

招标编号：ZJTY-2024-10-15-004

浙能台二电二期扩建工程项目调试技术
服务项目
招 标 文 件

招标人：浙江省电力建设有限公司

招标代理机构：浙江天音管理咨询有限公司（公章）

2024 年 11 月 08 日

第一章 招标公告/邀请函

浙能台二电二期扩建工程项目调试技术服务招标公告

浙能台二电二期扩建工程项目调试技术服务已具备招标条件，招标人为浙江省电力建设有限公司，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

负责组织并完成除单体调试外的所有调试工作，包括整个工程所有的设备及系统的调试及试验工作（包括分系统及整套启动调试、细调、特殊试验、涉网试验及深度调峰试验）、APS调试（包括 APS 项目评审与验收）、辅助控制系统 DCS 调试、输煤程控调试、DCS 性能测试、机组性能考核试验，竣工验收、达标创优等相关的配合工作，以及参与单体调试及验收、特殊仪表的检验工作，负责协调、管理调试期间全厂设备和系统需要其他单位配合调试的工作，并负责分系统调试和整套启动调试期间的消缺管理（含技术指导等）。

本工程性能试验用的凝结水流量喷嘴由投标方提供。

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. 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。

3. 近三年内被列入国家应急管理部(查询网址为:<https://www.mem.gov.cn/fw/cxfw/xyex/>)认定的安全生产失信联合惩戒“黑名单”，且有效期结束时间晚于投标截止日的，不得参与本项目投标。

4. 投标人须同时具备以下资质：

（1）具有《承装(修、试)电力设施许可证》承试类一级资质。

（2）具有《电力工程调试企业能力评价等级证书》-电源工程类一级；

5. 投标人近 8 年（2016 年 7 月 1 日以来）必须具有独立承担过至少 2 个 600MW 级及以上超超临界燃煤机组工程的调试业绩，且完成过涉网试验。以上业绩须提供该工程的验收证明（如 168h 移交证明）等有效证明文件的复印件，并提供合同复印件，该合同复印件必须能体现该工程项目名称、机组容量、调试项目、投产时间等。调试项目需能体现完成过涉网试验的调试内容。

6. 投标人拟派项目负责人近 8 年（2016 年 7 月 1 日以来）必须具有担任 1 个 600MW 级及以上超超临界燃煤机组工程的调试负责人业绩，且完成过涉网试验。以上业绩必须提供该工程的验收证明（如 168h 移交证明）等有效证明文件的复印件，并提供合同复印件，业绩

证明必须能体现该工程的调试负责人业绩。

7. 拟派施工现场专职安全生产管理人员至少 1 人，且具有“三类人员”C 类证书。

是否接受联合体投标：否。联合体投标的应满足下列要求：

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“浙能集团智能供应链一体化平台”(<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. 招标文件出售时间：2024 年 11 月 13 日 09 时 00 分至 2024 年 11 月 19 日 17 时 00 分。

3. 招标文件每套售价：300 元，售后不退。

4. 潜在投标人须通过本企业的银行账户将标书费汇至下述银行帐户后，并通过“浙江能源投标管家”关联相应金额的银行流水进行购买。

开户名称：浙江天音管理咨询有限公司

开户行：工商银行杭州市分行西湖支行

帐号：1202 0204 1990 0157 384

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 2024 年 12 月 03 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、联系方式

招标人：浙江省电力建设有限公司

联系人：毛璐

联系电话：13857483448

招标代理机构：浙江天音管理咨询有限公司

招标代理地址：杭州市拱墅区白马大厦九楼 B 座

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://zsrn.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）购买招标文件和递交投标保证金时，需引用相等金额的银行流水，若购买多个标段招标文件或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://zsrn.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 600 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：（签名）

招标代理机构：（公章）

2024 年 11 月 08 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	名称：浙江省电力建设有限公司 联系人：毛璐 电话：13857483448
1.1.3	招标代理机构	名称：浙江天音管理咨询有限公司 地址：杭州市拱墅区白马大厦九楼B座 联系人：俞寅超 电话：0571-85271292 邮箱：YUYINCHAO@ZNTIANYIN.COM
1.1.4	项目名称	浙能台二电二期扩建工程项目调试技术服务
1.1.5	建设地点	浙江省,台州市,三门县
1.2.1	资金来源及比例	其他
1.2.2	资金落实情况	已落实
1.3.1	招标范围	见招标公告内容
1.3.2	计划服务期	(1) 投标人暂定 2024 年 12 月 1 日之前派员进场, 具体时间由招标人通知, 并配合招标人和业主进行调试相关的部分工作 (如逻辑讨论等); (2) #3 机组于 2025 年 11 月 10 日前并网, 2026 年 02 月 15 日前完成 168 小时试运行 (包括完成机组细调工作), 2026 年 8 月 15 日前完成性能考核试验。 (3) #4 机组于 2026 年 01 月 10 日前并网, 2026 年 04 月 30 日前完成 168 小时试运行 (包括完成机组细调工作), 2026 年 10 月 30 日前完成性能考核试验。具体详见技术规范书
1.4.1	投标人 资格条件、要求	详见招标公告/邀请函

条款号	条款名称	编列内容
1.4.2	是否接受 联合体投标	☒ 否 应满足下列要求：
1.5	费用承担和 设计成果补偿	☒ 不补偿 ☐ 补偿，补偿标准：_____
1.9.1	踏勘现场	☐ 组织 踏勘集中地点：_____ 踏勘时间：_____ 联系人：_____电话：_____ ☒ 不组织。如有需要，自行踏勘，投标人对工程现场及周围环境进行踏勘现场并自负考察结果，以获取自己负责的有关投标准备和签署合同所需的所有资料，现场考察的费用由投标人自行承担。
1.10.1	投标预备会	☒ 不召开 ☐ 召开，召开时间：_____召开地点：_____
1.10.2	投标人在投标预备会 前提出问题的截止时 间与形式	同 2.2.1 投标人要求澄清招标文件的截止时间及形式
1.10.3	招标预备会后，招标 文件澄清发出的形式	同 2.2.2 招标文件的澄清、修改、补充
1.11.1	分包	☒ 否 要求如下：
1.12	偏差	☐ 不允许 ☒ 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对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	时间：2024 年 11 月 22 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-

条款号	条款名称	编列内容
	式	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	一、澄清、补充、修改的内容招标人将在投标截止时间前，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。 二、潜在投标人应自行关注“浙江能源投标管家”-“本标段项目的澄清疑问-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报价失败的，责任自负。
3.1.1	构成投标文件的 其他资料	/
3.2.4	最高投标限价	是否设置最高限价：是 ✧ 在投标截止时间 7 日前以补充文件的形式公布。
3.2.5	投标报价的其他要求	/
3.3.1	投标有效期	90 天（从投标截止之日起算）
3.4.1	投标保证金	☐ 不要求递交投标保证金。 ☒ 要求递交投标保证金。 一、投标保证金的金额：62 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按规定时间前通过“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

条款号	条款名称	编列内容
		证金。汇款信息如下： 账户名称：浙江天音管理咨询有限公司 开户行：工商银行杭州市分行西湖支行 银行帐号：1202 0204 1990 0157 384 （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） 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，选择一家保险经纪公司的保证金保险平台进行投保，点击“涌嘉保险”或“英大保险”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： （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。 （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。 被保险人指定账户名称：浙江天音管理咨询有限公司 被保险人指定账户账号：1202002119100068952 被保险人指定账户开户行：中国工商银行杭州白马支行 （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。 （4）保险责任开始后，保险费用不再退回。 （5）联系方式 涌嘉保险客服联系：13511360323 英大保险客服联系：010-63411486 （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。 （四）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

条款号	条款名称	编列内容
		负责投标保证金保险的相关事宜，包括但不限于保险理赔等。
3.4.2	投标保证金的退还	投标保证金的退还（电汇或网银形式的）： （一）投标保证金退还（沿原路退回交款账户） 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。 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。 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。 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。 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。 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。 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。 （二）联系人及联系方式： 联系单位：浙江天音管理咨询有限公司 联系电话：400-0571515 联系地址：杭州市拱墅区华浙广场8号白马大厦5楼E座
3.4.3	投标保证金 可不予退还的情形	投标保证金可不予退还的情形： （一）投标人在投标有效期内撤销或修改其投标文件的。 （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。 （三）投标人在投标过程中串通投标或弄虚作假的。 （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。 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

条款号	条款名称	编列内容
		险人代位行使被保险人对投保人请求赔偿的权利。
3.5.1	资格审查资料	一、企业法人营业执照。 二、法定代表人资格证明或授权委托书。 三、联合体各方签订的联合体协议（联合体投标的提供）。 四、行政部门核发的企业资质证书、许可证书。 五、公告投标人资格条件、要求及否决投标的情形中需要投标人提供的其他资料。 以上附证书证件、资料等证明材料须用原件扫描件，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）。 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。
3.5.2	否决投标的情形	一、凡是评标委员会拟否决投标认定的，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）。 二、招标文件中的资格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。 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： （一）投标人的资格条件不符合国家有关规定的。 （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。 （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。 （四）存在投标人须知“1.4.3 投标人不得存在下列情形之一”的。 （五）联合体投标时未提供联合体协议的。

条款号	条款名称	编列内容
		（六）投标文件载明的服务期不满足招标文件规定的服务期的。 （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。 （八）报价高于招标文件设定的最高限价的。 （九）同一投标人提交两个以上不同的投标文件或者报价的（招标文件要求提交备选报价的除外）。 （十）投标函与开标一览表价格不一致的（小数点错误除外）。 （十一）投标函及投标函附录载明的报价或其它关键内容字迹模糊或无法辨认的或未提供的。 （十二）投标有效期不满足招标文件要求的。 （十三）主要的服务方案不可行或主要服务设备不能满足需要的。 （十四）采用的服务标准或主要技术指标达不到国家强制性标准的，或采用的服务方法或采用的质量安全管理措施不能满足国家强制性标准或要求的。 （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。 （十六）针对《关键部件品牌规格表》中的部件，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列明品牌“不相当于”的。 （十七）针对《重要部件品牌规格表》中的部件，评标委员会判定投标人所投品牌与列明品牌“不相当于”的。 （十八）评标委员会认定属投标人自身原因有重大漏项的。 （十九）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。 （二十）投标人有串通报价、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”情形的。 （二十一）存在法律、法规、规章规定的其它无效投标情况的。 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。
3.6.1	是否允许递交 备选投标方案	☒ 不允许 ☐ 允许
3.7.3	投标文件签字或盖章 要求	一、投标函和报价表须加盖单位公章或法定代表人签字。 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

条款号	条款名称	编列内容
		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。
3.7.4	投标文件份数	加密电子投标文件一份，作为投标文件正本。 备注：请在门户首页（ https://zsrn.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。
4.2.1	投标截止时间	2024 年 12 月 03 日 09 时 30 分
4.2.2	递交投标文件	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。
4.2.5	投标文件的拒收情形	一、逾期未上传的投标文件。 二、未加密的投标文件。 三、投标保证金未与所投标段关联的投标文件。 四、开标后未在规定时间内完成解密成功的投标文件。
5.1	开标时间和地点	开标时间：2024 年 12 月 03 日 09 时 30 分 开标地点：通过“浙江能源投标管家”远程开标。
5.2	开标程序	一、开标程序 （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） （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。 （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。 （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。 （五）投标人对开标有异议的，应在通过“浙江能源投标管家”提出。 二、开标特别说明 （一）开标解密使用投标人上传的电子投标文件。

条款号	条款名称	编列内容
		（二）因投标人原因造成投标文件未解密的，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投标文件未解密的，视为撤回其投标文件。 （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。 （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。（数字证书办理地址：https://zsrn.zjenergy.com.cn/zjnycms/webfile/goCA.html） 三、特殊情况处理 （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。 （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。 （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。
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	<u>1</u> 名
7.1	中标候选人公示媒介及期限	中标候选人是否公示：是 公示期限：3 日 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 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。

条款号	条款名称	编列内容
7.3	定标	是否授权评标委员会确定中标人：☐是 ☒否 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。
7.5.1	履约担保	是否要求中标人提交履约担保： ☒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 5%。 ☐不要求。
10	异议与投诉	一、异议 （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。 （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。 （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。 二、投诉 （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。 （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

条款号	条款名称	编列内容
		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。 （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。 （四）投诉邮箱：ts@zntianyin.com 三、异议和投诉注意事项 （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。 （二）有下列情形之一的异议，招标人有权不予受理 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。 （三）有下列情形之一的投诉，监督部门不予受理 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

条款号	条款名称	编列内容
		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。 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。 （四）提出投诉的应当知道起始时间界定 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。 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。 3. 对开标的投诉以开标时间为准。 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。
11	是否采用 电子招标投标	☒是，具体要求：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。 ☐否
12	招标代理服务费	收取对象：按标段向中标人收取
13	需要补充的其他内容	一、前附表中以“□”标识的表示此条款不适用本次招标，以“☑”标识的表示此条款适用本次招标。 二、招标文件前后不一致的，以前附表内容为准。 三、标书费发票通过“浙能投标管家”“我的订单”下载。代理服务费发票通过“浙能投标管家”-“定标”-“通知书”下载。投标人在如有疑问，请联系客服电话：400-0571515。 四、串通投标补充说明条款 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。 （一）不同投标人的投标文件由同一单位或者个人编制。

条款号	条款名称	编列内容
		（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。 （三）不同投标人委托同一单位或者个人办理投标事宜。 （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。 （五）不同投标人的投标文件载明的项目管理成员为同一人。 （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。 （七）不同投标人的投标文件相互混装。 （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。 （九）投标人之间协商投标报价等投标文件的实质性内容。 （十）投标人之间约定中标人。 （十一）投标人之间约定部分投标人放弃投标或者中标。 （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。 （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。 五、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。 六、其它说明：_____。

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，现对本项目进行招标。

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 招标项目名称：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 资金来源和落实情况

1.2.1 资金来源及出资比例：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 招标范围及计划服务期

1.3.1 招标范围：见投标人须知前附表。

1.3.2 计划服务期：见投标人须知前附表。

1.4 投标人资格条件、要求

1.4.1 投标人资格条件、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服务质量问题（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 费用承担和设计成果补偿

投标人准备和参加投标活动发生的费用自理。设计成果补偿见投标人须知前附表。

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，违者应对由此造成的后果承担法律责任。

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 踏勘现场

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

1.9.2 投标人踏勘现场发生的费用自理。

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

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

1.10 投标预备会

1.10.1 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。

1.10.2 投标人提出问题的截止时间和形式：见投标人须知前附表。

1.10.3 招标文件的澄清、补充、修改的时间及形式：见投标人须知前附表。该澄清内容为招标文件的组成部分。

1.11 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。

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。

1.12 偏差

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

1.12.2 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。

1.12.3 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) 服务技术规范书;

(6) 投标文件格式;

根据本章第 1.10 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,应在投标人须知前附表规定的时间前,通过“浙江能源投标管家”将提出的问题发至招标人,要求招标人对招标文件予以澄清。

2.2.2 招标人按投标人须知前附表规定的时间和方式,将对投标人所提问题的澄清和招标人对招标文件的修改、补充,但不指明澄清问题的来源。

2.2.3 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。

2.2.4 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，最高投标限价在投标人须知前附表中载明。

3.2.5 投标报价的其他要求：详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 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，以证实其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服务期、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 投标文件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能集团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，招标人将予以拒收。

4.2 投标文件的递交

4.2.1 本次投标截止时间见投标人须知前附表，投标人应在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，“浙能集团智能供应链一体化平台”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，应先在交易平台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，“浙能集团智能供应链一体化平台”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

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),通过浙能集团智慧供应链一体化平台公开开标。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,中标候选人的公示按照投标人须知前附表规定执

行，公示媒介和期限公示中标候选人见投标人须知前附表。

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。收费标准根据相关招标代理

协议或招标代理服务费承诺函中的约定。

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		100.0
1.1	调试组织及能力		20
1.1.1	现场组织机构设置合理	现场组织机构设置科学、合理，得 4.1-5 分；现场组织机构设置较科学、较合理，得 3.1-4 分；现场组织机构设置一般，得 1-3 分。	5
1.1.2	项目经理资历和业绩	符合资质业绩要求得 4 分，多一个加 2 分，满分 6 分。	6
1.1.3	主要专业调试技术人员配备	主要专业调试技术人员配备合理，得 5.1-6 分；人员配备较合理，得 4.1-5 分；人员配备一般，得 2-4 分。	6
1.1.4	其他技术管理岗位人员配备	其他技术管理岗位人员配备合理，得 2.1-3 分；人员配备较合理，得 1.1-2 分；人员配备一般，得 0-1 分。	3
1.2	调试方案		32
1.2.1	调试大纲	调试大纲内容详实、完整、条理清楚，无明显错漏，得 5.6-7 分；调试大纲内容较详实、较完整、条理较清楚，得 4.1-5.5 分；调试大纲内容一般，得 2-4 分。	7
1.2.2	特殊调试方案	特殊调试方案合理、科学，得 5.1-6 分；特殊调试方案较合理、较科学，得 4.1-5 分；特殊调试方案一般，得 2-4 分。	6
1.	性能试验大纲	性能试验大纲详实、完整、条理清楚，无明显错漏，得 5.6-7 分；性能试验大	7

2. 3		纲较详实、较完整、条理较清楚，得 4.1-5.5 分；性能试验大纲一般，得 2-4 分。	
1. 2. 4	主要调试方案	主要调试方案先进、合理，技术措施完善，得 4.1-5 分；主要调试方案较先进、较合理，技术措施较完善，得 3.1-4 分；主要调试方案一般，得 1-3 分。	5
1. 2. 5	调试和检测试验设备配置	调试和检测试验设备配置齐全、合理，得 3.1-4 分；调试和检测试验设备配置较齐全、较合理，得 2.1-3 分；调试和检测试验设备配置一般，得 0-2 分。	4
1. 2. 6	人力资源配置	人力资源配置合理，得 2.1-3 分；人力资源配置较合理，得 1.1-2 分；人力资源配置一般，得 0-1 分。	3
1. 3	调试质量		14
1. 3. 1	调试质量目标	质量目标明确，保证机构、体系健全，措施完备，得 1.6-2 分；质量目标较明确，保证机构、体系较健全，措施较完备，得 0.6-1.5 分；质量目标一般，保证机构、体系一般，措施一般，得 0-0.5 分。	2
1. 3. 2	创优措施	有创优措施，措施得力、切实可行、缩短工期、经济节能，得 9.1-11 分；有创优措施，措施较得力、较可行；得 6.1-9 分；有创优措施，措施一般，得 3.1-6 分。	11
1. 3. 3	质保体系	质保体系完善，得 1 分；质保体系较完善，得 0.5 分；质保体系一般，得 0 分。	1
1. 4	安全体系		6
1. 4. 1	安全体系完善程度	安全保障体系完善，组织机构配置合理，得 1 分；安全保障体系较完善，组织机构配置较合理，得 0.5 分；安全保障体系一般，组织机构配置一般，得 0 分。	1
1. 4. 2	安全目标及保证措施	安全目标明确，保证措施有力，完善可靠，有针对性，得 1.6-2 分；安全目标较明确，保证措施较有力，较完善可靠，得 1.1-1.5 分；安全目标一般，保证措施一般，得 0-1 分。	2
1. 4. 3	安全措施	安全措施完备，得 1.6-2 分；安全措施较完备，得 1.1-1.5 分；安全措施一般，得 0-1 分。	2
1. 4. 4	环保、文明施工目标及措施	环保、文明施工目标明确，措施得力，得 1 分；环保、文明施工目标较明确，措施较得力，得 0.5 分；环保、文明施工目标一般，措施一般；得 0 分。	1
1. 5	工期		20

1. 5. 1	工期及关键路径	满足招标文件工期要求，关键路径明确，得 7.1-8 分；满足招标文件工期要求，关键路径较明确，得 5.1-7 分；满足招标文件工期要求，关键路径一般，得 3-5 分。	8
1. 5. 2	网络进度图且各调试程序、项目安排	有网络进度图且各调试程序、项目安排科学合理，得 5.6-7 分；有网络进度图且各调试程序、项目安排较科学较合理，得 4.1-5.5 分；无网络进度图且各调试程序、项目安排一般，得 2-4 分。	7
1. 5. 3	保证和缩短调试工期的措施	在保证安全、质量的前提下，保证和缩短调试工期的措施科学合理，得 4.1-5 分；在保证安全、质量的前提下，保证和缩短调试工期的措施较科学、较合理，得 3.1-4 分；在保证安全、质量的前提下，保证和缩短调试工期的措施一般，得 1-3 分。	5
1. 6	服务	服务人月数安排科学合理，保修承诺明确，得 7.1-8 分；服务人月数安排较科学较合理，保修承诺较明确，得 5.1-7 分；服务人月数安排一般，保修承诺一般，得 3-5 分。	8

（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）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 1.25A 或低于 0.6A 的情况, 分别以 1.25A、0.6A 代入, 计算得出 A1。若存在代入后价格高于 1.25A1 或低于 0.6A1 的, 分别以 1.25A1、0.6A1 代入后, 计算得出 A2, A2 作为最终平均价 A。

4) Pmin 为有效标的最低评标价。

5) 基准价 = $0.5A + 0.5 P_{\min}$, 偏差率 = $(\text{评标价} - \text{基准价}) / \text{基准价}$

a、当 P=基准价时, C=100;

b、当 P>基准价时, 偏差率在 (0, +5%] 之间的, 每超 1%扣 0.5 分; 偏差率在 (+5%, +10%] 之间的, 每超 1%扣 1 分; 偏差率在 (+10%, +15%], 每超 1%扣 2 分; 偏差率在 +15%以上的, 每超 1%扣 3 分;

c、P<基准价时, 偏差率在 [-5%, 0] 区间的, 不扣分; 偏差率在 [-10%, -5%) 区间, 每低 1%扣 0.5 分; 偏差率在 [-15%, -10%) 区间, 每低 1%扣 1 分; 偏差率在 -15%以上, 每低 1%扣 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

(六) 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:

$K_p=50\%$, $K_t=50\%$

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

合同条款

甲方（全称）：□浙江省电力建设有限公司□□□

乙方（全称）：□□□□□□□□□□

鉴于甲方通过招标方式确定乙方为浙能台二电二期扩建工程项目调试技术服务的中标人，由乙方承担浙能台二电二期扩建工程项目调试技术服务工作。为明确双方在工程调试过程中的权利、义务和责任，根据《中华人民共和国民法典》和本工程调试招投标文件的约定，双方特签订本合同。

1 定义与解释

1.1 定义

下列词语在本合同中有如下含义：

1.1.1 “甲方”即发包人，是指与乙方签订合同协议书的当事人及取得该当事人资格的合法继承人。

1.1.2 “乙方”即承包商，指（承包公司名称），及其法定承继方或经许可的受让人，在本合同中“乙方”一词包括其所有雇员、分包商及其雇员及为履行其在本合同项下服务而雇用的任何其他人，具体情况视上下文而定。

1.1.3 “业主”即项目法人：指浙江浙能台州第二发电有限公司。

1.1.4 “合同正文”指由本合同组成并经双方协商一致不时予以变更、修改或修订的条款组成的整体。

1.1.5 “附件”指本合同所附并经不时予以变更、修改或修订的所有附件。

1.1.6 “项目”指是浙能台二电二期扩建工程项目，总容量为2×1000MW超超临界燃煤发电机组及位于现场的相关设备和设施。

1.1.7 “移交生产日期”指本项目的机组完成整套启动试运行中满负荷连续运行168小时后交付生产使用的日期。

1.1.8 “机组试验”指在移交生产日期前进行的包括分系统调试及整套启动试运行的所有试验。

1.1.9 “性能验收试验”指为确定完成性能保证的状况而按本合同规定的程序和要求进行的试验。

1.1.10 “法律”指中华人民共和国现行的法律、行政法规、部门规章、与项目或服务有关的省、市地方法规及有关政府部门颁布的政策、规定、命令等所有有效并对项目产生或可能产生影响的规范性文件。

1.1.11 “第三方”指除甲方和乙方之外的任何其他人，除非相关条款特别指明，否则第三方不包括甲方代理人或受甲方聘用而履行其在本合同项下的义务或行使其在本合同项下

权利的人；也不包括乙方的代理人，或经甲方同意，受乙方聘用而履行其在本合同项下的义务或行使其在本合同项下权利的人。

1.1.12 “并网设施”指组成工程一部分，以便将项目所发电力电量输送到电力机构电网的设施。

1.1.14 “电力机构”指按照国家有关规定，项目按其机组等级和规模而应归其调度并与业主签订购电合同以购买项目所发电力电量的电网管理机构或公司。

1.1.15 “监理工程师”是指由业主聘请的、根据监理合同实施本合同工程监理行为的监理单位或个人。

1.1.16 “启动验收规程”指由原国家电力部颁布的《火力发电厂基本建设工程启动试运及验收规程》、《火力发电工程启动调试工作条件（试行）》及其他与火力发电厂的启动、调试、验收有关的规程和标准。

1.1.17 “启动验收委员会”指甲方按照启动验收规程组织，并经有关部门批准后，对机组的启动调试进行总协调的临时组织。

1.1.18 “168小时满负荷试运”是指按照启动验收规程和本合同的规定为检验每台机组连续168小时满负荷运行能力的可靠性而进行的试验，在该试验中所有运行参数应符合设计标准和试验条件。

1.1.19 “机组”指构成项目一部分的称为3号机组、4号机组中的一台或几台。其包括机组的本体部分，组成此机组的所有其他机械、设备和部件以及所有要进行的服务。

1.1.20 “机组完工”指任何一台机组达到本合同第3.4.1款所述的条件，从而移交给业主，并以此时间点作为总承包合同项下工期的截止时间。

1.1.21 “机组完工通知”具有本合同第3.4.2款所述的含义。

1.1.22 “机组完工证书”具有本合同第3.5节所述的含义。

1.1.23 “性能验收”指根据本合同第3.7节的规定，任何机组在完成的性能验收试验中被证明达到全部性能验收条件。

1.1.24 “性能验收证书”指由甲方（或其指定人员）签发的，表明任何一台机组已完全达到或视为达到性能验收要求的证书。

1.1.25 “竣工资料”指乙方完成本合同项下的调试工作后以机组为单位交付给甲方的完整的资料。

1.2解释

除上下文另有要求外，本合同采用下列规则进行解释：

1.2.1 本合同所提到的条、节、款、项和附件（除上下文另有要求外）指本合同的条、节、款、项和附件。本合同的附件是本合同的组成部分。

1.2.2 本合同的标题只是为了查阅的方便，不影响对本合同的解释。

1.2.3本合同中所使用的“日”是指日历日。

1.2.4本合同中所提到的按规定方式所进行修订、补充、更换、或取代后的该等合同或协议，不顾及当事人身份的变化。

1.2.5除另有规定外，本合同中所提到的法律、法规、规章、规程应包括对该法律、法规、规章、规程所作的任何修订、重订、变更、修改或补充。

1.2.6本合同所提及的“书面”及“书面形式”包括印刷、打字、平版印刷以及以直观形式再现字词的其它方式。

1.2.7“包括”一词不具有限制性含义。

2调试范围、要求

2.1服务范围

投标人应严格按照电力行业惯例、本招标文件、《2018版电力建设工程预算定额-调试工程》《2018版电力建设工程概算定额-调试工程》、《火力发电建设工程启动试运及验收规程》（DL/T5437-2022）、《火力发电建设工程机组调试技术规范》DL/5294-2023、《电力建设施工质量验收规程 第6部分：调整试验》DL/T5210.6-2019、浙能集团达标投产规定的要求，还应符合华东电网和浙江省电网相关规定和要求。

负责组织并完成除单体调试外的所有调试工作，包括整个工程所有的设备及系统的调试及试验工作（包括分系统及整套启动调试、细调、特殊试验、涉网试验及深度调峰试验）、APS调试（包括APS项目评审与验收）、辅助控制系统DCS调试、输煤程控调试、DCS性能测试、机组性能考核试验，竣工验收、达标创优等相关的配合工作，以及参与单体调试及验收、特殊仪表的检验工作，负责协调、管理调试期间全厂设备和系统需要其他单位配合调试的工作，并负责分系统调试和整套启动调试期间的消缺管理（含技术指导等）。

本工程性能试验用的凝结水流量喷嘴由投标方提供。

本工程的具体内容和招标范围见本招标文件第五章“技术规范”。

2.2服务要求

2.2.1按工程的调试进度需要，成立一套专业齐全，人员稳定的调试队伍，完善内部管理制度和职责，并常驻工地现场。

2.2.2对整个调试过程有完整的计划和安排，精心组织每一步调试工作，根据工程进度的要求编制完成调试大纲，并在开始分系统调试前一个月，提交甲方及有关方面审查。

2.2.3编制调试和试验方案，每一项调试和试验工作实施前一个月，提交调试和试验方案供甲方及有关方面审查，组织并完成所有调试和试验项目，并在完成该项调试和试验工作后一个月内提交调试和试验报告。

2.2.4参加调试的所有人员必须熟悉本工程的设备和系统。

2.2.5分系统调试工作前一个月，根据调试的范围编制出调试工作的质量控制计划和具体的质量检验项目，并交甲方审查。

2.2.6进行仪控接线正确性检查，I/O通道试验，参加设备单体试转和检查，参加签证交接工作。

2.2.7组织并完成机组分系统调试与整套启动调试工作，并作好记录和验收签证，全面组织检查机组所有设备和系统在分系统调试前和整套启动前的完整性和合理性。

2.2.8组织并完成机组从分系统试运开始至机组168小时满负荷试运行（含细调工作）结束为止的全过程调试工作。

2.2.9组织并完成机组的性能考核试验、达标试验，并在每台机组在开始试验前15天书面通知甲方。乙方实施的性能考核试验方案须经甲方和相关设备供货商讨论确定。

2.2.10汇总整理调试记录，编制完整的分系统和整套启动调试报告，每一个调试项目完成后及时签证，完整地记录调试过程中产生的问题和调试中所采取的措施。对定值的修改必须经有关各方书面同意。

2.2.11对调试中出现的重大问题必须有详细的原因、经过和处理结果专题报告，汇总整理后移交甲方。

2.2.12及时作好分系统的调试小结，详细记录调试中出现的问题、处理的方案和结果。

2.2.13每台机组必须作好调试总结，提交总结报告。

2.2.14按《火力发电建设工程机组调试质量验收及评价规程》、《电力建设施工质量验收规程 第6部分：调整试验（附条文说明）》、《基建工程全过程达标投产管理规定》（浙江省能源集团有限公司）和《浙江省能源集团有限公司基建管理标准汇编（试行）》的要求，做好每台机组的质量验评。

2.2.15除可向制造厂借用的仪器以外，其余调试及性能考核试验、达标试验用仪器、仪表应由乙方自己负责。

3试运及性能验收

3.1调试方案

乙方应按照电力行业惯例、本合同、启动验收规程以及甲方提出的有关要求及法律的规定对每台机组进行调试与启动。乙方应在符合电力行业惯例和所做的试验要求的情况下指导机组的运行。乙方应在每台机组168小时满负荷试运计划完成前210日准备并向甲方提交168小时满负荷试运的调试程序、调试报告的格式、报告的内容要求和调试方案（以下简称“调试方案”）。调试方案在各方面均须符合本合同的规定，其编制与批准应按启动验收规程进行。

3.2 机组试验

当一台机组及其所有系统都能进行安全运行后并经启动验收委员会批准,乙方应在启动验收委员会的监督下对该机组进行机组试验。所有机组试验均应根据本合同和经批准的调试方案进行。乙方在开始对一台机组进行机组试验之前至少15日(但不得超过30日)给予甲方书面通知。每次机组试验应尽可能与机组正式生产一样的运行工况和运行方式下进行。若168小时满负荷试运因任何原因而中断,则乙方应对该机组重新进行168小时满负荷试运。

甲方及启动验收委员会的每一位成员可以指定并授权有资格的代表观察每台机组从开始调试到机组试验结束前的整个过程内的所有试验。

3.3 168小时满负荷试运

3.3.1 每一台机组的每一次168小时满负荷试运应在机组符合本合同和调试方案中所述条件的情况下连续运行168小时,包括机组每一系统与这一机组的其它系统及公用系统按调试方案一起连续运行168小时。每次168小时满负荷试运期间,该机组出力应符合有关规定,同时,排放物不能超过本合同规定的保证排放限度。

3.3.2 甲方应提前同电力机构协调,以接受机组试验过程中所发出的电力电量。如果由于电力机构的原因导致任何一台机组的168小时满负荷试运过程中不能满足前述规定,则应以电力机构的要求为准。

3.3.3 如果任何一台机组的168小时满负荷试运已按照本合同第3.3.1款完成,且在该试验期间,相关机组、所有公用系统及该机组运行所需的项目的其他部分均符合所有法律且不超过保证排放限度,则该168小时满负荷试运是一个成功的168小时满负荷试运。

3.4 机组完工移交生产

3.4.1 机组完工条件

在达到下列条件时视为机组完工:

- (1) 机组已按本合同第3.3.1款成功完成168小时满负荷试运。
- (2) 该台机组已符合规定的技术规范要求,而且公用系统及为使该机组全面、安全而可靠运行所需的全部设备及设施已经妥善地建成、安装并已调整至良好状态。
- (3) 除了消缺清单所列事项外,乙方已全部完成与该台机组有关的所有服务,即该台机组已能全出力地、正确地与电力机构的电力系统同步和并网运行。
- (4) 乙方已完成对该机组的细调工作。

3.4.2 如果某一台机组已达到本合同第3.4.1款所述的完工条件,则向甲方递交一份书面通知(以下简称“机组完工通知”)。该通知详细列出168小时满负荷试运的主要情况及完成时间。如果甲方对此无异议并签署了该机组完工通知,应立即通知乙方。如果该机组未能满足上述3.4.1款所述的完工条件而甲方不予签发机组完工通知。则应立即通知乙方该机组尚不具备机组完工条件的具体情况,乙方应在收到甲方(或业主)的通知后立即予以补救。

3.4.3自乙方收到甲方签发机组完工通知之时开始,该机组即归甲方拥有并受甲方控制,但乙方仍应完成本合同项下针对该机组的所有未完成的责任和义务。

3.5 机组完工证书

3.5.1在机组移交甲方后一个月内,甲方在收到乙方提交的相关资料后,将向乙方签署一份机组完工证书。乙方应提交下列文件或完成下列工作:

(1)一份按调试方案规定的格式和内容编写的关于168小时满负荷试运结果的报告,该报告应详细列明该机组所完成的168小时满负荷试运的情况及有关该机组的消缺清单中所列事项的情况。

(2)启动验收规程规定的技术资料。

(3)乙方不再使用的专用工具的清点和移交。

3.5.2机组完工证书是对机组完工通知作出的确认,机组完工通知一经确认即构成机组完工证书不可分割的一部分,机组完工通知所依据的168小时满负荷试运通过之日即成为相应机组完工日期的截止点。

3.6 性能考核试验

3.6.1当任何一台机组的168小时满负荷试运完成后,乙方可以按本合同规定的要求对该机组进行性能考核试验。性能考核试验应在机组完工后4个月内完成。

3.6.2乙方应在性能考核试验开始前至少提前90日,编制并向甲方提交性能考核试验方案、计算办法和详细步骤以供甲方批准。在任何性能考核试验开始日前,乙方应与甲方共同协商性能考核试验的名称、开始日及日程安排。

3.6.3所有性能考核试验均应按照本合同规定并在满足电力机构要求的前提下进行。甲方应委派其代表参加所有性能考核试验并监督所有据以确定性能保证指标是否达到本合同规定的测试数据的采集工作。如果由于甲方在原计划的性能考核试验开始日仍未委托代表参加性能考核试验的,乙方可自行完成本合同所述的性能考核试验,该等性能考核试验的结果应作为认定该机组是否达到本合同项下性能保证指标的依据。

3.6.4机组性能考核试验的要求、内容和标准应符合电力行业启动验收规程和《浙江省能源集团有限公司基建管理标准汇编》,同时还应满足所有主机及主要辅机设备采购合同项下的要求。

3.6.5如果任何一台机组在完成性能考核试验后,未能达到性能保证指标或超过了保证排放限度,则乙方应协助甲方予以无偿纠正,并对该机组重复进行性能考核试验。重复进行任何性能考核试验的程序和要求与前述有关性能考核试验的程序和要求相同。

3.6.6性能考核指标符合有关设备合同规定。

3.7 性能验收

3.7.1 如果该机组的性能考核试验已经完成，并证明该机组在性能考核试验中实际测得的性能指标达到性能保证指标，则该机组应被视为已达到性能验收要求。

3.7.2 性能验收报告

当确信一台机组已达到本合同第3.7.1款所述的机组性能验收要求，乙方将向甲方及启动验收委员会的每一位成员发出性能验收报告（简称“性能验收报告”）。性能验收报告由乙方负责编制，其内容应按调试方案的规定编写，以使甲方能够决定该机组是否达到性能验收的要求。

3.7.3 性能验收的确立

甲方在收到性能验收报告后的7日内向乙方递交的性能验收报告予以审查，并与启动验收委员会的成员就该报告进行协商。如果甲方有合理理由，则将以书面形式通知乙方该机组未能通过机组性能验收并细述不予通过的理由。否则，甲方将向乙方签发机组性能验收证书（以下简称“性能验收证书”），以证明该机组已满足本合同所述的性能验收条件。

如果启动验收委员会认为性能验收试验还没有按照本合同及调试方案、电力机构或法律和许可证的要求完成，此将构成甲方认定该机组未通过性能验收的合理理由。当甲方认为某机组性能验收未通过时，乙方应协助甲方及时采取补救措施完成机组性能验收，并按第3.7.2款的规定向甲方和启动验收委员会每一位其他成员重新提交机组性能验收报告。

3.7.4 性能验收日期

如果甲方根据机组性能验收报告签发机组性能验收证书，那么该机组达到机组性能验收要求的日期应为该性能验收报告所依据的性能验收试验通过之日。

3.7.5 未完工作

在某台机组达到性能验收后，甲方应就有关该机组的各项工作包括未完工的机组的所有服务进行协调，以便尽一切可能减少对已通过性能验收的机组的运行造成干扰。在所有机组全部通过性能验收后，乙方仍可合理地进入项目场地，以完成消缺清单中未尽的工作，甲方应给予合理的配合。此外，为使乙方履行其在本合同下的义务，乙方可合理地进入项目场地，甲方也应给予合理的配合。乙方在进行消缺清单中的工作及履行本第四条的义务时不得影响机组的正常运行。

3.8 输出电力的处置

任何机组在完工日前的启动、调试、试运行中所产生的电量及该电量的所有销售收益，均为甲方所有。

3.9 重新设置

乙方在每次进行或试图进行168小时满负荷试运或性能验收试验之后，应使有关机组或整个设施处于或恢复到该机组或整个设施在168小时满负荷试运或性能验收试验之前的最佳操作控制状态和运行设置。

4调试进度

工程计划进度：

序号	节点	#3机组计划	#4机组计划	备注
6	DCS临时受电	2025年04月30日	2025年06月30日	
7	厂用受电	2025年05月30日	2025年07月30日	
8	锅炉水压试验完成	2025年06月30日	2025年08月30日	
9	汽机扣缸完成	2025年08月30日	2025年10月30日	
10	锅炉酸洗完成	2025年09月30日	2025年11月30日	
11	输煤系统投运	2025年09月20日		
12	锅炉点火吹管完成	2025年10月25日	2025年12月25日	
13	整套启动并网	2025年11月10日	2026年01月10日	
14	168小时试运行完成	2026年02月15日	2026年04月30日	2026年除夕 02月16日

备注：

- 1、#3机组从第一方混凝土至168小时满负荷试运完成总工期共22个月。
- 2、根据浙能台二电二期工程建设进度计划的总体安排，甲方要求乙方的调试及性能考核试验工作进度必须满足下列规定的时间，并以此作为工期考核的规定时间：
 - （1）乙方暂定2024年12月1日之前派员进场，具体时间由甲方通知，并配合甲方和业主进行调试相关的部分工作（如逻辑讨论等）；
 - （2）#3机组于2025年 11月 10日前并网，2026 年02月 15 日前完成168小时试运行（包括完成机组细调工作），2026年 8 月 15日前完成性能考核试验。
 - （3）#4机组于 2026年 01月 10日前并网，2026年 04月 30日前完成168小时试运行（包括完成机组细调工作），2026年10月 30日前完成性能考核试验。

5合同价格及支付方法

5.1合同价格

本调试工程采用固定总价承包,除合同另有规定外合同总价在合同有效期内价格固定不变(不含税价固定不变)。合同不含税总价为人民币 万元,大写: 元整,合同含税总价为人民币 万元,大写: 元整,增值税专用发票税率为6%。如遇国家税率调整,合同价按不含税价不变的原则调整合同含税总价。其中安全生产费的取费基数为机组分系统及整套启动调试、公用系统调试工程费的总和,费率为 2.5%。

序号	名 称	合计金额 (万元)	其中		备注
			#3机组	#4机组	
1	分系统、整套系统调试				
1.1	分系统调试				
1.2	整套系统调试				
1.3	脱硫脱硝调试				
2	公用系统调试				
3	涉网试验				
4	特殊试验				
5	性能试验				
6	深度调峰				
7	APS(包括APS项目评审与验收)				
8	智慧电厂配合调试				
合 计(含税价,税率6%)					
其中:安全生产费(费率2.5%)					

5.2合同价格的支付

5.2.1 合同签订后28天内,在乙方提交了合同总价扣除安全生产费后5%的履约保函及相关票据后,甲方支付乙方合同总价扣除安全生产费后的5%作为首付款。

5.2.2 在3号机组DCS受电及复原成功后28天内乙方提交正式发票甲方支付合同价扣除安全生产费)的2.5%作为工程进度款。

5.2.3 在4号机组DCS受电及复原成功后28天内乙方提交正式发票甲方支付合同价扣除安全生产费)的2.5%作为工程进度款。

5.2.4 在3号机组厂用电受电成功后28天内,乙方提交正式发票,甲方支付合同价(扣除安全生产费)的2.5%作为工程进度款。

5.2.5 在4号机组厂用电受电成功后28天内,乙方提交正式发票,甲方支付合同价(扣除安全生产费)的2.5%作为工程进度款。

5.2.6 在3号机组锅炉吹管完成后28天内,乙方提交正式发票,甲方支付合同价(扣除安全生产费)的15%作为工程进度款。

5.2.7 在4号机组锅炉吹管完成后28天内,乙方提交正式发票,甲方支付合同价(扣除安全生产费)的15%作为工程进度款。

5.2.8 在3号机组完成168小时满负荷试运且稳定运行,且完成本机组所有试验并提交完整试验报告后28天内,乙方提交正式发票,甲方支付合同总价扣除安全生产费后的20%作为工程进度款。

5.2.9 在4号机组完成168小时满负荷试运且稳定运行,且完成本机组所有试验并提交完整试验报告28天内,乙方提交正式发票,甲方支付合同总价扣除安全生产费后的20%作为进度款。

5.2.10 在完成全部性能试验,提交完整性能试验报告28天内,甲方支付合同总价扣除安全生产费后的10%作为结算款。

5.2.11 余款作为质保金,在保修期满且无质量问题28天内,甲方支付剩余部分给乙方,否则,将扣除相应部分。

5.2.12 质量保证期为12个月,自#4机通过性能考核试验之日起算。质量保证期内因调试质量问题所引起的一切维修返工费用等由承包方承担。

5.2.13 每次支付调试费用前,乙方需向甲方上报支付申请表,经甲方审核批准,乙方提交发票,甲方办理完网上PMIS会签和纸质会签手续后向乙方支付款项。

5.2.14 安全生产相关费用的支付

安全生产费实行专款专用,承包人需动用此费用前,须向发包人提出申请报告,申请报告须注明安全生产费清单,经业主公司、监理工程师和发包人审定后支付。支付比例为:人员进场后第1个月支付安全生产费总额的【50】%;其余部分根据承包人投入情况经业主公司、监理、发包人审核后专项支付,施工产值中的安全生产费不再与进度款同期支付。发包人在收到承包人提供的当期安全生产费票据,经审核无误后30天内向承包人支付。

6 双方职责

6.1 甲方的职责

- 6.1.1 甲方应及时将每台机组调试用相关资料提供给乙方。
- 6.1.2 负责乙方调试工作进度计划、调试质量计划、调试大纲和调试方案的审核工作。
- 6.1.3 指定各专业人员负责现场调试协调工作，及时处理调试中出现的问题。
- 6.1.4 负责协调并及时安排设备制造厂现场服务人员的工作和派遣计划，以配合乙方现场调试工作。
- 6.1.5 参加由调试单位提出的质量检查和工序签证，处理乙方的意见和建议。
- 6.1.6 按时支付调试进度款。
- 6.1.7 甲方或甲方指定的运行维护方负责试运阶段的运行操作和设备维护。
- 6.1.8 负责向乙方提供设备单体试运计划，并提前两天告诉具体时间，提供单体试运记录，元件校验和整定值清单。
- 6.1.9 负责落实设备安装的进度和质量，满足调试要求。
- 6.1.10 负责为乙方提供现场办公场所。

6.2 乙方的职责

- 6.2.1 按照原部颁《火力发电建设工程启动试运及验收规程》要求，全面负责本工程的分系统调试和联合试运转整套启动调试工作，负责编制总体调试进度及计划，负责审查施工单位，设备厂家提出的调试计划、方案并协调实施。
- 6.2.2 组织并完成本合同第二条所述的乙方服务范围内的整个工程的设备和系统的调试工作。
- 6.2.3 参加设备或系统经单机试转后的验收签证，全面检查机组所有系统在启动前的完整性和合理性，组织并完成从分系统试运开始至机组完成168小时满负荷试运行为止的全过程调试工作。
- 6.2.4 根据有关资料，编制分系统试运前的验收检查签证卡，编制调试大纲、调试精细化方案、调试进度计划、分系统及机组整套试运方案和措施，编制质量计划及验收标准，负责提出解决启动运行中重大技术问题的方案或建议，按规定填写分系统和整套试运质量验评表，提交调试报告和调试工作总结。
- 6.2.5 所有调试或校验所需仪器、仪表、通讯工具、记录表格及临时设施搭拆等，除甲方设备采购合同中明确由供货方提供的或供货方自己愿意带来供调试或校验的以外，其余全部由乙方负责解决。
- 6.2.6 对设备供货方提供的调试资料，应进行审查并及时提出修改意见。对在调试中所有参数、定值、接线等的修改和重新整定工作都应作好记录，并整理汇总后移交给甲方。
- 6.2.7 全面负责机组分系统调试和整套启动调试（试运）的指挥和协调工作。

6.2.8负责对本工程生产或运行操作人员的技术交底及有关操作指导，确保运行操作人员能安全地进行机组运行，并参加试运行值班。负责对调试期间危险源和环境因素的识别、评价并及时制定控制措施。

6.2.9乙方应提供合格的调试人员并能满足现场调试进度的要求。乙方提供的调试人员具体要求如下：

(1) 主要调试人员应至少具有五年以上工作经验并具有同等参数、容量及以上机组的调试经验。

(2) 调试人员应身体健康，熟悉原电力部、当地局制定的有关调试技术标准和验收标准，熟悉电力生产安全规程及有关安全知识。

(3) 调试人员应至少能看懂外商提供的英文资料。

(4) 调试人员应熟悉与调试有关的技术标准和图纸资料、工程手册等，并提出审查意见。

(5) 调试人员应参加对安装设备或系统的交接验收。

(6) 主要调试人员应编写有关的调试方案、质量计划、验收标准及调试报告。

(7) 主要调试人员应对调试中遇到的技术问题提出解决方案或建议。

(8) 主要调试人员应具备系统调试的指挥和组织能力。

(9) 调试人员应负责向业主提供的运行人员进行技术交底及有关操作指导。

(10) 调试人员在调试中应指导参与调试的安装单位工作人员及业主提供的运行人员进行各种操作活动，并监督其主要操作。

7调试质量管理

7.1调试的质量目标及标准：

7.1.1机组调试是工程建设的关键阶段，乙方按现行的调试相关规定，要求达到优良和基建移交生产达标的要求。全面达到国家和电力行业、浙能集团颁发的标准，确保浙江省能源集团有限公司《基建工程全过程达标投产管理规定》AAAA级达标投产标准，争创浙江省能源集团有限公司AAAAA级达标投产标准，确保省部级优质工程的目标，争创国家优质工程金奖。

7.1.2严格按照《火力发电建设工程启动试运及验收规程》的要求，各项指标达到现行的调试相关规定的优良标准。

7.1.3 168小时满负荷试运结束前完成调试项目及指标，详见第五章“技术标准及要求”。

7.1.4电力主管部门、浙能集团和其他有关主管部门制定的规范和标准及制造厂的标准。

7.2调试的质量控制

详见第五章“技术标准及要求”。

7.3调试质量问题及设备、系统缺陷处理

7.3.1乙方应对工程从初步设计审查开始至达标投产的全过程作全面了解，对设备、系统的完整性和合理性提出意见，发现问题应及时提出处理的意见和改进措施。

7.3.2乙方应主动了解设备的安装情况，对关键和特殊设备的安装质量提出要求，发现问题及时向甲方提出。

7.3.3由于设计、设备、施工等方面的原因，造成机组在试运中达不到原设计要求，以及影响安全稳定运行，乙方积极参加研究，提出处理意见，对试运过程中发生的设备缺陷，中断运行的事故，乙方参与调查、分析原因，并提出对策。

7.3.4调试结束后，乙方应在调试总结报告中提出设备和系统的有关缺陷及处理意见。

7.3.5乙方在调试中由于调试不当或人为原因造成设备和热工模块、卡件的损坏，乙方负相应责任。

8调试工作管理

8.1乙方必须服从甲方的统一领导指挥，全面履行甲方的各项调试管理制度，协调安装单位和运行单位进行分系统调试和整套启动试运。

8.2甲方有权随时了解调试工作的进展情况，乙方应认真提供情况和有关必要的文字说明，根据工程综合进度的要求，甲方向乙方提出对调试进度作必要的调整，乙方应予以考虑，在整个调试过程中，乙方必须服从甲方对各个环节的管理，满足工程进度的要求。

8.3乙方提出的设计变更和修改，必须经设计单位或甲方的同意，并用书面方式回复给乙方。

8.4乙方应按时参加甲方组织的协调会，检查调试计划和进度的执行情况，协调各配合单位之间的协作配合问题，并认真执行协调会决定。

8.5甲方已投保了建筑安装工程一切险，如乙方发现有设备损坏事故应及时通知甲方，并协助甲方和保险公司做好事故分析结果和理赔工作。

8.6甲方对调试全过程进行技术监督、指导，乙方应积极配合。

9调试考核与违约责任

如果乙方严重违反本合同规定的应尽义务，已经使工程造成严重损害，或继续进行调试将给本合同工程造成严重损害。甲方可另派人员进驻现场接管工程，并终止乙方在本合同项下的承包，除此之外，还将对乙方追溯由此造成的一切损失。甲方的上述行为，不能解除本合同规定的乙方任何义务和责任。

9.1 调试进度的考核

乙方必须严格按照甲方的网络进度计划达到调试进度，乙方由于自身原因不能按规定的考核进度期限完成机组的各节点应支付给甲方相应的违约金：

(1) 考核节点延误（化水制水、厂用电受电、冲管、冲转、机组满负荷等），则支付违约金0.5万/天；若通过努力168小时满负荷试运仍准点通过，则返还。

(2) 168小时满负荷试运延误，支付违约金5万元/天。

(3) 以上均按每台机组计算。

9.2 调试质量的考核：

9.2.1 调试的质量和-content应满足《火力发电建设工程启动试运及验收规程》的要求和《火力发电建设工程机组调试质量验收及评价规程》及《火电机组移交生产达标考核评定办法》中规定的优良标准。若达不到某一指标，则无论何种原因，乙方应支付甲方下列相应的违约金金额：

(1) 单台机组调试期间（整套启动—168小时满负荷试运结束）MFT动作次数和对应违约金金额：

第1台机组：5次

每超过1次，扣违约金 4万元

第2台机组：3次

每超过1次，扣违约金 4万元

9.3 调试安全的考核：

9.3.1 设备安全考核：由乙方调试的设备，由于乙方原因导致设备损坏，应由乙方负相应责任，乙方支付违约金为合同总价的1%，若不足弥补损失的，按照甲方实际采购价补足。

9.3.2 乙方应完全保证调试人员、甲方参与人员和其他人员的人身安全，因乙方导致乙方人员或其他人员的人身伤亡和财产损害事故应由乙方负责并承担相应的赔偿责任。

9.4 项目经理的到位率考核：

项目经理在调试现场的时间应不少于22天/月，因故离开调试现场应向甲方请假。否则，支付给甲方违约金3000元/天。。

9.5 上述对乙方的违约金支付总额累计不超过合同总价的10%。

10 调试技术资料管理

10.1 乙方应针对所承担的工程调试任务，配备有足够的专职人员负责做好责任范围内的技术资料管理工作。

10.2乙方应有一位技术人员专门负责资料管理工作，直接负责有关调试项目中所有资料的全过程管理工作。

10.3甲方向乙方提供其调试范围内所需要的全部技术资料。乙方只能由其固定人员统一向甲方的档案室领取调试资料，乙方其他人员均不能直接向甲方领取。

10.4乙方如果需要增加合同规定套数以外的技术资料，可以委托甲方另行复制，相应增加的复制费由乙方承担。

10.5乙方向甲方提交的各类联系单数量为六份，其中至少二份为原件、并按专业进行分类编号提交；乙方应及时向甲方提供乙方的各类技术管理文件八套，电子版一套，包括：

- (1) 调试大纲；
- (2) 调试方案或措施；
- (3) 各类调试记录；
- (4) 重大问题的专题报告；
- (5) 调试阶段的验收签证记录；
- (6) 调试小结和总结等资料。

甲方应保护乙方的知识产权。

10.6甲方向乙方提供的各类联系单，属于主送的为一式二份，其中至少一份为原件，属于抄送的为一份，并按专业进行分类编号提交；对于双方提交的有关技术管理资料文件，甲乙双方其中一方如确需向合同第三方提供上述文件的，应事先征得对方的认可。

10.7乙方应按单机分开的原则，分别编制竣工资料，竣工资料的编制要求应按照甲方有关规定执行。

10.8调试工作结束后，乙方应在规定的时间内及时向甲方提交四套（其中一套为原件）调试工作范围内完整的、合格的竣工资料，并提交电子版一套。

10.9为保证竣工资料的质量，甲方要经常对乙方的竣工资料的编制情况进行检查。乙方要特别注意将所有调试范围内的设计修改情况（包括依据、完成情况等），以文字形式，完整、如实地反映在竣工资料中。检查中，如发现问题，乙方应及时对有关的竣工资料作出修改。

10.10乙方向甲方移交经甲方验收合格的工程竣工资料后，方能向甲方结算有关工程费用。

11安全防护

11.1乙方在动力设备、输电线路、地下管道、生产运行厂房或车间、易燃易爆地段以及交通要道附近调试时，调试开始前应向监理工程师提出安全防护措施，经监理工程师认可后实施。

11.2在有放射、毒害性环境中调试及使用毒害性、腐蚀性物品调试时，乙方应在调试前7天内以书面形式通知监理工程师，并提出相应的安全防护措施，经监理工程师认可后实施。

12事故处理

12.1发生重伤亡、设备损坏及其他安全、质量事故，乙方应按有关规定立即上报有关部门并通知甲方、监理工程师，同时按政府有关部门要求处理，由事故责任方承担发生的费用。甲乙双方应立即组织人员和设备进行紧急抢救和抢修，减少人员伤亡和财产损失，防止事故扩大，并保护事故现场。需要移动现场物品时，应作出标记和书面记录，妥善保管有关证据。

12.2甲方与乙方对事故责任有争议时，应按政府有关部门的认定处理。

13争端的解决

无论在调试过程中或在工程竣工之后，如果甲方和乙方之间关于合同或起因合同，或因工程调试发生任何争端，则双方可就争端事项进行友好协商或通过双方上级主管部门进行调解解决，并遵守双方协商、调解达成的任何协议。如果双方协商、调解不成，凡因本合同引起的或与本合同有关的任何争议，合同双方一致同意提交宁波仲裁委员会按照其仲裁规则进行仲裁。

14其他

14.1本合同一式拾贰份，其中正本二份，甲、乙双方各执一份，副本捌份，甲、乙方各执四份。

14.2本合同经双方法人代表签字并盖章后生效，待工程调试工作全部完成、资料交齐、机组全部移交生产且调试服务质量保证期满、全部债权债务清偿完毕后失效。

签署】：

甲方（盖章）：

乙方（盖章）：

单位名称：

单位名称：

法定代表人或授权代表：（签字）

法定代表人或授权代表：（签字）

住 所：

住 所：

邮政编码：

电 话：

传 真：

开户银行：

银行帐号：

税 号：

纳税地址：

邮箱：

联系人：

联系电话：

__年__月__日

邮政编码：

电 话：

传 真：

开户银行：

银行帐号：

税 号：

纳税地址：

邮箱：

联系人：

联系电话：

__年__月__日

15合同附件：

附件一：技术规范书（合同谈判时形成）

附件二：合同价清单（合同谈判时形成）

附件三：承包方主要人员名单（合同谈判时形成）

附件四：安全管理协议

附件五：廉政协议

附件六：履约保函格式

附件七：调试质量保修书

附件四 安全管理协议

调试技术服务

安全管理协议

发包单位	浙江省电力建设有限公司（以下简称：甲方）
承包单位	（以下简称：乙方）
工程项目名称	浙能台二电二期扩建工程调试技术服务
合同编号	

为贯彻“安全第一，预防为主，综合治理”的安全生产方针，全面落实建设项目安全责任制，提高工程建设过程中安全文明施工水平，保障员工在生产劳动中的安全与健康，提高工作效率，防止事故发生。根据国家、地方、行业有关安全生产法律法规的规定和甲方、建设单位有关安全与文明施工文件要求，结合本工程（或项目）特点，为明确双方安全职责，双方在签订_____工程承发包合同的同时签订本协议。

C.1 工程安全管理目标

安全、职业健康目标（其中“以上”均含本数）

1. 不发生重伤及以上的人身伤害事故；
2. 不发生恶性未遂事件、恶性误操作事件；
3. 不发生直接经济损失45万以上的工程设备设施损坏事件，不发生一般施工机械事故；
4. 不发生火灾事故和造成社会影响的火险；不发生造成直接经济损失2000元以上的火险；
5. 不发生本项目责任引起的考核障碍、一类障碍、二类障碍。
6. 不发生本项目责任引起的全厂停电或一期机组非停事件；
7. 不发生负同责以上由人员伤亡构成的一般以上交通事故；不发生一般以上水上交通事故；
8. 不发生下列任一治安事件、刑事案件：
 - （1）3万元以上现金或10万元以上物品被盗抢案件；
 - （2）危险物品（爆炸品、放射物品等）被盗、丢失或被非法转让案件；
 - （3）设备、设施遭破坏，严重影响安全生产；
 - （4）内保工作不到位被公安部门通报批评的事件。
8. 不发生大面积脚手架倒塌、起重机械倾覆、坍塌等造成较大社会影响的其他安全生产事故（事件）、群体事件；

9. 不发生本项目新增职工职业病病例；
10. 不发生本项目群体性食物中毒事件；
11. 不发生本项目责任造成的重大社会影响的安全生产事故（事件）、群体事件；
12. 不发生下列网络安全事件：互联网网站被篡改造成不良社会影响的网络安全事件、敏感数据泄露事件、被政府主管部门通报的网络安全事件。

C.1.1 环境目标

1. 不发生一般环境污染事件或因环保问题造成的群体事件，不发生被政府相关部门通报批评的环保事件；
2. 杜绝施工过程中对植被的不合理破坏；
3. 噪声、粉尘、有毒有害气体、废水等排放达标；
4. 固体废弃物分类处置；
5. 不使用国家明文禁止的对环境有较大污染的器材和物资；
6. 提倡节能、降耗、减废，鼓励废物利用。

C.1.2 安全文明施工应执行的法律法规和标准

以下法律法规和标准双方均应认真执行（以下标准均未标注日期，其最新版本（包括所有的修订）适用于本文件）。

- 《中华人民共和国安全生产法》
- 《中华人民共和国消防法》
- 《中华人民共和国劳动法》
- 《中华人民共和国环境保护法》
- 《中华人民共和国职业病防治法》
- 《中华人民共和国特种设备安全法》
- 《建设工程安全生产管理条例》
- 《生产安全事故报告和调查处理条例》
- 《安全生产许可证条例》
- 《特种设备安全监察条例》
- 《生产安全事故罚款处罚规定》
- 《特种作业人员安全技术培训考核管理规定》
- 《电力建设安全工作规程》
- 《火电机组达标投产考核标准》
- 《电力建设工程施工安全监督管理办法》
- 《企业安全生产费用提取和使用管理办法》
- 《浙江省安全生产条例》

《电力建设工程项目安全生产标准化规范及达标评级标准》

国家有关部、委、各级政府部门和上级主管部门颁发的有关安全生产、职业卫生和环境保护工作的其他法令、法规、规定和制度。

甲方、建设单位有关安全文明施工、职业卫生及环境保护的规定、制度。

6.2 甲方的权利和义务

2.1 甲方须认真贯彻执行国家有关安全生产、劳动保护的法律法规、规章和行业标准、规范，以及上级单位、本企业、建设单位有关安全生产、劳动保护的规章制度。

2.2 甲方应建立健全安全生产管理组织体系、明确工程总承包范围内安全生产第一责任人。

2.3 甲方应按有关规定对乙方的资质进行审查，确认乙方承包的工程（或项目）与其资质相符合。

2.4 入场前，甲方对乙方项目负责人、技术负责人、安全管理负责人进行安全技术交底，安全技术交底内容包括（但不限于）：工程（项目）作业区域基本情况，包括现场及毗邻区域内生产工艺系统及地下管线资料，气象和水文观测资料，相邻建筑物和构筑物、地下工程的有关资料；工程（项目）实施中可能存在的风险及预防措施；甲方安全规程相关内容及安全管理要求，甲方应急管理机构情况，应急资源配置，甲方对工程（项目）发生突发事件的信息报告要求，现场文明施工及安全标准化要求等。

2.5 甲方不得要求乙方违反安全管理规定进行施工，因甲方原因导致的事故由甲方承担责任。

2.6 甲方不得指派乙方人员从事合同外的施工任务。

2.7 若现场涉及其他施工作业的，还应遵循以下原则：

2.7.1 甲方在施工前负责审核乙方开工报告、施工组织设计、施工方案、关键工序作业指导书，要求乙方制定施工安全技术措施，甲方应监督乙方实施情况。

2.7.2 施工前，甲方应督促乙方对其施工人员（包括施工中新进人员）进行安全生产进场教育，甲方有权对乙方施工人员的安全教育和安全考试的情况进行抽查或抽考，不合格者不得进入现场施工。

2.7.3 施工期间，甲方指派____同志（联系电话：____）为本工程（或项目）第一安全责任人，指派__林航__同志（联系电话：__13566022887__）负责联系、检查、督促乙方执行有关安全、环境保护、防火、文明施工有关规定。甲方应经常联系乙方，协助检查和处理工程施工中有关上述方面的工作，预防事故的发生。

2.7.4 乙方违反安全文明施工管理要求的，甲方有权按照工程管理制度相关标准中的有关规定进行处罚；当乙方出现安全文明施工严重失控情况下，甲方有权作出停工整顿，限期整改、更换项目负责人、直到清退出场的决定；由此引起的一切后果和损失（包括甲方重新招标、工程时间延期损失等）由乙方负责。

甲方认为确实有必要暂停施工时,应当以书面形式要求乙方暂停施工,并提出书面意见。当乙方实施处理意见后应以书面形式提出复工。甲方根据乙方的整改情况决定是否复工。发生下列情况时乙方应停工整顿:

1. 造成人身重伤及以上事故,发生恶性未遂事件;
2. 发生施工机械、生产主设备严重损坏事故;
3. 施工或生产区域发生火灾事故;
4. 屡发严重违反安全规程的违章行为;
5. 施工现场有重大安全隐患的;
6. 重复发生相同性质恶劣的事件;
7. 施工现场脏、乱、差,不能满足安全和文明施工要求且拒不改正的;
8. 上级单位或行业主管部门检查(督查)发现问题,认为有必要停工整顿的。

2.7.5 在施工中需办理安全施工作业票和工作票的,甲方应严格按照安全施工作业票和工作票制度管理规定办理审批手续。

2.7.6 甲方必须严格执行动火管理规定,按规定办理动火审批手续。

0.3 乙方的权利和义务

3.1 乙方必须认真贯彻执行国家、行业等有关安全生产、劳动保护的法律法规、规章和行业标准、规范,以及本企业和甲方、建设单位颁布的有关安全生产、劳动保护的规章制度。在亚运会(亚残运会)期间或其他重大会议重要时段,乙方必须严格遵守甲方有关护航亚运、能源保安、治安维稳的工作安排。

3.2 乙方法定代表人或授权代表是本项目安全生产管理工作的第一安全责任人对本项目安全生产负全面责任。

3.3 承发包工程必须贯彻先订合同、安全协议和审查施工企业安全资质合格后再开工的原则。

3.4 乙方进入场地施工,须经甲方同意,并指定安全负责人,施工现场设立安全监督,便于施工过程的协调、联系。

3.5 乙方施工前,须签订《施工安全协议书》,安全协议书未签订不得开工。乙方不得将承包工程转包,如有分包项目,应保证分包单位有相应安全资质,并事前征得甲方的书面同意。

3.6 乙方应在施工区域设置明显安全标志,对于时间较长的集中性施工项目要做封闭处理,施工人员应在施工区域内活动,不得随意进入非施工区域。

3.7 乙方必须对本单位人员进行安全教育和安全考试受教育人员的名单和考试成绩必须报甲方备案。未接受安全教育和安全考试不合格者不得进入现场施工。

3.8 乙方车辆须严格遵守道路交通安全管理规定,在进入甲方场地前,须先进行报备,经甲方同意方可进入;进入场地后车辆速度不能超过5km/h,禁止鸣笛。

3.9 乙方在施工过程中当天产生的垃圾须在当日清理干净。施工结束后,乙方应对施工现场彻底清理,做到工完、料尽、场地清。清理出的垃圾不能随意堆放在甲方管理的场地内。对外发生的污染、交通等意外事故由乙方负责。

3.10 当甲方认为确实有必要暂停施工并提出要求乙方暂停施工的书面意见后,乙方应当按甲方要求停止施工。乙方实施处理意见后,以书面形式向甲方提出复工要求。在甲方组织验收并签字同意后,乙方重新施工。

3.11 乙方作业前应对所在的施工场所作业环境、安全设施、施工机械和工器具等进行认真检查,确认安全条件符合要求后方可施工。在施工过程中发现隐患立即整改,落实整改后方可继续施工。

3.12 乙方在施工期间由于施工机械、工器具原因或使用操作不当,以及乙方安全管理不善,安全防护设施不全、措施不力、人员违章而造成的伤亡事故,由乙方负责。

3.13 施工中遇到生产突发事件发生,乙方应对现场作业人员的命令停止作业或撤出现场。

3.14 乙方必须按规定为作业人员配备应有的劳动保护用品、用具。乙方人员进场前需持有合格的体检证明,未进行体检、体检不合格人员或未办理人身意外伤害保险的不得进厂;另特种作业人员必须提供近三个月内二级乙等以上医院出具的合格体检证明。乙方应做好职业病防护措施并为作业人员配备必要的防护设施和防护用品,因乙方原因造成的职业病危害由乙方承担全部责任。乙方所属人员的身体健康状况必须能满足所从事工作的要求,劳务用工与正式工在劳动保护、安全防护、职业卫生和安全教育培训等方面同等对待。

3.15 乙方应对施工过程中发生的不安全情况必须按“四不放过”原则进行处理。

3.16 贯彻“谁施工谁负责”的管理原则,施工期间造成伤亡、火警、火灾、电气、机械等事故,甲、乙双方应协力紧急抢救伤员和保护现场,按《生产安全事故报告和调查处理条例》和工程项目有关事故报告相关规定上报。乙方人员施工中发生的不安全情况应及时向甲方通报。事故的损失和善后的处理费用,应按责任协商解决。

3.17 乙方工程结算时,必须经甲方安全部门签证。如有发生事故的,则按以下安全文明考核标准执行:

- 1) 发生轻伤一人次,扣2万元;
- 2) 发生重伤一人次,扣10万元;
- 3) 发生死亡一人次,扣100万元;
- 4) 发生重大设备机械事故,每次扣10万元~20万元;
- 5) 发生特大设备机械事故,每次扣20万元~50万元;
- 6) 发生恶性未遂事件、恶性误操作事件,每次扣10万元;
- 7) 发生一般火灾事故,每次扣10万元~20万元;
- 8) 发生重特大火灾事故,每次扣20万元~50万元;
- 9) 发生治安事件、刑事案件,每次扣5万元~10万元;

10) 发生重大职业安全卫生事故、发生环境事件的,扣除处理事故的费用外,另追加扣20万元~50万元;

11) 其他未遂事件,每次扣0.3万元~3万元;

12) 发生上述第3~10条事故的同时出现第1、2条情况,则根据第1、2条累加。

其他安全文明问题处罚根据工程管理制度相关标准中的考核规定执行。

3.18 若现场涉及其他施工作业的,还应遵循以下原则:

3.18.1 乙方必须按规定建立安全文明施工管理网络,明确在施工现场负责安全文明施工的领导;乙方应设置安全生产管理机构并按规定配备专职安全管理人员,专职安全管理人员的数量除按照合同规定外,还需根据国家、行业、地方的相关规定及所承担工程的工程量和施工危险程度增加。安全管理人员应经专门培训考试合格,并持有相应上岗证或资格证书。

3.18.2 施工期间,乙方指派 同志(联系电话:)为本工程(或项目)第一安全责任人,指派 同志(联系电话)为本工程(或项目)现场安全员,负责本工程(或项目)有关安全生产、环境保护、防火、文明施工等工作。乙方应经常联系甲方,相互协助检查和处理工程施工中有关的安全、防火工作,预防事故发生。

3.18.3 乙方更换项目第一安全责任人、技术负责人、安全管理人员,必须事先书面通知甲方,征得甲方同意。

3.18.4 乙方必须按照《电力建设工程项目安全生产标准化规范及达标评级标准》要求建立安全管理制度和安全操作规程。

3.18.5 乙方必须开展危险源辨识,在施工组织设计或施工方案中明确安全技术措施和管理措施,对有可能发生火灾、爆炸、触电、中毒、窒息、机械伤害、烧烫伤等危险或会引起严重设备事故的作业,乙方应制定专项施工安全技术措施,同时要严格执行住建部《危险性较大的分部分项工程安全管理规定》。在实施前由编制人员或技术负责人向施工现场管理人员进行方案交底,施工现场管理人员向作业人员进行安全技术交底,并由双方和安全管理人员共同签字确认。

3.18.6 乙方必须严格按施工组织设计、施工方案、作业指导书和有关安全生产的要求、规定组织施工,按照规定开展隐患排查治理工作。

3.18.7 乙方各施工班组应召开班前会,布置当前工作并落实相关安全措施。

3.18.8 乙方在施工期间必须严格遵守和执行甲方、建设单位在安全文明施工方面的有关规定,接受甲方的监督、检查和指导。对于甲方查出的隐患,乙方必须限期整改。对甲方违反安全文明施工规定、制度的指令,乙方有权拒绝执行,有权要求甲方改进。

3.18.9 由甲方提供的机械设备、安全设施,在安装完毕提交使用前,乙方应会同甲方共同按规定验收,并做好验收及交付使用的书面手续。严禁在未经验收、验收不合格或验收已过期的情况下投入使用。在施工期间所使用的各种设备及工器具等均应由乙方自备。如乙方必须向甲方借用或租赁,应由双方有关人员办理借用或租赁手续。乙方应取得设备和工器具借

出方对借出的设备和工器具确实完好并符合安全要求的保证，并应取得设备、工器具使用特殊说明的书面资料。乙方对借入、租赁的设备、工器具必须进行检验，并做好检验记录。乙方一经接收，设备和工器具的保管、维修应由乙方负责，并严格执行安全操作规程。

3.18.10 其他参建方设置的各类安全防护设施、遮栏、安全标志牌、警告牌和接地线等乙方不得擅自拆除、变动，如确实因施工需要拆除或变动的，必须经设置方同意，并采取必要、可靠的安全措施后方能拆除或更改，施工完成后，应立即恢复。

3.18.11 特种作业必须执行国家、行业特种作业人员安全技术培训考核相关规定，特种作业人员须取得有效证件，持证上岗。

3.18.12 乙方必须实施职业健康、安全和环境风险预控管理，并依据工程项目风险的大小，编制项目作业类危险源辨识、风险评价和分级控制手册，落实各项安全管控措施，按规定实施现场安全监护。

3.18.13 乙方应根据建设工程情况制定专项应急预案、现场处置方案，落实各项应急资源，开展应急演练，当遇突发事件时，应立即开展应急响应。

3.18.14 乙方应严格执行甲方的工作票制度，对现场的安全措施要逐项检查无误后方可开工。工作时间延长的需及时办理工作票延期手续，工作结束后及时办理终结手续。乙方对自己批准的工作负责人是否符合相关规范的要求的资格负责。

3.18.15 乙方应严格执行甲方的安全施工作业票制度，开工前必须对作业人员进行安全技术交底并办理安全施工作业票审批手续，对现场的安全措施要逐项检查无误后方可开工，过程中进行安全监督旁站。

3.18.16 乙方必须严格执行动火管理规定，严格执行动火工作票。施工及生产区域严禁吸烟，消防器材不准挪作他用。工地严禁使用电炉、煤气灶，冬季施工如必须采用明火加热的防冻措施时，应取得防火主管人员同意，落实防火、防爆、防中毒措施，并指派专人值班。

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

3.18.18 乙方必须坚持文明施工，严格按照施工总平面布置图进行施工平面管理，明确责任区负责人，物品堆放做到定置管理，作业面施工做到工完料尽场地清，现场产生的垃圾应及时清理。若乙方不定期清理，甲方组织清理，费用在乙方工程款中按该清理费的2~3倍扣除。

C.4 其他

C.4.1 施工过程中产生的废弃物、噪音等排放必须符合相关规定标准。

C.4.2 由于乙方施工破坏周围环境，造成恶劣影响引发纠纷和社会矛盾等由乙方承担全部责任。

4.3 若现场涉及其他施工作业的，还应遵循以下原则：

- 4.3.1 甲乙双方技术管理人员和安全管理人員应经常深入现场，检查指导安全施工，对施工安全进行监督检查，对安全风险较大的作业环节，必须采取旁站监护、全程监护等方式，确保作业安全。
- 4.3.2 甲乙双方应严格执行《“安全一票否决权”使用制度》，对严重危及安全生产的问题，应立即停工整顿。
- 4.3.3 安全生产费用的提取和使用执行《企业安全生产费用提取和使用管理办法》，按合同安全生产费用清单内容，于月末根据工程进度计算提取安全生产费用。
- 4.3.4 乙方的工程施工方案中必须包括安全文明施工等措施，并贯彻落实到具体工作中去，确保施工安全及生产环境不受工程施工破坏。
- 4.3.5 乙方最迟在工程开工前5天向甲方安全部门提交项目负责人、安全管理人员、施工人员、特殊作业人员资格报审文件及施工人员安全教育培训记录，以及大型施工机械台账及报审资料，由甲方进行审核并实行监督管理。
- 4.3.6 乙方按月向甲方报送工程安全月报及安全月报附表。
- 4.3.7 对甲方组织的安全文明检查、安全工作会议，乙方应及时派员参加并认真贯彻落实。
- 4.4 本协议执行过程中如遇有与上级有关规定不一致时，按照上级有关规定执行。
- 4.5 本协议经双方签字、盖章后生效，作为工程合同正本的附件与合同正本具有同等法律效力，双方各执壹份。副本拾份，甲方执陆份，乙方执肆份。

甲、乙双方必须严格执行本协议，因违反本协议而造成设备、伤亡事故，由违约方承担一切经济损失。

签署：

甲方：浙江省电力建设有限公司

乙方：

单位名称（盖章）：

单位名称（盖章）：

法定人或授权代表（签字）：

法定人或授权代表（签字）：

年 月 日

年 月 日

地址：浙江省宁波市海曙区新典路536号 地址：

附件五 廉政协议

廉 政 协 议

浙江省电力建设有限公司 (简称甲方)

(简称乙方)

为加强经济交往过程中的廉政建设,预防在工程建设、物资采购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、乙方人员不得在业务活动中以任何形式向发包人(包括监理,下同)有关人员赠送贵重物品、现金、有价证券和支付凭证等,不得邀请发包人有关人员吃喝、旅游或去营业性娱乐场所等,以谋取不正当利益。在合同履行期间发生上述违法违规行为的,则处以5倍(按违约费用)的违约金在合同结算款或质保金中扣除。情节严重者,将被中止业务关系,同时列入“不良行为记录和行贿档案”黑名单中,直至追究刑事责任。

2、甲方有关人员不得在业务活动中向乙方收受或索取贵重物品、现金、有价证券和支付凭证等,不得参加乙方组织的宴请、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乙方,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。

举报电话:0574-87027910 举报邮箱:zepccjj@zjenergy.com.cn

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、本合同一式十份,甲方、乙方各执五份。

6、本合同自签字之日起生效。

甲方(盖章):浙江省电力建设有限公司 乙方(盖章):

法人或授权代表签名:

法定代表人或授权代表签名:

年 月 日

年 月 日

法定代表人或授权代表:

法定代表人或授权代表:

附件六 履约保函格式

履约保函（推荐格式）

致：

鉴于承包人名称（以下简称承包人）与贵方于 年 月 日签订了编号为【】的工程合同（以下简称承包合同），由承包人负责工程的实施。

鉴于贵方在承包合同中要求承包人提供总金额为人民币【】万元的银行保函，作为承包人履行承包合同的履约保函。

为此，根据承包人的申请，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、如果由于承包人在履行承包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承包人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，如果承包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，承包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本工程通过竣工验收后30天内一直有效。

银行名称：(盖章)

银行地址：

法定代表人：

附件七：调试质量保修书

调试质量保修书

发包人（甲方）：_____

承包人（乙方）：_____

为保证_____在合理使用期限内正常使用，项目法人承包商协商一致签订调试质量保修书。承包商在质量保修期内按照规定及双方约定承担调试质量保修责任。

一、调试保修期

自项目整体通过性能考核试验之日起一年。

二、调试保质期间责任

1、属于调试项目范围和内容的项目，承包商应接到相关通知之日后7天内派人检查。承包商不在约定期限内派人处理，项目法人可委托其他人员重新调试，所发生费用从质量保修金内扣除。

2、发生须紧急处理事故，承包商接到事故通知后，应立即到达事故现场处理。非承包商调试质量引起的事故，处理费用由项目法人承担。

本调试质量保修书作为调试合同附件。

发包人（甲方）（公章）：

承包人（乙方）（公章）：

法定代表人或授权代表（签字）：

法定代表人或授权代表（签字）：

_____年_____月_____日

_____年_____月_____日

第五章 服务技术标准及要求

1 工程概况

1.1 厂址自然条件

1.1.1 概述

浙能台二电二期扩建工程（ $2\times 1000\text{MW}$ ）超超临界燃煤机组工程经浙江省发展和改革委员会文件（浙发改项字[2023]173号）《省发展改革委关于浙能台二电二期扩建工程核准的批复》同意建设。项目建设规模为 $2\times 1000\text{MW}$ 高效二次再热超超临界燃煤机组，同步建设烟气脱硫、脱硝装置和除尘设施。

工程位于浙江省台州地区的三门县境内浦坝港镇（原湮浦镇），三门县健跳港的南面，厂址地理坐标为东经 $121^{\circ}42'$ ，北纬 $29^{\circ}01'$ 。

1.1.2 工程地质条件

1.1.2.1 地震地质

根据区域地质资料，地质构造条件和历史地震及近代地震活动分析，本工程厂址无区域性大断裂通过，该区历史地震具震级小、强度弱、频度低的特征，属区域构造较稳定区。

1.1.2.2 地层岩性

综合前期勘察资料，场地地层自上而下分述如下，其中的地层编号仍沿用电厂一期的成果。厂区地层主要为第四系土层，由全新统海积软土、上更新统冲、洪积粉质黏土及粉质黏土混碎石组成。白垩系塘上组凝灰岩分布于海积平原的底部及丘陵区。现将本工程勘探深度内揭露的地层自上而下分述如下：

（0）层填土（Q4ml）：以块石、碎石为主，混黏性土，主要为新近回填的开山碎石，粒径为 $5\sim 80\text{cm}$ ，其中 30cm 以上粒径的块石比例约为 $30\%-50\%$ ，碎块石大小分布不均匀且在全场分布不具规律性。 $1\text{-}2\text{m}$ 及以上粒径的块石在回填区均有不规则分布。该层在全厂的回填区域内均有分布。

（0-1）层填土（Q4ml）：黄褐色，松散~稍密，稍湿，主要以黏性土、碎石为主，混砂砾，碎石，粒径为 $2\sim 5\text{cm}$ 。该层局部分布于取水隧洞范围丘陵区。

（1）层淤泥（mQ4）：灰褐色~灰色，流塑，含有机质、腐殖质及含少量贝壳碎片。该层土在原先滩涂区域中有分布。

（1-1）层淤泥质粉质粘土（mQ4）：灰色、灰褐色，流塑~软塑，略显鳞片状，含多量有机质与腐殖质及少量贝壳碎片。该层土为原先滩涂区域中分布的淤泥，经后期场地抛石回填压实后形成。

(2) 层淤泥质粉质黏土 (mQ4)：灰色，流塑，含多量有机质与腐殖质及少量贝壳碎片，多分布在(1)层淤泥之下。该层土在场地部分地段，如近丘陵区域有缺失。

(2-2) 层粉质黏土 (mQ4)：灰黄色～灰色，软～可塑，局部含腐殖质和贝壳碎片。该层土在全厂回填区域内局部有分布。

(2-5) 层卵石 (al-plQ4)：灰色，松散～稍密，成分以中风化凝灰岩为主，粒径多为5～10cm，该层主要为基岩区与回填区交界地带，在 C31 中有揭露。

(3) 层黏土 (al-lQ3)：灰～灰黄色，局部黄绿色，呈可塑～硬塑状态，干强度中等，韧性中等，切面稍光滑，无摇振反应，含少量氧化铁，偶有蓝灰色黏土斑纹。局部上部含碎石，粒径为1～4cm，比例小于10%，碎石风化严重，手捏易碎。该层土在远离丘陵区的地段有分布较为稳定，局部缺失。

(4) 层粉质黏土 (mQ3)：灰色为主，软塑～可塑，以软塑为主，局部粉质含量较高，该层干强度中等，韧性中等，切面稍光滑，局部含半碳化植物碎屑。该层土在远离山体的地段均有稳定分布。

(5) 层黏土 (al-lQ3)：灰黄色～兰灰色，局部呈灰绿色，硬可塑，干强度及韧性高，切面光滑，含多量氧化铁及铁锰质斑纹。在局部地段，该层土的顶部含有碎石等砾类土，粒径为2～4cm，含量约10%～20%。该层土在远离丘陵区的绝大部分地段有较为稳定的分布，局部有缺失。

(5-1) 层粉质黏土 (al-lQ3)：兰灰色～灰黄色，可塑，切面较光滑，干强度及韧性中等，局部夹半碳化植物碎屑。在局部地段，该层土的局部含有碎石等砾类土，粒径为2～4cm，含量约10%左右。该层土在远离丘陵区的绝大部分地段有较为稳定的分布，局部有缺失。

(7) 层含碎石黏性土 (el-dlQ2)：褐黄色、灰黄色，可塑～硬塑，黏性土以粉质黏土为主，干强度中等，韧性中等，切面稍光滑，该层含约10～30%的砾类土，包括碎石、砾石及少量砂等，碎石成分为强风化的凝灰岩，粒径一般在2～10cm左右，个别大于10cm。该层土主要在靠近丘陵区的地段揭露明显。

(7-1) 层粘土 (el-dlQ2)：黄灰～灰黄色，可塑～硬塑，干强度中等，韧性中等，切面稍光滑，无摇振反应。该层土在局部地段揭露明显。

(8-1) 层全风化凝灰岩 (K2t)：白垩纪，灰黄色，岩芯呈碎块状或土状，夹薄层黏性土，手掰易碎。该层土在靠近基岩区的地段多有缺失。

(8-2) 层强风化凝灰岩 (K2t)：白垩纪，灰黄色，铁锰质渲染强烈，风化后呈角砾、块石状，块径3～4cm，节理裂隙发育，岩体中等破碎。该层在揭露基岩的钻孔中均有稳定分布。

(8-3) 层中等风化凝灰岩 (K2t)：白垩纪，主要为晶屑凝灰岩和含角砾凝灰岩，青灰色，主要矿物成分以石英、长石为主，呈中等风化，工程性质良好。该层在揭露基岩的钻孔中均有稳定分布。

1.1.3 水文气象情况

1.1.3.1 工程气象

台州市三门县，属亚热带季风气候区，温暖湿润，四季分明。每年3~4月，西北季风减退，东南季风增强，冷暖空气交汇而形成春雨。4~7月冷暖空气交汇成静止锋，形成长历时锋面雨，降水较多，俗称“梅雨”。夏秋季节，受太平洋副热带高压控制，天气晴热少雨，日照长，蒸发量大，易发生旱灾；8~9月间，常有台风侵入及暴雨，台风雨来势凶猛，雨强度高，历时短，总量大，极易造成洪涝灾害，灾害性天气较多。11月至来年2月，西伯利亚冷高压控制本区，盛行西北风，以晴冷天气为主，降雨量较少。

据台州气象站多年资料统计，年平均气温16.2℃，月平均最高气温27.7℃（7月份），月平均最低气温4.4℃（1月份），极端最高气温41.2℃（2005年7月5日），极端最低气温-8℃（1955年1月12日）。全年平均气温16.2℃，无霜期为230~240天，平均日照时数为1902.7小时/年，年平均相对湿度为78%~82%。年平均降水量1374.7mm，年最大降雨量1731.3mm（1973年），年最小降雨量904.6mm（1967年），多年平均降雨量1558.4mm，陆面蒸发量650~800mm，水面蒸发量900~1000mm，陆域年平均风速2.9m/s，最大风速>20m/s，年平均相对湿度为78%~82%。根据石浦气象气象观测资料，各气象要素特征值如下：

累年平均气压	1001.4hpa
极端最高气压	1025.1hpa
极端最低气压	914.5hpa
累年平均气温	16.3℃
平均最高气温	19.9℃
平均最低气温	13.9℃
极端最高气温	38.8℃
极端最低气温	-7.5℃
累年平均相对湿度	81%
累年最小相对湿度	4%
累年平均水汽压	17.0hpa
累年平均降水量	1413.1mm
最多年降水量	1916.2mm
最少年降水量	805.2mm

累年最大一日降水量	281.6mm
累年最大一小时降水量	68.0mm
累年最长连续降水日数	22d(1960.7.29~8.19)
过程降水量	160.0mm
累年平均蒸发量	1412.1mm
累年平均雷暴日数	30.7d
最多年雷暴日数	51d
累年平均日雾日数	56.6d
最多年雾日数	80d
累年最大积雪深度	18cm
累年平均风速	5.27m/s
累年十分钟平均最大风速	40m/s(1979.08.24, ENE)
累年瞬时最大风速	57.9m/s(1989.07.21, ENE)
全年主导风向	N
夏季主导风向	SW
冬季主导风向	N

全年风玫瑰图见下图1.1

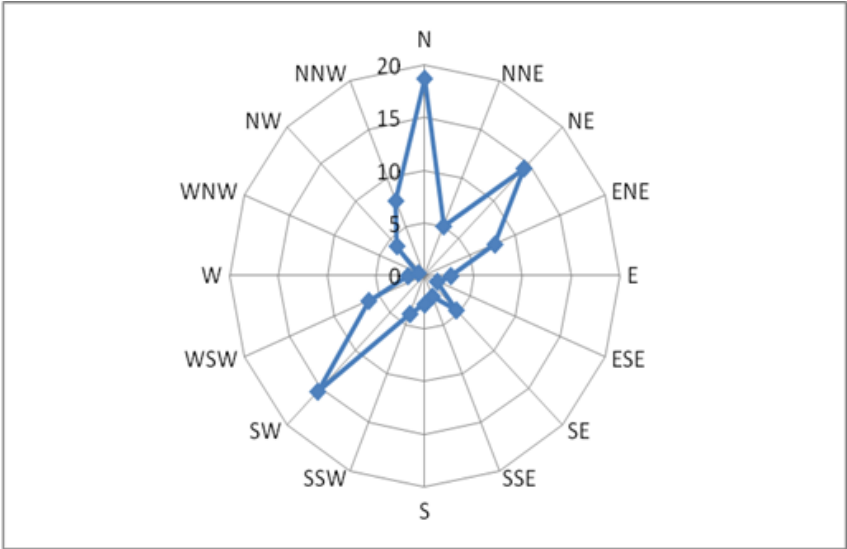


图1.1 石浦气象站全年风向风速玫瑰图

1.1.3.2 水文条件

厂址地貌单元属于浙东南沿海丘陵岛屿区和潮间带,地下水类型主要包括第四系孔隙潜水和下部基岩裂隙水。

孔隙潜水主要赋存于回填的碎石和淤泥中,直接受大气降水渗入补给,厂址周边海堤的闭气施工均已完成,因此勘察期间的地下水位较为稳定,根据现场量测,水位埋深一般3.7~8m左右。如遇雨季及台风汛期,地下水水位上升至接近地表,年地下水位变幅较大。由于场地四周已筑有围堤,且围堤内侧采用闭气土封闭,场地内地下水与外部海水的水力联系较弱。建议抗浮设计水位按地坪设计标高考虑。

基岩裂隙水主要赋存于构造裂隙和风化裂隙中,富水性总体较贫乏,水质较好。密集节理带中的地下水具有线状或脉状分布的特点,地下迳流途径短,主要接受大气降水或松散层孔隙水补给,以地下渗流等方式排泄。

地下水水质分析成果表明:地下水对混凝土结构有微腐蚀性;地下水对钢筋混凝土结构中的钢筋在长期浸水情况下有微腐蚀性;在干湿交替条件下对钢结构有中等腐蚀。场地浅部土主要为填土,以人工抛石为主,受雨水等的长期淋滤,浅部土对混凝土和钢筋混凝土的腐蚀性参照地下水考虑。

海水水质分析成果表明:在长期浸水的条件下,海水对混凝土结构有强腐蚀性,对钢筋混凝土结构中的钢筋有弱腐蚀性;在干湿交替的条件下,海水对混凝土结构有强腐蚀性,对钢筋混凝土结构中的钢筋有强腐蚀性。

1.2. 现场施工条件

1.2.1 交通运输条件

本工程厂址的水路、公路、海港、大件运输条件良好,交通便利。

水路:厂址附近的港口有健跳港、旗门港、海游港、浦坝港、洞港5个港口。其中健跳港属浙江省三大深水良港之一,可双向通航 3.5×10^4 t级轮船。一期工程在三门湾内已设置一座35000吨煤码头和3000吨的综合码头,根据浙江数智交院科技股份有限公司《浙江浙能台州第二发电厂二期扩建工程配套码头工程可行性研究报告》,二期向西北新建一座50000吨位的煤码头。本期工程配套的卸煤码头工程将单独立项、核准。

公路:厂址附近公路交通运输条件良好,全县通车里程406km,16个乡(镇)全部通车。健跳大桥是中国东部沿海的交通干线。省道宁波至临海公路经县境西部,甬台温高速公路从西部穿境而过,县城至天台接104国道,公路四通八达,乡乡镇镇通公路,基本可满足运输

要求。甬台温、上三线、甬莞高速公路从厂址西侧通过，甬莞高速浦坝港出口至厂址约 17km，228 国道段长度 7.6km。下甬莞高速公路后，通过 228 国道，经 7.1km 疏港公路及 2.3km 进厂道路可到达厂址。一期工程已拓宽至 7 米。二期工程利用一期的进厂专用道路，不需扩建。

1.2.2 施工用地

本标段场地位于台二电厂#2机扩建端侧。场地原为水田和海水养殖鱼塘。场地由开山填土回填，厚度约6.4-9.8m，为台二电二期工程建设场地。场地东侧高、西侧低。经过光伏拆除及土石方挖填，A排外至电除尘区域的场地标高在5.2m左右，烟囱至化水区域的场地标高在6.2m左右，煤场区域的场地标高在5.7m左右。

1.2.3 施工用水、用电条件

发包人提供施工用电低压侧引接点、提供施工用水现场引接点，引接工程量由承包人自行估算并引接，水电由承包人装表计量。承包人自行承担施工过程中耗用的施工用电和施工用水的费用，并计入报价。

施工用电、用水以承包人装设并经发包人和相关部门核定的表计所计量的结果为准，水电费由发包人代为缴付，发包人将按合同相关规定向承包人收取。

现场施工用水、用电要求承包人向发包人提出申请，审批通过后，由承包人专业工程师在发包人指定区域、位置进行驳接。

1.2.4 生活、办公临设

本工程场地内不设生活临设，生活临设及其电力、通讯、用水由承包人自行解决。

本工程于二期场地西北角新建集中办公楼，为本标段提供办公场所，仅供办公使用。

1.3. 主设备简介

1.3.1 主设备简况

本工程三大主机设备厂家分别为：上海电气集团股份有限公司（锅炉）、东方电气集团东方汽轮机有限公司（汽轮机）、东方电气集团东方电机有限公司（发电机）。

锅炉 锅炉为超超临界参数变压运行直流炉、单炉膛、四角切圆燃烧、二次再热、平衡通风、露天布置、固态排渣、全钢架构、全悬吊结构塔式锅炉。采用正压冷一次风机中速磨直吹式制粉系统。每台锅炉配备两台四分仓回转式空气预热器。

锅炉容量和主要参数（BMCR 工况）

名 称	单位	
过热蒸汽:		
最大连续蒸发量 (BMCR)	t/h	2813
额定蒸发量 (BRL)	t/h	2676
额定蒸汽压力 (过热器出口)	MPa (a)	33.60
额定蒸汽压力 (汽机入口)	MPa (a)	32.0
过热蒸汽出口温度	℃	605.00
再热蒸汽:		
一次再热蒸汽流量 (BMCR/BRL)	t/h	2474/2354
一次再热进口/出口蒸汽压力 (BMCR)	MPa (g)	11.30/10.76
一次再热进口/出口蒸汽压力 (BRL)	MPa (g)	11.10/10.57
一次再热进口/出口蒸汽温度 (BMCR)	℃	432.00/625.00
一次再热进口/出口蒸汽温度 (BRL)	℃	423.00/625.00
二次再热蒸汽流量 (BMCR/BRL)	t/h	2131/2028
二次再热进口/出口蒸汽压力 (BMCR)	MPa (g)	3.63/3.43
二次再热进口/出口蒸汽压力 (BRL)	MPa (g)	3.45/3.25
二次再热进口/出口蒸汽温度 (BMCR)	℃	449.00/625.00
二次再热进口/出口蒸汽温度 (BRL)	℃	449.00/625.00
省煤器入口温度 (BMCR)	℃	332.00
省煤器入口温度 (BRL)	℃	328.00

汽轮机：采用 2 台 1000MW 级超超临界燃煤机组，主机参数：
32.00MPa(a)/600℃/623℃/623℃

汽轮机型式：高效超超临界、二次中间再热、单轴、五缸四排汽、十二级回热抽汽（首级可调）、双背压纯凝汽式。。主要参数如下：

编号	项 目	单 位	THA 工况
1	机组输出功率	MW	1000
2	主蒸汽压力	MPa(a)	32.0
3	主蒸汽温度	℃	600
4	一次再热蒸汽温度	℃	623
5	二次再热蒸汽温度	℃	623
6	额定排汽压力	kPa（a）	4.4（平均）
7	保证热耗率	kJ/kW.h	6993
8	转速	r/min	3000
9	转向（从汽轮机向发电机看）	/	顺时针
10	抽汽级数	级	12

发电机：发电机采用 1000MW 级水氢氢冷却，励磁方式采用自并励静止励磁系统，主要参数如下：

额定功率：1000MW
 最大连续输出功率能力：1037.9MW
 额定电压：27kV
 额定功率因数：0.9（滞后）
 频率：50Hz
 额定转速：3000r/min
 绝缘等级：F（注：按 B 级绝缘温升使用）

主变压器：型式：三相、双线圈、无载调压低损耗升压变压器,主要参数如下：

- 1) 额定容量：1180MVA 条件为：在绕组平均温升≤65K 时连续额定容量；
平均最大环境温度为 40℃；
- 2) 冷却方式：强迫油循环风冷
- 3) 台数：2 台

4) 绕组额定电压:

高压 540±2×2.5% kV

低压 27 kV

调压方式: 无激磁调压

调压位置(中性点或线端):

5) 额定电流:

高压侧: 1262A

低压侧: 25233A

6) 额定频率: 50Hz

7) 联接组别标号: YNd11

8) 极性: 负极性

9) 中性点接地方式: 经电容隔直装置接地

10) 短路阻抗(以高压绕组额定容量为基准)

高压-低压: 20%(允许误差不超过±5%)

11) 绕组绝缘耐热等级: A 级及以上

12) 端子连接方式:

高压侧: SF6 气体绝缘母线。

低压侧: 离相封闭母线。

高压侧中性点: 架空导线。

13) 套管相间距离: 低压: 2000 mm

高压: 约 2550 mm

分散控制系统(DCS):

机组 DCS 品牌采用南京科远 NT-6000 系统。实现数据采集(DAS)、模拟量控制(MCS)、顺序控制(SCS)、锅炉炉膛安全监控(FSSS)、锅炉吹灰控制、循环水系统、脱硝系统(SCR)单元部分、脱硫系统单元部分、除渣控制系统、汽机旁路控制(BPC)、发电机—变压器组、高压厂变及高压备变控制等功能。DEH、ETS、TSI、MEH、METS 的设备采用不同品牌,实现汽机电液控制系统(DEH)、汽机紧急跳闸系统(ETS)、汽机本体监测仪表(TSI)、锅炉给水泵汽机控制(MEH)、锅炉给水泵汽机紧急跳闸控制(METS)等功能,具体品牌待联络会告知投标人。

辅助分散控制系统(BOP-DCS)将一期扩建及本期新建的系统都纳入新建的辅助控制系统,最终在一期化控室实现对全厂辅助系统的监控,产品采用与主机 DCS 相同的南京科

远 NT-6000 系统。

1.5. 主要参建单位

建设单位：浙江浙能台州第二发电有限责任公司

监理单位：安徽能建工程监理咨询有限公司

总承包单位：浙江省电力建设有限公司与中国能源建设集团浙江省电力设计院有限公司联合体（备注：浙江省电力建设有限公司为EPC联合体牵头方，以下简称“浙江电建”；中国能源建设集团浙江省电力设计院有限公司为EPC联合体设计方，以下简称“设计方”）

施工单位：

循环水管道建筑安装工程：浙江火电建设有限公司

循泵房及取排水隧道工程：上海市基础工程集团有限公司

主厂房及附属建筑工程：浙江省二建建设集团有限公司

全厂安装工程：浙江火电建设有限公司

取水隧道及取水口工程：中交第二航务工程局有限公司

煤场钢结构工程：浙江中南绿建科技集团有限公司

1.6. 总平面布置

1.6.1 全厂总体规划

本工程在原有一期的基础上扩建，综合考虑工艺流程的合理性、系统的顺畅性，结合场地条件等因素，经过论证，确定厂区总平面布置基本格局为：（以建筑坐标系论述）厂区共分为两部分，一部分为主厂房区和辅助设施区，主要布置在一期工程西侧，其中，主厂房位于一期工程主厂房扩建端侧（西侧），与一期主厂房脱开布置，配电装置在一期 GIS 配电装置基础上向西扩建，辅助设施布置在炉后区域及本期煤场东侧。另一部分为煤场区及部分辅助设施，布置于一期煤场南侧。

1.6.2 厂区总平面规划布置

（1）总体布置格局

本期工程在一期工程的基础上扩建，总体格局延续一期工程的布置格局，汽机房朝北，固定端朝东。厂区共分为两部分，一部分为主厂房区和辅助设施区，主要布置在一期工程西侧，另一部分为煤场区及部分辅助设施，布置于一期煤场南侧。

（2）主厂房区布置

本期主厂房区位于一期工程主厂房扩建端侧（西侧），与一期主厂房脱开布置，中间为本期循环水管道和道路。本期主厂房与一期主厂房水平间距约 76.5m，运转层与一期主厂房运转层采用天桥形式连通，同时主厂房 A 列与一期主厂房 A 列对齐。

主厂房采用前煤仓四列式布置，主厂房长度为 211.5 米。主厂房区域从北往南依次为主变区域、主厂房（汽机房、除氧间、煤仓间）、锅炉房、电除尘器、引风机、烟气处理设施

和烟囱。采用“二机一控”方式，集控楼布置在两台锅炉之间。燃煤由主厂房固定端侧至煤仓间端部进入煤仓间，A排至烟囱中心距离为250.04m。

详见设计总平面布置图。

（3）循环水系统布置

本期工程循环水系统采用直流供水系统，取水口位于厂区东南面，新建循泵房及制氯车间布置在厂区东南侧，条形煤场的东侧，循环进水管从循泵房向西再向北，由固定端侧进入主厂房A列外。

循环水排水厂区内采用排水箱涵，经过本期工程主厂房东侧场地，一路向南经过排水阀门井，之后采用排水盾构向东南穿海堤排入东南侧海域。

（4）运煤系统

本工程新建一座条形封闭煤场，布置在本期主厂房区南侧与江堤之间的位置。

燃煤经码头上岸后可经转运站预留的接口直接运至本期煤场，燃煤从主厂房的固定端接入煤仓间。

（5）辅助设施

本期工程新建辅助设施主要布置于主厂房南侧和煤场区西侧，另一部分辅助设施利用老厂空地布置。

主厂房南侧自北向南依次为脱硫工艺楼、灰库、检修间、海淡车间和海水净化站；危险废物暂存间和汽车衡布置于主厂房区以南、煤场区以西、T13转运站以北区域；煤场东侧规划预留两座20米直径的钢板仓中转灰库布置空间。

1.7 主要工艺系统

1.7.1 汽机系统

本期工程除辅助蒸汽系统按母管制设计外，其余热力系统均采用单元制。热力循环采用十二级回热抽汽系统，设有五级高压加热器、一级除氧器、六级低压加热器和一级疏水冷却器。

1) 汽轮机：见“工程概况”描述。

2) 主蒸汽、再热蒸汽系统

主蒸汽管道采用双管制布置，从锅炉2个过热器联箱4个接口4根管道出来，在锅炉侧汇合成2根管道后进入汽轮机超高压缸的2个主汽阀。

一次低温再热为2-1-2布置型式，从超高压缸2个排汽口接出2根一次低温再热管道后在机头附近合并成一根母管送至锅炉，在炉前平台附近分成2根管道分别接入锅炉两侧联箱接口。

一次高温再热采用双管制布置，从 2 个锅炉联箱 4 个接口 4 根管道出来，在锅炉侧汇合成 2 根管道后进入汽轮机高压缸的 2 个一次再热主汽阀。

二次低温再热由于管道直径较大，为控制流速采用 2-2 布置型式，从高压缸 2 个排汽口分别接出 2 根二次低温再热管道后分别送至锅炉两侧联箱接口。

二次高温再热为采用双管制布置，从 2 个锅炉联箱 4 个接口 4 根管道出来，在锅炉侧汇合成 2 根管道后进入汽轮机中压缸的 2 个二次再热主汽阀。

在二次再热冷段管道上预留供热接口，接入一期管线，作为一期机组全停时的备用供热汽源。

3) 汽机旁路系统

汽机旁路系统采用高中低压三级串联旁路，高压旁路容量按 45%BMCR 设置，中压旁路容量暂按启动工况最大主蒸汽流量加减温水量设置，低压旁路容量按中压旁路流量加减温水设置。

4) 抽汽系统

汽轮机回热系统采用十二级抽汽加热。零~四级抽汽分别供给五台高压加热器；五级抽汽供除氧器、锅炉给水泵汽轮机和辅助蒸汽系统等；六~十一级抽汽分别供给六台低压加热器。回热系统采用 1 台 2 号/4 号高加外置式蒸汽冷却器，充分利用再热蒸汽高、中压缸第一级抽汽的过热度，提高最终给水温度，从而提高回热效率。

给水泵汽轮机的正常工作汽源从五级抽汽管道上引出，装设有流量测量喷嘴、电动隔离阀和逆止阀。

5) 给水系统

给水系统采用单元制，每台机组设置 1×100%容量汽动给水泵，不设电动给水泵，汽动给水泵配置 1 台同轴驱动的前置泵。给水泵汽轮机正常工作汽源来自主汽轮机的五级抽汽，给水泵汽轮机备用汽源采用二次低温再热蒸汽。给水泵汽轮机排汽（不设排汽蝶阀）向下排入主凝汽器。

系统采用五台单列 100%容量、卧式蛇形管高压加热器。由于目前高压加热器的可靠性极高，因此所有高加的外置式蒸汽冷却器采用大旁路系统。为适应深调峰，给水泵再循环最小流量阀设置旁路调节阀。

6) 凝结水系统

系统设置一台汽封冷却器、六级全容量的表面式低压加热器，一台一体式（无头）除氧器，其中除氧器贮水量满足 6min 锅炉最大连续蒸发量时给水消耗量的要求。

凝结水系统采用中压凝结水精处理系统。系统中仅设凝结水泵，不设凝结水升压泵，系统较简单。凝汽器热井中的凝结水由凝结水泵升压后，经中压凝结水精处理装置、汽封冷却器、疏水冷却器和六台低压加热器后进入除氧器。

系统采用 2×100%容量凝结水泵，一台运行，一台备用，当任何一台泵发生故障时，备用泵自动启动投入运行，两台凝结水泵配一套变频装置。

系统采用 100%容量的凝结水精除盐装置及 100%容量的电动旁路。

系统设置一台汽封冷却器、疏水冷却器、六台全容量表面式低压加热器和一台一体式除氧器。汽封冷却器设有单独的 100%容量的电动旁路；6、7、8、9 号低压加热器为卧式、双流程型式，6、7、8、9 号低加单独采用电动隔离阀的旁路系统；10、11 低压加热器采用单壳体结构，置于凝汽器接颈部位与凝汽器成为一体，并与疏水冷却器共同采用电动阀旁路系统。

7) 加热器疏水及放气系统

正常运行时，高压加热器的疏水采用逐级串联疏水方式，即从较高压力的加热器排到较低压力的加热器，4 号高压加热器出口的疏水疏入除氧器。

正常运行时，6 号、7 号、8 号低压加热器疏水采用逐级串联疏水方式疏至 9 号低压加热器，9 号低压加热器的疏水通过 2 台 100%容量互为备用的加热器疏水泵引至 9 号低压加热器出口的凝结水管道。10 号、11 号低压加热器正常疏水经疏水冷却器，最后疏至凝汽器立管。所有高、低压加热器在 30%~100%THA 负荷区间能正常投入，危急疏水阀不参与控制加热器水位。

除了正常疏水外，各加热器还设有危急疏水管路（10 号、11 号低压加热器除外），当发生紧急情况时，开启有关加热器事故疏水阀，将疏水直接排入凝汽器疏水扩容器经扩容释压后排入凝汽器。

8) 辅助蒸汽系统

辅助蒸汽系统为全厂提供公用汽源，采用辅汽母管制。

本期辅助蒸汽来源主要为运行机组的五抽蒸汽（减温后）和二次低温再热蒸汽（减温减压后）。启动时采用老厂一期来辅助蒸汽。

9) 厂内循环水及辅机冷却水系统

本工程闭式循环冷却水采用大闭式冷却水系统。设置 3×50%容量的闭式冷却水泵；此外，设置 2×65%容量水水热交换器，由开式水提供水水热交换器的冷却水。闭式冷却水水质为除盐水，冷却水水量按最高工作温度选取。

10) 抽真空系统

考虑到大容量设备选型的要求，凝汽器汽侧抽真空系统设置 2 套 50%容量水环式真空泵+单台多级夹套式真空泵组。正常运行时，单台多级夹套式真空泵组运行维持真空，二套 50%真空泵作为备用。在机组启动时，所有真空泵可一起投入运行，这样可以更快地建立起所需要的真空度，从而缩短机组启动时间。每台机组设一台凝汽器水室真空泵。每台凝汽器壳体上还设置 1 只带有滤网和水封的真空破坏阀。

11) 循环水系统

本工程循环水系统采用海水直流供水的开式冷却水系统，为凝汽器、开式循环冷却水系统提供冷却水，按单元制设计。

本工程供水概况如下：从三门湾小牛咀前沿深潭多点式取水，经一根直径 5.8m/6m 圆形引水隧洞进循环水泵站进水前池，由拦污栅和旋转滤网清除水中杂物后，至循环水泵站吸水井，每台 1000MW 机组循环冷却水由三台循环水泵升压后，经液控蝶阀、伸缩节、DN2200 压力水管并入 DN3800 压力水管至主厂房经凝汽器水-水交换器后温排水通过 4.2m×3m 循环水排水暗沟和直径 6m 采用盾构法施工的排水隧道从排水头排入大海。

1.7.2 锅炉、煤、灰系统

1) 锅炉本体

见“工程概况”描述。

2) 制粉及燃烧系统

A 制粉系统

本工程设计煤种、校核煤种为中高挥发分、低/中灰分烟煤，其燃烬性和燃烧性能好，采用中速磨煤机正压直吹式制粉系统。

每台锅炉配 6 台北京电力设备总厂有限公司生产的 ZGM123G-II 型中速磨煤机（其中一台为永磁直驱电机），配动态旋转分离器。在燃用设计煤种时，5 台磨煤机运行，一台备用。燃烧校核煤种时，按六台运行。每台磨煤机带锅炉的一层燃烧器。

每台炉配 6 台北京电力设备总厂有限公司生产的 DPG120 型给煤机，分别对应 6 台磨煤机。每台锅炉设置 6 座钢制原煤仓，每个原煤仓分别对应一台电子称重式给煤机和一台中速磨煤机，内部采用不锈钢内衬，原煤仓底部设有虾米弯曲线防堵煤斗。

每台炉配 2 台动叶可调轴流式一次风机。

B 燃烧系统

燃烧系统采用平衡通风方式。从省煤器出口烟气经过脱硝装置，经分级省煤器后进入空预器，分级省煤器和空预器之间设有电动挡板门，用于事故工况或启停时作关断烟气用。空预器设有旁路烟道，旁路烟道上设置两级旁路省煤器，分别加热给水和凝结水，是本工程烟气余热利用系统的一部分。空预器出口烟气经低温省煤器后进入两台三室五电场低低温静电除尘器，除尘后烟气由两台引风机抽吸，进入脱硫吸收塔。除尘器后设有联络烟道。引风机进口设有电动挡板门，出口设有气动止回门，对烟气进行严密隔断，防止单台引风机运行时烟气返窜。

两台锅炉配置一座双管集束烟囱，烟囱的高度 240 米，每个钢内筒直径 7.8 米。

每台炉配 2 台动叶可调轴式送风机。每台炉配 2 台双级动叶可调轴流式引风机。

3) 除尘系统

本工程每台机组配置 2 台 3 室 5 电场低低温电除尘器，除尘器由浙江菲达环保科技股份有限公司供货。除尘效率 $\geq 99.945\%$ ，出口烟尘浓度 $\leq 20\text{mg}/\text{Nm}^3 / 25\text{mg}/\text{Nm}^3$ （低温省煤器投运/退出）

本工程设计了烟气余热深度利用系统。本系统主要由电除尘器入口低温省煤器、冷二次风暖风器（水煤式）及配套热媒水系统组成。其中：每台机组设置 6 台（套）17% 容量的低温省煤器，即每个电除尘入口设一台，水平布置；每台机组设置 4 台 25% 容量的二次风

暖风器，空预器每个二次风进风口设一台，垂直布置。

4) 运煤系统

本期厂内运煤系统接自 T2 转运站，经 C3B、C12 管状带式输送机、C13AB 带式输送机将煤送进煤场贮存；煤场来煤经 C13AB、C14AB、C15AB、C16AB 带式输送机，至本期煤仓间。

T3 转运站至本期新建 T12 转运站的卸煤系统 C12 管状带式输送机按单路布置，卸煤系统与码头卸船能力配套，再建 1 路带式输送机，技术参数为 $B=1800\text{mm}$ ， $V=3.5\text{m/s}$ ， $Q=3600\text{t/h}$ 。C12 管状带式输送机规格：直径 $\Phi=600\text{mm}$ ， $B=2250\text{mm}$ ， $V=5.6\text{m/s}$ ， $Q=3600\text{t/h}$ 。上煤系统按带式输送机 $B=1400\text{mm}$ ， $V=2.5\text{m/s}$ ， $Q=1500\text{t/h}$ ，双路布置。从 T2 转运站（含）至 T3 转运站（含）的卸煤系统土建部分在二期已建，本期将新建除土建部分以外的相关设施。

煤场内布置 2 台臂长 40m 的大俯仰角斗轮堆取料机，采取“尾对尾”同轨布置，轨距为 10m，堆料能力为 3600t/h，取料能力为 1500t/h，并在斗轮机基础上布置 2 路带式输送机作为进出煤场堆取输送设备，分别对应 2 台大俯仰角斗轮堆取料机。

煤场配置 1 台 TY220 履带式推煤机，作为煤场辅助作业机械。封闭煤棚采用钢网架结构，煤场四周设 1m 高的挡煤墙。煤场内配置 10 套射雾器，用于堆取煤作业时抑尘降尘。斗轮机基础两侧配置 10 套喷淋装置，用于煤堆表面加湿。煤场内设环状管网，防爆图像型自动跟踪定位消防炮布置在钢网架上。本工程设置可燃性气体浓度、粉尘浓度安全监测保护系统和煤层温度监测系统组成的综合安全保护系统。

本工程设原煤筛分设备和破碎设备各 2 套，2 套筛分设备间互为备用。筛分设备采用倾斜式滚动筛煤机，出力为 1500t/h，筛下物粒度 $\leq 30\text{mm}$ 。破碎设备采用环锤式碎煤机，出力 1000t/h，破碎后出料粒度 $\leq 30\text{mm}$ 。

在出煤场的 C13AB 带式输送机中部布置一级 $B=1800\text{mm}$ 程控式除铁装置，作为出煤场的除铁装置，可除去煤场存放时混入的铁件；在进碎煤机前的 C14AB 带式输送机尾部设置 1 套 $B=1400\text{mm}$ 程控式除铁装置，作为进碎煤机室前的除铁装置；为防止煤炭通过碎煤机时，因锤环损坏，铁块混入原煤中，在出碎煤机后的 C15AB 带式输送机尾部设置 1 套 $B=1400\text{mm}$ 程控式除铁装置。设置四级除铁器后，可以满足生产运行的需要。

本工程运煤系统还配备 3 套取样装置、3 套皮带秤及挂码校验装置、7 套干雾抑尘装置、22 台脉冲式布袋除尘器、6 套散料集流系统、18 套多吸头排污泵、153 套地面冲洗装置等。

5) 除灰渣系统

采用“干式排渣机+二级排渣机转运到渣仓方案”连续排渣方式。每台锅炉设一套风冷式履带排渣机设备，排渣机连续额定输送能力为 16t/h，最大输送能力 50t/h。冷却后的炉底渣经碎渣机破碎后再由二级干渣机转运至渣仓。二级干渣机与一级排渣机成 L 型转向炉后布置，渣仓布置在锅炉房外侧。

每台锅炉设置 1 座渣仓，渣仓有效容积按 250m³ 设计，直径为 $\Phi 8\text{m}$ 。贮存在渣仓

中的干渣经干式卸料机或双轴加水搅拌机加湿搅拌后装入自卸汽车送至综合利用用户。

电除尘器的干灰采用正压浓相气力除灰系统输送至干灰库，飞灰输送系统出力按电除尘器飞灰不小于 120t/h。系统采用连续运行方式。

电除尘器灰斗排灰采用连续运行方式。每台炉电除尘器灰斗有 5 个电场共 60 个灰斗。每台炉电除尘器飞灰系统分为 A、B、C 三个单元，设 4 根输送灰管。单元 A、B、C 各设一根粗灰管，用于输送除尘器第一、二电场的飞灰；设一根细灰管，用于输送除尘器第三、四、五电场的飞灰。正压气力输送系统的输送用气由全厂集中空压站系统提供。电除尘器灰斗设有灰斗气化系统，每炉为一单元，每炉设 2 台气化风机（1 用 1 备）和 1 台电加热器。气化风机和加热器均布置在电除尘器下。

本期共设 3 座干灰库（2 粗 1 细，其中 1 座原灰库和 1 座粗灰库），本期飞灰采用粗细灰分储，本期干灰库布置在炉后烟囱南面。电除尘器飞灰可通过库顶切换阀分别进入任一座干灰库。

每座灰库大小尺寸相同，灰库直径 $\Phi 18\text{m}$ ，单座灰库有效容积为 4000m^3 。3 座飞灰库设置 1 个上下楼梯。每座灰库下设装车道。灰库气化风机布置在灰库 5.5m 运转层，以节省灰库气化风机房的投资。3 座飞灰库共设 4 台灰库气化风机，3 台分别对应每座灰库运行，1 台公共备用。

6) 脱硫系统

脱硫工艺系统采用石灰石-石膏湿法烟气脱硫工艺，一炉一塔的布置方案，不设增压风机，不设烟气旁路，设置一台低温省煤器，布置于空预器与干式电除尘器之间水平烟道，设置四台暖风器，布置在空预器进口二次风道上，吸收塔内布置一台管束式除尘器。

工艺系统主要由石灰石浆液供应系统、石膏脱水系统、脱硫废水系统、烟气系统、 SO_2 吸收系统、氧化空气系统、管束式除尘器系统、浆液疏排系统、工艺水系统、杂用和仪用压缩空气系统等组成。

脱硫装置位于炉后引风机与烟囱之间。脱硫系统原烟气从引风机后挡板门出口法兰面分别引接合并后进入吸收塔，在吸收塔内脱硫净化，脱硫净烟气经过管束式除尘器后通过烟囱排入大气。本工程不设旁路烟道及挡板门，不设增压风机（与引风机合并设置）。

7) 脱硝系统

本工程采用选择性催化还原法（SCR）脱硝装置，在设计煤种及校核煤种、锅炉最大连续出力工况（BMCR）、处理 100%烟气量条件下脱硝效率不小于 82.5%。SCR 反应器布置在省煤器与空气预热器之间的高含尘区域，不设置 SCR 烟气旁路和省煤器高温烟气旁路，催化剂按 2+1 层布置，全负荷脱硝。

本工程脱硝还原剂采用尿素水解方式制氨，新增一套尿素水解系统，尿素溶液制备利用老厂现有制备系统。

烟气脱硝系统，其构成包括：

还原剂的供应系统（尿素溶液供应系统，尿素水解系统，氨喷射系统，氨稀释系统、压

缩空气系统等)；

反应器系统（反应器本体、反应器壳体、壳体内部所包含的支撑结构、烟气整流装置、均流格栅、喷氨格栅、密封装置、催化剂、吹灰系统、导流系统、烟道接口、压缩空气系统）烟道及其附属系统。

附属系统（检修起吊设施、保温和油漆等）。

脱硝装置（SCR）与主体工程同步建设。脱硝装置布置于省煤器与空预器之间，机组设置脱硝反应器。

1.7.3 化学系统

1) 海水预处理系统

本期工程海水预处理拟采用 3 组 500m³/h 的高密度沉淀池和 6 组 250m³/h 的 V 型滤池进行处理。海水净化处理区布置在厂区南端，设有 3 组高密度沉淀池，6 组 V 型滤池，1 座 3400m³ 工业水池，1 座 300m³ 高压工业水池，1 座 2000m³ 海水清水池，1 座 300m³ 消防水池，1 座水工联合车间，1 座调节水池，1 座污泥沉淀回收水池。

2) 锅炉补给水处理系统

本期工程在老厂扩建一套出力为 100m³/h 的淡水反渗透装置，并扩建一套出力为 100m³/h 的离子交换除盐装置。

当上述两个子系统中的任意一套设备检修和化学清洗时，其余设备仍可以满足全厂正常补水的要求。在机组启动或事故期间，3 套淡水反渗透系统和离子交换除盐系统均可同时运行，并借助除盐水箱储存足量的除盐水，以满足机组短时大量用水的需要。

3) 海水淡化系统

由于一期工程海水淡化系统未预留扩建场地，扩建二期工程后，原海水淡化系统出力不能满足本期扩建全厂工业水的用量，需新建一座海水淡化车间，二期新建海水淡化系统仍采用一期海水淡化系统的工艺。本期在二期新建的海淡车间内设置 4 套 222t/h 超滤、2 套 200t/h 海水反渗透膜装置，届时全厂共配置 10 套超滤装置（8 运 2 备）和 5 套海水反渗透装置（4 运 1 备）。

4) 凝结水精处理系统

每台机组设 2×50%前置过滤器及 0、50%、100%可调超压差旁路；3×50%高速混床及 0~100%超压差、超温度旁路。

本期工程两台机组设置一套凝结水精处理系统再生系统。

本期工程精处理系统配套的酸、碱贮存及计量设备拟布置在本期机组排水槽顶。

前置过滤器反洗排水排至一期水工回用水池回用；再生单元再生浓、稀排液分池收集后经浓、稀排水泵送至一期工业废水处理系统处理后回用。

5) 工业废水处理系统

本期工程扩建后增加至一期工业废水处理系统的经常性排水量合计约 278m³/d（~12m³/h），一期工业废水处理系统的处理能力可以满足本期扩建后全厂总的集中废水处理需求。本期工程不再新（扩）建集中废水处理设施。

本期封闭煤场煤泥水量 $\sim 100\text{m}^3/\text{d}$ ，送至一期煤泥沉淀池，经一期含煤废水处理系统处理后回用。

6) 雨污水及排水系统

本工程雨污水系统采用雨污分流方式，分为雨水排水系统、生活污水收集系统。

本工程的厂区道路为城市型，厂区雨水由路边雨水口经雨水管网汇集至一期雨水管网，再经一期雨水泵升压后排至大海。原雨水泵房满足一二期工程雨水排水要求，本期不再扩建。

本工程主厂房 A 排外雨水管道因埋深较深设有雨水升压泵站，经升压后排至一期雨水管网。

本工程设置独立的生活污水管网，收集本工程各建筑物的生活污水，经污水泵提升后最终汇集到一期现有生活污水处理站，经处理达到国家综合污水排放标准，再经过过滤、消毒后作为厂区道路冲洗、绿化和工业杂用水之用。

7) 化学加药系统

本工程根据工况的不同，对凝结水、给水、闭式冷却水进行加氨处理，对凝结水、高加汽侧进行气态加氧处理，给水进行液态加氧处理。

8) 水汽集中取样自动分析系统

为了有效地监控热力系统水汽品质，设置1套水汽集中取样自动分析装置及计算机及监控系统，具有自动分析重要参数、数据采集、数据库管理、超限报警、打印报表等功能。并与化学水处理控制系统有通讯接口，其监控纳入DCS系统自动控制。取样系统布置在集控楼 C~D 跨内 0 米层 13~14 柱区域独立的取样间内。

9) 凝汽器检漏装置

为了监测凝汽器的微量泄漏，每台机组设置一套凝汽器检漏装置，布置于凝汽器热井附近，其主要信号送至DCS系统自动控制。

10) 电解海水制氯系统

本期工程循环冷却水加药采用电解海水制次氯酸钠系统，经计算，本阶段电解制氯系统按 $2 \times 135\text{kg/h}$ 次氯酸钠发生装置及3台 60m^3 储罐配置并预留扩建2台储罐及原水池的场地。制氯间增设在线氢气泄漏监测仪，加药点按两点设计，一点为取水头部，一点为进水前池。加药方式为定期冲击式及连续式。

11) 供氢系统

本工程不新建供氢站，一期氢气贮存量可满足本期扩建后全厂贮氢总量要求，故本期工程不扩建供氢设备。供氢母管拟从一期主厂房延长至本期。

1.7.4 删除

1.7.5 暖通系统

汽机房采用自然进风、机械排风的通风方案，进风采用消声型电动双层防雨百叶窗，汽机房和除氧间排风采用防爆型屋顶风机。集控室、电子室等房间设置全空气集中空调系统。高、低压配电室等电气房间设置降温通风系统，主厂房内设置风机盘管集中空调系统服务于非电气工艺房间和办公等配套房间。

主厂房及集控楼共设置一个集中制冷加热站，为主厂房及集控楼空调和降温通风用户提供冷热源。本工程空调冷热源选择，全年制冷区域（各电气设备间、励磁室及变频器室等）选用 $3 \times 50\%$ 风冷冷水机组， $3 \times 50\%$ 容量的冷冻水循环泵 1 套自动定压补水装置，管路系统及其电气控制装置等。

1.7.6 电气系统

1.7.6.1 主要设备特点和接线方式

本工程发电机为东方电气集团东方电机有限公司产品，水-氢-氢冷却，发电机采用自并励静止励磁系统，额定功率 1000MW，额定电压 27kV。本工程新建 $2 \times 1000\text{MW}$ 汽轮发电机组，采用发电机-变压器单元接线的方式接入一期 500kV GIS，两台主变构成 1 个完整串。发电机出口不装设发电机出口断路器。主变压器采用三相一体双线圈无载调压低损耗升压变压器，额定容量 1180MVA，额定电压等级 530kV，冷却方式为 OFAF。发电机出线采用离相封闭母线。每台机组设 1 台高压厂用变，容量为 85/51-51MVA，无载调压， $U_d=17.5\%$ ；高压厂变冷却方式为 ONAN。

中压厂用电采用 10kV 电压，低压厂用电压为 380/220V。高压厂变 10.5kV 中性点采用低电阻接地方式，单相接地时跳闸；全厂 380V 系统采用中性点直接接地的方式。

每台机组设 1800kW 柴油发电机组一套，120kVA UPS 二套，直流 220VDC 和 110VDC 分别供动力负荷和控制负荷。每台机设置两段交流事故保安 PC，每段保安 PC 设置有 2 个正常电源，1 个柴油发电机电源。

过电压保护及接地，采用构架避雷针和避雷线对主变等区域进行直击雷保护。全厂接地网设计原则以水平接地网为主，辅以垂直接地体的人工复合接地网。水平接地体及垂直接地体采用铜绞线和铜棒。

一期工程已有自动电话交换机系统、数字式调度通讯系统、无线电通讯系统组成。本期工程扩容行政和调度通讯系统。

工作照明和事故照明电压一般为 220V，安全照明电压为 24V 和 12V 两种。高度低于 2m 的照明器采用 24V，锅炉本体检修照明电压为 12V，通过检修电源箱内的 220/12V 降压变压器获得电源。事故照明采用交流事故照明为主，直流事故照明为辅的方式，直流事故照明在单元控制室和柴油机房设置。主厂房及其附近重要车间的事故照明采用交流事故照明，交流

事故照明由保安电源动力中心供电。

1.7.6.2 二次系统简介

本工程 2 台 1000MW 机组控制方式采用二机一控的控制方式，控制室位于集控室，每台机组保护屏、智能型变送器屏、故障录波器屏等均布置在集控楼的电气继电器室内。

本期新增升压站测控设备接入原一期 NCS 系统。

机组、厂用电系统以常规硬接线方式纳入 DCS 控制。

发电机、主变压器、高压厂变和高压启动/备用变采用双重化保护，从电流和电压回路、直流电源、保护出口继电器及电缆完全独立以形成 100% 冗余。

厂用中压系统进线和馈线断路器采用微机型综合保护装置，设置在开关柜内。凡 2000kVA 及以上的低压厂变和 2000kW 及以上的高压电动机装设差动保护，用于差动保护的 CT 二次额定电流应为 1A；其它均装设速断/过流保护。厂用中压系统采用 600A 低电阻接地，出现接地故障后直接跳闸。输煤控制本期扩建 3 个 I/O 远程站，接入老厂原程控系统控制，I/O 远程站分别布置在煤仓间、碎煤机室和 T13 转运站。

1.7.7 热工控制系统

本工程拟设置厂级监控和管理信息系统，该系统由厂级监控信息系统（SIS）和厂级管理信息系统（MIS）组成。厂级监控信息系统（SIS）设有与各单元机组的分散控制系统（DCS）、辅助系统控制网（BOP）及电网监控系统（NCS）的网络通讯接口，收集和处理工艺系统生产过程数据，同时通过与厂级管理信息系统（MIS）连接的数据通讯接口，向其提供所需的全厂生产过程信息。从而实现全厂生产过程的统一管理，优化管理，提高全厂安全、经济运行的水平。

本工程为单元制机组，拟采用机、炉、电、网集中控制方式。其热工自动化水平将以保证机组的安全和经济运行为目标，以分散控制系统（DCS）作为机组监视和控制的核心，由 DCS 实现机组的数据采集（DAS）、模拟量控制（MCS）、顺序控制（SCS）、锅炉炉膛安全监控（FSSS）、发电机—变压器组及厂用电控制等功能。配以汽机电液控制系统（DEH）、汽机紧急跳闸系统（ETS）和汽机本体监测仪表（TSI）等自动化系统构成一套完整的自动化控制系统，对锅炉、汽机、发电机—变压器组、高压厂变系统进行监视和控制。

辅助生产系统根据其所处地理位置及与机组运行联系的密切程度，分别纳入机组分散控制系统（DCS）或辅助系统控制网（BOP 网）监控，实现集中控制。本次将预留二期新增辅助控制系统网络与一期辅助系统改造后的网络合并的接口，待一期辅助系统改造完成后将网络合并为一个网络系统。增设全厂辅助控制系统全功能操作员站，分别布置在一期化控室、二

期集控室，最终在一期化控室实现对全厂辅助系统的监控，在二期集控室实现对辅助系统的监视。本期工程的除盐水系统和雨水系统是在老厂的系统上进行扩建，扩建的除盐水系统和雨水系统一起采用新建的 DCS 系统控制，待分体调试完成后接入一期改造后的辅助控制系统 DCS 网络并结合一期原有系统配合一期进行调试。

2 调试范围

2.1 概述

投标人应严格按照电力行业惯例、本招标文件、《2018 版电力建设工程预算定额-调试工程》《2018 版电力建设工程概算定额-调试工程》、《火力发电建设工程启动试运及验收规程》（DL/T5437-2022）、《火力发电建设工程机组调试技术规范》DL/5294-2023、《电力建设施工质量验收规程 第 6 部分 调整试验》DL/T5210.6-2019、浙能集团达标投产规定的要求，还应符合华东电网和浙江省电网相关规定和要求。

负责组织并完成除单体调试外的所有调试工作，包括整个工程所有的设备及系统的调试及试验工作（包括分系统及整套启动调试、细调、特殊试验、涉网试验及深度调峰试验）、APS 调试（包括 APS 项目评审与验收）、辅助控制系统 DCS 调试、输煤程控调试、DCS 性能测试、机组性能考核试验、竣工验收、达标创优等相关工作，以及参与及指导单体试运及验收、特殊仪表的检验工作，负责协调、管理调试期间全厂设备和系统需要其他单位配合调试的工作，并负责分系统调试和整套启动调试期间的消缺管理（含技术指导等），原则上除单体调试外的所有调试工作均由投标人负责。

本工程性能试验用的凝结水流量喷嘴由投标方提供。

2.2 分系统的调试内容（包含但不限于以下内容，且与二期相关的一期部分改造的设备、系统调试也含在相应的项目中）

2.2.1 汽机专业分系统调试

序号	调试项目名称
1	开、闭式冷却水系统调试
2	定子冷却水系统调试
3	润滑油储存净化系统调试（包括主机及给水泵汽轮机）
4	汽轮机疏、放水系统调试
5	凝结水及补给水系统调试
6	除氧、给水系统调试（包括汽动给水泵及前置泵调试、高加三通阀密封性试验）

7	真空系统调试（包含水室真空泵）
8	发电机密封油系统调试
9	汽轮机润滑油系统调试、顶轴油系统及盘车装置调试
10	辅助蒸汽系统调试（包括辅助蒸汽驱动给水泵汽轮机调试）
11	发电机水冷、氢冷系统调试
12	汽动给水泵组润滑油及调节保安系统调试
13	抽汽、加热器及疏水系统
14	轴封汽系统调试
15	汽轮机控制油及调节保安系统调试
16	主、再热蒸汽及汽轮机旁路系统调试
17	废油、废水排污系统调试
18	蒸汽吹管（临时管道和设备由招标人负责）
19	柴油发电机系统调试
20	循环水系统调试（海水直冷）
21	给水泵汽轮机调试
22	其它

2.2.2 锅炉专业分系统调试

序号	调试项目内容
1	三大风机及烟风道风门调试
2	轴流风机并列与喘振或失速保护校验
3	密封风机、火检风机调试
4	锅炉冷态通风试验（包括冷炉空气动力场试验、各类风量测量标定、一次风速调平等）
5	中速磨直吹式制粉系统冷态调试（包括给煤机、磨煤机试运转及密封风系统调试、动态分离器调试等）
6	锅炉启动系统调试
7	干渣系统调试
8	飞灰输送系统(电除尘输灰等) 调试
9	吹灰系统调试
10	锅炉燃油系统调试（本工程无燃油泵房及储油罐）
11	空气预热器系统调试
12	磨煤机蒸汽消防系统调试
13	除尘系统调试
14	配合锅炉酸洗
15	锅炉冲管调试工作（临时管道和设备由招标人负责）
16	锅炉膨胀系统检查
17	烟气余热深度利用及空预器旁路系统调试
18	锅炉点火系统调试（含:微油系统、暖风器）
19	给水、减温水调节阀流量特性试验

20	减温水管道系统冲洗
21	炉水循环泵系统调试
22	疏水、放气、排污系统调试
24	原煤斗防堵装置调试
26	脱硫工艺系统调试
27	脱硝工艺系统调试
28	燃烧器检查及调试
29	其它

2.2.3 电气专业分系统调试

序号	调试项目名称
1	升压变电站系统受电前调试
2	升压变电站系统受电后调试
3	高压备变系统调试
5	厂用电快切系统调试
6	发电机同期系统调试
7	发电机-变压器组保护系统调试
8	主变压器、高压备变、高压厂用变压器本体系统调试
9	故障录波系统调试
10	发电机励磁系统调试
11	厂用电系统调试
12	直流电源系统调试
13	中央信号系统调试
14	电气微机监控系统调试
15	保安电源系统调试
16	柴油发电机系统调试
17	事故照明系统调试
18	电除尘系统电气调试
19	低压厂用电切换系统调试
20	不停电电源系统调试
21	厂用辅机系统电气调试
22	电气控制系统（ECS）调试
23	网络监控及远动调试
24	通信系统调试
26	AGC、AVC、PMU、烟气子站、ERTU、同步时钟、涉网保护、调度数据网及二次安防系统调试等系统调试
27	脱硫电气系统调试

28	脱硝电气系统调试
29	其它

2.2.4 热控专业分系统调试

序号	调试项目名称
1	DCS 分散控制系统调试及其与其它控制系统接口调试配合
2	机组自动调节系统调试
3	机组数据采集系统调试
4	机组辅助顺序控制系统调试（包括 DCS 系统电气部分 ECS）
5	锅炉炉膛安全监控系统调试（包括炉膛火焰检测系统调试）
6	汽机数字电液控制系统调试
7	给水泵汽轮机电液控制系统调试
8	汽机旁路控制系统调试
9	ETS 和 METS 系统调试
10	炉膛火焰监视装置调试
11	仪表调试
12	热工信号逻辑报警系统调试
13	汽机监视仪表系统调试（含：汽轮机、给水泵汽轮机 TSI）
14	锅炉保护联锁调试
15	发电机保护联锁调试
16	汽机保护联锁调试（含：给水泵汽轮机）
17	锅炉吹灰控制系统调试
18	烟气余热深度利用及空预器旁路系统调试
19	烟气测温装置系统调试
20	空预器火灾报警系统调试
21	除渣控制系统调试
22	锅炉炉管泄漏报警系统调试
23	除灰、电除尘（低压部分）控制系统调试
24	除灰顺控系统调试
25	机组主要辅机监视仪表系统调试（包括给水泵汽轮机、给水泵组、循泵和三大风机振动监测）
26	CO 在线检测装置
27	炉膛工业电视调试工作
28	各系统装置或控制装置两路（冗余）电源切换试验、接地检测
29	TDM 振动故障诊断装置调试
30	锅炉壁温/发电机温度 IDAS 装置调试
31	DCS 与电除尘硬接线与通讯调试（含：通讯操作调试）
32	全厂辅助控制系统组态、调试及其与其它控制系统接口调试
33	海水淡化系统、机组排水槽系统、电解海水制氯系统、凝汽器检漏系统、海水预处理

	理系统、凝结水精处理系统（含:再生系统）、取样加药系统、供氢系统、凝补水系统等控制系统控制系统调试
34	AGC 及一次调频控制系统调试
35	机组横向保护联锁调试
36	循环水控制系统调试
37	DCS 性能测试
38	暖通系统调试（DCS 侧的调试，与设备厂家调试配合）
39	机组自启停 APS 调试（含:调试、系统验收及项目评审）
40	脱硫控制系统调试
41	脱硝控制系统调试
42	其它

2.2.5 化学专业分系统调试

序号	调试项目名称
1	海水预处理系统调试
2	海水淡化系统调试（含一期扩建一套二级反渗透装置调试）
3	供氢系统调试（氢气通过管道从老厂来）
4	凝结水精处理系统调试（含:再生系统）
5	化学加药系统调试（含加氧）
6	水汽集中取样装置调试
7	机组排水槽排放系统调试
8	凝汽器检漏系统调试
9	蒸汽吹管水汽品质监督
10	配合汽水系统调试
11	循环水加药及制氯系统调试
12	锅炉补给水处理系统调试
13	配合化学清洗
14	其它

2.3 整套启动调试（包含但不限于以下内容，且与二期相关的一期部分改造的设备、系统调试也含在相应的项目中）

2.3.1 汽机专业整套启动调试

序号	调试项目名称
1	热工信号及联锁保护校验
2	汽机侧分系统投运
3	汽机冲转、空负荷及带负荷调试
4	主机启动技术指标控制调试

4	高、低压加热器带负荷调试
5	轴承及转子振动测量
6	真空严密性试验
7	汽机超速试验
8	汽门严密性试验
9	机组停机试验
10	调速、保安系统热态试验
11	高、中、低压旁路系统试验
12	主汽门和调门活动性试验
13	小汽机超速试验、阀门活动性试验
14	变负荷试验(THA 工况：20%–100%)
15	50%、100%甩负荷试验
16	机组冷态、温态、热态、极热态启动调试
17	RB 试验（包含五磨及六磨运行状态下）
18	168 小时连续运行
19	高加切除试验、汽泵最大出力试验、高背压试验、变油温试验、变排汽缸温度试验、VWO 试验、小汽机汽源切换试验、除氧器汽源切换试验、切缸操作试验、轴封汽源切换试验
20	主要辅机切换试验
21	凝结水深度变频调试
22	循泵深度变频调试
23	汽机调门特性试验
24	机组最大负荷试验（105%）
25	发电机充氢及冷却系统运行调试
26	主机油系统调试
26	其它

2.3.2 锅炉专业整套启动调试

序号	调试项目名称
1	热工信号及联锁保护校验
2	锅炉侧分系统投运
3	锅炉燃油系统调试、微油点火系统调试
4	疏水、排污系统带负荷调试
5	安全阀（含电磁泄放阀）整定
6	锅炉蒸汽严密性试验

7	直吹式制粉系统热态调试（含：磨煤机出口煤粉细度、最高温度整定、永磁直驱磨煤机最大出力及最小出力、永磁直驱磨煤机不同转速下锅炉响应特性、永磁直驱磨煤机随负荷变动的自动调节特性）
8	燃烧调整试验
9	MFT 动作试验
10	机组空负荷运行调试
11	低负荷调试（包含最低稳燃负荷调试）
12	断油试验
13	吹灰系统带负荷调试
14	烟风系统带负荷调试
15	变负荷试验（BMCR 工况：18%-100%）
16	甩负荷试验
17	锅炉系统 RB 试验（包含五磨及六磨运行状态下）
18	168 小时连续试运行
19	空预器漏风试验
18	烟气余热深度利用系统及空预器旁路系统调试及优化（包括吹灰器，循环泵以及各负荷最佳节能方案调试）
19	除灰系统带负荷调试
20	电除尘系统带负荷调试
21	锅炉给水、减温水调节阀流量特性试验
22	输煤系统带负荷调试
23	干式除渣系统带负荷调试
24	脱硫系统调试（包括工艺、电气、热控等各专业内容）
25	脱硝系统调试（包括工艺、电气、热控等各专业内容）
26	锅炉单侧辅机运行试验
27	其它

2.3.3 电气专业整套启动调试

序号	调试项目名称
1	发电机空载励磁系统试验发电机变压器组整套启动调试
2	发电机（发电机变压器）短路特性试验
3	发电机（发电机变压器）空载特性试验
4	发电机同期系统检查及试验
5	发变组保护带负荷试验
6	发电机励磁系统带负荷试验
7	厂用电源切换试验
8	变压器试运行
9	发变组测量及监控系统带负荷试验
10	电气控制系统调试
11	电气 168 满负荷试运行

12	其它
----	----

2.3.4 涉网试验

序号	调试项目名称
1	发电机进相试验
2	PSS 功能整定试验
3	励磁系统参数测试及建模试验
4	机组一次调频及一次调频在线测试试验
5	机组 AVC、AGC 功能及联调试验
6	汽机调速系统参数测试及建模试验
7	涉网试验方案审查会议及有关技术协调联络等事宜由投标人组织，会务费及专家费等相关费用包含在总价中
8	其它

2.3.5 热控专业整套启动调试

序号	调试项目名称
1	机组自动调节系统调试（含细调）
2	机组数据采集系统调试
3	机组辅助顺序控制系统调试（包括 DCS 系统电气部分 ECS）
4	锅炉炉膛安全监控系统调试（包括炉膛火焰检测系统动态调试）
5	汽机数字电液控制系统调试
6	给水泵汽轮机电液控制系统调试
7	汽机旁路控制系统调试
8	机组协调控制系统调试
9	ETS 和 METS 系统调试
10	炉膛火焰监视装置动态调试
11	热工信号逻辑报警系统调试
12	汽机监视仪表系统调试
13	锅炉保护联锁调试
14	汽机保护联锁调试（含给水泵小汽机）
15	发电机保护联锁调试
16	锅炉吹灰顺控系统调试
17	机组功能组级顺控调试
18	凝结水精处理顺控系统调试
19	机组加氧控制系统调试
20	除灰顺控系统调试
21	除渣顺控系统调试
22	在线化学分析仪表调试
23	空气预热器间隙控制系统动态调试
24	机组自动调节品质考核试验

25	机组 AGC 联调试验（含一次调频）
26	机组主要辅机监视仪表系统调试（包括给水泵汽轮机、给水泵组、循泵和三大风机振动监测）
27	机电炉保护联锁调试
28	DCS 与电除尘硬接线与通讯调试（含通讯操作调试）
29	DCS 分散控制系统调试及其与其它控制系统接口调试
30	全厂辅助控制系统组态、调试及其与其它控制系统接口调试（包括水、煤辅控网络整合）
31	海水淡化系统、机组排水槽系统、电解海水制氯系统、凝汽器检漏系统、海水预处理系统、凝结水精处理系统（含再生系统）、取样加药系统、供氢系统、凝补水系统等控制系统调试
32	DCS 性能测试
33	APS 系统（调试、项目评审与验收）
34	其他

2.3.6 化学专业整套启动调试

序号	调试项目名称
1	机组空负荷整套试运化学监督
2	机组带负荷整套试运化学监督
3	满负荷整套试运行化学监督
4	化学热工信号联锁保护校验
5	化学程控校验投运
6	机组停运保护
7	机组启动系统及化学排放废液处理
8	配合化学测量表计校验投运
9	其它

2.4 公用系统分系统和整套启动调试范围及项目（包含但不限于以下内容，且与二期相关的老厂部分改造的设备、系统调试也含在相应的项目中）

锅炉专业	
1	全厂空压机站系统（包括全厂仪用、杂用、除灰压缩空气系统）
2	输煤系统、配套输煤系统改造工程及煤场设施（含 C1A、B，C2A，C3B，C12，C13A、B，C14A、B，C15A、B，C16A、B 皮带机及附属设备，配合岸电系统调试，输煤系统冲洗系统、除尘设备，一期原有设备与二期新增设备之间的联锁调试等）调试
3	灰库系统调试
4	其它
汽机专业	
1	暖通系统调试、消防泵房系统调试（含高压消防给水系统），提供消防泵房调试报告
2	综合水泵房系统调试

3	其它
电气专业	
1	全厂仪表测量系统调试
2	电能计量系统（ERTU）调试
3	厂站与远方调度端远动、通讯
4	全厂北斗/GPS 同步时钟系统
5	系统通信及光纤通信系统
6	烟气信息排放子站系统调试及联调
7	网源协调在线监测子站系统调试及联调
8	PMU 系统调试及联调
9	保信子站系统调试
10	网络监控及远动调试
11	其它
热控专业	
1	燃油控制系统调试
2	全厂空压机站控制系统调试
3	暖通控制系统调试
4	化学水处理、生活污水、工业水排水系统等 BOP-DCS 控制下的程控系统调试
5	灰库相关公用系统调试
6	配合一期扩建除盐水系统、雨水系统等调试
7	配合全厂工业电视系统调试
8	其它
化学专业	
1	水平衡报告试验
2	其它

2.5 特殊项目调试

根据“火力发电建设工程启动试运及验收规程”文件、《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》（GB50150）和《电力建设工程预算定额 第六册 调试工程》，除安装合同有特殊规定的以外，特殊试验包括但不限于：

（1）电气特殊试验，包括（168 前）：

- 1) 定子绕组直流耐压试验；
- 2) 定子绕组交流耐压试验；
- 3) 测量发电机转子绕组交流阻抗及功率损耗（含不同转速下）
- 4) 测量发电机三相短路特性曲线
- 5) 测量发电机空载特性曲线
- 6) 在发电机空载额定电压下测录发电机定子开路时的灭磁时间常数
- 7) 发电机在空载额定电压下自动灭磁装置分闸后测量定子残压
- 8) 测量发电机轴电压

- 9) 发电机定子绕组端部现包绝缘施加直流电压测量
 - 10) 变压器绕组变形试验（主变需采用低电压短路阻抗法和频率响应法两种方法测量）
 - 11) 变压器绕组连同套管长时感应电压试验带局部放电测量
 - 12) 关口计量 CT、PT；发电机出口计量 CT、PT 现场误差测量
 - 13) 全厂接地网导通性能试验（包括地表电位梯度、转移电位测量、接触电位差、跨步电压测试等）
 - 14) 110kV 及以上电压等级电气设备的交、直流耐压试验
 - 15) 定子绕组内冷水各线棒的冷态流量试验
 - 16) 测量避雷器的工频参考电压和持续电流
 - 17) 并网安全性评价要求的而安装调试和常规调试不包括的调测试项目
 - 18) 低励磁限制定值整定和相关试验校核
 - （2）热工特殊项目调试，包括：
 - 1) 配合机组 SIS 系统调试。
 - 2) 配合微油点火控制系统调试。
 - 3) 配合智能电厂调试。
 - 4) 低负荷段机组优化试验（开展 50%负荷以下的辅机运行可靠性提升研究，开展低负荷主要辅机跳闸保护逻辑完善及试验，增强机组低负荷运行可靠性）。
 - （3）汽机特殊项目调试
 - 1) 发电机转子通风试验
 - 2) 发电机定子绕组端部固有振动频率测试及模态分析
 - 3) 发电机定子绕组及引出线水测量试验
 - （4）锅炉特殊项目调试
 - 1) 给水、减温水调节阀流量与特性试验
 - 2) 配合微油点火装置调整试验
 - 3) 锅炉冷态炉膛空气动力场试验
 - 4) 单侧辅机运行调整（包括单侧送风机、一次风机、引风机最大出力试验）
- 另外还应包括 未能明确的主机系统及公用系统但为满足发电生产按照设计状态运行必须配套的调试项目。

2.6 机组性能考核试验

负责完成《火电机组达标投产考核标准》和《浙江省能源集团公司基建工程全过程达标投产管理规定》中的“调整试验”及实现机组“技术指标”的相关工作，以及创优相关试验；完成按照《火电机组启动验收性能试验导则》和 ASME PTC 相关标准规定以及根据现场需要完成设备合同规定的设备性能考核试验。包含但不限于以下内容：

项目名称：机组性能试验		台数
达标投产部分	锅炉热效率（含空预器漏风试验、排烟温度测试）	2
	全厂热效率	2
	锅炉最大出力	2
	锅炉额定出力	2
	锅炉断油最低稳燃出力	2
	制粉系统出力	2
	磨煤机单耗	2
	汽轮机热耗	2
	厂用电率测试（含综合厂用电率和发电厂用电率，含脱硫和不含脱硫）	2
	机组振动试验（按每个轴振和瓦振考核）	2
	汽轮机最大连续出力	2
	汽轮机单侧最大出力试验	2
	汽轮机额定出力（单台汽泵最大出力、高加切除额定出力、高背压出力）	2
	真空严密性试验	2
	机组供电煤耗测试	2
	发电标准煤耗率（纯凝）	2
	机组 RB 试验（RB 试验应包含 5 磨运行状态下及 6 磨运行状态下的单台及二台磨煤机、三大风机等试验）	2
	污染物排放监测试验（按照环保要求）	2
	噪声测试	2
	散热测试	2
	粉尘测试	2
	除尘器效率试验（包括除尘器前后的粒径分布试验）	2
	AGC 投运	2
	烟气脱硫性能试验	2
	脱硝性能试验	2
	发电机最大出力试验	2
	发电机漏氢量测试	2
	发电机温升试验	2
	电除尘性能试验	2
项目名称：设备性能试验		台数
汽机、化学部分其它项目	1. 额定出力汽缸通流部分考核试验（额定出力高压缸效率、额定出力中压缸效率、额定出力低压缸效率、变油温试验、变排汽缸温度试验、VWO 试验） 2. 调速装置热态性能动作试验	2 台机组

	3. 安全监测保护装置的性能试验 4. 汽轮机启动和停止试验 5. 机组带负荷和甩负荷试验 6. 机组轴系振动的测定 7. 机组噪声的测定 8. 机组热力性能试验（包括机组铭牌功率、最大连续功率、高加全切工况、THA 工况热耗率、75%THA 工况热耗率的测定） 9. 凝汽器出口凝结水的含氧量（在规定的负荷运行范围内） 10. 凝汽器出口的凝结水过冷度（TMCR 工况下） 11. 给水泵性能试验 12. 给水泵汽轮机性能试验 13. 凝结水泵性能试验 14. 循环水泵性能试验 15. 高加性能试验 16. 深度调峰试验 17. 其它	
锅炉、除灰渣、脱硫、脱硝输煤部分 其它项目	1. 锅炉出力及参数测定（包括最大连续出力） 2. 锅炉各种负荷下的热效率试验 3. 锅炉汽水品质测定 4. 空气预热器漏风系数测定 5. 不投油最低稳燃负荷试验 6. 锅炉启停特性试验 7. 变动工况试验 8. 吹灰器性能试验 9. 汽水及烟风系统阻力测定 10. RB 试验（RB 试验应包含 5 磨运行状态下及 6 磨运行状态下） 11. 50%、100%甩负荷试验 12. 锅炉 NO _x 的排放浓度试验 13. 噪声测试 14. 磨煤机性能试验 15. 电除尘性能试验。 16. 超低排放性能试验。 17. SCR 系统（包括烟气系统阻力、烟气量、烟气温降、还原剂耗量、SO ₂ /SO ₃ 转化率/氨逃逸浓度及氨氮摩尔比） 18. 深度调峰试验 19. 烟气余热深度利用系统性能试验 20. 输灰性能试验 21. 其它	2 台机组

电气部分其它项目	1. 主变、高压备变性能试验（噪声水平、额定负荷下温升、效率）试验 2. 高厂变性能试验（噪声水平、额定负荷下温升、效率）试验 3. 发电机漏氢量、温升、效率试验 4. 发电机轴承座（轴）振动 5. 发电机定子绕组端部振动 6. 发电机噪声测试 7. 机座自振频率 8. 深度调峰试验 9. 其它	2 台机组
----------	--	-------

注：性能试验过程中若需要增设测点或改进测点，由投标人提出，经招标人确认后由招标人负责安装。

2.7 机组 168 后调试工作

- 1) 继续完成合同未完成的调试项目。
- 2) 机组试生产期间或结束后，应进行回访，认真听取建设单位单位对调试工作意见。
- 3) 向有关单位提供设计修改及备品更换等资料。
- 4) 整理调试记录，编写试运行总结和报告，调试技术资料在设备移交试生产一个半月内交给总包单位。
- 5) 可靠性试验结束提交商业运行后的完善工作：即在试生产期内，负责进行因调试原因未完成的调试项目。
- 6) 配合招标人做好机组达标验收前的有关工作。
- 7) 完成深度调峰试验以及深度调峰至 20%BMCR~40%BMCR 的摸底试验。20%BMCR~40%BMCR 的深度调峰摸底试验主要包括以下内容：
 - 1) 机组运行方式及控制策略、定值优化；
 - 2) 负荷摆动试验；
 - 3) 锅炉、汽机性能试验及热经济性评估；
 - 4) 污染物排放浓度监测。

3 调试质量

3.1 规程和标准：

本工程设计规范采用中国国家、原电力部、国家电力公司有关标准、规范、规程、规定及其它相关的设计要求文件。本工程国外供货部分按合同规定的国外设计、制造、安装标准、规程、规范及其它有关的文件执行。工程中国内、国外有关规范、规程及标准发生矛盾时由监理工程师及项目法人负责协调解决。

采用以下部颁标准、规定和浙江省能源集团有限公司相关文件及规定相互补充，当各标准、规范不一致时以最高标准为依据：

- (1) 《浙江省能源集团有限公司基建管理标准汇编》
- (2) 《电力建设工程施工质量验收规程》(DL/T5210 现行版本、全套)
- (3) 《电力建设工程施工技术规范》(现行版本 DL5190 全套)
- (4) 《火力发电工程质量监督检查大纲》(2023 版)
- (5) 《电力建设工程质量监督管理暂行规定》(2023 版)
- (6) 《电力建设安全工作规程 第 1 部分：火力发电》(DL 5009.1-2014)
- (7) 《火电工程项目质量管理规程》(DL/T 1144-2012)
- (8) 《火电工程达标投产验收规程》(DL 5277-2012)
- (9) 《火力发电建设工程机组调试技术规范》(DL/T 5294-2023)
- (10) 《火力发电建设工程启动试运及验收规程》(DL/T 5437-2022)
- (11) 《火力发电机组性能试验导则》(DL/T1616-2016)
- (12) 《火电建设项目文件收集及档案整理规范》(DL/T 241-2012)
- (13) 《施工现场临时用电安全技术规范》(JGJ 46-2005)
- (14) 《绿色施工导则》(建质[2007]223 号)
- (15) 《锅炉安装工程施工及验收规程》(GB 50273-2022)
- (16) 《电站锅炉性能试验规程》(GB 10184-2015)
- (17) 《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223-2011)
- (18) 《电力工业锅炉压力容器监察规程》(DL612-2017)
- (19) 《电站锅炉压力容器检验规程》(DL 647-2004)
- (20) 《电站锅炉安全阀技术规程》(DL/T 959-2020)
- (21) 《电站锅炉膛防爆规程》(DL/T 435-2018)
- (22) 《火力发电建设工程机组蒸汽吹管导则》(DL/T 1269-2023)
- (23) 《锅炉启动调试导则》(DL/T852-2016)
- (24) 《燃煤电厂电除尘器运行维护导则》(DL/T 461-2019)
- (25) 《火力发电厂除灰除渣控制系统技术规程》(DL/T 775-2012)
- (26) 《除灰除渣系统调试导则》(DL/T 894-2018)
- (27) 《电站磨煤机及制粉系统性能试验规程》(DL/T 467-2019)
- (28) 《火电厂烟气脱硫工程调整试运及质量验收评定规程》(DL/T 5403-2007)

- (29) 《火电厂烟气脱硫工程施工质量验收评定规程》(DL/T 5417-2009)
- (30) 《火电厂烟气脱硫吸收塔施工及验收规程》(DL/T 5418-2009)
- (31) 《火电厂烟气脱硫装置验收技术规范》(DL/T 1150-2012)
- (32) 《在转轴上测量评价机器的振动 第2部分：陆地安装的汽轮机和发电机》
(GB/T11348.2-2012)
- (33) 《在非转轴上测量评价机器的振动 第2部分：陆地安装的汽轮机和发电机》
(GB/T 6075.2-2012)
- (34) 《泵的振动测量与评价方法》(GB/T 29531-2013)
- (35) 《电厂用磷酸脂抗燃油运行维护导则》(DL/T 571-2014)
- (36) 《汽轮发电机漏水、漏氢的检验》(DL/T 607-2017)
- (37) 《氢冷发电机氢气湿度的技术要求》(DL/T 651-2017)
- (38) 《汽轮机启动调试导则》(DL/T863-2016)
- (39) 《火力发电厂汽轮机防进水和冷蒸汽导则》(DL/T 834-2003)
- (40) 《火力发电建设工程机组甩负荷试验导则》(DL/T 1270-2023)
- (41) 《汽轮发电机运行导则》(DL/T 1164-2012)
- (42) 《凝汽器与真空系统运行维护导则》(DL/T 932-2019)
- (43) 《大型汽轮发电机定子绕组端部动态特性的测量及评定》(DL/T 735-2023)
- (44) 《液压油清洁度分级标准》(NAS1638)
- (45) 《汽轮发电机绕组内部水系统检验方法及评定》(JB/T 6228-2014)
- (46) 《电业安全工作规程（发电厂和变电站电气部分）》(GB 26860-2011)
- (47) 《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB 14285-2023)
- (48) 《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》(GB50150-2016)
- (49) 《继电保护和安全自动装置基本试验方法》(GB/T 7261-2016)
- (50) 《同步电机励磁系统大、中型同步发电机励磁系统技术要求》(GB/T 7409.3-2007)
- (51) 《电气装置安装工程 质量检验及评定规程》(DL/T 5161.1~5161.17-2018)
- (52) 《继电保护和电网安全自动装置检验规程》(DL/T 995-2016)
- (53) 《大型汽轮发电机交流励磁机励磁系统技术条件》(DL/ T843-2021)
- (54) 《大型发电机励磁系统现场试验导则》(DL/T 1166-2012)
- (55) 《自动化仪表工程施工及质量验收规范》(GB 50093-2013)
- (56) 《火力发电厂汽轮机数字电液控制系统运行维护与试验技术规程》(GB/T 35729-2017)

- (57) 《火力发电厂汽轮机电液控制系统技术条件》(GB/T 36285-2018)
- (58) 《火力发电机组一次调频试验及性能验收导则》(GB/T 30370-2013)
- (59) 《火力发电厂锅炉炉膛安全监控系统验收测试规程》(DL/T 655-2017)
- (60) 《火力发电厂汽轮机控制及保护系统验收测试规程》(DL/T 656-2016)
- (61) 《火力发电厂模拟量控制系统验收测试规程》(DL/T 657-2015)
- (62) 《火力发电厂开关量控制系统验收测试规程》(DL/T 658-2017)
- (63) 《火力发电厂分散控制系统在线验收测试规程》(DL/T 659-2016)
- (64) 《火力发电厂分散控制系统技术条件》(DL/T 1083-2019)
- (65) 《火力发电厂锅炉炉膛安全监控系统技术规程》(DL/T 1091-2018)
- (66) 《火力发电厂热工控制系统设计技术规定》(DL/T 5175-2021)
- (67) 《火力发电厂热工保护系统设计技术规范》(DL/T 5428-2023)
- (68) 《火力发电厂热工自动化系统检修运行维护规程》(DL/T 774-2015)
- (69) 《火力发电厂自动发电控制性能测试验收规程》(DL/T 1210-2013)
- (70) 《汽轮机调节保安系统试验导则》(DL/T 711-2019)
- (71) 《发电厂热工仪表及控制系统技术监督导则》(DL/T 1056-2019)
- (72) 《火力发电机组辅机故障减负荷技术规程》(DL/T 1213-2013)
- (73) 《火力发电厂热工自动化系统可靠性评估技术导则》(DL/T 261-2012)
- (74) 《模拟量控制系统负荷变动试验导则》(电力部建质【1996】40号)
- (75) 《火电机组热工自动投入率统计方法》(电力部建质【1996】40号)
- (76) 《氢气使用安全技术规程》(GB 4962-2008)
- (77) 《氯气安全规程》(GB 11984-2008)
- (78) 《污水综合排放标准》(GB 8978-1996)
- (79) 《运行中变压器油质量》(GB/T 7595-2017)
- (80) 《电厂运行中矿物涡轮机机油质量》(GB/T 7596-2017)
- (81) 《火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量》(GB/T 12145-2016)
- (82) 《水处理设备性能试验》(GB/T 13922-2011)
- (83) 《运行中发电机用油质量标准》(DL/T 1031-2006)
- (84) 《化学监督导则》(DL/T 246-2015)
- (85) 《火力发电厂水汽化学监督导则》(DL/T 561-2022)
- (86) 《电力基本建设热力设备化学监督导则》(DL/T 889-2015)
- (87) 《火力发电厂停(备)用热力设备防锈蚀导则》(DL/T 956-2017)
- (88) 《大型发电机内冷却水质及系统技术要求》(DL/T 801-2010)
- (89) 《火电厂汽水化学导则 第4部分：锅炉给水处理》(DL/T 805.4-2016)
- (90) 《火电厂汽水化学导则 第1部分：锅炉给水加氧处理导则》(DL/T 805.1-

2021)

- (91) 《火力发电厂锅炉化学清洗导则》(DL/T 794-2012)
- (92) 《火力发电厂化学调试导则》(DL/T 1076-2017)
- (93) 《火电厂反渗透水处理装置验收导则》(DL/T 951-2019)
- (94) 《火力发电厂超滤水处理装置验收导则》(DL/T 952-2013)
- (95) 《火力发电厂电除盐水处理装置验收导则》(DL/T 1260-2013)
- (96) 《发电机内冷水处理导则》(DL/T 1039-2016)
- (97) 《火力发电厂氢气系统安全运行技术导则》(DL/T 1928-2018)
- (98) 浙能集团安全生产标准化管理优良工地图册相关要求
- (99) 《防止电力建设工程施工安全事故三十项重点要求》(国能发安全〔2022〕55号)
- (100) 《中华人民共和国安全生产法》
- (101) 《生产安全事故报告和调查处理条例》
- (102) 《电力建设安全工作规程》(DL5009.1-2014)
- (103) 《电业安全工作规程》(发电厂和变电所电气部分)(DL 408-1991)
- (104) 《电业安全工作规程》(热力和机械部分)(GB 26164.1-2010)
- (105) 《浙江省安全生产条例》
- (106) 《建设工程安全生产管理条例》
- (107) 应执行的其他文件:
 - A. 除上述国家及电力工业部颁发的规范、规程以外,检查验收仍需遵照如下图纸、文件。
 - B. 经会审签证的施工图纸和设计文件。
 - C. 批准签证的设计变更。
 - D. 设备制造厂家提供的图纸和技术文件。
 - E. 招标人与承包商、设备材料供货商签订的合同文件中有关质量的条款。
 - F. 项目法人与监理单位签订的合同文件及相关监理文件。

3.2 工程质量目标:

- 1) 工程验收一次合格率达到 100%;
- 2) 建设过程中不发生一般及以上质量事故;
- 3) 不发生投产后一年内由于设计、施工、安装、调试质量引起的发电设备事故;
- 4) 确保浙江省能源集团有限公司《基建工程全过程达标投产管理规定》AAAA 级达标投产标准,争创浙江省能源集团有限公司 AAAAA 级达标投产标准
- 5) 确保省部级优质工程的目标,争创国家优质工程金奖

4 调试指标

机组调试是工程建设的关键阶段,投标人按原部颁《火电工程调整试运质量检验评定标

准》的规定，各项指标达到《火电机组移交生产达标考核评定办法》的要求和《电力建设施工质量验收规程 第 6 部分：调整试验(附条文说明)》规定的优良标准。

4.1 首次吹管至完成 168h 满负荷试运，要求全部采用微油点火方式，首次点火到 168 结束燃油消耗量 $<1008t$ 。

4.2 调试用电（厂用受电至 168h 结束），第一台机组 5700 万 kW·h，第二台机组 5400 万 kWh。

4.3 调试发电煤耗 $251.78g/kW\cdot h$ （整套启动至 168 结束）。

4.4 168 小时满负荷试运结束前完成下述调试项目，具体指标为：

（1）168 小时满负荷试运期间锅炉断油、投高加、投电除尘、投脱硫、脱硝装置、厂用电切换至高压厂变供电、RB 试验（包含五磨及六磨运行状态下）、甩负荷试验、汽水品质合格、电气和热控自动投入率 100%，电气及热工保护投入率 100%，热工仪表和模拟量投入率 100%，电气仪表投入率 100%。

（2）电气和热控自动投入率 100%，热控自动调节品质达到《火力发电厂模拟量控制系统验收测试规程》DL/T657-2015 优质要求。

（3）完成机组 AGC、一次调频联合性能试验，性能指标：AGC 工况下机组升降负荷率满足调度考核要求；一次调频动作正确率达 85%，动作效果达 65%。

（4）按《火力发电建设工程启动试运及验收规程》等规程要求全面完成整套启动试运项目，优良率为 100%。

（5）168 小时满负荷试运一次性通过。

（6）主机轴振 $<0.076mm$ （168 小时满负荷试运期）。

（7）发电机漏氢量 $\leq 8Nm^3/d$ （168 小时满负荷试运期）。

（8）真空严密性 $\leq 0.27kPa/min$ （带负荷调试）。

（9）进入满负荷试运前汽水品质 100%合格。

（10）168 小时满负荷试运之前完成启动委员会所批准的全部试验项目。

（11）达标创优考核中机组调整试验和技术指标得分应符合有关规定。

（12）永磁直驱磨煤机变转速自动调节到达稳态负荷响应死区时间比常规缩短二分之一。

（13）低温省煤器出口烟气温度控制在 $85^{\circ}C$ ，二次风暖风器出口风温控制在 $70^{\circ}C$ ，上述情况烟气余热深度利用系统实现全自动调节。

4.5 电力主管部门、浙能集团和其他有关主管部门制定的规范和标准及制造厂的标准。

4.6 调试的质量控制

投标人应成立专门的质量机构，配备专职质量人员，负责调试期间的质量计划的编制、调试质量的验收、检查评定工作等全过程的质量控制工作。

4.6.1 投标人根据调试大纲的要求，编制调试质量检验计划和验评表，并在机组调试工作开始以前提交招标人审核。

4.6.2 在调试质量检验计划中，应按《火力发电建设工程启动试运及验收规程》要求把机组启动调试分为：分部试运、空负荷、带负荷、满负荷试运四个阶段，每个阶段试运已完成的试验项目办理签证手续，签证由投标人的项目部提出，投标人质检部门核查，然后交施工、建设和生产单位复查签证，重要的交工程质监站复核签证。

4.6.3 在调试质量检验计划中，应明确重要控制项目和见证点，在调试期间投标人应于 24 小时前书面通知招标人，招标人按时到现场进行检查，若无异议，双方代表当即签字，如招标人代表未能及时到现场，投标人可自检合格后继续调试，并在三天内补办签证。

4.6.4 热控调试（含 BOP-DCS）从查线开始，复查率 100%；I/O 通道试验 100%。每个系统查线完成后，也需办理签证手续。招标人应提供施工单位的接线和查线清单，并有施工单位工作人员签名。

4.6.5 投标人应为招标人及监理人员进入现场检查启动调试质量提供方便，但这种检查不解除投标人按合同规定所应承担的任何责任和义务。

4.6.6 整套启动前、后，需按质监大纲进行质量监督检查和评价，投标人必须参加。

4.6.7 经招标人同意的投标人向外分包调试项目，投标人仍应对调试质量负全部责任，并按调试质量的有关条款，对分包单位严格要求。

4.6.8 招标人牵头组织工程设备和系统安装结束后的静态系统检查验收，投标人应主动参加。

4.6.9 分部试运项目，试运合格后，按火力发电建设工程启动试运及验收规程要求由施工、调试、监理及招标人等单位及时进行签证验收。

4.6.10 调试过程中分阶段质量验收，根据《调试质量检验计划》，由投标人通知招标人进行，并办理调试质量验收签证。

4.6.11 启动调试结束后，投标人应编写机组调试总结报告和填写调试质量验评表。

4.6.12 调试质量问题及设备、系统缺陷处理：

- 4.6.12.1 投标人应对工程从初步设计审查开始至达标投产的全过程作全面了解，对设备、系统的完整性和合理性提出意见，发现问题应及时提出处理的意见和改进措施。
- 4.6.12.2 投标人应主动了解设备的安装情况，对关键和特殊设备的安装质量提出要求，发现问题及时向招标人提出。
- 4.6.12.3 由于设计、设备、施工等方面的原因，造成机组在试运中达不到原设计要求，以及影响安全稳定运行，投标人积极参加研究，提出处理意见，对试运过程中发生的设备缺陷，中断运行的事故，投标人参与调查、分析原因，并提出对策。
- 4.6.12.4 调试结束后，投标人应在调试总结报告中提出设备和系统的有关缺陷及处理意见。
- 4.6.12.5 投标人在调试中由于调试不当或人为原因造成设备和热工模块、卡件的损坏，投标人负相应责任。
- 4.6.13 投标人应按照招标人达标创优规划要求，按创优实际进度和要求的更新配合招标人完成达标创优各阶段的任务和指标。

5 调试管理工作及服务要求

- 5.1 投标方暂定在 2024 年 12 月 1 日之前派员进场，具体时间以招标人提前一个月书面通知为准，配合招标方和建设单位进行调试相关的部分工作（如逻辑讨论等）。投标方进场后应按工程的调试进度需要，成立一套专业齐全，人员稳定的调试队伍，完善内部管理制度和职责，并常驻工地现场。
- 5.2 对整个调试过程有完整的计划和安排，精心组织每一步调试工作，根据工程进度的要求编制完成调试大纲和调试精细化管理方案，并在开始倒送电前一个月，提交招标人及有关方面审查。
- 5.3 编制调试和试验方案，每一项调试和试验工作实施前一个月，提交调试和试验方案供招标人及有关方面审查，组织并完成所有调试和试验项目，并在完成该项调试和试验工作后一个月内提交调试和试验报告。
- 5.4 参加调试的所有人员必须熟悉本工程的设备和系统。
- 5.5 在倒送电前一个月，根据调试的范围编制出调试工作的质量控制计划和具体的质量检验项目，并交招标人审查。
- 5.6 进行仪控接线正确性检查，I/O 通道试验，参加设备单体试转和检查，参加签证交接工

作。

5.7 组织并完成机组分系统调试与整套启动调试工作（含细调工作），并作好记录和验收签证，全面组织检查机组所有设备和系统在分系统调试前和整套启动前的完整性和合理性。

5.8 组织并完成机组的性能考核试验、基建达标指标相关的试验，并在每台机组在开始试验前 15 天书面通知招标人。

5.9 汇总整理调试记录，编制完整的分系统和整套启动调试报告，每一个调试项目完成后及时签证，完整地记录调试过程中产生的问题和调试中所采取的措施。对定值的修改必须经有关各方书面同意。

5.10 对调试中出现的重大问题必须有详细的原因、经过和处理结果专题报告，汇总整理后移交招标人。

5.11 及时作好分系统的调试小结，详细记录调试中出现的问题、处理的方案和结果。

5.12 每台机组必须作好调试总结，提交总结报告。

5.13 按《电力建设施工质量验收规程 第 6 部分：调整试验(附条文说明)》、《基建工程全过程达标投产管理规定》和《浙江省能源集团有限公司基建管理标准汇编》的要求，做好每台机组的质量验评。

5.14 除可向制造厂借用的仪器以外，其余调试及性能考核试验、达标试验用仪器、仪表应由投标人自己负责。投标人自行提供带负荷校验所需的电容器等设备。

5.15 投标人必须服从招标人的统一领导指挥，全面履行招标人的各项调试管理制度，协调安装单位和运行单位进行分系统调试和整套启动试运。

5.16 招标人有权随时了解调试工作的进展情况，投标人应认真提供情况和有关必要的文字说明，根据工程综合进度的要求，招标人向投标人提出对调试进度作必要的调整，投标人应予以考虑，在整个调试过程中，投标人必须服从招标人对各个环节的管理，满足工程进度的要求。

5.17 投标人提出的设计变更和修改，必须经设计单位或招标人的同意，并用书面方式回复给投标人。

5.18 投标人应按时参加招标人组织的协调会，检查调试计划和进度的执行情况，协调各配

合单位之间的协作配合问题，并认真执行协调会决定。

5.19 建设单位已投保了建筑安装工程一切险，如投标人发现有设备损坏事故应及时通知招标人，并协助招标人和保险公司做好事故分析结果和理赔工作。

5.20 调试方案

投标人应按照电力行业惯例、本合同、启动验收规程以及招标人提出的有关要求及法律的规定对每台机组进行调试与启动。投标人应在符合电力行业惯例和所做的试验要求的情况下指导机组的运行。投标人应在每台机组 168 小时满负荷试运计划完成前 210 日准备并向招标人提交 168 小时满负荷试运的调试程序、调试报告的格式、报告的内容要求和调试方案（以下简称“调试方案”）。调试方案在各方面均须符合本合同的规定，其编制与批准应按启动验收规程进行。

5.21 机组试验

当一台机组及其所有系统都能进行安全运行后并经启动验收委员会批准，投标人应在启动验收委员会的监督下对该机组进行机组试验。所有机组试验均应根据本合同和经批准的调试方案进行。投标人在开始对一台机组进行机组试验之前至少 15 日（但不得超过 30 日）给予招标人书面通知。每次机组试验应尽可能与机组正式生产一样的运行工况和运行方式下进行。若 168 小时满负荷试运因任何原因而中断，则投标人应对该机组重新进行 168 小时满负荷试运。

5.22 168 小时满负荷试运

5.22.1 每一台机组的每一次 168 小时满负荷试运应在机组符合本合同和调试方案中所述条件的情况下连续运行 168 小时，包括机组每一系统与这一机组的其它系统及公用系统按调试方案一起连续运行 168 小时。每次 168 小时满负荷试运期间，该机组出力应符合有关规定，同时，排放物不能超过本合同规定的保证排放限度。

5.22.2 招标人应提前同电力机构协调，以接受机组试验过程中所发出的电力电量。如果由于电力机构的原因导致任何一台机组的 168 小时满负荷试运过程中不能满足前述规定，则应以电力机构的要求为准。

5.22.3 如果任何一台机组的 168 小时满负荷试运已按照本合同第 3.3.1 款完成，且在该试验期间，相关机组、所有公用系统及该机组运行所需的项目的其他部分均符合所有法律且不

超过保证排放限度，则该 168 小时满负荷试运是一个成功的 168 小时满负荷试运。

5.23 机组完工移交生产

在达到下列条件时视为机组完工：

- (1) 机组已按本合同第 3.3.1 款成功完成 168 小时满负荷试运。
- (2) 该台机组已符合规定的技术规范要求，而且公用系统及为使该机组全面、安全而可靠运行所需的全部设备及设施已经妥善地建成、安装并已调整至良好状态。
- (3) 除了消缺清单所列事项外，投标人已全部完成与该台机组有关的所有服务，即该台机组已能全出力地、正确地与电力机构的电力系统同步和并网运行。
- (4) 投标人已完成对该机组的细调工作，并且完成机组 AGC、一次调频联合性能试验以及深度调峰考核试验，试验结果满足电网要求的相关指标并提交试验报告，机组已具备投入 AGC、一次调频的能力。

5.24 调试大纲

提交调试大纲，并提供按照本工程特点确定的主要项目调试方案。以及按照招标方有关达标投产要求编制的实施细则。调试大纲中还应包括但不限于以下方面的调试方案：

- (1) 要求投标方在投标文件中提供针对 2×1000MW 超超临界燃煤发电机组等本工程特色的调试方案。
- (2) 对于优质高效完成机组调试所采取的应对措施（厂用电源、人力资源等受限制因数）。
- (3) 按招标方提供的里程碑进度计划，编制相应的调试工作网络计划。

初步调试进度表可采用横道图（或关键路径网络图）表示，说明计划开始调试日期和各项工程各系统调试的完成日期。

调试进度计划应与调试方案及调试组织相适应。

(4) 性能试验大纲

按照性能试验的要求和内容提交详细的性能试验大纲，包括性能试验的主要方案、措施、试验组织、计划，以及性能试验测点清单、仪器仪表和设备清单。

(5) 安全体系

投标人应提交本工程的安全管理网络和确保本工程调试的安全措施。

(6) 质保体系

投标人应提交本工程的质量保证体系和用于本工程的质保手册和质保措施及程序文件。

第六章 投标文件格式

(招标编号：ZJTY-2024-10-15-004)

浙能台二电二期扩建工程项目调试
技术服务

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、修改浙能台二电二期扩建工程项目调试技术服务的投标文件、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：

手机号码： _____

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：浙江省电力建设有限公司

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)	备注

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、 报价保证金

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：（盖单位章）

日期：

附表 1：本标段招标代理服务收费标准按“服务”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：

$(100 \times 1.5\% + (500 - 100) \times 1.1\% + (1000 - 500) \times 0.8\% + (2000 - 1000) \times 0.5\%) = 1490$ （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）近年完成的类似项目情况表

序号	业绩证明对象	项目名称	合同签署日期	合同金额(万元)	与评审有关的规模、技术指标及其他要求。	项目负责人	证明材料清单
1							☐ 合同 ☐ 中标通知书 ☐ 业主证明 ☐ 其它：
2							
3							

投标人近年已完工的类似项目明细表

项目名称	
项目所在地	
发包人名称	
发包人地址	
发包人电话	
合同总价格	
合同日期	
承担的工作	
质量要求	
项目负责人	
项目描述	
备注	

注：1. 每个业绩需提供一份《投标人近年已完工的类似项目明细表》

2. 如果投标人须知第 1.4.1 项对投标人业绩提出了要求，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业绩证明复印件。

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时，应提供相关部门的合法批件或其他相关证明材料来证明其所附业绩的继承性。

(三) 拟委任的主要人员汇总表

序号	本项目任职	姓名	专业工作年限	职 称	证书名称	备注

(四) 拟派项目负责人简历表

姓名		年龄		专业	
职称		公司单位 职务		拟在本服务标段 担任职务	
毕业学校	年 月 毕业于 学校 专业, 学制 年				
序号	具有的证书名称			证书编号	
经历					
年~年	参加过的服务项目名称			担任何职	发包人及联系电话
获奖情况					
目前任职项目状况	项目名称				
	担任职位				
	可以调离日期				
备注					

注: 拟派项目负责人应填报满足招标文件的要求的相关信息。并附身份证、学历证、职称证等招标文件要求的证明文件。

(五) 其他主要人员简历表

姓名		年龄		专业	
职称		公司单位 职务		拟在本服务标段 担任职务	
毕业学校	年 月 毕业于 学校 专业，学制 年				
序号	具有的证书名称			证书编号	
经历					
年~年	参加过的服务项目名称		担任何职		发包人及联系电话
获奖情况					
目前任职项目状况	项目名称				
	担任职位				
	可以调离日期				
备注					

注：其他主要人员一人一表，并附身份证、学历证、职称证、有关证书等招标文件要求的证书及证明文件。

(六) 其它需投标人提供的资料

九、投标人响应招标文件要求的资格能力条件及项目负责人信息

1	投标人名称	
2	响应招标文件要求的资格能力 条件	
3	项目负责人姓名	
4	项目负责人身份证号码	
5	项目负责人证书	

招标编号：ZJTY-2024-10-15-004

浙能台二电二期扩建工程项目调试技
术服务

投 标 文 件

第二卷 技术文件

投标人：（盖投标人章）

一、服务方案

根据本标段的第五章服务技术规范书，提出切实可行有针对性的服务方案。

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。

招标编号：ZJTY-2024-10-15-004

浙能台二电二期扩建工程项目调试技
术服务

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：浙江省电力建设有限公司

1. 我方已仔细研究了浙能台二电二期扩建工程项目调试技术服务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（盖公章）：

日期：

货物清单行报价暨投标报价汇总表

单位：元（人民币）

序号	物料编码	物料名称	数量	单位	税率	含税单价	含税总价	备注	id
1	2000001108	设备调试服务	1	项					
合计									
交货时间									
交货地点									

投标单位签章：

说明： 1、货物清单报价中填写标价的单价和金额，是投标人设备材料运至招标人指定的交货地点的落地价，包括本体、附件、备品备件、专用工具、技术资料、技术配合、技术服务、买方参加设计联络会和检验、包装、运输、保险、税费、政府规费等全部费用的价格。

2、投标人应按本招标文件技术规范的规定，用图纸、清单和文字来界定供货和服务的范围和界限。

3、投标报价应为固定不变价格。投标人未单独列明的分项价格将被视为该项目的费用已包括在其他分项中，合同执行中不另行支付。

4、“货物清单行报价暨投标报价汇总表”中载明的货物描述及其单位、数量是唯一的、是投标报价的主要内涵和全部外延范围，投标报价以技术规范书中“货物需求及供货范围一览表”为准，

5、凡是技术规范中“货物需求及供货范围一览表”已经规定的信息、数据，而招标文件中其他表述与之有冲突的，一律以技术规范中“货物需求及供货范围一览表”规定的信息、数据为准，请逐行填写“单价”不得填写“零”。

6、请投标人逐行填写“含税报价—单价”、“含税报价—合价”。

7、招标人不接受任何包含价格信息的备注。

二、报价表

号	名 称	合计金额 (万元)	其中		备 注
			#3 机组	#4 机组	
1	分系统、整套系统调试				
.1	分系统调试				
.2	整套系统调试				
.3	脱硫脱硝调试				
2	公用系统调试				
3	涉网试验				
4	特殊试验				
5	性能试验				
6	深度调峰				
7	APS（包括APS项目评审与验收）				
8	智慧电厂配合调试				
合 计（含税价，税率6%）					
其中：安全生产费（费率2.5%）					

注：

1、其中安全生产费必须不低于 2.5%，取费基数为分系统及整套启动调试、公用系统分系统和整套系统调试，相关清单符合《企业安全生产费用提取和使用管理办法》的要求，由报价单位自行计列。

2、调试相关安全管理工作包括但不限于：开展安全宣传、教育培训（含应急救护能力培训），做好劳动防护用品配备，应急物资（照明、药箱等）配备，应急预案编制，组织或参与应急演练等安全管理活动。

投标人：（盖章）

法定代表人或授权代表（签字）

年 月 日

1. 分系统、整套系统调试

1.1 分系统调试报价表

（以下表中的工程项目为主要工程项目表，实际工程中包括但不限于表中内容，且与二期相关的一期部分改造的设备、系统调试也含在相应的项目中）

1.1.1 汽机专业分系统调试

序号	调试项目名称	金额(元)	
		#3 机组	#4 机组
1	开、闭式冷却水系统调试		
2	定子冷却水系统调试		
3	润滑油储存净化系统调试（包括主机及给水泵汽轮机）		
4	汽轮机疏、放水系统调试		
5	凝结水及补给水系统调试		
6	除氧、给水系统调试（包括汽动给水泵及前置泵调试、高加三通阀密封性试验）		
7	真空系统调试（包含水室真空泵）		
8	发电机密封油系统调试		
9	汽轮机润滑油系统调试、顶轴油系统及盘车装置调试		
10	辅助蒸汽系统调试（包括辅助蒸汽驱动给水泵汽轮机调试）		
11	发电机水冷、氢冷系统调试		
12	汽动给水泵组润滑油及调节保安系统调试		
13	抽汽、加热器及疏水系统		
14	轴封汽系统调试		
15	汽轮机控制油及调节保安系统调试		
16	主、再热蒸汽及汽轮机旁路系统调试		

17	废油、废水排污系统调试		
18	蒸汽吹管（临时管道和设备由招标人负责）		
19	柴油发电机系统调试		
20	循环水系统调试（海水直冷）		
21	给水泵汽轮机调试		
22	其它		

1.1.2 锅炉专业分系统调试

序号	调试项目内容	金额(元)	
		#3 机组	#4 机组
1	三大风机及烟风道风门调试		
2	轴流风机并列与喘振或失速保护校验		
3	密封风机、火检风机调试		
4	锅炉冷态通风试验（包括冷炉空气动力场试验、各类风量测量标定、一次风速调平等）		
5	中速磨直吹式制粉系统冷态调试（包括给煤机、磨煤机试运转及密封风系统调试、动态分离器调试等）		
6	锅炉启动系统调试		
7	干渣系统调试		
8	飞灰输送系统(电除尘输灰等)调试		
9	吹灰系统调试		
10	锅炉燃油系统调试（本工程无燃油泵房及储油罐）		
11	空气预热器系统调试		
12	磨煤机蒸汽消防系统调试		
13	除尘系统调试		

14	配合锅炉酸洗		
15	锅炉冲管调试工作(临时管道和设备由招标人负责)		
16	锅炉膨胀系统检查		
17	烟气余热深度利用及空预器旁路系统调试		
18	锅炉点火系统调试(含:微油系统、暖风器)		
19	给水、减温水调节阀流量特性试验		
20	减温水管道系统冲洗		
21	炉水循环泵系统调试		
22	疏水、放气、排污系统调试		
24	原煤斗防堵装置调试		
26	脱硫工艺系统调试		
27	脱硝工艺系统调试		
28	燃烧器检查及调试		
29	其它		
	合 计		

1.1.3 电气专业分系统调试

序号	调试项目名称	金额(元)	
		#3 机组	#4 机组
1	升压变电站系统受电前调试		
2	升压变电站系统受电后调试		
3	高压备变系统调试		
5	厂用电快切系统调试		
6	发电机同期系统调试		
7	发电机-变压器组保护系统调试		
8	主变压器、高压备变、高压厂用变压器本体系统调试		

9	故障录波系统调试		
10	发电机励磁系统调试		
11	厂用电系统调试		
12	直流电源系统调试		
13	中央信号系统调试		
14	电气微机监控系统调试		
15	保安电源系统调试		
16	柴油发电机系统调试		
17	事故照明系统调试		
18	电除尘系统电气调试		
19	低压厂用电切换系统调试		
20	不停电电源系统调试		
21	厂用辅机系统电气调试		
22	电气控制系统（ECS）调试		
23	网络监控及远动调试		
24	通信系统调试		
26	AGC、AVC、PMU、烟气子站、ERTU、同步时钟、涉网保护、调度数据网及二次安防系统调试等系统调试		
27	脱硫电气系统调试		
28	脱硝电气系统调试		
29	其它		
	合 计		

1.1.4 热控专业分系统调试

序号	调试项目名称	金额（元）	
		#3 机组	#4 机组

1	DCS 分散控制系统调试及其与其它控制系统接口调试配合		
2	机组自动调节系统调试		
3	机组数据采集系统调试		
4	机组辅助顺序控制系统调试（包括 DCS 系统电气部分 ECS）		
5	锅炉炉膛安全监控系统调试（包括炉膛火焰检测系统调试）		
6	汽机数字电液控制系统调试		
7	给水泵汽轮机电液控制系统调试		
8	汽机旁路控制系统调试		
9	ETS 和 METS 系统调试		
10	炉膛火焰监视装置调试		
11	仪表调试		
12	热工信号逻辑报警系统调试		
13	汽机监视仪表系统调试（含：汽轮机、给水泵汽轮机 TSI）		
14	锅炉保护联锁调试		
15	发电机保护联锁调试		
16	汽机保护联锁调试（含：给水泵汽轮机）		
17	锅炉吹灰控制系统调试		

1 8	烟气余热深度利用及空预器旁路系统调试		
1 9	烟气测温装置系统调试		
2 0	空预器火灾报警系统调试		
2 1	除渣控制系统调试		
2 2	锅炉炉管泄漏报警系统调试		
2 3	除灰、电除尘（低压部分）控制系统调试		
2 4	除灰顺控系统调试		
2 5	机组主要辅机监视仪表系统调试（包括给水泵汽轮机、给水泵组、循泵和三大风机振动监测）		
2 6	CO 在线检测装置调试		
2 7	炉膛工业电视调试工作		
2 8	各系统装置或控制装置两路（冗余）电源切换试验、接地检测		
2 9	TDM 振动故障诊断装置调试		
3 0	锅炉壁温/发电机温度 IDAS 装置调试		
3 1	DCS 与电除尘硬接线与通讯调试（含：通讯操作调试）		

3 2	全厂辅助控制系统组态、调试及其与其它控制系统接口调试		
3 3	海水淡化系统、机组排水槽系统、电解海水制氯系统、凝汽器检漏系统、海水预处理系统、凝结水精处理系统（含：再生系统）、取样加药系统、供氢系统、凝补水系统等控制系统调试		
3 4	AGC 及一次调频控制系统调试		
3 5	机组横向保护联锁调试		
3 6	循环水控制系统调试		
3 7	DCS 性能测试		
3 8	暖通系统调试（DCS 侧的调试，与设备厂家调试配合）		
3 9	机组自启停 APS 调试（含：调试、系统验收及项目评审）		
4 0	脱硫控制系统调试		
4 1	脱硝控制系统调试		
4 2	其它		
	合 计		

1.1.5 化学专业分系统调试

序号	调试项目名称	金额(元)
----	--------	-------

		#3 机组	#4 机组
1	海水预处理系统调试		
2	海水淡化系统调试（含一期扩建一套二级反渗透装置调试）		
3	供氢系统调试（氢气通过管道从老厂来）		
4	凝结水精处理系统调试（含：再生系统）		
5	化学加药系统调试（含加氧）		
6	水汽集中取样装置调试		
7	机组排水槽排放系统调试		
8	凝汽器检漏系统调试		
9	蒸汽吹管水汽品质监督		
10	配合汽水系统调试		
11	循环水加药及制氯系统调试		
12	锅炉补给水处理系统调试		
13	配合化学清洗		
14	其它		
	合 计		

1.2 整套启动调试

（包括但不限于以下内容，且与二期相关的一期部分改造的设备、系统调试也含在相应的项目中）

1.2.1 汽机专业整套启动调试

序号	调试项目名称	金额(元)	
		#3 机组	#4 机组
1	热工信号及联锁保护校验		
2	汽机侧分系统投运		
3	汽机冲转、空负荷及带负荷调试		
4	主机启动技术指标控制调试		

4	高、低压加热器带负荷调试		
5	轴承及转子振动测量		
6	真空严密性试验		
7	汽机超速试验		
8	汽门严密性试验		
9	机组停机试验		
10	调速、保安系统热态试验		
11	高、中、低压旁路系统试验		
12	主汽门和调门活动性试验		
13	小汽机超速试验、阀门活动性试验		
14	变负荷试验 (THA 工况: 20%-100%)		
15	50%、100%甩负荷试验		
16	机组冷态、温态、热态、极热态启动调试		
17	RB 试验 (包含五磨及六磨运行状态下)		
18	168 小时连续运行		
19	高加切除试验、汽泵最大出力试验、高背压试验、 变油温试验、变排汽缸温度试验、VWO 试验、小汽机 汽源切换试验、除氧器汽源切换试验、切缸操作试验、 轴封汽源切换试验		
20	主要辅机切换试验		
21	凝结水深度变频调试		
22	循泵深度变频调试		
23	汽机调门特性试验		
24	机组最大负荷试验 (105%)		
25	发电机充氢及冷却系统运行调试		
26	主机油系统调试		
27	其它		

	合 计		
--	-----	--	--

1.2.2 锅炉专业整套启动调试

序号	调试项目名称	金额(元)	
		#3 机组	#4 机组
1	热工信号及联锁保护校验		
2	锅炉侧分系统投运		
3	锅炉燃油系统调试、微油点火系统调试		
4	疏水、排污系统带负荷调试		
5	安全阀（含电磁泄放阀）整定		
6	锅炉蒸汽严密性试验		
7	直吹式制粉系统热态调试（含：磨煤机出口煤粉细度、最高温度整定、永磁直驱磨煤机最大出力及最小出力、永磁直驱磨煤机不同转速下锅炉响应特性、永磁直驱磨煤机随负荷变动的自动调节特性）		
8	燃烧调整试验		
9	MFT 动作试验		
10	机组空负荷运行调试		
11	低负荷调试（包含最低稳燃负荷调试）		
12	断油试验		
13	吹灰系统带负荷调试		
14	烟风系统带负荷调试		
15	变负荷试验（BMCR 工况：18%-100%）		

1 6	甩负荷试验		
1 7	锅炉系统 RB 试验（包含五磨及六磨运行状态下）		
1 8	168 小时连续试运行		
1 9	空预器漏风试验		
1 8	烟气余热深度利用系统及空预器旁路系统调试及优化（包括吹灰器，循环泵以及各负荷最佳节能方案调试）		
1 9	除灰系统带负荷调试		
2 0	电除尘系统带负荷调试		
2 1	锅炉给水、减温水调节阀流量特性试验		
2 2	输煤系统带负荷调试		
2 3	干式除渣系统带负荷调试		
2 4	脱硫系统调试（包括工艺、电气、热控等各专业内容）		
2 5	脱硝系统调试（包括工艺、电气、热控等各专业内容）		
2 6	锅炉单侧辅机运行试验		
2	其它		

7			
	合 计		

1.2.3 电气专业整套启动调试

序号	调试项目名称	金额(元)	
		#3 机组	#4 机组
1	发电机空载励磁系统试验发电机变压器组整套启动调试		
2	发电机（发电机变压器）短路特性试验		
3	发电机（发电机变压器）空载特性试验		
4	发电机同期系统检查及试验		
5	发变组保护带负荷试验		
6	发电机励磁系统带负荷试验		
7	厂用电源切换试验		
8	变压器试运行		
9	发变组测量及监控系统带负荷试验		
10	电气控制系统调试		
11	电气 168 满负荷试运行		
12	其它		
	合 计		

1.2.4 热控专业整套启动调试

序号	调试项目名称	金额(元)	
		#3 机组	#4 机组
1	机组自动调节系统调试（含细调）		
2	机组数据采集系统调试		
3	机组辅助顺序控制系统调试（包括 DCS 系统电气部分 ECS）		
4	锅炉炉膛安全监控系统调试（包括炉膛火焰检测系统		

	动态调试)		
5	汽机数字电液控制系统调试		
6	给水泵汽轮机电液控制系统调试		
7	汽机旁路控制系统调试		
8	机组协调控制系统调试		
9	ETS 和 METS 系统调试		
10	炉膛火焰监视装置动态调试		
11	热工信号逻辑报警系统调试		
12	汽机监视仪表系统调试		
13	锅炉保护联锁调试		
14	汽机保护联锁调试 (含给水泵小汽机)		
15	发电机保护联锁调试		
16	锅炉吹灰顺控系统调试		
17	机组功能组级顺控调试		
18	凝结水精处理顺控系统调试		
19	机组加氧控制系统调试		
20	除灰顺控系统调试		
21	除渣顺控系统调试		
22	在线化学分析仪表调试		
23	空气预热器间隙控制系统动态调试		
24	机组自动调节品质考核试验		
25	机组 AGC 联调试验 (含一次调频)		
26	机组主要辅机监视仪表系统调试(包括给水泵汽轮机、 给水泵组、循泵和三大风机振动监测)		
27	机电炉保护联锁调试		
28	DCS 与电除尘硬接线与通讯调试 (含通讯操作调试)		
29	DCS 分散控制系统调试及其与其它控制系统接口调试		

30	全厂辅助控制系统组态、调试及其与其它控制系统接口调试（包括水、煤辅控网络整合）		
31	海水淡化系统、机组排水槽系统、电解海水制氯系统、凝汽器检漏系统、海水预处理系统、凝结水精处理系统（含：再生系统）、取样加药系统、供氢系统、凝补水系统等控制系统调试		
32	DCS 性能测试		
33	APS 系统（调试、项目评审与验收）		
34	其他		
	合 计		

1.2.5 化学专业整套启动调试

序号	调试项目名称	金额(元)	
		#3 机组	#4 机组
1	机组空负荷整套试运化学监督		
2	机组带负荷整套试运化学监督		
3	满负荷整套试运行化学监督		
4	化学热工信号联锁保护校验		
5	化学程控校验投运		
6	机组停运保护		
7	机组启动系统及化学排放废液处理		
8	配合化学测量表计校验投运		
9	其它		
	合 计		

2. 公用系统分系统和整套启动调试范围及项目（包含但不限于以下内容，且与二期相关的老厂部分改造的设备、系统调试也含在相应的项目中）

序号	调试项目名称	金额(元)	备注
	锅炉专业		

1	全厂空压机站系统（包括全厂仪用、杂用、除灰压缩空气系统）		
2	输煤系统、配套输煤系统改造工程及煤场设施（含输煤系统冲洗系统、除尘设备，一期原有设备与二期新增设备之间的联锁调试等）调试		
3	灰库系统调试		
4	其它		
汽机专业			
1	暖通系统调试、消防泵房系统调试（含高压消防给水系统），提供消防泵房调试报告		
2	综合水泵房系统调试		
3	其它		
电气专业			
1	全厂仪表测量系统调试		
2	电能计量系统（ERTU）调试		
3	厂站与远方调度端远动、通讯		
4	全厂北斗/GPS 同步时钟系统		
5	系统通信及光纤通信系统		
6	烟气信息排放子站系统调试及联调		
7	网源协调在线监测子站系统调试及联调		
8	PMU 系统调试及联调		
9	保信子站系统调试		
10	网络监控及远动调试		
11	其它		
热控专业			
1	燃油控制系统调试		
2	全厂空压机站控制系统调试		
3	暖通控制系统调试		
4	化学水处理、生活污水、工业水排水系统等 BOP-DCS 控制下的程控系统调试		

5	灰库相关公用系统调试		
6	配合一期扩建除盐水系统、雨水系统等调试		
7	配合全厂工业电视系统调试		
8	其它		
化学专业			
1	水平衡报告试验		
2	其它		

3. 涉网试验

序号	调试项目名称	金额(元)	备注
1	发电机进相试验		
2	PSS 功能整定试验		
3	励磁系统参数测试及建模试验		
4	机组一次调频及一次调频在线测试试验		
5	机组 AVC、AGC 功能及联调试验		
6	汽机调速系统参数测试及建模试验		
7	涉网试验方案审查会议及有关技术协调联络等事宜由 投标人组织，会务费及专家费等相关费用包含在总价中		
8	其它		
	合 计		

4. 特殊项目调试

特殊项目调试

序号	系统或项目	金额(元)	备注
一	电气特殊试验，包括（168 前）		
1	定子绕组直流耐压试验		
2	定子绕组交流耐压试验		
3	测量发电机转子绕组交流阻抗及功率损耗（含不同转速下）		

4	测量发电机三相短路特性曲线		
5	测量发电机空载特性曲线		
6	在发电机空载额定电压下测录发电机定子开路时的灭磁时间常数		
7	发电机在空载额定电压下自动灭磁装置分闸后测量定子残压		
8	测量发电机轴电压		
9	发电机定子绕组端部现包绝缘施加直流电压测量		
10	变压器绕组变形试验（主变需采用低电压短路阻抗法和频率响应法两种方法测量）		
11	变压器绕组连同套管长时感应电压试验带局部放电测量		
12	关口计量 CT、PT；发电机出口计量 CT、PT 现场误差测量		
13	全厂接地网导通性能试验（包括地表电位梯度、转移电位测量、接触电位差、跨步电压测试等）		
14	110kV 及以上电压等级电气设备的交、直流耐压试验		
15	定子绕组内冷水各线棒的冷态流量试验		
16	测量避雷器的工频参考电压和持续电流		
17	并网安全性评价要求的而安装调试和常规调试不包括的调测试项目		
18	低励磁限制定值整定和相关试验校核		
二	热工特殊项目调试		
1	配合机组 SIS 系统调试。		
2	配合微油点火控制系统调试。		
3	配合智能电厂调试。		
4	低负荷段机组优化试验（开展 50%负荷以下的辅机运行可靠性提升研究,开展低负荷主要辅机跳闸保护逻辑完善及试验,增强机组低负荷运行可靠性）		
三	汽机特殊项目调试		
1	发电机转子通风试验		
2	发电机定子绕组端部固有振动频率测试及模态分析		
3	发电机定子绕组及引出线水测量试验		
四	锅炉特殊项目调试		

1	给水、减温水调节阀流量与特性试验		
2	配合微油点火装置调整试验		
3	锅炉冷态炉膛空气动力场试验		
4	单侧辅机运行调整（包括单侧送风机、一次风机、引风机最大出力试验）		
五	另外还应包括：未能明确的主机系统及公用系统但为满足发电生产按照设计状态运行必须配套的调试项目		
	合 计		

5. 机组性能考核试验（2 台机组）

负责完成《火电机组达标投产考核标准》和《浙江省能源集团公司基建工程全过程达标投产管理规定》中的“调整试验”及实现机组“技术指标”的相关工作，以及创优相关试验；完成按照《火电机组启动验收性能试验导则》和 ASME PTC 相关标准规定以及根据现场需要完成设备合同规定的设备性能考核试验。包含但不限于以下内容：

序号	调试项目名称	金额(元)	备注
一	达标投产部分性能试验		
1	锅炉热效率（含空预器漏风试验、排烟温度测试）		
2	全厂热效率		
3	锅炉最大出力		
4	锅炉额定出力		
5	锅炉断油最低稳燃出力		
6	制粉系统出力		
7	磨煤机单耗		
8	汽轮机热耗		
9	厂用电率测试（含综合厂用电率和发电厂用电率，含脱硫和不含脱硫）		
10	机组振动试验（按每个轴振和瓦振考核）		
11	汽轮机最大连续出力		

12	汽轮机单侧最大出力试验		
13	汽轮机额定出力（单台汽泵最大出力、高加切除额定出力、高背压出力）		
14	真空严密性试验		
15	机组供电煤耗测试		
16	发电标准煤耗率（纯凝）		
17	机组 RB 试验（RB 试验应包含 5 磨运行状态下及 6 磨运行状态下的单台及二台磨煤机、三大风机等试验）		
18	污染物排放监测试验（按照环保要求）		
19	噪声测试		
20	散热测试		
21	粉尘测试		
22	除尘器效率试验（包括除尘器前后的粒径分布试验）		
23	AGC 投运		
24	烟气脱硫性能试验		
25	脱硝性能试验		
26	发电机最大出力试验		
27	发电机漏氢量测试		
28	发电机温升试验		
29	电除尘性能试验		
二	汽机、化学部分其他项目性能试验		
1	额定出力汽缸通流部分考核试验（额定出力高压缸效率、额定出力中压缸效率、额定出力低压缸效率、变油温试验、变排汽缸温度试验、VWO 试验）		
2	调速装置热态性能动作试验		
3	安全监测保护装置的性能试验		

4	汽轮机启动和停止试验		
5	机组带负荷和甩负荷试验		
6	机组轴系振动的测定		
7	机组噪声的测定		
8	机组热力性能试验（包括机组铭牌功率、最大连续功率、高加全切工况、THA 工况热耗率、75%THA 工况热耗率的测定）		
9	凝汽器出口凝结水的含氧量（在规定的负荷运行范围内）		
10	凝汽器出口的凝结水过冷度（TMCR 工况下）		
11	给水泵性能试验		
12	给水泵汽轮机性能试验		
13	凝结水泵性能试验		
14	循环水泵性能试验		
15	高加性能试验		
16	深度调峰试验		
17	深度调峰至 20%BMCR~40%BMCR 的摸底试验		
18	其它		
三	锅炉、除灰渣、超低排放、输煤部分其它项目		
1	锅炉出力及参数测定（包括最大连续出力）		
2	锅炉各种负荷下的热效率试验		
3	锅炉汽水品质测定		
4	空气预热器漏风系数测定		
5	不投油最低稳燃负荷试验		
6	锅炉启停特性试验		

7	变动工况试验		
8	吹灰器性能试验		
9	汽水及烟风系统阻力测定		
10	RB 试验 (RB 试验应包含 5 磨运行状态下及 6 磨运行状态		
11	50%、100%甩负荷试验		
12	锅炉 NO _x 的排放浓度试验		
13	噪声测试		
14	磨煤机性能试验		
15	电除尘性能试验。		
16	超低排放性能试验。		
17	SCR 系统 (包括烟气系统阻力、烟气量、烟气温降、还原剂耗量、SO ₂ /SO ₃ 转化率/氨逃逸浓度及氨氮摩尔比)		
18	深度调峰试验		
19	深度调峰至 20%BMCR~40%BMCR 的摸底试验		
20	烟气余热深度利用系统性能试验		
21	输灰性能试验		
22	其它		
四	电气部分其它项目		
1	主变、高压备变性能试验 (噪声水平、额定负荷下温升、效率) 试验		
2	高厂变性能试验 (噪声水平、额定负荷下温升、效率) 试验		
3	发电机漏氢量、温升、效率试验		
4	发电机轴承座 (轴) 振动		

5	发电机定子绕组端部振动		
6	发电机噪声测试		
7	机座自振频率		
8	深度调峰试验		
9	深度调峰至 20%BMCR~40%BMCR 的摸底试验		
10	其它		
	合 计		

注：性能试验过程中若需要增设测点或改进测点，由投标人提出，经招标人确认后由招标人负责安装。

