

招标编号：ZJTY-2026-05-07-002

黄花滩项目 480MW/960MWh、红砂岗项目
420MW/840MWh 储能系统项目
招 标 文 件

招标人：甘肃古浪陇电入浙黄花滩能源有限公司，甘肃民勤陇电入浙
红砂岗能源有限公司

招标代理机构：浙江天音管理咨询有限公司（公章）

2026 年 05 月 07 日

第一章 招标公告/投标邀请函

黄花滩项目 480MW/960MWh、红砂岗项目 420MW/840MWh 储能系统招标公告

黄花滩项目 480MW/960MWh、红砂岗项目 420MW/840MWh 储能系统已具备招标条件，招标人为甘肃古浪陇电入浙黄花滩能源有限公司，甘肃民勤陇电入浙红砂岗能源有限公司，委托代理机构为浙江天音管理咨询有限公司，资金来源已落实，现采用公开招标资格后审方式进行采购。

一、本次招标内容

1. 黄花滩项目：甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目配套 480MW/960MWh 储能系统（储能电池采用磷酸铁锂电池）所需全套设备的供货，包含出厂试验并负责交货到项目现场，负责指导现场安装，负责调试及相关技术服务。

2. 红砂岗项目：甘肃民勤陇电入浙红砂岗 120 万千瓦光伏项目配套 420MW/840MWh 储能系统（储能电池采用磷酸铁锂电池）所需全套设备的供货，包含出厂试验并负责交货到项目现场，负责指导现场安装，负责调试及相关技术服务。

二、投标资格条件、要求

1. 是能够独立承担民事责任的法人，或其他组织。

2. 至投标截止时间前 36 个月内，投标人存在以下情形之一的，不得参与本项目投标：

（1）经中国裁判文书网（网址：<http://wenshu.court.gov.cn>）检索确认，存在行贿罪、单位行贿罪、对单位行贿罪、对有影响力的人行贿罪、介绍贿赂罪（以下简称“行贿犯罪”）生效判决记录的；（2）投标人持有人民法院行贿犯罪的生效判决文书的；（3）经司法机关（法院、检察、公安）核实存在生效行贿犯罪判决的；（4）经其他途径确认投标人有行贿犯罪记录的。投标人提交《无行贿犯罪记录承诺函》，并附中国裁判文书网“单位全称 + 曾用名（如有）”检索截图（需显示检索时间、检索关键词、无对应犯罪记录结果）。

3. 在国家企业信用信息公示系统（网址：<https://www.gsxt.gov.cn/>）中列入严重违法失信企业名单的，不得参与本项目投标。

4. 在“中国执行信息公开网”网站（网址：<https://zxgk.court.gov.cn/>）、“信用中国”网站（网址：www.creditchina.gov.cn）或在“信用浙江”网站（网址：<https://credit.zj.gov.cn/>）中列入失信被执行人名单的，不得参与本项目投标。

5. 投标人在浙江省能源集团有限公司及其下属公司存在“不良行为”，被列入浙能集团供应商“黑名单”或作“暂停使用”处置的，且该处置仍在有效期内，不得参与本标段投标。

6. 投标人的法定代表人被列入浙能集团“人员黑名单”的，且该处置仍在有效期内，该投标人不得参与本标段投标。

7. 投标人自 2023 年 1 月 1 日(时间以合同签订日期为准)至投标截止日,具有累计 1GWh 及以上的源网侧(不含用户侧)磷酸铁锂储能整套系统合同业绩(且合同业绩中至少具有 2 个及以上的单个项目容量不低于 100MW/200MWh)(业绩证明材料要求提供合同复制件,合同复制件至少包含首页、签字盖章页和能体现供货范围及设备容量的页面,证明材料所能承载的证明内容应符合业绩要求的具体表述)。

是否接受联合体投标: 否。

三、招标文件获取

1. 未取得“浙能集团智慧供应链一体化平台”用户名和密码的潜在投标人,请前往“浙能集团智慧供应链一体化平台”(<https://zsrn.zjenergy.com.cn/>)进行注册备选供应商或浙能供应商,并下载“浙江能源投标管家”,凭本企业用户名和密码登录“浙江能源投标管家”购买招标文件后,可下载招标文件和补充(答疑、澄清)、修改文件。

2. 招标文件下载时间: 2026 年 05 月 07 日 09 时 00 分至 2026 年 05 月 13 日 17 时 00 分。

四、投标文件递交

1. 投标文件递交的截止时间(投标截止时间,下同)为 2026 年 05 月 26 日 09 时 30 分,投标人应在截止时间前通过“浙江能源投标管家”递交电子投标文件。

2. 本项目通过“浙江能源投标管家”进行远程开标,投标人无需至开标现场。

3. 逾期上传的投标文件,“浙能集团智慧供应链一体化平台”将予以拒收。

五、公告发布媒介

本次招标公告同时在浙能集团智慧供应链一体化平台,中国招标投标公共服务平台,中国采购与招标网,政采云上发布。

六、监督部门

监督部门: 浙能集团招投标管理部

邮箱: ts@zntianyin.com

投诉电话: 400-0571515

工作时间: 周一至周五 9:00--11:30, 13:00--16:30

七、联系方式

招标人: 甘肃古浪陇电入浙黄海滩能源有限公司, 甘肃民勤陇电入浙红砂岗能源有限公司

联系人: 华小雷, 胡明月

联系电话: 13566905313, 19893556050

招标代理机构：浙江天音管理咨询有限公司

招标代理地址：杭州市拱墅区华浙广场 1 号华浙大厦 906 室

招标文件出售、平台操作，客服联系电话：400-0571515

注：（1）各投标人需使用 CA 方可完成网上投标，由于办理 CA 需要较长时间，建议需要办理的投标人尽早办理，以免影响投标。CA 网上自助申报地址：<https://zsrcm.zjenergy.com.cn/zjnycms/webfile/goCA.html>，各投标人可自由选择申请办理实体 CA 或扫码 APP。

（2）递交投标保证金时，需引用相等金额的银行流水，若递交多个标段保证金的，请按规定金额分别汇款。

（3）浙江能源投标管家、操作手册下载地址：<https://zsrcm.zjenergy.com.cn/zjnycms/helpNew.html?math=4#>。

（4）各单位注册备选供应商无需缴纳会员费，审核通过后可参与招标代理公司发布的公开采购（招标、竞谈、询价等）项目，注册审核周期一般为 1 个工作日；注册浙能供应商需缴纳会员费 500 元/年，审核通过后可参与招标代理公司发布的公开采购（招标、竞谈、询价等）项目，以及业主单位发布的非招寻源采购项目，注册通过后如未缴纳会员费则自行转为备选供应商，注册审核周期一般为 3 个工作日。

招标代理机构项目负责人：万锦然（签名）

招标代理机构：（公章）

2026 年 05 月 07 日

第二章 投标人须知前附表及投标人须知

第一节 投标人须知前附表

条款号	条款名称	编列内容
1.1.2	招标人	<p>名称：甘肃古浪陇电入浙黄花滩能源有限公司，甘肃民勤陇电入浙红砂岗能源有限公司</p> <p>联系人： 华小雷， 胡明月</p> <p>电话： 13566905313， 19893556050</p>
1.1.3	招标代理机构	<p>名称：浙江天音管理咨询有限公司</p> <p>地址：杭州市拱墅区华浙广场1号华浙大厦906室</p> <p>联系人：万锦然</p> <p>电话：0571-87897217</p> <p>邮箱：WANJINRAN@ZNTIANYIN.COM</p>
1.1.4	采购项目名称	甘肃古浪陇电入浙黄花滩200万千瓦光伏项目
1.1.5	项目建设地点	甘肃省,陇南市,市辖区
1.2.1	资金来源及比例	企业自筹
1.2.2	资金落实情况	已落实
1.3.1	招标范围	<p>1. 黄花滩项目：甘肃古浪陇电入浙黄花滩200万千瓦光伏项目配套480MW/960MWh储能系统（储能电池采用磷酸铁锂电池）所需全套设备的供货，包含出厂试验并负责交货到现场，负责指导现场安装，负责调试及相关技术服务。</p> <p>2. 红砂岗项目：甘肃民勤陇电入浙红砂岗120万千瓦光伏项目配套420MW/840MWh储能系统（储能电池采用磷酸铁锂电池）所需全套设备的供货，包含出厂试验并负责交货到现场，负责指导现场安装，负责调试及相关技术服务。</p>
1.3.2	交货期及进度要求	<p>1. 黄花滩：2026年9月10日完成190MW/380MWh交货，2026年10月10日前全部供货完成；</p> <p>2. 红砂岗：2026年7月20日完成首批50%交货，2026年8月20日前全部供货完成。</p> <p>具体交货批次以各项目公司书面通知为准。</p> <p>（具体要求详见第五章 技术标准和要求）</p>

条款号	条款名称	编列内容
1.3.3	交货地点	详见合同条款
1.3.4	质量要求	具体要求详见第五章 技术标准和要求
1.4.1	投标人资格条件、要求	见招标公告内容
1.4.2	是否接受 联合体投标	<input checked="" type="checkbox"/> 否 应满足下列要求：
1.9.1	投标预备会	<input checked="" type="checkbox"/> 不召开 <input type="checkbox"/> 召开，召开时间：____ 召开地点：____
1.9.2	投标人在投标预备会前 提出问题	同 2.2.1 投标人要求招标文件的截止时间形式
1.9.3	招标文件澄清发出形式	同 2.2.1 投标人要求招标文件的澄清、修改、补充
1.10.1	分包	<input checked="" type="checkbox"/> 否 要求如下：
1.11.2	偏差	<input type="checkbox"/> 不允许 <input checked="" type="checkbox"/> 允许，要求如下：投标人对招标文件有偏差，若评标委员会认定该偏差属于实质性内容，则否决其投标；若评标委员会认定为非实质性偏差，有权对投标价格进行调整或在评标分数作相应体现。
2.1	构成招标文件的其他资料	/
2.2.1	投标人要求澄清招标文件的 截止时间与形式	时间：2026 年 05 月 18 日 16 时 30 分
		形式：潜在投标人应通过“浙江能源投标管家”-“本标段项目-澄清疑问-我的问题”，在线提出。
2.2.2	招标文件 澄清、修改、补充	<p>一、澄清、补充、修改的内容影响投标文件编制的，招标人将在投标截止时间 15 日前，通过“浙能集团智慧供应链一体化平台”通知所有购买招标文件的投标人，不足 15 天的，招标人将顺延递交投标文件的截止时间。</p> <p>澄清、补充、修改的内容不影响投标文件编制的，将在投标文件递交截止时间 3 天前，以上款相同的形式发布。</p> <p>二、潜在投标人应自行关注“浙江能源投标管家”-“本标段项目</p>

条款号	条款名称	编列内容
		的澄清疑问-澄清补疑”进行查阅下载，招标人不再一一通知。投标人因自身贻误行为导致投标失败的，责任自负。
3.1.1	构成投标文件的其他资料	<input type="checkbox"/> 样品（如需），样品要求：____；（种类、型号规格、数量） <input type="checkbox"/> 演示视频/Demo（如需），演示视频/Demo 要求____； 投标人认为有必要提供的其他材料。
3.2.4	最高投标限价	是否设置最高限价： <input checked="" type="checkbox"/> 否 最高投标限价或其计算方法： <input type="checkbox"/> 本次招标最高投标限价为：____万元。 <input type="checkbox"/> 在投标截止时间____日前以补充文件的形式公布。 <input type="checkbox"/> 本次招标最高投标限价的计算方法：____
3.2.5	投标报价的其他要求	投标总价为多种税率报价合计的，须对各项报价注明增值税率。
3.3.1	投标有效期	90 天
3.4.1	投标保证金	<input type="checkbox"/> 不要求递交投标保证金。 <input checked="" type="checkbox"/> 要求递交投标保证金。 一、投标保证金的金额：80 万元。 二、投标保证金有效期：投标保证金有效期与投标有效期一致。 三、投标人须在投标截止时间前通过“浙江能源投标管家”递交本标段的投标保证金，完成保证金关联。若未完成保证金递交的，则会影响商务标的递交。以本文件规定以外形式递交的投标保证金的或未在规定时间内通过“浙江能源投标管家”成功关联投标保证金的，视为未递交投标保证金。 四、投标保证金的缴存方式：电汇、网银或保证保险。 （一）电汇、网银方式缴纳投标保证金流程 1. 登陆“浙江能源投标管家”，进入本标段，在“投标-投标保证金”页面中，点击“关联流水”支付本标段的保证金，完成支付后，下载回执，放入投标文件中。 备注：银行流水说明 （1）通过电汇或网银的形式从投标单位基本账户汇至其在“浙能智慧供应链一体化平台”的指定账号（汇款账号须与注册时所留的基本户信息一致），且与保证金金额一致的银行流水才可用于递交投标保证金。汇款信息如下： 账户名称：浙江天音管理咨询有限公司

条款号	条款名称	编列内容
		<p>开户行：工商银行杭州市分行西湖支行</p> <p>银行帐号：1202 0204 1990 0157 384</p> <p>（二）保证保险方式缴纳流程（购买保险的费用须从基本账户支出）</p> <p>1. 登陆“浙江能源投标管家”，进入本标段，在“投标-投标保证金”页面中，点击“申请保函”后，自行选择保险公司进行投保。保单购买成功后，在“投标-投标保证金”页面中，点击“保函信息”，下载保证金回执，放入投标文件中。备注：</p> <p>（1）保险责任开始前，投保人符合退保要求的，请按《投标保证保险保险单及保险条款》要求及时办理退保手续。投保人可登陆“浙江能源投标管家”，进入本标段，在“投标-投标保证金”页面中，点击“退回保函”申请退回保险费用，保险公司按《投标保证保险保险单及保险条款》要求收取一定比例的退保手续费。投保人未及时办理退保手续的，导致无法退回保险费用的，投保人自行负责。</p> <p>（2）若投标人存在相关法律法规及招标文件规定的投标保证金可不予退还的情形，被保险人可向保险人提出索赔，保险人在接到被保险人索赔通知后，在保险责任确定前先行支付保险理赔金额至被保险人指定账户，同时保险人有权向投保人进行追偿。</p> <p>被保险人指定账户名称：浙江天音管理咨询有限公司</p> <p>被保险人指定账户账号：1202002119100068952</p> <p>被保险人指定账户开户行：中国工商银行杭州白马支行</p> <p>（3）招标人指定浙江天音管理咨询有限公司作为本标段的被保险人（受益人），并委托其办理相关索赔事宜；浙江天音管理咨询有限公司在扣除相关招标代理服务费等后，剩余索赔金额退还招标人。</p> <p>（4）保险责任开始后，保险费用不再退回。</p> <p>（三）重新招标项目，参与投标的投标人仍需按上述规定要求重新递交投标保证金。</p> <p>招标人授权采购代理机构浙江天音管理咨询有限公司全权负责投标保证保险的相关事宜，包括但不限于保险理赔等。</p>
3.4.2	投标保证金的退还	<p>一、投标保证金退还（电汇或网银形式）</p> <p>（一）投标保证金退还（沿原路退回交款账户）</p> <p>1. 未中标的投标人投标保证金在招标结果通知书发出后5日内退还。</p>

条款号	条款名称	编列内容
		<p>2. 中标人的投标保证金在中标人签订书面合同后 5 日内退还。招标代理服务费默认在中标人的投标保证金中扣除，差额部分在签订书面承包合同后 5 日内退还。</p> <p>3. 若招标人终止招标并且已实际收取投标保证金的，在招标人通知投标人终止招标之日起 5 日内向所有投标人退还投标保证金。</p> <p>4. 投标人在投标截止时间前书面通知招标人撤回已递交投标文件或放弃投标，招标人已收取投标保证金的，在开标后，收到投标人撤回保证金的书面通知后 5 日内退还。</p> <p>5. 投标人汇款后，由于各种原因未与标段关联成功的，收到投标人书面通知后 5 日内退还。</p> <p>6. 投标保证金有效期到期前，招标人认为有必要延长投标有效期的，应在投标有效期内将希望延长有效期的意向书面通知所有投标人。投标人同意延长的，投标保证金有效期按延长后计算。</p> <p>7. 投标保证金退还时，投标人开具保证金利息发票后，同时退还银行同期存款利息。</p> <p>（二）联系人及联系方式：</p> <p>联系单位：浙江天音管理咨询有限公司</p> <p>联系电话：400-0571515</p> <p>联系地址：杭州市拱墅区华浙广场 1 号华浙大厦 1107 室</p>
3.4.3	投标保证金 可不予退还的情形	<p>投标保证金可不予退还的情形：</p> <p>（一）投标人在投标有效期内撤销或修改其投标文件的。</p> <p>（二）中标人无正当理由不与招标人订立合同，或在签订合同时向招标人提出附加条件，或未按招标文件要求提交履约担保的。</p> <p>（三）投标人在投标过程中串通投标或弄虚作假的。</p> <p>（四）合同签署后，中标人无正当理由不按招标文件要求支付招标代理服务费的。</p> <p>出现上述不予退还情形的，招标人告知投标人后，可不再退还给投标人投标保证金。投标人采用保证保险方式缴纳保证金的，则由保险人代位行使被保险人对投保人请求赔偿的权利。</p>
3.5.1	资格审查资料	<p>一、企业法人营业执照。</p> <p>二、法定代表人资格证明或授权委托书。</p> <p>三、联合体各方签订的共同投标协议（联合体投标的提供）。</p> <p>四、招标公告投标人资格条件、要求及否决投标的情形中需要投</p>

条款号	条款名称	编列内容
		<p>标人提供的其他资料。</p> <p>以上附证书证件、资料等证明材料须用原件扫描件，并加盖投标人公章，原件备查。上述证书、资料均应在有效期内，已在有效期外尚在办理延期过程中的视为无效（国家行政管理部门特别规定允许延长有效期的除外）。</p> <p>如评标委员会要求核查原件时，投标人必须在评标委员会规定的时间内送达。若投标文件中未附上述资料或未能在规定的时间内将要求的资料原件送到的，评标委员会将按相关证明资料缺少或无效处理。</p>
3.5.2	否决投标的情形	<p>一、凡评标委员会拟作出否决投标认定的，应先向投标人进行书面询问核实。未进行询问核实程序的，不得做出否决投标的认定，投标人放弃接受询问核实机会的除外（投标人所留联系方式无法联系上、在规定的时限内投标人不参加询问核实或不予答复的）。</p> <p>二、招标文件中的投标资格条件、要求是资格审查通过的强制性资格条件，经核实有一项不符合要求，则投标人的资格为不通过，对不通过的投标人其投标文件不进行后续评审，作否决投标处理。</p> <p>三、投标文件存在以下情形之一的，由评标委员会审核并经过询标程序，其投标文件将被否决。</p> <p>（一）投标人资格条件不符合国家有关规定的。</p> <p>（二）投标人的资质、业绩、人员、设备等条件未满足招标文件实质性响应要求的。</p> <p>（三）投标文件未按招标文件的要求（以投标人须知前附表第 373 项规定为准）签字或盖章的。</p> <p>（四）存在投标人须知第 1.4.3 条“投标人不得存在下列情形之一”的。</p> <p>（五）联合体投标时未提供联合体协议的。</p> <p>（六）投标文件载明的交货期不响应招标文件要求的。</p> <p>（七）投标人不以自己的名义或未按招标文件要求提供投标保证金，或提供的投标保证金有缺陷而不能接受的。</p> <p>（八）投标报价高于招标文件设定的最高投标限价的。</p>

条款号	条款名称	编列内容
		<p>（九）同一投标人提交两个以上不同的投标文件或者投标报价的（招标文件要求提交备选投标的除外）。</p> <p>（十）投标函与开标一览表价格不一致的（小数点错误除外）</p> <p>（十一）投标函及投标函附录载明的投标报价或其它关键内容字迹模糊或无法辨认的或未提供的。</p> <p>（十二）评标委员会认定属投标人自身原因有重大漏项的。</p> <p>（十三）采用的验收标准和方法、主要技术指标达不到国家强制性标准的或要求的。</p> <p>（十四）投标有效期不满足招标文件要求的。</p> <p>（十五）报价评审时，投标人拒绝按第三章评标办法的条款修正投标报价的。</p> <p>（十六）经评标委员会认定投标人的投标报价低于成本价，且投标人对其报价不能充分说明理由，或提供的相关资料无法证明报价不低于其成本价的。</p> <p>（十七）若投标人供货范围少报的需核增的部分总价值超过其投标总价 10%的。</p> <p>（十八）若投标人供货范围少报的需核增的部分总价值未超过投标总价 10%，经询标后，投标人未承诺少报的部分已含在投标总价中的。</p> <p>（十九）招标文件第三章评标办法《关键部件品牌规格表》（若有）中规定的部件，若投标人在投标文件中未明确唯一品牌或评标委员会判定投标人所投品牌与招标文件列明品牌“不相当于”的。</p> <p>（二十）招标文件第三章评标办法《重要部件品牌规格表》（若有）中规定的部件，若评标委员会判定投标人所投品牌与招标文件列明品牌“不相当于”的。</p> <p>（二十一）投标人对招标文件有偏差，若评标委员会认定该偏差属于实质性内容的。</p> <p>（二十二）投标人有串通投标、弄虚作假、行贿等违法行为的，或存在投标人须知前附表“串通投标补充说明条款”规定情形之一的。</p>

条款号	条款名称	编列内容
		<p>(二十三) 投标承诺书未按招标文件要求提供的。</p> <p>(二十四) 存在法律、法规、规章规定的其它无效投标情况的。</p> <p>(二十五) 不满足以下要求则否决 1. 投标人所投的磷酸铁锂电池(电芯)须提供第三方具有 CMA 和 CNAS 储能检测资质机构出具的符合电力储能用锂离子电池GB/T 36276 标准的型式试验报告。2. 投标人所投的 PCS(储能变流器)须提供第三方 CMA 和 CNAS 资质机构出具的型式试验报告(包含高压、低压穿越等检测报告)容量 1250kW 及以上。 3. 投标人所投的BMS(电池管理系统)须提供第三方 CMA 和 CNAS 资质机构出具的型式试验报告。 4. 投标人所投的 EMS(能量管理系统)须提供第三方 CMA 和 CNAS 资质机构出具的型式试验报告。</p> <p>除本条规定以外, 招标文件中其他条款均不得作为否决投标文件的依据。</p>
3.6.1	是否允许递交 备选投标方案	<p><input checked="" type="checkbox"/>不允许</p> <p><input type="checkbox"/>允许</p>
3.7.3	投标文件 签字或盖章要求	<p>一、投标函和报价表须加盖单位公章或法定代表人签字。</p> <p>二、由投标人的法定代表人加盖单位公章的, 应附法定代表人身份证明; 由代理人加盖单位公章的, 应附授权委托书, 授权委托书应加盖单位公章或法定代表人签字。</p>
3.7.4	投标文件份数	<p>加密电子投标文件一份, 作为投标文件正本。</p> <p>请在门户首页(https://zsrcm.zjenergy.com.cn/)下载中心下载“浙江能源投标管家”, 编制电子投标文件, 并加密上传。</p>
4.2.1	投标截止时间	2026 年 05 月 26 日 09 时 30 分
4.2.2	递交投标文件	<p>一、在投标截止时间前通过“浙江能源投标管家”进行加密上传, 递交时间以投标回执中递交时间为准。</p> <p><input type="checkbox"/>二、样品等在投标截止时间前按招标文件要求递交至以下地点: ____。</p>
4.2.5	投标文件的拒收情形	<p>一、逾期未上传的投标文件。</p> <p>二、未加密的投标文件。</p>

条款号	条款名称	编列内容
		<p>三、投标保证金未与所投标段关联的投标文件</p> <p>四、开标后未在规定时间内完成解密成功的投标文件。</p>
5.1	开标时间和地点	<p>开标时间：2026 年 05 月 26 日 09 时 30 分</p> <p>开标地点：通过“浙江能源投标管家”远程开标。</p>
5.1	参加开标会议的要求	<p>采用“不见面”开标方式，投标人的代表必须通过“浙江能源投标管家”-“远程开标”在线参加开标会议，并在开标后 60 分钟内完成解密投标文件的工作。</p> <p>开标期间，各交易主体使用数字证书（CA）在各自的电脑终端上的所有操作、音视频及文字交互均被视为各交易主体的行为，并各自承担相应的法律责任。</p> <p>不见面开标软硬件要求：投标人电脑终端的硬件设备和软件系统配置必须符合不见面开标技术要求并运行正常，否则投标人自行承担不利后果。</p>
5.2	开标	<p>一、开标程序</p> <p>（一）投标人参加开标须携带加密投标文件的 CA 证书用于解密投标文件。（未携带 CA 证书的，可用“投标保障数字信封”解密）</p> <p>（二）投标截止时间后，招标人宣布开标。投标人须通过“浙江能源投标管家”进行签到，并在开标后 60 分钟内完成解密投标文件的工作。</p> <p>（三）所有投标人均解密完成或投标人解密时间结束后，招标人宣布唱标，公布开标结果。</p> <p>（四）开标结果公布后，投标人应在 10 分钟内对开标结果进行确认，未进行确认的视为自动确认。结果确认后，开标结束。</p> <p>（五）投标人对开标有异议的，应通过“浙江能源投标管家”提出。</p> <p>二、开标特别说明</p> <p>（一）开标解密使用投标人上传的电子投标文件。</p> <p>（二）因投标人原因造成其电子投标文件未解密的，视为撤销其投标文件（招标人可以不退还投标保证金）；因投标人之外的原因造成电子投标文件未解密的，视为撤回其投标文件。</p>

条款号	条款名称	编列内容
		<p>（三）部分投标人的电子投标文件无法解密的，其他投标文件的开标可以继续进行的。</p> <p>（四）投标人必须使用生成电子投标文件的 CA 数字证书或者用编制投标文件的电脑导出“投标保障数字信封”解密电子投标文件。</p> <p>（数字证书办理地址：https://zsrcm.zjenergy.com.cn/zjnycms/w ebfile/goCA.html）</p> <p>三、特殊情况处理</p> <p>（一）如遇网络故障、网络安全问题等意外情况，所有投标人均无法解密，导致解密环节出现问题，招标人可延长开标时间或推迟时间重新开标，具体安排另行通知。</p> <p>（二）因电子交易系统故障非投标人原因，导致投标文件不能在规定的时间内完成解密的，招标人可延长解密时间，并告知在线的投标人。</p> <p>（三）因电子交易系统故障非投标人原因，导致投标人无法上传投标文件，在开标前招标人有权延长投标截止时间和开标时间或者宣布招标失败。</p>
6.1.1	评标委员会的组建	评标委员会由招标人的代表和有关技术、经济等方面的专家组成，成员人数为五人及以上单数。
6.3.2	评标委员会推荐中标候选人的人数	1 名
7.1	中标候选人公示媒介及期限	<p>中标候选人是否公示：是</p> <p>公示期限：3 日</p> <p>公示媒介：浙能集团智慧供应链一体化平台, 中国招标投标公共服务平台, 中国采购与招标网, 政采云</p> <p>中标候选人业绩情况及招标失败情况一并在以上媒介网站公示，投标人请自行关注相关标段公示内容及后续流程，招标人不再另行通知。</p>
7.3	定标	<p>是否授权评标委员会确定中标人：<input checked="" type="radio"/>是 <input type="radio"/>否</p> <p>招标人依据评标委员会推荐的中标候选人确定中标人。国有资金</p>

条款号	条款名称	编列内容
		<p>占控股或者主导地位的依法必须进行招标的项目，招标人应当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担保，或者被查实存在影响中标结果的违法行为等情形，不符合中标条件的，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其他中标候选人为中标人，也可以重新招标。</p>
7.5.1	履约担保	<p>是否要求中标人提交履约担保：</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> 要求。履约担保的形式：现金、银行保函、保险公司保函或融资担保公司保函。履约担保金额：合同总价的 <u>10</u> %。</p> <p><input type="checkbox"/> 不要求。</p>
10	异议与投诉	<p>一、异议</p> <p>（一）潜在投标人或者其他利害关系人对招标文件有异议的，应当在投标截止时间 10 日前通过“浙江能源投标管家”向招标人或招标代理机构提出。招标人将在收到异议之日起 3 个工作日内作出答复；作出答复前，暂停招标投标活动。</p> <p>（二）投标人认为开标不符合有关规定的，应在开标过程中通过“浙江能源投标管家”提出异议。招标人将当场通过“浙能集团智慧一体化供应链平台”对异议给予处理或者告知处理的办法。</p> <p>（三）投标人或者其他利害关系人对评标结果有异议的，应当在中标候选人公示期间向招标人或招标代理机构提出。投标人应通过“浙江能源投标管家”提出异议，其他利害关系人可通过书面方式提出。招标人将在收到异议之日起 3 个工作日内作出答复；作出答复前，暂停招标投标活动。</p> <p>二、投诉</p> <p>（一）投标人或者其他利害关系人进行投诉应当有明确的请求和必要的证明材料。</p> <p>（二）投标人或者其他利害关系人就招标文件、开标和评标结果投诉的，应当先向招标人提出异议，异议答复期间不计算在前款规定的期限内。未先向招标人提出异议或逾期提出异议，视为放弃投诉权利。</p>

条款号	条款名称	编列内容
		<p>(三)投标人或者其他利害关系人认为招标投标活动不符合法律、行政法规和招标文件规定的，可以自知道或者应当知道之日起 10 日内通过“浙江能源投标管家”向浙能集团招投标管理部提出书面投诉。</p> <p>(四) 投诉邮箱：ts@zntianyin.com</p> <p>三、异议和投诉注意事项</p> <p>(一) 异议或投诉提出人是法人的，提交材料必须由其法定代表人或者授权代表签字并盖章；其他组织或者自然人投诉的，提交材料必须由其主要负责人或者投诉人本人签字，并附有效身份证明复印件。有关材料是外文的，应当同时提供其中文译本。</p> <p>(二) 有下列情形之一的异议，招标人有权不予受理</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 异议发起人不是投标人、潜在投标人或者其他利害关系人。 2. 未在规定的异议期限内提出的。 3. 异议书未按照要求签字盖章的。 4. 异议书未提供有效联系人及联系方式的。 5. 异议事项不明确具体，且未提供有效线索，难以查实确认的。 6. 涉及招标或评标过程具体细节、其他投标人商业秘密及投标文件相关具体内容，但未能提供上述信息具体来源的。 7. 异议书内容不符合规定，提交的异议证明材料不全，经招标代理机构或招标人要求仍须补充而未能在规定时间内提供的。 8. 招标人已经作出明确答复，没有新事实证据，就同一问题重复提出异议的。 <p>(三) 有下列情形之一的投诉，监督部门不予受理</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 投诉人不是所投诉招标投标活动的参与者,或者与投诉项目无利害关系。 2. 投诉事项不具体，且未提供有效线索，难以查证的。 3. 投诉书未署具投诉人真实姓名、签字和有效联系方式的 以法人名义投诉的，投诉书未经法定代表人签字并加盖公章的。 4. 超过投诉时效的。 5. 已经作出处理决定，并且投诉人没有提出新的证据。

条款号	条款名称	编列内容
		<p>6. 投诉事项应先提出异议没有提出异议、异议已进入处理程序的。</p> <p>（四）提出投诉的应当知道起始时间界定</p> <p>1. 对招标文件公告资格条件的投诉以出售招标文件的第一天为准。</p> <p>2. 对除公告资格条件外招标文件其他内容的投诉以出售招标文件最后一天为准。</p> <p>3. 对开标的投诉以开标时间为准。</p> <p>4. 对评标结果的投诉以中标候选人公示期的起始时间为准。</p>
11	是否采用 电子招标投标	<p><input checked="" type="checkbox"/>是,具体要求: 请在门户首页(https://zsrcm.zjenergy.comcn/)下载中心下载“浙江能源投标管家”,编制电子投标文件。</p> <p><input type="checkbox"/>否</p>
12	招标代理费	收取对象: 按标段向中标人收取
13	需要补充的其他内容	<p>一、前附表中以“□”标识的表示此条款不适用本次招标,以“<input checked="" type="checkbox"/>”标识的表示此条款适用本次招标。</p> <p>二、招标文件前后不一致的,以前附表内容为准;投标函与投标函附录不一致的,以投标函为准;除招标文件另有规定外,投标函的投标报价与报价清单汇总报价不一致时,以投标函报价为准。</p> <p>三、标书费发票通过“浙能投标管家”“我的订单”下载。代理服务费用通过“浙能投标管家”-“定标”-“通知书”下载。投标人如有疑问,请联系客服电话:400-0571515。</p> <p>四、串通投标补充说明条款</p> <p>评标委员会在评标过程中,发现投标人有下列情形之一的,且经询标澄清投标人无令人信服的理由和可靠证据证明其合理性的,经评标委员会半数以上成员确认,其投标文件按否决投标处理。评标结束后,投标人能证明其不属于串通投标行为的,也不影响对其按否决投标处理的结果。</p> <p>（一）不同投标人的投标文件由同一单位或者个人编制。</p> <p>（二）不同投标人的电子投标文件记录编制时的计算机网卡 MAC 地址、硬盘序列号和 IP 地址信息有一条及以上相同的。</p>

条款号	条款名称	编列内容
		<p>(三) 不同投标人委托同一单位或者个人办理投标事宜。</p> <p>(四) 不同投标人从同一投标单位或同一自然人的 I P 地址下载招标文件、上传投标文件或参加投标活动的人员为同一标段其他投标人的在职人员。</p> <p>(五) 不同投标人的投标文件载明的项目管理成员为同一人。</p> <p>(六) 不同投标人的投标文件异常一致或者投标报价呈规律性差异。</p> <p>(七) 不同投标人的投标文件相互混装。</p> <p>(八) 不同投标人的投标保证金从同一单位或者个人的账户转出。</p> <p>(九) 投标人之间协商投标报价等投标文件的实质性内容。</p> <p>(十) 投标人之间约定中标人。</p> <p>(十一) 投标人之间约定部分投标人放弃投标或者中标。</p> <p>(十二) 属于同一集团、协会、商会等组织成员的投标人按照该组织要求协同投标。</p> <p>(十三) 投标人之间为谋取中标或者排斥特定投标人而采取的其他联合行动。</p> <p>五、关于品牌部件的评审说明：详见第三章评标办法。</p> <p>六、因本项目招标投标阶段产生或与此相关的任何争议，未能通过协商、异议或投诉等方式解决的，招标人、投标人、中标人及招标代理人均应将争议提交至招标代理机构所在地（杭州市拱墅区）有管辖权的人民法院诉讼解决。中标后合同履行阶段发生的争议，按已签约合同的争议解决条款之约定执行。</p> <p>七、其它说明 <u>1. 统招分签，中标人与不同项目招标人分别签订合同；</u></p> <p><u>2. 投标人需理解并承诺：招标人有权通过买方、卖方、工程承包方三方协议的形式，将招标人在本合同项下的权利义务转让给工程承包方。除三方协议另有约定外，工程承包方取代招标人成为本合同的买方，全面负责设备的催交、验收、仓储、安装、调试、质量保修以及向卖方索赔等一切事宜，并承担本合同项下对卖方的付款</u></p>

条款号	条款名称	编列内容
		<u>责任</u> _____。

第二节 投标人须知

1. 总则

1.1 项目概况

1.1.1 根据《中华人民共和国招标投标法》、《中华人民共和国招标投标法实施条例》等有关法律、法规和规章的规定，本项目已具备招标条件，现对本货物采购标段进行招标。

1.1.2 招标人：见投标人须知前附表。

1.1.3 招标代理机构：见投标人须知前附表。

1.1.4 采购项目名称：见投标人须知前附表。

1.1.5 项目建设地点：见投标人须知前附表。

1.2 招标项目的资金来源和落实情况

1.2.1 资金来源及比例：见投标人须知前附表。

1.2.2 资金落实情况：见投标人须知前附表。

1.3 招标范围、交货期及进度要求、交货地点和质量要求

1.3.1 招标范围：见投标人须知前附表。

1.3.2 交货期及进度要求：见投标人须知前附表。

1.3.3 交货地点：见投标人须知前附表。

1.3.4 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 投标人资格要求：见投标人须知前附表。

1.4.2 联合体投标的，除应符合本章第 1.4.1 项和投标人须知前附表的要求外，还应遵守以下规定：

（1）联合体各方应按招标文件提供的格式签订联合体协议书，明确联合体牵头人和各方权利义务；

（2）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；

（3）联合体各方不得再以自己名义单独或参加其他联合体在本招标项目中投标。

1.4.3 投标人（投标人是联合体的，指联合体各方）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）为本标段的代建人；

（3）为本标段提供招标代理服务的；

- (4) 与本标段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；
- (5) 与本标段的监理人或代建人或招标代理机构相互控股或参股的；
- (6) 投标人及其法定代表人与本标段其他投标人及其法定代表人（组成同一联合体的除外）存在控股或被控股关系的；
- (7) 与招标人存在利害关系且可能影响招标公正性；
- (8) 被暂停或取消投标资格的；
- (9) 被责令停产停业、暂扣或者吊销许可证、暂扣或者吊销执照；
- (10) 进入清算程序，或被宣告破产，或其他丧失履约能力的情形；
- (11) 在最近三年内有骗取中标或发生重大产品质量问题（以相关行政主管部门《行政处罚决定书》或司法、仲裁机构等出具的生效法律文书为准；最近三年指自投标截止之日向前追溯 3 年，以生效法律文书的落款时间为准）；
- (12) 被国家市场监督管理总局在全国企业信用信息公示系统中列入严重违法失信企业名单；
- (13) 被最高人民法院在“信用中国”网站（www.creditchina.gov.cn）或各级信用信息共享平台中列入失信被执行人名单；
- (14) 至投标截止时间前 3 年内，投标人及拟派项目负责人有行贿犯罪记录的，具体以中国裁判文书网查询结果为准（网址 <http://wenshu.court.gov.cn>），或以法院判决书为依据；
- (15) 因投标人原因，近 2 年内在浙能集团及其下属企业中造成人身死亡事故的（以浙能集团事故（事件）通报为准）。

1.5 费用承担

投标人准备和参加投标活动发生的费用自理。

1.6 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，否则应承担相应的法律责任。

1.7 语言文字

招标投标文件使用的语言文字为中文。专用术语使用外文的，应附有中文注释。

1.8 计量单位

所有计量均采用中华人民共和国法定计量单位。

1.9 投标预备会

1.9.1 投标人须知前附表规定召开投标预备会的,招标人按投标人须知前附表规定的时间和地点召开投标预备会,澄清投标人提出的问题。

1.9.2 投标人应按投标人须知前附表规定的时间和形式将提出的问题送达招标人,以便招标人在会议期间澄清。

1.9.3 投标预备会后,招标人将对投标人所提问题的澄清,以投标人须知前附表规定的形式通知所有购买招标文件的投标人。该澄清内容为招标文件的组成部分。

1.10 分包

1.10.1 投标人拟在中标后将中标项目的部分非主体、非关键性的勘察、设计或施工工作进行分包的,应符合投标人须知前附表规定的分包内容、分包金额和资质要求等限制性条件。

对主设备本体/整机/整系统的设计、加工制造、施工安装等其中一个或多个项目的主要服务或实施范围、责任有明确要求的情形。对于向主制造商提供原材料、零组件、或加工等服务的仅视为外购(外协)件,不视为本条所限制的投标人分包情形。

1.10.2 中标人不得向他人转让中标项目,接受分包的人不得再次分包。中标人应当就分包项目向招标人负责,接受分包的人就分包项目承担连带责任。

1.11 偏差

1.11.1 投标文件应当对招标文件的实质性要求和条件作出满足性或更有利于招标人的响应。

1.11.2 投标人须知前附表规定了可以偏差的范围的,偏差应当符合投标人须知前附表规定的偏差范围。

1.11.3 投标文件对招标文件的全部偏差,均应在投标文件的商务和技术偏差表中列明,除列明的内容外,视为投标人响应招标文件的全部要求。

2. 招标文件

2.1 招标文件的组成

本招标文件包括:

- (1) 招标公告(或投标邀请书);
- (2) 投标人须知;
- (3) 评标办法;
- (4) 合同条款及格式;
- (5) 技术规范;

(6) 投标文件格式;

(7) 投标人须知前附表规定的其他资料。

根据本章第 1.9 款、第 2.2 款对招标文件所作的澄清、修改,构成招标文件的组成部分。招标文件、招标文件的澄清或修改等在同一内容的表述上不一致时,以最后发出的书面文件为准。

2.2 招标文件的澄清和修改

2.2.1 投标人应仔细阅读和检查招标文件的全部内容。如发现缺页或附件不全,应及时向招标人提出,以便补齐。如有疑问,应按投标人须知前附表规定的时间和形式将提出的问题送达招标人,要求招标人对招标文件予以澄清。

2.2.2 招标文件的澄清以投标人须知前附表规定的形式发给所有购买招标文件的投标人,但不指明澄清问题的来源。澄清发出的时间距本章第 4.2.1 项规定的投标截止时间不足 15 日的,并且澄清内容可能影响投标文件编制的,将相应延长投标截止时间。

2.2.3 投标人在收到澄清后,应按投标人须知前附表规定的时间和形式通知招标人,确认已收到该澄清。

2.2.4 除非招标人认为确有必要答复,否则招标人有权拒绝回复投标人在本章第 2.2.1 项规定的时间后的任何澄清要求。

3. 投标文件

3.1 投标文件的组成

3.1.1 投标文件应包括下列内容: 报价部分、商务部分、技术部分,具体详见投标文件格式。

3.1.2 投标人在评标过程中作出的符合法律法规和招标文件规定的澄清确认,构成投标文件的组成部分。

3.2 投标报价

3.2.1 投标报价应包括国家规定的增值税税金,除投标人须知前附表另有规定外,增值税税金按一般计税方法计算。投标人应按第六章“投标文件格式”的要求在投标函中进行报价并填写分项报价表。

3.2.2 投标人应充分了解该项目的总体情况以及影响投标报价的其他要素。

3.2.3 投标报价为各分项报价金额之和,投标报价与分项报价的合价不一致的,应以总价为准,修正分项报价;如分项报价中存在缺漏项,则视为缺漏项价格已包含在其他分项报价之中。投标人在投标截止时间前修改投标函中的投标报价总额,应同时修改投标文件“分

项报价表”中的相应报价。此修改须符合本章第 4.3 款的有关要求。

3.2.4 招标人设有最高投标限价的，投标人的投标报价不得超过最高投标限价，最高投标限价详见投标人须知前附表。

3.2.5 投标报价的其他要求见投标人须知前附表。

3.3 投标有效期

3.3.1 除投标人须知前附表另有规定外，投标有效期为 90 天。

3.3.2 在投标有效期内，投标人撤销投标文件的，应承担招标文件和法律规定的责任。

3.3.3 出现特殊情况需要延长投标有效期的，招标人以书面形式通知所有投标人延长投标有效期。投标人应予以书面答复，同意延长的，应相应延长其投标保证金的有效期，但不得要求或被允许修改其投标文件；投标人拒绝延长的，其投标失效，但投标人有权收回其投标保证金及以现金或者支票形式递交的投标保证金的银行同期存款利息。

3.4 投标保证金

3.4.1 投标人在递交投标文件的同时，应按投标人须知前附表规定的金额、形式和第六章“投标文件格式”规定的投标保证金格式递交投标保证金。

3.4.2 招标人投标保证金的退还：详见投标人须知前附表。

3.4.3 投标保证金将不予退还的情形：详见投标人须知前附表。

3.5 资格审查资料（适用于已进行资格预审的）

投标人在递交投标文件前，发生可能影响其投标资格的新情况的，应更新或补充其在申请资格预审时提供的资料，以证实各项资格条件仍能继续满足资格预审文件的要求，且没有实质性降低。

3.5 资格审查资料（适用于未进行资格预审的）

投标人应按前附表的要求提供资格审查及实质性响应资料。未提供或提供的资料不满足要求的，视为资格审查或实质性审查未通过，其投标将被否决。

3.5.1 资格审查资料：详见投标人须知前附表。

3.5.2 否决投标的情形：详见投标人须知前附表。

3.6 备选投标方案

3.6.1 除投标人须知前附表规定允许外，投标人不得递交备选投标方案，否则其投标将被否决。

3.6.2 允许投标人递交备选投标方案的，只有中标人所递交的备选投标方案方可予以考虑。评标委员会认为中标人的备选投标方案优于其按照招标文件要求编制的投标方案的，招

标人可以接受该备选投标方案。

3.7 投标文件的编制

3.7.1 投标文件应按第六章“投标文件格式”进行编写，如有必要，可以增加附页，作为投标文件的组成部分。

3.7.2 投标文件应当对招标文件有关供货期、投标有效期、供货要求、招标范围等实质性内容作出响应。投标文件在满足招标文件实质性要求的基础上，可以提出比招标文件要求更有利于招标人的承诺。

3.7.3 签字或盖章的具体要求见投标人须知前附表。

3.7.4 投标文件份数的具体要求见投标人须知前附表。

4. 投标

4.1 投标文件的密封和标记

4.1.1 投标人应当按照招标文件和浙江能源智慧供应链一体化平台的要求加密投标文件。

4.1.2 未按本章第 4.1.1 项要求密封的投标文件，招标人将拒收。

4.2 投标文件的递交

4.2.1 投标人应在投标人须知前附表规定的投标截止时间前递交投标文件。

4.2.2 投标人递交投标文件：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 投标人完成电子投标文件上传后，“浙能集团智慧供应链一体化平台”即时向投标人发出递交回执通知。递交时间以递交回执通知载明的传输完成时间为准。

4.2.5 投标文件拒收的情形：见投标人须知前附表。

4.3 投标文件的修改与撤回

4.3.1 在投标截止时间前，投标人可以修改或撤回已递交的投标文件。

4.3.2 投标人修改已递交投标文件时，应先在“浙江能源投标管家”对原投标文件进行撤回操作，修改完成后再重新上传已修改的投标文件，“浙能集团智慧供应链一体化平台”将完整记录投标人的撤回修改情况。

4.3.3 修改的内容为投标文件的组成部分。修改的投标文件应按照本章第 3 条、第 4 条规定进行编制、标记和递交。

5. 开标程序

5.1 开标时间和地点

招标人在本章第 4.2.1 项规定的投标截止时间（开标时间）和投标人须知前附表规定的地点公开开标。参加开标会议的要求详见投标人须知前附表。

5.2 开标

开标程序：见投标人须知前附表。

6. 评标

6.1 评标委员会

6.1.1 评标由招标人依法组建的评标委员会负责。评标委员会由招标人或其委托的招标代理机构熟悉相关业务的代表，以及有关技术、经济等方面的专家组成。评标委员会成员人数以及 技术、经济等方面专家的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）投标人或投标人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 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，招标人有权更换。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 评标原则

评标活动遵循公平、公正、科学和择优的原则。

6.3 评标

6.3.1 评标委员会按照第三章“评标办法”规定的方法、评审因素、标准和程序对投标文件进行评审。第三章“评标办法”没有规定的方法、评审因素和标准，不作为评标依据。

6.3.2 评标完成后，评标委员会应当向招标人提交书面评标报告和中标候选人名单。评标委员会推荐中标候选人的人数见投标人须知前附表。

7. 合同授予

7.1 中标候选人公示

招标人在收到评标报告之日起 3 日内，按照投标人须知前附表规定的公示媒介和期限公示中标候选人。

7.2 中标候选人履约能力审查

中标候选人的经营、财务状况发生较大变化或存在违法行为，招标人认为可能影响其履约能力的，将在发出中标通知书前提请原评标委员会按照招标文件规定的标准和方法进行审查确认。

7.3 定标

按照投标人须知前附表的规定，招标人或招标人授权的评标委员会依法确定中标人。

7.4 中标通知

在本章第 3.3 款规定的投标有效期内，招标人以书面形式向中标人发出中标通知书，同时将中标结果通知未中标的投标人。

7.5 履约担保

7.5.1 在签订合同前，中标人应按投标人须知前附表规定的形式、金额和招标文件第四章“合同条款及格式”规定的或者事先经过招标人书面认可的履约担保格式向招标人提交履约担保。联合体中标的，其履约担保以联合体各方或者联合体中牵头人的名义提交。

7.5.2 中标人不能按本章第 7.5.1 项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。

7.6 签订合同

7.6.1 招标人和中标人应当在中标通知书发出之日起 30 日内，根据招标文件和中标人的投标文件订立书面合同。中标人无正当理由拒签合同，在签订合同时向招标人提出附加条件，或者不按照招标文件要求提交履约担保的，招标人有权取消其中标资格，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。在中标通知书发出之后，若中标人因存在“不良行为”被列入浙能集团供应商“黑名单”的，招标人有权取消其中标资格。

7.6.2 发出中标通知书后，招标人无正当理由拒签合同，或者在签订合同时向中标人提出附加条件的，招标人向中标人退还投标保证金，给中标人造成损失的，还应当赔偿损失。

7.6.3 联合体中标的，联合体各方应当共同与招标人签订合同，就中标项目向招标人承担连带责任。

8. 重新招标和不再招标

8.1 重新招标

有下列情形之一的，招标人将重新招标：

- (1) 投标截止时间止，投标人少于 3 个；

- (2) 开标后，成功解密的投标人少于 3 个；
- (3) 经评标委员会评审后否决所有投标的。
- (4) 招标文件明确的其他情形。

8.2 不再招标（依法必须招标项目适用）

重新招标后投标人仍少于 3 个的，经项目审批或核准部门批准后可不再进行招标。

9. 纪律和监督

9.1 对招标人的纪律要求

招标人不得泄露招标投标活动中应当保密的情况和资料，不得收受他人的财物或者其他好处，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，不得向他人透露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，评标委员会成员应当 客观、公正地履行职责，遵守职业道德，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，不得向他人透露对投标文件的评审和比较、中标候选人的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。

10. 异议与投诉

见投标人须知前附表。

11. 是否采用电子招标投标

见投标人须知前附表。

12. 招标代理服务费

招标代理服务费是否由中标人支付，见投标人须知前附表。若向中标人收取的，招标代理机构将按招标代理服务费承诺函中约定的收费标准进行收取。

13. 需要补充的其他内容

见投标人须知前附表。

第三章 评标办法（技术标打分制的综合评估法）

根据《中华人民共和国招标投标法》、《中华人民共和国招标投标法实施条例》、《评标委员会和评标办法暂行规定》（国家发展计划委员会第 12 号）等有关规定，制定本办法。

一、评标原则

评标应遵循公平、公正、科学、择优的原则。

二、评标组织

评标工作由招标人依法组建的评标委员会负责，评标委员会由招标人的代表和有关技术、经济等方面的专家组成。

评标委员会应推举产生评标委员会负责人（招标人代表不得担任评标委员会负责人），评标委员会负责人负责组织评标、掌握评标进程、主持询标、编写评标报告等工作，评标委员会负责人与其他成员具有同等的权利。评标委员会成员对所提出的评审意见承担个人责任。

评标委员会应当按照招标文件确定的评标标准和方法，客观、公正对投标文件进行评审和比较，招标文件没有规定的评标标准和方法不得作为评标的依据。

评标委员会对投标文件作出的评审结论，应当符合有关法律、法规、规章和招标文件的规定。

三、评标程序

- （一）熟悉招标文件和评标办法；
- （二）投标文件的符合性评审；
- （三）投标文件的技术标评审；
- （四）投标文件的商务标评审；
- （五）必要时对投标文件中的问题进行询标，包括拟作出否决投标决定前对相关投标人进行的询问核实；
- （六）当否决投标后，剩余投标人少于 3 个时，评标委员会应对投标是否具有竞争性进行认定。认为明显缺乏竞争的，可以否决全部投标，否则，应继续进行评审；
- （七）根据评标办法和标准对投标文件进行综合评分、排序，推荐中标候选人；
- （八）完成评标报告。

四、评审细则

（一）投标文件的符合性评审

1. 评标委员会应依照招标文件的要求和规定，首先对投标人的投标资格和投标文件进行符合性评审。
2. 如评标委员会发现投标文件不满足投标人资格条件、要求的或存在招标文件投标人须知前附表“否决投标的情形”第三款的，经询问核实并认定后，即判定该投标文件符合性审查不通过予以否决，不再进入后续的技术标、商务标审查和投标文件的综合评分程序。

（二）投标文件的技术标评审

1. 评标委员会的技术专家应对投标人的投标文件进行技术标审查，专家评审采用集体评标，记名表决，少数服从多数的方法进行。

2. 如评标委员会发现投标文件存在招标文件投标人须知前附表“否决投标的情形”的，经询标核实并认定后，即判定该投标文件符合性审查不通过予以否决，不再进入后续评审。

3. 由技术评标专家负责对通过符合性审查的投标文件的技术部分采用记名方式各自评分。如发现某个单项的评分超出了规定的分值范围的，则该张评分表无效。此项评分为：各技术评标专家的打分的算术平均值作为最终得分，如技术评标专家 4 人及以上的，从评标专家的有效评分中扣除一个最高总分和一个最低总分后的算术平均值（保留小数 2 位）。

4. 技术评标因素及其量化标准：

序号	评分项目	评分说明	得分
1	技术评审		100
1.1	企业能力及业绩情况		10
1.1.1	投标人业绩	满足资格条件得 4 分，在此基础上，每增加 1 个单体容量不低于 100MW/200MWh 的项目得 1 分，满分 8 分。	8
1.1.2	企业制造能力及工艺水平	根据投标人制造能力及工艺水平打分，较好得 2~1 分，一般得 1~0 分。	2
1.2	储能技术方案及评价		24
1.2.1	储能技术方案	根据投标人提供的储能系统总体设计方案先进性、合理性，最优得 3~2 分，较好得 2~1 分，一般者 1~0 分。	3
1.2.2	安全性设计	根据投标人提供的储能系统集成安全设计技术，储能单元系统安全性设计方案的先进性、合理性，包括各类保护配置、隔离的措施等，方案先进、最优得 3~2 分，较好得 2~1 分，一般者 1~0 分。	3
1.2.3	热管理设计	根据投标人设计合理有效的通风和热管理系统，具有高效的控制逻辑，能够按需控制制冷量输出，投标人提供相关热力计算书及热管理解决方案，保证预制舱内温度分布均匀，电池预制舱内各模组间的特征温度差不超过 5℃，电池模组内电池单体间温度差不超过 3℃。方案先进、全面、温度差控制得当，最优得 4~3 分，较好得 3~1 分，一般者 1~0 分。	4
1.2.4	消防安全设计	消防设计方案先进、可行、经济；投标人所使用的全氟己酮灭火系统须具有储能项目的应用业绩以及相关生产资质文件。方案先进、全面最优得 4~3 分，较好得 3~1 分，一般者 1~0 分。	4
1.2.5	综合效率	根据投标人产品的储能系统综合效率评分（综合效率不低于 86%），最优得 5~4 分，较好得 4~2 分，一般者 2~0 分。	5
1.2.6	系统年衰减率	根据投标人产品的储能系统年衰减率评分，最优得 5~4	5

		分，较好得 4~2 分，一般者 2~0 分，须提供仿真报告。	
1.3	电池		27
1.3.1	电芯循环次数	根据投标人采用的电芯循环性能系列保证值曲线（额定功率）；最优得 6~5 分，较好得 5~3 分，一般者 3~0 分，须提供电芯型式试验报告。	6
1.3.2	电池能量效率	电池单体效率、电池模组效率、电池簇效率、系统效率，根据测试报告打分，最优得 6~4 分，较好得 4~2 分，一般者 2~0 分。	6
1.3.3	电芯能量保持率	根据电池单体能量保持能力进行打分，最优得 5~4 分，较好得 4~2 分，一般者 2~0 分，须提供电芯型式试验报告。	5
1.3.4	电芯一致性	根据投标人提供的电芯容量、内阻、电压一致性，保证值评分，最优得 6~4 分，较好得 4~2 分，一般者 2~0 分，须提供电芯型式试验报告。	6
1.3.5	业绩	投标人投标所用电芯在源网侧磷酸铁锂储能整套系统领域成熟(近三年)的使用业绩，最优得 4~3 分，较好得 3~2 分，一般得 2~0 分。	4
1.4	PCS		11
1.4.1	性能参数	根据投标人采用的 PCS 性能，包括最大效率、响应速度、功率因数、运行能力、安全性能、高/低压穿越能力、短路耐受试验、升压系统组成等进行综合评价，最优得 3~2 分，较好得 2~1 分，一般得 1~0 分，须提供认证报告或测试报告。	3
1.4.2	IGBT 性能	根据投标人提供 PCS 中 IGBT 的配置情况、性能、可靠性、寿命进行评分，需提供检测报告或型式试验报告。最优得 4~3 分，较好得 3~2 分，一般得 2~0 分。	4
1.4.3	业绩	投标人投标所用 PCS 自 2023 年 1 月 1 日至今，具有 5 个单体容量不低于（100MW）的项目合同业绩得 2 分，每增加 1 个单体容量不低于（100MW）的项目得 0.5 分，满分 4 分。	4
1.5	BMS		7
1.5.1	BMS 系统配置	根据投标人 BMS 系统配置，对保护配置、数据采样、电量估算等技术指标进行评分，最优得 4~3 分，较好得 3~2 分，一般者 2~0 分。	4
1.5.2	BMS 控制策略	根据投标人 BMS 系统控制策略，包括安全保障、热失控、均衡系统设计合理，与电池、PCS 通信、联动设置可靠，能确保储能系统安全稳定运行，最优得 3~2 分，较好得 2~1 分，一般者 1~0 分。	3

1.6	EMS 系统	EMS 系统方案、系统拓扑结构完整、合理，故障告警分级合理，能清晰显示首发故障。能独立完成就地数据采集和控制功能，稳定协调控制系统各项技术指标满足标书要求，能快速响应调度功率要求，最优得 5~3 分，较好得 3~2 分，一般者 2~0 分。	5
1.7	干式变压器	根据变压器的选材、空载和负载损耗及短路阻抗进行打分，最优得 4~3 分，较好得 3~2 分，一般得 2~0 分。	4
1.8	高低压断路器	明确高、低压断路器具体选型，且设备具有新能源领域成熟(2023 年至今)的使用业绩。根据选用的高低压侧断路器的配置及性能参数进行打分，最优得 4~3 分，较好 3~2 分，一般得 2~0 分。	4
1.9	电缆终端	电缆终端具有新能源领域成熟(2023 年至今)的使用业绩。根据选用电缆终端配置、性能参数进行打分，较好得 2~1 分，一般得 1~0 分。	2
1.10	综合服务及备品备件情况		6
1.10.1	交货进度、运输方案及技术服务	根据交货进度、运输方案、技术服务方案（包括设计联络、培训、现场技术服务等）进行打分，较好得 2~1 分，一般得 1~0 分。	2
1.10.2	备品备件、专用工具种类及数量	根据配备的备品备件、专用工具种类及数量打分，较好得 2~1 分，一般得 1~0 分。	2
1.10.3	质保承诺及售后服务	根据承诺的质保、售后服务响应速度、售后人员的配备方案进行打分，较好得 2~1 分，一般得 1~0 分。	2

（三）投标文件的商务标评审

1. 由商务评标专家对投标文件的商务报价进行评审。商务评标专家应对商务报价的范围、数量、单价、费用组成和总价等进行全面审阅和对比分析，找出报价差异的原因及存在的问题。

2. 商务报价评审应以报价口径范围一致的投标评标价为依据。若有效投标人所报增值税税率不一致，则扣除增值税后的投标价作为报价评审依据；若有效投标人所报增值税税率一致，则按投标人的投标价作为报价评审依据；若有效投标人报价中所含增值税税率有两种及以上的，则扣除增值税后的投标价作为报价评审依据；投标评标价应在此基础上，按照招标文件约定的因素和方法进行计算。

3. 如评标委员会发现投标文件存在招标文件投标人须知前附表“否决投标的情形”的，经询标核实并认定后，即判定该投标文件符合性审查不通过予以否决，不再进入后续评审。

4. 评标价格调整

（1）除投标人在报价表中声明给予投标总价折扣外，投标人报价中，若单价之和与总价（总价为单价与数量的乘积）有差异时，以总价为准，并对单价进行修正，但总价金额小数点有明显错误的除外；若文字和数字表示的金额之间有差异，则以文字表示的金额为准，并对数字作相应的修正（文字描述明显笔

误的除外)；若投标人投标总价与各分项价之和不一致时，以总价为准，按其各分项报价之和与总价的比例统一进行下浮或上浮。

(2) 合同条款中规定了招标人(也指买方)提出的付款计划，如果投标书对此有偏离但又属买方可接受的，按开标当日中国人民银行公布的五年以上贷款利率计算提前支付所产生的利息，并将其计入其评标价中。

(3) 投标人的供货范围如有缺项、漏项的，若投标人对该项有报价但未按此价格组入投标总价的则按其对该项的最高报价计入其评标价中，若投标人对该项无报价的则按其他投标人对该项的最高报价计入其评标价中。若投标人供货范围少报的需核增的部分总价值未超过投标总价 10%，经询标后，投标人未承诺少报的部分已含在投标总价中的，作否决投标处理；投标人承诺少报的部分已含在投标总价中，评标价仍作核增处理。

投标人的供货范围如有超出招标文件供货范围要求的内容的，评标时评标委员会有权核减该超出部分的价格。

(4) 若投标人在《主要部件品牌规格表》列明品牌以外选择其他品牌的，若评标委员会判定投标人所投品牌与列明品牌“不相当于”的，按所有投标人对符合招标文件列明品牌的最高报价计入其评标价。

5. 评标价格分的计算

(1) C 为某投标人的商务价格得分；

(2) P 为根据评标价格调整办法，经调整后的某投标人的评标价；

(3) A 为经计算后的投标人评标价的平均值，计算规则如下：

①若有效投标人数量在 5 家及以下时，计算所有有效评标价的平均值 A；若有效投标人数量在 6-7 家时，去掉一家最高价后计算 A。若有效投标人数量在 8 家及以上时，去掉一家最高价和一家最低价后计算 A。

②若存在评标价高于 1.1A 或低于 0.85A 的情况，分别以 1.1A、0.85A 代入，计算得出 A1。若存在代入后价格高于 1.1A1 或低于 0.85A1 的，分别以 1.1A1、0.85A1 代入后，计算得出 A2，A2 作为最终平均价 A。

a、当 $P=0.85A$ 时， $C=100$ ；

b、当 $P<0.85A$ 时，不扣分；

c、当 $P>0.85A$ 时，每高 1%A 扣 1.2 分。

d、价格得分最低为 60 分。

评标价格分的计算采用差额累进法，偏差率不足 1%时，使用直线插入法计算，保留二位小数。

(四) 关于报价质量评分及品牌部件评审的说明(若有)

1. 报价质量评分采用扣分法，具体扣分细则详见《主要部件品牌规格表》中的部件评审说明。

2. 《关键部件品牌规格表》中的部件评审说明

(1) 若投标人在投标文件中未明确唯一品牌的，作否决投标处理。

(2) 投标人所投关键部件品牌在招标文件列明品牌以外的，投标人在投标时须提供与该品牌有关的性能指标参数、同类型业绩、市场占有情况或其他第三方证明文件等，佐证所投品牌与推荐品牌为“或相当于”，经评标委员会判定是否属于“相当于”。如判定为“相当于”，则进行后续评标；如判定为“不相当于”，则做否决投标处理。若投标人未提供证明文件的，评标委员会有权直接判定投标人所投品牌为“不相当于”。

(3) 《关键部件品牌规格表》部件品牌规定如下：

关键部件品牌规格表

3. 《主要部件品牌规格表》中的部件评审说明

(1) 若投标人在投标文件中明确主选品牌的，按主选品牌进行评标。

(2) 若投标人在投标文件中列明两个及以上品牌但未明确主选品牌的，按其所投品牌中最低技术水平的品牌进行技术评审，同时扣除相应的报价质量分。

(3) 若投标人在投标文件中品牌表述模糊不清，仅以“响应”、“符合要求”等方式进行响应的，视为投标人所投品牌为招标文件列明的品牌，同时扣除相应的报价质量分。

(4) 若投标人在投标文件中列明了一个或多个品牌，且含“或相当于”、“或同等档次”等模糊字眼的，视为投标人所投品牌为投标文件中列明的品牌，同时扣除相应的报价质量分。

(5) 若投标人在《主要部件品牌规格表》列明品牌以外选择其他品牌的，投标人在投标时须提供与该品牌有关的性能指标参数、同类型业绩、市场占有情况或其他第三方证明文件等，佐证所投品牌与推荐品牌为“或相当于”；若投标人未提供证明文件的，评标委员会有权直接判定投标人所投品牌为“不相当于”。若评标委员会判定投标人所投品牌与列明品牌“不相当于”的，评标委员会按下述方式进行处理：

1) 按所有投标人对符合招标文件列明品牌的最高报价计入其评标价。

2) 按所投品牌技术水平最低的进行评审。

(6) 《主要部件品牌规格表》部件品牌规定如下：

主要部件品牌规格表

(五) 投标文件的综合评分

评标委员会在得出技术的量化结果、评标价格分、不平衡报价评分（若有）、报价质量评分（若有）后，按以下公式进行加权，分别得出各投标人的综合评分：

1. 投标人的评标价格分（ K_p ）、技术评分（ K_t ）的权重为：

$K_p=60\%$ ， $K_t=40\%$

2. 综合评标分 $C_v(i)$ ：

综合评分： $C_v(i) = K_t * C_t(i) + K_p * C_p(i) + C_e(i) + C_q(i)$ ，其中：

$C_t(i)$ 为第 i 个投标人的技术评分， K_t 为技术分权重；

$C_p(i)$ 为第 i 个投标人的评标价格分, K_p 为价格分权重;

$C_e(i)$ 为第 i 个投标人的不平衡报价评分;

$C_q(i)$ 为第 i 个投标人的报价质量分。

3. 评分分值计算保留小数点后两位, 小数点后第三位“四舍五入”。

五、询标

(一) 投标文件中有含义不明确的内容、明显文字或计算错误, 评标委员会认为需要投标人作出必要澄清、说明的, 应当组织询标。

(二) 凡是评标委员会拟做出否决投标认定的, 须组织相关投标人询问核实。未进行询问核实的, 不得做出否决投标的认定, 投标人放弃询问核实机会的除外(投标人所留联系方式无法联系上、在规定的时限内投标人不参加询问核实活动或不予答复的)。

(三) 询标应通过专用录音电话通知相关投标人。询标内容及投标人的澄清、说明应当采用书面形式, 并不得超出投标文件的范围或者改变投标文件的实质性内容。

(四) 评标委员会不得暗示或者诱导投标人作出澄清、说明, 不得接受投标人主动提出的澄清、说明。

(五) 投标人不得通过补充、修改或撤消投标文件中的内容使其成为实质性响应的投标, 投标人在投标截止时间以后不得提交任何资料作为评标依据。

六、推荐中标候选人

(一) 评标委员会根据综合评分对进入评分范围的投标文件按最终得分由高到低进行排序, 评分相同时, 报价低者优先; 评分、报价均相同时, 技术得分高优先; 评分、报价、技术得分均相同时, 由评标委员会通过记名投票表决方式确定排序。

(二) 评标委员会根据投标人须知前附表规定, 确定中标人或推荐中标候选人。

七、完成评标报告

(一) 评标委员会应当向招标人提交书面评标报告。评标报告由评标委员会全体成员签字。对评标结果有不同意见的评标委员会成员应当以书面形式说明其不同意见和理由, 评标报告应当注明该不同意见。评标委员会成员拒绝在评标报告上签字又不书面说明其不同意见和理由的, 视为同意评标结果。

(二) 评标报告应包括以下内容

1. 开标一览表;
2. 评标内容、过程和结果;
3. 询标澄清文件;
4. 否决投标情况说明及依据;
5. 推荐中标候选人;
6. 其他建议。

第四章 合同条款及格式

招标人合同编号：

投标人合同编号：

储能系统采购合同

招标人：

投标人：

签订时间：2026 年 月

第一部分 合同协议书

（以下称“招标人”）为获得**储能系统合同设备和技术服务和质保期服务，已接受（以下称“投标人”）为提供上述合同设备和技术服务和质保期服务所作的投标，招标人和投标人共同达成如下协议：

1. 本协议书与下列文件一起构成合同文件：

- （1）对于本合同条款不时所进行的修改和补充；
- （2）专用合同条款；
- （3）合同附件（附件之间冲突的，以合同技术规范为准）；
- （4）通用合同条款；
- （5）中标通知书；
- （6）投标文件及其澄清文件；
- （7）招标文件。

2. 上述合同文件互相补充和解释。如果合同文件之间存在矛盾或不一致之处，以上述文件的排列顺序在先者为准。

3. 签约合同价：人民币（大写）_____元整（¥_____元）。本合同价格由不含税价及税额组成，不含税价【 】元、税额为【 】元，不含税价除非双方另有约定，在合同期内固定不变，如遇国家税收政策调整，则价外增值税根据最新政策确定，本合同总价相应调整。

4. 投标人需理解并承诺：招标人有权通过买方、卖方、工程承包方三方协议的形式，将招标人在本合同项下的权利义务转让给工程承包方。除三方协议另有约定外，工程承包方取代招标人成为本合同的买方，全面负责设备的催交、验收、仓储、安装、调试、质量保修以及向卖方索赔等一切事宜，并承担本合同项下对卖方的付款责任。

5. 投标人承诺保证完全按照合同约定提供合同设备和技术服务和质保期服务并修补缺陷。

6. 招标人承诺保证按照合同约定的条件、时间和方式向投标人支付合同价款。

7. 本合同协议书一式陆份，合同双方各执叁份。

8. 合同签订地_____。

9. 合同签订时间：本合同于_____年__月__日签订。

10. 合同未尽事宜，双方另行签订补充协议，补充协议是合同的组成部分。

签 署 页

招标人：

（盖章）

投标人：

（盖章）

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）

年 月 日

年 月 日

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：

合同联系人员：

合同联系人员：

电话：

电话：

电子信箱：

电子信箱：

开户银行：

开户银行：

账号：

账号：

第二部分 通用合同条款

1、定义和解释

除专用合同条款另有约定外，本合同和附件中所用的下列名词具有如下含义：

1.1 “招标人”是指购买合同设备和技术服务和质保期服务的当事人，包括其法定承继者和经许可的受让方。

1.2 “投标人”是指提供合同设备和技术服务和质保期服务的当事人，包括其法定承继者和经许可的受让方。

1.3 “合同”是指本合同条款及其所有附件，包括双方根据合同规定不时作出的修改和补充。

1.4 “合同总价”是指根据合同规定投标人在正确、完全地履行合同义务后招标人应支付给投标人的费用总和，详见本合同第4条的规定。

1.5 “生效日期”是指本合同第18条中所规定的合同的生效日期。

1.6 “技术资料”是指本合同设备及其相关的设计、制造、监造、检验、施工、安装、调试、性能验收试验、验收、培训和技术指导等文件（包括图纸、各种文字说明、标准和软件）和技术规范规定的用于设备运行和维护的文件。

1.7 “合同设备”是指投标人根据合同供应的机器、装置、材料、物品、专用工具、备品备件和其他各种物品，如本合同附件一技术规范所列示和规定。

1.8 “监造”是指在合同设备的制造过程中，由招标人委托有资质的监造单位派出代表对投标人提供的合同设备的关键部位进行质量监督，实行文件见证和现场见证。此种质量监造不解除投标人对合同设备质量所负的责任。

1.9 试运行：详见专用条款约定。

1.10 “性能验收试验”是指为检验合同设备是否达到本技术规范规定的性能保证值而按本技术规范的规定所进行的试验。

1.11 验收：详见专用条款约定。

1.12 “日、月、年”是指公历的日、月、年。“天”是指24小时，“周”是指7天，“月”是指30天。

1.13 “项目”：指专用合同条款中指明的项目。

1.14 “技术服务”是指由投标人提供的与合同设备的设计、制造、设备监造、检验、施工、安装、调试、试运行、性能验收试验、初步验收直至最终验收证书签发相关的技术指导、技术配合、技术培训等全过程的服务。

1.15 “现场”：指专用合同条款中指定的工程现场。

1.16 “备品备件”是指投标人根据本合同提供的备用部件，详见本合同技术规范所列示和规定。

1.17 “书面文件”是指任何与本合同有关的手稿、打字或印刷的有相关印章和/或具有法定代表人或其授权人签名的文件。

1.18 “分包商”是指按合同规定并经招标人批准的接受合同供货范围内任何部分的供货分包的其他法人及该法人的法定承继方。

1.19 “设备缺陷”是指投标人因设计、制造错误或疏忽所引起的合同设备（包括部件、原材料、铸锻件、原器件等）达不到本合同规定的性能、质量标准要求的情形。

1.20 “监造代表”是指由招标人委托的有监造资质的监造单位派出的对合同设备进行监造的人员。

1.23 “最后一批交货”是指该批货物交付后，已交付的货物总价值将达到合同设备价格的98%以上，并且余下未交的设备不影响后续的安装、调试和性能验收试验。

1.24 解释

1.24.1 合同中提及的“包括”一词不具有限制性含义。

1.24.2 除上下文另有要求外，本合同所指的日（天）、月、年均为公历日、月、年。

1.24.3 文件优先顺序

组成合同的文件的优先顺序如下：

- （1）双方对于本合同条款不时所进行的修改和补充；
- （2）合同协议书
- （3）专用合同条款；
- （4）合同附件（附件之间冲突的，以合同技术规范为准）；
- （5）通用合同条款；
- （6）中标通知书；
- （7）投标文件及其澄清文件；
- （8）招标文件。

上述文件应互为补充和解释，如不同文件之间有矛盾时，以所列顺序在前的为准，同一顺序的则以时间在后的为准。某一合同组成文件本身存在含糊不清或不相一致的情形时，双方应从有利于招标人合同目的实现的角度协商解决，且不应影响工程进度造成不利影响。经

协商后双方无法达成一致意见的，可按本合同规定提交争议解决。

2、合同标的

2.1 投标人同意向招标人出售，招标人同意向投标人购买合同设备。设备名称、规格（型号）、数量等详见专用条款约定。

2.2 投标人保证其供应的合同设备是全新的，安全的、技术水平先进的、成熟的、质量优良的，没有设计和材料及工艺上的缺陷，设备的选型符合安全可靠、经济运行和易于维护的要求。

2.3 设备的技术规范、技术经济指标和性能见合同附件一技术规范书。投标人供应的设备应符合技术规范书的规定并且适合于合同规定的用途和目的。

2.4 投标人在本合同下的供货范围包括所有相关的设备、技术资料、专用工具、随机备品备件、生产用备品备件和技术服务，详见合同附件一技术规范书。

2.5 投标人供应的技术资料见合同附件一技术规范书。

2.6 投标人供应的技术服务见合同附件一技术规范书。

2.7 投标人提供合同设备的运输及保险，详细内容见合同第6条和第12条。

3、供货范围

3.1 合同供货范围详见附件一技术规范书。

3.2 除专用条款约定外，本合同供货范围包括了所有的合同设备、技术资料、专用工具、备品备件、人员培训及技术协调、技术服务及技术指导。在执行合同过程中如发现有未列入供货范围中的漏项和短缺，而且该漏项或短缺的内容确实是合同设备为满足合同技术规范所述的性能保证值要求所必需的，则投标人应负责在招标人要求的时间内将所缺的设备、技术资料、专用工具、备品备件、人员培训及技术协调、技术服务及技术指导等补足，由此引起的费用和 risk 由投标人承担。

3.3 本合同规定应由投标人履行的，或本合同虽未有明确规定、但为投标人执行其合同义务所必须的，投标人应负有保证合同设备按附件一技术规范书规定安全、长期、经济及稳定运行所需的其他义务。

4、合同价格

4.1 合同协议书中载明的签约合同价包括但不限于合同设备（含随机备品备件、专用工具）及相关的技术资料（含邮递费）、技术服务、系统调试、试运行、消缺、培训、验收、卸车、运保费、安装、调试、合同设备的税费、质保期服务、专利和/或专有技术使用许可费、所有设备包装费等投标人为完成合同全部义务应承担的一切成本、费用和支出以及投标人的合理利润。

4.2 构成合同总价的各分项价格详见合同附件二价格表。

4.3 除专用合同条款另有约定外，签约合同价为固定价格。

5、付款

5.1 本合同使用货币种类为人民币。

5.2 付款方式：电汇、网银转账或银行电子承兑汇票。

5.3 合同价款的支付详见专用合同条款的约定。

5.4 招标人收到银行电汇回执单或网银支付日期/银行电子承兑汇票日期为实际支付日期。

5.5 招标人有权从应付投标人的任何一笔款项或履约保函中扣除合同规定投标人有责任支付的违约金或赔偿金等一切款项。

5.6 如果投标人应向招标人支付违约金、损坏赔偿费、现场加工及代采购费、罚款的，投标人应在接到招标人的书面索赔通知后一个月内，用电汇方式将款项由投标人银行汇入招标人银行的招标人账户。如逾期不交，招标人有权从履约保函或在本合同项下的应支付给投标人的任何一笔应付款项中将这部分索赔金额及其利息（按一年期贷款市场报价利率 LPR 的 2 倍计算）扣除。

5.7 招标人发生的银行费用由招标人承担，投标人发生的银行费用由投标人承担。

6、交货与运输

6.1 本合同设备的交货期及交货顺序应满足工程建设、设备安装进度和顺序的要求，应保证及时和部套的完整性。交货期及具体分部套交货时间详见技术规范书。

6.2 交货地点

交货地点为施工现场指定地点（车上/船上）（卸货完成后标的物风险转移）。

除专用合同条款另有约定外，合同设备收货单位为招标人。

合同设备所有权自合同设备交货时起由投标人转移给招标人。合同设备毁损、灭失的风险，在合同设备交货之前由投标人承担，交货之后由招标人承担，尽管有上述规定，如果合同设备交货和现场开箱检验时外包装均保持完好，但后期开箱检验时发现合同设备出现毁损灭失，则相应责任由投标人承担。

6.3 投标人应在第一次设计联络会上按照本合同技术规范书的规定向招标人提供每批货物名称、总重量、总体积和交货日期的初步交货计划，在第一次发货 15 天前向招标人提供本合同项下的货物总清单和装箱总清单（含光盘电子版），并提供一份重量超过 2 吨或体积大于 9 米×3 米×3 米的大件货物清单。投标人在每批货物预计启运 7 天前，以邮件方式将 66 条中的各项内容通知招标人。

6.4 合同设备的交货日期为该合同设备到达交货地点后招标人签署的外观检查接收单中所注明的实际到货日期，条件是该批合同设备应经招标人现场开箱检验合格，如果到达交货地点的合同设备经现场开箱检验不合格，则该合同设备将不被视为已交货。合同设备的交货日期将作为根据本合同 11.9 和 11.10 条计算迟交货物违约金时的依据。

6.5 投标人须向承运部门办理申请发运合同设备所需要的运输工具计划。

6.6 除了 6.3 条中的规定，投标人在每批合同设备备妥及装运车辆发出后 24 小时内，应以邮件方式将该批合同设备的如下内容通知招标人：

- （1）合同号；
- （2）合同设备发运日；
- （3）合同设备名称、编号和价格；
- （4）合同设备总毛重；
- （5）合同设备总体积；
- （6）总包装件数；
- （7）交运车站名称、车号和运单号；

（8）重量超过 2 吨或尺寸超过 9 米×3 米×3 米的每件合同设备的名称、重量、体积和件数。对每件该类设备（部件）必须标明重心和吊点位置，并附有草图；

（9）对于特殊物品（易燃、易爆、有毒物品及其它危险品和运输过程中对温度等环境因素和震动有特殊要求的设备或物品）必须特别标明其品名、性质、特殊保护措施、保存方法以及处理意外情况的方法。

6.7 附件一技术规范书交货进度表中没有开列的合同设备应配合安装进度进行交货。

6.8 在质保期内，如果由于投标人的过失或疏忽造成其所供应的设备（或部件）出现损坏需要更换设备或部件时，投标人应及时提供相应的合同设备或部件，招标人无需就此支付任何费用。经招标人同意后，投标人可借用招标人库存中的备品备件以更换损坏或有缺陷的设备或部件，条件是投标人应负责自费在 1 个月内将动用的备品备件补齐，运到现场招标人指定地点，并且通知招标人。

6.9 投标人应按附件一技术规范书的规定，向招标人分批提供满足项目设计、监造、施工、调试、试验、检验、培训、运行和维修所需的厂家图纸、资料、技术文件（数量详见附件一技术规范书）。投标人应分别列出上述图纸、资料和技术文件的清单并应符合附件一技术规范书规定的交付进度。

6.10 投标人根据第 6.9 条所提供的图纸、资料和技术文件（合称“技术资料”）应以邮寄方式递交至招标人指定地址，每批技术资料交邮后，投标人应在 24 小时内将技术资料的交邮日期、邮单号、技术资料的详细清单、件数及重量、合同号等以邮件方式通知招标人。招标人邮寄地址等详见专用条款约定。

6.11 技术资料的交付日期以邮政部门提货通知单时间戳记所注明的日期为准。此日期将作为招标人按合同 11 条计算技术资料迟交违约金的依据。如果经招标人或招标人代表检查后发现技术资料有缺少、丢失或损坏，且非招标人原因，则投标人应在收到招标人通知后 14 天内（对急用者应在 3 天内）自费向招标人补充提供缺少、丢失或损坏的部分。如因招标人原因发生缺少、丢失或损坏，投标人应在接到招标人通知后 14 天内（对急用者应在 3 天内）向招标人补充提供缺少、丢失或损坏部分，由此引起的费用由招标人承担。

6.12 招标人可派遣代表到投标人工厂及装货车站检查包装质量和监督装车情况。投标人应提前 15 天通知招标人交运日期。如果招标人代表不能及时参加检验时，投标人有权发货。上述招标人代表的检查与监督不能免除投标人在本合同项下应负的责任。

6.13 为实现对设备及材料的计算机管理。投标人应在每批货物交运前向招标人发送一份装箱清单的电子文档。

6.14 如果招标人要求投标人推迟交货，应在合理时间内提前书面通知并经投标人书面确认，则投标人在该要求的期限内交货视为按时交货，但招标人不承担设备实际交货前灭失或损毁的责任。

7、包装与标记

7.1 投标人交付的所有合同设备应符合国家标准中关于包装、储运指示标志的规定、本合同技术规范及货物承运部门的规定，并具有适合长途运输及多次搬运和装卸的坚固包装，以确保合同设备安全、无损地运抵现场。

包装应保证合同设备在运输、装卸过程中完好无损，并有减振、防冲击的措施。若包装无法防止运输、装卸过程中垂直、水平加速度引起的合同设备损坏，投标人应在合同设备的设计结构上予以解决。包装应根据设备特点，按需要分别采用防潮、防霉、防锈、防腐蚀的保护措施，对设备进行妥善的油漆，以适应远途海上、江河、陆上运输条件和大量的吊装、卸货以及露天堆放六个月的需要，防止雨雪、受潮、生锈、腐蚀、受震以及机械和化学引起的损坏，以保证设备在没有任何损坏和腐蚀的情况下安全运抵交货地点。

包装前，投标人负责按部套进行检查清理，不留异物，并保证零部件齐全。

7.2 投标人应对包装箱内和捆内的各散装部件在装配图中的部件号、零件号予以清楚标记，以便于清点验收。

7.3 投标人应在每件包装箱的两个侧面上，用不褪色的油漆（油漆颜色分机组标明）以明显易见的中文字样印刷以下标记：

- （1）合同号；
- （2）目的站；
- （3）供货、收货单位名称；
- （4）设备名称、机组号、图号；
- （5）箱号/件号；
- （6）毛重/净重（公斤）；
- （7）体积（长×宽×高，以毫米表示）；
- （8）唛头：要分别标明数字并以红色、黄色的底色加以区别；
- （9）生产日期；
- （10）生产工厂。

凡重量为2吨或超过2吨的合同设备，应在包装箱的侧面以运输业常用的标记和图案标明重心位置及挂绳位置及最大载重量，以便于装卸搬运。按照合同设备的特点及装卸和运输上的不同要求，包装箱上应明显印刷“小心”“向上”、“防潮”、“勿倒”、“怕热”、“远离放射源及热源”、“由此起吊”、“重心点”、“堆码重量极限”、“堆码层数极限”、“温度极限”

“轻放”、“勿倒置”和/或“防雨”等字样或通用标记。

7.4 对裸装设备应以金属标签或直接在设备本身上注明上述有关内容。大件合同设备应带有足够的货物支架或包装垫木。

7.5 每件包装箱内，应附有包括部件名称、数量、机组号、图号的详细装箱单、质量合格证明书一式二份。外购件包装箱内应有产品出厂质量合格证明书、技术说明（如有的话）各一份。装箱清单应在合同设备发运前以电子邮件或传真形式发送给招标人。

7.6 技术规范中列明的备品备件应按合同设备分别包装，并在包装箱外加以注明，一次性交货。

7.7 生产备品备件、安装调试备品备件、专用工具应分别包装并按 7.3 条在包装箱上注明相关内容。

7.8 各种设备及松散零星的部件应采用良好可靠的包装方式，装入尺寸适当的箱件内，并尽可能整车发运。

7.9 栅格式箱子或类似的包装，应能保证所盛装的合同设备及零部件不至于被盗窃或被其他物品或雨水损坏。

7.10 所有管道、管件、阀门及其它设备的端口必须用保护盖或其他方式妥善防护。

7.11 投标人及/或其分包商不得在两个或多个箱件上采用同一箱号标记。包装箱应连续编号，而且在全部装运的过程中，装箱编号的顺序始终是连贯的。

7.12 对于需要保证精确装配的明亮洁净加工面设备，其加工面应采用优良、持久的保护层（不得用油漆）以防止在安装前发生锈蚀和损坏。

7.13 投标人交付的技术资料应使用适合于长途运输、多次搬运、防雨和防潮的包装，并应防止潮气和海水的侵蚀。每包技术资料的封面上应注明下述内容：

- （1）合同号；
- （2）供货、收货单位名称；
- （3）目的地；
- （4）毛重；
- （5）箱号/件号。

每一包资料内应附有技术资料的详细清单一式二份，标明技术资料的序号、文件项号、名称和页数。

7.14 由于投标人包装或保管不善致使合同设备遭到损坏或丢失时，不论在何时何地发现，一经证实，投标人均应按本合同第十一条的规定负责及时修理、更换或赔偿。在运输中发生

合同设备损坏和丢失时，由投标人负责与承运单位及保险公司交涉处理，招标人应提供必要的协助，同时投标人应尽快向招标人补供损坏或丢失的合同设备以满足项目建设的需要。

7.15 合同设备包装中除投标人周转性包装的材料外其他都属于招标人所有。

8、技术服务和联络

8.1 投标人应及时向招标人提供与合同设备有关的设计、设备监造、检验、土建、安装、调试、性能验收试验、运行、检修等方面的技术指导、技术配合、技术培训等全过程的服务。

8.2 投标人应派合格技术人员到现场指导招标人人员按投标人的技术资料 and 图纸进行安装、调试和试运行，并负责解决合同设备在安装、调试和试运行中发现的技术问题。

8.3 投标人应在合同签订后 30 日历天内向招标人提交执行 8.1 和 8.2 条中规定的服务工作的组织计划一式两份。

8.4 投标人如果有技术支持方，技术支持方的文件应通过投标人提供给招标人。

8.5 根据工程需要，双方将另行举行技术/协调联络会，时间和地点由双方届时商定。

8.6 如遇有重大问题需要双方立即研究协商时，任何一方均可建议召开会议。对于招标人要求召开的会议，投标人应同意参加，费用各自承担。

8.7 投标人应保证其从事设计及技术指导的人员皆全力为项目的最大利益服务，不会发生任何违背这一原则的行为和不法行为，投标人及招标人都将为此提供各种条件以便双方密切协作，顺利开展工作。投标人在必要时邀请招标人参与投标人的技术设计，并向招标人解释技术设计。

8.8 在每次会议和其他联络会后，双方均应签署会议纪要，会议纪要的签署人员应视为已自动获得双方各自的授权，所签会议纪要作为本合同的组成部分，双方均应执行。

8.9 投标人提出并经双方在会议上确定的安装、调试和运行技术服务方案，投标人如有修改，须以书面形式通知招标人，经招标人确认后方可进行。为适应现场条件的要求，招标人有权对投标人的安装、调试和运行技术服务方案提出变更或修改意见，并书面通知投标人，对此投标人应给予充分考虑，并应尽量满足招标人要求。

8.10 招标人有权将投标人的设备设计、安装和技术服务方案以及投标人所提供的一切与合同设备有关的资料和图纸等分发给与本工程有关的各方，并不由此而构成任何侵权，但不得向任何与本工程无关的第三方提供。

8.11 对盖有“密件”印章的买投标人所提供的资料，双方均有为其保密的义务。对于投标

人提供的盖有“密件”的资料，招标人应要求使用该等资料的工程建设有关方承担保密义务。

8.12 投标人的分包商需要就其分包部分提供技术服务或现场服务的，投标人应作出统一组织并事先征得招标人同意，所需费用由投标人自行承担。

8.13 投标人须对一切与本合同有关的供货、设备及技术接口、技术服务等问题（包括分包与外购）承担全部责任。

8.14 凡与本合同设备相连接的其它设备装置，投标人有提供接口和技术配合的义务，并不应因此而要求招标人支付任何额外费用。

8.15 投标人应在合同设备到货的 1 个月前，将其派到现场服务的技术人员名单及相关简历提交招标人确认。招标人有权要求更换不符合要求的投标人现场服务人员，招标人提出此类要求时，投标人应根据现场需要，重新选派招标人认可的服务人员。如果在招标人书面提出该项要求 10 天内投标人未予答复，也未予以更换，则投标人应按 11.11 条承担违约责任。

招标人将为投标人派到现场的技术人员提供工作和生活方便，相关费用应由投标人自行承担。

因投标人技术服务人员对安装、调试、试运的技术指导的疏忽和/或错误以及投标人未按本合同或招标人要求提供现场服务而引起的招标人的损失由投标人负责赔偿。

8.16 技术服务和联络的具体要求见技术规范。

9、设备监造与检验

9.1 投标人应按照国家 and/或投标人自己的现行技术标准和规范以及买卖双方当事人在设计联络会上签署的纪要进行合同设备的设计、选材、制造和检验。投标人应在本合同生效日期起 1 个月内，向招标人提供本合同设备的设计、制造和检验标准的目录。设计、制造和检验标准应符合技术规范的规定。技术标准和规范详见附件一技术规范书。在合同执行期间，中国颁发的强制性标准和/或强制性条文如有所变更，则按变更后的执行，但投标人不得要求任何额外的补偿。

9.2 招标人有权委托有监造资质的监造单位进行设备监造和出厂前的检验。监造代表有权了解设备组装、检验、试验和设备包装质量情况，并签字确认。监造检验的标准应使用技术规范所列的相应标准。投标人有配合监造的义务，在监造过程中投标人应及时向监造代表提供相应资料，并不得因此要求招标人支付任何费用。

9.3 设备监造的范围及具体监造检验项目见技术规范。

9.4 投标人应为招标人或监造代表的监造检验提供下列方便：

9.4.1 根据本合同设备的月度生产进度提交符合技术规范要求的月度检验计划；

9.4.2 根据本合同设备的交货期要求，投标人应提供合同设备年度生产安排计划（包括国内供货的主要外购件，主要分包制造商所承担制作本合同设备的生产计划），国外进口部套件采购计划及落实情况。

9.4.3 提前 7 天将设备的监造项目和检验时间通知招标人和监造代表；

9.4.4 保证招标人和监造代表得以查（借）阅投标人与本合同设备有关的标准（包括工厂标准）、图纸、资料、工艺及实际工艺过程中检验记录（包括中间检验记录或称不一致性报告）及技术规范规定的有关文件。如招标人或监造代表要求，投标人应向招标人或监造代表提供前述必要的文件或资料。

9.4.5 向招标人和监造代表工作人员提供工作、生活方便。

9.5 监造检验/见证（一般为现场见证）一般不得影响工厂的正常生产进度（不包括发现重大问题时的停工检验），并应尽量结合投标人工厂实际生产过程。若监造代表不能按投标人通知时间及时到场，投标人工厂的试验工作可正常进行，试验结果有效，但监造代表有权在事后了解和检查试验报告和结果（转为文件见证）。若投标人未及时通知监造代表而单独检验或试验，招标人有权不承认该检验或试验结果。如果招标人不承认该结果，则投标人应按招标人或监造代表的要求重复进行该检验或试验。

9.6 监造代表在监造中如发现设备和材料存在质量问题或不符合本合同规定的标准或包装要求时，有权要求投标人采取相应改进措施，以保证交货质量。但无论监造代表是否要求和是否知道，投标人均有义务主动及时地向其提供合同设备制造过程中出现的较大的质量缺陷和问题，在监造代表不知道的情况下投标人不得擅自处理此类质量缺陷和问题。

9.7 监造代表不论是否参与监造及检验，或是否对监造与检验报告签字确认，均不免除投标人在本合同项下对合同设备质量及其他任何方面所应承担的责任。

9.8 由投标人供应的所有合同设备/部件（包括分包与外购），在生产过程中都须进行严格的检验和试验，出厂前须进行部套和/或整机总装和试验。所有检验、试验和总装（装配）必须有正式的记录文件。以上工作完成之后，合格者才能出厂发运。

所有这些正式的记录文件及合格证作为技术资料的一部分投标人要以快递方式邮寄给招标人存档。此外，投标人还应在随机文件中提供合格证和质量证明文件。

由投标人供应的所有合同设备部件出厂时，应有投标人签发的产品质量合格证作为交货的质量证明文件。对技术规范列出的主要设备，还应有监造代表签字的全套监造与检验记录

和试验报告。

9.9 合同设备到达交货地点后，投标人在接到招标人通知后应及时派人员到交货地点，与招标人人员一起根据运单和装箱单组织对合同设备的包装、外观及件数进行清点检验。如经清点检验发现所交付的合同设备与运单和装箱单有任何不符之处且双方代表确认属投标人责任，则投标人应承担本合同项下相应责任。如投标人人员未按招标人通知的时间抵达交货地点，招标人有权自行检验，检验结果和记录对双方同样有效。

合同设备运抵现场后，招标人应尽快开箱，检验合同设备的数量、规格和质量。投标人应派遣检验人员及时参加现场检验工作，招标人应为投标人检验人员提供工作和生活方便。

在现场开箱检验时，如果投标人人员未按时到达现场参加检验，招标人有权自行开箱检验，检验结果和记录对双方均有效，并可作为招标人向投标人提出索赔的有效证据。

9.10 现场开箱检验时，如发现合同设备由于投标人原因（包括运输）造成任何损坏、缺陷、短少或不符合合同中规定的质量标准和规范，双方应做好相关记录，并由双方代表签字，各执一份，作为招标人向投标人提出修理、更换或索赔的依据。经招标人同意后，投标人可委托招标人修理损坏的设备，但所有修理设备的费用应由投标人承担。如果合同设备的损坏或缺失是因招标人原因造成的，则投标人在接到招标人通知后，应尽快提供或替换相应的合同设备，由此引起的费用由招标人承担。

9.11 如果投标人对招标人提出的更换、修理或索赔要求有异议，应在接到招标人的相关书面通知后 14 天内提出，否则招标人提出的上述要求即告成立。如投标人在规定时间内提出异议，其可在接到招标人的相关通知后 3 日内，自费派代表赴检验现场同招标人代表共同复验。

9.12 双方代表在会同检验中对检验记录不能取得一致意见时，任何一方均可提请招标人所在地权威的第三方检验机构进行检验。检验机构出具的检验证书为最终的检验结果，对双方均具有法律约束力。检验费用由责任方负担。

9.13 投标人在接到招标人按本合同 9.9 至 9.12 条规定提出的要求后，应按 9.14 条的规定尽快修理、换货或补供短缺部分，由此产生的制造、修理费用、运费及保险费均应由责任方负担。

9.14 投标人修理、更换或补供合同设备的时间，以不影响项目建设进度为原则，但不应迟于发现缺陷、损坏或缺失之后 1 个月，对于关键部件重新供应的时间，由双方协商决定。

9.15 上述条款所述的各项检验仅是现场的到货检验，尽管没发现问题或投标人已按招标人要求予以更换或修理均不能被视为投标人在合同第 11 条及技术规范项下质量保证责任的免

除。

10、安装、调试、试运和验收

10.1 除非本合同的技术规范书中另有其他约定，合同设备由招标人根据投标人提供的技术资料、检验标准、图纸及说明书进行安装、调试、试运和维修。

10.2 合同设备安装、调试，投标人应派人参加，投标人现场技术服务人员应对整个安装、调试过程进行指导，并协助招标人尽快解决在调试中出现的问题。如果由于投标人原因致使前述问题未能在一个月内得以解决，则应按 11.11 条视为延误工期处理。如在调试期间，合同设备能安全稳定运行，则双方可选择适当时间进行单体验收试验，该验收试验由招标人组织，投标人参加。

10.3 本合同设备安装完毕后的验收工作按照技术规范的要求进行。在合同设备安装、调试及质保期内，如果因投标人提供的合同设备有缺陷和技术资料有错误，或者投标人技术人员指导错误和疏忽，造成工程返工、报废，投标人应无偿进行更换或修理并负担由此产生的到现场更换和修理的一切费用。更换或修理期限应在接到招标人通知之日起的【7】天内完成。

10.4 设备初步性能验收试验在设备所用机组（项目）全容量投运后 6 个月内进行，性能验收完毕，每套合同设备达到本合同技术规范所规定的各项性能保证值指标后，招标人应在此后 10 天内签署并由投标人会签本合同设备初步验收证书一式二份，双方各执一份。

如果合同设备不能达到本合同技术规范所规定的一项或多项保证指标时按 10.6 条和 11.7 条办理。

10.5 在不影响安全、可靠运行的条件下，如合同设备有个别微小缺陷不影响设备正常运行，但投标人同意在双方商定的时间内免费修理上述微小缺陷，如招标人同意的，可签署初步验收证书。

10.6 如果在第一次性能验收试验时合同设备未能达到本合同技术规范所规定的一项或多项性能保证值时，则双方应共同分析原因、澄清责任。如属投标人责任，由投标人决定是否进行第二次性能验收试验。如投标人放弃进行第二次性能验收试验，则其应承担相应的性能违约责任；如投标人要求进行第二次性能验收试验，其应承担相应的试验费用并采取措施，在第一次验收试验结束后 2 个月内进行第二次验收试验。

10.7 在第二次性能验收试验后，如仍有一项或多项指标未能达到本合同技术规范所规定的性能保证值，双方应共同研究，分析原因，澄清责任，经双方确认：

(1) 如属投标人原因，则应按本合同第十一条执行。

(2) 如属招标人原因，投标人有义务与招标人一起采取措施，使合同设备性能达到保证值。

10.8 删除

10.9 不管合同设备性能验收试验进行一次或二次，招标人将于初步验收证书签发之日起满5年并完成索赔后30天内按照11.4条的规定签发最终验收证书。

10.10 按本章10.4条及10.7条出具的初步验收证书只是证明投标人所提供的合同设备性能和参数截至出具初步验收证书时可以按合同要求予以接受，但不能视为解除投标人对合同设备中存在的可能引起合同设备损坏的潜在缺陷所应负责任的证据。同样，最终验收证书也不能被视为免除投标人对合同设备中存在可能引起合同设备损坏的潜在缺陷应负责任的证据。潜在缺陷指在正常情况下不能在制造过程中被发现的合同设备隐患。当发现这类潜在缺陷时，投标人应按照本合同6.8及11.3条的规定进行修理或更换。

10.11 在合同执行过程中的任何时候，对由于投标人责任需要进行的检查、试验、再试验、修理或更换，在投标人提出请求时，招标人应作好安排以便进行上述工作。投标人应负担修理或更换及其人员的费用。如果由于投标人设计图纸错误或投标人技术服务人员的错误指导造成招标人返工，或投标人欲委托招标人施工人员进行加工和/或修理、更换设备，则投标人应按下列公式向招标人支付费用，招标人提供相应的正式发票（所有费用按发生时的项目所在地定额费率水平计算）：

$$P=ah+M+cm$$

其中：P——总费用（元）

a——人工费（元 / 小时 · 人）

h——人时（小时 · 人）

M——材料费（元）

c——台班数（台 · 班）

m——每台设备的台班费（元 / 台 · 班）

10.12 在安装、调试和试运过程中，如合同设备出现由于投标人造成的缺陷或损坏，投标人应在招标人发出书面通知后3日内及时进行处理，如投标人未按要求处理，招标人自行委托第三方解决的，费用由投标人承担，同时还应按11.11条处理。

10.13 如果招标人在机组检修时向投标人提出要求供应所需备品备件，投标人应在24小时内明确答复提供备品备件的时间。投标人承诺该部分备品备件的价格在合同设备质量保证期

满后三年内按合同价格保持不变。

10.14 无论在什么情况下，在合同设备的损失或损坏的责任澄清之前，投标人均应首先尽快交付更换或补充此损失或损坏的设备，费用由最终澄清后的责任方承担。

11、保证与索赔

11.1 除专用合同条款另有约定外，质量保证期（质保期）为自合同设备签发初步验收证书之日起 5 年。若设备满足性能验收条件，招标人签发初步验收证书之日起满 5 年后签发最终验收证书或由于招标人原因导致合同设备未能如期进行初步验收时，为自投标人发运的最后一批交货的设备到货之日起 60 个月后的 15 天内签发最终验收证书。该质保期的具体内容按第 10 条和第 11 条有关条款执行。

11.2 投标人保证其供应的本合同设备是全新的，技术水平是先进的、成熟的、质量是优良的，设备的选型均符合安全可靠、经济运行和易于维护的要求，并且适合于合同规定的用途和目的。

投标人保证根据本合同技术规范所交付的技术资料完整统一和内容正确、准确并能满足合同设备的设计、安装、调试、运行和维修的要求。

11.3 本设备合同执行期间，如果投标人提供的设备有缺陷、技术资料有错误或者由于投标人技术人员指导错误和疏忽，造成工程返工、报废，投标人应立即无偿更换和修理，并承担工程返工费用。如需更换，投标人应负担由此产生的到安装现场更换的一切费用，更换或修理期限应不迟于证实属投标人责任之日起的 7 天内，否则，应按 11.11 条处理。

由于招标人未按投标人所提供的技术资料、图纸、说明书和投标人现场技术服务人员的指导而进行施工、安装、调试造成的设备损坏，由招标人负责修理，更换，但投标人有义务尽快提供所需更换的部件，对于招标人要求的紧急部件，投标人应安排最快的方式运输，所有费用均由招标人负担。

11.4 合同规定的质保期满后，由招标人在 20 天内出具合同设备质保期满最终验收证书交给投标人。条件是：在此期间投标人应完成招标人在质保期满前提出的索赔和赔偿。

11.5 在质保期内，如发现设备或系统有缺陷，不满足本合同技术要求的规定时，投标人应立即无偿提供修理或更换设备及零部件等，投标人同时承担相应的运输、保险等伴随费用，以满足性能考核试验要求。同时，所更换和/或修理后的设备或部件的质量质保期应重新计算。招标人有权向投标人提出索赔。如投标人对此索赔有异议按 17 条办理。

11.6 如由于投标人责任需要更换、修理有缺陷的设备，而使合同设备停运，则合同设备的质保期应按实际修理或更换所延误的时间做相应的延长。

11.7 由于投标人责任，在第 10 条规定的性能验收试验后，如经第二次验收试验(由于投标人原因)仍不能达到本合同技术规范所规定的一项或多项保证指标时，投标人应按专用条款的约定向招标人支付性能保证违约金：

投标人提交违约金后，仍有义务向招标人提供技术帮助，采取各种措施以使设备达到各项技术经济指标。

投标人支付全部违约金或者投标人提供的满意的替换件被招标人接受之日，即为招标人承认设备可以初步验收并出具初步验收证书之日。

11.8 如合同设备在质保期内发现属于投标人责任的十分严重的缺陷（如设备性能达不到要求等）则其质保期将自该缺陷修正后开始重新计算两年。

11.9 如果不是由于招标人原因或招标人没有要求推迟交货而投标人未能按本合同技术规范规定的交货期交货时（不可抗力除外），实际交货日期按本合同 6.1 条和 6.4 条规定计算，招标人有权按下列比例向投标人收取违约金：

迟交 1—4 周，每周违约金金额为迟交货物金额的 1.5%；

迟交 5—8 周，每周违约金金额为迟交货物金额的 2%；

迟交 9 周以上，每周违约金金额为迟交货物金额的 2.5%；

迟交 10 周以上，招标人有权解除合同，并要求投标人另行支付合同总价款 10%的违约金。

11.10 除专用合同条款另有约定外，如由于确属投标人责任未能按本合同技术规范的规定按时交付严重影响施工的关键技术资料时，招标人有权按下列比例向投标人收取违约金：

(1) 迟交 1 周内，每批次违约金金额为合同总价的 0.5%

(2) 迟交 2—4 周，每批次违约金金额为合同总价的 1%

(3) 迟交 4 周以上，每批次违约金金额为合同总价的 1.5%

不满一周按比例计算。

投标人在前款第 11.9 条和第 11.10 条项下违约金不得超过合同总价的 30%。

11.11 如果由于投标人设备缺陷和技术服务的延误、疏忽和/或错误，在执行合同中造成延误，每延误工期一周投标人将向招标人支付合同设备价格的 0.5%作为违约金，且投标人须支付由于投标人技术服务错误或违约造成招标人直接损失。

11.12 投标人应保证其所供设备的防紫外线辐射效果，如在性能质保期内发生油漆起泡、脱

落现象和设备腐蚀等较严重情况，投标人应负责处理，否则投标人应支付招标人相当于合同设备价 0.5%的违约金。

11.13 无论本合同其他条款如何规定，若投标人支付的违约金不能弥补招标人损失的，则不受本合同对于违约金限额的约定，投标人应继续承担赔偿责任。

11.14 投标人支付违约金并不免除投标人应按合同规定履行的相应义务。

合同设备最后一批交货完毕后的剩余部件，应按合理的进度交付，但在任何情况下应在合同设备初步验收证书签发之前交付。公用设备的质保期终止时间应与最后一台机组的质保期终止时间相同。

11.15 若因投标人在履行本合同过程中，因其提供的合同设备或其组成部分或任何设计、数据、图纸、技术规范或其它文件或材料而导致已注册或存在的任何专利权、商标、著作权或其它知识产权受到侵犯或声称受到侵犯，投标人将保护招标人、其雇员、管理人员和其他雇佣方免受由此产生的任何起诉、索赔、损失和费用（包括律师费）等损害，如因上述起诉、索赔导致招标人遭受损失和费用（包括律师费），投标人将负责全额赔偿。如果在任何索赔或诉讼中，最终结果确定合同设备或任何组成部分的设计、加工或工艺构成侵权，并被永久禁止使用，则投标人应当尽快采取合理的措施，为招标人获得准予继续使用该侵权设备或部件的许可，且招标人不负担任何费用。如果投标人不能在合理的时间内获得许可，则投标人应当自费更换该受侵权指控的设备或其任何组成部分，并对其进行修正以使其处于非侵权状态，但前提是不能影响该合同设备的整体性能。

当招标人在收到任何以上所述的侵权索赔函或有关要求赔偿的诉讼、行政或其他法律程序或接受调查的通知后，招标人将及时书面通知投标人。投标人应勤勉和诚信地参加上述程序并进行辩护，接受最终的调解或裁决结果。招标人在投标人承担相应费用的情况下，将提供合理的协助并有权聘请律师参与上述程序。

本条款在合同期满后继续有效。

12、保 险

12.1 投标人应在合同设备发运前，根据水运、陆运和空运等运输方式为合同设备投保发运合同设备价格（包括合同设备和技术资料）110%的运输一切险，并使保险权益可转让招标人。保险责任期为从投标人仓库到招标人仓库或招标人指定地点（包括卸货）。

12.2 如招标人要求，则投标人应将保险合同的副本于最终设备交货前 20 天内提供给招标人。由于投标人原因未能提供以上保险合同副本时，招标人有权拒付运保费直到收到相关保险合

同副本为止。

12.3 如条件允许，投标人应对每套合同设备的关键部件的加工制造过程向保险公司投保该套合同设备关键部件价格 110%的，以投标人为受益人的设备制造质量险，投保范围为制造过程中该套合同设备发生制造质量问题和/或车间内搬运等损坏。

12.4 如果投标人未对合同设备进行投保，招标人有权将这部分保险费从该套合同设备的运保费中扣除。由此引起的责任全部由投标人承担。

12.5 如果投标人根据合同应交付的合同设备和/或文件在运输途中发生丢失或损坏，投标人应与保险公司联系进行索赔。同时应及时补供合同设备。如果此种丢失或损坏不属于保险公司的赔偿范围，则投标人也应按招标人要求及时补供合同设备和/或赔偿招标人损失。

13、税 费

13.1 根据国家有关税务的法律、法规和规范性文件规定，投标人应该缴纳的与其签订或履行本合同有关的税费，由投标人承担。

13.2 本合同价格为含税价。与投标人提供合同设备、技术资料、服务（包括运输）、进口设备/部件等相关的所有税费（包括保险费、进口部件的税费、增值税等）已全部包含在合同价格内，由投标人承担。

14、分包与外购

14.1 除投标人在投标文件中明确分包与外购的之外，未经招标人同意不得将本合同范围内的任何设备或部件进行分包。

14.2 分包（外购）设备/部件的技术服务、技术配合按 8.12、8.13 条规定办理。

14.3 投标人应对所有分包设备、部件承担本合同项下的全部责任。

14.4 分包与外购的设备和部件清单见技术规范书。

14.5 投标人在与分包商签订主要外购件或主要外购材料分包合同时，招标人有权作为第三方参与见证。分包合同中应注明相应外购件或外购材料为本项目专用。

15、合同的变更和修改、暂停、中止和终止

15.1 本合同一经生效，合同双方均不得擅自对本合同的内容（包括附件）作任何单方面的修改。但任何一方均可以书面形式提出对合同内容进行变更、修改、取消或补充的建议。

如果该项建议将对合同价格和交货进度有重大影响时,投标人应在发出或收到上述修改建议后的 7 个工作日内,提出影响合同价格和/或交货期的详细说明。除合同第 8.8 条所述会议纪要以外,所有有关合同变更或修改的建议书均应在双方同意后由双方法定代表人或授权代表(须经法定代表人书面委托)签字后生效,并取代合同中相应的内容。

15.2 如果投标人有违反或拒绝执行本合同规定的行为时,招标人将书面通知投标人,投标人在接到通知后 7 天内纠正此类行为。如果投标人认为在该 7 天内来不及纠正时,则应提出纠正计划。如果在此期间投标人的违约行为未得到纠正且投标人未提出纠正计划,招标人有权在该 7 天期满后向投标人发出一份暂停通知书,投标人在收到该通知后应按通知要求立即暂停履行本合同的部分或全部。此类暂停不构成对合同的变更或修改,由此而发生的一切费用、损失和责任将由投标人承担。

15.3 根据 15.2 条规定,如果招标人行使暂停权利后,招标人有权停付到期应向投标人支付的任何款项。

15.4 在合同履行期间,若因招标人原因要求对合同设备进行重大的变更和/或要求增加超出技术规范以外的范围,招标人应考虑投标人的设计和生产周期及由此而发生的费用变化;投标人接到招标人的书面通知后,应充分考虑招标人意见,与招标人一起尽早完成合同修改。

15.5 在合同执行过程中,若因政府行为或国家计划调整而引起本合同无法正常执行时,投标人和/或招标人可以向对方提出暂停执行合同或修改合同有关条款的建议,与之有关的事宜由双方协商解决。

15.6 因招标人原因要求中途退货,投标人应无条件予以配合,但招标人应向投标人支付金额为不超过退货部分货款总值 5%的违约金。

15.7 如果投标人破产、产权变更(包括被兼并、合并、解体、注销)或无偿还能力,或为了债权人的利益在破产管理下经营其业务,招标人有权立即书面通知投标人或破产清算组或合同权益归属人终止合同,或向该破产清算组或该合同权益归属人提供选择,按其给出的合理忠实履行合同的保证,继续执行经过同意的合同部分。

15.8 若发生 15.7 条所述的情况,招标人有权接管投标人与本合同设备有关的工作,并在合理期限内从投标人的现场房屋中迁出所有与本合同设备有关的设计、图纸、说明和材料。投标人应给招标人提供一切合理的方便,使其能搬走上述这类设计、图纸、说明和材料。

此外,双方应对投标人已经实际履行的合同部分予以评估,并协商处理合同提前终止所产生的有关事宜。

16、不可抗力

16.1 不可抗力是指合同双方在本合同签署时不能预见、不能避免并不能克服的客观情况，包括：严重的自然灾害和灾难（如台风、洪水、地震、火灾和爆炸等）、战争（不论是否宣战）、叛乱、破坏、动乱等。合同任何一方因不可抗力事件而影响其履行合同义务的全部或部分时，则该方可在不可抗力事件影响的期限内暂停履行受影响的合同义务的全部或部分而无须承担违约责任。但无论本合同其他条款如何规定，合同价格不得因不可抗力事件而加以调整。

16.2 受到不可抗力影响的一方应在不可抗力事故发生后，尽快将所发生的不可抗力事件的具体情况以传真、电子邮件等方式通知另一方，并在 3 天内相关证明文件提交给另一方，受影响的一方同时应尽量减少不可抗力事件所造成的损失或设法缩小对本合同履行的影响。一旦不可抗力的影响消除后，该方应将此情况立即通知对方，并应立即恢复履行本合同。

16.3 如双方对不可抗力事件的影响估计将延续到 120 天以上时，双方应通过友好协商解决本合同的执行问题（包括交货、安装、试运行和验收等问题）。

17、合同争议的解决

17.1 本合同受中华人民共和国法律管辖并依其进行解释。

17.2 凡与本合同有关而引起的一切争议，双方应通过友好协商解决，如经协商后 30 天内仍不能达成协议时，则任何一方均可向工程所在地有管辖权的人民法院提起诉讼。

17.3 在争议解决期间，除引起争议的事项外，双方应继续履行本合同项下的其他义务。

18、合同生效及期限

本合同经双方的法定代表人或双方授权代表签名并加盖双方公章（或合同专用章）之后正式生效；

本合同有效期自合同生效之日起到合同项下的全部权利义务履行完毕之日且双方之间已完全解决所有索赔事项并货款两清之日止。

19、其它

19.1 本合同适用法律为中华人民共和国法律。

19.2 本合同所包括的附件，是本合同不可分割的一部分，具有同等的法律效力。如果合同正文与附件有不一致或模糊时，以合同正文为准。如果不同时间的文件有不一致或模糊时，以时间后者为准。

19.3 除本合同另有规定外，双方任何一方未取得另一方事先同意前，不得将本合同项下的部分或全部权利或义务转让给第三方。但投标人同意，招标人有权将其在本合同项下的全部或部分权益质押或转让给融资银行或将本合同项下的全部权利和义务转让给其投资方，在此情况下，招标人仅有义务以书面形式将该转让事宜通知投标人。

19.4 本合同项下双方相互提供的文件、资料，双方除为履行合同的目地外，均不得提供给与合同设备和相关工程无关的第三方。

19.5 若合同约定投标人需提供履约保函的，投标人在合同生效后一个月内须向招标人提供合同约定的不可撤销的以招标人为受益人且见索即付的金额为合同总价的 10%的履约保函一份（格式详见附件三）。

19.6 合同双方应指定两名授权代表，分别负责直接处理本合同设备的技术和商务问题。双方授权代表的名称和通讯地址在合同生效的同时通知对方。

19.7 任何一方向对方提出的函电通知或要求，如系正式书写并按对方下述地址派员递送或快递邮寄、电子邮件发送的，在取得对方人员和/或通讯设施接收确认后，即被认为已经被对方正式接收。

19.8 本合同以中文编写，合同执行过程中所涉及的相互往来文件、技术资料、说明书、会议纪要、信函等文件均应以中文编写。

第三部分 专用合同条款

1、定义和解释

1.1 “招标人”是指____，包括其法定承继者和经许可的受让方。

1.2 “投标人”是指____，包括其法定承继者和经许可的受让方。

1.9 “试运行”光伏项目是指设备在光伏电站试运行阶段（从光伏发电系统受电开始，至完成光伏组件接收总辐射量累计达 $60\text{kW} \cdot \text{h}/\text{m}^2$ 无故障连续并网试运为止）进行的运行。

风电项目是指风电机组安装调试完成后，应连续、无故障运行不少于 240h，且在此期间达到额定功率。

1.11 验收

a) “初步验收”是指合同设备达到电网验收标准并通过并网验收全容量并网，完成涉网试验和性能验收后，从而进入质保期的验收。

b) “最终验收”是指合同设备通过完成质保期后的验收。如果检验证明设备运行完好，性能指标达到合同规定以及投标人已经履行了合同规定的其他义务，招标人向投标人签发最终验收证书。

1.13 “项目”：指**。

1.15 “现场”：指**的工程现场。

2、合同标的

2.1 合同设备将用于**。

设备名称、规格（型号）、数量如下：

设备名称：_____。

设备规格（型号）：_____。

数量：_____。

4、合同价格

4.1 本合同总价为人民币（大写）____（¥_元，税率_，不含税价格为_元；）。

上述合同的总价均包括合同设备(含备品备件、专用工具)、技术资料、技术服务、设计

联络会等费用，以及投标人就该套合同设备所应支付的税费、包装、运输、保险等与本合同中投标人应承担的所有义务和所有工作有关的费用。并且，投标人在报价时已充分考虑合同签订后供货期调整、原材料涨价、运输方式的改变等可能导致成本上涨的各种因素所带来的风险，除非双方另有约定，合同总价在本合同有效期内为固定不变价，投标人不得以任何理由提出涨价要求。其中包括：

(1) 合同设备费

合同设备费除包括各套设备、备品备件和专用工具的费用外，还包括投标人就各套合同设备所应支付的税费、技术资料及所有设备包装费。

(2) 技术服务费

技术服务费包括投标人按本合同通用条款第八条、第十条及附件一技术规范书提供技术服务所需的各种费用，包括技术服务人员的薪金（其中包括个人所得税费和生活费）和往返于其住所地和现场之间的交通差旅费，以及在招标人将为投标人技术指导人员在现场提供生活及办公的便利条件后，投标人技术人员在生活、住宿、办公、通讯、医疗、交通等方面的费用。技术服务费已包含在专用合同条款第 4.1 条约定的合同总价中，招标人无需再另行支付任何技术服务费。

(3) 合同设备的运输及保险费（从投标人仓库到招标人仓库或招标人指定地点（包括卸货）的运输及合同规定的保险）。

5、付 款

5.2 付款方式：电汇、网银转账和电子承兑。

5.3 合同价款的支付：

5.3.1 预付款：合同生效日期起，投标人提交下列单据经招标人审核无误后 1 个月内，支付给投标人合同总价的 **10%** 作为预付款。

(1) 投标人应提交金额为合同总价 10% 的正式收款收据（正本一份，复印件二份）；

(2) 投标人银行开具的金额为合同总价 10% 的见索即付、不可撤销的以招标人为受益人的履约保函（格式见附件三），履约保函在从签发之日起至本合同下所有合同设备的初步验收证书签发后满 30 天之日止的期间内有效。

5.3.2 投料款：在设计联络会后，投标人按招标人要求提交的主要设计文件通过了招标人的审查，合同设备制造的技术措施、制造质量控制、详细的制造进度安排得到招标人的审查批准，且投标人提交下列单据经招标人审核无误后 1 个月内，支付合同总价的 20%。

(1) 投标人应提交金额为合同总价 20%的正式收款收据(正本一份，复印件二份)；

5.3.3 到货款：招标人在收到投标人提供的下列文件，经招标人审核无误后 1 个月内支付该批合同价格 40%作为到货款。

(1) 由招标人开箱检验后签署的该批设备的接收单一份；

(2) 由招标人签署的该批合同项下应提交的技术资料接收单一份；

(3) 该批交付设备的制造厂商的质量合格证书正本一份(原件、A4 幅面、盖质检章(红印))；

(4) 该批交付设备的装箱单一式二份；

(5) 由投标人开具的金额为该套交付设备的合同总价 100%的增值税专用发票一份。

(6) 金额为合同总价 40%的正式收款收据(正本一份，复印件二份)

5.3.3 招标人在收到下列文件，经招标人审核无误后 1 个月内支付合同总价 20%作为初步验收款。

(1) 由买卖双方授权代表按合同签署的合同设备的初步验收合格证书一式二份；

(2) 投标人应提交金额为合同总价 20%的正式收款收据(正本一份，复印件二份)。

5.3.4 合同总价的 10%作为合同设备的质量保证金，若在质保期第一年末，经招标人确认符合质量管理相关要求的情况下，同意在投标人提交下列单据并经招标人审核无误后 1 个月内向投标人支付合同总价 10%的质量保证金(如有质量问题，返还前应扣除相应部分金额)，并将质量保证金替换为合同总价 10%的见索即付质量保证保函。若因本合同约定的情形导致质保期延长的，投标人同意无条件向招标人提供新的见索即付质量保证保函，以替代原质量保证保函，且该新保函的有效期应与延长后的质保期保持一致。

(1) 金额为合同总价 10%的正式收款收据(正本一份，复印件二份)；

(2) 提供相应合同总价的 10%的见索即付质量保证保函(格式见附件三)。

5.4 招标人银行网银转账日期为实际支付日期。

6、交货与运输

6.1 本合同设备的交货期及交货顺序应满足工程建设、设备安装进度和顺序的要求，应保证及时和部套的完整性。交货期：XX

6.2 交货地点为 **项目现场 或招标人指定地点（如交付地点为设备堆场，则乙方不承担设备堆场及二次转运相关费用）。合同设备收货单位：_____。

6.10 招标人邮寄信息如下：

收件人：_____

联系电话：_____

收件单位：_____

邮寄地址：_____

邮政编码：_____

11、保证与索赔

11.1 质保期的特别约定：质保期为自合同设备签发初步验收证书之日起 5 年

11.7 性能考核条款如下：详见附件一技术规范书

11.9 投标人未能按本合同技术规范书规定的交货期交货时，违约金的特别约定：详见通用条款。

11.10 投标人未能按本合同技术规范书的规定按时交付严重影响施工的关键技术资料时，违约金的特别约定：详见通用条款。

第四部分 合同附件

附件一 技术规范书（单独成册）

附件二 价格表

附件三 履约保函（格式）/质量保证保函（格式）

附件四 廉政承诺书

附件五 安全文明管理协议

附件一：技术规范书

附件二：价格表

价 格 总 表

单位：人民币元

序号	名 称	合计（含税价）	增值税率	备注
1	本体设备			已含技术服务、运保费、备品备件费用、专用工具费用等所有费用
2	备品备件			已计入总价内，无需另行支付
3	专用工具			已计入总价内，无需另行支付
合同总价				

附表 2.1 价格分项表

单位：元（人民币）

序号	名称	规格和型号	单位	数量	产地	生产厂家	单价	合价	备注
1									
2									
3									
4									
5	其它								

附表 2.2 随机备品备件、专用工具分项价格表（计入总价，不限于以下项目）

单位：元（人民币）

序号	名称	规格和型号	单位	数量	产地	生产厂家	备注
1			台				
2			套				
3			套				
4			套				
5			套				
...

附表 2.3 专用工具分项报价（计入总价）

单位：元（人民币）

序号	名称	规格型号	单位	数量	产地	生产厂家	单价	合价	备注
1									
2									

附表 2.4 质保期外三年生产运行用备品备件（如有，不计入总价）

单位：元（人民币）

序号	名称	规格型号	单位	数量	产地	生产厂家	单价	合价	更换周期	备注
----	----	------	----	----	----	------	----	----	------	----

**储能系统采购合同

序号	名称	规格型号	单位	数量	产地	生产厂家	单价	合价	更换周期	备注
1										
2										
3										
4										

附件三：1. 履约保函（推荐格式）

见索即付履约保函

致：_____

鉴于【卖方名称】(以下简称卖方)与贵方于【 】年【 】月【 】日签订了编号为【 】的《**储能系统采购合同》(以下简称采购合同)。

鉴于贵方在采购合同中要求卖方提供总金额为合同总价 10%(百分之十)，即人民币【 】万元的银行保函，作为卖方履行采购合同的履约保函。

为此，根据卖方的申请，本银行，(银行名称及法定地址)，特向贵方出具本履约保函，并在此声明：

- 1、本履约保函为无条件的见索即付、不可撤销的银行保函；
- 2、本履约保函金额为人民币【 】万元；
- 3、如果由于卖方在履行采购合同过程中的作为或不作为、故意、疏忽或过失、过错等原因，使贵方遭受任何损失时，贵方即可向本行发出要求支付的书面通知。本行在收到该通知后将立即按该书面通知所要求的支付金额和时间进行支付。贵方在发出此类通知时无需随附任何证据或证据性材料，也无需说明任何理由；
- 4、本行特此放弃所有因贵方与卖方之间发生争议或相互索赔而享有的任何抗辩权；
- 5、本行进一步同意，如果采购合同发生任何情况的修改、修订、补充或其他变化，本行在本履约保函中的责任将不会发生任何变化，采购合同的前述变化也无须通知本行；
- 6、本履约保函在从签发之日起至采购合同下所有合同设备的初步验收证书签发后满 30 天之日止的期间内有效。

银行名称：(盖章)

法定代表人（或签发人）：

日期： 年 月 日

附件三：2. 质量保证保函

见索即付质量保证保函

致：_____

鉴于【卖方名称】(以下简称卖方)与贵方于【 】年【 】月【 】日签订了编号为【 】的《**合同》(以下简称采购合同)。

鉴于贵方在采购合同中要求卖方提供总金额为合同总价 10%(百分之十)，即人民币【 】万元的银行保函，作为卖方履行采购合同质量保证责任的保函。

为此，根据卖方的申请，本银行，(银行名称及法定地址)，特向贵方出具本保函，并在此声明：

- 1、本保函为无条件的见索即付、不可撤销的银行保函；
- 2、本保函金额为人民币【 】万元；
- 3、如果由于卖方在履行采购合同的质量保证责任过程中的作为或不作为、故意、疏忽或过失、过错等原因，使贵方遭受任何损失时，贵方即可向本行发出要求支付的书面通知。本行在收到该通知后将立即按该书面通知所要求的支付金额和时间进行支付。贵方在发出此类通知时无需随附任何证据或证据性材料，也无需说明任何理由；
- 4、本行特此放弃所有因贵方与卖方之间发生争议或相互索赔而享有的任何抗辩权；
- 5、本行进一步同意，如果采购合同发生任何情况的修改、修订、补充或其他变化，本行在本保函中的责任将不会发生任何变化，采购合同的前述变化也无须通知本行；
- 6、本保函在从签发之日起1年内有效。

银行名称：(盖章)

法定代表人(或签发人)：

日期： 年 月 日

附件四：廉政协议书

_____（简称招标人）

_____（简称投标人）

为加强经济交往过程中的廉政建设，预防在工程发包、物资和服务采购及经济合同履行、结算等过程中违规违纪违法事件的发生，共同维护市场经济秩序。甲乙双方自愿签订廉政合同如下：

1、投标人人员不得在业务活动中以任何形式向招标人（包括招标代理、监理、造价咨询、审计等机构，下同）有关人员赠送贵重物品、现金、有价证券和支付凭证等，不得邀请招标人有关人员吃喝、旅游或去营业性娱乐场所等，以谋取不正当利益。在招投标及合同履行期间发生上述违法违规行为的，且一旦被招标人纪检监察部门查实，应处投标人合同金额 1%-5%（视合同金额大小及情况严重程度）的廉政违约金，并在合同结算款或质保金中扣除。情节严重者，将被终止业务关系，同时列入浙能集团系统及浙能集团上报浙江省重点办及浙江省招标办“不良行为记录和行贿档案”黑名单中，直至追究刑事责任。

2、招标人有关人员不得在业务活动中向投标人收受或索取贵重物品、现金、有价证券和支付凭证等，不得参加投标人组织的宴请、旅游或到营业性娱乐场所等，不得为谋取不正当利益而刁难投标人，甚至徇私枉法，阻挠正常的业务交往。如有发生，一经查实，将视情节轻重，给予批评教育、经济考核、党纪政纪处分，直至追究刑事责任。

3、双方人员在业务往来中的任何不廉洁行为，都应在抵制的同时，主动、及时地向对方纪检部门举报。

4、本“廉政合同”作为合同附件，与主合同具有同等的法律效力。

5、本合同一式二份，招标人、投标人各执一份。

6、本合同自签字之日起生效。

招标人（盖章）：

投标人（盖章）：

招标人法定代表人或正式授权代表

投标人法定代表人或正式授权代表

签名：

签名：

年 月 日

附件五：安全文明管理协议

第五章 技术标准和要求



ZHEJIANG ENERGY

甘肃腾格里沙漠河西新能源基地黄花滩 200 万千瓦光伏项目 480MW/960MWh 储能系统技术规范书

编 制： _____
会 签： _____
审 核： _____
审 定： _____
批 准： _____

甘肃古浪陇电入浙黄花滩能源有限公司

2026 年 4 月

目 录

附件 1 技术规范	1
附件 2 供货范围	93
附件 3 技术资料及交付进度	101
附件 4 交货进度	104
附件 5 设备监造、设备的出厂检验和性能验收试验	106
附件 6 技术服务和设计联络	114
附件 7 分包与外购	117
附件 8 运行维护手册编写格式	118
附件 9 大（部）件情况	120
附件 10 技术差异表	121
附件 11 附图	122
附件 12 性能考核条款	123
附件 13 投标人需要说明的其他问题（质量承诺及售后服务承诺等）	124

附件 1 技术规范

1 总则

1.1 一般规定

1.1.1 本招标文件适用于甘肃古浪陇电入浙黄花滩能源 200 万千瓦光伏项目配套 480MW/960MWh 储能系统设备，它提出了该设备的功能设计、结构、性能、安装和试验等方面的技术要求。

1.1.2 招标人在本招标文件中提出了最低限度的技术要求，并未规定所有的技术要求和适用的标准，投标人应提供满足本招标文件和所列标准要求的高质量产品及其相应服务。并必须同时满足国家有关安全、环保等强制性标准要求。

1.1.3 投标人应在投标文件中，对于招标文件进行逐段应答，表明是否接受和同意本招标文件的要求，如：接受和同意招标文件某条款的要求，则在该条款后注明：“理解并承诺完全响应上述条款的要求”；若针对某条款，投标人有特别的建议、方案、技术特点或差异，请在该条款下加以描述和说明，并在“技术差异表”中列出。

1.1.4 投标人如对本招标文件有偏差(无论多少或微小)都必须清楚地表示在本招标文件的附件“技术差异表”中。否则招标人将认为投标人完全接受和同意本招标文件的要求。

1.1.5 投标人应执行本招标文件所列标准，有不一致时，按较高标准执行。投标人在设备设计和制造中所涉及的各项规程、规范和标准必须遵循现行最新标准版本。若投标人所提供的投标文件前后有不一致的地方，应以更有利于设备安装运行、工程质量为原则，由招标人确定。

1.1.6 在合同签定后，招标人有权因规范、标准、规程发生变化而提出一些补充要求，在设备投料生产前，投标人应在设计上给以修改。

1.1.7 规范书经招投标双方确认后，作为合同的附件，与合同正文具有同等的法律效力。投标人中标后，投标文件经技术澄清后，承诺内容和技术协议具有同等约束力，与订货合同正文具有同等效力。

***1.1.8 投标人需提供：**

(1) 投标人所投的磷酸铁锂电池(电芯)须提供第三方具有 CMA 和 CNAS 储能检

测资质机构出具的符合《电力储能用锂离子电池（GB/T 36276）》标准的型式试验报告。

（2）投标人所投的 PCS(储能变流器)须提供第三方 CMA 和 CNAS 资质机构出具的型式试验报告（包含高压、低压穿越等检测报告）容量 1250kW 及以上。

（3）投标人所投的 BMS(电池管理系统)须提供第三方 CMA 和 CNAS 资质机构出具的型式试验报告。

（4）投标人所投的 EMS（能量管理系统）须提供第三方 CMA 和 CNAS 资质机构出具的型式试验报告。

1.1.9 投标人应对所供设备进行编码，按照 DL/T 1816-2018 电化学储能电站标识系统编码导则执行，满足招标人编码原则。编码范围包括投标人所供系统、设备、部件和构筑物。中标后，招标人将向投标人提供储能系统的编码原则和要求，投标人应据此对其所提供的系统、设备、部件进行编码，并编制在提供的技术文件(包括图纸及说明书)中。

1.2 标准和规范

1.2.1 按有关标准、规范或准则规定的合同设备，包括投标人向其他厂商购买的所有附件和设备，都应符合这些标准、规范或准则的要求。

1.2.2 所列标准中的条款通过本招标文件的引用而成为本招标文件的条款，注明日期的引用标准其随后所有的修改单(不包括勘误的内容)或修订版均不适用本招标文件。不注明日期的引用文件，其最新版本适用本招标文件。

1.2.3 如果某项标准或规范在本技术规范书中未作规定，或投标人采用其他标准或规范，则投标人应详细说明其采用的标准或规范，并向招标人提供其采用标准或规范的中文版本。只有当其采用的标准或规范不低于本技术规范书的要求时，投标人采用的标准或规范才能为招标人认可。

1.2.4 招标人在本规范中提出的是最低限度的技术要求，并未规定所有的技术要求和适用的标准，投标人应提供满足本规范所列标准的高质量产品以及相关服务。对国家有关强制性标准，必须满足要求。投标人执行的标准与本规范所列标准有矛盾时，按较高标准执行。

1.2.5 主要的标准和规范

序号	标准号	标准名称
1	DL/T 527	继电保护及控制装置电源模块（模件）技术条件

2	GB/T 13384	机电产品包装通用技术条件
3	GB/T 191	包装储运图示标志
4	GB/T14537	量度继电器和保护装置的冲击及碰撞试验
5	GB/T14598.27	量度继电器和保护装置第 27 部分：产品安全要求
6	GB/T 478	继电保护及安全自动装置通用技术条件
7	GB/T 2423.1	电工电子产品环境试验第 2 部分：试验方法试验 A：低温
8	GB/T 2423.2	电工电子产品环境试验第 2 部分：试验方法试验 B：高温
9	GB/T 2423.3	电工电子产品环境试验第 2 部分：试验方法试验 Cab：恒定湿热试验
10	GB/T 2423.8	电工电子产品环境试验第 2 部分：试验方法试验 Ed：自由跌落
11	GB/T 2423.10	电工电子产品环境试验第 2 部分：试验方法试验 Fc：振动（正弦）
12	GB/T 3859.1	半导体变流器基本要求的规定
13	GB/T 3859.2	半导体变流器应用导则
14	GB/T 3859.3	半导体变流器变压器和电抗器
15	GB/T 17626	电磁兼容试验和测量技术
16	GB/T 14048.1	低压开关设备和控制设备第 1 部分：总则
17	GB 7947	人机界面标志标识的基本和安全规则 导体的颜色或数字标识
18	GB/T 12325	电能质量供电电压允许偏差
19	GB/T 12326	电能质量电压波动和闪变
20	GB/T 14549	电能质量公用电网谐波
21	GB/T 15543	电能质量三相电压不平衡
22	GB /T 15945	电能质量电力系统频率偏差
23	GB/T 24337	电能质量公用电网间谐波
24	GB 4208	外壳防护等级（IP 代码）（IEC 60529:1998）
25	DL/T 2919	电化学储能电站经济评价导则
26	GB 50054	低压配电设计规范
27	GB 1208	电流互感器
28	GB 1207	电压互感器
29	GB 17799.3	电磁兼容通用标准居住、商业和轻工业环境中的发射
30	GB 17799.4	电磁兼容通用标准工业环境中的发射
31	GB 11032	交流无间隙金属氧化物避雷器
32	GB 7251	低压成套开关设备
33	GB/T 14598.9	辐射电磁场干扰试验
34	GB/T 14598.14	静电放电试验
35	GB/T 17626.8	工频磁场抗扰度试验

36	GB/T 14598.3	绝缘试验
37	DL/T 645	多功能电能表通信规约
38	GB 51048	电化学储能电站设计规范
39	GB/T 36547	电化学储能系统接入电网技术规定
40	GB/T 36548	电化学储能系统接入电网测试规范
41	NB/T 33014	电化学储能系统接入配电网运行控制规范
42	NB/T 33015	电化学储能系统接入配电网技术规定
43	NB/T 33016	电化学储能系统接入配电网测试规程
44	NB/T 42089	电化学储能电站功率变换系统技术规范
45	NB/T 42090	电化学储能电站监控系统技术规范
46	NB/T 42091	电化学储能电站用锂离子电池技术规范
47	DL/T 620	交流电气装置的过电压保护和绝缘配合
48	DL/T621	交流电气装置的接地
49	DL/T 5429	电力系统设计技术规程
45	NB/T 42090	电化学储能电站监控系统技术规范
50	GJB 4477	锂离子蓄电池组通用规范
51	GB 44240	电能存储系统用锂蓄电池和电池组安全要求
51	GB / T 34120	电化学储能系统储能变流器技术要求
53	NB/T 31016	电池储能功率控制系统技术条件
54	GB / T 42726	电化学储能电站监控系统技术规范
55	GB / T 44026	预制舱式锂离子电池储能系统技术规范
56	GB / T 40595	并网电源一次调频技术规定及试验导则
57	GB/T 34120	电化学储能系统储能变流器技术规范
58	GB 50229	火力发电厂和变电站设计防火规范
59	GB 55037	建筑防火通用规范
60	GB/T 36558	电力系统电化学储能系统通用技术条件
61	GB/T 36276	电力储能用锂离子电池
62	GB/T 36549	电化学储能电站运行指标及评价
63	GB 50974	消防给水及消火栓系统技术规范
64	T/CEC 176	大型电化学储能电站电池监控数据管理规范
65	T/CEC 370	电化学储能电站调频与调峰技术规范
66	T/CEC 373	预制舱式磷酸铁锂电池储能电站消防技术规范
67	T/CNESA1002	电化学储能系统用电池管理系统技术规范
68	GB/T 34131	电力储能用电池管理系统
69	GB 5023	额定电压 450/750V 及以下聚氯乙烯绝缘电缆
70	GB 50217	电力工程电缆设计标准

71	GB 5589	电缆附件试验方法
72	GB/T 11327	聚氯乙烯绝缘氯乙烯护套低频通信电缆电线
73	GB/T 19666	阻燃和耐火电线电缆或光缆通则
74	DL/T 401	高压电缆选用导则
75	GA 306	阻燃及耐火电缆
76	GB/T 50064	交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范
77	GB/T 50065	交流电气装置的接地设计规范
78	GB 50370	气体灭火系统设计规范
79	GB 50116	火灾自动报警系统设计规范
80	GB 50034	建筑照明设计标准
81	GB 50019	工业建筑供暖通风与空气调节设计规范
82	GB/T 14048.1	低压开关设备和控制设备 第 1 部分：总则
83	GB/T 4208	外壳防护等级（IP 代码）（IEC 60529:1998）
84	GB 25972	气体灭火系统及部件
85	GB 16670	柜式气体灭火装置
86	GB 3906	3.6kV~40.5kV 交流金属封闭开关设备和控制设备
87	GB/T 11022	高压开关设备通用技术条件
88	DL/T539	户内交流高压开关柜和元部件凝露及污秽试验技术条件
89	Q/GDW13001	高海拔外绝缘配置技术规范
91	GB/T34133	储能变流器检测技术规程
92	GB21966	锂原电池和蓄电池在运输中的安全要求
93	GB/T 311.1	绝缘配合第 1 部分：定义、原则和规则
94	GB/T 311.2	电力变压器第 1 部分：总则
95	GB/T 1094.3	电力变压器第 3 部分：绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空气间隙
96	GB/T 1094.4	电力变压器第 4 部分：电力变压器和电抗器的雷电冲击和操作冲击试验导则
97	GB/T 1094.5	电力变压器第 5 部分：承受短路能力
98	GB/T 1094.10	电力变压器第 10 部分：声级测定
99	GB/T 1094.11	电力变压器第 11 部分：干式变压器
100	GB/T 4109	交流电压高于 1000V 的绝缘套管
101	GB 5273	变压器、高压电器和套管的接线端子
102	DL/T 486	高压交流隔离开关和接地开关
103	GB/T 2829	周期检查计数抽样程序及抽样表(适用于生产过程稳定性的检查)
104	GB8702-88	电磁辐射防护规定
105	GB 17625.2	电磁兼容限值对额定电流不大于 16A 的设备在低压供电系统中产生的电压波动和闪烁的限制
106	GB/Z 17625.3	电磁兼容限值对额定电流大于 16A 的设备在低压供电系统中产生的电压波动和闪烁的限制

107	T / CEC 169	电力储能锂离子电池内短路测试方法
108	T / CEC 170	电力储能用锂离子电池爆炸试验方法
109	T / CEC 171	电力储能用锂离子电池循环寿命要求及快速检测试验方法
110	T / CEC 175	电化学储能系统方舱设计规范
111	DL/T1989	电化学储能电站监控系统与电池管理系统通信协议
112	DL / T 1816	电化学储能电站标识系统编码导则
113	GB/T 42288	电化学储能电站安全规程
114	GB / T 14285	继电保护和安全自动装置技术规程
115	GB 20052	电力变压器能效限定值及能效等级
116		《防止电力生产事故的二十五项重点要求（2023 年版）》
117		国家电网设备（2018）979 号 国家电网公司十八项电网重大反事故措施（修改版）
118		电力重大事故隐患判定标准
119	ANSI/CAN/UL 9540:2023	储能系统和设备安全标准
120	NFPA 855:2026	固定式储能系统安装标准

注：

- （1）本条应根据具体设备详细列举现行国家及行业有效标准和规范。
- （2）招标文件中规定的工艺、设备和材料的标准不得有限制性，应尽可能地采用国家标准。法律法规对设备安全性有特殊要求的，应当符合有关产品质量的强制性国家标准、行业标准。
- （3）上述只列出遵照的基本标准，并未列出投标人遵循的所有标准，如投标人提出了更经济合理的设计、材料、制造工艺；同时又能使投标人提供的设备满足本技术规范书的要求，并确保安全持续运行，在征得招标人同意后，可执行投标人提供的标准。
- （4）从订货之日起至投标人开始投料制造之前这段时间内，如果因标准发生修改或变化，招标人有权提出补充要求，投标人应满足并遵守这些要求。

2 工程概况

2.1 厂址条件

本项目位于古浪县北部的腾格里沙漠西南边缘地带，项目场址按照地理位置分为东区和西区两个部分。西区场址位于古浪县黄滩镇北侧，场址北侧紧临武威市凉州区，南侧临近 G2012 及 S316 省道，与黄滩镇直线距离约 13km，场址周边有多条乡村道路穿过，外部交通运输条件便利。东区场址位于古浪县海子滩镇西北部，与海子滩镇直线距离约 11km，场址南侧路，场址中部和东部均有乡村道路穿过，外部交通运输条件便利，

运输路线需投标人现场勘察确定。

场址区较为起伏，地貌单元单一，拟建场地无新断裂构造穿越，场地稳定，场区成层一般。场址所在区域，无县级、自治区级及国家级文物保护单位和景点，未发现受保护的国家一、二级野生动物，规划范围内无水源保护地，无国家、省级及县级文物古迹及自然景观保护目标。

2.2 项目规模

甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目位于甘肃省古浪县，规划装机容量为 200 万千瓦。配套新建两座 330kV 升压储能站（1#升压储能站、2#升压储能站），用于甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏及 480MW/960MWh 储能系统的汇集送出。本项目采用标准化集装箱式液冷磷酸铁锂储能系统，单套储能系统容量 5MW/10MWh，共配置 96 套储能系统，总容量 480MW/960MWh（跟网型）。其中西区 1#升压储能站配套 190MW/380MWh，东区 2#升压储能站配套 290MW/580MWh。

每 3~5 套子系统经 1 回集电线路汇集后，接入升压储能站 35kV 母线，其中西区 1#升压储能站共接入 9 回储能回路，东区 2#升压储能站共接入 15 回储能回路。

2.3 项目招标范围

招标范围为甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目配套 480MW/960MWh 储能系统（储能电池采用磷酸铁锂电池）所需全套设备的供货，包括磷酸铁锂电池、储能双向变流器（PCS）、电池管理系统（BMS）、能量管理系统 EMS、汇流设备、变压器、直流系统的配套设施（含液冷系统、散热管道、环境监测、配电、消防、视频监控等）、储能 PCS 和电池本体的监控软件等、相关舱内电力电缆、储能舱至 PCS 升压一体机及 35kV 储能系统高压侧级联电力电缆及附件、通信线缆及相关电缆终端附件（不包含储能系统与 35kV 开关柜连接线缆及电缆终端）等；出厂试验并负责交货到项目现场，负责指导现场安装，负责调试及相关技术服务，移交生产验收、竣工验收；整体系统质保期限的相关服务（包含质保期内所有备品备件以及相关的技术资料整理提供服务）；配合交接试验、涉网试验、电池抽检试验、BMS 抽检试验、配合相关单位验收等。供货范围应包含但不限于上述内容。本项目储能系统所有设备、材料均需满足国家法律、法规，电网及招标人的技术标准及要求。

2.4 气象条件

序号	项目	单位	数量
----	----	----	----

序号	项目	单位	数量
1	累年平均大气压	hpa	846.7
2	累年平均气温	℃	8.3
3	极端最高气温	℃	40.8(1997.7.22)
4	极端最低气温	℃	-32(1991.12.27)
5	累年平均最高气温	℃	15.8
6	累年平均最低气温	℃	1.8
7	累年最热月(7月)平均气温	℃	22.3
8	累年最冷月(1月)平均气温	℃	-8.2
9	累年平均相对湿度	%	50.9
10	累年最小相对湿度	%	2.3
11	累年平均水汽压	hpa	6.5
12	累年平均降水量	mm	168.4
13	累年最大年降水量	mm	251.3(1993)
14	累年最小年降水量	mm	85.2(2013)
15	累年最大 24 小时降水量	mm	62.7
16	累年平均蒸发量	mm	1942.0
17	累年平均雷暴日数	d	11.9
18	累年平均年雾日数	d	1.7
19	最多年雾日数	d	8
20	累年最大积雪深度	cm	13(1969.3)
21	累年平均风速	m/s	1.8
22	累年最大风速	m/s	20(NNW, 1980.12.10)
23	累年瞬时最大风速	m/s	26.5

2.5 地质条件

工程区区域构造稳定性较好，工程区 50 年超越概率 10%时的地震动峰值加速度为 0.15g，相应地震烈度为Ⅶ度。场址区冻土为季节性冻土，最大季节性冻土深度为地面以下 1.2m。场区地下水埋藏深较大，季节性冻土带内土层含水量较低，一般呈干燥或稍湿状态，冻土构造类别为整体构造，冻土类型为少冰冻土。

场地风积砂场地（大部分地段）地基土对混凝土结构具微腐蚀性，对钢筋混凝土结构中的钢筋具微腐蚀性，地基土对钢结构具微腐蚀性。场址区地下水位埋深均大 20m，故可不考虑地下水对基础的影响。

3 技术条件

3.1 总体要求

3.1.1 储能系统设计和功能

3.1.1.1 本次采购储能系统包含磷酸铁锂电池预制舱（包括电池、电池管理系统（BMS）、消防灭火、热管理系统集装箱/电池柜内的电力电缆、通信线缆等相关配套设施）、交流升压系统、能量管理系统（EMS），以及电池预制舱/电池柜与 PCS 之间的连接线缆等。

3.1.1.1.1 电池舱采用一体化设计，舱内集成有储能锂电池组、配电系统、消防系统、温控系统等。电芯选用当前技术成熟的高能量密度 314Ah 磷酸铁锂电芯；电池模组采用 3.2V/314Ah 单体电芯以 1P104S 构型组成。电池簇由 4 个电池模组串联构成，成组方式为 1P416S。电池舱配置 12 个电池簇，单舱容量 5.015MWh，支持 0.5C 充放电倍率。

3.1.1.1.2 升压变流一体机包含 4 台 1250kW 跟网型 PCS、1 台 5250kVA 干式双绕组变压器。

3.1.1.1.3 储能配电装置、就地二次设备、辅控系统、火灾报警系统等集成在电池舱一体机预制舱内。为储能系统配置双回路站用电源。

3.1.1.2 储能系统采用预制舱模组化设计，舱柜内电池系统应采用电池单体-电池模组-电池簇-电池系统模组化层级设计，层次分明、结构清晰、功能完善。电池系统应拥有电池模块、电池簇、电池系统三级熔断保护机制和软件保护，可实现不同层级的短路保护和系统的主动隔离。预制舱采用非步入式设计。舱内配置独立的自供电系统、温度控制系统、通风系统、火灾报警系统、消防系统等自动控制和安全保障系统、门控照明、应急系统等。各分支系统应考虑与升压站监控系统的连接及调试，预制舱中的走线应全部为内走线。投标人应根据电池性能及外部运行环境，实现各系统最优集成，集成方案在满足标准规范要求的前提下，应以提高系统效率及性价比最优为原则。

3.1.1.3 储能系统应具备完善的保护功能，包括但不限于电池本体保护、电池过流过压保护、并网保护、防爆设计。电池舱内部应集成必要的火灾自动报警系统和气体灭火系统，火灾自动报警系统和气体灭火系统应能够及时探测到预制舱内异常情况并自动或手动启动气体灭火，并连接至中控室。储能系统设备自带的火警系统应能够与升压站火灾报警系统工作可靠连接，并可通过干接点信号将报警信息接入原升压站火灾探测报警系统和集控中心火灾探测报警系统。在线监测及火灾预警系统应能对储能电站内的电池本体热失控、过热或放电等安全隐患进行在线监测、诊断、预警及联控，有效提升储能电站的智能化监测水平及运行安全可靠。

储能系统每个电池模块应单独配置灭火介质喷头和探测器。火灾探测报警系统应能够及时探测到集装箱内异常情况，并结合 BMS 的温度、温升信息，自动、手动的启动模

组级定位的灭火，联动断开设备间级和簇级直流开断设备，联动启动事故通风系统和报警装置。电池系统内配置气体灭火系统。根据《防止电力生产事故的二十五项重点要求（2023 年版）》要求，灭火系统应满足扑灭电池明火且不复燃的要求，系统类型、流量、压力、喷头布置方式等技术参数应经具有相应资质的机构实施模块级电池实体火灾模拟试验验证。

本工程火灾报警系统采用微机型智能分布式监控系统，储能区域设 1 台区域主机盘，由区域主机盘至各个火灾探测器、手动报警按钮和控制模块等设备采用环形总线相连接。储能区域主机、设备间线缆等辅助材料由投标人提供。储能区域主机盘与上位监控装置（集中火灾报警主机）之间采用通讯总线的连接方式。储能区域主机盘通过总线上送数据至消防信息传输控制单元。

3.1.1.4 能量管理系统应能接入调度自动化系统，其配套的协调控制器应能满足电网公司调度的要求。新能源侧储能系统应保证系统能够接收并按电网公司下达的调度指令要求进行响应。

3.1.1.5 储能系统自身运行控制系统应提供完善的内部监测、控制、故障保护与切除、事件记录功能，包括但不限于投切控制、运行模式控制、设备状态、运行温度、环境控制和监测等功能。储能系统内应配置相应的交直流 UPS 设备（不低于 2 小时），保证控制系统、信号系统、消防系统在断电情况下能够正常工作。磷酸铁锂电池设备间内应设置可燃气体探测装置，当 H_2 或 CO 浓度大于设定的阈值时，应联动断开设备间级和簇级直流开断设备。

3.1.1.6 电池模组和电池簇内，电气间隙和爬电距离、绝缘电阻、介质强度应满足 NB / T 42091《电化学储能电站用锂离子电池技术规范》及相关规范。

3.1.1.7 电池舱的接地设计应符合现行国家标准《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065 及相关规范。

3.1.1.8 为避免因电池单体或电池模组电池特性差异较大而引起整组电池性能和寿命下降，投标人提供的设备应具备保证电池各项指标均衡性的解决措施。投标设备应至少满足电池簇级均流功能，充放电时簇间环流不大于 1%，要求 BMS 系统采用被动均衡方案。

3.1.1.9 储能系统电池应选用方形铝壳磷酸铁锂电池，只接受国家标准或企业标准中的 A 品磷酸铁锂储能电池，不接受其它锂离子电池类型、品级和梯次电池，也不接受长时间库存电池（生产日期至到货时间不超过 3 个月）。投标人应提供满足 GB/T 36276《电

力储能用锂离子电池》要求的权威机构认证证书或检测报告;且产品必须为储能型电池,禁止以动代储,并提供证明文件以及第三方机构出具的检测报告。

3.1.1.10 设备或系统应充分考虑当地环境因素,如高海拔、温度等,具备相应的措施,保障设备的安全稳定运行。储能系统整体应满足海拔高度 2000m,和 C3 防腐等级的项目地区实际使用环境条件。

3.1.1.11 储能设备应具备将实时信息传送至电网调度、现场控制室和集控中心的能力,包括但不限于以下信息:

电气模拟量:并网点频率、电压、注入电网电流、注入有功功率和无功功率、功率因数等;电能量及荷电状态:可充/可放电量、充电电量、放电电量、荷电状态、电池温度和电压、PCS 运行状态等;状态量:并网点开断设备状态、充放电状态、故障信息、通信状态、AGC 状态等;其它信息:浙能集团要求的储能设备其他信息。

3.1.1.12 电池系统应采用原装设计,实现整机运输,在现场无电池安装工作。

3.1.1.13 投标人采用液冷系统,储能系统应具备完善的防漏液设计,如发生泄露,可快速检测到漏液状况并上报漏液信号,同时提供设计方案避免冷却液泄露到外部,造成环境污染。

3.1.1.14 电池预制舱内部应采用电池区、电气区分区设计,保证极端情况下的电气控制设备和消防设备的可用性。

3.1.2 储能系统整体性能要求

3.1.2.1 可用容量要求

储能电站中电表数据由数据监控平台统一进行监控、考核,并发布月度充放电报表。对电站的生命周期可用功率和电量进行定期评估。

储能监控系统中应具备分时段(日、月、季度、年等)自动电量统计功能,以便于查看与统计。

3.1.2.2 一致性要求

初始容量一致性 $\leq 3\%$,自放电一致性 $\leq 1\%$ (静置 28 天后保持容量)。

3.1.2.3 系统衰减要求

电池单体循环次数不小于 6000 次(充电、放电倍率 0.5C, $DOD \geq 90\%$, 25°C , $EOL \geq 80\%$)。

系统循环次数不小于 6000 次(充电、放电倍率 0.5C, $DOD \geq 90\%$, 25°C , $EOL \geq 80\%$)。

首年第一年衰减小于 5%，后每三年衰减量小于 6%。10 年衰减不得高于 20%。（三年衰减率=1-第三年年末系统单个循环放电电量/初始系统放电电量）

系统循环次数不低于 6000 次，首年或首个 600 次循环（按实际放电电量折算为标准循环次数，时间与循环次数以先到为准）容量衰减不得高于 5%，10 年或循环次数 6000 次总容量衰减不得高于 20%。

3.1.2.4 运行综合效率

综合效率不低于 86%（综合效率定义：以 35kV 储能进线开关柜为计量点，综合效率=放电时上网电量/充电时下网电量。包括变压器高压侧集电线路考核电表之前所有设备的辅助能耗）。请提供运行综合效率计算过程。

3.1.2.5 调度要求（以下参数为参考，最终需满足武威地区调度、甘肃省调及西北网调要求。）

电化学储能电站响应就地有功功率控制指令时，充/放电响应时间不应大于 500ms，充/放电调节时间不应大于 2s，充电到放电转换时间、放电到充电转换时间不应大于 500ms，有功功率控制偏差不应超过额定功率的 $\pm 1\%$ 。PCS 装置充放电转换时间不大于 100ms。

储能电站具备一次调频能力，可通过储能变流器实现，并具备一次调频投入/退出功能，各储能单元应具备一次调频投入/退出功能。储能系统一次调频要配置符合场站一次调频系统需要的通讯协议。

储能电站在充电、放电、零功率运行状态时均具备 AGC 功能，具备对调度下发 AGC 指令的校验功能，调节速率和控制精度应满足电网调度机构的要求。向 AGC 主站传输的运行信息包括：全场/站有功控制指令返回遥测值接收到 AGC 主站下发的有功控制指令后，向 AGC 主站反馈的控制指令值。配储有功控制指令返回遥测值，接收到 AGC 主站下发的有功控制指令后，向 AGC 主站反馈的控制指令值。新能源有功控制指令返回遥测值，接收到 AGC 主站下发的有功控制指令后，向 AGC 主站反馈的控制指令值等数据。

配建储能 AGC 可用率：考核新能源场站内配建储能 AGC 可用率应达到 96%。

储能系统在其 PCS 额定运行范围内应具备四象限功率控制功能，有功功率和无功功率应在《GB/T 34120 电化学储能系统储能变流器技术要求》图 2 所示的阴影区域内动态可调。

3.1.2.6 整站自动化水平

能量管理系统按无人值班管理模式设计，监控网络采用双机双网冗余配置，站控层设备与电池管理系统、功率变换系统、保护测控设备之间应采用以太网连接，应采用基于网络的通信协议。其中，站控层与电池管理系统之间的通信协议应采用 IEC61850、ModbusTCP/IP 等，站控层与 PCS、保护测控设备等其他设备之间通信应采用 IEC 61850、ModbusTCP/IP 通信规约，且能量管理系统通信架构中不应使用规约转换器。

能量管理系统的功能包括但不限于：控制操作、防误闭锁、设备状态监控、能量管理等。其中，能量管理功能包括但不限于：系统调峰、一次调频、自动发电控制（AGC）、自动电压控制（AVC）、站用电分项计量管理；设备状态监控包含：BMS 与 PCS 相关设备的监控、交流配电相关开关的监控、电池舱温度调节装置的远方监控、电池模组的监测、消防设备的监测等。

3.1.2.7 整站性能验收

整站性能除满足并网所需的性能测试外，还需满足招标人对整站性能组织的性能考核，考核项目包括但不限于：额定容量、额定充放电功率、综合效率、数据采集精度、SOC 估算精度、功率因数、电能质量、充放电响应时间等。

3.1.3 投标人应提供如下相关技术资料（与投标设备同型号）：

可选的充放电方式；

循环次数与充放电深度关系曲线（电池单体曲线）；

循环次数与充放电倍率的关系曲线（电池单体曲线）；

电池容量与温度关系曲线（电池单体曲线）；

电池充放电倍率与容量关系曲线（电池单体曲线）；

在一定条件下，年度电池容量衰减的保证值（单元系统的保证值）；

电池充电特性曲线（电池单体曲线）；

电池放电特性曲线（电池单体曲线）；

电池耐过充、过放能力说明（电池单体曲线）；

电池长期正常运行后的端电压偏差范围（电池单体曲线）；

整套储能系统电芯内阻正态分布图；

电池的荷电状态（SOC）、电池健康度（SOH）的计算方法；

满足招标技术规范的电池容量配置核算，并需说明对内阻、SOC、容量核算等关键内容；

电池系统的电池巡检和保护功能；

电池单体安全性的 GB 44240《电能存储系统用锂蓄电池和电池组安全要求》强制性检测报告；

投标人所投的磷酸铁锂电池(包括单体、电池模组和电池簇)均须提供第三方具有 CMA 和 CNAS 储能检测资质机构出具的符合《电力储能用锂离子电池(GB/T 36276)》标准的型式试验报告；

投标人所投的 BMS(电池管理系统)须提供第三方 CMA 和 CNAS 资质机构出具的型式试验报告；

消防设备产品国内权威检测机构的检测报告及证书；

投标人所投的 PCS(储能变流器)须提供第三方 CMA 和 CNAS 资质机构出具的型式试验报告(包含高压、低压穿越等检测报告)容量 1250kW 及以上；

变压器的第三方权威检验、检测机构出具的产品认证或型式试验报告；

投标人所投的 EMS(能量管理系统)须提供第三方 CMA 和 CNAS 资质机构出具的型式试验报告。

招标人只接受独立且有检测资质的第三方测试及认证，不接受任何形式的制造商自我声明认证。上述文件投标人需完整提供，并承诺与实际提供产品完全保持一致。所有的检测报告需满足当地电网公司验收要求，并保证顺利并网。在技术评审中对投标人是否提供了电力行业机构出具的报告情况进行评价。

3.2 电池预制舱成套设备主要技术要求

本节主要是针对工程中电池预制舱成套设备的技术要求，其中包括电池系统、电池管理系统(BMS)、开关柜以及其他预制舱设备(包括通风采暖、视频监控、消防、火灾报警及消防联动、门禁系统、照明及相关设备等)。

3.2.1 电池系统技术要求

3.2.1.1 总体要求

(1) 本次采购只接受国家标准或企业标准中的 A 品磷酸铁锂储能电池，不接受其它类型、品级和梯次电池，也不接受长时间库存电池(电池生产日期至到货时间不超过 3 个月)。电池系统应选用磷酸铁锂方形铝壳电池，资格条件要求采用 0.5C 的电池单体，簇内电池单体不允许并联。

(2) 电池发货前，项目单位有权委托第三方对电池单体、电池模块、电池簇、BMS 按照 GB/T36276、电池管理系统按照 GB/T34131 进行抽检测试，项目所在地电网对抽检标准

及数量有明确要求的，按照当地电网要求执行。抽检检测费用由招标人承担，抽检样本费用由投标人承担。若抽检不合格，相关责任、后果及一切损失由投标人自行承担。

（3）每个储能电池单元均应能够独立地按储能电站监控系统的控制指令运行，与储能变流器（PCS）配合，完成下列功能：

a. 电池系统容量标定：储能电池单元应该能够完成通过全充-全放流程完成电池系统最大可用容量的测量和标定的功能。

b. SOC 标定：储能电池单元应该能够在完成电池系统容量标定时，同时完成电池模组 SOC 标定。两次 SOC 标定间的 SOC 测量误差不能超过 5%。

c. SOH 标定：储能单元应该能够在完成电池系统容量标定的同时，自动完成 SOH 标定。两次 SOH 标定间的测量误差不能超过 5%。

d. 电池管理系统运行参数设定包括（但不限于）：电池单体充电截止电压，电池单体放电截止电压，电池单体运行最低、最高温度、电池簇过流门限，并且满足所要求放电倍率的运行条件。

（5）投标人应根据电池性能及外部运行环境，优化电池系统集成设计，并提供预制舱内部布置图等资料。电池系统有完善的热管理系统，通过对电池电压、温度的数据采集，保证电池单体温度和电压运行在安全范围内。

（6）电池系统应与 PCS 系统配合，确保电池性能发挥最优。每个储能单元需集成本地控制器及通讯设备，统一储能单元对外通讯控制接口，并与能量管理系统配合，确保储能系统的安全稳定运行。

（7）为避免因单体电池或电池模块电池特性差异较大而引起整组电池性能和寿命下降，投标人提供的设备应满足电池各项指标的均衡性，要求 BMS 系统采用被动均衡方案。

（8）电池系统能够自动化运行，运行状态及数据等可实时上传至上层监控系统。

（9）电池系统的布置和安装应方便施工、调试、维护和检修，若有特殊要求应特别注明。

（10）根据《防止电力生产事故的二十五项重点要求（2023 年版）》储能单元直流回路、电池簇回路应配置直流开断设备。

（11）根据 GB/T 42288《电化学储能电站安全规程》的要求，“储能变流器交流侧和直流侧均应具备开断能力”。

3.2.1.2 安全要求

(1) 储能电站监控系统退出或意外中断运行时，电池、BMS 有足够的措施保证设备自身的安全，并能维持原有策略正常运行。

(2) 电池系统的电气间隙和爬电距离、绝缘电阻、介质强度应满足相关规程规范要求，元器件间连接线的绝缘水平应满足实际工况的耐压要求，并采取预防绝缘破损和尖端放电措施，满足项目地区实际使用环境条件。

(3) 电池系统运行中外部遇明火、撞击、雷电、短路、过充过放等各种意外因素，不应发生燃烧、爆炸。

(4) 电池系统应具备完善的安全防护功能（过压、过流、短路、热失控、穿刺、跌落）及防护措施。

(5) 在并网投运前投标人应提供完整的实验测试认证报告和证书。

(6) 在一定条件下，年度电池容量衰减的保证值（单元系统的保证值）：

序号	使用年限（i）	衰减率	保证值（MWh）	备注
1	第 1 年			循环次数按实际放电量折算为标准循环次数，时间与循环次数以先到为准。
2	第 2 年			
3	第 3 年			
4	第 4 年			
5	第 5 年			
6	第 6 年			
7	第 7 年			
8	第 8 年			
9	第 9 年			
10	第 10 年			

电池管理系统会实时检查电池的运行状态；具备短路保护、绝缘保护、压差保护、电压过高保护、电压过低保护、通信异常保护等功能。

(7) 投标人选用的电池系统产品应满足 GB / T 36276《电力储能用锂离子电池》标准规范要求，并提供第三方具有 CNAS 以及 CMA 资质检测机构出具的型式试验报告包括电芯，电池模组，电池簇，检测报告数据也可在后续用于仿真危害定性分析，并进行相应风险防范。

(8) 电池系统冷却系统应增加设计裕度，以确保电芯在极端天气情况下能安全、可靠

运行。投标人应说明具体设计方案，提供相关的计算或仿真模型。

(9) 投标人需要提供如下功能及措施说明：

主动的防爆措施

主动防爆：通过可燃气体检测，当检测到电池舱可燃气体达到一定浓度时，储能系统停机，启动排风系统防止可燃气体聚集，主动减少爆燃或爆炸的可能性。

(10) BMS 支持灵活安装地址自动分配，具备友好人机交互。

(11) PACK 内电芯必须进行隔热设计，每两颗电芯之间都必须具备隔热构造，以阻止热失控蔓延，保障电池系统安全，避免因局部过热引发系统性风险。

(12) PACK 采用高耐火烧外壳设计，可达 800℃ 15min，守护包级热失控及消防安全。

(13) 液冷机组具备低液位自动报警和自动补液功能，补液水箱液位显示便于日常巡检观察；液冷系统具备流体开断功能，采用可拆卸的快插设计，日常维护方便截断水路；液冷机组水泵采用全变频，智能调节泵运行转数，满足节能降耗要求，内置过滤功能，防止管路结垢堵塞；液冷机组满足节能高效要求。

3.2.1.3 主要技术参数

投标文件中应包含如下数据，并保证供货设备的性能特性与提供的数据一致。

表 1 电池系统技术参数表

电池系统			
名称	招标人要求	投标人保证值	备注
直流电压范围（V）	系统电压 1123.2~1497.6V		
综合效率	≥86%		周期内上网电量与下网电量的比值（以 35kV 储能进线柜双向电表计量的数据为准）
额定功率充放电循环次数 （DOD≥90%，25℃，EOL=80%）	不低于 6000 次		
电池衰减率	由投标人填写		
电池簇能量转化效率（%）			
充放电转换时间	由投标人填写		

电池模块温控精度（℃）	由投标人填写		
最大放电深度			
储能自用电系统最大功耗 （KW/MWh）			
单个预制舱、 容量（MWh）、 尺寸（W×D×H）、重量（t）			

3.2.1.4 结构及工艺

（1）电池及电池模组

- a. 电池的正、负极端子有明显标志，便于连接、巡视和检修；电池内部结构应符合厂家的设计和工艺要求。
- b. 电池壳体、外盖不得有变形、裂纹及污迹，标识清晰。
- c. 电池模组应具备完整安装连接材料，并完成电池输出端的接线。

（2）电池架（柜）

- a. 设备应为架（柜）式结构。为保证美观，每面架（柜）体尺寸高度、色调应统一，整体协调。具体柜体尺寸、色标牌号在合同签订时由招标人最终确认。架体标识在合同签订时双方商定。
- b. 电池架（柜）表面采用静电喷涂或电泳喷涂等先进喷涂工艺，全部金属结构件都经过特殊防腐处理，以具备防腐、阻燃性能。结构安全、可靠、美观，应具有足够的机械强度，保证元件安装后及操作时无摇晃、不变形；通过抗震试验；电池架（柜）采用开放式设计，便于安装、维护、清洁；要考虑通风、散热；设备应有保护接地。
- c. 架（柜）内元器件安装及走线要求整齐可靠、布置合理，电器间绝缘应符合有关标准。进出线必须通过母线排或接线端子，大电流、一般端子、弱电端子间需要有隔离保护。应选用国内外知名品牌的质量可靠的输入输出端子，母线排或端子排的设计应使运行、检修、调试方便，适当考虑与设备位置对应，并考虑电缆的安装固定。母线排或端子排，大小应与所接电缆相配套。强电、弱电的二次回路的导线应分开敷设。每个接线端子只允许接一根导线。电流端子和电压端子应有明确区分。
- d. 架（柜）内直流回路分布合理、清晰。
- e. 直流正负导线应有不同色标。

- f. 母线、汇流排需加装绝缘热缩套管，无裸露铜排。
- g. 柜内元件位置编号、元件编号与图纸一致，并且所有可操作部件均有标识标明功能。内部接线必须根据接线图套圈和编号，所有面板上安装的设备应当用平面识别标志和功能标志标出。
- h. 柜面的布置应整齐、简洁、美观。应有主要的开关装置。

（3）进出线要求：采用下进下出的引线及连接线方式。

（4）电气元器件要求

设备使用的电气一、二次元器件应根据实际所用的回路使用交流或直流专用的产品。投标时按照下表的格式列明：

表 3.2-1 主要元器件清单

序号	名称	型号规格	数量	生产商/产地

3.2.2 电池单体、模组及电池簇技术参数指标

3.2.2.1 电池单体

3.2.2.1.1 电池单体必须具有可追溯性，能够追溯到制造厂名及商标、型号及规格、极性符号、生产日期。应满足 GB / T 36276 《电力储能用锂离子电池》标准规范要求，并提供第三方具有 CNAS 以及 CMA 资质检测机构出具的形式试验报告。

3.2.2.1.2 投标人提供的电池内阻检测值应与实际测试的电池内阻值一致。

3.2.2.1.3 电池单体外观应无变形及裂纹，表面应干燥、平整无毛刺、无外伤、无污物，且标识清晰、正确。

3.2.2.1.4 电池单体性能要求

（1）初始充放电能量

电池单体在额定功率条件下初始充放电性能应满足下列要求：

- a) 初始充电能量不小于额定充电能量；
- b) 初始放电能量不小于额定放电能量；
- c) 5℃ 条件下初始充放电能量效率不小于 80.0%；

- d) 25℃条件下初始充放电能量效率不小于 93.0%;
- e) 45℃条件下初始充放电能量效率不小于 93.0%;
- f) 25℃条件下初始充电能量极差不大于初始充电能量平均值的 4.0%;
- g) 25℃条件下初始放电能量极差不大于初始放电能量平均值的 4.0%。

(2) 功率特性

电池单体功率特性应满足下列要求:

- a) 不同充放电功率下充电能量不小于额定充电能量;
- b) 不同充放电功率下放电能量不小于额定放电能量;
- c) 不同充放电功率下能量效率不小于 93.0%。

(3) 倍率充放电性能

电池单体倍率充放电性能应满足下列要求:

- a) 2P_{rc} 充电能量相对于 P_{rc} 充电能量的能量保持率不小于 95.0%;
- b) 2P_{rd} 放电能量相对于 P_{rd} 放电能量的能量保持率不小于 95.0%;
- c) 2P_{rc}、2P_{rd} 恒功率充放电能量效率不小于 90.0%。

(4) 能量保持与能量恢复能力

电池单体在 100%能量状态下静置 30d 后能量保持与能量恢复能力应满足下列要求:

- a) 能量保持率不小于 95.0%;
- b) 充电能量恢复率不小于 95.0%;
- c) 放电能量恢复率不小于 95.0%。

(5) 高温适应性

电池单体从高温环境恢复至室温后充放电性能应满足下列要求:

- a) 充电能量不小于额定充电能量;
- b) 放电能量不小于额定放电能量;
- c) 能量效率不小于 93%。

(6) 低温适应性

电池单体从低温环境恢复至室温后充放电性能应满足下列要求:

- a) 充电能量不小于额定充电能量;
- b) 放电能量不小于额定放电能量;
- c) 能量效率不小于 93%。

(7) 高海拔初始充放电性能

高海拔环境下, 电池单体在额定功率条件下初始充放电性能应满足下列要求:

- a) 初始充电能量不小于额定充电能量;
- b) 初始放电能量不小于额定放电能量;
- c) 能量效率不小于 93.0%。

(8) 储存性能

电池单体在 50%能量状态下贮存 30d 后应满足下列要求:

- a) 充电能量恢复率不小于 96.5%;
- b) 放电能量恢复率不小于 96.5%。

(9) 循环性能

电池单体在额定功率条件下循环性能应满足下列要:

- a) 单次循环充电能量损失平均值不大于基于额定充电能量的单次循环充电能量损失平均值;
- b) 单次循环放电能量损失平均值不大于基于额定放电能量的单次循环放电能量损失平均值;
- c) 所有充放电循环能量效率之间的极差不大于 2%。

(10) 安全性能

投标人提供相关的资料以证明投标人应答的设备满足以下安全性能。

a) 过充电: 电池单体初始化充电后以 P_{rc}/U_{nom} 恒流充电至电压达到其充电截止电压的 1.5 倍或时间达到 1h, 不应起火, 不应爆炸, 不应在防爆阀或泄压点之外的位置发生破裂。

b) 过放电: 电池单体初始化放电后以 P_{rd}/U_{nom} 恒流放电至电压达到 0V 或时间达到 1, 不应漏液, 不应冒烟, 不应起火, 不应爆炸, 不应在防爆阀或泄压点之外的位置发生破裂。

c) 过载: 电池单体在 $4P_{rc}$ 、 $4P_{rd}$ 条件下充放电, 不应漏液, 不应冒烟, 不应起火, 不应爆炸, 不应在防爆阀或泄压点之外的位置发生破裂。

d) 短路: 电池单体初始化充电后以 $1m\Omega$ 外部线路短路 10min, 不应起火, 不应爆炸, 不应在防爆阀或泄压点之外的位置发生破裂。

e) 挤压: 电池单体初始化充电后在 50kN 的挤压力下保持 10min, 不应漏液, 不应冒

烟，不应起火，不应爆炸，不应在防爆阀或泄压点之外的位置发生破裂。

f) 跌落：电池单体初始化充电后由 1.5m 高度处自由跌落到水泥地面，不应冒烟，不应起火，不应爆炸，不应在防爆阀或泄压点之外的位置发生破裂。

(11) 绝热温升

电池单体绝热温升特性应满足下列要求：

- a) 表面温度小于或等于电池单体高温一级报警温度时，温升速率小于 0.02℃/min；
- b) 不起火，不爆炸，不在防爆阀或泄压点之外的位置发生破裂。

(12) 热失控性能

电池单体在全寿命周期内，热失控时表面温度应大于 90℃，热失控后不应起火，不应爆炸，不应在防爆阀或泄压点之外的位置发生破裂。

3.2.2.1.5 电池单体技术参数及保证值投标人依据自身电池特性填写。

表 3.2-2 储能电池单体技术参数及保证值

序号	项目	招标人要求	投标人保证	备注
1	电池类型	磷酸铁锂		铝壳
2	标称容量（Ah）	314Ah		
3	标称电压（V）	3.2		额定倍率放电
4	充放电倍率	0.5C		
5	标称充电电流（A）			
6	最大充电电流（A）			
7	标称放电电流（A）			
8	最大放电电流（A）			
9	电压范围（V）			极限范围
10				推荐使用范围
11	循环次数（次）	不小于 6000		充电、放电倍率 0.5C，充放电每日两次，DOD≥90%，25℃，EOL≥80%
12	能量效率			额定倍率（放电能量/放电 Ah）/（充电能量/充电 Ah）
13	循环次数达到 1000 次			

	时充/放电能量保持率(%)			
14	尺寸 (W×D×H mm)			
15	直流内阻 (mΩ)	≤0.3		
16	重量 (Kg)			
17	存储温度范围 (°C)			
18	工作温度范围 (°C)	-40°C~50°C		
19	湿度 (%)			
20	电池电芯品牌			

3.2.2.2 电池模组

3.2.2.2.1 电池模组外观应无变形及裂纹，表面应干燥、无外伤、无污物，排列整齐、连接可靠，且标识清晰、正确。电池模组的质量及结构应便于拆卸和维护。电池模组间接线板、终端连接头应选择导电性能优良的材料。

3.2.2.2.2 电池单体在电池模组内应可靠固定，固定装置不应影响电池模组的正常工作，固定系统的设计应便于电池的维护。电池箱中各种电连接点应保持足够的预紧力，并采取适当的措施，防止松动。所有无基本绝缘的连接点应采取加强防护，应符合 GB 4208 要求。电池模组内使用铜排或螺栓连接的地方须设计温度采样，避免螺栓松动导致连接处温升过高产生风险。

3.2.2.2.3 电池模组中电池单体的连接只串不并，电池安全阀朝上或朝两侧布置；为降低辅助功耗、减小故障率，电池模组应进行合理的热管理设计，并提供模组低功耗、低故障率设计说明。

3.2.2.2.4 电池模组端子极性标识应正确、清晰，电池模块正负极应颜色区分，正极标志为红色“+”，负极标志为黑色“-”，接线端子具备结构性防反接功能。

3.2.2.2.5 电池模组的标志应置于第一视面，且清晰可见。电池模组应有可回收标志和高压警示标志。电压高于 60V 的电池模组应设置外壳安全标志。

3.2.2.2.6 电池模组极柱端子设计应方便运行和维护过程中电池模组电压、内阻的测量。电池模组之间的连接电阻应尽量小，在规定的最大电流充放电后，极柱温升不应超过 25°C，外观不得出现异常。

3.2.2.2.7 电池模组应满足 GB / T 36276《电力储能用锂离子电池》标准规范要求，提供具备 CNAS 资质的第三方权威机构出具的检测报告。

3.2.2.2.8 电池模组性能要求

电池模组由电池单体采用串联连接方式构成，电池模组内使用铜排或螺栓连接的地方须设计温度采样，避免螺栓松动导致连接处温升过高产生风险。电池单体及器件应满足可靠固定，且满足可靠的测量器件固定。

储能系统采用液冷方式应具有良好的防水汽设计，采用单向气压阀，为阻止水分子进入电池模块内部，防止因凝露导致的电池安全问题。电池模块防护等级不低于 IP67，须提供第三方权威机构出具的检测报告。

为降低辅助功耗、减小故障率，电池模组应进行合理的热管理设计，并提供模组低功耗、低故障率设计说明。

电池模组设计需要保证电池单体的可靠固定，需设计可靠的拉紧结构抑制电池单体的膨胀。电池模组内部温度测点不少于 50%。

(1) 初始充放电能量

电池模组初始充放电能量应符合下列要求：

- a) 初始充电能量不小于额定充电能量；
- b) 初始放电能量不小于额定放电能量；
- c) 5℃条件下初始充放电能量效率不小于 85.0%；
- d) 25℃条件下初始充放电能量效率不小于 94.0%；
- e) 45℃条件下初始充放电能量效率不小于 94.0%；
- f) 25℃条件下初始充电能量极差不大于初始充电能量平均值的 4.5%；
- g) 25℃条件下初始放电能量极差不大于初始放电能量平均值的 4.5%。

(2) 功率特性

电池模块功率特性应满足下列要求：

- a) 不同充放电功率下充电能量不小于额定充电能量；
- b) 不同充放电功率下放电能量不小于额定放电能量；
- c) 不同充放电功率下能量效率不小于 94.0%。

(3) 倍率充放电性能

电池模块倍率充放电性能应满足下列要求：

- a) $2P_{rc}$ 充电能量相对于 P_{rc} 充电能量的能量保持率不小于 98.5%；
- b) $2P_{rd}$ 放电能量相对于 P_{rd} 放电能量的能量保持率不小于 97.5%；

c) 2Prc、2Prd 恒功率充放电能量效率不小于 90.0%。

(4) 能量保持与能量恢复能力

电池模块在 100%能量状态下静置 30d 后能量保持与能量恢复能力应满足下列要求：

- a) 能量保持率不小于 95.0%；
- b) 充电能量恢复率不小于 95.0%；
- c) 放电能量恢复率不小于 95.0%。

(5) 高温适应性

电池模块从高温环境恢复至室温后充放电性能应满足下列要求：

- a) 充电能量不小于额定充电能量；
- b) 放电能量不小于额定放电能量；
- c) 能量效率不小于 94%。

(6) 低温适应性

电池模块从低温环境恢复至室温后充放电性能应满足下列要求：

- a) 充电能量不小于额定充电能量；
- b) 放电能量不小于额定放电能量；
- c) 能量效率不小于 94%。

(7) 储存性能

电池模块在 50%能量状态下贮存 30d 后应满足下列要求：

- a) 充电能量恢复率不小于 97.0%；
- b) 放电能量恢复率不小于 97.0%。

(8) 循环性能

电池模块在额定功率条件下循环性能应满足下列要求：

- a) 单次循环充电能量损失平均值不大于基于额定充电能量的单次循环充电能量损失平均值；
- b) 单次循环放电能量损失平均值不大于基于额定放电能量的单次循环放电能量损失平均值；
- c) 所有充放电循环能量效率之间的极差不大于 2%；
- d) 循环充放电过程中，充电结束时电池单体电压极差平均值不大于 250mV；
- e) 循环充放电过程中，放电结束时电池单体电压极差平均值不大于 350mV。

(9) 安全性能

a) 过充电: 电池模块初始化充电后以 P_{rc}/U_{nom} 恒流充电至任一电池单体电压达到电池单体充电截止电压的 1.5 倍或时间达到 1h, 不应起火, 不应爆炸。

b) 过放电: 电池模块初始化放电后以 P_{rd}/U_{nom} 恒流放电至任一电池单体电压达到 0V 或时间达到 1h, 不应漏液, 不应冒烟, 不应起火, 不应爆炸。

c) 过载: 电池模块在 $4P_{rc}$ 、 $4P_{rd}$ 条件下充放电, 不应漏液, 不应冒烟, 不应起火, 不应爆炸。

d) 短路: 电池模块初始化充电后以 $1m\Omega$ 外部线路短路 10min 或以 $30m\Omega$ 外部线路短路 30min, 均不应起火, 不应爆炸。

e) 绝缘: 电池模块正极与外部裸露可导电部分之间、电池模块负极与外部裸露可导电部分之间的绝缘电阻与标称电压的比值均不应小于 $1000\Omega/V$ 。

f) 耐压: 在电池模块正极与外部裸露可导电部分之间、电池模块负极与外部裸露可导电部分之间施加相应的电压, 不应发生击穿或闪络现象, 直流耐压漏电流应小于 10mA。

g) 跌落: 电池模块初始化充电后由 2m 高度处自由跌落到水泥地面, 不应起火、不应爆炸。

h) 挤压: 电池模块初始化充电后在 50kN 的挤压力下保持 10min, 不应漏液, 不应冒烟, 不应起火, 不应爆炸。

i) 振动性能: 电池模块初始化充电后在 X、Y、Z 轴三个方向随机振动, 不应漏液, 不应冒烟, 不应起火, 不应爆炸, 绝缘性能及耐压性能应满足 GB / T 36276 《电力储能用锂离子电池》标准规范要求要求。

j) 液冷管路耐压性能: 电池模块液冷管路内压强在达到最大工作压强的 1.2 倍时静置 1min, 管路不应破裂, 且气压降应不大于最大工作压强的 0.1%。

k) 盐雾性能: 电池模块初始化充电后经喷雾-贮存循环, 外壳不应破裂, 不应漏液, 不应起火, 不应爆炸, 绝缘性能及耐压性能应满足 GB / T 36276 《电力储能用锂离子电池》标准规范要求要求。

l) 交变湿热性能: 电池模块初始化充电后经交变湿热循环, 外壳不应破裂, 不应漏液, 不应起火, 不应爆炸, 绝缘性能及耐压性能应满足 GB / T 36276 《电力储能用锂离子电池》标准规范要求要求。

(10) 热失控扩散性能

电池模块内任一电池单体温度升高后,不应触发其他电池单体发生热失控,不应起火,不应爆炸,绝缘性能应满足 GB / T 36276 《电力储能用锂离子电池》标准规范要求。

3.2.2.2.9 电池模组技术参数及保证值投标人依据自身电池模组特性填写。

表 3.2-3 储能电池模组参数及保证值

序号	名称		招标人要求值	投标人保证值	备注
1	电池单体参数	额定容量 (Ah)	314Ah		
2	电池模组	组合方式	1P104S		
		额定容量 (Ah)			
		初始标称能量 (kWh)	104.49		
		额定充放电倍率	0.5C		
		标称电压 (V)	332.8		
		运行电压范围 (V)	280.8~379.6		
		电池单体数量 (块)	104		
		重量 (kg)			
		尺寸 (长×宽×高)			
		冷却方式			
		工作温度范围 (℃)	充电: 5℃~55℃ 放电: -20℃~55℃		
		防护等级	IP67		

3.2.2.3 电池簇

3.2.2.3.1 电池簇设备、零部件及辅助设施外观应无变形及裂纹,应干燥、无外伤、无污物,排列整齐、连接可靠。

3.2.2.3.2 每组电池簇由一面或多面电池柜(架)构成,每组电池簇应设计为高压箱或簇控制器加多台电池模组结构,电池柜应设计为独立插箱模式且动力连接宜为快插连接,每个插箱动力输出需要设计有温度监测,避免温升异常。电池簇内模组之间不允许并联,且高压箱与电池模组均应模组化生产,以便维护。电池簇高压箱内配置簇级直流开断设备、保护装置、霍尔传感器等,所有直流开断设备应能接受电池管理系统控制。

3.2.2.3.3 为确保电池插箱间以及电池簇间动力电缆可靠连接且便于工作人员检查维护,要求电池簇中的电池插箱以及高压箱的正极接口、负极接口必须前出线。

3.2.2.3.4 电池组动力线束应符合 QC/T 1067.1 的要求,其阻燃和耐火性能需满足 GB/T 19666 的要求。动力线路应具有明显标识,标识方法应符合 GB 2894 和 GB 2893 的要求。

3.2.2.3.5 电池模组成组时模组与模组之间应留有空隙,以便灭火剂渗入。

3.2.2.3.6 各模组之间应预留一定空间,尺寸满足日常运行维护及清扫积尘要求。

3.2.2.3.7 电池簇应设计合理的散热液冷管道，保证电池簇运行温度一致性，并提供电池簇的热管理仿真报告及测试数据。

3.2.2.3.8 电池簇应满足 GB / T 36276 《电力储能用锂离子电池》标准规范要求，提供具备 CNAS 资质的第三方权威机构依据 GB / T 36276 《电力储能用锂离子电池》标准出具的检测报告。

3.2.2.3.9 电池簇性能要求

(1) 电压范围

电池簇电压范围应在 1000V~1500V 内，应与 PCS 直流侧额定电压相匹配。

(2) 初始充放电能量

电池簇在额定功率条件下初始充放电性能应满足下列要求：

- a) 初始充电能量不小于额定充电能量；
- b) 初始放电能量不小于额定放电能量；
- c) 初始充放电能量效率不小于 95.0%；
- d) 充电结束时电池单体电压极差不大于 250mV；
- e) 放电结束时电池单体电压极差不大于 300mV；
- f) 充电结束时电池单体温度极差不大于 6℃ ($\leq 6^{\circ}\text{C}$)；
- g) 放电结束时电池单体温度极差不大于 6℃ ($\leq 6^{\circ}\text{C}$)；
- h) 充电结束时电池模块电压极差不大于电池模块标称电压的 5.0%；
- j) 放电结束时电池模块电压极差不大于电池模块标称电压的 5.0%。

(3) 绝缘性能

电池簇正极与外部裸露可导电部分之间、电池簇负极与外部裸露可导电部分之间的绝缘电阻与标称电压的比值均不应小于 1000 Ω /V。高海拔环境下，电池簇绝缘性能应满足 GB/T 36276 《电力储能用锂离子电池》的要求。

(4) 耐压性能

在电池簇正极与外部裸露可导电部分之间、电池簇负极与外部裸露可导电部分之间施加相应的电压，不应发生击穿或闪络现象，直流耐压漏电流应小于 10mA。

(5) 液冷管路耐压性能

电池簇液冷管路内压强在达到最大工作压强的 1.2 倍时静置 1min, 管路不应破裂，且气压降应不大于最大工作压强的 0.2%。

(6) 安全防护

电池模组成组设计时应考虑在触电或紧急情况下迅速断开回路，保证人身安全和事故隔离。

(7) 电气间隙和爬电距离

电池组各部分的电气间隙和爬电距离应满足下列要求：

a) 额定绝缘电压 $\leq 63\text{V}$ 时，电气间隙 3mm，爬电距离 3mm；

b) $63 < \text{额定绝缘电压} \leq 300\text{V}$ 时，电气间隙 5mm，爬电距离 6mm；

c) $300\text{V} < \text{额定绝缘电压} \leq 500\text{V}$ 时，电气间隙 8mm，爬电距离 10mm；

d) 电气间隙及爬电距离应根据国家标准《绝缘配合第一部分：定义、原则和规则》

(GB311.1) “高压电气设备在高海拔地区使用时，其外绝缘强度随海拔的升高而降低”的要求，对项目所使用的电气设备外绝缘进行修正。

3.2.2.3.10 高压箱

电池主控箱内配置簇级直流开断设备、预充回路等，所有直流开断设备应能接受电池管理系统控制。

电池主控箱内置直流开断设备（带保护）。在电池簇正和负回路各装备直流开断设备，确保 BMS 紧急切断指令下，充电时或放电时都可安全快速地切断电池簇的带电回路，保证电池簇安全；可确保电池簇回路发生短路或大电流时快速切断回路，保证电池簇安全。

电池主控箱内针对接入的电池模组数量进行精心设计，拥有控制器件、保险丝和明显的断电器件，拥有故障告警、故障保护、安全保护等功能，确保电池电气安全，同时拥有急停功能和在检修时能逐级断开系统的功能。专用直流开关均考虑高海拔对开关断流和耐压的影响。

3.2.2.3.11 电池簇技术参数及保证值

投标人依据自身电池特性填写。

表 3.2-4 储能电池簇参数及保证值

序号	项目	招标人要求值	投标人保证值	备注
1	排列形式			
2	采用电芯	LFP314Ah		
3	组合方式	1P416S		
4	电池簇电压范围（V）	1123.2~1497.6		
5	电池簇标称容量（kWh）	417.96		额定倍率放电

6	最大充电电流 (A)	157		
7	最大放电电流 (A)	157		
8	设计放电倍率	0.5C		
9	初始充放电能量效率% (直流侧)			
10	电池架尺寸(W×D×H mm)			
11	重量 (Kg)			
12	存储温度范围 (℃)			
13	工作温度范围 (℃)			
14	湿度 (%)			
15	初始放电电量			初始值
16	电池模块数量 (块)	4		

3.2.2.4 检验

电池系统的型式试验和出厂试验项目参考下表，并出具权威机构的检测报告。

表 3.2-5 检验与试验项目列表

序号	对象	检验项目	型式试验	出厂试验	技术要求条款
1	电池单体	外观	√	√	执行最新标准
2		极性	√	√	执行最新标准
3		外形尺寸和质量测量	√	√	执行最新标准
4		初始充放电容量试验	√	√	执行最新标准
5		常温倍率放电性能试验	√	—	执行最新标准
6		高温充放电性能试验	√	—	执行最新标准
7		低温充放电性能试验	√	—	执行最新标准
8		绝热温升试验	√	—	执行最新标准
9		能量保持与能量恢复能力试验	√	—	执行最新标准
10		储存性能试验	√	—	执行最新标准
11		循环性能试验	√	—	执行最新标准
12		外壳耐受机械应力试验	√	—	执行最新标准
13		过充电试验	√	—	执行最新标准
14		过放电试验	√	—	执行最新标准
15		短路试验	√	—	执行最新标准
16		挤压试验	√	—	执行最新标准

17		跌落试验	√	—	执行最新标准
18		低气压试验	√	—	执行最新标准
19		加热试验	√	—	执行最新标准
20		热失控试验	√	—	执行最新标准
21	电池模组	外观	√	√	执行最新标准
22		极性	√	√	执行最新标准
23		外形尺寸和质量测量	√	√	执行最新标准
24		初始充放电能量试验	√	√	执行最新标准
25		常温倍率放电性能试验	√	—	执行最新标准
26		高温充放电性能试验	√	—	执行最新标准
27		低温充放电性能试验	√	—	执行最新标准
28		储存性能试验	√	—	执行最新标准
29		能量保持与能量恢复能力试验	√	—	执行最新标准
30		循环性能试验	√	—	执行最新标准
31		电气间隙和爬电距离	√	—	执行最新标准
32		绝缘试验	√	—	执行最新标准
33		耐压测试	√	—	执行最新标准
34		温升试验	√	—	执行最新标准
35		外壳耐受机械应力试验	√	—	执行最新标准
36		过充电试验	√	—	执行最新标准
37		过放电试验	√	—	执行最新标准
38		短路试验	√	—	执行最新标准
39		挤压试验	√	—	执行最新标准
40		跌落试验	√	—	执行最新标准
41		盐雾与高温高湿试验	√		执行最新标准
42		热失控扩散试验	√	—	执行最新标准
43	电池簇	外观	√	0	执行最新标准
44		初始充放电容量试验	√	0	执行最新标准
45		绝缘试验	√	√	执行最新标准

46		耐压试验	√	√	执行最新标准
----	--	------	---	---	--------

注 1：带“√”号为应做试验项目，带“—”号为有条件进行的试验项目，带“o”号表示可根据出厂时以电池簇为产品形态来选择。

注 2：循环寿命试验允许采用等效的加速试验方法。

3.2.3 电池管理系统（BMS）功能要求及技术参数

3.2.3.1 一般要求

储能锂电池系统应具有电池管理系统（BMS），BMS 中关于电池运行参数的设定应符合 GB/T34131 的要求及正确的逻辑关系，且提供第三方出具的型式试验报告或 CGC 认证，实现对储能电池堆的全面控制与保护，并实现与 PCS、储能 EMS 的通信。

BMS 应实现高精度、高可靠性的电池单体电压和电池模组温度的采集，并上传能量管理系统（EMS），同时对电池储能设备荷电状态（SOC）进行高精度的估算，并控制电路实现电池单体间电量均衡。在电池数据异常的情况下，进行故障告警和保护。

BMS 的拓扑配置应与 PCS 的拓扑、电池的成组方式相匹配与协调，并对电池运行状态进行优化控制及全面管理。

BMS 功能要求中各功能具体实现层级由 BMS 的拓扑配置情况决定，宜分层就地实现，为保证内部通讯稳定，要求电池簇和系统级 BMS 之间采用 CAN 或以太网通讯。

3.2.3.2 功能要求

3.2.3.2.1 测量要求

BMS 应能实时测量电池的电和热相关的数据，应包括电池单体电压、电池单体温度（提供合理的温度点配置方案及相关仿真数据）、串联回路电流、绝缘电阻等参数。各状态参数测量精度应符合下列规定：

a) 电流采样分辨率宜结合电池容量和充放电电流确定，测量误差应不大于±1%，采样周期不大于 50ms；

b) 单体电压测量误差应不大于±0.5%，采样周期应不大于 100ms；系统电压测量精度±1%，系统电压采样周期不大于 100ms。

c) 温度采样分辨率应不大于 1℃，当温度在-20℃~65℃时，测量误差不大于±1℃；当温度在-40℃~-20℃或 65℃~125℃时，测量误差不大于±2℃，采样周期不大于 1s。

3.2.3.2.2 计算要求

BMS 应能够估算电池的荷电状态（SOC），健康状态（SOH），充电、放电电能值（Wh），

最大充电电流，最大放电电流等状态参数，且具有掉电保持功能，具备上传监控系统的功能。

3.2.3.2.3 状态参数信息上送功能

BMS 应具备内部信息收集和交互功能，能将电池单体和电池整体信息上传监控系统和功率变换系统。

BMS 应能上送电池舱环境温度、电池舱灭火装置告警、电池舱灭火装置动作等信号。BMS 应能上送电池组 SOC、电池组 SOH、电池组单体最高电压值、电池组单体最高电压编号、电池组单体最低电压值、电池组单体最低电压编号、电池组单体最高温度值、电池组单体最高温度编号、电池组单体最低温度值、电池组单体最低温度编号。

3.2.3.2.4 故障诊断功能

电池管理系统报警信息应根据严重程度分为一级、二级和三级。

- (1) 一级报警信息为需要立即停机或停电处理的报警信息；
- (2) 二级报警信息为需要立即采取应急处理措施的报警信息；
- (3) 三级报警信息为需要加强监视及一、二级报警复归的报警信息。

BMS 应能够监测电池的运行状态，诊断电池或 BMS 本体的异常运行状态，上送相关告警信号至监控系统和功率变换系统。

电池管理系统和储能变流器应具备告警和故障总信息，并接入调控中心。

3.2.3.2.5 电池的电气保护功能

BMS 应具备电池的过压保护、欠压保护、过流保护、短路保护、过温保护、继电保护等电气保护功能，并能发出告警信号或跳闸指令，实施就地故障隔离。

BMS 与 PCS、监控系统在通信中断的情况下应能相互触发停机或待机指令。

BMS 应具有绝缘检测功能。

BMS 应对电池的温升速率进行监测。

BMS 宜将影响设备安全运行的信号汇总成一个急停信号，该急停信号通过干接点接入 PCS 与监控系统（避免在紧急情况下仍需经 PCS 下达急停信号），急停信号需同时具备常开、常闭两种状态。

BMS 宜采集舱内辅助设备工作状态，如火灾信号、温度信号、湿度信号等，形成电气连锁，一旦检测到故障或危险，立即切断正在运行的电池成套设备。

3.2.3.2.6 管理功能

BMS 应对充放电进行有效管理，确保充放电过程中不发生电池过充电、过放电，以防止发生充放电电流和温度超过允许值，主要功能应符合下列要求：

充电管理功能：在充电过程中，电池充电电压应控制在最高允许充电电压内；

放电管理功能：在放电过程中，电池放电电压应控制在最低允许放电电压内；

温度管理功能：应向热管理系统提供电池温度信息及其他控制信号；

电量均衡管理功能：应采用高效率的被动均衡控制策略，保证电池间的一致性满足要求。

3.2.3.2.7 统计功能

BMS 应具有对累计充放电量、单次充放电量等电量数据统计功能，并具有掉电保持功能。

BMS 应具有电池模块电压计算功能。

BMS 应具有电压越限次数、温度越限次数、故障保护事件次数等数据统计功能。

3.2.3.2.8 通信功能

3.2.3.2.8.1 电池管理系统应具有与监控系统、储能变流器、其他管理层级电池管理系统等设备进行信息交互的功能，并宜具有与消防系统、供暖通风与空气调节系统等设备进行信息交互的功能。

3.2.3.2.8.2 电池管理系统与监控系统可采用以太网通信接口，支持 Modbus, DL/T634.5104、DL/T860(所有部分)通信协议，采用双网冗余通信。

3.2.3.2.8.3 电池管理系统与储能变流器可采用控制器局域网(CAN)、RS-485、以太网等通信接口，支持 CAN2.0B、Modbus、DL/T 860(所有部分)通信协议，且具有一个输出硬接点接口。

3.2.3.2.8.4 不同管理层级电池管理系统之间可采用 CAN, RS-485、以太网等通信接口，支持 CAN2.0B、Modbus 等通信协议。

3.2.3.2.8.5 电池管理系统和消防系统、供暖通风与空气调节系统可采用 RS-485、以太网等通信接口，支持 Modbus 通信协议。

3.2.3.2.9 对时功能

BMS 应具备对时功能，能接受 IRIG-B 码对时或者 NTP 网络对时。

3.2.3.2.10 定值设置功能

BMS 应对电池运行参数、报警、保护定值进行整定，且具备就地和远程修改功能。

3.2.3.2.11 操作权限管理功能

BMS 应具有操作权限密码管理功能，任何改变运行方式和运行参数的操作均需要权限确认。

3.2.3.2.12 事件记录功能

BMS 应能储存不少于 10000 条事件。运行参数的修改、电池管理单元告警信息、保护动作、充电和放电开始/结束时间等均应有记录，且时间记录应精确到秒。事件记录应具有掉电保持功能。每个报警记录应包含所定义的限值、报警参数，并列明报警时间、日期以及报警值时段内的峰值。

3.2.3.2.13 存储功能

BMS 应具备足够的容量在线存储 120 天的信息，且宜采用队列方式存储。

3.2.3.2.14 显示功能

BMS 应能显示确保系统安全可靠运行所必需的信息，如相关定值、模拟量测量值、事件记录和告警记录等。

3.2.3.2.15 系统可用性

BMS 的运行寿命不应少于 10 年。

BMS 应具备良好的可靠性和可用率，平均故障间隔时间 $>40000\text{h}$ 。

3.2.3.2.16 故障录波功能

BMS 应对故障前后的状态量有效记录，电流量记录周期不大于 50ms，电压量记录周期不大于 1s，温度量记录周期不大于 5s，记录时间不小于 10min。

3.2.3.3 绝缘耐压要求

3.2.3.3.1 绝缘性能

电池管理系统与电池相连的采集端子和接地端子之间、通信端子与接地端子之间、采集端子和通信端子之间、供电端子与通信端子之间，应承受 GB/T 34131 表 3 中所规定的历时 1min 的直流电压，且绝缘电阻值不小于 $10\text{M}\Omega$ 。

3.2.3.3.2 介质强度

电池管理系统与电池相连的采集端子和接地端子之间、通信端子与接地端子之间、采集端子和供电端子之间、采集端子和通信端子之间、供电端子与通信端子之间，应承受 GB/T 34131 表 4 中规定的历时 1min 的工频交流电压(或直流电压)，应无绝缘击穿和闪络现象，漏电流小于 10mA。

3.2.3.4 耐湿热性要求

BMS 应能经受 GB/T2423.4 规定的湿热试验，在试验后应能正常工作，且满足 5.2 状态参数测量精度的要求。

3.2.3.5 电磁兼容性要求

电池管理系统在电磁干扰作用下，应保证功能、性能正常及动作的正确性，不应通过外接抗干扰元件来满足有关电磁兼容标准的要求。电池管理系统的电磁兼容性能应满足 GB/T 34131 表 5 的要求。

3.2.3.6 线缆设计

线缆设计至少应包含以下技术要求：

- 1) 线缆宜选用耐高温线材，各原材料的阻燃特性应满足 GB/T 2408 的要求。
- 2) 线缆标识、标号清晰无误，符合招标人产品使用要求。
- 3) 线缆端子压接正确牢靠，并通过载流量和拉力测试。
- 4) 线缆接插件选型应符合标准要求，其耐压等级、载流量及连接可靠性符合招标人产品使用要求。
- 5) BMS 所有通信电缆和控制线宜采用双绞线或超五类屏蔽网线，并带有外屏蔽。用于模拟信号的电缆每芯应有独立屏蔽，并带有总屏蔽。

3.2.3.7 结构工艺

- 1) BMS 的结构和机柜本身的制造质量应符合下列要求：

- a) 机架组装有关零部件均应符合各自的技术要求；
- b) 所有的设备应该是新造的、能够经久耐用；
- c) 所有的设备在结构上应该便于拆装、检查和安装。
- d) 制造设备用的材料应是对其性能经过严格检查后所挑选出的材料；
- e) 油漆电镀应牢固、平整，无剥落、锈蚀及裂痕等现象；
- f) 机架面板应平整，文字和符号要求清楚、整齐、规范、正确；
- g) 标牌、标志、标记应完整清晰；
- h) 各种开关应便于操作，灵活可靠；
- i) 试验部件、连接片、切换片，安装中心线离地面不宜低于 300 毫米；

- 2) 对抗地震、防振动和抗撞击

- a) 抗地震能力的设计要求：所有安装在机柜上的设备都应该能承受 0.5G 的静态水

平加速度的地震应力。

b)防振动设计要求 装置应能承受 IEC255-21-1：1998 中 3.2.1 规定的严酷等级为 1 的振动响应试验，试验期间及试验后装置性能应符合该标准 5.1 的规定。装置应能承受 IEC255-21-1：1998 中 3.2.2 规定的严酷等级为 1 的振动耐久试验，试验期间及试验后装置性能应符合该标准 5.2 的规定。

c)抗撞击设计要求：装置应能承受 GB/14537 中规定的严酷等级为 1 的碰撞试验，试验期间及试验后装置性能应符合规定。

3.2.3.8 检验

BMS 的检验和试验应符合 GB/T 34131 的相关要求。

BMS 应做绝缘耐压试验和阻燃试验，并提供相关试验报告。

BMS 应做性能检测，包括 BMS 数据采集精度、上传速率、存储周期、存储时长等，并提供检测报告。

3.2.3.9 BMS 技术参数及保证值

电池管理系统（BMS）采用三级管理架构设计，投标人填写表 3.2-6 电池管理系统技术参数表，并保证供货设备的性能与提供的参数数值一致。

表 3.2-6 电池管理系统技术参数及保证值

序号	名称		投标人保证值	备注
1	电池管理系统	工作电源		
		电流采集精度		
		单体电压采集精度		
		系统电压采集精度		
		温度采集精度		
		单体电压采集周期		
		系统电压采集周期		
		电流采集周期		
		电池过温保护值		
		电池低温保护值		
		过流保护值		
		温度采集周期		

		均衡方式		被动均衡
		均衡电流		
		两次 SOC 测量误差		
		与 PCS 及就地监控层通信方式		
		与 PCS 及就地监控层通信规约		
		BMS 品牌		

3.2.4 电池预制舱主要技术参数与指标

本工程单个储能电池舱容量为 5.015MWh，配置由 12 个 417.96kWh 电池簇组成，每两台电池舱组成一个额定容量 10MWh 储能电池单元接入 1 台 5MW 一体机。

3.2.4.1 基本要求

储能电池采用预制舱安装，采用非步入式设计，将电池及电池架、高压包、汇流柜、监控柜、BMS、通讯监控、消防、智辅系统等设备有机的集成到 1 个标准的单元中，该标准单元拥有自己独立的供电系统、温度控制系统、隔热系统、阻燃系统、火灾报警系统、消防系统和通风系统、安全保障系统和防雷接地系统等。

预制舱必须具备优异的可维修性和可更换性，方便设备维护、维修和更换。

预制舱采用焊装一体式结构。集装箱钢结构须采用耐候钢板，平顶，便于码放，并满足《气体灭火系统设计规范》GB50370 对气体灭火防护区围护结构的耐火极限、允许压强等要求。

电池舱合理规划内部分区和结构，线缆敷设路径清晰，强电与弱电线缆分通道敷设，交流与直流电缆分通道敷设。电池舱内接线具备防反接（连接导体接线差异）和防松动（螺栓防滑）保护措施与设计。

电池预制舱设计有效的通风和热管理系统，具有良好的保温设计，能有效降低舱体热损失，可保证预制舱内温度分布均匀，满足电池运行温度的要求。

电池预制舱配置可燃气体监测系统、全氟己酮自动灭火系统。一旦检测到火灾，火灾自动报警系统应能够及时探测到预制舱（集装箱）内异常情况并能够以自动或手动的方式启动气体灭火。

电池预制舱按需要配置视频摄像头，并接入视频监控系统。

电池预制舱防护等级要求 IP55，防腐等级不低于 C3。

预制舱采用双层、密封、防腐蚀、隔温结构。双层预制舱须采用耐候钢制作，外部

采用环氧富锌底漆、环氧云铁中间漆和丙烯酸面漆，内部采用环氧富锌底漆和环氧云铁漆，底架采用环氧富锌底漆和沥青漆，双层之间必须有防火隔温材料。内保温层材料必须为 A 级防火阻燃岩棉，需具备防水功能，天花板/侧墙填充厚度不小于 50mm，门板填充厚度不小于 50mm，预制舱底部填充厚度不小于 100mm。

预制舱喷涂均一颜色，色号在设计联络会上确定。

防水性：箱体顶部不积水、不渗水、不漏水，箱体侧面不进雨，箱体底部不渗水。

防腐性：预制舱金属构件应进行在 25 年内不锈蚀的防腐处理，根据项目所处地理环境按照 C3 防腐等级设计，保证箱体不生锈。

防火性：预制舱应保证良好的防火性能，舱体壁板需保证内部、外部着火时的最低性能水平为耐火 1 小时以上，1 小时内舱体外壳具有完整性及防火性。

阻沙性：预制舱必须具有阻沙功能，风沙环境下，外部活动零部件应正常工作。在遭遇大风扬沙天气是应有效阻止灰尘进入预制舱内部，投标人须保证预制舱防尘防风沙性能的长期有效性，在投标时提供防风沙设计方案及佐证材料。

防紫外线：预制舱内外材料的性质不会因为紫外线的照射发生劣化、不会吸收紫外线的热量等。

防震：预制舱出厂前须进行吊装、承重、跑车试验，可以保证运输和地震条件下预制舱及其内部设备的机械强度满足要求，不出现变形、功能异常、震动后不运行等故障。

预制舱的设计寿命不低于 25 年，不会因腐蚀、防火、防水、防尘、方阵和紫外线等因素出现故障。

电池舱保温、隔音等装修材料为不燃材料。

预制舱地面有静电泄放措施和接地构造，且具有防火、环保、耐污耐磨性能。

所有设备可导电金属外壳、各类金属管道、金属线槽、建筑物金属结构等将进行等电位连接并接地。

电池舱内设置不少于 2 套防爆通风装置，排风口至少上下各 1 处。舱内照明灯具、室内开关等电气设备均采用防爆型。

舱内通风量根据电池室发热量和换气次数不少于 12 次/h 计算确定。通风系统配置单独的控制系統，并于消防系統联动，当发生可燃氣浓度报警时，通风装置应启动换气，快速把可燃氣體排出储能舱外；当发生火灾时，通风装置应自动关闭，形成密闭空间。通风装置应设置状态指示灯及手动排风功能。

预制舱内部应预留足够面积的施工维护用人井，以保证施工和运维人员能够在预制舱下部进行作业。

预制舱、电池架、隔板等管线开孔部位和电缆进出口应采用防火封堵材料封堵严密，防火封堵材料应满足 GB 23864 的规定，防火封堵施工工艺应满足 DL/T 5707。设备间（舱）的通风口、孔洞、门、电缆沟等与室外相通部位，应设置防止雨雪、风沙、小动物进入的设施。

预制舱必须满足吊车安装的基本安装要求，提供螺栓或焊接固定方式。螺栓固定点和焊接点必须与整个集装箱的非功能性导电导体（集装箱金属外壳等）可靠联通，同时，以铜排的形式至少提供 2 个符合最严格电力标准要求的接地点。集装箱/电池柜内一次、二次设备接地分开，采用铜排形式。

对于储能系统采用液冷系统的预制舱，采用“全氟己酮”为介质的气体灭火系统。一旦检测到火灾，火灾自动报警系统应能够及时探测到预制舱内异常情况并能够以自动或手动的方式启动灭火。

3.2.4.2 电池预制舱设备配置

3.2.4.2.1 电池簇安装接口

预制舱内部设置电池架安装预埋件，保证电池架与预制舱底板内的预埋件可靠连接。

3.2.4.2.2 直流汇流柜

直流汇流柜作用是将各电池簇并联汇流，并输出至储能变流器（PCS）。储能系统中每个电池单元都须配置一个汇流室，投标人需提供直流汇流方案供招标人审查。

3.2.4.2.3 储能控制柜

控制柜主要作用是为室内交流用电设备提供交流电源以及通过柜内 UPS 为电池单元的 BMS 部分提供不间断电源。同时它可以整合系统内自耗电情况、各部分开关门状态、室内温湿度情况以及消防状态信息，并将这些信息上报至 BMS 系统。同时作为系统内总配电柜，在发生消防事故或者其他紧急事故下可以完成自动或者手动控制下的急停。

控制柜需具有以下功能：

a) 完成电池室内照明、消防、应急灯、柜内外插座的交流配电；同时为系统内 BMS 部件（含交换机）提供不间断交流电源，后备时间不小于 120min；

b) 采集电池室温湿度状态信息、消防状态信息，并将以上数据上传至后台；

c)通过合理的分配尽量保证整个配电系统中各相负载平衡，各条支路具有完备的保护功能，关键支路微断分合闸状态可以采集并上传至后台；

d)储能控制单元，执行电池集装箱内 BMS 电池管理系统、智能温控系统、消防、空调、门禁，完成储能单元本地控制，报警处理及事故记录。所有储能控制单元统一接入储能电站总控系统，接受总控调度指令。投标人须提供储能控制系统设计方案。

3.2.4.2.4 舱内环境温度调节控制

预制舱需采取有效措施调节控制舱内环境温度，采取的措施应尽可能减少用电量，以保证预制舱对外最大供电能力。投标人应提出合理、经济的用电方案并提供相关的计算书或者仿真结果。

电池集装箱采用恒温设计，采用液体冷却系统散热，箱/柜内环境温度恒定在最佳工作温度范围内。同时通过对箱/柜内锂电池进行热仿真效果进行集装箱液冷管道，保障每一路电池架均能满足温度均衡，使得每组电池架的上下层电池模组的温度之差控制在最佳运行温度范围内。

电池系统冷却系统散热保证冷却液体具有良好的温度均匀性和低功耗，且可在-30~50℃的环境中使用。通风装置中的管道、风口及阀门等组件采用不燃材料制作。储能系统内采用保温、铺地、装饰材料时，其燃烧性能应满足 GB 8624 规定的 A 级。

3.2.4.2.5 消防系统

（1）工作范围

防火系统应包含防火分隔、防爆、火灾探测、消防灭火四部分。消防系统应遵循稳定可靠、简单直接、易于后期维护的原则。消防系统的设计应满足国标相关设计规范、反措的相关要求。产品必须符合国标消防法规的要求，其中可燃气体探测器、火灾自动报警和气体灭火系统必须符合国家强制性认证标准。并承诺配合站级消防验收工作，并保证设备及其内部消防能通过消防验收，完成政府消防验收及备案。

为了适应储能电池对消防的特殊需求，储能系统应配置自动灭火系统，满足电池模块、电池簇、电池系统消防要求，配套火灾自动报警及联动控制系统，配置消防给水系统。

该系统接入光伏站内及集控中心火灾报警系统，具有自动检测火灾、自动报警、自动启动灭火和自动上传消防状态功能，同时具有自检功能，定期自动巡查、监视故障及故障报警，保障储能电站的消防安全。

投标人应负责预制舱内消防灭火及火灾自动报警系统（包括配套设施）的设计、供货、安装及系统联锁控制等，并配合整个工程消防系统的试验与竣工验收。

储能系统每个电池模块应单独配置灭火介质喷头和探测器。火灾自动报警系统应能够及时探测到集装箱内异常情况，并结合 BMS 的温度、温升信息，自动或手动的启动簇级定位的灭火，以及舱体灭火，联动断开设备间级和簇级直流开断设备，联动启动事故通风系统和报警装置。该系统同时须与站级火灾系统实现通信和联动，如有调整，无偿补足。预制舱内火灾探测及报警系统由投标人设计、供货及安装，其信号接至站内探测报警盘。每个预制舱消防系统相互独立，消防系统应满足 T/CEC 373 标准要求。

投标人在投标阶段必须提供详细的储能系统消防系统配置及详细说明，包括预制舱内火灾报警及消防系统的设计方案、工作原理、动作逻辑和 workflows。并提供相关设备必须具有消防强制性产品认证证书（CCC）或者国家级消防质量检验中心出具的检验报告，以及消防产品所需的认证证书和防爆认证证书。

（2）防火分隔

电池系统分舱设计，电池舱（电池柜）相互独立，可降低保护区域可燃物容量，有效阻隔火灾蔓延速率，提高灭火保护能力。

（3）防爆

电池系统的方包设计应包含可燃气体探测系统和事故通风系统。当电池舱/电池柜内可燃气体达到一定浓度时，启动事故通风系统将电池舱/电池柜内的可燃气体排出，使得电池舱/电池柜内的可燃气体浓度不超过最低爆炸限值，从而达到主动防爆的要求。

可燃气体探测器须具备国内消防产品认证证书和防爆认证证书。

事故通风系统的排风量不应低于：单个电池舱的换气次数为 12 次/h，满足 GB50019 工业建筑供暖通风与空调调节设计规范的要求。

（4）火灾探测

火灾自动报警系统应包含感烟、感温探测器。火灾自动报警系统需满足国家 3C 消防认证标准，符合《GB50116 火灾自动报警系统设计规范》。探测器应根据电池舱/电池柜结构设计合理布置，易于维护，实现早期探测和报警。

（5）自动灭火系统

自动灭火系统采用全氟己酮自动灭火装置。

每个预制舱作为一个保护区配置一套自动灭火系统，由灭火剂储存装置、喷放组件、

火灾报警及其联动控制系统等组成。一旦检测到火灾，预制舱应能断开与外部设备之间的电气连接，同时启动自动灭火装置并将告警信息上传至后台监控系统。应在预制舱外设置手动火灾报警按钮，舱内应设置可燃气体探测器、感温探测器和感烟等探测器，每种探测器的数量满足国标要求。可燃气体探测器应能探测 H₂、CO 等可燃气体浓度值。应能设定两级可燃气体浓度动作阈值。

自动灭火装置应符合 GB16670、GB25972、T/CECS 10171 要求。

自动灭火装置的安全泄放装置的动作压力应按照其对应的设计压力进行设定。

自动灭火装置的喷嘴应带有导流罩，保证其喷射范围应能覆盖整个防护区，喷嘴的安装高度和方向应保证其射流不会伤及被保护设备和人员。

自动灭火装置应安装在防护区内相对安全的位置，防止其受热或受到外力撞击。当一个防护区内需要设置两套或两套以上灭火装置时，各套装置应分散安装在防护区内有利于灭火剂均匀分布的位置，但应有可靠的措施保证当需要实施灭火时，这些灭火装置能够同时开启。

投标人应根据以上技术要求完成下表的性能保证参数。

表 3.2-7 自动灭火装置性能保证表

序号	项目	投标人保证值	备注
1	瓶组型式		投标人填写
2	灭火剂储瓶容积		投标人填写
3	灭火剂贮存压力		投标人填写
4	灭火剂喷射时间		投标人填写
5	灭火设计浓度		投标人填写

(6) 储能电池预制舱消防灭火系统

1) 系统构成

储能预制舱/电池柜内电池发生热失控及火灾时应能按照预设程序启动电池管理系统、火灾报警系统及自动灭火系统，预设程序应满足《预制舱式磷酸铁锂电池储能电站消防技术规范》T/CEC373 和《电化学储能电站安全规程》GB/T 42288 的相关规定。

消防控制器为智能型控制器，具备 RS485 或 RJ45 数据接口，可与储能电池预制舱/电池柜的电池管理系统（BMS）进行数据通讯，读取温度、温升原始数据作为系统簇级定位的辅助信号。

储能电池舱由 H₂ 和 CO 可燃气体探测器、现场显示控制器、全氟己酮灭火设备、气体释放灯、声光警报器、手自动转换开关、紧急启停按钮、隔离模块、UPS 电源、事故进排风设备和远程控制柜及配套零部件组成。

2) 消防预警与控制系统

储能电池预制舱/电池柜内的消防预警与控制系统，至少应包括烟雾传感器、温度传感器和可燃气体探测器，锂电池在发生热失控前会产生可燃的 H₂ 和 CO，可燃气体探测器可检测这些热失控前的气体，及时报警并切断充放电。根据功能需要配置相应的元件，相应的烟雾传感器和温度传感器应配置为国内知名品牌，可燃气体探测器检测方式推荐采用催化燃烧或电化学原理，不能产生明火。

每个舱配置舱级感烟探测器和感温探测器各不少于 2 个，安装间距不超过 4 米，可燃气体探测器应至少包括氢气和一氧化碳，每种探测器不少于 2 只。同时按电池模块配置探测器，应具备烟雾、温度和可燃气体探测功能。可燃气体探测器、感温探测器和感烟探测器均采用防爆型设备。

舱门外配备声光报警器、紧急启/停按钮、喷洒显示灯。

3) 技术要求消防控制器

消防控制器为智能型控制器，具备 RS485 或 CAN 或 RJ45 数据接口，可与电池管理系统（BMS）进行数据通讯，读取温度和温升原始数据作为簇级防护定位的辅助信号，保证火灾探测的准确性和及时性。

消防系统应可以向第三方提供单一火警、复合火警、主机故障、喷洒等开关量信号；单一火警、复合火警、主机故障、喷洒信号要求应能在探测器检测消防系统内部相应状态后发生动作，输出信号为干接点信号，状态由常开变为闭合，在故障消除后自动复位；

消防系统应配置备用电源，并满足系统监视运行 3h 的需要。感温和感烟探测器应保证感烟探测器与感温探测器的探测范围能够覆盖到整个保护区。探测器的选型等应严格符合标准要求。感烟探测器，采用点型光电感烟火灾探测器。感温探测器，动作温度下限值为 54℃，上限值为 70℃。探测器距离保护对象最远不应超过探测器最大探测距离的 1/2。

手自动转换开关

非步入式储能集装箱消防手自动转换开关应设置在集装箱外部便于操作的门附近或消防控制区域，具备手动、自动模式切换及清晰状态显示功能，与火灾报警系统、灭

火系统联动，自动模式下可依火灾探测信号自动启动灭火装置，手动模式下仅发出报警信号、需人工确认方可启动灭火装置，同时应设置防护盖或采用专用钥匙操作等防误操作与非授权操作的安全防护措施。

声光报警器

安装在集装箱/电池柜外部的声光报警器应符合规范要求，声压等级应在 75dB 至 95dB 之间。紧急启动、停止按钮应设在每个防护外便于操作的地方，应能在一处完成系统紧急启动、停止按钮的全部操作。设备的选型应符合标准要求。应设置警示牌等防止装置的误触发。按下紧急启动按钮后，控制器应驱动声光报警器，放气指示灯报警，且电动启动装置应动作。

可燃气体探测器

单个储能箱/柜应单个储能箱应设置舱级可燃气体探测器。至少应包括 H₂ 和 CO 气体，选型等应严格符合标准要求。可实时传输可燃气体浓度值。可燃气体低浓度报警并启动风扇启和进出风口电动百叶。

进风、排风装置

进风装置可选用电动百叶，排风装置可选用电动百叶+风机+控制模块一体。进风、排风装置安装于灭火防护区的墙体上，平时呈关闭状态；当气体探测器达到低报警浓度时通风控制器打开百叶和风机，当气体探测器达到设定阈值下限时，关闭百叶和风机，保证防护区的密封性。同时，提供一个按钮可手动控制通风系统启停。

风机选型计算应根据热失控试验中的气体排放量和速率，每小时换气量不应小于 12 次，严禁产生气流短路，风机为防爆设备。通风装置应具备自动/手动启动功能，手动控制开关应安装于电池舱外部。

进风、排风百叶的工作电压为直流 24V，排风风机正常工作电压范围应为 220VAC，可承受最大电压应大于正常工作电压的 1.1 倍，供电电压频率范围为 50±0.5Hz，排风风机为防爆型。

电动百叶需要保证具备可靠性高密封性（胶条耐火 V0、无断口，抗紫外线）；线缆要求消防涉及到的通信线缆均需采用屏蔽双绞线，同时单端或双端接地。如火灾报警信号线，气体探测器到中控的 RS485 通讯线，以及开关量接口线，线缆满足 A 级阻燃或耐火。

（7）关于全氟己酮灭火系统的要求

液冷系统采用内应设置固定自动灭火系统，做到簇级喷放控制，PACK 级管网布置的全氟己酮灭火系统。

全氟己酮药剂量应满足一个电池簇内所有电池模组和电池舱净空间内同时达到灭火浓度，且满足电池模组内喷射不少于 3 次计算，灭火浓度应由投标人组织具有相关资质的单位进行灭火试验确定，应能满足明火扑灭时间不大于 10min，且停止灭火系统后，12h 无复燃。

全氟己酮灭火系统的控制方式有三种，包括自动控制、本地手动控制、远程手动启动。

自动控制：由消防主机联动控制，开启对应的簇级，以及舱级全氟己酮灭火系统，向电池模块内喷放全氟己酮。联动控制策略如下：当满足感温探测器、感烟探测器、可燃气体探测器两类同时动作等逻辑时，输出断电信号至 BMS，由 BMS 关闭空调、关闭模组风机，关闭事故风机，并断开储能单元主回路，自动启动灭火系统。消防主机在接收到全氟己酮灭火系统的喷放反馈信号后，联动开启对应的喷洒指示灯。

本地手动：当现场人员确认火灾且自动控制还未动作，按下设置于舱门入口处的手动紧急启动按钮，触发消防联动，打开灭火系统。消防主机在接收到全氟己酮灭火系统的喷放反馈信号后，联动开启对应的喷洒指示灯。

远程控制：根据报警信息显示，在远程控制柜上进行操作，实现远程手动启停功能，可实现对应电池舱/电池柜全淹没远程启停控制功能。消防主机在接收到全氟己酮灭火系统的喷放反馈信号后，联动开启对应的喷洒指示灯。

系统应具备有两级火灾报警，分别为一级火警和二级火警。

一级火警：任意一个探测器动作引起的火灾报警，此时声光动作发出疏散指示；

二级火警：回路内的一个烟感、一个温感及可燃性气体探测器中任意 2 种同时动作，引起的火灾报警。此时控制器控制声光报警器和放气指示灯同时动作，并根据控制模式执行输出各种二级联动控制信号（如电动启动装置控制信号、监控系统联动信号等）。储能电池预制舱应按电池簇划分消防防护单元，每个电池模块单独配置灭火介质喷头和探测器，按电池模块或电池簇设置分区控制阀进行喷放控制。

投标人所使用的全氟己酮灭火系统须具有储能项目的应用业绩以及相关生产资质文件。

（8）半固定开式水喷淋系统

锂电池热失控导致的火灾事故，即使气体消防动作扑灭了明火，由于电池内部大量的热量集聚，无法有效导热和冷却，会诱发有害化学反应进而引起连锁反应，导致二次复燃，严重时甚至产生爆炸。因此在每个集装箱内设置一套半固定开式水喷淋系统作为应急备用措施。该系统由水泵接合器、供水管道、电动选择阀和开式喷头组成，满足 GB/T 51048 要求。

本项目在每个电池舱内设一套水喷淋管道及喷头、舱外设电动阀，并将若干个电池舱的喷淋管道汇合后接至保证安全距离处的水泵接合器。喷淋系统平时为空管状态，不存在管道冻胀、渗漏及误喷等风险。一旦全氟己酮灭火系统失效，由人工确认，手动将消防水源接入水泵接合器，储能系统的火灾报警系统需实现舱体水消防相关电磁阀启动的联动控制，在舱体火灾发生后打开对应舱体的电池阀。电磁阀启动后信号需返回发送至火灾报警主机。

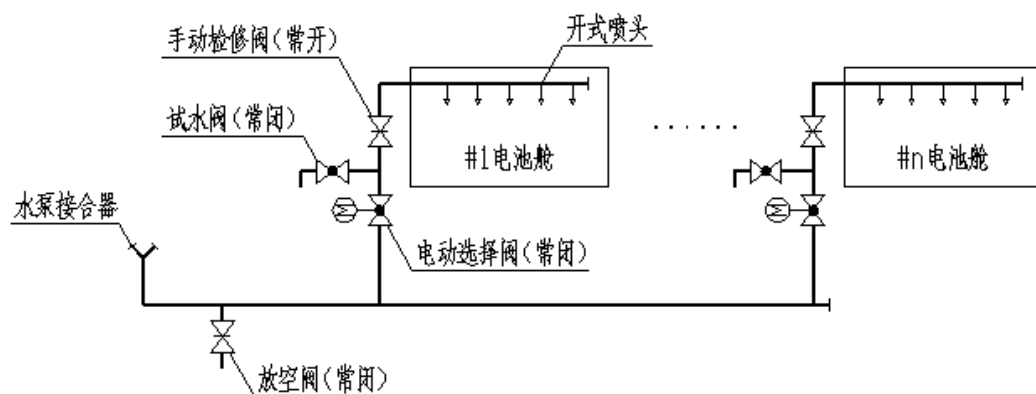


图 3.2.4.2.5 半固定开式水喷淋系统示意图

投标人需提供水泵接合器、供水管道、电动阀和开式喷头等部件，实现将消防管路接入电池预制舱外设置的消火栓系统。

（9）储能电池预制舱固定灭火系统的配套工艺要求

预制舱内气体灭火所需的配套工艺（如建筑、暖通、照明、疏散等）由投标人负责。主要如下：

- 1) 储能电池预制舱（以下简称防护区）的围护结构及门窗、百叶窗的耐火极限不宜低于 1h，耐火极限检测应包含舱体开关、拼接等薄弱部位。
- 2) 防护区围护结构承受内压的允许压强，不宜低于 1200Pa。
- 3) 喷放灭火剂前，防护区内除泄压口外的开口应能自行关闭。例如进、排风百叶窗应

采用电动防火百叶窗，当接到喷放信号时应能自行关闭。防护区内除泄压口外的开口均应按此原则执行。

4) 防护区的环境温度应为 $-10^{\circ}\text{C}\sim 50^{\circ}\text{C}$ 。

5) 防护区应有保证人员在 30s 内疏散完毕的通道和出口。

6) 防护区的疏散通道及出口，应设应急照明与疏散指示标志。

7) 防护区的门应向疏散方向开启并能自动关，任何情况下均能从防护区内打开。

8) 防护区应设置机械排风装置，排风口宜设在防护区的下部并应直通室外。灭火后的防护区应通风换气，通风换气数不少于每小时 12 次。通风设施的选型经过科学的计算，降低可燃气体的浓度在标准以下，投标人应提供相关计算书。

锂离子电池舱内应设置防爆型通风系统，排风口至少上下各 1 处，每分钟总排风量应不小于设备间容积（可按照扣除电池等设备体积后的净空间计算），合理设置进风口、排风口位置，严禁产生气流短路。通风系统应处于正常运行状态。电池舱厂家应提供电池舱防爆等级及舱门承压能力的相关检测报告，发生电池舱起火后，电池舱门不应变形或崩开，避免水浸没功能失效。预制舱内摄像头、探测器、照明灯具、开关应选防爆型。预制舱内线缆无法布置于布线槽时，应采用防爆线管敷设。泄压口过小时，也可将电池预制舱门设为泄压口，当检测有可燃气体时，联动门禁系统打开预制舱门锁扣。

（10）预制舱结构须采用高耐候钢板材质，地板铺设厚度约为 4~5mm 的绝缘地板，地板具有绝缘、防滑、阻燃等性能。

3.2.4.3 电池预制舱电气系统

3.2.4.3.1 控制开关及插座

舱内照明应满足《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》DL/T5390、《建筑照明设计标准》GB50034、《低压配电设计规范》GB50054、《消防应急灯具》GB17945 及《消防应急照明和疏散指示系统技术标准》GB51309 标准等相关规程规范的要求，舱内地面的平均照度不小于 300lx。灯具、开关插座均应采用防爆型，防爆型灯具应提供防爆证书，并配盲堵，防爆型灯具进线电缆应穿防爆软管。舱内照明系统由正常照明和应急照明组成，正常照明采用 380/220V 三相五线制，由低压柜供电，当正常照明故障时可自动切换至应急照明，应急照明灯具自带蓄电池，应急时间不小于 120min，出口处设自带蓄电池的疏散指示标志。步入式预制舱舱门旁边设置舱内照明控制开关，舱内合适位置设置五孔电源插座。电源插座对应配电箱的连接必须有独立的断路器进行短路、过

载和选择性保护，电源插座选用工业级产品。

3.2.4.3.2 线缆及走线

配电箱内不同供电回路的接线端子应用不同的标识颜色（即采用彩色接线端子标识不同供电回路）；供电系统内的电线电缆应全部采用使用不同颜色标识的交联聚乙烯绝缘阻燃电缆，电缆必须有独立的绝缘层和护套层，其长期允许工作温度不能低于 90℃，电线电缆的额定绝缘耐压值应高出实际电压值一个等级。配电箱的技术性能、标识、安全性、布线方式等必须符合国标中最严格条款的要求。

舱内走线采用明线和暗线结合的方式，照明灯、烟雾传感器等设备的走线可采用暗线方式，明线走线需进行防护处理。

3.2.4.4 防雷与接地

预制舱的螺栓固定点与整个预制舱的非功能性导电导体可靠联通，同时，预制舱应至少提供 2 个符合最严格电力标准要求的接地点，向用户提供的接地点必须与整个预制舱的非功能性导电导体形成可靠的等电位连接。

预制舱顶部必须配置连接可靠的高质量防雷系统，防雷系统通过接地扁钢或接地圆钢在不同的 4 点连接至主地网上，接地系统中导体的有效截面积在后续图纸确认时确定。

3.2.4.5 电池预制舱安装

预制舱与基础预埋件采用焊接固定方式。预制舱底部必须保证放置后与墩柱之间无间隙。

3.2.4.6 电缆及光缆

3.2.4.6.1 电缆

电缆敷设：电缆设计及敷设需满足《电力工程电缆设计规范》GB50217 要求。不同类型电缆水平及交叉排列时，间距满足规范要求。设备间内部，用于设备之间相互连接的控制电缆以及通信电缆应尽量采用内走线方式，达到美观和安全的效果。

电缆防火：设置防止电缆着火延燃措施；封堵所有的预制舱孔洞。

3.2.4.6.2 光缆

光缆选型：选用室外单模光缆或多模光缆，芯数应满足通信、保护的需求。光缆敷设：站内光缆敷设需加保护子管。光缆敷设时弯曲半径应符合最小弯曲半径要求，光缆布放的过程中应无扭转，严禁打小圈、浪涌等现象出现。布放光缆的牵引力应超过光缆允许张力的百分之八十，瞬间最大牵引力不得超过光缆允许张力的百分之百，主要牵引

力应加在光缆主要加强元件上。光缆经由走线架，拐弯点（前，后）应予绑扎。

3.2.4.6.3 电缆密封件

每个预制舱与外部连接电缆应采用电缆密封件进行封堵，电缆密封件应满足如下要求：电缆密封系统应具有防老鼠能力，防护率大于 90%，满足 GB/T 34016《防鼠和防蚁电线电缆通则》和 JB/T 10696.10《电线电缆机械和理化性能试验方法第 10 部分：大鼠啃咬试验》要求。

3.2.4.7 热管理系统

冷却方式采用液冷，支持一天 24 小时，一年 365 天长期持续稳定运行。

电池预制舱应设计合理有效的通风和热管理系统，具有高效的控制逻辑，能够按需控制制冷量输出，投标人提供相关热力计算书及热管理解决方案，保证预制舱内温度分布均匀，电池预制舱内各模组间的特征温度差不超过 5℃，电池模组内电池单体间温度差不超过 3℃，满足电池运行温度的要求。

热管理系统还应具有制热功能。采用液冷方案，系统应具有自动补液装置，用于少量补充冷却液，减少人工工作，连接头应稳定可靠、不漏液。热管理系统应提供实际应用案例作为支撑。

3.3 变流升压设备主要技术要求

PCS 中压集成一体机由 4 台 1250kW 的 PCS 单机与一台容量为 5250kVA 的变压器、1 台环网柜组成。交流侧中压采用 37kV/690V 干变加断路器的方案。

3.3.1 储能双向变流器 PCS 技术要求

3.3.1.1 总体要求

PCS 选用 1500V 系统，PCS 应为柜式结构或模块化形式，设备防护等级不低于 IP65，防腐等级不低于 C3，每面柜体尺寸高度、色调应统一，整体协调。柜体颜色由招标人根据要求指定。PCS 柜体采用高素质的冷轧钢板，钢板的厚度 $\geq 1.5\text{mm}$ ，主体框架钢材不小于 2mm。表面采用静电喷涂防腐涂层，柜体的全部金属结构件都经过特殊防腐处理，以具备防腐、美观的性能；柜体结构安全、可靠，具有足够的机械强度，保证元件安装后及操作时无摇晃、不变形；通过抗震试验、内部燃弧试验；柜体采用封闭式结构，柜门开启灵活、方便；元件特别是易损件应便于维护拆装，各元件板有防尘装置；柜体设备考虑通风、散热；并设计有保护接地。

3.3.1.1.2 储能 PCS 能够自动化运行，运行状态可视化程度高，设备提供显示屏作为人

机界面，通过触摸屏或按键操作可清晰显示实时各项运行数据，实时故障数据，历史故障数据。

3.3.1.1.3 PCS 具有直流输入分断开关、交流电网分断开关和紧急停机操作按钮。系统盘柜内应该针对接入的设备及线路，拥有明显的断点器件，确保检修时能逐级断开系统。

3.3.1.1.4 PCS 装置保证只能通过 PCS 的接地导体进行集中接地，接地导体截面积满足适用于大功率 PCS 的最严格的电工、电力和安全标准要求。在 PCS 内部，防雷系统的接地线和漏电监测保护系统的接地线不共用。

3.3.1.1.5 PCS 端子大小须满足能接入的需求。PCS 内部母线、汇流排等铜排均应使用纯铜材质，且表面经过防腐处理，母线、汇流排需加装绝缘热缩套管，无裸露铜排。所有导线、电缆、线槽、线号套管等应使用阻燃型产品。

3.3.1.1.6 PCS 所有导电部件均应有防护措施以防止人手触及。

3.3.1.1.7 柜内元器件安装及走线要求整齐可靠、布置合理，电器间绝缘应符合国家有关标准。进出线须通过铜排，大电流、一般端子、弱电端子间需要有隔离保护，电缆排布充分考虑 EMC（电磁兼容）的要求。应选用国内外知名品牌的质量可靠的输入输出端子，端子排的设计应使运行、检修、调试方便，适当考虑与设备位置对应，并考虑电缆的安装固定。端子排应为铜质，大小应与所接电缆相配套。柜内应预留一定数量的备用端子。强电、弱电的二次回路的导线应分开敷设在不同的线槽内。每个端子只允许接一根导线。电流端子和电压端子应有明确区分。

3.3.1.1.8 柜内元件位置编号、元件编号与图纸一致，并且所有可操作部件均用中文标明功能。

3.3.1.1.9 当 PCS 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 75dB。

3.3.1.1.10 PCS 应具备完善的安全处理机制，当遇到电池管理系统（BMS）故障、PCS 故障、通信中断等故障情况，应能安全转待机或停机。

3.3.1.1.11 PCS 本体或 PCS 变流系统应具有直流电动分断开关、交流分断开关等，每台 PCS 的交流输出侧带有断路器与升压变压器低压侧形成安全隔离。

3.3.1.1.12 PCS 直流侧需设计有预充电回路，在系统初始上电时，系统需预先启动预充电回路，以保证电池和系统安全。

3.3.1.1.13 PCS 需具备交直流自供电功能。

- 3.3.1.1.14 设计寿命：25 年安全可靠运行。
- 3.3.1.1.15 PCS 储能变流器通应过中国电科院、中国质量认证中心（CQC）、北京鉴衡认证中心（CGC）、TUV、UL/CSA 等符合 CNAS 或 CMA 要求认证机构（任一）的认证并提供上述测试第三方的认证证书。
- 3.3.1.1.16 储能变流器具备快速响应的有功功率调节功能，可参与电网的一次/二次调频功能，维持电网频率稳定。
- 3.3.1.1.17 储能变流器需具备无功调节能力，可参与电网 AVC 调压，功率因数调节范围-1（超前）~+1（滞后），动态无功响应时间<30ms。
- 3.3.1.1.18 在储能变流器额定功率运行范围内具备四象限功率控制功能，有功功率在额定功率范围内动态可调，无功功率在 1.05 倍额定功率范围内动态可调。PCS 总电流谐波含量不超过额定电流的 5%；PCS 具备高电压、低电压穿越能力及连续故障穿越，并提供第三方认证报告。宜选用满足并网点电压升高期间，在满足动态无功电流支撑能力的前提下，保持故障前的有功功率值的储能系统。
- 3.3.1.1.19 变流器舱整体具备 1.1 倍过载能力。
- 3.3.1.1.20 变流升压舱采用户外一体机，配置消防探测报警和手持式灭火器。变流器舱防护等级不低于 IP54，舱体外壁 LOGO 须按招标人提供文件要求喷涂。
- 3.3.1.1.21 电器元件和关键原材料的选择和安装。根据 GB/T 42288-2022《电化学储能电站安全规程》的要求，“储能变流器交流侧和直流侧均应具备开断能力”。主要元件（断路器、接触器、熔断器、隔离开关、导线等）应选择国内外一线品牌，列入《电气电子产品类强制性认证实施规则》中“CCC”认证目录，并经过“CCC”认证的器件。未列入“CCC”认证目录的器件和关键原材料，如计量表、母排、绝缘支撑件、壳体材料等，应有材质单和必要的出厂或型式试验报告，并标明各相关重要数据，包括绝缘器件的阻燃指数、绝缘性能、机械强度，母排的材质和导电率，钢材碳含量等，且符合国家相关要求。
- 3.3.1.1.22 PCS 选用技术先进且成熟的 IGBT/IPM 功率器件。

表 3.3-1 PCS 设备技术参数表

序号	项目	参数	投标人保证值	备注
一、交流侧参数				
1	交流接入方式	三相三线		

2	额定功率	1250kW		
3	过载能力	110%: 长期运行 120%: 不少于 1min		
4	额定电网电压	690V		可适应电网电压 ±10%的波动。
5	额定电流	2092A		由投标人填写。
6	额定电网频率	50Hz		与电网频率一致。
7	总电流波形畸变率 (THD)	<3% (额定功率)		额定功率下总电流 波形畸变率 <3%。
8	功率因数	-1~+1 (超前或滞后)		
9	无功功率响应时间	≤30ms		从接收到指令到 90%功率响应
10	功率控制偏差	≤1%		在恒功率充放电模 式下, 储能变流器 的交流端口有功功 率控制偏差不大于 额定功率的±1%;
11	直流分量	0.5% (额定电流)		额定功率运行时交 流侧电流直流电流 分量不超过额定电 流的0.5%。
二、直流侧参数				
12	直流电压范围	1000V~1500V		
13	满功率直流电压范围	1000V~1500V		
14	稳压精度	±1%		
15	稳流精度	±2%		
三、保护				
16	高/低电压穿越	有		提供充放电两种模 式下的第三方检测 报告
17	防孤岛保护	有		
18	交流过流/短路保护	有		
19	交流过压/欠压保护	有		

20	交流过频/欠频保护	有		
21	交流进线相序错误保护			
22	直流过流/短路保护	有		
23	直流过压/欠压保护	有		
24	直流极性反接保护	有		
25	过温保护	有		
26	绝缘检测	有		
27	功率模组（IGBT）保护	有		
28	通讯故障保护	有		
29	冷却系统故障保护	有		
30	故障录波	有		
四、系统				
31	最大转换效率	≥99%		提供第三方检测报告
32	功率响应速度	<50ms		待机状态下，接收到指令后立即以最大功率放电的响应时间
33	充放电转换时间	<100ms		
34	尺寸（宽×高×深）			从 90%额定功率充电到 90%额定功率放电，相互转换时间；提供第三方检测报告
35	重量			
36	防护等级	IP65		
37	防腐等级	C3		
38	冷却方式	风冷/液冷		
39	通讯接口	RS485、以太网、CAN		应支持 Modbus RTU、Modbus-TCP、CAN2.0B、IEC104、IEC61850

40	接线方式	下进下出		
41	停机自耗电			
42	认证	高低穿等		
五、工作环境				
44	工作环境温度	-35℃~+60℃		>45℃降额
45	存储环境温度	-40℃~+70℃		
46	允许相对湿度	0~100%，无凝露		
47	最高海拔高度	2000m		
48	耐地震能力	VII度		

3.3.1.2 PCS 的功能要求

3.3.1.2.1 工作模式。

PCS 应具备恒流、恒压、恒功率、恒功率因数等运行模式。

3.3.1.2.2 绝缘监测。

PCS 作为不可分割的整体由投标人成套提供，成套装置必须具备完备、准确、可靠地直流侧绝缘监测功能。直流侧绝缘监测仪须能够准确、可靠的监测直流侧正极对地、负极对地的绝缘电阻，PCS 可将相关绝缘故障信息通过通讯的方式进行上传。绝缘检测性能、保护阈值、测量时间等应能设置。

3.3.1.2.3 漏电监测与保护。

PCS 作为不可分割的整体由投标人成套提供。虽然 PCS 成套设备在正常情况下运行于要求的 IT 系统模式下，无需漏电监测装置，但是作为对施工、安装质量的有效检验措施和对系统调试、运行过程中接地故障的有效保护措施，本技术规范书要求成套装置必须具备完备、准确、可靠地交流侧漏电监测和保护功能。

3.3.1.2.4 电能质量

在谐波、电压偏差、电压不平衡度、直流分量、电压波动和闪变等方面应满足国家相关标准。

3.3.1.2.5 有功功率控制功能

双向变流器可自行或根据储能电站监控系统指令控制其有功功率输出。为实现有功功率调节功能，电池储能系统应能接收并实时跟踪执行储能电站监控系统发送的有功功率控制信号，根据并网侧电压频率、储能电站监控系统控制指令等信号自动调节有功输

出，确保其最大输出功率及功率变化率不超过给定值，以便在电网故障和特殊运行方式下保证电力系统稳定性，功率控制精度满足 GB/T34120 标准要求。

应具备恒流、恒压、恒功率及恒功率因数模式，在恒功率模式下或 PCS 功率调度模式，PCS 接受有功功率调度指令进行有功功率恒定输出且不随频率、电压的变化而变化，满功率充放电切换时间应小于 100ms。

3.3.1.2.6 电压/无功调节功能

双向变流器可根据交流侧电压水平或储能电站监控系统控制指令等信号实时跟踪调节无功输出，其调节方式、参考电压、电压调整率、功率因数等参数可由储能电站监控系统远程设定。应具备动态无功支撑能力，支持全功率四象限运行，满足 GB/T34120 标准要求。

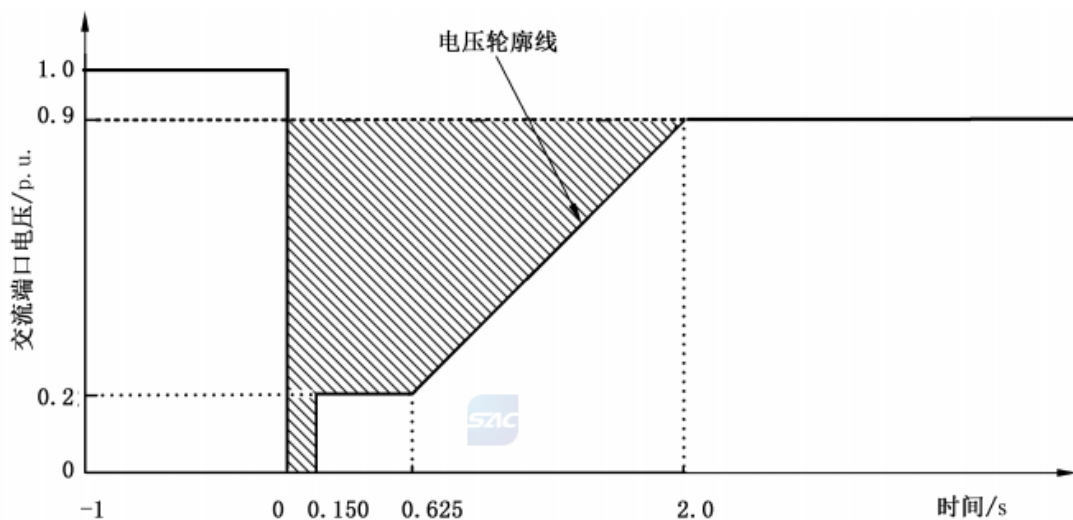
当无功功率为定值时，PCS 输出恒定的无功功率且不随频率、电压的变化而变化。

3.3.1.2.7 电压穿越（满足 GB/T 36547、GB/T 34120 要求并提供由 CGC 或中国电力科院研究院出具的第三方检测报告）

（1）低电压穿越

电力系统发生故障时，若并网点考核电压全部在储能变流器低电压穿越要求的电压轮廓线及以上的区域时，如下图所示，储能变流器应不脱网连续运行。储能变流器低电压穿越应满足下列要求：

- a) 交流端口电压跌落至 0 时，储能变流器不脱网连续运行 150ms；
- b) 交流端口电压跌落至额定电压的 20%时，储能变流器不脱网连续运行 625ms；
- c) 交流端口电压跌落至额定电压的 90%时，储能变流器不脱网连续运行 2s；
- d) 交流端口电压跌至电压轮廓线以下时，储能变流器与电网断开。



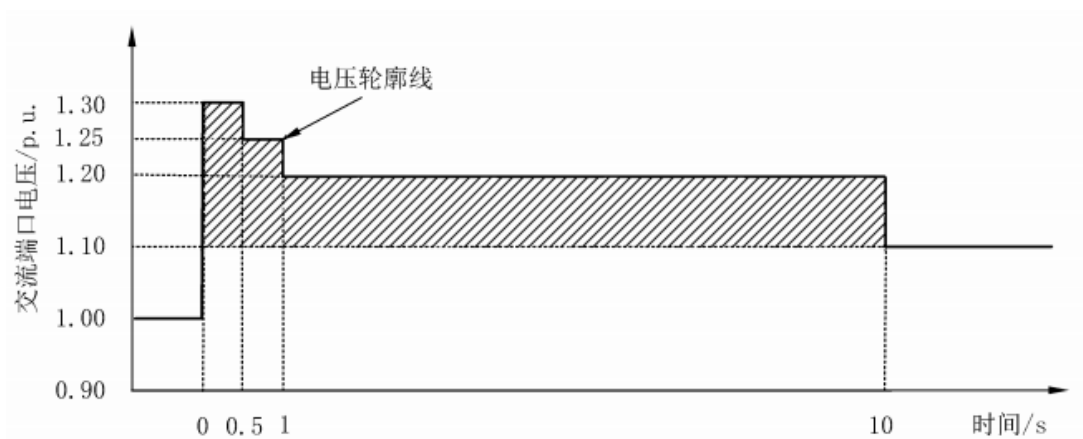
注 1：储能变流器交流端口发生三相短路故障和两相短路故障时，低电压穿越考核电压为交流端口线电压；储能变流器交流端口发生单相接地短路故障时，低电压穿越考核电压为交流端口相电压。

投标人需提供投标产品或同类储能变流器的 LVRT 第三方权威检测报告（充放电两种模式）。

（2）高电压穿越

通过 10（6）kV 及以上电压等级接入公共电网系统应具备下图所示的高电压穿越能力，交流侧电压在下图曲线轮廓线及以下区域时，储能系统应不拖网连续运行，储能变流器高电压穿越应满足下列要求：

- 交流端口电压升高至 1.3 倍额定电压时，储能变流器不脱网连续运行 0.5s；
- 交流端口电压升高至 1.25 倍额定电压时，储能变流器不脱网连续运行 1s；
- 交流端口电压升高至 1.2 倍额定电压时，储能变流器不脱网连续运行 10s；
- 交流端口电压高出电压轮廓线时，储能变流器与电网断开。



投标人需提供投标产品或同类储能变流器的 HVRT 第三方权威检测报告（充放电两种模式）。

（3）连续低电压穿越

电化学储能电站应具备连续低电压穿越的能力，具体要求如下：

- a) 电化学储能电站应具备承受至少连续两次低电压穿越的能力；
- b) 相邻两次低电压穿越之间的时间间隔宜为 $0.2\text{ s} \sim 2\text{ s}$, 可根据其送出线路及接入电力系统的故障重合闸动作时间确定；

（4）连续低-高电压穿越

电化学储能电站应具备连续低-高电压穿越能力，具体要求如下：

- a) 电化学储能电站应具备低电压穿越恢复后立即通过高电压穿越的能力；
- b) 电化学储能电站应具备至少连续三次低-高电压穿越的能力；
- c) 自低电压阶段恢复时刻至进入高电压阶段时刻之间的过渡时间，相邻两次低-高电压穿越之间的时间间隔可根据电力系统交直流故障特性确定。对于连续低-高电压穿越期间没有保持故障前有功功率值的储能变流器, 其有功功率在故障清除后应能快速恢复, 自故障清除时刻开始, 以 不小于 30% 额定功率/s 的功率变化率恢复至故障前的值。

3.3.1.2.8 PCS 的通信功能

PCS 应支持网络通信, 采用以太网方式接入储能电站站控层网络, 应具备 CAN、RS485、以太网等通讯接口, 支持 Modbus RTU、Modbus TCP/IP、IEC61850、IEC104、goose 等标准规约, 且不得使用第三方转换模块。PCS 应具备至少 1 路独立的 RS485 通信接口与 BMS 通信, 应具备至少 2 路 10M/100M 以太网与监控系统通信。当 PCS 与 BMS 及本地监控系统的网络通信中断时, PCS 应有足够的措施保证设备自身的安全, 并维持一段时间正常

运行。所有通信端口必须支持标准 MODBUS TCP 或 IEC61850 或 IEC60870-5-104 通讯规约。

储能变流器（PCS）主要与本地监控系统、电池管理系统（BMS）进行信息交换，储能变流器将自身的运行状态上送至本地监控系统、监控后台并能接收后台下发的命令及定值，同时可接收 BMS 系统信息，对电池进行保护。

变流器需提供以 RS485、以太网通信接口及通讯规约，变流器接到 BMS 告警信息后应进行相应的保护动作，为提高可靠性，可增加硬节点故障告警开入。

可编程接口。PCS 预留可编程接口，满足后续升级要求。采用网络对时，满足系统要求而且具备通用性。

3.3.1.2.9 故障记录功能

PCS 具有故障记录功能，每份记录的信息包括故障器件所有重要的模拟量和开关量，以便进行事故分析。应记录故障前后共计不少于 4 个周波，不少于 360 个数据点的信息。

3.3.1.2.10 故障后重新并网功能

PCS 因为电池或 PCS 故障等原因脱网后，应具备重新并网功能。此时设备处于待机状态，可根据后台指令进行开关机动作。

3.3.1.2.11 并机组网功能

PCS 支持多机电压源模式交流直接并联，并机数量不小于 4 台，并机电压稳定，可自动均分负载功率和负载冲击，并机设备之间不大于 5% 的环流。

3.3.1.2.12 PCS 的保护功能

（1）直流侧保护功能

直流侧保护应包括：过压/欠压保护、过流保护、输入反接保护、短路保护、接地保护等。

极性反接保护：当直流输入侧的极性反接时，PCS 应能可靠保护而不会损坏。极性正接后，PCS 应能正常工作。

输入过压、过流保护：PCS 必须具备完备的直流过压、过流保护功能。

蓄电池组的保护：投标 PCS 成套装置不能对与其连接的蓄电池组的性能和安全性产生负面影响。不能出现因 PCS 成套装置原因导致与其连接的蓄电池组出现性能劣化和安全等问题。

防孤岛保护：PCS 应具备防孤岛保护功能，当系统发生扰动，储能单元脱网，在电网电压和频率恢复到正常范围之前，储能单元不允许并网。

a)除 A1 类和 A2 类以外的储能变流器具备防孤岛保护功能;

b)B1 类、B2 类和 B3 类储能变流器防孤岛保护动作时间不大于 2s, 防孤岛保护与电网侧线路保护相配合。当启用并离网切换功能时, 闭锁防孤岛保护功能。

(2) 交流侧保护功能

交流侧保护应包括: 过压/欠压保护、过/欠频保护、过流保护、过载保护、过热保护、三相不平衡保护、交流相序保护、防雷保护等功能。

(3) 其他保护

内部短路保护: 当 PCS 内部发生短路时(如 IGBT 直通、直流母线短路等), PCS 内的电子电路、保护熔断器和输出断路器应快速、可靠动作。

过热保护: PCS 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。

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 PCS 提出的最低要求。PCS 走线应使用阻燃型电线和电缆, 线槽和线号标记套管等应采用阻燃材料。PCS 内电缆的额定工作温度不得低于 125℃, 额定温升不得高于 20℃, 如果有电缆并联的情况, 则投标人必须对并联电缆的散热和均流性负责, 同时, 必须对电缆的长期可靠性和可用性负责。PCS 内电缆的长期运行温度必须与其连接的元件工作温度严格匹配, 投标人必须充分考虑电缆接头处温度对电缆绝缘的影响。PCS 在任何情况下均不能产生蔓延性火灾。PCS 机体内应装有环境温度、保护继电器以加强整机的环境控制、保护能力。

降额警告: 投标 PCS 在温度过高时可进入降额运行模式, 不能直接关机, 投标人应在投标文件中明确提供 PCS 的温度降额运行技术数据并提供 PCS 的关机温度设定值。

3.3.1.2.13 频率异常时的响应特性

PCS 具备一定的耐受系统频率异常的能力, 满足 GB/T 34120 标准中 8.9.1.2) 的基本要求。

3.3.1.3 PCS 技术性能指标

3.3.1.3.1 PCS 的效率

当 PCS 在运行温度范围内工作于自供电模式且在 PCS 的工作温度范围内, 最大转换效率应不低于 99%。需提供第三方检测报告。

3.3.1.3.2 过载能力

PCS 应能满足：整流和逆变两个过程中，应具有在 110%额定工况下过载长期运行，在 120%额定工况下过载能力应大于 1 分钟。

3.3.1.3.3 PCS 的响应速度

PCS 应具备快速响应能力，从接收到功率调度指令到额定功率输出时间应不大于 50ms，并提供第三方检测报告。从 90%额定功率充电状态转换到 90%额定功率放电状态与从 90%额定功率放电状态转换到 90%额定功率充电状态所需的平均时间不大于 100ms，并提供第三方检测报告。

3.3.1.3.4 电压响应要求

PCS 在 1.2 倍额定电压下均能正常工作。

表 3.3-2 电压响应时间要求

交流端口电压 U	要求
$U < 90\%U_n$	满足低电压穿越要求
$90\%U_n \leq U \leq 110\%U_n$	正常运行
$110\%U_n < U$	满足高电压穿越要求
注 1：U _n 为并网点电网额定电压。	

3.3.1.6 PCS 直流侧电能质量要求

PCS 对电池充电时应满足 GB/T 34120 标准要求。储能变流器工作在恒功率充放电模式下时，直流端口的交流电流纹波有效值应不大于 3%最大直流电流。直流端口的交流电压纹波有效值应不大于 2%最大直流电压。

3.3.1.3.7 双向变流器交流侧电压不平衡度

变流器接入电网后，公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值。电压不平衡度不超过 2%，短时不得超过 4%。

3.3.1.3.8 PCS 成套装置正常工作的电网条件(PCS 并网和充电状态的最低电网适应性要求)符合国标 GB/T 14549《电能质量公用电网谐波》、GB/T 15543《电能质量三相电压不平衡》、GB/T 12325《电能质量供电电压允许偏差》、GB/T 15945《电能质量电力系统频率偏差》、GB/T 12326《电能质量电压波动和闪变》、GB/T 24337《电能质量公用电网间谐波》等的电网环境为成套设备正常运行的正常电网环境，成套设备必须在正常的电网环境下安全、正常运行，安全的运行，性能指标达到投标文件中的承诺值。

3.3.1.3.9 待机功耗

储能变流器的待机损耗应不超过额定功率的 0.5%，空载损耗应不超过额定功率的 0.8%。

3.3.1.3.10 直流分量

储能变流器在并网运行条件下,在额定功率条件下,交流端口电流中的直流电流分量应不大于交流端口额定电流的 0.5%。

3.3.1.3.11 PCS 的绝缘耐压性能

(1) PCS 绝缘电阻

PCS 的输入电路对地、输出电路对地,输入电路对机壳、输出电路对机壳以及输入电路与输出电路间的绝缘电阻应不小于 $1\text{M}\Omega$ 。绝缘电阻只作为绝缘强度试验参考。

(2) PCS 绝缘强度

储能变流器各电路之间以及带电部件、接地部件之间的功能绝缘、基本绝缘或附加绝缘的最小电气间隙满足 GB/T34120 表 C.2 的要求或满足 8.2.1.2.3 规定的冲击耐受电压的要求。

PCS 内的元器件布置应符合国内的相关安规要求。

3.3.1.4 PCS 的控制系统要求

(1) 控制系统的供电要求

PCS 采用直接从 PCS 直流侧和交流侧同时取电的双路冗余供电方式。PCS 需具备交流直流自供电功能。

(2) PCS 控制要求

PCS 应具备恒流、恒压、恒功率、恒功率因数运行模式,在恒功率模式下,PCS 接受有功功率调度指令进行有功功率恒定输出,不随频率、电压的变化而变化,功率控制精度满足 GB/T34120 标准要求。

当无功功率为定值时,PCS 应能输出恒定功率值,无功功率不随频率、电压的变化而变化。PCS 应跟随储能电站监控系统控制指令等信号实时调节无功输出。

动态无功支撑能力应满足 GB/T 34120 标准基本要求。PCS 应同时具备电压/无功调节功能,可进行恒定的无功功率输出。PCS 可接受储能电站监控系统的调度,实时调节无功输出。具备动态无功支撑能力,支持全功率四象限运行,满足 GB/T 34120 标准要求。

PCS 应具备定时充放电功能,在无能量管理系统,独立进行定时充放电管理和运行。

(3) 控制设备基本要求

PCS 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），模数和数模转换环节应采用高精度的高速 AD/DA，控制系统和为其供电的辅助电源应满足 20 年使用寿命的要求，PCS 内的所有 PCB 电路板都必须做优质、可靠的三防处理。

（4）通信

PCS 应提供标准的 RS485 和工业以太网通信（有效带宽不能低于 10M）功能，PCS 应与变电站监控系统通过基于 RS485 的协议和工业以太网的 MODBUS TCP 或 IEC61850 或 IEC60870-5-104 通讯规约通信（上传 PCS 本身的详细的运行状态、工作参数及故障报警信号、完成远程调度等）故障信息应实时传送，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的故障代码，且不允许使用第三方转换模块。

招标人有权知道 PCS 的所有运行和故障信息，运行和故障信息应清晰、明确（准确）。不允许出现用户看不懂的故障代码或“设备故障”等含糊不清（不能准确定位）的故障信息。

PCS 应具备接收电网调度指令并可靠执行的能力。

（5）PCS 的人机接口

PCS 应在面板上设置宽温度范围的高品质显示屏和操作控制设备，以实现操作人员的就地手动操作。显示屏应能显示 PCS 的运行参数、状态、故障信息、充放电量等信息。

（6）PCS 的显示及故障报警

显示屏的显示参数主要包括（但不限于此）：能够显示运行状态、运行参数、保护参数、事件记录等信息，直流功率和交流功率，当日充放电功率曲线，交直流侧电压、电流，总充电量和总放电量，储能变流器实时工作状态以及门禁、烟雾传感器和漏电流状态等。

故障信号包括：直流过压、电网过压/欠压、电网过频/欠频、交流漏电流保护、交流过流、环境过温、模组过温、断路器故障、通讯失败等。

（7）PCS 的历史数据采集和存储

在 PCS 的寿命期内，PCS 应能够以日、月、年为单位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，本地存储不小于 180d 的数据信息。

（8）启动与停止

装置启动时应首先自检，具有完善的软硬件自检功能，装置故障或异常时应告警并详细记录相关信息。

启动时，还需要确认与 BMS、后台监控系统通信正常。启动时间：从初始上电到额定功率运行时间不超过 5s。

装置启动时应确保输出的有功功率变化不超过所设定的最大功率变化率。

除发生电气故障或接受到来自于电网调度机构的指令以外，多组 PCS 装置同时切除的功率应在电网允许的最大功率变化率范围内。

3.3.1.5 PCS 的检验、试验

3.3.1.5.1 外观检查

对柜体式样、外形尺寸及工艺结构尺寸，以及屏内元器件选型、设备布置、布线、电装工艺、表面涂层等进行目测或量测，确定是否符合本技术条件要求，做好记录。

3.3.1.5.2 型式试验

投标人在下列情况下应进行型式试验：

新产品鉴定。

正式生产后，结构、材料、工艺有较大改变足以影响到设备性能时。

批量生产的产品，每隔 3 年进行一次型式检验。

产品停产 2 年以上再次生产时。

国家质量监督机构提出进行型式检验的要求时。

进行型式检验的样品，应在经过出厂检验合格的产品中随机抽取，其数量为 2 台，按 GB/T2829 标准规定进行。抽样采用判别水平为 I 的一次抽样方案，产品质量以不合格数表示，不合格质量水平取 RQL=120。投标人投标时应提供最新的第三方型式试验报告。

表 3.3.-3 试验项目

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	低电压穿越实验	√	
4	噪声试验	√	
5	电压波动和闪烁抗扰度试验	√	

6	传导发射试验、辐射发射实验	√	
7	静电放电抗扰度试验	√	
8	射频电磁场辐射抗扰度试验	√	
9	电快速瞬变脉冲群抗扰度试验	√	
10	浪涌（冲击）辐射抗扰度试验	√	
11	射频场感应的传导骚扰抗扰度试验	√	
12	工频电磁场抗扰度实验	√	
13	阻尼震荡波抗扰度实验	√	
14	防孤岛效应保护试验	√	
15	电压暂降、短时中断和电压变化的抗扰度试验	√	
16	过/欠压试验（运行于充电和 P/Q 模式时）	√	√
17	过/欠频试验（运行于充电和 P/Q 模式时）	√	√
18	交流侧短路保护试验	√	
19	PCS 内部短路试验	√	
20	极性反接保护试验	√	
21	直流过载保护试验	√	
22	直流过压保护试验	√	√
23	通信功能实验	√	√
24	自动开关机试验	√	√
25	软启动试验	√	√
26	绝缘电阻试验	√	√
27	绝缘强度试验	√	√
28	低温启动及工作试验	√	
29	高温启动及工作试验	√	
30	恒定湿热试验	√	
31	防护等级试验	√	
32	有功功率控制试验	√	√
33	温升试验	√	
34	绝缘阻抗检测试验	√	

35	残余电流检测试验	√	
36	连续工作试验	√	√
37	老化试验	√	√
38	过载能力	√	√
39	电流总谐波畸变率	√	√
40	直流分量	√	√
41	功率因数测量	√	√
42	稳压精度	√	√
43	稳流精度	√	√
44	充放电转换时间	√	√
45	电压偏差	√	√

3.3.2 低压配电主要电气设备及技术参数

(1) 低压断路器：

- 1) 工作电压： $\geq 0.69\text{kV}$
 - 2) 额定绝缘电压： $\geq 1.0\text{kV}$
 - 3) 额定不间断电流（在高温操作温度时）： $\geq 1250\text{A}$
 - 4) 额定频率：50Hz
 - 5) 额定短路开断电流（有效值）： $\geq 65\text{kA}$
 - 6) 额定短路关合电流： $\geq 143\text{kA}$
 - 7) 额定热稳定电流及持续时间： $\geq 65\text{kA}$ ，1s
 - 8) 绝缘水平 50Hz，1min
 - 9) 工频耐受电压： $\geq 5000\text{V}$ 级数：3
 - 10) 断路器可实现速断、过流、单相接地等保护功能，并有远传接点。
- 断路器能实现长延时+短延时+瞬时+接地故障。
- 断路器长延时、短延时均应为反时限式。
- 接地保护至少包含二段式保护（延时及速断）。
- 断路器能就地电动操作。
- 断路器脱分合状态应有独立信号上传。
- 断路器脱扣线圈预留 3 个控制接点。

空开过负荷、接地保护及断路速断保护为内置式，不需外接电源。

脱扣必须采用机械式无电源脱扣。断路器不具有欠压保护功能

断路器保护装置电流、电压采样必须由断路器内置 CT、PT 完成。

接地保护必须引入中性点接地电流来实现。

（2）低压浪涌保护器：

1) 额定工作电压：690V

2) 保护等级：B+C 级防雷防浪涌保护

3) 直击雷防护（10/350）uS：35kA

4) 电涌防护（8/20）uS：50kA

5) 保护电平：2.5kV

3.3.3 升压变及配电设备技术要求

3.3.3.1 总体技术要求

3.3.3.1.1 变压器及开关设备作为变流升压系统不可分割的整体由同一投标人成套提供，不允许进行任何形式的拆分、分包或外协。储能变压器的配置应满足国家及当地安全环保要求，能够保障储能系统可靠运行。变压器、变流器及开关设备宜一起集成到标准尺寸集装箱内。

3.3.3.1.2 储能系统选用干式变压器变，并考虑防火距离要求。

3.3.3.1.3 所选用的变压器应具备在 110%额定工况下过载长期运行，在 120%额定工况下过载能力应大于 1 分钟。

3.3.3.1.4 干式变压器型号为 SCB14-5250/37，额定电压为 $37 \pm 2 \times 2.5\% \text{kV} / 0.69 \text{kV}$ ，联结组别为 Dy11，冷却方式 AF。按照 GB20052 相关要求。投标人供货设备应根据项目所处海拔高度进行绝缘、电气性能修正，满足项目地区实际使用环境条件。

3.3.3.1.5 变压器承受短路电流的能力应符合国家标准的规定，投标人应提供相应的型式试验报告(包括突发短路试验报告)。

3.3.3.1.6 变压器应设置数显智能温控仪一台，可输出高温报警及超高温跳闸信号，以及温度的 4mA~20mA 标准微机信号。智能温控仪的测温元件(pt100 铂金电阻)埋设在低压线圈内，可以自动监测并巡回显示低压三相绕组的工作温度，显示最热一相绕组的温度值，超温报警，超温跳闸，声光警示，计算机接口。当绕组温度达到设定温度时，温控装置可控制启动风机(65℃)，停止风机(45℃)，报警(125℃)和跳闸(135℃)。高温跳

闸信号通过干接点信号接入上位断路器柜微机综合保护装置内。可根据要求调整设定温度。

备注：每组低压线圈均需能实现测温功能。

3.3.3.1.7 投标厂家产品必须满足国家及行业标准对干式变压器的有关技术要求。

3.3.3.1.8 投标人所提供的箱变产品应满足 GB20052《电力变压器能效限定值及能效等级》变压器二级能效有关技术要求，应在投标文件中提供箱变的第三方检验、检测机构出具的容量 5250kVA 或以上的产品认证或型式试验报告。投标人应在投标文件中出具相关承诺：如项目所在地区电网要求对应型号产品的型式试验报告或认证证书，需在并网前提供。

3.3.3.1.9 变压器在额定工况下保证使用年限为 30 年，在正常使用寿命期间，各项技术参数应保持不变。

3.3.3.2 干变方案技术要求

3.3.3.2.1 产品结构及工艺

1) 铁芯

铁芯是变压器的核心部分之一，在制造铁芯时应采用先进的工艺、选择高质量、高导磁、冷轧晶粒取向优质硅钢片，表面用防腐绝缘涂膜覆盖。铁芯表面应光滑，无伤痕，无变形，无位移，整齐美观且剪切精度高，毛刺小。减少切片振动次数，保证完好的晶粒结构，消除硅钢片毛刺，通过提高硅钢片的平整度和对铁芯施加适当的夹紧力，降低变压器噪声。降低损耗、减小噪音。

2) 绕组

高压绕组采用铜线绕制；低压绕组的铜箔；并采取有效措施避免涡流。高低压绕组应为纯铜材料，不接受铜包铝绕制。

3) 焊接工艺：有效地保证焊接质量，使焊缝光滑，紧密、牢固、饱满。

4) 整体结构：变压器为干式环氧树脂浇注变压器。通过铁芯夹件拉板、绝缘垫块将绕组压紧。垫块与夹件间采用压钉结构，垫块与绕组间以硅橡胶板压紧，形成一个弹性缓冲结构。该结构有效地吸收了铁芯的膨胀及收缩，确保整个器身始终处于压紧状态，降低绕组与铁芯共振所产生的噪声。变压器下部装设安装底座。

5) 变压器固定底座设计应保证受力均匀、底座固定面应平整。变压器固定使用外六角螺栓，每台变压器均配备足够数量的螺栓、弹垫及大平垫供安装使用，材质为碳钢镀锌。

- 6) 变压器应能够保证安全地进行正常的起吊、运输、安装、使用、检查和维护，并应能最大程度地保证未经授权的人员在触及变压器时的人身安全。
- 7) 变压器绕组采用铜含量 $\geq 99.9\%$ 的优质铜材。
- 8) 变压器的铁芯和金属件需有防腐蚀的保护层。
- 9) 变压器保护外壳顶部应设承受整体总重量的起吊环。
- 10) 变压器的铁芯和金属件均应可靠接地，接地装置应有防锈涂层，并附有明显的接地标志。

3.3.3.2.2 电气及保护要求

- 1) 在正常环境温度下运行时，所有的电器设备的温度不超过其最高允许温升。
- 2) 变压器所用低压电力线缆需采用单芯聚氯乙烯绝缘阻燃软铜绞线，干接点信号线需采用单芯聚氯乙烯绝缘阻燃软铜绞线，通讯线（485、PT100、4-20mA 等）需采用阻燃屏蔽铜绞线，线缆可动部分过渡柔软，并能承受住挠曲而不致疲劳损伤。电流、电压回路线芯不小于 2.5 平方毫米，通讯线缆等电子原件回路和弱电回路采用 1.0~1.5 平方毫米，其它回路 1.5 平方毫米。
- 3) 高压室门加装电磁锁和带电显示器，带电显示器用于指示高压室内是否带电，当 35kV 侧带电时高压室门不能打开，变压器外门加装机机械锁，并提供照明灯。变压器内应有足够照明设施满足运行和检修的需要。

4) 变压器保护附件及信号

变压器装设绕组测温元件，用于连续监视变压器绕组温度并配有至少四组干节点信号，其中一组用于超温报警，一组用于超温跳闸，两组备用节点。

3.3.3.2.3 电缆进出线要求（根据项目可能有所调整，投标人应无条件响应）

1) 高压进线

高压侧使用铜排出线，铜排载流量需满足变压器最大运行工况下电流长期运行要求。

2) 低压出线

低压侧使用低压铜排出线，铜排载流量需满足变压器最大运行工况下电流长期运行要求。

表 3.3-4 升压变压器（干变）主要技术参数表

名称	招标人要求值	投标人保证值
变压器型号	SCB14-5250/37	

名称	招标人要求值	投标人保证值
工作温度范围	-30~+40℃	
海拔	2000m	
变压器类型	树脂浇注干式变压器	
额定容量	5250kVA@45℃	
过载容量	5500kVA@30℃	
额定电压（高压/低压）	37±2×2.5kV/0.69kV	
额定频率	50Hz	
联结组别	Dy11	
阻抗电压	8%，偏差 0~+15%	
气候环境	C2	
环境等级	E2	
燃烧性能等级	F1	
冷却方式	AF	
绝缘耐热等级	H	
声功率级	≤73dB（1m，AN）	
空载电流	≤0.6%	
空载损耗	7.53kW，偏差≤+15%	
负载损耗@145℃	34.9kW，偏差≤+15%	
总损耗	偏差≤+10%	
温升	80K	
绕组材质 （高压/低压）	铜/铜	
雷电冲击耐受电压（高压/低压）	170kV/-	
工频耐受电压 （高压/低压）	70kV/3kV	
局部放电水平	≤10pC	
通讯	RS485 接口/MODBUS 通信	
风机	足量	
温控温显系统	1 个	
绕组温度报警和跳闸	1 组	

3.3.3.2.4 变压器试验

1)型式和特殊试验：

变压器首台需进行型式试验并提供型式试验报告。

产品型式试验项目包括但不限于：变压器冲击耐压试验，温升试验，噪声测试，阻燃试验及抗震性能试验，变压器过负荷能力曲线（提供便于运行人员查用的曲线或表格）。

2) 出厂试验包括但不限于：

- 结构检查及外观、防护等级检验
- 绕组直流电阻测量
- 绝缘电阻测量
- 电压比和电压矢量关系测定
- 工频耐压试验
- 空载试验(包括空载损耗和空载电流)
- 负载试验(包括负载损耗和阻抗电压)
- 感应耐压试验
- 局部放电量测量

3.3.3.3 环网柜技术要求

采用隔离开关+断路器方案，高压室与变压器、PCS 成套集成，其主要技术参数应满足。

断路器及隔离开关等配电设备要求：

名称		招标人要求值	投标人保证值
基本参数	环境温度	-40℃~+50℃（>40℃会降额）	
	相对湿度	≤95%	
	海拔高度	2000m	
	壳体防护等级	IP3X	
	额定短时 1min 工频耐受电压	相间、对地及真空断口 95kV，隔离断口 185kV（按海拔 2000m 修正）	
	额定雷电冲击耐受电压（峰值）	相间、对地及真空断口 185kV，隔离断口 215kV（按海拔 2000m 修正）	
	额定短时 1min 工频耐受电压（辅助和控制回路）	2kV	
	控制回路，照明回路供电	AC220V	
断路器	额定电压	40.5kV	
	额定电流	630A	
	额定频率	50Hz	
	额定短时耐受电流	31.5kA	
	额定短时耐受时间	4s	
	额定峰值耐受电流	80kA	
	额定短路开断电流	31.5kA	
	额定短路关合电流	80kA	
	断路器操作方式	电动+手动	

名称		招标人要求值	投标人保证值
	机械寿命	10000 次	
隔离开关	额定电压	40.5kV	
	额定电流	630A	
	额定频率	50Hz	
	额定短时耐受电流	31.5kA	
	额定短时耐受时间	4s	
	额定峰值耐受电流	80kA	
接地开关	额定电压	40.5kV	
	额定频率	50Hz	
	额定短时耐受电流	31.5kA	
	额定短时耐受时间	4s	
	额定峰值耐受电流	80kA	
避雷器	额定电压	51kV	
	持续运行电压	40.8kV	
	直流参考电压（1mA）	≥73kV	
	标称放电电流	5kA（峰值）	
	陡波冲击残压（1/10us）	≤154kV（峰值）	
	雷电冲击电流残压（8/20us）	≤134kV（峰值）	
	操作冲击电流残压（30/60us）	≤114kV（峰值）	
电流互感器	测量绕组（变比，精度）	150/5，0.5	
	保护绕组（变比，精度）	150/5，5P30	
	容量	15VA	

变压器高压侧断路器自带就地/远方控制元件，并具有合分位显示和远方遥控功能。断路器具备瞬时、短延时、长延时、反时限、接地故障保护等，可实现速断、过流、单相接地等保护功能，保护参数的整定范围延伸至 PCS 交流侧，作为变压器低压侧至 PCS 出口之间的保护。变压器高压断路器具备远合/远分遥控功能，配线至二次端子排；PCS 交流侧断路器同时应具备远合/远分遥控功能。

变压器高、低压侧应装设电流互感器，并配置电流表。变压器应具有状态指示、温湿度控制等功能，以保证二次设备的正常运行。变压器内所有电气设备应实现五防要求。变压器高压室内门设置电磁防误闭锁装置。

3.4 储能能量管理系统主要技术要求

3.4.1 总体要求

3.4.1.1 电池储能系统应配备储能能量管理系统（其中包含能量管理功能及储能监控功能），其规划、设计和建设应遵循相关国家标准、电力行业标准、国网公司企业

标准以及相关国家部委技术文件的规定，统一规划、统一设计、重在实用、适当超前。储能能量管理系统应有权威第三方检测机构出具的检测证书，统一协调控制储能成套工程中的各个设备，同时管理统计储能系统充放电电量与储能系统各组成设备，对其进行调节控制和相关运行参数的采集，应可支持电网调度，根据调度指令提供有功、无功支撑。满足招标人远程集控中心的控制要求，投标人无条件配合项目单位的控制系统联合调试，使得储能系统装置能顺利并入电网运行。

3.4.1.2 能量管理系统应具备一次调频、AGC、AVC 等功能、储能监控系统（SCADA）等功能，具备与新能源场站协调控制的功能。

3.4.1.3 能量管理系统应具有友好的就地或远程人机界面，包括但不限于实时数据监测、历史数据查询、设备控制、参数设置等画面。能量管理系统应使用国产操作系统和数据库。

3.4.1.4 具有操作权限密码管理功能，改变运行方式和运行参数的操作均需权限确认。

3.4.1.5 数据和通信

1) 应支持 ModbusTCP 或 IEC104 或 IEC61850 等通信规约，采用标准的设备数据模型及通信服务程序，保证储能设备与就地监控层之间通讯的一致性。

根据不同项目情况，能量管理系统与储能设备区距离不一，为保证通信稳定性和及时性，部分项目须考虑光纤通信方案，投标人须无条件响应并提供相应连接设备。

2) 与 BMS 的接口

储能能量管理系统应接收和处理电池管理系统 BMS 上送的信息：

- a) 单体电池最高温度、最低温度等实时信息。
- b) 电池组 SOC、单体最高、最低电压及电芯序号。
- c) 电池组串的电流。
- d) 各种故障告警信号和保护动作信号。

3) 与 PCS 的接口

储能能量管理系统应接收和处理能量转换系统 PCS 上送的信息：

- a) 开关量信息：主要是直流侧、交流侧接触器、断路器的状态；运行模式等状态。
- b) 模拟量信息：直流侧电压、电流；交流侧三相电压、电流、有功、无功。
- c) 非电量信息：机内温度，模组温度等。

d) 运行信息：变流器各种保护动作信号、事故告警信号。

3.4.2 运行环境要求

3.4.2.1 环境温度 - 20℃~+50℃（严寒地区 - 36℃，在此温度范围之外，监控及通信系统的使用应在厂家和用户之间进行协商）。

3.4.2.2 相对湿度：5%~95%

3.4.2.3 海拔：海拔高度按照 2000m 修正，应设计高原型设备，其各项性能应按国家相关规范进行高海拔修正。

3.4.2.4 电源监控系统应配备后备电源。供电电源失电时，后备电源应维持系统正常工作时间不小于 2 小时。

3.4.3 可靠性

3.4.3.1 能量管理系统应支持双机双网自动切换，监控系统的重要单元或单元的重要部件应为冗余配置，保证整个系统功能的可靠性不受单个故障的影响。

3.4.3.2 监控系统应能够隔离故障，切除故障应不影响其它各节点的正常运行，并保证故障恢复过程快速而平稳。

3.4.3.3 硬件设备的可靠性：监控系统所选设备应是符合现代工业标准，并具有相当的生产历史，在国内计算机领域占有一定比例的标准产品。所有设备具有可靠的质量保证和完善的售后服务保证。

3.4.3.4 元件设计的可靠性：监控系统的开发应遵循软件工程的方法，经过充分测试，程序运行稳定可靠，系统软件平台应选择可靠和安全的版本。

3.4.3.5 监控系统集成的可靠性：不同厂家的软、硬件产品应遵循共同的国际国内标准，以保证不同产品集成在一起能可靠地协调工作。

3.4.4 安全性

3.4.4.1 监控系统应具有高度的安全保障特性，能保证数据的安全和具备一定的保密措施，执行重要功能的设备应具有冗余备份。系统运行数据要有双机热备份，防止意外丢失。

3.4.4.2 监控系统应构筑坚固有效的专用防火墙和数据访问机制，最大限度地阻止从外部对系统的非法侵入，有效地防止以非正常的方式对系统软、硬件设置及各种数据进行访问、更改等操作。

3.4.4.3 储能电站监控与其它电力监控系统之间(变电站监控系统)应是相对独立的

关系。

3.4.4.4 禁止非电力监控系统对储能电站监控系统数据的直接调用。

3.4.5 开放性

3.4.5.1 支撑平台的各功能模组和各应用功能应提供统一标准接口,支持用户和第三方应用软件程序的开发,保证能和其它系统互联和集成。

3.4.5.2 监控系统应具有良好的软件和硬件在线可扩展性,可以逐步建设、逐步扩充、逐步升级,不影响系统正常运行。

3.4.5.3 监控系统容量可扩充,包括可接入的储能设备数量、系统数据库的容量等,不应该有不合理的设计容量限制,从而能使系统可以整体设计、分步实施。

3.4.6 易用性

3.4.6.1 应选择符合国际标准、工业标准的通用设备产品,便于维护。监控系统应采用图模库一体化技术,方便系统维护人员画图、建模、建库,图模库一次生成,并保证三者数据的同步性和一致性。

3.4.6.2 需对用户系统提供编译运行环境,以保证在软件修改和新模组增加时用户能独立生成可运行的完整系统。

3.4.6.3 须提供完整的技术资料(至少包括用户使用、维护及版本更新等相关手册以及第三方提供的技术资料)

3.4.6.4 操作应提供在线帮助功能,系统维护应具有流程和向导功能。

3.4.6.5 应支持远程运维,具备简便、易用的维护诊断工具,使系统维护人员可以迅速、准确地确定异常和故障发生的位置和原因。

3.4.7 技术性能要求

新能源场配套储能能量管理系统采用开放式分层分布结构,由站控层以及间隔层构成。站控层设备布置在储能电站总控集装箱箱体内部或者站房内,间隔层设备按需布置在储能变流升压系统内部或电池系统内部。

3.4.7.1 站控层设备:

(1) EMS 服务器:作为储能站控层数据收集、处理、存储及网络管理的中心。EMS 通过专用通道点对点方式向上层 AGC 系统或者远动终端设备上送数据,同时接受 AGC 或者远动终端设备的控制指令信息。EMS 服务器按照双机冗余配置,其设备宜采用组屏(柜)方式布置在光伏/风电区电子设备间内。

(2) 操作员兼工程师工作站: 操作员兼工程师工作站是站内配套储能能量管理系统的主要人机交互途径, 工作站具备图形及报表显示、事件记录及报警状态显示和查询, 设备状态和参数的查询, 操作指导, 操作控制命令的解释和下达, 整个站内配套储能能量管理系统的维护、管理, 可完成数据库的定义、修改, 系统参数的定义、修改, 报表的制作、修改及网络维护、系统诊断等工作。运行人员可通过操作员兼工程师工作站对储能电站各一次及二次设备进行运行监测和操作控制, 对站内配套储能能量管理系统的维护需要在操作员兼工程师工作站上进行, 并须有可靠的登录保护。

(3) EMS 控制器: EMS 控制器主要用于协调控制多台 PCS, 实现高级控制功能, 如快速功率跟踪响应、一次调频等。快速功率跟踪响应是指 EMS 控制装置接收外部功率指令, 控制储能系统整体输出, 保证整体输出功率的实时性与准确性。一次调频是根据电网的频率主动调整储能系统输出的有功, 达到频率快速调节的目的。EMS 控制器装置还可以根据各电池簇 SOC 状态进行功率分配, 使各电池簇的性能状态达到均衡。EMS 控制器还应具备有功控制、无功控制、功率因数控制、稳控接口等功能。EMS 控制器应采用专用独立设备, EMS 控制器宜置于组屏(柜)内并布置在升压站二次设备间。

(4) 快频装置: 快频装置主要采集线路或母线电流、电压、功率、频率等, 以满足协调控制设备高精度高速度采样控制需求, 频率检测精度不大于 0.003Hz。

(5) 网络交换机: 网络交换机网络传输速率大于或等于 100Mbit/s, 构成分布式高速工业级以太网, 电口和光口数量应满足储能电站应用要求。

(6) 其他网络设备: 包括接口设备(如光纤接线盒)、网络连接线、电缆、光缆等。

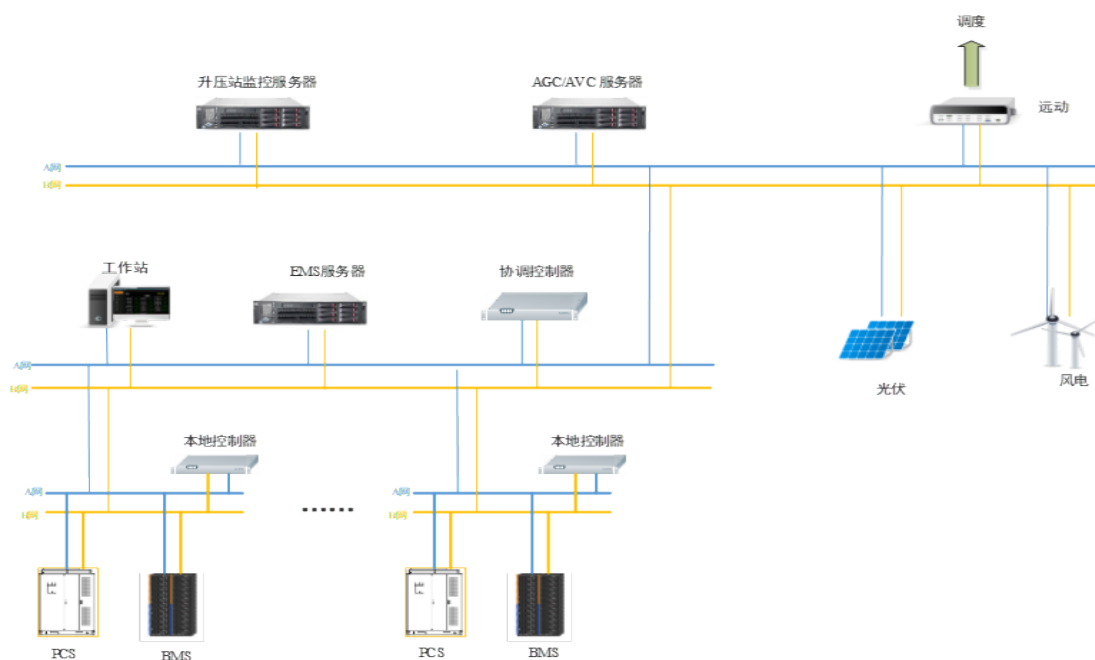
3.4.7.2 间隔层设备:

(1) 变压器测控装置: 变压器测控装置具有状态量采集、交流采样及测量、断路器控制及数字显示等功能。

(2) 本地控制器: 在站控层网络失效的情况下, 间隔层设备本地控制器应能独立完成就地数据采集和控制功能, 具备完善的电压、SOC 等保护功能。

3.4.8 能量管理系统网络结构

场站配套储能能量管理系统宜采用以太网, 站控层、间隔层设备均接入该网络, 其典型拓扑如下图所示(仅供参考), 实际配置按客户的需求定制。



3.4.9 能量管理系统功能

3.4.9.1 数据库的建立与维护

3.4.9.1.1 场站配套储能能量管理系统应同时支持实时数据库和历史数据库

(1) 实时数据库：载入储能能量管理系统采集的实时数据，其数值应根据运行工况的实时变化而不断更新，记录被监控设备的当前状态。实时数据库的刷新周期及数据精度应满足工程要求。

(2) 历史数据库：支持主流关系数据库。对于需要长期保存的重要数据可选定周期存放在数据库中。历史数据应能存储 2 年。

(3) 支持电芯关键测点数据的秒级存储，并能使用曲线展示。数据存储时间至少 3 个月。

3.4.9.1.2 数据库管理

(1) 快速访问常驻内存数据和硬盘数据，在并发操作下能满足实时功能要求。

(2) 允许不同程序对数据库内的同一数据集进行并发访问，保证在并发方式下数据库的完整性和一致性。

(3) 具有良好的可扩展性和适应性。能自动满足数据规模的不断扩充，提供丰富接口供各种应用程序的访问。

(4) 在线生成、修改数据库，对数据库中的数据进行修改时，数据库管理系统应对所有工作站上的相关数据同时进行修改，保证数据的一致性。

(5) 计算机系统故障消失后，能恢复到故障前状态。

(6) 可方便地交互式查询和调用，其响应时间应满足工程要求。

3.4.9.2 监视和报警

3.4.9.2.1 监视

(1) 通过显示器对主要电气设备运行参数和设备状态进行监视，应能监视各设备的通信状态，并实时显示。

(2) 所有静态和动态画面应存储在画面数据库或硬盘内，用户可方便和直观地完成实时画面的编辑、修改、定义、删除和调用等功能，并能与其他工作站共享修改或生成后的画面。

(3) 屏幕显示、画面名称、设备名称、告警提示信息等均应汉化。

(4) 对各种表格应具有显示，生成、编辑等功能。各种报表数据应能转换为 EXCEL 格式，以利于数据的二次应用。

(5) BMS 上送电池的遥测量和告警量须有专门的界面显示。

(6) PCS 上送的遥测量和告警量须有专门的界面显示。

(7) 信息能够分层、分级、分类显示，可以人工定义画面显示内容。

3.4.9.2.2 报警及信息分类

(1) 采集数字量变位及计算机系统自诊断故障时能进行报警处理。事故发生时，事故报警装置立即发出音响报警，主机/操作员站的画面显示上应有相应开关的颜色发生改变，同时显示报警条文。

(2) 对事件的报警应能分层、分级、分类处理，起到事件的过滤作用，能现场灵活配置报警的处理方式。

(3) 事故报警可通过手动方式进行确认。

(4) 信息能够分层、分级、分类显示，可以人工定义画面显示内容。其中开关量信号根据重要性，可分为三类：

a) 第一类为故障信号，包括非正常操作引起的断路器跳闸和保护装置动作信号、影响全站安全运行的其他信号(包括消防系统火灾告警、电池三级告警等)。

b) 第二类为告警信号，包括状态异常信号、电池二级告警、场站配套储能能量管理系统的异常事件等。

c) 第三类为提示信号，包括反映设备各种运行状态的信号以及查询事故跳闸或设备

异常后的详细信息，如系统状态正常切换等。

3.4.9.2.3 统计及计算

(1) 应能对电网电流、电压、频率及功率等量进行统计分析；PCS 的运行参数、电池组电压、电池组充放电电流、单体电池最高\最低电压、最高\最低温度等量进行统计分析，形成储能电站的性能指标的报表和显示画面。

(2) 能对电能量进行统计或累计。

(3) 应通过早期预警系统手段，加强电池电压、温度、SOC 的一致性管理，实现提前 30min 事故预警以及 10min 以上热失控预警。

3.4.9.2.4 人机界面

(1) 应能为运行人员提供灵活方便的人机界面，实现整个系统的监测和控制。

(2) 维护功能：可通过修改参数，实现对监控画面、报表和数据库的修改、扩充等维护功能；可对信息量进行分层、分级、分类设置。

3.4.9.2.5 通信接口及协议

监控系统与电池管理系统、PCS 系统之间采用以太网或光缆连接，其通信协议宜采用 ModbusTCP、IEC104 或 IEC61850 等标准规约。

(1) 与 BMS 的接口

储能能量管理系统应接收和处理电池管理系统 BMS 上送的信息：

- a) 单体电池最高温度、最低温度等实时信息。
- b) 电池组 SOC、单体最高、最低电压及电芯序号。
- c) 电池组串的电流。
- d) 各种故障告警信号和保护动作信号。

(2) 与 PCS 的接口

储能能量管理系统应接收和处理能量转换系统 PCS 上送的信息：

- a) 开关量信息：主要是直流侧、交流侧接触器、断路器的状态；运行模式等状态。
- b) 模拟量信息：直流侧电压、电流；交流侧三相电压、电流、有功、无功。
- c) 非电量信息：机内温度，模块温度等。
- d) 运行信息：变流器各种保护动作信号、事故告警信号。

3.4.9.2.6 运行管理

(1) 储能能量管理系统应根据运行要求，实现各种设备管理功能。

(2) 事故分析检索：应能对突发事件所产生的大量报警信息进行筛选和分析。对典型的事故可推出相应的操作指导画面。

(3) 实时采集与监视储能系统运行过程中的参数设置动作、运行报警状态、保护动作过程、充放电开始 / 结束事件、电池容量及健康状态等信息，能够对采集数据进行合理性检查、限值告警上述信息可以自动同步保存，时间记录可精确到秒，并掉电保持。应保存最近 6 个月的历史数据。

3.4.9.2.7 数据采集和处理

(1) 系统应能进行实时数据的采集和处理，被采集的实时数据可按性质分为以下内容：

- a) 模拟量。
- b) 开关量。
- c) 通信状态量。

(2) 被采集的实时数据，应经过必要的预处理后以一定的格式存入固定周期(或实时)更新的数据库。

采集电池管理系统信息不限于：各组电池的总电压、电流、平均温度、充放电电流和功率限值、最大/小单节电池电压及编号、最大/小单节电池温度及编号、各节电池的均衡状态、故障及报警信息、可充电量、可放电量等常用信息并进行显示。以及 PCS 系统的相关参数，包括：直流侧的电压/电流/功率等、PCS 的三相有功功率、无功功率、三相电压、三相电流、功率因素、频率、运行状态、报警及故障信息等常用信息，以及充放电电量等。

3.4.9.2.8 控制与操作

(1) 对需要进行遥控的设备，可在远方站由值班/调度员直接操作，也可在就地通过储能能量管理系统的操作员站由运行人员进行操作，上述控制方式可在站端进行切换。

(2) 所有遥控功能都应具备可靠性高、反应速度快、抗干扰性能强的特点以及防误操作的功能。

(3) 各种操作应具备选择、返校、分步执行等功能。

3.4.9.2.9 高级策略

(1) 多能协同

能量管理系统接收新能源电站 AGC 指令能实现跟踪计划、平抑波动功能。

跟踪计划: 可配合新能源场站 AGC, 在新能源可发功率大于调度上网功率限值时充电, 在相反情况下放电, 实现实时快速消纳多余能量的作用。

平抑波动: 新能源发电具有较大的间歇性、波动性, 严重影响了其并网发电的性能。越来越多的研究利用储能电池的能量存储能力, 通过电池的充、放电来平抑新能源发电的功率波动。

(2) 系统调峰

调度主站根据负荷情况安排储能电站的运行方式, 通过调度计划方式下发储能电站实施系统调峰。在负荷峰时阶段控制电池放电, 将负荷控制在合理水平。负荷较低时, 选取合适的时段以合适的方式充电。系统调峰响应时间要求不大于 5 分钟。

(3) 精准切负荷控制

根据调度的要求, 储能电站要具备精准切负荷功能, 在精准切负荷系统指令下具备控制全站 PCS 由当前状态转换为满功率放电状态, 并闭锁 EMS 或者 AGC 指令某一固定时间。

(4) 一次调频

一次调频功能主要在电网频率变化时按照调度要求的不等率对电网提供有功支撑。

(5) 无功调压

系统无功分布的合理与否直接影响着电力系统的安全和稳定, 并与经济效益直接挂钩。合理的无功补偿将能改善全网电压分布, 提高电能质量, 有效降低网损, 从而提高电力系统运行的经济性、安全性和稳定性。

(6) 采集系统内辅助设备工作状态, 如温控系统、消防系统等安全设备, 形成电气联锁, 一旦检测到故障, 及时切断正在运行的电池成套设备。EMS 与 PCS 以及 BMS 实时通信, 实时采集 PCS 设备以及电池设备的运行工况, 根据制定的储能系统保护策略以及热管理策略, 确保储能系统的安全稳定运行。

3.4.10 性能指标

序号	技术参数名称	招标人要求值	投标人保证值
1	画面实时数据刷新周期	≤3s	
2	电网频率测量误差	≤0.01Hz	

3	模拟量越死区传送时间	$\leq 2s$	
4	状态量变位传送时间	$\leq 1s$	
5	模拟量信息响应时间	$\leq 3s$	
6	状态量变化响应时间	$\leq 2s$	
7	控制执行命令从生成到输出的时间（从按执行键到输出）	$\leq 1s$	
8	控制操作正确率	=100%	
9	遥控动作正确率	=100%	
10	遥测合格率	=100%	
11	事故时遥信年正确动作率	$\geq 99\%$	
12	系统可用率	$\geq 99.9\%$	
13	系统平均故障间隔时间（MTBF）	$\geq 20000h$	
14	各工作站的 CPU 平均负荷率：		
	正常时（任意 30min 内）	$\leq 30\%$	
	电力系统故障时（10s 内）	$\leq 50\%$	
15	监控系统网络平均负荷率：		
	正常时（任意 30min 内）	$\leq 30\%$	
	电力系统故障时（10s 内）	$\leq 50\%$	
16	历史曲线日报、月报存储时间	≥ 1 年	
17	双主机切换时间：	$\leq 30s$	
18	系统容量：		
	状态量个数	≥ 200000	
	模拟量个数	≥ 300000	
	遥控量个数	≥ 10000	
	遥调量个数	≥ 10000	
19	事故追忆	事故前 1min 事故后 2min	
20	报警信息至画面显示响应	$\leq 2s$	

3.4.11 技术参数保证表

序号	参数名称	项目需求标准选项值	投标人保证值	备注
----	------	-----------	--------	----

1	设备供电	AC220V/50Hz		
2	通信接口与协议	—		
2.1	与 BMS 通讯协议	Modbus/TCP 或 IEC61850 等		不采用规约转换方式
2.2	与 PCS 通讯协议	Modbus/TCP 或 IEC61850 或 Goose 等		不采用规约转换方式
2.3	与本地控制器通讯协议	Modbus/TCP 或 IEC61850 等		不采用规约转换方式
2.4	与 AGC 通讯	IEC61850 或 IEC104		不采用规约转换方式
2.5	与快频装置通讯协议	IEC103 或 modbus 等		不采用规约转换方式
2.6	与电池系统控制器通讯协议	Modbus/TCP 或 IEC61850 等		不采用规约转换方式

3.5 电缆

3.5.1 总的要求

电缆敷设：电缆设计及敷设需满足《电力工程电缆设计规范》GB50217-2018 要求。不同类型电缆水平及交叉排列时，间距满足规范要求。

工程内两端设备都为投标人设备时，两端设备之间的动力电缆、控制电缆、通讯电缆、光缆等所有连接设备都由投标人提供，按招标人格式要求开列电缆清册，需满足招标人的规格要求；若只有一端为投标人设备，另一端为其他厂家设备，设备内部电缆由设备厂家提供，型号均需满足国标以及相关 IEC 标准。两端之间的动力电缆、控制电缆、通讯电缆、光缆等所有连接设备都由招标人或项目单位提供。

3.5.2 电缆要求：

35kV 级联线路采用铜芯电缆敷设，电池集装箱与 PCS 直流侧通过直流铜缆连接。导体符合 GB3956 标准。电缆允许持续载流量值不得小于 GB 50217《电力工程电缆设计标准》中交联聚乙烯电缆的建议性基础值。

ZC-YJY23-26/35kV:交联聚乙烯绝缘，双钢带凯装聚氯乙烯护套铜芯阻燃电力电缆。

绝缘采用交联聚乙烯绝缘，导体连续额定温度为 90℃。要求交联方式按照国家标准 GB/T 12706.1 执行，聚乙烯材料要求为优质品。导体及绝缘屏蔽应为挤包半导体层。

护套—采用阻燃 PVC 材料，其电气及物理性能符合 GB 2952 标准。

电缆的阻燃性能应满足有关规范及标准的要求（C 级阻燃及以上），材料氧指数大于 30。

在导体允许的运行温度下，电缆应具有 30 年的设计寿命。

3kV 电缆的额定电压 U0/U 值为 1.8/3kV, 雷电冲击耐受电压值不低于 40kV。

35kV 电缆的额定电压 U0/U 值为 26/35kV, 雷电冲击耐受电压值不低于 200kV。

其他电缆必须满足相关标准规范的要求。

动力电缆长度及敷设方式参照招标人提供的初步设计文件及附图。

电缆基本技术参数

序号	名 称	单位	投标人保证值	备注
1	截面	mm ²		
2	铜丝直径	mm		
3	标称厚度	mm		
4	最薄厚度	mm		
5	载流量	A		
6	导体直流电阻 20℃	Ω /km		
7	电容值	F/km		
8	绝缘耐受电压工频火花试验	kV		
9	护套耐受电压工频火花试验	kV		

3.6 预制舱技术要求

3.6.1 预制舱总体要求

户外运行，要求抗冲击能力强，防盗、防破坏能力强；防腐能力强，保证 25 年不生锈；外形美观、大方、协调；密封舱体，防尘、防潮、防凝露；体积小巧，结构紧凑；舱体部分须在供货提供具有相应资质的第三方机构出具的型式试验报告。

3.6.2 预制舱性能整体要求

预制舱/户外电池舱舱体应保证足够的机械强度和刚度。在起吊、运输和安装时不会变形或损伤，不会因起吊运输对舱体内设备造成的影响；具备良好的抗震性能和抗风性能。

预制舱/户外电池舱整体防护等级不低于 IP55，具备防尘、防潮、防凝露的效果；同时，设计时要保证预制舱内良好的温湿度控制及防潮效果。

预制舱/户外电池舱应具有良好的防腐性能，保证舱体在 25 年内不锈蚀，其他舱体附件应达到同等的使用寿命水平。

预制舱/户外电池舱应具备良好的隔热保温性能，保证舱体内温差不因外界环境温度变化大范围浮动。

预制舱/户外电池舱设计应不易积尘、积水。

预制舱/户外电池舱内火灾探测及报警系统的设计和消防控制设备及其功能符合现行国家标准 GB50116《火灾自动报警系统设计规范》等相关标准的要求。

预制舱/户外电池舱的接地系统符合 GB/T50065《交流电气装置的接地设计规范》等相关标准的要求。

预制舱/户外电池舱内的照明设计应符合 DL/T 5390《发电厂和变电站照明设计技术规定》等相关标准的要求。

预制舱/户外电池舱应具备良好的隔绝电磁辐射及消音降噪功能，符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348）、《环境影响评价技术导则输变电工程》（HJ/T 24）等相关标准的要求。

预制舱舱体应采用钢结构体系。预制舱的舱体底架由型钢焊接而成，舱体骨架为焊接一体式结构，主要钢材材质应选用优质碳素结构钢，屈服强度不小于 235MPa，应有足够的机械强度和刚度，在起吊、运输和安装时不会产生变形，并耐受以下的负荷和撞击：

a) 预制舱体顶板集中载荷达到 3kN/0.18m²、平均载荷达到 3kN/m² 时应无塑性形变或损坏。

b) 在面板、门和通风口上的外部机械撞击：外部机械撞击的撞击能量为 20J，对应的防护等级为规范 GB/T 20138 要求的 IK10。

舱体采用钢柱结构，顶盖采用冷弯型钢檩条结构，内侧采用轻质高强、耐水防腐、阻燃隔热面板材料，中间采用不易燃烧、吸水率低、密度和导热系数小（隔热）、保温、机械强度高的材料。

舱体采用钢柱结构，柱间支撑间距根据预制舱纵向柱距、受力情况和安装条件确定。当不允许设置交叉柱间支撑时，设置其它形式的支撑；当不允许设置任何支撑时，设置纵向钢架。

预制舱框架板、门板及顶盖均采用优质冷轧钢板折弯成型后整体焊接成形，框架钢板和门板钢板厚度不得小于 2.0mm；顶盖外表面钢板厚度不得小于 1.5mm，底板钢板厚度不得小于 2.5mm；禁止使用彩钢板等金属材料拼装舱体或 GRC、金邦板等非金属舱体。

舱体骨架整体焊接，保证足够的强度与刚度。舱体在起吊、运输和安装时不变形或损坏。舱体结构变形按《钢结构设计标准》GB50017 的要求计算。

每个舱体单元模块根据预制舱纵向钢柱间距设置吊点，吊点位置设置在预制舱顶部或底部。吊点根据舱内设备荷载分布经详细计算后确定吊点位置及吊点数量，确保安全可靠。

舱体结构自重、检修集中荷载、屋面雪荷载和积灰荷载及覆冰荷载等，按现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 的规定取用，悬挂荷载按实际情况取用。

舱体的风荷载，按《门式刚架轻型房屋钢结构技术规范》GB 51022 的规定计算。

预制舱地震作用设计应符合 GB 50011-2010《建筑抗震设计规范》等相关标准，满足水平加速度 0.2g，垂直加速度 0.15g 的抗震要求，抗震设防烈度 VII 度，并提供由专业第三方机构出具的相应的计算说明书或报告预制舱采用断桥技术达到保温效果的同时，应保证舱体足够的机械强度，内外钢板间通过冲压槽孔点焊连接，内衬型钢，设置独立支架。

舱体与基础牢固连接，焊接于基础预埋件上，舱体与基础交界四周应用耐候硅酮胶封缝，防止潮气进入。

预制舱防腐处理应遵循 GB/T 30790.1《色漆和清漆防护涂料体系对钢结构的防腐保护第 1 部分：总则》、GB/T 30790.4《色漆和清漆防护涂料体系对钢结构的防腐保护第 4 部分：表面类型和表面处理》标准。

预制舱防腐至少采用六道防腐工艺，包括前处理、锌层、中间层、面层等多重处理工艺，前处理需保证钢板表面足够的粗糙度，锌层厚度不应小于 100 μm ，中间层及面层等总厚度不应小于 200 μm ，保证舱体在 C3 环境下达到 30 年不锈蚀的防腐水平。

箱体底架型钢应经喷砂、喷环氧富锌底漆处理后，采用沥青漆重度防腐处理，保证底架 30 年不锈蚀。

舱体的面漆采用抗紫外线、抗老化、长寿命的优质聚胺脂类面漆，喷涂厚度不小于 40 μm，保证 30 年内不退色、不氧化、不粉化。

投标人供货时需供预制舱防腐寿命证明，即金属舱体在交变盐雾环境和湿热环境中的型式试验报告。

注：非金属材质防腐报告视为无效，如岩棉板等；非交变盐雾+湿热环境下的报告视为无效。预制舱舱体应运用“冰箱”保温措施与工艺，采用双层优质钢板。舱体板厚度不低于 50mm，保证达到建筑“24 墙”保温功效。

舱体板保温性能：导热系数小于 0.025 瓦/平方米·摄氏度。舱体板强度：抗冲击能力强，弹性变形可恢复。

舱体内应设置自动温控系统，并加装工业型加热除湿装置，具备长时间加热功能，以保证预制舱内的运行环境的稳定性。禁止采用民用电暖气或暖风机。

预制舱应保证良好的密封性能，舱体密封需采用三元乙丙材料高弹性密封条（双层），进出线电缆孔采用敲落孔配密封胶圈或密封件等处理，实现舱体的防尘、防潮、防凝露。

舱体密封材料的寿命应大于 30 年，其他活动处密封件寿命应大于 5 年，且投标人应并制定合理的更换方案，提供相应的备品备件。

预制舱内的通风设计应符合 DL/T 5035《发电厂供暖通风与空气调节设计规范》等相关标准的要求，内部需设置工业排风扇，配合工业空调保证舱内均衡环境。

预制舱采用强制通风时，满足降噪标准，风机需采用进口、长寿命、免维护轴流式风机；风机的数量应满足排风和除湿的要求，排风要进行多道防尘处理，防尘网应方便拆装和清洗；排风处需设置风阀等结构，保证舱体的整体防护等级 IP55，预制舱应保证具有良好的防火性能，舱体壁板需保证内部或者外部着火时的最低性能水平为耐火 1 小时以上，1 小时内舱体外壳具有完整性及防火性。

投标人并在供货时须提供由专业第三方机构出具预制舱壁板防火试验报告。

预制舱排烟设计应符合 GB 55037《建筑防火通用规范》的规定，当火灾发生时，送、排风系统、空调系统应能自动停止运行。蓄电池预制舱、通信电源预制舱的机械排烟装置应具有“防爆型”性能。

预制舱消防供电及应急照明设计应符合现行国家标准《消防应急照明和疏散指示系统技术标准》GB 51309-2018 的规定。投标人提供应急照明等消防检测报告和消防合格证书。

预制舱舱门的设置须满足舱内设备正常进出预制舱以及人员巡视的要求。舱门尺寸根据预制舱的使用功能和舱内设备情况确定。舱门尺寸应采用甲级防火门，预制舱其余构件燃烧性能和耐火极限满足《建筑设计防火规范》GB 50016 中第 3.2.1 条规定。

在预制舱内顶部适当位置安装自动烟雾探测器，在舱体外部或监控室安装声光报警器和位置显示装置（舱外部装置应考虑防雨措施），当侦测到舱内有烟雾即发出声光报警。同时舱壁上安装手动火灾报警器，可进行人工火灾报警。

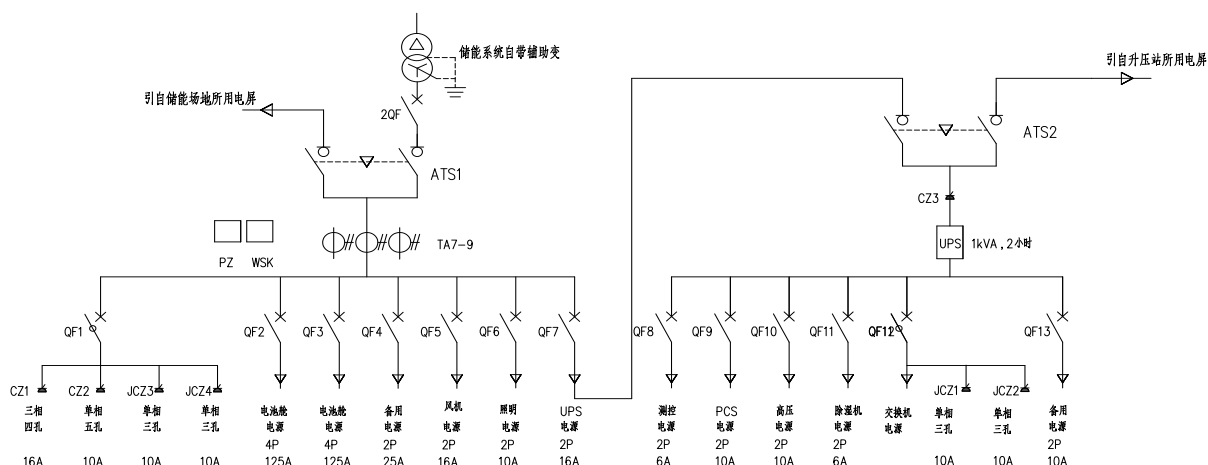
投标人需根据设计院提供的安防视频监视系统图纸安装各类安防视频监视设备。

3.7 储能系统站用电

储能单元低压负荷主要包含两类：一类是预制舱内的空调、照明、温控系统及视频监控系统等动力负荷；第二类就是电池预制舱内的消防等重要负荷。

预制舱内的空调、照明、温控系统及视频监控系统等动力负荷，一路取自储能备用站用变系统，另外一路电源取自储能系统自带辅助变，正常状态下由该储能单元的辅助变自供电，当辅助变故障时，通过 ATS 自动切换至备用电源，由储能场站用备用变供电，供电保障辅助系统供电可靠性 3 套储能备用站用变系统，分别采用单母线接线，就地布置在储能系统附近的预制舱内。

电池预制舱内的消防等重要负荷，一路取自升压站站用系统，一路电源取自储能备用站用变系统，一路电源取自储能系统自带辅助变，正常状态下由该储能单元的辅助变自供电，当辅助变及储能站用电系统故障时，通过 ATS 自动切换至备用电源，由升压站站用变供电，供电保障辅助系统供电可靠性。



投标人应结合所投设备实际配置，提供完整的辅助设备用电负荷计算表，每套储能单元 PCS 舱内配置的辅助变压器容量不得低于 120kVA。针对储能系统消防等重要负荷，投标人须配置不间断电源（UPS），并单独提供 UPS 负荷计算表，所配置 UPS 容量应满足重要设备可靠用电需求，电池按 2 小时设计配置。

储能系统站用电舱外配电系统均由招标人提供（包括储能站用备用变压器、配电柜、35kV 电缆及电缆终端、低压电缆及控制电缆），电池舱及 PCS 舱内供电系统设备由投标人提供。

4、储能系统技术参数表

4.1 一般要求

投标人应认真逐项填写技术参数响应表中投标人保证值，不能空格，也不能以“响应”两字代替，不允许改动招标人要求值。如有差异，请填写技术差异表。“投标人保证值”应与型式试验报告相符。

主要技术数据表中的项目，如不能满足要求，将被视为实质性不符合招标文件要求。

本表中所列数据(如绝缘水平、爬电距离、温升等)均未进行海拔高度修正，制造厂应按照工程实际海拔高度，根据国标要求对外绝缘进行修正。

4.2 重要技术参数表

序号	项目(名称)	单位	技术要求值(设计院)	投标人响应值	备注
1	电池储能系统				

1)	电池系统综合效率	%	86%		周期内上网电量与下网电量的比值（以 35kV 开关柜侧双向电表计量的数据为准）
2)	额定充放电功率	(MW)	480		以 35kV 开关柜侧双向电表计量的数据为准）
3)	系统放电能量	(MWh)	960		以 35kV 开关柜侧双向电表计量的数据为准）
2)	电池在额定功率充放电循环次数	次	不低于 6000 次		(DOD≥90%, 25℃, EOL=80%
3)	最大放电深度		100%		
4)	储能自用电系统最大功耗	KW/MWh	≤8kW/MWh		
5)	单个预制舱容量、尺寸 (W*D*H)、重量	MWh mm t			
2	电池管理系统 BMS				
1)	采样精度		满足 GB/T 34131-2023 《电力储能用电池管理系统》要求		
2)	采样周期		满足 GB/T 34131-2023 《电力储能用电池管理系统》要求		

3)	均衡方式		被动均衡		
4)	均衡电流	A	$\leq 1A$		
5)	两次SOC 测量偏差		5%		
6)	PCS 与监控层通讯方式		RS485		
3	储能双向变流器 PCS				
1)	交流侧额定功率及过载能力		110%: 长期运行 120%: 不少于 1min		
2)	总电流波形畸变率		$<3\%$ (额定功率)		额定功率下总电流波形畸变率 $<3\%$ 。
3)	无功功率响应时间		$\leq 30ms$		从接收到指令到 90%功率响应
4)	功率控制偏差		$\leq 1\%$		
5)	直流侧稳压精度及稳流精度		稳压精度: $\pm 1\%$; 稳流精度: $\pm 2\%$;		
6)	最大转换效率		$\geq 99\%$		
7)	充放电转换时间	ms	$\leq 100ms$		
4	低压配电				
1)	额定短路开断电流	kA	$\geq 65kA$		
2)	额定热稳定电流及持续时间	kA s	$\geq 65kA, 1s$		
3)	绝缘水平		50Hz, 1min 工频耐受电压: $\geq 5000V$		
5	升压变压器				
1)	额定电压比		$37 \pm 2 \times 2.5\% / 0.69kV$		

2)	额定容量及过载能力		110%: 长期运行 120%: 不少于 1min		变压器额定容量应不小于预制舱式储能系统中储能变流器额定功率的 1.05 倍。
3)	联结组别		Dy11		
4)	变压器结构		高压铜线、低压铜箔		
5)	短路阻抗		8%, 偏差需符合 GB 20052 要求		
6)	绝缘耐热等级		H		
7)	允许满载温升		80K		
8)	冷却方式		AF		

注：未列全的设备、材料、元件的技术数据，投标人可自行续列。

附件 2 供货范围

1 一般要求

1.1 供货范围包括招标设备的设计、制造、型式和出厂试验、出厂前预组装检查、包装发运、运输至招标人指定地点（车板交货）、现场开箱检查、提供技术文件及资料、技术培训、设备安装、设备调试、系统调试等。投标人保证提供设备为全新的、先进的、成熟的、完整的安全可靠的，且设备的技术经济性能符合本技术规范书的要求。

1.2 投标人负责供货范围内设备图纸设计服务（含投标人供货范围设备布置图、设备内部、供货设备之间的电气原理图、端子接线图及电缆清册）。

1.2 投标人应提供详细供货清单，清单中依此说明型号、数量、产地、生产厂家等内容。对于属于整套设备运行和施工所必需的部件，即使本合同附件未列出和/或数目不足，投标人仍须在执行的同时免费补足。

1.3 投标人应提供所有安装和检修所需专用工具和消耗材料等，并提供详细供货清单。

1.4 提供运行所需备品备件（包括仪表和控制设备），并在投标书中给出具体清单。

2 供货范围

投标人应确保供货范围完整，以能满足招标人安装、运行要求为原则。在技术规范中涉及的供货要求也作为本供货范围的补充，若在安装、调试、运行中发现缺项（属投标人供货范围）由投标人补充。

储能系统作为不可分割的整体由同一投标人成套提供。储能系统设备内部所有的机械、电气、通信、外壳、箱体内部防雷接地等连接和配合均属于投标人的责任范围。储能系统与外部系统的一次接口为并网侧升压变压器高压侧 35kV 出线柜输出端，二次接口为各储能单元内储能边缘控制器的输入端，投标人应负责 BMS、PCS、箱变保护测控装置等设备与储能边缘控制器的连接及通信联调、负责储能火灾报警系统与站内火灾报警系统的连接和联调。

并网侧升压变压器高压侧母排接入并网柜的电缆、电缆头及附件由招标人提供；交流舱与电池舱之间的电缆及附件、35kV 储能系统级联电缆及附件由投标人提供，（由招标人负责敷设及安装，投标人应向招标人提供设备和电缆清册，并经招标人确认后方可使用。）

储能系统应确保根据当地电网要求提供必要的实时模拟量、状态量等信息，并能将

这些实时数据带描述传送至升压站一体化监控系统和电网各级调度中心,应具备根据调度下发的 AGC/AVC 调节指令,结合给定的参数、运行和操作系统自动或人工调节储能系统有功/无功出力的能力,并保证 AGC/AVC 调节的快速性和可靠性。

投标人配合调试与光储一体化平台的通信和联调,预留软硬件接口确保的顺利接入。

投标人负责电池管理系统(BMS)与储能边缘控制器,以及箱体内的冷却系统、计量、配电、环控、消防、自用电计量、门限开关等的通信和联调。通信协议满足 IEC104、Modbus TCP/IP 等标准协议。

投标人应提供满足本技术文件要求所必须的硬件、软件和各项服务。

投标人应配合提供办理储能相关手续时所需要的资料。

投标人提供的储能系统必须是满足本技术规范要求及有关国际或行业规范标准要求的、相互协调的、完善的系统。储能单元的容量(指有效容量)、充放电倍率均不得小于设计值。

投标人需完成储能系统单元整体单体调试,配合储能系统调试、储能系统电池和模组等检测(由第三方进行)、验收服务和并网试验等。

投标人需具备电网要求的建模能力,在储能设备并网 1 个月前,投标人必须提供所投 PCS 设备的入网测试报告或相关测试报告、型式试验报告等其他相关资料,同时需提供满足电网要求的半实物仿真数据和控制器、电磁模型等,用于模型验证和半实物仿真数据验证,并相应配置技术人员提供技术服务,完成半实物测试验证。且该入网测试报告需获得甘肃省电网公司的认可。

投标人中标后有义务与外部相关设备供货厂家、设计院、施工单位进行配合工作,并随时提供招标人对相应设备选型的参数。

投标人中标后 15 日内应提供设备安装基础设计图纸。供货范围内的所有调试工作由投标人负责,涉及其他标段的调试工作,由建设单位指定负责单位,投标人必须服从。

涉网试验费用及电池抽检费用不包含在本标段范围内,若因投标人提供设备质量问题引起的额外费用及损失全部由投标人承担。

2.1 供货范围清单

2.1.1 西区 1#升压储能站

西区 1#升压储能站 190MW/380MWh 储能系统,包含磷酸铁锂电池系统、变流升压系

统、能量管理系统（EMS）、电池管理系统（BMS）等全套设备, 包含包含舱内所有电缆、储能电池舱至 PCS 升压一体机电缆、35kV 储能系统级联电缆及附件等全套辅材。

西区 1#升压储能站用电系统内的变压器、舱体低压配电柜，储能站用电系统至储能系统的低压交流电缆，以及储能站用电系统至升压站的中压电缆与电缆终端材料；同时包含储能一次调频系统、储能 AGC 系统，储能二次系统相关设备（含箱变测控装置、环网交换机、光纤熔接盒、测温模块），上述所有设备及材料由招标人提供，上述招标人所供设备中，需在舱内安装的，由招标人发运至投标人厂区，由投标人负责厂内安装；除招标人提供设备自带线缆及配套附件外，其余安装辅材均由投标人负责提供。

表 2-1 190MW/380MWh 磷酸铁锂储能系统供货清单

序号	设备名称	内容	单位	备注
		(型号、主要技术参数、品牌等信息)		
一	5MW 逆变升压一体舱	额定功率≥5MW，并网电压等级 35kV	套	按照直流侧标称容量 190MW/380MWh 配置，以下为单套数量
1.1	储能变流器	单台额定功率≥1250kW，总额定功率≥5000kW，交流输出 690V/50Hz，直流输入范围 1000~1500V，三相三线，不带隔离变	套	IGBT 采用优质厂家
1.2	升压变压器	SCB14-5250/37/0.69 37kV±2×2.5% /0.69kV	台	
1.3	高压室	隔离开关、断路器、接地开关等	套	
1.4	配电柜	提供集装箱内辅助系统配电，含 ATS、配电开关、控制回路、UPS 电源等	套	招标人提供箱变测控及组网交换机、光纤熔接盒
1.5	箱体及附件	IP54，30 英尺，含箱体及附件	套	
二	锂电池集装箱系统	标称容量≥5MWh	套	按照直流侧标称容量 190MW/380MWh 配置，以下为单套数量
2.1	锂电池	采用 LFP 电池,持续充放电倍率 0.5C, 含电池簇、高压箱、BMS 系统等	套	
2.2	汇流&配电一体柜	集成电池簇汇流，保护功能	套	
2.3	BMS	含三级电池检测	套	

2.4	箱体及附件	温控系统、消防系统。含消防主机全氟己酮舱级+全氟己酮PACK级+水消防灭火系统、电池架、箱内设备间连接线缆等辅助材料。	套	
三	EMS 控制系统	储能工作站、服务器。接受 AGC 调度指令平滑出力、削峰填谷，具备一次调频功能，	套	
四	电缆	包含舱内所有电缆、储能电池舱至 PCS 升压一体机电缆、35kV 储能系统级联电缆及附件	套	
五	消防	站级消防主机及相关附件材料	套	
六	技术服务	车板交货至指定地点，安装工具、指导、调试等	项	
6.1	数据开放及接口改造服务	储能场站 PCS、BMS 数据接入场站侧数据服务器厂家设备接口费用		
6.2	售后服务	车板交货至指定地点，安装指导、调试指导等		

2.1.2 东区 2#升压储能站

东区 2#升压储能站 290MW/580MWh 储能系统，包含磷酸铁锂电池系统、变流升压系统、能量管理系统（EMS）、电池管理系统（BMS）等全套设备；包含包含舱内所有电缆、储能电池舱至 PCS 升压一体机电缆、35kV 储能系统级联电缆及附件等全套辅材。

东区 2#升压储能站用电系统内的变压器、舱体低压配电柜，储能站用电系统至储能系统的低压交流电缆，以及储能站用电系统至升压站的中压电缆与电缆终端材料；同时包含储能一次调频系统、储能 AGC 系统，储能二次系统相关设备（含箱变测控装置、环网交换机、光纤熔接盒、测温模块），上述所有设备及材料由招标人提供，上述招标人所供设备中，需在舱内安装的，由招标人发运至投标人厂区，由投标人负责厂内安装；除招标人提供设备自带线缆及配套附件外，其余安装辅材均由投标人负责提供。

表 2-2 290MW/580MWh 磷酸铁锂储能系统供货清单

序号	设备名称	内容	单位	备注
		（型号、主要技术参数、品牌等信息）		
一	5MW 逆变升压一体舱	额定功率≥5MW，并网电压等级 35kV	套	按照直流侧标称容量 290MW/580MWh 配置，以下为单套数量

1.1	储能变流器	单台额定功率≥1250kW,总额定功率≥5000kW, 交流输出 690V/50Hz, 直流输入范围 1000~1500V, 三相三线, 不带隔离变	套	IGBT 采用优质厂家
1.2	升压变压器	SCB14-5250/37/0.69 37kV±2×2.5% /0.69kV	台	
1.3	高压室	隔离开关、断路器、接地开关等	套	
1.4	配电柜	提供集装箱内辅助系统配电, 含 ATS、配电开关、控制回路、UPS 电源等	套	招标人提供箱变测控及组网交换机、光纤熔接盒
1.5	箱体及附件	IP54, 30 英尺, 含箱体及附件	套	
二	锂电池集装箱系统	标称容量≥5MWh	套	按照直流侧标称容量 290MW/580MWh 配置, 以下为单套数量
2.1	锂电池	采用 LFP 电池, 持续充放电倍率 0.5C, 含电池簇、高压箱、BMS 系统等	套	
2.2	汇流&配电一体柜	集成电池簇汇流, 保护功能	套	
2.3	BMS	含三级电池检测	套	
2.4	箱体及附件	温控系统、消防系统。含消防主机全氟己酮舱级+全氟己酮 PACK 级+水消防灭火系统、电池架、箱内设备间连接线缆等辅助材料。	套	
三	EMS 控制系统	储能工作站、服务器。接受 AGC 调度指令平滑出力、削峰填谷, 具备一次调频功能,	套	
四	电缆	包含舱内所有电缆、储能电池舱至 PCS 升压一体机电缆、35kV 储能系统级联电缆及附件	套	
五	消防	站级消防主机及相关附件材料	套	
六	技术服务	车板交货至指定地点, 安装工具、指导、调试等	项	
6.1	数据开放及接口改造服务	储能场站 PCS、BMS 数据接入场站侧、集控数据服务器厂家设备接口费用		
6.2	售后服务	车板交货至指定地点, 安装指导、调试指导等		

注 1: 上述设备的报价包括相关陆地运输车板交货、指导安装、调试及现场服务和技术服务等费用。

注 2: 供货范围中为预计数量及种类，最终供货以技术路线，澄清文件及最终以合同签订为准。

注 3: 储能舱间连接线缆、储能舱与后台连接线缆、35kV 电缆级联电缆等由投标人提供。

注 4: 在现场使用气候环境下，要求储能系统充放电倍率 0.5C/0.5C 时，储能系统循环寿命（次数）条件为：90% DOD、80% EOL，≥6000 次。

注 5: 质保期限 5 年。

注 6: 储能厂家提供吊装工具及吊装工具所产生的运输费用由储能厂家提供，吊具使用完毕后返回给投标人。

注：未列全的设备、材料、元件等，投标人可自行续列。

2.2 招标人提供设备清单

表 2-3 招标人提供设备清单

序号	名 称	单位	型式、规格、性能参数
一	储能组网设备	套	
1.1	光纤配线架	个	
1.2	数据网汇聚交换机	台	口数满足项目现场组网需求
1.3	控制网数据交换机	台	口数满足项目现场组网需求
1.4	通信管理机	台	
1.5	储能边缘控制器		
二	储能箱变测控设备	套	
2.1	箱变测控装置	台	
2.2	环网交换机	台	
2.3	光纤熔接盒	个	
2.4	无线测温模块	个	
三	光储调一体化监控系统软件	套	实现升压站、光伏、储能设备的综合监视和控制
四	储能一次调频系统	套	
五	储能 AGC 系统	套	
六	储能站用电系统		含变压器、低压配电柜、舱体及相关电缆

2.3 储能系统送检样品

表 2-4 储能系统送检样品供货表

序号	名 称	型号和规格	单位	数量
1	电池单体	与实际供货一致	套	
2	电池模块	与实际供货一致	套	
3	电池簇	与实际供货一致	套	
4	电池管理系统	与实际供货一致	套	

2.4 备品备件、专用工具

表 2-5 储能系统推荐的备品备件、专用工具和仪器仪表供货表

序号	名 称	型号和规格	单位	数量（不少于）
1	模组接插件	与实际供货一致	个	5
2	BCU（电池控制单元）	与实际供货一致	个	10
3	BMU（电池管理单元）	与实际供货一致	个	10
4	万用表	1500V	个	2
5	补电仪	适用于 166.4NESP314L 模组	个	1
6	工具箱	58 件	套	2
7	高压箱	与实际供货一致	个	5
8	冷却液	与实际供货一致	桶	10
9	测控	与实际供货一致	个	1
10	交换机	与实际供货一致	个	3
11	开关电源（24V）	与实际供货一致	个	各型号 2 个
12	微型断路器	与实际供货一致	个	各型号 3 个
13	接触器	与实际供货一致	个	各型号 3 个
14	高压箱内直流熔丝	与实际供货一致	个	10
15	PACK 级复合探测器	与实际供货一致	个	10
16	调试电脑		个	2

2.5 部件品牌响应表

投标人选择一个品牌进行投标报价并计入总价。

序号	部件名称	投标人承诺品牌（唯一）	备注
----	------	-------------	----

1	电芯		
2	PCS（双向变流器）		
3	IGBT		
4	BMS（电池管理系统）		
5	EMS（能量管理系统）		
6	干式变压器		
7	高压侧断路器		
8	低压侧断路器		
9	电缆		
10	电缆终端		

附件 3 技术资料及交付进度

1 一般要求

- 1.1 投标人提供的资料应使用国家法定单位制即国际单位制(文字为中文)。
- 1.2 资料的组织结构清晰、逻辑性强。资料内容正确、准确、一致、清晰完整，满足工程要求。
- 1.3 投标人资料的提交应及时、充分,满足工程进度要求。技术协议签订后,投标人在 30 天（根据实际工程要求）之内向招标人给出全部技术资料 2 份和交付进度清单，并经招标人确认。
- 1.4 投标人提供的技术资料分为投标阶段，配合设计阶段，设备监造检验、施工调试试运、性能试验验收和运行维护等四个方面。投标人须满足以上四个方面的具体要求。
- 1.5 对于其它没有列入合同技术资料清单，却是工程所必需文件和资料，一经发现，投标人应及时免费提供。如本期工程为多台设备构成，后续设备有改进时，投标人也应及时免费提供新的技术资料。
- 1.6 招标人要及时提供与合同设备设计制造有关的资料。

投标人提供的技术资料为正式纸质技术资料为每台设备 16 套，电子文本 2 套（可编辑），电子版图纸应为 AutoCAD 格式，文本文件应为 Word/Excel 格式。电子版图纸、资料组织结构清晰、逻辑性强，应根据设备功能等对其进行分类归档，并根据分类提供超链接方式的索引文件。可编辑的电子版图纸需按比例制图。
- 1.7 投标人应对招标人最终版的设备基础图纸会签。
- 1.8 投标人提供的所有资料和图纸均应有“项目名称专用”章，修改版资料对修改部分应有明显的标识和标注。
- 1.9 完工后的产品应与最终确认图纸一致，招标人对厂家图纸的确认并不对投标人图纸的错误免责。设备现场安装时，若发生投标人技术人员修改图纸，投标人应对图纸重新收编成册后正式递交招标人，并确保安装后的设备与图纸完全一致。

2 资料提交的基本要求

- 2.1 在投标阶段提供的资料，包括但不限于此：（投标人可自行细化）
 - （1）技术资料及图纸和供货清单；
 - （2）运输方式，分开运输时，主件的尺寸和重量；

(3) 典型安装、运行、维护说明书；（进口设备应提供原件及中文版本说明书）

(4) 电气接线图、原理图

(5) 控制逻辑图

(6) 保护配置图

(7) 平面布置图、安装图

(8) 储能设备及附属装置的详细资料、结构特征的详细资料 and 主要技术参数。

(9) 产品鉴定证书，合格证书

2.2 配合工程设计的资料与图纸如下(包括但不限于, 投标人应在技术协议草签后日内及时提供满足工程设计的正式资料和图纸。)

(1) 技术性能参数表(包括额定参数, 性能保证参数, 整流器输出特性、逆变器输出特性、旁路系统等)

(2) 安装使用及维护说明书;

(3) 运行、调试、检修规程

(4) 柜内元件安装图、柜体装配图

(5) 基础图（应标注设备及其控制柜的尺寸, 需开孔尺寸, 基础螺栓的位置和尺寸等）

(6) 电气原理图、安装图（应包括储能系统一次系统图, 设备控制柜及操动机构的内部接线和远方操作的控制、信号、照明等交流及直流回路原理图, 如有多张电气原理图, 还应注明各图之间的有关线圈与触点的相互对应编号, 必要时, 应提供所有特殊装置或程序的概要操作说明。)

(7) 设备布置图（应表示外形尺寸、设备重量、设备布置、运输尺寸和重量等）;

(8) 电缆连接图及电缆清册

(9) 对外接口资料, 包括电负荷清单、传送外部的信号清单、通讯规约及通讯测点清单等。

(10) 系统试验报告

(11) 有关的规程、规范和标准清单。

2.3 设备监造检验所需要的技术资料

投标人应提供满足合同设备监造检验/见证所需的全部技术资料。

2.4 施工、调试、试运、机组性能试验和运行维护所需的技术资料（招标人提出具体清单和要求, 投标人细化, 招标人确认）包括但不限于:

(1) 提供设备安装、调试和试运说明书，以及组装、拆卸时所需用的技术资料。

(2) 安装、运行、维护、检修所需的详尽图纸和技术文件，包括设备总图、部件总图、分图、电气图纸和必要的零件图、计算资料等。

(3) 设备的安装、运行、维护、检修说明书，包括设备结构特点、安装程序和工艺要求、调试要领。运行操作规定和控制数据、定期校验和维护说明等。

(4) 投标人应提供备品、配件总清单和易损零件图。

(5) 安装和维修专用工具、仪器清单。

2.5 投标人须提供的其它技术资料（招标人提出具体清单，投标人细化，招标人确认）包括以下但不限于：

(1) 检验记录、试验报告及质量合格证等出厂报告。

(2) 投标人提供在设计、制造时所遵循的规范、标准和规定清单。

(3) 设备和备品管理资料文件，包括设备和备品发运和装箱的详细资料（各种清单），设备和备品存放与保管技术要求，运输超重和超大件的明细表和外形图。

(4) 详细的产品质量文件，包括材质、外形尺寸、输出电压质量、型式试验、出厂试验和性能检验等证明。

(5) 竣工图纸、资料。

2.6 投标人提供的设备及附件规格、重量或接线有变更时，应及时书面通知招标人。

附件 4 交货进度

1. 设备交货计划

序号	设备/部件，名称、型号	交货地点	交货时间
1	设备本体	甘肃省武威市古浪县黄花滩镇及海子滩镇项目地	合同签订后，2026 年 9 月 10 日完成 190MW/380MWh 交货，2026 年 10 月 10 日前全部供货完成。具体交货批次以项目公司书面通知为准。
2	备品备件		
3	专用工具		
4	其它		

2 说明：

上述交货时间为货物到达甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目升压站现场。西区 1#升压储能站位于甘肃省武威市古浪县黄花滩镇，交货容量 190MW/380MWh；东区 2#升压储能站位于甘肃省武威市古浪县海子滩镇，交货容量为 290MW/580MWh。

本交货时间为暂定计划，投标人承诺满足工程进度的要求。

3. 运输要求

3.1 清洁

- 3.1.1 设备在出厂之前，应对设备进行清理。
- 3.1.2 所有杂物，如金属碎片、铁屑、焊渣、碎布和一切其它异物都应从各部件内清除。

3.2 油漆

- 3.2.1 投标人应选择最好的涂层涂敷方式，以防止设备在运输、储存期间不被腐蚀。
- 3.2.2 设备外表面应喷涂一层胶浆防腐，油漆颜色为白色。
- 3.2.3 投标人应提供防腐的完整说明，包括清洗和涂层工艺及所用涂料的特性说明。

3.3 标志

- 3.3.1 在设备的明显部位，应装设用耐腐蚀材料制作的金属铭牌，金属铭牌至少应包括下列内容：设备名称、设备型号、设备额定运行参数、设备使用条件、设备净重、设备制造厂名称、制造年月、制造厂产品编号等。
- 3.3.2 设备的金属铭牌型式、尺寸、技术条件和检验规则，应符合 GB/T 13306《产品

标牌》的规定。

3.3.3 标方所供设备部件，均应遵照国家标准和有关技术条件进行包装，并标明合同号、主要设备名称的标签。

3.3.4 对装箱供给的设备，应在箱子的两面注明如下内容：

合同号；装运标志；目的港；收货人代码；设备名称和项目号；箱号；毛/净重；外形尺寸；长×宽×高。

3.4 装卸、运输与储存

3.4.1 投标人所供设备，均应按照国家标准和有关规定进行装卸、运输与储存。

附件 5 设备监造、设备的出厂检验和性能验收试验

本章用于合同执行期间对投标人所提供的设备进行监造、检验和性能验收试验，确保投标人所提供的设备符合招标文件的要求。

1 概述

1.1 投标人向招标人保证所供设备是技术先进成熟可靠的全新产品。在图纸设计和材料选择方面准确无误，加工工艺无任何缺陷和差错。技术文件及图纸清晰、正确、完整，能满足正常运行和维护的要求。

1.2 投标人具备有效方法、控制所有外协、外购件的质量和服务，使其符合本规范的要求。

1.3 招标人有权派代表到投标人制造工厂和分包及外购件工厂检查制造过程，检查按合同交付的货物质量，检查按合同交付的元件、组件及使用材料是否符合标准及其合同上规定的要求，并参加合同规定由投标人进行的一些元件试验和整个装配件的试验。投标人提供给招标人代表相关技术文件及图纸查阅，试验及检验所必需的仪器工具、办公用品。

1.4 如在运行期间发现部件的缺陷、损坏情况，在证实设备储存安装、维护和运行都符合要求时，投标人将尽快免费更换。

1.5 在保证期内，投标人产品各部件因制造不良或设计不当而发生损坏或未能达到合同规定的各项指标时，供方无偿地为招标人修理或更换部件，直至满足合同要求。

1.6 设备在验收试验时达不到合同规定的一个或多个技术指标保证值而属于投标人责任时，投标人自费采用有效措施在商定的时间内，使之达到保证指标。

2 工厂检验

2.1 工厂检验是质量控制的一个重要组成部分。投标人需严格进行厂内各生产环节的检验和试验。投标人提供的合同设备须签发质量证明、检验记录和测试报告，并且作为交货时质量证明文件的组成部分。

2.2 检查的范围包括原材料和元器件的进厂，部件的加工、组装、试验和出厂试验。投标人检验的结果要满足招标文件的要求，如有不符之处或达不到标准要求，投标人要采取措施直至满足要求，同时向招标人提交不一致性报告。投标人发生重大质量问题时应将情况及时通知招标人。

2.3 工厂检验的所有费用包括在合同设备总价中。

3 监造

3.1 监造依据

根据本合同和原电力工业部、机械工业部文件电办（1995）37 号《大型电力设备质量监造暂行规定》和《驻大型电力设备制造厂总代表组工作条例》《电力设备监造技术导则》DL/T 586 的规定，以及国家有关规定。

3.2 对投标人配合监造的要求

- 3.2.1 投标人有配合招标人监造的义务，及时提供相关资料，并不由此发生任何费用。
- 3.2.2 投标人应给招标人监造代表提供工作和生活方便。
- 3.2.3 投标人应在现场见证或停工待检前将设备监造项目及时间通知招标人监造代表。
- 3.2.4 招标人监造代表有权查（借）阅与合同监造设备有关的技术资料，如招标人认为需要复印存档，投标人应提供方便。
- 3.2.5 投标人应在见证后将有关检查、试验记录和报告资料提供给招标人监造代表。
- 3.2.6 设备制造阶段监理范围及模式如下表所示。

序号	设备名称	部件名称/见证项目	入厂验收	驻厂监造或抽检	出厂验收
1	储能电池、电 池管理系统	电池单体		√	
		电池模组		√	
		电池簇		√	
		电池管理系统		√	
		电池预制舱及辅助设备	√		
		系统功能实验		√	
		稳定性实验		√	
2	储能变流器	关键部件、原材料	√		
		装配过程		√	
		过程试验		√	
		型式试验	√		
		出厂试验		√	
3	开关柜	出厂试验		√	
		型式试验	√		

4	电力变压器	出厂试验		√	
		型式试验	√		
序号	设备名称	部件名称/见证项目	入厂验收	驻厂监造或抽检	出厂验收
		主要配套件	√		
		部套制造		√	
		器身装配		√	
		总装配		√	
		整机试验		√	
		抗震能力		√	
		吊芯检查		√	
		出厂包装		√	

3.2.7 锂离子电池储能系统质量见证项目表

序号	监造内容	见证项目	H	W	R	备注
1	储能电池	电池单体、电池模块、电池簇型式认证报告			√	满足 GB/T36276 检验项目要求
		电池单体、电池模块相关物料质量证明书或产品检验报告			√	
		电池单体、电池模块相关物料入厂检验报告			√	
		电芯筛选 OCV 检测工序检查		√		
		电池模组铝排焊接质量检查		√		
		电池模块装配过程检查		√		
		电池模块绝缘耐压试验		√		
		电池模块气密性试验		√		
		电池单体、电池模块外观、尺寸和质量检验		√		满足 GB/T36276 检验项目要求
		电池单体、电池模块、电池簇 25℃ 初始充放电能量试验		√		满足 GB/T36276 检验项目要求
2	电池管理系统 (BMS)	序号			√	满足 GB/T34131 检验项目要求
		BMS 电压测量精度测试		√		
		BMS 电流测量精度测试		√		
		BMS 温度测量精度测试		√		
		BMS 通信功能测试		√		
		BMS 报警和保护功能测试 (绝缘、过流、过压、过温等)		√		
		BMS 控制功能测试 (均衡管理、热管理等)		√		

序号	监造内容	见证项目	H	W	R	备注
3	储能电池舱 (集装箱)	配电控制柜质量证明书或产品检验报告			√	
		汇流柜质量证明书或产品检验报告			√	
		空调质量证明书或产品检验报告			√	适用于风冷系统
		液冷机组质量证明书或产品检验报告			√	适用于液冷系统
		消防系统调试报告			√	
		感温感烟探测器、火灾报警控制器质量证明书或产品检验报告			√	
		视频监控质量证明书或产品检验报告			√	
		照明设施质量证明书或产品检验报告			√	
		线缆组件质量证明书或产品检验报告			√	
		高压箱质量证明书或产品检验报告			√	
		配套外购部件入厂检验报告			√	
		装配及电气接线检查		√		
		通信检测		√		
		绝缘耐压检测		√		
		气密性检测		√		
		充放电试验		√		
4	储能变流器 (PCS)	PCS 型式试验报告			√	满足 GB/T34120 检验项目要求
		充放电两种模式下高、低穿越检测试验报告			√	
		元器件质量证明书或产品检验报告			√	
		元器件入厂检验报告			√	
		装配检查		√		
		出厂试验		√		满足 GB/T34120 检验项目要求

干式箱式变电站质量见证项目表

序号	监造内容	见证项目	H	W	R	备注
1	主要原材料 和外购件	硅钢片材质证明书			√	
		电磁线材质证明书			√	
		环氧树脂证明书			√	
		玻璃纤维网格布合格证、出厂试验报告			√	
		风机装置试验报告			√	
2	高压侧元件	高压负荷开关出厂试验报告			√	
		高压侧熔断器合格证、出厂试验报告			√	
		高压侧过电压保护器出厂试验报告			√	
		电磁锁质量保证书			√	
		带电显示器质量保证书			√	
3	低压侧元件	低压断路器出厂试验报告			√	
		低压侧过电压保护器质量保证书			√	
		照明检修变压器出厂试验报告			√	

		塑壳断路器出厂试验报告			√	
4	其他设备	电流互感器出厂试验报告			√	
		电流表合格证			√	
		电压表合格证			√	
		温度控制器出厂试验报告			√	
		电能表出厂试验报告			√	
		UPS 出厂试验报告			√	
		箱变测控装置出厂试验报告			√	
		箱变箱体出厂试验报告			√	
5	变压器装配	铁芯装配质量检查		√		
		高、低压绕组绕制质量检查	√			
		线圈表面绝缘质量检查		√		
		器身装配质量检查		√		
6	关键部件入厂检验	高压侧负荷开关入厂检验单及出厂试验报告			√	
		避雷器入厂检验单及出厂试验报告			√	
7	整机试验	例行试验			√	按照技术协议
		型式试验		√	√	按照技术协议
		特殊试验			√	按照技术协议
8	出厂前检查	警示标志和门锁完好情况检查			√	
		接地装置检查			√	
		变压器铭牌检查			√	

4 性能验收（含并网验收）

4.1 总体要求

4.1.1 性能验收试验的目的是为了检验合同设备的所有性能是否符合技术规范的要求。性能验收试验由招标人组织，投标人参加。性能验收试验的地点为项目现场。性能试验具体试验时间由供需双方协商确定。

4.1.2 性能验收试验的费用：投标人试验的配合等费用已在合同总价内。验收试验在现场发生的其它相关费用由投标人承担。

4.1.3 性能验收试验的试验大纲由投标人提供，与招标人讨论后确定标准和方法。

4.1.4 性能验收试验的方案应参照有关国家标准，由招标人和投标人双方商定。

4.1.5 性能验收试验所需的测点、一次元件和仪器或器材及其装置应由投标人提供，招标人参加配合。投标人也要提供试验所需的技术配合和人员配合。

4.1.6 进行性能验收试验时，一方接到另一方试验通知而不派人参加试验，则被视为对验收试验结果的同意，并进行确认签盖章。

4.1.7 试验结果的确认：性能验收试验报告由中国电力行业有资质的第三方机构出具正式版。并网验收试验报告由电网公司认可的第三方检测机构出具正式版。如双方对试验的结果有不一致意见，双方协商解决。

4.1.8 投标人对性能验收试验和并网验收试验结果负责，并承担整改、复检及工程损失费用，直至出具的调试检测证书、报告等文件应满足电网对电站并网的要求。

4.1.9 并网及性能验收试验项目

按照国家、行业最新标准、规范以及电网、浙能集团的相关要求，投标人应配合项目单位进行相关试验，并满足相关要求。试验内容包括（但不限于此）：

- （1）通用技术条件测试（接地电阻、耐压试验、安全标识）；
- （2）并网开断功能测试；
- （3）充放电模式切换测试；
- （4）同期测试；
- （5）能量存储与释放特性测试（包括响应时间）；
- （6）荷电量测试；
- （7）功率控制和电压调节测试（包括可能模拟的远方控制模式）；
- （8）电压和频率适应能力验证；
- （9）紧急功率支援能力测试；
- （10）安全与保护测试（短路、防孤岛、恢复并网）；
- （11）电能质量测试（电压偏差、电压不平衡、谐波、直流分量、电压波动和闪变）；
- （12）监控与通信测试；
- （13）过载能力测试；
- （14）高、低电压穿越测试；
- （15）额定能量测试；
- （16）储能变流器效率；
- （17）电池系统总体效率、电池效率；
- （18）全站建模；
- （19）AGC、一次调频试验；
- （20）电池系统连续稳定运行能力；
- （21）额定功率能量转化效率 η （测试点位于交流汇流柜侧）；

(22) 综合效率（测试点在并网点）；

(23) 电网公司、调度运行机构、浙能集团要求的其他测试项目。

4.2 验收标准和罚则

4.2.1 设备在验收试验时达不到合同规定的一个或多个技术指标保证值而属于投标人责任时，则投标人应自费采用有效措施在商定的时间内，使之达到保证指标。投标人应积极配合完成现场并网测试及性能试验，通过中国电科院或第三方单位的并网测试并取得测试报告，各项指标应满足相关要求和并网测试标准。不满足相关要求或并网测试标准的指标，投标人须及时进行整改，直到满足相关要求或并网测试标准。

5 质保与售后

5.1 质量保证

5.1.1 本次采购储能系统及储能用电芯整体质保期 5 年。

5.1.2 在质保期内，投标人产品各部件因制造不良或设计不当而发生损坏或未能达到合同规定的各项指标时，投标人应无偿地为招标人修理或更换零部件，直至改进设备结构并无偿供货。

5.1.3 在储能系统运行期间发现部件缺陷、损坏情况，在证实设备储存安装、维护和运行都符合要求时，投标人应尽快免费更换。

5.1.4 招标人有权对投标人提供的产品提请经招投标双方认可的权威的第三方进行抽样检测。如经检测，投标人产品不合格，投标人必须免费更换同批次产品，并承担第三方检测费用。

5.1.5 在质保期内，由于下列情况所造成的缺陷、损坏或达不到指标时，不属投标人责任：由于招标人错误操作或维修。

设备在现场保存时间超过合同规定期限的问题；由于非投标人造成的其它错误和缺陷。

5.2 售后

5.2.1 投标人应保证所供设备的所有零部件都可以在技术协议签订后 3 天内提供售后服务专用备品备件详细资料的详细资料，售后服务中，不能出现以故障设备缺乏零部件为由延迟维修的情况。

5.2.2 投标人应保证售后服务时间和质量，保证能够解决所供设备故障问题的技术人员数量和能力按照技术文件中的承诺执行。保证其具备故障修复能力的售后服务人员的

具体数量按照技术文件中的承诺执行，售后服务中，不会出现以缺乏能解决问题的技术人员为由延迟维修的情况。

5.2.3 在产品的质保期内，投标人应在项目现场（黄花滩镇）委派至少 2 位现场工程师对设备进行维护。当产品出现故障时，投标人必须保证 24 小时内有能力解决问题的技术人员到达现场，招标人技术人员对故障设备的完全修复时间不能大于 48 小时。从招标人发出故障通知算起，设备总修复时间不会超过 72 小时，未能及时恢复设备运行，所有直接和间接损失由投标人负责。

5.2.4 在产品出现重大性能、设计、制造工艺和可靠性缺陷时投标人有责任召回相关产品。如果单套设备在一年内系统故障次数超过 5 次或单套设备在一年内的总修复时间大于 15 个自然日或产品性能不满足相关标准、技术协议等的要求，招标人可以要求更换产品或无条件退货，投标人应免费更换并承担相关费用或无条件退货。

5.2.5 由设备内部任何形式的火灾蔓延到设备之外，对招标人造成的设备、劳务费用、发电量和信誉等所有直接和间接损失由投标人负责。

附件 6 技术服务和设计联络

1 投标人现场技术服务

1.1 为保证所供设备的正确安装、启动、安全运行和性能指标，以及相互的工作联系，投标人要派若干合格的现场服务人员到现场服务。投标人应将服务人月数计划表按下表列出。如果该人月数不能满足今后实际工程需要，投标人应免费追加人月数。合同设备处在安装调试状态时，投标人服务人员必须始终在施工现场。

服务人员计划表

序号	技术服务内容	计 划 人日数	派出人员构成		备注
			职称	人数	

投标人现场技术服务人员所发生的一切费用包括工资、差旅费、住宿、办公及通讯联络等均包括在合同报价内。

1.2 投标人现场服务人员的条件：

1.2.1 遵纪守法，遵守现场的各项规章制度，熟悉并掌握现场和电厂有关安全方面的规章制度。

1.2.2 工作责任心强，身体健康，适应现场工作条件。

1.2.3 了解合同设备的设计，熟悉其结构，有三年以上相同或相近机组的现场工作经验，能够正确地进行现场指导。

1.2.4 招标人有权要求更换不称职的投标人现场技术服务人员，投标人应及时更换。

1.3 投标人现场服务人员的职责

1.3.1 投标人现场服务人员的任务主要包括设备催交、货物的开箱检验及招投标双方的日常技术联络。在设备开始安装后的任务为指导安装和调试工作，监督工程质量及调试质量，并符合工厂设计要求，处理设备缺陷及设计变更等，后期要参加试运行和性能考核试验。

1.3.2 在安装和调试前，投标人技术服务人员应向招标人进行设计意图和安装程序及安

装要点的技术交底和解释，必要时进行示范操作。对重要工作项目应实行每个工序的检查指导和监督，实行工序签证制度，否则，招标人不能进行下一道工序。经投标人签证的工序如因投标人技术服务人员的指导错误而发生的问题，由投标人负全部责任。投标人对重要工作项目的认定，见下表：

序号	工作项目名称	工序主要内容	备注

1.3.3 投标人现场服务人员应有权全权处理现场出现的一切技术和商务问题。如现场发生质量问题或有重大设计变更，投标人现场人员要在招标人规定的时间内予以解决。如投标人委托招标人进行处理，要出具委托书并承担相应的经济责任。

1.3.4 投标人现场服务人员的正常来去和更换应事先与招标人协商。

1.3.5 投标人对其现场服务人员的一切行为负全部责任。

1.4 招标人的义务

招标人要配合投标人现场服务人员的工作，并在生活、交通和通讯上提供投标人便利。

2 培训

2.1 为使合同设备能正常安装、调试、运行、维护及检修，投标人有责任对招标人的技术熟练、身体健康的人员在制造商的工厂/或相似的安装或调试中的电厂提供相应的技术培训。培训内容应与工程进度相一致。培训的目的是培训招标人的安装及运行人员以便操作和维护合同内所有的设备。培训内容应与工程进度相一致，培训的专业和详细的计划应在设计联络会上确定。

2.2 投标人的责任和义务：

2.2.1 投标人应努力使招标人的技术人员达到满足培训的要求。

2.2.2 投标人应指定一个人来负责组织、协调工作。

2.2.3 在培训中，投标人应选定经验丰富、技术熟练的指导员来指导、培训招标人的技术人员。

2.2.4 制定的培训计划要符合每个专业的要求。

计划主要包括：

- a. 对诸如：设备性能、结构、主要及辅助系统等的具体专题，在课堂内进行系统的讲解。
- b. 提供所有必须的培训资料(如：课本、手册及图纸)设备、工具和仪器等。
- c. 了解主要设备的制造过程和组装及检修。
- d. 了解质量控制和管理系统的组织情况。
- e. 了解合同设备的设计，并确认文件与 IEC 标准及相关标准的一致性。
- f. 掌握合同设备组装的要求及工厂检验的项目/要求。
- g. 掌握安装、调试和维修的要求和注意事项。
- h. 了解设备的制造周期和并安排运输安排。

2.2.5 投标人应按培训计划的要求，为招标人的技术人员免费提供工作服、安全帽和文具等。

2.2.6 投标人应允许招标人的技术人员把培训期间提供的所有技术文件带回厂。

2.2.7 投标人为招标人培训人员提供设备、场地、资料等培训条件，并提供食宿和交通方便。

2.3 招标人的责任：

2.3.1 招标人应及时向投标人提供培训时间和人员安排。

2.3.2 为了培训计划的顺利实施，除非双方同意，该计划不能由于放假而中断。

2.4 培训的时间、人数、地点等具体内容 by 招投标双方商定。

3 设计联络会

设计联络会安排二次，第一次会务组织及费用由投标人负责，第二次会务组织及费用招标人负责，但差旅费均各自自理。有关设计联络的计划、时间、地点和内容要求由招标投标双方商定。

设计联络计划表

序号	次数	内容	时间	地点	人数
1	1			投标人所在地	
2	1			招标人所在地	

附件 7 分包与外购

1 投标人要按下列表格填写分包及外购情况表,并报各分包及外购厂家的简要资质情况。

分包及外购情况表

序号	设备/部件	型号	单位	数量	产地	厂家名称	近两年同类型 机组主要业绩	备注

注：上表中的序号和内容应与附件 2 的一致。

2. 投标人要按下列表格填写制造投标设备所需的进口部件一览表。

进口部件一览表

序号	名 称	规格	单位	数量	重量	原产地	制造厂商	备注
1								
2								

注：除按要求填写本部分的表格外，投标人需详细提供所有分包外购设备的备选厂家的资质文件、业绩（对与投标人配合的业绩要单独注明），并将此资料单独装订成册。

附件 8 运行维护手册编写格式

运行维护手册格式要求如下：

甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目

480MW/960MWh 储能系统

运 行 维 护

手

册

要求：一式 20 套

纸张：A4

语言：中文

字体：宋体，小四号

行间距：1.5 倍

页边距（mm）：左-30 右-25 上-30 下-40

页眉：XX 设备运行维护手册

注：在正式提交前，先由招标人审定。

设备运行和维护手册的目的是能够把全部必要的数据和说明装订成册，这样，运行人员可以较好地查阅和理解最初调试及试运行工作、有效操作以及在正常、事故和异常(非设计情况)下怎样正确操作设备和停机。在提交之前，双方应商定操作和维护手册的形式和内容。

该手册应详细地叙述和说明设备构造，使新来的操作和维护人员能够研究和理解设备的功能的控制方法。

手册中应能够快速查阅运行参数、设备说明书、操作、维护和安全程度。

运行和维护手册应包括，但不限于下述内容：

- 1 设备概述，包括设备、系统说明、设备结构、功能说明、技术规范等。
- 2 设备启动、运行和停运的操作程序及注意事项。
- 3 设备联锁和保护功能说明。
- 4 设备安装、拆卸、维护的程序及注意事项。
- 5 设备零、部件清单，包括名称、图号、规格、材质、制造厂家全称等。
- 6 设备易损件、消耗性材料清单，包括名称、规格、制造厂家全称等。

为便于使用和查阅，手册应分成卷，每一卷包括封面的最大厚度为 50mm。

每一卷的版式应尽可能地一致，每一部分的系统、设备等描述顺序也应一致。

附件 9 大（部）件情况

投标人应把超级超限的情况详细予以说明

序号	部件名称	数量	长 x 宽 x 高		重量		厂家名称	货物发运地点	运输方式	备注
			包装	未包装	包装	未包装				
1										
2										
3										

说明：

- 1 投标人应在投标文件中按附表要求提供设备各大件的运输尺寸（长×宽×高）、重量，并附运输外形尺寸图及其重心位置。
- 2 设备运输尺寸，指设备包装后的各部分尺寸。
- 3 当采用铁路运输时，设备的运输外形尺寸，应考虑该设备拟采用的运输车辆装载面至轨面的高度要求。
- 4 投标人应根据大件运输的线路及运输方式，对沿途中所经过的涵洞、桥梁等构、建筑物进行充分的调查和论证，在投标文件中提出大件运输的方案，确保设备大件安全运至现场。
- 5 投标人还应在投标文件中说明所有其它设备的运输方案，包括车辆型号、数量、运输路线等。
- 6 当投标人设备的运输尺寸超出上述给定的铁路运输界限规定的界限要求时，投标人应承担由于采取必要措施进行运输而发生的费用。
- 7 对于小件设备，汽车可以直达电厂工地现场；
- 8 上表中的序号和内容应与附件 2 的一致。

附件 10 技术差异表

投标人要将投标文件和招标文件的差异之处汇集成表。

技术差异表

序 号	招标文件		投标文件	
	条目及页码	简 要 内 容	条目及页码	简 要 内 容

附件 11 附图

附图为 1# 升压储能站及 2# 升压储能站储能平面布置图、储能子阵接线图、储能系统接线图，详见附件。

附件 12 性能考核条款

在质保期内，招标方将对以下项目进行考核：

储能系统输出容量要求

储能系统配置功率容量要求 480MW（交流侧输出容量 \geq 960MWh），输出功率满足电网验收标准需求，若投标人因设备问题无法及时完成涉网实验，造成考核由投标人负责。

系统综合效率不低于 86%，考核周期自试运行验收合格之日起计算，为期 1 年。系统效率每低于 0.2%，扣除合同总价 500 万元。

电池首年衰减率不大于 5%，考核周期自项目并网之日起计算，为期 1 年。衰减率每超出 0.1%，扣除合同总价 500 万元。

性能测试验收过程中，投标人提供的电芯容量、内阻、电压一致性不符合投标人保证值的，扣除合同总价 200 万元。

附件 13 投标人需要说明的其他问题（质量承诺及售后服务承诺等）

投标人提供在专业技术、设备设施、人员组织、业绩经验等方面具有设计、制造、质量控制、经营管理的相应的资格和能力的资料。

甘肃腾格里沙漠河西新能源基地
红砂岗 120 万千瓦光伏项目
420MW/840MWh 储能系统
技术规范书

编 制： _____
会 签： _____
审 核： _____
审 定： _____
批 准： _____

甘肃民勤陇电入浙红砂岗能源有限公司

2026 年 04 月

目 录

附件 1 技术规范	1
附件 2 供货范围	94
附件 3 技术资料及交付进度	99
附件 4 交货进度	101
附件 5 设备监造、设备的出厂检验和性能验收试验	102
附件 6 技术服务和设计联络	110
附件 7 分包与外购	113
附件 8 运行维护手册编写格式	115
附件 9 大（部）件情况	117
附件 10 技术差异表	118
附件 11 附图	118
附件 12 性能考核条款	118
附件 13 投标人需要说明的其他问题（质量承诺及售后服务承诺等）	119

附件 1 技术规范

1. 总则

1.1 一般规定

1.1.1 本招标文件适用于甘肃腾格里沙漠河西新能源基地武威市民勤县红砂岗 120 万千瓦光伏项目配套 420MW/840MWh 储能系统设备，它提出了该设备的功能设计、结构、性能、安装和试验等方面的技术要求。

1.1.2 招标人在本招标文件中提出了最低限度的技术要求，并未规定所有的技术要求和适用的标准，投标人应提供满足本招标文件和所列标准要求的高质量产品及其相应服务。并必须同时满足国家有关安全、环保等强制性标准要求。

1.1.3 投标人应在投标文件中，对于招标文件进行逐段应答，表明是否接受和同意本招标文件的要求，如：接受和同意招标文件某条款的要求，则在该条款后注明：“理解并承诺完全响应上述条款的要求”；若针对某条款，投标人有特别的建议、方案、技术特点或差异，请在该条款下加以描述和说明，并在“技术差异表”中列出。

1.1.4 投标人如对本招标文件有偏差(无论多少或微小)都必须清楚地表示在本招标文件的附件“技术差异表”中。否则招标人将认为投标人完全接受和同意本招标文件的要求。

1.1.5 投标人应执行本招标文件所列标准，有不一致时，按较高标准执行。投标人在设备设计和制造中所涉及的各项规程、规范和标准必须遵循现行最新标准版本。若投标人所提供的投标文件前后有不一致的地方，应以更有利于设备安装运行、工程质量为原则，由招标人确定。

1.1.6 在合同签定后，招标人有权因规范、标准、规程发生变化而提出一些补充要求，在设备投料生产前，投标人应在设计上给以修改。

1.1.7 规范书经招投标双方确认后，作为合同的附件，与合同正文具有同等的法律效力。投标人中标后，投标文件经技术澄清后，承诺内容和技术协议具有同等约束力，与订货合同正文具有同等效力。

1.1.8 投标人须提供以下试验报告。

1.1.8.1 磷酸铁锂电池须提供与投标设备型号一致的，须提供第三方具有 CMA 和 CNAS 储能检测资质机构出具的符合《电力储能用锂离子电池（GB/T 36276）》标准的型

式试验报告。

1.1.8.2. PCS(储能变流器)须提供容量 1250kW 及以上第三方 CMA 和 CNAS 资质机构出具的型式试验报告（包含高压、低压穿越等检测报告）。

1.1.8.3. BMS(电池管理系统)须提供与投标设备型号一致的第三方 CMA 和 CNAS 资质机构出具的型式试验报告。

1.1.8.4. EMS 须提供与投标设备型号一致的第三方 CMA 和 CNAS 资质机构出具的型式试验报告。

1.1.9 投标人应对所供设备进行编码，按照 DL/T 1816-2018 电化学储能电站标识系统编码导则执行，满足招标人编码原则。编码范围包括投标人所供系统、设备、部件和构筑物。中标后，招标人将向投标人提供储能系统的编码原则和要求，投标人应据此对其所提供的系统、设备、部件进行编码，并编制在提供的技术文件(包括图纸及说明书)中。

1.2 标准和规范

1.2.1 按有关标准、规范或准则规定的合同设备，包括投标人向其他厂商购买的所有附件和设备，都应符合这些标准、规范或准则的要求。

1.2.2 所列标准中的条款通过本招标文件的引用而成为本招标文件的条款，注明日期的引用标准其随后所有的修改单(不包括勘误的内容)或修订版均不适用本招标文件。不注明日期的引用文件，其最新版本适用本招标文件。

1.2.3 如果某项标准或规范在本技术规范书中未作规定，或投标人采用其他标准或规范，则投标人应详细说明其采用的标准或规范，并向招标人提供其采用标准或规范的中文版本。只有当其采用的标准或规范不低于本技术规范书的要求时，投标人采用的标准或规范才能为招标人认可。

1.2.4 招标人在本规范中提出的是最低限度的技术要求，并未规定所有的技术要求和适用的标准，投标人应提供满足本规范所列标准的高质量产品以及相关服务。对国家有关强制性标准，必须满足要求。投标人执行的标准与本规范所列标准有矛盾时，按较高标准执行。

1.2.5 主要的标准和规范

序号	标准号	标准名称
1	DL/T 527	继电保护及控制装置电源模块（模件）技术条件
2	GB/T 13384	机电产品包装通用技术条件

3	GB/T 191	包装储运图示标志
4	GB/T14537	量度继电器和保护装置的冲击及碰撞试验
5	GB/T14598.2 7	量度继电器和保护装置第 27 部分：产品安全要求
6	GB/T 478	继电保护及安全自动装置通用技术条件
7	GB/T 2423.1	电工电子产品环境试验第 2 部分：试验方法试验 A：低温
8	GB/T 2423.2	电工电子产品环境试验第 2 部分：试验方法试验 B：高温
9	GB/T 2423.3	电工电子产品环境试验第 2 部分：试验方法试验 Cab：恒定湿热试验
10	GB/T 2423.8	电工电子产品环境试验第 2 部分：试验方法试验 Ed：自由跌落
11	GB/T 2423.10	电工电子产品环境试验第 2 部分：试验方法试验 Fc：振动（正弦）
12	GB/T 3859.1	半导体变流器基本要求的规定
13	GB/T 3859.2	半导体变流器应用导则
14	GB/T 3859.3	半导体变流器变压器和电抗器
15	GB/T 17626	电磁兼容试验和测量技术
16	GB/T 14048.1	低压开关设备和控制设备第 1 部分：总则
17	GB 7947	人机界面标志标识的基本和安全规则 导体的颜色或数字标识
18	GB/T 12325	电能质量供电电压允许偏差
19	GB/T 12326	电能质量电压波动和闪变
20	GB/T 14549	电能质量公用电网谐波
21	GB/T 15543	电能质量三相电压不平衡
22	GB /T 15945	电能质量电力系统频率偏差
23	GB/T 24337	电能质量公用电网间谐波
24	GB 4208	外壳防护等级（IP 代码）（IEC 60529:1998）
25	DL/T 2919	电化学储能电站经济评价导则
26	GB 50054	低压配电设计规范
27	GB 1208	电流互感器
28	GB 1207	电压互感器
29	GB 17799.3	电磁兼容通用标准居住、商业和轻工业环境中的发射
30	GB 17799.4	电磁兼容通用标准工业环境中的发射
31	GB 11032	交流无间隙金属氧化物避雷器
32	GB 7251	低压成套开关设备
33	GB/T14598.9	辐射电磁场干扰试验
34	GB/T14598.1	静电放电试验

	4	
35	GB/T17626.8	工频磁场抗扰度试验
36	GB/T14598.3	绝缘试验
37	DL/T 645	多功能电能表通信规约
38	GB 51048	电化学储能电站设计规范
39	GB/T 36547	电化学储能系统接入电网技术规定
40	GB/T 36548	电化学储能系统接入电网测试规范
41	NB/T 33014	电化学储能系统接入配电网运行控制规范
42	NB/T 33015	电化学储能系统接入配电网技术规定
43	NB/T 33016	电化学储能系统接入配电网测试规程
44	NB/T 42089	电化学储能电站功率变换系统技术规范
45	NB/T 42090	电化学储能电站监控系统技术规范
46	NB/T 42091	电化学储能电站用锂离子电池技术规范
47	DL/T 620	交流电气装置的过电压保护和绝缘配合
48	DL/T621	交流电气装置的接地
49	DL/T 5429	电力系统设计技术规程
45	NB/T 42090	电化学储能电站监控系统技术规范
50	GJB 4477	锂离子蓄电池组通用规范
51	GB 44240	电能存储系统用锂蓄电池和电池组安全要求
51	GB / T 34120	电化学储能系统储能变流器技术要求
53	NB/T 31016	电池储能功率控制系统技术条件
54	GB / T 42726	电化学储能电站监控系统技术规范
55	GB / T 44026	预制舱式锂离子电池储能系统技术规范
56	GB / T 40595	并网电源一次调频技术规定及试验导则
57	GB/T 34120	电化学储能系统储能变流器技术规范
58	GB 50229	火力发电厂和变电站设计防火规范
59	GB 55037	建筑防火通用规范
60	GB/T 36558	电力系统电化学储能系统通用技术条件
61	GB/T 36276	电力储能用锂离子电池
62	GB/T 36549	电化学储能电站运行指标及评价
63	GB 50974	消防给水及消火栓系统技术规范
64	T/CEC 176	大型电化学储能电站电池监控数据管理规范
65	T/CEC 370	电化学储能电站调频与调峰技术规范
66	T/CEC 373	预制舱式磷酸铁锂电池储能电站消防技术规范
67	T/CNESA1002	电化学储能系统用电池管理系统技术规范

68	GB/T 34131	电力储能用电池管理系统
69	GB 5023	额定电压 450/750V 及以下聚氯乙烯绝缘电缆
70	GB 50217	电力工程电缆设计标准
71	GB 5589	电缆附件试验方法
72	GB/T 11327	聚氯乙烯绝缘氯乙烯护套低频通信电缆电线
73	GB/T 19666	阻燃和耐火电线电缆或光缆通则
74	DL/T 401	高压电缆选用导则
75	GA 306	阻燃及耐火电缆
76	GB/T 50064	交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范
77	GB/T 50065	交流电气装置的接地设计规范
78	GB 50370	气体灭火系统设计规范
79	GB 50116	火灾自动报警系统设计规范
80	GB 50034	建筑照明设计标准
81	GB 50019	工业建筑供暖通风与空气调节设计规范
82	GB/T 14048.1	低压开关设备和控制设备 第 1 部分：总则
83	GB/T 4208	外壳防护等级（IP 代码）（IEC 60529:1998）
84	GB 25972	气体灭火系统及部件
85	GB 16670	柜式气体灭火装置
86	GB 3906	3.6kV~40.5kV 交流金属封闭开关设备和控制设备
87	GB/T 11022	高压开关设备通用技术条件
88	DL/T539	户内交流高压开关柜和元部件凝露及污秽试验技术条件
89	Q/GDW13001	高海拔外绝缘配置技术规范
91	GB/T34133	储能变流器检测技术规程
92	GB21966	锂原电池和蓄电池在运输中的安全要求
93	GB/T 311.1	绝缘配合第 1 部分：定义、原则和规则
94	GB/T 311.2	电力变压器第 1 部分：总则
95	GB/T 1094.3	电力变压器第 3 部分：绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空气间隙
96	GB/T 1094.4	电力变压器第 4 部分：电力变压器和电抗器的雷电冲击和操作冲击试验导则
97	GB/T 1094.5	电力变压器第 5 部分：承受短路能力
98	GB/T 1094.10	电力变压器第 10 部分：声级测定
99	GB/T 1094.11	电力变压器第 11 部分：干式变压器
100	GB/T 4109	交流电压高于 1000V 的绝缘套管
101	GB 5273	变压器、高压电器和套管的接线端子

102	DL/T 486	高压交流隔离开关和接地开关
103	GB/T 2829	周期检查计数抽样程序及抽样表(适用于生产过程稳定性的检查)
104	GB8702-88	电磁辐射防护规定
105	GB 17625.2	电磁兼容限值对额定电流不大于 16A 的设备在低压供电系统中产生的电压波动和闪烁的限制
106	GB/Z 17625.3	电磁兼容限值对额定电流大于 16A 的设备在低压供电系统中产生的电压波动和闪烁的限制
107	T / CEC 169	电力储能锂离子电池内短路测试方法
108	T / CEC 170	电力储能用锂离子电池爆炸试验方法
109	T / CEC 171	电力储能用锂离子电池循环寿命要求及快速检测试验方法
110	T / CEC 175	电化学储能系统方舱设计规范
111	DL/T1989	电化学储能电站监控系统与电池管理系统通信协议
112	DL / T 1816	电化学储能电站标识系统编码导则
113	GB/T 42288	电化学储能电站安全规程
114	GB / T 14285	继电保护和安全自动装置技术规程
115	GB 20052	电力变压器能效限定值及能效等级
116		《防止电力生产事故的二十五项重点要求（2023 年版）》
117		国家电网设备（2018）979 号 国家电网公司十八项电网重大反事故措施（修改版）
118		电力重大事故隐患判定标准
119	ANSI/CAN/U L 9540:2023	储能系统和设备安全标准
120	NFPA 855:2026	固定式储能系统安装标准

注：

（1）法律法规对设备安全性有特殊要求的，应当符合有关产品质量的强制性国家标准、行业标准。

（2）上述只列出遵照的基本标准，并未列出投标人遵循的所有标准，如投标人提出了更经济合理的设计、材料、制造工艺；同时又能使投标人提供的设备满足本技术规范书的要求，并确保安全持续运行，在征得招标人同意后，可执行投标人提供的标准。

（3）从订货之日起至投标人开始投料制造之前这段时间内，如果因标准发生修改或变化，招标人有权提出补充要求，投标人应满足并遵守这些要求。

2.工程概况

2.1.厂址条件

光伏电站场址位于位于红砂岗镇，隶属于甘肃省武威市民勤县，地处民勤县西部，

场址东西宽约 4.1km，南北长约 6.3km，面积约 17.01km²（光伏场区用地面积）。场址中心坐标 N38.83°，E102.46°，海拔高度 1340.5~1357.3 米。本项目站址西侧距离省道 212 约 4.2km。

本工程场地地貌属沙地。

2.2.项目规模

本项目升压站配置 420MW/840MWh 储能系统，并对应配置 PCS、变压器和开关柜，设置 1 套 EMS 系统。每个储能单元功率约为 5MW，并配备约 10MWh 储能电池。储能系统按照集装箱进行配置，每个电池舱额定电量 5MWh，每个储能单元配置 2 个电池舱，预制舱包含磷酸铁锂电池及配套的电池管理系统（BMS）、汇流装置、储能 BMS 及控制设备、空调及辅助系统。每个 PCS 升压一体机舱包括 4 台 1250kW 的双向换流器，5250kVA 双绕组干式升压变及高低压开关，配套辅助系统。

本工程储能系统采用 10MWh 一个储能单元的设计方案，每个储能单元配 4 台 1250kW 储能变流器，与 1 台 5250kVA 箱式双绕组升压变压器低压侧相连，构成 1 个储能子阵，单个储能子系统容量为 5MW/10MWh。升压站配置 84 套 5MW/10MWh 储能子阵，以 35kV 电缆连接变压器高压侧，通过集电线路分别接入 330kV 升压储能站 35kV 母线上，拟建设 17 回储能进线。

储能系统设计采用全预制舱式布置安装的形式，将全站储能系统的蓄电池和双向变流器分别布置在各自的预制舱内，同时预制舱内考虑照明、暖通、消防等设施，检修和运行环境较好。

储能系统监控采用新能源联动集群控制系统，EMS 系统包含监控系统与能量管理系统，用于整套储能系统内部能量管理及外部调度对接。

2.3.项目招标范围

招标范围为储能系统（储能电池采用磷酸铁锂电池）所需全套设备的供货，包括磷酸铁锂电池、储能双向变流器（PCS）、电池管理系统（BMS）、能量管理系统 EMS、储能工作台、汇流设备、变压器、直流系统的配套设施（含液冷系统、散热管道、环境监测、配电、消防）、箱变保护测控装置、环网交换机、光纤熔接盒、储能边缘控制器（若有）等）、相关舱内电力电缆、储能舱至 PCS 升压一体机及 35kV 储能系统高压侧级联电力电缆及附件、储能 PCS 和电池本体的监控软件、通信线缆及相关电缆终端附件（不包含储能系统与 35kV 母线连接线缆）等；出厂试验并负责交货到项目现场，负责指导现场安

装，负责调试及相关技术服务，移交生产验收、竣工验收系统质保期限的相关服务（包含质保期内所有备品备件以及相关的技术资料整理提供服务）；配合交接试验、涉网实验、电池抽检实验、BMS 抽检试验、配合相关单位验收等。供货范围应包含但不限于上述内容。本项目储能系统所有设备、材料均满足国家法律、法规，电网及招标人的技术标准及要求。

2.3.气象条件

本工程基本气象要素如下：

序号	项目	单位	数值	备注
1	多年平均气温	℃	8.6	
2	多年极端最高气温	℃	41.7	
3	多年极端最低气温	℃	-29.5	
4	多年平均相对湿度	%	44.0	
5	夏季平均气温	℃	23.7	
6	冬季平均气温	℃	-8.1	
7	年平均降雨量	mm	115.2	
8	平均无霜期	d	162	
9	平均风速	m/s	2.7	
10	最大风速	m/s	23.0	
11	最大冻土深度	cm	116	
12	基本雪压	kN/m²	0.20	50 年一遇
13	基本风压	kN/m²	0.56	50 年一遇
14	雷暴日	d/a	9.6	
15	最大覆冰厚度	mm	10	
16	工程代表年太阳总辐射量	kWh/m²	1738.0	
17	标准冻土深度	mm	120	

2.4.地质条件

场地标高：1340.5~1357.3m。

地震基本烈度: 拟选场址在II类场地条件下场地基本地震动峰值加速度为 0.10g (对应的地震基本烈度为VII度), 基本地震动加速度反应谱特征周期为 0.40s。

室外污秽等级: 本项目场址区域属于 d 级污秽, 本工程户外电气设备外绝缘按 e 级污秽设防, 爬电比距不小于 31.8mm/kV。

3.技术条件

3.1 总体要求

3.1.1 储能系统设计和功能

3.1.1.1.1 本次采购储能系统包含磷酸铁锂电池预制舱(包括电池、电池管理系统(BMS)、消防灭火、热管理系统集装箱/电池柜内的电力电缆、通信线缆等相关配套设施)、变流升压系统、能量管理系统(EMS), 以及电池预制舱/电池柜与 PCS 之间的连接线缆等。

3.1.1.1.1 电池舱采用一体化设计, 舱内集成有储能锂电池组、配电系统、消防系统、温控系统等。电芯选用当前技术成熟的高能量密度 314Ah 磷酸铁锂电芯; 电池模组采用 3.2V/314Ah 单体电芯以 1P104S 构型组成。电池簇由 4 个电池模组串联构成, 成组方式为 1P416S。电池舱配置 12 个电池簇, 单舱容量 5.015MWh, 支持 0.5C 充放电倍率。

3.1.1.1.2 升压变流一体机包含 4 台 1250kW 跟网型 PCS、1 台 5250kVA 干式双绕组变压器。

3.1.1.1.3 储能配电装置、就地二次设备、辅控系统、火灾报警系统等集成在电池舱一体机预制舱内。为储能系统配置双回路站用电源。

3.1.1.2 储能系统采用预制舱模组化设计, 舱柜内电池系统应采用电池单体-电池模组-电池簇-电池系统模组化层级设计, 层次分明、结构清晰、功能完善。电池系统应拥有电池模块、电池簇、电池汇流区三级熔断保护机制和软件保护, 可实现不同层级的短路保护和系统的主动隔离。预制舱采用非步入式设计。舱内配置独立的自供电系统、温度控制系统、通风系统、火灾报警系统、消防系统等自动控制和安全保障系统、门控照明、应急系统等。各分支系统应考虑与升压站监控系统的连接及调试, 预制舱中的走线应全部为内走线。投标人应根据电池性能及外部运行环境, 实现各系统最优集成, 集成方案在满足标准规范要求的前提下, 应以提高系统效率及性价比最优为原则。

3.1.1.3 储能系统应具备完善的保护功能, 包括但不限于电池本体保护、电池过流过压

保护、并网保护、防爆设计。电池舱内部应集成必要的火灾探测报警系统和气体灭火系统，火灾探测报警系统和气体灭火系统应能够及时探测到预制舱内异常情况并自动或手动启动气体灭火，并连接至中控室。储能系统设备自带的火警系统应能够与原升压站火灾报警系统工作可靠连接，并可通过干接点信号将报警信息接入升压站火灾探测报警系统和集控中心火灾探测报警系统，接入工作由投标人负责。在线监测及火灾预警系统应能对储能电站内的电池本体热失控、过热或放电等安全隐患进行在线监测、诊断、预警及联控，有效提升储能电站的智能化监测水平及运行安全可靠性能。

储能系统每个电池模块应单独配置灭火介质喷头和探测器。火灾探测报警系统应能够及时探测到集装箱内异常情况，并结合 BMS 的温度、温升信息，自动、手动的启动电池模组级定位的灭火，联动断开设备间级和簇级直流开断设备，联动启动事故通风系统和报警装置。电池系统内配置气体灭火系统。根据《防止电力生产事故的二十五项重点要求（2023 年版）》要求，灭火系统应满足扑灭电池明火且不复燃的要求，系统类型、流量、压力、喷头布置方式等技术参数应经具有相应资质的机构实施模块级电池实体火灾模拟试验验证。

本工程火灾报警系统采用微机型智能分布式监控系统，储能区域设 1 台区域主机盘，由区域主机盘至各个火灾探测器、手动报警按钮和控制模块等设备采用环形总线相连接。储能区域主机、设备间线缆等辅助材料由投标人提供。储能区域主机盘与上位监控装置（集中火灾报警主机）之间采用通讯总线的连接方式。储能区域主机盘通过总线上送数据至消防信息传输控制单元。

3.1.1.4 能量管理系统应能接入调度自动化系统，其配套的协调控制器应能满足电网公司调度的要求。新能源侧储能系统能够接收并按电网公司下达的调度指令要求进行响应。

3.1.1.5 储能系统自身运行控制系统应提供完善的内部监测、控制、故障保护与切除、事件记录功能，包括但不限于投切控制、运行模式控制、设备状态、运行温度、环境控制和监测等功能。储能系统内应配置相应的交直流 UPS 设备（不低于 2 小时），保证控制系统、信号系统、消防系统在断电情况下能够正常工作。磷酸铁锂电池设备间内应设置可燃气体探测装置，当 H₂ 或 CO 浓度大于设定的阈值时，应联动断开设备间级和簇级直流开断设备。

3.1.1.6 电池模组和电池簇内，电气间隙和爬电距离、绝缘电阻、介质强度应满足

NB/T 42091《电化学储能电站用锂离子电池技术规范》及相关规范。

3.1.1.7 电池舱的接地设计应符合现行国家标准 GB/T 50065《交流电气装置的接地设计规范》及相关规范。

3.1.1.8 为避免因电池单体或电池模组电池特性差异较大而引起整组电池性能和寿命下降，投标人提供的设备应具备保证电池各项指标均衡性的解决措施。投标设备应至少满足电池簇级均流功能，充放电时簇间环流不大于 1%，要求 BMS 系统采用被动均衡方案。

3.1.1.9 储能系统电池应选用方形铝壳磷酸铁锂电池，只接受国家标准或企业标准中的 A 品磷酸铁锂储能电池，不接受其它锂离子电池类型、品级和梯次电池，也不接受长时间库存电池（电池从生产至设备到现场不得超过 3 个月）。投标人应提供满足 GB/T 36276《电力储能用锂离子电池》要求的权威机构认证证书或检测报告；且产品必须为储能型电池，禁止以动代储，并提供证明文件以及第三方机构出具的检测报告。

3.1.1.10 设备或系统应充分考虑当地环境因素，如高海拔、温度等，具备相应的措施，保障设备的安全稳定运行。储能系统整体应满足海拔高度 2000m 及以下和 C3 防腐等级的项目地区实际使用环境条件。

3.1.1.11 储能设备应具备将实时信息传送至电网调度、现场控制室和集团远程集控中心的能力，且具备相关硬件且包括但不限于以下信息：

电气模拟量：并网点频率、电压、注入电网电流、注入有功功率和无功功率、功率因数等；电能量及荷电状态：可充/可放电量、充电电量、放电电量、荷电状态、电池温度和电压、PCS 运行状态等；状态量：并网点开断设备状态、充放电状态、故障信息、通信状态、AGC 状态等；其它信息：当地电网及浙能集团要求的储能设备其他信息。

3.1.1.12 电池系统应采用原装设计，实现整机运输，在现场无电池安装工作。

3.1.1.13 投标人案采用液冷系统，储能系统应具备完善的防漏液设计，如发生泄露，可快速检测到漏液状况并上报漏液信号，同时提供设计方案避免冷却液泄露到外部造成环境污染。

3.1.1.14 电池预制舱内部应采用电池区、电气区分区设计，保证极端情况下的电气控制设备和消防设备的可用性。

3.1.2 储能系统整体性能要求

3.1.2.1 可用容量要求

储能电站中电表数据由数据监控平台统一进行监控、考核，并发布月度充放电报表。

对电站的生命周期可用功率和电量进行定期评估。

储能监控系统中应具备分时段（日、月、季度、年等）自动电量统计功能，以便于查看与统计。

3.1.2.2 一致性要求

初始容量一致性 $\leq 3\%$ ，自放电一致性 $\leq 1\%$ （静置 28 天后保持容量）。

3.1.2.3 系统衰减要求

电池单体循环次数不小于 6000 次（充电、放电倍率 0.5C，DOD $\geq 90\%$ ，25℃，EOL=80%，厂家填写。）

系统循环次数不小于 6000 次（充电、放电倍率 0.5C，DOD $\geq 90\%$ ，25℃，EOL=80%，厂家填写。）。

首年第一年衰减小于 5%，后每三年衰减量小于 6%（年衰减率=1-第三年年末系统单个循环放电电量/初始系统放电电量）

系统循环次数不低于 6000 次，首年或首个 600 次循环（按实际放电电量折算为标准循环次数，时间与循环次数以先到为准）容量衰减小于 5%，10 年或循环次数 6000 次总容量衰减小于 20%。

3.1.2.4 运行综合效率

综合效率不低于 86%（综合效率定义：以 35kV 储能进线开关柜为计量点，综合效率=放电时上网电量/充电时下网电量。包括变压器高压侧集电线路考核电表之前所有设备的辅助能耗）。请提供运行综合效率计算过程。

3.1.2.5 调度要求（以下参数为参考，最终需满足武威地区调度、甘肃省调及西北网调要求。）

储能电站充/放电响应时间不大于 500ms，充/放电调节时间不大于 2s，充电到放电转换时间、放电到充电转换时间不大于 500ms 有功功率控制偏差不应超过额定功率的 $\pm 1\%$ 。PCS 装置充放电转换时间不大于 100ms。

储能电站具备一次调频能力，可通过储能变流器实现，并具备一次调频投入/退出功能，各储能单元应具备一次调频投入/退出功能。储能系统一次调频要配置符合场站一次调频系统需要的通讯协议。

储能电站在充电、放电、零功率运行状态时均具备 AGC 功能，具备对调度下发 AGC 指令的校验功能，调节速率和控制精度应满足电网调度机构的要求。向 AGC 主站传输的

运行信息包括：全场/站有功控制指令返回遥测值接收到 AGC 主站下发的有功控制指令后，向 AGC 主站反馈的控制指令值。配储有功控制指令返回遥测值，接收到 AGC 主站下发的有功控制指令后，向 AGC 主站反馈的控制指令值。新能源有功控制指令返回遥测值，接收到 AGC 主站下发的有功控制指令后，向 AGC 主站反馈的控制指令值等数据。

配建储能 AGC 可用率考核：新能源场站内配建储能 AGC 可用率应达到 96%。

储能系统在其 PCS 额定运行范围内应具备四象限功率控制功能，有功功率和无功功率调节范围应满足 GB/T34120《电化学储能系统变流器技术要求》。

3.1.2.6 整站自动化水平

能量管理系统按无人值班管理模式设计，监控网络采用双机双网冗余配置，站控层设备与电池管理系统、功率变换系统、保护测控设备之间应采用以太网连接，应采用基于网络的通信协议。其中，站控层与电池管理系统之间的通信协议应采用 IEC 61850、Modbus TCP/IP 等，站控层与 PCS、保护测控设备等其他设备之间通信应采用 IEC 61850、Modbus TCP/IP 通信规约，且能量管理系统通信架构中不应使用规约转换器。

能量管理系统的功能包括但不限于：控制操作、防误闭锁、设备状态监控、能量管理等。其中，能量管理功能包括但不限于：系统调峰、一次调频、自动发电控制（AGC）、自动电压控制（AVC）、站用电分项计量管理；设备状态监控包含：BMS 与 PCS 相关设备的监控、交流配电相关开关的监控、电池舱温度调节装置的远方监控、电池模组的监测、消防设备的监测等。

3.1.2.7 整站性能验收

整站性能除满足并网所需的性能测试外，还需满足招标人对整站性能组织的性能考核，考核项目包括但不限于：额定容量、额定充放电功率、综合效率、数据采集精度、SOC 估算精度、功率因数、电能质量、充放电响应时间等。

3.1.3 投标人应提供如下相关技术资料（与投标设备同型号）：

可选的充放电方式；

循环次数与充放电深度关系曲线（电池单体曲线）；

循环次数与充放电倍率的关系曲线（电池单体曲线）；

电池容量与温度关系曲线（电池单体曲线）；

电池充放电倍率与容量关系曲线（电池单体曲线）；

在一定条件下，年度电池容量衰减的保证值（单元系统的保证值）；

电池充电特性曲线（电池单体曲线）；

电池放电特性曲线（电池单体曲线）；

电池耐过充、过放能力说明（电池单体曲线）；

电池长期正常运行后的端电压偏差范围（电池单体曲线）；

整套储能系统电芯内阻正态分布图；

电池的荷电状态（SOC）、电池健康度（SOH）的计算方法；

满足招标技术规范的电容量配置核算，并需说明对内阻、SOC、容量核算等关键内容；

电池系统的电池巡检和保护功能；

电池单体安全性的 GB 44240《电能存储系统用锂蓄电池和电池组安全要求》强制性检测报告；

磷酸铁锂电池须提供与投标设备型号一致的，包括单体、电池模组和电池簇均须提供第三方具有 CMA 和 CNAS 储能检测资质机构出具的符合《电力储能用锂离子电池（GB/T 36276）》标准的型式试验报告。

BMS(电池管理系统)须提供与投标设备型号一致的第三方具有 CMA 和 CNAS 资质机构出具的型式试验报告。

PCS(储能变流器)须提供容量 1250kW 及以上第三方具有 CMA 和 CNAS 资质机构出具的型式试验报告。

变压器的第三方权威检验、检测机构出具的产品认证或型式试验报告；

EMS 须提供与投标设备型号一致的第三方具有 CMA 和 CNAS 资质机构出具的型式试验报告。

招标人只接受独立且有检测资质的第三方测试及认证，不接受任何形式的制造商自我声明认证。上述文件投标人需完整提供，并承诺与实际提供产品完全保持一致。所有的检测报告需满足当地电网公司验收要求，并保证顺利并网。投标设备尚未取得电池模组和电池簇的型式试验报告的必须在项目并网前提供，投标人应在投标文件中出具相关承诺，因此耽误项目并网，给项目单位产生的一切损失由投标人赔付。在技术评审中对投标人是否提供了电力行业机构出具的报告情况进行评价。

3.2 电池预制舱成套设备主要技术要求

本节主要是针对工程中电池预制舱成套设备的技术要求，其中包括电池系统、电池

管理系统（BMS）、开关柜以及其他预制舱设备（包括通风采暖、视频监控、消防、火灾报警及消防联动、门禁系统、照明及相关设备等）。

3.2.1 电池系统技术要求

3.2.1.1 总体要求

（1）本次采购只接受国家标准或企业标准中的 A 品磷酸铁锂储能电池，不接受其它类型、品级和梯次电池，也不接受长时间库存电池（电池从生产至设备到现场不得超过 3 个月）。电池系统应选用磷酸铁锂方形铝壳电池，资格条件要求采用 0.5C 的电池单体，簇内电池单体不允许并联。

（2）电池发货前，项目单位有权委托第三方对电池单体、电池模块、电池簇、BMS 按照 GB/T36276、电池管理系统按照 GB/T34131 进行抽检测试，项目所在地电网对抽检标准及数量有明确要求的，按照当地电网要求执行。抽检电池样本由投标人免费提供，电池检测费用由 EPC 承担，项目单位委托第三方对 BMS 进行抽检测试，投标人负责 BMS 检测费用和样本。若抽检不合格，相关责任、后果及一切损失由投标人自行承担。

（3）每个储能电池单元均应能够独立地按储能电站监控系统的控制指令运行，与储能变流器（PCS）配合，完成下列功能：

a. 电池系统容量标定：储能电池单元应该能够完成通过全充-全放流程完成电池系统最大可用容量的测量和标定的功能。

b. SOC 标定：储能电池单元应该能够在完成电池系统容量标定时，同时完成电池模组 SOC 标定。两次 SOC 标定间的 SOC 测量误差不能超过 5%。

c. SOH 标定：储能单元应该能够在完成电池系统容量标定的同时，自动完成 SOH 标定。两次 SOH 标定间的测量误差不能超过 5%。

d. 电池管理系统运行参数设定包括（但不限于）：电池单体充电截止电压，电池单体放电截止电压，电池单体运行最低、最高温度、电池簇过流门限，并且满足所要求放电倍率的运行条件。

（5）投标人应根据电池性能及外部运行环境，优化电池系统集成设计，并提供预制舱内部布置图等资料。电池系统有完善的热管理系统，通过对电池电压、温度的数据采集，保证电池单体温度和电压运行在安全范围内。

（6）电池系统应与 PCS 系统配合，确保电池性能发挥最优。每个储能单元需集成本地控制器及通讯设备，统一储能单元对外通讯控制接口，并与能量管理系统配合，确保储

能系统的安全稳定运行。

（7）为避免因单体电池或电池模块电池特性差异较大而引起整组电池性能和寿命下降，投标人提供的设备应满足电池各项指标的均衡性，要求 BMS 系统采用被动均衡方案。

（8）电池系统能够自动化运行，运行状态及数据等可实时上传至上层监控系统。

（9）电池系统的布置和安装应方便施工、调试、维护和检修，若有特殊要求应特别注明。

（10）根据《防止电力生产事故的二十五项重点要求（2023 年版）》储能单元直流回路、电池簇回路应配置直流开断设备。

（11）根据 GB/T 42288《电化学储能电站安全规程》的要求，“储能变流器交流侧和直流侧均应具备开断能力”。

3.2.1.2 安全要求

（1）储能电站监控系统退出或意外中断运行时，电池、BMS 有足够的措施保证设备自身的安全，并能维持原有策略正常运行。

（2）电池系统的电气间隙和爬电距离、绝缘电阻、介质强度应满足相关规程规范要求，元器件间连接线的绝缘水平应满足实际工况的耐压要求，并采取预防绝缘破损和尖端放电措施，满足项目地区实际使用环境条件。

（3）电池系统运行中外部遇明火、撞击、雷电、短路、过充过放等各种意外因素，不应发生燃烧、爆炸。

（4）电池系统应具备完善的安全防护功能（过压、过流、短路、热失控、穿刺、跌落）及防护措施。

（5）在并网投运前投标人应提供完整的实验测试认证报告和证书。

（6）投标人需要提供如下特性说明及特性曲线：

序号	使用年限（i）	衰减率	保证值（MWh）	备注
1	第 1 年			循环次数按实际放电量折算为标准循环次数，时间与循环次数以先
2	第 2 年			
3	第 3 年			
4	第 4 年			
5	第 5 年			
6	第 6 年			

7	第 7 年			到为准。
8	第 8 年			
9	第 9 年			
10	第 10 年			

电池管理系统会实时检查电池的运行状态；具备短路保护、绝缘保护、压差保护、电压过高保护、电压过低保护、通信异常保护等功能。

电池安全性的强制性检测报告。

（7）投标人选用的电池系统产品应满足 GB/T 36276-2023《电力储能用锂离子电池》标准规范要求，并提供第三方具有 CNAS 以及 CMA 资质检测机构出具的型式试验报告包括电芯，电池模组，电池簇，BMS 检测报告数据也可在后续用于仿真危害定性分析，并进行相应风险防范。

（8）电池系统冷却系统应增加设计裕度，以确保电芯在极端高温天气情况下能安全、可靠运行。投标人应说明具体设计方案，提供相关的计算或仿真模型。

（9）投标人需要提供如下功能及措施说明：

① 主动的防爆措施

主动防爆：通过可燃气体检测，当检测到电池舱可燃气体达到一定浓度时，储能系统停机，启动排风系统防止可燃气体聚集，主动减少爆燃或爆炸的可能性。

（10）BMS 支持灵活安装地址自动分配，具备友好人机交互。

（11）PACK 内电芯必须进行隔热设计，每两颗电芯之间都必须具备隔热构造，以阻止热失控蔓延，保障电池系统安全，避免因局部过热引发系统性风险。

（12）PACK 采用高耐火烧外壳设计，可达 800℃ 15min，守护包级热失控及消防安全。

（13）液冷机组具备低液位自动报警和自动补液功能，补液水箱液位显示便于日常巡检观察；液冷系统具备流体开断功能，采用可拆卸的快插设计，日常维护方便截断水路；液冷机组水泵采用全变频，智能调节泵运行转数，满足节能降耗要求，内置过滤功能，防止管路结垢堵塞；液冷机组满足节能高效要求。

3.2.1.3 主要技术参数

投标文件中应包含如下数据，并保证供货设备的性能特性与提供的数据一致。

表 1 电池系统技术参数表

电池系统

名称	招标人要求	投标人保证值	备注
直流电压范围（V）	1123.2V~1497.6V		
综合效率	≥86%		周期内上网电量与下网电量的比值（以 35kV 开关柜双向电表计量的数据为准）
额定功率充放电循环次数 （DOD≥90%，25℃， EOL=80%）	不低于 6000 次		
电池衰减率			
电池簇能量转化效率（%）	由投标人填写		
充放电转换时间	由投标人填写		
电池模块温控精度（℃）	由投标人填写		
最大放电深度	由投标人填写		
储能自用电系统最大功耗 （KW/MWh）	由投标人填写		
单个预制舱、 容量（MWh）、 尺寸（W×D×H）、重量（t）	由投标人填写		

3.2.1.4 结构及工艺

（1）电池及电池模组

- a. 电池的正、负极端子有明显标志，便于连接、巡视和检修；电池内部结构应符合厂家的设计和工艺要求。
- b. 电池壳体、外盖不得有变形、裂纹及污迹，标识清晰。
- c. 电池模组应具备完整安装连接材料，并完成电池输出端的接线。

（2）电池架（柜）

- a. 设备应为架（柜）式结构。为保证美观，每面架（柜）体尺寸高度、色调应统一，整体协调。具体柜体尺寸、色标牌号在合同签订时由采购人最终确认。架体标识在合同签订时双方商定。

- b. 电池架（柜）表面采用静电喷涂或电泳喷涂等先进喷涂工艺，全部金属结构件都经过特殊防腐处理，以具备防腐、阻燃性能。结构安全、可靠、美观，应具有足够的机械强度，保证元件安装后及操作时无摇晃、不变形；通过抗震试验；电池架（柜）采用开放式设计，便于安装、维护、清洁；要考虑通风、散热；设备应有保护接地。
- c. 架（柜）内元器件安装及走线要求整齐可靠、布置合理，电器间绝缘应符合有关标准。进出线必须通过母线排或接线端子，大电流、一般端子、弱电端子间需要有隔离保护。应选用国内外知名品牌的质量可靠的输入输出端子，母线排或端子排的设计应使运行、检修、调试方便，适当考虑与设备位置对应，并考虑电缆的安装固定。母线排或端子排，大小应与所接电缆相配套。强电、弱电的二次回路的导线应分开敷设。每个接线端子只允许接一根导线。电流端子和电压端子应有明确区分。
- d. 架（柜）内直流回路分布合理、清晰。
- e. 直流正负导线应有不同色标。
- f. 母线、汇流排需加装绝缘热缩套管，无裸露铜排。
- g. 柜内元件位置编号、元件编号与图纸一致，并且所有可操作部件均有标识标明功能。内部接线必须根据接线图套圈和编号，所有面板上安装的设备应当用平面识别标志和功能标志标出。
- h. 柜面的布置应整齐、简洁、美观。应有主要的开关装置。

（3）进出线要求：采用下进下出的引线及连接线方式。

（4）电气元器件要求

设备使用的电气一、二次元器件应根据实际所用的回路使用交流或直流专用的产品。投标时按照下表的格式列明：

表 3.2-1 主要元器件清单

序号	名称	型号规格	数量	生产商/产地

3.2.2 电池单体、模组及电池簇技术参数指标

3.2.2.1 电池单体

3.2.2.1.1 电池单体必须具有可追溯性，能够追溯到制造厂名及商标、型号及规格、极性符号、生产日期。应满足 GB/T 36276-2023《电力储能用锂离子电池》标准规范要求，并提供第三方具有 CNAS 以及 CMA 资质检测机构出具的型式试验报告。

3.2.2.1.2 投标人提供的电池内阻检测值应与实际测试的电池内阻值一致。

3.2.2.1.3 电池单体外观应无变形及裂纹，表面应干燥、平整无毛刺、无外伤、无污物，且标识清晰、正确。

3.2.2.1.4 电池单体性能要求

单体电池充放电性能试验均按照 GB/T36276-2023《电力储能用锂离子电池》进行。应能满足 0.5C 充放电倍率长期运行条件。

(1) 初始充放电性能

电池单体初始充放电能量应符合下列要求：

- a) 初始充电能量不小于额定充电能量；
- b) 初始放电能量不小于额定放电能量；
- c) 5℃条件下初始充放电能量效率不小于 80.0%；
- d) 25℃条件下初始充放电能量效率不小于 93.0%；
- e) 45℃条件下初始充放电能量效率不小于 93.0%；
- f) 25℃条件下初始充电能量极差不大于初始充电能量平均值的 4.0%；
- g) 25℃条件下初始放电能量极差不大于初始放电能量平均值的 4.0%。

(2) 功率特性

电池单体功率特性应满足下列要求：

- a) 不同充放电功率下充电能量不小于额定充电能量；
- b) 不同充放电功率下放电能量不小于额定放电能量；
- c) 不同充放电功率下能量效率不小于 93.0%。

(3) 倍率充放电性能

电池单体倍率充放电性能应满足下列要求：

- a) $2P_{rc}$ 充电能量相对于 P_{rc} 充电能量的能量保持率不小于 95.0%；
- b) $2P_{rd}$ 放电能量相对于 P_{rd} 放电能量的能量保持率不小于 95.0%；
- c) $2P_{rc}$ 、 $2P_{rd}$ 恒功率充放电能量效率不小于 90.0%。

(4) 能量保持与能量恢复能力

电池单体在 100%能量状态下静置 30d 后能量保持与能量恢复能力应满足下列要求：

- a) 能量保持率不小于 95.0%；
- b) 充电能量恢复率不小于 95.0%；
- c) 放电能量恢复率不小于 95.0%。

(5) 高温适应性

电池单体从高温环境恢复至室温后充放电性能应满足下列要求：

- a) 充电能量不小于额定充电能量；
- b) 放电能量不小于额定放电能量；
- c) 能量效率不小于 93%。

(6) 低温适应性

电池单体从低温环境恢复至室温后充放电性能应满足下列要求：

- a) 充电能量不小于额定充电能量；
- b) 放电能量不小于额定放电能量；
- c) 能量效率不小于 93%。

(7) 高海拔初始充放电性能

高海拔环境下, 电池单体在额定功率条件下初始充放电性能应满足下列要求：

- a) 初始充电能量不小于额定充电能量；
- b) 初始放电能量不小于额定放电能量；
- c) 能量效率不小于 93.0%。

(8) 储存性能

电池单体在 50%能量状态下贮存 30d 后应满足下列要求：

- a) 充电能量恢复率不小于 96.5%；
- b) 放电能量恢复率不小于 96.5%。

(9) 循环性能

电池单体在额定功率条件下循环性能应满足下列要：

- a) 单次循环充电能量损失平均值不大于基于额定充电能量的单次循环充电能量损失平均值；
- b) 单次循环放电能量损失平均值不大于基于额定放电能量的单次循环放电能量损失平均值；

c)所有充放电循环能量效率之间的极差不大于 2%。

(10) 安全性能

投标人提供相关的资料以证明投标人应答的设备满足以下安全性能。

a)过充电：电池单体初始化充电后以 $Pre/Unom$ 恒流充电至电压达到其充电截止电压的 1.5 倍或时间达到 1h，不会起火，不会爆炸，不会在防爆阀或泄压点之外的位置发生破裂。过充电性能的试验方法符合 GB/T36276-2023 的相关要求。

b)过放电：电池单体初始化放电后以 Prd/nom 恒流放电至电压达到 0V 或时间达 1h，不会漏液，不会冒烟，不会起火，不会爆炸，不会在防爆阀或泄压点之外的位置发生破裂。过放电性能的试验方法符合 GB/T36276-2023 的 6.7.1.2.1 的要求。

c)过载：电池单体在 $4Prc$ 、 $4Prd$ 条件下充放电，不应漏液，不应冒烟，不应起火，不应爆炸，不应在防爆阀或泄压点之外的位置发生破裂。

d)短路：电池单体初始化充电后以 $1m\Omega$ 外部线路短路 10min，不会起火，不会爆炸，不会在防爆阀或泄压点之外的位置发生破裂。短路性能的试验方法符合 GB/T 36276-2023 的 6.7.1.4.1 的要求。

e)挤压：电池单体初始化充电后在 50kN 的挤压下保持 10min，不会液，不会冒烟，不会起火，不会爆炸，不会在防爆阀或泄压点之外的位置发生破裂。挤压性能的试验方法符合 GB/T36276-2023 的 6.7.2.1.1 的要求。

f)跌落：电池单体初始化充电后由 1.5m 高度处自由跌落到水泥地面，不会冒烟，不会起火，不会爆炸，不会在防爆阀或泄压点之外的位置发生破裂。跌落性能的试验方法符合 GB/T36276-2023 的 6.7.2.2.1 的要求。

(11) 热失控：电池单体在全寿命周期内，热失控时表面温度大于 90°C ，热失控后，不会起火，不会爆炸，不会在防爆阀或泄压点之外的位置发生破裂。热失控性能的试验方法符合 GB/T36276-2023 的 6.7.4.2 的要求。

(12) 绝热温升特性：

电池单体绝热温升特性应满足下列要求：表面温度小于或等于电池单体高温一级报警温度时，温升速率小于 $0.02^{\circ}\text{C}/\text{min}$ ；不起火，不爆炸，不在防爆阀或泄压点之外的位置发生破裂。

3.2.2.1.5 电池单体技术参数及保证

值投标人依据自身电池特性填写。

表 3.2-2 储能电池单体技术参数及保证值

序号	项目	招标人要求	投标人保证	备注
1	电池类型	磷酸铁锂	磷酸铁锂	铝壳
	标称容量 (Ah)	314		
2	标称电压 (V)	3.2		额定倍率放电
3	充放电倍率	0.5C	投标人填写	
4	标称充电电流 (A)		投标人填写	
5	最大充电电流 (A)		投标人填写	
6	标称放电电流 (A)		投标人填写	
7	最大放电电流 (A)		投标人填写	
8	电压范围 (V)		投标人填写	极限范围
9			投标人填写	推荐使用范围
10	循环次数 (次)	不小于 6000	投标人填写	充电、放电倍率 0.5C，充放电每日两次，DOD \geq 90%，25℃，EOL \geq 80%
11	能量效率		投标人填写	额定倍率 (放电能量/放电 Ah) / (充电能量/充电 Ah)
12	循环次数达到 1000 次时，充/放电能量保持率 (%)		投标人填写	
13	尺寸 (W \times D \times H mm)		投标人填写	
14	直流内阻 (m Ω)	\leq 0.3	投标人填写	
15	重量 (Kg)		投标人填写	
16	存储温度范围 (℃)		投标人填写	
17	工作温度范围 (℃)	-40℃-50℃	投标人填写	
18	湿度 (%)		投标人填写	
19	电池电芯品牌		投标人填写	

3.2.2.2 电池模组

3.2.2.2.1 电池模组外观应无变形及裂纹，表面应干燥、无外伤、无污物，排列整齐、连接可靠，且标识清晰、正确。电池模组的质量及结构应便于拆卸和维护。电池模组间接线

板、终端连接头应选择导电性能优良的材料。

3.2.2.2.2 电池单体在电池模组内应可靠固定，固定装置不应影响电池模组的正常工作，固定系统的设计应便于电池的维护。电池箱中各种电连接点应保持足够的预紧力，并采取适当的措施，防止松动。所有无基本绝缘的连接点应采取加强防护，应符合 GB 4208 要求。电池模组内使用铜排或螺栓连接的地方须设计温度采样，避免螺栓松动导致连接处温升过高产生风险。

3.2.2.2.3 电池模组中电池单体的连接只串不并，电池安全阀朝上或朝两侧布置；为降低辅助功耗、减小故障率，电池模组应进行合理的热管理设计，并提供模组低功耗、低故障率设计说明。

3.2.2.2.4 电池模组端子极性标识应正确、清晰，电池模块正负极应颜色区分，正极标志为红色“+”，负极标志为黑色“-”，接线端子具备结构性防反接功能。

3.2.2.2.5 电池模组的标志应置于第一视面，且清晰可见。电池模组应有可回收标志和高压警示标志。电压高于 60V 的电池模组应设置外壳安全标志。

3.2.2.2.6 电池模组极柱端子设计应方便运行和维护过程中电池模组电压、内阻的测量。电池模组之间的连接电阻应尽量小，在规定的最大电流充放电后，极柱温升不应超过 25℃，外观不得出现异常。

3.2.2.2.7 电池模组应满足 GB/T 36276-2023《电力储能用锂离子电池》标准规范要求，提供具备 CNAS 以及 CMA 资质的第三方权威机构出具的检测报告。

3.2.2.2.8 电池模组性能要求

电池模组由电池单体采用串联连接方式构成，电池模组内使用铜排或螺栓连接的地方须设计温度采样，避免螺栓松动导致连接处温升过高产生风险。电池单体及器件应满足可靠固定，且满足可靠的测量器件固定。

储能系统采用液冷方式应具有良好的防水汽设计，采用单向气压阀，为阻止水分子进入电池模块内部，防止因凝露导致的电池安全问题。电池模块防护等级 IP67，须提供第三方权威机构出具的检测报告。

为降低辅助功耗、减小故障率，电池模组应进行合理的热管理设计，并提供模组低功耗、低故障率设计说明。

电池模组设计需要保证电池单体的可靠固定，需设计可靠的拉紧结构抑制电池单体的膨胀。电池模组内部温度测点不少于 50%。

(1) 初始充放电能量

电池模组初始充放电能量应符合下列要求：

- a) 初始充电能量不小于额定充电能量；
- b) 初始放电能量不小于额定放电能量；
- c) 5℃条件下初始充放电能量效率不小于 85.0%；
- d) 25℃条件下初始充放电能量效率不小于 94.0%；
- e) 45℃条件下初始充放电能量效率不小于 94.0%；
- f) 25℃条件下初始充电能量极差不大于初始充电能量平均值的 4.5%；
- g) 25℃条件下初始放电能量极差不大于初始放电能量平均值的 4.5%。

(2) 功率特性

电池模块功率特性应满足下列要求：

- a) 不同充放电功率下充电能量不小于额定充电能量；
- b) 不同充放电功率下放电能量不小于额定放电能量；
- c) 不同充放电功率下能量效率不小于 94.0%。

(3) 倍率充放电性能

电池模块倍率充放电性能应满足下列要求：

- a) 2P_{rc} 充电能量相对于 P_{rc} 充电能量的能量保持率不小于 98.5%；
- b) 2P_{rd} 放电能量相对于 P_{rd} 放电能量的能量保持率不小于 97.5%；
- c) 2P_{rc}、2P_{rd} 恒功率充放电能量效率不小于 90.0%。

(4) 能量保持与能量恢复能力

电池模块在 100%能量状态下静置 30d 后能量保持与能量恢复能力应满足下列要求：

- a) 能量保持率不小于 95.0%；
- b) 充电能量恢复率不小于 95.0%；
- c) 放电能量恢复率不小于 95.0%。

(5) 高温适应性

电池模块从高温环境恢复至室温后充放电性能应满足下列要求：

- a) 充电能量不小于额定充电能量；
- b) 放电能量不小于额定放电能量；
- c) 能量效率不小于 94%。

(6) 低温适应性

电池模块从低温环境恢复至室温后充放电性能应满足下列要求：

- a) 充电能量不小于额定充电能量；
- b) 放电能量不小于额定放电能量；
- c) 能量效率不小于 94%。

(7) 储存性能

电池模块在 50% 能量状态下贮存 30d 后应满足下列要求：

- a) 充电能量恢复率不小于 97.0%；
- b) 放电能量恢复率不小于 97.0%。

(8) 循环性能

电池模块在额定功率条件下循环性能应满足下列要求：

- a) 单次循环充电能量损失平均值不大于基于额定充电能量的单次循环充电能量损失平均值；
- b) 单次循环放电能量损失平均值不大于基于额定放电能量的单次循环放电能量损失平均值；
- c) 所有充放电循环能量效率之间的极差不大于 2%；
- d) 循环充放电过程中，充电结束时电池单体电压极差平均值不大于 250mV；
- e) 循环充放电过程中，放电结束时电池单体电压极差平均值不大于 350mV。

(9) 安全性能

a) 过充电：电池模块初始化充电后以 P_{rc}/U_{nom} 恒流充电至任一电池单体电压达到电池单体充电截止电压的 1.5 倍或时间达到 1h, 不应起火, 不应爆炸。

b) 过放电：电池模块初始化放电后以 P_{rd}/U_{nom} 恒流放电至任一电池单体电压达到 0V 或时间达到 1h, 不应漏液, 不应冒烟, 不应起火, 不应爆炸。

c) 过载：电池模块在 $4P_{rc}$ 、 $4P_{rd}$ 条件下充放电, 不应漏液, 不应冒烟, 不应起火, 不应爆炸。

d) 短路：电池模块初始化充电后以 $1m\Omega$ 外部线路短路 10min 或以 $30m\Omega$ 外部线路短路 30min, 均不应起火, 不应爆炸。

e) 绝缘：电池模块正极与外部裸露可导电部分之间、电池模块负极与外部裸露可导电部分之间的绝缘电阻与标称电压的比值均不应小于 $1000\Omega/V$ 。

f) 耐压: 在电池模块正极与外部裸露可导电部分之间、电池模块负极与外部裸露可导电部分之间施加相应的电压, 不应发生击穿或闪络现象, 直流耐压漏电流应小于 10mA。

g) 跌落: 电池模块初始化充电后由 2m 高度处自由跌落到水泥地面, 不应起火、不应爆炸。

h) 挤压: 电池模块初始化充电后在 50kN 的挤压力下保持 10min, 不应漏液, 不应冒烟, 不应起火, 不应爆炸。

i) 振动性能: 电池模块初始化充电后在 X、Y、Z 轴三个方向随机振动, 不应漏液, 不应冒烟, 不应起火, 不应爆炸, 绝缘性能及耐压性能应满足 GB / T 36276 《电力储能用锂离子电池》标准规范要求要求。

j) 液冷管路耐压性能: 电池模块液冷管路内压强在达到最大工作压强的 1.2 倍时静置 1min, 管路不应破裂, 且气压降应不大于最大工作压强的 0.1%。

j) 盐雾性能: 电池模块初始化充电后经喷雾-贮存循环, 外壳不应破裂, 不应漏液, 不应起火, 不应爆炸, 绝缘性能及耐压性能应满足 GB / T 36276 《电力储能用锂离子电池》标准规范要求要求。

k) 交变湿热性能: 电池模块初始化充电后经交变湿热循环, 外壳不应破裂, 不应漏液, 不应起火, 不应爆炸, 绝缘性能及耐压性能应满足 GB / T 36276 《电力储能用锂离子电池》标准规范要求要求。

(10) 热失控扩散性能

电池模块内任一电池单体温度升高后, 不应触发其他电池单体发生热失控, 不应起火, 不应爆炸, 绝缘性能应满足 GB / T 36276 《电力储能用锂离子电池》标准规范要求。

3.2.2.2.9 电池模组技术参数及保证值投标人依据自身电池模组特性填写。

表 3.2-3 储能电池模组参数及保证值

序号	名称		招标人要求值	投标人保证值	备注
1	电池单体参数	额定容量 (Ah)	314Ah		
2	电池模组	组合方式	1P104S		
		额定容量 (Ah)			
		初始标称能量 (kWh)	104.49		
		额定充放电倍率	0.5C		
		标称电压 (V)	332.8		
		运行电压范围 (V)	280.8~379.6		
		电池单体数量 (块)	104		

		重量（kg）			
		尺寸（长×宽×高）			
		冷却方式	液冷		
		工作温度范围（℃）	充电：5℃~55℃ 放电：20℃~55℃		
		防护等级	IP67		

3.2.2.3 电池簇

3.2.2.3.1 电池簇设备、零部件及辅助设施外观应无变形及裂纹，应干燥、无外伤、无污物，排列整齐、连接可靠。

3.2.2.3.2 每组电池簇由一面或多面电池柜（架）构成，每组电池簇应设计为高压箱或簇控制器加多台电池模组结构，电池柜应设计为独立插箱模式且动力连接宜为快插连接，每个插箱动力输出需要设计有温度监测，避免温升异常。电池簇内模组之间不允许并联，且高压箱与电池模组均应模组化生产，以便维护。电池簇高压箱内配置簇级直流开断设备、保护装置、霍尔传感器等，所有直流开断设备应能接受电池管理系统控制。

3.2.2.3.3 为确保电池插箱间以及电池簇间动力电缆可靠连接且便于工作人员检查维护，要求电池簇中的电池插箱以及高压箱的正极接口、负极接口必须前出线。

3.2.2.3.4 电池组动力线束应符合 QC/T 1067.1 的要求，其阻燃和耐火性能需满足 GB/T 19666 的要求。动力线路应具有明显标识，标识方法应符合 GB 2894 和 GB 2893 的要求。

3.2.2.3.5 电池模组成组时模组与模组之间应留有空隙，以便灭火剂渗入。

3.2.2.3.6 各模组之间应预留一定空间，尺寸满足日常运行维护及清扫积尘要求。

3.2.2.3.7 电池簇应设计合理的散热液冷管道，保证电池簇运行温度一致性，并提供电池簇的热管理仿真报告及测试数据。

3.2.2.3.8 电池簇应满足 GB/T 36276-2023《电力储能用锂离子电池》标准规范要求，提供具备 CNAS 以及 CMA 资质的第三方权威机构依据 GB/T 36276-2023《电力储能用锂离子电池》标准出具的检测报告。

3.2.2.3.9 电池簇性能要求

（1）电压范围

电池簇电压范围应在 1000V~1500V 内，应与 PCS 直流侧额定电压相匹配。

（2）初始充放电性能

电池簇在额定功率条件下初始充放电性能应满足下列要求：

a) 初始充电能量不小于额定充电能量；

- b) 初始放电能量不小于额定放电能量；
- c) 初始充放电能量效率不小于 95.0%；
- d) 充电结束时电池单体电压极差不大于 250mV；
- e) 放电结束时电池单体电压极差不大于 300mV；
- f) 充电结束时电池单体温度极差不大于 6℃ ($\leq 6^{\circ}\text{C}$)；
- g) 放电结束时电池单体温度极差不大于 6℃ ($\leq 6^{\circ}\text{C}$)；
- h) 充电结束时电池模块电压极差不大于电池模块标称电压的 5.0%；
- j) 放电结束时电池模块电压极差不大于电池模块标称电压的 5.0%。

(3) 绝缘性能

按标称电压计算，电池簇正极与外部裸露可导电部分之间、电池簇负极与外部裸露可导电部分之间的绝缘电阻与标称电压的比值均不应小于 1000 Ω /V。电池簇绝缘性能应满足 GB/T 36276-2023《电力储能用锂离子电池》的要求。

(4) 耐压性能

在电池簇正极与外部裸露可导电部分之间、电池模块负极与外部裸露可导电部分之间施加相应的电压，不应发生击穿或闪络现象，直流耐压泄露电流应小于 10mA。

(5) 液冷管路耐压性能

电池簇液冷管路内压强在达到最大工作压强的 1.2 倍时静置 1min, 管路不应破裂，且气压降应不大于最大工作压强的 0.2%。

(6) 安全防护

电池簇成组设计时应考虑在触电或紧急情况下迅速断开回路，保证人身安全和事故隔离。

(7) 电气间隙和爬电距离

电池组各部分的电气间隙和爬电距离应满足下列要求：

- a) 额定绝缘电压 $\leq 63\text{V}$ 时，电气间隙 3mm，爬电距离 3mm；
- b) $63 < \text{额定绝缘电压} \leq 300\text{V}$ 时，电气间隙 5mm，爬电距离 6mm；
- c) $300\text{V} < \text{额定绝缘电压} \leq 500\text{V}$ 时，电气间隙 8mm，爬电距离 10mm；

d) 电气间隙及爬电距离应根据国家标准《绝缘配合第一部分：定义、原则和规则》(GB/T 311.1-2012)“高压电气设备在高海拔地区使用时，其外绝缘强度随海拔的升高而降低”的要求，对项目所使用的电气设备外绝缘进行修正。

3.2.2.3.10 高压箱

电池主控箱内配置簇级直流开断设备、预充回路等，所有直流开断设备应能接受电池管理系统控制。

电池主控箱内置直流开断设备（带保护）。在电池簇正和负回路各装备直流开断设备，确保 BMS 紧急切断指令下，充电时或放电时都可安全快速地切断电池簇的带电回路，保证电池簇安全；可确保电池簇回路发生短路或大电流时快速切断回路，保证电池簇安全。

电池主控箱内针对接入的电池模组数量进行精心设计，拥有控制器件、保险丝和明显的断电器件，拥有故障告警、故障保护、安全保护等功能，确保电池电气安全，同时拥有急停功能和在检修时能逐级断开系统的功能。专用直流开关均考虑高海拔对开关断流和耐压的影响。

3.2.2.3.11 电池簇技术参数及保证值

投标人依据自身电池特性填写。

表 3.2-4 储能电池簇参数及保证值

序号	项目	投标人保证	备注
1	排列形式	投标人填写	
2	采用电芯	投标人填写	
3	组合方式	投标人填写	
4	电池簇电压范围（V）	投标人填写	
5	电池簇标称容量（kWh）	投标人填写	额定倍率放电
6	最大充电电流（A）	投标人填写	
7	最大放电电流（A）	投标人填写	
8	设计放电倍率	投标人填写	
9	初始充放电能量效率%（直流侧）	投标人填写	
10	电池架尺寸（W×D×H mm）	投标人填写	
11	重量（Kg）	投标人填写	
12	存储温度范围（℃）	投标人填写	
13	工作温度范围（℃）	投标人填写	
14	湿度（%）	投标人填写	
15	初始放电电量	投标人填写	初始值
16	电池模块数量（块）	投标人填写	

3.2.2.4 检验

电池系统的型式试验和出厂试验项目参考下表，并出具权威机构的检测报告。

表 3.2-5 检验与试验项目列表

序号	对象	检验项目	型式 试验	出厂 试验	技术要求条款
1	电池单体	外观	√	√	执行最新标准
2		极性	√	√	执行最新标准
3		外形尺寸和质量测量	√	√	执行最新标准
4		初始充放电容量试验	√	√	执行最新标准
5		常温倍率放电性能试验	√	—	执行最新标准
6		高温充放电性能试验	√	—	执行最新标准
7		低温充放电性能试验	√	—	执行最新标准
8		绝热温升试验	√	—	执行最新标准
9		能量保持与能量恢复能力试验	√	—	执行最新标准
10		储存性能试验	√	—	执行最新标准
11		循环性能试验	√	—	执行最新标准
12		外壳耐受机械应力试验	√	—	执行最新标准
13		过充电试验	√	—	执行最新标准
14		过放电试验	√	—	执行最新标准
15		短路试验	√	—	执行最新标准
16		挤压试验	√	—	执行最新标准
17		跌落试验	√	—	执行最新标准
18		低气压试验	√	—	执行最新标准
19		加热试验	√	—	执行最新标准
20		热失控试验	√	—	执行最新标准
21	电池模组	外观	√	√	执行最新标准
22		极性	√	√	执行最新标准
23		外形尺寸和质量测量	√	√	执行最新标准
24		初始充放电能量试验	√	√	执行最新标准
25		常温倍率放电性能试验	√	—	执行最新标准
26		高温充放电性能试验	√	—	执行最新标准

27		低温充放电性能试验	√	—	执行最新标准
28		储存性能试验	√	—	执行最新标准
29		能量保持与能量恢复能力试验	√	—	执行最新标准
30		循环性能试验	√	—	执行最新标准
31		电气间隙和爬电距离	√	—	执行最新标准
32		绝缘试验	√	—	执行最新标准
33		耐压测试	√	—	执行最新标准
34		温升试验	√	—	执行最新标准
35		外壳耐受机械应力试验	√	—	执行最新标准
36		过充电试验	√	—	执行最新标准
37		过放电试验	√	—	执行最新标准
38		短路试验	√	—	执行最新标准
39		挤压试验	√	—	执行最新标准
40		跌落试验	√	—	执行最新标准
41		盐雾与高温高湿试验	√		执行最新标准
42		热失控扩散试验	√	—	执行最新标准
43	电池簇	外观	√	0	执行最新标准
44		初始充放电容量试验	√	0	执行最新标准
45		绝缘试验	√	√	执行最新标准
46		耐压试验	√	√	执行最新标准

注 1：带“√”号为应做试验项目，带“—”号为有条件进行的试验项目，带“o”号表示可根据出厂时是否以电池簇为产品形态来选择。

注 2：循环寿命试验允许采用等效的加速试验方法。

3.2.3 电池管理系统（ ）功能要求及技术参数

3.2.3.1 一般要求

储能锂电池系统应具有电池管理系统（BMS），BMS 中关于电池运行参数的设定应符合 GB/T34131-2023 的要求及正确的逻辑关系，且提供第三方出具的型式试验报告或 CGC 认证，实现对储能电池堆的全面控制与保护，并实现与 PCS、储能 EMS 的通信。

BMS 应实现高精度、高可靠性的电池单体电压和电池模组温度的采集，并上传能量

管理系统（EMS），同时对电池储能设备荷电状态（SOC）进行高精度的估算，并控制电路实现电池单体间电量均衡。在电池数据异常的情况下，进行故障告警和保护。

BMS 的拓扑配置应与 PCS 的拓扑、电池的成组方式相匹配与协调，并对电池运行状态进行优化控制及全面管理。

BMS 功能要求中各功能具体实现层级由 BMS 的拓扑配置情况决定，宜分层就地实现，为保证内部通讯稳定，要求电池簇和系统级 BMS 之间采用 CAN 或以太网通讯。

3.2.3.2 功能要求

3.2.3.2.1 测量要求

BMS 应能实时测量电池的电和热相关的数据，应包括电池单体电压、电池单体温度（提供合理的温度点配置方案及相关仿真数据）、串联回路电流、绝缘电阻等参数。各状态参数测量精度应符合下列规定：

a) 电流采样分辨率宜结合电池容量和充放电电流确定，测量误差应不大于 $\pm 1\%$ ，采样周期不大于 50ms；

b) 单体电压测量误差应不大于 $\pm 0.5\%$ ，采样周期应不大于 100ms；电池簇总电压测量精度 $\pm 1\%$ ，系统电压采样周期不大于 100ms。

c) 温度采样分辨率应不大于 1°C ，当温度在 $-20^{\circ}\text{C}\sim 65^{\circ}\text{C}$ 时，测量误差不大于 $\pm 1^{\circ}\text{C}$ ；当温度在 $-40^{\circ}\text{C}\sim -20^{\circ}\text{C}$ 或 $65^{\circ}\text{C}\sim 125^{\circ}\text{C}$ 时，测量误差不大于 $\pm 2^{\circ}\text{C}$ ，采样周期不大于 1s。

3.2.3.2.2 计算要求

BMS 应能够估算电池的荷电状态（SOC），健康状态（SOH），充电、放电电能值（Wh），最大充电电流，最大放电电流等状态参数，且具有掉电保持功能，具备上传监控系统的功能。各状态参数估算精度应符合下列规定：

3.2.3.2.3 状态参数信息上送功能

BMS 应具备内部信息收集和交互功能，能将电池单体和电池整体信息上传监控系统和功率变换系统。

BMS 应能上送电池舱环境温度、电池舱灭火装置告警、电池舱灭火装置动作等信号。BMS 应能上送电池组 SOC、电池组 SOH、电池组单体最高电压值、电池组单体最高电压编号、电池组单体最低电压值、电池组单体最低电压编号、电池组单体最高温度值、电池组单体最高温度编号、电池组单体最低温度值、电池组单体最低温度编号。

3.2.3.2.4 故障诊断功能

电池管理系统报警信息应根据严重程度分为一级、二级和三级。

- (1) 一级报警信息为需要立即停机或停电处理的报警信息；
- (2) 二级报警信息为需要立即采取应急处理措施的报警信息；
- (3) 三级报警信息为需要加强监视及一、二级报警复归的报警信息。

电池管理系统应在设备状态异常或故障时发出报警信息并上传，报警信息表内容不少于 GB/T 34131 附录 A，报警内容不少于 GB/T 34131 中 6.4.2 要求。

BMS 应能够监测电池的运行状态，诊断电池或 BMS 本体的异常运行状态，上送相关告警信号至监控系统和功率变换系统。

电池管理系统和储能变流器应具备告警和故障总信息，并接入调控中心。

3.2.3.2.5 电池的电气保护功能

BMS 应具备电池的过压保护、欠压保护、过流保护、短路保护、过温保护、继电保护等电气保护功能，并能发出告警信号或跳闸指令，实施就地故障隔离。保护动作逻辑及时间满足 GB/T 34131 中 6.4.3 要求。

BMS 与 PCS、监控系统在通信中断的情况下应能相互触发停机或待机指令。

BMS 应具有绝缘检测功能。

BMS 应对电池的温升速率进行监测。

BMS 宜将影响设备安全运行的信号汇总成一个急停信号，该急停信号通过干接点接入 PCS 与监控系统（避免在紧急情况下仍需经 PCS 下达急停信号），急停信号需同时具备常开、常闭两种状态。

BMS 宜采集舱内辅助设备工作状态，如火灾信号、温度信号、湿度信号等，形成电气连锁，一旦检测到故障或危险，立即切断正在运行的电池成套设备。

3.2.3.2.6 管理功能

BMS 应对充放电进行有效管理，确保充放电过程中不发生电池过充电、过放电，以防止发生充放电电流和温度超过允许值，主要功能应符合下列要求：

充电管理功能：在充电过程中，电池充电电压应控制在最高允许充电电压内；

放电管理功能：在放电过程中，电池放电电压应控制在最低允许放电电压内；

温度管理功能：应向热管理系统提供电池温度信息及其他控制信号，并协助热管理系统控制实现电池间平均温差小于 3℃；

电量均衡管理功能：应采用高能效的被动均衡控制策略，保证电池间的一致性满足

要求。

3.2.3.2.7 统计功能

BMS 应具有对累计充放电量、单次充放电量等电量数据统计功能，并具有掉电保持功能。

BMS 应具有电池模块电压计算功能。

BMS 应具有电压越限次数、温度越限次数、故障保护事件次数等数据统计功能。

3.2.3.2.8 通信功能

电池管理系统应具有与监控系统、储能变流器、其他管理层级电池管理系统等设备进行信息交互的功能，并宜具有与消防系统、供暖通风与空气调节系统等设备进行信息交互的功能。

电池管理系统与监控系统可采用以太网通信接口，支持 Modbus, DL/T634.5104、DL/T860(所有部分)通信协议，采用双网冗余通信。

电池管理系统与储能变流器可采用控制器局域网(CAN)、RS-485、以太网等通信接口，支持 CAN2.0B、Modbus、DL/T 860(所有部分)通信协议，且具有一个输出硬接点接口。

不同管理层级电池管理系统之间可采用 CAN, RS-485、以太网等通信接口,支持 CAN2.0B、Modbus 等通信协议。

电池管理系统和消防系统、供暖通风与空气调节系统可采用 RS-485、以太网等通信接口，支持 Modbus 通信协议。

3.2.3.2.9 对时功能

BMS 应具备对时功能，能接受 IRIG-B 码对时或者 NTP 网络对时。

3.2.3.2.10 定值设置功能

BMS 应能对电池运行参数、报警、保护定值进行整定，且具备就地和远程修改功能。

3.2.3.2.11 操作权限管理功能

BMS 应具有操作权限密码管理功能，任何改变运行方式和运行参数的操作均需要权限确认。

3.2.3.2.12 事件记录功能

BMS 应能储存不少于 10000 条事件。运行参数的修改、电池管理单元告警信息、保护动作、充电和放电开始/结束时间等均应有记录，且时间记录应精确到秒。事件记录

应具有掉电保持功能。每个报警记录应包含所定义的限值、报警参数，并列明报警时间、日期以及报警值时段内的峰值。

3.2.3.2.13 存储功能

BMS 应具备足够的容量在线存储 120 天的信息，且宜采用队列方式存储。

3.2.3.2.14 显示功能

BMS 应能显示确保系统安全可靠运行所必需的信息，如相关定值、模拟量测量值、事件记录和告警记录等。

3.2.3.2.15 系统可用性

BMS 的运行寿命不应少于 10 年。

BMS 应具备良好的可靠性和可用率，平均故障间隔时间 $>40000\text{h}$ 。

3.2.3.2.16 故障录波功能

BMS 应对故障前后的状态量有效记录，电流量记录周期不大于 50ms，电压量记录周期不大于 1s，温度量记录周期不大于 5s，记录时间不小于 10min。

在发生一级、二级报警时，电池管理系统应对报警信息前后各 10S 的模拟量和状态量进行记录。

3.2.3.3 绝缘耐压要求

3.2.3.3.1 绝缘性能

电池管理系统与电池相连的采集端子和接地端子之间、通信端子与接地端子之间、采集端子和通信端子之间、供电端子与通信端子之间，应承受 GB/T 34131 表 3 中所规定的历时 1min 的直流电压，且绝缘电阻值不小于 $10\text{M}\Omega$ 。

3.2.3.3.2 介质强度

电池管理系统与电池相连的采集端子和接地端子之间、通信端子与接地端子之间、采集端子和供电端子之间、采集端子和通信端子之间、供电端子与通信端子之间，应承受 GB/T 34131 表 4 中规定的历时 1min 的工频交流电压(或直流电压)，应无绝缘击穿和闪络现象，漏电流小于 10mA。

3.2.3.3 湿热性要求

BMS 应能经受 GB/T2423.4 规定的湿热试验，在试验后应能正常工作，且满足 5.2 状态参数测量精度的要求。

3.2.3.4 电磁兼容性要求

电池管理系统在电磁干扰作用下，应保证功能、性能正常及动作的正确性，不应通过外接抗干扰元件来满足有关电磁兼容标准的要求。电池管理系统的电磁兼容性能应满足 GB/T 34131 表 5 的要求。

3.2.3.5 线缆设计

线缆设计至少应包含以下技术要求：

- 1) 线缆宜选用耐高温线材，各原材料的阻燃特性应满足 GB/T 2408 的要求。
- 2) 线缆标识、标号清晰无误，符合招标人产品使用要求。
- 3) 线缆端子压接正确牢靠，并通过载流量和拉力测试。
- 4) 线缆接插件选型应符合标准要求，其耐压等级、载流量及连接可靠性符合招标人产品使用要求。
- 5) BMS 所有通信电缆和控制线宜采用双绞线或超五类屏蔽网线，并带有外屏蔽。用于模拟信号的电缆每芯应有独立屏蔽，并带有总屏蔽。

3.2.3.6 结构工艺

- 1) BMS 的结构和机柜本身的制造质量应符合下列要求：
 - a) 机架组装有关零部件均应符合各自的技术要求；
 - b) 所有的设备应该是新造的、能够经久耐用；
 - c) 所有的设备在结构上应该便于拆装、检查和安装。
 - d) 制造设备用的材料应是对其性能经过严格检查后所挑选出的材料；
 - e) 油漆电镀应牢固、平整，无剥落、锈蚀及裂痕等现象；
 - f) 机架面板应平整，文字和符号要求清楚、整齐、规范、正确；
 - g) 标牌、标志、标记应完整清晰；
 - h) 各种开关应便于操作，灵活可靠；
 - i) 试验部件、连接片、切换片，安装中心线离地面不宜低于 300 毫米；

2) 对抗地震、防振动和抗撞击

场址在Ⅱ类场地条件下场地基本地震动峰值加速度为 0.10g（相对应的地震基本烈度为Ⅶ度），基本地震动加速度反应谱特征周期为 0.40s。

a) 抗地震能力的设计要求：所有安装在机柜上的设备都应该能承受 0.5G 的静态水平加速度的地震应力。

b) 防振动设计要求：装置应能承受 IEC255-21-1：1998 中 3.2.1 规定的严酷等级为

1 的振动响应试验，试验期间及试验后装置性能应符合该标准 5.1 的规定。装置应能承受 IEC255-21-1: 1998 中 3.2.2 规定的严酷等级为 1 的振动耐久试验，试验期间及试验后装置性能应符合该标准 5.2 的规定。

c) 抗撞击设计要求: 装置应能承受 GB/14537-1993 中规定的严酷等级为 1 的碰撞试验，试验期间及试验后装置性能应符合规定。

3.2.3.7 检验

BMS 的检验和试验应符合 GB/T 34131 的相关要求。

BMS 应做绝缘耐压试验和阻燃试验，并提供相关试验报告。

BMS 应做性能检测，包括 BMS 数据采集精度、上传速率、存储周期、存储时长等, 并提供检测报告。

3.2.3.8 BMS 技术参数及保证值

电池管理系统（BMS）采用三级管理架构设计，投标人填写表 3.2-6 电池管理系统技术参数表，并保证供货设备的性能与提供的参数数值一致。

表 3.2-6 电池管理系统技术参数及保证值

序号	名称		投标人保证值	备注
1	电池管理系统	工作电源		
		电流采集精度		
		单体电压采集精度		
		系统电压采集精度		
		温度采集精度		
		单体电压采集周期		
		系统电压采集周期		
		电流采集周期		
		电池过温保护值		
		电池低温保护值		
		过流保护值		
		温度采集周期		
		均衡方式		被动均衡
		均衡电流		

		两次 SOC 测量误差		
		与 PCS 及就地监控层通信方式		
		与 PCS 及就地监控层通信规约		
		BMS 品牌		

3.2.4 电池预制舱主要技术参数与指标

3.2.4.1 基本要求

储能电池采用预制舱安装，采用非步入式设计，将电池及电池架、高压包、汇流柜、监控柜、BMS、通讯监控、消防、智辅系统等设备有机的集成到 1 个标准的单元中，该标准单元拥有自己独立的供电系统、温度控制系统、隔热系统、阻燃系统、火灾报警系统、消防系统和通风系统、安全保障系统和防雷接地系统等。

预制舱必须具备优异的可维修性和可更换性，方便设备维护、维修和更换。

预制舱采用焊装一体式结构。集装箱钢结构须采用耐候钢板，平顶，便于码放，并满足《气体灭火系统设计规范》GB50370 对气体灭火防护区围护结构的耐火极限、允许压强等要求。

电池舱合理规划内部分区和结构，线缆敷设路径清晰，强电与弱电线缆分通道敷设，交流与直流电缆分通道敷设。电池舱内接线具备防反接（连接导体接线差异）和防松动（螺栓防滑）保护措施与设计。

电池预制舱设计有效的通风和热管理系统，具有良好的保温设计，能有效降低舱体热损失，可保证预制舱内温度分布均匀，满足电池运行温度的要求。

电池预制舱配置可燃气体监测系统、全氟己酮自动灭火系统。一旦检测到火灾，火灾自动报警系统应能够及时探测到预制舱（集装箱）内异常情况并能够以自动或手动的方式启动气体灭火。

电池预制舱按需要配置视频摄像头，并接入视频监控系统。

电池预制舱防护等级要求 IP55，防腐等级不低于 C3。

预制舱采用双层、密封、防腐蚀、隔温结构。双层预制舱须采用耐候钢制作，外部采用环氧富锌底漆、环氧云铁中间漆和丙烯酸面漆，内部采用环氧富锌底漆和环氧云铁漆，底架采用环氧富锌底漆和沥青漆，双层之间必须有防火隔温材料。内保温层材料必须为 A 级防火阻燃岩棉，需具备防水功能，天花板/侧墙填充厚度不小于 50mm，门板填

充厚度不小于 50mm，预制舱底部填充厚度不小于 100mm。

预制舱喷涂均一颜色，色号在设计联络会上确定。

防水性：箱体顶部不积水、不渗水、不漏水，箱体侧面不进雨，箱体底部不渗水。

防腐性：预制舱金属构件应进行在 25 年内不锈蚀的防腐处理，根据项目所处地理环境按照 C3 防腐等级设计，保证箱体不生锈。

防火性：预制舱应保证良好的防火性能，舱体壁板需保证内部、外部着火时的最低性能水平为耐火 1 小时以上，1 小时内舱体外壳具有完整性及防火性。

阻沙性：预制舱必须具有阻沙功能，风沙环境下，外部活动零部件应正常工作。在遭遇大风扬沙天气是应有效阻止灰尘进入预制舱内部，投标人须保证预制舱防尘防风沙性能的长期有效性，在投标时提供防风沙设计方案及佐证材料。

防紫外线：预制舱内外材料的性质不会因为紫外线的照射发生劣化、不会吸收紫外线的热量等。

防震：预制舱出/户外电池柜厂前须进行吊装、承重、跑车试验，可以保证运输和地震条件下预制舱及其内部设备的机械强度满足要求，不出现变形、功能异常、震动后不运行等故障。

预制舱的设计寿命不低于 25 年，不会因腐蚀、防火、防水、防尘、方阵和紫外线等因素出现故障。

电池舱保温、隔音等装修材料为不燃材料。

预制舱地面有静电泄放措施和接地构造，且具有防火、环保、耐污耐磨性能。

所有设备可导电金属外壳、各类金属管道、金属线槽、建筑物金属结构等将进行等电位连接并接地。

电池舱内设置不少于 2 套防爆通风装置，排风口至少上下各 1 处。舱内照明灯具、室内开关等电气设备均采用防爆型。

舱内通风量根据电池室发热量和换气次数不少于 12 次/h 计算确定。通风系统配置单独的控制系統，并于消防系統联动，当发生可燃气浓度报警时，通风装置应启动换气，快速把可燃气体排出储能舱外；当发生火灾时，通风装置应自动关闭，形成密闭空间。通风装置应设置状态指示灯及手动排风功能。

预制舱内部应预留足够面积的施工维护用人井，以保证施工和运维人员能够在预制舱下部进行作业。

预制舱、电池架、隔板等管线开孔部位和电缆进出口应采用防火封堵材料封堵严密，防火封堵材料应满足 GB 23864 的规定，防火封堵施工工艺应满足 DL/T 5707。设备间（舱）的通风口、孔洞、门、电缆沟等与室外相通部位，应设置防止雨雪、风沙、小动物进入的设施。

预制舱必须满足吊车安装的基本安装要求，提供螺栓或焊接固定方式。螺栓固定点和焊接点必须与整个集装箱的非功能性导电导体（集装箱金属外壳等）可靠联通，同时，以铜排的形式至少向用户提供 2 个符合最严格电力标准要求的接地点。集装箱/电池柜内一次、二次设备接地分开，采用铜排形式。

对于储能系统采用液冷系统的预制舱，采用“全氟己酮”为介质的气体灭火系统。一旦检测到火灾，火灾自动报警系统应能够及时探测到预制舱内异常情况并能够以自动或手动的方式启动灭火。

3.2.4.2 电池预制舱设备配置

3.2.4.2.1 电池簇安装接口

预制舱内部设置电池架安装预埋件，保证电池架与预制舱底板内的预埋件可靠连接。

3.2.4.2.2 直流汇流柜

直流汇流柜作用是将各电池簇并联汇流，并输出至储能变流器（PCS）。储能系统中每个电池单元都须配置一个汇流室，投标人需提供直流汇流方案供招标人审查。

3.2.4.2.3 储能控制柜

控制柜主要作用是为室内交流用电设备提供交流电源以及通过柜内 UPS 为电池单元的 BMS 部分提供不间断电源。同时它可以整合系统内自耗电情况、各部分开关门状态、室内温湿度情况以及消防状态信息，并将这些信息上报至 BMS 系统。同时作为系统内总配电柜，在发生消防事故或者其他紧急事故下可以完成自动或者手动控制下的急停。

控制柜需具有以下功能：

- a) 完成电池室内照明、消防、应急灯、柜内外插座的交流配电；同时为系统内 BMS 部件（含交换机）提供不间断交流电源，后备时间不小于 120min；
- b) 采集电池室温湿度状态信息、消防状态信息，并将以上数据上传至后台；
- c) 通过合理的分配尽量保证整个配电系统中各相负载平衡，各条支路具有完备的保护功能，关键支路微断分合闸状态可以采集并上传至后台；

d) 储能控制单元，执行电池集装箱内 BMS 电池管理系统、智能温控系统、消防、空调、门禁，完成储能单元本地控制，报警处理及事故记录。所有储能控制单元统一接入储能电站总控系统，接受总控调度指令。投标人须提供储能控制系统设计方案。

3.2.4.2.4 舱内环境温度调节控制

预制舱需采取有效措施调节控制舱内环境温度，采取的措施应尽可能减少用电量，以保证预制舱对外最大供电能力。投标人应提出合理、经济的用电方案并提供相关的计算书或者仿真结果。

电池集装箱采用恒温设计，采用液体冷却系统散热或内置工业空调制冷制热系统，箱/柜内环境温度恒定在最佳工作温度范围内。同时通过对箱/柜内锂电池进行热仿真效果进行集装箱液冷管道或风道设计，保障每一路电池架均能满足温度均衡，使得每组电池架的上下层电池模组的温度之差控制在最佳运行温度范围内。

电池系统冷却系统散热保证冷却液体具有良好的温度均匀性和低功耗，且可在-30~50℃的环境中使用。空调系统、通风装置中的管道、风口及阀门等组件采用不燃材料制作。储能系统内采用保温、铺地、装饰材料时，其燃烧性能应满足 GB 8624 规定的 A 级。

3.2.4.2.5 消防系统

(1) 工作范围

防火系统应包含防火分隔、防爆、火灾探测、消防灭火四部分。消防系统应遵循稳定可靠、简单直接、易于后期维护的原则。消防系统的设计应满足国标相关设计规范、反措的相关要求。产品必须符合国标消防法规的要求，其中可燃气体探测器、火灾自动报警和气体灭火系统必须符合国家强制性认证标准。并承诺配合站级消防验收工作，并保证设备及其内部消防能通过消防验收，完成政府消防验收及备案。

为了适应储能电池对消防的特殊需求，储能系统应配置自动灭火系统，满足电池模块、电池簇、电池系统消防要求，配套火灾自动报警及联动控制系统，配置消防给水系统。

该系统接入光伏站内及集控中心火灾报警系统，具有自动检测火灾、自动报警、自动启动灭火和自动上传消防状态功能，同时具有自检功能，定期自动巡查、监视故障及故障报警，保障储能电站的消防安全。

投标人应负责预制舱内消防灭火及火灾探测报警系统（包括配套设施）的设计、供

货、安装及系统联锁控制等，并配合整个工程消防系统的试验与竣工验收。

储能系统每个电池模块应单独配置灭火介质喷头和探测器。火灾探测报警系统应能够及时探测到集装箱内异常情况，并结合 BMS 的温度、温升信息，自动、手动的启动电池模块级定位的灭火，以及舱体灭火，联动断开设备间级和簇级直流开断设备，联动启动事故通风系统和报警装置。该系统同时须与站级火灾系统实现通信和联动，如有调整，无偿补足。预制舱内火灾探测及报警系统由投标人设计、供货及安装，其信号接至站内探测报警盘。每个预制舱消防系统相互独立，消防系统应满足 T/CEC 373 标准要求。

投标人在投标阶段必须提供详细的储能系统消防系统配置及详细说明，包括预制舱内火灾报警及消防系统的设计方案、工作原理、动作逻辑和工作流程。并提供相关设备必须具有消防强制性产品认证证书（CCC）或者国家级消防质量检验中心出具的检验报告，以及消防产品所需的认证证书和防爆认证证书。

（2）防火分隔

电池系统分舱设计，电池舱（电池柜）相互独立，可降低保护区域可燃物容量，有效阻隔火灾蔓延速率，提高灭火保护能力。

（3）防爆

电池系统的方包设计应包含可燃气体探测系统和事故通风系统。当电池舱/电池柜内可燃气体达到一定浓度时，启动事故通风系统将电池舱/电池柜内的可燃气体排出，使得电池舱/电池柜内的可燃气体浓度不超过最低爆炸限值，从而达到主动防爆的要求。

可燃气体探测器须具备国内消防产品认证证书和防爆认证证书。

事故通风系统的排风量不应低于：单个电池舱的换气次数 12 次/h，满足 GB50019 工业建筑供暖通风与空调调节设计规范的要求。

（4）火灾探测

火灾自动报警系统应包含感烟、感温探测器。火灾自动报警系统需满足国家 3C 消防认证标准，符合《GB50116 火灾自动报警系统设计规范》。探测器应根据电池舱/电池柜结构设计合理布置，易于维护，实现早期探测和报警。

（5）自动灭火系统

自动灭火系统采用全氟己酮自动灭火装置。

每个预制舱作为一个保护区配置一套自动灭火系统，由灭火剂储存装置、喷放组件、火灾报警及其联动控制系统等组成。一旦检测到火灾，预制舱应能断开与外部设备之间

的电气连接，同时启动自动灭火装置并将告警信息上传至后台监控系统。应在预制舱外设置手动火灾报警按钮，舱内应设置可燃气体探测器、感温探测器和感烟等探测器，每种探测器的数量满足国标要求。可燃气体探测器应能探测 H₂、CO 等可燃气体浓度值。应能设定两级可燃气体浓度动作阈值。

自动灭火装置应符合 GB16670、GB25972、T/CECS 10171 要求。

自动灭火装置的安全泄放装置的动作压力应按照其对应的设计压力进行设定。

自动灭火装置的喷嘴应带有导流罩，保证其喷射范围应能覆盖整个防护区，喷嘴的安装高度和方向应保证其射流不会伤及被保护设备和人员。

自动灭火装置应安装在防护区内相对安全的位置，防止其受热或受到外力撞击。当一个防护区内需要设置两套或两套以上灭火装置时，各套装置应分散安装在防护区内有利于灭火剂均匀分布的位置，但应有可靠的措施保证当需要实施灭火时，这些灭火装置能够同时开启。

投标人应根据以上技术要求完成下表的性能保证参数。

表 3.2-7 自动灭火装置性能保证表

序号	项目	投标人保证值	备注
1	瓶组型式		投标人填写
2	灭火剂储瓶容积		投标人填写
3	灭火剂贮存压力		投标人填写
4	灭火剂喷射时间		投标人填写
5	灭火设计浓度		投标人填写

（6）储能电池预制舱消防灭火系统

1) 系统构成

储能预制舱/电池柜内电池发生热失控及火灾时应能按照预设程序启动电池管理系统、火灾报警系统及自动灭火系统，预设程序应满足《预制舱式磷酸铁锂电池储能电站消防技术规范》T/CEC373 和《电化学储能电站安全规程》GB/T 42288 的相关规定。

消防控制器为智能型控制器，具备 RS485 或 RJ45 数据接口，可与储能电池预制舱/电池柜的电池管理系统（BMS）进行数据通讯，读取温度、温升原始数据作为系统簇级定位的辅助信号。

储能电池舱由 H₂ 和 CO 可燃气体探测器、现场显示控制器、全氟己酮灭火设备、气

体释放灯、声光警报器、手自动转换开关、紧急启停按钮、隔离模块、UPS 电源、事故进排风设备和远程控制柜及配套零部件组成。

2) 消防预警与控制系统

储能电池预制舱/电池柜内的消防预警与控制系统，至少应包括烟雾传感器、温度传感器和可燃气体探测器，锂电池在发生热失控前会产生可燃的 H_2 和 CO ，可燃气体探测器可检测这些热失控前的气体，及时报警并切断充放电。根据功能需要配置相应的元件，相应的烟雾传感器和温度传感器应配置为国内知名品牌，可燃气体探测器检测方式推荐采用催化燃烧或电化学原理，不能产生明火。

每个舱配置舱级感烟探测器和感温探测器各不少于 2 个，安装间距不超过 4 米，可燃气体探测器应至少包括氢气和一氧化碳，每种探测器不少于 2 只。同时按电池模块配置探测器，应具备烟雾、温度和可燃气体探测功能。可燃气体探测器、感温探测器和感烟探测器均采用防爆型设备。

舱门外配备声光报警器、紧急启/停按钮、喷洒显示灯。

3) 技术要求消防控制器

消防控制器为智能型控制器，具备 RS485 或 CAN 或 RJ45 数据接口，可与电池管理系统（BMS）进行数据通讯，读取温度和温升原始数据作为簇级防护定位的辅助信号，保证火灾探测的准确性和及时性。

消防系统应可以向第三方提供单一火警、复合火警、主机故障、喷洒等开关量信号；单一火警、复合火警、主机故障、喷洒信号要求应能在探测器检测消防系统内部相应状态后发生动作，输出信号为干接点信号，状态由常开变为闭合，在故障消除后自动复位；

消防系统应配置备用电源，并满足系统监视运行 3h 的需要。感温和感烟探测器应保证感烟探测器与感温探测器的探测范围能够覆盖到整个保护区。探测器的选型等应严格符合标准要求。感烟探测器，采用点型光电感烟火灾探测器。感温探测器，动作温度下限值为 $54^{\circ}C$ ，上限值为 $70^{\circ}C$ 。探测器距离保护对象最远不应超过探测器最大探测距离的 $1/2$ 。

手自动转换开关

非步入式储能集装箱消防手自动转换开关应设置在集装箱外部便于操作的门附近或消防控制区域，具备手动、自动模式切换及清晰状态显示功能，与火灾报警系统、灭火系统联动，自动模式下可依火灾探测信号自动启动灭火装置，手动模式下仅发出报警

信号、需人工确认方可启动灭火装置，同时应设置防护盖或采用专用钥匙操作等防误操作与非授权操作的安全防护措施。

声光报警器

安装在集装箱/电池柜外部的声光报警器应符合规范要求，声压等级应在 75dB 至 95dB 之间。

紧急启动、停止按钮应设在每个防护外便于操作的地方，应能在一处完成系统紧急启动、停止按钮的全部操作。设备的选型应符合标准要求。应设置警示牌等防止装置的误触发。按下紧急启动按钮后，控制器应驱动声光报警器，放气指示灯报警，且电动启动装置应动作。

可燃气体探测器

单个储能箱/柜应单个储能箱应设置舱级可燃气体探测器。至少应包括 H₂ 和 CO 气体，选型等应严格符合标准要求。可实时传输可燃气体浓度值。可燃气体低浓度报警并启动风扇启和进出风口电动百叶。

进风、排风装置

进风装置可选用电动百叶，排风装置可选用电动百叶+风机+控制模块一体。进风、排风装置安装在灭火防护区的墙体上，平时呈关闭状态；当气体探测器达到低报警浓度时通风控制器打开百叶和风机，当气体探测器达到设定阈值下限时，关闭百叶和风机，保证防护区的密封性。同时，提供一个按钮可手动控制通风系统启停。

风机选型计算应根据热失控试验中的气体排放量和速率，每小时换气量不应小于 12 次，严禁产生气流短路，风机为防爆设备。通风装置应具备自动/手动启动功能，手动控制开关应安装于电池舱外部。

进风、排风百叶的工作电压为直流 24V，排风风机正常工作电压范围应为 220VAC，可承受最大电压应大于正常工作电压的 1.1 倍，供电电压频率范围为 50±0.5Hz，排风风机为防爆型。

电动百叶需要保证具备可靠性高密封性（胶条耐火 V0、无断口，抗紫外线）；线缆要求消防涉及到的通信线缆均需采用屏蔽双绞线，同时单端或双端接地。如火灾报警信号线，气体探测器到中控的 RS485 通讯线，以及开关量接口线，线缆满足 A 级阻燃或耐火。

（7）关于全氟己酮灭火系统的要求

液冷系统采用内应设置固定自动灭火系统，做到簇级喷放控制，PACK 级管网布置的全氟己酮灭火系统。

全氟己酮药剂量应满足一个电池簇内所有电池模组和电池舱净空间内同时达到灭火浓度，且满足电池模组内喷射不少于 3 次计算，灭火浓度应由投标人组织具有相关资质的单位进行灭火试验确定，应能满足明火扑灭时间不大于 10min，且停止灭火系统后，12h 无复燃。

全氟己酮灭火系统的控制方式有三种，包括自动控制、本地手动控制、远程手动启动。

自动控制：由消防主机联动控制，开启对应的簇级，以及舱级全氟己酮灭火系统，向电池模块内喷放全氟己酮。联动控制策略如下：当满足感温探测器、感烟探测器、可燃气体探测器两类同时动作等逻辑时，输出断电信号至 BMS，由 BMS 关闭空调、关闭模组风机，关闭事故风机，并断开储能单元主回路，自动启动灭火系统。消防主机在接收到全氟己酮灭火系统的喷放反馈信号后，联动开启对应的喷洒指示灯。

本地手动：当现场人员确认火灾且自动控制还未动作，按下设置于舱门入口处的手动紧急启动按钮，触发消防联动，打开灭火系统。消防主机在接收到全氟己酮灭火系统的喷放反馈信号后，联动开启对应的喷洒指示灯。

远程控制：根据报警信息显示，在远程控制柜上进行操作，实现远程手动启停功能，可实现对应电池舱/电池柜全淹没远程启停控制功能。消防主机在接收到全氟己酮灭火系统的喷放反馈信号后，联动开启对应的喷洒指示灯。

系统应具备有两级火灾报警，分别为一级火警和二级火警。

一级火警：任意一个探测器动作引起的火灾报警，此时声光动作发出疏散指示；

二级火警：回路内的一个烟感、一个温感及可燃性气体探测器中任意 2 种同时动作，引起的火灾报警。此时控制器控制声光报警器和放气指示灯同时动作，并根据控制模式执行输出各种二级联动控制信号（如电动启动装置控制信号、监控系统联动信号等）。储能电池预制舱应按电池簇划分消防防护单元，每个电池模块单独配置灭火介质喷头和探测器，按电池模块或电池簇设置分区控制阀进行喷放控制。

投标人所使用的全氟己酮灭火系统须具有储能项目的应用业绩以及相关生产资质文件。

（8）半固定开式水喷淋系统

锂电池热失控导致的火灾事故，即使气体消防动作扑灭了明火，由于电池内部大量的热量集聚，无法有效导热和冷却，会诱发有害化学反应进而引起连锁反应，导致二次复燃，严重时甚至产生爆炸。因此在每个集装箱内设置一套半固定开式水喷淋系统作为应急备用措施。该系统由水泵接合器、供水管道、电动阀和开式喷头组成。满足 GB/T 51048-2025 要求。

本项目拟在每个电池舱内设一套水喷淋管道及喷头、舱外设电动阀，并将若干个电池舱的喷淋管道汇合后接至保证安全距离处的水泵接合器。喷淋系统平时为空管状态，不存在管道冻胀、渗漏及误喷等风险。一旦全氟己酮灭火系统失效，由人工确认，手动将消防水源接入水泵接合器，储能系统的火灾报警系统需实现舱体水消防相关电动阀启动的联动控制，在舱体火灾发生后打开对应舱体的舱外电动阀。电动阀启动后信号需返回发送至火灾报警主机。

投标人需提供水泵接合器、供水管道、电动阀和开式喷头等部件，实现将消防管路接入电池预制舱外设置的消火栓系统。

（9）储能电池预制舱固定灭火系统的配套工艺要求

预制舱内气体灭火所需的配套工艺（如建筑、暖通、照明、疏散等）由投标人负责。主要如下：

- 1）储能电池预制舱（以下简称防护区）的围护结构及门窗、百叶窗的耐火极限不宜低于 1h，耐火极限检测应包含舱体开关、拼接等薄弱部位。
- 2）防护区围护结构承受内压的允许压强，不宜低于 1200Pa。
- 3）喷放灭火剂前，防护区内除泄压口外的开口应能自行关闭。例如进、排风百叶窗应采用电动防火百叶窗，当接到喷放信号时应能自行关闭。防护区内除泄压口外的开口均应按此原则执行。
- 4）防护区的环境温度应为-10℃～50℃。
- 5）防护区应有保证人员在 30s 内疏散完毕的通道和出口。
- 6）防护区的疏散通道及出口，应设应急照明与疏散指示标志。
- 7）防护区的门应向疏散方向开启并能自动关，任何情况下均能从防护区内打开。
- 8）防护区应设置机械排风装置，排风口宜设在防护区的下部并应直通室外。灭火后的防护区应通风换气，通风换气数不少于每小时 12 次。通风设施的选型经过科学的计算，

降低可燃气体的浓度在标准以下，投标人应提供相关计算书。

锂离子电池舱内应设置防爆型通风系统，排风口至少上下各 1 处，每分钟总排风量应不小于设备间容积（可按照扣除电池等设备体积后的净空间计算），合理设置进风口、排风口位置，严禁产生气流短路。通风系统应处于正常运行状态。电池舱厂家应提供电池舱防爆等级及舱门承压能力的相关检测报告，发生电池舱起火后，电池舱门不应变形或崩开，避免水浸没功能失效。预制舱内摄像头、探测器、照明灯具、开关应选防爆型。预制舱内线缆无法布置于布线槽时，应采用防爆线管敷设。泄压口过小时，也可将电池预制舱门设为泄压口，当检测有可燃气体时，联动门禁系统打开预制舱门锁扣。

（10）储能预制舱内饰

预制舱结构须采用高耐候钢板材质，地板铺设厚度约为 4~5mm 的绝缘地板，地板具有绝缘、防滑、阻燃等性能。

3.2.4.3 电池预制舱电气系统

3.2.4.3.1 控制开关及插座

舱内照明应满足《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》DL/T5390、《建筑照明设计标准》GB50034、《低压配电设计规范》GB50054、《消防应急灯具》GB17945 及《消防应急照明和疏散指示系统技术标准》GB51309 标准等相关规程规范的要求，舱内地面的平均照度不小于 300lx。灯具、开关插座均应采用防爆型，防爆型灯具应提供防爆证书，并配盲堵，防爆型灯具进线电缆应穿防爆软管。舱内照明系统由正常照明和应急照明组成，正常照明采用 380/220V 三相五线制，由低压柜供电，当正常照明故障时可自动切换至应急照明，应急照明灯具自带蓄电池，应急时间不小于 120min，出口处设自带蓄电池的疏散指示标志。步入式预制舱舱门旁边设置舱内照明控制开关，舱内合适位置设置五孔电源插座。电源插座对应配电箱的连接必须有独立的断路器进行短路、过载和选择性保护，电源插座选用工业级产品。

3.2.4.3.2 线缆及走线

配电箱内不同供电回路的接线端子应用不同的标识颜色（即采用彩色接线端子标识不同供电回路）；供电系统内的电线电缆应全部采用使用不同颜色标识的交联聚乙烯绝缘阻燃电缆，电缆必须有独立的绝缘层和护套层，其长期允许工作温度不能低于 90℃，电线电缆的额定绝缘耐压值应高出实际电压值一个等级。配电箱的技术性能、标识、安全性、布线方式等必须符合国标中最严格条款的要求。

舱内走线采用明线和暗线结合的方式，照明灯、烟雾传感器等设备的走线可采用暗线方式，明线走线需进行防护处理。

舱内应为招标人提供的电缆设计合理的敷设通道。

3.2.4.4 防雷与接地

预制舱的螺栓固定点与整个预制舱的非功能性导电导体可靠联通，同时，预制舱应至少提供 2 个符合最严格电力标准要求的接地点，向用户提供的接地点必须与整个预制舱的非功能性导电导体形成可靠的等电位连接。

预制舱顶部必须配置连接可靠的高质量防雷系统，防雷系统通过接地扁钢或接地圆钢在不同的 4 点连接至主地网上，接地系统中导体的有效截面积在后续图纸确认时确定。

3.2.4.5 电池预制舱安装

预制舱与基础预埋件采用焊接固定方式。预制舱底部必须保证放置后与墩柱之间无间隙。

3.2.4.6 电缆及光缆

3.2.4.6.1 电缆

电缆敷设：电缆设计及敷设需满足《电力工程电缆设计规范》GB50217-2018 要求。不同类型电缆水平及交叉排列时，间距满足规范要求。设备间内部，用于设备之间相互连接的控制电缆以及通信电缆应尽量采用内走线方式，达到美观和安全的效果。

电缆防火：设置防止电缆着火延燃措施；封堵所有的预制舱孔洞。

3.2.4.6.2 光缆

光缆选型：选用室外单模光缆或多模光缆，芯数应满足通信、保护的需求。光缆敷设：站内光缆敷设需加保护子管。光缆敷设时弯曲半径应符合最小弯曲半径要求，光缆布放的过程中应无扭转，严禁打小圈、浪涌等现象出现。布放光缆的牵引力应超过光缆允许张力的百分之八十，瞬间最大牵引力不得超过光缆允许张力的百分之百，主要牵引力应加在光缆主要加强元件上。光缆经由走线架，拐弯点（前，后）应予绑扎。

3.2.4.6.3 电缆密封件

每个预制舱与外部连接电缆应采用电缆密封件进行封堵，电缆密封件应满足如下要求：电缆密封系统应具有防老鼠能力，满足 GB/T 34016《防鼠和防蚁电线电缆通则》和 JB/T 10696.10《电线电缆机械和理化性能试验方法第 10 部分：大鼠啃咬试验》要求。

3.2.4.8 热管理系统

冷却方式采用液冷，支持一天 24 小时，一年 365 天长期持续稳定运行。电池预制舱应设计合理有效的通风和热管理系统，具有高效的控制逻辑，能够按需控制制冷量输出，投标人提供相关热力计算书及热管理解决方案，保证预制舱内温度分布均匀，电池预制舱内各模组间的特征温度（模组内最高温度）差不超过 5℃，电池模组内电池单体间温度差不超过 3℃，满足电池运行温度的要求。

热管理系统还应具有制热功能。采用液冷方案，系统应具有自动补液装置，用于少量补充冷却液，减少人工工作，连接头应稳定可靠、不漏液。热管理系统应提供实际应用案例作为支撑。

3.3 变流升压设备主要技术要求

3.3.1 储能双向变流器 PCS 技术要求

3.3.1.1 总体要求

PCS 选用 1500V 系统，PCS 应为柜式结构或模块化形式，设备防护等级不低于 IP65，防腐等级不低于 C3，每面柜体尺寸高度、色调应统一，整体协调。柜体颜色由招标人根据当地要求指定。PCS 柜体采用高素质的冷轧钢板，钢板的厚度 $\geq 1.5\text{mm}$ ，主体框架钢材不小于 2mm。表面采用静电喷涂防腐涂层，柜体的全部金属结构件都经过特殊防腐处理，以具备防腐、美观的性能；柜体结构安全、可靠，具有足够的机械强度，保证元件安装后及操作时无摇晃、不变形；通过抗震试验、内部燃弧试验；柜体采用封闭式结构，柜门开启灵活、方便；元件特别是易损件应便于维护拆装，各元件板有防尘装置；柜体设备考虑通风、散热；并设计有保护接地。

3.3.1.1.2 储能 PCS 能够自动化运行，运行状态可视化程度高，设备提供显示屏作为人机界面，通过触摸屏或按键操作可清晰显示实时各项运行数据，实时故障数据，历史故障数据。

3.3.1.1.3 PCS 具有直流输入分断开关、交流电网分断开关和紧急停机操作按钮；每台 PCS 的交流输出侧带有断路器与变压器低压侧形成安全隔离。系统盘柜内应该针对接入的设备及线路，拥有明显的断点器件，确保检修时能逐级断开系统。

3.3.1.1.4 PCS 装置保证只能通过 PCS 的接地导体进行集中接地，接地导体截面积满足适用于大功率 PCS 的最严格的电工、电力和安全标准要求。在 PCS 内部，防雷系统的接地线和漏电监测保护系统的接地线不共用。

3.3.1.1.5 PCS 端子大小须满足能接入的需求。PCS 内部母线、汇流排等铜排均应使用纯

铜材质，且表面经过防腐处理，母线、汇流排需加装绝缘热缩套管，无裸露铜排。所有导线、电缆、线槽、线号套管等应使用阻燃型产品。

3.3.1.1.6 PCS 所有导电部件均应有防护措施以防止人手触及。

3.3.1.1.7 柜内元器件安装及走线要求整齐可靠、布置合理，电器间绝缘应符合国家有关标准。进出线须通过铜排，大电流、一般端子、弱电端子间需要有隔离保护，电缆排布充分考虑 EMC(电磁兼容性)的要求。应选用国内外知名品牌的质量可靠的输入输出端子，端子排的设计应使运行、检修、调试方便，适当考虑与设备位置对应，并考虑电缆的安装固定。端子排应为铜质，大小应与所接电缆相配套。柜内应预留一定数量的备用端子。强电、弱电的二次回路的导线应分开敷设在不同的线槽内。每个端子只允许接一根导线。电流端子和电压端子应有明确区分。

3.3.1.1.8 柜内元件位置编号、元件编号与图纸一致，并且所有可操作部件均用中文标明功能。

3.3.1.1.9 当 PCS 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 75dB。

3.3.1.1.10 PCS 应具备完善的安全处理机制，当遇到电池管理系统（BMS）故障、PCS 故障、通信中断等故障情况，应能安全转待机或停机。

3.3.1.1.11 PCS 本体或 PCS 变流系统应具有直流电动分断开关、交流分断开关等，每台 PCS 的交流输出侧带有断路器与升压变压器低压侧形成安全隔离。

3.3.1.1.12 PCS 直流侧需设计有预充电回路，在系统初始上电时，系统需预先启动预充电回路，以保证电池和系统安全。

3.3.1.1.13 PCS 需具备交直流自供电功能。

3.3.1.1.14 设计寿命：25 年安全可靠运行。

3.3.1.1.15 PCS 储能变流器通应过中国电科院、中国质量认证中心（CQC）、北京鉴衡认证中心（CGC）、TUV、UL/CSA 等符合 CNAS 或 CMA 要求认证机构（任一）的认证并提供上述测试第三方的认证证书。

3.3.1.1.16 储能变流器具备快速响应的有功功率调节功能，可参与电网的一次/二次调频功能，维持电网频率稳定。

3.3.1.1.17 储能变流器需具备无功调节能力，可参与电网 AVC 调压，功率因数调节范围-1（超前）~+1（滞后），动态无功响应时间<30ms。

- 3.3.1.1.18 在储能变流器额定功率运行范围内具备四象限功率控制功能,有功功率在额定功率范围内动态可调,无功功率在 1.05 倍额定功率范围内动态可调.PCS 具备高电压、低电压、连续故障穿越能力,并提供第三方认告。宜选用满足并网点电压升高期间,在满足动态无功电流支撑能力的前提下,保持故障前的有功功率值的储能系统。
- 3.3.1.1.19 变流器舱整体具备 1.1 倍过载能力。
- 3.3.1.1.20 变流升压舱采用户外一体机,配置消防探测报警和手持式灭火器。变流器舱防护等级不低于 IP54,舱体外壁 LOGO 须按招标人提供文件要求喷涂。
- 3.3.1.1.21 电器元件和关键原材料的选择和安装。根据 GB/T 42288-2022《电化学储能电站安全规程》的要求,“储能变流器交流侧和直流侧均应具备开断能力”。主要元件(断路器、接触器、熔断器、隔离开关、导线等)应选择国内外一线品牌,列入《电气电子产品类强制性认证实施规则》中“CCC”认证目录,并经过“CCC”认证的器件。未列入“CCC”认证目录的器件和关键原材料,如计量表、母排、绝缘支撑件、壳体材料等,应有材质单和必要的出厂或型式试验报告,并标明各相关重要数据,包括绝缘器件的阻燃指数、绝缘性能、机械强度,母排的材质和导电率,钢材碳含量等,且符合国家相关要求。
- 3.3.1.1.22 PCS 选用技术先进且成熟的 IGBT/IPM 功率器件。

表 3.3-1 PCS 设备技术参数表

序号	项目	参数	投标人保证值	备注
一、交流侧参数				
1	交流接入方式	三相三线		
2	额定功率	1250kW		
3	过载能力	110%: 长期运行 120%: 不少于 1 min		
4	额定电网电压	690V		可适应电网电压±10%的波动。
5	额定电流			由投标人填写。
6	额定电网频率	50Hz		与电网频率一致。
7	总电流波形畸变率 (THD)	<3% (额定功率)		额定功率下总电流波形畸变率 <3%。

8	功率因数	-1~+1（超前或滞后）		
9	无功功率响应时间	≤30ms		从接收到指令到90%功率响应
10	功率控制偏差	≤1%		在恒功率充放电模式下，储能变流器的交流端口有功功率控制偏差不大于额定功率的±1%。
11	直流分量	0.5%（额定电流）		额定功率运行时交流侧电流直流电流分量不超过额定电流的0.5%。
二、直流侧参数				
12	直流电压范围	1000V~1500V		
13	满功率直流电压范围	1000V~1500V		
14	稳压精度	±1%		
15	稳流精度	±2%		
三、保护				
16	高/低电压穿越	有		提供充放电两种模式下的第三方检测报告
17	防孤岛保护	有		
18	交流过流/短路保护	有		
19	交流过压/欠压保护	有		
20	交流过频/欠频保护	有		
21	交流进线相序错误保护			
22	直流过流/短路保护	有		
23	直流过压/欠压保护	有		
24	直流极性反接保护	有		
25	过温保护	有		
26	绝缘检测	有		

27	功率模组（IGBT）保护	有		
28	通讯故障保护	有		
29	冷却系统故障保护	有		
30	故障录波	不少于 4 周波， 每周波 90 个点		
四、系统				
31	最大转换效率	$\geq 99\%$		提供第三方检测报告
32	功率响应速度	$< 50\text{ms}$		待机状态下，接收到指令后立即以最大功率放电的响应时间
33	充放电转换时间	$< 100\text{ms}$		从 100%额定功率充电到 100%额定功率放电，相互转换时间；提供第三方检测报告
34	尺寸（宽×高×深）			
35	重量			
36	防护等级	IP65		
37	防腐等级	C3		
38	冷却方式	风冷/液冷		
39	通讯接口	RS485、以太网、CAN		应支持 Modbus RTU、Modbus-TCP、CAN2.0B、IEC104、IEC61850
40	接线方式	下进下出		
41	停机自耗电	厂家填写		
42	认证	高低穿等		
五、工作环境				
44	工作环境温度	$-40^{\circ}\text{C} \sim +50^{\circ}\text{C}$		

45	存储环境温度	-40℃~+70℃		
46	允许相对湿度	0~95%，无凝露		
47	最高海拔高度	2000m 不降额		
48	耐地震能力	VIII		

3.3.1.2 PCS 的功能要求

3.3.1.2.1 工作模式

PCS 应具备恒流、恒压、恒功率、恒功率因数等运行模式。

3.3.1.2.2 绝缘监测

PCS 作为不可分割的整体由同一投标人成套提供，成套装置必须具备完备、准确、可靠地直流侧绝缘监测功能。直流侧绝缘监测仪须能够准确、可靠的监测直流侧正极对地、负极对地的绝缘电阻，PCS 可将相关绝缘故障信息通过通讯的方式进行上传。绝缘检测性能、保护阈值、测量时间等应能设置。

3.3.1.2.3 漏电监测与保护

PCS 作为不可分割的整体由同一投标人成套提供。虽然 PCS 成套设备在正常情况下运行于要求的 IT 系统模式下，无需漏电监测装置，但是作为对施工、安装质量的有效检验措施和对系统调试、运行过程中接地故障的有效保护措施，本技术规范书要求成套装置必须具备完备、准确、可靠地交流侧漏电监测和保护功能。

3.3.1.2.4 电能质量

在谐波、电压偏差、电压不平衡度、直流分量、电压波动和闪变等方面应满足国家相关标准。

3.3.1.2.5 有功功率控制功能

双向变流器可自行或根据储能电站监控系统指令控制其有功功率输出。为实现有功功率调节功能，电池储能系统应能接收并实时跟踪执行储能电站监控系统发送的有功功率控制信号，根据并网侧电压频率、储能电站监控系统控制指令等信号自动调节有功输出，确保其最大输出功率及功率变化率不超过给定值，以便在电网故障和特殊运行方式下保证电力系统稳定性，功率控制精度满足 GB/T34120 标准要求。

应具备恒流、恒压、恒功率模式，在恒功率模式下或 PCS 功率调度模式，PCS 接受有功功率调度指令进行有功功率恒定输出且不随频率、电压的变化而变化，满功率充放电切换时间应小于 100ms。

3.3.1.2.6 电压/无功调节功能

双向变流器可根据交流侧电压水平或储能电站监控系统控制指令等信号实时跟踪调节无功输出，其调节方式、参考电压、电压调整率、功率因数等参数可由储能电站监控系统远程设定。应具备动态无功支撑能力，支持全功率四象限运行，满足 GB/T34120 标准要求。

当无功功率为定值时，PCS 输出恒定的无功功率且不随频率、电压的变化而变化。

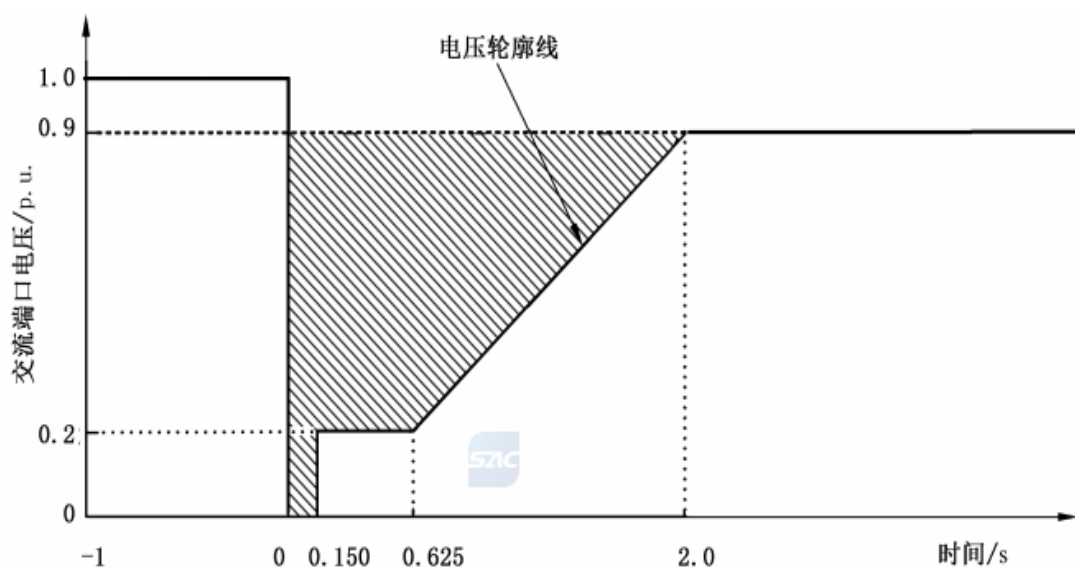
3.3.1.2.7 电压穿越

满足 GB/T 36547、GB/T 34120 要求并提供由 CGC 或中国电力科院研究院出具的第三方检测报告

(1) 低电压穿越

电力系统发生故障时，若并网点考核电压全部在储能变流器低电压穿越要求的电压轮廓线及以上的区域时，如下图所示，储能变流器应不脱网连续运行。储能变流器低电压穿越应满足下列要求：

- a) 交流端口电压跌落至 0 时，储能变流器不脱网连续运行 150ms；
- b) 交流端口电压跌落至额定电压的 20%时，储能变流器不脱网连续运行 625ms；
- c) 交流端口电压跌落至额定电压的 90%时，储能变流器不脱网连续运行 2s；
- d) 交流端口电压跌至电压轮廓线以下时，储能变流器与电网断开。



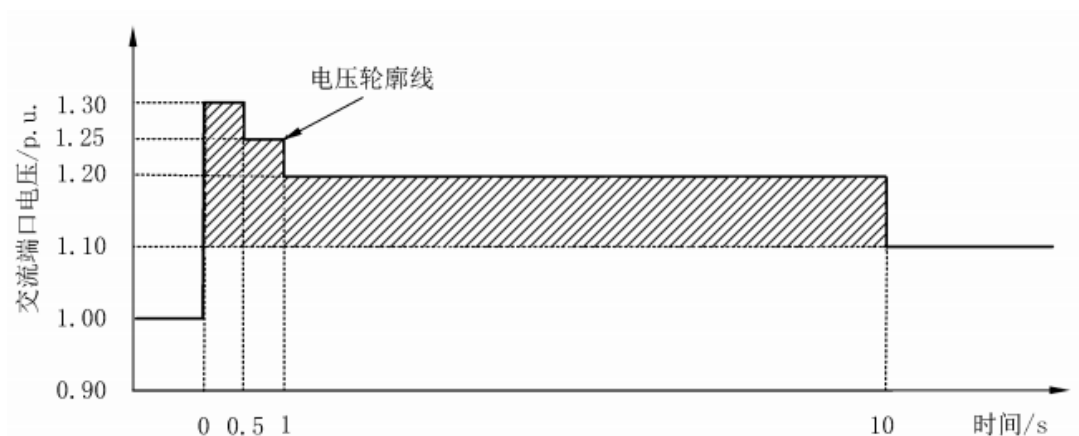
注 1：储能变流器交流端口发生三相短路故障和两相短路故障时，低电压穿越考核电压为交流端口线电压；储能变流器交流端口发生单相接地短路故障时，低电压穿越考核电压为交流端口相电压。

投标人需提供投标产品或同类储能变流器的 LVRT 第三方权威检测报告（充放电两种模式）。

（2）高电压穿越

通过 10（6）kV 及以上电压等级接入公共电网系统应具备下图所示的高电压穿越能力，交流侧电压在下图曲线 2 轮廓线及以下区域时，储能系统应不拖网连续运行，储能变流器高电压穿越应满足下列要求：

- a) 交流端口电压升高至 1.3 倍额定电压时，储能变流器不脱网连续运行 0.5s；
- b) 交流端口电压升高至 1.25 倍额定电压时，储能变流器不脱网连续运行 1s；
- c) 交流端口电压升高至 1.2 倍额定电压时，储能变流器不脱网连续运行 10s；
- d) 交流端口电压高出电压轮廓线时，储能变流器与电网断开。



投标人需提供投标产品或同类储能变流器的 HVRT 第三方权威检测报告（充放电两种模式）。

（3）连续低电压穿越

电化学储能电站应具备连续低电压穿越的能力，具体要求如下：

- a) 电化学储能电站应具备承受至少连续两次低电压穿越的能力；
- b) 相邻两次低电压穿越之间的时间间隔宜为 0.2 s~2 s，可根据其送出线路及接入电力系统的故障重合闸动作时间确定；

（4）连续低-高电压穿越

电化学储能电站应具备连续低-高电压穿越能力，具体要求如下：

a) 电化学储能电站应具备低电压穿越恢复后立即通过高电压穿越的能力；

b) 电化学储能电站应具备至少连续三次低-高电压穿越的能力；

c) 自低电压阶段恢复时刻至进入高电压阶段时刻之间的过渡时间，相邻两次低-高电压穿越之间的时间间隔可根据电力系统交直流故障特性确定。对于连续低-高电压穿越期间没有保持故障前有功功率值的储能变流器，其有功功率在故障清除后应能快速恢复，自故障清除时刻开始，以 不小于 30%额定功率/s 的功率变化率恢复至故障前的值。

3.3.1.2.8 PCS 的通信功能

PCS 应支持网络通信，采用以太网方式接入储能电站站控层网络；应具备 CAN、RS485、以太网等通讯接口，支持 Modbus RTU、Modbus TCP/IP、IEC61850、IEC104、goose 等标准规约，且不得使用第三方转换模块。PCS 应具备至少 1 路独立的 RS485 通信接口与 BMS 通信，应具备至少 2 路 10M/100M 以太网与监控系统通信。当 PCS 与 BMS 及本地监控系统的网络通信中断时，PCS 应有足够的措施保证设备自身的安全，并维持一段时间正常运行。所有通信端口必须支持标准 MODBUSTCP 或 IEC61850 或 IEC60870-5-104 通讯规约。

储能变流器（PCS）主要与本地监控系统、电池管理系统（BMS）进行信息交换，储能变流器将自身的运行状态上送至本地监控系统、监控后台并能接收后台下发的命令及定值，同时可接收 BMS 系统信息，对电池进行保护。

变流器需提供以 RS485、以太网通信接口及通讯规约，变流器接到 BMS 告警信息后应进行相应的保护动作，为提高可靠性，可增加硬节点故障告警开入。

可编程接口。PCS 预留可编程接口，满足后续升级要求。采用网络对时，满足系统要求而且具备通用性。

3.3.1.2.9 故障记录功能

PCS 具有故障记录功能，每份记录的信息包括故障器件所有重要的模拟量和开关量，以便进行事故分析。应记录故障前后共计不少于 4 个周波，不少于 360 个数据点的信息。

3.3.1.2.10 故障后重新并网功能

PCS 因为电池或 PCS 故障等原因脱网后，应具备重新并网功能。此时设备处于待

机状态，可根据后台指令进行开关机动作。

3.3.1.2.11 并机组网功能

PCS 支持多机电压源模式交流直接并联，并机数量不小于 4 台，并机电压稳定，可自动均分负载功率和负载冲击，并机设备之间不大于 5%的环流。

3.3.1.2.12 PCS 的保护功能

（1）直流侧保护功能

直流侧保护应包括：过压/欠压保护、过流保护、输入反接保护、短路保护、接地保护等。

极性反接保护：当直流输入侧的极性反接时，PCS 应能可靠保护而不会损坏。极性正接后，PCS 应能正常工作。

输入过压、过流保护：PCS 必须具备完备的直流过压、过流保护功能。

蓄电池组的保护：投标 PCS 成套装置不能对与其连接的蓄电池组的性能 and 安全性产生负面影响。不能出现因 PCS 成套装置原因导致与其连接的蓄电池组出现性能劣化和安全等问题。

防孤岛保护：PCS 应具备防孤岛保护功能，当系统发生扰动，储能单元脱网，在电网电压和频率恢复到正常范围之前，储能单元不允许并网。

防孤岛保护应满足下列要求：

- a) 除 A1 类和 A2 类以外的储能变流器具备防孤岛保护功能；
- b) B1 类、B2 类和 B3 类储能变流器防孤岛保护动作时间不大于 2s, 防孤岛保护与电网侧线路保护相配合。当启用并离网切换功能时, 闭锁防孤岛保护功能。

（2）交流侧保护功能

交流侧保护应包括：过压/欠压保护、过/欠频保护、过流保护、过载保护、过热保护、三相不平衡保护、交流相序保护、防雷保护等功能。

（3）其他保护

内部短路保护：当 PCS 内部发生短路时（如 IGBT 直通、直流母线短路等），PCS 内的电子电路、保护熔断器和输出断路器应快速、可靠动作。

过热保护：PCS 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。

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 PCS 提出的最低要求。PCS 走线应使用阻燃型电线和电缆，

线槽和线号标记套管等应采用阻燃材料。PCS 内电缆的额定工作温度不得低于 125℃，额定温升不得高于 20℃，如果有电缆并联的情况，则投标人必须对并联电缆的散热和均流性负责，同时，必须对电缆的长期可靠性和可用性负责。PCS 内电缆的长期运行温度必须与其连接的元件工作温度严格匹配，投标人必须充分考虑电缆接头处温度对电缆绝缘的影响。PCS 在任何情况下均不能产生蔓延性火灾。PCS 机体内应装有环境温度、保护继电器以加强整机的环境控制、保护能力。

降额警告：投标 PCS 在温度过高时可进入降额运行模式，不能直接关机，投标人应在投标文件中明确提供 PCS 的温度降额运行技术数据并提供 PCS 的关机温度设定值。

3.3.1.2.13 频率异常时的响应特性

PCS 具备一定的耐受系统频率异常的能力，满足 GB/T 34120 标准中 5.4.11.1 b) 的基本要求。

3.3.1.3 PCS 技术性能指标

3.3.1.3.1 PCS 的效率

当 PCS 在运行温度范围内工作于自供电模式且在 PCS 的工作温度范围内，最大转换效率应不低于 99%。需提供第三方检测报告。

3.3.1.3.2 过载能力

PCS 应能满足：整流和逆变两个过程中，应具有在 110%额定工况下过载长期运行，在 120%额定工况下过载能力应大于 1 分钟。

3.3.1.3.3 PCS 的响应速度

PCS 应具备快速响应能力，从接收到功率调度指令到额定功率输出时间应不大于 50ms，并提供第三方检测报告。从 90%额定功率充电状态转换到 90%额定功率放电状态与从 90%额定功率放电状态转换到 90%额定功率充电状态所需的平均时间不大于 100ms，并提供第三方检测报告。

3.3.1.3.4 电压响应要求

PCS 在 1.2 倍额定电压下均能正常工作。

表 3.3-2 电压响应时间要求

交流端口电压 U	要求
$U < 90\%U_n$	满足低电压穿越要求

$90\%U_n \leq U \leq 110\%U_n$	正常运行
$110\%U_n < U$	满足高电压穿越要求
注 1: U_n 为并网点电网额定电压。	

3.3.1.6 PCS 直流侧电能质量要求

PCS 对电池充电时应满足 GB/T 34120 标准要求。储能变流器工作在恒功率充放电模式下时, 直流端口的交流电流纹波有效值应不大于 3%最大直流电流。直流端口的交流电压纹波有效值应不大于 2%最大直流电压。

3.3.1.3.7 双向变流器交流侧电压不平衡度

变流器接入电网后, 公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543 《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值。电压不平衡度不超过 2%, 短时不得超过 4%。

3.3.1.3.8 PCS 成套装置正常工作的电网条件 (PCS 并网和充电状态的最低电网适应性要求) 符合国标 GB/T 14549 《电能质量公用电网谐波》、GB/T 15543 《电能质量三相电压不平衡》、GB/T 12325 《电能质量供电电压允许偏差》、GB /T 15945 《电能质量电力系统频率偏差》、GB/T 12326 《电能质量电压波动和闪变》、GB/T 24337 《电能质量公用电网间谐波》等的电网环境为成套设备正常运行的正常电网环境, 成套设备必须在正常的电网环境下安全、正常运行, 安全的运行, 性能指标达到投标文件中的承诺值。

3.3.1.3.9 待机功耗

储能变流器的待机损耗应不超过额定功率的 0.5%, 空载损耗应不超过额定功率的 0.8%。

3.3.1.3.10 直流分量

PCS 并网运行时, 向电网馈送的直流电流分量不超过其输出电流额定值的 0.5%。

3.3.1.3.11 PCS 的绝缘耐压性能

(1) PCS 绝缘电阻

PCS 的输入电路对地、输出电路对地, 输入电路对机壳、输出电路对机壳以及输入电路与输出电路间的绝缘电阻应不小于 $1M\Omega$ 。绝缘电阻只作为绝缘强度试验参考。

(2) PCS 绝缘强度

储能变流器各电路之间以及带电部件、接地部件之间的功能绝缘、基本绝缘或附加

绝缘的最小电气间隙满足 GB/T34120 表 C.2 的要求或满足 8.2.1.2.3 规定的冲击耐受电压的要求。

PCS 内的元器件布置应符合国内的相关安规要求。

3.3.1.4 PCS 的控制系统要求

(1) 控制系统的供电要求

PCS 采用直接从 PCS 直流侧和交流侧同时取电的双路冗余供电方式。PCS 需具备交直流自供电功能。

(2) PCS 控制要求

PCS 应具备恒流、恒压、恒功率、恒功率因数运行模式，在恒功率模式下，PCS 接受有功功率调度指令进行有功功率恒定输出，不随频率、电压的变化而变化，功率控制精度满足 GB/T34120 标准要求。

当无功功率为定值时，PCS 应能输出恒定功率值，无功功率不随频率、电压的变化而变化。PCS 应跟随储能电站监控系统控制指令等信号实时调节无功输出。

动态无功支撑能力应满足 GB/T 34120 标准基本要求。PCS 应同时具备电压/无功调节功能，可进行恒定的无功功率输出。PCS 可接受储能电站监控系统的调度，实时调节无功输出。具备动态无功支撑能力，支持全功率四象限运行，满足 GB/T 34120 标准要求。

PCS 应具备定时充放电功能，在无能量管理系统，独立进行定时充放电管理和运行。

(3) 控制设备基本要求

PCS 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），模数和数模转换环节应采用高精度的高速 AD/DA，控制系统和为其供电的辅助电源应满足 25 年使用寿命的要求，PCS 内的所有 PCB 电路板都必须做优质、可靠的三防处理。

(4) 通信

PCS 应提供标准的 RS485 和工业以太网通信（有效带宽不能低于 10M）功能，PCS 应能与变电站监控系统通过基于 RS485 的协议和工业以太网的 MODBUS TCP 或 IEC61850 或 IEC60870-5-104 通讯规约通信（上传 PCS 本身的详细的运行状态、工作

参数及故障报警信号、完成远程调度等），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，且不允许使用第三方转换模块。

招标人有权知道 PCS 的所有运行和故障信息，运行和故障信息应清晰、明确（准确）。不允许出现用户看不懂故障代码或“设备故障”等含糊不清（不能准确定位）的故障信息。

PCS 应具备接收电网调度指令并可靠执行的能力。

（5）PCS 的人机接口

PCS 应在面板上设置宽温度范围的高品质显示屏和操作控制设备，以实现操作人员的就地手动操作。显示屏应能显示 PCS 的运行参数、状态、故障信息、充放电量等信息。

（6）PCS 的显示及故障报警

显示屏的显示参数主要包括（但不限于此）：能够显示运行状态、运行参数、保护参数、事件记录等信息，直流功率和交流功率，当日充放电功率曲线，交直流侧电压、电流，总充电量和总放电量，储能变流器实时工作状态以及门禁、烟雾传感器和漏电流状态等。

故障信号包括：直流过压、电网过压/欠压、电网过频/欠频、交流漏电流保护、交流过流、环境过温、模组过温、断路器故障、通讯失败等。

（7）PCS 的历史数据采集和存储

在 PCS 的寿命期内，PCS 应能够以日、月、年为单位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，本地存储不小于 180d 的数据信息。

（8）启动与停止

装置启动时应首先自检，具有完善的软硬件自检功能，装置故障或异常时应告警并详细记录相关信息。

启动时，还需要确认与 BMS、后台监控系统通信正常。启动时间：从初始上电到额定功率运行时间不超过 5s。

装置启动时应确保输出的有功功率变化不超过所设定的最大功率变化率。

除发生电气故障或接受到来自于电网调度机构的指令以外，多组 PCS 装置同时切除的功率应在电网允许的最大功率变化率范围内。

3.3.1.5 PCS 的检验、试验

3.3.1.5.1 外观检查

对柜体式样、外形尺寸及工艺结构尺寸，以及屏内元器件选型、设备布置、布线、电装工艺、表面涂层等进行目测或量测，确定是否符合本技术条件要求，做好记录。

3.3.1.5.2 型式试验

投标人在下列情况下应进行型式试验：

新产品鉴定。

正式生产后，结构、材料、工艺有较大改变足以影响到设备性能时。

批量生产的产品，每隔 3 年进行一次型式检验。

产品停产 2 年以上再次生产时。

国家质量监督机构提出进行型式检验的要求时。

进行型式检验的样品，应在经过出厂检验合格的产品中随机抽取，其数量为 2 台，按 GB/T2829 标准规定进行。抽样采用判别水平为 I 的一次抽样方案，产品质量以不合格数表示，不合格质量水平取 RQL=120。投标人投标时应提供最新的第三方型式试验报告。

表 3.3.-3 试验项目

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	低电压穿越实验	√	
4	噪声试验	√	
5	电压波动和闪烁抗扰度试验	√	
6	传导发射试验、辐射发射实验	√	
7	静电放电抗扰度试验	√	
8	射频电磁场辐射抗扰度试验	√	
9	电快速瞬变脉冲群抗扰度试验	√	
10	浪涌（冲击）辐射抗扰度试验	√	
11	射频场感应的传导骚扰抗扰度试验	√	

12	工频电磁场抗扰度实验	√	
13	阻尼震荡波抗扰度实验	√	
14	防孤岛效应保护试验	√	
15	电压暂降、短时中断和电压变化的抗扰度试验	√	
16	过/欠压试验（运行于充电和 P/Q 模式时）	√	√
17	过/欠频试验（运行于充电和 P/Q 模式时）	√	√
18	交流侧短路保护试验	√	
19	PCS 内部短路试验	√	
20	极性反接保护试验	√	
21	直流过载保护试验	√	
22	直流过压保护试验	√	√
23	通信功能实验	√	√
24	自动开关机试验	√	√
25	软启动试验	√	√
26	绝缘电阻试验	√	√
27	绝缘强度试验	√	√
28	低温启动及工作试验	√	
29	高温启动及工作试验	√	
30	恒定湿热试验	√	
31	防护等级试验	√	
32	有功功率控制试验	√	√
33	温升试验	√	
34	绝缘阻抗检测试验	√	
35	残余电流检测试验	√	
36	连续工作试验	√	√
37	老化试验	√	√
38	过载能力	√	√
39	电流总谐波畸变率	√	√
40	直流分量	√	√

41	功率因数测量	√	√
42	稳压精度	√	√
43	稳流精度	√	√
44	充放电转换时间	√	√
45	电压偏差	√	√

3.3.2 低压配电主要电气设备技术参数

(1) 低压空气断路器：

- 1) 工作电压： $\geq 0.69\text{kV}$
- 2) 额定绝缘电压： $\geq 1.0\text{kV}$
- 3) 额定不间断电流（在高温操作温度时）： $\geq 1250\text{A}$
- 4) 额定频率：50Hz
- 5) 额定短路开断电流（有效值）： $\geq 65\text{kA}$
- 6) 额定短路关合电流： $\geq 143\text{kA}$
- 7) 额定热稳定电流及持续时间： $\geq 65\text{kA}$ ，1s
- 8) 绝缘水平 50Hz，1min
- 9) 工频耐受电压： $\geq 5000\text{V}$ 级数：3
- 10) 断路器可实现速断、过流、单相接地等保护功能，并有远传接点。
 - a. 断路器能实现长延时+短延时+瞬时+接地故障。
 - b. 断路器长延时、短延时均应为反时限式。
 - c. 接地保护至少包含二段式保护（延时及速断）。
 - d. 断路器能就地电动操作。
 - e. 断路器脱分合状态应有独立信号上传。
 - f. 断路器脱扣线圈预留 3 个控制接点。
 - g. 空开过负荷、接地保护及断路速断保护为内置式，不需外接电源。
 - h. 脱扣必须采用机械式无电源脱扣。断路器不具有欠压保护功能
 - i. 断路器保护装置电流、电压采样必须由断路器内置 CT、PT 完成。
 - j. 接地保护必须引入中性点接地电流来实现。

(2) 低压侧防雷保护装置：

- 1) 额定工作电压：690V

2) 保护等级： B+C 级防雷防浪涌保护

3) 感应雷防护（10/350） μ S： 35kA

4) 电涌防护（8/20） μ S： 50kA

5) 保护电平： 2.5kV

3.3.3 升压变及配电设备技术要求

3.3.3.1 总体技术要求

3.3.3.1.1 变压器及开关设备作为变流升压系统不可分割的整体由同一投标人成套提供，不允许进行任何形式的拆分、分包或外协。储能变压器的配置应满足国家及当地安全环保要求，能够保障储能系统可靠运行。变压器、变流器及开关设备宜一起集成到标准尺寸集装箱内。

3.3.3.1.2 储能系统选用干式变压器变作为升压变压器。

3.3.3.1.3 所选用的变压器应具备在 110%额定工况下过载长期运行，在 120%额定工况下过载能力应大于 1 分钟。

3.3.3.1.4 干变要求为 SCB14-5250/37，额定电压为 $37 \pm 2 \times 2.5\text{kV}/0.69\text{kV}$ ，联结组别为 Dy11，冷却方式 AF。按照 GB20052 相关要求，供货设备应根据项目所处海拔高度进行绝缘、电气性能修正，满足项目地区实际使用环境条件。

3.3.3.1.5 对于特殊应用场景，具体项目可能存在不同变压器容量、种类的混合配置，投标人应无条件响应。

3.3.3.1.6 变压器应设置数显智能温控仪一台，可输出高温报警及超高温跳闸信号，以及温度的 4mA~20mA 标准微机信号。智能温控仪的测温元件（pt100 铂金电阻）埋设在低压线圈内，可以自动监测并巡回显示低压三相绕组的工作温度，显示最热一相绕组的温度值，超温报警，超温跳闸，声光警示，计算机接口。当绕组温度达到设定温度时，温控装置可控制启动风机（100℃），停止风机（80℃），报警（125℃）和跳闸（135℃）。高温跳闸信号通过干接点信号接入上位断路器柜微机综合保护装置内。可根据要求调整设定温度。

备注：每组低压线圈均需能实现测温功能。

3.3.3.1.7 投标厂家产品必须满足国家及行业标准对箱式变压器的有关技术要求。

3.3.3.1.8 投标人所提供的箱变产品应满足 GB20052-2020《电力变压器能效限定值及能效等级》变压器二级能效有关技术要求，应在投标文件中提供箱变的第三方检

验、检测机构出具的容量 5250kVA 或以上的产品认证或型式试验报告。投标人应在投标文件中出具相关承诺：如项目所在地区电网要求对应型号产品的型式试验报告或认证证书，需在并网前提供。

3.3.3.1.9 变压器在额定工况下保证使用年限为 30 年，在正常使用寿命期间，各项技术参数应保持不变。

3.3.3.2 干变方案技术要求

3.3.3.2.1 产品结构及工艺

1) 铁芯

铁芯是变压器的核心部分之一，在制造铁芯时应采用先进的工艺、选择高质量、高导磁、冷轧晶粒取向优质硅钢片，表面用防腐绝缘涂膜覆盖。铁芯表面应光滑，无伤痕，无变形，无位移，整齐美观且剪切精度高，毛刺小。减少切片振动次数，保证完好的晶粒结构，消除硅钢片毛刺，通过提高硅钢片的平整度和对铁芯施加适当的夹紧力，降低变压器噪声。降低损耗、减小噪音。

2) 绕组

高压绕组采用铜线绕制；低压绕组的铜箔采取有效措施避免涡流。高低压绕组应为纯铜材料，不接受铜包铝绕制。树脂及漆加剂选用亨斯迈、长濑、陶氏或相当于。

3) 焊接工艺：有效地保证焊接质量，使焊缝光滑，紧密、牢固、饱满。

4) 整体结构：变压器为干式环氧树脂浇注变压器。通过铁芯夹件拉板、绝缘垫块将绕组压紧。垫块与夹件间采用压钉结构，垫块与绕组间以硅橡胶板压紧，形成一个弹性缓冲结构。该结构有效地吸收了铁芯的膨胀及收缩，确保整个器身始终处于压紧状态，降低绕组与铁芯共振所产生的噪声。变压器下部装设安装底座。

5) 变压器固定底座设计应保证受力均匀、底座固定面应平整。变压器固定使用外六角螺栓，每台变压器均配备足够数量的螺栓、弹垫及大平垫供安装使用，材质为碳钢镀锌。

6) 变压器应能够保证安全地进行正常的起吊、运输、安装、使用、检查和维护，并应能最大程度地保证未经授权的人员在触及变压器时的人身安全。

7) 变压器绕组采用铜含量 $\geq 99.9\%$ 的优质铜材。

8) 变压器的铁芯和金属件需有防腐蚀的保护层。

9) 变压器保护外壳顶部应设承受整体总重量的起吊环。

10)变压器的铁芯和金属件均应可靠接地，接地装置应有防锈涂层，并附有明显的接地标志。

3.3.6.2.2 电气及保护要求

1)在正常环境温度下运行时，所有的电器设备的温度不超过其最高允许温升。

2)变压器所用低压电力线缆需采用单芯聚氯乙烯绝缘阻燃软铜绞线，干接点信号线需采用单芯聚氯乙烯绝缘阻燃软铜绞线，通讯线（485、PT100、4-20mA 等）需采用阻燃屏蔽铜绞线，线缆可动部分过渡柔软，并能承受住挠曲而不致疲劳损伤。电流、电压回路线芯不小于 4 平方毫米，通讯线缆等电子原件回路和弱电回路采用 1.0~1.5 平方毫米，其它回路 1.5 平方毫米。

3)高压室门加装电磁锁和带电显示器，带电显示器用于指示高压室内是否带电，当 35kV 侧带电时高压室门不能打开，变压器外门加装机机械锁，并提供照明灯。变压器内应有足够照明设施满足运行和检修的需要。

4)变压器保护附件及信号

变压器装设绕组测温元件，用于连续监视变压器绕组温度并配有至少四组干节点信号，其中一组用于超温报警，一组用于超温跳闸，两组备用节点。

3.3.3.2.3 电缆进出线要求（根据项目可能有所调整，投标人应无条件响应）

1)高压进线

高压侧使用铜排出线，铜排载流量需满足变压器最大运行工况下电流长期运行要求。

2)低压出线

低压侧使用低压铜排出线，铜排载流量需满足变压器最大运行工况下电流长期运行要求。

表 3.3-4 升压变压器（干变）主要技术参数表

名称	招标人要求值	投标人保证值	名称
变压器型号	SCB14-5250/37		变压器型号
工作温度范围	-30~+40℃		工作温度范围
海拔	2000m		海拔
变压器类型	树脂浇注干式变压器		变压器类型

额定容量	5250kVA@45°C		额定容量
过载容量	5500kVA@30°C		过载容量
额定电压（高压/低压）	37±2×2.5%kV/0.69kV		额定电压（高压/低压）
额定频率	50Hz		额定频率
联结组别	Dy11		联结组别
阻抗电压	8%，偏差 0~+15%		阻抗电压
气候环境	C2		气候环境
环境等级	E2		环境等级
燃烧性能等级	F1		燃烧性能等级
冷却方式	AF		冷却方式
绝缘耐热等级	H		绝缘耐热等级
声功率级	≤73dB（1m，AN）		声功率级
空载电流	≤0.6%		空载电流
空载损耗	7.53kW，偏差≤+15%		空载损耗
负载损耗	34.9kW，偏差≤+15%		负载损耗
总损耗	偏差≤+10%		总损耗
温升	80K		温升
绕组材质 （高压/低压）	铜/铜		绕组材质 （高压/低压）
雷电冲击耐受电压（高压/低压）	170kV/-		雷电冲击耐受电压（高压/低压）
工频耐受电压（高压/低压）	70kV/3kV		工频耐受电压（高压/低压）
局部放电水平	≤10pC		局部放电水平
通讯	RS485 接口/MODBUS 通信		通讯
风机	足量		风机
温控温显系统	1 个		温控温显系统

绕组温度报警和跳闸	2 组		绕组温度报警和跳闸
-----------	-----	--	-----------

3.3.3.2.4 变压器试验

变压器首台需进行型式试验并提供型式试验报告。

产品型式试验项目包括但不限于：变压器冲击耐压试验，温升试验，噪声测试，阻燃试验及抗震性能试验，变压器过负荷能力曲线（提供便于运行人员查用的曲线或表格）。

2) 出厂试验包括但不限于：

结构检查及外观、防护等级检验

绕组直流电阻测量

绝缘电阻测量

电压比和电压矢量关系测定

工频耐压试验

空载试验(包括空载损耗和空载电流)

负载试验(包括负载损耗和阻抗电压)

感应耐压试验

局部放电量测量

3.3.3.3 环网柜技术要求

采用隔离开关+断路器方案，高压室与变压器、PCS 成套集成，其主要技术参数应满足

断路器及隔离开关等配电设备要求

名称		招标人要求值	投标人保证值
基本参数	环境温度	-40℃~+50℃（>40℃会降额）	
	相对湿度	≤95%	
	海拔高度	2000m	
	壳体防护等级	IP3X	
	额定短时 1min 工频耐受电压	相间、对地及真空断口 95kV，隔离断口 185kV（按海拔 2000m 修正）	
	额定雷电冲击耐受电压（峰值）	相间、对地及真空断口 185kV，隔离断口 215kV（按海拔 2000m 修正）	
	额定短时 1min 工频耐受电压（辅助和控制回路）	2kV	
	控制回路，照明回路供电	AC220V	

	名称	招标人要求值	投标人保证值
断路器	额定电压	40.5kV	
	额定电流	630A	
	额定频率	50Hz	
	额定短时耐受电流	31.5kA	
	额定短时耐受时间	4s	
	额定峰值耐受电流	80kA	
	额定短路开断电流	31.5kA	
	额定短路关合电流	80kA	
	断路器操作方式	电动+手动	
	机械寿命	10000 次	
隔离开关	额定电压	40.5kV	
	额定电流	630A	
	额定频率	50Hz	
	额定短时耐受电流	31.5kA	
	额定短时耐受时间	4s	
	额定峰值耐受电流	80kA	
接地开关	额定电压	40.5kV	
	额定频率	50Hz	
	额定短时耐受电流	31.5kA	
	额定短时耐受时间	4s	
	额定峰值耐受电流	80kA	
避雷器	额定电压	51kV	
	持续运行电压	40.8kV	
	直流参考电压（1mA）	≥73kV	
	标称放电电流	5kA（峰值）	
	陡波冲击残压（1/10us）	≤154kV（峰值）	
	雷电冲击电流残压（8/20us）	≤134kV（峰值）	
	操作冲击电流残压（30/60us）	≤114kV（峰值）	
电流互感器	测量绕组（变比，精度）	800/5，0.5（暂按）	
	保护绕组（变比，精度）	800/5，5P30（暂按）	
	容量	15VA	

3.3.3.5 变压器测控技术要求

变压器应配置保护测控装置，包含实现对所有变压器进行保护、监控的完整系统所需的软件和硬件、保护监控装置、光纤环网接口设备及附件、线缆、配件、备件（光缆除外）等。变压器保护测控装置应具有完整的测量、控制功能和独立的信号回路，可实现变压器及高、低压侧设备等的遥信、遥测、遥控；应提供直观的人

机接口界面；支持以太网协议，并具备光纤环网数据交换功能，以满足光纤环网的通信要求，通信介质采用单模光纤；应具备通讯管理机功能，以便其它智能装置通讯接入。

变压器保护测控装置将采集到的信号通过储能系统监控数据网上传至升压站主控室内升储能监控系统，由储能监控系统实现变压器高、低压侧开关的远方控制。储能监控系统采用标准的 104 通讯规约，可与各厂家的升压站/场区监控系统通信。

变压器具有缺相保护功能：即高压侧发生缺相运行故障时，低压侧设备能自动跳开，从而使变压器得到保护。

变压器高、低压侧应装设电流互感器，并配置电流表。变压器应具有状态指示、温湿度控制等功能，以保证二次设备的正常运行。变压器内所有电气设备应实现五防要求。变压器高压室内门设置电磁防误闭锁装置。

变压器测控装置采用可直接接入变压器低压侧一次电压的产品，此时变压器无需配置一次电压互感器；当变压器低压侧一次电压值较高，不具备直接接入测控装置的时，变压器应装设独立的电压互感器。

3.4 储能能量管理系统主要技术要求

3.4.1 总体要求

3.4.1.1 电池储能系统应配备储能能量管理系统(其中包含能量管理功能及储能监控功能)，其规划、设计和建设应遵循相关国家标准、电力行业标准、国网公司企业标准以及相关国家部委技术文件的规定，统一规划、统一设计、重在实用、适当超前。储能能量管理系统应有权威第三方检测机构出具的检测证书，统一协调控制储能成套工程中的各个设备，同时管理统计储能系统充放电电量与储能系统各组成设备，对其进行调节控制和相关运行参数的采集，应可支持电网调度，根据调度指令提供有功、无功支撑。满足招标人远程集控中心的控制要求，投标人无条件配合项目单位的控制系统联合调试，使得储能系统装置能顺利并入电网运行。

3.4.1.2 能量管理系统应具备一次调频、AGC、AVC 等功能、储能监控系统（SCADA）等功能，具备与新能源场站协调控制的功能。

3.4.1.3 能量管理系统应具有友好的就地或远程人机界面，包括但不限于实时数据监测、历史数据查询、设备控制、参数设置等画面。能量管理系统应使用国产操作系统和数据库。

3.4.1.4 具有操作权限密码管理功能，改变运行方式和运行参数的操作均需权限确认。

3.4.1.5 数据和通信

1) 应支持 ModbusTCP 或 IEC104 或 IEC61850 等通信规约，采用标准的设备数据模型及通信服务程序，保证储能设备与就地监控层之间通讯的一致性。

根据不同项目情况，能量管理系统与储能设备区距离不一，为保证通信稳定性和及时性，部分项目须考虑光纤通信方案，投标人须无条件响应并提供相应连接设备。

2) 与 BMS 的接口

储能能量管理系统应接收和处理电池管理系统 BMS 上送的信息：

- a) 单体电池最高温度、最低温度等实时信息。
- b) 电池组 SOC、单体最高、最低电压及电芯序号。
- c) 电池组串的电流。
- d) 各种故障告警信号和保护动作信号。

3) 与 PCS 的接口

储能能量管理系统应接收和处理能量转换系统 PCS 上送的信息：

- a) 开关量信息：主要是直流侧、交流侧接触器、断路器的状态；运行模式等状态。
- b) 模拟量信息：直流侧电压、电流；交流侧三相电压、电流、有功、无功。
- c) 非电量信息：机内温度，模组温度等。
- d) 运行信息：变流器各种保护动作信号、事故告警信号。

3.4.2 运行环境要求

3.4.2.1 环境温度 - 20℃ ~ +50℃（严寒地区 - 36℃，在此温度范围之外，监控及通信系统的使用应在厂家和用户之间进行协商）。

3.4.2.2 相对湿度：5% ~ 95%

3.4.2.3 海拔：海拔高度按照 2000m 修正，应设计高原型设备，其各项性能应按国家相关规范进行高海拔修正。

3.4.2.4 电源监控系统应配备后备电源。供电电源失电时，后备电源应维持系统正常工作时间不小于 2 小时。

3.4.3 可靠性

3.4.3.1 能量管理系统应支持双机双网自动切换，监控系统的重要单元或单元的重要

部件应为冗余配置，保证整个系统功能的可靠性不受单个故障的影响。

3.4.3.2 监控系统应能够隔离故障，切除故障应不影响其它各节点的正常运行，并保证故障恢复过程快速而平稳。

3.4.3.3 硬件设备的可靠性: 监控系统所选设备应是符合现代工业标准，并具有相当的生产历史，在国内计算机领域占有一定比例的标准产品。所有设备具有可靠的质量保证和完善的售后服务保证。

3.4.3.4 元件设计的可靠性: 监控系统的开发应遵循软件工程的方法，经过充分测试，程序运行稳定可靠，系统软件平台应选择可靠和安全的版本。

3.4.3.5 监控系统集成的可靠性: 不同厂家的软、硬件产品应遵循共同的国际国内标准，以保证不同产品集成在一起能可靠地协调工作。

3.4.4 安全性

3.4.4.1 监控系统应具有高度的安全保障特性，能保证数据的安全和具备一定的保密措施，执行重要功能的设备应具有冗余备份。系统运行数据要有双机热备份，防止意外丢失。

3.4.4.2 监控系统应构筑坚固有效的专用防火墙和数据访问机制，最大限度地阻止从外部对系统的非法侵入，有效地防止以非正常的方式对系统软、硬件设置及各种数据进行访问、更改等操作。

3.4.4.3 储能电站监控与其它电力监控系统之间(变电站监控系统)应是相对独立的关系。

3.4.4.4 禁止非电力监控系统对储能电站监控系统数据的直接调用。

3.4.5 开放性

3.4.5.1 支撑平台的各功能模组和各应用功能应提供统一标准接口，支持用户和第三方应用程序的开发，保证能和其它系统互联和集成。

3.4.5.2 监控系统应具有良好的软件和硬件在线可扩展性，可以逐步建设、逐步扩充、逐步升级，不影响系统正常运行。

3.4.5.3 监控系统容量可扩充，包括可接入的储能设备数量、系统数据库的容量等，不应该有不合理的设计容量限制，从而能使系统可以整体设计、分步实施。

3.4.6 易用性

3.4.6.1 应选择符合国际标准、工业标准的通用设备产品，便于维护。监控系统应采

用图模库一体化技术，方便系统维护人员画图、建模、建库，图模库一次生成，并保证三者数据的同步性和一致性。

3.4.6.2 需为用户提供系统编译运行环境，以保证在软件修改和新模组增加时用户能独立生成可运行的完整系统。

3.4.6.3 须提供完整的技术资料（至少包括用户使用、维护及版本更新等相关手册以及第三方提供的技术资料）

3.4.6.4 操作应提供在线帮助功能，系统维护应具有流程和向导功能。

3.4.6.5 应支持远程运维，具备简便、易用的维护诊断工具，使系统维护人员可以迅速、准确地确定异常和故障发生的位置和原因。

3.4.7 技术性能要求

新能源场配套储能能量管理系统采用开放式分层分布结构，由站控层以及间隔层构成。站控层设备布置在储能电站总控集装箱箱体内或者站房内，间隔层设备按需布置在储能变流升压系统内或电池系统内。

3.4.7.1 站控层设备：

（1）EMS 服务器：作为储能站控层数据收集、处理、存储及网络管理的中心。EMS 通过专用通道点对点方式向上层 AGC 系统或者远动终端设备上送数据，同时接受 AGC 或者远动终端设备的控制指令信息。EMS 服务器按照双机冗余配置，其设备宜采用组屏（柜）方式布置在光伏/风电区电子设备间内。

（2）操作员兼工程师工作站：操作员兼工程师工作站是站内配套储能能量管理系统的主要人机交互途径，工作站具备图形及报表显示、事件记录及报警状态显示和查询，设备状态和参数的查询，操作指导，操作控制命令的解释和下达，整个站内配套储能能量管理系统的维护、管理，可完成数据库的定义、修改，系统参数的定义、修改，报表的制作、修改及网络维护、系统诊断等工作。运行人员可通过操作员兼工程师工作站对储能电站各一次及二次设备进行运行监测和操作控制，对站内配套储能能量管理系统的维护需要在操作员兼工程师工作站上进行，并须有可靠的登录保护。

（3）EMS 控制器：EMS 控制器主要用于协调控制多台 PCS，实现高级控制功能，如快速功率跟踪响应、一次调频等。快速功率跟踪响应是指 EMS 控制装置接收外部功率指令，控制储能系统整体输出，保证整体输出功率的实时性与准确性。一次调频是

根据电网的频率主动调整储能系统输出的有功，达到频率快速调节的目的。EMS 控制器装置还可以根据各电池簇 SOC 状态进行功率分配，使各电池簇的性能状态达到均衡。EMS 控制器还应具备有功控制、无功控制、功率因数控制、稳控接口等功能。EMS 控制器应采用专用独立设备，EMS 控制器宜置于组屏（柜）内并布置在升压站二次设备间。

（4）快频装置：快频装置主要采集线路或母线电流、电压、功率、频率等，以满足协调控制设备高精度高速度采样控制需求，频率检测精度不大于 0.003Hz。

（5）网络交换机：网络交换机网络传输速率大于或等于 100Mbit/s，构成分布式高速工业级以太网，电口和光口数量应满足储能电站应用要求。

（6）其他网络设备：包括接口设备（如光纤接线盒）、网络连接线、电缆、光缆等。

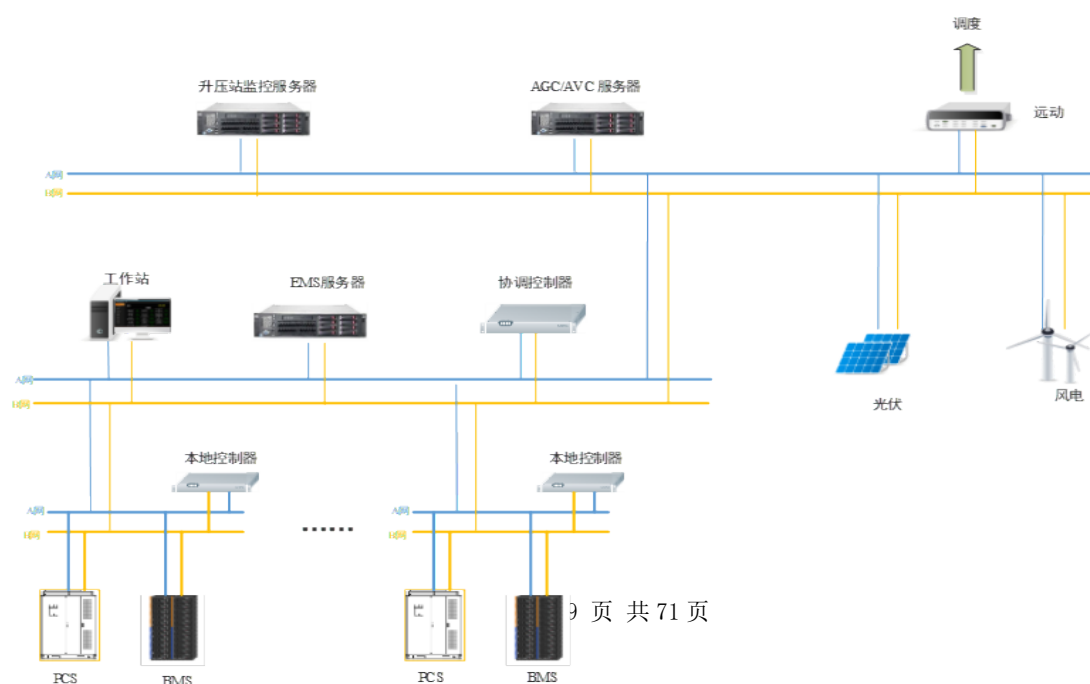
3.4.7.2 间隔层设备：

（1）变压器测控装置：变压器测控装置具有状态量采集、交流采样及测量、断路器控制及数字显示等功能。

（2）本地控制器：在站控层网络失效的情况下，间隔层设备本地控制器应能独立完成就地数据采集和控制功能，具备完善的电压、SOC 等保护功能。

3.4.8 能量管理系统网络结构

场站配套储能能量管理系统宜采用以太网，站控层、间隔层设备均接入该网络，其典型拓扑如下图所示（仅供参考），实际配置按客户的需求定制。



3.4.9 能量管理系统功能

3.4.9.1 数据库的建立与维护

3.4.9.1.1 场站配套储能能量管理系统应同时支持实时数据库和历史数据库

(1) 实时数据库：载入储能能量管理系统采集的实时数据，其数值应根据运行工况的实时变化而不断更新，记录被监控设备的当前状态。实时数据库的刷新周期及数据精度应满足工程要求。

(2) 历史数据库：支持主流关系数据库。对于需要长期保存的重要数据可选定周期存放在数据库中。历史数据应能存储 2 年。

(3) 支持电芯关键测点数据的秒级存储，并能使用曲线展示。数据存储时间至少 3 个月。

3.4.9.1.2 数据库管理

(1) 快速访问常驻内存数据和硬盘数据，在并发操作下能满足实时功能要求。

(2) 允许不同程序对数据库内的同一数据集进行并发访问，保证在并发方式下数据库的完整性和一致性。

(3) 具有良好的可扩展性和适应性。能自动满足数据规模的不断扩充，提供丰富接口供各种应用程序的访问。

(4) 在线生成、修改数据库，对数据库中的数据进行修改时，数据库管理系统应对所有工作站上的相关数据同时进行修改，保证数据的一致性。

(5) 计算机系统故障消失后，能恢复到故障前状态。

(6) 可方便地交互式查询和调用，其响应时间应满足工程要求。

3.4.9.2 监视和报警

3.4.9.2.1 监视

(1) 通过显示器对主要电气设备运行参数和设备状态进行监视，应能监视各设备的通信状态，并实时显示。

(2) 所有静态和动态画面应存储在画面数据库或硬盘内，用户可方便和直观地完成实时画面的编辑、修改、定义、删除和调用等功能，并能与其他工作站共享修改或生成后的画面。

(3) 屏幕显示、画面名称、设备名称、告警提示信息等均应汉化。

(4) 对各种表格应具有显示，生成、编辑等功能。各种报表数据应能转换为 EXCEL

格式，以利于数据的二次应用。

(5) BMS 上送电池的遥测量和告警量须有专门的界面显示。

(6) PCS 上送的遥测量和告警量须有专门的界面显示。

(7) 信息能够分层、分级、分类显示，可以人工定义画面显示内容。

3.4.9.2.2 报警及信息分类

(1) 采集数字量变位及计算机系统自诊断故障时能进行报警处理。事故发生时，事故报警装置立即发出音响报警，主机/操作员站的画面显示上应有相应开关的颜色发生改变，同时显示报警条文。

(2) 对事件的报警应能分层、分级、分类处理，起到事件的过滤作用，能现场灵活配置报警的处理方式。

(3) 事故报警可通过手动方式进行确认。

(4) 信息能够分层、分级、分类显示，可以人工定义画面显示内容。其中开关量信号根据重要性，可分为三类：

a) 第一类为故障信号，包括非正常操作引起的断路器跳闸和保护装置动作信号、影响全站安全运行的其他信号(包括消防系统火灾告警、电池三级告警等)。

b) 第二类为告警信号，包括状态异常信号、电池二级告警、场站配套储能能量管理系统的异常事件等。

c) 第三类为提示信号，包括反映设备各种运行状态的信号以及查询事故跳闸或设备异常后的详细信息，如系统状态正常切换等。

3.4.9.2.3 统计及计算

(1) 应能对电网电流、电压、频率及功率等量进行统计分析；PCS 的运行参数、电池组电压、电池组充放电电流、单体电池最高\最低电压、最高\最低温度等量进行统计分析，形成储能电站的性能指标的报表和显示画面。

(2) 能对电能量进行统计或累计。

(3) 应通过早期预警系统手段，加强电池电压、温度、SOC 的一致性管理，实现提前 30min 事故预警以及 10min 以上热失控预警。

3.4.9.2.4 人机界面

(1) 应能为运行人员提供灵活方便的人机界面，实现整个系统的监测和控制。

(2) 维护功能：可通过修改参数，实现对监控画面、报表和数据库的修改、扩充等

维护功能；可对信息量进行分层、分级、分类设置。

3.4.9.2.5 通信接口及协议

监控系统与电池管理系统、PCS 系统之间采用以太网或光缆连接，其通信协议宜采用 ModbusTCP、IEC104 或 IEC61850 等标准规约。

（1）与 BMS 的接口

储能能量管理系统应接收和处理电池管理系统 BMS 上送的信息：

- a) 单体电池最高温度、最低温度等实时信息。
- b) 电池组 SOC、单体最高、最低电压及电芯序号。
- c) 电池组串的电流。
- d) 各种故障告警信号和保护动作信号。

（2）与 PCS 的接口

储能能量管理系统应接收和处理能量转换系统 PCS 上送的信息：

- a) 开关量信息：主要是直流侧、交流侧接触器、断路器的状态；运行模式等状态。
- b) 模拟量信息：直流侧电压、电流；交流侧三相电压、电流、有功、无功。
- c) 非电量信息：机内温度，模块温度等。
- d) 运行信息：变流器各种保护动作信号、事故告警信号。

3.4.9.2.6 运行管理

（1）储能能量管理系统应根据运行要求，实现各种设备管理功能。

（2）事故分析检索：应能对突发事件所产生的大量报警信息进行筛选和分析。对典型的事故可推出相应的操作指导画面。

（3）实时采集与监视储能系统运行过程中的参数设置动作、运行报警状态、保护动作过程、充放电开始 / 结束事件、电池容量及健康状态等信息，能够对采集数据进行合理性检查、限值告警上述信息可以自动同步保存，时间记录可精确到秒，并掉电保持。应保存最近 6 个月的历史数据。

3.4.9.2.7 数据采集和处理

（1）系统应能进行实时数据的采集和处理，被采集的实时数据可按性质分为以下内容：

- a) 模拟量。
- b) 开关量。

c)通信状态量。

(2) 被采集的实时数据，应经过必要的预处理后以一定的格式存入固定周期(或实时)更新的数据库。

采集电池管理系统信息不限于：各组电池的总电压、电流、平均温度、充放电电流和功率限值、最大/小单节电池电压及编号、最大/小单节电池温度及编号、各节电池的均衡状态、故障及报警信息、可充电量、可放电量等常用信息并进行显示。以及 PCS 系统的相关参数，包括：直流侧的电压/电流/功率等、PCS 的三相有功功率、无功功率、三相电压、三相电流、功率因素、频率、运行状态、报警及故障信息等常用信息，以及充放电电量等。

3.4.9.2.8 控制与操作

(1) 对需要进行遥控的设备，可在远方站由值班/调度员直接操作，也可在就地通过储能能量管理系统的操作员站由运行人员进行操作，上述控制方式可在站端进行切换。

(2) 所有遥控功能都应具备可靠性高、反应速度快、抗干扰性能强的特点以及防误操作的功能。

(3) 各种操作应具备选择、返校、分步执行等功能。

3.4.9.2.9 高级策略

(1) 多能协同

能量管理系统接收新能源电站 AGC 指令能实现跟踪计划、平抑波动功能。

跟踪计划：可配合新能源场站 AGC，在新能源可发功率大于调度上网功率限值时充电，在相反情况下放电，实现实时快速消纳多余能量的作用。

平抑波动：新能源发电具有较大的间歇性、波动性，严重影响了其并网发电的性能。越来越多的研究利用储能电池的能量存储能力，通过电池的充、放电来平抑新能源发电的功率波动。

(2) 系统调峰

调度主站根据负荷情况安排储能电站的运行方式，通过调度计划方式下发储能电站实施系统调峰。在负荷峰时阶段控制电池放电，将负荷控制在合理水平。负荷较低时，选取合适的时段以合适的方式充电。系统调峰响应时间要求不大于 5 分钟。

(3) 精准切负荷控制

根据调度的要求，储能电站要具备精准切负荷功能，在精准切负荷系统指令下具备控制全站 PCS 由当前状态转换为满功率放电状态，并闭锁 EMS 或者 AGC 指令某一固定时间。

（4）一次调频

一次调频功能主要在电网频率变化时按照调度要求的不等率对电网提供有功支撑。

（5）无功调压

系统无功分布的合理与否直接影响着电力系统的安全和稳定，并与经济效益直接挂钩。合理的无功补偿将能改善全网电压分布，提高电能质量，有效降低网损，从而提高电力系统运行的经济性、安全性和稳定性。

（6）采集系统内辅助设备工作状态，如温控系统、消防系统等安全设备，形成电气联锁，一旦检测到故障，及时切断正在运行的电池成套设备。EMS 与 PCS 以及 BMS 实时通信，实时采集 PCS 设备以及电池设备的运行工况，根据制定的储能系统保护策略以及热管理策略，确保储能系统的安全稳定运行。

3.4.10 性能指标

序号	技术参数名称	招标人要求值	投标人保证值
1	画面实时数据刷新周期	$\leq 3s$	
2	电网频率测量误差	$\leq 0.01Hz$	
3	模拟量越死区传送时间	$\leq 2s$	
4	状态量变位传送时间	$\leq 1s$	
5	模拟量信息响应时间	$\leq 3s$	
6	状态量变化响应时间	$\leq 2s$	
7	控制执行命令从生成到输出的时间 （从按执行键到输出）	$\leq 1s$	
8	控制操作正确率	$=100\%$	
9	遥控动作正确率	$=100\%$	
10	遥测合格率	$=100\%$	
11	事故时遥信年正确动作率	$\geq 99\%$	
	事故追忆功能	事故前 1min 事故后 2min	

12	系统可用率	$\geq 99.9\%$	
13	系统平均故障间隔时间 (MTBF)	$\geq 34000h$	
14	各工作站、服务器的 CPU 平均负荷率:		
	正常时 (任意 30min 内)	$\leq 30\%$	
	电力系统故障时 (10s 内)	$\leq 50\%$	
15	监控系统网络平均负荷率:		
	正常时 (任意 30min 内)	$\leq 30\%$	
	电力系统故障时 (10s 内)	$\leq 50\%$	
16	历史曲线日报、月报存储时间	≥ 1 年	
17	双主机切换时间:	$\leq 30s$	
18	设备报警到信息至监控画面时间	$\leq 2s$	
19	系统容量:		
	状态量个数	≥ 200000	
	模拟量个数	≥ 300000	
	遥控量个数	≥ 10000	
	遥调量个数	≥ 10000	

3.4.10 技术参数保证表

序号	参数名称	项目需求标准选项值	投标人保证值	备注
1	设备供电	AC220V/50Hz		
2	通信接口与协议	—		
2.1	与 BMS 通讯协议	Modbus/TCP 或 IEC61850 等		不采用规约转换方式
2.2	与 PCS 通讯协议	Modbus/TCP 或 IEC61850 或 Goose 等		不采用规约转换方式
2.3	与本地控制器通讯协议	Modbus/TCP 或 IEC61850 等		不采用规约转换方式
2.4	与 AGC 通讯	IEC61850 或 IEC104		不采用规约转换方式

2.5	与快频装置通讯协议	IEC103 或 modbus 等		不采用规约转换方式
2.6	与电池系统控制器通讯协议	Modbus/TCP 或 IEC61850 等		不采用规约转换方式

3.5 电缆

3.5.1 总的要求

电缆敷设：电缆设计及敷设需满足《电力工程电缆设计规范》GB50217-2018 要求。不同类型电缆水平及交叉排列时，间距满足规范要求。

工程内两端设备都为投标人设备时，两端设备之间的动力电缆、控制电缆、通讯电缆、光缆等所有连接设备都由投标人提供，按招标人格式要求开列电缆清册，需满足招标人的规格要求；设备内部电缆由设备厂家提供，型号均需满足国标以及相关 IEC 标准。若只有一端为投标人设备，另一端为其他厂家设备，两端之间的动力电缆、控制电缆、通讯电缆、光缆等所有连接设备都由招标人或项目单位提供。

3.5.2 电缆要求：

35kV 级联线路采用铜芯电缆敷设，电池集装箱与 PCS 直流侧通过直流铜缆连接。

导体符合 GB3956 标准。在 20℃时每芯导体电阻应小于相应规范的规定值。电缆允许持续载流量值不得小于 GB 50217《电力工程电缆设计标准》中交联聚乙烯电缆的建议性基础值。

ZC-YJY23-26/35kV：交联聚乙烯绝缘，双钢带凯装聚氯乙烯护套铜芯阻燃电力电缆。

绝缘采用交联聚乙烯绝缘，导体连续额定温度为 90℃。要求交联方式按照国家标准 GB/T 12706.1 执行，聚乙烯材料要求为优质品。导体及绝缘屏蔽应为挤包半导体层。

护套一采用阻燃 PVC 材料，其电气及物理性能符合 GB 2952 标准。

电缆的阻燃性能应满足有关规范及标准的要求（C 级阻燃及以上），材料氧指数大于 30。

在导体允许的运行温度下，电缆应具有 30 年的设计寿命。

其他电缆必须满足相关标准规范的要求。

动力电缆长度及敷设方式参照招标人提供的初步设计文件及附图。

电缆基本技术参数

序号	名 称	单位	投标人保证值	备注
----	-----	----	--------	----

1	截面	mm ²		
2	铜丝直径	mm		
3	标称厚度	mm		
4	最薄厚度	mm		
5	载流量	A		
6	导体直流电阻 20℃	Ω/km		
7	电容值	F/km		
8	绝缘耐受电压工频火花试验	kV		
9	护套耐受电压工频火花试验	kV		

3.6 预制舱技术要求

3.6.1 预制舱总体要求

户外运行，要求抗冲击能力强，防盗、防破坏能力强，防腐能力强，保证 25 年不生锈；外形美观、大方、协调；密封舱体，防尘、防潮、防凝露；体积小，结构紧凑；舱体部分须在供货提供具有相应资质的第三方机构出具的型式试验报告。

3.6.2 预制舱性能整体要求

预制舱/户外电池舱舱体应保证足够的机械强度和刚度。在起吊、运输和安装时不会变形或损伤，不会因起吊运输对舱体内设备造成的影响；具备良好的抗震性能和抗风性能。

预制舱/户外电池舱整体防护等级不低于 IP55，具备防尘、防潮、防凝露的效果；同时，设计时要保证预制舱内良好的温湿度控制及防潮效果。

预制舱/户外电池舱应具有良好的防腐性能，保证舱体在 25 年内不锈蚀，其他舱体附件应达到同等的使用寿命水平。

预制舱/户外电池舱应具备良好的隔热保温性能，保证舱体内温差不因外界环境温度变化大范围浮动。

预制舱/户外电池舱设计应不易积尘、积水。

预制舱/户外电池舱内火灾探测及报警系统的设计和消防控制设备及其功能符合现行国家标准 GB50116-2013《火灾自动报警系统设计规范》等相关标准的要求。预制舱/户外电池舱的接地系统符合 GB/T50065-2011《交流电气装置的接地设计规范》等相关标准的要求。

预制舱/户外电池舱内的照明设计应符合 DL/T 5390-2014《发电厂和变电站照明设计技术规定》等相关标准的要求。

预制舱/户外电池舱应具备良好的隔绝电磁辐射及消音降噪功能，符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）、《环境影响评价技术导则 输变电工程》（HJ/T 24-2014）等相关标准的要求。

预制舱舱体应采用钢结构体系。预制舱的舱体底架由型钢焊接而成，舱体骨架为焊装一体式结构，主要钢材材质应选用优质碳素结构钢，屈服强度不小于 235MPa，应有足够的机械强度和刚度，在起吊、运输和安装时不会产生变形，并耐受以下的负荷和撞击：

- a) 预制舱体顶板集中载荷达到 3kN/0.18m²、平均载荷达到 3kN/m² 时应无塑性形变或损坏。
- b) 在面板、门和通风口上的外部机械撞击：外部机械撞击的撞击能量为 20J，对应的防护等级为规范 GB/T 20138 要求的 IK10。

舱体采用钢柱结构，顶盖采用冷弯型钢檩条结构，内侧采用轻质高强、耐水防腐、阻燃隔热面板材料，中间采用不易燃烧、吸水率低、密度和导热系数小（隔热）、保温、机械强度高的材料。

舱体采用钢柱结构，柱间支撑间距根据预制舱纵向柱距、受力情况和安装条件确定。当不允许设置交叉柱间支撑时，设置其它形式的支撑；当不允许设置任何支撑时，设置纵向钢架。

预制舱框架板、门板及顶盖均采用优质冷轧钢板折弯成型后整体焊接成形，框架钢板和门板钢板厚度不得小于 2.0mm；顶盖外表面钢板厚度不得小于 1.5mm，底板钢板厚度不得小于 2.5mm；禁止使用彩钢板等金属材料拼装舱体或 GRC、金邦板等非金属舱体。

舱体骨架整体焊接，保证足够的强度与刚度。舱体在起吊、运输和安装时不变形或损坏。舱体结构变形按《钢结构设计标准》GB50017-2017 的要求计算。

每个舱体单元模块根据预制舱纵向钢柱间距设置吊点，吊点位置设置在预制舱顶部或底部。吊点根据舱内设备荷载分布经详细计算后确定吊点位置及吊点数量，确保安全可靠。

舱体结构自重、检修集中荷载、屋面雪荷载和积灰荷载及覆冰荷载等，按现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 的规定取用，悬挂荷载按实际情况取用。

舱体的风荷载，按《门式刚架轻型房屋钢结构技术规范》GB 51022 的规定计算。

预制舱地震作用设计应符合 GB 50011-2010《建筑抗震设计规范》等相关标准，满足抗震设防烈度 VIII 度，并提供由专业第三方机构出具的相应的计算说明书或报告。预制舱采用断桥技术达到保温效果的同时，应保证舱体足够的机械强度，内外钢板间通过冲压槽孔点焊连接，内衬型钢，设置独立支架。

舱体与基础牢固连接，焊接于基础预埋件上，舱体与基础交界四周应用耐候硅酮胶封缝，防止潮气进入。

预制舱防腐处理应遵循 GB/T 30790.1《色漆和清漆防护涂料体系对钢结构的防腐保护第 1 部分：总则》、GB/T 30790.4《色漆和清漆防护涂料体系对钢结构的防腐保护第 4 部分：表面类型和表面处理》标准。

预制舱防腐至少采用六道防腐工艺，包括前处理、锌层、中间层、面层等多重处理工艺，前处理需保证钢板表面足够的粗糙度，锌层厚度不应小于 $100\mu\text{m}$ ，中间层及面层等总厚度不应小于 $200\mu\text{m}$ ，保证舱体在 C3 环境下达到 30 年不锈蚀的防腐水平。

箱体底架型钢应经喷砂、喷环氧富锌底漆处理后，采用沥青漆重度防腐处理，保证底架 30 年不锈蚀。

舱体的面漆采用抗紫外线、抗老化、长寿命的优质聚胺脂类面漆，喷涂厚度不小于 $40\mu\text{m}$ ，保证 30 年内不退色、不氧化、不粉化。

投标人供货时需提供预制舱防腐寿命证明，即金属舱体在交变盐雾环境和湿热环境中的型式试验报告。

注：非金属材质防腐报告视为无效，如岩棉板等；非交变盐雾+湿热环境下的报告视为无效。预制舱舱体应运用“冰箱”保温措施与工艺，采用双层优质钢板。舱体板厚度不低于 50mm，保证达到建筑“24 墙”保温功效。

舱体板保温性能：导热系数小于 $0.025\text{ 瓦/平方米}\cdot\text{摄氏度}$ 。舱体板强度：抗冲

击能力强，弹性变形可恢复。

舱体内应设置自动温控系统，并加装工业型加热除湿装置，具备长时间加热功能，以保证预制舱内的运行环境的稳定性。禁止采用民用电暖气或暖风机。

为保证舱内设备运行环境，对于储能系统采用风冷系统设计，其预制舱应采用工业空调系统，舱内应装设工业空调。使舱内达到防潮、防凝露效果，确保设备的稳定运行。工业空调使用寿命在 10 年以上。空调数量不应少于两台，以便于其中一台损坏的情况下，短时间内不会使室内温度过高。预制舱级电芯温差不应超过 5°C ，电池预制舱内温度宜控制在 $25\pm 5^{\circ}\text{C}$ 之内。应通过早期预警系统手段，加强电池电压、温度、SOC 的一致性管理，实现提前 30min 事故预警以及 10min 以上热失控预警。

预制舱应保证良好的密封性能，舱体密封需采用三元乙丙等材料高弹性密封条（双层），进出线电缆孔采用敲落孔配密封胶圈或密封件等处理，实现舱体的防尘、防潮、防凝露。

舱体密封材料的寿命应大于 30 年，其他活动处密封件寿命应大于 5 年，且投标人应并制定合理的更换方案，提供相应的备品备件。

预制舱内的通风设计应符合 DL/T 5035《发电厂供暖通风与空气调节设计规范》等相关标准的要求。

预制舱采用强制通风时，满足降噪标准，风机需采用进口、长寿命、免维护轴流式风机；风机的数量应满足排风和除湿的要求，排风要进行多道防尘处理，防尘网应方便拆装和清洗；排风处需设置风阀等结构，保证舱体的整体防护等级 IP55，预制舱应保证具有良好的防火性能，舱体壁板需保证内部或者外部着火时的最低性能水平为耐火 1 小时以上，1 小时内舱体外壳具有完整性及防火性。

投标人并在供货时须提供由专业第三方机构出具预制舱壁板防火试验报告。

预制舱排烟设计应符合 GB 55037《建筑防火通用规范》的规定，当火灾发生时，送、排风系统、空调系统应能自动停止运行。蓄电池预制舱、通信电源预制舱的机械排烟装置应具有“防爆型”性能。

预制舱消防供电及应急照明设计应符合现行国家标准《消防应急照明和疏散指示系统技术标准》GB 51309 的规定。投标人提供应急照明等消防检测报告和消防合格证书。

预制舱舱门的设置须满足舱内设备正常进出预制舱以及人员巡视的要求。舱门

尺寸根据预制舱的使用功能和舱内设备情况确定。舱门尺寸应采用甲级防火门，预制舱其余构件燃烧性能和耐火极限满足《建筑设计防火规范》GB 50016 中第 3.2.1 条规定。

在预制舱内顶部适当位置安装自动烟雾探测器，在舱体外部或监控室安装声光报警器和位置显示装置（舱外部装置应考虑防雨措施），当侦测到舱内有烟雾即发出声光报警。同时舱壁上安装手动火灾报警器，可进行人工火灾报警。

投标人需根据设计院提供的安防视频监视系统图纸安装各类安防视频监视设备。

3.7 储能系统站用电

储能单元低压负荷主要包含两类：一类是预制舱内的空调、照明、温控系统及视频监控系统等动力负荷；第二类就是电池预制舱内的消防等重要负荷。

预制舱内的空调、照明、温控系统及视频监控系统等动力负荷，取自储能系统自带辅助变。

电池预制舱内的消防等重要负荷，一路取自升压站站用系统，一路电源取自储能系统自带辅助变，正常状态下由该储能单元的辅助变自供电，当辅助变故障时，通过 ATS 自动切换至备用电源，由升压站站用变供电，供电保障辅助系统供电可靠性。

投标人应结合所投设备实际配置，提供完整的辅助设备用电负荷计算表，每套储能单元 PCS 舱内配置的辅助变压器容量不得低于 120kVA。针对储能系统消防等重要负荷，投标人须配置不间断电源（UPS），并单独提供 UPS 负荷计算表，所配置 UPS 容量应满足重要设备可靠用电需求，电池按 2 小时设计配置。

4、储能系统技术参数表

4.1 一般要求

投标人应认真逐项填写技术参数响应表中投标人保证值，不能空格，也不能以“响应”两字代替，不允许改动招标人要求值。如有差异，请填写技术差异表。“投标人保证值”应与型式试验报告相符。

主要技术数据表中的项目，如不能满足要求，将被视为实质性不符合招标文件要求。

本表中所列数据(如绝缘水平、爬电距离、温升等)均未进行海拔高度修正，制

造厂应按照工程实际海拔高度，根据国标要求对外绝缘进行修正。

4.2 重要技术参数表（功率，容量）

序号	项目(名称)	单位	技术要求值	投标人响应值	备注
1	电池储能系统				
1)	电池系统综合效率	%	86%		周期内上网电量与下网电量的比值(以35kV开关柜侧双向电表计量的数据为准)
2)	额定充放电功率	(MW)	420		以35kV开关柜侧双向电表计量的数据为准)
3)	系统放电能量	(MWh)	840		以35kV开关柜侧双向电表计量的数据为准)
4)	电池在额定功率充放电循环次数	次	不低于 6000 次		(DOD≥90%，25℃，EOL=80%)
5)	最大放电深度		100%		
6)	储能自用电系统最大功耗	kW	投标人填写		
7)	单个预制舱容量、尺寸(W*D*H)、重量	MWh mm	投标人提供		

		t			
2	电池管理系统 BMS				
1)	采样精度		满足 GB/T 34131-2023 《电力储能用电池管理系统》要求		
2)	采样周期		满足 GB/T 34131-2023 《电力储能用电池管理系统》要求		
3)	均衡方式		被动均衡		
4)	均衡电流	A	$\leq 1A$		
5)	两次 SOC 测量偏差		5%		
6)	PCS 与监控层通讯方式		RS485		
3	储能双向变流器 PCS				
1)	交流侧额定功率及过载能力		110%：长期运行 120%：不少于 1 min		
2)	总电流波形畸变率		$<3\%$ （额定功率）		额定功率下总电流波形畸变率 $<3\%$ 。
3)	无功功率响应时间		$\leq 30ms$		从接收到指令到 90% 功率响应
4)	功率控制偏差		$\leq 1\%$		
5)	直流侧稳压精度及稳流精度		稳压精度： $\pm 1\%$ ； 稳流精度： $\pm 2\%$ ；		
6)	最大转换效率		$\geq 99\%$		
7)	充放电转换时间	ms	$\leq 100ms$		

4	低压配电				
1)	额定短路开断电流	kA	$\geq 65\text{kA}$		
2)	额定热稳定电流及持续时间	A s	$\geq 65\text{kA}, 1\text{s}$		
3)	绝缘水平		50Hz, 1min 工频耐受电压: $\geq 5000\text{V}$		
5	升压变压器				
1)	额定电压比		$37 \pm 2 \times 2.5\% / 0.69\text{kV}$		
2)	额定容量及过载能力		110%: 长期运行 120%: 不少于 1 min		变压器额定容量 应不小于预制舱式储能系统中储能变流器额定功率的 1.05 倍。
3)	联结组别		Dy11		
4)	变压器结构		高压铜线、低压铜箔		
5)	短路阻抗		8%, 偏差需符合 GB 20052-2024 要求		
6)	绝缘耐热等级		H		
7)	允许满载温升		80K		
8)	冷却方式		AN/AF		
6	储能能力管理系统				
1)	画面实时数据刷新周期	s	$\leq 2\text{s}$		
2)	控制动作正确率		=100%		
3)	遥测合格率		=100%		
4)	事故时遥信正确动作率		$\geq 99\%$		

5)	系统可用率		$\geq 99.9\%$		
6)	系统平均无故障时间 MTBF	h	$\geq 20000\text{h}$		
7)	CPU 平均负荷率		正常时（任意 30min 内）： $\leq 30\%$ ； 电力系统故障时（10s 内）： $\leq 50\%$		
8)	系统网络平均负荷率		正常时（任意 30min 内）： $\leq 30\%$ ； 电力系统故障时（10s 内）： $\leq 50\%$		
9)	双主机切换时间	s	$\leq 30\text{s}$		
10)	系统容量	点	状态量个数 ≥ 200000 模拟量个数 ≥ 300000 遥控量个数 ≥ 10000 遥调量个数 ≥ 10000		

注：未列全的设备、材料、元件的技术数据，投标人可自行续列。

附件 2 供货范围

1 一般要求

1.1 供货范围包括招标合同设备的设计、制造、型式和出厂试验、出厂前预组装检查、包装发运、运输至招标人指定地点（车板交货）、现场开箱检查、提供技术文件及资料、技术培训、设备安装、设备调试、系统调试等。投标人保证提供设备为全新的、先进的、成熟的、完整的安全可靠的，且设备的技术经济性能符合本技术规范书的要求。

1.2 投标人负责供货范围内设备图纸设计服务（含投标人供货范围设备布置图、设备内部、供货设备之间的电气原理图、端子接线图及电缆清册）。

1.2 投标人应提供详细供货清单，清单中依此说明型号、数量、产地、生产厂家等内容。对于属于整套设备运行和施工所必需的部件，即使本合同附件未列出和/或数目不足，

投标人仍须在执行的同时免费补足。

1.3 投标人应提供所有安装和检修所需专用工具和消耗材料等，并提供详细供货清单。

1.4 提供运行所需备品备件(包括仪表和控制设备)，并在投标书中给出具体清单。

2 供货范围

投标人应确保供货范围完整，以能满足招标人安装、运行要求为原则。在技术规范中涉及的供货要求也作为本供货范围的补充，若在安装、调试、运行中发现缺项（属投标人供货范围）由投标人补充。

储能系统作为不可分割的整体由同一投标人成套提供。储能系统设备内部所有的机械、电气、通信、外壳、箱体内部防雷接地等连接和配合均属于投标人的责任范围，储能系统接口与外部系统的 35kV 连接线缆由招标人负责。储能系统与外部系统的一次接口为并网侧升压变压器高压侧 35kV 出线柜输出端，二次接口为各储能单元内储能边缘控制器的输入端，投标人应负责 BMS、PCS、箱变保护测控装置等设备与储能边缘控制器的连接及通信联调、负责储能火灾报警系统与站内火灾报警系统的连接和联调。

并网侧升压变压器高压侧母排接入并网柜的电缆、电缆头及附件由招标人提供；变流舱与电池舱之间的电缆及附件、35kV 储能系统高压侧级联电缆及附件由投标人提供，（由招标人负责敷设及安装，投标人应向招标人提供设备和电缆清册，并经招标人确认后方可使用。

储能系统应确保根据当地电网要求提供必要的实时模拟量、状态量等信息，并能将这些实时数据带描述传送至升压站一体化监控系统和电网各级调度中心，应具备根据调度下发的 AGC/AVC 调节指令，结合给定的参数、运行和操作系统自动或人工调节储能系统有功/无功出力的能力，并保证 AGC/AVC 调节的快速性和可靠性。

投标人配合调试与光储一体化平台的通信和联调，预留软硬件接口确保的顺利接入。

投标人负责电池管理系统（BMS）与储能边缘控制器，以及箱体内部的冷却系统、测量、配电、环控、消防、自用电计量、门限开关等的通信和联调。通信协议满足 IEC104、Modbus TCP/IP 等标准协议。

投标人应提供满足本技术文件要求所必须的硬件、软件和各项服务。

投标人应配合提供办理储能相关手续时所需要的资料。

投标人提供的储能系统必须是满足本技术规范要求及有关国际或行业规范标准要求的、相互协调的、完善的系统。储能单元的容量（指有效容量）、充放电倍率均不得小于设计值。

投标人需完成储能系统单元整体单体调试，配合储能系统调试、储能系统电池和模组等检测（由第三方进行）、验收服务和并网试验等。

投标人需具备电网要求的建模能力，并免费提供电网所需的动态链接库、控制器、单机模型等，包含但不限于完成宽频振荡分析、暂态过电压分析、机电暂态建模分析、电磁暂态分析等。投标人应配备相关专业服务人员，确保并网前 3 个月内提供 PCS 单机数字模型，配合建模机构完成整站建模报告，并网后配合现场抽样复测实际建模模型，如果仿真结果出现 PCS 不满足电网要求，投标人应无条件改造，直至满足要求。

投标人中标后有义务与外部相关设备供货厂家、设计院、施工单位进行配合工作，并随时提供招标人对相应设备选型的参数。

投标人中标后 15 日内应提供设备安装基础设计图纸。供货范围内的所有调试工作由投标人负责，涉及其他标段的调试工作，由建设单位指定负责单位，投标人必须服从。

涉网试验费用及电池抽检费用不包含在本标段范围内，若因投标人提供设备质量问题引起的额外费用及损失全部由投标人承担。

表 2-1 420MW/840 MWh 磷酸铁锂储能系统供货清单

序号	设备名称	内容	单位	品牌	关键性能参数	备注
		（型号、主要技术参数、品牌等信息）				
一	5MW 逆变升压一体舱	额定功率≥5MW，并网电压等级 35kV	套	投标人填写	/	按照直流侧标称容量 420MW/840MWh 配置，以下为单套数量
1.1	储能变流器	单台额定功率≥1250kW，总额定功率≥5000kW，交流输出 690V/50Hz，直流输入范围 1000~1500V，三相三线，不带隔离变	套	投标人填写	投标人填写	IGBT 采用优质厂家
1.2	升压变压器	SCB14-5250/37/0.69 37kV±2×2.5% /0.69kV	台	投标人填写	投标人填写	
1.3	高压室	隔离开关、断路器、接地开	套	/	/	

		关等				
1.4	低压配电柜	提供箱变测控装置,集装箱内辅助系统配电.含就地监控软件 1 套。含配电开关、控制回路、UPS 电源等	套	/	/	
1.5	箱体及附件	IP54, 30 英尺, 含箱体及附件	套	/	/	
二	锂电池集装箱系统	标称容量 $\geq 5\text{MWh}$	套	投标人填写	/	按照直流侧标称容量 420MW/840MWh 配置, 以下为单套数量
2.1	锂电池	采用 LFP 电池, 持续充放电倍率 0.5C, 含电池簇、高压箱、BMS 系统等	套	投标人填写	投标人填写	
2.2	汇流&配电一体柜	集成电池簇汇流, 保护功能	套	/	/	
2.3	BMS	含三级电池检测	套	投标人填写	/	
2.4	箱体及附件	温控系统、消防系统。含消防主机全氟己酮舱级+全氟己酮 PACK 级+水消防灭火系统、电池架、箱内设备间连接线缆等辅助材料。	套	/	/	
三	EMS 控制系统	储能工作站、服务器等。接受 AGC 调度指令平滑出力、削峰填谷, 具备一次调频功能,	套	投标人填写	/	
四	电缆	包含舱内所有电缆、储能电池仓至 PCS 升压一体机电缆、35kv 储能系统级联电缆及附件	套	/	/	
五	消防	站级消防主机及相关附件材料		/	/	
六	技术服务	车板交货至指定地点, 安装工具、指导、调试等	项	/	/	
	6.1 数据开放及接口改造服务	储能场站 PCS\BMS 数据接入集控、场站侧数据服务器厂家设备接口费用		/	/	

--	--	--	--	--	--	--

2.2 储能系统送检样品供货表

表 5.2-2 储能系统送检样品供货表

序号	名 称	型号和规格	单位	数量
1	电池单体	与实际供货一致	套	135
2	电池模块	与实际供货一致	套	45
3	电池簇	与实际供货一致	套	9
4	电池管理系统	与实际供货一致	套	3

注：抽检数量、型号、规格应符合电网抽检要求。

2.3 储能系统推荐的备品备件、专用工具和仪器仪表供货

表 5.2-3 储能系统推荐的备品备件、专用工具和仪器仪表供货表

序号	名 称	型号和规格	单位	数量（不少于）
1	模组接插件	与实际供货一致	个	5
2	BCU（电池控制单元）	与实际供货一致	个	10
3	BMU（电池管理单元）	与实际供货一致	个	10
4	万用表	1500V	个	2
5	补电仪	适用于 166.4NESP314L 模组	个	1
6	工具箱	58 件	套	2
7	高压箱	与实际供货一致	个	5
8	冷却液	与实际供货一致	桶	10
9	测控	与实际供货一致	个	1
10	交换机	与实际供货一致	个	3
11	开关电源（24V）	与实际供货一致	个	各型号 2 个
12	微型断路器	与实际供货一致	个	各型号 3 个
13	接触器	与实际供货一致	个	各型号 3 个
14	高压箱内直流熔丝	与实际供货一致	个	10
15	PACK 级复合探测器	与实际供货一致	个	10

16	调试电脑		个	2
----	------	--	---	---

注 1：上述设备的报价包括相关陆地运输车板交货、指导安装、调试及现场服务和技术服务等费用。

注 2：供货范围中为预计数量及种类，最终供货以技术路线，澄清文件及最终以合同签订为准。

注 3：储能舱与后台连接线缆、高压侧母排接入并网柜的电缆、电缆头及附件由招标人提供；变流舱与电池舱之间的电缆及附件 35kv 储能系统级联电缆及附件由投标人提供。

注 4：在现场使用气候环境下，要求储能系统充放电倍率 0.5C/0.5C 时，储能系统循环寿命（次数）条件为：90% DOD、80% EOL，≥6000 次。

注 5：质保期限 5 年

注 6：储能厂家提供吊装工具及吊装工具所产生的运输费用由储能厂家提供，吊具使用完毕后返回给投标人。

注：未列全的设备、材料、元件等，投标人可自行续列。

2.5 部件品牌响应表

投标人选择唯一品牌进行投标报价并计入总价。

序号	部件名称	投标人承诺品牌(唯一)	备注
1	电芯		
2	PCS（双向变流器）		
3	IGBT		
4	BMS（电池管理系统）		
5	EMS（能量管理系统）		
6	干式变压器		
7	高压侧断路器		
8	低压侧断路器		
11	测控		
12	电缆		
13	电缆终端		

注：上述品牌投标人只允许响应、交付唯一品牌。

附件 3 技术资料 and 交付进度

1 一般要求

1.1 投标人在收到中标通知书 7 日内提供变流器主电路拓扑图，并标明电压、电流采样位置和采样方向（也可打包 MATLAB 模型）、变流器控制策略和保护参数、高穿检测报告、低穿检测报告。

1.2 投标人提供的资料应使用国家法定单位制，投标人应提供该设备的技术资料和图纸，图纸为 AutoCAD 格式，文本文件应为 Word/Excel 格式，语言为中文，所有电子文档必须以双方接受的方式正式提供，并附以提供文档索引，否则视为无效。

1.3 资料的组织结构清晰、逻辑性强。资料内容要正确、准确、一致、清晰完整，满足工程要求。

1.4 投标人资料的提交及时、充分，满足工程进度要求。中标后，投标人应负责编写并提供所供产品的技术协议，并经招标人和设计方确认。中标后 7 日内应给出满足施工图设计的全部技术资料和交付进度清单，并经招标人确认。中标后 10 日提供正式图纸，正式图纸必须加盖工厂公章和签字。

1.5 投标人提供的技术资料一般可分为工程施工图设计阶段、设备监造检验阶段、施工调试试运、性能验收试验和运行维护等阶段。投标人须满足以上各阶段的具体要求。

1.6 对于其它没有列入合同技术资料清单，确是工程所必需的文件和资料，一经发现，投标人也应及时免费提供。

1.7 招标人要及时向投标人提供与合同设备设计制造有关的资料。

1.8 本工程将采用 KKS 编码标识系统。投标人承诺所提供的设备和技术文件（包括图纸）采用 KKS 编码标识系统。投标人承诺采用招标人提供的企业标准；标识原则、方法和内容，在设计联络会上讨论确定。

1.9 完工后的产品应与最后确认的图纸一致。招标人对图纸的认可并不减轻投标人关于其图纸的正确性的责任。设备在现场安装时，如投标人技术人员进一步修改图纸，投标人应对图纸重新收编成册，正式递交招标人，并保证安装后的设备与图纸完全相符。

1.10 投标人提供的技术资料为每个工程 10 套，电子版技术资料每个工程 1 套。

1.11 投标人提供的所有资料（包括图纸）均应有本工程专用标识，即盖有“光伏发电项目”图章，并注明版次，修改版资料对修改部分应有明显的标识或标注，正式图纸必须

加盖工厂公章和签字。

2 资料提交的基本要求

2.1 投标人在投标时应提供的以下技术文件：

- ✓ 企业概况、资质、证书
- ✓ 工厂概况
- ✓ 产品外形照片、尺寸图纸和安装指导书
- ✓ 产品参数表
- ✓ 主要设备供应商概况
- ✓ 储能系统装配图
- ✓ 储能系统安装图

2.2 签定技术协议书时向招标人提供以下设计配合技术文件：

- ✓ 产品外形照片、尺寸图纸和安装指导书
- ✓ 产品参数表
- ✓ 储能系统装配图
- ✓ 储能系统安装图
- ✓ 储能系统安装土建基础要求

2.3 投标人应不晚于签约后 3 天内，向招标人提出一个详尽的生产进度计划表，包括产品设计、材料采购、产品制造、厂内测试以及运输等项的详情，以确定每部分工作及其进度。

2.4 产品合格证及全套设备制造质量证明文件。

2.5 供货清单：包括设备本体、附件以及备品备件、专用工具等。清单中应有型号、规范、数量、材质、制造厂家、使用地点。

2.6 资料交接清单

序号	资料名称	单位	数量	提供时间	备注
1	资料移交清单	份	8		
2	供货清单	份	8		
3	装箱单	份	—		
4	安装说明书	份	8		
5	合格证	份	—		
6	出厂检验报告	份	—		
7	质量证明书	份	8		

序号	资料名称	单位	数量	提供时间	备注
8	所供图纸包括以下内容：(1)安装图；(2)零件图；(3)外形图；(4)包装图；	套	8		
9	外购件清单及相应的图纸、合格证、说明书、出厂检验报告	套	8		
10	所有进口设备原产地证明、质量证明、商检报告	套	8		
11	制造质量监检报告、质量监察检验证书	套	8		
12	特种产品生产许可证复印件	份	8		
13	以上所列各种设备随机资料提供相应电子版（磁盘或光盘）	份	8		

附件 4 交货进度

1 交货进度

本项目计划于 2026 年 10 月 31 日并网，计划的交货进度如下：

序号	项目名称	供货时间
1	甘肃腾格里沙漠河西新能源基地武威市民勤县红砂岗 120 万千瓦光伏项目	合同签订后,2026 年 7 月 20 日完成首批 50% 交货，2026 年 8 月 20 日前全部供货完成，具体交货批次以项目公司书面通知为准。
2		年 月 日

2 交货说明

- 2.1 本交货时间待合同谈判时确定。
- 2.2 备品备件及专用工具与主设备一起发货，要求单独包装，并注明“备品备件”、“专用工具”标识。
- 2.3 投标人应满足招标人工程进度的要求，如不能满足，招标人保留另选厂家的权利。
- 2.4 设备至现场后由招标人验收合格后方可安装。
- 2.5 交货方式为现场车板交货，投标人供货前应联系招标人现场勘察道路。

3 交货地点

交货地点为施工现场储能升压站。

附件 5 设备监造（检验）和性能验收试验

本章用于合同执行期间对投标人所提供的设备进行监造、检验和性能验收试验，确保投标人所提供的设备符合招标文件的要求。

1 概述

1.1 投标人向招标人保证所供设备是技术先进成熟可靠的全新产品。在图纸设计和材料选择方面准确无误，加工工艺无任何缺陷和差错。技术文件及图纸清晰、正确、完整，能满足正常运行和维护的要求。

1.2 投标人具备有效方法、控制所有外协、外购件的质量和服务，使其符合本规范的要求。

1.3 招标人有权派代表到投标人制造工厂和分包及外购件工厂检查制造过程，检查按合同交付的货物质量，检查按合同交付的元件、组件及使用材料是否符合标准及其合同上规定的要求，并参加合同规定由投标人进行的一些元件试验和整个装配件的试验。投标人提供给招标人代表相关技术文件及图纸查阅，试验及检验所必需的仪器工具、办公用品。

1.4 如在运行期间发现部件的缺陷、损坏情况，在证实设备储存安装、维护和运行都符合要求时，投标人将尽快免费更换。

1.5 在保证期内，投标人产品各部件因制造不良或设计不当而发生损坏或未能达到合同规定的各项指标时，供方无偿地为招标人修理或更换部件，直至满足合同要求。

1.6 设备在验收试验时达不到合同规定的一个或多个技术指标保证值而属于投标人责任时，投标人自费采用有效措施在商定的时间内，使之达到保证指标。

2 工厂检验

2.1 工厂检验是质量控制的一个重要组成部分。投标人需严格进行厂内各生产环节的检验和试验。投标人提供的合同设备须签发质量证明、检验记录和测试报告，并且作为交货时质量证明文件的组成部分。

2.2 检查的范围包括原材料和元器件的进厂，部件的加工、组装、试验和出厂试验。投标人检验的结果要满足招标文件的要求，如有不符之处或达不到标准要求，投标人要采

取措施直至满足要求，同时向招标人提交不一致性报告。投标人发生重大质量问题时应将情况及时通知招标人。

2.3 工厂检验的所有费用包括在合同设备总价中。

3 监造

3.1 监造依据

根据本合同和原电力工业部、机械工业部文件电办（1995）37 号《大型电力设备质量监造暂行规定》和《驻大型电力设备制造厂总代表组工作条例》《电力设备监造技术导则》DL/T 586 的规定，以及国家有关规定。

3.2 对投标人配合监造的要求

- 3.2.1 投标人有配合招标人监造的义务，及时提供相关资料，并不由此发生任何费用。
- 3.2.2 投标人应给招标人监造代表提供工作和生活方便。
- 3.2.3 投标人应在现场见证或停工待检前将设备监造项目及时间通知招标人监造代表。
- 3.2.4 招标人监造代表有权查（借）阅与合同监造设备有关的技术资料，如招标人认为需要复印存档，投标人应提供方便。
- 3.2.5 投标人应在见证后将有关检查、试验记录和报告资料提供给招标人监造代表。
- 3.2.6 设备制造阶段监理范围及模式如下表所示。

序号	设备名称	部件名称/见证项目	入厂验收	驻厂监造或抽检	出厂验收
1	储能电池、电 池管理系统	电池单体		√	
		电池模组		√	
		电池簇		√	
		电池管理系统		√	
		电池预制舱及辅助设备	√		
		系统功能实验		√	
		稳定性实验		√	
2	储能变流器	关键部件、原材料	√		
		装配过程		√	
		过程试验		√	
		型式试验	√		

		出厂试验		√	
3	开关柜	出厂试验		√	
		型式试验	√		
4	电力变压器	出厂试验		√	
		型式试验	√		
序号	设备名称	部件名称/见证项目	入厂验收	驻厂监造或抽检	出厂验收
		主要配套件	√		
		部套制造		√	
		器身装配		√	
		总装配		√	
		整机试验		√	
		抗震能力		√	
		吊芯检查		√	
		出厂包装		√	

锂离子电池储能系统质量见证项目表

序号	监造内容	见证项目	H	W	R	备注
1	储能电池	电池单体、电池模块、电池簇型式认证报告			√	满足 GB/T36276 检验项目要求
		电池单体、电池模块相关物料质量证明书或产品检验报告			√	
		电池单体、电池模块相关物料入厂检验报告			√	
		电芯筛选 OCV 检测工序检查		√		
		电池模组铝排焊接质量检查		√		
		电池模块装配过程检查		√		
		电池模块绝缘耐压试验		√		
		电池模块气密性试验		√		
		电池单体、电池模块外观、尺寸和质量检验		√		满足 GB/T36276 检验项目要求
		电池单体、电池模块、电池簇 25℃ 初始充放电能量试验		√		满足 GB/T36276 检验项目要求
2	电池管理系统 (BMS)	序号			√	满足 GB/T34131 检验项目要求
		BMS 电压测量精度测试		√		
		BMS 电流测量精度测试		√		
		BMS 温度测量精度测试		√		
		BMS 通信功能测试		√		

序号	监造内容	见证项目	H	W	R	备注
		BMS 报警和保护功能测试（绝缘、过流、过压、过温等）		√		
		BMS 控制功能测试（均衡管理、热管理等）		√		
3	储能电池舱（集装箱）	配电控制柜质量证明书或产品检验报告			√	
		汇流柜质量证明书或产品检验报告			√	
		空调质量证明书或产品检验报告			√	适用于风冷系统
		液冷机组质量证明书或产品检验报告			√	适用于液冷系统
		消防系统调试报告			√	
		感温感烟探测器、火灾报警控制器质量证明书或产品检验报告			√	
		视频监控质量证明书或产品检验报告			√	
		照明设施质量证明书或产品检验报告			√	
		线缆组件质量证明书或产品检验报告			√	
		高压箱质量证明书或产品检验报告			√	
		配套外购部件入厂检验报告			√	
		装配及电气接线检查		√		
		通信检测		√		
		绝缘耐压检测		√		
		气密性检测		√		
		充放电试验		√		
4	储能变流器（PCS）	PCS 型式试验报告			√	满足 GB/T34120 检验项目要求
		充放电两种模式下高、低穿越检测试验报告			√	
		元器件质量证明书或产品检验报告			√	
		元器件入厂检验报告			√	
		装配检查		√		
		出厂试验		√		满足 GB/T34120 检验项目要求

干式箱式变电站质量见证项目表

序号	监造内容	见证项目	H	W	R	备注
1	主要原材料和外购件	硅钢片材质证明书			√	
		电磁线材质证明书			√	
		环氧树脂证明书			√	
		玻璃纤维网格布合格证、出厂试验报告			√	
		风机装置试验报告			√	
2	高压侧元件	高压负荷开关出厂试验报告			√	
		高压侧熔断器合格证、出厂试验报告			√	
		高压侧过电压保护器出厂试验报告			√	

		电磁锁质量保证书			√	
		带电显示器质量保证书			√	
3	低压侧元件	低压断路器出厂试验报告			√	
		低压侧过电压保护器质量保证书			√	
		照明检修变压器出厂试验报告			√	
		塑壳断路器出厂试验报告			√	
4	其他设备	电流互感器出厂试验报告			√	
		电流表合格证			√	
		电压表合格证			√	
		温度控制器出厂试验报告			√	
		电能表出厂试验报告			√	
		UPS 出厂试验报告			√	
		箱变测控装置出厂试验报告			√	
		箱变箱体出厂试验报告			√	
5	变压器装配	铁芯装配质量检查		√		
		高、低压绕组绕制质量检查	√			
		线圈表面绝缘质量检查		√		
		器身装配质量检查		√		
6	关键部件入厂检验	高压侧负荷开关入厂检验单及出厂试验报告			√	
		避雷器入厂检验单及出厂试验报告			√	
7	整机试验	例行试验			√	按照技术协议
		型式试验		√	√	按照技术协议
		特殊试验			√	按照技术协议
8	出厂前检查	警示标志和门锁完好情况检查			√	
		接地装置检查			√	
		变压器铭牌检查			√	

4 性能验收（含并网验收）

4.1 总体要求

- 4.1.1 性能验收试验的目的是为了检验合同设备的所有性能是否符合技术规范的要求。性能验收试验由招标人组织，投标人参加。性能验收试验的地点为项目现场。性能试验具体试验时间由供需双方协商确定。
- 4.1.2 性能验收试验的费用：投标人试验的配合等费用已在合同总价内。验收试验在现场发生的其它相关费用由投标人承担。
- 4.1.3 性能验收试验的试验大纲由投标人提供，与招标人讨论后确定标准和方法。
- 4.1.4 性能验收试验的方案应参照有关国家标准，由招标人和投标人双方商定。

4.1.5 性能验收试验所需的测点、一次元件和仪器或器材及其装置应由投标人提供，招标人参加配合。投标人也要提供试验所需的技术配合和人员配合。

4.1.6 进行性能验收试验时，一方接到另一方试验通知而不派人参加试验，则被视为对验收试验结果的同意，并进行确认签盖章。

4.1.7 试验结果的确认：性能验收试验报告由中国电力行业有资质的第三方机构出具正式版。并网验收试验报告由电网公司认可的第三方检测机构出具正式版。如双方对试验的结果有不一致意见，双方协商解决。

4.1.8 投标人对性能验收试验和并网验收试验结果负责，并承担整改、复检及工程损失费用，直至出具的调试检测证书、报告等文件应满足电网对电站并网的要求。

4.1.9 并网及性能验收试验项目

按照国家、行业最新标准、规范以及电网、浙能集团的相关要求，投标人应配合项目单位进行相关试验，并满足相关要求。试验内容包括（但不限于此）：

- （1）通用技术条件测试（接地电阻、耐压试验、安全标识）；
- （2）并网开断功能测试；
- （3）充放电模式切换测试；
- （4）同期测试；
- （5）能量存储与释放特性测试（包括响应时间）；
- （6）荷电量测试；
- （7）功率控制和电压调节测试（包括可能模拟的远方控制模式）；
- （8）电压和频率适应能力验证；
- （9）紧急功率支援能力测试；
- （10）安全与保护测试（短路、防孤岛、恢复并网）；
- （11）电能质量测试（电压偏差、电压不平衡、谐波、直流分量、电压波动和闪变）；
- （12）监控与通信测试；
- （13）过载能力测试；
- （14）高、低电压穿越测试；
- （15）额定能量测试；
- （16）储能变流器效率；
- （17）电池系统总体效率、电池效率；

- (18) 全站建模；
- (19) AGC、一次调频试验；
- (20) 电池系统连续稳定运行能力；
- (21) 额定功率能量转化效率 η （测试点位于交流汇流柜侧）；
- (22) 综合效率（测试点在并网点）；
- (23) 电网公司、调度运行机构、浙能集团要求的其他测试项目。

4.2 验收标准和罚则

4.2.1 设备在验收试验时达不到合同规定的一个或多个技术指标保证值而属于投标人责任时，则投标人应自费采用有效措施在商定的时间内，使之达到保证指标。投标人应积极配合完成现场并网测试及性能试验，通过中国电科院或第三方单位的并网测试并取得测试报告，各项指标应满足相关要求和并网测试标准。不满足相关要求或并网测试标准的指标，投标人须及时进行整改，直到满足相关要求或并网测试标准。

5 质保与售后

5.1 质量保证

5.1.1 本次采购储能系统及储能用电芯整体质保期 5 年。

5.1.2 在质保期内，投标人产品各部件因制造不良或设计不当而发生损坏或未能达到合同规定的各项指标时，投标人应无偿地为招标人修理或更换零部件，直至改进设备结构并无偿供货。

5.1.3 在储能系统运行期间发现部件缺陷、损坏情况，在证实设备储存安装、维护和运行都符合要求时，投标人应尽快免费更换。

5.1.4 招标人有权对投标人提供的产品提请经招投标双方认可的权威的第三方进行抽样检测。如经检测，投标人产品不合格，投标人必须免费更换同批次产品，并承担第三方检测费用。

5.1.5 在质保期内，由于下列情况所造成的缺陷、损坏或达不到指标时，不属投标人责任：由于招标人错误操作或维修。

设备在现场保存时间超过合同规定期限的问题；由于非投标人造成的其它错误和缺陷。

5.2 售后

5.2.1 投标人应保证所供设备的所有零部件都可以在技术协议签订后 3 天内提供售后服

务专用备品备件详细资料的详细资料，售后服务中，不能出现以故障设备缺乏零部件为由延迟维修的情况。

5.2.2 投标人应保证售后服务时间和质量，保证能够解决所供设备故障问题的技术人员数量和能力按照技术文件中的承诺执行。保证其具备故障修复能力的售后服务人员的具体数量按照技术文件中的承诺执行，售后服务中，不会出现以缺乏能解决问题的技术人员为由延迟维修的情况。

5.2.3 在产品的质保期内，投标人应在项目现场（红砂岗镇）委派至少 2 位现场工程师对设备进行维护。当产品出现故障时，投标人必须保证 24 小时内有能力解决问题的技术人员到达现场，招标人技术人员对故障设备的完全修复时间不能大于 48 小时。从招标人发出故障通知算起，设备总修复时间不会超过 72 小时，未能及时恢复设备运行，所有直接和间接损失由投标人负责。

5.2.4 在产品出现重大性能、设计、制造工艺和可靠性缺陷时投标人有责任召回相关产品。如果单套设备在一年内系统故障次数超过 5 次或单套设备在一年内的总修复时间大于 15 个自然日或产品性能不满足相关标准、技术协议等的要求，招标人可以要求更换产品或无条件退货，投标人应免费更换并承担相关费用或无条件退货。

5.2.5 由设备内部任何形式的火灾蔓延到设备之外，对招标人造成的设备、劳务费用、发电量和信誉等所有直接和间接损失由投标人负责。

附件 6 技术服务和设计联络

1. 投标人现场技术服务

1.1 为保证所供设备的正确安装、启动、安全运行和性能指标，以及相互的工作联系，

投标人要派若干合格的现场服务人员到现场服务。投标人应将服务人月数计划表按下表列出。如果该人月数不能满足今后实际工程需要，投标人应免费追加人月数。合同设备处在安装调试状态时，投标人服务人员必须始终在施工现场。

服务人员计划表

序号	技术服务内容	计划 人日数	派出人员构成		备注
			职称	人数	

投标人现场技术服务人员所发生的一切费用包括工资、差旅费、住宿、办公及通讯联络等均包括在合同报价内。

1.2 投标人现场服务人员的条件：

1.2.1 遵纪守法，遵守现场的各项规章制度，熟悉并掌握现场和电厂有关安全方面的规章制度。

1.2.2 工作责任心强，身体健康，适应现场工作条件。

1.2.3 了解合同设备的设计，熟悉其结构，有三年以上相同或相近机组的现场工作经验，能够正确地进行现场指导。

1.2.4 招标人有权要求更换不称职的投标人现场技术服务人员，投标人应及时更换。

1.3 投标人现场服务人员的职责

1.3.1 投标人现场服务人员的任务主要包括设备催交、货物的开箱检验及招投标双方的日常技术联络。在设备开始安装后的任务为指导安装和调试工作，监督工程质量及调试质量，并符合工厂设计要求，处理设备缺陷及设计变更等，后期要参加试运行和性能考核试验。

1.3.2 在安装和调试前，投标人技术服务人员应向招标人进行设计意图和安装程序及安装要点的技术交底和解释，必要时进行示范操作。对重要工作项目应实行每个工序的检查指导和监督，实行工序签证制度，否则，招标人不能进行下一道工序。经投标人签证的工序如因投标人技术服务人员的指导错误而发生的问题，由投标人负全部责任。投标人对重要工作项目的认定，见下表：

序号	工作项目名称	工序主要内容	备注

1.3.3 投标人现场服务人员应有权全权处理现场出现的一切技术和商务问题。如现场发生质量问题或有重大设计变更，投标人现场人员要在招标人规定的时间内予以解决。如投标人委托招标人进行处理，要出具委托书并承担相应的经济责任。

1.3.4 投标人现场服务人员的正常来去和更换应事先与招标人协商。

1.3.5 投标人对其现场服务人员的一切行为负全部责任。

1.4 招标人的义务

招标人要配合投标人现场服务人员的工作，并在生活、交通和通讯上提供投标人便利。

2. 培训

2.1 为使合同设备能正常安装、调试、运行、维护及检修，投标人有责任对招标人的技术熟练、身体健康的人员在制造商的工厂/或相似的安装或调试中的电厂提供相应的技术培训。培训内容应与工程进度相一致。培训的目的是培训招标人的安装及运行人员以便操作和维护合同内所有的设备。培训内容应与工程进度相一致，培训的专业和详细的计划应在设计联络会上确定。

2.2 投标人的责任和义务：

2.2.1 投标人应尽努力使招标人的技术人员达到满足培训的要求。

2.2.2 投标人应指定一个人来负责组织、协调工作。

2.2.3 在培训中，投标人应选定经验丰富、技术熟练的指导员来指导、培训招标人的技术人员。

2.2.4 制定的培训计划要符合每个专业的要求。

计划主要包括：

a. 对诸如：设备性能、结构、主要及辅助系统等的具体专题，在课堂内进行系统的

讲解。

- b. 提供所有必须的培训资料(如：课本、手册及图纸)设备、工具和仪器等。
- c. 了解主要设备的制造过程和组装及检修。
- d. 了解质量控制和管理系统的组织情况。
- e. 了解合同设备的设计，并确认文件与 IEC 标准及相关标准的一致性。
- f. 掌握合同设备组装的要求及工厂检验的项目/要求。
- g. 掌握安装、调试和维修的要求和注意事项。
- h. 了解设备的制造周期和并安排运输安排。

2.2.5 投标人应按培训计划的要求，为招标人的技术人员免费提供工作服、安全帽和文具等。

2.2.6 投标人应允许招标人的技术人员把培训期间提供的所有技术文件带回厂。

2.2.7 投标人为招标人培训人员提供设备、场地、资料等培训条件，并提供食宿和交通方便。

2.3 招标人的责任：

2.3.1 招标人应及时向投标人提供培训时间和人员安排。

2.3.2 为了培训计划的顺利实施，除非双方同意，该计划不能由于放假而中断。

2.4 培训的时间、人数、地点等具体内容由招投标双方商定。

3. 设计联络会

设计联络会安排二次，第一次会务组织及费用由投标人负责，第二次会务组织及费用由招标人负责，但差旅费均各自自理。有关设计联络的计划、时间、地点和内容要求由招标投标双方商定。

设计联络计划表

序号	次数	内容	时间	地点	人数
1	1			投标人所在地	
2	1			招标人所在地	

--	--	--	--	--	--

附件 7 分包与外购

1 投标人要按下列表格填写分包及外购情况表，并报各分包及外购厂家的简要资质情况。

分包及外购情况表

序号	设备/部件	型号	单位	数量	产地	厂家名称	近两年同类型 机组主要业绩	备注

注：上表中的序号和内容应与附件 2 的一致。

2. 投标人要按下列表格填写制造投标设备所需的进口部件一览表。

进口部件一览表

序号	名 称	规格	单位	数量	重量	原产地	制造厂商	备注
1								
2								

注：除按要求填写本部分的表格外，投标人需详细提供所有分包外购设备的备选厂家的资质文件、业绩（对与投标人配合的业绩要单独注明），并将此资料单独装订成册。

附件 8 运行维护手册编写格式

运行维护手册格式要求如下：

甘肃腾格里沙漠河西新能源基地武威市民勤县红砂岗
120 万千瓦光伏项目 420MW/840MWh 储能系统

运 行 维 护

手

册

要求：一式 10 套

纸张：A4

语言：中文

字体：宋体，小四号

行间距：1.5 倍

页边距（mm）：左-30 右-25 上-30 下-40

页眉：XX 设备运行维护手册

注：在正式提交前，先由招标人审定。

设备运行和维护手册的目的是能够把全部必要的数据和说明装订成册，这样，运行人员可以较好地查阅和理解最初调试及试运行工作、有效操作以及在正常、事故和异常(非设计情况)下怎样正确操作设备和停机。在提交之前，双方应商定操作和维护手册的形式和内容。

该手册应详细地叙述和说明设备构造，使新来的操作和维护人员能够研究和理解设备的功能的控制方法。

手册中应能够快速查阅运行参数、设备说明书、操作、维护和安全程度。

运行和维护手册应包括，但不限于下述内容：

- 1、 设备概述，包括设备、系统说明、设备结构、功能说明、技术规范等。
- 2、 设备启动、运行和停运的操作程序及注意事项。
- 3、 设备联锁和保护功能说明。

- 4、设备安装、拆卸、维护的程序及注意事项。
 - 5、设备零、部件清单，包括名称、图号、规格、材质、制造厂家全称等。
 - 6、设备易损件、消耗性材料清单，包括名称、规格、制造厂家全称等。
- 为便于使用和查阅，手册应分成卷，每一卷包括封面的最大厚度为 50mm。
- 每一卷的版式应尽可能地一致，每一部分的系统、设备等描述顺序也应一致。

附件 9 大（部）件情况

投标人应把超级超限的情况详细予以说明

序号	部件名称	数量	长 x 宽 x 高	重量	厂家名称	货物发运地点	运输方式	备注
----	------	----	-----------	----	------	--------	------	----

			包装	未包装	包装	未包装				
1										
2										
3										

说明：

- 1 投标人应在投标文件中按附表要求提供设备各大件的运输尺寸（长×宽×高）、重量，并附运输外形尺寸图及其重心位置。
- 2 设备运输尺寸，指设备包装后的各部分尺寸。
- 3 当采用铁路运输时，设备的运输外形尺寸，应考虑该设备拟采用的运输车辆装载面至轨面的高度要求。
- 4 投标人应根据大件运输的线路及运输方式，对沿途中所经过的涵洞、桥梁等构、建筑物进行充分的调查和论证，在投标文件中提出大件运输的方案，确保设备大件安全运至现场。
- 5 投标人还应在投标文件中说明所有其它设备的运输方案，包括车辆型号、数量、运输路线等。
- 6 当投标人设备的运输尺寸超出上述给定的铁路运输界限规定的界限要求时，投标人应承担由于采取必要措施进行运输而发生的费用。
- 7 对于小件设备，汽车可以直达电厂工地现场；
- 8 上表中的序号和内容应与附件 2 的一致。

附件 10 技术差异表

投标人要将投标文件和招标文件的差异之处汇集成表。

技术差异表

序 号	招标文件		投标文件	
	条目及页码	简 要 内 容	条目及页码	简 要 内 容

附件 11 附图

附图为升压储能站平面布置图、储能子阵接线图、储能单元配电装置接线图，详见附件。

附件 12 性能考核条款

在质保期内，招标方将对以下项目进行考核：

储能系统输出容量要求

储能系统统配置功率容量要求 420MW（交流侧输出容量 \geq 840MWh），输出功率满足电网验收标准需求，若投标人因设备问题无法及时完成涉网实验，造成考核由投标人负责。

系统综合效率不低于 86%，考核周期自试运行验收合格之日起计算，为期 1 年。系统效率每低于 0.2%，扣除合同总价 500 万元。

电池首年衰减率不大于 5%，考核周期自项目并网之日起计算，为期 1 年。衰减率每超出 0.1%，扣除合同总价 500 万元。

性能测试验收过程中，投标人提供的电芯容量、内阻、电压一致性不符合投标人保

证值的，扣除合同总价 200 万元。

附件 13 投标人需要说明的其他内容（质量承诺及售后服务承诺等）

投标人提供在专业技术、设备设施、人员组织、业绩经验等方面具有设计、制造、质量控制、经营管理的相应的资格和能力的资料。

第六章 投标文件格式

招标编号：ZJTY-2026-05-07-002

黄花滩项目 480MW/960MWh、红砂岗
项目 420MW/840MWh 储能系统

投 标 文 件

第一卷 商务文件

投标人：（盖单位章）

一、法定代表人资格证明或授权委托书

法定代表人资格证明

投标人名称：

姓名： 性别： 年龄： 职务： 系 的法定代表人（单位负责人）。

特此证明。

投标人：（盖单位章）

或法定代表人签字：（签字）

日期：

附：法定代表人（单位负责人）身份证复印件。

授权委托书

本人（ ）系（ ）的法定代表人（单位负责人），现委托（ ）为我方代理人。代理人根据授权，以我方名义签署、澄清确认、递交、撤回、修改黄花滩项目 480MW/960MWh、红砂岗项目 420MW/840MWh 储能系统的投标文件、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。

投标人（盖单位章）：

或法定代表人（签字）：

身份证号码：

委托代理人：

身份证号码：

日期：

附：委托代理人身份证复印件

二、联合体协议书（若需，联合体各方签字盖章后扫描上传）

联合体协议书

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

1. ____（某成员单位名称）为 ____（联合体名称）牵头人。

2. 联合体各成员授权牵头人代表联合体参加投标活动，签署文件，提交和接收相关的资料、信息及指示，进行合同谈判活动，负责合同实施阶段的组织和协调工作，以及处理与本招标项目有关的一切事宜。

3. 联合体牵头人在本项目中签署的一切文件和处理的一切事宜，联合体各成员均予以承认。联合体各成员将严格按照招标文件、投标文件和合同的要求全面履行义务，并向招标人承担连带责任。

4. 联合体各成员单位内部的职责分工如下：____。

5. 本协议书自所有成员单位法定代表人或其委托代理人签字或盖单位章之日起生效，合同履行完毕后自动失效。

6. 本协议书一式____份，联合体成员和招标人各执一份。

注：本协议书由法定代表人签字的，应附法定代表人身份证明；由委托代理人签字的，应附授权委托书。

联合体牵头人（盖单位章）：

法定代表人或其委托代理人（签字）：

联合体成员（盖单位章）：

法定代表人或其委托代理人（签字）：

联合体成员（盖单位章）：

法定代表人或其委托代理人（签字）：

日期：____年____月____日

三、廉政承诺书

廉政承诺书

致：甘肃古浪陇电入浙黄花滩能源有限公司，甘肃民勤陇电入浙红砂岗能源有限公司

为配合招标人招标采购活动中的廉政建设，规范双方的各项活动，防止发生各种谋取不正当利益的违法违纪行为，保护国家、企业和当事人的合法权益，根据国家有关法律法规和廉政建设责任制规定，本单位参与采购过程中，保证在项目业务的获取（包括但不限于招标投标等其他采购形式）、合同签订及合同履行等全过程中严格遵守以下规定：

一、严格遵守国家有关法律、法规，相关政策，以及廉政建设的各项规定。严格遵守招标人在廉洁从业方面的各项制度和规定，并主动配合招标人遵守执行。

二、对本单位相关人员进行经常性的廉洁自律教育，并督促其在工作中自觉遵守以下规定：

1. 不得以任何形式向招标人相关人员赠送礼金、礼品、有价证券或其他代币券、贵重物品、好处费、感谢费等。

2. 不得邀请招标人相关人员参加可能对上述招标采购活动公正性、廉洁性产生影响的各种宴请、旅游和消费娱乐等活动。

3. 不得变相采用借款、报销发票、提供交通工具等作为私用或其他手段向招标人相关人员提供不正当利益。

4. 不得在上述招标采购活动中向招标人相关人员许诺提供或为其谋求各类不正当利益，或施加任何形式影响和干扰决策。

5. 本单位及工作人员在招标采购过程中，不得以任何形式向招标人或招标代理机构的相关人员行贿、提供回扣或其他好处费等。

三、如果一旦发现本单位工作人员有违反以上规定行为，本单位将视其情节轻重，按照相关法律法规、国家有关廉政建设的规定及企业内部规章制度予以处理。且一经查实，招标人有权取消我方的候选（或中选）资格，并配合落实进一步的处罚措施。

四、本单位在此承诺，如果招标人相关人员主动索取或故意刁难以变相索取上述任何形式的不正当利益，利用职权要求本单位采购其亲友经营的有关物资，要求代为其亲友安排工作，或推荐采购单位和要求我方购买采购合同规定以外的，本单位将及时向招标人主管部门或纪检监察部门举报，并视招标人需要，积极配合相关的调查取证工作。

五、本承诺书签署后，即对本单位及全体相关人员产生不可撤销的约束力。

投标人（盖单位章）：

日期：

四、商务偏离表

商务偏离表

序号	条目(招标条件)	简要内容(招标条件)	条目(投标文件)	简要内容(投标文件)

注：本单位承诺除商务和技术偏差表列出的偏差外，响应招标文件的全部要求。

五、 投标保证金

投标人应在此提供“保证金递交回执”。

六、招标代理服务费承诺函（适用于中标人支付招标代理服务费的）

招标代理服务费承诺函

致：浙江天音管理咨询有限公司

我公司在本标段报价总价中已含招标代理服务费。本单位在此承诺，如在本次招标项目中获中标，本单位将按照招标文件规定的比例计算的金额，向贵方支付招标代理服务费（收费标准详见附表 1，若计算金额不足壹万元人民币的情况按壹万元人民币收取），并在签定合同后，向贵方支付招标代理服务费。

投标单位：

日期：

附表 1：本标段招标代理服务收费标准按“货物”类型收费标准收取，收费基数以中标金额为准，并按差额定率累进法计算。若计算金额不足壹万元人民币的情况按壹万元人民币收取。服务费收取账户以付款通知书为准。

类型 中标金额	货物	服务	工程
100 万元以下	1.5%	1.5%	1.0%
100~500 万元	1.1%	0.8%	0.7%
500~1000 万元	0.8%	0.45%	0.55%
1000~5000 万元	0.5%	0.25%	0.35%
5000 万元~1 亿元	0.25%	0.1%	0.2%
1~5 亿元	0.05%	0.05%	0.05%
5~10 亿元	0.035%	0.035%	0.035%
10~50 亿元	0.008%	0.008%	0.008%
50~100 亿元	0.006%	0.006%	0.006%
100 亿以上	0.004%	0.004%	0.004%

例如：若中标金额为 2000 万元，所属标段属于“货物”类型（仅为举例所用，与本标段无关），则招标代理服务费为： $(100 \times 1.5\% + (500 - 100) \times 1.1\% + (1000 - 500) \times 0.8\% + (2000 - 1000) \times 0.5\%) = 14.90$ （万元）

七、近三年财务状况表

公司状况	20__年	20__年	20__年	说明
总资产				
资产负债率				负债合计/总资产
净资产收益率				净利润/所有者权益合计
现金净流入				
流动比				流动资产合计/流动负债合计
负债合计				
净利润				
所有者权益合计				
流动资产合计				
流动负债合计				

注：提供近三年财务状况表，投标人的成立时间少于规定年份的，应提供成立以来的财务状况表。

八、资格审查及评审打分资料

（一）基本情况表

投标人名称				
注册资金		成立时间		
注册地址				
邮政编码		员工总数		
联系方式	联系人		电话	
	网址		传真	
法定代表人	姓名		电话	
投标人须知要求投标人需具有的各类资质证书	类型： 等级： 证书号：			
近三年营业额（万元）	202_年	202_年	202_年	
投标人关联企业情况 （包括但不限于与投标人法定代表人（单位负责人）为同一人或者存在控股、管理关系的不同单位）				
投标设备/材料制造商名称				
投标人须知要求投标设备/材料制造商需具有的资质证书	类型： 等级： 证书号：			
备注				

注：1. 投标人为企业的，应提交营业执照和组织机构代码证的复印件（按照“三证合一”或“五证合一”登记制度进行登记的，可仅提供营业执照复印件）；投标人为依法允许经营的事业单位的，应提交事业单位法人证书和组织机构代码证的复印件。

2. 如果投标人须知第 1.4.1 项对投标设备/材料制造商的资质提出了要求，投标人应根据投标人须知第 3.5.1 项的要求在本表后附相关资质证书复印件。

3. 若近年来，投标人法人机构发生合法变更或重组或法人名称变更的，应提供相关部门的合法批件或其他相关证明材料。

4. 如投标人无法定代表人的，法定代表人填写单位负责人。

(二) 业绩汇总表

序号	工程名称	建设单位（项目业主）	合同签署日期	竣工时间/投运时间	合同金额(万元)	机组容量/项目规模	技术指标及其他要求	证明材料清单
								<input type="checkbox"/> 合同 <input type="checkbox"/> 中标通知书 <input type="checkbox"/> 业主证明 <input type="checkbox"/> 其它：

注 1：若被推荐为中标候选人，招标人有权将上述业绩进行公示。

附表：业绩情况明细表

业绩汇总表对应业绩序号：_____

业绩证明对象名称				
业绩项目名称				
证明材料清单	证明材料	材料涉及主体		材料签署/生效时间
	____合同	甲方：_____	乙方：_____	
	竣工/验收报告	
			
合同设备/材料名称				
主要规模、数量指标				
合同价格				
规格和型号				
主要性能指标				
项目概况及投标人履约情况				
履约情况证明方： 联系人及电话：				
备注				

注：1. 每个业绩需提供一份《业绩情况明细表》。

2. 投标人应根据招标公告要求提供相应业绩证明材料。

3. 若提供的业绩证明材料的出具方、证明对象与投标人所列业绩证明对象不一致，投标人应附完整的可证明业绩证明对象和该业绩之间的关联关系的证明材料(包括不限于组织更名材料、分包、外购、委托运营协议等)

（三）检测、试验报告（若需）

（四）制造商授权书（投标人为代理商时提供）

（投标文件委托代理人签字的须提供，按以下格式签字盖章后，以图片形式上传、替换）

制造商授权书

致：_____

我单位_____（制造商名称）是按_____（国家 / 地区名称）法律成立的一家制造商，主要营业地点设在_____（制造商地址。兹授权按_____（国家 / 地区名称的法律正式成立的主要营业地点设在_____（投标人的单位地址的_____（投标人名称）以我单位制造的_____（设备/材料名称）进行_____（项目名称）投标活动。我单位同意按照中标合同供货，并对产品质量承担责任。 授权期限：_____。

投标人名称：_____（盖单位章）

制造商名称：_____（盖单位章）

签字人职务：_____签字人职务：_____

签字人姓名：_____签字人姓名：_____

签字人签名：_____签字人签名：_____

（五）连带责任书及技术支撑承诺函（若需）

该连带责任书及技术支撑承诺函须由设备制造商的法定代表人或授权代表签署，如设备制造商为国内法人的，还须加盖公章。

该连带责任书及技术支撑承诺函须载明：设备制造商同意就卖方在本合同（包括不时进行的修改和补充）项下的责任和义务向买方承担连带责任。

格式由投标人自行设计

（六）关于设备原厂商授权函的承诺函（若需）

致：_____

我公司承诺，在收到中标通知书后 10 天内向贵公司提供招标文件所要求的设备原厂商针对_____项目的授权函和设备原厂商出具的三年售后服务承诺函。若无法在规定的时间内提供，视为我公司放弃中标，同意投标保证金不予退还，给招标人的损失超过投标保证金数额的，同意对超过部分予以赔偿；没有提交投标保证金的，同意对招标人的损失承担赔偿责任。

投标人（盖单位章）：

日期：_____年_____月_____日

九、关于业绩公示的投标承诺书

关于业绩公示的投标承诺书

致：甘肃古浪陇电入浙黄花滩能源有限公司，甘肃民勤陇电入浙红砂岗能源有限公司

为全面落实《招标投标法》《招标公告和公示信息发布管理办法》等法律法规，坚持“公开、公平、公正和诚实信用”原则，共同维护浙能集团招标投标的良好生态，打造优质和谐的营商环境，我司郑重承诺如下：

1. 关于信息公示：若我司被推荐为中标候选人，我司同意招标人（或招标代理机构）可将我司投标文件中涉及资格要求及评分的业绩所对应的合同关键信息（包括但不限于合同名称、签署时间等）进行公示。我司承诺投标文件中的合同信息内容不涉及国家秘密或商业秘密，如因公示内容引发任何争议或责任，概由我司自行承担。

2. 关于异议处理：如收到针对我司所提供业绩材料的异议，我司承诺在规定期限内，按照要求提供证明业绩真实性的相关材料（如合同原件、业主证明等）。若未能在规定期限内提供有效证明材料，我司同意被认定为不真实业绩，并接受由此产生的取消中标候选人资格等处理决定。

3. 关于诚信约束：我司承诺不进行重复异议、诬告或恶意异议等行为。如有违反，同意贵公司依据国家法律法规及浙江省能源集团有限公司《供应商关系管理办法》的相关规定，对我司进行处理。

以上承诺，我司将严格恪守。

承诺单位：（公章）

日期：

招标编号：ZJTY-2026-05-07-002

黄花滩项目 480MW/960MWh、红砂岗
项目 420MW/840MWh 储能系统

投 标 文 件

第二卷 技术文件

投标人：（盖单位章）

一、技术规范

（以招标文件技术规范为准）

制造商主要工艺装备和主要检测设施的拥有情况和现状

产品设计、制造、安装、验收标准

质量手册或关于质量管理、质量体系、质量控制、质量保证的详细介绍

二、技术偏差表

技术偏差表

序号	条目(招标文件)	简要内容(招标文件)	条目(投标文件)	简要内容(投标文件)

注：本单位承诺除商务和技术偏差表列出的偏差外，响应招标文件的全部要求。

三、佐证所投品牌的第三方证明文件

《关键部件品牌规格表》和《主要部件品牌规格表》中的部件品牌，投标人在招标文件列明品牌以外选择其他品牌进行报价的，投标人在投标时须提供与该品牌有关的性能指标参数、同类型业绩等第三方证明文件佐证所投品牌与列明品牌为“或相当于”；若投标人未提供证明文件的，评标委员会有权判定投标人投标品牌为“不相当于”。

品牌 1. 第三方证明文件清单（每个品牌均需提供）

1	部件名称	
2	投标品牌	
3	证明文件清单	
3.1	与该品牌有关的性能指标参数 第三方证明文件	
3.2	该品牌有关的同类型业绩证明 文件	
3.3	其它第三方证明文件	

附：第三方证明文件

品牌 2. 第三方证明文件清单（每个品牌均需提供）

1	部件名称	
2	投标品牌	
3	证明文件清单	
3.1	与该品牌有关的性能指标参数 第三方证明文件	
3.2	该品牌有关的同类型业绩证明 文件	
3.3	其它第三方证明文件	

附：第三方证明文件

四、附表附图-部件品牌响应表

部件品牌响应表

部件品牌响应表

序号	部件名称	招标文件规定品牌规格范围或相当 于	部件名称	投标人所报品牌规 格
----	------	----------------------	------	---------------

五、品牌部件知悉函

知 悉 函

我公司已知悉并理解招标文件第三章评标办法中的下述条款（若与第三章评标办法描述不一致的，以招标文件第三章评标办法的描述为准）：

1. 《关键部件品牌规格表》中的部件（若有）评审说明

（1）若投标人在投标文件中未明确唯一品牌的，作否决投标处理。

（2）投标人所投关键部件品牌在招标文件列明品牌以外的，投标人在投标时须提供与该品牌有关的性能指标参数、同类型业绩等第三方证明文件佐证所投品牌与列明品牌为“或相当于”，经评标委员会判定是否属于“相当于”。如判定为“相当于”，则进行后续评标；如判定为“不相当于”，则作否决投标处理。若投标人未提供证明文件的，评标委员会有权直接判定投标人所投品牌为“不相当于”。

2. 《主要部件品牌规格表》中的部件（若有）评审说明

（1）若投标人在投标文件中明确主选品牌的，按主选品牌进行评标。

（2）若投标人在投标文件中列明两个及以上品牌但未明确主选品牌的，按其所投品牌中最低技术水平的品牌进行技术评审，同时扣除相应的报价质量分；

（3）若投标人在投标文件中品牌表述模糊不清，仅以“响应”、“符合要求”等方式进行响应的，视为投标人所投品牌为招标文件列明的品牌，同时扣除相应的报价质量分；

（4）若投标人在投标文件中列明了一个或多个品牌，且含“或相当于”、“或同等档次”等模糊字眼的，视为投标人所投品牌为投标文件中列明的品牌，同时扣除相应的报价质量分；

（5）若投标人在《主要部件品牌规格表》列明品牌以外选择其他品牌的，投标人在投标时须提供与该品牌有关的性能指标参数、同类型业绩等第三方证明文件佐证所投品牌与列明品牌为“或相当于”；若投标人未提供证明文件的，评标委员会有权直接判定投标人所投品牌为“不相当于”。若评标委员会判定投标人所投品牌与列明品牌“不相当于”的，评标委员会按下述方式进行处理：

1) 按所有投标人对符合招标文件列明品牌的最高报价计入其评标价；

2) 按所投品牌技术水平最低的进行评审。

投标人：（盖章）

投标日期：

六、评审打分资料（若有）

请按招标文件《第三章》评标办法中的技术评标因素及其量化标准，明确评分打分资料所在页面页码或已在投标管家中绑定评审指标。

序号	评审指标	资料名称	资料所在页面页码或已绑定评审指标	备注

招标编号：ZJTY-2026-05-07-002

黄花滩项目 480MW/960MWh、红砂岗项目
420MW/840MWh 储能系统

投 标 文 件

第三卷 报价文件

投标人：（盖单位章）

一、投标函

投标函

致：甘肃古浪陇电入浙黄花滩能源有限公司，甘肃民勤陇电入浙红砂岗能源有限公司

1. 我方已仔细研究了黄花滩项目 480MW/960MWh、红砂岗项目 420MW/840MWh 储能系统标段招标文件的全部内容，愿意以人民币（大写）_（¥ 元）的投标总报价，并按合同约定履行义务。

2. 投标文件前后如存在内容不一致的，以投标函为准。

3. 我方承诺除商务和技术偏差表列出的偏差外，我方响应招标文件的全部要求。

4. 我方承诺在招标文件规定的投标有效期内不撤销投标文件。

5. 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你方签订合同；

（2）在签订合同时不向你方提出附加条件；

（3）按照招标文件要求提交履约担保；

（4）在合同约定的期限内完成合同规定的全部义务。

6. 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，且不存在第二章“投标人须知”第 1.4.3 项规定的任何一种情形。

7. 我方理解，你方并非接受最低价格或可能收到的任何投标函的约束，亦无须负担我们的任何报价费用。

投标人(盖单位章)：

日期：

开标一览表

项目名称：黄花滩项目 480MW/960MWh、红砂岗项目 420MW/840MWh 储能系统

单位：万元（人民币）

投标报价	小写： 大写：
税率	
备注	

投标单位（盖章）：

日期：

备注：请投标单位按以上格式认真填写，不得随意更改技术规范中要求。

三、价格表

1. 一般要求

1.1 分项价格表中设备分项须与技术规范供货范围中的分项内容相一致。

1.2 当分项价之和与总价不符时，以总价为准并对单价进行修正，但总价金额小数点有明显错误的除外。

1.3 报价币种为人民币，进口部分也应人民币报价。

1.4 价格表中报价为报价有效期内不变价格。报价有效期内为 90 天

2. 报价表

序号	名 称	投标报价（万元）	备 注
1	黄花滩项目		
2	红砂岗项目		
	总计		

投 标 价 格 总 表

单位：人民币万元

序号	名 称	合 计	增值税率	备 注
1	设 备 价 格		_____%	
	设备本体			详见附表 1
	备品备件			详见附表 2
	专用工具			详见附表 4
2	技术服务费			详见附表5
3	运保费			详见附表6
	总计			

备注：请各投标人按项目分别填写

附表1：本体价格分项表

单位：万元

序号	名称	规格型号	单位	数量	产地	生产厂家	单价	合价	备注
	小计								

备注：请各投标人按项目分别填写

附表 2：随机备品备件分项价格表（计入总价，不限于以下项目）

单位：万元

序号	名称	规格型号	单位	数量	产地	生产厂家	单价	合价	备注
	小计								

备注：请各投标人按项目分别填写

附表 3：三年生产运行用备品备件、主要耗材（含一个大修期，不计入总价）

单位：万元

序号	名称	规格型号	单位	数量	产地	生产厂家	单价	合价	更换周期	备注
	小计									

报价有效期：合同设备质量保证期满后三年内，请各投标人按项目分别填写

附表 4：专用工具分项价格表（计入总价）

单位：万元

序号	名称	规格型号	单位	数量	产地	生产厂家	单价	合价	备注
	小计								

备注：请各投标人按项目分别填写

附表5：技术服务费分项价格表（计入总价）

单位：万元

序号	内 容	人日数	单 价	合 价	备注
1	卖方现场技术人员服务费				
2	培训费				
3	设计联络会费用				
4	其它				
	合计				

备注：请各投标人按项目分别填写

附表 6：运保费分项价格表（计入总价）

单位：万元

序号	内 容	价 格	备注
1	大件运输费（包括大件措施费）		若有
2	普通件运输费		
3	保险费		
4	其它		
	合计		

备注：请各投标人按项目分别填写

附表 7：进口设备与部件分项价格表

单位：万元

序号	名称	规格型号	单位	数量	产地	生产厂家	单价	合价	备注

备注：请各投标人按项目分别填写

附表 8：国内分包与外购部件分项价格表

单位：万元

序号	名称	规格型号	单位	数量	产地	生产厂家	单价	合价	备注
	小计								

备注：请各投标人按项目分别填写