

智能变电站 调试与运行维护

孙鹏 张大国 汪发明 孟碧波 等 编著



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

智能变电站 调试与运行维护

孙鹏 张大国 汪发明 孟碧波 等 编著



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

本书以智能变电站工程技术的应用为主线,系统地介绍了智能变电站调试及运行维护技术,对智能变电站建设、改造工程及运行维护等方面具有较大的参考价值。

全书共分8章,包括绪论、智能变电站调试与运行维护基础知识、智能变电站网络系统调试、智能变电站时间同步系统调试与运行维护、智能变电站二次虚回路调试与运行维护、智能变电站继电保护系统调试、智能变电站一体化监控系统调试、智能变电站运行维护与异常处理。

本书可供从事智能变电站技术、管理、运行、调试和维护等专业技术人员学习使用,也可供大专院校及电气设备制造厂相关专业人员阅读参考。

图书在版编目(CIP)数据

智能变电站调试与运行维护/孙鹏等编著. —北京:中国电力出版社,2014.11

ISBN 978-7-5123-6142-3

I. ①智… II. ①孙… III. ①智能系统-变电所-电力系统运行-调试方法②智能系统-变电所-电力系统运行-维护 IV. ①TM63-39

中国版本图书馆CIP数据核字(2014)第144809号

中国电力出版社出版、发行

(北京市东城区北京站西街19号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>)

航远印刷有限公司印刷

各地新华书店经售

*

2014年11月第一版 2014年11月北京第一次印刷

710毫米×980毫米 16开本 12.75印张 242千字

印数0001—2500册 定价45.00元

敬告读者

本书封底贴有防伪标签,刮开涂层可查询真伪
本书如有印装质量问题,我社发行部负责退换

版权专有 翻印必究

《智能变电站调试与运行维护》

编 委 会

主 任 尹正民

副主任 李 政

委 员 张大国 孟碧波 孙 鹏 汪发明 刘秋萍

主 编 孙 鹏

副主编 张大国 汪发明 孟碧波

参 编 周友斌 夏勇军 蔡 勇 皮志勇 王 晋

陈 宏 宋会平 叶庞琪 宿 磊 刘 源

姜 璇 徐雄军 肖志强 焦 健 刘 亮

吴文斌 秦昌平



前 言

随着智能变电站建设和推广应用的逐步深入,对智能变电站调试及运行维护工作的经验进行总结十分必要。

本书以智能变电站工程技术应用为主线,系统地阐述了智能变电站调试与运行维护技术,在总结智能变电站建设与工程应用经验的基础上,针对智能变电站网络系统、时间同步系统、二次虚回路、继电保护系统、一体化监控系统等,对智能变电站各个系统模块全面深入地阐述,并结合实际工程,阐述智能变电站集中集成测试、现场调试的技术方法。

本书参编人员既有较强的理论基础,又具有丰富的现场实践经验。本书包括绪论、智能变电站调试与运行维护基础知识、智能变电站网络系统调试、智能变电站时间同步系统调试与运行维护、智能变电站二次虚回路调试与运行维护、智能变电站继电保护系统调试、智能变电站一体化监控系统调试、智能变电站运行维护与异常处理 8 章。第 1 章由孙鹏、蔡勇编写,第 2 章由夏勇军、陈宏、蔡勇编写,第 3 章由汪发明、王晋、秦昌平、宋会平编写,第 4 章由周友斌、陈宏、叶庞琪编写,第 5 章由王晋、宿磊编写,第 6 章由皮志勇编写,第 7 章由刘源、姜璇编写,第 8 章由肖志强、徐雄军、焦健、刘亮、吴文斌编写。本书由张大国、孟碧波主审。

本书编写过程中,得到了国网湖北省电力公司电力科学研究院等单位领导的高度重视,并给予了大力支持。王冠、王涛、余建华、陈涛、王晟、钱江、徐鹏、沈晗阳、张明昭等在资料收集等方面提供了许多帮助。本书的编写还参阅了相关文献及技术标准,在此,对以上单位及个

人表示衷心的感谢!

由于编写时间仓促,书中难免存有疏漏或不足之处,恳请读者批评指正。

编 者

2014年5月

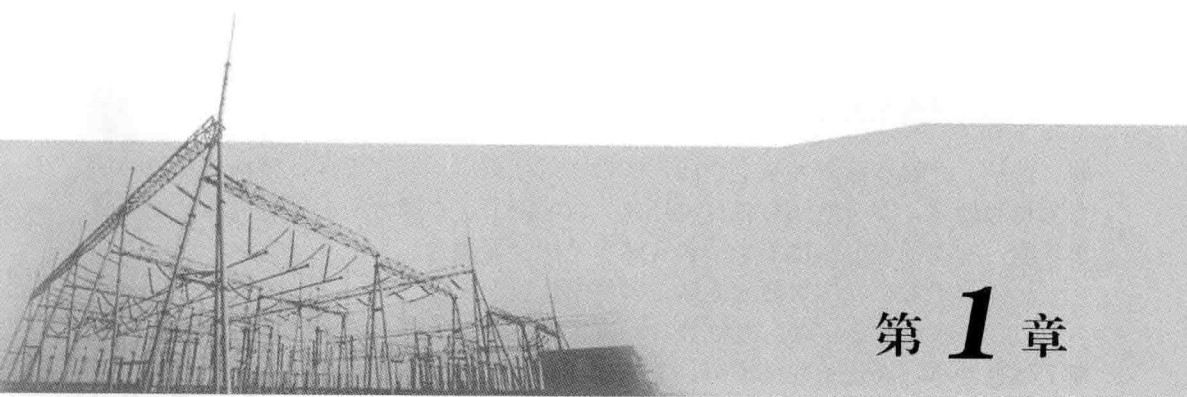


目 录

前言

第 1 章	绪论	1
第 2 章	智能变电站调试与运行维护基础知识	4
	2.1 二次系统特点	4
	2.2 调试流程	6
	2.3 质量控制	8
	2.4 调试与运行维护工器具	11
	2.5 调试流程与主要内容	12
第 3 章	智能变电站网络系统调试	15
	3.1 工业以太网基本原理与技术	15
	3.2 智能变电站交换机测试方法	19
	3.3 智能变电站网络性能测试技术及方法	27
	3.4 智能变电站组网实例分析	38
第 4 章	智能变电站时间同步系统调试与运行维护	53
	4.1 时间基准源	54
	4.2 时间同步设备与系统	56
	4.3 时间同步测试设备	60
	4.4 时间同步系统调试	64
	4.5 时间同步系统运行维护与故障诊断	71
第 5 章	智能变电站二次虚回路调试与运行维护	74
	5.1 二次虚回路与 SCD	74
	5.2 变电站配置描述语言	75
	5.3 SCD 配置工器具	92

	5.4 二次虚回路检测方法·····	96
	5.5 SCD 配置及下装操作实例 ·····	99
第 6 章	智能变电站继电保护系统调试 ·····	105
	6.1 调试内容与方法 ·····	105
	6.2 主变压器保护调试 ·····	119
	6.3 线路保护调试 ·····	130
	6.4 母差保护调试 ·····	135
	6.5 母联保护调试 ·····	142
第 7 章	智能变电站一体化监控系统调试 ·····	148
	7.1 一体化监控系统体系结构 ·····	148
	7.2 远动监控系统调试 ·····	149
	7.3 交直流一体化电源调试 ·····	151
	7.4 二次系统安全防护设备调试 ·····	156
	7.5 电能量系统调试 ·····	157
	7.6 PMU 调试 ·····	158
	7.7 一体化监控系统联调 ·····	159
	7.8 顺序控制系统调试 ·····	160
	7.9 在线监测系统调试 ·····	160
	7.10 辅助控制系统调试·····	162
第 8 章	智能变电站运行维护与异常处理 ·····	165
	8.1 智能变电站运行维护重点 ·····	165
	8.2 智能变电站缺陷（异常）发现、分析及处理 ·····	172
	参考文献 ·····	195



第 1 章

绪 论

随着电力系统的迅猛发展，变电站控制与保护系统在经历了电磁式、半导体和集成电路保护阶段后，于 20 世纪 90 年代发展到了微机保护时代。经过十余年发展，在解决间隔层设备大量数字信息共享与传输问题的过程中，变电站综合自动化技术迅猛发展，常规的模拟信号控制屏以及间隔层到站控层的电缆被取消，变电站自动控制与保护达到了较高的水平，但微机保护和综合自动化系统也逐渐显露出来一些不足之处。近些年，随着通信网络技术、电子式互感器、在线监测等技术的发展，IEC 61850 规约研究应用逐渐走向成熟，智能变电站成为电力系统技术发展的必然选择。

智能变电站是指采用先进、可靠、集成、低碳、环保的智能设备，以全站信息数字化、通信平台网络化、信息共享标准化为基本要求，自动完成信息采集、测量、控制、保护、计量和监测等基本功能，并可根据需要支持电网实时自动控制、智能调节、在线分析决策、协同互动等高级功能的变电站。

一、智能变电站技术特点

智能变电站总体上是在数字变电站的基础上，向过程层的一次设备智能化和站控层一体化信息平台的高级应用发展而来。智能变电站把全站分为站控层、间隔层和过程层三层。其中，过程层设备包含变压器、断路器、TV/TA 等一次设备及其所属的智能组件；间隔层设备一般指实现一次设备保护、测控等功能，以及对设备运行状态进行监视分析的智能电子设备；站控层主要包括自动化站级监视控制系统、站域控制、通信系统、对时系统等，实现面向全站设备的监视、控制、告警及信息交互功能，完成数据采集和监视控制（SCADA）、操作闭锁以及同步相量采集、电能量采集、保护信息管理等相关功能。

与常规变电站相比，智能变电站采用智能设备，自动完成信息采集、测量、控

制、保护、计量和监测等基本功能,实现了范围更广、层次更深、结构更复杂的信息采集和处理,支持电网实时自动控制、智能调节、在线分析决策、协同互动等高级功能,实现了变电站技术水平和管理水平的全面提升。

总体上来看,我国智能变电站主要技术特点如下:

(1) 在体系构架方面,遵循 IEC 61850 进行系统建模,解决了互操作问题,实现了信息共享,简化了系统维护、工程配置和工程实施。

(2) 在信息采集与传输方面,采用全数字接口的二次设备,实现了遥测遥信信息全数字化高精度测量与同步采集,具有精确的绝对时标;全站数据统一采集,通过标准方式输出,共享方便;利用光缆代替传统电缆,使长期困扰继电保护安全稳定运行的 TA 开路、TV 短路、电磁干扰、多点接地等问题不复存在;节约了大量二次电缆,节省了工程造价,体现了节能环保理念。

(3) 在一次设备智能化方面,采用智能组件技术实现了一次设备在线故障诊断功能,为运行维护自动化及设备全寿命周期管理提供技术支撑。采用智能组件就地集成控制、测量、状态监测、保护等功能,实现就地采集处理与状态检测,以 IEC 61850 标准接入信息一体化平台。

(4) 在监控系统方面,建立了全站信息一体化平台作为变电站全景数据收集、处理、存储的中心,并融合了监控、五防、保护信息、状态监测、各类智能辅助系统等全站功能的融合,简化了二次系统设备的配置,实现了全景数据集成、标准化信息统一上送。

(5) 在高级应用方面,全站可灵活配置一键式顺序控制、智能开票、智能告警、故障分析综合决策、设备状态可视化、支撑经济运行与优化控制、源端维护等高级功能,使原来人工运行维护的工作全部实现自动化,为运行维护检修管理提供了可靠的技术保证。

(6) 在站用电方面,全站站用交直流、逆变、通信等电源采用一体化设计、一体化配置、一体化监控。通过一体化监控模块将站用电源各子系统通信网络化,实现站用电源信息共享,以 IEC 61850 标准接入信息一体化平台,并可采用太阳能等可再生能源作为站用一体化电源系统的补充。

(7) 在智能巡检方面,采用智能巡检机器人实现了对变电站户外设备自动巡视,为无人值守变电站的设备巡检、图像识别提供了新的技术手段,提高了巡视效率和操作控制的可靠性。

二、智能变电站调试与运维特点

智能变电站与常规变电站调试与运行维护的差异,主要源自数据传输方式的改进和网络通信技术的发展。智能变电站在调试及运行维护上的变化,具体体现在站

内计算机监控、继电保护、网络通信等二次系统集成与功能验证方面。

(1) 系统设备结构差异。常规变电站基本功能多由单体设备实现,通过站控层网络、103 规约实现站控层设备与间隔设备的点对点通信和站控层功能。而智能变电站多采用站控层网络与过程层网络实现 IED 设备之间的连接与数据交换,采用 IEC 61850 统一建模,实现设备之间的相互配合与实时数据共享以及功能的灵活配置。

(2) 调试与运维差异。常规变电站主要调试各单体设备及其二次回路功能,并通过与站控层联调实现全站监控功能。智能变电站具有多设备、多环节实现系统功能的特点,主要通过单体设备调试、分系统功能调试、一体化监控功能系统设备联合调试等方式与步骤,实现变电站功能且应整体满足现场工程应用要求,其中包含了常规变电站调试的所有要素。

智能变电站与常规变电站的运行维护差异,主要由智能变电站设备功能融合、设备网络连接、功能相互关联等特点体现,应重视有效管控全站设备配置、设备之间的软硬压板配合以及功能之间的相互关联。

智能变电站调试与运行维护基础知识

智能变电站与常规变电站的主要区别体现在二次系统上的跨代升级，其调试与运行维护主要差异也集中在二次系统方面。智能变电站一次设备本体及其二次回路均可依据现有国家、行业技术标准进行调试与运行维护。本章遵循 IEC 61850 中智能变电站二次系统与常规变电站综合自动化系统的区别与联系，讨论智能变电站二次系统调试流程与主体内容、调试与运行维护工器具配置、调试策略与质量控制原则等内容。

2.1 二次系统特点

2.1.1 二次系统体系结构

智能变电站二次系统（基于 IEC 61850 标准）技术上是常规变电站综合自动化系统（基于 IEC 60870-5-103 标准）的继承与发展。智能变电站与常规变电站二次系统体系结构对比图如图 2-1 所示。

由于 IEC 61850 标准面向变电站工程对象建模，使得二次系统在结构、通信、连接以及工程应用方式等方面更易于标准化。譬如，图 2-1（a）所示的 IEC 61850 系统（简称 61850 系统），通过采用过程层光纤网络 and 智能组件的方式，简化了现场二次回路，提高了系统运行可靠性和基础数据共享的能力；通过标准化 MMS、SV、GOOSE 的网络通信，更利于系统的功能配置以及设备的兼容、扩展、维护，且更容易按将来的高级应用目的逐步实现新的系统功能（或称智能化功能）。

由图 2-1 可见，两种系统的基本对象均为现场一次设备，均以间隔为基础实现站控层应用功能。智能变电站二次系统的间隔层保护测控设备及其过程层现场接

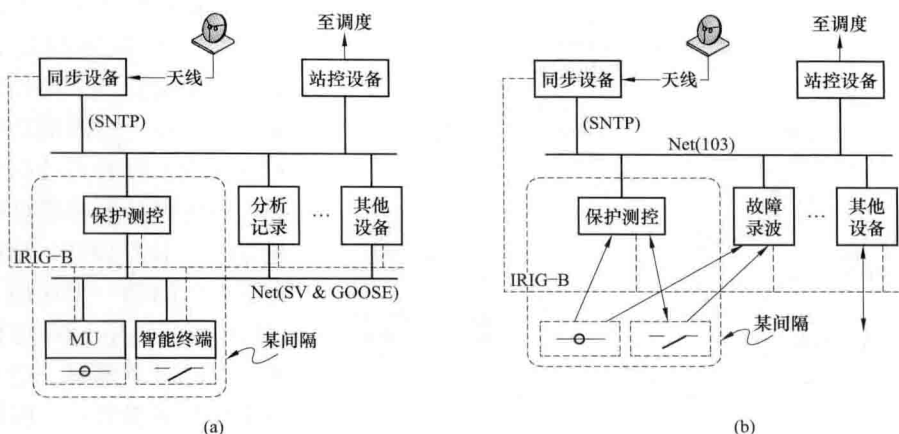


图 2-1 智能变电站与常规变电站二次系统体系结构对比

(a) 基于 IEC 61850 标准的智能变电站二次系统；

(b) 基于 IEC 60870-5-103 标准的常规变电站综合自动化系统

口组件 MU、智能终端，构成了一次设备对象的间隔 IED 设备组（或称间隔整组）。另外，由于间隔层上的分析记录设备的主要功能是基于各一次设备间隔的 IED 设备组而实现的，因此分析记录设备宜作为系统平台的一部分。

IEC 60870-5-103 系统（简称 103 系统）由保护测控设备的主模块及其 AI、DI/O 插件共同组成一个间隔功能，根据智能变电站与传统变电站的对比分析，智能变电站的调试与运行维护应类似于 103 系统，以间隔为基础，重视其整体性。

2.1.2 系统功能

61850 系统的基本对象是站内一次设备，系统的基本作用是保障一次设备安全、满足电网运行方式要求，系统及其设备配置的核心基本功能仍然是实现一次设备的各项保护、测量、控制等能力，并以此为基础实现变电站无人值班、数据整合应用等其他能力。

如图 2-2 所示，可将 61850 系统划分为三类功能：一是系统的基本功能，主要指间隔整组完成的变电站基础功能，如间隔的保护、测量、监视和操作控制等；二是站控层的分系统功能，如一次设备监控、远动、保护信息，站内设备在线监测等；三是站控层的一体化监控高级应用功能，如站域五防、站域控制、综合分析决策等。

由于 103 系统的通信仅定义了应用、链路、物理层，本质上是点对点的通信方

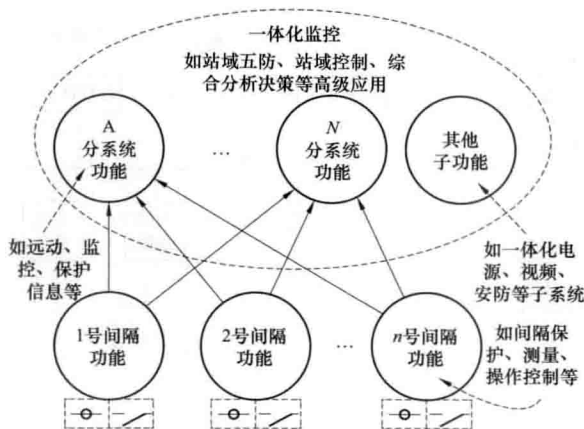


图 2-2 61850 系统功能结构

式，互操作性较差。系统的基本功能由间隔层设备完成，分系统功能中站控层功能集中实现、间隔层功能点对点实现，即若不计网关设备，则各项站内功能纵向不超过两个 IED 设备，难以实现深层次的第一类功能。而 61850 系统采用 OSI 结构体系、面向对象建模、定义了功能及其逻辑节点，明确了应用层与网络传输方式，具

有互操作性，系统的功能可分解、可横向交换数据、配置方式灵活，大多由系统层、间隔层、过程层设备组合实现，易于实现上述三类功能。

2.1.3 技术特点

根据以上系统结构与功能结构分析，61850 系统与 103 系统共同拥有如下特点：

- (1) 系统设备按层次分散、横向布置；
- (2) 不同层次设备之间采用网络连接；
- (3) 间隔基本功能，按一次设备对象相对集中布置，且间隔能够独立运行；
- (4) 分系统功能，基于各间隔功能纵向实现。

国内二次系统大多遵循“三层两网，按间隔配置”的应用结构，按站控层、间隔层、过程层三层布置设备 [见图 2-1 (a)]。因此 61850 系统还具有以下与 103 系统不同的特点：

- (1) 根据系统工程化配置，各 IED 的单体功能组态实现；
- (2) 各项系统功能，大都由多环节、多组件或多设备共同完成；
- (3) 一体化监控功能，大多基于分系统和其他子功能横向实现。

2.2 调 试 流 程

2.2.1 功能调试与工程调试

根据前文 61850 系统的技术特点分析，61850 系统物理结构上与 103 系统的主要

区别是间隔功能的多设备、多环节特点。因此，61850 系统的调试与运行维护工作实际也是传统作业方式的继承与发展，最后由现场一次设备送电试验进行检验。

61850 系统的调试作业可以分为两类：①系统配置与设备功能组态调试，即功能配置调试；②系统功能现场实现过程调试，即系统功能的工程应用调试（或工程调试），如图 2-3 所示。

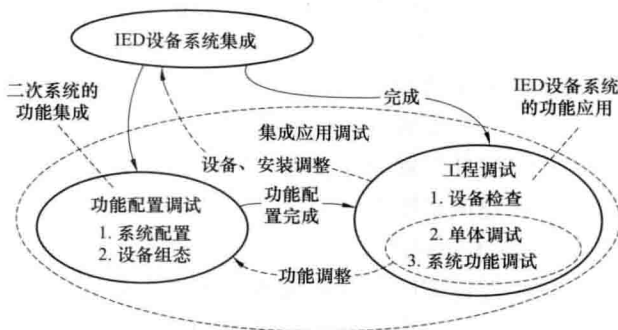


图 2-3 61850 系统的工程图

1. 功能配置调试

所谓功能配置调试，是指基于 61850 系统功能与结构设计，根据各 IED 的功用分配与逻辑联系，进行的虚回路配置、组态和调整。功能配置调试作为设备集成与功能应用实现之间的媒介，本质是系统功能的集成作业。

2. 工程调试

工程调试主要针对各系统功能的相关设备进行调整、调校和试验，并使其整体满足现场对象的工程应用要求，即工程调试是以一次设备应用为目的，基于系统硬件设备及其功能配置的调试。

61850 系统连接 IED 的网络、时间同步、实时分析记录、系统数据库、二次安防等设备的功用，应是支持变电站功能实现的系统平台组成部分；系统平台应作为基础条件在工程调试前完备，并通过各项功能调试检验其完整性和正确性。系统平台能力考核，宜归入系统性能测试的范畴。

鉴于当前系统广泛存在非单一生产厂家设备构成基本功能的特点，以及限于系统调试工具的技术发展水平，应给予设备单体功能的调试验证足够重视。目前，工程调试由单体设备至系统功能的实现过程，大都会涉及功能配置的调整和相关功能再调试，而这也是 61850 系统工程调试有别于 103 系统的关键点之一。

综上所述，IED 设备系统的工程调试是以“工程一次设备为对象、功能应用实现为目的”进行的调试，具体是指基于系统设备和功能集成的系统功能工厂调试和现场调试。由此，工程调试应以变电站功能为主线展开，且侧重于系统集成的设备配置核查、组态配置核实与功能应用实现。

2.2.2 调试过程

综合上述技术特点以及工程调试内涵与目的，工程调试的工厂、现场调试流程

均应包含系统设备检查、单体组件调试、系统功能调试等内容，并应在系统设备集成和组态配置完成以及系统平台建立后开展。

1. 系统设备检查

调试前的系统设备检查，可按照“先横向、后纵向”的方式，即硬件配置横向分层核实，功能配置纵向设备对应，且各设备的工作和通信状态应正常。既核实整个系统设备硬件配置的完整性，也核实各设备与组态的匹配正确性，又检查了系统平台是否满足调试要求。

2. 单体组件调试

单体组件调试应在智能设备的工程配置、组态配置完成后，开展其功能的调整、调校和试验。为了减轻工程调试的现场作业复杂程度和工作强度，单体组件调试的主要工作宜纳入工厂调试的作业范畴。

工程调试中，若某智能单体组件的配置需更新，则说明其系统设备或功能集成的工作尚未完成（或者存在缺陷），应在调整后进行单体调校并重新进行与其相关的所有调试项目。

3. 系统功能调试

系统功能调试开始前，相关智能单体组件均应依据项目的工程配置，完成功能组态并经调校合格，且相关设备之间通信正常。

系统功能调试过程中，原则上只对各设备单体进行定值和参数修改。

系统功能调试可按照“先纵向、后横向”的方法，即先系统基本功能、后站控层分系统功能、再站内一体化监控高级应用功能。采取间隔调试、分系统调试、横向联合调试的次序，分层次、分步骤调试实现功能传动。

4. 送电试验

通过投运前的一次设备送电试验，核实 61850 系统的相关保护、测量、控制、实时记录分析、监控一体化等变电站功能满足工程应用要求。

2.3 质 量 控 制

根据 IEC 61850 面向工程对象建模的技术架构及其通信体系，虽然国内智能变电站实际应用的二次系统结构有多种，但基于运行维护安全和技术应用成熟性，大都遵循以一次设备为对象的原则，配置测量监视、保护控制、状态监测等功能，并在此基础上整合实现一体化监控的变电站功能。由于配套标准尚需完善、调试工具的技术集成化程度偏低，现场多存在“重网络轻功能、重单体轻系统”的现象，致使调试工作周期偏长、质量不易保障。

调试质量控制是根据工程设计与应用要求，基于设备集成和功能配置，针对调

试各组成环节进行的控制。如图 2-4 所示, 质量控制应覆盖调试工作的全过程, 目的是功能完整、性能合格, 具有现场实施安全性、调试项目完整性、系统功能可靠性等控制特点, 并经送电试验反馈调试项目的质量控制结果, 支撑不同工程阶段的资料、设备、试验等项目验收。

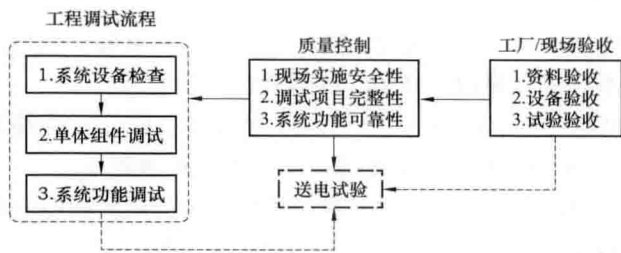


图 2-4 调试与质量控制图

2.3.1 质量控制关键

1. 实施安全性

工厂调试项目应覆盖二次系统所有型号设备及其软件版本, 并应将确认的系统配置、设备组态结果作为依据, 建立现场调试的版本控制档案。

若已有一次设备带电运行, 则应采取有效措施隔离相应的系统间隔, 且应将系统配置、设备组态等工作纳入现场操作安全管理。

在有效隔离带电运行的一次设备间隔的基础上, 系统的间隔单体、整组以及站控层功能调试可协同开展。

2. 项目完整性

应根据工程合同文件、设计策略, 核查系统设备及其功能配置与工程项目的一致性。应依据源端模拟、受端确认的工程技术应用原则, 通过现场环境模拟、一次设备状态仿真、现场传动试验、系统平台响应等方式, 从源端至受端调试验证由单体功能至系统功能的各个环节。

3. 功能可靠性

应依据工程合同文件、技术标准、产品性能指标等相关参数和要求, 制订各项功能调试的质量控制判据, 保障各调试环节的有效性、实时性、稳定性等技术能力。

2.3.2 调试质量控制原则

智能变电站 IED 设备系统调试工作, 应遵循以下技术原则进行质量管控: