**110kVXX变二期项目工程**

**110kV变压器保护装置**

技术规范书

**（技术规范通用、专用部分）**

**2024年3月**

工程概况

项目名称：110kVXX变二期项目

项目业主单位：

项目总包单位：

工程规模：

主变压器:远期装设3台63MVA主变压器，一期已安装1台31.5MVA主变压器（#3变），本期安装2台63MVA主变压器（#1、#2变）。

110kV出线：110kV采用双母线接线，最终规模6回，一期已建1回（至五原），本期4回（1回至摩云，2回至禹王，1回至新能源）。

10kV：10kV采用单母三分段接线，最终规模36回，一期已建12回，本期24回。

工程地址：河南省三门峡市

目次

[1 总则 1](#_Toc82595964)

[2 技术规范要求 1](#_Toc82595965)

[3 试验 7](#_Toc82595966)

[4 技术服务、设计联络、工厂检验和监造 7](#_Toc82595967)

[5 货物技术特性要求 10](#_Toc82595968)

[6 招标范围及附表 13](#_Toc82595969)

# 总则

## 引言

提供设备的厂家、投标企业应具有ISO9001质量保证体系认证证书，宜具有ISO14001环境管理体系认证证书和OHSAS18001职业健康安全管理体系认证证书及年检记录，宜具有AAA级资信等级证书、重合同守信用企业证书并具备良好的财务状况和商业信誉。提供的保护装置应在国家或电力行业级检验检测机构通过型式试验和动模试验。

投标厂商应满足《国家电网公司十八项电网重大反事故措施（试行）》以及《国家电网公司输变电工程通用设备（最新年版）》，满足变电站无人值班的要求。招标方在技术规范专用部分提出的要求投标方也应满足。

提供的产品应有部级鉴定文件或等同有效的证明文件。

投标方应提供设备近3年运行业绩表。

### 本规范提出了110kV变压器保护装置的功能设计、结构、性能、安装和试验等方面的技术要求。

### 本规范提出的是最低限度的要求，并未对一切技术细节作出规定，也未充分引述有关标准和规范的条文，投标方应提供符合本规范和工业标准的优质产品。

### 如果投标方没有以书面形式对本规范的条文提出异议，则表示投标方提供的设备完全符合本规范的要求；如有异议，应在报价书中以“对规范的意见和同规范的差异”为标题的专门章节中加以详细描述。

### 本规范所使用的标准如遇与投标方所执行的标准不一致按较高的标准执行。

### 本规范经招、投标双方确认后作为订货合同的技术附件，与合同正文具有同等效力。

## 供方职责

供方的工作范围将包括但不限于下列内容：

### 提供标书内所有设备及设计说明书及制造方面的说明。

### 提供国家或电力行业级检验检测机构出具的型式试验报告，以便确认供货设备能否满足所有的性能要求。

### 提供设备安装、使用的说明书。

### 提供试验和检验的标准，包括试验报告和试验数据。

### 提供图纸、制造和质量保证过程的一览表以及标书规定的其他资料。

### 提供设备管理和运行所需有关资料。

### 所提供设备应发运到规定的目的地。

### 如标准、规范与本标书的技术规范有明显的冲突，则供方应在制造设备前，用书面形式将冲突和解决办法告知需方，并经需方确认后，才能进行设备制造。

### 在更换所用的准则、标准、规程或修改设备技术数据时，供方有责任接受需方的选择。

### 现场服务。

# 技术规范要求

## 使用环境条件

### 设备储存温度：−25℃～＋70℃。

### 设备工作温度：−5℃～＋45℃。

### 大气压力：86kPa～106kPa。

### 海拔 ：≤2000 m

### 相对湿度：5%～95%。

### 抗地震能力：地面水平加速度 0.3g.m/s2，垂直加速度 0.15g.m/s2 同时作用。

## 工作条件

 系统概况：

### 额定电压：

1）双圈变压器：高压110kV；

低压10kV（20kV或6kV）。

2）三圈变压器：高压110kV；

中压35kV；

低压10kV（20kV）。

### 系统频率50Hz。

### 中性点接地方式。110kV中性点直接接地或经间隙接地；35kV、20kV、10kV、6kV不接地系统或经消弧线圈或经电阻接地系统。

## 保护装置额定参数

### 额定直流电源：220V（110V）。

### 额定交流电流：5A/1A。

### 额定交流电压：100V/（相电压）、100V（线电压）、300V（开口三角电压）。

### 额定频率：50Hz。

### 打印机工作电源：交流220V，50Hz。

## 装置功率消耗

### 装置交流消耗：交流电流回路功率消耗每相不大于0.5VA（IN =1A）或1VA（IN =5A），交流电压回路功率消耗（额定电压下）每相不大于1VA，供方投标时必须提供确切数值。

### 装置直流消耗：当正常工作时，不大于50W；当保护动作时，不大于80W。供方投标时必须提供确切数值。

## 110kV变压器保护总的技术要求

### 环境温度在-5℃～＋45℃时，装置应能满足规范所规定的精度。

### 环境温度在-5℃～＋45℃时，装置应能正常工作。

### 装置至少应满足最新版本的以下规定、规范和标准的要求，但不限于以下规范和标准（凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本标准。）：

| 标　准　号 | 标　　准　　名　　称 |
| --- | --- |
| GB/T 191 | 包装储运图示标志 |
| GB/T 2423 | 电工电子产品环境试验 |
| GB/T 4598.17 | 射频场感应的传导骚扰抗扰度 |
| GB/T 4598.18 | 浪涌抗扰度试验 |
| GB 4858 | 电气继电器的绝缘试验 |
| GB 6162 | 静态继电器及保护装置的电气干扰试验 |
| GB/T 7261 | 继电器和继电保护装置基本试验方法 |
| GB/T 11287 | 量度继电器和保护装置的振动、冲击、碰撞和地震试验 |
| GB/T 14285 | 继电保护和安全自动装置技术规程 |
| GB/T 14537 | 量度继电器和保护装置的冲击和碰撞试验 |
| GB/T 14598.9 | 辐射电磁场骚扰试验 |
| GB/T 14598.10 | 快速瞬变干扰试验 |
| GB/T 14598.13 | 1MHz脉冲群干扰试验 |
| GB/T 14598.14 | 静电放电试验 |
| GB/T 14598.19 | 工频抗扰度试验 |
| DL/T 478 | 静态继电保护及安全自动装置通用技术条件 |
| GB/T 15145 | 微机线路保护装置通用技术条件 |
| GB/T 17626.1 | 电磁兼容试验和测量技术抗扰度试验总论 |
| GB/T 17626.2 | 静电放电抗扰度试验 |
| GB/T 17626.3 | 射频电磁场辐射抗扰度试验 |
| GB/T 17626.4 | 浪涌（冲击）抗扰度试验 |
| GB/T 17626.5 | 电快速瞬变脉冲群抗扰度试验 |
| GB/T 17626.6 | 射频场感应的传导骚扰抗扰度 |
| GB/T 17626.8 | 工频磁场的抗扰度试验 |
| GB/T 17626.9 | 脉冲磁场的抗扰度试验 |
| GB/T 17626.10 | 阻尼振荡磁场的抗扰度试验 |
| GB/T 17626.11 | 电压暂降、短时中断和电压变化抗扰度试验 |
| GB/T 17626.12 | 振荡波抗扰度试验 |
| DL 480 | 静态电流相位比较式纵联保护装置技术条件 |
| DL/T 769 | 电力系统微机继电保护技术导则 |
| DL/T 5136 | 火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程 |
| DL/T 667 | 远动设备及系统第5部分第103篇继电保护设备信息接口配套标准 |
| DL/T 720 | 电力系统继电保护柜、屏通用技术条件 |
| GB/T 14285 | 继电保护和安全自动装置技术规程 |
| GB/T 22386 | 电力系统暂态数据交换通用格式（GB/T 22386-2008，IEC 60255-24:2001，IDT） |
| GB/T 25931 | 网络测量和控制系统的精确时钟同步协议 |
| DL/T 860 | 变电站通信网络和系统 |
| Q/GDW 1396 | IEC 61850工程继电保护应用模型 |
| Q/GDW 1767 | 10kV～110（66）kV元件保护及辅助装置标准化设计规范 |
| 国调［2005］222 号 | 《国家电网公司十八项电网重大反事故措施》（试行）及《继电保护专业重点实施要求》 |

### 在雷击过电压、一次回路操作、系统故障及其他强干扰作用下，不应误动和拒动。装置快速瞬变干扰试验、高频干扰试验，辐射电磁场干扰试验、冲击电压试验和绝缘试验应至少符合IEC标准。装置调试端口应带有光电隔离措施。

所有保护在谐波、直流分量、励磁涌流以及穿越性短路电流稳态和瞬态影响下，不应误动作。保护应该考虑瞬态时TA饱和的影响，即使在严重的穿越性短路故障情况下，也不误动。

保护柜中的插件应接触可靠，并且有良好的互换性，以便检修时能迅速更换。

### 各装置（包括各保护装置、操作箱、非电量保护等）均应具有独立的直流电源快速小开关，与装置安装在同一面屏（柜）上。应对保护屏上的各个直流电压回路进行监视，在直流电源消失时应发告警信号，当在该直流回路中任何一处发生断线、短路或接地时，保护装置不应误动。直流电源电压在80%～115％额定值范围内变化时，装置应正确工作。直流电源波纹系数≤5％时，装置应正确工作。各装置的逻辑回路应由独立的直流/直流逆变器供电，在直流电源恢复（包括缓慢恢复）至额定电压的80％时，保护装置的直流逆变电源应能自动恢复。拉合直流电源以及插拔熔丝发生重复击穿火花时，装置不应误动作。

### 对于装置间不经附加判据直接启动跳闸的开入量，应经抗干扰继电器重动后开入；抗干扰继电器的启动功率应大于5 W，动作电压在额定直流电源电压的55%～70%范围内，额定直流电源电压下动作时间为10ms～35ms，应具有抗220V工频电压干扰的能力。

### 保护装置应能在装置面板上方便地进行参数设定但不影响设备的正常运行，且可在装置内储存不少于4组定值。当直流电源失去时，这些设定值不应丢失。

### 所提供的保护设备应能与变电站内继电保护运行及故障信息管理子站或直接与监控系统连接，供方应提供符合国家电网公司要求的通用规约文本。保护装置向子站或监控系统提供的信息包括：保护的运行定值及控制字；保护的当前运行定值区；保护的动作信号、动作时间、故障相别；保护的自检状态，自检出错的类型，出错时刻；保护的当前压板状态；保护的当前模拟量。提供的保护装置应能保证接入变电站其他厂家的子站或监控系统，必要时应提供规约转换装置（包括在投标报价中），保护装置需具备3组通信接口（包括以太网或RS-485通信接口）和打印机接口。

### 保护装置应具备远方修改定值功能、软压板远方投退和定值区远方切换功能，其软压板远方投退功能不允许通过修改定值实现。

### 微机保护装置应具备通信网络对时和卫星时钟对时功能。应具备IRIG-B（DC）或脉冲对时功能，并通过保护柜端子排接线。

### 非电量保护设一套出口，对于主后合一的变压器保护，每套变压器差动保护和后备保护设一套出口，对于主后分置的变压器保护，变压器差动保护和后备保护单独设置出口。设置保护强电跳闸出口连接片和每套保护功能投退压板。

### 每套保护的出口继电器应提供不少于5组触点。对微机继电保护装置信号触点的要求跳闸信号：1组保持触点，2组不保持触点；过负荷、保护运行异常和保护装置故障等告警信号：1组保持触点，1组不保持触点。

### 跳闸出口继电器触点的长期允许通过电流应不小于5A，在电感负荷的直流电路（*τ*<5ms）中的断开容量为50W。信号继电器触点的长期允许通过电流应不小于2A，在电感负荷的直流电路（*τ*<5ms）中的断开容量为30W。

### 装置中跳闸出口回路动作信号应自保持，在直流电源消失后，应能维持动作。只有当运行人员复归后，信号才能复归，复归按钮装在屏上的适当位置，以便于操作，并应同时具有远方复归功能。

### 保护屏中的插件应接触可靠，并且具有良好的互换性，以便检修时能迅速更换。

### TV回路应装设TV专用额定电流为1A的低压降快速空气小开关，并带常闭辅助接点监视。

### 应提供标准的试验插件及试验插头，以便对各套装置的输入和输出回路进行隔离或能通入电流电压进行试验。另外，对保护投入、出口跳闸、合闸等输入、输出回路应在屏（柜）面上有隔离措施，以便在运行中可分别断开。隔离及试验部件应考虑操作的方便性，隔离压板标签栏位置应安装在隔离件本体或隔离件下部。

### 各套装置的出口电路、主要电路、装置异常及交直流消失等应有经常监视及自诊断功能，除装置本身有LED指示外，应提供告警接点给用户的报警装置。

### 装置中任一元件损坏时，装置不应误动作。

### 本规范书所列的任何保护动作以后，除特别指明外，应包括以下内容：

1. 独立跳闸接点闭合去出口跳闸。
2. 继电器本身的动作（掉牌）指示。
3. 提供用户报警装置的接点闭合（包括中央信号、远动、事件记录信号）。

## 110kV变压器保护装置的具体技术要求

### 保护装置采用微机保护。变压器差动保护和非电量保护必须分开且独立。主后合一的变压器保护装置不允许与测控装置集成。具备TA断线识别和闭锁功能。显示故障报告应汉化，简洁明了。

### 必须配置经一定延时不经任何闭锁的跳变压器各侧的过电流保护和零序电流保护。

### 对因限制低压侧短路电流水平在20kA以内而选用高阻抗变压器的情况（高低压侧阻抗值>0.27），在近低压侧区内各故障形式下，供方提供的变压器差动保护应保证灵敏度。

### 110kV微机变压器保护的主保护配置方案。

#### 比率差动及差动速断保护：应满足工程中制动侧数的要求，跳各侧开关，并提供3组同步接点输出。

#### 非电量保护：包括本体重瓦斯、本体轻瓦斯、油温、油位异常、压力释放、冷却器全停等。非电量保护（除需经保护装置延时的信号外）直接启动装置跳闸回路，且保护动作应自动记录。并提供3组同步接点输出。

### 10kV微机变压器保护的后备保护配置方案（适用于双圈变，因系统运行要求的特殊配置方案在专用部分规定）。

#### 高压侧复合电压闭锁过流保护，一段二时限。

#### 高压侧间隙零流、零压保护，一段二时限。

#### 高压侧中性点零流方向保护，一段二时限。

#### 低压侧复合电压闭锁过流保护，一段三时限，第三时限跳闸同时并闭锁备自投。

#### 对低压侧没有专用母线保护的变压器，配置一段电流保护，跳闸同时并闭锁备自投。

#### 低压侧系统采用电阻接地时，配置零序过流保护，设三段，每段一时限。

#### 高压侧过负荷发信，过流闭锁有载调压，启动风冷保护。

### 110kV微机变压器保护的后备保护配置方案（适用于三圈变，因系统运行要求的特殊配置方案在专用部分规定）。

#### 高压侧复合电压闭锁过流保护，一段一时限。

#### 高压侧间隙零流、零压保护，一段二时限。

#### 高压侧零流方向保护，一段二时限。

#### 高压侧过负荷发信，过流闭锁有载调压，启动风冷保护。

#### 中压侧复合电压闭锁过流保护：一段三时限，第三时限跳闸同时并闭锁备自投。中压侧为小电阻接地系统时，配置中压侧零序过流保护，设三段，每段一时限。对中压侧没有专用母线保护的变压器，配置一段电流保护，跳闸同时并闭锁备自投。

#### 低压侧复合电压闭锁过流保护：一段三时限，第三时限跳闸同时并闭锁备自投。低压侧为小电阻接地系统时，配置低压侧零序过流保护，设三段，每段一时限。对低压侧没有专用母线保护的变压器，配置一段电流保护，跳闸同时并闭锁备自投。

#### 中压、低压侧过负荷发信。

### 对操作箱的要求（在配置操作箱的情况下）。

#### 操作箱应设有断路器合闸位置、跳闸位置和电源指示灯。操作箱的防跳功能应方便退出，跳闸位置监视与合闸回路的连接应便于断开，端子按跳闸位置监视与合闸回路依次排列。

1. 操作箱应具备以下功能：
2. 手合、手跳回路；
3. 保护跳闸回路；
4. 断路器压力闭锁回路；
5. 断路器防跳回路；
6. 与相关保护配合的断路器位置等；
7. 跳闸及合闸位置监视回路；
8. 跳合闸信号；
9. 控制回路断线信号；
10. 备用中间继电器；
11. 直流电源监视功能。

#### 操作箱应具有足够的输出接点用于安全自动装置。

### 变压器各侧电流、电压等模拟量及相应开关量应具有故障录波功能，并且能以COMTRADE数据格式输出上传保护及故障信息管理子站。应记录至少8次事件记录。其分辨率应能满足故障分析判断的要求，供方应随系统提供故障分析软件及详细说明文件。

## 柜结构的技术要求

### 屏体要求详见《国家电网继电保护柜、屏制造规范》。

### 内部配线的额定电压为1000V，应采用防潮隔热和防火的交联聚乙烯绝缘铜绞线，其最小等效截面不小于1.0mm2，但对于TA的等效截面应不小于2.5mm2。导线应无划痕和损伤。卖方应提供配线槽以便于固定电缆，并将电缆连接到端子排。卖方应对所供设备的内部配线、设备的特性和功能的正确性全面负责。所有连接于端子排的内部配线，应以标志条和有标志的线套加以识别。

### 所有端子采用额定值为1000V、10A的压接型端子。电流回路的端子应能接不小于4mm2的电缆芯线。TA和TV的二次回路应提供标准的试验端子，便于断开或短接各装置的输入与输出回路；对所有装置的跳闸出口回路应提供各回路分别操作的试验部件或连接片，以便于必要时解除其出口回路。一个端子只允许接入一根导线。端子排间应有足够的绝缘，端子排应根据功能分段排列，并加入可进行标注的隔离件，至少留有10%的备用端子，且可在必要时再增加。端子排间应留有足够的空间，便于外部电缆的连接。断路器的跳闸或合闸回路端子、直流电源的正负极不应布置在相邻的端子上，便于外部电缆的连接。

屏上跳闸回路应采用能接4mm2截面电缆芯的端子，并且跳闸回路的公共端子应采用多个端子的连接方式，以保证一个端子只允许接入一根电缆芯。屏上电源回路应采用能接4mm2截面电缆芯的端子，并且要求正、负级之间应有端子隔开。

### 屏面上信号灯和复归按钮的安装位置应便于运行监视、操作和维护。

### 屏上的所有设备（包括继电器、控制开关、熔断器、空气开关、指示灯及其他独立安装的设备），均应有便于识别铭牌或标签框。

### 保护柜所有空气开关应设在后门外上部。

### 柜上设备应采用嵌入式或半嵌入式安装和背后接线。

### 对于必须按制造厂的规定才能进行更换的部件和插件，应有特殊的符号标出。

### 保护跳、合闸出口压板及与失灵回路相关压板采用红色，功能压板采用黄色，其他压板采用浅驼色。压板底座可采用浅驼色或与对应压板同色。

# 试验

## 试验要求

### 卖方提供的设备试验标准应符合IEC及国标、行标的有关规范，并提供型式试验、出厂试验及现场投运试验三种类型试验报告。

### 卖方提供的每一种型式的产品都应提供型式试验报告和报告结论证明。

### 卖方提供的每一套设备出厂之前都应按规范要求、国家和行业标准以及工厂规定的调试大纲进行出厂检查、性能试验，试验报告应随产品提供。当需做动态模拟试验时，模拟系统的接线和参数由卖方与买方在试验前协商确定，按实际系统参数进行动态模拟试验。

## 性能试验

### 装置内部所有元器件性能正确性试验及所有接线正确性试验。

### 模拟实际情况进行连续通电，包括交流电流、电压、直流电源的试验。

### 每个回路（除弱电回路外）应进行工频2000V、1min耐压试验。

### 装置的整定值校对和动作特性试验。

## 现场试验

现场实际设备接入后，在一次设备不带电和带电试运行时还应作测试验收，卖方应负责保护装置的现场调试及投运试验。现场投运前和试运行中发现的设备缺陷和元件损坏，卖方应及时无偿修理或更换，直至符合规范要求。保修期内产品出现不符合功能要求和技术指标要求，卖方亦应负责。

# 技术服务、设计联络、工厂检验和监造

## 卖方提供的样本和资料

卖方应在报价书中提供与本规范有关的样本，其中包括成套保护装置，标准部件，各种接点回路图，有关继电器、选择开关、信号灯样本等，以备买方查核，样本中还应包括各种额定值数据、接点数量及其数据、各元件性能、功率消耗（包括交流及直流回路，正常及动作情况）及使用说明等必需的资料。卖方还应提供装置运行及改进情况说明。

## 技术资料、图纸和说明书格式

### 全部图纸应为A4幅面，并有完整图标，采用国标单位制。图中字体不得小于3mm。

### 提供一份可供修改的最终图纸电子文件（图形文件能够被PC机AutoCAD for windows 2000版支持）。

## 供确认的图纸

在合同签字后2周内，卖方应以快件方式提供供确认和了解的资料和图纸。

1. 装置的交流和直流接线及输出接点图及它们的图例符号说明，跳闸回路图及说明。
2. 保护柜屏面布置图及图例符号说明和所有元件技术参数表。
3. 保护柜背面接线图。
4. 装置的方框原理图及其说明，各套装置及其元件的原理接线及动作原理的说明。
5. 继电器和选择开关使用导则。

买方有权要求卖方对设备部件按合同做出修改而不发生任何额外费用。买方确认图纸时间未影响卖方交货进度的前提下，在收到买方最终确认图之前采购或制造时的材料应由卖方承担全部风险和费用。

## 买卖双方设计的图纸

卖方在联络会议后的2周内，应提供经过联络会议修改后的全部正式图纸及资料，供买方设计。

经过设计联络会议修改后的全部正式图纸及资料。

1. 保护装置各个部件的内部接线图和图例符号说明。
2. 保护柜内部接线图，包括保护柜背面布置图及说明。
3. 保护柜内端子配置布置图。
4. 保护柜内端子排的端子排列图。
5. 试验板的接线图。
6. 保护柜地脚螺丝安装图。
7. 合同设备施工时所必需的其他原理图。

## 其他资料和说明书

### 卖方应提供给买方装置投产前试验用的详细的试验说明和技术要求，还应提供卖方提供的特殊的试验仪器的使用说明，卖方还应提供现有装置进行正常试验及运行维护、故障诊断的内容和要求。

### 卖方应提供各装置的出厂试验报告。

### 专用工具和仪器的说明。

### 卖方提供与供货装置一致的说明书、保护装置的定值表。

## 卖方提供的数据

### 卖方应提供投标数据和信息，要求卖方提供足以证明设备性能的技术数据。卖方应提供评标所需的资料（最新版本或修订版）。

### 卖方提供的数据应包括卖方所提供产品的性能保证数据、预计性能、接口要求和操作特性。卖方应提供买方所要求的性能信息，并对其可靠性和一致性负责，卖方所提供的资料和数据将成为合同一部分。任何数据的更改都须经买方同意。

卖方还应提供保护装置的软件版本号和校验码。

### 如买方因设计和其他需要，要求卖方提供有关技术数据时，卖方应按买方的要求提供这些资料和技术数据。

### 卖方应提供供货记录，包括安装地点、投运时间和运行情况。

### 卖方应提供产品质量合格证书。

## 设计联络会议

### 若有必要，买方在收到卖方签字的第一批文件后的2周内将举行设计联络会议。

设计联络会议内容：

1. 卖方应对修改后的供确认的资料和图纸进行详细的解释，并应解答买方对这些资料和图纸所提的问题，经过共同讨论，买方给予确认，以便卖方绘制正式图纸提供给买方。
2. 卖方应介绍合同产品已有的运行经验。
3. 卖方应提供验收大纲，工程参数表。

### 会议需要签订会议纪要，该纪要将作为合同的组成部分。

## 工厂验收和现场验收

要求满足国家电网公司企业标准中关于工厂验收（现场）的规范。

## 质量保证

### 卖方应保证制造过程中的所有工艺、材料、试验等（包括卖方的外购件在内）均应符合本规范的规定。若买方根据运行经验指定卖方提供某种外购零部件，卖方应积极配合。卖方对所购配套部件设备质量负责，采购前向买方提供主要国产元器件报价表，采购中应进行严格的质量检验，交货时必须向买方提供其产品质量合格证书及有关安装使用等技术文件资料。

### 对于采用属于引进技术的设备、元器件，卖方在采购前应向买方提供主要进口元器件报价表。引进的设备、元器件应符合引进国的技术标准或IEC标准，当标准与本规范书有矛盾时，卖方应将处理意见书面通知买方，由买卖双方协商解决。假若卖方有更优越或更为经济的设计和材料，足以使卖方的产品更为安全、可靠、灵活、适应时，卖方可提出并经买方的认可，然而必须遵循现行的国家工业标准，并且有成熟的设计和工艺要求以及工程实践经验。

### 双方签订合同后，卖方应按工程设计及施工进度分批提交技术文件和图纸。必要时，买卖双方尚需进行技术联络，以讨论合同范围内的有关技术问题。

### 卖方保证所提供的设备应为由最适宜的原材料并采用先进工艺制成、且未经使用过的全新产品；保证产品的质量、规格和性能与投标文件所述一致。

### 卖方提供的保护设备运行使用寿命应不小于15年。

### 卖方保证所提供的设备在各个方面符合招标文件规定的质量、规格和性能。在合同规定的质量保证期内（保护设备到货后24个月或SAT后18个月），卖方对由于设计、制造和材料、外购零部件的缺陷而造成所供设备的任何破坏、缺陷故障，当卖方收到买方的书面通知后，卖方在2天内免费负责修理或更换有缺陷的设备（包括运输费、税收等），以达到技术规范的要求。质保期以合同商务部分为准。

质保期后发生质量问题，卖方应提供维修服务。

## 项目管理

### 合同签订后，卖方应指定负责本工程的项目经理，负责卖方在工程全过程的各项工作，如工程进度、设计制造、图纸文件、包装运输、现场安装、调试验收等。

### 卖方在订货前应向买方提供一般性资料，如典型说明书、主要的总装图等。

### 在技术协议签订1个月内，卖方向买方提供以下技术文件：

1. 总装图，应表示设备总的装配情况，包括外形尺寸、安装尺寸、运输尺寸和重量、端子尺寸及其他。
2. 底座图，应表明设备底座的尺寸、固定螺栓的位置和尺寸等。
3. 铭牌，包括主要额定参数等。
4. 设备的安装、运行、维护、修理调试和全部附件的完整说明、数据、图纸资料。
5. 型式试验报告。
6. 结构图及对基础的技术要求。

## 现场服务

在设备安装调试过程中视买方工作情况卖方及时派出工程技术服务人员，以提供现场服务。卖方派出人员在现场负责技术指导，并协助买方安装、调试。同时，买方为卖方的现场派出人员提供工作和生活的便利条件。

当变电站内保护设备分批投运时，卖方应按合同规定及时派工程技术人员到达现场服务。

## 售后服务

### 现场投运前和试运行中发现的设备缺陷和元件损坏，卖方应及时无偿修理或更换，直至符合规范要求。保修期内产品出现不符合功能要求和技术指标要求，卖方亦应负责修理或更换。保修期外产品出现异常、设备缺陷、元件损坏或不正确动作，现场无法处理时，卖方接到买方通知后，应在4h内响应，并立即派出工程技术人员在48h内到达现场进行处理。

### 卖方在设备保修期外及时更换损坏的设备，按成本收取维修费用。对反事故措施以及软件版本的升级等，应提供技术服务。

## 备品备件，专用工具，试验仪器

### 对每套保护，卖方应提供必要的备品备件和事故易损备件。

### 卖方应提供安装、运行、检修所需的非常规或非标准的专用工具，包括专用调试、测试设备。提供的专用工具。

# 货物技术特性要求

### **110kV**变压器保护装置标准技术参数表

表1　**110kV**变压器保护装置 差动保护标准技术参数表

| 序号 | 参 数 名 称 | 单位 | 标准参数值 | 投标人保证值 |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 差动速断动作时间\* | ms | ≤20（1.5倍整定值） | （投标人填写） |
| 2 | 比率差动动作时间\* | ms | ≤30（2倍整定值） | （投标人填写） |
| 3 | 光纤接口接收灵敏度 | dBm |  ≤－20（串行光接口）；≤－30（以太网光接口） | （投标人填写） |
| 4 | 光纤接口发送功率 | dBm |  ≥－10（串行光接口）；≥－20（以太网光接口） | （投标人填写） |

注　1. 项目单位对标准技术参数表中参数有差异时，可在项目需求部分的项目单位技术差异表中给出，投标人应对该差异表响应。差异表与标准技术参数表中参数不同时，以差异表给出的参数为准。

2. 采用MU和智能终端时，保护动作时间指从电子式互感器的MU开始传送故障采样数据至保护装置到智能终端出口继电器动作时间。

3.“\*”表示该参数为重要参数。如不能满足要求，将被视为实质性不符合招标文件要求。

表2　**110kV**变压器保护 后备保护（测控）标准技术参数表

| 序号 | 参 数 名 称 | 单位 | 标准参数值 | 投标人保证值 |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 后备保护电流定值误差\* |  | 不大于±5% | （投标人填写） |
| 2 | 后备保护电压定值误差\* |  | 不大于±5% | （投标人填写） |
| 3 | 后备保护时间定值误差\* |  | 当延时时间为0.1s～1s时，不应超过±25ms；延时时间大于1s时，不超过±2.5% | （投标人填写） |
| 4 | 后备保护方向元件动作范围边界误差\* |  | 不大于±3° | （投标人填写） |
| 5 | 测量电流、电压量误差 |  | ≤0.2% | （投标人填写） |
| 6 | 有功功率、无功功率测量误差 |  | ≤0.5% | （投标人填写） |
| 7 | 电网频率测量误差 | Hz | ≤0.01 | （投标人填写） |
| 8 | 事件顺序记录（SOE）分辨率 | ms | ≤1 | （投标人填写） |
| 9 | 状态量变位传送时间（至站控层） | s | ≤1 | （投标人填写） |
| 10 | 控制执行命令从生成到输出的时间 | s | ≤1 | （投标人填写） |
| 11 | 光纤接口接收灵敏度 | dBm |  ≤－20（串行光接口）；≤－30（以太网光接口） | （投标人填写） |
| 12 | 光纤接口发送功率 | dBm |  ≥－10（串行光接口）；≥－20（以太网光接口） | （投标人填写） |

注　1. 项目单位对标准技术参数表中参数有差异时，可在项目需求部分的项目单位技术差异表中给出，投标人应对该差异表响应。差异表与标准技术参数表中参数不同时，以差异表给出的参数为准。

2. 采用MU和智能终端时，保护动作时间指从电子式互感器的MU开始传送故障采样数据至保护装置到智能终端出口继电器动作时间。

3.“\*” 表示该参数为重要参数。如不能满足要求，将被视为实质性不符合招标文件要求。

表3　**110kV**非电量保护标准技术参数表

| 序号 | 参 数 名 称 | 单位 | 标准参数值 | 投标人保证值 |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 动作于跳闸的非电量保护启动功率\* | W | ＞5 | （投标人填写） |
| 2 | 启动电压\* | V | 直流操作电压的55%～70% | （投标人填写） |
| 3 | 动作时间\* | ms | 10～35（额定直流电源电压下） | （投标人填写） |

注　1. 项目单位对标准技术参数表中参数有差异时，可在项目需求部分的项目单位技术差异表中给出，投标人应对该差异表响应。差异表与标准技术参数表中参数不同时，以差异表给出的参数为准。

2. “\*”表示该参数为重要参数。如不能满足要求，将被视为实质性不符合招标文件要求。

表4　打印机标准技术参数表

| 序号 | 参 数 名 称 | 单位 | 标准参数值 | 投标人保证值 |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 工作电源 | V | AC 220  | （投标人填写） |
| 2 | 接口型式 |  | 与保护装置配套 | （投标人填写） |

注　项目单位对标准技术参数表中参数有差异时，可在项目需求部分的项目单位技术差异表中给出，投标人应对该差异表响应。差异表与标准技术参数表中参数不同时，以差异表给出的参数为准。

表5　保护柜（智能控制柜）标准技术参数表

| 序号 | 参 数 名 称 | 单位 | 标准参数值 | 投标人保证值 |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 保护柜尺寸 | mm |  高度：2260； 宽度：600；深度：600 | （投标人填写） |
| 2 | 智能控制柜尺寸 | mm |  高度：2200； 宽度：800；深度：800 | （投标人填写） |
| 3 | 颜 色  |  | 由业主确定 | （投标人填写） |

注　1. 项目单位对标准技术参数表中参数有差异时，可在项目需求部分的项目单位技术差异表中给出，投标人应对该差异表响应。差异表与标准技术参数表中参数不同时，以差异表给出的参数为准。

2. 智能控制柜的技术要求在“表7可选择的技术参数表”中列出。

# 招标范围及附表

## 招标需求范围一览表

表3 招标需求范围一览表

|  |
| --- |
| **110kV主变保护** |
| **序号** | **设 备 名 称** | **型 号 及 规 范** | **单位** | **数量** | **备 注** |
| 1 | 主变高压侧合并单元智能终端一体化装置 | 含主变合并单元智能终端一体化装置1套，1台72口光纤配线架及储纤盒。 | 套 | 4 | 安装在一次设备汇控柜内 |
| 2 | 主变低压侧合并单元智能终端一体化装置 | 含主变合并单元智能终端一体化装置1套，1台72口光纤配线架及储纤盒。 | 套 | 4 | 布置于主变10kV侧进线柜 |
| 3 | 1#/2#主变本体智能控制柜 | 含主变本体智能终端装置1套（集成非电量保护功能）、主变本体合并单元2套，含2台48口光纤配线架及储纤盒。满足Q/GDW430的要求，配置空调、加热器等暖通设施，使柜内温湿度环境满足二次设备正常运行要求。 | 面 | 2 |  |
| 4 | 主变保护柜 | 含主后合一保护装置2台等，每面屏含：2m尾纤20对；；72口光纤配线架及储纤盒。 | 面 | 2 |  |

说明：

1. 本技术协议书为国网范围内通用版本，技术要求存在差异时，可根据实际工程情况进行更改。
2. 电厂及公共业务单元需要采用相同类型设备时可参考执行。
3. 对于用户只需要供货范围确认表情况下，可参照本技术协议的供货范围和签字页格式，按中标通知书上供货范围发设计院确认。
4. 投标需按照本规范所提供的资料及现场勘察对安装工程及材料量进行精确核算，报价时列出明细。如果投标方认为上述表格所列内容不能满足整个项目功能或增加功能项可提高整体项目性能，可增加内容项，务必保证整个功能系统工程优质完成而没有漏项。参与投标的厂家需先核实清楚项目情况后方可投标，否则由此产生的技术或费用调整均由投标厂家自行承担。**投标所提供保护监控装置供货品牌应在以下短名单内：北京四方继保自动化股份有限公司、许继电气股份有限公司、南京南瑞继保工程技术有限公司。**

## 图纸和资料分送单位、套数和地址

表4图纸资料确认表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 提交技术文件名称 | 接收单位名称、地址、邮编、电话 | 提交份数 | 备注 |
| 供设计确认的技术文件 |  |  |  |
| 设计确认后的技术文件 |  |  |  |
| 设备出厂的技术文件 |  |  |  |

110kVXXX项目工程

110kV变电站计算机监控系统

技术规范书

（技术规范通用、专用部分）

2024年3月

工程概况

项目名称：110kV二期项目

项目业主单位：

项目设计单位：工程规模：

主变压器:远期装设3台63MVA主变压器，一期已安装1台31.5MVA主变压器（#3变），本期安装2台63MVA主变压器（#1、#2变）。

110kV出线：110kV采用双母线接线，最终规模6回，一期已建1回（至五原），本期4回（1回至摩云，2回至禹王，1回至新能源）。

10kV：10kV采用单母三分段接线，最终规模36回，一期已建12回，本期24回。接地变压器3台。

工程地址：河南省三门峡市

目次

[1 总则 1](#_Toc19076)

[2 技术规范要求 1](#_Toc25122)

[3 试验 19](#_Toc13385)

[4 技术服务、设计联络、工厂检验和监造 22](#_Toc6716)

[5 货物技术特性要求 26](#_Toc7392)

[6 招标范围及附表 34](#_Toc23151)

[附 录 A 计算机监控系统监控范围 37](#_Toc26749)

[附 录 B 计算机监控系统输入模拟量、计算量及温度量表 38](#_Toc25744)

[附 录 C 远动信息范围 38](#_Toc20049)

总则

1.1一般性要求

1.1.1投标人应满足如下要求：

投标人提供的产品应具备国家电网公司检验检测机构检验合格证书。提供的计算机监控系统和装置应在国家或电力工业检验检测机构通过 DL/T 860、动模、电磁兼容及型式试验。提供的交换机设备应是工业级的，且应在国家或电力工业检验检测机构通过电磁兼容及型式试验并具有 国家电网公司交换机入网检测 A 类产品资质。防火墙、正（反）向隔离装置应提供国家信息安 全部门和国家电力行业质量监测机构提供的检测报告；

投标人应满足《国家电网公司十八项电网重大反事故措施（修订版）》、《国家电网公司输变电工程通用设计（最新年版）》以及《变电站调控数据交互规范（试行）》。招标方在专用部分提出的要求投标人也应满足；

投标人不能满足上述要求，将被视为实质性不符合招标文件要求。提供的产品应有省级鉴定文 件或等同有效的证明文件。中标单位应按投标人要求开展相关检验测试。投标人应提供设备近 3 年运行业绩表。

1.1.2本规范提出了110kV变电站计算机监控系统的系统结构、技术参数、功能、试验等方面的技术要求。

1.1.3本规范提出的是最低限度的要求，并未对一切技术细节作出规定，也未充分引述有关标准和规范的条文，投标方应提供符合本规范和工业标准的优质产品。

1.1.4如果投标方没有以书面形式对本规范的条文提出异议，则表示投标方提供的设备完全符合本规范的要求；如有异议，应在报价书中以“对规范的意见和同规范的差异”为标题的专门章节中加以详细描述。

1.1.5本规范所使用的标准如遇与投标方所执行的标准不一致，按较高的标准执行。

1.1.6本部分将作为订货合同的附件，与合同具有同等的法律效力。本部分未尽事宜，由合同签约双方在合同谈判时协商确定。

1.2供方职责

供方的工作范围将包括但不限于下列内容：

1.2.1提供标书内所有设备及设计说明书及制造方面的说明。

1.2.2提供国家或电力行业级检验检测机构出具的型式试验报告，以便确认供货设备能否满足所有的性能要求。

1.2.3提供设备安装、使用的说明书。

1.2.4提供试验和检验的标准，包括试验报告和试验数据。

1.2.5提供图纸、制造和质量保证过程的一览表以及标书规定的其他资料。

1.2.6提供设备管理和运行所需有关资料。

1.2.7所提供设备应发运到规定的目的地。

1.2.8如标准、规范与本标书的技术规范有明显的冲突，则供方应在制造设备前，用书面形式将冲突和解决办法告知需方，并经需方确认后，才能进行设备制造。

1.2.9在更换所用的准则、标准、规程或修改设备技术数据时，供方有责任接受需方的选择。

1.2.10现场服务。

技术规范要求

使用环境条件

海拔：<3000m。

环境温度（室内）。

最高气温：45℃；

最低气温：-5℃；

最大日温差：25℃。

最大相对湿度。

日平均：95％；

月平均：90％。

工作温度。

间隔层设备：-25℃～+55℃；

站控层设备：-5℃～+45℃。相对湿度：5%～95%。

抗地震能力：地面水平加速度0.3g，垂直加速度0.15g，同时作用。

工作条件

 额定值

额定值要求如下：

额定交流电压：220V；

额定直流电压：220V/110V；

 UPS 电压：AC 220V；

额定交流频率：50Hz；

工作电源：间隔层设备（包括网络设备）采用 DC 220V/110V，站控层计算机设备采用 AC 220V 不间断电源；

TA 二次额定电流：1A/5A；

TV 二次额定电压：100V（线电压），100/ 3 V（相电压）；

特殊量输入：4mA～20mA，DC 0V～5V。

接地与隔离要求

计算机监控系统不设置单独的接地网，接地线与变电站主接地网连接。系统的机箱、机柜以及电缆屏蔽层均应可靠接地。监控系统各间隔之间，间隔层与站控层之间的连接，以及设备通信口之间的连接应有隔离措施。

电磁兼容性要求

在雷击过电压、一次回路操作、开关场故障及其他强干扰作用下，监控系统不应误动作且满足技术指标要求。装置不应要求其交直流输入回路外接抗干扰元件来满足有关电磁兼容标准的要求。系统装置的电磁兼容性能应达到表1的等级要求

表1　系统装置的电磁兼容性能等级要求

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 电磁干扰项目 | 依据的标准 | 等级要求 |
|  | 静电放电干扰 | GB/T 17624.4—2 | 4级 |
|  | 辐射电磁场干扰 | GB/T 17624.4—3 | 3级 |
|  | 快速瞬变干扰 | GB/T 17624.4—4 | 4级 |
|  | 浪涌（冲击）抗扰度 | GB/T 17624.4—5 | 3级 |
|  | 电磁感应的传导 | GB/T 17624.4—6 | 3级 |
|  | 工频磁场抗扰度 | GB/T 17624.4—8 | 4级 |
|  | 脉冲磁场抗扰度 | GB/T 17624.4—9 | 5级 |
|  | 阻尼震荡磁场抗扰度 | GB/T 17624.4—10 | 5级 |
|  | 震荡波抗扰度 | GB/T 17624.4—12 | 2级（信号端口） |

电源的影响

I/O 测控单元屏（柜）宜采用直流供电方式，手动切换。各装置应具有直流快速小开关或带有 熔丝的隔离开关，与装置安装在同一面屏（柜）上。应对监测屏（柜）上整个直流电压回路进行监视，当在该直流回路中任何一处发生断线或短路时，都应发告警信号；

直流电源电压在 80%～115%额定值范围内变化时，装置应正确工作。直流电源波纹系数≤5% 时，装置应正确工作；

拉合直流电源以及插拔熔丝发生重复击穿火花时，装置不应误动作。直流电源回路出现各种异常情况（如短路、断线、接地等）时装置不应误动作；

各装置的逻辑回路应由独立的直流/直流逆变器供电，在直流电源恢复（包括缓慢恢复）至额定电压的80%时，装置的直流变换电源应能可靠自启动；

当交流电源电压在80%～115%额定值范围内，谐波分量不大于5%，频率在47.5Hz～52.5Hz 之间变化时，设备应能正常工作。

自诊断功能。

装置异常及交直流消失等应有告警信号。各装置应有自诊断功能，装置本身也应有LED信号指示。

配置的软件应与系统的硬件资源相适应，除系统软件、应用软件外，还应配置在线故障诊断软件，数据库应考虑具有在线修改运行参数、在线修改屏幕显示画面等功能。软件设计应遵循模块化和向下兼容的原则。软件技术规范、汉字编码、点阵、字型等都应符合相应的中国国家标准。

其他要求。

屏（柜）上各测控装置应有隔离措施，以便根据不同运行方式的需要断开或连接。

装置中任一元件损坏时，装置不应误动作。

计算机监控系统中任一设备故障时，均不应影响其他设备的正常运行工作；站级控制层发生故障而停运时，不能影响间隔级控制层设备的正常运行工作。

标准和规范引用文件

计算机监控系统的设计除技术条件中规定的技术参数和要求外，其余均应遵照最新版本的电力行业标准（DL）、国家标准（GB）和IEC标准及国际单位制（SI），这是对设备的最低要求。监控系统应满足最新版本的以下规定、法规和标准，但不限于以下规定、法规和标准。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。 凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB/T 191 包装储运图示标志 GB/T 2423（所有部分） 电工电子产品环境试验

GB/T 2887 计算机场地通用规范

GB/T 3047.1 高度进制为 20mm 的面板、架和柜的基本尺寸系列

GB 4208 外壳防护等级（IP 代码）

GB/T 6593 电子测量仪器质量检验规则 GB/T 7261 继电保护和安全自动装置基本试验方法

GB/T 9813 微型计算机通用规范

GB/T 11287 电气继电器 第 21 部分：量度继电器和保护装置的振动、冲击、碰撞和地震试验 第 1 篇：振动试验（正弦）

GB/T 13729 远动终端设备 GB/T 13730 地区电网调度自动化系统

GB/T 14285 继电保护和安全自动装置技术规程 GB/Z 14429 远动设备及系统 第 1-3 部分：总则 术语

GB/T 14537 量度继电器和保护装置的冲击与碰撞试验

GB/T 14598.3 电气继电器 第 5 部分：量度继电器和保护装置的绝缘配合要求和试验

GB/T 14598.9 量度继电器和保护装置 第 22-3 部分：电气骚扰试验 辐射电磁场抗扰度

GB/T 14598.10 量度继电器和保护装置 第 22-4 部分：电气骚扰试验 电快速瞬变/脉冲群抗扰度 试验

GB/T 14598.13 电气继电器 第 22-1 部分：量度继电器和保护装置的电气骚扰试验 1MHz 脉冲 群抗扰度试验

GB/T 14598.14 量度继电器和保护装置 第 22-2 部分：电气骚扰试验 静电放电试验

GB/T 14598.17 电气继电器 第 22-6 部分：量度继电器和保护装置的电气骚扰试验 射频场感应 的传导骚扰的抗扰度

GB/T 14598.18 量度继电器和保护装置 第 22-5 部分：电气骚扰试验 浪涌抗扰度试验

GB/T 14598.19 电气继电器 第 22-7 部分：量度继电器和保护装置的电气骚扰试验 工频抗扰度 试验

GB/T 15153.1 远动设备及系统 第 2 部分：工作条件 第 1 篇：电源和电磁兼容性

GB/T 15153.2 远动设备及系统 第 2 部分：工作条件 第 2 篇：环境条件（气候、机械和其他非 电影响因素）

GB/T 15532 计算机软件测试规范 GB/T 16435.1 远动设备及系统 接口（电气特性）

GB/T 17463 远动设备及系统 第 4 部分：性能要求

GB/T 17626.2 电磁兼容 试验和测量技术 静电放电抗扰度试验

GB/T 17626.3 电磁兼容 试验和测量技术 射频电磁场辐射抗扰度试验

GB/T 17626.4 电磁兼容 试验和测量技术 电快速瞬变脉冲群抗扰度试验

GB/T 17626.5 电磁兼容 试验和测量技术 浪涌（冲击）抗扰度试验

GB/T 17626.6 电磁兼容 试验和测量技术 射频场感应的传导骚扰抗扰度

GB/T 17626.8 电磁兼容 试验和测量技术 工频磁场抗扰度试验

GB/T 17626.10 电磁兼容 试验和测量技术 阻尼振荡磁场抗扰度试验

GB/T 17626.12 电磁兼容 试验和测量技术 振荡波抗扰度试验

GB/T 22386 电力系统暂态数据交换通用格式

GB 50171 电气装置安装工程 盘、柜及二次回路接线施工及验收规范

GB 50217 电力工程电缆设计规范

DL 451 循环式远动规约

DL 476 电力系统实时数据通信应用层协议

DL/T 478 继电保护和安全自动装置通用技术条件

DL/T 621 交流电气装置的接地

DL/T 630 交流采样远动终端技术条件

DL/T 634.5101 远动设备及系统 第 5-101 部分 传输规约 基本远动任务配套标准

DL/T 634.5104 远动设备及系统 第 5-104 部分 传输规约 采用标准传输协议子集的 IEC 60870- 5-104 网络访问

DL/T 667 远动设备及系统 第 5 部分 传输规约 第 103 篇 继电保护设备信息接口配套标准

DL/T 719 远动设备及系统 第 5 部分 传输规约 第 102 篇 电力系统电能量累积传输配套标准

DL/T 720 电力系统继电保护柜、屏通用技术条件

DL/T 860（所有部分） 变电站通信网络和系统（IEC61850，IDT）

DL/T 1241 电力工业以太网交换机技术规范

DL/T 5136 火力发电厂、变电站二次线设计技术规程

DL/T 5137 电测量及电能计量装置设计技术规程

Q/GDW 140 交流采样测量装置运行检验管理规程

Q/GDW 213 变电站计算机监控系统工厂验收管理规程

Q/GDW 214 变电站计算机监控系统现场验收管理规程

Q/GDW 616 基于 DL/T 860 标准的变电设备在线监测装置应用规范

Q/GDW 624 电力系统图形描述规范

技术性能要求

2.4.1计算机监控系统配置

2.4.1.1系统设备配置

变电站监控系统宜采用符合 DL/T 860 标准的体系结构，也可采用其他标准的体系结构。采用其他 标准的体系结构时，其信息交换应遵循 IEC 60870-5 系列标准，其设备配置和功能要求应满足无人值班 设计要求。 监控系统采用开放式分层分布结构，由站控层、间隔层以及网络设备构成。站控层设备按变电站远 景规模配置，间隔层设备按工程实际建设规模配置，但应考虑终期规模的应用。计算机监控系统安全防 护应满足电力二次系统安全防护总体方案的要求.

2.4.1.2站控层设备配置应满足以下要求：

监控主机、操作员及工程师工作站：监控主机用作站控层数据收集、处理、存储及网络管理的中心。操作员工作站是站内监控系统的主要人机界面，用于图形及报表显示、事件记录及报警状态显示和查询、设备状态和参数的查询、操作指导、操作控制命令的解释和下达，等等。运行人员可通过操作员工作站对变电站各一次及二次设备进行运行监测和操作控制。工程师工作站用于整个监控系统的维护、管理，可完成数据库的定义、修改，系统参数的定义、修改，报表的制作、修改，以及网络维护、系统诊断等工作。对监控系统的维护仅允许在工程师工作站上进行，并需有可靠的登录保护

Ⅰ区数据通信网关机：应采用双套专用独立设备，无硬盘、无风扇设计，直接采集站内数据， 通过专用通道向调度（调控）中心传送实时信息，同时接收调度（调控）中心的操作与控制命 令；

Ⅱ区数据通信网关机：实现Ⅱ区数据向调度（调控）中心的数据传输，具备远方查询和浏览功能；

Ⅲ/Ⅳ区数据通信网关机：实现与PMS、输变电设备状态监测等其他主站系统的信息传输，宜与Ⅰ区、Ⅱ区数据通信网关机分开组屏；

综合应用服务器：用于接收站内一次设备在线监测数据、站内辅助应用、设备基础信息等，并进行集中处理、分析和展示。综合应用服务器采用单套配置；

数据服务器：用于变电站全景数据的集中存储，为站控层设备和应用提供数据访问服务。数据服务器采用单套配置。该设备功能可由监控主机实现；

图形网关机：提供系统远程服务、图形远程浏览和实时数据刷新服务、告警信息直传等功能，为调度主站远程浏览变电站内图形和实时数据提供支撑，图形网关机与调度主站的信息交互应遵循《变电站调控信息交互规范》；

防误工作站（可选）：根据变电站的防误闭锁方案，可选择配置防误工作站，通过防误工作站实现对全站设备的防误操作闭锁功能。在防误工作站上可进行操作预演，可检验、打印和传输操作票，并对一次设备实施防误强制闭锁。防误锁具按本期规模配置；

智能接口设备（可选）：用于将站内智能设备的通信协议转换为 DL/T 860 标准协议的转换终端， 无风扇设计，无硬盘，该设备为专用设备。设备组屏（柜）布置；

打印机：配置激光打印机（A3、A4 幅面任选），用于打印事件、报警信号、报表等。打印机应 具有网络打印功能;

音响报警装置：由工作站驱动音响报警，音量可调；

网络报文记录分析仪（可选）：网络分析仪、记录仪独立组1面屏。

2.4.1.3网络设备应满足以下要求：

网络交换机：网络交换机网络传输速率大于或等于100Mbit/s，构成分布式高速工业级以太网，应过国家或电力工业检验测试中心检测，支持交流、直流供电，电口和光口数量应满足变电站应用要求。网络交换机的所有光口应是交换机本身内置光纤端口，不应采用外接光电转换。网络交换机可采用的几种接口型式见表 2。网络交换机应具有网络管理功能，且全站宜采用同一 品牌的网络交换机。

表2接口型式

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 介质 | 速率（Mbit/s） | 接口型式 |
| 单/多模光纤 | 100 | ST口 |
| 单/多模光纤 | 100 | SC口 |
| 单/多模光纤 | 1000 | LC口 |
| 双绞线 | 100/1000 | RJ45口 |

b） 其他网络设备：包括光/电转换器，接口设备（如光纤接线盒）和网络连接线、电缆、光缆等。

2.4.1.4 间隔层设备应满足以下要求：

a） I/O 测控装置。I/O 测控装置功能要求如下：

1） 具有状态量采集、交流采样及测量、防误闭锁、同期检测、就地断路器紧急操作和单接线 状态及数字显示等功能，对全站运行设备的信息进行采集、转换、处理和传送。I/O 测控 装置应具备“就地/远方”切换功能；

2） I/O 测控单元的配置原则为：开关电气设备按每个电气单元配置，母线单元宜按电压等级 配置，公用单元单独配置。主变压器单元按各侧电压等级和本体单独配置不同的测控单元， 也可以配置一台主变压器测控单元对应主变压器各侧和本体。110kV/66kV 出线、母联/分 段宜单独设置保护、测控装置，集中组屏。35kV/20kV/10kV 保护测控一体化装置保护部 分的技术要求参见相关保护装置的技术规范；

3） I/O 测控装置可提供通信接口，接入间隔层状态监测传感器信息，用 DL/T 860 模型描述状 态监测采集量，并上送至状态监测高级应用单元或一体化监控系统；

4） 110kV（66kV）的测控应是独立装置。

b） 间隔层网络设备：包括与站控层网络的接口以及和继电保护通信接口装置等，设备组屏（柜） 布置。

2.4.1.5 系统网络结构

计算机监控系统应采用双以太网。站控层网络负责实现站控层设备之间以及与间隔层网络的通信， 可传输 MMS 报文与 GOOSE 报文；间隔层网络负责实现间隔层设备之间、相邻间隔以及站控层网络的 通信可传输 MMS 报文、GOOSE 报文与采样值。在站控层及网络失效的情况下，间隔层应能独立完成 就地数据采集和控制功能。

2.4.1.6计算机监控系统硬件要求

计算机监控系统硬件应满足以下要求：

计算机监控系统应采用标准的、网络的、分布功能和系统化的开放式的硬件结构。计算机的存储和处理能力应满足本变电站的远景要求，但输入输出设备及 I/O 数据测控单元应满足本期工程要求，并考虑扩建需要；

应减少设备类型，即外围设备、微处理器、电气模块、输入输出接口等模块的类型和尺寸限制到最少，以减少扩建的麻烦和所需备件的费用。所有部件均应采取紧锁措施，抗振性能好，并且更换拆卸方便；

 I/O 数据测控单元应是模块化的、标准化的、容易维护更换的、允许带电插拔的，任何一个模块故障检修时，不应影响其他模块的正常工作。所有I/O数据测控单元的部件在输入/输出回路上都应具有电气隔离措施；

在站控层计算机故障停运时，间隔层系统能安全运行。一个元件故障不引起误动作，一个单元故障不影响其他单元；

监控系统站控层与间隔层的通信介质应为光缆或双屏蔽双绞线，室内设备之间采用双屏蔽双绞线通信，需穿越室外电缆沟的通信媒介则采用光缆。光缆应有外保护层，能承受一定的机械应力。

2.4.1.7计算机监控系统软件要求

计算机监控系统软件要求如下：

计算机监控系统应采用先进的、成熟稳定的、标准版本的工业软件，有软件许可，软件配置应满足开放式系统要求，由实时多任务操作系统软件、支持软件及监控应用软件组成，采用模块化结构，具有实时性、可靠性、适应性、可扩充性及可维护性。所有操作系统应是正版软件；

 应采用成熟稳定的完整的操作系统软件，它应包括操作系统安装包、诊断系统和各种软件维护工具。操作系统能防止数据文件丢失或损坏，支持系统生成及用户程序装入，支持虚拟存储，能有效管理多种外部设备；数据库的规模应能满足监控系统基本功能所需的全部数据的需求，并适合所需的各种数据类型， 数据库的各种性能指标应能满足系统功能和性能指标的要求。数据库应用软件应具有实时性，能对数据库进行快速访问，对数据库的访问时间应小于0.5ms；同时具有可维护性及可恢复性。 对数据库的修改，应设置操作权限，并记录用户名、修改时间、修改前的内容等详细信息；

系统组态软件用于数据生成。应满足系统各项功能的要求，为用户提供交互式的、面向对象的、 方便灵活的、易于掌握的、多样化的组态工具，宜提供一些类似宏命令的编程手段和多种实用 函数，以便扩展组态软件的功能。用户能很方便地对图形、曲线、报表进行在线生成、修改；

应用软件应采用模块化结构，具有良好的实时响应速度和可扩充性。具有出错检测能力。当某 个应用软件出错时，除有错误信息提示外，不允许影响其他软件的正常运行。应用程序和数据 在结构上应互相独立。由于各种原因造成硬盘空间满，不得影响系统的实时控制功能；

系统应采用带隔离的、可靠的、抗干扰能力强的网络结构。网络系统应采用成熟可靠软件管理 各个工作站和就地控制单元相互之间的数据通信，保证它们的有效传送、不丢失。支持双总线 网络、自动监测网络总线和各个接点的工作状态，自动选择、协调各接点的工作和网络通信。 监控系统应提供通信接口驱动软件，包括与站内各通信设备的接口软件及与各级调度中心的通 信接口软件等；

当某种功能运行不正常时，不应影响其他功能的运行；

计算机监控系统站控层设备（监控主机、操作员工作站、工程师工作站、防误工作站、通信网 关机、综合应用服务器、数据服务器）的软件宜采用统一的软件平台，使用统一的数据库平台、 图形平台及通信平台软件，以便于工程调试、维护、扩建、培训等。

2.4.2计算机监控系统功能

2.4.2.1 数据采集

2.4.2.1.1 数据采集的总体要求如下：

a） 应实现电网稳态和暂态数据的采集；

b） 应实现一次设备、二次设备和辅助设备运行状态数据的采集；

c） 量测数据应带时标、品质信息；

d） 支持 DL/T 860，实现数据的统一接入。

2.4.2.1.2 电网运行数据采集要求如下：

a） 稳态数据采集。电网稳态运行数据的范围和来源：

1） 状态数据采集。馈线、联络线、母联（分段）、变压器各侧断路器位置；电容器、电抗器、 站用变压器断路器位置；母线、馈线、联络线、主变压器隔离开关位置；接地开关位置； 电压互感器隔离开关、母线接地开关位置；主变压器分接头位置，中性点接地开关位置等；

2） 量测数据采集。馈线、联络线、母联（分段）、变压器各侧电流、电压、有功功率、无功功率、功率因数；母线电压、零序电压、频率；电能量数据包括主变压器各侧有功/无功电量、 联络线和线路有功/无功电量、旁路开关有功/无功电量、馈线有功/无功电量、并联补偿电 容器电抗器无功电量、站（所）用变压器有功/无功电量；统计计算数据；

3） 电网运行状态信息主要通过测控装置采集，信息源为一次设备辅助接点，通过电缆直接接 入测控装置，测控装置以 MMS 报文格式传输；

4） 电网运行量测数据通过测控装置采集，信息源为互感器；

5） 电能量数据来源于电能计量终端或电子式电能表。

b） 暂态数据采集。电网暂态运行数据的范围和来源：

1） 数据范围。主变压器保护录波数据；线路保护录波数据；母线保护录波数据；电容器/电抗 器保护录波数据；开关分/合闸录波数据；量测量异常录波数据；

2） 录波数据通过故障录波装置采集。

2.4.2.1.3 设备运行信息采集要求如下：

a） 一次设备数据采集。一次设备在线监测信息范围和来源：

1） 数据范围。变压器油箱油面温度、绕组热点温度、绕组变形量、油位、铁芯接地电流、局部放电数据等；变压器油色谱各气体含量等；GIS、断路器的SF6气体密度（压力）、局部放电数据等；断路器行程—时间特性、分合闸线圈电流波形、储能电机工作状态等；避雷 器泄漏电流、阻性电流、动作次数等；其他监测数据可参考 Q/GDW 616。

2） 在线监测装置应上传设备状态信息及异常告警信号。

3） 一次设备在线监测数据通过在线监测装置采集。

b） 二次设备数据采集。二次设备运行状态信息范围和来源如下：

1） 信息范围。装置运行工况信息；装置软压板投退信号；装置自检、闭锁、对时状态、通信状态监视和告警信号；装置链路异常告警信号；测控装置控制操作闭锁状态信号；保护装 置保护定值、当前定值区号；网络通信设备运行状态及异常告警信号；二次设备健康状态 诊断结果及异常预警信号。

2） 二次设备运行状态信息由站控层设备、间隔层设备提供。

c） 辅助设备数据采集。辅助设备运行状态信息范围和来源：

1） 信息范围。辅助设备量测数据包括以下内容：直流电源母线电压、充电机输入电压/电流、 负载电流；逆变电源交、直流输入电压和交流输出电压；环境温、湿度；开关室气体传感器氧气或 SF6浓度信息。辅助设备状态量信息包括以下内容：交直流电源各进、出线开关位置；设备工况、异常及失电告警信号；安防、消防、门禁告警信号；环境监测异常告警信号。

2） 其他设备的量测数据及状态量：辅助设备量测数据和状态量由电源、安防、消防、视频、 门禁和环境监测等装置提供。

2.4.2.2 运行监视

2.4.2.2.1 总体要求运行监视的总体要求如下：

a） 应在 DL/T 860 的基础上，实现全站设备的统一建模；

b） 监视范围包括电网运行信息、一次设备状态信息、二次设备状态信息和辅助应用信息；

c） 应对主要一次设备（变压器、断路器等）、二次设备运行状态进行可视化展示，为运行人员快速、准确地完成操作和事故判断提供技术支持。

2.4.2.2.2 电网运行监视 电网运行监视内容及功能要求：

a） 电网实时运行信息包括电流、电压、有功功率、无功功率、频率，断路器、隔离开关、接地开关、变压器分接头的位置信号；

b） 电网实时运行告警信息包括全站事故总信号、继电保护装置和安全自动装置动作及告警信号、 模拟量的越限告警、双位置节点一致性检查、信息综合分析结果及智能告警信息等。

c） 支持通过计算公式生成各种计算值，计算模式包括触发、周期循环方式；

d） 开关事故跳闸时自动推出事故画面；

e） 设备挂牌应闭锁关联的状态量告警与控制操作，检修挂牌应能支持设备检修态下的状态量告警与控制操作；

f） 实现保护等二次设备的定值、软压板信息、装置版本及参数信息的监视；

g） 全站事故总信号宜由任意间隔事故信号触发，并保持至一个可设置的时间间隔后自动复归。

2.4.2.2.3 设备状态监视

设备状态监视要求如下：

一次设备。一次设备状态监视内容：

站内状态监测的主要对象包括变压器、电抗器、组合电器（GIS/HGIS）、断路器、避雷器 等；

 一次设备状态监测的参量及范围参见《国家电网公司输变电工程通用设计 110（66）kV～ 750kV 智能变电站部分（2011 版）》；

一次设备状态监测设备信息模型应遵循 Q/GDW 616 标准。

二次设备。二次设备状态监视内容：

监视对象包括保护装置、测控装置、安稳控制装置、监控主机、综合应用服务器、数据服 务器、故障录波器、网络交换机等。

监视信息内容包括：设备自检信息、运行状态信息、告警信息、对时状态信息等。

应支持 SNMP 协议，实现对交换机网络通信状态、网络实时流量、网络实时负荷、网络连 接状态等信息的实时采集和统计。

辅助设备运行状态监视。

2.4.2.2.4 可视化展示 可视化展示要求如下：

a） 电网运行可视化。电网运行可视化应满足如下要求：

1） 应实现稳态数据的可视化展示，如有功功率、无功功率、电压、电流、频率等，采用动画、 表格、曲线、饼图、柱图、仪表盘等多种形式展现。

2） 应实现站内潮流方向的实时显示，通过流动线等方式展示电流方向，并显示线路、主变压 器的有功、无功等信息。

3） 提供多种信息告警方式，包括：最新告警提示、光字牌、图元变色或闪烁、自动推出相关 故障间隔图、音响提示、语音提示、短信等。

4） 不合理的模拟量、状态量等数据应置异常标志，并用闪烁或醒目的颜色给出提示，颜色可 以设定。

5） 支持电网运行故障与视频联动功能，在电网设备跳闸或故障情况下，视频应自动切换到故障设备。

b） 设备状态可视化。设备状态可视化应满足如下要求：

1） 使用动画、图片等方式展示设备状态。

2） 针对不同监测项目显示相应的实时监测结果，超过阈值的应以醒目颜色显示。

3） 可根据监测项目调取、显示故障曲线和波形，提供不同历史时期曲线比对功能。

4） 在电网间隔图中通过曲线、音响、颜色效果等方式综合展示一次设备各种状态参量，内容 包括：运行参数、状态参数、实时波形、诊断结果等。

5） 应根据监视设备的状态监测数据，以颜色、运行指示灯等方式，显示设备的健康状况、工 作状态（运行、检修、热备用、冷备用）、状态趋势。

6） 实现通信链路的运行状态可视化，包括网络状态、虚端子连接等。

2.4.2.2.5 远程浏览 远程浏览应满足如下要求：

a） 数据通信网关机应为调度（调控）中心提供远程浏览和调阅服务；

b） 远程浏览只允许浏览，不允许操作；

c） 远程浏览内容包括一次接线图、电网实时运行数据、设备状态等；

d） 远程调阅内容包括历史记录、操作记录、故障综合分析结果等信息。

2.4.2.3 操作与控制

2.4.2.3.1 总体要求 操作与控制的总体要求如下：

a） 应支持变电站和调度（调控）中心对站内设备的控制与操作，包括遥控、遥调、人工置数、标 识牌操作、闭锁和解锁等操作；

b） 应满足安全可靠的要求，所有相关操作应与设备和系统进行关联闭锁，确保操作与控制的准确 可靠；

c） 应支持操作与控制可视化。

2.4.2.3.2 站内操作与控制

站内操作与控制要求如下：

a） 分级控制。电气设备的操作采用分级控制：

1） 控制宜分为四级：第一级为设备本体就地操作，具有最高优先级的控制权，当操作人员将 就地设备的“远方/就地”切换开关放在“就地”位置时，应闭锁所有其他控制功能，只能 进行现场操作；第二级为间隔层设备控制；第三级为站控层控制，该级控制应在站内操作 员工作站上完成，具有“远方调控/站内监控”的切换功能；第四级为调度（调控）中心控 制，优先级最低。

2） 设备的操作与控制应优先采用遥控方式，间隔层控制和设备就地控制作为后备操作或检修 操作手段。

3）全站同一时间只执行一个控制命令。

b） 单设备控制。单设备遥控应满足如下要求：

1） 单设备控制应支持增强安全的直接控制或操作前选择控制方式；

2） 开关设备控制操作分三步进行：选择—返校—执行。选择结果应显示，当“返校”正确时 才能进行“执行”操作；

3） 在进行选择操作时，若遇到以下情况之一应自动撤销：控制对象设置禁止操作标识牌；校 验结果不正确；遥控选择后 30s～90s 内未有相应操作；

4） 单设备遥控操作应满足以下安全要求：操作应在具有控制权限的工作站上进行；操作员应 有相应的操作权限；双席操作校验时，监护员需确认；操作时每一步应有提示；所有操作都有记录，包括操作人员姓名、操作对象、操作内容、操作时间、操作结果等，可供调阅 和打印。

c） 同期操作。同期操作应满足如下要求：

1） 断路器控制具备检同期、检无压方式，操作界面具备控制方式选择功能，操作结果应反馈；

2） 同期检测断路器两侧的母线、线路电压幅值、相角及频率，实现自动同期捕捉合闸；

3） 采用智能操作箱时，针对双母线接线，同期电压分别来自Ⅰ母或Ⅱ母相电压以及线路侧的 电压，测控装置经母线刀闸位置判断后进行同期，母线刀闸位置由测控装置通过 GOOSE 报文获取。

d） 定值修改。定值修改操作应满足如下要求：

1） 可通过监控系统或调度（调控）中心修改定值，装置同一时间仅接受一种修改方式；

2） 支持远方切换定值区。

e） 软压板投退。软压板投退应满足如下要求：

1） 远方投退软压板宜采用“选择—返校—执行”方式；

2） 软压板的状态信息应作为遥信状态上送。

 f） 主变压器分接头调节。主变压器分接头的调节应满足如下要求：

 1）宜采用直接控制方式逐挡调节；

2）变压器分接头调节过程及结果信息应上送。

2.4.2.3.3 调度操作与控制 调度操作与控制应满足如下要求：

a） 应支持调度（调控）中心对管辖范围内的断路器、电动隔离开关等设备的遥控操作；支持保护 定值的在线召唤和修改、软压板的投退、稳定控制装置策略表的修改、变压器挡位调节和无功 补偿装置投切。此类操作应通过Ⅰ区数据通信网关机实现；

 b） 可支持调度（调控）中心对全站辅助设备的远程操作与控制。此类操作应通过Ⅱ区数据通信网 关机和综合应用服务器实现。调度（调控）中心将控制命令下发给Ⅱ区数据通信网关机，Ⅱ区 数据通信网关机将其传输给综合应用服务器，并由综合应用服务器将操作命令传输给相关的辅 助设备，完成控制操作。

2.4.2.3.4 防误闭锁 防误闭锁功能应满足如下要求：

a） 防误闭锁分为三个层次，站控层闭锁、间隔层联闭锁和机构电气闭锁；

b） 站控层闭锁宜由监控主机实现，操作应经过防误逻辑检查后方能将控制命令发至间隔层，如发 现错误应闭锁该操作；

c） 间隔层联闭锁宜由测控装置实现，间隔间闭锁信息宜通过 GOOSE 方式传输；

d） 机构电气闭锁实现设备本间隔内的防误闭锁，不设置跨间隔电气闭锁回路；

e） 站控层闭锁、间隔层联闭锁和机构电气闭锁属于串联关系，站控层闭锁失效时不影响间隔层联 闭锁，站控层和间隔层联闭锁均失效时不影响机构电气闭锁。

2.4.2.3.5 顺序控制 顺序控制功能应满足如下要求：

a） 变电站内的顺序控制可以分为间隔内操作和跨间隔操作两类；

b） 顺序控制的范围：一次设备（包括主变压器、母线、断路器、隔离开关、接地开关等）运行方 式转换；保护装置定值区切换、软压板投退；

c） 顺序控制应提供操作界面，显示操作内容、步骤及操作过程等信息，应支持开始、终止、暂停、 继续等进度控制，并提供操作的全过程记录。对操作中出现的异常情况，应具有急停功能；

d） 顺序控制宜通过辅助触点状态、量测值变化等信息自动完成每步操作的检查工作，包括设备操作过程、最终状态等；

e） 顺序控制宜与视频监控联动，提供辅助的操作监视。

2.4.2.3.6 无功优化 无功优化功能应满足如下要求：

a） 应根据预定的优化策略实现无功的自动调节，可由站内操作人员或调度（调控）中心进行功能 投退和目标值设定；

 b） 具备参数设置功能，包括控制模式、计算周期、数据刷新周期、控制约束等设置；

c） 提供实时数据、电网状态、闭锁信号、告警等信息的监视界面；

d） 变压器、电容器和母线故障时应自动闭锁全部或部分功能，支持人工恢复和自动恢复；

e） 调节操作应生成记录。记录内容应有操作前的控制目标值、操作时间及操作内容、操作后的控 制目标值；操作异常时应记录操作时间、操作内容、引起异常的原因、是否由操作员进行人工 处理等。

2.4.2.3.7 智能操作票 智能操作票应满足如下要求：

a） 根据操作任务，结合操作规则和运行方式，自动生成符合操作规范的操作票；

b） 操作票的生成有三种方式：① 方式 1：根据在人机界面上选择的设备和操作任务到典型票库中 查找，如果匹配到典型票，则装载典型票，保存为未审票；② 方式 2：如果没有匹配到典型票， 根据在画面上选择的设备和操作任务到已校验的顺控流程定义库中查找，如果匹配到顺控流程 定义，则装载顺控流程定义，拟票人根据具体任务进行编辑，保存为未审票；③ 方式 3：如果 没有匹配到典型票和顺控流程定义，根据在画面上选择的设备和操作任务到操作规则库中查找 操作规则、操作术语，得到这个特定任务的操作规则列表，然后用实际设备替代操作规则列表 中的模板设备，得到一系列的实际操作列表，生成未审票。

2.4.2.3.8 操作可视化 操作可视化应满足如下要求：

a） 应为操作人员提供形象、直观的操作界面；

b） 展示内容包括：操作对象的当前状态（运行状态、健康状况、关联设备状态等）、操作过程中的 状态（状态信息、异常信息）和操作结果（成功标志、最终运行状态）；

c） 应支持视频监控联动功能，自动切换摄像头到预置点，为操作人员提供实时视频图像辅助监视。

2.4.2.4 信息综合分析与智能告警

2.4.2.4.1 一般要求

信息综合分析与智能告警功能应能为运行人员提供参考和帮助，具体要求如下：

应实现对站内实时/非实时运行数据、辅助应用信息、各种告警及事故信号等综合分析处理；

系统和设备应根据对电网的影响程度提供分层、分类的告警信息；

应按照故障类型提供故障诊断及故障分析报告。

2.4.2.4.2 数据辨识

数据辨识要求如下：

a） 数据合理性检测。对量测值和状态量进行检测分析，确定其合理性，具体包括：

1） 检测母线的功率量测总和是否平衡；

2） 检测并列运行母线电压量测是否一致；

3） 检查变压器各侧的功率量测是否平衡；

4） 对于同一量测位置的有功、无功、电流量测，检查是否匹配；

5） 结合运行方式、潮流分布检测开关状态量是否合理。

b） 不良数据检测。对量测值和状态量的准确性进行分析，辨识不良数据，具体包括：

1） 检测量测值是否在合理范围，是否发生异常跳变；

2） 检测断路器/隔离开关状态和量测值是否冲突，并提供其合理状态；

3） 检测断路器/隔离开关状态和标志牌信息是否冲突，并提供其合理状态；

4） 当变压器各侧的母线电压和有功、无功量测值都可用时，可以验证有载调压分接头位置的 准确性。

2.4.2.4.3 故障分析

故障分析报告应包括故障相关的电网信息和设备信息，要求如下：

a） 在故障情况下对事件顺序记录、保护事件、相量测量数据及故障波形等信息进行数据挖掘和综 合分析，生成分析结果，以保护装置动作后生成的报告为基础，结合故障录波、设备台账等信 息，生成故障分析报告；

b） 故障分析报告的格式遵循 XML1.0 规范，存储于数据服务器；

c） 故障分析报告可采用主动上送或召唤方式，通过Ⅱ区数据通信网关机上送给调度（调控） 中心。

2.4.2.4.4 智能告警

智能告警涉及的信息命名及分类应明确和规范，具体如下：

a） 全站采集信息应统一命名格式；

b） 全站告警信息分为事故信息、异常信息、变位信息、越限信息和告知信息五类；

c） 应建立变电站故障信息的逻辑和推理模型，实现对故障告警信息的分类和过滤；

d） 结合遥测越限、数据异常、通信故障等信息，对电网实时运行信息、一次设备信息、二次设备 信息、辅助设备信息进行综合分析，通过单事项推理与关联多事件推理，生成告警简报；

e） 应根据告警信息的级别，通过图像、声音、颜色等方式给出告警信息；

f） 应支持多种历史查询方式，既可以按厂站、间隔、设备来查询，也可按时间查询，还应支持自 定义查询；

g） 智能告警的分析结果应以简报的形式上送给调度（调控）中心；

h） 告警简报信息应按照调度（调控）中心的要求及时上送。

2.4.2.5 运行管理

2.4.2.5.1 总体要求

运行管理总体上应满足如下要求：

a） 支持源端维护和模型校核功能，实现全站信息模型的统一；

b） 建立站内设备完备的基础信息，为站内其他应用提供基础数据；

c） 支持检修流程管理，实现设备检修工作规范化。

2.4.2.5.2 源端维护

源端维护功能应满足如下要求：

a） 利用基于图模一体化技术的系统配置工具，统一进行信息建模及维护，生成标准配置文件，为 各应用提供统一的信息模型及映射点表；

b） 提供的信息模型文件应遵循 SCL、CIM、E 语言格式；图形文件应遵循 Q/GDW 624；

c） 实现 DL/T 860 的 SCD 模型到 DL/T 890 的 CIM 模型的转换，满足主站系统自动建模的需要；

d） 具备模型合法性校验功能，包括站控层与间隔层装置的模型一致性校验，站控层 SCD 模型的 完整性校验，支持离线和在线校验方式。

2.4.2.5.3 权限管理

权限管理应满足如下要求：

a） 应区分设备的使用权限，只允许特定人员使用；

b） 应针对不同的操作，运行人员设置不同的操作权限。

2.4.2.5.4 设备管理

设备管理要求如下：

a） 设备台账信息。设备台账信息应满足如下要求：

1） 可采用与生产管理信息系统（PMS）交互、SCD 文件读取和人工录入的方式，建立变电站 运行设备完备的基础信息；

2） 为一、二次设备运行、操作、检修、维护管理提供统一的设备信息服务；

3） 实现对设备台账信息的版本管理。文件名称应包含时间信息，可追溯。

b） 设备缺陷信息。设备缺陷信息的生成和交互应满足以下要求：

1） 通过站内智能设备的自检信息、告警信息和故障信息，自动生成设备缺陷信息；

2） 设备运行维护中发现的设备缺陷可人工输入；

3） 可与生产管理信息系统（PMS）进行信息交互。

2.4.2.5.5 保护定值管理

运行管理应包含保护定值管理功能，要求如下：

a） 具备接收定值整定单的功能；

b） 具备保护定值校核及显示修改部分的功能。

2.4.2.5.6 检修管理

检修管理应满足如下要求：

a） 根据调度检修计划或工作要求生成检修工作票；

b） 应支持对设备检修情况的记录功能，并与设备台账、缺陷信息融合，为故障分析提供数据支持。

2.4.2.6 辅助应用

2.4.2.6.1 总体要求

监控系统应能和辅助应用功能进行信息交互，辅助应用功能应明确监视范围和信息传输标准，要求如下：

a） 实现对辅助设备运行状态的监视包括电源、环境、安防、辅助控制等；

b） 支持对辅助设备的操作与控制；

c） 辅助设备的信息模型及通信接口遵循 DL/T 860 标准。

2.4.2.6.2 电源监测

电源监测应明确检测对象和范围，要求如下：

a） 监测范围包括交流电源、直流电源、通信电源、逆变电源、绿色电源等；

b） 电源运行状态信息包括三相交流输入电压、充电装置输出电压、充电装置输出电流、母线电压、电池电压、电池电流、各模块输出电压电流、各种位置信号、各种故障信息、单体电池电压、电池组温度等；

c） 电源告警信息包括交流输入过压、欠压、缺相，直流母线过压、欠压，电池组过压、欠压，模 块故障，电池单体过压、欠压等；

d） 绿色电源监测信息包括系统母线电压、累积电量、变压器输入输出电流、逆变器输入输出电压、输入输出电流、汇流箱输入输出电流（光伏发电）、风机运行状态（风力发电）等。

2.4.2.6.3 安全防护

安全防护应明确监测范围和内容，要求如下：

a） 监测范围包括视频、安防、消防及门禁等；

b） 安防告警信息包括红外对射报警、电子围栏报警及警笛等；

c） 消防告警信息包括烟雾报警及火灾报警等；

d） 门禁信息包括门开关状态、人员进出记录；对非法闯入、门长时间未关闭及非法刷卡进行告警等。

2.4.2.6.4 环境监测

环境监测应明确监控范围和具体内容，要求如下：

a） 监控范围应包括户内外环境、照明、暖通、给排水等；

b） 户内外环境信息应包括温度、湿度、风力、水浸、SF6 气体浓度等实时环境信息及告警信息；

c） 照明信息应包括灯光控制开关状态等；

d） 暖通信息应包括温度、风机运行状态、空调运行状态等；

e） 给排水信息应包括水位、水泵运行状态等。

2.4.2.6.5 辅助控制

辅助控制应满足如下要求：

a） 对照明系统分区域、分等级进行远程控制；

b） 远程控制空调、风机和水泵的启停；

c） 远程控制声光报警设备；

d） 远程开关门禁；

e） 支持与视频的联动。

2.4.2.7 信息传输

2.4.2.7.1 总体要求

信息传输的总体要求如下：

a） 信息传输的内容及格式应标准化、规范化；

b） 信息传输应满足实时性、可靠性要求；

c） 遵循《电力二次系统安全防护总体方案》的要求。

2.4.2.7.2 站内信息传输

站内信息传输应满足如下要求：

a） 与测控装置、保护装置、故障录波装置、在线监测设备、辅助设备之间信息的传输应遵循 DL/T 860.72、DL/T 860.81；

b） 故障录波文件格式采用 GB/T 22386；

c） 与网络交换机信息传输应采用 SNMP 协议；

d） 在线监测设备的模型应遵循 Q/GDW 616 的规定。

2.4.2.7.3 站外信息传输

站外信息传输要求如下：

a） 与调度（调控）中心信息传输。与调度（调控）中心信息传输应满足如下要求：

 1） 通过Ⅰ区数据通信网关机传输的内容包括：电网实时运行的量测值和状态信息；保护动作 及告警信息；设备运行状态的告警信息；调度操作控制命令。

2） 通过Ⅱ区数据通信网关机传输的内容包括：告警简报、故障分析报告；状态监测数据；电 能量数据；辅助应用数据；模型和图形文件：全站的 SCD 文件，导出的 CIM、SVG 文件 等；日志和历史记录：SOE 事件、故障分析报告、告警简报等历史记录和全站的操作记录。

3） 继电保护信息传输的内容包括：保护启动、动作及告警信号；保护定值、定值区和装置参 数；保护压板、软压板和控制字；装置自检和告警信息；录波文件列表和录波文件；保护 故障报告：包括录波文件名称、访问路径、时间信息、故障类型、故障线路、测距结果、 故障前后的电流、电压最大值和最小值、开关变位等信息；远方操作命令：定值修改、定 值区切换、软压板投退、装置复归。

4） Ⅰ区数据通信网关机的信息传输应遵循 DL/T 634.5104 或 DL/T 860。

5） Ⅱ区数据通信网关机的信息传输遵循 DL/T 860。

6） 继电保护信息传输由Ⅰ区（或Ⅱ区）数据通信网关机实现；传输规约采用 DL/T 667 或 DL/T 860。

7） 应支持与多级调度（调控）中心的信息传输。

b） 信息告警直传。

以变电站的单一事件或综合分析结果为信息源，经过规范化处理，生成标准的 告警条文。告警信息筛选以监控业务需求为依据，以相关告警分类为标准，应注重信息的完整 性与传输的可靠性。告警条文的标准化处理由变电站监控系统完成，经由网关机直接以文本格 式传送到调度主站及设备运维站，分类显示在相应的告警窗并存入告警记录文件。告警直传采 用 DL 476 或 DL/T 634.5104 规约，有效利用规约“信息确认”及“出错重传”机制，防止信息 丢失，保证信息的完整性和可靠性。具体要求参照《变电站调控数据交换规范》。

与输变电站设备状态监测主站及 PMS 信息传输。应满足如下要求：

传输的内容包括：变压器监测数据；断路器监测数据；避雷器监测数据；监测分析结果； 设备台账信息；设备缺陷信息；保护定值单；检修票；操作票。

信息传输由Ⅲ/Ⅳ区数据通信网关机实现；信息模型应遵循 Q/GDW 616 标准，传输协议遵 循 DL/T 860 或《变电设备在线监测 I2 接口网络通信规范》。

2.4.3 网络设备的功能要求

2.4.3.1 数据帧转发 交换机应支持电力相关协议数据的转发功能，如 DL/T 634.5104、DL/T 860 相关协议的数据帧转发。

2.4.3.2 数据帧过滤 交换机应实现基于IP 或 MAC 地址的数据帧过滤功能。

2.4.3.3 虚拟局域网 VLAN 交换机应支持 IEEE 802.1Q 定义的 VLAN 标准，交换机至少应支持基于端口或 MAC 地址的 VLAN 划分方式。

2.4.3.4 网络自愈功能 为实现变电站通信网络设备的兼容性，交换机应支持标准网络自愈协议 STP、RSTP，并符合 IEEE 802.1w，且与 IEEE802.1d 的兼容。

2.4.3.5 分组优先级（QoS） 交换机应支持 IEEE 802.1p 流量优先级控制标准，提供流量优先级服务，应至少支持 4 个优先级队 列，具有绝对优先级功能，应能够确保关键应用和时间要求高的信息流优先进行传输。

2.4.3.6 网络风暴抑制功能 交换机应支持针对不同类型报文的风暴抑制功能，包括： a） 广播报文风暴抑制； b） 组播报文风暴抑制； c） 未知单播（Destination Lookup Failure）报文风暴抑制。

2.4.3.7 多链路聚合 交换机应支持多条单独的物理链路捆绑成一条逻辑链路的链路聚合功能，以获得更高带宽。同时在链路 聚合功能开启时，某条物理链路出现故障时不应造成传输数据的丢失。支持的聚合端口数不少于 4 个。

2.4.3.8 时钟传输功能 交换机作为 IED 连接的汇集点，应具备实现对于所连接的 IED 时间同步的功能。站控层网络交换 机应支持简单网络时钟（SNTP）时钟传输协议，条件成熟时可以考虑采用 IEEE 1588 对时。

2.4.3.9 MAC 组播帧的管理 MAC 组播帧默认情况下，将向处于同一 VLAN 的所有端口转发。交换机应支持包括 GMRP 二层动 态 MAC 地址的配置组播功能、静态 MAC 组播地址管理功能以及动态 IP 嗅探（IGMP-SNOOPING）功 能，以控制组播帧的有目的发送。

2.4.3.10 镜像功能 镜像功能要求如下：

a） 交换机应支持镜像功能，包括一对一端口镜像、多对一端口镜像:

b） 在保证镜像端口吞吐量的情况下，镜像端口不应丢失数据。

2.4.3.11 网络管理功能

网络管理功能要求如下：

交换机应支持简单网络管理协议（SNMPv2）；

提供安全的基于 Web 页面的设备管理；

提供基于 Telnet 方式的设备远程管理；

提供基于串口的设备本地管理；

提供密码管理。

2.4.3.12 通信安全功能 通信安全功能要求如下：

a） 交换机应支持用户密码保护、基于 MAC 地址的端口安全等；

b）交换机可具有抵御 DoS 攻击的能力。

2.4.3.13 端口速率限制

交换机应支持对出/入端口的流量进行限制的功能。

2.4.3.14 异常告警功能

交换机应提供完善的异常告警功能，包括失电告警、端口异常等。

2.4.3.15 其他

其他功能参见 YD/T 1099 和 YD/T 1627。

2.4.4 系统性能指标

计算机监控系统至少应满足以下性能指标要求：

电流量、电压量测量误差≤0.2%，有功功率、无功功率测量误差≤0.5%；

电网频率测量误差≤0.02Hz；

模拟量越死区传送整定最小值及步长≤0.1%（额定值）；

事件顺序记录分辨率（SOE）：全站≤2ms；

模拟量越死区传送时间（至站控层）≤2s；

状态量变位传送时间（至站控层）≤1s；

模拟量信息响应时间（从 I/O 输入端至数据通信网关机出口）≤3s；

状态量变化响应时间（从 I/O 输入端至数据通信网关机出口）≤2s；

控制执行命令从生成到输出的时间≤1s；

双机系统可用率≥99.9%；

控制操作正确率 100%；

站控层平均无故障间隔时间（MTBF）≥20 000h；间隔级测控单元平均无故障间隔时间≥30 000h；

各工作站的 CPU 平均负荷率：正常时（任意 30min 内）≤30%；电力系统故障（10s 内）≤50%；

网络负荷率：正常时（任意 30min 内）≤20%；电力系统故障（10s 内）≤40%；

 A/D 转换器精度：≤0.2%，模数转换分辨率≥16 位；

画面整幅调用响应时间：实时画面≤1s；其他画面≤2s；

画面实时数据刷新周期≤3s；

双机自动切换至功能恢复时间≤30s；

实时数据库容量：模拟量≥5000 点；状态量≥10 000 点；遥控≥3000 点；计算量≥2000 点；

历史数据库存储容量：1）历史曲线采样间隔：1min～30min，可调； 2） 历史趋势曲线：日报、月报、年报存储时间≥1 年； 3） 历史趋势曲线≥300 条。u） 数据服务器数据库容量：模拟量≥5000 点；状态量≥15 000 点；计算量≥2000 点。

2.5 系统集成

2.5.1 系统集成工作范围和职责

系统集成工作范围和职责要求如下：

完成全站 IED 设备之间的联调工作，确保全站 IED 设备之间实现互操作；

完成 IED 设备实例配置描述文件（CID 文件）的制作工作和变电站二次系统整体参数化配置文 件（SCD 文件）的制作和备份工作。根据专用技术规范系统接线图完成全站 SSD 文件的生成；

完成整个变电站自动化系统 MMS 网络配置；

提供符合 DL/T 860 标准的客户端软件支持读取变电站的装置配置和装置的取代操作，便于信 息的读取和联闭锁调试；

完成其他与集成相关的工作内容。

2.5.2 配置文件

2.5.2.1 DL/T 860 配置文件以兼容的方式，在不同厂家提供的 IED 配置工具和系统配置工具间交换智 能电子设备能力描述和变电站自动化系统描述。系统应具备的配置文件包括 ICD 文件、SSD 文件、SCD 文件、CID 文件。

2.5.2.2 DL/T 860 配置工具分为 SCD 配置工具和装置配置工具，配置工具能对导入、导出的配置文件 进行一致性检查，生成的配置文件能通过 SCL 的 schema 验证，并生成和维护配置文件的版本号和修订 版本号。

2.5.2.3 SCD 配置工具负责生成和维护 SCD 文件，支持导入 SSD 和 ICD 文件。SCD 配置工具需要能 够完成全站的 IED 实例的配置，信号描述信息的配置，通信网络和通信参数的配置，IED 间的 GOOSE 信号连线的配置，以及对一次系统和 IED 的关联关系的配置。SCD 配置工具应能导出全站 SCD 配置文 件。SCD 配置工具需要具有 ICD 文件增量更新的导入功能。

2.5.2.4 装置配置工具负责生成和维护装置 ICD 文件，并支持从全站 SCD 文件中提取装置需要的装置 实例配置信息、GOOSE 配置等信息，并能下装配置数据到装置。装置配置工具提取的配置数据不应再 经过任何人工的修改，而能直接下装到装置中运行。装置配置工具应至少支持 SCD 配置工具进行以下 实例配置：通信参数，如通信子网配置、网络 IP 地址、网关地址等；IED 名称；GOOSE 配置，如 GOOSE 控制块、GOOSE 数据集、GOOSE 通信地址等；DOI 实例值配置、数据集和报告的实例配置。同一厂商 应保证其各类型装置 ICD 文件的数据模板 DataTypeTemplates 的一致性。

2.5.2.5 当配置数据修改时，为实现全站配置统一管理，按如下原则处理：如果只是装置私有功能数据 的修改，则直接由装置配置工具修改后下装；如果是系统组态实例化数据的修改，则由系统配置工具统 一修改，然后生成新的 SCD 文件，由装置配置工具导入后进行下装；如果是装置 ICD 模板数据的修改， 则由装置配置工具生成新的 ICD 文件，系统配置工具导入后进行新的实例配置，生成新的 SCD 文件， 再由装置配置工具导入后进行下装。要求 SCD 配置工具和后台、远动系统能够处理增量数据的更新。

2.5.2.6 SCD 工具对配置文件的管理能够满足变电站扩建过程中数据管理的要求，对于已经运行的装置 应能有效保护其配置信息不受修改。

2.5.2.7 应根据间隔层装置的 ICD 文件生成全站 SCD 文件，并由后台监控、远动、保护子站依据 SCD 文件配置工具直接生成数据库，不允许二次修改。

2.5.2.8 系统配置工具和装置配置工具要求界面人性化，使用方便。并免费提供多套系统配置工具和装 置配置工具软件及序列号。

2.6 屏体及其他要求

2.6.1 屏体要求详见《国家电网继电保护柜、屏制造规范》。

2.6.2 内部配线的额定电压为 1000V，应采用防潮隔热和防火的交联聚乙烯绝缘铜绞线，其最小等效截面不小于1.5mm2 ，但对于TA、TV 和跳闸回路的截面应不小于2.5mm2 。导线应无划痕和损伤。卖方应提供配线槽以便于固定电缆，并将电缆连接到端子排。卖方应对所供设备的内部配线、设备的特性和功 能的正确性全面负责。所有连接于端子排的内部配线，应以标志条和有标志的线套加以识别。

2.6.3 所有端子采用额定值为 1000V、10A，压接型端子。电流回路的端子应能接不小于 4mm2 的电 缆芯线。TA 和 TV 的二次回路应提供标准的试验端子，便于断开或短接各装置的输入与输出回路； 对所有装置的跳闸出口回路应提供各回路分别操作的试验部件或连接片，以便于必要时解除其出口 回路。一个端子只允许接入一根导线。端子排间应有足够的绝缘，端子排应根据功能分段排列，并 加入可进行标注的隔离件，至少留有 10%的备用端子，且可在必要时再增加。端子排间应留有足够 的空间，便于外部电缆的连接。断路器的跳闸或合闸回路端子、直流电源的正负极不应布置在相邻 的端子上。 屏上跳闸回路应采用能接 4mm2 截面电缆芯的端子，并且跳闸回路的公共端子应采用多个端子的连 接方式（跳闸回路端子应不少于 6 个连接端子），以保证一个端子只允许接入一根电缆芯。断路器的跳 闸及合闸回路不能接在相邻端子上。屏上电源回路应采用能接 4mm2 截面电缆芯的端子，并且要求正、 负极之间应有端子隔开。

2.6.4 屏面上信号灯和复归按钮的安装位置应便于维护、运行监视和操作。

2.6.5 屏上的所有设备（包括继电器、控制开关、熔断器、空气开关、指示灯及其他独立安装的设备）， 均应有便于识别铭牌或标签框。

2.6.6 屏柜所有空气开关应设在门外。

2.6.7 柜上设备应采用嵌入式或半嵌入式安装和背后接线。

2.6.8 对于应按制造厂的规定才能运行更换的部件和插件，应有特殊的符号标出。

试验

3.1 工厂试验

3.1.1 为保证工程进度，确保系统满足标书的性能指标要求，买方将保留参加卖方的工厂试验的权利， 卖方应予配合。

3.1.2 监控系统集成试验。系统集成商应在系统工厂试验时进行相关所有 IED 设备的通信接入和数据 试验，至少应包括以下试验项目：

a） 设备配置文件的一致性试验；

b） 设备通信服务一致性试验；

c） 设备数据模型的传输和显示试验；

d） 设备其他特定功能的试验；

e） 所有设备的系统联调试验。

3.1.3 继电保护故障信息子站测试

一体化监控系统集成的继电保护故障信息子站功能应按照《保护信息管理子站技术规范》的测试要 求进行集成测试和系统测试。

3.1.4 工厂试验应包括装置试验、组屏后的屏柜试验、系统功能试验及系统指标试验（遵守变电站监控 系统工厂验收管理规程），至少应包括以下试验项目：

a） I/O 单元的性能试验（包括信号输入检查、命令输出检查和模拟量测量精度测试等）。测控设备 上应可以方便地观察到测量结果，测量结果的输出也应使用标准规约；同时也要考虑可以方便 地实施状态量的传动试验；

b） 屏柜试验（包括耐压试验、绝缘电阻测量、屏内接线检查等）；

c） 系统功能试验（包括标书描述的各项功能检查）；

d） 电气联锁试验（卖方应模拟变电站一次主接线来验证电气联锁逻辑的实现）；

e） 双机主备切换试验；

f） 系统 CPU 和网络负荷率试验；

g） 时钟同步系统对时精度试验；

h） 事件顺序记录的分辨率试验；

i） 与两个调度端的通信模拟试验；

j） 与保护装置及其他通信设备的通信模拟试验；

k） 根据实际系统经双方协商认为需进行的试验。

3.1.5 在工厂试验期间，卖方应根据标书的技术要求，完成工厂试验报告。试验报告至少应包括以下项目：

a） 设备的编号、数量和出厂序号；

b） 试验日期和试验地点；

c） 试验条件（包括环境温度、湿度、试验电源等）；

d） 试验方法和试验仪器仪表（对于精度试验，应标明所使用的测试设备的精度）；

e） 试验依据的标准，如为厂家标准，应提交标准文本供买方确认，是否满足标书要求；

f） 试验结果，包括试验数据，试验点，打印数据和示波器图形等；

g） 试验者和审批者的签名。

3.1.6 卖方完成工厂试验后，应及时通知买方，以便安排工厂验收试验。

3.2 工厂验收

3.2.1 卖方应在工厂验收试验之前 30 天，向买方提交计算机监控系统详细的工厂验收及联调试验大纲， 并通知相关的通信设备供货商。该大纲至少应包括试验日期，试验接线，试验项目，试验方法，以及测 量仪器仪表等。该大纲需经买方确认方可执行。

3.2.2 卖方应确认提供的系统满足标书要求，在出厂验收前应通过所属省调、地调主站的规约测试（作 为出厂试验的必要条件）。

3.2.3 卖方应向买方提供工厂试验报告，有关设备的型式试验报告，同时提供设备和软件的使用和测试 说明书。

3.2.4 在工厂验收期间，卖方应向买方参加试验的工作人员提供检查、测试和记录设备。

3.2.5 买方参加工厂验收试验并不意味着解除卖方保证系统质量的责任，也不能代替设备到现场后的检查和测试。

3.2.6 工厂验收在工厂试验的基础上进行，主要根据标书要求进行系统的功能和性能试验，以便确认： 系统各项功能满足标书要求；系统各项指标满足标书要求；所有的硬件和软件缺陷已发现并改正；各项 切换功能满足标书要求；系统各计算机的 CPU 和网络的负荷率满足标书要求；所有的自诊断功能有效； 与调度的接口已实现；系统的稳定性满足标书要求等。

3.2.7 工厂验收应包括系统性能试验、功能试验和稳定性试验。

3.2.8 工厂验收应按电气接线的最终规模进行，应该模拟预期的最大系统负荷。卖方应完成测试必要的 电缆和光缆联结，测试分三部分：第一部分为工厂试验项目的抽测，第二部分为系统试验，第三部分为系统稳定性试验。

3.2.9 第一部分工厂试验项目的抽测项目由买方参加验收人员在验收现场确定，若测试结果与工厂试验 报告有较大出入，且卖方无法给出合理的解释，买方有权要求卖方重新进行有关试验，由此造成的工厂 验收时间延长的责任和费用应由卖方承担。

3.2.10 第二部分系统试验至少应包括以下试验项目：

a） 监控系统的启动、重新启动、系统初始化、故障和计算机内部通信等试验；

b） 网络通信测试；

c） 数据采集系统测试和精度测试；

d） LCD 画面完备性检查，响应时间和刷新周期测试；

e） 告警系统测试（包括系统自诊断异常告警）；

f） 系统 CPU 和网络负荷率试验；

g） 与三个调度端的通信模拟接口试验；

h） 与保护装置及其他通信设备等的通信模拟接口试验；

i） 对自诊断和保护系统的试验，各种可能的错误和设备故障的处理；

j） 若系统的性能指标不满足标书要求，卖方应承诺在交货前改进，并在现场试验时验证，若仍不能满足要求，将按合同的相关条款进行赔偿。

3.2.11 第三部分系统稳定性试验在系统试验后进行，系统在全负载全功能下进行 72h 的连续运行，并应遵循下列原则：

a） 稳定试验运行期间，未经买方同意，卖方对外围设备不应有任何调整；

b） 无买方的事先同意，不能修改程序或进行系统维护；

c） 有故障的设备将用备件代替，故障单元运行时间应该被扣除；

d） 除非买方进行切换试验，试验期间不应有切换发生；

e） 如果由于设备故障停止试验，该试验视为无效，试验应重新进行；

f） 在试验过程的任何阶段，买方有权在系统上进行模拟和正常操作；

g） 若在稳定性试验期间，系统发生未经买方认可的运行中断，则试验将重新进行，由此造成的工厂验收时间延长的责任和费用应由卖方承担。

3.2.12 完成所有工厂验收试验后，经买方参加工厂验收人员的认可后，设备可以装运至现场。

3.3 现场验收

3.3.1 现场验收试验的时间和条件由买方根据现场安装和调试的进度确定。

卖方应指导和配合买方完成 现场安装和调试的各项工作，并应负责培训买方技术人员，使其掌握系统维护的各项技能。

3.3.2 现场验收有在正常运行条件下进行，也有对事故条件的模拟。

3.3.3 现场验收主要目的是检验系统与变电站的一次系统及其他设备的配合（遵守变电站监控系统现场 验收管理规程），试验项目主要包括但不限于下列项目：

a） I/O 单元的性能试验（包括信号输入检查、命令输出检查和模拟量测量精度测试等）；

b） 电气联锁试验（卖方应模拟变电站一次主接线来验证电气联锁逻辑的实现）；

c） 双机主备切换试验；

d） 系统 CPU 和网络负荷率试验；

e） 时钟同步系统对时精度试验；

f） 事件顺序记录的分辨率试验；

g） 与两个调度端的通信联调试验；

h） 与保护装置及其他通信设备的通信联调试验；

i） 所有人机接口功能演示、应用软件的运行演示、LCD 画面完备性检查、响应时间和刷新周 期测试；

j） 告警系统测试（包括系统自诊断异常告警，与站内其他设备配合进行）；

k） 系统自诊断测试。

3.3.4 在试验和调试期间所有损坏的供货范围内的设备，卖方应免费予以更换。对所有备品备件应加电 投入运行，有故障的备品备件由卖方负责免费更换。

技术服务、设计联络、工厂检验和监造

4.1 技术服务

4.1.1 项目管理

合同签订后，卖方应指定负责本工程的项目经理，负责协调卖方在工程全过程的各项工作，如工程进度、设计制造、图纸文件、制造确认、包装运输、现场安装、调试验收等。

4.1.2 技术文件

4.1.2.1 卖方在订货前提供一般性资料，如鉴定证书、报价书、系统原理图和主要技术参数、产品质量 的有效检验合格证、典型说明书、屏布置图。

4.1.2.2 卖方在技术协议签订后应提供资料。在技术协议签订后 14 天内，卖方向买方和设计院提供下 列技术文件各 1 份以供确认：

 a） 计算机监控系统的接线图、I/O 测控单元屏屏面布置图及说明；

b） 各套装置的方框原理图及其说明，各套装置及其元件的原理接线及动作原理说明；

c） I/O 测控单元原理接线图及其说明（包括手动控制回路、操作原理接线、电气闭锁原理接线等）；

d） 设备布置和安装接线图，包括设备尺寸和安装尺寸、光纤网络设备的连接及其安装等；

e） 监控屏背面接线图；

f） 设备内部接线及其说明；

g） 设备连接的端子排图包括与买方设备接口的端子排；

h） 计算机监控系统的所有设备清单，包括设备型号、技术参数、性能数据及参数；

i） 计算机监控系统各种硬件的配置说明书，系统监控与操作功能规范书；

j） 计算机监控系统的程序清单以及维护使用说明书；

k） 卖方应提供与三个调度控制中心、继电保护设备的接口配置和规约开发的技术规范；

l） 监控 I/O 信息表、远动 I/O 信息表（包括点号及地址）；

m） AVQC 的技术资料；

n） 卖方认为应提供的图纸和说明。 在收到买方最终认可图纸前，卖方所购买的材料或制造所发生 的费用及其风险全由卖方单独承担。生产的成品应符合合同的技术规范。买方对图纸的确认并 不能解除卖方对其图纸的完善性和准确性应承担的责任。

4.1.2.3 卖方在收到确认意见后应提供资料

设计院在收到图纸后 2 周内返回主要确认意见，卖方在提供确认图纸时应提供为审核该张图纸所 需的资料。买方有权要求卖方对其图纸中的任一装置任一部件作必要修改，在设计图纸完成之前应保留 设计院对卖方图纸的其他确认权限，而买方不需承担额外费用。买方可根据需要确定召开设计联络会（设计联络会的次数根据情况确定）。

卖方在收到确认意见或技术协议签订后，14 天内供方应提供下列书面资料 8 份［包括 CAD 图纸电 子资料（光盘），其中业主 6 份（随屏），设计院 2 份（邮寄）］：

在4.1.2.2 中所列举的修改后的正式图纸与技术文件；

设备组装成柜后的内部接线图，包括柜正面、背面布置图，柜的端子排图及说明，光纤网络设 备的连接及其安装图；

控制开关、按钮、继电器的触点图及其说明；

柜地脚螺丝安装图；

光缆、电缆型号及其连接图；

各种软件及软件使用的详细说明书；

图例符号说明；

卖方认为安装、调试、运行和维护所必需的其他图纸和说明书；

其他资料和说明手册。说明手册应包括所有设备的装配、运行、检验、维护、零件清单、推荐 的部件以及型号等方面的说明。说明手册内容包括系统总体说明，系统的技术参数，运行手册， 维护手册，装配、安装、布置说明，合同中全部设备之间的连接说明及合同设备与买方数据采 集处理系统之间的连接说明，备品清单和说明及存放要求，软件总体说明，全部软件功能的详 细说明，以及软件的结构说明及流程图和其他使用手册光盘方式提供的软件两套。说明手册由制造厂提供并注明就近服务的授权机构。说明手册还应有重要设备、试验设备及专用工具的说 明和有关注意事项。各装置的正常试验、运行维护、故障诊断的说明。

4.1.2.4 设备供货时应提供相关资料。如设备的开箱资料，除 4.1.2.3 所述图纸外，还应包括安装、运行、 维护、修理说明书、部件清单资料、工厂试验报告、产品合格证等。供方提供的图纸、资料应满足设计、 施工、调试及运行的需要。

4.1.3 现场服务及售后服务

4.1.3.1 卖方在监控系统安装调试过程中视买方工作情况及时派出工程技术服务人员，以提供现场服务。 卖方派出人员在现场负责技术指导，并协助买方安装、调试。买方应为卖方的现场派出人员提供工作和 生活的便利条件。当变电站内设备分批投运时，卖方应按合同规定及时派工程技术人员到达现场服务。

4.1.3.2 现场投运前和试运行中发现的设备缺陷和元件损坏，卖方应及时无偿修理或更换，直至符合规 范要求。保修期内产品出现不符合功能要求和技术指标要求，卖方亦应负责修理或更换。保修期外产品 出现异常、设备缺陷、元件损坏等故障，现场无法处理时，卖方接到买方通知后，应在 4h 内响应，并立即派出工程技术人员在 48h 内到达现场进行处理。

4.1.3.3 卖方在设备保修期外应及时更换损坏的设备，按成本收取维修费用。对国家电网公司的反事故 措施以及软件版本的升级等，应提供技术服务。

4.1.4 工作安排

4.1.4.1 根据工程需要买卖双方可以协商解决设计制造中的问题。

4.1.4.2 文件交接要有记录。

4.1.4.3 卖方提供的设备及附件规格、重量或接线有变化时，应及时书面通知买方。

4.1.4.4 未尽事宜，双方协商处理，可以以其他形式补充。双方协商所形成的文件具有与规范同等 的效力。

4.1.5 质量保证 质量保证要求如下：

a） 订购的新产品除应满足本部分外，卖方还应提供产品的鉴定证书、满足本部分技术要求的国家 或电力行业设备质检中心出具的产品型式试验质检报告。

b） 卖方应保证制造过程中的所有工艺、材料等（包括卖方的外购件在内）均应符合本部分的规定。 若买方根据运行经验指定卖方提供某种外购零部件，卖方应积极配合。

c） 卖方应遵守本部分中各条款和工作项目的 GB/T 1900（ISO 9000）质量管理体系，该质量管理 体系经过国家认证和正常运转。

d） 质保期内由于卖方的原因，设备到现场在安装和运行过程中出现缺陷和损坏时，卖方应自费到 现场免费修理或更换。

4.2 设计联络

4.2.1 卖方应负责合同设备的设计和协调工作，承担全部技术责任，并做好与买方的设计联络工作。 设计联络会议共举行二次，第一次联络会议在买方举行，第二次联络会议在卖方举行。

4.2.2 第一次设计联络会。在合同生效后约 50 天在买方举行，卖方派代表参加，为期 2 天（具体要求 以专用技术规范为准）。设计联络会议内容如下：

a） 卖方应介绍合同的同类产品已有的运行经验，包括现场的操作情况，改进情况。卖方还应介绍 已运行的系统 I/O 的配置原则，与买方设备接口的配合情况等。

b）卖方应对供认可的资料和图纸进行详细的解释，并应解答买方对资料和图纸所提的意见和问题， 共同进行讨论和修改。买方将认可后的资料和图纸一份还给投标者，以便卖方绘制正式图纸。

c） 买方向卖方提供详细的 I/O 量，包括模拟量、状态量（开关量）和计算量等，初步提供每一屏 幕显示内容、打印报告和表格格式。

d） 以设计院提供初稿为基础，讨论并初步确认操作联锁逻辑。

e） 初步确认 AVC 功能的控制策略。

f） 初步确定与三级调度中心的通信接口、与实时电力数据网路由器、与继电保护设备通信接口的 实现方案，初步确定与三级调度中心交换信息的内容、地址、参数和要求、及其他 IED 通信电 子设备的接入方案。

g） 讨论双方认为有必要商讨的其他问题。

4.2.3 第二次设计联络会。在第一次联络会议后约 60 天在卖方举行，买方将派代表参加，会议为期 2 天（具体要求以专用技术规范为准）。设计联络会议内容如下：

a） 由卖方介绍计算机监控设备的生产过程，已生产的装置功能试验的情况，并安排参观工厂的生 产车间及已运行的用户。在上述过程中，卖方应解答买方所提的问题。

b） 由卖方对最终资料和图纸进行解释，并提供对应于本部分的所有软、硬件资料，并解答买方提 出的意见和问题。

c） 确认 4.2.1 中的内容。

d） 讨论卖方提交的工厂培训计划，并与卖方商定实施培训计划的具体细节。

e） 买方提出对每套应用软件、支持软件及系统设计的详细修改要求，卖方应根据买方要求修改其 软件并提供详细的修改说明，在工厂验收中对修改的软件进行试验。

f） 审查合同设备的交货程序。

g） 讨论工厂验收试验（FAT）大纲，该大纲应在第二次设计联络会之前一个月由卖方提供给买方。 讨论定稿以后，修改试验大纲需经买方确认和批准。

h） 卖方提交现场试验大纲（SAT）并确认。

i） 双方认为有必要商讨的其他问题。

4.2.4 双方应做好各次联络会议纪要，包括讨论的项目、内容和结论，经双方代表签字生效。会议纪要 与合同具有同等效力。

4.2.5 第二次设计联络会议的费用（包括往返旅费、膳宿费等）均应作单独列出，但不包括在设备的基 价内。

4.3 工厂验收

4.3.1 工厂验收过程和项目

4.3.1.1 参加设备的工厂验收试验和检查设备质量，并由卖方提供试验用的图纸资料、通信规约仿真仪 和测试设备，供买方参加试验的人员使用，其中的交流采样测试设备精度应满足检定要求。

4.3.1.2 验证设备的设计技术要求和例行试验及装箱。

4.3.1.3 根据试验大纲进行系统的性能、功能测试，对调度和保护接口进行模拟测试。

4.3.1.4 其他为履行合同双方需要协调的问题。

4.3.2 包装运输和储存

4.3.2.1 装置制造完成并通过试验后应及时包装，否则应得到切实的保护。

4.3.2.2 所有部件经妥善包装或装箱后，在运输过程中尚应采取其他防护措施，以免散失损坏或被盗。

4.3.2.3 在包装箱外应标明买方的订货号、发货号。

4.3.2.4 各种包装应等确保各零部件在运输过程中不致遭到损坏、丢失、变形、受潮和腐蚀。

4.3.2.5 包装箱上应有明显的包装储运图示标志（按 GB/T 191）。

4.3.2.6 整体产品或分别运输的部件都要适合运输和装载的要求。

4.3.2.7 随产品提供的技术资料应完整无缺

5 货物技术特性要求

5.1 110kV变电站监控系统技术特性参数表

表5.1 监控系统标准技术参数表

| 序号 | 名称 | 单位 | 数值 |
| --- | --- | --- | --- |
| 1 | \*电流量、电压量测量误差 | % | ≤0.2 |
| 2 | \*有功功率、无功功率测量误差 | % | ≤0.5 |
| 3 | \*电网频率测量误差 | Hz | ≤0.01 |
| 4 | 模拟量越死区传送整定值 | % | <0.1额定值，并逐点可调 |
| 5 | 事件顺序记录分辨率（SOE） | 站控层 | ms | ≤2 |
| 间隔层测控单元 | ms | ≤1 |
| 6 | 模拟量越死区传送时间（至站控层） | s | ≤2 |
| 7 | \*状态量变位传送时间（至站控层） | s | ≤1 |
| 8 | \*模拟信息响应时间（从I/O输入端至远动通信装置出口） | s | ≤3 |
| 9 | \*状态量变化响应时间（从I/O输入端至远动通信装置出口） | s | ≤2 |
| 10 | 控制执行命令从生成到输出的时间 | s | ≤1 |
| 11 | \*双机系统可用率 | % | ≥99.9 |
| 12 | \*控制操作正确率 | % | 100 |
| 13 | 站控层平均无故障间隔时间（MTBF） | h | ≥20000 |
| 14 | \*间隔级测控单元平均无故障间隔时间 | h | ≥30000 |
| 15 | 各工作站的CPU平均负荷率 | 正常时（任意30min内） | % | ≤30 |
| 电力系统故障（10s内） | % | ≤50 |
| 16 | 网络平均负荷率 | 正常时（任意30min内） | % | ≤20 |
| 电力系统故障（10s内） | % | ≤40 |
| 17 | \*模数转换分辨率 | b | ≥16 |
| 18 | \*双机自动切换至功能恢复时间 | s | ≤30 |
| 19 | \*实时数据库容量 | 模拟量 | 点 | ≥5000 |
| 状态量 | 点 | ≥10000 |
| 遥控 | 点 | ≥3000 |
| 计算量 | 点 | ≥2000 |
| 20 | \*历史数据库存储容量 | 历史曲线采样间隔 | min | 1～30（可调） |
| 历史趋势曲线，日报，月报，年报存储时间 | 年 | ≥2 |
| 历史趋势曲线数量 | 条 | ≥300 |
| 注：带\*的参数为重要参数。如不能满足要求，将被视为实质性不符合招标文件要求。以下各表含义同。 |

投标人应认真逐项填写技术参数响应表中投标人响应栏，不允许改动招标人要求值（标准参数值）。如有偏差，请填写技术偏差表。

表5.2 技术参数响应表（投标人填写）

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 项目 | 标准参数值 | 投标人保证值 |
| \* 1 | 参比电压 | 3×57.7/100V3×100V3×220/380V | 响应 / 不响应 |
| \* 2 | 基本电流(0.3A、1.5A) | 1.5A | 响应 / 不响应 |
| 基本电流（最大电流） | 6A | 响应 / 不响应 |
|  3 | 参比频率 | 50Hz | 响应 / 不响应 |
| \* 4 | 外形尺寸 | 265mm（高）×170mm（宽）×75mm（厚） | 响应 / 不响应 |
|  5 | 耐热阻燃温度 | 端子座 | 960℃±15℃ | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 端子盖和底壳 | 650℃±15℃ | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
|  6 | 接线柱压力特性 | 电压、电流接线端子 | ≥60N | 响应 / 不响应 |
| 辅助端子 | ≥10N | 响应 / 不响应 |
| \* 7 | 液晶屏 | 尺寸 | 85mm（长）×50mm（宽） | 响应 / 不响应 |
| 主区域数字尺寸 | 7mm（宽）×12mm（高） | 响应 / 不响应 |
| 副区域数字尺寸 | 3mm（宽）×6mm（高） | 响应 / 不响应 |
| 汉字尺寸 | 3mm（宽）×3mm（高） | 响应 / 不响应 |
| 符号尺寸 | 4mm（宽）×4mm（高） | 响应 / 不响应 |
| 寿命 | >10年 | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
|  8 | 电量显示 | 总位数 | ≥8 | 响应 / 不响应 |
| 小数位数 | 小数位2～4位可设置，默认两位 | 响应 / 不响应 |
| 9 | 输出接口 | 具备电能量脉冲输出、多功能测试接口、报警输出接口 | 响应 / 不响应 |
| 10 | 电能量脉冲宽度 | 80ms±20ms | 响应 / 不响应 |
| \*11 | 环境条件 | 最高温度 | +60℃（户内）/+70℃（户外） | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 最低温度 | -25℃（户内）/-40℃（户外） | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 湿度 | ≤95% | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 大气压力（4000米以下） | 63.0kPa～106.0kPa | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 12 | 温度补偿电路 | 内置 | 响应 / 不响应 |
| \*13 | 时钟准确度 | 23℃ | ≤±0.5s/d | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| -25℃ ~ +60℃ | ≤±1.0 s/d | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 14 | 存储 | 电量数据 | ≥12个结算日 | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 最大需量数据 | ≥12个结算日 | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 15 | 数据失电保存 | 结算数据 | ≥10年 | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 其他数据 | ≥3年 | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 16 | 通信接口 | 红外 | 1个 | 响应 / 不响应 |
| RS485 | 2个 | 响应 / 不响应 |
| 17 | 费率时段 | 套数 | ≥2 | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 时区数 | ≥2 | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 时段数 | ≥8 | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| \*18 | 基本误差 | 出厂误差数据保证在允许误差限值的60%以内 | 出厂误差数据保证在允许误差限值的\_\_\_\_以内 |
| 19 | 逆相序试验 | ±0.1% | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 20 | 电压影响实验 | Cosф=1.0 | ±0.2% | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| Cosф=0.5L | ±0.4% | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 21 | 频率影响实验 | Cosф=1.0 | ±0.2% | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| Cosф=0.5L | ±0.2% | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 22 | 自热试验 | Cosф=1.0 | ±0.2% | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| Cosф=0.5L | ±0.2% | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 23 | 电压不平衡试验 | ±1.0% | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| \*24 | 误差一致性试验 | In（Cosф=1.0、0.5L） | ±0.15％ | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 0.1I（Cosф=1.0） | ±0.20％ | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| \*25 | 误差变差试验 | 同一负载点误差变化量 | ≤0.1% | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 26 | 负载电流升降试验 | 同一负载点误差变化量 | ≤0.12% | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 27 | 电压线路功耗 | 线路供电 | 有功功率≤1.5W视在功率≤6VA | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 辅助电源供电 | 视在功率≤0.5VA辅助电源功耗<10VA | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 28 | 电流线路功耗 | ≤0.2VA | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| \*29 | 交流电压试验 | 4kV | 响应 / 不响应 |
| 脉冲电压试验 | 6kV | 响应 / 不响应 |
| 30 | 静电放电试验 | 试验电压 | 接触放电8kV，空气放电15 kV | 响应 / 不响应 |
| 31 | 浪涌抗扰度试验 | 试验电压 | 4kV | 响应 / 不响应 |
| 32 | 高频电磁场试验 | 误差变化量 | 2.0% | 响应 / 不响应 |
| 33 | 快速瞬变脉冲群试验 | 试验电压 | 4kV | 响应 / 不响应 |
| 34 | 射频场感应的传导骚扰试验 | 误差变化量 | 2.0% | 响应 / 不响应 |
| 35 | 衰减振荡波试验 | 误差变化量 | 2.0% | 响应 / 不响应 |
| \*36 | 电池 | 容量 | ≥1.2Ah | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 寿命（电表断电） | ≥5年 | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 37 | 可靠性 | ≥10年 | 投标人保证值 \_\_\_\_ |

5.2三相智能电能表技术参数响应表

表5.2 三相智能电能表技术参数响应表（投标人填写）

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 项目 | 标准参数值 | 投标人保证值 |
| \* 1 | 参比电压 | 3×57.7/100V3×100V3×220/380V | 响应 / 不响应 |
| \* 2 | 基本电流(0.3A、1.5A) | 1.5A | 响应 / 不响应 |
| 基本电流（最大电流） | 6A | 响应 / 不响应 |
|  3 | 参比频率 | 50Hz | 响应 / 不响应 |
| \* 4 | 外形尺寸 | 265mm（高）×170mm（宽）×75mm（厚） | 响应 / 不响应 |
|  5 | 耐热阻燃温度 | 端子座 | 960℃±15℃ | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 端子盖和底壳 | 650℃±15℃ | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
|  6 | 接线柱压力特性 | 电压、电流接线端子 | ≥60N | 响应 / 不响应 |
| 辅助端子 | ≥10N | 响应 / 不响应 |
| \* 7 | 液晶屏 | 尺寸 | 85mm（长）×50mm（宽） | 响应 / 不响应 |
| 主区域数字尺寸 | 7mm（宽）×12mm（高） | 响应 / 不响应 |
| 副区域数字尺寸 | 3mm（宽）×6mm（高） | 响应 / 不响应 |
| 汉字尺寸 | 3mm（宽）×3mm（高） | 响应 / 不响应 |
| 符号尺寸 | 4mm（宽）×4mm（高） | 响应 / 不响应 |
| 寿命 | >10年 | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
|  8 | 电量显示 | 总位数 | ≥8 | 响应 / 不响应 |
| 小数位数 | 小数位2～4位可设置，默认两位 | 响应 / 不响应 |
| 9 | 输出接口 | 具备电能量脉冲输出、多功能测试接口、报警输出接口 | 响应 / 不响应 |
| 10 | 电能量脉冲宽度 | 80ms±20ms | 响应 / 不响应 |
| \*11 | 环境条件 | 最高温度 | +60℃（户内）/+70℃（户外） | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 最低温度 | -25℃（户内）/-40℃（户外） | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 湿度 | ≤95% | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 大气压力（4000米以下） | 63.0kPa～106.0kPa | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 12 | 温度补偿电路 | 内置 | 响应 / 不响应 |
| \*13 | 时钟准确度 | 23℃ | ≤±0.5s/d | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| -25℃ ~ +60℃ | ≤±1.0 s/d | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 14 | 存储 | 电量数据 | ≥12个结算日 | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 最大需量数据 | ≥12个结算日 | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 15 | 数据失电保存 | 结算数据 | ≥10年 | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 其他数据 | ≥3年 | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 16 | 通信接口 | 红外 | 1个 | 响应 / 不响应 |
| RS485 | 2个 | 响应 / 不响应 |
| 17 | 费率时段 | 套数 | ≥2 | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 时区数 | ≥2 | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 时段数 | ≥8 | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| \*18 | 基本误差 | 出厂误差数据保证在允许误差限值的60%以内 | 出厂误差数据保证在允许误差限值的\_\_\_\_以内 |
| 19 | 逆相序试验 | ±0.1% | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 20 | 电压影响实验 | Cosф=1.0 | ±0.2% | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| Cosф=0.5L | ±0.4% | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 21 | 频率影响实验 | Cosф=1.0 | ±0.2% | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| Cosф=0.5L | ±0.2% | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 22 | 自热试验 | Cosф=1.0 | ±0.2% | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| Cosф=0.5L | ±0.2% | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 23 | 电压不平衡试验 | ±1.0% | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| \*24 | 误差一致性试验 | In（Cosф=1.0、0.5L） | ±0.15％ | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 0.1I（Cosф=1.0） | ±0.20％ | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| \*25 | 误差变差试验 | 同一负载点误差变化量 | ≤0.1% | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 26 | 负载电流升降试验 | 同一负载点误差变化量 | ≤0.12% | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 27 | 电压线路功耗 | 线路供电 | 有功功率≤1.5W视在功率≤6VA | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 辅助电源供电 | 视在功率≤0.5VA辅助电源功耗<10VA | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 28 | 电流线路功耗 | ≤0.2VA | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| \*29 | 交流电压试验 | 4kV | 响应 / 不响应 |
| 脉冲电压试验 | 6kV | 响应 / 不响应 |
| 30 | 静电放电试验 | 试验电压 | 接触放电8kV，空气放电15 kV | 响应 / 不响应 |
| 31 | 浪涌抗扰度试验 | 试验电压 | 4kV | 响应 / 不响应 |
| 32 | 高频电磁场试验 | 误差变化量 | 2.0% | 响应 / 不响应 |
| 33 | 快速瞬变脉冲群试验 | 试验电压 | 4kV | 响应 / 不响应 |
| 34 | 射频场感应的传导骚扰试验 | 误差变化量 | 2.0% | 响应 / 不响应 |
| 35 | 衰减振荡波试验 | 误差变化量 | 2.0% | 响应 / 不响应 |
| \*36 | 电池 | 容量 | ≥1.2Ah | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 寿命（电表断电） | ≥5年 | 投标人保证值 \_\_\_\_ |
| 37 | 可靠性 | ≥10年 | 投标人保证值 \_\_\_\_ |

5.3电能量采集终端标准技术参数表

表5.3　电能量采集终端标准技术参数表

| 序号 | 项 目 | 单位 | 标准参数值 | 投标人保证值 |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 结构要求 |  | 标准19英寸机架式，3U机箱 | （投标人填写） |
| 2 | 温度范围 |  | □C1 □C2 □ C3 （选择） | （投标人填写） |
| 3 | 工作电源 | V | 交流电源：AC 220±20% 直流电源：DC 220±20%或110±20%  | （投标人填写） |
| 4 | 整机功耗 | W | ≤30（最大配置） | （投标人填写） |
| 5 | 对时功能 |  | □ 网络时钟服务器对时□ IRIG-B码对时□ GPS对时（选择，三者必备其一） | （投标人填写） |
| 6 | 与主站通信接口 |  | 至少具备：2路高速以太网或光纤接口、2路内置拨号MODEM□ 1路无线GPRS（可选） | （投标人填写） |
| 7 | 与主站通信规约 |  | 至少具备：IEC60870-5-102、DL/T 719、Q/GDW 376.1 | （投标人填写） |
| 8 | 与电能表通信接口 |  | 至少具备：2路RS232接口、8路RS485接口□1路光纤通信口（可选） | （投标人填写） |
| 9 | 电能表规约库 |  | 至少支持：DL/T645、IEC62056（DLMS）、IEC61107协议 | （投标人填写） |
| 10 | 三相多功能电能表接入容量 | 只 | ≥256 | （投标人填写） |
| 11 | 时钟准确度 | 对时误差 |  | 优于±1µs（IRIG-B码对时）优于±1µs （GPS对时）优于±1ms（网络时钟服务器对时）优于±2s（主站对时） | （投标人填写） |
| 走时误差 | s/d | ＜1 | （投标人填写） |
| 12 | 平均无故障时间（MTBF） | h | ≥5×104 | （投标人填写） |

注　项目单位对标准技术参数表中参数有差异时，可在项目需求部分的项目单位技术差异表中给出，投标人应对该差异表响应。差异表与标准技术参数表中参数不同时，以差异表给出的参数为准。

6 招标范围及附表

6.1招标需求范围一览表

中标厂家需提供以下服务：当用户设备名称等数据发生改变时，计算机监控系统需具备同步修改数据库中相关名称参数的功能，保证在运设备监控显示、运行记录等信息与招标单位所要求设备名称完全一致。并负责站内其他系统（包括母线保护、故障录波、调度专网、通信等）与计算机监控系统的联调工作，及110kV母线保护的改接。

投标所提供保护监控装置供货品牌应在以下短名单内：北京四方继保自动化股份有限公司、许继电气股份有限公司、南京南瑞继保工程技术有限公司。

2.1远动主机柜内设备组屏到本期新增电能直流在线监测机柜内，投标需对组屏进行优化。

表6.1 招标需求范围一览表

| 序号 | 设 备 名 称 | 型 号 及 规 范 | 单位 | 数量 | 备 注 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 一 | 控制部分 |  |  |  |  |
| 1 | 站控层设备 |  |  |  |  |
| 1.1 | 计算机监控系统扩容 | 包括系统扩容、设备名称修改、数据库修改等 | 项 | 1 |  |
| 1.2 | 五防系统 | 系统扩容 | 项 | 1 |  |
| 2 | 间隔层设备 |  |  |  |  |
| 2.1 | 远动主机柜 | 含2套远动主机，1台II区网络安全监测装置，1台规约转换器 | 面 | 1 | 用于天鹅变至新建调度中心，与一期品牌一致。 |
| 2.2 | 1#主变测控柜 | 含主变高、低侧测控装置各1台，主变本体测控装置1台等 | 面 | 1 | 二期推荐四方、许继、南瑞装置，包含调试接入费用。 |
| 2.3 | 2#主变测控柜 | 含主变高、低侧测控装置各1台，主变本体测控装置1台等 | 面 | 1 | 二期推荐四方、许继、南瑞装置，包含调试接入费用。 |
| 2.4 | 10kV线路保护测控装置 | 含保护、测控功能 | 套 | 22 | 放置于10kV出线/分段开关柜。二期推荐四方、许继、南瑞装置，包含调试接入费用。 |
| 2.5 | 10kV SVG保护测控装置 | 含保护、测控功能 | 套 | 2 | 放置于10kV SVG开关柜。二期推荐四方、许继、南瑞装置，包含调试接入费用。 |
| 2.6 | 10kV站用变保护测控装置 | 含保护、测控功能 | 套 | 1 | 放置于10kV站用变开关柜。二期推荐四方、许继、南瑞装置，包含调试接入费用。 |
| 2.7 | 10kV接地变保护测控装置 | 含保护、测控功能 | 套 | 4 | 二期推荐四方、许继、南瑞装置，包含调试接入费用试费用。 |
| 2.8 | 10kV电压并列装置 |  | 套 | 1 | 放置于10kV 隔离开关柜 |
| 2.9 | 10kV母线测控装置 |  | 套 | 2 | 放置于10kV PT开关柜。二期推荐四方、许继、南瑞装置，包含调试接入费用。 |
| 2.10 | 10kV分段保护测控装置 | 含备自投功能 | 套 | 2 | 放置于10kV 分段开关柜。二期推荐四方、许继、南瑞装置，包含调试接入费用。 |
| 2.11 | 110kV间隔层交换机 | 百兆、24电口4光口、工业级交换机 | 台 | 1 | 安装在I、II区数据通信网关机柜 |
| 2.12 | 10kV间隔层交换机 | 百兆、24电口4光口、工业级交换机 | 台 | 2 | 放置10千伏分段隔离柜 |
| 3 | 过程层设备 |  |  |  |  |
| 3.1 | 主变过程层交换机 | 22光口 | 台 | 2 | 放置于主变保护柜 |
| 3.2 | 线路过程层交换机 | 22光口 | 台 | 2 | 放置于110kV线路保护测控柜 |
| 三 | 电量计量系统 |  |  |  |  |
| 1 | 主变电能表 | 2台主变，每台主变高、低压侧各1块，IEC 61850-9-2输入，0.5S级数字式电能表； | 块 | 4 | 布置在原有主变电能表屏 |
| 2 | 关口计量表 | 含配置4块0.2S级多功能关口计量电能表（三相四线，含断流失压计时仪功能、联合接线盒（一期关口计量屏内已预留4个接线盒，需核实是否满足安装需要，如不需要则需替换）、光纤配线架、盘线盒、通道防雷器等配件）；需配套提供4只电压切换继电器；提供柜内表计配套接线及端子，包括但不限于电源线、电压电流线、相应接线端子。满足接入现有电能量采集终端。 | 套 | 1 | 完成二次配线，表计甲供材 |
| 3 | 10kV智能电能表 | 0.5S级智能电能表 | 块 | 27 | 柜内完成二次配线，表计甲供材 |
| 四 | 安装材料 |  |  |  |  |
| 1 | 光缆 |  | 米 | 按需 | 最终量以施工图为准 |
| 2 | 尾缆 |  | 米 | 按需 |
| 3 | 超五类屏蔽线 |  | 米 | 按需 |
| 4 | 屏蔽双绞线 |  | 米 | 按需 |

说明：

供货范围以中标供货范围为准。

本技术协议书为国网范围内通用版本，技术要求存在差异时，可根据实际工程情况进行更改。

电厂及公共业务单元需要采用相同类型设备时可参考执行。

对于用户只需要供货范围确认表情况下，可参照本技术协议的供货范围和签字页格式，按中标通知书上供货范围发设计院确认。

投标需按照本规范所提供的资料及现场勘察对安装工程及材料量进行精确核算，报价时列出明细。如果投标方认为上述表格所列内容不能满足整个项目功能或增加功能项可提高整体项目性能，可增加内容项，务必保证整个功能系统工程优质完成而没有漏项。参与投标的厂家需先核实清楚项目情况后方可投标，否则由此产生的技术或费用调整均由投标厂家自行承担。

投标人负责提供本工程点表及系统联调等工作。

本工程本期含有一次设备在线监测设备，通过交换机接入到一期综合应用服务器装置，厂家需要核实满足本期接入需求。

所提供设备满足国网十八项反措及其他相关规程规范的的要求

需要将现场II型网络安全监测装置移至II区,将地网实时交换机、地网非实时交换机、I 区站控交换机 、II 区站控交换机、网络报文分析管理机等接入II型网络安全监测装置，同时配置 SNMP 通信字符串 ，将前期I区与II区之间通过防火墙联通。

现场将原有II 区电量采集装置接入II区交换机.

根据实际需求，解决前期遗留的监控系统安全问题，前期监控主机数据库、监控备机数据库升级为国产数据库，前期网络报文分析系统安装探针，满足国产系统接入需求。

需配合开展相应的等保测评等工作。

天鹅变本期需要接入站内新建的集控中心，投标人需要配合提供相关的联调、接入等工作。

摩天线间隔利用220kV摩云变侧前期其中1回摩禹线间隔，摩云变侧相关的间隔设备本期利旧，投标人需要配合提供相关的设备名称修改、数据库修改、调式等工作。

6.2图纸和资料分送单位、套数和地址

表6.2图纸资料确认表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 提交技术文件名称 | 接收单位名称、地址、邮编、电话 | 提交份数 | 备注 |
| 供设计确认的技术文件 |  |  |  |
| 设计确认后的技术文件 |  |  |  |
| 设备出厂的技术文件 |  |  |  |

计算机监控系统监控范围

A.1 模拟量 模拟量包括：

110kV 线路的三相电流、三相电压、有功功率、无功功率；

110kV 母联断路器的三相电流；

110kV 系统的母线电压和频率；

主变压器的三相油温、三相绕组温度；

主变压器高、中压侧的三相电流、三相电压、三相有功功率、三相无功功率；

主变压器低压侧的三相电流、三相电压、有功功率、无功功率；

站用变高压侧三相电流、三相电压；

站用变低压侧三相电流、三相电压；

380V 母线电压互感器线电压；

10kV 系统母线电压和绝缘监察；

10kV 电抗器三相电流、无功功率；

10kV 电容器三相电流、无功功率；

直流系统的母线电压；

充电进线电流、电压；

蓄电池进线电流和电压；

浮充电进线电流、电压；

直流绝缘监视：正对地电压、负对地电压；

UPS 系统的输出电压、电流及频率；

室外温度和二次设备间温度；

其他信号。

 A.2 状态量 状态量包括：

110kV 断路器、电动隔离开关和电动接地开关的位置信号；

10kV 断路器、电动隔离开关和手动接地开关的位置信号；

 站用变压器高压侧断路器状态信号；

站用变压器低压侧断路器状态信号；

380V 母线分段断路器状态信号；

380V 馈出回路状态信号；

主变压器保护动作及报警信号；

110kV 线路保护动作及报警信号；

110kV 母线保护动作及报警信号；

110kV 失灵保护动作及报警信号；

站用变压器保护动作及报警信号；

10kV 电抗器保护动作及报警信号；

10kV 电容器保护动作及报警信号;

110V/220V 直流系统状态异常信号；

UPS 系统状态异常信号；

就地/远方（含主控室和调度端）切换开关位置信号；

通信系统报警信号［包括载波机、光端机及 PCM（如果需要）］；

变电站安防及消防系统总告警信号。

他信号。

A.3 控制量 控制量包括：

110kV 断路器、电动隔离开关和电动接地开关；

10kV 断路器、电动隔离开关；

站用电系统断路器（包括站用变压器、备用变压器及 380V 分段、联络分支）；

保护定值的远方整定及其信号的远方复归，保护压板投退；

其他信号。

A.4 与主站交换信息 参照《变电站调控信息交互规范》（试行）执行。

计算机监控系统输入模拟量、计算量及温度量表

| 电气单元名称 | 交流量输入 | 要求计算模拟量 | 温度量 |
| --- | --- | --- | --- |
| 主变压器110kV侧 | 3I、3U | 3I、P、Q |  |
| 主变压器10kV侧 | 3I、3U | 3I、P、±Q |  |
| 主变压器中性点绕组 | 3I | 3I |  |
| 主变压器本体 |  |  | 2 |
| 110kV线路 | 3I、3U | 3I、Ua、±P、±Q |  |
| 110kV母联 | 3I、3U | 3I、Ua、±P、±Q |  |
| 110kV母线 | 3U | 3U，Hz |  |
| 10kV电抗器或电容器 | I、U | I、U、Q |  |
| 10kV母线绝缘监测 | 3U、Uo | 3U、Uo |  |
| 1、2号站用变压器高压侧 | 3I、3U | 3I、P、Q |  |
| 1、2号站用变压器低压侧 | 3I、3U | 3I、3U |  |
| 380V分段 | I | I |  |
| 380V母线 | 线电压 | 线电压 |  |

　　注　本表所列信号可根据具体工程进行增减。

远动信息范围

模拟量

主变压器110kV侧电流、有功功率、无功功率；

主变压器10kV侧电流、有功功率、无功功率；

110kV线路电流、有功功率、无功功率；

110kV母联电流、有功功率、无功功率；

110kV母线电压、频率；

10kV母线电压；

无功补偿装置无功功率。

状态量

全站事故总信号；

所有断路器位置信号；

所有隔离开关及接地刀闸位置信号；

主变压器保护动作信号；

110kV线路保护动作信号；

110kV线路重合闸动作信号；

110kV母线保护动作信号；

主变压器分接头位置；

就地/远方切换开关位置信号；

调度范围内的通信设备运行状况信号。

遥控/遥调量

110kV、10kV所有断路器；

110kV、10kV隔离开关；

110kV接地开关；

低压无功补偿装置断路器；

380V断路器。

　　注：上述所列信号可根据具体工程进行增减。