

ZHINENG BIANDIANZHAN

ERCI XITONG YUANLI

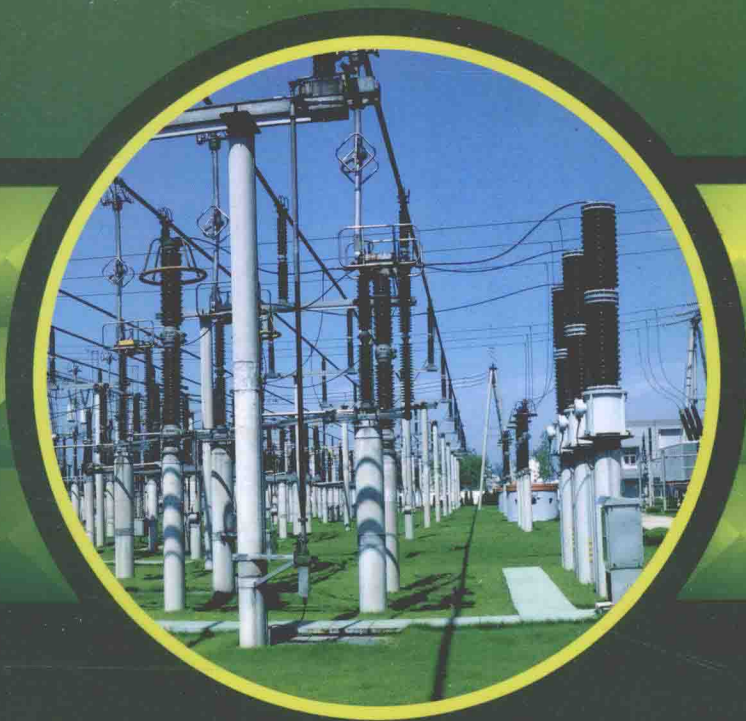
YU XIANCHANG SHIYONG JISHU

智能变电站

二次系统原理 与现场实用技术

主 编 林 冶

副主编 张孔林 唐志军



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

智能变电站

二次系统原理 与现场实用技术

主 编 林 冶

副主编 张孔林 唐志军

参 编 林国栋 翟博龙 石吉银 邓超平 林少真 黄青辉
冯学敏 陈锦山 郭健生 晁武杰 胡文旺 林文彬
余斯航 林金东 邹焕雄 蔡美杰



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

本书从智能变电站的概述入手,首先介绍了智能变电站的技术和原理,包括电子式互感器、智能变电站二次设备、智能变电站一体化监控系统、防误系统、光纤二次回路、智能变电站检修机制、IEC 61850 标准、智能变电站通信网络、智能变电站二次系统配置文件全过程管控、对时及同步技术、检修安全措施等的技术和原理;其次介绍了智能变电站二次系统设计的现状、特点、流程和虚端子配置方法,SCD 文件集成和设计,典型保护厂家的配置方法,智能变电站主要调试工具和软件;然后详细阐述了智能变电站的电子互感器、合并单元、智能终端、保护装置、测控装置、网络报文记录分析装置等的具体调试方法;最后介绍了智能变电站二次系统现场验收的条件、项目和要求等。

本书系统、全面地介绍了智能变电站的概念、特点、主要技术和原理,智能变电站二次系统设计、集成、配置、调试和验收,对智能变电站工程实践以及现场应用具有极高的实用价值和指导意义。本书可作为智能变电站二次系统技术监督与管理、运行维护、检修等专业人员工作参考书和培训教材,也可供高校、科研单位及制造厂商学习与参考。

图书在版编目(CIP)数据

智能变电站二次系统原理与现场实用技术/林冶主编. —北京:中国电力出版社,2016.8

ISBN 978-7-5123-9111-6

I. ①智… II. ①林… III. ①智能技术-应用-变电所-二次系统 IV. ①TM645.2

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2016)第 061716 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>)

北京天宇星印刷厂印刷

各地新华书店经售

*

2016 年 8 月第一版 2016 年 8 月北京第一次印刷

787 毫米×1092 毫米 16 开本 39.25 印张 1070 千字

定价:118.00 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

前言

与常规变电站相比,智能变电站方方面面有着深刻的变化,其中 IEC 61850 标准体系、电子式互感器、智能化二次设备、光纤物理回路、逻辑虚回路、一体化监控系统等新技术以及新设备的应用,使得以往常规变电站二次系统的相关方法和经验已不适应智能变电站的技术发展要求,这给电网二次专业人员带来了新的挑战;同时,随着我国智能变电站规模化投产,电网公司急需培养一定的技术力量来支撑智能变电站的快速建设和大量运行检修工作,因此迫切需要编写一本能够阐述智能变电站二次系统原理和现场实用技术的专著,有针对性地帮助二次专业人员掌握智能变电站相关技术和技能,从而更好地推动智能变电站建设、保障智能变电站顺利投运和安全稳定运行。

本书以智能变电站现场实践技术和建设流程为主线,参考现行标准规程,结合福建省电力有限公司在智能变电站建设过程中的工程实践经验,从概念、术语、技术和原理、设计、集成、配置、调试及验收等方面系统阐述了智能变电站二次系统原理和现场实用技术。在深入阐述分析智能变电站设备及系统特性原理、新技术应用中的重点难点的基础上,对智能变电站建设过程中各关键环节的方式、方法及典型经验进行了详细介绍,同时梳理了智能变电站相关术语和定义,力求概念清晰全面、理论贴近实际、现场实践方法具有较强的可操作性。目前智能变电站还处于不断发展和提升阶段,本书仅是对现阶段智能变电站应用实践的总结和分析,随着智能变电站技术研究的深入,必将形成一套成熟稳定的技术体系和建设流程。

希望本书的出版能使电网二次专业人员对智能变电站技术原理有一个全面而深入的了解,理清智能变电站现场工作流程、内容及相互关系,牢固掌握现场实践技术和技能。同时本书介绍了智能变电站建设过程中设备以及系统的特性和原理、存在问题及应用方案,可为科研单位及设备制造商对智能变电站的现场实际应用情况和需求提供有价值的参考,并通过积极探索和研究不断解决实际问题,进一步提升我国智能变电站的研发、生产、建设以及运行检修质量。

本书由福建省电力有限公司电力科学研究院组织编写。在编写过程中,公司领导高度重视并给予了大力支持,同时本书得到了南瑞继保、长园深瑞、北京四方、国电南自等公司的大力支持与帮助,编写期间还参考了有关标准、资料 and 材料,在此谨向以上单位及相关编者表示衷心的感谢。

由于编者水平有限,书中难免有疏漏和不足之处,恳请读者批评指正。

编 者

目 录

前言

第 1 章 概述	1
1.1 智能变电站概念	1
1.2 智能变电站主要特点	2
1.3 智能变电站采用的新技术	2
1.4 智能变电站应用现状	4
1.5 新一代智能变电站	4
1.6 智能变电站术语和定义	10
第 2 章 技术和原理	17
2.1 电子式互感器	17
2.1.1 电子式电流互感器	18
2.1.2 电子式电压互感器	20
2.1.3 技术要求	21
2.1.4 准确级	22
2.2 智能变电站二次设备	23
2.2.1 二次设备简介	23
2.2.2 双重化配置要求	36
2.2.3 二次设备相关特性	37
2.2.4 二次设备特有逻辑	38
2.3 智能变电站监控系统	41
2.3.1 智能变电站一体化监控系统	41
2.3.2 防误系统	46
2.4 光纤二次回路	47
2.4.1 光纤相关知识	47
2.4.2 直采和网采	49
2.4.3 光纤回路监视	50
2.5 智能变电站检修机制	52
2.5.1 检修机制应用分析	53
2.5.2 综合应用分析	53
2.5.3 现场检修机制配合验证情况	54
2.6 IEC 61850 标准	56

2.6.1	标准构成	56
2.6.2	核心思想	58
2.6.3	SCL	60
2.6.4	SV 通信服务	62
2.6.5	GOOSE 通信服务	71
2.6.6	MMS 通信服务	77
2.6.7	一致性测试	83
2.7	通信网络技术	87
2.7.1	计算机网络通信技术	87
2.7.2	以太网技术	89
2.7.3	智能变电站网络组网方案	90
2.7.4	智能变电站通信网络关键技术	94
2.8	智能变电站配置文件管理技术	102
2.8.1	配置文件管理平台介绍	103
2.8.2	配置文件管理平台运用	111
2.8.3	配置文件管理平台后期应用	115
2.9	对时及同步技术	115
2.9.1	智能变电站对时方式	116
2.9.2	采样值同步技术	120
2.10	检修安全措施	124
2.10.1	二次工作安全措施编制	125
2.10.2	二次工作安全措施应用分析	126
2.10.3	典型二次工作安全措施票	128

第3章 设计和集成 130

3.1	设计与集成的关系	130
3.2	智能变电站二次系统虚回路的设计	130
3.2.1	智能变电站二次系统的设计特点	130
3.2.2	智能变电站二次系统的设计流程	131
3.2.3	虚端子 (GOOSE 及 SV) 配置方法	131
3.2.4	智能变电站二次回路设计现状	145
3.2.5	智能变电站图纸审查	146
3.3	智能变电站 SCD 文件集成	146
3.3.1	SCD 文件集成前准备工作	146
3.3.2	全站通信网络设置	147
3.3.3	使用南瑞继保设计软件进行 SCD 文件集成设计	148

第4章 配置 167

4.1	智能变电站的两个流程	167
4.1.1	装置配置文件的产生过程	167

4.1.2	装置配置和调试的关联	168
4.1.3	现阶段存在的问题	168
4.2	典型厂家配置介绍	168
4.2.1	南瑞继保公司配置介绍	168
4.2.2	国电南自公司配置介绍	191
第5章	调试	212
5.1	智能变电站调试工具	212
5.1.1	数字式继保测试仪	212
5.1.2	抓包工具	223
5.1.3	网络性能测试仪介绍	227
5.2	主变保护调试	231
5.2.1	主接线形式	231
5.2.2	变压器保护类型	232
5.2.3	主变保护的基本原理	233
5.2.4	变压器保护的配置原则	235
5.2.5	主变保护调试	241
5.3	数字式母线保护调试	299
5.3.1	母线的接线方式	299
5.3.2	母线保护的工作原理	301
5.3.3	母线保护的典型配置	306
5.3.4	数字式母线保护调试	307
5.4	线路保护调试	366
5.4.1	线路的主接线方式	366
5.4.2	线路保护的基本原理	366
5.4.3	线路保护的典型配置	369
5.4.4	数字式线路保护的调试方法	371
5.5	合并单元调试	446
5.5.1	合并单元的配置原则	446
5.5.2	PSMU 602-C 合并单元调试	446
5.6	智能终端调试	463
5.6.1	智能终端的配置原则	463
5.6.2	PSIU 601B-S 智能终端调试	464
5.7	智能变电站测控装置调试	480
5.7.1	数字化测控装置单体调试	480
5.7.2	检验前的准备工作	480
5.7.3	通用的检测项目	481
5.7.4	定值检验	481
5.7.5	数字化测控装置特有逻辑检查	489
5.8	网络报文记录分析装置调试	497

5.8.1	ZH-5N 型网络报文分析仪的简介	497
5.8.2	ZH-5N 型网络报文分析仪的基本操作方法	498
5.8.3	数字式继保测试仪的使用介绍	500
5.8.4	SV 采样数据异常试验	503
5.8.5	GOOSE 数据异常试验	517
5.8.6	Sprient 网络测试仪的基本使用方法	530
5.8.7	装置性能测试	537
5.9	智能变电站网络交换机调试	546
5.9.1	智能变电站通信网络	546
5.9.2	智能变电站网络交换机的要求	546
5.9.3	智能变电站网络交换机的检测方法	548
5.10	电子式互感器现场调试	587
5.10.1	电子式互感器现场测试	587
5.10.2	电子式互感器测试注意事项	592
第 6 章	验收	594
6.1	概述	594
6.2	验收应具备的条件	594
6.3	测试设备的要求	595
6.4	验收项目	595
6.4.1	资料验收	595
6.4.2	备品备件验收	596
6.4.3	反措内容检查	596
6.4.4	安装验收	598
6.4.5	过程层验收	600
6.4.6	间隔层验收	602
6.4.7	站控层验收	608
6.4.8	网络设备验收	609
6.4.9	整体系统验收	609
6.4.10	高级应用验收	610
6.4.11	送电投产验收	610
6.5	验收常见问题	610
附录	智能变电站相关标准和规范	613
参考文献		619

第1章

概 述

电网智能化是世界电力发展的趋势，发展智能电网已在世界范围内形成共识。智能变电站作为智能电网运行数据的采集源头和命令执行单元，是建设坚强智能电网的重要组成部分，国家电网公司为此专门提出了建设智能变电站的目标和规划。国家电网公司将建设 110kV 及以上智能变电站 6214 座，实现新建变电站智能化率 30%~50%，原有重要变电站智能化改造率达 10%；规划在 2016~2020 年全国实现新建重要变电站智能化率 100%，全国原有重要变电站智能化改造率达 30%~50%，全国改造原有变电站 5000 座左右。

随着智能变电站规模化投产和大量新技术的应用，对电网二次人员的技术水平提出了更高的要求。本书主要针对智能变电站二次部分相关技术、原理、设计、配置及调试进行介绍，以便二次调试人员尽快掌握智能变电站新技术。

1.1 智能变电站概念

变电站发展先后经历了综合自动化变电站、数字化变电站、智能变电站、新一代智能变电站等阶段，如图 1-1 所示。智能变电站作为变电站技术发展的某一个阶段，随着技术的发展，其定义会不断更新与拓展。

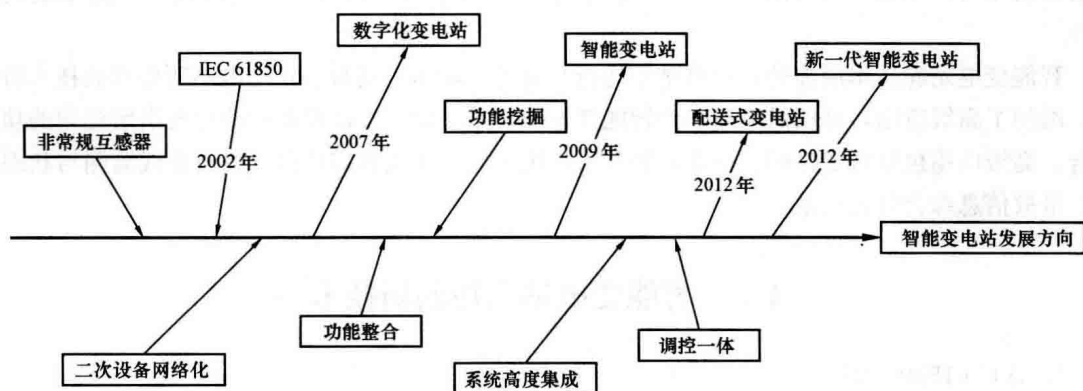


图 1-1 变电站发展脉络图

其中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，实现与相邻变电站、电网调度等互动的变电站。

智能变电站是数字化变电站的升级和发展，在数字化变电站的基础上，结合智能电网的需求，对变电站自动化技术进行充实以实现变电站智能化功能。与传统变电站相比，智能变电站具有结构紧凑、系统集成、信息共享、安全可靠和节能环保的特点。智能变电站在技术和功能上能更好地满足智能电网信息化、自动化、互动化的要求，更好地支撑智能电网其他环节的建设，更好地服务于电网资源的整体优化配置，提高资源的使用效率。

1.2 智能变电站主要特点

智能变电站具体有如下特征：一次设备数字化、二次设备网络化、数据平台标准化。一次设备数字化主要体现了全数字输出的电子互感器和智能开关，二次设备网络化体现在二次设备对上对下联系均通过高速网络通信；数据平台标准化体现为 IEC 61850 标准，设备对象模型化。

各类数据从源头实现数字化，真正实现信息集成、网络通信、数据共享。在电流、电压的采集环节采用智能化电气测量系统，如光电/电子式互感器，实现了电气量数据采集的智能化应用，并实现了由常规变电站的装置冗余向智能化变电站的信息冗余的转变，为实现智能电网的应用提供了基础。它打破常规变电站的监视、控制、保护、故障录波、量测与计量等功能单一、相互独立的装置模式，改变了硬件重复配置、信息不共享、投资成本大的困局，实现了变电站由原来分散的二次系统装置转变成为信息集成和功能合理优化、整合的智能化设备。

系统结构更加紧凑，数字化电气量监测系统具有体积小、重量轻等特点，可以有效地集成在智能开关设备系统中，按变电站机电一体化设计理念进行功能优化组合和设备布置。对一、二次设备进行统一建模，资源采用全局统一命名规则，变电站内及变电站与控制中心之间实现了无缝通信，从而简化系统维护、配置和工程实施。

变电站设备实现广泛在线监测，使得设备状态检修更加科学可行。在智能化变电站中，可以有效地获取电网运行状态数据、各种智能电子装置（IED）的故障和动作信息及信号回路状态。智能化变电站中将几乎不再存在未被监视的功能单元，在设备状态特征量的采集上没有盲区。设备检修策略可以从常规变电站设备的“定期检修”变成“状态检修”，这将大大提高系统的可用性。

智能变电站除技术层面外，更侧重于运行与管理，除了上述数字化变电站所要求的技术特征外，增加了高级应用，可以简单理解为智能变电站就是一次、二次设备智能化与高级应用的功能整合。高级应用包括智能控制、智能告警及分析决策、分布式状态估计、设备在线监测与状态检修、事故信息综合分析决策。

1.3 智能变电站采用的新技术

1. IEC 61850 标准

IEC 61850 标准是目前电力系统自动化领域唯一的全球通用标准。它的应用实现了智能变电站的工程运作标准化，使得智能变电站的工程实施变得规范、统一和透明。不论是哪个系统集成商建立的智能变电站工程都可以通过 SCD 文件了解整个变电站的结构和布局，对于智能化变电站发展具有不可替代的作用。

2. 电子式互感器

电子式互感器是实现智能变电站实时信息数字化的主要设备之一,在电网动态观测、提高继电保护可靠性等方面具有重要作用。准确的电流、电压动态测量,为提高电力系统运行控制的整体水平奠定测量基础。IEC 6044-8:2002《互感器 第8部分:电子式电流互感器》对电子式互感器的定义如下:一种装置,由连接到传输系统和二次转换器的一个或多个电压传感器或电流传感器组成,用以传输正比于被测量的量,供给测量仪器、仪表和继电保护装置或控制装置。在数字接口的情况下,一组电子式互感器共用一台合并单元完成此功能。

3. 通信网络技术

智能变电站通信网络已经覆盖变电站站控层、间隔层和过程层,通信网络报文已经成为变电站智能设备间信息交互和共享的主要载体。智能设备和通信网络的健康状况将直接影响整个变电站的通信,网络报文的发送端、接收端及通信网络异常或故障均可能导致电力系统重大事故。因此,需要对网络报文进行有效的监视、记录和诊断,预测通信网络的薄弱环节和故障设备,预防电力系统事故的发生,并且使得事故发生后快速找出故障原因。

4. 智能化一次设备

一次设备智能化是智能变电站的重要标志之一,包括变压器、开关设备、避雷器设备及电容器设备的智能化。采用标准的信息接口,实现融合状态监测、测控保护、信息通信等技术于一体的智能化一次设备,可满足整个智能电网电力流、信息流、业务流一体化的需求。智能化一次设备通过先进的状态监测手段和可靠的自评价体系,可以科学地判断一次设备的运行状态,识别故障的早期征兆,并根据分析诊断结果为设备运维管理部门合理安排检修和调度部门调整运行方式提供辅助决策依据,在发生故障时能对设备进行故障分析,对故障的部位、严重程度进行评估。大规模间联发电和分布式发电接入,要求电网具有很高的灵活性,而一次设备智能化是满足这种要求的重要基础。把一次设备智能化的信息传输至信息一体化平台,建设变电站状态监测系统,智能变电站通过状态监测单元实现主要一次设备重要参数的在线监测,为电网设备管理提供基础数据支撑。实时状态信息通过专家系统分析处理后可作出初步决策,实现站内智能设备自诊断功能。

5. 高级功能的应用

(1) 智能变电站一体化监控系统:按照全站信息数字化、通信平台网络化、信息共享标准化的基本要求,通过系统集成优化,实现全站信息统一接入、统一存储和统一展示,实现运行监视、操作与控制、信息综合分析与智能告警、运行管理和辅助应用等功能。

(2) 数据通信网关机:一种通信装置,实现智能变电站与调度、生产等主站系统之间的通信,为主站系统实现智能变电站监视控制、信息查询和远程浏览等功能提供数据、模型和图形的传输服务。

(3) 数据服务器:实现智能变电站全景数据的集中存储,为各类应用提供统一的数据查询和访问服务。全景数据是反映变电站电力系统运行的稳态、暂态、动态数据以及变电站设备运行状态、图像等数据的集合。

(4) 图形网关机:一体化监控系统中一类特殊的客户端,与主站通过 DL476 协议进行通信,实现远程浏览功能。

(5) 综合应用服务器:实现与状态监测、计量、电源、消防安防和环境监测等设备(子系统)的信息通信,通过综合分析和统一展示,实现一次设备在线监测和辅助设备的运行监视与控制。

(6) 可视化展示:一种信息图形化显示技术。通过可视化建模和渲染技术,将数据和图形相结合,实现变电站设备运行状态、设备故障等信息图形化显示功能,为运行监视人员提供直观、

形象和逼真的展示。

1.4 智能变电站应用现状

目前,国内已有数个智能化变电站顺利投运。总体来看,设备运行较平稳,各类数据采集、传输无误,保护和自动装置动作正常,说明智能化变电站的技术运用在实际中已初步通过实践的检验,满足了安全、稳定的系统运行要求。但智能变电站的发展是一个系统工程,要实现全部智能变电站高级功能,还有许多技术问题有待进一步深入研究和解决。现阶段智能变电站发展应用情况如下:

(1) 技术应用情况。智能变电站新技术较多,变化较快,目前还存在装置应用模型不规范、IED 配置复杂、配置文件管理亟待规范、改扩建难度大等问题。

(2) 设计调试情况。目前设计和调试工作依然遵循常规变电站方式,无法适应智能变电站建设实际,造成设计与建设脱节;缺乏合理手段对 SCD 反复修改造成的影响进行合理的智能化分析,导致调试效率低下。同时 IED 设备软件版本不断变换引起变电站建设、调试过程中的大量重复性工作,造成工作量增大、建设周期增长、调试进展缓慢,对变电站运维及大规模建设不利。

(3) 管控情况。“四边”(边研发、边设计、边集成、边调试)现象严重,过度依赖厂家,用户很难参与建设过程协调困难,不易受控,缺乏保障正确性的方法与措施。各环节工作没有相应技术手段保证达到相应的要求和标准。

(4) 职责划分情况。专业融合趋势明显,导致智能变电站建设过程中分工很难合理,没有合适的方法理顺各单位各环节应开展的工作。由于 SCD 的复杂性和融合性,造成 SCD 变更不易追溯,导致人工无法保证 SCD 修改的落实,必须通过技术手段实现。

因此,为保障坚强智能电网建设,尤其是保证智能变电站建设顺利实施,必须进一步加快对智能变电站相关技术的发展和培养,已支撑我国智能变电站规模化建设。

1.5 新一代智能变电站

1. 发展情况

2012 年年初,国家电网公司启动新一代智能变电站的研究工作,在公司科技部的统一安排下,历时 8 个月,提出了新一代智能变电站概念设计方案。方案以“系统高度集成、结构布局合理、装备先进适用、经济节能环保、支撑调控一体”为目标,以功能需求为导向,远近结合,既有创新又具有可操作性。从被动地选择已有产品转变为主动引导设备研制,构建以集成化智能设备、一体化业务系统及站内统一信息流为特征的新一代智能变电站。

2012 年 10 月,国家电网公司在系统内选取了 6 座变电站作为示范工程进行建设,其中 220kV 两座,110kV 四座。经过 1 年多的建设,6 座示范站于 2013 年底全部投运。

2. 基本概念

新一代智能变电站定义为:采用集成化智能设备和一体化业务系统,采用一体化设计、一体化供货、一体化调试模式,实现“占地少、造价省、可靠性高”的目标,实现“系统高度集成、结构布局合理、装备先进适用、经济节能环保、支撑调控一体”。具体体现为:

系统高度集成——智能变电站信息一体化。实现全站信息的统一接入、统一存储和统一展示。

支持调控一体——支持智能电网调度。将变电站与调控中心、检修中心的应用功能进行有效的集成。

装备先进适用——智能一次设备，包括智能变压器、智能开关等设备。采用智能组件技术路线，对一次设备进行深度智能化。

结构布局合理——设备功能适度集成，优化布局。实现站内保护、测控、计量、功角测量等功能的有效集成，减少设备数量，简化设备配置。

经济节能环保——满足输变电工程长寿命周期的要求。提出输变电工程的一次设备 40 年、二次设备 20 年、建构筑物 60 年的要求。

3. 一次设备新技术

一次设备应采用高度集成的智能设备，实现设备小型化、功能集成化，优先采用节能、环保、紧凑型、模块化、标准化的设备，实现模块化设计、紧凑化布局、装配式安装。

(1) 智能断路器。使用隔离式断路器 (DCB)，以“断路器+隔离开关”合二为一的模式取代传统的敞开式两个分立设备的组合，实现了断路器、隔离开关及接地开关功能的集成，如图 1-2 所示。

隔离断路器 (DCB) 在动作过程中仅有一套运动触点，当处于分闸位置时，传统隔离开关功能通过隔离断路器灭弧室触点来实现。在隔离断路器灭弧室内，没有多余触点或部件用于隔离开关功能。隔离断路器有单相操作和三相机械联动两种操作方式，通常采用弹簧操动机构。额定电压 245kV 及以下采用单断口设计，362~420kV 一般采用双断口设计。隔离断路器的额定电流、电压与断路器参数一致。

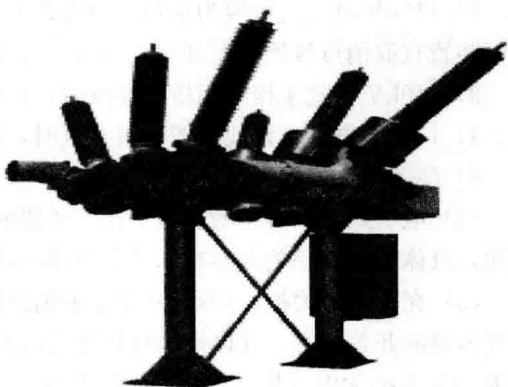


图 1-2 隔离式断路器示意图

隔离断路器有三个运行位置：合闸位置、分闸位置和隔离闭锁位置；具有锁定系统，可以在隔离闭锁位置上锁；接地开关置于断口外，只有当隔离断路器闭锁在分闸位置时方可进行接地开关合闸操作，具有可见的接地和非接地位置，可就地挂锁，确保运维操作人员安全。

目前，智能断路器配置情况如下：

- 1) 户外 AIS 变电站瓷柱式断路器宜采用集成式隔离断路器、集成电子式电流互感器，配置 SF₆ 气体状态及机械状态检测。
- 2) GIS、HGIS、罐式断路器设备及集成电子互感器。
- 3) 智能终端、合并单元、监测 IED 应按间隔配置。
- 4) 户外站每间隔配置一面智能控制柜，布置间隔智能终端、合并单元及监测 IED，与开关本体集成设计。
- 5) 户内站每间隔配置一面智能控制柜，布置间隔智能终端、合并单元、监测 IED、保护、测控、计量等设备，工厂完成接线调试，与开关本体集成设计。
- 6) 在线监测 IED 宜采用就地接线汇集，集中上传，以简化回路接线。

同时，智能断路器给一次电气主接线带来了变化，其中对 220kV 一次电气主接线带来的变化如下：

- 1) 对于 220、110kV 电气主接线，当出线上无 T 接线时，或有 T 接线但线路允许停电时，应取消线路侧隔离开关。

2) 当 220kV 电气主接线为单母线(分段)接线时,同名回路应布置在不同母线上,户外 AIS 配电装置可取消母线侧隔离开关。

3) 110kV 电气主接线宜简化为以主变为单元的单母线分段接线,同名回路应布置在不同母线上。户外 AIS 配电装置宜取消母线侧隔离开关。

4) 采用单母线接线的 220、110kV 分段间隔断路器两侧宜设置隔离开关。

5) 线路侧应配置带电显示装置。

6) 220kV 侧采用双母线接线;采用集成式智能断路器,取消站内出线侧隔离开关。

7) 110kV 侧由双母线优化为单母线分段;采用集成式智能断路器,取消站内出线侧、母线侧隔离开关。

对 110kV 一次电气主接线带来的变化如下:

1) 对于 110kV 电气主接线,当出线上无 T 接线时,或有 T 接线但线路允许停电时,应取消线路侧隔离开关。

2) 110kV 电气主接线为单母线(分段)接线时,同名回路应布置在不同母线上,户外 AIS 配电装置宜取消母线侧隔离开关。110kV 分段间隔断路器两侧宜设置隔离开关。

3) 110kV 电气主接线为桥形接线时,户外 AIS 配电装置取消线路断路器主变侧隔离开关。

4) 110kV 电气主接线为线变组接线时,户外 AIS 配电装置取消变压器侧隔离开关。

5) 线路侧应配置带电显示装置。

(2) 电子式互感器。随着电子式互感器的技术不断成熟,新一代智能变电站将得到大规模的应用,具体技术及相关内容在 2.1 节中详细说明,此处不再具体介绍。

(3) 充气式开关柜。10kV 开关柜根据站址条件和平面布置优化情况确定开关柜形式,当采用气体绝缘开关柜时,气体绝缘介质优先选用环保气体。10kV 主变进线、分段优先选用额定电流为 3150A 的大电流柜,简化主接线方案。

35kV 开关柜宜采用气体绝缘开关柜,气体绝缘介质优先选用环保气体。35kV/10kV 除主变进线外不配置独立的合并单元、智能终端。开关柜二次设备与开关柜一体化集成优化设计,应考虑布置的美观和运维检修的便利性。

主变进线采用智能终端、合并单元集成装置,双套配置;其余间隔采用集成保护装置、测控装置、智能终端、合并单元、考核计量等功能的多合一装置,单套配置。

4. 二次设备新技术

二次设备新技术包括一体化业务平台、层次化保护控制、集成化装置、前接线保护装置、GOOSE/SV/MMS 共网、智能巡检机器人等。

(1) 层次化保护技术。层次化保护控制系统是指综合应用电网全网数据信息,通过分布、协同的功能配置,实现时间维度、空间维度和功能维度的协调配合,提升电网继电保护性能和系统安全稳定运行能力的保护控制系统。它包括就地级保护、站域保护控制和广域保护控制三个层面。

它在确保可靠性、选择性、快速性、灵敏性的基础上,实现性能提升、技术先进、运行可靠、功能整合、应用智能、标准规范、支持调控,构建基于时空维度信息的层次化保护控制系统。

层次化保护控制体系架构如图 1-3 所示。

1) 广域层:面向区域电网,利用多站的综合信息,统一判别决策,实现相关保护及安稳控制等功能。

2) 站域层:面向变电站,利用站内多个对象信息,集中决策,变电站层面的保护及安全自

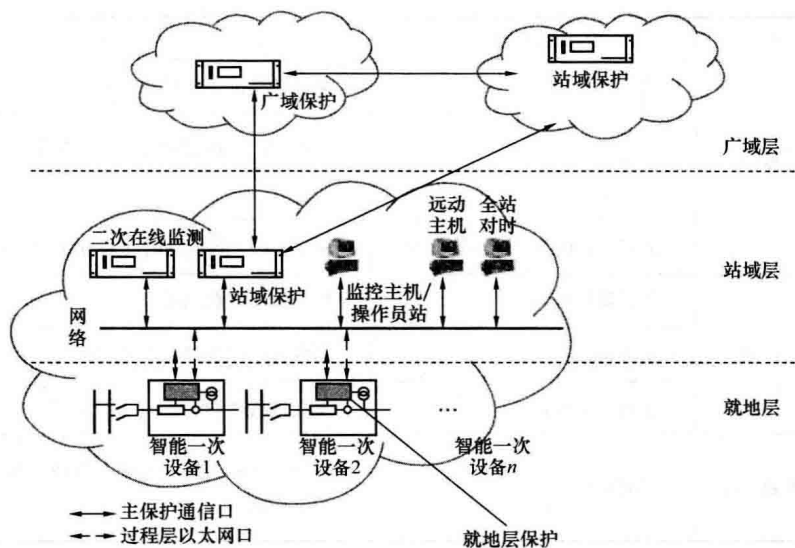


图 1-3 层次化保护控制体系架构图

动控制功能。

3) 就地层：面向单个对象，利用自身有限信息，独立、分散实现保护功能，实现可靠、快速地切除故障。构成以就地保护为基础、站域与广域保护协同的多维度层次化继电保护系统。

① 就地级保护实现方式：面向对象的保护就地布置，现阶段可采用预制仓/智能组件柜等方式，逐步实现无防护安装的二次设备，降低成本；保留已有元件保护的功能特点；改进硬件结构设计，提高电子器件等级，降低功耗；提高抗电磁干扰及温湿度变化能力。

就地级保护的功能配置如下：

a. 保留现有线路保护、母线保护、变压器保护等保护功能。110kV 采用保护测控一体装置，集成非关口计量功能，保护测控功能由独立 CPU 完成。35kV 及以下电压等级采用多功能合一装置。

b. 就地级保护的布置方式：基于本地信息，优化间隔功能，减少中间环节，提高可靠性，增强监测信息量，方便现场运维工作。

② 站域保护控制实现方式：基于智能变电站网络数据共享，综合利用站内多间隔线路、元件的电气量和开关量信息，采用网采网跳方式实现站内保护的冗余、优化、补充及安全自动控制功能的设备；采用高速总线，前端数据自由采集，多 CPU 运算处理；试点工程可考虑配置一台站域保护控制装置实现全部站级功能。

站域保护控制功能配置如表 1-1 所示。

表 1-1 站域保护控制功能配置表

序号	分 类	功能模块	功能描述
1	冗余保护功能	110kV 线路冗余保护	作为单套配置保护的冗余
2		110kV 主变冗余保护	
3		母联（分段）过流保护	

续表

序号	分 类	功能模块	功能描述
4	优化后备保护	失灵保护	断路器跳闸失灵保护功能
5		加速后备保护	实现变电站内部故障定位, 缩短后备保护切除故障时间
6		35kV 及 10kV 母线后备保护	基于 GOOSE 信息的简易母线保护功能
7	安全自动控制	低频低压减载	低频低压减载功能
8		站域备自投	站内各电压等级综合备自投功能
9		主变过载联切	主变过载联切、负荷均分功能
10	广域保护控制支撑	广域保护控制子站	站域信息的采集、处理及发送、区域电网保护控制的子站功能

a. 加速后备保护。为加速主变低压侧开关对母线充电时故障切除, 配置专用的合闸过流后加速保护功能。当装置检测到开关位置由分位变为合位时瞬时将加速保护投入, 投入时间为 3s。过流加速保护可整定功能控制字选择经复合电压闭锁。

b. 简易母线保护。

配置目的: 为加速 10kV 及 35kV 母线故障的切除。

动作条件: 主变低压侧过流。

闭锁条件: 出线过流启动 (GOOSE 发送)。

c. 技术优点: ①全站信息综合应用, 优化保护功能和动作逻辑, 提高整站保护的灵敏性和可靠性。②对于就地层保护单套配置的情况, 当就地层保护异常退出时, 实现保护功能自动冗余重构, 提高供电可靠性。

③广域保护控制实现方式: 利用广域电网信息、站域及就地层保护信息, 优化站域、就地层保护功能, 进行电网的智能控制。主要分为有主集中式、无主分布式。

广域保护控制功能配置如表 1-2 所示。

表 1-2 广域保护控制功能配置表

序号	分 类	功能模块	功能描述
1	优化后备保护	区域安全稳定控制	基于广域信息, 实现区域安全稳定控制功能
2		广域低频低压减载	智能分配切负荷量和切负荷轮次
3		广域失步解列	基于广域信息, 选择最优断面实施解列
4		区域电网自愈功能	电网故障切除后的电网自动恢复功能
5	安全自动控制	局部电网冗余保护	单一变电站保护控制功能失去后的应急保护功能、失灵保护等
6		优化后备保护	实现区域电网故障定位, 缩短后备保护切除故障时间

层次化保护控制体系是新一代智能变电站继电保护系统的重要特征,以继电保护多年成功的理论和实践探索为基础,既坚持了就地保护的独立性和可靠性,又充分利用了可共享的数据信息和网络通信技术,有效整合保护功能、提升故障识别能力,强调了与安全稳定控制功能的协调配合,提升了保护控制系统总体性能,有利于构建更加严密的电网安全防护体系。

(2) 网络通信与时间同步。智能变电站按照 IEC 61850 标准,将变电站分成三层,即站控层、间隔层、过程层。站控层与间隔层之间称为站控层网络,过程层与间隔层之间称为过程层网络,即通常所说的“三层两网”结构,但对具体的网络拓扑结构并没有定义。站控层网络业务数据量不大,实时性要求不高,拓扑结构较为灵活;而过程层网络是智能变电站安全稳定运行的重要保障,对可靠性、实时性具有严格要求。下面重点介绍过程层网络的几种组网方式。

1) 110kV 新一代智能变电站通信组网方案。110kV 新一代智能变电站通信网络采用“三层共网”网络架构,即站控层、间隔层和过程层设备接入全站统一的物理网络,全站 MMS、SV、GOOSE 报文共网传输,过程层设备 GOOSE 和 SV 报文采用同一个物理网络接口传输。网络交换机采用 IEC 61850 建模技术,实现通信网络管理和自动化系统管理的一体化,提高通信网络调试和运维效率。

2) 220kV 新一代智能变电站通信组网方案。220kV 新一代智能变电站通信网络采用“三层两网”架构,站控层网络和过程层网络物理独立,冗余的双星形拓扑结构(A、B网)。全站设备 GOOSE 和 SV 共口传输,就地级保护装置直采直跳,站域保护装置网采网跳。

3) 新一代智能变电站网络交换机发展趋势。新一代智能变电站网络交换机的发展趋势:高实时、高可靠、易调试、低成本、易运检。

a. 高实时。“网采网跳”对网络交换机的实时传输提出了更高的要求,在数据传输可靠,不出现数据丢帧、不影响保护采样计算、不引起保护闭锁基础上,保证数据传输实时性,即网络传输数据造成的延时尽量小,不影响保护正常运算,不降低关键性能(如故障后跳闸时间等)。

b. 高可靠。提高交换机自身可靠性,保证在正常报文传输时网络交换机的可靠性。通过设计、生产工艺及流程控制等进行完善,通过试验、检测等方式进行验证。提高网络交换机异常报文的识别及处理,网络交换机应具有识别接入设备发出的异常报文的能力,停止相应端口的正常转发,不让异常报文在网络上传播开来,并定位异常报文的来源,上报告警信号。

c. 易调试。目前,智能变电站通信网络调试现状只是对单台交换机独立地采用 VLAN 或组播功能配置,工作量大,且这种没有全站统一的配置容易引起连接设备的接入不规范、交换机功能配置的错乱,全网联调时会带来很多问题,问题查找起来非常困难。有必要采用配置文件自动生成及下载技术,将现有的 SCD 文件下载到网络交换机,网络交换机通过解析 SCD 文件自动生成业务报文固定转发路径表,免 VLAN 或组播配置,而且变电站一旦调试完成,该转发路径表是固化的。

d. 低成本。目前,智能变电站建设中使用的网络交换机数量较多,一般 110kV 智能变电站交换机数量为 25~30 台,220kV 智能变电站交换机数量为 50~60 台,500kV 智能变电站交换机数量为 100~120 台,建设成本高,有必要降低交换机成本。一方面,通过优化交换机设计方案,完善生产制造流程、物流管理等,降低网络交换机装置成本;另一方面,通过优化智能变电站通信网络结构,有效减少交换机数量,从而降低智能变电站的建设成本。

e. 易运检。交换机应支持设备状态信息采用 IEC 61850 标准建模,将通信网络管理纳入智能变电站统一监控管理体系,变电站监控系统可直接获取通信网络和交换机的状态信息。

应支持端口断线报警和端口状态实时监测,并提供异常告警提示,能够显示全站网络拓扑及每台交换机的连接,能够统计网络节点的吞吐量、最大的带宽,不仅可以查看整个网络的流量信