

高压直流输电 原理与应用

(第2版)

张勇军 刘子文 肖晔庆 编著

清华大学出版社
北京

内 容 简 介

本书介绍高压直流输电基本原理和工程应用,共12章,内容涉及直流输电的基本概念和原理、电网换相换流电路的工作原理、换流站及其主设备、直流输电线路、谐波与滤波器、直流系统的控制和保护、直流系统的功率损耗计算、特高压直流输电、柔性直流输电、多端柔性直流输电以及混合直流输电系统。

本书主要供电气工程专业硕士研究生、工学硕士研究生,以及电气工程及其自动化等相关专业的本科生教学和科研使用,并可供直流输电工程的设计与运行人员参考。

版权所有,侵权必究。举报电话:010-62782989, beiqinquan@tup.tsinghua.edu.cn。

图书在版编目(CIP)数据

高压直流输电原理与应用/张勇军,刘子文,肖晔庆编著.—2版.—北京:清华大学出版社,2022.3
ISBN 978-7-302-60146-3

I. ①高… II. ①张… ②刘… ③肖… III. ①高电压—直流—输电技术—研究生—教材
IV. ①TM726.1

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2022)第 025855 号

责任编辑:王欣

封面设计:常雪影

责任校对:赵丽敏

责任印制:朱雨萌

出版发行:清华大学出版社

网 址: <http://www.tup.com.cn>, <http://www.wqbook.com>

地 址:北京清华大学学研大厦 A 座 邮 编:100084

社 总 机:010-83470000 邮 购:010-62786544

投稿与读者服务:010-62776969, c-service@tup.tsinghua.edu.cn

质量反馈:010-62772015, zhiliang@tup.tsinghua.edu.cn

印 装 者:北京鑫海金澳胶印有限公司

经 销:全国新华书店

开 本:185mm×260mm 印 张:18 字 数:434千字

版 次:2012年8月第1版 2022年3月第2版 印 次:2022年3月第1次印刷

定 价:56.00元

产品编号:089369-01

自 本书第1版出版以来,高压直流输电技术有了更加快速的发展。在远距离、大容量输电场合,高压直流输电已成为优选方案。随着基于电压源换流器的柔性直流输电技术日益成熟,高压直流输电得到了更加广泛的应用。在此背景下,我们对第1版进行了修订。与第1版相比,第2版扩充了柔性直流输电、多端柔性直流输电和混合直流输电等内容,删除了“高压直流输电的可靠性评估”章节。

本书由张勇军、刘子文、肖晃庆编著,陈碧云、李晓华参加了编写工作。其中第10、11、12章由肖晃庆执笔,陈碧云参与了第4、6章部分内容的撰写,李晓华参与了第7章前4节的撰写,其余部分主要由张勇军和刘子文执笔。全书由刘子文统稿和校对。书稿由王渝红、韩永霞审核,编写过程还先后得到了李立涅院士等多位专家的指导和帮助,在此表示感谢。

限于编者水平和时间仓促,书中难免有错漏之处,希望广大读者批评和指正。

作者

2021年7月

清华大学出版社

第 1 章 绪论	1
1.1 直流输电的发展历史	1
1.1.1 早期的电力传输技术回顾	1
1.1.2 高压直流输电技术的发展	2
1.1.3 高压直流输电的基本概念	6
1.1.4 国外高压直流输电工程代表性案例	7
1.1.5 高压直流输电在中国的发展	9
1.2 高压直流输电的基本接线方式	12
1.2.1 单极线路方式	12
1.2.2 双极线路方式	13
1.2.3 “背靠背”换流方式	14
1.2.4 多端方式	15
1.3 直流输电的优、缺点	17
1.3.1 直流输电的优势	17
1.3.2 直流输电的不足	20
1.3.3 直流输电的应用场合	21
习题	22
第 2 章 换流电路的工作原理	23
2.1 晶闸管与相控换流	23
2.1.1 晶闸管的特性	23
2.1.2 换流电路	24
2.1.3 多桥换流器	25
2.2 整流器的工作原理	26
2.2.1 理想情况下的工作原理	27
2.2.2 考虑触发角的情况	29
2.2.3 同时考虑触发角和换相电感的情况	30
2.2.4 换流装置的功率因数	34
2.3 逆变器的工作原理	37

2.3.1	触发角与直流电压的关系	37
2.3.2	逆变器的运行	38
2.3.3	换相失败的概念	40
2.3.4	换相失败的影响因素	41
2.3.5	换相失败的预防措施	44
2.4	直流输电的运行方式及其稳态特性	46
2.4.1	直流输电工程的额定值	46
2.4.2	直流输电的运行方式	47
2.4.3	稳态工况的计算	49
2.4.4	换流器的功率特性	50
2.4.5	换流器的无功功率特性	51
	习题	52
第3章	换流站及其主设备	53
3.1	换流站概况	53
3.1.1	换流站主设备及其功能	53
3.1.2	换流站的平面布置	55
3.2	晶闸管换流器	56
3.2.1	晶闸管阀的性能要求	57
3.2.2	晶闸管阀的结构	57
3.2.3	晶闸管的触发方式	59
3.3	换流变压器	60
3.3.1	换流变压器的特点	61
3.3.2	换流变压器的选择	62
3.3.3	换流变压器的选型方案	63
3.4	平波电抗器	65
3.4.1	平波电抗器的结构和功能	65
3.4.2	平波电抗器的选择	65
3.5	无功补偿装置	67
3.5.1	静态无功补偿装置	68
3.5.2	动态无功补偿装置	68
3.6	换流站的工程案例	70
	习题	75
第4章	高压直流输电线路	76
4.1	概况	76
4.1.1	杆塔	76
4.1.2	直流线路绝缘子	77
4.1.3	直流电缆线路	78

4.2	架空线路的运行特性	79
4.2.1	电晕效应	79
4.2.2	电场效应	80
4.2.3	电晕损耗	81
4.2.4	屏蔽效应与派生效应	82
4.2.5	无线电干扰	82
4.2.6	可听噪声	83
4.3	架空线路的参数选择	83
4.3.1	额定电压	83
4.3.2	导体截面	84
4.3.3	分裂导线数	85
4.3.4	直流输电线路工程实例	85
4.4	大地回路	86
4.4.1	电磁效应	86
4.4.2	热力效应	87
4.4.3	电化效应	87
4.4.4	陆地接地电极	88
4.4.5	海岸电极和海水电极	89
4.4.6	接地极线路工程案例	90
	习题	91
第5章	高压直流系统的谐波和滤波器	92
5.1	谐波的基本概念	92
5.1.1	谐波源与谐波	92
5.1.2	谐波的指标	93
5.1.3	直流输电的谐波	94
5.2	换流装置交流侧的特征谐波	94
5.2.1	换流变压器阀侧线电流	94
5.2.2	换流变压器交流侧线电流	96
5.2.3	双桥十二脉动换流变压器交流侧线电流	96
5.3	换流装置直流侧的特征谐波	97
5.3.1	换流器直流侧的谐波电压	97
5.3.2	换流器直流侧的谐波电流	98
5.4	交流滤波器	99
5.4.1	并联交流滤波器的阻抗特性	99
5.4.2	交流滤波器的选择设计	102
5.4.3	交流滤波器的配置	103
5.4.4	交流滤波器的工程案例	104
5.5	直流滤波器	106

5.5.1	直流滤波器的配置	106
5.5.2	直流滤波器的工程案例	108
5.6	有源滤波器	109
5.6.1	基本构成与原理	111
5.6.2	接线方式的选择	111
5.6.3	混合有源直流滤波系统	112
5.6.4	有源直流滤波器的工程案例	114
	习题	115
第6章	高压直流系统的控制	116
6.1	概述	116
6.1.1	分层控制模式	116
6.1.2	基本控制要求	117
6.2	基本控制方式	118
6.2.1	定电流控制	119
6.2.2	定电压控制	120
6.2.3	定触发角控制	121
6.2.4	定熄弧角控制	121
6.3	功率控制和频率控制	124
6.3.1	定功率控制	124
6.3.2	定频率控制与功率/频率控制	125
6.4	两侧换流器控制的配合特性	126
6.4.1	理想控制特性	126
6.4.2	控制特性不稳定的对策	128
6.4.3	低压限流与触发角限制	128
6.4.4	换流站的控制特性	130
6.4.5	潮流翻转控制	131
6.4.6	直流系统的启停控制	132
6.4.7	换流变压器分接头切换控制	133
6.5	基本的脉冲触发控制方式	134
6.5.1	分相控制方式	135
6.5.2	等距离脉冲相位控制方式	136
6.6	极控系统	138
6.6.1	极控系统的设备配置及其主要功能	140
6.6.2	换流器动作顺序	142
6.6.3	非正常闭锁的控制	144
6.7	直流站控系统	145
6.7.1	直流站控系统的主要功能	145
6.7.2	系统无功功率控制	146

6.7.3 直流系统控制级别	146
6.8 交流站控系统	147
6.8.1 交流站控系统的主要功能	147
6.8.2 交流场设备其他功能的实现方式	147
习题	148
第 7 章 高压直流输电的保护	149
7.1 高压直流输电系统保护的配置原则与动作策略	149
7.1.1 高压直流输电系统的故障种类	149
7.1.2 直流输电系统保护的配置原则	150
7.1.3 直流输电系统保护的動作策略	151
7.2 换流站保护的配置	153
7.2.1 主要保护配置	153
7.2.2 其他辅助保护配置	156
7.2.3 极控保护	157
7.3 换流器的保护	158
7.3.1 换流器的故障分析	159
7.3.2 换流器的保护配置	162
7.4 高压直流输电线路的保护	166
7.4.1 直流线路的故障类型	166
7.4.2 直流线路故障过程	166
7.4.3 高压直流线路保护的要求与配置	167
7.4.4 直流线路行波保护	169
7.4.5 直流线路的主要后备保护	172
7.4.6 直流线路故障的恢复顺序	173
7.5 换流站的过电压与防护	174
7.5.1 换流站交流侧过电压	174
7.5.2 换流站直流侧过电压	176
7.5.3 换流站过电压保护	176
7.5.4 换流站过电压保护和绝缘配合	177
7.5.5 换流站防雷保护	178
7.6 直流输电线路的过电压与防雷保护	180
7.6.1 直流线路过电压	180
7.6.2 直流输电线路的耐雷性能	181
7.6.3 高压直流线路的防雷保护措施	182
7.7 直流输电系统过电压保护和绝缘配合	182
7.7.1 过电压保护和绝缘配合	182
7.7.2 过电压保护和绝缘配合的工程案例	183
习题	184

第 8 章	直流输电系统的损耗计算	185
8.1	概述	185
8.1.1	直流输电线路的损耗	185
8.1.2	接地极系统的损耗	185
8.1.3	直流换流站的损耗	186
8.2	晶闸管阀的损耗	188
8.2.1	阀损耗分量	188
8.2.2	阀的总损耗	191
8.3	其他设备的损耗	191
8.3.1	换流变压器的损耗	191
8.3.2	并联电容器组的损耗	192
8.3.3	交流滤波器的损耗	192
8.3.4	直流滤波器的损耗	193
8.3.5	平波电抗器的损耗	193
8.3.6	辅助设备和站用电的损耗	194
8.3.7	PLC 滤波器的损耗	194
8.4	功率损耗计算的工程算例	194
8.4.1	贵广一回/二回直流系统的损耗计算	194
8.4.2	计算结果分析	195
	习题	196
第 9 章	特高压直流输电	197
9.1	概况	197
9.1.1	特高压输电的定义	197
9.1.2	推动特高压输电发展的因素	198
9.1.3	特高压直流输电在中国的发展	200
9.1.4	特高压直流输电的技术难点	202
9.2	特高压直流输电系统的工程案例	204
9.2.1	主回路接线方式	204
9.2.2	换流阀	205
9.2.3	换流变压器	208
9.2.4	滤波器	209
9.2.5	接地极	210
9.2.6	控制系统与保护	210
9.3	特高压直流对受端系统电压稳定的影响	212
9.3.1	电压稳定的概念	212
9.3.2	电压稳定与无功补偿	213
9.3.3	大型受端电网的电压稳定问题	214

9.3.4 特高压直流对受端系统电压稳定性的影响	215
9.4 特高压直流输电的过电压与绝缘配合	217
9.4.1 直流输电系统的过电压保护	218
9.4.2 换流站电气设备的绝缘配合	219
习题	220
第 10 章 柔性直流输电	221
10.1 概述	221
10.2 两电平 VSC 的工作原理	223
10.3 MMC 的工作原理	225
10.3.1 MMC 子模块的工作原理	226
10.3.2 MMC 相单元的工作原理	229
10.3.3 MMC 的调制策略	230
10.4 柔性直流换流器的四象限运行特性	232
10.5 柔性直流输电与传统直流输电的对比	233
10.6 柔性直流输电的幅相控制	233
10.7 柔性直流输电的矢量控制	234
10.7.1 内环电流控制	235
10.7.2 外环功率控制	237
10.8 柔性直流输电的虚拟同步机控制	238
10.9 柔性直流输电的应用	239
习题	240
第 11 章 多端柔性直流输电系统	241
11.1 概述	241
11.2 多端柔性直流输电系统的控制策略	242
11.2.1 主从控制	242
11.2.2 功率-电压下垂控制	243
11.2.3 带下垂的主从控制	244
11.3 多端柔性直流输电系统的关键装置	245
11.3.1 直流断路器	245
11.3.2 直流潮流控制器	248
11.3.3 直流变压器	250
习题	252
第 12 章 混合直流输电系统	253
12.1 概述	253
12.2 端混合型直流输电	253
12.2.1 拓扑结构	254

12.2.2	运行范围	254
12.2.3	潮流翻转	255
12.2.4	直流故障清除	257
12.3	极混合型直流输电	257
12.3.1	拓扑结构	258
12.3.2	运行范围	258
12.3.3	潮流翻转	259
12.3.4	直流故障清除	260
12.4	换流器串联型混合直流输电	261
12.4.1	拓扑结构	261
12.4.2	运行范围	262
12.4.3	潮流翻转	262
12.4.4	直流故障清除	262
12.5	换流器并联型混合直流输电	263
12.5.1	拓扑结构	263
12.5.2	运行范围	263
12.5.3	潮流翻转	264
12.5.4	直流故障清除	264
12.6	4种混合直流输电系统的比较	265
	习题	266
附录	部分专业词汇对照表	267
	参考文献	272

第1章 绪论

1.1 直流输电的发展历史

人们对电的应用和认识以及电力科学的发展都是起源于直流电。伽尔伐尼、伏特、奥斯特、欧姆、安培等人的基本发明均与直流电相关。直流电最早的广泛实际应用是由蓄电池供电的以大地作回路的直流电报。

1.1.1 早期的电力传输技术回顾

电气照明和动力最早也是采用由直流发电机提供的直流电。先是有了以定电流串联运行并由串接发电机供电的碳弧灯,后来又出现了以定电压并联运行且由并接发电机供电的碳丝白炽灯。1882年,爱迪生在纽约珍珠街建造的世界首座电站投入运行。该电站装备了由蒸汽机驱动的爱迪生双极直流发电机,以110 V的直流电通过地下主管道向供电半径约1.6 km的地区供电。短短几年内,类似的电站在世界大多数大城市的中心地区相继投运。

但是19世纪末出现的变压器、多相电路和感应电机催生了交流电力系统。

结构简单、牢固耐用且效率很高的变压器使得不同的电压等级在发电、输电、配电、用电中的应用成为可能。特别地,它使长距离高电压输电成为可能。通常远离负荷中心的水电开发促进了这种输电方式。变压器的雏形是1851年由列姆勒夫提出的感应线圈,一直到19世纪80年代,在探索变压器的研制中不断有所突破。1882年,在莫斯科全球展览会上,乌崩金首次展出了有升压、降压变压器的高压变电装置。翌年,法国的高拉德和英国的吉布斯创制了一台具有实用价值的电力变压器,容量为5 kV·A。这种早期变压器,当时被人们称为“二次发电机”。与此同时,美国西屋电气公司对高拉德、吉布斯两人创制的开磁路式变压器结构进行了革新,1885年制成具有现代实用性能的电力变压器,为之后三相交流输电系统的发明与发展创造了条件。

感应电机,尤其是多相式感应电机,同样因其结构简单、牢固耐用、造价低廉的特点被广泛应用于工业与民用领域。直流电动机和直流发电机的换向器除了需要较大的维护量外,也限制了直流电机电压、转速和容量的提高。由于每个换向片的电压不宜超过22 V,以避免出现过度的电弧,因此高电压的换向器需要很多换向片,从而导致电机直径很大。而大直径电机的转速不能太高,以保证换向器和绕组可以承受离心力。所以低速电机比起同容量

的高速电机更笨重、更昂贵。在高转速下性能很好的汽轮机的出现,又使交流发电机具备了一个大大的优势。

1888年,由费朗蒂设计的伦敦泰晤士河畔的大型交流电站开始输电。用钢皮铜芯电缆将10 kV的交流电送往相距10 km以外的市区变电站,降为2 500 V后再分送到各街区的二级变压器,降为100 V供用户照明。此后,由于直流电机串接运行复杂,而高电压大容量直流电机又存在换向困难等技术问题,直流输电在技术和经济上都不能与交流输电相竞争,因此进展缓慢。而交流系统由于自身的优势,其应用变得日益广泛。电力的发、输、配、用逐渐采用交流方式。如果在某些特殊场合需要直流电,例如可调速电机驱动和电解过程等,可以通过同步转换器或者整流器将交流电转换成直流电。

20世纪50年代后,电力需求日益增长,远距离、大容量输电线不断增加,电网扩大,交流在超高压长距离输电中也显现了该技术的弊端,例如:交流输电线路走廊宽,费用高,传输稳定性差;交流输电网络过大导致整个系统阻抗减小,电网短路容量增大,使得系统原有的断路器和与短路容量有关的电气设备有可能无法继续使用;交流电晕损耗与电磁辐射严重;等等。单一采用交流输电,一味提高交流电压等级已不是大电网、大容量、远距离输电的最佳办法。在一定条件下,权衡技术和经济两个方面,采用直流输电更为合理,比交流输电有更好的经济效益和运行特性。因此尽管交流输电占据了绝对的优势,直流输电依然保持着顽强的生命力。当然,直流输电不能完全取代交流输电,而是作为交流输电的补充,可以在交流系统中采用直流系统输送部分电力或者用直流系统连接两个交流系统。电力系统的各个环节仍然维持以交流输电为主体的局面。

1.1.2 高压直流输电技术的发展

直流输电要求在直流线的送端能将交流电转换成直流电,在其受端将直流电转换成交流电。其可行性和优越性取决于高电压大功率换流器的研制。在适当的换流器被研制出来之前,法国工程师雷诺·杜里设计的杜里直流输电系统(Thury system)成为早期著名的高压直流输电模式。

如图1-1所示,在输电线的送端,相当数量的由原动机驱动的串接直流发电机串联起来以形成所需的高电压,而在受端,数量相当的串接直流电机也串联起来,以驱动低压直流或交流的发电机。杜里系统以定电流运行。高压串联线路中每台电机的电压可以通过可调电刷来调整。

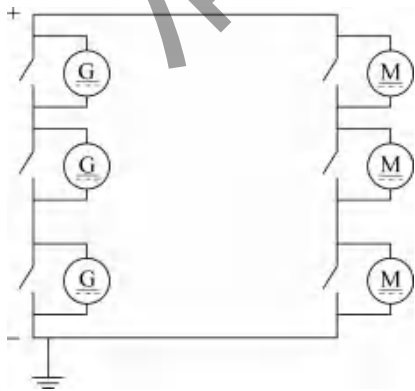


图 1-1 杜里直流输电系统示意图

串联电路一般只有一点接地,多数电机绕组的对地电位会很高,对如此高的电压要在绕组和基座之间提供绝缘不大可行,为此要采用另外的办法,即在地面上浇一层又一层沥青混凝土以安置基座来使其对地绝缘,并使用绝缘联轴器实现与主驱动电机或受驱动电机的绝缘。

杜里系统操作和量测都很简单,每台机组装设一个短接开关,一台机组退出运行的步骤是先将其端电压降到零,然后将其短接,投运的过程则反之。仪表只需用

到一块电流表和一块电压表。

1880—1911年,欧洲至少安装了19个杜里系统,基本上用于水电。其中最重要的是1906年安装在法国阿尔卑斯山区的杜里系统,从毛提尔到里昂,全长180 km,其中4.5 km为地下电缆,其余为架空裸导线。起先该系统以57.6 kV,75 A输送4.3 MW的额定功率,建造它的目的是加强原有的交流系统并与之相结合。毛提尔水电站有4台涡轮机,分别驱动4台3.6 kV的发电机。在里昂,高压直流输送的大部分电力转换成交流电,其余转换成600 V直流电供给城市有轨交通系统,总效率高达70.5%。

1911年,人们在该线路中间即拉-不里多尔市(串联)增加了第二座水电站,容量为6 MW,线路电流因而增加了1倍,达到150 A。1912年,第三座水电站在离毛提尔11 km以外的波泽尔投运,容量为9 MW,使该系统的总发电功率达到19.3 MW,最高电压为125 kV,总长度达225 km。这条线路一直运行到1937年才拆除。

尽管采用大量换向器串联使用,杜里系统的运行还是稳定可靠的。然而正如前面所述,直流电机的缺陷使得它无法再适应后来更大传输功率的需求,高压直流输电的进一步发展需要比电动机-发电机组更好的换流器。

高压直流输电技术发展史上的几个重要里程碑如下。

1882年,法国物理学家德普勒完成了第一次直流输电试验,用装设在米斯巴赫煤矿中的直流发电机以1500~2000 V的电压,沿57 km电报线路把电力送到在慕尼黑举办的国际展览会上。

1954年,出现了第一条工业性高压直流输电线路,即瑞典在本土和果特兰岛之间建成一条海底电缆直流输电线(20 MW,100 kV,200 A,96 km,汞弧阀)。1970年,其电压提高到150 kV。用汞弧整流取代直流电机旋转换流,消除了火花现象是一大进步。然而汞弧整流易发生逆弧现象,导致换流失败,且汞蒸气有毒,危害人体健康。另外,在传输电力时,电压变换与提升也是当时直流技术的一大难题。从用电侧来看,直流电与交流电用于照明时,效果相同;如果是动力负荷,情况就不一样了——交流电动机结构简单,使用方便,这在当时的技术条件下也是直流电机无法比拟的。汞弧整流“先天不足”,令早期直流输电步履维艰。

进入20世纪70年代,大功率晶闸管等电力电子器件在制造、使用上技术日臻完善,也为直流输电东山再起提供了新的机遇。1972年,加拿大伊尔河直流输电工程首次采用了晶闸管阀(旧称可控硅阀,320 MW,±80 kV,2 kA,0 km,非同步联络站)。以晶闸管换流为基础的新一代直流输电从此步入新的发展时期。

20世纪90年代,加拿大McGill大学学者Boon-Tech Ooi首次提出了采用全控型电力电子器件的电压源换流器型直流输电技术。1997年,ABB公司首次实现了基于电压源换流器的直流输电试验性工程运行,正式拉开了柔性直流输电时代的序幕。随着科学技术的不断进步,电力电子技术、计算机技术、光纤技术和新材料技术不断发展,促进了直流输电技术不断改进和提高,使之更趋成熟,在电力发展中的应用也将更为广泛。

1. 大容量和直接触发式晶闸管的应用

直流输电的关键设备换流器最初使用水银汞弧阀,在20世纪70年代开始就逐步被晶闸管替代。早期的晶闸管是用空气冷却,80年代后采用水冷却,大大减少了控制阀的几何

尺寸,使换流器的结构更为紧凑。随着电力电子技术的发展,晶闸管承受电压和电流的能力不断增强,控制阀中使用的晶闸管数量也不断减少。1985年,在英—法直流联网工程中,2只 $\phi 56\text{ mm}$ 直径的晶闸管并联后电流为1850 A,要用125只晶闸管串联才能够承受其额定电压,每极500 MW用了3000个组件。而在1997年印度的Chandrapur直流背靠背互联工程中,单只 $\phi 100\text{ mm}$ 晶闸管的额定电流就达到2450 A,反向承受电压6 kV,最大持续电流4000 A。54只晶闸管串联成一个阀,每极500 MW仅用了648个组件,比12年前减少了近75%。现在 $\phi 150\text{ mm}$ 晶闸管的反向承受电压已超过8 kV,控制阀中串并联晶闸管的数量也进一步减少,使换流器成本进一步降低。

晶闸管技术的另一个突出发展是出现了直接触发晶闸管。普通晶闸管需较大的触发功率,在门极设有触发脉冲放大、保护和监测的电子单元,并需要有抽取能量的电路。光脉冲控制发生器处于地电位,由光纤与处于高电位的晶闸管绝缘。由于这个电子单元处于高电位,运行和维护极为不便。在采用了直接触发晶闸管后,脉冲信号可用光信号通过光纤直接触发晶闸管。这种晶闸管的触发脉冲放大、保护和监测等已与主管合为一体,取消了门极的外加电子单元,大大简化了控制阀电路。

2. 电容换相换流器(capacitor commutated converter,CCC)技术

传统的直流输电换流器在工作时要从交流电网吸收大量的无功功率,占直流输送功率的40%~60%,因此需要大量无功补偿设备,同时要求受端交流系统有足够的容量,否则易产生换相失败。串联电容器换相电路(见图1-2)可望解决这个问题。在换流变压器和换流器之间接入一个固定电容器,这种串联电容器换相电路能进一步提高换流器的转换效率,减少换流器的无功消耗,有效减少因受端交流系统扰动引起换相失败的可能性,提高直流输电运行的稳定性。如果与有源滤波器相结合,甚至可以取消大型并联补偿装置。巴西和阿根廷已经采用了ABB制造的基于CCC技术的背靠背直流输电。

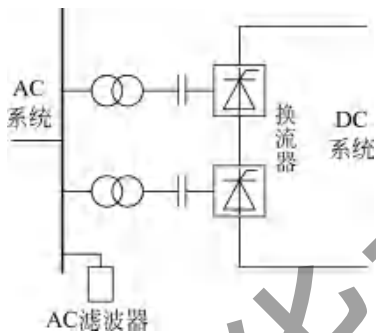


图 1-2 串联电容器换相电路

3. 柔性直流输电技术

基于电压源换流器(voltage source converter, VSC)型直流输电是在绝缘栅双极晶闸管(insulated gate bipolar transistor, IGBT)和电压源换流器基础上发展起来的一种新型直流输电技术。这一技术最早由ABB公司命名为轻型直流输电(HVDC light),并注册商标;而西门子公司将其命名为HVDC plus,我国则将这新一代的直流输电技术命名为柔性直流输电。自1999年连接瑞典大陆与哥特兰岛之间的第一条商业化轻型高压直流输电线路投入运行以来,柔性直流输电技术以其自身的优点得到工程界的高度重视和快速发展。传统的换流器中晶闸管触发后,只有在电流过零点才能自然关闭,而且两端交流系统必须是有源的。而新型的电压源换流器使用大功率门极可关断晶闸管,可自由地控制电流的导通或关断,从而使换流器具有更大的控制自由度。柔性直流输电技术主要应用于向孤立的远方负荷区域供电、风力发电站等新能源场站与主干电网的连接、背靠背异步联网以及构建直流配电网。其主要特点如下:

(1) 高级别的可控性。采用脉宽调制(pulse width modulation, PWM)或阶梯波调制的VSC可独立地控制有功和无功功率,类似于一个可以瞬时控制有功功率和无功功率的发电机,有利于交流系统电压的稳定。

(2) 与交流系统的无缝连接能力。由于工作时不需要外加的换相电压,克服了传统直流输电受端电网必须是有源网络的约束,可向无源网络负荷供电。

(3) 减少了谐波的产生。IGBT开关频率较高,经过低通滤波器后就可得到所需的交流电压,甚至可不用变压器,所需滤波器的容量也大大减小。

(4) 设备损耗大。由于使用IGBT高速开通与关断电流,栅源之间的电容高速充放电,当输送功率较大时,这部分充放电损耗是相当可观的。

目前由于设备技术上的原因,柔性直流输电系统的电压等级和传输功率相较于使用晶闸管技术的常规直流输电系统小。1997年,世界上第一个3 MW, ± 10 kV的VSC-HVDC输电工程在瑞典的Hellejon投入运行。1999年,连接两个500 kV和一个275 kV系统,容量为37 MW的VSC-HVDC式三端背靠背工程在日本的Shin Shimano变电站投入运行。随着可再生能源接入系统的不断增加以及电力电子器件技术的不断进步,柔性直流输电技术的发展速度越来越快。我国已陆续建成了包括上海南汇柔性直流输电工程、南澳三端柔性直流输电工程、舟山五端柔性直流输电工程等在内的多个柔性直流系统工程。2020年建成投运的张北柔性直流输电工程是世界上首个真正具有网络特性的柔性直流电网,实现了大规模可再生能源的友好接入、多种形态能源互补和灵活消纳等目标,其电压等级达到了 ± 500 kV,单个换流站的最大传输功率达3 000 MW。2020年底投运的乌东德电站送电广东广西特高压多端直流示范工程(昆柳龙直流工程)采用了 ± 800 kV多端技术,是当今世界上输电容量最大、电压等级最高的混合柔性直流输电工程,标志着柔性直流输电技术的发展又达到了新的高度。

4. 特高压直流输电

提高直流远距离输电的电压,可将线损降至最低限度。特高压直流输电是指 ± 800 kV及以上电压等级的直流输电及相关技术,其主要特点是输电电压高、容量大、输送距离远。目前,架空直流输电电压已从最初的 ± 100 kV上升到最高 $\pm 1 100$ kV,海底直流输电电压也在逐年提高。当然电压的提高和设备的投资之间有一个平衡,现在 ± 500 kV输电技术已相当成熟且广泛应用,而 ± 800 kV直流输电近年来在我国也得到了发展,云南—广东 ± 800 kV特高压直流输电系统、溪洛渡—浙江 ± 800 kV特高压直流输电系统等工程相继投入运行。2019年,作为世界上电压等级最高、输送容量最大、输送距离最远、技术水平最先进的昌吉—古泉 $\pm 1 100$ kV特高压直流输电线路工程正式竣工并投入运行,标志着特高压直流输电工程的发展又迈上了新的台阶。与特高压交流输电技术相比,特高压直流输电系统的主要技术特点如下:

(1) 特高压直流输电系统中间不需要进行无功补偿,可点对点、大功率、远距离直接将电力输送至负荷中心。

(2) 特高压直流输电系统的潮流方向和大小均能按照送受两端运行方式进行灵活控制,可以减少或避免大量过网潮流。

(3) 特高压直流输电系统电压高、输送容量大、线路走廊窄,适合大功率、远距离输电。

(4) 在交直流并联混合输电情况下,利用直流有功功率调制可以有效抑制与其并列运行的交流线路的功率振荡,显著提高交流系统的动态稳定性。

(5) 当发生直流系统闭锁时,特高压直流输电系统两端的交流系统将承受很大的功率冲击。

特高压直流输电技术的突破能够大幅提高电网远距离、大规模的输电能力,使我国西部、北部清洁能源的集约高效开发和大范围配置消纳成为可能,对保障能源安全、推动东西部地区的协调发展具有重要意义。同时,特高压直流输电技术也带动了我国特高压全产业链“走出去”,实现了国际标准制定的新突破。目前,我国在运、在建的特高压直流输电工程输送电量中80%以上为清洁能源,将成为我国清洁能源运输的主干线、大动脉,为推动我国西部资源优势转化为经济优势,推进能源革命,防治大气污染,建设美丽中国奠定坚实基础。

1.1.3 高压直流输电的基本概念

直流输电的基本原理如图1-3所示。直流输电系统包括两个换流站 CS_1 和 CS_2 及直流线路。换流站中的换流器可以实现交流电与直流电的相互转换。

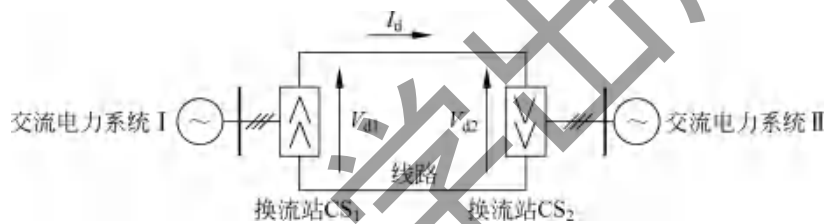


图 1-3 直流输电示意图

换流器由一个或者多个换流桥串联或者并联组成。目前直流输电系统均采用三相桥式换流电路,每一个桥有6个桥臂(又称阀、阀臂)。阀臂由汞弧阀或电力电子开关器件(如晶闸管元件等)构成,现代直流输电已经基本上淘汰了汞弧阀构造的换流器。

从交流电力系统 I 向系统 II 输电时,换流站 CS_1 将送端系统 I 的三相交流电变换成直流电,通过直流输电线路将功率输送到换流站 CS_2 ,再由 CS_2 把直流电变换成三相交流电。通常把交流电变换成直流电称为整流,而将直流电变换成交流电称为逆变。因此 CS_1 也称为整流站,而 CS_2 又称为逆变站。

设 CS_1 的直流输出电压为 V_{d1} , CS_2 的直流输入电压为 V_{d2} ,则直流线路电流 I_d 为

$$I_d = \frac{V_{d1} - V_{d2}}{R} \quad (1-1)$$

式中, R 为直流线路的电阻。

应当注意:直流线路只输送有功功率而不输送无功功率。

CS_1 送出的功率和 CS_2 接收的功率分别为

$$P_{d1} = V_{d1} I_d, \quad P_{d2} = V_{d2} I_d \quad (1-2)$$

两者之差即为直流线路的损耗:

$$\Delta P = I_d (V_{d1} - V_{d2}) \quad (1-3)$$

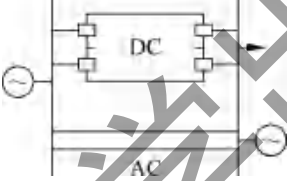
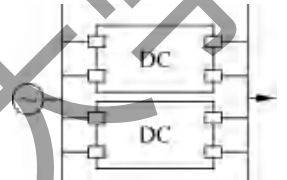
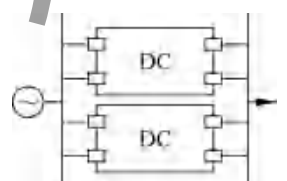
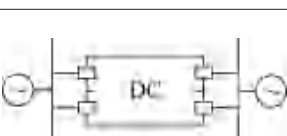
当 $V_{d1} > V_{d2}$ 时,就有电流沿图 1-3 所示的方向流通。通过改变 V_{d1} 和 V_{d2} 就可以调节

电流 I_d 。如果需要,通过调节可以保持输送的电流或者功率不变。应该指出,当采用电网换相换流器型直流输电时,如果 V_{d2} 的极性不变,即使把它调节得大于 V_{d1} , CS_2 仍然不能向 CS_1 送出反向的电流和功率。这是由于电网换相换流器只能单向导通。要改变功率的传输方向,就需要使 CS_2 工作在整流状态,同时将 CS_1 作逆变运行。当采用电压源换流器型直流输电时,由于该类型换流器具有双向通流能力,因此通过调整直流电流的方向,就可以改变直流输电系统功率的传输方向。

1.1.4 国外高压直流输电工程代表性案例

表 1-1 列出了国外大容量直流输电工程的典范。

表 1-1 国外大容量直流输电工程典范

线路或系统名称	输送容量/MW	目的	系统连接方式	直流电压/kV	直流电流/A	直流输电距离/km	交流侧电压/kV	短路容量比
太平洋直流联络线	3 100	美国西海岸的西北部同西南部联网(双极 1 回)		± 500	3 100	1 362	230 500	4.9
纳尔逊河直流输电系统	3 468	加拿大北部水电向南部地区输送(双极 2 回)		± 463 ± 500	1 800 1 800	897 930	230	2.3~2.5
伊泰普直流输电系统	6 300	巴西伊泰普水电站向圣保罗地区送电(双极 2 回)		± 600	2 610	783 806	345	1.9
美丽山二期特高压直流输电系统	4 000	巴西美丽山水电站向里约送电(双极 1 回)		± 800	2 500	2 539	500	2.3~5.3

加拿大的纳尔逊河直流输电系统是北美容量最大的,也是两个最早的直流输电系统之一。该双极输电系统从马尼托巴北部的纳尔逊河上的水电站向温尼伯湖附近的多尔西换流站输电 3 800 MW,距离 900 km。部分电能还输送到美国中西部的工业中心。原先的双极线路采用汞弧整流阀,但在 1990—1992 年,1 号极已用现代晶闸管技术更新改造。该直流输电系统不仅能远距离输送大量电力,还起到了电力振荡阻尼作用,有助于受端交流电力系统的频率控制和稳定。

太平洋直流联络线与纳尔逊河直流输电系统属同一时期,从俄勒冈的 Celilo 将哥伦比亚河的 3 100 MW 水电向南输送 1 400 km 到达洛杉矶附近的 Sylmar。直流输电线路与超高压交流线路并联运行,有助于太平洋沿岸交流系统的控制和稳定。

还有一个北美的例子是 2 250 MW 魁北克至新英格兰的直流输电工程,它开发了魁北克北部詹姆斯湾地区丰富的水电资源。该系统不但向南输电 1 500 km 到新英格兰的桑迪庞德,而且通过尼科莱中间换流站向蒙特利尔市供电。

世界上最大的水电站之一——伊泰普水电站位于巴西和巴拉圭边界。原装机 12 GW,后来新增 2 台 700 MW 机组,增容至 13.4 GW。这些电力被输送到巴西圣保罗附近的工业中心。约一半电力通过 2 回 750 kV 交流线路输电 800 km。但是,由于稳定性原因,不可能用交流线路输送全部电力,其中 6 300 MW 需经 ± 600 kV 双极直流线路送出。

巴西美丽山二期特高压直流输电项目是巴西第二大水电站——美丽山水电站的电力送出工程,也是巴西电网南北互联互通的主要通道。美丽山二期特高压直流输电工程范围跨度大,线路全长 2 539 km,跨越巴西 5 个州、78 个城市,包括欣古和里约两个换流站、一回直流线路及配套工程。巴西美丽山二期特高压直流输电项目是我国第一个在境外独立投资、建设和运营的特高压直流输电工程,实现输送容量 4 000 MW,直流电压 ± 800 kV,标志着我国的特高压直流输电技术全方位“走出去”。

直流输电技术的发展显著地促进了电力系统的发展,主要表现在以下几个方面。

1. 扩大了在远距离输电和联网中的应用优势

大电网互联可提高供电的可靠性和电网运行的经济效益。但是,直接采用交流互联会随着电网的扩大而带来短路容量增大、潮流控制困难、事故范围扩大等一系列问题。而采用直流输电联网则可避免这些问题。在北美、欧洲和中国已广泛采用直流输电进行两个不同步系统的背靠背直流互联来交换功率。同时,为了提高直流输电联网的灵活性,防止功率振荡保持系统的稳定,又出现了多端直流输电和交直流混合联网的互联形式。目前,全世界已投入运行的高压直流输电工程总数已超过 100 项,总输送容量超过 100 GW。

2. 推动了电力市场化的运作

电力市场开放已成为全球性的电力改革潮流。开放的目的是提供可靠、安全和经济的电力,这就要求处于发电和用电之间的输电网能有效控制系统潮流,允许电力在电网中自由传输,这是互联电网商业化运营的基础。实现这一目标需要更为灵活的电网控制手段,而交流联网的潮流很难实行实时控制,直流输电技术则显示出其独特的作用。直流联网输送电力可方便严格地按计划实时控制,不会受到两端交流电网运行工况的影响,也不会出现潮流绕道或环流现象。这样两个电网之间购电合同的签订和执行就比纯交流电网的连接容易得多。

3. 促进了可再生能源的开发和应用

随着能源紧缺和环境污染等问题的日益严峻,大力开发和利用可再生清洁能源成为当今世界能源技术发展的主流。直流输电因其在大规模远距离和海底电缆输电方面的优越性,促进了大型水电、大规模陆地风电和海上风电的开发和应用;而柔性直流输电也在分布式中小规模的风能、太阳能等可再生能源接入方面展示了其技术上的优越性。例如,柔性直

流输电能够给风电场提供良好的动态无功支撑,减少或避免风电场的无功补偿设备投资;提供优异的并网性能,减轻风电场电压波动对交流系统的影响,并改善风电场对系统波动的抗干扰能力;能够提供电压支撑作用,提升风电场在交流系统发生故障情况下的低电压穿越能力;另外,由于柔性直流输电不受距离限制,因此也是国外大型远距离海上风电场并网的首要选择。因此,柔性直流输电目前已成为国际上公认的风电场网的最佳技术方案。

1.1.5 高压直流输电在中国的发展

中国的高压直流输电起步较晚,1977年曾建成一条31 kV直流输电工业性试验电缆线路。1987年自行研制、建设了浙江舟山海底直流输电工程,并于1989年投运了±500 kV葛南直流输电工程。随着“西电东送”战略的实施,直流输电在中国得到广泛的应用,见表1-2。

表 1-2 中国已建成的直流输电工程(部分)

直流输电	起止地点	型式	功率 /MW	电压 /kV	距离 /km	总投资 /亿元	投产 年份
舟山	浙江舟山	海缆/架空	50	-100	12/42	0.46	1987
葛南	葛洲坝—上海南桥	架空线	1 200	±500	1 046	9.37	1989
天广	天生桥—广州北郊	架空线	1 800	±500	980	39.8	2001
嵊泗	上海芦潮港—嵊泗	海缆/架空	60	±50	59.7/6.5		2003
三常	三峡—江苏常州	架空线	3 000	±500	890		2003
三广	三峡—广东惠州	架空线	3 000	±500	940	16.2	2004
高肇	安顺高坡—广东肇庆	架空线	3 000	±500	882	56.3	2004
灵宝	河南灵宝	背靠背	360	±120	0	5.4	2005
三沪	三峡—上海华新	架空线	3 000	±500	1 049	70	2007
兴安	贵州兴仁—深圳宝安	架空线	3 000	±500	1 225	80	2007
高岭	秦皇岛高岭	背靠背	1 500	±500	0	22.3	2008
灵宝(扩)	河南灵宝	背靠背	750	±120	0	29	2009
德宝	四川德阳—陕西宝鸡	架空线	3 000	±500	534	57	2009
楚穗	云南楚雄—广州增城	架空线	5 000	±800	1 418	137	2009
复奉	向家坝(复龙)—上海奉贤	架空线	6 400	±800	1 907	233	2010
呼辽	呼盟伊敏—辽宁穆家	架空线	3 000	±500	987		2010
宁东	宁夏银川—山东青岛	架空线	4 000	±660	1 300		2011
锦苏	四川西昌—江苏苏州	架空线	7 200	±800	2 059	220	2012
糯扎渡	云南普洱—广东江门	架空线	5 000	±800	1 413		2013
哈郑	新疆哈密—河南郑州	架空线	8 000	±800	2 210	233.9	2014
溪浙	溪洛渡左岸—浙江金华	架空线	8 000	±800	1 653	250	2014
灵绍	宁夏灵州—浙江绍兴	架空线	8 000	±800	1 720		2016
酒湖	甘肃酒泉—湖南湘潭	架空线	8 000	±800	2 383	262	2017
晋苏	山西晋北—江苏南京	架空线	8 000	±800	1 119	162	2017
锡泰	内蒙古锡林郭勒盟—江苏泰州	架空线	10 000	±800	1 620	254	2017
扎青	内蒙古扎鲁特—山东青州	架空线	10 000	±800	1 233	215	2018
吉泉	新疆昌吉—安徽古泉	架空线	12 000	±1 100	3 284	407	2019

中国在发展直流输电方面的步伐也在不断加快,从1989年±500 kV葛南直流输电工程投运以来,到2020年已经有超过40个直流工程为我国电网输送超过150 GW的电力。其中,最引人注目的是全世界电压等级最高的±1 100 kV新疆昌吉—安徽古泉特高压直流输电工程的建成投运,一举刷新并创造了目前世界上传统直流工程的多项纪录,包括电压等级、输送容量、输送距离、分层接入等,成为直流输电发展史上的里程碑。

我国高压直流输电技术虽然起步较晚,但发展迅速,目前无论是输送容量还是输电距离都已成为直流输电第一大国,直流工程建设技术领先国际。

中国南部是直流输电高度密集的区域,到2020年底,已经建成运行11条直流输电线路,距离均在1 000 km左右,包括:

(1) 天广±500 kV直流输电工程,西起黔、桂交界的天生桥,东至广州北郊,线路全长980 km,双极输送容量180万千瓦。广州换流站通过两回220 kV线路与紧邻的广州北郊变电站相连,接入广东电网。于1998年4月开工,2000年12月单极投产。该工程的投产使南方电网成为全国第一个交直流并列运行的大电网,运行的可靠性大大增加。工程大量采用了新技术、新设备,其中有些设备与技术是在世界上首次用于高压直流工程,如有源直流滤波器、直流光纤CT、合成材料穿墙套管等。2004年该线送广州57.66亿kW·h。设备可用率:极1为93.7%,极2为85.44%。2005年能量可用率为98.70%,但其国产化率仅为5%。

(2) 三广±500 kV直流输电工程北起湖北江陵换流站,南至广东鹤城换流站,全长940 km,输送容量为3 GW,三峡电站建成后约1/6的电量将通过此线路输入广东,每年输送总量近200亿kW·h。工程总投资16.2亿元,于2002年开工,2003年12月实现单极投运,到2004年4月实现了双极试运行,该线规定国产化率为50%。2004年全年送电90.11亿kW·h,设备可用率极1为96.72%,极2为96.49%。

(3) 贵广±500 kV直流输电工程(简称高肇直流)西起贵州省安顺市高坡换流站,东至广东省肇庆市高要肇庆换流站,线路全长882 km,双极额定功率3 GW,是国家“西电东送”的重点建设项目。该工程于2001年1月25日开工,2004年7月16日实现单极投运,到2004年10月实现双极运行,总投资56.3亿元。该工程由德国西门子公司总承包,事先西安电力电子技术研究所引进西门子公司光控直径125 mm晶闸管技术,并按期交付778只光控晶闸管。该工程还采用许多新技术,如光控晶闸管、SINADYND实时多处理器控制保护系统、全球卫星定位、直流光检测元件和光纤通信等,国产化率为30%。投运以来,截至2005年12月12日共送电143.7亿kW以上,2005年能量利用率为99.5%。

(4) 贵广二回±500 kV直流输电工程(简称兴安直流),西起贵州兴仁,东到深圳宝安,线路全长1 225 km,输送容量3 GW,投运时间为2007年。

(5) 云广±800 kV直流输电工程(楚穗直流)于2006年开工,2009年上半年单极投产,形成2.5 GW的输电能力,2010年上半年双极建成投产。该工程是世界上第一个特高压直流输电工程。

(6) 溪洛渡双回±500 kV直流工程西起云南省昭通市延津县牛寨换流站,东至广东省从化市从西换流站,途经云南、贵州、广西、广东四省区。工程额定电压±500 kV,输送容量640万kW,线路全长2×1 223 km(其中,同塔双回线路991 km,单回线路2×232 km)。工程于2011年开工建设,2013年10月完成单回单极系统调试并投入试运行,总投资159.76亿

元。该工程在世界上首次采用同塔架设双回直流输电线路,受、送两端首次采用换流站合址建设,节约土地面积近 $1\,300\text{ hm}^2$ 。

(7) 糯扎渡 $\pm 800\text{ kV}$ 直流工程西起云南省普洱市思茅区普洱换流站,东至广东省江门市鹤山市侨乡换流站,途经云南、广西、广东三省区,线路全长约 $1\,413\text{ km}$,输送容量 500 万 kW ,额定电压 $\pm 800\text{ kV}$,工程概算投资 153.37 亿元 。该工程于2011年开工建设,2013年9月单极 400 kV 投入试运行。该工程是继 $\pm 800\text{ kV}$ 云广特高压直流输电工程之后,南方电网公司建设的第二条特高压直流输电线路。

(8) 金中 $\pm 500\text{ kV}$ 直流输电工程于2014年开工,2016年投运。工程西起云南丽江金官换流站,东至广西柳州桂中换流站,线路全长 $1\,105\text{ km}$,输送容量 320 万 kW ,每年可向广西送电约 $140\text{ 亿 kW}\cdot\text{h}$,促进了东西部资源的优化配置。

(9) 滇西北至广东 $\pm 800\text{ kV}$ 特高压直流工程西起云南省大理州剑川县,东至广东省深圳市宝安区,横跨云南、贵州、广西和广东53个县区,线路全长 $1\,959\text{ km}$ 。该工程于2016年开工,2018年投运,总投资 222 亿元 。该工程投运后每年可输送 $200\text{ 亿 kW}\cdot\text{h}$ 的清洁水电到珠三角地区。

(10) 昆柳龙 $\pm 800\text{ kV}$ 特高压混合多端直流工程采用双极三端结构,额定直流电压 $\pm 800\text{ kV}$,架空线路总长度 $1\,489\text{ km}$ 。整个工程包括云南的昆北站、广西的柳州站和广东的龙门站3个换流站。其中,昆北站为整流站,采用电网换相换流器拓扑,换流站容量为 $8\,000\text{ MW}$;广西的柳州站和广东的龙门站为逆变站,采用电压源换流器拓扑,换流站容量分别为 $3\,000\text{ MW}$ 和 $5\,000\text{ MW}$ 。该工程横跨云南、贵州、广西、广东四省区,将绿色清洁的水电从云南送往广西电力负荷中心和粤港澳大湾区。工程投产后,预计每年可增加输送西部清洁水电 $330\text{ 亿 kW}\cdot\text{h}$ 。

由此,南方电网形成了一个既有特高压 $\pm 800\text{ kV}$ 直流输电,又有超高压 500 kV 直流和 500 kV 交流输电的混合电网,形成“八条交流、十一条直流”共19条 500 kV 及以上大通道,送电规模超过 $5\,000\text{ 万 kW}$,堪称世界上最复杂的交直流混合电网。该区域电网交直流混合运行,系统稳定控制复杂,难度大;多直流馈入一个大型受端电网,交、直流故障相互影响大;系统存在大扰动后功角失稳、电压失稳和频率失稳等运行风险。

由于能源资源分布极不平衡,西电东送将是南方电网电力工业可持续发展的重要任务之一。根据国家电网公司和南方电网公司的初步规划,未来我国远距离大型输电工程大部分采用直流输电送出。截至2020年我国直流输电工程已超过40项,总容量大于 150 GW 。直流输电在我国展示了广阔的应用前景。

我国在早期远距离大容量高压直流输电工程(即葛南和天广)中,从工程设计到设备制造完全依赖国外公司(ABB和西门子)。考虑到我国高压直流输电规模将不断扩大,为扶植民族工业,有关部门提出了高压直流输电工程国产化的建设方针。于是,在接下来的三常高压直流输电工程建设中,在引进设备的同时,进行了技术引进和技术转让,部分主要设备(如换流变压器、平波电抗器和晶闸管元件等)在国内制造厂进行了试制,标志着我国高压直流输电国产化的起步。三广和高肇两个高压直流输电工程仍为外商总包,但加大了中方的介入程度,国产化率达到30%左右。此后,国内各相关企业加大消化力度,在直流设备的制造技术、工艺水平和产品质量等方面都取得了不同程度的进步,并逐步掌握了高压直流输电工程的核心技术,国产化水平取得了实质性提高。三沪和兴安直流工程采用中方为主、联合设

计、合作生产、外方把关的建设模式,国产化率可以达到70%左右。灵宝背靠背工程是检验高压直流输电国产化能力的验证工程,从工程设计、系统研究、设备制造,到工程实施与管理,全部由国内单位负责。

通过几个工程与外商的合作、技术引进与消化、科研攻关以及工程试验,国内打造了一支专业队伍,已经完全具备高压直流输电工程建设全面国产化的能力,并已初步迈出了中国特高压直流输电技术“走出去”的步伐,成为推进“一带一路”建设的重要技术积累。

1.2 高压直流输电的基本接线方式

目前直流输电大多数是两端供电系统,常见的接线类型如图1-4所示。

1.2.1 单极线路方式

在直流输电系统中,极就是指换流站(或者换流器)的直流端点。

单极方式通常是用一根架空导线或者电缆线,以大地或者海水作为返回线路组成的直流输电系统,如图1-4(a)所示。这种输电方式能节省线路投资,如瑞典的哥特兰岛直流工程、意大利的撒丁岛直流工程等。出于对造价的考虑,常采用这类系统,对电缆传输来说尤其如此。这类结构也是建立双极系统的第一步。由于正常运行时电流须流经大地或者海

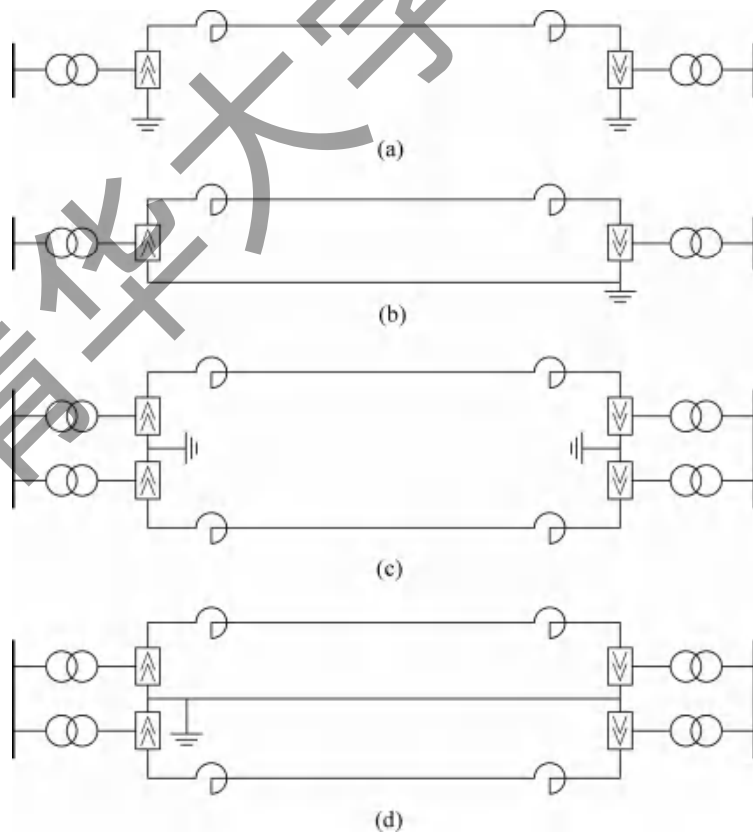


图 1-4 两端直流系统的接线方式

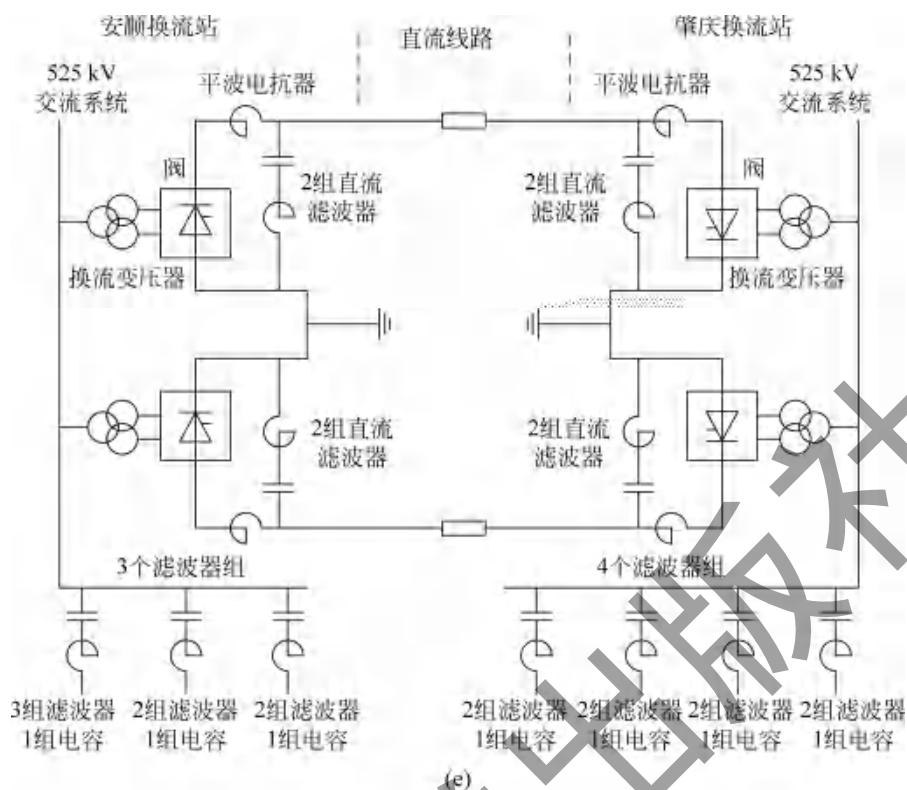


图 1-4 (续)

水,要注意接地电极的材料、埋设方式和对地下埋设物的腐蚀以及对地下通信线路、航海罗盘和海洋生物的影响等问题。通常用正极接地、负极性运行的方式较多,主要是因为负极性架空线路的电晕无线电干扰较小,而且受到雷击的概率也稍小。

当大地电阻率过高,或不允许对地下(水下)金属结构产生干扰时,可用一根低绝缘导线金属回路代替大地作为回路,在一侧换流站进行单点接地,形成金属性回路的导体处于低电压,如图 1-4(b)所示。该方式避免了电流从大地中或者海水中流过,又把某一导线的电位钳制到 0。缺点是当负荷电流在流过导线时要产生一定的电压降,从而要考虑适当的绝缘强度。这种方式主要用于无法采用大地或者海水作为回路的情况以及作为双极方式的过渡方案。

同极方式如图 1-4(c)或(d)所示。导线数不少于两根,所有导线同极性。通常最好为负极性,因为它由电晕引起的无线电干扰较小。这样的系统采用大地作为回路,当一条线路发生故障时,换流器可为余下的线路供电,这些导线有一定的过载能力,能承受比正常情况更大的功率。在考虑连续的地电流是可接受的情况下,同极联络线具有突出的优点。

1.2.2 双极线路方式

双极线路方式有两根不同极性(即正、负极)的导线,可具有大地回路或者中性线回路。主导设计思想是,一个极的设备发生事故时不影响其他极的正常运行。在努力使设备事故导致的停运范围减至最小的同时,对双极共用设备(中性线或双极共用的控制系统等)来说,争取(多路)复用,这种措施对提高设备的可靠性也是非常有效的。

(1) 双极两线中性点两端接地方式。如图 1-4(c)所示,整流站和逆变站的中性点均接

地,双极对地电压分别为 $+V$ 和 $-V$ 。它可以看作由两个对称的一线一地制单极系统叠加而成,理论上,两个接地点之间不存在直流电流。实际上,正常运行时,由于两侧变压器的阻抗和换流器控制角的不平衡,回流电路中将有不平衡电流流过,但数值较小,因此大大减轻了其对地下金属设备的腐蚀。并且,任何一极发生故障,健全极还可以用大地或海水作为回流电路维持单极运行方式,保持输送50%的电力,或利用换流器及线路的过载能力承担更多的负荷。

(2) 双极中性点单端接地方式。这种运行方式在整流侧或者逆变侧中性点单端接地,正常运行时和上述第一种方式相同,避免了双极中心点接地方式引起的腐蚀,但是当一条线路故障时就不允许继续运行。

(3) 双极中性线方式。将双极两端的中性点用导线连接起来就构成了双极中性线方式,如图1-4(d)所示。该方式在整流侧或逆变侧任一端接地,允许单极连续运行:当一极发生故障时,仍能够用健全极继续输送功率。同时避免了利用大地或者海水作为回路的缺点。第三条导线(中性线)的绝缘要求低,还可以作为架空线的屏蔽线。如果它完全绝缘,还可作为一条备用线路。在实际直流输电工程建设中,双极系统常常分期建设,为及早发挥工程效益,先建成其中一极作为单极系统运行。我国已建成的直流工程基本上采用此种方式。

直流输电运行方式对交流系统会产生重要的影响,比如在单极大地回线方式或双极严重不对称方式运行时对交流系统中性点接地运行的变压器产生影响,根据直流输电的输送功率不同影响程度有所不同。直流输电单极大地回线方式运行时,入地电流使接地极周围地电位升高,导致附近不同位置交流变电站之间出现直流地电位差。对于中性点接地且有关联的交流变电站,接地极入地电流引起的地电位变化会在交流侧绕组电流中产生直流分量,两者共同作用使换流变压器产生直流偏磁现象。变压器的损耗、温升以及50 Hz的噪声(正常时基波噪声频率为100 Hz)都有明显增加。直流偏磁现象影响变压器的正常工作,严重时还会损坏变压器。直流分量的引入还将引起变压器严重饱和,从而导致电压波形严重畸变。电网电压总畸变率大幅升高,有可能导致变电站带串联电抗器的电容器组因严重谐波过流而损坏。因此不宜将直流输电系统单极大地回线方式作为长期运行的正常方式,只应作为处理故障的应急方式。

在双极不对称运行的情况下,直流输电对交流系统的影响与不对称程度有关,与单极大地回线方式运行的影响情况相近。不同直流输电系统以单极大地回线方式或双极不对称方式运行时,它们会分别在系统中接地变压器的中性线上产生一个直流分量,在部分接地变压器中性线中这两个直流分量可能方向相反、相互抵消,而在另一部分接地变压器中性线中这两个直流分量可能方向相同、相互叠加,这与直流输电系统是哪一极在运行、变压器以及直流输电系统接地极的地理位置有关。

图1-4(e)给出了高肇直流系统的接线示意图,可见该直流系统属于双极两线中性点两端接地方式这种典型的接线方式。

1.2.3 “背靠背”换流方式

将整流站和逆变站建在一起的直流系统为“背靠背”换流站。位于不同区域的电网有时差且可以错峰,迫切需要联网时,可能由于各区频率偏差较大,没有多余的旋转备用,交流同

步联网几乎不可能。采用直流“背靠背”联网的优点是：①费用相对较低；②易于双向调节区域间潮流；③需要时，随时可通过旁路转换成交流连接。直流背靠背联网无直流线路、直流滤波器、直流开关场等，直流侧损耗小；对换流变压器、换流阀、平波电抗器等与直流电压有关的设备绝缘水平要求降低，可减少设备造价。该方式没有直流输电线路，可以选用较低的额定电压，适合不同频率或者相同额定频率非同步运行的两个交流系统之间的互联。

“背靠背”换流站目前应用较多，主要用于互联电网时限制短路电流的增加，提高电网运行的稳定性，以及不同频率电网之间互联时起变频站作用。此外在系统增容时能够限制短路容量，以避免大量电气设备的更换。

连接西北与华中电网的灵宝“背靠背”换流站（位于河南省灵宝市）是我国第一个区域电网“背靠背”直流联网工程，2005年投产，容量360 MW，直流电流3 kA，西北侧交流电压330 kV，华中侧交流电压220 kV。值得一提的是，此换流站由国内自主成套设计，采用引进国际先进技术的国产设备，包括换流阀、换流变压器、直流平波电抗器、直流控制保护设备等。

2008年11月25日，我国自主设计、制造、建设的又一直流输电工程——东北—华北联网秦皇岛高岭“背靠背”换流站工程竣工并投运，换流站的设备国产化率达到100%，标志着我国直流工程建设、运行和装备制造水平跨入世界先进行列。高岭“背靠背”换流站工程是世界上单个换流容量最大的“背靠背”换流站工程，工程一期建设2个换流单元，容量 2×750 MW，动态投资22.3亿元。在该换流站投运之前，东北电网和华北电网间是以“长链式”交流联网，这不但影响输电效率、加大了输电损耗，而且两大电网间一方发生故障很容易波及另一方。高岭“背靠背”换流站的建成投产将有效改变这一状况，它实现了对两大电网的有效隔离，不仅消除了东北和华北两大电网之间的相互影响，还极大地增强了互联电网的输送能力和东北、华北两大电网间的互为备用能力，可以有效调节两大电网的错峰容量。

2016年6月30日，南方电网首个“背靠背”直流异步联网工程——云南电网与南方电网主网鲁西“背靠背”直流异步联网工程（简称“鲁西‘背靠背’直流工程”）投运，在我国率先实现了省级电网与区域电网的异步互联。该工程采用大容量柔性直流与常规直流组合模式的背靠背直流工程架构，柔直单元容量达1 000 MW，直流电压达 ± 500 kV。鲁西“背靠背”直流工程的投运有效地促进了我国直流输电系统成套设计与装备制造的发展创新，也显著提高了南方电网主网架的安全稳定运行能力。

1.2.4 多端方式

多端直流（multi-terminal direct current, MTDC）输电系统是指与交流电力系统有3个及以上连接节点的直流输电系统。多端直流系统不仅可以多电源供电或多落点受电，还可以联系多个交流电网，也可以将交流电网分成多个独立运行的孤立电网。在多端直流系统中，每个换流站的交流侧分别与各自的交流电网相连，直流侧通过直流线路相互连接，形成直流网络。多端直流系统直流侧的接线方式有换流站并联、串联方式以及输电线路分支形、闭环形等方式。

多端直流输电系统可以解决多电源供电和多落点受电的输电问题，由于其控制保护系统以及运行操作复杂，其应用和发展在过去一段时间内受到限制。由于多端直流输电系统有着重要的潜在应用价值，因此，相关的研究工作非常活跃，并取得了一些运行经验：意大

利到撒丁岛和柯西岛的三端直流输电工程于20世纪80年代投运;美国波士顿经加拿大魁北克到詹姆斯湾拉迪生的五端直流输电工程,全长1500 km,1992年全线建成并投入运行。以上是以电流源型换流器为基础的多端直流输电技术。

近年来,随着电压源型换流器在直流输电领域应用的增多,以此为基础的多端直流输电系统在学术界和工业界得到了快速发展。2013年12月,世界上第一个多端柔性直流输电工程——南澳±160 kV三端柔性直流输电工程投运,为远距离大容量输电、大规模可再生清洁能源接入等提供了安全高效的解决方案。2014年7月,舟山五端柔性直流输电系统投运,其直流系统电压等级为±200 kV,总容量达到了1000 MW,标志着我国在柔性直流输电技术领域走在了世界前列。2020年6月,世界上第一个真正意义上的直流电网工程——张北四端柔性直流电网工程投运,其额定直流电压为±500 kV,单站最大容量为3000 MW,采用架空线路输电,每条架空线路两侧配备有直流断路器,该工程为2022年北京冬奥会所有场馆实现奥运史上首次100%清洁能源供电提供了保障,北京全市用电负荷的10%也因此实现清洁化。

与双端直流输电系统只有一条直流传输线不同,多端直流输电系统需要多条直流传输线,因此根据运行条件和设计要求的不同,可以组成多种拓扑结构的接线方式。总的来说,可以分为并联和串联两种接线方式。

(1) 并联型 MTDC 输电系统。所有换流站并联连接,运行在同一直流电压下,直流输电网络既可以是放射形的,也可以是环网形的,或者是两者的组合。在并联多端直流输电系统中,换流站之间的功率分配主要靠改变换流站的电流来实现。其中,由一个换流站来控制直流电压,并维持电流及整个多端直流输电系统的功率平衡,其他换流站则按给定的电流(或功率)运行。图1-5即为并联型多端直流输电系统单接线示意图。

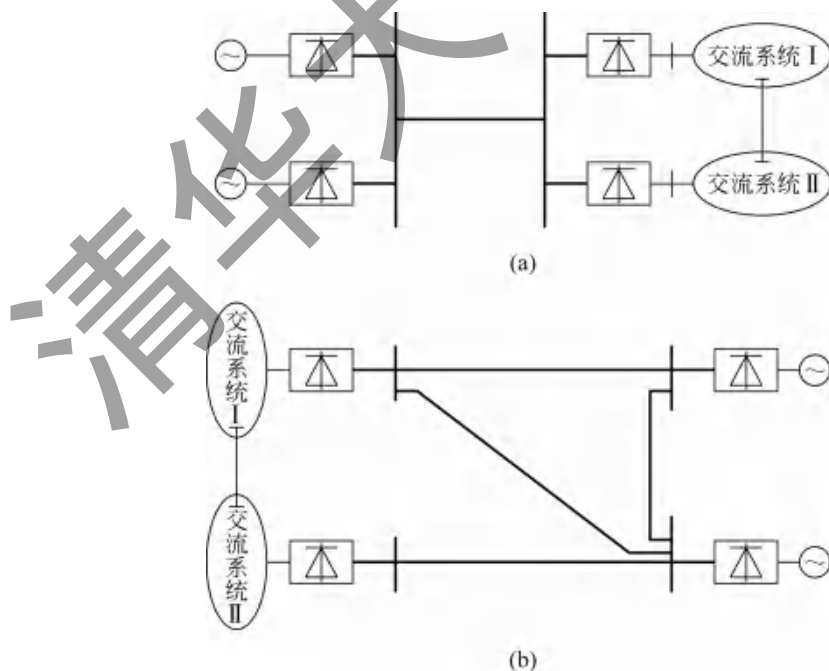


图 1-5 并联型 MTDC 输电系统接线图

(a) 放射形; (b) 环网形

(2) 串联型 MTDC 输电系统。换流站串联连接时,流过同一直流电流,直流线路只在 一处接地,换流站之间的功率分配主要靠改变直流电压来实现。在串联型多端直流输电系 统中,一般由一个换流站承担整个串联电路中直流电压的平衡,同时也起到调节电流的作 用。图 1-6 给出了一种串联型多端直流输电系统的接线图。从距离较远的发电厂,用直流 输电系统把电力分送给大城市中的几个配电网或一个大的配电网的几个馈电点,就是适宜 采用这种输电系统的一个例子。

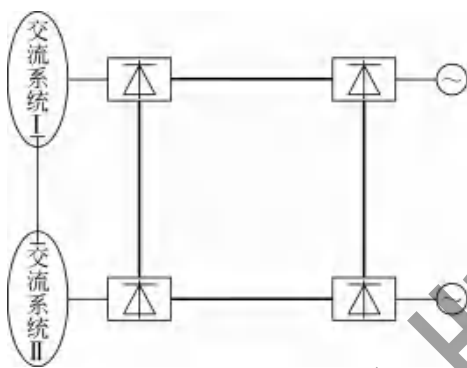


图 1-6 串联型 MTDC 输电系统接线图

当然,MTDC 输电系统的接线方式也可以是混合接线方式,即既有串联又有并联的接 线方式。与串联接线方式相比,并联接线方式直流输电的线路损耗较小,易于控制,进一步 扩展的灵活性较高,具有相对较少的运行问题,因而在多数工程中被广泛采用。

1.3 直流输电的优、缺点

1.3.1 直流输电的优势

在可比条件下与高压交流输电相比较时,高压直流输电具有许多优点。

1. 输送相同功率时,线路的造价低

对于双极输电的直流系统和三相送电的交流系统,前者用到 2 根导线,后者用到 3 根导 线。如果每根导线的截面和绝缘水平平均相同,则直流线路每根导线输送的功率 p_d 为

$$p_d = V_d I_d \quad (1-4)$$

而交流线路每根导线输送的功率 p_a 为

$$p_a = V_a I_a \cos \varphi \quad (1-5)$$

式中, V_d 为直流线路的对地电压; V_a 为交流线路对地电压的有效值,即相电压的有效值; I_d 为直流线路的电流有效值; I_a 为交流线路的电流有效值; $\cos \varphi$ 为交流线路的功率因数, 对交流远距离输电通常较高,这里取 0.945。

当两者采用相同的电流密度时,每根导线的载流相等,即 $I_d = I_a$ 。如果交流线路和直 流线路所需的绝缘水平按过电压倍数确定,则分别为 $\sqrt{2} k_a V_a$ 和 $k_d V_d$,假定过电压倍数

$k_d = k_a$ (对于超高压架空线路, 有 $k_a = 2 \sim 2.5$, $k_d = 2$), 因此当线路具有相同的绝缘水平时, 有 $V_d = \sqrt{2}V_a$, 从而有

$$p_d = 1.5p_a \quad (1-6)$$

可见只有 2 根导线的直流线路与有 3 根导线的交流线路可输送的总功率相当。因此直流输电可以节省大量的有色金属、钢材、绝缘子和线路金具, 同时减少大量的运输安装费用。另外, 直流输电在其线路走廊、铁塔高度和占地面积等方面均比交流输电具有优越性。直流输电可以充分利用线路走廊资源, 其线路走廊宽度约为交流输电线路的一半, 且送电容量大, 单位走廊宽度的送电功率约为交流线路的 4 倍。例如, 直流 ± 500 kV 线路的走廊宽度约为 30 m, 送电容量达 3 GW, 而交流 500 kV 线路走廊宽度为 55 m, 送电容量却只有 1 GW。

2. 线路有功损耗小

由上述分析可知, 2 根导线的直流输电与 3 根导线的交流输电的输电能力相当, 因此在输电损耗方面, 直流输电将比交流输电少 1/3 左右, 同时由于直流线路没有感抗和容抗, 线路上也就没有无功损耗。在电晕损耗方面, 当导线表面电场强度相同时, 直流架空线路年平均电晕损耗仅为交流线路的 50%~65%。这主要是因为直流和交流的电晕产生机理不同, 而且在恶劣气候下直流电晕损耗比交流小得多。在无线电干扰方面, 直流线路也比交流线路小。因此, 直流线路与交流线路相比, 无论是投资方面还是运行费方面均更为经济。

3. 适合海下输电

海下输电必须采用电缆。直流电缆线路不会受到交流电缆线路那样的电容电流困扰, 没有磁感应损耗和介质损耗, 基本上只有芯线电阻损耗, 绝缘水平相对较低。电缆的绝缘在直流电压和交流电压作用下的电位分布、电场强度和击穿强度都不一样。以同样厚度、同样截面积的油浸纸绝缘电缆为例, 用于直流时的允许工作电压比在交流下高约 3 倍。因此, 在有色金属和绝缘材料相同的条件下 2 根芯线的直流电缆的输送功率比 3 根芯线的交流电缆的输送功率大得多。所以采用直流电缆在投资上比采用交流电缆经济得多。

直流电缆的年运行费也比相应的交流电缆要低。因为运行中的交流电缆除了芯线的电阻损耗之外, 还有绝缘介质损耗以及铅包皮和铠装中的磁感应损耗, 而直流电缆基本上只有电阻损耗。此外, 直流电缆绝缘的老化要慢得多, 使用寿命比较长。

直流线路导线之间和导线对地之间虽然存在着电容, 但由于直流线路在正常运行时电压纹波很小, 所以基本上没有电容电流。而高压交流输电中会产生很大的电容电流, 一方面会引起沿线电压的变化, 必须采用并联电抗器进行补偿; 另一方面会降低输电功率。以 220 kV 电缆线路为例, 每相每千米的电容电流为 23 A 左右, 当电缆长达 40 km 时每相电容电流就达到 920 A, 几乎占用了芯线的全部载流容量, 可以承担的负载电流就很小了。而海底电缆在中途采用并联补偿是很困难的, 所以当海底电缆较长时采用交流输电是不可能的。

4. 不受系统稳定极限的限制

在交流输电系统中, 所有连接在电力系统中的同步发动机必须保持同步运行。所谓“系统稳定”, 就是指在系统受到扰动后所有互联的同步发动机具有保持同步运行的能力。由于交流系统具有电抗, 输送的功率有一定的极限, 当系统受到某种扰动时, 有可能使线路上的