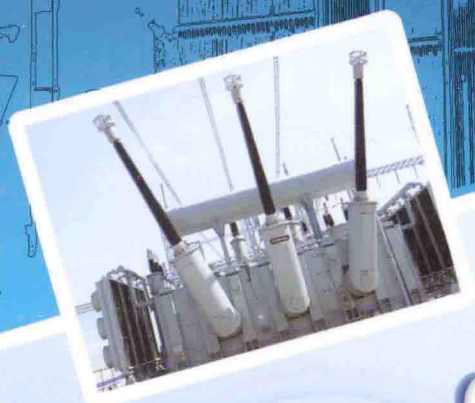
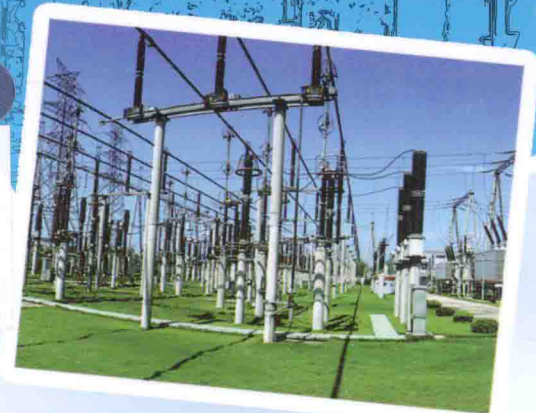


◆ 贵州电网有限责任公司科技创新系列丛书 ◆

数字化变电站网络采样 技术应用

贵州电网有限责任公司 组编



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

◆贵州电网有限责任公司科技创新系列丛书◆

数字化变电站网络采样 技术应用

贵州电网有限责任公司 组编



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

本书以贵州电网数字化变电站自身的特点为基础,对数字化变电站网络采样技术的基本工作原理及相关内容进行深入分析,较全面地介绍了数字化变电站网络采样的关键技术。

全书共8章,分别为概述、网络采样的架构及交换技术、网络采样的设备技术要求、数字化变电站网络采样环节的设计及工程配置、网络采样的关键测试、数字化变电站网络采样的验收、网络采样的数字化变电站的运行维护、变电站数字化改造实例,使读者能够完整地了解数字化变电站建设及运行中各个环节。对数字化变电站,特别是应用网络采样技术的相关从业人员有着极高的参考价值。

图书在版编目(CIP)数据

数字化变电站网络采样技术应用 / 贵州电网有限责任公司
组编. —北京: 中国电力出版社, 2014.12

ISBN 978-7-5123-6861-3

I. ①数… II. ①贵… III. ①数字技术—应用—变电所—采样 IV. ①TM63-39

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2014) 第 284658 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>)

北京盛通印刷股份有限公司印刷

各地新华书店经售

*

2014 年 12 月第一版 2014 年 12 月北京第一次印刷

700 毫米×1000 毫米 16 开本 15.75 印张 318 千字

定价 68.00 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

编 委 会

主 编 许良柱

副主编 任 勇 徐长宝 戴 宇

参 编 高吉普 颜 霞 王 宇 肖小兵

张秋雁 宁 楠

前 言

随着 IEC 61850 标准的颁布,数字化变电站技术在国内开始广泛应用,由综合自动化变电站发展到数字化变电站,势必对设计、运行、维护、管理的相关人员提出新的要求。尤其是贵州电网在短短几年时间建设了大量数字化变电站,相关人员对数字化变电站技术有着迫切的需求。因此,贵州电网有限责任公司组织贵州电力试验研究院数字化团队,结合几年来对贵州电网数字化变电站技术的理论研究与工程应用,特编写这本《数字化变电站网络采样技术应用》奉献给广大读者。

本书以贵州电网数字化变电站自身的特点为基础,对数字化变电站网络采样技术的基本原理及相关内容进行深入分析,较全面地介绍了数字化变电站网络采样的关键技术。全书通过介绍基本原理、设计、测试、验收、运行维护、变电站改造实例,使读者完整地了解数字化变电站建设及运行中各个环节。对数字化变电站,特别是应用网络采样技术的相关从业人员有着极高的参考价值。

参加本书编写的人员为从事数字化变电站技术研究和管理的专业技术人员。本书由许良柱主编,任勇、徐长宝、戴宇任副主编,高吉普、颜霞、王宇、肖小兵、张秋雁、宁楠参与了本书的编写。

本书得到了贵州电网有限责任公司各级领导及同仁的大力支持与帮助,并得到了六盘水供电局、武汉中元华电科技股份有限公司、深圳长园深瑞继保自动化有限公司、江苏金智科技股份有限公司、武汉凯默电气有限公司提供的资料和大量帮助,在此一并表示感谢。

由于时间仓促和水平有限,不足之处请大家批评指正。

编 者

2014 年 11 月

目 录

前言

第1章	概述	1
1.1	数字化变电站与传统变电站的比较	1
1.2	数字化变电站中的光纤通信技术	7
1.3	数字化变电站采样技术	14
1.4	小结	32
第2章	网络采样的架构及交换技术	34
2.1	网络采样的架构	34
2.2	网络采样的拓扑结构	39
2.3	网络采样的交换技术	44
2.4	小结	60
第3章	网络采样的设备技术要求	62
3.1	通用技术要求	62
3.2	同步对时系统	64
3.3	合并单元	70
3.4	过程层交换机	78
3.5	保护装置	85
3.6	录波及网络通信记录分析一体化装置	88
3.7	小结	95
第4章	数字化变电站网络采样环节的设计及工程配置	96
4.1	数字化变电站网络采样环节的设计	96
4.2	数字化变电站网络采样的工程配置	105
4.3	小结	111
第5章	网络采样的关键测试	113
5.1	网络采样相关测试设备	113
5.2	网络性能测试	114
5.3	同步对时系统测试	130
5.4	网络采样的同步性测试	134

5.5	网络重载下的通信能力测试	144
5.6	小结	145
第 6 章	数字化变电站网络采样的验收	147
6.1	出厂验收	147
6.2	现场验收	152
6.3	小结	160
第 7 章	网络采样的数字化变电站的运行维护	161
7.1	数字化变电站对运行维护的影响	161
7.2	SCD 版本控制	162
7.3	网分报文分析	164
7.4	数字化变电站的信息分类分级	174
7.5	网络采样模式下的保护定检	180
7.6	小结	182
第 8 章	变电站数字化改造实例	184
8.1	变电站简介	184
8.2	工程概况	185
8.3	改造方案	185
8.4	设计	187
8.5	招标	194
8.6	出厂验收	195
8.7	现场施工调试	199
8.8	现场施工流程及注意事项	205
8.9	竣工验收	211
8.10	小结	212
附录 A	网络报文记录数据交换文件 (PKTE) 格式定义	213
附录 B	数字化变电站验收项目表	225
	术语	236
	本文引用相关标准规范	240
	参考文献	242

数字化变电站是由智能化一次设备和网络化二次设备分层构建,建立在 IEC 61850 通信规范基础上,能够实现变电站内智能电气设备间信息共享和互操作的现代化变电站。它按照 IEC 61850 标准分为站控层、间隔层、过程层构建,采用 IEC 61850 数据建模和通信服务协议。过程层采用电子式互感器等具有数字化接口的智能一次设备,以网络通信平台为基础,实现变电站监测信号、控制命令、保护跳闸命令的数字化采集、传输、处理和数据共享,可实现网络化二次功能、程序化操作、智能化功能等。

数字化变电站概念的提出基于光纤通信技术、微电子技术、信息技术、网络通信技术的发展,在应用上直接表现为变电站二次系统的信息应用模式的变化^[1],其内涵体现在:

- (1) 电气信息量实现数字化。
- (2) IED (Intelligent Electronic Device, 智能电子设备) 实现统一建模。
- (3) IED 信息交互以网络通信方式实现。

因此,数字化变电站主要指变电站二次系统的“数字化”。

1.1 数字化变电站与传统变电站的比较

工业技术的发展,促进变电站的二次系统发生了两次大变革,第一是保护微机化,第二是以计算机局域网为基础的变电站自动化。工业级网络通信技术、集成应用技术、电子及光电采集技术、信息技术,特别是 IEC 61850 标准的颁布,为数字化/智能化变电站技术提供了基础^[1]。数字化变电站的出现是变电站技术发展的必然结果,与传统的综合自动化变电站有着一定的承接关系,同时突破了其在发展过程中的应用“瓶颈”。数字化变电站技术将给变电站带来一次全新的技术革命。

1.1.1 传统的综合自动化变电站与数字化变电站的区别

传统的综合自动化变电站采用变电站综合自动化系统,利用计算机技术和现代通信技术,通过对变电站的二次设备进行功能组合和优化设计,对变电站实施自动监控、测量、控制和协调,实现软、硬件资源的合理共享。该系统具有功能综合化,设备、操作、监视集成化,结构形式多样化,通信网络化以及运行智能化的特点。

它为受控设备和变电站安全可靠、优质经济地运行提供了信息化手段和基础保证，为变电站无人值班提供强有力的现场数据采集及监控支持^[2]。

它取代了变送器、指针式仪表的测量系统，中央信号系统、光字牌等告警装置，电磁式防误闭锁设备。改变了操作盘、模拟盘、手动同期及手控无功补偿等，彻底改变了二次设备的模式和观念，把变电站自动化水平提到一个新的高度，是变电站二次设备及二次系统的一次革命。

随着变电站应用技术的发展，传统的综合自动化变电站也遇到了技术应用上的“瓶颈”，如信息共享、互操作等。数字化变电站技术的发展，对于变电站综合自动化系统应用“瓶颈”带来了技术上突破的可能，数字化变电站技术的应用改变了传统的采集模式，实现一次、二次的有效隔离；信息的共享及丰富改变了变电站的自动化系统和运行检修模式；采集、执行单元从原保护、测控装置的分离，改变了变电站二次系统的形态及配置方式，例如站内集中式保护、集中测控等高度集中设备的出现及“虚端子”概念的引入。

1.1.1.1 系统结构的比较

(1) 传统的综合自动化变电站系统结构。传统的综合自动化变电站系统结构可分为两层：站控层、间隔层，如图 1-1 所示。

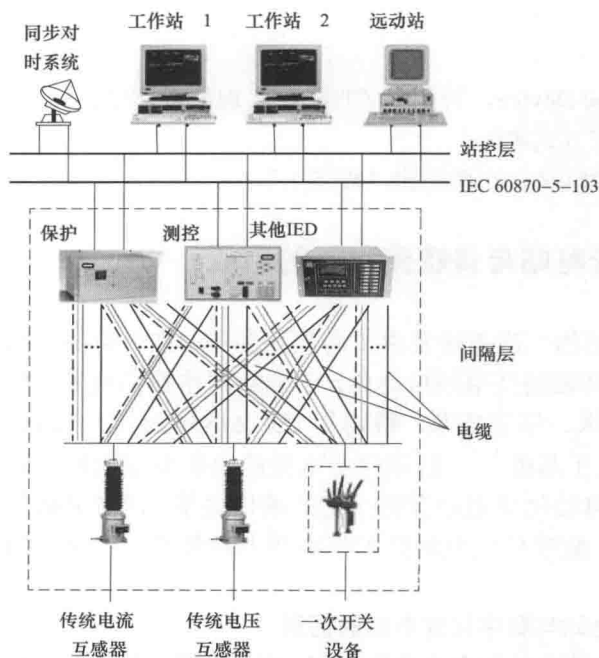


图 1-1 传统的综合自动化变电站系统结构图

站控层主要包括主机、操作员站、五防主机、远动装置及调度中心的通信系统等。

间隔层主要包括保护装置、测控装置、保护测控一体化装置、间隔层网络与站控层网络的接口和保护通信接口等。

站控层与间隔层之间的网络采用 IEC 60870-5-103 通信规约。

传统的综合自动化变电站采用电缆连接方式，实现数据采集、跳闸、遥控、遥信等，每一个装置需要大量的电缆连接；每一个装置需要一组 TA/TV（Current/Potential Transformer，电流互感器/电压互感器）线圈，容易在二次回路工作中引起变

电事故。变电站二次系统采用单元间隔的布置形式，装置之间相对独立，但缺乏整体的协调和功能优化，信息不能共享、接线比较复杂、系统扩展复杂。

(2) 数字化变电站的系统结构。数字化变电站系统结构可分为三层：站控层、间隔层和过程层，从过程层采样方式的不同又分为点采网跳模式与网采网跳模式，如图 1-2 所示。

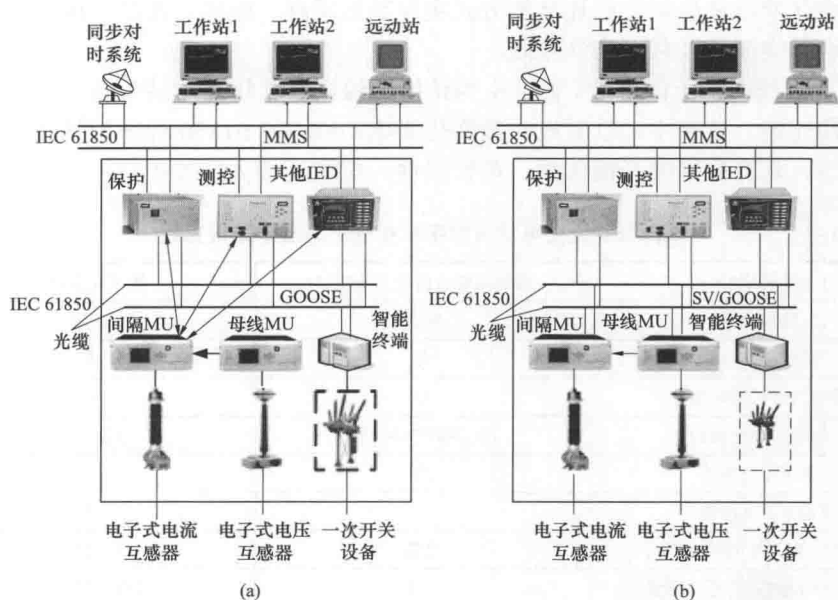


图 1-2 数字化变电站的系统结构图

(a) 点采网跳模式的数字化变电站；(b) 网采网跳模式的数字化变电站

站控层主要设备包括主机、操作员站、五防主机、远动装置、保信子站、网络通信记录分析系统、卫星对时系统等设备。站控层的主要功能是：通过网络汇集全站的实时数据信息，不断刷新实时数据库，并定时将数据转入历史数据记录库；按需要将有关实时数据信息送往调度端；接收电网调度或控制中心的控制调节命令并下发到间隔层、过程层执行；全站操作闭锁控制；站内当地监控、人机联系；对间隔层、过程层二次设备的在线维护、参数修改等。

间隔层主要设备包括各种保护装置、测控装置、安全自动装置、计量装置等，其主要功能是：汇总各个间隔的过程层实时数据信息；完成各种保护、自动控制、逻辑控制功能的运算、判别、发令；完成各个间隔及全站操作联闭锁、同期功能的判别；执行数据的承上启下通信传输功能，同时完成与过程层、站控层的网络通信功能。

过程层主要设备包括电子式互感器、合并单元、智能终端等，其主要功能是完成实时运行电气量的采集、设备运行状态的监测、控制命令的执行等。

站控层与间隔层之间的网络采用 IEC 61850 通信规约，传输报文为 MMS (Manufacturing Message Specification, 制造报文规范)。

间隔层与过程层之间的网络采用 IEC 61850 通信规约, 传输报文为 SV(Sampled Value, 采样值) 和 GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event, 通用面向对象的变电站事件)。

数字化变电站采用光纤连接的方式实现数据采样、跳闸、遥控、遥信等, 结构简单, 容易实现, 并且可靠性较高。

(3) 系统结构上的比较。表 1-1 为传统的综合自动化变电站与数字化变电站的系统结构比较。从表中可以看出, 数字化变电站以 IEC 61850 标准为基础, 实现信息的共享, 具有良好的互操作性、可扩展性, 电缆连接大量减少。

表 1-1 综合自动化变电站与数字化变电站的系统结构比较

比较项目	传统的综合自动化变电站	数字化变电站
结构分层	两层	三层
是否信息共享	否	是
是否信息控制网络化	否	是
站控层通信规约	IEC 60870-5-103	IEC 61850
系统可扩展性	差	好
设备之间互操作性	无	有
保护与 TA/TV 的连接方式	电缆	光纤 (SV 网)
测控与 TA/TV 的连接方式	电缆	光纤 (SV 网)
测控跳/合闸信号传输方式	电缆	光纤 (GOOSE 网)
保护跳闸信号传输方式	电缆	光纤 (GOOSE 网)
信息传输	电缆	光纤
电磁干扰强度	大	无
网络接线	复杂	简单

1.1.1.2 物理设备的比较

传统的综合自动化变电站和数字化变电站的部分二次设备名称相同, 如保护、测控装置等, 但却存在一定的差异。

(1) 保护装置的区别。

与传统的综合自动化变电站的保护装置相比, 数字化变电站保护装置最大区别是没有交流采样板和跳闸继电器出口板, 大大提高了保护的可靠性^[3], 可以说数字化变电站的保护装置相当于传统的综合自动化变电站保护装置的 CPU (Central Processing Unit, 中央处理器) 板。

(2) 测控装置的区别。

与保护装置一样, 数字化变电站的测控装置没有交流采样板和开入开出板, 相当于传统的综合自动化变电站测控装置的 CPU 板。由于没有交流采样板和开入开出板的限制, 在 CPU 处理能力的范围内, 数字化变电站的测控装置能接入的遥控、

通信信息量大幅度提高,因此,数字化变电站的测控装置可以集中化,可以大量减少变电站的屏柜。例如,一台主变压器高、中、低三侧间隔共用一台测控装置或测控保护一体装置,甚至在一座变电站中,可使用一台集中式测控装置来完成传统的综合自动化变电站中十多台测控装置的功能。

(3) 互感器的区别。

数字化变电站采用电子式互感器,同时也可采用常规互感器,而传统的综合自动化变电站只能接入常规互感器。电子式互感器的接入可实现一次、二次的有效隔离,同时也具有测量动态范围大、体积小、质量轻、消除磁饱和及铁磁谐振等一系列的优势。

(4) 数字化变电站新增加的设备。

1) 合并单元:数字化变电站特有的数据采集单元,使得数据采集实现一处采集、多处使用的目的。

2) 智能终端:与传统一次设备就近安装,实现信息采集、传输、处理、控制的智能化电子装置。

3) 录波及网络通信记录分析一体化装置:存储原始报文,便于事件分析及事件重现。

4) 过程层交换机:实现过程层数据的交换及共享。

1.1.1.3 运行维护的比较

(1) 传统的综合自动化变电站。

检修方面:比较直观,并且大部分工作人员对传统的综合自动化变电站设备比较熟悉。

事件分析:相对于数字化变电站的事件,传统的综合自动化变电站的事件不容易分析,有些历史事件依靠人为的猜测,分析结果存在不清晰的地方。

(2) 数字化变电站。

检修方面:由于是新技术,部分工作人员对数字化变电站设备不熟悉,新的定检规程尚未建立,仍然参考传统的综合自动化变电站方式开展检修工作,但基于数字化变电站丰富、透明的信息,数字化变电站可以向状态检修方向发展,改变传统的预试定检方式。

事件分析:首先由于采样信息(电流、电压)、变电站通用事件信息(跳闸信号、遥信、遥控信号)、保护报文信息等的透明化,并且记录完整,事件分析能准确、可靠,且能再现事故现象,避免事件分析无据可依。其次每一个智能设备(合并单元、保护、测控、智能终端等)的状态信息可视,实现信息交互的数字化,使信息相互验证,实现分析事故的逻辑推理。

1.1.2 传统的综合自动化变电站的不足

随着计算机技术、网络技术的快速发展,电网要求的提高,信息化、集成化的推进,传统的综合自动化变电站也暴露出其不足之处。主要体现在:

(1) 信息难以共享、难以监视。传统的综合自动化变电站中的信息相对独立,不具有共享性,并且信息不透明,发生异常事件时,无法重现当时的实际情况,只能依靠录波去推理和猜测。

(2) 设备之间不具备互操作性。设备之间通信及模型实现方式不一样,无法互操作,不同厂家的设备需要通过大量的规约转换器转换后接入后台。

(3) 系统的可扩展性差。增加设备或扩展间隔,需要从 TA/TV 上开始增加线圈,与后台的通信需要规约转换器或者采用后台厂家的设备,不容易扩展。

(4) 系统可靠性受二次电缆影响。大量的电缆本身就容易出错,导致变电事件,并且在检修或改造过程中容易出现接错线、接头松动、接触不良等现象,而有的现象只有到发生了变电事故后才发现。

(5) 集成化程度低。设备之间由于受到采样、跳闸等电缆接线的影响,设备难以集成化。

(6) 高级应用难以实现。由于是电缆连接,信息无法共享,高级应用也难以实现。变电站的监视数据必须增加新的设备来收集,并且收集不完整,例如保护信息必须增加保信子站来收集。

1.1.3 数字化变电站的优势

数字化变电站作为网络技术、计算机技术、光电技术发展的产物,在“统一标准、统一模型、互联开放”的基础下,其优势是显而易见的,具体表现如下:

(1) 数据采集数字化。实现一次、二次的有效隔离。

(2) 信息的共享。一处采集,多处使用,节约资源,一组线圈可满足各专业对数据的需求;跨间隔功能的实现简单化;电网控制的高级应用功能得到真正的实现。

(3) 系统建模标准化。实现智能化设备的互操作,实现变电站的信息共享,支持系统协调工作。

(4) 信息丰富及透明化。采样、跳闸、遥信、遥控、保护报文等信息的透明化,并且有完整的记录,保证事故分析的准确、可靠,且能再现事故现象,避免事故分析无据可依。其次可以看到每一个智能设备(合并单元、保护、测控、智能终端等)的状态信息,实现信息交互的数字化,使信息相互验证。

(5) 二次回路网络化。过程层以上无继电接点、无电缆连接,避免二次回路上的工作引起的变电事故。

(6) 状态检修。基于丰富、透明的信息,各智能设备可实现状态检修,免除预防性试验。

(7) 系统扩展性好。增加二次设备,不需要更换其他已运行设备,接入不需要规约转换器。

(8) 设备集成度高。方便实现测保一体、集中式测控、集中式保护、集中式在线监测等集成技术,奠定智能化的基础。

1.2 数字化变电站中的光纤通信技术

光纤通信技术是支持数字化变电站发展的基础之一，具有以下优势：频带宽，通信容量大；损耗低，传输距离长；抗电磁干扰能力强；无串音干扰，保密性好；光纤线径细、重量轻、柔软等。在数字化变电站中，光纤通信主要应用于部分站控层网络、间隔层设备、过程层设备、过程层网络、同步对时系统及电子式互感器等，承载数字化变电站的主要通信任务。本节对数字化变电站中的光纤通信及编码，光纤通信系统质量指标，光接口指标三个与数字化变电站相关性较强的方面进行介绍。

1.2.1 数字化变电站中的编码及光纤通信

在数字化变电站中传输的内容包括 SV、GOOSE、MMS 等以太网报文，FT3(IEC 60870-5-101 定义的一种串行帧格式) 报文，时间信息等，其编码类型将会影响数字化变电站的部分外在特性，如发送的平均光功率等。

1.2.1.1 曼彻斯特编码

曼彻斯特(Manchester)编码，也称作相位编码，是一个同步时钟编码技术，被物理层使用来编码一个同步位流的时钟和数据。它在以太网中的应用属于数据通信中的两种位同步方法里的自同步法(另一种是外同步法)，即接收方利用包含有同步信号的特殊编码从信号自身提取同步信号来锁定自己的时钟脉冲频率，达到同步目的。

曼彻斯特编码常用于局域网传输。曼彻斯特编码将时钟和数据包含在数据流中，在传输代码信息的同时，也将时钟同步信号一起传输到对方，每位编码中有一跳变，不存在直流分量，因此具有自同步能力和良好的抗干扰性能。但每一个码元都被调成两个电平，所以数据传输速率只有调制速率的一半。

对于 NRZ(Not Return to Zero, 不归零码)数据信号“0”和“1”，曼彻斯特编码在每一位的周期内都发生一次翻转。把每个时间间隔分成二等份，在左半部时间间隔，有脉冲的表示二进制的“1”；在右半部时间间隔，有脉冲的表示二进制的“0”。这种形式的编码称为曼彻斯特 I 型码。反之，称为曼彻斯特 II 型码^[4]，如图 1-3 所示。

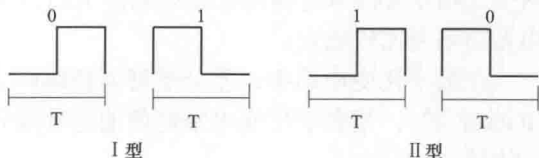


图 1-3 曼彻斯特编码

曼彻斯特编码的编码规则是：

第一种是由 G. E. Thomas, Andrew S. Tanenbaum 等人在 1949 年提出的，它规定“0”是由低一高的电平跳变表示，“1”是高一低的电平跳变。

第二种约定则是在 IEEE 802.4 和低速版的 IEEE 802.3 中规定，按照这样的说法，低一高电平跳变表示“1”，高一低的电平跳变表示“0”。

为更好的理解曼彻斯特编码，图 1-4 给出了编码示意，从图中可以看出通过曼

彻斯特编码后,能使光纤通信的占空比为 50%,因此光纤传输时的输出平均光功率会比较稳定。

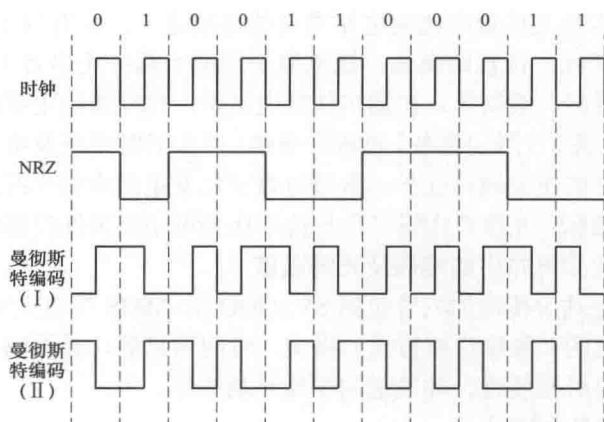


图 1-4 曼彻斯特编码示意图

在数字化变电站中,曼彻斯特编码主要用于 FT3 规约的传输。采用曼彻斯特编码 (II) 的格式,高位定义为“光线亮”,低位定义为“光线灭”。

1.2.1.2 差分曼彻斯特编码

差分曼彻斯特编码和曼彻斯特编码是原理基本相同的两种编码,前者是后者的改进。它在每个时钟位的中间都有一次跳变,传输的是“1”还是“0”,是根据每个时钟位的开始有无跳变来区分的。

差分曼彻斯特编码的编码规则是:在信号位开始时不改变信号极性,表示逻辑“1”;在信号位开始时改变信号极性,表示逻辑“0”。

在图 1-4 的基础上增加差分曼彻斯特编码,如图 1-5 所示。差分曼彻斯特编码比曼彻斯特编码的变化要少,因此更适合与传输高速的信息,被广泛用于宽带高速网中。差分曼彻斯特编码在光纤通信中的占空比为 50%,因此光纤传输时的输出平均光功率会比较稳定。

在数字化变电站中,差分曼彻斯特编码主要应用于光纤以太网报文传输 (SV、GOOSE 等),是数字化变电站通信的基础编码。由于在应用中编码没有歧义,被广泛使用。

1.2.1.3 时间信息编码

数字化变电站中光纤传输的时间信息主要是 IRIG-B (DC) [Inter-Range Instrumentation Group-B (Direct Current),一种串行时间交换码(直流)]码和 1PPS,传输方式是通过光纤发送的亮或灭实现对高低电平传输:亮对应高电平,灭对应低电平,由灭转亮的跳变到对应准时沿。

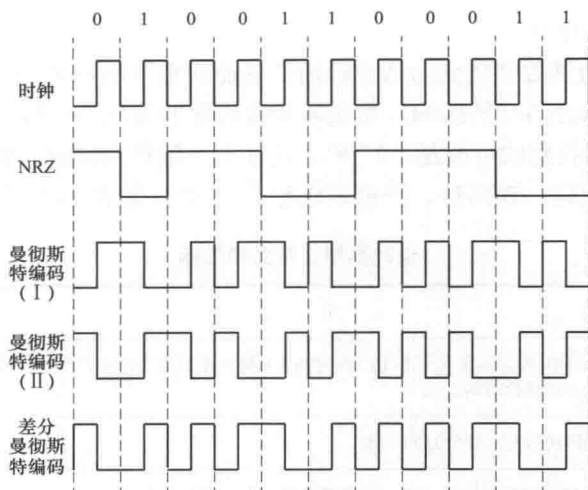
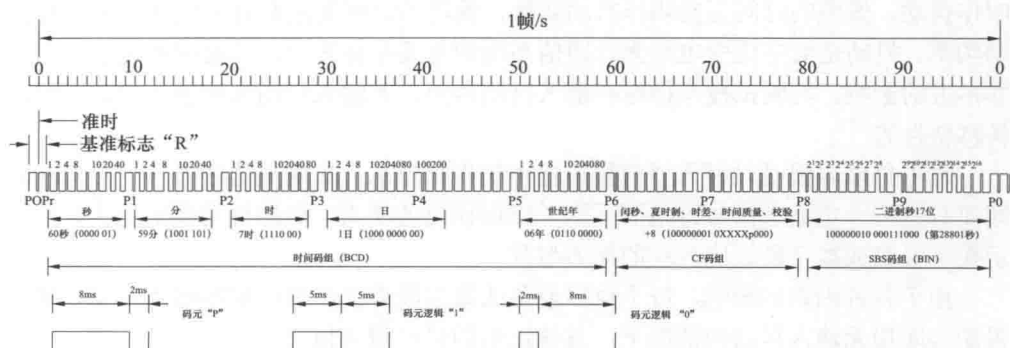


图 1-5 差分曼彻斯特编码示意图

由于 1PPS 在一秒钟只有一个高电平，时间为 10~200ms，因此用光功率计不易测出其光功率。

IRIG-B (DC) 按照 IRIG Standard 200-04 的规定进行编制，并含有年份和时间信号质量信息（参照 IEEE C 37.118—2005《电力系统同步时钟标准》），其时间为北京时间。每秒 1 帧，包含 100 个码元，每个码元 10ms，如图 1-6 所示。由于 IRIG-B (DC) 报文的占空比不稳定，因此用光功率测试其输出平均功率是一个小幅变化量。



IRIG-B000码波形图[对应于北京时间 (UTC+8) 2006年1月1日7时59分60秒 (闰秒时刻)]
(依据IRIG-B STAND 200-04和IEEE Std C37 118-2005绘制)

图 1-6 IRIG-B (DC) 报文编码

1.2.2 光纤通信系统质量指标

在数字化变电站中衡量光纤通信系统质量的指标主要有误码特性、抖动特性、可靠性三个方面。

1.2.2.1 误码特性

误码特性是衡量数字化变电站光纤通信性能的重要指标之一。在数字传输过程中,由于噪声和脉冲抖动的影响,发送端和接收端的编码不一致,例如发送端发送“1”码,而接收端收到的可能是“0”码,这种不一致称为误码。衡量误码性能优劣的指标可分为劣化码、误码秒、严重误码秒^[5]三类,如表 1-2 所示。

表 1-2 误码类别、定义和指标

误码类别	定 义	指标
劣化码	1min 时间内误码率大于 1×10^{-6} 的时间,扣除“不可用”时间和严重误码秒后总劣化与总评价时间之比	小于 10%
误码秒	有误码的秒与总评价时间之比	小于 8%
严重误码秒	1s 时间内误码率大于 1×10^{-3} 总严重误码秒与总评价时间之比	小于 0.2%

在实际工程中常采用平均误码率来衡量系统的总体性能,误码率是在一定时间内出现错误的码元数与传输码流总码元数之比,其表达式如下

$$\text{平均误码率} = \frac{\text{出现错误的码元数}(m)}{\text{传输码流的总码元数}(n)} \quad (1-1)$$

只有 n 足够大,才能比较准确。平均误码率指标一般由光口器件厂家提供。

1.2.2.2 抖动特性

数字信号单元脉冲的有效瞬时相对其理想的时间位置的短时间非积累性偏离叫作抖动,偏离的时间范围叫作抖动幅度,偏离的时间间隔对时间的变化率叫作抖动频率。抖动是数字化变电站光纤通信系统的重要指标之一,对通信系统的质量有非常大的影响。其测试技术指标有输入抖动容限、无输入抖动时的输出抖动、抖动转移特性等^[5]。

输入抖动容限是对网内任何接口提出的指标要求,其意义是任何一个接口输入端要有适应一定数字信号抖动而不至于出现误码的能力。显然抖动容限越大,就表示数字设备或数字段适应抖动的能力越强。

由于各种因素的影响,每个数字设备或数字段都会产生一定的输出抖动,输出抖动容限指无输入抖动的情况下,总输出端的抖动最大值。

抖动转移特性是指数字化设备或数字段输出的残余抖动与输入口的抖动量的比值(用对数形式表示时,即抖动增益)与抖动频率的关系。特别是输入口的低频抖动很容易转移到输出口。为保证抖动特性指标,对每一个数字段而言,抖动转移增益不应超过 1dB;而数字设备的抖动转移增益不应超过 0.5dB。

1.2.2.3 可靠性

为了提高光纤通信系统的经济性和可维护性,应明确系统总的可靠性指标,从