IR)，测试组件比例不低于 5%；2) 组件 EL 测试，测试比例不低于 0.5%；组件功率衰减，检测比例不低于 0.5%；3) 光伏组串失配率检测，检测组串比例不低于总组串数量 5%；5) 接地连续性检测；6) 光伏方阵绝缘性检测；7) 光伏方阵性能检测 (PR)，检测时长不低于 4 个有效自然日；8) 逆变器效率测试；9) 逆变器电能质量测试。逆变器相关测试，组串式逆变器检测比例不低于 5%，最低不少于 2 台，集中式逆变器最低不少于 2 台。

投标人应提前 10 天提交测试、验收方案，招标人有权对方案提出修改意见。

3.2 管理与维护

3.2.1 自试运行开始至电站正式移交，投标人作为项目安全生产第一责任主体，负责光伏发电系统的运行操作、工程场所和设备的保洁、运行设备和备用设备保管等。

3.2.2 电站正式移交前，如光伏发电系统发生异常，由投标人或者投标人联系设备厂家专业人员进行处理，并及时通知招标人（期间若产生电量损失，招标人如实对投标人考核）。

招标人认为处理方案需要改进，有权提出书面改进意见，投标人一般不得拒绝。如投标人认为执行会导致不良后果，应在 8 小时内书面提出与招标人不一致但能及时有效解决问题的方案，并切实做好方案经招标人同意即可立即实施的准备。

3.2.3 测试、分项工程验收完成后，投标人负责汇总、分析、保管运行记录、测试报告和验收合格证明，对存在的问题及时进行整改。

投标人提供测试报告和分项工程验收合格证明复印件给招标人，接受招标人的检查。

4 工程验收

工程验收符合 GB/T50796-2012《光伏发电工程验收规范》、国家电力建设工程质量监督和国家电网光伏电站项目验收相关规定并满足下列要求：

4.1 一般规定

4.1.1 投标人负责工程材料和设备（包括招标人提供的设备）的卸货、收货、验货和货物保管。

4.1.2 工程验收包括光伏发电系统验收和与之相关的建筑工程验收，并根据施工安装特点进行分项工程验收和竣工验收。

4.1.3 相关的建筑工程验收符合 GB50300《建筑工程施工质量验收统一标准》的规定。

4.2 隐蔽工程验收

隐蔽工程验收前由投标人技术(质量)人员先行质量检查合格，并提前 24h 向招标人提交书面验收申请。招标人项目技术负责人，投标人项目专业质量(技术)负责人参加验收，验收项目包括：

- 预埋件或后置螺栓、锚栓连接件。
- 基座与主体结构连接节点。
- 支架与基座的连接节点。
- 光伏发电系统的防雷、接地连接节点。
- 封闭空间内预留的基座、孔洞、预埋件以及敷设管道和电气线缆预埋管等。
- 架空线杆塔基础。
- 建（构）筑物基础。

4.3 分项工程验收

工程验收前，现场应清理干净、孔洞应进行封堵。

4.3.1 分项工程验收由投标人项目技术负责人组织，招标人技术工程师、施工单位项目专业质量(技术)负责人参加。

4.3.2 分项工程验收根据工程施工特点分期进行。限定下列工序，须在前道工序验收合格后才能进入后道工序的施工：

- 在光伏组件安装就位前，基础、支架和框架的验收。
- 在隐蔽工程隐蔽前，进行施工质量验收。

4.4 竣工验收

4.4.1 按照国家电网有关规定完成电站并网前验收；按照《光伏发电工程验收规范》GB/T50796，完成电站的单位工程、工程启动、工程试运移交生产和工程竣工验收。

4.4.2 电站商业运行后 6 个月内，完成电站安全生产标准化达标验收。

4.4.3 投标人自查合格后于竣工验收前一个月向招标人提交竣工验收申请报告及下列资料：

- 设计文件、设计变更文件和竣工图。
- 主要材料、设备、成品、半成品、仪表的出厂合格证明或检验资料。
- 电站建筑物屋面防水检漏记录。
- 隐蔽工程验收记录和分项工程验收记录。
- 光伏发电系统调试和试运行记录(包括电力送出工程、光伏组串、组串式逆变器、交直流开关柜电缆与电线绝缘测试记录、接地电阻测试记录、防雷测试记录等)。
- 电站运行、监控、显示、计量等功能的检验记录。
- 电站运行规程、保护定值整定计算书。
- 电站光伏发电系统使用维护手册。
- 电站计算机监控设备说明书、系统操作说明和维护手册。
- 环境检测监测系统、视频监控系统、安防报警系统、火灾报警系统设备说明书、系统操作说明和维护手册。
- 建筑、消防、防雷、防震、水利、规划、环保、卫生、安全等行政主管部门要求

提供的其他资料。

4.4.4 招标人对竣工资料和工程场所、设备进行检查，发现问题书面通知投标人整改。投标人需按照招标人的要求及时进行整改，并在整改后通知招标人重新验收。

4.4.5 满足条件时，投标人组织招标人及相关单位对工程进行竣工预验收。预验收中查出的问题，由投标人负责整改，整改合格后，投标人做好验收记录和资料立卷归档工作。

4.4.6 工程竣工验收合格并获得招标人出具项目接受证书后一个月内，投标人负责将光伏发电系统移交招标人，运行记录、电站管理制度、测试报告原件、验收报告原件、签署文件等竣工验收资料同时立卷移交。

4.4.7 投标人应聘请有资质的单位，按照《光伏电站并网安全条件及评价规范(试行)》办安全[2013]49号、《小型发电企业安全生产标准化达标管理办法》国能安全[2014]103号等相关规定，完成电站安全生产标准化达标工作，如有不合格项，均由投标人自费整改合格，取得电力监管部门电站验收合格相关文件。

5 质量保证和服务

5.1 质量保证

5.1.1 投标人需在电站设计、施工组织设计、设备采购保管、施工、安装、试验、调试、测试、试运行直至通过电站验收全过程执行《质量管理和质量保证标准》GB/T19000.1（投标人持有 GB/T19000.1-6648 证书和企业质量手册，供招标人必要时查验）。

5.1.2 工程设备订货满足国家、相关规程和本技术要求。承包人在设备采购协议中，明确设备供货商直接向招标人承诺提供售后服务、质保和现场培训。在设备采购协议签订后，投标人向招标人提供技术协议复印件和设备及备品备件清单。

5.1.3 投标人负责卸货，负责查验材料的数量、材质、规格，负责查验设备外观合格、出厂报告和合格证齐全，负责查验设备规格、数量、随机资料与装箱单一致并在开箱前通知招标人到场。

5.1.4 投标人设置临时仓库，并指定专人保管验收合格的设备与材料，保管条件应满足设备、材料对存储环境和安全的需要，不因保管原因导致设备、材料出现质量问题或丢失影响工程进度。

5.1.5 工程设备必须是全新、技术先进、性能可靠、经运行验证的合格产品。使用寿命不小于 25 年。

5.1.6 设备（包括附件、零部件）从整体上满足工程需要，即使在本技术要求书中没有明显地提出，也应满足作为完整产品所能满足的全部要求，在安装、调试、验收、试运行中发现不足、损坏、丢失，由投标人免费在 72 小时内补齐。

5.1.7 工程质保期从颁发《工程接受证书》之日起算后 1 年。

保质期内由于投标人的原因(选材不当、设计错误、施工与安装不良、调试缺项或仪器仪表不合格等)致使光伏发电系统及其设备出现缺陷和损坏时，投标人接到招标人通知（书面或电话）2 小时内给予答复，24 小时内派出专业人员到达现场免费修理或更换。（期间若产生电量损失，招标人如实对投标人考核）。

5.1.8 质保期满后，无论何种原因造成的光伏发电系统故障或设备缺陷、部件损坏，投标人接到招标人通知（书面或电话）2 小时内给予答复，24 小时内派出专业人员到达现场，先处理问题，后区分责任，确属招标人原因的，由招标人按照成本价支付费用。

5.1.9 维护用工器具和质保期内备品备件，由投标人免费提供。

5.1.10 投标人对其提供的设备应提供稳定的技术支持，支持时间应不小于 10 年。

支持期内的备品备件和服务费用收取不高于成本价。

5.2 现场服务

5.2.1 投标人应指定负责本工程的项目经理。项目经理负责工程全过程的各项工作，如工程进度、设计、图纸文件、设备和材料采购保管、现场施工、设备安装、试验、调试、验收测试以及并网安全条件及评价、安全生产标准化达标等。

5.2.2 投标人现场技术人员有对招标人技术人员详细解释技术文件、图纸、运行和维护手册、设备特性、分析方法和有关的注意事项的义务并对技术指导正确性负责，如因错误指导而引起设备和材料的损坏，投标人免费修理、更换。

5.2.3 如因投标人原因造成设计、施工安装、调试工作拖期，招标人有权要求投标人增加人力资源，费用由投标人自理。

5.3 培训

5.3.1 投标人在投标文件中需提供培训计划。培训内容至少包括：

- 1) 太阳能光伏发电系统的发电原理及系统构成。
- 2) 主要设备的性能、安装步骤和质量控制标准。
- 3) 光伏组件、组串式逆变器、交流汇流箱、配电设备和光伏发电系统主要调试项目，调试方法和合格标准。
- 4) 光伏发电系统的运行操作流程、安全注意事项和常见故障的处理方法。
- 5) 光伏发电系统的维护周期选择和定期点检的建议。

5.3.2 培训由有培训资格的专业工程技术人员担任，投标人应提供师资人员资料。

5.3.3 理论培训在招标人指定地点进行，模拟实际操作在子项目所在地进行。培训小时数根据培训效果确定。

5.3.4 要求通过培训，招标人的受训人员能够了解光伏发电原理和系统构成，能够安全、正确、熟练操作光伏发电系统设备，能够判别系统故障原因并会对简单缺陷进行处理。