

特高压 输电技术

祝贺 编



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

材

特高压 输电技术

祝 贺 编
徐建源 主审



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

本书系统介绍了特高压交直流输电中的关键技术问题。全书共分 9 章, 主要包括特高压输电的发展、我国高电压发展规划与建设、特高压线路工频过电压、特高压交流输电线路绝缘配合、特高压交流系统电磁环境、特高压直流输电线路外绝缘配合、特高压直流系统电磁环境、特高压交流线路设计、特高压直流线路设计。

本书可作为高等院校电气学科本科生、研究生的专业课程教材和参考书, 供高等院校师生了解特高压交直流输电技术; 也可作为从事特高压输电理论研究、规划设计、运行维护等工作的技术人员的参考用书。

图书在版编目 (CIP) 数据

特高压输电技术/祝贺编. —北京: 中国电力出版社, 2018. 3

研究生教材

ISBN 978-7-5198-1392-5

I. ①特… II. ①祝… III. ①特高压输电—研究生—教材 IV. ①TM723

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2017) 第 307929 号

出版发行: 中国电力出版社

地 址: 北京市东城区北京站西街 19 号 (邮政编码 100005)

网 址: <http://www.cepp.sgcc.com.cn>

责任编辑: 牛梦洁

责任校对: 常燕昆

装帧设计: 张 娟

责任印制: 吴 迪

印 刷: 北京雁林吉兆印刷有限公司

版 次: 2018 年 3 月第一版

印 次: 2018 年 3 月北京第一次印刷

开 本: 787 毫米×1092 毫米 16 开本

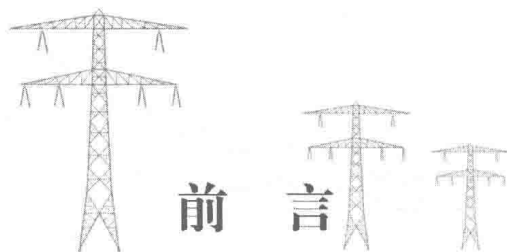
印 张: 16

字 数: 390 千字

定 价: 62.00 元

版 权 专 有 侵 权 必 究

本书如有印装质量问题, 我社发行部负责退换



从我国能源资源分布情况来看,虽然能源蕴藏总量丰富,但资源分布与生产力分布很不均衡,发电能源以煤、水为主,能源资源和生产力发展呈逆向分布是我国的基本国情。改革开放以来,我国电力需求持续快速增长,新建电源规模容量越来越大,受制于能源输送能力和环境保护要求,决定我国必然要发展远距离、大容量输电技术,以提高资源的开发和利用效率,缓解能源输送压力和满足环境保护要求。

特高压输电技术是目前世界上最高电压等级的输电技术,其最大的特点是大容量、远距离、低损耗输送电力。发展交直流特高压输电可以有效解决大规模电力输送问题,且与超高压输电线路相比,特高压线路在相同输电容量下占用的土地资源更少,经济效益和社会效益十分显著。建设以特高压电网为骨干、各级电网协调发展的国家级电网,符合我国能源资源与经济发展逆向分布的基本国情,符合国家节能减排的总体部署,是实现电网与电源协调发展的有效途径,是建设资源节约型、环境友好型社会的迫切需要。

特高压输电是处于世界输电技术前沿的工程技术,其在我国的迅速成功发展已经充分证明了我国在电力系统技术方面所取得的巨大成就。与之同时,特高压输电技术的复杂性及其在我国发展的紧迫性,要求电力系统相关专业人员对其具备更深入的了解和掌握。

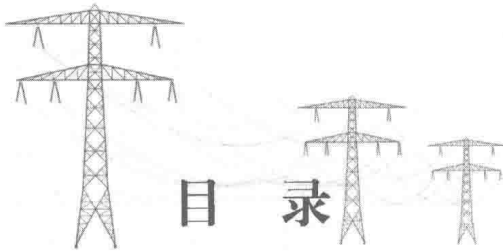
本书致力于更好的帮助研究生和本科生了解特高压交直流输电技术、特高压电气理论研究、规划和设计、运行和维护,详细诠释特高压输电工程前沿技术,弥补了国内关于特高压输电技术研究生教材的空白。本书基于吉林省输电工程安全与新技术实验室近几年来在特高压交直流输电领域的大量研究成果和吉林省电力设计院多年来在高压输电工程领域的丰富实践经验。同时也汲取了国内外在特高压交直流输电技术方面的相关研究成果以及实际运行经验,系统地介绍了特高压交直流输电中的关键技术问题。本书结合了输电行业需求,以线路设计、施工和运行维护为专业核心知识,其他内容为专业完备知识,推动了我国输电线路工程高等教育的发展。

本书共9章,由东北电力大学祝贺教授编写,徐建源教授担任主审。东北电力大学硕士研究生牛丽娜、王基琛、李秋彭、王潇、崔晓彤、刘阳等人在资料整理、绘图等方面付出了辛勤的劳动。本书在编写出版过程中,得到了东北电力大学有关部门和出版单位的多方面的关怀和大力支持,在此一并谨致谢意!

本书编写过程凝聚了作者的研究成果,但限于作者的理论水平和实践经验,本书难免存在不妥和错误之处,敬请广大同行和读者批评指正,不胜感激。

编 者

2017年11月于东北电力大学



前言

第 1 章 特高压输电的发展..... 1

 1.1 特高压输电电压等级的发展 1

 1.2 特高压输电技术的发展 8

第 2 章 我国高电压发展规划与建设 11

 2.1 我国特高压输电的必要性..... 11

 2.2 我国特高压发展规划 13

第 3 章 特高压线路工频过电压 20

 3.1 工频过电压产生机理..... 20

 3.2 特高压工频过电压特点..... 23

 3.3 特高压工频过电压种类..... 24

 3.4 特高压工频过电压限制要求..... 31

 3.5 特高压工频过电压影响因素..... 31

 3.6 特高压工频过电压的限制措施..... 37

 3.7 高抗补偿..... 43

第 4 章 特高压交流输电线路绝缘配合 63

 4.1 特高压绝缘子串型、型式的选择..... 63

 4.2 特高压输电线路绝缘子片数确定的方法..... 67

 4.3 特高压线路空气间隙的确定..... 76

第 5 章 特高压交流系统电磁环境 95

 5.1 特高压与超高压输电线路电磁环境比较..... 95

 5.2 特高压交流输电线路的电磁环境..... 96

 5.3 特高压双回输电线路的相序优化布置 114

 5.4 特高压输电线路跨越建筑物安全距离问题 118

 5.5 特高压交流变电站电磁环境 125

第 6 章 特高压直流输电线路外绝缘配合..... 127

 6.1 特高压直流线路绝缘子型式与片数的选择 127

 6.2 特高压直流线路空气间距的确定 137

第 7 章 特高压直流系统电磁环境..... 143

 7.1 特高压直流输电线路电磁环境问题 143

 7.2 特高压直流输电线路电磁环境评估 156

7.3	特高压直流输电线路电磁环境影响因素分析	158
7.4	改善直流输电线路电磁环境的措施	163
7.5	特高压直流换流站的电磁环境	163
第8章	特高压交流线路设计	167
8.1	设计的依据	168
8.2	线路路径	168
8.3	设计气象条件	169
8.4	交流线路导地线选型	171
8.5	交流线路绝缘配合设计	181
8.6	交流线路绝缘子串和金具设计	187
8.7	交流线路导线换位设计	194
8.8	特高压线路杆塔设计	196
8.9	杆塔基础设计	202
8.10	环境保护措施	209
8.11	工程勘测要点	211
第9章	特高压直流线路设计	214
9.1	直流线路导地线选择	214
9.2	直流线路绝缘配合设计	220
9.3	直流线路绝缘子串与金具设计	231
9.4	直流线路导线对地及交叉跨越距离	236
9.5	直流线路杆塔设计	240
9.6	直流线路基础设计	244
参考文献		248

第 1 章

特高压输电的发展

我国经济的快速发展,对电力的需求迅猛增加,常规超高压电压等级的输电技术已经无法满足日益增长的电力需求,因此有必要发展更高电压等级的输电技术。采用特高压输电技术,不仅可以有效地解决我国日益快速增长的电力需求,同时使远距离、大容量电能输送变得更加经济,我国目前已有的特高压交直流输电工程均是在此背景下发展起来的^[1]。

1.1 特高压输电电压等级的发展

1.1.1 输电电压等级的发展

1882年,法国物理学家德普勒(Deprez)用一个煤矿中的直流发电机,以2kV的直流电压,1.5kW的功率,沿着57km的电报线路,把电能送到了在慕尼黑举办的一个国际博览会,完成了人类有史以来的第一次远距离输电。这种直流输电方式曾经流行一时,但由于直流发电机结构复杂,可靠性差,且大容量和高电压的直流发电机在设计制造技术方面存在较大困难,故在当时条件下只能用多台发电机串联以提高输送电压、输送容量和输送距离。1889年,在法国用直流发电机串联而得到高电压,从毛梯埃斯(Mouties)到里昂(Lyon)建立了100km直流输电线路,其输送电压和输送功率分别为125kV和20MW。在当时技术条件下,要想采用直流输电方式进一步实现更远距离、更大容量的输电已经是很难实现了,因此开始转而研究采用交流输电方式,它可以比较方便地使输电电压得到迅速的提高,从而实现更远距离、更大容量的输电。

1888年,在伦敦泰晤士河河畔,由费朗蒂设计的大型交流电站开始输电。它采用铜心电缆将10kV单相交流电送往相距10km外的市区变电站,在市区变电站内首先将10kV降为2500V,并分送到各街区的二级变压器,在此再降为100V供用户照明用。1889年,俄国的多利沃·多布罗夫斯基又率先制出功率为100W的三相交流发电机,在德国、美国得到推广应用。这样,三相高压交流输电方式在全世界范围内得到迅速推广。由于交流输电方式可以采用变压器比较方便地提高输电电压,实现更远距离、更大容量的输电,这样交流输电就越来越显现出其明显的经济技术优势,并得到持续迅猛的发展,它逐渐变得普遍起来并替代了最初的直流输电,最终成为在电能传输领域占据绝对主导地位的输电方式。科学家自1888年开始采用10kV的交流输电方式,至1898年就借助交流变压器将输电电压提升至33kV,到1907年、1910年则将输电电压分别提升至高压110kV和100kV,而到了1952年、1959年和1965年则又将输电电压分别提升至超高压380kV、500kV和735kV,到1985年苏联更是将输电电压提升至特高压1150kV。我国自1981年第一条平顶山—武汉500kV超高压交流输电线路投运,500kV超高压电网逐步成为各大区主网架;西北电网于2005年在青海官亭—甘肃兰州建成国内第一条750kV超高压输电

线路,目前 750kV 电网正逐渐成为西北电网的主网架;2009 年我国第一条特高压交流试验示范工程 1000kV 晋东南—南阳—荆门输电线路投运,其后在 2013 年建成淮南—上海 1000kV 特高压双回交流输电线路工程。此外还有一批其他的 1000kV 特高压交流输电工程正在规划和建设中。

自 1890 年交流输电方式开始应用后,直流输电在超过半个多世纪的时间内几乎停止了发展,直到 1954 年采取汞弧阀换流方式的直流海缆输电系统——瑞典哥特兰岛 (Gotland) 直流输电工程投运。但由于汞弧圈换流方式的可靠性较差,它并没能有效地推动直流输电方式向前发展。20 世纪 70 年代以后随着电力电子和微电子技术的迅速发展,出现了高压大功率晶闸管新器件,由于晶闸管换流阀没有逆弧故障,而且制造、试验,运行、维护和检修都比汞弧阀简单、方便,它有效地改善了直流输电的运行性能和可靠性,迅速地在直流输电工程中得到了良好的应用,大大促进了直流输电技术的发展。1970 年,瑞典首先在原有哥特兰岛直流输电工程基础上,扩建了直流电压为 50kV、输送功率为 10MW 的晶闸管换流阀试验工程。1972 年,世界上第一个全部采用晶闸管换流的伊尔河 (Eel River) 直流背靠背工程 ($2\times 80\text{kV}$, $2\times 160\text{MW}$) 在加拿大投入运行。由于直流输电在架空远距离大功率传输、海底电缆功率传输和交流系统背靠背联络等领域具有其独特的优势,借助于新型器件晶闸管换流阀的东风,直流输电此后在全世界再一次得到迅速发展,采用晶闸管换流阀的新建直流输电工程不断涌现,直流输电电压也不断提高。到 2003 年,全世界共建设和投运晶闸管换流阀工程 65 个,其中有相当一部分是输电电压 $\pm 500\text{kV}\sim\pm 600\text{kV}$ 的重要长距离、超高压直流输电项目,还有少量的多端直流输电项目。我国自 1990 年葛洲坝—上海 $\pm 500\text{kV}$ 直流输电工程投运后,又相继建设和投运了多条 $\pm 500\text{kV}$ 超高压直流输电工程。2010 年,我国建成云南 (楚雄)—广州 (穗东) $\pm 800\text{kV}$ 直流输电工程和向家坝 (复龙)—上海 (奉贤) $\pm 800\text{kV}$ 直流输电工程,2011 年建成宁夏 (宁东)—山东 (青岛) $\pm 660\text{kV}$ 直流输电工程,2012 年建成四川锦屏 (裕隆)—江苏苏南 (同里) $\pm 800\text{kV}$ 直流输电工程,2013 年建成云南 (普洱)—广东 (江门) $\pm 800\text{kV}$ 直流输电工程 (或称糯扎渡直流输电工程)。目前,我国还有多个 $\pm 800\text{kV}$ 特高压直流输电工程在建设和筹建,并在考虑建设 $\pm 1000\text{kV}$ 或 $\pm 1100\text{kV}$ 特高压直流输电工程。

1.1.2 电网电压等级序列

输电技术发展的基本目的是提高输送容量和减少线路损耗。提高输电电压是提高输送容量的有效方法,同时也是降低线损的有效方法。因此,输电技术的全部发展史几乎就是不断地提高输电电压等级,从而使输送功率不断加大、输送距离不断加长的过程。对于输电电压等级的划分,有多种不同的规定方法。对于交流输电而言,结合实际科研和应用,目前通常这样来划分电压等级包括:10、20kV 和 35kV 的电压等级称为配电电压或中压 (其中还包括 66kV 电压等级,但其仅在少数国家和地区应用);110~220kV 的电压等级称为高压;220kV 以上、1000kV 以下称为超高压,主要包括 330、500kV 和 750kV;而 1000kV 及以上的称为特高压。对于直流输电则情况有所不同,按美国国家标准, $\pm 100\text{kV}$ 以上的称为高压, $\pm 500\text{kV}$ 和 $\pm 600\text{kV}$ 称为超高压,而超过 $\pm 600\text{kV}$ 的则称为特高压;苏联研究认为 $\pm 750\text{kV}$ 及以上电压等级称为特高压;我国一般认为 $\pm 800\text{kV}$ 及以上电压等级称为特高压。

新的输电电压等级的出现取决于诸多因素,首先是长距离、大容量输送方式的需求,其次是输电技术水平、经济效益和环境影响等方面的考虑。发展一个新的电压等级需要完成选

择电压值、确定绝缘水平、研制设备和建设试验线路等多项工作，使其能与原有电压等级相配合，并适应未来 20 年或更长时间内电力发展的需求。由于各个国家经济条件、资源分布和地理条件不同，故所采用的电压等级序列也不同，这样就形成了不同的交、直流输电电压等级序列，如表 1-1、表 1-2 所示。

表 1-1 交流输电电压等级的发展概况

年份	额定电压	国家	电压等级
1890 年	10kV	英国	中压
1898 年	33kV	美国	
1906 年	110kV	美国	高压
1910 年	220kV	美国	
1937 年	127kV	美国	超高压
1952 年	380kV	瑞典	
1959 年	500kV	苏联	
1965 年	735kV	加拿大	
1985 年	170kV	苏联	特高压

表 1-2 直流输电电压等级的发展概况

年份	工程名称	工程简介	备 注
1882 年	DC 2kV	德国，米期巴赫煤矿（Miesbach）到慕尼黑（Munich）国际展览会	单台 DC 发电机方式
1890 年	DC 125kV	法国，毛梯埃斯（Moutiers）到里昂（Lyon）	多台 DC 发电机串联方式
1954 年	±100kV （Gotland 输电工程） （第一个汞弧阀换流工程）	1954 年~1977 年，世界上共有 12 项汞弧阀换流的直流工程投入运行，其中：最大的输电容量为 1440MW（美国太平洋联络线 1 期工程）；最高输电电压为 ±450kV（Nelson River 1 期工程）；最长输电距离为 1362km（太平洋联络线）	大功率汞弧阀换流器
1977 年	±450kV （Nelson River 1 期工程） （最后一个汞弧阀换流工程）		

续表

年份	工程名称	工程简介	备 注
1970 年	±50kV, 10MW (第一个晶闸管换流阀试验工程)	瑞典, Gotland 直流工程扩建工程	大功率晶闸管换流方式
1972 年	2×±80kV, 2×80MW (Eel River 直流背靠背工程, 加拿大) (第一个晶闸管换流阀正式工程)	自该工程之后, 世界上再新建的直流输电工程基本都采用晶闸管换流阀	
1978 年	±533kV (超高压) (Cahora Bassa 工程, 莫桑比克—南非)	截至 2003 年, 全世界共建设和投运晶闸管换流阀工程 65 个, 其中有相当一部分是输电电压±500kV~±600kV 的重要长距离、超高压直流输电项目, 还有少量的多端直流输电项目	
1981 年	±500kV (超高压) [Inga - Sabah 工程, 刚果 (金)]		
1986 年~ 1987 年	±600kV (超高压) (Itaipu 一期、二期工程, 巴西)		
1990 年	±500kV (超高压) (葛洲坝—上海工程, 我国)		
1986 年、 1990 年、 1992 年	±500kV (超高压) (Quebec 多端直流工程, 加拿大—美国)		
2002 年	±500kV (超高压) (东南联络工程, 印度)		
2010 年	±800kV (特高压) (云南—广州, 我国)	向家坝—上海±800kV 特高压直流输电示范工程于 2010 年投运。锦屏—苏南特高压直流输电工程于 2012 年投运, 工程线路全长 2059km, 额定输送功率 7200MW, 最大连续输送容量达到 7600MW。它是迄今为止, 世界上电压等级最高、输送容量最大、送电距离最远、技术最先进的特高压直流输电工程	
2010 年	±800kV (特高压) (向家坝—上海工程, 我国)		
2012 年	±800kV (特高压) (锦屏—苏南工程, 我国)		
2013 年	±800kV (特高压) (云南普洱—广东江门工程, 我国)		

续表

年份	工程名称	工程简介	备 注
1997 年	±10kV, 3MW Hellsjon 试验工程, 瑞典	轻型直流输电即 HVDC Light, 是由 ABB 公司在 20 世纪八九十年代研制开发的一种新型输电技术。HVDC Light 轻型直流输电技术, 以电压源型换流器 (VSC) 为核心, 硬件上采用 IGBT 等可关断器件, 控制上采用脉宽调制技术 (PWM) 以达到具有最高可控性直流输电的目的	有 IGBT 组成的电压源型换流器换流方式 (VSC - HVDC)
1999 年	±80kV, 50MW Gotland Light 工程, 瑞典		
2002 年	±250kV, 200MW Hellsjon 试验工程, 瑞典		
2010 年	±350kV, 300MW Caprivi link 工程, 纳米比亚	截至 2010 年, 世界上已经有 10 多条 HVDC Light 工程投入运行	

世界部分国家所采用的不同的交流输电电压等级序列如表 1 - 3 所示。

表 1 - 3 部分国家主要交流输电电压等级序列

国家	序 列	国家	序 列
美国	765/345/138kV、 500/220/17kV	我国大部分地区	1000/500/220/110kV
苏联	750/330/110 (70) kV、 500/220/110kV	我国西北地区	750/330/220/110kV
英国、法国、德国、瑞典	400 (380) /220/ 110 (70) kV		

自 1954 年瑞典哥特兰岛直流输电工程投运以来, 世界各国共建成投运上百个直流工程。直流输电工程有架空线路、电缆线路和背靠背工程等多种类型, 在可控硅产品工业化应用以前汞弧阀换流期间, 直流输电工程的额定电压还受汞弧阀可耐受电压等因素的限制, 出现可控硅换流器后普遍采用元件串联式结构, 理论上选用任何额定电压都是可以容许的, 并不会增加换流器本身的设计、制造难度, 从而导致了目前直流输电工程额定电压繁多的状况。这就导致设备设计、生产、选型无法通用化、规模化, 增加了工程造价, 降低了设备的可维护性, 给生产运行带来困难。目前, 国内外已运行的直流输电工程的直流额定电压 (kV) 有: ±17, ±25, ±50, ±70, ±80, ±82, ±85, ±100, ±120, ±125, ±140, ±150, ±160, ±180, ±200, ±250, ±266, ±270, ±350, ±400, ±500, ±600, ±660, ±800 等。

根据我国能源布局和电网发展特点, 为了提高效率、节约成本, 实现设备的通用化, 就需要形成直流输电系统电压等级序列。

我国直流输电电压等级序列的形成主要考虑的因素有: 已形成的生产制造规模及运行经验; 设备研发、制造能力及运输条件; 电源开发规模及系统送、受电需求; 直流输电距离; 直流系统对自然环境及电力系统安全稳定运行的影响; 工程投资及输电经济性等。采用晶闸管阀的传统直流输电方式, 国家电网公司提出了一个直流输电电压等级序列: ±500kV、

±660kV、±800kV、±1000kV、(±1100kV)。其中±800kV以上等级的早期技术论证是按照±1000kV进行的,新疆(准东)—四川(成都)直流输电工程是规划中的第一条±800kV以上等级的特高压直流输电工程,其输送距离超过了2500km,输送容量达到10000MW以上,为满足电能输送要求,该工程的电压等级有可能被确定为±1000kV或±1100kV,故此处暂将±1000kV或±1100kV列入直流输电电压序列。以上4个电压等级直流输电系统的输电容量和经济输电距离基本涵盖了中网电力中长期规划对远距离、大容量直流输电的需求。

1.1.3 特高压输电电压等级选择

1.1.3.1 特高压交流电压等级

电压等级(标称电压)是电网的基础参数。确定交流特高压(UHVAC)电网的标称电压,既要考虑到最大送电容量和输送距离,也要考虑标称电压对系统调度运行的影响和对特高压输变电设备造价、制造难度的影响。特高压电网标称电压确定以后还要确定相应的最高运行电压。交流特高压运行电压的确定,与电网结构、电网标称电压、无功补偿和调压手段、线路走廊的海拔高度以及输变电设备的过电压水平等诸多因素有关。从技术和经济两方面综合考虑,我国特高压标称电压确定为1000kV,最高电压为1100kV。表1-4为世界各国特高压的电压选择和设计输送功率^[3-4]。

表 1-4 各国特高压电压等级

国家		电压/kV		设计输送功率/MW	距离/km
		标称	最高		
美国	BPA	1100	1200	6000~8000	300~400
	AEP	700	800	>5000	400~500
日本		1000	1100	5000~13000	约200
意大利		1000	1050	5000~6000	300~400
苏联		170	1200	5000	2500
中国		1000	1100	4000~6000	—

(1) 交流特高压线路的标称电压选择。

1) 空气绝缘间隙饱和特性。对于特高压输电电压等级的选择,空气间隙绝缘的饱和特性是一个需要重点考虑的因素。因为随着电压的升高,气体介质的绝缘程度将随着距离的增加而呈现明显的非线性饱和趋势。由棒—棒和棒—板间隙不同间隙距离的放电电压特性曲线可以看出气体介质的绝缘强度与绝缘间隙距离之间的饱和关系^[2]。该曲线是在大量试验研究的基础上,根据不同学者提出的棒—板间隙距离与临界放电电压关系的回归公式画出的,与曲线对应分别称为EDF公式、CRIEPI公式和Rizk公式。这3条曲线在间隙距离<17m时比较接近,但在17m以上差别逐渐增大,其中EDF曲线的饱和趋势较显著,CRIEPI曲线的饱和趋势介于EDF和Rizk曲线之间。在这3条曲线中,CRIEPI公式已被IEC接受并用于求取间隙系数的计算中,该公式如式(1-1)所示。

$$U_{50, \text{crit}} = 1080 \times \ln(0.66d + 1), 1 \leq d \leq 25 \quad (1-1)$$

表1-5为800、1000、170kV三种不同电压等级已经实施的输电线路工程所采用的相间绝缘气隙间距。

表 1-5 各已用电压等级相间绝缘间距

电压等级/kV	相间绝缘间距/m	电压等级/kV	相间绝缘间距/m
800	8~10	170	24~29
1000	9~12		

由表 1-5 可见，1000kV 特高压输电线路的相间距离与 800kV 超高压输电线路相差不多，基本随电压增加而线性增加，而 170kV 特高压线路相间绝缘距离比 1000kV 大得多，在 1000~170kV 电压范围内绝缘间距随着电压的增加可能已出现较明显的非线性饱和趋势。一旦进入显著非线性饱和阶段，线路额定电压的小幅增加都需要明显增大气隙绝缘距离，这不仅导致特高压线路走廊宽度、设备体积和变电站占地面积的大幅增加，同时也增加了技术难度和总投资，而输电能力却增加不多。综上所述，从经济和技术上看，选择 1000kV 作为特高压输电线路电压等级是较为合理的。

2) 按送电容量考虑。特高压交流输电电压等级的选择往往与大电源的外送功率有关。电压越高，输送功率越大。特高压电网的最大送电容量，主要由送端电源的容量来决定，输送距离取决于电源与负荷中心的地理分布。日本 1000kV 线路的单回送电容量约为 5000 ~ 6000MW，美国 BPA 规划建设的线路选择额定电压为 1100kV，送电容量为 6000 ~ 8000MW；苏联因国土辽阔、能源丰富，而使得输电距离和输电容量均很大，它曾经规划建设数座容量为 4000~6000MW 的发电厂，共同向其欧洲部分负荷中心送电，外送容量可达上万兆瓦规模，由于它可以基本不考虑线路走廊限制，相应电压等级选在 170kV。从我国电网互联的情况分析，交流特高压线路的正常输送功率绝大部分在 4000~6000MW，交流特高压线路的输送距离一般在 600~700km 左右。Г. А. 依拉利昂诺夫推荐的电网最优电压 $U_{\text{优}}$ 与输送距离 L 及传输功率 P 的关系如下

$$U_{\text{优}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}$$

(1 - 2)

利用该式即可估算出我国特高压输电的最优电压，估算时考虑特高压输电线路的传输功率为 5000MW，输送距离为 1000km，代入上式可得 $U_{\text{优}}=1000\text{kV}$ 。结合我国电网的实际情况，特高压交流线路的输送容量及距离一般在上述计算值左右，因此选取 1000kV 作为交流特高压电网的标称电压可以满足送电规模的要求。

3) 电压等级发展规律与我国电网结构。根据世界各国电压等级发展的规律，相邻等级的电压比一般应在 2~3。新的电压等级不能选得太低，否则会造成电磁环网多、潮流控制困难、电网损耗大等问题；也不能选得太高，否则传输能力得不到充分利用，造成浪费。目前，154、345、765、700kV 级和 110、220、500、1000kV 级是两个国际公认比较合理的电压等级。从我国电网结构的现状来看除西北地区为 330kV 网架外，其余如东北、华北、华中、华东、南方等地区均为 500kV 网架。我国建设特高压电网是在华北、华中和华东建成坚强的交流特高压网架，并逐步向周边区域延伸，与西南水电外送的特高压交直流系统一起，共同形成覆盖大电源基地和负荷中心的特高压电网。由于西北地区已形成 330kV 和 750kV 超高压电网，采用 330kV 和 750kV 交流输电已经能满足要求，因此在目前的规划中，我国的西北地区不需建设特高压交流输电线路，但它可以通过规划建设特高压直流线路

与全国联网。所以,我国的特高压输电电压等级选为 1000kV,即主网架按照 110、220、500、1000kV 级电压等级系列发展是合适的。

4) 其他需要考虑的因素。我国一些特高压交流输电线路要经过西部地区,而西部的平均海拔高度约 1000~2000m,高海拔地区对设备的外绝缘特性有较高的要求。选择适当的标称电压可以降低输变电设备的外绝缘水平,从而减少设备投资;另外,恶劣天气下的电晕损耗与运行电压成正比,在相同的临界电晕电压下,运行电压越高,线路的电晕损耗越大。与 1150kV 相比,选择 1000kV 的标称电压能够降低铁塔高度,节省绝缘子片数。降低特高压变压器造价;减少无功补偿设备的权资费用。

(2) 交流特高压最高运行电压选择。系统最高运行电压对系统所需调相调压设备的容量,对发电机及输电线路的运行,对系统运行控制标准以及设备制造和成本都有影响。

系统最高运行电压上限受海拔高度、电晕损耗和设备制造规范化、标准化限制。因此,最高运行电压不宜定得过高。从国外特高压设备制造水平的实际情况来看,1000kV 系统的最高运行电压不宜超过 1100kV。

1.1.3.2 特高压直流电压等级

特高压直流(UHVDC)输电电压等级选择主要是由输电距离和输送容量来决定,工程设备从基本原理和结构上而言与 $\pm 500\text{kV}$ 直流输电类似,但由于承受的直流电压更高,因此对其内、外绝缘的要求更严格。目前,世界上已投入运行的最高直流电压等级是 $\pm 800\text{kV}$ 。

从经济和环境等角度考虑,输送距离在 1000~3000km 时,高于 $\pm 600\text{kV}$ 的直流输电是优选的输电方式; $\pm 800\text{kV}$ 直流输电系统的设计、建设和运行技术难度相对较小,在我国已经成功建设并投入正常运行。基于目前的技术及可预见的发展, $\pm 1000\text{kV}$ 直流输电系统在理论上是可行的,但在实践过程中还必须经过大量的研究、开发工作;但发展 $\pm 1200\text{kV}$ 及以上电压等级直流输电系统尚需要在技术上有较大的突破性进展。

建设 $\pm 800\text{kV}$ 级直流特高压工程可以实现大容量远距离的电力输送,减轻电煤运输和环保压力,同时显著降低工程造价、减少占用土地资源和降低网损。随着输电需求和输电距离的不断增加、 $\pm 1000\text{kV}$ ($\pm 1100\text{kV}$)直流输电技术的不断成熟, $\pm 1000\text{kV}$ ($\pm 1100\text{kV}$)直流输电系统在将来也会有较大的发展空间。

1.2 特高压输电技术的发展

20 世纪 60 年代起,由于输电容量的增大、输电线路走廊的布置日益困难、短路电流接近开关极限等原因,美国、苏联、加拿大、日本、意大利等国先后开始研究特高压输电技术,并在这个领域取得了许多重要的研究成果。目前印度、巴西、南非等国都在积极研究特高压输电技术。

特高压输电技术的研究在我国起步较晚,但发展很快。2009 年 1 月以来,先后建成了晋东南—荆门 1000kV 交流输电工程、淮南—上海 1000kV 交流输电工程,以及云南—广州 $\pm 800\text{kV}$ 直流输电工程、向家坝—上海 $\pm 800\text{kV}$ 直流输电工程、四川锦屏—江苏苏南 $\pm 800\text{kV}$ 直流输电工程、云南普洱至广东江门 $\pm 800\text{kV}$ 特高压直流输电工程等特高压交、直流输电工程,一直保持安全运行,全面验证了直流特高压输电的安全性、经济性和环境友

好性。

截至2014年1月,我国已建成2条1000kV特高压交流输电线路和5条±800kV特高压直流输电线路,线路总长度超过10000km。此外还有多项特高压交直流输电工程正在规划与筹建中,并正在考虑建设±1000kV或±1100kV特高压直流输电工程。

下面将简要介绍苏联、日本、美国、加拿大、意大利等国的特高压发展历程及主要研究项目。

1.2.1 苏联

苏联是最早开展特高压交、直流输电技术研究的国家之一,并且拥有较丰富的特高压交流输电工程实际运行经验。

苏联能源资源中心和负荷中心相距甚远,其东部的西伯利亚地区不仅有丰富的水力资源,且蕴藏大量煤炭,哈萨克斯坦地区也有大量煤资源。而大部分的电力负荷却位于西部,为保证电力供应,必须实现由东向西的长距离、大容量电能输送。

苏联1972年之前就对特高压基础技术进行了较全面的研究,主要是特高压输电的关键技术,如绝缘、系统、线路和设备以及对环境影响等问题。1972年~1978年,苏联开展设备研制攻关,进行样机试制,并在1978年~1980年转入正式生产的同时将原型设备投入试运行。

1973年~1974年,苏联在别洛亚斯变电站建设了1.17km长的三相特高压试验线段,开展特高压试验研究。在1978年,建设了长达110km的工业性试验线路,进行了各种特高压设备的现场考核试验。1981年,苏联动工建设了5段特高压线路,总长度达1044km。1985年8月,苏联世界上第一条170kV线路,在额定工作电压下带负荷运行。但在苏联解体后,由于输电容量大幅度减少、经费困难等多方面原因,哈萨克斯坦中央调度部门把170kV线路电压降至500kV运行。

苏联特高压输电线路及两端变电设备在额定工作电压下,于1985年~1991年期间实际累计运行4年时间,特高压变电设备运行情况良好,线路未发生因倒塔、断线、绝缘子损坏而导致停电等重大事故,不仅证明了其特高压技术具有较高的运行可靠性,同时也充分证明了特高压输电的可行性。

在特高压直流输电方面,1980年,苏联开始建设用于将哈萨克斯坦境内的埃基巴斯图兹中部产煤区的煤电输送到欧洲部分负荷中心的特高压直流输电工程。该工程采用±750kV、6000MW的输电方案,工程中所采用的直流设备均为苏联自行研制,并通过了型式试验,但由于各种原因,该工程未实际投入运行。

1.2.2 日本

日本是世界上第二个在特高压交流输电领域进行过工程实践的国家,在东京地区建设特高压交流输电线路主要是为了解决线路走廊用地和短路电流超限等问题。为了获得稳定的电源,东京电力公司(TEPCO)计划在沿海建设一系列核电站,总容量1700多万kW,由于距离东京不远。经过认证,采用1000kV特高压交流输电方案。

1980年,日本中央电力研究所在赤诚建立了长600m,双回路、两档距的1000kV试验线段。在该试验线段上,进行了8分裂、10分裂和12分裂导线和杆塔在强风中及地震条件下的特性试验,进行了特高压施工和维修技术,可听噪声、无线电干扰,电视干扰,以及电磁场的生态影响等方面的研究。东京电力公司在高山石试验线段上,进行了分裂导线和绝缘

子串的机械性能,如舞动和覆冰等性能的研究和技术开发。东京电力公司采用 NGK 公司的电晕试验设备和 1000kV 污秽试验设备进行了污秽条件下绝缘子串的无线电干扰和可听噪声试验。另外,还进行了线路的操作、雷电、工频过电压和相对相空气间隙,以及在污秽条件下的原型套管和绝缘子串闪络特性试验。

1993 年,东京电力公司建成了柏崎刈羽—西群马—东山梨的特高压南北输电线路,长度约 190km;1999 年建成南磐城—东群马特高压东西输电线路,长度约 240km。这些特高压输电线路均采用同塔双回架设。

特高压交流线路建成后,由于日本电力需求增长减缓,核电建设计划推迟,该线路一直以 500kV 降压运行。

1.2.3 美国

美国电力公司(AEP)为减少输电走廊用地,曾规划在 765kV 电网之上再建几条 700kV 交流输电线路。美国邦纳维尔电力局(BPA)为将东部煤电基地的电力输送到西部负荷中心,满足长距离大容量输电需要,也曾计划建设 1000kV 级输电线路。

美国已建成雷诺特高压试验场(线路长 510m),试验研究始于 1974 年。莱昂斯特高压试验线段(2.1km)和莫洛机械试验线段(1.8km),试验研究始于 1976 年。雷诺试验基地先后建成了多条试验段线路,其中包括 ± 600 kV 直流双极试验线段,分别进行了交流环境试验、直流环境试验、交直流同走廊试验、特殊排列导线下的磁场试验等。

后来,美国并没有将特高压输电的研究成果付诸工程实践,主要原因在于此后电力需求增长趋缓,并实施了新的能源发展战略,在负荷中心建发电厂,发展分布式电源,从而降低了远距离、大容量输电的需求。

1.2.4 加拿大

加拿大魁北克水电局建造了户外试验场并进行了线路导线电晕的研究。试验场内的试验线路和电晕笼均用于高至 700kV 的交流系统和 900kV 的直流系统分裂导线电晕试验。在魁北克高压试验室进行了 700kV 线路和变电站空气绝缘试验。在魁北克水电局户外试验场对 8×41.4 mm, 6×46.53 mm, 8×46.53 mm 和 6×50.75 mm 这四种分裂导线进行研究。魁北克水电局还对 $\pm 600 \sim \pm 1200$ kV 直流输电线路的电晕、电场和离子流特性进行研究。

1.2.5 意大利

20 世纪 70 年代中期,为将南部规划核电送往北部负荷中心,同时节省线路走廊占地,意大利国家电力公司(ENEL)开始进行特高压输电工程的试验研究。此前,意大利和法国还曾受西欧国际发电联合会的委托进行欧洲大陆选用交流 800kV 和 1000kV 输电方案的论证工作。

在确立了 1000kV 研究计划后,意大利电力公司在不同的试验站和试验室进行了相关研究:对操作和雷电冲击进行了试验,包括空气间隙的操作冲击特性、特高压系统的污秽大气下表面绝缘特性、SF₆气体绝缘特性非常规绝缘子的开发试验。在萨瓦雷托(Sava Reto)试验线段上进行了可听噪声、无线电杂音、电晕损失的测量。在电晕试验笼内,对多达 14 根子导线的对称型分裂结构,6、8 和 10 根子导线的非对称型分裂结构以及 0.2、0.4、0.6m 直径管形导线进行了试验。还对特高压绝缘子和金具的干扰水平以及线路的振动阻尼器、间隔器、悬挂金具和连接件的机械结构方面开展了试验研究。另外,在萨瓦雷托的特高压试验线段下和电晕笼中进行了电磁场生态效应的研究。

第2章

我国高电压发展规划与建设

对于远距离、大容量输电，与使用低电压等级的输电技术相比，特高压输电在提高输送容量、节约土地资源、减少输电损耗和节省投资等方面具有明显优势。此外，发展特高压输电，在提高我国科技自主创新能力、促进装备制造业的产业升级发展等方面都具有重要意义。

2.1 我国特高压输电的必要性

2.1.1 我国电网发展的客观要求

(1) 电力需求持续快速增长的客观要求。改革开放以来，随着我国国民经济的持续快速发展，电力工业呈现加速发展态势。2006 年底，全国发电装机容量达到 6.2 亿 kW，全社会用电量达到 2.8 万亿 kWh。预计 2020 年装机容量将达到 13 亿 kW，用电量达到 6.6 万亿 kWh。电力需求和电源建设规模巨大。

(2) 远距离大容量输电的客观要求。

表 2-1 我国电源基地到负荷中心的距离

起点	落点	距离/km
西北煤电基地	华中、华东负荷中心	800~1700
西南水电基地	华中、华东负荷中心	700~2500
新疆煤电基地	华东负荷中心	>3000

我国基本国情是：发电能源以煤、水为主，能源资源和生产力发展呈逆向分布。决定我国必然要发展远距离、大容量输电的三个“2/3”。

1) 我国的可开发水电资源居世界首位（约 3.95 亿 kW），截至 2008 年底，全国水电总装机容量（1.17 亿 kW）稳居世界第一，迄今世界最大的在运行水电站也在我国（三峡水电站）。但可开发水电资源约有 2/3 左右分布在西南部四川、云南、西藏三省区，远离负荷中心。

2) 我国的煤炭蕴藏量约有 2/3 左右分布在西北部的“三西”（山西、陕西、内蒙古西部），远离负荷中心。

3) 我国的用电负荷约有 2/3 左右位于东部沿海和京广铁路以东的经济发达地区。

上述能源资源和负荷中心之间的距离大多处于 800~3000km，这一基本国情决定了我国采用特高压输电的必要性，而且电力流向的基本格局必然是大容量、远距离的“西电东送”。

(3) 电网发展基本规律的客观要求。电力系统从小规模到大规模、从低电压到高电压、从孤立系统到互联系统的发展历程体现了电力工业发展的基本规律。采用高电压等级、发展大规模电网，是当今世界电力发展的总趋势。建设以特高压电网为骨干、各级电网协调发展