高 翔 张沛超 章坚民 编著

电网故障信息系统应用技术

中国电力出版社
www.cepp.com.cn

电网故障信息系统
应用技术

高　翔　张沛超　章坚民　编著

中国电力出版社
www.cepp.com.cn

内容提要

本书根据电网事故分析、处理的应用要求，故障信息系统在调度自动化系统中的作用地位，该系统的目前实际实施现状，国外制造商类似系统的架构分析，以及基于 IEC 61850 和 IEC 61970 的特点等方面，结合近年来电力通信网络的发展，对故障信息系统的应用需求、概念、结构、设计、工程实施等方面进行了系统性的描述。全书包括概述、数字式保护及故障录波器信息特点、系统应用现状和特点、系统结构与设计原则、故障信息处理过程与技术、主站应用功能、子站应用功能、信息交互与传输以及工程应用等内容。

本书适合电网调度运行、继电保护、自动化专业人员和相关厂家开发设计人员阅读，也可供相关专业院校师生阅读、参考。

图书在版编目（CIP）数据

电网故障信息系统应用技术/高翔，张沛超，章坚民编著. —北京：中国电力出版社，2006

ISBN 7-5083-4368-9

Ⅰ.电… Ⅱ.①高… ②张… ③章… Ⅲ.电力系统-故障诊断-信息系统 Ⅳ.TM727

中国版本图书馆 CIP 数据核字（2006）第 045954 号

中国电力出版社出版、发行

（北京三里河路 6 号 100044 http://www.cepp.com.cn）

北京市铁成印刷厂印刷

各地新华书店经售

*

2006 年 6 月第一版 2006 年 6 月北京第一次印刷

787 毫米×1092 毫米 16 开本 20.625 印张 507 千字

印数 0001—3000 册 定价 **48.00** 元

前　言

随着数字式保护和故障录波器在电网中的推广应用，为了有效地发挥数字式保护和故障录波器在电网事故分析、处理中的作用，2000年以来，不少电力用户借助于电力通信网络，利用现代信息技术，开展了电网继电保护故障信息系统的建设，并取得了一定的应用效果。

本书站在电网调度自动化的角度，从电力系统运行需求出发考虑，分析了系统建设的技术背景、国内外现状及存在的主要问题，从适用技术的角度提出了系统建设的定位和应实现的基本功能。本书命名为《电网故障信息系统应用技术》，主要考虑了系统实现是建立在各项成熟应用技术的基础上，各项应用功能的实现应为电网事故分析、处理提供有效的帮助。

目前各种调度自动化系统的建设“层出不穷”，支撑信息传送的通信网络迅速发展，在电网发生事故时往往电网调度运行人员会“淹没”在海量信息中，而无法有效地获取事故处理最关键的信息。鉴于电网发生事故时电网调度中心对于不同类型信息时效性、完整性需求的差异，本书强调了故障信息系统应实现信息的分层处理，阐述了信息处理的完整性和有效性原则，即变电站保留完整的信息，并根据事故处理的要求实现重要信息的主动上送，电网调度保留有效的信息，并可根据对于事故详细分析的信息实现信息的调用，提出了系统建设的目标就是实现电网故障时“在适当的时候将合适的信息提供给最需要的人”。

本书编写依据“4W1H”的原则（即Why、What、Where、When、How），第1章阐述了电网事故处理的原则和调度自动化系统的特点，提出了系统建设的不可替代性和系统的功能定位；第2章分析了作为系统信息集成主要对象的数字式保护和故障录波器的信息特点，揭示了目前阶段系统建设的必然性；第3章描述了国内外类似系统的特点和现状，提出了规范化系统建设的意义；第4章分析了系统的特点和应用功能要求，提出了系统建设的架构和设计原则；第5章分析了系统数据和信息流的特点，阐述了信息处理和集成的基本应用技术；第6章描述了主站的基本功能和实现技术；第7章描述了子站系统的基本特点和实现技术；第8章阐述了系统信息交互的基本原则和应遵循的标准，及信息建模；第9章阐述了系统工程应用方面的内容，提出了系统建设阶段性的原则，信息一致性测试的必要性和系统现场试验方法等。

本书编写过程中所考虑的重要原则得到了王梅义老师的指点，如信息的完整性、安全性原则、信息的分层处理原则、系统模块化结构原则、系统在调度自动化系统中的独特性和建设的规划性原则等，本书从应用的视角来描述系统建设问题在很大程度上得益于王梅义老师的观点，借此书出版之际对于王梅义老师表示深切的谢意。

本书的编写过程中承蒙中国电力工程顾问集团公司韩元旦、浙江省电力公司朱松林、上海市电力公司梁爱裳、山东电力调度中心黄德斌等专家的认真审稿，在此表示谢意；并对于

在本书编写过程中提供帮助的邱智勇，牛志刚，高峰，骆敬年等人表示感谢。

本书第1～3章由高翔编写，第4～6章由张沛超编写，第7～9章由章坚民编写，全书由高翔主编，编者希望本书能为系统的工程应用提供有益的借鉴。限于编者对于故障信息系统及其相关应用技术的认识水平，且故障信息系统技术尚处于发展阶段，对于书中的缺点、错误和不足，以及立论不当之处，望同行能不吝赐教。

作者

2006年5月

目　录

绪　论

20世纪80年代以来的信息技术发展推进了计算机、微电子等相关技术在电力系统的应用，作为电网事故分析手段的故障录波器率先以数字化产品替代了以往的光电录波器在电网事故分析中的作用和地位。20世纪90年代以来，作为电网安全屏障的继电保护装置在实际电网中也逐步以数字式或微机保护替代了传统的静态继电器，21世纪所带来的技术进步与发展使数字式保护装置和故障录波器得到了越来越普及的应用。

在故障录波器和继电保护装置微机化应用的初期，由于受到当时信息技术基础的制约及产品实现观念上的局限，很大程度上故障录波器和继电保护装置的微机化仅实现了以往静态型装置应用功能实现上的替代，以数字采样技术完成交流量信息的采集，根据装置的设计原理用CPU进行逻辑和数值运算，最后以打印输出的方式给出判断结果，或者说以计算机技术来实现传统装置的应用功能，作为信息技术数字化应用重要标志的装置输出信息并没有得到充分合理的应用。

随着信息技术在电力行业应用的拓展，故障录波器和继电保护装置经历了从微机型向数字化转化的过程，装置的数据处理能力有了很大的提高。20世纪90年代初期，作为电网事故分析主要手段和依据的数字式故障录波器实现了很强的数据处理和分析能力，并具备利用通信载体实现了向电网调度中心进行远程数据传输的功能。20世纪90年代中期，华东电网首先在500kV系统电网中利用电力数字微波通道，通过调制解调器实现了11个电厂、变电站通过Hathaway公司故障录波器的联网应用，使得电网故障信息的分析处理手段达到了一个新的应用层次。

20世纪90年代中期，国内电网建设发展过程中所引进的国外数字式保护装置较之同期的国内微机保护体现了较强的信息处理功能，在数字式故障录波器联网技术的基础上，逐步实现了基于电力数字微波通道的发电厂、变电站与电网调度中心的数字式保护信息联网。故障录波器和数字式保护的联网为电网调度中心分析系统事故的保护动作行为提供了有效的工具，使得信息技术在电网事故分析中的应用实现了时间与空间上的突破。

随着联网设备的增加，“信息孤岛”问题越来越突出，由于不同厂家设备的数据输出与处理方式的差异，造成了在对数字式故障录波器和继电保护装置进行联网的初期，只能按不同的制造厂家的设备进行划分。其表现为在厂站端不同厂家的数字式故障录波器、继电保护装置必须分别经由不同的联网通道，按不同的通信传输规约与同一电网调度中心实现数据传输或交换，在电网调度中心层面对于不同厂家的数字式故障录波器和继电保护装置必须设立不同的主站与厂站端的设备进行信息调用、监视。不同设备之间不能实现数据共享，在电力系统发生事故时全网信息综合利用的有效性和及时性受到很大制约。

现代信息技术的进步与发展推进了国内微机保护和故障录波器应用技术的发展，国内的微机保护和故障录波器设备从仅仅具备信息打印输出功能，到逐步具备了通过装置的通信口

实现数据传输的能力。从2000年起，开始有一些国内电力用户考虑在厂站端将不同制造厂家的数字式故障录波器和继电保护装置进行数据集成、规约转换，并经电力通信网络实现与电网调度中心的信息交换，在电网调度中心建立统一的数字式继电保护和故障录波器动作情况分析平台，实现故障信息的数据共享。最先实现工程实施的是河北省电网，2001年成功地将若干个220kV的WXB－11型保护装置，LFP－901型保护装置，WGL－12、YS－8型故障录波器等设备经厂站端的数据集成和规约转换后，通过电力数字微波通信网络以调制解调器拨号上网的方式将信息传送到电网调度中心，在电网调度中心的主站系统实现了简单的故障信息应用功能。

数字式保护和故障录波器装置应用的拓展，促使国内众多电力用户逐步开始试点实施基于数字式继电保护和故障录波器信息集成的联网。因此，有效地利用现代信息技术和迅速发展的电力通信网络，在电力系统发生故障时能及时地将数字式保护和故障录波器信息送到电网调度，为电网调度运行人员进行事故分析、处理及系统恢复提供决策支持，同时为继电保护专业技术人员提供有效的事故分析工具和手段已成为一种共识。

数字式保护及故障录波器信息联网系统试点的增加，也引出了故障信息系统究竟在电网事故分析中应实现怎样的应用功能，系统应具备怎样的架构体系，系统在未来智能调度中的作用和地位，系统应遵循的接口规范及信息交互技术，基于无缝通信协议的《变电站网络和通信系统》（IEC61850）的颁布实施对故障信息系统建设的影响，故障信息系统建设对未来保护应用技术及变电站监控系统发展的意义等一系列问题，对上述问题的解答变得无法避免，并且越来越迫切。

本书试图根据电网事故分析、处理的应用要求，故障信息系统在调度自动化系统中的作用地位，该系统的目前实际实施现状，国外制造商类似系统的架构分析，基于无缝通信协议的《变电站网络和通信系统》（IEC61850）及《能量管理系统应用程序接口（EMS－API）第301部分：公共信息模型（CIM）基础》（DL/T 890.301—2004/IEC 61970—301：2003）的特点等方面，结合近年来电力通信网络的发展，就电网故障信息系统的应用和发展提出一些看法与国内同行商榷。本书从故障信息系统的应用需求、概念、结构、设计、工程实施等方面进行了系统性的描述，希望本书的观点能引起读者的关注，并对故障信息系统的建设起到积极的推进作用。

概　　述

20世纪80年代以来，随着我国国民经济的持续稳步发展，作为国民经济发展基础行业电力也得到了迅速发展，全国范围内电网已逐步从220kV为主体的网架结构发展成为以500kV/330kV为主体的网架，以交流联网为主的跨大区联网逐步形成，最大发电机单机容量已从300MW发展为900MW/1000MW，“十一五”期间1000kV特高压电网的建设标志着我国电网的发展将进入一个新的阶段。

随着电网联系的加强，电网输送电力的能力得到了有效的提高，同时，局部电网的故障可能引起的事故波及面增加的几率也大大提高。另一方面，随着电网规模的扩大，电网间联系的加强，在电网发生故障时信息的传输量也大大增加，由此而带来的电网调度运行人员所需关注、处理的信息量呈现为“海量”状态，这在客观上会增加电网运行人员判断事故性质、确定系统恢复及处理步骤所需要的时间。对于电网调度而言，在电力系统发生故障尤其是较大范围内的故障时，电网调度运行人员对系统故障的处理过程和系统恢复的措施和步骤将在相当大的程度上取决于对当时所掌握电网的拓扑结构，潮流分布情况，断路器和保护装置的动作行为等信息的判断和分析。

对于电网调度运行人员来讲，电网的运行监视、调节、控制和事故处理的主要技术支撑系统就是电网调度自动化系统，现代电网的调度自动化系统主要基于“四遥”，即遥测、遥信、遥控、遥调，厂站端的RTU或I/O智能测控单元将反映电网运行状态的电流、电压等信息和反映网络拓扑结构的断路器分、合闸信息通过电力通信网络上送到电网调度中心，同时根据电网调度控制中心应用软件的计算或分析结果，下达调节和控制命令，实现发电出力的调节控制（如AGC）和电网电压的调节控制（如AVC）等。

电网发生事故时及时、有效地掌握故障的信息，对于事故的判断、处理和系统的恢复起到非常关键的作用，尽管随着设备制造水平的提高，电力设备可靠性、安全性有了很大的改进，但在电网运行过程中由于各种自然灾害或其他原因引起的大范围故障或大面积停电事故时有发生。对于典型电网事故的了解将有助于确定电网事故处理的关键因素，以及电网安全运行的技术保障体系应涵盖的范畴。

1.1　典型电网事故简介

作为电网主要组成部分的输电线路往往要穿越不同地质环境、气象特征的地域，在运行过程中经常会遭受由于各种恶劣的气象条件引起严重电网事故，我国已多次发生大面积污闪、强台风、冰凌等自然灾害等引发的电网事故，这种类型的自然灾害引起的故障一般会波及较大范畴，造成正常电网网络结构的较大变化，对电网的运行构成严重威胁，因自然灾害引起的典型事故有如下几

类。

1.1.1 污闪事故

1989年1月6日傍晚，华东江淮及杭嘉湖地区大面积下毛毛雨，各地空气湿度达98%～100%，华东电网从1月6日23时7分8秒～1月7日4时31分43秒，先后有10条·次500kV线路污闪跳闸，其中任江、江斗、斗渡、窑南4条线路形成永久故障被迫停役，由于当时华东500kV电网尚属初建阶段，这次污闪事故使华东500kV电网基本处于瘫痪状态。

1996年12月25～31日，比1989年年初更为恶劣的气象条件再次降临华东地区，同年10月中旬之后，华东地区雨量稀少，12月25日前没有下过一场大于15mm的雨，绝缘子表面污期达64天。25日起，安徽北部开始起雾，造成水气压力不断上升，最高达0.95kPa，能见度从900m一直下降到50m。27日9时8分，华东500kV电网繁斗线B相开始发生污闪跳闸，到12月31日7时35分，石渡线最后一次污闪跳闸，共造成华东电网11条500kV线路、24条220kV线路一百多次跳闸，其中还发生多起零值瓷绝缘子炸裂和导线落地事故。

2004年2月20日，华东电网又发生大面积污闪事故，1时35分～4时23分期间，华东500kV电网5条线路，渡泗5101线、行渡5113线、窑王5432线、窑武5915线、瓶乔5411线先后共发生10次故障。

1.1.2 风灾事故

华东地区是多台风地带，尤其是浙江省和福建省，每年都要遭受强台风的袭击，台风往往会对电网造成严重破坏和影响。

2004年8月12～8月13日，第14号强台风“云娜”在浙江省温岭石塘登陆，正面袭击浙江全境。受其影响，台州地区、温州地区电网遭到严重破坏，共有9所220kV变电站全站失电，台州电厂母线失电。部分线路在较短时间内连续发生故障，电网面临了严峻考验。

台风期间，500kV天海5471线受台风影响共发生故障10次，其中单相接地故障8次，两相接地故障1次，转换性故障1次。220kV线路共发生故障126条·次，强送失败18次。其中单相接地故障109次，重合成功77次，25次永久性故障。相间故障15次，转换型故障2次。

2005年9月1日14时30分，第13号台风在福建省莆田市平海镇登陆，电网安全运行经受了严峻的考验，500kV电网共计2条500kV联络线路、5条·次跳闸，其中：福龙线5916线3次；福双线5906线2次（重合闸成功2次）。220kV电网共有9条220kV线路，22条·次跳闸，其中：鼓榕Ⅰ路2次（重合闸成功1次），鼓东Ⅰ路3次，福鼓Ⅱ路3次（重合闸成功1次），南中线1次，福鼓Ⅰ路2次（重合闸成功1次），红甘线5次（重合闸成功2次），榕南Ⅰ路2次，古杨线1次，芹周线3次（重合闸成功1次）。220kV主变压器共计跳闸2台·次（鼓山1号主变压器、南郊2号主变压器），南郊变电站220kV Ⅱ段母线跳闸，造成南郊变电站110kV系统全失压。110kV以下电网线路共跳40条，35kV跳4条，10kV跳155条，损失总负荷173.9MW。

2005年6月14日晚，江苏省宿迁、连云港、淮安、徐州等地区遭受了历史上罕见的飓风、冰雹和雷雨灾害的袭击。这场特大风灾造成500kV北电南送重要通道任上5237、5238线、宿迁童庄变电站220kV正母线、连云港双湖变电站220kV正母线相继故障跳闸。

6月14日晚21时25分，任上5238线两侧两套主保护动作，B相跳闸，重合不成，三跳。21时29分，任上5237线两侧两套主保护动作，C相跳闸，重合成功；21时30分，5237线C相故障再次跳闸，重合不成三跳。苏北电网各主要输送断面潮流在短短5min之内严重超限额运行。

21时32分，国家电力调度通信中心先后紧急拍停阳城1号、5号、3号、6号机组，江苏省调紧急拍停彭城3号、2号机组，拍停发电出力共170多万kW。同时紧急增加苏南地区机组出力，与华东网调协调，采取特殊措施恢复投运苏北安全稳定控制系统。事故过程中华东电网频率最低降到49.90Hz。由于事故处理过程中各级调度紧密配合，处理果断，避免了一次系统振荡和电网大面积停电事故的发生。

“6·14”事故发生时，现场最大风速达到了32.98m/s，超过了线路杆塔的设计标准（设计最大风速为30m/s），任上5237线402号～411号共10基铁塔全部被飓风从根部吹倒，铁塔被飓风卷成麻花状，导线落地。

同时，许多中、低压电力设施遭受了严重破坏。其中宿迁地区10kV及以上线路跳闸155起，4座110kV变电站失电，电力线路累计倒杆断线120余km。1条220kV线路跳闸，7条110kV线路倒15基杆塔，15条35kV线路倒48基杆塔，131条10kV线路倒1120根杆塔，210条400V线路倒3200根杆塔，10kV配电变压器损坏近140台。

某500kV非同杆架设的线路在这次“6·14”风灾事故中，短短3min内两回500kV线路相继跳闸，这种故障形式不仅超出了《电力系统安全稳定导则》（DL 755—2001）所规定的故障范畴，而且也对今后电网安全稳定运行三道防线的建设提出了更高的要求。对重要输电线路相继故障、重要输电通道包括区外联络线 $N-2$、重要厂站失去第三道防线等需要得到切实的改善，使电网安全自动装置具备应对更加复杂故障的能力，避免发生电网稳定破坏事故和大面积停电事故。

1.1.3 冰凌事故

2004年初华中地区发生了罕见的冰凌事故，从2月6日开始，受西南暖湿气流和地面冷空气补充南下影响，湖南、湖北、江西、河南、重庆等地的平均温度普遍比往年低3～10℃，华中地区雨雪天气持续不断，使得部分地区的电网设施和数千公里长的输电线路出现严重覆冰现象，一些地段覆冰厚度达到80～100mm，严重超出了10～20mm的设计标准。2月6日晚，湖北省武汉市近郊500kV玉贤变电站一些户外电气设备出现拉弧放电现象，给电网安全稳定运行造成严重影响。2月7日12时48分，玉贤变电站一台电流互感器因覆冰放电发生爆裂。随后，4条500kV输电线路和1台主变压器相继停电或被迫停电。2月8日，三峡电力外送重要通道500kV三峡至江陵线、三峡至万州线、万州至龙泉线都出现厚度达35mm的严重覆冰现象，多起高压输电线路断线，三峡送广东、上海等地的电力随时有中断的危险。

2月7～16日，华中电网500kV变电站发生设备故障5次；500kV交直流输电线路共跳闸18条、69次，灾害造成500kV交流输电线路倒塔4条25基，严重变形4基；220kV线路倒塔25基，严重变形1基。事故造成电网解列4次，其中湖南电网与华中主网解列1次，川渝电网与华中主网解列1次，湖北恩施地方电网与湖北电网解列2次。此次冰闪发生时间跨度之长、范围之广和电网损失之大均为国内电力系统罕见。

这些事故表明，特殊气象条件可能对于电网运行构成严重的威胁，故障可能波及的范围和影响将远非人们所能预料，因此，对于电网的安全运行控制能力在很大程度上将取决于电网事故判断的准确性、事故处理的及时性和有效性。

1.1.4 美加大停电事故

国外比较典型的大面积停电事故就是2003年8月14日美国东北部、中西部及加拿大安大略省发生的大停电事故，该事故造成的巨大损失和影响在美国电力史上是空前的，也引起了世界各国的高度关注。此次事故揭示了在电网结构日益复杂、电网互联日益紧密、市场环境下交易电量巨大、输电裕度逐渐变小的情况下，如何从技术上确保电网安全、稳定、经济地运行的问题。

2003年8月14日，整个加拿大东部和美国东北部地区的温度较高，当天，东部互联电网在15时05分前的频率质量比近期的历史频率差，但仍然在北美可靠性协会（North American Electric Reliability Council，简称NERC）规定的安全运行范围之内。当天几台关键的发电机组处于检修状态，这几台机组都是直接为克利夫兰、托莱多和底特律地区提供有功和无功功率的电源。美国中西部独立输电系统运营商（Midwest Independent Transmission System Operator，简称MISO）在日计划中已经考虑了这几台发电机及某些输电设备的停运，事实上，大停电事故也确实不是由于这几台发电机及输电设备的停运引起的。

美国东部时间15时05分，俄亥俄州北部的潮流数据显示美国第一能源公司（First Energy，简称FE）电网的负荷近似为12080MW，FE控制区需要从外部输入2575MW的电力，占其总负荷的21%。FE电网的无功需求迅速增加。FE的区域电网从外部净输入的无功约为132Mvar，导致俄亥俄州北部有几个地方的电压偏低。然而，在美国东部时间15时05分前，实际测量到的FE电网中枢点的电压是在FE电网规定的允许范围之内。

从下午12时15分开始，FE和美国电力（American Electric Power，简称AEP）的控制区内发生了一系列的突发事件，这些事件的累计效应最终导致了东部电网的大停电。依照一些重要事件的发生顺序，事故演变过程可划分为如下几个阶段。

（一）第一阶段：一系列突发事件使系统运行状况逐渐恶化

这一阶段从12时05分开始到14时04分，其间有三个重要事件发生。

（1）13时31分，Eastlake 5号机组跳闸，这台机组跳闸要求FE电网从相邻电网输入额外的电力以弥补机组跳闸所引起的功率缺额，这就使俄亥俄州北部电网的电压调整更加困难，难以维持较高的电压水平。

（2）14时02分，345kV Stuart－Atlanta输电线对树木放电，对地短路跳闸。

（3）12时15分～16时04分，MISO的状态估计软件失效，MISO的状态估计软件和实时安全分析软件在12时15分～16时04分之间没有进行有效运算，以致于16时04分之前MISO都没能判明FE系统已处于很危险的运行状态，这造成了MISO没能及时对8月14日下午的电网安全问题提早告警。

（二）第二阶段：14时14分～15时59分FE的自动化系统故障

（1）FE的告警系统失效。FE的SCADA系统中的告警和记录软件在14时14分收到最后一个有效告警信号后不久即出现故障，之后FE的控制台上再没有收到任何告警信号。

（2）EMS远方终端损失。在14时20分～14时25分之间，FE的一些安装在变电站的远

方控制终端停止了运行，直到 14 时 36 分，FE 的电网调度员才发现这个问题。

（3）EMS 服务器故障。14 时 41 分，负责 EMS 告警处理功能的主服务器宕机，备用服务器在 13min 后，即 14 时 54 分也发生宕机。这两台服务器上的所有 EMS 应用程序都停止了运行。

由于 FE 的调度员一直相信系统是安全的，同时缺少来自 EMS 系统的告警信息，因此，当后来多条 345kV 线路跳闸后，开始接到各个地点、各个单位（MISO、AEP、PJM 和 FE 的现场运行单位）打来的电话，并发现他们提供的输电设备信息与自己对系统的了解不符时，才意识到问题的严重性。

（三）第三阶段：15 时 05 分～15 时 57 分，FE 的三条 345kV 输电线路跳闸

从 15 时 05 分 41 秒～15 时 41 分 35 秒，FE 的 3 条 345kV 线路在低于输电线路事故极限的情况下对树放电线路跳闸，15 时 05 分 41 秒，FE 的 345kV Harding－Chamberlin 线路跳闸。由于 Harding－Chamberlin 不是 MISO 监视系统中重点监视的通道，因此，当这条 345kV 线路跳闸时 MISO 并没有发觉。虽然 SCADA 系统将这条线路状态发生改变的信息传送给了 MISO，由于 EMS 系统的网络拓扑分析程序还不完善，但它仅仅向 MISO 的运行人员传达了开关状态改变的信息，而不是线路跳闸的信息。因此，MISO 的运行人员就没有意识到 Harding－Chamberlin 线路跳闸这一重大的紧急事故，更无法提醒 FE 关注这个事故及其后果。由于 MISO 的状态估计和安全分析程序失效，因此 MISO 无法预测到 Harding－Chamberlin 线路跳闸，也无法预测它是否会造成 345kV Hanna－Juniper 线路过负荷跳闸。直到大停电事故发生后，查看开关动作记录时候，MISO 才发现 Harding－Chamberlin 线路已经跳闸。

（四）第四阶段：15 时 39 分～16 时 08 分，俄亥俄州北部的 138kV 输电系统崩溃

16 时 05 分 57 秒，Sammis－Star 线路由于保护装置测到的测量阻抗很低，误判为短路故障而断开。Sammis－Star 线路断开后，俄亥俄州又有 3 条 138kV 线路断开，但 Sammis－Star 线路的停电才是发生在北俄亥俄州电力系统的安全问题的转折点，最终引起了遍及美国东北部和加拿大安大略地区的连锁大停电。

（五）第五阶段：系统崩溃的扩展和停止

16 时 05 分，FE 的 Sammis－Star 线路跳闸，触发了 345kV 高压系统的崩溃。7min 内，大停电横扫美国东北部和加拿大。至 16 时 13 分，已有超过 263 个电厂的 531 台机组解列，解列后的东北部系统的频率、电压大幅振荡，进一步分解成更多小的孤岛。其中有些区域的负荷和发电达到平衡，维持了供电（如纽约州西部约保留了一半负荷），但大部分地区陷入黑暗。

从 13 时 31 分，Eastlake 5 号机组跳闸开始到 16 时 05 分 Sammis－Star 线路跳闸、系统开始崩溃为止，事故的发展共持续了 2h 34min。尽管调度员们采取了一些措施，诸如抬高电压，联络线过负荷时执行联络线减载程序和派人去事故现场调查等，但总体来说，电网控制中心特别是事故起源地的控制中心——FE 和 MISO 对系统总体运行状态把握不清，没有采取行之有效的手段制止事故的扩展。在系统崩溃以前事故的各个发展阶段中，如果电网控制中心采取果断措施，那么是有机会避免或者缩小这次事故。引发美加 8·14 大停电事故的因素很复杂，但从调度的层面来讲，可以总结出以下几个主要原因：

（1）调度运行人员对系统整体运行情况缺乏把握，处理突发事故的能力较弱。特别是在 EMS 系统故障的情况下，对调度员综合利用从各种渠道得到的信息提取出关键性的系统故障

信息的培训严重不足。从调度员对 EMS 系统故障的反应迟钝和很少进行安全分析计算的情况来看，FE 对调度员熟练掌握自动化系统的培训也不足。

（2）各级调度、相邻电网之间协调不够。北美电网互联极其紧密，但在进行状态估计和安全分析时，对邻网模型的描述往往较为简单，因而难以判断邻网内的故障对本网的影响。

（3）自动化系统的设计和维护存在严重缺陷，FE 的 EMS 系统的报警功能在事故期间完全丧失，并导致主、备用 EMS 服务器死机。MISO 的状态估计软件和安全分析软件由于实时数据、网络拓扑、自启动功能关闭等原因也未能发挥作用。继电保护整定与自动控制装置协调性差，未能阻止事故扩大。

（4）造成没有及时分析、总结大量事故线索的一个关键因素是 FE 系统的运行人员缺少信息沟通。一些重要线索在运行人员之间很少得到交流。

美加大停电事故是典型的由于电网运行监视系统障碍，引起对事故判断的措施错误，延误了事故处理的最佳时机，最终造成灾难性的后果。显而易见，电网避免系统性事故扩大发生的重要前提是电网调度运行人员能具备有效的手段监视电网，把握电网变化的关键信息，并采取有效的调节、控制等措施，恢复系统的安全、稳定运行。在系统发生事故时如果电网调度运行人员能对事故性质、范围的进行准确判断，并采取有效措施进行事故处理，完全有可能避免事故范围的扩大和灾难性大面积停电事故的发生。

以 SCADA/EMS 为应用标志的调度自动化系统尚不足以为电网调度运行人员提供足够的事故分析和处理信息支撑，主要在于现有的调度自动化系统以电网运行情况的静态描述为特征，信息传输的方式是以一定的时间间隔（3～5s）将遥测、遥信信息实时上送到电网调度中心，信息所体现的特点是呈断面状的，即 SCADA 系统反映的是电网在某一时刻的情况，没有电网事故分析、判断所需要的保护动作信息。如果电网发生故障时能及时获取断路器、保护动作信息，就可以有效地帮助电网运行人员进行事故判断和处理，数字式保护和故障录波器的应用为实现保护信息的及时传送提供了可能。

1.2 电网事故处理概述

电力生产的特征决定了电网调度是电网生产运行的指挥中心和协调中心，我国的电网调度体系是五级调度，即国调、区域电网调度、省（市）电网调度、地区电网调度和县调。在电力系统发生故障时，由相应电网调度运行人员按调度管辖范围组织进行事故处理和系统恢复。因此，事故分析判断的依据、事故处理的基本原则、事故处理和判断所主要依赖的手段和工具等因素，确定了电网运行人员对事故处理过程中的本质性内容，了解电网事故判断的依据、处理原则等内容将有助于确定故障信息系统的应用需求和功能定位。

1.2.1 电网事故判断的依据

电力系统的运行特征是“发、输、用电”即时平衡、同时完成，构成电力系统的设备是发电厂、变压器、输电线路、用电设备，上述设备以及相应的继电保护、通信、自动化等二次设备通常也称为电网。

由于电网是个庞大的系统，系统中每个环节的运作必须进行协调控制，才能保证电力生产的有序进行。没有统一的组织、指挥、协调管理，电网就无法维持正常运行。现代化电网

就其性质而言，必须实行“统一调度、分级管理”的原则，所谓统一调度就是下级调度必须服从上级调度的指挥，所谓分级管理就是根据电网分层的特点，各级调度机构在其调度管辖范围内履行电网调度的职责。

因此，电网调度作为电网运行的指挥中心，其作用就是负责领导电网内的发、输、变、配电设备的运行、操作和事故处理，保证电网的安全、优质、经济运行，向用户提供满足电能质量标准的电能。电网调度指挥中心的调度运行人员职责就是采取各种有效的措施和手段维护电力系统的安全、稳定、经济运行。

尽管在电力系统领域已采取了多种技术措施加强电网的安全稳定运行，但无论何种结构的电网，都不可避免会遭遇各种因数所引起的事故，引起电力系统故障或异常的原因可以有以下几种情况：

（1）电网设备本身引起的故障，如发电、供电设备发生重大事故，发电机、变压器、断路器、电流互感器、电压互感器故障等。

（2）自然灾害引起的电网事故，如线路遭雷击、污闪、山火、对树枝放电、外力破坏等。

（3）电力负荷异常引起发用电不平衡，电网调度运行人员未及时处理，引起频率、电压等稳定问题，主要输电线路输送功率超过稳定限额等。

（4）局部电网事故由于保护装置原因造成不能有效隔离故障，或引起事故扩大等。

在出现上述异常情况后，电网调度运行人员需要借助于各种手段，判断电网事故的性质和范畴。现代化电网所配备的调度自动化系统可以为电网运行人员提供一定的电网运行情况判断的基本信息，随着电网规模的扩大、现代信息技术的发展，以及作为信息传输基础的电力通信网络建设的加强，呈现在电网调度运行人员面前的应用系统和信息与日俱增，这些系统的应用一方面加强了电网运行监视手段，另一方面也增加了电网调度运行人员对众多“海量”信息进行判断、处理的难度。

电力系统发生故障时的基本特征将引起发、用电不平衡，系统的网络拓扑情况会发生变化，系统频率、电压、潮流会出现波动。因此，电网调度运行人员可以通过系统频率、电压、潮流的变化情况判断系统出现了异常情况，并根据网络拓扑情况、保护动作情况和事故处理规定，采取各种手段和措施进行必要的调节，来恢复系统的频率和电压至正常状态。

电网调度运行人员首先将根据电网中系统频率、电压、潮流的变化判断系统是否有异常事件发生，然后根据 SCADA 系统所提供的断路器变位情况和现场调度的电话汇报，确定断路器变位状态、保护动作情况等信息，判断事故的性质和范围，判断系统异常事故是属于一次系统的问题，还是二次设备（如保护、安全自动装置问题等）的问题。对事故的判断必须依据整个网络拓扑情况变化，故障录波器所记录的电流电压变化情况、保护设备的动作时序等相关信息。

就目前的技术手段和管理体系而言，电网调度运行人员对电网事故的第一信息来源是 SCADA 系统所提供的断路器状态变化信息，系统电压、频率、潮流信息，主要的信息判断途径是通过与现场调度员的电话联系，确定现场设备的事故前和事故后状态，实现对系统故障或异常情况的判断，并据此形成故障处理、系统恢复的依据，电网事故处理信息流程见图 1－1。

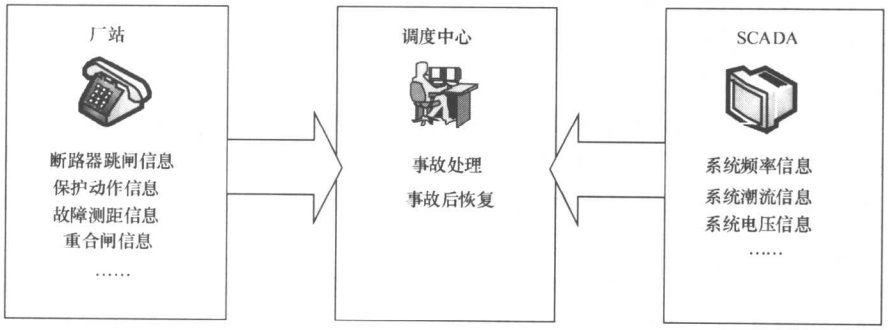

图 1－1　电网事故处理信息流程

1.2.2　电网事故处理的原则

在电网发生事故后，电网调度运行人员需要在第一时间获取事故相关信息，准确判断事故性质和范畴，形成对系统事故的处理方案，并尽快隔离故障点，避免事故的扩大，减少事故的损失，恢复对用户的安全供电。

显然，在电网故障时，电网运行人员如何从众多的信息（如事故遥信、系统电压、频率波动、重要线路潮流越限、现场调度运行人员的汇报等）中获取准确的事故信息是事故处理和系统恢复的前提。

由于技术实现手段上的原因，尽管调度自动化系统的应用可以为电网的事故处理提供一定的信息，但对于事故时获取的信息分析、提炼、判断很大程度上仍然处于人工处理阶段，还远没有实现智能调度所要求达到的事故信息处理程度。

目前在电网发生故障后，调度员首先需要电话确认故障跳闸的设备，根据现场的电话汇报并结合电网调度中心所获取的事故遥信、系统电压、频率、潮流等信息，形成对事故情况的判断、分析和确定处理方案或步骤。

一般调度员对事故的处理遵循以下原则：

（1）确认系统事件的发生，如事故遥信、电压、频率异常、潮流越限。

（2）确定事故的性质，属于设备（如变压器、电流互感器、电压互感器等）故障；还是线路故障（如雷击、污闪等）。

（3）确认断路器状态变化情况，如断路器是否跳闸、是否重合等。

（4）确认保护及安全自动装置是否动作，动作是否合理。

（5）确定事故波及的范畴。

（6）根据相关调度规程进行系统恢复。

（7）查明事故原因，并作消缺处理的安排。

（8）形成事故简报或详细分析。

故障发生时刻的一次系统电流、电压模拟量信息，断路器状态变化和保护装置的跳闸时序是事故判断的关键信息，全网不同地点设备所记录信息时序上的一致性是形成正确事故判断的基础，这类信息时序上的一致性只能通过全球定位系统（Global Positioning Systems，简称GPS）技术的应用来保障，即故障录波器、断路器跳闸信号的接入设备、保护装置等应采取