

目 录

序	
前言	
再版前言	
绪论	1
第一章 电力系统大停电事故	10
一、概述	10
二、我国电力系统稳定破坏事故概况	11
三、国内电网的几次典型系统事故	22
四、世界著名的几次大停电事故	32
五、国外一些系统大停电事故概况	50
六、对系统大停电事故的总评	60
参考文献	64
附录 地磁暴对电力系统的影响	66
第二章 大机组在电网中的运行	71
一、概述	71
二、电网结构与大型机组的机电谐振	72
三、电网运行问题	81
四、国际大电网会议工作组对轴系扭应力问题的建议	98
五、快关汽门	100
参考文献	110
第三章 电网结构	113
一、概述	113
二、电网建设	114
三、打开高低压电磁环网运行	132
四、下级电压网络的简化与改造	138
参考文献	139
第四章 电力系统稳定	140
一、概述	140

二、电力系统的同步运行稳定性	141
三、暂态稳定问题	146
四、动态稳定问题	164
五、失去稳定后的对策	169
六、电力系统的频率稳定性	172
七、全停后恢复系统	186
参考文献	189
附录 越过额定值后的系统频率变化动态过程计算(考虑系统 等值发电机组综合调速特性)	191
第五章 电力系统短路电流水平配合	195
一、概述	195
二、一些电力系统的短路电流水平及其远景预期值	196
三、短路电流水平的预测方法	202
四、限制短路电流的措施和问题	206
五、现有变电所的扩容改造和新变电所设计的问题	210
六、对几个外国电力系统短路电流水平配合问题的分析	213
参考文献	221
第六章 高压电网运行过电压	223
一、概述	223
二、高压电网的工频过电压	223
三、高压电网的谐振过电压	228
四、直流输电的过电压	240
五、线路重合闸及空载合闸	244
六、电网与有关设备的一些关系	252
参考文献	255
第七章 无功补偿和电压调节	256
一、经阻抗传输功率的理论基础	256
二、无功电源、无功补偿及电压调节设备	260
三、稳态电压标准与无功功率规划	270
四、运行系统的电压控制	278
五、电力系统电压稳定性	291
参考文献	302

二、电力系统的同步运行稳定性	141
三、暂态稳定问题	146
四、动态稳定问题	164
五、失去稳定后的对策	169
六、电力系统的频率稳定性	172
七、全停后恢复系统	186
参考文献	189
附录 越过额定值后的系统频率变化动态过程计算(考虑系统 等值发电机组综合调速特性)	191
第五章 电力系统短路电流水平配合	195
一、概述	195
二、一些电力系统的短路电流水平及其远景预期值	196
三、短路电流水平的预测方法	202
四、限制短路电流的措施和问题	206
五、现有变电所的增容改造和新变电所设计的问题	210
六、对几个外国电力系统短路电流水平配合问题的分析	213
参考文献	221
第六章 高压电网运行过电压	223
一、概述	223
二、高压电网的工频过电压	223
三、高压电网的谐振过电压	228
四、直流输电的过电压	240
五、线路重合闸及空载合闸	244
六、电网与有关设备的一些关系	252
参考文献	255
第七章 无功补偿和电压调节	256
一、经阻抗传输功率的理论基础	256
二、无功电源、无功补偿及电压调节设备	260
三、稳态电压标准与无功功率规划	270
四、运行系统的电压控制	278
五、电力系统电压稳定性	291
参考文献	302

绪 论

现代大电网的设计和运行所涉及的技术内容极为广泛。多年来,随着电网的发展,逐步形成了若干类别的专业,分别从事研究和处理某些同一类性质的技术理论与实践问题。由于科学理论的不断发展和现代化技术不断引入电力工业,有关电网技术的专业划分也愈来愈细;专业工作日益深入,所研究的内容与所涉及的范围也愈来愈局限。而在另一方面,电力系统不断发展,电网日益扩大,电网最高运行电压增高,投入电力系统运行的发电机组容量增大,不但出现了一些新的系统性的电网问题,一些过去没有被强调的问题也突出出来。当前在我国,也已步入了大电网、高电压和大机组的时代,在实际工作中,许多超高压大电网问题的出现和解决,往往同时涉及不同的专业技术领域而具有综合性质。为了使现代化大电网的设计和运行具有更好的经济性和高度可靠性,非常需要各专业间的相互了解和密切配合,以求相互补充,各尽所长,收到事半功倍的效果。对大电网问题有综合全面性的理解,既有助于在处理复杂的实际电网问题时抓住重点,统筹全局,也有助于开展专业技术研究工作时,分清主次,首先注意解决那些影响全网的关键问题。

近代大电网系统性的重大工程技术问题,主要来源于两大方面:

第一,随着高压电网发展,超高压设备,大容量机组,远方大容量电厂以及新技术产品引入电力系统,以及因电网扩大及联系紧密带来的事故影响范围扩大和短路电流水平日趋增长等情况和问题。

第二,来自近代大电网的重大系统事故与设备事故的经验总结。

依照我们的看法,这些具有综合性质的近代大电网系统技术问题,主要包括如下的内容,也是这本书的中心议题。

1) 随着用电需求的不断增加,电力系统的规模也日益扩大。例如在我国,目前已形成了几个容量超过 2000 万 kW 的大区电网。大电力系统具有明显的优越性,例如可以合理开发与利用能源,节省投资与运行费用,增加对用户的供电安全性等等,因而也促进了超高压大电网的形成和发展。但是,大电网也带来了潜在的威胁,即局部电网的某些个别问题,特别是发生短路故障等情况,其影响将波及邻近的广大地域,可能诱发恶性连锁反应,最终酿成大面积停电的重大系统事故。在国外超高压大电网中,从 60 年代开始,这种大面积的停电事故已时有发生,而开始受到广泛注意的是 1965 年 11 月 9 日的美国“东北部停电事故”,即著名的(第一次)纽约停电事故。这次事故从一条 220kV 线路因过负荷继电保护动作断开开始,不过 12min,就造成了 21000MW 用电负荷停电,最长停电时间 13h,停电区域 20 万 km²,影响居民人数约 3000 万。从此,避免电力系统发生因恶性连锁反应引起的长时间、大面积停电事故,受到国际上普遍的高度重视,并把它列为衡量和审定电力系统安全性的基本标志。各电力系统也都不断地采取各种有效措施以提高整个电力系统的安全运行水平,并分别制订了“可靠性准则”,作为设计电力系统所需遵循的原则。但由于影响电力系统安全运行的因素极为庞杂,一些偶然性因素的相互叠加总是超出了人们的预测和

实际的可控范围。因而，无论在国外或我国的电网中，不同程度的长时间大面积停电事故仍然不断发生。近年来，国外先后又发生了几次后果严重的电力系统大停电事故，如1977年7月的（第二次）纽约大停电，供电经25h后才全部恢复；1978年12月的法国大停电，甩掉了占全国总负荷75%的28000MW负荷，经约6~8h后才全部恢复；1982年12月的加拿大魁北克全省大停电；1983年12月的瑞典大停电，停了占全国总负荷67%的11400MW负荷，经约6~7h后才全部恢复；1987年8月的东京地区大停电，如此等等。在我国，也发生过一些有严重影响的系统事故，如1972年7月27日湖北电网的事故。了解这些重大系统事故的具体过程和前后情况，无疑对从中汲取有益的经验教训极有帮助。但在国内，这些情况，过去只散见于某些未公开发行的技术资料中。尽可能地根据原始材料，集中地对一些有典型意义的重大系统事故过程和国外国内系统事故的概况扼要地进行叙述，并结合我国情况进行分析，是有价值的。对于这些事件，每一件都有有关部门的经验教训总结。但是，应当说，对这样一些具有广泛综合性质的系统大事故所进行的评论，总是根据不同的历史背景和系统条件以及评论者的立场，见仁见智，各抒己见，各取所需。当事者和局外人的看法不尽相同，不同职业特点和爱好者强调的重点也各不相同，中国人对国外系统事故的评论也可能和外国人自己的评论不完全一样。总之，最好是立足于自己的条件和情况，从中引出认为有益的经验教训。

2) 有国际重大影响的电力设备事故，发生在1970年12月与1971年10月：美国南加州爱迪生公司莫哈维(Mohave)电厂790MW机组连续两次在基本相同的电网运行条件下进行正常操作后，产生了机组大轴的严重损坏。只是在第二次事故之后才引起重视，并认真地进行了研究，找到了过去未被引起重视的事故原因，即发电机组轴系机械振荡与电力系统的电振荡，在合适的条件下，通过发电机的磁联系而形成低于工频的次同步谐振，产生极大的轴系应力，造成机组轴的损坏。随之，世界上各大电工制造厂和一些电力系统，纷纷致力于研究电力系统侧的电冲击对发电机组机械应力与轴系疲劳寿命的影响问题，并得到了基本一致的一系列结论。

有鉴于电力系统事故与大容量电力设备，特别是大型发电机组损坏的巨大危害，很自然地要求必须既能保证电力系统的安全运行，又能保证大型电力设备的安全运行。而在高压电网的实际运行中，又不可避免会出现一系列异常情况和冲击，有的直接影响电力系统的安全；而有的又直接影响大型发电机组的安全；有的则使保电力系统安全与保机组安全发生严重的矛盾，而不能两全。因而，协调大型发电机组安全运行与大电网安全运行间的相互适应性，是近代电力系统的一个重大技术政策性问题。从原则上说，处理这一类问题的基本原则是分清主次，权衡轻重，相互支持，各尽其能。具体地，就高压电网对发电机组的影响而论，大致可分为如下几类情况。

第一类情况：电网中出现的这一类情况，它的发生和对发电机组影响的严重程度，往往既非人力所能完全避免，又不能预先或及时进行有效控制，主要的如在机端或在电网上发生短路故障。应付这一类冲击的唯一有效办法，是提高发电机组对冲击的耐受能力，保证在事件发生后机组仍然可以继续安全运行。不言而喻，由于这种事件对机组寿命必然带来损失，在设计与运行机组与电网时，尽可能采取各种必要的措施，避免这些事件的发生，

也是当然的要求。过去已列入国际标准的这一类事件,是额定运行情况下的机端多相短路。而在一些现代机组的设计中,列入制造厂技术规范书中的这一类事件,还包括发电机升压变压器高压母线侧出口发生延时切除的三相短路故障,和允许极少次数在最不利合闸角(120° 及 180°)下,经升压变压器的误并列操作等。

第二类情况:在电力系统中,这一类情况的发生不可避免,但可以适当控制它对发电机组影响的严重程度,例如电网因发生突然的较大有功功率缺额后的短时异常频率运行,三相不平衡负荷,发电机组的误并列操作以及电网操作等。对付这一类事件的主要办法是,通过运行电网采取适当措施,降低对发电机组的冲击(幅值及时间),并与发电机组允许的安全限制值相互协调,以增大电网的运行灵活性与可靠性,同时保证机组的安全。

第三类情况:在电力系统中,这种情况如果发生,可能对发电机组带来极为严重的危害,必须由电网采取措施完全予以防止。最典型的是上面提到的次同步谐振,这一点在国际上的意见是一致的。归属于这一类事件的,还有重合于大型发电机组高压配出线出口附近还未消失的三相短路及两相对地短路故障。到现在,这种重合闸对发电机组可能带来的实际危害,并没有统一的看法。强调者认为,出现一次这样的重合闸可能就足以耗尽发电机组轴的全部疲劳寿命,对靠背轮也会产生极为严重的应力,因而在大型电厂的高压出线端应当禁用一般的三相重合闸方式;或改为延时10s以上的三相重合闸;或改为由系统侧先重合闸,电厂侧在线路来电后检同步再合闸;或改用单相重合闸。而多年普遍采用三相重合闸的某些国外电力系统则认为,只有在连续的不利时间条件组合下,才可能出现如此严重的后果,概率极低,更加之根据多年大范围的运行统计,在电厂出线端附近发生三相故障的概率也极低,根据统计资料,迄今为止还没有发现因采用三相重合闸而出现损坏发电机组的报道,因而仍继续采用三相重合闸。

第四类情况:在电力系统中出现这一类事件,主要是由于电力系统安全运行的需要。这类事件又可概略地分为两种。一种具有较长时间的暂稳态性质,例如,发电机一定程度的进相运行,汽轮机组失去励磁后短时异步运行等;另一种则属于高压电网的某些安全稳定措施,如发电机组满负荷切机后带厂用电,并在恢复并列后快速带满负荷,发电机组的“快关汽门”以及发电机组带励磁短时间地异步运行等。对待这一类情况,许多电力系统都有自己的习惯做法,有的提出了具体要求,但目前还没有相应的国际标准可以遵循。近年来,一些制造厂为适应电力部门的需要,已经在提供的发电机组技术规范书中明确了某些相应的要求。

我国在有关大机组运行问题的研究与实践中,有的已经做了不少工作,有的则起步较晚。1989年初,首次召开了全国性的“大电网与大型机组技术政策协调”的专家会议,交流了各方的情况和经验,增进了电工制造业者与电力系统工作者间的相互了解。解决机组安全与电网要求间的矛盾,从原则上说,需要解决以下4个问题:①弄清楚在这项特殊情况下的发电机组极限承受能力;②在保证机组安全的前提下,充分利用机组的能力;③电网采取措施,降低这些特殊情况对发电机组的影响;④适当提高发电机组耐受这些特殊情况的能力,以更好适应电网要求。总之,通过协调和共同努力,可以找到较好的折衷办法。应当说,在发挥协调作用方面,我国有更为优越的条件。

3) 由于远方大容量电厂接入超高压电网,和迫于投资以及环境影响等原因,要求在正常运行条件下充分利用超高压线路的送电能力,已经成为世界性的趋势,我国更不例外。因而,保持电力系统的稳定运行,仍然是近代高压电网中受到特殊关注的技术关键问题之一。长期的运行实践证实,国外国内的历次系统大事故,几乎无一不与系统失去稳定相关联,包括失去同步运行稳定性(系统失步振荡),失去频率稳定性(系统频率崩溃)和失去电压稳定性(电压崩溃)这三类。为了总结我国高压电网安全稳定运行的经验和教训,在1978年常州会议的基础上,水利电力部1981年在大连召开了全国电网稳定会议,交流了我国各高压电网在这方面的经验和教训,随后颁发了《电力系统安全稳定导则》;其后又组织专家组进一步总结全国各大区电网建设和运行经验,1984年颁发了《电力系统技术导则》(试行)。这两个文件,主要结合我国的具体条件和取得的经验,对如何保证电力系统的安全稳定运行以及对高压电网的建设,都明确了原则和根本性的指导方针。1988年末编制的“一九八一至一九八七年电网安全稳定工作总结”,总结了我国各高压电网贯彻上述导则所取得的积极成果,进一步肯定了上述两个“导则”的基本原则要求。

从国外的几次系统大停电事故看,本来它们系统的安全性是相当高的。例如,在1977年的第二次纽约大停电事故过程中,即使与外部联系的5回345kV主要电源线路相继因故障全部断开之后,依靠最后一回对外345kV联络线(但大量过负荷),还能基本继续维持对用户的正常供电;在1983年的瑞典大停电事故过程中,受端400kV枢纽变电所双母线相继故障,断开了北部来的主要电源线路6回中的2回,和到负荷中心的2回400kV供电线路,整个系统仍然继续维持了将近1min而未对用户断电;1987年,电网结构坚强的日本东京系统发生了电压缓慢下降引起的大停电事故。这些事故,当然都各自有具体的起因可循,但事先没有准备,因而在事故发展的过程中,系统调度人员没有及时采取果断的有效措施,中止系统状态的继续恶化,这一点上,却是共同的。

为了防止系统崩溃,避免造成长时间的大面积停电和对最重要用户(包括发电厂的厂用电)的灾害性停电,使负荷损失尽可能减到最小,并考虑在发生了严重的事故后能使系统得以尽快恢复正常运行,在对待电力系统安全稳定问题的指导策略上,需要有可能出现最坏情况的思想准备,并尽可能采取预定措施,当最坏情况出现时,防止对系统的重大破坏。关于这一要求,在《电力系统安全稳定导则》中是明确了。

作最坏打算,需要立足于本系统的实际情况和条件,认真总结自己电网和吸取其他电网的事故经验和教训;在采取措施方面,一般地说,为了中止系统状态的进一步恶化,势必只有牺牲局部以换取保全整体的做法,例如按频率降低自动减负荷那样的模式。诸如切机、切负荷等,在某些特殊情况下,为防止和避免系统崩溃往往是必要而有效的。而实现这些极端措施,显然要求事先有充分而周密的准备。

作最坏打算,还应当包括考虑系统全停或系统局部停电后如何快速恢复系统,和尽早恢复对用户供电的问题。这当然也需要事先有详尽的安排。实践经验证明,如果搞得不好,要么拖延恢复时间,要么还可能在恢复过程中由于忙乱而发生新的重大设备事故。

4) 电网结构是一个战略性的问题。总结我国高压电网长期的建设和运行经验,有理由认为,一个合理的电网结构,乃是电力系统安全稳定运行的重要物质基础。在一般的电网

结构条件下,采用常用的提高稳定的措施,可以保证在单一故障情况下的电网安全稳定运行。但对于可能的多重性故障,为了防止发生恶性连锁反应造成全网大事故,就必须有一个精心规划和设计的电网结构,配合必要而可靠的自动化措施才能奏效。一般地说,一个合理的电网结构,至少应当满足以下三点基本要求:①能够为防止可能发生的全网性大事故在结构上提供可靠性依据;②在发生实际可能的多重性故障情况下,为能采取简单可靠的措施避免扩大为电网事故,提供结构上的可能性;③除了提供正常与检修方式下的运行灵活性和一定的事故备用能力外,应当能够有预见地考虑到,为规划的电源与负荷在实施过程中增长不同期提供必要的电网适应能力,并能与最终实现规划的电网结构相协调。

建设一个合理的电网结构与加强电网结构并不一定是同义语,对于连接广阔地域的我国超高压电网,全面加强电网既不合理,也不可能,因而要有重点。依据我国的情况,对于整个超高压电网的规划和建设,需要合理地划分为受端系统、电源(远方及就地)接入和系统间联络线三大部分,并从系统全局的观点,分别对它们提出不同的要求,主要是:加强受端系统,适当地分散远方电源,相应容量的电厂接入相应等级的电压网以及按规划设计具体要求设计系统间联络线等,以充分发挥电网建设的投资效益,满足正常运行需要,同时又保证系统全局有足够的安全性水平。这样的电网建设指导方针,具有中国的特色。

高低压环网即电磁环网的形成,既是规划设计问题,又是生产运行问题,是电网发展过程中的产物。在国际上,除了运行调度管理分散而又联接为大电网运行的少数例外,其他国家电网都是按电压等级分层次构成大电网运行,在新的高一级电压网出现后,原来的高电压电网即降为地区电网分区供电。在我国,在某些地区出现 220kV 电网的初期,曾经因为 220/110kV 的电磁环网运行引起多次系统振荡事故,直到 1981 年的大连全国电网稳定会议后,才逐步地解环运行。但随着 500kV 电网在各大区的建设,500/220kV 环网运行又成为新的现实。但如果认真地深入分析,可以认为,一般情况下,打开 500/220kV 环网运行,不仅可以获得系统安全效益,还可以获得相当的经济效益(来源于降低网损)。从属于运行习惯的具体困难,看来也并非需要等待某种条件成熟之后才能解决。首先下决心打开 500/220kV 电磁环网,同时妥善处理因之而必须处理的问题,也许是值得推荐的做法。

大系统具有若干优越性,大电网的形成也是经济发展的客观必然,对形成大电力系统后的积极方面,已经有了长期的充分的议论;但对形成大电力系统的消极方面,则仍感论证不足。值得提出的有两个问题:其一是形成的电力系统愈大,联系愈紧密,系统事故的波及范围也愈大,发生系统性事故的概率也愈大;其二是为了取得联网效益,如负荷时差、电源紧急备用、短时的发电经济优化、跨流域的水能综合发电优化等等,都必须为之而建设相适应容量的往往是长距离但利用率不高的输电线路,或者说,必须为之而事先支付相应的附加投资才有可能实现。对于前者,以电源联网,例如由地域邻近的坑口大电厂联系而成的电源大母线,或由特大型电厂的统一母线向各区域系统送电而形成的联网局面最为不利,因连锁反应而可能造成的大面积停电危险性也最大。对于这种可能带来严重后果的重大问题,必须断然处置,而不能把主要的预防手段放在安全自动控制装置的身上。需要

在战略上实行分而治之，即从运行方式上根本地断开电源联网，而不值得为了取得某些并无显著运行效益的灵活性而因小失大，留下祸根。对于后者，则必须计及所需额外投资与实际可能的联网效益间的经济平衡。在东欧政治局势巨变后，有人对在泛欧水平上统一建设全欧大系统的问题进行了分析研究，初步结果认为，依照作者设想的模式形成的大电网，在技术实质上并无任何障碍，但因长距离大容量电力传输所增加的必要费用，而使可得的综合利益甚小。

5) 近代超高压大电网中最常见的稳定性事故，仍然首推同步运行稳定性破坏，即系统发生失步振荡的问题，其中又以因短路故障等大冲击引起的暂态稳定破坏事故最为经常。在我国电力系统的长期运行实践中，防止系统失去暂态稳定和避免在系统失去稳定后引起长时间大面积停电的恶性事故，既有教训，更有比较丰富的成功经验。在我国目前超高压电网结构普遍薄弱的现状下，主要依靠加强电网的某些关键环节，积极合理采用某些切实可行而又行之有效的二次自动化措施，如快速保护，联锁切机等，长期保证了各大电网的安全供电。许多大区电网最近若干年来再也没有发生过有严重影响的系统事故。这就充分说明，有了对保证安全稳定的充分准备和精心安排，完全可能使一个先天条件不足的超高压电网，达到较好的安全稳定运行水平。总结和交流这些方面的经验和教训，将特别具有实践价值。随着大型发电机组投入系统运行，采取的电网稳定措施对机组的影响和要求，和机组对电网异常情况的适应能力，已成为处理近代电力系统同步运行稳定性和频率稳定性问题时需要注意考虑的重要问题。这些都进一步丰富了电力系统稳定问题的技术内容。

60年代以来，国际上许多电网也包括我国电网，还发生过虽无严重后果，但往往造成运行困难的系统电磁振荡事故，即动态失稳事故。这种振荡事故，有的逐步发散，系统因而被迫解列；而相当多的则在一定的幅值（功率及电流）内作有规则的摆动。这类振荡事故的主要来源是快速励磁的副作用在一定系统条件下的具体表现。有的发生在相对弱联系的两大联网电力系统间，有的发生在相对弱联系的串联系统情况，也有的发生在单机对大系统的输电情况下。在前两种情况下，一般振荡频率较低，国外发生过的有的甚至低至0.3Hz，即振荡周期大于3s的，因而对这种电磁振荡，有时被称为“低频振荡”，它既是运行中的实际问题，更是在电网技术中引起研究者广泛兴趣的一个议题。

为了总结系统事故的经验和教训，为了改进对系统事故的分析和预测能力，也为了提高系统的调度运行水平，加强对系统事故的完整记录，充分利用系统事故自动记录的数据和资料，无疑具有极为重要的价值。现代化的微机型自动记录系统，为此提供了充分的可能性。如果这件事情做好了，从中可能获得的实际效益将会是很可观的。

6) 80年代以来，大电网的电压崩溃事故，成了一个新的热门话题。关于电压崩溃事故，在我国电力系统全面低频率低电压运行的时期，曾经在一些地区发生过，其后果只是引起了个别局部地区停电。但是，随着1978年的法国大停电和1983年的瑞典大停电的发生，避免由电压崩溃引起的长时间大面积停电事故，成了国际上注意的一个重大系统设计和运行问题。电压崩溃事故发生的根本原因，是无功功率补偿容量严重不足。1978年的法国大停电，就是由于电网内无功功率不足，加以变压器自动调节电压分接头的副作用，和调度人

员未能及时果断地下令断开部分负荷,以致 400kV 电网电压全面下降,由相邻系统送电来的联络线过负荷跳闸,引起一系列连锁反应,终致 75% 的负荷停电。虽然法国国家电力局(EDF)早已对这次事故的前后过程作过详尽报道,但不知道是什么原因,并没有得到有的电力系统的特别重视。1983 年瑞典又发生了一次因电压崩溃引起的大停电事故,其原因也是无功功率不足,引起受端 400kV 电网电压全面下降;调度没有下令及时切除部分负荷;以及变压器自动调节电压分接头的副作用。但是,事情并未到此结束。1987 年 7 月日本东京系统又发生了一次停电 8000MW 以上的电压崩溃事故,原因看来还是引起上述两次事故的那三条。东京系统的受端有两个强大的 500kV 双环网,外部电源的分布和接入也比较合理,又采用了许多防止系统失稳和频率崩溃以及避免扩大事故的现代化自动措施。说是不会发生像纽约那样的大事故看起来是有理由的,但对可能发生电压崩溃这样的事,则完全疏于防范。当负荷快速上涨,500kV 主网电压逐渐下降之时,唯一采取的措施只是将所有的并联电容器投入,和增加发电机的无功输出,在十几分钟内眼看着电压(在其中一个枢纽变电所)由 521kV $\rightarrow$ 484kV $\rightarrow$ 369kV,主干线路继电保护动作,两个 500kV 变电所和一个 275kV 变电所停电。当然,亡羊补牢未为晚也,但也充分说明了接受其他电网的事故教训有何等重要的意义。

综观国外的几次大电网电压崩溃事故的发生和发展过程,充分说明受端系统具有足够的事紧急备用无功功率容量的极端重要性。在无功补偿容量充足的前提下,供电变压器的带负荷自动调压保证了用户供电电压的高质量;而当无功补偿容量不足时,一个本来可以在较低电压水平下维持继续运行的大供电系统,却因负荷侧的自动调整电压而导致整个供电系统的全部瓦解。一个不合理的电网结构,可能因电压失稳导致系统失去同步运行稳定性而扩大事故;而对于具有合理电网结构的大电网来说,防止出现电压崩溃事故,至少应当与防止出现同步运行失稳事故予以同样的重视。中止电压崩溃的简单有效措施,是在电压下降过程中及时切除受端系统中的少量部分负荷,因而在用电部门开发“可切负荷”,对保证大电网的安全供电,具有极为重要的意义,这样一件事情,有注意开展的必要。

7) 随着电力系统的不断发展,发电机组和电厂容量以及变电所变电容量增大,高压电网内部的日益紧密连接,以及电力系统间的互联,使各级电压电网中的短路电流水平不断增大,这是一个新的突出问题。运行在电网中的各种电器和设备,包括开关设备、变压器、电流互感器,以及变电所内的母线、架构、导线和支持绝缘子等都必须适应短路电流引起的热应力及动应力要求。如果短路电流水平超过了电网中现有变电所设备可以承受的水平 and 通信干扰允许的水平,要么设法限制短路电流,要么改造变电所设备和通信线路。在短路电流水平不高的电网发展初期阶段,还可以用更换开关设备以及电流互感器来适应电网发展过程的需要。如果短路电流发展到更高水平,全面改造既有的变电所设备,在经济上和技术上都未必可行,因而在规划变电所时,需要有一个长远的打算。开关设备的允许最大短路电流水平,随着制造技术的发展,已经日益提高,但总有技术上的一个绝对限度和经济上的合理限度。因而,对规划的各级电压电网的最大短路电流水平需要有合理的规定,同时采取相应措施,以限制设计和运行电网的短路电流水平,使之低于允许最高数值。对于高速发展的我国电力系统,即使 500kV 电网,也即将面临短路电流水平可能过高的问题。

加强受端系统是绝对必要的，但也并非将受端电网连接得愈强大愈好，而应以适度的短路电流水平为限制条件。许多工业化国家也是这样做的。解决的办法：一是升高一级电压，形成更高一级电压的输电网，将现在的最高一级电压密集电网解环运行；或者是合理地规划与运行电网，将过份密集的电网恰当地分区而用相对弱联系的同级电压线路相连接，而作为原有电网中变电所设计短路容量过低的一种补救措施，是在短路故障发生后自动塞入阻抗以降低短路电流。

在另外一个方面，电力系统各点的坚固性，往往和一定的短路电流水平相联系。如果高压电网枢纽点的短路电流水平过低，整个电网就可能因此而不稳定，此时，设法合理地增大其短路电流水平，乃是提高系统稳定性的一种重要手段。

8) 系统过电压问题是一个老问题。产生电网内过电压的重要因素是输电线路的电容。在超高压大电网中，长距离线路较多，各种严重的过电压现象也随之易于发生，而限制内过电压水平，对降低高压电网的造价又具有显著的效果，因而对电网运行过电压问题的研究，成为高压电网技术中的一个重要课题。变压器励磁特性的非线性，在超高压大容量变压器上情况更为突出，避免产生谐振过电压也当然成为重点议题。在500kV线路上采用单相重合闸，特别在我国当前情况下，不只是降低内过电压的手段，也是提高电网安全性的一种重要措施。关键在于发生单相故障，线路两侧故障相断开后，故障点的绝缘能否快速恢复，以保证单相重合闸成功。这不只是理论问题，而是更重要的实际问题。我国的实际人工单相接地短路试验结果证明，在不采取任何消弧措施的情况下，习惯的“潜供电流”概念并不那么确切；在经过初始的短暂的几个工频周期的稳态“潜供电流”后，故障点通过的是在每一工频周期内只出现时间短暂、幅值基本恒定的高峰值（达“潜供电流”峰值的10倍左右）的再点弧电流。因而，似乎很难在“潜供电流”，恢复电压与消弧时间之间找出确定的规律。

9) 在超高压电网中，无功功率补偿与电压调节问题，具有某些特点：①具有综合性，无功功率补偿设备往往也是提高电力系统稳定性的基本装备，有的直接与限制电网中的过电压有关，对它们的配置和安排，首先需要满足电力系统这些方面的要求；②无功功率补偿问题成为一个独立的问题，需要单独地作为专题处理和安排；③超高压电网载有全系统的最大潮流，为了减少全网的有功与无功功率损耗，也为了提高电网的稳定运行水平，要求尽可能减少在超高压网内和在最高两级输电网间（例如当前我国许多系统的500kV与220kV主电网）传输无功功率，因而要求实现无功功率补偿的分层分区平衡；④为了保持电力系统在事件后的稳定运行，在超高压电网中必需安排好必要的无功功率紧急备用电源；⑤对过剩无功功率的补偿，需要予以特殊的关注，要有手段限制电网轻负荷时的运行过高电压，以保证电力设备的安全运行等。

在近代高压电网无功功率补偿和电压调节设备的配置方面，除了并联电容器仍然得到广泛的采用而外，高压电抗器、静止补偿器等得到较多的应用，但是它们都各有各的特殊用途；同步调相机的应用领域日趋减少，但不能说已经完全过时了；在超高压电网中，是否需要和如何选择变压器的自动带负荷调压，需要进行技术经济的比较与分析。

以上综述了近代大电网的最为重要的一些系统性技术问题。这些问题在合理建设与发

展超高压大电网与保证大电网的安全稳定运行这两个总前提下相互密切联系，同时也构成了这两个重大技术主题的基本内容。在这两个主题中，看来电网的合理建设与发展更具决定性意义，需要得到应有的重视。我们认为，在电力系统规划工作与具体建设项目的安排中，以及为之服务的科研工作中，开发电网建设专题，瞻前顾后，通观全局，协调各方，对于促进我国电力工业的迅速发展，必将发挥应有的积极作用。

第一章 电力系统大停电事故

一、概 述

发展电力系统是电力工业的客观规律，是世界各国电力工业所走的共同道路。苏联已基本形成了全国统一电力系统并且与东欧国家互联，形成了更大规模的联合电力系统。美国电力工业管理虽然比较分散，但各电力系统在发展过程中也互相连网，已形成三大联合系统，并且在1965年纽约大停电事故后，接受了经验教训，组成了九个区域性电力可靠性协调委员会（包括加拿大）和北美电力可靠性协调委员会，协调各系统之间的规划运行和调度。西欧各国的电力系统也已互联，形成西欧十一国的互联系统。日本本土有九家私营电力公司，这九个公司的电力系统也已互联成联合电力系统。我国电力系统已由以省内为主，发展到跨省的大区电力系统并且大区电网之间也已开始互联。我国已进入高电压、大电网、大机组时代，大区电力系统的装机容量已达到20000MW以上。发展大电力系统有着许多优越性。例如可以更合理地利用能源提高经济效益；可以采用大机组以降低造价和燃料消耗，加快建设速度；在正常及事故情况下可以互相调剂，互相支援，减少事故和检修备用容量，提高安全水平。大电力系统还可以利用地区时差，取得错峰效益；在水火电之间进行调节，以及在某些情况下跨流域调节。总之，经济效益很大。

但是大电力系统对可靠性的要求更高，对运行技术和管理水平要求也更高更严格。小电力系统发生事故造成的停电是局部的、有限的，而大电力系统发生事故，特别是发生稳定破坏和不可控的恶性连锁反应时，停电波及的范围大，停电时间长，后果严重。特别当电网结构薄弱、管理不善而又缺乏必要的技术措施时，则某些单一设备的故障，可能发展成为全面的大面积停电事故。因此必须把保证大电力系统的安全稳定运行问题放在极为重要的位置，这是国内外从大电力系统发生的多次大停电事故中得出而又易被忽视的客观规律。对于我国电力系统，由于电网结构一般比较薄弱，重视防止全网性大停电事故，尤为重要。

近些年来，国内外电力系统由于稳定破坏，曾发生多次大面积停电事故，对国民经济造成极大损害，使社会和人民生活受到很大影响。例如，美国1965年东北部包括纽约大停电事故，不单使纽约市和东北部六州大停电还波及加拿大安大略省，停电区域20万km²，经济损失达1亿美元，影响约3000万居民。1978年法国电力系统大停电事故，占全国负荷四分之三的大部分地区停电，经济损失约2亿美元。1983年瑞典电力系统大停电事故，瑞典南部全部停电，占事故前全国总负荷的67%，经济损失估计为2~3亿瑞典克朗。1987年日本东京电力系统电压崩溃大停电事故，事故损失负荷8168MW，影响了280万用户，对社会及居民生活造成很大影响。1972年我国湖北电力系统稳定破坏事故，使全省失去负荷约686MW，导致湖北地区大面积停电，使武钢、冶钢等大用户受到很大损失。在我国区域

性和地区电力系统发生的稳定破坏事故中曾造成湖北、湖南、云南、贵州、广东、广西、江苏、浙江、安徽、江西、福建、宁夏等省,以及武汉、杭州、南京、重庆、昆明、贵阳、哈尔滨、青岛、汕头、厦门、合肥等大城市的全部或大部地区停电。这些大停电事例说明,电网愈大,发生事故波及的范围愈大,造成的损失也愈大。这就说明大电力系统的可靠性问题是必须认真严肃对待的问题。

长期以来,我国输变电工程建设落后于发电工程,而发电工程又远落后于负荷增长的需要,电网结构相对薄弱,500kV 电网的发展尚在开始阶段,电网的发展和运行都有一系列新的问题,大容量机组投入运行又要求与大系统的运行进一步互相协调。这些情况在今后相当长时期还将继续存在。与此同时我国电力系统的容量不断增长,如何保证日益发展的大容量电力系统的安全稳定运行,是一项紧急而又重大的任务。因此,分析和总结国内外大停电事故的经验和教训,对于今后的工作,将有着非常现实的意义。

二、我国电力系统稳定破坏事故概况^{①·②·③·[7]}

1970 年以前,我国各电网容量都比较小,除东北、华东外,绝大部分电网最高运行电压是 110kV,稳定问题不突出,系统稳定破坏事故主要发生在东北 220kV 电网和湖南电网。1970 年以后随着电网的发展,很多地区都形成了 220kV 或 330kV 电网,稳定破坏事故明显增加。由于在建设上,发送变电之间比例不协调,一些电网结构不合理,缺电问题严重,而且有功、无功的安排也不配套。有的系统在运行管理上,对稳定问题没有给予足够的重视,于是由原来个别电网的问题发展为多数电网的共性问题。以致 1970 年以后全国系统稳定破坏事故大为增加,发生了多次大停电事故。为此 1981 年水利电力部在大连召开了全国电网稳定会议,总结经验教训,制定了《电力系统安全稳定导则》和相应的制度,提出了大幅度降低稳定事故的要求。经过各地的努力,系统稳定破坏事故迅速地大幅度下降,由 1970~1980 年平均每年 19.1 次,降为 1981~1987 年平均每年 6.6 次以及 1988~1990 年平均每年 5.0 次,取得了较好成绩。

以下对我国电力系统的稳定破坏事故按 1970~1980 年、1981~1987 年和 1988~1990 年三个主要阶段进行分析。

1. 稳定破坏事故概况

按照《电力系统安全稳定导则》的规定,电力系统稳定明确定义分为静态稳定、暂态稳定和动态稳定三类^[1,2]。

1970~1990 年间全国各类稳定破坏事故的总次数见表 1-1。逐年的分布情况如表 1-2 所示。

① 1981 年全国电网稳定会议资料,电力生产司,1970~1980 年全国电网稳定破坏事故的分析。

② 1988 年全国电网工作座谈会资料,电力生产司,1981~1987 年全国电网稳定破坏事故的分析。

③ 1991 年 10 月电网技术增刊,能源部调度通信局,1988~1990 年全国电网稳定事故分析。

表 1-1

全国稳定破坏事故总分类

年 份	静态稳定破坏事故	暂态稳定破坏事故	动态稳定破坏事故	合 计
1970~1980	57 次 (27.1%)	153 次 (72.9%)	0	210 次
1981~1987	0	45 次 (95.6%)	2 次 (4.4%)	47 次
1988~1990	0	15 次 (100%)	0	15 次

表 1-2

1970~1990 年逐年的稳定破坏事故分类

年 份	静态稳定破坏事故次数	暂态稳定破坏事故次数	动态稳定破坏事故次数	合 计
1970	7	9	0	16
1971	6	11	0	17
1972	3	21	0	24
1973	12	16	0	28
1974	2	16	0	18
1975	11	21	0	32
1976	3	8	0	11
1977	4	13	0	17
1978	3	14	0	17
1979	6	13	0	19
1980	0	11	0	11
1981	0	4	0	4
1982	0	8	0	8
1983	0	13	1	14
1984	0	4	1	5
1985	0	8	0	8
1986	0	5	0	5
1987	0	3	0	3
1988	0	6	0	6
1989	0	4	0	4
1990	0	5	0	5
合 计	57	213	2	272

由以上两表可见 1970~1980 年这一阶段稳定破坏事故比较突出,平均每年要发生稳定破坏事故 19.1 次,其中静态稳定破坏事故 5.2 次,暂态稳定破坏事故 13.9 次。这是由于在这一阶段,我国许多地区电网逐步由孤立的 110kV 小网发展为 220kV 或 330kV 全省电网,电网容量和电厂容量都有较大的增加,长距离输电线路增多,而电网的规划与建设以及电网的运行管理落后于系统容量的增长,电网稳定问题突出,因而,稳定破坏事故频繁发生,发生了多次全市、全地区、全省、全网的稳定破坏事故,引起大面积停电,给国民经济造成很大损失。

由于贯彻执行《电力系统安全稳定导则》,1981~1987 年这一阶段的情况有了很大改善,7 年中全国共发生稳定破坏事故 47 次,其中静态稳定破坏事故没有发生过,暂态稳定

破坏事故 45 次, 动态稳定破坏事故 2 次, 平均每年稳定破坏事故 6.7 次。在这一阶段中福建(7 次)和黑龙江(8 次)发生事故次数最多, 其次为云南(5 次)、湖北(4 次)、贵州(3 次)、湖南(3 次)、北京(3 次)等, 都是发生在电网结构薄弱的地区。福建省在 1982 年形成 220/110kV 高低压环网后, 共发生了 7 次系统稳定破坏事故, 1983 年又接连发生了 4 次; 黑龙江省则因电网与东北主网联系较弱, 为了从主网多受电, 经常在接近暂态稳定极限下运行, 而受端 200MW 机组运行不稳定, 也发生了多次跳闸或甩出力。1988~1990 年 3 年中共发生了 15 次稳定破坏事故, 虽然每年平均次数 5 次, 较 1981~1987 年有所下降, 但事故的严重程度却明显增加。在这一阶段中发生稳定破坏事故的有广东(2 次)、贵州(2 次)、宁夏(2 次)、福建(1 次)、辽宁(1 次)、山东(1 次)、陕西(2 次)、黑龙江(1 次)、云南(2 次)、江西(1 次), 都发生在电网结构薄弱的地区。如贵州 1988 年 8 月 6 日电网频率崩溃, 大部分地区停电, 损失负荷 52.6 万 kW、电量 230 万 kW·h, 三个火电厂的 10 台机组先后停机, 历时 6h23min, 其损失为该省近年来所未有。又如广东 1990 年 9 月 20 日事故, 北部电网全停, 损失负荷 80 万 kW、电量 177 万 kW·h, 历时近 3h, 7 个电厂停机或停止向外送电, 也是该省前所未有。福建省在 1982 年形成 220/110kV 高低压环网后, 共发生了 7 次系统稳定破坏事故, 1983 年又接连发生了 4 次, 1988 年发生 1 次。黑龙江省则因电网与东北主网联系较弱, 经常在接近暂态稳定极限下运行而受端 20 万 kW 机运行不稳定, 共发生 8 次跳闸或甩出力, 其中 1983 年连续发生 5 次, 1988 年又发生了 1 次, 都造成了系统稳定破坏。

2. 稳定破坏事故情况的分析

大多数系统稳定破坏事故都是在多种不利条件下产生的。主要是电网结构、运行管理和继电保护与安全自动装置等三个主要方面的问题, 下面从这三个方面对 1970~1990 年的电网稳定破坏事故进行分析。

(1) 与电网结构有关的问题 与电网结构有关的稳定破坏事故次数见表 1-3。

表 1-3 与电网结构有关的稳定破坏事故

序号	结构型式	1970~1980 年		1981~1987 年		1988~1990 年	
		次数	占 210 次的百分比 (%)	次数	占 47 次的百分比 (%)	次数	占 15 次的百分比 (%)
1	单回路长距离联系阻抗过大	81	38.6	13	27.7	1	6.7
2	高低压电磁环网	40	19.0	13	27.7	2	13.3
3	弱联系特大环网	12	5.7	1	2.1	1	6.7
4	受端联系过弱的多回路	6	2.9				
5	主要电源不合理的支援	1	0.5				
6	弱联系联网			1	2.1	2	13.3
7	头重脚轻结构 ^①			4	8.5		
8	从主网受电比例大且联系较弱的受端系统或地区系统					7	46.7

续表

序号	结 构 型 式	1970~1980 年		1981~1987 年		1988~1990 年	
		次数	占 210 次的百分比 (%)	次数	占 47 次的百分比 (%)	次数	占 15 次的百分比 (%)
9	大用户侧供电结构不合理			1	2.1		
10	其他					1	6.7
合 计		140	66.7	33	70.2	14	93.4

① 指远端电源过大且相互联系强,而受端相对较弱。

1) 长距离联系阻抗过大的单回路。和这种结构有关的稳定破坏事故 1970~1978 年达 81 次, 1981~1987 年有 13 次, 1988~1990 年 1 次。此外, 57 次静稳定破坏事故中也有 54 次发生在这种结构上。由单回路结构引起的稳定破坏事故, 包括如下三种情况。

(a) 几级电压经变压器串联。黑龙江东部电网 1980 年前稳定破坏事故频繁, 主要原因是, 电网结构不合理。电网从北到南沿线路相距 908km, 中经 220kV, 154kV, 110kV, 66kV, 35kV 等多级电压串联构成。这种结构方式在运行上当然十分脆弱, 以致一台 1.2 万 kW 机组减出力或一台 1.8 万 kW 机组失磁, 都造成稳定破坏。

(b) 单回主干线未直接接入受端系统主网。西北刘家峡水电厂以 330kV 线路经长距离输电到关中, 但受电的汤峪变电所远离负荷中心, 经联络变压器和 220kV 与 110kV 二级电压的线路才与受电侧陕西主网相连, 因受端阻抗很大, 静稳定极限低。

(c) 单回串联长距离线路。四川 220kV 电网由碧口到重庆在某一时期单回串联线路长达 1080km, 沿途连接了 5 个大中型电厂及十多个变电所又缺乏适当的无功补偿, 运行电压低, 曾因此发生过静稳定破坏事故, 使重庆系统与主网失去联系而瓦解, 由于稳定水平低, 某些故障甩负荷也引起过 3 次暂态稳定破坏事故。

2) 高低压电磁环网。高低压电磁环网极易发生稳定破坏事故, 1970~1980 年的 11 年中发生了与此有关的稳定破坏事故 40 次, 1981~1987 年仍发生了 13 次, 1988~1990 年发生 2 次。电磁环网虽是电网结构问题, 但往往也是运行管理问题。当系统开始出现高一级电压电网时, 往往可能与原有的低一级电压电网短时间地构成高低压电磁环网, 在这种情况下, 低压电网应尽快解列分片运行。湖南柘潭(柘溪水电厂到湘潭)线升压 220kV 后, 与柘乡 110kV 线并联运行, 构成了 220kV 及 110kV 电磁环网, 1970~1977 年共发生稳定破坏事故 15 次, 其中造成系统基本瓦解的 9 次。福建电网自 1982 年出现 220/110kV 环网后, 也多次发生稳定破坏事故, 在 110kV 侧采取振荡解列后仍未能防止振荡事故, 在 220/110kV 环网中即使 220kV 有两回或多回线路也未必能保证稳定运行。在湖北、广西及安徽的 4 次事故中, 所有 220 千伏线路都中断, 造成了系统稳定破坏, 特别是安徽 1980 年的事故, 发展为皖中及皖南系统瓦解大停电事故, 在一定条件下, 高低压环网运行可能带来电压与网损效益, 但必须有自动措施, 防止因高压线路故障后系统失去稳定造成的恶果。

1988~1990 年高低压电磁环网仍引起了 2 次稳定破坏事故, 陕西 1 次、宁夏 1 次均发生在 220/110kV 电磁环网。1989 年 4 月 10 日因大风造成宁夏电网二条 220kV 线路相继跳