

电网电压稳定性 与动态无功补偿

Voltage Stability and Dynamic Reactive
Power Compensation of Power System

葛维春 编著



科学出版社

电网电压稳定性与动态无功补偿

Voltage Stability and Dynamic Reactive Power
Compensation of Power System

葛维春 编著

科学出版社

北京

内 容 简 介

本书全面阐述了电网电压稳定与动态无功补偿理论与工程实践方法,介绍了这一领域的最新发展。全书共分5章。第1章讨论电网电压稳定性定义、分类、技术需求及现状。第2章介绍静态电压稳定性基本理论、判断及相关分析方法。第3章阐述动态电压稳定基本理论、模型构建及特性分析的有关问题。第4章介绍MCR、SVC、SVG动态无功补偿技术基本原理、结构及相关工程应用问题。第5章讨论电网无功优化模型及方法、无功电压特性分析的有关问题。

本书可作为高等院校电力专业研究生及高年级学生的教材,可供从事电力系统运行、规划和科学研究的人员参考。

图书在版编目(CIP)数据

电网电压稳定性与动态无功补偿=Voltage Stability and Dynamic Reactive Power Compensation of Power System/葛维春编著. —北京:科学出版社, 2018.3

ISBN 978-7-03-055933-3

I. ①电… II. ①葛… III. ①电网—电压稳定—无功补偿—研究
IV. ①TM727

中国版本图书馆CIP数据核字(2017)第309675号

责任编辑:范运年/责任校对:彭 涛
责任印制:师艳茹/封面设计:茗轩堂

科学出版社出版

北京东黄城根北街16号

邮政编码:100717

<http://www.sciencep.com>

三河市骏志印刷有限公司印刷

科学出版社发行 各地新华书店经销

*

2018年3月第 一 版 开本:720×1000 1/16

2018年3月第一次印刷 印张:13 1/2

字数:272 000

定价:98.00 元

(如有印装质量问题,我社负责调换)



前 言

电力系统是当今世界覆盖面最广、规模最大、结构最复杂的人造系统之一，多年来其安全性一直是电力科技工作者重视的科研课题。长期以来，人们往往只关注电力系统的功角稳定和频率稳定问题。自 20 世纪 70 年代末以来，世界上一些大电网因电压失稳，多次发生大停电事故，电压稳定问题才开始受到重视，逐渐成为电力系统稳定性研究的一个重要分支。近 30 年来，我国电力系统向大机组、大电网、大容量远距离输电发展，特别是 20 世纪 90 年代以来，电力系统发生了许多新的变化：受端系统负荷高度集中，互联电网规模不断增加，直流输电和电力电子装置广泛应用。这些变化给电力系统的安全运行带来新的挑战，其中之一就是电压稳定问题。此外，受环境因素制约，输电线路走廊日益紧张，不利于电压稳定的负荷比例越来越大，这些因素使电压稳定问题越来越突出。

尽管在过去的几十年间，电力系统电压稳定研究取得了较大进展，但是，电压稳定问题仍是困扰世界电力学术界的难题之一，对电压稳定的基础理论研究仍不完善。到目前为止，国内外还没有统一的、物理意义明确的电压稳定定义，缺乏具有理论性和工程实用性的暂态和中长期电压稳定判断指标，以及电压失稳和功角失稳的区分方法等。因此更深入地理解电压稳定机理，研究快速、准确的电压稳定分析方法是亟待解决的重大问题。

在这种背景下，作者决心编著一部阐述电力系统电压稳定基本理论、模型、分析方法和工程实践应用的著作，作为广大电力系统研究人员的参考书和高校电力专业高年级学生和研究生的教材。

本书共 5 章。

第 1 章概述电网电压稳定基本理论。本章除分析国内外电网电压失稳典型事故以外，还介绍电压不稳定运行特性、电压稳定的定义和分类，结合目前电网运行特点，分析电网电压稳定分析的技术需求和技术现状。

第 2 章围绕静态电压稳定进行相关的理论分析和方法讨论。本章介绍静态电压稳定分析指标和相关分析方法，提出一系列静态电压稳定性分析指标，包括阻抗模判据法、计算静态电压稳定极限的非线性规划法，修正雅可比矩阵最小特征值法，功率梯度判据法。同时还进行了电压稳定裕度的估算，数值计算和分析。

第 3 章讨论了动态电压稳定的理论与方法。本章介绍动态电压稳定分析模型与方法，构建计及异步电动机负荷动态特性的电力系统模型，建立计及有载调压变压器和异步电动机动态特性的电力系统模型，分析了两个模型在简单和一般电

力系统电压不稳定运行特性，通过数字仿真分析电压不稳定运行或崩溃特性。

第4章介绍电网动态无功补偿技术。本章重点介绍磁控电抗器、静止无功补偿器和静止无功发生器无功补偿技术，介绍了磁控电抗器的基本原理、结构及工程应用情况，讨论了静止无功补偿器的低/高压并网优势对比，掌握了66kV高压直挂式静止无功补偿器的控制、结构及实际工程技术难题。

第5章介绍电网无功电压运行特性。本章总结电网无功优化的基本内容、无功功率对电力系统的影响、无功优化的意义，构建了无功优化的模型，阐明无功优化对电压稳定性的影响，通过数值计算分析无功缺额和无功源特性对电网电压稳定性的影响。

本书在写作上，力图突出深入浅出和自成体系的特点，使广大电力系统研究人员、高校电力专业学生能理解、掌握直到工程应用。

本书由葛维春负责主要编著工作。东北电力大学蔡国伟教授对本书某些部分提出了很好的建议，国网辽宁省电力有限公司调度处张艳军对本书工程相关部分提供了很大的帮助，在编写过程中得到了东北电力大学孔令国副教授和王丽馨讲师的热心帮助，他们也提出了许多宝贵意见。在此谨对他们表示衷心的感谢。

由于本书涉及的专业领域很广，作者学识有限，可能有不少错误和不当之处，敬请读者指正。

作者

2018年1月30日

目 录

前言

第 1 章 电压稳定性概论	1
1.1 典型电压失稳事故	1
1.2 电压不稳定运行特性	8
1.2.1 小扰动电压稳定的机理分析	13
1.2.2 大扰动电压稳定的机理分析	14
1.3 电压稳定的定义与分类	16
1.4 电压稳定性分析的技术需求	20
1.4.1 大机组、大电网系统	20
1.4.2 新型负荷(电力机车等整流型负荷)	20
1.4.3 大区联网、长距离、重负荷	21
1.4.4 特高压交直流联合输电大电网	22
1.4.5 新能源集中和分布接入	25
1.5 电压稳定性分析的技术现状	27
1.5.1 负荷端补偿技术	27
1.5.2 调度端分析技术	29
1.6 小结	34
参考文献	34
第 2 章 静态电压稳定性及分析方法	36
2.1 概述	36
2.2 静态电压稳定分析基本理论	38
2.2.1 电压稳定的静态分析指标	38
2.2.2 电压稳定的静态分析方法	45
2.3 静态电压稳定的阻抗模判据	54
2.3.1 简单系统阻抗模判据	55
2.3.2 复杂系统的阻抗模判据 IMC	57
2.3.3 阻抗模判据的几何意义	57
2.4 计算静态电压稳定极限的非线性规划法	60
2.4.1 计算电压稳定极限的非线性规划基本模型	60
2.4.2 计算电压稳定极限的非线性规划统一模型	61

2.4.3 电压稳定极限(VSL)的计算	63
2.5 修正的雅可比矩阵最小特征值法	69
2.6 电压稳定性的功率梯度判据	70
2.7 功率梯度判据的计算	73
2.8 电压稳定裕度的估计	74
2.9 电压稳定域的估计	76
2.10 数值计算和分析	78
2.10.1 16 节点、22 条线路系统	78
2.10.2 142 节点、167 条线路系统	91
2.11 小结	93
参考文献	94
第 3 章 动态电压稳定的理论与方法	96
3.1 概述	96
3.2 动态电压稳定分析基本理论	97
3.2.1 系统动态模型	97
3.2.2 动态电压稳定分析方法	98
3.3 动态电压稳定分析的电力系统模型	108
3.3.1 计及异步电动机负荷动态特性的电力系统模型	108
3.3.2 计及有载调压变压器和异步电动机动态特性的电力系统模型	112
3.4 计及异步电动机负荷时的电压不稳定运行特性分析	115
3.4.1 简单系统电压不稳定运行特性分析	115
3.4.2 一般系统电压不稳定运行特性分析	121
3.4.3 电压的不稳定运行或崩溃的数字仿真	123
3.5 计及有载调压变压器的电压不稳定运行特性分析	130
3.5.1 有载调压变压器带静态负荷时的电压不稳定运行特性	130
3.5.2 有载调压变压器带异步电动机负荷时的电压不稳定运行特性	134
3.5.3 数值计算和分析	140
3.6 小结	144
参考文献	145
第 4 章 动态无功补偿技术	146
4.1 概述	146
4.2 磁控电抗器补偿技术	146
4.2.1 MCR 基本原理	146
4.2.2 磁控电抗器构成	148
4.2.3 磁控动态无功补偿装置设计与构成	149

4.2.4 MSVC 磁控动态无功补偿工程应用	153
4.3 静止无功补偿器—SVC 补偿技术	156
4.3.1 SVC 基本原理	156
4.3.2 SVC 低/高压接网结构	158
4.3.3 SVC 低/高压并网方式对比分析	159
4.3.4 66kV 高压直挂式光控水冷晶闸管阀组	162
4.3.5 66kV 高压直挂式 SVC 双冗余控制系统	167
4.3.6 66kV 高压直挂式 SVC 工程应用	172
4.4 静止无功发生器—SVG 补偿技术	176
4.4.1 SVG 基本原理	176
4.4.2 SVG 控制原理	181
4.4.3 SVG 工程应用	186
4.5 小结	189
参考文献	189
第 5 章 电网无功电压运行特性	190
5.1 概述	190
5.2 电网无功优化	190
5.2.1 无功优化的基本内容	190
5.2.2 无功功率对电力系统的影响	191
5.2.3 无功优化的重要意义	192
5.3 简易无功优化模型	194
5.4 无功补偿对电压稳定性的影响	197
5.4.1 无功补偿和电压调节的基本关系	197
5.4.2 无功补偿对电压稳定影响的原理分析	200
5.5 数值计算与分析	201
5.5.1 计算模型	201
5.5.2 无功缺额对电网电压稳定性的影响	202
5.5.3 无功电源特性对电网电压稳定性的影响	203
5.6 小结	207
参考文献	207

第1章 电压稳定性概论

1.1 典型电压失稳事故

20 世纪 70 年代后期以来,国际上相继发生过多起电力系统电压崩溃事故,其共同特点在于事故的突发性和隐蔽性,运行人员在电压崩溃事故形成初期很难察觉,不能及时采取紧急控制措施,一旦电压崩溃就很难挽回,往往需要数小时乃至十几个小时才能恢复供电,造成巨大经济损失和社会影响,引起国际电力界对电压稳定问题的普遍关注。

欧洲、北美、日本等发达地区的电网结构较强,安全稳定措施相对完善输电技术比较先进,但仍然不能避免全网性的电压崩溃事故发生。事故后,各电力公司从规划到运行都采取了各种积极的对策,给大电网的规划设计和调度运行提供了宝贵的经验。目前,我国互联电网也跨入了大电网、大机组的时代,全国互联电网已经初具规模,国外大电网崩溃事故的经验教训给我国电网的发展以深刻的启迪^[1,2]。

1. 瑞典电力系统大停电事故

1983 年 12 月 27 日瑞典南部的电力系统发生大停电事故。该事故的起因是由于斯德哥尔摩西北部约 60km 处哈姆拉(Hamra)地区的一个变电站内 400kV 母线断路器发生故障。故障首先导致变电站与系统解列,并有 2 条 400kV 输电线路跳闸。该地区停电后,来自瑞典北部的输电线路负载不断加重,电流增大,使得斯德哥尔摩地区电压不断下降。虽然在后来的 53s 内没有任何重要线路立即跳闸,但接下来的 2s 内,由于负荷过重,瑞典所有北部往南部输电的干线全部跳闸。导致 1s 后瑞典和挪威的联络线解列。期间,瑞典北部电网频率逐渐升高,而南部电网频率不断降低,并且由于瑞典南部大量功率缺失,导致该地区所有发电机组全部跳闸。

图 1.1 是丹麦西部西兰岛上一座 132kV 变电站当时记录的电压曲线。①点处瑞典哈姆拉地区 2 条北部的 400kV 输电线路跳闸;②点处瑞典北—南的 4 条 400kV 主干线、7 条 220kV 和所有 132kV 输电线路跳闸,此时电压曲线开始受影响而波动;③点处瑞典与挪威的联络线退出运行,此时西兰岛电压开始下降;④点处瑞典与西兰岛之间的 1 条 400kV 和 2 条 132kV 输电线路跳闸,此时电压已下降到 0.5p.u.。

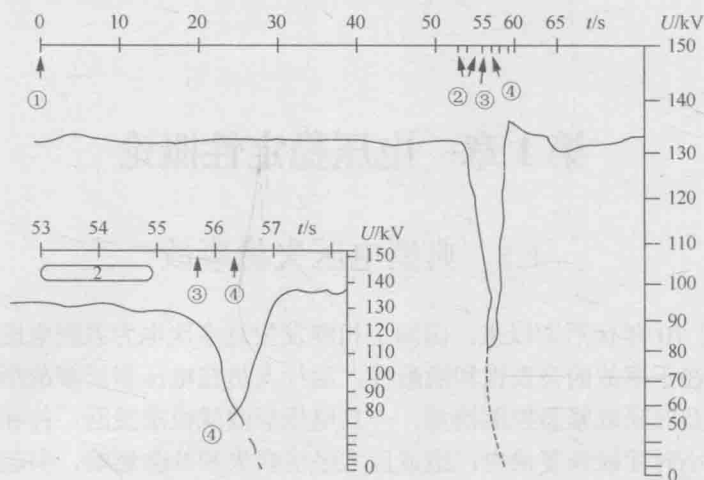


图 1.1 丹麦西兰岛某 132kV 变电站电压波动曲线

由图 1.1 分析可知, 在 $t=53\text{s}$ 时, 瑞典南部发生电压崩溃后 3s, 西兰岛也发生了电压崩溃。幸运的是在 $t=56.3\text{s}$ 时, 两地的联络线由于保护动作而跳闸, 因此西兰岛电压和频率的恢复比较顺利, 未受太大影响。而瑞典南部电网负荷停电约 11400MW, 占整个系统负荷的 67%, 影响时间约 7h。

事后瑞典电力公司总结分析认为, 事故原因为变电站故障导致电压降低, 但有载分接开关动作反而使负荷增加, 导致瑞典北部往南部送电的输电线路上的负荷增加, 从而使主网和配电网电压都逐渐降低, 电流增大, 输电线路保护动作使得线路级联跳闸, 影响了周边国家和地区的供电。同时由于电网无功功率缺额过多, 最终发展为电压崩溃, 造成巨大损失。

2. 法国电网西部大停电事故

1987 年 1 月 12 日, 法国电网西部发生了电压崩溃事故。该电压崩溃事故可以分为四个主要阶段, 参见图 1.2。

(1) 1 月 12 日上午 10:30, 大约在事故发生前的 1h, 虽然气温较低, 但所记录的电压状态仍然是正常的。从全国来说, 尖峰峰荷为 58000MW, 有功功率备用 5900MW。比达尼 (Brittany, 法国电力系统最西部) 地区的电压是稳定的: 高尔德迈 (Cordemais) 的电压为 405kV, 属于正常运行水平。

(2) 上午 10:55~11:41, 高尔德迈发电厂的三台机组因互不相关的原因相继跳闸, 仅有一台机组处于运行状态。11:28 地区调度中心发出命令, 开动燃气轮机。

(3) 三台发电机组的最后一台跳闸后 13s, 高尔德迈发电厂剩下的一台运行机组也因过励磁保护动作而跳闸。发电缺额导致整个比达尼地区的电压骤然下降到 380kV, 经过 30s 的平稳过渡时间, 电压下降加剧, 并扩展到邻近地区, 这样在

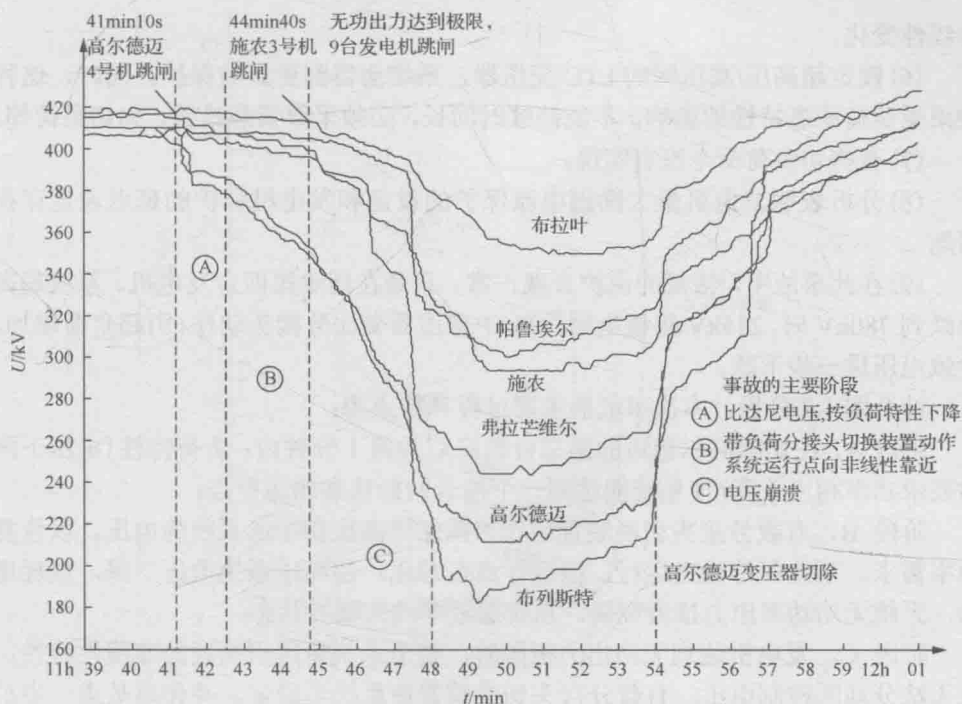


图 1.2 法国西部电网电压崩溃中 400kV 变电站电压记录曲线

几分钟内失去了九个常规火电机组和核电机组。据记录, 上午 11:45~11:50 损失发电容量 9000MW。

(4) 上午 11:50, 比达尼的电压稳定在 300kV (最远端的拉马丁尔变电所的电压等级为 400kV 的母线电压为 180kV)。在地区调度中心命令切除负荷后, 电压水平恢复正常。

事故后的分析表明:

(1) 在规定的时间内, 实现了紧急有功支援, 如启动燃汽轮机、增加水轮机的出力。

(2) 负荷特性为有功负荷电压调节效应系数 $K_{p.u.}=1.4$, 无功负荷电压调节效应系数 $K_{qu}=3$ (考虑了高中压的电容器和热力负荷)。

(3) 11:41 后, 第一次电压跌落, 负荷减少, 使系统能达到一个接近初始状态的运行点。

(4) 11:42~11:45, 负载分接头可调 (Load Tap Chaning, LTC) 变压器动作, 调整中压电压 (20kV), 使负荷稳定, 但运行点在恶化, 超高压 (Extra High Voltage, EHV) 系统电压下跌, 损耗增加, 无功功率出力接近极限。

(5) 11:45, 交流发电机无功功率达到极限, 整个系统出现高度非线性, 而且无法分地区控制电压, LTC 变压器使系统不稳定, 大量发电机跳闸。负荷随电压

呈线性变化。

(6) 锁定超高压/高压网的 LTC 变压器, 系统会得到更好的保护。同时, 这种效果受负荷动态特性的影响, 不能持续时间长, 必须采取紧急措施, 如切负荷等。

(7) 有些切负荷命令没有实现。

(8) 分析表明发电机最大励磁电流保护的设定和发电机保护的延迟设定存在问题。

(9) 在此事故中, 常规的保护表现正常, 只是在切除第四台发电机、系统超高压跌到 380kV 时, 225kV 等级电网的高/中变压器变比分接头动作、引起负荷增加, 导致电压进一步下跌。

结合图 1.2 分析, 本次事故的主要过程和特点为:

阶段 A, 在切除高尔德迈的第三台机组后的第 1 分钟内, 负荷特性(电压下降时要求功率相应下降)使系统能达到一个接近初始状态的运行点;

阶段 B, 有载分接头切换装置动作力图保持高压和中压系统的电压, 以恢复功率需求。系统保持稳定运行, 但运行点在恶化。超高压系统电压下降, 损耗增加, 系统无功功率出力接近极限, 系统逼近非线性临界状态;

阶段 C, 发电机达到无功出力极限时, 整个系统呈现出高度的非线性特性, 且无法分地区控制电压。有载分接头切换装置使系统不稳定, 并使事故进一步扩大。大量发电机跳闸, 进一步加剧了电压崩溃过程。

由系统损失发电机引发了这次事故, 在事故过程中系统频率无明显恶化, 而电压降至很低的水平。由于事故时为法国的冬季, 此时的负荷功率具有较高的电压灵敏度。电压下降, 负荷消耗的有功功率也随之降低, 使得在系统能保持较低的电压运行。

3. 日本东京电力系统大停电事故

1987 年 7 月 23 日日本东京发生大停电事故, 这是一次典型的电压崩溃事故。当天中午东京天气炎热, 气温高达 36 摄氏度, 用户负荷持续增长, 到中午 13:00, 最快增长速度达到 400MW/min, 负荷总需求约 39300MW, 整个系统已经接近极限水平。由于负荷增长过快, 系统内电压无功控制器(voltage quality controller, VQC)和励磁自动调节器(automatic voltage regulator, AVR)控制的无功电源不能及时投入补偿, 使得东京西部电网中两处 500kV 母线上电压持续下降, 在电压崩溃以前, 电压最低至 370kV 左右, 母线继电保护动作, 导致母线跳闸, 同时 4 回 275kV 输电线路和 4 台 275kV/66kV 变压器也退出运行。由于东京电网中 275kV 及以下网络为链型结构, 为防止事故扩大, 13:19 东京电力公司在网络末端切除负荷 8168MW(约占总负荷的 21%), 约 280 万用户受影响。直到 16:40 左右, 系统供电才全面恢复正常。至此, 停电时间最长达 3h 21min。当天的负荷记录曲线如图 1.3 所示。图 1.4 则为东京电网中主要 4 个 500kV 变电站的电压变化曲线。

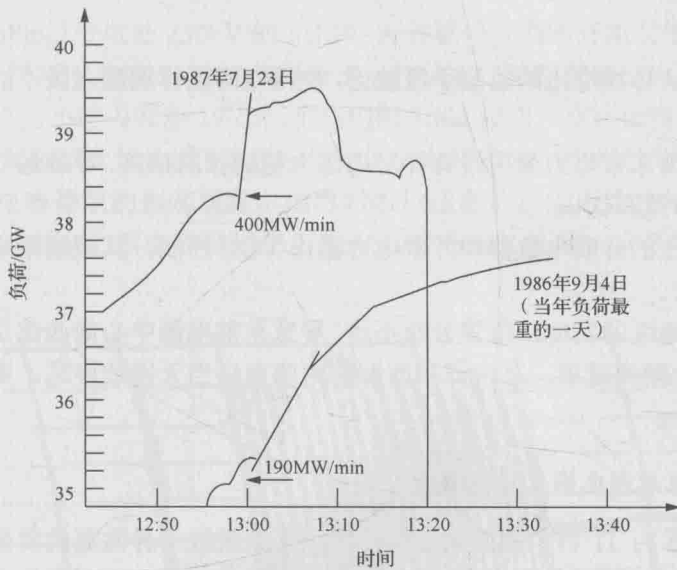


图 1.3 事故当天负荷变化曲线

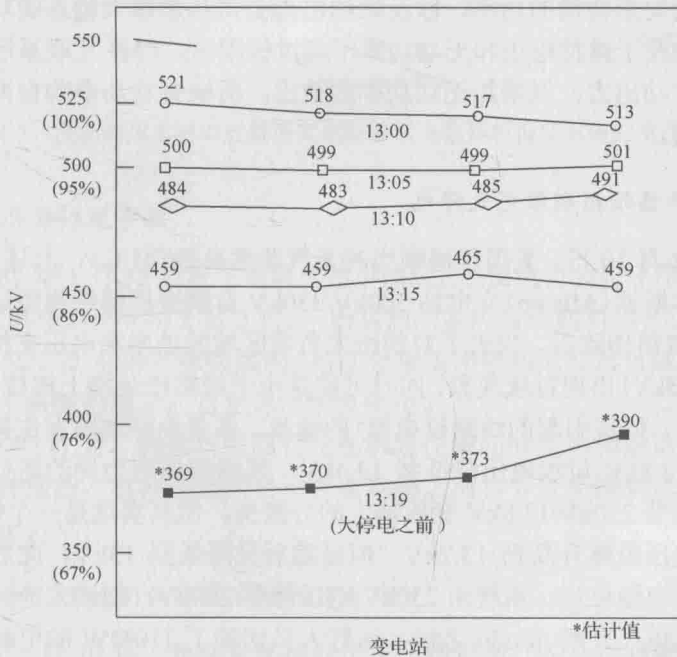


图 1.4 主要 4 个 500kV 变电站的电压变化曲线

事故后，东京电力公司总结了事故的五个原因。

(1) 事故前负荷增长过快，超过了预期值，对负荷特性认识不足是事故的主要

原因。

(2) 500kV 母线电压的监测手段缺乏,使得电网运行调度人员不能及时把握运行情况。

(3) 事故前东京电力公司没有针对电压失稳的预防措施,导致运行人员缺乏对这类事故的对策和认识。

(4) 电网上的并联电抗器和并联电容器由 VQC 控制,其控制策略的缺陷导致了事故的扩大。

(5) 东京地区的发电厂位置分布不均,导致东部电源中心向西部负荷中心送电的输电线路潮流过重,且中部和西部的两座电厂当天因故停运,更加大了电压崩溃的可能性。

4. 美国东北部电网大停电事故

1984 年 6 月 11 日,美国东北部电网由于系统处于异常高的负荷水平,同时部分元件分别处于计划停运和强迫停运状态,最终引发了大面积停电。虽然降低了运行电压,采用了现有的并联电容器,但在宾夕法尼亚—新泽西—马里兰(PMJ)互联系统由西向东传输的功率,以及纽约电力公司从加拿大输入的功率水平都被迫降低,目的在于维持电压和无功功率不超过极限值。PMJ 互联系统中的一些发电机降低了有功出力,以增加无功功率的输出,所缺有功功率购自弗吉尼亚州的燃气发电机组。

5. 美国华盛顿州朗维尤大停电

1981 年 8 月 10 日,美国华盛顿当时天气非常炎热(41°C),木马(Trojan)核电厂附近的奥尔斯顿(Allston)变电站 500kV/230kV 自耦变压器维修停运。木马核电厂 1100MW 机组切除后,失去了对朗维尤负荷区域的功率和电压支撑。输电线路(230kV 和 115kV)出现过载现象,同时可能是由于线路松弛搭上树枝(松弛是由于高温、大负荷、低压引起的线路过电流)的缘故,多条单回线路发生接地故障。朗维尤铝锭厂 13.8kV 母线电压降低到 12.4kV,邦纳维尔电力局的运行人员允许铝锭厂操作员调节 230kV/13.8kV 变压器上的分接头,但其实这是一个错误的决定,其结果导致电压虽然升高到 13.2kV,但是随后又降低到 13kV。此后不久,铝锭厂的一个电解电池停运。系统由 230kV 电压降至 208kV,朗维尤地区的电压接近崩溃。木马核电厂开断 46min 之后,运行人员切除了 110MW 的电解电池负荷。然后输电线路重合闸动作,奥尔斯顿变压器恢复运行。

6. 俄勒冈州中部停电事故

1981 年 9 月 17 日,在供给俄勒冈北部本德(Bend)区负荷的 230kV 线路开断

后, 蓝屏(LaPing)变电站 230kV 的 51MV·A 并联电容器组开始发生振荡(周期性投切)。由于只有南部的 230kV 线路处于运行状态, 其配置的感应盘式继电器导致电容器组在一小时内开断 19 次, 平均约每 3min 投切一次。使得电压在 219kV 到 251kV 之间剧烈变化, 图 1.5 表示变电站的电压曲线。由此可见, 分接头调节负荷引起了电容器组的振荡现象。电容器组投运之后, 电压升高并持续 3min, 直至电容器组退出; 而电容器退出后变电站的电压又降低, 直至电容器组重新投运。

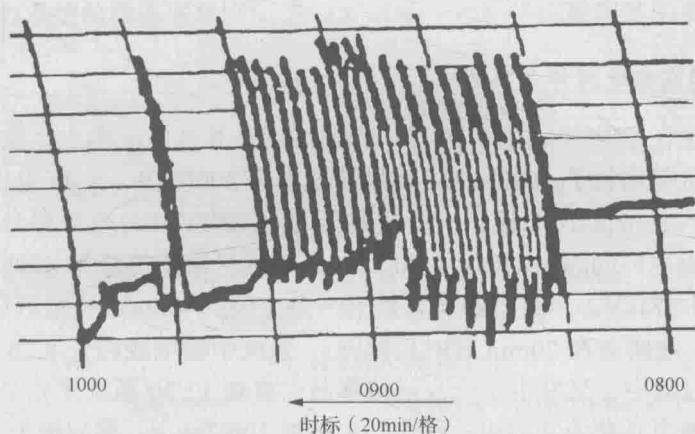


图 1.5 俄勒冈州本德附近蓝屏变电站并联电容器组振荡对应的电压曲线

7. 法国西部停电事故

自从 1987 年 1 月 12 日发生电压失稳事故后, 法国电力公司还遭受了两次非常严重的扰动。其中, 1990 年 2 月 3 日, 一场猛烈的暴风雪引起科尔代迈(Cordemais)发电厂的 225kV 及 400kV 母线跳闸。自动分接头闭锁和运行人员减小电网的负荷等措施保持了系统的稳定, 直至母线恢复供电。

在 1990 年 11 月, 科尔代迈四台发电机组在 40min 之内相继退出运行。运行人员采取各种措施, 包括在达到自动锁定判据之前将分接头控制锁定, 再一次使系统保持稳定。

8. 美国伊利诺伊州和印第安纳州停电事故

1987 年 7 月 20 日, 负荷水平接近历史高峰记录, 无功功率需求比预期高, 功率传输大, 但系统中没有更多的发电机投入。系统电压降低的幅度分别为: 765kV 电压等级为 8%、345kV 电压等级为 11%、138kV 电压等级为 12%。结果是美国电力公司在 138kV 系统增加了可投切电容器组, 在 765kV 并联电抗器上增

加开关装置。研究表明,系统在发生单一的预想事故下可以保持稳定。

9. 美国田纳西州西部停电事故

1987年8月22日,田纳西州孟菲斯(Memphis)的115kV母线上出现相间电弧,持续时间为78个周波。在故障切除后的10s内,161kV和500kV的系统电压跌到正常值的75%~82%之间。电动机的无功功率需求延长了系统处于低电压状态的时间。最后,第三段继电保护动作,导致系统中元件连续跳开,损失负荷约1265MW。

10. 法国东部电网停电事故

事故发生在1978年12月19日,当时法国从其他国家购电。在早上7:00~8:00之间,负荷增长了4600MW,而以前通常为3000MW。8:00电压开始下降,并且在8:05~8:10期间闭锁了一些超高压/高压(EHV/HV)变压器分接头。电压降低减小了火电厂的输出功率。8:20时,东部地区电压等级为400kV的系统电压降至342~374kV。当过载继电器跳开一条重要的400kV线路后(系统运行人员得到告警,线路会在20min延时后跳开),系统中输电线路于8:26开始陆续跳开。在恢复过程中,又发生了一次崩溃事故。直到12:30系统才完全恢复。在这次事故中,停电负荷为29GW,累计损失电量100GM·h,事故损失大约在2~3亿美元。

当前电力系统规划和运行面临许多新的电压稳定性问题,出于经济及环境方面的考虑,输电线路多运行在接近暂态极限稳定状态。电网大规模互联,长距离、重载输电情况逐渐增多,以及越来越复杂的负荷组成和特性,使电压稳定问题变得更加突出。研究电力系统的电压稳定性和防范电压崩溃事故发生已成为当今电力系统发展需要研究的重要课题之一。

1.2 电压不稳定运行特性

电力系统稳定问题的物理本质是系统功率平衡问题,电力系统稳定运行的前提是必须存在一个平衡点。电力系统的电压稳定问题,也负荷母线上的节点功率是否平衡问题。当节点提供的无功功率与负荷消耗的无功功率之间能够达成此种平衡,且平衡点具有抑制扰动而维持负荷母线电压的能力,系统电压稳定,反之若系统无法维持这种平衡,就会引起系统电压的不断下降,并最终导致电压崩溃。当有扰动发生的时候,会造成节点功率的不平衡,任何一个节点功率的不平衡都将导致节点电压的相位和幅值发生改变。各节点电压和相位运动的结果若是能稳定在一个系统可以接受的新的状态,则系统是稳定的,节点的电压和相角如果在

受到扰动之后无法控制地不断发生改变,则系统进入失稳状态。电力系统的电压稳定和系统的无功功率平衡有关,电压崩溃的根本原因是由于无功功率缺额造成的。扰动发生后,系统电压无法控制地持续下降,电力系统进入电压失稳状态。无论是来自动态元件的扰动还是来自网络部分的扰动,所破坏的平衡均归结为动态元件的物理平衡。电力系统的动力学行为仅受其动态元件的动力学行为及其相互关系的制约。

电压失稳和电压崩溃的动态过程历时从小于 1s 到数十分钟,应用时间响应图可以描述电力系统的动态现象^[3,4]。图 1.6 表示了影响电压稳定性的多种系统元件和控制装置。

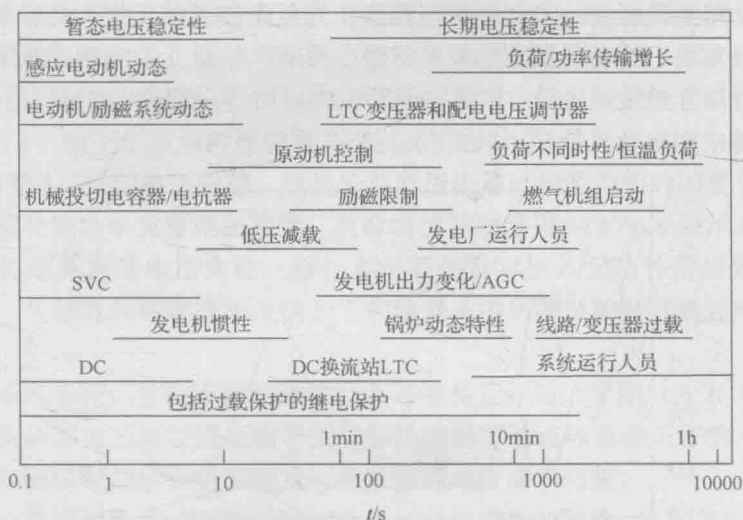


图 1.6 电压稳定现象和时间响应

然而分析图 1.6 可知,对于系统发生的特定事件或情景,只有某些控制元件起作用。系统特性和扰动类型将决定系统发生现象的性质。

图 1.6 中,将电压稳定根据历时长短划分为暂态电压稳定和长期电压稳定两种,这两种时域过程基本上可以严格区别。以下将通过 3 种系统情景,描述两类电压稳定的基本概念。

(1) 情景 1: 暂态电压稳定。暂态电压稳定的时域范围小于 10s,这段时间一般也是暂态功角稳定所关心的范围。电压失稳和功角失稳之间区别有时不是很明显,在系统某些特定条件下它们可能同时存在。究竟是电压崩溃导致同步失稳,还是同步失稳导致电压崩溃,有时难以作出肯定的回答。但从物理上讲,电压崩溃是具有快速调节特性的负荷成分,诸如感应电动机和直流换流器等引起的。