

第3篇 特高压交流输电

随着经济的迅速发展，我国电力工业的发展也越来越快。我国 2020 年发电量将达到 5000~5400TWh，发电装机容量将达到 1100~1200GW，与美国 2020 年的预计发电量（5500TWh）、发电装机容量（1250GW）大体相近，2020 年后在总量上将超过美国。我国电力工业存在的主要问题是能源和负荷地理分布不均衡，约 68% 的水力资源分布在西南地区，约 76% 的煤炭资源分布在华北、西北地区，70% 的负荷则主要集中在东部沿海。因此，我国的电网发展战略是“西电东送、南北互供、全国联网”。

全国联网网架中各段输送容量约 5~20GW，输送距离约 600~2000 km，而目前的 500 kV 电网在传输长度、传输容量和限制短路电流等方面均不能满足要求。特高压输电可解决大容量远距离输电、大容量区域电网互联及主干系统潮流增加所带来的系统稳定和短路电流水平增加等难题，是一种节省线路走廊、降低输电损失的高效率输电方式。随着电力工业的快速增长、电网容量的增大，这就对发电输电技术提出了许多新的要求。因此特高压交流输电技术已成为迫切需要研究解决的问题。

第 11 章 特高压交流输电概述

11.1 特高压交流输电的发展

11.1.1 输电系统的发展历史

100 多年来，电网电压由最初的 13.8kV 逐步发展到 20kV，35kV，66kV，110kV，134kV，220kV。20 世纪 50 年代，经济发达国家开始进入经济快速发展时期，用电负荷保持快速增长，一直持续到 70 年代中期。用电负荷的快速增长带动了发电机制造技术向大型、特大型机组发展。以大型和特大型发电机组为基础建立的大容量和特大容量电厂，由于供电范围扩大，越来越向远离负荷中心的一次能源地区发展。大容量远距离输电的需求，使电网电压等级迅速向超高压 330kV，345kV，400kV，500kV，735kV，750kV，765kV 发展；20 世纪 60 年代末，开始进行 1000kV（1100kV、1150kV）电压等级和 1500kV 电压等级特高压输电工程的可行性研究和特高压输电技术的研究和开发。

在发达的欧美国家，500 kV 线路发展比较慢。在超高压输电方面，主要发展 345kV、380 kV 和 750 kV 电压等级的输电线路。美国于 1964 年建成第一条 500 kV 线路，从 230 kV 到 500 kV 电压等级的时间间隔达 36 年。前苏联的 500 kV 电压等级是在 400 kV 输电线路升压基础上发展起来的，并于 1964 年建成第一条电压为 1150 kV 特高压输电线路。从 500 kV 到 1150 kV 电压等级用了 20 年时间。

中国在 1949 年以前，电力工业发展缓慢，输电线路建设同样迟缓，输电电压按具体工程决定，因而电压等级繁多。1908 年建成石龙坝水电站——昆明 22kV 线路，1921 年建成石景山电厂——北京 33kV 线路，1933 年建成抚顺电厂的 44kV 出线，1934 年建成延边——老头沟 66kV 线路，1935 年建成抚顺电厂——鞍山 154kV 线路，1943 年建成镜泊湖水电厂——延边 110kV 线路。1949 年新中国成立后，才按电网发展统一电压等级，逐渐形成经济合理的电压等级系列。1952 年以自己的技术建设了 110kV 输电线路，逐渐形成京津唐 110kV

输电网。1954 年建成丰满——李石寨 220kV 线路，以后继续建设辽宁电厂——李石寨、阜新电厂——青堆子等 220 kV 线路，迅速形成东北电网 220kV 骨干网架。1972 年建成刘家峡——关中 330 kV 输电线路，全长 534km，以后逐渐形成西北电网 330kV 骨干网架。1981 年建成姚孟——武昌 500kV 输电线路，全长 595km。适应葛洲坝水电厂送出工程的需要，1983 年又建成葛洲坝——武昌和葛洲坝——双河两回 500kV 线路，开始形成华中电网 500kV 骨干网架。1989 年建成葛洲坝——上海±500kV 超高压直流输电线路，实现了华中——华东两大区的直联联网。

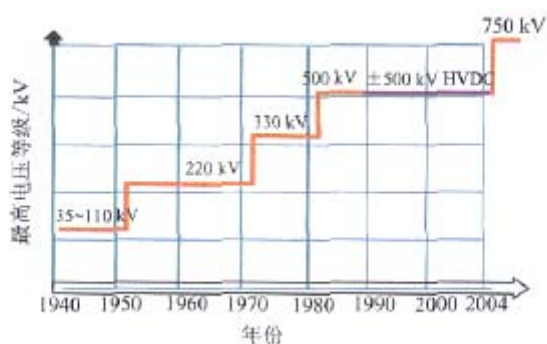


图 11-1 我国最高电压等级增长曲线

中国在逐渐形成 330kV 和 500kV 区域输电骨干网架的同时，于 20 世纪 80 年代初开始了 330kV 和 500kV 以上更高电压等级的论证。在论证的基础上，国家明确提出 500kV 以上的输电电压为 1000kV 特高压、330kV 以上的输电电压为 750kV 超高压。20 世纪 80~90 年代，针对输电工程的需要，继续进行了 1000kV 特高压和 750kV 超高压输电的可行性研究和特高压输电的基础研究，并建立了特高压实验线路段，对特高压技术进行试验研究。

电网发展的历史表明，相邻两个电压等级的级差，在一倍以上才是经济合理的。前苏联 1150kV 输电线路的运行表明，特高压输电技术和设备，经过 20 年的研究和开发，到 20 世纪 80 年代中期，已达到用于实际的特高压输电工程的要求。

11.1.2 特高压输电系统的发展历程

随着电力负荷的快速增长和远距离、大容量输电需求的增加，发电技术和输电技术的发展日新月异。美国从 1950 年到 1970 年末共建成容量超过 2000MW 的电厂近 60 座，仅 255 台额定容量为 600MW 及更大的汽轮发电机组就占矿物燃料和核燃料发电总容量的 47%；1954 年~1969 年间，属于公用事业投资的火力发电厂容量从 67957MW 增长到 209950MW，而发电厂的数目却从 703 个减至 656 个。

大容量规模电厂的建设增加了对大容量输电的要求。经济发达国家的电网从 50 年代在以高压电网为主的基础上，逐渐形成 330kV、345kV 以及 500kV 超高压电网。前苏联、美国 and 加拿大等国逐渐建成了 750kV 和 1150kV 等电压等级的超高压电网。

随着高压、超高压输电线和变电站的数目日益增多，环境问题也变得日益突出，特别是输变电用地的约束条件限制了超高压输电的发展。美国电力公司(AEP)所在的几个州为输电线路制定了法律，规定未经政府批准不得新建输电线。20 世纪 60 年代末至 70 年代初，美国、前苏联等国经过对电力负荷的调查和预测认为，未来几十年内电力负荷将继续保持 60~70 年代平均年增长 6% 以上的强劲势头，并且认为大型和特大型高效率机组和大容量规模发电厂的规模经济效益这一趋势将会继续下去。特高压大容量输电将实现规模经济，减少网损，避免输电设备的重复容量，确保电力系统的可靠性，使输电线路对环境的影响降至最小。特高压输电和特高压电网将是提高线路输电能力的主要途径。这样，将解决需要建设更多超

高压线路与环境保护限制输电线路建设这对突出的矛盾。

基于上述预测，美国电力公司（AEP）、美国邦纳维尔电力局（BPA）、日本东京电力公司、前苏联、意大利和巴西等国的公司，于 20 世纪 60 年代末至 70 年代初根据电力发展需要开始进行特高压输电可行性研究。在广泛、深入的调查和研究基础上，先后提出了特高压输电的发展规划和初期特高压输变电工程的预期目标和进度。

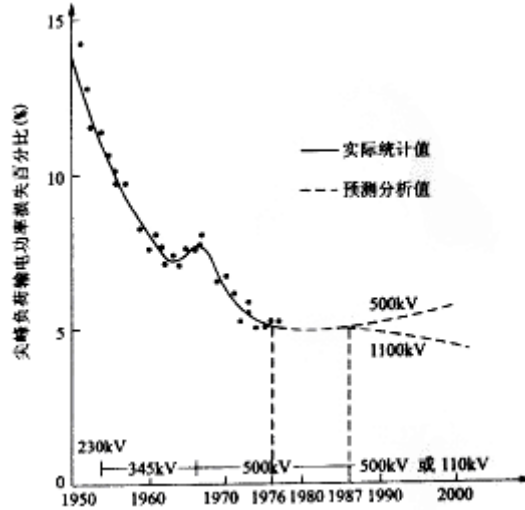


图 11-2 美国 BPA 尖峰负荷输电线路损耗与电压等级的统计分析

BPA 于 1970 年做出规划，拟用 1100kV 远距离输电线路，将喀斯喀特山脉东部煤矿区的坑口发电厂群的电力输送到西部电力负荷中心，输送容量为 8000~10000MW。经论证，采用特高压输电可减少线路走廊用地，降低电网工程的造价，同时减少电网网损，并解决大型和特大型机组和电厂故障引起的稳定性问题。图 11-2 为不同时期采用不同电压等级输电的网损统计值和特高压引入后的预期网损。

前苏联于 70 年代做出规划，在西伯利亚地区的坎斯克建设火力发电厂群，同时建设起始于坎斯克，经哈萨克斯坦的科克切塔夫、库斯坦奈，然后到乌拉尔的车里雅宾斯克的 1150kV 输电线路，全长 2500km。这条 1150kV 线路同时还是苏联西伯利亚——哈萨克斯坦——乌拉尔三个联合电力系统的联络线。已建成埃基巴斯图兹到科克切诺夫 500km 和科克切塔夫到库斯坦奈 400km（在哈萨克斯坦境内）1150kV 输电线路。这两段线路从 1985 年到 1992 年共运行了 6 年。

日本于 70 年代开始规划，80 年代初开始特高压技术研究，建设东西和南北两条 1000kV 输电主干线。两条线全长 487.2km，已全部建成，计划输送电力 10000MW 以上。这两条线路，目前降压 500kV 运行。日本发展特高压输电系统的目的归结为：①解决现有 500kV 系统的稳定问题；②解决 500kV 系统东部日益增长的短路电流问题；③解决未来远距离输送电力的稳定问题。

意大利为了把本国南部地区的煤电和核电电力大容量输送到北部工业区，规划在原有 380kV 输电网架之上叠加 1050kV 特高压输电骨干网。

11.1.3 特高压输电系统的经济性

20 世纪 70~90 年代，国外广泛开展了特高压输电技术研究，其目的在于：①研究特高压输电技术的可用性；②研究特高压技术实现的经济性。经济性是考虑选择特高压输电电压等级最重要的方面。当有几个输电方案都可以实现大容量、远距离输电时，输电成本最小便成为选取输电方式的决定性因素。本节主要介绍输变电工程经济评价方法，以及特高压输电与超高压输电的经济比较。

输变电技术经济评价方法

输变电工程的经济性主要表现在输电成本上。在技术可行的情况下，输变电工程方案选取的决定性因素便是成本。只有成本最小，输变电工程投运以后才会产生好的经济效益。在过去输变电工程的技术经济比较中，主要考虑建设成本，即一次投资，按一次投资最小评价输变电工程的经济性。这种技术经济评价方法存在的主要缺点是：在规划和设计阶段，没有考虑输变电工程的运行、维修成本和可靠性成本，即输变电工程投入运行后的强迫停运和计划停运造成的经济损失。于是，可能出现这样的情况：输变电工程建设成本虽然是最小，但运行、维修费用高，停运时间长、可靠性成本大，因而每年的平均的生产成本高。如果这样，输变电工程投入运行后将很难产生好的经济效益和社会效益。

寿命周期成本概念

20 世纪 80 年代，国外提出了寿命周期成本（life cycle cost）的概念，并用寿命周期成本对输变电工程进行技术经济评估，促进了输变电技术进步，产生了好的经济效益。

寿命周期成本指的是输变电工程在其整个经济寿命周期内所应支持的总费用。它由以下几个部分组成：建设成本（一次投资成本）、运行成本、维护成本、故障停运和维修停运造成中断输电的可靠性成本。寿命周期成本的通用公式是

$$LCC=IC+OC+MC+FC$$

式中 IC——一次投资成本；

OC——运行成本；

MC——维护成本；

FC——中断输电造成的可靠性成本。

OC、MC 和 FC 是输变电工程投入运行后整个经济运行寿命周期内逐年支付的成本总和。运行成本 OC 除通常意义上的运行费用外，一般还包括输电线路（含变电站）功率损耗和电能损耗，以及借贷所支付的利息；维修成本 MC 指维修输变电设备所有的费用；输变电工程中断输电的可靠性成本 FC 包括中断输电给输电用户造成的经济损失和减少输电给输电企业造成的经济损失；一次投资成本 IC 包括输变电工程投入运行之前所发生的一切费用，包括在建设期间的还贷利息。这些费用将形成输变电工程的固定资产。

为了进行比较分析，所有的成本都应折算到同一个时间基准。这个时间基准通常以输变电工程投入运行的时间作为所有成本计算的参考时间。这样，以折算时间为基准的寿命周期成本可写成如下形式：

$$PLCC = IC + \sum_{i=1}^N (OC_i + MC_i + FC_i) \left(\frac{1}{1+r}\right)^i$$

式中 OC_i 、 MC_i 、 FC_i ——分别为输变电工程投入运行后第 i 年的运行成本、维修成本和中断输电的可靠性成本；

r ——现值折现率，包括预期的利率和通货膨胀率；

N ——输变电工程经济寿命年数，一般规定为 30 年。

对于给定的输变电工程来说，如果存在几个技术上可行的选择方案，并满足输变电工程的目标，则应选择寿命周期成本 LCC 或 PLCC 最小的方案。满足寿命周期成本最小的输变电工程无论对社会，还是对输电企业都将产生最好的经济效益。

寿命周期成本技术经济评价方法的主要特点

在输变电工程规划和设计阶段，不仅考虑一次投资成本，而且考虑了未来经济寿命运行期间的运行、维修成本和可靠性成本。这样，可较好地估算输变电工程投运以后的生产成本，并且做到生产成本最小，避免了传统的技术经济评价方法的缺点。

将可靠性指标量化为经济性的要求。利用中断输电造成的经济损失来表征可靠性能,更好地优化可靠性目标。为减少不可靠性的经济损失,不但要提高输电工程的技术性能,减少输变电设备的故障率,而且要提高设备的可维修性,减少输变电设备的维修时间。

寿命周期成本与可靠性

目前,在输变电工程规划和设计时,通常采用确定性可靠性准则。对于特高压输电来说,一项输电工程,无论是发电基地向负荷中心输电,还是两个电网之间的输电,一般应有两回输电线路。当一回输电线路故障跳开,剩下的一回线路应能保持稳定运行。又如双极直流输电系统在系统中运行,如果单极闭锁,剩下的单极运行时,系统应保持稳定运行。这种确定性可靠性准则,称为N-1准则。确定性可靠性准则的局限性是难于确定不可靠性的程度。由于没有考虑输变电工程在运行中的故障概率和修复概率,因而在规划设计中不能做到可靠性的优化设计,可靠性没有直接同经济性能联系起来。为了克服确定性可靠性的局限性,正在发展一种称为概率可靠性准则。它的主要特点是:考虑了输变电工程各个设备统计的故障概率、维修概率和N-1准则转化为中断输电概率。这样,概率可靠性准则将可靠性与经济性直接联系起来,优化可靠性目标更为明确。

寿命周期成本能将可靠性和经济性统一起来。按寿命周期成本最小对输变电工程进行技术经济评价,找到可靠性和输电成本之间的折中方案。

对于输变电工程规划和设计来说,输变电工程可靠性的经济指标主要表现在:年平均中断输电的概率(次/年)和平均中断输电持续时间(h/次)。输变电工程的可靠性,在这里指的是输变电工程本身因素及所处的大气环境因素引发的故障概率,对输电能力的影响及其经济损失。因此,用概率方法对输变电工程进行技术经济评价需要有构成输变电工程主要设备的故障率数据,包括变电站和输电线路的一次设备和二次设备的统计故障率信息。故障率(次/百年),维修率(次/年),年平均修复时间(h/次)和年平均维护时间(h/次)以及中断输电造成的经济损失(元/MW和元/MWh)。

中断输电的可靠性成本可以用式(11-1)进行计算

$$FC = \sum_i \lambda_i [W_i(a + bT_i) + RC_i \cdot MTTR_i] \quad \text{式 (11-1)}$$

式中 λ_i ——i 设备引起中断输电的年平均故障率;

W_i ——i 设备故障引起的中断输电的功率;

T_i ——i 设备故障引起中断输电的时间;

RC_i ——设备故障的平均修复成本;

$MTTR_i$ ——设备的平均修复时间。

特高压输电与超高压输电经济性比较

特高压输电与超高压输电的经济性比较一般用输电成本进行比较,比较两个电压等级输送同样的功率和同样的距离所用的输电成本。有两种比较方法:一种是按相同的可靠性指标,比较它们的一次投资成本;一种是比较它们的寿命周期成本。两种比较方法都需要的基本数据是:构成两种电压等级输电工程的设备价格及建筑费用。对于特高压输电和超高压输电工程规划和设计所进行的成本比较来说,设备价格及其建筑费用可采用统计的平均价格或价格指数。两种比较方法都需要进行可靠性分析计算,通过分析计算,提出输电工程期望的可靠性指标。利用寿命周期成本方法进行经济性比较还需要有中断输电造成的统计的经济损失数

据。

如前所述，一回 1100kV 特高压输电线路的输电能力可达到 500kV 常规输电线路输电能力的 4 倍以上，即 4~5 回 500kV 输电线路的输电能力相当于一回 1100kV 输电线路的输电能力。显然，在线路和变电站的运行维护方面，特高压输电所需的成本将比超高压输电少得多。线路的功率和电能损耗，在运行成本方面占有相当的比重。在输送相同功率情况下，1100kV 线路功率损耗约为 500kV 线路的 1/16 左右。考虑这一点，特高压输电在运行成本方面具有更强的竞争优势。

到目前为止，只有前苏联建设了商业运行的 1150kV 输电线路，从 1985 年~1992 年间断地运行了 6 年多。前苏联对 500、750kV 和 1150kV 线路的运行可靠性进行了统计分析。表 11-1 为前苏联 1985 年~1992 年三种电压等级线路运行可靠性统计数据。

表 11-1 前苏联 500kV、750kV 和 1150kV 线路统计故障率

电压等级 (KV)	500	750	1150
线路总长度 (KM)	57314	15519	11112
线路平均断开率 (含重合成功)	0.574	0.206	0.144
线路平均中断输电率	0.201	0.097	0.045

注 1.线路平均断开率和线路平均中断输电率的单位为：次/(百千米·年)

2.线路总长度为每年参加统计的线路长度的总和，平均断开率和平均中断输电率为各年的故障总次数除以总线路长度。

从表 11-1 可知，前苏联 1150kV 和 750kV 线路中断输电率均比 500kV 线路低不少，1150kV 线路中断输电率为 500kV 线路的 1/4，为 750kV 线路的 45%。前苏联 1150kV 线路运行 6 年共中断输电 5 次，其中 80%为雷电绕击引起线路跳开而中断输电。雷击跳开线路主要是雷电绕击导线引起的。雷电的击穿主要发生在改变线路方向的转角塔上。在转角塔的三相中，中间相抗雷能力较差。据研究分析，转角塔塔头避雷线，对导线屏蔽角大，达 24°~25°，容易引起雷电绕击。这一点，在今后特高压输电的杆塔设计中应引起充分的重视，以避免雷电绕击，进一步提高可靠性。

输变电主要设备费用

美国对特高压 (1100kV) 与超高压 (500kV) 主要输变电设备费用以 1984 年的价格进行过比较。比较的前提是：超高压和特高压输电系统的短路水平分别为 25kA 和 12.5k A。表 11-2 是特高压和超高压主要设备的成本比较。

表 11-2 1150kV 和 500kV 主要设备成本比较

设 备 (元件)	成本比率	容量因子	每千伏安的成本比率
输电线路	3.4	6.1	0.6
断路器 (含间隔)	3.1	6.1	0.5
并联电抗器	4.6	5.0	0.9
升压或降压自耦变压器	3.0	3.0	1.0
发电机升压变压器	105	1.0	1.5

注 成本比率和容量因子均为 1100kV 与 500kV 的比值。

从表 11-2 可以看出，1100kV 输电每千伏安的主要输电费用比 500 kV 低，变电站一个间隔的设备费仅为 500 kV 的 50%，输电线路的建设成本仅为 500 kV 的 60%，只有发电机直接升压到 1100kV 的升压变压器比 500kV 高 50%。

美国 BPA 按 500kV 输电的平均距离约为 280km，比较了单回 1100kV 线路与一路同塔双回 500 kV 紧凑型线路及两路同塔双回 500 kV 紧凑型线路的年输电成本。每千瓦年输电成本比较结果如图 11-3 所示。年输电成本包括了建设成本和电能损失成本。线路建设成本包括了 1100 kV 的升压和降压变压器、1100kV 和 500kV 所需要的并联电抗器和串联电容补偿。

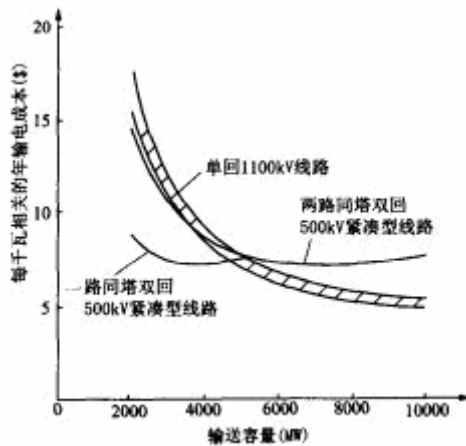


图 11-3 1100kV 与 500kV 年输电成本比较

从图 11-3 可以看出：在这种情况下，当输送功率超过 5000MW，1100kV 输电成本小于 500kV；当输送功率超过 4000MW，单回 1100kV 线路比两路同塔双回 500kV 线路更经济。从各国对特高压输电的试验和研究表明：特高压输电与超高压输电相比，其经济性受输电距离、输送容量、线路损耗、电磁环境影响的限制和设计观念的影响。

线路走廊宽度

线路走廊宽度一般由两边相导线离杆塔中心线的距离加上满足电气安全距离和电晕引起的可听噪声、无线电干扰、电视干扰以及杆塔周边工频电场和磁场的生态效应要求所需的距离。对于电气安全距离来说，线路走廊宽度要求在最大设计风速导线舞动条件下，为耐受工频和操作过电压冲击提供足够的空气距离，要保证为沿线路走廊边缘竖立的任何建筑物和楼房提供足够的安全距离。对于特高压和超高压线路，走廊宽度要求严格地受到地面及以上适当高度的工频电场和工频磁场的限制标准，电晕可能产生的可听噪声、无线电干扰、电视信号干扰的限制标准的影响。

表 11-3 列出了各种电压等级的一般较为典型的线路走廊宽度。从表 11-3 可以看出，1000kV 输电线路的走廊宽度接近 500kV 线路的走廊宽度的 2 倍。但一回 1000kV 输电线路的输电能力约为 500kV 线路的 5 倍。对于输送相同功率来说，1000kV 线路走廊宽度约为 500kV 线路的 40% 左右。增加单回线路的能力，减少线路走廊和变电站占地面积，在公众对环境要求日益严格的情况下是非常重要的。特高压输电可大幅度提高输电能力、因而可减少线路和变电站占用土地面积，在我国东部地区显得尤为重要。

表 11-3 不同电压等级的典型单回线路走廊宽度

电压等级 (KV)	345	800	765	1000	1500
走廊宽度 (M)	38	45	60	90	120

11.2 特高压输电的电压等级选择

不同的输电电压等级组成的输电网有不同的输电能力。在规划未来的电网电压等级时，通常用自然功率来粗略地比较不同电压等级的输电能力。自然功率是在输电线路末端接上相当

于 $Z_c = \sqrt{L_0/C_0}$ 的波阻抗负荷时线路所输送的功率，其中 L_0 是输电线路的单位长度的串联电感， C_0 是线路单位长度的电容。自然功率 $P_0 \approx U^2/Z_c$ 。

不同电压等级的超高压和特高压单回线路的自然功率输送能力如表 11-4 所示。

表 11-4 输电电压等级与输送的自然功率

电压 (KV)	330	345	500	765	1100	1500
功率 (MW)	295	320	885	2210	5180	9940

11.2.1 选择特高压电压等级的基本原则

选择特高压作为超高压电网更高电压等级的问题是一个电力长期发展规划问题。电网更高电压等级是指在既有电网之上覆盖一个新的更高一级电压等级电网的电压标称值。更高电压等级应满足其投入之后 20~30 年大功率输电的需求。因此,超高压电网之上更高电压等级的选择应从一个国家未来电网发展进行规划和决策。

超高压——特高压等级的决策应从现有超高压电网出发,面向未来的输电需求进行综合分析。分析时,应遵循以下基本原则:

- (1) 与新覆盖的地理区域范围、电力系统的规模相一致的原则。
- (2) 与现有超高压电压等级的经济合理配合的原则。
- (3) 与电网的平均输电容量(能力)和输电距离相适应的原则。
- (4) 新的更高电压等级输变电设备从开发到可以用于工程的时间相协调的原则。
- (5) 特高压输电技术的可用性与输电需求相统一的原则。
- (6) 与新发电技术相互促进的原则。

根据未来输电需求预测,需要更高电压作为某 1~2 项远距离输电工程的电压,包括特高压交流和特高压直流,则可考虑按经济成本进行不同方案的比较,以最经济方案和技术的可能性决定输电工程的电压等级。

11.2.2 确定特高压电压等级的方法

经过大量的分析,普遍认为超高压电网更高一级电压标称值应高出有电网最高电压 1 倍及以上。这样,输电容量可提高 4 倍以上,不但能与现有电网电压配合,而且为今后新的更高电压的发展留有合理的配合空间,能做到简化网络结构,减少重复容量,容易进行潮流控制,减少线路损耗,有利于安全稳定运行。

研究表明:500kV 电网按 1.5~1.6 倍选用 750 (765) kV 为新的更高电压等级是不可取的,因为对短距离输电,750kV 输电不如 500kV 合理,而对远距离输电,750kV 不如 1000kV 好。

根据超高压——特高压两个电压等级之比大于 2 倍的经济合理配合和新的更高电压等级的技术成熟时间,以及电力需求的发展要求,500kV 以上的特高压合理电压等级为 1000 (1100) kV,750 (765) kV 以上的特高压合理电压等级为 1500kV。

目前,已基本形成两个主要的超高压——特高压电网电压等级系列,它们是:340 (345) kV—750 (765) kV—1500kV 系列和 500kV—1000 (1100) kV 系列。

特高压引入时间的估计

特高压引入时间指的是从现有超高压电网开始形成到第一条特高压输电线路投入运行所需要的时间。特高压输电引入的时间由输电需求和技术可行性决定。在输电需求方面,它主要由电网持续的年均尖峰负荷功率增长率进行估算。在电力系统规划时,通常需进行电网负荷电量预测。由于用电结构的不断变化,电量的年增长率与尖峰负荷增长率是不一致的。尖峰负荷增长率通常要比年电量增长率高,因此,在估算特高压引入时间时,需将负荷电量转换为尖峰负荷功率。如果特高压电压等级选 1000kV,它的输电能力与 500kV 输电相比可提高 4 倍以上,据此,特高压输电的引入时间可用公式 $(1+x)^T \geq 4$ 来估算,式中: x 为预

测的尖峰负荷增长率，T 为年数。500kV 以上特高压的引入时间，就是尖峰负荷功率增长到 4 倍及以上的时间。考虑到特高压输电最初运行的安全性和技术需要不断完善，一般留有余地，当尖峰负荷增长接近 4 倍时，可考虑引入特高压。因此，若用电负荷平均增长 7%~8% 及以上，相当尖峰负荷年均增长 8% 以上，特高压输电引入的时间大约 15 年。若用电负荷年均增长 5%~6%，特高压输电引入时间约为 20 年。

外推法—特高压引入时间的推算

利用外推法估计特高压引入时间的基本思路是：现在超高压输电网是过去高压输电网的发展，是过去电力系统规划和决策的结果，其发展遵循一定的规律；分析输电网从高压到超高压发展的主要因素及合理的经验，根据输电线输送的自然功率与电网尖峰负荷、最大电厂容量和最大单机容量的数量关系，可估计特高压输电的引入时间。

纳格尔 (T.J.Nagel) 等人，在 1969 年美国电力公司 (AEP) 765kV 输电线投入不久曾用此方法对 1500kV 特高压输电的要求作了预测，认为美国电力公司 1990 年前后需要 1500kV 特高压，并以此为依据开展了特高压技术试验研究。后来，美国电力公司因供电负荷增长缓慢，加上能源结构的调整没有特大容量电厂和特大型机组的需求，特高压输电工程未按预期那样安排。表 11-5 是他们用外推法估计特高压输电需求的系统参数。

表 11-5 外推法所用系统参数及其比值

时间	输电电压 (KV)	输电线路	系统尖	最大电	单机最	系统比值			
		输电能力 (MW)	峰负荷 (MW)	厂容量 (MW)	大容量 (MW)	(3)/(2)	(4)/(2)	(5)/(2)	
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(3)/(2)	(4)/(2)	(5)/(2)	
1952 年	已有	138	64	2899	614	154	45.3	9.59	2.41
	预测	345	390				7.43	1.57	0.39
1969 年	已有	345	390	9844	1435	800	25.2	3.68	2.05
	预测	765	2260				4.36	0.63	0.35
1973 年	预测	765	2260	12520	2900	1300	5.54	1.28	0.58
1982 年	预测	765	2260	2000	5200	1300	8.85	2.30	0.58
1990 年	预测	765	2260	31000	8000	2000	13.7	3.54	0.88
	预测	1500	9500				3.26	0.84	0.21

11.3 特高压交流输电的特点

已知特高压输电线路参数，按照输电线路的等值电路或按照输电线路分布参数的电压和电流方程可对特高压输电的线路输电特性进行分析，并与超高压输电的线路输电特性进行比较，为线路参数设计提供技术要求和依据。

11.3.1 特高压输电系统的功率损耗

特高压输电线路功率损耗和电压降落计算，与其他输电线路，特别是超高压线路完全一样。在计算时，不考虑电晕功率损耗和绝缘子泄漏功率损耗，令并联电导 $G=0$ 。输电线路的

Π 形等值电路如图 11-4 所示，其中 $Z=R+jX$ ， $Y=jB$ ， \dot{U}_1 和 \dot{U}_2 为送、受端的线电压， \dot{S} 为三相视在功率 $\dot{S} = P + jQ$ 。

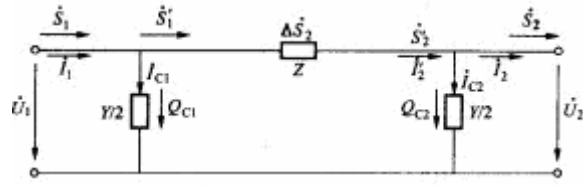


图 11-4 计算输电线路功率和电压的Π形等值电路

表 11-5 R、L、C 上的电压、电流、阻抗和导纳的关系

电路图	瞬时值关系式	相量关系式	相量图	阻抗(Z)	导纳(Y)
	$u_R = Ri_R$	$\dot{U}_R = R\dot{I}_R$		$Z = R$	$Y = \frac{1}{R}$
	$u_L = L \frac{di_L}{dt}$	$\dot{U}_L = j\omega L \dot{I}_L$		$Z = j\omega L$	$Y = -j \frac{1}{\omega L}$
	$u_C = \frac{1}{C} \int i_C dt$	$\dot{U}_C = \frac{1}{j\omega C} \dot{I}_C$		$Z = -j \frac{1}{\omega C}$	$Y = j\omega C$

在已知 \dot{U}_1 、 \dot{I}_2 和 $P + jQ$ 的情况下，按照表 3-1 中所列电阻、电抗和电纳上的电压和电流之间的向量关系，可以做出 \dot{U}_1 、 \dot{I}_2 和 \dot{U}_2 、 \dot{I}_2 之间的向量图，如图 11-5 所示。

$$\Delta \dot{S}_2 = (\dot{I}'_2)^2 \cdot Z = \left(\frac{S'_2}{U_2}\right)^2 \cdot Z = \frac{P'^2_2 + Q'^2_2}{U_2^2} (R + jX) = \frac{P'^2_2 + (Q_2 - Q_{C2})^2}{U_2^2} (R + jX)$$

线路 Z 上的有功功率 ΔP_2 和无功功率 ΔQ_2 损耗分别为

$$\Delta \dot{S}_2 = (\dot{I}'_2)^2 \cdot Z = \left(\frac{S'_2}{U_2}\right)^2 \cdot Z = \frac{P'^2_2 + Q'^2_2}{U_2^2} (R + jX) = \frac{P'^2_2 + (Q_2 - Q_{C2})^2}{U_2^2} (R + jX)$$

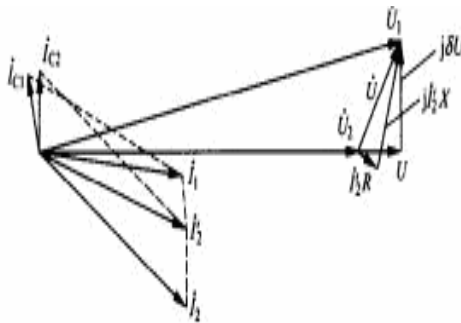


图 11-5 输电线路电压、电流相量图

$$\Delta \dot{S}_2 = (\dot{I}'_2)^2 \cdot Z = \left(\frac{S'_2}{U_2}\right)^2 \cdot Z = \frac{P'^2_2 + Q'^2_2}{U_2^2} (R + jX) = \frac{P'^2_2 + (Q_2 - Q_{C2})^2}{U_2^2} (R + jX)$$

线路 Z 上的有功功率 ΔP_2 和无功功率 ΔQ_2 损耗分别为

$$\Delta P_2 = \frac{P_2^2 + (Q_2 - Q_{C2})^2}{U_2^2} R \quad \text{式 (11-2)}$$

$$\Delta Q_2 = \frac{P_2^2 + (Q_2 - Q_{C2})^2}{U_2^2} X \quad \text{式 (11-3)}$$

其中， Q_{C2} 为线路的电容充电功率或电纳上的无功功率。

$$\dot{Q}_{C2} = \dot{U}_2 \left(\frac{Y}{2} \dot{U}_2 \right)^* = \frac{1}{2} (0 - jB) U_2^2 = -\frac{1}{2} jB U_2^2$$

$$Q_{C2} = \frac{1}{2} B U_2^2 \quad \text{式 (11-4)}$$

从式 (11-2) 可以看出：线路的有功损耗与输送的有功和无功的平方成正比，与电压平方成反比。因此，在输送相同功率情况下，提高输电线路电压能显著减少线路有功损耗；减少线路的无功传输，可大大减少线路有功和无功损耗，提高线路运行的经济性，减少受端并联无功补偿投资。

从式 (11-4) 可以看出：线路的等效电容产生的无功与电压平方成正比。1100kV 线路单位长度电纳约为 500kV 的 1.1 倍以上。这样，1100kV 线路电容产生的无功约为 500kV 线路的 5.3 倍。1000kV 线路电容产生的无功约为 500kV 线路的 4.4 倍。

11.3.2 特高压与超高压输电线路的比较

1. 超高压、特高压输电线路的电抗、电纳和电阻值由子导线数、子导线半径、分裂导线直径和相间导线距离决定。而这些又与输电线的电晕特性要求、输电线路工频电场和工频磁场限制、绝缘水平和输电成本有关；由于输电能力要求，电晕引起的可听噪声、无线电干扰、工频电磁场限制标准不完全一致，对于同一电压等级的各种超高压、特高压输电线路来说，单位长度的电抗、容抗和电阻会有一定差别。表 11-6 列出的是特高压输电线路与超高压线路的典型电阻、电抗和电纳有效值和折算到 500kV 的标么值。

表 11-6 特高压输电线路与超高压线路的典型的单位长度的电阻、电抗和电纳

电压等级参数(KV)	500	765	1100	1500
分裂导线	4×300MM	4×685MM	8×900MM	12×685MM
子导线间距或分裂 导线直径	42	64.8	106.9	128.0
相间距离	13	13.9	22.0	23.8
R0(Ω/KM)	0.02625	0.01199	0.005261	0.004192
X0(Ω/KM)	0.284	0.278	0.2435	0.2433
B0(Ω/KM)	3.910×10-6	4.119×10-6	4.650×10-6	4.654×10-6
R0*(P. T. /KM)	1.05×10-5 (1.000)	0.205×10-5	0.043×10-5	0.019×10-5
		(0.195)	(0.0409)	(0.0180)
X0*(P. T. /KM)	1.136×10-4 (1.000)	0.475×10-4 (0.418)	0.201×10-4 (0.177)	0.108×10-4 (0.095)
B0*(P. T. /KM)	1.136×10-3 (1.000)	24.105×10-3	56.268×10-3	104.725×10-3
		(2.466)	(5.756)	(10.713)

注 R_0^* 、 X_0^* 、 B_0^* 是以 500kV、100MVA 为基值的标么值；括号里的数值是以 500kV 的标么值为 1 的比较值。

以 500kV 输电线路为基值的特高压输电线路的 R_0 、 X_0 和 B_0 与超高压输电线路的比较，如图 11-5 所示。随着线路额定电压的升高， R_0 和 X_0 迅速减少，而 B_0 却快速增加。

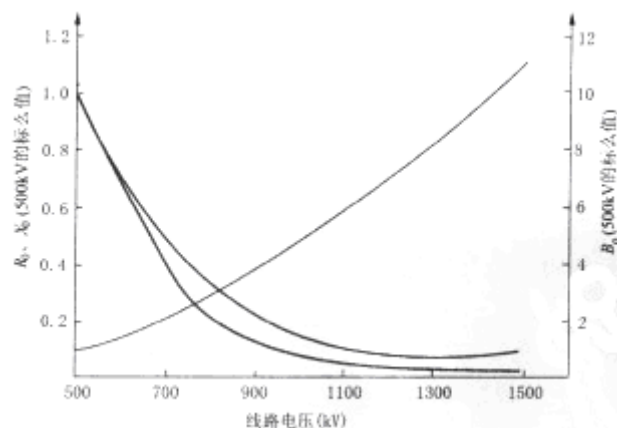


图 11-5 特高压线路基本电气参数与超高压线路的比较

2. 特高压与超高压输电线路功率损耗比较

输电线路电阻功率损耗与流过输电线路的电流平方成正比，与电阻值成正比。电阻上的功率损耗是输电距离、导线的电阻率和电压的函数。输电线路流过的电流 $\dot{i} = \dot{S} / \dot{U}$ 与电压成反比。当输送功率一定时，提高线路输电电压，可减少电流，从而显著减少输电线路电阻功率损耗。增加导线截面和减少导线材料的电阻率可减少输电线路电阻。亦可减少输电线路电阻功率损耗。由式(11-3)可知，对于一个给定的输送功率来说，输电线路电阻的功率损耗与输电电压平方成反比，与电阻成正比。通过电力系统分析，在满足稳定条件下，单回 1000kV 输电线路输送功率通常为 500kV 输电线路的 4 倍以上。采用特高压输电能特别明显地降低输电线路电阻功率损耗。图 11-6 给出线路长度为 161km 的 500 和 1100kV 输电线路电阻功率损耗与输送功率的关系。

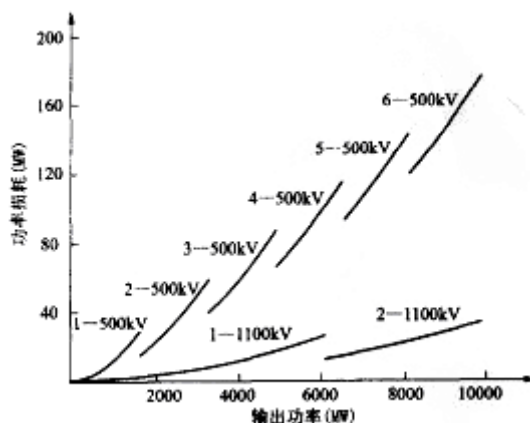


图 11-6 1100kV 和 500kV 输电线路功率损耗与输送的功率关系

从图 11-6 可以看出：在输送相同功率情况下，1000(1100)kV 输电线的功率损耗为 500kV 输电线路的 1/16 左右。

线路送端功率就是送端系统或电源端输入线路的功率：

$$\dot{S}_1 = \dot{S}'_1 - jQ_{C1} = \dot{S}'_2 + \Delta\dot{S}'_2 - jQ_{C1} = P_2 + \Delta P_2 + j[Q_2 + \Delta Q_2 - (Q_{C1} + Q_{C2})] = P_1 + jQ_1$$

$$P_1 = P_2 + \Delta P_2$$

$$Q_1 = Q_2 + \Delta Q_2 - (Q_{C1} + Q_{C2}) \quad \text{式(11-5)}$$

$$Q_{C1} = \frac{1}{2} B U_1^2 \quad \text{式(11-6)}$$

输电效率： $\eta = P_2 / P_1 \times 100\%$ ，它是线路输出功率与输入功率的百分比。由于线路功率损耗小，1000（1100）kV 线路输电效率远比 500kV 线路高。

11.4 我国特高压交流输电的发展

11.4.1 互联大电网的发展趋势

1. 国外大电网发展趋势

由于电力交易需求的发展和不同电源互补调剂的需要，国外同步电网的规模有逐步发展扩大的趋势。美国、加拿大和墨西哥的部分电网已经互联形成北美电网，包含东部(Eastern Interconnection)、西部(Western Interconnection)、德克萨斯州(ERCOT Interconnection)和魁北克(Quebec Interconnection)四个互联电网。东部电网是全北美四个互联网中最大的互联网，装机约 6 亿 kW，最大负荷约 5 亿 kW，从加拿大的新斯科舍至美国的佛罗里达。西部电网居于次席，该网与东部电网通过直流线路相联。德克萨斯电网是全美大陆唯一的以州为界的独立交流网，供电范围覆盖德州的大部分地区，该网也通过直流线路与东部网联结。魁北克电网位于加拿大境内，该网也是通过直流线路与东部电网相联。

美国由于电网发展情况较复杂，又以私营为主，形成了各自为政的局面，因此电压等级较为复杂，从 110kV 到 765kV 就有 8 个电压等级。此外还建设了 1000kV 以上等级的特高压试验短线路。美国邦纳维尔电力局(BPA)20 世纪 70 年代曾做过在太平洋西北输电系统上 1100kV 输电线路的规划研究，并启动了 1100kV 试验线路的建设，但由于后来的负荷增长速度降低，该计划被放弃。美国电力公司(AEP)1976 年也建成一条 1500kV 试验线路，同样由于后来电网负荷增长缓慢（年增长率 2%左右），不需要该电压等级的输电线路，因此对 1500kV 输电线路建设也处于停顿状态。

西欧电网结构属密集型结构，交流电网最高等级为 400kV。西欧国家面积较小，核电的比例较大，负荷与电源的分布较均衡。历史上，西欧各国首先围绕大城市各自形成受端系统。随着电力的发展，这些受端系统逐步扩大而扩展到全国，形成密集型的 400kV 网络，有较大的传输能力，并且通过联络线与临近国家相联。因此，西欧电网的 400kV 电网基本上可以满足输电要求。虽然 20 世纪 70 年代意大利曾考虑在南部靠海岸的地区建设总容量合计为 500 万 kW 以上的核电站和火电站，并计划于 1995 年前后采用 1000kV（最高运行电压 1050kV）特高压输电线路将这些电站的电力向北部工业地区输送，但由于后来用电需求增长缓慢，该特高压输电工程计划被取消。

2. 国内电网发展方向

随着我国经济和能源供应发生巨大变化以及我国电力工业的迅速发展，电网的建设和发展面临一系列新的挑战和问题，走集约化道路，进一步发展大电网已成为不二的选择。

我国电网存在的问题：

(1) 新中国成立以来，我国长时期处于电力短缺状态，多年来致力于增加电源建设以满足电力供给需求。因此，形成了电网作为电源的配套工程的局面，电网被动地跟随着电源

和负荷的发展而发展，未能通过电网的发展主动地引导电源的建设，结果导致我国南北向跨大区大容量输电网络规模过小，输电能力不足。

(2) 现有 500kV 电网输送能力不能满足大范围电力资源优化配置和电力市场的要求。输电走廊限制了输电线路的架设，沿海经济发达地区线路走廊尤其紧张，规划中拟建设的火电基地规模巨大，要将其电力送往用电负荷中心，如果全部采用 500kV 及以下电压等级的输电线路，则输电线路回数将过多，线路走廊紧张的矛盾难以解决。

(3) 电力负荷密集地区电网短路电流控制困难，例如华东、华北电网已经出现有一部分 500kV 母线的短路电流水平将超过断路器最大截断电流能力。

(4) 长链型电网结构动态稳定问题突出，在东北、华北、华中电网 500kV 交流联网结构比较薄弱的情况下，存在低频振荡问题。

(5) 受端电网存在多直流集中落点和电压稳定问题。到 2020 年，如果西电东送华东电网全部采用直流输电方式，落点华东电网的直流换流站将超过 10 个，受端电网在严重短路故障的情况下，电力系统因电压低落发生连锁反应的风险较大。

为了同时满足电能大容量、远距离、低损耗、低成本输送的基本要求，适应未来能源流的变化，具备电网运行调度的灵活性和电网结构的可扩展性，我国未来宜建设以特高压交流电网为骨干网架，特高压、超高压、超超高压电网分层、分区，网架结构清晰的、强大的国家电网。

11.4.2 特高压电网的基本功能

我国国家电网特高压骨干网架将由 1000kV 级交流输电网和 ±800kV 级直流系统构成。国家电网特高压骨干网架的建设应符合“规划科学，结构合理，技术先进，安全可靠，运行灵活，标准统一，经济高效”的目标要求。为了满足我国未来能源流的基本要求，解决我国电网结构存在的问题，国家特高压电网应具备如下基本功能：

(1) 国家特高压电网网架可为实现跨大区、跨流域水火电互济、全国范围内能源资源优化配置提供充分支持以满足我国国民经济发展的需求。

(2) 国家特高压电网应满足大容量、远距离、高效率、低损耗地实现“西电东送、南北互供”的要求。

(3) 国家特高压电网应满足我国电力市场交易灵活的要求，促进电力市场的发展。

(4) 国家特高压电网应具有坚强的网络功能，具有电网的可扩展性，可灵活地适应远景能源流的变化。

(5) 国家特高压电网的网架结构应有效解决目前 500kV 电网存在的因电力密度过大引起的短路电流过大、输电能力过低和安全性差等系统安全问题。

11.4.3 我国特高压电网的建设与发展

特高压输电的突出特点是大容量、远距离输电。特高压电网形成和发展的基本条件是用电负荷的持续增长，大容量和特大容量规模电厂的建设和发展。从电源发展规划和特大容量机组的应用看，无论是煤电还是水电，都已具备或即将具备建设大容量规模电厂或发电落地的条件。

在煤电方面，晋东南、陕北、蒙西、内蒙古锡盟和呼盟、宁夏灵武均具备建设大型煤电基地的条件，可开发规模主要取决于水资源的平衡。我国部分煤电基地建设设想方案如图 11-7 所示。从更为远期的发展趋势看，新疆地区的丰富煤炭资源必将逐步开发，届时，将有大量电力远距离送往东部地区。

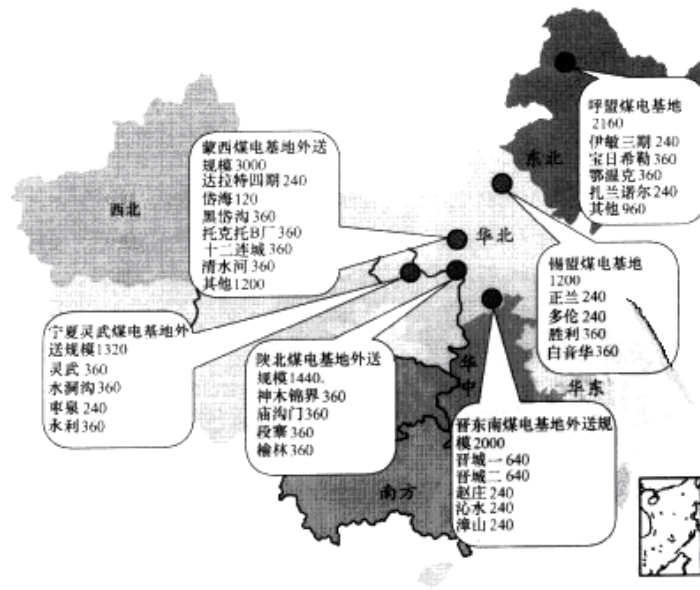


图 11-7 我国部分煤电基地建设设想方案

在水电方面，2020 年之前，金沙江的溪洛渡、向家坝、白鹤滩、乌东德四大梯级电站总容量 3850 万 kW 将外送华中和华东（采用特高压直流输电）。四川另有 1200 万 kW 水电也将送往华中和华东。2020 年前贵州送广东电力 1100 万 kW，云南送广东电力 2080 万 kW（2030 年可达到 3080 万 kW）。

根据有关部门对 2010 年~2020 年用电量预测和电源规划，以及对国家电网基本功能的要求，2015 年我国可能形成覆盖华北、华中、华东地区的特高压交流同步电网，含蒙西、陕北、晋东南、淮南、徐州煤电基地及西南水电基地电力外送的超高压骨干电网。蒙西、陕北、晋东南、内蒙古锡盟、宁夏、关中煤电基地通过特高压电网实现“北电南送”。西部水电通过特高压交流电网和特高压直流输电系统实现“西电东送”。特高压电网的进一步发展，区域电网之间的电气联系主要是特高压联络线。由于特高压输电线路标么值电抗远比 500kV 线路小，送端和受端电网之间、区域之间电气联系阻抗将进一步减小。按照“西电东送、南北互供”要求，规划合理的特高压网架结构，国家特高压电网将形成坚强的网状结构。电网的稳定水平和输电能力将明显提高。

第 12 章 特高压交流输电的设备

12.1 特高压电力变压器

电力变压器是利用电磁感应原理,将一个等级的交流电压和电流变成频率相同的另一个等级或几种不同等级的电压和电流的电器。其作用是将不同电压等级的输电线路和设备连接成为一个整体。它由一个或几个绕组套于铁芯上制成。不同绕组间通过磁链的耦合,使电能得以在不同的电回路中传递,以实现传输和分配电能的目的。

超、特高压电力变压器按用途可分为升压变压器、降压变压器、联络变压器等。特高压电力变压器主要由发电机升压变压器和自耦变压器两类。由于特高压输电系统的中性点都是直接接地,自耦变压器的中性点一般也是直接接地,其绝缘水平很低。自耦变压器如果有载调压,一般都在中性点调压。发电机升压变压器不需要有载调压装置,甚至不设无载调压分接头,以简化特高压大型变压器的结构。

12.1.1 特高压电力变压器的特点

变压器是特高压变电站中最贵重的设备之一,考虑到它在系统中所占的重要地位,对其可靠性提出了很高的要求。特高压电力变压器有以下特点:

- (1) 容量很大,一般三相容量都在 1000MVA 以上,甚至达到几千兆伏安。
- (2) 绝缘水平高。基准绝缘水平(雷电冲击绝缘水平)高,一般在 1950~2250kV 之间或者更高。
- (3) 由于容量大和绝缘水平高,其重量和体积必然很大。
- (4) 设计和制造时需要考虑运输的条件,一般为单相结构。

特高压电力变压器可靠性的要求高,需要考虑近年来超高压电力变压器运行中出现的问题,如油流带电、GIS 中的特快速瞬态过电压引起变压器绕组的损坏等。一般在研制中首先用 1:1 的原型样品进行专门研究。在制造中采用合理的绝缘水平和成熟的新技术,以达到优良的性能和较低的造价和重量。

12.1.2 国外特高压变压器的参数和结构

(1) 前苏联

从上世纪 70 年代开始,前苏联在生产 500kV—750kV 变压器基础上研制特高压大容量 1150kV 变压器,经历缩小比例、等比例模型、试验、工业运行产品 4 个阶段的研究,1971 年即已研制出 210MVA、1150/500kV 单相自耦变压器等比例模型样机,1979 年又研制出第一台 667MVA、1150/500kV 试验用样机。前后共装备 3 个 1150kV 变电站、2 个发电厂升压站,从 1985 年开始部分线路升压至 1150kV 运行。1990 年间曾生产过 4 台 417MVA、1150/20kV 的单相发电机升压变压器作为工业试验用,样机长时间带电考核可以直接升压送至 1150kV 线路。1992—1993 年又按另一设计方案生产了 16 台容量仍为 667MVA 的特高压单相自耦变压器以实现设计改型、降低损耗、减轻质量、简化结构和保证产品的可靠性。这些特高压变压器结构合理,都经受了各种运行条件的考验。

前苏联特高压变压器和并联电抗器结构有以下特点:要发展单相联络变压器(升压和降压用自耦变压器);发电机升压变压器生产过一组(带备用相一台),配 80MW 发电机组或两台

一变带 $2 \times 50\text{MW}$ 发电机组。其余特高压变压器均通过 500kV 升压变间接供电。因特高压变压器采用中压线端载或无励磁调压有很大坏处，发电机升压变也不设分接头，靠机组励磁系统调节机端电压 $\pm 5\%$ 。这是从 500kV 运行实践得出的经验，也是为了可靠性设备制造与电网设计部门充分协调得出一致意见。 1150kV 并联电抗器为两心柱(带气隙)布置，线圈反向串联方式，使主磁通在两心柱中流通而不用带旁轭的结构形式。

(2) 日本

东京电力公司正在建设第一条特高压 1000kV 的输电系统，以期将东京周边地区充足的电力输送到东京地区，并于 1995 年开始试运行。

为了研制与解决 1000kV 特高压传输系统出现的技术、经济与环境等诸多新问题，日本于 1979 年组成了《特高压电力传输委员会》，首先确定了系统的最高工作电压，并根据系统结构、开关设备及避雷器的特性等，最后确定相应的绝缘水平(全波、截波、操作冲击过电压及工频绝缘强度)。各研制厂家都对特高压与大容量所带来的有关问题进行了大量的基础性研究，通过局部模型对线圈、器身绝缘结构、线端出线结构等进行了试验，对分相组合结构进行了实际操作，以验证工艺可行性，最后又在 0 号机实体模型上做了全部出厂、型式与特殊试验后，才进行第 1 台实机产品的试制工作。

(3) 意大利

意大利国家电力局(ENEL)在 1980 年与巴西、阿根廷和加拿大等国的公司共同参与了国际联合组织的 1000kV 特高压输变电技术研究开发工作。兴建的特高压实验工程有 2 座联络变电站和 20km 长的线路，每个变电站装有 3 台 400MVA 变压器。 1000kV 级特高压变压器和并联电抗器均由 Ansaldo 公司 Milan 变压器厂生产。

(4) 乌克兰

作为世界上少数已具有开发超高压、特高压、输变电技术的乌克兰扎布罗热变压器研究所是全世界最大的变压器研究所，其进行过的重要产品开发和试验项目有： $\text{DC} \pm 750\text{kV}$ ， 320MVA 变压器、平波电抗器、隔离开关； 750kV 并联电抗器； 667MVA ， $1150/500\text{kV}$ 自耦变压器模型； $1800/500\text{kV}$ 自耦变压器模型； $750-1800\text{kV}$ 套管； $\text{DC}600\text{kV}$ 脉冲装置； $220-500\text{kV}$ 中性点套管；干式变压器环境试验容量达到 1600kVA ； 750kV 及以下电磁式电流互感器； 500kV 及以下电磁式电压互感器； 750kV 电容式电压互感器。

表 12-1 各国已研制的特高压变压器

厂家	单项容量 (MVA)	电压比 (kV)
美国 WH 公司	40	$1100/\sqrt{3} / 138$
美国 GE 公司	33	$1500/\sqrt{3} / 193/\sqrt{3} / 143/\sqrt{3}$
苏扎布罗什工厂	125	$1150/\sqrt{3} / 500/\sqrt{3} / 18$
苏扎布罗什工厂	210	$1150/\sqrt{3} / 500/\sqrt{3} / 18$
苏扎布罗什工厂	667	$1150/\sqrt{3} / 500/\sqrt{3} / 20$
瑞典 ASEA 公司	333	$1500\sqrt{3} / 765/\sqrt{3} / 300/\sqrt{3} / 120/\sqrt{3}$
瑞典 ASEA 公司	333	$1875/\sqrt{3} / 835/\sqrt{3} / 420/\sqrt{3}$
法国 TU	400	$1250/\sqrt{3} / 525/\sqrt{3} / 30$
日本三菱公司	100	$1200/\sqrt{3} / 550/\sqrt{3} / 66$
日本三菱公司	100	$1800/\sqrt{3} / 800/\sqrt{3} / 66$
日本富士公司	20	$1550/\sqrt{3} / 525/\sqrt{3} / 66$
日本东芝公司	167	$1200/\sqrt{3} / 550/\sqrt{3} / 63$
日本日立公司	167	$1050/\sqrt{3} / 525/\sqrt{3} / 147$
意大利	200	$1000/\sqrt{3} / 420/\sqrt{3} / 24$

12.1.3 国内特高压变压器的研究现状

沈阳变压器厂是我国历史最久、规模最大的变压器制造厂，从 80 年代初生产 500kV 变压器开始，先后引进过阿尔斯通、日立公司的技术，近年来结合三峡工程又引进了西门子公司 500kV267MVA(单相)换流变压器，3000A 平波电抗器和三峡 840MVA 三相升压变制造技术，生产过 500kV720MVA 的三相升压变(现在广东沙角 C 厂运行)，自主开发了 500kV 并联电抗器，新建了大型变压器车间，研制了 1000kV 级中间变压器。

西安变压器厂也是国内大型变压器厂，过去以生产特种变压器而闻名全国，还生产过 400MVA500kV 三相升压变压器，其从阿尔斯通引进的 500kV 并联电抗器制造技术是输变电行业成功引进国外先进技术的典型。90 年代引进日立公司 500kV 变压器制造技术，近年来又从 ABB 公司引进了 500kV297.5MVA 换流变压器和 3000A 平波电抗器制造技术，改造了生产车间和装备，并承担了西北 750kV500MVA 中一相自耦变的制造任务。

特变电工沈阳变压器集团有限公司(特变电工沈变)由特变电工股份有限公司在原沈阳变压器有限责任公司基础上重组成立，高速高质高水平地完成了“重大变压器制造基地”国债一期技改项目，企业硬件设施全而升级，拥有了“双百万”(容量 100 万 VA，电压 100 万 V)的生产能力。特变电工衡阳公司为原衡阳变压器厂重组而成，也拥有“双百万”的生产车间，一组 500kV167MVA 中单相自冷中压线端无励磁调压自耦变压器已现场安装调试，近来又引进乌克兰 VIT 的 110—1150 变压器全套软件及 330—750kV 并联电抗器生产许可证，正在生产 500kV400MVA 三相发电机升压变，还生产了 750kV100MVA 中单相并联电抗器，研制了 1200kV250MVA 的中间变压器。

总体来说，我国的电力变压器制造水平和工艺随着 750kV 工程的上马有了新的发展和进步，不少企业已具备制造特高压变压器设备的技术条件和生产能力，只要稍加扩充、完善，即能承担攻关任务。

12.1.4 特高压变压器研制过程中的关键技术

特高压变压器和并联电抗器由于电压高，容量大，所涉及的关键技术很多，下面就主要问题予以说明。

(1)特高压系统中发生的过电压将对特高压变压器的绝缘安全造成威胁。考虑其特殊性，从线圈、器身结构设计入手，通过反复计算、解析和调整，在保证可靠性的前提下使结构合理，提高耐冲击特性，缩小体积，降低成本。

(2)研究调压方式、调压线圈的设置及结构。调压线圈的结构容量较小，是产品可靠性的薄弱环节，对特高压变压器性能影响较大。

(3)特高压电场强度的研究，关键在电极表面或电极覆盖表面的场强控制，关系到主、从绝缘，端部绝缘，引线绝缘的可靠性和局部放电水平。

(4)特高压变压器的容量大，考虑运输方便，多为多柱结构，增加了导线串并联连接，因此带来了与其它电压等级变压器不同的特高压大电流问题。引线电极形状、覆盖、夹持以及表面电场控制都是攻关的主要内容。

(5)机械强度是特高压变压器的关键技术之一。绝缘可靠性可以通过不同的高压试验加之延长试验时间进行验证，但线圈、器身的抗短路强度目前国内所具有的条件是无法用试验来验证的，因此抗短路能力的可靠性设计必须保证。另外产品整体机械强度、夹持结构强度、油箱机械强度等都应满足大容量产品的结构要求。

(6)特高压变压器的运输重量一般都超过 400t，分成两部分运输其重量也要超过 200t。特高压变压器的现场组装技术又是一个重要的需要综合考虑的关键技术。

12.2 特高压开关设备

特高压开关设备的器件主要有断路器、隔离开关和接地开关等，主要用于关合及开断高压正常电力线路，以输送及倒换电力负荷；从电力系统中退出故障设备及故障线段，保证电力系统安全、正常运行；将两段电力线路以至电力系统的两部分隔开；对已退出运行的设备或线路进行可靠接地，以保证电力线路、设备和运行维修人员的安全。因此，高压开关设备是非常重要的输配电设备。

12.2.1 特高压断路器

断路器是特高压开关设备中最重要、最复杂的一种器件。它既能关合、承载、开断运行回路的正常电流，又能关合、承载、开断规定的过载电流（如短路电流）的开关设备。广泛用于电力系统的发电厂、变电站、开关站及用电线路上，同时承担着控制和保护双重任务。

特高压断路器的种类很多，按不同灭弧介质分类，有油断路器，空气（真空）断路器，六氟化硫（ SF_6 ）断路器等。特高压断路器通常采用 SF_6 断路器，只有在某些地区中，由于气候寒冷， SF_6 气体可能液化而采用压缩空气断路器。近年来，也有采用 SF_6 气体中加入少量其他气体以降低液化温度，仍可采用在寒冷地区中。由于六氟化硫气体有优异的灭弧和绝缘性能， SF_6 断路器有很多优点：断口电压高，开断能力强，允许连续开断短路电流次数多，适于频繁操作，开断容性电流可以无重燃或复燃，开断感性电流可以无截流等。今年来，在高压及超高压领域中，已取代了压缩空气断路器；在特高压领域中更是最主要的断路器。

特高压断路器，除完成一般高压断路器的任务外，还要求采取特殊措施（如分闸和合闸电阻），尽量降低开断和关合时的操作过电压，以降低线路和变电站设备的绝缘水平和造价。

按结构形式的不同， SF_6 断路器可分为支柱绝缘子式和落地罐式两种。

（1）支柱绝缘式。采用支柱绝缘子支持灭弧室对地绝缘的型式。这种型式结构简单，较为经济，但它不能附加电流互感器。

（2）落地罐式。它是把灭弧室装在接地的金属外壳中，进出高压回路通过高压套管来实现，其价格较高，但它能附加电流互感器。耐受地震的能力也优于支柱绝缘子式。

断路器的灭弧室中由若干个断口组成。每个断口承受一定的电压。以积木式组成整个灭弧室，如单个断口可以承受 250kV 时，则 500kV 断路器需要两个断口，1000kV 断路器需要四个断口（在断口之间使用并联电容均压）。目前 1000kV 的断路器，就有两个断口和四个断口两种。图 12-1 为支柱绝缘子式和落地罐式两种型式的六氟化硫断路器的照片。

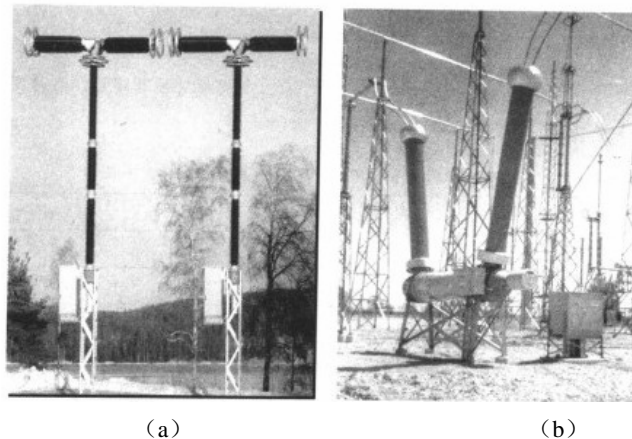


图 12-1 两种型式的六氟化硫断路器

(a) 支柱绝缘子式 (b) 落地罐式

如前所述，特高压断路器为了降低关合和开断时的操作过电压，往往需要采用分闸和合闸电阻，其原理如图 12-2 所示。分闸时，断路器的主触头先打开，分闸电阻接在回路中，经过 30ms 左右，与分闸电阻串联的辅助触头才打开。在合闸时，其动作顺序相反，与合闸电阻串联的辅助触头先关合，经过 10ms 左右，断路器的主触头才关合。这时就相当并联关合一个电阻性质的回路，不会产生高幅值的合闸过电压。图 12-2 为断路器的分闸电阻滞后分断和合闸电阻提前关合的动作原理图。

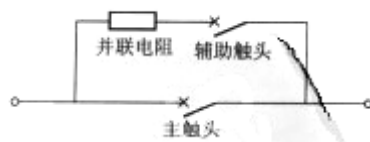


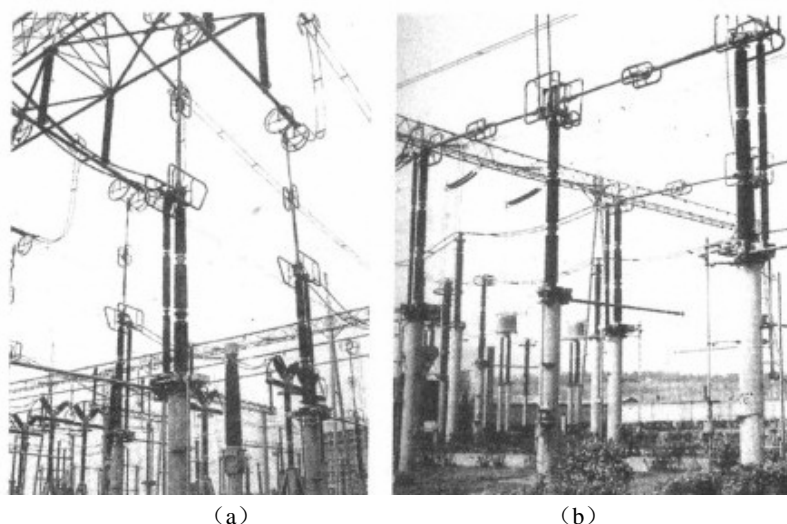
图 12-2 分、合闸滞后分断和提前关合的动作原理图

12.2.2 特高压隔离开关

隔离开关是一种在分闸位置时其触头之间有符合规定的绝缘距离和可见断口，在合闸位置时能承载正常工作电流及短路电流的开关设备。隔离开关在关合位置时，能承载工作电流，但不能切除短路电流和过大的工作电流。隔离开关没有灭弧装置，因此结构比断路器简单得多，只需要考虑工作电流的发热和短路电流的动、热稳定性。它主要由绝缘瓷柱（支柱绝缘子）和导电活动臂组成。

隔离开关的结构形式按照支柱绝缘子的数量和导电活动臂的开启方式划分，有单柱垂直伸缩式、双柱水平旋转式、双柱水平伸缩式和三柱水平旋转式四种形式。

隔离开关的选型布置与配电装置的形式有关，直接影响配电装置的占地和结构布置。例如，母线用单柱式隔离开关，可直接布置在母线下，以缩小配电装置的纵向尺寸，从而节省占地。反之，用双柱水平旋转式隔离开关，则要求有较大的空间距离。增加了配电装置的间隔宽度，在连接母线时又需要一定的纵向尺寸，从而增加了配电装置的占地。超高压和特高压的敞开式变电站，占地面积很大，为了节约面积通常采用单柱垂直伸缩式隔离开关。图 12-3 为 500kV 垂直伸缩式和水平伸缩式两种隔离开关。



(a) 垂直伸缩式 (b) 水平伸缩式

图 12-3 500kV 隔离开关

(a) 垂直伸缩式 (b) 水平伸缩式

12.2.3 特高压的高速接地开关

当特高压架空线路较长，在雷击或其他原因使单相接地时，在该相的断路器断开后，由于其他两相非故障相没有断开，对断开相有耦合作用，接地点还会有潜供电流，需在线路上接高压并联电抗器，并在中性点连接小电抗使单相接地时的潜供电流幅值降低而易于自灭，提高单相接地自动重合闸的成功率。这个电抗器也可以起补偿线路容性无功和降低线路上的工频过电压的作用。但特高压并联电抗器的造价很高，当线路不长，降低线路上的工频过电压的问题不严重，线路容性无功的补偿也可以使用价格低得多的低压电抗器时，就可以考虑使用高速接地开关来作为熄灭单相重合闸潜供电流的措施，其原理如图 12-4 所示。

高速接地开关与单相重合闸的过程如下。

- (1) 接地发生后故障点产生故障电流。
- (2) 故障相两端的断路器断开，但故障点仍存在潜供电流，它由其他两健全相对故障相耦合产生。
- (3) 故障相两端的快速接地开关闭合，将故障相接地，潜供电流熄灭。
- (4) 故障相两端时快速接地开关打开。
- (5) 故障相两端的线路断路器关合，重新送电。

由于重合闸的重合时间是在 1s 内进行的，所以潜供电流要在 1s 内熄灭，因而就需要快速接地开关具有很高的速度。

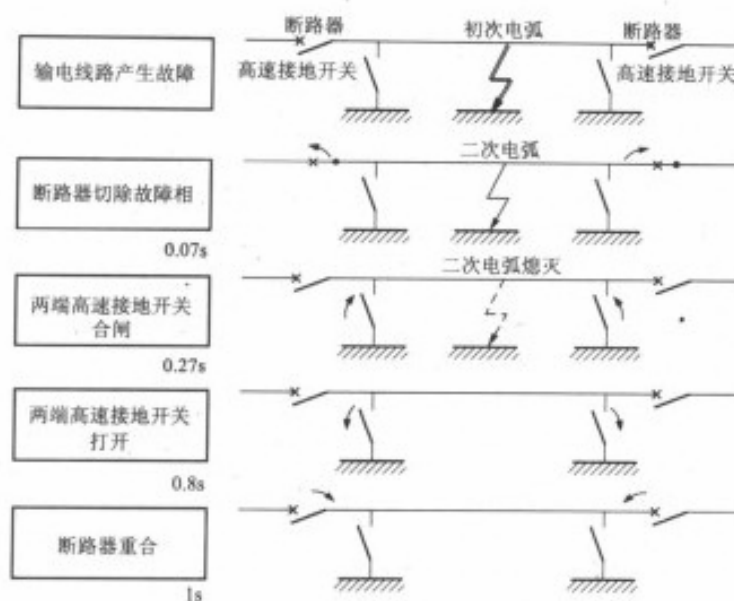


图 12-4 使用了高速接地开关的快速重合闸原理图

12.2.4 特高压气体绝缘金属封闭开关设备

将变电站的电气元件（变压器除外），如母线、断路器、隔离开关、电流互感器、电压互感器、母线接地开关、避雷器等全部（或者大部分），用接地的金属密闭容器封闭在充有高于大气压的绝缘气体六氟化硫（ SF_6 ）中的成套配电装置，简称 GIS。充注的 SF_6 密度大小取决于内部灭弧性能和绝缘性能的要求。GIS 内部元件只有组合在一起并充以规定密度的 SF_6 时才能运行，不能拆开单独使用。在构造上，可以归纳为以下几部分：①载流部件或内部导体；②绝缘结构；③外壳；④操动系统；⑤气体系统；⑥接地系统；⑦辅助回路；⑧辅助构件。

三相共箱型气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）结构内部示意图 12-5 所示。按照使用条件不同，GIS 还可以分为户内型和户外型。户外型 GIS 不需设置厂房（图 12-6），可减少建设投资，但长期受到日照雨淋，夏季温升增高，冬季（特别是严寒地带）SF₆ 气体可能液化。户内型 GIS 运行条件优越（图 12-7），但由于增加了厂房、吊车、排风等设施，建设费用增大。由于特高压的 GIS 面积和体积都很大，采用户内型 GIS 的可能性很小。

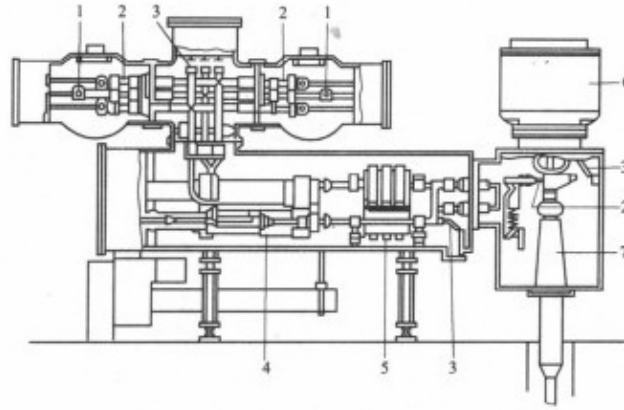


图 12-5 三相共箱型气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）结构内部示意图

1—母线；2—隔离开关；3—接地开关；4—断路器；5—电流互感器；6—电压互感器；7—电缆终端

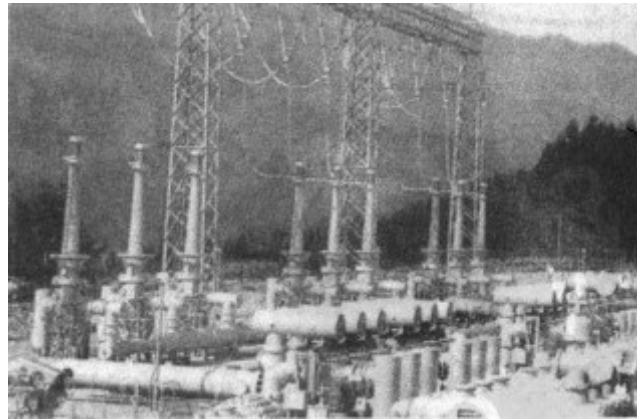


图 12-6 500kV 户外型 GIS 照片

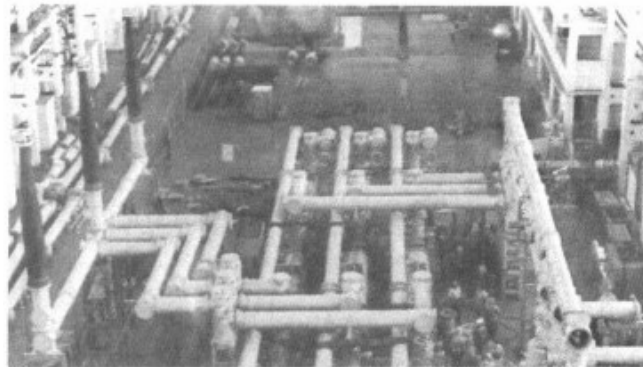


图 12-7 500kV 户内型 GIS 照片

GIS 内部元件，有的单独占有一个气室，有的几个元件联在一起占有一个气室。各个气室可以有不同的气体密度。气室内的导电部分与金属外壳之间用浇铸型环氧树脂绝缘子支撑，气室之间在电气上通过金属连接件连接起来。

外壳之间的接口均经过精密加工，使用耐腐蚀的 O 形密封胶圈将高压气体密封在内部。

外壳上一般都安装有安全阀或防爆膜片。

按内部结构不同，GIS 可分为三相共箱型及分箱型。三相共箱型是将三相电器安装在同一箱体内，用绝缘支架或隔板将其隔开。这种结构可节约金属外壳材料，并可节省占地。此外，当三相电流同时流过母线时，磁力线在外壳中相互抵消，可减少涡流损失。图 6 所示是 126kV 三相共箱型 GIS 内部结构图。分箱型 GIS 中各相电器单独安装在分相的金属外壳内，各相主回路有独立的圆筒外壳。构成同轴圆筒电极系统，电场较均匀，结构比较简单，绝缘问题也较容易处理，不会发生相间短路故障，制造方便；外壳数量多，金属外壳材料增多，密封环节多，涡流损耗大，占地也相应增大。但分箱结构简单，由于绝缘问题，一般 330kV 等级及以上的 GIS 都是分箱型 GIS。1000kV 特高压 GIS 都是分箱型。

GIS 与常规高压电器相比优点是：①可以大幅度缩小占地面积；②带电部分全部封闭在金属外壳内，可避免高电压对环境的电磁污染；③设备防止人员触电伤亡；④延长设备检修周期，一般在 10~20 年内不必解体大修；⑤设备绝缘性能不受周围大气条件影响，耐震性强，能提高运行可靠性。

对特高压来说，优点 ①、②、④和⑤都是非常重要的。GIS 的造价高于常规电器。在工程设计上，计及占用土地面积、施工费用等，GIS 总投资与常规电器投资的比随电压等级的提高而相对降低，这对于在特高压采用 GIS 是有利的。

12.3 特高压互感器

电压互感器是将一次（高压）侧交流电压按额定电压比转换成可供仪表、继电保护或控制装置使用的二次（低压）侧电压的变压设备。电压互感器使一、二次侧高、低压电路互相隔离。正常使用时，电压互感器的变比约等于一、二次绕组的匝数比，两侧电压的相位差则接近于零。按结构原理通常可分为电磁式电压互感器和电容式电压互感器两大类。

电流互感器是将一次（高压）侧交流电流按额定电流比转换成可供仪表、继电保护或控制装置使用的二次（低压）侧电流的变流设备。电流互感器的一次绕组通常与需测量、保护或控制的电路串联，二次绕组则与测量，保护或控制装置的电流线圈连接，它将一、二次侧高、低压电路互相隔离。正常使用时，电流互感器的一、二次额定电流之比与一、二次绕组匝数成反比。其电流间的相位差接近于零。

12.3.1 特高压电压互感器

多数情况下，在特高压变电站中使用电容式电压互感器，它可以分为敞开式和封闭式两类。

(1) 敞开的电容式电压互感器 (TV)，主要再敞开式配电装置中使用。它由电容分压器和电磁单元（电磁式电压互感器）构成，一般为单相油浸式。电容分压器是由若干只电容器串联组成的，接于高压导线与地之间。从电容分压器引出的中压端子与电磁单元连接。电容分压器和电磁单元可分装成两个独立的部分，常称为分离式；也可将电容分压器叠装再电磁单元之上，常称单柱式。分离式的结构较松散，便于检修；单柱式的结构紧凑，检修则不便。

特高压户外用独立式电压互感器建议采用分离式 TV，即电容式分压器与电磁单元分离，以便调试和试验。

(2) 封闭的电容式电压互感器。它由电容分压器和电子放大器构成，在气体绝缘金属封闭开关设备中使用。

特高压的 GIS 中可以采用电磁式电压互感器也可使用 TV，GIS 用 TV 绝缘性能更好，

误差性能比独立式要好得多。

12.3.2 特高压电流互感器

在敞开式超高压变电站中，目前常用油浸式电流互感器，也有电容型结构和链型（“8”字型）两种。电容型结构的主绝缘由若干串联的电容屏（铝箔或半导体纸）和绝缘纸组成。其中如主绝缘覆盖在 U 形或 R 形的一次绕组导体上，二次绕组置于下部油箱的称为箱式。一次绕组为棒形，主绝缘覆盖再二次绕组上，并且二次绕组置于瓷套上部的称为倒置式。链型结构则将一次绕组和绕有二次绕组的环形铁芯交叉形成“8”字形，一、二次绕组分开绝缘，并与铁芯一起浸入有绝缘油的瓷套内。为了防止瓷套炸裂的危险，已经生产以硅橡胶伞裙代替瓷套的六氟化硫气体绝缘的电路互感器。油浸式电流互感器通常装有隔膜或金属膨胀器，使油与空气隔离，防止绝缘受潮和氧化。

电流互感器在 GIS、罐式六氟化硫断路器（GCB）和变压器等设备中常用套管式电流互感器，带电的导体从中间穿过，结构上就比较简单。特高压输电线路发生故障时，故障电流的直流分量衰减时间常数很大。作为对策在中间设了无磁饱和的母线保护用空芯电流互感器。图 12-8 是日本在特高压变电站中使用的，可套在 GIS 或罐式六氟化硫断路器上的电流互感器。

电流互感器与电压互感器组装在同一外壳内的组合式互感器和光电式电流互感器也在发展中。

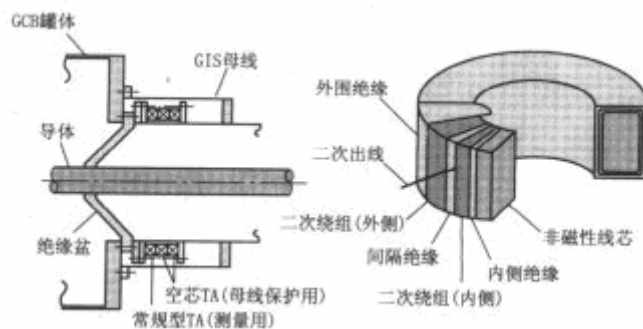


图 12-8 日本特高压变电站 GIS 上的保护用电流互感器

电子式互感器的外形如图 12-9 所示，可配套用于 GIS，也可独立使用。特高压户外独立式电流互感器在绝缘方面有优势，体积小、质量轻。但是由于电子式互感器受环境影响较大，在电网长期运行中，其准确性有待于实际工程的考验。

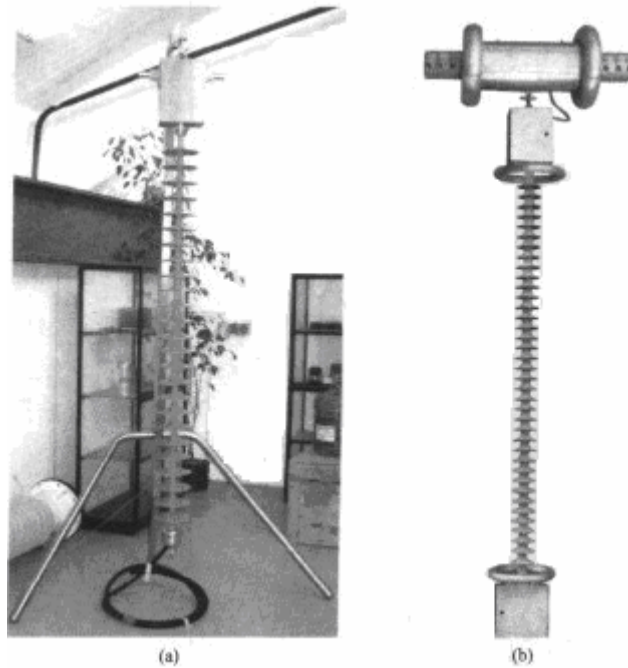


图 12-9 电子式互感器

(a)电子式电压互感器 (b)电子式电流互感器

12.4 特高压避雷器与套管

12.4.1 特高压避雷器

避雷器是用来限制由线路传来的雷电过电压或由操作引起的内部过电压的一种电气设备。避雷器的保护原理与避雷针不同。它实质上是一种放电器，并联连接在被保护设备附近，当作用电压超过避雷器的放电电压的，避雷器即先放电，限制了过电压的发展。从而保护了其他电气设备免遭击穿损坏。

目前使用的避雷器有保护间隙，排气式避雷器，阀型避雷器，氧化锌避雷器四种类型。

氧化锌非线性电阻片是在以氧化锌为主要材料的基础上，掺以微量的氧化铋、氧化钴、氧化锰、氧化锑、氧化铬等添加物，经过成型、烧结、表面处理等工艺过程而制成。所以也称为金属氧化物电阻片，以此制成的避雷器也称为金属氧化物避雷器(MOA)。由于氧化锌电阻片具有非常优异的非线性伏安特性，可以取消串联火花间隙，实现避雷器无间隙无续流，而且造价低廉，因此氧化锌避雷器已在越来越广的领域内取代了碳化硅避雷器。

研制高性能无间隙避雷器是目前世界各国的主要发展方向。由于氧化锌电阻片有极其优异的非线性特性，它在过电压下电阻很小，残压很低；而在正常工作电压下电阻很高，实际上相当于绝缘体，因此可以不用串联火花间隙来隔离工作电压，而将氧化锌电阻片直接接到电网上运行也不至于烧坏。

在确定避雷器性能上，有以下几个重要的关系。

(1) 从保证避雷器运行安全方面考虑，其持续运行电压应等于或大于系统的最大运行相电压。

(2) 从保证避雷器不会老化太快方面考虑，其额定电压等于或大于持续运行电压的 1.25

倍。

(3) 避雷器在标称电流（雷电流）下的残压，等于额定电压（峰值）乘以保护比。目前避雷器的保护比约等于 1.6~1.7。

按照上述的几个关系，特高压避雷器的残压只能够做到 1800~1940kV。这是意大利和前苏联（有间隙的复合型磁吹式避雷器）所达到的水平（见表 12-2）。以这个水平为基础，变压器的雷电冲击绝缘水平就必须在 2250 kV 或更高，断路器和其他电器还要更高一级。为了降低设备的造价，日本用了很大力量改进避雷器的性能，采用了四个电阻片并联的办法，使保护比的数值降低到 1.38。并使整个避雷器吸收能量的能量达到 55MJ 以上，其结构示意图如图 12-10 所示。

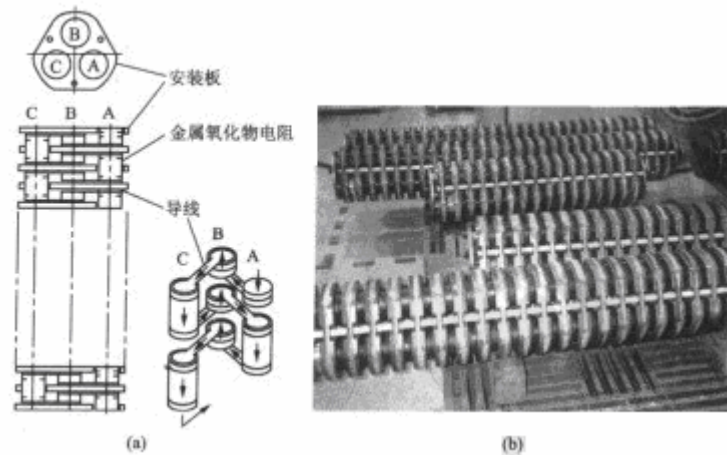


图 12-10 日本特高压避雷器

(a) 电阻片的布置和连线图 (b) 电阻片连接好后的外形

表 12-2 几个特高压工程的避雷器性能比较

参 数	日本	意大利	前苏联
系统标称电压 (KV)	1000	1000	1000
系统最高运行电压 (KV)	1100	1050	1150
避雷器额定电压 (KV)	826		
避雷器持续运行电压 (KV)	635		
20KA 雷电流冲击下残压 (KV)	1620	1800	1940
3KA 操作冲击电流下残压 (KV)		1450	
能量吸收能力	55MJ 以上	3~4KJ/KV	

中国 750 kV 避雷器的研制成功，为交流百万伏级避雷器的开发创造了条件，缩小了与世界上避雷器制造企业的差距，国内已具备了开发更高电压等级电站和线路避雷器的技术能力。

12.4.2 特高压用的支柱绝缘子和套管

变电站中，电器设备要使用许多支柱绝缘子。特高压变电站，特别是敞开式配电装置中，也要有许多支柱绝缘子，具体选择可以有以下四种方案。

(1) 纯瓷支柱绝缘子，防污的要求除了满足一定的爬距外，也可以加 PTV (PRTV) 涂层。

(2) 瓷柱加硅橡胶外套及伞裙。

(3) 全合成组合方式，目前技术尚不成熟。

(4) 玻璃绝缘子，国内仅用于 220kV 电压等级，国外有 800 kV 的运行经验。

电器设备的引出对外连接必须要用套管。以 GIS 和变压器为例，如果变电站的配电装置是 GIS，则需要有 GIS 与出线相连的充六氟化硫气体大套管和较小的变压器与 GIS 相连的油—SF6（六氟化硫）套管。如果是敞开式配电装置，则变压器需要有普通的大电容式套管，详见图一。

特高压的套管可以有两种：纯瓷套和硅橡胶复合外套。

各种设备（如变压器、断路器、避雷器、互感器、组合电器等）的纯瓷套管中，难度最大的为 GIS 出线套管。GIS 出线套管可改为干式套管，套管尺寸可缩小。特高压纯瓷大套管的高度很高，前苏联生产的变压器电容式套管，在大气中的上部瓷套管高度达 7.5m，在变压器油中的下部也有 3m，前苏联生产的特高压套管的技术参数见表 12-3。GIS 与出线相连的充六氟化硫气体大套管，其上部高度也差不多。

表 12-3 前苏联生产的特高压变压器套管的技术参数

参数名称	数值
电压等级 (KV)	1150
额定电流 (A)	1250
内绝缘	电容器类型的油纸绝缘
外绝缘	瓷
海拔安装高度 (M)	500
最大线电压 (KV)	1200
最大相对地运行电压有效值 (KV)	693
最大线电压爬电比距 (CM/KV)	1.5
在 50HZ 的频率下，1MIN 工频试验电压有效值 U (KV)	1150
在 50HZ 的频率下，1MIN 工频试验电压有效值 U，同时测量内部放电水平	900
在 50HZ 的频率下，1MIN 工频试验电压有效值 U (KV)	
干燥状况下正负极性全波雷电冲击，最大值 (KV)	2700
干燥和降雨条件下 工频升压 (KV)	1300
操作冲击试验电压 (KV)	2100 (1150)
热击穿下绝缘寿命试验的电压 U (KV)	$1.1 \frac{1200}{\sqrt{3}}$ 765 (由 $\frac{1200}{\sqrt{3}}$ 得来)
弯曲负荷试验 (N)	2500
额定短时 T=5S 过流 (KA)	7
额定动态电流 (KA)	17
气候影响 (环境温度) (°C)	-40~+40

ABB 为美国电力公司 (AEP) 特高压试验工程研制的 1800kV 套管如图——所示。

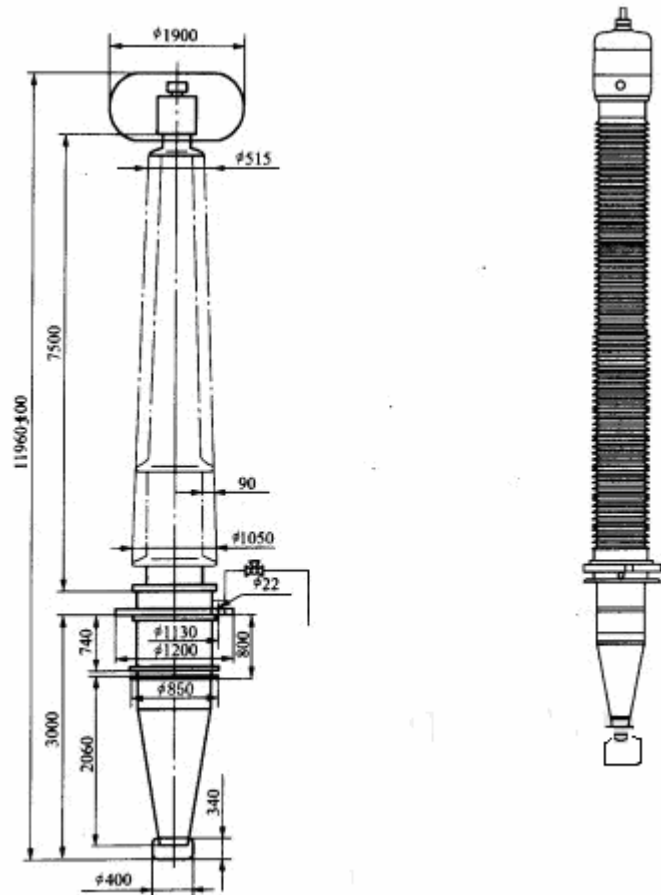


图 12-11 前苏联特高压的变压器套管 (单位: mm) 图 12-12 ABB 为美国电力公司特高压试验工程研制的 1800kV 套管

日本生产的 GIS 出线套管性能见表 12-4。

表 12-4 日本生产的 GIS 出线套管性能表

额定电压 (KV)	1100	操作冲击耐受 (干和湿, ± 15 次) (KV)	1900
额定相电压 (KV)	635	雷电冲击耐受 (± 15 次) (KV)	2400
最高电压 (KV)	1100	污秽耐受电压 (KV)	762[1.2UPHM (P.U.)]
额定电流 (A)	8000	盐密	0.03MG/CM ²
1MIN 工频耐受 (KV)	1270		
局部放电 (PC)	$\leq 10(826KV)$		

注 U_{phm} ——最高运行相电压

特高压复合外套所用硅橡胶材质分为高温硅橡胶和中温硅橡胶两种, 国内护套一次成型 2.5~3m 长; 硅橡胶外套最大直径为 1.35m, 最大抗弯强度为 320kN·m, 长度不限。12.5 特高压输电线路 (3)

12.5 特高压输电线路

12.5.1 特高压输电线路的导线

导线是架空输电线路的主要元件之一, 在架空输电线路建设投资中占有很大的比重。特高压架空输电线路分裂导线的结构形式, 除了要满足按经济电流密度传送能量的要求, 以及

按限制电晕放电和无线电干扰条件所允许的导线表面场强的要求来计算子导线的最优根数和半径之外，同样也包括选择子导线在空间的相互布置，以使得分裂导线电流不均匀分布以及导线表面场强不均匀分布系数达到最小值。研究表明，电晕产生的无线电干扰和可听噪声对环境的影响，已经成为特高压输电线路导线选型和分裂形式选择的最主要因素之一。

特高压输电线路导线直径和分裂导线中子导线的排列位置，即分裂导线的结构形式由所要求的电晕特性决定，或由分裂导线的最大表面电场强度决定。子导线布置形式一般分对称均匀分布和非均匀分布两种排列。试验研究表明，在子导线表面电场强度达到最小值，从而使电晕效应和电晕损耗也最小。由于各国对环境的要求标准不尽一致，因此导线结构形式设计有所区别，下表 12-5 是各国推荐的特高压线路导线结构形式及相关参数。

12-5 各国推荐的特高压线路导线结构形式一览表

参数	前苏联动力 电气部	日本东京 电力公司	美国 BPA	美国 DOE	美国 AEP	意大利 ENEL	英国	巴西
电压等级 (KV)	1150	1000	1100	1100	1500	1000	1300	1000
导线规格 (MM ²)	300/330	810/6 10	930	—	—	560	—	—
分裂数	8/10	8	8	6、8	12/10	8	—	8
导线外径 (MM)	24.0/25.2	38.4/34.2	41	55/40	36/46.3	31.5	38	45
分裂圆直径(CM)	104.5	104.5	107	101.6	102/122	117.6	—	—
分裂间距 (CM)	40	40	41	50/40	32/38	45	45	—

国际上目前设计或者运行的 1000~1200kV 电压等级的特高压线路，导线的结构形式以 8 分裂居多，变化范围为 6~10 分裂。子导线间距约为 40~45cm，相应分裂圆直径的变化范围为 1.02~1.176m。

从各国推荐的导线规格来看，差别比较大。如前苏联采用的导线面积为 300mm² 或 400mm² 导线，意大利推荐的是 560mm² 截面积，而日本、美国、巴西等国家均推荐（或采用）600mm² 以上的大截面导线。由于各国的国情不同，对输电线路功率损耗和环境等方面要求也不同，因而各国对子导线截面选择必然不会相同。以前苏联和日本两个国家为例，前苏联 1150kV 线路电流密度取值为 1A/mm²，日本 1000kV 线路电流密度取值仅为 0.51A/mm²，两者相差一倍。前苏联电流密度取值较大，主要是煤炭成本低，1150kV 输电线路路径多为人烟稀少地区，环境问题不突出，选取小截面导线是经济的。相反日本电流密度取值较小，也是综合其经济、社会效益来考虑的，根据人多地少、社会发达的国情，尤其环境要求较为苛刻，因此采用大截面导线是经济的。

从特高压输电线路导线选型来看，前苏联采用普通钢芯铝绞线。日本所采用的导线型号较多，有钢芯铝绞线（ACSR）、高强钢芯铝绞线（ACSR/EST）、高强钢芯铝合金绞线（KACSR/EST）、耐热钢芯铝合金绞线（TACSR）、低噪声钢芯铝绞线（LN-ACSR）等五个品种，分别视线路途径地区的不同情况选用。例如高强钢芯铝合金绞线和耐热钢芯铝合金绞线主要用于重覆冰地区。

随着我国电线电缆行业的快速发展，我国导线设计、工艺和生产水平已经和国际接轨。为满足三峡输变电工程大容量输电要求，成功研制了钢芯铝绞线（ACSR-720/50）、铝包钢芯铝绞线（ACSR?AS-720/50）、特高强度钢芯铝合金绞线（AACSR?EST-450/200）、铝包钢绞线（AS-512）以及耐腐蚀防振导线（LGJ/SZ-630/100），前 4 种型号导线已经大量应用到三峡输变电工程中，相应技术指标达到或优于国际先进水平。其中，近年来得到广泛应用的国产钢芯铝绞线（ACSR-720/50），其导线绞制如图所表示。该导线的各项技术指标均达到了目前国际最高标准技术水平美国 ASTM 标准，其中部分指标还高于 ASTM 标准，表是我国钢芯铝绞线（ACSR-720/50）与美国 ASTM 的对照表。对于特高压输电线路所需地特种导线，

如低噪声导线，虽然国内没有生产，但也具备了国产化的实力。我国特高压输电线路所用的大部分导线完全可以实现国产化。

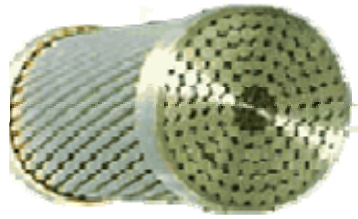


图 12-13 国产 ACSR-720/50 钢芯铝绞线

表 12-6 国产钢芯铝绞线（ACSR-720/50）部分指标与美国 ASTM 标准对照表

技术指标	我国技术条件	美国 ASTM 标准	工程设计目的
总拉断力	$\geq 170.6\text{KN}$	$\geq 170.6\text{KN}$	保证机械强度
45 根铝单丝抗拉强度均匀性	$\leq 20\text{MPa}$	没有要求	保证导线各铝单丝受力均匀
7 根钢单丝抗拉强度均匀性	$\leq 200\text{MPa}$	没有要求	保证导线各钢单丝受力均匀
钢单丝扭转	≥ 18 次	≥ 14 次	提高钢单丝韧性

12.5.2 特高压输电线路的地线

地线架设在导线上方，其作用主要是防止输电电路遭受雷击，要求机械强度高、耐振、耐腐蚀，并具有一定的导电性和足够的耐热容量。特高压输电线路由于电压等级高，线路重要程度大，因此较超高压输电线路对防雷提出了更高的要求，相应的结构形式也有所不同。前苏联 1150kV 级输电线路采用双地线，每相地线为 2 分裂的 70/72 型钢芯铝绞线（铝截面积为 70mm^2 ，钢截面积为 72mm^2 ），地线分裂间距为 400mm。日本 1000 kV 的三条特高压主干线均采用 500 光纤复合铝包钢绞线（OPGW），也是采用双地线，地线采用 12 度的负保护角。

由于日本 1000 kV 级输电线路目前尚按 500 kV 降压运行，故无从实际考察上述地线选型的合理性。从前苏联来看，其 1150 kV 级输电线路运行以来，已经发生雷击跳闸事故，据观测大多是雷电绕击相导线造成的。因此在特高压线路设计中，如何确定导线屏蔽方式，避免绕击事故，提高架空地线的防雷作用，是我国建设特高压输电线路中需要重点研究的课题。

12.5.3 特高压输电线路的杆塔

除前苏联、日本外，美国、意大利、加拿大、巴西等国分别建设了不同规模的特高压输电线路试验段，进行了大量的包括特高压铁塔塔型在内的理论与试验研究。

现结合国外特高压输电线路杆塔的研究与应用情况，给出特高压线路可采用的一些基本塔型。

1. 拉线塔

由于拉线塔具有用钢量少的优点，因此被外国推荐为特高压输电线路的首选塔型，但它具有占地面积大，运行维护比较困难等缺点。意大利设计的 1000kV 拉 V 塔采用 3 相 V 串（图 12-14），塔高 44m，宽 61m，重 11.5t。前苏联设计的拉 Y 塔（图 12-15），塔高 56m，宽 42m，重 18.6t。美国能源部设计了 1100 kV 悬索塔（图 12-16），塔高 45.7m，重 21.03t。另外，前苏联还开发了三相三角形布置的拉 V 塔（图 12-17）、水平排列的悬索塔（图 12-18）、

意大利开发了三相倒三角排列的拉V塔（图 12-19）、美国能源部开发了拉线三联柱塔。

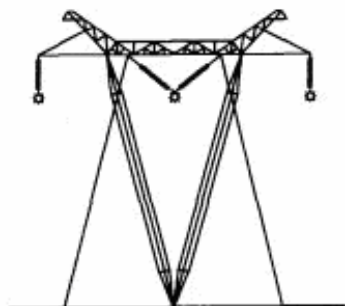


图 12-14 1000kV 拉 V 塔

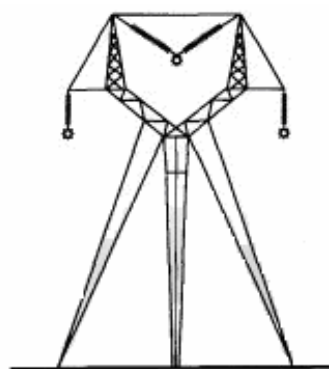


图 12-15 1150kV 拉 Y 塔

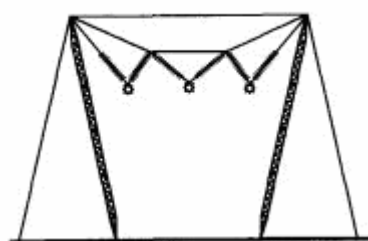


图 12-16 1000kV 拉线悬索塔

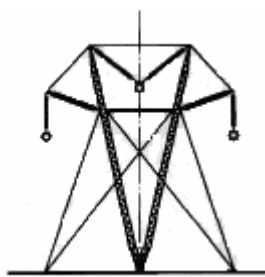


图 12-17 三角形布置拉 V 塔



图 12-18 1150kV 悬索直线塔

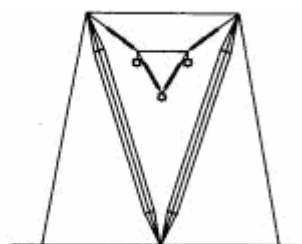


图 12-19 倒三角排列拉塔

拉线悬索塔用悬索取代了钢结构的横担，是受力合理、杆塔指标最经济的塔形，其结构总重比拉 V 塔轻 25%~40%，但拉线悬索塔的占地面积也是最大的。

2. 单回路自立塔

特高压线路中常见的单回路自立塔，一般采用三相导线水平排列的酒杯塔和三角形排列的猫头塔。意大利设计的 1000kV 自立式酒杯塔采用三相 V 串（图 12-20），高 52.5m，宽 87m，重 20.9t。美国邦纳维尔电力局（BPA）设计的 1100kV 导线三角布置的自立式猫头塔（图 12-21），塔高 60m。

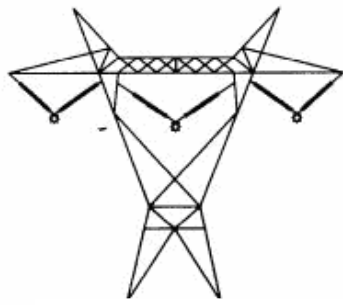


图 12-20 1000kV 酒杯塔

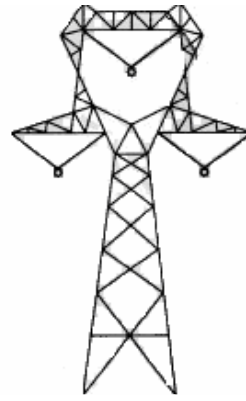


图 12-21 1000kV 猫头塔

自立式铁塔占地小，适用地形广，适用于土地占用费比较高的地区。自立式猫头塔与酒杯塔相比，中相导线抬高，塔高和塔重增加，但具有线路走廊宽度较小、线路走廊上场强均匀的优点。

3. 双回路塔

日本特高压输电线路为同塔双回线路，铁塔采用导线垂直排列同塔并架四层横担或三层横担的典型塔型（图 12-22，图 12-23）。同塔并架双回线路与两个单回路闲笔，少一个线路走廊，可显著减少走廊宽度。



图 12-22 双回路四层横担塔

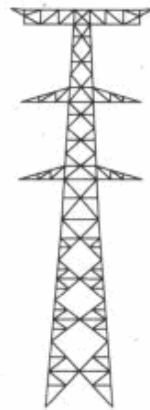


图 12-23 双回路三层横担塔

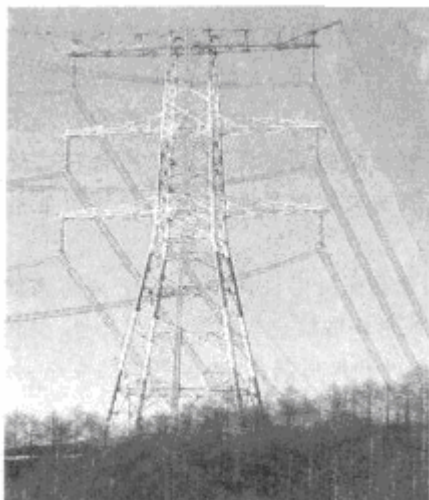


图 12-24 日本 1000kV 双回路直线钢管塔



图 12-25 日本 1000kV 双回路转角钢管塔

4. 前苏联和日本特高压杆塔主要特点

前苏联 1150kV 输电线路直线塔主要采用带拉线的 V 型塔、门型塔和 Y 型塔。这些塔的特点是质量轻，塔重约 17~25t，但占地面积大。前苏联土地资源丰富，线路又经过人烟稀少的平丘草原地区，为拉线塔的使用创造了条件。

为了减少线路走廊，日本的特高压输电线路采用同塔双回路，铁塔均采用高强度的钢管塔，主材采用钢管 SS55 型或 STK55 型钢，辅材采用角钢 SS41x 型或 STK41 型钢。

1. 特高压杆塔的主要技术特点

特高压架空导线对地最小距离由确保人身在架空线下和线路走廊边缘的工频电场和磁场安全强度限制决定。由电场和磁场强度限制决定的最小距离要进行可能产生的过电压情况下不出现对地（或地上的物体与人）闪络的校核。再操作过电压得到控制的情况下，由工频电场和磁场限制决定的对地最小距离。杆塔悬挂的导线对地高度由档距内工频电场和磁场限制决定的最小距离和导线可能的弧垂之和决定。

特高压杆塔结构和尺寸的设计如同超高压杆塔设计一样，一般要考虑线路输电能力，主要是线路电抗的要求，导线对杆塔的空气绝缘、电晕特性、工频电场和工频磁场的限制，适应各种天气条件和地质条件，确保杆塔的安全，并且建设成本合理。

根据初步计算，我国规划的 1000kV 输电线路导线对地最小距离比 500kV 输电线路大幅提高，可达到 500kV 输电线路的 2 倍，居民区约为 24~27m，非居民区约为 20~22m。1000 kV 输电线路电气间隙也比 500 kV 输电线路大很多，500kV 操作过电压电气间隙要求为 2.5m，1000kV 为 6~7m。500 kV 输电线路一般均为 4 分裂导线，而 1000 kV 输电线路多为 8 分裂导线。

2. 我国特高压杆塔塔型规划

特高压杆塔要满足特高压输电线路电气技术条件，并能够承受设计条件下的机械负荷，又要满足线路建设经济性的要求。从我国的实际情况出发，考虑杆塔使用条件、线路回数数和地形地质条件，并参考国内外超高压、国外特高压杆塔塔型，我国特高压杆塔可按以下原则选用。

(1) 拉线塔的选用。拉线塔可节省钢材，但占地大。由于拉线的要求，山区地形为主的地区不能使用拉线塔。拉线塔只能在平原、丘陵地区使用，随着征地费用日益增高，虽然拉线塔本体费用较低，但在其他费用方面要高很多，综合费用可能反而比自立塔高。建设特高压输电线路的目的之一是为了节约输电线路走廊，减少占用耕地面积。我国特高压输电线路中不宜采用拉线塔。

(2) 单回路直线型自立塔的选用。对于单回路直线型自立塔，国内外输电线路工程广泛使用的塔型有酒杯和猫头塔两种，其他型式的塔基本上是在其基础上演变而来的。在线路走廊紧张的地方，多用猫头塔，甚至采用三相 V 型悬垂的猫头塔；在一些线路走廊不太紧张的地方，宜使用酒杯塔。在我国 1000 kV 特高压输电线路工程中，应因地制宜使用酒杯塔和猫头塔这两种自立塔。

(3) 单回路转角塔的选用。对于单回路转角塔，国内大多选用的是干字塔。这种塔型由于结构简单，受力清楚，占地线路走廊小，而且施工安装和检修也较方便，在国内外各级电压等级线路工程中大量使用，积累了丰富的运行经验。我国 1000 kV 特高压输电线路单回耐张塔可使用这种塔型。

(4) 双回路塔的选用。国内外同塔双回路铁塔，一般多采用三层或四层横担的伞形或鼓型塔型，三相导线垂直排列，可以有效减少线路走廊宽度。我国 1000 kV 同塔双回输电线路宜选用这种塔型。

第 13 章 特高压电网的过电压及保护

内部过电压是在电力系统内部，由于断路器的操作或系统故障，使系统参数发生变化，引起内部电磁能量转化或传递，而导致出现的过电压。系统参数变化的原因是多种多样的，因此内部过电压的幅值、振荡频率以及持续时间不尽相同。通常按产生原因将内部过电压分为工频电压升高、操作过电压及谐振过电压。内部过电压是因系统内部状态变化而产生的，其数值与系统额定电压成一定的比例，因此常用过电压倍数 K_0 表示其大小

$$K_0 = \frac{\text{内部过电压幅值}}{\text{系统最高运行相电压幅值}} \quad \text{式(13-1)}$$

过电压倍数取决于系统的结构、设备参数、断路器性能、故障性质以及操作过程等因素，并具有明显的统计性。在超高压系统中，内过电压比外过电压对系统的危害更大。

13.1 工频过电压及限制措施

13.1.1 影响工频过电压的因素

电力系统在正常或故障时可能出现幅值超过最大工作相电压、频率为工频或接近工频的电压升高，称工频电压升高或工频过电压。

产生工频电压升高的主要原因是空载线路的电容效应、不对称接地故障、发电机突然甩负荷等。本节主要讨论空载线路的电容效应所引起的工频电压升高。

(一) 电容效应的物理过程

由于空载线路中，线路的电容电流在感抗上的压降 U_L 使容抗上的电压 U_C 高于电源电势 E 。这就是空载线路的电感——电容效应所引起的工频电压升高。

(二) 空载长线路上的电压分布

超高压长距离输电线路，一般需考虑它的分布参数特性，为简化计算忽略线路损耗，图 13-1 给出均匀无损长输电线路的分布参数电路。

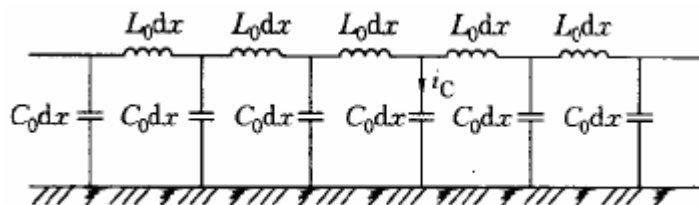


图 13-1 传输线的分布参数电路

设 l 为线路长度， x 为线路上任意点距线路末端的问题，当线路末端电压 U_2 、电流 I_2 为已知时，可写出线路上任意点的电压 \dot{U}_x 和电流 \dot{I}_x 的方程式为

$$U_x(x) = U_2 \cos \alpha x + jI_2 Z_c \sin \alpha x \quad \text{式(13-2)}$$

其中 $Z_c = \sqrt{\frac{L_0}{C_0}}$, $\alpha = \frac{\omega}{v}$

式中, Z_c ——线路波阻抗; α ——相位系数, 通常 $\alpha = 0.06^\circ / \text{km}$ 。

对于空载线路, 即 $Z_2 = \infty$, $I_2 = 0$, 则线路上任意点电压 U_x 与末端电压 U_2 的关系为:

$$\dot{U}_x = \dot{U}_2 \cos \alpha x \quad \text{式(13-3)}$$

线路首端电压 \dot{U}_1 与末端电压 \dot{U}_2 的关系

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 \cos \alpha l \quad \text{式(13-4)}$$

$$\dot{U}_x = \frac{\dot{U}_1}{\cos \alpha l} \cos \alpha x \quad \text{式(13-5)}$$

$$K_{12} = \frac{U_2}{U_1} = \frac{1}{\cos \alpha l} \quad \text{式(13-6)}$$

可见线路的电压自首端起逐渐上升, 沿线按余弦规律分布的, 如图 13-2。线路末端电压最高, 而且随线路长度的增加而趋严重。当 $\alpha l = \pi/2$, 即线路长度为 $1/4$ 的电源波长, 对工频输电线路即为 1500km 时, 末端电压理论上为无穷大。

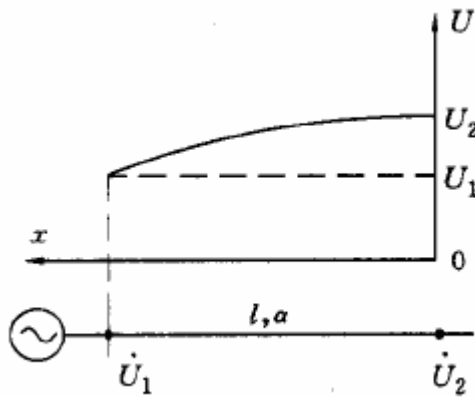


图 13-2 空载线路的电压分布

13.1.2 限制工频过电压的措施

通常在超高压输电线路中用并联电抗器限制工频过电压。以并联电抗器的电感补偿线路的对地电容, 减小流经线路的电容电流, 削弱电容效应。

设在线路末端连接有电抗器 X_p , 可视 X_p 为线路末端负载, 即 $Z_2 = iX_p$, 则

$\dot{U}_2 = iI_2 X_p$, 带入式 (13-2) 得

$$\dot{U}_x = \dot{U}_x (\cos \alpha x) + j \frac{U_2}{jX_p} Z_C \sin \alpha x = \dot{U}_2 (\cos \alpha x + \frac{Z_C}{X_p} \sin \alpha x) \quad \text{式(13-7)}$$

$$U_1 = \dot{U}_2 (\cos \alpha l + \frac{Z_C}{X_p} \sin \alpha l) \quad \text{式(13-8)}$$

$$\dot{U}_x = \frac{\cos \alpha x + \frac{Z_C}{X_p} \sin \alpha x}{\cos \alpha l + \frac{Z_C}{X_p} \sin \alpha l} U_1$$

设 $\text{tg} \beta = \frac{Z_C}{X_p}$, 那么

$$\dot{U}_x = \frac{\cos(\alpha x - \beta)}{\cos(\alpha l - \beta)} U_1 \quad \text{式(13-9)}$$

$$U_m = \frac{U_1}{\cos(\alpha l - \beta)} \quad \text{式(13-10)}$$

显然在线路末端接入电抗器使电压升高倍数降低, 相当于减少了线路长度。沿线电压分布如图 13-3 所示, 线路上最高电压不是出现在末端, 而且最高电压比无电抗器时线末电压低。

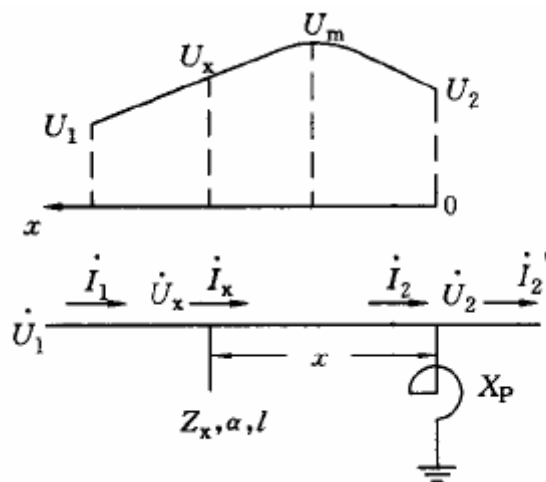


图 13-3 有并联电抗器线路的沿线电压分布

13.2 操作过电压

13.2.1 特高压电网操作过电压的种类及影响因素

“操作”包括断路器的正常操作, 如分、合闸空载线路或电容器, 分、合闸空载变压器或电抗器等; 也包括各类故障, 如接地故障、断线故障等。由于“操作”使系统的运行状态发生突然变化, 导致系统内部电感元件和电容元件之间电磁能量的互相转换, 引起的振荡

性过渡过程。

在中性点直接接地系统中，常见的操作过电压有空载线路合闸过电压、切除空载线路过电压、切除空载变压器过电压及解列过电压等；在中性点非直接接地系统中，主要是弧光接地过电压，其防护措施是使系统中性点经消弧线圈接地。本节以讨论切除空载线路（简称切空线）过电压为例，分析其过电压产生的物理过程、影响因素及限制措施。

（一）切空线（容性负荷）过电压的物理过程

图 13-4 所示为切除空载线路的等值电路和简化计算电路。图中，电源电势 $e(t) = E_m \cos \omega t$ 。由于是空载线路，所以电路中电流为容性，若不考虑线路的电感效应，

断路器开断之前线路电压 $u_C(t)$ 即等于电源电势 $e(t)$ 。

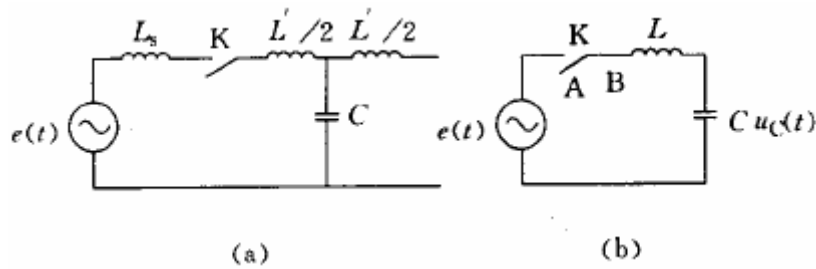


图 13-4 空载线路的 T 型等值电路及简化计算

(a) 等值电路 (b) 简化计算电路

图 13-5 所示为切除空载线路过电压的发展过程。断路器动作后，触头开始分离，当通过断路器的工频电容电流过零值时电弧熄灭（图 13-5 中的 t_1 ），此时线路电容 C 上的电压达

最大值 $U_{cm} = E_m$ 。

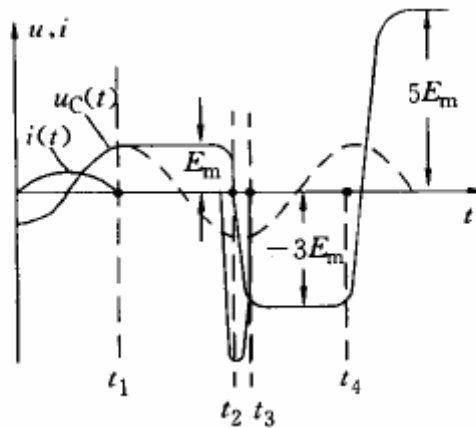


图 13-5 切除空载线路过电压的发展过程

因为电弧暂时熄灭，空载线路上电荷无处可泄，所以线路上维持电压 E_m 。这时电源电压仍按余弦规律变化，因此断路器触头间恢复电压 $u_k(t)$ 为

$$u_k(t) = e(t) - E_m = E_m (\cos \omega t - 1)$$

经过半个周期，当 $t = t_2$ 时，触头间恢复电压达 $2E_m$ 。在 $t_1 \sim t_2$ 时间内，如果断路器断

口处介质绝缘强度恢复很快，则电弧从此熄灭，分闸过程结束，不会产生过电压。若此时断路器触头间绝缘强度不能承受这个恢复电压，电弧重燃，相当于电气合闸，线路电压从原 E_m 回到此时的电源电压—— E_m ，即电弧重燃后，回路中将出现振荡过渡过程，使线路对地电容上的最大电压为

$$U_{cm} = 2(-E_m) - E_m = -3E_m$$

重燃时流过断路器的电流是高频电流，当 $t = t_3$ 时，高频振荡电压达最大值，高频电流为零，触头间再次熄弧，线路电容上遗留电压为 $-3E_m$ ，又经过半个周期 $t = t_4$ 时，触头间恢复电压为 $4E_m$ ，若触头重燃，线路电压要从 $-3E_m$ 过渡到 E_m ，因此 $U_{cm} = 2E_m - (-3E_m) = 5E_m$ ，循此以往，这种电压可达 $7E_m$ 、 $9E_m$ ……，直到断路器不重燃为止。

（二）影响因素

通过切除空载线路过电压理论上可以达到很高的数值，实际上许多因素特别是断路器的灭弧性能将影响其发展过程，而且由于电弧过程具有强烈的随机性，不但过电压幅值受到很大的限制而且具有统计性质。

1. 断路器的性能

如前所述，产生切空线过电压的根本原因是断路器触头间电弧的重燃。断路器分断小电流时的灭弧能力越强、触头的分闸速度及绝缘的恢复越快，重燃的可能性越小，过电压越低。

2. 断路器的重燃和熄弧瞬间

分析图 1-4 可知，如果在较小的恢复电压下发生重燃，则过电压较低；若在第一次熄弧后的 $1/4$ 工频周期内发生重燃，则基本上不会引起过电压。如果断路器不是在高频电流第一次过零时熄弧，线路电压围绕着工频稳态分量经过几个高频振荡周期后熄弧，线路上残留电压大为降低，从而降低了再次重燃时的过电压，也减少了再次重燃的可能性。

3. 系统接线方式

在中性点非直接接地系统中，各相互不独立，三相断路器不同期，中性点电位必发生偏移，过电压明显增高，通常可较中性点直接接地系统高出 20%。当线路侧接有电磁式电压互感器时，由于电压升高引起磁路饱和使阻抗降低，线路残留电荷有释放途径，致使切空线过电压下降。此外，当母线上有其他出线时，残留电荷可经其他支路释放，并且出线的有功负荷增强了阻尼效应也可降低此过电压。

13.2.2 特高压电网操作过电压的限制措施

（一）改善断路器的性能

通过提高断路器的灭弧能力、加快触头间的分闸速度及绝缘的恢复速度，可以避免发生重燃，从根本上消除这种过电压。

（二）采用带并联电阻的断路器

在断路器主触头 K_1 两端并联电阻 R ， K_2 为辅助触头，如图 14-6 所示。在开断线路时，

先开断 K_1 ， R 被串入回路，线路上的残留电荷通过它释放掉，使断路器承受的恢复电压降低，然后，再将 K_2 开断，最终完成空载线路的开断动作。在此过程中，由于 R 的存在使 K_1 的恢复电压较低，一般不会重燃。即使重燃，并联电阻 R 将对过渡过程起阻尼作用，不会引起严重的过电压。

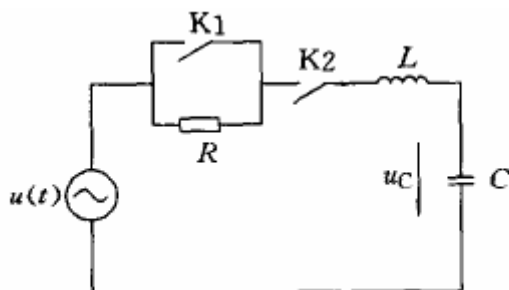


图 13-6 带有并联电阻的断路器合闸空载线路

13.3 雷电过电压

13.3.1 特高压架空输电线路的雷电绕击与保护

最早计算绕击导线概率的公式仅考虑了保护角一个因素，其后又在此类公式中引入了杆塔高度的因素。自 1968 年前后，E.R.Withehead 等提出了研究输电线路避雷线屏蔽性能的电气几何模型 (EGM)。

应用电气几何模型 (EGM) 分析线路绕击问题以来，由于得到运行数据的验证，已逐渐被各国所接受。它可以将雷电的放电特性和线路结构尺寸联系起来，塔高、地面倾角、雷电流大小等因数的影响均予以考虑，和实际运行经验比较符合。其基本原理为：由雷云向地面发展的先导放电通道头部到达距被击物体临界击穿距离（简称击距）的位置以前，击中点是不确定的。而对某个物体先达到其相应的击距时，即对该物体放电。击距同雷电流幅值有关。目前关于击距公式仍存在分歧。在中国电力科学研究院开发的基于电气几何原理的避雷线屏蔽性能研究程序中采用了 IEEE std 1234—1997 推荐的击距公式，见式 (13-11) 和式 (13-12)

$$r_s = 10I^{0.65} \quad \text{式(13-11)}$$

$$r_s = \begin{cases} [3.6 + 1.7 \ln(43 - y_c)] I^{0.65} & (y_c < 40m) \\ 5.5I^{0.65} & (y_c \geq 40m) \end{cases} \quad \text{式(13-12)}$$

以上式中 I — 雷电流，kA；
 r_s — 雷电对避雷线的击距，m；
 r_g — 雷电对大地的击距，m；
 y_c — 导线平均高度，m。

对于导线的击距还需考虑导线上的工作电压，按下述方法确定。长空气间隙的负极性放电电压与击距的关系为

$$r_{c0} = 1.63U_0^{1.125} \quad \text{式(13-13)}$$

式中 r_{c0} —雷电对其上无电压导线的击距, m;

U_0 —雷电先导头部电压, MV。

根据式 (13-11) 和式 (13-13) 可得

$$U_0 = 5.015I^{0.578} \quad \text{式(13-14)}$$

显然, 雷电对导线的击距由式 (13-15) 确定

$$r_c = 1.63(5.015I^{0.578} - U_{ph})^{1.125} \quad \text{式(13-15)}$$

式中 r_c —雷电对其上有工作电压的导线的击距, m;

U_{ph} —导线上工作电压瞬时值, MV。

图 (13-7) 显示了雷电绕击线路的电气几何模型。若雷电先导头部落入 \widehat{AB} 弧面, 放电将击向避雷线, 使导线得到保护, 称 \widehat{AB} 为保护弧。若先导头部落入 \widehat{BD} 弧面, 则击中导线, 即避雷线的屏蔽保护失效而发生绕击, 称 \widehat{BD} 为暴露弧。若先导头部落入 DE 平面, 则击中大地, 故称 DE 平面为大地捕雷面。随着雷电流幅值增大, 暴露弧 \widehat{BD} 逐渐缩小, 当雷电流幅值增大到 I_{\max} 时 \widehat{BD} 缩小为 0, 即不再发生绕击。

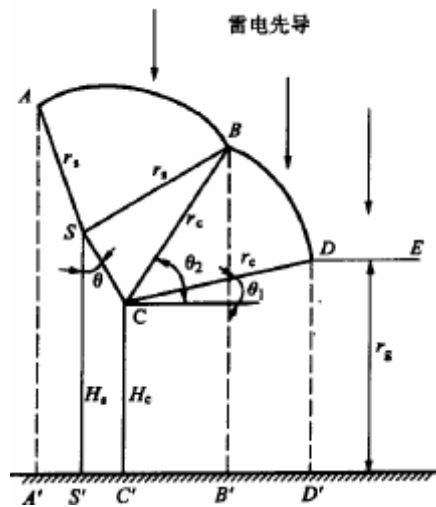


图 13-7 雷电绕击线路的电气几何模型

并不是所有绕击都会引起绝缘闪络, 只有当雷电流对于线路绕击的耐雷水平 I_{\min} 时才会闪络。图 (13-8) 示出雷绕击导线时的等值电路, 图中 I 为雷电流, Z_0 为闪电通道波阻, Z_c 为导线波阻抗, U_{ph} 为导线上工作电压。

雷电为负极性时, 绕击耐雷水平可由式 (13-16) 确定

$$I_{\min} = (U_{-50\%} + \frac{2Z_0}{2Z_0 + Z_c} U_{ph}) \frac{2Z_0 + Z_c}{Z_0 Z_c} \quad \text{式(13-16)}$$

式中 $U_{-50\%}$ —绝缘子负极性 50% 闪络电压绝对值, kV。

前苏联科学家通过观测和分析得出雷电通道的波阻抗 Z_0 在 $300 \sim 3000 \Omega$ 间变动。雷电流小于 5kA 时, Z_0 值约为数千欧姆; 雷电流处在 $5 \sim 30\text{kA}$ 范围时, Z_0 值为 $900 \sim 600 \Omega$; 在大电流范围 ($30 \sim 200\text{kA}$) 内, Z_0 值比较稳定, 约为 $300 \sim 600 \Omega$ 。通过对前苏联观测计算出的雷电流通道波阻抗和雷电流的关系曲线求得 Z_0 和雷电流 I 的关系式为

$$Z_0 = 1.6I^{1.345} + 21120/I - 148.4 \quad \text{式(13-17)}$$

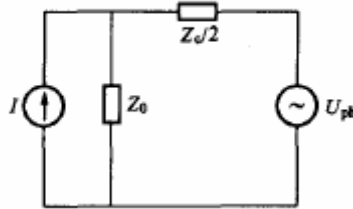


图 13-8 绕击线路等值电路

按照式 (13-17) 可确定绕击时特定雷电流下雷电通道的波阻抗。

当雷电流为 I_{\max} 时, $\overline{BD}=0$ (参见图 13-7), 即 $\theta_1 = \theta_2$ 。而

$$\theta_1 = \arcsin\left(\frac{r_g - H_c}{r_c}\right) \quad \text{式(13-18)}$$

$$\theta_2 = \frac{\pi}{2} + \theta - \arccos\left(\frac{r_c^2 + \overline{SC}^2 - r_s^2}{2r_c \overline{SC}}\right) \quad \text{式(13-19)}$$

以上式中 H_c — 导线对地高度;

\overline{SC} — 导线到避雷线的距离, m。

由式 (13-20) 可以计算雷电流 I 下的绕击概率 $X(I)$

$$X(I) = \frac{\overline{B'D'}}{\overline{A'D'}} = \frac{r_c(\cos \theta_1 - \cos \theta_2)}{r_c \cos \theta_1 + \overline{A'C'}} \quad \text{式(13-20)}$$

绕击闪络率 P_1 可由式 (13-21) 计算

$$P_1 = \int_{I_{\min}}^{I_{\max}} X(I)F(I)dI \quad \text{式(13-21)}$$

式中 $F(I)$ — 雷电流概率密度。

$$F(I) = \frac{d(1-P)}{dI} = \frac{d(1-10^{-I/88})}{dI} = 0.026166 \times 10^{-I/88} \quad \text{式(13-22)}$$

通过上述程序, 我国曾对拟建的交流 1000kV 特高压输电线路的避雷线屏蔽性能进行过初步研究, 以下为若干研究结果。

目标研究 1000kV 特高压输电线路直线杆塔有四种塔型: M 型水平排列、M 型三角排列、3V 型水平排列和 3V 型三角排列。它们源自中国电力工程顾问集团公司在 2005 年 3 月提出

的交流 1000kV 特高压线路工程草案。杆塔形状和主要尺寸见图 13-9。表 13-1 为该四种塔型的绕击闪络率，由该表可见：

M 型和 3V 型比较，在相近的保护角下前者的绕击闪络率比后者要小。

M 型和 3V 型各自的导线三角排列与水平排列相比时，三角排列的绕击闪络率比水平排列的要小。

四种塔型的绕击闪络率以 3V 型水平排列最大，为最小的 M 型水平排列的 19.9 倍，达 2.19‰。

表 13-1 1000kV 输电线路绕击闪络率

塔型—导线排列	保护角 ⁰	绕击闪络率 (‰)
M 型水平	9.23	0.51
M 型三角	5.92	0.11
3V 型水平	9.72	2.19
3V 型三角	6.62	1.21

表 13-2 不同工作电压下相应的绕击闪络率（保护角 9.72⁰）

工作电压	绕击闪络率 (‰)	绕击闪络率增量 (‰)
无	1.28	0
相电压反极性峰值	6.09	+4.81
相电压同极性峰值	0.1	1.18
随机的电压	2.19	—

研究指出避雷线的屏蔽性能会因特高压输电线路导线上的工作电压而有一定程度的影响。这主要是对于绝大多数的负极性雷击而言，虽然雷击时刻导线上的工作电压极性可能是正的或负的且是等概率的，但前者因强烈吸引雷击的作用而导致的相应的绕击闪络率与工作电压时相比的增量部分要比等概率的负极性工作电压下相应的绕击闪络率减少部分要大一些，这一点可由表 13-2 看出。表中数据是 3V 水平排列杆塔的若干计算结果。从表 13-2 也可看出考虑工作电压的绕击闪络率要比不考虑工作电压的绕击闪络率高出 71%，这表明考虑工作电压是必要的。

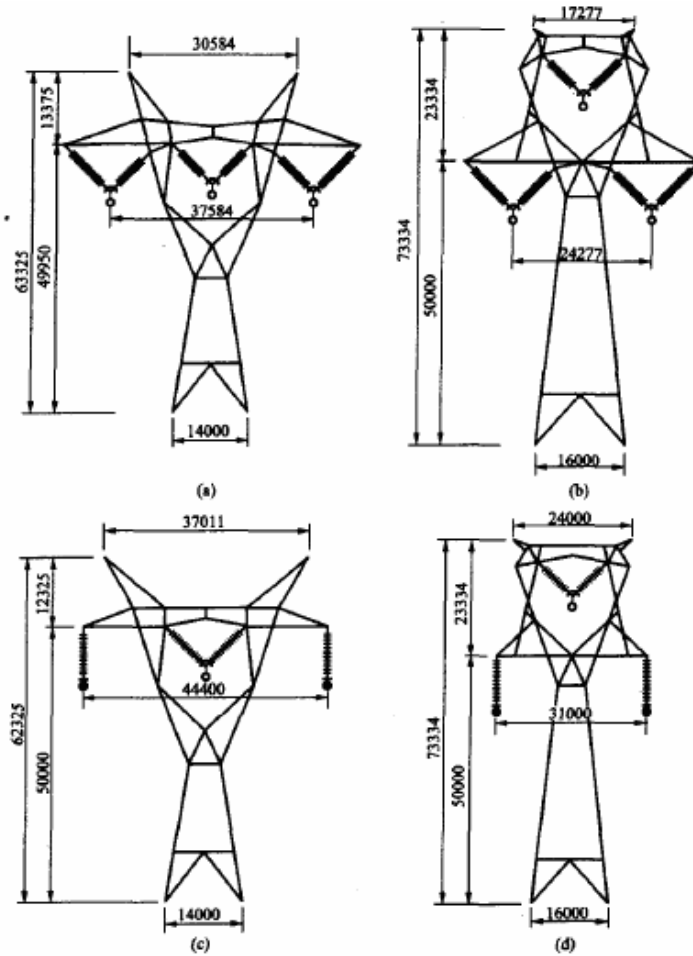


图 13-9 1000kV 特高压输电线路直线杆塔型式

(a) 3V 型水平排列; (b) 3V 型三角排列; (c) M 型水平排列; (d) M 型三角排列

对于特高压输电线路避雷线保护角的选择,除了考虑上述绕击闪络率的研究结果外,还需要分析线路因雷电绕击导线而导致的跳闸次数评估的结果。100km 线路的雷击次数 N 可按式 (13-23) 计算

$$N = (0.023T_d^{1.3}) \times 0.1(b + 4h_g^{1.09}) \quad \text{式(13-23)}$$

式中 T_d —线路所经地区年雷暴日数; b —避雷线之间的宽度, m;

h_g —避雷线的平均悬挂高度, m。

将有关参数带入式 (13-23) 即可得到如表 13-3 所示的 100km 特高压输电线路每年因雷电绕击引起跳闸的次数。

表 13-3 100km 特高压输电线路每年雷电绕击跳闸次数

塔型—导线排列	保护角 ⁰	下列 T_d 下的跳闸次数		
		20	40	80
M 型水平	9.23	0.019	0.047	0.116
M 型三角	5.92	0.005	0.012	0.029
3V 型水平	9.72	0.075	0.189	0.469
3V 型三角	6.62	0.048	0.121	0.300

据估计,年雷暴日数为 80 地区的 100km 特高压输电线路因雷击引起的反击跳闸次数不

高于 0.15 次。若以此作为避雷线屏蔽失效而致线路跳闸次数的控制值时，显然对于年雷暴日数为 40 地区的 3V 型水平排列线路以及年雷暴日数为 80 地区 3V 型水平排列和 3V 型三角排列塔型的线路避雷线保护角需要调整。调整的方法是只增加两避雷线间的距离。表 13-4 为改变避雷线保护角后相应的计算结果，其中也给出了 M 型水平排列塔型变化后的情况。

综合各塔型绕击闪络率和线路雷电跳闸次数的研究表明，3V 型水平排列和 3V 型三角排列避雷线的保护角至少分别调整至 6° 和 5° 。若能再减少，效果会更好。

表 13-4 改变避雷线保护角后 100km 线路每年雷电绕击跳闸次数

塔型—导线排列	保护角 θ	避雷线距离 (M)	绕击闪络率 ($\frac{0}{100}$)	下列 T_d 下的跳闸次数		
				20	40	80
3V 型水平	6.06	33.25	0.61	0.021	0.053	0.132
	3.08	35.92	0.116	0.004	0.010	0.025
3V 型三角	5.01	20.06	0.59	0.023	0.059	0.147
	2.45	24.28	0.106	0.004	0.011	0.027
M 型水平	7.01	38.8	0.127	0.005	0.012	0.029

13.3.2 特高压架空输电线路的雷电反击与保护

由于采用避雷线且绝缘子串和空气间隙的雷电冲击放电电压很高，当雷击塔顶或其附近避雷线反击时的雷电流（耐雷水平）幅值大、出现概率小，特高压架空输电线路一般无需采取其他措施加以保护。雷击塔顶或其附近避雷线出现反击闪络的雷电流与杆塔高度关系很大，这主要是因为杆塔高度较高时，雷电流流经杆塔时在悬挂绝缘子串的杆塔横担处形成的杆塔感应电压降分量变大。其次，塔高后导线悬挂高度也必然提高。这自然加大了雷击时导线上感应过电压的分量。杆塔接地电阻自然也是影响反击耐雷水平的一个因素。当杆塔接地电阻相同时，杆塔高度越高，则反击耐雷水平越低。当雷击塔顶时，作用于横担—导线（绝缘子串）两端的电压 U_{a-c} 为

$$U_{a-c} = U_a - U_1 K_{c0} U_R (1 - K_0) + U_{ph} \sin \omega t \quad \text{式(13-24)}$$

式中 U_a —雷击塔顶时，在悬挂绝缘子串的横担处产生的电压；

U_1 —雷击点（塔顶、避雷线）的电压；

U_R —雷击塔顶在导线上形成的感应过电压电分量；

U_{ph} —导线上相电压峰值；

K_0 —避雷线与导线间的几何耦合系数；

K_{c0} —避雷线与导线间的耦合系数，考虑避雷线上冲击电晕的影响。

雷击杆塔时，导线上感应过电压的磁分量比电分量要小的多，故仅考虑后者。若忽略导线至地面间场强的变化，且视为与地面处相同，则斜角雷电流波作用下杆塔处导线上的感应过电压的电分量 U_R 为

$$U_R = [60ah_c / (\beta c)] \ln[(h_T + d_R + \beta ct) / (1 + \beta)(h_T + d_R)] \quad \text{式(13-25)}$$

式中 β —反放电速度与光速 c 的比值，取为 0.3；

h_T —杆塔高度，m；

h_c —导线平均高度, m;
 d_R —雷击杆塔时, 迎面流注的长度, m;
 a —雷电流陡度, kA/ μ s。

根据试验结果和在自然界观测到的数据, d_R 等于击距的 25%。而击距 r_s 由式 (13-26) 确定

$$r_s = 10I^{0.65} \quad \text{式(13-26)}$$

式中 I —雷电流, kA。

上述反击计算程序可对单回、同塔多回线路进行计算。对于后者, 可计算出相应于雷电反击单回、双回直至杆塔上所有回路均发生反击闪络的各种反击闪络率。

针对特高压输电线路的几种塔型, 用上述程序得到雷电反击闪络率研究结果见表 13-5。

表 13-5 特高压架空输电线路的雷电反击闪络率

塔型	塔高 (M)	导线排列	单回闪络	双回闪络
拉线 V 型	46	水平	1.6×10^{-4}	—
自立塔	73.3	水平 (M 串)	4.7×10^{-4}	—
自立塔双回	88-148	双回垂直	3.9×10^{-3}	3.4×10^{-4}

注: 塔型自上而下国家依次为前苏联、中国、和日本, 后者用于计算的塔高 108m。

由表 13-5 可知, 随着杆塔高度增加, 雷电反击闪络率也相应变大。从防止反击闪络来说, 拉线 V 型塔最好, 其反击闪络率仅为 1.6×10^{-4} , 几乎不会发生反击闪络。导线水平排列的自立塔, 导线对地高度比拉线 V 型塔要高, 其雷电反击闪络率为后者的 2.9 倍。自立塔双回路塔型的雷电反击闪络率最差, 高达 3.9×10^{-3} , 为拉线 V 型塔的 24 倍, 其双回同时雷电反击闪络率也达到了 3.4×10^{-4} 。

表 13-6 给出了表 1-5 所示几种杆塔的特高压架空输电线路 100km 每年的雷电反击跳闸次数。100km 线路每年雷击次数按式 (13-23) 计算, 但雷击杆塔次数 N_t 则按式 (13-27) 计算

$$N_t = Nh_t / l \quad \text{式(13-27)}$$

式中 h_t —杆塔高度, m;

l —档距长度, m。

由表 13-6 可见, 在年雷暴日数 20~80 地区, 拉线 V 型塔线路雷电反击跳闸率仅为 $(2.3 \times 10^{-4} \sim 1.4 \times 10^{-3}) / \text{km} \cdot \text{a}$, 其在雷电反击方面是相当耐雷的。

表 13-6 特高压架空输电线路 100km 每年的雷电反击跳闸次数

塔型	下列 T_d 下的跳闸次数		
	20	40	80
拉线 V 型	2.3×10^{-4}	5.7×10^{-4}	1.4×10^{-3}
自立塔	8.3×10^{-4}	2.0×10^{-3}	5.0×10^{-3}
自立塔双回	0.06/0.005	0.15/0.013	0.37/0.033

注 分子/分母数据分别对应单回/双回线路。

此外，杆塔接地电阻也是影响雷击杆塔反击耐雷水平的重要因素之一。但在考虑这一问题时，要注意到特高压架空输电线路杆塔埋在地中的塔腿和基础尺寸较大的特点，因为它们是一个散流很好的自然接地极。据估计，即使在土壤电阻率为 $400\Omega\cdot\text{m}$ 地区特高压架空输电线路杆塔的自然接地电阻也仅在 15Ω 以下。当土壤电阻率更高时，则需要再增装人工的水平接地极以降低杆塔接地电阻。在各种土壤电阻率 ρ 条件下，特高压架空输电线路杆塔的接地电阻可参照 DL/T621—1997《交流电气装置的接地》的推荐值（参见表 13-7）。

表 13-7 特高压架空输电线路杆塔的接地电阻

土壤电阻率 ($\Omega\cdot\text{M}$)	≤ 100	$>100\sim 500$	$>500\sim 1000$	$>1000\sim 2000$	>2000
接地电阻(Ω)	10	15	20	25	30

注 土壤电阻率大于 $2000\Omega\cdot\text{m}$ ，接地电阻仍不能降低到 30Ω 时，可采用 6×8 根总长不超过 500m 的水平放射形接地极。

13.3.3 特高压变电站的防雷与保护

（一）特高压变电站高压配电装置的直击雷保护

根据我国 110~500kV 大量变电站多年来的运行经验，可直接在特高压变电站构架上安装避雷针或避雷线作为直击雷保护装置，如使用特高压变电站采用敞开式高压配电装置 (AIS)、敞开式电气设备时。

如特高压变电站采用半封闭组合电器 (HGIS) 或全封闭组合电器 (GIS), 则其 GIS 部分的引入、引出套管尚需有直击雷保护装置保护。而 GIS 本身仅将其外壳接至变电站接地网即可。

（二）特高压变电站电气设备的雷电侵入波过电压保护

根据 DL/T620—1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》，在进行变电站雷电侵入波过电压数字仿真计算时，一般按变电站进线 2km 处因雷击杆塔反击在导线上出现直角电压波后向变电站传播，波头变缓，且不引起变电站内电气设备绝缘损坏来要求。而变电站耐雷指标——雷害事故重现期 (年)，则可由该 2km 进线段导线上每年出现雷直击和反击次效之和的倒数来求得。

前苏联有关标准提出 220kV、500kV 和 1150kV 的变电站耐雷指标应分别为 400~600、800~1000 年和 1200~1500。我国 220kV 变电站耐雷指标的多年运行统计值不低于 600 年，是很安全的。

日本曾利用 EMTP (电磁暂态程序) 对于 1000 kV 特高压变电站电气设备的雷电侵入波过电压保护进行过研究。被研究的变电站为 GIS 结构，站内有六回特高压输电线路、四组变压器。变电站电气主接线为双母线分段接线 (见图 13-10)。每条线路入口高压并联电抗器近处各布置一台避雷器。每段母线各安装两台避雷器。各变压器近处再装一台避雷器。避雷器性能见表 13-8。

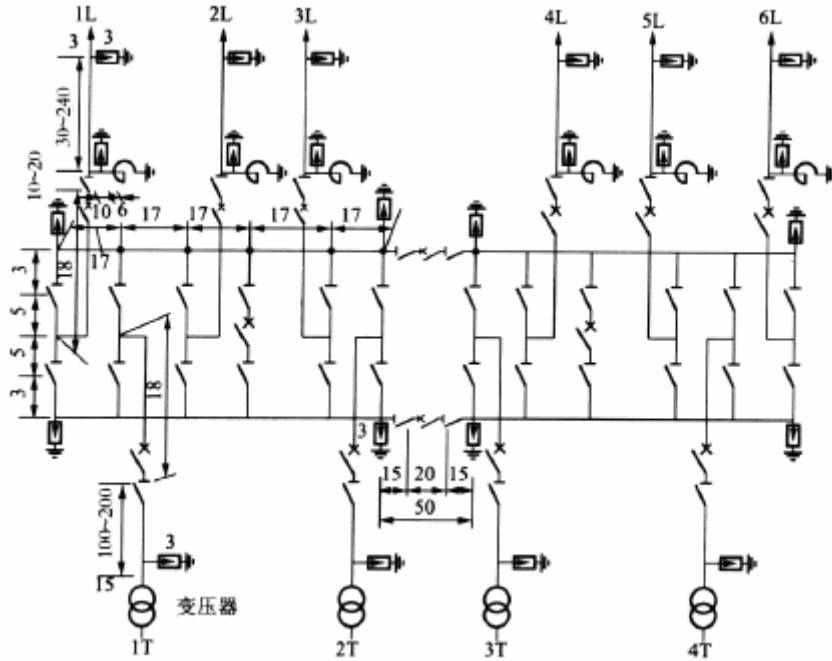


图 13-10 1000kV 特高压 GIS 变电站电气接线
图中线条旁边数字表示电气距离，单位为 m

表 13-8 用于研究的 MOA 的性能

MOA	额定电压 (KV)	在下列电流下的残压 (KV)		
		1000 A	2000 A	26000 A
B	826	1510	1550	1840
C	826	1370	1410	1650

对于侵入特高压变电站的雷电侵入波，日本只考虑近区雷击。计算时取雷击变电站进线的第一杆塔，且雷电流幅值为 200kA(500kV 变电站该电流取 150kA)，雷电流波形为 $1/70\mu s$ 。几种运行接线条件下站内 GIS、高压并联电抗器和变压器上的最大雷电过电压如表 13-9 所示。

GIS 和高压并联电抗器上的最大雷电过电压相同，其分子和分母数据分别对应计算中考虑和不考虑雷电先导放电的条件。后一情况比前一情况的电压高出 10%。两种情况下，变压器上的最大雷电过电压相同。由表 13-8 可见，C 特性避雷器的性能优于 B 特性避雷器，这与表 13-9 的计算结果也是相一致的。

表 13-9 变电站电气设备上的最大雷电过电压 (kV)

避雷器特性	C	B
GIS、高压并联电抗器	2090/2360	2280/2570
变压器	1860	2060

日本还对 1100kV 特高压变电站采用不同的避雷器布置方案时对于电气设备的雷电冲击耐压 (LIW) 和成本的影响进行了研究，其结果见表 13-10。由该表可见，在近区雷击的严格雷电侵入波条件下，方案 6 是最经济可取的，即在线路进线处布置 2 个避雷器，每 1/4 母线布置 2 个避雷器，每个变压器回路布置 1 个避雷器。此时 LIW 对变压器和 GIS 分别取为 1950kV 和 2250kV。和 500kV 系统相比较，这些雷电冲击耐受电压相对 (与工作电压之比) 较低，从而也降低了制造的难度。

以下给出特高压 1000kV AIS 变电站侵入波过电压研究的一个例子。

变电站采用双断路器—双母线的电气主接线，其雷电仿真计算接线见图 13-11。变电站 MOA 的电气特性见表 13-11。1000kV 特高压输电线路进线杆塔为 3V 水平型[图 13-9 (a)]。

表 13-10 不同保护方案、LIW 和成本的关系

方案	1	2	3	4	5	6
避雷器	线路进线处	1	1	1	2	2
数量	母线	0	1	2	0	1
	变压器	1	1	1	1	1
变压器	必须的耐受电压 (KV)	1950	1943	1895	1943	1938
	LIW(KV)			1950		
GIS	必须的耐受电压 (KV)	2898	2854	2703	2628	2506
	LIW(KV)		2900		2700	2550
经济性 (方案 6 为 100)		102	105	109	103	100

表 13-11 特高压 AIS 变电站 MOA 电气特性

安装地点	额定电压	在下列电流下的残压 (KV)			
	(KV)	1KA	2KA	10KA	20 KA
站内/线路侧	826	1420	1456	1553	1624

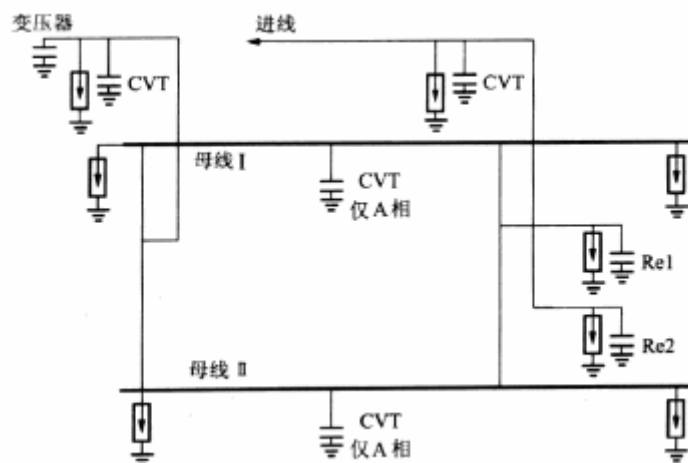


图 13-11 特高压 AIS 变电站的雷电仿真计算接线

变压器的雷电冲击耐受电压为 2250kV。高压并联电抗器、断路器和电压、电流互感器的雷电冲击耐受电压为 2400 kV。考虑老化系数 1.15 后相应的雷电保证冲击强度分别为 1957 kV 和 2087kV。

表 13-12 所示为当远方 (2km) 雷击杆塔反击，在导线上出现侵入变电站的雷电波作用下，变电站内各电气设备上的雷电过电压。可见，在图 13-11 所示的 MOA 安装方式下，且变压器侧避雷器至变压器的电气距离不超过 20m 时，可满足变电站内各电气设备上的雷电过电压均在其雷电保证冲击强度之下的要求。由于雷击杆塔反击雷电流极大 (360kA)，2km 进线段导线上出现侵入变电站的雷电波的次数甚低。对应反击侵入波这部分变电站的耐雷指标极高。

表 13-12 特高压 AIS 变电站内各电气设备上的雷电过电压

相 别	变压器侧避雷器距变压器的电气距离 (M)	设备上最大雷电过电压 (KV)						
		变压器	电压互感器		电流互感器	断路器	电抗器	
			线路	变压器				母线
A	30	1965	1622	1835	2031	1854	1863	1869
B、C	30	1977	1623	1904	—	1880	1876	1869
A	20	1863	1622	1825	2031	1854	1863	1869
B、C	20	1891	1623	1902	—	1878	1875	1869

根据前述输电线路雷电绕击的研究，具有 3V 水平塔型杆塔的线路其统计的绕击电流为 34~111kA。由于雷电流超过 111kA 的雷击已不可能因避雷线屏蔽作用失效而在导线上出现，按偏严考虑，利用表 13-4 中的 100km 雷电绕击次数即可推算出如表 13-13 所示的特高压变电站（所在地区 $T_d = 40$ 日）每年因进线线路绕击引起站内设备损坏的次数和变电站的耐雷指标。

表 13-13 线路绕击引起的特高压变电站故障次数和变电站耐雷指标

线路保护角 θ	站内设备故障 (次数/年)	变电站耐雷指标 (年)
6.06	4.5×10^{-4}	2222
3.08	8.4×10^{-5}	11905

13.4 潜供电流

由于特高压线路的潜供电流大、恢复电压高、潜供电弧难以熄灭，可能影响单相重合闸的无电流间歇时间和成功率，故需研究限制潜供电流和加快潜供电弧熄灭的措施，从而提高特高压线路的单相重合闸成功率。

13.4.1 潜供电流的机理

我国超高压输电线路为了提高系统运行的稳定水平一般都采用单相重合闸，另外单相重合闸的过电压也比三相重合闸低得多。特高压线路也拟采用单相重合闸。为了提高单相重合闸成功率，应注意重合闸过程得潜供电流和恢复电压问题。如图 13-12 所示，当线路发生单相 (A 相) 接地故障时，故障相两端断路器跳闸后，其他两相 (B、C 相) 仍在运行，且保持工作电压。由于相间电容 C_{12} 和相间互感 M 得作用，故障点仍流过一定的电流 \dot{I} ，即为潜供电流，其电弧称之为潜供电弧。潜供电流由两部分组成，分别为电容分量和电感分量（也称横分量和纵分量）。电容分量是指正常相的电压通过相间电容 C_{12} 向故障点提供的电流。

同时，正常相上的负载电流经相间互感在故障相上感应出电动势，这个电动势通过相对地电容及高抗形成的回路，向故障点提供电流，称之为潜供电流电感分量。在大部分无补偿情况下电容分量其主要作用。

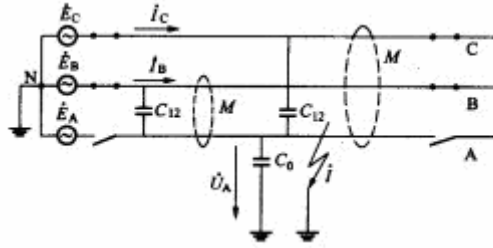


图 13-12 潜供电流示意图

13.4.2 加快潜供电流熄灭措施

当潜供电流较小时，依靠风力、上升气流拉长电弧等作用可以在较短时间内自熄灭，以满足单相自动重合闸要求。当潜供电流较大和恢复电压较高时，就要采取一些措施，加快潜供电弧的熄灭。特高压系统主要采取以下两种措施：

1. 在装有高压并联电抗器的线路

为了限制潜供电流及其恢复电压，在装有合适并联电抗器的线路，可以利用加装高压并联电抗器中性点电抗（又称小电抗）的方法，减小潜供电流和恢复电压。其示意图如图 13-13（a）所示。该方法通过补偿线路相间电容和相对地电容，特别是使相间接近全补偿，即使相间阻抗接近无穷大，以减小潜供电流的电容分量；另外还可以加大对地阻抗，以减少潜供电流的电感分量。

该方法在我国 500kV 系统被广泛使用。图 13-13（a）所示的四电抗器回路，通过电路变换，可等效为一个三相星形接地和一个三角形的六电抗器回路，如图 13-13（b）。电抗 X_{L0} 、 X_{L12} 和电抗 X_L 、 X'_L 的等值关系如式（13-28）、式（13-29）、式（13-30）所示。

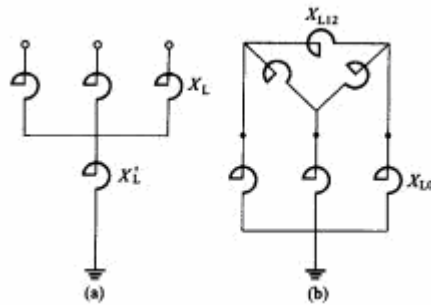


图 13-13 电抗器中性点接小电抗

通过简单的电路变换，可以得出

$$X_{L0} = X_L + 3X'_L \quad \text{式(13-28)}$$

$$X_L = \frac{(X_{L12}/3)X_{L0}}{X_{L12}/3 + X_{L0}} \quad \text{式(13-29)}$$

$$X_{L12} = \frac{3X_L X_{L0}}{X_{L0} - X_L} \quad \text{式(13-30)}$$

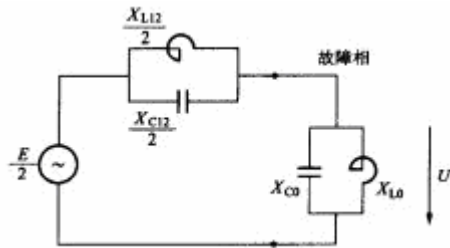


图 13-14 电抗器中性点经小电抗接地后，线路开断一相等值电路

将图 13-13 (b) 加入图 13-12 中，在系统发生单相故障时，当故障相线路两侧的断路器分闸后，为简化分析过程，暂不考虑相间电感耦合分量，只考虑潜供电流中起主要作用的电容分量，利用戴维南等值电路可以得出图 13-14 的等值电路， E 为正常相间电压有效值，从故障相看，两正常相戴维南等效电动势为 $\frac{E}{2}$ 、内阻抗即相间阻抗为 $\frac{X_{L12}}{2} // \frac{X_{C12}}{2}$ 。

适当选择小电抗使相间接接近全补偿，即 $|X_{L12}| \approx |X_{C12}|$ ，导致相间阻抗变得非常大，这样一方面显著减少潜供电流，另一方面也降低了恢复电压。恢复电压的稳态值如式 (13-31) 所示

$$U = \frac{E}{2 + \frac{X_{L12}X_{C12}(X_{L0} + X_{C0})}{X_{L0}X_{C0}(X_{L12} + X_{C12})}} \quad \text{式(13-31)}$$

2. 使用快速接地开关 (HSGS)



图 13-15 快速接地开关示意图

国外一些国家如日本采用快速接地开关 (HSGS) 加速潜供电弧的熄灭。HSGS 示意图如图 13-15 所示，这种方法是在故障相线路两侧开关跳开后，先快速合上故障线路两侧 HSGS，将接地点的潜供电流转移到电阻很小的两侧闭合的接地开关上，以促使接地点潜供电弧熄灭；然后打开 HSGS，利用开关的灭弧能力将其电弧强迫熄灭。最后在重合故障相线路。

至于我国特高压线路采用哪一种措施应根据具体情况决定。

第 14 章 特高压交流输电的绝缘配合

14.1 特高压交流输电的电气特性

14.1.1 特高压交流输电绝缘的分类

特高压架空输电线路的主要绝缘介质是空气。导线与悬挂导线的杆塔之间则采用绝缘子实现导线与地之间的绝缘。因此特高压架空输电线路的绝缘可分为两类：一类是绝缘子，而另一类则是导线与杆塔或大地的空气间隙(可分为四类)，分类如下：

1) 导线与杆塔之间的空气间隙。由于杆塔塔头的结构不同，这种间隙又分为两种：导线被置于塔窗外的间隙；导线被置于塔窗身旁的间隙。此外，因悬式绝缘子的悬挂方式不同，对于 I 形串(以下简称 I 串)，因导线和绝缘子串在风力作用下可以摇摆，其空气间隙将是可变的。至于 V 形串(以下简称 V 串)的空气间隙，则可视为固定的；

2) 导线之间的空气间隙，该间隙的放电电压，决定了档距中间相导线间的最小距离；

3) 档距中间导线对地的空气间隙，档距中间导线弧度最大处将形成导线对地的最小空气间隙；

4) 档距中间导线对地面上运输工具或传动机械间的空气间隙。

特高压变电站的空气间隙主要有：

1) 带电部分对接地部分之间的空气间隙(A1)；

2) 不同相的带电部分之间的空气间隙(A2)。

与特高压架空输电线路一样，如果特高压变电站采用敞开式高压配电装置(AIS)，那么空气也是特高压变电站的主要绝缘介质。导线与悬挂导线的架构之间也采用绝缘子实现导线与地之间的绝缘。特高压变电站电气设备：电力变压器，高压并联电抗器，电流互感器等油纸非自恢复绝缘设备。

14.1.2 特高压架空输电线路的绝缘子

特高压输电工程对绝缘子提出的要求比现有绝缘子更高，如：高机械度，防污闪，提高过电压承受能力和降低无线电干扰等。作为特高压架空输电线路的绝缘子，它悬挂的导线根数多，截面大，并要在有风，覆冰等极为苛刻的环境下运行，所以它必须有足够大的机械荷载能力，一般有 210KN，330KN 和 540KN。

绝缘子运行中需要承受工作电压(与绝缘子表面的爬电距离(L₀)有关)和操作过电压(与绝缘子的结构高度(H)有关)的作用。对于特高压输电线路，其操作过电压已被限制到较低水平(1.6p.u 左右)，因此在考虑特高压输电线路绝缘子的造型时，应注意这点，使绝缘子串在承受上述两种电气荷载的特性方面有较好的配合。根据研究，绝缘子的 $L_0/H >= 3$ 为宜。

表 14-1 为前苏联制造的运行于 500KV——750KV 超高压架空输电线路的若干绝缘子的特性参数，它们也可以用于特高压输电线路。表中也有前苏联 1150KV 超高压架空输电线路采用的玻璃绝缘子(IIC300-K, IIC400-K)的特性参数。图 14-1 为表 14-1 中相应的绝缘子的形状示意图。

表 14-1 前苏联几种超高压线路盘形绝缘子的特性参数

绝缘子型式	额定机械破坏 负荷(KN)	盘径(MM)	爬电距离	结构高度	LO/H
			LO(MM)	H(MM)	
IIC160-B	160	280	390	170	2.25
IIC210-B	210	320	375	165	2.20
IIC300-B	300	320	418	185	2.20
IIC300	300	450	440	175	2.50
IIC400-A	400	390	450	200	2.25
IIC300-K	300	450	440	175	2.51
IIC400-K	400	390	445	200	2.23

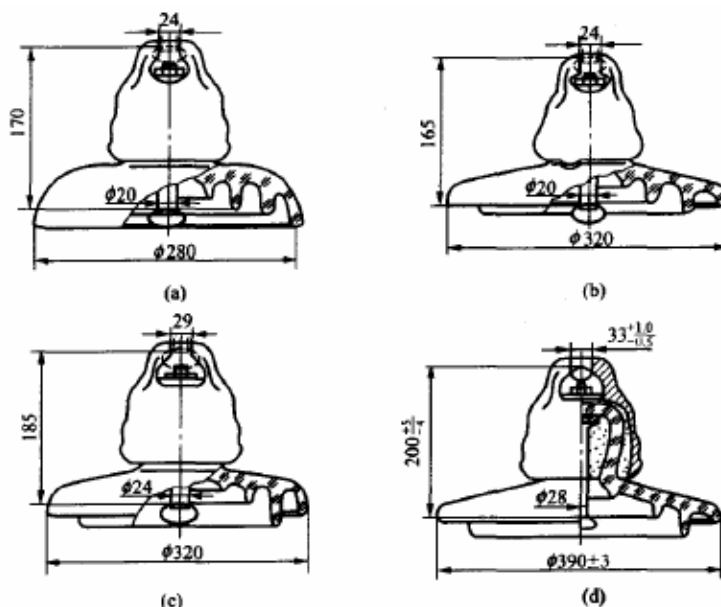


图 14-1 前苏联几种绝缘子的外形图

(a) IIC160-B ;(b)IIC210-b ;(c)IIC300-B ;(d)IIC400-A

表为 14-2 为美国,日本 1100KV 特高压架空输电线路盘形悬式绝缘子的特性参数数据,日本特高压输电线路使用防雾型瓷绝缘子。

我国曾对高海拔地区 750KV 输变电工程采用的大吨位大爬距绝缘子的选型进行了研究,其成果对高海拔地区 1000KV 特高电压线路绝缘子的选型也提供了经验和实验数据。

表 14-2 美国,日本特高压架空路线盘形悬式绝缘子的特性参数

国家/绝缘子	额定机械破坏 负荷(KN)	盘径(MM)	爬电距离	结构高度	LO/H
			LO(MM)	H(MM)	
美/瓷	540	381	622	240	2.6
美/玻璃	540	394	619	239	2.6
日/瓷	330	320	505	195	2.59
日/瓷	420	340	550	205	2.68
日/瓷	530	380	700	240	2.92

我国高海拔地区 750KV 线路使用悬式绝缘子的特性参数分别如表 7-3 和图 7-2 所示。

表 14-3 我国 750KV 线路盘行悬式绝缘子的特性参数

型号	伞行	额定机械破坏 坏负荷(KN)	盘径 (MM)	爬电距离 LO(MM)	结构高度 H(MM)	LO/H
XWP2-210	双伞型	210	300	459	170	2.7
XWP-210	三伞型	210	340	530	170	3.1
CA-876EZ	三伞型	210	400	635	195	3.3
LXHP-300	钟罩型	300	320	493	195	2.5

由于国内外超高压架空输电线路复合绝缘子在污秽地区的良好运行特性,在较重污秽地区的特高压架空输电线路也宜采用复合绝缘子。

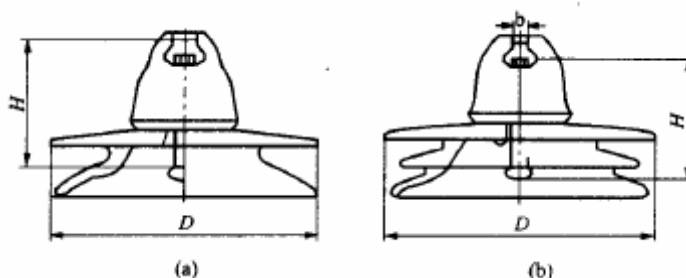


图 14-2 我国 750KV 输电线路推荐采用的绝缘子外形
(a) XWP2-210;(b)XWP-210

14.1.3 特高压架空输电线路空气间隙的放电特性

(一) 概述

超/特高压输电工程中重要的绝缘介质之一是空气。空气间隙在交流工作电压,操作/雷电过电压作用下,呈现不同的放电电压。对于某一特定空气间隙,在某种幅值为 u 的电压作用下有一相应的放电概率 $P(u)$ 。对于放电概率为百分之五十的放电电压,称为百分之五十放电电压。下面将详细阐述空气间隙的放电特性:

各国目前采用的操作过电压的冲击电压实验波形是不一样的。研究表明;放电电压与冲击波波头长度为 $600 - 4500 \text{ us}$ 。线路上全部过电压中,有百分之九十以上的波头长度等于 1000us 。考虑到这些数据,前苏联学者推荐实验冲击电压的波头长度等于 1000us 。中国电力科学研究院针对 500KV 的电网研究表明,操作过电压的波头在绝大多数的情况下都超过了 2000us 。因此本书将把前苏联列宁格勒工业大学的直流研究结果,作为研究、选择特高压架空输电线路操作过电压作用下空气间隙的主要依据。

(二) 导线对地的空间间隙

导线对地的空间间隙在操作冲击电压下放电电压的研究结果见图 14-4。导线下有运输工具模型(其模型高度 $4 - 4.5\text{m}$)时,放电电压明显降低。但当最下方有一根子导线对地高度 H 增加时,运输工具对放电电压的影响减小。从图 7-4 曲线外推看出,当 $H=12\text{m}$ 时,线下运输工具对导线与地空气间隙的放电电压,已不产生影响。导线为 $2 \times \text{AC} - 300/66$ 和 $4 \times \text{AC} - 300/66$ 时,其档距中的放电电压稍高于 $8 \times \text{AC} - 400/51$ 导线的放电电压。这是由于 $8 \times \text{AC} - 400/51$ 导线的运输工具模型较高的缘故。

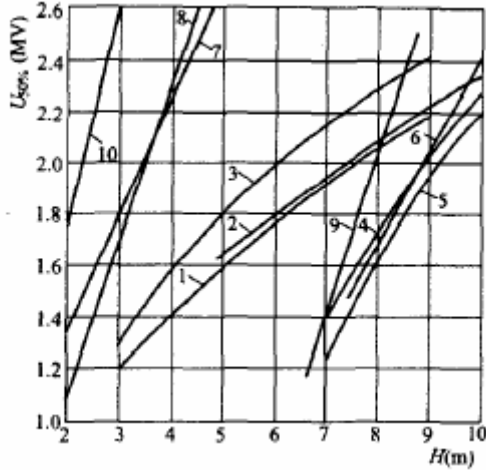


图 14-3 导线（档中）对地空气间隙与其放电电压关系曲线

1~7- 正极性；8~10- 负极性；1~6, 9- 操作冲击；7, 10- 雷电冲击；1~3, 7, 8, 10- 线下无运输工具的模型；4~6, 9- 线下有运输工具的模型；曲线 1, 4- 导线型号为 $8 \times AC-400/51$, $r_p = 0.6m$ ；

曲线 3, 6- 导线型号为 $8 \times AC-400/51$, $r_p = 1.5m$

从图中 14-4 还可以看出，当导线的分裂半径增加时，其放电电压也随之升高。当绝缘距离从 $5cm$ 变化到 $10cm$ 时，正极性操作过电压下导线对地空气间隙的百分之五十放电电压(单位为 MV)与式(14-1)相符

$$U_{50\%} = 0.85 + 0.19r_p + 0.14H \quad \text{式(14-1)}$$

r_p - 分裂导线半径, m; H - 最下放一根子导线的对地高度, m。

如对地距离不是从最下放一根导线算起，而是从分裂导线的对称轴算起，即 $H_0 = H + r_p$ ，则式(14-1)可改为

$$U_{50\%} = 0.85 + 0.05r_p + 0.14H_0 \quad \text{式(14-2)}$$

由此可知，从分裂导线的中心起算对地距离，则导线对放电电压的影响明显减弱。从图中看出，当 H 大于 $5m$ 时 ($H_0 > 5 + r_p$)，对各种所研究的导线结构，其放电电压实际是一致的。

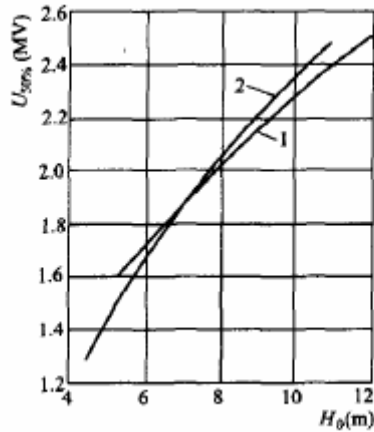


图 14-4 “导线-地”空气间隙的正极性操作冲击放电电压与分裂导线中心轴对地距离的关系曲线（导线为 $8 \times AC-400/51$ ）1- $r_p=0.6m$ ；2- $r_p=1.5m$

由此可以得出以下结论：

当分裂导线中心至地面距离不变，且为正极性电压时，导线对地间隙的放电电压与导线结构关系不大。

从获得的结果，证实了式(14-1)所描述的放电电压与 r_p 的关系，且应该注意；当 $r_p > 1.5m$ ， r_p 对放电电压的影响，比空气间隙值的影响要大。例如， $H = 10m$ 及 $r_p = 0.3m$ 。

预计 $U_{50\%} = 2.90MV$ ，比 $r_p = 1.5m$ 时 $U_{50\%} = 2.54MV$ 要高。

通过图 14-4 的数据还可以表明，操作过电压下负极性的放电电压明显的比正极性高，完全由空气间隙距离所决定，且可按式(7-3)计算

$$U_{50\%}^- = 0.57H \quad \text{式(14-3)}$$

在档距中，导线对地间隙放电电压的变差系数 $\sigma^* = \sigma / U_{50\%} \approx 0.04$ （ σ 为放电电压的标准差），且与间隙无关。

在导线下运输工具模型时，变差系数与导线的对地距离有关。 $H > 10m$ 时就如同导线下没有运输工具 ($\sigma^* = 0.04$)。当距离相对较小时，放电电压明显比对导线下没有运输工具的对地间隙时小(导线对地间隙放电电压的变差系数 = 0.05)。鉴于实验数据有限，按临界电荷方法将数据推算到大距离。示于图 14-6。也利用其他放电电压的测试数据，一直推算到 29m。随着空气间隙的增大操作冲击电压和雷电冲击电压下的放电电压差值进一步增长(如图 14-4 所示)。雷电冲击电压下的放电电压呈线形增长，其平均放电梯度为 $E_{50\%}^+ = (0.6 \sim 0.5)MV/m$ 和 $E_{50\%}^- \approx 0.9MV/m$ 。雷电冲击电压的变差系数 σ^* 明显比操作冲击电压的要小 ($\sigma^* \approx 0.015 \sim 0.02$)。

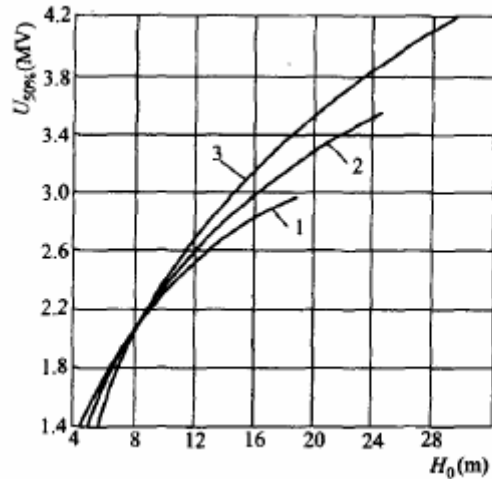


图 14-5 导线对地空气间隙的正级性操作冲击放电电压与分裂导线中心轴对地距离关系曲线（根据外推数据绘制曲线）

1 - $r_p = 0.6m$; 2 - $r_p = 1.5$; 3 - $2.0m$

（三）导线多杆塔的空气间隙

综合实验结果可得：导线对杆塔空气间隙的正极性操作冲击放电电压与对应导线位置的塔身宽度 $w(m)$ 之间，可以确定以下关系式

$$E_{50\%}(w) = E_{50\%}(1)(1.03 - 0.03w) \quad \text{式(14-4)}$$

$E_{50\%}(1)$ - 塔身宽度 $w = 1m$ 时的 50% 的放电电压， MV ；

$E_{50\%}(w)$ - 塔身宽度 w 时的 50% 的放电电压， MV 。

这个关系式对 $0.02m \leq w \leq 5m$ 的范围实际上包括了杆塔构件尺寸变化的各种可能性。在杆塔上只有悬挂的导线(用单联或双联悬垂绝缘子串)，无论是处于工作电压下，或是处于过电压下均必须保证能可靠的工作。因此，必须具有工作电压下空气间隙放电电压的有关资料。对于塔身宽度 $w = 1m$ 的杆塔模型，其工频放电电压 $U_{pm}(MV)$ 与间隙距离 $S(m)$ 之间的关系绘于 14-7，该图是根据不同的分裂半径导线根数 n 和不同的导线分裂半径 r_p 下测试结果获得的。

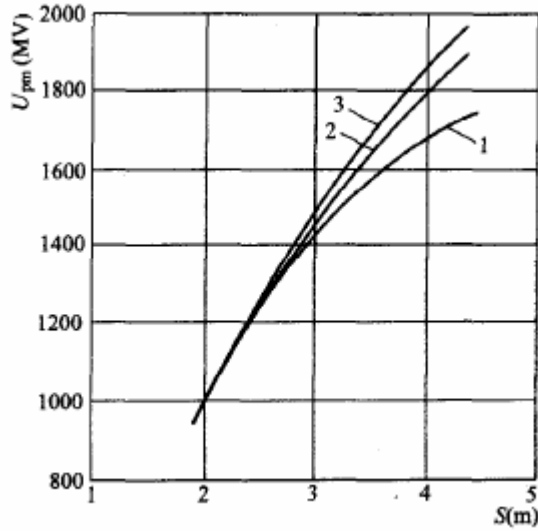


图 14-6 导线对杆塔间隙的距离与其间隙的工频放电电压（幅值）关系曲线

1 - 分裂导线根数 $n=2$, $r_p=0.2m$; 2 - $n=8$, $r_p=0.6m$; 3 - $n=12$, $r_p=1.5m$

由图 14-7 可知，增加 n 和 r_p ， $U_{pm} = f(S)$ 的关系接近直线，且可用式(14-5)表达

$$U_{pm} = 0.5S \quad \text{式(14-5)}$$

实际上任何 S 均可利用式(14-5)的关系。图 14-7 上的曲线证实，空气间隙的距离 $S > 2.5m$ 时，放电电压与导线结构有关。从导线对称轴到杆塔构件间的空气间隙距离不变时，放电电压与导线的分裂半径无关。因此，根据任何一种导线放电电压的测试数据，完全按照以前的导线对地间隙所用的研究办法，就可以得到任意分裂半径的导线放电电压值。间隙值为 $2m \sim 5m$ ，把一种导线结构的放电电压，换算到另一种导线结构，可以通过沿横坐标移动式(14-6)中极力 ΔS 后查曲线上相对应点的方法求得

$$\Delta S = (r_{p2} - r_{p1}) \frac{S - 2}{3} \quad \text{式(14-6)}$$

例如，导线分裂半径为 $r_p = 1m$ ， $S = 3.5m$ 的放电电压，等于导线分裂半径为 $r_{p1} = 0.25m$ ， $S = 3.5 + (1 - 0.25) \times (3.5 - 2) / 3 = 3.875(m)$ 的放电电压。

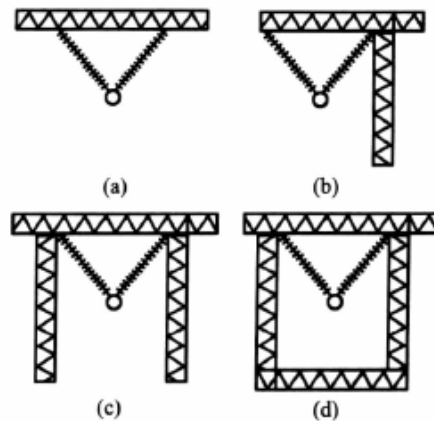


图 14-7 导线在杆塔上的布置图

(a) 导线对横担; (b) 导线对横担及单侧塔身; (c) 导线对横担及两侧塔身; (d) 导线对塔窗

导线距横担，导线距塔身的距离相同的情况下，这些空气间隙的放电电压也相同。导线对单跟立柱比在两跟立柱的中相导线放电电压高[见图 14-8 (b)及(c)]。远离立柱的导线对横担间隙[见图 14-8 (a)], 其放电电压将更高。对于图 14-8 (d)导线对塔窗窗口空气空隙的放电电压最小(参见图 14-9)。

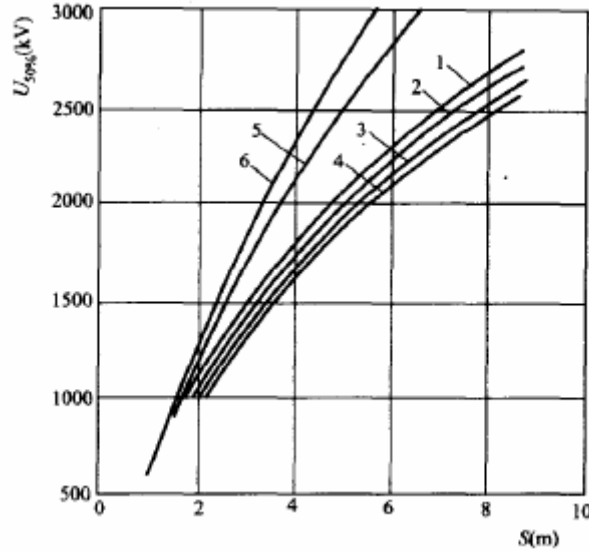


图 14-8 导线铁塔所有构件（横担，立柱，下横梁）的距离相等时，导线对铁塔空气间隙的放电电压曲线（铁塔断面 $1 \times 1m^2$ ）

1~4, 5, 6-50%放电电压; 1~4- 操作冲击; 5, 6- 雷电冲击; 1~5- 正级性; 6- 负极性; 1- 导线对横担; 2, 5, 6- 导线对横担及立柱; 3- 导线对横担及两立柱; 4- 导线处于塔窗内

因为导线被塔窗的金属构件所包围，导线周围的杆塔构件增多时，随着 $U_{50\%}$ 的降低，则放电电压的变差系数变小(见表 14-4)。

表 14-4 几种空气间隙在正极性操作冲击电压下放电电压的变差系数

间隙型式	σ^*	间隙型式	σ^*
导线-横担	0.076	导线 - 横担和双立柱	0.058
导线 - 横担和立柱(塔身)	0.066	导线处于塔窗内	0.051

(四) 平行导线间的空气间隙

先导放电发展的条件完全取决于正电荷导线附近的空气电荷数值与分布。对一定的导线结构，其临界电荷 q_{kp} 相应于空气间隙50%的击穿概率。在这种条件下，平行导线空气间隙的50%放电电压，可以根据电位方程组计算

$$\begin{cases} U_1 = \partial_{11}q_1 + \partial_{12}q_2 \\ U_2 = \partial_{21}q_1 + \partial_{22}q_2 \end{cases}$$

其中，凡带正电荷的电极添加脚注 1，相邻电极添加脚注 2; ∂_{11} , ∂_{22} 为了考虑体积导线的导线自电位系数; ∂_{12} , ∂_{21} 为互电位系数。消去相邻的电荷 q_2 ，可以得到

$$U_1 = \partial_{11} \left(1 - \frac{\partial_{12}^2}{\partial_{11} \partial_{22}}\right) q_1 + \frac{\partial_{12}}{\partial_{22}} U_2 \quad \text{式(14-7)}$$

设第一个电极上 q_1 为临界电荷，便得到对地 50% 放电电压公式为

$$U_{50\%;1} = \partial_{11} \left(1 - \frac{\partial_{12}^2}{\partial_{11} \partial_{22}}\right) q_1 + \frac{\partial_{12}}{\partial_{22}} U_2 \quad \text{式(14-8)}$$

式中 $U_{50\%;1}$ —— 第一级对地 50% 放电电压。

线间 50% 放电电压公式为

$$U_{50\%;1-2} = U_{50\%;1} - U_2 = \partial_{11} \left(1 - \frac{\partial_{12}^2}{\partial_{11} \partial_{22}}\right) q_{kp1} - U_2 \left(1 - \frac{\partial_{12}}{\partial_{22}}\right) \quad \text{式(14-9)}$$

式中 $U_{50\%;1-2}$ —— 线间 50% 放电电压。

从式 (14-9) 中看出：当 U_2 为负值时，则 50% 的对地放电电压随 U_2 的增加而降低。但是， $U_{50\%;1}$ 降低比 U_2 增加要小的多，因为 ∂_{12} 明显要小于 ∂_{11} 。由于同样的原因，当 U_2 增加时，则相间放电电压 $U_{50\%;1-2}$ 增加很多（参见图 14-10）。这就表明，相间绝缘的这一很妙的性质，仅仅表现在先导形式放电的发展过程。图 14-11 绘出了平行导线最小相间绝缘距离 S_{\min} （从这一距离开始放电以先导形式发展）与相邻导线电压比 U^-/U^+ （ U^+ 为本导线上的正级性电压， U^- 为相邻导线上的负极性电压）的关系曲线。该电压的比值越大，则间隙的临界距离越大。

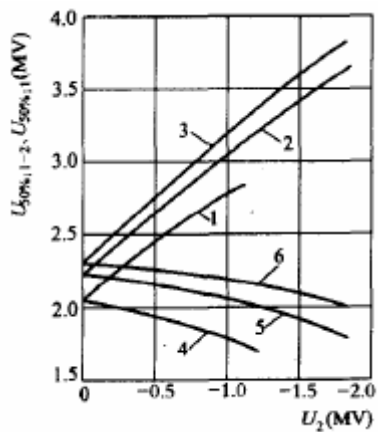


图 14-9 对地及相间的 50% 放电电压与 U_2 的关系曲线（导线对地高 $H = 11 m$ ）

4~6 — 对地 50% 放电电压；1~3 — 相间 50% 放电电压；1, 4 — 相间距离 $S = 6 m$ ；2, 5 — $S = 8 m$ ；
3, 6 — $S = 10 m$

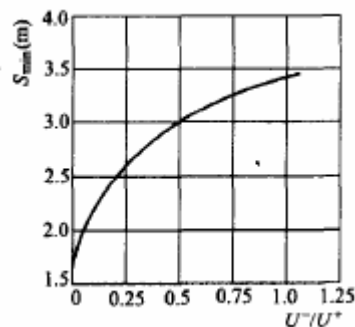


图 14-10 平行导线的最小距离与电压比值 U^-/U^+ 的关系曲线 (最小距离) S_{\min} ,

是指从这一距离开始, 放电以先导形式发展)

必须指出, 对紧凑型线路, 在平行导线之间的稍不相同的电场中, 当距离比图 7-11 大得多的情况下, 也发生流柱形式放电。这就使得间隙距离增加时, 放电场强十分缓慢的下降 (见图 14-11)。

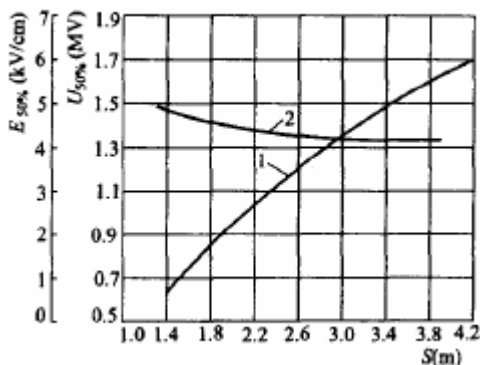


图 14-11 50%放电电压, 平均放电场强与平均导线束的间隙距离关系 (导线束布置在两个平行面内, 相邻导线距离 $d=0.05\text{ m}$, 每相分裂导线为 12 根) 1-50%放电电压; 2-平均放电场强

放电电压与 H_0 , S_0 (导线之间的中心距离) 和 U^- 三个因素有关, 使提供适于输电线路设计使用的通过空气间隙放电的相似条件, 这个问题就可以简化。当 S_0/H_0 比值相同, 且相邻导线上电压为任何负极性值 U^- , 或 $U^-=0$ 时, 50%对地放电电压比值 $U_{50\%}^-/U_{50\%}^+$ 和电压比值 U^-/U^+ 的关系, 在任何尺寸空气间隙下均相同。当 $\frac{U^-}{U^+} \leq 0.7(\frac{S_0}{H_0} - 0.55)$ 时, 这个关系可以表示成如下的形式

$$\frac{U_{50\%}^-}{U_{50\%}^+} = 1 \quad \text{式(14-10)}$$

而当 $\frac{U^-}{U^+} > 0.7(\frac{S_0}{H_0} - 0.55)$ 时, 则

$$\frac{U_{50\%0}^+}{U_{50\%0}^+} = 1 - (0.35 - 0.15 \frac{S_0}{H_0}) [\frac{U^-}{U^+} - 0.7(\frac{S_0}{H_0} - 0.55)] \quad \text{式(14-11)}$$

当 $U_{50\%0}^+$ 已知时，由式 (14-10)，式 (14-11) 可求得任何比值 U^-/U^+ 及 S_0/H_0 条件下的对地放电电压值 $U_{50\%0}^+$ 。线间放电电压 $U_{50\%p-p}^+$ ，可由两项之和确定

$$U_{50\%p-p}^+ = |U_{50\%0}^+| + |U^-| \quad \text{式(14-12)}$$

这样，在任何电压 U^- 下，线间放电电压的确定方法可以明显地简化，因为只需要具备第二相导线接地时的实验数据。整理后的实验数据表明，相邻导线接地时的放电电压，比单导线对地放电电压低，导线对地高度与线间距离的比值越大，则也越低，即

$$\frac{U_{50\%0}^+}{U_{50\%c-g}^+} = 1 - 0.085(\frac{S_0}{H_0})^{3/2} \quad \text{式(14-13)}$$

式中 $U_{50\%c-g}^+$ ——导线对地空气间隙的 50% 放电电压。

因此，两平行导线系统的对地放电电压，根据式 (14-11)，式 (14-13)，按照导线对地空气间隙放电电压实验数据，可用式 (14-14) 计算

$$U_{50\%p-p}^+ = U_{50\%c-g}^+ [1 - 0.085(\frac{S_0}{H_0})^{3/2}] \times \{1 - (0.35 - 0.15 \frac{S_0}{H_0}) \times [\frac{U^-}{U^+} - 0.7(\frac{S_0}{H_0} - 0.55)]\} + |U^-| \quad \text{式(14-14)}$$

当增加 U^-/U^+ 的比值，变差系数 δ^* 值稍微降低。比值 $\delta_{c-c}^*/\delta_{c-g}^*$ (分子与分母分别为导线之间与对地放电电压的变差系数) 与比值 U^-/U^+ 的关系，可以有式 (14-15) 估算

$$\frac{\delta_{c-c}^*}{\delta_{c-g}^*} = 1 - 0.25 \frac{U^-}{U^+} \quad \text{式(14-15)}$$

14.2 特高压交流输电绝缘子的选择

14.2.1 特高压绝缘子的选择设计

(一) 特高压架空输电线路的绝缘子串形与片数的选择

特高压架空输电线路的绝缘子串形与片数的选择概括如下：

1) 综合考虑国内外特高压输电工程经验，1000KV 级输电线路杆塔中相可采用 V 串，边相采用 I 串，而对同塔双回的情况，则宜采用 I 串。

2) 对于 1000KV 输电线路绝缘子的选择，在轻污秽地区和污染不太重的地区，应采用 300KN 和 400KN 的双层伞型和三层伞型瓷绝缘子。海拔高度 1000m 及以下地区绝缘子的具体选择如表 14-5 所示。

表 14-5 1000KV 级输电线路的双层伞型和三层伞型绝缘子片数和串长

污区等级	等值盐密	I 串				V 串			
		XWP-160		XSP-300		XWP-300		XSP-300	
		片数	串长 (M)	片数	串长 (M)	片数	串长 (M)	片数	串长 (M)
轻污秽	0.03~0.06	41	8.00	37	7.22	38	7.41	34	6.63
中等污秽	0.06~0.1	48	9.36	43	8.39	44	8.58	39	7.61

注 双伞型 XWP—300 和三伞型 XSP-300 的结构高度借为 195 mm

两种绝缘子的 L_0/H 分别为 2.46 和 3.26。

3) 在重污秽地区和很重污秽地区 (3, 4 级污区), 应采用复合绝缘子, 其额定机械破坏复合取 300KN 和 400KN。V 串和 I 串的复合绝缘子的结构高度都为 9.1 m。

4) 对于更高海拔地区的绝缘子片数的选择, 将根据已有实验数据进行比较选择。

5) 绝缘子串长除应考虑上述工作电压的要求外, 还应考虑运行中作用于其上的操作过电压要求以及绝缘子串和同时受到该电压的杆塔上空气间隙的绝缘协调的问题, 以最终确定绝缘子串的长度。

(二) 国外特高压架空输电线路绝缘子串形及片数的选择

绝缘子串形选择与杆塔的型式和三相导线布置的形式 (水平或三角) 有关。目前国外特高压线路杆塔的绝缘子串主要为 V 串和 I 串。其中较多的杆塔中相使用可减小塔窗宽度的 V 串, 两边相则用 I 串, 此种路线绝缘子串悬挂方式也被称为 M 形。

污秽条件下绝缘子耐受工作电压的能力决定了其串长。前苏联在 1150KV 线路建设前几年, 对拟建路线所经地区的污秽状况进行了调查。为了确保线路运行的可靠性, 在早期设计阶段沿规划的 1150KV 线路建立了实验站, 专门研究了该线路绝缘子的污秽状况, 土壤状况及该区域 35~500KV 线路的运行经验, 最终确定拟建线路绝缘子在大部分地区应采用 15 mm/KV 的爬电比距, 污秽较严重地段取 18 mm/KV。线路穿越的部分地区属盐碱性土壤, 经过分析, 确定穿越该地区的路线绝缘子所采用的爬电比距要高于常用的爬电比距 ($\lambda=15 \text{ mm/KV}$)。通过乌拉尔——哈萨克斯坦——西伯利亚的线路, 大部分通过地区为一般粉尘污秽, 爬电距离按照 $\lambda=(15\sim18) \text{ mm/KV}$ 考虑。

日本 1992 年 4 月建成了新群马至东山梨 138KM 双回 1000KV 特高压线路。1993 年 10 月建成了柏崎至新群马 50KM 双回 1000KV 线路。日本特高压线路全部采用瓷绝缘子。为此, 日本研制了额定机械破坏负荷 400KN, 540KN, 700KN 和 840KN 级悬式瓷绝缘子。在第一批 1000KV 线路上, 悬垂串采用了双串 40 片 330KN (离海岸 40KM 以上的内陆山岳地区) 和 46 片 540KN (新泻县侧的多雪地区) 瓷绝缘子。由于日本使用的分裂导线结构较大

($810 \text{ mm}^2 \times 8$), 线路一般采用多串绝缘子并联, 悬垂串为 2~3 串, 耐张串为 4 串。日本对大吨位绝缘子进行了定期盐密测量和快速积污测量。测量结果表明在重污染和快速污染时, 大吨位悬式绝缘子与 160KN 悬式绝缘子的表面等值盐密基本相同, 轻污秽时, 前者等值盐密值比后者大。

日本 1000KV 线路仍然根据 500KV 线路耐盐害设计方法求出所需悬式绝缘子片数。首先对拟建的 1000KV 线路邻近的运行线路的污秽成分进行调查, 确认污秽物主要是以尘埃污秽特性选择 1000KV 线路绝缘子的片数。绝缘子耐受电压设计值以线路发生单相接地故障时健全相的电压升高为原则, 同时考虑 10% 的安全裕度。利用实验电压 900KV 的长串污秽实验, 确定各种绝缘子的设计耐压值。日本的 1000KV 线路采用盘径为 320 mm (330KN),

340mm (420KN), 380mm (540KN)3种悬式防雾型绝缘子。表14-5给出了1000KV线路大量使用的A级(轻污秽)粉尘污秽地区(群马山梨干线)使用的绝缘子片数。严重覆雪地区增加绝缘子片数,如340mm(420KN)绝缘子增至45~54片,380mm(540KN)绝缘子增至39~46片。日本主要采用I串,以减小铁塔的尺寸。

表14-6 群马山梨干线所需绝缘子串(A级粉尘污秽地区)

绝缘子种类	320MM(330KN)	340MM(420KN)	380MM(540KN)
线路设计电压		1100KV	
耐受电压目标值		763KV	
单片绝缘子耐受电压	19.5KV	20.5KV	24KV
每串绝缘子片数	40	38	32

前苏联和日本输电线路绝缘子的配置如表15-6所示。

表14-7 前苏联和日本特高压输电电路绝缘子配置

绝缘子串	前 苏 联			日 本			
	串 形	I串和V串			I串		
	材料和材料	盘形, 玻璃			盘形, 瓷		
悬垂串	盘 径 (MM)	300	320	390	300	340	380
	额定机械破坏负荷 (KN)	210	300	400	320	420	540
	片 数	44~55	43~45	49~61	40	38	32
	绝缘子串数/相	1~2	1~2	2~4	2	2~3	2
	串 长 (M)	8~10	10~14	12~14	7.8	7.9	7.68
	形状和材料		盘形, 玻璃			盘形, 瓷	
耐张串	盘径 (MM)		320		320	340	380
	额定机械破坏负荷		300		330	420	520
	片 数		47~57		40	38	32
	绝缘子串数/相		4		4	4	4
	串长 (M)		12~14		7.8	7.79	7.68

(三) 我国特高压架空输电线路绝缘子串形及片数

1. 1000KV特高压输电线路绝缘子串形、型式的选择方法

目前,输电线路绝缘子的串长通常有两种方法来确定。一种是根据线路所经地区不同污秽级别要求的相应爬电比距(GB/16434——1996《高压架空线路和发电厂,变电所环境污秽分级及绝缘选择标准》),来决定绝缘子的串长,此法简单易行,在工程设计中被广泛采用且经过实验的验证。但是,此法没有和绝缘子的污闪电压建立起直接的联系,而且不同绝缘子爬电距离的有效系数也还是由人工污闪电压的实验结果确定的。

另一种方法是根据实验得到绝缘子在不同污秽程度下的耐污闪电压,使选定的绝缘子串的耐污闪电压大于该线路的最大工作电压,并留有一定的裕度。这种方法和实际绝缘子的污耐承受能力直接联系在一起,是一种较好的绝缘子串长的确定方法。当然,这种方法还需做教多实验,人工污秽实验结果和自然污秽绝缘子污闪电压也存在着等价性问题。

(1) 爬电比距法选择特高压输电线路的片数,串长

首先对双层伞型悬式绝缘子采用爬电比距法,计算它们在不同污区所需要的绝缘子串长。按爬电比距法,输电线路绝缘子串的片数可由式(14-16)算出

$$m \geq \frac{\lambda U_m}{K_e L_0} \quad \text{式(14-16)}$$

式中 m ——每串绝缘子的片数;

U_m ——系数最高电压，KV；

λ ——绝缘子的爬电比距，mm；

L_0 ——每片悬式绝缘子的几何爬电距离，mm；

K_e ——绝缘子爬电距离的有效系数。

K_e 定义为在相同的自然条件下，在相同的污秽时间内被试绝缘子与基准绝缘子单位爬电距离的污闪电压之比。式(14-16)可用于海拔高度1000m及以下地区，对于更高海拔高度地区需进行一定的校正。研究表明，海拔高度对于污秽外绝缘放电特性的影响，主要在于气压，随着气压降低，污秽绝缘子的直流和交流放电电压都会降低，污秽绝缘子的放电电压 U 与气压之间呈非线性关系，可以表示为

$$U = U_0(p / p_0)^n \quad \text{式(14-17)}$$

式中： U_0 ——标准大气压下的污闪电压，KV；

P ——运行处的大气压，MPa；

p_0 ——标准大气压，MPa；

n_1 ——海拔指数，其大小反映了气压对污闪电压的影响程度。

我国已大量使用双层伞型绝缘子，积累了大量实验数据和运行经验。通过对双层伞型绝缘子和普通型(XP-300)绝缘子在同样条件下的污闪电压和积污状况的比较，以及对大量数据的统计分析，由运行部门总结出，双伞型绝缘子的 K_e 值为0.95。通过计算，可以得出海拔高度1000m及以下地区1000KV特高压输电线路绝缘子片数如表14-8所示。

表14-8 1000KV输电线路在不同污秽地区的绝缘子片数(爬电比距法)

污区等级	XWP-160		XWP-300	
	片数	串长(M)	片数	串长(M)
1级	47	7.3	44	8.6
2级	59	9.2	55	10.7

(2) 污耐受电压法选择特高压输电线路绝缘子的片数，串长

中国电力科学院对双伞型XWP-160型绝缘子进行过长串绝缘子在4种等值盐密(ESDD, 间称盐密)和单一灰密(NSDD)下的人工污秽实验，实验结果如表14-10所示。

表14-9 长串双层伞型XWP2-160J绝缘子人工污秽实验结果

序号	片数	ESDD	NSDD	T/B	$u_{i50\%}$ (KV/串)	$u_{i50\%}$ (KV/片)
		(MG/CM ²)	(MG/CM ²)			
1	20	0.03	1.0	1: 1	310.8	15.5
2	20	0.05	1.0	1: 1	280.0	14.0
3	25	0.1	1.0	1: 1	312.5	12.5

注 T/B 为上表面密盐 T 对下表面密盐 B 之比, $u'_{i50\%}$, $u_{i50\%}$ 分别为绝缘子每串和每片由升降法确定的 50% 闪络电压。
线路单片绝缘子的闪络电压和盐密的关系如下

$$u_{i50\%} = aS^b \quad \text{式(14-18)}$$

式中 S——盐密, mg/cm^2 ;

A, b——常数, b 表征绝缘子污闪电压随盐密增加而衰减的规律, 两者通过实际污闪实验拟合得出。

单片绝缘子的耐受电压 u_n 由式 (14-19) 确定

$$u_n = u_{i50\%} (1 - 3\sigma_s) \quad \text{式(14-19)}$$

式中 σ_s ——绝缘子污秽闪络电压的变差系数, 一般取 8%。

通常, 影响人工污秽实验结果与自然污秽等效性的因素除盐密外, 还有溶盐的种类。修正后单片绝缘子的耐受电压 u'_n 由式 (14-20) 决定

$$u'_n = K_n K_d u_n \quad \text{式(14-20)}$$

$$K_n = 1.0(NSDD)^{-0.09} \quad \text{式(14-21)}$$

$$K_d = 1 - N \ln(T/B) \quad \text{式(14-22)}$$

以上式中 K_n ——灰密修正系数;

K_d ——绝缘子上下表面污秽不均匀分布修正系数;

$NSDD$ ——灰密, mg/cm^2

N——常数, 对于双伞型 (包括三伞型) 绝缘子, 取 0.17。

将修正后的每片绝缘子试用品耐受电压带入式 (14-23), 线路绝缘子串的片数 m 为

$$m = 1100 / (\sqrt{3}u'_n) \quad \text{式(14-23)}$$

研究表明, 人工污秽实验在 0.03, 0.05, 0.1 mg/cm^2 和 0.2 mg/cm^2 4 种盐密下的实验结果, 可用来确定 0, 1, 2 级和 3 级污区的绝缘子串片数。

所以, 由式 (14-23) 可以得出 1000KV 级输电线路 I 形绝缘子串需要 160KN 的双层伞型绝缘子片数和串长, 如图 14-11 所示。400KN 的绝缘子参数可以从 300KN 换算得出。

表 14-10 1000KV 输电线路 I 形绝缘子串的片数和串长 (耐污受电压法)

污区等级	等值盐密	XWP-160		XWP-300	
		片数	串长 (M)	片数	串长 (M)
轻污秽	0.03~0.06	52	8.06	41	8.00
中等污秽	0.06~0.1	61	9.46	48	9.36
重污秽	0.1~0.25	74	11.47	59	11.51

和表 14-9 按爬电比距法所得到的双伞型绝缘子串片数相比, 对 160KN 绝缘子而言, 用污耐受电压方法选取的片数要多。而对 300KN 的双伞绝缘子, 用污耐受电压法选取的片数要少。造成这种差别的主要原因是用爬电比距的方法所得串长无法准确的获得绝缘子爬电距离的有效系数, 由此推荐采用由污耐受电压法所选取的绝缘子片数。

其中有关 V 串片数的选择, 其长期积污按 I 串 3/4 计, 利用式 (14-19) 和式 (14-22)

污秽等级	等值盐密	XSP-300, I 串		XSP-300, V 串	
		片数	串长 (M)	片数	串长 (M)
轻污秽	0.03~0.6	37	7.22	34	6.63
中等污秽	0.06~0.1	43	8.39	39	7.61
重污秽	0.1~0.25	52	10.14	48	9.36
很重污秽	0.25~0.35	55	10.73	51	9.95

对其进行盐密校正和灰密校正, 同时参加了美国 EPRI 的研究成果, 所得结果如表 14-12 所示。

表 14-11 10000KV 输电线路 V 形绝缘子串的绝缘子片数和串长 (耐污受电压法)

污区等级	等值盐密	XWP-160		污秽等级	等值盐密	XWP-300	
		片数	串长 (M)			片数	串长 (M)
轻污秽	0.03~0.06	38	7.41	重污秽	0.1~0.25	54	10.53
中等污秽	0.06~0.1	44	8.58	很重污秽	0.25~0.35	58	11.31

参照美国电力研究院 (EPRI) 的设计, 复合绝缘子的爬电比距取传统瓷绝缘子的 4/5。按前述双层伞型 (XWP2-160) 绝缘子串在污秽状态最重时需要使用 78 片, 串长达 12.09m。根据目前国内 500KV 复合绝缘子 (4450mm 结构高度, 180mm 伞径, 13750mm 爬电距离) 尺寸, 可以计算出复合绝缘子结构长度 H

$$H = [(78 \times 0.45 \times \frac{4}{5}) \div 13.75] \times 4.45 = 9.1 \quad \text{式 (14-25)}$$

这比美国电力研究院 (EPRI) 设计的结构长度 (0.146 × 60 = 8.8 m) 要大 (参见表 14-13)。复合绝缘子 9.1m 略大于目前国内 500KV 符合绝缘子结构高度 (4.45m) 的 2 倍。

和瓷绝缘子相同, 复合绝缘子的额定机械破坏负荷取 300KN 和 400KN。根据国内外设计, 运行经验, V 串和 I 串的复合绝缘子都可取 9.1m 的高度。

(四) 美国电力研究院 (EPRI) 污耐受电压法的外绝缘设计

美国电力研究院 (EPRI) 以灰密 0.1mg/cm² 为标准实验条件, 采用 5% 闪络电压作为设计耐受电压, 不考虑重灰密和污秽不均匀分布的修正。美国关于 345~1100KV 线路的污秽外绝缘设计见表 14-13。

表 14-13 美国 345~1100KV 的污秽外绝缘设计

污秽等级	等值盐密	串长 ⁽¹⁾			
		345KV	500KV	765KV	1100KV
很轻污秽	0.03	I 串 - 18 ⁽²⁾	I 串 - 26 ⁽²⁾ 串 - 22 ⁽²⁾	V 串 - 33(2)	V 串 - 50 ⁽²⁾ V 串 - 46 防雾型 ⁽²⁾
轻污秽	0.03~0.06	I 串 - 22 ⁽²⁾	V 串 - 28 ⁽²⁾	V 串 - 42 ⁽²⁾ V 串 - 36 防雾型 ⁽³⁾	V 串 - 57 防雾型 ⁽³⁾
中度污秽	0.06~0.1	I 串 - 25 ⁽²⁾ I 串 - 22 ⁽²⁾	V 串 - 34 ⁽²⁾	V 串 - 43 防雾型 ⁽³⁾	V 串 - 69 防雾型 ⁽³⁾ V 串 - 60 半导体 釉 ⁽⁴⁾ V 串 - 60 合成绝缘 ⁽⁵⁾
重污秽	>0.1	V 串 - 30 ⁽²⁾	V 串 - 42 ⁽²⁾	V 串 - 53 防 雾型 ⁽³⁾	V 串 - 64 半导体 釉 ⁽⁴⁾

(五) 国内 750KV 超高压输电工程研究的成果及工程设计经验

中国电力科学研究院对清华大学的部分短串及长串绝缘子污闪电压实验数据进行了灰密以及上下表面不均匀修正, 并采用绝缘子串污闪电压与串长的线性规律推算出绝缘子串片数。计算得出 750KV 所需不同绝缘子的串长如表 14-14 所示。

表 14-14 750KV 所需要不同绝缘子的绝缘子串串长(m)

污区等级	0	1	2	3	4
普通型 XP-300	5.66	7.22	8.58	9.75	10.5
三伞型 CA-876EZ	4.10	4.68	5.46	7.02	8.19
钟罩型 LXHP-300	4.88	6.44	7.80	9.17	10.1
双伞型 XWP2-210 (V 串)	3.57	4.08	5.10	6.80	7.99
三伞型 XSP-210 (V 串)	3.06	3.74	4.42	5.60	4.76

14.2.2 国内外特高压绝缘子的选择及比较

美国 1100KV 线路采用 V 串, 瓷/玻璃绝缘子串长在轻污秽地区取 8.3m; 中等污秽地区取 10.1m 或采用 8.8m 长的符合绝缘子或半导体釉绝缘子; 重污秽地区使用 9.3m 长的半导体釉绝缘子。我国采用双伞型绝缘子 V 串时, 轻污秽地区可取 38 片 7.41m; 中等污秽地区可取 44 片 8.58m, 重污秽地区可采用 9.1m 复合绝缘子。根据同吨位下长串标准绝缘子和双伞型绝缘子污闪电压的比值, 大致换算出相当于标准型绝缘子轻污秽地区用 9.6m 和中等污秽地区用 11.15m, 大于美国的 8.8m。而且由于双层伞的伞型和标准型绝缘子相比, 不容易污积, 所以, 目前这样选择的片数还留有一定的裕度。

日本采用 I 串, 采用钟罩型绝缘子, 串长最大为 7.9m 我国双伞型绝缘子在轻污秽地区为 8m, 中等污秽地区为 9.36m。按污闪电压之比推算, 大致推算出目前采用的串长相当于钟罩型绝缘子在轻污秽崎岖采用 8m, 在中等污秽地区采用 9.2m。我国 I 形串绝缘子选择, 大致相当于标准型绝缘子轻污秽地区的 10.4m 和中等污秽地区 9.6m 和中等污秽地区 11.15m。这就比前苏联的 1150KV 输电线路选择的长一些(参见表 14-7)

从上面可以看出: 目前根据工作电压选取的 1000KV 级输电线路所需绝缘子片数和国外数根据相比基本是合理的。

15.2.3 绝缘子的污秽闪络特性

日本在武山和能登实验场针对支柱绝缘子和瓷套进行了定期等值盐密测量和快速污染测量,结果表明支柱绝缘子和瓷套表面的等值盐密随其平均直径加大而减小,1000KV瓷套的盐密比可以按照这种趋势进行估算,但还需要通过现场实验给予确认。前苏联通过改变污秽物的成分得到了特高压设备外绝缘的50%放电电压与污秽表面电导关系。日本使用等价雾中法获得了不同有效长度瓷套的耐受电压与盐密的关系,即等价雾中5%闪络电压大体与盐密的(-1/5)次方成正比,且与瓷套的有效长度大体成正比,但是盐密在 $0.03\text{mg}/\text{cm}^2$ 。

14.3 特高压交流输电线空气间隙的选择

14.3.1 导线对杆塔空气间隙的选择

对于常规输电线路,工作电压仅对导线和杆塔之间的空气间隙产生影响。在0m海拔高度,标准气象条件下输电线路导线对杆塔空气间隙(含受风偏影响,绝缘子串风偏后间隙)的工频50%放电电压 $\bar{u}_{i.s}$ 应符合式(14-26)的要求

$$\bar{u}_{i.s} \geq 1.4(\sqrt{2}u_m / \sqrt{3}) \quad \text{式(14-26)}$$

悬垂绝缘子串风偏角计算用风压不均匀系数按DL/T 620—1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》附录A确定。风偏计算用的风速取线路设计最大风速。参照DL/T 620—1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》工频电压下外绝缘所在地区气象条件异于标准气象条件时,放电电压 U_w 可按式(14-27)校正

$$U_w = (\delta / H_h)^n U_0 \quad \text{式(14-27)}$$

式中 δ ——相对空气密度;

H_h ——湿度校正系数;

N ——系数,与空气间隙长度有关;

U_0 ——标准气象条件下空气间隙的放电电压, KV。

依式(14-26)并计及 δ 和 H_h 的影响,不同海拔高度地区工作电压要求的他高压架空输电线路导线回杆塔的空气间隙如表14-15所示。

表 14-15 工作电压要求的导线对杆塔的空气间隙

海拔高度 (M)	1000	2000
空气间隙 (M)	3.0	3.3

14.3.2 绝缘子串长与空气间隙的协调

1000KV特高压架空输电线路的绝缘子串除了要考虑工作电压的要求外,还应可靠的承受操作过电压。限于当前试验数据的缺乏,推荐绝缘子串长除应满足工作电压要求外,还不

应小于相应的塔窗空气间隙距离。从表 14 - 14 与表 14 - 16 中可看出，对于海拔高度 1000 m 地区，即使在轻污秽区，线路绝缘子串串长也满足操作过电压的要求。

表 14 - 16 操作过电压要求的导线对杆塔的空气间隙

空气间隙 (M)	统计操作过电压 (P.U.)		海拔高度 (M)	
	1000	2000	1000	2000
塔窗中 V 串	1.6	6.5	8.2	
	1.7	7.3	9.2	
塔窗中 V 串	1.6	6.2	7.7	
	1.7	6.9	8.6	
塔窗中 I 串	1.6	5.0	6.1	
	1.7	5.5	6.8	

14.3.3 导线对地空气间隙的要求

目前，主要由电磁环境要求决定 1000KV 特高压架空输电线路档距中间导线对地面的最小距离。美国联邦维尔电力局 (BPA) 特高压架空输电线路中间导线对地面的最小距离，在跨公路时取 21 m，田野为 18.5 m，而在人员很难到达处为 14.5 m。

14.4 特高压交流输电线变电站空气间隙的选择

14.4.1 工作电压对空气间隙的要求

DL/T620—1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》指出超高压变电站相对地空气间隙的工频 50% 放电电压的要求和架空线路的要求相同。这样，表 14 - 15 的数据同样也可作为特高压变电站工作电压下相导线对地空气间隙的要求值。而在 0 m 海拔高度，标准气象条件下变电站相空气间隙的工频 50% 放电电压 ($\bar{u}_{i,p,s}$) 的要求值。按式(14-28)确定

$$\bar{u}_{i,p,s} \geq 1.4(\sqrt{2}u_m) \quad \text{式(14-28)}$$

考虑海拔高度变化，气象条件对空气间隙工频放电电压的校正，通过计算，在表 14 - 17 中给出了特高压变电站工作电压下相对相导线空气间隙的要求值。

表 14 - 17 特高压变电站工作电压下相对相导线空气间隙的要求值

海拔高度(M)	1000	2000
空气间隙(M)	6.0	6.2

14.4.2 过电压对空气间隙的要求

参照 0 m 海拔高度标准气象条件下超高压变电站空气间隙正级性操作冲击波 50% 放电电压 ($\bar{u}_{s,s,s}$) 的计算公式，特高压变电站的相应值也可由式(14-29)，式(14-30)算出

$$\bar{u}_{s,s,s} = \frac{u_{p,1}}{1 - 2\sigma_{s,s}} \geq K_1 u_{p,1} \quad \text{式(14-29)}$$

$$\bar{u}_{s.s.s} = \frac{u_{p.1}}{1-3\sigma_{s.s}} \geq K_1 u_{p.1} \quad \text{式(14-30)}$$

式中 $u_{p.1}$ ——避雷器操作冲击保护水平，KV；

$\sigma_{s.s}$ ——变电站相对地（导线—横担及两立柱）空气间隙在操作过电压下放电电压的变差系数，6.6%；

K_1 ——变电站相对地空气间隙操作过电压配合系数，有风偏间隙取 1.15 [式（14-30）]，无风偏间隙取 1.25 [式（14-30）]。

对于无风偏空气间隙，其闪络率为 0.00135。考虑海拔高度变化，气象条件对空气间隙操作冲击放电电压的校正，同时按照前述相对地空气间隙操作冲击 50% 放电电压的实验数据（图 14-9），通过计算在表 14-16 中给出了海拔高度 1000m 地区特高压变电站相对地操作过电压下空气间隙的要求值。特高压变电站相对相导线空气间隙的 505 操作冲击电波放电电压

$$\bar{u}_{s.p.s} = \frac{K_2}{1-3\sigma_{s.p}} \geq K_3 u_{p.1} \quad \text{式（14-31）}$$

式中 $\sigma_{s.p}$ ——相间空气间隙在操作过电压下放电电压的变差系数，3.5%；

K_2 ——相间与相对地过电压的比值，取 1.63；

K_3 ——变电站相间空气间隙操作过电压配合系数，取 1.82。

满足式（14-31）要求的相间空气间隙，其闪络率为 0.00135。

由于作用于相间空气间隙上两边电压分量的随机性，使相间空气间隙的选择变的复杂。国外学者通过对某相间绝缘的实验研究表明， α 由 0.37 变至 0.51 时相对相间隙放电电压由 1740KV 变至 1830KV，即仅增加 5.2%。为了简化，该研究建议 α 可取一适当值，经分析推荐取 0.4。表 14-17 中给出了海拔高度 1000m 地区特高压变电站相对相导线之间空气间隙的推荐值。

表 14-17 特高压变电站操作过电压下空气间隙的推荐值

相 - 地空气间隙 (M)		相-相 空气间隙 (M)
有风偏	无风偏	
6.0	6.6	8.0/7.5~10

表 14-17 中的相 - 相空气间隙一栏数据是由美国安德生提供的相对相空气间隙操作冲击放电电压的实验曲线查得的。7.5/10m 与 α 值 0.5/0.33 相对应。

综上所述，选取操作过电压下相对相空气间隙 8.5m。

14.4.3 特高压变电站空气间隙的选择

通过分析计算获得了 1000KV 特高压变电站在工作电压，操作过电压和雷电过电压下的空气间隙值。在海拔高度 1000m 及以下地区，选定的变电站相导线对地（ A_1 ）和相间（ A_2 ）

的空气间隙分别如表 14-18 所示，由该表看出特高压变电站的空气间隙由操作过电压决定的。

表 14-18 特高压变电站的空气间隙

相 - 地空气间隙 A_1 (M)		相 - 相 空气间隙 A_2 (M)
有风偏	无风偏	
6.0	6.6	8.5

参考文献:

- [1] 刘振亚主编. 特高压电网. 中国经济出版社, 2005
- [2] 刘振亚主编. 特高压直流输电技术. 中国电力出版社, 2006
- [3] 刘振亚主编. 特高压交流输电技术研究成果专辑. 中国电力出版社, 2006
- [4] 刘振亚等. 国家电网公司 750kV 输变电示范工程建设总结. 中国电力出版社, 2006
- [5] 朱亚杰, 孙兴文, 能源世界之窗. 北京: 清华大学出版社, 2001
- [6] 黄素逸, 能源科学导论, 北京: 中国电力出版社, 1999
- [7] 阎维平, 洁净煤发电技术, 北京: 中国电力出版社. 2002
- [8] 钟史明, 燃气-蒸汽联合循环发电. 北京: 水利水电出版社, 1995
- [9] 潘家铮, 发电. 北京: 水利水电出版社, 1992
- [10] 文锋, 发电厂及变电所的控制, 北京: 中国电力出版社. 1998;
- [11] 吴希再, 熊信银, 电力工程, 武汉: 华中科技大学出版社, 1997
- [12] 熊信银, 张步涵, 电力系统工程基础, 武汉: 华中科技大学出版社, 2003
- [13] 沈标正, 电机故障诊断技术, 北京: 机械工业出版社, 1996
- [14] 张文勤. 电力系统基础 (第二版). 北京: 中国电力出版社, 1998 年
- [15] 陈慈萱. 电气工程基础 (上册). 北京: 中国电力出版社, 2003 年
- [16] 韩祯祥主编. 电力系统分析. 杭州: 浙江大学出版社, 1993
- [17] 何仰赞, 温增银, 电力系统分析, 武汉: 华中科技大学出版社, 2002
- [18] 朱承高等编. 电工学概论. 北京: 高等教育出版社, 1999
- [19] 林莘编. 现代高压电器技术. 北京: 机械工业出版社, 2002
- [20] 徐国政, 张节容, 钱家骊等编. 高压断路器原理和应用. 北京: 清华大学出版社, 2006
- [21] 袁季修, 盛和乐, 吴聚业等编. 保护用电流互感器应用指南. 北京: 中国电力出版社, 2004
- [22] 何文林主编. 互感器与电容器. 北京: 中国电力出版社, 2003
- [23] 松浦虔士. 电力传输工程. 北京: 科学出版社, 2001
- [24] 赵畹君. 高压直流输电工程技术. 北京: 中国电力出版社, 2004
- [25] 王官洁, 任震编. 高压直流输电技术. 重庆大学出版社, 1997
- [26] 宓传龙. 西变公司百万伏级特高压变压器并联电抗器研制现状. 电气技术. 2005, (9): 1-6
- [27] 李光源. 高压直流输电系统的运行和控制. 北京: 科学出版社, 1998
- [28] 王官洁, 任震. 高压直流输电技术. 重庆: 重庆大学, 1997
- [29] 张纬钺, 高玉明, 电力系统过电压与绝缘配合, 北京, 清华大学出版社, 1988
- [30] 杜玉清, 日本 1000kV 特高压送电线路设计介绍, 华北电力技术, 1993
- [31] 中村秋夫, 冈本浩, 谢祥麟, 东京电力公司的特高压输电技术应用现状, 电网技术, 2005
- [32] 王生秀, 按 1000kV 设计的日本群馬山梨干线简介, 电力建设, 1993
- [33] 黎巧华, 世界各国 UHV 输电现状, 广东电力, 1993