

机械工业出版社高水平著作出版基金资助项目

交直流电力系统 动态行为分析

徐政 著

机械工业出版社

序 言

高压直流输电在晶闸管问世以后得到迅速发展,其理论和技术一直处于电力工程学科的前沿。直流输电在技术、经济上的优势和我国国情决定了我国发展直流输电的绝对必要性和广阔前景。浙江大学直流输电研究室从事直流输电方面的研究始于20世纪70年代初,先后参与了上海31kV直流输电试验工程,舟山100kV海底电缆直流输电工程和葛洲坝—南桥 ± 500 kV直流输电工程。结合舟山直流输电工程,浙江大学直流输电研究室建成了我国第一套交直流电力系统物理模拟装置,并成为当时直流输电的实验基地和直流输电的人才培养基地。为舟山直流输电工程研制的、适用于弱交流系统的直流输电数字控制系统填补了国内空白,其中低压限流等9项新技术达到国际水平。

1982年浙江大学直流输电研究室撰写了直流输电领域的国内第一本专著《直流输电》,在国内具有广泛影响。20多年来,直流输电无论在理论上还是在工程实践上都有长足的进步,特别是我国已跨入交直流大电网时代,交直流电力系统之间的相互作用及其动态行为分析已成为电力系统规划、设计和运行的一个重要任务,迫切需要这方面能有更新的著作出版。

近年来,本研究室承担了多个国家级基金研究项目,并参与了多项全国性和大区性电网发展规划的论证研究工作,徐政博士是这些项目的负责人和主要研究者,在交直流电力系统的理论研究和工程实践两方面都有较深的积累,《交直流电力系统动态行为分析》一书是上述项目研究成果和实践经验的总结,同时也反映了这一领域的最新进展。相信本书对促进我国交直流大电网的健康发展,提高我国交直流电力系统分析计算领域的水平,培养我国电力系统方面的人才一定会起到十分积极的作用。

戴熙杰

2004年2月

前 言

自 1882 年开创用直流输电输送电能的历史以来,经过 20 世纪 50~60 年代的汞弧阀时期,直流输电在远距离大容量输电、海底电缆输电和不同频率联网方面显示了其独特的优点;又经过 20 世纪 70~80 年代的晶闸管阀时期,使直流输电得到了大发展,并在大电网互联方面展现了更多优势,传统的纯交流电网已发展成为交直流混合电网;20 世纪 90 年代以来,大功率可关断器件的迅猛发展,促成了新型直流输电的快速发展,使直流输电的应用扩展到了配电网和新能源开发等更为广阔的领域。直流输电技术是基础面广、前沿技术含量高、综合性很强的高新技术,它不仅在 20 世纪 70~80 年代促进了电力电子技术的发展,而且随着电力电子器件的进一步发展、计算机技术的更新换代、输变电新材料的出现、新能源和可再生能源的开发利用,必将在新世纪为电力持续发展发挥更大的作用。

由于我国地域辽阔,能源分布及负荷发展很不平衡,水力资源主要集中在西南数省,煤炭资源主要集中在山西、陕西和内蒙西部,而负荷主要集中在东部沿海地区,因此远距离大容量输电势在必行。另一方面,电网互联是电力工业发展的必然趋势,我国各大区和独立省网的互联已进入实施阶段,利用直流输电作异步联网在技术上、经济上 and 安全性等方面的优势已在世界范围内得到证明。因此直流输电技术必将以其技术上和经济上的独特优势,在远距离大容量输电和全国联网两个方面对我国电力工业的发展起到十分重要的作用。我国已成为世界范围内直流输电应用前景最为广阔的国家。

近 20 年来,我国直流输电从无到有,经历了一个快速发展阶段。1987 年自行研制建设的舟山直流输电试验工程投入运行,1989 年葛洲坝—南桥 $\pm 500\text{kV}$ 、1200MW 直流输电工程投入运行,2000 年天生桥—广州 $\pm 500\text{kV}$ 、1800MW 直流输电工程投入运行,2003 年三峡—常州 $\pm 500\text{kV}$ 、3000MW 直流输电工程投入运行,2004 年三峡—广东 $\pm 500\text{kV}$ 、3000MW 直流输电工程投入运行,2004 年贵州—广东 $\pm 500\text{kV}$ 、3000MW 直流输电工程也将投入运行。另外,三峡右—上海直流输电工程和贵州—广东二回直流输电工程已进入实施阶段。根据规划,在未来 20 年中,南方电网将会出现 7 条或更多直流输电线路,华东电网也将会出现 7 条或更多直流输电线路,华中电网将会出现近 10 条直流输电线路。显然,我国已跨入交直流混合大电网时代,这在技术上和管理上都对我国的电力工作者提出了挑战。

浙江大学直流输电研究室是国内最早开展直流输电研究的单位之一,曾为培养我国直流输电方面的人才、推动我国直流输电事业的发展,特别是我国第一个直流输电工程——舟山直流输电工程的投运作出过重大贡献,并获得了机电部科技进步特等奖、国家科技进步三等奖和国家自然科学三等奖等多项奖励。近年来,本研究室在继承前辈工作的基础上,在直流输电控制和交直流电力系统分析计算等领域进行了开拓性的研究工作,已在核心期刊和重要国际会议上发表论文百余篇,被 SCI 和 EI 收录论文近 50 篇。先后承担了关于多直流落点与交流系统相互作用研究的 2 个国家自然科学基金项目(编号为 59707005,50277034)和关于直流输电对交流系统紧急功率支援研究的 1 个国家重点基础研究发展规划项目子课题(即国家 973 项目,编号为 G1998020310)。同时本研究室十分注重理论联系实际,积极投身于我国电力工业主战

场,立足从具体工程问题中抽象出科学问题来进行研究,进而反过来指导具体工程。近3年来参加了国家西电东送和全国联网重大技术问题论证研究8项(见www.hvdc.cn);其中4项是关于中国南方电网交直流输电系统的关键技术问题研究,2项是关于2015年和2030年我国西电东送和全国联网重大决策研究,2项是关于三峡直流输电对华东电网安全稳定影响的研究。上述研究工作取得了多项创造性的研究成果。其中针对交直流混合电力系统的小扰动稳定性问题,提出了基于测试信号的电力系统小扰动稳定性分析计算方法。本方法的特点是统一处理电力系统的低频振荡问题和次同步振荡问题,并可用来设计电力系统稳定器(PSS)和直流输电的调制控制器以及柔性交流输电系统(FACTS)装置的控制器等。本方法的优点是采用时域仿真的方法来实现,克服了高压直流(HVDC)换流器和FACTS装置难以建立适用于一定频率范围(如从直流到2倍工频范围内)的数学模型的难题,彻底解决了含HVDC和FACTS装置的电力系统中的次同步振荡计算问题,同时这种方法又是区别于传统基于特征值计算的电力系统小扰动稳定性分析的另一种方法。本书正是这方面研究成果的总结。

世界范围内已出版的直流输电著作并不多,在国内具有重要影响的直流输电著作大概是三部,分别为1971年由Kimbark E W撰写的《Direct Current Transmission》,1975年由Uhlmann E撰写的《Power Transmission by Direct Current》和1982年由浙江大学直流输电研究室撰写的《直流输电》。这三本书总结了直流输电技术早期发展直至基本成熟阶段的主要成果,重点阐述直流输电系统本身的特点,如换流理论、直流输电系统的基本结构、组成直流输电系统的基本元件和直流输电系统的基本控制方式等。由于当时交直流电力系统相互作用特性还没有被重视或者说问题还不严重,因此这三本书对交直流电力系统相互作用特性方面的阐述较少。本书是浙江大学直流输电研究室1982年所撰著作《直流输电》的姐妹篇,将主要阐述交直流电力系统相互作用及其动态行为的分析理论和仿真方法,其主要特点是十分注重已有理论的适用范围分析及其工程应用的可操作性;期望它能像第一本书那样,为提高我国直流输电领域的科研、规划、设计、制造和运行水平作出贡献。

在本书完成之际,特别感谢我的妻子封洲燕对我工作一贯的支持、鼓励和帮助;同时感谢我的导师戴熙杰教授多年来的教诲,并为本书作序。本书得以完成,我以往和现在的研究生做了很多工作,书中部分内容直接取材于他们的学位论文,在此特别感谢周长春、邵伟、刘海峰、黄莹、刘国平、杨汾艳、张帆、张桂斌、刘洪涛和程华等同学。本书的出版得到了机械工业出版社出版基金的资助,在此表示感谢。

限于作者的理论水平和实践经验,本书难免存在缺点和错误,恳请读者不吝赐教。作者联系方式:电话:0571-87952074,电子信箱:xufeng@hzcnc.com。

徐 政
2004年3月

目 录

序言	
前言	
第 1 章 绪论	1
1.1 我国电网发展规划中的几个重要理论问题	1
1.1.1 同步电网的最佳规模问题	2
1.1.2 交流和直流在全国联网和西电东送中的作用与定位	3
1.1.3 多直流落点可能造成的问题	5
1.1.4 对电网的划分问题	6
1.2 电力系统仿真工具概述	7
1.3 直流输电技术的新发展	8
1.3.1 传统直流输电的新发展	9
1.3.2 基于电压源换流器的新型高压直流(VSC-HVDC)输电系统	12
参考文献	13
第 2 章 交流输电系统的输送能力分析	15
2.1 引言	15
2.2 交流输电系统的数学模型	15
2.3 限制交流输电系统输送能力的基本因素	17
2.3.1 交流输电系统的功角稳定性问题	18
2.3.2 交流输电系统的电压和无功控制问题	18
2.4 根据功角稳定性条件决定交流线路输送能力	19
2.4.1 并联电抗补偿对输送能力的影响	20
2.4.2 串联电容补偿对输送能力的影响	21
2.5 交流输电线路的输送能力与所消耗无功及线路两端相角差的关系	22
2.5.1 线路两端取不同电压值时输送能力与所消耗无功及线路两端相角差的关系	27
2.5.2 电力系统电压崩溃及其相关现象的机理分析	29
2.6 应用实例	29
参考文献	30
第 3 章 直流输电系统中换流器的稳态数学模型	31
3.1 变量定义及假设条件	31
3.2 换流器的稳态数学模型和等效电路	33
3.3 换流器稳态数学模型的一种近似描述	34

3.4 换流器稳态模型计算示例	34
参考文献	35
第4章 直流输电控制系统的数学模型及其响应特性	36
4.1 直流输电系统的基本控制手段与可控性分析	36
4.2 直流输电控制系统的分层结构	37
4.3 直流输电主控制级控制功能	38
4.3.1 功率调制和快速功率变化控制模块	38
4.3.2 直流电流指令计算模块	38
4.4 直流输电极控制级控制功能	39
4.4.1 直流电流调制	39
4.4.2 低压限流环节(VDCOL)	40
4.4.3 电流偏差控制	42
4.4.4 定电流控制器	42
4.4.5 定关断角控制器	43
4.4.6 定电压控制器	44
4.5 直流输电的阀组控制功能	44
4.6 CIGRE 直流输电标准测试系统控制器的结构、参数和静态特性分析	44
4.6.1 CIGRE 直流输电标准测试系统控制器的结构与参数	44
4.6.2 CIGRE 直流输电标准测试系统控制器的稳态响应特性分析	48
参考文献	50
第5章 交直流电力系统潮流计算方法	52
5.1 交直流电力系统潮流计算中的换流器标么值方程	52
5.2 交直流电力系统潮流计算的数学模型	53
5.3 交直流电力系统潮流计算的 Newton-Raphson 法	54
5.3.1 整流侧定电流控制和逆变侧定电压控制	55
5.3.2 整流侧定电流控制和逆变侧定关断角控制	56
5.4 交直流系统潮流计算的快速解耦算法	57
5.4.1 整流侧定电流控制和逆变侧定电压控制	57
5.4.2 整流侧定电流控制和逆变侧定关断角控制	58
5.5 交直流电力系统潮流计算示例	58
参考文献	60
第6章 直流输电系统的输送能力分析	61
6.1 引言	61
6.2 交直流系统相互作用的数学模型	61
6.3 短路比的定义	62
6.4 模型系统的运行特性分析	62
6.5 输送功率极限与短路比的关系	64

VII

参考文献	66
第7章 换流站交流母线的静态电压稳定性分析	67
7.1 模型系统及电压稳定判据	67
7.2 VSI 的计算方法	67
7.3 各种控制方式下的 VSI 计算示例	69
7.3.1 整流侧定电流逆变侧定关断角控制	69
7.3.2 整流侧定电流逆变侧定电压控制	70
7.3.3 VSI 与 SCR 的关系	70
参考文献	71
第8章 直流输电换流站的短时过电压分析	72
8.1 引言	72
8.2 影响短时过电压大小的两个主要因素	72
8.3 引起短时过电压的故障和操作	74
8.3.1 保护动作闭锁换流器	74
8.3.2 直流线路故障	74
8.3.3 交流系统故障	74
8.3.4 常规操作	74
8.4 与换流站相连的发电机的自励磁问题	75
8.5 短时过电压的限制措施	75
参考文献	75
第9章 交直流电力系统中谐波的产生和变换特性分析	76
9.1 交流电动势畸变时直流侧的谐波特性简化分析	76
9.2 交流电动势畸变时直流侧谐波特性的数字仿真分析	78
9.3 换流器频率变换特性的解析方法——开关函数法	79
9.4 从交流侧到直流侧的频率变换关系	81
9.5 从交流侧到直流侧的频率变换函数的性态分析	82
9.6 从直流侧到交流侧的频率变换关系	82
9.7 交流系统基频不同时直流系统的谐波特性分析	83
9.8 交流系统基频不同时直流系统的谐波特性数字仿真分析	84
9.9 直流输电系统的谐波稳定性问题与分析方法	85
参考文献	87
第10章 交直流电力系统电磁暂态与机电暂态数字仿真中的初始化问题	88
10.1 引言	88
10.2 发电机及其控制器的初始化问题	88
10.3 直流输电系统的初始化问题	89
10.4 输电线路的初始化问题	90

10.5 负荷的初始化问题	90
参考文献	90
第 11 章 交直流电力系统电磁暂态数字仿真	91
11.1 交直流电力系统电磁暂态数字仿真的实现途径	91
11.2 用于模型离散化的常用数值积分公式及其特点	92
11.3 集中参数元件的离散化伴随模型	93
11.4 集中参数多相输电线路的离散化伴随模型	95
11.5 分布参数单根无损线的 Bergeron 模型	95
11.6 分布参数单根小损耗线路的 Dommel 模型	97
11.7 分布参数多相耦合输电线路的 K. C. Lee 模型	98
11.8 分布参数多相耦合输电线路的扩展 Bergeron 模型	101
11.9 输电线路电磁暂态计算示例	103
11.10 交直流电力系统电磁暂态仿真的拓扑分块并行算法	105
11.10.1 分块交接变量方程的形成	107
11.10.2 系统交接变量方程的形成和求解	108
11.11 CIGRE 直流输电标准测试系统的暂态响应特性计算示例	110
11.11.1 整流侧交流系统故障时的暂态响应特性	110
11.11.2 逆变侧交流系统故障时的暂态响应特性	111
参考文献	113
第 12 章 交直流电力系统机电暂态数字仿真	114
12.1 交直流电力系统机电暂态仿真的基本原理	114
12.2 直流输电系统的响应特性模型	114
12.2.1 直流输电系统响应特性模型示例	116
12.2.2 关于响应特性模型合理性的几点说明	117
12.3 直流输电系统的详细模型	117
12.3.1 导致逆变器换相失败的因素分析	118
12.3.2 直流输电系统动态响应特性的详细模拟示例	122
12.4 交直流电力系统机电暂态仿真程序的局限性	123
12.5 机电暂态仿真中与发电机模拟相关的几个问题	123
12.5.1 发电机转子运动方程中 D 系数的意义和取值原则	123
12.5.2 关于原动机和调速器的模拟问题	124
12.5.3 关于励磁系统的数学模型和参数整定问题	124
参考文献	127
第 13 章 电力系统机电暂态和电磁暂态混合仿真	128
13.1 问题的提出	128
13.2 混合仿真的原理	128
参考文献	129

第 14 章 电力系统的小信号模型	130
14.1 问题的提出	130
14.2 发电机的小信号模型	131
14.3 电力网络的小信号模型	131
14.4 直流输电系统的小信号模型	131
14.5 负荷的小信号模型	133
第 15 章 交直流电力系统的低频振荡分析	134
15.1 引言	134
15.2 低频振荡的主要分析方法	134
15.3 用特征值分析法分析中国南方电网低频振荡特性示例	135
15.3.1 无 PSS 和直流调制时南方电网的低频振荡特性	135
15.3.2 加 PSS 后南方电网的低频振荡特性	137
15.4 测试信号法的基本原理	139
15.4.1 模态辨识基本概念	139
15.4.2 机械导纳的定义	140
15.4.3 机械导纳特性	140
15.4.4 通过时域仿真计算机导纳	141
15.4.5 单机无穷大母线(OMIB)系统计算示例	142
15.4.6 多机系统计算示例	143
15.5 基于测试信号法的多机系统 PSS 设计	144
15.6 基于测试信号法的直流小信号调制器参数整定	147
15.6.1 基本原理	147
15.6.2 计算示例分析	149
15.6.3 加直流小信号调制后南方电网的低频振荡特性	152
15.7 Prony 分析法	153
15.7.1 Prony 分析法的基本原理	153
15.7.2 计算示例	155
参考文献	155
第 16 章 交直流电力系统的次同步振荡问题分析	157
16.1 电力系统中的次同步振荡问题概述	157
16.2 由直流输电引起的次同步振荡问题的机理分析	157
16.2.1 何种情况下应该考虑由直流输电引起的次同步振荡	158
16.2.2 何种情况下可以不考虑由直流输电引起的次同步振荡	158
16.3 评估直流输电是否会引入 SSO 的一种初步方法——机组作用系数法	158
16.4 电力系统机组间扭振相互作用特性	160
16.4.1 电气耦合对机组轴系扭振特性的影响	160
16.4.2 机组扭振自然频率与机组扭振相互作用的关系	162

16.4.3	适用于 SSO 研究的系统简化基本原则	162
16.5	复转矩系数法的适用范围分析	164
16.5.1	复转矩系数法	164
16.5.2	复转矩系数法的基本前提	164
16.5.3	复转矩系数法不适用于多机系统的原因	165
16.5.4	复转矩系数法的应用及判断次同步振荡稳定性的准则	165
16.6	复转矩系数法的时域仿真实现——测试信号法	166
16.6.1	应用测试信号法研究 IEEE SSR 第一标准测试系统示例	167
16.6.2	应用测试信号法研究次同步频率范围电气阻尼系数的灵敏度	172
16.6.3	测试信号法计算结果与特征值分析结果比较	174
16.7	关于几种 SSO 分析方法的评述	175
16.8	HVDC 对发电机次同步振荡阻尼特性的影响	176
16.8.1	与整流站相连的发电机组的 SSO 阻尼特性	176
16.8.2	与逆变站相连的发电机组的 SSO 阻尼特性	179
16.9	多直流落点系统中的发电机 SSO 阻尼特性分析	180
16.9.1	综合机组作用系数的概念	180
16.9.2	综合机组作用系数有效性的测试信号法验证	181
16.9.3	综合机组作用系数对多直流落点系统的应用	184
16.10	串联补偿与直流输电共存时发电机的次同步振荡阻尼特性分析	184
16.10.1	待研究的交直流系统模型	184
16.10.2	与整流站相连的发电机组阻尼特性	184
16.10.3	与逆变站相连的发电机组的阻尼特性	186
16.11	由直流输电引起的次同步振荡的抑制措施	187
16.12	新型直流输电对发电机组次同步振荡阻尼特性的影响	189
16.13	TCSC 对发电机组次同步振荡阻尼特性的影响	189
16.13.1	待研系统模型	189
16.13.2	仿真结果及其分析	192
16.14	SVC 对发电机组次同步振荡阻尼特性的影响	196
16.14.1	测试系统及 SVC 的时域仿真模型	196
16.14.2	仿真结果及其分析	196
	参考文献	200
	附录 CIGRE 直流输电第一标准测试系统的结构与参数	202

第 1 章 绪 论

1.1 我国电网发展规划中的几个重要理论问题

我国电网正处于高速发展时期，目前已进入从大区性电网向全国性互联电网过渡的阶段。由于我国能源资源分布的不平衡，水力资源的 2/3 集中在西南地区，煤炭资源的 60% 集中在“三西”（山西、陕西、内蒙西部）地区，而负荷中心主要集中在东部沿海地区，其电力消耗超过全国的 1/2 以上。因此西电东送是我国电网发展的一个重要组成部分。按照能源流向的基本格局，今后我国电网将主要分为三大块^[1]，即北部电网、中部电网和南部电网，分别对应西电东送的三大通道，即北通道、中通道和南通道，如图 1-1 所示，其中输电和联网的方式是目前规划的方式，将根据今后电网发展的实际情况做必要的调整。到 2030 年，西电东送的规划规模如图 1-2 所示^[1]。

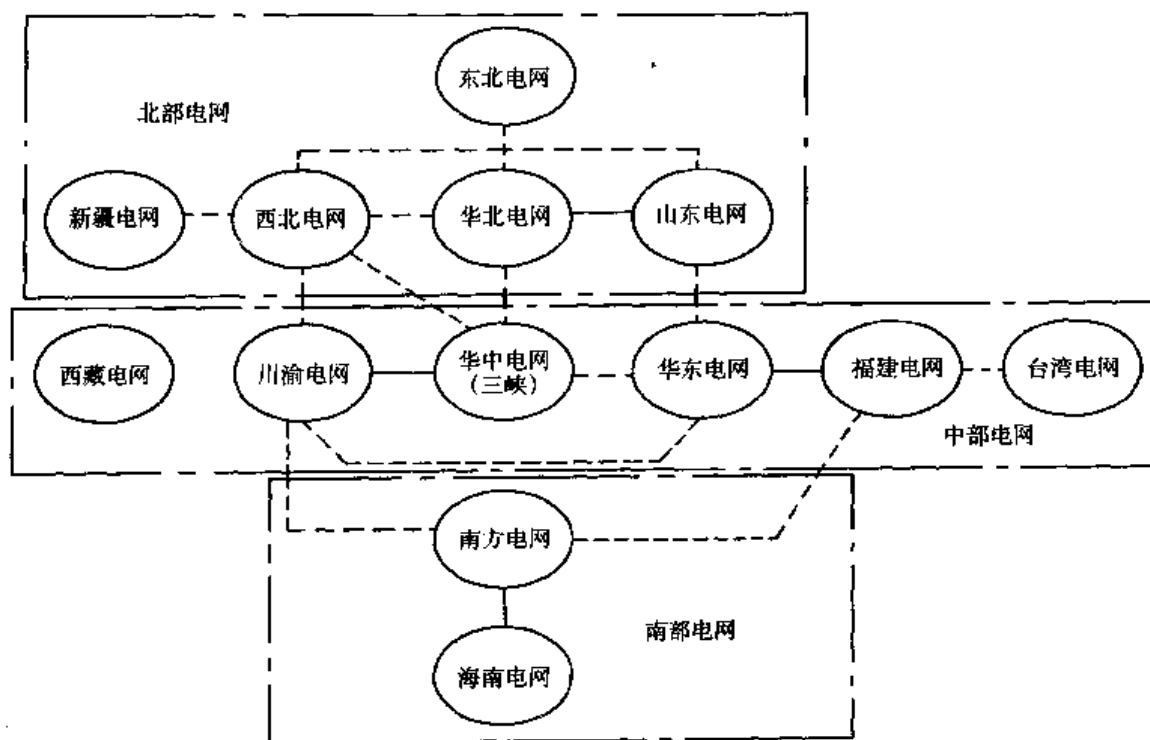


图 1-1 规划的我国电网基本格局

— 交流 --- 直流

我国电力工程界积几十年规划、设计、运行和科研的实践经验，总结出来的《电力系统安全稳定导则》和《电力系统技术导则》十分注重电网的结构问题，特别强调电网结构是电力系统安全稳定运行的基础。

围绕我国电网的发展规划，针对互联电网的结构问题，存在如下几个重要的理论问题迫切需要研究：

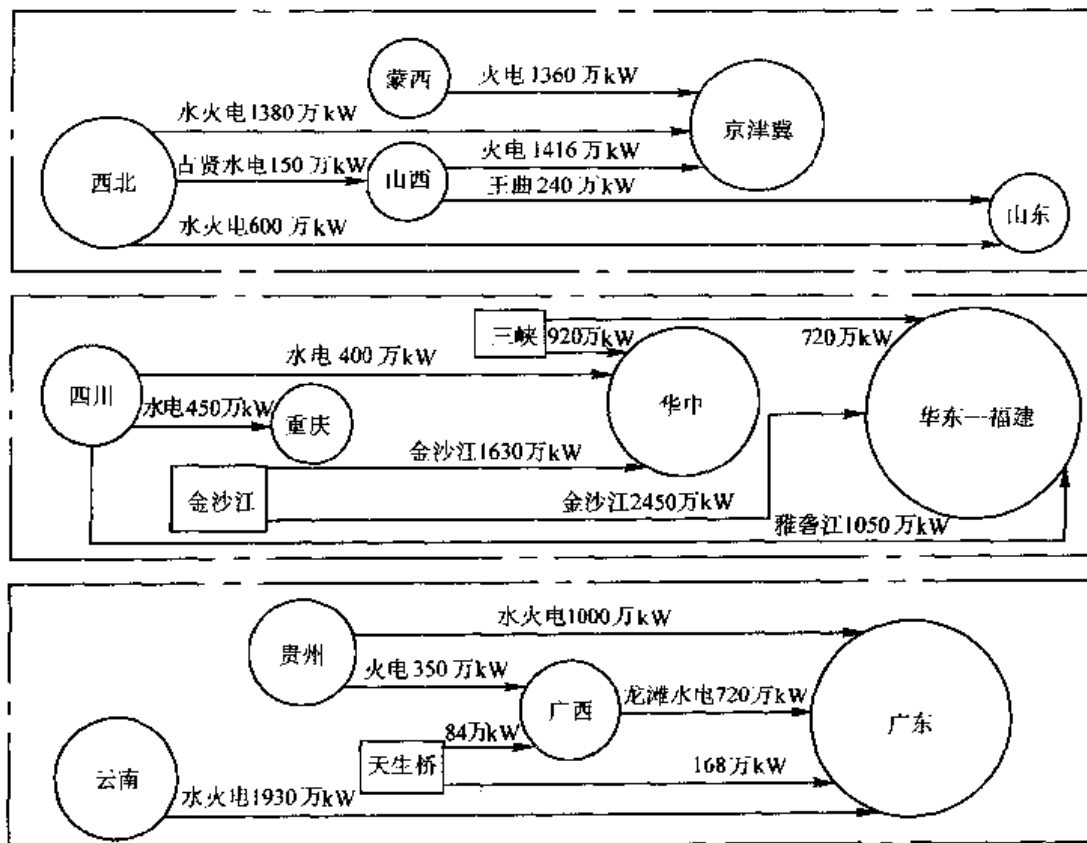


图 1-2 2030 年全国电网西电东送三大通道内电力流示意图

- (1) 同步电网的最佳规模问题；
- (2) 交流和直流在全国联网和西电东送中的作用与定位；
- (3) 多回大功率直流输电落点在小范围受端区域内可能存在的问题；
- (4) 对电网的划分问题。

1.1.1 同步电网的最佳规模问题

按照原西门子公司电力系统规划部主任 Povh 先生的观点^[2]，交流同步联网的效益随着同步电网的扩大而逐渐消失，当交流同步电网达到一定规模以后，再采用交流联网方式与别的电网互联将不再会有效益，如图 1-3 所示。主要原因如下：

(1) 在管理上，运行一个同步电网必须要有一个相适应的组织机构，当同步电网扩大时，必须对原有的运行部门做调整；

(2) 在技术上，大的交流同步电网容易出现诸如潮流问题和区域间振荡问题等技术难题，需要采用诸如柔性交流输电技术 (FACTS) 等额外的措施才能解决；

(3) 在经济上，维持一个大电网的同步运行需要较大的投资，同时，当系统发生故障时，远方电厂的支持实际上是非常有限的。

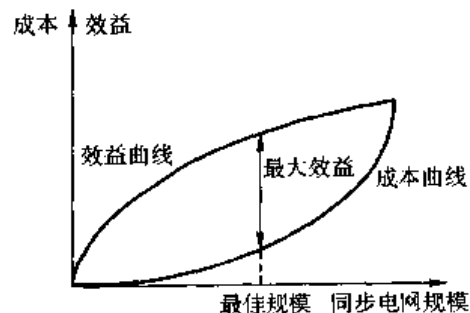


图 1-3 同步电网的效益与成本曲线

世界上已有的同步电网规模有超过 3 亿 kW 的，如美国中东部地区的同步电网、欧洲同步电网 (UCTE) 等。显然，确定同步电网的最佳规模与很多因素相关，其中一个重要因素

是同步电网中功率平衡的方式，也就是潮流流动的模式。欧洲同步电网的一个重要特点是各区域内部功率基本平衡，区域之间功率交换不大。我国的全国联网与西电东送是紧密结合的，受端系统的区外来电比例相当高，这是与欧洲同步电网完全不同的。因此研究我国的同步电网最佳规模，除了借鉴国外的经验，还应更注重我国电网的实际情况。图 1-4^[2] 示出了印度采用直流联网将国家电网分隔成四个同步电网的例子；图 1-5^[3] 示出了美国中东部电网与西部电网（WSCC）、南部电网（TEXAS 电网）和与加拿大 QUEBEC 电网采用直流隔开、限制同步电网规模的联网方式。这些做法都是值得借鉴和研究的。

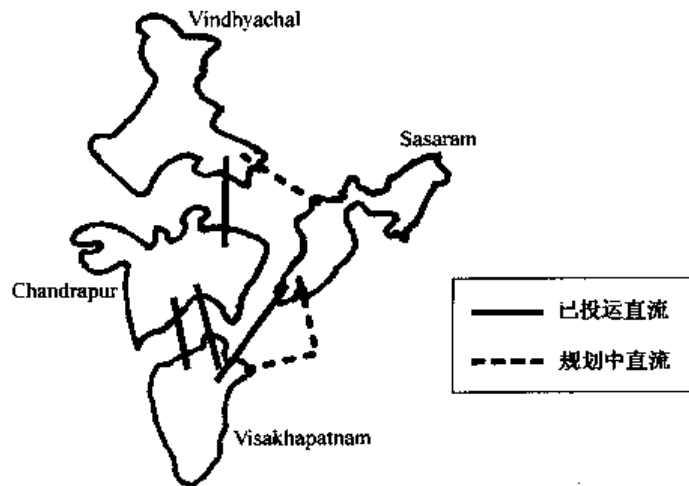


图 1-4 采用直流联网的印度国家电网

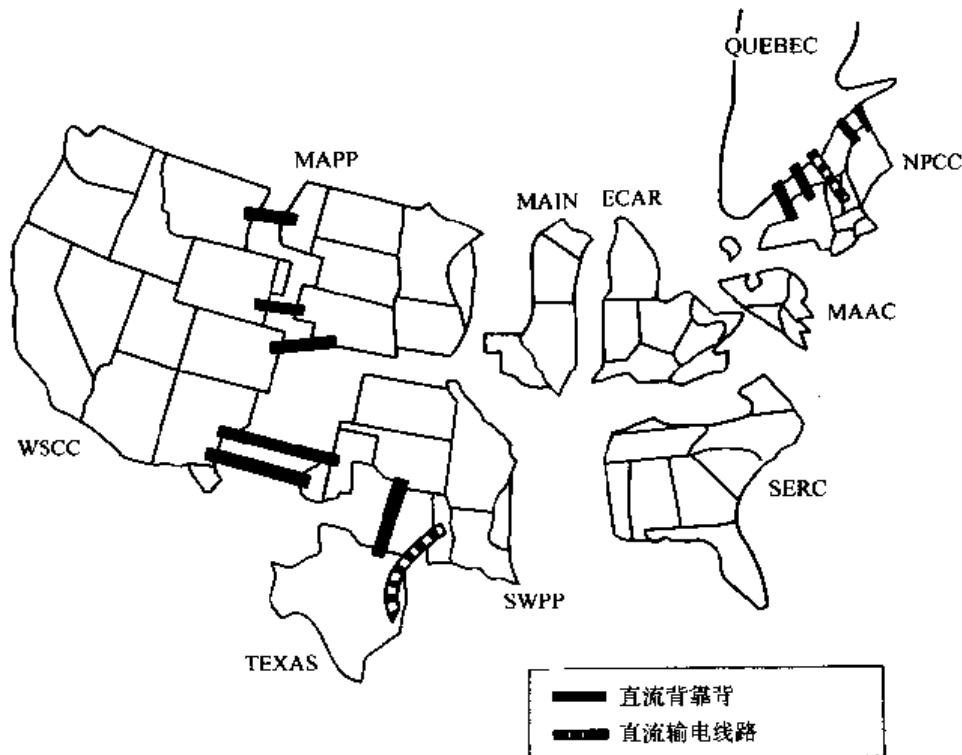


图 1-5 美国中东部电网与周边电网采用直流互联

1.1.2 交流和直流在全国联网和西电东送中的作用与定位

由图 1-2 可见，到 2030 年，超过 1000km 的西电东送容量中北通道为 1980 万 kW、中通

道为 5130 万 kW、南通道为 2930 万 kW，三大通道的总输送容量约 1 亿 kW。

如采用交流方式实施西电东送，当输电距离超过 1000km 时，交流线路的输送能力已大大低于其自然功率水平，需要采用较高的串联补偿度才可能充分发挥其输送能力（见第 2 章的分析）。可选的交流输电电压等级基本上为如下三种：

- 1) 采用电压等级为 500kV 的超高压（Extra-high Voltage, EHV）；
- 2) 采用电压等级为 750kV 左右的超高压；
- 3) 采用电压等级为 1000kV 左右的特高压（Ultra-high Voltage, UHV）。

作为最简化的估算，如采用 500kV 电压等级实施西电东送，即使采用了较高的串联补偿度，使其输送能力达到其自然功率水平，按每回线路输送 100 万 kW 计算，输送 1 亿 kW 容量需要 100 回交流 500kV 线路；750kV 电压等级的自然功率水平大约为 500kV 的 2 倍。因此，如采用 750kV 电压等级实施西电东送，则需要 50 回交流 750kV 线路；1000kV 电压等级的自然功率水平大约为 500kV 的 4 倍，因此，如采用 1000kV 电压等级实施西电东送，则需要 25 回交流 1000kV 线路。

从输电的效率来看，在交流输电方式中，采用特高压输电可能会比较合理。对于电压等级超过 1000kV 的特高压输电研究，20 世纪 80 年代中期以前，在国际上曾经非常热门，前苏联曾投运过特高压输电试验工程。但自此之后，这方面的研究就处于沉寂，商业化运行的实际工程更是一个也没有。目前，随着全球对环境保护的日益重视，在发达国家已很难看到交流特高压输电技术有复苏的迹象。

我国有没有必要重新研究、开发特高压输电技术，是值得考虑的。当然，考虑的因素除了西电东送的 1 亿 kW 容量之外，将来各个大区电网本身的发展是否也需要特高压等级也是一个重要因素。

如采用交流方式实现各大区电网之间的互联，必然存在以下一些问题：

(1) 短路电流水平超限问题：在未来 10~20 年内，我国几个大区同步电网的容量都将超过 1 亿 kW，500kV 电网的短路电流水平将超过 50kA，甚至超过 63kA，解决同步电网中短路电流水平超限问题将是电网运行的一个十分关键的问题。如采用 500kV 电压等级实现交流同步联网，将进一步加剧业已存在的短路电流水平超限问题。

(2) 采用交流同步联网，极有可能发生联络线功率低频振荡问题：根据国内外大电网运行的经验，当两个大容量电网交流互联以后，发生低频振荡的可能性很大，而且在这种情况下，一旦发生低频振荡，解决起来就比较困难，并不是所有机组配置电力系统稳定器（PSS）就能解决问题。

(3) 采用交流同步联网，有可能使一个系统中的故障传递到另一个系统，引起连锁反应，最后造成国外已出现过的大面积停电事故。

综合上述分析，可以认为交流输电技术在西电东送和全国联网中的作用有限，直流输电将在西电东送和全国联网中起主导作用。这是由于直流输电具有如下的技术特点，可以很好地满足西电东送和全国联网的要求。

(1) 直流输电技术特别适合于大功率、远距离输电，对于输电距离超过 1000km，输送容量达 1 亿 kW 的西电东送工程，采用直流输电是最经济合理的方案。根据国外资料提供的数据，目前直流输电的等价距离在 600~900km 之间。粗略地说，当输电距离超过等价距离后，采用直流输电比采用交流输电经济。

(2) 直流联网后, 不会对被连交流系统的短路电流水平产生影响。

(3) 采用直流联网, 就从网络结构上彻底根除了产生低频振荡的可能。

(4) 采用直流联网, 可以在网络结构上隔断交流故障的传递, 避免发生连锁反应, 是在网络结构上预防发生大面积停电事故的有效措施。

但是, 这里必须指出, 根据直流输电系统所连接的两端交流系统是否属于同一个同步电网, 直流输电系统所能发挥的技术优势是完全不同的。所有直流输电系统都可以被明确划分为两类: 第一类, 直流输电系统嵌入在一个同步交流系统中, 如图 1-6 所示, 比如中国南方电网就属于这样的系统; 第二类, 直流输电系统作为两个同步交流系统之间的联络线, 如图 1-7 所示, 具体实例是华中与华东联网。

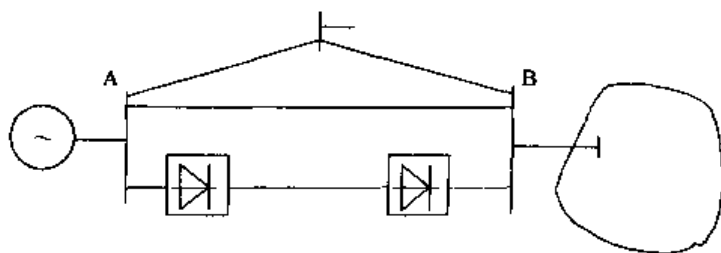


图 1-6 直流输电系统嵌入在一个同步交流系统中

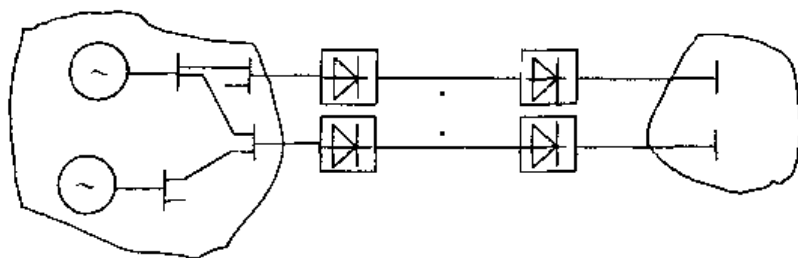


图 1-7 直流输电系统在两个同步交流系统之间作异步连接

当直流输电系统嵌入在一个同步交流系统中时, 直流输电的固有优势已大部分丧失, 如限制短路电流水平、根除低频振荡、隔断交流故障传递等优势已基本不复存在, 只仅仅利用了直流输电在大功率远距离输电方面的优势。

当直流输电系统作为两个交流系统之间的联络线时, 两个交流系统是非同步的, 可以独立运行, 这无论在运行上还是在管理上都非常方便。同时, 直流输电系统的固有优势可以充分发挥, 如限制短路电流水平、从网络结构上根除低频振荡发生的可能性以及在网络结构上隔断交流故障的传递等。另外, 当一个交流系统发生故障时, 还可以利用直流输电系统的快速可控性, 对该交流系统进行紧急功率支援, 以提高其暂态稳定性。

1.1.3 多直流落点可能造成的问题

由上一节的分析可知, 若超过 1000km 的西电东送采用直流输电方式, 假定每回直流输电线路采用 $\pm 600\text{kV}$ 、350 万 kW 容量, 则 1 亿 kW 的输送容量将需要 29 回直流输电线路。这些直流输电线路将落点在受端电网的负荷中心, 有些落点之间距离将相当靠近 (如华东电网的上海附近以及南方电网的珠江三角洲地区)。对于如此众多的大容量直流输电线路落点于同一交流系统, 而且距离非常接近, 到底会出现什么样的问题, 目前国际上并没有足够的经验。

就电网结构来看, 首先关注的问题是直流输送容量与受端交流系统本身容量之间应具备

什么样的关系才能在电网结构上保证系统的安全稳定性。即西电东送进入东部受端电网的直流功率是不是没有制约？如有制约，其关系是什么？有什么办法可以解决？根本性的问题是采用直流输电方式西电东送到底能送多少？这是一个迫切需要回答的问题。

就多直流落点系统在大扰动下的稳定性研究，主要问题包括两个方面：

1) 交流系统发生故障时，会不会引起多个换流站同时发生换相失败，换相失败后各换流站应按照怎样的恢复次序才能最快恢复，需要多长时间才能恢复，换相失败的冲击会不会引起交流系统暂态失稳，对直流系统和交流系统应采取怎样的控制措施才能最大限度地使系统保持稳定。

2) 当任何一条直流输电线路发生故障时，交流系统是否能够保持稳定，交流系统和其他直流输电线路应采取怎样的控制措施才可以使整个系统的行为更好。

总之，研究多直流落点网络结构（特别是交直流并联输电情况下的多直流落点网络结构）可能引起的问题以及解决这些问题的措施，对于我国电网的健康发展，将具有十分重要的意义。

1.1.4 对电网的划分问题

1984年颁布的电力系统技术导则对受端系统、电源接入和联络线有明确的定义，并做了相应的规定，实际上可以理解为是对电网各个组成部分的一种划分方法。在系统规划中，只要明确所规划的内容属于电网的那个部分，就可以按照技术导则的要求进行处理。但随着互联电网的发展，我国电网的结构已发生了重大变化，上述划分方法已不够充分，即互联电网可能难以被划分成受端系统、电源接入和联络线三个部分，对于不属于这三个部分的电网组成部分，电力系统技术导则是难以给出指导的，一个典型的例子就是南方电网。2005水平年南方电网的示意图如图1-8所示，下面我们来研究该如何对南方电网进行划分。

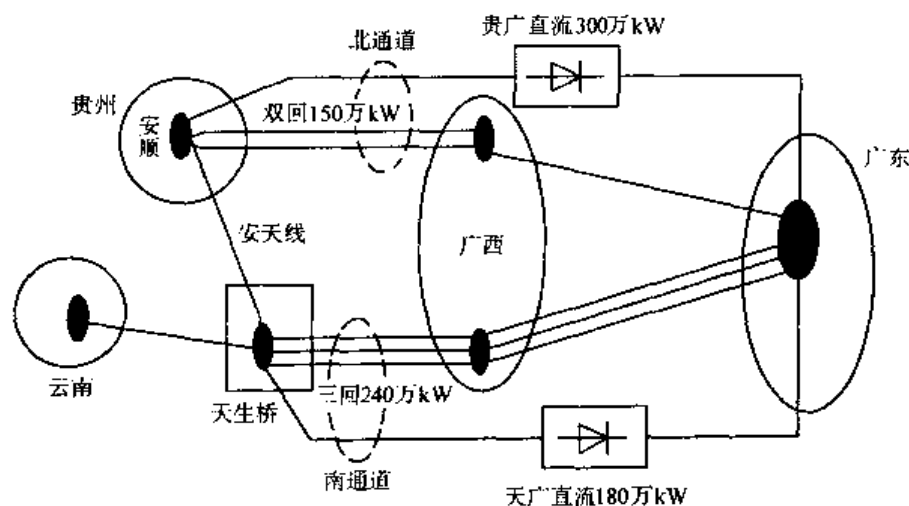


图 1-8 2005 水平年南方电网西电东送通道示意图

从贵州、云南和天生桥的送端来看，西电东送的通道由 5 交 2 直组成，其中北通道由 2 交 1 直组成，南通道由 3 交 1 直组成，南北通道之间由 1 条安天线相联络。

(1) 5 交 2 直输电线属于电源接入吗？

5 交 2 直是大系统之间的送电线，看作电源接入并不合适。

(2) 5 交 2 直输电线属于联络线吗？

不是！联络线的一个基本特征是正常运行时所带负荷极轻，它是连接两个供需基本平衡的电力系统间的线路，用来交换一定数量的电能或电力，以取得预期的经济效益。

由于5交2直输电通道在技术导则中找不到确切的位置，因而对如何加强输电通道的建设就找不到有效的指导。

如果把5交2直硬性看作电源接入，则按照技术导则中电源分散接入、避免几组送电回路在电源侧互联的要求，必须将安天线解开，使贵州电网和云南电网相互独立运行，这当然是一种理想的运行方式。但按照技术导则，对电源接入输电线路的要求：保证在任何时候、任何情况下，任一输电线路的传输能力都能够大于需要由它传输的电源容量。如果贵广直流发生双极闭锁故障，不管贵州送端如何切机，系统必然失去稳定。即南北通道分开运行时不能满足技术导则的要求，而要达到导则的要求，北通道起码再架1回500kV输电线路，这涉及的投资将是巨大的。

而如果不将5交2直看作电源接入，则5交2直输电线路可以并列运行，从而能够相互支援，这种情况下并不需要在北通道再架输电线路，就能满足贵广直流双极闭锁时系统仍能保持稳定的要求。

随着西电东送和全国联网的发展，类似的情况还将不断出现。因此，有必要对大规模交直流互联系统中的规律性的东西做进一步的总结，对技术导则进行修订。同时，采用基于可靠性定量计算的方法来指导电网规划也是一种值得研究的做法。

1.2 电力系统仿真工具概述^[4]

电力系统仿真工具一般可以分为三类：

(1) 物理模拟系统，常见的是动模试验；

(2) 实时数字仿真器，例如国内很多单位已购买的实时数字仿真器等；

(3) 数字仿真程序，例如国内广泛使用的PSS/E、BPA、PSASP、EMTP等电力系统机电或电磁暂态仿真程序。

物理模拟系统是根据相似原理，采用按比例缩小的电力系统元件组建的一个微型电力系统。在交直流电力系统仿真中，它可以较方便且详细地模拟直流输电换流器及其控制系统的行为。而所遇到的主要困难是被模拟系统的规模不能太大，另外一个限制是，被模拟的过程的频率范围通常在2000Hz以下。因此，采用物理模拟系统对电力系统进行仿真时，通常要对被模拟的系统进行相应的简化。目前，物理模拟系统一般只用于考核继电保护和自动控制装置的性能，而不用于对大规模电力系统做系统研究。

实时数字仿真器是基于数学模型来实现的，在这一点上，与数字仿真程序没有任何区别，所不同的是实时数字仿真器通常采用多处理器并行计算，计算速度可以达到实时的要求，而数字仿真程序则采用串行计算，计算速度较慢。但对于系统研究，计算速度并不很重要，实时与否无关紧要，因此，在这一点上，实时数字仿真器与数字仿真程序相比并不占优势。但在模拟系统的规模上，目前的数字仿真程序已没有任何限制，大多数商业化的电力系统分析软件模拟的系统规模在数万节点以上，而实时数字仿真器所能模拟的系统规模是有限制的，特别对节点个数有严格的限制，因为增加节点是最耗仿真资源的。因此，实时数字仿真器的主要用途与物理模拟系统类似，主要用来考核继电保护和自动控制装置的性能，两者

几乎可以相互替换,但很少用于对大规模电力系统做系统研究。

数字仿真程序主要分为两种类型:一种是电力系统机电暂态仿真程序;另一种是电力系统电磁暂态仿真程序。

电力系统机电暂态仿真程序的特点是:

(1) 从电力大系统整体考虑的稳定性分析,核心问题是研究发电机转子相互之间的摇摆过程,因此主要关注的是能量的传递,与能量传递关系不密切的因素都可以忽略不计。

(2) 在数学模型上,忽略发电机定子侧暂态过程,即不计 PARK 方程中的变压器电动势;网络用正序基频阻抗表示,采用代数方程描述,物理量为基频相量。

电力系统机电暂态仿真程序常见的有美国 PTI 公司的 PSS/E,德国西门子公司的 NETOMAC,瑞典 ABB 公司的 SIMPOW,加拿大 Powertech 公司的 DSA Powertools,中国电力科学研究院的 PSASP 和 BPA 等。

电力系统电磁暂态仿真程序的特点是:

(1) 考虑系统某个局部的详细动态过程,通常将待研究部分之外的系统做一定的等值;传统上,只用于研究持续时间很短的过程,如大气过电压和操作过电压等问题,过程的持续时间在几十毫秒之内;但目前电磁暂态仿真程序可能更多地被用于研究 HVDC 输电和 FACTS 等电力电子装置以及次同步振荡、铁磁谐振等问题上,因而被研究过程的持续时间也可能很长,达数十秒并不稀奇。

(2) 数学模型上,根据研究的过程不同,发电机模型可以是相当简化的等效电源模型,也可以是详细的 PARK 方程模型,甚至是考虑转子多刚体结构的模型;电力网络采用相坐标系,即采用 a、b、c 三相模型或更一般的全相模型,且必须用微分方程描述,系统中的物理量为瞬时值而不是相量。

电力系统电磁暂态仿真程序常见的有各种版本的 EMTP 程序,以及由加拿大 Manitoba 直流输电研究中心开发的 PSCAD/EMTDC 程序和由德国西门子公司开发的 NETOMAC 程序等。国内使用较多的是 20 世纪 80 年代初美国 BPA 公司开发的 BPA-EMTP 程序,目前国际主流版本的 EMTP 程序是 ATP-EMTP^[5]。

1.3 直流输电技术的新发展^[6]

传统直流输电采用电网换相的换流器技术,存在一些固有的缺陷,主要表现在以下几个方面:

(1) 由于触发延迟角 α (一般为 $10^\circ \sim 15^\circ$) 和关断角 γ (一般为 15° 或更大一些) 的存在及波形的非正弦,传统的直流输电要吸收大量的无功功率,其数值约为输送直流功率的 $40\% \sim 60\%$,这就需要大量的无功功率补偿及滤波设备,而且在甩负荷时会出现无功功率过剩,可能导致过电压。

(2) 传统的直流输电需要交流电网提供换相电流,这个电流实际上是相间短路电流,因此要保证换相的可靠,受端交流系统必须具有足够的容量,即必须有足够的短路比 (Short Circuit Ratio, SCR),当受端电网比较弱时,便容易发生换相失败。

(3) 因为传统的直流输电需要交流电网提供换相电流,这就要求受端系统必须是有源网络。因此,传统的直流输电不能向无源网络(如孤立负荷)输送电能。

如果能使换流器工作在 $\alpha、\gamma \leq 0$ 的情况下, 则能有效克服上述第 1 个缺点, 这正是人工换相技术的出发点。实现人工换相的方案很多, 传统的做法有串联电容器换相换流器 (Capacitor Commutated Converter, CCC)^[7] 技术等, 最新的发展有采用可控串联电容器的换流器 (Controlled Series Capacitor Converter, CSCC)^[8] 技术。

传统直流输电的上述缺点从根本上说是由于电网换相换流器采用的是半控型器件, 只有用全控型器件代替半控型器件使换流器能工作在无源逆变方式, 才能彻底克服上述缺点。

1.3.1 传统直流输电的新发展

人们很早就认识到了 CCC 的优越性, 并进行了大量的研究, 但由于技术条件的限制, 一直未能在实际工程中得到应用。近年来, 随着连续可调交流滤波器 (Continuously Tunable AC Filter)、有源交流滤波器 (Active AC Filter) 等技术的发展, 晶闸管控制串联电容器 (Thyristor Controlled Series Capacitor, TCSC) 技术的成熟, CCC 重新成为一个研究、开发的热点, 并发展了一种新的换流器——CSCC。

CCC/CSCC 的基本思想是用串联连接的电容器来补偿换流器的无功功率消耗。CCC 概念是把电容器放在换流变压器的二次侧, 并且采用固定电容器, 如图 1-9 所示。

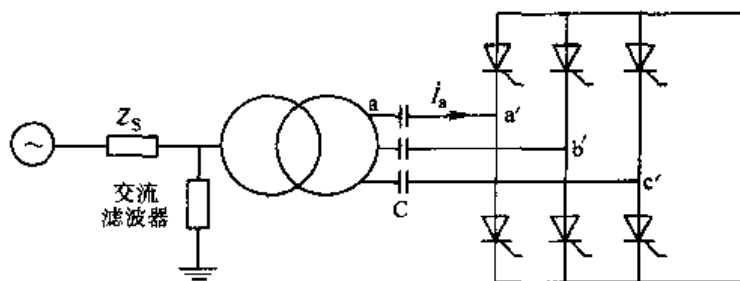


图 1-9 电容换相换流器 (CCC)

当与某一相相连的上或下桥臂导通时, 直流电流就会流过该相从而对串联于该相的电容充电, 充电后电容电压的极性总是有利于换相过程的完成, 只要适当地选择串联电容的大小, 就可达到使 $\alpha \leq 0^\circ$ 或 $\alpha \geq 180^\circ$, 从而使换流器不吸收甚至发出基波无功功率。其原理可用图 1-10 中的基波相量图来解释 (以 A 相为例)。

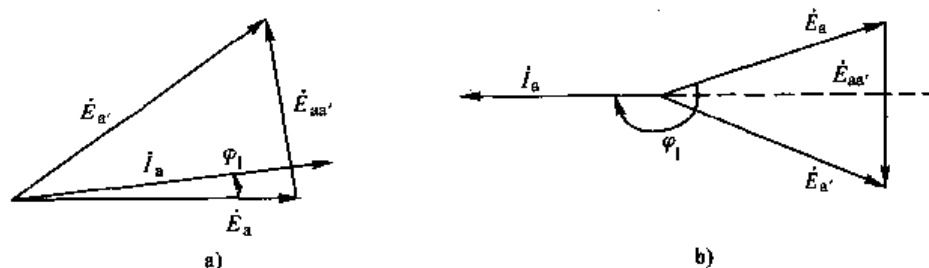


图 1-10 CCC 的基波相量图

a) 整流器 b) 逆变器

图 1-10 中, \dot{E}_a' 为换流器侧 a 相电动势, 即 a 相的实际换相电动势; \dot{E}_a 为交流侧电动势; \dot{I}_a 为 a 相基波电流, 参考方向如图 1-9 所示; $\dot{E}_{aa'}$ 是串联电容上的附加电动势; φ_1 为交流侧基波功率因数角。因为 \dot{E}_a' 是实际的换相电动势, 故定义以 \dot{E}_a' 为基准的触发延迟角 α 、触发超前角 β 、关断角 γ 分别为实际触发延迟角 α_{real} 、实际触发超前角 β_{real} 、实际关断角 γ_{real} ; 以 \dot{E}_a 为基准的触发延迟角 α 、触发超前角 β 、关断角 γ 分别为视在触发延迟角 α_{app} 、

视在触发超前角 β_{app} 、视在关断角 γ_{app} 。由图 1-10a 可见：当 CCC 工作于整流方式时，附加电动势 \dot{E}_{ca} 的作用使得实际换相电动势 \dot{E}_a 超前于交流侧电动势 \dot{E}_s ，适当调整串联电容值来改变 \dot{E}_{ca} ，就可以使视在触发延迟角 $\alpha_{app} \leq 0$ ，并保证实际触发延迟角 $\alpha_{real} \geq \alpha_{min}$ （实际触发延迟角的下限），从而可能向交流侧发出无功功率；由图 1-10b 可见：当 CCC 工作于逆变方式时，附加电动势 \dot{E}_{ca} 的作用使得实际换相电动势 \dot{E}_a 滞后于交流侧电动势 \dot{E}_s ，适当调整串联电容值来改变 \dot{E}_{ca} ，就可以使视在触发延迟角 $\alpha_{app} \geq 180^\circ$ 并保证实际触发延迟角 $\alpha_{real} \leq 180^\circ - \gamma_0$ （关断角），从而可能向交流侧发出无功功率。总之，串联电容的引入，可以使换流器工作于三四象限，从而向交流侧发出无功功率，克服了换流器要向交流侧吸收大量无功功率的问题。

CSCC 概念是把电容器放在换流变压器的一次侧，并且采用可控串联电容器，如图 1-11 所示。由图可见，严格地讲，CSCC 并不能算是一种新的换流器电路，因为它只是已成功运用的 TCSC 技术和传统的电网换相换流器的结合，通过对串联电容值的动态调整，可以克服可能发生的铁磁谐振，而当采用固定电容器串联补偿时，克服铁磁谐振就比较复杂^[9]。

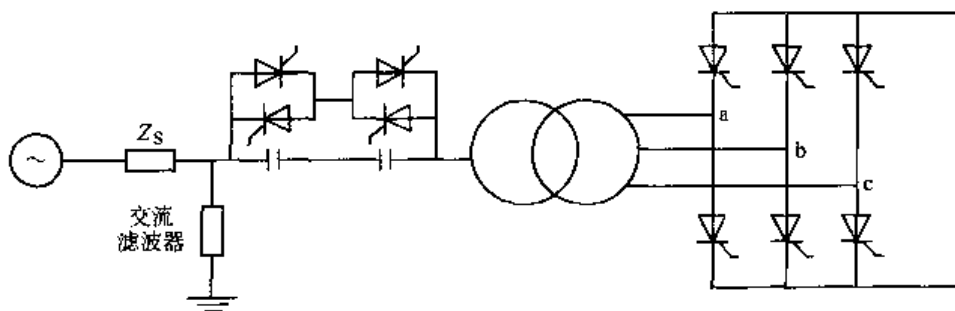


图 1-11 可控串联电容换流器 (CSCC)

在 CSCC 中，串联电容值的调节方案有两种：一种是通过并联在电容器两端的晶闸管控制电抗器 (Thyristor Controlled Reactor, TCR) 连续地调节串联电容值；另一种是通过反并联连接于电容器两端的两个晶闸管来控制电容器的串入或旁路，从而分级调节串入电容值，如图 1-11 所示。具体选用哪种方案，取决于实际需要及经济性。

与传统直流输电相比，CCC/CSCC 具有如下的技术特点：

(1) 提高换流器的功率因数：在传统直流输电中，为了保证换相的可靠完成，并有一定的调节余地，要求有足够大的触发延迟角 α （对整流侧）和触发超前角 β （对逆变侧），但为了提高换流器的功率因数，又要求 α （对整流侧）和 β （对逆变侧）尽可能小。两者不能兼顾，只能折中考虑。然而，由上节分析可知，CCC/CSCC 换流器的功率因数主要取决于视在触发延迟角 α_{app} （对整流侧）和视在触发超前角 β_{app} （对逆变侧），而换相过程能否可靠完成，则取决于实际触发延迟角 α_{real} （对整流侧）和实际触发超前角 β_{real} （对逆变侧），由于串联电容器的引入，使得只要适当选取串联电容器的值，CCC/CSCC 就能够同时满足较小甚至负的 α_{app} 、 β_{app} 和足够大的 α_{real} 、 β_{real} ，从而使 CCC/CSCC 与传统的直流输电相比，既具有很高的功率因数，又具有很高的换相可靠性。这是 CCC/CSCC 的主要优点。

(2) 降低甩负荷时的过电压：由于传统的直流输电需要吸收大量的无功功率，所以往往需要大量的并联电容器等无功功率补偿装置，而在甩负荷时，这些补偿装置会导致无功功率过剩而引起交流侧的过电压。CCC/CSCC 所需的无功功率主要由串联电容来补偿，而串联电

容所产生的无功功率能随着负荷增减而增减，从而能有效地降低甩负荷时的过电压。这一点对弱受端系统是很有利的。

(3) 能有效降低受端交流系统故障时逆变器换相失败的可能性：当受端交流系统发生故障时，逆变侧交流电压突然降低，导致直流电流 I_d 迅速上升， I_d 的上升主要是由于输电线电容放电引起的，整流侧电流控制器的影响很小，因此输电线越长、分布电容越大， I_d 上升越显著。传统直流输电的换相角 μ 随逆变侧交流电压的降低、 I_d 的增加而增加，从而关断角 γ 随 I_d 的增加而减小。因此，受端交流系统发生故障时，逆变器很容易发生换相失败。在 CCC/CSCC 中，串联电容的电压随 I_d 的增加而增加，并且从前面的分析可知，串联电容的电压总是有利于换相过程的完成，因此， I_d 的增加将使逆变侧实际换相电压幅值增加、相位后移、 γ_{real} 增加，换相失败的可能性减小。因此，对远距离的 HVDC 输电及受端较弱的情况，CCC/CSCC 具有明显的优势。

(4) 提高 HVDC 输电运行的稳定性：在 HVDC 输电中，为了保证逆变侧不发生换相失败，并尽可能提高功率因数，应采用定视在关断角控制，这时传统的直流输电、CCC、CSCC 直流电压随 I_d 变化曲线如图 1-12 所示^[8]。

由图 1-12 可见，CCC/CSCC 直流电压 U_d 随 I_d 下降的斜率要比传统的直流输电小得多，所以，CCC/CSCC 的最大可传输功率 (Maximum Available Power, MAP) 要比传统的直流输电大得多。HVDC 输电一般需要按计划输送一定的功率，因此，顶层控制一般采用定功率控制。当采用定功率控制时，只有传输功率小于 MAP 的区域才是稳定的，这就说明 CCC/CSCC 提供了比传统直流输电要大的稳定裕量。

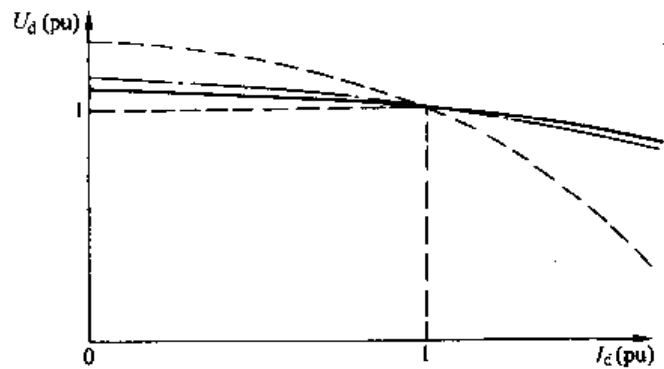


图 1-12 定视在关断角控制时 U_d 随 I_d 的变化曲线
——传统 ——CCC ——CSCC

(5) 无需大容量补偿装置，但需采用高性能的滤波器：CCC/CSCC 具有较高的功率因数，不像传统直流输电那样需要大容量的无功补偿设备，而只需要小容量滤波装置。但要求滤波装置具有良好的跟随特性，传统的滤波器难以满足这一要求，必须采用连续可调的交流滤波器或有源交流滤波器，才能充分发挥 CCC/CSCC 的优势。

(6) 其他特点：由于串联电容上附加换相电动势的作用，一方面 CCC/CSCC 对阀的耐压要求有所提高；另一方面，换相角变小，直流侧谐波有所增加。串联电容有助于减小阀侧短路电流，所以 CCC/CSCC 阀侧短路电流比传统直流输电的阀侧短路电流要小。

CCC/CSCC 运行特性相似，仅有一些较小的差别^[8]。两者都能提高换流器功率因数、减小换相失败的可能性、增加系统运行的稳定性、减小甩负荷时的过电压、抑制阀侧短路时的短路电流。这些优良特性，使 CCC/CSCC 有望替代传统的 HVDC 输电而得到广泛应用，特别是在远距离 HVDC 输电及受端系统较弱的情况下。

串联电容的引入，使 CCC/CSCC 能够减小换相失败的可能性，但一旦发生换相失败，故障相电容将会单方向持续充电，引起串联电容上的过电压，因此能否找到一种经济有效的电

容过电压保护措施, 将影响 CCC/CSCC (特别是 CCC) 的实用化进程。

CCC/CSCC 需要有高性能的滤波器与之配合, 连续可调交流滤波器、有源交流滤波器可以满足这一要求。

1.3.2 基于电压源换流器的新型高压直流 (VSC-HVDC) 输电系统

传统直流输电以半控型功率器件为基础, 电流不能自关断, CCC/CSCC 采用附加接线实现强迫关断, 是对传统直流输电的改进。但是, CCC/CSCC 和传统的直流输电一样, 仍然采用触发相位控制, 只能工作于有源逆变方式。电压源换流器 (Voltage Source Converter, VSC) 以全控型器件为基础, 电流能够自关断, 可以工作在无源逆变方式, 与电网换相换流器有本质的区别, 被认为是未来直流输电中电网换相换流器的理想替代者。ABB 公司率先进行了基于 VSC 的直流输电实验, 并将这一技术称为轻型高压直流 (HVDC Light) 输电^[10]。

1. 基于电压源换流器的直流输电原理

如图 1-13 所示, 设送端、受端换流器均采用 VSC, 则两个换流器具有相同的结构。换流器采用两电平六脉波型, 每个桥臂都由多个绝缘栅双极型晶体管 (IGBT) 或门极关断 (GTO) 晶闸管串联而成。直流侧电容器的作用是为逆变器提供电压支撑、缓冲桥臂关断时的冲击电流、减小直流侧谐波; 换流电抗器是 VSC 与交流侧能量交换的纽带, 同时也起到滤波的作用; 交流滤波器作用是滤去交流侧谐波。

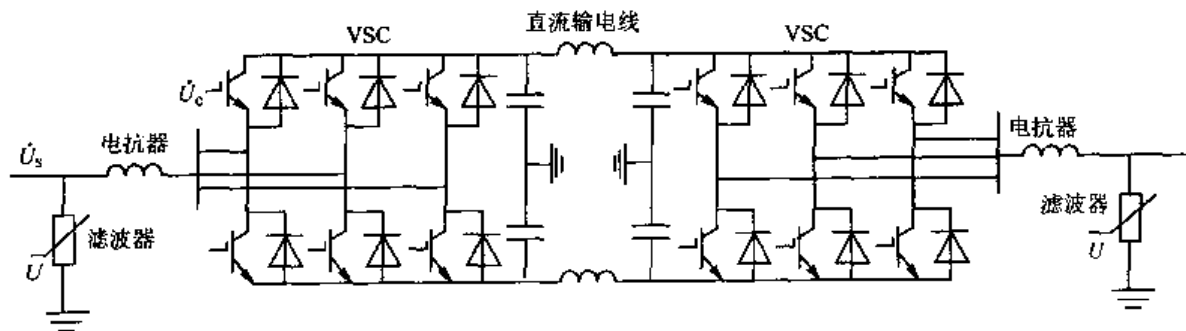


图 1-13 基于 VSC 的新型直流输电

设交流母线电压基波分量为 \dot{U}_s , 换流器输出电压基波分量为 \dot{U}_c 、 \dot{U}_c 滞后于 \dot{U}_s 的角度为 δ , 换流电抗器电抗为 X , 如图 1-13 所示。忽略谐波分量时换流器所吸收的有功功率为

$$P = \frac{U_s U_c}{X} \sin \delta \quad (1-1)$$

所吸收的无功功率为

$$Q = \frac{U_s (U_s - U_c \cos \delta)}{X} \quad (1-2)$$

由式 (1-1) 可见, 有功功率的传输主要取决于 δ , 当 $\delta > 0$ 时, VSC 吸收有功功率, 相当于在传统 HVDC 中做整流器运行; 当 $\delta < 0$ 时, VSC 发出有功功率, 相当于在传统 HVDC 中做逆变器运行。因此通过对 δ 角的控制, 就可以控制直流电流的方向及输送功率的大小。

由式 (1-2) 可见, 无功功率的传输主要取决于 $U_s - U_c \cos \delta$, 当 $U_s - U_c \cos \delta > 0$ 时, VSC 吸收无功功率; 而当 $U_s - U_c \cos \delta < 0$ 时, VSC 发出无功功率。所以, 通过控制 U_c 的大小就可以控制 VSC 发出或吸收的无功功率大小。可见, VSC 不仅能提高功率因数, 而且还能起到静止补偿器 (STATCOM) 的作用: 动态补偿交流母线的无功功率, 稳定交流母线电

压。

2. 新型直流输电的控制方法

在新型直流输电中，VSC 通常采用正弦脉宽调制（SPWM）技术，SPWM 的基本原理是：把给定的正弦波（期望的输出电压波形）与三角载波比较来决定每个桥臂的开通、关断时刻。当直流侧电压恒定时，SPWM 的调制度（正弦给定信号与三角载波幅值之比，在 0~1 的范围内）决定 VSC 输出电压的幅值，正弦给定信号的频率与相位决定 VSC 输出电压的频率与相位。

又由上节分析知，VSC 吸收的有功功率和无功功率分别取决于 VSC 输出电压的相位和幅值，所以通过控制 SPWM 给定正弦信号的相位，就可以控制有功功率的大小及输送方向，通过控制 SPWM 的调制度就可以控制无功功率的大小及性质（容性或感性），从而可以实现对有功功率、无功功率同时且相互独立的调节。

3. 新型直流输电的技术特点

与传统的 HVDC 及 CCC/CSCC 相比，新型直流输电有以下技术特点：

(1) VSC 电流能够自关断，可以工作在无源逆变方式，所以不需要外加的换相电压，受端系统可以是无源网络，克服了传统的 HVDC 受端必须是有源网络的根本缺陷，使利用 HVDC 为远距离的孤立负荷送电成为可能。

(2) 正常运行时 VSC 可以同时且相互独立控制有功功率、无功功率，控制更加灵活方便。而传统 HVDC 中控制量只有触发角，不可能单独控制有功功率或无功功率。

(3) VSC 不仅不需要交流侧提供无功功率，而且能够起到 STATCOM 的作用，动态补偿交流母线的无功功率，稳定交流母线电压。这意味着故障时，如 VSC 容量允许，那么新型直流输电系统既可向故障系统提供有功功率的紧急支援，又可提供无功功率紧急支援，从而既能提高系统的功角稳定性，又能提高系统的电压稳定性。

(4) 潮流反转时，直流电流方向反转，而直流电压极性不变，与传统的 HVDC 恰好相反。这个特点有利于构成既能方便地控制潮流，又有较高可靠性的并联多端直流系统，克服了传统 HVDC 多端系统并联连接时潮流控制不便、串联连接时又影响可靠性的缺点。

(5) 由于 VSC 交流侧电流可以被控制，所以不会增加系统的短路功率。这意味着增加新的新型直流输电线路后，交流系统的保护整定基本不需改变。

(6) VSC 通常采用 SPWM 技术，开关频率相对较高，经过低通滤波后就可得到所需交流电压，可以不用变压器，所需滤波装置容量也大大减小。

(7) VSC-HVDC 的一个固有特征是能够提高系统阻尼，因此 VSC-HVDC 不但不会引起发电机组的次同步振荡，而且还会提高发电机组的次同步振荡阻尼。

参 考 文 献

- 1 全国联网规划深化研究工作组，西电东送规模及区域电网之间电力流向研究，全国联网规划深化研究报告：第二卷，2003
- 2 Povh D, et al. Role of HVDC Transmission in Future Energy Development. IEEE Power Engineering Review, 2000 (2): 10~25
- 3 Reeve J. The Location and Characteristics of Recently Committed DC Transmission Schemes in North America. Proceedings of International Conference on DC Power Transmission, Montreal, Quebec, Canada. 1984

- 4 徐政, 蔡晔, 刘国平. 关于大规模交直流电力系统仿真计算的一些相关问题. 电力系统自动化, 2002, 26 (15): 4~8
- 5 徐政. 免费使用的电磁暂态分析程序——ATP-EMTP 程序介绍. 电网技术, 1999, 23 (7): 64~69
- 6 张桂斌, 徐政. 直流输电技术的新发展. 中国电力, 2000, 33 (3): 32~35
- 7 浙江大学直流输电科研组. 直流输电. 第1版. 北京: 电力工业出版社, 1982
- 8 Sadek K, Pereira M, Brandt D P. Capacitor Commutated Converter Circuit Configurations for DC Transmission. IEEE Trans on Power Delivery, 1998, 13 (4): 1257~1263
- 9 Woodford D A. Solving the Ferroresonance Problem when Compensating a Dc Converter Station with a Series Capacitor. IEEE Trans On Power Systems, 1996, 11 (3): 1325~1331
- 10 Asplund G, Eriksson K et al. DC Transmission Based on Voltage Source Converters. CIGRE Paper, Paris, 1998

第 2 章 交流输电系统的输送能力分析

2.1 引言

关于交流输电的输送能力问题，国内外很多学者进行过研究，并积累了较丰富的文献资料。其中最具有代表性的工作是 St. Clair 在总结 Clark 和 Crary 的研究工作^[1]的基础上于 1953 年提出的一组经验曲线^[2]（通常称为 St. Clair 曲线）。这组曲线描述了输送能力（线路额定输送功率与线路自然功率之比值）与输送距离之间的关系。后来由爱迪生电气研究所^[3]（EEI）和美国电力科学研究院^[4]（EPRI）编写的超、特高压输电线路设计手册皆引用了该曲线。不过此时输送距离已由原来的 400mile[⊖]增加到了 600mile，尽管 St. Clair 曲线得到了非常广泛的应用，但它是建立在大量动模试验和运行经验基础上的，并且是针对 60Hz 电力系统的。我国的情况不同，不能直接套用 St. Clair 曲线，因为系统的额定频率不同，而且我国需要研究的输电距离还大大超过 600mile。本章将采用数学分析的方法，通过对影响输送能力和输送距离的几个主要因素的分析，导出交流输电系统，特别是中长距离交流输电系统的输送能力与输送距离的关系曲线^[5]。

2.2 交流输电系统的数学模型

用于输送能力分析的交流输电系统的数学模型如图 2-1 所示。其中送受端系统分别用相应的正序网络来等值，输电线路采用正序模型。由于超、特高压输电线路工频下的单位长度电阻与电抗之比一般较小（不超过 0.1），因此在分析输电线路的输送能力时，忽略电阻不会对分析结果产生明显的影响。

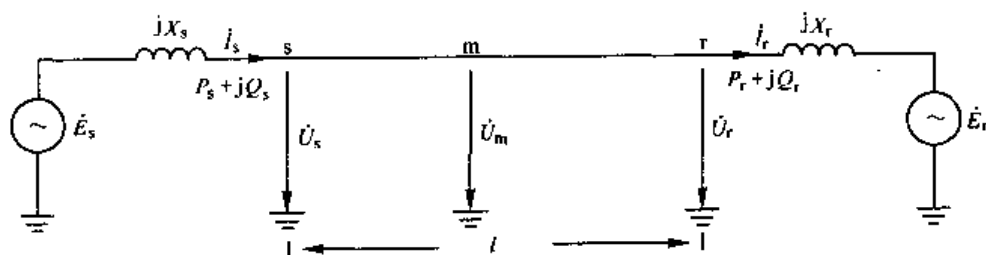


图 2-1 输电系统数学模型

\dot{E}_s —送端系统等值电动势 \dot{E}_r —受端系统等值电动势 X_s —送端系统等值电抗
 X_r —受端系统等值电抗 \dot{U}_s —送端母线电压 \dot{U}_r —受端母线电压
 i_s —送端线路电流 i_r —受端线路电流 $P_s + jQ_s$ —送端功率
 $P_r + jQ_r$ —受端功率 \dot{U}_m —线路终点电压 l —线路长度

⊖ 1 mile = 1609.344m

在假设输电线路无损耗的条件下，描述输电线路基本特性的著名的长线方程变为

$$\dot{U}_s = \dot{U}_r \cos \beta l + j \dot{I}_r Z_0 \sin \beta l \quad (2-1)$$

$$\dot{I}_s = j \dot{U}_r \frac{1}{Z_0} \sin \beta l + \dot{I}_r \cos \beta l \quad (2-2)$$

式中， Z_0 为波阻抗， β 为相位常数：

$$Z_0 = \sqrt{L_0 / C_0} \quad (2-3)$$

$$\beta = \omega / c \approx 0.06^\circ / \text{km} \quad (2-4)$$

式 (2-3) 和式 (2-4) 中， L_0 、 C_0 分别为线路单位长度的电感和电容， ω 为工频角频率， c 为光速。由于

$$\dot{I}_r = \frac{P_r - jQ_r}{\dot{U}_r} \quad (2-5)$$

代入式 (2-1) 有

$$\dot{U}_s = \dot{U}_r \cos \beta l + j Z_0 \sin \beta l \frac{P_r - jQ_r}{\dot{U}_r} \quad (2-6)$$

如果取 \dot{U}_r 为参考轴，即设 r 点的电压相位角为零，并设 \dot{U}_s 与 \dot{U}_r 之间的相位差为 δ ，则 \dot{U}_s 可表达为

$$\dot{U}_s = U_s e^{j\delta} = U_s \cos \delta + j U_s \sin \delta \quad (2-7)$$

令式 (2-6) 和式 (2-7) 的实部和虚部分别相等，则有

$$U_s \cos \delta = U_r \cos \beta l + Z_0 \frac{Q_r}{U_r} \sin \beta l \quad (2-8)$$

$$U_s \sin \delta = Z_0 \frac{P_r}{U_r} \sin \beta l \quad (2-9)$$

从而有

$$P_r = \frac{U_s U_r \sin \delta}{Z_0 \sin \beta l} \quad (2-10)$$

$$Q_r = -\frac{U_r^2}{Z_0} \cot \beta l + \frac{U_s U_r \cos \delta}{Z_0 \sin \beta l} \quad (2-11)$$

由对应关系，容易得到

$$P_s = \frac{U_s U_r \sin \delta}{Z_0 \sin \beta l} = P_r \quad (2-12)$$

$$Q_s = \frac{U_s^2}{Z_0} \cot \beta l - \frac{U_s U_r \cos \delta}{Z_0 \sin \beta l} \quad (2-13)$$

如果分别取线路额定电压和自然功率作为电压基准值和功率基准值，即取

$$U_B = U_{\text{rated}} \quad (2-14)$$

$$S_B = P_0 = \frac{U_{\text{rated}}^2}{Z_0} = \frac{U_B^2}{Z_0} \quad (2-15)$$

则输送功率的标么值方程（这里用小写字母表示标么值）分别为

$$p = p_s = p_r = \frac{P_s}{P_0} = \frac{P_r}{P_0} = u_s u_r \frac{\sin \delta}{\sin \beta l} \quad (2-16)$$

$$q_s = \frac{Q_s}{P_0} = u_s^2 \cot \beta l - u_s u_r \frac{\cos \delta}{\sin \beta l} \quad (2-17)$$

$$q_r = \frac{Q_r}{P_0} = -u_r^2 \cot \beta l + u_s u_r \frac{\cos \delta}{\sin \beta l} \quad (2-18)$$

式中 u_s 、 u_r 为送受端电压标么值。

设送端系统和受端系统的短路容量分别为 S_{scr_s} 和 S_{scr_r} ，并定义送端系统和受端系统的短路比分别为

$$scr_s = \frac{S_{scr_s}}{P_0} \quad (2-19)$$

$$scr_r = \frac{S_{scr_r}}{P_0} \quad (2-20)$$

则送端系统和受端系统的等值电抗 X_s 和 X_r 的标么值可表达为

$$x_s \approx \frac{1}{scr_s} \quad (2-21)$$

$$x_r \approx \frac{1}{scr_r} \quad (2-22)$$

因此，短路比 scr_s 和 scr_r 实际上表达了送受端交流系统的电气强度。显然， scr 越大，系统的等值电抗越小，系统就越强。参照图 2-1，仍设 r 点的电压相位角为零，可以推得送端系统等值电动势标么值和相位角分别为

$$e_s \approx u_s + \frac{q_s}{u_s scr_s} \quad (2-23)$$

$$\delta_s \approx \delta + \arctan \frac{p_s}{u_s^2 scr_s} \quad (2-24)$$

受端系统等值电动势标么值和相位角分别为

$$e_r \approx u_r - \frac{q_r}{u_r scr_r} \quad (2-25)$$

$$\delta_r \approx -\arctan \frac{p_r}{u_r^2 scr_r} \quad (2-26)$$

由此得出送受端系统等值电动势 \dot{E}_s 和 \dot{E}_r 间的相位差角为

$$\delta_{sr} = \delta_s - \delta_r \approx \delta + \arctan \frac{p_s}{u_s^2 scr_s} + \arctan \frac{p_r}{u_r^2 scr_r} \quad (2-27)$$

2.3 限制交流输电系统输送能力的基本因素

超、特高压交流输电系统正常运行的两个基本条件是：

- (1) 输电系统中的主要同步电机稳定地保持同步；
- (2) 输电线路上各点的电压必须保持在额定电压附近。

就对线路输送能力的影响而论，上述第一个条件实际上为功角稳定性问题，而第二个条件是无功控制问题。因此，功角稳定性问题和无功控制问题构成了限制超、特高压交流输电系统输送能力的两个基本因素。通常在电压等级较低的输电系统（如 110kV 及以下）中需要考虑的发热限制和电阻损耗，在超、特高压交流输电系统中并不对输送能力构成限制。因为在超高压，特别是特高压输电的情况下，对环境的影响因素，如电晕放电、电场效应和磁场效应等，决定了线路的设计，而由此导致线路热容量将大大超过网络允许的线路输送功率所要求的热容量。而从另一方面考虑，发热限制和电阻损耗实际上是一个导线选择问题，而不属于线路运行问题。

2.3.1 交流输电系统的功角稳定性问题

对于图 2-1 所示的交流输电系统模型，输送功率标么值 p 如用两端系统等值电动势的标么值和相位角来表达，则可表示为

$$p \approx \frac{e_s e_r}{\left(\frac{1}{scr_s} + \frac{1}{scr_r}\right) \cos \beta l + \left(1 - \frac{1}{scr_s scr_r}\right) \sin \beta l} \sin \delta_{sr} \quad (2-28)$$

如果 e_s 和 e_r 恒定，输送距离确定，则输送功率 p 将随 δ_{sr} 的增大而增大。显然当 $\delta_{sr} = 90^\circ$ 时，输送功率 p 达到最大值，同时也达到静态稳定极限。出于对暂态稳定的考虑，输送功率 p 通常应限制在明显低于静态稳定极限的水平。

输电系统的稳定性限制通常用静态稳定储备系数来表示。静态稳定储备系数定义为

$$K_p = \frac{P_{\max} - P_{\text{rated}}}{P_{\text{rated}}} \times 100\% \quad (2-29)$$

式中 P_{\max} 为输电系统可能输送的最大功率极限， P_{rated} 为输电系统的额定允许输送功率。

根据式 (2-28)，静态稳定储备系数实际上决定于送受端系统等值电动势 \dot{E}_s 和 \dot{E}_r 间的额定相位差角 $\delta_{sr, \text{rated}}$ ，因为存在

$$K_p = \frac{1 - \sin \delta_{sr, \text{rated}}}{\sin \delta_{sr, \text{rated}}} \times 100\% \quad (2-30)$$

至于静态稳定储备系数的取值，电力系统安全稳定导则规定 K_p 应取 15% ~ 20%。出于对超、特高压输电系统在整个电力系统中的重要性的考虑， K_p 取较高的值是合理的。

2.3.2 交流输电系统的电压和无功控制问题

交流输电系统的无功功率控制问题，实际上是各种无功补偿装置的合理配置问题。对于短距离输电（200 km 及以下），限制输送能力的主要因素是无功不足，因为在短距离情况下，由静态稳定储备系数所确定的输送功率可以达到线路自然功率的 3 倍甚至 4 倍以上。这时，线路电感消耗的无功比线路电容的充电无功大出 10 倍以上，为了维持线路两端的电压水平，两端系统必须提供足够大的无功功率。如果两端系统不能提供这样大的无功功率以维持线路两端的电压水平，那么只有减少线路的输送功率直到两端系统提供的无功功率满足线路消耗的无功要求为止。

对于中、长距离输电系统，电压和无功控制主要应考虑以下三个问题：

(1) 线路轻负荷或空负荷时两端系统应吸收的无功功率。

(2) 线路轻负荷或空负荷时线路中点的运行电压不应超过线路的最高允许运行电压。我国规定的最高允许运行电压一般是额定电压的 1.1 倍。

(3) 线路末端三相开路时由电容效应引起的线路首端和末端工频电压升高应限制在较低的范围之内。一般规定^[6]，线路首端的工频电压升高应限制在 1.25 ~ 1.3 倍之内，线路末端的工频电压升高应限制在 1.4 ~ 1.5 倍之内。由于对降低超、特高压输电系统绝缘水平的要求越来越高，因此限制超、特高压输电系统的工频电压升高在较小的范围内是合理的。

2.4 根据功角稳定性条件决定交流线路输送能力

一旦给定输电系统的运行性能指标，则根据前面导出的计算公式，容易求出输送功率与输送距离的关系曲线。典型的运行性能指标为

(1) 静态稳定储备系数 K_p 取 30%，相当于两端系统等值电动势之间的额定相位差角 $\delta_{sr, rated}$ 为 50.3° ；

(2) 线路两端电压 u_s 和 u_r 取额定值，即取 1。

对于确定的输送距离 l ，输送能力与输送距离的关系可按如下方法求出：

1) 首先假定某输送功率 p 作为初始值；

2) 由式 (2-16)、式 (2-17) 和式 (2-18) 计算出 δ 、 q_s 和 q_r ；

3) 根据 p 、 δ 、 q_s 和 q_r ，再由式 (2-23) ~ 式 (2-27) 计算出 δ_{sr} ；

4) 比较 δ_{sr} 是否等于 $\delta_{sr, rated}$ (50.3°)，若是，则计算结束，否则根据 δ_{sr} 的大小调整输送功率 p 的大小；

5) 重复步骤 2) ~ 步骤 4) 直到 δ_{sr} 的值刚好等于 $\delta_{sr, rated}$ (50.3°)。

当输电线路无补偿时，在假定两端系统短路比 scr 相同的条件下，线路输送能力与输送距离的关系曲线如图 2-2 所示。

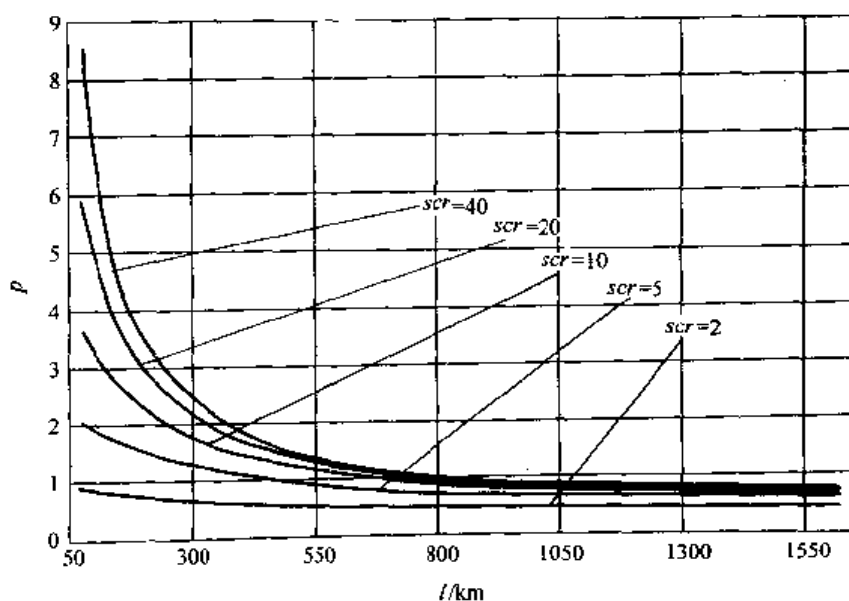


图 2-2 输送能力与输送距离的关系曲线 (线路无补偿)

根据图 2-2, 可以得出如下几点结论:

(1) 当输送距离给定时, 输送能力决定于两端系统的电气强度, 即短路比。两端系统越强, 则输送能力越强。这在线路较短时非常明显, 而随着输送距离的增长, 差别逐渐变小。

(2) 若 scr 小于 5, 则输送距离达到 500km 时, 输送能力已下降到小于线路的自然功率。对于很大的短路比, 例如两端系统的 scr 都等于 40, 当输送距离大于 800km 以后, 输送能力也下降到小于线路的自然功率。

(3) 当线路输送能力定义为输送功率与线路自然功率的比值时, 其输送能力并不随电压等级而变化, 即并不是电压等级越高, 输送能力就越强。通常认为电压等级越高输送距离越远, 是指线路输送功率的绝对值, 而并不是其输送能力。因为电压等级越高, 其自然功率就越大, 对应同样的输送能力, 其输送功率的绝对值就大些。

(4) 一般认为, 输送能力小于自然功率是不经济的。因此, 仅仅从功角稳定性方面考虑, 不加任何补偿的输电线路, 很难胜任远距离 (例如超过 800km) 输电的任务。

顺便指出, 图 2-2 是假定两端系统有相同的短路比下导出的。若两端系统短路比不同, 则可取两端系统短路比的调和平均作为两端系统的等效平均短路比 (等效的意义是针对功角稳定性而言的), 再利用图 2-2 确定相应的输送能力。

$$scr_{av} \approx \frac{2 scr_s scr_r}{scr_s + scr_r} \quad (2-31)$$

为了提高线路的输送能力, 实现大功率远距离输电的目的, 一般都对输电线路进行补偿。线路补偿的方法分为串联电容补偿和并联电容或电抗补偿。对于长距离输电, 并联补偿一般采用电抗补偿。下面讨论补偿方法对输送能力的影响。

假设线路均匀补偿, 并用 k_{sh} 和 k_{sc} 分别表示线路的并联电抗补偿度和串联电容补偿度。当然实际线路并非均匀补偿, 但在分析线路输送能力时, 采用均匀补偿所得的结果与实际情况误差一般不会超过 5%。采用补偿以后, 线路输送功率的标幺值方程分别变为

$$p' = p'_s = p'_r = \sqrt{\frac{1 - k_{sh}}{1 - k_{sc}}} \frac{u_s u_r \sin \delta}{\sin [\beta l \sqrt{(1 - k_{sh})(1 - k_{sc})}]} \quad (2-32)$$

$$q'_s = \sqrt{\frac{1 - k_{sh}}{1 - k_{sc}}} \left\{ u_s^2 \cot [\beta l \sqrt{(1 - k_{sh})(1 - k_{sc})}] - \frac{u_s u_r \cos \delta}{\sin [\beta l \sqrt{(1 - k_{sh})(1 - k_{sc})}]} \right\} \quad (2-33)$$

$$q'_r = \sqrt{\frac{1 - k_{sh}}{1 - k_{sc}}} \left\{ -u_r^2 \cot [\beta l \sqrt{(1 - k_{sh})(1 - k_{sc})}] + \frac{u_s u_r \cos \delta}{\sin [\beta l \sqrt{(1 - k_{sh})(1 - k_{sc})}]} \right\} \quad (2-34)$$

2.4.1 并联电抗补偿对输送能力的影响

在无串联电容补偿的情况下, 改变并联电抗补偿度 k_{sh} 从 0% 到 75%, 按 2.4 节给出的线路典型运行性能指标分别计算输送能力与输送距离之间的关系。发现输送能力与输送距离之间的关系对并联补偿度 k_{sh} 很不敏感。 k_{sh} 取 75% 时输送能力与输送距离的关系曲线, 与图 2-2 所示的 k_{sh} 取 0% 时相应的关系曲线差别很小。如果分别固定串联电容补偿度 k_{sc} 为不同的值, 而改变 k_{sh} 的值进行计算, 发现上述结果仍然成立, 因此可以得出结论: 并联电抗补偿

对输送能力没有显著影响。但应该指出，并联电抗补偿对线路两端系统提供的无功功率有很大影响，而且并联电抗补偿是输电系统实现电压和无功控制的一项基本手段。

2.4.2 串联电容补偿对输送能力的影响

由于并联电抗补偿对输送能力没有显著影响，因此在讨论串联电容补偿对输送能力的影响时，假设并联电抗补偿度 k_{sh} 等于 0。当串联电容补偿度 k_{sc} 取 20%、40%、60% 和 80% 时，按 2.4 节给出的线路典型运行性能指标计算得到的输送能力分别如图 2-3 ~ 图 2-6 所示。

由图 2-3 ~ 图 2-6 可以看出，串联补偿可以大大提高线路的输送能力。例如，对于平均短路比为 20 的两端系统，输送距离为 1000km 时，串联补偿度为 60% 与无串补相比，输送能力可提高一倍。不过，由于可能导致谐振等问题， k_{sc} 大于 80% 的串联补偿度一般不宜采用。

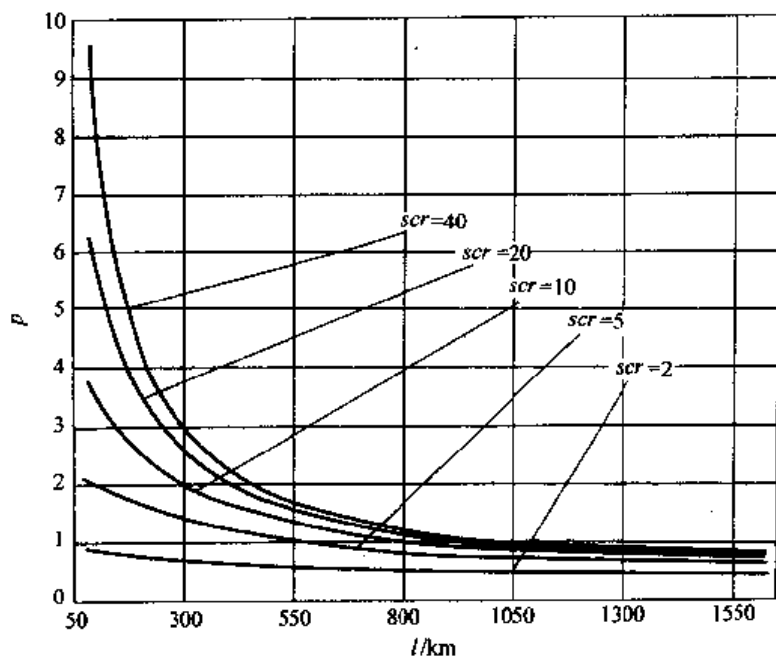


图 2-3 输送能力与输送距离的关系曲线 (线路串联补偿 20%)

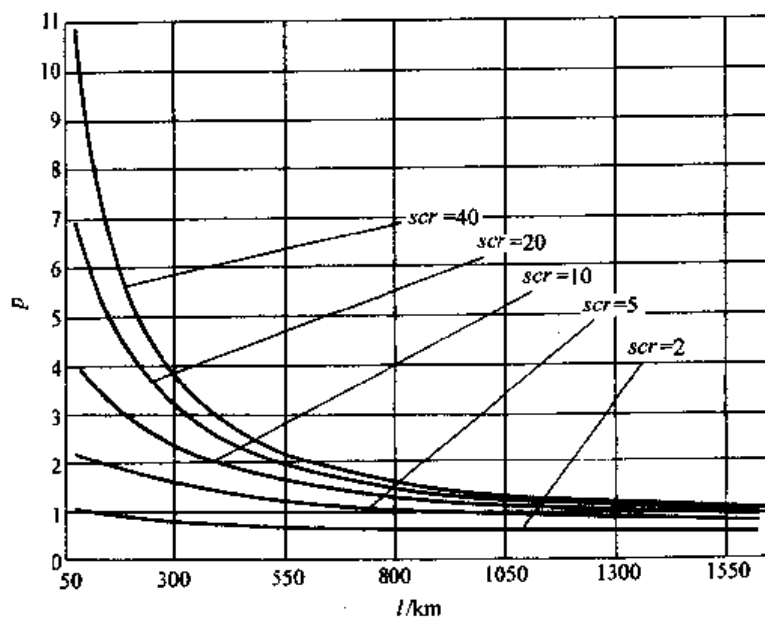


图 2-4 输送能力与输送距离的关系曲线 (线路串联补偿 40%)

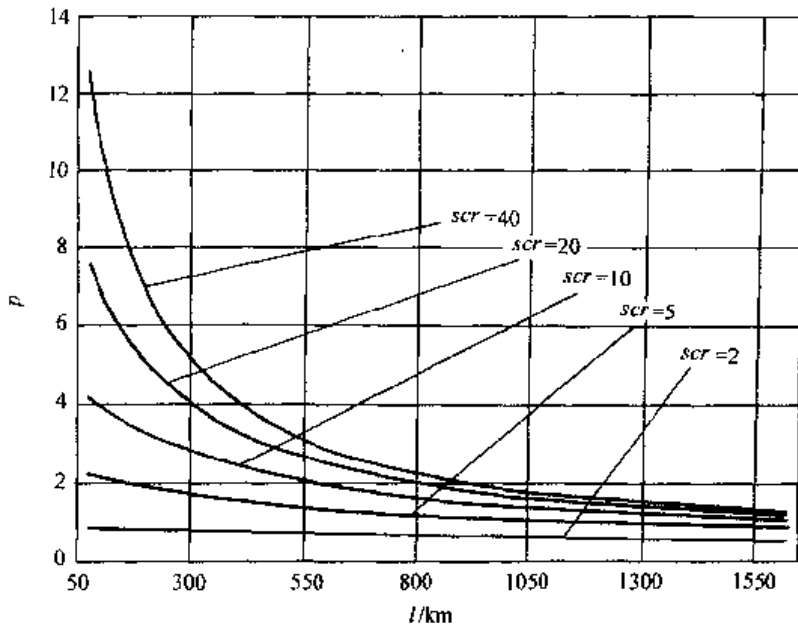


图 2-5 输送能力与输送距离的关系曲线 (线路串联补偿 60%)

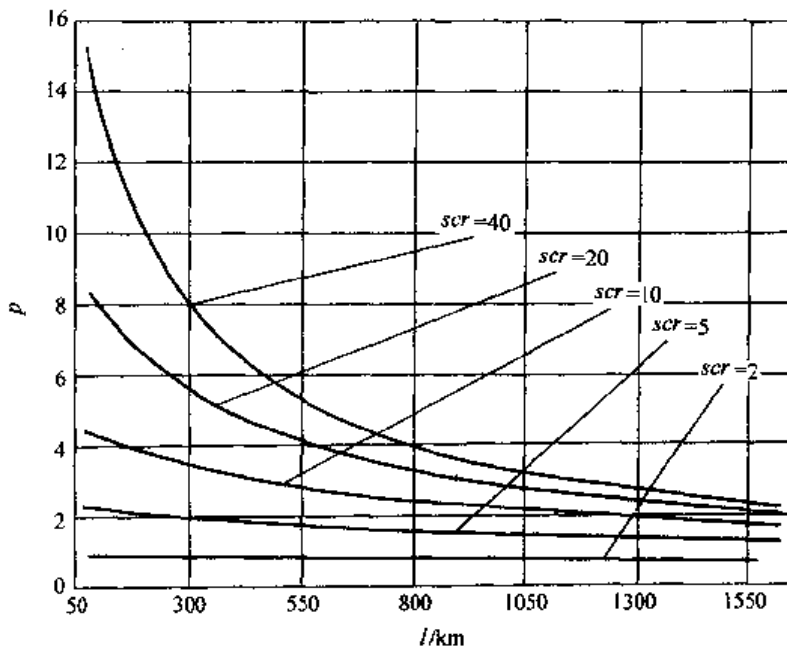


图 2-6 输送能力与输送距离的关系曲线 (线路串联补偿 80%)

2.5 交流输电线路的输送能力与所消耗无功及线路两端相角差的关系

如前所述,对于长距离交流输电系统,限制其输送能力的主要因素是功角稳定问题。而对于短距离交流输电系统(200km及以下),限制其输送能力的主要因素是无功不足。以下研究交流输电线路的输送能力与所消耗无功功率的关系。根据式(2-16)~式(2-17)和式(2-32)~式(2-34),可以分别计算出无补偿线路和有补偿线路所消耗的无功功率与其输送能力之间的关系。计算条件为当线路长度小于200km时,线路既无串联补偿,也无并联补偿;当线路长度大于200km时,线路的并联电抗补偿度 K_{sh} 取固定值90%,串联补偿度 K_{sc}

从0%到60%取不同的值。当保持线路两端电压 U_s 和 U_r 为额定值时,不同输送能力下两端交流系统应分别供给线路的无功功率如图2-7~图2-14所示。

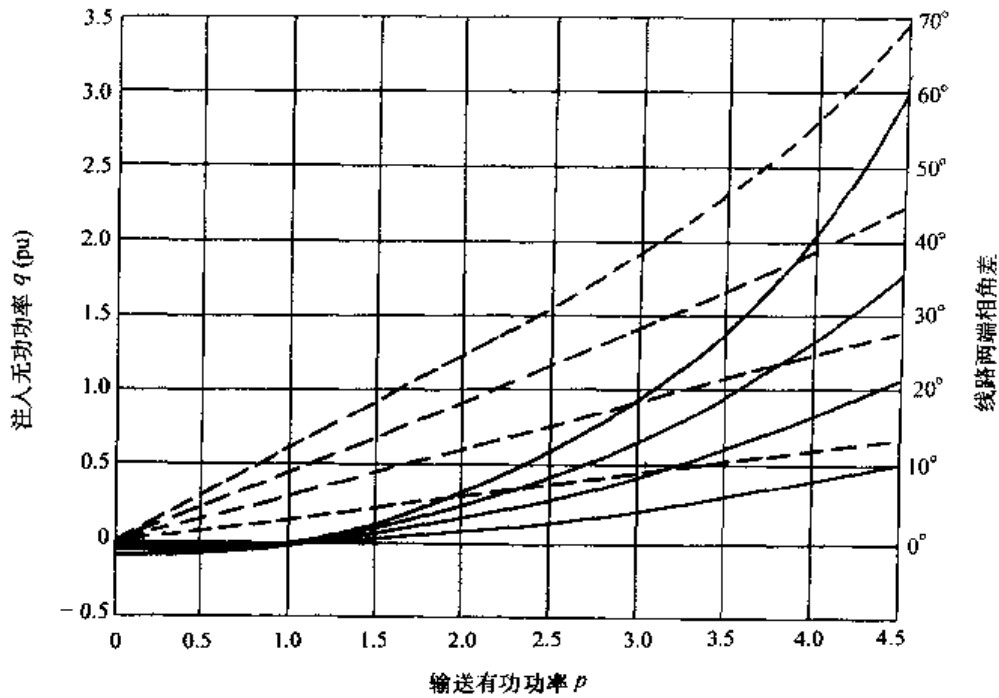


图2-7 输送能力与交流系统注入无功功率及线路两端相角差之间的关系曲线

注:1. 考察线路长度变化时的情况,线路两端电压为1, $K_{sc}=0\%$, $K_{sh}=0\%$ 。

2. 虚线为线路两端相角差,实线为两端系统各注入的无功,从下往上线路长度分别为50km, 100km, 150km, 200km。

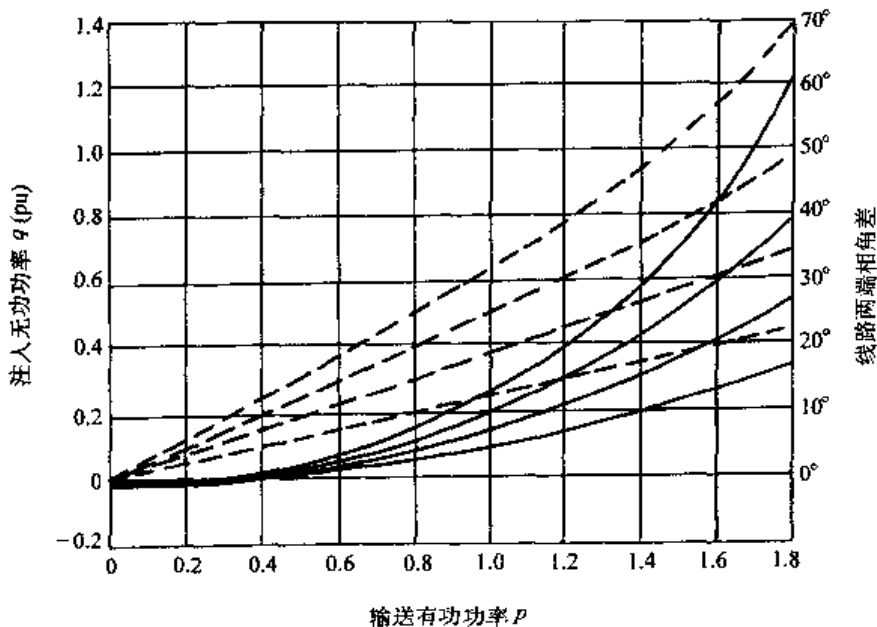


图2-8 输送能力与交流系统注入无功功率及线路两端相角差之间的关系曲线

注:1. 考察线路长度变化时的情况,线路两端电压为1, $K_{sc}=0\%$, $K_{sh}=90\%$ 。

2. 虚线为线路两端相角差,实线为两端系统各注入的无功,从下往上线路长度分别为200km, 300km, 400km, 500km。

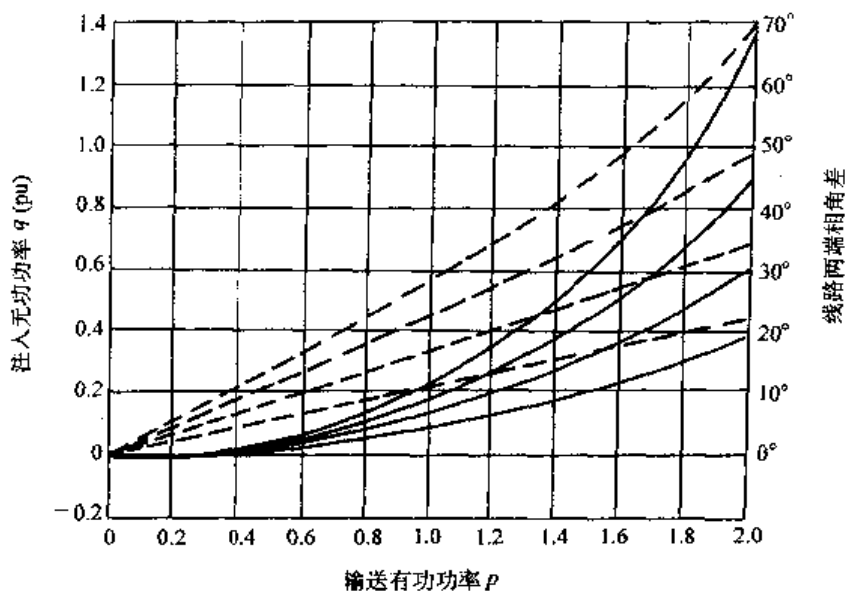


图 2-9 输送能力与交流系统注入无功功率及线路两端相角差之间的关系曲线

注：1. 考察线路长度变化时的情况，线路两端电压为 1， $K_{sc} = 10\%$ ， $K_{sh} = 90\%$ 。

2. 虚线为线路两端相角差，实线为两端系统各注入的无功，从下往上线路长度分别为 200km，300km，400km，500km。

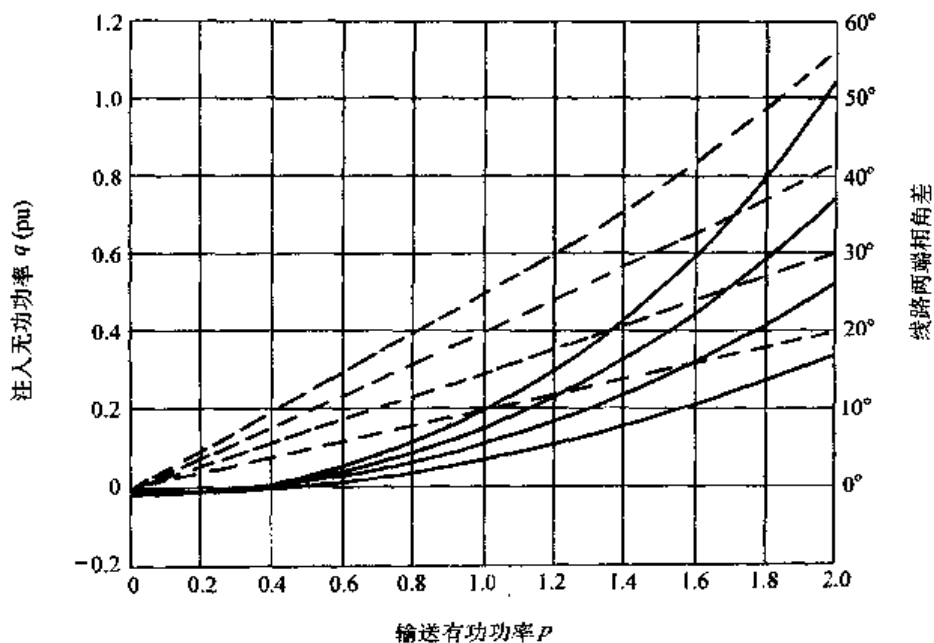


图 2-10 输送能力与交流系统注入无功功率及线路两端相角差之间的关系曲线

注：1. 考察线路长度变化时的情况，线路两端电压为 1， $K_{sc} = 20\%$ ， $K_{sh} = 90\%$ 。

2. 虚线为线路两端相角差，实线为两端系统各注入的无功，从下往上线路长度分别为 200km，300km，400km，500km。

由图 2-7 ~ 图 2-14 可以看出，对于确定的输电距离，线路输送的有功功率与所消耗的无功功率之间存在着很强的非线性关系，消耗的无功功率的增长速度大大高于输送的有功功率的增长速度。例如由图 2-7 可以看出，若线路长度为 150km（对应从下往上第 3 条曲线），则当输送功率为 2 倍的自然功率时，两端系统所提供的无功功率分别约为 0.25 倍的自然功率，

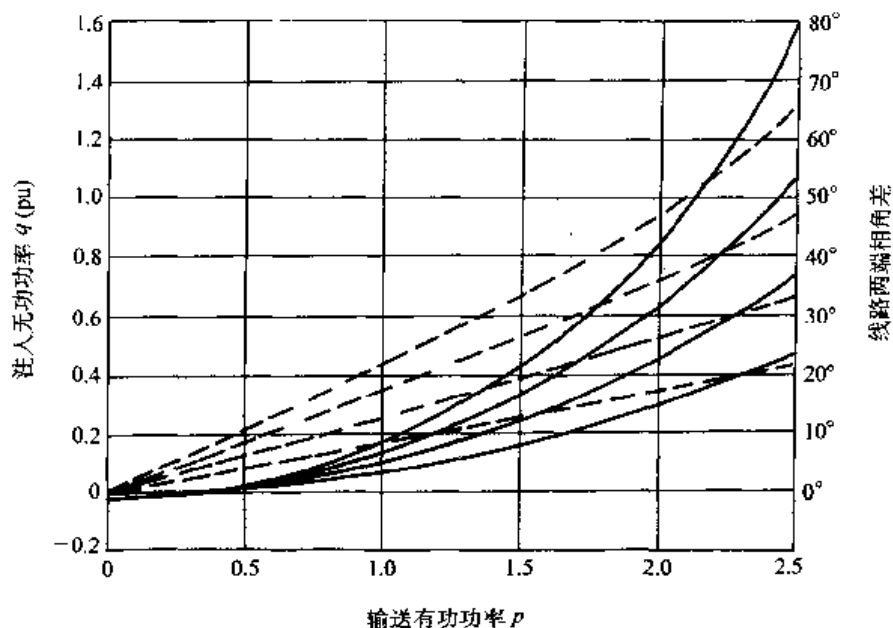


图 2-11 输送能力与交流系统注入无功功率及线路两端相角差之间的关系曲线

注：1. 考察线路长度变化时的情况，线路两端电压为 1， $K_{se} = 30\%$ ， $K_{sh} = 90\%$ 。

2. 虚线为线路两端相角差，实线为两端系统各注入的无功，从下往上线路长度分别为 200km，300km，400km，500km。

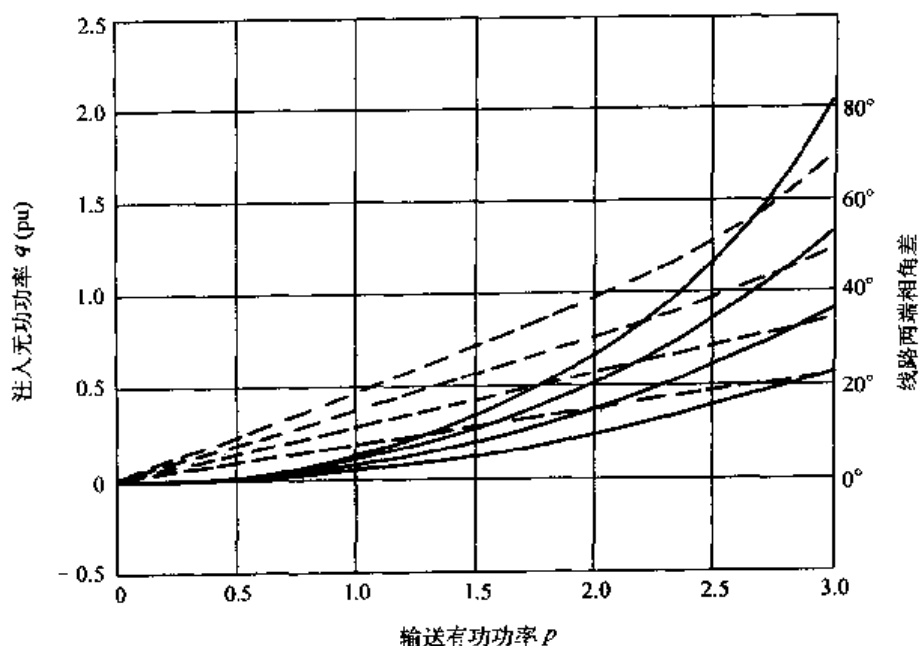


图 2-12 输送能力与交流系统注入无功功率及线路两端相角差之间的关系曲线

注：1. 考察线路长度变化时的情况，线路两端电压为 1， $K_{se} = 40\%$ ， $K_{sh} = 90\%$ 。

2. 虚线为线路两端相角差，实线为两端系统各注入的无功，从下往上线路长度分别为 200km，300km，400km，500km。

即线路消耗的总无功功率为 0.5 倍的自然功率；而当输送功率增加到 4 倍的自然功率时，两端系统所提供的无功功率分别为约 1.3 倍的自然功率，即线路消耗的总无功功率为 2.6 倍的自然功率。可以看出，本例子中对应输送功率提高 1 倍，线路所消耗的无功功率提高约 4

倍。

另外，图 2-8 ~ 图 2-14 也能近似反映出交流输电线路输送能力与串联补偿度之间的关系。通常，只知道输电线路本身而不清楚两端交流系统的具体信息时，工程上的经验做法是

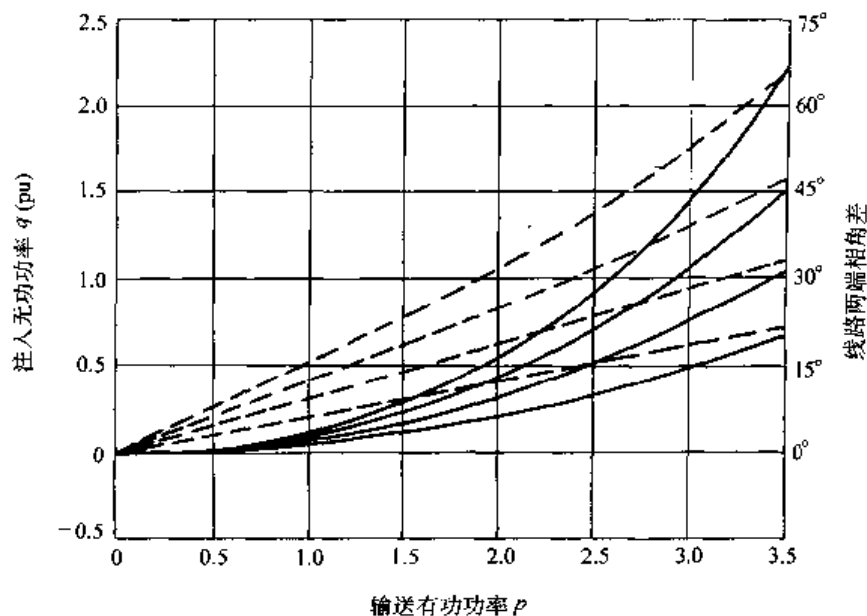


图 2-13 输送能力与交流系统注入无功功率及线路两端相角差之间的关系曲线

注：1. 考察线路长度变化时的情况，线路两端电压为 1， $K_{sc} = 50\%$ ， $K_{sh} = 90\%$ 。

2. 虚线为线路两端相角差，实线为两端系统各注入的无功，从下往上线路长度分别为 200km，300km，400km，500km。

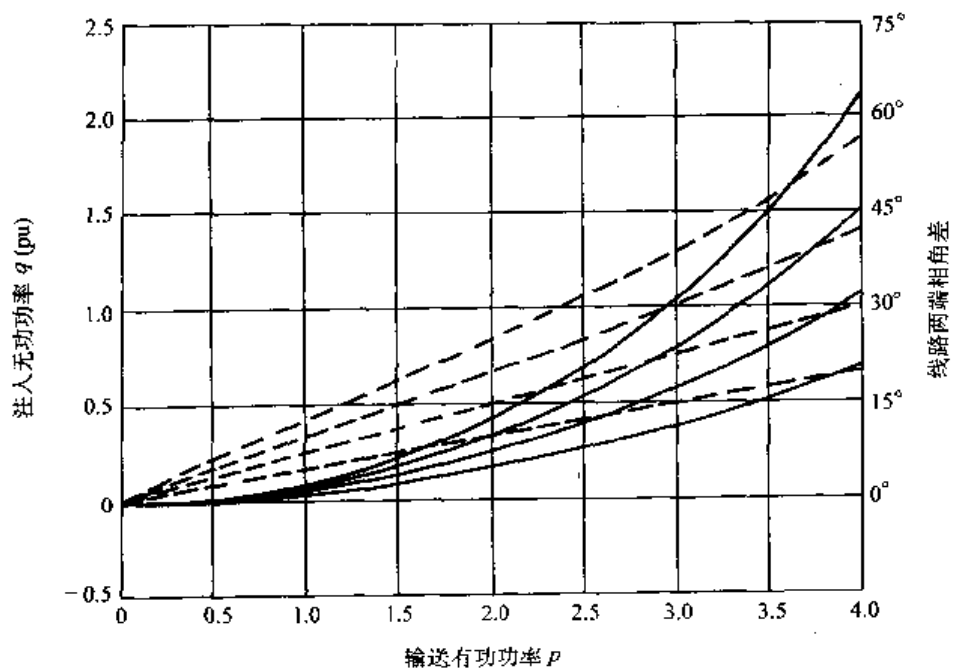


图 2-14 输送能力与交流系统注入无功功率及线路两端相角差之间的关系曲线

注：1. 考察线路长度变化时的情况，线路两端电压为 1， $K_{sc} = 60\%$ ， $K_{sh} = 90\%$ 。

2. 虚线为线路两端相角差，实线为两端系统各注入的无功，从下往上线路长度分别为 200km，300km，400km，500km。

认为当线路两端的相角差达到 30° 时线路达到输送功率的功角稳定极限。如果按此经验做法, 对应长度为 500km 的输电线路, 当无串联补偿时, 由图 2-8 可以看出其输送能力约为 0.95; 当加 10% 的串联补偿时, 由图 2-9 可以看出其输送能力约为 1.05; 当加 20% 的串联补偿时, 由图 2-10 可以看出其输送能力约为 1.2; 当加 30% 的串联补偿时, 由图 2-11 可以看出其输送能力约为 1.35; 当加 40% 的串联补偿时, 由图 2-12 可以看出其输送能力约为 1.6; 当加 50% 的串联补偿时, 由图 2-13 可以看出其输送能力约为 1.9; 当加 60% 的串联补偿时, 由图 2-14 可以看出其输送能力约为 2.3。

2.5.1 线路两端取不同电压值时输送能力与所消耗无功及线路两端相角差的关系

上面分析了线路两端电压 u_s 和 u_r 取额定值时对应不同输送能力两端交流系统应分别提供给线路的无功功率。下面分析当线路两端电压 u_s 和 u_r 取不同值时线路输送能力与所消耗无功功率之间的关系。图 2-15 ~ 图 2-17 给出了当 u_s 和 u_r 取 0.7 到 1.1 之间不同值时输送能力与交流系统注入无功及线路两端相角差之间的关系曲线。根据图 2-15 ~ 图 2-17, 不管是长线路还是短线路, 也不管线路有无补偿, 都可以得出两个普遍性的结论:

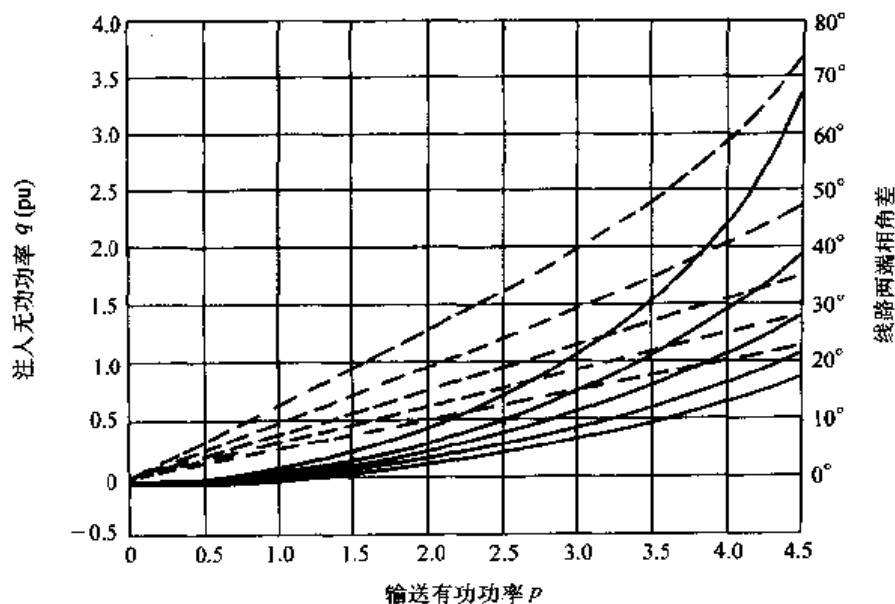


图 2-15 输送能力与交流系统注入无功及线路两端相角差之间的关系曲线

注: 1. 考察线路两端电压变化时的情况, $l = 100\text{km}$, $K_{sc} = 0\%$, $K_{sh} = 0\%$ 。

2. 虚线为线路两端相角差, 实线为两端系统各注入的无功, 从下往上对应线路两端电压分别为 1.1, 1.0, 0.9, 0.8, 0.7。

(1) 线路两端的电压越低, 则输送同样功率时消耗的无功越大。例如对于长度为 200km 无任何补偿的输电线路, 若输送功率为 1.5 倍的自然功率, 则根据图 2-16, 当线路两端的电压为 1.1 时, 线路两端系统需分别供给线路的无功功率为 0.07, 当线路两端电压为 1.0 时, 线路两端系统需分别供给线路的无功功率为 0.13, 当线路两端电压为 0.9 时, 线路两端系统需分别供给线路的无功功率为 0.22, 当线路两端电压为 0.8 时, 线路两端系统需分别供给线路的无功功率为 0.32, 当线路两端电压为 0.7 时, 线路两端系统需分别供给线路的无功功率为 0.49。

(2) 线路两端的电压越低, 则输送同样功率时线路两端的相角差越大。例如对于长度为

200km 无任何补偿的输电线路，若输送功率为 1.5 倍的自然功率，则根据图 2-16，当线路两端的电压为 1.1 时，线路两端相角差为 14.9° ，当线路两端电压为 1.0 时，线路两端相角差为 18.2° ，当线路两端电压为 0.9 时，线路两端相角差为 22.6° ，当线路两端电压为 0.8 时，线路两端相角差为 29.2° ，当线路两端电压为 0.7 时，线路两端相角差为 39.5° 。

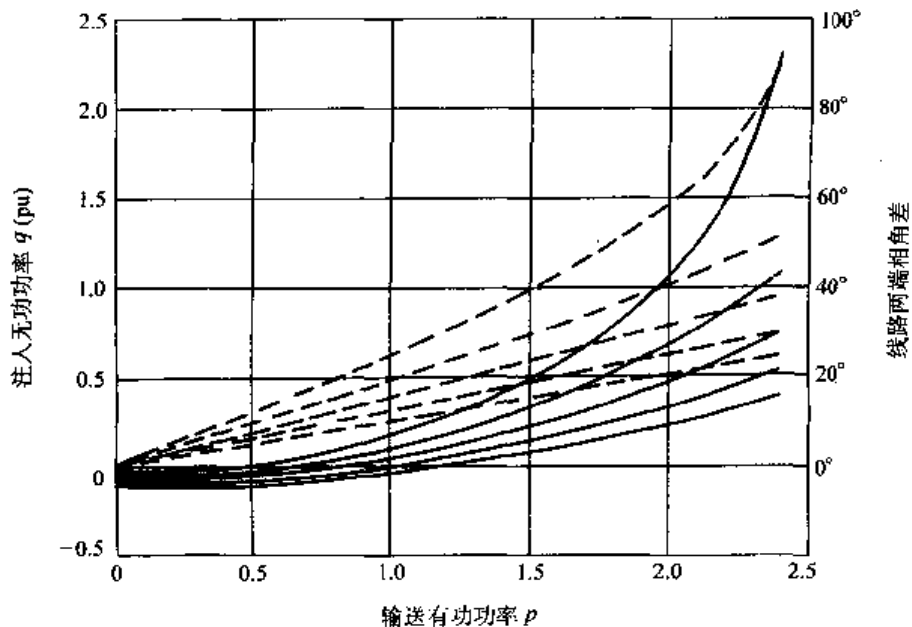


图 2-16 输送能力与交流系统注入无功及线路两端相角差之间的关系曲线

注：1. 考察线路两端电压变化时的情况， $l=200\text{km}$ ， $K_{\text{os}}=0\%$ ， $K_{\text{sh}}=0\%$ 。

2. 虚线为线路两端相角差，实线为两端系统各注入的无功，从下往上对应线路两端电压分别为 1.1, 1.0, 0.9, 0.8, 0.7。

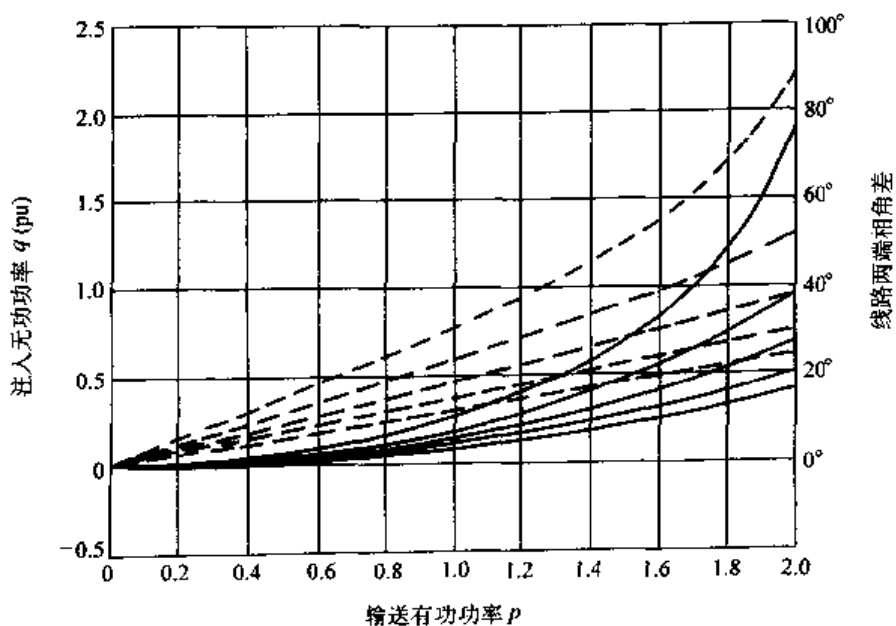


图 2-17 输送能力与交流系统注入无功及线路两端相角差之间的关系曲线

注：1. 考察线路两端电压变化时的情况， $l=400\text{km}$ ， $K_{\text{os}}=40\%$ ， $K_{\text{sh}}=90\%$ 。

2. 虚线为线路两端相角差，实线为两端系统各注入的无功，从下往上对应线路两端电压分别为 1.1, 1.0, 0.9, 0.8, 0.7。

2.5.2 电力系统电压崩溃及其相关现象的机理分析

根据 2.5.1 得出的两点结论, 可以给出电力系统电压崩溃的物理机理, 同时也可以解释为什么电压崩溃总是与功角失稳相伴而生。这里起关键作用的是两个因素: 一是电力系统的无功电源储备; 二是电力系统的负荷特性。

首先对单条线路情况分析电压崩溃过程:

(1) 不管是由于受端系统负荷突增, 还是由于并列运行输电线路断开引起功率转移, 或者由于其他原因, 致使待研输电线路输送功率突增时, 必然导致送端和受端向待研输电线路提供更多的无功功率;

(2) 如果输电线路两端有足够的无功电源储备, 那么电压可以维持, 系统没有问题;

(3) 如果输电线路的某一端没有足够的无功电源储备, 不妨假设为受端没有足够的无功电源储备, 那么受端所需的无功必然从远方传输过来, 这样必然导致受端的电压降低;

(4) 如果受端负荷的负荷特性能够在受端电压降低时使有功和无功减少足够的量, 从而使待研输电线路的输送功率也能减少足够的量, 从而能使受端在较低的电压下达到无功的平衡, 那么系统也没有问题;

(5) 但如果受端负荷的负荷特性不能够在受端电压降低时使有功和无功减少足够的量, 为简化分析不妨假设极端情况, 如受端负荷不随电压而变化, 那么待研输电线路的输送功率就不会减小, 对于同样的输送功率当受端电压降低时就要求受端供给输电线路更多的无功功率, 从而使受端的电压更低, 这是一个正反馈过程, 最终导致受端电压崩溃。

在上述 (5) 中要求受端供给输电线路更多无功从而使受端电压不断降低, 随着电压的降低, 待研输电线路两端的相角差也不断拉大, 到一定时候就导致功角失稳。因此电压崩溃总是与功角失稳相伴而生, 交织发展, 最终导致系统瓦解。

负荷集中的受端系统的电压崩溃机理, 与上述单条线路的情况基本类似。当电力系统运行于重载情况下时, 由于负荷突增或系统元件故障使输电线路的荷载进一步加剧时, 必然导致无功功率消耗的大幅度增加, 如果此时系统没有足够的无功电源储备, 必然使电压下降; 如果负荷特性不能使无功在较低的电压水平上平衡, 就会出现无功消耗与电压下降的一个正反馈过程, 最终导致电压崩溃; 在电压不断降低的过程中, 机组之间的相位角也不断拉开, 到一定时候就出现功角失稳。

2.6 应用实例

假设西南水电基地向华中电网送电 7000MW, 输送距离 1100km, 输电方式为交流输电, 要求选择输电方案。

根据 2.4 节的分析, 1100km 时各电压级的输送能力如表 2-1 所示。各电压级的波阻抗和自然功率列于表 2-2。由此得出可能的输送方案如表 2-3 所示。

表 2-1 输送距离为 1100km 时各电压级的输送能力

电压/kV	I_{lim} /kA	scr_s	I_{scr} /kA	scr_r	各串补度下的输送能力 p				
					0%	20%	40%	60%	80%
500	25	21.4	40	34.3	0.80	0.94	1.18	1.63	2.81
765	16	9.29	26	15.1	0.74	0.86	1.06	1.40	2.18

(续)

电压/kV	I_{scs} /kA	scr_s	I_{scr} /kA	scr_r	各串补度下的输送能力 p				
					0%	20%	40%	60%	80%
1100	11	3.99	18	6.53	0.62	0.70	0.82	1.02	1.35
1500	8	2.08	13	3.37	0.46	0.50	0.56	0.65	0.76

注： I_{scs} 和 I_{scr} 分别为假定的送端母线三相额定短路电流。

表 2-2 典型超、特高压输电线路参数^[7]

电压/kV	500			765		1100		1500
导线排列结构	水平	垂直	三角	水平	三角	水平	三角	水平
波阻抗/ Ω	287	235	247	258	257	232	231	225
自然功率/MW	870	1060	1010	2270	2280	5220	5250	10000

表 2-3 满足输电要求的不同电压等级应采用的回路数

串补度	500 kV	765 kV	1100 kV	1500 kV
0%	9	5	3	2
20%	8	4	2	2
40%	6	3	2	2
60%	5	3	2	1
80%	3	2	1	1

由上可见，对于 500kV 和 1100kV 的输电方案的选择，若采用 500kV 电压级，合理的输电方案是采用 40% 的串联电容补偿，用 6 回线可以满足输电要求；若采用 1100kV 电压级，关键的问题是要看 1100kV 电压等级能否成网以及需要多长时间才能成网。如果 1100kV 电压级仅作为 500kV 电压等级的大区电网之间的联络线电压，那么由表 2-1 可见，即使串联补偿达到 50%，其输送能力也达不到线路的自然功率。而且这种情况带有普遍性，因为跨接于两个 500kV 电网之间的 1100kV 线路，其送受端的短路比都比较小，不会超过 8，因而使 1100kV 输电线路的输送潜力难以发挥。因此对于本问题，比较保险的输电方案是采用 6 回 500kV 带 40% 串联补偿的输电线路。

参 考 文 献

- 1 Clark E, Cray S B. Stability limitations of long distance AC transmission systems. AIEE Transactions, 1941, 60: 1051 ~ 1059
- 2 St Clair H P. Practical concepts in capability and performance of transmission lines. AIEE Transactions, 1953, 72: 1152 ~ 1157
- 3 Anderson J G et al. EHV transmission line reference book. New York: Edison Electric Institute, 1968 (中译本: 超高压输电线路. 北京: 水利电力出版社, 1979)
- 4 Anderson J G et al. Transmission line reference book 345 kV and above. Electric Power Research Institute, 1975 (中译本: 345 千伏及以上超高压输电线路设计参考手册. 北京: 电力工业出版社, 1981)
- 5 徐政. 超、特高压交流输电系统的输送能力分析. 电网技术, 1995, 19 (8): 7 ~ 12
- 6 西北电力设计院. 发电厂变电所电气接线和布置: 上册. 北京: 水利电力出版社, 1984
- 7 Miller T J E. Reactive power control in electric systems: Chapter 2. New York: John Wiley and Sons, 1982

第3章 直流输电系统中换流器的稳态数学模型

3.1 变量定义及假设条件

换流器是直流输电的核心设备，其基本单元是由6个换流阀组成的三相6脉波整流桥，现代直流输电换流器的典型结构是由2个6脉波整流桥串联组成的12脉波换流器，如图3-1所示。换流器的工作原理已有大量文献描述，中文文献中《直流输电》一书对换流器的工作原理已有非常透彻的分析，本章将不再重复。需要指出的是，换流器在运行过程中由于不断变换阀的通断组态，是典型的时变电路，因此要得到其任何时刻都适用的数学模型几乎是不可能的，目前仅仅能够针对理想条件下的换流器的稳态工况导出其解析表达式。本章介绍的换流器稳态数学模型仅仅针对交流侧的基波分量和直流侧的直流分量，没有包括交流侧和直流侧谐波分量的表达式。

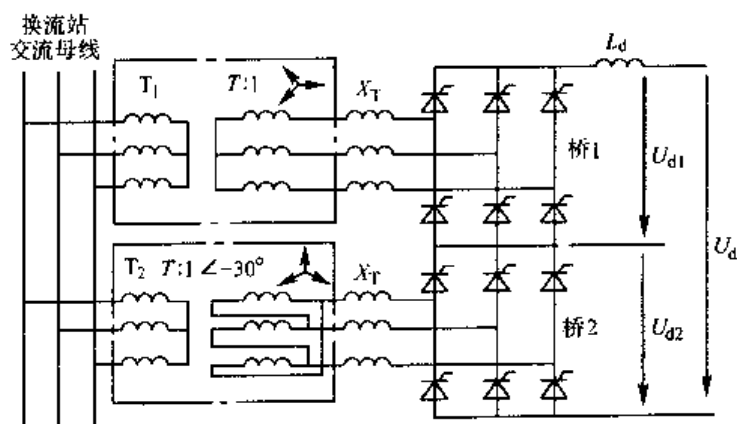


图 3-1 双桥换流器原理接线图

换流器的稳态数学模型可以根据图 3-2 来加以描述，稳态数学模型的输入变量有 3 个，输出变量有 5 个，其输入输出关系如图 3-3 所示。

其中 3 个输入变量分别为

- (1) 换流站交流母线线电压 E (kV)；
- (2) 触发延迟角 α ($^{\circ}$) 或触发超前角 β ($^{\circ}$)；
- (3) 平波电抗器上的直流电流 I_d (kA)。

而 5 个输出变量分别为

- (1) 平波电抗器后的直流电压 U_a (kV)；
- (2) 换相角 μ ($^{\circ}$)；
- (3) 关断角 γ ($^{\circ}$)；
- (4) 交流系统注入基波有功功率 P_a (MW)；
- (5) 交流系统注入基波无功功率 Q_a (Mvar)。

实际运行时换流器稳态数学模型中的 4 个角度变量中。触发延迟角 α 或触发超前角 β 是

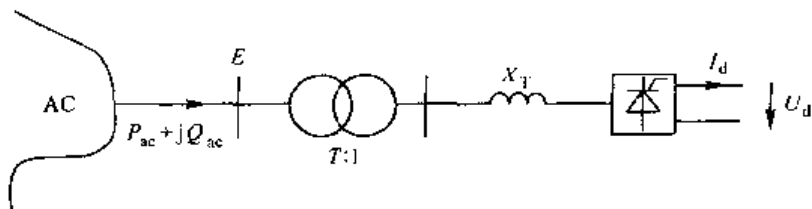


图 3-2 直流输电换流器等效计算电路

由直流输电的控制系统决定的，换相角 μ 和关断角 γ 是描述换流器运行状态的 2 个重要特征量，其中关断角 γ 是描述换流器逆变运行时是否会发生换相失败的唯一特征量。这 4 个角度变量定义如图 3-4 所示。

换流器稳态模型的导出需要基于如下几个假设条件：

- (1) 换流站交流母线装设有完善的滤波装置，因而认为换流站交流母线上的电压是纯正弦波形，不含谐波；
- (2) 换流站交流母线上的电压是三相对称的；
- (3) 换流器本身的运行也是对称的；
- (4) 直流电压、直流电流是平直的；
- (5) 换流变压器无损耗且激磁电抗可以忽略。



图 3-3 换流器稳态数学模型的输入输出关系

根据假设条件 (1) 和 (2)，多桥换流器中的各个 6 脉波换流桥可以在换流站交流母线侧实现解耦，例如对于图 3-1 所示的双桥换流器，可以认为上下 2 个换流桥独立运行，彼此

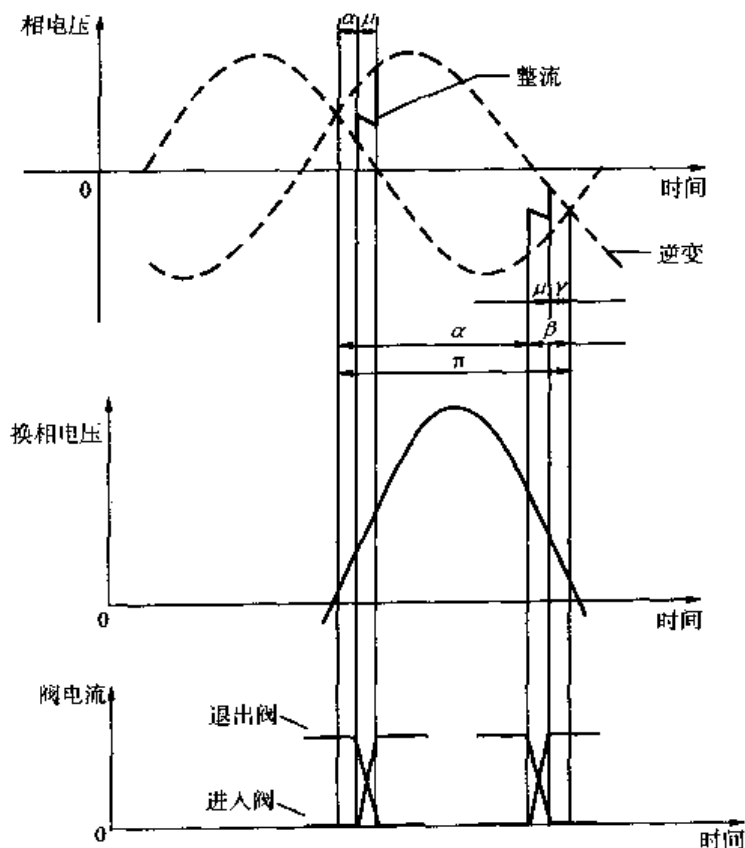


图 3-4 整流与逆变方式的换相过程

没有相互作用，因此只要研究单个6脉波换流桥的数学模型就够了。取换流站交流母线电压 E 作为计算时的换相电压，换流站的所有控制角都据此换相电压来定义，取换流变压器的漏抗 X_T 作为计算时的换相电抗，从而可得到图3-2所示的换流器等效计算电路。

3.2 换流器的稳态数学模型和等效电路

根据3.1节对变量的定义，输入变量 E 、 α (β) 和 I_d 为已知量，所求的输出变量可以分为3组：第1组为直流侧变量，只有直流电压 U_d ；第2组为换流器运行特征变量，有换相角 μ 和关断角 γ ，第3组为交流侧变量，包括基波有功功率 P_{ac} 和基波无功功率 Q_{ac} 。

直流电压 U_d 的计算公式为

$$U_{d0} = \frac{3\sqrt{2}E}{\pi T} \quad (3-1)$$

$$\Delta U_d = \frac{1}{2} U_{d0} (\cos\alpha + \cos\gamma) = \frac{3X_T}{\pi} I_d = d_x I_d \quad (3-2)$$

$$U_d = U_{d0} \cos\alpha - \Delta U_d = U_{d0} \cos\alpha - d_x I_d \quad (3-3)$$

其等效电路如图3-5所示。

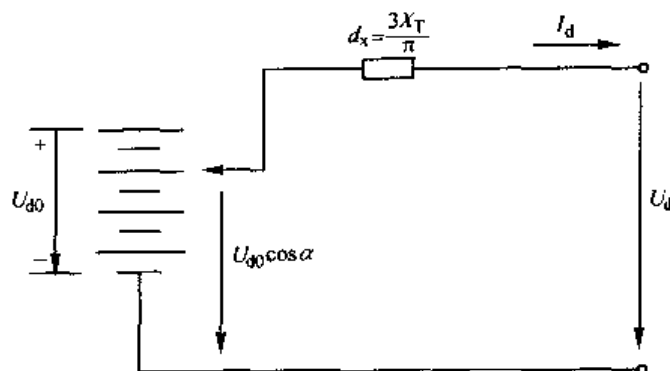


图 3-5 换流器等效电路

换流器运行特征变量的计算公式为

$$\mu = \beta - \arccos\left(\frac{\sqrt{2}I_d X_T T}{E} + \cos\beta\right) \quad (3-4)$$

$$\gamma = \beta - \mu \quad (3-5)$$

交流侧变量的计算公式为

$$P_{ac} = \frac{3E^2}{4\pi X_T T^2} [\cos 2\alpha - \cos(2\alpha + 2\mu)] \quad (3-6)$$

$$Q_{ac} = \frac{3E^2}{4\pi X_T T^2} [2\mu + \sin 2\alpha - \sin(2\alpha + 2\mu)] \quad (3-7)$$

交流侧变量的另外一套近似计算公式为

$$P_{ac} = U_d I_d \quad (3-8)$$

$$Q_{ac} = P_{ac} \tan\varphi \quad (3-9)$$

$$\cos\varphi \approx U_d / U_{d0} \quad (3-10)$$

整流运行时 U_d 、 P_{ac} 、 Q_{ac} 为正, 逆变运行时 U_d 、 P_{ac} 为负, Q_{ac} 为正。

3.3 换流器稳态数学模型的一种近似描述

当换流变压器的容量按如下方式确定时, 可以得到一组物理意义更加明确的换流器稳态数学模型。设换流变压器阀侧空载电压额定值为 U_{vN} 、阀侧额定电流为 I_{vN} , 换流变压器短路阻抗为 $u_k\%$ 。则换流变压器的额定容量为

$$S_N = \sqrt{3} U_{vN} I_{vN} \quad (3-11)$$

在忽略换相过程时, 换流器的阀电流波形是宽度为 120° 的矩形波, 此时换流变压器阀侧电流有效值为

$$I_v = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} I_d \quad (3-12)$$

而换流变压器阀侧空载电压 U_v 与无相控空载直流电压 U_{d0} 之间的关系为

$$U_v = \frac{\pi}{3\sqrt{2}} U_{d0} \quad (3-13)$$

因此

$$S_N = \sqrt{3} U_{vN} I_{vN} = \sqrt{3} \times \frac{\pi}{3\sqrt{2}} U_{d0N} \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} I_{dN} = \frac{\pi}{3} U_{d0N} I_{dN} \quad (3-14)$$

而

$$X_T = u_k\% \times \frac{U_{vN}^2}{S_N} = u_k\% \times \frac{\pi}{6} \times \frac{U_{d0N}}{I_{dN}} \quad (3-15)$$

因此

$$d_x = \frac{3}{\pi} X_T = \frac{1}{2} u_k\% \times \frac{U_{d0N}}{I_{dN}} \quad (3-16)$$

这样直流电压 U_d 的计算公式可以变为

$$U_d = U_{d0} \cos \alpha - d_x I_d = U_{d0} \left(\cos \alpha - \frac{1}{2} u_k\% \times \frac{I_d}{I_{dN}} \times \frac{U_{d0N}}{U_{d0}} \right) \quad (3-17)$$

换相角 μ 的表达式变为

$$\mu = \beta - \arccos \left(u_k\% \times \frac{I_d}{I_{dN}} \times \frac{U_{d0N}}{U_{d0}} + \cos \beta \right) \quad (3-18)$$

当换流变压器阀侧空载电压和直流电流分别取额定值时, 式 (3-17)、式 (3-18) 变为

$$U_d = U_{d0} \left(\cos \alpha - \frac{1}{2} u_k\% \right) \quad (3-19)$$

$$\mu = \beta - \arccos (u_k\% + \cos \beta) \quad (3-20)$$

3.4 换流器稳态模型计算示例

设某远距离大容量直流输电系统额定电压为 $\pm 600\text{kV}$, 额定功率为 3500MW , 采用 12 脉波换流器, 系统双极接线。额定运行状态下逆变侧的直流电压为 $\pm 550\text{kV}$; 直流电流为

2.917kA; 逆变站交流母线电压为 505kV。对应 6 脉波单桥, 换流变压器的额定容量为 $S = 1009\text{MVA}$, 额定电压比为 525kV/245kV, 短路阻抗为 $u_k\% = 15\%$ 。求额定运行状态下换流器的内部状态量触发超前角 β , 换相角 μ , 关断角 γ , 以及注入交流系统的功率。

解:

换流变压器折算到阀侧的漏抗为 $X_T = \frac{245^2}{1009} \times 15\% \Omega = 8.9234\Omega$

因此 $d_x = 8.5213\Omega$

而 $U_{\infty} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi T} E = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \times \frac{245}{525} \times 505\text{kV} = 318.2618\text{kV}$

对应 6 脉波单桥, 已知 $U_d = 550/2\text{kV} = 275\text{kV}$

而 $U_d = U_{\infty} \cos \gamma - d_x I_d$

因此可求出 $\cos \gamma = 0.9424$

故 $\gamma = 19.5^\circ$

而另一方面 $U_d = U_{\infty} \cos \beta + d_x I_d$

因此可求出 $\cos \beta = 0.7859$

故 $\beta = 38.2^\circ$

而 $\mu = \beta - \gamma = 18.7^\circ$

由式 (3-6) 和式 (3-7) 可计算出单桥注入交流系统的功率为

$$805.34\text{MW} - \text{j}460.78\text{Mvar}$$

因此整个直流输电系统注入交流系统的功率为

$$P_{ac} + \text{j}Q_{ac} = 3221.4\text{MW} - \text{j}1843.1\text{Mvar}$$

解毕。

参 考 文 献

- 1 浙江大学直流输电科研组. 直流输电. 第一版. 北京: 电力工业出版社, 1982
- 2 周长春, 徐政. 直流输电准稳态模型有效性的仿真验证. 中国电机工程学报, 2003, 23 (12): 33 - 36

第 4 章 直流输电控制系统的数学模型及其响应特性

4.1 直流输电系统的基本控制手段与可控性分析

根据第 3 章换流器的稳态数学模型，可以得到两端直流输电系统的等效电路，如图 4-1 所示。

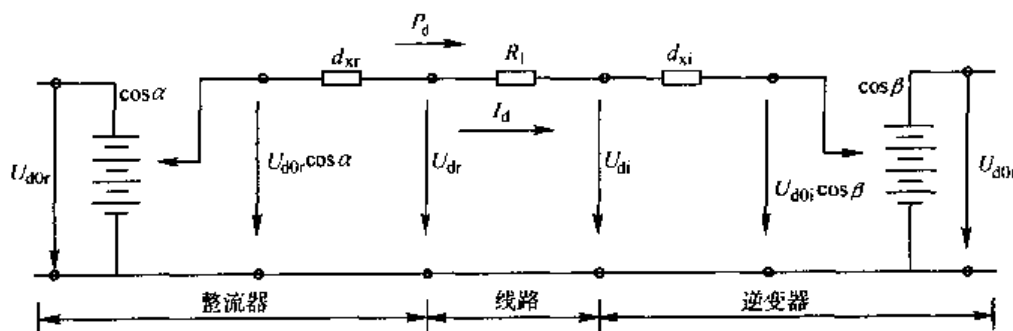


图 4-1 直流输电系统等效电路

从整流侧流向逆变侧的直流电流为

$$I_d = \frac{U_{d0r} \cos \alpha - U_{d0i} \cos \beta}{d_{xr} + R_l + d_{xi}} \quad (4-1)$$

由图 4-1 和方程 (4-1) 可以看出，不管是直流电压还是直流电流都决定于 α 、 β 、 U_{d0r} 和 U_{d0i} 4 个量，因此上述 4 个量是直流输电系统的控制量，且除此之外没有其他的量可以作为控制量。因此直流输电的基本控制手段就是控制上述 4 个量以满足直流输电系统的各种运行要求。在上述 4 个控制量中， α 和 β 分别是整流侧和逆变侧的触发控制角，具有极快的响应速度，通常在 1~4ms 之内； U_{d0r} 和 U_{d0i} 分别对应整流侧和逆变侧换流变压器的阀侧空载电压，可以通过调节换流变压器的分接头来加以调节，但其响应速度与触发控制角相比要慢得多，通常换流变压器每调节 1 档需要 5~10s。因此在交流系统或直流系统发生故障的暂态过程中，直流输电系统能够发挥作用的控制量只有整流侧和逆变侧的触发控制角 α 和 β ，换流变压器的分接头调节在暂态过程中可以认为不起作用。更一般性的情况是，对于交流系统中的快速电压变化，直流输电系统通过调节触发控制角来维持其性能，而对于交流系统中的缓慢电压变化，直流输电系统通过调节换流变压器的分接头来使触发控制角维持在其额定值附近。

由于直流输电系统的快速控制量只有触发控制角，因此对于两端直流输电系统，控制的自由度只有 2 个，显然能被控制的变量也只有 2 个，不可能有更多的变量能够被控制。通常要求直流输电系统按照某种功率指令运行，因此最直接的控制模

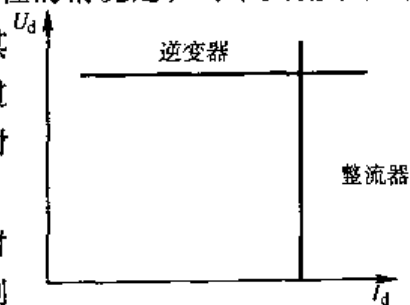


图 4-2 直流输电系统的理想运行特性

式就是定功率控制，为了达到定功率控制的要求，最简单的做法就是一侧控制直流电压恒定，另一侧控制直流电流恒定。由于整流运行和逆变运行各自的特点不同，通常将控制直流电流恒定的任务放在整流侧，而将控制直流电压恒定的任务放在逆变侧。因此理想条件下整流器的运行特性是一条垂直线，逆变器的运行特性是一条水平线，如图4-2所示。

4.2 直流输电控制系统的分层结构

直流输电控制系统通常被分为3个层次，第1层次称为主控制级（或双极控制级），第2层次称为极控制级，第3层次称为阀组控制级。主控制级通常接收来自调度中心的直流输送功率指令（ P_{set} ），经过控制运算以后发送一个直流电流指令（ I_{des} ）给极控制级，极控制级经过控制运算以后发送一个触发角指令（ α_{ord} ）给各个阀组控制单元。各控制级的基本功能如图4-3所示，具体的直流输电系统可能包含某些或全部上述功能。为了低层控制能够跟踪高层控制的指令，使整个控制系统能够平稳运行，直流输电控制系统的3个层次在响应时间上有较大差别，控制的层次越高，响应速度越慢。例如第1层次做功率阶跃变化时的响应时间一般在100ms左右，而第3层次触发角指令变化的响应时间只需要1~4ms。

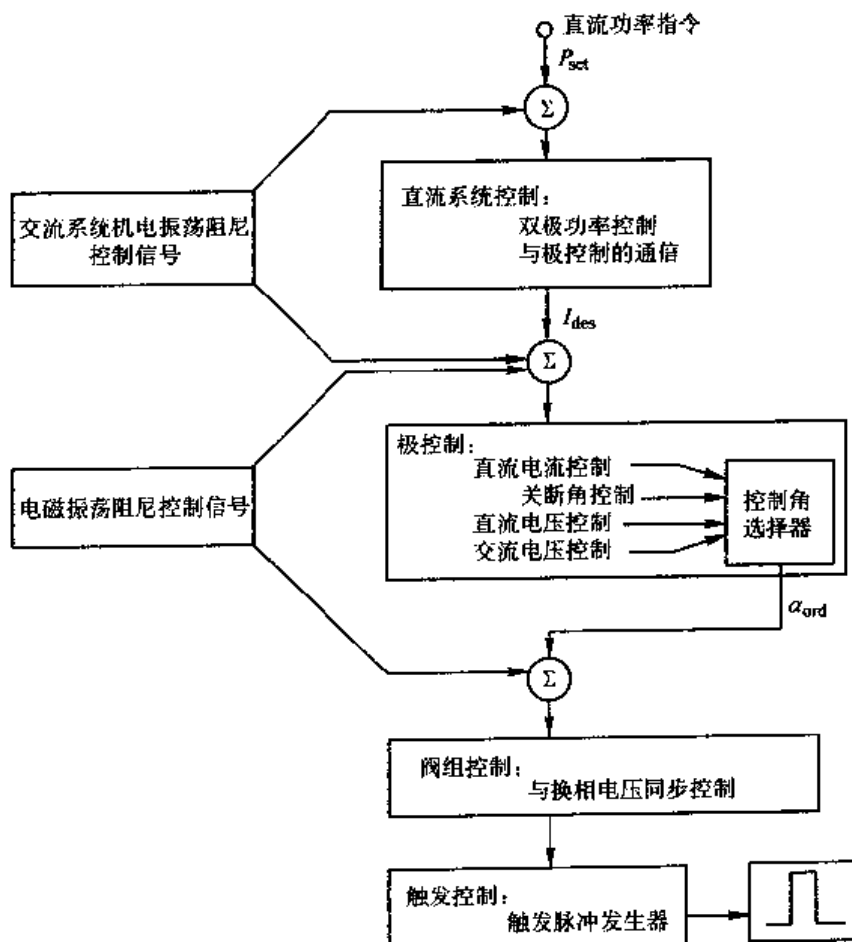


图4-3 直流输电控制系统的分层结构

4.3 直流输电主控制级控制功能

直流输电主控制级的控制功能框图如图 4-4 所示。主控制级的控制功能通常包含 3 个模块，第 1 个模块接收调度中心发来的输送功率指令 (P_{set})，第 2 个模块是功率调制和快速功率变化控制，第 3 个模块计算直流电流指令值，即期望的直流电流值，电流控制的期望值从第 3 个模块被传送到极控级。

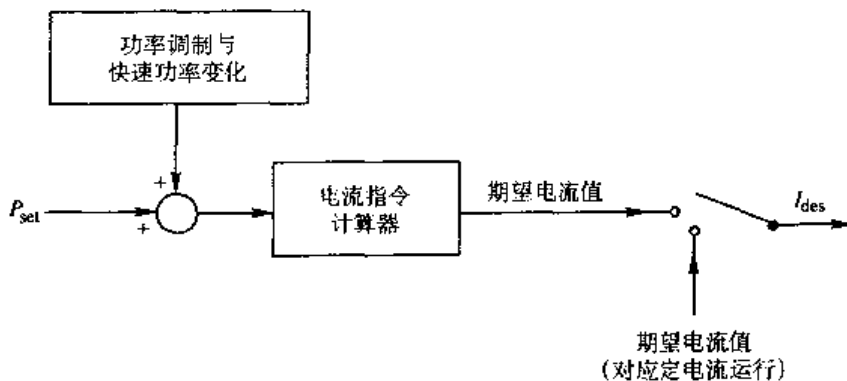


图 4-4 直流输电主控制级控制功能框图

4.3.1 功率调制和快速功率变化控制模块

通过调制直流输电线路所输送的功率，可以非常有效地提高交流系统机电振荡模态的阻尼，特别是对交直流并列输电系统。对于采用直流非同步连网的交流系统，直流功率调制可以参与两端系统的调频。快速功率变化包括功率提升和功率回降，主要用于对直流所连两端交流系统或并列输电交流线路的紧急功率支援。例如当逆变侧交流系统损失发电功率，或整流侧交流系统甩负荷，或并列输电的交流线路发生故障时，就要求采用紧急功率提升；而当整流侧交流系统损失发电功率或逆变侧交流系统甩负荷时，就要求采用紧急功率回降。

4.3.2 直流电流指令计算模块

通常，直流输电系统是按定功率模式运行的，此时，主控制级的一个重要任务就是按照给定的功率指令值计算直流电流指令值。在大多数运行方式下，直流电流指令值就等于双极功率除双极电压。直流电流指令计算模块的框图如图 4-5 所示。图 4-5 中双极电压测量值 U_{dcB} 首先经过一个 1 阶惯性环节，其目的是使计算得到的直流电流指令 I_{des} 能够平滑变化，不会因为 U_{dcB} 的跳变而使 I_{des} 跳变，其时间常数 T 的典型取值为 20ms。图 4-5 中，选择逻辑框的功能是当交流电压或直流电压较低时直接采用双极标称电压值 U_{dcN} 来除功率指令值以

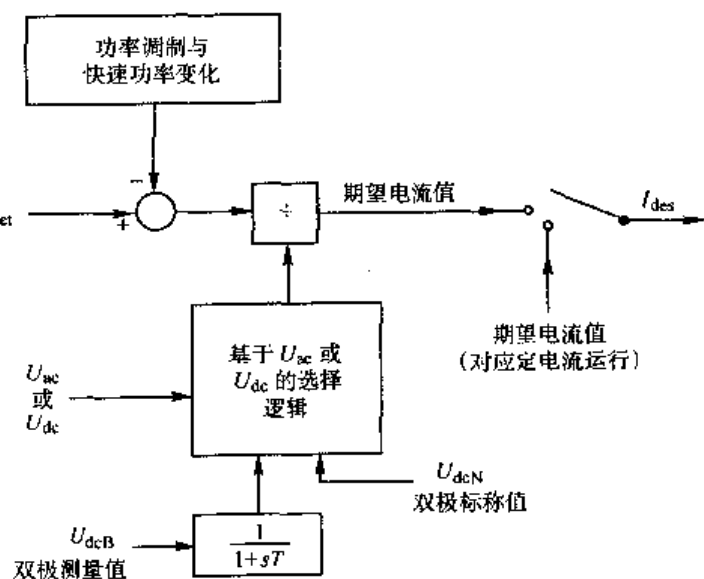


图 4-5 直流电流指令计算模块框图

得到直流电流指令值, 这种情况下定功率运行模式实际上转化为定电流运行模式。基于直流电压 U_{dc} 的典型选择逻辑如下: 当 U_{dc} 下降到低于 $0.7U_{dcN}$ 时选择 U_{dcN} , 只有当 U_{dc} 上升到高于 $0.85U_{dcN}$ 时才重新选择 U_{dc} , 即选择逻辑带有时滞特性。

4.4 直流输电极控级控制功能

在直流输电的极控级中, 整流侧通常配备有带 α_{\min} 限制的定电流控制器; 逆变侧通常配备有定电压控制器、定电流控制器和定 γ 角控制器, 另外还配备有电流偏差控制器 (Current Error Controller, CEC)。在定电流控制器中, 电流整定值通常来自于依电压限电流指令值环节 (Voltage Dependent Current Order Limiter, VDCOL, 简称为低压限流环节) 的输出再加上电流调制控制器的输出。极控级的功能框图如图 4-6 所示。

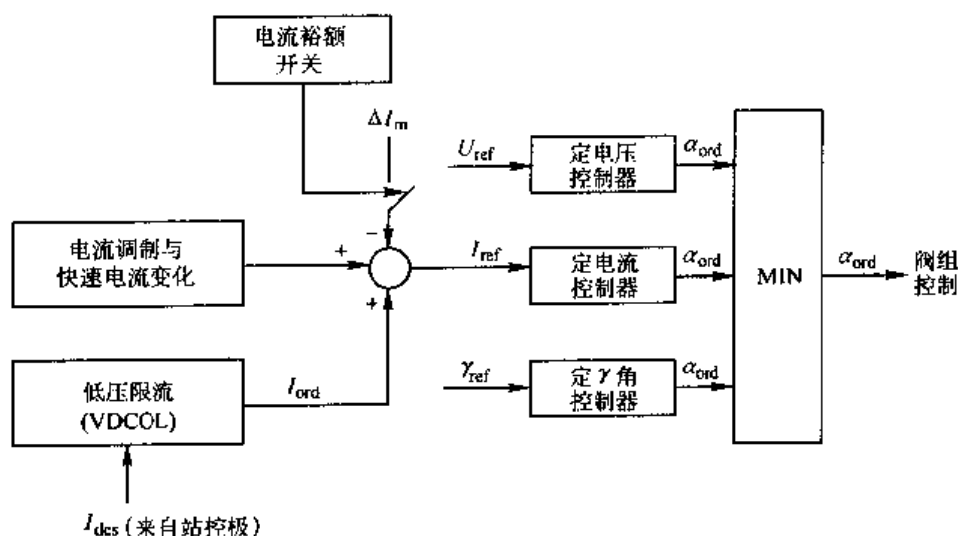


图 4-6 极控级的功能框图

上述各种控制器控制的目的是使直流输电系统按照某种指定的特性曲线运行。直流输电系统整流站出口典型的静态直流电压—直流电流特性曲线如图 4-7 所示。在额定运行状态下, 直流输电系统的运行点是 X , 它是整流侧定电流控制特性与逆变侧定电压控制特性和逆变侧定 γ 角控制特性 3 条特性曲线的交点。如果整流侧交流电压有一定下降而逆变侧交流电压保持正常的话, 则运行点移动到 Y , 它是整流侧 α_{\min} 限制特性与逆变侧定电流控制特性的交点。如果逆变侧交流电压有一定下降而整流侧交流电压保持正常的话, 运行点移动到 Z , 它是整流侧定电流控制特性与逆变侧定 γ 角控制特性的交点。

4.4.1 直流电流调制

为了阻尼交流系统振荡, 直流系统常采用调制控制, 调制信号可以是功率信号, 也可以是电流信号, 但采用电流调制时, 调制信号是直接加在定电流控制器上。采用直流电流调制的一个典型例子是美国太平洋联络线。该工程采用小信号电流调制来抑制并列运行交流线路上的功率振荡。调制控制的框图如图 4-8 所示。为了维持逆变侧足够的电流裕额, 太平洋联络线的直流调制信号限幅在 $\pm 3\%$ 。定电流控制器的输入是两条并列运行交流线路的总功率变化, 在信号被送到调制控制器之前首先滤除信号中的谐波和噪声分量。

采用大信号直流调制的例子有美国 Square Butte 工程。该工程的特点是受端交流系统较

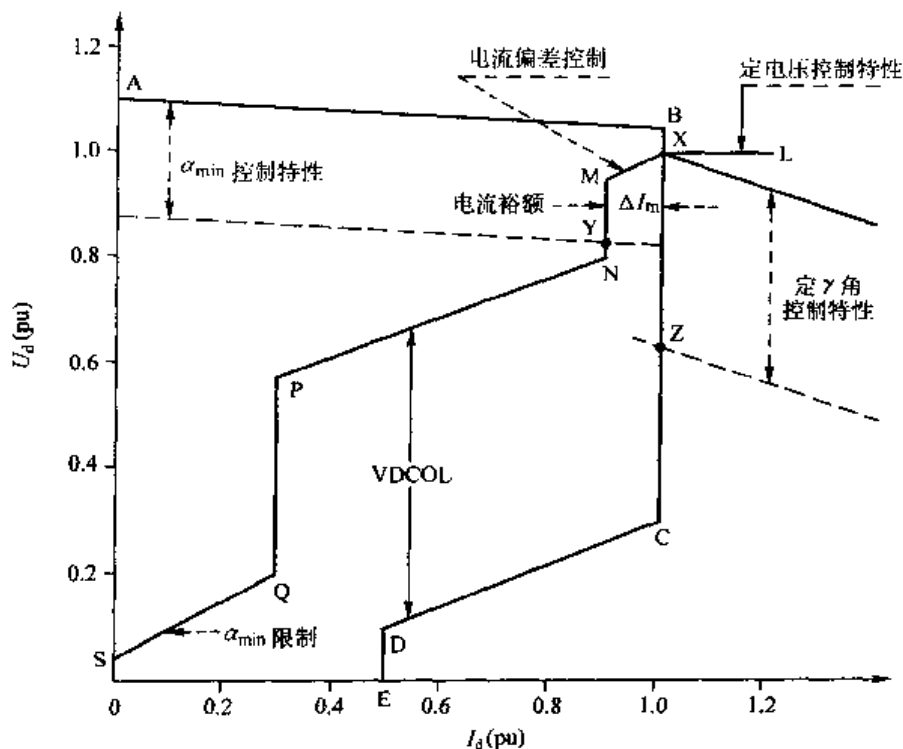
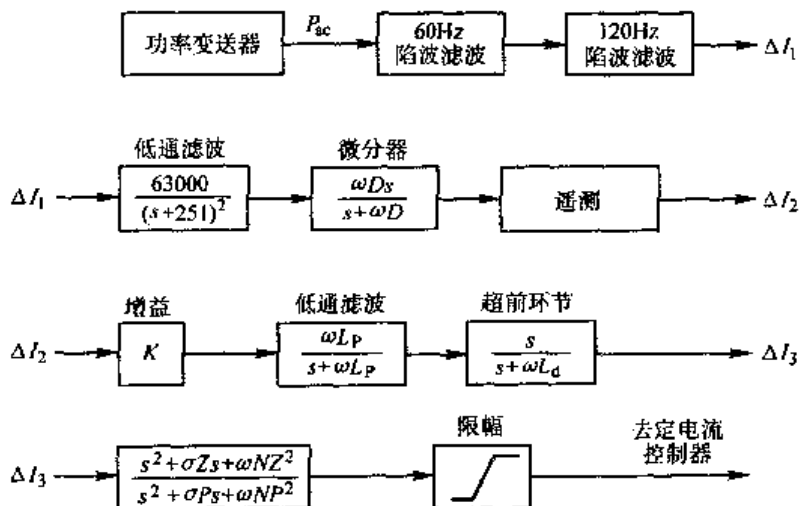
图 4-7 直流输电系统的典型 U_d-I_d 特性 (量测点为整流站出口)

图 4-8 太平洋联络线电流调制控制器框图

强，而送端交流系统较弱。采用大信号直流调制的目的是抑制送端系统频率上升，提高暂态稳定性。该工程的换流器具有 1.3 倍暂态过载能力（在 1.1 倍的正常过载水平上再叠加 0.2 倍的调制功率），调制控制器的输入为送端系统的频率偏差，其控制框图如图 4-9 所示。

4.4.2 低压限流环节 (VDCOL)

低压限流环节 (VDCOL) 的任务是在直流电压或交流电压跌落到某个指定值时对直流电流指令进行限制。它的作用主要表现在如下几个方面：

- (1) 减小换相失败发生的可能性；
- (2) 降低直流功率同时减少对交流系统无功的需求；
- (3) 在系统故障时帮助维持交流电压；

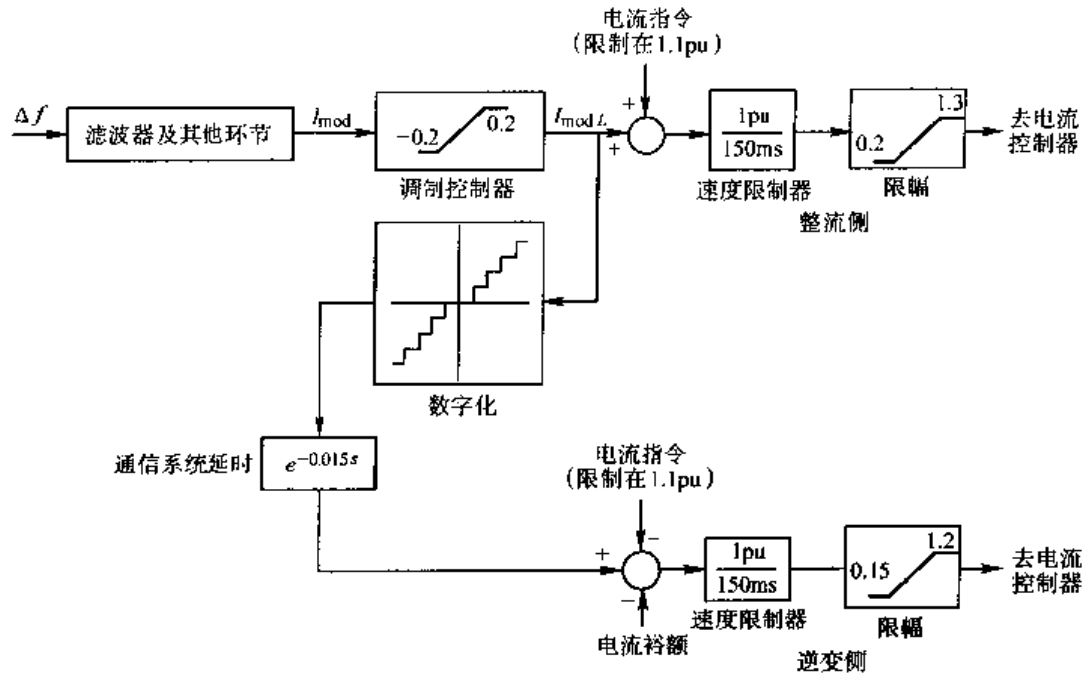


图 4-9 Square Butte 工程电流调制控制框图

- (4) 帮助直流系统在交流或直流故障后的快速恢复；
- (5) 避免连续换相失败引起的阀应力。

根据设计不同，VDCOL 特性可能涉及检测交流换相电压或直流电压。由交流电压起动的 VDCOL 特性在交流电压跌落时可以限制无功的消耗，但可能在直流故障时没有什么效果。而根据直流电压起动的 VDCOL 特性在直流故障和交流电压跌落时都可以有较好的效果。因此长距离直流输电工程大多采用按直流电压起动的 VDCOL 特性。两种不同起动电压的 VDCOL 静态特性如图 4-10 所示。

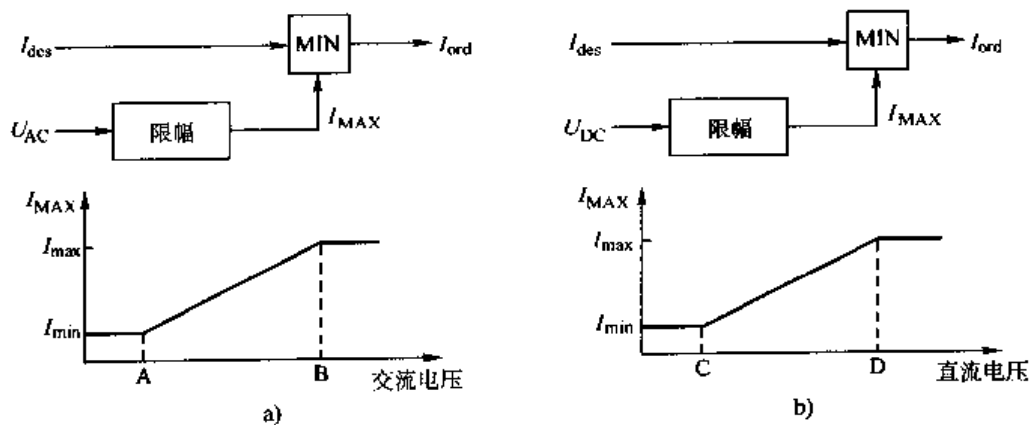


图 4-10 两种不同起动电压的 VDCOL 静态特性

a) VDCOL 类型 1 b) VDCOL 类型 2

为了使经 VDCOL 限制后的电流指令值为平稳变化的，VDCOL 的投入和退出都设置有不同的时间常数。通常投入时（对应电压下降）的时间常数比退出时（对应电压上升）的时间常数小。对于整流器，VDCOL 投入时的典型时间常数为 10ms，退出时的典型时间常数为 40ms。对于逆变器，VDCOL 投入时的典型时间常数为 10ms，退出时的典型时间常数为 70ms。典型的 VDCOL 模型如图 4-11 所示。在图 4-11 中，根据直流电压是上升还是下降， T 取不同

的值， R_V 是复合电阻，用于确定 VDCOL 的起动电压是由直流线路上哪一点的直流电压决定的。

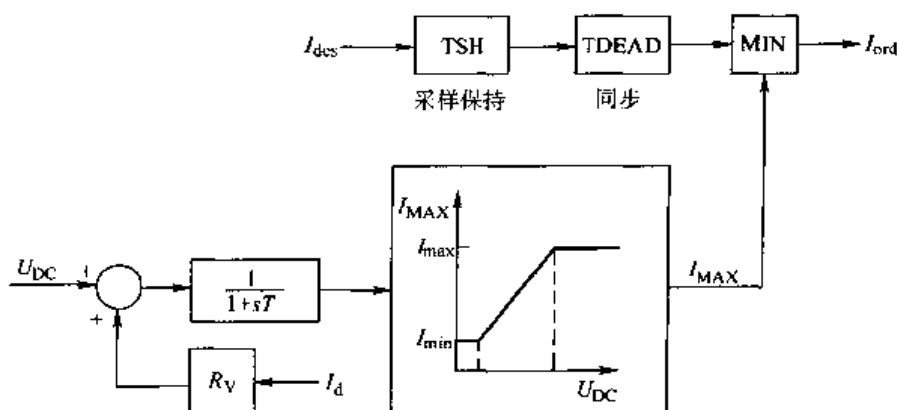


图 4-11 典型的 VDCOL 模型

VDCOL 静态特性中各转折点的坐标以及 VDCOL 投入和退出的时间常数需要通过系统分析确定。系统分析应研究系统在一系列故障扰动和低电压情况下的运行特性。直流输电系统两端 VDCOL 特性的协调配合对改善直流输电系统在交直流系统故障后的恢复特性是非常有效的。

4.4.3 电流偏差控制

电流偏差控制的目的是使逆变侧定 γ 角控制和定电流控制之间能够平稳切换。当整流侧已按 α_{\min} 限制运行时，整流侧已失去对直流电流的控制；这时，直流电流趋向于减小，但实际直流电流的值仍然大于逆变侧的直流电流整定值，假定逆变侧控制选择的结果是定 γ 角控制器起作用，则当逆变器的换相电抗大于整流器的换相电抗时，有可能造成无稳定直流电流运行点的情况。而采用电流偏差控制以后，就可以避免上述情况的发生。电流偏差控制器的原理是当实际电流小于整流侧的电流整定值时提高 γ 角的整定值，通常每安培电流偏差提高 γ 角 $0.01^\circ \sim 0.1^\circ$ 。电流偏差控制器的框图如图 4-12 所示。

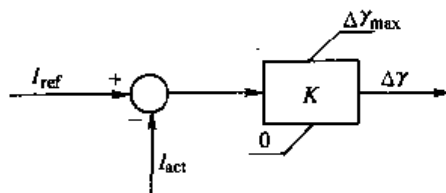


图 4-12 电流偏差控制器

4.4.4 定电流控制器

在极控制功能中，定电流控制器是应用最为广泛的。定电流控制器的控制框图如图 4-13 所示。在整流侧，定电流控制器的输入是电流整定值与实际电流的偏差，由这个偏差驱动 PI 控制器得到的输出即作为触发角的相关信号，通常 PI 控制器的输出就直接作为触发延迟角的指令值 α_{ord} 。在逆变侧，定电流控制器的整定值比整流侧小一个电流裕额，因此在正常情况下，实际电流大于逆变侧的电流整定值，使得逆变侧的定电流控制器总是按减小直流电流的方向调节，因此 α 角总被调节到其最大限制值，从而在逆变侧 3 个控制器输出的选择中定电流控制器的输出总是被排除在外。只有当实际直流电流小于逆变侧的电流整定值时，逆变侧电流控制器的输出才可能在 3 个控制器输出的选择中被选中。在图 4-13 中，KI 的典型值为 $-1.0^\circ \sim -10.0^\circ/\text{A}\cdot\text{s}$ ，KP 的典型值为 $0.01^\circ \sim 0.04^\circ/\text{A}$ ，电流裕额的典型值为额定直流电流的 10%，电流裕额必须足够大以减小控制模式的频繁切换，但同时又必须足够小，以

使发生控制模式切换时造成的功率损失落在交流系统可接受的范围内。

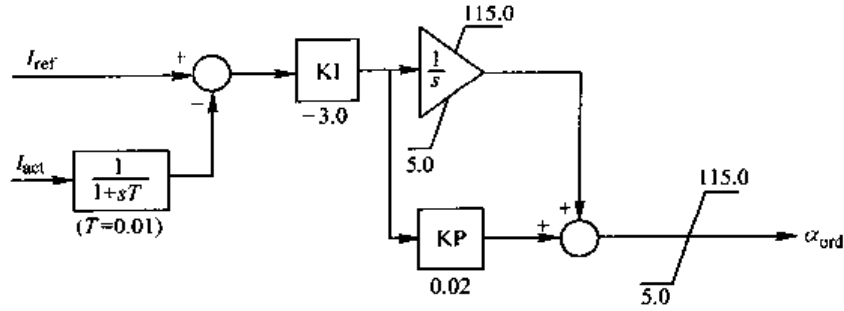


图 4-13 定电流控制器及其典型参数

4.4.5 定关断角控制器

工程上实用的定 γ 角控制器有两种类型，一种是闭环型控制器，也称为实测型控制器，另一种是开环型控制器，也称为预测型控制器。闭环型控制器的原理框图及其典型参数如图 4-14 所示，其中 KI 的典型值为 $-10.0^\circ \sim -20.0^\circ/\text{Deg}\cdot\text{s}$ ，KP 的典型值为 $0.01^\circ \sim 0.04^\circ\text{s}$ 。

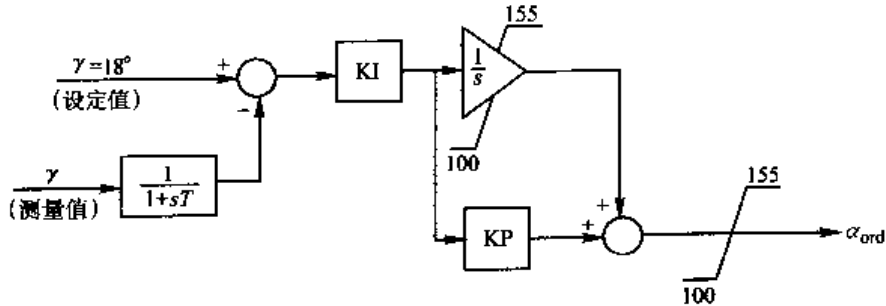


图 4-14 实测型定 γ 角控制器及其典型参数

预测型控制器的原理是按照式 (3-2) 得出的，根据式 (3-2) 有

$$\cos \alpha = \frac{6X_T}{\pi} \times \frac{I_d}{U_{d0}} - \cos \gamma \quad (4-2)$$

由式 (4-2) 得出的触发角 α 只反映了系统当前的运行状态，当考虑触发脉冲发出之后以及换相过程中系统可能的变化情况时，可以对式 (4-2) 加一定的修正量。最常用的做法是在式 (4-2) 中加入直流电流 I_d 变化率的信息 $K \frac{dI_d}{dt}$ 。由此得出的预测型定 γ 角控制器的原理框图如图 4-15 所示。

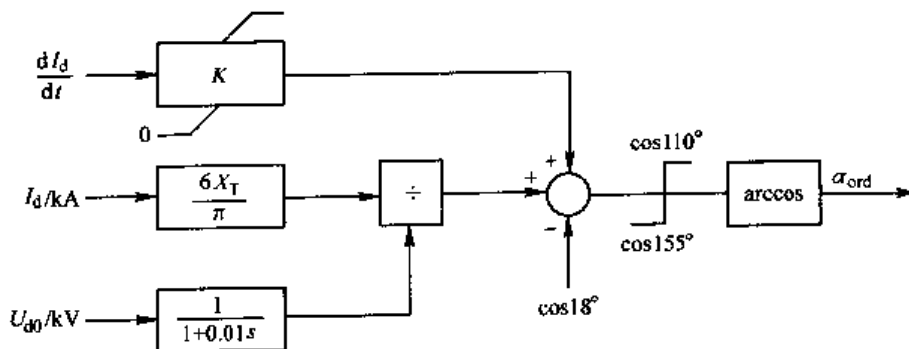


图 4-15 预测型定 γ 角控制器

4.4.6 定电压控制器

定电压控制器的结构与定电流控制器的结构类似，都是 PI 控制器，其原理框图如图 4-16 所示。

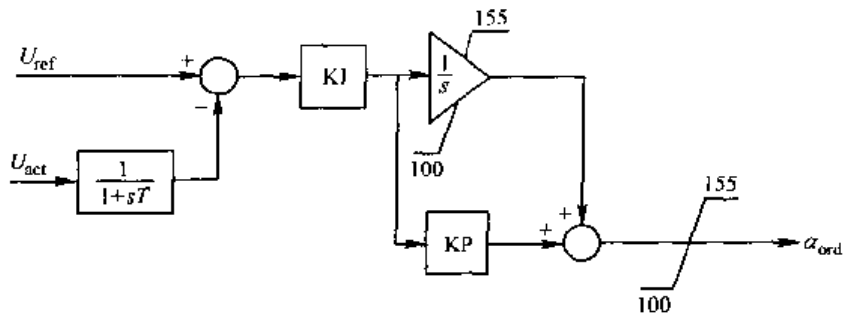


图 4-16 定电压控制器及其典型参数

4.5 直流输电的阀组控制功能

阀组控制主要完成两个功能：

(1) 取触发脉冲的同步信号。通常触发脉冲的同步信号由锁相倍频器 (PLL) 获得，锁相倍频器的输入信号直接取自换流站交流母线电压，其输出即为同步信号，应严格与换流站交流母线电压频率保持确定的倍数关系。现代直流输电采用的锁相倍频器的倍频数可以达到 36000，即换流站交流母线电压变化 1 个周期，锁相倍频器输出 36000 个脉冲，也就是说，锁相倍频器每输出 1 个脉冲，表示工频电角度 0.01° 。由于同步信号是触发控制角度量的基准，因此同步信号质量的好坏直接关系到直流输电控制的精度。因此对用于直流输电的锁相倍频器不但要求有较快的跟踪速度，同时还要求在系统发生严重故障，换流站交流母线电压大幅度跌落时仍能正常工作。

(2) 产生满足要求的触发脉冲系列以触发晶闸管阀。由于直流输电的阀组控制主要涉及硬件电路设计，在此不再赘述。

4.6 CIGRE 直流输电标准测试系统控制器的结构、参数和静态特性分析

国际大电网会议 (CIGRE) 直流输电标准测试系统^[5,6] (CIGRE HVDC Benchmark Model) 是用于直流输电 (HVDC) 控制研究的标准系统，便于用各种仿真程序或仿真器在相似的主电路模型上进行不同的直流控制设备和控制策略性能的比较研究，其直流系统主电路结构相当简单，见附录 1，但运行条件比较困难。

4.6.1 CIGRE 直流输电标准测试系统控制器的结构与参数

CIGRE 直流输电标准测试系统所采用的控制器属于直流输电控制系统分层结构中的极控制层，主控制层在本测试系统中没有模拟。CIGRE 直流输电标准测试系统的基本控制方式是：整流侧由定电流控制和 α_{\min} 限制两部分组成；逆变侧配有定电流控制和定关断角 (γ_0) 控制，但无定电压控制。此外，整流侧和逆变侧都配有 VDCOL 控制，逆变侧还配有 CEC 控制。CIGRE 直流输电标准测试系统控制器的总体框图如图 4-17 所示。

由图 4-17 可以看出, 直流输电控制系统的控制输入量除了从主控制层传递下来的整流侧电流整定值信号 $I_{d,rec}$ 之外, 还有从直流系统测量得到的整流侧直流电流 $I_{d,rec}$ 、逆变侧直流电流 $I_{d,inv}$ 、逆变侧直流电压 $U_{d,inv}$, 以及逆变侧关断角 γ_{inv} ; 直流输电控制系统的控制输出量只有 2 个, 分别为整流侧触发角 α_{rec} 和逆变侧触发角 α_{inv} 。以下对总体框图中的各个控制环节分别进行分析。

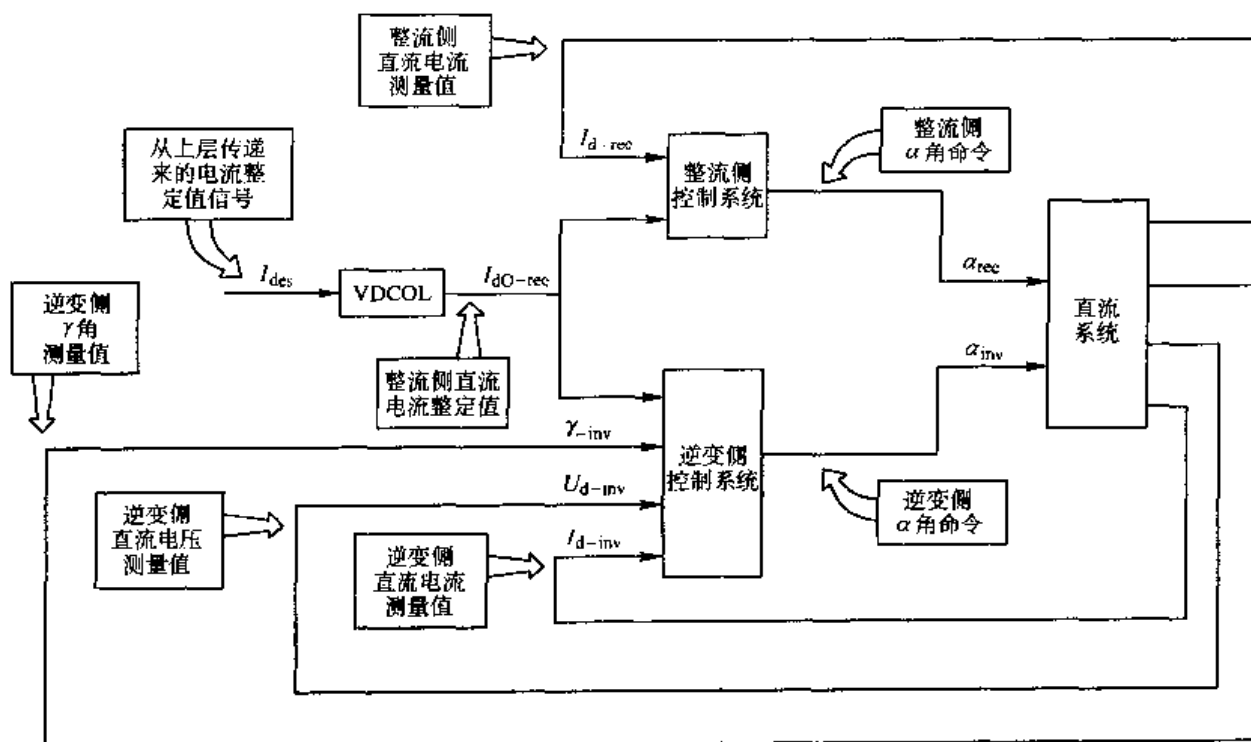


图 4-17 CIGRE 直流输电标准测试系统控制器总体框图

1. 测量环节

测量环节用来模拟电流和电压的测量过程, 测量环节用一个一阶惯性环节来模拟。惯性时间常数 T 反映测量设备的响应速度, 增益 G 将电流和电压的实际值变换为无量纲的标么值。本直流系统为单极系统, 额定值为直流电压 500kV, 直流功率 1000MW, 直流电流 2kA。分别取电流和电压测量环节的惯性时间常数 T 为 0.0012s 和 0.02s, 增益为 0.5 和 0.002。

2. 补偿电阻 R_v

本测试系统的控制特性要求基于线路中点的电压值和电流值, 为了得到线路中点的电压值, 引入补偿电阻 R_v , 再根据逆变侧电流 $I_{d,inv}$ 和电压 $U_{d,inv}$ 来计算线路中点的电压, 如图 4-18 所示。

3. VDCOL 控制特性

本测试系统的 VDCOL 控制框图见图 4-19。VDCOL 的输出就是整流侧的电流整定值。而逆变侧的电流整定值比整流侧的电流整定值小 10%。本系统未设 VDCOL 投入与退出的时间常数, 因此投入

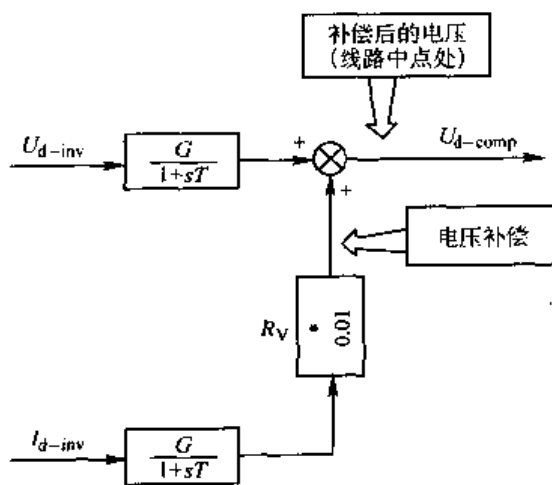


图 4-18 补偿电阻 R_v

与退出都是瞬时完成的。

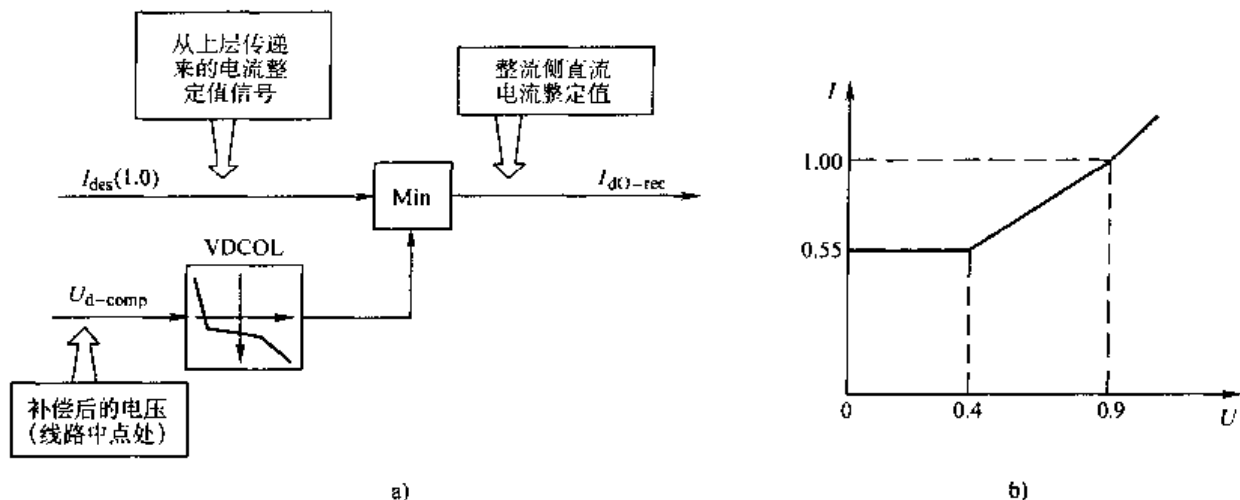


图 4-19 VDCOL 框图

a) 模型中 VDCOL 的结构图 b) 模型中 VDCOL 的 U - I 曲线

注：模型中 VDCOL 的 U 、 I 关系为 $I = \begin{cases} 0.55 & U \leq 0.4 \\ 0.9U + 0.19 & 0.4 < U \leq 0.9 \\ U + 0.1 & U > 0.9 \end{cases}$

4. 电流偏差控制

电流偏差控制用来在逆变侧定关断角控制和定电流控制之间进行平滑过渡，避免控制方式的不确定与来回摆动。其输入为整流侧的电流整定值与实际电流的偏差值，输出为定 γ_0 控制的 γ_0 角增量 $\Delta\gamma$ 。在正常工况下本环节不起作用，其特性如图 4-20 所示。

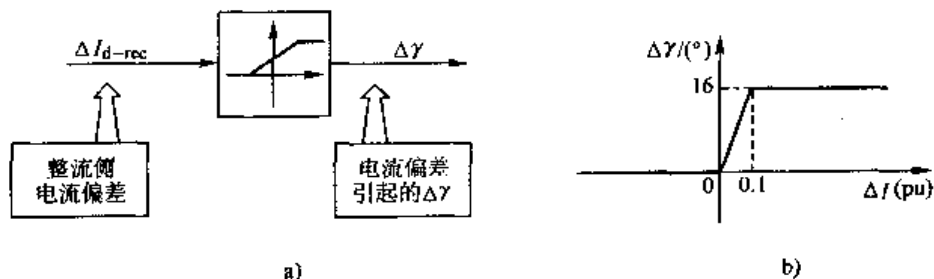


图 4-20 电流偏差控制方框图

a) 框图 b) 特性曲线

5. 整流侧定电流控制

整流侧定电流控制器采用 PI 控制，PI 控制器的结构如图 4-21 所示。PI 控制器的输出为触发超前角 β ，它与触发延迟角 α 之间的关系为 $\beta = 180^\circ - \alpha$ 。

整流侧定电流控制器的详细框图如图 4-22 所示，其中 PI 控制环节参数为

$$K = 1.0989, T = 0.01092s, \beta_{\max} \approx 3.05(175^\circ),$$

$$\beta_{\min} = 0.52(30^\circ)$$

6. 逆变侧定电流控制

逆变侧定电流控制器也采用 PI 控制，其输出为触

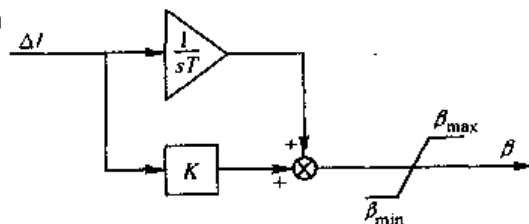


图 4-21 PI 控制环节框图

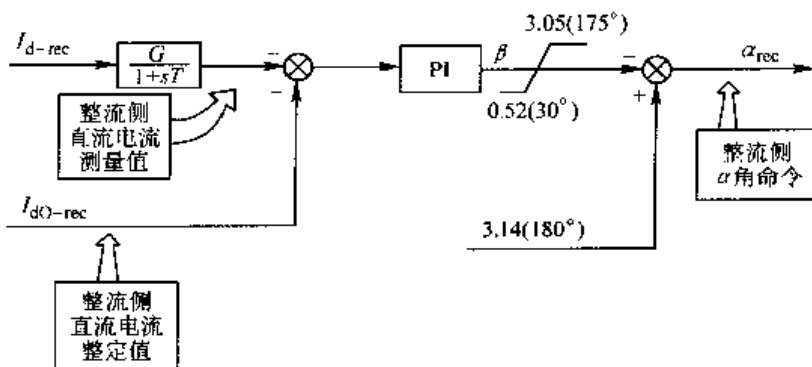


图 4-22 整流侧定电流控制结构

发超前角 β 。逆变侧定电流控制的框图如图 4-23 所示。其中 PI 控制环节参数为

$$K = 0.63, T = 0.01524s, \beta_{\max} = 1.92(110^\circ), \beta_{\min} = 0.52(30^\circ)$$

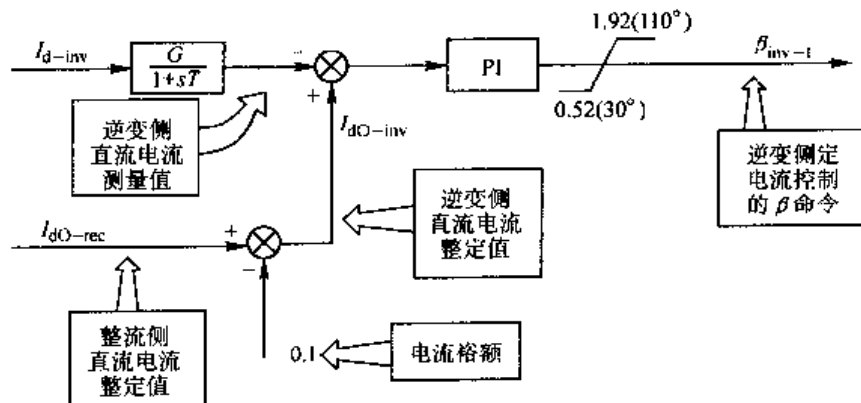
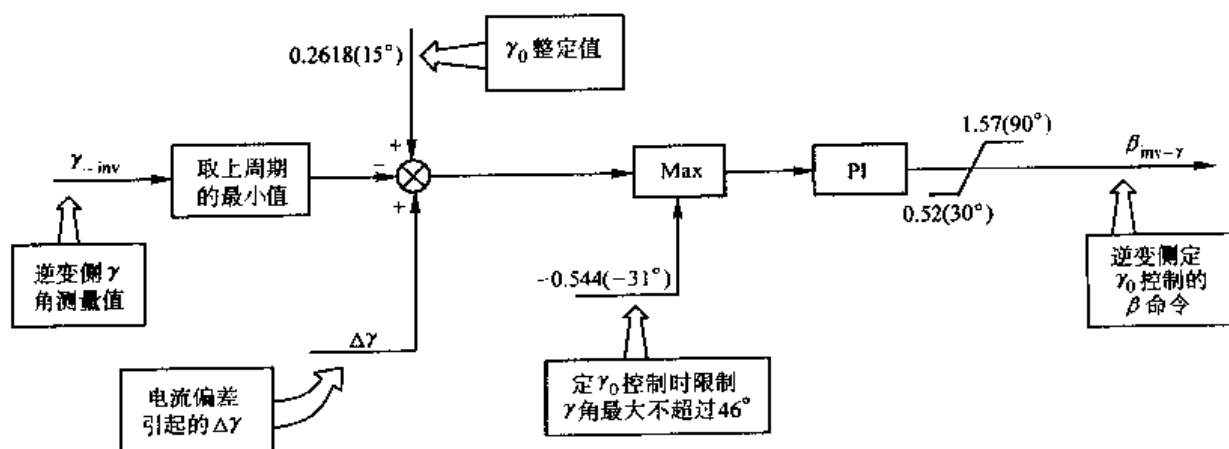


图 4-23 逆变侧定电流控制结构

7. 逆变侧定关断角 γ_0 控制

本测试系统中，通过将上一个周期从直流系统测得的逆变侧 γ 角取最小，作为关断角 γ_0 的测量值。 γ_0 角的整定值为 15° ， γ 角的最大偏差限制为 -31° 。逆变侧定关断角控制的框图如图 4-24 所示，其中 PI 控制环节的参数为

$$K = 0.7506, T = 0.0544s, \beta_{\max} = 1.57(90^\circ), \beta_{\min} = 0.52(30^\circ)$$

图 4-24 逆变侧定 γ_0 控制结构

8. 逆变侧的控制模式选择

定电流控制器与定关断角控制器的输出都是 β 角,但在任何时刻两个控制器的输出只有 1 个被选中。根据逆变器运行的特点,对两个控制器输出的 β 角进行取大选择是合理的,如图 4-25 所示。根据 $\alpha = 180^\circ - \beta$,从而得到逆变侧触发延迟角 α 。

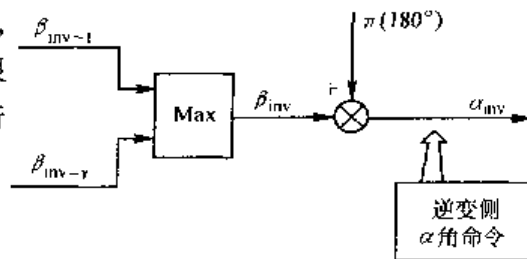


图 4-25 逆变侧控制模式的选择

9. CIGRE 直流输电标准测试系统的控制器详细框图

综合以上各控制环节,可以得到 CIGRE 直流输电标准测试系统的控制器详细框图,如图 4-26 所示。

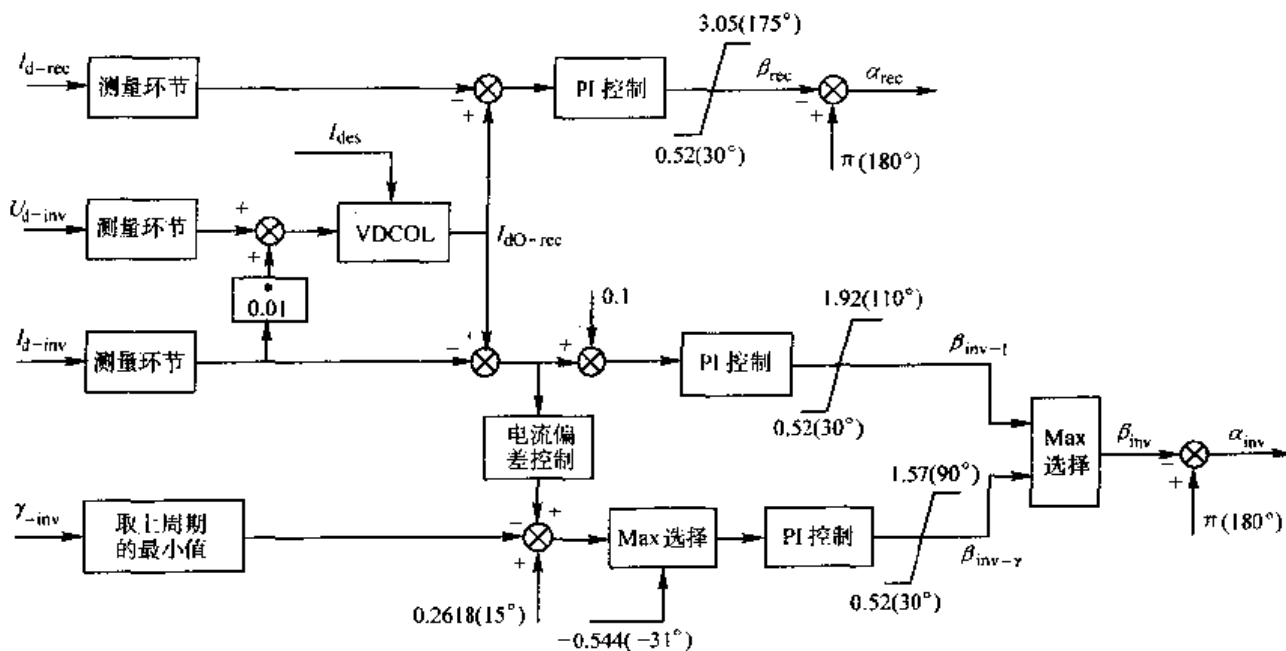


图 4-26 CIGRE 直流输电标准测试系统的控制器详细框图

4.6.2 CIGRE 直流输电标准测试系统控制器的稳态响应特性分析

为了得出 CIGRE 直流输电标准测试系统中控制器的稳态响应特性,本节采用分别在整流侧和逆变侧降低换流母线电压的方法来测试控制器的响应特性。当逆变侧换流母线电压保持不变,整流侧换流母线电压逐步下降时,直流系统运行点的变化如表 4-1 所示。当整流侧换流母线电压保持不变,逆变侧换流母线电压逐步下降时,直流系统运行点的变化如表 4-2 所示。

表 4-1 整流侧故障时直流输电控制器的稳态响应特性

整流侧换流 母线电压	整流侧控制器 的控制方式	逆变侧控制器 的控制方式	系统稳态运行点 (整流侧出口处的 I_d, U_d)	两侧换流器特征变量 (α, γ)
初始值	定电流	定 γ_0	A(1,0.978)	($20^\circ, 15^\circ$)
下降 3%	定电流	定 γ_0	A(1,0.978)	($14^\circ, 15^\circ$)
下降 8.5%	定 α_{min}	定 γ (电流偏差控制)	B(0.992,0.947)	($5^\circ, 17^\circ$)
下降 11%	定 α_{min}	定 γ (电流偏差控制)	C(0.982,0.922)	($5^\circ, 18^\circ$)
下降 14%	定 α_{min}	定 γ (电流偏差控制)	D(0.917,0.889)	($5^\circ, 26^\circ$)

(续)

整流侧换流 母线电压	整流侧控制器 的控制方式	逆变侧控制器 的控制方式	系统稳态运行点 (整流侧出口处的 I_c, U_d)	两侧换流器特征变量 (α, γ)
下降 18%	定 α_{\min}	定电流 (VDCOL)	E(0.853, 0.852)	(5°, 31°)
下降 25%	定 α_{\min}	定电流 (VDCOL)	F(0.786, 0.777)	(5°, 38°)
下降 61%	定 α_{\min}	定电流 (VDCOL)	G(0.45, 0.4)	(5°, 67°)
下降 80%	定 α_{\min}	定电流(最小电流限制)	H(0.45, 0.181)	(5°, 79°)
三相短路	定 α_{\min}	定电流(最小电流限制)	I(0.45, 0)	(5°, 89°)

表 4-2 逆变侧故障时直流输电控制器的稳态响应特性

逆变侧换 流母线电压	整流侧控制器 的控制方式	逆变侧控制器 的控制方式	系统稳态运行点 (整流侧出口处的 I_d, U_d)	两侧换流器 特征变量(α, γ)
初始值	定电流	定 γ_0	A(1, 0.987)	(20°, 15°)
下降 5%	定电流	定 γ_0	K(0.998, 0.945)	(23°, 15°)
下降 10%	定电流 (VDCOL)	定 γ_0	M(0.98, 0.881)	(28°, 15°)
下降 40%	定电流 (VDCOL)	定 γ_{11}	N(0.7, 0.54)	(57°, 16°)
下降 58%	定电流 (VDCOL)	定 γ_{11}	X(0.55, 0.4)	(69°, 15°)
下降 75%	定电流(最小电流限制)	定 γ_{11}	Y(0.55, 0.24)	(72°, 15°)
三相短路	定电流(最小电流限制)	定 γ_u	Z(0.55, 0)	(88°, 0°)

根据表 4-1 和表 4-2 可以分别画出逆变侧控制器和整流侧控制器的稳态运行特性曲线, 综合这 2 条曲线可以得到直流输电系统的稳态 U_d-I_d 特性曲线, 如图 4-27 所示。图中的 U_d 和 I_d 对应的是整流侧出口的直流电压和电流。

1. 整流侧换流母线电压下降时逆变侧控制器的动作机理分析

正常时整流侧由定电流控制决定系统运行电流, 逆变侧由定 γ_0 控制决定系统运行电压, 此时系统运行在 A 点。

当交流电压下降很小时, 整流侧在定电流控制作用下迅速将 α 角减小, 只要 α 角还没有达到其上限 α_{\min} , 就可以使电流恢复到整定值, 运行点保持不变, 仍然在 A 点。

交流电压下降较小, 但 α 角已达到其上限 α_{\min} 时, 整流侧限制在定 α_{\min} 控制曲线上, 电流未能恢复到整定值而有所下降, 逆变侧电流偏差控制开始起作用, 逆变侧仍为定 γ_0 控制, 不过此时的 γ_0 整定值还包括由电流偏差控制产生的 γ_0 角的增量, 运行点在 B、C、D 点。

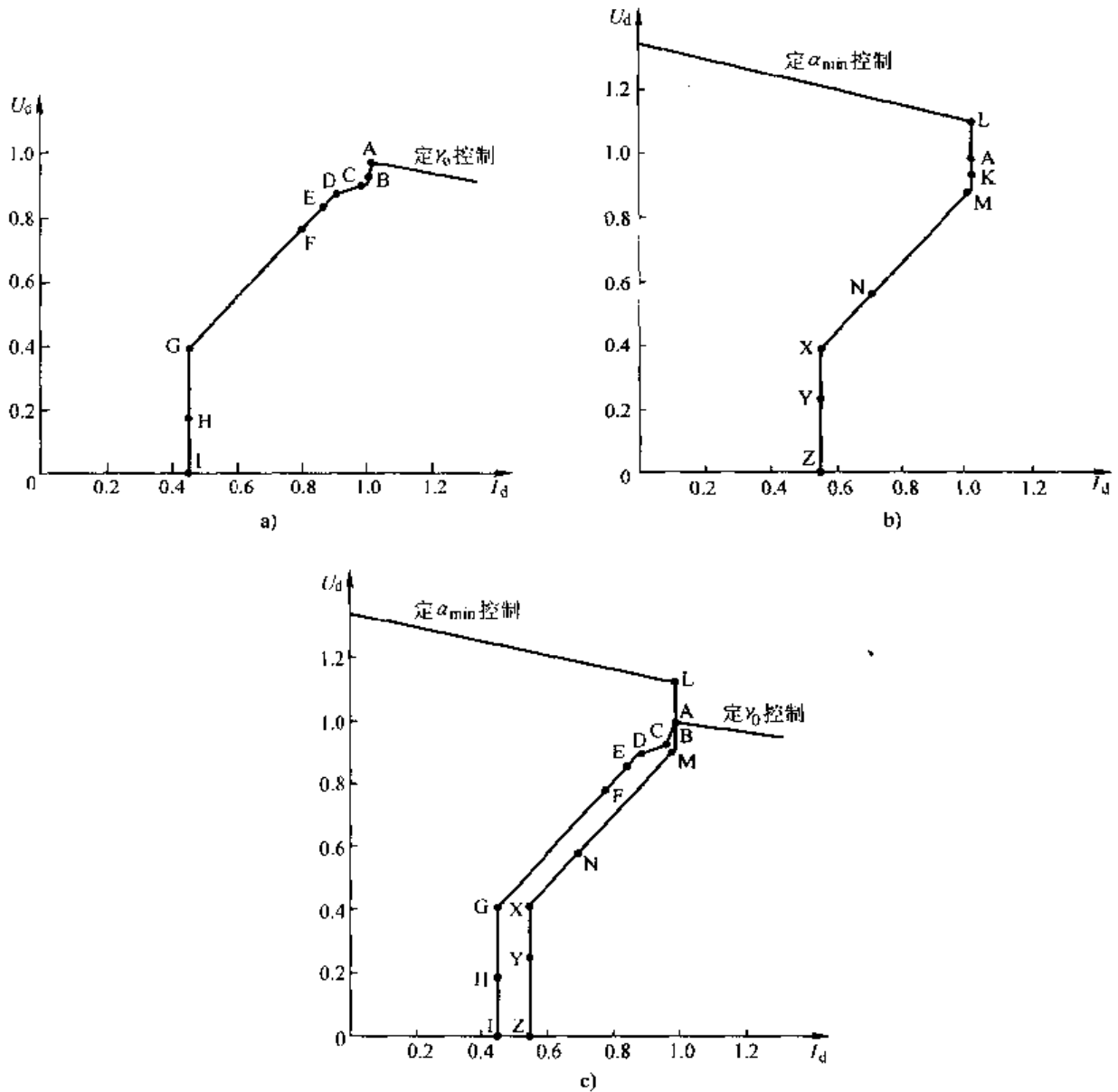
电压下降较多时, 整流侧仍为定 α_{\min} 控制, 逆变侧 VDCOL 控制投入, 电流跟随电压下降, 运行点在 E、F、G 点。

电压下降很多时, 整流侧仍为定 α_{\min} 控制, 逆变侧进入最小电流限制控制, 使电流保持在定电流曲线 $I_d = 0.45$ 上, 运行点在 H、I 点。

2. 逆变侧换流母线电压下降时整流侧控制器的动作机理分析

正常时整流侧由定电流控制决定系统运行电流, 逆变侧由定 γ_0 控制决定系统运行电压, 此时系统运行在 A 点。

逆变侧电压下降很小时, 整流侧在定电流控制作用下迅速将 α 角增大, 使电流恢复到

图 4-27 直流输电系统的稳态 U_d-I_d 特性曲线

- a) 整流器运行于定 α_{\min} 控制时逆变侧控制器稳态运行特性 b) 逆变器运行于定 γ_0 控制时整流侧控制器稳态运行特性
c) 直流控制器稳态 U_d-I_d 特性曲线

整定值，整流侧定电流运行，逆变侧仍为定 γ_0 运行，运行点在定电流直线上移动到 K 点。

逆变侧电压下降较多时，整流侧 VDCOL 控制投入作用，使整流侧电流减小，逆变侧仍为定 γ_0 控制，运行点在 M、N、X 点。

逆变侧电压下降很多时，整流侧进入最小电流限制控制，使电流保持在定电流曲线 $I_d = 0.55$ 上，逆变侧仍为定 γ_0 控制。运行点在 Y、Z 点。

参 考 文 献

- 1 EPRI Report. High-Voltage Direct Current Handbook. First Edition. 1994. EPRI TR-104166s
- 2 EPRI Report. Methodology for Integration of HVDC Links in Large AC Systems - Phase I: Reference Manual. 1983
- 3 CIGRE Working Group 14-29. Coordination of Controls of Multiple FACTS/HVDC Links in the Same System. 1998

- 4 El-Hawary M E. Electric Power System Design and Analysis, Chapter 7. First Edition. New York: Reston Publishing Company, 1983
- 5 Szechtman M, Wess T, Thio C V. First benchmark model for HVDC control studies. *Electra*, 1991, (135): 54 ~ 73
- 6 Szechtman M, Wess T, Thio C V. A Benchmark Model for HVDC System studies. International Conference on AC and DC Power Transmission. 1991. 374 ~ 378

第 5 章 交直流电力系统潮流计算方法

5.1 交直流电力系统潮流计算中的换流器标么值方程

为了建立潮流计算的数学模型，常将整个交直流系统分为交流系统和直流系统，对两个系统分别建立数学模型。直流系统和交流系统的分界面根据第 3 章换流器稳态数学模型中的假设条件以换流站交流母线为界，如图 5-1 所示。其中 $P_{ac} + jQ_{ac}$ 是注入交流系统的功率， $P_d + jQ_d$ 是注入直流系统的功率， $P_s + jQ_s$ 是滤波器和无功补偿及负荷的注入功率。

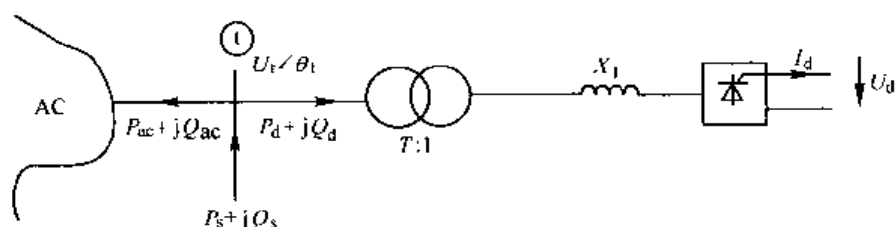


图 5-1 交直流系统分界面

潮流计算时，常采用标么值。而引入直流系统后，对直流系统的基准值取法在以往的文献中并没有统一。下面说明一下本章所采用的标么值系统。

如图 5-1 所示的交直流系统中，设直流侧的功率基值和电压基值分别为 S_{dcb} 和 U_{dcb} ，交流侧的功率基值和电压基值分别为 S_{acb} 和 U_{acb} ，且满足：

$$S_{acb} = \sqrt{3} U_{acb} I_{acb} \quad (5-1)$$

$$S_{dcb} = U_{dcb} I_{dcb} \quad (5-2)$$

式中 I_{acb} 和 I_{dcb} 分别为交流电流基准值和直流电流基准值。

$$\text{令} \quad K = \frac{U_{dcb}}{U_{acb}} \quad (5-3)$$

使 $S_{acb} = S_{dcb} =$ 整个系统的功率基值，则可导出电流和阻抗基值的关系如下：

$$I_{dcb} = \frac{\sqrt{3}}{K} I_{acb} \quad (5-4)$$

$$Z_{dcb} = K^2 Z_{acb} \quad (5-5)$$

根据第 3 章换流器稳态数学模型，6 脉波换流器有名值基本方程为

$$U_{d0} = \frac{3\sqrt{2} U_t}{\pi T} \quad (5-6)$$

$$\Delta U_d = \frac{3X_r}{\pi} I_d = d_x I_d \quad (5-7)$$

$$U_d = U_{d0} - \Delta U_d \quad (5-8)$$

$$P_d = U_d I_d \quad (5-9)$$

$$Q_d = P_d \tan \varphi \quad (5-10)$$

$$\cos \varphi \approx U_d / U_{d0} \quad (5-11)$$

由此导出 6 脉波换流器的标么值方程为 (* 代表标么值)

$$U_{d0}^* = \frac{3\sqrt{2}U_i}{\pi T U_{deb}} = \frac{3\sqrt{2}U_i}{\pi T K U_{arb}} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi T K} U_i^* \quad (5-12)$$

$$\Delta U_d^* = \frac{3X_T I_d}{\pi U_{deb}} = \frac{3X_T I_d}{\pi I_{deb} Z_{deb}} = \frac{3X_T I_d}{\pi K^2 Z_{deb} I_{deb}} = \frac{3X_T^* I_d^*}{\pi K^2} \quad (5-13)$$

$$U_d^* = U_{d0}^* - \Delta U_d^* \quad (5-14)$$

$$P_d^* = U_d^* I_d^* \quad (5-15)$$

$$Q_d^* = P_d^* \tan \varphi \quad (5-16)$$

$$\cos \varphi \approx U_d^* / U_{d0}^* \quad (5-17)$$

对于每极具有 K_b 个 6 脉波桥串联, 极数为 K_p 的直流输电系统, 其标么值方程为

$$U_{d0}^* = \frac{3\sqrt{2}K_b}{\pi T K} U_i^* = C U_i^* \quad (5-18)$$

$$\Delta U_d^* = \frac{3K_b X_T^*}{\pi K^2} I_d^* = d_x^* I_d^* \quad (5-19)$$

$$U_d^* = U_{d0}^* - \Delta U_d^* \quad (5-20)$$

$$P_d^* = K_p U_d^* I_d^* \quad (5-21)$$

$$Q_d^* = P_d^* \tan \varphi \quad (5-22)$$

$$\cos \varphi = U_d^* / U_{d0}^* \quad (5-23)$$

其中

$$C = \frac{3\sqrt{2}K_b}{\pi T K} \quad (5-24)$$

5.2 交直流电力系统潮流计算的数学模型

首先来看两端直流输电系统。众所周知, 若换流变压器分接头确定, 两端换相电压已知, 则换流器触发角一旦确定, 直流输电系统的所有物理量就完全确定。因此有

$$P_{d1} = f_1(U_{d1}, U_{d2}, \alpha_1, \alpha_2) \quad (5-25)$$

$$Q_{d1} = g_1(U_{d1}, U_{d2}, \alpha_1, \alpha_2) \quad (5-26)$$

$$P_{d2} = f_2(U_{d1}, U_{d2}, \alpha_1, \alpha_2) \quad (5-27)$$

$$Q_{d2} = g_2(U_{d1}, U_{d2}, \alpha_1, \alpha_2) \quad (5-28)$$

其中, α_1 和 α_2 分别为整流侧和逆变侧的触发延迟角; U_{d1} 和 U_{d2} 分别为整流站和逆变站交流母线电压, 参见图 5-1。

对应于两端直流输电系统, 必然有两个控制方程, 用这两个控制方程消去上述方程中的变量 α_1 和 α_2 , 则得到如下的方程:

$$P_{d1} = f_1'(U_{d1}, U_{d2}) \quad (5-29)$$

$$Q_{d1} = g_1'(U_{d1}, U_{d2}) \quad (5-30)$$

$$P_{d2} = f_2'(U_{d1}, U_{d2}) \quad (5-31)$$

$$Q_{d2} = g_2'(U_{d1}, U_{d2}) \quad (5-32)$$

即注入直流系统的功率是直流网连接的交流母线电压幅值的函数。

上述结果不难推广到多端直流输电系统。因此，注入换流站节点 t 的功率可以分为两个部分（参照图 5-1）：

第一部分为注入交流系统的功率：

$$P_{ac} = U_t \sum_{j \in t} U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (5-33)$$

$$Q_{ac} = U_t \sum_{j \in t} U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (5-34)$$

其中 j 为与 t 有交流线联络的节点，包括 $j = t$ 。

第二部分为注入直流系统的功率：

$$P_d = f_t(U_t, U_{d1}, U_{d2}, \dots, U_{dm}) \quad (5-35)$$

$$Q_d = g_t(U_t, U_{d1}, U_{d2}, \dots, U_{dm}) \quad (5-36)$$

其中 t, t_1, t_2, \dots, t_m 为所有与直流网络相连接的交流系统节点。

由上述分析可知，直流系统中，一旦控制方式确定，则注入任意一个换流站的功率只与该换流站的交流母线电压幅值和该换流站所处的直流系统中的其他换流站交流母线电压幅值有关。因此，从交流侧注入任意一个换流站的功率可看作是某些交流节点电压幅值的函数，而与直流系统中的任何一个变量无关，即直流系统已被等效掉了。这就把交直流电力系统的潮流计算问题简化为具有同样交流节点个数并求同样状态量（节点电压的幅值和相位）的一个纯交流系统的潮流计算问题。从而可以应用纯交流系统潮流计算中非常成熟的 Newton-Raphson 法和快速解耦算法进行求解。而直流系统中各变量的求解可在迭代收敛后与求交流线路功率一起求出。

显然，换流站交流母线的功率平衡方程为

$$\Delta P = P_t - P_{ac} - P_d = 0 \quad (5-37)$$

$$\Delta Q = Q_t - Q_{ac} - Q_d = 0 \quad (5-38)$$

因此，换流站交流母线可以当作 PQ 节点来处理。而交直流电力系统的潮流计算与纯交流系统的潮流计算不同之处仅在于换流站交流母线的功率平衡方程中多了一项直流注入功率。

5.3 交直流电力系统潮流计算的 Newton-Raphson 法

当用 Newton-Raphson（牛顿-拉弗森）法求解交直流电力系统的潮流问题时，首先必须建立修正方程的 Jacobian（雅可比）矩阵。由上节的讨论可知，交直流电力系统的 Jacobi 矩阵与纯交流系统的 Jacobian（雅可比）矩阵的不同之处仅在于交直流电力系统的 Jacobi 矩阵中需要考虑与直流注入功率相关的因素。由于直流注入功率与节点电压的相角无关，因此 Jacobian 矩阵中所有对节点电压相角求偏导的元素与直流注入功率无关。下面我们以两端直流输电系统为例，具体推导直流注入功率对 Jacobian 矩阵的影响。

对整流站交流母线，功率平衡方程为

$$\Delta P_r = P_{sr} - P_{acr} - P_{dr} = 0 \quad (5-39)$$

$$\Delta Q_r = Q_{sr} - Q_{acr} - Q_{dr} = 0 \quad (5-40)$$

而

$$\Delta N_{rr} = -\frac{\partial P_{dr}}{\partial U_r} U_r = -\frac{\partial P_{dr}}{\partial U_{dr}} C_r U_r \quad (5-41)$$

$$\Delta N_{ri} = -\frac{\partial P_{dr}}{\partial U_i} U_i = -\frac{\partial P_{dr}}{\partial U_{di}} C_i U_i \quad (5-42)$$

$$\Delta L_{rr} = -\frac{\partial Q_{dr}}{\partial U_r} U_r = -\frac{\partial Q_{dr}}{\partial U_{dr}} C_r U_r \quad (5-43)$$

$$\Delta L_{ri} = -\frac{\partial Q_{dr}}{\partial U_i} U_i = -\frac{\partial Q_{dr}}{\partial U_{di}} C_i U_i \quad (5-44)$$

对逆变站交流母线，功率平衡方程为

$$\Delta P_i = P_{si} - P_{aci} - P_{di} = 0 \quad (5-45)$$

$$\Delta Q_i = Q_{si} - Q_{aci} - Q_{di} = 0 \quad (5-46)$$

而

$$\Delta N_{ii} = \frac{\partial P_{di}}{\partial U_i} U_i = \frac{\partial P_{di}}{\partial U_{di}} C_i U_i \quad (5-47)$$

$$\Delta N_{ir} = \frac{\partial P_{di}}{\partial U_r} U_r = \frac{\partial P_{di}}{\partial U_{dr}} C_r U_r \quad (5-48)$$

$$\Delta L_{ii} = -\frac{\partial Q_{di}}{\partial U_i} U_i = -\frac{\partial Q_{di}}{\partial U_{di}} C_i U_i \quad (5-49)$$

$$\Delta L_{ir} = -\frac{\partial Q_{di}}{\partial U_r} U_r = -\frac{\partial Q_{di}}{\partial U_{dr}} C_r U_r \quad (5-50)$$

以上各式中， C_r 和 C_i 的意义见式 (5-24)。

从以上各式可以看出，要确定直流注入功率对 Jacobian 矩阵的影响，必须先确定以下几个量： $\frac{\partial P_{dr}}{\partial U_{dr}}$ ， $\frac{\partial Q_{dr}}{\partial U_{dr}}$ ， $\frac{\partial P_{dr}}{\partial U_{di}}$ ， $\frac{\partial Q_{dr}}{\partial U_{di}}$ ， $\frac{\partial P_{di}}{\partial U_{dr}}$ ， $\frac{\partial Q_{di}}{\partial U_{dr}}$ ， $\frac{\partial P_{di}}{\partial U_{di}}$ ， $\frac{\partial Q_{di}}{\partial U_{di}}$ 。

而以上 8 个量均随控制方式的变化而变化。下面给出不同控制方式下以上 8 个量的计算公式。

5.3.1 整流侧定电流控制和逆变侧定电压控制

整流侧定电流的控制方程为

$$I_d = I_{ds} \quad (5-51)$$

逆变侧定电压控制（通常控制整流侧电压为恒定）的方程为

$$U_{dr} = U_{ds} \quad (5-52)$$

因此

$$P_{dr} = K_p U_{dr} I_d = K_p U_{ds} I_{ds} = \text{const} \quad (5-53)$$

$$Q_{dr} = P_{dr} \tan \varphi_r = P_{dr} \sqrt{\left(\frac{U_{dr}}{U_{dr}}\right)^2 - 1} = K_p I_{ds} \sqrt{U_{dr}^2 - U_{ds}^2} \quad (5-54)$$

$$P_{di} = K_p U_{di} I_d = K_p (U_{ds} - I_{ds} R_{dc}) I_{ds} = \text{const} \quad (5-55)$$

$$Q_{di} = P_{di} \tan \varphi_i = P_{di} \sqrt{\left(\frac{U_{doi}}{U_{di}}\right)^2 - 1} = K_p I_{ds} \sqrt{U_{doi}^2 - U_{di}^2} \quad (5-56)$$

因此有

$$\frac{\partial P_{dr}}{\partial U_{dor}} = 0 \quad (5-57)$$

$$\frac{\partial P_{di}}{\partial U_{doi}} = 0 \quad (5-58)$$

$$\frac{\partial Q_{dr}}{\partial U_{dor}} = \frac{K_p I_{ds} U_{dor}}{\sqrt{U_{dor}^2 - U_{di}^2}} \quad (5-59)$$

$$\frac{\partial Q_{di}}{\partial U_{doi}} = 0 \quad (5-60)$$

$$\frac{\partial P_{di}}{\partial U_{dor}} = 0 \quad (5-61)$$

$$\frac{\partial P_{di}}{\partial U_{doi}} = 0 \quad (5-62)$$

$$\frac{\partial Q_{di}}{\partial U_{dor}} = 0 \quad (5-63)$$

$$\frac{\partial Q_{di}}{\partial U_{doi}} = \frac{K_p I_{ds} U_{doi}}{\sqrt{U_{doi}^2 - U_{di}^2}} \quad (5-64)$$

由式(5-57)~式(5-64)可以看出,当整流侧采用定电流控制和逆变侧采用定电压控制时,直流注入功率对 Jacobian 矩阵的影响仅仅表现在元素 L_r 和 L_{ii} 上,对 Jacobian 矩阵的其余元素没有影响。由于这种情况下换流站交流母线注入换流器的有功功率为定常值,无功功率为该母线交流电压幅值的函数,而与其他交流节点的电压无关。因此,这种情况下交直流电力系统的潮流计算问题就等价于考虑负荷电压静特性的纯交流系统潮流计算问题。

5.3.2 整流侧定电流控制和逆变侧定关断角控制

整流侧定电流的控制方程为

$$I_d = I_{ds} \quad (5-65)$$

逆变侧定关断角控制的方程为

$$\gamma = \gamma_s \quad (5-66)$$

因此

$$U_{di} = U_{doi} \cos \gamma_s - d_{si} I_{ds} \quad (5-67)$$

$$U_{dr} = U_{di} + I_{ds} R_{dc} = U_{doi} \cos \gamma_s + (R_{dc} - d_{si}) I_{ds} \quad (5-68)$$

$$P_{dr} = K_p U_{dr} I_d = K_p U_{dr} I_{ds} \quad (5-69)$$

$$Q_{dr} = P_{dr} \tan \varphi_r = K_p I_{ds} \sqrt{U_{dor}^2 - U_{dr}^2} \quad (5-70)$$

$$P_{di} = K_p U_{di} I_{ds} \quad (5-71)$$

$$Q_{di} = P_{di} \tan \varphi_i = K_p I_{ds} \sqrt{U_{doi}^2 - U_{di}^2} \quad (5-72)$$

因此有

$$\frac{\partial P_{dr}}{\partial U_{dr}} = 0 \quad (5-73)$$

$$\frac{\partial P_{dr}}{\partial U_{di}} = K_p I_{ds} \cos \gamma_s \quad (5-74)$$

$$\frac{\partial Q_{dr}}{\partial U_{dr}} = \frac{K_p I_{ds} U_{dr}}{\sqrt{U_{dr}^2 - U_{dr}^2}} \quad (5-75)$$

$$\frac{\partial Q_{dr}}{\partial U_{di}} = -\frac{K_p I_{ds} U_{dr} \cos \gamma_s}{\sqrt{U_{dr}^2 - U_{dr}^2}} \quad (5-76)$$

$$\frac{\partial P_{di}}{\partial U_{dr}} = 0 \quad (5-77)$$

$$\frac{\partial P_{di}}{\partial U_{di}} = K_p I_{ds} \cos \gamma_s \quad (5-78)$$

$$\frac{\partial Q_{di}}{\partial U_{dr}} = 0 \quad (5-79)$$

$$\frac{\partial Q_{di}}{\partial U_{di}} = -\frac{K_p I_{ds} (U_{di} - U_{di} \cos \gamma_s)}{\sqrt{U_{di}^2 - U_{di}^2}} \quad (5-80)$$

5.4 交直流系统潮流计算的快速解耦算法

潮流计算的快速解耦算法由 $P-\theta$ 迭代和 $Q-U$ 迭代交替进行直至收敛而实现。 $P-\theta$ 迭代中修正方程的系数矩阵通常用 B' 表示, $Q-U$ 迭代中修正方程的系数矩阵通常用 B'' 表示。由于直流注入功率与节点电压的相角无关, 因此, 直流系统的引入对 $P-\theta$ 迭代没有影响, 即矩阵 B' 不变。下面我们重点考察直流注入功率对 B'' 矩阵的影响, 仍以两端直流系统为例。

此时与上节类似有

$$\Delta B'_{rr} = -\frac{\partial Q_{dr}}{\partial U_r} / U_r = -\frac{\partial Q_{dr}}{\partial U_{dr}} \times \frac{C_r}{U_r} \quad (5-81)$$

$$\Delta B'_{ri} = -\frac{\partial Q_{dr}}{\partial U_i} / U_r = -\frac{\partial Q_{dr}}{\partial U_{di}} \times \frac{C_i}{U_r} \quad (5-82)$$

$$\Delta B'_{ir} = -\frac{\partial Q_{di}}{\partial U_r} / U_i = -\frac{\partial Q_{di}}{\partial U_{dr}} \times \frac{C_r}{U_i} \quad (5-83)$$

$$\Delta B'_{ii} = -\frac{\partial Q_{di}}{\partial U_i} / U_i = -\frac{\partial Q_{di}}{\partial U_{di}} \times \frac{C_i}{U_i} \quad (5-84)$$

由于快速解耦算法中要求 B' 和 B'' 皆为定常对称矩阵, 因此直流注入功率引起的 B'' 的增量 $\Delta B''$ 也应是定常对称的。为此必须保证 $\Delta B'_{rr}$ 、 $\Delta B'_{ri}$ 、 $\Delta B'_{ir}$ 和 $\Delta B'_{ii}$ 为常数, 并且 $\Delta B'_{ri} = \Delta B'_{ir}$ 。因此作如下近似假定: 换流站交流母线电压 $U_r = 1$ 和 $U_i = 1$ 。由此推导不同控制方式下 $\Delta B''$ 的计算公式。

5.4.1 整流侧定电流控制和逆变侧定电压控制

根据式 (5-59)

$$\Delta B''_{rr} = -\frac{K_p I_{ds} C_r^2}{\sqrt{C_r^2 - U_{ds}^2}} \quad (5-85)$$

根据式 (5-64)

$$\Delta B''_{ii} = - \frac{K_p I_{ds} C_i^2}{\sqrt{C_i^2 - U_{di}^2}} \quad (5-86)$$

根据式 (5-60) 和式 (5-63)

$$\Delta B''_{ii} = \Delta B''_{ir} = 0 \quad (5-87)$$

可见, 当整流侧采用定电流控制和逆变侧采用定电压控制时, 由直流注入功率引起的 B'' 的增量完全满足快速解耦算法的要求。

5.4.2 整流侧定电流控制和逆变侧定关断角控制

根据式 (5-75)

$$\Delta B''_{ii} = - \frac{K_p I_{ds} C_i^2}{\sqrt{C_i^2 - U_{di}^2}} \quad (5-88)$$

根据式 (5-80)

$$\Delta B''_{ii} = - \frac{K_p I_{ds} (C_i - U_{di} \cos \gamma_r) C_i}{\sqrt{C_i^2 - U_{di}^2}} \quad (5-89)$$

这种情况下 $\Delta B''_{ii} \neq \Delta B''_{ir}$, 不满足快速解耦算法的要求。为此做近似处理, 令

$$\Delta B''_{ii} = \Delta B''_{ir} = 0 \quad (5-90)$$

实践证明, 上述做法是可行的。

从以上公式可以看出, 引入直流系统后, 用快速解耦算法计算潮流时, 只要对原 B'' 矩阵中对应换流站交流母线的主对角线元素加以一定的修正即可。

5.5 交直流电力系统潮流计算示例

潮流计算的示例系统取自参考文献 [3], 如图 5-2 所示。系统参数和潮流计算的边界条件如下:

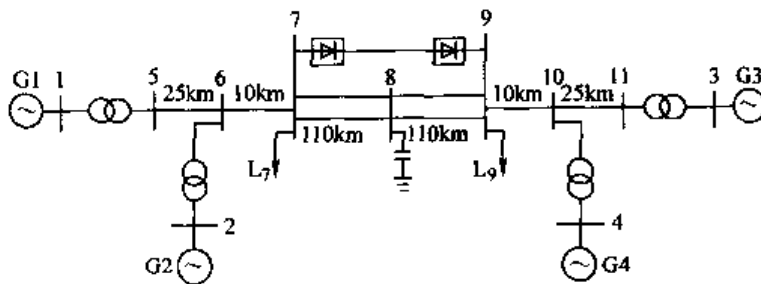


图 5-2 四机两区域交直流系统

(1) 发电机: 额定容量为 900MVA, 额定电压 20kV。

G1: $P_1 = 700\text{MW}$, $U_1 = 1.03$;

G2: $P_2 = 700\text{MW}$, $U_2 = 1.01$;

G3: $\dot{U}_3 = 1.03 \angle -6.8^\circ$;

G4: $P_4 = 700\text{MW}$, $U_4 = 1.01$ 。

(2) 升压变压器: 900MVA, 20/230kV 基准下阻抗为 $0 + j0.15\text{pu}$, 电压比为 1.0。

(3) 输电系统：额定电压 230kV，线路参数在 100MVA、230kV 基准下的标么值为

$$r = 0.0001\text{pu/km}, x = 0.001\text{pu/km}, b = 0.00175\text{pu/km}。$$

(4) 负荷：

节点 7： $P_7 = 967\text{MW}$ ， $Q_7 = 100\text{Mvar}$ ；

节点 9： $P_9 = 1767\text{MW}$ ， $Q_9 = 100\text{Mvar}$ 。

(5) 电容补偿：

节点 7：325Mvar；

节点 8：109Mvar；

节点 9：395 Mvar。

(6) 直流线路：

单极直流线路额定功率： $P_{dc} = 200\text{MW}$ ；

直流额定电压： $U_{dc} = 56\text{kV}$ 、额定电流： $I_{dc} = 3600\text{A}$ ；

直流线路电阻：1.5Ω；

换流变压器额定电压比：230kV/45.3kV，换相电抗：0.57Ω；

运行方式：定功率运行，整流侧定电流控制，逆变侧定关断角控制， $\gamma = 22^\circ$ 。

潮流计算结果如表 5-1 ~ 表 5-3 所示。

表 5-1 潮流计算结果——节点数据

节点名	电压模值 (pu)	电压相角/ (°)	P_G/MW	Q_G/Mvar	P_L/MW	Q_L/Mvar
1	1.03	4.85	700	130.1	0	0
2	1.01	-4.77	700	102.4	0	0
3	1.03	-6.80	721.6	131.5	0	0
4	1.01	-16.93	700	93.6	0	0
5	1.0153	-1.55	0	0	0	0
6	0.9998	-11.4	0	0	0	0
7	1.00	-19.41	0	325	967	100
8	1.0381	-25.78	0	117.5	0	0
9	1.0034	-31.65	0	397.7	1767	100
10	1.0012	-23.55	0	0	0	0
11	1.0155	-13.40	0	0	0	0

表 5-2 潮流计算结果——潮流分布

节点名	节点名	$P_{\rightarrow}/\text{MW}$	$Q_{\rightarrow}/\text{MW}$	$P_{\leftarrow}/\text{Mvar}$	$Q_{\leftarrow}/\text{Mvar}$
1	5	700	130.1	-700	-50.5
2	6	700	102.4	-700	-20.6
3	11	721.6	131.5	-721.6	-47.0
4	10	700	93.6	-700	-12.1
5	6	700	50.5	-688.0	64.6
6	7	1388.0	-44.0	-1368.8	235.1

(续)

节点名	节点名	$P \rightarrow / \text{MW}$	$Q \rightarrow / \text{MW}$	$P \leftarrow / \text{Mvar}$	$Q \leftarrow / \text{Mvar}$
7	9	200	86.9	-180.9	90.7
7	8	2×100.9	$2 \times (-48.5)$	$2 \times (-99.6)$	$2 \times (41.4)$
8	9	2×99.6	2×17.3	$2 \times (-98.5)$	$2 \times (-26.5)$
9	10	-1389.1	260.0	1408.9	-63.3
10	11	-708.9	75.4	721.6	47.0

表 5-3 直流线路数据

换流器	电压比 (pu)	控制角 / ($^{\circ}$)	直流电压/kV	有功功率/MW	无功功率/Mvar
整流侧	1.00	$\alpha = 18.56^{\circ}$	56.0	200.0	86.9
逆变侧	1.08125	$\gamma = 22.00^{\circ}$	50.7	-180.9	90.7

参 考 文 献

- 1 徐政. 交流等值法交直流电力系统潮流计算. 中国电机工程学报, 1994, 14 (3): 1-6
- 2 西安交通大学等. 电力系统计算: 第3章. 北京: 水利电力出版社, 1978
- 3 Kundur P. Power system stability and control. First Edition. New York: McGraw-Hill Inc., 1994

6.3 短路比的定义

在图 6-1 所示的模型系统中, 对等效阻抗 Z 的另一种表达方式是用短路比的概念。短路比定义为换流站交流母线的短路容量 S_{sc} 与额定直流功率 P_{dN} 的比值, 即

$$SCR = \frac{S_{sc}}{P_{dN}} = \frac{U_N^2}{P_{dN}} \times \frac{1}{|Z|} \quad (6-1)$$

如取图 6-1 交流系统的基准电压为换流站交流母线电压额定值 U_N , 基准功率取额定直流功率 P_{dN} , 则交流系统的基准阻抗 Z_{sb} 即为 U_N^2/P_{dN} , 从而短路比 SCR 还可表达为

$$SCR = \frac{1}{|Z|/Z_{sb}} = \frac{1}{|Z_{pu}|} \quad (6-2)$$

即与等效阻抗的标么值 $|Z_{pu}|$ 成倒数关系。

为了同时考虑等效阻抗 Z 和换流站交流滤波器及无功补偿电容器的作用, 引入了有效短路比的概念。有效短路比的定义为

$$ESCR = \frac{S_{sc} - Q_{cN}}{P_{dN}} \quad (6-3)$$

式 (6-3) 中 Q_{cN} 为当换流站交流母线电压 U 取额定值 U_N 时, 由交流滤波器和无功补偿电容器 B_c 所产生的无功功率。若仍取上述的交流系统基准值, 则 $ESCR$ 还可表达为

$$ESCR = \frac{1}{|Z_{pu}|} - B_{c,pu} \quad (6-4)$$

式中, $B_{c,pu}$ 为 B_c 的标么值。

6.4 模型系统的运行特性分析

若在图 6-1 的模型系统中, 直流系统的基准功率和基准电压分别取额定直流功率 P_{dN} 和额定直流电压 U_{dN} , 交流系统的基准值取法仍如上述方法, 则整个模型系统的特性可用如下 9 个方程来描述:

$$P_d = CU^2 [\cos 2\gamma - \cos(2\gamma + 2\mu)] \quad (6-5)$$

$$Q_d = CU^2 [2\mu + \sin 2\gamma - \sin(2\gamma + 2\mu)] \quad (6-6)$$

$$I_d = KU [\cos \gamma - \cos(\gamma + \mu)] \quad (6-7)$$

$$U_d = P_d / I_d \quad (6-8)$$

$$P_{ac} = \frac{1}{|Z|} [U^2 \cos \theta - EU \cos(\delta + \theta)] \quad (6-9)$$

$$Q_{ac} = \frac{1}{|Z|} [U^2 \sin \theta - EU \sin(\delta + \theta)] \quad (6-10)$$

$$Q_c = B_c U^2 \quad (6-11)$$

$$P_d - P_{ac} = 0 \quad (6-12)$$

$$Q_d + Q_{ac} - Q_c = 0 \quad (6-13)$$

其中, γ 为关断角, μ 为换相角, C 和 K 为与换流变压器参数及与直流系统基准值有关的两

个常数，其中 C 的表达式为

$$C = \frac{3}{4\pi} \times \frac{S_T}{P_{dN}} \times \frac{1}{u_k \%} \times \frac{1}{\tau^2} \quad (6-14)$$

上式中， S_T 和 $u_k \%$ 分别为换流变压器的容量和短路比。

将上述方程中的变量分类如下：

换流站设备参数： S_T ， $u_k \%$ ， C ， K ， B_c ， τ ；

受端系统参数： $|Z|$ ， θ ；

运行状态变量： γ ， μ ， U_d ， I_d ， P_d ， Q_d ， U ， δ ， P_{ac} ， Q_{ac} ， Q_c ， E 。

若不考虑变压器接头的改变和补偿电容器的投切，则换流站设备参数可以认为是固定的。而受端交流系统一旦运行方式确定，则受端系统参数也是固定的。在运行状态变量中，等效电动势 E 也假定是固定的。这种情况下，运行状态变量共有 11 个，而约束方程是 9 个，因此只有 2 个状态变量是独立的。即一旦确定其中的任何 2 个变量，其余变量也随之而定。

根据不同的分析目的，可以对 2 个独立变量进行不同的选择。在以下的分析中，选择 γ 和 I_d 为独立变量。当 γ 取定值而改变 I_d 的大小时，可以得到其余变量随 I_d 变化的曲线。下面考察 P_d 、 Q_d 、 U 和 μ 随 I_d 变化的规律。为此，先假定换流站设备参数和受端系统参数。一般换流变压器参数的变化范围为 $S_T = (1.1 \sim 1.2) P_{dN}$ ， $u_k \% = 15\% \sim 20\%$ ， $\tau = 1 - 15\% \sim 1 + 15\%$ 。无功补偿容量的变化范围为 $Q_{cN} = (0.5 \sim 0.6) P_{dN}$ 。因此在以下的分析中，暂取换流站设备参数为固定值如下： $S_T = 1.15 P_{dN}$ ， $u_k \% = 18\%$ ， $\tau = 1$ ，对应的 C 值为 1.53，另外取 $Q_{cN} = Q_{dN}$ 。受端系统参数先取 $|Z| = 1/3$ ，即短路比 SCR 为 3， $\theta = 90^\circ$ 加以考虑。

根据上述交直流系统的基准值取法，当模型系统运行于额定状态时，应有 $\gamma = \gamma_N$ ， $U = 1$ ， $P_d = 1$ ， $I_d = 1$ 。因此可由方程 (6-5) 确定 μ_N ，由方程 (6-7) 确定常数 K ，由方程 (6-6) 和式 (6-11) 确定 B_c ，而由方程 (6-12) 和式 (6-13) 确定 E 。保持这个 E 不变，对于给定的 γ 和 I_d ，求解由式 (6-7)、式 (6-12) 和式 (6-13) 组成的非线性方程组，可以求出状态变量 U ， δ 和 μ ，从而可以确定其余所有状态变量。通过这个方法，可以画出 γ 给定时，任何状态变量随 I_d 变化的曲线。图 6-2 ~ 图 6-5 分别画出了 γ 取不同值时的状态变量 P_d 、 Q_d 、 U 和 μ 随 I_d 变化的曲线。

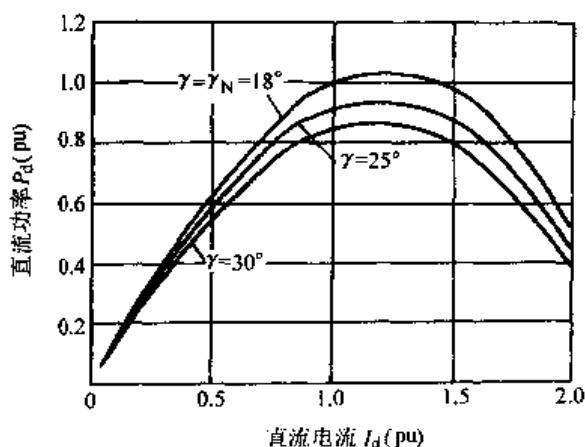


图 6-2 P_d 随 I_d 变化的曲线 ($SCR = 3.0$)

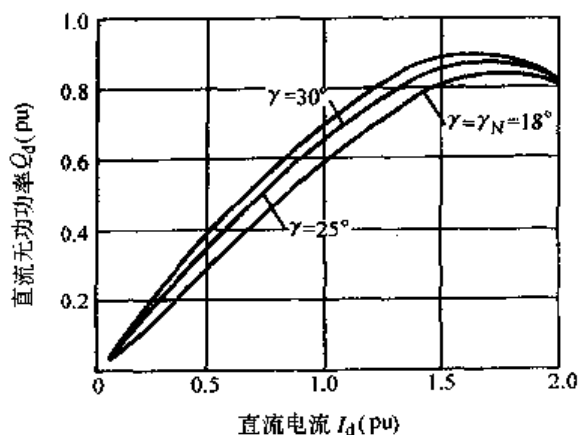
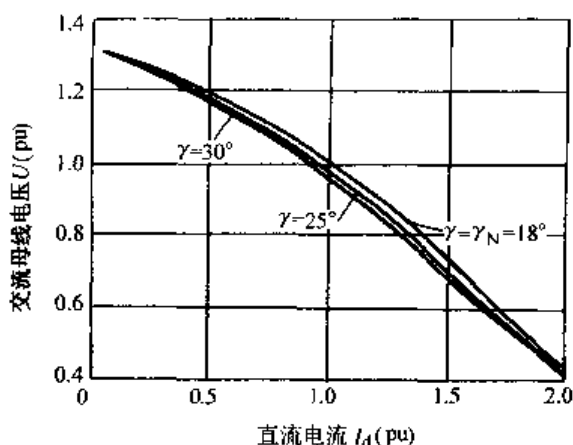
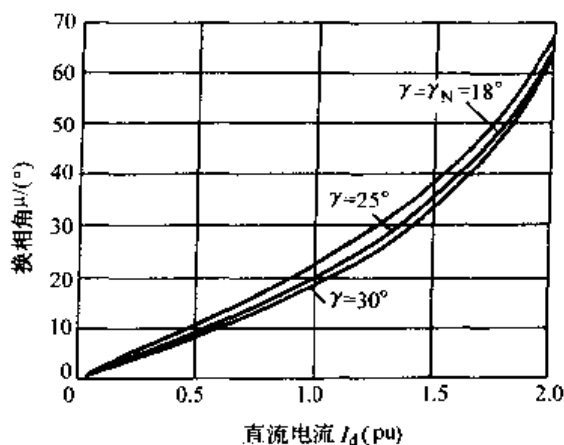


图 6-3 Q_d 随 I_d 变化的曲线 ($SCR = 3.0$)

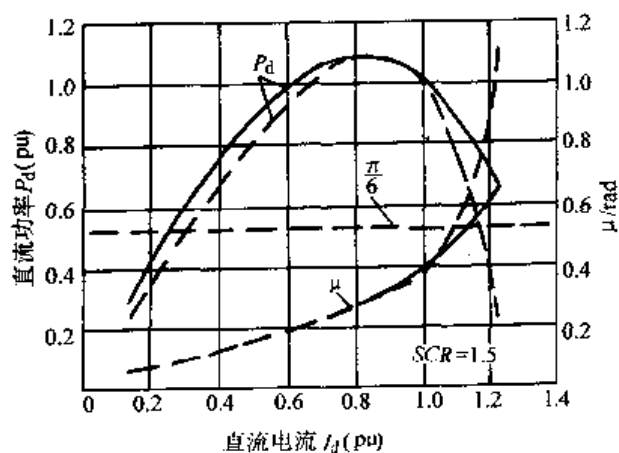
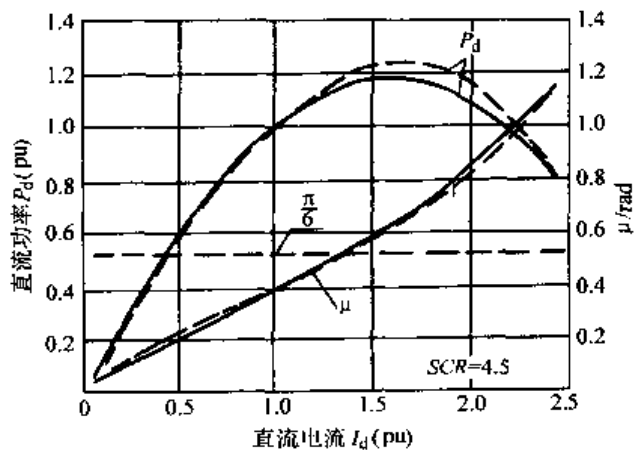
图 6-4 U 随 I_d 变化的曲线 ($SCR = 3.0$)图 6-5 μ 随 I_d 变化的曲线 ($SCR = 3.0$)

从图 6-2 可以看出, 对应于较小 γ 值的 P_d-I_d 曲线高于对应于较大 γ 值的 P_d-I_d 曲线。因此, 定义当 γ_N 取 γ_{\min} 时的 P_d-I_d 曲线为最大功率曲线, 并定义最大功率曲线上的最高点为最大可送功率点。

考察图 6-3 ~ 图 6-5 可以发现, γ 越大, 消耗的无功 Q_d 也越大, 换流站交流母线电压 U 越低, 同时换相角 μ 也越小。

6.5 输送功率极限与短路比的关系

由于最大可送功率只可能在最大功率曲线上取得, 因此这里重点考察最大功率曲线与 SCR 的关系。为此设定 $\gamma = \gamma_N = 18^\circ$, 利用上节所述的方法, 容易得到 $SCR = 1.5$ 和 $SCR = 4.5$ 两种情况下的最大功率曲线。如图 6-6 和图 6-7 所示, 其中实线对应于系统阻抗角 $\theta = 90^\circ$, 虚线对应于 $\theta = 70^\circ$ 。图 6-6 和图 6-7 中还同时画出了换相角 μ 随 I_d 变化的曲线。

图 6-6 短路比 1.5 时的 P_d-I_d 曲线图 6-7 短路比 4.5 时的 P_d-I_d 曲线

接受端系统短路比 SCR 从小到大分别考察图 6-6、图 6-2 和图 6-7，可以发现当 SCR 较小时，额定工作点位于最大可送功率点的右边，即位于最大功率曲线上 $\frac{dP_d}{dI_d} < 0$ 段；而当 SCR 较大时，额定工作点位于最大可送功率点的左边，即位于最大功率曲线上 $\frac{dP_d}{dI_d} > 0$ 段。显然，在最大功率曲线 $\frac{dP_d}{dI_d} < 0$ 段，系统是难以稳定运行的。

可以推断，当 SCR 等于某个临界值时，最大可送功率点必与额定工作点重合。这里称这个 SCR 值为临界短路比，记作 $CSCR$ ，同时定义相应的有效短路比为临界有效短路比，记作 $CESCR$ 。根据临界短路比的性质， $CSCR$ 必满足如下方程：

$$\left. \frac{dP_d}{dI_d} \right|_{I_d=1} = 0 \quad (6-15)$$

根据方程 (6-15) 和上节所述的系统特性方程，容易导出临界短路比 $CSCR$ 为如下二次方程之正根：

$$a_0 \lambda^2 + a_1 \lambda + a_2 = 0 \quad (6-16)$$

其中

$$a_0 = \left. \frac{dU}{dI_d} \right|_{I_d=1} \quad (6-17)$$

$$a_1 = 2(Q_{dn} - B_c) \sin \theta \left. \frac{dU}{dI_d} \right|_{I_d=1} + 2C \sin \theta [1 - \cos(2\gamma_N + 2\mu_N)] \left. \frac{d\mu}{dI_d} \right|_{I_d=1} \quad (6-18)$$

$$a_2 = [(Q_{dn} - B_c)^2 - 1] \left. \frac{dU}{dI_d} \right|_{I_d=1} + 2[Q_{dn} - B_c] C [1 - \cos(2\gamma_N + 2\mu_N)] \left. \frac{d\mu}{dI_d} \right|_{I_d=1} \quad (6-19)$$

而

$$\left. \frac{dU}{dI_d} \right|_{I_d=1} = \frac{2C \cos(\gamma_N + \mu_N)}{2C \cos(\gamma_N + \mu_N) - K} \quad (6-20)$$

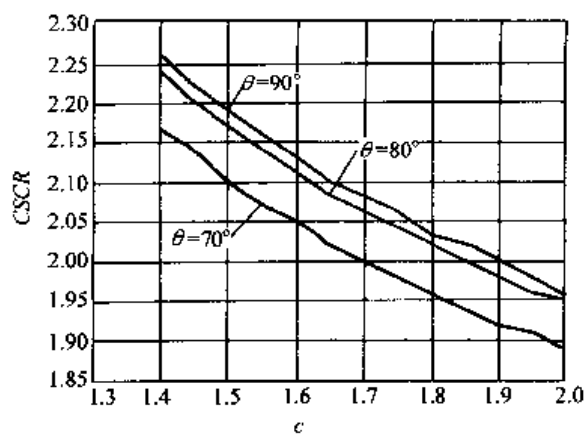
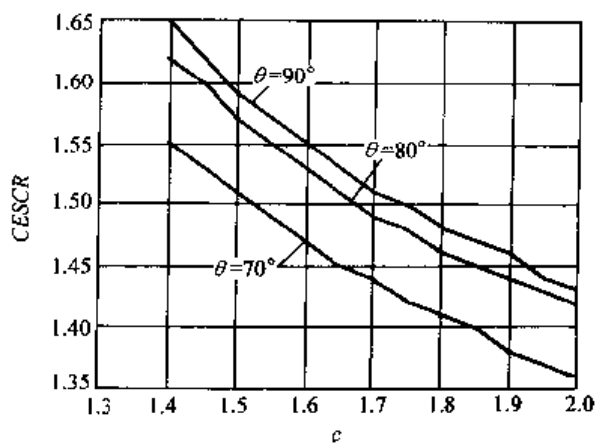
$$\left. \frac{d\mu}{dI_d} \right|_{I_d=1} = \frac{1}{K \sin(\gamma_N + \mu_N) - C \sin(2\gamma_N + 2\mu_N)} \quad (6-21)$$

即

$$CSCR = \frac{-a_1 - \sqrt{a_1^2 - 4a_0 a_2}}{2a_0} \quad (6-22)$$

显然， $CSCR$ 由常数 C 、等效无功补偿电容 B_c 及系统等效阻抗角 θ 决定。图 6-8 画出了在 $Q_{cn} = Q_{dn}$ 的情况下，对应不同系统等效阻抗角 θ 时， $CSCR$ 随 C 变化的曲线。当 B_c 变化时， $CSCR$ 跟着变化，但 $CESCR$ 变化很小。图 6-9 画出了 $CESCR$ 随 C 变化的曲线。对于典型的换流站设备， $C = 1.3 \sim 2.0$ ，作为估算，可取 $CSCR = 2$ ， $CESCR = 1.5$ 。

通常将短路比 $SCR < 2$ 的系统称为弱系统，连于弱系统的直流输电系统是难以运行的。为了增加交流系统强度，可以采用装设同步调相机、静止无功补偿器等方法，当然，采用电容换相换流器也是一条重要途径。

图 6-8 CSCR 与常数 C 的关系图 6-9 ECSCR 与常数 C 的关系

参 考 文 献

- 1 IEEE Std 1204-1997. IEEE Guide for Planning DC Links Terminating at AC Locations Having Low Short-Circuit Capacities
- 2 徐政. 联于弱交流系统的直流输电特性研究之一——直流输电的输送能力. 电网技术, 1997, 21 (1): 12 ~ 16

第 7 章 换流站交流母线的静态电压稳定性分析

7.1 模型系统及电压稳定判据

对换流站交流母线电压稳定性的分析，仍可采用第 6 章用过的模型系统（见图 6-1），直流输电系统可看作是挂靠在换流站交流母线上一个可变负荷。

对换流站交流母线电压稳定性的分析实际上等同于发电机经某一阻抗供给某一负荷时，对此负荷母线电压稳定性的分析。而后者早有经典性的结论^[2]，即所谓的 $\frac{dQ}{dU}$ 判据。 $\frac{dQ}{dU}$ 判据中的 Q 代表了在假定发电机电动势 E 的模值不变并保持发电机送到负荷母线的有功功率与负荷取用的有功功率相平衡的条件下发电机所提供的无功功率与负荷所消耗的无功功率之差， U 为负荷母线电压模值。而判据本身的意义是：当 $\frac{dQ}{dU} < 0$ 时，负荷母线电压静态稳定；而当 $\frac{dQ}{dU} > 0$ 时，负荷母线电压静态不稳定，即出现电压崩溃。

对图 6-1 所示的系统模型应用 $\frac{dQ}{dU}$ 判据时， $Q = -Q_{ac} - Q_d + Q_c$ ，因此当 $\frac{dQ_{ac}}{dU} + \frac{dQ_d}{dU} - \frac{dQ_c}{dU} > 0$ 时，换流站交流母线电压静态稳定；而当 $\frac{dQ_{ac}}{dU} + \frac{dQ_d}{dU} - \frac{dQ_c}{dU} < 0$ 时，换流站交流母线电压静态不稳定。以下定义某一直流输送功率下的电压稳定指标 VSI 为

$$VSI = \left[\frac{dQ_{ac}}{dU} + \frac{dQ_d}{dU} - \frac{dQ_c}{dU} \right]_{P_d = P_d} \quad (7-1)$$

显然当 $VSI > 0$ 时，换流站交流母线电压静态稳定，反之，则静态不稳定。在进行具体计算时， VSI 中的各项导数可用差商代表，即

$$VSI \approx \left[\frac{\Delta Q_{ac}}{\Delta U} + \frac{\Delta Q_d}{\Delta U} - \frac{\Delta Q_c}{\Delta U} \right]_{P_d = P_d} \quad (7-2)$$

文献 [3] 用电压稳定系数 VSF 的概念来判断电压稳定性，对于图 6-1 的系统模型， VSF 与 VSI 为倒数关系，两者在本质上是一致的。

7.2 VSI 的计算方法^[1]

根据上一章的分析，计算图 6-1 模型系统各物理量的基本有如下 7 个：

$$Q_d = CU^2[2\mu + \sin 2\gamma - \sin(2\gamma + 2\mu)] \quad (7-3)$$

$$Q_{ac} = \frac{1}{|Z|} [U^2 \sin \theta - EU \sin(\delta + \theta)] \quad (7-4)$$

$$Q_c = B_c U^2 \quad (7-5)$$

$$P_d = CU^2 [\cos 2\gamma - \cos(2\gamma + 2\mu)] \quad (7-6)$$

$$I_d = KU [\cos \gamma - \cos(\gamma + \mu)] \quad (7-7)$$

$$U_d = P_d / I_d \quad (7-8)$$

$$P_{ac} = \frac{1}{|Z|} [U^2 \cos \theta - EU \cos(\delta + \theta)] \quad (7-9)$$

根据式 (7-3) ~ 式 (7-9), 相应于换流站交流母线电压 U 的改变量 ΔU 也可得到上述各物理量的 7 个增量方程。而在计算换流站交流母线电压静态稳定性时, 假定了等效交流系统的 3 个参数 $|Z|$ 、 θ 和 E 是不变的, 且不管 U 怎么变化, P_d 与 P_{ac} 始终保持平衡, 即 $\Delta P_d = \Delta P_{ac}$, 这样就可得到 8 个增量方程。另外, 如将控制系统考虑在内, 还可另加 2 个增量方程。因此当换流站交流母线电压 U 有增量 ΔU 时, 总共可得到 10 个增量方程, 其矩阵表达如下:

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_d \\ \Delta Q_{ac} \\ \Delta Q_c \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta U \\ \Delta \delta \\ \Delta \mu \\ \Delta \gamma \\ \Delta I_d \\ \Delta U_d \\ \Delta P_d \\ \Delta P_{ac} \end{bmatrix} \quad (7-10)$$

这里 $[J]$ 称为 Jacobian 矩阵, 阶数为 10×8 , 其各元素的值应在工作点 ($P_d = P_{ac}$) 下进行计算。

根据矩阵方程 (7-10), 很容易求出 $\frac{\Delta Q_d}{\Delta U}$ 、 $\frac{\Delta Q_{ac}}{\Delta U}$ 和 $\frac{\Delta Q_c}{\Delta U}$ 。因为方程 (7-10) 的左端向量中末 7 个元素为 0, 从而可以消去 $[J]$ 中的 7 列元素。具体做法为从第 8 列到第 2 列对 $[J]$ 矩阵逐列选主元并从下往上消元。例如对第 8 列进行消元时, 可从第 8 列的第 4 个元素到第 10 个元素中选主元, 然后将主元所在行与第 10 行交换, 再从下往上消去第 8 列, 使得消去后第 8 列只有最末一行的那个元素不为零, 其余皆为零。而对第 7 列进行消元时, 可以从第 7 列的第 4 个元素到第 9 个元素中选主元, 再将主元所在行与第 9 行交换, 然后从下往上消去第 7 列, 使得消去后第 7 列只有最末 2 行的 2 个元素不为零, 其余皆为零。连续使用上述方法, 直到消去第 2 列为止, 上述矩阵方程 (7-10) 将变为如下形式:

由图 7-1 可见, 在本控制方式下, VSI 中相应于换流器无功功率特性的分量 $a_{11} = \frac{\Delta Q_d}{\Delta U}$ 一直为正, 同时 VSI 本身在最大功率曲线的导数 $\frac{dP_d}{dI_d} < 0$ 后仍保持为正, 说明本控制方式有较好的电压稳定特性。图 7-2 比较了交流系统等效阻抗角 θ 对电压稳定指标 VSI 的影响, 表明在本控制方式下阻抗角 θ 小对电压稳定不利。

7.3.2 整流侧定电流逆变侧定电压控制

相应于本控制方式的两个控制方程为

$$\Delta I_d = 0 \quad (7-18)$$

$$\Delta U_d = 0 \quad (7-19)$$

采用与上一节相同的计算条件, 只是额定工况下关断角 $\gamma_N = 25^\circ$, 可得出电压稳定指标 VSI 和直流功率 P_d 随 I_d 变化的关系曲线, 如图 7-3 和图 7-4 所示。根据图 7-3, $a_{11} = \frac{\Delta Q_d}{\Delta U}$ 一直为正, VSI 在可能的功率变化范围内非常平稳。显然, 本控制方式具有很好的电压稳定性。由图 7-4 可以看出, 本控制方式下交流系统阻抗角 θ 小对电压稳定有利。

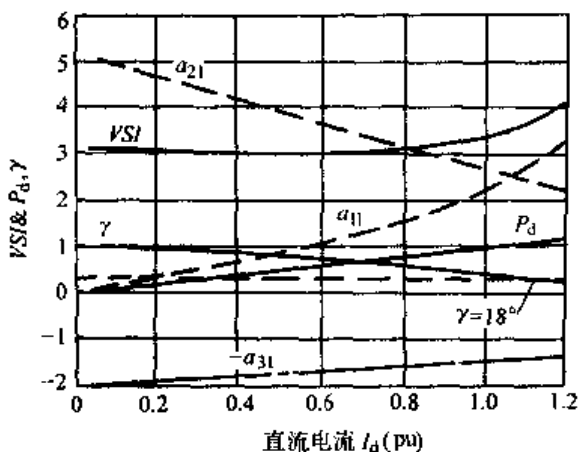


图 7-3 定电压控制时 VSI 与 P_d 和 I_d 的关系 ($SCR = 3, \theta = 90^\circ$)

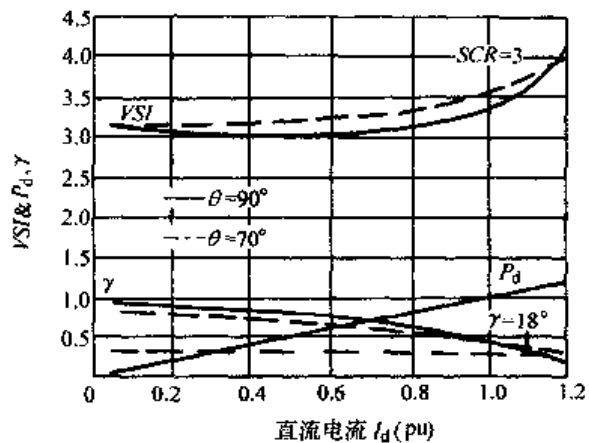


图 7-4 定电压控制时阻抗角 θ 对 VSI 的影响 ($SCR = 3$)

7.3.3 VSI 与 SCR 的关系

若换流站参数仍取上节参数, 逆变侧定关断角控制时取 $\gamma_N = 18^\circ$, 定电压控制时取 $\gamma_N = 25^\circ$, 对于不同的交流系统短路比 SCR , 计算额定工况下的电压稳定指标 VSI , 可以得出图 7-5 所示的曲线。图 7-5 中曲线 1 和曲线 2 分别对应 7.3.1 节和 7.3.2 节两种控制方式。由图 7-5 可以看出, 按电压稳定性的好坏来评价, 整流侧定电流控制逆变侧定电压控制最好; 另一方面, 对于较小的 SCR , 额定工作点下其 $\frac{dP_d}{dI_d} < 0$, 而 VSI 却始终是大于零的, 因此可以认为限制直流输电系统正常运行的主要因素是由最大功率曲线决定的 $\frac{dP_d}{dI_d}$ 的符号, 而静态电压稳定不是一个关键因素。

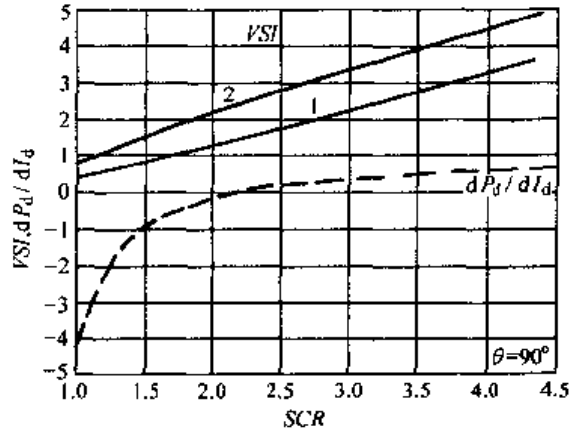


图 7-5 VSI 与 SCR 的关系

参 考 文 献

- 1 徐政. 联于弱交流系统的直流输电特性研究之二——控制方式与电压稳定性. 电网技术, 1997, 11 (3): 1~4
- 2 西安交通大学等. 电力系统计算. 北京: 水利电力出版社, 1978
- 3 Hammad A E, Kuhn W. A Computation Algorithm for Assessing Voltage Stability at AC/DC Interconnections. IEEE Trans on Power Systems, 1986, 1 (1): 209~216

第 8 章 直流输电换流站的短时过电压分析

8.1 引言

在弱交流系统情况下，由直流输电甩负荷引起的换流站短时过电压（Temporary Overvoltage, TOV）可以达到很高的值，这对直流输电设备本身的设计极限和成本有很大影响，同时也会危及网络中的其他设备。IEC 对短时过电压 TOV 的定义是^[1]：超过正常电压范围，持续相对较长时间的不衰减或衰减很慢的过电压。相应于直流输电系统，对短时过电压的一个比较具体的定义是^[2]：持续时间超过 2 个工频周波的过电压。短时过电压常常伴随着严重的波形畸变，有时甚至就是波形畸变的结果。造成换流站短时过电压的根本原因是换流站安装的大量无功补偿电容器和滤波器。在额定工况下，无功补偿的容量通常在额定输送功率的 40% 到 60%，如果由于换流器闭锁或系统扰动引起换流器的无功消耗大幅下降甚至为零，则剩余的无功补偿容量就会导致换流站过电压，当连接的交流系统比较弱时，这种过电压可以达到很高的值。

8.2 影响短时过电压大小的两个主要因素

对 TOV 的大小起决定性作用的因素主要是两个：一个是由交流系统等效阻抗与直流输电换流站无功补偿设备和滤波设备构成的并联谐振；另一个是由换流变压器饱和或偏磁引起的励磁涌流。

由交流系统与换流站无功补偿设备和滤波器构成的并联谐振对 TOV 具有很大的影响，主要原因是：

(1) 在低次谐波附近的并联谐振对注入交流系统的低次谐波呈现出非常高的阻抗，而由换流变压器饱和及直流输电非特征谐波引起的低次谐波含量很高，从而造成很高的 TOV 和交流电压波形畸变，对直流输电故障后的恢复过程也有很大的影响。

(2) 并联谐振的频率与工频电压放大有紧密联系，其关系式为

$$\frac{U_a}{U_n} = \frac{F_r^2}{F_r^2 - 1} \quad (8-1)$$

式中， U_a 是当换流站甩负荷或故障清除时换流站交流母线电压的工频分量； U_n 是从换流站交流母线看出去的交流系统的 Thevenin 等效电动势，是工频量； F_r 是由换流站交流母线看出去的交流系统 Thevenin 等效阻抗与换流站无功补偿和滤波器构成的并联谐振点的频率。

由于交流系统越弱， F_r 就越小，因此当交流系统很弱导致 F_r 低于 2 次谐波频率时，TOV 将达到非常高的值，此时工频过电压占据主导地位。对于较强的交流系统，并联谐振点的频率一般在 3 次谐波或 4 次谐波附近，这时工频过电压在 TOV 中将不占主导地位。

由换流变压器饱和或偏磁引起的励磁涌流是换流站注入交流系统的低次谐波电流的主要来源。由换流变压器对称饱和引起的励磁涌流波形如图 8-1 所示，换流变压器对称饱和通常

由直流线路故障引起的甩负荷造成, 对称饱和引起的励磁涌流中只含奇次谐波。由换流变压器偏磁引起的励磁涌流如图 8-2 所示, 换流变压器偏磁通常由交流系统故障引起, 偏磁引起的励磁涌流中含有大量的 2 次谐波分量。

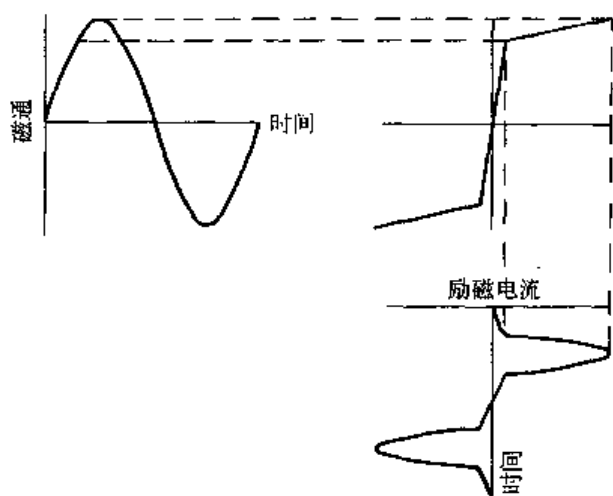


图 8-1 变压器对称饱和时磁通与励磁涌流之间的关系

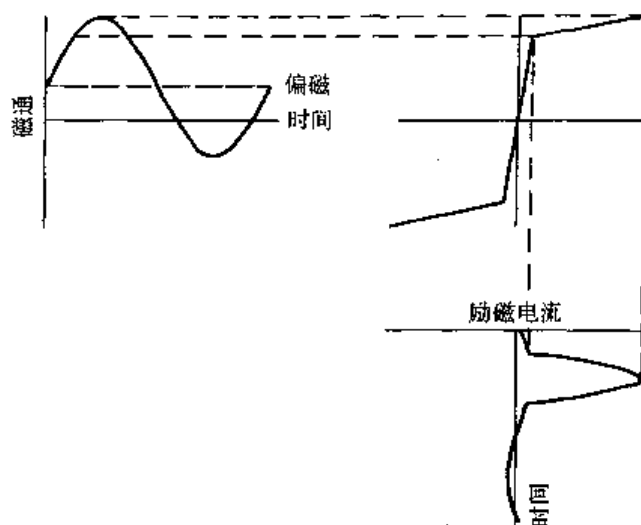


图 8-2 变压器偏磁时磁通与励磁涌流之间的关系

一般情况下 TOV 由 3 个分量组成^[2]: 一个是工频过电压分量, 一个是由变压器饱和产生的励磁涌流引起的过电压分量, 另一个是由并联谐振点决定的自然频率分量。图 8-3 为交流系统三相故障换流器闭锁时的过电压波形。

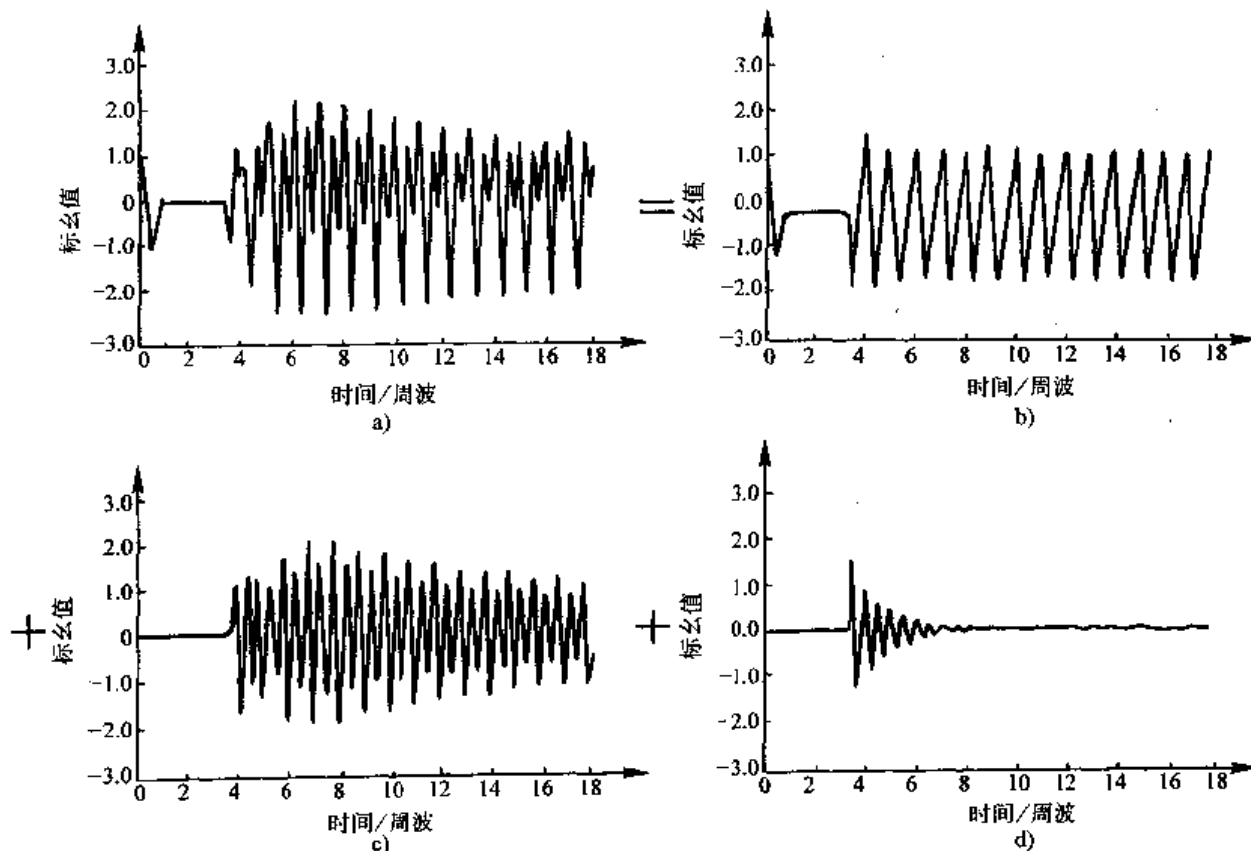


图 8-3 短时过电压的三个分量

a) 短时过电压 b) 工频分量 c) 变压器饱和分量 d) 自然频率分量

8.3 引起短时过电压的故障和操作

8.3.1 保护动作闭锁换流器

当换流设备发生内部故障时，保护就会动作闭锁换流器。通常，换流器闭锁时会连锁切除换流站的补偿电容器和滤波器或直接跳开与交流系统之间的开关，这种情况下，过电压的持续时间较短，等于开关断开的时间。当只有单极闭锁时，通常过电压并不严重，因为健全极会随着电压的升高而自然吸收更多的无功，但健全极的阀和阀上的避雷器会承受全额的过电压。如果发生双极闭锁，当直流输电系统所连接的交流系统比较弱，就会发生严重的过电压。对于背靠背直流输电系统，通常只有一个极，这种情况下单极闭锁就会造成较严重的过电压，特别是当连接的交流系统比较弱时。

8.3.2 直流线路故障

架空直流输电线路的故障是通过短时闭锁故障极来清除的，通常在几百毫秒之后再重新启动，因此换流站的无功补偿设备在故障期间并不切除。由于架空直流输电系统一般都是双极的，因此单极故障损失功率不会超过总功率的50%，因为大多数双极直流输电系统在单极故障时健全极会短时过载以减少损失的输送功率。因此单极故障时的短时过电压一般并不严重，但通常会持续较长的时间，因为故障清除的时间较长。

直流输电线路双极同时故障是很少见的，但一旦发生就会甩掉全部负荷。对于较弱的交流系统，在直流输电系统的整个恢复过程中控制由此造成的过电压是非常困难的。另一方面，双极同时故障很可能是永久性故障。因此，很多直流输电系统设计时，对于双极同时故障，就直接切除所有补偿电容器。

8.3.3 交流系统故障

交流系统故障可以引起换流站交流母线的暂态过电压、短时过电压以及短时波形畸变等。交流系统故障可以同时引起如下4种效应：

- (1) 由于直流输送功率的终止而引起的无功功率不平衡；
- (2) 由故障而放电的补偿电容器的重新充电引起的暂态冲击电流；
- (3) 由变压器饱和或偏磁激发的低次谐波谐振；
- (4) 交流系统和直流系统之间可能存在的低次谐波相互作用。

如交流系统故障清除时切除的是与换流站相连的主干线路或重要发电机，往往伴随着交流系统强度的大幅下降，这种情况下就会恶化过电压状态。另外，一侧交流系统故障时，造成直流输送功率的突然终止，也会造成另一侧交流系统的过电压。现代直流输电系统的设计原则是在交流系统故障时，如有可能，尽量维持直流输电继续运行，如不可能，则在交流系统故障切除后立即恢复直流输电系统的运行。这样，就可以大大减少换流站出现严重过电压的可能性。

8.3.4 常规操作

换流站的交流母线接有大量元器件，其中有些元器件在正常运行时需要根据输送功率的变化投入或切除，如并联无功补偿电容器和滤波器等。任何投切操作都有可能造成过电压，比如，并联电容器组的正常投切就会产生暂态操作过电压。但这些操作过电压并不是直流输电换流站中所特有的，一般的交流系统中也存在这样的过电压。因此，合理的设计和

数选择可以大大减小由常规操作引起过电压的危险。

变压器合闸通电时可能产生短时过电压，原因是由饱和产生的励磁涌流含有大量的低次谐波电流分量，而换流站的无功补偿设备与交流系统之间会产生并联谐振，当交流系统较弱时谐振频率比较低，例如当远方孤立电厂直接供电给直流输电整流站时，这种过电压可以达到 2pu，并持续数百毫秒。

8.4 与换流站相连的发电机的自励磁问题

当远方电厂直接供电给直流输电系统时，如直流输电系统发生故障而甩负荷，造成换流站有大量补偿无功剩余而向发电机组倒送无功时，容易造成与换流站相连的发电机组的自励磁。对于没有励磁电流反向能力的发电机组，当吸收的无功功率达到约 $\frac{1}{X_d}$ pu 时就会发生自励磁；对于具有励磁电流反向能力的发电机组，当吸收的无功功率达到约 $\frac{1}{X_q}$ pu 时就会发生自励磁。

8.5 短时过电压的限制措施

由于短时过电压在交流系统较弱时才比较严重，因此限制短时过电压的一个重要措施就是加强交流系统，这除了限制短时过电压外，还有其他很多好处。加强交流系统的措施有安装同步调相机，安装动态无功补偿器 SVC 等。另外，采用适当的直流输电运行策略也可以抑制短时过电压。电容器组和滤波器组的投切，安装氧化锌避雷器等措施都可以用来限制短时过电压。

参 考 文 献

- 1 IEC. Insulation Coordination. IEC Publication 71, 1972
- 2 EPRI Report. High-Voltage Direct Current Handbook. First Edition. 1994. EPRI TR-104166a

第9章 交直流电力系统中谐波的 产生和变换特性分析

对于直流输电系统所产生的谐波特性，在两端交流系统基频相同及交流系统三相电动势和参数都对称的条件下，已分析得相当清楚。基本的结论是^[1]：流入交流系统的谐波电流次数为 $n = kp \pm 1$ ，直流线路上流过的谐波电流次数为 $n = kp$ ，其中 p 为换流器的脉波数， k 为正整数。习惯上称以上两式所表示的谐波次数分别为交直流系统的特征谐波次数。但在交流系统三相电动势含有谐波，三相电动势或参数不对称，以及两侧交流系统基频不同等情况下，由直流输电系统所产生的谐波的特性就变得非常复杂，通常除了特征谐波之外还包含特性各异的非特征谐波。

9.1 交流电动势畸变时直流侧的谐波特性简化分析^[2]

本节将用数学分析的方法对忽略换相过程时由交流电动势畸变引起的直流系统的谐波特性进行严格分析，以找出这种情况下的一般性结果。为了抓住问题的本质，假定两端交流系统的基频相同，从而只要研究一端交流电动势畸变时的情况。因此谐波分析的模型可以采用如图 9-1 所示的单换流器模型。图中， u_a, u_b, u_c 为由交流系统提供的换相电动势，假定它是由一组对称的换相电动势 e_a, e_b, e_c 上叠加一组谐波电动势 e'_a, e'_b, e'_c 而构成。并且认为谐波电动势的幅值比对称的换相电动势幅值要小得多。从而在一般的触发角 α 下，不影响各个阀的正常导通。

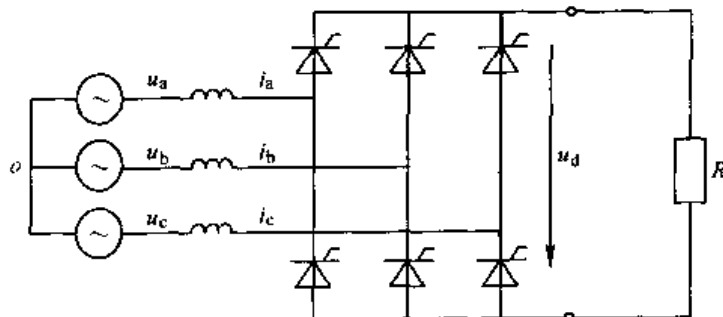


图 9-1 换流器模型

如以 e_a 与 e_c 正半波的交点 c_1 作为时间起点，当忽略换相过程即认为换相角 $\mu = 0$ 时，由谐波电动势 e'_a, e'_b, e'_c 在直流侧所产生的非特征谐波电压 u'_d 在一个工频周期内的变化规律为

$$u'_d = \begin{cases} e'_a - e'_b & \alpha \leq \omega t \leq 60^\circ + \alpha \\ e'_a - e'_c & 60^\circ + \alpha \leq \omega t \leq 120^\circ + \alpha \\ e'_b - e'_c & 120^\circ + \alpha \leq \omega t \leq 180^\circ + \alpha \\ e'_b - e'_a & 180^\circ + \alpha \leq \omega t \leq 240^\circ + \alpha \\ e'_c - e'_a & 240^\circ + \alpha \leq \omega t \leq 300^\circ + \alpha \\ e'_c - e'_b & 300^\circ + \alpha \leq \omega t \leq 360^\circ + \alpha \end{cases} \quad (9-1)$$

上式中， α 为触发角， ω 为基波角频率。设谐波电动势 e'_a, e'_b, e'_c 可表述为

$$\text{正序组} \quad \begin{cases} e_a' = E_m \sin(m\omega t + \varphi_m) \\ e_b' = E_m \sin\left(m\omega t + \varphi_m - \frac{2\pi}{3}\right) \\ e_c' = E_m \sin\left(m\omega t + \varphi_m + \frac{2\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (9-2)$$

$$\text{负序组} \quad \begin{cases} e_a' = E_m \sin(m\omega t + \varphi_m) \\ e_b' = E_m \sin\left(m\omega t + \varphi_m + \frac{2\pi}{3}\right) \\ e_c' = E_m \sin\left(m\omega t + \varphi_m - \frac{2\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (9-3)$$

其中 m 为谐波电动势次数, φ_m 为初相位, E_m 为幅值。

对式 (9-1) 进行 Fourier 分解可以发现, 非特征谐波电压 u_d' 由二个谐波集合所组成: 第一个谐波集合的次数为

$$n = 6k + (m - 1) \quad (9-4)$$

$$\text{幅值为} \quad U_{dn}' = \frac{E_m}{\pi} \times \frac{3\sqrt{3}}{16k - 11} \quad (9-5)$$

第二个谐波集合的次数为

$$n = 6k - (m - 1) \quad (9-6)$$

$$\text{幅值为} \quad U_{dn}' = \frac{E_m}{\pi} \times \frac{3\sqrt{3}}{16k + 11} \quad (9-7)$$

其中 m 表示谐波电动势的次数, 若谐波电动势是正序的, 则 m 取正值, 若谐波电动势是负序的, 则 m 取负值, k 为使 n 取非负值的整数。

当 $m \neq 3q + 1$ (q 为整数) 时, 二个集合没有公共部分, 此时各次谐波的幅值并不随触发角 α 和初相位 φ_m 而变; 当 $m = 3q + 1$ (q 为整数) 时, 二个集合是重合的, 各次谐波的幅值随初相位 φ_m 和触发角 α 的变化而变化, 对于特定的某次谐波, 其最大幅值为相应于二个集合中该次谐波幅值之和。

上述结果不难推广到 12 脉波换流器, 此时, 第一个谐波集合的次数为

$$n = 12k + (m - 1) \quad (9-8)$$

$$\text{幅值为} \quad U_{dn}' = \frac{E_m}{\pi} \times \frac{6\sqrt{3}}{12k - 11} \quad (9-9)$$

第二个谐波集合的次数为

$$n = 12k - (m - 1) \quad (9-10)$$

$$\text{幅值为} \quad U_{dn}' = \frac{E_m}{\pi} \times \frac{6\sqrt{3}}{12k + 11} \quad (9-11)$$

而 m 和 k 的意义同上。

综合上述结果, 若令 p 为换流器的脉波数, m 为交流谐波电动势次数 (对应正序组 m 取正值, 对应负序组 m 取负值), E_m 为交流谐波电动势幅值, 则由交流侧谐波电动势所引起的直流侧非特征谐波电压次数为

$$n = pk \pm (m - 1) \quad (9-12)$$

$$\text{幅值为} \quad U'_{dn} = \frac{\sqrt{3} E_m}{2\pi} \times \frac{p}{|pk \mp 1|} \quad (9-13)$$

其中 k 为使 n 取非负值的整数。

由式 (9-12) 和式 (9-13) 可以看出, 由交流谐波电动势所产生的直流侧非特征谐波电压幅值具有特定的变化规律, 并不依赖于 m 。 $k=0$ 时所对应的非特征谐波电压幅值最大, $k=1$ 时所对应的非特征谐波电压幅值只有 $k=0$ 时的 $\frac{1}{p \mp 1}$ 。对于 12 脉波换流器, 相应于 $k=1$ 的非特征谐波电压幅值比 $k=0$ 时所对应的非特征谐波电压幅值小一个数量级。通常非特征谐波本身数值就不大, 因此一般情况下我们只要考虑 $k=0$ 时所对应的非特征谐波电压就可以了, 并将这个非特征谐波电压定义为主导非特征谐波电压。以下进一步研究主导非特征谐波电压的特性。

根据式 (9-12) 和式 (9-13), 令其中的 $k=0$, 即研究主导非特征谐波电压。主导非特征谐波电压的次数和幅值可表述为

$$n = \pm (m - 1) \quad (9-14)$$

$$U'_{dn} = \frac{\sqrt{3} p}{2\pi} E_m \quad (9-15)$$

由式 (9-14) 容易看出由交流侧到直流侧的谐波电压变换关系为正序谐波, 次数减 1; 负序谐波, 次数加 1。而由式 (9-15) 可以看出, 谐波电压幅值不随谐波次数而变化, 但从交流侧到直流侧谐波电压幅值是放大的, 例如对于 6 脉波换流器谐波电压幅值放大 1.65 倍, 对于 12 脉波换流器谐波电压幅值放大 3.3 倍。

9.2 交流电动势畸变时直流侧谐波特性的数字仿真分析

为了对由交流电动势畸变引起的直流侧谐波特性有一个更完整的认识, 以下采用数字仿真的方法研究考虑换相过程后的直流侧谐波特性。模型系统如图 9-1 所示, 仿真时取对称的三相交流电动势 e_a, e_b, e_c 为

$$\begin{cases} e_a = 10 \sin (100\pi t + 30^\circ) \\ e_b = 10 \sin (100\pi t - 90^\circ) \\ e_c = 10 \sin (100\pi t + 150^\circ) \end{cases} \quad (9-16)$$

而叠加在 e_a, e_b, e_c 上以形成总的换相电动势的谐波电动势 e'_a, e'_b, e'_c 取正序和负序两组, 分别为

$$\text{正序组} \begin{cases} e'_a = \sin (100m\pi t + 30^\circ) \\ e'_b = \sin (100m\pi t - 90^\circ) \\ e'_c = \sin (100m\pi t + 150^\circ) \end{cases} \quad (9-17)$$

$$\text{负序组} \begin{cases} e'_a = \sin (100m\pi t + 30^\circ) \\ e'_b = \sin (100m\pi t + 150^\circ) \\ e'_c = \sin (100m\pi t - 90^\circ) \end{cases} \quad (9-18)$$

负荷电阻 R 取 10Ω , 触发角 α 取 15° 。表 9-1 列出了换相角 μ 取不同值时的仿真结果。其中

当谐波电动势是负序时，相应的次数 m 取负值。

表 9-1 谐波电压幅值 U'_{dm} 与换相角 μ 的关系

m	L_f/mH	$\mu/(^\circ)$	0.000	1.061	2.741	5.157	8.495	13.043
			0.0	10.0	20.0	30.0	40.0	50.0
-3	2		0.331	0.394	0.452	0.433	0.340	0.229
	4		1.654	1.622	1.546	1.321	0.990	0.685
	8		0.236	0.201	0.132	0.122	0.130	0.092
-1	2		1.654	1.620	1.594	1.547	1.434	1.265
	4		0.331	0.396	0.431	0.361	0.252	0.176
	8		0.236	0.259	0.270	0.201	0.167	0.175
2	1		1.654	1.590	1.454	1.296	1.149	0.999
	5		0.236	0.239	0.241	0.175	0.105	0.049
	7		0.331	0.388	0.325	0.194	0.135	0.124
3	2		1.654	1.566	1.378	1.163	0.950	0.733
	4		0.236	0.234	0.236	0.183	0.110	0.046
	8		0.331	0.379	0.267	0.140	0.106	0.109

从表 9-1 可以看出，考虑换相过程后，由交流谐波电动势产生的直流侧非特征谐波电压次数没有变化，而幅值则随换相角 μ 的增大而下降。正常运行时换流器的换相角 μ 一般在 20° 左右，因此对于主导非特征谐波（表中阴影栏），其幅值下降并不很大，粗略估计时仍然可以采用由不考虑换相过程而得出的主导非特征谐波幅值公式。

9.3 换流器频率变换特性的解析方法——开关函数法

用于换流器谐波分析的开关函数（Switching Function, SF）可以表示为一系列方波，在换流阀导通期间方波幅值为 1，关断期间幅值为 0。以逆变器为例^[3]，理想的直流电流 I_d 经开关函数 SF 调制后，可得到交流系统的相电流 I_{ac} ，如图 9-2a 所示；含有纹波的直流电流经开关函数 SF 调制后，其波形如图 9-2b 所示。

通常，需要按相定义开关函数，因此 a、b、c 三相的开关函数可以分别表示为 S_a 、 S_b 、 S_c ，而直流电压和交流相电流可以分别表示为

$$U_d = u_a S_{ua} + u_b S_{ub} + u_c S_{uc} \quad (9-19)$$

$$i_a = i_d S_{ia}$$

$$i_b = i_d S_{ib} \quad (9-20)$$

$$i_c = i_d S_{ic}$$

式中， u_a 、 u_b 、 u_c 为换流站交流母线三相交流电压瞬时值； i_d 为直流电流瞬时值； S_{ua} 、 S_{ub} 、 S_{uc} 分别为 a、b、c 三相的电压开关函数； S_{ia} 、 S_{ib} 、 S_{ic} 分别为 a、b、c 三相的电流开关函数。

图 9-2 所示的开关函数没有计及换流器的换相过程，当考虑换相过程时，需要对相应的

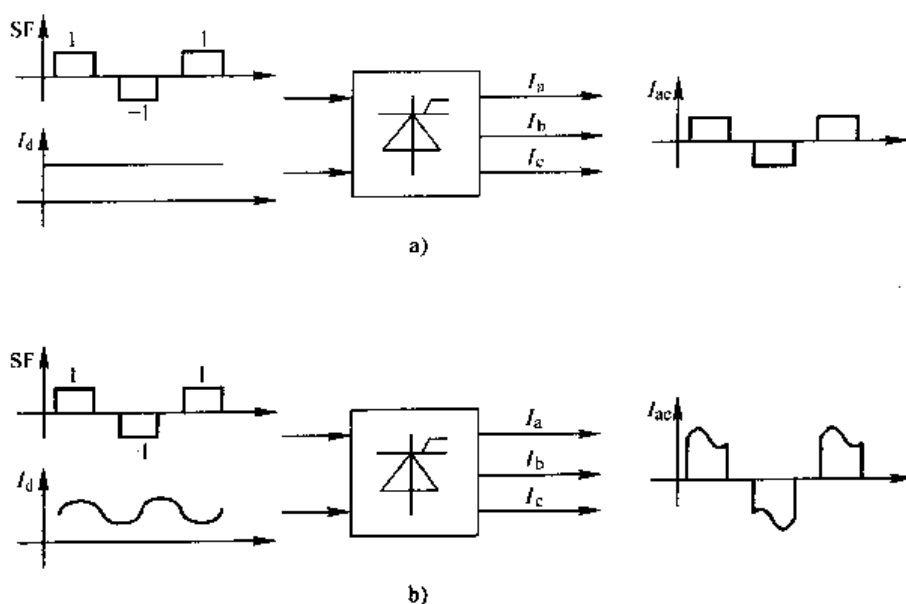


图 9-2 开关函数的调制作用示意图

电压和电流开关函数作修正。常用的修正方法如图 9-3b 和图 9-3c 所示^[4]。换相期间电压开关函数的幅值取 0.5，换相期间电流开关函数用一条斜线来近似。

将图 9-3 所示的开关函数作 Fourier 分解，可以得到如下级数形式的表达式^[4]：

$$\begin{aligned} S_a &= \sum_{n=1}^{\infty} A_n \cos n\omega t \\ S_b &= \sum_{n=1}^{\infty} A_n \cos n\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ S_c &= \sum_{n=1}^{\infty} A_n \cos n\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \end{aligned} \quad (9-21)$$

其中 A_n 为 Fourier 系数。

对应图 9-3a

$$A_n = \frac{4}{\pi} \times \frac{1}{n} \sin \frac{n\pi}{2} \cos \frac{n\pi}{6} \quad (9-22)$$

对应图 9-3b

$$A_{n\mu} = \frac{4}{\pi} \times \frac{1}{n} \sin \frac{n\pi}{2} \cos \frac{n\pi}{6} \cos \frac{n\mu}{2} = A_n \cos \frac{n\mu}{2} \quad (9-23)$$

对应图 9-3c

$$A_{n\mu} = \frac{4}{\pi} \times \frac{1}{n} \sin \frac{n\pi}{2} \cos \frac{n\pi}{6} \times \frac{\sin\left(\frac{n\mu}{2}\right)}{\frac{n\mu}{2}} = A_n \frac{\sin\left(\frac{n\mu}{2}\right)}{\frac{n\mu}{2}} \quad (9-24)$$

其中， μ 为换相角。根据上述三式，容易看出 A_n ， $A_{n\mu}$ ， $A_{n\mu}$ 只有当 $n = 6k \pm 1$ 时才有值，其余情况总为 0，这里 k 为自然数。

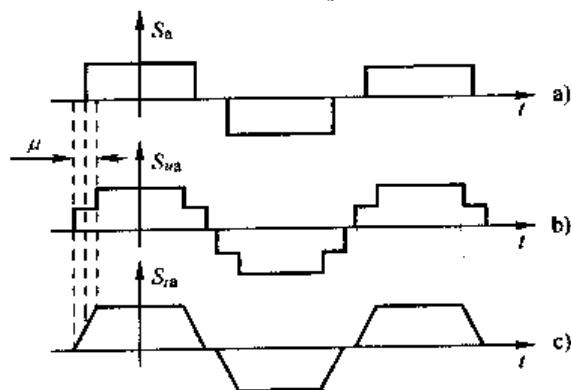


图 9-3 考虑换相过程后的开关函数

9.4 从交流侧到直流侧的频率变换关系

考虑一般性情况, 设换流站交流母线电压为

$$u_a = \sum_{m=1}^{\infty} U_{am} \cos(\omega_m t + \alpha_{am}) \quad (9-25)$$

$$u_b = \sum_{m=1}^{\infty} U_{bm} \cos(\omega_m t + \alpha_{bm}) \quad (9-26)$$

$$u_c = \sum_{m=1}^{\infty} U_{cm} \cos(\omega_m t + \alpha_{cm}) \quad (9-27)$$

式中, ω_m 为任意值, 即不限于为交流系统额定角频率 ω 的整数倍。换流器另一个理想运行条件——交流系统三相对称, 在实际运行环境下也很难保证, 考虑到这一点, 为了不失一般性, 可以将三相电压以对称分量的形式表示出来, 表达式如下所示:

$$u_a = \sum_{s=-1,0,1} \sum_{m=1}^{\infty} U_{sm} \cos(\omega_m t + \alpha_{sm}) \quad (9-28)$$

$$u_b = \sum_{s=-1,0,1} \sum_{m=1}^{\infty} U_{sm} \cos\left(\omega_m t + \alpha_{sm} - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (9-29)$$

$$u_c = \sum_{s=-1,0,1} \sum_{m=1}^{\infty} U_{sm} \cos\left(\omega_m t + \alpha_{sm} + \frac{2\pi}{3}\right) \quad (9-30)$$

将式 (9-28) ~ 式 (9-30) 分别代入到式 (9-19), 开关函数计及换相角的影响, 可以得到当交流系统存在扰动时的直流电压:

$$U_d = \sum_{s=-1,0,1} \sum_{m=1}^{\infty} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{A_{nm} U_{sm}}{2} \left\{ \left[1 + 2\cos \frac{2(n+s)\pi}{3} \right] \cos[(\omega_m + n\omega)t + \alpha_{sm}] \right. \\ \left. + \left[1 + 2\cos \frac{2(n-s)\pi}{3} \right] \cos[(\omega_m - n\omega)t + \alpha_{sm}] \right\} \quad (9-31)$$

以下分别分析与交流正序、负序及零序电压对应的直流电压特性, 由式 (9-31) 可见, 对于零序电压, 即 $s=0$ 时, 代入相关系数得到 $U_d=0$, 也就是说交流侧零序电压扰动不会流过换流器, 从而不会对直流量产生影响。

同样可以得到交流侧正序电压扰动在直流侧的响应 U_d^+ :

$$U_d^+ = \sum_{m=1}^{\infty} \sum_{k=0}^{\infty} \frac{3U_m^+}{2} \left\{ A_{(6k-1)a} \cos\{[\omega_m + (6k-1)\omega]t + \alpha_m^+\} \right. \\ \left. + A_{(6k+1)a} \cos\{[\omega_m - (6k+1)\omega]t + \alpha_m^+\} \right\} \quad (9-32)$$

类似地, 交流侧负序电压扰动在直流侧的响应可以表示为

$$U_d^- = \sum_{m=1}^{\infty} \sum_{k=0}^{\infty} \frac{3U_m^-}{2} \left\{ A_{(6k+1)a} \cos\{[\omega_m + (6k+1)\omega]t + \alpha_m^-\} \right. \\ \left. + A_{(6k-1)a} \cos\{[\omega_m - (6k-1)\omega]t + \alpha_m^-\} \right\} \quad (9-33)$$

由以上两式可见, 对于角频率为 ω_m 的正序扰动, 在直流侧将产生 $\omega_m + (6k-1)\omega$ 和 $\omega_m - (6k+1)\omega$ 的直流扰动分量; 同样角频率为 ω_m 的负序扰动将在直流侧产生 $\omega_m + (6k+1)\omega$ 和 $\omega_m - (6k-1)\omega$ 的响应分量。综上所述, 交流侧 ω_m 电压的扰动将在直流侧产生频率为 $\omega_{dc} = \omega_m \pm (6k \pm 1)\omega$ 的响应。

9.5 从交流侧到直流侧的频率变换函数的性态分析

上一节分析得出的结论比 9.1 节的结果更具有一般性, 主要表现在对交流侧电压扰动的频率已不加限制。同样, 通常我们只对主导非特征谐波感兴趣。为此, 令式 (9-32) 和式 (9-33) 中的 $k=0$, 对应的表达式即为主导非特征谐波的表达式。

以下以交流侧单一角频率为 ω_m 的正序电压扰动为例, 研究主导非特征谐波变换函数的性态。根据式 (9-31), 当 $k=0$ 时

$$U_{dm}^+ = \frac{3U_m^+}{2} A_{1n} \cos[(\omega_m - \omega)t + \alpha_m^+] = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} \cos \frac{\mu}{2} \times U_m^+ \cos[(\omega_m - \omega)t + \alpha_m^+] \quad (9-34)$$

因此, 对于叠加在基波换相电压上的频率为 f_m 的电压扰动分量, 经过换流器以后, 其性态发生了突变, 主要特征是如下两点:

(1) 交流侧频率为 f_m 的电压扰动分量经过换流器以后并不变为直流, 也就是说, 换流器的交直流变换关系仅仅是针对基波分量而言的, 因此将由交流侧非基波电压分量所引起的直流侧的电压分量作为直流电压来处理是完全错误的。

(2) 交流侧频率为 f_m 的电压扰动分量经过换流器以后, 在直流侧产生的电压分量的频率为 $|f_m - f_0|$, 其中 f_0 为基波频率。这是换流器与线性系统绝然不同的一个性质, 也是与一般饱和型非线性系统不同的一个性质, 因为输入信号频率为 f_m , 而输出信号中根本不存在频率为 f_m 的信号。

9.6 从直流侧到交流侧的频率变换关系

为了弄清换流器的电流变换关系, 只要考虑在直流电流上叠加某个交流小信号, 此小信号在交流侧产生谐波电流特性就可以了。为此设直流侧小信号为 i_d , 其表达式为

$$i_d = I_{dm} \cos(\omega_d t + \varphi_d) \quad (9-35)$$

式中, I_{dm} 为直流侧小信号的幅值, ω_d 为直流侧小信号的角频率, φ_d 为相应的初相角。

将式 (9-35) 以及对应的开关函数代入式 (9-20) 就可以得到对应的交流侧三相电流表达式。

为了抓住问题的本质特征, 以下仅仅对主导非特征谐波进行分析, 此时只要取开关函数 Fourier 展开式中的第 1 项就可以了。因此有

$$i_a = i_d S_{ia} \approx I_{dm} \cos(\omega_d t + \varphi_d) A_{1i} \cos(\omega t) \quad (9-36)$$

$$i_b = i_d S_{ib} \approx I_{dm} \cos(\omega_d t + \varphi_d) A_{1i} \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (9-37)$$

$$i_c = i_d S_{ic} \approx I_{dm} \cos(\omega_d t + \varphi_d) A_{1i} \cos\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \quad (9-38)$$

展开以上三式可得

$$i_a = \frac{2\sqrt{3}\sin \frac{\mu}{2}}{\pi\mu} I_{dm} \{ \cos[(\omega_d + \omega)t + \varphi_d] + \cos[(\omega_d - \omega)t + \varphi_d] \} \quad (9-39)$$

$$i_b = \frac{2\sqrt{3}\sin\frac{\mu}{2}}{\pi\mu} I_{dm} \left\{ \cos\left[(\omega_d + \omega)t + \varphi_d - \frac{2\pi}{3}\right] + \cos\left[(\omega_d - \omega)t + \varphi_d + \frac{2\pi}{3}\right] \right\} \quad (9-40)$$

$$i_c = \frac{2\sqrt{3}\sin\frac{\mu}{2}}{\pi\mu} I_{dm} \left\{ \cos\left[(\omega_d + \omega)t + \varphi_d + \frac{2\pi}{3}\right] + \cos\left[(\omega_d - \omega)t + \varphi_d - \frac{2\pi}{3}\right] \right\} \quad (9-41)$$

由以上三式可知，直流侧小信号 i_d 将在交流侧产生 2 组主导非特征谐波，其中一组相序为正序，角频率为 $\omega_d + \omega$ ，另外一组相序为负序，角频率为 $|\omega_d - \omega|$ ，正序组和负序组主导非特征谐波的幅值皆为

$$I_{tm} = \frac{\sqrt{3}}{\pi} \times \frac{\sin\frac{\mu}{2}}{\frac{\mu}{2}} I_{dm} \quad (9-42)$$

如果 ω_d 对应整数次谐波，可以得到与 9.1 节相对应的由直流侧到交流侧的谐波电流变换关系为正序谐波，次数加 1；负序谐波，次数减 1。而由式 (9-42) 可以看出谐波电流幅值不随谐波次数而变化，从直流侧到交流侧谐波电流幅值放大的倍数近似为 0.55。

9.7 交流系统基频不同时直流系统的谐波特性分析

在分析直流输电系统谐波特性时，往往假定平波电抗器为无穷大或两侧交流系统基频相同，在这种假设条件下谐波分析的结果不能反映两侧交流系统基频不同时的相互作用。然而，当直流输电被用作非同步联网时，两侧交流系统基频是独立的，即使对于额定频率相同的两个交流系统，其基频也有一定差别。因此研究多基频直流互联系统的谐波特性，弄清这些谐波与两侧交流系统基频的关系，在理论上和工程实用上都是有意义的。

多基频直流互联系统的谐波特性可以采用图 9-4 所示的模型系统来加以研究。在图 9-4 的模型系统中，整流侧和逆变侧交流系统的基频分别为 f_r 和 f_i ，直流线路用线性无源网络来等效。

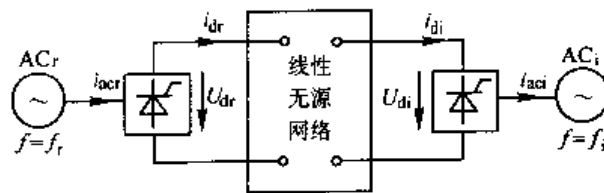


图 9-4 多基频直流互联系统谐波分析模型

为了抓住问题的本质特征，在图 9-4 的模型系统中，只考虑 U_{dr} 和 U_{di} 中所包含的特征谐波，忽略可能存在的所有非特征谐波。从图 9-4 的模型系统可以看出，直流线路中流过的电流完全由 U_{dr} 和 U_{di} 决定。而根据线性电路的基本性质，直流线路中流过电流的谐波成分与 U_{dr} 和 U_{di} 所包含的谐波成分一致。因此，直流线路中流过的谐波电流的频率为

$$f_d = \begin{cases} kpf_r \\ kpf_i \end{cases} \quad (9-43)$$

式中， k 为自然数， p 为换流器的脉波数。

借用以往的说法,仍称频率为 kpf_r 和 kpf_i 的谐波为特征谐波。这样,多基频直流互联系统的直流侧就含有两类特征谐波,一类对应于整流侧交流系统基频,另一类与逆变侧交流系统基频相对应。

根据上一节的分析结果,直流系统注入整流侧交流系统的主导非特征谐波电流包含 2 组:

正序组:频率为 $kpf_r + f_r$, k 为自然数;

负序组:频率为 $kpf_r - f_r$, k 为自然数。

同样,直流系统注入逆变侧交流系统的主导非特征谐波电流也包含 2 组:

正序组:频率为 $kpf_i + f_i$, k 为自然数;

负序组:频率为 $kpf_i - f_i$, k 为自然数。

9.8 交流系统基频不同时直流系统的谐波特性数字仿真分析^[5]

假设两个基频不同的交流系统通过一个直流系统联接起来,如图 9-4 所示。设整流侧交流系统的基频 f_r 为 50Hz,逆变侧交流系统的基频 f_i 为 60Hz。整流侧和逆变侧换相电抗皆为 20mH,换相电动势(线电动势有效值)皆为 200kV,换流器为 6 脉波的,平波电抗器的电抗值为 500mH,电阻值为 10Ω,交流系统和直流系统中均未装设滤波器。改变整流器的触发角 α 和逆变器的触发角 β ,对多种稳态工况进行谐波分析,发现除了特征谐波和主导非特征谐波具有较大的数值外,其余非特征谐波的数值相对都比较小,可以忽略不计。表 9-2 列出了

表 9-2 算例系统的谐波分析结果

频率 /Hz	直流侧电流幅值 /kA	整流侧交流电流幅值/kA		逆变侧交流电流幅值/kA	
		特征谐波	主导非特征	特征谐波	主导非特征
0	2.1463				
50		2.3619			
60				2.3642	
240					0.0171
250		0.4565			
300	0.0296			0.4713	
310			0.0203		
350		0.2837			
360	0.0342				0.0143
410			0.0173		
420				0.2921	
540					0.0015
550		0.1526			
600	0.0026				
650		0.1115			

(续)

频率 /Hz	整流侧交流电流 幅值/kA	直流侧电流幅值/kA		逆变侧交流电流幅值/kA	
		特征谐波	主导非特征	特征谐波	主导非特征
660				0.1719	
670			0.0022		
720	0.0038				
770			0.0019		
780				0.1299	

当 $\alpha = 15^\circ$, $\beta = 40^\circ$ 的稳态工况下, 特征谐波和主导非特征谐波的数值。作为例子, 考查表 9-2 中对应于频率为 360Hz 的直流侧谐波电流, 其幅值为 0.0342, 它在整流侧交流系统中产生频率为 310Hz 的负序谐波电流和频率为 410Hz 的正序谐波电流, 其幅值根据式 (9-42) 近似估计为 0.0189, 而实际仿真结果分别为 0.0203 和 0.0173。显然, 如果直流侧平波电抗器和滤波器能对直流侧谐波电流有较大的阻尼的话, 那么在交流侧产生的主导非特征谐波数值将会很小, 甚至可以忽略不计。

9.9 直流输电系统的谐波稳定性问题与分析方法

谐波不稳定现象主要表现为换流站交流母线电压严重畸变, 从而导致直流输电系统运行困难甚至系统关闭。最早出现谐波不稳定问题的直流输电工程有新西兰直流输电工程和英法海峡直流输电工程, 后来 Kingsnorth 和 Nelson River 等多个直流输电工程都曾出现过谐波不稳定现象。

对直流输电引起的谐波不稳定的机理认识, 有一个逐步深化的过程。1967 年 Ainsworth 对直流输电换流器与非特征谐波的相互作用特性进行了研究, 确认了一种与按相触发控制方式相关联的谐波不稳定产生机理^[6], 并提出了一种基于锁相倍频电路的等间隔触发脉冲控制方式作为解决的办法^[7], 从而使等间隔触发脉冲控制方式完全取代了以往使用的按相触发控制方式。1977 年, Ainsworth 又确认了一种由换流变压器铁心饱和引起的谐波不稳定现象^[8], 即所谓的铁心饱和型谐波不稳定, 这种谐波不稳定即使在等间隔触发脉冲控制方式下也照样发生。

1980 年 Yacamini 和 Oliveria 对换流器引起的谐波不稳定进行了深入的研究^[9], 证明了由按相触发控制方式所产生的谐波不稳定只是当直流输电系统或大型换流器所连接的交流系统为非无穷大系统, 直流侧平波电抗器为有限值时所可能产生的众多谐波不稳定类型中的一种。并进一步证明了这些谐波不稳定类型即使在等间隔触发脉冲控制方式及换流变压器铁心没有饱和的情况下也可照样存在。即提出了交流侧和直流侧互补谐振的概念: 当交流侧的并联谐振频率 f_{ac} 与直流侧的串联谐振频率 f_d 之间满足如下关系

$$f_{ac} = \pm f_d + (kp \pm 1) f_1 \quad (9-44)$$

时, 谐波不稳定即有可能发生。上式中 p 为换流器的脉动数, f_1 为交流系统基波频率, k 为自然数。

实际上, 互补谐振的概念可以这样理解, 当交流侧的并联谐振频率与直流侧的串联谐振

频率刚好满足交直流两侧谐波相互转换的频率关系时,就发生互补谐振。例如若直流侧在2次谐波频率下发生串联谐振,交流侧在3次谐波频率下发生并联谐振,就刚好满足互补谐振的条件。这种条件下很容易引起谐波不稳定。因为这种情况下,交流侧的3次谐波电压比较大,反映到直流侧就存在较大的2次谐波电压,而直流侧刚好在2次谐波频率上发生串联谐振,因而会产生较大的2次谐波电流,而直流侧的2次谐波电流反映到交流侧又变为3次谐波电流,而交流侧在3次谐波频率下并联谐振,因而会产生更大的3次谐波电压,这样一个正反馈过程,就会导致谐波不稳定。

因此在系统规划时,应当尽量避免互补谐振情况的发生。除了上述讨论的情况外,直流侧在基波频率下发生串联谐振,交流侧在2次或3次谐波频率下发生并联谐振,也构成互补谐振的条件。这种情况下直流侧的基波电流反映到交流侧为2次谐波电流和直流电流,而直流电流通过换流变压器会造成换流变压器偏磁,从而产生较大的3次谐波电流。因此有些直流工程在交流侧安装了3次谐波滤波器,以消除交流侧的3次谐波并联谐振。

对如何计算交流侧的并联谐振频率 f_{L} 和直流侧的串联谐振频率 f_{D} 并没有一种广为接受的方法,根本性的困难是在计算交流侧等效阻抗和直流侧等效阻抗时,换流器本身应该如何考虑。如果不考虑换流器的作用,即将交流侧和直流侧分离开来分别计算,例如在计算交流侧等效阻抗时,只计及交流系统等效阻抗和滤波器的阻抗以及当地负荷的等效阻抗,所得结果将是比较粗略的。

当考虑了换流器及其控制系统的作用以后,1989年Larsen等进一步改进了Yacamini等的结果,实际上提出了后来被称为混合谐振的概念^[10]。即在计算交流侧或直流侧的阻抗频率特性时,将换流器的等效阻抗考虑在内,这样得到的任意一侧阻抗频率特性已经包含了另一侧系统和换流器及其控制系统的作用,因而反映了整个系统的综合性效果。因此如果在任意一侧发生谐振即为混合谐振,如果在混合谐振频率点上相应的阻尼电阻为负,就会出现谐波不稳定。以后的工作主要集中在如何计及换流器本身的阻抗频率特性上。1992年Hammad用传递函数和特征值分析来计及换流器的阻抗特性^[11]。1995年Wood和Arrillaga用频域分析法对换流器的阻抗特性进行了计算^[12]。同年,Xiao Jiang和Gole用频率扫描法计算了换流器交流侧的频率阻抗特性^[13]。

以上的分析表明,对直流输电系统谐波不稳定的研究已日臻完善,但在计算交流侧或直流侧的频率阻抗特性时,如何确切地计入换流器本身的作用,仍然有待更进一步的研究。一个基本的问题是,换流器的谐波阻抗应该怎么定义。像一般单端口元件那样用端口上的电压和流入端口的电流来定义其阻抗或导纳,用来定义换流器任意一端的谐波阻抗或导纳是有问题的,原因是换流器是一个频率变换装置,单一频率的输入信号,得到的输出是多频率的。举一个简单的例子,假定在换流器的交流侧叠加正序的4次谐波电压,即使仅仅考虑主导非特征谐波的作用,交流侧的这个4次谐波电压将在直流侧产生3次谐波电压,从而产生3次谐波电流,而直流侧的3次谐波电流再反映到交流侧却变成了两种谐波电流,一种是正序的4次谐波电流,另一种是负序的2次谐波电流,且这两种谐波电流的幅值几乎是相同的。如果按照一般单端口元件的阻抗定义,那么从交流侧看进去的换流器的4次谐波阻抗就应该是加入的4次谐波电压除以流出的4次谐波电流,显然这种做法没有考虑幅值几乎相同的2次谐波电流的作用,因此是有问题的。

参 考 文 献

- 1 浙江大学直流输电科研组. 直流输电: 第一版. 北京: 电力工业出版社, 1982
- 2 徐政. 直流输电系统在交流电动势畸变下的谐波特性研究. 中国电力, 1995, 28 (2): 8 ~ 11
- 3 Yacamini R. How HVDC schemes can excite torsional oscillations in turbo - alternator shafts. IEE Proceedings Pt C, 1986, 133 (6): 301 ~ 307
- 4 Hu Lihua, Yacamini R. Harmonic transfer through converters and HVDC links. IEEE Transactions on Power Electronics, 1992, 7 (3): 517 ~ 525
- 5 徐政. 多基频交直流互联系统的谐波特性研究. 电工技术学报, 1996, 11 (4): 22 ~ 26
- 6 Ainsworth J D. Harmonic Instability Between Controlled Static Converters And AC Networks. IEE Proceedings. 1967, 114 (7): 949 ~ 957
- 7 Ainsworth J D. The Phase Locked Oscillator — A New Control system For Controlled Static Converters. IEEE Transactions On Power Apparatus And Systems, 1968, 87 (3): 859 ~ 865
- 8 Ainsworth J D. Core Saturation Instability In The Kingsnorth HVDC Link. Paper To CIGRE Study Committee 14. 1977. Winnipeg
- 9 Yacamini R, Oliveria J C. Instability In HVDC Schemes At Low - order Integer Harmonics. IEE Proceedings Part C, 1980, 127 (3): 179 ~ 188
- 10 Larsen E V, Baker D H, Melder J C. Low - order Harmonic Interactions on AC/DC Systems. IEEE Transactions on Power Delivery, 1989, 4 (1): 493 ~ 501
- 11 Hammad A E. Analysis of Second Harmonic Instability for Chateauguay HVDC/SVC Scheme. IEEE Transactions on Power Delivery, 1992, 7 (1): 410 ~ 415
- 12 Wood A R, Arrillaga J. Composite Resonance: A Circuit Approach To The Waveform Distortion Dynamics of An HVDC Converter. IEEE Transactions on Power Delivery, 1995, 10 (4): 1882 ~ 1888
- 13 Xiao Jiang, Cole A M. A Frequency Scanning Method For The Identification of Harmonic Instabilities In HVDC Systems. IEEE Transactions on Power Delivery, 1995, 10 (4): 1875 ~ 1881

第 10 章 交直流电力系统电磁暂态与机电暂态数字仿真中的初始化问题

10.1 引言

电力系统的机电暂态仿真，通常是从系统的某一稳态运行点开始的，由于机电暂态仿真只考虑基波量的作用，因此系统的稳态运行点可以由常规潮流计算确定。对于电磁暂态仿真，系统的稳态运行点不仅包括基波量的稳态运行点，还包括了谐波量的稳态运行点，其初始化过程比较复杂，因此电磁暂态仿真并不一定从稳态运行点开始，有时正是通过电磁暂态仿真来确定系统的稳态运行点。在以下的讨论中，不管是机电暂态仿真还是电磁暂态仿真，我们都假定仿真过程是从由基波潮流计算确定的某一稳态运行点开始。由于时域仿真本质上是微分方程的初值解问题，因此初始值的计算对于时域仿真具有非常重要的意义。

10.2 发电机及其控制器的初始化问题

发电机本身的初始化主要是求发电机内部状态量的初始值，当采用 Park 方程模型时，发电机的内部状态量包括功率角和各绕组的磁链。发电机的控制器包括励磁调节器及相应的 PSS 以及原动机及其调速器。励磁调节器初始值中最重要的是电压整定值 U_{ref} ，原动机及其调速器中最重要的是功率整定值 P_{ref} 。潮流计算已确定了发电机机端电压的模值和相位以及发电机的有功功率和无功功率。根据这 4 个量容易确定发电机的功率角以及各绕组的磁链，显然，计算磁链时所有阻尼绕组的电流为零。同时，由这 4 个量也能确定发电机的励磁电压 E_{fd} ，而根据 E_{fd} 就能实现励磁调节器的初始化。由于同步发电机转子侧通常采用两种不同的标幺制，在计算励磁电压 E_{fd} 及确定励磁调节器初始值时需特别注意。

在电力系统计算及相关的商业化软件中，同步发电机转子侧实际上存在两种标幺制。一种标幺制就是 1945 年由 Rankin 提出的所谓“Xad”标幺制^[1]，这种标幺制已在电力系统计算中被广泛接受，对于计算定子侧的量来说它是十分方便的，但对于计算转子侧的量，这种标幺制并不十分方便。在“Xad”标幺制下，转子侧励磁电流的基准值是这样确定的，在发电机空载特性曲线的气隙线上，求出对应发电机额定电压下的励磁电流值，记这个励磁电流值为 I_{fg} ，则转子侧励磁电流的基准值 $i_{fdbase} = X_{adu}^* I_{fg}$ ，这里 X_{adu}^* 为不饱和值，* 表示标幺值，由于转子侧和定子侧的功率基准值是相同的，因此根据励磁电流的基准值就能求出转子侧励磁电压的基准值，也容易求出转子侧的阻抗基准值。采用这种标幺制，正常运行时励磁电压的标幺值很小，在千分之几数量级，当涉及转子侧的量时，使用起来不大方便。这种标幺制也被称作“可逆”的标幺制。

另一种标幺制被称为“不可逆”的标幺制，在“不可逆”的标幺制下，转子侧励磁电流

的基准值就取 I_{f} ，转子侧励磁电压的标幺值就取与 I_{f} 相对应的励磁电压，因此转子侧的阻抗标幺值实际上就是励磁绕组的电阻 R_{fd} 。因为 R_{fd} 随温度而变，因此取规定温度下的 R_{fd} 为转子侧阻抗基准值。规定的温度随发电机允许温升的不同而不同，通常有 2 种，一种规定温度是 75°C ，另一种规定温度是 100°C 。当使用“不可逆”的标幺制时，额定工况下发电机励磁电压 E_{fd} 的值在 2 左右。

根据上述两种标幺制的定义，在一种标幺制下已知的量可以转换到另一种标幺制下。

当已知发电机机端电压 U_{t} 和励磁电压 E_{fd} 以后，励磁调节器的初始化过程如图 10-1 所示。所谓初始化是一种稳态量的计算，因此对应传递函数中的微分环节皆为零，即令 $AVR(S)$ 中的 S 为零，从而可以由 E_{fd} 倒推，求出 $AVR(S)$ 中状态量的初值，并最终求出 U_{ref} 。显然，在稳态下，PSS 的输入和输出皆为零，因此 PSS 控制器中的状态量的初始值都为零。

由潮流计算已知的发电机有功功率 P 可以得到发电机输入机械功率 P_{m} ，由 P_{m} 容易实现原动机及调速器的初始化，如图 10-2 所示。在图 10-2 中， $T(s)$ 和 $Gov(S)$ 分别为原动机和调速器的传递函数。由于稳态时 $\Delta\omega$ 为零，因此 $G_1(S)$ 中的状态量初始值都为零；令 $T(s)$ 和 $Gov(S)$ 中的 S 为零，从而可以由 P_{m} 倒推，求出 $T(s)$ 和 $Gov(S)$ 中状态量的初值，并最终求出 P_{ref} 。

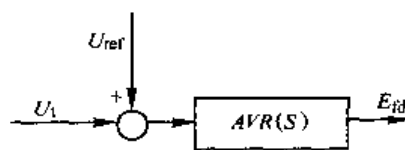


图 10-1 励磁调节器简化框图

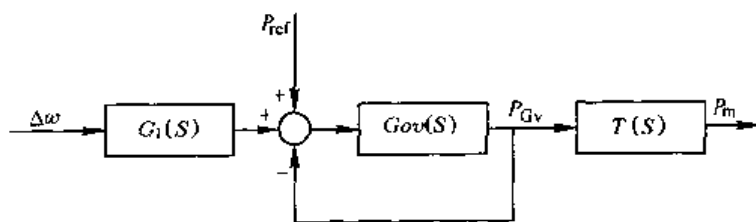


图 10-2 励磁调节器简化框图

10.3 直流输电系统的初始化问题

对于机电暂态仿真，潮流计算结果已确定了换流器交流侧的有功功率和无功功率、直流侧的直流电压和直流电流以及换流器内部的触发控制角和换相角。因此直流输电系统的初始化主要是对直流系统控制器的初始化。由于直流输电控制器有多个控制回路，但潮流计算时已确定了整流侧和逆变侧分别只有一个控制回路在起作用，比如整流侧定电流控制和逆变侧定 γ 角控制，因此对于已确定的控制回路，其初始化过程可以仿照发电机控制器的初始化过程来进行。对于潮流计算时未投入的控制回路，比如逆变侧的定电压控制，可以令该控制器的输出触发角与已投入的控制回路输出触发角相等来实现该控制回路的初始化，这样，一旦开始时域仿真，如果发生控制模式的切换，直流电压和直流电流仍然保持初始值不变。

对于电磁暂态仿真，基波潮流计算结果已不能使直流输电系统初始化。因此交直流电力系统电磁暂态仿真通常不是从一个稳态运行点开始的，而是在仿真过程中达到这个稳态运行点，在达到这个稳态运行点之后再继续仿真需要研究的动态行为。

10.4 输电线路的初始化问题

对于机电暂态仿真，输电线路模型为代数方程模型，并不需要初始化。当进行电磁暂态仿真时，视输电线路采用的模型不同而有不同的初始化方法。如采用分布参数模型，输电线路的初始化需要计算输电线路两端电流和电压在仿真开始前较长一段时间的历史量。

10.5 负荷的初始化问题

对于机电暂态仿真，一旦潮流计算确定了负荷母线的电压和负荷的值，负荷模型的初始化实际上已经完成。

但对于电磁暂态仿真，负荷的初始化就不仅仅是一个初始化的问题，本质上是一个负荷如何模拟的问题。由于在电磁暂态仿真中，负荷需要用 R 、 L 元件来模拟，因此对负荷模型有 2 个基本要求：

- (1) 基波频率下负荷所消耗的功率必须与初始条件一致；
- (2) 负荷的高频特性应该尽量与物理负荷的真实特性相一致。

串联的 RL 和并联的 RL 电路可以满足准确的初始条件，但是它们在高频下是非常不准确的。EMTP 推荐将负荷模拟成并联 RL 电路和串联 RL 电路的组合^[2]，如图 10-3 所示，其中 10% 的基波功率消耗在并联的 RL 电路中，90% 的基波功率消耗在串联的 RL 电路中。对用户侧的补偿电容器消耗的无功功率仍然应按电容器来模拟，可以并联在并联 RL 电路的两端。

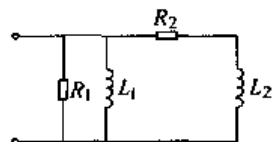


图 10-3 负荷等效电路

参 考 文 献

- 1 Rankin A W. Per - Unit Impedances of Synchronous Machines, Part I and II. Electrical Engineering (AIEE transactions), 1945, 64: 569 ~ 573 and 839 ~ 841
- 2 Mauser S F, McDermott T E. Electromagnetic Transients Program (EMTP) Application Guide. EPRI Report EL - 4650. 1986. Chapter 7

第 11 章 交直流电力系统电磁暂态数字仿真

11.1 交直流电力系统电磁暂态数字仿真的实现途径

电力系统的电磁暂态过程，涉及的频率范围非常宽广，跨度可以达到 6~8 个数量级，针对不同的电磁暂态过程，系统元件的数学模型可以完全不同。国际大电网会议内部过电压工作组将电磁暂态过程按照其频率范围分为 4 种类型^[1]，如表 11-1 所示。

表 11-1 电磁暂态过程的起源及其频率范围分类（频率范围有重叠）

类型	模型应表达的频率范围	波形特征	模型应用实例
I	0.1Hz ~ 3kHz	低频振荡	控制系统动态、变压器合闸通电、甩负荷等动态过电压现象
II	50/60Hz ~ 20kHz	慢波头	线路合闸通电、线路重合闸、故障起始、故障清除、断路器电弧重燃、暂态恢复电压等操作过电压现象
III	10kHz ~ 3MHz	快波头	雷电波冲击、断路器多次重燃等陡波冲击现象
IV	100kHz ~ 50MHz	特快波头	GIS 中的故障、隔离刀闸操作引起的重燃等特快波头冲击现象

通常，针对特定的电磁暂态过程，可以将系统元件分为两类：一类为集中参数元件，另一类为分布参数元件。集中参数元件的数学模型为常微分方程或代数方程，其仿真过程本质上是求常微分方程初值解的问题；分布参数元件的数学模型为偏微分方程，其解可以理解为波的传播过程，即电流或电压从元件的一端传播到另一端需要一定的时间延迟，因此其电磁暂态仿真模型具有天然的时间上的离散性。

换流器的晶闸管阀是一种电力电子开关器件，它的伏安特性是非线性的。为了避免直接求解非线性网络所遇到的困难，在交直流电力系统的电磁暂态仿真中，对晶闸管阀的伏安特性都做了一定的简化。最常用的简化方法是把晶闸管阀在断态和通态下的伏安特性曲线分别用一条直线来等效。通常的做法是用适当的高电阻等效晶闸管阀的断态，适当的低电阻等效晶闸管阀的通态。这样晶闸管阀在某个确定的状态下就具有线性元件的特性。对于电力系统中的其他非线性元件，通常也用分段线性化的方法将其线性化。

目前，用于电力系统电磁暂态仿真的程序几乎无一例外地都采用离散化模型法进行求解，离散化模型法的求解过程如下：

- (1) 先挑选适当的数值积分公式，把描述单个元件特性的微分方程做离散化处理，形成单个元件的离散化伴随模型；
- (2) 根据单个元件的离散化伴随模型建立整个系统的离散化伴随网络；
- (3) 通过对整个系统的离散化伴随网络的求解，得到某个时间离散点上的解；
- (4) 利用当前时刻已求得的解，递推下一个离散时刻的离散化伴随模型，重复 (2)、(3)、(4) 步骤即可得到系统在一系列时间离散点上的解。

离散化模型法的特点是将网络中的所有分布参数元件和集中参数储能元件等效为一个电导和一个与之并联的电流源的组合，从而把用微分方程描述的网络方程转化为用代数方程描

述的网络方程，将复杂的电力网络的暂态分析问题转化为相对简单的离散化伴随网络的直流分析问题。而对离散化伴随网络的直流分析通常采用节点电压分析法，可以充分利用节点导纳矩阵的稀疏性，从而大大提高网络的求解效率。

11.2 用于模型离散化的常用数值积分公式及其特点

选择合适的数值积分公式对保证电磁暂态仿真的精度具有十分重要的意义。对数值积分公式的选择，一般从如下 3 个方面加以考虑：

- (1) 选择的数值积分公式必须具有良好的数值稳定性；
- (2) 数值积分公式的局部截断误差必须比较小；
- (3) 数值积分公式必须具有较好的自启动特性。

根据上述三点，目前电磁暂态仿真常用的数值积分公式有两种：一种是梯形公式，另一种是 Gear 公式（变步长下为后退差分公式）。表 11-2 列出了梯形公式和 Gear 公式的形式及其相应的局部截断误差，图 11-1 给出了这几种公式的数值稳定特性，其中阴影部分为稳定域^[2,3]。这里考虑的微分方程形式为 $X'(t) = f(X, t)$ ， h 为积分步长。

表 11-2 梯形公式和 Gear 公式的形式及其局部截断误差

数值积分公式	形 式	局部截断误差
梯形公式	$X_{n+1} = X_n + \frac{h}{2}(X'_{n+1} + X'_n)$	$O(h^3)$
一阶 Gear 公式	$X_{n+1} = X_n + hX'_{n+1}$	$O(h^2)$
二阶 Gear 公式	$X_{n+1} = \frac{4}{3}X_n - \frac{1}{3}X_{n-1} + \frac{2}{3}hX'_{n+1}$	$O(h^3)$

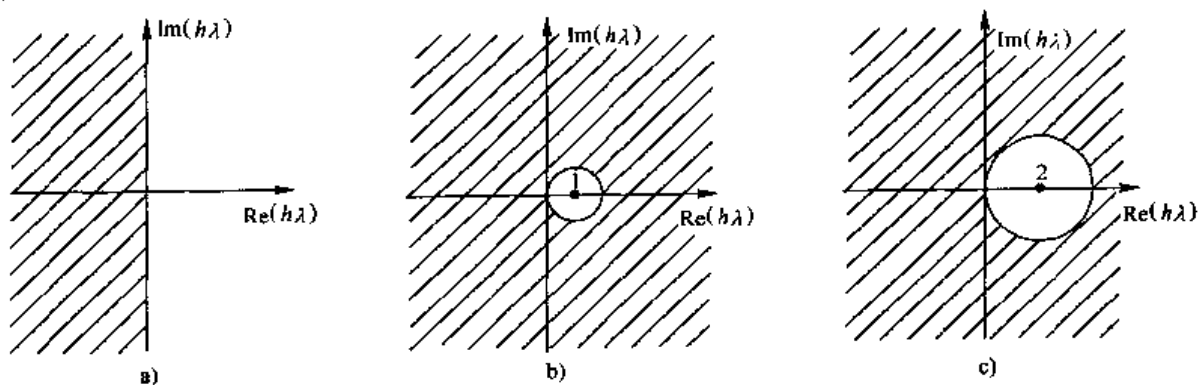


图 11-1 梯形公式和 Gear 公式的稳定域

a) 梯形公式稳定域 b) 一阶 Gear 公式稳定域 c) 二阶 Gear 公式稳定域

由表 11-2 和图 11-1 可以看出，梯形公式是一种绝对稳定的数值积分公式，局部截断误差是 3 阶的；一阶和二阶 Gear（吉尔）公式也是绝对稳定的，其局部截断误差分别为 2 阶和 3 阶。实际上，一阶 Gear 公式就是后退 Euler（欧拉）公式。二阶 Gear 公式是一种多步的数值积分公式，它需要知道当前步和前一步的值才能递推计算下一步的值，因此其启动过程不如梯形公式和后退 Euler 公式方便。

如果把电力系统中所有非线性元件都用分段线性化的方法化为分段线性元件, 则交直流电力系统的电磁暂态仿真是通过求解各时间分段上的线性网络来实现的。因此如何精确确定各时间分段的边界点(即断点)以及断点上的初始值就成为交直流电力系统电磁暂态仿真的一个重要问题。根据常微分方程初值问题的 Cauchy(柯西)定理, 要使常微分方程 $x'(t) = f(x, t)$ 在求解的时间段内有解且唯一, 一个必不可少的条件是 $f(x, t)$ 在该时间段内连续。但当计算时步内有断点时, 上述条件通常不能满足。例如对于电感元件, 描述其特性的微分方程为 $i'(t) = u(t)/L$, 在断点上, 只有状态量 $i(t)$ 是连续的, 而 $u(t)$ 可能会发生突变。因此当计算时步内出现断点时, 从微分方程解的存在性和唯一性考虑, 必须将求解过程以断点时刻作为边界。因此, 如果按照严格的数学理论, 在交直流电力系统电磁暂态仿真中, 必须以断点时刻作为边界一个时间段接着一个时间段地进行网络求解。但这种做法在工程实践上相当不方便, 特别是当一个时步内出现多个断点时, 处理起来效率极低。因此, 目前商业化的电力系统电磁暂态仿真程序在断点的处理上都有自己一些独到的做法。

基于梯形公式所得出的储能元件的离散化模型中, 等效电流源取决于当前步的电流和电压两个量的大小。例如对于电感元件, 用梯形公式可导出其离散化伴随模型为

$$i_{n+1} = i_n + \frac{1}{2} [i'_n + i'_{n+1}]h = \frac{h}{2L}u_{n+1} + \left(i_n + \frac{h}{2L}u_n\right) = Gu_{n+1} + J_{n+1} \quad (11-1)$$

式中, h 为步长。显然, 等效电流源 J_{n+1} 取决于当前步的电流 i_n 和电压 u_n 。

现假定 t_n 时刻为网络断点, 则 $t_{n+1} = t_n + h$ 点网络的解与 t_{n+} (断点后瞬间)时刻网络中储能元件的电流 i_{n+} 和电压 u_{n+} 有关。但对于任何一种储能元件, 在断点时刻, 电流和电压两个量中只能保证一个是连续的, 即其中只有一个量(该元件的状态量)可以直接取自断点前一瞬间(t_{n-})的值, 而另一个量(状态量的导数)必须采用其他方法来求出, 否则梯形离散化模型无法启动。如果仍然使用断点前一瞬间(t_{n-})状态量的导数值来计算断点后的网络状态, 极有可能引起数值振荡。

在基于后退 Euler 公式所得出的储能元件的离散化模型中, 等效电流源只取决于储能元件当前步状态量的大小。例如对于电感元件, 用后退 Euler 公式可导出其离散化伴随模型为

$$i_{n+1} = i_n + hi'_{n+1} = \frac{h}{L}u_{n+1} + i_n = Gu_{n+1} + J_{n+1} \quad (11-2)$$

可见, 其等效电流源 J_{n+1} 只取决于当前步的电流 i_n , 并且其等效电导 G 是梯形离散化模型的 2 倍, 或者说当步长减半时, 后退 Euler 离散化模型的等效电导与梯形离散化模型的等效电导相等。由于基于后退 Euler 公式所导出的储能元件的离散化伴随模型的等效电流源只与当前步储能元件状态量的大小有关, 而断点时刻储能元件的状态量是连续的, 因此后退 Euler 离散化模型能够直接在断点处启动。

目前, 电力系统电磁暂态仿真的一种成功做法是采用后退 Euler 公式来进行断点后第一步的计算, 并且步长减半, 从断点后第二步开始再使用梯形公式, 这样就避免了梯形公式在断点处理上的困难。

11.3 集中参数元件的离散化伴随模型

首先推导电阻—电感串联支路的梯形离散化伴随模型。电阻—电感串联支路如图 11-2a

所示。

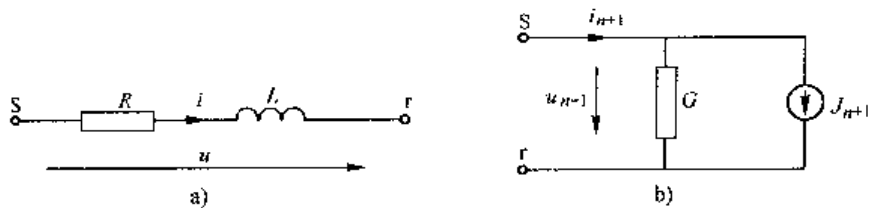


图 11-2 电阻—电感串联支路

a) 电路模型 b) 离散化伴随模型

描述 R - L 串联支路的微分方程为

$$u = Ri + L \frac{di}{dt} \quad (11-3)$$

因此

$$\frac{di}{dt} = \frac{1}{L} (u - Ri) \quad (11-4)$$

应用梯形数值积分公式，设步长为 h ，则

$$i_{n+1} = i_n + \frac{h}{2} (i'_n + i'_{n+1}) = i_n + \frac{h}{2L} (u_n - Ri_n + u_{n+1} - Ri_{n+1}) \quad (11-5)$$

因此

$$i_{n+1} = \frac{h}{2L + hR} u_{n+1} + \left(\frac{h}{2L + hR} u_n + \frac{2L - hR}{2L + hR} i_n \right) = Gu_{n+1} + J_{n+1} \quad (11-6)$$

其离散化伴随模型如图 11-2b 所示。

如采用后退 Euler 公式进行离散化，则离散化方程为

$$i_{n+1} = \frac{h}{L + hR} u_{n+1} + \frac{L}{L + hR} i_n = Gu_{n+1} + J_{n+1} \quad (11-7)$$

其离散化伴随模型仍然如图 11-2b 所示，只是 G 和 J_{n+1} 的表达式不同。

设电容支路如图 11-3a 所示，其微分方程为

$$i = C \frac{du}{dt} \quad (11-8)$$

应用梯形数值积分公式，设步长为 h ，则

$$u_{n+1} = u_n + \frac{h}{2} (u'_n + u'_{n+1}) = u_n + \frac{h}{2C} (i_n + i_{n+1}) \quad (11-9)$$

因此

$$i_{n+1} = \frac{2C}{h} u_{n+1} - \left(i_n + \frac{2C}{h} u_n \right) = Gu_{n+1} - J_{n+1} \quad (11-10)$$

其离散化伴随模型如图 11-3b 所示。

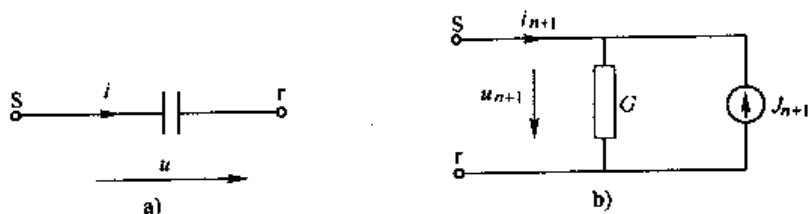


图 11-3 电容支路

a) 电路模型 b) 离散化伴随模型

如采用后退 Euler 公式进行离散化，则离散化方程为

$$i_{n+1} = \frac{C}{h} u_{n+1} - \frac{C}{h} u_n = G_{n+1} - J_{n+1} \quad (11-11)$$

其离散化伴随模型仍然如图 11-3b 所示, 只是 G 和 J_{n+1} 的表达式不同。

11.4 集中参数多相输电线路的离散化伴随模型

当采用物理模拟时, 输电线路的分布参数效应往往用多级集中参数的 π 型等效电路级联来模拟。当采用数字仿真时, 有时也采用这种方法来模拟输电线路。

其优点为

- (1) 它不受线路参数矩阵是否平衡的限制;
- (2) 对感兴趣的任何一根单导线 (包括地线) 都可作为多相输电线路中的一相来处理。

缺点为

- (1) 计算效率很低, 模拟一条输电线路就要耗费很多节点;
- (2) 容易产生虚假振荡 (spurious oscillation)。

多相输电线路的 π 型等效电路如图 11-4 所示,

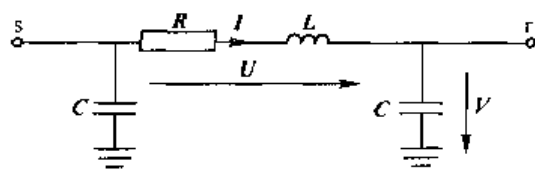


图 11-4 多相输电线路的 π 型等效电路

其中 R 、 L 和 C 分别为电阻、电感和电容的参数矩阵, I 和 U 为电流和电压矢量。在实际形成网络方程时, 我们通常将图 11-4 的等效电路分成两部分, 分别计算各部分对网络方程的贡献。其中一部分是串联的耦合电感—电阻支路, 另一部分是耦合的并联电容支路。下面分别列出这两类耦合支路的离散化伴随模型。

耦合电感—电阻支路的梯形离散化模型为

$$I_{n+1} = \left(\frac{2}{h}L + R \right)^{-1} U_{n+1} + \left[\left(\frac{2}{h}L + R \right)^{-1} U_n + \left(\frac{2}{h}L + R \right)^{-1} \left(\frac{2}{h}L - R \right) I_n \right] \quad (11-12)$$

其后退 Euler 离散化模型为

$$I_{n+1} = \left(\frac{1}{h}L + R \right)^{-1} U_{n+1} + \left(\frac{1}{h}L + R \right)^{-1} \frac{1}{h}LI_n \quad (11-13)$$

耦合电容支路的梯形离散化模型为

$$I_{n+1} = \frac{2}{h}CV_{n+1} - \left(I_n + \frac{2}{h}CV_n \right) \quad (11-14)$$

其后退 Euler 离散化模型为

$$I_{n+1} = \frac{1}{h}CV_{n+1} - \frac{1}{h}CV_n \quad (11-15)$$

11.5 分布参数单根无损线的 Bergeron 模型

对图 11-5 所示的单根无损线, 其波动方程为

$$-\frac{\partial u}{\partial x} = L' \frac{\partial i}{\partial t} \quad (11-16)$$

$$-\frac{\partial i}{\partial x} = C' \frac{\partial u}{\partial t} \quad (11-17)$$

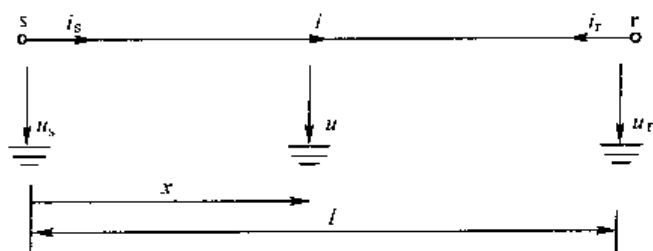


图 11-5 单根无损线示意图

这里, L' 和 C' 为单位长度的分布电感和分布电容。上述波动方程的解为

$$i = F(x - vt) + f(x + vt) \quad (11-18)$$

$$u = Z_c F(x - vt) - Z_c f(x + vt) \quad (11-19)$$

这里 F 和 f 是任意函数, 由问题的边界和初始条件决定, 新引入的变量 Z_c 和 v 的意义为

$$Z_c = \sqrt{L'/C'} \quad (11-20)$$

$$v = 1/\sqrt{L'C'} \quad (11-21)$$

分别是特征阻抗(波阻抗)和波速。

上述方程中 $F(x - vt)$ 这项可以理解为以速度 v 向前行进的波, 而 $f(x + vt)$ 这项则可理解为以速度 v 向后行进的波。在式(11-18)和式(11-19)中消去 f 可得

$$u + Z_c i = 2Z_c F(x - vt) \quad (11-22)$$

注意到式(11-22)中, $u + Z_c i$ 在 $x - vt$ 不变时保持不变。因此可以这样理解: 假想一个观察者坐在导线上并以速度 v 沿 x 方向行进, 则对观察者来说, $x - vt$ 及 $u + Z_c i$ 沿整条线路将保持不变。

因为由 s 行进到 r 所历时间为 $\tau = l/v$, 设抵达 r 的时刻为 t , 在时刻 $(t - \tau)$ 观察者离开 s 时, 他看到 $u_s(t - \tau) + Z_c i_s(t - \tau)$, 在时刻 t 观察者到达 r 时, 他看到 $u_r(t) + Z_c [-i_r(t)]$, 两者必须相等, 故

$$u_r(t) + Z_c [-i_r(t)] = u_s(t - \tau) + Z_c i_s(t - \tau) \quad (11-23)$$

$i_r(t)$ 前面的负号是由于其与观察者行进方向相反所致。

改写式(11-23)可得

$$i_r(t) = \frac{1}{Z_c} u_r(t) - \left[\frac{1}{Z_c} u_s(t - \tau) + i_s(t - \tau) \right] \quad (11-24)$$

设 t 为当前时刻, 那么 $(t - \tau)$ 可称为历史时刻, 并将有关 $(t - \tau)$ 的量称为历史量, 表示成:

$$hist_s(t - \tau) = \frac{1}{Z_c} u_s(t - \tau) + i_s(t - \tau) \quad (11-25)$$

则式(11-24)变为

$$i_r(t) = \frac{1}{Z_c} u_r(t) - hist_s(t - \tau) \quad (11-26)$$

同理可以推得

$$i_s(t) = \frac{1}{Z_c} u_s(t) - hist_r(t - \tau) \quad (11-27)$$

这里

$$\text{hist}_r(t-\tau) = \frac{1}{Z_c} u_r(t-\tau) + i_r(t-\tau) \quad (11-28)$$

由式 (11-26) 和式 (11-27) 可得单根无损线的 Bergeron 等效电路如图 11-6 所示。

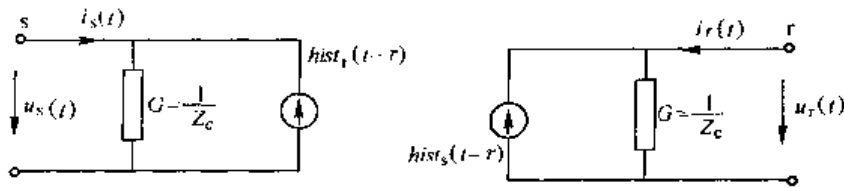


图 11-6 单根无损线的 Bergeron 等效电路

11.6 分布参数单根小损耗线路的 Dommel 模型

对于小损耗线路 ($R \ll Z_c$), 可假设线路仍为无损线, 但两端各串入集中电阻 $R/4$, 而中间串入 $R/2$, 其中 R 为全部线路的电阻, 如图 11-7 所示。

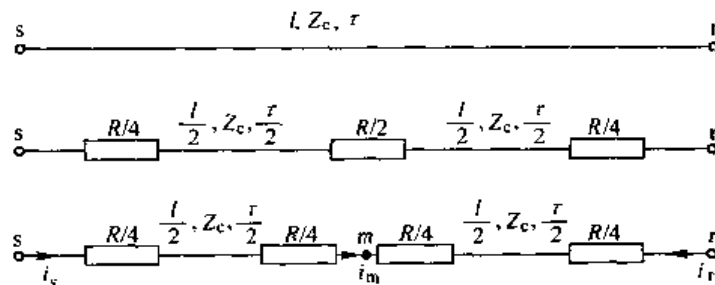


图 11-7 小损耗线路示意图

令 $\tau' = \tau/2$, $R' = R/4$

若观察者从 s 点向 m 点以波速行进, 则他离开时看到

$$[u_s(t-\tau) - R' i_s(t-\tau)] + Z_c i_s(t-\tau) \quad (11-29)$$

到达 m 点时看到

$$[u_m(t-\tau') + R' i_m(t-\tau')] + Z_c i_m(t-\tau') \quad (11-30)$$

两者必然相等

$$\begin{aligned} & [u_s(t-\tau) - R' i_s(t-\tau)] + Z_c i_s(t-\tau) \\ &= [u_m(t-\tau') + R' i_m(t-\tau')] + Z_c i_m(t-\tau') \end{aligned} \quad (11-31)$$

若观察者从 r 点向 m 点以波速行进, 则可得方程

$$\begin{aligned} & [u_r(t-\tau) - R' i_r(t-\tau)] + Z_c i_r(t-\tau) \\ &= [u_m(t-\tau') - R' i_m(t-\tau')] + Z_c [-i_m(t-\tau')] \end{aligned} \quad (11-32)$$

若观察者再从 m 点向 s 点以波速行进, 则可得方程

$$\begin{aligned} & [u_m(t-\tau') + R' i_m(t-\tau')] + Z_c [-i_m(t-\tau')] \\ &= [u_s(t) - R' i_s(t)] + Z_c [-i_s(t)] \end{aligned} \quad (11-33)$$

由式(11-31)和式(11-32)可得

$$u_m(t-\tau') = \frac{1}{2} [u_s(t-\tau) + u_r(t-\tau)] + \frac{Z_c - R'}{2} [i_s(t-\tau) + i_r(t-\tau)] \quad (11-34)$$

$$i_m(t-\tau') = \frac{1}{2(Z_c + R')} [u_s(t-\tau) + u_r(t-\tau)] + \frac{Z_c - R'}{2(Z_c + R')} [i_s(t-\tau) + i_r(t-\tau)] \quad (11-35)$$

把上面两式代入式(11-33)中,并令

$$h = (Z_c - R') / (Z_c + R') \quad (11-36)$$

$$Z = Z_c + R' = Z_c + R/4 \quad (11-37)$$

则有

$$i_s(t) = \frac{1}{Z} u_s(t) - \frac{1}{2Z} [(1-h)u_s(t-\tau) + (1+h)u_r(t-\tau)] - \frac{h}{2} [(1-h)i_s(t-\tau) + (1+h)i_r(t-\tau)] \quad (11-38)$$

若令

$$hist_s(t-\tau) = \frac{1}{2Z} [(1-h)u_s(t-\tau) + (1+h)u_r(t-\tau)] + \frac{h}{2} [(1-h)i_s(t-\tau) + (1+h)i_r(t-\tau)] \quad (11-39)$$

$$则 \quad i_s(t) = \frac{1}{Z} u_s(t) - hist_s(t-\tau) \quad (11-40)$$

同理可推得

$$i_r(t) = \frac{1}{Z} u_r(t) - hist_r(t-\tau) \quad (11-41)$$

式中

$$hist_s(t-\tau) = \frac{1}{2Z} [(1-h)u_s(t-\tau) + (1+h)u_r(t-\tau)] + \frac{h}{2} [(1-h)i_r(t-\tau) + (1+h)i_s(t-\tau)] \quad (11-42)$$

由式(11-40)和式(11-41)可知,小损耗线路与无损耗线路的等效计算电路形式上完全相同,只是历史项和等效阻抗的内容不同。

11.7 分布参数多相耦合输电线路的 K. C. Lee 模型

对于多相耦合的分布参数输电线路,当参数取某一频率下的固定值时,其电磁暂态数学模型推导的总体思路是首先采用相模变换将相坐标下相互耦合的相量波动方程变换到模坐标下相互独立的模量波动方程,再对各模量波动方程分别进行求解,然后再反变换到相坐标下与其他网络元件一起求解,如图 11-8 所示。

当不考虑线路损耗时,多相耦合输电线路的波动方程为

$$-\frac{\partial U}{\partial x} = L' \frac{\partial I}{\partial t} \quad (11-43)$$

$$-\frac{\partial I}{\partial x} = C' \frac{\partial U}{\partial t} \quad (11-44)$$

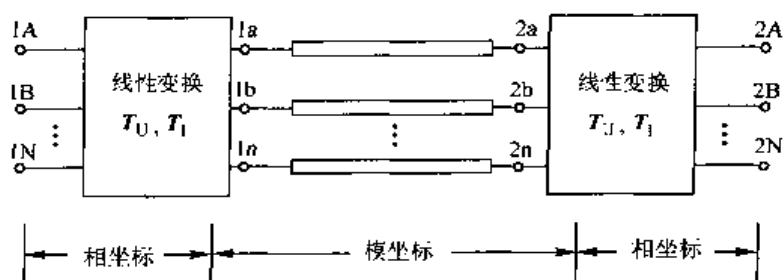


图 11-8 多相耦合输电线路在相坐标与模坐标中的转换

这里 U 和 I 是多相耦合输电线路各相对地电压列矢量和相中电流列矢量, L' 和 C' 为单位长度的分布电感矩阵和分布电容矩阵, 可以证明, 这两个参数矩阵都是对称正定矩阵^[5], x 的意义与图 11-5 相同。上述偏微分方程难以直接求解, 需要通过相模变换解耦以后才能求解。根据式 (11-43) 和式 (11-44) 可以得到独立描述电压列矢量和电流列矢量的偏微分方程为

$$\frac{\partial^2 U}{\partial x^2} = L' C' \frac{\partial^2 U}{\partial t^2} \quad (11-45)$$

$$\frac{\partial^2 I}{\partial x^2} = C' L' \frac{\partial^2 I}{\partial t^2} \quad (11-46)$$

引入相模变换

$$U = T_U U^{(m)} \quad (11-47)$$

$$I = T_I I^{(m)} \quad (11-48)$$

这里 T_U 和 T_I 分别为电压列矢量和电流列矢量的相模变换矩阵, 对于 n 相耦合输电线路, T_U 和 T_I 为 n 阶非奇异方阵。式 (11-45) 和式 (11-46) 可以化为

$$\frac{\partial^2 U^{(m)}}{\partial x^2} = T_U^{-1} L' C' T_U \frac{\partial^2 U^{(m)}}{\partial t^2} \quad (11-49)$$

$$\frac{\partial^2 I^{(m)}}{\partial x^2} = T_I^{-1} C' L' T_I \frac{\partial^2 I^{(m)}}{\partial t^2} \quad (11-50)$$

显然, 要求 $T_U^{-1} L' C' T_U$ 和 $T_I^{-1} C' L' T_I$ 成为对角阵, 式 (11-49) 和式 (11-50) 才能够解耦。

设已经找到电流列矢量 I 的相模变换矩阵 T_I 能够使电流方程式 (11-50) 解耦, 即

$$T_I^{-1} C' L' T_I = \Lambda \quad (11-51)$$

式中, Λ 为对角矩阵。若取电压列矢量 U 的相模变换矩阵 T_U 为

$$T_U = T_I^{-T} \quad (11-52)$$

则 T_U 必能使电压方程式 (11-49) 解耦, 证明如下:

$$T_U^{-1} L' C' T_U = T_I^T L' C' T_I^{-T} = (T_I^{-1} C' L' T_I)^T = \Lambda \quad (11-53)$$

因此寻找相模变换矩阵 T_U 和 T_I 以使式 (11-49) 和式 (11-50) 解耦的任务, 最终归结为寻找相模变换矩阵 T_I 使其满足方程式 (11-51)。下面说明 T_I 的计算方法。

由于 L' 为对称正定矩阵, 因此可以进行 Cholesky (楚列斯基) 分解, 得

$$L' = H^T H \quad (11-54)$$

式中, H 为非奇异上三角矩阵。构造对称矩阵 $HC'H^T$, 则必存在正交矩阵 Q 使 $HC'H^T$ 对角化, 即

$$HC'H^T Q = Q\Lambda \quad (11-55)$$

式中, Λ 为对角矩阵, 令

$$T_i = H^{-1} Q \quad (11-56)$$

代入式 (11-55) 有

$$HC'H^T HT_i = HT_i \Lambda \quad (11-57)$$

上式左右两端各乘 H^{-1} 得

$$C'H^T HT_i = T_i \Lambda \quad (11-58)$$

即

$$T_i^{-1} C' L' T_i = \Lambda \quad (11-59)$$

根据上述结果, 就能对多相耦合输电线路的波动方程式 (11-43) 和式 (11-44) 进行解耦。相模变换以后, 式 (11-43) 和式 (11-44) 变为

$$-\frac{\partial U^{(m)}}{\partial x} = T_u^{-1} L' T_i \frac{\partial I^{(m)}}{\partial t} \quad (11-60)$$

$$-\frac{\partial I^{(m)}}{\partial x} = T_i^{-1} C' T_u \frac{\partial U^{(m)}}{\partial t} \quad (11-61)$$

而

$$T_u^{-1} L' T_i = T_i^T L' T_i = (H^{-1} Q)^T H^T H H^{-1} Q = Q^T Q = L'^{(m)} \quad (11-62)$$

$$\begin{aligned} T_i^{-1} C' T_u &= T_i^{-1} C' T_i^{-T} = T_i^{-1} C' T_i^{-T} (T_i^T L' T_i L'^{-1(m)}) \\ &= T_i^{-1} C' L' T_i L'^{-1(m)} = \Lambda L'^{-1(m)} = C'^{(m)} \end{aligned} \quad (11-63)$$

因为 Q 为正交矩阵, 所以 $L'^{(m)}$ 和 $C'^{(m)}$ 都是对角矩阵, 从而实现了多相耦合输电线路的波动方程式 (11-43) 和式 (11-44) 的解耦。解耦以后线路的波动方程为

$$-\frac{\partial U^{(m)}}{\partial x} = L'^{(m)} \frac{\partial I^{(m)}}{\partial t} \quad (11-64)$$

$$-\frac{\partial I^{(m)}}{\partial x} = C'^{(m)} \frac{\partial U^{(m)}}{\partial t} \quad (11-65)$$

在模坐标下, 与单根无损线的波动方程式 (11-16) 和式 (11-17) 完全一致, 因而在模坐标下可以对各个不同的模量按照单根线路的方法进行处理。

当考虑线路的电阻损耗时, 多相耦合输电线路的波动方程式 (11-43) 变为

$$-\frac{\partial U}{\partial x} = L' \frac{\partial I}{\partial t} + R' I \quad (11-66)$$

式中, R' 为多相耦合输电线路的分布电阻矩阵。引入相模变换, 上述方程变为

$$-\frac{\partial U^{(m)}}{\partial x} = L'^{(m)} \frac{\partial I^{(m)}}{\partial t} + R'^{(m)} I^{(m)} \quad (11-67)$$

式中, $R'^{(m)}$ 为多相耦合输电线路在模坐标下的单位长度电阻矩阵, 可表示为

$$R'^{(m)} = T_u^{-1} R T_i = T_i^T R T_i \quad (11-68)$$

由于 T_i 的计算并不依赖于 R' , 因此从数学上来看, 一般情况下, 要使 $R'^{(m)}$ 变为对角矩阵是不可能的, 除非对输电线路结构加以某种限制, 例如假定输电线路均匀换位。因此对于不均匀换位的输电线路, 为了在模坐标下使其解耦, 只能近似认为 $R'^{(m)}$ 为对角矩阵, 即忽略 $R'^{(m)}$ 中的非对角元素。可见, K. C. Lee 模型的固有缺点是对线路电阻的考虑在数学上是不严格的, 但实际工程计算时, 一般情况下, $R'^{(m)}$ 中的非对角线元素较小, 采用这种近似是可以接受的。因此当考虑线路电阻时, 在模坐标下, 可以直接应用 Dommel 小损耗线路模型。

在得到模坐标下各模量的等效计算电路后,再采用相模反变换的方法将模坐标下的等效计算电路变回到相坐标下,从而参与整个系统的电磁暂态计算。

11.8 分布参数多相耦合输电线路的扩展 Bergeron 模型^[6]

设考虑的 n 相耦合输电线路如图 11-9 所示,线路总长为 l ,单位长度的电阻矩阵、电感矩阵和电容矩阵分别为 R' 、 L' 和 C' ,则

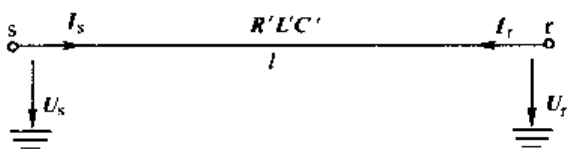


图 11-9 n 相耦合输电线路示意图

$$I_s = [i_{s1}, i_{s2}, \dots, i_{sn}]^T \quad (11-69)$$

$$U_s = [u_{s1}, u_{s2}, \dots, u_{sn}]^T \quad (11-70)$$

$$I_r = [i_{r1}, i_{r2}, \dots, i_{rn}]^T \quad (11-71)$$

$$U_r = [u_{r1}, u_{r2}, \dots, u_{rn}]^T \quad (11-72)$$

分别为线路送端 s 和受端 r 的相电流列矢量和相电压列矢量。

首先作一次近似,将沿线路均匀分布的电阻集中到线路的两端。由此得到 n 相耦合输电线路的等效电路如图 11-10 所示。图 11-10 中,从 s' 端到 r' 端的 n 相耦合输电线路的长度仍为 l ,但已变为无损线路,其单位长度的电感矩阵和电容矩阵仍为 L' 和 C' ,因此

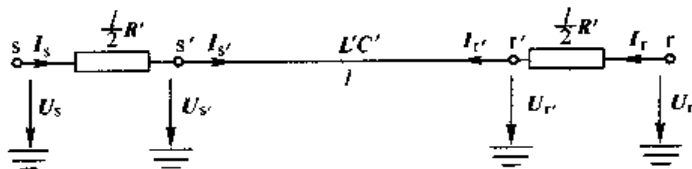


图 11-10 n 相耦合输电线路的等效电路

$$I_{s'} = [i_{s'1}, i_{s'2}, \dots, i_{s'n}]^T \quad (11-73)$$

$$U_{s'} = [u_{s'1}, u_{s'2}, \dots, u_{s'n}]^T \quad (11-74)$$

$$I_{r'} = [i_{r'1}, i_{r'2}, \dots, i_{r'n}]^T \quad (11-75)$$

$$U_{r'} = [u_{r'1}, u_{r'2}, \dots, u_{r'n}]^T \quad (11-76)$$

分别为线路送端 s' 和受端 r' 的相电流列矢量和相电压列矢量。

根据上一节的分析结果,对于无损的 n 相耦合输电线路,其波动方程在模坐标下可以分解为 n 个独立的模量方程。例如对于第 k 个模量,相应的模量波动方程为

$$-\frac{\partial u_k^{(m)}}{\partial x} = L_k^{(m)} \frac{\partial i_k^{(m)}}{\partial t} \quad (11-77)$$

$$-\frac{\partial i_k^{(m)}}{\partial x} = C_k^{(m)} \frac{\partial u_k^{(m)}}{\partial t} \quad (11-78)$$

式中, $u_k^{(m)}$ 和 $i_k^{(m)}$ 为在模坐标下的第 k 个模量电压和模量电流, $L_k^{(m)}$ 和 $C_k^{(m)}$ 分别为 $L^{(m)}$ 和 $C^{(m)}$ 主对角线上的第 k 个元素。由此得到第 k 个模量的 Bergeron 模型为

$$i_{s'k}^{(m)}(t) = u_{s'k}^{(m)}(t) / Z_k^{(m)} - \text{hist}_{s'k}^{(m)}(t - \tau_k^{(m)}) \quad (11-79)$$

$$i_{r'k}^{(m)}(t) = u_{r'k}^{(m)}(t) / Z_k^{(m)} - \text{hist}_{s'k}^{(m)}(t - \tau_k^{(m)}) \quad (11-80)$$

这里

$$Z_k^{(m)} = \sqrt{L_k^{(m)} / C_k^{(m)}} \quad (11-81)$$

$$\tau_k^{(m)} = l \sqrt{L_k^{(m)} C_k^{(m)}} \quad (11-82)$$

$$\text{hist}_{r'k}^{(m)}(t - \tau_k^{(m)}) = u_{r'k}^{(m)}(t - \tau_k^{(m)}) / Z_k^{(m)} + i_{s'k}^{(m)}(t - \tau_k^{(m)}) \quad (11-83)$$

$$\text{hist}_{s'k}^{(m)}(t - \tau_k^{(m)}) = u_{s'k}^{(m)}(t - \tau_k^{(m)}) / Z_k^{(m)} + i_{r'k}^{(m)}(t - \tau_k^{(m)}) \quad (11-84)$$

将各模量的 Bergeron 模型集中写成矩阵形式, 对于 s' 端有

$$\begin{bmatrix} i_{s'1}^{(m)}(t) \\ i_{s'2}^{(m)}(t) \\ \vdots \\ i_{s'n}^{(m)}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1/Z_1^{(m)} & & & \\ & 1/Z_2^{(m)} & & \\ & & \ddots & \\ & & & 1/Z_n^{(m)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{s'1}^{(m)}(t) \\ u_{s'2}^{(m)}(t) \\ \vdots \\ u_{s'n}^{(m)}(t) \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \text{hist}_{r'1}^{(m)}(t - \tau_1^{(m)}) \\ \text{hist}_{r'2}^{(m)}(t - \tau_2^{(m)}) \\ \vdots \\ \text{hist}_{r'n}^{(m)}(t - \tau_n^{(m)}) \end{bmatrix} \quad (11-85)$$

采用矩阵符号, 方程式 (11-85) 可改写为

$$I_s^{(m)}(t) = Y^{(m)} U_s^{(m)}(t) - \mathbf{HIST}_r^{(m)}(t - \tau) \quad (11-86)$$

上式中各量的意义参照式 (11-85) 自明。同理, 对于 r' 端, 也有方程

$$I_r^{(m)}(t) = Y^{(m)} U_r^{(m)}(t) - \mathbf{HIST}_s^{(m)}(t - \tau) \quad (11-87)$$

将方程式 (11-86) 和式 (11-87) 变回到相坐标中

$$I_s(t) = T_s Y^{(m)} T_s^T U_s(t) - T_s \mathbf{HIST}_r^{(m)}(t - \tau) \quad (11-88)$$

$$I_r(t) = T_r Y^{(m)} T_r^T U_r(t) - T_r \mathbf{HIST}_s^{(m)}(t - \tau) \quad (11-89)$$

至此, 已得到图 11-10 中 s' 端到 r' 端之间 n 相无损耦合输电线路在相坐标下的模型。下面导出整条线路的模型。由图 11-10 可知

$$I_s(t) = I_r(t) \quad (11-90)$$

$$U_r(t) = U_s(t) - \frac{l}{2} R' I_s(t) \quad (11-91)$$

$$I_r(t) = I_s(t) \quad (11-92)$$

$$U_r(t) = U_s(t) - \frac{l}{2} R' I_s(t) \quad (11-93)$$

将式 (11-90) 和式 (11-91) 代入方程 (11-88), 式 (11-92) 和式 (11-93) 代入方程 (11-89) 可得

$$\begin{aligned} I_s(t) = & \left[\left(E + \frac{l}{2} T_s Y^{(m)} T_s^T R' \right)^{-1} T_s Y^{(m)} T_s^T \right] U_s(t) \\ & - \left[\left(E + \frac{l}{2} T_s Y^{(m)} T_s^T R' \right)^{-1} T_s \right] \mathbf{HIST}_r^{(m)}(t - \tau) \end{aligned} \quad (11-94)$$

$$\begin{aligned} I_r(t) = & \left[\left(E + \frac{l}{2} T_r Y^{(m)} T_r^T R' \right)^{-1} T_r Y^{(m)} T_r^T \right] U_r(t) \\ & - \left[\left(E + \frac{l}{2} T_r Y^{(m)} T_r^T R' \right)^{-1} T_r \right] \mathbf{HIST}_s^{(m)}(t - \tau) \end{aligned} \quad (11-95)$$

上两式中, E 表示单位矩阵。令

$$Y = \left(E + \frac{l}{2} T_l Y^{(m)} T_l^T R' \right)^{-1} T_l Y^{(m)} T_l^T \quad (11-96)$$

$$P = \left(E + \frac{l}{2} T_l Y^{(m)} T_l^T R' \right)^{-1} T_l \quad (11-97)$$

可以证明 Y 为对称阵, 而 P 一般为非对称阵。将 Y 和 P 代入方程 (11-94) 和 (11-95) 可得

$$I_s(t) = Y U_s(t) - P \cdot HIST_{(r')}^{(m)}(t - \tau) \quad (11-98)$$

$$I_r(t) = Y U_r(t) - P \cdot HIST_{(s')}^{(m)}(t - \tau) \quad (11-99)$$

式 (11-98) 和式 (11-99) 即为考虑电阻的多相耦合输电线路的扩展 Bergeron 模型。

值得指出的是, 由于历史项 $P \cdot HIST_{(r')}^{(m)}(t - \tau)$ 和 $P \cdot HIST_{(s')}^{(m)}(t - \tau)$ 决定于端点 r' 和 s' 上当前时刻 t 之前某些时间点上的电流量和电压量, 因此每步计算完成之后必须附加计算端点 s' 和 r' 上的电流量和电压量, 利用式 (11-90) ~ 式 (11-93), 这是很容易办到的。

11.9 输电线路电磁暂态计算示例

某 500kV 输电线路如图 11-11 所示, 假定线路全长 400km, 两根地线只在送端接地, 全线未换位, 计算线路末端单相接地, 送端空载合闸时, 线路末端各相电压的波形。

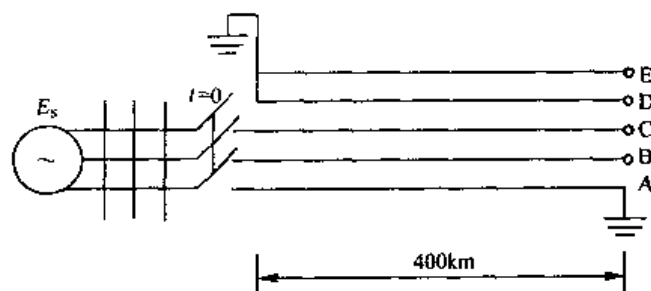


图 11-11 输电线路过电压计算示意图

已知送端系统等效电动势和各序等效电感为

$$e_{sA} = \sin(100\pi t), \quad e_{sB} = \sin(100\pi t - 120^\circ), \quad e_{sC} = \sin(100\pi t + 120^\circ)$$

$$L_{s(0)} = 3\text{mH}, \quad L_{s(1)} = 6\text{mH}, \quad L_{s(2)} = 6\text{mH}$$

在 800Hz 频率下计算得到的线路单位长度电阻、电感和电容参数矩阵 (下三角) 为

$$R' = \begin{bmatrix} 0.727405 & & & & \\ 0.679867 & 0.727415 & & & \\ 0.674739 & 0.679867 & 0.727405 & & \\ 0.662282 & 0.661149 & 0.656991 & 1.06852 & \\ 0.656991 & 0.661149 & 0.662282 & 0.640077 & 1.06852 \end{bmatrix} \Omega/\text{km}$$

$$L' = \begin{bmatrix} 1.44754 & & & & \\ 0.602803 & 1.44749 & & & \\ 0.464755 & 0.602803 & 1.44754 & & \\ 0.700332 & 0.596023 & 0.473519 & 2.15329 & \\ 0.473519 & 0.596023 & 0.700332 & 0.503842 & 2.15329 \end{bmatrix} \text{mH}/\text{km}$$

$$C' = \begin{bmatrix} 11.78422 & & & & \\ -1.82538 & 11.90965 & & & \\ -0.466577 & -1.82538 & 11.78422 & & \\ -1.91909 & -1.00981 & -0.366673 & 6.849864 & \\ -0.366673 & -1.00981 & -1.91909 & -0.362020 & 6.849864 \end{bmatrix} \text{ nF/km}$$

相模变换矩阵 T_i 如下式所示, 相模变换以后线路各模量参数如表 11-3 所示。

$$T_i = \begin{bmatrix} 0.5665294 & 0.7031522 & -0.418059 & 0.2792602 & -0.357584 \\ 0.5125395 & 0 & 0.8064586 & 0 & -0.338631 \\ 0.5665294 & -0.703152 & -0.418059 & -0.279260 & -0.357584 \\ 0.2183944 & 0.0746795 & 0.0061851 & -0.649626 & 0.5610686 \\ 0.2183944 & -0.074679 & 0.0061851 & 0.6496258 & 0.5610686 \end{bmatrix}$$

表 11-3 图 11-11 中 500kV 输电线路的模量参数

模量序号	模量电阻 $R_i^{(m)}/(\Omega/\text{km})$	模量电感 $L_i^{(m)}/(\text{mH}/\text{km})$	模量电容 $C_i^{(m)}/(\text{nF}/\text{km})$	模量波阻抗 (无损耗时) $Z_i^{(m)}/\Omega$	模量波速度 (无损耗时) $v_i^{(m)}/(\text{km}/\mu\text{s})$
1	2.991666	3.408522	6.224154	740.0190	0.217108
2	0.070086	1.035738	11.32816	302.3746	0.291941
3	0.046258	0.796909	14.13807	237.4156	0.297921
4	0.351445	1.381621	8.321788	407.4611	0.294915
5	0.286219	1.225307	9.357197	361.8675	0.295328

在上述参数下, 首先采用扩展 Bergeron 模型进行计算, 计算时比较了如下 3 种情况:

- (1) 将 400km 线路等分成 4 段;
- (2) 将 400km 线路等分成 2 段;
- (3) 将 400km 线路作为 1 段。

比较上述三种情况下的计算结果, 发现几乎没有差别。因此可以认为, 采用扩展 Bergeron 模型进行计算时, 对于一般长度的输电线路, 将线路的分布电阻集中到线路两端处理已经足够, 不必像单根小损耗线路模型那样将线路分布参数电阻分别集中到线路两端和线路中间。

图 11-11 中 500kV 输电线路空载合闸时线路末端的过电压计算结果如图 11-12 所示, 其中实线是采用 K. C. Lee 模型计算得到的结果, 点线是采用扩展 Bergeron 模型计算得到的结果。从图 11-12 可以看出, 采用这两种模型计算的结果差别极小。这说明 K. C. Lee 模型将模坐标下的分布电阻矩阵近似解耦, 这在实际工程计算中是可以接受的。

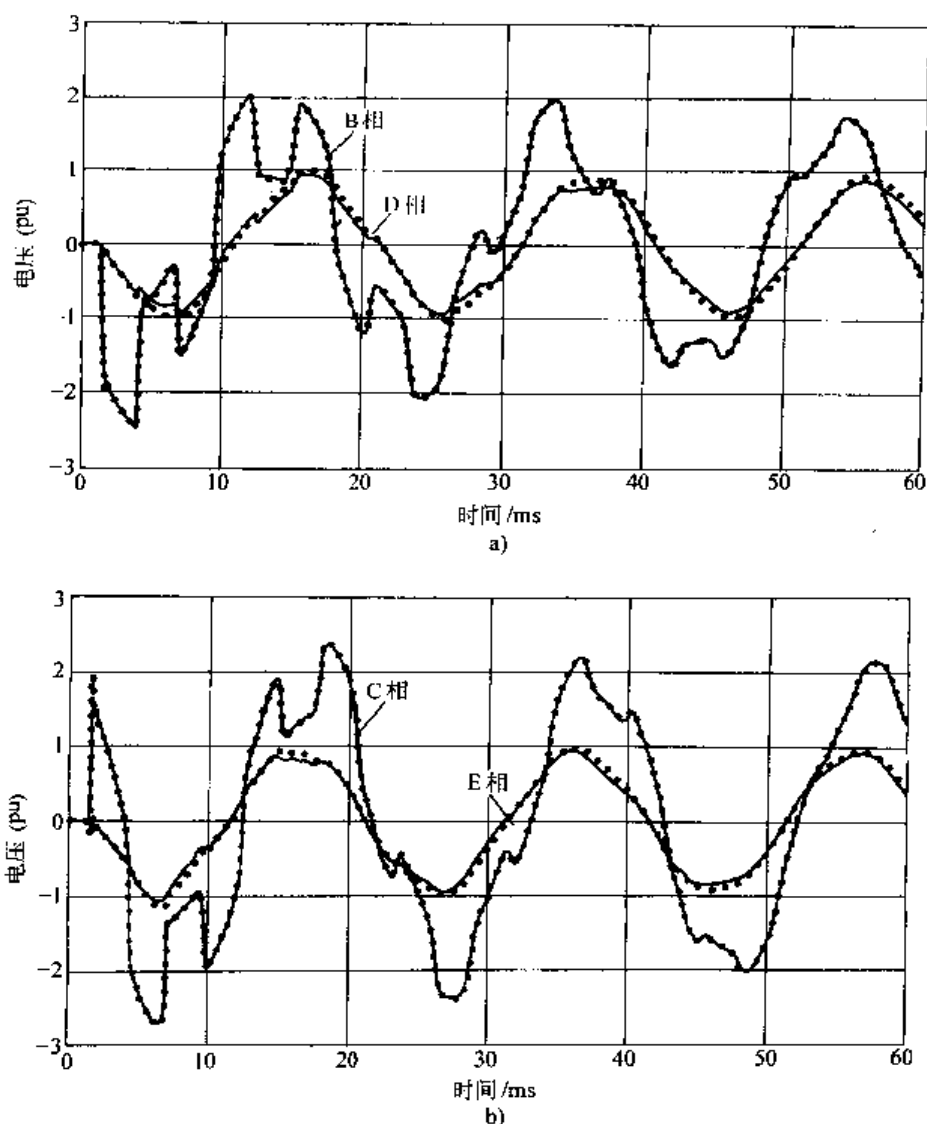


图 11-12 图 11-11 输电线路过电压计算结果

a) 线路末端 B 相和 D 相的电压波形 b) 线路末端 C 相 E 相的电压波形

11.10 交直流电力系统电磁暂态仿真的拓扑分块并行算法^[7]

由于直流输电系统的固有特征是网络拓扑变化频繁。在正常运行情况下，即使是单极单桥直流输电系统，由于两边换流器阀的周期性通断，每个基频周波内，网络拓扑就要变化 24 次，对于双极双桥的直流输电系统，每个基频周波内的网络拓扑则要变化 96 次。在交直流电力系统电磁暂态仿真中，无论采用哪种方法，原则上网络拓扑每变化一次，就需要重新建立一次网络方程。但建立一次网络方程在整个仿真过程中所占的时间比例很大。因此，如何缩短建立网络方程的时间，特别是需要进行实时或超实时数字仿真时，就成为一个十分关键问题。采用拓扑分块技术，运用并行计算方法同时对各分块进行计算，可以大大提高计算的速度，从而达到实时或超实时的要求。

所谓拓扑分块技术，就是把整个系统分成几个子系统，对各子系统独立列方程并独立求解，各子系统间的相互作用通过交接变量来体现。拓扑分块的原则通常是按拓扑常变与拓扑

不变进行子系统的划分, 在交直流电力系统电磁暂态仿真中, 常把交流系统、换流器、直流线路分别分块。图 11-13 为一个单极直流输电系统的分块方法, 图 11-14 为交流系统分块的示意图, 图 11-15 为换流器分块示意图, 图 11-16 为直流线路分块示意图。

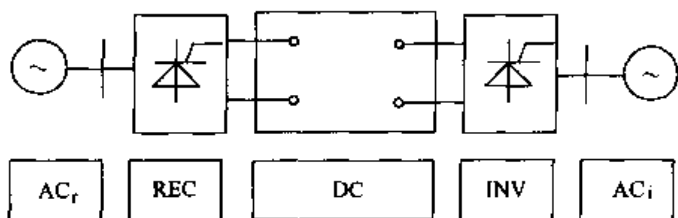


图 11-13 一个单极直流输电系统的分块方法

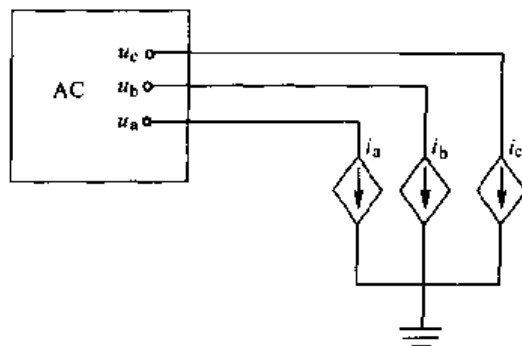


图 11-14 交流系统分块的示意图

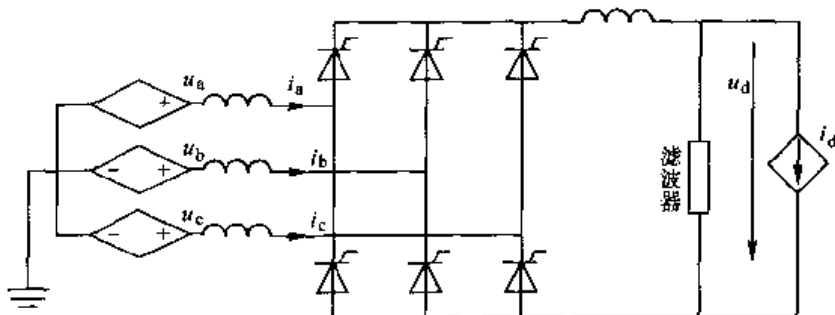


图 11-15 换流器分块示意图

考察图 11-14 ~ 图 11-16 各分块示意图可见, 只要已知各分块的受控电源 (交接变量), 那么各分块就可以独立求解, 从而很容易实现并行计算。因此, 采用拓扑分块技术实现交直流电力系统电磁暂态仿真并行计算的一个关键问题是如何在仿真过程中确定各分块交接变量的值。以往的做法主要分为迭代法和预测法两种。采用迭代法确定交接变量, 计算工作量大, 难以实现实时仿真;

采用预测法确定交接变量, 必然存在交接误差, 难以保证求解的稳定性。本节以网络的离散化数学模型为基础, 应用线性网络的叠加原理, 推导一种简单的, 精确确定交接变量的方法——分块交接变量方程法^[7]。这种方法的基本步骤为

(1) 应用叠加原理, 独立导出描述各分块输入交接变量与输出交接变量相互关系的方程, 即分块交接变量方程。

(2) 把系统所有分块的交接变量方程组合起来, 形成整个系统的交接变量方程, 求解之, 得到各分块的交接变量。

(3) 把已求出的各分块交接变量代回相应分块中, 独立求解各分块方程, 得到整个系统

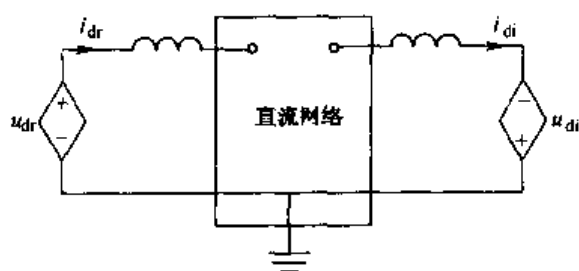


图 11-16 直流线路分块示意图

的状态量。

11.10.1 分块交接变量方程的形成

以图 11-15 换流器分块为例,说明如何形成分块交接变量方程。图 11-15 中, u_a, u_b, u_c, i_d 为输入交接变量,反映交流系统分块和直流线路分块对换流器分块的影响; i_a, i_b, i_c, u_d 为输出交接变量,体现换流器分块对交流系统和直流线路分块的作用。

在拓扑不变的时间分段内,本分块为一个线性动态网络。设在 t_n 时刻采用梯形数值积分公式将其离散化,可得到一个由线性电阻和直流电源构成的离散化伴随网络。根据离散化伴随网络的性质,在数值积分公式和积分步长固定的情况下,伴随网络中的电导是不变的。伴随网络中的电源一般来说可以分为三种类型:第一种类型的电源决定于 t_n 时刻的输入交接变量 $u_a(t_n), u_b(t_n), u_c(t_n)$ 和 $i_d(t_n)$; 第二种类型的电源是反映储能元件初始状态的一类等效电源,这类电源决定于储能元件在 t_{n-1} 时刻储能元件的电流和电压;第三种电源为原分块中存在的独立电源,本例中,这种电源不存在。记输入交接变量为 X , 输出交接变量为 Y , 则 $X = [u_a, u_b, u_c, i_d]^T$, $Y = [i_a, i_b, i_c, u_d]^T$ 。在 t_n 时刻,输出交接变量 $Y(t_n) = [i_a(t_n), i_b(t_n), i_c(t_n), u_d(t_n)]^T$ 由伴随网络中三种电源共同作用而产生。根据线性网络的叠加原理, $Y(t_n)$ 由两部分组成,第一部分 $Y^{(1)}(t_n)$ 反映第二种和第三种电源单独作用的结果,第二部分 $Y^{(2)}(t_n)$ 由第一种电源单独作用而产生。即

$$Y(t_n) = Y^{(1)}(t_n) + Y^{(2)}(t_n) \quad (11-100)$$

因此,求 $Y^{(1)}(t_n)$ 时,只要令 $X(t_n) = 0$,即把代表输入交接变量的所有电源置零,然后再求输出交接变量,求得的结果即为 $Y^{(1)}(t_n)$ 。由于第二种和第三种电源在 t_n 时刻是已知的,因此 $Y^{(1)}(t_n)$ 具有确定的数值。令

$$Y^{(1)}(t_n) = S(t_n) \quad (11-101)$$

$Y^{(1)}(t_n)$ 的求法以节点分析法最为方便。如前所述,若积分公式和积分步长固定,伴随网络中的电导是不变的,因此,在整个拓扑不变的时间分段内,导纳矩阵也是不变的。如将导纳矩阵三角分解后保存起来,则每步求 $Y^{(1)}$ 时,只要列出相应的节点注入电流矢量,然后通过前代回代就可得到节点电压,从而很容易得到 $Y^{(1)}$ 。

由于 $Y^{(2)}(t_n)$ 由 $X(t_n)$ 单独作用而产生,因此求 $Y^{(2)}(t_n)$ 时,第二种和第三种电源必须置零。由线性网络的基本性质, $Y^{(2)}(t_n)$ 与 $X(t_n)$ 之间必存在线性齐次关系,即

$$Y^{(2)}(t_n) = HX(t_n) \quad (11-102)$$

其中, H 为方阵,决定于伴随网络的参数和结构,在积分公式和积分步长固定的情况下,整个拓扑不变时间分段内 H 阵将保持不变。

H 阵的求法可根据方程 (11-102) 一列一列很方便地求出。例如,求 H 阵的第一列,这时令 $X(t_n) = [1 \ 0 \ 0 \ 0]^T$,即令 $u_a(t_n) = 1, u_b(t_n) = u_c(t_n) = i_d(t_n) = 0$,求出此时的输出交接变量 $Y^{(2)}(t_n)$,即为 H 的第一列。由于在求 $Y^{(1)}(t_n)$ 时已经得到了导纳矩阵的三角分解,因此现在一列一列求 H 阵时也只要立出相应的节点注入电流矢量,然后通过前代回代求出节点电压,从而得到 H 阵。

由上所述,可以得到各分块交接变量方程的一般形式为

$$Y(t_n) = HX(t_n) + S(t_n) \quad (11-103)$$

11.10.2 系统交接变量方程的形成和求解

对分块交接变量方程 (11-103) 进行移项得

$$\mathbf{H}\mathbf{X}(t_n) - \mathbf{Y}(t_n) = -\mathbf{S}(t_n) \quad (11-104)$$

由于所有交接变量都具有双重性, 即一个分块的输入交接变量必为另一个分块的输出交接变量。因此所有输入交接变量的集合 $\{\mathbf{X}(t_n)\}$ 和所有输出交接变量的集合 $\{\mathbf{Y}(t_n)\}$ 必然是相同的, 即

$$\{\mathbf{X}(t_n)\} = \{\mathbf{Y}(t_n)\} \quad (11-105)$$

因此, 把各分块交接变量方程 (11-104) 联列起来, 可以得到如下的整个系统的交接变量方程

$$\bar{\mathbf{H}}\bar{\mathbf{X}}(t_n) = -\bar{\mathbf{S}}(t_n) \quad (11-106)$$

其中 $\bar{\mathbf{X}}(t_n)$ 为各分块输入交接变量 $\mathbf{X}(t_n)$ 组成的列矢量, $\bar{\mathbf{H}}$ 阵决定于各分块的 \mathbf{H} 阵及网络结构。下面以图 11-13 为例说明 $\bar{\mathbf{H}}$ 阵的结构。

整个系统划分为 5 个分块, 即整流侧交流系统分块 AC_r , 整流器分块 REC , 直流线路分块 DC , 逆变器分块 INV , 逆变侧交流系统分块 AC_i 。整流器和逆变器分块中输入交接变量和输出交接变量的选择如图 11-15 所示, 两个交流系统分块的输入交接变量和输出交接变量选择如图 11-14 所示, 直流线路分块的输入交接变量和输出交接变量选择如图 11-16 所示。

设 t_n 时刻各分块的交接变量方程分别为

$$\text{AC}_r: \begin{bmatrix} u_{ar} \\ u_{br} \\ u_{cr} \end{bmatrix} = \mathbf{H}_{\text{ACH}} \begin{bmatrix} i_{ar} \\ i_{br} \\ i_{cr} \end{bmatrix} + \mathbf{S}_{\text{ACH}} \quad (11-107)$$

$$\text{REC}: \begin{bmatrix} i_{ar} \\ i_{br} \\ i_{cr} \\ u_{dr} \end{bmatrix} = \mathbf{H}_{\text{RE}} \begin{bmatrix} u_{ar} \\ u_{br} \\ u_{cr} \\ i_{dr} \end{bmatrix} + \mathbf{S}_{\text{RE}} \quad (11-108)$$

$$\text{DC}: \begin{bmatrix} i_{dr} \\ i_{di} \end{bmatrix} = \mathbf{H}_{\text{DC}} \begin{bmatrix} u_{dr} \\ u_{di} \end{bmatrix} + \mathbf{S}_{\text{DC}} \quad (11-109)$$

$$\text{INV}: \begin{bmatrix} u_{di} \\ i_{ai} \\ i_{bi} \\ i_{ci} \end{bmatrix} = \mathbf{H}_{\text{IN}} \begin{bmatrix} i_{di} \\ u_{ai} \\ u_{bi} \\ u_{ci} \end{bmatrix} + \mathbf{S}_{\text{IN}} \quad (11-110)$$

$$\text{AC}_i: \begin{bmatrix} u_{ai} \\ u_{bi} \\ u_{ci} \end{bmatrix} = \mathbf{H}_{\text{ACI}} \begin{bmatrix} i_{ai} \\ i_{bi} \\ i_{ci} \end{bmatrix} + \mathbf{S}_{\text{ACI}} \quad (11-111)$$

把这五个方程集结起来, 可得到整个系统的交接变量方程为

块中,即可求出各分块的状态量。由于各分块的计算基本上是独立的,因此,如果采用多CPU的并行计算方法,对应每个分块分别用一个CPU来计算,可以得到非常高的效率。

11.11 CIGRE 直流输电标准测试系统的暂态响应特性计算示例

11.11.1 整流侧交流系统故障时的暂态响应特性

当整流侧交流系统发生三相短路故障(0.1~0.2s),使换流站交流母线电压下降约30%时,CIGRE直流输电标准测试系统的响应特性如图11-17所示。从图11-17可以看出,在发生故障和故障切除的很短时间内,控制器的控制模式发生了多次切换,但即使在故障过程

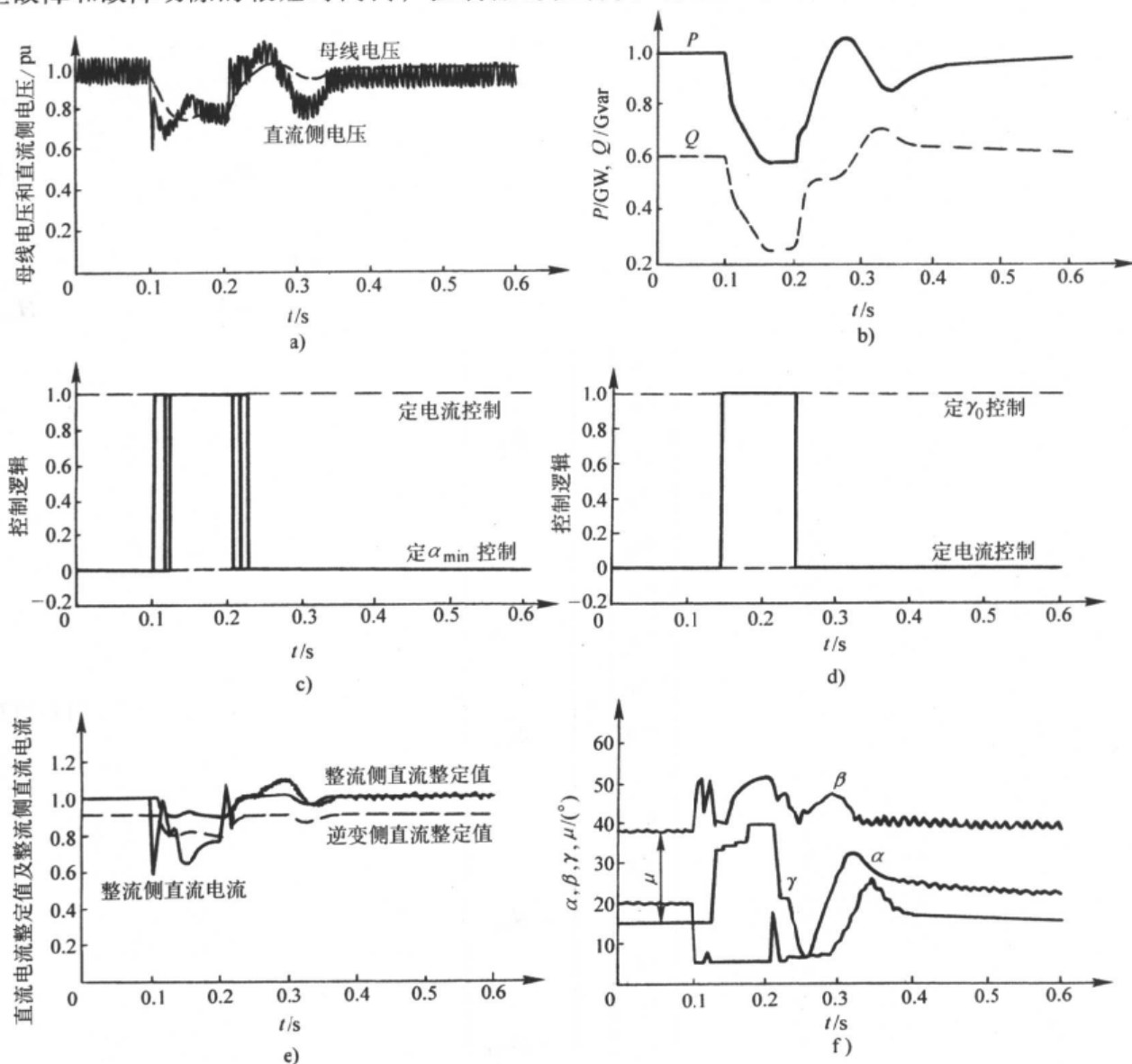


图 11-17 整流侧交流系统发生故障时直流输电系统的响应特性

a) 整流站母线电压和直流侧电压 b) 整流站吸收的有功和无功

c) 整流侧的控制模式 d) 逆变侧的控制模式

e) 整流逆变侧的直流整定值及整流侧直流电流 f) 整流侧 α 和逆变侧 β 及 γ

注: c) 和 d) 中逻辑量 1 表示该控制起作用, 逻辑量 0 表示该控制不起作用。

中, 控制器也基本处于一种稳定的控制模式, 说明直流输电控制器的响应速度非常快, 能够在系统状态改变时快速切换到一种稳定的控制模式。故障切除后约 0.2s 直流系统基本恢复到初始运行点。

11.11.2 逆变侧交流系统故障时的暂态响应特性

1. 三相短路故障

当逆变侧交流系统发生三相短路故障 (0.1~0.2s), 使换流站交流母线电压下降约 30% 时, CIGRE 直流输电标准测试系统的响应特性如图 11-18 所示。从图 11-18 可以看出, 故障后逆变侧立刻发生换相失败, 持续约 30ms; 由于故障导致 VDCOL 动作, 将电流整定值限制

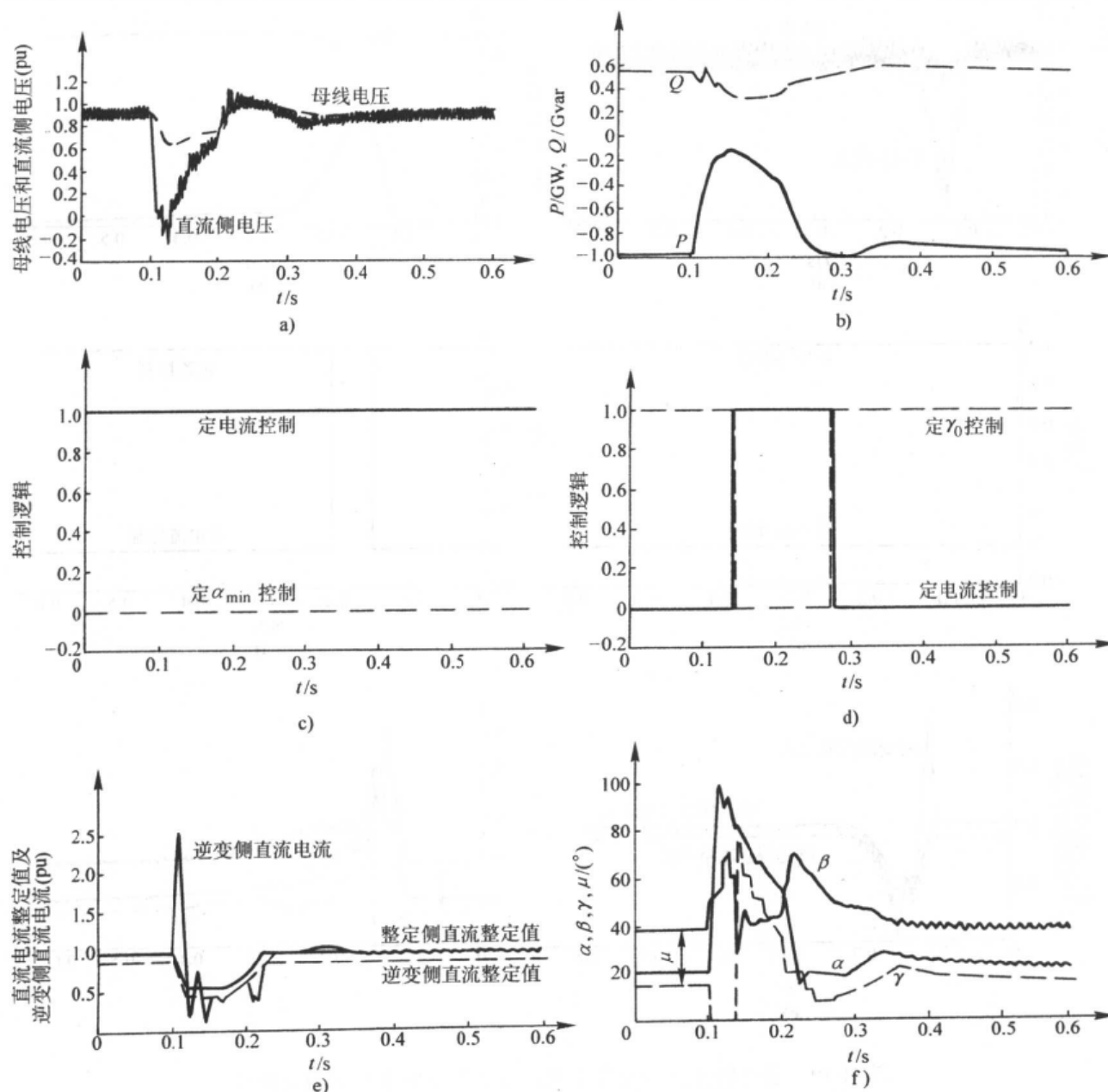


图 11-18 逆变侧交流系统发生故障时直流输电系统的响应特性

- a) 逆变站母线电压和直流侧电压 b) 逆变站吸收的有功和无功 c) 整流侧的控制模式
d) 逆变侧的控制模式 e) 整流逆变侧的直流整定值及逆变侧直流电流 f) 整流侧 α 和逆变侧 β 及 γ

注: c) 和 d) 中逻辑量 1 表示该控制起作用, 逻辑量 0 表示该控制不起作用。

在 0.5 左右；另外在故障及切除后的某一段时间内整流侧和逆变侧都按定电流控制方式运行。

2. 单相短路故障

当逆变侧交流系统发生 a 相接地故障 (0.1 ~ 0.2s)，使换流站交流母线 a 相电压下降约 30% 时，CIGRE 直流输电标准测试系统的响应特性如图 11-19 所示。从图 11-19 可以看出，本故障方式下直流系统的响应特性与发生对称故障时类似，但恢复速度比对称故障时快。

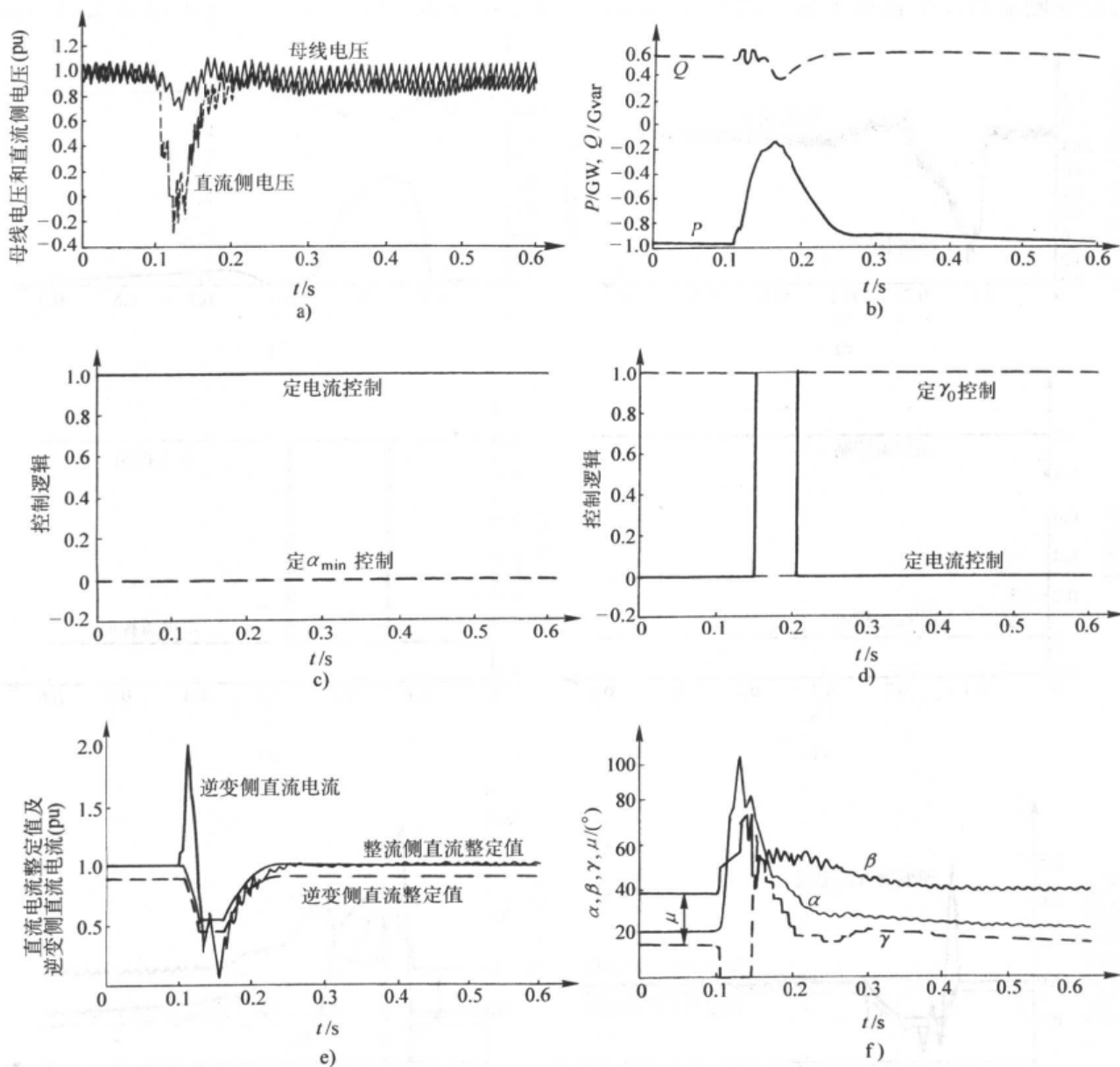


图 11-19 逆变侧交流系统发生故障时直流输电系统的响应特性

- a) 逆变站母线电压和直流侧电压 b) 逆变站吸收的有功和无功
c) 整流侧的控制模式 d) 逆变侧的控制模式
e) 整流逆变侧的直流整定值及逆变侧直流电流
f) 整流侧 α 和逆变侧 β 及 γ

注：c) 和 d) 中逻辑量 1 表示该控制起作用，逻辑量 0 表示该控制不起作用。

参 考 文 献

- 1 CIGRE Report. Guidelines for Representations of Network Elements When Calculating Transients. Cigre Technical Brochure No.39, 1990
- 2 Chua L O, Lin Pen - Min. Computer Aided Analysis of Electronic Circuits. 1975, Prentice - Hall.
- 3 李荣华, 冯果忱. 微分方程数值解. 北京: 人民教育出版社. 1980
- 4 Dommel H W 著, 李永庄等译. 电力系统电磁暂态计算理论. 北京: 水利电力出版社, 1991
- 5 吴维韩, 张芳榴. 电力系统过电压数值计算: 第五章. 北京: 科学出版社, 1989
- 6 徐政. 耦合长线电磁暂态分析的扩展 Bergeron 模型. 中国电机工程学报, 1996, 16 (5): 354 - 357
- 7 徐政. 直流输电系统离散模型拓扑分块法数字仿真. 电网技术, 1994, 18 (2): 1 ~ 5

第 12 章 交直流电力系统机电暂态数字仿真

12.1 交直流电力系统机电暂态仿真的基本原理

在交直流电力系统机电暂态仿真中，交流系统与直流系统是分别独立求解的，直流系统对交流系统的作用几乎无例外地被看作为一个变化的负荷或电源，通常用挂在换流站交流母线上的变功率支路来模拟，直流输电的快速调节特性通过改变这个变功率支路上的功率来实现，如图 12-1 所示。

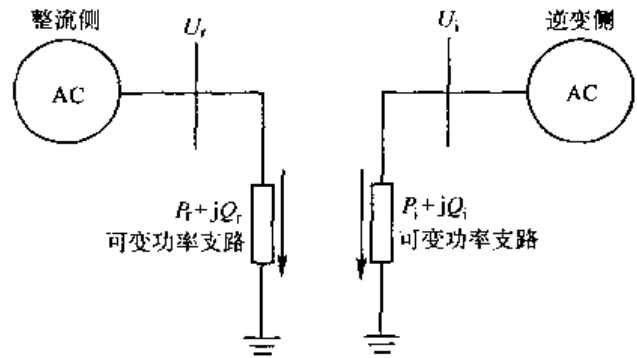


图 12-1 直流系统在交流系统中的等效作用

而交流系统对直流系统的作用，其模拟方法视采用的直流输电系统模型而定。根据对直流输电系统极控制级及线路模拟的详细程度，可以将直流输电系统的模型分为两种基本类型：一种是响应特性模型（Response Models, Functional Models, Performance Models），另一种是详细模型。不管是响应特性模型还是详细模型，对直流输电的主控制都进行了详细模拟。

12.2 直流输电系统的响应特性模型^[1]

直流输电系统的响应特性模型是一种通用模型，其基本特点是只模拟控制的结果，而不模拟控制系统本身。因为尽管直流输电系统在极控制级有很多变化，但不同的极控制器其响应特性基本上是一致的，这就是响应特性模型的理论基础。在响应特性模型中，直流线路的动态特性被合并到极控制器的动态特性中集中模拟，因而直流线路在响应特性模型中只是一个电阻。响应特性模型的具体实现过程：首先，直流电流和直流电压以一定的时间延迟跟踪直流电流和直流电压的参考值，这个时间延迟用以模拟直流控制器和直流线路的时间响应特性，当然，这个时间延迟可以取为零；其次，根据已知的直流电流和直流电压计算出相应的触发控制角并与触发控制角的极限值相比较，如果有一个触发控制角越限，就表示直流控制模式发生了一次切换，此时，应将直流控制模式切换到新的控制模式下，并重新计算触发控制角；最后，计算注入交流系统的有功功率和无功功率。

直流输电系统的响应特性模型可以被分为三个部分，即交流系统控制器模型，直流系统控制器模型和交直流系统接口模型。

交流系统控制器模型主要描述调制信号的产生过程，包括小信号调制和大信号调制，其一般性框图如图 12-2 所示。

直流系统控制器的总体框图如图 12-3 所示，其功能是根据直流功率、直流电流和直流电压的设定值，确定直流电流和直流电压的参考值（也就是实际值）。当整个直流输电系统

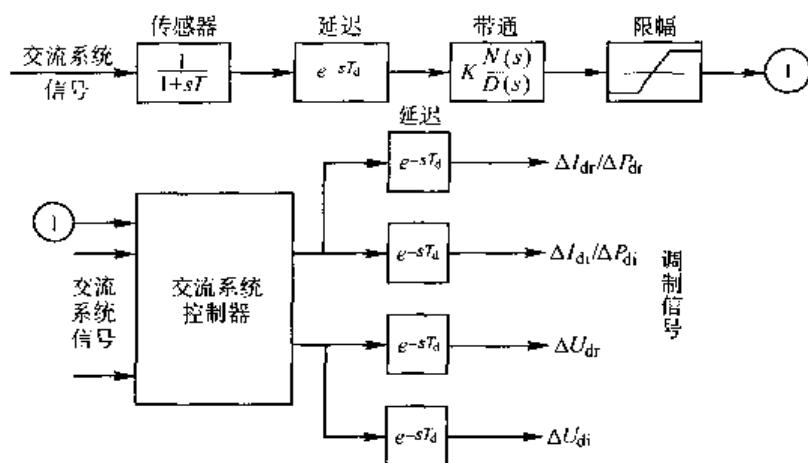


图 12-2 交流系统控制器模型

的运行模式是按定功率运行时，首先，需要将直流功率的设定值转化为直流电流的设定值，转化时需要考虑实际直流电压是否大于一定的限值，如实际直流电压太小的话，直流电流设定值就采用额定工况下的直流电流值，即此时定功率控制不起作用。直流功率设定值转化为直流电流设定值的框图如图 12-4 所示。直流电流和直流电压从设定值到参考值（实际值）的传递函数框图结构几乎相同，以整流侧定电流控制器为例，其传递函数框图结构如图 12-5 所示，其中 $G_r(s)$ 表示电流调节器和直流线路的动态特性，可以用一阶惯性环节或二阶振荡环节来模拟。

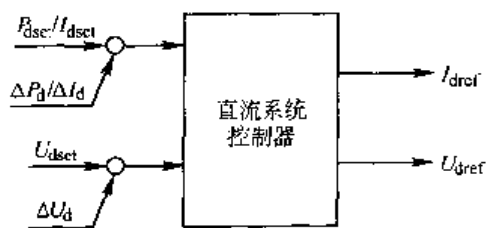


图 12-3 直流系统控制器总体框图

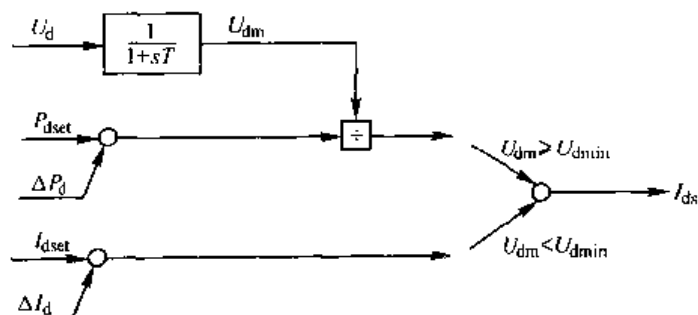


图 12-4 直流功率设定值转化为直流电流设定值

交直流系统接口模型的总体框图如图 12-6 所示，其功能是根据直流电流和直流电压的参考值、两侧交流系统的电压值、直流系统控制模式确定直流系统的电流和电压、两侧交流系统的有功和无功以及两侧换流器的触发控制角。本模块首先确定直流系统当前运行在何种控制模式下，在控制模式确定以后再计算注入两侧交流系统的功率。通常考虑的控制模式为如下 4 种：

- (1) 整流侧定电流控制，逆变侧定关断角控制；
- (2) 整流侧 α_{\min} 控制，逆变侧定电流控制；

(3) 控制模式 (1) 和 (2) 转换过程的一种中间状态，整流侧按某个 α 角控制，逆变侧按某个 γ 角控制，这种中间控制模式只在直流系统起动或故障后直流系统的恢复过程中有可能出现，其持续时间非常短暂；

- (4) 整流侧按定电流控制，逆变侧按定电压控制。

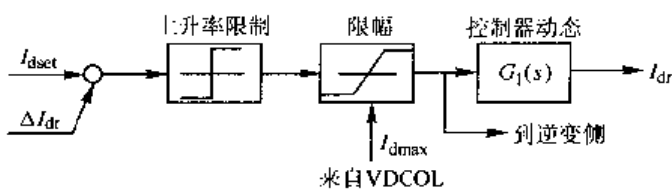


图 12-5 整流侧定电流控制器传递函数框图

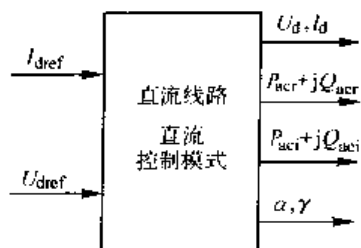


图 12-6 交直流系统接口模型总体框图

12.2.1 直流输电系统响应特性模型示例^[2]

响应特性模型的一个最典型例子是 PSS/E 程序中的 CDC4 直流输电系统模型。该模型对直流输电系统的描述方法如下：

1. 正常运行时直流控制方式

整流侧采用定电流控制，逆变侧采用定电压控制，逆变侧也可采用定关断角控制（可以用关断角上下限相等来实现）。整流侧定电流控制的框图如图 12-7 所示。逆变侧定电压控制的框图如图 12-8 所示。

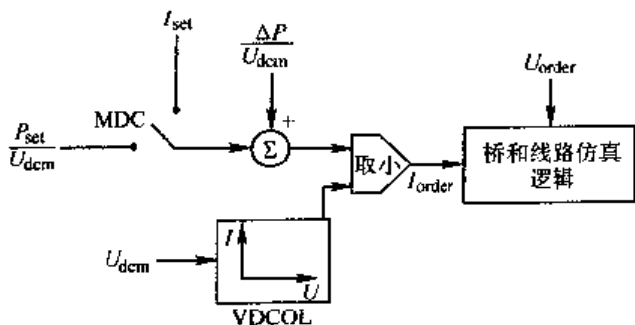


图 12-7 整流侧定电流控制

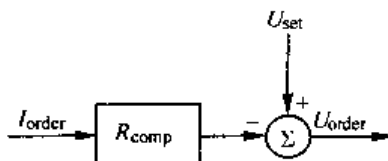


图 12-8 逆变侧定电压控制

图 12-7 与图 12-8 中， P_{set} 、 I_{set} 、 U_{set} 分别为功率、电流、电压设定值， $I_{set} = P_{set} / U_{set}$ ， ΔP 、 U_{order} 、 I_{order} 分别为直流功率调制信号、电压整定值、电流整定值； U_{dcm} 为直流线路上需维持电压恒定点处的直流电压； R_{comp} 为维持电压恒定点到逆变侧之间的线路电阻，一般为直流线路电阻 R_{dc} （即维持整流侧电压恒定）。其余变量的说明如下：

(1) MDC 为模式转换 (mode switch) 开关 当逆变侧直流电压 U_{dci} 低于定功率模式下的最低逆变侧直流电压 U_{cMODE} 时，直流控制由定功率模式转换为定电流模式。当 $U_{dci} > U_{cMODE}$ 时，控制经过一定的延迟时间 T_{cMODE} 由定电流转变为定功率模式。

(2) 功率调制控制 ΔP 为功率调制信号，PSS/E 中设有多个直流调制辅助信号模型（如 HVDCAU、PAUX1、PAUX2、SQBAUX 等），用户可以将辅助信号加入到直流模型中。PAUX1、SQBAUX 模型基于频率偏差提供调制信号，PAUX2 模型基于角度偏差进行调制，HVDCAU 模型允许基于支路电流或潮流、两母线间频率偏差、单个母线电压或频率的输入信号进行调制。图 12-9 为 PSS/E 中的 HVDCAU 调制信号模型。

(3) 低压限流环节 VDCOL 为使直流系统在扰动期间具有良好的性能，在定电流控制中加入了低压限流环节 VDCOL。在低电压条件下，维持直流电流和功率为额定值是不可能的。VDCOL 特性如图 12-10 所示，分为三段。图中， I_{00} 为正常运行最小电流， I_{RSCUR} 为闭锁后重启最小直流电流。

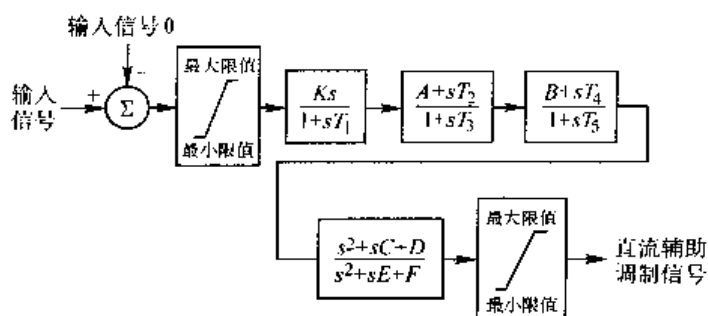


图 12-9 直流调制信号模型 HVDCAU

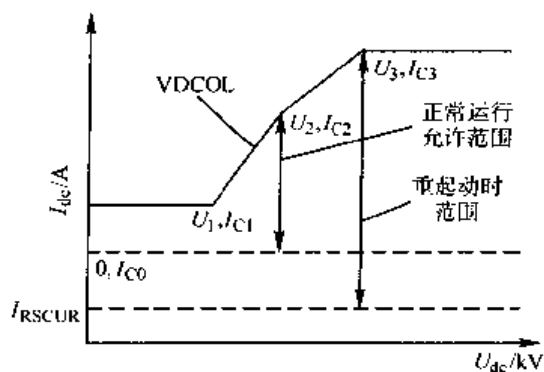


图 12-10 直流系统低压限流 VDCOL 特性

2. 故障运行时直流的闭锁和旁通

(1) 闭锁 (blocking) 当整流侧交流电压低于设定的闭锁电压 U_{BLOCK} 时，整流侧和逆变侧都闭锁。若发生闭锁，整流侧保持闭锁至少 T_{BLOCK} 时间，直到当整流侧交流电压高于设定的闭锁解除电压 U_{UNBL} 时重新起动。

(2) 旁通 (bypassing) 采用旁通来模拟发生换相失败 (commutation failure)，逆变侧当直流电压低于设定的旁通电压 U_{BYPASS} 时，逆变侧旁通，整流侧继续保持设定的直流电流。若发生旁通，逆变侧保持旁通至少 T_{BYPAS} 时间，直到当逆变侧交流电压高于设定的旁通解除电压 U_{UNBY} 时逆变侧重新建立起直流电压。

(3) 重起动 (restart) 当发生闭锁或旁通后，直流重新起动，直流电压、电流设定值是按照一定的限制速度上升的，同时，整流侧和逆变侧电流设定值还被 VDCOL 环节所限制。

12.2.2 关于响应特性模型合理性的几点说明^[1-4]

(1) 对于交直流系统规划研究，直流输电控制器的结构和参数都是不确定的，这种情况下如果采用详细模型，就需要很长的时间来确定控制器的参数，采用典型参数经常得不到满意的结果甚至得出错误的结果。相反，直接采用期望的直流输电系统响应特性进行计算，并要求制造厂家按照期望的响应特性设计直流控制器会更合理。

(2) 电力系统稳定性研究通常只关注 0.1 秒到数十秒时间范围内的暂态过程，因此频率超过 10Hz 的响应特性可以认为是瞬时的。而且在稳定性研究中，交流网络采用正序相量方程来描述，非基波频率的其他信息都已丢失。因此可以认为直流输电中的电流控制器、电压控制器、触发电路以及线路动态都可以认为是瞬时响应的。换句话说，换流器和线路内部的动态过程可以忽略，就像交流网络模型中忽略输电线路和变压器的动态过程一样。

(3) 响应特性模型主要用以日常的稳定性分析和长过程仿真，其计算的高效率使它非常适合在线分析。日常的稳定性分析包括极端方式的稳定性校核，如直流单极闭锁和直流双极闭锁，交流系统故障等。

12.3 直流输电系统的详细模型^[5]

直流输电系统的详细模型是基于对直流换流器、控制系统和直流线路进行详细模拟的模型，在交流系统对称和无畸变的情况下可以用来模拟直流输电系统本身的动态特性以及与交流系统之间的相互作用特性。采用详细模型时，由于考虑了控制器和直流线路的高频动态特

性，因此仿真的步长通常要比纯交流系统的机电暂态仿真小 1 个数量级以上。采用直流输电系统详细模型的交直流电力系统机电暂态仿真原理如图 12-11 所示。对直流线路来说，两侧换流器相当于两个电压源，其数值决定于触发控制角和交流侧电压模值，直流线路本身可以采用适当的动态模型。

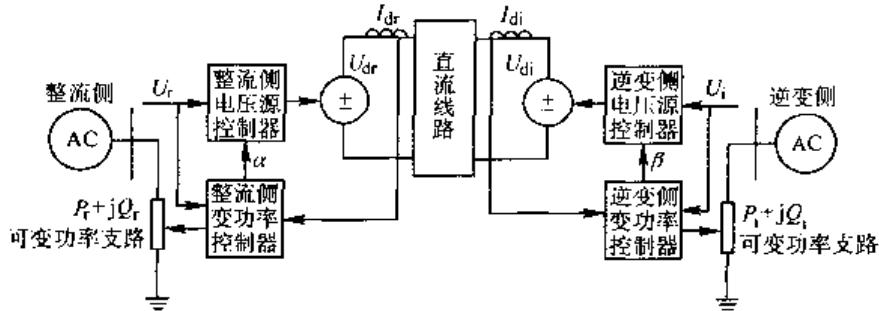


图 12-11 交直流电力系统机电暂态仿真原理图

采用详细模型与采用响应特性模型相比，有如下几个优点：

- (1) 换相失败可以比较精确地确定，通过实际计算关断角 γ 来确定是否发生换相失败。
- (2) 直流系统在故障后的恢复过程可以得到较好的模拟，而不是事先指定恢复速度，因为实际的恢复过程必须基于交流电压的恢复过程。
- (3) 直流系统两个极的控制器是独立模拟的，因而可以模拟直流线路的故障。
- (4) 由于模拟了定电流、定电压和定关断角等控制器的实际动态过程，因而可以比较精确地模拟直流系统中控制模式的切换过程。

12.3.1 导致逆变器换相失败的因素分析

在交直流电力系统机电暂态仿真中，准确模拟直流输电系统的响应特性是一个关键问题。采用响应特性模型时，对换相失败的判断只依赖于换流站交流母线电压的大小，只能近似反映关断角的大小，因为导致换相失败的因素较多。

当两个桥臂之间换相结束后，刚退出导通的阀在反向电压作用的一段时间内，如果未能恢复阻断能力，或者在反向电压期间换相过程一直未能进行完毕，这两种情况在阀电压转变为正向时被换相的阀都将向原来预定退出导通的阀倒换相，这称之为换相失败^[6]。它使得逆变器在一段时间内发生直流反电压降低，直流电流增大。造成换相失败的原因有：交流电压下降，直流电流增大，交流系统不对称故障引起的线电压过零点相对移动，触发超前角 β 过小或整定的关断角 γ 过小等。

导致换相失败的各个因素之间的相互关系可以用下面的数学式子来表示：

$$\gamma = \beta - \mu \quad (12-1)$$

式中， γ 称为关断角； β 是触发超前角； μ 是换相角。可见， γ 角直接决定于 β 角和 μ 角。

实际运行时，通常 γ 角的整定值总是要比晶闸管实际需要的关断角 γ_{\min} 大一些，因为需要考虑串联连接的晶闸管之间的电压分布不平衡、器件特性的变化以及安全裕度等。通常 γ 角的整定值为 18° 左右，如果逆变器按定电压运行， γ 角的整定值可以更大一些，如 22° 。正常运行时 γ 角整定值取大一些对避免故障时的换相失败是绝对有利的，不利的方面是增加了正常运行时的无功消耗以及对换流设备的额定值提出了更高的要求。晶闸管实际需要的关断角 γ_{\min} 通常在 $6^\circ \sim 9^\circ$ 之间，这里我们取 γ_{\min} 为 8° 。

实际运行时触发超前角 β 是由直流输电的控制器决定的，它与触发延迟角 α 的关系为 $\beta = 180^\circ - \alpha$ ，事实上，直流输电换流器的所有控制，最终都要落实到对 α 或 β 的控制。

换相角 μ 决定于多个因素，其计算式为

$$\mu = \beta - \arccos\left(\frac{\sqrt{2}I_d X_c}{U_v} + \cos\beta\right) \quad (12-2)$$

式中， β 触发超前角； I_d 直流电流； X_c 换相电抗，当假设换流器交流母线装有完善的滤波装置能使交流电压不畸变时， X_c 即为折算到阀侧的换流变压器短路阻抗； U_v 换流变压器交流系统侧电压直接折算到阀侧的电压，不包括换流变压器中的压降。

根据公式 (12-2)，换相角 μ 决定于 4 个变量，其中 β 、 I_d 、 U_v 是系统运行时的状态量，在运行时是可变的； X_c 是装置的特征参数，在系统运行时可以认为是固定的，但在系统规划阶段，装置的特征参数是可以选择的，因此在系统规划阶段，可以认为 X_c 也是变的。

下面分别考察上述 3 个运行状态变量对换相角 μ 和关断角 γ 的影响。系统参数取自第 3 章的算例。假定直流系统额定电压为 $\pm 600\text{kV}$ ，输送额定功率 3500MW 。对应于一个 6 脉波换流桥，计算的原始条件为

逆变站换流变压器额定容量： $S = 1009\text{MVA}$ ；

逆变站换流变压器的额定电压比： $525\text{kV}/245\text{kV}$

逆变站换流变压器短路阻抗： $u_k\% = 15\%$ ；

初始运行点逆变侧的直流电压： $\pm 550\text{kV}$ ；

初始运行点逆变侧的直流电流： 2.917kA ；

初始运行点逆变站交流母线电压： 505kV ，该电压折算到换流变压器阀侧电压 U_v 相当于 0.96pu ；

由上述原始条件可以计算出：

运行点的触发超前角： $\beta_0 = 38.2^\circ$ ；

运行点的换相角： $\mu_0 = 18.7^\circ$ ；

运行点的关断超前角： $\gamma_0 = 19.5^\circ$ 。

1. I_d 保持恒定时 γ 角和 μ 角随 U_v 和 β 的变化关系

图 12-12 为保持 I_d 为初始值时， γ 角和 μ 角随 U_v 和 β 角而变化的关系曲线。换流器运行时，一旦阀侧电压 U_v 和直流电流 I_d 给定，换流器的直流侧电压 U_d 、换相角 μ 和关断角 γ 就完全由触发超前角 β 控制。图 12-12 中的初始运行点（黑点）给定的 U_v 为 0.96pu 、 I_d 为 2.917kA 。当直流侧电压 $U_d = 550/2\text{kV}$ ，相应的控制角 β 为 38.2° 时，换相角 μ 为 18.7° ，关断角 γ 为 19.5° 。在保持 U_v 给定的条件下，如果控制角 β 拉大，则直流侧电压 U_d 将下降，换相角 μ 将减小，关断角 γ 将增大。

图 12-12 也可理解为逆变器在交流系统发生故障时的响应特性曲线。当交流系统发生故障时，逆变站交流母线电压下降，下降的幅度决定于故障发生地点与逆变站交流母线之间的电气距离以及当时的运行方式。逆变站交流母线电压下降必然导致换流变压器阀侧电压也下降，但阀侧电压残留值的标幺值不一定等于换流站交流母线电压残留值的标幺值，因为换流变压器不一定运行在额定电压比下。

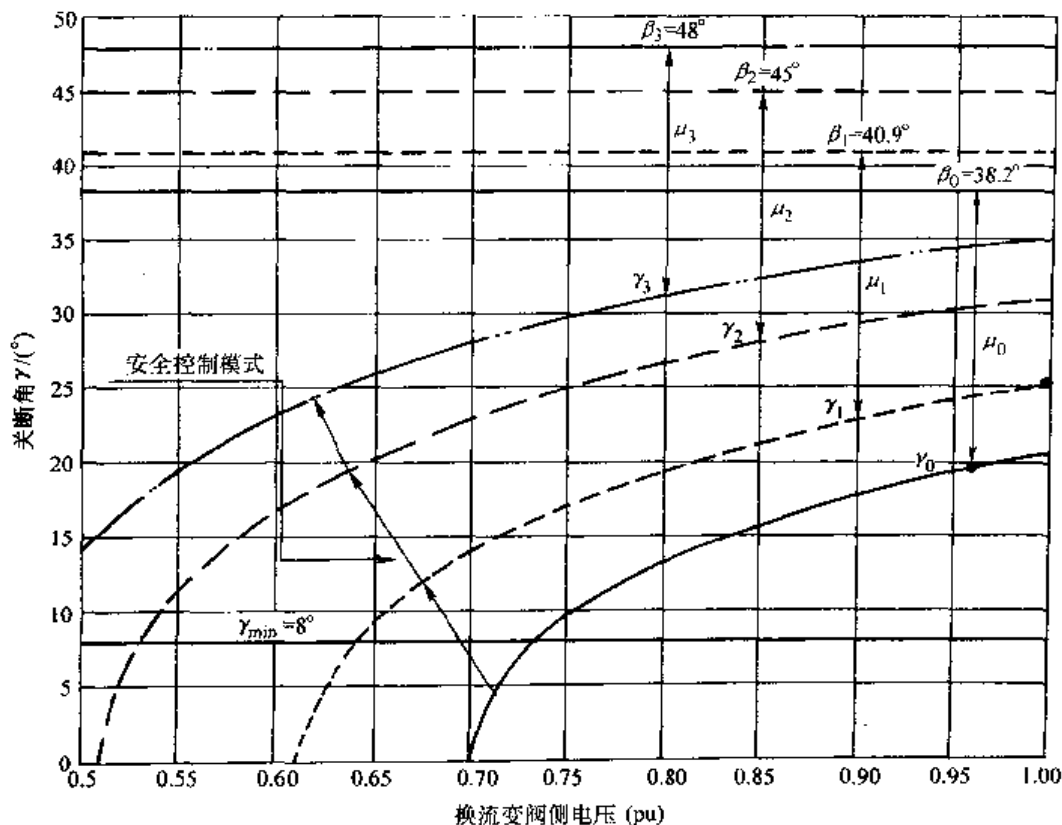


图 12-12 I_d 恒定时 γ 角和 μ 角随 U_v 和 β 角变化的关系曲线

正常运行时，直流电压通常由逆变站控制，而直流电流由整流站控制。当逆变站控制直流电压时，其基本的控制方式是：调节换流变压器电压比来调整慢速的电压变化，从而使换流变压器阀侧电压保持在额定值附近；而通过调节触发超前角 β 来控制较小的快速电压变化。因此正常运行时，直流电压运行在额定值附近，换流变压器阀侧电压也运行在额定值附近，使得触发超前角 β 和关断角 γ 也只在很小的范围内变化，如 γ 角在 20° 左右的小范围内变化，如图 12-12 中的初始运行点。

当交流系统发生故障时，换流站交流母线电压瞬时跌落，而换流变压器电压比调整的时间常数较大，通常在 10s 左右。因此换流变压器电压比根本来不及变化，从而导致换流变压器阀侧电压等比例跌落。阀侧电压瞬时跌落意味着换相角 μ 瞬时增大。例如在图 12-12 中，当阀侧电压从初始运行值 0.96pu 瞬时跌落到 0.74pu 时，换相角 μ 从初始运行点的 18.7° 瞬时增加到 30.2° 。由于电压跌落是瞬时性的，直流输电系统控制器还来不及将触发超前角 β 拉大，即 β 角还运行在原来的初始值 38.2° ，从而导致关断角 γ 从原来的初始值 19.5° 瞬时跌落到 8° ，即达到换相失败的临界值。因此对于本例所讨论的系统，如果交流系统故障使得换流变压器阀侧电压从 0.96pu 瞬时跌落到 0.74pu 以下，逆变器就发生换相失败，即电压跌幅超过 0.22pu 时，就导致逆变器发生换相失败。

逆变器在交流系统故障时是否发生换相失败与交流系统发生故障前逆变器的初始运行点有很大关系。当直流侧电压给定时，对于同样的换流站交流母线电压跌落，故障前逆变器运行的阀侧电压越高，抵御换相失败的能力越强。因为：① 阀侧电压越高，对于同样的直流侧电压，初始运行点的 β 角就越大；② 阀侧电压越高，对于同样的交流母线电压跌落，阀侧的残留电压就越高，因而故障瞬间逆变器的换相角 μ 就越小。而逆变器的关断角 $\gamma = \beta - \mu$ ，

因此故障瞬间逆变器的 γ 角就大, 因而发生换相失败的可能性就小。例如, 对于上述算例, 若假定初始运行点的阀侧电压 U_v 不是 0.96pu 而是 1.0pu , 则在直流侧电压不变的条件下, 初始运行点的 β 角为 40.9° , γ 角为 25° 。如图 12-12 所示, 当交流系统故障使得换流变压器阀侧电压从 1.0pu 瞬时跌落到 0.64pu 以下, 逆变器才发生换相失败, 即电压跌落幅度超过 0.36pu 时逆变器发生换相失败。

在交流系统故障期间, 不管电压跌落是否已引起逆变站换相失败, 只要关断角 γ 小于一般的整定值 18° , 逆变站就不再承担控制直流电压的任务, 而转入安全控制模式。安全控制模式实际上是一种定关断角控制模式, 只不过比正常运行时的定关断角控制增益大。安全控制模式的作用是迅速拉大触发超前角 β , 从而提升关断角 γ , 使关断角 γ 迅速脱离导致换相失败或容易导致换相失败的区域。例如, 在图 12-12 中, 在安全控制的作用下, 触发超前角 β 从初始运行点的 38.2° 拉大到 40.9° 再拉大到 45° 再拉大到 48° , 对应不同的阀侧电压下降总可以把关断角 γ 提升到脱离换相失败的区域。

2. β 角恒定时 μ 角和 γ 角随 I_d 和 U_v 变化的关系

当触发超前角 β 保持初始值 38.2° 不变, 在不同的阀侧电压 U_v 下改变 I_d 的大小, μ 角和 γ 角随 I_d 变化的曲线如图 12-13 所示。图 12-13 中, I_d 等于 1 时对应 I_d 取初始电流 2.917kA 。

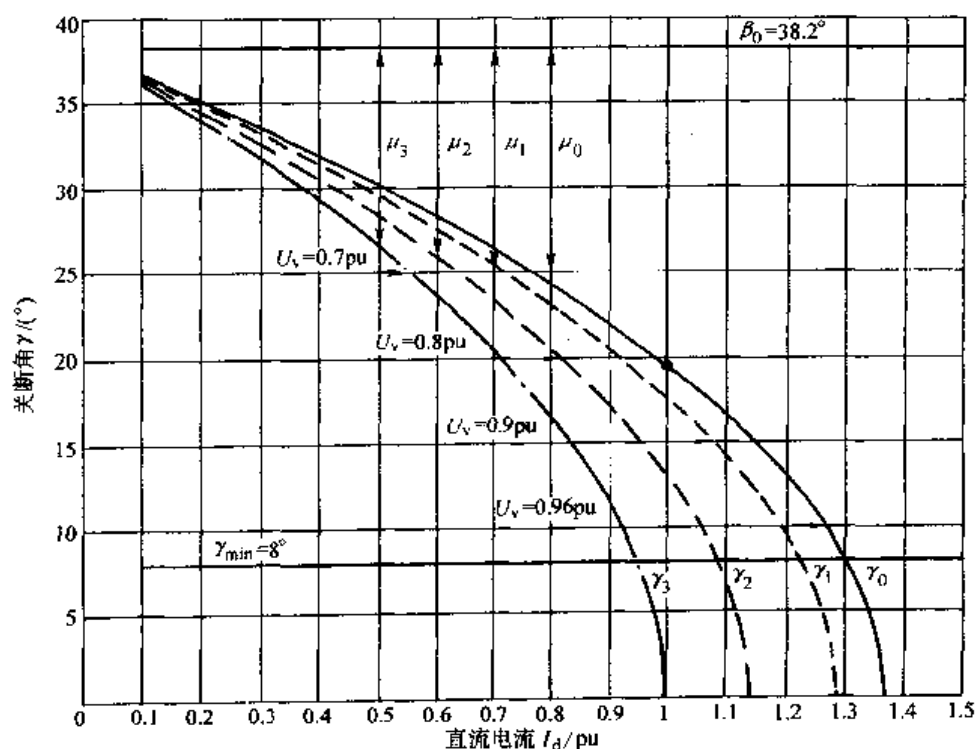


图 12-13 β 角恒定时 μ 角和 γ 角随 I_d 和 U_v 变化的关系曲线

从图 12-13 可以看出, 当触发超前角 β 保持初始值 38.2° 不变时, 如果阀侧电压 U_v 保持初始值 0.96pu , 则当直流电流增加到 1.3pu 时发生换相失败; 如果阀侧电压 U_v 降低到 0.90pu , 则当直流电流增加到 1.22pu 时发生换相失败; 如果阀侧电压 U_v 降低到 0.80pu , 则当直流电流增加到 1.08pu 时发生换相失败; 如果阀侧电压 U_v 降低到 0.70pu , 则直流电流维持初始值时就已发生换相失败。总体上看, 换相角 μ 随直流电流的增大增加很快。例如, 当保持阀侧电压 U_v 为初始值 0.96pu 时, 直流电流 I_d 从 1.0pu 上升到 1.3pu 时, 换相角 μ

增加了 12° ，从而 γ 角也减小了 12° ，并导致换相失败。

12.3.2 直流输电系统动态响应特性的详细模拟示例

换相失败以后的恢复过程是非常复杂的，取决于直流输电系统的控制器和交流系统的结构和运行方式，采用响应特性模型时，只能事先设定故障后的恢复过程，这是不能令人满意的。因为对于较弱的交流系统，如故障后恢复速度太快，有可能在恢复过程中再次导致换相失败而造成连续换相失败。因此采用详细模型来模拟直流输电系统的恢复过程是更为可取的。作为示例，下面给出华东电网某运行方式下黄渡—徐行一回线黄渡侧三相短路，0.1s后切除该线路时葛洲坝—南桥直流输电系统的响应特性仿真结果如图12-14所示。

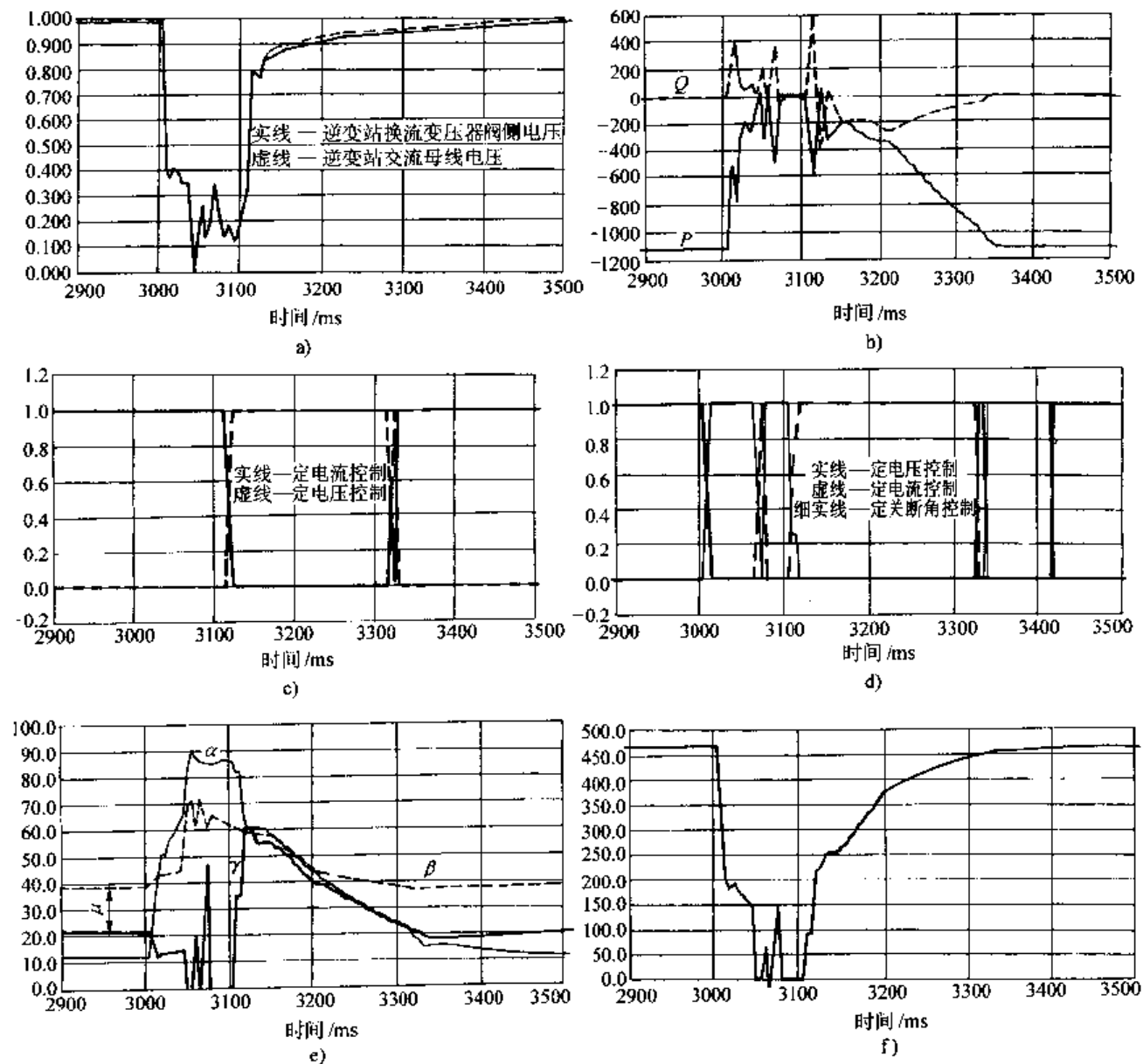


图 12-14 葛州坝—南桥直流线路响应特性仿真结果

- a) 逆变器母线电压和阀侧电压 (pu) b) 逆变器吸收的有功和无功 / (MW/Mvar)
 c) 整流侧的控制模式 (逻辑量) d) 逆变侧的控制模式 (逻辑量)
 e) 整流侧 α 角和逆变侧 β 角及 γ 角 / ($^\circ$) f) 逆变器直流侧电压/kV

注：计算条件：黄渡—徐行一回线黄渡侧三相短路，0.1s后切除该线路。

当黄渡发生三相短路时,南桥逆变站的换流变压器阀侧电压从正常时的 0.98pu 瞬时跌落到 0.38pu,故障期间,由于逆变站消耗无功的跳变,导致换流变压器阀侧电压在 0.20pu 左右跳变。故障发生时电压瞬时跌落的幅度较大,引起逆变站换相失败。由于南桥逆变站交流母线电压故障期间处于很低的水平,尽管有控制器的作用,故障期间仍然不能脱离换相失败。但故障切除后,直流系统能迅速脱离换相失败,经 250ms,系统恢复到原来的输送功率。

12.4 交直流电力系统机电暂态仿真程序的局限性

由于机电暂态分析程序对交流网络的模拟仅仅采用了基波频率下的正序相量描述,直流系统的响应特性只能基于交流系统的正序基波相量,因此交直流系统机电暂态分析程序无法描述交直流系统之间非基波频率下的相互作用特性以及系统不对称情况下的相互作用特性,从而限制了其应用范围(即使直流线路及控制器的模拟是完整的)。通常,交直流系统机电暂态分析程序主要用来研究直流系统对交流系统机电暂态过程的影响,而不用来研究直流系统本身的运行特性,因为后者采用电磁暂态仿真程序更合适。

另一方面,机电暂态分析程序所采用的直流输电换流器模型大多为稳态模型(见第 3 章),而换流器的稳态模型是在如下基本假设条件下导出的:

- (1) 换流器母线的三相交流电压是对称、正弦基波;
- (2) 换流器本身的运行是完全对称平衡的;
- (3) 直流电流和直流电压是平直的;
- (4) 换流变压器是无损耗的,且激磁电流可以忽略。

因此不管是从交流系统的模拟方法还是从换流器的模拟方法来考察,交直流电力系统机电暂态分析程序在严格的数学意义上只适用于基波对称交流系统,而不能用于偏离这种理想条件的其他运行状态的分析。例如,在交流系统发生不对称故障期间,换流站交流母线的实际电压不再对称,但机电暂态分析程序只能得到换流站交流母线的正序电压,如将这个正序电压代入到换流器稳态模型中进行计算,所得结果将与实际情况不符,因此准稳态模型在交流系统不对称故障期间是不适用的。所以,目前电力系统中普遍使用的机电暂态仿真程序,对交直流系统不对称故障期间的仿真计算是不严格和不精确的。

12.5 机电暂态仿真中与发电机模拟相关的问题

12.5.1 发电机转子运动方程中 D 系数的意义和取值原则^[7]

发电机的转子运动方程为

$$T_J \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e - D(\omega - 1) \quad (12-3)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = (\omega - 1)\omega_0 \quad (12-4)$$

上两式中, T_J 为发电机组的惯性时间常数,单位为 s; ω 为发电机的转速,单位为 pu; T_m 和 T_e 分别为机械转矩和电磁转矩,单位为 pu; D 为阻尼系数,单位为 pu; δ 是发电机相对

于同步旋转坐标系的角度, 单位为 rad; ω_0 为同步转速, 单位为 rad/s; t 为时间, 单位为 s。

发电机阻尼系数 D 的取值取决于发电机模型的种类, 特别与是否考虑阻尼绕组有关。如果发电机模型已考虑了阻尼绕组的作用, 则阻尼系数 D 仅仅用来考虑发电机的机械风阻, 通常在暂态稳定计算时机械风阻可以忽略, 即 D 系数取零。传统上, 如果负荷模型中不考虑负荷的频率调节效应, 则可以用发电机阻尼系数 D 来近似模拟发电机附近负荷随速度变化而具有的阻尼, 主要是由电动机负载引起的负载效应, 这种情况下, 常用的阻尼系数 D 的标幺值为 $1 \sim 3^{[8]}$, 对于含有大量水泵、风扇以及其他工业负荷的系统, D 的推荐值为 2.0。

12.5.2 关于原动机和调速器的模拟问题

一般认为, 电力系统的机电暂态稳定性主要决定于如下三个因素:

- (1) 电网结构;
- (2) 旋转备用和动态无功备用;
- (3) 继电保护和稳定控制系统。

而原动机及其调速系统的模拟将主要影响决定系统稳定性的第二个因素, 即旋转备用的大小。图 12-15 为水轮机及其调速系统的简化模型, 图 12-16 为 IEEE 推荐的汽轮机及其调速系统的通用模型。在这些模型中, 有两个参数是在机电暂态仿真中必须搞准的, 否则会对计算结果有较大影响。第 1 个参数是输出功率限值 P_{\max} , 因为它代表了发电机旋转备用的大小, 如果 P_{\max} 不准确的话, 将对系统的频率响应特性造成很大的影响, 特别是在系统失去大电源的情况下。第 2 个参数是调差率的倒数 K , 它直接影响旋转备用在各发电机组中的分配比例。

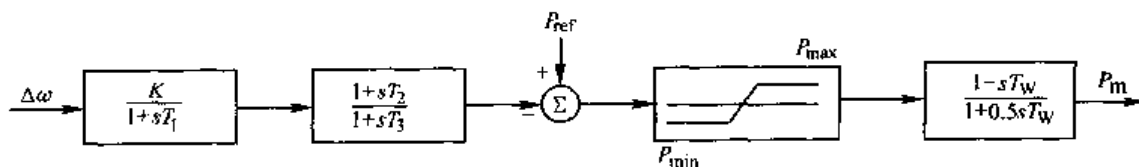


图 12-15 水轮机及其调速系统简化数学模型

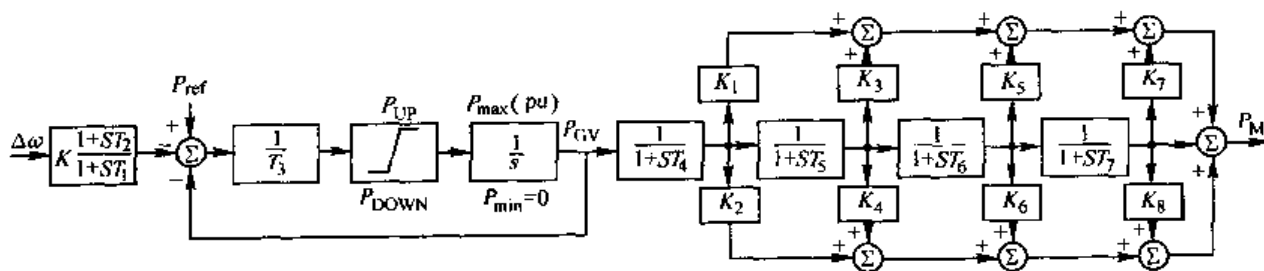


图 12-16 汽轮机及其调速系统数学模型

12.5.3 关于励磁系统的数学模型和参数整定问题^[9]

发电机励磁系统的性能对于电力系统稳定性有很大影响, 而在机电暂态仿真中励磁系统性能的好坏取决于对其模型参数的设置。尽管目前电力系统中四大参数的测试已取得了很大成果, 但在很多情况下发电机励磁系统的参数仍然是不确定的。例如:

- (1) 在电力系统规划、设计阶段, 待建机组励磁系统的模型与参数均未知;
- (2) 在电力系统日常运行计算中, 有时也难以得到实际励磁系统的模型与参数;

(3) 对于不同的电力系统分析软件, 关于励磁系统的模型和参数很不一致, 有时很难做转换。

在这种情况下, 对发电机励磁系统的模拟也可借鉴直流输电系统的响应特性模型 (Response Model), 即不一定对发电机的励磁控制系统本身进行详细模拟, 而只模拟励磁系统的控制结果, 即使其响应特性满足国家标准的要求。

1. 主要励磁系统类型

目前, 国内发电机励磁调节器主要有三种类型^[10]: 电压源静止励磁控制系统、他励静止二极管整流器励磁系统 (简称三机系统) 和无刷励磁系统。至于直流励磁系统, 目前基本无机组使用。静止励磁系统励磁电压响应时间快, 但发电机出口短路时强励能力显著下降。三机励磁系统分为常规响应和高起始响应 (HIR) 三机励磁系统。常规响应三机系统电压响应时间较慢, 约为 0.2~0.5s; HIR 三机系统电压响应时间较快, 一般不大于 0.1s。无刷励磁系统本质还是三机励磁系统, 只是励磁机和发电机转子结构与三机系统不同, 取消了发电机转子集电环。无刷励磁系统也分为常规响应和 HIR 两种。大型水轮发电机组和装在坑口电站的大型汽轮发电机组一般采用电压源静止励磁控制系统; 三机系统一般被大型汽轮发电机组选用, 水轮发电机组一般不选用; 容量大于 600MW 的汽轮发电机组、核发电机组和燃气轮发电机组几乎全部选用无刷励磁系统。

2. 励磁系统动态性能指标

(1) 大信号特性^[10] 所谓大信号特性是指信号响应足够大, 使得系统的非线性不能忽略。大信号特性用来衡量励磁系统对于系统暂态稳定性的影响, 要求在发电机额定负载运行的条件下进行测试。大信号特性主要的技术指标分为两种:

- 1) 对于常规响应励磁系统, 技术指标为顶值电压倍数和励磁电压响应比。
- 2) 对于高起始响应励磁系统, 技术指标为顶值电压倍数和励磁电压响应时间。

(2) 小信号特性^[10] 所谓小信号特性是指信号响应足够小, 使得系统的非线性可以忽略不计。小信号特性用来衡量励磁系统对系统增量 (如负荷增量、电压增量等) 的调节性能, 要求在发电机空载运行的条件下进行测试。小信号特性主要的技术指标为上升时间、调整时间、超调量和振荡次数。其国家标准指标为超调量 $\leq 50\%$, 调整时间 $\leq 10\text{s}$, 振荡次数 ≤ 3 次。

对上述三种主要励磁系统, 其响应特性的国家标准如表 12-1 所示。当选定了一种励磁系统模型以后, 可以通过参数辨识和优化的方法使该励磁系统模型同时满足小信号性能指标和大信号性能指标, 但为了使计算结果有一定的裕度, 参数设置时只要使发电机的动态性能指标刚好满足国家标准就可以了。

表 12-1 励磁系统动态性能标准

	顶值倍数	响应时间	响应比
静止励磁系统	$\geq 2.0\text{pu}$	$\leq 0.08\text{s}$	—
常规响应三机系统	$\geq 2.0\text{pu}$	—	$\geq 2.0\text{pu/s}$
HIR 三机系统	$\geq 2.0\text{pu}$	$\leq 0.1\text{s}$	—

3. 励磁系统参数辨识与优化的方法^[9]

参数辨识就是将一个模型结构已知, 但参数未知的系统看作一个黑箱系统, 给定一个输

入信号，测量其输出响应作为目标响应，然后按照迭代算法，从参数初值开始迭代，使输出响应不断逼近目标响应，满足迭代误差后，即可确定系统参数。

励磁系统参数辨识的主要目标是使励磁系统的大信号特性符合技术指标要求。在发电机额定负载运行条件下，给电压量测环节加一个阶跃输入信号，用顶值电压和励磁电压响应时间（或励磁电压响应比）描述励磁电压在此输入信号下的目标响应，然后对励磁系统参数进行辨识。

参数优化就是在满足系统约束条件下，使给定目标取得最小值。励磁系统参数优化是为了使励磁系统具有最优的小信号动态调节性能。

参数优化的关键在于目标函数的选取。对于励磁系统参数优化，通常有两种目标函数：一是 ISE 准则；二是 ITAE 准则。所谓 ISE 准则，是指系统的误差函数 $e(t)$ 的平方对于时间 t 的积分达到最小，系统的调节性能最佳。即目标函数为

$$\min J = \int_0^r e^2(t) dt \quad (12-5)$$

所谓 ITAE 准则，是指时间 t 与系统误差函数 $e(t)$ 的绝对值的乘积对于时间 t 的积分达到最小，系统的调节性能最佳。即目标函数为

$$\min J = \int_0^r t |e(t)| dt \quad (12-6)$$

两种最佳调节准则相比，ITAE 准则系统误差选择性能好，系统超调量较小。（一般，采用 ISE 准则下，系统超调量为 15% 左右；采用 ITAE 准则，系统超调量为 5% 左右。）因此，对于励磁系统小信号特性这种既要求有一定快速性，又要求有一定平稳性的调节对象来说，选择 ITAE 准则较好。

根据控制理论可知，励磁系统小信号特性的各种技术指标具有相互制约的作用，不可能同时达到最优。例如，如果系统上升时间减小，则超调量会变大，摆动次数也会增加。所以，在进行参数优化时，必须综合考虑各种小信号调节特性。为解决这个问题，在励磁系统参数优化时，可将超调量作为一个约束条件，让励磁系统在满足超调量约束的条件下，上升时间和调整时间尽可能小。

由于励磁系统的所有参数是由大信号特性试验和小信号特性试验共同确定的，而两种试验又是在不同运行条件下分别进行的。因此，励磁系统参数的辨识与优化必须分别在不同的仿真试验中进行。这就使选择辨识与优化的参数变得非常关键，其基本要求是使辨识参数和优化参数所决定的响应特性基本解耦：当选定的辨识参数变化时，不影响励磁系统的小信号特性（或影响非常小）；当选定的优化参数变化时，不影响励磁系统的大信号特性（或影响非常小）。

励磁系统参数辨识与优化的步骤为

- (1) 建立励磁系统和发电机数学模型，并设置发电机参数和励磁系统参数初值。
- (2) 选择需要辨识的励磁系统参数，要求所选定的参数不影响励磁系统的小信号特性。
- (3) 用励磁顶值电压和励磁电压响应时间（或励磁电压响应比）描述大信号特性的目标输出响应。
- (4) 在发电机额定负载运行条件下，做励磁系统大信号特性仿真试验，并对励磁系统参

数进行辨识。

(5) 用已辨识好的励磁系统参数代替原来的初值参数。

(6) 选择需要优化的励磁系统参数，要求所选定的参数不影响励磁系统的大信号特性。

(7) 设置参数优化的目标函数的约束函数。

(8) 在发电机空载运行条件下，做励磁系统小信号特性仿真试验，并对励磁系统参数进行优化。

(9) 用已优化好的励磁系统参数代替原来的初值参数。

参 考 文 献

- 1 IEEE Committee Report. Functional Model of Two - Terminal HVDC Systems for Transient and Steady-State Stability. IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, 1984, 103 (6): 1249 ~ 1255
- 2 黄莹, 徐政, 贺辉. PSS/E 的直流系统模型及其仿真研究. 电网技术, 2004, 28 (5): 25 ~ 29
- 3 Johnson B K. HVDC Models Used in Stability Studies. IEEE Trans. on Power Delivery, 1989, 4 (2): 1153 ~ 1163
- 4 Arabi S, Kundur P, Sawada J H. Appropriate HVDC Transmission Simulation Models for Various Power System Stability Studies. IEEE Trans. On Power Systems, 1998, 13 (4): 1292 ~ 1296
- 5 徐政, 蔡晔, 刘国平. 关于大规模交直流电力系统仿真计算的一些相关问题. 电力系统自动化, 2002, 26 (15): 4 ~ 8
- 6 浙江大学直流输电科研组. 直流输电. 第一版. 北京: 电力工业出版社, 1982
- 7 程华, 徐政. PSASP 与 PSS/E 稳定计算的模型与结果比较. 电网技术, 2004, 28 (5): 1 ~ 4
- 8 Anderson P M, Fouad A A. Power System Control and Stability. First Edition. Iowa: Iowa State University Press, 1976
- 9 邵伟, 徐政. 励磁系统参数整定研究. 中国电机工程学报, 2002, 22 (10): 12 ~ 17
- 10 穆德实, 孙辅晨. 大型发电机励磁系统选型及最佳调节规律选择. 大电机技术, 2000, 30 (4): 50 ~ 56

第 13 章 电力系统机电暂态和电磁暂态混合仿真

13.1 问题的提出

在第 12 章中已讨论了交直流电力系统机电暂态仿真中的直流输电系统模型，不管是采用响应特性模型还是详细模型，由于机电暂态仿真程序的交流网络部分采用的是正序、基波相量模型，直流系统部分采用的是基于平均值的稳态模型，两者都无法对不对称工况和波形畸变进行模拟。因此现在的问题是，如果大规模交直流电力系统发生不对称故障，或者故障是对称的但造成了换流站交流母线电压波形严重畸变，那么这种情况下应该如何分析整个交直流电力系统的暂态稳定性呢？

显然，能够在任何工况下准确模拟直流输电系统及其控制器行为的仿真方法只有电磁暂态仿真，而对于大规模交直流电力系统的稳定性分析，采用电磁暂态仿真是不现实的。

一种可行的方法是将机电暂态仿真和电磁暂态仿真结合起来，将大系统中与直流输电系统密切相关的部分用电磁暂态仿真方法进行仿真，而系统中的其余极大部分仍用机电暂态仿真，即采用所谓的混合仿真方法^[1-2]，这样就能比较满意地解决大规模交直流电力系统的暂态稳定分析问题。

13.2 混合仿真的原理

交直流电力系统混合仿真的简单示意图如图 13-1 所示。实现混合仿真需要解决如下两个问题：①交接母线的选择；②交接变量的计算。

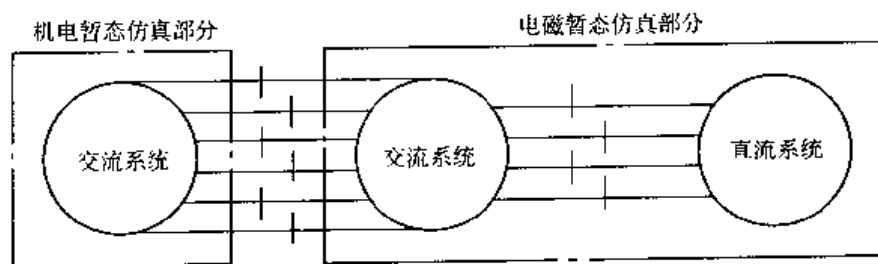


图 13-1 交直流电力系统混合仿真简单示意图

关于交接母线的选择：为了使电磁暂态仿真部分尽量小，交接母线的选择应尽量靠近直流输电系统，但原理上需要满足如下 2 个条件：

(1) 对应模拟的故障方式，交接母线处的电压不对称已比较小，采用正序基波相量不至于引起较大误差；

(2) 对应模拟的故障方式，交接母线处的电压畸变已可忽略，可以采用正序基波相量来描述。

关于交接变量的计算：对于机电暂态仿真部分，电磁暂态仿真部分对其的作用可以用在交接母线处的时变注入功率来表示；而对于电磁暂态仿真部分，机电暂态仿真部分可采用耦

合的 Thevenin 或 Norton 等效电路。交接变量的具体计算过程如图 13-2 所示^[2]。

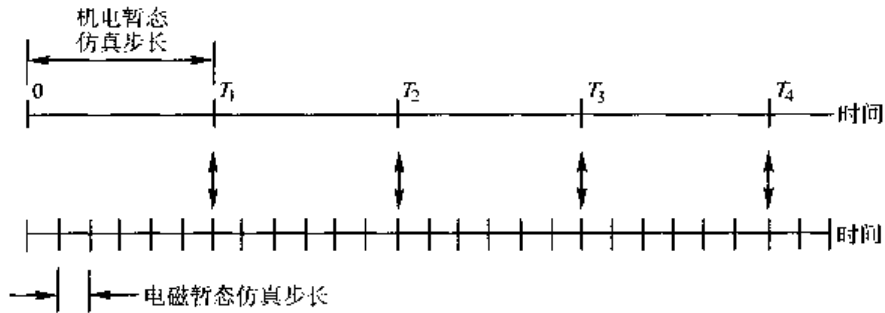


图 13-2 机电暂态仿真与电磁暂态仿真的交接过程

具体计算过程为

- (1) 电磁暂态程序与机电暂态仿真程序从初始状态仿真到 T_1 时刻；
- (2) 求电磁暂态仿真所需要的耦合 Norton 等效电路；
- (3) 利用 (2) 已求出的耦合 Norton 等效电路对电磁暂态仿真部分仿真到 T_2 ；
- (4) 将 0 到 T_2 之间交接母线处由电磁暂态仿真得到的结果进行曲线拟合从而求出基波相量，再传送给机电暂态仿真程序；
- (5) 机电暂态仿真部分从 T_1 仿真到 T_2 ；
- (6) 求出 T_2 时刻新的耦合 Norton 等效电路，电磁暂态仿真部分仿真到 T_3 ；
- (7) 重复上述过程。

参 考 文 献

- 1 Turner K S, Heffernan M D, Arnold C P, Arrillaga J. Computation of AC-DC System Disturbances. IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, 1981, 100 (11): 4356 ~ 4363
- 2 Reeve J, Adapa R. A New Approach to Dynamic Analysis of AC Networks Incorporating Detailed Modeling of DC Systems. Part I&II, IEEE Trans. On Power Delivery, 1988, 3 (4): 2005 ~ 2019

第 14 章 电力系统的小信号模型

14.1 问题的提出

电力系统某些运行状态下的动态行为，可以通过在系统稳态工作点上的线性化系统来进行研究，例如由阻尼不足引起的低频振荡或次同步振荡问题的研究就可以采用这种方法。在状态空间中，该线性化系统描述了系统各状态变量增量的动态行为，如果该线性化系统是稳定的，那么所有状态变量的增量最终都衰减到零，系统回到原来的稳态工作点。为了叙述方便，以下我们称状态变量的增量为小信号，而上述的线性化系统就称为小信号系统，因而电力系统在稳态工作点上的小扰动稳定性也可被称为小信号稳定性。由于小信号系统是一个线性系统，其分析、计算已没有本质性的障碍，因而问题的关键是如何建立小信号系统的数学模型。显然，这个数学模型与所要研究的电力系统动态行为的性质密切相关，以下仅仅针对低频振荡和次同步振荡问题，研究如何建立小信号系统的数学模型。

低频振荡和次同步振荡的一个共性问题是由于发电机转子的小值振荡，两者本质上都是研究发电机转子小值振荡的稳定性，只不过所关注的转子小值振荡的频率不同。因此我们要建立的小信号系统数学模型就是能够描述由发电机转子小值振荡所派生的电力系统中相关物理量的动态行为的数学模型。为此首先考察一下发电机转子做小值振荡时，发电机定子侧（即电网侧）电流、电压和功率的响应特性。

设电网的额定频率为 f_0 ，当在发电机转子上叠加频率为 f ($f < f_0$) 的脉动转矩时，发电机转子做频率为 f 的小值振荡，此时定子侧的功率波形除了直流分量外还包含有频率为 f 的小值振荡分量，而定子侧的电流和电压波形中除了基波分量外还分别包含了频率为 $f_{\text{sub}} = f_0 - f$ 和频率为 $f_{\text{sup}} = f_0 + f$ 的两个分量，显然这两个分量就是由于发电机转子做小值振荡而派生出来的电流和电压的小信号分量。可以证明 f_{sub} 频率的电流和电压分量以及 f_{sup} 频率的电流和电压分量本身和相互间都不可能构成频率为 f 的振荡功率分量，频率为 f 的振荡功率分量是由 f_{sub} 和 f_{sup} 频率的电流和电压分量分别与基波电流和电压相互作用而产生的。这一点可以说明如下：设某电力系统元件上流过的总电流为 $i_T = i_0 + \Delta i$ ，该元件上的总电压降为 $u_T = u_0 + \Delta u$ ，其中 i_0 和 u_0 分别是该元件对应电力系统稳态工作点的稳态基波电流和稳态基波电压， Δi 和 Δu 分别为该元件的电流小信号和电压小信号。显然，该元件消耗的功率为

$$P = u_T i_T = (u_0 + \Delta u)(i_0 + \Delta i) = u_0 i_0 + u_0 \Delta i + i_0 \Delta u + \Delta u \Delta i \quad (14-1)$$

上式中，第一项 $u_0 i_0$ 是该元件对应稳态工作点所消耗的功率，后面三项表示了该元件由发电机小值振荡所产生的功率增量，其中第 4 项为高阶无穷小，可以忽略不计。因此需要考虑的功率增量是第二项和第三项，但这两项都与原稳态基波分量有关，需要同时知道小信号分量和原稳态基波分量才能进行计算。

因此小信号系统模型本身只能研究由发电机转子小值振荡所派生出来的电网中的电流和电压小信号的传播和扩散特性，而不能直接用来计算振荡功率分量，因为振荡功率分量的计

算涉及系统稳态工作点所对应的稳态基波电流和稳态基波电压，即功率量的计算横跨了稳态系统模型和小信号系统模型，只利用其中任何一个模型都不能完成功率量的计算。

由于电力系统元件特性的巨大差异，研究电力系统小信号模型时需要把电力系统分成几个不同性质的部分分别研究。这几个不同性质的部分为发电机；电力网络，包括输电线路、电缆和变压器；负荷；以及 HVDC 和 FACTS 等由电力电子开关构成的装置。

14.2 发电机的小信号模型

发电机在小信号系统模型中仍然是电源，但这个电源与发电机的功率角小信号和角速度小信号密切相关。由于功率角小信号和角速度小信号属于机械量，需要用微分方程来描述，其变化决定于能量平衡，涉及到功率的计算，因此发电机的小信号模型本身不能完全在小信号系统模型中决定，必须结合稳态系统模型才能确定。

通常对于低频振荡分析，即发电机转子小值振荡频率 f 在 $0.1 \sim 2.0\text{Hz}$ 范围内的振荡，分析时不计发电机定子侧和电网侧的暂态过程，相当于忽略发电机 Park 方程中的变压器电动势，此时发电机的小信号模型可用正弦稳态电源来表示，即可用相量来表示，但该电源的幅值和相位是随时间变化的。

当研究次同步振荡问题时，即发电机转子小值振荡频率 f 在 $5 \sim 50\text{Hz}$ 范围内时，发电机的小信号模型应基于完整的 Park 方程导出，此时机械量和电气量都需要用微分方程来描述。

14.3 电力网络的小信号模型

当发电机转子作频率为 f 的小值振荡时，定子和电网侧的电流和电压小信号的频率为 $f_0 \pm f$ 。当研究电力系统低频振荡时， $f = 0.1 \sim 2.0\text{Hz}$ ，因此小信号的频率范围为 $48.0 \sim 52.0\text{Hz}$ ，比较接近额定频率 50Hz 。由于研究低频振荡时忽略电网侧的暂态过程，因此电网的数学模型可以用稳态阻抗模型来表示，但稳态阻抗按什么频率来计算并不是确定的，已有的做法是电力网络（包括输电线路、电缆和变压器）仍然采用基频下的阻抗模型，不难算出这样做的最大误差在 4% 之内。当研究发电机的次同步振荡问题时， $f = 5 \sim 50\text{Hz}$ ，因此小信号的频率范围为 $0 \sim 100\text{Hz}$ ，这种情况下电力网络（包括输电线路、电缆和变压器）必须用微分方程来描述，一方面可以计及电力网络的暂态过程，另一方面可以适用于相当宽的频率范围，当然包括小信号的频率范围 $0 \sim 100\text{Hz}$ 。而反过来，如果这种情况下网络模型仍然沿用研究低频振荡时的基频下的阻抗模型，则是完全错误的。

14.4 直流输电系统的小信号模型

相应于发电机转子作频率为 f 的小值振荡，换流器的换相电动势就由基波分量和频率为 $f_0 \pm f$ 的小信号分量组成。由于小信号模型只考虑一阶增量，高阶增量忽略不计。因此与换流器小信号模型直接相关的变量有如下几组：

- (1) 换流站交流母线电压，即换相电压 E ，包含 2 个分量 E_0 和 ΔE ， E_0 对应于系统稳

态工作点的换相电压模值，是基波量， ΔE 对应于频率为 $f_0 \pm f$ 的小信号分量。

(2) 触发延迟角 α ，包含 2 个分量 α_0 和 $\Delta\alpha$ ， α_0 对应于系统稳态工作点的触发延迟角， $\Delta\alpha$ 为直流输电控制系统对小值振荡的响应，这里应指出，由交流侧换相电压小值振荡引起的换相电压实际过零点的移动，在等间隔触发的直流输电控制系统中并不会对 α 的大小产生影响。

(3) 直流侧电压 U_d ，包含 3 个分量 U_{d0} 、 ΔU_{df} 和 ΔU_{da} ， U_{d0} 对应于系统稳态工作点的直流电压， ΔU_{df} 对应于 ΔE 在直流侧产生的电压，根据第 9 章分析的结论，在只考虑主导非特征谐波情况下， ΔU_{df} 是一个频率为 f 的小信号分量， ΔU_{da} 对应于由 $\Delta\alpha$ 引起的直流电压的增量。

上述三组变量中，所有带 Δ 的变量都是由发电机转子作频率为 f 的小值振荡引起的，如果没有发电机转子的小值振荡，这些带 Δ 的变量都为零，系统保持在原来的稳态工作点上。

建立直流输电小信号模型的核心问题是如何求 $\Delta\alpha$ 、 ΔU_{df} 和 ΔU_{da} 。 $\Delta\alpha$ 与直流输电控制系统的结构和参数以及控制系统的输入变量密切相关，需要导出直流输电控制系统的小信号模型才能得到 $\Delta\alpha$ 的表达式，这里不再多做讨论。 ΔU_{da} 是容易得到的，根据公式 (3-1)，其表达式为

$$\Delta U_{da} = -\frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_0 \sin\alpha_0 \Delta\alpha \quad (14-2)$$

而 ΔU_{df} 的计算比较困难，原理上，只有在详细考虑阀换相过程的直流输电系统电磁暂态仿真中才能准确反映 ΔU_{df} ，其他数学模型通常难以描述 ΔU_{df} 。例如直流输电的稳态模型只能描述交流侧的基波量和直流侧的直流量之间的关系，它无法描述由 ΔE 到 ΔU_{df} 之间的变换关系。

由于以往的文献中有较多直接将换流器的稳态模型线性化作为直流输电系统小信号模型的做法，因此下面专门分析对换流器稳态模型（见第 3 章式 (3-1) ~ 式 (3-3)）进行线性化所得到的线性化模型其代表的意义及与真正的直流输电系统小信号模型的差别。

换流器稳态模型仅仅描述了交流侧基波分量与直流侧直流分量之间的关系，其输入变量为 3 个，换相电压 E ，直流电流 I_d 和触发延迟角 α 。其线性化模型为

$$\Delta U_d \approx \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \cos\alpha_0 \Delta E - \frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_0 \sin\alpha_0 \Delta\alpha - d_i \Delta I_d \quad (14-3)$$

式中， E_0 和 α_0 是对应于稳态工作点的换相电压和触发延迟角； ΔU_d 和 ΔI_d 分别是直流电压和直流电流增量，这两个量是频率为 0 的直流量； ΔE 是基波换相电动势幅值增量； $\Delta\alpha$ 是触发延迟角 α 的增量。

如果将频率为 $f_0 \pm f$ 的换相电动势小信号分量作为 ΔE 看待代入式 (14-3) 中求 ΔU_d 进而求 ΔI_d ，从而形式上得到直流输电系统的小信号模型，会产生什么结果呢？

首先，这种做法在理论上是完全错误的，因为式 (14-3) 根本不适用于频率为 $f_0 \pm f$ 的换相电动势小信号；其次，这种做法的实际效果是在小信号系统模型中将直流输电系统作为开路看待，因为式 (14-3) 中的 ΔU_d 和 ΔI_d 是直流量，没有频率为 f 的振荡分量，也就是说，频率为 $f_0 \pm f$ 的小信号没有反映到直流侧，即直流系统是开路的；最后，这种做法造成了直流侧直流电压、直流电流和直流功率计算的误差，因为由 ΔE 引起的直流增量 ΔU_d 和

ΔI_0 实际上是不存在的。

鉴于有些商业化软件的直流输电小信号模型就是采用上述做法，因此有必要评估上述做法对低频振荡或次同步振荡稳定性的分析结果会产生什么影响。

总之，当采用基波相量模型分析电力系统低频振荡问题时，直流输电系统如何模拟是一个非常棘手的问题，以往的做法大多是错误的。其主要困难是无法描述低频振荡的小信号分量在直流输电系统中的传播特性。

14.5 负荷的小信号模型

由于发电机转子作频率为 f 的小值振荡时，在电网侧所派生的电流和电压小信号的频率为 $f_0 \pm f$ 。因此负荷的小信号模型必须与小信号的频率 $f_0 \pm f$ 相一致。

当研究低频振荡问题时， f 在 0.1~2.0Hz 范围内，且不考虑电网中的暂态过程，这种情况下负荷的小信号模型我们分三种情况加以说明：

(1) 负荷采用恒定阻抗模型，这种情况下负荷的小信号模型仍然可以采用基波下的恒定阻抗来表示。

(2) 负荷采用恒定电流模型，所谓恒定电流模型指的是不管外界条件如何变化，负荷中的电流保持不变，也就是说负荷保持与系统稳态工作点相对应的基波电流不变，因此这种情况下负荷的小信号模型中电流必须为零，意味着负荷的小信号模型是阻抗为无穷大，即开路。

(3) 负荷采用恒定功率模型，所谓恒定功率模型指的是不管外界条件如何变化，负荷消耗的功率保持不变，也就是说负荷保持与系统稳态工作点相对应的基波功率不变，这就要求负荷的小信号模型不消耗任何功率，根据式 (14-1)，这意味着负荷小信号模型的电压和电流都必须为零，这在物理上是不可实现的。

因此对于低频振荡分析，负荷采用恒定功率模型的合理性是值得怀疑的，因为在物理上无法实现；而负荷采用恒定电流模型，意味着该负荷在小信号系统模型中是开路，其效果是不计负荷的阻尼作用，因此所得结果应该是保守的；而负荷采用恒定阻抗模型，看来是比较合理的。

当研究次同步振荡问题时，负荷的小信号模型必须在 $0 \sim 2f_0$ 频率范围内有效，因此负荷的小信号模型需要采用微分方程来描述。

第 15 章 交直流电力系统的低频振荡分析

15.1 引言

电力系统中发电机经输电线路并列运行时，在扰动下会发生发电机转子间的相对摇摆。如果扰动是强制性的，例如系统中存在大容量的脉振负荷或发电机调速器工作不正常引起发电机功率波动，那么发电机转子间的相对摇摆就是强制性的。如果扰动是暂时性的，那么在扰动消失以后，就可能出现两种情况，一种情况是发电机转子间的相对摇摆很快平息，另一种情况是发电机转子间的相对摇摆平息得很慢甚至会持续增大，发生第二种情况的原因是系统缺乏阻尼甚至阻尼是负的。对应发电机转子间的相对摇摆，表现在输电线路就出现功率波动，由强制性的转子间的相对摇摆引起的输电线路上的功率波动频率决定于扰动激励源的脉振频率，其范围较宽；而由系统缺乏阻尼或系统负阻尼引起的输电线路上的功率波动频率一般在 0.1~2.0Hz 之间，通常称为低频振荡。本章将主要研究由系统缺乏阻尼或系统负阻尼引起的低频振荡问题，属于电力系统小扰动稳定性分析范畴。

对于单机向无穷大系统送电这样的简单系统，发电机与系统之间的振荡频率很容易得出，为

$$\omega = \sqrt{\frac{\omega_0}{T_J} \times \frac{dP_c}{d\delta}} \quad (15-1)$$

式中， T_J 为发电机组的转动惯量； ω_0 为额定角频率； $\frac{dP_c}{d\delta}$ 为同步功率系数。

显然，发电机组的转动惯量 T_J 越大，振荡频率就越低；输送功率越大，同步功率系数 $\frac{dP_c}{d\delta}$ 就越小，振荡频率也越低。对于复杂系统，低频振荡的频率没有简单的关系可以描述，通常认为，低频振荡的频率与网络结构、运行方式、发电机参数和发电机励磁调节器特性关系密切。

关于系统产生负阻尼的原因，比较确定性的结论是发电机的快速励磁系统会引起系统负阻尼，电网负荷过重会使系统阻尼降低，另外，电网互联也会使系统阻尼降低。提高系统阻尼的方法目前常用的是在发电机励磁系统中加入电力系统稳定器（PSS），PSS 是抑制低频振荡经济且有效的手段，但一般认为当低频振荡频率低于 0.3Hz 后，用 PSS 抑制低频振荡的效果就不是很好，而且频率越低效果越差。另外，在直流输电以及柔性交流输电装置中采用调制控制都有可能提高系统阻尼，抑制低频振荡。

15.2 低频振荡的主要分析方法

经典的低频振荡分析方法是特征值分析法。特征值分析法的基本步骤为在工作点附近将系统线性化，形成系统状态方程矩阵，进而求取特征值，并分析系统低频振荡的模式

(mode)、振型 (mode shape)、参与因子和灵敏度等。常见的求特征值的方法有 QR 算法、选择模式分析法 (SMA)、自激法 (AESOPS)、改进的 Arnoldi 算法等。其中改进的 Arnoldi 算法能提供在整个复平面上一定范围内寻找特征值的能力, 适合于大型电力系统的分析, 而其他几种算法在大系统分析中均存在一定的局限性。例如 QR 算法, 由于存在“维数灾”问题, 只能限制在几百个状态量。关于特征值分析法的基本理论, 参考文献 [1] 中有非常完整的论述, 本章不再赘述。

测试信号法是浙江大学近年来提出的一种基于时域仿真的电力系统低频振荡分析方法^[2,3]。它将机械和结构工程中的模态测试 (modal testing) 理论应用到电力系统的小扰动稳定性分析。由于电力系统的特殊性, 不能像机械和结构工程那样直接在现场进行激振试验, 进而辨识出被研究对象的振动模态, 因此测试信号法主要采用时域数字仿真来实现。它的主要特点是采用已被广泛应用的电力系统机电暂态仿真程序来进行计算; 思路清晰, 方法直观, 结果的物理意义明确; 即使采用最详细的电力系统元件模型也不增加计算过程的复杂度; 对于大规模电力系统, 分析过程简单易行。

Prony 分析法^[4]是用指数函数的线性组合来拟合等间隔采样数据, 从中分析出信号所包含模式的幅值、相位、阻尼和频率, 是一种时域中的模态参数辨识方法。近年来 Prony 分析法被越来越广泛地应用来处理电力系统的实时测量数据以及时域仿真数据, 进而分析电力系统的低频振荡问题。

15.3 用特征值分析法分析中国南方电网低频振荡特性示例^[5]

2005 年前后, 随着贵广直流的投入运行, 南方电网东西方向将形成两个交直流并列输电通道, 其中北通道主要担负贵州电力的送出, 由 1 回 $\pm 500\text{kV}$ 、3000MW 直流输电线路 (贵广直流) 和 2 回 500kV 交流线路构成, 南通道主要担负云南和天生桥电力的送出, 由 1 回 $\pm 500\text{kV}$ 、1800MW 直流输电线路 (天广直流) 和 3 回 500kV 交流线路构成, 北通道与南通道之间由 1 回从安顺变电站到天生桥的 500kV 交流线路相连接, 如图 15-1 所示。南方电网西电东送的功率在送端为 9000MW 左右, 在广东受端为 7000MW 左右。由于南方电网是典型的长距离、大容量交直流并列输电系统, 其低频振荡特性一直是一个倍受关注的问题。以下对南方电网 2005 年夏大方式分析其低频振荡特性^[5]。

15.3.1 无 PSS 和直流调制时南方电网的低频振荡特性

在低频振荡分析时, 南方电网所有机组都采用详细模型; 三条直流线路均采用不含附加控制的定功率控制方式; 负荷采用 IEEE 负荷静特性标准模型:

$$P = P_0 \left[p_0 + p_1 \left(\frac{U}{U_0} \right) + p_2 \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 \right] \left(1 + k_p \frac{\Delta f}{f_0} \right) \quad (15-2)$$

$$Q = Q_0 \left[q_0 + q_1 \left(\frac{U}{U_0} \right) + q_2 \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 \right] \left(1 + k_q \frac{\Delta f}{f_0} \right) \quad (15-3)$$

其系数如表 15-1 所示。

采用改进的 Arnoldi 算法求取特征值, 对频率在 0.1 ~ 1.0 Hz 之间、阻尼比在 0.1 以下的振荡模式进行扫描计算, 结果如表 15-2 所示。

表 15-2 中的振荡模式均为机电振荡模式, 其中频率最低的 2 个模式 (0.53Hz 和 0.66Hz)

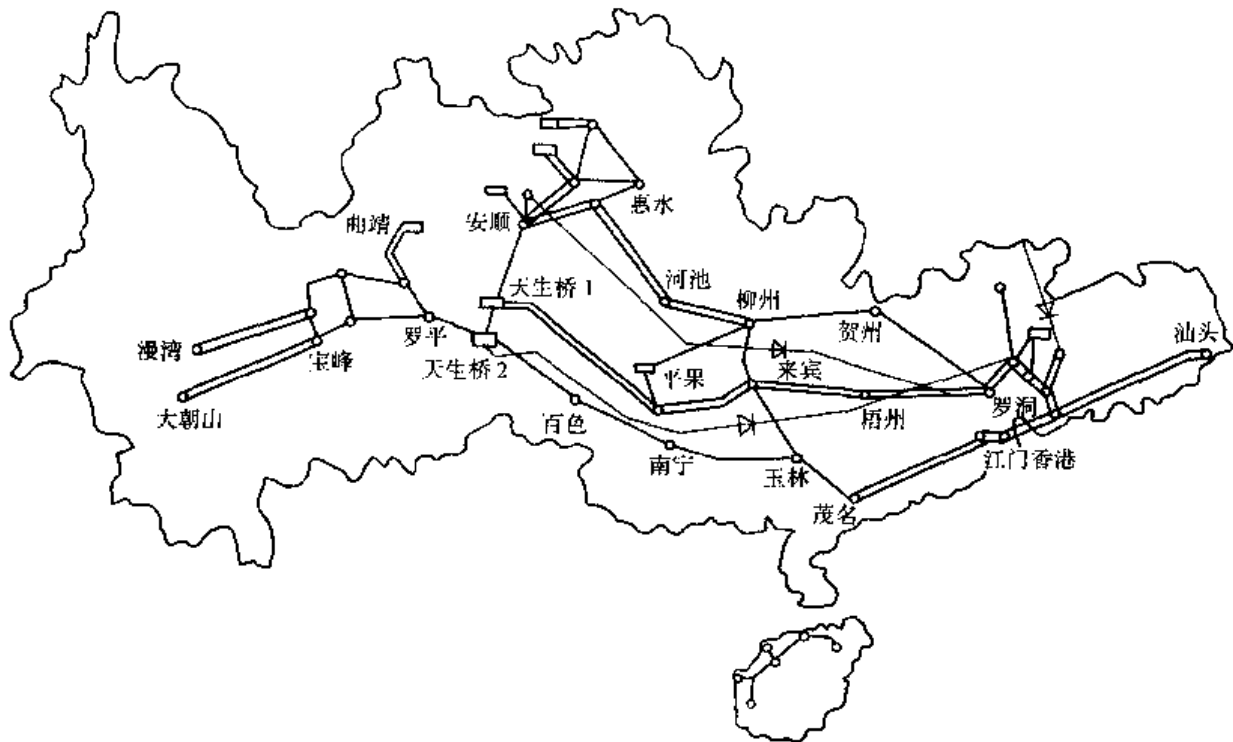


图 15-1 2005 年南方电网 500kV 网络示意图

为区域间振荡模式，其余都是局部振荡模式。一般认为阻尼比小于 3% 时很难保证系统稳定，由表 15-2 可见，本计算情况下系统阻尼明显不足，频率为 0.66Hz 的振荡模式甚至出现

表 15-1 南方电网暂态仿真负荷综合模型系数

负荷特性	恒定阻抗负荷百分数		恒定电流负荷百分数		恒定功率负荷百分数		频率因子	
	有功	无功	有功	无功	有功	无功	dp/df	dq/df
云南	30	30	30	30	40	40	1.2	-2.0
贵州	30	30	40	40	30	30	1.2	-2.0
广西	30	30	40	40	30	30	1.2	-2.0
广东	30	30	40	40	30	30	1.8	-2.0
香港	40	40	0	0	60	60	1.8	-2.0

表 15-2 频率在 0.1 ~ 1.0 Hz 之间、阻尼比小于 10% 的振荡模式

特征值	实部	虚部	频率/Hz	阻尼比 (%)
1	-0.3847	6.2008	0.9869	6.19
2	-0.1866	5.9555	0.9478	3.13
3	-0.2662	6.014	0.9572	4.42
4	-0.1758	5.4895	0.8737	3.20
5	-0.3107	5.7656	0.9176	5.38
6	-0.3166	5.6573	0.9004	5.59
7	-0.3072	5.2573	0.8367	5.83
8	0.0033	4.1297	0.6573	-0.08
9	-0.1229	3.3516	0.5334	3.67

了负阻尼。

计算与频率为 0.53Hz 和 0.66Hz 的区域振荡模式相对应的参与因子, 并列出了参与因子大于 0.2 的机组, 如表 15-3 所示。对应频率为 0.53Hz 振荡模式的所有机组的转速振型图如图 15-2 所示, 对应频率为 0.66Hz 振荡模式的所有机组的转速振型图如图 15-3 所示。

表 15-3 频率为 0.53Hz 和 0.66Hz 的振荡模式下参与因子大于 0.2 的机组

频率为 0.5334 Hz 的振荡模式				频率为 0.6573 Hz 的振荡模式			
机组	转速振型	参与因子	省份	机组	转速振型	参与因子	省份
大朝山 2	0.833 / 1.07°	1.0000	云南	东风	0.759 / -3.62°	1.0000	贵州
漫湾 2	0.718 / -2.33°	0.7227	云南	新乌江渡	0.787 / 1.13°	0.9114	贵州
大朝山 1	0.894 / 1.20°	0.5956	云南	老乌江渡 3	1.000 / 0.00°	0.6963	贵州
下关	1.000 / -0.00°	0.5204	云南	老乌江渡 1	0.880 / -0.25°	0.5262	贵州
漫湾 1	0.768 / -1.75°	0.3004	云南	老乌江渡 2	0.877 / -0.25°	0.5220	贵州
西洱河	0.828 / 0.08°	0.2217	云南	洪家渡	0.588 / -1.84°	0.4901	贵州
以礼河	0.745 / -2.32°	0.2140	云南	黔北	0.445 / 10.79°	0.4270	贵州
青山 2	0.765 / -169.56°	0.6953	香港	引子渡	0.516 / -3.41°	0.3358	贵州
岭澳	0.642 / -168.06°	0.4227	广东	安顺	0.318 / -1.72°	0.2102	贵州
沙角 C	0.667 / -171.82°	0.4126	广东	纳雍	0.318 / -3.50°	0.2072	贵州
妈湾	0.668 / -168.43°	0.3670	广东	大朝山 2	0.476 / 177.95°	0.7443	云南
珠海	0.665 / -171.18°	0.2583	广东	大朝山 1	0.539 / 177.36°	0.4957	云南
大亚湾 1	0.702 / -170.39°	0.2475	广东	下关	0.702 / 172.99°	0.5884	云南
大亚湾 2	0.721 / -168.91°	0.2414	广东	漫湾 2	0.359 / 177.28°	0.4230	云南
台山	0.573 / -167.36°	0.2065	广东	青山 2	0.317 / -162.64°	0.2831	香港
广蓄 1	0.637 / -167.36°	0.2008	广东				
广蓄 2	0.637 / -167.36°	0.2008	广东				

从表 15-3 和图 15-2 可以看出, 频率为 0.53Hz 的振荡模式是南方电网的全局振荡模式, 振荡的界面在由天生桥—平果、天生桥—百色和惠水—河池三条线路组成的交流通道上, 在此界面一侧的机组相对于界面另一侧的机组振荡, 主要是云南的机组逆反于广东的机组摇摆, 而贵州和广西的机组其参与因子都比较小; 而对于频率为 0.66Hz 的振荡模式, 振荡界面西边在罗平—天生桥线路上, 东边在来宾—梧州及玉林—茂名线路上, 主要是贵州的机组逆反于云南的机组摇摆, 而广东和广西机组的参与因子都比较小。

15.3.2 加 PSS 后南方电网的低频振荡特性

目前世界上通用的做法是在励磁系统中加装 PSS 来提高发电机的阻尼。PSS 投入后, 既可以阻尼区域间的振荡模式, 也可以阻尼局部振荡模式。假定采用的 PSS 模型如图 15-4 所示, 且以发电机转速作为输入信号。

PSS 在大系统中如何配置是一个重要的问题, 通常按照参与因子大小来选择需要安装 PSS 的发电机。由图 15-3 可以看出, 参与 0.53Hz 振荡的主要机组位于广东和云南, 其中由大朝山二电厂的 4 台额定容量为 225MW 的机组具有最大的参与因子。用相位补偿的方法整定 PSS 参数具有物理概念明确, 操作方便, 鲁棒性好等优点。具体参数整定方法在下节测试

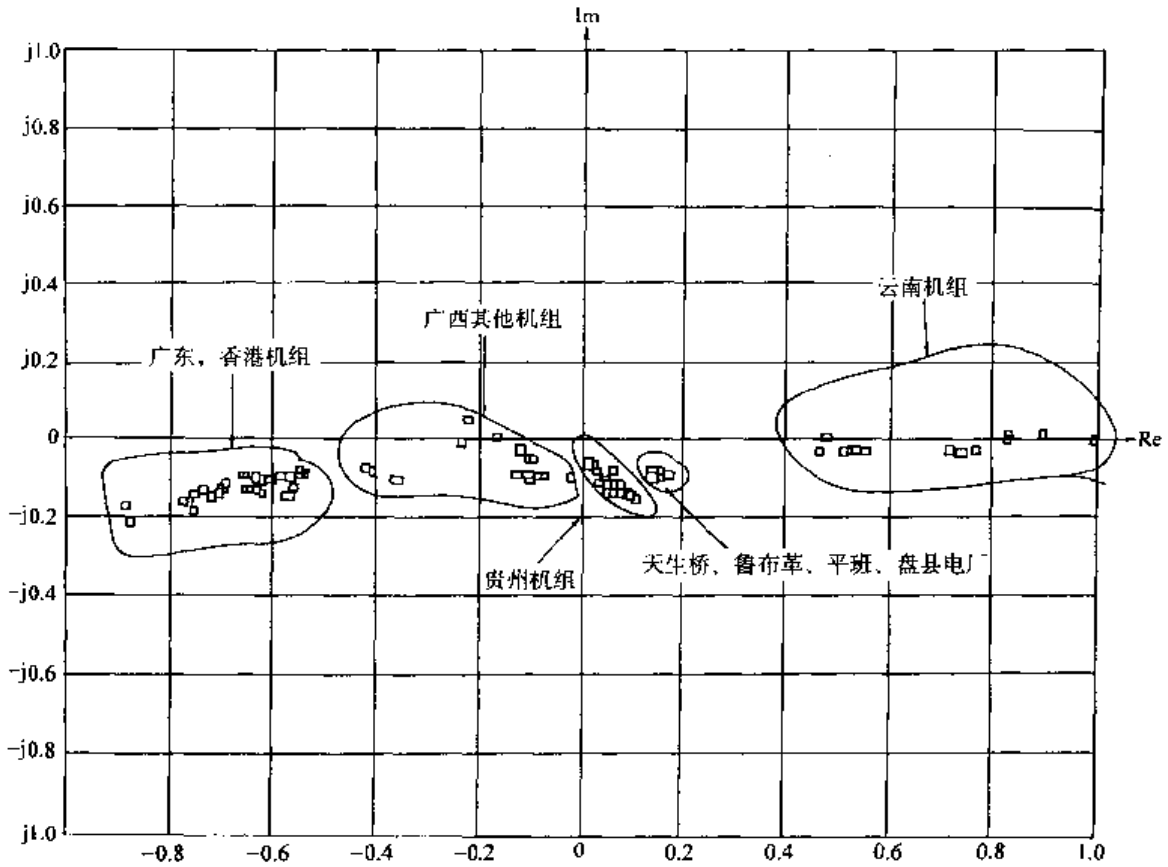


图 15-2 南方电网机组在频率为 0.53Hz 振荡模式下的速度振型图

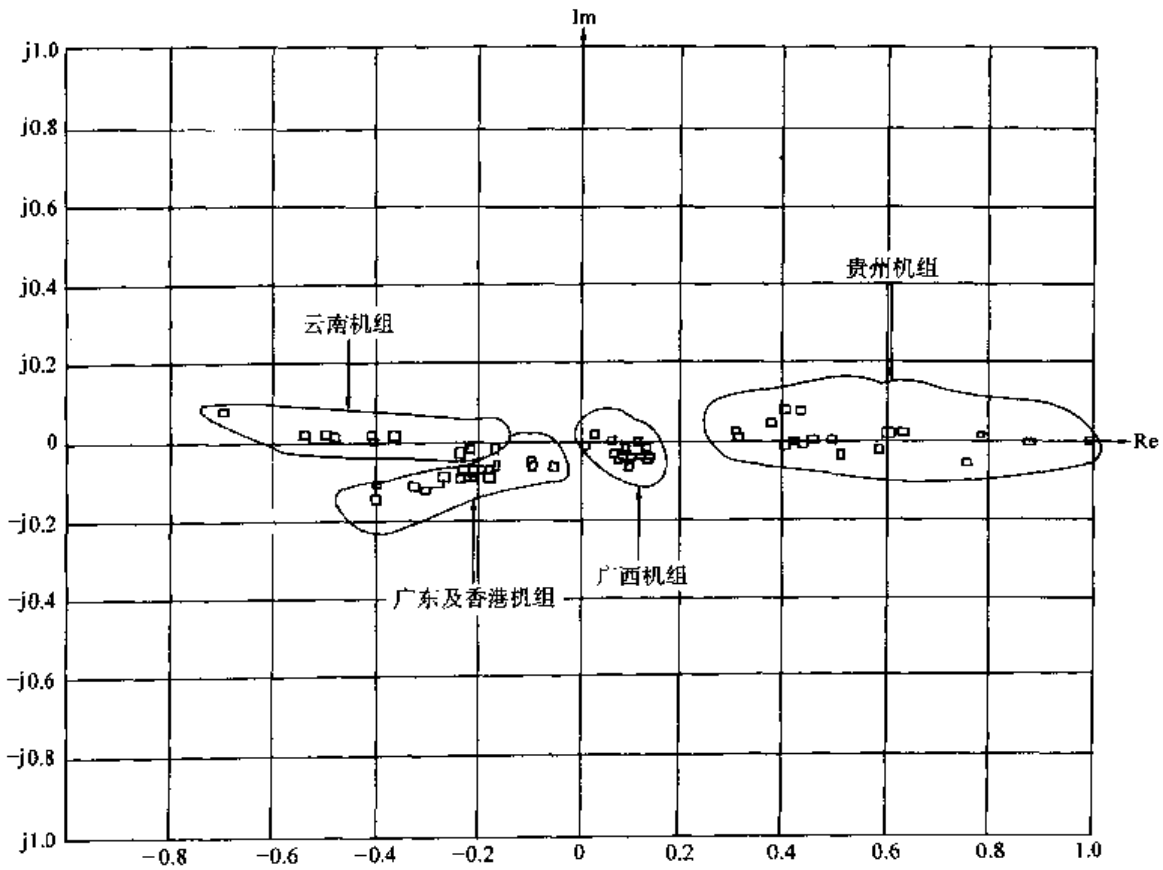


图 15-3 南方电网机组在频率为 0.66Hz 振荡模式下的速度振型图

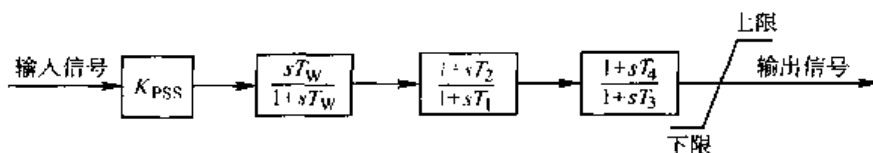


图 15-4 PSS 传递函数框图

信号法的应用中将详述。由自动控制原理求取相位超前补偿的参数如下：

$$T_1 = 0.0304, T_2 = 0.370, T_3 = 0.0304, T_4 = 0.370, T_w = 10$$

PSS 的增益对阻尼大小有明显影响，对于 0.53Hz 振荡模式，不同增益下的阻尼比如表 15-4 所示，可见取增益为 40 是合适的。

表 15-4 K_{PSS} 对阻尼比的影响

K_{PSS}	频率	阻尼比 (%)	K_{PSS}	频率	阻尼比 (%)
0.0	0.533	3.67	30.0	0.548	7.09
10.0	0.534	5.37	40.0	0.553	7.23
20.0	0.541	6.52	50.0	0.557	7.13

首先按照 0.53Hz 振荡频率下各机组参与因子从大到小的顺序依次投入 PSS，结果如表 15-5 所示。由于漫湾电厂对 0.53Hz 振荡频率和 0.66Hz 振荡频率都有较大的参与因子，故在第 2 步漫湾电厂投入 PSS 后，0.66Hz 振荡频率的阻尼比也有较大提高。青山电厂 PSS 投入以后 0.53Hz 振荡频率对应的阻尼比已经足够。从第 4 步开始，进一步阻尼频率为 0.66Hz 的振荡模式，同样按照该振荡频率下参与因子从大到小的顺序依次投入 PSS，到第 6 步之后系统的低频振荡已经得到了很好的阻尼。校核其他局部振荡模式，阻尼比也有了一定的提高。此时两个区域间振荡模式的频率分别变为 0.581Hz 和 0.675Hz，比不装 PSS 时略有增加。

表 15-5 依次投入 PSS 时的阻尼效果

序号	PSS 安装地点	频率	阻尼比 (%)	频率	阻尼比 (%)
0	未安装 PSS	0.533	3.67	0.657	-0.08
1	大朝山 2	0.533	7.23	0.669	1.65
2	漫湾 2	0.571	10.15	0.674	4.27
3	青山 2	0.563	18.49	0.680	4.78
4	下关	0.572	21.96	0.686	8.26
5	大朝山 1	0.579	31.26	0.660	13.54
6	东风电厂	0.581	30.68	0.675	17.56

15.4 测试信号法的基本原理^[2,3]

15.4.1 模态辨识基本概念

对于任何一个线性系统，施加一定的输入将会激发出相应的输出响应。这些输入激励和输出响应之间存在一定的因果关系，称之为线性系统的动态特性。而系统模态参数就是系统动态特性的一种描述方式。对线性系统的模态辨识就是通过测试或者理论分析得到系统的模态参数：如系统的主要振荡模式，各振荡模式对应的频率、阻尼和振型等。

最常用的模态辨识方法^[6,7]是机械导纳法(阻抗法),也称为频响函数法。其基本过程为首先对系统施加输入激励并测量系统的输出响应,接着计算系统的机械导纳并分析系统模态参数。常用的机械导纳法是单输入多输出法(SIMO),即在单点施加输入激励,在多点测量输出响应。

电力系统是一个非线性系统,但在进行低频振荡分析时,可将系统在某一工作点附近线性化。因此,电力系统的低频振荡稳定性分析可以采用机械导纳法。

15.4.2 机械导纳的定义

机械导纳是线性系统动态特性的一种描述。按照机械工程中广泛使用的术语,机械导纳定义为系统的输出响应的 Laplace 变换和输入激励的 Laplace 变换之比。输出响应可以是位移响应、速度响应或加速度响应。

当一个电力系统在某一工作点线性化后,其状态方程如下:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{X} &= A \Delta X + B \Delta U \\ \Delta \dot{Y} &= C \Delta X + D \Delta U\end{aligned}\quad (15-4)$$

对于 SIMO 法,可选择系统中某台发电机的机械转矩增量作为正弦激励信号,即

$$\Delta U = [0, \dots, 0, \Delta T_{mi}, 0, \dots, 0]^T \quad (15-5)$$

如果选择系统发电机的角速度响应作为输出,则

$$\Delta Y = [\Delta \omega_1, \Delta \omega_2, \dots, \Delta \omega_n]^T \quad (15-6)$$

式中, ΔT_{mi} 为第 i 台发电机的机械转矩增量; $\Delta \omega_j$ ($j=1, 2, \dots, n$) 为第 j 台发电机的角速度增量。

由式(15-4)、式(15-5)和式(15-6)可得

$$G_{ji}(s) = \frac{\Delta \omega_j(s)}{\Delta T_{mi}(s)} = \frac{N_{ji}(s)}{D_{ji}(s)} \quad (15-7)$$

式中, s 为 Laplace 算子; $N_{ji}(s)$ 、 $D_{ji}(s)$ 为 s 的多项式; $G_{ji}(s)$ 定义为响应点 j 到激励点 i 的机械导纳,通常,如果系统有 n 台发电机,对应于一个激励点将有 n 个机械导纳;机械导纳 $G_{ji}(s)$ 称为自导纳。

15.4.3 机械导纳特性

首先研究单机无穷大母线(OMIB)系统。根据小扰动分析理论,OMIB 系统发电机转子运动的线性化方程可表示为(采用两阶发电机模型)

$$\frac{d\Delta \omega}{dt} = \frac{1}{T_j} (\Delta T_m - \Delta T_e) = \frac{1}{T_j} [\Delta T_m - (K_s \Delta \delta + K_D \Delta \omega)] \quad (15-8)$$

式中, T_j 为发电机转动惯量; K_D 和 K_s 分别为发电机阻尼转矩系数和同步转矩系数。

对式(15-8)做 Laplace 变换,有

$$\Delta \omega(s) = \frac{1}{T_j s} \{ \Delta T_m(s) - [K_s(s) \Delta \delta(s) + K_D(s) \Delta \omega(s)] \} \quad (15-9)$$

由于

$$\Delta \delta(s) = \omega_0 \Delta \omega(s) / s \quad (15-10)$$

因此

$$G(s) = \frac{\Delta \omega(s)}{\Delta T_m(s)} = \frac{s}{T_j s^2 + K_D(s)s + K_s(s)\omega_0} \quad (15-11)$$

而根据特征值分析法, 可以导出 OMIB 系统的特征方程为

$$T_J s^2 + K_D(s)s + K_s(s)\omega_0 = 0 \quad (15-12)$$

式 (15-11) 和式 (15-12) 表明机械导纳 $G(s)$ 的极点就是系统的特征值。当采用更精确的发电机模型, 甚至考虑励磁系统模型和 PSS 模型时, 式 (15-11) 和式 (15-12) 之间的关系仍然成立, 只不过方程的阶数将会增加。

对于多机系统, 若将上面式子中的标量用矢量或矩阵替代, 式 (15-11) 和式 (15-12) 之间的关系也依然成立。因此, 通过多点机械导纳分析, 就能够得到系统低频振荡的模式及其振型。通常情况下, 机械导纳只有几个主导极点, 表示对应发电机所参与的区域间振荡模式或局部振荡模式, 因此 $G_{ji}(s)$ 可表示为如下形式:

$$\begin{aligned} G_{ji}(s) &= \frac{\Delta\omega_j(s)}{\Delta T_{mi}} = K \frac{(s - z_{j1})(s - z_{j2}) \cdots (s - z_{jn})}{(s - p_1)(s - p_2) \cdots (s - p_k)} \\ &= \frac{R_{j1}}{s - p_1} + \frac{R_{j2}}{s - p_2} + \cdots + \frac{R_{jk}}{s - p_k} \end{aligned} \quad (15-13)$$

其中一对共轭极点即表示一个振荡模式

$$p_k = \sigma_k \pm j\omega_{dk} = \zeta_k \omega_k \pm j\omega_k \sqrt{1 - \zeta_k^2} \quad (15-14)$$

式中, σ_k 为衰减因数; ω_{dk} 为阻尼振荡频率; $\omega_k = \sqrt{\sigma_k^2 + \omega_{dk}^2}$ 为无阻尼自然振荡频率; ζ_k 为阻尼比。

根据式 (15-13), 如果第 i 台发电机为激励点, 其他 n 台发电机对第 i 台发电机的机械导纳分别为 $G_{1i}(s)$, $G_{2i}(s)$, \cdots , $G_{ni}(s)$, 则对应于振荡模式 p_k 的振型为 $\varphi_k = [R_{1k}, R_{2k}, \cdots, R_{nk}]^T$ 。

15.4.4 通过时域仿真计算机械导纳

通过时域仿真计算机械导纳的基本步骤如下:

(1) 根据电力系统网络结构, 选取部分发电机作为激励点, 并在发电机转子上施加一系列小扰动振荡转矩, 即

$$\Delta T_{mi} = \sum_{\lambda} T_{\lambda} \cos(\lambda\omega_0 t + \varphi_{\lambda}) \quad (15-15)$$

式中: $\lambda\omega_0 = 0.1 \sim 2.0\text{Hz}$; T_{λ} 和 φ_{λ} 为相应的振荡转矩的幅值和相位。

对所加 ΔT_{mi} 的要求是不能破坏系统可线性化条件。由于系统在运行点附近基本上是非线性的, 不同频率的量不会相互干扰。因此, 可以一次施加多个不同频率的扰动转矩。

(2) 对系统进行机电暂态仿真, 如果系统是稳定的, 说明系统不存在负阻尼的振荡模式, 这时可以将系统仿真到进入稳态为止。如果系统不稳定, 需要调整 PSS 等控制器使系统达到稳定。

(3) 在稳态过程中提取与小扰动振荡转矩一个公共周期内的数据量 ΔT_{mi} 和 $\Delta\omega_j$ ($j = 1, 2, \cdots, n$)。

(4) 对 ΔT_{mi} 和 $\Delta\omega_j$ ($j = 1, 2, \cdots, n$) 做 Fourier 分解, 得到不同频率下的相量 $\Delta \dot{T}_{mi}$ 和 $\Delta \dot{\omega}_j$ ($j = 1, 2, \cdots, n$)。

(5) 计算不同频率下的机械导纳 (对于所有的 $\lambda\omega_0$):

$$G_{ji}(\lambda\omega_0) = \Delta \dot{\omega}_j(\lambda\omega_0) / \Delta \dot{T}_{mi}(\lambda\omega_0) \quad (j = 1, 2, \cdots, n) \quad (15-16)$$

(6) 利用数据拟合辨识出 $G_{ji}(s)$ ($j=1, 2, \dots, n$) 的表达式:

$$G_{ji}(j\omega) = \frac{R_{j1}}{j\omega - p_1} + \frac{R_{j2}}{j\omega - p_2} + \dots + \frac{R_{jk}}{j\omega - p_k} \quad (j=1, 2, \dots, n) \quad (15-17)$$

(7) 根据式 (15-17), 分析低频振荡特性, 包括振荡频率、振荡阻尼和振型。

在应用测试信号法时, 有几个问题需要说明。

第一个问题是激励点和响应点的选择。对于一个大规模电力系统, 如果系统中所有的发电机都被选为激励点和响应点, 则仿真和计算工作将是十分繁重的。但研究低频振荡所关注的只是区域间的振荡模式和阻尼较差的局部性的振荡模式, 一般情况下, 选择一些典型的发电机作为激励点和响应点已足以激发并辨识出这些振荡模式。选取典型发电机的基本依据是系统网络结构和地理位置。

第二个问题是如何确定机械导纳 $G_{ji}(s)$ 的阶数。如果发电机采用 m 阶模型 ($m=2, 3, 4, 5$ 或 6), 且系统共有 n 台发电机, 再加上系统中所采用的控制器, 那么系统的特征值个数将超过 $m \times n$, 则 $G_{ji}(s)$ 的阶数也将超过 $m \times n$ 。这样的话, 模态辨识将会十分困难。然而, 由于我们所关注的仅是发电机机械转子的振荡模式, 且任意一台发电机显著参与的振荡模式一般只有 2~3 个, 例如显著参与 2 个区域间的振荡模式和 1 个局部性的振荡模式, 因此, $G_{ji}(s)$ 的阶数可以设置为不超过 6 阶。

选择典型的发电机作为激励点和响应点后, 通过模态辨识, 可以得到一系列振荡模式及其振型。然后, 可根据振型区别出是区域间振荡模式还是局部性振荡模式。通常情况下, 能够确保得到所有的区域间振荡模式和阻尼较差的局部性振荡模式。

15.4.5 单机无穷大母线 (OMIB) 系统计算示例

图 15-5 为一个 OMIB 系统网络图, 网络数据取自参考文献 [1]。发电机采用三阶模型 (E'_q 恒定)。

通过时域仿真和模态辨识所得到的机械导纳 $G(s)$ 的幅频特性如图 15-6 所示。

机械导纳辨识结果如下:

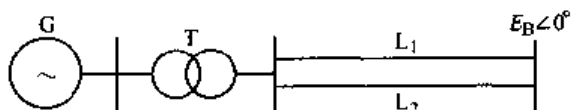


图 15-5 单机无穷大母线系统网络图

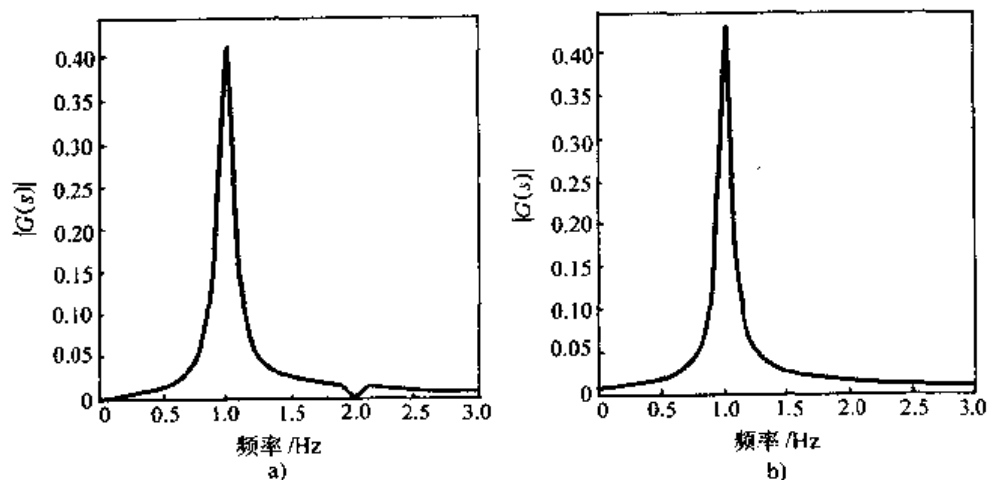


图 15-6 机械导纳 $G(s)$ 的幅频特性

a) 时域仿真结果 b) 模态辨识结果

$$G(s) = \frac{0.0637 - j0.0297}{s + 0.138 - j6.38} + \frac{0.0637 + j0.0297}{s + 0.138 + j6.38} \quad (15-18)$$

由式 (15-14), 可以得到系统自然振荡频率为 $\omega_n = 6.382\text{rad/s}$, 即 $f_n = 1.016\text{Hz}$ 。其结果与参考文献 [1] 中通过特征值分析法得到的数据 $\omega_n = 6.41\text{rad/s}$ 和 $f_n = 1.02\text{Hz}$ 基本一致。模态辨识得到的系统振荡频率及其阻尼比分别为 $\omega_n = 6.38\text{rad/s}$ 和 $\zeta = 0.0217$, 相应的振型为 $\varphi_1 = [0.0702 \angle -24.997^\circ]$ 。

对于本算例, 只有 1 个振荡模式, 其典型幅频特性如图 15-6 所示, 实际上从幅频特性曲线就能近似看出振荡频率及其阻尼。幅频特性曲线峰值所对应的频率近似等于自然振荡频率 ω_n , 峰值附近曲线上升和下降的陡度表示阻尼的好坏, 越陡表示阻尼越差, 因为阻尼比 ζ 与 $\frac{1}{\sqrt{2}}$ 峰值处曲线上 2 点之间的频带宽度成正比。对于多机系统, 幅频特性曲线上将会有多个峰值, 振荡模式的阻尼越差, 其在幅频特性曲线上的峰值就越高, 因此阻尼差的振荡模式就越容易被显示出来, 这也是测试信号法不会漏掉阻尼差的振荡模式的原因。

15.4.6 多机系统计算示例

图 15-7 为一个四机系统网络结构图, 网络数据取自参考文献 [1]。发电机模型中包括励磁系统及调速系统。尽管四机系统结构不很复杂, 但仍然能够表现出多机系统的特性。

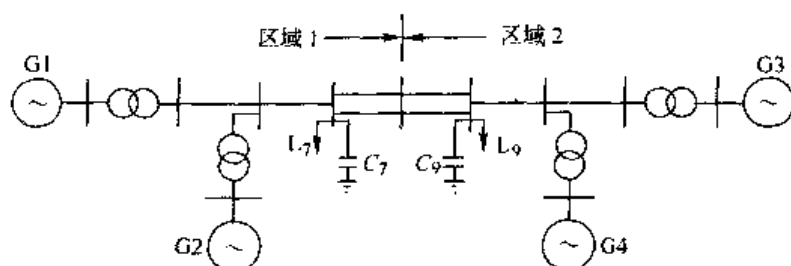


图 15-7 一个四机系统网络结构图

当以发电机 G2 为激励点时, 通过时域仿真和模态辨识得到的机械导纳的幅频特性如图 15-8 所示。

由式 (5-14), 可以得到与发电机 G2 相关的振荡频率为 $f_{rd1} = 0.549\text{Hz}$ 和 $f_{rd2} = 1.073\text{Hz}$, 阻尼比分别为 $\zeta_{21} = 0.017$ 和 $\zeta_{22} = 0.088$, 振型 (未正规化) 分别为

$$\varphi_{21} = 10^{-3} [3.23 \angle -4.55^\circ, 2.18 \angle -1.66^\circ, 17.5 \angle 175^\circ, 15.9 \angle 172^\circ]^T$$

和

$$\varphi_{22} = 10^{-2} [1.90 \angle 172^\circ, 2.32 \angle -4.89^\circ, 0, 0]^T$$

同理可得选取发电机 G1、G3 和 G4 为激励点时的振荡模态。

选取 G1 为激励点时的结果如下:

$$f_{rd11} = 0.548\text{Hz}, f_{rd12} = 1.074\text{Hz}, \zeta_{11} = 0.016, \zeta_{12} = 0.078$$

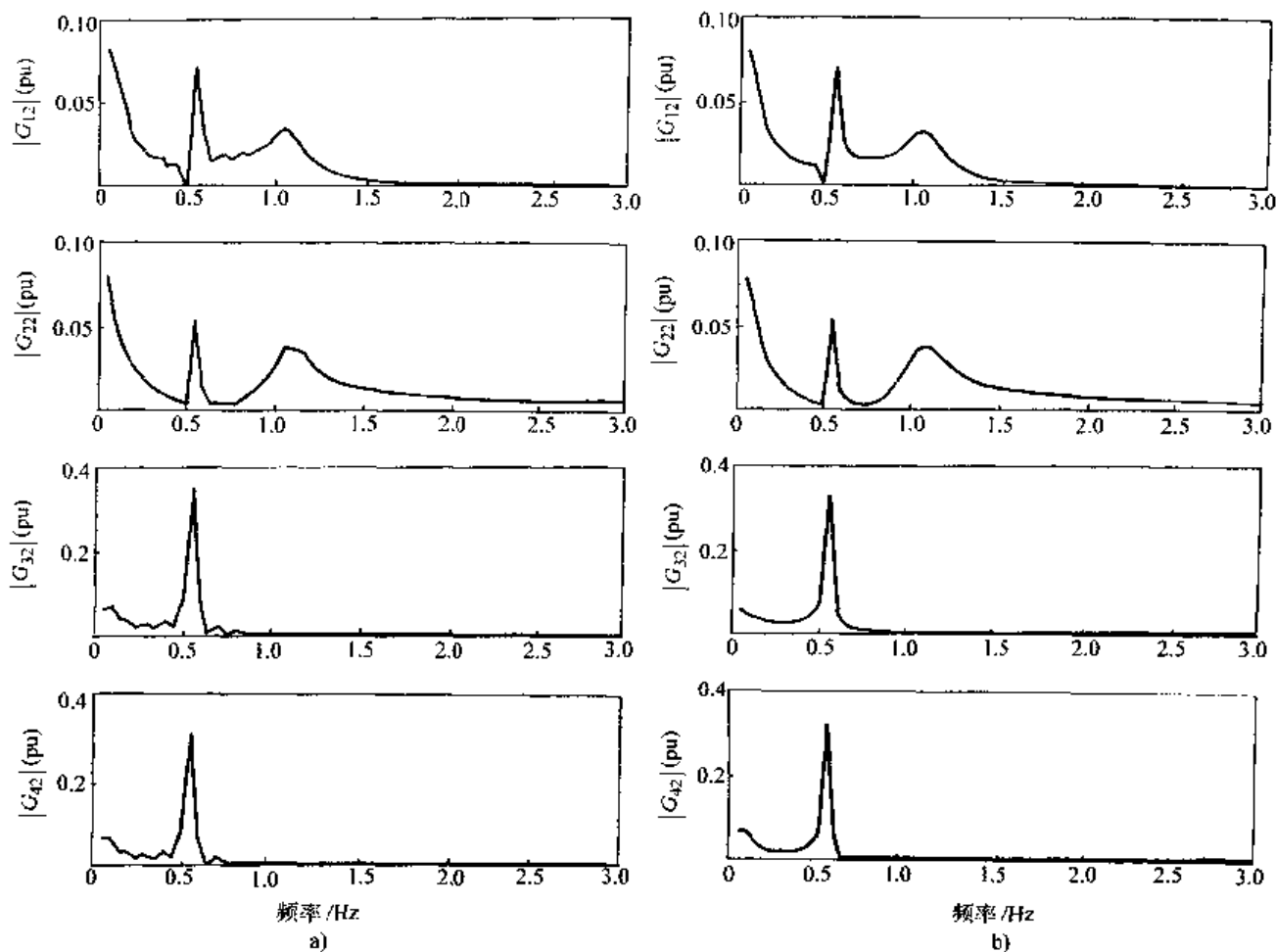
$$\varphi_{11} = 10^{-3} [5.46 \angle -15.9^\circ, 4.22 \angle -12.0^\circ, 34.5 \angle 165^\circ, 27.1 \angle 175^\circ]^T$$

$$\varphi_{12} = 10^{-2} [1.70 \angle -6.36^\circ, 1.92 \angle 170^\circ, 0, 0]^T$$

选取 G3 为激励点时的结果如下:

$$f_{rd31} = 0.546\text{Hz}, f_{rd32} = 1.11\text{Hz}, \zeta_{31} = 0.018, \zeta_{32} = 0.082$$

$$\varphi_{31} = 10^{-3} [5.04 \angle 176^\circ, 3.41 \angle 176^\circ, 28.4 \angle -8.23^\circ, 25.3 \angle 0.01^\circ]^T$$

图 15-8 $G_2(s)$ 的幅频特性

a) 时域仿真结果 b) 模态辨识结果

$$\varphi_{32} = 10^{-2} [0, 0, 1.80 \angle -4.91^\circ, 2.05 \angle 172^\circ]^T$$

选取 G_4 为激励点时的结果如下:

$$f_{rd1} = 0.545\text{Hz}, f_{rd2} = 1.11\text{Hz}, \zeta_{41} = 0.017, \zeta_{42} = 0.079$$

$$\varphi_{41} = 10^{-3} [3.39 \angle 176^\circ, 2.23 \angle 178^\circ, 19.9 \angle 1.81^\circ, 17.9 \angle -3.29^\circ]^T$$

$$\varphi_{42} = 10^{-2} [0, 0, 1.69 \angle 162^\circ, 2.75 \angle -5.99^\circ]^T$$

由以上结果可知, 此四机系统共有 3 个机械振荡模式: $f_{rd1} = 0.55\text{Hz}$, $f_{rd2} = 1.073\text{Hz}$ 和 $f_{rd3} = 1.11\text{Hz}$ 。根据相应的振型可知, 模式 $f_{rd1} = 0.55\text{Hz}$ 为区域间振荡模式, 发电机 G_1 和 G_2 逆反于发电机 G_3 和 G_4 摇摆; 模式 $f_{rd2} = 1.073\text{Hz}$ 为区域 1 的局部性振荡模式, 发电机 G_1 逆反于发电机 G_2 摇摆; 模式 $f_{rd3} = 1.11\text{Hz}$ 为区域 2 的局部性振荡模式, 发电机 G_3 逆反于发电机 G_4 摇摆。结果与参考文献 [1] 一致。

15.5 基于测试信号法的多机系统 PSS 设计^[3]

多年来, 电力系统稳定器 (PSS) 一直被用于增加系统机电振荡阻尼。对于多机系统 PSS 设计, 尽管已经做了相当多的研究工作, 但至今仍没有确定的结果可以应用。按参考文

献 [8] 的说法, 多机系统 PSS 设计仍是基于单机无穷大系统理论。

PSS 设计的基础是低频振荡稳定性分析和相位补偿原理。应用测试信号法进行 PSS 设计物理概念清楚, 计算直观、明确, 因而非常方便有效。对于系统中某一台发电机的 PSS 的设计, 有两点十分重要: 一是与此发电机相关的系统振荡频率, 二是系统在这些振荡频率下的阻尼情况。根据这两点, 可以确定 PSS 应提供相位补偿的频率范围。例如, 要求 PSS 既要抑制区域间的振荡模式, 又要抑制局部振荡模式, 这时, 就要求 PSS 在区域间振荡模式和局部振荡模式之间的频率范围内都能提供较好的相位补偿。

在发电机自动电压调节器 (AVR) 的参考电压环节施加一个很小的测试信号 (包含有不同频率的分量), 则在发电机端电压上可以得到相应的输出响应, 依此可计算出不同频率下发电机端电压与测试信号之间的相位差。计算方法与前面所述机械导纳的计算方法相同。而根据参考文献 [9], 不同频率下发电机端电压与测试信号之间的相位差即是在 PSS 设计时所需要补偿的相位差。待补偿的相位特性多少会受到运行方式变化的影响, 因此需综合考虑不同运行方式后确定待补偿的相位特性。通常较小的欠补偿比过补偿好, 由此 PSS 不会产生负的同步转矩分量, 在整个感兴趣的频率范围内欠补偿 10° 左右, 为发电机和系统模拟中允许的不确定性提供了所需的误差范围^[1]。

用测试信号法设计 PSS 的主要步骤如下:

- (1) 用测试信号法对电力系统进行低频振荡稳定性分析。
- (2) 根据低频振荡稳定性分析结果和系统网络结构选择需要安装 PSS 的发电机组。
- (3) 用测试信号法计算要安装 PSS 的发电机的补偿相位。
- (4) 设计 PSS 参数以补偿 (3) 中所计算的相位差。
- (5) 应用测试信号法重新计算系统振荡模式 (因为安装 PSS 后, 系统的振荡模式和振荡阻尼将会发生改变)。

(6) 重复步骤 (3) 到步骤 (5), 直到所有的振荡模式都具有满足要求的阻尼为止。

由此, 采用测试信号法能够对电力系统中的所有发电机逐台进行 PSS 参数整定。

仍以上节所讨论的四机系统为研究对象。根据各台发电机的参与因子及振型, 可选取发电机 G2 和 G4 加装 PSS。选取角速度偏差 $\Delta\omega$ 作为 PSS 的输入信号, PSS 的传递函数框图如图 15-4 所示。

对于发电机 G2, 用测试信号法计算所得的补偿相位如图 15-9 曲线①所示。整定的 PSS 参数见表 15-6。PSS 超前相位如图 15-9 曲线②所示。由图 15-9 可见, 在低频振荡可能发生的频率范围内 ($0.3 \sim 1.5\text{Hz}$), 发电机滞后相位得到了很好的补偿。

以发电机 G4 为激励点, 应用测试信号法重新进行低频振荡稳定性分析, 则与 G4 相关的新的振荡模式为

$$f_{rd1} = 0.545\text{Hz}, f_{rd2} = 1.109\text{Hz}$$

同理, 对 G4 进行 PSS 设计, 参数见表 15-6。

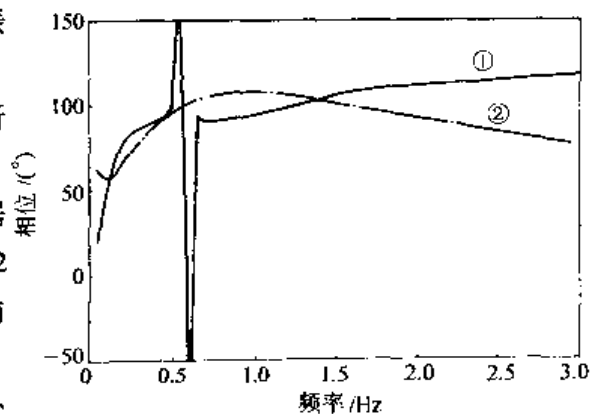


图 15-9 发电机 G2 的相频特性

— 计算得出的待补偿的滞后相位
- - - PSS 所提供相位补偿

表 15-6 发电机 G2 和 G4 的 PSS 参数

	K_{pss}	T_v	$T1 = T3$	$T2 = T4$
PSS G2	0.5	3.0	0.055	0.45
PSS G4	0.5	3.0	0.055	0.45

为检验所安装的两个 PSS 的效果，用测试信号法对系统再次进行低频振荡稳定性分析，结果如下：

$$f_{rd1} = 0.58\text{Hz}, f_{rd2} = 1.02\text{Hz}, f_{rd3} = 1.03\text{Hz}$$

$$\zeta_1 = 0.25, \zeta_2 = 0.35, \zeta_3 = 0.28$$

由此可知系统所有的振荡模式的阻尼比均大于 0.2，能够满足系统运行要求。

图 15-10 和图 15-11 为系统三相短路暂态仿真结果。故障过程为 $t = 1.0\text{s}$ 时，两区域之间的一条联络线发生永久性三相短路故障；0.1s 后，切除故障线路。图 15-10 为发电机转速偏差曲线（以发电机 G3 的转速为参考转速），图 15-11 为联络线有功功率振荡曲线。图 15-10 与图 15-11 也表明采用测试信号法所整定的 PSS 参数具有较好的阻尼效果。

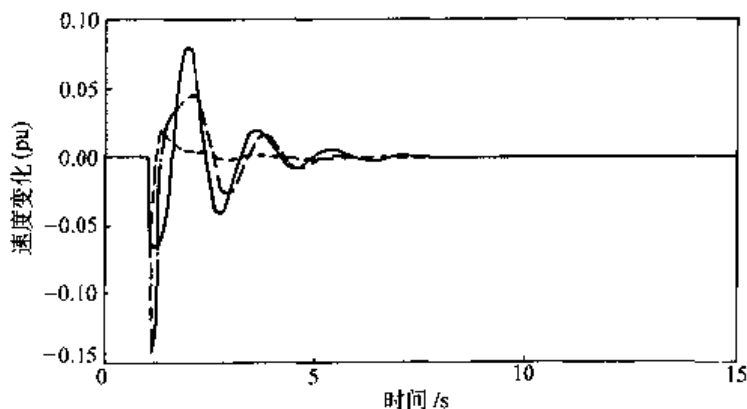


图 15-10 发电机转速偏差曲线

— $\Delta\omega_{13}$ - - - $\Delta\omega_{23}$ ···· $\Delta\omega_{43}$

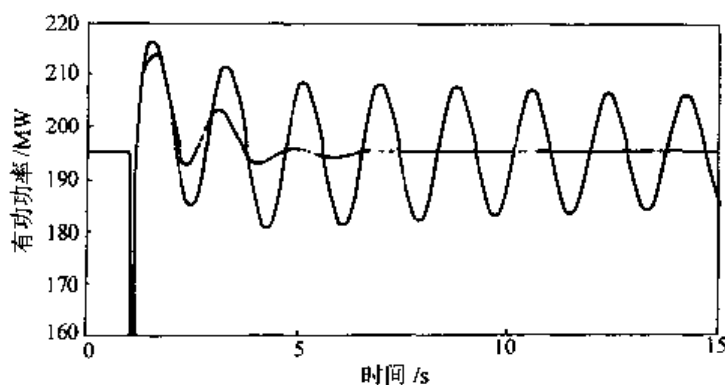


图 15-11 联络线有功功率振荡曲线

- - - 带 PSSs — 不带 PSSs

参考文献 [1] 认为，用相位补偿设计的 PSS，一般情况下比采用其他方法，例如极点配置或多变量状态空间方法，具有更好的鲁棒性。因为参数整定过程直接基于电力系统镇定问题的物理概念，且用以确定 PSS 相位特性的方法非常简单，只需要对所关注的那部分机组进行详细动态模拟。对整个电力系统性能的详细分析只是用来确定其他参数并保证励磁控制

有足够好的整体性能。这样设计出来的控制规律能保证系统在不同的运行状态下的稳定性。由于 PSS 的参数被调整到能够在较宽的频率范围内提供阻尼转矩分量,因而对该机组具有较高参与因子的系统振荡模式都能提供阻尼,这也包括任何由于系统状态变化而出现的新的振荡模式。由此可能以固定的参数满足较宽范围系统状态变化的要求。因此,至今为止并没有多大的刺激来考虑自适应控制系统。

15.6 基于测试信号法的直流小信号调制器参数整定^[10]

在交直流并联系统中,利用与交流联络线并联运行的直流输电线路的小信号调制可以有效地抑制互联系统间的低频振荡。常用的直流小信号调制器类型为单输入单输出超前一滞后补偿。

单输入单输出超前一滞后补偿控制器的工作原理与 PSS 类似。设计困难主要有两个:

- (1) 用解析法对实际大系统进行特征值分析存在困难。
- (2) 难以确定控制器的合适参数,经常采用试凑方法。

以下将介绍一种基于测试信号法的直流小信号调制器参数整定方法,该方法避开了在常规设计中遇到的困难。首先,运用测试信号法进行交直流并联系统小扰动稳定性分析;然后,运用测试信号法求得从直流系统整流侧定电流调节器电流参考环节到并联交流联络线有功功率的开环传递函数;最后,基于经典控制理论的根轨迹方法可方便地整定直流小信号调制器的各个参数。

15.6.1 基本原理

交直流并联系统直流小信号调制的原理是在已有的直流输电控制系统中加入附加的直流小信号调制器,从并联交流联络线上或从两端交流系统中提取反映交流联络线路异常的信号,来调节直流输电线路传输的功率,使之快速吸收或补偿交流联络线路的功率过剩或缺额,起到阻尼振荡的作用,并提高交流联络线路的输送容量。

利用直流小信号调制来改善系统性能的一个最为成功的例子是美国太平洋联络线^[11]。由于采用了小信号直流调制措施,不但起到抑制低频振荡的作用,还使原来交流联网线路的输送容量由 2100MW 增大到 2500MW。

单输入单输出超前一滞后补偿直流小信号调制器的参数可用经典控制理论的根轨迹法来整定。应用根轨迹法设计控制器的出发点是,认为经校正后的闭环控制系统具有一对主导共扼极点,系统的暂态响应主要由这一对主导极点的位置所决定。通常把对系统性能指标的要求化为决定这一对期望主导极点位置的参数 ξ 和 ω_n 。引入适当的校正装置,利用其零极点改变原有系统根轨迹形状,使校正后系统根轨迹通过期望主导极点,或使系统实际主导极点与希望主导极点接近。

在交直流并联系统中,以直流电流整定值增量 ΔI_o 作为控制变量,交流联络线输送有功功率增量 ΔP_{ac} 作为被控变量,则 ΔI_o 到 ΔP_{ac} 的开环传递函数框图如图 15-12 所示:

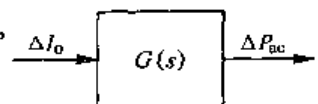


图 15-12 系统的开环传递函数框图

引入 ΔP_{ac} 作为反馈变量,系统的闭环传递函数框图如图 15-13 所示,系统闭环传递函数为

$$G_c(s) = \frac{\Delta P_{ac}(s)}{\Delta I_0(s)} = \frac{G(s)}{1 - G(s)H(s)} \quad (15-19)$$

其中: $G_1(s) = \frac{1}{1 + sT_{dc}}$, $G_2(s) = \frac{\Delta P_{ac}(s)}{\Delta P_{dc}(s)}$, $G(s) = G_1(s)G_2(s)$

由式 (15-19) 可得, 闭环系统的特征方程为

$$1 - G(s)H(s) = 0 \quad (15-20)$$

假设加入反馈补偿环节后闭环系统新的主导极点为 s_d , 必满足系统特征方程, 可得:

$$H(s_d) = \frac{1}{G(s_d)} \quad (15-21)$$

分别写成幅值和相角的形式:

$$|H(s_d)| = \frac{1}{|G(s_d)|} \quad (15-22)$$

$$\arg(H(s_d)) = -\arg(G(s_d)) \quad (15-23)$$

因此, 反馈补偿环节 $H(s)$ 在 $s = s_d$ 处的幅值和相角可以通过系统开环传递函数 $G(s)$ 在 $s = s_d$ 处的幅值和相角求得。根据所得结果, 可设计超前一滞后补偿环节并整定相应参数。

由以上分析可得, 设计超前一滞后补偿直流小信号调制器的关键是求取从整流侧定电流调节器电流参考环节到并联交流联络线有功功率的开环传递函数。

在实际大系统中用解析法求这一开环传递函数非常困难, 但利用测试信号法可以方便地做到。用测试信号法求开环传递函数的步骤如下:

(1) 在直流定电流调节器的电流参考环节上施加一系列小信号振荡电流, 即

$$\Delta I_0 = \sum_k I_k \cos(k\omega_0 t + \varphi_k) \quad (15-24)$$

其中: $k\omega_0 = 0.1 \sim 2.0\text{Hz}$, I_k 和 φ_k 为相应振荡电流的幅值和相位。对所加 ΔI_0 的要求是不能破坏系统线性化条件, 可以一次施加多个不同频率的干扰电流信号。

(2) 对系统进行机电暂态仿真直到稳态, 并提取公共周期内的数据量 ΔI_0 和 ΔP_{ac} 。

(3) 对 ΔI_0 和 ΔP_{ac} 做 Fourier 分解, 得到不同频率下的相量 $\Delta \dot{I}_0(k\omega_0)$ 和 $\Delta \dot{P}_{ac}(k\omega_0)$ 。

(4) 对所有的 $k\omega_0$ 计算不同频率下的传递函数:

$$G(k\omega_0) = \Delta \dot{P}_{ac}(k\omega_0) / \Delta \dot{I}_0(k\omega_0) \quad (15-25)$$

(5) 利用数据拟合辨识出 $G(s)$ 的表达式。

在求得开环传递函数 $G(s)$ 的解析表达式后, 可进行直流小信号调制器参数整定。

图 15-14 为单输入单输出超前-滞后补偿直流小信号调制控制器框图。直流小信号调制器的输入信号采用与直流线路并联的交流联络线的有功功率。

综上所述, 直流小信号调制器参数整定的主要步骤如下:

(1) 用测试信号法对交直流系统进行小信号稳定性分析, 求出系统区域间振荡模式的频率和阻尼比。

(2) 根据 (1) 的结果选择期望的主导极点。

(3) 用测试信号法辨识从直流整流侧定电流调节器电流参考环节到并联交流联络线有功功率的开环传递函数 $G(s)$ 。

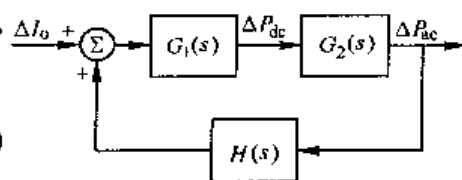


图 15-13 系统的闭环传递函数

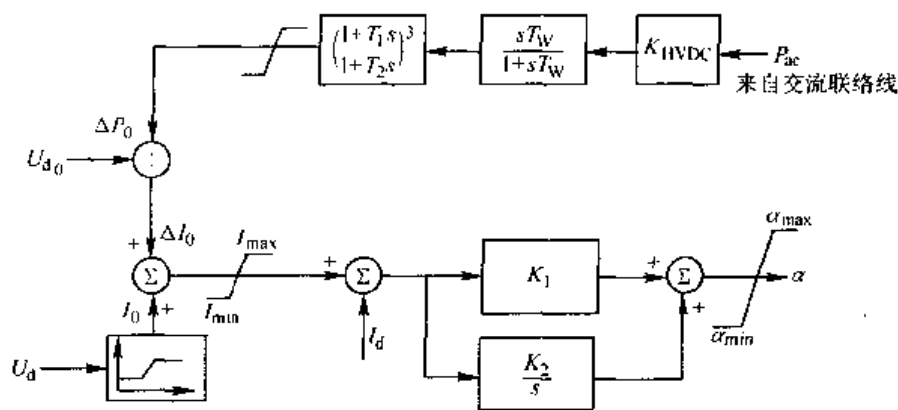


图 15-14 直流小信号调制控制器框图

(4) 根据 (3) 求出相应于期望主导极点的直流小信号调制器的补偿相位和幅值，整定调制器参数。

(5) 应用测试信号法重新计算区域间和局部性振荡模式的频率和阻尼比。

当直流小信号调制器的输入信号取整流侧（或逆变侧）频率或两侧频率偏差时，上述直流小信号调制器参数整定方法同样适用，只不过这时要用测试信号法辨识从直流整流侧定电流调节器电流参考环节到相应输入信号的开环传递函数。

15.6.2 计算示例分析

图 15-15 为一个四机系统网络结构图，网络数据取自参考文献 [1]。发电机模型包括励磁系统及调速系统。直流系统正常情况下的控制方式为整流侧定电流、逆变侧定关断角控制。

首先用测试信号法分析系统低频振荡特性，包括振荡频率、振荡阻尼和振型。以发电机 G4 为激励点，在发电机转子上施加一系列小扰动振荡转矩，选择 G1、G2、G3、G4 发电机的角速度响应作为输出。通过时域仿真和模态辨识得到的机械互导纳 G₁₄、

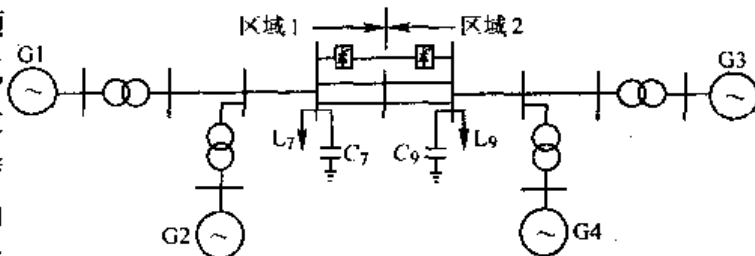


图 15-15 一个四机两区域交直流并联系统网络结构图

G₂₄、G₃₄ 和自导纳 G₄₄ 的幅频特性，如图 15-16 所示：

由测试信号法可得与发电机 G4 相关的振荡频率为 $f_{m01} = 0.577\text{Hz}$ 和 $f_{m02} = 1.11\text{Hz}$ ，阻尼比分别为 $\zeta_{41} = 0.0082$ 和 $\zeta_{42} = 0.085$ ，振型（未规范化）分别为

$$\varphi_{41} = 10^{-2} [0.97 \angle -161.6^\circ, 0.76 \angle -162.48^\circ, 1.42 \angle 13.32^\circ, 1.24 \angle 13.27^\circ]^T$$

$$\varphi_{42} = 10^{-2} [0, 0, 2.05 \angle -172.2^\circ, 2.38 \angle 4.62^\circ]^T$$

同理可得选取发电机 G1、G2、G3 为激励点时的振荡模态。

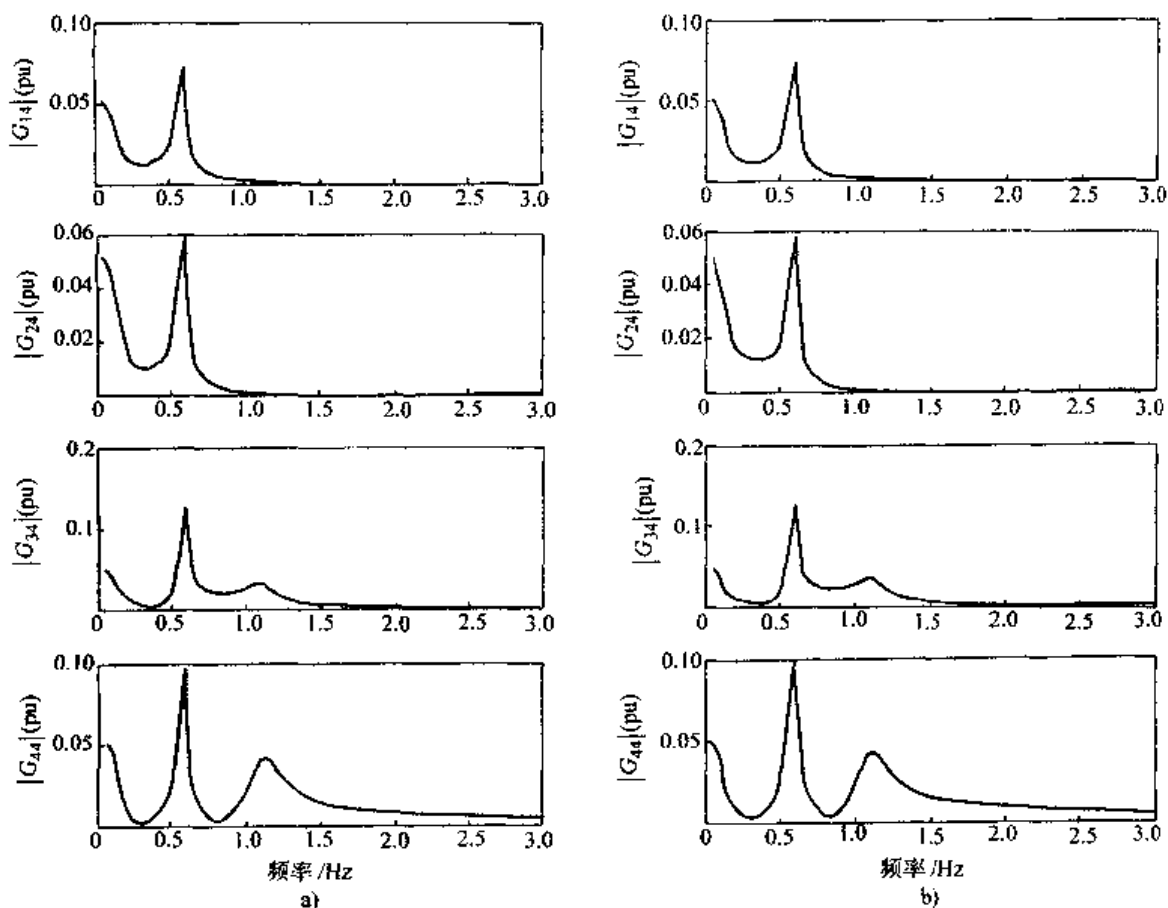
选取 G1 为激励点时的结果如下：

$$f_{m11} = 0.581\text{Hz}, f_{m12} = 1.071\text{Hz}, \zeta_{11} = 0.0081, \zeta_{12} = 0.082$$

$$\varphi_{11} = 10^{-2} [1.14 \angle 12.97^\circ, 0.90 \angle 13.06^\circ, 1.78 \angle -166.94^\circ, 1.52 \angle -167^\circ]^T$$

$$\varphi_{12} = 10^{-2} [1.62 \angle 13.53^\circ, 2.22 \angle -174.88^\circ, 0, 0]^T$$

选取 G2 为激励点时的结果如下：

图 15-16 $G_{\mu}(s)$ 的幅频特性

a) 时域仿真结果 b) 模态辨识结果

$$f_{n21} = 0.580\text{Hz}, f_{n22} = 1.073\text{Hz}, \zeta_{21} = 0.0078, \zeta_{22} = 0.085$$

$$\varphi_{21} = 10^{-2} [0.86 \angle 19.36^\circ, 0.70 \angle 17.80^\circ, 1.33 \angle -163.1^\circ, 1.14 \angle -163.2^\circ]^T$$

$$\varphi_{22} = 10^{-2} [1.97 \angle -175.7^\circ, 2.18 \angle 0.79^\circ, 0, 0]^T$$

选取 G3 为激励点时的仿真结果如下：

$$f_{n31} = 0.575\text{Hz}, f_{n32} = 1.10\text{Hz}, \zeta_{31} = 0.0084, \zeta_{32} = 0.084$$

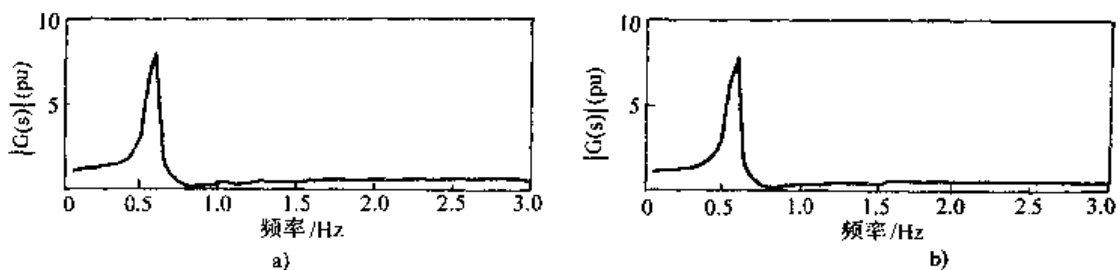
$$\varphi_{31} = 10^{-2} [1.29 \angle -166.86^\circ, 1.04 \angle -168.52^\circ, 1.86 \angle 9.03^\circ, 1.60 \angle 8.84^\circ]^T$$

$$\varphi_{32} = 10^{-2} [0, 0, 1.54 \angle 11.25^\circ, 2.50 \angle -171.46^\circ]^T$$

由以上结果可知，模式 $f_{n1} = 0.577\text{Hz}$ 为区域间振荡模式，发电机 G1 和 G2 逆反于发电机 G3 和 G4 摇摆；模式 $f_{n2} = 1.07\text{Hz}$ 为区域 1 的局部性振荡模式，发电机 G1 逆反于发电机 G2 摇摆；模式 $f_{n3} = 1.11\text{Hz}$ 为区域 2 的局部性振荡模式，发电机 G3 逆反于发电机 G4 摇摆。

求得系统区域间振荡模式的频率和阻尼比后，再用测试信号法进行直流小信号调制器参数整定。在整流侧定电流调节器的电流参考环节施加一系列小信号振荡电流（包含有不同频率的分量），取并联交流联络线上的有功功率为相应的输出响应，依此可以计算从测试信号到交流联络线有功功率的传递函数 $G(s)$ 。通过时域仿真可得到 $G(s)$ 的幅频特性如图 15-17a 所示。

通过模态辨识可得到 $G(s)$ 的表达式为

图 15-17 传递函数 $G(s)$ 的幅频特性

a) 时域仿真结果 b) 模态辨识结果

$$G(s) = \frac{-12.3s^3 + 34.1s^2 - 441.5s + 15.5}{s^4 + 32.0s^3 + 81.8s^2 + 424.9s + 878.2}$$

其相应的幅频特性如图 15-17b。 $G(s)$ 的极点有： -29.65 ， -2.246 ， $-0.030 \pm j3.630$ 。其中， $s = -0.030 \pm j3.630$ 是 $G(s)$ 的一对主导极点，它对应于 $f = 0.577\text{Hz}$ ， $\zeta = 0.0082$ 的振荡模态，这与上面用测试信号法分析系统小信号稳定性所得的结果一致。将校正后区域间的振荡模式选为 $s_d = -0.64 \pm j3.1$ ，这对应于振荡频率 $f_d = 0.5\text{Hz}$ ，阻尼比 $\zeta_d = 0.2$ 。将 $s_d = -0.64 \pm j3.1$ 代入模态辨识结果可得 $|G(s_d)| = 2.175$ ， $\arg(G(s_d)) = -126.48^\circ$ 。

应用上述结果对直流调制器参数进行整定，结果为 $T_1 = 0.55\text{s}$ ， $T_2 = 0.15\text{s}$ ， $K_{\text{HVDC}} = 0.095$ ， $T_w = 10.0\text{s}$ ，限幅环节定为 $\pm 25\text{MW}$ 。其中相位超前校正环节在复频率 $s_d = -0.64 \pm j3.1$ 处提供超前补偿相位为 126° ，增益为 0.55 。

为了检验所安装直流调制器的效果，用测试信号法对系统再次进行小信号稳定性分析，区域间振荡模式的振荡频率和阻尼比分别为

$$f_{\text{rd1}} = 0.509\text{Hz}, \zeta_1 = 0.196$$

这显然达到了预期的极点配置目标，并验证了上述分析过程的正确性。

加入直流小信号调制后，区域 1 的局部性振荡模式的振荡频率和阻尼比分别为 $f_{\text{rd2}} = 1.078\text{Hz}$ ， $\zeta_2 = 0.085$ ；区域 2 的局部性振荡模式的振荡频率和阻尼比分别为 $f_{\text{rd3}} = 1.11\text{Hz}$ ， $\zeta_3 = 0.086$ 。可见直流调制对系统局部性振荡模式的影响不大。

图 15-18、图 15-19 和图 15-20 为逆变侧交流换流母线三相短路暂态仿真结果。故障过

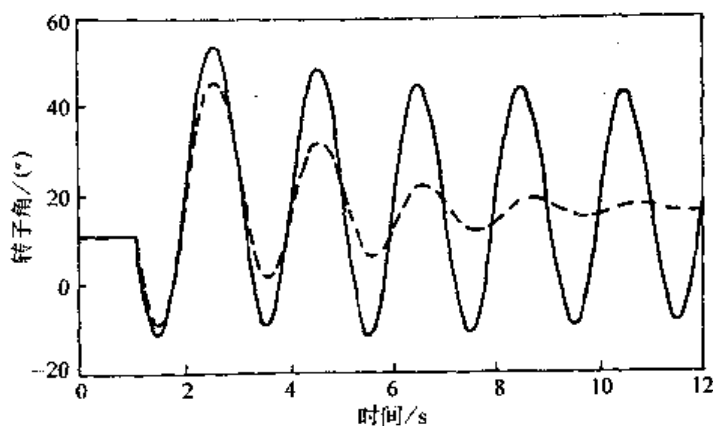


图 15-18 发电机功角摇摆曲线 (G1 相对 G3)

---配置直流小信号调节器 ——未配置直流小信号调节器

程为 $t = 1.0\text{s}$ 时逆变侧交流换流母线三相短路, 0.1s 后切除故障线路。图中实线代表未加直流小信号调制, 虚线代表加入直流小信号调制。图 15-18 为发电机功角摇摆曲线 (G1 相对于 G3 摇摆), 图 15-19 为联络线有功功率振荡曲线, 图 15-20 为直流有功功率调制曲线。图 15-18 和图 15-19 表明所配置的直流小信号调制器具有良好的阻尼效果。

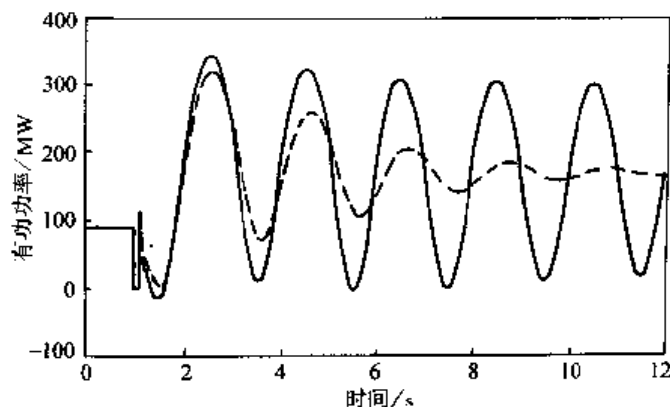


图 15-19 交流联络线有功功率振荡曲线

---配置直流小信号调节器 —未配置直流小信号调节器

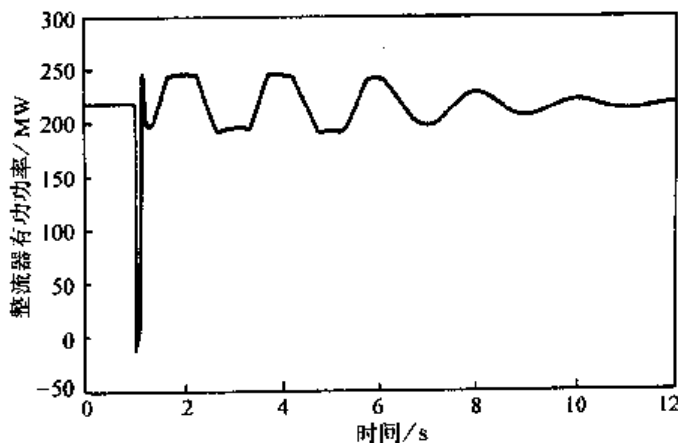


图 15-20 直流有功功率调制曲线

15.6.3 加直流小信号调制后南方电网的低频振荡特性^[5]

在 15.3.2 中我们研究了南方电网的 PSS 配置和参数整定问题, 说明加装 PSS 后南方电网的低频振荡阻尼特性可以得到极大的改善。下面研究如果不加 PSS 而只采用直流调制时南方电网低频振荡的阻尼特性。

在南方电网中存在两个交直流并列输电通道, 根据美国太平洋联络线直流调制控制的经验, 在北部通道中, 把惠水—河池交流线路的功率作为贵广直流的调制信号; 在南部通道中, 把天生桥—平果交流线路的功率作为天广直流的调制信号, 能

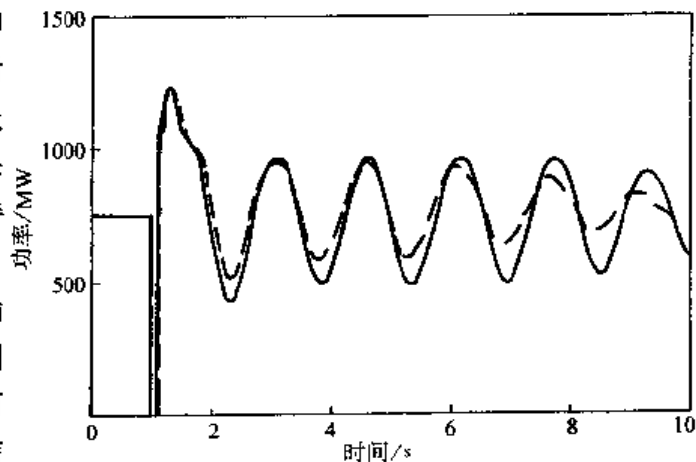


图 15-21 惠水—河池一回线路上的功率曲线

够最大程度的发挥直流调制的阻尼作用。直流调制参数的确定采用上述的极点配置方法。采用直流调制后的效果如图 15-21 所示。图 15-21 为惠水 500kV 母线短路 0.1m 切除故障时, 惠水—河池一回线路上的功率曲线, 其中虚线为加入直流调制后的效果。可见直流调制效果明显。

15.7 Prony 分析法

15.7.1 Prony 分析法的基本原理^[4,12]

早在 1795 年, Prony 就提出了用指数函数的线性组合来拟合等间隔采样数据的数学模型^[4]。设 $f(x)$ 可用 n 个指数函数的线性组合来拟合, 则 $f(x)$ 可表示为

$$f(x) \approx C_1 e^{a_1 x} + C_2 e^{a_2 x} + \cdots + C_n e^{a_n x} \quad (15-26)$$

或
$$f(x) \approx C_1 \mu_1^x + C_2 \mu_2^x + \cdots + C_n \mu_n^x \quad (15-27)$$

其中
$$\mu_k = e^{a_k} \quad (15-28)$$

假设 $f(x)$ 是由等时间间隔 Δt 的 N 个点组成, 从 $f(0)$ 到 $f(N-1)$, 则由式 (15-27) 可得到如下关系:

$$\begin{aligned} C_1 + C_2 + \cdots + C_n &= f(0) \\ C_1 \mu_1 + C_2 \mu_2 + \cdots + C_n \mu_n &= f(1) \\ C_1 \mu_1^2 + C_2 \mu_2^2 + \cdots + C_n \mu_n^2 &= f(2) \\ &\dots \\ C_1 \mu_1^n + C_2 \mu_2^n + \cdots + C_n \mu_n^n &= f(n) \\ &\dots \\ C_1 \mu_1^{N-1} + C_2 \mu_2^{N-1} + \cdots + C_n \mu_n^{N-1} &= f(N-1) \end{aligned} \quad (15-29)$$

上述方程包含系数 C_1, C_2, \dots, C_n 和变量 $\mu_1, \mu_2, \dots, \mu_n$, 如果变量 $\mu_1, \mu_2, \dots, \mu_n$ 事先给定, 那么方程 (15-29) 是线性方程组, 容易求解; 如果变量 $\mu_1, \mu_2, \dots, \mu_n$ 未知, 那么方程 (15-29) 就包含 $2n$ 个变量, 需要 $2n$ 个独立方程才能求解。但即使有足够的方程个数来确定上述 $2n$ 个变量, 直接求解方程 (15-29) 仍然是十分困难的, 因为这是一组非线性方程组。Prony 提出了一种求解方程 (15-29) 的一般性方法, 简述如下^[4,12]:

首先想办法求出变量 $\mu_1, \mu_2, \dots, \mu_n$ 。为此, 令 $\mu_1, \mu_2, \dots, \mu_n$ 为以下代数方程的根:

$$\mu^n + \alpha_1 \mu^{n-1} + \alpha_2 \mu^{n-2} + \cdots + \alpha_{n-1} \mu + \alpha_n = 0 \quad (15-30)$$

为了确定式 (15-30) 中的系数 $\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n$, 需要根据已知采样数据 $f(0), f(1), \dots, f(N-1)$ 构造一组 $\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n$ 满足的方程。为此, 在式 (15-29) 的第 1 个方程中乘以系数 α_n , 第 2 到第 $n+1$ 个方程分别乘以系数 $\alpha_{n-1}, \dots, \alpha_1, 1$ 。然后对这 $n+1$ 个方程求和, 并利用式 (15-30) 可得到

$$f(n) + \alpha_1 f(n-1) + \cdots + \alpha_n f(0) = 0$$

同理, 可将系数 $\alpha_n, \alpha_{n-1}, \dots, \alpha_1, 1$ 分别乘式 (15-29) 的第 2 个方程到第 $n+2$ 个方程, 并利用式 (15-30) 可得到

$$f(n+1) + f(n)\alpha_1 - f(n-1)\alpha_2 + \cdots + f(1)\alpha_n = 0$$

重复以上过程,直到最后一次将系数 $\alpha_n, \alpha_{n-1}, \cdots, \alpha_1, 1$ 分别乘式 (15-29) 的第 $N-n$ 个方程到第 N 个方程,并利用式 (15-30) 可得到

$$f(N-1) + f(N-2)\alpha_1 + f(N-3)\alpha_2 + \cdots + f(N-n-1)\alpha_n = 0$$

这样总共可以得到关于系数 $\alpha_1, \alpha_2, \cdots, \alpha_n$ 的 $N-n$ 个方程,即

$$f(n) + f(n-1)\alpha_1 + f(n-2)\alpha_2 + \cdots + f(0)\alpha_n = 0$$

$$f(n+1) + f(n)\alpha_1 + f(n-1)\alpha_2 + \cdots + f(1)\alpha_n = 0$$

...

(15-31)

$$f(N-1) + f(N-2)\alpha_1 + f(N-3)\alpha_2 + \cdots + f(N-n-1)\alpha_n = 0$$

显然,只有当 $N \geq 2n$ 时,方程组 (15-31) 才会有足够的方程个数来确定系数 $\alpha_1, \alpha_2, \cdots, \alpha_n$ 。当 $N > 2n$ 时, $\alpha_1, \alpha_2, \cdots, \alpha_n$ 可以理解为方程组 (15-31) 的最小二乘解。

求出系数 $\alpha_1, \alpha_2, \cdots, \alpha_n$ 后,求方程 (15-30) 的根就可得到 $\mu_1, \mu_2, \cdots, \mu_n$, 显然 $\mu_1, \mu_2, \cdots, \mu_n$ 可能是实数,也可能是复数,但由于方程 (15-30) 是实系数多项式方程,因此复数根必然成对出现。当 μ_k 为正实数时,不妨设 $\mu_k = \rho_k$ ($\rho_k > 0$), 方程 (15-27) 中的 $C_k \mu_k^x = C_k e^{x \ln \rho_k}$, 当 μ_k 为负实数时,不妨设 $\mu_k = -\rho_k$ ($\rho_k > 0$), 此时 $C_k \mu_k^x = C_k e^{x \ln \rho_k} \cos(\pi x)$, 当 μ_{k-1} 和 μ_k 为一对共轭复根时,不妨设 $\mu_{k-1, k} = \rho_k e^{\pm j\beta}$ ($\rho_k > 0$), 此时 $C_{k-1} \mu_{k-1}^x + C_k \mu_k^x = e^{x \ln \rho_k} (C'_{k-1} \cos \beta x + C'_k \sin \beta x)$ 。

因此在变量 $\mu_1, \mu_2, \cdots, \mu_n$ 求出以后,将其代入方程 (15-29), 再采用最小二乘方法求解方程 (15-29), 就可得出系数 C_1, C_2, \cdots, C_n , 这样就最终得到了以指数函数的线性组合表达的拟合函数。

Prony 分析法的计算结果与其拟合参数的选择有很大关系,在应用于电力系统低频振荡分析时,应注意如下几个问题:

(1) 采样频率: 在低频振荡分析中,关心的频率段为 0.1 ~ 2.0Hz, 按 4 倍最高频率 (8Hz) 进行采样,采样周期为 0.1s 即可。更高的采样频率没有必要,有时反而会导致拟合结果变差。

(2) 采样时间段长度: 采样时间段长度一般应包括 2 个最低频率的振荡周期,在低频振荡分析中,可以取 10 ~ 20s 时间长度的数据进行 Prony 分析。过长的采样时间段没有必要,加长的采样时间段将使衰减快的分量无法辨识,使重要信息丢失。

(3) 模型阶数: 电力系统动态方程的阶数非常高,因此任何用于拟合的模型都只能是一个降阶的近似模型。通常情况下,模型的阶数是未知的。Prony 方法最常用的定阶方法为对某一数据进行 Prony 分析,选取初始阶数为 L , 使其远大于信号中实际包含的指数项个数,得到 L 个指数项分量。然后从这 L 个指数项分量中,选取 n 个分量的最优子集,使这 n 个指数项分量在最小平方意义上逼近观察到的数据。

(4) 非线性影响: 由于只有线性系统的响应特性可以表达为指数函数的线性组合,因此 Prony 分析法本质上只能拟合线性系统的响应特性。所以把 Prony 分析法用于系统大扰动后的振荡特性分析时,不能直接从故障后就立即开始采样数据,而应该在大扰动振荡已基本平息时才开始采样数据,这样得出来的结果是基于系统大扰动后稳态工作点上的线性化系统的振

荡特性。

15.7.2 计算示例^[5]

对图 15-21 中的 2 条功率振荡曲线用 Prony 分析法进行分析, 从 4s 到 20s 对这 2 条曲线的数据进行拟合, 模型取 40 阶时拟合效果已经相当好, 模型输出和实际系统仿真数据的曲线几乎完全重合。表 15-7 列出了未加入直流调制时的幅值大于 5MW 的指数项, 并求出相应的阻尼比。从幅值可以看出 0.642Hz 和 0.522Hz 频率下的振荡占有主导地位, 与特征值分析法求出的结果十分接近。表 15-8 列出了加入直流调制后的情况, 比较 0.64Hz 和 0.52Hz 时的阻尼比, 分别由 2.52% 和 9.84% 增加到了 7.71% 和 15.52%, 可见直流调制对低频振荡的阻尼效果明显。

表 15-7 未加直流调制的 Prony 分析结果

频率	阻尼比	衰减因子	幅值	角度
2.1538	0.5774	-9.5698	7.6071	52.2200
1.2814	0.0270	-0.2177	12.1830	83.7510
1.1635	0.0669	-0.4903	8.7655	-60.1170
0.9119	0.1216	-0.7020	18.2000	-23.1680
0.6420	0.0252	-0.1018	142.4900	30.6470
0.5221	0.0984	-0.3245	45.6800	23.7550
0.3076	0.3521	-0.7271	9.2389	19.4750

表 15-8 加直流调制的 Prony 分析结果

频率	阻尼比	衰减因子	幅值	角度
2.4857	0.0381	-0.5953	5.5947	74.9170
1.8953	0.0499	-0.5952	5.1066	-54.0790
1.6462	0.3646	-4.0496	34.9860	-64.4670
1.3967	0.3295	-3.0627	42.7560	-43.7490
1.0908	0.3055	-2.1988	32.8350	-30.1390
0.8112	0.1428	-0.7354	47.4460	69.5220
0.6760	0.0771	-0.3286	153.9100	14.5270
0.5275	0.1552	-0.5208	74.7180	24.0290
0.1215	0.7042	-0.7574	53.7020	-72.2540

参 考 文 献

- 1 Kundur P. Power system stability and control. First Edition. New York: McGraw-Hill Inc., 1994
- 2 Xu Zheng, Feng Zhouyan. A Novel Unified Approach for Analysis of Small-signal Stability of Power Systems. Proceedings of IEEE PES 2000 Winter Meeting. Singapore. 2000. 323 ~ 331
- 3 Xu Zheng, Shao Wei, Zhou Changchun. Power System Small Signal Stability Analysis Based on Test Signal. Proceedings of the 14th Power Systems Computation Conference (PSCC). Sevilla Spain. 2002
- 4 Prony R. Essai experimentale et analytique. J. Ecole Polytechnique, 1795, 'pp24 ~ 76
- 5 Liu Guoping, Xu Zheng, Huang Ying, Pan Wulue. Analysis of Inter-area Oscillations in the South China Interconnected Power System. Electric Power System Research, 2004, 70 (1): 38 ~ 45

- 6 Ewins D J. Modal Testing: Theory and Practice. First Edition. New York: Research Studies Press Ltd., 1984
- 7 李德葆, 陆秋海. 实验模态分析及其应用. 北京: 科学出版社, 2001
- 8 Sauer P W, Pai M A. Power System Dynamics and Stability. First Edition. New Jersey: Prentice Hall Inc., 1998
- 9 Larson E V, Swann S A. Applying Power System Stabilizers, Part I: General Concepts, Part II: Performance Objectives and Tuning Concepts, Part III: Practical Consideration. IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, 1981, 100 (9): 3017 ~ 3046
- 10 刘海峰, 徐政, 金丽成. 基于测试信号的直流小信号调制器参数整定. 电力系统自动化, 2002, 26 (21): 12 ~ 16
- 11 Cresap R L, Scott D N, Mittelstadt W A, Taylor C W. Operating Experience with Modulation of the Pacific HVDC Inter-tie. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1978, 97 (4): 1053 ~ 1059
- 12 Hildebrand F B. Introduction to Numerical Analysis. Second Edition. New York: McGraw-Hill Inc., 1974

第 16 章 交直流电力系统的次同步振荡问题分析

16.1 电力系统中的次同步振荡问题概述

次同步振荡问题的最早讨论始于 1937 年，但直到 1971 年，有关轴系扭振的问题皆被忽略。1970 年 12 月和 1971 年 10 月，美国 Mohave 电站先后两次因次同步谐振而引起发电机组大轴损坏，其中第二次事故的发生，引发了一股世界范围内对次同步谐振研究的热潮。

交流输电系统中采用串联电容补偿是提高交流输电线路输送能力、控制并行线路之间的功率分配和增强电力系统暂态稳定性的一种十分经济的方法。但是，串联电容补偿可能会引起电力系统的次同步谐振 (Subsynchronous Resonance, SSR)，进而造成汽轮发电机组的轴系损坏。次同步谐振产生的原因和造成的影响可以从三个不同的侧面来加以描述，这三个不同的方面分别是异步发电机效应 (Induction Generator Effect, IGE)、机电扭振互作用 (Torsional Interaction, TI) 和暂态力矩放大作用 (Torque Amplification, TA)。对次同步谐振问题主要关心的是由扭转应力而造成的轴系损坏。轴系损坏可以由长时间的低幅值扭振积累所至，也可由短时间的高幅值扭振所至。

由直流输电引起的汽轮发电机组的轴系扭振与由串联电容补偿引起的汽轮发电机组的轴系扭振在机理上是不一样的，因为前者并不存在谐振回路，故不再称为次同步谐振 (SSR)，而被称为次同步振荡 (Subsynchronous Oscillation, SSO)，从而使得含义更为广泛。由直流输电引起的汽轮发电机组的次同步振荡问题，1977 年首先在美国 Square Butte 直流输电工程调试时被发现。后来，在美国的 CU、IPP，印度的 Rihand - Deli，瑞典的 Fenno - Skan 等高压直流输电工程中，都表明有或可能导致次同步振荡。

目前，对次同步振荡产生的原因和机理^[1,2]已有清晰的认识，除了交流线路加串联电容补偿和直流输电有可能引起次同步振荡外，其他如电力系统稳定器 (PSS)、静止无功补偿器 (SVC)、汽轮机高速电液调速系统、电机调速用换流器等皆有可能引起汽轮发电机组次同步振荡。一般地说，任何对次同步频率范围内的功率和速度变化响应灵敏的装置，都是潜在的次同步振荡激发源，而由此引起的发电机组次同步扭振问题通常被称为“装置引起的次同步振荡”。

16.2 由直流输电引起的次同步振荡问题的机理分析

实践表明，在直流输电整流站附近的汽轮发电机组，如果它的大部分功率通过直流输过来输送，且与交流大系统之间的联系又比较薄弱的话，就很容易引起次同步振荡。其根本原因是汽轮发电机的速度电动势分量与换流器触发角控制之间的紧密耦合与内在的反馈关系。当汽轮发电机组的轴系扭振引起发电机端电压的幅值和相角变化时，整流站交流母线电压也会跟着变化，整流站的定电流控制就会改变触发延迟角 α ，引起直流电压的变化，再引起直流电流和直流功率的变化，结果引起汽轮发电机上电磁转矩的变化，从而引起发电机转速的

变化,进一步引起机端电压变化,如此构成一个闭环系统。如果振荡的电磁转矩与发电机转速偏差之间的相位差超过 90° ,振荡将是不稳定的。

16.2.1 何种情况下应该考虑由直流输电引起的次同步振荡

具有定电流(定功率)控制的直流输电系统所输送的功率是与网络频率无关的,因此直流输电系统对汽轮发电机组的频率振荡不起阻尼作用,对汽轮发电机组的次同步振荡也不起阻尼作用。但这本身不足以构成次同步振荡不稳定。只有在一系列不利因素同时发生时,才可能产生次同步振荡不稳定。这些不利因素包括:

- (1) 汽轮发电机组与直流输电整流站距离很近;
- (2) 该汽轮发电机组与交流大电网联系薄弱;
- (3) 该汽轮发电机组的额定功率与直流输电输送的额定功率在同一个数量级上。

因此,汽轮发电机组与交流大电网之间联系的强弱起着非常重要的作用。常规的电力负荷具有随频率而变化的特性,它们对汽轮发电机组的次同步振荡起阻尼作用。但是,当汽轮发电机组与交流大电网弱联系时,这个阻尼基本上就不起作用。此外,当直流输电系统的输送功率大部分由附近的汽轮发电机组供给时,功率振荡就基本上发生在直流输电整流站和附近的汽轮发电机组之间,如果直流输电系统与附近的汽轮发电机组具有相近的额定容量,情况就比较严重。另外,触发延迟角 α 越大,发生次同步振荡的可能性也越大,故对特殊的运行工况必须特别注意,例如当直流输电系统降压运行时。

16.2.2 何种情况下可以不考虑由直流输电引起的次同步振荡

在逆变站附近的汽轮发电机组不会受到与直流输电系统可能的相互作用而造成的危害。因为它们并不向直流输电系统提供任何功率,而是与逆变站并列运行供电给常规的随频率而变化的负荷。此外,对于逆变站,至少当它以定直流电压控制方式运行时,每当交流电压有增加时,就会引起消耗的无功功率增加,或者刚好相反,其特性与常规负荷类似。

理论分析和实际经验表明,次同步振荡基本上只涉及大容量汽轮发电机组,对30万kW以上汽轮发电机组应特别加以注意,这是由大容量汽轮发电机组的轴系结构特点造成的。水轮发电机组即使离整流站很近,不容易发生次同步振荡。其主要原因有如下几个:

(1) 水轮发电机转子的惯量比水轮机及励磁机转子的惯量要大得多,从而增加了模态惯性时间常数和有效模态阻尼,因此发电机上的功率扰动不容易激发起轴系扭振。

(2) 水轮机水轮上的黏性阻尼使得水轮发电机组对扭振的固有阻尼大大高于汽轮发电机组。

16.3 评估直流输电是否会引起SSO的一种初步方法——机组作用系数法

采用何种数学模型和何种计算方法来研究次同步振荡问题,至少与如下三个因素有关:

- (1) 所能提供的原始数据的详细程度和正确性;
- (2) 所要研究的次同步振荡的类型;
- (3) 次同步振荡问题研究的目的。

机组作用系数法可以用来从众多的发电机组中逐机筛选出确实需要进行次同步振荡研究的机组。其特点为

- (1) 所需要的原始数据较少, 例如不需要发电机组的轴系参数;
- (2) 计算方法简单, 物理概念明确;
- (3) 所得结果是近似的, 可以作为进一步精确分析次同步振荡问题的基础。

对于一个规划好了的直流输电系统, 估计其整流站是否会引起附近汽轮发电机组的次同步振荡问题, 相对来说是简单的。

IEC 60919—3 标准推荐了一种定量的筛选工具, 用来表征发电机组与直流输电系统相互作用的强弱。这种方法称为机组作用系数 (Unit Interaction Factor, UIF) 法。该方法的具体内容为^[3]

直流输电整流站与第 i 台发电机组之间相互作用的程度可用下式表达:

$$UIF_i = \frac{S_{HVDC}}{S_i} \left(1 - \frac{SC_i}{SC_{TOT}} \right)^2 \quad (16-1)$$

式中, UIF_i 为第 i 台发电机组的作用系数; S_{HVDC} 为直流输电系统的额定容量, 单位为 MW; S_i 为第 i 台发电机组的额定容量, 单位为 MVA; SC_i 为直流输电整流站交流母线上的三相短路容量, 计算该短路容量时不包括第 i 台发电机组的贡献, 同时也不包括交流滤波器的作用; SC_{TOT} 为直流输电整流站交流母线上包括了第 i 台发电机组贡献的三相短路容量, 计算该短路容量时不包括交流滤波器的作用。

判别准则: 若 $UIF_i < 0.1$, 则可以认为第 i 台发电机组与直流输电系统之间没有显著的相互作用, 并不需要对次同步振荡问题做进一步的研究。

从 UIF 的计算公式可见, 若 $(1 - SC_i/SC_{TOT})^2 \rightarrow 0$, 则 $UIF_i \rightarrow 0$ 。假设 $(1 - SC_i/SC_{TOT})^2 = 0$, 则条件是 $SC_i = SC_{TOT}$, 也就是说当 $SC_i \approx SC_{TOT}$ 时, UIF_i 就会很小。根据短路电流水平研究的经验知道: 当某机组离整流站电气距离很远时, $SC_i \approx SC_{TOT}$; 当交流系统联系紧密, 系统容量很大时, 也有 $SC_i \approx SC_{TOT}$ 。

值得指出的是, 用来计算机组作用系数的公式只适用于连接于同一母线上的所有发电机组各不相同的情况, 此时, 各发电机组具有不同的固有扭振频率, 一台发电机组上的扭振不对另一台发电机组的扭振产生作用。但如果连接于同一母线上的几台发电机组是相同的, 例如一个电厂具有几台相同的发电机组, 则在扭振激励作用下, 几台发电机组将有相同的扭振响应, 它们不再是独立的。因此在分析扭振相互作用时, 须将这几台相同的发电机组当作一台等效机组来处理, 该等效机组的容量就等于这几台相同发电机组的容量之和, 然后再用上述公式来计算该等效机组的 UIF 。

作为一种用于筛选的方法, 机组作用系数法用来研究由直流输电引起的次同步振荡问题是非常简单而有效的。它所需要的原始数据很少, 例如不需要知道直流输电控制系统的特性。 UIF 公式中的 S_{HVDC} 和 S_i 在计算时是已知的, 是系统研究的基础数据; SC_i 和 SC_{TOT} 由电力系统常规的短路电流计算就可得到。因此, 判断一个新规划或设计的直流输电系统是否会与电网中的发电机组发生次同步振荡, 用 UIF 法可以非常容易地得出结果。

机组作用系数法应用实例——贵广直流输电对贵州电网机组 SSO 特性的影响

贵广直流输电的送端在贵州安顺, 受端在广东肇庆, 额定电压为 ± 500 kV, 额定输送功率为 3000 MW。送受端都直接接入 500 kV 交流网架。由于整流站附近有较多大容量的火电厂, 因此贵广直流是否会引起附近汽轮发电机组的次同步振荡一直是一个倍受关注的问题。

针对 2005 夏大正常运行方式下, 计算贵州电网 500kV 网架上 300MW 以上火电机组与贵广直流输电的相互作用系数, 结果列于表 16-1。

表 16-1 贵州电网 500kV 网架上火电机组与贵广直流输电的相互作用系数

火电厂	整流站额定功率 $S_{HVDC} = 3000\text{MW}$ 整流站总短路容量 $SC_{TOT} = 22568.3\text{MVA}$ 交流系统强度 $SCR = 7.5$		
	被研等效机组额定容量 S_i /MVA	不计本等效机组时 整流站母线短路容量 SC_i /MVA	机组作用系数 UIF_i
黔北	1408	22104.1	0.0009
鸭溪	704	22189.2	0.0012
纳雍	2112	18217.9	0.053
黔西	352	21989.6	0.0056
安顺	1408	19415.2	0.042

从表 16-1 可以看出, 贵州电网中纳雍电厂的发电机组与贵广直流输电相互作用的 UIF 最大, 为 0.053; 其次是安顺电厂, 其 UIF 为 0.042; 但两者离 UIF 的阈值 0.1 都还有相当的差距。因此本运行方式下, 贵广直流输电线路与贵州电网内发电机组之间的相互作用是相当弱的, 不会引起贵州电网内的发电机组的次同步振荡。

16.4 电力系统机组间扭振相互作用特性

16.4.1 电气耦合对机组轴系扭振特性的影响

研究单机系统的 SSO 问题时, 通常用不同数目的质量块来表示机组轴系, 并引入弹性系数与阻尼系数来表示不同质量块之间的相互连接。具有 M 个质量块的轴系有 M 个振荡模式, 其中包括一个刚体模式 (Rigid-body Mode) 和 $M-1$ 个扭振模式。对应于刚体模式, 轴系中所有质量块振荡幅值相等, 并且相位保持相同。而对应于各个扭振模式, 其自然频率互不相同, 不同的质量块以不同的振幅参与振荡, 相互之间的相位要么同相, 要么反相。

由发电机之间的电气耦合引起的机组之间轴系扭振模式的交叉耦合, 最早也是于 20 世纪 70 年代在美国 Mohave 电厂被发现的^[4]。当时该电厂中两台相同发电机并列运行, 在对其中一台发电机进行 SSR 测试时, 意外地发现了所谓的双谐振尖峰 (Double Resonant Peak) 现象, 即在两台机组相同的自然扭振频率 (独立运行时) 30Hz 附近, 出现了频率为 30.07Hz 和 30.16Hz 两个幅值近似相等的谐振分量。

理论上容易证明, 当两个完全相同的谐振系统被耦合在一起时, 必然出现双谐振尖峰现象^[5]。例如, 当同一电厂中两台相同发电机并列运行, 通过输电线路向负荷中心送电时, 就属于这种情况。假设每台机组的轴系均由高压缸 (HP)、中压缸 (IP)、低压缸 A (LPA)、

低压缸 B (LPB) 以及发电机 (GEN) 等 5 个集中质量块组成, 单独运行时的振荡模式包含一个刚体模式 (1.67Hz) 和 4 个扭振模式 (16.35Hz、24.1Hz、30.3Hz 及 44.0Hz), 则当两台发电机并列运行时, 如额定值和出力完全相同, 对应于单机的每一个扭振模式, 两机并列运行时将派生出一对扭振模式, 这一对扭振模式具有不同的特征, 分别被称为共模 (common mode) 和异模 (anti-mode), 如图 16-1 所示。对应于单机 16.35Hz 的扭振模式, 系统派生出了模式 1 (16.33Hz) 与模式 2 (16.44Hz), 其中模式 1 为共模, 其特征是两台机组中对应质量块的振荡幅值和相位完全相同, 即两台机组具有相同的振型 (mode shape), 且这个振型与单机独立运行时对应扭振模式的振型一致; 模式 2 为异模, 其特征是两台发电机轴系之间做相对振荡, 也就是两台发电机的振型相位相反。另外几个单机扭振模式所对应的共模和异模与图 16-1 完全类似。

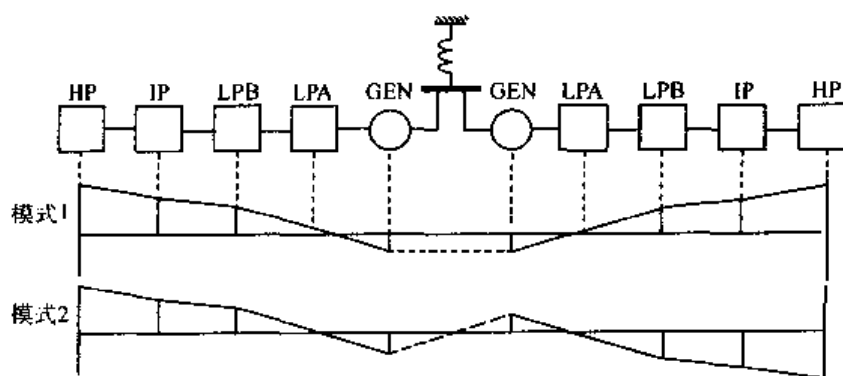


图 16-1 双机系统的自然扭振频率与振型

注: 模式 1: $f_1 = 16.33\text{Hz}$, 模式 2: $f_2 = 16.44\text{Hz}$ 。

发电机组轴系之间的交叉耦合是通过各发电机转子质量块之间的相互耦合来实现的, 而各发电机转子质量块之间的相互耦合则是通过外部电气网络来实现的, 因此可以认为, 电气网络的这种耦合作用与机组轴系质量块之间的弹性耦合作用是等效的^[6], 如图 16-2 所示。从弹性系数角度讲, 在电气连接对称的情况下, 发电机之间电气耦合越强, 则机组轴系之间交叉耦合作用也就越明显。但即使对于同一电厂中的机组, 与电气耦合等效的弹性耦合系数在数值上比轴系质量块之间的弹性耦合系数低一个数量级以上^[7]。

对一个电厂中 N 台完全相同的发电机组并列运行时轴系之间的交叉耦合特性, 参考文献 [6] 首先做了细致的研究, 并得出了一系列重要结论。该文认为当 N 台额定值及运行状态完全相同的发电机并列运行, 并通过输电线连接到无穷大母线时, 如果每台发电机的轴系都用 M 个集中质量块来表示, 则该系统共有 $N \times M$ 个扭振模式, 所有扭振模式可以用矩阵形式表示为

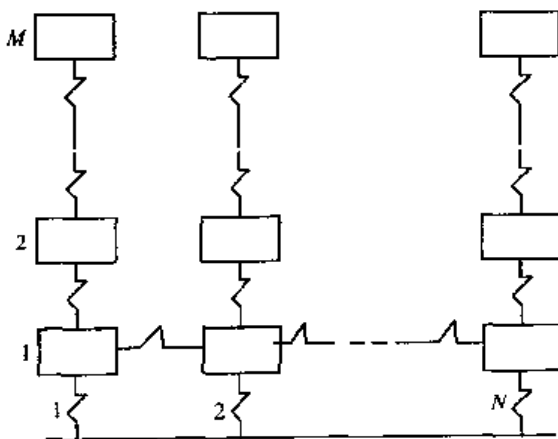


图 16-2 各含 M 个质量块的 N 台机组耦合示意图

$$\begin{bmatrix} f_{11} & f_{12} & f_{13} & \cdots & f_{1M} \\ f_{21} & f_{22} & f_{23} & \cdots & f_{2M} \\ f_{31} & f_{32} & f_{33} & \cdots & f_{3M} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ f_{N1} & f_{N2} & f_{N3} & \cdots & f_{NM} \end{bmatrix} \quad (16-2)$$

其中矩阵的行、列分别对应母线上并列运行的发电机数目以及每台机组轴系的质量块数目。其中矩阵的第 j 列 ($j=1, 2, \dots, M$) 为对应单机第 j 个扭振模式所派生出来的 N 个扭振模式, 令人惊奇的是, 所派生出来的 N 个扭振模式的频率不是 N 个而是只有 2 个, 具体地说, 其中 1 个扭振模式具有较低的振荡频率, 而其余 $N-1$ 扭振模式具有同样的较高的振荡频率。对应较低振荡频率的那个扭振模式是共模, 而另外 $N-1$ 个具有同样振荡频率的扭振模式是异模。设 f_j ($j=1, 2, \dots, M$) 为第 j 列中频率较低的扭振模式, 则矩阵中第 1 行的 M 个扭振模式都为共模, 与共模相对应的振型对每台机组都是一样的, 且与单机独立运行时的振型相一致; 而每一列中其余的 $N-1$ 个扭振模式皆为异模, 但每个异模对应 1 个线性独立的特征矢量, 即 N 台机组具有不完全相同的振型。

参考文献 [6] 还阐明了外部扰动只能激发共模振荡, 不能激发异模振荡。因此在研究外部系统与机组的相互作用时, 电厂内的这 N 台相同的机组可以用 1 台等效机组来代替。

16.4.2 机组扭振自然频率与机组扭振相互作用的关系

发电机轴系参数直接影响其动态特性, 参考文献 [8] 针对同一电厂中的发电机组, 计算得到了机组轴系参数变化时, 机组之间扭振相互作用的变化特性。如文中所述, 完全相同的两台发电机组 A 和 B, 其轴系均由 5 个集中质量块组成, 且其第 4 个扭振模式的自然频率为 43.85Hz, 当机组 A 和 B 并列到同一母线上时, 对应于该扭振模式, 派生出了一对扭振模式, 其频率分别为 43.85Hz 及 43.86Hz, 对应的振型如图 16-3a 所示, 其中 43.85Hz 为共模, 而 43.86Hz 为异模。由图可见, 对应这两个扭振模式, 两台发电机组扭振的幅值是相等的。如果计算中不考虑发电机 B 的励磁机质量块 (EXC), 则此时机组 B 的第 4 扭振模式频率变为 43.82Hz, 与机组 A 43.85Hz 的扭振频率之间存在 0.03Hz 的差别。当两台机组并列后系统对应扭振模式的自然频率分别为 43.82Hz 与 43.86Hz, 其相应的振型如图 16-3b 所示, 与图 16-3a 对比可见, 由于模式自然频率之间差值增大, 机组之间的扭振相互作用已经变得相当弱。如果在此基础上再次修改机组 B 的轴系参数 (弹性系数或阻尼系数), 使得其第 4 扭振模式频率降低为 43.45Hz, 从而与机组 A 的扭振频率 (保持 43.85Hz 不变) 有 0.4Hz 的差别, 机组 A、B 并列后系统的自然频率为 43.46Hz 及 43.85Hz, 相应的振型如图 16-3c 所示, 可见此时机组 B 几乎只是参与 43.46Hz 的振荡, 而机组 A 也仅仅参与了频率为 43.85Hz 的振荡, 换句话说, 此时机组 A 和 B 轴系之间几乎不存在扭振相互作用。

16.4.3 适用于 SSO 研究的系统简化基本原则

复杂电力系统中, 发电机组数目庞大, 而在 SSO 分析中, 通常需要对机组进行单独研究, 系统简化的基础就是机组轴系之间不存在扭振相互作用。以上两节分别归纳了机组之间电气耦合以及机组轴系自然扭振频率对扭振相互作用的影响, 以此为基础, 本节主要讨论如何对复杂电力系统中的发电机组进行等效简化。

对于不同电厂中的发电机组, 还未发现一个电厂中发电机组的轴系扭振激发另一个电厂

中发电机组轴系扭振的先例，因此可以认为，不同电厂中的发电机组轴系之间不存在扭振相互作用。因此对复杂系统进行 SSO 分析时，至少可以按电厂一个一个独立出来进行研究，而不必像暂态稳定或低频振荡分析那样，需要同时考虑整个电网中的所有机组。

对于同一个电厂中的机组，如果机组轴系自然扭振频率有较大差别，那么机组之间不存在扭振相互作用，这种情况下，只要将待研机组独立出来进行研究，而将电厂中的其他机组用等效电源代替。电力科学研究院 (EPRI) 建议^[9]，如果其他机组与待研机组之间对应的自然扭振频率差值超过 1%，则可以在系统中只保留待研机组，而将其他机组用各自的次暂态电抗以及固定电压源代替。

同一电厂中的机组，如果轴系参数完全相同，运行状态相同，电气连接对称，则可以将这几台机组

合并成一台机组来进行研究。EPRI 建议^[9]此时也只保留待研机组，而将其他相同机组也用各自的次暂态电抗以及固定电压源代替。这两种等效方法在 SSO 稳定性分析和暂态力矩放大计算等方面是否有差别以及差别有多大还需要进一步的研究。

同一电厂中的机组，如果轴系参数完全相同，电气连接对称，但运行状态不同，比如运行在不同的负荷水平上时，也可以将这些机组等效为一台机组来进行研究，这种情况下等效机组的机械阻尼按如下公式进行计算^[10,11]：

$$\frac{1}{\sigma_f} = \frac{1}{K} \left[\frac{1}{\sigma_1} + \frac{1}{\sigma_2} + \dots + \frac{1}{\sigma_K} \right] \quad (16-3)$$

式中， σ_f 为等效机组的等效机械模态阻尼； σ_i ($i=1, 2, \dots, K$) 为第 i 台相同发电机的机械模态阻尼。

这是因为机组的机械阻尼与其负荷水平相关，负荷越高，则阻尼越大，满负荷与空负荷时的机械阻尼可以相差 20 倍。当两台相同发电机组负荷水平不同时，由于机组之间的扭振相互作用，高负荷机组的部分阻尼会转移到低负荷水平的机组上，因此可以用式 (16-3) 来计算等效机组的等效机械阻尼。

总结上述结果，可以得出用于 SSO 研究的系统简化原则为

(1) 发电机组之间的扭振相互作用随机组自然扭振频率偏差的增大而锐减，通常当对应

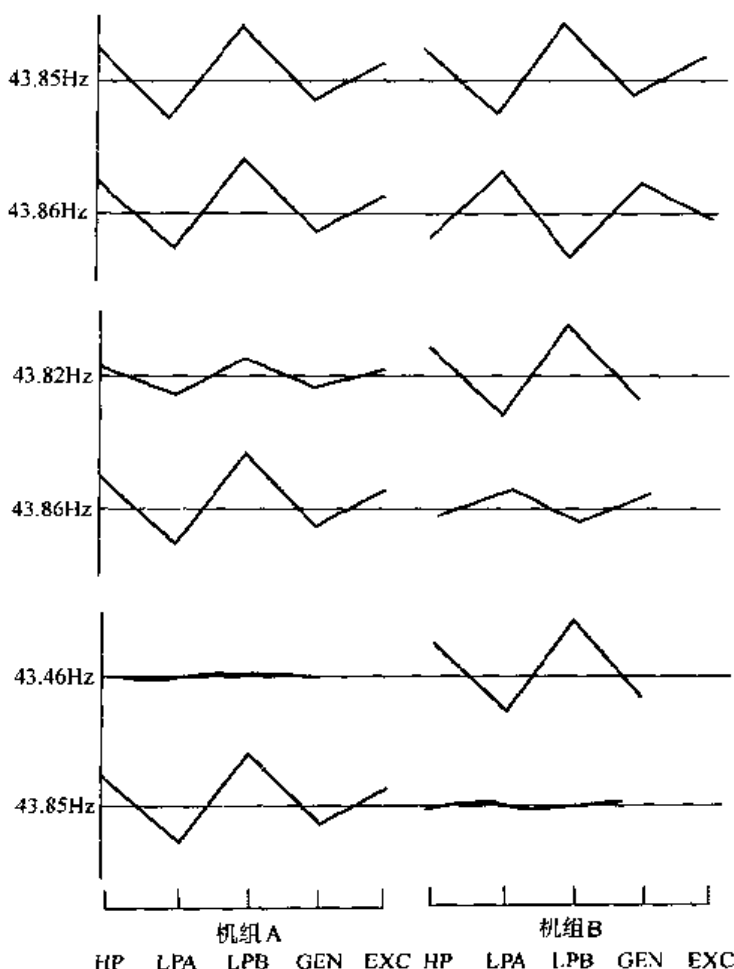


图 16-3 双机耦合系统下的扭振模态

a) 相同机组 b) 相似机组 c) 不同机组

自然扭振频率差值超过 1% 时, 可以认为发电机组之间不会产生扭振相互作用。

(2) 对于不同电厂中的发电机组, 不管其机械轴系参数是否相同, 相互之间不存在明显的扭振相互作用, 因此可以只保留待研机组, 而将其他电厂中的机组简化为固定电源, 通常采用次暂态电抗平均值串联电压源来等效发电机。

(3) 对于同一电厂中的发电机组, 如果其机械轴系完全相同, 且电气耦合完全对称, 在进行 SSO 分析时, 可以将其等值为一台机组, 等效时仅需将等效机组的容量设定为所要进行等效的所有机组的容量之和。如果机组间电气耦合不对称 (一般由不同的负荷水平引起), 也可以将其进行阻尼意义上的等效。

这样对机组 SSO 问题的研究, 可以将复杂的电力系统简化为一个单机系统, 从而可以采用各种精确的分析方法进行研究。

16.5 复转矩系数法的适用范围分析^[12,13]

16.5.1 复转矩系数法

复转矩系数这个名词是 1982 年由 I.M.Canay 提出的^[14], 但更早之前, 基于阻尼转矩和同步转矩的概念分析汽轮发电机组次同步振荡问题的方法已经广泛采用^[15-19]。由于这些方法本质上的一致性, 下面将它们统一称为复转矩系数法。

尽管复转矩系数法已经成为分析次同步振荡问题的一种基本方法, 但关于复转矩系数法适用范围的严格分析还未见文献报道。I.M.Canay 提出此方法时针对的是单机对无穷大系统, 或者更确切地说是单机对固定频率电源系统。

16.5.2 复转矩系数法的基本前提

对于一台待研究的发电机, 复转矩系数法成立的基本前提是在小扰动下, 发电机电磁转矩的增量可以用下式来表示:

$$\Delta T_e = K_e \Delta \delta + D_e \Delta \omega \quad (16-4)$$

上式中, $K_e \Delta \delta$ 称为同步转矩; $D_e \Delta \omega$ 称为阻尼转矩;

K_e 和 D_e 分别被称为同步转矩系数和阻尼转矩系数; $\Delta \delta$ 和 $\Delta \omega$ 分别为相对于同步旋转坐标系的功率角增量和角速度增量。

如上式各量取标么值, 则 ΔT_e 的单位是 pu, K_e 和 D_e 的单位也是 pu, $\Delta \delta$ 的单位是 rad, $\Delta \omega$ 的单位是 pu。

同时, $\Delta \delta$ 和 $\Delta \omega$ 之间成立如下关系:

$$\Delta \omega = \frac{1}{\omega_0} \times \frac{d\Delta \delta}{dt} \quad (16-5)$$

式中, ω_0 为同步转速, t 的单位为 s。在上述前提条件下, 假定发电机转子做频率为 $\lambda \omega_0$ 的小值振荡, 即可推出与复转矩系数法所对应的同步转矩系数和阻尼转矩系数表达式。

当发电机转子做稳态小值振荡时, 各量可以用相量来表示。且根据式 (16-5) 有

$$\Delta \dot{\omega} = \frac{1}{\omega_0} (j\lambda \omega_0) \Delta \dot{\delta} = j\lambda \Delta \dot{\delta} \quad (16-6)$$

$$\text{而} \quad \Delta \hat{T}_e = K_e(\lambda) \Delta \hat{\delta} + D_e(\lambda) \Delta \dot{\omega} \quad (16-7)$$

$$\text{从而有} \quad \frac{\Delta \dot{T}_e}{\Delta \delta} = K_e(\lambda) + j\lambda D_e(\lambda) \quad (16-8)$$

$$\text{或} \quad \frac{\Delta \dot{T}_e}{\Delta \omega} = D_e(\lambda) - j\frac{1}{\lambda}K_e(\lambda) \quad (16-9)$$

式 (16-8) 为 Canay 推导复转矩系数法时所用的关系式, 而式 (16-9) 则是更早时候计算阻尼转矩系数所用的表达式^[15-19]。

16.5.3 复转矩系数法不适用于多机系统的原因

对于单机对无穷大系统, 有关同步电机的早期论著中已经证明式 (16-4) 成立, 因此复转矩系数法对单机对无穷大系统来说显然是成立的。以下针对多机系统分析复转矩系数法的适用性。

1. 多机系统情况下同步转矩的表达式

设系统共有 n 台发电机, 在忽略网络暂态过程, 负荷用恒定阻抗等效, 发电机采用恒定电动势加串联阻抗模拟时, 第 i 台发电机输出的电磁功率表达式为

$$P_{ei} = \sum_{j=1}^n [E_i E_j G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + E_i E_j B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] \quad (16-10)$$

式中, G_{ij} 、 B_{ij} 为只保留发电机节点时的节点导纳矩阵 Y 中元素 Y_{ij} 的实部和虚部。

将上式在各发电机功率及角度稳态值 $P_{e,i,0}$ 、 $\delta_{i,0}$ 附近进行线性化, 再利用电磁功率与电磁转矩之间的关系, 可得出发电机同步转矩的表达式为

$$T_{e,i,\text{syn}} = \sum_{j=1}^n K_{ij} \Delta \delta_j \quad (i = 1, 2, \dots, n) \quad (16-11)$$

2. 多机系统情况下阻尼转矩表达式

根据文献 [20], 第 i 台发电机的阻尼功率可以表达为

$$P_{di} = D_i \Delta \omega_i + \sum_{j=1}^n D_{ij} (\Delta \omega_i - \Delta \omega_j) \quad (16-12)$$

式中, $\Delta \omega_j$ ($j = 1, 2, \dots, n$) 为第 j 台发电机相对于同步转速之间的偏差。

利用电磁功率与电磁转矩之间的关系, 阻尼转矩的表达式为

$$T_{e,i,\text{damping}} = C_i \Delta \omega_i + \sum_{j=1}^n C_{ij} (\Delta \omega_i - \Delta \omega_j) \quad (16-13)$$

从式 (16-11) 和式 (16-13) 可以看出, 对于多机电力系统, 同步转矩和阻尼转矩不但依赖于机组本身的 $\Delta \delta$ 和 $\Delta \omega$, 而且还依赖于其他机组的 $\Delta \delta$ 和 $\Delta \omega$ 。显然式 (16-4) 在多机系统情况下是不成立的, 而从式 (16-11) 和式 (16-13) 不可能推出式 (16-8) 和式 (16-9)。这意味着在多机系统情况下, 复转矩系数法是不适用的, 此时根据复转矩系数公式 (16-8) 和 (16-9) 求出的同步转矩系数和阻尼转矩系数已失去意义。

16.5.4 复转矩系数法的应用及判断次同步振荡稳定性的准则

在多机系统情况下, 若除第 i 台发电机之外, 其余发电机用一固定频率电源等效, 则

$$\Delta \delta_j = 0 \quad (j = 1, 2, \dots, n, j \neq i) \quad (16-14)$$

$$\Delta \omega_j = 0 \quad (j = 1, 2, \dots, n, j \neq i) \quad (16-15)$$

在此情况下, 式 (16-4) 中的同步转矩部分可以包容式 (16-11), 式 (16-4) 中的阻尼转矩部分可以包容式 (16-13)。

因此,在多机系统情况下,若能将待研机组之外的其余发电机用固定频率电源等效,则复转矩系数法仍然适用。因此可以说,复转矩系数法只适用于单机对固定频率电源系统,多机系统必须简化到单机对固定频率电源系统时才可应用复转矩系数法。

由于电气同步转矩系数 $K_e(\lambda)$ 与机组轴系的机械弹性系数相比要小一个数量级以上^[7],因此可以认为机组接入系统以后并不改变轴系的自然扭振频率。一旦根据式(16-8)或式(16-9)求出电气阻尼转矩系数 $D_e(\lambda)$,则很容易计算对应各个扭振模式的衰减因数,其表达式^[21]为

$$\sigma_j^{(m)} = \frac{1}{2} \times \frac{D_{ej} + D_j^{(m)}}{M_j^{(m)}} \quad (16-16)$$

式中, $\sigma_j^{(m)}$ 为第 j 个扭振模式的衰减因数,单位为 s^{-1} ,上标 (m) 表示模态量,下标 j 表示第 j 个模式; D_{ej} 为第 j 个扭振模式频率下的电气阻尼转矩系数,单位为 pu; $D_j^{(m)}$ 为第 j 个扭振模式所对应的模态机械阻尼转矩系数,单位为 pu; $M_j^{(m)}$ 为第 j 个扭振模式所对应的模态惯性时间常数,单位为 s。

当 $\sigma_j^{(m)} > 0$ 时,表示对应第 j 个扭振模式的扭转振荡是衰减的。

因此容易得出判断轴系扭振稳定性的准则为对轴系的任何一个扭振模式 j 满足

$$D_{ej} + D_j^{(m)} > 0 \quad (16-17)$$

16.6 复转矩系数法的时域仿真实现——测试信号法

由于复转矩系数法的一个基本特点是机械部分和电气部分可以分别计算,因此在计算电气部分的复转矩系数时,轴系采用单刚体模型。要求发电机电气部分采用完整的数学模型,电力网络采用电磁暂态模型, HVDC 和 FACTS 装置采用考虑具体开关过程的真实模型。可以考虑 HVDC 和 FACTS 装置的控制。具体实现步骤如下:

(1) 对确定的运行工作点,待系统进入稳态运行后,在待研发发电机的转子上施加一串频率成整数倍的小值脉动转矩:

$$\Delta T_m = \sum_{\lambda} T_{\lambda} \cos(\lambda \omega_0 t + \varphi_{\lambda}) \quad (16-18)$$

式中, $\lambda < 1$, T_{λ} 、 φ_{λ} 分别是频率为 $\lambda \omega_0$ 的脉动转矩的幅值和初相位。要求 T_{λ} 较小,以使 ΔT_m 的值不至于破坏系统可线性化的假设条件。

(2) 施加脉动转矩后,一直仿真到系统再次进入稳态,截取脉动转矩一个公共周期上的发电机电磁转矩 T_e 和发电机角频率 ω 。

(3) 将上述 2 个量进行 Fourier 分解,得出不同频率下的 $\Delta \dot{T}_e$ 和 $\Delta \dot{\omega}$ 。

(4) 根据式(16-9)求出电气阻尼转矩系数 $D_e(\lambda)$:

$$D_e(\lambda) = \operatorname{Re} \left(\frac{\Delta \dot{T}_e}{\Delta \dot{\omega}} \right) \quad (16-19)$$

至此即可根据复转矩系数法的判据判断系统次同步振荡的稳定性。

对上述实现过程还有如下几点需要说明:

(1) 关于施加脉动转矩后系统的稳定性以及需要多少时间系统才能进入稳态的问题。对

于单机对固定频率电源系统，由于发电机轴系采用单刚体模型，因此发电机的固有振荡频率只有一个，通常在 1~2Hz 之间，而且振荡的阻尼比 ζ 通常大于 5%，因此发电机会稳定运行是没有疑问的，发电机进入新的稳态所需要的时间可以估计如下：设发电机的振荡模式为

$$s = -\sigma \pm j\omega_d \quad (1/s)$$

阻尼比

$$\zeta = \frac{\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega_d^2}}$$

振荡的自由分量表达式为

$$y(t) = y(0) e^{-\sigma t} \cos(\omega_d t + \varphi)$$

为了考察 $y(t)$ 的衰减时间，这里不妨取 $y(0) = 1, \varphi = 0$

故

$$y(t) = e^{-\sigma t} \cos \omega_d t$$

由于振荡周期

$$T_{\omega_d} = \frac{2\pi}{\omega_d}$$

因此

$$y(t) = \exp\left[-\frac{2\pi\zeta}{T_{\omega_d}\sqrt{1-\zeta^2}}t\right] \cos \frac{2\pi}{T_{\omega_d}}t$$

在 k 个振荡周期 $t = kT_{\omega_d}$ 时， $y(t)$ 的幅值为

$$y(kT_{\omega_d}) = \exp\left[-\frac{2\pi\zeta}{\sqrt{1-\zeta^2}}k\right]$$

若取 $\zeta = 5\%$ ，则当 $k = 20$ 时， $y(20T_{\omega_d}) = 0.18\%$ 。因此可以认为 20 个振荡周期后系统已再次进入稳态。因此进入稳态所需要的时间为 8~20s，为保险起见，取 30s 应该是足够了。由于用复转矩系数法研究的网络规模通常不大，因此仿真 30s 所花的时间并不多。

(2) 关于多机系统的问题。对于实际的多机电力系统，根据 16.4 节的讨论，一般情况下都可将其等效为单机对固定频率电源系统来处理。等效的方法是将待研机组之外的所有发电机用其次暂态电抗平均值串联等效电动势来等效。更进一步，由于输电网络通常在直到 5 次谐波的频率范围内，从网络中某点向网络看的等效电抗与频率的关系是近似线性的，因此可以用 Thevenin 定理进一步将外部网络等效为单固定频率电源系统。

(3) 关于小值脉动转矩的取值问题。由于 HVDC 和 FACTS 装置的非线性特性，一次加入多个频率的小值脉动转矩时，有可能使各频率值之间相互干扰，因此稳妥的办法是对含 HVDC 和 FACTS 装置的系统，一次只加入一个频率的小值脉动转矩。

16.6.1 应用测试信号法研究 IEEE SSR 第一标准测试系统示例

IEEE SSR 第一标准测试系统^[22]的网络结构如图 16-4 所示。图中所标各量皆为标么值，基准功率取发电机的额定容量 892.4MVA，电抗参数在 60Hz 频率下计算，输电线路的额定电压是 500kV。

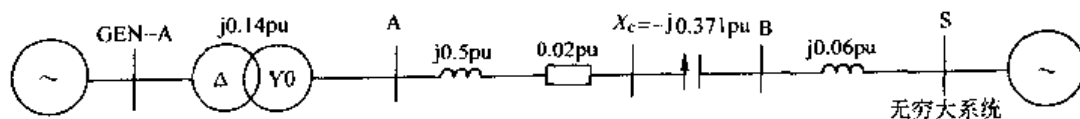


图 16-4 IEEE SSR 第一标准测试系统网络结构

已知参数如下：

$$S_B = S_{\text{rated}} = 892.4 \text{MVA}, U_B = 500 \text{kV}, f_{\text{rated}} = 60 \text{Hz}, p = 1$$

因此 500kV 侧的基准阻抗为

$$Z_B = U_B^2 / S_B = 500 \times 500 / 892.4 = 280.14 \Omega$$

图 16-4 中, 从左至右的各阻抗有名值分别为

$$A - B: 5.603 + j140.072 \Omega, X_c: 25.5 \mu\text{F}, B - S: j16.81 \Omega$$

研究方式下发电机发出的有功和无功分别为

$$P_G = 892.4 \times 0.9 = 803.16 \text{MW}$$

$$Q_G = 892.4 \times \sqrt{1 - 0.9^2} = 389.0 \text{Mvar}$$

采用测试信号法计算发电机电气阻尼系数 D_e 的过程如下:

(1) 在所研发电机的转子上施加一串与 0.5Hz 成整数倍的小值脉动转矩, 频率范围从 5 ~ 59.5Hz。施加小值脉动转矩后发电机总的机械转矩如图 16-5 所示。

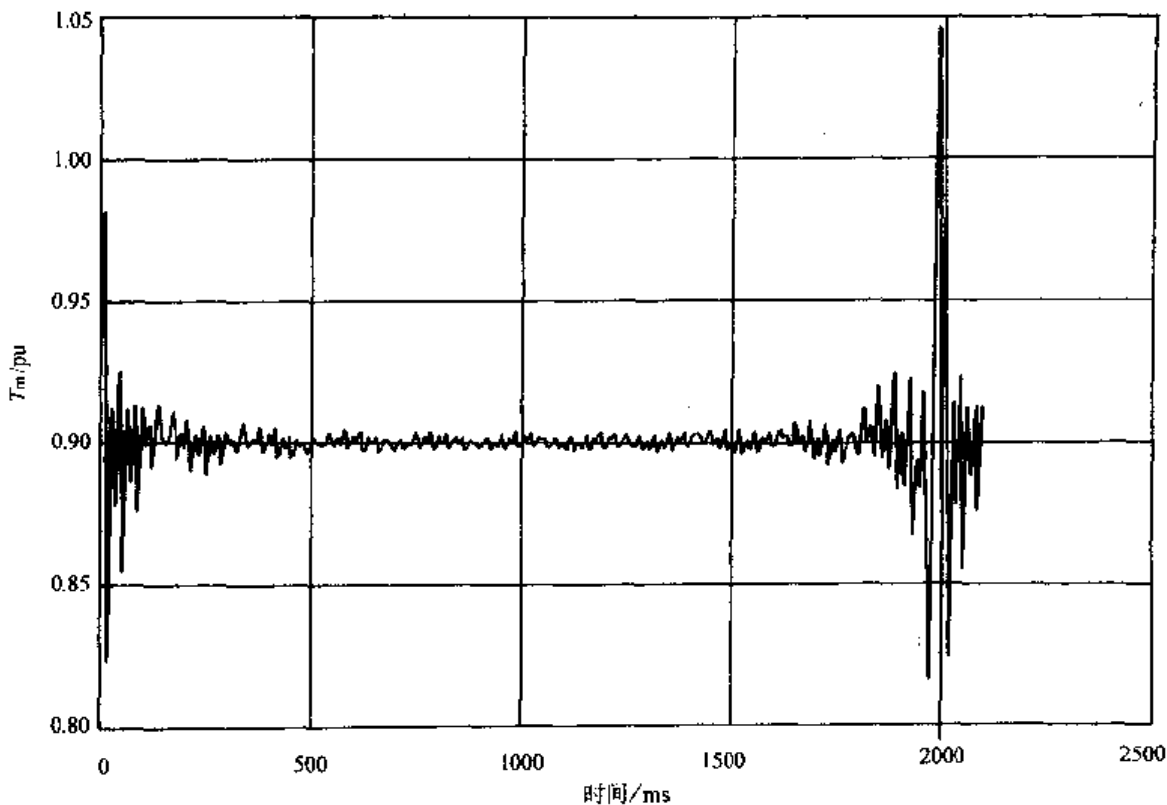


图 16-5 施加小值脉动转矩后发电机总的机械转矩

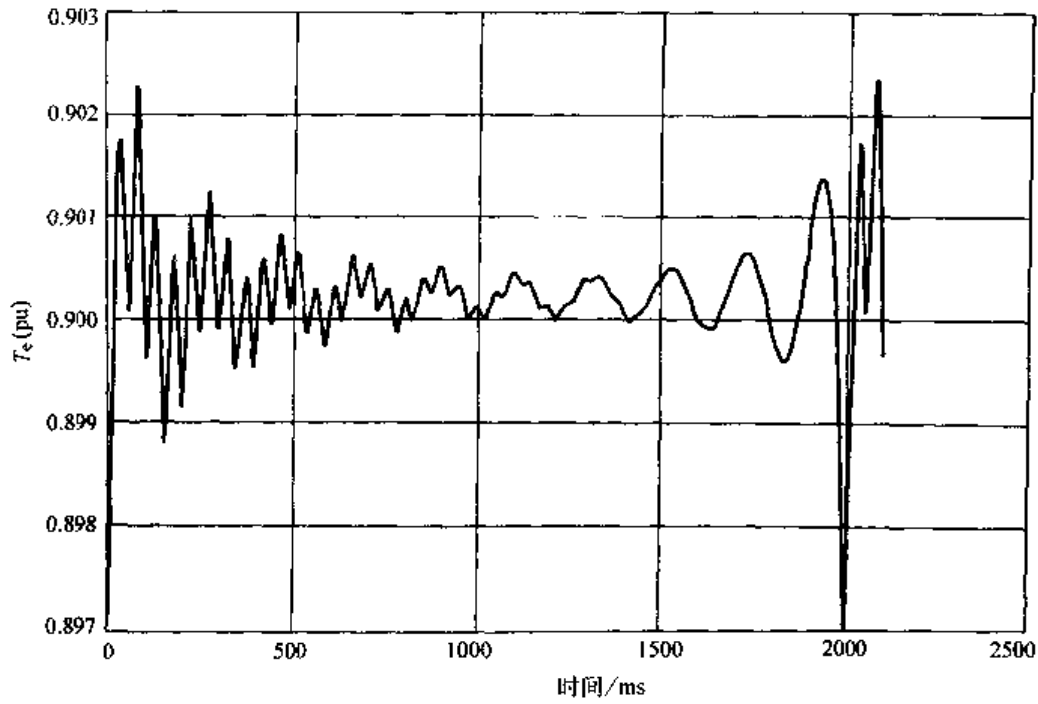
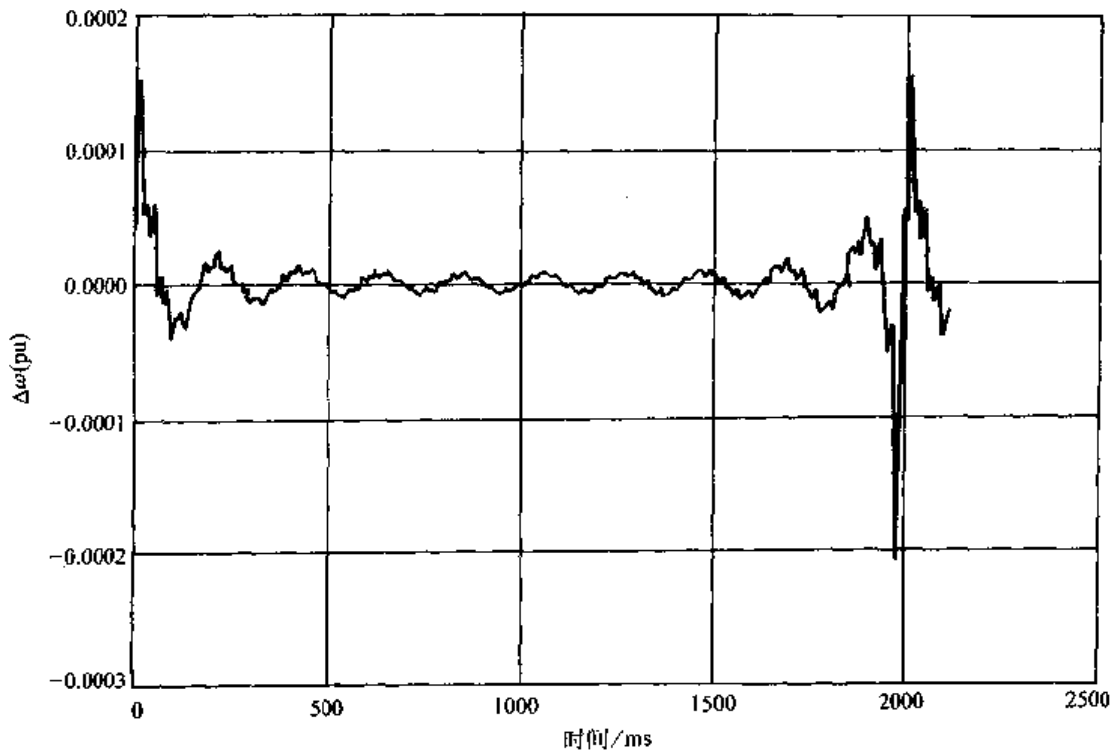
(2) 施加脉动转矩后, 仿真 30s, 截取公共周期 2s 上的发电机电磁转矩 T_e 和发电机角频率增量 $\Delta\omega$ 分别如图 16-6 和图 16-7 所示。

(3) 将上述 2 个量进行 Fourier 分解, 得出不同频率下的 $\Delta\hat{T}_e$ 和 $\Delta\hat{\omega}$ 。

(4) 根据式 (16-9) 求出 $\frac{\Delta\hat{T}_e}{\Delta\hat{\omega}}$, 如图 16-8 和图 16-9 所示。

(5) 根据式 (16-19) 求出电气阻尼转矩系数 $D_e(f)$, 如图 16-10 所示。

(6) 根据式 (16-16), 由计算得到的电气阻尼转矩系数 $D_e(f)$ 和测试得到的机械模态

图 16-6 公共周期 2s 上的发电机电磁转矩 T_e 。图 16-7 公共周期 2s 上的发电机角频率增量 $\Delta\omega$ 。

参数，判断轴系扭振的稳定性。对于本示例，已知的发电机组空载机械模态参数如表 16-2 所示。实际发电机的机械阻尼是随负荷变化的，负荷越大，机械阻尼越大。但作为计算示例，这里我们仍然取发电机空载时的机械阻尼参数进行计算，计算结果如表 16-3 所示。

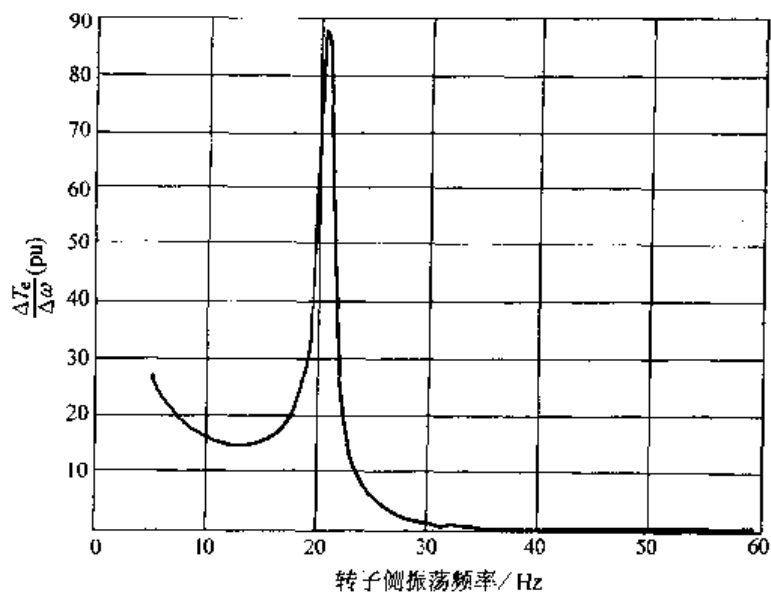
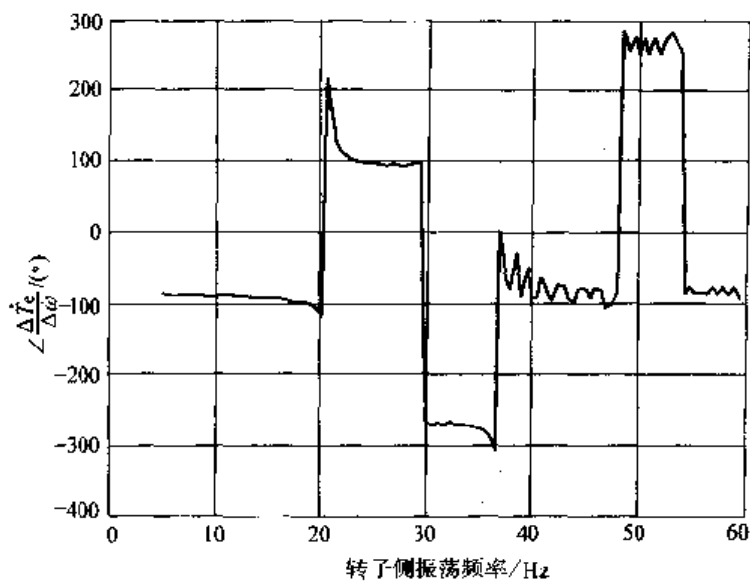
图 16-8 $\Delta T_e/\Delta\omega$ 的幅值图 16-9 $\Delta T_e/\Delta\omega$ 的相位

表 16-2 发电机组空载模态衰减因数

模式	频率 $f_j^{(m)}/\text{Hz}$	模态惯性时间常数 $M_j^{(m)}/\text{s}$	空载模态衰减因数 $\sigma_j^{(m)}/(\text{s}^{-1})$
1	15.71	5.40	0.050
2	20.21	55.60	0.110
3	25.55	13.84	0.028
4	32.28	7.84	0.028

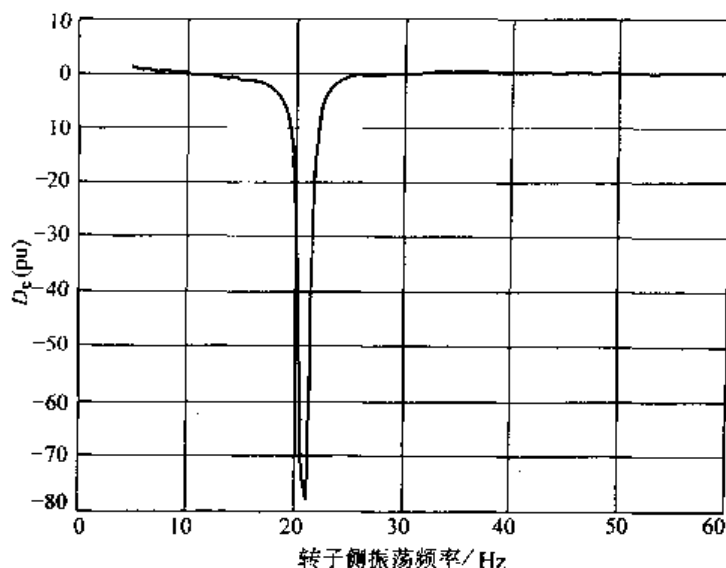
图 16-10 电气阻尼转矩系数 $D_e(f)$

表 16-3 发电机组综合阻尼转矩系数计算结果

模式	频率 $f_j^{(m)}/\text{Hz}$	机械阻尼转矩系数 (pu) $D_j^{(m)} = 2M_j^{(m)}\sigma_j^{(m)}$	电气阻尼转矩 系数 (pu) D_{ej}	综合阻尼转矩 系数 (pu) $D_j^{(m)} - D_{ej}$	扭振稳定性判断
1	15.71	0.540	-0.819	-0.279	不稳定
2	20.21	12.232	-49.123	-36.891	不稳定
3	25.55	0.775	-0.506	0.269	稳定
4	32.28	0.439	-0.015	0.424	稳定

由表 16-3 可以看出, 机组在 2 个扭振模式下不稳定, 一个扭振模式是 20.21Hz, 另一个扭振模式是 15.71Hz。

顺便指出, 发电机的机械模态阻尼通常通过试验测出, 制造厂家通常用对数衰减率来表示机械模态阻尼。文献中采用不同的参数来表示模态阻尼, 这些参数是相互关联的。常用的几种模态阻尼参数为

- (1) 时间常数 (time constant) τ ;
- (2) 阻尼因数 (damping factor) 或衰减因数 (decrement factor) σ ;
- (3) 对数衰减率 (logarithmic decrement) δ ;
- (4) 阻尼比 (damping ratio) ζ 。

它们都可以用来描述衰减振荡, 其表达式为

$$e^{(-\sigma+j\omega)t} = e^{(-\frac{1}{\tau}+j\omega)t} = e^{(-\sigma+j2\pi f)t} = e^{(-\delta+j2\pi)\beta} = e^{(-\zeta+j\sqrt{1-\zeta^2})\omega_n t} \quad (16-20)$$

即

$$\frac{1}{\tau} = \sigma = f\delta = \omega_n \zeta \quad (16-21)$$

这些参数实际上都是从复平面上的一对极点 $\sigma \pm j\omega$ 派生而来, 如图 16-11 所示, 除对数衰减率 δ 之外, 都是在二阶振荡系统中常用的。

对数衰减率 δ 的定义为一个振荡周期内信号衰减比率的自然对数, 如下式所示。

$$\delta = \ln \frac{A(t_0)}{A(t_0 + T)} \quad (16-22)$$

式中, $A(t_0)$ 为振荡的初始幅值; $A(t_0 + T)$ 为振荡一个周期以后的幅值; T 为振荡周期, 等于 $1/f$ 。

由于厂家给出的发电机组机械模态阻尼通常使用对数衰减率 δ , 因此首先要将对数衰减率 δ 折算为衰减因数 σ , $\sigma = f\delta$, 然后再用下面的公式计算出模态阻尼转矩系数

$$D_j^{(m)} = 2M_j^{(m)}\sigma_j^{(m)} \quad (16-23)$$

这里, $M_j^{(m)}$ 为模态惯性时间常数 (注意惯性时间常数也有采用 H 来表示的, 两者不是同一个量, 其关系为 $M = 2H$)。然后才能用式 (16-16) 或式 (16-17) 计算该模态的综合衰减因数或判断该模态的稳定性。

16.6.2 应用测试信号法研究次同步频率范围电气阻尼系数的灵敏度

我们仍然采用 IEEE SSR 第一标准测试系统的网络结构来研究电气阻尼系数 D_c 随系统参数变化的灵敏度。主要研究串补度的变化、输电线路电阻的变化、发电机输出功率的变化、负荷模拟与否等因素对电气阻尼系数的影响。

1. 串补度变化对电气阻尼系数的影响

保持图 16-4 中其他参数不变, 只改变串补电容 C 的电抗, 分别计算 X_c 为 0.30pu、0.20pu、0.10pu 三种情况下的电气阻尼系数, 如图 16-12 所示。由图可以看出串补度越高, 电气谐振的频率越低 (折算到转子侧), 而对应电气谐振点的负阻尼越大。

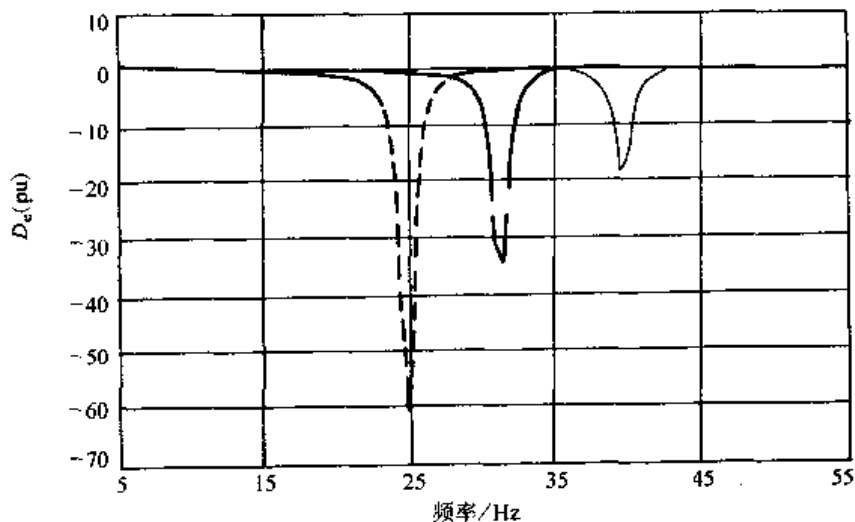


图 16-12 串补度变化对电气阻尼系数的影响

—— $x_c = 0.10\text{pu}$ - - - $x_c = 0.20\text{pu}$ ····· $x_c = 0.30\text{pu}$

2. 输电线路电阻变化对电气阻尼系数的影响

保持图 16-4 中其他参数不变, 只改变输电线路电阻 R 的数值, 分别计算 R 等于 0.04pu、0.06pu、0.08pu 三种情况下的电气阻尼系数, 如图 16-13 所示。由图可以看出输电线路的电阻变化不改变电气谐振的频率, 但对电气阻尼系数有很大的影响, 电阻越大, 电气谐振点的负阻尼越小。

3. 发电机输出功率变化对电气阻尼系数的影响

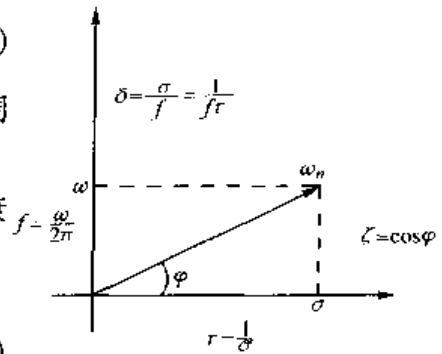


图 16-11 几种模态阻尼参数之间的关系

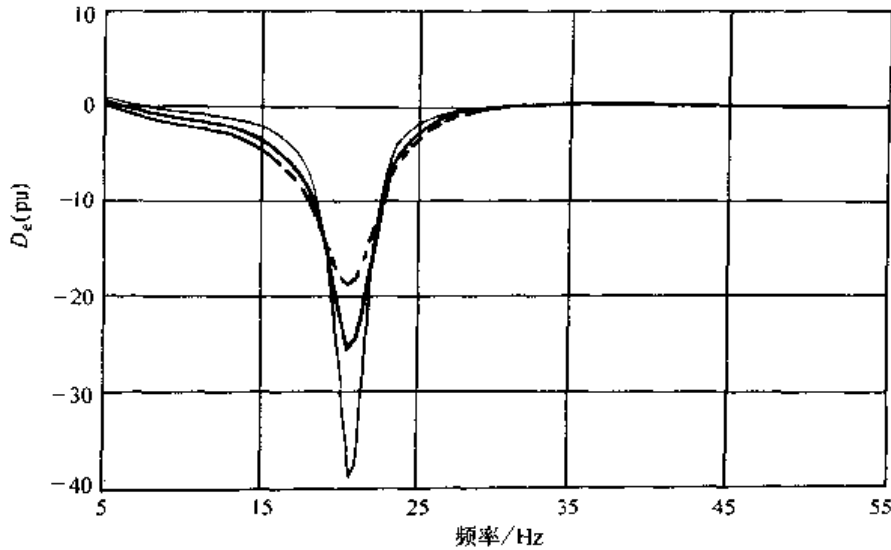


图 16-13 输电线路电阻变化对电气阻尼系数的影响

—— $R = 0.04\text{pu}$ —— $R = 0.06\text{pu}$
 ----- $R = 0.08\text{pu}$

保持图 16-4 中其他参数不变, 只改变发电机有功功率的大小, 分别计算 P_G 等于 700MW、600MW、500MW 三种情况下的电气阻尼系数, 如图 16-14 所示。由图可以看出, 发电机有功功率的变化对电气谐振点的频率和电气负阻尼都没有影响, 三种情况下的阻尼特性是重合的。

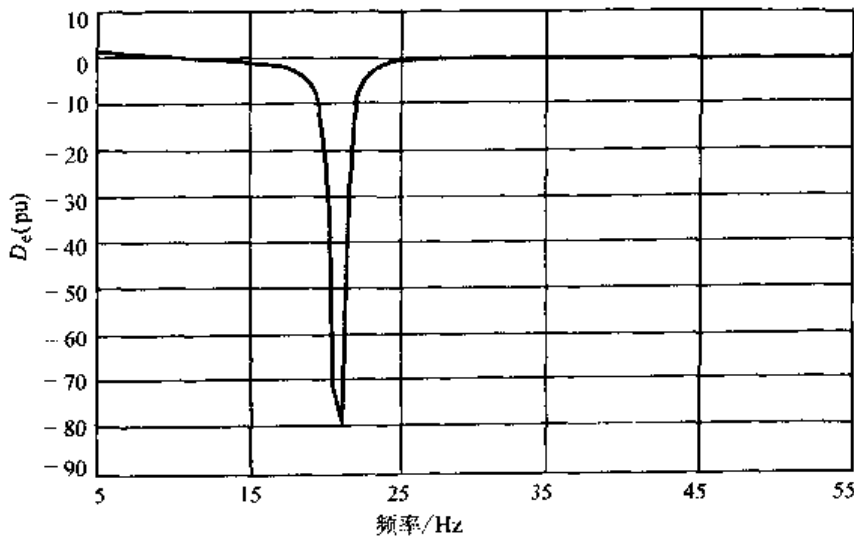


图 16-14 发电机有功功率变化对电气阻尼系数的影响

—— $P_G = 500\text{MW}$ —— $P_G = 600\text{MW}$ ----- $P_G = 700\text{MW}$

保持图 16-4 中其他参数不变, 发电机有功功率 P_G 取 500MW, 改变发电机的无功功率, 分别计算 Q_G 等于 0Mvar、200Mvar、500Mvar 三种情况下的电气阻尼系数, 如图 16-15 所示。由图可以看出, 发电机输出无功功率的变化对电气谐振点的频率没有影响, 但对电气阻尼系数 D_e 有很大影响, 输出无功越多, 谐振点的电气负阻尼越大。

4. 负荷模拟与否对电气阻尼系数的影响

保持图 16-4 中其他参数不变, 只在母线 B 上加负荷, 分别计算负荷为 200MW 纯电阻负

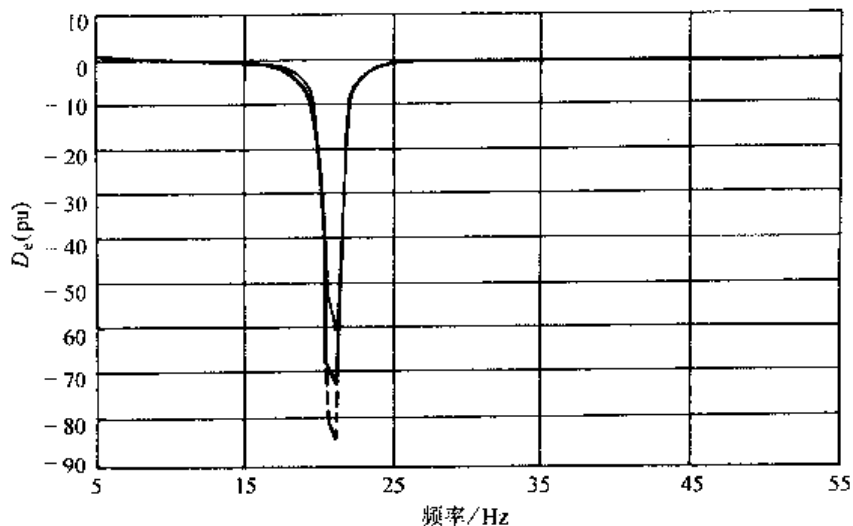


图 16-15 发电机无功功率变化对电气阻尼系数的影响

—— $Q_c = 0\text{Mvar}$ - - - $Q_c = 300\text{Mvar}$
 ····· $Q_c = 500\text{Mvar}$

荷、200Mvar 纯电感负荷、200Mvar 纯电容负荷三种情况下的电气阻尼系数，如图 16-16 所示。由图可以看出，是否模拟负荷并不改变电气谐振点的频率，而对电气阻尼系数有微小影响，特别是受端模拟容性负荷以后，会使得谐振点的电气负阻尼略微增大。

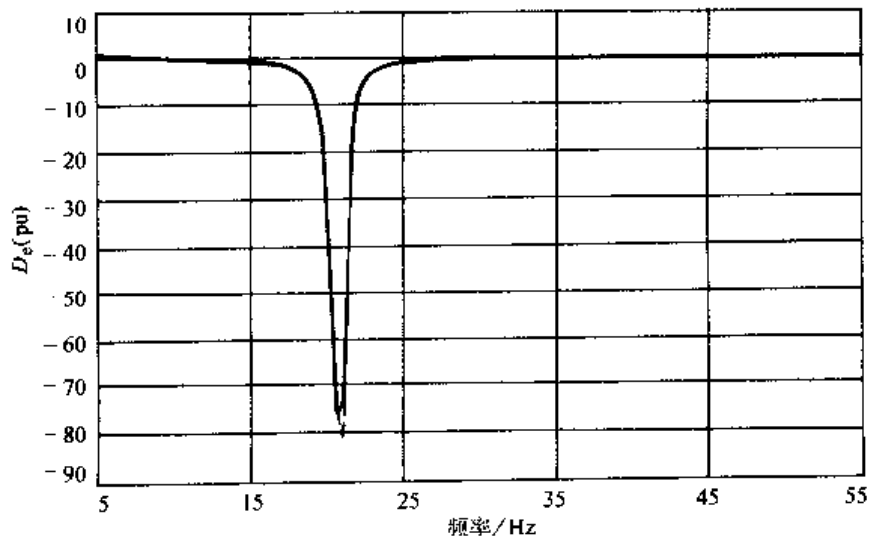


图 16-16 负荷模拟与否对电气阻尼系数的影响

—— $R = 200\text{MW}$ - - - $X = 200\text{Mvar}$
 ····· $C = 200\text{Mvar}$

16.6.3 测试信号法计算结果与特征值分析结果的比较

发电机接入电网以后，其轴系的自然扭振频率和振型基本不变，因为电网的等效耦合弹性系数与发电机轴系的弹性系数相比要小 1 个数量级以上，同时机械阻尼和电气阻尼数值都很小，不足以引起自然扭振频率和振型有明显的变化。而机组的自然扭振频率和振型通常是已知的，不管是制造厂家给出的还是通过试验测出的。因此对机组进行 SSO 稳定性分析时，问题的关键不是确定扭振模式的频率和振型，而是要确定扭振模式的阻尼。从这个意义上讲，特征值分析法并不能像在低频振荡分析中那样发挥出能够揭示系统结构的优势，因为机

组扭振的结构性特征是事先已知的。对于阻尼来说,进行 SSO 分析时也仅仅需要搞清楚电气阻尼的特性,特别是在扭振模式频率下的电气阻尼的大小。因为机组的机械阻尼很难通过计算得出,它是随负荷大小而变化的,通常是通过现场测量确定其模态阻尼参数,并且也应该是在进行 SSO 分析前就已经知道的。因此,SSO 分析的主要问题是确定机组的电气阻尼特性。在这个问题上,测试信号法比特征值分析法更为直接,所提供的信息更全面,并且可以通过普遍使用的电磁暂态分析程序来实现,因而采用测试信号法分析 SSO 问题比特征值分析法更有优势。

以下采用 IEEE SSR 第一标准测试系统对测试信号法的计算结果和特征值分析法的计算结果做个比较。系统模型如图 16-4。当 X_c 为 0.35pu 时,发电机额定运行时,采用测试信号法计算得到的发电机组电气阻尼系数如图 16-17 所示。表 16-4 列出了测试信号法与特征值分析法的结果,其中特征值分析法的结果来自参考文献 [23],该文献中没有说明发电机的运行状态,因此两者不能做严格的对比,但可以作为电气阻尼数值范围的一种参考。

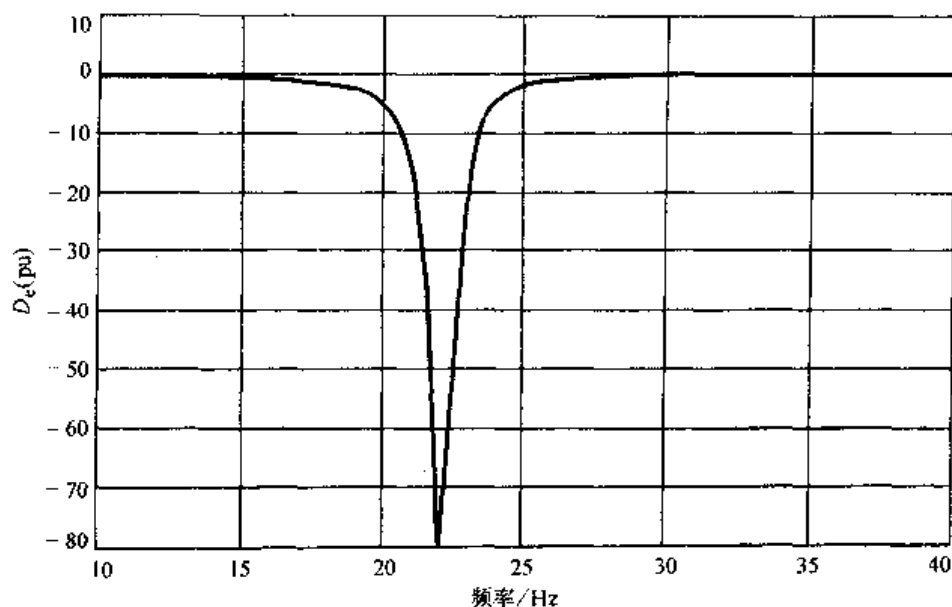


图 16-17 发电机组电气阻尼转矩系数计算结果 ($X_c = 0.35\text{pu}$)

表 16-4 测试信号法与特征值分析法计算机组电气阻尼的比较

模式	频率 $f_j^{(m)}/\text{Hz}$	模态惯性 时间常数 $H_j^{(m)}/\text{s}$	电气阻尼转矩 系数/pu D_{ej}	电气阻尼决定 的衰减因数 $\sigma_{ej} = 4H_j^{(m)}D_{ej}$	特征值计算 ^[23] 得到的 σ_{ej}
1	15.71	2.70	-0.06924	-0.064	-0.078
2	20.21	27.80	-6.5618	-0.059	-0.079
3	25.55	6.92	-1.1887	-0.042	-0.040
4	32.28	3.92	-0.0497	-0.003	-0.002

16.7 关于几种 SSO 分析方法的评述

电力系统 SSO 问题的研究方法主要有特征值分析法、复转矩系数法以及时域仿真方法等,它们都可用于分析由串联电容补偿引起的 SSO 问题。但是如果系统中包含有 HVDC 或

FACTS 装置时, 特征值分析法将变得十分困难, 因为此时难以得到 HVDC 或 FACTS 装置在整个次同步频率范围内皆适用的数学模型。从原理上讲, SSO 是汽轮发电机组轴系与网络电感、电容以及换流设备或 FACTS 装置之间的能量交换, 属于小扰动下的稳定性问题, 因此可以用系统的线性化微分方程来分析。但根据第 14 章的分析结果, 由于 SSO 的振荡频率很高 (与低频振荡相比), 因此网络元件的数学模型不能再采用基频下的稳态模型, 而应采用在次同步和超同步频率范围内皆适用的微分方程模型。当系统中包含有 HVDC 或 FACTS 装置时, 如何建立 HVDC 或 FACTS 装置在次同步和超同步频率范围内皆适用的模型, 一直是研究此类 SSO 问题的障碍。

以往在研究由 HVDC 或 FACTS 引起的 SSO 问题时, 国内外都出现过一种典型的错误做法, 即换流器采用稳态模型, 并在该模型的基础上对系统进行线性化, 然后通过求解已线性化的系统的特征值来判断 SSO 的稳定性。第 14 章已对直流输电换流器的小信号模型做过讨论, 基本的结论是, 除了采用详细的考虑阀换相过程的电磁暂态仿真方法, 很难得到换流器在次同步和超同步频率范围内皆适用的解析模型, 因此期望用特征值分析法研究由 HVDC 或 FACTS 引起的 SSO 问题, 在原理上是极其困难的。

采用时域仿真实现的复转矩系数法——测试信号法, 可以轻而易举地考虑电力电子开关元件的开关过程, 克服了难以建立适用于次同步和超同步频率范围的 HVDC 换流器和 FACTS 装置数学模型的难题, 确立了一种数学上严格、工程上容易实现的研究由 HVDC 或 FACTS 装置引起的 SSO 问题的有效方法, 从而为研究基于电力电子开关器件的 HVDC 和 FACTS 装置引起的发电机组的 SSO 问题提供了一条方便的途径。

16.8 HVDC 对发电机次同步振荡阻尼特性的影响^[24]

研究采用的系统模型如图 16-18 所示。将连接于整流侧的待研机组 G 独立出来, 而将系统中除机组 G 之外的其他部分用 Thevenin 等效, 逆变侧交流系统也采用 Thevenin 等效。发电机 G 的额定容量为 892MVA; 直流额定输送功率为 1000MW, 额定电压为 500kV。直流系统为单极 12 脉波系统, 整流侧采用定电流控制, 逆变侧采用定关断角控制。定电流控制系统的结构如图 16-19 所示, 直流电流的偏差信号经 PI 调节器后输出触发角 α_{ord} 。以下采用测试信号法研究由直流输电引起的发电机组的 SSO 阻尼特性。

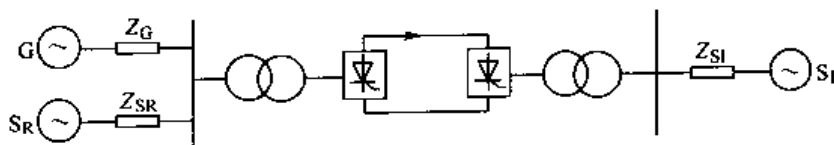


图 16-18 研究 HVDC 与发电机相互作用的系统模型

16.8.1 与整流站相连的发电机组的 SSO 阻尼特性

1. 机组作用系数 UIF 对 SSO 阻尼的影响

对于图 16-18 所示的系统, 改变整流侧等效交流系统的强度, 即改变 Z_{SR} 的大小, 可以得到不同的 UIF 。在次同步频率 5 ~ 50Hz 范围内 (折算到转子侧), 对应不同 UIF 的电气阻尼系数 D_e 的计算结果如图 16-20 所示。由图 16-20 可见, 当 $UIF = 0.1$ 时, 在次同步频率范围内 D_e 为正值; 随着 UIF 增大, 电气负阻尼越来越明显, 当 $UIF = 0.36$ 及 $UIF = 0.79$ 时,

D_e 分别达到 -0.8pu 和 -2.0pu 。

图 16-20 反映出来的另一个现象是, 即使机组与直流系统强耦合, 电气阻尼系数也只是在 20Hz 以下的频率范围内才表现出较大的负值, 这种现象是由电流控制器的频带宽度决定的。一般来说, 整流侧的定电流控制器的带宽在 20Hz 以下, 也就是说只有该频率范围内的扰动量才可以通过闭环系统引起负阻尼, 而频率较高的扰动没有类似的作用。大型汽轮发电机组轴系的自然扭振频率有低到 20Hz 以下的, 比如某大型核电机组的自然扭振频率甚至低到 5Hz , 因此当大型汽轮发电机组直接与直流输电系统相连时, 就应特别注意可能发生的 SSO 问题。

另外, 比较图 16-12 和图 16-20 可以看出, 由串联电容补偿引起的电气负阻尼在谐振频率处的值比由直流输电引起的电气负阻尼要大得很多, 在 1 个数量级以上。前者的特点是较大的电气负阻尼主要出现在谐振频率附近, 后者的特点是尽管其电气负阻尼数值较小, 但在 20Hz 以下的频率范围内都能反映出来。

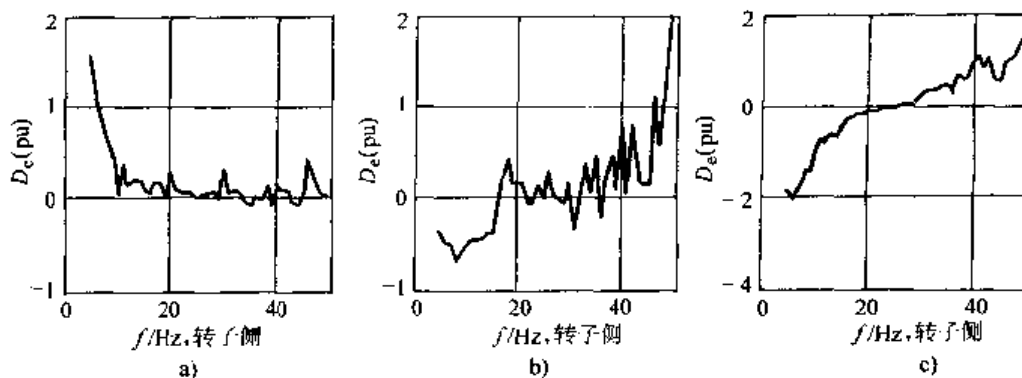


图 16-20 UIF 对电气阻尼系数的影响 (整流运行)

a) $UIF = 0.1$ b) $UIF = 0.36$ c) $UIF = 0.73$

2. 直流输送功率大小对阻尼的影响

由于直流功率的扰动是引起发电机组 SSO 最直接的原因, 因此下面研究直流输送功率变化时对发电机组 SSO 阻尼特性的影响。保持交流侧系统结构和参数不变, 改变直流功率时得到电气阻尼系数 D_e 的特性曲线如图 16-21 所示。图中 $P_{dc} = 1.0\text{pu}$ 时的阻尼曲线与图 16-20 中 $UIF = 0.79$ 的曲线对应, 在 20Hz 以下频率范围内, 机组具有较大的负阻尼; 而当直流功率 P_{dc} 减小到 0.2pu 时, 除了 5Hz 以下的低频外, 阻尼系数 D_e 均为正值。

SSO 作为一种有功功率的振荡, 必然与直流系统的功率水平及发电机的有功出力密切相关。机组作用系数 UIF 给出的是一个额定状态下的指标, 它反映了直流输送功率以及发电机出力均为额定值时, 发电机组与直流输电系统之间的耦合状况。当直流系统功率水平降低时, 可以认为发电机组与直流系统之间的耦合减弱, 因此相互作用也就不明显了。

3. 触发角对阻尼的影响

直流输电换流器的所有控制最终都要落实到对触发角的控制。因为直流电压与换流器触发角之间存在着明显的非线性关系, 由 HVDC 引起 SSO 的机理可知, 触发角的大小必然要影响到发电机组与直流系统之间的相互作用。图 16-22 给出了对应于不同触发角的电气阻尼系

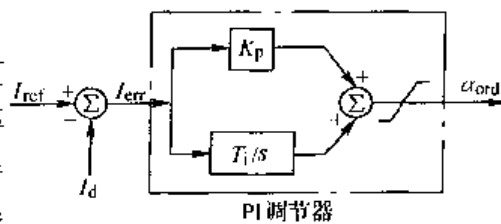


图 16-19 定电流控制器结构框图

数 D_e 的变化曲线。由图 16-22 可见, 触发角越大, 机组的负阻尼也越大, 也就越容易发生 SSO 问题。

为了保证换流器阀的正常开通, 触发角应该大于其最小值 ($3^\circ \sim 5^\circ$), 在实际运行中触发角一般在 $10^\circ \sim 15^\circ$ 左右变化。一般情况下, 大的触发角只出现在故障后的暂态过程中, 此时 SSO 问题并不是我们关心的重点。但是在某些特殊的运行工况下, 直流输电要做降压运行, 此时系统的触发角将会维持在一个较大的值, 发生 SSO 的危险性也就更大, 应该引起特别注意。

4. 控制器参数对阻尼的影响

机组的负阻尼是由 HVDC 的控制系统作用引起的, 直流控制方式以及控制器的参数在一定程度上决定着机组的阻尼特性。本仿真模型整流侧采用定电流控制, 通过 PI 调节器输出整定触发角 α_{ord} 来控制 HVDC 的运行。图 16-23 和图 16-24 分别给出了 PI 调节器中积分时间常数 T_i 和比例系数 K_p 对电气阻尼系数的影响曲线。

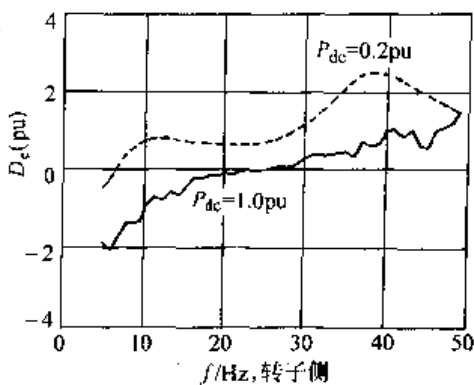


图 16-21 直流功率水平对电气阻尼系数的影响

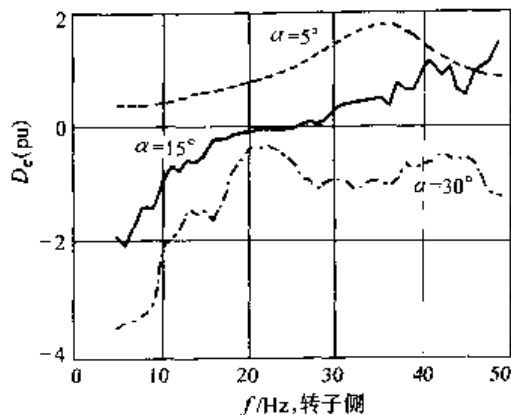


图 16-22 触发角对电气阻尼系数的影响
($P_{dc} = 1.0 \text{ pu}$)

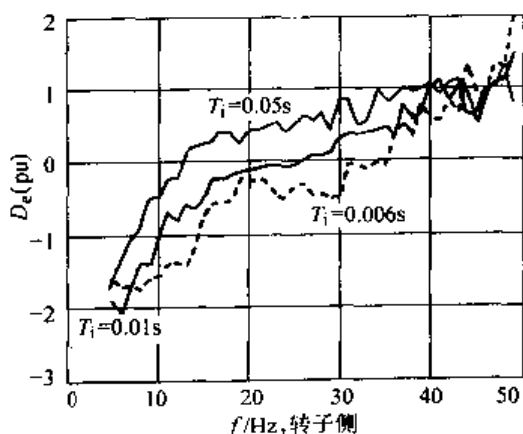


图 16-23 T_i 对电气阻尼系数的影响

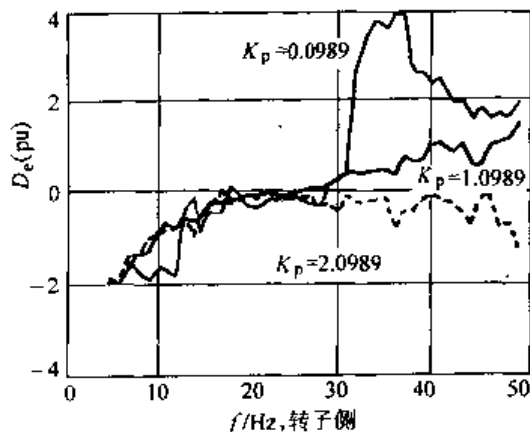


图 16-24 K_p 对电气阻尼系数的影响

当 T_i 变化时, 电气阻尼系数具有相似的变化趋势, 频率较低时电气阻尼为负值, 而当频率高于某个值时就变为正值, 抑制发电机组的振荡, 但阻尼由负值变为正值所对应的频率

是不同的。定义阻尼符号发生变化时的频率值为 f_c ，由图 16-23 可以看到，当 $T_{11} > T_{12} > T_{13}$ 时， $f_{c1} < f_{c2} < f_{c3}$ 。比例系数 K_p 对阻尼转矩系数的影响表现出了不同的特性，对于不同的 K_p ， $f_{c1} \approx f_{c2} \approx f_{c3} = f_c$ ，当频率 $f < f_c$ 时，阻尼特性在该频率范围内基本一致，当 $f > f_c$ 时，不同的 K_p 表现出了不同的特性。

包含整个直流系统的定电流闭环控制系统很复杂，难以给出其数学描述，但在控制器参数取值合理的范围内，不同类型的参数对控制系统带宽的影响是不一样的。相对于比例系数 K_p ，积分时间常数 T_i 对带宽的影响是决定性的。 T_i 越大则带宽越小， f_c 也随之减小，这对避免 SSO 显然是有利的，但是却会使得系统响应速度减慢。同时比例系数 K_p 反映了对扰动量的放大作用，由图 16-24 可见，如果 K_p 整定过大，SSO 的危险就越大。

16.8.2 与逆变站相连的发电机组的 SSO 阻尼特性

以往国内对直流输电引起发电机组 SSO 问题存在着一种错误的观念，认为只要存在换流站，就有可能引起附近发电机组的 SSO，而不管是整流站还是逆变站。为此，在葛洲坝—南桥 $\pm 500\text{kV}$ 直流输电工程规划阶段和投运以后，曾组织多家单位研究华东电网中发电机组的 SSO 问题。实际上，直流输电换流站在逆变运行时，不会引起附近发电机组的 SSO 问题，这在国际上是已有定论的，因此研究华东电网中发电机组由直流输电引起的次同步振荡问题几乎是没有必要的。

以下我们采用时域仿真的方法来进一步展示和验证上述结果。如果图 16-18 中发电机组与等效系统并列接在直流逆变侧，或者直流潮流反转，原整流器逆变运行，就可以用来考察逆变站附近发电机组的 SSO 阻尼特性。图 16-25 给出了对应于不同耦合程度下的逆变侧发电机组的阻尼特性曲线。与整流侧发电机组不同，当 UIF 较小时，逆变侧发电机组只在某个较高频率段内表现出幅值很小的负阻尼，并且随着机组与直流系统耦合程度的增强，负阻尼对应的频率段越来越窄，最后直至完全表现为正阻尼。仿真过程中在逆变侧没有考虑负荷因素，因此图 16-25 给出的是一种相当保守结果。

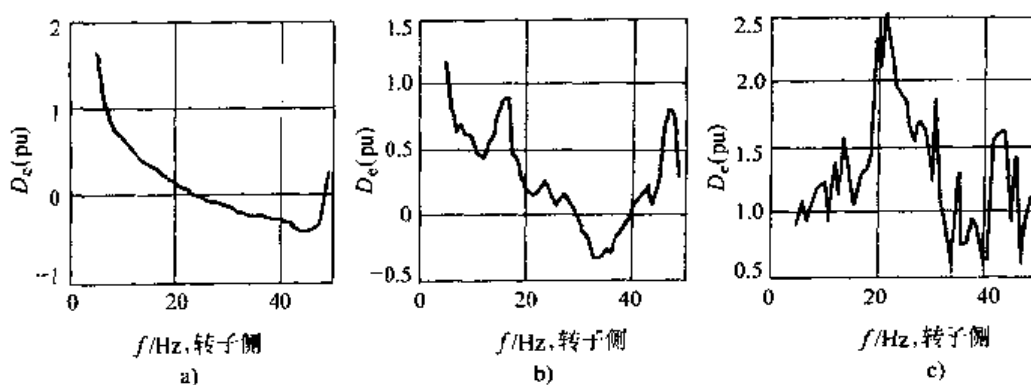


图 16-25 UIF 对阻尼转矩系数的影响 (逆变运行)

a) $UIF = 0.1$ b) $UIF = 0.2$ c) $UIF = 0.36$

上述现象的物理解释是常规负荷都有正的频率调节效应，这种频率调节效应对任何频率的功率振荡都有阻尼作用，当然也包括次同步频率范围内的功率振荡。而直流输电整流站作为负荷是一种刚性负荷，它没有频率调节效应，对功率振荡往往起负阻尼作用，如果发电机带整流站负荷较多，相当于机组作用系数 UIF 较大，就有可能产生 SSO 问题。而逆变站相当于一个电源，逆变站附近的发电机组并不向直流系统提供任何功率，而是与逆变站并列运

行供电给常规的随频率而变化的负荷。此外,对于逆变站,至少当它以定直流电压控制方式运行时,每当交流电压有增加时就会引起消耗的无功功率增加,或者刚好相反,其特性与常规负荷类似。因此,直流输电逆变站不会引起附近发电机组的SSO问题。

16.9 多直流落点系统中的发电机SSO阻尼特性分析^[25]

迄今为止,对直流输电引起的SSO问题的研究还仅限于一条直流输电线路的情况,对多个直流输电换流站落点同一交流系统时可能产生的SSO问题,不管是现象还是研究方法都未见报道。随着我国西电东送和全国连网的全面实施,多回直流输电线路落点同一交流系统的情况将越来越普遍,因此研究这种情况下发电机组的SSO问题,在理论上和工程实用上显然具有重要意义。本节将机组作用系数的概念推广到包含多个直流换流站的交直流系统,提出综合机组作用系数的概念来描述发电机组与多个直流输电系统之间的扭振相互作用,并采用测试信号法来验证综合机组作用系数的有效性。

16.9.1 综合机组作用系数的概念

对于含有两个直流换流站的系统,按照测试信号法的要求进行等效简化以后,其结构可以表示为图16-26的形式,此时发电机G将通过耦合阻抗 Z_1 和 Z_2 同时与两个直流输电子系统发生作用。

随着直流线路的增多,有可能影响机组阻尼的因素也越来越多,例如交直流系统的网络结构,直流子系统各自的控制方式以及控制器参数,直流子系统控制器之间的协调程度等,本节主要考察交直流系统结构,也即交流系统阻抗和交流母线之间耦合阻抗对电气阻尼的影响。

鉴于以上研究目的,我们可以将机组作用系数推广到图16-26所示的含有两个直流换流站的系统。定义直流子系统HVDC1与机组G的作用系数为 $UIF1$,直流子系统HVDC2与机组G之间的作用系数为 $UIF2$ 。经短路计算可得:

$$UIF1 = \frac{S_{HVDC1}}{S_G} \left(1 - \frac{Z_{eq}}{Z_{SR}} \right)^2 \quad (16-24)$$

式中 $Z_{eq} = Z_{SR1} // \{ Z_1 + [Z_G // (Z_{SR2} + Z_2)] \}$, $Z_{SR} = Z_{SR1} // (Z_{SR2} + Z_1 + Z_2)$ 。

由于网络结构的对称性,将式中 S_{HVDC1} 用 S_{HVDC2} 代替,并将 Z_1 与 Z_2 相互替换即得 $UIF2$ 的表达式。

与只含单个直流换流站的情况类似,增强等效交流系统(减小 Z_{SR1} 或 Z_{SR2})或增大阻抗 Z_G 总是可以降低 $UIF1$ 和 $UIF2$ 的值,也即减轻直流输电系统与发电机组之间的扭振相互作用,从而获得良好的系统阻尼;耦合阻抗 Z_1 和 Z_2 对机组作用系数的影响略有不同,图16-27给出了机组作用系数 $UIF1$ 与耦合阻抗之间的关系。由图可见,随着 Z_1 的增大 $UIF1$ 减小,随着 Z_2 增大 $UIF1$ 增大,由于网络对称, $UIF2$ 与 Z_1 、 Z_2 的关系恰好与上述关系相反。

当系统含有两个直流换流站时,直流子系统HVDC1与HVDC2将同时作用于发电机G,

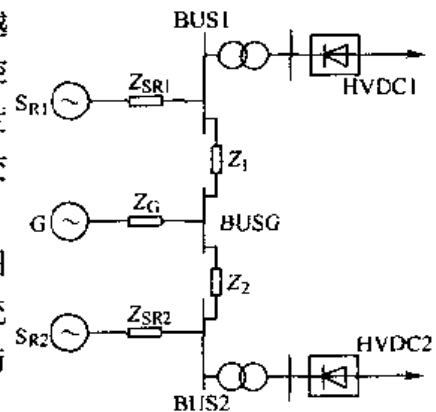
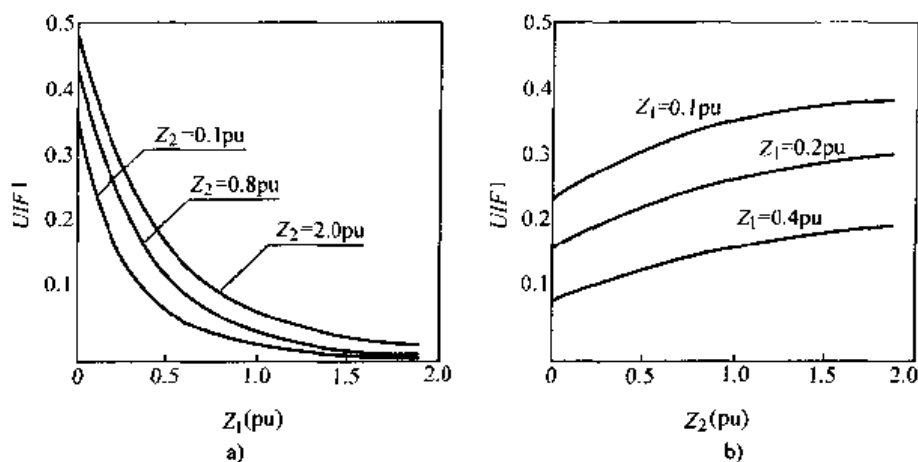


图 16-26 含两个换流站系统的结构示意图

图 16-27 $UIF1$ 与耦合阻抗 Z_1 、 Z_2 的关系

因此判断系统的 SSO 问题应该计及所有换流站的作用。由式 (16-1) 可知, 机组作用系数是基于发电机额定容量以及直流输电系统输送功率提出的指标, 因此当系统中存在两条直流线路分担功率输送任务时, 可以考虑定义综合机组作用系数 (Comprehensive Unit Interaction Factor, CUIF) 来表示两个直流系统与发电机之间的综合作用, 其表达式如式 (16-25) 所示, 式中 $UIF1$ 与 $UIF2$ 的值由网络及运行参数决定, $CUIF$ 的合理性将在以下的仿真研究中加以验证。

$$CUIF = UIF1 + UIF2 \quad (16-25)$$

如果假定 Z_2 开路, 图 16-26 所示的系统就退化为只含有单个直流换流站的系统, 因此可以比较 HVDC1 与发电机 G 在单个换流站与两个换流站情况下相互作用系数的大小。设 Z_2 开路时 HVDC1 与 G 的相互作用系数为 UIF , Z_2 为正常值时 HVDC1 与 G 的相互作用系数为 $UIF1$, 经简单推导可以得到 UIF 与 $UIF1$ 的关系如下式所示:

$$\frac{UIF}{UIF1} = \left[\frac{(Z_n + Z_1) Z_m Z_G + (Z_n^2 + Z_1 Z_n)(Z_m + Z_G)}{Z_n^2 (Z_m + Z_G)} \right]^2 \quad (16-26)$$

式中, $Z_m = Z_{SR1} + Z_1$, $Z_n = Z_{SR2} + Z_2$ 。

由式 (16-26) 可以看到 $UIF1$ 总是小于 UIF , 也就是说 HVDC1 与 G 之间的扭振相互作用, 会因为直流子系统 HVDC2 的加入而减轻, 但不能因此断定双直流换流站系统 SSO 的危险性较小, 因为 HVDC2 也同时作用于发电机 G。事实上, $CUIF$ 与 UIF 的大小关系是不确定的, 也就是说两个换流站与单个换流站相比, 它们与发电机组之间的相互作用的大小需要由系统结构及参数决定, 仅仅通过单个换流站的作用系数 UIF 进行 SSO 分析必将带来错误的结论。

16.9.2 综合机组作用系数有效性的测试信号法验证

为了验证综合机组作用系数的有效性, 本节对图 16-26 所示的双换流站系统采用测试信号法计算发电机组的 SSO 阻尼特性, 图中逆变侧接于无穷大交流系统。G 为要进行 SSO 分析的汽轮发电机组, 经升压变压器与网络连接, G 的额定容量为 892MVA, 转子采用 $1d-2q$ 模型, 机组轴系采用单刚体模型, 忽略励磁及调速器的动态影响。两条直流线路完全对称, HVDC1 及 HVDC2 的额定输送功率均为 1000MW, 且采用相同的控制方式, 即整流侧采用定电流控制, 逆变侧采用定关断角控制, 直流控制器参数以及直流线路参数取自 CIGRE Bench-

mark Model^[26]。图中整流站交流侧结构也是对称的,即系统等效阻抗 $Z_{SR1} = Z_{SR2} = Z_s$, 耦合阻抗 $Z_1 = Z_2 = Z_c$ 。

由机组作用系数 UIF 的定义可见,能对机组作用系数产生影响的因素主要包括耦合阻抗、交流系统等效阻抗以及直流额定容量,以下将以单换流站系统的 UIF 为基准,来考察各种系统结构下双换流站系统的综合机组作用系数 $CUIF$ 的有效性。具体的准则是,当 $CUIF$ 与 UIF 具有相同的数值时,双换流站系统下发电机组 G 的阻尼系数频率特性应该与单换流站系统下发电机组 G 的阻尼系数频率特性相接近,特别是在低频段。

1. 耦合阻抗变化时 $CUIF$ 有效性的验证

耦合阻抗的大小反映了母线之间电气距离的远近,由于网络结构及参数是完全对称的,因此综合机组作用系数 $CUIF = 2UIF1$; 仍然使用 UIF 表示某个耦合阻抗开路,仅有一条直流线路 (HVDC1 或 HVDC2) 运行时对发电机的作用。在其他参数相等的前提下,仅仅调整交流母线之间耦合阻抗的大小,总可以使得 $CUIF = UIF$, 表 16-5 给出了仿真所采用的系统参数。

表 16-5 仿真系统交流侧结构参数

$UIF = CUIF = 0.09$				$UIF = CUIF = 0.48$			
换流站	Z_s	Z_c	Z_c	换流站	Z_s	Z_c	Z_c
单	0.8	0.308	1.71	单	0.8	0.308	0.11
双	0.8	0.308	1.11	双	0.8	0.308	0.11

利用测试信号法计算相应系统结构下的电气阻尼,可以得到图 16-28 所示的两种典型情况下双换流站同时运行以及只有单个换流站时发电机的电气阻尼频率特性。由图 16-28 看见,在双直流换流站系统中,系统阻尼仍然保持了典型的直流输电系统阻尼特性,即在某个低频范围内表现为较大的负阻尼,当频率升高时,直流线路将提供正阻尼或幅值较小的负阻尼。比较单、双换流站系统的阻尼可以发现,无论耦合阻抗的值如何变化,如果能保证单换流站系统与双换流站系统的机组作用系数相等,则它们将在低频区域表现出近似一致的阻尼特性,而在较高频区域,双换流站系统所表现出来的阻尼一般会优于单个换流站系统。

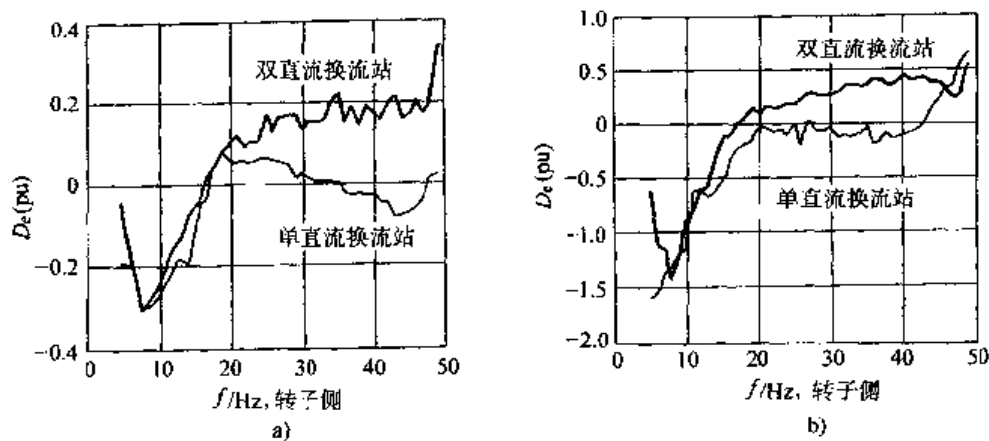


图 16-28 不同耦合阻抗的单、双直流换流站系统电气阻尼比较

a) $UIF = 0.09$; $UIF1 = 0.045$ b) $UIF = 0.48$; $UIF1 = 0.24$

直流输电系统引起发电机组扭转振荡负阻尼的频率范围较低，通常关心的频率范围只集中在 20Hz 以下。基于该频率范围内单、双换流站系统电气阻尼的一致性，可以认为此时用 $CUIF$ 来近似描述两个换流站与发电机组之间的综合扭振作用是有效的，同时，机组作用系数大小为 0.1 的门槛值，对于双换流站系统仍然适用。

2. 交流系统阻抗变化时 $CUIF$ 有效性的验证

交流系统阻抗直接影响着机组作用系数的大小，这里所谓交流系统阻抗特指交流系统等效阻抗 Z_{SR1} 、 Z_{SR2} 以及发电机组的连接阻抗 Z_C 。本节主要考察当机组作用系数相同且交流系统阻抗变化时，单、双换流站系统是否仍然具有近似一致的电气阻尼特性。对应于不同大小的机组作用系数，单、双换流站系统仿真所采用的参数如表 16-6 所示。表中机组作用系数为 0.09 及 0.34 分别反映了交流系统等效阻抗 Z_S 的影响；机组作用系数为 0.48 则集中反映了交流系统等效阻抗 Z_S 与发电机连接阻抗 Z_C 的共同作用。

表 16-6 仿真系统交流侧结构参数

$UIF = CUIF = 0.09$				$UIF = CUIF = 0.34$				$UIF = CUIF = 0.48$			
换流站	Z_S	Z_C	Z_C	换流站	Z_S	Z_C	Z_C	换流站	Z_S	Z_C	Z_C
单	0.8	0.308	1.71	单	0.52	0.308	0.11	单	0.8	0.308	0.11
双	1.1	0.308	1.71	双	0.6	0.308	0.11	双	0.83	0.328	0.11

对应于上述三种系统结构，图 16-29 分别给出了相应的单换流站系统和双换流站系统的电气阻尼曲线。比较图中的阻尼曲线可见，无论是改变 Z_S 还是同时改变 Z_S 与 Z_C ，只要单、双换流站系统的机组作用系数相等，则其电气阻尼也近似相等，至少在低频段二者几乎是吻合的，由此可以认为综合机组作用系数 $CUIF$ 可以用来近似描述双换流站系统直流线路与发电机组之间的扭转相互作用。

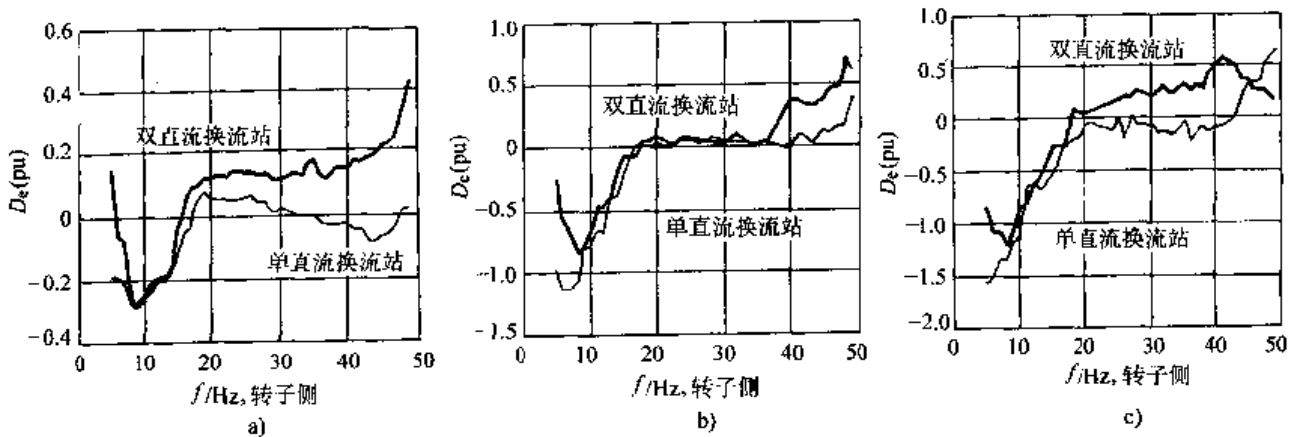


图 16-29 不同交流系统阻抗的单、双直流换流站系统电气阻尼比较

a) $UIF = 0.09$; $UIF_1 = 0.045$ b) $UIF = 0.34$; $UIF_1 = 0.17$ c) $UIF = 0.48$; $UIF_1 = 0.24$

3. 直流系统容量变化时 $CUIF$ 有效性的验证

由 UIF 的定义式可知，除了阻抗的作用以外，直流系统的额定容量也关系到机组作用系数的大小。下面考察直流子系统的额定容量变化时，综合机组作用系数 $CUIF$ 的有效性。保持直流子系统 HVDC1 不变，修改 HVDC2 的系统参数将其额定输送容量降低为 500MW，并且适当调整交流侧系统参数，使得 $UIF = CUIF = 0.36$ ，所有参数均在表 16-7 中列出。比较图 16-30 给出的单、双换流站系统的电气阻尼，可以发现，对于同样大小的机组作用系数，

两个系统的阻尼大小近似相等。

表 16-7 仿真系统交流侧结构参数

换流站	Z_s	Z_c	Z_c	S_{HVDC}/MW
单	0.55	0.308	0.11	1000
双	0.83	0.328	0.11	1000/500

16.9.3 综合机组作用系数对多直流落点系统的应用

上节最初的分析都基于系统完全对称的假设，这样处理的目的是仅仅是为了分析方便，由机组作用系数的定义可知这种假设并不是必须的，16.9.2 的结果也证明了这一点；而且所有关于综合机组作用系数的讨论，仅仅涉及到了直流的额定容量以及交流系统的阻抗，因此它完全可以推广到含有多个直流换流器的系统，从而将其定义拓宽为

$$CUIF = \sum_{i=1}^n UIF_i \quad (16-27)$$

式中 n 为系统中直流整流站的个数。基于以上的分析，我们有理由相信综合机组作用系数 $CUIF$ 可以近似地描述多个直流换流站对发电机组的扭振相互作用，

可用于多落点直流输电系统 SSO 问题的先期判断和危险机组的筛选工作。

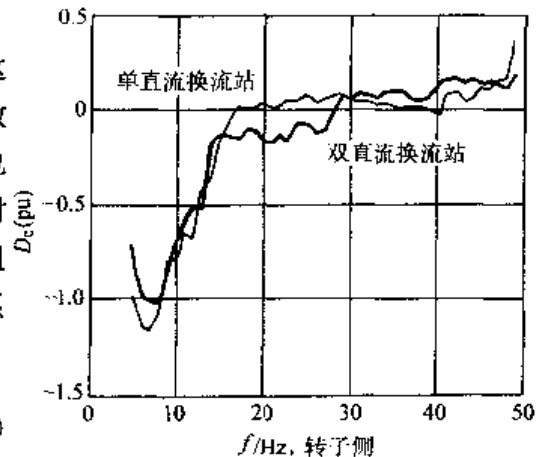


图 16-30 单、双直流换流站系统电气阻尼比较 ($UIF = CUIF = 0.36$)

16.10 串联补偿与直流输电共存时发电机的次同步振荡阻尼特性分析^[27]

以往关于 SSO 的研究工作大多是针对一种情况，如由串联电容补偿引起的 SSO 或由直流输电系统引起的 SSO。当串联补偿线路与直流输电系统混合运行时，它们之间的相互作用使得 SSO 问题更加复杂。事实上，在我国南方电网以及华东电网中都存在着串联电容补偿与 HVDC 系统并存的网络结构，因此研究此种结构下的 SSO 问题，在理论上和实用上都有重要的意义。

16.10.1 待研究的交直流系统模型

一个由串联电容补偿的交流线路与 HVDC 并联运行的交直流系统网络结构如图 16-31 所示。G 为要进行 SSO 分析的汽轮发电机组，经漏抗为 X_T 的升压变压器与网络连接，G 的额定容量为 1000MVA，转子采用 $1d-2q$ 模型，机组轴系采用单刚体模型，忽略励磁及调速器的动态影响。系统中送端的其他发电机等效为一个系统 S， Z_R 为该系统的等效阻抗。HVDC 整流侧交流母线装有完备的滤波器，用于滤除谐波及提供无功。与串补线路并联运行的直流系统采用单极 12 脉波结构，直流线路采用 T 型模型，换流器均为等间隔触发，直流系统整流侧采用定电流控制，逆变侧采用定关断角控制，额定运行状态为 500kV/500MW。串补线路额定电压为 500kV，串联补偿电容可变，用以调节线路的补偿度。受端为一无穷大系统。

16.10.2 与整流站相连的发电机组阻尼特性

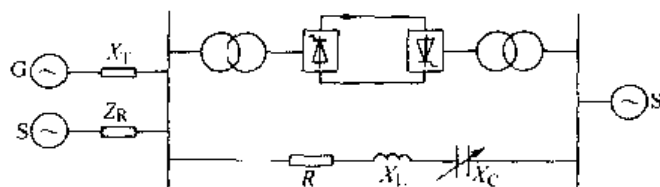


图 16-31 交直流并联输电系统模型

1. HVDC 与无串补的交流线路并联运行

当图 16-31 的交直流输电系统中交流线路不加串补时，系统中不存在谐振条件，发电机组 G 阻尼特性曲线如图 16-32 所示。为了便于比较，图中还给出了仅有 HVDC 时的阻尼曲线 (DC)。 X_{L1} 和 X_{L2} 均表示并联交流线路的电抗值，且满足 $X_{L1} < X_{L2}$ 。由图 16-32 可见，当并入交流线路以后，系统的整体阻尼特性仍然遵循了仅有 HVDC 时的变化规律，即在 20Hz 以下负阻尼较大。这是因为交流线路本身所能提供的阻尼是有限的，还不足以影响到系统的整体阻尼特性；因此并联交直流系统阻尼的变化规律仍然由 HVDC 决定。

即使这样，交流线路还是可以对 HVDC 的阻尼产生作用，由图 16-32 可以看到，随着交流线路的增强（线路阻抗减小），虽然并联系统负阻尼区域的范围几乎没有变化，但是在该区域中所表现出的负阻尼的幅值是随之减小的，负阻尼的最大值由交流开路 (DC) 时的 1.5 pu 逐渐减小到 X_{L2} 时的 1.2 pu 及 X_{L1} 时的 0.3 pu。并联交流线路对发电机具有分压分流的作用，因此它在一定程度上减轻了 HVDC 与发电机组之间的耦合，而且当交流线路增强时，其正阻尼作用加强，进一步缓解了 HVDC 与机组间的耦合，使得系统的阻尼得到改善。

鉴于并联交流线路对 HVDC 系统阻尼的积极作用，在系统规划阶段进行 SSO 问题分析时，可以将交流线路开路而只计及 HVDC 的作用，这样得到的结果虽然偏于保守，但可以保证系统尤其是交流线路切除时仍然能够稳定运行。

2. HVDC 与具有串补的交流线路并联运行

对于图 16-31 所示的 HVDC 与串补交流线路并联的输电系统，图 16-33 给出了额定运行时不同补偿度下发电机组的电气阻尼特性 (AC&DC)，为便于比较，图中同时给出了 HVDC 开路（即只有串补线路）时的阻尼特性曲线 (AC)。

由图 16-33 可见，对于具有串补线路的交直流并联输电系统，它的次同步阻尼特性近似为交流、直流线路单独运行时阻尼的叠加。如图 16-33，在系统电气谐振点处，AC&DC 与 AC 的阻尼几乎是相等的。虽然谐振点的位置会随补偿度的变化而变化，使得 AC 负阻尼的尖峰值可能落在 DC 的正阻尼区或负阻尼区，但是串补负阻尼的尖峰值要比同频率下 HVDC 正阻尼或负阻尼的绝对值大得多，因此 AC&DC 更多地表现出 AC 的阻尼特性。如果串补电容引起的谐振频率不落在低于 20Hz 的频段内，那么在该频率范围的负阻尼主要由 HVDC 引起，由前面的分析可知，并联交流线路对 HVDC 阻尼的改善作用随着交流线路的增强而增强，因此交流线路补偿度越大，则 HVDC 系统的负阻尼也就越小。

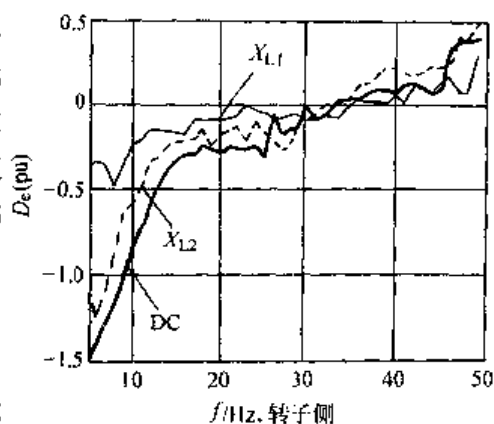


图 16-32 无串补时并联交流线路对电气阻尼的影响

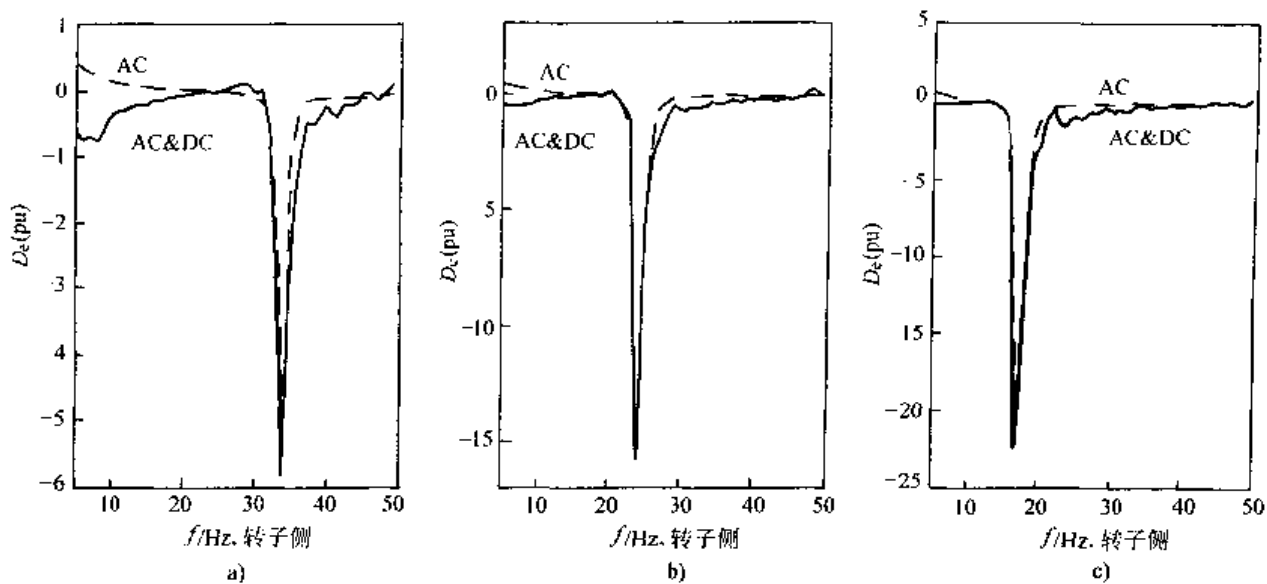


图 16-33 串补交流线路对电气阻尼的影响

a) $K=0.2$ b) $K=0.5$ c) $K=0.8$

以上的分析是建立在系统额定运行的基础上的，当送端与受端的电压以及交流线路的阻抗确定以后，交流线路上通过的功率是一定的，但是 HVDC 系统却可以运行于不同的功率水平，直流功率的大小直接影响着 HVDC 的阻尼。直流功率水平越高，则 HVDC 与发电机组之间的相互作用越强烈，电气负阻尼越大，系统发生 SSO 的危险性也就越大。

图 16-34 给出了直流功率分别为 1.0pu 及 0.2pu 时交直流系统的整体阻尼特性。直流功率 P_{dc} 减小到 0.2pu 时，HVDC 阻尼特性得到了明显改善，当串补度 K 为 0.2 时，系统谐振点落在 HVDC 的正阻尼区，HVDC 较大的正阻尼不仅使得阻尼特性曲线上升，而且系统负阻尼所对应的频带宽度也相应减小，这对于避免 SSO 是有利的。但是随着补偿度的增加，系统谐振点逐渐向低频区移动，由低功率水平带来的积极作用逐渐减弱。选用 $P_{dc} = 0.2\text{pu}$ 是为了更清楚地比较直流功率水平对整体阻尼的影响，但 HVDC 一般不会运行在如此低的功率水平上，也就是说直流功率水平对整体阻尼的影响要比图 16-34 所示的情况弱的多。

影响 HVDC 阻尼的因素很多，除直流功率水平外，触发角大小、直流控制器参数、直流控制方式以及直流运行方式（单极或双极）都会使其阻尼发生变化，但由上面的分析可以推断，这些变化对系统整体阻尼特性的影响是极其有限的。因此，对交直流并联输电系统，由串补电容引起的谐振频率附近的负阻尼是主导性的，必须特别关注，而由直流输电引起的低频段的电气负阻尼虽然数值不大，但在 20Hz 以下的频率范围都能反映出来，因此也需要认真检查。

16.10.3 与逆变站相连的发电机组的阻尼特性

如果图 16-31 中的发电机组与等效系统并列接在直流系统的逆变侧，或者直流潮流反转原整流器逆变运行，就可以用来考察逆变站附近发电机组的 SSO 阻尼特性。对于仅含 HVDC 的系统，16.8 节已证明此时连接于逆变站的发电机组没有 SSO 的危险，而且 HVDC 反而会为发电机组提供正阻尼来抑制转子的振荡。但当系统中存在并联的串补线路时，情况就大为不同了。图 16-35 分别给出了 HVDC 系统单独运行（DC）、串补线路单独运行（AC）以及 HVDC 与串补线路并联运行时（AC&DC）的阻尼特性。由图 16-35 可见，对于并联的交直流

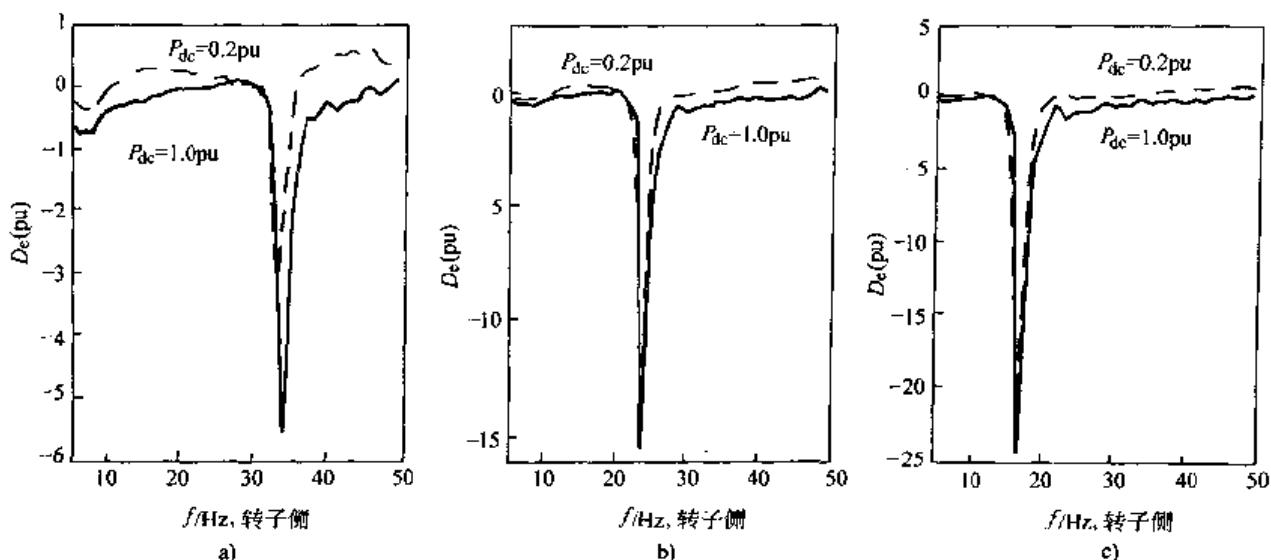


图 16-34 直流功率水平对电气阻尼的影响

a) $K=0.2$ b) $K=0.5$ c) $K=0.8$

输电系统 (AC&DC)，由于补偿电容的作用，即使是逆变站附近的发电机组，也会在某个特定频率下承受电气负阻尼。虽然 HVDC 可以向系统提供正阻尼 (DC)，使得并联运行的阻尼优于串补交流单独运行时 (AC)，但是其作用是相当有限的。

因此，对于交直流并联输电系统，如果交流线路中带有串联电容补偿，逆变侧的发电机组同样存在 SSO 的危险，但在系统规划阶段，可以只考虑串补电容的作用，因为不计 HVDC 影响时得到的是一个相对保守的结果。

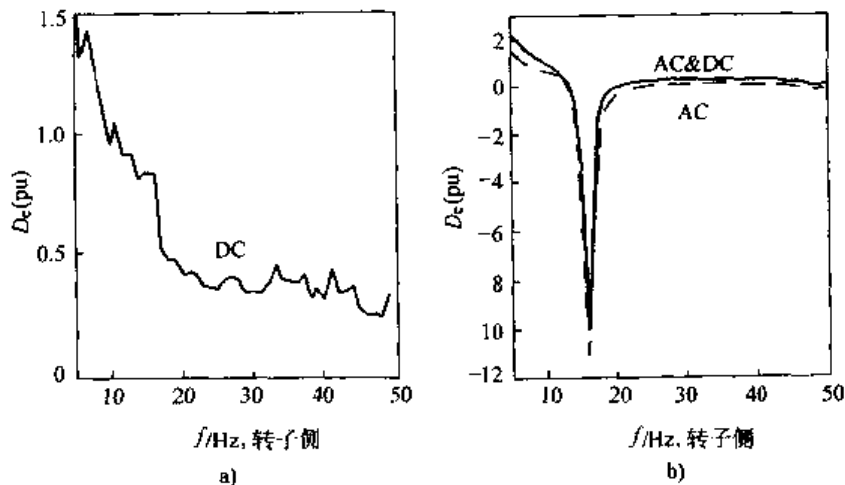


图 16-35 逆变站发电机组的电气阻尼

16.11 由直流输电引起的次同步振荡的抑制措施^[28]

由直流输电引起发电机组次同步振荡的原因可以细分为如下 3 种情况：

- (1) 与直流输电的电流调节器相关联；
- (2) 与直流输电的辅助控制相关联；
- (3) 与直流输电系统的某种不正常运行相关联。

与由串联电容补偿引起的发电机组的次同步谐振相比，由直流输电引起的次同步振荡问题比较容易解决。对于前面 2 种情况，通常可以在直流输电控制器中做一点小的改变就可以解决，对于第 3 种情况，尽管难以预测，但在实际工程中很少碰到。

由直流输电辅助控制引起 SSO 的原因是控制的输入信号中包含有附近发电机组最低扭振模式的振荡信号，在不利情况下这个信号经过直流输电系统放大以后，造成了发电机组的 SSO 负阻尼。例如，美国 Square Butte 直流输电工程，采用基于频率的辅助功率控制。由于该控制器在较低的次同步扭振频率范围内具有较高的增益和较大的相位滞后，造成了整流站附近一台具有最低扭振频率的发电机组与此控制器发生负阻尼相互作用，这个最低扭振频率为 11.5Hz。而整流站附近其他发电机组因具有较高的扭振频率而不会与辅助控制器产生负阻尼相互作用。因此，对于这种情况，解决问题的方法非常简单，只要在辅助控制器中加入陷波滤波器，将输入信号中 11.5Hz 的扭振信号滤除，就消除了辅助功率控制器与发电机组之间的负阻尼相互作用。

对于由 HVDC 电流调节器引起的 SSO 问题，通常需要加入次同步阻尼控制器 (SSDC) 来解决。图 16-36 是一种典型的 SSDC 功率调制器框图，加入 SSDC 控制器以后，发电机组的电气阻尼特性可以被改造成如图 16-37 所示的形状，即负阻尼只出现在很低的频率范围，例如在 5~7Hz 以下。因为核发电机组的典型扭振频率高于 7Hz，一般火电机组的典型扭振频率高于 10Hz，因此安装了 SSDC 控制器以后，就能避免由电流调节器引起 SSO 问题。

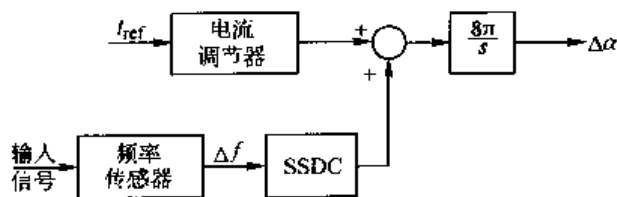


图 16-36 一种典型的 SSDC 功率调制器框图

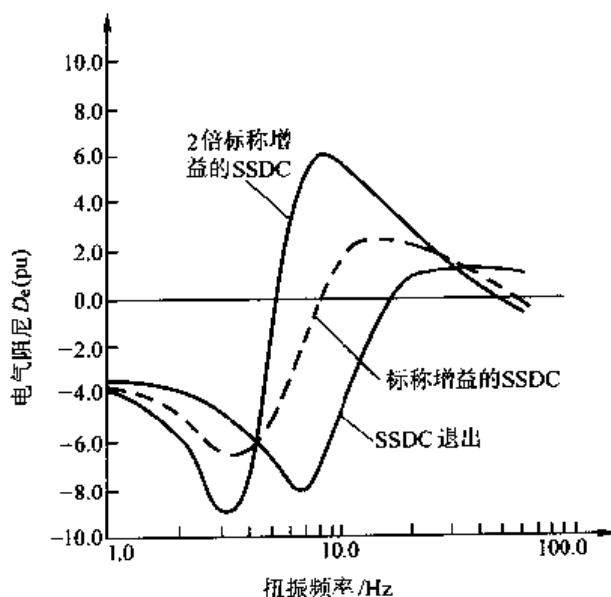


图 16-37 安装了 SSDC 控制器以后发电机组的电气阻尼特性

16.12 新型直流输电对发电机组次同步振荡阻尼特性的影响

由电压源换流器组成的新型直流输电 (VSC-HVDC) 系统与传统直流输电相比具有很多优势, 其中, VSC-HVDC 能够改善发电机组的 SSO 阻尼特性就是优势之一。下面根据参考文献 [29] 的结果说明 VSC-HVDC 的 SSO 阻尼特性。待研系统如图 16-38 所示。

本项研究假定发电机组运行在较低的负荷水平上, $L = 0.104 \text{ pu}$ 。在整流运行时, 换流器按定有功和定无功控制, $P = 0.9$, $Q = 0$; 改变图 16-38 中等效系统的阻抗得到不同 UIF 值下的发电机组阻尼特性。如图 16-39 所示, 其中, 实线为交流系统单独存在即直流开路时发电机组的阻尼特性曲线, 虚线为直流系统运行时发电机组的阻尼特性曲线。

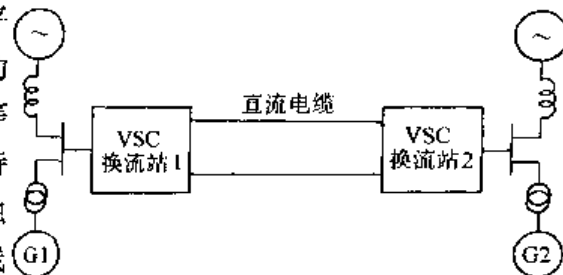


图 16-38 待研系统示意图

由图 16-39 可见, VSC-HVDC 对发电机组的

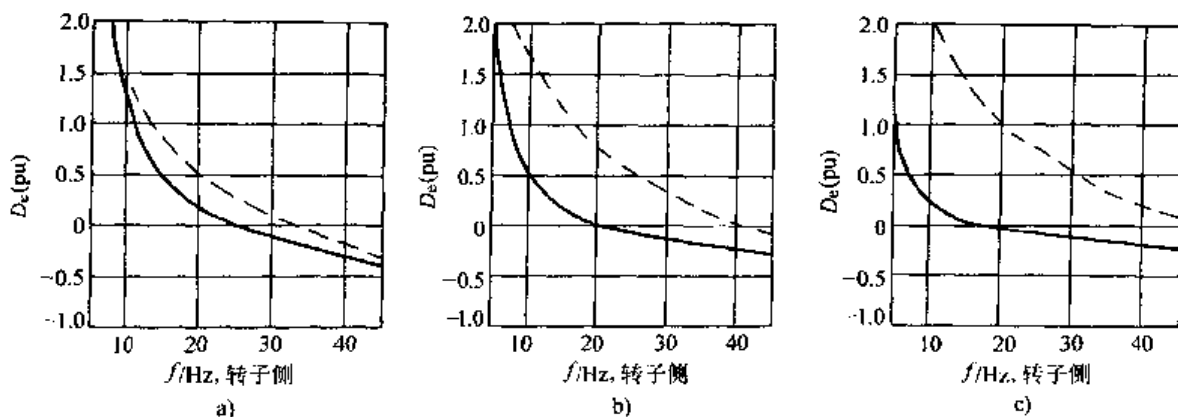


图 16-39 不同 UIF 值下的发电机阻尼特性

a) $UIF = 0.1$ b) $UIF = 0.3$ c) $UIF = 0.5$

SSO 具有正阻尼作用, 而且 UIF 值越大, 这个正阻尼作用越大, 这是与传统直流输电在整流运行时完全不同的。进一步的研究表明, VSC-HVDC 不但在整流运行时, 而且在逆变运行和 STATCOM 运行方式下都对发电机组的 SSO 具有正阻尼作用。

16.13 TCSC 对发电机组次同步振荡阻尼特性的影响^[30]

16.13.1 待研系统模型

可控串补 (TCSC) 对提高电力系统性能有很大的作用, 主要包括三个功能: 控制潮流, 阻尼功率振荡以及抑制次同步谐振。本节以 IEEE 次同步谐振第一标准测试系统^[22]为研究对象, 保留原系统中固定串补电容的 90%, 其余 10% 以 TCSC 代替, 如图 16-40 所示。取 TCSC 的主电路特征参数 $K = \sqrt{X_c/X_t} = 2$ 。选择发电机的运行方式为 $P_G = 0.9 \text{ pu}$, 功率因数为 0.9 (滞后)。

TCSC 的控制系统采用三种不同的控制方式: ①恒电流 (CC) 控制; ②恒功率 (CP) 控

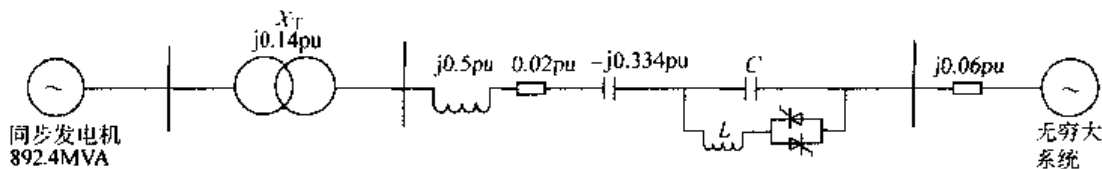


图 16-40 待研系统模型

制；③阻尼功率振荡（POD）控制。TSCS 的底层控制（即晶闸管的触发控制）采用以线路电流作为同步信号的控制方式，即利用锁相环 PLL 产生一个与线路电流同步的信号来作为晶闸管触发的基准信号。

定义 TSCS 相关角度如下： α 为触发延迟角，即电容电压 u_c 正向过零点或反向过零点后到相应晶闸管阀触发之间的间隔； β 为触发超前角， $\beta = 180^\circ - \alpha$ ； σ 为导通角，稳态情况下， $\sigma = 2\beta$ 。

1. 恒电流控制^[31]

TSCS 恒电流控制器的典型模型如图 16-41 所示，取线路电流作为输入信号，以维持实际线路电流的恒定。恒电流控制的具体环节如下：将测量得到的三相线电流首先进行滤波，然后将其化为标么值，使之与参考电流信号的单位一致。控制器采用 PI 控制，其输出是一个电抗信号，由于 TSCS 的运行范围有一定的限制，所以 PI 控制的输出需要限幅，然后将电抗信号转化为触发角信号。

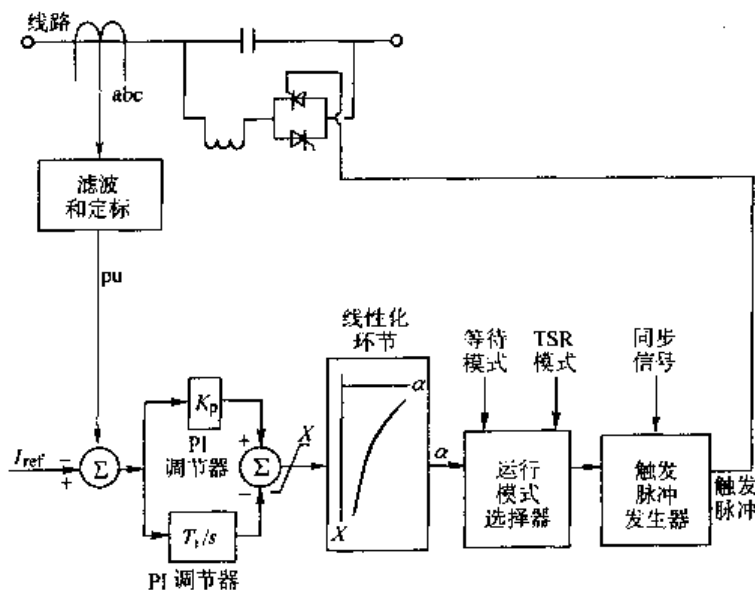


图 16-41 TSCS 恒电流控制器模型

2. 恒功率控制^[31]

图 16-42 是 TSCS 的典型功率控制器，其结构与恒电流控制器相似，只是所选取的输入信号有所不同。这里选取线路的有功功率作为输入，将测量得到的三相电压和电流信号经过坐标变换，计算线路的有功功率，同时将功率信号化为标么值，经过一个一阶惯性环节，与参考功率一起送到 PI 控制器中，控制回路的其他环节则与恒电流控制一样。

3. 阻尼功率振荡控制^[31]

图 16-43 给出了阻尼功率振荡控制的原理框图。选择线路的有功功率作为 POD 控制器的输入，当然如果选择线电流作为输入也同样有效。POD 控制器主要由一个时间常数为 T_m 的

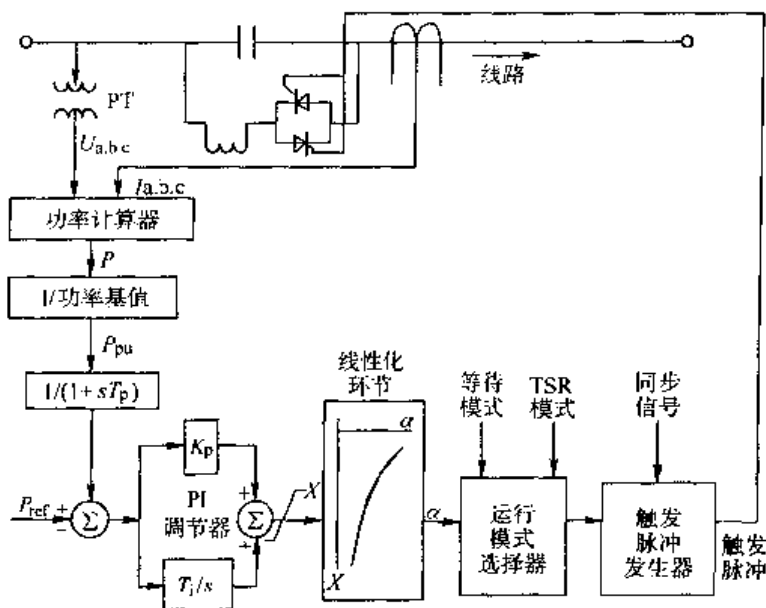


图 16-42 TCSC 恒定功率控制器模型

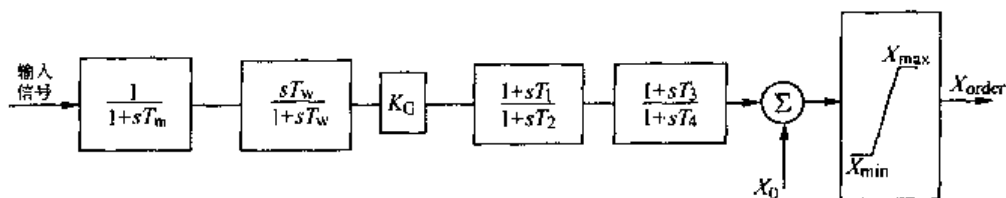


图 16-43 TCSC 阻尼功率振荡控制原理图

测量环节、时间常数为 T_w 的隔直环节、一个可变增益环节 K_G 以及两个超前-滞后环节组成。

隔直环节用以消除测量得到的线路有功功率的平均值，抽取输入信号的振荡分量。由于 TCSC 引起的线路有功变化量是 TCSC 电抗变化量和线路电流（或负荷）的函数。因此，若 TCSC 以恒增益运行，TCSC 在重负荷下才能有效地阻尼功率振荡，而在低负荷下其有效性将有所降低。为了使 TCSC 在大范围的线路负荷下都能保持同样的阻尼效果，采取变增益的方案，如图 16-44 所示。对应线路潮流的较低值 I_{NL} ，则采用一个较高的增益 K_{GL} ；而对应线路潮流的较高值 I_{NH} ，就采用一个较低的增益 K_{GH} 。

经过增益环节，产生一个与振荡分量成比例的控制信号，通过两个超前一滞后环节，使其产生适当的相移，若取线路的有功功率为控制器的输入，则要求相移 -90° 。由此，POD 控制最终产生一个与功率振荡分量成比例，并经过适当相移的电抗输出。

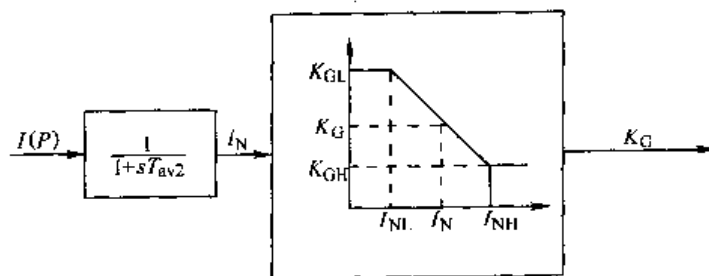


图 16-44 POD 控制器的增益方案

16.13.2 仿真结果及其分析

1. 开环控制时的阻尼特性分析

采用测试信号法进行仿真计算。首先比较研究固定电容与 TCSC 对发电机组 SSR 阻尼特性的影响。图 16-45 给出了在 5 ~ 59.5Hz 频率范围内，固定电容以及 TCSC 在开环控制下 β 分别为 10° 、 20° 、 30° 时阻尼转矩系数 D_c 的频率响应曲线。发电机输出的有功功率保持不变。从图中可以看到，对固定电容，系统在频率为 22Hz 左右（折算到转子侧）发生电气谐振，此时的电气负阻尼最大；在系统中加入可控串补后，随着 β 角度的增加，系统谐振点向频率增加的方向移动，且在谐振点附近，电气负阻尼随着 β 的增加而大大减小。但在导通角较小时，例如当 $\beta = 10^\circ$ 时，TCSC 的效果很小，几乎与固定电容差不多，因此在以下的仿真中，我们主要考察导通角较大时的情况。

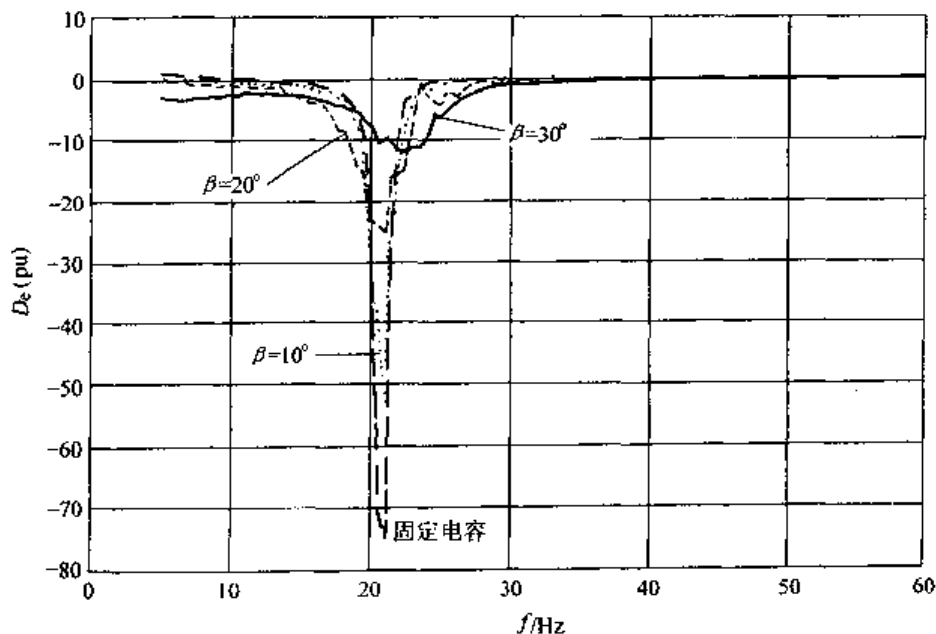


图 16-45 固定电容与 TCSC 在不同 β 角下 D_c 的频率响应曲线

图 16-46、图 16-47 分别给出了 β 为 20° 和 30° 时，TCSC 在次同步频率范围内（3 ~ 59Hz）的阻抗特性。从图中可以清楚地看到，当 β 为 20° 时，在谐振点附近它呈现的是容性电抗；随着导通角的增加，谐振点附近的电抗值减小并由容性电抗转变为感性电抗，例如 β 为 30° 时，谐振点附近的电抗已变为感性电抗。这说明，随着导通角的增加，线路在次同步频率下的补偿度不是增加，反而是减小的，因此，所对应的系统谐振频率就增加（折算到转子侧）。这与图 16-45 中得到的结果是一致的，从而解释了为何 TCSC 随着导通角的增加，相对于固定串补电容，系统谐振点向高频移动的原因。

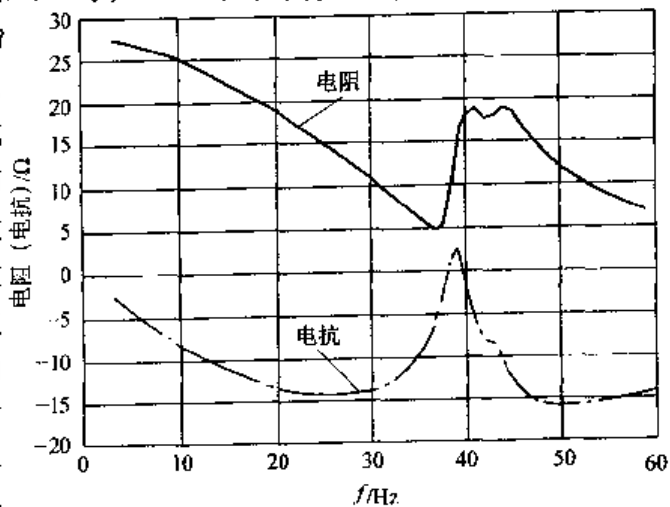


图 16-46 β 为 20° 时 TCSC 次同步频率下的阻抗特性

2. POD 控制器

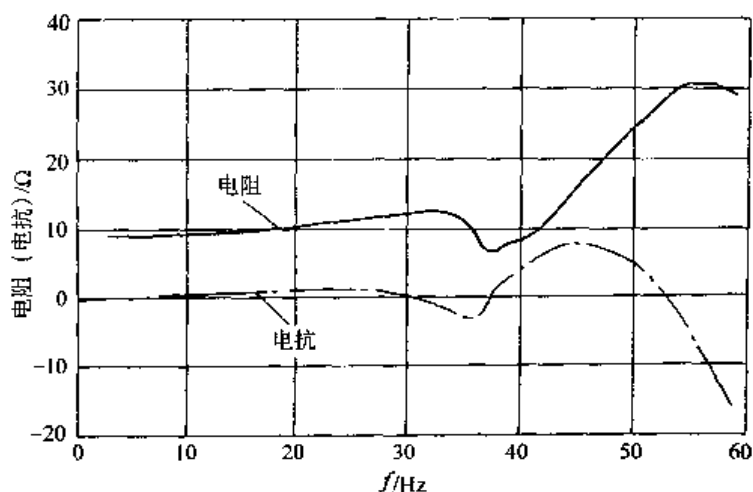


图 16-47 β 为 30° 时 TCSC 次同步频率下的阻抗特性

保持发电机的输出功率不变。改变控制器中的电抗参考值，使之分别对应 TCSC 的 $\beta = 20^\circ$ 和 30° 进行仿真，得到阻尼转矩系数的频率响应曲线如图 16-48 所示。从图 16-48 中可以看出，在谐振点附近，随着导通角的增加，电气负阻尼大大减小。

在 TCSC 处于 $\beta = 30^\circ$ 的运行状态下，分别取 $K_c = 0.01$ 和 0.1 对系统进行仿真计算，观察其对阻尼的影响。相应的阻尼转矩系数的频率响应曲线如图 16-49 所示。从图 16-49 中可以看到，改变 K_c ，谐振点发生微小偏移，且在谐振点附近，电气负阻尼变化不大，说明阻尼转矩系数对 POD 控制器的参数不是很敏感。

3. CC (constant power) 控制器

分别取 $\beta = 20^\circ$ 、 30° 进行仿真计算，得到如图 16-50 所示的阻尼转矩系数的频率响应曲线。从图 16-50 中可以看到，CC 控制方式下，在谐振点附近，电气负阻尼随着导通角的增加而减小。

如前所述，CC 控制器是基于 PI 调节器的，图 16-51 和图 16-52 分别给出了 β 等于 30° 时不同比例系数 K_p 和积分时间常数 T_i 对机组次同步振荡特性的影响曲线。从图中可以看到改变参数 K_p 和 T_i ，谐振点的位置也随之发生变化：随着 K_p 的增加（或随着 T_i 的减小），谐振点向着频率减小的方向移动。同时，在谐振点附近，随着 K_p 的增加，电气负阻尼随之增大，而随着 T_i 的增加，电气负阻尼也随之增加。

比例系数 K_p 对 PI 控制器的输入起放大的作用。结果显示， K_p 越大，相应的电气负阻尼就会增大，增加了次同步谐振的危险；积分常数 T_i 越小，将加快控制器的响应速度，电

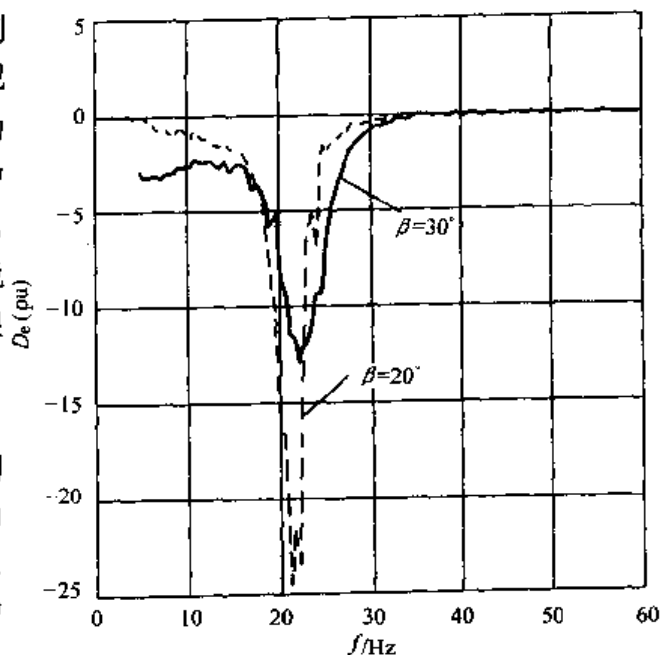


图 16-48 POD 控制下 TCSC 处于不同触发角时 D_e 的频率响应曲线

气负阻尼也有所减小, 但过小的 T_i 降低控制器的稳定性。

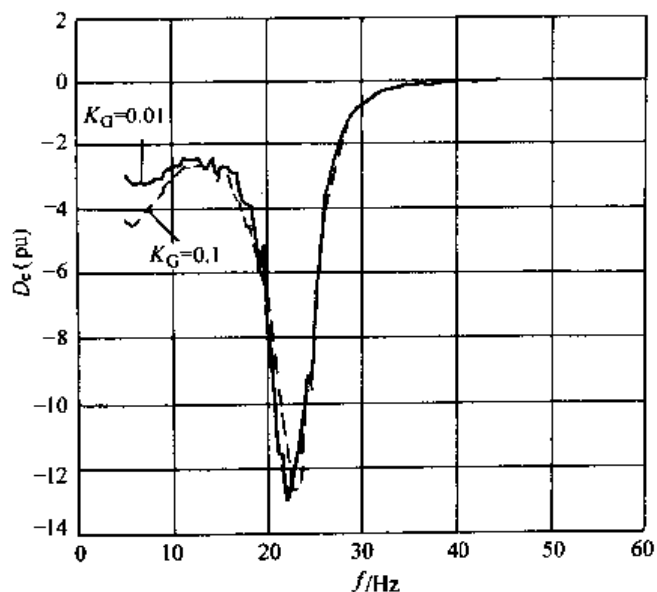


图 16-49 POD 控制器中 K_G 取不同值时 D_e 的频率响应曲线

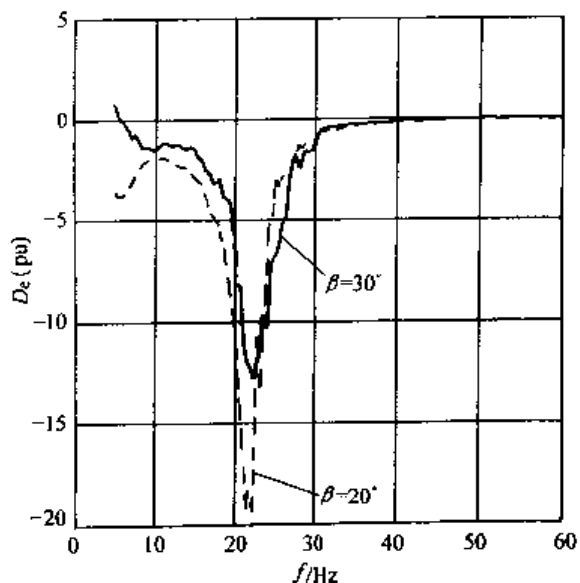


图 16-50 CC 控制下 TCSC 处于不同触发角时 D_e 的频率响应曲线

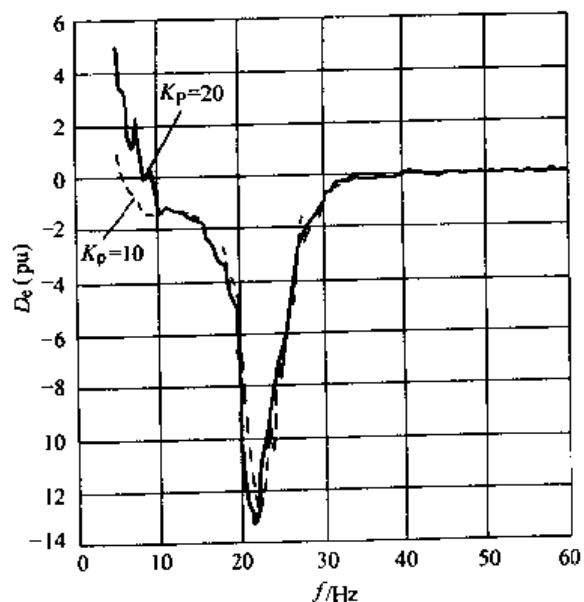


图 16-51 CC 控制器中 K_p 取不同值时 D_e 的频率响应曲线

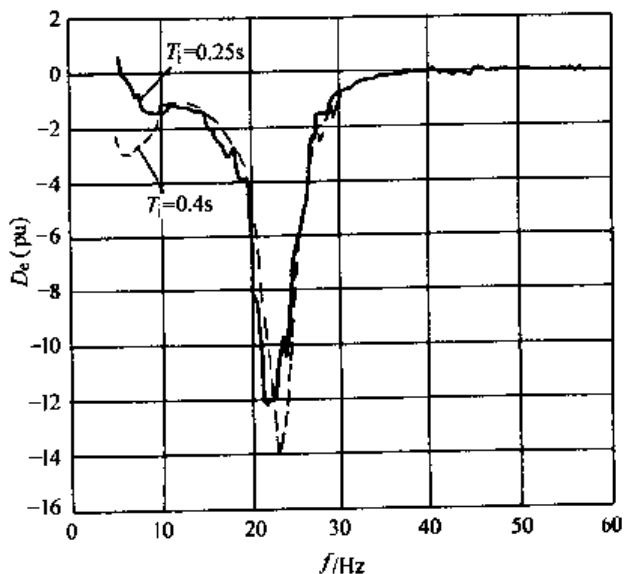


图 16-52 CC 控制器中 T_i 取不同值时 D_e 的频率响应曲线

4. CP 控制器

同样地, 分别取 $\beta = 20^\circ$ 、 30° 进行仿真计算, 得到如图 16-53 所示的阻尼转矩系数的频率响应曲线。从图 16-53 中可以看到, 在谐振点附近, 随着导通角的增加, 电气负阻尼大大减小。

CP 控制器的结构与 CC 控制器类似, 区别在于所选取的输入信号不同。其控制器的主要参数除了 PI 控制器的比例系数 K_p 和积分时间常数 T_i 之外, 控制回路中的时间常数 T_p 对控制器的效果也有一定的影响。图 16-54 ~ 图 16-56 给出了 β 为 30° 的情况下, 这三个参量取不

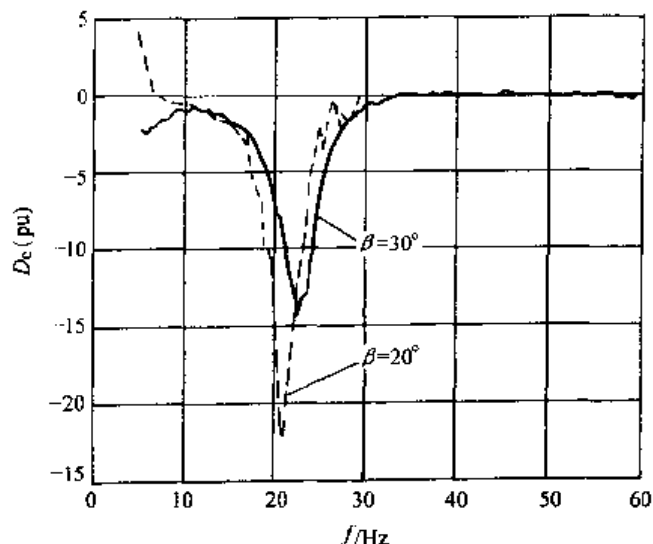


图 16-53 CP 控制器下 TCSC 处于不同触发角时 D_e 的频率响应曲线

同值时阻尼转矩系数 D_e 的频率响应曲线。

从图中可以看到，在谐振点附近，电气负阻尼随着积分时间常数 T_i 的增加而增大；随着比例系数 K_p 的增加亦增大。这与 CC 控制方式下的变化相似。

CP 控制器作为慢速控制器对阻尼的影响较好。从图 16-56 中可以看到，在谐振点附近，当控制回路的时间常数 T_p 减小到 50ms 时，相应的电气负阻尼也大大增加。可见，CP 控制器较快的响应速度，会大大降低它的阻尼效果。

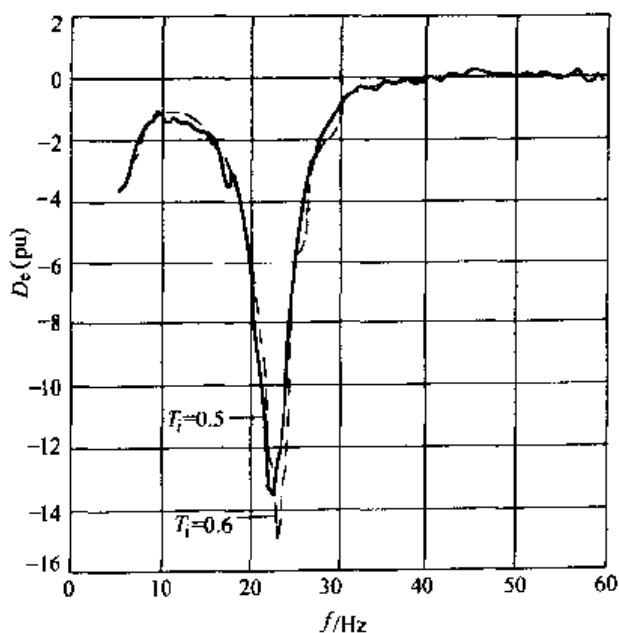


图 16-54 CP 控制器中 T_i 取不同值时 D_e 的频率响应曲线

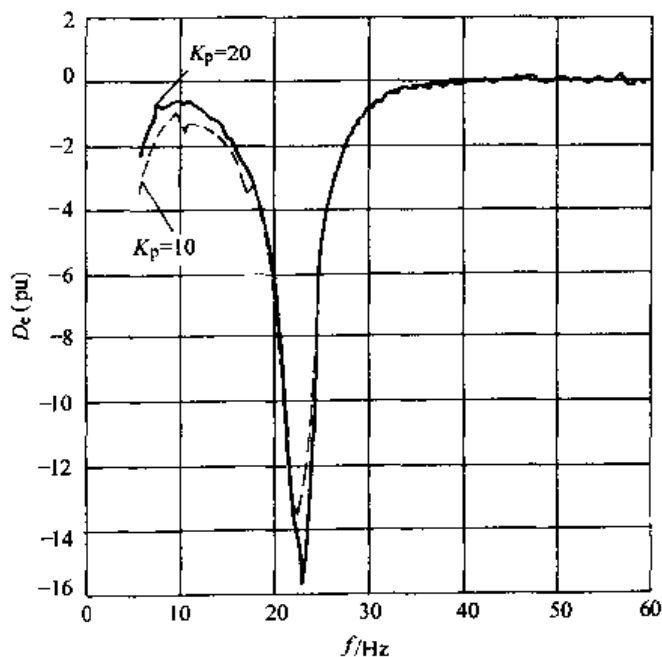


图 16-55 CP 控制器中 K_p 取不同值时 D_e 的频率响应曲线

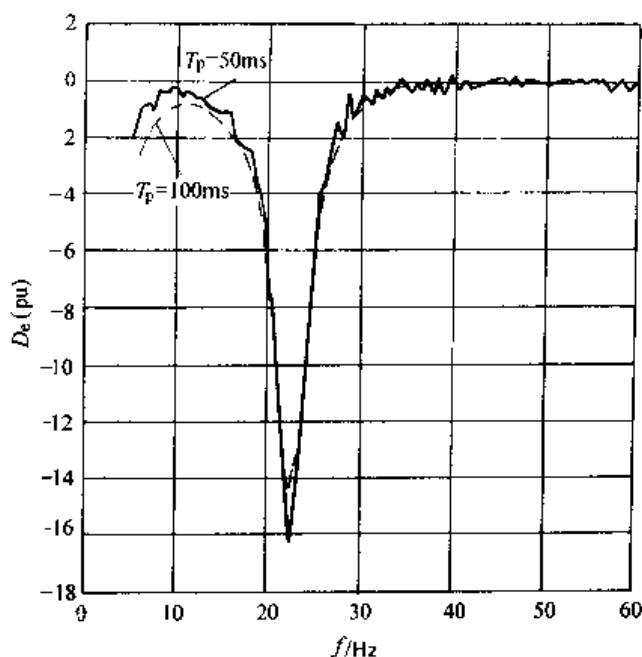


图 16-56 CP 控制器中 T_p 取不同值时 D_e 的频率响应曲线

16.14 SVC 对发电机组次同步振荡阻尼特性的影响

静止无功补偿器 (SVC) 作为一种并联补偿装置, 已被广泛应用于电力系统的动态补偿, 以提供电压支持, 提高暂态稳定性, 并改善振荡阻尼特性等。在 SVC 完成这些功能的同时, 会不会也像串联电容补偿装置一样, 使系统在某些次同步频率下呈现出很强的负阻尼特性, 而成为诱发发电机组次同步振荡 (SSO) 的隐患? 这是个值得研究的问题。本节将采用测试信号法, 并以一个简单测试系统和详细的 SVC 时域仿真模型为对象, 通过改变测试系统的某些关键参数和 SVC 控制器的参数, 对与 SVC 相连接的发电机组的次同步振荡特性进行研究。

16.14.1 测试系统及 SVC 的时域仿真模型

测试系统的构成如图 16-57 所示。假定系统额定频率 50Hz, 网络额定电压 400kV。本测试系统的物理意义可理解为一远方电厂向负荷中心送电, 在长距离输电线路的中点安装了 SVC, 以提供动态无功支持和电压支撑, 提高线路的送电能力。因此, 根据本测试系统所得到的结果可直接理解为当某一远方电厂向负荷中心送电时, 若输电线路安装了 SVC, 该 SVC 会对送端电厂中发电机组的次同步振荡特性有何影响。

SVC 控制系统模型^[33]如图 16-58 所示, 主回路由一个 225Mvar 的晶闸管控制电抗器 (TCR)、一组 300Mvar 的晶闸管投切电容器 (TSC) 和一个 32Mvar 的双调谐滤波器组成。控制回路中主调节器是 PI 调节器, 可实现对电压的快速精确控制。

16.14.2 仿真结果及其分析

下面从两个方面来研究 SVC 对被研机组次同步振荡特性的影响: 一方面通过改变控制器的结构和参数, 研究控制器的结构和参数与被研机组次同步振荡特性的关系; 另一方面通

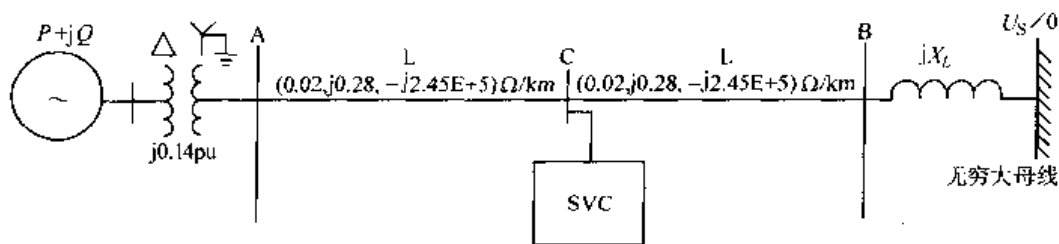


图 16-57 测试系统电气原理图

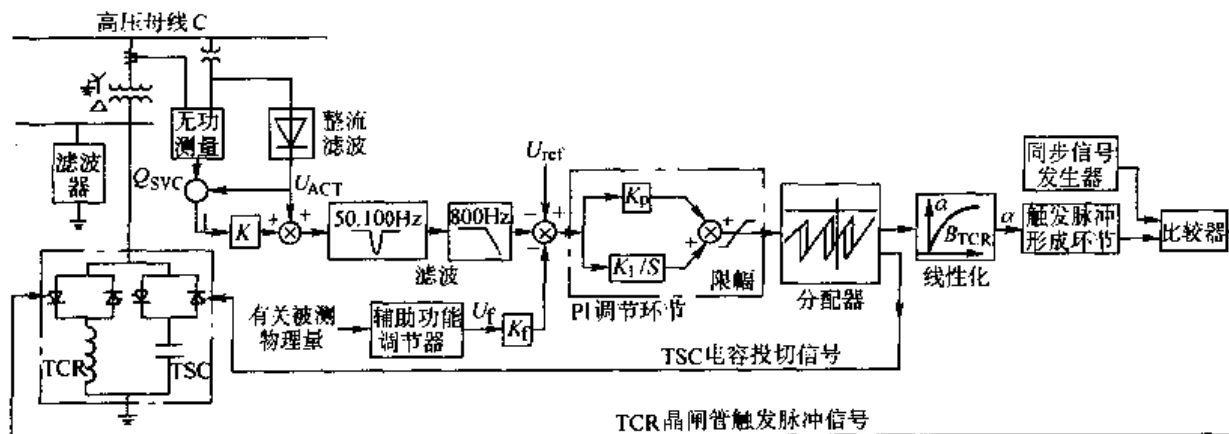
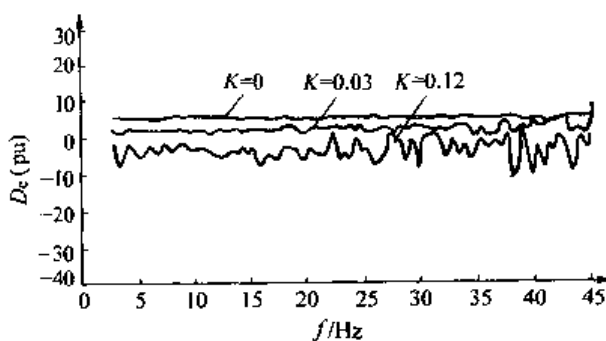


图 16-58 SVC 控制系统单相原理框图

过改变等效系统的参数，来研究不同系统条件下 SVC 对被研机组次同步振荡特性的影响。

1. SVC 控制系统取不同参数

(1) SVC 稳态伏安特性曲线的斜率变化：从图 16-58 可知 SVC 控制系统在稳态下基波伏安特性曲线的斜率由比例常数 K 决定。分别取 $K = 0$ 、 0.03 和 0.12 ，对系统进行仿真计算，得到阻尼转矩系数 D_s 的频率响应曲线如图 16-59。从图中曲线可看出，在 $3 \sim 45\text{Hz}$ 频率范围内阻尼转矩系数随 K 值的增大而减小，特别当 $K = 0.12$ 时， D_s 呈现出较大的负值，有可能引发发电机组的次同步振荡。

图 16-59 K 取值不同时 D_s 的频率响应曲线

(2) 辅助无功调节器的作用^[34]：在有些场合 SVC 还需和外部的其他无功电源互相协调各自的稳态无功输出量，这可以通过加一响应较慢的辅助无功调节器来实现。其原理见框图 16-60。当无功参考量 Q_{ref} 分别取值 -200Mvar 、 0 和 $+250\text{Mvar}$ 时，得到图 16-61 所示阻尼转矩系数 D_s 的三条频率响应曲线。比较这 3 条曲线可知当无功参考值为负（感性）时会使阻尼转矩系数增加，而其值为正（容性）时，则使阻尼转矩系数减小，尤其在频率较高时。

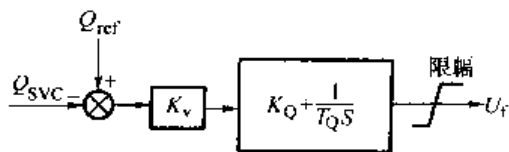


图 16-60 辅助无功调节器原理框图

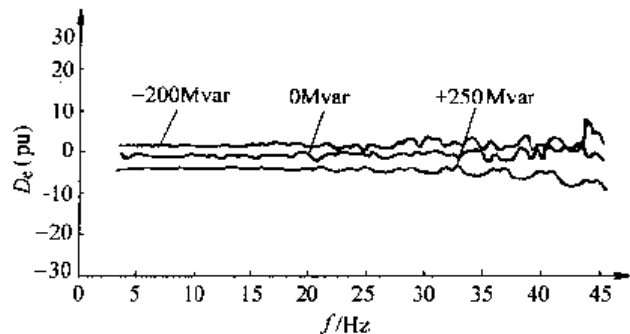


图 16-61 Q_{ref} 取不同值时 D_e 频率响应曲线

(3) 辅助功率振荡阻尼调节器^[35]: SVC 也可利用其辅助调节器抑制系统的低频功率振荡。经分析可知, 流经线路 AB 的线电流对功率振荡信号反应最敏感, 因此用它的变化量 ΔI_{AB} 作为该调节器的输入, 控制原理见图 16-62。SVC 有无此调节器时 D_e 的频率响应曲线如图 16-63 所示, 比较图中两条曲线可知, 功率振荡阻尼调节器的加入大大增大了系统在较低频率下的电气阻尼。

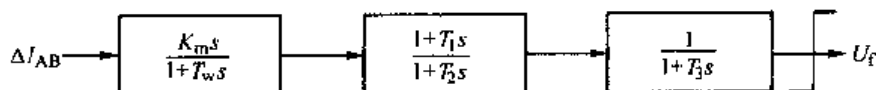


图 16-62 辅助功率振荡阻尼调节器原理框图

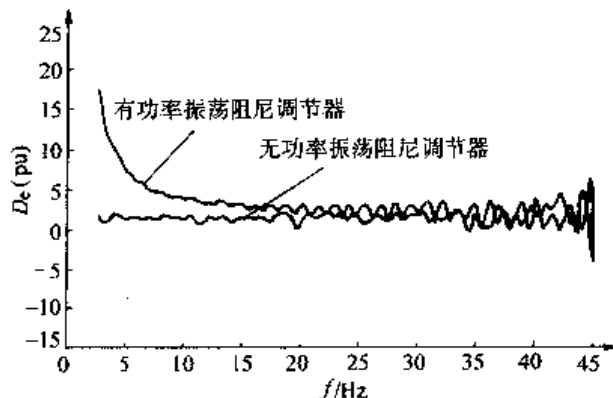


图 16-63 有无功率振荡阻尼调节器的 D_e 曲线

(4) 不同的同步方法: SVC 中常用的同步方法主要有电压过零检测法和锁相环 (PLL) 法。前者是用 TCR 和 TSC 各自的线电压过零时刻作为控制各自晶闸管导通时间的起算时刻, 后者则用一个能时刻跟踪系统频率的振荡器来产生同步参考信号。图 16-64 是分别采用这两种同步方法得到的 D_e 的频率响应曲线, 锁相环采用较常用的比例积分 (PI) 型。比较图 16-64 中的两条曲线可知, 采用过零检测同步方法时 D_e 曲线波动较大。改用锁相环同步时, D_e 曲线波动较小。

2. 测试系统取不同参数

(1) SVC 工作点不同: 当 SVC 连接处母线 C 电压幅值与设定值 U_{ref} 的偏差大小不同时, 其发出或吸收的无功大小也将不同, 因而工作点不同。通过改变无穷大母线电压的幅值 U , 来间接改变母线 C 电压的幅值, 研究 SVC 运行在不同工作点时对被研机组阻尼特性的影响。

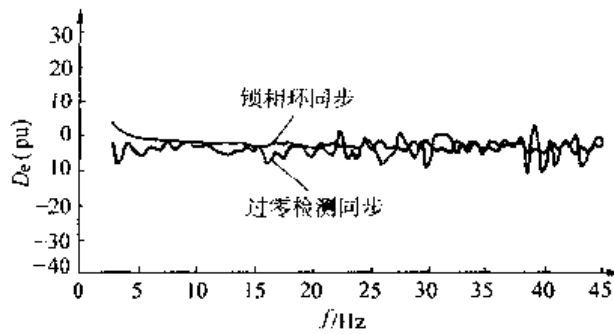
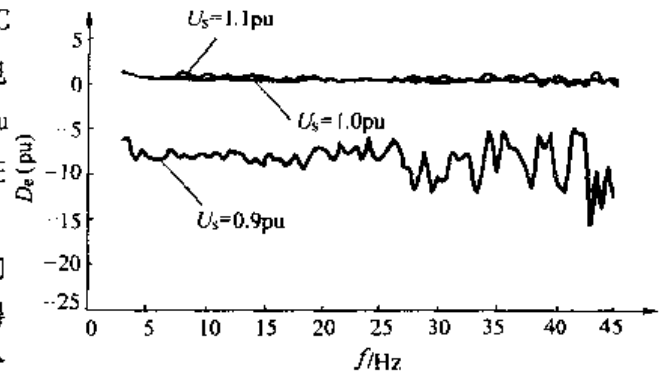
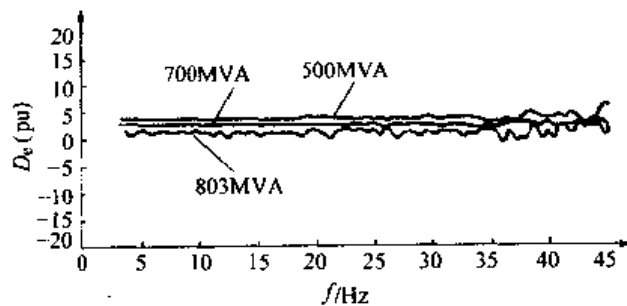
图 16-64 采用不同同步方法时的 D_e 曲线

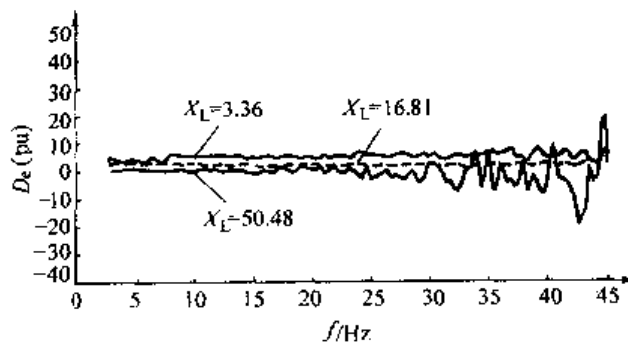
图16-65是求得的不同工作点上的 D_e 曲线。经分析可知，由于 $U_s = 0.937\text{pu}$ 时，母线 C 上的电压幅值接近 1pu ，因此 $U_s > 0.937\text{pu}$ 时 SVC 将吸收无功，从图 16-65 可看出被研机组的电气阻尼在零以上附近波动；而 $U_s < 0.937\text{pu}$ 时 SVC 将发出无功，被研机组的电气阻尼在整个次同步频率内将会大幅度减小。

图 16-65 SVC 工作点不同时的 D_e 曲线

(2) 发电机负荷变化：令发电机发出的有功 P 分别为 803MW 、 700MW 和 500MW ，得到如图 16-66 所示的 D_e 曲线。对曲线进行分析可知，被研机组的电气阻尼随发电机负荷的增大而减小。

图 16-66 发电机负荷变化时的 D_e 曲线

(3) 网络强度变化：改变等效电抗 X_L 的大小即改变负荷中心等效系统的强度，分别令 X_L 取值 3.36 、 16.8 和 50.43 ，对系统进行仿真计算，可得图 16-67 所示的 D_e 曲线。曲线表明，阻尼转矩系数随网络强度的增大而增大。

图 16-67 网络强度不同时的 D_e 曲线

参 考 文 献

- 1 IEEE Subsynchronous Resonance Working Group. Reader's Guide to Subsynchronous Resonance. IEEE Trans on Power Systems, 1992, 7 (1): 150 ~ 157
- 2 IEEE Subsynchronous Resonance Working Group. Terms, Definitions and Symbols for Subsynchronous Oscillations. IEEE Trans on Power Apparatus and Systems, 1985, 104 (6): 1326 ~ 1333
- 3 徐政, 罗惠群, 祝瑞金. 电力系统次同步振荡问题的分析方法概述. 电网技术, 1999, 23 (6): 36 ~ 39
- 4 Walker D N, Bowler C E J, Jackson R L, Hodges D A. Results of Subsynchronous Test at Mohave. IEEE Trans on Power Apparatus and System, 1975, 94 (5): 1878 ~ 1886
- 5 Bowler C E J, Ewart D N, Concordia C. Self-excited Torsional Frequency Oscillations with Series Capacitors. IEEE Trans on Power Apparatus and System, 1973, 92 (5): 1688 ~ 1695
- 6 Alden R T H, Nolan P J, Bayne J P. Shaft Dynamics in Closely Coupled Identical Generators. IEEE Trans on Power Apparatus and System, 1977, 96 (3): 721 ~ 728
- 7 Kundur P. Power System Stability and Control. First Edition. New York: McGraw-Hill Inc., 1994
- 8 Walker D N, Bowler C E J, Baker D H. Torsional Dynamics of Closely Coupled Turbine-generators. IEEE Trans on Power Apparatus and System, 1978, 97 (4): 1458 ~ 1466
- 9 EPRI Report. HVDC System Control for Damping of Subsynchronous Oscillations. New York: EPRI, 1982
- 10 Agrawal B L, Farmer F G. Effective Damping for SSR Analysis of Parallel Turbine - generators. IEEE Trans on Power System, 1988, 3 (4): 1441 ~ 1448
- 11 Iravani M R. Torsional Oscillations of Unequally - loaded Parallel Identical Turbine - generators. IEEE Trans on Power System, 1989, 4 (4): 1514 ~ 1524
- 12 Xu Zheng, Feng Zhouyan. A Novel Unified Approach For Analyzing Small - Signal Stability of Power Systems. Proceedings of IEEE PES Winter Meeting 2000. Singapore. 2000
- 13 徐政. 复转矩系数法的适用性分析及其时域仿真实现. 中国电机工程学报, 2000, 20 (6): 1 ~ 4
- 14 Canay I M. A Novel Approach to the Torsional Interaction and Electrical Damping of the Synchronous Machine, part I and part II. IEEE Trans on Power Apparatus and Systems, 1982, 101 (10): 3630 ~ 3647
- 15 Larsen E V, Price W W. MANSTAB/POSSIM Power System Dynamic Analysis Programs——A New Approach Combining Nonlinear Simulation and Linearized State - space/Frequency Domain Capabilities. Proceedings of IEEE PICA. 1977. 350 ~ 359
- 16 Bahrman M et al. Experience with HVDC - Turbine - generator Torsional Interaction at Square Butte. IEEE Trans on Power Apparatus and Systems, 1980, 99 (3): 966 - 975
- 17 Hingorani N et al. Analysis of Subsynchronous Frequency Interactions Involving HVDC Transmission Systems. Proceedings of IEEE International Conference on Overvoltage and Compensation on Integrated AC - DC System. Winnipeg, Canada. 1980. 7 ~ 14
- 18 Mortensen K, Larsen E V, Piwko R J. Field Tests and Analysis of Torsional Interaction between the Coal Creek Turbine - generators and the CU HVDC System. IEEE Trans on Power Apparatus and Systems, 1981, 100 (1): 337 ~ 344
- 19 Svensson S, Mortensen K. Damping of Subsynchronous Oscillations by an HVDC link, an HVDC Simulator Study. IEEE Trans on Power Apparatus and Systems, 1981; 100 (3): 1431 ~ 1437
- 20 Pai M A. Power system stability. First Edition. Amsterdam: North - Holland publishing company, 1981
- 21 倪以信, 陈寿孙, 张宝霖. 动态电力系统的理论和分析. 北京: 清华大学出版社, 2002
- 22 IEEE subsynchronous resonance task force. First benchmark model for computer simulation of subsynchronous

- resonance. IEEE Trans on Power Apparatus and Systems, 1977, 96 (5): 1565 ~ 1572
- 23 Anderson P M, Agrawal B L, Van Ness J E. Subsynchronous Resonance in Power Systems. First Edition. New York: IEEE Press, 1990
- 24 周长春, 徐政. 由直流输电引起的次同步振荡的阻尼特性分析. 中国电机工程学报, 2003, 23 (10): 6 ~ 10
- 25 周长春, 徐政. 一种评价多个直流换流站系统次同步扭振相互作用的新指标. 中国电机工程学报, 2004; 24 (4): 6 ~ 11
- 26 Szechtman M, Wess T, Thio C V. First benchmark model for HVDC control studies. Electra, 1991, (135): 54 ~ 67
- 27 周长春, 徐政. 具有串联电容补偿的交直流混合系统次同步振荡阻尼特性分析. 高电压技术, 2004; 30 (2): 1 ~ 3
- 28 Electric Power Research Institute. HVDC system control for damping of subsynchronous oscillations. New York: EPRI, 1982
- 29 Ying Jiang - Hafner, Hugo Duchon, Kerstin Linden, Mats Hyttinen. Improvement of Subsynchronous Torsional Damping Using VSC HVDC. Proceedings of PowerCon 2002, Kunming, China, 2002. 998 ~ 1003
- 30 张帆, 徐政. TCSC 对发电机组次同步谐振阻尼特性的影响研究. 中国电机工程学报, 2004; 24 (x)
- 31 Mathur R M, Varma R K. Thyristor - Based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems. First Edition. New York: John Wiley&Sons, Inc. 2002
- 32 刘洪涛, 徐政, 周长春. 静止无功补偿器对发电机组次同步振荡特性的影响. 电网技术, 2003, 27 (1): 1 ~ 4
- 33 Bergman K, Stump K, Elliott W H. Digital simulation, transient network analyzer and field test of the closed loop control of the EDDY county SVC. IEEE Transaction on power delivery, 1993, 8 (4): 1867 ~ 1873
- 34 Romegialli G, Beeler H. Problems and concepts of static compensator control. IEE PROC. 1981, 128 (6): 382 ~ 388
- 35 Wang H F, Swift F J. Capability of the static Var compensator in damping power system oscillations. IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib., 1996, 143 (4): 353 ~ 358

附录 CIGRE 直流输电第一标准测试系统的结构与参数

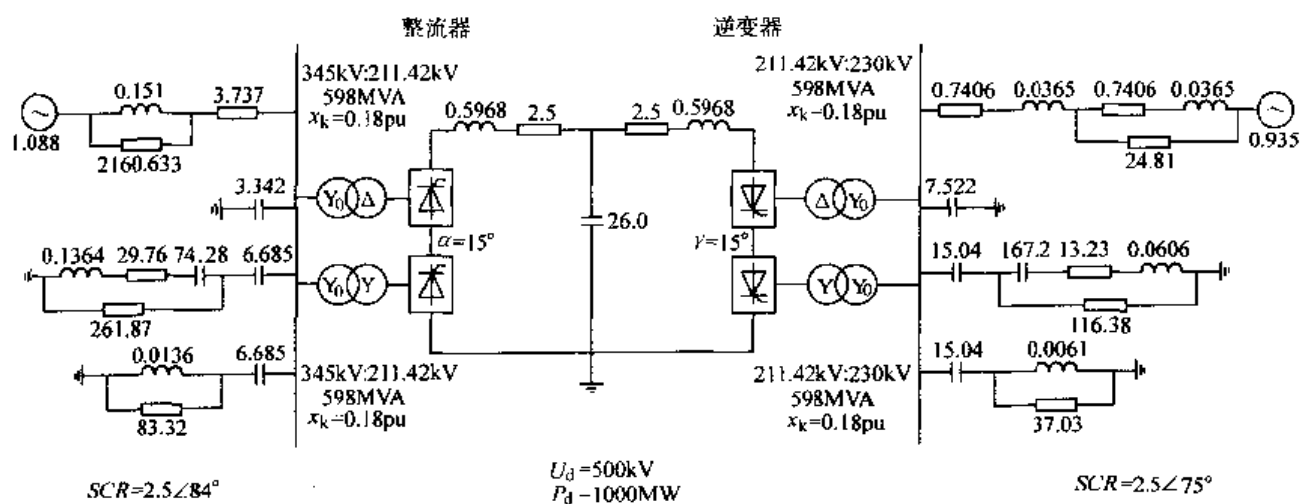


图 1 直流输电标准测试系统模型

注：图中电阻、电感、电容的单位分别为 Ω 、H、 μF

表 1 直流输电标准测试系统参数

参数	整流侧	逆变侧
交流系统电压（线电压）	345kV	230kV
交流系统阻抗幅值	119.03 Ω	52.9 Ω
换流变压器分接头（--次侧）	1.01	0.989
等效换向电抗	27 Ω	27 Ω
直流电压	505kV	495kV
直流电流	2kA	2kA
触发角	15°	15°
直流功率	1010MW	990MW