

前 言

根据住房和城乡建设部《关于印发〈2014年工程建设标准规范编制、修订计划〉的通知》(建标〔2013〕169号)的要求,标准编制组经广泛调查研究,认真总结实践经验,参考有关国际标准和国外先进标准,并在广泛征求意见的基础上,编制本标准。

本标准主要技术内容是:总则、术语和缩略语、基本规定、组态配置、单体调试、分系统调试、启动试运、调试验收。

本标准由住房和城乡建设部负责管理,由中国电力企业联合会负责日常管理,由广东电网有限责任公司电力科学研究院负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见或建议,请寄送广东电网有限责任公司电力科学研究院(地址:广东省广州市越秀区东风东路水均岗8号,邮编:510080)。

本标准主编单位:广东电网有限责任公司电力科学研究院

本标准参编单位:江苏省电力公司电力科学研究院

山东电力科学研究院

浙江省电力公司电力科学研究院

华北电力科学研究院有限责任公司

江西省电力科学研究院

甘肃省电力公司电力科学研究院

本标准参加单位:贵州电力试验研究院

本标准主要起草人员:丁浩杰 王红星 顾红柏 刘永东

黄曙 高磊 孟超 王昕

丁峰 潘本仁 倪赛赛 徐程宏

卜强生 杨剑 齐玉兵 杨毅

徐长宝 高吉普

本标准主要审查人员:赵曼勇 周 斌 曾 健 陈保刚
文继锋 廖泽友 陈 波 孙 丹
陈 宏 高鹏飞 魏建立 唐蔚平
张友强

住房和城乡建设部信息公开
浏览专用

目 次

1	总 则	(1)
2	术语和缩略语	(2)
2.1	术语	(2)
2.2	缩略语	(3)
3	基本规定	(5)
4	组态配置	(7)
5	单体调试	(9)
5.1	一般要求	(9)
5.2	电子式互感器	(9)
5.3	合并单元	(9)
5.4	智能终端	(10)
5.5	一次设备状态监测单元	(11)
5.6	继电保护及安全自动装置	(11)
5.7	测控装置	(13)
5.8	数字化电能表	(14)
5.9	PMU 装置	(14)
5.10	故障录波装置	(14)
5.11	电能质量监测装置	(15)
5.12	报文记录及分析装置	(15)
5.13	一体化电源系统	(16)
5.14	监控主机/服务器	(17)
5.15	数据通信网关机	(17)
5.16	时间同步及扩展装置	(18)
5.17	交换机	(18)
5.18	防火墙	(19)

5.19	加密认证装置	(19)
5.20	网络安全隔离装置	(20)
6	分系统调试	(21)
6.1	监控系统	(21)
6.2	远动系统	(22)
6.3	防误系统	(23)
6.4	保护故障信息系统	(23)
6.5	电能量采集系统	(24)
6.6	PMU 系统	(24)
6.7	电能质量监测系统	(25)
6.8	在线监测系统	(25)
6.9	时间同步系统	(26)
6.10	辅助系统	(26)
6.11	二次回路检验	(27)
6.12	网络性能试验	(28)
6.13	整组传动试验	(28)
6.14	一次通流加压试验	(29)
7	启动试运	(30)
7.1	启动试运条件	(30)
7.2	启动受电试验	(30)
7.3	带负荷试验	(31)
7.4	连续 24h 试运	(31)
8	调试验收	(32)
8.1	工厂验收	(32)
8.2	现场验收	(32)
8.3	启动验收	(33)
	本标准用词说明	(36)
	引用标准名录	(37)

Contents

1	General provisions	(1)
2	Terms and abbreviations	(2)
2.1	Terms	(2)
2.2	Abbreviations	(3)
3	Basic requirements	(5)
4	Configuration	(7)
5	Single commissioning	(9)
5.1	General requirements	(9)
5.2	Electronic instrument transformer	(9)
5.3	Merging unit	(9)
5.4	Smart terminal	(10)
5.5	On-line monitoring device	(11)
5.6	Protection and stability control equipment	(11)
5.7	Measurement and control device	(13)
5.8	Digital watt-hour meter	(14)
5.9	Phasor measurement unit	(14)
5.10	Transient fault recorder	(14)
5.11	Power quality monitoring device	(15)
5.12	Recorder and analyzer of messages in network	(15)
5.13	Integrated power supply system	(16)
5.14	Monitoring and control host/Server	(17)
5.15	Communication gateway	(17)
5.16	Time synchronizing and extend device	(18)
5.17	Ethernet LAN switch	(18)
5.18	Firewall	(19)

5.19	Encryption and authentication device	(19)
5.20	Network security isolation device	(20)
6	Sub-system commissioning	(21)
6.1	Substation automation system	(21)
6.2	Telecontrol system	(22)
6.3	Preventing electric mal-operation system	(23)
6.4	Protection information processing system	(23)
6.5	Electric energy acquisition system	(24)
6.6	The system of phasor measurement unit	(24)
6.7	Power quality monitoring system	(25)
6.8	On-line monitoring system	(25)
6.9	Time synchronism system	(26)
6.10	Auxiliary control system	(26)
6.11	Secondary circuit test	(27)
6.12	Network performance test	(28)
6.13	Globe-set-drive test	(28)
6.14	Primary plus voltages and current test	(29)
7	Start-up and trial operation	(30)
7.1	Start-up and trial operation should have the condition	(30)
7.2	Start-up and trial operation test	(30)
7.3	Load test	(31)
7.4	24 hours of continuous operation	(31)
8	Acceptance of commissioning	(32)
8.1	Factory acceptance	(32)
8.2	Site acceptance	(32)
8.3	Start acceptance	(33)
	Explanations of wording in this standard	(36)
	Lists of quoted standards	(37)

1 总 则

1.0.1 为规范智能变电站工程调试及验收,提高调试质量和移交水平,制定本标准。

1.0.2 本标准适用于 110kV(66kV)及以上电压等级智能变电站新建及改扩建工程。

1.0.3 智能变电站调试及验收,除应符合本标准外,尚应符合国家现行有关标准的规定。

住房和城乡建设部信息公开
浏览专用

2 术语和缩略语

2.1 术 语

2.1.1 组态配置 configuration

工程调试的一个步骤,包括选择功能单元、功能单元定位和建立它们之间的连接等。

2.1.2 单体调试 single commissioning

为保证单个设备和装置功能、配置的正确性进行的试验。

2.1.3 分系统调试 sub-system commissioning

为保证分系统功能和配置正确性对分系统上关联的多个装置进行的试验。

2.1.4 启动试运 start-up and trial operation

为保证变电站新设备正常投产对整个系统进行的启动受电和带负荷试验。

2.1.5 系统动模 system dynamic test

为验证继电保护等整体系统的性能和可靠性进行的动态模拟试验。

2.1.6 工厂验收 factory acceptance

智能化设备完成工厂测试后,出厂前进行的验收。

2.1.7 现场验收 site acceptance

设备现场调试过程中,启动试运前进行的验收,包括中间验收和竣工预验收。

2.1.8 启动验收 start acceptance

现场验收完毕且有关问题得到处理后,新设备启动前进行的检查验收。

2.2 缩 略 语

APPID(Application Identifier)	应用标识符
CAL(China Accredited Laboratory)	中国考核合格检验 实验室
CID(Configured IED Description)	IED实例配置文件
CMA(China Metrology Accreditation)	中国计量认证
CNAS(China National Accreditation Service for Conformity Assessment)	中国合格评定国家认可委员会
CPU(Central Processing Unit)	中央处理器
GOOSE(Generic Object Oriented Substation Events)	通用 面向对象的变电站事件
GPS(Global Positioning System)	全球定位系统
ICD(IED Capability Description)	IED能力描述文件
IED(Intelligent Electronic Device)	智能电子装置
INV(Inverter for Power System)	电力用逆变电源
IP(Internet Protocol)	网络之间互连的协议
MAC(Media Access Control)	介质访问控制
MMS(Manufacturing Message Specification)	制造报文 规范
PMU(Phasor Measurement Unit)	相量测量装置
PPS(Pulse Per Second)	秒脉冲
SCD(Substation Configuration Description)	全站系统配 置文件
SCL(Substation Configuration Description Language)	变电站配置描述语言
SOE(Sequence Of Event)	事件顺序记录
SV(Sampled Value)	采样值

UPS(Uninterruptible Power System) 不间断电源
VLAN(Virtual Local Area Network) 虚拟局域网
VQC(Voltage Quality Control) 电压无功控制

住房和城乡建设部信息公开
浏览专用

3 基本规定

3.0.1 本标准规定的调试及验收范围为智能变电站的电气设备
及系统。

3.0.2 智能变电站调试及验收的基本流程应符合下列规定：

1 智能变电站调试顺序应按组态配置、单体调试、分系统调试、启动试运进行，当系统结构为首次应用或与以往工程差异明显宜进行系统动模试验，系统动模试验宜按二次设备正常和异常情况进行；

2 智能变电站调试的验收顺序宜按工厂验收、现场验收、启动验收进行。

3.0.3 被调试及验收的设备(装置)均应通过具有检测资质单位的型式试验。

3.0.4 调试及验收的测试仪器仪表应经检验合格并在有效期内。

3.0.5 电气一次设备本体常规试验应符合现行国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150、《电气装置安装工程 电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》GB 50148、《电气装置安装工程 高压电器施工及验收规范》GB 50147 及相关标准的有关规定。

3.0.6 电气二次设备常规试验应符合现行国家标准《交流电量转换为模拟量或数字信号的电测量变送器》GB/T 13850、现行行业标准《继电保护和电网安全自动装置检验规程》DL/T 995 及相关标准的有关规定。

3.0.7 电气设备的常规验收应符合现行行业标准《电气装置安装工程 电气设备质量检验及评定规程》DL/T 5161.1~17 及相关标准的有关规定。

3.0.8 智能变电站调试及验收应符合现行国家标准《电力安全工作规程》(发电厂和变电站电气部分)GB 26860,以及安全生产法律、法规的规定,做好危险源分析和防范、调试及验收方案与安全交底工作。

住房和城乡建设部信息公开
浏览专用

4 组态配置

4.0.1 智能变电站组态配置应包括整站 SCD 文件生成、站控层设备配置、IED 配置、网络和交换机配置。

4.0.2 整站 SCD 文件配置之前应具备下列条件：

1 设备(装置)应通过具备 CNAS 认可、CMA 认证、CAL 认可等资质的检测机构的通信一致性测试，测试结果应符合现行行业标准《变电站通信网络和系统 第 10 部分：一致性测试》DL/T 860.10 的有关规定；

2 供货商提供与装置版本一致的 ICD 文件；

3 设计图纸满足工程要求，包括虚端子接线图、网络配置图、光口分配图等。

4.0.3 生成整站 SCD 文件之后，应对其进行下列检查：

1 文件 SCL 语法合法性；

2 文件模型实例及数据集正确性；

3 数据类型模板及扩展建模一致性；

4 IED 命名规范性；

5 IP 地址、组播 MAC 地址、GOID、SMVID、APPID 唯一性；

6 VLAN、优先级等通信参数正确性；

7 虚端子连接及描述的正确性和完整性。

4.0.4 将 SCD 文件导入站控层设备，应检查站控层设备下装置配置的正确性。

4.0.5 由 SCD 文件中导出与单台 IED 相关的信息形成该装置需要的 CID 文件及过程层配置文件并下装至装置，应分别检查各 IED 的配置正确性。

4.0.6 按照设计及用户要求完成网络和交换机的配置,应检查相应配置及连接正确性。

4.0.7 调试过程中各装置的配置文件应与整站的 SCD 文件保持一致。

住房和城乡建设部信息公开
浏览专用

5 单体调试

5.1 一般要求

5.1.1 待调试设备(装置)应进行资料检查,包括设备的出厂试验报告、技术说明书、图纸资料等,资料应完整。

5.1.2 待调试设备(装置)应进行外观、接口及电源检查,包括外观检查、上电检查、电源检查、绝缘试验及光接口功率测试,应满足技术协议要求。

5.1.3 待调试设备(装置)应进行软、硬件检查,包括硬件配置检查、参数检查、程序版本检查、配置文件版本及校验码检查,应满足技术协议要求。

5.2 电子式互感器

5.2.1 电子式互感器试验应包括端子标志检验、一次端的工频耐压试验、准确度检验等,并应符合现行国家标准《互感器 第7部分:电子式电压互感器》GB/T 20840.7和《互感器 第8部分:电子式电流互感器》GB/T 20840.8的有关规定。

5.2.2 电子式互感器应进行极性测试,极性应与本体标识一致。

5.2.3 电子式互感器应进行自诊断功能测试,切断采集器电源或断开采集器与合并单元连接光纤,检查合并单元应告警正确,对应的采样值品质位位置位正确。

5.2.4 具有供能切换或传感元件切换的电子式互感器应进行切换试验,在切换过程中输出应正确。

5.3 合并单元

5.3.1 合并单元测试应包括精确度测试、采样值输出接口性能测

试和时钟同步测试,并应符合现行行业标准《合并单元测试规范》DL/T 281 的有关规定。

5.3.2 合并单元应进行告警功能测试,模拟电源中断、采样通道中断、对时异常、GOOSE 中断等,检查合并单元应告警正确。

5.3.3 合并单元应进行品质位检查,模拟合并单元检修投退、采样异常,检查合并单元的输出数据通道及 GOOSE 发送报文的数据品质位应正确。

5.3.4 配置电压并列或电压切换功能的合并单元应进行电压并列或电压切换测试,模拟并列条件或切换条件,检查合并单元的并列和切换功能应正确。

5.3.5 对于需要接入母线电压的间隔合并单元应进行级联测试,按设计要求级联母线合并单元与间隔合并单元,检查级联后输出报文的采样值及品质位应正确。

5.3.6 对于继电保护采用直采模式连接的合并单元应进行绝对延时测试,绝对延时时间不应大于 2ms。

5.4 智能终端

5.4.1 智能终端应进行自检功能检查,模拟智能终端工作电源中断、通信中断、GOOSE 断链、对时异常、控制回路断线等,检查智能终端应告警正确。

5.4.2 智能终端应进行检修品质位检查,模拟智能终端检修压板投退,检查智能终端 GOOSE 发送报文的数据品质位应正确,接收保护、测控的信息应正确处理。

5.4.3 智能终端应进行跳闸出口动作时间测试,模拟发送跳闸 GOOSE 报文至智能终端,测量智能终端的跳闸时间不应大于 7ms。

5.4.4 智能终端应进行时标精度及分辨率测试,模拟触发开入信号,检查开入时标精度及分辨率不应大于 1ms。

5.4.5 智能终端应进行基本功能测试,检验操作回路、信号回路、

闭锁回路、监视告警回路、模拟量采集回路功能应正确,具有非电量保护的智能终端还应检验非电量保护功能正确,并校验跳闸时间及跳闸延时应和技术说明书一致。

5.5 一次设备状态监测单元

5.5.1 一次设备状态监测单元应进行通用功能检查,并应满足下列要求:

1 检查状态监测智能组件与后台之间的信息通信应正常,断开装置间的通信网络连接,通信中断告警应正确;

2 检查 IED 监测数据的自检功能、记录存储功能、系统参数设置修改功能应满足技术协议要求。

5.5.2 变压器类状态监测单元应进行油色谱气体成分测试、油微水测试、铁芯电流测试、局部放电测试、油温传感器测试、油位传感器测试,测试结果应满足技术规范要求。

5.5.3 断路器及 GIS 类状态监测单元应进行 SF₆ 压力监测功能检查、断路器分合闸时间测试、分合闸速度测试、分合闸电流波形检查、储能电机电流测试、刀闸电机电流测试,检测结果应满足技术规范要求。

5.5.4 电容器、电抗器、避雷器、套管、电流互感器等一次设备状态监测单元应进行绝缘监测检查,绝缘监测功能应正确。

5.6 继电保护及安全自动装置

5.6.1 继电保护及安全自动装置调试应包括整定值检验、保护逻辑检验、纵联保护通道检验和整组试验等,并应符合现行行业标准《继电保护和电网安全自动装置检验规程》DL/T 995 的有关规定。

5.6.2 继电保护及安全自动装置应进行 GOOSE 输入测试,模拟 GOOSE 输入,被测装置应符合下列规定:

1 GOOSE 输入信息应与 SCD 一致,且开入正确;

- 2 GOOSE 输入量设置有相关联的接收软压板功能应正确；
- 3 GOOSE 输入的检修机制应正确；
- 4 模拟 GOOSE 输入传输链路异常，相关保护功能应正确处理。

5.6.3 继电保护及安全自动装置应进行 GOOSE 输出测试，模拟 GOOSE 输出，被测装置应符合下列规定：

- 1 GOOSE 输出信息应与 SCD 一致；
- 2 GOOSE 输出量设置有相关联的发送软压板功能应正确，GOOSE 出口软压板的名称应与现场实际一致；
- 3 GOOSE 输出的检修机制应正确。

5.6.4 继电保护及安全自动装置应进行 SV 输入测试，模拟 SV 输入，被测装置应符合下列规定：

- 1 各通道 SV 输入的幅值、相角和频率应正确；
- 2 SV 输入量设置有相关联的接收软压板功能应正确；
- 3 SV 检修机制应正确；
- 4 改变 SV 输入品质位，相关保护功能应正确处理；
- 5 改变 SV 输入同步标志，相关保护功能应正确处理；
- 6 模拟 SV 输入中双 A/D 通道的采样值不一致，被测装置应正确处理；

7 模拟 SV 输入传输链路异常，相关保护功能应正确处理，显示及上送信息应正确；

8 对于有多路 SV 输入的装置，模拟多路 SV 输入，SV 采样应同步。

5.6.5 继电保护及安全自动装置应进行 MMS 通信检验，建立被测装置与监控后台、保护故障信息子站等站控层设备通信，被测装置应符合下列规定：

- 1 装置相关电压、电流等模拟量信息应正确上送；
- 2 装置的压板状态、装置告警、保护动作事件及通信状态等相关信息应正确上送。

5.6.6 继电保护及安全自动装置应检查对时功能正确。

5.7 测控装置

5.7.1 测控装置应进行 SV 输入测试,模拟 SV 输入,被测装置应符合下列规定:

- 1 各通道 SV 输入应正确;
- 2 额定频率时,电压、电流测量值的引用误差不应大于 0.2%;
- 3 额定频率时,有功功率、无功功率、功率因数测量值的引用误差不应大于 0.5%;
- 4 在 45Hz~55Hz 范围内,频率测量值的绝对误差不应大于 0.005Hz;
- 5 采样值的零值死区值和变化死区值应正确;
- 6 SV 检修机制应正确;
- 7 改变 SV 输入品质位,上送遥测的品质位应正确,同期功能应正确处理;
- 8 SV 通信中断后,应能可靠闭锁同期功能,显示及上送信息应正确。

5.7.2 测控装置应进行 GOOSE 输入测试,模拟 GOOSE 输入,被测装置应符合下列规定:

- 1 GOOSE 输入信息应与 SCD 一致,且开入正确;
- 2 模拟 GOOSE 输入量变化,SOE 分辨率不应大于 1ms;
- 3 检查远方就地把手、检修压板的转换状态应正确;
- 4 GOOSE 检修机制应正确。

5.7.3 测控装置应进行控制输出测试,被测装置应符合下列规定:

- 1 解除逻辑闭锁功能,下发控制命令,检查 GOOSE 输出应正确;
- 2 改变检修压板状态,检查 GOOSE 输出的检修品质位应正确;

- 3 投入同期功能,改变同期条件,检查同期功能应正确;
- 4 投入逻辑闭锁功能,改变逻辑闭锁条件,检查逻辑闭锁输出应正确。

5.8 数字化电能表

5.8.1 数字化电能表应进行 SV 输入测试,模拟 SV 输入,电能表应正确显示各电参量,并应有对应的电能脉冲输出。

5.8.2 数字化电能表应进行基本功能检查,应具备网络通信功能、采样值输入相关事件记录功能、异常事件记录功能、冻结功能和电流计算功能。

5.9 PMU 装置

5.9.1 PMU 装置测试应包括精确度测试、实时记录功能检查和触发启动采样数据记录测试,并应符合现行国家标准《电力系统同步相量测量装置检测规范》GB/T 26862 的有关规定。

5.9.2 PMU 装置应进行 SV 异常告警测试,模拟 SV 输入异常,被测装置应符合下列规定:

- 1 模拟 SV 报文配置异常,告警应正确;
- 2 模拟 SV 输入通信中断或丢帧超时,告警应正确;
- 3 模拟 SV 品质位无效或检修标识不一致,告警应正确。

5.10 故障录波装置

5.10.1 故障录波装置测试应包括录波启动、定值检查及装置告警等功能测试,并应符合现行行业标准《继电保护和电网安全自动装置检验规程》DL/T 995 的有关规定。

5.10.2 故障录波装置应进行 GOOSE 输入测试,模拟 GOOSE 输入,被测装置应显示正确。

5.10.3 故障录波装置应进行 SV 输入测试,模拟 SV 输入,被测装置应显示正确。

5.10.4 故障录波装置应进行 MMS 通信检验,建立被测装置与客户端通信,被测装置应能正确上送录波文件。

5.10.5 故障录波装置应检查对时功能正确。

5.11 电能质量监测装置

5.11.1 电能质量监测装置应进行 SV 输入测试,模拟 SV 输入,检查被测装置各电能质量参量应正确。

5.11.2 电能质量监测装置应进行准确度测试,应符合现行行业标准《电能质量测试分析仪检定规程》DL/T 1028 的有关规定。

5.11.3 电能质量监测装置应进行数据存储与上传功能测试,检查监控后台系统被测装置存储的历史数据及上传的实时数据应正确。

5.11.4 电能质量监测装置应进行对时功能测试,检查被测装置时间应与监控后台系统一致,监控后台系统应能对被测装置授时。

5.11.5 电能质量监测装置应进行断电恢复功能测试,检查被测装置断电及工作电源恢复后,不应丢失历史数据和误写数据,应恢复到断电前工作状态。

5.11.6 电能质量监测装置应进行参数设置功能检查,在监控后台系统应能设置被测装置的参数,设置的参数项目应满足设计要求。

5.12 报文记录及分析装置

5.12.1 报文记录及分析装置应进行报文记录功能检查,被检装置应正确监视和记录 MMS、GOOSE、SV 报文,不漏记、不丢失。

5.12.2 报文记录及分析装置应进行报文存储功能检查,被检装置应根据报文特征和存储空间设置存储周期,报文存储周期应满足技术要求。

5.12.3 报文记录及分析装置应进行记录时间的准确度和分辨率检查,被检装置报文记录时间的准确度和分辨率应满足技术要求。

5.12.4 报文记录及分析装置应进行网络分析功能检查,被检装置的通过程序分析、MMS/SV/GOOSE 离线分析、在线分析及告警等功能应正确。

5.12.5 报文记录及分析装置应检查系统自诊断、自恢复功能正确。

5.12.6 报文记录及分析装置应检查对时功能正确。

5.13 一体化电源系统

5.13.1 一体化电源系统应进行直流电源的蓄电池组容量、连续供电、电压调整功能、浮充电限压及限流特性等检测,并应符合现行行业标准《电力系统直流电源柜订货技术条件》DL/T 459 的有关规定。

5.13.2 一体化电源系统应进行交直流电源的外观结构检查、绝缘电阻、工频耐压、稳流和稳压精度、纹波系数、并机均流性能、报警及保护功能、监控装置检测,UPS、INV、DC/DC 的动态电压瞬变、瞬变相应恢复时间及总切换时间检测,并应符合现行行业标准《电力用直流和交流一体化不间断电源设备》DL/T 1704 的有关规定。

5.13.3 一体化电源系统应进行直流绝缘监察功能测试,包括下列检测项目:

1 直流接地选线检测,模拟直流系统接地故障,当接地阻值低于整定门限值时,检查系统应正确指示接地支路、接地极性并发出告警,绝缘监察水平应符合现行行业标准《电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程》DL/T 724 的有关规定;

2 交流窜入直流报警功能检测,模拟交流电源窜入直流系统故障,测试绝缘监察装置的测量、记录及报警功能应满足技术要求。

5.13.4 一体化电源系统中交流电源、直流电源、UPS 等配置双路进线电源的子系统应进行主备电源切换测试,切换功能和切换

时间应满足技术协议要求。

5.13.5 一体化电源系统监控应进行对时功能检查,监控和各电源管理装置应能正确接收时钟对时信号。

5.14 监控主机/服务器

5.14.1 监控主机/服务器应进行配置检查,包括显示器、CPU、内存、硬盘、操作系统、数据库、应用软件、外设及接口等,设备的型号、数量和软硬件配置应满足技术协议要求。

5.14.2 监控主机/服务器应进行人机界面功能检查,登陆监控系统进行画面检查与操作,应符合下列规定:

1 进行不同用户权限的操作以及设置修改用户权限,系统应正确响应;

2 浏览和调用各种监控画面,检查画面完整、系统响应正确,响应时间不应大于 2s;

3 调用和查看各类报表、曲线以及日志记录,系统应正确响应;

4 保存画面及模版操作、动态数据在线增加和删除操作,系统应正确响应,报表与数据库内容修改后应自动在主备机间同步;

5 检查设备拓扑及着色功能应正确;

6 分层、分级、分类查询告警信息或自定义告警查询,系统应正确响应。

5.14.3 监控主机/服务器应进行系统自诊断和自恢复检查,断开监控主机/服务器单机电源或网络,系统应正确发出告警信息;手动终止监控系统应用程序服务进程,相关进程应能自动启动。

5.15 数据通信网关机

5.15.1 数据通信网关机应检查通信地址、规约、对时功能正确。

5.15.2 数据通信网关机应检查与各级调度主站通信功能正确。

5.15.3 数据通信网关机应检查装置重启及双机切换功能正确。

5.15.4 数据通信网关机应检查异常告警功能正确。

5.16 时间同步及扩展装置

5.16.1 时间同步及扩展装置应进行同步功能测试,分别将北斗、GPS、B 码时钟源接入主时钟,装置应正确对时;将 B 码、PPS 信号源接入从时钟,装置应正确对时。

5.16.2 时间同步及扩展装置应进行捕获时间测试,在热启动、冷启动条件下,被测装置应能正常捕捉北斗和 GPS 时钟源,热启动时捕获时间应小于 2min,冷启动时捕获时间应小于 20min。

5.16.3 时间同步及扩展装置应进行授时输出信号及精度测试、守时功能测试、状态指示功能测试和告警输出功能测试,并应符合现行国家标准《电力系统的时间同步系统检测规范》GB/T 26866 的有关规定。

5.17 交换机

5.17.1 交换机应进行基本功能检查,应包括下列检查项目:

- 1 工作状态检查,各交换机的工作、告警指示灯应正确显示;
- 2 日志记录检查,交换机的端口状态记录、故障告警记录以及其他系统日志记录应正确无误;

- 3 交换机端口优先级检查,交换机端口优先级设置应满足设计要求;

- 4 端口镜像功能检查,对通信网络上任意交换机设置网络报文记录分析仪所在端口为镜像目的端口,网络上其他端口输入流为镜像源,镜像端口应正常接收到交换机上其他端口数据;

- 5 配置保存及导出载入功能检查,对通信网络上任意交换机做好配置后设置保存功能,重启后配置应不变;配置文件应以文件形式备份,备份文件可载入至更换交换机,完成配置替换。

5.17.2 交换机应进行网络风暴抑制功能测试,模拟广播、组播、未知单风暴数据,交换机应正确抑制至设定值。

5.17.3 交换机应进行可靠性检查,应包括下列检查项目:

- 1 电源接线检查,交换机电源接线应满足设计要求;
- 2 数据流隔离配置检查,检查交换机 VLAN 和静态/动态组播配置,应与设计一致,数据流应正确隔离,无交叉数据转发;
- 3 交换机以太网光接口测试,测试光接口的光功率、接收灵敏度、工作波长应满足技术要求。

5.18 防火墙

5.18.1 防火墙应进行运行状态检查,CPU 负载、内存负载、端口流量、连接数等运行参数及运行性能应正常。

5.18.2 防火墙应进行配置策略检查,应包括下列检查项目:

- 1 基于 IP 地址的包过滤检查,防火墙应根据已设定的源地址和目的地址执行访问控制策略;
- 2 基于端口的包过滤检查,防火墙应根据已设定的源服务端口号和目的服务端口号执行访问控制策略;
- 3 基于信息传输方向的包过滤检查,防火墙应根据已设定的信息传输方向执行访问控制策略;
- 4 基于应用层协议的包过滤检查,防火墙应根据已设定的应用层协议执行访问控制策略;
- 5 基于时间的包过滤检查,防火墙应根据已设定的时间执行访问控制策略。

5.19 加密认证装置

5.19.1 加密认证装置应进行运行状态检查,CPU 负载、内存负载、端口流量、连接数等运行参数及运行性能应正常。

5.19.2 加密认证装置应进行配置策略检查,应包括下列检查项目:

- 1 系统配置检查,装置名称和装置地址应已正确设置,根证书、设备证书、操作员证书等安全证书应已导入;

2 路由规则检查,装置应根据已设定的路由规则进行通信,包括目的网络地址、掩码及网关;

3 隧道配置检查,装置应根据已设定的隧道配置进行通信,包括隧道名称、隧道 ID、工作模式、证书名称标识、本端地址、对端地址、密钥周期等参数;

4 策略配置检查,装置应根据已设定的控制策略配置进行通信,包括策略标识、本地起始 IP 及终止 IP、本地端口范围、远方起始 IP 及终止 IP、远方端口范围、应用协议、工作模式等。

5.19.3 加密认证装置应进行明通功能检查,当通道任一侧设置为明通时,通道传输应为明通模式;当通道两侧均设置为加密模式时,通道传输应采用加密模式。

5.20 网络安全隔离装置

5.20.1 网络安全隔离装置应进行运行状态检查,CPU 负载、内存负载、端口流量、连接数等运行参数及运行性能应正常。

5.20.2 网络安全隔离装置应进行配置检查,装置应根据已设定的网络配置进行通信。配置包括规则名称、协议类型、内外网的 IP、端口、MAC、虚拟 IP、物理接口以及 IP-MAC 绑定等内容。

5.20.3 网络安全隔离装置应进行安全隔离功能检查,装置应根据已设定的隔离规则进行数据安全隔离,符合配置的数据应通过隔离装置正确传输,不符合配置的数据不应传输。

5.20.4 反向网络安全隔离装置应进行文件传输检查,从外网向内网传输文件,文件传输应正确。

6 分系统调试

6.1 监控系统

6.1.1 监控系统应进行监测功能测试,包括下列测试项目:

1 通信检查,与计算机监控系统功能相关的 MMS、GOOSE、SV 通信状态应正常,各装置通信状态告警应正确;

2 遥信功能测试,监控后台主接线及光字牌的遥信状态、遥信变位、拓扑着色应与实际状态一致,SOE 时间精度应满足技术协议要求,告警窗应正确显示,遥信响应时间不应大于 1s;

3 遥测功能测试,监控后台系统电流/电压、潮流数据、曲线等在监控界面应显示正确、刷新正常,测量精度和线性度应满足技术要求,遥测响应时间不应大于 2s;

4 数据库功能检查,应具备数据库增加删除修改功能、历史数据库分类查询功能,实时数据库刷新周期应满足技术要求;

5 告警功能检查,告警方式、告警类型、告警处理应正确;

6 事故追忆功能检查,应实现遥测量和遥信量的追忆,事故追忆范围及时间应满足技术要求;

7 后台双机双网冗余切换功能检查,切换过程中主备机数据库应保持一致,切换时数据不应丢失,切换时间应满足技术要求。

6.1.2 监控系统应进行控制功能检查,包括下列检查项目:

1 遥控功能检查,对断路器、隔离刀闸、主变档位等设备进行各种控制应执行正确,间隔层软压板应投退正确,远方复归应正确,遥控反校应正确,遥控响应时间应符合技术要求。对设置了防误闭锁逻辑的遥控对象,验证其防误闭锁逻辑应正确;

2 顺序控制功能检查,监控系统顺序控制策略与预设顺序控制策略应一致,各类顺序控制操作应逐项通过防误校验后方可

执行；

3 操作控制权切换功能检查，调度、监控、测控、就地的操作控制权切换应正确；

4 无功控制功能检查，模拟变电站一次运行工况，通过监控后台人机界面进行无功控制功能投退和目标值设定，校验各控制区域动作逻辑及一次设备动作情况，电网相关数据信息应与实际一致，调节操作记录应正确规范；

5 定值管理功能检查，监控系统对间隔层装置定值召唤、修改应正确，定值区切换应正确。

6.1.3 监控系统应进行智能告警功能检查，检查按监控事故、异常、越限、变位、告知五类告警信息分类功能应正确，告警内容格式和告警行为应正确。

6.1.4 监控系统应进行故障分析功能检查，检查告警分析推理功能、故障分析报告格式及内容应正确。

6.1.5 监控系统应进行雪崩试验，在变电站各系统正常运行情况下，模拟多个间隔装置信息同时变化，监控主机应无信息丢失，记录时间和顺序应正确。

6.2 远动系统

6.2.1 远动系统应进行与各级调度主站的联调，根据远动信息点表，逐一检查遥测、遥信、遥控、遥调信号及响应时间，间隔层、站控层和主站信息应一致，响应时间应满足技术协议要求，宜与监控系统调试同步进行。

6.2.2 远动系统应根据设计要求，进行告警直传功能检查，逐一检查信号变位时主站接收告警直传信息情况，应正确上送告警信息至主站。

6.2.3 远动系统应根据设计要求，进行远程浏览功能检查，主站应调阅监控系统画面，并能切换浏览不同画面，画面内容应与监控系统画面一致。

6.2.4 远动系统应根据设计要求,进行顺序控制功能检查,在主站逐一检查各顺控操作票的执行过程,顺序控制操作执行应正确。

6.2.5 远动系统应根据设计要求,进行源端维护功能检查,变电站源端维护软件编辑功能应正常,导出模型及图形文件应符合标准,主站端加载模型及图形后应与变电站端信息一致,应具备安全权限管理功能。

6.2.6 远动系统应进行双机双网切换功能检查,切换过程中数据不应丢失,切换时间应满足技术要求。

6.2.7 远动系统应进行雪崩试验,在变电站各系统正常运行情况下,模拟多个间隔装置信息同时变化,数据通信网关机应无信息丢失,记录时间和顺序应正确。

6.3 防误系统

6.3.1 防误系统应进行站控层操作票功能检查,操作票生成、编辑、预演、打印、执行、记录、管理等功能应正常。

6.3.2 防误系统应进行站控层防误闭锁逻辑正确性检查,防误闭锁逻辑编辑、导出功能应正常,防误闭锁逻辑应正确。

6.3.3 防误系统应进行间隔层闭锁正确性检查,解除站控层闭锁及电气联闭锁,根据预设的联闭锁逻辑规则依次操作设备,设备应能正确操作,被闭锁的设备在解除间隔层闭锁后可操作。

6.3.4 防误系统应进行电气闭锁回路正确性检查,解除站控层闭锁及间隔层联闭锁,根据预设的联闭锁逻辑规则依次操作设备,设备应能正确操作,被闭锁的设备在解除电气闭锁后可操作。

6.4 保护故障信息系统

6.4.1 保护故障信息系统应进行站内外通信交互检查,间隔层保护故障信息与远方保信主站通信交互功能应正确。

6.4.2 保护故障信息系统应进行保护故障信息功能检查,配合各级主站分别调试保护故障信息读取与远传功能,并应符合下列

规定：

1 模拟保护开关量或软压板状态变化、采样值变化、异常告警，系统应正确响应；

2 系统应能正确操作保护装置功能软压板的投退及定值区的切换；

3 模拟各种故障触发保护动作，系统应正确接收录波装置上送的录波列表及录波文件，正确显示动作报告、故障报告；

4 人工或自动召唤保护及故障录波装置的定值或录波文件，系统应能正确显示被召唤装置的实际定值或历史录波文件。

6.5 电能量采集系统

6.5.1 电能量采集系统应与上级主站进行通信交互调试，按照现行行业标准《电能信息采集与管理系统 第1部分：总则》DL/T 698.1的有关规定采用不同的通信协议及通道类型建立连接和数据传输，与上级主站通信交互应正确。

6.5.2 电能量采集系统应进行事件记录及上报功能检查，模拟电能表参数变更、停上电及其他异常情况，电能量采集系统应能主动上报事件或响应主站查询事件记录。

6.5.3 电能量采集系统应进行远方参数修改功能检查，在上级主站设置计量点参数、抄表方案和信息网地址定义表等信息，电能量采集终端应正确响应，且与设置值一致。

6.5.4 电能量采集系统应进行对时功能检查，在上级主站向电能量采集终端下发对时命令，采集终端与上级主站服务器之间时钟误差不应大于5s。

6.5.5 电能量采集系统应进行实时召测功能检查，在上级主站召测电能表数据窗口值，其读数应与数字化电能表一致。

6.6 PMU 系统

6.6.1 PMU 系统应进行通道配置检查，PMU 装置电压和电流

通道的名称、变比、额定参数、数据上传周期等应满足设计要求。

6.6.2 PMU 系统应进行通信状态及配置检查,PMU 至主站通信状态应正常,通信和接入信息配置列表应满足设计要求。

6.6.3 PMU 系统应进行数据远传功能调试,模拟站端 PMU 各接入信息,主站核对数据应正确无误;主站向站端 PMU 系统召唤实时数据,数据波形文件应显示正常。

6.6.4 PMU 系统应进行自启动功能检查,站端 PMU 系统重启后应自动与主站建立通信连接,主站确认数据刷新、通信及各项功能均正常。

6.7 电能质量监测系统

6.7.1 电能质量监测系统应进行数据收集功能检查,检查后台系统应正确收集监测装置的实时数据和历史数据,包括稳态数据、暂态数据,数据上送的滞后时间应符合现行行业标准《电能质量监测系统技术规范》DL/T 1297 的有关规定。

6.7.2 电能质量监测系统应进行监测装置管理功能检查,包括台账信息管理、运行状态信息显示、参数设置、授时功能等。

6.7.3 电能质量监测系统应进行数据查询、统计功能检查,检查后台系统应根据用户要求,准确展示稳态数据、事件数据及给出统计结果。

6.7.4 电能质量监测系统应进行告警功能检查,检查后台系统应具备用户能控制的告警功能,包括稳态指标越限、事件告警、监测装置丢失数据等告警信息。

6.7.5 电能质量监测系统应进行安全功能检查,检查后台系统应具有安全登录机制和访问控制功能。

6.8 在线监测系统

6.8.1 在线监测系统应进行定值参数修改功能检查,站端在线监测系统逐一修改定值参数,各 IED 装置参数变化应正确。

6.8.2 在线监测系统应进行系统召唤功能检查,站端在线监测系统召唤 IED 状态,各 IED 响应召唤传送记录数据应正确。

6.8.3 在线监测系统应进行设备状态可视化功能检查,应符合下列规定:

1 设备状态可视化信息应与设备状态监测信息一致;

2 应能查询设备状态量信息、测试数据,调用历史数据展示趋势图、录波波形等;

3 逐一改变在线监测单元某一单项数据,系统应能自动判断和更新监测数据;

4 逐一修改系统的单项评价依据设置,系统应能展示变更后的评价结果。

6.8.4 在线监测系统应进行数据远传检查,检查站端在线监测系统至主站的通信状态正常,与主站核对数据正确,主站向在线监测系统召唤实时数据正确。

6.9 时间同步系统

6.9.1 时间同步系统应进行网络结构及双路对时信号切换检查,其结果应满足设计要求。

6.9.2 时间同步系统应进行时钟源自守时、自恢复功能检查,外部时钟信号出现异常及恢复时,站内时钟源应能自守时、自恢复。

6.9.3 时间同步系统应进行时钟源主备切换检查,主备时钟源切换应满足技术协议要求。

6.9.4 时间同步系统应进行需授时设备对时功能检查,需授时设备对时功能应正常,并且精度应满足技术协议要求,对时信号异常时应应有相应报警信号。

6.10 辅助系统

6.10.1 辅助系统应进行视频监控及安全警卫系统调试,并应符合下列规定:

1 门禁、红外对射报警、电子围栏报警及警笛、门开关状态、人员进出记录等安全防护系统信息上送及告警功能应正常；

2 视频监控各通道监视与远方控制功能应正常；

3 图像存储回放功能应正常；

4 如视频与监控系统联动，在设备操作时，视频监控的联动功能应正常。

6.10.2 辅助系统应进行火灾报警系统调试，并应符合下列规定：

1 系统防护区的报警、消防设备动作及防火门等设备状态信息上送应满足设计要求，并上送正确；

2 火灾报警系统的手动/自动工作状态切换功能应正常；

3 如火灾报警系统与视频监控系统联动，检查视频系统与火灾报警系统联动应正确。

6.10.3 辅助系统应进行环境监控系统调试，并应符合下列规定：

1 照明、暖通、给排水、温度、湿度、风力、SF₆ 气体浓度等实时信息及告警信息上送功能应正常；

2 灯光远方控制功能应正常；

3 风机、空调、水泵等状态信息上送功能应正常。

6.11 二次回路检验

6.11.1 二次回路检验应包括电流互感器二次回路、电压互感器二次回路、断路器和隔离开关二次回路、直流电源回路、二次回路绝缘检验，并应符合现行行业标准《继电保护和电网安全自动装置检验规程》DL/T 995 的有关规定。

6.11.2 二次回路应进行通流加压试验，宜同时加幅值不同的三相电流或三相电压信号，检查各装置及系统显示应正确。

6.11.3 在光纤回路检查中，检测光纤回路的光功率衰耗，并且光功率衰耗不宜大于 3dB。

6.11.4 在通信告警检查中，检查所有智能电子装置之间通信中断告警应正确。

6.12 网络性能试验

6.12.1 在网络功能试验中,网络应具备优先传输、组播隔离等功能,并应符合下列规定:

1 在优先传输功能试验中,对于配置网络跳闸的继电保护,对网络发送满负载的普通优先级报文,继电保护整组动作时间应满足技术要求;

2 在组播报文隔离功能检验中,截取网络各节点报文,不应含有被隔离组播报文。

6.12.2 在网络可靠性试验中,模拟网络系统中任一节点或 IED 掉电、中断、中断恢复等情况,网络系统中非关关节点的运行不应受到影响,关关节点的运行不应出错、死机,在中断或掉电恢复后应能正常通信。

6.12.3 网络在重载情况下应正常工作,并应符合下列规定:

1 在站控层网络加载试验中,对站控层网络注入各种负载报文,监视后台、数据通信网关机等客户端通信情况及交换机 CPU 负荷率,应满足设计要求;

2 在过程层网络加载试验中,对过程层网络注入各种负载及各种组播地址的组播报文,多次测试相关保护整组动作时间、后台事件及监视交换机 CPU 负载率,应满足设计要求。

6.13 整组传动试验

6.13.1 电气一次设备传动试验应符合下列规定:

1 分别从监控后台、远动主站逐一控制变电站所有可控一次设备,同时检查人机界面和相关装置信息应正确;

2 模拟各一次设备的状态信号与测量量,分别在监控后台和远动主站检查相关信号及设备状态可视化信息应正确。

6.13.2 顺控功能传动试验应符合下列规定:

1 按典型顺序控制票逐一检验全部顺序控制功能应正确

传动；

- 2 不同运行方式下自动生成典型操作流程的功能应正确；
- 3 顺序控制急停功能应正确。

6.13.3 继电保护传动试验可按现行行业标准《继电保护和电网安全自动装置检验规程》DL/T 995 执行，并应符合下列规定：

- 1 分别投入/退出相应压板保护整组动作应正确；
- 2 分别投入/退出检修压板保护整组动作应正确；
- 3 保护整组动作时间应符合现行国家标准《智能变电站继电保护通用技术条件》GB/T 32901 的有关规定；
- 4 80%直流电源下设备应可靠动作；
- 5 配合传动试验、监控后台及保护故障信息系统的信号及故障信息综合分析功能应正确。

6.14 一次通流加压试验

6.14.1 电流互感器一次通流试验时，检查测控、保护、计量、故障录波器、网络分析仪、PMU 等相关设备显示值应正确，极性应正确。

6.14.2 电压互感器一次加压试验时，检查测控、保护、计量、故障录波器、网络分析仪、PMU 等相关设备显示值应正确。

7 启动试运

7.1 启动试运条件

7.1.1 设备启动受电前,除应符合现行行业标准《110kV及以上送变电工程启动及竣工验收规程》DL/T 782的有关规定外,还应符合下列规定:

- 1 变电站现场调试已经完成并经现场验收合格;
- 2 现场验收检查发现影响启动试运的缺陷应已消除。

7.2 启动受电试验

7.2.1 变电站启动受电应按照经审查批准的启动方案要求执行。

7.2.2 高压输电线路、高压母线受电试验应包括下列内容:

- 1 高压空载线路、高压母线充电试验,确认设备绝缘正常;
- 2 新建线路、母线等一次路径的同源二次核相,结果应正确。

7.2.3 主变压器启动受电试验应包括下列内容:

- 1 变压器空载冲击合闸试验,确认设备绝缘正常;
- 2 录取变压器电压、励磁涌流波形;
- 3 变压器空载冲击合闸期间,变压器本体及附属仪表检查应正常;
- 4 变压器各侧电压回路的二次核相,结果应正确。

7.2.4 配电母线、站用母线受电试验应包括下列内容:

- 1 配电母线、站用母线充电试验,确认设备绝缘正常;
- 2 配电母线、站用母线一次路径的同源二次核相,结果应正确;
- 3 如果配置有配电母线或站用母线电源备自投系统,应进行备自投空载切换试验,备自投系统各项性能指标应满足设计要求。

7.2.5 站用变、站用接地变、电抗器、电容器、配电线路等设备受电试验应包括下列内容：

1 投运设备充电试验，确认设备绝缘正常；

2 投运设备冲击合闸期间，设备本体及附属仪表检查应正常；

3 站用变低压侧一次路径的同源一次核相。

7.2.6 新建线路、母线、变压器等一次路径的同源二次核相，可利用保护、测控、故障录波、网络报文记录分析仪等装置，进行比较分析，验证其正确性。

7.3 带负荷试验

7.3.1 投运设备完成启动受电试验后，应进入带负荷试运阶段调试。

7.3.2 变电站带负荷试运阶段调试应包括下列内容：

1 在系统准备合环带负荷前，应对合环点两侧的电压进行核相；

2 检查差动保护电流相量、差流应正确，检查各种带方向性的阻抗、距离保护电压电流相量应正确，检查测量、计量、安稳等二次设备电压电流相量应正确。

7.3.3 带负荷试验，可利用保护、测控、故障录波、网络报文记录分析仪等装置，进行比较分析。

7.4 连续 24h 试运

7.4.1 完成启动受电阶段和带负荷试运阶段调试并确认设备均正确投运后，可进入连续 24h 试运。

7.4.2 连续 24h 试运阶段调试应包括下列内容：

1 解决和处理试运期间出现的问题，并处理与调试有关的缺陷及异常情况；

2 做好变电站试运记录，定期检查设备状态、统计运行数据。

8 调试验收

8.1 工厂验收

8.1.1 工厂验收前应具备下列条件：

- 1 供货商已按实际工程搭建完整的模拟测试环境,并完成厂内测试；
- 2 工厂验收大纲已完成编制并通过审核。

8.1.2 工厂验收应包括下列文件：

- 1 系统硬件清单及配置参数,应包括 SCD 文件、ICD 文件；
- 2 设备随机技术资料、检验报告和出厂合格证书；
- 3 设备型式试验报告；
- 4 厂内测试报告；
- 5 合同技术协议；
- 6 技术联络会纪要及备忘录；
- 7 设计文件。

8.1.3 工厂验收内容应包括一次设备出厂试验,以及自动化、继电保护、计量、远动、时间同步、网络等装置和系统的单体功能性能测试,整体性能试验。

8.1.4 工厂验收达到下列要求时,可认为工厂验收通过：

- 1 文件及资料齐全；
- 2 设备型号、数量、配置均符合项目合同要求；
- 3 工厂验收结果应符合项目合同要求,无缺陷项目。

8.2 现场验收

8.2.1 现场验收应具备下列条件：

- 1 待验收设备已在现场完成安装调试；

- 2 完成竣工草图编制；
- 3 安装调试单位已提交现场安装调试报告；
- 4 完成现场验收大纲编制并通过审核；
- 5 型式试验报告齐全，试验数据和功能验收结果应满足相关标准和技术协议要求；

6 智能变电站的 SCD 文件已作为变电站图纸资料提交。

8.2.2 现场验收应包括下列文件及资料：

1 系统硬件清单及配置参数，包括 IED 配置文件、SCD 文件、VQC 和保护测控定值单等；

2 设备现场安装调试报告；

3 竣工草图，包括四遥信息表、GOOSE 配置图、二次逻辑回路图等；

4 五防闭锁逻辑表及完整、正确的典型操作票；

5 厂家相关资料，包括厂家图纸、产品说明书、产品合格证等。

8.2.3 现场验收内容应包括一二次设备的功能、性能试验，系统功能、性能试验。

8.2.4 现场验收达到下列要求时，可认为现场验收通过：

1 文件及资料齐全；

2 设备型号、数量、配置符合项目合同要求；

3 现场验收结果应符合项目合同要求，无缺陷项目。

8.3 启动验收

8.3.1 启动验收前应具备下列条件：

1 工程调试工作已全部完成；

2 工程已通过现场验收，并出具现场验收报告；

3 工程启动试运前应完成质量监督检查并确认具备启动条件。

8.3.2 启动验收依据应包括下列内容：

- 1 法律法规和国家现行标准；
- 2 设计文件；
- 3 工程合同；
- 4 设备、材料技术文件。

8.3.3 启动验收应包括下列内容：

- 1 现场验收发现问题的处理情况；
- 2 工程设备安装调试质量；
- 3 试运行前的生产运行准备情况；
- 4 工程调试档案资料,包括 SCD 文件、ICD 文件等；
- 5 对不影响使用功能和安全运行的非关键问题提出的限期处理意见。

8.3.4 启动验收测试项目应包括下列内容：

1 投运设备充电时,检查相关设备应运行正常,无放电闪络,无异响,检查有关表计指示应正常。

2 主变压器启动受电时,检查主变压器无击穿放电、无渗漏、无杂音,冷却装置应正常投运和互切,风扇、油泵应能全部正常投运,有载调压无异常,套管、引线接头无发热现象,油温和绕组温度指示应准确,气体监视测定值应满足要求。

3 检查主变压器保护、线路保护、母线保护、母联保护、断路器保护、T 区或短引线保护、电容器保护、电抗器保护、站用变保护以及站域保护等继电保护装置的电压电流显示应正确,电流极性应正确。

4 检查故障录波装置、备自投、安稳装置等安全自动装置的电压电流显示应正确,电流极性应正确。

5 检查监控系统、网络交换机、远方通信系统、防误操作系统等设备运行正常,电气测量显示应正确,信息和报文的显示、动作应正确。

6 检查备自投空载切换试验动作应正确,相关信号、设备无异常,电压电流无明显冲击现象,角差应满足设计要求。

7 变电站经连续 24h 试运期间,投运设备应满足下列要求:

- 1)一次、二次电气设备运行应正常,指示、动作应正确;
- 2)继电保护及安全自动装置投入率、正确动作率、设备运行可靠统计应达到 100%;
- 3)监控系统投入率、设备评级一类设备率、变压器非计划停运次数、断路器非计划停运次数、母线电量不平衡率、通信系统可用率、远动通道可用率、遥测信号合格率等技术指标应满足设计要求。

8.3.5 试运行结束后,应完成启动验收证书签证。

住房和城乡建设部信息中心
浏览专用

本标准用词说明

1 为便于在执行本标准条文时区别对待,对要求严格程度不同的用词说明如下:

1)表示很严格,非这样做不可的:

正面词采用“必须”,反面词采用“严禁”;

2)表示严格,在正常情况下均应这样做的:

正面词采用“应”,反面词采用“不应”或“不得”;

3)表示允许稍有选择,在条件许可时首先应这样做的:

正面词采用“宜”,反面词采用“不宜”;

4)表示有选择,在一定条件下可以这样做的,采用“可”。

2 条文中指明应按其他有关标准执行的写法为:“应符合……的规定”或“应按……执行”。

引用标准名录

- 《电气装置安装工程 高压电器施工及验收规范》GB 50147
- 《电气装置安装工程 电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》GB 50148
- 《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150
- 《交流电量转换为模拟量或数字信号的电测量变送器》GB/T 13850
- 《互感器 第7部分：电子式电压互感器》GB/T 20840.7
- 《互感器 第8部分：电子式电流互感器》GB/T 20840.8
- 《电力安全工作规程(发电厂和变电站电气部分)》GB 26860
- 《电力系统同步相量测量装置检测规范》GB/T 26862
- 《电力系统的时间同步系统检测规范》GB/T 26866
- 《智能变电站继电保护通用技术条件》GB/T 32901
- 《合并单元测试规范》DL/T 281
- 《电力系统直流电源柜订货技术条件》DL/T 459
- 《电能信息采集与管理 第1部分：总则》DL/T 698.1
- 《电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程》DL/T 724
- 《110kV及以上送变电工程启动及竣工验收规程》DL/T 782
- 《变电站通信网络和系统 第10部分：一致性测试》DL/T 860.10
- 《继电保护和电网安全自动装置检验规程》DL/T 995
- 《电能质量测试分析仪检定规程》DL/T 1028
- 《电能质量监测系统技术规范》DL/T 1297
- 《电力用直流和交流一体化不间断电源设备》DL/T 1704
- 《电气装置安装工程电气设备质量检验及评定规程》DL/T 5161.1~17