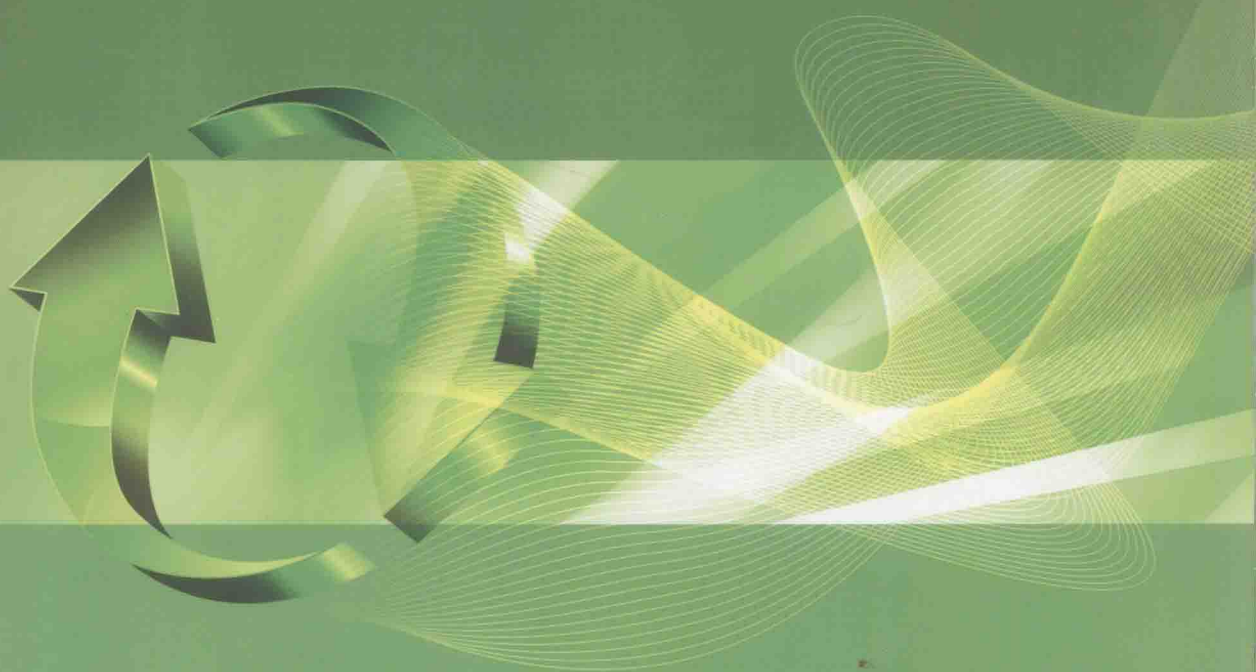




普通高等教育“十二五”规划教材

电力系统自动化 原理及应用

王清亮 主编



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS



普通高等教育“十二五”规划教材

电力系统自动化 原理及应用

主编 王清亮
编写 付周兴 董张卓
主审 宋国兵



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

本书为普通高等教育“十二五”规划教材。

本书是根据当前高等教育注重多方面综合、宽口径发展的教学需要,紧密结合电力系统的最新技术发展来编写的。全书以电力系统为对象,计算机信息处理为主线,现代先进的保护、控制技术为手段,紧密结合电力系统应用实际和最新进展,对电力自动化系统的理论、技术和应用做了系统、深入的阐述。同时,针对课程对实践性要求较高的特点,详细描述和深入分析了多个工程应用实例,可提高学生对电力系统自动化原理的理解和运用能力。

本书可作为高等院校电气工程及相关专业的本科教材,也可作为从事电力自动化系统的设计、开发、运行、维护工作的技术人员的参考书。

图书在版编目(CIP)数据

电力系统自动化原理及应用 / 王清亮主编. —北京: 中国电力出版社, 2014. 12

普通高等教育“十二五”规划教材

ISBN 978-7-5123-6038-9

I. ①电… II. ①王… III. ①电力系统—自动化—高等学校—教材
I. ①电… II. ①王… III. ①电力系统—自动化—高等学校—教材

中国版本图书馆CIP数据核字 (2014) 第 173934 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 12 月第一版 2014 年 12 月北京第一次印刷

787 毫米×1092 毫米 16 开本 17.5 印张 425 千字

定价 35.00 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

现代电力系统被公认为是一种最典型的、具有多输入和多输出的大系统,各种发电、输电、变电、配电和用电环节必须同时完成,系统故障发生、衍变的随机性,以及故障传播的快速性和全局性,使得要想保证这种超大规模的电力系统安全可靠运行,必须依靠一个强有力的、具有各种现代化手段的自动化系统和调度中心。社会经济对电力的依赖以及电力事业的飞速发展,使得电力系统自动化在现代电网运行管理中的作用越来越重要,基于 IEC 61850 标准的数字化变电站应用推广,分布式发电和微电网的引入,以及智能电网的建设,都将引起电力系统自动化领域的一场巨大变革和技术提升。因此,对电力技术工作者的要求也越来越高,各电力部门急需大量的既具备电力系统知识又具备自动化技术、计算机和通信技术等方面知识的综合性人才。

本书作为电气工程类各专业本科高年级学生及研究生教学用书,内容安排力求使学生对电力自动化系统有一个较全面深入的理解,并根据当前高等教育注重多方面综合、宽口径发展的教学需要,紧密结合电力系统的最新技术发展来安排和编写的。全书以电力系统为对象,计算机信息处理为主线,现代先进的保护、控制技术为手段,紧密结合电力系统应用实际和最新进展,对电力自动化系统的理论、技术和应用做了系统、深入的阐述。

针对电力系统课程对实践性有很强要求的特点,编者在分析电力系统自动化原理与技术的同时,重视理论与工程实践的密切结合,详细分析了多个工程应用实例,通过对案例的详细描述和深入分析,提高学生对电力系统自动化原理的理解和运用能力;结合新技术发展,引入了当前快速发展的数字化变电站,对其核心原理、设计理念和关键技术进行论述,集中体现了新技术、新知识、新方法在电力系统自动化中的综合运用;通过原理学习、工程案例分析和课后思考题训练,帮助学生全面掌握新一代电力系统自动化的技术内涵和应用实践。

本书是结合作者多年来从事电力系统自动化方面的科研、教学以及工程规划设计实践经验编写而成的,同时参考和引用了相关著作和文献,在此对这些著作和文献的作者表示衷心感谢。

本书由王清亮担任主编并统稿。其中王清亮编写了本书的第二~六章,付周兴和董张卓合作编写了第一章和附录。本书由西安交通大学宋国兵教授担任主审并提出了许多宝贵意见,在此谨致以衷心的感谢。

限于作者水平,加之电力系统新技术的发展迅速,书中疏漏和不足之处在所难免,敬请读者批评指正。

作 者

2014 年 11 月

目 录

前言	
第一章 概论	1
第一节 现代电力系统	1
第二节 电力系统自动化	3
第三节 电力系统自动化新技术	8
第二章 电力系统测控装置的基本原理	12
第一节 概述	12
第二节 模拟量信息采集基本原理	15
第三节 模拟量信息采集的数据预处理	29
第四节 常用交流采样算法	32
第五节 开关量信息采集与处理	40
第六节 测控单元应用实例	46
第三章 变电站综合自动化系统	53
第一节 概述	53
第二节 变电站综合自动化系统的功能	58
第三节 变电站综合自动化的基本结构	62
第四节 变电站综合自动化系统的站控层	69
第五节 变电站综合自动化系统的间隔层	73
第六节 变电站电压/无功综合控制系统	74
第七节 变电站备用电源自动投入装置	82
第八节 变电站微机故障录波	85
第九节 变电站综合自动化系统的数据通信系统	89
第十节 变电站综合自动化系统的配置与应用	99
第四章 电网调度自动化	108
第一节 电网调度的分层控制	108
第二节 电力系统运行状态	112
第三节 电网调度自动化系统的功能	114
第四节 电力系统状态估计	123
第五节 安全分析与安全控制	130
第六节 电网调度自动化系统的构成	139
第七节 远动系统信息传送原理	147
第八节 远动通信差错控制技术	151
第九节 远动通信规约	157
第十节 远动系统的“四遥”信息传输	165

第十一节	Open-2000 电网调度自动化系统	169
第五章	配电网自动化	175
第一节	概述	175
第二节	配电网自动化系统的总体构成	182
第三节	配电自动化的主站系统	184
第四节	配电网自动化系统终端单元	188
第五节	配电网自动化的开关设备	191
第六节	馈线自动化技术	197
第七节	电力需求侧管理技术支持系统	207
第八节	配电网地理信息系统	214
第九节	配电网自动化的通信技术	217
第六章	数字化变电站	225
第一节	引言	225
第二节	IEC 61850 综述	227
第三节	数字化变电站架构体系	231
第四节	数字化变电站过程层设备	233
第五节	数字化变电站通信服务	242
第六节	数字化变电站通信网络技术	247
第七节	数字化变电站配置语言	251
第八节	IEC 61850 建模过程及实例	253
第九节	数字化变电站面向对象建模实例	262
附录 A	缩写术语	265
附录 B	常用词汇	269
参考文献		272

第一章 概 论

第一节 现代电力系统

一、电力系统的运行复杂性

电力系统是当今世界覆盖面最广、结构最复杂的人造网络之一。现代社会存在各种各样的工业生产系统,但是没有哪一种系统能像电力系统这样庞大和复杂。现代电力系统跨越几十万甚至几百万平方千米地域,它的高低压输、配电线路纵横交错,各种规模的发电厂和变电站遍布各地,连接着城乡的厂矿、机关、学校以及千家万户。电力系统运行时,系统的状态行为变化很快。与其他人造系统如通信、交通系统等相比较,其特点是:

(1) 系统传输的电能不能大规模储存,电能的爱、供、用必须同时完成,每时每刻都要保持供需平衡;

(2) 分布在广大地域的系统内所有发电机必须同步运转,一旦受到大的扰动产生异常偏离,系统稳定性可能遭到破坏,造成严重后果;

(3) 系统故障发生和故障事件衍变的随机性,以及故障影响的快速性和全局性,导致对其很难做到准确预测和把握,为电力系统发生故障时的应对和事后恢复处理过程带来巨大困难。

国内外较大的停电事故往往是从系统中某一元件的故障开始,由于继电保护装置的拒动或误动、控制措施不当或不及时、电网结构的不合理,或多种原因的综合作用,引发了一系列元件故障,最终导致了电网的大面积停电。例如,2003年8月14日北美大停电,美国东部8个州以及加拿大安大略省和魁北克省发生大规模停电事故,共计损失负荷6180万kW,受停电影响人数达5000万;2012年7月30日,包括首都新德里在内的印度北部9个邦发生大停电,共计损失负荷3567万kW,受停电影响人数达3.7亿。

二、电力系统的发展

改革开放以来,我国电力系统发展取得了举世瞩目的成绩,交流500、750、1000kV,以及直流 ± 500 、 ± 660 、 ± 800 kV输电工程相继建成并投入运行。2011年,我国电网装机容量达10.5亿kW,发电量达4.72万亿kWh。随着青藏 ± 400 kV直流输电工程建成投入运行,我国电网已完成除台湾地区外的全国电网互联,进入“特高压、大电网”时代。

1. 互联大电网

现代电力系统发展的一个方向是邻近电力系统的互联。我国中部地区已形成沿长江流域包括四川、华中、华东电网在内的三峡交直流电力系统;与此同时,北方的华北、东北、西北电网将实现互联,南方电网将进一步加强。届时,全国将形成北、中、南三大互联电网的格局,通过它们之间的互联,基本实现全国电网互联。

全国互联的电力系统也带来了一系列潜在的问题。大电网互联要依赖远距离高压交流输电,这使得大电力系统的运行更为复杂,其主要问题是调度复杂和系统稳定性,故障会波及相邻电网,若处理不当,严重情况下会导致大面积停电;电网短路容量也会增加,造成运行

中的断路器等设备因容量不够而需增加投资等。

电力互联系统牵一发而动全身,系统运行的稳定性、大面积停电等问题更加突出,若发生事故不但在经济上造成巨大损失,而且对生产、生活也造成较大程度的影响。大容量远距离输电和大电网互联迫切要求电力系统实现自动化。

2. 高电压远距离交直流混合输电

在克服大电力系统互联困难的研究中,高电压直流输电技术为这种发展趋势提供了较好的解决方案。近年来,高压直流输电以其技术上、经济上 and 安全性等方面特有的优越性,如无功角稳定问题,无电晕损耗和无功损耗,调节速度快,传输功率大,可快速改善电力系统有功潮流分布以及能改善系统稳定性等,交直流混合输电在大容量远距离输电、区域互联等方面得到广泛的应用。

随着三峡工程的建成,目前各孤立的区域电网将采用直流或交流输电方式联成一个统一的整网;随着“西电东送”战略的实施,多回直流输电线路落点于同一交流电网,即多馈入直流输电系统的出现将是不可避免的,我国已跨入交直流混合大电网时代,采用交直流输电已成为必然趋势。

高压交直流输电带来巨大效益的同时,也带来了运行的复杂性问题。交直流混合输电系统的运行会出现许多严重的技术问题,例如与直流系统相连的弱交流系统的电压稳定性问题,以及电能质量问题等。

巨大的交直流混合输电系统的运行控制更加复杂,所有这些问题都要求采取相应的技术措施,以提高电网自动化控制水平等,这样才能充分发挥互联电网的作用和优越性。

3. 分布式发电与微电网

随着电力需求的不断增长,大电网在过去数十年里体现出来的优势使其得以快速地发展,成为主要电力供应渠道。然而,集中式大电网也存在一些弊端:成本高,运行难度大,难以满足用户越来越高的安全性和可靠性要求。尤其是近几年来,世界范围内接连多次发生大面积停电事故,大电网的脆弱性充分地暴露出来,特别是在发生自然灾害、电网事故的紧急情况下,军工、医院、金融等系统突然断电造成的不仅是经济损失,还会危及社会的安定和稳定。因此,2003年北美大停电以后,人们认为发展分布式电源比通过改造电网来加强安全更加简便、快捷。2008年在我国南方地区大范围雨雪冰冻和汶川特大地震灾害中,电力设施遭受大面积损毁,也说明了在继续发展集中式大机组的同时,要注重在负荷中心建设足够的分布式电源,以在非常规灾害或者战时攻击情况下,保证居民最小能源供应,并将这种电源作为保障电网安全的重要设施和手段。

分布式发电电源是指发电功率为数千瓦至数十兆瓦的分散式、布置在用户附近的发电单元。它具有污染少、能源利用率高、安装地点灵活等优点;与集中式电源相比,节省了输电资源和运行费用,减少了集中输电的线路损耗。分布式发电可以减少电网总容量,改善电网峰谷性能,提高供电可靠性。随着分布式发电渗透率的增加,其本身存在的问题也显现出来,即分布式电源单机接入成本高、控制困难。

随着电力电子技术和现代控制理论的发展,出现了微电网概念。我国将微电网定义为:微电网是通过本地分布式微型电源或中、小型传统发电方式的优化配置,向附近负荷提供电能和热能的特殊电网,是一种基于传统电源的较大规模的独立系统;在微电网内部通过电源和负荷的可控性,在满足用户对电能质量和供电安全要求的基础上,实现微电网的并网运行

或独立自治运行；微电网对外表现为一个整体单元，并且可以平滑并入主网运行。

微电网具有双重角色，对于电力企业，可视为一个简单的可调度负荷，可以在数秒内作出响应以满足传输系统的需要；对于用户，可以作为一个可定制电源，以满足用户多样化的需求，如增加局部供电可靠性、降低馈线损耗、通过微电网储能元件对当地电压和频率提供支撑。微电网可以看成未来电力系统的一种结构形式。相比目前的大电网，这种结构具有显著的经济和环境效益。通过建立微电网可使分布式发电应用于电力系统并发挥其最大的潜能。微电网及分布式电源虽然主要与配电网联系，但对整个电力系统的影响却将是巨大而深远的。

第二节 电力系统自动化

电力系统中被控制的发、输、变、配电设备数量很多，它们通过不同电压等级的电力线路连接成网状系统。控制与管理复杂而庞大电力系统，使之安全、优质和经济地运行，将是十分困难的，必须借助各类自动装置和自动化系统才能实现。

电力系统自动化是指应用各种具有自动检测、决策和控制功能的装置或系统，通过信号系统和数据传输系统对电力系统各元件、局部系统或全系统进行就地或远方的自动监视、调节和控制，保证电力系统安全、可靠、经济运行和向电力用户提供合格的电能。

一、电力系统运行控制的复杂性

现代电力系统被公认为是一种最典型的、具有多输入、多输出的大系统，与其他各种工业生产系统相比，它的运行监视、控制更为复杂。电能不像其他工业产品那样可以储存，而是“以销定产，即用即发”。各种发电、变电、输电、配电和用电设备，在同一瞬间，按着同一节奏，遵循着统一的规律，有条不紊地运行着。各个环节环环衔接，严密和谐，不能有半点差错。然而，电气设备总会因各种原因出现各种异常，各类电力用户的用电负荷随时、随机变化，电力系统的各个环节必须及时跟踪用电负荷的变化，不断进行控制和调整，保证电力系统的安全、稳定运行。电力系统一旦发生事故，就会在短时间内影响到大量电力用户，造成很大的经济损失。可见，必须时刻监控电力系统的运行状态，及时地发现隐患并予以排除。

控制管理电力系统需要监视和控制很多参数，包括电力系统频率、节点电压、线路电流、功率等。由于整个电力系统在电磁上是互相耦合和连接的，所以仅靠控制调节电气设备自身的自动装置是很不够的，还必须配备针对整个系统或局部系统的自动化装置，通过信息共享和功能互补，实现电力系统生产管理和控制。

综上所述，现代电力系统必须拥有一个强有力的、拥有各种现代化手段的、能够保证电力系统安全经济运行的自动化系统和调度中心。

二、电力系统运行控制的目标

电力系统运行控制的目标，就是始终保持整个电力系统的正常运行，安全经济地向用户提供合格质量的电能；在电力系统发生事故的时候，迅速切除故障，防止事故扩大，尽快恢复电力系统的正常运行。简单地说，电力系统运行控制的目标可以概括为：安全、可靠、优质、经济。

1. 安全

保障系统安全性一直是电力系统运行中的头等大事,安全裕度不足的系统容易发生故障,其危害是非常严重的,轻者导致电气设备损坏,使少数用户停电,给生产造成一定的损失;重者则波及系统的广大区域,甚至引起整个电力系统的瓦解,使生产设备遭受到严重破坏,甚至造成人员的伤亡。

影响电力系统运行安全的原因有多种,如狂风、暴雨、雷电、冰雪和地震等自然灾害,或者电力系统本身存在着薄弱环节,如设备有隐患,或者运行人员技术水平差、操作失误等。要想完全避免发生任何事故是不可能的,但在发生事故后迅速而正确地予以处理,使造成的损失降低到最低限度则是可以做到的。要做到这点,一方面需要电力系统本身更加“强大”,发电能力和相应的输电、变电设备都留有足够的裕度,各种安全和自动化装置非常灵敏可靠,使电力系统自身具有抵抗各种事故的能力;另一方面也与肩负电力系统运行控制重大职责的各级调度中心的调度技术水平密切相关。

2. 可靠

针对电力系统特点,普遍接受的电力系统可靠性定义为:电力系统按可接受的质量和所需数量不间断地向电力用户提供电力和电量能力的度量。电力系统可靠性包括充裕性和安全性两个方面。

电力系统充裕性(Adequacy of an Electric Power System)是指电力系统稳态运行时,在系统元件额定容量、母线电压和系统频率等的允许范围内,考虑系统中元件的计划运行以及合理的非计划运行条件下,向用户提供全部所需电力和电量的能力。

电力系统安全性(Security of an Electric Power System)是指电力系统在运行中承受突然扰动的能力。

3. 优质

优质,主要是指电能质量。电能质量是指通过公用电网供给用户端的交流电能的品质,它直接影响着供、用电双方的安全性、可靠性和经济性。衡量电能质量的稳态指标有波形、频率和电压三项。

(1) 波形。发电机发出电压的波形是正弦波。如果电压或电流波形偏离稳态工频正弦波形,就认为波形发生了畸变,其中会包含高次谐波成分,它给许多电子设备正常运行带来不良影响,对通信线路也会造成干扰,还会降低电动机的效率,甚至还可能使电力系统发生危险的高次谐波谐振,使电气设备遭到严重破坏。现代电力系统中接入的许多大功率电力电子设备,都会使波形发生畸变,是产生波形畸变的“污染源”。

(2) 频率。频率是电能质量标准中要求最严格的一项,在我国其允许的波动范围是 (50 ± 0.2) Hz。保持频率稳定的关键是保证电力系统有功功率的供求数量时刻平衡,但负荷是随时变动的,这就要求发电厂的有功功率时刻跟踪负荷的有功功率,随其变动而变动。为此,调度中心需预先进行负荷预测,安排好开机计划和系统运行方式,要始终保持系统频率合格必须依赖一整套严密的运行机制和自动化的闭环频率调节控制系统。

(3) 电压。电压稳定的关键在于电力系统中无功功率的供需平衡,并且最好是在系统的各个局部就地平衡,以减少大量无功功率在线路上传输。具体的调压措施有发电机的励磁调节、静止补偿器的调节、有载调压变压器分接头调节和并联补偿电容器组的投切等。

4. 经济

电力系统运行控制的目标除了首要关注的安全问题和电能质量问题外,还要尽可能地降低发电成本,减少网络传输损失,全面提高整个电力系统运行的经济性。对于已经投入运行的电力系统,其运行经济性完全取决于系统的调度方案。要在保证系统必要安全水平的前提下,合理地安排备用容量的组合和分布,综合考虑各发电机组的性能和效率,计算并选择一个经济性能最优的调度方案,按此最优方案运行,使全系统的燃料消耗最低。但此最优方案并非一劳永逸,因为它是根据某一时刻的负荷分布计算出来的,而负荷又随时处在变化之中,所以每隔几分钟就需要重新计算新的最优方案,这样才能使系统始终处于最优状态,这必须依靠功能强大的调度自动化系统。

三、电力系统自动化的发展历程

1. 局部自动化阶段

在电力工业发展初期,发电厂都建在用户附近,电力系统也是简单而孤立的。运行人员在发电机、开关设备等电力元件的近旁直接监视设备状态并进行手工操作,例如人工操作开关、调节发电机的功率和电压等。这种工作方式的效果与运行人员的素质和精神状态有关,往往不能及时而正确地进行调节和控制。特别是在发生事故时,往往来不及对事故的发生和发展做出反应而导致事故扩大。

随着用电负荷的大幅度增长,电力系统内的发电设备及其功率不断增加,供电范围也不断扩大。在这种情况下,在设备现场人工就地监视和操作已不能满足电力系统运行的需要。为了保证电力系统安全运行和向用户供应合格电能,出现了某一区域或针对单个一次设备的自动装置。这些装置包括故障自动切除装置,如继电保护装置,自动切除出现故障的发电机、变压器和输电线路等设备;自动操作和调节装置,如备用电源自动投入、发电机自动调压和自动调速装置等。

2. 调度自动化系统的兴起

20世纪60年代,随着电网规模的加大,为了提高电力系统供电的可靠性和运行的经济性,孤立的电力系统逐步地发展成了跨地区的电力系统。由于电力系统中发电厂和变电站的运行值班人员只了解本厂(站)的运行情况,对系统内其他厂(站)的运行情况以及电力系统的运行结构不清楚,所以在跨地区的电力系统形成之后,就必须建立一个机构对电力系统的运行进行统一的管理和指挥,合理调度电力系统中各发电厂的输出功率并及时综合处理影响整个电力系统正常运行的事故和异常情况,这个机构就是电力调度中心(简称调度中心),也称电力调度所。

初期的调度中心,由于通信设备等技术的限制,电力调度主要靠电话进行通信。电力调度中心没有办法及时掌握和监视各个厂、站的设备的运行情况,更谈不上对各电厂和输电网进行直接控制,线路的潮流、各节点电压、电厂各机组的输出功率以及输出功率的分配是否合理等情况。严格地说,调度员了解到的厂、站信息已经属于“历史”信息。调度员需根据这些有限的“历史”性的信息进行汇总、分析,通过大量人工计算得到系统运行方式,加上个人的知识和运行经验,最终选择一种运行方式,再用电话通知各厂站值班人员在现场进行操作。

显然,这种落后的状况与电力系统在国民经济发展中所占的重要地位是很不相称的。这种调度模式使电力系统调度的实时性和正确性受到限制,不能满足电力系统运行要求。20

世纪 60 年代,美国、加拿大和其他一些国家的电力系统曾相继发生了大面积停电事故,在世界范围内引起大震动。人们开始认识到,安全问题是电网运行的最核心问题,比经济问题更为重要,一次大面积停电事故给国民经济造成的损失,远远超过许多年的节电效益。于是,人们开始研究电力系统自动监视和控制问题。随着计算机系统在调度自动化中的应用,国外普遍开始建设计算机化的调度中心,进行电力系统的安全监视和控制,这样就出现了电力调度数据采集与监视系统。

通信技术的发展为解决调度的实时性问题奠定了基础,出现了远距离信息自动传输装置。调度员可以随时看到运行参数和系统运行方式,还可以立刻“看到”断路器的事故跳闸。遥测、遥信方式的采用,等于给调度中心安装了“千里眼”,可以有效地对电力系统的运行状态进行实时的监视。随着计算机技术和通信技术进一步成熟,系统提供了遥控、遥调的手段,一些调度中心开始实施把调度决策通过遥控和遥调装置自动地传输到发电厂和变电站,对设备进行控制和调节,即进行遥控和遥调。

20 世纪 70 年代末,我国开始引进电网自动化技术,同时国内的自动化研究机构和设备制造企业开始自动化系统的研究开发;到 80 年代后期,我国的第一代电力调度自动化系统在各个省、地得到了应用,其主要功能为实现遥测和遥信的数据采集与监视控制(SCADA, Supervisory Control And Data Acquisition)。

这一阶段继电保护、自动监控、远动三者的理论和技术不断发展和日臻完善,电力系统继电保护、自动监控和远动技术被作为三门独立的技术进行研究应用。

3. 电力系统自动化成熟应用和快速发展

20 世纪 80 年代,随着经济的发展,电力系统规模和装机容量不断增长,电力系统的结构和运行方式变得更加复杂,同时对电能质量、供电可靠性和运行经济性提出了更高的要求。

虽然远动技术使电力系统的实时信息直接进入了调度中心,使调度员可以及时掌握系统的运行状态,对电力系统运行实施调度指挥,发现和处理事故,并为调度计划和运行控制提供了科学依据,但是,现代电力系统的结构和运行方式复杂性,在仅实现了遥测、遥信、遥控、遥调的调度中心,调度人员面对着大量不断变动的实时数据,有时可能反而会弄得手足无措,以致延误了事故处理,甚至做出错误的决定,导致事故扩大,特别是在紧急的事故情况下更是如此。这些情况表明,调度中心仅装备了“千里眼”甚至“千里手”,还不能合理调度电力系统的运行,调度人员必须借助建立在各类模型基础上的电力系统实时分析软件,才能保证电网运行的合理安全和经济调度。为此,电网调度自动化系统普遍采用各类分析软件,具备了电力系统在线潮流、安全分析等许多功能,统称为能量管理系统(EMS, Energy Management System)。配置大型计算机和彩色屏幕显示器等人机联系设备,在厂站端则配置基于微机的远方终端,使调度中心得到信息的数量和质量都大大超过了旧式布线逻辑式远动装置。近年来人们还研制了可以模拟电力系统各种事故状态的“调度员培训模拟系统”,用以培训高水平调度员。

目前,我国的电网调度自动化系统的基础信息平台的功能已经比较完善,各个调度中心开始应用(EMS),电力调度自动化系统的应用水平跨上了一个新的台阶。

四、电力系统自动化的内容

电力系统自动化是一个总称,它由许多子系统组成,每个子系统完成一项或几项功能。

针对电力系统发电、输电、变电、配电和用电等五个有机联系的环节,可以将电力系统自动化的内容划分为:发电环节有火电厂自动化系统、水电厂自动化系统以及其他类型发电厂自动化系统;在输电环节有电网调度自动化系统;在变电环节有变电站自动化系统;在配电、用电环节有配电自动化系统。

1. 变电站自动化系统

变电站自动化系统就是通过监控系统的局域网通信,将继电保护装置、微机自动控制装置、微机远动装置采集的模拟量、开关量、状态量、脉冲量以及一些非电量信号,经过数据处理及功能的重新组合,按照既定的程序和要求,对变电站实现综合性的监视和调度。

变电站自动化系统包括变电站微机监控、继电保护装置、微机自动装置、电压和无功综合控制等子系统。

目前变电站自动化技术在我国的应用范围已由电力系统的主干网、城市供电网、农村供电网延伸到企业供电网,其电压等级由当初的 35~110kV 变电站,向上扩展到 220~500kV 变电站,向下延伸到 10kV 变电站甚至 0.4kV 变电站。其技术涉及自动控制、远动、通信、继电保护、测量、计量、在线监测、信号及控制等二次系统。

2. 电网调度自动化系统

电网调度自动化系统的功能可概括为:调度整个电力系统的运行方式,使电力系统在正常状态下安全、优质、经济地向用户供电,在缺电状态下做好负荷管理,在事故状态下迅速消除故障的影响和恢复正常供电。电力系统调度自动化系统的任务是综合利用计算机、远动和通信技术,实现电力调度管理自动化,有效地帮助调度员完成调度任务。

图 1-1 所示为电网调度自动化系统的结构简图。图中主站(MS, Master Station)安装在调度中心,远动终端(RTU, Remote Terminal Unit)安装在发电厂和变电站。在实现了综合自动化的厂(站)里,RTU 就是该厂(站)的自动监控系统的通信控制器。MS 和 RTU 之间通过远动通道相互通信,实现数据采集和监视与控制。

远动终端 RTU 实现现场数据的采集和接收主站下达的各类命令。采集所在厂(站)电气设备的运行状态和运行参数,如电压、电流、有功功率、无功功率、有功电量、无功电量、频率、水位、断路器分合信号、继电保护动作信号等,发送到主站。RTU 接收主站通过通道送来的调度命令,如断路器控制信号、功率调节信号、改变设备整定值的信号及返回给主站的执行调度命令后的操作信息。

调度中心主站系统通信控制器接收各厂(站)用 RTU 送来的信息,将其送往主计算机,并将主计算机或调度员发出的调度命令送往各厂(站)的 RTU。主计算机是主站的核心,负责信息加工和处理等。人机联系设备包括屏幕显示器(CRT)、模拟屏、键盘、打印机等。屏幕显示器将主计算机信息处理结果显示出来;键盘接收调度员命令,决定是否对电力系统实行控制和调节。主站还要将经过处理的信息向上一层的调度中心转发,通常通过数据通信网进行。

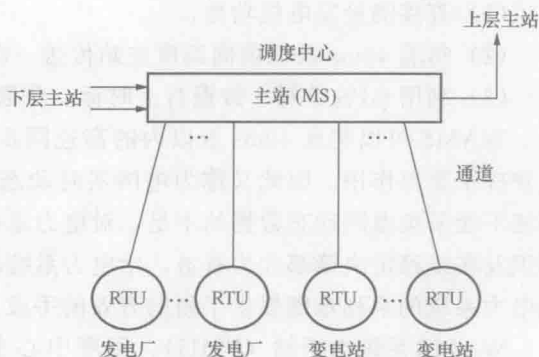


图 1-1 电网调度自动化系统结构图

3. 配网自动化系统

配网自动化技术是近几年发展起来的,目前国家尚无统一标准,各地开展情况也不尽相同。针对这种情况,国家电力公司安全运行与发输电运营部公布了《配电系统自动化规划设计导则试行方案》。根据该导则,配电自动化系统应包括配电网调度自动化系统、变电站自动化、配电所自动化系统、馈线自动化系统、自动制图/设备管理/地理信息系统、用电管理自动化系统、配电系统运行管理自动化系统、配电网分析软件系统等。

配网自动化涉及面广、范围大、内容多且复杂,是一个庞大的系统工程。随着社会的发展,对配电网质量的要求越来越高,故其功能也在不断增加、调整,新的综合自动化设备还在不断涌现,配电自动化将以更新的面貌出现。

第三节 电力系统自动化新技术

一、电力系统实时动态监控技术

目前,电力系统实时监测手段主要有侧重于记录电磁暂态过程的各种故障录波仪和侧重于系统稳态运行情况的监视控制与数据采集系统(SCADA)。前者记录数据冗余,记录时间较短,不同记录仪之间缺乏通信,对系统整体动态特性分析困难;后者数据刷新间隔较长,只能用于分析系统的稳态特性。两者还具有一个共同的不足之外,即不同地点之间缺乏准确的时间标记,记录数据只是局部有效,难以用于对全系统动态行为的分析。

现代科技的发展为电力系统广域网动态监控提供了有力的技术手段,20世纪90年代初期,基于全球定位系统(GPS, Global Position System)的相量测量单元(PMU, Phasor Measurement Unit)成功研制,标志着同步相量技术的诞生。应用广域网动态测量技术可以在同一时间参考轴下获取大规模的电力系统实时动态信息和稳态信息,为电力系统的运行和控制提供了新的途径和方法。

广域网动态测量系统(WAMS, Wide Area Measurement System)利用PMU的三大特色功能实现电网的动态数据监测、记录、电网扰动分析和电网低频振荡,提高电网安全稳定性。PMU的三大特色功能为:

- (1) 直接测量发电机功角;
- (2) 每隔40ms及以内向调度主站传送一次电网动态数据;
- (3) 利用GPS给每个数据打上时标,获取同一时间断面上的数据。

WAMS可以实现40ms及以内的高速同步测量和数据记录,对准确分析电网的扰动原因发挥了重要作用,因此又称为电网实时动态监测系统。由于该系统弥补了SCADA/EMS系统不能采集电网动态数据的不足,对电力系统的稳定分析、预警、调度、事故分析、参数辨识及在线稳定决策都大为有益,给电力系统的运行及控制带来巨大变革性影响,为解决复杂电力系统的系列难题提供了新的有效的手段。

WAMS系统由子站(PMU)、调度中心主站(电网实时动态监测系统/WAMS主站)及高速通信网络等构成,如图1-2所示。各个PMU子站接受GPS下发的时钟信号,给测量所得的每个数据打上时标,通过电网数据通道,发送给WAMS系统主站。WAMS主站完成对整个系统的动态监测、记录、在线稳定计算和分析,并进行优化稳定控制策略的计算,为调度运行人员的操作提供指导。

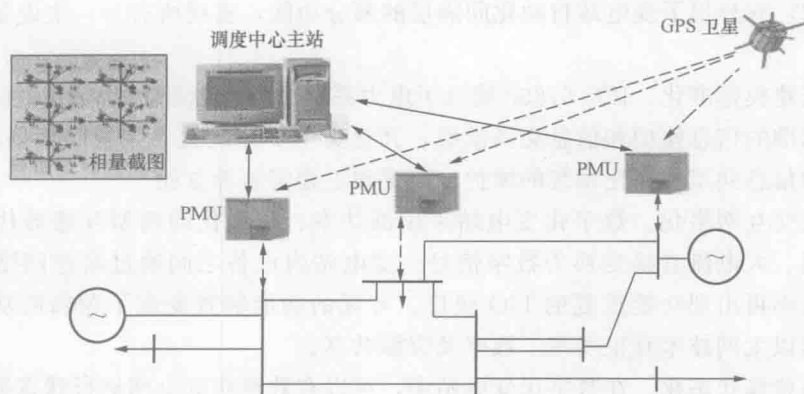


图 1-2 WAMS 系统的构成

二、数字化变电站技术

当前的变电站自动化技术已经发展到一定的水平，然而技术的发展是没有止境的，智能化开关、光电式电流电压互感器、一次运行设备在线状态检测、变电站运行操作培训仿真等技术日趋成熟，以及计算机高速网络在实时系统中的开发应用，势必对现有变电站自动化技术产生深刻的影响。

变电站自动化系统各种功能模块采用的通信标准和信息模型不尽相同，一次设备和二次设备间用电缆传输模拟信号和电平信号，各种功能需建设各自的信息采集、传输和执行系统，增加了变电站的复杂性和建设成本。不同生产厂家的变电站自动化系统二次设备之间的互操作性问题至今仍然没有得到很好的解决，主要原因是二次设备缺乏统一的信息模型规范和通信标准。为实现不同厂家设备的互联，必须设置大量的规约转换器，增加了系统复杂度和设计、调试和维护的准确度，降低了通信系统的性能。此外，传统变电站的一次设备与二次设备之间仍然采用电缆进行连接，电缆感应电磁干扰和一次设备传输过电压可能引起二次设备的运行异常；在二次电缆比较长的情况下，因电容耦合的干扰可能造成继电保护误动作。

为解决上述问题，国际电工委员会 IEC 制定了面向对象的变电站通信网络和系统标准 IEC 61850。IEC 61850 标准颁布实施，为变电站自动化技术的发展注入了新的推动力，数字化技术在变电站工程化应用中得到了进一步拓展。数字化变电站技术将逐步引领未来变电站自动化系统技术发展的趋势，变电站自动化系统涉及的监控、保护、自动安全装置的可靠性、实时性、经济性将得以迅速提高。

数字化变电站技术是基于光电技术、信息技术、网络通信技术等实现变电站信息采集、传输、处理、输出过程的全部数字化，是变电站二次系统信息应用模式的一次革命。系统信息建模标准化，数据交换及控制操作网络化。智能化一次设备、网络化二次设备是在 IEC 61850 通信协议技术上构建的，能够实现智能设备间信息共享和互操作。数字化变电站有以下主要特征：

（1）数据采集数字化。数字化变电站采用数字化电气量测量系统采集电流、电压等电气量，实现了一、二次系统在电气上的有效隔离。

（2）系统分层分布化。变电站自动化系统在逻辑结构上可划分为间隔层和变电站两层。数字化变电站相比自动化变电站在逻辑结构上增加了过程层。过程层是专门针对数字式过程

层设备划分的,它分担了变电站自动化间隔层的部分功能,实现所有与一次设备接口相关的功能。

(3) 系统建模标准化。IEC 61850 确立了电力系统的建模标准,为变电站自动化系统定义了统一、标准的信息模型和信息交换模型,其意义主要体现在实现智能设备的互操作性、实现变电站的信息共享和简化系统的维护、配置和工程实施等方面。

(4) 信息交互网络化。数字化变电站采用低功率、数字化的新型互感器代替常规互感器,将高电压、大电流直接变换为数字信号。变电站内设备之间通过高速网络进行信息交互,二次设备不再出现功能重复的 I/O 接口。常规的功能装置变成了逻辑的功能模块,即通过采用标准以太网技术真正实现了数据及资源共享。

(5) 设备检修状态化。在数字化变电站中,可以有效地获取电网运行状态数据以及各种 IED 装置的故障和动作信息,实现对操作及信号回路状态的有效监视,在线监测一、二次设备的健康状况,根据监测和分析诊断结果科学安排检修时间和项目。设备检修测量可以从“定期检修”变成“状态检修”。

可见,数字化变电站技术是变电站自动化技术发展中具有里程碑意义的一次变革,对变电站自动化系统的各方面将产生深远的影响。数字化变电站三个主要的特征就是“一次设备智能化,二次设备网络化,符合 IEC 61850 标准”,即数字化变电站内的信息全部做到数字化,信息传递实现网络化,通信模型达到标准化,使各种设备和功能共享统一的信息平台。这使得数字化变电站在系统可靠性、经济性、维护简便性方面均比常规自动化变电站有大幅度提升,已会成为未来变电站发展的趋势。

三、智能电网

2009 年 5 月,在北京召开的 2009 特高压输电技术国际会议上,国家电网公司正式提出“坚强智能电网”的概念,并计划于 2020 年基本建成坚强智能电网,拉开了我国智能电网研究与建设的序幕。

世界各国以及相关国际知名的企业都从各自的特点出发,分别对智能电网进行了定义。我国对智能电网的定义是:以物理电网为基础(我国的智能电网是以特高压电网为骨干网架、各电压等级电网协调发展的坚强电网为基础),将现代先进的传感测量技术、通信技术、信息技术、计算机技术和控制技术与物理电网高度集成而形成的新型电网。它以充分满足用户对电力的需求和优化资源配置、确保电力供应的安全性、可靠性和经济性、满足环保约束、保证电能质量、适应电力市场化发展等为目的,实现对用户可靠、经济、清洁、互动的电力供应和增值服务。

1. 智能电网目标

(1) 实现电网可靠运行。智能电网必须更加可靠,即除非遇到特别大的灾难,否则不论用户在何时何地,都应能提供可靠的电力供应。它应能对电网可能出现的问题提出充分的告警,并能忍受大多数的电网扰动而不会断电,它在用户受到断电影响之前就能采取有效的校正措施,以使电网用户免受供电中断的影响。

(2) 实现电网运行的安全。智能电网应能够经受物理的和网络的攻击而不会出现大面积停电或者不会付出高昂的恢复费用。智能电网应更不容易受到自然灾害的影响。

(3) 实现电网经济运行。智能电网运行在供求平衡的基本规律之下,价格公平且供应充足。智能电网必须更加高效的利用投资,控制成本,减少电力输送和分配的损耗,电力生产

和资产利用更加高效。通过控制潮流的方法,提高电网运行经济性并减少输送功率拥堵。

(4) 环境友好。智能电网通过在发电、输电、配电、储能和消费过程中的不断创新来减少对环境的影响。智能电网应能进一步扩大对可再生能源的接入。

2. 智能电网主要功能

(1) 自愈——稳定可靠。自愈是智能电网实现电网安全稳定运行及可靠供电的主要功能。它指的是无需或仅需少量人为干预,实现电力网络中问题元件的隔离或使其恢复正常运行,最小化供电中断用户范围或避免用户的供电中断。通过实时的评估自测,智能电网可以检测、分析、响应甚至恢复电力元件或局部网络的异常运行。从本质上讲,自愈就是智能电网的“免疫系统”,这是智能电网最重要的特征。

(2) 安全——抵御攻击。它指的是无论是电力系统的物理系统还是计算机遭到外部攻击,智能电网能保证人身、设备和电网的安全。智能电网的设计和运行都将阻止攻击,智能电网将展示被攻击后快速恢复的能力,最大限度地降低其后果和快速恢复供电服务。

(3) 兼容——发电资源。适应各种电源的接入,包括各种大电源的集中接入、分布式发电方式的接入以及新能源、可再生能源的大规模接入,满足电力与自然环境、社会经济和谐发展的要求。

(4) 交互——电力用户。实现与客户的智能互动,以最佳的电能质量和供电可靠性满足客户需求。系统通过市场交易手段以更好地激励电力市场各主体共同参与电网安全管理,从而提升电力系统的安全运行水平。

(5) 优质——电能质量。电能质量指标包括电压偏移、频率偏移、三相不平衡、谐波、闪变、电压骤降和突升等。智能电网将减轻来自输电和配电系统中的电能质量事件,通过其先进的控制方法监测电网的基本元件,从而快速诊断并准确地提出解决任何电能质量事件的方案。智能电网将应用超导、材料、储能以及改善电能质量的电力电子技术的最新研究成果来解决电能质量的问题。

(6) 集成——信息系统。实现包括监视、控制、维护、能量管理、实时动态监测系统(WAMS)、配电管理(DMS)、市场运营(MOS)、企业资源规划(ERP)等和其他各类信息系统之间的综合集成,并实现在此基础上的各种业务集成。



思考题

1. 现代电力系统具有哪些特点?
2. 电力系统运行控制的目标是什么?其含义有哪些?
3. 论述电力系统实时动态监控的基本原理和构成。
4. 智能电网的主要特征是什么?