

青岛永泰源热电有限公司分布式光伏 发电项目（设计施工总承包）

招标文件

QDXS[2021]169

招 标 人：青岛永泰源热电有限公司

代理公司：青岛旭硕工程项目管理有限公司

日 期：二〇二一年十二月



目 录

第一卷.....	3
第一章 招标公告.....	3
第二章 投标人须知.....	6
投标人须知前附表.....	6
1. 总则.....	13
2. 招标文件.....	14
3. 资格后审申请文件和投标文件.....	15
4. 投标.....	18
5. 开标.....	19
6. 资格审查、评标.....	19
7. 合同授予.....	21
8. 重新招标.....	22
9. 纪律和监督.....	22
10. 需要补充的其他内容.....	22
第三章 资格审查办法（合格制）.....	23
1. 审查标准.....	23
2. 审查程序.....	23
3. 审查结果.....	24
第四章 评标定标办法（综合评估法）.....	25
1. 评标方法.....	25
2. 评审标准.....	25
3. 评标程序.....	25
4. 投标人排序.....	25
5. 确定预中标人.....	25
第五章 合同主要条款.....	30
第一部分 合同协议书.....	30
第二部分 通用合同条件.....	33
第三部分 专用合同条件.....	33
第二卷.....	45
第六章 设计任务书.....	45
第七章 技术标准和要求.....	46
第三卷.....	114
第八章 资格后审申请文件及投标文件格式.....	114

第一卷

第一章 招标公告

公告发布日期:	2021/12/27		
项目名称:	青岛永泰源热电有限公司分布式光伏发电项目（设计施工总承包）		
工程地点:	位于青岛市即墨区汽车产业新城（即墨区城区北部）青岛永泰源热电有限公司院内		
资金来源:	其他	出资比例:	100%
招标工程类型:	工程总承包-设计采购施工（EPC）	工程类别:	III类工程
本项目总投资额:	530 万元	工程造价:	500 万元
结构形式:	其他	工程规模:	9600 平方米
计划文号:	/	规划许可证编号:	/
建设项目一号通编号:	/	建设工程一体化平台工程编号:	/
建设单位:	青岛永泰源热电有限公司		
建设单位联系人:	孙工	建设单位联系电话:	13553075722
代建单位:	/		
代建单位联系人:	/	代建单位联系电话:	/
招标单位:	青岛永泰源热电有限公司		
招标单位联系人:	孙工	招标单位联系电话:	13553075722
招标代理单位:	青岛旭硕工程项目管理有限公司		
招标代理单位联系人:	王裴	招标代理单位联系电话:	15066299485
投资项目统一代码:	21113702158901406469	房地产产权人:	/
房地产产权证证号:	/	招标代理资格:	/

一、项目基本情况

1. 项目概况：青岛永泰源热电有限公司位于青岛市即墨区汽车产业新城（即墨区城区北部），本工程拟利用该公司的煤棚、物料存储车间的屋顶面积约 9600 平方米建设光伏电站，为企业自身提供绿色能源作为厂用电使用。

2. 招标内容：光伏发电项目的深化设计、材料设备的制造或采购、安装调试、施工、质保期内的保

修服务以及并网验收工作，包含前期向当地主管部门报备等。

本项目招标控制价：无

内容：青岛永泰源热电有限公司分布式光伏发电项目（设计施工总承包）

二、投标企业应具有的条件

1. 投标人具有独立法人资格且同时具备以下工程设计资质和施工资质要求：

1.1 工程设计资质要求具有以下设计资质之一：

- （1）工程设计综合甲级资质；
- （2）电力行业设计丙级及以上资质；
- （3）电力行业（新能源发电）专业设计丙级及以上资质。

1.2 施工企业资质要求：

- （1）具有电力工程施工总承包叁级及以上资质；
- （2）具有《承装（修、试）电力设施许可证》四级及以上证书；
- （3）具有有效的安全生产许可证。

2. 投标人不得和招标人存在利害关系，单位负责人为同一人或者存在控股、管理关系的不同单位，不得同时参加该项目（同一标段）的投标。招标人的任何不具独立法人资格的附属机构（单位），为招标项目的前期准备或者监理工作提供咨询服务的任何法人及其任何附属机构（单位）不得参加该项目（同一标段）的投标。

3. 在“信用中国”（<https://www.creditchina.gov.cn/>）中被列入失信惩戒名单的，不得参加投标。

三、项目负责人应具有的条件

1. 投标人须为本项目派出设计负责人和项目经理各一名，且为投标单位正式职工：

（1）设计负责人要求：国家注册电气工程师执业资格；

（2）项目经理的资格要求：具有机电工程专业贰级及以上国家注册建造师执业资格，且投标时未担任其他在建工程的项目负责人；项目经理应同时具有项目负责人安全生产考核合格证（B证）；

2. 设计负责人、项目经理相互之间不得兼任。

四、联合体投标要求

本工程接受联合体投标，联合体成员不得超过 2 家（限设计与施工单位两个投标人组成的联合体）。须提供联合体两方共同投标的协议，协议中须明确施工单位为牵头人，须约定联合体两方的分工；联合体两方（含与其单位负责人为同一人或者与其存在控股、管理关系的不同单位）均不得以单独身份或其他联合体联合参加本工程投标。

五、投标标段要求

本项目不分标段。

六、资格审查办法和方式

本项目采用资格后审合格制，通过资格审查的投标人全部参加评审。

七、评标办法

综合评估法。

八、同类工程经验要求

1、投标人参加投标须具备同类工程业绩。

2. 潜在投标人或投标人参加开标会时，应提供同类工程经验证明材料，否则将导致潜在投标人或投标人在商务标书评审打分时相应评分项不得分；

3. 同类工程界定:

设计同类工程: 上三年度至今已完成的单体装机容量不少于 1.3Mw 的屋面分布式光伏设计;

施工同类工程: 上三年度至今已完成的单体装机容量不少于 1.3Mw 的屋面分布式光伏施工。

九、招标文件的获取

开标时间前在全国公共资源交易平台(山东省青岛市)青岛市公共资源交易电子服务系统(<http://ggzy.qingdao.gov.cn>)本项目招标公告页面免费下载招标文件。

十、投标文件递交时间以及地点

递交地点: 青岛市即墨区政务服务和公共资源交易中心(青岛市即墨区经济开发区振武路 496 号)五楼【第四开标室】

投标文件递交截止时间: 2022 年 01 月 17 日 14: 00

十一、投标截止时间、开标时间及地点

开标地点: 青岛市即墨区政务服务和公共资源交易中心(青岛市即墨区经济开发区振武路 496 号)五楼【第四开标室】

投标截止时间、开标时间: 2022 年 01 月 17 日 14: 00

十二、其他

1、本工程无保密内容。

2、投诉举报电话: 0532-88519316、传真: 0532-85053098、邮箱: jimoztb@126.com。通信地址: 青岛市即墨区公共资源交易中心(即墨区经济开发区振武路 496 号)。

3、网上技术支持电话: 0532-85871505

4、上一年是指从工程招标公告发布之日至前一年的 1 月 1 日, 上两年是指从工程招标公告发布之日至前两年的 1 月 1 日, 以此类推。

第二章 投标人须知

投标人须知前附表

条款号	条 款 名 称	编 列 内 容
1.1.1	招标人	名 称：青岛永泰源热电有限公司 联系人：孙工 电 话：13553075722
1.1.2	招标代理机构	名 称：青岛旭硕工程项目管理有限公司 地 址：青岛市即墨区墨城路 783 号 联系人：王裴 电 话：15066299485 邮 箱：qdxushuo@163.com
1.1.3	项目名称	青岛永泰源热电有限公司分布式光伏发电项目（设计施工总承包）
1.1.4	建设地点	位于青岛市即墨区汽车产业新城（即墨区城区北部）青岛永泰源热电有限公司院内
1.2.1	资金来源	其他
1.2.2	出资比例	100%
1.2.3	资金落实情况	已落实
1.3.1	招标范围	光伏发电项目的深化设计、材料设备的制造或采购、安装调试、施工、质保期内的保修服务以及并网验收工作，包含前期向当地主管部门报备等
1.3.2	计划工期	总工期：75 日历天，其中设计工期：15 日历天； 施工工期：60 日历天。 设计工期：2022 年 2 月 16 日至 2022 年 3 月 3 日； 施工计划开工日期：2022 年 3 月 4 日； 施工计划竣工日期：2022 年 5 月 3 日； 实际开工日期以招标人书面通知为准。
1.3.3	质量要求	设计质量符合现行相关工程设计规范且不得侵犯知识产权； 施工质量符合相关施工质量验收规范及检验标准的规定，达到合格标准。
1.4.1	投标人的资格要求	见招标公告
1.4.2	是否接受联合体投标	<input type="checkbox"/> 不接受 <input checked="" type="checkbox"/> 接受，应满足下列要求： 本工程接受联合体投标，联合体成员不得超过 2 家（限设计与施工单位两个投标人组成的联合体）。须提供联合体两方共同投标的协议，协议中须明确施工单位为牵头人，须约定联合体两方的分工；联合体两方（含与其单位负责人为同一人或者与其存在控股、管理关系的不同单位）均不得以单独身份或与其

		他联合体联合参加本工程投标。
1.6.1	费用承担和设计成果补偿	未中标单位设计成果不予补偿
1.10.1	踏勘现场	自行踏勘现场
1.11	专业分包	投标人拟进行分包的，其内容及接受分包的人的资质要求等须符合国家、省、市有关规定。
2.1.1	构成招标文件的其他材料	无
2.2.1	招标文件的澄清和修改	招标文件的澄清和修改内容详见青岛市公共资源交易电子服务系统（ http://ggzy.qingdao.gov.cn ）本项目招标公告页面，投标人应密切关注上述公告页面的最新澄清信息。澄清和修改一经发布，视为投标人已收到。
2.2.3	投标截止时间	2022年 01月 17日 14时 00分
3.1.1	资格后审申请文件的组成	1. 资格后审申请文件正本壹份，副本伍份。 2. 资格后审申请证明材料。
3.1.2	资格后审申请文件内容	<p>开标时，投标人必须提供下列内容中第 <u>1、2、3、4、5</u>、资料的原件，否则，资格审查为不合格。</p> <p>1. 法定代表人身份证明书和法定代表人身份证原件及复印件或法定代表人授权委托书和代理人身份证原件及复印件；以联合体形式投标的，需提供联合体牵头人的法定代表人身份证明书和法定代表人身份证原件及复印件，或法定代表人授权委托书和被授权委托人身份证原件及复印件；</p> <p>2. 营业执照副本原件及复印件（若为联合体投标，联合体双方均应提供）、设计资质证书副本原件及复印件、安全生产许可证副本原件及复印件（或加盖投标人公章的电子证书彩色打印件）、加盖投标人公章的新版施工资质证书副本复印件；（其他证明材料一律无效）</p> <p>3. 承建本工程设计负责人国家注册电气工程师证书原件及复印件；单位缴纳劳动保险证明材料或劳动合同原件及复印件；（其他证明材料一律无效）</p> <p>4. 承建本工程项目经理身份证原件及复印件、注册建造师证书原件及加盖其执业印章的复印件、安全生产考核合格证书原件及复印件（或加盖投标人公章的电子证书彩色打印件）；（其他证明材料一律无效）</p> <p>5. 以联合体形式投标的，需提供联合体协议书原件及加盖牵头人公章的复印件（限联合体投标提供）（格式详见第三卷</p>

		<p>第八章)。</p> <p>6. 投标人上三年度完成的同类工程设计业绩,需同时提供中标通知书(交易通知书)、设计合同原件及复印件,以合同签订时间为准; 投标人上三年度完成的同类工程施工业绩,需同时提供经项目所在地招标投标管理部门(或其授权机构)备案的中标通知书(或直接发包 证明材料或其主办网站的公示信息)、施工合同、项目所在地行业行政主管部门(或其授权机构)出具的工程竣工验收文件(或备案文件 或加盖档案馆章的验收备案文件复印件)</p> <p>以上所有资料复印件均需加盖企业公章。</p>
3.2	投标文件组成	<p>1. 商务标书正本 <u>壹</u> 份, 副本 <u>伍</u> 份;</p> <p>2. 技术标书 <u>陆</u> 份, 不分正副本;</p> <p>3. 电子版投标文件: 壹份</p>
3.2.4	投标文件电子版	<p><input checked="" type="checkbox"/> 投标人在递交投标文件时, 同时递交投标文件电子版</p> <p><input type="checkbox"/> 否</p>
3.4.1	投标有效期	<u>60</u> 天
3.5.1	投标保证金	<p><input type="checkbox"/> 不需要交纳</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> 需要交纳</p> <p>1. 金额: 人民币捌万元整(¥80000.00 元);</p> <p>2、缴纳截止时间, 同投标截止时间。向招标代理机构交纳, 交纳账户信息如下:</p> <p>开户名称: 青岛旭硕工程项目管理有限公司</p> <p>开户银行: 农商银行即墨支行</p> <p>银行账号: 9020102600142050009929</p> <p>银行行号: 402452106011</p> <p>3、投标保证金的交纳单位必须与投标人名称一致;</p> <p>4、交纳形式: (电汇或银行保函、保险保函)</p> <p>4.1 以银行电汇形式交纳的投标保证金须从其基本账户转出, 以到账时间为准;</p> <p>4.2 以银行保函形式提交的, 须在投标截止时间前, 开标现场提交。</p> <p>银行保函格式详见第八章</p> <p>出具担保的银行: 基本账户开户银行。</p> <p>银行保函须经公证机关公证, 并符合下列要求, 否则视为无效公证:</p> <p>(1) 担保人法定代表人或其委托代理人在担保中签名, 不能使用印章、签名章或其他电子制版签名;</p> <p>(2) 公证机关出具的公证书加盖钢印、单位章并盖有公证员签名章, 钢印应清晰可辨;</p>

		<p>(3) 公证书出具的日期与银行保函出具的日期同日或在其之后。</p> <p>4.3 以保险保函形式提交的，须在投标截止时间前，开标现场提交，且须符合鲁建建管字〔2018〕11 号文件要求。</p> <p>5、联合体投标的，投标保证金由牵头人交纳。</p> <p>缴纳要求：见正文 3.5 投标保证金交纳。</p>
4.1	资格后审申请文件和投标文件的密封和标记	<p>资格后审申请文件、商务标书、技术标书、电子投标文件应分别单独密封在密封袋（或档案袋）内，密封袋（或档案袋）封口处应加盖投标人公章，封皮上写明“招标项目名称、资格后审申请文件（或商务标书、技术标书、电子投标文件）、投标人名称”等信息。未按要求密封的投标文件或密封处未按规定加盖公章的投标文件（联合体投标需加盖牵头人公章），招标人应予拒收。资格证明材料原件单独装在一个资料袋内，可不密封，资料袋封皮上写明投标人名称。</p>
4.2.2	递交资格后审申请文件和投标文件地点	<p>青岛市即墨区政务服务和公共资源交易中心（即墨区经济开发区振武路 496 号）五楼第四开标室</p>
4.2.3	是否退还纸制文件	<p>除资格审查和评分证明材料原件外，其余资格后审申请文件和投标文件不予退还。</p> <p>以银行保函形式交纳投标保证金的，银行保函原件的退还按照投标保证金规定执行。</p>
5.1.1	开标时间和地点	<p>开标时间：2022 年 01 月 17 日 14 时 00 分</p> <p>开标地点：青岛市即墨区政务服务和公共资源交易中心（即墨区经济开发区振武路 496 号）五楼第四开标室</p>
5.1.2	开标会参加人员	<p><input checked="" type="checkbox"/> 投标人法定代表人或其委托代理人</p> <p><input type="checkbox"/> 项目经理</p>
6.1.1	评标委员会的组建	<p>评标委员会构成：_5_人及以上单数，其中招标人代表_0_人，评标专家_5_人；评标专家确定方式：从山东省公共资源交易综合评标评审专家库中随机抽取。</p>
6.3	资格审查办法	<p><input checked="" type="checkbox"/> 合格制，通过资格审查的投标人全部参加评审。</p> <p><input type="checkbox"/> 有限数量制，合格投标人在 13 家（含）以下时，应全部参加投标。合格投标人在 13 家（不含）以上时，招标人可按资格审查得分由高到低选取 13 家（第 13 家得分相同时均应选取）投标人参加投标。</p>
6.4	评标办法	<p><input type="checkbox"/> 合理范围低价法</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> 综合评估法</p>
7.4	履约担保	<p>履约担保的金额：/</p> <p>缴纳时间：中标公示期结束后，签订合同前交至招标人。</p> <p>履约担保的形式：电汇（银行保函、担保公司保函或保险）。</p> <p>采用银行保函时，出具履约担保的银行级别：具有相应担保</p>

		<p>能力的县（区）级国有商业银行（或全国性股份制商业银行）支行级及以上的银行。</p> <p>采用担保公司保函时的有关要求：/。</p> <p>采用保险时的有关要求：/。</p> <p>中标合同金额计算方式：暂按投资额*（1—降造率）</p> <p>联合体投标的，履约担保由牵头人交纳。</p>
监督部门		<p>即墨市热电厂 企管部</p> <p>联系电话：0532-85056075</p>
10. 需要补充的其他内容		
10.1 词语定义		
10.1.1	同类工程项目	<p>设计同类工程：上三年度至今已完成的单体装机容量不少于1.3Mw 的屋面分布式光伏设计；</p> <p>施工同类工程：上三年度至今已完成的单体装机容量不少于1.3Mw 的屋面分布式光伏施工。</p>
10.1.2	市场行为要求	投标人应按照招标文件要求提供投标承诺书
10.2 设计费率报价及施工降造率报价		
10.2.1	设计费率报价	设计投标报价以《工程勘察设计收费标准》（计价格[2002]修订本）的规定为依据进行报价。费率报价上限为 <u>50%</u> 。
	施工降造率报价	<p>对降造率进行报价，降造率不得低于 3.0 %（保留一位小数）。</p> <p>注：降造率指对除规费（含安全文明施工费、环境保护税、社会保险费、住房公积金、危险作业意外伤害保险）、税费等不可竞争费之外的工程费用进行折扣。</p>
10.3 “暗标”评审		
	技术标书是否采用暗标评审	采用，投标人应严格按照招标文件中规定的技术标书制作要求编制、装订。
10.4 计算机辅助评标		
	是否实行计算机辅助评标	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
10.5 解释权		

	<p>构成本招标文件的各个组成文件应互为解释，互为说明；如有不明确或不一致，构成合同文件组成内容的，以合同文件约定内容为准，且以专用合同条款约定的合同文件优先顺序解释；除招标文件中有特别规定外，仅适用于招标投标阶段的规定，按招标公告（投标邀请书）、投标人须知、评标办法、投标文件格式的先后顺序解释；同一组成文件中就同一事项的规定或约定不一致的，以编排顺序在后者为准；同一组成文件不同版本之间有不一致的，以形成时间在后者为准。按本款前述规定仍不能形成结论的，由招标人负责解释。</p>
10.6 招标人补充的其他内容	
10.6.1	招投标回避
	<p>根据《中华人民共和国招标投标法实施条例》（中华人民共和国国务院令 第 613 号）第三十四条“与招标人存在利害关系可能影响招标公正性的法人、其他组织或者个人，不得参加投标。单位负责人为同一人或者存在控股、管理关系的不同单位，不得参加同一标段投标或者未划分标段的同一招标项目投标。违反前两款规定的，相关投标均无效。”之规定。投标人与招标人之间，投标人与投标人之间存有前述关系的应当主动回避，如果不回避的，一经发现将依法处理，并按青岛市建筑市场主体管理考核办法予以扣分，经评审中标的，其中标无效。投标截止时间后，开标会议主持人宣读全部投标人名称，投标人填写《青岛市投标企业回避说明》。如出现多个投标人相互回避的情况，投标人之间应当做好协商，选出一个投标人参与投标，如不能及时选出投标人的，招标人有权否决该部分投标人的投标资格。主动回避的投标人不需承担任何责任。投标人应当互相监督，如发现其他投标人有回避情形的，应于开标会现场及时提出。</p>
10.6.2	<p>项目班子技术人员配备齐全，能够满足工程的需要，且中标后，项目班子技术人员不得随意替换，特殊原因确需更换人员时，应提供替换人员的资质证明文件和社保缴纳证明并经招标方书面同意。</p> <p>1、施工项目班子要求：施工项目负责人（项目经理）<u>1</u> 名，安全员 <u>1</u> 名，其他组成人员应根据工程规模标准、技术复杂难易程度等合理配置相应的管理、技术力量，组成强有力的现场项目管理班子确保工程质量和施工安全。</p> <p>2、设计项目班子要求：设计项目负责人 <u>1</u> 名，电气设计人员 <u>1</u> 名。</p> <p>设计项目班子人员应提供职称证/注册证书等相关证件的原件及复印件，职称证不体现投标单位名称的应提供单位社保缴纳证明或劳动合同原件及复印件，职称证书未体现专业，应提供体现专业的毕业证。</p>
10.6.3	由中国施工企业管理协会评选的国家优质工程金奖、国家优质工程银奖予以认定。
10.6.4	招标人将在预中标公示时一并公示中标候选人提供的同类工程业绩。投标人要对其提供的同类工程业绩真实性负责。监督部门依法对投标人行为纳入建设市场监管与诚信体系管理（招标公告如有同类工程业绩要求）。
10.6.5	<p>以联合体形式投标签署要求：</p> <p>1. 除招标文件中对联合体投标有明确盖章要求的，其他均由联合体牵头人盖章；</p> <p>2. 招标文件要求是法定代表人签字的则应由联合体牵头人法定代表人签字；</p> <p>3. 招标文件要求是委托代表签字的，投标文件应附联合体牵头人法定代表人签署的授权委托书。</p>

10.6.6	<p>1. 投标人中标后，应落实扬尘污染控制措施，并使用国三及以上排放标准的非道路移动机械；</p> <p>2. 投标人中标后须与持有各区（市）主管部门核发的《青岛市建筑废弃物经营性运输单位批准证书》或青岛市城市管理局（或市市政公用局）核发的《青岛市城市建筑垃圾运输特许经营权证书》的建筑垃圾运输单位签订垃圾运输合作协议，投标人本身具有上述证书的除外。建筑垃圾运输单位须使用低排放车辆（新型建筑垃圾运输车辆<国五及以上排放标准>或新能源、清洁能源车辆）。</p>
--------	---

1. 总则

1.1 项目概况

见投标人须知前附表。

根据《中华人民共和国招标投标法》等有关法律、法规和规章的规定，本招标项目已具备招标条件，现对本招标项目设计施工总承包进行招标。

1.2 资金来源和落实情况

见投标人须知前附表。

1.3 招标范围、计划工期和质量要求

见投标人须知前附表。

1.4 投标人资格要求

1.4.1 投标人应具备承担本招标项目的资质条件、能力和信誉，具体要求见投标人须知前附表。

1.4.2 投标人须知前附表规定接受联合体投标的，除应符合投标人须知前附表的要求外，还应遵守以下规定：

- (1) 联合体各方应提供联合体协议书，明确联合体牵头人和各方的权利义务；
- (2) 联合体投标人的资质，按照联合体协议约定的分工认定，联合体投标人的业绩、社会荣誉等情况，按照联合体协议约定的各成员所占合同工作量的比例，进行加权折算；
- (3) 由同一专业的单位组成的联合体，按照资质等级较低的单位确定资质等级；
- (4) 联合体各方签订联合体协议后，不得再以自己名义单独或加入其他联合体在同一标段中投标。

1.4.3 投标人不得存在下列情形之一：

- (1) 为招标人不具有独立法人资格的附属机构（单位）；
- (2) 为本招标项目的监理人；
- (3) 为本招标项目的代建人；
- (4) 为本招标项目提供招标代理服务的；
- (5) 与投标人或本招标项目的监理人或代建人或招标代理机构同为一个法定代表人的；
- (6) 与投标人或本招标项目的监理人或代建人或招标代理机构相互控股或参股的；
- (7) 与投标人或本招标项目的监理人或代建人或招标代理机构相互任职或工作的；
- (8) 被责令停业的；
- (9) 被暂停或取消投标资格的；
- (10) 财产被接管或冻结的；
- (11) 在最近三年内有骗取中标或严重违约或重大工程质量问题的；
- (12) 与招标人存在其他利害关系可能影响招标公正性；
- (13) 其他违反法律法规的行为。

1.4.4 投标时项目经理不能担任其他在建工程的项目负责人。对已担任其他在建工程项目负责人，但按相关规定已经办理项目经理变更手续的，投标人应主动澄清，并提供项目经理变更证明材料原件，否则将被取消投标资格。

1.4.5 单位负责人为同一人或者存在控股、管理关系的不同单位，不得同时参加本项目投标。

1.4.6 项目经理的注册建造师证书原件、安全生产考核合格证（B证）原件（或加盖投标人公章的电子证书彩色打印件）、身份证原件由项目经理随身携带。

1.5 投标人组成发生重大变化的说明

投标人发生合并、分立、破产等重大变化的，应当及时书面告知招标人。投标人不再具备招标公告、资格预审文件、招标文件规定的资格条件或者其投标影响招标公正性的，其投标无效。

1.6 费用承担

投标人准备和参加投标活动发生的费用自理，招标人对未中标单位的设计成果不予补偿。

1.7 保密

参与招标投标活动的各方应对招标文件和投标文件中的商业和技术等秘密保密，违者应对由此造成的后果承担法律责任。

1.8 语言文字

除专用术语外，与招标投标有关的语言均使用中文。必要时专用术语应附有中文注释。

1.9 计量单位

所有计量均采用中华人民共和国法定计量单位。

1.10 踏勘现场

1.10.1 投标人须知前附表规定组织踏勘现场的，招标人按投标人须知前附表规定的时间、地点组织投标人踏勘项目现场。

1.10.2 投标人踏勘现场发生的费用自理。

1.10.3 除招标人的原因外，投标人自行负责在踏勘现场中发生的人员伤亡和财产损失。

1.10.4 招标人在踏勘现场中介绍的工程场地和相关的周边环境情况，供投标人在编制投标文件时参考，招标人不对投标人据此作出的判断和决策负责。

1.10.5 招标人不组织单个或者部分潜在投标人踏勘项目现场。

1.11 专业分包

1.11.1 投标人拟在中标后将中标项目的部分非主体、非关键性工作进行分包的，应符合投标人须知前附表规定的分包内容、分包金额等限制性条件。

1.11.2 中标人应当就分包项目向招标人负责，接受分包的第三人就分包项目承担连带责任。

1.12 偏离

投标人须知前附表允许投标文件偏离招标文件某些要求的，偏离应当符合招标文件规定的偏离范围和幅度。

1.13 终止招标

招标人终止招标的，将通过本项目招标公告页面“招标文件的澄清和修改”栏目通知潜在投标人。投标人应密切关注上述公告页面的最新澄清信息。

2. 招标文件

2.1 招标文件的组成

2.1.1 本招标文件包括：

- (1) 招标公告；
- (2) 投标人须知；
- (3) 资格审查办法
- (4) 评标办法；
- (5) 合同主要条款；
- (6) 设计任务书；
- (7) 投标文件格式；
- (8) 投标人须知前附表规定的其他材料。

2.1.2 对招标文件所作的澄清、修改，构成招标文件的组成部分。

2.2 招标文件的澄清

2.2.1 投标人应仔细阅读和检查招标文件的全部内容。如有疑问，应在本项目异议提出截止时间前，通过本项目招标公告页面“投标人异议”栏目的“提出异议”功能要求招标人对招标文件进行澄清。

2.2.2 招标文件的澄清将通过本项目招标公告页面“招标文件的澄清和修改”栏目进行网上通知，投标人应密切关注本项目公告页面的最新修改信息。澄清的内容可能影响投标文件编制的，招标人将在投标截止时间至少 15 日前，通过本项目公告页面“开标时间”栏目进行网上通知。投标人应密切关注本项目公告页面的最新澄清信息。澄清一经发布，视为投标人已收到。

2.3 招标文件的修改

在投标截止时间前，招标人可以对已发出的招标文件通过本项目招标公告页面“招标文件的澄清和修改”栏目进行网上的修改，投标人应密切关注本项目公告页面的最新修改信息。修改的内容可能影响投标文件编制的，招标人将在投标截止时间至少 15 日前，通过本项目公告页面“开标时间”栏目进行网上通知。投标人应密切关注本项目公告页面的最新修改信息。修改一经发布，视为投标人已收到。

3. 资格后审申请文件和投标文件

3.1 资格后审申请文件

3.1.1 资格后审申请文件的组成见前附表。资格后审申请文件应用不褪色的材料书写或打印，正本应逐页加盖投标人公章，并尽量避免涂改、行间插字或删除，如果出现上述情况，改动之处应加盖投标人公章。

3.1.2 资格后审申请文件主要包括以下内容，投标人应按前附表规定的内容编制并提交证明材料原件：

1. 法定代表人身份证明书和法定代表人身份证原件及复印件或法定代表人授权委托书和被委托人身份证原件及复印件；以联合体形式投标的，需提供联合体牵头人的法定代表人身份证明书和法定代表人身份证原件及复印件，或法人代表授权委托书和被委托人身份证原件及复印件；

2. 营业执照副本（若为联合体投标，联合体双方均应提供）、设计资质证书副本、安全生产许可证副本原件及复印件（或加盖投标人公章的电子证书彩色打印件）、加盖投标人公章的新版施工资质证书副本复印件；

3. 承建本工程设计负责人国家注册电气工程师证书原件及复印件，单位缴纳劳动保险证明材料或劳动合同原件及复印件；

4. 承建本工程项目经理身份证、注册建造师证书原件及加盖其执业印章的复印件、安全生产考核合格证书（B 证）原件及复印件（或加盖投标人公章的电子证书彩色打印件）；

5. 以联合体形式投标的，需提供联合体协议书原件及加盖牵头人公章的复印件（限联合体投标提供）（格式详见第三卷第八章）；

6. 其他需提交材料。

注：（1）投标人应保证其提供资料的有效性、合法性、真实性；若该投标人提供虚假材料中标，招标人将取消其中标资格并扣除其投标保证金且保留进一步索赔的权利；

（2）资格审查合格的投标人方可进入下一评标环节。

3.2 投标文件

投标文件按前附表规定组成，投标文件应当对招标文件的工期、投标有效期、质量要求、技术标

准等实质性内容作出响应。

3.2.1 商务标书

投标人商务标书应用不褪色的纸张书写或打印，商务标书应按规定加盖投标人公章或由法定代表人（或其委托代理人）签章。商务标书应尽量避免涂改、行间插字或删除，如果出现上述情况，改动之处应加盖投标人公章。

商务标书格式应按照第八章“投标文件格式”编制，应至少包含以下资料：

1. 投标函；
2. 法定代表人身份证明或附有法定代表人身份证明的授权委托书；
3. 项目管理机构人员配备；
4. 主要项目管理人员简历表；
5. 承诺书
6. 存在控股、管理关系单位明细
7. 投标保证金电汇回单（银行保函或保险保函或电子保函）
8. 其他需提交的材料。

3.2.2 技术标书（包括设计部分和实施方案部分）

3.2.2.1 制作及装订：

技术标书封面从招标文件附件三下载以 A4 白色打印纸打印使用。技术标书目录、正文的制作标准、格式执行附件三技术标书部分编制要求说明，封面不得加盖正副本等标识，不得出现商务标书要求的内容及投标单位识别信息。

技术标书为 A4 打印纸单面打印，字与字之间不得空格。按封面装订孔纵向用白工程线绳（单线）三点一线装订，且在装订孔的中孔背面打死结一个（所留尾线不超过 1 厘米），其它见技术标书编制要求说明。

3.2.2.2 主要内容

（1）承包人设计部分包括但不限于以下内容：

- 1）总体构思及设计纲要；
- 2）设计质量保证措施；
- 3）设计进度安排；
- 4）设计投资控制措施；
- 5）设计服务保证措施；
- 6）拟采用的新技术、新工艺、新材料（建筑废弃物再生产品）。

（2）承包人实施方案部分主要内容：

- 1）项目总体概述
- 2）施工进度各阶段进度保证措施
- 3）劳动力与机械设备投入计划及保证措施
- 4）材料组织情况、投入计划及其保证措施
- 5）对工程重点、难点的分析及解决方案
- 6）安全文明施工保证措施
- 7）质量保证措施

8) 与发包人、监理及设计单位的配合措施

9) 质保期方案、措施及服务保证承诺

3.2.3 电子投标文件的编制（如有要求）

投标人提交投标文件的同时，需同时提交电子投标文件（须提供签字盖章后的扫描件）。电子投标文件为刻有资格后审申请文件、技术标和商务标的电子光盘壹张（资格后审申请文件、技术标和商务标刻在同一张光盘上），并在光盘外表面注明单位名称。

投标人须将电子投标文件装入一个密封袋内，并在密封处加盖单位公章。

3.3 投标报价

3.3.1 本项目招标内容包括方案设计、初步设计及概算、施工图设计及相关设计服务等全部工作，并根据最终设计成果完成工程施工。投标人应充分了解施工场地的位置、周边环境以及影响投标报价的其他要素，并根据设计内容，结合市场情况进行投标报价。投标设计费根据国家计委《工程勘察设计收费标准》2002 年修订本执行，**报价费率上限为 50%，报价高于报价费率上限的按废标处理；施工降造率不得低于 3.0%(保留一位小数)，报价低于最低降造率的投标报价按废标处理。**

3.3.2 报价依据及结算依据

（1）施工报价依据及结算依据

根据《山东省建设工程工程量清单计价规则》（2011）；《青岛市建设工程工程量清单计价实施细则》（2011）；《建筑工程工程量清单计价规范》（GB50500-2013）；《房屋建筑与装饰工程计量规范》（GB50854-2013）；《通用安装工程计量规范》（GB50855-2013）；《山东省建筑工程消耗量定额》（SD01-31-2016）；《山东省安装工程消耗量定额》（SD02-31-2016）；《山东省建筑工程价目表》（2019）；《山东省安装工程价目表》（2019）；《山东省市政工程价目表》（2019）；《山东省园林绿化工程价目表》（2019）；《山东省建设工程费用项目组成及计算规则》（鲁建标字[2016]40 号）；《建筑业营改增建设工程计价依据调整实施意见》（鲁建办字[2016]20 号）；《青岛市工程结算资料汇编》（2020）；青岛市城乡建设委员会关于调整我市建设工程定额人工综合工日单价的通知（青建管〔2020〕17 号）；山东省住房和城乡建设厅关于调整建设工程计价依据增值税税率的通知（鲁建标字〔2020〕24 号）；期间有政策性调整文件的按照最新政策性调整文件为准。本招标文件的有关要求，施工现场情况、工程特点及拟定的投标施工组织设计，企业定额，国家或省级、行业建设主管部门颁发的计价定额，市场价格信息或工程造价管理机构发布的工程造价信息（投标期同期）以及其他的相关资料编制。

（2）设计报价依据及结算依据

根据国家计委《工程勘察设计收费标准》2002 年修订本为依据，投标报价应包含招标文件中所提出的工程设计全部内容。

（2）工程结算金额

本工程最终建安工程费=审定的分部分项工程费及对应的措施费（单价措施费+总价措施费）×（1-中标降造率）+规费+税金；

投标人投标报价视为对上述公式的理解，全面理解本招标文件的内容和要求，包括完成本工程内容所需的全部费用。

3.4 投标有效期

3.4.1 在投标人须知前附表规定的投标有效期内，投标人不得要求撤销或修改其投标文件。

3.4.2 出现特殊情况需要延长投标有效期的，招标人将通过招标公告页面“招标文件的澄清和修改”栏目通知所有投标人延长有效期。投标人同意延长的，不得要求或被允许修改或撤销其投标文件；投标人拒绝延长的，其投标失效。

3.5 投标保证金

3.5.1 本次招标项目投标保证金缴纳金额、时间、账号见前附表。

3.5.2 联合体投标的，其投标保证金由牵头人递交。提供虚假材料的，将被拒绝投标。

3.5.3 以电汇形式交纳的，投标保证金的交纳时间以保证金到账时间为准，以电子保函形式交纳的，投标保证金的交纳时间以保函开具时间为准。

3.5.4 投标人撤回已提交的投标文件，应当在投标截止时间前书面通知招标人。招标人已收取投标保证金的，将自收到投标人书面撤回通知之日起 5 日内退还。

3.5.5 投标人投标保证金，将在中标公示期满无异议后 5 日内退还。招标项目出现异议或投诉时，在调查处理期间相关单位的投标保证金暂不退还，待处理结果明确后再按相关规定处理。

3.5.6 有下列情形之一的，投标保证金将不予退还：

- (1) 投标人无故不参加开标会议的；
- (2) 投标人在投标有效期内无故撤回投标文件的；
- (3) 中标通知书发出后，中标人无故不与招标人签订合同的；
- (4) 其他违反法律法规的情形。

4. 投标

4.1 资格后审申请文件和投标文件的密封和标记

资格后审申请文件、商务标书、技术标书、电子投标文件应分别单独密封在密封袋（或档案袋）内，密封袋（或档案袋）封口处应加盖投标人公章，封皮上写明“招标项目名称、资格后审申请文件（或商务标书、技术标书、电子投标文件）、投标人名称”等信息。未按要求密封的投标文件或密封处未按规定加盖公章的投标文件（联合体投标需加盖牵头人公章），招标人应予拒收。**资格证明材料原件单独装在一个资料袋内，可不密封，资料袋封皮上写明投标人名称。**

4.2 资格后审申请文件和投标文件的递交

4.2.1 投标人应在投标截止时间前递交资格后审申请文件和投标文件。

4.2.2 投标人递交资格后审申请文件和投标文件的地点：见投标人须知前附表。

4.2.3 除投标人须知前附表另有规定外，投标人所递交的投标文件不予退还。

4.2.4 逾期送达的或者未送达指定地点的资格后审申请文件和投标文件，招标人不予受理。

4.2.5 其他说明

(1) 在招标文件要求提交投标文件的截止时间后送达的投标文件，为无效的投标文件，招标人将予拒收。

(2) 投标截止期满后，招标人收到的符合要求投标文件少于 3 份（不含 3 份），招标人将依法重新组织招标。

(3) 投标截止时间后提供的证明材料无效。

(4) 招标人在送交投标文件截止期以后收到的投标文件，将原封退回投标人。

4.3 资格后审申请文件和投标文件的修改与撤回

4.3.1 投标截止时间前，投标人可以修改或撤回已递交的资格后审申请文件和投标文件，但应以书面形式通知招标人。

4.3.2 投标人修改或撤回已递交资格后审申请文件和投标文件的书面通知，应按招标文件要求签字或盖章。招标人收到书面通知后，向投标人出具签收凭证。

4.3.3 修改的内容为资格后审申请文件和投标文件的组成部分。修改的资格后审申请文件和投标文件应按规定进行编制、密封、标记和递交，并标明“修改”字样。

4.3.4 本工程资格后审申请文件和投标文件的送达时间、投标截止时间和开标时间为同一时间，在提交投标文件截止时间后，投标人不得补充、修改、替代或者撤回其资格后审申请文件和投标文件，否则招标人不予受理投标人投标。

5. 开标

5.1 开标时间和地点和参加人员

5.1.1 开标时间和地点见前附表。

5.1.2 开标会参加人员见前附表。应按招标文件规定的开标时间和地点准时参加开标会。

5.2 开标会程序

开标会由招标代理单位主持，并按以下程序进行：

5.2.1 招标代理机构接收投标文件；

5.2.2 投标人法人委托人、项目经理等人员签到；

5.2.3 招标代理机构主持开标会，宣布开标；

5.2.4 检查资格后审申请文件和投标文件的密封情况；

5.2.5 当众点名核验前附表 5.1.2 规定的投标人相关人员到场情况；

5.2.6 评标委员会对投标人进行资格后审，并当场宣布通过审查的投标人；

5.2.7 投标人按照宣布的顺序当众公开唱标，唱标的内容包括投标报价和项目负责人姓名；

5.2.8 评标委员会评审技术标、商务标；

5.2.9 投标人排序，评标委员会推荐中标候选人；

5.2.10 招标人确定中标候选人。

6. 资格审查、评标

6.1 评标委员会

6.1.1 评标委员会组建

评标由招标人依法组建的评标委员会负责。评标委员会成员人数以及技术、经济方面的专家确定方式见投标人须知前附表。

6.1.2 评标委员会成员有下列情形之一的，应当回避：

- (1) 招标人或投标人的主要负责人的近亲属；
- (2) 项目主管部门或者行政监督部门的人员；
- (3) 与投标人有经济利益关系，可能影响对投标公正评审的；
- (4) 曾因在招标、评标以及其他与招标投标有关活动中从事违法行为而受过行政处罚或刑事处罚的。

6.1.3 招标人将向评标委员会提供评标所必需的信息，但不明示或者暗示其倾向或者排斥特定投标人。

6.1.4 招标人根据项目规模和技术复杂程度等因素合理确定评标时间。超过三分之一的评标委员

会成员认为评标时间不够的，招标人将适当延长。

6.1.5 评标过程中，评标委员会成员有回避事由、擅离职守或者因健康等原因不能继续评标的，将及时更换。被更换的评标委员会成员作出的评审结论无效，由更换后的评标委员会成员重新进行评审。

6.2 资格审查、评标原则

评标活动遵循公平、公正、科学和择优的原则。

6.3 资格审查

评标委员会按照前附表规定的资格审查办法及第三章“资格审查办法”确定的程序、标准对资格后审申请文件进行评审，并出具资格审查报告，投标人通过资格审查后方可进入评标阶段。

6.3.1 资格后审申请文件、投标文件有下列情形之一的，招标人不予受理：

- (1) 逾期送达或未送达指定地点的；
- (2) 未按招标文件要求密封的；

6.3.2 投标人有不符合招标公告或前附表所选下列情形之一的，其资格审查不合格：

(1) 投标人法定代表人或委托代理人未按时参加开标会议的，或参加开标会议未提供法定代表人身份证明书或法定代表人授权委托书，或参加开标会议未提供身份证原件的；若为联合体投标，联合体牵头人法定代表人或委托代理人未按时参加开标会议的，或参加开标会议未提供联合体牵头人法定代表人身份证明书或法定代表人授权委托书，或参加开标会议未提供身份证原件的；

(2) 项目经理未按时参加开标会议的，或参加开标会议未提供身份证原件的；

(3) 未提供营业执照副本（若为联合体投标，联合体双方均应提供）、设计资质证书副本、安全生产许可证副本原件（或加盖投标人公章的电子证书彩色打印件）及加盖投标人公章的新版施工资质证书副本复印件的；

(4) 投标人名称与营业执照、设计资质证书、安全生产许可证（或加盖投标人公章的电子证书彩色打印件）、施工资质证书不一致的；

(5) 未提供项目经理注册建造师证书原件和加盖其执业印章的复印件的；未提供安全生产考核合格证（B证）原件（或加盖投标人公章的电子证书彩色打印件）的；

(6) 未提供本工程设计负责人国家注册电气工程师证书原件及复印件的；未提供其单位缴纳劳动保险证明材料或劳动合同原件及复印件的；

(7) 未提供同类工程业绩的（招标公告如有同类业绩要求）；

(8) 以联合体形式投标的，未提供联合体协议书原件的；（仅联合体投标单位提供）

(9) 未提供信用承诺书的，若为联合体投标，联合体任意一方未提供的；

(10) 投标人和招标人存在利害关系，单位负责人为同一人或者存在控股、管理关系的不同单位，为招标项目的前期准备或者监理工作提供咨询服务的任何法人及其任何附属机构（单位）；

(11) 资格审查文件未按招标文件要求制作装订的；

(12) 在“信用中国”（<https://www.creditchina.gov.cn/>）中被列入失信惩戒名单的。

6.4 评标

评标委员会按照前附表规定的评标方法及第四章“评标办法”确定的程序、标准对投标文件进行评审，并推荐前2名作为中标候选人。

6.4.1 投标文件有下列情形之一的，由评标委员会初审后否决其投标：

(1) 未按照招标文件规定加盖单位公章，或无法定代表人或法定代表人授权的代理人签字或盖章的；

- (2) 未按规定格式填写，内容不全或关键字迹模糊、无法辨认的；
- (3) 除按招标文件规定提交备选投标方案的以外，投标人递交两份或多份内容不同的投标文件，或在一份投标文件中对同一招标项目报有两个或多个报价，且未书面注明哪一个有效的；
- (4) 设计费率报价高于报价上限的，或施工降造率报价低于最低降造率的；
- (5) 标书未按要求打印、制作、装订；
- (6) 技术标书（包括设计部分和实施方案）分正、副本；
- (7) 技术标书（包括设计部分和实施方案）内容中有投标人名称、人员名单等能够辨别出投标人的内容；
- (8) 未按招标文件要求提交投标保证金的；用电汇方式缴纳投标保证金未提供银行电汇回单的；采用银行保函形式缴纳投标保证金未提供投标保证金银行保函的公证书的；采用保险保函形式缴纳投标保证金未提供保险机构出具的保险保函的；采用电子保函方式缴纳投标保证金未提供电子版保函的；如采用银行保函形式缴纳投标保证金，开具银行保函的银行不是基本账户开户银行的，或者银行保函的公证书不符合招标文件要求的；
- (9) 联合体投标未附联合体各方共同投标协议，或共同投标协议不符合规定要求的（适应于接受联合体投标项目）。
- (10) 其他违反法律法规的情形。

6.4.2 有下列情形之一的，评标委员会应当否决其投标：

- (1) 投标人不符合国家或者招标文件规定资格条件的；
- (2) 投标文件没有对招标文件的实质性要求和条件做出响应的；
- (3) 投标人有串通投标、弄虚作假等违法行为的；
- (4) 其他违反法律法规的情形。

6.4.3 书面投标文件正本、副本不一致的，以正本为准；投标文件中的大写金额和小写金额不一致的，以大写金额为准；总价金额与单价金额不一致的，以单价金额为准，但单价金额小数点有明显错误的除外。

7. 合同授予

7.1 定标方式

招标人将确定排名第一的中标候选人为中标人。排名第一的中标候选人放弃中标、因不可抗力不能履行合同、不按照招标文件要求提交履约保证金或者被查实存在影响中标结果的违法行为等情形，不再符合中标条件的，招标人可以按照评标委员会提出的中标候选人名单排序依次确定第二名中标候选人为中标人，也可以重新招标。

7.2 中标候选人公示

确定中标候选人后，招标人在招标投标监管部门指定媒介上发布预中标公示。公示期不得少于 3 个工作日。

7.3 中标通知

中标结果公示期满无异议的，在规定的投标有效期内，由招标人发出中标通知书。

7.4 履约担保

7.4.1 在签订合同前，中标人应按投标人须知前附表规定的金额、担保形式和招标文件规定的履约担保格式向招标人提交履约担保。

7.4.2 招标文件要求中标人提交履约保证金的，中标人应当按照招标文件的要求提交。履约保证金为/。

7.4.3 中标人不能按要求提交履约担保的，视为放弃中标，其投标保证金不予退还，给招标人造成的损失超过投标保证金数额的，中标人还应当对超过部分予以赔偿。

7.5 签订合同

7.5.1 招标人和中标人应当自中标通知书发出之日起 30 天内，根据招标文件和中标人的投标文件订立书面合同。合同的标的、价款、质量、履行期限等主要条款应当与招标文件和中标人的投标文件的内容一致。招标人和中标人不得再行订立背离合同实质性内容的其他协议。

7.5.2 发出中标通知书后，中标人无正当理由拒签合同的，取消中标资格；给招标人造成损失的，还应当赔偿损失。

8. 重新招标

有下列情形之一的，招标人将重新招标：

- (1) 投标保证金缴纳截止时间后，正常缴纳投标保证金的投标人少于 3 个的；
- (2) 投标截止时间后，投标人少于 3 个的；
- (3) 经评标委员会评审，合格投标人不足 3 个的。

9. 纪律和监督

9.1 对招标人的纪律要求

招标人不得泄漏招标投标活动中应当保密的情况和资料，不得与投标人串通损害国家利益、社会公共利益或者他人合法权益。

9.2 对投标人的纪律要求

投标人不得相互串通投标或者与招标人串通投标，不得向招标人或者评标委员会成员行贿谋取中标，不得以他人名义投标或者以其他方式弄虚作假骗取中标；投标人不得以任何方式干扰、影响评标工作。

9.3 对评标委员会成员的纪律要求

评标委员会成员不得收受他人的财物或者其他好处，不得向他人透漏对投标文件的评审和比较、中标候选人推荐情况以及评标有关的其他情况。在评标活动中，评标委员会成员不得擅离职守，影响评标程序正常进行，不得使用第三章“评标办法”没有规定的评审因素和标准进行评标。

9.4 对与评标活动有关的工作人员的纪律要求

与评标活动有关的工作人员不得收受他人的财物或者其他好处，不得向他人透漏对投标文件的评审和比较、中标候选人推荐情况以及评标有关的其他情况。在评标活动中，与评标活动有关的工作人员不得擅离职守，影响评标程序正常进行。

9.5 异议

9.5.1 投标人或者其他利害关系人对招标投标活动有异议的，可以按照下列形式向招标人提出：

(1) 对招标文件有异议的，应当在投标截止时间 10 日前，通过本项目招标公告页面“投标人异议”栏目的“提出异议”功能要求招标人对招标文件进行澄清。

(2) 对开标有异议的，应当在开标现场以书面形式提出；招标人应当场作出答复，并制作记录。

(3) 对依法必须进行招标的工程项目的评标结果有异议的，应在中标结果公示期内以书面形式向招标人提出。

9.5.2 招标人将自收到异议之日起 3 日内，以书面形式予以答复；作出答复前，应当暂停招标投标活动。

10. 需要补充的其他内容

见投标人须知前附表。

第三章 资格审查办法（合格制）

1. 审查标准

1.1 初步审查标准

1.1.1 投标人名称与营业执照、设计资质证书、安全生产许可证（或加盖投标人公章的电子证书彩色打印件）、施工资质证书一致。

1.1.2 法定代表人身份证明或授权委托书签字盖章，授权人员与携带的本人身份证原件一致；以联合体形式投标的，联合体牵头人的法定代表人身份证明书或授权委托书签字盖章，授权人员与携带的本人身份证原件一致。

1.2 详细审查标准

1.2.1 营业执照、联合体协议书（适用于接受联合体投标项目）、设计资质证书、安全生产许可证（或加盖投标人公章的电子证书彩色打印件）和加盖投标人公章的新版施工资质证书副本复印件；

1.2.2 和招标人不存在利害关系；和其他投标人不存在单位负责人为同一人或者存在控股、管理关系；不是为招标项目的前期准备或者监理工作提供咨询服务的任何法人及其任何附属机构（单位）；

1.2.3 承担本工程的项目经理身份证、注册建造师证书和安全生产考核合格证（B证）（或加盖投标人公章的电子证书彩色打印件）有效且符合招标要求；

1.2.4 工程设计负责人国家注册电气工程师证书有效且符合招标要求，需提供其单位缴纳劳动保险证明材料或劳动合同原件及复印件。

1.2.5 公告要求的同类工程业绩（如有要求）。

注：

投标人资格后审申请文件须符合上述相关要求，所提供的证书、证明等相关资料必须提供原件，否则，资格审查不合格；若有一项不符合招标要求，其资格审查不通过（若为联合体投标，联合体各方均需提供）。

2. 审查程序

2.1 初步审查

评标委员会依据第 1.1 款规定的标准，对资格后审申请文件进行初步审查。有一项因素不符合审查标准的，不能通过资格审查。

2.2 详细审查

2.2.1 评标委员会依据第 1.2 款规定的标准，对通过初步审查的资格后审申请文件进行详细审查。有一项因素不符合审查标准的，不能通过资格审查。

2.2.2 通过详细审查的投标人，除应满足第 1.1 款、第 1.2 款规定的审查标准外，还不得存在下列任何一种情形：

（1）不按评标委员会要求澄清或说明的；

（2）在资格后审过程中弄虚作假、行贿或有其他违法违规行为的。

2.3 选定合格投标人

通过资格审查的投标人全部参加评标。

2.4 资格后审申请文件的澄清

在审查过程中，评标委员会可以书面形式，要求投标人当场对所提交的资格后审申请文件中不明确的内容进行必要的澄清或说明。投标人的澄清或说明采用书面形式，并不得改变资格后审申请文件的实质性内容。投标人的澄清和说明内容属于资格后审申请文件的组成部分。招标人和评标委员会不接受投标人主动提出的澄清或说明。

3. 审查结果

3.1 提交审查报告

评标委员会按照规定的程序对资格后审申请文件完成审查后，评标委员会应即时向招标人提交书面审查报告，书面审查报告应载明资格后审合格的投标人名单、资格后审不合格的投标人名单及原因等。招标人应当场公布资格后审结果。未通过资格后审的投标人不具有进入评标阶段资格。

3.2 重新进行招标

经评标委员会评审，合格投标人少于 3 个的，评标委员会应当否决全部投标，由招标人重新组织招标。

3.3 补充说明

在任何审查环节中，需评标委员会就某项定性的审查结论做出表决的，由审查委员会全体成员按照少数服从多数的原则，以记名投票方式表决。

第四章 评标定标办法（综合评估法）

1. 评标方法

本次评标采用综合评估法。

2. 评审标准

2.1 初步评审标准

2.1.1 形式评审标准：见综合评估法评分标准附表

2.1.2 响应性评审标准：见综合评估法评分标准附表

2.2 分值构成与评分标准

2.2.1 分值构成

（1）商务部分：见综合评估法评分标准附表

（2）技术部分：见综合评估法评分标准附表

2.2.2 评分标准

（1）技术标评分标准：见综合评估法评分标准附表；

（2）商务标评分标准：见综合评估法评分标准附表。

3. 评标程序

评标程序按照投标文件初审（包含形式性评审及响应性评审）、技术标书评审、商务标书评审、确定中标候选人等步骤进行。

投标文件初审：评标委员会依据招标文件规定的评审标准对投标文件进行初步评审。有一项不符合评审标准的，评标委员会应当否决其投标。当投标人资格预审申请文件的内容发生重大变化时，评标委员会依据招标文件规定的标准对其更新资料进行评审。

技术标评审：技术标（包括设计部分和实施方案）得分由评标委员会各评标专家分别单独打分，设计部分（实施方案）得分为所有评标专家打分去掉一个最高分和一个最低分后的算术平均值（四舍五入保留一位小数）。技术标最终得分=设计部分得分+实施方案得分。

商务标书评审：商务标书得分由评标委员会成员共同认定。

4. 投标人排序

各投标人的最终得分为技术标书得分、商务标书得分之和。评标委员会应根据各投标人的最终得分，按照从高到低的顺序进行排序。并推荐得分最高的前2名依次作为中标候选人。

评标委员会在推荐中标候选人时，如两个及以上投标人得分相同时，商务标得分高者排名第一；两项得分都相同且排名第一时，排序并列第一。

5. 确定预中标人

招标人应选择排序第一的中标候选人为预中标人。当中标候选人并列时，招标人可任选其一作为中标人。

评标委员会完成评标后，应当向招标人提交书面评标报告。

综合评估法评分标准

条款号		评审因素	评审标准
2.1.1	形 式 评 审 标 准	投标文件签字盖章	符合招标文件的规定
		投标文件格式	符合招标文件的规定
		投标报价	投标人未递交两份或多份内容不同的投标文件，亦未在一份投标文件中对同一招标项目报有两个或多个报价，且未声明哪一个有效。 设计费及施工部分报价符合招标文件规定。
2.1.2	响 应 性 评 审 标 准	投标内容	符合招标文件的规定
		工期	符合招标文件的规定
		工程质量	符合招标文件的规定
		投标有效期	符合招标文件的规定
		投标保证金	符合招标文件的规定
		权利义务	权利义务符合招标文件规定： a 投标人应接受招标文件规定的风险划分原则，未提出新的风险划分办法； b 投标人未增加发包人的责任范围，或减少投标人义务； c 投标人未提出不同的工程验收、计量、支付办法； d 投标人对合同纠纷、事故处理办法未提出异议； e 投标人在投标活动中无欺诈行为； f 投标人未对合同条款有重要保留。
条款号		条款内容	编列内容
2.2.1		分值构成 (总分 100 分)	商 务 部 分：55 分 技 术 部 分：45 分

续上表

条款号			评分因素	分值	评分标准
2.2.2.1	技术 标 评 分 标 准 (45 分)	设计 部分 (15 分)	总体构思及设计纲要	3	对项目的理解，重点、难点的分析，工程风险的认知和控制措施，节约投资、降低运行成本及提高运行管理质量的 优化建议，具体由评委酌情打分。
			设计质量保证措施	3	各项质量保证措施是否切实可行，能够保证项目高质量完成，具体由评委酌情打分。
			设计进度安排	3	各项进度安排是否合理可行，是否能够确保项目按期完成，具体由评委酌情打分。
			设计投资控制措施	3	设计投资控制措施是否切实可行、得当，具体由评委酌情打分。
			设计服务保障措施	2	各项服务保障措施制定合理可行，能够确保项目按期完成，具体由评委酌情打分。
			拟采用新技术、新工艺、新材料情况	1	根据拟采用新技术、新工艺、新材料情况。
		实施 方案 部分 (30 分)	项目总体概述	3	根据对项目总体认识深刻性及论述清晰程度进行打分，具体由评委酌情打分。
			施工进度各阶段进度保证措施	3	根据施工进度计划编制合理性、可行性，关键线路清晰性、准确性、完整性，关键节点控制措施可行性，保证措施可靠性进行打分，具体由评委酌情打分。
			劳动力与机械设备投入计划及保证措施	3	根据劳动力、机械设备投入情况及投入计划与进度计划协调性，调配计划合理性进行打分，具体由评委酌情打分。
			材料组织情况、投入计划及其保证措施	3	根据材料组织情况与进度计划的响应性及供货进度保证措施的合理性进行打分，具体由评委酌情打分。
			对工程重点、难点的分析及解决方案	5	根据对工程重点、难点认识深刻程度，对项目关键技术、工艺的表述，对重点，难点有先进、合理化建议且解决方案的可行性进行打分，具体由评委酌情打分。
			安全文明施工保证措施	3	根据实际情况制定安全文明施工保证计划的周到性、完整性，关键地点、工序、环节控制保障措施有效性进行打分，具体由评委酌情打分。
			质量保证措施	3	根据质量保证计划全面细致性、措施有效性及承诺工程质量标准进行打分，具体由评委酌情打分。

2. 2. 2. 2	商务标 评分标准 (55分)	与发包人、 监理及设计 单位的配合 措施	4	根据配合措施的先进性、合理性，能效性及沟通方案的可行性进行打分，具体由评委酌情打分。
		质保期方 案、措施及 服务保证承 诺	3	根据质保方案的内容与保障措施，工程质保质量承诺进行打分，具体由评委酌情打分。
		设计部分 报价	5分	以所有有效标书设计费最终投标费率去掉最高和最低投标费率后的算术平均值作为评标基准费率。若有效标书少于四家（不含四家），则不去掉最高和最低投标费率，而取其平均值作为评标基准费率（四舍五入，保留两位小数）。有效标书设计投标费率等于评标基准费率的得5分；每低1%扣0.25分（不足1%的不计）；每高1%扣0.5分（不足1%的不计）。 注： 计算公式：偏差值=投标人报价费率-评标基准费率，即投标人报价费率减去评标基准费率的差值。
		施工部分 降造率报价	25分	评标基准降造率计算：当n（投标人个数，下同）<5时，所有投标人的报价范围内投标报价的算术平均值为评标基准降造率；当n≥5时，所有投标人的报价范围内投标报价去掉一个最高和一个最低后的算术平均值为评标基准降造率（四舍五入，保留两位小数）。有效投标降造率报价等于评标基准降造率的得25分；有效投标降造率比评标基准降造率每高1%扣0.25分（不足1%不计）；有效投标降造率比评标基准费率每低1%扣0.5分（不足1%不计），扣完为止。 注： 计算公式：偏差值=投标人报价费率-评标基准费率，即投标人报价费率减去评标基准费率的差值。
		项目管理班 子配备	4分	拟投入本项目施工组成员在满足招标文件规定的最低配备标准的基础上，每增加1名工程类高级职称或注册执业资格的得1分，本项最高得4分。 （以上均以职称证书或注册证书电子版原件为准，未提供电子版原件或与电子版原件不一致的不得分；若职称证未体现专业，需提供毕业证证明）
		企业信誉	6分	施工荣誉（若为联合体投标，指施工单位）投标人上三年度完成的施工项目获得省级（含副省级）及以上优质工程类奖项的，每项得2分。同一项目只计一个奖项，须提供建设行政主管部门或建设行政主管部门委托机构颁发的获奖证书或获奖文件原件，获奖工程以获奖证书或获奖文件落款日期为准，否则不得分，

				本项最高得 6 分。
		企业实力	3 分	投标人具有 ISO9001 质量管理体系认证证书、ISO14001 环境管理体系认证证书、GB/T28001 职业健康安全管理体系认证证书的，每项得 1 分，最高得 3 分。
		企业业绩	12 分	投标人上三年度完成的同类工程设计，有一项得 3 分，最高得 6 分；投标人上三年度完成的同类工程施工，有一项得 3 分，最高得 6 分；总分 12 分。 设计业绩需同时提供中标通知书（交易通知书）、设计合同原件，否则不得分，日期以合同签订日期为准。 施工业绩需同时提供经项目所在地招标投标管理部门（或其授权机构）备案的中标通知书（或直接发包证明材料或其主办网站的公示信息）、施工合同、项目所在地行业行政主管部门（或其授权机构）出具的工程竣工验收文件（或备案文件或加盖档案馆章的验收备案文件复印件）。
需要补充的其他内容				
<p>1. 投标人须按照投标文件内容配以相应的证明材料原件，因证明材料原件未提供、提供不齐全、自相矛盾或与投标文件内容不一致导致对应内容的有效性或真实性无法判断的，相应审查不能通过或相应分值不得分。</p> <p>2. 技术标评审：技术标（包括设计部分和实施方案）得分由评标委员会各评标专家分别单独打分，设计部分（实施方案）得分为所有评标专家打分去掉一个最高分和一个最低分后的算术平均值（四舍五入保留一位小数）。技术标最终得分=设计部分得分+实施方案得分。商务标书评审：商务标书得分由评标委员会成员共同认定。</p> <p>3. 上一年是指从工程招标公告发布之日起至前一年的 1 月 1 日，上两年是指从工程招标公告发布之日</p>				

第五章 合同主要条款

GF-2020-0216

第一部分 合同协议书

发包人（全称）：

承包人（全称）：

根据《中华人民共和国民法典》、《中华人民共和国建筑法》及有关法律、法规、规章和规范性文件，遵循平等、自愿、公平和诚实信用的原则，双方就_____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：青岛永泰源热电有限公司分布式光伏发电项目（设计施工总承包）。

2. 工程地点：位于青岛市即墨区汽车产业新城（即墨区城区北部）青岛永泰源热电有限公司院内。

3. 工程审批、核准或备案文号：_____。

4. 资金来源：_____。

5. 工程内容及规模：_____。

6. 工程承包范围：_____。

二、合同工期

计划开始工作日期：_____年_____月_____日。

计划开始现场施工日期：_____年_____月_____日。

计划竣工日期：_____年_____月_____日。

工期总日历天数：_____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：设计质量符合现行相关工程设计规范且不得侵犯知识产权；

施工质量符合相关施工质量验收规范及检验标准的规定，达到合格标准。

四、签约合同价与合同价格形式

1. 签约合同价（含税）为：

人民币（大写）_____（¥_____元）。

具体构成详见价格清单。其中：

（1）设计费（含税）：

人民币（大写）_____（¥_____元）；适用税率：_____%，税金为人民币（大写）_____（¥_____元）；

（2）设备购置费（含税）：

人民币（大写）_____（¥_____元）；适用税率：____%，税金为人民币（大写）（¥_____元）；

（3）建筑安装工程费（含税）：

人民币（大写）_____（¥_____元）；适用税率：____%，税金为人民币（大写）（¥_____元）；

（4）暂估价（含税）：

人民币（大写）_____（¥_____元）。

（5）暂列金额（含税）：

人民币（大写）_____（¥_____元）。

（6）双方约定的其他费用（含税）：

人民币（大写）_____（¥_____元）；适用税率：____%，税金为人民币（大写）_____（¥_____元）。

2. 合同价格形式：

合同价格形式为总价合同，除根据合同约定的在工程实施过程中需进行增减的款项外，合同价格不予调整，但合同当事人另有约定的除外。

合同当事人对合同价格形式的其他约定：_____。

3. 费用支付

3.1 设计费支付

在合同中约定。

3.2 预付款及工程进度款支付(比例、周期等)：

按月支付进度款，根据工程实际情况每月支付上月经审核工程量对应产值的 60%，竣工验收合格并完成预算控制价审核后付至预算价的 80%，竣工验收合格满一年并完成工程结算审计后，付至结算价款的 97%；预留 3%的工程结算价款作为工程维护保修费用，保修期满后，无质量安全隐患 30 日内无息付清。最终结算值以即墨区审计局审定的计算值为准。

五、工程总承包项目经理

工程总承包项目经理：_____。

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_____年____月____日订立。

九、订立地点

本合同在_____订立。

十、合同生效

本合同经双方签字或盖章后成立，并自_____生效。

十一、合同份数

本合同一式____份，均具有同等法律效力，发包人执____份，承包人执____份。

发包人：（公章）

承包人：（公章）

法定代表人或其委托代理人：（签字）

法定代表人或其委托代理人：（签字）

统一社会信用代码：

统一社会信用代码：

地址：

地址：

邮政编码：

邮政编码：

法定代表人：

法定代表人：

委托代理人：

委托代理人：

电话：

电话：

传真：

传真：

电子信箱：

电子信箱：

开户银行：

开户银行：

账号：

账号：

第二部分 通用合同条件

(执行 GF-2020-0216 通用条款)

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：_____。

1.1.3 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：_____。

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：_____。

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：_____。

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：_____。

1.5 合同文件的优先顺序

合同文件组成及优先顺序为：_____。

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：_____。

1.6.4 文件的照管

关于现场文件准备的约定：_____。

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）：_____。

发包人的送达地址：_____。

承包人指定的送达方式（包括电子传输方式）：_____。

承包人的送达地址：_____。

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：

_____。

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：_____。

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

_____。

1.11 保密

双方订立的商业保密协议（名称）：_____，作为本合同附件。

双方订立的技术保密协议（名称）：_____，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_____。

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：_____。

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：_____。

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：_____。

2.5 支付合同价款

2.5.2 发包人提供资金来源证明及资金安排的期限要求：

_____。

2.5.3 发包人提供支付担保的形式、期限、金额（或比例）：

_____。

2.7 其他义务

发包人应履行的其他义务：_____。

第3条 发包人的管理

3.1 发包人代表

发包人代表的姓名：_____；

发包人代表的身份证号：_____；

发包人代表的职务：_____；

发包人代表的联系电话：_____；

发包人代表的电子邮箱：_____；

发包人代表的通信地址：_____；

发包人对发包人代表的授权范围如下：_____；

发包人代表的职责：_____。

3.2 发包人人员

发包人人员姓名：_____；

发包人人员职务：_____；

发包人人员职责：_____。

3.3 工程师

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 商定或确定

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 会议

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：_____。

第4条 承包人

4.1 承包人的一般义务

承包人应履行的其他义务：_____。

4.2 履约担保

承包人是否提供履约担保：_____。

履约担保的方式、金额及期限：_____。

4.3 工程总承包项目经理

4.3.1 工程总承包项目经理姓名：_____；

执业资格或职称类型：_____；

执业资格证或职称证号码：_____；

联系电话：_____；

电子邮箱：_____；

通信地址：_____。

承包人未提交劳动合同，以及没有为工程总承包项目经理缴纳社会保险证明的违约责任：

_____。

4.3.2 工程总承包项目经理每月在现场的时间要求：

_____。

工程总承包项目经理未经批准擅自离开施工现场的违约责任：_____。

4.3.3 承包人对工程总承包项目经理的授权范围：_____。

4.3.4 承包人擅自更换工程总承包项目经理的违约责任：_____。

4.3.5 承包人无正当理由拒绝更换工程总承包项目经理的违约责任：_____。

4.4 承包人人员

4.4.1 人员安排

承包人提交项目管理机构及施工现场人员安排的报告的期限：_____。

承包人提交关键人员信息及注册执业资格等证明其具备担任关键人员能力的相关文件的期限：

_____。

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：_____。

承包人无正当理由拒绝撤换关键人员的违约责

任：_____。

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：_____。

承包人现场管理关键人员擅自离开施工现场的违约责

任：_____。

4.5 分包

4.5.1 一般约定

禁止分包的工程包括：_____。

4.5.2 分包的确定

允许分包的工程包括：_____。

其他关于分包的约定：_____。

4.5.5 分包合同价款支付

关于分包合同价款支付的约定：_____。

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：_____。

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安排为：_____，审查会议的相关费用由
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：

求：_____。

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：_____。

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：

料：_____。

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_____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：_____。

竣工后试验的生产性材料的类别或（和）清单：

单：_____。

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：_____。

6.3 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：

量：_____。

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：_____。

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：

点：_____。

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：_____。

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：_____。

试验所需要的试验设备、取样装置、试验场所和试验条件：

件：_____。

试验和检验费用的计价原则：_____。

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：_____。

7.1.2 场外交通

关于场外交通的特别约定：_____。

7.1.3 场内交通

关于场内交通的特别约定：_____。

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：_____。

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：_____。

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：_____。施工控制网资料的告知期限：_____。

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：_____。

7.6 安全文明施工

7.6.1 安全生产要求

合同当事人对安全施工的要求：_____。

7.6.3 文明施工

合同当事人对文明施工的要求：_____。

7.9 临时性公用设施

关于临时性公用设施的特别约定：_____。

7.10 现场安保

承包人现场安保义务的特别约定：_____。

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：_____。

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：_____。

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：_____。

8.4.2 进度计划的具体要求：_____。

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：_____。

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：_____。

发包人批复修订项目进度计划申请报告的期限：_____。

承包人答复发包人提出修订合同计划的期限：_____。

8.5 进度报告

进度报告的具体要求：_____。

8.7 工期延误

8.7.2 因承包人原因导致工期延误

因承包人原因使竣工日期延误，每延误 1 日的误期赔偿金额为合同协议书的合同价格的_____%或人民币金额为：_____、累计最高赔偿金额为合同协议书的合同价格的：_____%或人民币金额为：_____。

8.7.3 行政审批迟延

行政审批报送的职责分工：_____。

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：_____。

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：_____。

竣工试验的操作要求：_____。

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：_____。

发包人不按照合同约定组织竣工验收、颁发工程接受证书的违约金的计算方式：_____。

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：_____。

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：_____。

10.3.3 发包人逾期接收工程的违约责任：_____。

10.3.4 承包人无正当理由不移交工程的违约责任：_____。

10.4 接收证书

10.4.1 工程接收证书颁发时间：_____。

10.5 竣工退场

10.5.1 竣工退场的相关约定：_____。

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：_____。

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：_____。

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：_____。

11.6 缺陷责任期终止证书

承包人应于缺陷责任期届满后____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____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____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：_____。

第12条 竣工后试验

本合同工程是否包含竣工后试验：_____。

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：_____。

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____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____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：_____。

招标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：_____。

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：_____。

14.1.2 关于合同价格调整的约定：_____。

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：_____。

承包人提交进度付款申请单的格式、内容、份数和时

间：_____。

进度付款申请单应包括的内容：_____。

14.3.2 进度付款审核和支付

进度付款的审核方式和支付的约定：_____。

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____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：_____。

14.4.2 付款计划表的编制与审批

付款计划表的编制：_____。

14.5 竣工结算

14.5.1 竣工结算申请

承包人提交竣工结算申请的时间：_____。

竣工结算申请的资料清单和份数：_____。

竣工结算申请单的内容应包括：_____。

14.5.2 竣工结算审核

发包人审批竣工付款申请单的期限：_____。

发包人完成竣工付款的期限：_____。

关于竣工付款证书异议部分复核的方式和程

序：_____。

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_____种方式：

(1) 工程质量保证担保，保证金额为：_____；

(2) _____%的工程款；

(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_____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：_____。

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：_____。

15.2.2 通知改正

工程师通知承包人改正的合理期限是：_____。

15.2.3 承包人违约的责任

承包人违约责任的承担方式和计算方法：_____。

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：_____。

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：_____。

第 17 条 不可抗力

17.1 不可抗力的定义

除通用合同条件约定的不可抗力事件之外，视为不可抗力的其他情形：_____。

17.6 因不可抗力解除合同

合同解除后，发包人应当在商定或确定发包人应支付款项后的_____天内完成款项的支付。

第 18 条 保险

18.1 设计和工程保险

18.1.1 双方当事人关于设计和工程保险的特别约定：_____。

18.1.2 双方当事人关于第三方责任险的特别约定：_____。

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：_____。

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：_____。

18.4 其他保险

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

保险单的条件：_____。

18.5.4 通知义务

关于变更保险合同时的通知义务的约定：_____。

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____种方式解决：

(1) 向_____仲裁委员会申请仲裁；

(2) 向_____人民法院起诉。

备注：以上合同条款不作为签订合同的最终版本，甲乙双方在合理范围内可作适当调整。

第二卷

第六章 设计任务书

一、项目概要

1、项目拟建地点及土地地形地貌

青岛永泰源热电有限公司位于青岛市即墨区汽车产业新城（即墨区城区北部），站址位于青岛永泰源热电有限公司院内，位于青岛市即墨区汽车产业新城（即墨区城区北部），中心经纬度坐标为 120.4969° E、36.4857° N，承担着汽车产业新城的工业负荷及民生供暖任务。

2、招标内容

光伏发电项目的深化设计、材料设备的制造或采购、安装调试、施工、质保期内的保修服务以及并网验收工作，包含前期向当地主管部门报备等。

3、项目建设用地概况

本工程拟利用该公司的煤棚、物料存储车间的屋顶面积约 9600 平方米建设光伏电站，为企业自身提供绿色能源作为厂用电使用。

二、设计目的

热电公司现有锅炉装机容量为：1×75t/h+2×130t/h 蒸汽锅炉+1×116MW 热水锅炉，厂用电接自外部电网。本工程拟利用该公司的煤棚、物料存储车间的屋面建设光伏电站，为企业自身提供绿色能源作为厂用电使用。本工程建设容量估算最低为 1.235MWp，所产生的电能通过就地并网的方式接入热电有限公司厂用电系统，并网电压接入主厂房低压配电室 400V 母线，由用户配电装置首先分配至各个用电设备使用，多余电量送入电网，厂用电不足部分仍购自外部电网。投标方应根据招标方建筑实际情况进行设计。

三、规划设计条件

参见招标文件附件：1、煤棚、物料存储车间施工图；2、永泰源厂区总平面图；3、自行现场勘察

四、设计要求

电气部分的设计、光伏部分的设计、荷载报告计算文件设计以及参见招标文件中技术部分图纸、资料的审查与提交中涉及到的设计部分的要求

第七章 技术标准和要求

青岛永泰源热电有限公司分布式光伏发电工程

技术规范书

第1章 总则

1.1 本技术规范提出的是最低限度的技术要求，并未对一切技术细节做出规定，也未充分引述有关标准的条文，投标方应提供符合本规范和有关最新工业标准的优质产品。

1.2 作为负责任和专业的投标方，投标方被认为在投标前已认真、仔细审查了技术规范书，技术规范书中的任何错误、不准确、遗漏项等均不能解除投标方应提供符合国内外先进安全、性能、环保标准的优质、可靠产品应负的责任，投标方对投标设备对国内外先进、强制标准的符合性和投标设备的正确性、可靠性负责。

1.3 本技术规范提出的是对招标设备的最基本技术要求，属于技术指标要求，并不是设计规范。作为专业的投标方，投标方对投标设备的设计、材料和元器件的正确选型、材料和元器件的正确使用、投标设备的性能指标、质量、安全、可靠性等负有完全的、不可推卸的责任；同时，投标方从其它工厂采购的设备所发生的一切质量问题应由投标方负责。

1.4 一旦投标方中标，签订技术协议时，招标方只对投标设备的技术性能和受约束的元器件品牌进行确认，投标方对投标设备的设计、材料和元器件的正确选型、材料和元器件的正确使用、投标设备的性能指标、质量、安全、可靠性等完全负责，一旦出现因为投标方设备引起的故障或问题，投标方必须按照约定的时间解决问题并承担招标方损失（如有）。

1.5 偏差（无论多少）都必须清楚地标示在投标文件的“技术条件偏差表”中，技术条件偏差表应以汇总的形式放置在投标书正文的首页。如未对本规范书提出偏差，将认为投标方提供的设备和服务完全符合本技术规范书和相关标准的要求。未作出技术偏离的内容不得在技术协议中偏离本规范。

1.6 本技术规范书经招、投标双方确认后作为订货合同的技术附件，与合同正文具有同等的法律效力。

1.7 本技术规范未尽事宜由招投标双方与设计单位共同协商解决。

1.8 招标方保留对本技术规范书提出补充要求和修改的权利，投标方应予以配合。如招标方提出修改，将根据实际需要通知投标方召开设计联络会，具体

细则由双方协商确定。

1.9 投标方应明确投标产品的具体参数，不允许出现模棱两可的选项和前后自相矛盾响应，如果出现，按照对招标方有利的选项处理，否则，招标方有权更换中标人。

1.10 投标方应负责现场交付完整、成套的投标设备；提供安装设计要求，投标方应提供所供设备的精确安装图纸；投标方应提供所供设备要求的接地形式；投标方应负责完成供货范围内设备的安装、接地和接地电阻的测量，且安装费用已包含在投标总价中。

1.11 投标方需具备实际工程经验，能提供满足招标要求的高质量的设备及工程设计施工，设备要保证技术先进性，须具有最近 3 年类似光伏项目在国内有 3 个单体规模 1MWp 及以上应用业绩，业绩表中应包含项目规模、供货型号及数量、业主单位名称地址和联系方式等关键信息。

1.12 投标方需说明其设备制造能力和试验能力，制造能力包括机械加工能力、工艺设计能力、质量控制流程等，实验能力包括硬件实验平台、专业实验仪器、质检项目和流程、质检方案和质量合格控制标准等。

1.13 投标方实际提供的产品必须与投标书上的产品完全相同，具备第三方认证的产品应与认证报告上的产品完全相同，投标方未经过招标方同意，不得对合同中所规定的元器件、设备进行变更或替代。即使经过招标方书面同意变更或替代，也不得有损于招标方的利益、不得增加合同金额、不得转移技术责任。

1.14 招标方对投标方产品的验收不能免除投标方为满足合同文件应负的责任。

1.15 合同中所有设备、备品备件，包括投标方从第三方获得的所有附件和设备，除本规范中规定的技术参数和要求外，其余均应遵照最新版本的电力行业标准（DL）、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。投标方如果采用自己的标准或规范，必须向招标方提供中文和英文(若有)复印件并经招标方同意后方可采用，但不能低于 DL、GB 和 IEC 的有关规定。

1.16 本次采购的成套光伏发电设备不允许分包，必须由投标方负责设计、组装、调试、检验和供货。一旦发现分包情况，如果招标方要求退货，投标方必须无

条件退货；分包事实发生后，招标方可以扣除投标方的设备款直至双方就解决方案达成一致为止，投标方需承担因此给招标方造成的损失，包括项目延期损失。

1.17 全部货物供货详单（由投标方详细填写）

注：清单中应包括但不限于下表中设备、电缆、主要元器件、主要辅助材料等详细信息。投标总价已包含本工程所需所有费用，若投标方填写的数量和项目不能满足实际工程需求，投标方负责免费补齐。

序号	名称	规格	单位	数量	品牌	备注
一	光伏部分					
(一)	光伏发电部分					
1	光伏组件		块			
2	MC4 兼容连接器		套			
3	光伏逆变器		台			
4	光伏逆变器通讯模块		项			
(二)	屋面组件支架					
1	铝合金导轨		项			
2	夹具		项			
3	压块		项			
二	电气部分					
(一)	主要设备					
1	配电室低压部分					
1.1	交流汇流箱		台			
1.2	光伏并网柜		台			
1.3	既有低压柜改造		台			
1.4	无功补偿柜	450kVar	台			
2	综合自动化设备					
2.1	直流屏		台			
2.2	UPS 屏		台			
2.3	蓄电池屏		台			
2.4	视频监控					
2.5	监控主机及操作员站					
(二)	电缆及桥架					
1	光伏专用直流电缆		米			
2	低压交流电缆		米			
3	低压交流电缆		米			
4	通信电缆		米			
6	电缆桥架		米			
7	电缆桥架		米			
(三)	防雷接地					
1	热镀锌扁钢	40x5	米			
2	组件接地线	4mm ²	项			
3	逆变器接地线	25mm ²	套			

4	独立接地极		套			
三	辅助系统					
(一)	检修通道及围栏					
1	钢格栅/玻璃钢格栅		米			
2	围栏		米			
3	屋面上人爬梯		项			
(二)	水清洗系统					
1	水清洗系统		项			
(三)	消防系统					
1	灭火器箱		套			
2	防火堵料		项			
四	设计					
1	荷载报告计算文件		W			
2	光伏设计		W			
五	施工安装及辅材					
1	厂房加固					
2	施工安装、辅材及管理费		W			
六	报建及并网手续					
1	手续报建及并网手续		项			
七	其他					

1.18 本项目工期自合同签订之日起 75 日全部并网发电进入考核期，如因招标方不具备条件造成延误，工期顺延。

第 2 章 综合说明

拟建工程地理位置图



2.1 站址地理位置及现状

站址位于青岛永泰源热电有限公司院内，位于青岛市即墨区汽车产业新城（即墨区城区北部），中心经纬度坐标为 120.4969° E、36.4857° N，

承担着汽车产业新城的工业负荷及民生供暖任务。热电公司现有锅炉装机容量为：1×75t/h+2×130t/h 蒸汽锅炉+1×116MW 热水锅炉，厂用电接自外部电网。本工程拟利用该公司的煤棚、物料存储车间的屋面建设光伏电站，为企业自身提供绿色能源作为厂用电使用，厂用电不足部分仍购自外部电网。站址现状图见下图

站址现状图



2.2 交通运输

站址位于热电公司院内，热电公司位于青岛汽车产业新城。

2.3 工程任务和规模

本工程建设容量估算最低为 1.235MWp，所产生的电能通过就地并网的方式接入热电有限公司厂用电系统，由用户配电装置首先分配至各个用电设备使用，多余电量送入电网，厂用电不足部分仍购自外部电网。投标方应根据招标方建筑实际情况进行设计。

光伏电站站址概况				
1	电站总装机容量	MW	1.235（投标方案应不低于此值）	
2	电站总占屋面面积	m ²	9600	
3	经度		120.4969° E	东经
4	纬度		36.4857° N	北纬
5	工程代表年太阳总辐射量	MJ/m ²	4810	

第3章 太阳能资源

3.1 特殊气象条件对光伏电站的影响

根据气象资料，结合本工程站址的实际情况，具体分析以下气象条件对光伏电站运行的影响。

3.1.1 温度影响分析

该地区多年极端最高气温为 38.9℃，多年极端最低气温为-16℃，多年平均气温为 12.3℃。气温变化对太阳能电池性能影响较大，从而影响光伏电站发电功率，应根据当地气温特点选择适宜的光伏组件。

3.1.2 风速影响分析

该地区多年平均风速 5.3m/s，瞬间最大风速 44.2m/s，当太阳能电池组件周围的空气处于流动状态时，可增强组件的强制对流散热，降低太阳能电池组件板面工作温度，从而在一定程度上提高发电量。但由于太阳能电池组件迎风面积较大，当风速过高时，组件支架设计必须考虑风荷载的影响。

3.1.3 雨、雪天气影响分析

该地区年降水量 711.2mm，累年最大积雪厚度为 230mm。降雨对电池组件的发电效率影响不大，对电池组件发电效率造成影响的主要是降雪。积雪覆盖也会导致光伏板所接受的太阳辐射量降低，对光伏电站的发电量有一定影响，因此，本工程设计时需考虑光伏板积雪清除的因素。

3.1.4 雷暴影响分析

该地区累年平均雷暴日数 20d，相关专业根据光伏组件布置的区域、高度及运行要

求，合理设计防雷接地系统。

3.1.5 相对湿度

该地区气象站累年平均相对湿度为 74%，相对湿度的增加意味着空气中水汽含量增加，对太阳辐射的削弱就增加，从而导致光伏电站光伏发电功率减少。

3.1.6 雾霾天气影响分析

近几年雾霾天气频发，大气透明度降低，阻挡和减弱了太阳直射，对光伏发电量造成一定影响。电站建成运维期间应考虑组件定期清洗。

主要气象参数表

气温			
序号	名称	数值	备注
1	年平均气温	12.3℃	
2	年最高气温	38.9℃	
3	年最低气温	-16℃	
湿度			
1	年平均湿度	61.5%	
风向			
1	瞬间最大风速	44.2 m/s	
2	全年平均风速	5.3 m/s	
3	全年最多导风向	N14.3% S16.5%	
4	冬季主导风向	偏西北风	
5	夏季最多风向	偏西南风	
降雨			
1	年平均降雨量	711.2 mm	
积雪厚度			
1	累年积雪厚度	230mm	
全年无霜日			
1	全年无霜日	193 天	
土壤冻结深度			
1	土壤冻结深度	50cm	
多年平均雷暴日数			
1	雷暴日数	20	

第 4 章 建设条件

工程地质及地震概况

本工程光伏组件安装在现有建构筑物的屋面，无新建建筑物，因此工程地质情况不再赘述。

根据 2015 年《中国地震动参数区划图》（GB 18306-2015）确定，本工程场地抗震设防烈度为 6 度，场地设计地震分组为第三组，设计基本地震加速度值为 0.10g。基本风压为 0.60kN/m²，基本雪压 0.20kN/m²。

第 5 章 工程任务与规模

5.1 热电公司电气主接线现状

预估本光伏电站产生的电力 1.235MW 以上，并网电压接入主厂房低压配电室 400V 母线，由热电公司自发自用，内部消纳，不足部分由电网进行补充，缓解当地电网用电压力。投标方案的总安装容量须等于或大于 1.235MWp

根据本工程特点，光伏组件选型主要考虑以下因素：

1) 工程可利用区域特点

本工程位于热电公司院内建构筑物屋面，需考虑屋面承重、搬运安装、运营维护便利、充分利用场地面积等因素。

2) 工程容量

本工程设计容量约为 $\geq 1.235\text{MWp}$ ，容量较小。光伏组件宜选择市场工艺成熟，光电转换效率高，可量产产品。

3) 技术先进性

本工程应考虑一定的技术先进性，保证电站的持续收益。半片技术是典型的按比例提升功率的技术，它叠加在效率越高的电池片上带来的提升越大。半片技术叠加在常规多晶组件上可以提升 5~6W 的功率；同样的技术叠加在单晶 PERC 组件上就可以带来 8W 以上的功率提升。

4) 光伏电站布置方案

本工程建议选用单晶硅 540Wp 单面半片组件，具体数量由投标方根据设计方案计算。安装在热电公司可利用的建筑物屋面，投标方进行设计时应考虑到钢结构屋

面的承载能力，建筑物方位角，屋顶坡度，施工难度、支架费用、运维便利性等因素，钢结构屋面的电池组件安装采用固定屋面平铺的方式。

本期工程分为 3 个独立的光伏发电子系统，考虑到建筑屋面平面尺寸特点、坡度、方位角等因素，尽可能将处于相同发电情况的光伏阵列接入同一台逆变器。本工程选用组串式并网逆变器，光伏阵列的组串设计需满足逆变器的直流工作电压范围，同时其最大功率输出电压应满足并网逆变器的最大功率点跟踪（MPPT）范围，并使单个光伏发电单元故障或检修对整个光伏电站的运行影响较小。本工程建议选用 100KW~120KW 逆变器，与布置的光伏阵列合理匹配可安装在建筑物屋面，节约电缆，投资适中，施工便利。

第 6 章 系统总体方案设计及发电量计算

6.1 光伏方阵设计

光伏方阵中，同一光伏组件串中各光伏组件的电性能参数宜保持一致，根据《光伏发电站设计规范》GB50797-2012 规范计算串联数：

$$N \leq \frac{V_{dc\max}}{V_{oc} \times [1 + (t - 25) \times K_v]} \\ \frac{V_{mppt\min}}{V_{pm} \times [1 + (t' - 25) \times K'_v]} \leq N \leq \frac{V_{mppt\max}}{V_{pm} \times [1 + (t - 25) \times K'_v]}$$

N 件的 Vdcmax

Kv：光伏组件的开路电压温度系数；

K' v：光伏组件的工作电压温度系数；

N：光伏组件的串联数（N 取整）；

t：光伏组件工作条件下的极限低温（℃）；

t'：光伏组件工作条件下的极限高温（℃）；

Vdcmax：逆变器允许的最大直流输入电压（V）；

Vmpptmax：逆变器 MPPT 电压最大值（V）；

Vmpptmin：逆变器 MPPT 电压最小值（V）；

VOC：光伏组件的开路电压（V）；

Vpm：光伏组件的工作电压（V）

本次仅收集到该地区历年最高和最低气温，未收集到光伏组件工作条件下的极限低温和极限高温，在此暂按气象站收集近十年月平均最低气温-16℃作为光伏组

件工作条件下的极限低温；组件工作时，组件自身会发热，因此除了考虑当地最高气温 38.9℃，考虑自身温升情况，以 60℃作为组件工作条件下的极限高温。

一般较少有厂家提供光伏组件的工作电压温度系数，在此按照规范以光伏组件的开路电压温度系数代替。

6.2 光伏方阵的布置

煤棚平面尺寸为 60×64 米，分为 4 个倾斜面。建议光伏组件总布置数：208×4=832 块，总峰值功率：832×0.54=449.28KW，共需要选择 100KW 逆变器 4 台，每个倾斜面布置 1 台。

物料存储车间平面尺寸为 124×48 米。建议光伏组件总布置数 1456 块，总峰值功率 786.24KW，共需要选择 100KW 逆变器 7 台。太阳能电池组件及逆变器数量见下表（以下为参考值，投标方按投资最节省方案进行设计并提供准确的设计值）。

序号	名称	组件数	装机容量	逆变器功率	逆变器台数
1	煤棚屋面	832	449.28KWp	100kW/台	4
2	物料存储 车间屋面	1456	786.24KWp	100kW/台	7
3	合计	2288	1235.5KWp		11

6.3 方阵接线方案设计（参考）

6.3.1 单元设计

本期装机容量为≥1.235MW，分为 3 个独立的光伏发电子系统，具体串列布置等方案由投标方设计。

6.3.2 组串逆变器安装

组串逆变器安装在发电单元附近的屋面支架处（加固生根在屋面板）。

6.3.3 电缆敷设方案

1) 支架单元上光伏组件串内部接线：利用组件自带的光伏专用电缆（含接头）采用直接拔插式连线安装，线缆沿支架横梁绑扎固定。

2) 同一个汇流区内光伏组件串出线部分：位于不同支架上的组串单元，需跨支架间隔敷设的连接电缆均采用穿 PE 管沿屋顶敷设，每根 PE 管应多点固定在屋面

上。汇流区内各组串单元的出线需跨越方阵间隔进入逆变器的线路，采用同一路径穿 PE 管或沿桥架敷设。

3) 逆变器出线部分：本工程组串逆变器采用屋顶支架安装，电缆采用同一主干路径就近进入低压交流汇流柜（如果有）。汇流柜安装在屋面上。

4) 低压汇流柜采用 4 进 1 出（2 路）和 3 进 1 出的配置，三条出线采用利用厂区原有电缆沟敷设，如果必须直埋时电缆必须穿 PE 管敷设；电缆直埋过路时均采用金属套管加以保护。

5) 所有接至并网柜的交流电源电缆均需采用阻燃带钢铠的 ZR-YJV22 型电缆。

6.4 灰尘冲洗

为保证发电效率，需定期（视当地实际情况确定）对电池组件进行清水冲洗或擦洗，以保证电池组件的清洁度。电池组件的污物主要是煤场区域的扬尘，采用清水冲洗即可。投标方应设计、供货、安装清洗用水管沿检修通道敷设，每隔 25 米左右设置 1 路分支用以清洗，每路分支装设铜质或不锈钢阀门控制，投标方应提供不少于三套清洗设备。水管干路管径不低于内径 DN32，分支管径不低于内径 DN25。水管材质采用抗氧化 PPR 等材质，全部用聚氨酯保温材料牢固包覆。主干水管用等内径不锈钢管引至地面招标方提供的水源接头。

第 7 章 电气工程

7.1 电气一次

7.1.1 设计依据

建设单位提供的原始资料及各相关专业提资，设计相关的法令、法规、标准及规程规范。

《光伏发电工程可行性研究报告编制规程》NB/T 32043-2018

《光伏电站设计规范》GB 50797-2012

《光伏电站接入电网技术规定》Q/GDW 617-2011

《建筑物防雷设计规范》GB 50057-2010

《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065-2011

《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T 50064-2014

《导体和电器选择设计技术规定》DL/T 5222-2005

《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB50229-2019

《电力工程电缆设计标准》GB 50217-2018

《低压配电设计规范》GB 50054-2011

《分布式光伏发电接入系统典型设计》[国家电网公司颁布]

《分布式电源接入系统典型设计汇集站与升压站分册》[国家电网公司颁布]

7.1.2 接入系统方案

(1) 负荷分析

本工程预估装机容量 $\geq 1.235\text{MW}$ ，正常运行 25 年平均发电量 128.531 万 kWh，其中冬季供暖时间 11-2 月多发电量全部自用，3-10 月多发电量部分用于加热除盐水等生产用电，其余余量上网。

(2) 接入方案

本项目并网电压采用 380V。设置三个并网点，分别接入主厂房 1#、2#、#3 厂用变低压侧。热电公司两路电源引自供电公司 10KV 线路，一用一备，存在两个计量点，需将计量点都变更为双向计量，投标方负责办理相关手续并支付相关费用。招标方已与“山东泰华电力有限公司”签订《山东省售电公司与电力用户零售交易合同》，招标方投标和办理相关手续时需考虑此因素。

组串逆变器在煤棚及物料存储车间屋面安装，采用钢支架固定。

主厂房低压配电室新增光伏并网柜 3 台，低压并网柜安装在主厂房配电室备用空位置。并网柜需分别配置双向计量表、电流变送器（4-20mA 输出），计量精度应符合供电公司要求。柜体尺寸为 1000mm（深度） \times 2260mm（高度），柜体颜色为 RAL-7035。

屋顶光伏场采用电缆槽盒明敷，槽盒沿外墙明敷至地面。

本工程在现场设置现场采集柜，采集逆变器数据，有线通讯至招标方集控室，集控室内设监控后台一台（工作台由采购人提供）。

7.1.3 电气主接线

光伏组件安装在煤棚屋顶，组件串、并联后所发电能经过逆变器将 1000--1500V 直流电转换成 380V 交流电，分别接入主厂房 3#厂变（1000kVA）低压侧、2#厂变（1250kVA）低压侧和主厂房 1#厂变（1600kVA）低压侧，投标方按要求提供光伏并网柜及母线对接的设备材料及施工。并网柜主要配件选型须与招标方原有的低压配电装置同品牌同系列产品，或质量更好的进口品牌产品。（注：原断路器选型上海人民电气产品 RMW2-4000/3P，原柜体选型天津万控 MNS 低压手车柜，原母线选型 TMY125*10 镀锡铜排）。并网柜主开关应设计为就地控制和 DCS 远程控制，并网柜

的控制电源使用招标方 DC220V 直流电源，并网柜上应设远程/就地切换开关。支路电流、干路电流通过电流变送器转换成 4-20mA 模拟量信号传至厂内原有 DCS 系统。

7.1.4 无功补偿

根据《光伏电站接入电网技术规定》（Q/GDW617-2011），本光伏电站须具备无功功率和电压调节能力，其输出有功功率大于其额定功率的 50%时，功率因数应不小于 0.98（超前或滞后），输出有功功率在 20%-50%之间时，功率因数应不小于 0.95（超前或滞后）。本项目利用逆变器的无功调节功能，同时新增两台自动无功补偿柜，单台容量不低于 450Kvar，分别安装在招标方 400V 甲段和乙段母线上。柜体尺寸为 1000mm（宽度）×1000mm（深度）×2260mm（高度），柜体颜色为 RAL-7035。

7.1.5 主要电气设备选择

（1）短路电流计算

本工程电气设备按照 0.4kV 短路电流水平均不低于 65kA 设计。

（2）主要电气设备选择

低压并网柜集成了光伏并网所需的电气一、二次和通信等设备，柜内空间应满足断路器、隔离刀、电能表、采集终端等功能模块的安装要求。低压并网柜室内安装，且应有醒目标识，标识应分别标明#1 光伏并网柜、#2 光伏并网柜、#3 光伏并网柜提示性文字和符号。标识的形状、颜色、尺寸和高度参照 GB 2894《安全标志及其使用导则》执行。

交流并网柜主要设备有：

1) 低压框架断路器

具备开断故障电流能力的光伏并网专用断路器。断路器应具备失压跳闸、过压跳闸及检有压合闸功能，失压跳闸定值宜整定为 20%UN、10 秒，过压跳闸定值宜整定为 135%UN，检有压定值宜整定为大于 85%UN，具备剩余电流保护功能。

额定电压	400V
额定极限短路分断能力	≥65KA
额定运行短路分断能力	≥55KA
操作方式	手动/电动
电气寿命	6500 次/7500 次
机械寿命	30000 次/20000 次

2) 隔离开关

隔离开关应为手动/电动操作装置，具备安全，可靠，具有国家权威机构出具

的型式试验报告，便于运行、维护、检查、监视、检修和试验。隔离开关的位置指示装置明显，能正确指示出它的分、合闸状态。

额定电压	400V
额定绝缘电压	1000V
额定冲击耐受电压	12kV
额定短时耐受电流	25kA/1.0s
额定短路接通能力	40kA

(3) 进线侧低压塑壳式断路器（按投标方设计进线方式配置开关容量，开关额定电流不低于最大输入电流的1.5倍）

额定电压	400V
额定极限短路分断能力	$\geq 65\text{kA}$
额定运行短路分断能力	$\geq 50\text{kA}$
操作方式	手动
电气寿命	7500 次
机械寿命	20000 次

4) 浪涌保护器

额定工作电压	400V
标称放电电流 (10/350 μs)	40kA
最大放电电流 (10/350 μs)	80kA
保护电平	$\leq 2.5\text{kV}$
温度范围	$-40^{\circ}\text{C} \sim +80^{\circ}\text{C}$
响应时间	$\leq 25\text{ns}$

7.1.6 防雷、接地及过电压保护设计

(1) 防雷接地（投标方根据招标方现场情况按国家相关规定进行设计安装）

a) 直击雷保护

直击雷保护分光伏组件和交、直流配电系统的直击雷保护。

光伏电池组件边框为金属材质，将光伏电池组件边框与支架可靠连接，然后与接地网连接，为增加雷电流散流效果，将站内所有光伏电池组件支架可靠连接。

逆变器为金属壳体，利用金属外壳做接闪器可靠接地。接地线应使用不低于 25mm^2 的软铜线或同截面的镀锡编织铜带。

b) 配电装置的雷电侵入波保护

为防止感应雷、浪涌等情况造成过电压而损坏光伏发电系统设备及配电设备，其防雷措施主要为采用防雷器。逆变器交直流两侧、交流柜内均配置防雷器。

(2) 接地

利用建筑物已有接地装置，现招标方煤棚无接地装置，需投标方用热镀锌扁铁引至电缆沟接地体处，直埋部分镀锌扁铁规格 50mm×6mm。

a) 保护接地的范围

所有电气设备外壳、电缆金属外皮、电缆支架、桥架和其它可能事故带电的金属物都应可靠接地。

本系统中，支架、组件边框以及连接件均是金属制品，每个子方阵自然形成等电位体，所有子方阵之间都要进行等电位连接并与彩钢板屋面的瓦楞可靠连接。

b) 接地电阻

根据《光伏发电站设计规范》(GB 50797-2012) 要求，光伏区接地电阻要求 $R \leq 4$ 欧姆。

配电房接地电阻按《交流电气装置的接地》GB 50065-2011 中的规定进行选择应不大于 1Ω 。

投标方完工前应对相关接地体的接地电阻进行测试确保接地电阻值符合要求，测试报告应书面提供给招标方。

7.1.7 电缆敷设及电缆防火

动力和控制电缆采用 ZRC 级阻燃电缆，消防等重要电缆采用耐火型电缆，敷设路径有直埋和电缆沟时应使用带钢铠的电缆。

防止电缆着火延燃措施按国标《电力工程电缆设计标准》(GB50217—2018)，电力行业标准《电力设备典型消防规程》(DL5027—2015) 具体落实以下主要措施：

构筑物中电缆引至电气柜、盘或控制屏、台的开孔部位，电缆贯穿墙、楼板的孔洞处，均应实施防火封堵。电缆沟道分支处、进配电室、控制室入口处均应实施防火封堵；

电缆沟内每隔 60m 处设置防火墙；

屏、柜、箱底部 1m 长的电缆、户外电缆进入户内后 1m 长的电缆、防火墙两侧各 1m 长的电缆采用电缆防火包带或防火段；控制室电力电缆与控制电缆之间加装耐火隔板。

7.2 电气二次

7.2.1 设计依据

《火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程》DL/T5136-2012

《继电保护和安全自动装置设计技术规程》GB/T14285-2006

《电力装置的电测量仪表装置设计规范》GB/T50063-2017

《火灾自动报警系统设计规范》GB50116-2013

《光伏电站接入电网技术规定》Q/GDW 617-2011

《分布式光伏发电接入系统典型设计》[国家电网公司颁布]

《分布式电源接入系统典型设计汇集站与升压站分册》[国家电网公司颁布]

7.2.2 继电保护及安全自动装置

(1) 光伏组件监测及保护

每个逆变器内设置电压及电流检测装置，当回路电池组中出现电池板故障或接线故障时，通过检测电流及电压，向监控后台发出报警信号，显示故障部位。

(2) 组串逆变器保护

逆变器为制造厂成套供货设备，具有孤岛效应保护、直流输入过/欠压保护、极性反接保护、输出过压保护、过流和短路保护、过频/欠频保护、三相不平衡保护及报警、相位保护以及对地电阻监测和报警功能。

(3) 交流汇流箱保护（若有）

交流汇流箱配有空气开关，当过载或相间短路时，将断开空气开关。

(4) 低压并网柜保护

低压并网柜配有断路器，当出现过载或相间短路、失压、过压等情况时，将断开断路器。380V 进线侧的电压电流量的采集，380V 进线开关分合闸控制，重要状态/报警信号的采集由并网柜内配置的智能测控装置实现，所配置的智能测控装置型号需与原厂的 380V 智能测控装置型号保持一致。

7.2.3 光伏电站的测量和信号

光伏电站的计量点设在并网柜侧，并网柜内配置一块 0.2S 级电度表，电度表选用微机型双 RS-485 串口智能电度表。在并网柜内配置一台电量计量终端装置，电度表计量信息通过 RS485 接线接入计量终端，将电量信息上传至调度。上传通道利用电厂已有通信通道（此项由投标方根据供电部门的要求做好）。

7.2.4 直流系统

容量满足本光伏使用即可。并网柜直流控制电源需使用招标方原有直流系统。

7.2.5 不间断电源系统(UPS)

容量满足本光伏使用即可。

7.2.6 光伏微型纵向加密装置

按招标方所在地供电公司要求设计执行

第8章 光伏设备选型及主要技术参数

8.1 太阳能电池组件

8.1.1 太阳能电池组件标准和规范

太阳能电池组件设备的设计、制造应符合（但不限于）下列规范与标准：

GB_T 2296 太阳电池型号命名方法

GB2297 太阳光伏能源系统术语；

GB 4797.4 电工电子产品自然环境条件 太阳辐射与温度

GB_T 6495.1 光伏器件 第1部分：光伏电流-电压特性的测量

GB_T 6495.2 光伏器件 第2部分：标准太阳电池的要求

GB_T_6495.3 光伏器件 第3部分：地面用光伏器件的测量原理及标准光谱辐照度数据

GB_T 6495.5 光伏器件 第5部分：用开路电压法确定光伏(PV)器件的等效电池温度(ECT)

SJ_T 11209 光伏器件 第6部分 标准光伏组件的要求

GB_T 6495.7 光伏器件 第7部分：光伏器件测量过程中引起的光谱失配误差的计算

GB_T 6495.8 光伏器件 第8部分：光伏器件光谱响应的测量

GB_T 6495.9 光伏器件 第9部分：太阳模拟器性能要求

GB_T 20047.1 光伏(PV)组件安全鉴定 第1部分：结构要求

GB_T 20047.2 光伏(PV)组件安全鉴定 第2部分：试验要求

GB_T 20513 光伏系统性能监测 测量、数据交换和分析导则

GB_T 20514 光伏系统功率调节器效率测量程序

GB 19394 光伏组件紫外试验

GB 18912 光伏组件盐雾腐蚀试验

IEC 62716 光伏组件氨气腐蚀试验

GB_T 2424.14 电工电子产品环境试验 第2部分：试验方法 太阳辐射试验导则

GB_T 11010 光谱标准太阳电池

SJ 2196 地面用硅太阳能电池电性能测试方法
SJ_T 9550.29 地面用晶体硅太阳能电池单体质量分等标准
SJ_T 10173 TDA75单晶硅太阳能电池
SJ_T 10459 太阳能电池温度系数测试方法
GB_T 6495.4 晶体硅光伏器件的I-V实测特性的温度和辐照度修正方法
GB 6497 地面用太阳能电池标定的一般规定；
GB 6495 地面用太阳能电池电性能测试方法；
IEEE 1262 光伏组件的测试认证规范；
GB/T 14007 陆地用太阳能电池组件总规范；
GB/T 14009 太阳能电池组件参数测量方法；
GB 9535 陆地用太阳能电池组件环境试验方法；
GB/T6495.4 晶体硅光伏器件的I—V实测特性的温度和辐照度修正方法
GB/T9535 地面用晶体硅光伏组件设计鉴定和定型
GB/T18210 晶体硅光伏（PV）方阵I-V特性的现场测量
GB/T18479 地面用光伏（PV）发电系统概述和导则
GB/T61727 光伏（PV）系统电网接口特性
IEC61730-1及IEC61215对于光伏组件及产品的安全规范要求

以上标准应执行最新版本，当上述标准与现行标准不一致时按高标准执行。如果本技术规格书有与上述规程、规范和标准明显抵触的条文，投标方应及时通告招标方进行书面解决。

8.1.2 太阳能电池组件选型及参数

建议选用同期先进、高效的 540Wp 单晶单面组件进行光伏发电的系统设计和发电量预测。投标方选用的光伏组件参数与下表参数不一致时，须符合原建筑结构及承重，超出原承重设计时，投标方应负责增加支撑钢构，投标方须提供详细的计算书。参数部分有不一致的需在数据栏备注“响应”或者“偏差”以及实际选用设备的实际参数。

本工程实际使用的光伏组件产品应为生产厂家自行生产的产品，不得贴牌或代工，且应为生产厂家出厂等级最高的产品，应附带产品等级证明或标签。

单晶硅光伏电池板主要技术参数（表内参数仅供参考，投标方按其设计方案详细填写下表，投标值应等于或优于下表参数）

厂家			
规格	540Wp		
组件类型	单晶硅单玻		
技术参数	单位	数据	备注
峰值功率	Wp	540	在 AM1.5、1000Wp/m2 的辐照度、25℃的电池温度下的峰值参数
最大系统电压	V	1500	
组件使用年限	年	25	
工作温度范围	℃	-40~85	
工作湿度	%	<85	
功率误差范围	W	0~+5	
表面最大承压（雪载/风载）	Pa	2400/5400	
接线盒类型		MC4 兼容	
组件串并联光伏专用电缆线长度	mm	（根据项目情况待定）	可根据项目的实际情况进行调整
配套接插件型号规格		组件供应商自产或通灵，中环，人和，佳明，快可，易通，安迈，创源	
电池组件效率	%	不低于 19.6	
单晶硅电池片转换效率	%	≥22.5%	
框架结构		阳极氧化铝边框，	
尺寸	mm	2256×1133×35	
重量	kg	28	
单玻单晶组件（P 型电池）			
1 年功率衰减率	%	≤2.5	
后续每年功率衰减率	%	≤0.6	
前 10 年末功率累计衰减率	%	≤7.9	
第 25 年末功率累计衰减率	%	≤17	

2	玻璃数据		
2.1	玻璃厚	mm	3.2
2.2	透射比	%	93.5
3	电池片数据		
3.1	电池功率	Wp	5.42
3.2	转化率	%	22.2

3.4	短路电流	A	9.92
3.5	开路电压	mV	681
3.6	工作电压	mV	580
3.7	工作电流	A	9.345
3.8	少子寿命	μs	$\geq 1 \mu s$
3.9	氧浓度	atoms/cm ³	$\leq 1 \times 10^{18}$ atoms/cm ³
3.10	碳浓度	atoms/cm ³	$\leq 5 \times 10^{17}$ atoms/cm ³
3.11	电池尺寸/厚度	mm/ μm	156.75/160
4	EVA 克重	g/m ²	≥ 380
5	背板数据		
5.1	背板结构类型		KPF
5.2	防护等级		
6	连接线规格 Φ	mm	≥ 1200
7	所通过的相关认证,列出相关原材料清单及供货厂家	TUV	

8.1.3 正常工作条件

环境温度：-40~85℃

相对湿度：5~95%

海拔高度：不限

最大风速：36m/s

8.1.4 基本性能要求

(1) 产品通过 TUV、CE 认证，并符合国家强制性标准要求。

(2) 提供的组件峰值功率偏差为正公差。

(3) 组件的电池上表面颜色均匀一致，无机械损伤，焊点无氧化斑。

(4) 组件的每片电池与互连条排列整齐，组件的框架整洁无腐蚀斑点。

(5) 在标准条件下（即：大气质量 AM=1.5，标准光强 E=1000W/m²，温度为 25±2℃，在测试周期内光照面上的辐照不均匀性 $\leq \pm 5\%$ ），光伏组件的平均功率均大于标称功率。

填充因子： $\geq 75\%$ 。

组件效率（含边框）：单晶硅组件 $\geq ****\%$

单个组件标称功率偏差：0~+3%（铭牌 0~+5W）

(6) 单玻单晶组件 (P 型电池) :

①第一年的功率衰减不超过组件标称功率的 2.5%;

②第二年开始每年平均功率衰减不超过组件标称功率的 0.6%, 第 10 年的功率衰减不超过组件标称功率的 7.9%; 第二十五年的功率衰减不超过组件标称功率的 16.9%。

(7) 光伏组件强度通过 IEC61215 光伏电池的测试标准 10.17 节中冰球坠落实验的测试要求。并满足以下要求: 撞击后无如下严重外观缺陷:

- a、破碎、开裂、弯曲、不规整或损伤的外表面;
- b、某个电池的一条裂纹, 其延伸可能导致组件减少该电池面积 10%以上;
- c、在组件边缘和任何一部分电路之间形成连续的气泡或脱层通道;
- d、表面机械完整性, 导致组件的安装和/或工作都受到影响。
- e、标准测试条件下最大输出功率的衰减不超过实验前的 5%。
- f、绝缘电阻应满足初始实验的同样要求。

(8) 光伏组件防护等级不低于 IP65。

(9) 组件的电绝缘强度: 满足 IEC61215 标准要求, 测试绝缘电阻乘以组件面积 $>40\text{M}\Omega\cdot\text{m}^2$ 。

(10) 所供电池组件需具备受风、雪或覆冰等静载荷的能力, 组件风载荷最大承压大于 2400Pa, 雪载荷最大承压大于 5400Pa。机械载荷试验满足 IEC61215 相关规定。

(11) 组件背面统一地方粘贴产品标签, 标签上注明产品商标、规格、型号及产品参数, 标签保证能够抵抗十年以上的自然环境的侵害而不脱落、标签上的字迹不会被轻易抹掉。

(12) 组件 EL 判定标准以及外观检验标准, 按照国家或行业标准执行。

(13) 组件要求具有抗 PID 功能。在 85℃、85%RH 条件下通入-1000V 电压, 测试时间为 96h, 要求最大功率衰减 $<5\%$ 。满足 IEC62804 的相关标准并提供相关认证。

(14) 组件要求按照出厂实测电流进行分档标示: 中间档位 0.1A, 其他档位不限制, 分为高中低三个档位, 在每块组件边框上贴电流分档标识 (I1、I2、I3) 并在外箱上体现电流档信息。并在包装箱上面做好分档标识。

(15) 组件抽检 100%测试绝缘、耐压。接地阻抗进行抽检。

(16) 提供光伏组件的安装说明书以及组件认证证书。

(17) 供货方应提供包含 200W/m², 400 W/m², 600 W/m², 800 W/m², 1000 W/m²,

不同辐照度下的 I-V 曲线及下表中性能指标及技术参数。

(18) 组件的电池表面上表面平整、半透明、压花清晰，无折痕、污点、污迹、黄斑，无机械损伤，焊点无氧化斑。

(19) 组件的封装层中不允许气泡或脱层在某一片电池与组件边缘形成一个通路，气泡或脱层的几何尺寸和个数应符合 IEC61215 详细规范规定。

(20) 光伏组件受光面应有较好的自洁能力；表面抗腐蚀、抗磨损能力应满足相应的国标要求。

(21) 光伏组件边框应预留有接地孔洞以及相应标识，供货方应有光伏组件防雷的技术要求。

(22) 光伏组件的主要配件：接线盒、接插件等应采用合格厂家生产的产品，产品应针对当地冬季冰雪、雷电、暴雨和水面运行环境下强化设计，供货方应在投标书中明确列出主要配件的型号和生产厂家。

(23) 光伏电池每块组件应带有正负出线、正负极连接头和旁路二极管（防止组件热斑故障）；自带串联所使用的电缆应满足抗紫外线、抗老化、抗高温、防腐蚀和阻燃等性能要求，选用双绝缘防紫外线阻燃铜芯电缆，电缆性能符合 IEC 60068-2、TUV 21169/09/07 性能测试要求。

(24) 组件生产企业须在层压前后对光伏组件进行 100%EL 隐裂测试，EL 允收标准 0 收 1 退。

(25) 抗 PID 效应要求：投标方应提供通过第三方认证单位测试的 PID 测试报告，供货组件需满足抗 PID 效应要求。

8.1.5 关键原材料和零部件的技术要求

8.1.5.1 晶体硅电池片

应当采用得到实践证明的，使用运行良好的材料，以保证光伏组件运行的高可靠性。投标方应当负责对购进的电池片取样实验（如果出现异常情况，次数应当增加），并将对结果进行分析，或供应商提供的试验报告，分析结果或试验报告应当提交业主。提供数据需满足或好于以下参数：

1. 产品按外形尺寸（长*宽）为 156mm×156mm 或 156.75mm×156.75mm
2. 硅基电阻率：0.5~3 $\Omega \cdot \text{cm}$ (GB/T 1552)
3. 硅基少子寿命（裸测最小值）：≥1 μs (GB/T 1553)
4. 氧浓度：≤1*10¹⁸ atoms/cm³ (GB/T 1557)
5. 碳浓度：≤5*10¹⁷ atoms/cm³ (GB/T 1558)

6. 背铝平整：不能存在铝珠，褶皱；

7. 翘曲度 $<2\text{mm}$ （焊接前）， $<4\text{mm}$ （焊接后） 栅线不允许黄边；

8. A 级符合 SJ/T 9550.29-1993《地面用晶体硅太阳能电池单体 质量分等标准》

应当采用得到实践证明的、使用运行良好的材料，以保证光伏组件运行的高可靠性。光伏电池组件要求同一光伏电池组件的电池片需为同一批次原料，同一发电单元内电池组件的电池片需为同一厂家型号原料。同一批次内组件表面颜色均匀一致，无机械损伤，焊点无氧化斑，电池组件的 I-V 曲线基本相同。单片 $156*156\text{mm}^2$ 电池承受反向 12V 电压时反向漏电流不能超过 1.5A，单片电池并联电阻不小于 20Ω ，投标方应明确硅片、银浆的生产厂家，选用电池片的效率，并联电阻和反向漏电流的控制标准。

8.1.5.2 镀膜玻璃

(1) 玻璃厚： $\geq 3.2\text{mm}$ （双玻 $\geq 2.5\text{mm}$ ）。

(2) 光伏电池组件用低铁钢化玻璃铁含量应不高于 0.015%。

(3) 太阳光直接透射比：在 300—1100nm 光谱范围内，太阳电池组件用 3.2mm 钢化玻璃的太阳光直接透射比应 $\geq 91.6\%$ ，3.2mm 镀膜钢化玻璃的太阳光直接透射比应 $\geq 93.5\%$ 。

(4) 光伏电池组件用玻璃弓形弯曲度不应超过 0.2%；波形弯曲度任意 300 mm 范围不应超过 0.5 mm；两对角线差值/平均值 $\leq 0.1\%$ 。

(5) 应具有可靠的抗风压、抗冰雹冲击性能试验。耐雹撞击性能：23m/s 耐风压：2400Pa。荷载（长期）： $\geq 1800\text{Pa}$

8.1.5.3 EVA

应当采用得到实践证明的、使用运行良好的材料，以保证光伏组件运行的高可靠性。投标方应当负责对购进的 EVA 材料取样实验（如果出现异常情况，次数应当增加），并将对结果进行分析，或供应商提供的试验报告，分析结果或试验报告应当提交业主。提供数据需要满足或好于以下参数。

外观方面表面平整、半透明、压花清晰、无折痕、污点。尺寸方面采用精度 0.01mm 测厚仪测定，在幅度方面至少测 5 点取平均值，厚度符合协定厚度，允许公差为 $\pm 0.05\text{mm}$ ；用精度 1mm 的直尺测定，宽度符合协定宽度，允许公差为 $\pm 3\text{mm}$ 。密度 $\geq 0.96\text{g/cm}^3$ 。透光率 $\geq 90\%$ 。吸水率 $<0.1\%$ （条件 39℃。红外测试条件）。在耐紫外老化试验后，试验后 EVA 胶膜不龟裂，不变色，不鼓泡，无气泡群。

太阳电池组件使用的 EVA 的交联度大于 75%，EVA 与玻璃的剥离强度大于

60N/cm², EVA 与组件背板剥离强度大于 40N/cm², 抗拉强度 ≥ 16 Mpa, 断裂伸长率 $\geq 550\%$, 伸缩率 $\leq 3\%$, 黄变指数(1000h) ≤ 2.0 。EVA 的力学性能、电学性能、老化黄变和可靠性满足规范要求 and 行业标准, 应具有 TUV 测试报告或同等资质的第三方提供的测试报告, 投标方应提供选用 EVA 的交联度、抗拉强度、伸缩率、EVA 与背板和玻璃的剥离强度 and 黄变指数。

8.1.5.4 背板(适用单玻组件)

背板材料可采用 TPT/KPK/TPE/KPF 复合膜材料或者技术标准等级材质, 膜厚为 0.3mm 及以上。

应当采用得到实践证明的, 使用运行良好的材料, 以保证光伏组件运行的高可靠性。投标方应当负责对购进的 EVA 材料取样实验(如果出现异常情况, 次数应当增加), 并将对结果进行分析, 或供应商提供的试验报告, 分析结果或试验报告应当提交业主。提供数据需要满足或好于以下参数。

背板材料至少单面含氟, 至少为 3 层结构, 空气侧含氟层厚度不能低于 20 μ m, PET 厚度不能小于 240 μ m, 拉伸强度大于 80MPa, 透水率小于 2.2g/m²/day(红外法), 击穿电压大于 1000V, 黄变指数(1000h) ≤ 2.0 , 具有优秀的抗紫外能力和反射能力, 背板的力学性能、电学性能、收缩率、透水率和可靠性满足相关规范要求和行业标准, 应具有 TUV 测试报告或同等资质的第三方提供的测试报告, 投标方应明确选用背板的透水率、黄变指数、相对热指数、局部击穿电压 and 抗拉强度。

8.1.5.5 接线盒(含连接器、导线和二极管)

应当采用外壳具有强烈的抗老化性材料, 较好的耐紫外线能力, 符合于室外恶劣环境条件下的使用, 需要采用全灌封式接线盒(包含二极管部分预灌封式+汇流引出线部分后灌封)。所有的连接方式采用插入式连接, 投标方应当负责对购进的接线盒实验报告应当提交业主。提供的数据需要满足或者好于下列参数。

最大承载工作电流能力 ≥ 12 A; 最大耐压 1000V; 使用温度 $-40\sim 85^{\circ}\text{C}$, 最大工作湿度 5%~95%; 防护等级 $\geq \text{IP67}$; 连接器抗拉力 ≥ 150 N, 1kv 电压下绝缘电阻大于 400 兆欧, 引线卡口咬合力大于 20N。连接线规格为 4mm²*1200mm(或根据设计要求确定), 连接器兼容 MC4。

供货时需提供接线盒生产企业、型号规格、进货检验报告和接线盒厂家的测试报告、质量保证书, 接线盒盒体的强度、耐紫外性能、热循环测试、耐低温能力、二极管反向耐压和工作时的结温、端子插拔力、接触电阻满足规范要求, 接线盒旁路二极管的数量至少为 3 个。接线盒密封防水、散热性能满足组件正常工作并连接

牢固，引线极性标记准确、明显，采用满足 IEC 标准的电气连接，应具备 TUV 认证，线缆与壳体的连接强度不小于 180N，连接器端子的插拔力不小于 60N，防火等级应在 UL94-HB 或 UL-94V0 以上，接线盒应选用国内外知名品牌，投标方提供接线盒的厂家测试报告，明确接线盒的材质、力学性能、防火等级、耐低温能力、二极管的规格和结温。

8.1.5.6 焊带

太阳能电池组件使用焊带的安全载流量截面积、力学性能、抗老化性能满足相应规范和行业标准，抗拉强度指标：单片焊带 $\geq 150\text{N/mm}^2$ ，汇流条 $\geq 180\text{N/mm}^2$ ，能耐一定的酸碱腐蚀性，具有良好的抗疲劳特性，考虑焊带与硅片的相容性，降低裂片率，能保证 25 年的使用寿命，投标方应提供焊带和汇流条的成分和抗拉强度，应选用国内外知名品牌。

序号	项目	技术要求	检验方法
1	外观	表面光洁、色泽、粗细均匀，无漏铜、脱锡、黑斑、锈蚀、裂纹等缺陷	目视检查
2	尺寸	协定厚度 $\pm 0.02\text{mm}$	游标卡尺和直尺测量
3	电阻率	$\leq 2.5 \times 10^{-8} \Omega \cdot \text{m}$	电阻率仪
4	可焊性	正常焊接后主栅线留有均匀的焊锡层	万能试验机测量
5	抗拉强度	$> 6.5\text{kgf}/2\text{mm}$	万能试验机测量
6	伸长率	互连条 $\geq 20\%$ ，汇流条 $\geq 20\%$	万能试验机测量
7	折断率	$0^\circ \sim 180^\circ$ 弯曲 7 次不断裂	万能试验机测量
8	镰刀弯曲度 (自动焊机焊带)	互连条 $\leq 4\text{mm}/1000\text{mm}$ ，汇流带 $\leq 5\text{mm}/1000\text{mm}$	
9	基材	TUI 无氧铜 铜含量 $\geq 99.9\%$	核对出厂检验报告

8.1.5.7 硅胶

太阳能电池组件使用的硅胶或胶带具有良好的电绝缘性能和耐气候性能，粘结、密封性能可靠不失效，固化参数、力学性能、剥离性能、匹配性和电性能满足规范要求和行业标准，满足 25 年使用寿命。邵氏硬度为 45~60HA。抗拉强度 $> 1.6\text{MPa}$ 。伸长率为 200%~350%。阻燃等级为 94HB。固化速度 $\geq 2.0\text{mm}/24\text{h}$ ，拉伸强度 $\geq 0.7\text{MPa}$ ，断裂伸长率 $\geq 250\%$ ，剪切强度 $\geq 1.3\text{MPa}$ 。硅胶与背板、铝型材等材料之间的 180° 剥离强度 $\geq 20\text{N/cm}$ 。投标方应提供硅胶或胶带的固化参数、力学性能和剥离性能，应选用国内外知名品牌。

组件边框内硅胶或者胶带密封充分，玻璃上表面与边框之间，背板和边框之间

无可见缝隙。

8.1.5.8 铝边框

太阳电池使用的铝型材的机械强度应满足规范要求，铝型材表面进行阳极氧化处理，氧化层平均厚度应大于 $15\text{ }\mu\text{m}$ ，最小厚度大于 $12\text{ }\mu\text{m}$ ，表面韦氏硬度不小于 8.0HW，弯曲度 $\leq 0.2\%$ ，扭曲度 $\leq 1\text{mm}$ 。组装后与角码的缝隙 $< 0.8\text{mm}$ 。铝边框应带有漏水孔，满足 25 年的使用寿命，投标方应该提供铝型材的表面硬度，氧化膜厚度、型材弯曲度、抗拉强度、拉伸率、耐蚀性和耐候性的测试报告。

8.1.6 结构、外形尺寸、支装尺寸及质量

规格组件的外形尺寸，安装尺寸及质量符合相应的产品详细规范的规定。组件的结构设计能满足安装地点的气候、海拔等条件的使用要求，如组件的绝缘强度，安装在高海拔地区，电池片间隙及与边框之间距离满足高海拔地区对应的标准。

组件的安装孔位置可根据投标方的要求调整，同时保证组件的结构强度和安全性性能不受影响。

每个组件都应有下列清晰而且擦不掉的标志：

- a) 制造厂的名称、标志或代号；
- b) 产品型号；
- c) 产品序号；
- d) 引出端或引线的极性；
- e) 在标准测试条件下，该型号产品最大输出功率的标称值和偏差百分比。
- g) 制造的日期和地点，或可由产品序号查到。
- h) 电流分档及组件颜色标记。

组件包装方式及发货要求：

- a) 组件外包装箱上需有电流分档、电池片栅线及组件颜色标识；
- b) 组件外包装箱需包覆缠绕膜。
- c) 不接受高包的包装方式。

8.1.7 防火要求

针对分布式屋顶光伏电站，供货组件应保证满足相应的防火要求，并提供相关测试报告。

8.1.8 其它要求

本技术规范中未明确规定的太阳电池组件的性能和安全指标及其他相关测试试验，投标方所提供电池组件同样需满足 IEC61215 和 IEC61730 及其他相关标准的

要求。

8.2 组串式逆变器

8.2.1 标准及规范

组串式逆变器需提供国内权威检测机构中国质量认证中心（简称 CQC）、北京鉴衡认证中心有限公司（简称 CGC）和国外权威检测机构莱茵技术（上海）有限公司（简称 TUV 莱茵）、南德认证检测（中国）有限公司（简称 TUV 南德）、Underwriters Laboratories Inc.（简称美国 UL）、Canadian Standards Association（简称加拿大 CSA）等六家权威机构的认证。

投标设备应符合中华人民共和国国家标准（GB）、中华人民共和国电力行业标准（DL）、原水电部标准（SD）以及相关的 IEC 标准。

在上述标准中，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，选用的标准应是在合同签订之前已颁布的最新版本。

所有螺纹、螺母、螺栓、螺杆、弹片、垫片等均应采用 GB 标准的公制规定。

本技术规范所使用的标准如与投标方所执行的标准不一致时，按较高标准执行；如果所使用的标准中包含对其他标准引用的，所对应的引用标准也包含在技术要求中。

本技术规范所要求的安全、性能等指标如与国家、行业、国际标准不一致时，按较高要求执行。

主要引用标准如所下所示。

标准号	标 准 名 称
GB 4208-2008	外壳防护等级（IP 代码）（IEC 60529:1998）
GB 17625.1-2003	电磁兼容限值谐波电流发射限值
GB/T 191-2008	包装储运图示标志
GB/T 2423.1-2008	电工电子产品基本环境试验规程 试验 A：低温试验方法
GB/T 2423.2-2008	电工电子产品基本环境试验规程 试验 B：高温试验方法
GB/T 2423.3-2006	电工电子产品环境试验 第 2 部分：试验方法试验 Cab：恒定湿热方法
GB/T12325-2008	电能质量 供电电压偏差
GB/T12326-2008	电能质量 电压波动和闪变
GB/T 13384—2008	机电产品包装通用技术条件
GB/T 14549	电能质量 公用电网谐波

GB/T 29319-2012	光伏发电系统接入配电网技术规定
GB/T14598.14	静电放电试验
GB/T 15543-2008	电能质量 三相电压不平衡
GB/T15945-2008	电能质量 电力系统频率偏差
GB/T17626.8	工频磁场抗扰度试验
GB/T 19939-2006	光伏系统并网技术要求
GB/T 19964-2012	光伏电站接入电力系统技术规定
GB/T 20046-2006	光伏（PV）系统电网接口特性（IEC 61727:2004，MOD）
EN50081	电磁兼容性相关标准：或同级以上标准
EN50082	EMC 相关标准：或同级以上标准
GB9254	电磁干扰相关标准：或同级以上标准

8.2.2 并网逆变器的一般要求

并网逆变器须取得国网电科院的 GB/T 19964-2012 标准检测报告，同时取得金太阳和 TUV 认证。同类产品在国内外项目中有多项运用业绩，实际运用业绩超过 5GW，同时提供不少于 1GW 的相应合同或用户报告等证明材料。（招标方保留查验认证证书原件的权利），且须满足以下要求：

（1）投标方提供额定输出功率为 100kW 和其它容量的并网逆变器，应为单机一体化设计，不接受用模块并联的方式扩展单机容量。业主有权根据现场情况，修改相关参数。

（2）并网逆变器须采用最新 T 型三电平拓扑以及 TI 的最新双核 DSP，最大效率应不低于 99.0%，欧洲效率应不低于 98.70%，中国效率应不低于 98.49%，投标方需提供相关认证机构提供的认证测试报告和认证证书。投标方应提供并网逆变器在全运行温度范围内工作于自供电模式且逆变器直流输入电压分别为 DC450V±10V、DC600V±10V、DC750V±10V 时，并网逆变器（包含所有逆变器损耗）在功率点 5%、10%、15%、20%、25%、30%、35%、40%、45%、50%、55%、60%、65%、70%、75%、80%、85%、90%、95%、100%、105%、110%时的 3 条逆变器效率曲线保证值。

（3）在逆变器输出功率为 20%额定功率至 100%额定功率范围内，逆变器电流总谐波畸变率≤3%（额定功率），奇次谐波电压畸变率不应超过 2.1%，偶次谐波电压畸变率不应超过 1.2%。；光伏电站并网运行时，并网逆变器低压侧的电压不平衡度不应超过 2%，短时不得超过 4%；由并网逆变器引起的电压不平衡不应超过 1.3%，短时不应超过 2.6%。

投标文件中应明确提供现场电能质量谐波测试的报告或证明材料。

并网逆变器输出电流的电能质量应符合 GB/T 29319-2012 电能质量并网谐波的要求：

直流分量不超过其交流额定值的 0.5%；具有电网过/欠压保护、过/欠频保护、防孤岛保护、恢复并网保护、过流保护、极性反接保护、过载保护功能和绝缘阻抗监测、残余电流监测功能。

(4) 并网逆变器要求严格满足 IP65 防护等级的要求，推荐整机不带外置风扇，自然散热，避免因外置风扇故障而导致的逆变器工作异常。如投标方采用外置风扇方案，须选用高可靠性的风机，并将通风散热方案加以说明。在环境温度为 $-30^{\circ}\text{C}\sim+60^{\circ}\text{C}$ ，相对湿度 $\leq 95\%$ ，海拔高度 ≤ 3000 米情况下可以额定功率运行，同时具备高海拔运行业绩，拥有海拔 4000 米以上的成功运用业绩，同时提供证明。投标方必须保证投标的组串式逆变器在 $-30^{\circ}\text{C}\sim+60^{\circ}\text{C}$ 环境温度和 $0\sim 95\%$ 环境相对湿度条件下，逆变器内部无冷凝、能够满负荷可靠工作。

在质保期内，如有逆变器质量问题，投标方无偿负责修理，对一年内修理三次的逆变器无偿进行更换。

(5) 逆变器数据通讯、电能质量、电网异常时的响应特性满足 Q/GDW617-2011 光伏电站接入电网技术规定。

(6) 逆变器采用中文界面，启停和发电过程实现智能化全自动，无需人工干预。

(7) 逆变器具有 MPPT 控制功能，能适时跟踪并把光伏阵列的直流最大输出功率转换为交流输出功率。在屋面高低落差大或者坡度不一致时，选用的逆变器具有多路 MPPT 控制功能。投标方承诺所供设备综合考虑不同外部环境后的 MPPT 实际综合跟踪效率的最低保证值不低于 99%。

当光伏组件的温度在 $-25^{\circ}\text{C}\sim+80^{\circ}\text{C}$ 之间正常变化时，在保证 MPP 追踪效率和稳定性的前提下，逆变器的 MPPT 电压范围不应小于 $550\text{Vdc}\sim 800\text{Vdc}$ 。

(8) 电网电压异常时，逆变器具有自动判别和按照下表规定值自动响应功能。

异常电压的响应	
并网点电压 (U)	最大跳闸时间 (秒) a
$U < 0.5\text{UN}$	0.2
$0.5\text{UN} < U < 0.85\text{UN}$	2.0
$0.85\text{UN} < U < 1.1\text{UN}$	继续运行
$1.1\text{UN} < U < 1.35\text{UN}$	2.0

1. $2U_N < U < 1.3 U_N$	0.2
1. UN并网处电网标称电压（例如10kV、0.4kV）。 2. 最大跳闸时间是指从异常状态发生到逆变器停止向电网供电的时间。 3. 可以根据电力调度部门的要求，预先设定在电网发生扰动后是否延时自动并网或者不并网。	

（9）电网频率异常时，逆变器具有自动判别和按照下表运行要求自动响应功能。

频率范围	运行要求
低于48Hz	满足电网要求
48Hz~49.5Hz	每次频率低于49.5Hz时要求至少能运行10min。
49.5Hz~50.2Hz	连续运行
50.2Hz~50.5Hz	<p>每次频率高于50.2Hz时，处于发电状态的逆变器具有自动持续运行0.2S~2min的能力（时间连续可调，由现场值班人员依据电力调度部门给出的定值设定）。</p> <p>处于停止运行状态的逆变器，具有自动判别并在频率高于50.2Hz时拒绝并网功能。</p>
高于50.5Hz	<p>处于发电状态的逆变器，具有0.2S内自动停运功能。</p> <p>处于停运状态的逆变器，具有自动拒绝并网功能。</p>

（10）逆变器具有紧急停机功能。在紧急情况下，现场工作人员触动紧急停机按钮，逆变器立即退出运行。

（11）逆变器具有通过控制面板和通讯接口修改功率因数和无功功率整定值的功能，功率因数和无功功率整定值满足电力调度部门规定的性能要求。

（12）光伏电站并网运行时，除不可抗拒因素外，并网逆变器作为光伏电站内唯一的大功率干扰源，不得对本机和符合相关 EMC 要求的通信设备的正常通信构成干扰。如果光伏逆变器对其他符合 EMC 要求的通信设备构成干扰，投标方有责任无偿及时的解决问题。

光伏并网逆变器的电磁兼容水平应符合 GB/T 17626、GB 17799、IEC 61000-6 的要求。

（13）逆变器内部过电压保护完善，能有效避免谐振过电压，能保护各工作模块和电气元件在大气感应过电压和操作过电压的作用下正常工作。

（14）逆变器柜体机械强度高，机架和零部件组装符合国家相关技术标准要求，内部工作模块和元器件安装牢固，能承受正常搬运和地震等外力的作用。柜体和安装梁油漆、电镀应牢固、平整，无剥落、锈蚀及裂痕等现象，模块和元器件文字和符号标示清楚、整齐、规范、正确。

(15) 并网逆变器的夜间待机功耗不应大于 2W。

(16) 当并网逆变器输出 100%的额定功率时，在距离设备水平位置 1m 处，用声压级计测量满载时的噪声不应大于 35dB(A)。

(17) 逆变器具有恒电压控制、恒功率因数控制和恒无功功率控制等多种控制模式，控制模式可以根据运行需要就地或远程切换。

(18) 在输出有功功率在 10%~100%额定功率范围内，逆变器功率因数的连续可调范围为超前 0.90~滞后 0.90 且调节响应时间不大于 30ms，逆变器应可替代传统 SVG 设备。

(19) 逆变器硬件和软件能满足与外部无功电压控制系统连接要求，能根据无功电压控制系统的指令，在逆变器无功输出范围内连续调控无功出力并具有接受电网调度机构远程设定调节方式、参考电压、电压调差率等参数的功能。

(20) 在 0~100%额定功率范围内，逆变器有功功率连续可调，具备远程接受调度调控并保证功率输出值和功率变化率满足电网调度部门的要求。

(21) 在 120%倍额定电流下，逆变器连续可靠工作时间不小于 1min；在 120%~150%额定电流内，逆变器连续可靠工作时间不小于 10s，输出电流达到 150%额定电流，逆变器在 0.2s 时间内退出运行。

(22) 投标方设计组串中组件数量时，应使逆变器最大功率点跟踪的控制范围，覆盖各种工况下组串可能输出的电压范围。

(23) 招标方有权请有资质的第三方检测机构，对逆变器全过程进行质量控制。全过程质量控制的主要内容包括：逆变器生产工厂检查、关键元器件或材料质量监控、逆变器生产关键工艺监控、成品控制、施工现场测试等。投标方应为第三方检测机构的检查提供方便和配合，检测费用由投标方承担。

(24) 逆变器房交流输出应具备直接并联能力，支持双绕组变压器并网。

(25) 光伏发电子站接入点功率因数调整范围

并网逆变器的输出有功功率在 10%~100%之间时，并网逆变器功率因数应能在超前 0.9~滞后 0.9 范围内连续可调。

(26) 投标方承诺按照 GB/T 19964-2012《光伏发电站接入电力系统技术规定》要求，向招标方提供符合电网公司和 GB/T 19964-2012《光伏发电站接入电力系统技术规定》要求的成套设备数学模型和特性等资料，由招标方提供给电网公司。

(27) 有功功率和功率因数控制

并网逆变器必须具备有功功率、有功功率变化率和功率因数控制功能，有功功

率、有功功率变化率和功率因数控制功能必须可以进行本地和远程设置（远程调度），其中，有功功率控制指令应可以通过百分比和绝对值的形式向逆变器下达。

投标方逆变器有功功率指令的控制精度不低于 1%（百分比形式）或 1kW（绝对值形式）；功率因数控制指令的控制精度不低于 ± 0.01 ；功率变化率控制指令的控制精度不低于 1kW/S，所有控制指令及对应的控制参数应保证可以由后台一次性下达至并网逆变器。

逆变器有功功率的最小调节范围为 0%~100%，并网逆变器应采用分级控制的方式运行，远程控制的优先级高于本地控制，由后台远程设置的参数不能通过本地操作更改，除非后台发送指令允许进行本地操作。投标方逆变器不应改变后台发送并设置成功的设定值。

8.2.3 光伏并网逆变器的保护功能

（1） 电网故障保护

（i） 电网异常时的响应特性

电网异常时，投标逆变器应按照 GB/T 19964-2012《光伏发电站接入电力系统技术规定》、Q/GDW617-2011《光伏电站接入电网技术规定》、CNC ACTS 0004-2011《并网光伏发电专用逆变器技术条件》、NB/T 32004-2013《光伏发电并网逆变器技术规范》、IEC 62116-2008《光伏并网系统用逆变器防孤岛测试方法》等标准和本技术规范中的相关要求进行动作和保护。

（ii） 防孤岛效应保护

并网逆变器应具有可靠而完备的非计划性孤岛保护功能。并网逆变器防非计划性孤岛功能应同时具备主动与被动两种孤岛检测方案。

并网逆变器应具有可靠的计划性孤岛响应功能，计划性孤岛是指按预先配置的控制策略，有计划的发生孤岛现象，如收到明确的电网调度指令等。

当逆变器工作于防孤岛模式时，如果非计划性孤岛效应发生，逆变器应在 2s 内停止向电网供电，同时发出报警信号。

光伏并网逆变器的孤岛检测功能应由第三方测试机构按照 IEC 62116-2008《光伏并网系统用逆变器防孤岛测试方法》进行测试并出具第三方测试报告。

（iii） 恢复并网保护

由于电网超限状态导致并网逆变器停止向电网供电后，并网逆变器应具备两种模式供用户选择：

- a. 在电网的电压和频率恢复到正常范围后的 1min 到 5min，并网逆变器不

应向电网供电。

b. 电网的电压和频率恢复到正常范围后，逆变器自行并网。

对电力系统故障期间所有并网逆变器必须全部停止输出。

(iv) 输出过流保护

并网逆变器的交流输出应设置过流保护。当检测到电网侧发生短路时，并网逆变器的过电流应不大于额定电流的 150%，并在 0.2s 内停止向电网供电，同时发出警示信号。故障排除后，并网逆变器应能正常工作。

(2) 防反放电保护

当并网逆变器直流侧电压低于允许工作范围或逆变器处于关机、待机状态时，并网逆变器应无反向电流流过。

(3) 极性反接保护

当光伏方阵的极性反接时，并网逆变器应能可靠保护而不会损坏。极性正接后，并网逆变器应能正常工作。

(4) 供电电网过/欠压，过/欠频保护

在并网逆变器的交流输出侧，并网逆变器应能够准确判断供电电网（接线）的过/欠压，过/欠频等异常状态，按照电网公司的相关要求保护。

欠压保护中包含了并网逆变器输出缺相保护。

(5) 供电电网相序保护

并网逆变器必须具备电网相序检测功能，当连接到逆变器的电网电压是负序电压时，逆变器必须停机并报警或通过逆变器内部调整向电网注入正序正弦波电流。

并网逆变器支持三相线缆无序连接，并自动适应电网相序。

任何情况下，并网逆变器都不能向电网注入负序电流。由并网逆变器所引起的电压不平衡，不应超过限制。

(6) 输入过压、过流保护

并网逆变器必须具备完备的直流过压、过流保护功能。

(7) 内部短路保护

当并网逆变器内部发生短路时（如 IGBT 直通、直流母线短路等），逆变器内的电子电路和输出继电器应快速、可靠动作，任何情况下都不能因逆变器内部短路原因导致电网侧的过流保护装置动作。

(8) 过热保护

并网逆变器应具备机内环境温度过高保护（例如着火引起的机箱内环境温度过

高)、机内关键部件温度过高保护等基本过热保护功能。

(9) 保护的灵敏度和可靠性

在正常的逆变器运行环境和符合国标要求的电网环境下,逆变器不应出现误停机、误报警和其他无故停止工作的情况。当出现故障时,逆变器应能够按照设计的功能可靠动作。

(10) 整机阻燃性和环境适应性

IEC 62109 (CE 认证安规测试标准) 和 UL1941 标准中的安规、阻燃要求是对逆变器提出的最低要求。

逆变器在任何情况下均不允许产生蔓延性火灾。

逆变器机体内应装有环境温度、湿度控制、保护继电器以加强整机的环境控制、保护能力。

(11) 降额警告

投标方逆变器在温度过高时必须进入降额运行模式,不能直接关机,当并网逆变器因温度过高而自动降额运行时,可通过逆变器的显示屏或移动显示屏显示并通过逆变器的通信接口向后台提供逆变器降额运行的警告信号。

(12) 故障的记录与显示

并网逆变器必须能够记录设备使用寿命期内的所有故障信息,逆变器历史故障记录既能从显示终端和监控后台远程调取。

(13) 电气间隙和爬电距离

并网逆变器的电气间隙和爬电距离必须满足或优于 IEC 62109《光伏发电系统用电力转换设备的安全》标准中的基本要求。当应用于高海拔环境时,应按照 IEC 62109《光伏发电系统用电力转换设备的安全》标准的要求进行对应的修正,并网逆变器修正后的电气间隙和爬电距离必须满足或优于 IEC 62109 的要求。

(14) 残余电流保护

投标方对残余电流监测保护系统的准确性和可靠性负责,如果残余电流监测保护系统损坏,逆变器必须进行本地和远程报警。残余电流监测保护系统不允许出现测量不准,误动、拒动等情况。

(15) 防雷保护

投标方逆变器必须具备完备的防雷保护功能,直流侧和交流侧应具备 2 级防雷保护器。防雷设备损坏后,损坏的防雷器应能够可靠地与交、直流电网脱离(应具备防雷器失效保护装置),同时,应有信号上传至并网逆变器,由并网逆变器统一

与后台监控系统通信（上传至后台监控系统）。

（16）对光伏阵列的保护

投标方逆变器不能对与其连接的光伏电池阵列的性能和安全性产生负面影响。不能出现因逆变器成套装置原因导致与其连接的光伏电池阵列出现性能劣化和安全等问题。

相关测试报告

光伏并网逆变器应具备设备的型式试验及通过认证的报告。认证测试标准包括：NB/T 32004-2013《光伏发电并网逆变器技术规范》、GB/T19664-2012 或更高标准的规范要求等。

所供设备需提供按照能源局航标太阳能产品认证证书或更高标准认证；按照 IEC62109-1、IEC62109-2、IEC61000-6 标准进行测试的安全、电磁兼容型式试验报告和证书。

所供设备需提供需提供大型光伏电站现场的测试报告，包括不限于频率适应性检测报告，谐波检测报告。

8.2.4 设备颜色及铭牌

投标方的投标成套设备颜色必须严格一致并在投标文件中明确说明设备颜色为 RAL-7035。

投标设备包括的主要元件和操作机构均应有耐久和字迹清晰的铭牌。铭牌均使用简体中文刻制，字体为印刷体，铭牌的材料应不受气候影响，铭牌中刻制的字迹应永久保持清晰。所有的铭牌和标牌应永久性的安装在相应的设备和部件上，其位置清楚易见。

为了工作人员的安全，投标方应提供专门的标牌以表明主要的操作说明、注意事项或警告。电气接线和回路应标有编号并与电气图纸上的编号相对应，装设在供货设备上的铭牌清单及图样应提交招标方审查。至少下述各项内容应标记在各设备的铭牌上：

8.2.4.1 光伏并网逆变器

- 制造厂商的名称和商标
- 设备的名称、规格、型号、产地
- 产品的额定容量、额定电压、额定电流
- 出厂编号和出厂日期
- 防护等级

- 设备欧洲效率和综合转换效率
- 设备尺寸（mm）
- 设备总质量（kg）
- 认证标识

8.2.4.2 数据采集转发系统

- 制造厂商的名称和商标
- 产品的名称、规格、型号、产地
- 产品的额定电压、额定电流
- 出厂编号和出厂日期
- 防护等级
- 设备尺寸（mm）
- 设备总质量（kg）
- 认证标识

8.2.5 逆变器监控及通讯设备范围

并网组串式逆变器及宽带无线通信设备作为不可分割的整体由同一投标方成套提供，必须由投标方负责组装、调试、检验和供货。

投标方保证所供设备及其后续升级换代产品的控制系统、功率变换系统等系统组件的相互兼容性（至少保证向下兼容）、可互换性、可替换性和电气接口的一致性。并网逆变器应能够上传逆变器输出功率设定值（百分比和绝对值）、功率变化率设定值、功率因数设定值的当前状态。并网逆变器的有功功率控制功能还应满足 GB/T 19964-2012《光伏电站接入电力系统技术规定》的要求。

本次采购要求并网逆变器的每个输入支路均配置电流检测以及故障检测功能，同一个 MPPT 的多个输入支路配置一个电压故障检测单元，包括电流，电压，实时功率，故障告警，并将数据上报电站监控系统。

并网逆变器至少提供 2 个独立的标准接线端子向外部提供逆变器内所有可通信设备的标准 RS485 通信口，RS485 通信口的有效传输距离不小于 1000m。保证每分钟不少于刷新一次系统运行数据，故障信息应实时传送，所发信息必须清晰、准确，不能发送用户看不懂故障代码。投标方对逆变器 RS485 通信的有效带宽、通信距离、通信可靠性、准确性和有效性负责。为满足监控系统连续性的要求，要求逆变器夜间也能够采集运行数据和工作状态并将数据上报电站监控系统。

监控后台安装在招标方集控室，投标方应敷设所需要的通信线路至监控后台

处，监控后台与设备间必须采用内部有线通信。投标方至少应保证低压并网柜开关的远方控制、开关位置信号（或者自逆变器来的运行/停运状态）、逆变器出线电流、逆变器至低压并网柜的电压采用硬接线的形式传至现厂站的和利时 DCS 系统，不采用任何其他形式。

并网逆变器的控制系统应采用高性能的 DSP 控制芯片，反馈环节应采用低温漂、高精度、宽温度范围的高品质传感器（传感器的带宽和实际检测精度必须满足控制要求），模数和数模（如有）转换环节应采用高精度的高速 AD/DA（如有）。并网逆变器内的所有 PCB 电路板都必须做优质、可靠、全面的三防处理。

并网逆变器应具有自动与电网侧同步的功能；并网逆变器应能够与监控系统的基准时间对时。

并网逆变器应在面板上设置宽温度范围的 LED 指示灯，并网逆变器的运行参数、状态、故障信息、历史发电量和瞬时发电量等所有运行和历史信息能通过本地显示屏或移动显示屏访问并显示。

逆变器的显示参数主要包括（但不限于此）：直流电压、直流电流、直流功率、交流电压、交流电流、并网逆变器机内温度、时钟、频率、功率因数、当前发电功率、日发电量、累计发电量、每天发电功率曲线等。

在并网逆变器的寿命期内，逆变器应能够以日、月、年为单位连续存储运行数据和故障记录等，其中故障、报警、异常事件等信息的准确度需精确到秒。并网逆变器应通过报警的方式来向本地操作、运维人员发出故障提示信号。故障信号包括：电网电压过高、电网电压过低、电网频率过高、电网频率过低、电网电压不平衡、直流电压过高、并网逆变器过载、并网逆变器过热、通讯失败、绝缘故障、残余电流保护等。

8.2.6 逆变器接地与绝缘、耐压

投标方必须保证逆变器整机的安全与可靠性，接地导体截面积必须满足适用于并网逆变器的最严格的电工、电力和安全标准要求。并网逆变器内的元器件布置应符合国内外的相关安规要求。

并网逆变器的输入电路对地、输出电路对地的绝缘电阻应不小于 1M。绝缘电阻只作为绝缘强度试验参考。

并网逆变器的输入电路对地、输出电路对地应能承受 50Hz、2200V 的正弦交流电压 1min，且不击穿、不飞弧，残余电流 $<1\text{mA}$ 。

逆变器必须具备完备、准确、可靠的直流侧绝缘监测功能。直流侧绝缘监测功

能必须能够准确、可靠的监测直流侧的绝缘电阻并通过自身的RS485接口上传数据。绝缘监测功能的电阻报警值应可以设置，当监测到直流侧绝缘电阻超出设置的值时，绝缘监测功能应立即进行本地和远程报警。

8.2.7 投标方供货光伏并网逆变器的型式试验报告或认证报告与出厂试验项目如下表，如有差异请说明。

序号	试 验 项 目	型式检验	出厂检验
1	机体结构和质量检查	√	√
2	转换效率试验	√	√
3	并网电流谐波试验	√	√
4	功率因数测定及调节试验	√	
5	电网电压响应实验	√	
6	电网频率响应实验	√	
7	直流分量试验	√	
8	电压不平衡度实验	√	
10	噪声试验	√	
20	防孤岛效应保护试验	√	√
21	电压暂降、短时中断和电压变化的抗扰度试验	√	
22	过/欠压试验	√	√
23	过/欠频试验	√	√
25	恢复并网试验	√	
26	交流侧短路保护试验	√	
27	逆变器内部短路试验	√	
28	防反放电保护试验	√	
29	极性反接保护试验	√	
30	直流过载保护试验	√	
31	直流过压保护试验	√	√
32	通讯功能实验	√	√
33	自动开关机试验	√	√
34	软启动试验	√	√
35	绝缘电阻试验	√	√
36	绝缘强度试验	√	√
37	低温启动及工作试验	√	
38	高温启动及工作试验	√	
39	恒定湿热试验	√	

40	防护等级试验	√	
41	有功功率控制试验	√	
42	自动电压控制试验	√	
43	电压/无功调节试验	√	
44	温升试验	√	
45	方阵绝缘阻抗检测试验	√	√
46	方阵残余电流检测试验	√	√
47	连续工作试验	√	
48	有功功率控制实验	√	
49	功率因数控制实验	√	
51	老化试验	√	√

8.2.8 光伏并网逆变器的基本性能参数表（下表空余参数由投标方填写）

厂家	
规格	100kW（后期根据排布设计选定规格，采购前需甲方确认）
交流输出电压	220/380V，3/N/PE
中国加权效率	≥98%
环境温度	-30℃~60℃
夜间自耗电	<2W
型号规格	投标方填写
直流输入	
最大输入电压	投标方填写
额定输入电压	投标方填写
MPPT 电压范围	投标方填写
满载 MPPT 电压范围	投标方填写
最大直流短路电流	投标方填写
输入端子最大允许电流	投标方填写
MPPT 数量	投标方填写
每路 MPPT 最大输入组串数	投标方填写
交流输出	
额定交流输出功率	投标方填写
最大输出功率	投标方填写
最大交流视在功率	投标方填写
最大输出电流	投标方填写
额定电网电压	投标方填写
电网电压范围	投标方填写

额定电网频率	投标方填写
电网频率范围	投标方填写
输出电流谐波	投标方填写
功率因数	投标方填写
系统特性	
最大效率	投标方填写
中国效率	投标方填写
冷却方式	投标方填写
防护等级	投标方填写
最高工作海拔	投标方填写
监控	
通讯接口	投标方填写
本机显示	投标方填写
保护配置	投标方填写
机械参数	
重量	投标方填写
外形尺寸（宽、高、深）	投标方填写

8.2.9 光伏并网逆变器的关键元器件

（1）直流输入 EMI 滤波器

逆变器直流输入侧应配备高品质（国际知名品牌）EMI 滤波器，直流输入 EMI 滤波器必须能够满足逆变器在最低直流输入电压、100%负载、+60℃环境温度、额定工作海拔高度等条件下长期安全、稳定工作的要求。直流输入 EMI 滤波器应采用国际知名品牌。

直流输入 EMI 滤波器	生产厂家	规格型号	额定电压/电流	存储/运行温度	数量

（2）直流母线支撑电容

逆变器的直流侧支撑电容器必须采用国际知名品牌的优质产品，电容器材料选用进口材料，

投标方应在投标文件中明确标明电容类型（电解电容或膜电容）、单只电容量、总电容量、电容存储温度、电容运行温度、电容器额定电压、单只电容纹波电流承受能力、整机电容纹波电流承受能力等关键信息。其中，金属膜电容器的运行温度范围不能小于-40℃~+85℃，电解电容器的运行温度范围不能小于-25℃~+105℃。

（3）IGBT/MOSFET

投标产品中使用的 IGBT、MOSFET 等电力电子器件应为英飞凌（Infineon）、赛米控（SEMIKRON）、富士（Fuji）、三菱（Mitsubishi）等欧美国际知名品牌的优质产品。投标方应明确提供 IGBT、MOSFET 的生产厂家、规格型号、额定电压、额定电流、运行温度范围、使用数量、驱动电路板（或核心驱动芯片）供应商等关键信息。

（4）逆变器交流侧防雷

逆变器交流侧必须按照逆变器的实际输出电压配置交流避雷器，交流避雷器的具体技术参数如下：

额定工作电压：	投标方填写
动作电压：	投标方填写
保护电压水平：	投标方填写
标称放电能力：	$\geq 10\text{kA}$
最大放电能力：	$\geq 20\text{kA}$

不能使用小容量交流避雷器并联成 10kA，只能使用单个标称放电能力不小于 10kA，最大放电能力不小于 20kA 的高品质交流避雷器。交流避雷器损坏后，应有信号上传至并网逆变器由并网逆变器统一与监控系统通信。交流避雷器应采用国际知名品牌

（5）并网逆变器的电压、电流传感器

并网逆变器的电压、电流传感器应采用国际知名品牌的低温漂、高精度、抗干扰、宽温度范围的高品质产品。

（6）直流输入开关、交流输出继电器

逆变器直流输入侧必须装有直流开关，在维护时起到双重保护功能。交流输出须具有可靠的保护继电器，以保证电网故障时的能准确的跳脱，保证设备以及人员安全。直流输入开关和交流输出继电器应采用国际知名品牌。

元件技术参数表（由投标方填写）

序号	名称	参数						
		生产厂家	规格型号	额定电压	额定电流	存储温度	运行温度	是否电操
1	输入直流开关							

2	输出交流继电器	生产厂家	规格型号	额定电压	额定电流	存储温度	运行温度	是否电操
		磁脱电扣流	额定短路分断能力		最大短路分断能力		电气、机械寿命	数量
3	IGBT/MOSFET	生产厂家	规格型号	额定电压	额定电流	存储温度	运行温度	驱动芯片
4	直流母线支撑电容器 (金属膜电容器)	生产厂家	规格型号	额定电压	额定电流	存储温度	运行温度	等效串联电阻
		电容量	电容类型	单只电容量	串并联数量	110%负载时的最大温升		数量
5	直流母线支撑电容器 (电解电容器)	生产厂家	规格型号	额定电压	额定电流	存储温度	运行温度	等效串联电阻
		电容量	电容类型	单只电容量	串并联数量	110%负载时的最大温升		数量
6	直流避雷器	生产厂家	规格型号	额定电压	保护电压水平	动作电压	标称放电能力	最大放电能力
		存储温度	运行温度	最大接线端子截面积				
7	交流避雷器	生产厂家	规格型号	额定电压	保护电压水平	动作电压	标称放电能力	最大放电能力

		存储温度	运行温度	最大接线端子截面积				
8	DSP 控制芯片	生产厂家	规格型号	AD 位数	是否配置 CPLD	工作频率	运行温度范围	数量
9	残余电流保护装置	生产厂家	规格型号	存储温度	运行温度	检测范围	动作阈值	数量
10	直流电流检测传感器	生产厂家	规格型号	存储温度	运行温度	电流检测范围	电流检测精度	带宽、数量
11	交流电流检测传感器	生产厂家	规格型号	存储温度	运行温度	电流检测范围	电流检测精度	带宽、数量
12	逆变器出线电缆（铜）	生产厂家	规格型号	满载运行温升	正常运行温度	额定负载电流		

第 9 章 土建工程

9.1 设计安全标准

按《建筑抗震设计规范》（GB 50011-2010(2016 年版)）、《电力设施抗震设计规范》（GB 50260-2013）、《混凝土结构设计规范》（GB50010-2010（2015 年版））、《砌体结构设计规范》（GB50003-2011）等有关规范，建筑物结构的安全等级为二级；光伏支架的安全等级为三级，拟建光伏电站的原构筑物抗震设防类别为丙类。

9.2 土建设计内容包括

土建部分设计范围主要为：光伏阵列支架、逆变器支架、检修通道、安全带导轨、上下步梯、房顶护栏等，其他均利用热电公司现有设施，无新增建构筑物。

检修通道的布置需让检修人员能到达所有光伏组件组串处，通道应同时装设安全带导轨。检修通道的应采用耐老化的玻璃钢材质，固定需牢固，强度应能承受 200KG 人员进行工作，检修通道的设计应符合国家或行业相关标准。

上下步梯的设计根据现场实际情况尽量从棚内楼梯式上下，踏步和护栏尺寸应符合国家相关规定要求，踏步需使用镀锌网格式以防止积灰。

房顶护栏的设计安装应符合国家相关规定要求。

9.3 原构筑物基本情况

序号	建筑名称	尺寸（长*宽）m*m	结构形式
1	煤棚	64*60	门式刚架（钢结构）
2	物料存储车间	126*48	门式刚架（钢结构）

9.4 光伏阵列支架

拟建光伏电站的原构筑物为门式刚架，光伏采用平铺设计，采用光伏组件专用夹具固定。夹具固定于檩条处的屋面压型钢板上，上部荷载通过光伏支架传给夹具，夹具将荷载传给屋面檩条，再传至钢梁、钢柱，最终传至厂房基础。夹具与屋面板连接可靠，专用夹具需要进行现场拉拔试验，且不应小于 1.0KN。

屋顶光伏支架采用铝合金导轨，防腐采用阳极氧化的形式，阳极氧化膜厚度不小于 15 μm。

第 10 章 工程消防设计

10.1 设计范围

站区范围内的消防灭火设施的设计。

10.2 设计依据

- 《中华人民共和国消防法》1998 年 9 月 1 日起施行
- 《建筑设计防火规范》GB50016-2014（2018 年版）
- 《建筑灭火器配置设计规范》GB50140-2005
- 《建筑给水排水设计规范》GB50015-2003（2009 版）
- 《室外给水设计规范》GB50013-2018
- 《电力工程电缆设计标准》GB50217-2018
- 《变电站给水排水设计规范》DL/T 5143-2002
- 《火灾自动报警系统设计规范》GB 50116-2013
- 《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229-2019
- 《220～500kV 变电站设计技术规程》DLT5218-2005
- 《变电站总布置设计技术规程》DL/T5056-2007
- 《建筑内部装修设计防火规范》GB 50222-2017
- 《消防给水及消火栓系统技术规范》GB 50974-2014

10.3 主要设计原则、功能及配置

10.3.1 设计依据

消防设计要认真贯彻“预防为主，防消结合”的方针，达到“以自主灭火为主，外援为辅”的目的。在工艺设计、材料选用、平面布置中均按照有关消防规定执行。针对工程的具体情况，采用先进的防火技术，以保障安全、经济合理为宗旨，遏止火灾事故的发生，创造良好的消防环境。各专业根据工艺流程特点，在设备与器材的选择及布置上充分考虑预防为主措施。在建筑结构设计上采取有效措施，预防火灾的发生与蔓延。消防设施的管理与使用考虑值班人员与消防专业人员相结合。

10.3.2 消防和灭火设施

本工程同一时间火灾次数按一次设计，根据现行《光伏电站设计规范》（GB 50797-2012）和《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140-2005）的有关规定配置消防设施和布置移动灭火器。对设有电气仪表设备的房间，考虑采用移动式灭火器作为主要灭火手段。

应在合适的位配置不锈钢干粉灭火器放置箱，放置箱应固定牢固、防水，用于发电单元电气设备的灭火。

10.3.3 电气消防

（1）电缆的防火措施按规程要求执行。电缆沟分段分隔，封堵电缆孔洞，涂刷防火阻燃涂料等。

（2）根据不同场所，配置相应的消防器材。

（3）加强全站防雷措施，避免设备因雷击破坏造成火灾等次生灾害。

10.3.4 施工消防

10.3.4.1 施工单位的消防安全职责

建设工程施工现场的消防安全由施工单位负责，施工单位应当履行下列职责：

- （1）制定并落实消防安全制度、消防安全操作规程；
- （2）对施工人员进行消防安全教育和培训；
- （3）制定并落实消防安全检查制度和火灾隐患整改制度；
- （4）制定易燃易爆化学物品使用与储存的防火、灭火制度和措施；
- （5）按照有关规定配置消防器材；
- （6）建立并落实消防设施、设备和器材的定期检查、维修、保养制度；
- （7）建立消防档案。

10.4.3.2 施工现场的消防安全组织

建立消防安全组织，明确各级消防安全管理职责任务，是确保施工现场消防安全的主要条件。

(1) 建立消防安全领导小组，负责施工现场的消防安全领导工作。

(2) 成立消防安全保卫组(部)，负责施工现场的日常消防安全管理工作。

(3) 成立义务消防队，负责施工现场的日常消防安全检查，消防器材维护和初期火灾扑救工作。

(4) 项目经理是施工现场的消防安全责任人，对施工现场的消防安全工作全面负责；同时确定 1 名主要领导为消防安全管理人，具体负责施工现场的消防安全工作；配备专、兼职消防安全管理人员(消防干部、消防主管)，负责施工现场的日常消防安全管理工作。

10.4.3.3 施工准备阶段的消防安全管理要求

施工主要设施均布置在安装光伏组件的厂房附近，施工生活、仓库、辅助加工厂及钢筋堆放场地均利用热电厂现有设施。

(1) 工程施工道路对外有公路相连通，道路宽度大于 4m，并有充足的回转场地，可作消防车道及紧急疏散通道。

(2) 施工用电电缆导线截面选择按工作电流及短路电流进行选择，并留有一定裕度。

(3) 施工期内，采用临时消防措施，即在施工用水管道上安装临时消火栓。施工现场室外消火栓按每个保护半径不超过 150m 的要求设置，并配有足够的水龙带，其周围 3m 内，没有其他杂物堆放。

(4) 施工单位应配有专业消防员，每天进行消防检查。

第 11 章 施工组织设计

11.1 编制依据及原则

11.1.1 编制依据

- (1) 现行国家标准、规范、规程；
- (2) 工程文件：包括招标文件、补充通知、答疑纪要；
- (3) 类似工程的设计和施工经验。

11.1.2 编制原则

- (1) 严格遵守国家和当地政府的有关法令、法规及有关规定；
- (2) 严格执行中华人民共和国国家标准和现行设计、施工规范，安全操作规程及招标文件中的有关规定；

(3) 根据当地的水文地质、气象条件及施工工期要求, 优化施工组织方案, 严格控制施工工艺水平及管理水平, 合理配置人、材、机等要素, 确保工程的顺利实施;

11.2 施工用水、电及交通通讯

施工用水主要包括砂浆拌制用水及混凝土施工用水等, 施工沿线用水部位采用管道供水, 从现有供水系统引接临时施工供水管道。

本光伏电站站用电采用 380/220V, 设 0.4kV 站用电工作段。站用电 400V 工作段电源一路引自附近 400V 配电室 (施工期间可暂作施工电源)。施工现场采用三级配电方式, 一级总配电箱开关为 250A, 现场主要为施工用电, 总用电量按 10kVA 考虑。

11.3 施工交通及施工通讯

本工程建设地点在热电有限公司厂区内, 对外交通运输可以利用现有物流交通条件, 设施完整、条件优越。

站内设备、材料运输可以利用热电有限公司现有成熟的厂内交通条件, 方便至达各个施工区域和物料临时场堆区域。本工程逆变器、光伏组件均可选用公路运输方案。

主要管理人员均配备手机, 确保对外通讯畅通。施工区配备无线对讲机, 确保指挥、调度的迅速、灵活、畅通。手机也可以作为内部联系工具。

11.4 施工布置原则

11.4.1 施工总体规划用地不得超过业主提供的红线范围, 所有施工布置在业主指定的工地范围内, 按施工组织合理布置施工生产设施。

11.4.2 遵循国家及行业的有关法律法规、规程、规范及招标文件的要求。

11.4.3 施工道路充分利用业主提供的已有道路, 需修建一些必要的临时道路时, 需经业主确认。

11.4.4 采取相对集中、方便施工、利于环保和水土保持的原则布置生产设施及辅助设施。

11.4.5 根据要求和现场施工条件, 按照因地制宜、节约用地、有利生产、易于管理、满足需要、安全可靠的原则进行临时设施布置。

11.4.6 本工程场地可供使用的临时用地较多, 主要为设备和材料堆放。施工过程中不考虑建设临时生活设施, 以利用热电有限公司现有设施为主。

11.5 光伏阵列安装：

11.5.1 光伏组件安装：

安装光伏组件前，应根据组件参数对每个太阳光伏组件进行检查测试，其参数值应符合产品出厂指标。一般测试项目有：开路电压、短路电流。应挑选工作参数接近的组件在同一发电单元内。应挑选额定工作电流相等或相接近的组件进行串连。安装太阳光伏组件时，应轻拿轻放，防止硬物刮伤和撞击表面玻璃。组件在基架上的安装位置及接线盒排列方式应符合施工设计规定。组件固定面与基架表面不吻合时，应用铁垫片垫平后方可紧固连接螺丝，严禁用紧拧连接螺丝的方法使其吻合，固定螺栓应加防松垫片并拧紧。

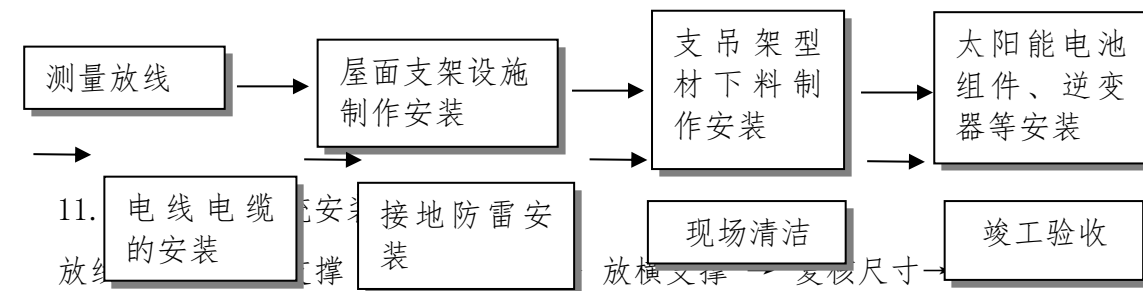
11.5.2 光伏组件串接线：

光伏组件连接时，确保独立开关处于关闭状态。连接导线不应使接线盒端子受机械应力，连接牢固，极性正确。电缆及馈线应采用整段线料，不得有中间接头，导线应留有适当余量，布线方式和导线规格应符合设计图纸的规定。所有接线螺丝均应拧紧，并按施工图检查核对布线是否正确。电源馈线连接后，应将接头处电缆牢靠固定。组件接线盒出口处的连接线应向下弯曲，防止雨水流入接线盒。方阵的输出端应有明显的极性标志和发电单元的编号标志。

逆变器固定在屋顶钢支架上。同时确保直流和交流导线分开。由于器内置有高敏感性电气设备，搬运逆变器应非常小心。

11.6 施工组织设计

11.6.1 工程工艺施工顺序安排大致如下：



件 → 调整 → 清理；

11.7 施工总进度

工期目标：工期遵照业主及总包方对工期总体目标，满足招标文件要求，在现场具备施工条件的情况下，投标书中须给出建设工期承诺，并详细填写下表。

项目实施初步进度表

项目 \ 进度	建设周期						
1. 初步设计及施工图设计							
2. 设备、材料采购							
3. 土建							
4. 设备安装							
5. 调试							

第 12 章 工程管理设计

12.1 工程管理机构

根据工程目标，以及针对工程的管理内容和管理深度，本工程将由热电公司建设和运营，本电站按无人值守的原则进行设计，不再增加新的人员编制。组织机构采用直线职能制，互相协调分工，明确职责，开展工程管理各项工作。

12.2 电站运行维护

12.2.1 计划检修和维护

公司应准备光伏电站的检验与维护手册，内容应包括进行定期和年度检验、日常维护、大修维护和年度维护的程序和计划，以及调整和改进检验及维护的安排程序。

12.2.2 检修与维护管理

12.2.2.1 坚持“质量第一”的思想，认真切实贯彻“应修必修，修必修好”的原则，使设备处于良好的工作状态。

12.2.2.2 认真分析设备状况，科学制定维护检修计划，不得随意更改或取消，不得无故延期或漏检，切实做到按时实施。如遇特殊情况需变更计划，应提前报请上级主管部门批准。

12.2.2.3 建立和健全设备检修的费用管理制度。

12.2.2.4 严格执行各项技术监督制度，加强质量监督管理。检修人员应熟悉系统和设备的构造、性能；熟悉设备的装配工艺、工序和质量标准；熟悉安全施工规程。每次维护检修后应做好每组光伏组件的维护检修记录，并存档，设备检修技术记录，试验报告，技术系统变更等技术文件，作为技术档案保存在项目公司和技术管理部门。对维护检修中发现的设备缺陷，故障隐患应详细记录并上报有关部门。

10.2.3 工程运行

10.2.3.1 日常维护计划编制

光伏电站的日常维护计划编制主要是方便日常维护人员对光伏系统进行日常检查，及时发现隐患并得以排除，日常维护的内容主要包括：

a) 光伏组件方阵

- 1) 检查表面有无污物、破损；
- 2) 检查支架是否腐蚀、生锈；
- 3) 检查外部布线是否破损；
- 4) 检查接地线的损伤，接地端是否松动。

b) 电气部分

- 1) 接线箱、功率调节器的外壳是否腐蚀、生锈；
- 2) 接线箱、功率调节器的外部布线是否损伤；
- 3) 功率调节器工作时声音是否正常，有否异味产生；
- 4) 功率调节器换气口过滤网是否堵塞；
- 5) 电缆接线端子的检查与紧固；
- 6) 模块式插件检查与紧固；
- 7) 防雷系统检查；
- 8) 接地装置检查；
- 9) 控制柜柜体密封情况检查；
- 10) 显示器及控制按键开关功能检查。

10.2.3.2 年度例行维护安排

根据光伏发电系统的设计要求和本地区的气候、环境条件，在正常运行情况下，本光伏电站的年度例行维护周期执行下列标准：

投运的光伏组件：运行 240h（一个月试运行期后）例行维护；以后每 1 年例行维护 1 次。例行维护工作由投标方实施，费用已包含在本次投标总价中（例行维护不包括光伏组件清洗）。

10.2.3.3 光伏组件的维护方案

投标书中应提供光伏组件的年度例行维护计划，计划的编制应以光伏组件制造商提供的年度例行维护内容为主要依据，结合光伏发电系统的实际运行状况，在每个维护年度例行维护周期到来之前进行整理编制。编制计划内容主要包括工作开始时间、工作进度计划、工作内容、主要技术措施和安全措施、人员安排以及针对设备运行状况应注意的特殊检查项目等。

10.2.3.4 检修方案

(1) 检修开始后,检修负责人应迅速组织设备解体检查和必要的测绘,并做好原始记录。及时平衡人力、物力和检修进度。

(2) 交待安全注意事项,严格执行质量标准、工艺规程和岗位责任制。

(3) 作好检修技术记录,并及时、真实、准确、详细、清晰的登记设备台帐。

(4) 认真做好检修机具、配件、材料管理工作,经常保持检修工具、配件、材料摆放整齐、现场整洁。

(5) 做好检修工时定额及材料消耗定额工作。不断积累资料,分析对比,使检修工时、材料消耗定额合理先进,节约工料,防止浪费。

(6) 电气设备在进行关键性检修时,相关责任人员应到现场监护工作。

(7) 设备检修要达到下列要求:

a) 检修质量要达到规定标准并完成计划检修项目。

b) 消除设备上存在的缺陷。

c) 保护与自动装置动作可靠,仪表指示正确,信号正确齐全。

d) 主要经济技术指标达到设计值,或比检修前有所提高。

e) 现场整洁,无油污、油迹。

f) 检修技术记录和设备台帐正确、齐全。

g) 通过检修校核了配件备用图纸,测绘了缺少的备品配件图纸

h) 凡设备变更部分,给运行人员交代清楚,有异动报告并存档。

i) 每天收工和检修工作结束时,均应撤出用具,并清扫现场。

8) 大修后设备不允许有不合格设备出现。

第 13 章 劳动安全与工业卫生

13.1 施工期劳动安全卫生主要对策措施

在工程建设期间,必须遵守生产经管单位新建、改建、扩建工程项目的安全设施必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用“三同时”的安全规定。

项目的施工、安装单位必须具有设备、设施的施工、安装资格的认可手续,经上级主管部门批准,取得相应的有关合格证书。在工程施工前,施工安装单位应根据有关标准、规程、法规编制施工组织设计,并报技监部门审查批准后,按施工组织设计严格执行,严格把好建筑施工、安装质量关。重要变更须报有关部门批准。

建设单位与施工单位应签订施工期间安全生产责任书。

投标方应就施工过程中的主要危险制定安全对策措施，方案应详细可行符合国家标准，中标方施工时应严格遵守。

13.2 光伏组件及其方阵系统安全对策措施

光伏电站的设计应遵守《工业企业总平面设计规范》、《太阳光伏电源系统安装设计规范》、《光伏系统并网技术要求》、《光伏 PV 系统电网接口特性》等标准的相关要求。

(1) 系统总体安装的对策措施

①光伏组件方阵应设置在周围无遮挡障碍物、无污染源（烟雾、粉尘）、无腐蚀性气体等的安全可靠的场所。

②方阵平面应该朝向正南方。

③方阵安装地的最大风力若大于十级应采取加固措施。

④光伏电源系统应有过电压保护装置（措施），必须安装防雷装置。

⑤光伏组件的安装至少包含以下步骤：组件安装面的粗调、组件的进场检验、组件安装、组件调平、组件接线。

(2) 组件安装的对策措施

①在运输过程中要注意不能碰撞到支架，不能堆积过高（可参照厂家说明书）。

②光伏组件在运输和保管过程中，应轻搬轻放，不得有强烈的冲击和振动，不得横置重压。

③光伏组件的安装应自下而上，逐块安装，组件的安装采用铝合金压块，压块螺杆的安装方向为自内向外，并紧固压块螺栓。安装过程中必须轻拿轻放以免破坏表面的保护玻璃；组件压块的联接螺栓应有弹簧垫圈和平垫圈，紧固后应将螺栓露出部分及螺母涂刷油漆，做防松处理。并且在各项安装结束后进行补漆；组件安装必须作到横平竖直，同方阵内的组件间距保持一致；注意组件的接线盒的方向。

④根据电站设计图纸确定光伏组件的接线方式。

⑤光伏组件连线均应符合设计图纸的要求。

⑥接线采用多股铜芯线，接线前应先将线头搪锡处理。

⑦接线时应注意勿将正负极接反，保证接线正确。每串光伏组件连接完毕后，应检查光伏组件组串开路电压是否正确，连接无误后断开一块光伏组件的接线，保证后续工序的安全操作。

⑧将光伏组件组串与控制器的连接电缆连接，电缆的金属铠装应接地处理。

（3）方阵安装的对策措施

①方阵的支撑结构应该牢固、可靠，应有防锈防腐措施。

②方阵排列方式，应能便于安装、维护以及具有较强的抗风能力。

③组件方阵的布线应有支撑、固定和防护等措施，导线应留有适当余量，应选用不同颜色的导线作为正极。负极和串联连接线。

④连接导线的接头应镀锡，截面大于 6mm 的多股导线应加装铜接头（鼻子），截面小于 6mm² 的单芯导线在组件接盒线打接头圈连接时，线头弯曲方向应与紧固螺丝方向一致，每处接线端最多允许两根芯线，且两根芯线间应加垫片，所有接线螺丝均应拧紧。

⑤接线盒出口处的连接线应向下弯曲，防止雨水流入接线盒。组件连线和方阵引出电缆应用固定卡固定在机架上。

⑥方阵布线及检测完毕，应盖上并锁紧所有接线盒盒盖。

⑦方阵的输出端应有明显的极性标志和子方阵的编号标志。

（4）电源控制设备配置的对策措施

①电源系统输入端应具备过电压保护措施，输入端应具备调压稳压装置。

②采用能将电源系统的各种信息传送至远端并能在远端进行遥测、遥控的电源系统。

（5）逆变器技术要求方面的对策措施

并网逆变器应设置极性反接保护，短路保护，孤岛效应保护，过热保护，过载保护，接地保护。

（6）电源馈线敷设与连接的对策措施

①馈线穿过穿线管后应对关口进行防水、防鼠处理。

②电缆及馈线应采用整段线料，不得在中间接头。

③电源馈线连接后，应将接头处电缆牢靠固定在控制柜的导线卡上。

④控制柜出线孔必须加防护胶圈。

（7）系统防护的对策措施

①太阳光伏电源系统的工作接地，保护接地，防雷接地等应单独设置防雷接地系统，必要时，也可与其它设施或建筑物的防雷接地系统的保护设施统一考虑。方阵至控制箱（柜）的电源输入馈线端应设置防雷电感应装置。

②方阵需另设防雷装置时，避雷针应设置在方阵背面的最高处，且距离方阵边缘距离大于 5m，避雷针接地线严禁直接从方阵机架上引出。

③接地的接地电阻不大于 1Ω 。

(8) 减小过电压的对策措施

①等电位（屏蔽接地）

等电位连接是用与低阻抗通路的相互连接来减少光伏发电系统内的过电压，如果存在地电极，低阻抗通路应连接到接地基准点上。

②接地

a. 设备接地的措施：将金属箱体、盒、支架和设备外壳连接到接地基准点上。

b. 系统接地的措施：将光伏发电系统用导线连接到设备接地端，形成该光伏系统系统接地。

③屏蔽

当雷电在系统附近放电时，通过降低电磁场与系统输电线路的相互作用对系统提供保护。屏蔽可以采用密封的导电壳层、同轴外套或内通电缆的电缆管，或者在电缆沟中或电缆上面敷设裸露保护线等方式。屏蔽装置的外壳应连接到设备地线上。

④避雷击

通过使用避雷针避雷线来实现防直击雷保护。

⑤保护装置

保护装置用于对敏感设备如功率调节器或其它部件提供过电压保护，为了有效的保护系统，保护装置应满足下列要求：

a. 在设计寿命内，即使在极端的工作条件下，保护装置衰退不得超过其最低性能。

b. 保护装置必须把被保护端点的电压限制在安全水平上。

c. 在预期的瞬变条件下，保护装置不应该失效，在某些情况下，直到线路上的某些装置起作用之前，保护装置应能安全的传导过电流。

d. 即使在系统的极端工作条件下，保护装置不应该失效。

e. 保护装置的衰减不得低于系统设计寿命的要求。

f. 他们应对系统的效率影响最小。

电子设备保护装置的主要类型：二极管、变阻器、避雷器、气体放电熔断器、隔离变压器、滤波器、光耦合器。

(9) 光伏组件维护保养方面的对策措施

①在设计、安装过程中保证光伏组件上下部分通风良好。

②接地可靠、电阻合格，检修电源加装漏电保护装置并定期试验。

③定期检查光伏组件，保证过电流保护装置的完好性；保证光伏组件的完好性和无遮挡，接通旁通二极管来防止光伏组件偶尔出现的阴影；加强对组件的维护，保持组件表面的完好整洁。

④对固定支架定期检修，对出现故障的及时更换，避免导线管弯曲，局部放电。

⑤光伏发电系统附近敷设的电缆应严格按照规程、设计图纸和有关防火、阻燃技术要求布设；电缆接头经过检验合格后，再用耐火防爆盒密封；电缆应采取阻燃或隔热措施；建立健全电缆运行、维护、检查及防火、报警各项规章制度，从根本上杜绝电力生产系统火灾的发生。

⑥严格按照光伏组件安装规程进行安装和调试，保证组件良好运行。

⑦在光伏系统运行过程中，通过测定工作温度来监测光伏组件各部件是否处于良好运行状态，并定期检查各部件并保养更换。

⑧加强光伏组件所在场地的巡视，保证组件不被外界袭击破坏。

⑨加强管理，提高防火意识。

（10）防止光伏并网发电系统对电网伤害的措施

①对设备及系统进行现场和实验室试验，确保抗孤岛功能的有效性；

②电网失电时，逆变器能够快速并可靠的检测孤岛状态，在 2s 内停止向电网送电，同时发出警示信号。

③加强电站管理，杜绝检修人员触电等伤亡事故的发生。当停电对设备和线路进行检修时，需要先断开并网逆变器；

④电网恢复供电后，并网逆变器需要对电网的电信号进行持续检测，确认其在一段时间内（如 90s）完全恢复正常，才能重新投入运行；

⑤严格控制滤波器质量，确保其设计能有效控制高次谐波对配电网的污染；

⑥针对光伏发电系统发电量波动引起的电压变化，配电网中可设置投切电容电抗器、配备旋转备用容量以及设置其他动态无功调节设备。

（11）其它安全对策措施

①加强对制造厂的监造，把好出厂、交接验收质量关，保证逆变器的质量。

②强化安全管理，对作业人员进行专业培训，防止误操作，提高安全意识。

③严格执行“两票”制度。

13.3 电气设备及其系统安全对策措施

（1）光伏电站安全对策措施

光伏电场并网运行后 6 个月内，电场的最大功率变化率、电压偏差、电压变动、闪变、谐波应有具备相应资质的单位或部门测试，并在测试前将测试方案报接入电网管理部门备案。

（2）防止电缆火灾安全对策措施

电缆的选择和敷设应符合现行国标《电力工程电缆设计标准》的有关规定。

变电及其它用电场所中，易受外部影响着火的电缆密集场所，或可能因着火蔓延酿成严重火灾事故的电缆回路，应根据负荷重要程度和使用环境，采取防止电缆着火延燃的措施。

特别重要的电源回路如高、低压厂用变压器进线、联络电源等重要负荷线路，可选用满足《电线电缆燃烧试验方法》中 C 类耐火强度试验条件的耐火分隔型电缆。若采用非耐火型电缆，应将其布置在两个相互独立或有耐火分隔的通道中，也可对其中每个回路电缆作耐火处理。

应尽量减少电缆中间接头的数量。如需要，应按工艺要求制作安装电缆头，经质量验收合格后再用耐火防爆盒将其封闭。

第 14 章 质保服务

14.1 空白

14.2 在非人为损坏的前提下，所有产品在质量保证期内因质量问题而造成的产品损坏或不能正常使用时，投标方应无偿负责尽快更换有缺陷或损坏的部件更换。

14.3 质保期内，如投标方人员有必要到现场服务时，投标方人员应积极配合到现场服务。

订购的新型产品除需满足本规范外，投标方还应提供该产品的鉴定证书。

14.4 投标方有遵守本规范中各条款和工作项目的 ISO9000-GB/T19000 质量保证组件使用寿命不低于 25 年，组件质保期为全部合同设备运至招标方指定地点且初步验收证书签署之日起计算 10 年。逆变器质保期 5 年，工程总体质保期不低于 2 年。投标方需说明质保期限，最终质保期以商务合同为准。

注：工程总体质保期自考核期满验收合格之日起开始计算。

14.5 组件工厂的功率测试基准采用 TUV 莱茵标准（即一级标准板的标定机构原则上需为 TUV 莱茵），且如有必要订单生产前需参照招标方标准进行对标。

如果双方存在质量争议，需要涉及第三方机构，可以从 TUV 莱茵、CPVT 测工厂必须提供组件物料 BOM 清单，技术规范书签订之后使用物料不得变更，如有变更时提前

通知招标方。工厂需要提供使用 BOM 清单物料的组件认证测试报告，以及工厂的质量抽检记录。

14.6 工厂提供所有订单组件的 IV、EL 数据。投标方从其它工厂采购的设备所发生的一切质量问题由投标方负责。投标方对所供设备内所有元器件和材料等的正确使用负责，因元器件和材料等错误使用或使用不当等原因造成的设备运行不正常、设备停机、设备损坏、安全等事故，投标方应负责及时处理，如果招标方要求退货，投标方必须无条件退货。投标方保证制造过程中的所有工艺、材料等（包括投标方的外购件在内）均符合本规范的规定。

14.7 质保期后，投标方应长期有偿供应备品备件，价格应以当下市场价格为准。

14.8 特殊类别的组件，需要在外包上有特别的说明。

14.9 招标方对投标方设备的现场验收或其他任何形式的验收，都不能免除投标方产品必须满足技术协议或相关国家、行业安全和性能标准要求所负的责任。在投标产品的寿命期内，无论何时，一旦发现投标方产品不符合技术协议或相关国家、行业安全或性能标准要求（技术协议要求如与相关国家、行业安全和性能标准要求不一致时，按较高标准执行），招标方可以要求投标方退货或整改，投标方必须无条件退货或按要求整改。

第 15 章 备品备件及专用工具、仪器仪表

15.1 备品备件

所有备品备件应为全新产品，与已经安装同型号设备的相应部件能够互换。

所有备品备件应单独装箱，包装应能防尘、防潮、防止损坏等，与主设备一并发运，并标注“备品备件”以区别本体。

请投标方将备品备件填入下表

备品备件清单（投标方在实际数量栏填写）

序号	名称	规格和型号	单位	数量	实际数量	产地	生产厂家	备注
1	组串式逆变器		台					按照每 3MW 配置 50KW 换算
2	数据采集器		套					
3	成套光伏连接器		套					0.5%总量

4	单晶硅组件	与主体一致	块					5 块/MW（分布式）
5	接插件	与主体一致	套					
6	二极管	与主体一致	个					
7	其他备品							

15.2 专用工具与仪器仪表

专用工具是为便于光伏发电设备及其附属设备安装、搬运、运行、维修所必需的工具及仪器。所有专用工具与仪器仪表必须是全新的，投标方应推荐专用工具清单，提供专用工器具的技术参数和使用说明书等资料。

专用工具与仪器仪表应单独装箱，注明“专用工具”、“仪器仪表”，并标明防潮、防尘、易碎、向上、勿倒置等字样，同主设备一并发运。

请投标方将专用工器具、仪器仪表填入下表

专用工具、仪器仪表清单（投标方在数量栏填写实际数量）

序号	名称	规格和型号	单位	数量	产地	生产厂家	备注
1	专用工具		套				
2	光伏连接器专用拆卸工具		套				
3	光伏连接器专用压接线工具		套				
4	MC4 连接器	MC4 兼容	套			与接线盒配套一致	200 套/MW
5	其他专用工具						
6							

第 16 章 设备监造和验收

16.1 逆变器部分：

16.1.1 设备监造

16.1.1.1 招标方有权派遣技术人员或第三方监造机构到投标方的工厂和生产车间对合同设备的加工制造进行检验和监造；对在产设备进行抽检；对入库的设备进行复检；进行不定时的突击检查；投标方应无条件配合，不得以任何理由拒绝。

16.1.1.2 如果招标方或其委托的第三方监造（定时监造和不定时检查、抽查等）人员发现合同设备在投标方工厂和生产车间生产时，产品关键元器件、质量控制、

工艺控制、出厂试验、性能指标等与技术协议不符或存在缺陷，要求投标方进行整改的，投标方必须立即进行整改，同时，招标方有权根据实际情况拒收投标方设备。

16.1.1.3 如果出现合同设备经检验和试验不符合技术规范要求或复检时与初检结果不符等情况，招标方可以拒收设备，投标方应更换或改进被拒收的设备使之符合技术规范的要求并以书面形式向招标方解释原因。

16.1.1.4 招标方技术人员及其委托的检测机构人员参加工厂试验和验收的任何会签结果，既不能免除投标方按合同规定应负的责任，也不能代替合同设备到达现场后招标方对其进行的现场检验和验收。

16.1.1.5 招标方拥有对货物运到项目现场以后进行检验、试验和拒收的权利，投标方不得因货物在原产地发运以前已经由招标方或其委托的检测机构检验并通过为理由对现场检验和验收提出任何异议。

16.1.1.6 若招标方不派代表参加设备的监造和性能验收，投标方应在接到招标方关于不派遣代表到投标方工厂的通知后，按照技术协议要求自行组织检验。投标方按照技术协议要求自行组织的监造和性能验收要真实、全面并将自检结果以书面形式向招标方报告。

16.1.1.7 招标方对投标方设备的现场验收或其他任何形式的验收，都不能免除投标方产品必须满足技术协议或相关国家、行业安全和性能标准要求所负的责任。

16.1.1.8 为了保证投标方的回款率和经济利益，招标方一般在设备投运后的 60 个自然日后对设备进行现场验收（初步验收）并在投标方设备通过现场验收（初步验收）后支付商务合同约定的设备款。招标方对投标方设备的现场验收（初步验收）属于不完全验收，不能免除投标方产品必须满足技术协议或相关国家、行业安全和性能标准要求所负的责任。

16.1.2 监造和验收机构的约定

16.1.2.1 招标方会委托第三方检测机构按照技术协议约定对投标方的供货设备进行监造和现场验收，在正式监造和验收前，招标方会通知投标方全程跟踪设备监造和现场验收过程，双方约定无论招投标双方是否参与实际的监造和验收过程，招投标双方均承认国内权威检测机构中国质量认证中心（简称 CQC）、北京鉴衡认证中心有限公司（简称 CGC）和国外权威检测机构莱茵技术（上海）有限公司（简称 TUV 莱茵）、南德认证检测（中国）有限公司（简称 TUV 南德对）、Underwriters

Laboratories Inc.（简称美国 UL）、Canadian Standards Association（简称加拿大 CSA）等六家权威第三方检测机构对投标方供货设备的监造和现场验收结果。

16.1.2.2 招标方还有可能委托经中国合格评定国家认可委员会(CNAS)认证、授权的其他合法第三方检测机构按照技术协议约定对投标方的供货设备进行监造和现场验收，在正式监造和验收前，招标方会通知投标方全程跟踪设备监造和现场验收过程，双方约定无论招投标双方是否参与实际的监造和验收过程，招投标双方均承认经中国合格评定国家认可委员会(CNAS)认证、授权的合法第三方检测机构对投标方供货设备的监造和现场验收结果。

16.1.2.3 招标方将在设备验收过程中对投标光伏并网逆变器成套装置中的电能计量组件进行第三方校准，因投标光伏并网逆变器成套装置中的电能计量组件不准、性能指标达不到技术规范要求、未有效投运等投标方供货和调试等原因所产生的所有改造、第三方再次计量和验收延迟等责任全部由投标方承担。

16.1.2.4 在监造和验收过程中，对于需要提供设备或元器件技术规格表的资料性审查项目，投标方必须给予完全配合，未按要求提供相关技术资料或技术资料提供不全、不实的，按照不合格处理。

16.1.2.5 若选择其他第三方检测机构进行设备监造和现场验收，则招投标双方协商处理。

16.1.2.6 设备监造和现场验收有可能全部执行，也有可能部分执行，投标方应承诺全程配合。

16.1.3 设备现场考核验收和调试期间的问题处理

16.1.3.1 工厂实验并不能保证设备到现场后能够安全稳定的长期运行，投标设备现场全部调试完成后，需经过 60 个自然日的现场考核运行时间，通过考核运行后，方可对设备进行现场验收。投标设备具备现场验收条件后，招标方会提前 3 天通知投标方进行设备验收，如果投标方 3 天内不到，则招标方自行组织验收（一般情况下为委托第三方检测机构进行现场验收）。

16.1.3.2 投标方必须保证所提供的产品为功能完好的优质产品，设备安装完成、具备调试条件后即归招标方所有。设备的调试、考核期是投标方向招标方提供的技术承诺中不可或缺的关键内容，不计入正常的质保时间。

16.1.4 监理和验收依据

严格按照技术规范要求进行设备监理和验收。

16.2 光伏组件部分：

16.2.1 成品抽检标准

16.2.1.1 采用抽样标准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。

16.2.1.2 缺陷分类及定义

缺陷主要分为致命缺陷/重要缺陷/轻微缺陷三类

缺陷定义:

致命缺陷 此类缺陷将导致整个组件功能不能工作或影响系统安装或寿命(例如:组件破裂,无功率输出等)或者电气安全风险(例如:电缆破皮带电体外露,耐压测试失败)或者非认证的物料用在组件上可能导致组件使用寿命缩短。

重要缺陷 此类缺陷将导致组件部分次要功能不能工作或严重的外观缺陷或部分电气参数偏离技术参数要求。

轻微缺陷 此类缺陷通常为不影响功能电气特性和使用寿命的轻微外观或机械缺陷。

16.2.2 产品接受/拒收标准:

1) AQL 值标准

外观及电性能抽检判定标准

序号	检验项目	试验方法	检验水平	抽检不合格率容忍度
1	尺寸与重量	测量	Ⅱ级	<2%
2	外观检查	不低于800勒克斯照度 下目测 IEC61215	Ⅱ级	致命缺陷 0
				重要缺陷 <AQL1.0
				轻微缺陷 <AQL2.5
3	绝缘/耐压/ 湿漏电	IEC61215/ IEC61730	Ⅱ级	0
4	接地连续性	IEC61215/ IEC61730	Ⅱ级	0
5	电性能测试 /EL测试	IEC61215	Ⅱ级	0

16.2.3 实验室抽样检验

为了验证投标组件的安全性能可靠性和寿命,招标方会从供货组件中随机抽样,送至第三方实验室依据 IEC61215 进行测试。

16.2.3.1 常规抽样测试

1) 项目与标准

招标方将从供货组件中随机每种型号组件各抽样1托,实际抽样批次根据项目进度协商解决。抽样组件需由投标方安排送至双方认可的相关方或第三方实验室进

行检测。检测项目为：外观检查、功率检测、EL 检测、绝缘测试、湿漏电流测试。相关测试费用需由投标方承担。组件功率测试值必须保证合同约定的正公差即功率测试值高于标称功率，且该正公差已涵盖测试系统本身的误差，即在评定实测值是否达到标称值时不再考虑测试系统误差。招标方抽样测试不合格的，招标方有权拒收该批组件（允收标准：Ac:0, Re:1），投标方应无偿更换为合格品，并赔偿因更换组件造成的招标方发电量损失及工期延误的相关损失。如招标方同意让步接收功率低于标称值的组件，则投标方应将相应组件降档处理或赔偿招标方因功率不足导致的发电量损失。降档处理指的是：按低于标称功率 5W 的功率值来接收和结算。发电量损失计算方法为：发电量损失= 批次组件数量*不合格率*单块组件功率损失值（千瓦）*25 年*365 天*6 小时*电价（含补贴）。

2) 抽样检验中用于检查的单位样品，若其中有一项不符合规定该单位样品为不合格品，样品中不合格品数小于或等于 Ac, 则该次抽样检验合格，样品中不合格数量大于或等于 Re，则该次抽样检验不合格。

3) 双方可到第三方实验室进行现场见证，如果任何一方未到实验室进行见证，则认为其认可第三方实验室资质和试验结果。

4) 若抽样检验不合格，要求投标方对测试失败原因提供分析报告，整改后进行重新生产，重复抽样测试过程，直至试验合格，若由此造成供货延期，招标方可要求投标方依据相应合同条款进行赔偿，甚至终止合同执行。

16.2.3.2 特殊抽样测试

1) 项目与标准

在组件生产过程中，招标方有权根据 IEC61215 相关鉴定试验的要求及程序，对所供组件进行抽样送第三方检测机构进行检验，抽样应对车间、日期和原材料具有代表性。抽样检验符合 GB2828 规定，采用正常检查一次抽样方案、检验项目、顺序、判别水平、不合格质量水平应符合下表的规定。

表 3.2 特殊测试抽检标准

序号	检验项目	技术要求	判别水平	不合格质量水平	Ac	Re
1	温度系数	IEC61215 测试要求	I 级	10	0	1
2	NMOT					
3	低辐照度电性能					
4	室外暴晒试验					
5	热斑耐久测试					

6	紫外预处理试验+热循环					
7	湿冻试验					
8	引线端子强度测试					
9	湿热试验					
10	绝缘和湿漏电测试					
11	机械载荷					
12	PID 测试					

2) 抽样检验中用于检查的单位样品, 若其中有一项不符合规定该单位样品为不合格品, 样品中不合格品数小于或等于 A_c , 则该次抽样检验合格, 样品中不合格数量大于或等于 R_e , 则该次抽样检验不合格。

3) 投标方可到第三方检测机构进行现场见证, 如果投标方未到实验室进行见证, 则认为投标方认可招标方确定的第三方检测机构资质和试验结果, 相关的检测费用需由投标方承担。

4) 第三方检测机构双方可根据协商从 TUV 莱茵、CPVT 测试机构中共同选择双方认可的测试机构进行测试。

5) 若抽样检验不合格, 招标方可要求对组件进行退换货, 投标方对造成的运输费用、安装费用、辅材及电站发电量损失承担全部责任。

16.2.4 买卖双方在合同约定的质保期起算日期一年内 (即质保期第一年), 共同组织对现场组件抽样送往双方认可的相关方或第三方测试单位进行功率测试, 相关的检测费用需由投标方承担。测试前双方应确认样品无异常, 如功率衰减 (不考虑测量系统误差) 超出本协议约定, 招标方有权延长质保金支付期, 并且投标方需赔偿招标方由此所产生的相关损失。

第 17 章 图纸、资料的审查与提交

17.1 投标方应向招标方提供的图纸

投标方完成设计后应向招标方完整的全套的设计方案及图纸, 招标方书面认可后方可进行供货及安装施工。

17.1.1 除本节所列图纸数据外, 随工程进度或电站需要所必须的其它图纸数据应随时填补, 所增加的部分, 投标方有义务提供并不得另增费用。

17.1.2 投标方提供的所有正式图纸及技术文件须加盖投标方单位公章。

17.1.3 所有进口设备及元器件均应提供完整的中文资料。当所有规定的文件全部提交, 招标方签发一份交接证明给投标方, 否则, 将认为该项工作未完全完成。

17.1.4 技术协议签订后,投标方应在5个工作日内向招标方及工程设计单位提供如下图纸和资料以供招标方及工程设计审查:

设计依据,计算成果,外形图和详图;工厂组装和试验程序;搬运、贮存、安装、运行和维修说明书;安装检查、现场试验和试运行的现场调试程序;设备材料清单;接线和控制原理图;产品样本和介绍;本条以及技术规范其它各节中所列出的产品性能和试验报告;基础开孔开洞尺寸图;设备的重量、震动承受能力等资料。上述各项图纸数据,投标方应向招标方提供2套纸质版和电子版1套。

17.1.5 投标方应在提供合同设备的每个主要组装件或部件的设计图纸时,提交设备清单交招标方批准。清单应包括本工程项目涉及的设备和辅助设备的原产地、制造厂名,以及说明书、部件编号、额定值、性能特性和能使招标方得到备件所必需的其他有用资料。招标方应在3个工作日内给出审查确认意见。

17.1.6 投标方应在招标方审查结束后的3个工作日内向招标方提供满足上述要求的所有最终工厂图纸。投标方应将上述每项图纸数据向招标方提供6套及配套光盘1套。图纸应以AutoCAD 2007图形的文件格式(字体为gbcbig)、技术文件应以Word 2007的文档格式提供电子版。

17.1.7 投标方随设备到货提供的图纸和数据

下列图纸和数据应随设备到货;投标方应向招标方提供8套图纸数据及配套光盘1套:

现场调试试验大纲、经买卖双方最终确认的图纸数据、招标方及工程设计单位需要的其它图纸和数据、各参数整定范围说明书、设备运行和操作说明书、详细的设备清册及使用说明书、故障检查及修复说明书、厂内产品检查及设备试验记录、产品合格证和质保卡、按规定应随设备到货的有关图纸资料、详细而准确的成套设备基础建议图;详细而准确的成套设备暖通设计建议图(土建式光伏并网逆变器室的防风沙技术方案和通风散热技术方案,集装箱式兆瓦房需提供基础及通风防沙建议图);详细而准确的成套设备安装说明书及施工图(必须包含成套设备的起吊、总重量和重心等信息);详细而准确的成套设备内部布置图;详细而准确的成套设备电气系统图、成套设备二次(通信)系统图、成套设备接地系统图、详细而准确的成套设备总电气输入、输出接口图并注明接口的物理位置;详细而准确的成套设备对外通信接口图并注明接口的物理位置;详细而准确的动力配电箱图纸并注明动力配电箱及其电气支路的物理位置;成套设备整体效果图;详细而准确的成套设备前、后、左、右视图、俯视图、仰视图、横向和纵向剖面图;详细而准确的成套设

备前、后、左、右视图、俯视图、仰视图的清晰真实照片（应包含成套设备开门和关门两种状态下的清晰真实照片，直流配电柜和光伏并网逆变器、兆瓦房、动力配电箱等应分别按要求提供照片）、其它需要的图纸资料。

17.1.8 为保证投标成套设备的性能得到充分发挥、长期可靠性得到有效保证，投标方必须针对投标成套设备认真仔细的设计投标成套设备建议的安装形式和设计提资图纸。

17.1.9 投标方必须对所提供资料的正确性、准确性、有效性做出承诺并加盖投标单位公章。

17.1.10 招标方的审查并不能免除投标方为满足合同文件和保证各部件安装时正确配合应负的责任。

17.2 设计联络

17.2.1 为协调设备设计制造、工程设计及其它方面的工作，以保证合同有效、顺利地实施，招标方和投标方计划召开一次设计联络会，投标方应按要求参加招标方的设计联络会，设计联络会期间投标方的所有费用由投标方承担。

17.2.2 无论招标方是否召开设计联络会，投标方都有责任根据自身产品特点主动向设计院和招标方提供充分全面的设计输入资料，由于投标方没有及时提供资料或设计联络会时提供资料不充分等原因所产生的一切后果由投标方负责并承担所有损失。

有关设计联络的计划、时间、地点和内容要求由招投标双方商定。

设计联络计划表（商定后填写）

序号	设计联络内容	计划人天数	时间	地点

第 18 章 培训

18.1 为保证合同设备的正常运行，投标方应安排对招标方人员的技术培训，培训包括工厂培训和现场培训，培训的具体细节由招、投标双方商定。

18.2 投标方应指派熟练、称职的技术人员，对招标方技术人员进行指导和培训，并解释本合同范围内所有技术问题。技术培训技术资料由投标方负责整理及编制。

18.3 投标方应保证招标方技术人员在不同岗位工作和受训，使他们能够了

解和掌握设备的操作、检验、修理和维护等技术。投标方应保证招标方的受训人员在培训结束后将培训的全部文件和笔记带回。

18.4 培训期间，投标方应向招标方技术人员提供相关的试验仪表、工具、技术文件、图纸、参考数据、工作服、安全用品和其它必须品，以及适当的办公室。

18.5 投标方应随投标书提供一份对招标方技术人员的培训大纲，包括时间、计划、地点、要求等。投标方应在合同签订后 7 个自然日内，将初步培训计划提交给招标方审查。

培训计划和内容列表（由双方商定后填写）

姓名	职务	培训内容	计划人日数	地点	备注

18.6 培训开始前，投标方应向招标方技术人员详细阐明与工作有关的规定和注意事项。在得到招标方所有参训人员的培训效果认可签字后，培训结束。培训结束后，投标方应给招标方出具证书，以证明培训结束。

第 19 章 包装、运输及储存

为了提高本期工程可靠性提出对运输、存储等方面的基本要求。提供的具体方案如下：

19.1 包装及标识

所提供的设备包装适宜相应的运输条件，保证设备无损坏地安全到达施工现场。投标方对包装不善所引起的锈蚀、破损、丢失负责。每一包装箱内有一份详细装箱单。

随机备品备件和专用工具单独装箱，并在包装外打上明显的标识，运至招标方指定的地点。

1) 包装标志

变频调速系统包装箱外部具有符合 GB 191 规定的标志并注明：

- a) 产品型号、名称及出厂序号；
- b) 产品净重及含包装箱的毛重；
- c) 收货单位的名称和地址；
- d) 制造厂的名称和地址；

- e) 包装箱外形尺寸;
- f) 包装日期;
- g) “向上”、“怕雨”和“由此吊起”的标志;
- h) 堆码层数极限为 3。

2) 包装要求

采用对产品无污染的塑料袋包装产品,然后将他们放入木箱内,箱内应有衬垫防震,保证产品在运输存放过程中不受机械损伤,并有防雨、防尘能力。

19.2 运输及保管

投标方在合同规定的交货期前 10 天,通知招标方,准备发运日期、储运特殊要求和注意事项。

在运输设备时,采用必要的绑扎紧固措施。投标方对由于未将设备正确地扣紧、包装和固定而造成的设备损伤负责。

设备在运输过程中,如遇损坏和丢失,由投标方办理索赔事宜,并负责缺损件的及时补充供应,保证工期。

19.3 交货

如因招标方提供的资料拖期或中途变更设计和制造要求,允许投标方相应延期交货。

设备到货后,买卖双方进行货物清点,在确定货物完好无损后,招标方的授权代表将与投标方的代表共同签署“接货单”,双方各持一份。如发现货物有破损或丢失,投标方将及时通知保险公司和承运部门进行索赔。

投标方向招标方提供以下单据:

制造厂出具的数量、质量证明书以及检验报告书

装车通知书

运输部门出具的单据

投标方向招标方提供设备的有关技术资料。

19.4 贮存

产品应贮存在合适的环境中,不得暴晒及淋雨,应存放在空气流通、周围介质温度在 $-25\sim+55^{\circ}\text{C}$ 范围内,相对湿度范围 $5\sim90\%(+40^{\circ}\text{C})$,大气压力范围 $86\text{kPa}\sim106\text{kPa}$ 及无腐蚀性气体的仓库中。

第三卷

第八章 资格后审申请文件及投标文件格式

附件一：资格后审申请文件格式

_____（项目名称）设计施工总承包

资格后审申请文件

项目编号：即公建【2021】 号

申请人：_____（盖单位章）

法定代表人或其委托代理人：_____（签字）

_____年_____月_____日

目 录

1. 法定代表人身份证明或授权委托书
2. 联合体协议书（限联合体投标用）
3. 承诺书
4. 信用承诺书
5. 投标人提交的资格审查资料一览表
6. 资格后审申请证明材料复印件
7. 工程业绩中标公示模板

1. 法定代表人身份证明

投 标 人：

单位性质：

地 址：

成立时间：_____年____月____日

经营期限：

姓 名：_____性 别：

年 龄：_____职 务：

系_____（投标人名称）的法定代表人。

特此证明。

附：法定代表人身份证复印件

投标人：_____（盖单位章）

_____年____月____日

授权委托书

本人_____（姓名）系_____（投标人名称）的法定代表人，现委托_____（姓名）为我方代理人。代理人根据授权，以我方名义签署、澄清、说明、补正、递交、撤回、修改（项目名称）资格后审文件有关事宜，其法律后果由我方承担。

委托期限：

代理人无转委托权。

附：法定代表人授权委托书身份证明

投 标 人：_____（盖单位章）

法定代表人：_____（签字）

身份证号码：

委托代理人：_____（签字）

身份证号码：

_____年____月____日

2. 联合体协议书（限联合体投标用）

_____（所有成员单位名称）自愿组成联合体，共同参加_____（项目名称）投标。现就联合体投标事宜订立如下协议。

1、_____（某成员单位名称）为联合体牵头人。

2、联合体牵头人合法代表联合体各成员负责本招标项目投标文件编制和合同签订活动，并代表联合体提交和接收相关的资料、信息及指示，并处理与之有关的一切事务，负责合同实施阶段的主办、组织和协调工作。

3、联合体将严格按照招标文件的各项要求，递交投标文件，履行合同，并对外承担连带责任。

4、联合体各成员单位内部的职责分工如下：_____。

5、本协议书自签署之日起生效，合同履行完毕后自动失效。

6、本协议书一式_____份。

牵头人名称：_____（公章）

法定代表人：_____（签字或盖章）

成员名称：_____（公章）

法定代表人：_____（签字或盖章）

_____年_____月_____日

3. 承诺书

（招标人名称）：

我方在此声明，我方拟派往_____（项目名称）（以下简称“本工程”）的项目负责人_____（项目负责人姓名）现阶段没有担任任何在施建设工程项目的项目负责人。

我方保证上述信息的真实和准确，并愿意承担因我方就此弄虚作假所引起的一切法律后果。

特此承诺。

投标人：_____（盖单位章）

法定代表人或其委托代理人：_____（签字）

_____年_____月_____日

4. 信用承诺书

在_____项目投标过程中，本单位郑重承诺：

- （一）对提供资料的合法性、真实性、准确性和有效性负责；
- （二）严格按照国家法律、法规和规章开展相关活动，全面履行应尽的责任和义务，接受行政主管部门的监督管理；
- （三）自我约束、自我管理、维护正常招投标秩序，不参与不正当竞争；
- （四）严格遵守信息公示相关规定；
- （五）同意将自身信用信息和信用承诺纳入即墨区信用信息共享平台；
- （六）违背承诺约定将承担违约责任，并接受法律法规和相关部门规章制度的惩戒和约束。

投标人（盖章）：

承诺日期：____年____月____日

5. 投标人提交的资格审查资料一览表

申请人名称（加盖公章）：

项目负责人：

审查阶段	资料名称	审查项目	提交资料内容及说明
初步审查	法定代表人身份证明或授权委托书 (若为联合体投标, 需提供联合体协议书、联合体牵头人法定代表人身份证明或授权委托书)	法定代表人身份证明加盖单位章; 或授权委托书加盖单位章并有法定代表人签字或盖章	
	法定代表人或其授权委托人身份证	与携带的本人身份证原件一致	
详细审查	营业执照副本(若为联合体投标, 联合体双方均应提供)	单位名称	
	设计资质证书副本	单位名称	
		专业及资质等级	
	安全生产许可证副本(或加盖投标人公章的电子证书彩色打印件)	单位名称	
		有效期限	
	加盖投标人公章的新版施工资质证书副本复印件	单位名称	
		专业及资质等级	
	设计负责人注册电气工程师证书	专业及等级	
		单位缴纳劳动保险证明材料或劳动合同	
	项目经理的注册建造师证书	专业及资格等级	
		出具部门	
	项目经理的安全生产考核合格证(B 证) (或加盖投标人公章的电子证书彩色打印件)	专业及资格等级	
		出具部门	
	联合体协议书原件及加盖牵头人公章的复印件	仅联合体投标单位提供	
	企业回避说明	是否回避	
备注	本列由申请人根据提交的资料如实填写	/	

注: 申请人应按要求填写完整、准确无误, 如无所列情况填写: 无, 不得漏填。否则, 由此造成的不利于申请人的一切后果, 责任自负。

6. 资格后审申请材料复印件

7. 工程业绩中标公示模板

项目名称：_____

中标单位名称（加盖公章）：_____

中标公示官方中文网站名称：_____

中标公示官方中文网站网址：_____

中标公示截图：_____



附件二：投标文件格式

_____（项目名称）设计施工总承包

投 标 文 件
（商务标书）

项目编号：即公建【2021】 号

投标人：_____（盖单位章）

法定代表人或其委托代理人：_____（签字）

_____年_____月_____日

目 录

1. 投标函
2. 法定代表人身份证明或附有法定代表人身份证明的授权委托书
3. 项目管理机构人员配备
4. 主要项目管理人员简历表
5. 承诺书
6. 存在控股、管理关系单位明细
7. 投标保证金电汇回单（银行保函或保险保函或电子保函）
8. 其他需提交的材料

1. 投标函

致：_____（招标人名称）：

1. 我方已仔细研究了_____（项目名称）招标文件的内容，愿意以设计投标费率（大写）____（小写____%），施工降造率（大写）____（小写____%），项目经理____，设计负责人____，按合同约定实施和完成设计施工总承包工程，修补工程中的任何缺陷，实现工程目的。

2. 我方承诺在招标文件规定的投标有效期内不修改、撤销投标文件。

3. 如我方中标，我方承诺：

（1）在收到中标通知书后，在中标通知书规定的期限内与贵方签订合同。

（2）我方承诺按照招标文件规定向贵方递交履约担保。

（3）在合同约定的期限内完成并移交全部合同工程。

4. 我方在此声明，所递交的投标文件及有关资料内容完整、真实和准确，不存在第二章“投标人须知”第 1.4.3 项、第 1.4.4 项和第 1.4.5 项规定的任何一种情形。

5. 我方在此承诺，未参与任何形式的“围标串标”、以他人名义或者以其他方式弄虚作假投标。

6. _____（其他补充说明）。

投 标 人：_____（盖章）

法定代表人或其授权的代理人：_____（签字或盖章）

_____年____月____日

2. 法定代表人身份证明

投 标 人：

地 址：_____成立时间：_____年____月____日

经营期限：

姓 名：_____性 别：

年 龄：_____职 务：

系_____（投标人名称）的法定代表人。

特此证明。

附：法定代表人身份证复印件

投标人：_____（盖单位章）

_____年____月____日

2. 授权委托书

本人_____（姓名）系_____（投标人名称）的法定代表人，现委托_____（姓名）为我方代理人。代理人根据授权，以我方名义签署、澄清、说明、补正、递交、撤回、修改_____（项目名称）投标文件、签订合同和处理有关事宜，其法律后果由我方承担。

委托期限：

代理人无转委托权。

附：法定代表人授权委托书身份证复印件

投 标 人：_____（盖单位章）

法定代表人：_____（签字）

身份证号码：

委托代理人：_____（签字）

身份证号码：

_____年_____月_____日

3. 项目管理机构

项目管理机构组成表

在本项目拟任职务	姓名	职称	注册证书或职业资格证书					备注	
			证书名称	级别	证号	专业	养老保险		
									最低配备要求
									额外增加

备注：项目管理机构主要包含设计项目管理机构和施工项目管理机构。

投标人：（盖章）

4. 主要项目管理人员简历表

岗位名称：

姓 名		拟在本工程任职	
性 别		学历和专业	
注册（职业） 资格证书名称		职 称	
注册（职业） 资格证书编号		工作年限	
养老保险			
主 要 业 绩 及 担 任 的 主 要 工 作			

主要项目管理人员应附注册证书（职业资格证书或职称证书）、身份证、养老保险或劳动合同复印件。

5. 承诺书

_____（招标人名称）：

我方在此声明，我方拟派往_____（项目名称）（以下简称“本工程”）的项目负责人_____（项目负责人姓名）现阶段没有担任任何在建工程项目的项目负责人。

我方保证上述信息的真实和准确，并愿意承担因我方就此弄虚作假所引起的一切法律后果。

特此承诺

投标人：_____（盖单位章）

法定代表人或其委托代理人：_____（签字）

_____年_____月_____日

6. 存在控股、管理关系单位明细

序号	单位名称	企业间关系描述	备注

投标人：（盖章）

7、投标保证金电汇回单（银行保函或保险保函或电子保函）

用电汇方式缴纳投标保证金的应附银行电汇回单复印件；采用银行保函形式缴纳投标保证金的应附银行保函和公证书复印件；采用保险保函形式缴纳投标保证金的应附保险机构出具的保险保函复印件。采用电子保函方式缴纳投标保证金的应附电子版保函复印件。

8. 其他材料

附件三 技术部分要求

一、承包人设计部分主要内容：

- 1) 总体构思及设计纲要；
- 2) 设计质量保证措施；
- 3) 设计进度安排；
- 4) 设计投资控制措施；
- 5) 设计服务保证措施；
- 6) 拟采用的新技术、新工艺、新材料（建筑废弃物再生产品）。

二、承包人实施方案部分主要内容：

- 1) 项目总体概述
- 2) 施工进度各阶段进度保证措施
- 3) 劳动力与机械设备投入计划及保证措施
- 4) 材料组织情况、投入计划及其保证措施
- 5) 对工程重点、难点的分析及解决方案
- 6) 安全文明施工保证措施
- 7) 质量保证措施
- 8) 与发包人、监理及设计单位的配合措施
- 9) 质保期方案、措施及服务保证承诺

三、技术标书编制要求说明：

字体（号）：目录及正文使用三号仿宋体，各章节的图表内文字使用五号宋体，页码使用五号宋体，所有字体不得加粗、加黑、倾斜、加下划线，不得使用彩色字体。

排版：目录及正文每页 28 行，每行 28 字，目录不编制页码。正文的标题及内容首行应顶格起。

页眉：不得出现页眉。

页脚：只准出现页码，页码从正文编起，标注于页面底部居中位置，页码不在 28 行内。

实施方案各章节的图表（包括平面图、横道图、网络图、劳动力计划、机械、材料、计划等主要图表）统一装订在承包人实施方案部分的最后，按正文页码次序依次编制页码，可使用 A3 纸打印（单面打印），但须 A3 纸短边折成 A4 大小装订。

注：技术标书封面见下页

青 岛 市 即 墨 区 建 设 工 程 投 标

技 术 标 书

QDXS[2021]169

目录

设计部分

一、XXXX	X
1XXXX	X
1. 1XXXX	X
1. 1. 1XXXX	X
.	
.	
3XXXX	X
.	
.	
二、XXXX	X
1XXXX	X
1. 1XXXX	X

实施方案部分

一、XXXX	X
1XXXX	X
1. 1XXXX	X
1. 1. 1XXXX	X
.	
.	
3XXXX	X

二、 XXXX.....X

1XXXX.....X

1. 1XXXX.....X