

绪 论

中国的电力工业从 1882 年至 1949 年期间装机容量只有 1.85 GW；而在 1949 年新中国成立后，电力工业得到了迅速发展，以平均每年 10% 以上的速度增长；到 1998 年全国装机容量已达到 277 GW，跃居世界第 2 位。进入 20 世纪 90 年代以后，我国的电力平均每年新增装机容量 17 GW，8 年翻了一番，从而缓解了近 50 年的持续缺电局面；同时，我国从 1998 年开始撤消电力部、成立国家级电力公司，这是中国结束了由国家垄断电力局面，逐步与国际电力改革潮流一致的标志。电力供应的缓和、国家电力公司的成立以及电力市场的起步，是我国电力工业在 20 世纪末出现的具有历史意义的大事。

21 世纪以来以信息、电子、生物技术为代表，从集中到分散，从等级结构到网络结构，从简单选择到多种选择，电力将继续发挥其他能源形式所不能替代的作用；而且对电力的依赖程度将更高，对电力供应的数量和品质也将提出更高的要求。

我国从 1997 年初到 1998 年，电力供应紧张的状况有所缓和，但和发达国家相比较，我国的用电水平还很低。到 1998 年，全国人均占有装机容量 0.22 kW，发电量只有 927 kW·h，这一水平只相当于世界平均水平的 1/3，发达国家的 1/6~1/10 左右。同时，电网结构也比较薄弱，电网的安全性较差，可靠性低，自动化水平不高，电网调峰容量不足，损耗大，供电质量差，远不能适应 21 世纪信息时代对电力供应的数量和质量的要求。因此，进入 21 世纪以来，我国电力仍将以较高的速度向更大的规模发展，电源和电网建设的任务仍很重，开发西南水电和西北火电，发展交流 1000kV 和直流±800kV 的特高压输电。同时，电力的发展还要合乎可持续发展战略，兼顾生态环境保护；还将接受全球范围内电力体制改革和技术创新能力的挑战，使之在技术、管理上适应电力市场化体制和竞争需要；迎接全球和地区经济一体化的挑战，不断扩大电网互联的范围。

一、我国电力发展的展望

和我国社会经济发展一样，我国电力工业同样面临两个方面的任务，一是完善社会主义市场经济机制；二是保持社会经济持续、快速、健康的发展。

首先是电力工业要保持持续、快速、健康的发展，才能以足够的电力来保证国民经济和社会持续、稳定、健康的发展。另外，电力的发展促进电力市场的形成，特别是电网的建设与发展，将为电力市场的建设提供物质基础；发展了电力市场、完善市场机制，才能进一步促进电力的发展。

在相当长的时期内我国对电力的需求非常旺盛，要有更大规模的电力建设来满足我国工业化和现代化建设对电力的需要。2000 年全国装机容量将超过 300 GW，在 21 世纪前 10 年，按照十五大的精神，国民经济要翻一番，即要求其增长速度年均要达到 7%~8%，一般地，相应的电力增长按 6% 左右的速度是必要的。到 2010 年全国装机容量预计在 540 GW，要使电力供应能满足需要，仍需要相当长的时间。节约用电仍是十分重要的任务。即使按上述预计装机容量计算，需要每年新增装机约 24 GW，这对我国来说，将是一个巨大的压力。21 世纪前 10 年到 20 年，是我国电力发展的关键时期，也是中国电力发展规模最大的时期。我国从 20 世纪 50~60 年代，平均每年新增装机在 1.1 GW 左右，而到 70 年代上升为 4.2 GW，80 年代上升为 7.2 GW。到了 90 年代，每年新增装机在 17 GW，21 世纪前 20 年，平均每年需要新增装机约 30 GW。这样到 2020 年，按人均 0.6 kW 计算（预计 2020 年为 15 亿人口），全国装机容量将达到 900 GW 左右，这是十分艰巨的任务。即使达到这一装机容量，我国人均用电水平仍然不高，只相当于美国 50 年代的人均用电水平。因此，我国电力的发展任重而道远。

二、我国电力工业发展的重点

21 世纪初 20 年，是我国电力发展的关键时期，重点是在加强电网建设，同时继续加强电源建设，加快结构调整。

（一）电网发展展望

本世纪 90 年代以来，随着世界经济、科技的发展，越来越使世界经济技术合作加强，经济全球化趋势更加明显，经济市场化、贸易和投资国际化、区域经济合作化的步伐加快。而电力系统本身具有统一性、同时性和广域性的特点，因此，全国性、区域性，及跨国性的电网互联是电网发展的趋势。21 世纪的电网互联将会得到更快的发展，其中包括跨大区联网和全国联网，以及跨国输电和联网，从而形成全国乃至更大范围内的电力市场。同时随着电力系统的不断扩大，将对电网的一次设备和控制手段、管理方式、电力市场支持技术以及环保技术提出更高的要求。

（1）我国电网发展的基本思路

首先，在 21 世纪前 20 年的发展中，必须把电网建设摆到重要的位置。目前，我国的用电需求量越来越大，但电网容量还不够大，稳定性不够好。因此，加强电网建设成为当务之急。在我国电网建设中，要实施抓两头带中间的策略。一头是大型电厂、能源基地的电力外送与全国联网以及跨国联网建设；另一头是农村电网建设与城市配电网的建设，这是当前电网建设中十分薄弱的一环，要兼顾改造、提高和扩大（电力市场）。而中间，则主要是指 220 kV 电网及各网省电力公司范围内 500 kV 电网的建设、进一步完善、加强。

第二，我国电网发展的基本思路和实施的步骤是：一要以三峡电网为中心，推进全国联网，三峡电网向北与华北和西北电网联网，向南与南方电网联网，向西则随金沙江溪洛渡、向家坝电力外送，使三峡电网继续扩展并进一步加强；二是要配合大型水电站和火电基地的建设，进一步加大“西电东送”和“南北互供”的力度，实现以送电为主的“送电型”联网；三是在不断加强各大区自身电网结构的基础上，在适当的时机和地点按照利益均沾、互惠互利的原则，采用交流或直流，实现以联网效益为主的“效益型”联网，并把“送电型”联网与“效益型”联网有机地结合起来，把全国联网与加强各地区电网自身网架建设结合起来，最后推进全国联网的形成和发展，与此同时还要重视发展我国电网与国外电网的互联。

（2）我国电网发展格局

我国电网将以 2000 年之前初步形成的 7 个跨省市大区电网和 5 个独立省网的格局进入 21 世纪。到 2010 年前后，随着三峡电网的建设，电网互联将逐步得到加强，形成以三峡电站为中心，连接华中、华东、川渝 3 个地区电网的我国中部电网。随着华北煤电基地的开发，实现华北与东北、华北与山东省网互联；华北与西北电网之间随着宁夏与内蒙古矿口电厂开发以及陕西神府煤电基地送电华北而联网，初步形成以华北电网为中心，包括西北、东北和山东的中国北部电网。而南方联合电网也将随着红水河、龙滩、澜沧江、小湾等水电开发和贵州煤电基地的开发，与云南电力外送的增加，从而进一步加强南方电网的结构。这样到 2010 年，我国北部、中部和南部三大电网将初具雏形。

北、中、南三大电网之间也将进一步加强南北联网，北部和中部以及中部与南部将实现先以“效益型”为主，后以“送电型”为主的多点联网，到 2020 年可初步形成除新疆、西藏、台湾之外，以三峡电网为中心的全国统一大区互联电网。这一电网的形成，将实现我国水电“西电东送”和煤电“北电南送”的合理能源流动格局，同时，北部、中部电网之间的互联，除送电之外，还可获得以火电为主的北部电网与水电比重大的中部电网之间的水火调剂效益；以及北部电网黄河流域与中部电网长江流域之间的跨流域补偿调节效益。而中部电网与南部电网的互联，也将实现中部电网长江流域与南部电网澜沧江、红水河流域之间的跨流域补偿调节效益。

(3) 三峡电网

建设三峡电网可以将三峡电站电力外送；同时还可以实现大区电网互联以充分发挥三峡电站的效益。三峡输变电工程规模为：500 kV 输电线路 9100 km（其中包括 2 条直流输电线路共 2200 km）和 24750 MVA 输变电容量，以及 4 个 3 GW 用于直流输电的换流站。三峡电站一共配置 15 回出线，并留有 2 回扩建余地。其中 2 回向川渝电网送电，送电容量按 2GW 考虑，相应建设 500 kV 线路 1080 km，500 kV 变电站 2750 MVA。另外，8 回线路送到左、右岸换流站和葛洲坝换流站，从换流站再经过 3 回直流共计 7.20 GW（含原来的葛洲坝至南桥 1.20 GW 直流线路）送到华东电网；到华东电网后再配合建设 500 kV 850 km 线路和 8500 MVA 的变电站。其余 5 回三峡电站出线，再加上由左、右岸换流站 500 kV 母线上出来的 4 回线路，即一共 9 回 500 kV 线路送到华中电网，其送电容量为 12 GW，相应建设 500 kV 线路 4970 km，变电容量 13500 MVA。

华中、华东和川渝电网的互联，并与原华中、华东、川渝电网一起形成一个沿长江流域东西长 2900 km，南北宽 1500 km，涉及华中、华东、四川、重庆 10 个省（市）的三峡电力系统。以上三大电网 1995 年的装机容量为 8360 GW，约占全国容量的 40%。三峡系统的装机容量，2000 年约为 100 GW，预计 2010 年约为 200 GW。这是一个大型的电力系统，预计在 2009 年建成，并随着金沙江溪洛渡、向家坝电站的开发及其外送，而使三峡电力系统得到进一步扩大和加强，成为我国最大的电力系统，而且也是全国互联电网的核心。

(4) 跨国联网

跨国电网互联在 20 世纪 90 年代已成为电网发展的一种基本趋势，进入 21 世纪之后，这些联网将会逐步实现。在这种大趋势下，必须要积极促进和发展这种跨国联网，以实现跨地区、跨国的资源优化配置，形成更大范围内的电力市场，适应全球经济一体化发展的形势。

中国与周边国家电网的互联，总格局是北面与俄罗斯西伯利亚电网互联，以实现俄罗斯丰富的水电向中国送电；东面是结合俄罗斯西伯利亚向我国华北、东北送电，实现与朝鲜半岛的联网；西面是新疆与吉尔吉斯、哈萨克电网的互联，以解决新疆西南部的电力紧缺，并进一步延伸与阿富汗国家电网的互联；南面则主要通过开发澜沧江景洪水电站经过老挝向泰国送电，实现与东南亚的送电联网。当前的重点是云南景洪向泰国送电，以及俄罗斯伊尔库茨克电网向中国华北、东北电网送电。

总之，21 世纪的中国电网，将在北、中、南 3 大电网的基本格局下，随着北部火电，西部、南部水电和东部核电的发展，在大量的、广泛的新能源发电的基础上，进一步扩大和加强北部、中部、南部电网之间的联网，逐步形成一个统一而“可靠、高效、灵活、开放”的全国联合大电网。同时，从中国也将加强国际联网，向北与俄罗斯，向东与朝鲜半岛和日本，向西与吉尔吉斯、哈萨克电网的互联，向南与东南亚诸国和印尼、菲律宾电网的互联，在 21 世纪将逐步形成范围广大的亚洲东部联合电网。

(二) 电源发展展望

我国电源发展的重点是：大力开发西部和西南部水电，减轻对煤炭的压力；加大西部和北部大型煤电基地的开发，以减轻对运输与东部环境的压力，并促进西部地区经济发展，缩小东西差别；加强核电开发力度，以减少对煤炭和环境的压力；加速新能源开发，特别是风能、太阳能发电的开发；加紧液化天然气(LNG)、天然气等燃气轮机和联合循环机组发展步伐，改善和优化能源结构和发电机组结构；另外，电力供应要放眼全球，迎接全球经济一体化。当然，在加强电力发展的同时，还要特别重视电力的技术改造，合理规划电源点；要重视节约和环境保护。

(1) 水电

水能具有清洁、无污染和可再生的优点。到 1998 年我国水电装机容量 65.06GW，发

电量为 204.3 TW·h，分别占全国可开发水电容量 378GW 的 17.2%和可开发水电发电量 1920 TW·h 的 10.6%，这一水电开发率约为世界平均水电开发率 20%的一半，比发达地区如北美开发率 60%、欧洲 50%低得多。因此，我们在 21 世纪初 20 年代内必须大力加快水电开发，特别是大型水电基地和流域处的开发，这是贯彻我国可持续发展战略的需要，也是我国能源资源平衡和全球环境问题所提出的要求。

目前我国有 14 个大型水电基地，1998 年在建的水电容量已达 31.83 GW，这些机组在 2010 年前可以全部投产，再加上小水电每年装机 1 GW 以上，到 2010 年全国水电有可能达到 100 GW 以上。

近年来我国经济发展迅速，对电能的需求很大。加大水电投资是启动经济、扩大内需、促进经济回升的最好选择之一，也是社会、经济、环境效益俱佳的基础项目。现在重点要抓紧几个大型水电基地的建设准备，即长江三峡水电站建设后的金沙江、溪落渡、向家坝水电站建设，以及清江水布垭的建设；澜沧江在大朝山之后的小湾、景洪水电站的建设；乌江流域在东风水电站后的洪家渡、构皮滩水电的开发，以及天生桥一级以后的龙滩的建设；大渡河、雅龚江上的官地、桐子林、瀑布沟的建设；黄河上游李家峡之后的公伯峡、拉西瓦的建设；以及若干老水电站的扩容和抽水蓄能电站的建设。上述电站要求在 2010 年前尽早开工，以便在 2020 年前水电装机容量达到 170 GW 左右，也即水电开发率争取达到 45%左右。

(2) 大型火电基地建设

在我国电源结构中，火电设备容量占总装机的 75%以上，在相当长的时期内，这种状况是难以改变的。因此，在 2010 年全国总装机容量达到 540 GW，火电装机容量约为 400 GW 以上，需要电煤约 10 亿 t，相当于每年需增加用煤量 4000 万 t 左右，预计这也是我国可以安排用于电力生产最大的煤量。

火电建设的重点应是积极采用高参数、大容量、高效率、高调节性、节水型，以 600 MW 为主的设备；要大力开发清洁煤燃烧技术，以减轻对环境的压力；要鼓励热电联产和热、电、冷技术的推广，以提高能源综合利用率；要积极建设矿口电厂，建设煤炭基地的电站群，发挥规模经济效益，而且可以变送煤为送电以减轻对运输的压力，同时也可减轻对经济发达地区的环境压力。

到 2020 年预计我国火电装机在 600 GW 左右，约需煤炭 14 亿 t，占计划煤炭量 21 亿 t 的 66%左右，这将对我国煤炭开发生产造成巨大的压力，为此必须提高电站循环热效率，降低煤耗，因此，应该加大相关的科研投入。

(3) 核电

在 21 世纪初的 10、20 年内，我国将增大核电在装机容量中的比重。目前，我国核电技术成熟，可大规模建设以替代部分燃煤火电站。当前关键是要加快核电设备的国产化，否则其造价过高将严重制约我国核电的发展；二是要抢占核电技术发展的制高点，积极实施产、学、研相结合，将高温气冷堆技术转化为生产力，在 2005 年前建成工业性示范堆，力争 2010 年前即有小批量投入，2020 年即有大批量投入。对于当前核电建设的具体项目而言，除了岭澳一期、江苏连云港以及秦山二期、三期外，对于山东海阳、广东阳江、浙江三门等都要积极开展工作，加快建设速度，争取能多投入一些核电，以减轻对燃煤电站的压力。初步规划目标是，到 2010 年能有 20 GW，到 2020 年能有 40~50 GW 的核电，这对确保电力建设规划任务的实现，以及减轻大量燃煤造成的环境问题，都是十分重要的。

(4) 优化发电能源结构

目前，我国的能源结构还不太合理，在电力能源消费构成中，煤电电量占 80%以上，这给环境等带来极大压力，需努力改变电源结构，调整和优化能源结构。除了加快核电建设外，还要尽可能多地利用天然气等优质能源。天然气是常规燃料中的优质能源，从世界

范围内的能源消耗来看，其比重在逐年上升，从 1986~1991 年平均年增长率为 3.3%，而到 1991~1996 年增长率为 43%，到 1996 年天然气消耗量已占能源总量的 23%以上，与煤炭消耗量接近（27%左右）。电站燃用天然气的也越来越多，美国近年来新增装机容量的 80%是燃气的。世界上探明的天然气储量也不断增加，到 1997 年达 145×10^4 亿 m^3 ，储采比已达 64，已超过石油的储采比 40.9。因此，在发电能源结构上要尽可能优化，即应该多采用一些天然气（包括 LNG）发电，特别在我国沿海深圳、广州、上海、浙江、江苏等地要尽快地布置若干 LNG 的电厂，扩大建设规模。

（5）加强新能源发电的开发力度

要加快新能源发电的步伐，就得加强新能源发电的开发力度。我国新能源资源丰富，太阳能全国平均为 5.9×10^6 $\text{kJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{年})$ ，青藏高原地区是我国太阳能最丰富地区。根据专家预测，太阳能将成为下世纪人类主要能源，因此利用太阳能发电的方向是肯定的，太阳能电池板的销售将会迅速增加，特别是其能量转换率将由目前 12%~13%增加到 17%~20%（目前澳大利亚、美国已分别研究成功达到这一转换率），以及将太阳能电池的生产成本大幅度下降，目前澳大利亚已将其生产成本降低一半，预计可降 80%，使太阳能电池的需求量大大增加。自 1990 年以来，全球太阳能发电装置的市场销售量年增 16%，预计今后还会以更快的速度增加。到 1995 年我国太阳能光伏电池只有 6 MW，西藏有 10 kW 和 20 kW 的光伏电站，总的来说是刚起步，特别是在边远能源短缺和用电分散地区要优先考虑。

我国风能理论可开发总量约为 3200GW，其中可利用的约有 253GW。在新能源发电中，风力发电在技术上比较成熟，同时也具备较大规模开发的条件。近几年来世界各国风力发展很快，到 1997 年末风电装机容量达到 7.669 GW，1996、1997 年连续 2 年增加风机装机容量 26%。1998 年新增 2 GW，其增长速度是非常快的，预测到 2007 年全球新增风电 48 GW 以上。我国风电这几年发展也很快，1998 年装机容量已达 223.6 MW，1998 年 1 年就新增 56.9 MW，约增 25%。如果按这一速度增长下去，原规划到 2010 年达到 5 GW 是可望能达到的。但是这需要国家给予政策上的支持，以及大力加快风力发电设备国产化，使之成为一个新的产业。

此外，我国还有地热能、潮汐能以及生物质能，我国每年约有 7 亿 t 的秸秆的沼气发电和城市大量的垃圾发电，既可充分利用能源，又可减轻环境的污染，这些也是在今后的电力发展中需予重视的。

除了开发新能源外，还要注意节约能源，努力提高能源利用率，而这首先在于努力提高电力在终端能源中的供应水平。目前我国终端能源消费中，电力不到 11%，低于世界平均水平的 16%，与发达国家有很大差距。第二是大力加强电力需求侧管理（DSM），电力部门要投资节电工程，使之成为比新建电厂更为经济、更为清洁的替代方案。第三是支持发展热电联产；气、热、电、冷联产新技术，以及推广采用超临界机组、联合循环机组等新技术。第四，也是最重要的一条是大量退役低效、高耗、高污染的小型凝汽式机组和超期服役机组，改造中高压机组，使火电机组的热效率由目前的 29%左右提高到 35%左右。

第 1 篇 电力系统的组成

电力系统包括发电、变电、输电、配电四个部分，它随着用电量的增加而扩大。电能对我国经济的发展不可或缺，必须确保供电可靠性和经济性。作为国民经济的基础能源，电能具有许多优点：它可以方便地转化为其他形式的能，例如，机械能、热能、光能、化学能等；其输送和分配易于实现；应用规模也很灵活。因此，电能被极其广泛地应用于工农业、交通运输业、商业贸易、通信以及人民的日常生活。以电作为动力，可以促进工农业生产的机械化和自动化，保证产品质量，大幅度提高劳动生产率。此外，提高电气化程度，以电能代替其他形式的能量，是节约总能源消耗的一个重要途径。

电力工业发展初期，电能是直接为用户附近的发电厂中生产的，各电厂孤立运行。随着工农业生产和城市的发展，电能的需求量迅速增加，而热能资源(如煤田)和水能资源丰富的地区又往往远离用电比较集中的城市和工矿区，为了解决这个矛盾，就需要在动力资源丰富的地区建立大型发电站，然后将电能远距离输送给电力用户。同时，为了提高供电可靠性以及资源利用的综合经济性，又把许多分散的各种形式的发电站，通过送电线路和变电所联系起来。这些生产、变换、输送、分配和消费电能的发电机、升压和降压变电所，输电线路以及用电设备有机连接起来的整体，称为电力系统。

在电力系统中，除去发电机和用电设备外的部分称为电力网。电力网包括升、降压变电所和各种不同电压等级的输电线路，负责变换、输送和分配电能。动力系统指电力系统和“动力部分”的总和。所谓“动力部分”，包括火力发电厂的锅炉、汽轮机、热力网和用热设备，水力发电厂的水库和水轮机，核电厂的反应堆等。因此，电力网包含于电力系统，而电力系统又包含于动力系统。

第 1 章 电力系统概述

1.1 电力系统的发展简史

1.1.1 电力系统的发展

1831 年法拉第发现了电磁感应定律，促进了发电机和电动机的发明，从而开始了电能的生产和使用。当时所采用的是低压直流，主要供给照明用电，供电范围很小。1882 年在法国首先实现了电压在 1kV 以上的直流输电，虽然输送功率只有 1.5kW，但传输距离达到 57km，包含发电、输电和用电三部分，形成了世界上第一个完整的电力系统。

为了适应生产的发展，需要传输更大的功率和更远的输电距离，这就需要通过提高电压等级。提高电压可以提高输电效率、减少线路流过的电流，从而降低线路电阻中的损耗，但是为了用电设备的安全不得不采用较低的电压，而直流输电既不能适应这种要求也不利于形成电网。在 1891 年制成三相变压器和三相异步电动机的基础上，首次在德国实现了三相交流输电，它由 95V、230kV·A 的水轮发电机经变压器升压至 15.2kV，将功率传送到 178km 以外的法兰克福，然后用 2 台变压器降压至 112V，分别供给照明负荷和 1 台异步电动机驱动 75kW 的水泵，从而形成了现代电力系统的雏形。从此，三相交流制得到了迅速的发展，

取代了以前的直流系统，而且逐步在同步发电机之间进行并列运行，在输、配电过程中采用多个电压等级，经过一百多年的发展，形成电压愈来愈高、容量和规模愈来愈大的区域性、地区性、全国性甚至跨国性的电力系统。

1.1.2 电力系统的组成

电力系统主要包含发电厂、变电站、输电线路和配电网四个部分，图 1—1 给出了一个简单电力系统的示意图。

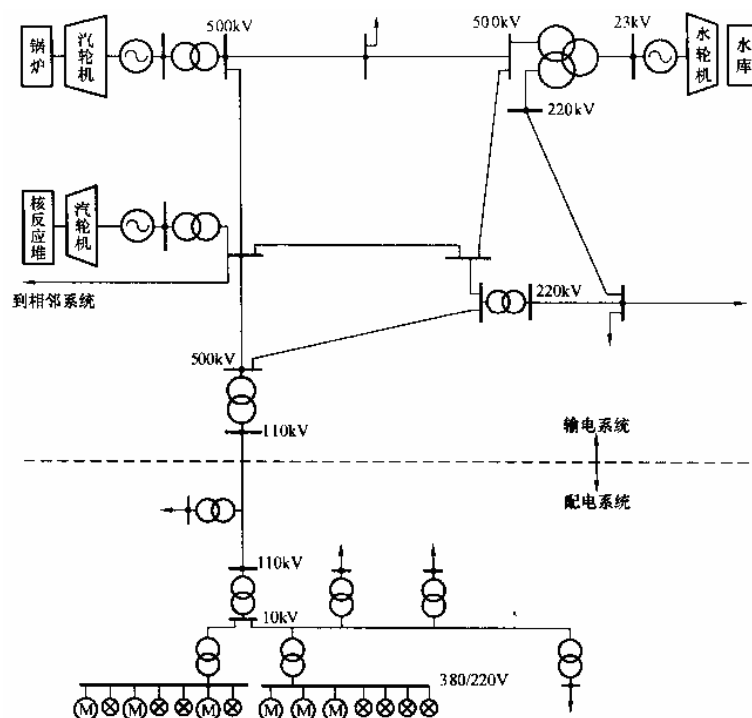


图 1-1 电力系统示意图

在目前的电力系统中，主要的发电厂为以煤、石油和天然气作为燃料的火力发电厂、利用水能发电的水力发电厂和利用核能发电的原子能发电厂。此外，利用风能、太阳能、地下热能和潮汐能发电的发电厂正在不断发展之中，有的已经具有一定规模、并有较好的应用前景。

输电网络包含变电站和输电线路，其作用是将各个发电厂通过较高电压(220kV、330kV、500kV、750kV 以及 1000kV)的线路相互连接，各同步发电机之间并列运行，同时将发电厂发出的电能送到各个大的负荷中心。由于每条线路上需要输送功率的大小以及传输距离的不同，在同一个输电网络中可能需要同时采用几种不同等级的电压，这就需要在输电网络中大量采用变压器，将发电机电压通过升压变压器进行升压，并通过变压器连接不同电压等级的线路。在发电厂远离负荷中心而且需要传输大量功率的情况下，采用交流输电将会出现系统稳定性等技术问题，而高压直流输电具有大容量、远距离传输的优点，比采用交流输电更为经济。

电能送达负荷中心以后，需要经过配电网进行电能的分配，用较低电压(如 110kV、35 kV、10kV 或 6kV 以及 380/220V)的线路供给各个集中的大工厂和分散的中、小工厂以及千家万户的生活用电。图 1—1 中虚线以下的部分只是一个负荷中心下的一部分配电网，而在实际配电网中，110kV 和 35kV 的线路接线要复杂得多，10kV(或 6kV)线路的接线更加复杂，而 380/220V 的线路则是像蜘蛛网一般连接到千家万户。

电力系统的用户包括工业、农业、交通运输等国民经济各个部门以及居民，而受电器的种类则有灯泡、电动机、电热器、整流器和电弧炉等，它们将电能分别转换为光能、机械能、热能和化学能等。

在电力系统中，发电机、变压器、输电线路和负荷等直接参与生产、输送、分配和使用电能的电力设备被称为主设备或一次设备，由它们组成的系统称为一次系统。电力系统中的各种测量、保护和控制装置称为二次设备，由它们组成的系统称为二次系统。

1.2 我国电力系统的特点

1.2.1 我国电力系统概况

我国具有丰富的能源资源。煤、石油和天然气资源很丰富。煤的预测量约为 4500Mt，其中 90%集中在陕西、山西及内蒙。水力资源的蕴藏量达 676GW，居世界首位。其中可利用的资源约有 378GW，主要集中在西南和西北，包括长江、金沙江、澜沧江、怒江和红河的中上游以及黄河的上游。可利用的风力资源分布在东南沿海、新疆、甘肃及东北，共约为 160GW。这些优良的自然条件为我国电力工业的发展提供了良好的条件。

我国电力工业的发展可以追溯到 1880 年，当时上海就已经建成了第一个发电厂，但在 1949 年，全国的总装机容量仅有 1850MW，年发电量为 4.3TWh。解放后 50 年来全国总装机容量和年发电量的增长情况分别如图 1—2 和图 1—3 所示。到 2001 年底的装机容量达 338610MW，年发电量完成 1483.9TWh，分别是 1949 年的 184 倍和 345 倍，自 1996 年起稳居世界第二位。

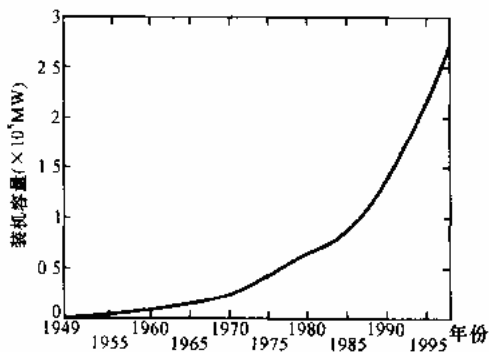


图 1-2 1949 年-1998 年全国总装机容量变化情况

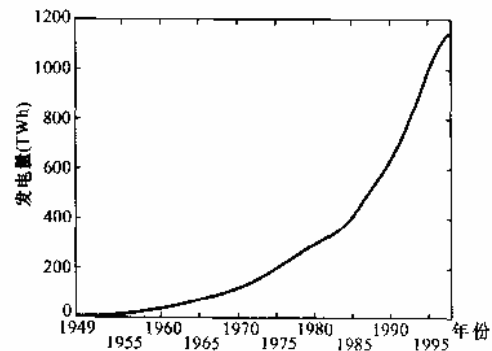


图 1-3 1949 年-1998 年全国年发电量变化情况

随着我国经济的高速发展，对电能的需求越来越大，这将推动电力工业的发展。发展方针为：继续发展燃煤电厂，提高能源效率，减少对环境的污染；加速水力资源的开发利用和水电厂的建设；发展核电技术并适度发展核电厂；因地制宜开发风力和潮汐等可再生能源发电；加速建设输、变、配电工程和电力系统，在中、西部地区开发大型水、火电基地，向能源短缺的东部地区进行远距离、大容量输电，实现电力的“西电东送，南北互供”促进区域电网之间的互联，并最终形成全国电力系统。2000—2020 年全国总装机容量和年发电量的规划如表 1-1 所示。

表 1-1 2000-2020 年电力发展规划

年份	总装机容量							总量 (TWH)	年发电量					
	总量 (GW)	水电 (%)	燃煤	燃油	天然气	核电 (%)	其它 (%)		水电 (%)	燃煤	燃油	天然气	核电 (%)	其它 (%)
2000	305.7	22.1	67.6	6.6	22.6	0.9	0.1	141 2.8	15.6	73.2	7.0	3.0	1.1	0.1
2010	535.8	18.7	68.8	5.6	22.8	3.7	0.4	251 2.8	2.7	73.3	6.0	3.0	4.8	0.2
2020	790.1	20.2	63.4	6.3	33.2	5.1	11.8	366 6.0	13.6	68.3	6.8	3.4	6.8	1.1

我国在电力系统发展规模方面，大体可以分为五个阶段：20 世纪 50 年代为城市电网发展阶段，60 年代逐渐形成以省为单位的电力系统(即省网)，1970 到 1990 年为区域电力系统(区域电网)发展阶段，90 年代以后为区域电网之间的互联阶段并将逐步形成全国统一电网。

目前已经形成 6 个区域电网分别是东北、华北、华东、华中、西北和南方电网。省网包括山东、福建、广东、广西、四川、重庆、云南、贵州、海南、新疆、西藏和台湾。2003 年已完成东北电力系统、华北电力系统、华中电力系统与川渝电力系统之间的互联。

1.2.2 电力系统的特点和运行的基本要求

一、电能生产、输送、分配和使用的特点

虽然电能也是一种商品，但是电能的生产、输送、分配和使用却有着明显的特殊性，主要表现在以下几点：

(一) 电能与国民经济各个部门、国防和日常生活之间的关系都很密切

由于电能与其他能量之间的转换十分方便，而且容易进行大量生产、远距离输送和控制，因此目前都非常广泛地使用电能。

(二) 电能不能大量储存

电能的生产、输送、分配和使用实际上是在同一时刻进行的。发电设备在任何时刻所生产的总电能严格等于该时刻用电设备取用的电能和输、配电过程中电能损耗之总和。由于存在这一特点，在系统发生某些故障后，由于没有储存手段，将可能造成局部停电或甚至造成全系统的瓦解，形成一片混乱。2003 年下半年在北美和欧洲的几个国家相继发生的大停电事故便是例证。

(三) 电力系统中的暂态过程十分迅速

在电力系统中，由雷击或开关操作引起的过电压，其暂态过程只有微秒到毫秒数量级；从发生故障到系统失去稳定性通常也只有几秒的时间；因事故而使系统全面瓦解的过程一般也只以分钟计。为了使设备不致因暂态过程的发生而招致损坏，特别是为了防止电力系统失去稳定或发生崩溃，必须在系统中采用相应的快速保护装置和各种自动控制装置。

(四) 对电能质量的要求比较严格

电能质量主要指频率、供电电压偏移和电压波形。我国电力系统的额定频率规定为 50Hz。当频率偏差过大，或者电压有较大的偏差时，都可能导致减产或产生废品、损坏设备，或者甚至使系统发生频率或电压崩溃。电压波形的要求主要指波形中谐波含量的限制，如果因谐波含量过高而使波形严重畸变，同样会影响设备的正常运行，特别是对那些精密的

电子设备和仪器。另外，谐波还可能在电力系统中产生局部谐振，以及对通信造成严重的干扰等。此外，电压闪变、电压凹陷和凸起、电压间断等现象也属于电能质量问题。

二、对电力系统运行的基本要求

电能是一种商品，故应该满足安全、优质和经济的基本要求。由于这三个基本要求之间存在一定的矛盾，处理这三者之间关系的一般原则是：在保证安全和电能质量的前提下使运行最为经济。至于在电力市场环境下对电力系统运行的基本要求及其间的关系如何，目前尚无定论。

电力系统的安全可靠性、电能质量和经济性有具体的要求。

（一）保证系统运行的安全可靠性

电力系统运行的安全可靠性主要指保证对用户的持续供电，并保证系统本身设备的安全。为了提高电力系统的安全可靠性，首先要求系统必须有足够的电源容量(包括具有一定的备用容量)和合理的布局；合理的电网结构可以保证系统的可靠性，在某一(或某些)线路或变压器因故障或检修而退出运行后仍能对用户继续供电。为此，在输电系统中大都采用环形网络，或者采用双回线路供电，即使其中一回线路退出运行，另一回线路仍能继续供电。在配电网中，大都采用“闭环结构开环运行”的方式，但在正常运行情况下断开其中的一些线路，使它呈辐射形，而在发生故障后则通过开关操作将失去电源的负荷转移到其他线路上去，以此来保证供电的可靠性。

虽然保证对用户的持续供电非常重要，但并不等于说所有的负荷都不能停电。有时必须根据负荷的重要程度来拉闸限电。这时就需要对负荷进行分级，通常将负荷分为三级：

第一级负荷。对这些负荷的中断供电，将可能造成生命危险、设备损坏、破坏生产过程，使大量产品报废，给国民经济造成重大损失，使市政生活发生混乱等。

第二级负荷。对这一级负荷的中断供电，将造成大量减产，交通停顿，使城镇居民生活受到影响等。

第三级负荷。所有不属于第一、二级的负荷，如工厂的附属车间、小城镇等负荷属于第三级负荷。

对第一级负荷要保证不间断供电，对第二级负荷，如有可能，也要保证不间断供电。

（二）保证良好的电能质量

前面已经介绍了，电能质量包括频率质量、电压质量和波形质量三个方面。对于频率的容许偏差、电压的容许偏差以及谐波电压和电流的容许含量都有相应的标准，在电力系统设计和运行中都不允许超出这些标准。

（三）保证系统运行的经济性

消耗的一次能源在国民经济一次能源总消耗量中占有很大的比重。为了系统运行的经济性并节约能源，应在发电厂之间进行功率的经济调度，使水力发电厂的水能得以充分利用，并使全部火力发电厂的效率提高。另外，提高发电厂本身的效率、减少厂用电，降低电网的能量损耗等，也是提高系统运行经济性的重要方面。

此外，人们越来越关注环境保护问题。在火力发电厂中产生的各种污染物质，包括氧化硫、氧化氮、飞灰等排放量的限制，也将成为对电力系统运行的要求，尽可能减小对环境的压力。

1.3 电力系统的结构和额定电压

1.3.1 电力系统的结构

电能国民经济和人民日常生活中起着举足轻重的作用。实际电力系统是一个非常复杂的大系统，包括以下几部分：首先发电机将一次能源转化为电能，电能经变压器和电力线路输送、分配给用户使用。这些生产、输送、分配和消费电能的发电机、变压器、电力线路和用电设备（负荷）联系在一起组成的统一整体就是电力系统，也称为一次系统。为了保证一次系统的正常、安全、可靠、经济地运行，还需要各种信号监测、调度控制、保护操作等系统，它们也是电力系统中不可缺少的部分，通常称为二次系统。水电厂的水轮机和水库，火电厂的汽轮机、锅炉、供热管道和热用户等部分与电力系统共同组成动力系统。电力系统中输送和分配电能的变压器和电力线路构成电力网。

在交流电力系统中，各组成部分都是三相的，一般用单线图来表示三相交流电力系统各元件间的电的联系。图 1-4 为某动力系统、电力系统、电力网的接线图。

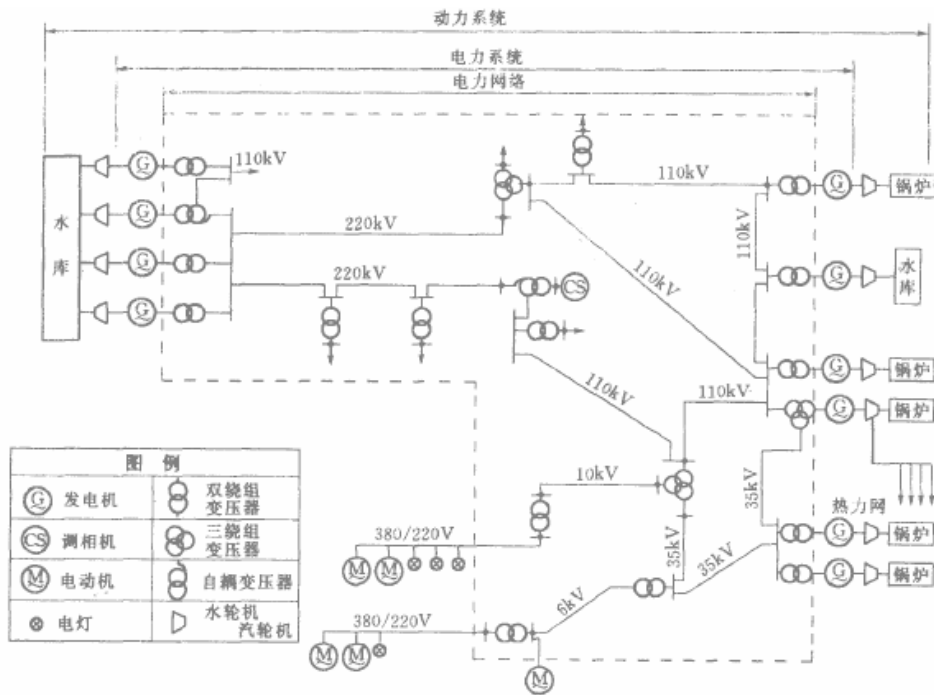


图 1-4 某动力系统、电力系统、电力网的接线图

现代电力系统的发展趋势是交、直流混联的系统。直流输电作为一种补充的输电方式，在交流电力系统内或者两个交流电力系统之间嵌入直流输电系统。图为 1-5 直流输电系统示意图。



图 1-5 直流输电系统示意图

1.3.2 电力系统的额定电压

一、我国电力系统的电压等级

因为电气设备运行时存在一个能使其技术性能和经济效果达到最佳状态的电压，所以电力系统中，有不同的电压等级。我国国家标准规定的电气设备标准电压（又称额定电压）等级见表 1-3：

表 1-3 我国规定的电压等级

用电设备额定电压 (KV)	发电机额定电压 (KV)	变压器额定电压 (KV)	
		1 侧绕组	2 侧绕组
3	3.15	3.0, 3.15	3.15, 3.3
6	6.3	6.0, 6.3	6.3, 6.6
10	10.5	10.0, 10.5	10.5, 11.0
—	15.75	15.75	—
—	23.0	23.0	—
35	—	35	38.5
110	—	110	121
220	—	220	242
330	—	330	345, 363.
500	—	500	525, 550
750	—	750	788, 825

传输功率一定时，输电电压愈高，线路流过的电流将愈小，所需要的导线截面也愈小，而且线路电阻中的功率损耗和线路上的电压降落也愈小。但是，电压愈高对绝缘的要求也愈高，从而使杆塔、变压器和断路器所需要的投资愈大。对于一定的传输功率和输送距离，会有一个最佳的输电电压。然而，在实际电力系统中有大量的输电和配电线路，它们输送功率的大小和距离各不相同，不可能也没有必要对它们分别采用不同的“最佳电压”。特别是从设备制造的经济性和运行维护的方便性来说，需要对设备进行规格化和系列化，而不宜有过多的额定电压等级。为此，世界各国都规定一定数量的标准电压，这些标准电压通常称为电压等级，或称为网络额定电压或者用电设备额定电压。

应注意以下两点：

- (一) 所有的电压等级(网络额定电压，用电设备额定电压)都是指线电压而不是相电压；
- (二) 网络额定电压或用电设备额定电压并不是发电机和变压器的额定电压，这从表 1-3 可以清楚地看出。

各种电气设备都是以它自己的额定电压来进行设计和制造的，当设备正好在其额定电压下运行时，可以获得比较好的性能和效率，并保证预期的寿命。但是在实际电力系统运行过程中，由于线路和变压器流过电流后将产生电压降落，使系统中各点的实际运行电压都不相同，一些地方电压较高而另一些地方电压较低。为了使设备的额定电压尽量接近其实际运行电压，应该对经常运行于电压较高处的设备采用稍高一些的额定电压，而对经常运行于电压较低处的设备采用稍低一些的额定电压。这就是发电机和变压器所采用的额定电压与网络额定电压不同的原因。也就是说，由于用电设备一般希望运行电压与其额定电压之差最好不要超过±5%，这就要求线路上的电压降落最好不要超过 10%，从而可以让线路始端电压约比网络额定电压高出 5%；而线路末端电压不致低于网络额定电压的 95%。显然，考虑到发电机有可能经过线路供给负荷，这种情况下发电机经常的运行电压将比网络额定电压高出 5%左右，因此将发电机的额定电压取得比网络额定电压高 5%（参阅表 1-3 中的第 2 列，注意

表中额定电压 15.75kV 和 23.0kV 只作为大容量发电机专用，没有相应的网络额定电压)。

二、电气设备额定电压间的配合关系

同一电压级别下各种电气设备的额定电压并不完全相等，它们之间的配合原则是：以用电设备的额定电压为参考。由于线路直接与用电设备相连，因此线路额定电压和用电设备的额定电压相等，有时把它们统称为网络的额定电压，如 220kV 网络等。

电气设备额定电压如图 1-6 所示。变压器一次侧从系统接受电能，相当于用电设备；二次侧向负荷供电，又相当于发电机。因此，变压器一次侧额定电压应等于所接网络的额定电压，但直接与发电机相连的变压器，其一次绕组的额定电压等于发电机的额定电压。变压器二次侧接在线路首端，这就要求正常运行时其二次侧电压较线路额定电压高。而变压器二次侧额定电压是空载时的电压，带额定负荷时，变压器内部的电压降落约为 5%。为了保证正常运行时变压器二次侧电压比线路额定电压高 5%，变压器二次侧额定电压应比线路额定电压高 10%。只有短路电压小于 7% 或直接（包括通过短距离线路）与用户连接的变压器，其二次侧额定电压才比线路额定电压高 5%。

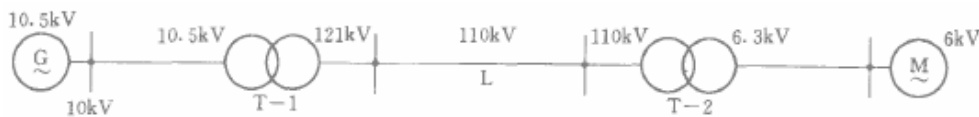


图 1-6 电气设备额定电压配合关系

1.4 电力系统的负荷和负荷曲线

1.4.1 电力系统负荷组成

电力系统中所有电力用户的用电设备所消耗的电功率就是电力系统的负荷，又称作综合用电负荷。网络损耗是综合用电负荷在电网中传输引起的，综合用电负荷加上电网的网络损耗就是各发电厂向外输送的功率，称为系统的供电负荷。发电厂内，为了保证发电机及其辅助设备的正常运行，需要配置大量的电动机以及运行、操作、试验、照明等设备，它们所消耗的功率总和称为厂用电。供电负荷加上发电厂厂用电消耗的功率就是电力系统的发电负荷，以上所述负荷之间的关系如图 1-7 所示：

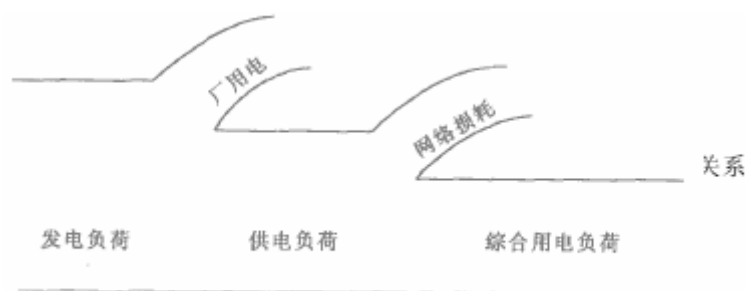


图 1-7 电力系统负荷间的关系

电力用户的用电设备主要为异步电动机、同步电动机、电热装置和照明设备等。根据用户的性质，用电负荷又可分为工业负荷、农业负荷、交通运输业负荷和人民生活用电负荷等。用户性质不同，各种用电设备消耗功率所占比重也不同，如表 1-4 中列出了几个工业部门各类用电设备消耗功率的分配比例。

表 1-4 几个工业部门各类用电设备比重的统计 (%)

用电设备	综合性中小工业	纺织工业	化学工业 (化肥厂, 焦化厂)	化学工业 (电化厂)	大型机械加 工工业	钢铁工业
异步电动机	79.1	99.8	56.0	13.0	82.5	20.0
同步电动机	3.2	—	44.0	—	1.3	10.0
电热装置	17.7	0.2	—	—	15.5	70.0
整流装置	—	—	—	87.0	1.2	—
合计	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

1.4.2 负荷曲线

实际系统的负荷是随时间变化的。描述负荷随时间变化规律的曲线就称为负荷曲线。它有以下几种分类方法：按负荷种类可分为有功负荷曲线和无功负荷曲线；按时间的长短可分为日负荷曲线和年负荷曲线；也可按计量地点分为个别用户、电力线路、变电所、发电厂、电力系统的负荷曲线。将上述三种特征相结合，就确定了某一种特定的负荷曲线，如电力系统的有功日负荷曲线。

常用的负荷曲线有如下几种：

一、负荷曲线

描述系统负荷在一天 24 小时内所需功率的变化情况，分为有功日负荷曲线和无功日负荷曲线。图 1-8(a)为某系统的日负荷曲线，实线为有功日负荷曲线，虚线为无功日负荷曲线。为了方便计算，常把负荷曲线绘成阶梯形，如图 1-8(b)所示。负荷曲线中的最大值称为日最大负荷 P_{\max} (峰荷)，最小值称为日最小负荷 P_{\min} (谷荷)。它是调度部门制定各发电厂发电负荷计划的依据。从图 1-8(a)可见，有功功率和无功功率最大负荷不一定同时出现，低谷负荷时功率因数较低，高峰负荷时功率因数较高。

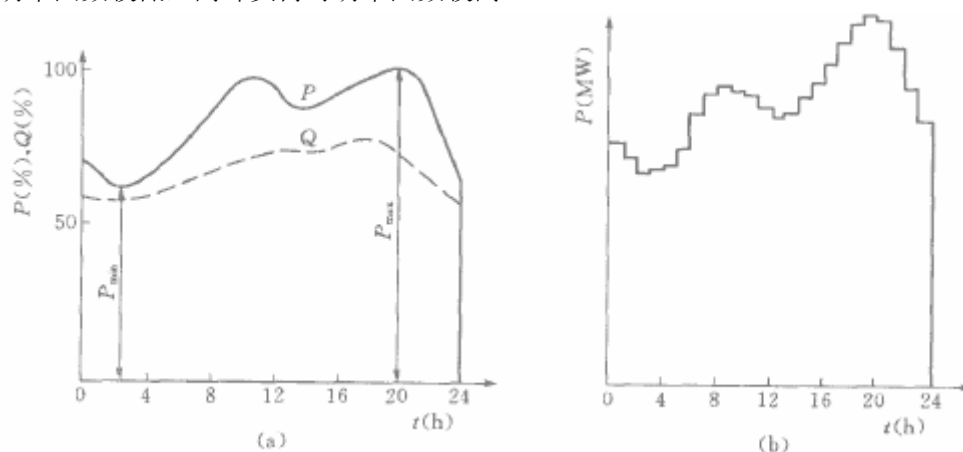


图 1-8 日负荷曲线

根据日负荷曲线可估算负荷的日耗电量，即

$$W_d = \int_0^{24} p dt$$

日耗电量的大小就是有功日负荷曲线 P 包含的曲边梯形的面积。

不同行业、不同季节的日负荷曲线差别很大，如图 1-9 所示。钢铁工业属三班制生产，负荷变化不大，其负荷曲线图 1-9(a)很平坦；食品工业属一班制生产，其负荷的荷曲线图 1-9(b)

变化幅度较大；农村加工负荷每天仅用电 12 小时，如图 1-9(c)；市政生活用电有明显的用电高峰，由图 1-9(d)可见。各行业的最大负荷不可能同时出现，因此系统负荷曲线上的最大值恒小于各行业负荷曲线上最大值之和。

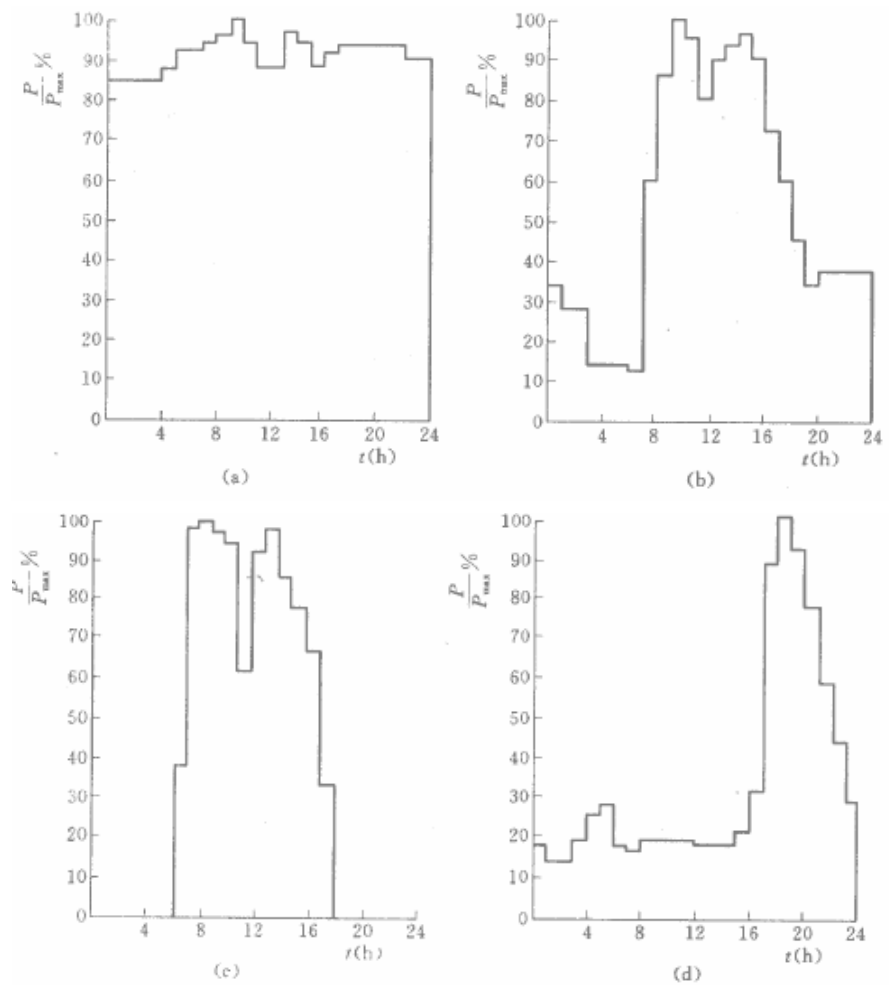


图 1-9 几种行业的有功功率日负荷曲线（冬季）

(a) 钢铁工业负荷 (b) 食品工业负荷 (c) 农业加工负荷 (d) 市政生活负荷

二、年最大负荷曲线

为了给调度、计划部门有计划的安排发电设备的检修、扩建或新建发电厂提供依据，制定了描述一年内每月电力系统综合用电负荷变化规律的曲线，如图 1-10，其中阴影面积 A 为检修机组的容量与检修时间的乘积；B 为系统扩建或新建的机组容量。图 1-11 为年持续负荷曲线：

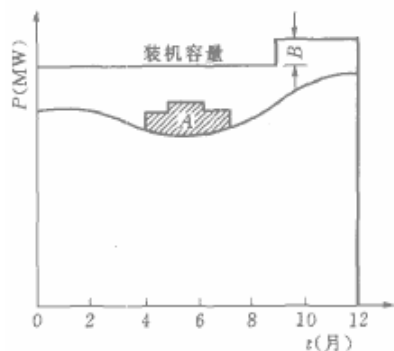


图 1-10 年最大负荷曲线

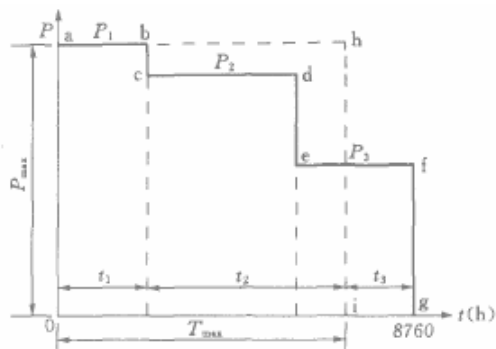


图 1-11 年持续负荷曲线

全年耗电量 W 在数值上等于曲线全年耗电量线 P 包围的面积。如果负荷始终等于最大值 P_{\max} ， T_{\max} 小时后消耗的电能恰好等于全年的实际耗电量，则称 T_{\max} 为最大负荷利用小时数，即

$$T_{\max} = \frac{W}{P_{\max}} \int_0^{8760} P dt$$

T_{\max} 表示全年用电量若以最大负荷运行时可供耗用的时间。因此在已知 P_{\max} 和 T_{\max} 的情况下，可估算出电力系统的全年耗电量，即

$$W = P_{\max} T_{\max}$$

表 1-5 为各类用户的 T_{\max} 值。

表 1-5 各类用户的 T_{\max} 值

负荷类型	T_{\max} (H)
户内照明及生活用电	2000~3000
一班制企业用电	1500~2200
二班制企业用电	3000~4500
三班制企业用电	6000~7000
农灌用电	1000~1500

电力系统发电能力是按最大负荷需要再加上适当的备用容量确定的，因此 T_{\max} 也反映了系统发电设备的利用率。

1.5 各类发电厂和生产过程

1.5.1 水电厂及其生产过程

水力发电厂简称水电厂（又称水电站），它的作用是将水的位能和动能转换成电能。水电站是利用水的压力或流速冲动水轮机旋转，将水能转变成机械能，然后由水轮机带动发电机旋转，将机械能转换成电能。因为水的能量与其流速和落差（水头）成正比，所以利用水能发电的关键集中大量的水和造成大的水位落差。我国是世界上水能资源最丰富的国家，蕴藏量为 6.76 亿 kW，年发电量 1.92×10^4 亿 kW·h。水电是清洁、可再生能源，各国通常都会优先开发水电。

由于天然水能存在的状况不同，开发利用的方式也各异，因此水电厂的型式也是多种多样的。

一、水电厂的分类

（一）按集中落差的方式分类

（1）堤坝式水电厂。在河流中落差较大的适宜地段拦河建坝，形成水库，抬高上游水位，形成发电水头，这种开发模式称为堤坝式。堤坝式水电厂又可分为坝后式和河床式两种型式。
①坝后式水电厂。厂房建在坝的后面，厂房不承受上游水压，全部水压由坝体承受，适用于水头较高的情况：水库的水流经坝体内的压力水管引入厂房推动水轮发电机发电。坝后式水电厂是我国最常见的水电厂型式（如图 1-12 所示）。

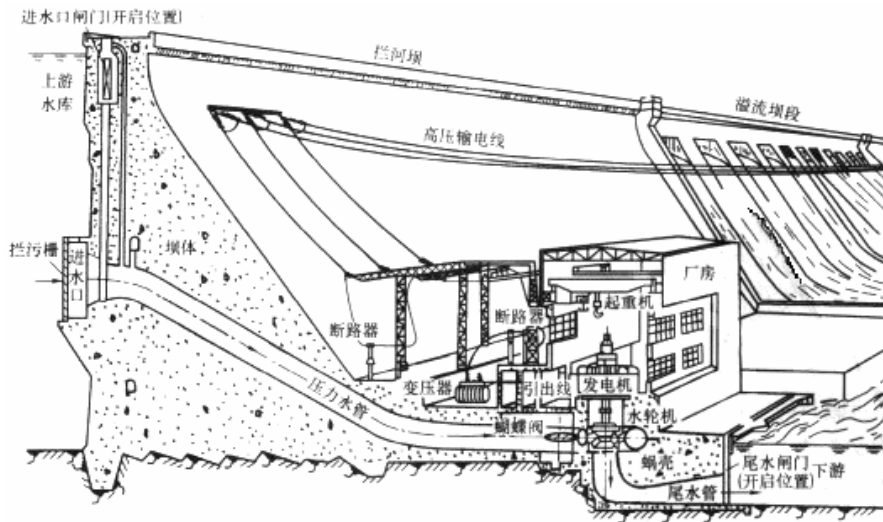


图 1-12 坝后式水电站示意图

②河床式水电厂。水电厂的厂房代替一部分坝体，厂房也起挡水作用，直接承受上游水的压力，因修建在河床中，故名河床式。水流由上游进入厂房，驱动水轮发电机后经尾水管流入下游。这种电厂无库容，也不需要专门的引水管道，一般建于中、下游平原河段。河床式水电厂如图 1-13 所示。

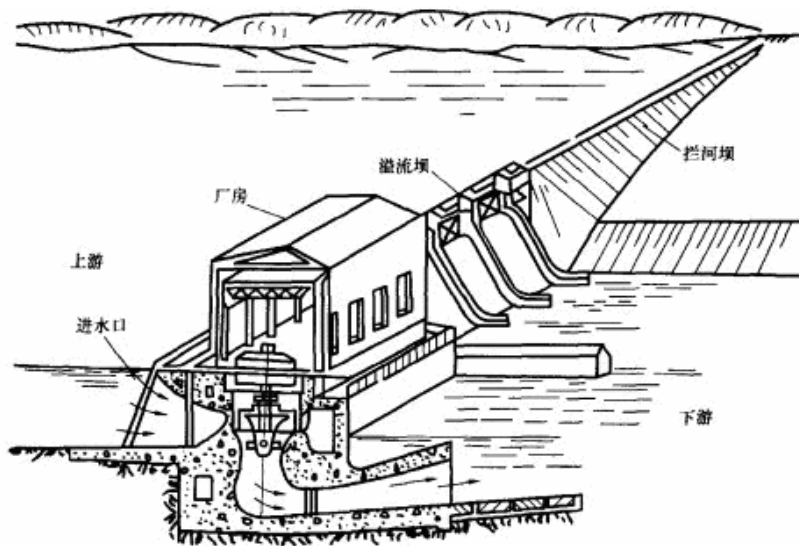


图 1-13 河床式水电厂示意图

(2) 引水式水电厂。如图 1-14 所示，引水式水电厂适用于水头很高的情况，建筑在山区水流湍急的河道上，或河床坡度比较陡的地方，由引水渠道造成水头，而且一般不需修坝或只修低堰。

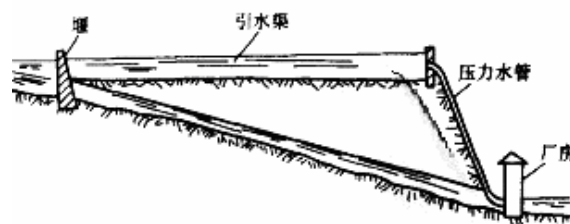


图 1-14 引水式水电厂示意图

(3) 混合式水电厂。它兼有堤坝式和引水式两种水电厂的特点。在适宜开发的河段拦河筑坝，坝上游河段的落差由坝集中，坝下游河段的落差由压力引水道集中，而水电厂的水头则由这两部分落差共同形成，由此而修建的水电厂称为混合式水电厂，

(二) 按径流调节的程度分类

(1) 无调节水电厂。如果水电厂取水口上游没有大的水库，就不能对径流进行调节以适应用水要求，这种水电厂称为无调节水电厂或径流式水电厂。例如引水式水电厂、水头很低的河床式水电厂，多属此种类型。这种水电厂往往是枯水期水量不足，出力很小，而洪水期流量很大，产生弃水，其出力变化，主要取决于天然来水流量。

(2) 有调节水电厂。如果在水电厂取水口上游有较大的水库，能按照发电用水要求对天然来水流量进行调节，这种水电厂称为有调节水电厂。例如堤坝式水电厂、混合式水电厂和有日调节池的引水式水电站。根据水库对径流的调节程度，又可将水电厂分为：日调节水电厂、年调节水电厂、多年调节水电厂。

二、水电厂的特点

水电厂与火电厂和其他类型的发电厂相比，具有以下特点：

(1) 可综合利用水能资源。水电厂除发电以外，还有灌溉、防洪、供水、航运、养殖及旅游等；并且可以将一条河流分为若干河段，修建梯级水电站。

(2) 发电成本低、效率高。利用循环不息的水能发电，节省大量燃料。

(3) 运行灵活。由于水电厂设备简单，易于实现自动化，机组启动快，水电机组从静止状态到带满负荷运行只需 4—5 min，紧急情况可只用 1min。因此，水电厂能适应负荷的急剧变化，适合于承担系统的调峰、调频和作为事故备用。

(4) 水能可储蓄和调节。电能不能大量储存，但水能资源则可借助水库进行调节和储蓄。

(5) 水能是清洁的能源。同时，大型水库可能调节空气的温度和湿度，改善库区的自然生态。

(6) 水电厂建设投资较大，并且工期较长。

(7) 水电的发电量受水文气象条件的制约，有丰水期和枯水期之别，因而发电不均衡。水电厂建设和生产都受到河流的地形、水量及季节气象条件限制，

(8) 水电站的库区建设会带来一些不利的影晌，还可能在一定程度上破坏自然界的生态平衡。

1.5.2 火电厂及其生产过程

火电厂即火力发电厂，是利用煤、石油或天然气作为燃料生产电能的工厂，其能量的转换过程是：燃料的化学能→热能→机械能→电能。

一、火电厂的分类：

(一) 按燃料分：

(1) 燃煤发电厂，即以煤作为燃料的发电厂；

(2) 燃油发电厂，即以石油（实际是提取汽油、煤油、柴油后的渣油）为燃料的发电厂；

(3) 燃气发电厂，即以天然气，煤气等可燃气为燃料的发电厂；

(4) 余热发电厂，即用工业企业的各种余热进行发电的发电厂。

另外，还有利用垃圾及工业废料作为燃料的发电厂。

(二) 按蒸汽压力和温度分：

(1) 中低压发电厂，蒸汽压力为 3.92MPa，温度为 450℃的发电厂，单机功率小于 25MW；

(2) 高压发电厂，蒸汽压力一般为 9.9MPa，温度为 540℃的发电厂，单机功率小于 100MW；

(3) 超高压发电厂，其蒸汽压力一般为 13.83Mpa，温度为 540/450℃ 的发电厂，单机功率

小于 200MW;

(4) 亚临界压力发电厂, 其蒸汽压力一般为 16.77MPa, 温度为 540/450℃的发电厂, 单机功率为 300MW 直至 1000MW 不等;

(5) 超临界压力发电厂, 其蒸汽压力大于 22.11MPa, 温度为 550 / 550℃的发电厂, 机组功率为 600、800MW 及以上。

(三) 按原动机分: 凝汽式汽轮机发电厂、燃气轮机发电厂、内燃机发电厂和蒸汽—燃气轮机发电厂等。

(四) 按输出能源分:

(1) 凝汽式发电厂, 即只向外供应电能的发电厂, 其效率较低, 只有 30%~ 40%;

(2) 热电厂, 即同时向外供应电能和热能的发电厂, 其效率较高, 可达 60%~70%。

(五) 按发电厂总装机容量的多少分:

(1) 小容量发电厂, 其装机总容量在 100MW 以下的发电厂;

(2) 中容量发电厂, 其装机总容量在 100~250MW 范围内的发电厂;

(3) 大中容量发电厂, 其装机总容量在 250~1000MW 范围内的发电厂;

(4) 大容量发电厂, 其装机总容量在 1000 MW 及以上的电发电厂。

二、火电厂的电能生产过程

我国火电厂所使用的能源主要是煤, 主力电厂是凝汽式发电厂。下面以采用煤粉炉的凝汽式火电厂为例, 说明火力发电厂的生产过程。

火电厂的生产过程概括地说是把煤中含有的化学能转变为电能的过程。整个生产过程可分为三个系统:

第一, 燃料的化学能在锅炉燃烧中转变为热能。加热将锅炉中的水变为蒸汽, 称为燃烧系统;

第二, 锅炉产生的蒸汽进入汽轮机, 冲动汽轮机的转子旋转, 将热能转变为机械能, 称为汽水系统;

第三, 由汽轮机转子旋转的机械能带动发电机旋转, 把机械能变为电能, 称为电气系统。凝汽式火电厂电能生产过程如图 1-15 所示。

(一) 燃烧系统

燃烧系统由运煤、磨煤、燃烧、风烟、灰渣等系统组成。其流程如图 1-16 所示。

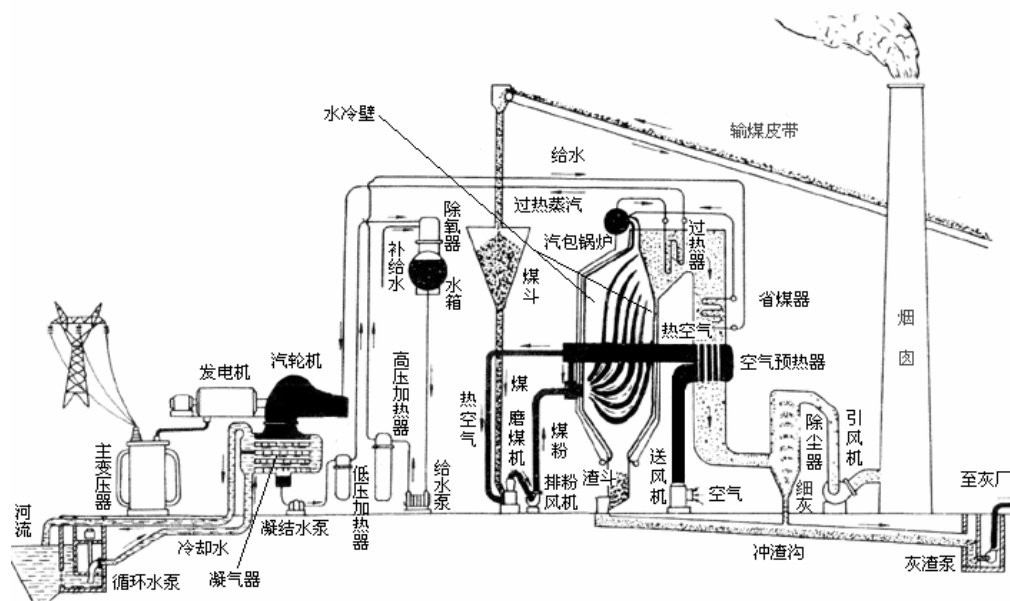


图 1-15 凝汽式火电厂电能生产过程示意图

(1) 运煤系统。火电厂的用煤量是很大的, 装机容量最 4×30 万 kW 的发电厂, 煤耗率按 360g

/(kw·h)计,每天需用标准煤 $360\times 120\times 104\times 24=10368$ (t)。据统计,我国用于发电的煤约占总产量的1/4,主要靠铁路运输,约占铁路全部运输量的40%。为保证火电厂持续生产,一般要求火电厂储备10天以上的用煤量。

(2)磨煤系统。将煤运至电厂的储煤场后,经初步筛选处理,用输煤皮带送到锅炉间的原煤仓;煤从原煤仓落入煤斗,由给煤机送入磨煤机磨成煤粉,然后经空气预热器来的一次风烘干后送入粗粉分离器;将不合格的粗粉分离出来,返回磨煤机再行磨制,合格的细煤粉被一次风带入旋风分离器,使煤粉与空气分离后进入煤粉仓。

(3)燃烧系统。煤粉由可调节的给粉机按锅炉需要送入一次风管,同时由旋风分离器送来的气体,由排粉风机提高压头后作为一次风将进入一次风管的煤粉经喷燃器喷入锅炉炉膛内燃烧。

目前我国新建电厂以300MW及以上机组为主。300MW机组的锅炉蒸发量为1000t/h(亚临界压力),采用强制循环的汽包炉;600MW机组的锅炉为2000t/h的直流炉。锅炉的四壁上,均匀分布着4支或8支喷燃器,将煤粉(或燃油、天然气)喷入锅炉炉膛,火焰呈旋转状燃烧上升,汽包炉又称为悬浮燃烧炉。在炉的顶端,有贮水、贮汽的汽包,内有汽水分离装置,炉膛内壁有彼此紧密排列的水冷壁管,炉膛内的高温火焰将水冷壁管内的水加热成汽水混合物上升进入汽包,而炉外下降管则将汽包中的低温水靠自重下降至水连箱与炉内水冷壁管接通。靠炉外冷水下降而炉内水冷壁管中热水自然上升的锅炉叫自然循环汽包炉,而当压力高到16.66~17.64MPa时,水、汽重度差变小,必须在循环回路中加装循环泵的锅炉,即称为强制循环锅炉。当压力超过18.62MPa时,应采用直流锅炉。

(4)风烟系统。送风机将冷风送到空气预热器加热,加热后的气体一部分经磨煤机、排粉风机进入炉膛,另一部分经喷燃器外侧套筒直接进入炉膛。炉膛内燃烧形成的高温烟气,沿烟道经过热器、省煤器、空气预热器逐渐降温,再经除尘器除去90%~99%的灰尘,经烟囱排向高空。

(5)灰渣系统。炉膛内煤粉燃烧后生成的小灰粒,经除尘器收集成细灰排入冲灰沟,燃烧中因结焦形成的大块炉渣,下落到锅炉底部的渣斗内,碎炉渣经冲灰管道排往灰场。

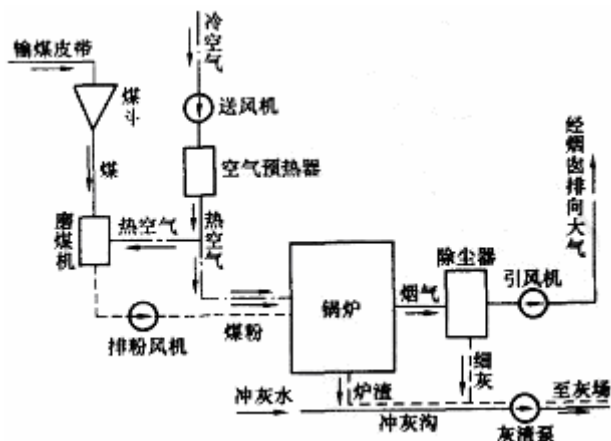


图 1-16 火电厂燃烧流程示意图

(二) 汽水系统

火电厂的汽水系统由锅炉、汽轮机、凝汽器、除氧器、加热器等设备及管道构成,包括给水系统、循环水系统和补充给水系统,如图1-17所示。

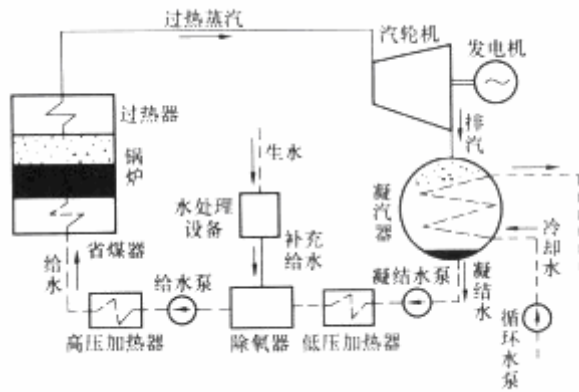


图 1-17 火电厂汽水系统流程示意图

(1) 给水系统。在汽轮机内做功后的蒸汽，其温度和压力大大降低，最后排入凝汽器并被冷却水冷却凝结成水，汇集在凝汽器的热水井中。凝结水由凝结水泵打至低压加热器中加热，再经除氧器除氧并继续加热。由除氧器出来的水，经给水泵升压和高压加热器加热后，送入锅炉汽包。在现代大型机组中，一般从汽轮机的某些中间级抽出做过功的部分蒸汽，用以加热给水，或把做过一段功的蒸汽从汽轮机某一中间级全部抽出，送到锅炉的再热器中加热后再引入汽轮机的以后几级中继续做功。

(2) 补充给水系统。在汽水循环过程中总有些汽、水泄漏等损失，必须不断地向系统补充经过化学处理的软化水，来维持汽水循环的正常进行，这些补充给水一般补入除氧器或凝汽器中，即是补充给水系统。

(3) 循环水系统。为了将汽轮机中做过功后排入凝汽器中的乏汽冷却凝结成水，需由循环水泵从凉水塔抽取最大的冷却水送入凝汽器，冷却水吸收乏汽的热量后再回到凉水塔冷却，冷却水是循环使用的。这就是循环水系统。

(三) 电气系统发电厂的电气系统，包括发电机、励磁装置、厂用电系统和升压变电站等，如图 1-18 所示。

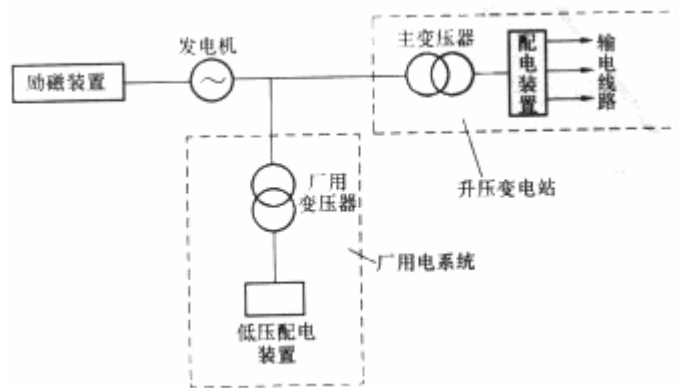


图 1-18 火电厂电气系统示意图

发电机的机端电压和电流随容量的不同而各不相同，额定电压一般在 10 ~ 20kV 之间，而额定电流可达 20kA 及以上。发电机发出的电能，其中一小部分（约占发电机容量的 4% ~ 8%），由厂用变压器降低电压后，经厂用配电装置由电缆供给水泵、送风机、磨煤机等各种辅机和电厂照明等用电，称为厂用电；其余大部分电能，由主变压器升压后，经高压配电装置、输电线路送入电网。

三、火电厂的特点：

- (1) 火电厂布局灵活，装机容量的大小可按需要决定。
- (2) 火电厂的一次性建造投资少，仅为同容量水电厂的一半左右。火电厂建造工期短， $2 \times 300\text{Mw}$ 机组，工期为 3~4 年。
- (3) 火电厂耗煤大、发电成本高。目前发电用煤约占全国煤炭总产量的 25 % 左右，加上运煤费用和大量用水，其单位电量发电成本比水电厂要高出 3~4 倍。
- (4) 火电厂动力设备多，发电机组控制操作复杂，厂用电量和运行人员都多于水电厂，运行费用高。
- (5) 大型发电机组由停机到开机并带满负荷需要几小时到十几小时乃至几十小时，并附加耗用大量燃料。例如，一台 12 万 kW 发电机组启停一次耗煤可达 84t 之多。
- (6) 火电厂担负急剧升降的负荷时，必须付出附加燃料消耗的代价。例如，据统计某电力系统火电平均煤耗约 $0.4 \text{ kg} / (\text{kW} \cdot \text{h})$ ，而参与调峰煤耗将增至 $468 \sim 511 \text{g} / (\text{kW} \cdot \text{h})$ ，平均增加 22%~29%。
- (7) 火电厂担负调峰、调频或事故备用，相应的事故增多，强迫停运率增高。从经济性和供电可靠性考虑，火电厂应当尽可能担负较均匀的负荷。
- (8) 火电厂对环境的污染大。

1.5.3 核电厂及其生产过程

核裂变的利用为核能发电打下了基础。实现大规模可控核裂变链式反应的装置称为核反应堆，简称反应堆，它是向人类提供核能的关键设备。

核能发电厂（简称核电厂）是利用反应堆中核燃料裂变链式反应所产生的热能，再按火电厂的发电方式，将热能转换为机械能，再转换为电能，它的核反应堆相当于火电厂的锅炉。核能能量密度高，1g 铀-235 全部裂变时所释放的能量为 $8 \times 10^{10} \text{ J}$ ，相当于 2.7t 标准煤完全燃烧时所释放的能量。核电的发电成本低。一座 1 000 MW 的火电厂，每年约需三四百万吨原煤，相当于每天需 8 列火车用来运煤。同样容量的核电厂若采用天然铀作燃料只需 130t，采用 3% 的浓缩铀-235 作燃料则仅需 28t。利用核能发电还可避免火力发电所产生的温室效应。作为电力工业主要燃料的煤、石油和天然气都是重要的化工原料。因此，世界各国都很重视发展核电。我国自行设计和制造的第一座浙江秦山核电厂（ $1 \times 300\text{MW}$ ）于 1991 年并网发电，在安装调试和运行管理方面，都达到了世界先进水平。

一、核电厂的分类

目前世界上使用最多的是轻水堆核电厂，包括：压水堆核电厂和沸水堆核电厂。

（一）压水堆核电厂

压水核电站主要由核反应堆、一回路系统、二回路系统及其他辅助系统所组成。压水堆核电厂如图 1-19 所示。

核反应堆是核电站动力装置的重要设备。同时，由于反应堆内进行的是裂变反应，因此，它会产生一些放射性物质。核反应堆中有一定数量的核燃料，核燃料裂变放出热能，由流经反应堆内的冷却剂带出反应堆，送到蒸汽发生器。

一回路系统由核反应堆、主循环泵、蒸汽发生器和相应的管道、阀门及其他辅助设备所组成。高温高压的冷却剂在主泵的驱动下进入反应堆，流经堆芯后从反应堆容器的出口管流出，进入蒸汽发生器，经过蒸汽发生器再将热量传递给在管外流动的二回路水，使它变成蒸汽；然后回到主泵，这就是反应堆冷却剂的循环流程。

二回路系统是将蒸汽的热能转化为电能的装置。它由汽水分离器、汽轮机、冷凝器、凝结水泵、给水泵等设备组成。二回路给水吸收了一回路的热量成为蒸汽，然后进入汽轮机做功，带动发电机发电。做功后的蒸汽进入冷凝器内，凝结为水，然后凝结经水泵送入加热器，

加热后重新返回蒸汽发生器，构成二次回路的密闭循环。

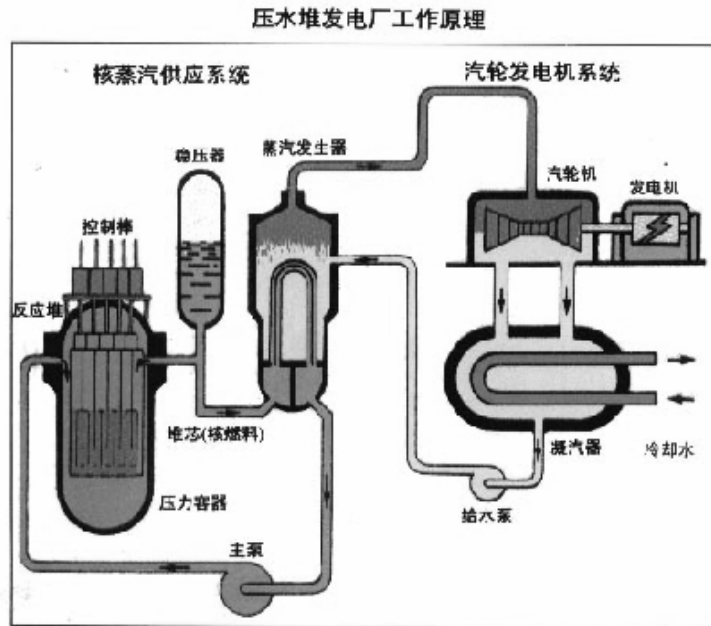


图 1-19 压水堆核电厂的示意图

压水堆核电厂以轻水作慢化剂和冷却剂，反应堆体积小，建设周期短，造价较低；加之一回路系统和二回路系统分开，运行维护方便，需处理的放射性废气、废液、废物少，因此在核电厂中占主导地位。

(二) 沸水堆核电厂

在沸水堆核电厂中，堆芯产生的饱和蒸汽经分离器与干燥器除去水分后直接送入汽轮机做功。与压水堆核电厂相比，省去了既大又贵的蒸汽发生器，但有将放射性物质带入汽轮机的危险。为使堆芯功率沿轴向分布均匀，沸水堆的控制棒是从堆芯下部插入的。图 1-20 所示为沸水堆核电厂的示意图。

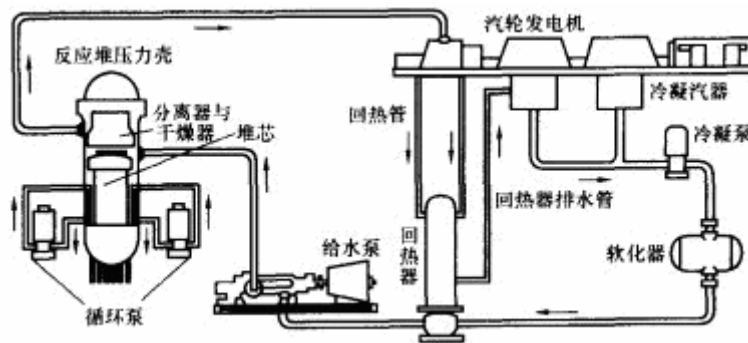


图 1-20 沸水堆核电厂的示意图

沸水堆核电厂的反应堆的功率主要由堆芯的含汽量来控制，因此在沸水堆中配备一组喷射泵。通过改变堆芯水的再循环率来控制反应堆的功率。当需要增加功率时，可增加通过堆芯水的再循环率，将汽泡从堆芯中扫除，可以提高反应堆的功率。一旦发生事故（如冷却循环泵突然断电时）堆芯的水还可以通过喷射泵的扩压段对堆芯进行自然循环冷却，保证堆芯的安全运行。

沸水堆中作为冷却剂的水在堆芯中会产生沸腾，因此设计沸水堆时一定要保证堆芯的最大热流密度低于所谓沸腾的“临界热流密度”，防止燃料元件因传热恶化而烧毁。沸水堆核

电厂的主要参数，如表 1-6 所示。

表 1-6 沸水堆核电厂的主要参数

主要参数名称	参数值	主要参数名称	参数值
堆热功率 (MW)	3840	控制棒数目 (根)	193
净电功率 (MW)	1310	一回路系统数目	4
净效率 (%)	34.1	压力容器内水的压力 (MPa)	7.06
燃料装载量 (T)	147	压力容器的直径 (M)	6.62
燃料元件尺寸 (外径 × 长度, MM)	12.5 × 3760	压力容器的总高 (M)	22.86
燃料元件的排列	8 × 8	压力容器的总重 (T)	785
燃料组件数	784	—	—

二、核电厂的系统

核电厂集中了当代许多高新技术，是一个复杂的系统工程。核电厂的系统由核岛和常规岛组成。一旦核电厂发生事故时，为了保证反应堆的安全和防止放射性物质外泄，核电厂还设置有各种辅助系统、控制系统和安全设施。以压水堆核电厂为例，有以下主要系统。

(一) 核岛的核蒸汽供应系统

核蒸汽供应系统包括以下子系统：

- (1) 一回路系统，包括压水堆、冷却剂主泵、蒸汽发生器和稳压器等。
- (2) 化学和容积控制系统，用于实现一回路冷却剂的容积控制和调节冷却剂中的硼浓度，以控制压水堆的反应性变化。
- (3) 余热排出系统。在反应堆停堆、装卸料或维修时，用该系统导出燃料元件发出的余热。
- (4) 安全注射系统，又称紧急堆芯冷却系统。它的作用是在反应堆发生严重事故时，为堆芯提供应急的和持续的冷却。
- (5) 控制、保护和检测系统，为上述 4 个系统提供检测数据，并对系统进行控制和保护。

(二) 核岛的辅助系统

核岛的辅助系统包括以下子系统：

- (1) 设备冷却水系统，用于冷却所有位于核岛内的带放射性水的设备。
- (2) 硼回收系统，用于对一回路系统的排水进行贮存、处理和监测，将其分离成符合一回路系统水质要求的水及浓缩的硼酸溶液。
- (3) 反应堆的安全壳及喷淋系统。核蒸汽供应系统大都置于安全壳内，一旦发生事故安全壳既可以防止放射性物质外泄，又能防止外来袭击；安全壳喷淋系统则保证事故发生引起安全壳内的压力和温度升高时能对安全壳进行喷淋冷却。
- (4) 核燃料的装换料及贮存系统，用于实现对燃料元件的装卸料和贮存。
- (5) 安全壳及核辅助厂房通风和过滤系统。它的作用是实现安全壳和辅助厂房的通风，同时防止放射性外泄。
- (6) 柴油发电机组，为核岛提供应急电源。

(三) 常规岛的系统

常规岛的系统与火电厂的系统相似，它通常包括：

- (1) 二回路系统，又称汽轮发电机系统，由蒸汽系统、汽轮发电机组、凝汽器、蒸汽排放系统、给水加热系统及辅助给水系统等组成。
- (2) 循环冷却水系统。
- (3) 电气系统及厂用电设备。

三、核电厂的运行

核电厂运行的基本原则和常规火电厂一样，都是根据电厂的负荷需要量来调节供给的热量，使得热功率与电负荷相平衡。由于核电厂是由反应堆供热，因此核电厂的运行和火电厂相比有以下一些新的特点：

- (1) 在火电厂中，可以连续不断地向锅炉供给燃料；而压水堆核电厂的反应堆，却只能对反应堆堆芯一次装料，并定期停堆换料。因此在堆芯换新料后的初期，过剩反应性很大。
- (2) 反应堆的堆芯内，核燃料发生裂变反应释放核能的同时，也放出瞬发中子和瞬发 γ 射线。由于裂变产物的积累，以及反应堆的堆内构件和压力容器等因受中子的辐照而活化，所以反应堆不管是在运行中还是停闭后，都有很强的放射性，这就给电厂的运行和维修带来了一定的困难。
- (3) 反应堆在停闭后，运行过程中积累起来的裂变碎片和 β 、 γ 衰变，将继续使堆芯产生余热（又称衰变热）。因此，堆停闭后不能立即停止冷却，否则会出现燃料元件因过热而烧毁的危险；即使核电厂在长时间停闭情况下，也必须继续除去衰变热；当核电厂发生停电，一回路管道破裂等重大事故时，事故电源、应急堆芯冷却系统立即自动投入，做到在任何事故工况下，都能对反应堆进行冷却。
- (4) 核电厂运行中，会产生气态、液态和固态的放射性废物，对这些废物必须遵照核安全的规定进行妥善处理，以确保工作人员和居民的健康，而火电厂不存在该问题。
- (5) 核电厂的建设费用比火电厂高，但燃料所占费用较便宜。为提高核电厂的运行经济性，极为重要的是要维持高的发电设备利用率，故核电厂应在额定功率或尽可能在接近额定功率的工况下，带基本负荷连续运行，并尽可能缩短核电厂反应堆的停闭时间。

四、核电厂的安全问题

在早期利用核能的过程中，发生过一些事故，这引起了人们对核安全的高度重视。为了保证核安全，许多国家对核电厂的安全水平提出了目标，如美国提出的核电厂风险目标是：

- (1) 邻近核电厂的个人由于核电厂事故所导致的立即死亡风险不超过美国人所面临的其他事故所导致的立即死亡风险总和的 0.1%；
- (2) 核电厂邻近区域人口由于核电厂运行导致癌症死亡的风险不超过其他全部原因所导致癌症死亡风险总和的 0.1%。

经过评估，现代的核电厂都能达到以上目标。实际上，上述的风险目标包括核电厂正常运行和事故的两种情况。核电厂正常运行时，不但二氧化碳、二氧化硫、氮氧化物和粉尘等排放量，比燃煤火电厂少得多，放射性物质的排放量也低的多，其运行产生的放射性废物都被严密地封存并置于严格监督管理之下。表 1-7 是核电厂和火电厂正常运行排放物的比较。

表 1-7 核电厂和火电厂正常运行排放物的比较（影响因素较多，为估计值）

排放物（年）	电厂类别	
	电功率 1000MW 核电机组	电功率 1000MW 火电机组
二氧化碳	2.2 万吨（包括燃料生产）	650 万吨
二氧化硫	无	900 吨
氮氧化物	无	4500 吨
粉尘	无	32 万吨
辐射照射	8.39 人·Sv	440 人·Sv
中低放射性废物	770 吨	0
高放射性废物	9 吨	0

特别应该指出，由于原理不同，核电厂不会发生原子弹那样的爆炸。现代核电厂是很安全的，同时也是清洁、环保的。

第 2 章 电力系统的接线方式

2.1 电力网的接线

电力网的接线表示电力系统的连接情况，通常用地理接线图和电气接线图二种形式表示。电力系统的地理接线图主要显示该系统中发电厂、变电站的地理位置，以及它们相互间的连接。电力系统的电气接线图主要显示该系统中发电机、变压器、母线和断路器等主要元件之间的电气连接关系。本章主要研究电力系统在电气上的接线方式，故所述各接线图均为电气接线图。

电力系统的接线方式对于保证安全、优质、经济地向用户供电，具有非常重要的作用。电力系统的接线包括发电厂的主接线、变电站的主接线和电力网的接线，本节首先介绍电力网的接线。

电力网的接线图是用来表示电力网的各节点间的电气连接关系的。电力网的接线方式通常按供电可靠性分为无备用和有备用两大类。

2.1.1 无备用接线方式

若每个负荷只能从唯一的一条线路获得电能，则称此电网为无备用接线方式，也可称它为开式电力网。如图 2—1 所示，这类接线方式的基本形式有三种，即单回路的放射式、干线式和链式。

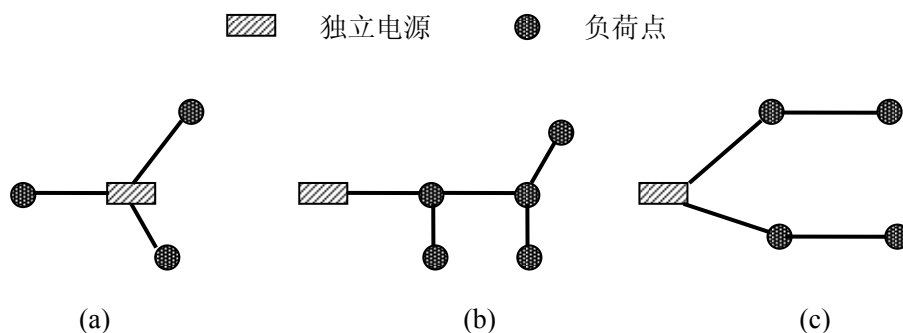


图 2-1 无备用接线方式

(a) 放射式；(b) 干线式；(c) 链式

无备用接线方式电网的优点是接线简单，维护方便，投资费用少。但供电可靠性较低，任何一段线路故障或检修都会造成用户停电。所以这种接线方式不适合为一类负荷供电。由于架空线路广泛使用自动重合闸装置，且重合闸的成功率相当高，所以这种接线方式适用于对二类负荷的供电。

2.1.2 有备用接线方式

若每个负荷都能从电网中的两条或多于两条的线路上获得电能，则称此电网为有备用接

线方式，也可称它为闭式电力网，图 2—2 为闭式电力网的基本接线方式。

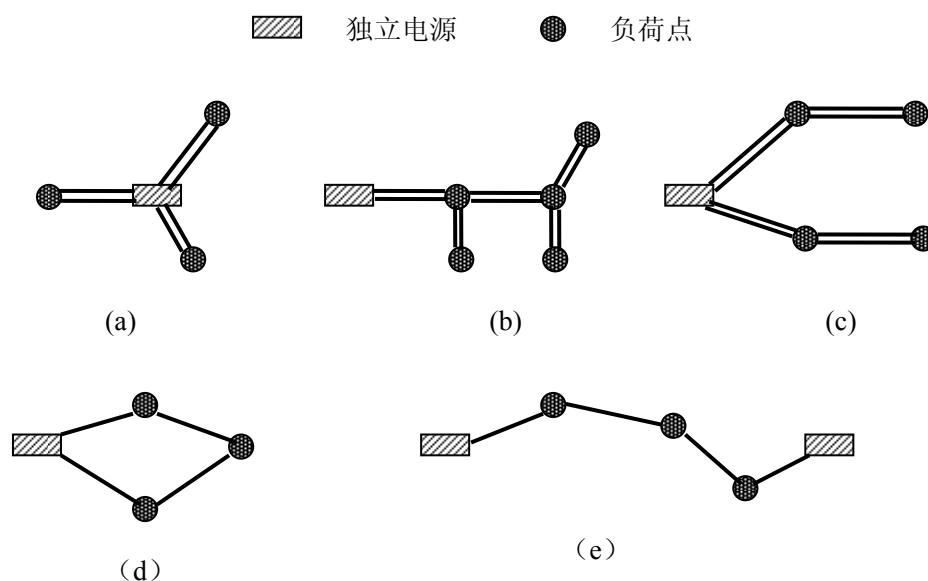


图 2-2 有备用接线方式

(a) 放射式；(b) 干线式；(c) 链式；(d) 环式；(e) 两端供电网

有备用接线方式的电网中，双回路的放射式、干线式、链式网络的优点在于供电可靠性和电压质量高，缺点是不够经济。这是因为双回路放射式接线对每一负荷都由两回路供电，每回路分担的负荷不大，而在较高电压级网络中，为避免产生电晕，不得不选用大于这些负荷实际所需要的导线截面积。双回路干线式或链式接线所需的高压电器很多，造价较高。环式接线与上列接线方式有相同的可靠性，但较它们更经济，缺点是当环上的节点较多时，运行调度较复杂，且故障时电压质量较差。两端供电网在有备用接线方式中最为常见，但采用这种接线方式必须有两个或两个以上独立电源，而且还要考虑到它们与各负荷点的相对位置才能确定采用这种接线方式是否合理。

表 2-1 各级电压架空线路的输送能力

额定电压 (kV)	输送容量 (MW)	输送距离 (km)	额定电压 (kV)	输送容量 (MW)	输送距离 (km)
3	0.1~1.0	1~3	110	10~50	50~150
6	0.1~1.2	4~15	220	100~500	100~300
10	0.2~2	6~20	330	200~1000	200~600
35	2~10	20~50	500	800~2000	150~850
60	3.5~30	30~100	750		

电网的电压等级要与系统的规模（容量和供电范围）相适应，表 2-1 列出了各种电压等级的单回架空线路输送功率和输送距离的适宜范围。

电网就是上述各种基本接线方式的组合。接线方式需经不同方案的比较之后才能确定。所选接线除保证供电可靠、电能质量良好和满足经济指标外，还应保证运行灵活和操作安全。

2.2 发电厂和变电站的电气主接线

发电厂或变电站的电气主接线是由发电机、变压器、断路器等高压电气设备通过连接线，按其功能要求组成的变换电压等级及汇集和分配电能的电路。通常被称为发电厂或变电站的

一次接线或电气主系统。而用来表示高压电气设备的全部基本组成和连接关系的单线接线图，称为发电厂或变电站的电气主接线图。

主接线代表了发电厂或变电站电气部分的主体结构，直接影响电网运行的可靠性、灵活性，并对电气设备选择、配电装置布置、继电保护、自动装置和控制方式的拟定都有决定性的作用。因此，主接线的正确、合理设计，必须综合考虑各方面因素后方可确定。

对电气主接线的基本要求是：

(1) 保证其供电可靠性。发电厂和变电站是电力系统的重要组成部分，其主接线的可靠性应与系统的要求相适应。发电厂和变电站的主接线又是电能向用户传输的集散点，所以它还应根据各类负荷的重要性，按不同要求满足各类负荷对供电可靠性的要求；

(2) 主接线应力求简单、明了，运行灵活，操作方便；

(3) 保证维护及检修时的安全、方便；

(4) 满足扩建的要求；

(5) 力求一次投资及运行费低。

2.2.1 电气主接线的基本形式

一般将电气主接线分为有汇流母线和无汇流母线两大类型。汇流母线的作用是汇总和分配电能，有汇流母线的包括单母线接线、双母线接线及带有旁路母线的单、双母线接线，而无汇流母线接线类型包括单元接线、桥形接线和多角形接线。

一、单母线接线

(一) 单母线接线图

图 2-3 为单母线接线图。它只有一组汇流母线(也称主母线)W，每条回路通过一台断路器(QF)和二台隔离开关(QSW、QSL)与汇流母线相连。各出线回路输送功率不一定相等，但应尽可能使负荷均匀地分配在汇流母线上以减少功率在汇流母线上的传输。

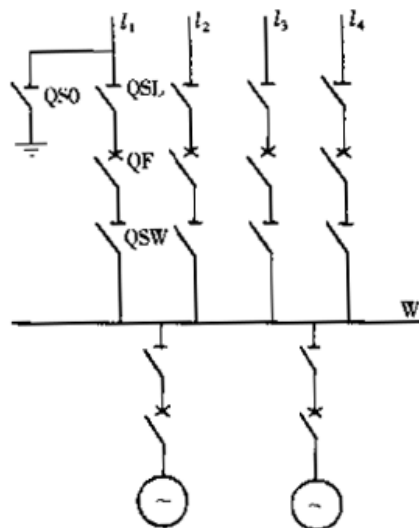


图 2-3 单母线接线

其中断路器和隔离开关正确配置的原则是：每回路配置一台断路器 QF；断路器两侧应配置隔离开关 QSW 和 QSL。断路器用来在正常运行和故障情况下接通和开断电路，隔离开关则用来隔离电压，保证检修安全。在发电机回路中当断路器断开时，发电机必须随即停机断开电源，因而发电机与断路器之间的隔离开关可以省去(图 2-3)。图中靠近母线侧的隔离开关 QSW 称为母线隔离开关，靠近出线侧的隔离开关 QSL 称为出线隔离开关，QS0 为接地刀闸，在检修线路时合上代替安全接地线。

（二）倒闸操作

发电厂和变电所的电气设备可分为运行、检修和备用三种状态，将设备从一种状态改变为另一种状态的操作称为倒闸操作。倒闸操作必须严格遵守有关规程规定，准确无误地填写操作票，认真执行操作监护制度。

在倒闸操作过程中，隔离开关与断路器配合操作时，隔离开关应严格遵守“先通后断”的原则。例如在图 2-3 中，对出线 II 进行送电操作的顺序是：先合母线隔离开关 QSW，再合出线隔离开关 QSL，最后合断路器 QF；对出线进行停电操作时，则应先断开断路器 QF，再断开线路隔离开关 QSL，最后断开母线隔离开关 QSW。这是因为 QF 有完善的灭弧装置，能开断或关合负荷电流和故障电流，而 QS 没有灭弧能力，不能开断和关合电流。在进行合闸操作时，若在误认为 QF 已断开的情况下对 QS 进行送电操作，则会发生用 QS 接通负荷的误操作，也可能会发生故障。而按上述操作步骤进行操作时，由于 QSL 先合上，故障点仍在线路侧，同样对其他设备运行影响较小。

（三）单母线接线的优缺点

单母线接线的优点是接线简单清晰，使用设备少、投资小、运行操作方便。隔离开关仅作为隔离电源用，不作为操作电器，误操作机会少，且便于扩建。单母线接线的缺点是可靠性和灵活性较差。当汇流母线故障时，将使全厂所有回路停电；而且汇流母线在检修时也会使全厂停电，直到检修完毕才能恢复供电。此外，出线断路器检修或故障时也会使该回路停止工作。因此，此接线仅适用于只有一台电机和一台主变压器的中小型发电厂或变电所的 6~220kV 的配电装置。

因此单母线接线方式可以通过以下方法加以改进：

（1）母线分段。如图 2-4 所示，用断路器 QF 将汇流母线分为 I、II 两段，当 QF 闭合时，两段汇流母线并联运行，提高了运行可靠性；当 QF 断开时，两段汇流母线分裂运行，可减小短路电流。这时若某一电源故障，可通过“备用电源自投装置”合上分段断路器 QF，使两段汇流母线同时运行，不影响出线的正常运行。平时运行时不考虑两段汇流母线同时故障，若一段汇流母线故障，仍保留一半的电源和负荷继续运行，可缩小事故范围。而且可轮流检修一段汇流母线，使停电范围减小，因此采用单母线分段接线时重要用户可同时从不同分段引接电源供电实现双路供电。显然单母线分段接线可提高供电可靠性和缩小事故范围，从而扩大了它的适用范围。

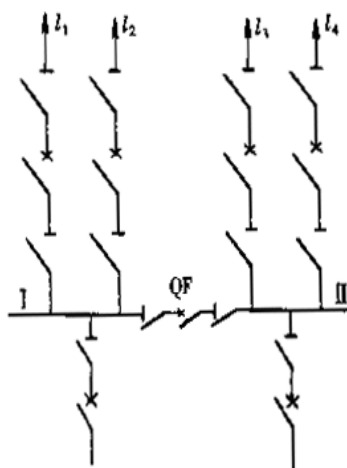


图 2-4 单母线分段接线

（2）加旁路母线。如图 2-5 所示，在单母线 W1 的接线基础上安装旁路母线 W2，以及连接 W1 和 W2 的旁路断路器 QF 和两侧的隔离开关 QS1、QS2，同时还须在每回出线处增加旁路隔离开关 QS3 等旁路设施。这样可做到检修与旁路母线相连的任一回路断路器时，该回

路可以不停电。例如要检修出线 I_1 的断路器 QF1 时，可进行下列原则性操作：(假设 QS1、QS2 为合闸状态，平时旁路母线不带电，QF 继电保护整定时间为零)首先闭合 QF 向旁路母线充电以判断旁路母线有否问题，如果旁路母线有故障，QF 会立即跳闸，并不影响其他线路正常运行；若旁路母线正常，等充电 3~5min 再断开 QF，在旁路无电压的情况下合 QS3，再合上 QF，这时出线 I1 既可通过主母线 W1 及出线断路器 QF1 送电，也可以通过旁路母线 W2 及旁路断路器 QF 送电，然后再断开 QF1 及两侧隔离开关 QS4、QS5 实现对断路器 QF1 的检修。显然在整个操作过程中小用户不会感到停电。因此增加旁路设施可使供电可靠性得到提高。图 2-5 虚线所示为电源侧回路也参加旁路的情况，即检修电源侧回路断路器也可不停电。通常变电所主变的 110~220kV 侧的断路器宜接入旁路母线，而发电厂主变 110~220kV 侧的断路器，可随发电机停机检修，一般不接入旁路母线。

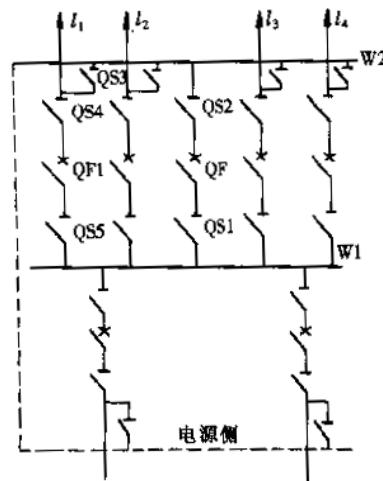


图 2-5 带旁路母线的单母线接线
W1—工作母线；W2—旁路母线

从电压等级、出线回路数多少、对可靠性要求及断路器检修是否允许停电等因素，考虑是否加旁路母线。加旁路母线，要增加相应的旁路断路器及隔离开关，从而增加了投资。所以这种接线只有在出线回路数较多或供电可靠性有特殊需要、难以操作时才采用专用的旁路断路器。当出线回路数较少时，为节约投资，在单母线分段接线中，有时可采用分段断路器兼作旁路断路器的接线方式。如图 2-6 所示，QF 既可作为分段断路器又可作为旁路断路器，两段汇流母线均可带旁路母线。这种接线方式对于出线回路数不多，容量不大的中小型发电厂和电压为 35~110kV 的变电所较为适用。

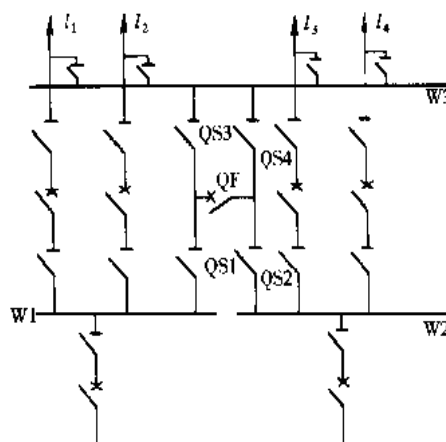


图 2-6 单母线分段兼旁路断路器接线
W1,W2—工作母线；W3—旁路母线

二、双母线接线

(一) 双母线接线图

如图 2-7 所示，双母线接线具有 W1、W2 两组汇流母线，每回路通过一台断路器和两组隔离开关分别与两组汇流母线相连，两组汇流母线之间通过母线联络断路器 QF(简称母联)相连。

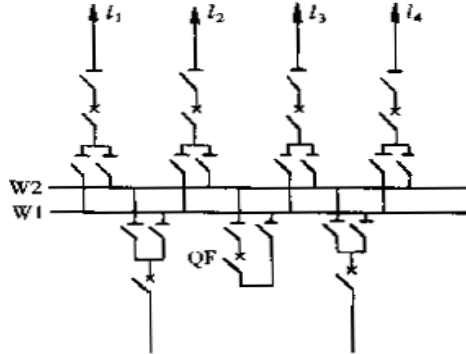


图 2-7 双母线接线

(二) 双母线接线运行方式

双母线接线由于有了两组主母线，就可以有多种运行方式。在发电厂或变电所可制定出主接线的标准运行方式和非标准运行方式。标准运行方式就是指在正常情况下常采用的运行方式。只有在事故处理、设备故障或检修需要时，才允许更改标准运行方式为非标准运行方式。双母线接线的标准运行方式通常采用固定连接的两组主母线同时运行方式，这时母联断路器闭合，两组主母线等电位。固定连接可使两组主母线负荷平衡，且二次继电保护整定简单。

根据故障或检修需要可使接线处于非标准运行方式，如一组主母线运行，另一组主母线备用的运行方式；母联断路器闭合的非固定连接的两组主母线同时运行方式；母联断路器断开的两组主母线同时运行方式；或母联断路器代替出线断路器等多种运行方式。

(三) 双母线接线的优缺点

双母线接线的优点是：

(1) 供电可靠、因为有了两组主母线，所以就可以轮流检修主母线而不停止供电。同时若有一组主母线故障，经倒闸操作可以将所有回路倒换至另一组主母线而迅速恢复供电；若有一回路的母线隔离开关检修，只须停止该回路供电，其他回路倒换至另一组主母线而不影响供电。上述倒换操作比较复杂，必须正确无误地进行。例如，如果原来 I 母(W1)运行、II 母(W2)备用，现若要检修 I 母，需将所有回路倒换到 II 母上继续运行时，其操作的原则步骤是：①母联断路器 QF 继电保护整定时间为零；②合母联断路器 QF 向 II 母充电(若 II 母有故障会快速自动跳闸)；③依次合与 II 母相连的母线隔离开关；④依次断开与 I 母相连的母线隔离开关；⑤断开母联及两侧的隔离开关。此时 I 母退出运行、挂接地线作好安全措施即可检修 I 母。

(2) 调度灵活。因为有两组主母线，就可以通过倒闸操作实现多种运行方式，满足调度和潮流变化需要。例如采用固定连接的双母线同时运行方式，母联断路器闭合正常运行时，相当于单母分段接线运行方式，但是在检修和故障时情况就大不一样，从而体现出双母线接线的优点；当两组主母线一组工作一组备用时或者两组主母线分裂单独运行时，这时的双母线接线又具有单母线接线的特点。特殊情况下，还可利用母联与系统进行同期和解列操作。当个别回路需要进行独立工作、试验或利用线路短路方式熔冰时，都可通过倒闸操作倒换负荷空出一组主母线，然后将该线路接到空出的主母线上，使之不影响其他回路正常运行。

(3) 便于扩建。双母线接线便于向左、右方向任意扩展而不会影响两组主母线上电源

和负荷的组合，不会引起原有回路的停电。

它的缺点是：接线复杂、设备多、造价高；配电装置复杂，经济性差；主母线故障，仍需短时停电；特别是在倒闸操作中，隔离开关作为操作电器，容易引起误操作，对实现自动化也不便。因此这种接线适用于出线回路数较多或母线上电源数目多、输入输出功率较大、母线故障后要求迅速恢复供电、主母线或设备检修时不允许影响对用户供电、系统调度对接线灵活性有一定要求的场合。

为了克服双母线接线的缺点通常可采用下列措施：

(1) 将其中一组主母线分段。如图 2-8 所示，在热电厂或中小型火电厂，机端负荷较重时，可用断路器 QF 将一组母线分为两段，同时增加 QF1、QF2 两台母联断路器，构成双母分段接线。这种接线同时具有单母线分段接线和双母线接线的特点，可有多种运行方式，显然具有较高的可靠性和灵活性。分段数目可根据主母线上所带负荷大小及出线回路数多少确定，因为分段数目多势必会增加母联断路器数目而增加投资，同时给运行和操作带来不便。通常在发电厂中，当 6~10kV 机压母线负荷超过 24MW 时，应将母线分段，为简化接线以分两段为宜。220kV 进出线回路数超过 10~14 回路时或者为达到限制短路电流的目的，也应将主母线分段。

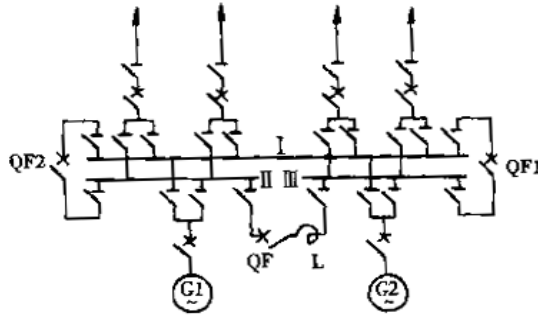


图 2-8 双母线分段接线

QF1、QF2—母联断路器；QF—分段断路器；L—电抗器；G1、G2—发电机

(2) 加装旁路母线。如图 2-9 所示，在双母线接线的基础上增加旁路母线 W3、旁路断路器 QF2 及相应的旁路隔离开关。这种接线运行时操作方便，不影响双母线正常运行，但增加了断路器和隔离开关，相应增加了投资和配电装置的占地面积，同时旁路断路器的继电保护难以适应各回路整定要求，会使继电保护整定计算复杂。

(3) 对于带旁路的双母线接线来说，既要有旁路断路器又得有母联断路器，当出线回路数较少时，为减少建设投资，通常不采用专设旁路断路器，而是将母联断路器兼作旁路断路器使用。图 2-10 所示为几种母联断路器兼旁路断路器的接线，其中图(a)表示正常时 QF、QS1、QS2 闭合，QS 断开，QF 起母联断路器作用；若检修出线断路器，可将 QS2 断开，QS1、QS、QF 闭合，将 W1 与旁路母线连接，QF 起到旁路断路器作用。

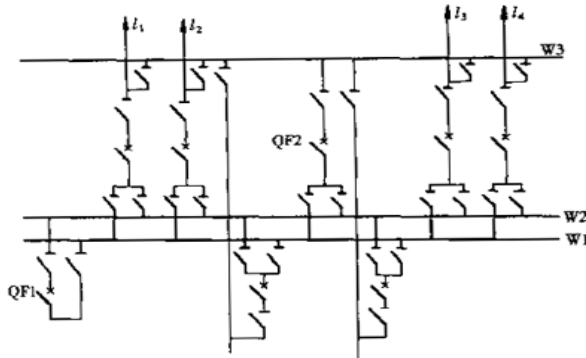


图 2-9 带旁路母线的双母线接线

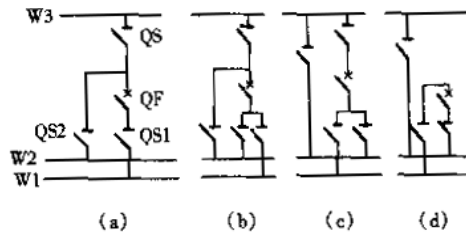


图 2-10 母线兼旁路断路器接线

(a) 一组母线能带旁路；(b) 两组母线均能带母线
(c)、(d) 设有旁路跨条

(4) 严格规章制度，选用“五防开关”。双母线接线在倒闸操作中，由于隔离开关作为操作电器，容易发生带负荷拉闸造成误操作。因此电力系统的运行操作必须按照规程规定认真进行，工作时执行“工作票”，操作时执行“操作票”。此外，还可采用“五防”开关，即：防止带负荷拉合隔离开关；防止误分合断路器；防止带地线合隔离开关和带电合接地闸刀；防止带地线合断路器；防止误入带电间隔。

三、一个半断路器接线

随着发电机组单机容量的增大和超高压电压等级的出现，为了提高供电的可靠性和灵活性，出现了一个半断路器接线方式。如图 2-11 所示，此种接线有两组主母线 W1 和 W2，两组主母线通过三台串联的断路器 QF1、QF2、QF3 相连，中间一台断路器称联络断路器。三台断路器控制着两回支路，故又称 3/2 接线。这种接线有较高的供电可靠性和灵活性。除联络断路器故障时与其相连的两回支路需停电外，任一组主母线故障或检修，甚至在两组主母线同时故障(或一组检修的同时，另一组又发生故障)的极端情况下，仍不致于停电，能继续输送功率。另外，在这种接线中隔离开关仅作为检修时用，当一组主母线停电检修时不须切换操作，避免了倒闸操作时的误操作。若有一台断路器检修，也无须切换，各回路仍可按原接线方式运行。

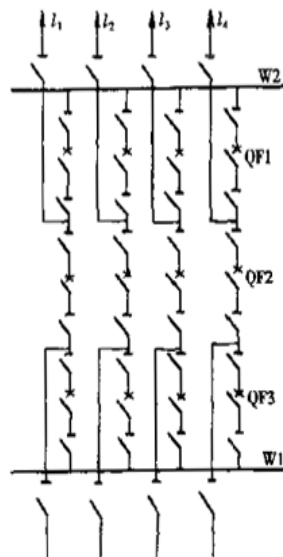


图 2-11 一个半断路器接线图

3/2 接线使用设备多，造价高，经济性差，二次接线和继电保护整定复杂。为防止联络断路器故障时，同时切除该串两回路供电，应将同名元件布置在不同串上。3/2 接线是双母线接线的一种特例，当回路多于三串时，优点更为突出。

3/2 接线具有较高的可靠性和灵活性，在大型发电厂和变电所的 330~500kV 超高压配电装置中得到广泛应用。当电压为 330~500kV、出线回路数超过 6 回以上、且配电装置在

系统中处于重要地位时，采用 3/2 接线更为适宜。

四、单元接线

单元接线属于无汇流母线接线，如图 2-12 所示。其中图 2-12 (a)，为由发电机和双绕组主变压器组成的单元接线，大型发电厂的大容量机组一般采用这种接线形式。发电机容量与主变压器容量应匹配，发电机出口处可省去断路器。为了便于发电机检修后调试，可在发电机出口处安装隔离开关。

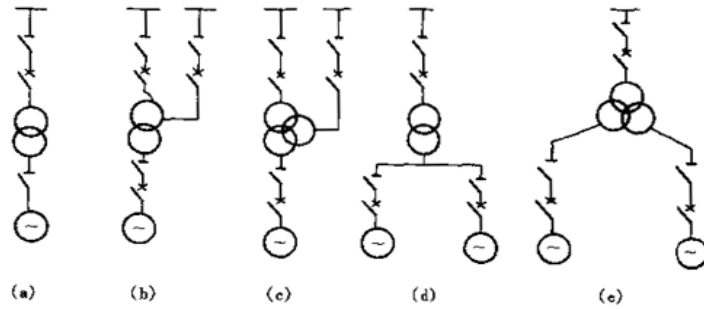


图 2-12 单元接线

(a)发电机—双绕组变压器单元接线；(b) 发电机—自耦变压器单元接线；(c)发电机—三绕组变压器单元接线；(d) 发电机—双绕组变压器扩大单元接线；(e) 发电机—分裂绕组变压器扩大单元接线

单元接线简明清晰、故障范围小、运行可靠灵活、配电装置布置简单、操作方便。实用中还可以根据需要将单元接线扩展为如图 2-12 (d)和(e)所示的扩大单元接线。单元接线的缺点是单元中任一元件故障都将导致整个单元停止工作，不过现代的发电机和变压器可靠性相当高，上述缺点并不严重。目前在没有发电机端电压负荷的大中型电厂中，均采用单元接线。

五、桥形接地

图 2-13 为桥形接线图。桥电路上的断路器 QF 连接两个单元。两种接线的断路器数目相同，正常情况下两种接线运行状况也相同，但当检修或故障时，两种接线运行状况则有很大区别。例如若要检修主变压器 T1，内桥接线要断开 QF、QF1，再拉开 QS1，则出线 I_1 将会停电。要恢复 I_1 供电，需再关合 QF 和 QF1，操作复杂。而对于外桥接线，要检修 T1 仅停 QF1 和 QS1，做好相应安全措施即可检修，操作简单。再如若出线 I_1 故障，内桥接线仅 QF1 跳闸，T1 及其他回路继续运行；在外桥接线中，QF 和 QF1 会同时自动跳闸，主变压器 T1 被切除。要恢复 T1 运行，必须断开 QS2，合 QF1 和 QF。因此，内桥接线适用于线路较长、主变不经常切除的情况；而外桥接线适用于线路较短、主变压器须经常切除、且有穿越功率的情况。当有三台主变压器和三回出线时，为提高供电的可靠性和灵活性，可采用如图(c)所示的双桥形接线形式。

由于当桥电路断路器检修或故障时会影响到出线供电，可如图 2-13(a)所示，增加跨条并安装两组隔离开关 QS7、QS8，以便轮流检修任一组隔离开关用。

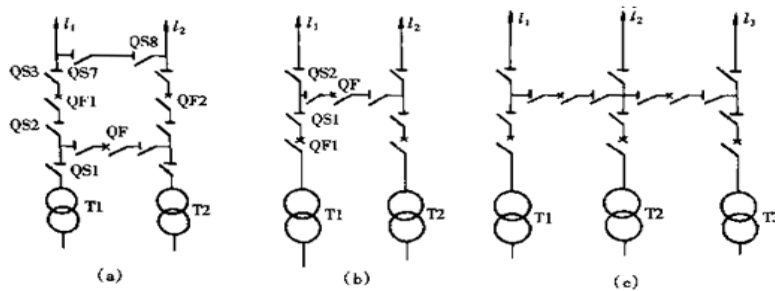


图 2-13 桥形接线

(a) 内桥接线；(b) 外桥接线；(c) 双桥接线

桥形接线简单清晰、使用电器少、造价低，比较容易发展成单母线接线或双母线接线。但缺点是在内桥接线中主变压器故障时，需停相应线路；在外桥接线中线路故障时，需停相应的主变压器；而操作过程中，隔离开关要作为操作电器用。因此，桥形接线只适用于有两进两出回路的容量较小的发电厂和变电所，或者作为一种过渡接线。随着电力科学技术的发展和新型设备(如全封闭 SF6 组合开关)的采用，城网配电变电所广泛采用内桥接线。

六、角形接线

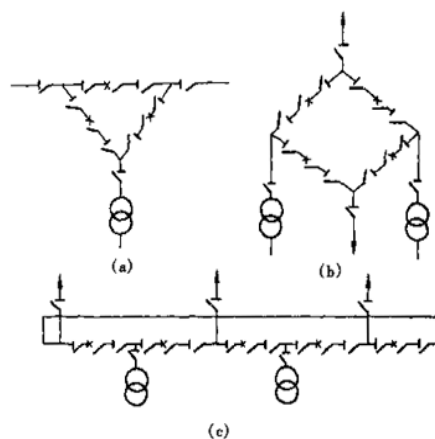


图 2-14 角形接线

(a) 三角接线；(b) 四角形接线；(c) 五角形接线

图 2-14 所示为三角形、四角形和五角形接线。角形接线相当于把单母线用断路器按电源和引出线数目分段形成闭环的接线，其中断路器数等于回路数，每个回路都与两台断路器相连。检修任一台断路器，进出线完全可以不停电，只需断开该断路器和两侧隔离开关即可。在角形接线中，隔离开关不作为操作电器，因此角形接线具有较高的供电可靠性、运行灵活性及经济性。角形接线的主要缺点是，当检修某一台断路器时，接线变成开环运行，如果此时恰有另一台断路器故障就可能造成停电。同时角形接线还具有继电保护整定复杂、选择设备容量过大等缺点，角形越多，这些缺点会越突出，因此角形接线通常用于不考虑发展的水电站，且多采用三角形和四角形接线。如果回路数较多，可采用单联和双联的多角形接线。

2.2.2 发电厂的电气主接线

一、火力发电厂

火力发电厂大体可分为区域性电厂和地方性电厂。

区域性电厂的主要特征是装机总容量及单机容量大，生产的电能主要经升压变压器后送入系统。这类电厂一般建在一次能源基地附近或发电燃料运送方便的地方。区域性电厂的电气主接线一般不设发电机端电压母线，采用发电机——变压器单元接线，升高电压为一个或两个电压等级。一般采用可靠性较高的主接线形式，如双母线接线，当出线较多时可加旁路母线，也可采用可靠性及灵活性更高的一台半断路器接线。

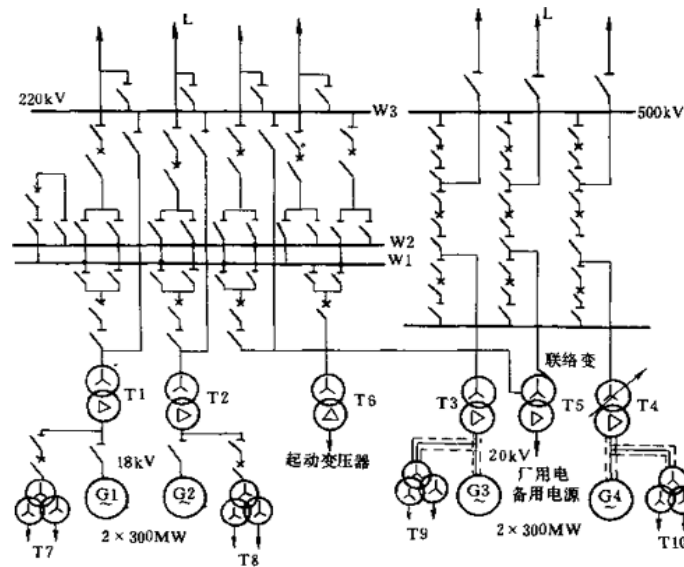


图 2-15 区域性火力发电厂电气主接线图

图 2-15 为一区域性火力发电厂的电气主接线图。电厂共有 4 台 300MW 凝汽式发电机组。该厂电压升高两个电压等级。500kV 采用一台半断路器接线，220kV 采用双母带旁路母线，并且变压器进线也进入旁路母线。自耦变压器 T5 的高、中压绕组起 500kV 与 220kV 两个电压等级的联系作用，称为联络变压器。G1~G4 均采用发电机—变压器单元接线，与 G1、G2 不同，G3、G4 机端采用分相封闭母线，故主回路及厂用变压器分支均未装隔离开关和断路器。T7~T10 为厂用电变压器(低压侧为分裂绕组)。T6 为电厂提供启动电源及厂用电备用电源。T5 的低压端提供厂用电备用电源。

地方性电厂的总容量及单机容量都较小。生产的电能大部分由发电机经线路直接送往发电厂附近的用户，稍远些的用户用 35kV 线路供电，剩余的电能经升压变压器送入 110kV 及以上电网。根据上述特点，地方性电厂均没有发电机电压母线，一般采用单母线分段或双母线分段接线。当发电机电压母线短路电流较大时，还要考虑限制短路电流，如设置母线分段电抗器和出线电抗器，以使出线回路能选择轻型断路器。在升压侧，则根据电厂与系统交换功率的大小及电厂在系统中的重要性等因素，采用不同的主接线形式，如：单母线、双母线、桥形接线、角形接线等。建在城市或工业区附近的热电厂，除主要向附近的用户供电外，还向它们供热，它也属于地方性电厂。

二、水力发电厂

水电厂的电气主接线主要应从以下几方面考虑：

(1) 水电厂建在水力资源处，一般远离负荷中心，发电机电压负荷很小或没有。因此，常采用单元接线，或扩大单元接线，不设机端母线。

(2) 一般水电厂地形比较复杂。因此，要尽量简化主接线，缩小配电装置的占地面积。

(3) 水电厂的机组容量、台数是根据水力资源条件一次确定的，一般不考虑发展。因此，水电厂的升高电压配电装置多采用角形接线、桥形接线，若回路数较多，根据电压等级、传输容量、重要程度等，也可采用单母线分段、双母线接线、双母带旁路母线、一台半断路器接线等。

(4) 水力发电机组启动快，启停额外耗能少，故水电常用作系统的调频发电厂，它的厂内运行方式变化大。因此，水电厂的主接线应具有较好的灵活性。

(5) 水力发电机组的运行及控制比较简单，易于实现自动化。因此，其电气主接线应尽量避免把隔离开关作为操作电器。

图 2-16 为一中等容量水力发电厂的电气主接线。四台水力发电机组与两台变压器接成

扩大单元接线，高压侧接线类似四角形接线，多了一个对角连接支路。高压侧五个回路用了六个断路器，费用较少，可靠性较高，隔离开关不做操作电器，易于实现自动化。

大容量水电厂的电气主接线与区域性火力发电厂的主接线有许多相似的特点。当占地比较困难时，应予特殊考虑。

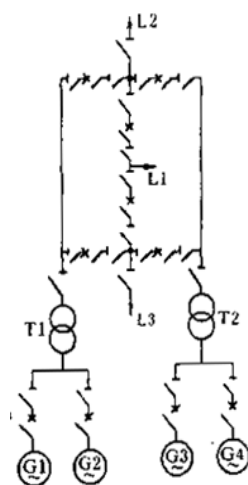


图 2-16 中等容量水电厂的电气主接线图

2.2.3 变电站的电气主接线

变电站主接线的设计要求基本上和发电厂相同。通常主接线的高压侧应尽可能采用断路器数目较少的接线，以节约投资。随出线数的增多可采用桥形、角形、单母线及双母线等接线形式。对超高压枢纽变电站，其高压母线可采用双母带旁路接线或一台半断路器接线。若变电所的二次侧为 10kV 或 35kV，此侧的电气主接线一般根据负荷的性质及出线的多少等条件来选定，可选用单母线接线、单母线分段接线，必要时可采用双母线接线或加旁路母线的接线。

位于电力系统最末端的用户变电站，其低压侧电压等级按其负荷大小及负荷性质的不同，有 10kV、6 kV、3 kV、0.6 kV、380V/220V 等。一般采用成套开关柜，主接线采用单母线或单母线分段。

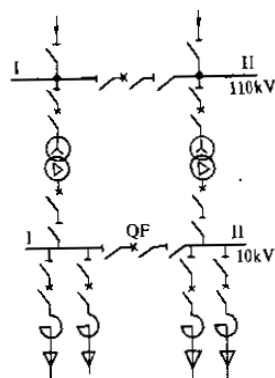


图 2-17 终端变电所主接线图

图 2-17 为一终端变电站的主接线。高压侧为两回 110 kV 进线，高压侧采用外桥形接线，低压侧为单母分段接线，正常时分段断路器 QF 断开，以限制短路电流。当变压器按经济运行方式，要求一台退出运行时，分段断路器 QF 闭合，由一台主变压器供两段线路上的负荷。

图 2-18 为一大容量枢纽变电站的电气主接线图。220 kV 侧采用双母线带旁路接线形式；

500 kV 侧为一台半断路器接线；35 kV 侧接静止补偿装置。

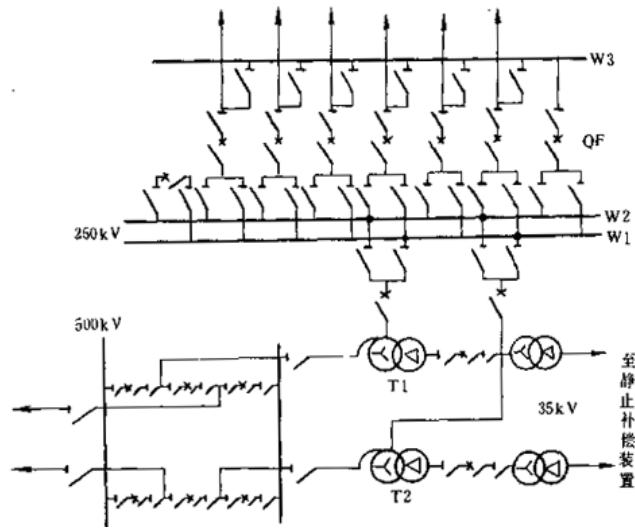


图 2-18 枢纽变电所主接线图

2.3 电力系统中性点的运行方式

电力系统中性点是指接入系统的星形连接的变压器或发电机绕组的中性点。它的接地方式是一个涉及到多方面的问题，如短路电流大小、绝缘水平、供电可靠性、接地保护方式、以及对通信的干扰、系统接线方式等。

电力系统中性点的接地方式分两大类。其一是电力系统中性点直接接地；其二为电力系统中性点不接地，包括中性点经消弧线圈接地。

电力系统的三相对地电容相等，它们相当于连在系统上的一个星形负荷，这个星形负荷的中性点为大地。故正常对称运行的电力系统的中性点不管接地与否，它对地的电压恒为零，各相对地电压显然为它们各自的相电压。但系统发生接地故障时，流入接地点的电流及各相对地电压的大小等就与电力系统的中性点接地与否有很大关系。下面着重就电力系统中发生单相接地故障时电力系统中性点处于不同运行方式所对应的工作状况进行分析和比较，从而得出电力系统中性点各种运行方式的适用范围。

2.3.1 中性点直接接地系统中一相接地的特点

由图 2-19 可见，中性点直接接地系统中一相接地时主要有以下特点：故障相电流及流入故障点的电流很大。因故障相经很小的线路阻抗形成短路；故障相及中性点对地电压为零；非故障相对地电压仍为相电压；与故障相相关的线电压降低为相电压。

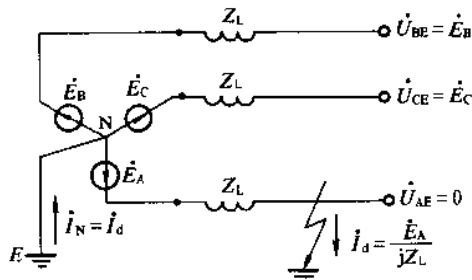


图 2-19 中性点直接接地系统中发生单相接地时的状况

2.3.2 中性点不接地系统中一相接地的特点

中性点不接地系统发生一相接地时的情况如图 2-20 所示。

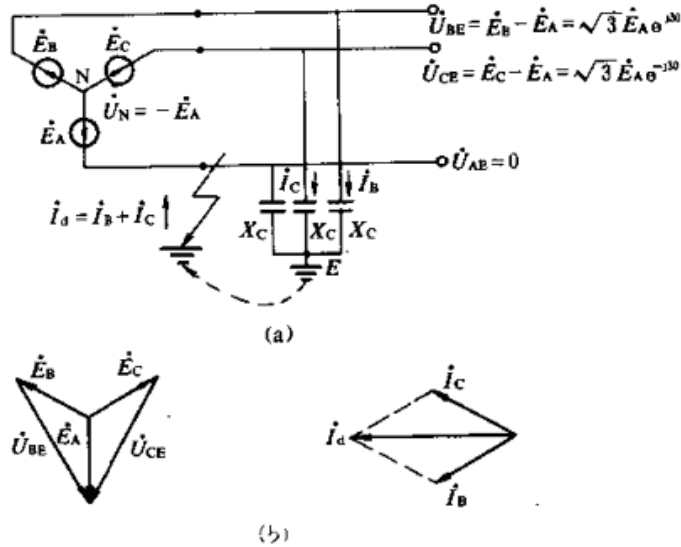


图 2-20 中性点不接地系统中一相接地时的状况
(a)电压电流分布; (b)电压电流向量图

图中

$$\dot{I}_d = \dot{I}_B + \dot{I}_C = \frac{\dot{U}_{CE}}{-jx_c} + \frac{\dot{U}_{CE}}{-jx_c} = \frac{1}{-jx_c} (\sqrt{3} \dot{E}_A e^{j30^\circ} + \sqrt{3} \dot{E}_A e^{-j30^\circ}) = -3 \left(\frac{\dot{E}_A}{jx_c} \right) \quad \text{式 (2-1)}$$

其模值为:

$$I_d = 3 \left(\frac{E_A}{X_c} \right) \quad \text{式 (2-2)}$$

可见中性点不接地系统发生一相接地时主要有如下特点:

- (1) 故障相流入故障点的电流的大小等于正常时本电压级每相对地总电容电流的三倍, 故与本电压级所联线路的多少及长短有关;
- (2) 中性点对地电压升高为相电压;
- (3) 非故障相对地电压升高为相电压的 $\sqrt{3}$ 倍, 即线电压;
- (4) 三相之间的线电压保持正常水平。

中性点经消弧线圈接地系统中一相接地的特点:

由图 2-22 可知, 中性点经消弧线圈(即电感线圈)接地系统中一相接地后, 接地点的电流为 $\dot{I}_p + \dot{I}_d$, 其中 \dot{I}_d 为线路的电容电流, \dot{I}_p 为消弧线圈支路的电流, 二者相位相反。适当选择消弧线圈的感抗, 可以使一相接地时接地点的电流减到很小, 熄灭接地电流产生的电弧, 这也是消弧线圈得名的原因。除此之外, 中性点经消弧线圈接地系统与不接地系统中一相接地时具有基本相同的特点。

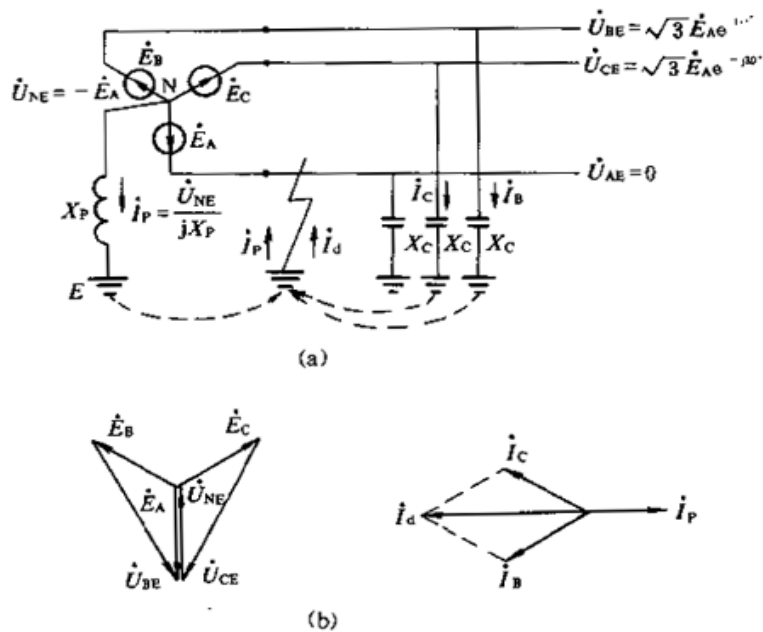


图 2-21 中性点经消弧线圈接地系统中一相接地时的状况
(a) 电压、电流分布; (b) 电压、电流向量图

2.3.3 电力系统中性点的运行方式

中性点不接地系统中一相接地时，不形成短路，故障点电流仅为系统的对地电容电流，线电压仍对称。此时，既无短路电流对电气设备的危害，又不影响正常的电能传输，故此时一般不立即断开线路开关。瞬时性接地一般能在短时期内自动恢复正常，对永久性接地也允许系统继续运行，待查出故障线路或故障点后再进行适当处理。这种方式的供电可靠性高。在我国 3~60kV 电压等级的系统的中性点不接地。在电压等级较高的系统中，绝缘费用在设备总价格中占的比重相当大，降低绝缘水平将带来很大的经济效益。因此，我国电压在 110kV 及以上的系统，其中性点采用直接接地方式。这种方式下当单相接地时将形成短路，一股需迅速断开相应断路器，因此供电可靠性较差，需要以其他的措施提高供电可靠性。

当系统对地总电容较大时，若中性点不接地，若系统中一相接地时流过故障点的电容电流较大，可能使接地点的电弧不能自行熄灭，扩大故障点，并引起弧光过电压，甚至发展成严重的系统事故。为了避免上述情况，可在网络中某些中性点处装设消弧线圈，它产生的感性电流可以抵消故障点的电容电流，使电弧易于自行熄灭，提高了供电可靠性。3~60kV 电力网，容性电流超过下列数值时，中性点应装设消弧线圈。

3~6kV 电力网	30A
10kV 电力网	20A
35~60kV 电力网	10A

中性点经消弧线圈接地时，又有过补偿和欠补偿之分。见图 2-22，若流过故障点的电感电流(I_p)大于电容电流(I_d)时称为过补偿；若流过故障点的电感电流(I_p)小于电容电流(I_d)时称为欠补偿。当流过故障点的电感电流与电容电流相等时为全补偿方式，这是不允许的，因为这时会产生谐振。为达到既消弧又防止产生谐振，实践中一般都采用过补偿。

而国外由于通常都采用有备用的接线方式，供电可靠性有保障。所以 60kV 及以下的系统，其中性点也有直接接地的。

第3章 电力系统的基本元件

电力系统的主设备包括发电机、变压器、输电线以及各种高压电器。本章主要介绍发电机、变压器、开关设备、互感器、输电线路。

3.1 发电机

现代电力工业中，无论是火力发电、水力发电或核能发电。几乎全部采用同步交流发电机。电机的电枢布置在定子上，励磁绕组布置在转子上，形成旋转式磁极。同步发电机的转速 n (转/min)和系统频率 f (Hz)之间有着严格的关系 ($n = 60f/p$, p 为电机的极对数)。

根据转子结构型式不同，分为隐极式和凸极式发电机，隐极式发电机的转子没有显露出来的磁极，后者则有。

转子的励磁型式有直流机励磁系统和可控硅励磁系统，后者利用同轴交流励磁机或由同步发电机本身发出的交流电，经整流后供给转子。直流励磁机有换向问题，故其制造容量受到限制，所以，在大容量发电机中均采用可控硅励磁系统。

汽轮发电机由汽轮机拖动，大、中容量的汽轮发电机的转速均为 3000 转 / min(50Hz)。由于转速较高，故转子做成隐极式。转子本体长度对转子直径的比值在 3~6.5 之间，随发电机容量的增大而增大。发电机结构都是卧式的。早期的汽轮发电机采用空气冷却，第二次世界大战前后出现了氢冷技术，50 年代末期发展定子、转子双水内冷技术、把冷却技术提高到一个新的水平。功率超过 50MW 的汽轮发电机广泛采用空气、氢气和水等几种不同冷却介质分别冷却有关部件。

水轮发电机主要结构型式有卧式和立式两种。通常小容量水轮发电机多采用卧式结构；中容量的采用立式或卧式结构；大容量的则广泛采用立式结构。立式又可分为悬式和伞式两种。发电机推力轴承位于转子上部的称为悬式，位于转子下部的称为伞式。因为水轮机是属于低速机械，故水轮发电机只得做成多极的，并要求转子具有一定的飞轮转矩 GD^2 ，使电机在负荷突然去掉后转速不会升高太快，自动控制系统来得及动作，防止达到危险转速。低速大型水轮发电机，当定子内径达 15m 时，转子本体长对转子直径的比约为 0.15~0.2。水电厂一般离负荷中心较远，需要经过长距离高压线路与系统联结，故电力系统对水轮发电机的稳定性有较高的要求。水轮发电机一般采用空气冷却，特大容量的水轮发电机采用水内冷较为经济。

3.2 电力变压器

电力变压器是利用电磁感应原理，从一个绕组向另一个绕组传输同频率的交流电能或电信号的静止电器设备。电力变压器主要用在交流输电系统中，它能高效率地升高交流电压减小电流，实现大功率远距离输电；又能方便的降低电压增大电流，以实现低压近距离供电；而且多绕组的变压器的各绕组之间用高强度绝缘隔离，以实现各个不同电压等级电路独立运行，相互间不存在电的联系。

另外在各种电子设备及控制装置中亦大量使用各种小功率变压器及专用变压器，例如整

流变压器、控制变压器、隔离变压器、电炉变压器、电焊变压器、矿用及船用变压器、仪用互感器，输入及输出变压器、脉冲变压器等。尽管这些变压器用途不同，形态各异，品种及规格更是千变万化，但它们的基本工作原理却是相同的。

3.2.1 变压器的主要结构

油浸式电力变压器在交流输电系统中应用最广，其外形如图 3-1 所示，其主体部分放在油箱内，箱内灌满变压器油，利用油受热后的对流作用，把铁心和绕组产生的热量经由箱壁上的散热管散发到空气中，同时变压器油又隔绝了绕组与空气，提高了绝缘强度，避免了空气中的水汽及其他气体对绕组绝缘的腐蚀作用。

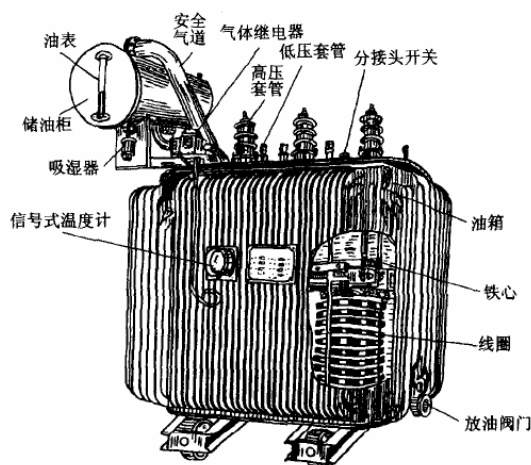


图 3-1 油浸式电力变压器

铁心和绕组是变压器的主体结构，铁心通常用表面涂有绝缘漆的 0.35mm 硅钢片叠成或卷成，近来已采用低损耗的冷轧硅钢片，其厚度达 0.2mm，以进一步降低损耗和发热。铁心结构有心式和壳式两种，如图 3-2 所示，心式结构中，绕组包围铁心柱，通常用于高压、小电流的场合。壳式结构中铁心套住绕组，常用于低电压、大电流的场合。变压器的铁心构成了闭合的磁通通路，采用高导磁率低损耗的软磁材料，一方面是为了减小磁滞涡流损耗，另一方面是使磁通尽量都集中在铁心中，力求减小漏磁通。

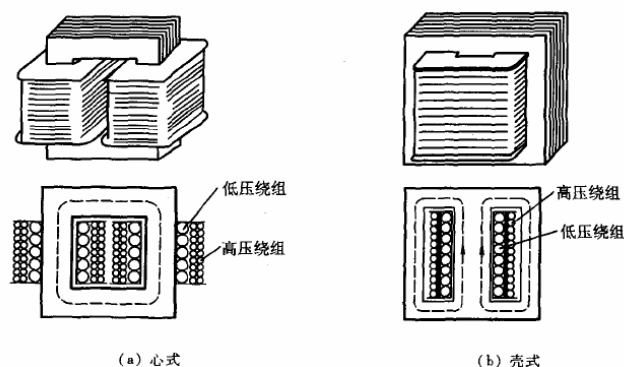


图 3-2 变压器基本结构

绕组是由绝缘铜线或铝线绕制而成，是线圈的组合，它构成了变压器的电路部分。以最简单的单相双绕组电力变压器为例，其一个绕组与电源相连用以输入电能，称为一次绕组（旧称原绕组初级绕组），另一个绕组与负载相连，用以向负载输出电能，称为二次绕组（旧称副绕组、次级绕组）。

3.2.2 变压器的工作原理

一、变压器的空载运行

如图 3-3 所示变压器的一次绕组接电源，二次绕组开路，即二次绕组中没有电流，一次绕组电流 $I_1=I_{10}$ 的运行状态称为空载。空载时的变压器相当于交流电感线圈，其特点是交流电源电压 U 近似地与铁心中交流主磁通 Φ 在绕组中所感应的交流感应电动势 E_1 相平衡，即在漏磁通 $\Phi_{\sigma 1}$ 很小、绕组电阻也很小的情况下，电源电压 $U_1=E_1$ ，其有效值为：

$$U_1 \approx E_1 = 4.44fN_1\Phi_m \quad \text{式 (3-2)}$$

式中 f 为电源频率， N_1 为一次绕组匝数， Φ_m 为交流主磁通最大值。

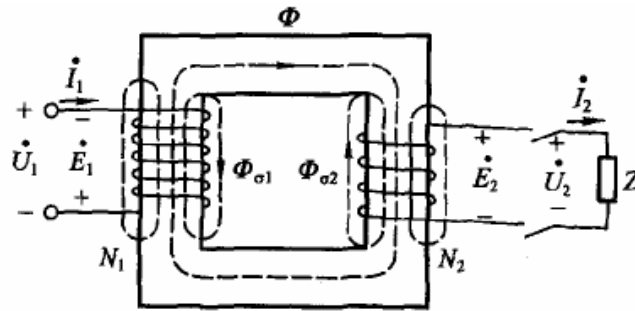


图 3-3 变压器工作原理

对于式 (3-2) 也可以通过以下分析得出。在一个周期内主磁通由 $+\Phi_m$ 变成反方向的 $-\Phi_m$ ，然后又从 $-\Phi_m$ 变成 $+\Phi_m$ ，也就是在一周期内主磁通变化的绝对值是 $4\Phi_m$ ，其平均变化率为 $4\Phi_m/T$ ，由于绕组有 N_1 匝，这样一次绕组中感应电动势平均值为

$$E_{1cp} = 4N_1 \frac{\Phi_m}{T} = 4fN_1\Phi_m$$

可以证明正弦交流电量有效值和平均值之比为 1.11，这样

$$E_1 = 1.11E_{1cp} = 4.44fN_1\Phi_m \quad \text{式 (3-3)}$$

由于套在铁心上的二次绕组同样也受到主磁通的电磁感应作用，二次绕组中的感应电动势 E_2 为

$$E_2 = 1.11E_{2cp} = 4.44fN_2\Phi_m \quad \text{式 (3-4)}$$

式中， N_2 为二次绕组匝数。

在空载情况下，二次绕组的端电压 U_2 以 U_{20} 表示， U_{20} 就等于 E_2 。这样一次绕组与二次绕组的电压比就等于两个绕组的匝数比，称为变压比，简称变比，用 k 表示，即：

$$\frac{U_1}{U_{20}} = \frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = k \quad \text{式 (3-5)}$$

二、变压器的负载运行

变压器的一次绕组接电源，二次绕组与用电负载接通，在感应电动势 E_2 作用下，负载电路中产生电流 I_2 的运行状态称为负载运行，此时一次绕组中的电流由空载时的 I_{10} 增加为 I_1 。

在分析负载运行时，必须掌握一个原则，即变压器的一次绕组是并联在电源上的，而电源电压是恒定的，在任意时刻一次绕组中的感应电动势以及主磁通必然是恒定的，无论空载、

恒定负载还是变化负载都不例外，这就是恒磁通原则。在铁心中既然磁通是恒定的，产生磁通的磁通势也应该是恒定的。也就是说变压器空载时的磁通势必须等于负载时的磁通势，即：

$$N_1 I_{10} = N_1 I_1 + N_2 I_2 \approx 0 \quad \text{式 (3-6)}$$

由于空载时一次绕组电流 I_{10} 极小，仅占额定电流的 1%~3%，可以近似认为 $N_1 I_{10} \approx 0$ 这样可得：

$$I_1 = -\frac{N_2}{N_1} I_2 = -\frac{I_2}{k} \quad \text{式 (3-7)}$$

也就是说一次绕组和二次绕组中的电流之比为匝数比的倒数，式 (3-7) 中的负号表示 I_1 与 I_2 的相位是相反的。

在负载情况下，一次绕组与二次绕组的视在功率是相等的，即：

$$S_1 = U_1 I_1 = \frac{k U_2 I_2}{k} = U_2 I_2 = S_2 \quad \text{式 (3-8)}$$

实际的负载阻抗 $Z_L = \frac{U_2}{I_2}$ ，通过变压器的电磁耦合，反映在电源电路中的等效阻抗 Z'_L 上为：

$$Z'_L = \frac{U_1}{I_1} = \frac{k U_2}{\frac{I_2}{k}} = \frac{k^2 U_2}{I_2} = k^2 Z_L \quad \text{式 (3-9)}$$

也就是说在变压器二次绕组端接入负载阻抗 Z_L ，对于电源来说，其效果就与在电源电路中接入阻抗 Z'_L 一样。

虽然变压器的一次绕组和二次绕组在电路上是隔离的，但是通过主磁通的耦合，实现了不同电压的电路之间的电能传输，而且还有变换电压、电流、阻抗的作用。同时当二次绕组有电流及功率输出时，依赖于磁通势平衡，一次绕组必然有相应的电流及功率输入，二者始终保持着一种平衡关系。

3.2.3 变压器的运行性能

实际变压器的两个绕组总有一些漏磁通及电阻，这就造成了负载电流变化时的输出电压波动，当电源电压 U_1 和负载功率因数 $\cos \varphi_2$ 固定时，输出电压 U_2 和负载电流 I_2 的关系曲线称为外特性曲线，如图 3-4 所示，可见在电阻及电感负载情况下，电压 U_2 随电流 I_2 的增加而有所降低。

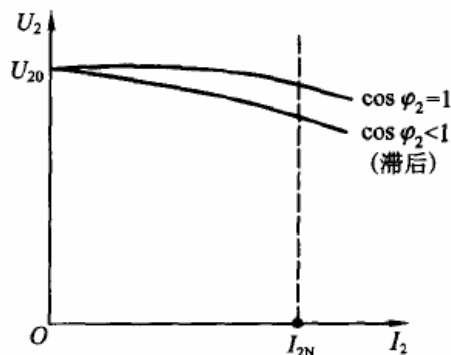


图 3-4 变压器外特性曲线

通常把变压器在电源电压 U_1 为额定，由空载达到额定运行时的输出电压相对变化率 $\Delta U\%$ 称为电压调整率，即有

$$\Delta U\% = \frac{U_{20} - U_2}{U_{20}} \times 100\% \quad \text{式 (3-10)}$$

一般变压器的电压调整率很小，在规定的功率因数条件下不超过 5%。假若变压器空载时输出电压 U_{20} 为 400V，在额定负载时的输出电压为 380V。

变压器运行时具有铁心磁滞损耗及涡流损耗（称为铁损）及绕组导线中的电阻损耗（称为铜损），相应地效率 η 可表示为

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \times 100\% = \frac{P_2}{P_2 + P_{Cu} + P_{Fe}} \times 100\% \quad \text{式 (3-11)}$$

式中， P_2 为输出功率； P_{Cu} 为电阻损耗功率，与电流平方成正比； P_{Fe} 为磁滞涡流损耗功率，在频率不变情况下近似与电源电压平方成正比。

降低损耗不仅可以提高变压器运行的经济性，而且可以降低变压器的发热和温度，可以使变压器向大容量发展。中小型变压器的效率为 95%~98%，大容量变压器效率可达 99%~99.5%。

3.2.4 变压器的额定值

变压器的额定值是在铭牌上标出的能长期连续运行的数据，主要有：

(1) 额定频率 f_N 变压器应接交流电源的频率，我国规定为 50Hz。

(2) 额定电压为 U_{1N} 、 U_{2N} U_{1N} 为变压器一次绕组应接交流电源的电压， U_{2N} 为变压器二次绕组空载时的输出电压，对三相变压器，额定电压都指线电压。额定电压值取决于变压器的绝缘强度及铁心磁通密度。电源电压超过额定值会使铁心过热并造成绝缘老化及击穿。

(3) 额定电流 I_{1N} 、 I_{2N} 在额定电压以及规定的环境温度（40℃）及容许温升的条件下，允许长期连续运行的一次绕组和二次绕组电流。对三相变压器都是指线电流。

(4) 额定容量 S_N 根据额定电压及额定电流确定的额定输出视在功率。对单相变压器， $S_N = U_{2N} I_{2N}$ ；对三相变压器， $S_N = \sqrt{3} U_{2N} I_{2N}$ 。变压器运行于额定容量时称为满载，超过额定容量称为过载，远低于额定容量称为轻载。当环境温度高于 40℃时，变压器应该降低容量以保证内部温度不超过绝缘的容许温度；若环境温度远低于 40℃时，则可以适当过载运行。

3.3 开关设备

3.3.1 隔离开关

隔离开关可以确实可靠地隔离电源。隔离开关没有灭弧装置，除了能开断很小的电流外，不能用来开断负荷电流，更不能开断短路电流，但隔离开关必须具备一定的动、热稳定性。在标准中规定，隔离开关在分断状态下应有明显可见的断口。在关合状态下，导电系统中可以通过正常的工作电流和故障下的短路电流。

一、隔离开关的功能

(1) 隔离开关在分闸后应建立可靠的绝缘间隙将被检修线路和设备与电源隔离。隔离开关在分闸状态下应有明显的可见断口，使运行人员能明确判断其工作状态。隔离开关的断口在任何状态下都不能被击穿，因此它的断口耐压一般需比其对地绝缘的耐压高出 10%~15%，必要时应在隔离开关上附设接地刀闸，供检修时接地用。

(2) 根据运行需要换接线路，在断口两端有并联支路的情况下，可带负荷进行分合闸操作，变换母线接线方式等。

(3) 可用隔离开关开断和关合一定长度线路的充电电流和一定容量的空载变压器的励磁电流。

(4) 对于分断速度较高的快分隔离开关，若与接地开关配合，在某些终端变电所可以代替断路器使用。

二、隔离开关的结构

按照安装地点的不同，隔离开关可分为户内隔离开关（型号为 GN）和户外隔离开关（型号为 GW）。户外隔离开关的触头直接暴露于大气中，需要适应户外恶劣的气候条件，包括在覆有一定厚度冰层的情况下仍能顺利地分闸与合闸。隔离开关的结构形式很多，下面介绍几种典型的结构。

图 3-5 为户内一般配电用隔离开关的结构图。隔离开关的三相共装在一个底架上，操动机构通过连杆操动转轴完成分合闸操作。闸刀采用矩型铜条型，以使用磁锁装置来提高开关对短路电流的稳定性。

户外隔离开关按其绝缘支柱结构的不同可分为双柱式、三柱式和单柱式，如图 3-6、图 3-7、图 3-8 所示。

图 3-6 为 π 型双柱式隔离开关。它的转臂也即主闸刀固定在绝缘瓷柱顶部的活动出线座上。上图闸刀处于合闸位置。分闸时主闸刀传动轴带动两侧的绝缘瓷柱转动 90°，使闸刀在水平面上转动而分闸，如图中俯视图所示。这种开关不占上部空间，但相间距离要求大。

图示隔离开关带有一把接地开关（刀闸），由接地刀闸传动轴带动。

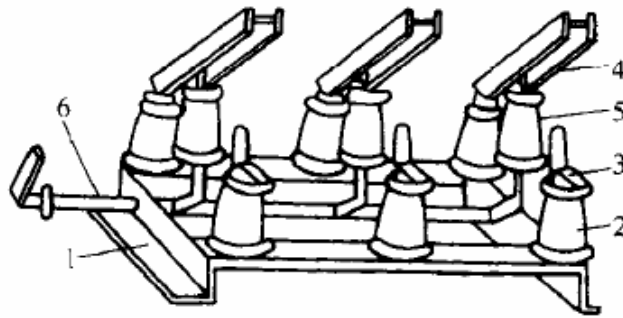


图 3-5 户内配电用隔离开关的结构图

1—底座 2—支柱瓷瓶 3—静触头 4—闸刀 5—操作瓷瓶 6—转轴

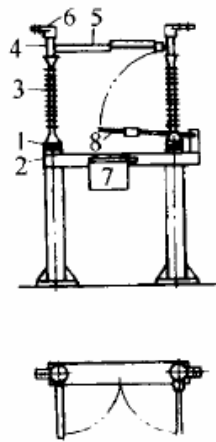


图 3-6 双柱式隔离开关

1—轴承座 2—支架 3—绝缘 4—转动头 5—转臂（闸刀）
6—高压出线座 7—操作机构 8—接地开关（刀闸）

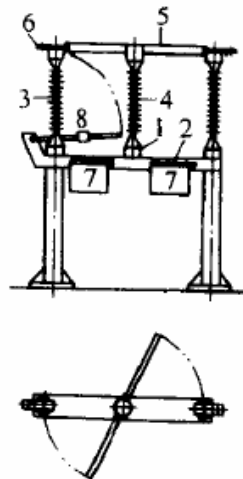


图 3-7 三柱式隔离开关

1—转动轴 2—支架 3—固定绝缘瓶 4—转动绝缘瓷柱 5—刀闸转臂
6—高压出线端 7—操作机构 8—接地开关（刀闸）

图 3-7 为三柱式隔离开关。与双柱式隔离开关相比相间距离要求小。两边的绝缘支柱瓷

瓶固定在支架上，中间的绝缘瓷瓶安装在轴上。分闸时中间的绝缘瓷瓶带动转臂刀闸转动 60° ，使闸刀在水平面上转动而分闸，如图中俯视图所示。三柱式与双柱式隔离开关的基本元件相同，动作原理相似，只是刀闸转动方向不同。

图 3-8 为单柱式隔离开关。这种隔离开关的静触头被独立地安装在架空母线上。可动闸刀安装在瓷柱顶部，由操动机构通过传动机构带动，象剪刀一样向上运动，用夹住或者释放在母线上静触头的方法来合闸和分闸。使用单柱隔离开关可以显著地节省变电站的占地面积。但单柱式隔离开关结构比较复杂，一般只在 252kV 及以上超高压等级中使用。

图 3-9 所示为形双柱式隔离开关。它的底座较双柱式隔离开关结构小，易于满足特殊方式安装的要求。

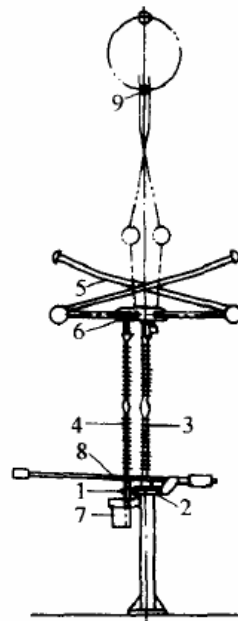


图 3-8 单柱式隔离开关

- 1—转动轴 2—支架 3—支柱绝缘子 4—转动绝缘子 5—导电架（动闸刀）
6—轴承箱 7—操作机构 8—接地开关（刀闸） 9—悬挂（静）触头

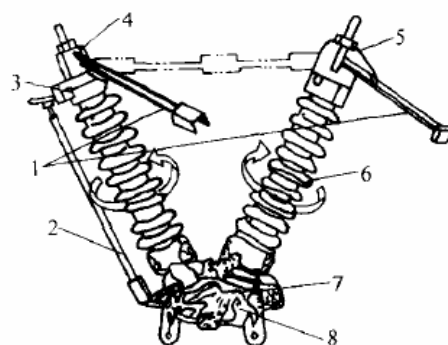


图 3-9 V 形双柱式隔离开关

- 1—主闸刀 2—接地闸刀 3—接地闸刀静触头 4—出线座 5—导电带 6—绝缘子 7—轴承座 8—伞齿轮

隔离开关本来是不具备开合电流能力的，但有时需要开断 10m 左右的母线，或为了停止空载变压器而开断其充电电流。如图 3-10 所示，两台变压器并联的情况下，在轻负荷时，为了减少变压器的损耗，有时希望用隔离开关切除一台变压器。此时的开断电流可能达到近 1000A，但开断时的工频恢复电压，只是一台变压器内阻抗所产生的电压降，仅有数百伏。

此现象在其它并联电路的情况下，对于开断环流也是必需的。此外，还需要开断连接在母线上的电压互感器、补偿电容器、避雷器的充电电流、励磁电流或电阻电流。

隔离开关通常没有灭弧装置，而只靠将大气中的电弧逐渐拉长使它自然熄灭。因此，隔离开关的小电流开断能力，根据隔离开关的结构、开合速度、开离方向、风速、相间距离以及临近接地装置的距离等不同情况而各异。

隔离开关的开合能力的限度，决定于以下两个条件：一是当分闸时在全行程的 80% 左右，电流应完全开断；二是所产生的电弧向横方向与上方伸长（通常称为电弧伸展范围），绝对不致造成相间短路或接地故障。

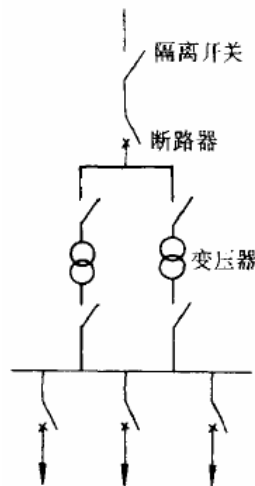


图 3-10 变压器的并联运行

3.3.2 熔断器

高压熔断器中的主要元件为熔丝。在正常工作情况下，熔丝串联在电路中，通过熔丝的电流不应使熔件熔断。当系统中出现过载或短路时，熔丝将因过热而自行熔断，切断电路，保护其它设备不受到损害。图 3-11 是熔断器开断短路故障时的示波图。

整个开断过程大致可分为三个阶段。

(1) 从熔丝中出现短路（或过载）电流起到熔丝熔断所需的时间，即图 9-11 中的 t_1 称为熔丝的熔化时间。它与熔丝材料、截面积、流经熔丝的电流以及熔丝的散热情况有关，长到几小时，短到几个毫秒甚至更短。

(2) 从熔丝熔断到产生电弧所需的时间为 t_2 ，这段时间很短，一般在 1 毫秒以下。熔丝熔断后，熔丝先由固体金属材料熔化为液态金属，接着又气化为金属蒸气。由于金属蒸气的温度不是太高，电导率远比固体金属材料的电导率低，因此熔丝气化后的电阻突然增大，电路中的电流被迫突然减小。由于电路中总有电感存在，电流突然减小将在电感及熔丝两端产生很高的过电压，导致熔丝熔断处的间隙击穿，出现电弧。由于电弧温度高，热游离强烈，维持电弧所需的电弧电压并不太高。

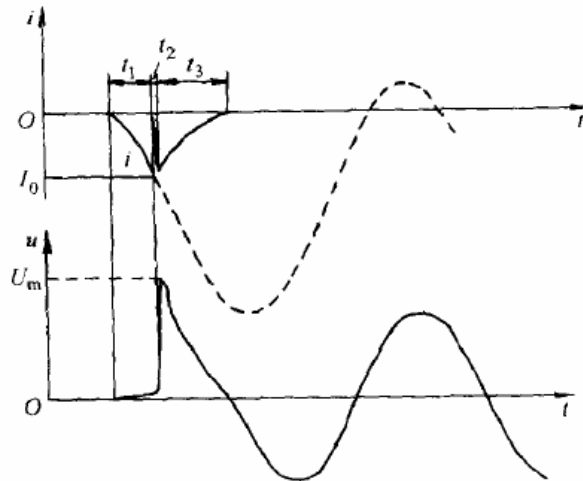


图 3-11 熔断器开断短路故障时的示波图

(3) 从电弧产生到电弧熄灭的时间 t_3 称为燃弧时间。它与熔断器灭弧装置的原理和结构以及开断电流的大小有关。一般为几十毫秒，短的可到几毫秒。 $t_1 + t_2 + t_3$ 称为熔断器的全开断时间。 $t_1 + t_2$ 称为熔断器的弧前时间。由于 t_2 和 t_1 相比，常常可以忽略不计，因此弧前时间实际上就是熔丝的熔化时间 t_1 。

表征熔断器工作特性的除额定电压、额定电流和开断能力外，还有熔丝的热特性，它们是：

(1) 时间~电流特性。时间~电流特性是表示熔丝熔化时间与通过电流间关系的曲线，该特性又称熔丝的时间~电流特性，如图 3-12 所示。每一种额定电流的熔丝都有一条自己的时间~电流特性曲线。根据时间~电流特性进行熔丝的选择就可以获得熔断器的动作选择性。

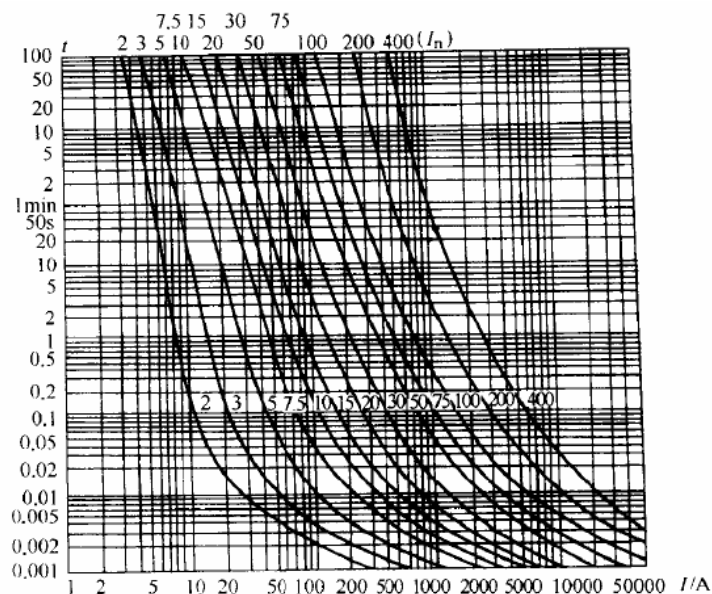


图 3-12 熔断器的时间-电流特性

(2) 最小熔化电流。电流减小时熔丝熔化时间增大。当电流减小到某一数值，熔丝的熔断时间为无穷长时的电流，称为熔丝的最小熔化电流 I_{\min} ，即熔丝电流比 I_{\min} 稍大时熔丝自动熔断；而熔化电流比电流 I_{\min} 稍小时，熔丝虽不会熔断但熔丝的温度却很接近熔丝材料的熔化温度。熔丝不能长期在最小熔化电流 I_{\min} 下工作，这样会使熔断器某些部件的温升过高，或者会造成熔丝过早熔断的事件。熔丝允许长期工作电流即熔丝的额定电流 I_n 显然比 I_{\min} 小。 I_{\min} 与 I_n 的比值称为熔丝的熔化系数 K_m 。熔断系数一般取 1.2~2.5。不同用途的熔断器可以规定不同的熔断系数，过高的熔断系数会使熔断器失去应有的灵敏度，过低的熔断系数则会造成熔断器在工作电流下的误动。

在高压熔断器中，为减小熔丝截面，避免熔断后产生过多的金属和金属蒸汽，都用低电阻系数的铜和银来制造熔丝。然而铜和银是高熔点的材料，铜的熔点为 1083℃，银的熔点为 961℃。如果要使熔丝的温度在最小熔断电流下达到材料的熔点，那么在比最小熔断电流小不多的额定电流下熔丝的温度必然也是相当可观的。要解决这一矛盾可以用在铜熔丝上焊上锡球或涂上一层锡的方法来降低熔丝的熔点。我们知道锡的熔点为 232℃，熔化的锡可使铜熔解。因此在铜丝上焊上锡球后，只要锡球熔解，锡液附近的铜也就会随之熔解而将电路开断。这一效应称为锡的冶金效应，目前在高压熔断器中广泛采用。

3.3.3 低压开关

低压开关是一种用来隔离、转换以及接通和分断电路的控制电器。

刀开关是低压配电电器中结构最简单、应用最广泛的电器，主要用在低压成套配电装置中，作为不频繁地手动接通和分断交、直流电路或作隔离开关用。也可以用于不频繁地接通与分断额定电流以下的负载，如小型电动机等。

一、瓷底胶盖刀开关

瓷底胶盖刀开关，又称为开启式负荷开关，适用于交流 50Hz，额定电压单相 220V、三相 380V，额定电流 100A 以下的电路中，作不频繁地接通和分断有负载电路，小容量线路的短路保护之用。其中三极开关适当降低容量后，可作小型电动机手动不频繁操作的直接起动及分断用。

二、组合开关

组合开关又称为转换开关，也是一种刀开关。不过它的刀片（动触片）是转动的，组合性强，可组成各种不同的线路。

组合开关一般适用于机床电气控制线路中，作为电源的引入开关，也可以用来不频繁地接通和断开电路，断通电源和负载，控制 5kW 以下的小容量异步电动机的正、反转和星、三角起动。

组合开关有单极、双极和三极之分，由若干个动触点及静触点分别装在数层绝缘件内组成，动触点可随手柄旋转而改变其通断位置。顶盖部分由滑板、凸轮、扭簧及手柄等零件构成操作机构。由于该机构采用了扭簧储能结构，从而能快速闭合及分断开关，使开关闭合和分断的速度与手动操作无关，提高了产品的通断能力。

三、使用刀开关应注意的问题

使用开启式负荷开关时，必须垂直安装在控制屏或开关板上，绝不允许倒装，以防手柄

因自重落下，引起误合闸。接线时应把电源线接在上端，负载线接在下端，并装接熔体作为短路和严重过载保护。开启式负荷开关不宜带负载操作，若带小功率负载操作时，分合闸动作应迅速，使电弧较快熄灭。使用组合开关时，应将其安装在控制面板上，面板外只能看到转换手柄，其他部分均在屏内，操作频率不能过高，一般每小时不宜超过 5~20 次，当用于电动机正、反转控制时，应在电动机完全停转后，方可反向起动，否则容易烧坏开关或造成弧光短路事故。

3.3.4 高压断路器

3kV 及以上电力系统采用的断路器称为高压断路器，也是电力系统中最重要的控制和保护设备。高压断路器能够开断、关合及承载运行线路的正常电流，也能在规定时间内承载、关合及开断规定的异常电流，如过载电流和短路电流。高压断路器在电网中起着两方面的作用：第一，控制作用。根据电网运行需要，用高压断路器把一部分电力设备或线路投入或退出运行。这种作用称为控制。第二，保护作用。高压断路器还可以在电力线路或设备发生故障时将故障部分从电网快速切除，保证电网中的无故障部分正常运行。这种作用称为保护。

根据按制、保护的對象不同，高压断路器大致可以分为以下几种类型：

(1) 发电机断路器——控制、保护发电机用的断路器。断路器的额定电压从 40.5kV 以下，额定电流大，不需要快速自动重合闸。

(2) 输电断路器——用于 110(63)kV 及以上输电系统中的断路器。其中 110 kV、220kV 电压等级使用的断路器称为高压断路器，330 kV 及以上电压等级使用的断路器称为超高压断路器。输电断路器除要求具备快速自动重合闸功能外，还常要具备开合近区故障、失步故障，架空线路和电缆线路充电电流的能力。由于电压高，断路器的结构也比较复杂。

(3) 配电断路器——用于 35(63)kV 及以下的配电系统中的断路器。这类断路器除要求具备快速自动重合闸的功能，有时还要求具备开合电容器组(单个电容器组或多个并联电容器组)和电缆线路充电电流的能力。由于电压低，断路器的结构应该简单。

(4) 控制断路器——用于控制、保护经常需要启停的电力设备(如高压电动机、电弧炉等)的断路器。断路器的额定电压在 12kV 以下。要求断路器能够频繁操作并具有高的机械和电寿命。

按断路器灭弧原理来划分，有油断路器、压缩空气断路器、六氟化硫断路器、真空断路器、磁吹断路器和(固体)产气断路器。目前用得较多的是少油断路器、真空断路器和六氟化硫断路器。

断路器的典型结构见图 3-13。

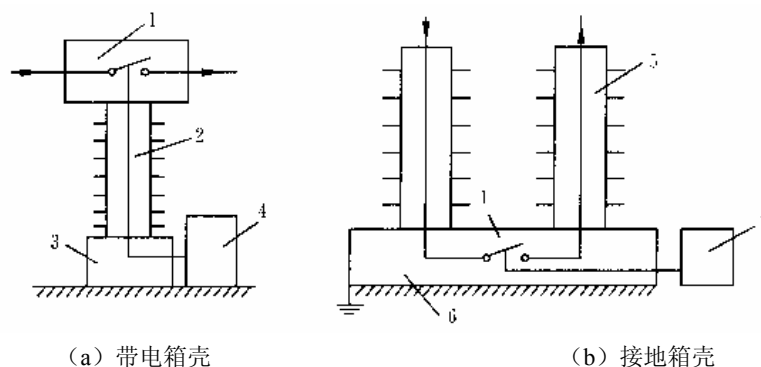


图 3-13 高压断路器典型结构简图

1—开断元件 2—绝缘支柱 3—基座 4—操动机构 5—绝缘套管 6—接地外壳

图中开断元件是断路器用来进行关合、承载和开断正常工作电流和故障电流的执行元

件，它包括触头、导电部分和灭弧室等。触头的分合动作是靠操动机构来带动的，常用的操动机构有电磁操动机构、弹簧操动机构、压缩空气气动操动机构和液压操动机构等。

开断元件放在绝缘支柱上，使处于高电位的触头、导电部分及灭弧室与地电位绝缘，绝缘支柱则安装在接地的基座上。这类结构称为外壳带电断路器，也有人称之为绝缘支柱式断路器。

另一类结构的断路器称为外壳接地断路器(又称落地罐式)，如图 3-13(b)所示。开断元件放在接地的箱壳中，其间的绝缘依靠气体(压缩空气或六氟化硫)或液体(变压器油)来承担，导电部分经套管引入，结构比较稳定，常在额定电压高的高压和超高压断路器中使用，抗地震性能好。

3.4 互感器

为保证电力系统的安全和经济运行，需要对电力系统及其中各电力设备的参数进行测量、以便对其进行必要的计量、监控和保护。通常的测量和保护装置不能直接接到高电压、大电流的电力回路上，而需将这些高电平的电力参数按比例变换成低电平的参数或信号，以供测量仪器、仪表、继电保护和其他类似电器使用。进行这种变换的变压器，通常称为互感器或仪用变压器。

3.4.1 电流互感器

电流互感器的基本电路如图 3-15。电流互感器的一次绕组和二次绕组绕在同一个磁路闭合的铁心上。如果一次绕组带电而二次绕组开路，互感器成为一个带铁心的电抗器。一次绕组中的电压降等于铁心磁通在该绕组中引起的电动势，铁心磁通也在二次绕组中感应出相应的电动势。如果二次绕组的回路通过一个阻抗形成闭路，则二次回路中将产生一个电流，此电流在铁心中产生的磁通趋向于抵消一次绕组电流产生的磁通。忽略误差时，二次回路电流于一次回路电流之比值等于一次绕组与二次绕组匝数之比。

电流互感器的用途是实现被测电流值的变换，与普通变压器不同的是其输出容量很小。一般不超过数十伏安，供给电子仪器或数字保护的互感器，输出功率可能低到毫瓦级。一组电流互感器通常有多个铁心，即具有多个二次绕组，提供不同的用途。中压(如 10kV 级)的某些类型电流互感器，可能只有 1~3 个二次绕组。而超高压的电流互感器的二次绕组可能多达 6~8 个。

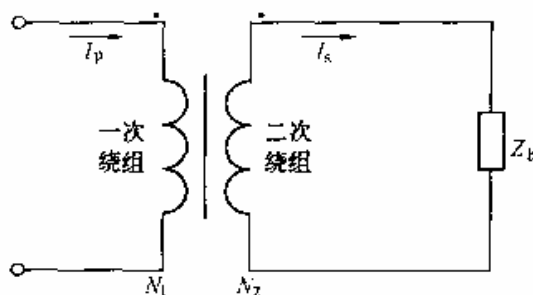


图 3-15 电流互感器基本电路

电流互感器的一次绕组通常串联于被测量的一次电路中，二次绕组通过导线或电缆串接仪表及继电保护等二次设备。电流互感器二次电流在正常运行及规定的故障条件下，应与一次电流成正比，其比值和相位误差不超过规定值。电流互感器的额定一次电流和额定二次电

流是作为互感器性能基准的一次电流和二次电流。

电流互感器按其用途和性能特点可分为两大类：一类是测量用互感器，主要在电力系统正常运行时，将相应电路的电流变换供给测量仪表、积分仪表和其他类似电器，用于运行状态监视、记录和电能计量等。另一类是保护用互感器，主要在电力系统非正常运行和故障状态下，将相应电路的电流变换供给继电保护装置和其他类似电器，以便起动开关设备清除故障，也可实现故障监视和故障记录等。

测量用和保护用两类电流互感器的工作范围和性能差别很大，一般不能共用。但可组装在一组电流互感器内，不同的铁心和二次绕组分别实现测量和保护的功能。

另外，电流互感器的一次绕组直接串接于高电压回路，属于高压电器，设计时需要考虑互感器的绝缘性能和结构。

3.4.2 电压互感器

电压互感器的构造、原理和接线都与电力变压器相同，差别在于电压互感器的容量小，通常只有几十或几百伏安，二次负荷为仪表和继电器的电压线圈，基本上是恒定高阻抗，其工作状态接近电力变压器的空载运行时的状态。

电压互感器的高压绕组，并联在系统一次电路中，二次电压 $100/\sqrt{3}$ 与一次电压成比例，反映了一次电压的数值。一次额定电压 U_{1N} 与电网的额定电压相同，二次额定电压 U_{2N} ，一般为 100 、 $100/\sqrt{3}$ 、 $100/3V$ 。

电压互感器的一、二次绕组额定电压之比，称为电压互感器的额定变比 k_N ，则

$$k_N = \frac{U_{1N}}{U_{2N}} \approx \frac{U_1}{U_2} \approx \frac{N_1}{N_2} \quad \text{式 (3-12)}$$

式中 N_1 、 N_2 ——电压互感器一次、二次绕组的匝数。

由式(3-12)知，若已知二次电压 U_2 的数值，便能计算出一次电压 U_1 的近似值，为

$$U_1 = k_N U_2 \quad \text{式 (3-13)}$$

电压互感器的种类较多，按绕组数分为双绕组和三绕组电压互感器，三绕组电压互感器除了一、二次绕组外，还有一组(个)辅助二次绕组供绝缘监测及用于零序回路。按相数分为单相和三相式，额定电压 $35kV$ 及以上的电压互感器均制造为单相式。按安装地点分为户内和户外式， $35kV$ 及以下多制成户内式。按绝缘及冷却方式可分为干式、浇注式、油浸式和充气式，干式(浸绝缘胶)结构简单、无着火爆炸危险，但绝缘强度较低，只适用于 $6kV$ 以下的户内装置；浇注式结构紧凑、维护方便，适用于 $3\sim 35kV$ 户内配电装置；油浸式绝缘性能好，可用于 $10kV$ 以上的户内外配电装置；充气式用于 SF_6 全封闭组合电器中。

3.5 输电线路

输电线路包括架空送配电线路与地下送配电线路，架空送配电线路较为经济，适合于远距离送配电。架空线路的主要部分由电线、绝缘子、支撑物和架空地线等构成。

在人口密度高的城市以及近郊，由于受到安全、法制、环境、经济性方面等的限制，大多用地下送电线（电缆），这个趋势今后将越来越明显，在日本，地下送电线路的运行电压达到 500kV，使用电流容量为 3~10kA 的电缆。地下电缆对于抑制无功功率产生的电压降、系统的稳定性、环境保护等方面比架空线具有优越性，但在送电容量、事故修复方面有缺点。

3.5.1 电线

架空送电线路中使用的电线必须具备导电率高、机械强度高、抗张力和耐久力大、密度小、价格便宜及架线容易等条件。比较符合这些条件的有铜线及铝线。但是，从机械强度这一点来看，不加处理就作为电线使用的则不耐用，所以还需进行各种加工。用于 77kV 以下送电线路的为硬铜绞线，110kV 以上的线路为如图 3-16 的钢芯铝绞线。另外，在架空配电线路中使用绝缘电线。

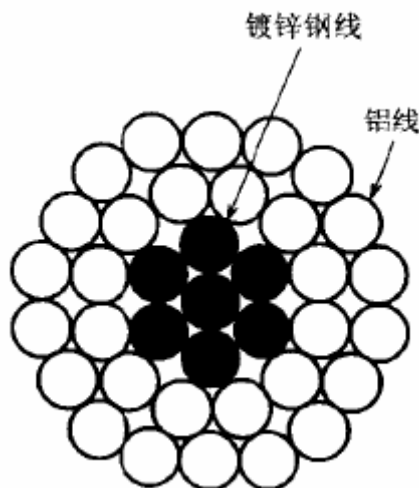


图 3-16 钢芯铝绞线

3.5.2 绝缘子

为使电线和支承物绝缘而使用的绝缘子，要求有足够的机械强度和绝缘性能。一般，绝缘子中作为绝缘体的是以粘土和陶石为主要成分的瓷，也有的是玻璃和树脂材料。表 3-1 表示了绝缘子的种类及其用途的概况。

在绝缘子上下的金具处加上电压，当电压上升到一定值时绝缘被破坏，从而通过绝缘子表面的空气，在两金具间产生持续的电弧，绝缘子短路。这时的电压被称为闪络电压。一般绝缘体的闪络电压随外加电压的波形与气象条件等因素而变。因此，在进行绝缘子特性试验时，有必要研究工频交流电压下干燥绝缘子的闪络电压（干闪电压）、下雨时的湿闪电压、对应雷击过电压的雷电冲击电压下的耐受电压，以及对应开关操作时操作过电压的操作冲击耐受电压等。试验的电压值在工频时用其有效值，在脉冲时用其峰值。

表 3-1 绝缘子的种类与用途

名称	使用电压	用途	备注
针式绝缘子	-66	通信、配电、送电	仅在 33kV 以下送电时使用
盘型悬式绝缘子	11~500	送电	标准 250mm, 500kV 用 280, 320mm, 使用限度
棒式绝缘子	66~154	送电、盐污地区发电厂	老化慢, 耐盐性高, 耐雾性好, 机械强度大
深裙绝缘子	11~500	送电	耐污损秽
线路柱型绝缘子	11~17	送电(悬挂处)	与棒式绝缘子相同
支持绝缘子		发电厂	用作母线、设备和铜线等支撑

3.5.3 支撑物

支撑物 (supporting structure) 是为了支持电线而用的物体, 根据电气设备技术基准应用木杆、铁柱、钢筋混凝土杆、铁塔。在送电时, 最常用的是铁塔, 其中最广泛应用的是四角铁塔、跨越铁道与公路的门形铁塔, 和在山岳地带建设的 MC 铁塔等。铁柱和钢筋混凝土杆分为两类, 一类是全长在 16m 以下、设计载重在 700kg 以下的 A 类铁柱及以下的类钢筋混凝土杆, 另一类是 A 类以外的 B 类铁柱和 B 类钢筋混凝土柱。

3.5.4 铁塔

铁塔 (steel tower), 根据其形状如图 3-17 所示有四角铁塔、方形铁塔、礼帽形铁塔与门形铁塔等。四角铁塔是最常用的, 有四面相同的结构; 方形铁塔的相对两面是相同的形状; 礼帽形铁塔的中间部分变狭; 大多用于电压高的 1 回线路铁塔等情况的门形铁塔又称为龙门铁塔, 常用于铁道、电车线、公路, 道路顺着铁塔通出去。

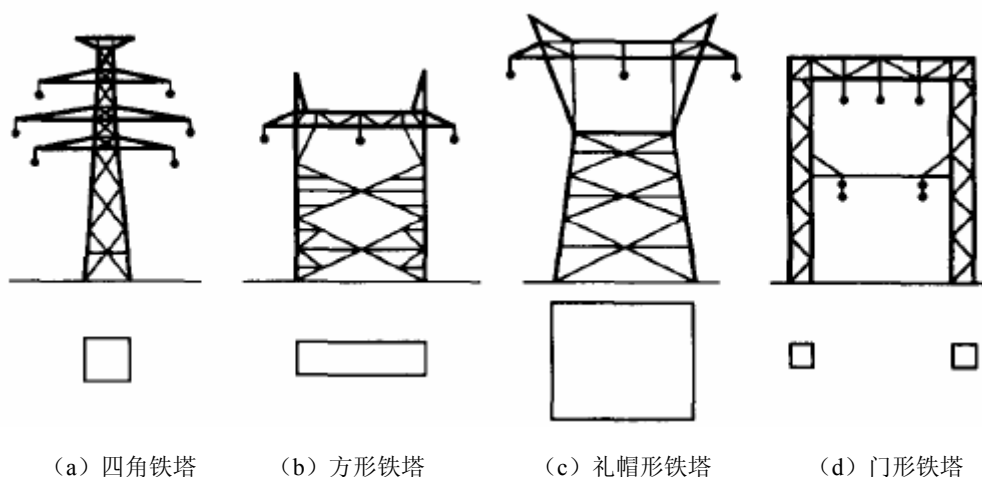


图 3-17 铁塔的形状

送电铁塔根据使用目的分为直线铁塔 (用于送电线路的直线部分)、转角铁塔 (送电线路上有水平方向的角度)、终端铁塔 (固定全部所架线路时用)、耐张铁塔 (送电线路两侧的档距相差大时用) 和增强铁塔 (在送电线路的直线部分处增强使用)。

在日本, 远距离送电线大多由双回路线路构成, 而用户附近的送电线 3 回路以上的由多

回路线路构成。

3.5.5 地下送配电

地下送电线是向城市供电的主要部分，其系统的构成与架空送电线有很大的区别。代表性的地下送电系统的构成如图 3-18 所示。梳子形方式是在地下送电的初期发展起来的，由于线路的数量多，保护方式复杂，现在已不大使用；放射状方式是高压地下线系统重要的基本形式之一，作为 22kV、33kV 级的送电网，目前被广泛地使用；环状方式，如果采用了适当的保护方式，则是可以不停电的一种供电方式。多端子方式是每单元直接把变压器接到线路上，即使 1 个回路发生事故，其他 2 个回路也能够分担负载，是可靠性高且经济的一种方式；点状网络方式用于向大楼供电，是能进行不停电供电的方式。

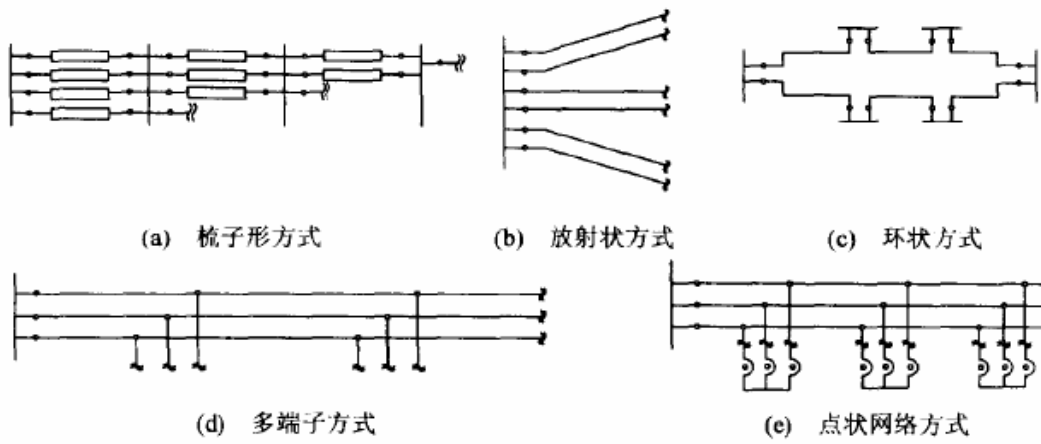


图 3-18 地下送电系统的构成

3.5.6 电力电缆

电缆的基本结构如图 3-19 所示，由载流芯线（硬铜绞线）、绝缘体，以及为了保护绝缘体和防止电磁感应的金属保护层（铅包、铝包）和为了防止金属护层被腐蚀而用的防腐层（绝缘体）组成。实际的电力电缆，根据绝缘体的种类和结构各不相同，大致分类如表 3-3 所示，可分为固体介质绝缘型与压力型。

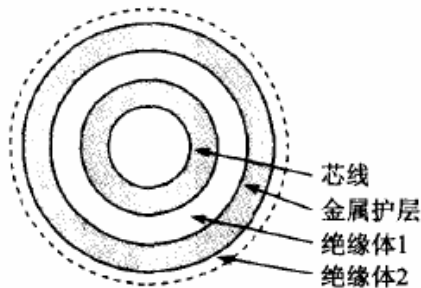


图 3-19 同轴电缆的剖面图

表 3-3 各种电缆

分类	小分类	电缆名称	绝缘体	使用电压 (kV)
固体介质型	绝缘体	带状		~15
		SL, H	油浸纸	11~33
		EV	聚乙烯	~33
	橡胶, 塑料	BN	异丁橡胶	~77
		PN	乙烯丙烯橡胶	~77
		CV	交联聚乙烯	~187
		低气压	油浸纸, 氮气	11~33
	压力型 (液体, 气)	OF	油浸纸, 油	66~500
		PDF	油浸纸, 油	66~500
		管路	PGF	油浸纸, 氮气
PGC			油浸纸, 氮气	66~500
管道充气			SF6 气体	20~500

图 3-20 是固体介质绝缘型中的一种 SL 电缆 (separately leadsheathed cable 分铅电缆)。这种电缆的电气绝缘良好, 与带状电缆相比机械强度也大, 多用于 22~33kV 电压等级。但是, 当纸绝缘的固体绝缘型电缆中的油漏出时, 其绝缘性能大大降低。针对这一缺点而开发的电缆是橡胶、塑料型电缆, 它的绝缘特性优、机械强度好而且重量轻, 但是不耐热。

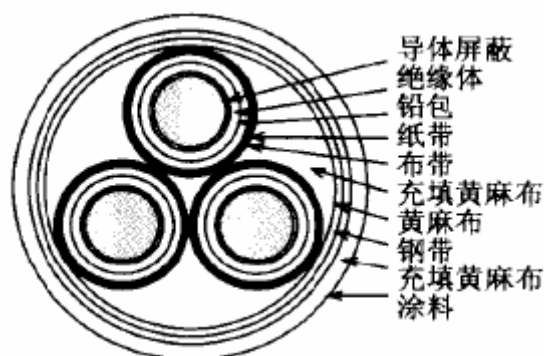


图 3-20 SL 电缆剖面图

为弥补这一缺点, 使用交联聚乙烯作为绝缘体, 如图 3-21 所示的 CV 电缆。CV 电缆有良好的绝缘性, 介质损耗小, 机械强度高而且质量轻, 现在在 22~77kV 范围中用得最多, 在 187kV 中也已实用化。另外, 铝护层的 CV 电缆大多用于 275kV 以上。

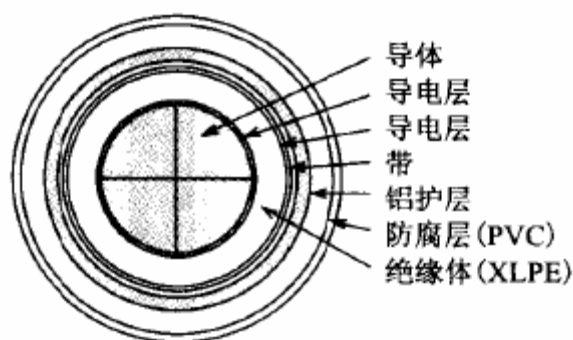


图 3-21 CV 电缆的剖面图

压力型电缆是为了弥补固体介质型电缆的缺点, 在电缆内密封充有大气压以上压力的油, 最有代表性的是图 3-22 所示的 OF (oil filled 充油) 电缆。OF 电缆由于绝缘性能稳定, 绝缘层厚度比较小, 且导体温度可大幅上升, 因此送电容量也可大幅提高, 在 66kV 电压等

级以上用得最多。但是它必需要有供油设备及安装场地，这是其缺点。

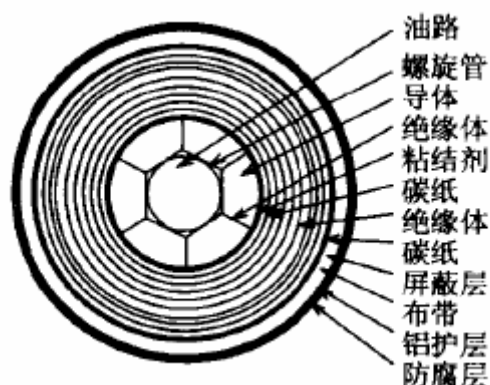


图 3-22 OF 电缆的剖面图

POF (pipe-type OF, 钢管充油) 电缆, 如图 3-23 所示, 是把固体介质绝缘型电缆拉入充满大气压压力以上绝缘油的钢管中, 因此绝缘性能比 OF 更好。另外, 由于电缆在钢管中, 能抗地盘下沉等外力, 强度大, 而且钢管对于电磁场的屏蔽效果也好, 还因为充满油, 可以通过强制冷却循环, 容易实现送电容量的增加, 现作为 200~500kV 超高压电缆被应用。但是, 它需要大量的绝缘油, 还需要特殊的供油设备, 这是它的缺点。

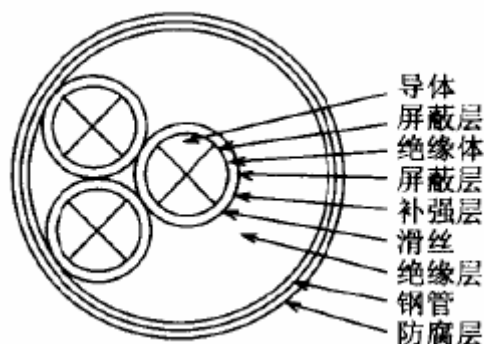


图 3-23 POF 电缆的剖面图

管道充气电缆在铜或铝的管道内用环氧树脂等制作的绝缘间隔物来固定铜或铝导体, 用绝缘性极高的 SF_6 气体来绝缘, 因而被称为气体绝缘送电线 (gas-insulated transmission line: GIL) 或者气体绝缘电缆 (gas-insulated transmission cable: GIC)。管道充气电缆由于 SF_6 的相对介电常数接近 1, 与其他电力电缆相比电容量小, 比没有充电电流补偿的 OF 电缆能建立更长的线路。另外, 受介质损耗的制约也小, 而且 SF_6 气体的绝缘性高 (是空气的 30~50 倍), 当输送与架空送电线相同的送电容量时, 管道充气电缆的截面积小的多。现在, 这种电缆作为变电所的母线被广泛地应用, 而且应用这种电缆进行的正式大容量地下送电线路最近也在建设中。另外, 还有开发研究中的极低温电缆也就是超导电电缆, 它的外径很小但送电容量可以飞跃增加。

第4章 电气设备的选择

4.1 电气设备选择的基本原则

4.1.1 电气设备选择的基本原则

虽然各种电气设备的选择条件并不一样，但其基本要求却是相同的，即需满足正常、短路、过电压和特定条件下的安全可靠要求。为了保证电气设备可靠地工作，选择通常分两步，第一是按正常工作条件的情况下选择；第二是按短路情况校验起热稳定性和电动力的动稳定性。

一、按正常工作条件选择

（一）环境条件

选择电气设备时必须考虑设备的安装场所和工作环境，当处于恶劣的环境时，如严重污秽地区和积雪覆冰严重地区，就需要采用具有特殊结构的加强型或高一个电压等级的设备。为了适应各种不同的环境条件，电气设备有普通型、湿热型、高海拔型、防污型及封闭型等多种类型，甚至可考虑由户外改用户内布置。

（二）额定电压

电气设备的额定电压必须不低于设备安装地点的电网额定电压。由于线路首端电压通常比末端电压高5%~10%，因此设备必须能在超过电网额定电压10%~15%的电压下长期工作，这就是制造厂提供的设备最大工作电压。

（三）额定电流。

电气设备的额定电流是指在其工作环境周围空气温度不超过设备的基准环境温度40℃的条件下，设备所能允许长期通过的最大工作电流。这时电气设备的发热温升不超过其允许值。故选择时，应使电气设备的额定电流大于或等于设备安装回路的持续工作电流。

二、按短路条件校验

按短路条件校验电气设备的动稳定、热稳定及电路开断能力等，校验必须采用流过设备的最大可能短路电流，它比正常工作电流大很多倍。

（一）动稳定校验

短路冲击电流通过电气设备产生的电动力，应不超过厂家的规定，即应满足动稳定。短路动稳定校验就是校验电气设备能够承受短路电动力机械效应的能力。当短路电流通过设备时，设备不发生任何永久性变形。

电气设备动稳定的条件是设备在制造时允许通过的极限电流峰值，即动稳定电流，其值大于所安装回路中短路时出现的最大冲击电流值。

（二）热效应校验

短路电流通过电气设备时会产生热效应，因此，在短路电流通过的时间内电气设备的最高温度如果不超过设计规定的允许值，则认为该电气设备是热稳定的。通常这类电气设备的技术数据中都给出了所允许的热稳定电流和作用时间。电气设备允许的热效应（等于热稳定电流的平方，乘以热稳定电流作用时间）应大于安装回路短路电流的热效应。

4.1.2 经济评价方法

电气设备的经济评价是和工程项目的经济评价紧密联系的。因此要对电气设备进行经济评价,应结合工程项目。对于任何一个工程项目,若对电气设备的选择存在分歧,必须进行技术经济评价才能选出最优方案。经济评价的前提是各方案在技术、功能等方面是相当的或可比的。可比的条件主要包括:

- (1) 电力设备的数量和质量可比。电力系统电力设备的数量是指发、输电容量;质量是指电网的电压、频率、波形以及供电可靠性等。
- (2) 在工程技术设备的供应等方面都应是可以实现的。对国家各项资源的利用和影响是可比的,即各方案在环境保护方面均能达到国家标准,均能适应未来的发展。
- (3) 当各待选方案在技术上或其它方面存在差别时,应采取补偿措施,并应计入补偿措施的费用和效益。此外,当待选方案中有综合利用效益时应按各部门的效益进行投资分摊,然后再进行比较。

目前采用的经济评价方法很多,大概可以归纳为以下三种:静态评价法;动态评价法;不确定性评价法。

在评价工程项目投资的经济效果时,如不考虑资金的时间价值,则称为静态评价法。静态评价法简单直观,但难以考虑工程项目在使用期内的收益和费用变化,以及各方案使用的差异,特别是不能考虑资金的时间因素。因此,静态评价法一般只用于简单项目的初步可行性研究。

目前,电力建设项目大多采用的是动态评价法。该方法考虑了资金的时间因素,比较符合资金的动态规律,因而得到的经济评价更符合实际。常用的动态评价法有以下四种:净现值法;内部收益率法;费用现值法;等年费用法。

本书将主要讨论资金的时间价值和以上四种经济动态评价方法。

不确定性评价方法是考虑原始数据的不确定性的经济评价方法。对电力建设项目来说这种不确定性主要来自电力负荷预测的不确定性,一次能源和电工技术设备价格的变化等。

一、资金的时间价值

资金的价值与时间有密切关系。当前的一笔资金,即使不考虑通货膨胀的因素,也比将来相同数量的资金更有价值。因此,工程项目在不同时刻投入的资金及获得的效益也有不同的价值。为了取得经济上的正确评价,应该把不同时刻的金额折算为同一时刻的金额,然后在相同的时间基础上进行比较。

在经济分析中,工程项目有关资金的时间价值通常有以下几种表示方法:

现值 P : 把不同时刻的资金换算为当前时刻的等效金额,此金额称为现值(贴现值)。这种换算称为贴现计算。

将来值 F : 把资金换算为将来某一时刻的等效金额,此金额称为将来值(终值)。现值和将来值都是一次支付性质的。

等年值 A : 把资金换算为按期支付的金额,通常每期为一年,故此金额称为等年值。

资金的现值发生在第一年初,将来值发生在最后一年末,而等年值则发生在每年的年度。除以上三种表示方法外,还有递增年值的表示方式,即把资金折算为按期递增支付的金额。等年值和递增年值都是多次支付性质的。

以上几种类型的资金表示方式可以相互转换。它们之间的换算和众所周知的利息算法完全相同。下面讨论资金的现值 P 、将来值 F 和等年值 A 之间的转换关系。

(一) 由现值 P 求将来值 F

由现值 P 求将来值 F 的计算也叫本利和计算。设利率为 i 。则第 n 年末的将来位 F 与现值 P 的关系为

$$F = P(1+i)^n = P(F/P, i, n) \quad \text{式 (4-1)}$$

式中

$$(F/P, i, n) = (1+i)^n \quad \text{式 (4-2)}$$

$(F/P, i, n)$ 称为一次支付本利和系数。利用上式进行计算时应注意 P 值发生在第一年的年初, 而 F 值发生在第 n 年的年末。

(二) 由将来值 F 求现值 P

由将来值 F 求现值 P 的计算称为贴现计算。由式 (4-1) 可知

$$P = F(F/P, i, n) = F/(1+i)^n \quad \text{式 (4-3)}$$

式中

$$F = (P/F, i, n) = 1/(1+i)^n \quad \text{式 (4-4)}$$

称为一次支付贴现系数, 为一次支付本利和系数的倒数。

(三) 由等年值 A 求将来值 F

由等年值 A 求将来值 F 的计算叫等年值本利和计算。当等额 A 的现金流发生在从 $t=1$ 到 $t=n$ 年的每年末时, 在第 n 年末的将来值 F 等于这 n 个现金流中每个 A 值的将来值的总和, 即

$$F = A + A(1+i) + A(1+i)^2 + \dots A(1+i)^{n-1} \quad \text{式 (4-5)}$$

这是一个等比级数之和, 其公比为 $1+i$, 将上式两端乘以 $1+i$ 得:

$$F(1+i) = A(1+i) + A(1+i)^2 + \dots A(1+i)^n \quad \text{式 (4-6)}$$

以式 (4-6) 减去式(4-5)得

$$F(1+i) - F = A(1+i)^n - A$$

故知

$$F = A \frac{(1+i)^n - 1}{i} = A(F/A, i, n) \quad \text{式 (4-7)}$$

式中

$$A(F/A, i, n) = \frac{(1+i)^n - 1}{i} \quad \text{式 (4-8)}$$

$(F/A, i, n)$ 叫做等年值本利和系数。这个系数表达了 n 年的等年值 A 与第 n 年末将来值之间的关系。

(四) 由将来值 F 求等年值 A

由将来值 F 求等年值 A 的计算称为偿还基金计算。由式 (4-7) 可得

$$A = F \frac{i}{(1+i)^n - 1} = F(A/F, i, n) \quad \text{式 (4-9)}$$

式中

$$(A/F, i, n) = \frac{i}{(1+i)^n - 1} \quad \text{式 (4-10)}$$

$(A/F, i, n)$ 叫做偿还基金系数。

(五) 由等年值 A 求现值 P

由等年值 A 求现值 P 的计算叫做等年值的现值计算，由式(4-7)及(4-3)可以推出

$$P = A \frac{(1+i)^n - 1}{i} \cdot \frac{1}{(1+i)^n} = A(P/A, i, n) \quad \text{式 (4-11)}$$

式中

$$(P/A, i, n) = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad \text{式 (4-12)}$$

$(P/A, i, n)$ 称为等年值的现值系数。

(六) 由现值 P 求等年值 A

由现值 P 求等年值 A 的计算叫做资金收回计算。由式(4-11)可知

$$A = P \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} = P(A/P, i, n) \quad \text{式 (4-13)}$$

$(A/P, i, n)$ 称为资金收回系数，是经济分析中的一个重要的系数，简称为 CRF(Capital

Recovery Factor)。它表达了现值 P (发生在第一年初) 和 n 个等年值 A (发生在每年末) 之间的等效关系。

二、经济评价方法

利用资金时间价值的换算公式，可以把现金流折算为所需要的等效金额。这种换算提供了四种经济评价方法，即净现值法、内部收益法、最小费用法及等年值法。

(一) 净现值法

工程项目的净现值（简称为 NPV）是该项目在使用寿命期内总收益与总费用之差。显然，一个工程项目方案的净现值愈大则其经济效益愈高。设有几个互斥的投资方案，在其它条件可比的情况下，推荐净现值最大的方案，即

$$\max NPV_j = \sum_{t=0}^n [B_{jt}(P/F, i, t)] - \sum_{t=0}^n [(C_{jt} + K_{jt})(P/F, i, t)] \quad \text{式 (4-14)}$$

式中： i 为利率或贴现率； B_{jt} 为方案 j 在第 t 年的收益； C_{jt} 为方案 j 在第 t 年的运行费用； K_{jt} 为方案 j 在第 t 年的投资； n 为方案 j 的使用寿命或使用期限。式(4-14)也可以改为如下形式：

$$\max NPV_j = \sum_{t=0}^n [(B_{jt} - C_{jt} - K_{jt})(P/F, i, t)] \quad \text{式 (4-15)}$$

上式表明，方案的净现值也可以表示为使用年限内逐年净收益现值的总和。当采用净现值法对一个独立的工程投资方案进行经济评价时，若 $NPV \geq 0$ ，则认为该方案在经济上是可取的，反之则不可取。

(二) 内部收益率法

内部收益率法又称为投资回收法。一个工程项目的净现值与所用的贴现率有密切关系，且净现值随给定的贴现率增大而减小。内部收益率法的关键是求出一个使工程方案的净现值为零的收益率，即需从下式求出 i_j^*

$$\sum_{t=0}^n [(B_{jt} - C_{jt} - K_{jt})(P/F, i_j^*, t)] = 0 \quad \text{式 (4-16)}$$

这种方法的优点是在进行互斥方案比较时，不需要事先知道标准的贴现率，而只需要计算得到的收益率 i_j^* ，直接进行比较， i_j^* 越大的方案经济效益越好。对于独立方案而言，当工程项目的内部收益率 i_j^* 大于标准贴现率 i_0 时

$$i_j^* > i_0 \quad \text{式 (4-17)}$$

则认为该方案在经济上是可取的。

内部收益率法的缺点是计算量比较大。由式(4-16)求 i_j^* 时，一般要采用逐步逼近的方法迭代求解。

(三) 最小费用法

在进行某些工程项目的经济评价时，可能会遇到收益难以计算的情况。例如一般公共福利设施的项目就很难用钱来衡量其收益。在这种情况下往往只能进行工程项目费用的比较，这样就引出了最小费用法。这种方法隐含了一个条件：当方案满足相同的需要时，其收益相

等。因此，净现值法的判别式(4-15)就等价于求费用现值 PVC 最小的方案

$$\min PVC_j = \sum_{t=0}^n [(C_{jt} + K_{jt})(P/F, i, t)] \quad \text{式 (4-18)}$$

上式中符号的意义同式(4-15)。

当采用上述方法进行互斥方案比较时，应考虑各工程项目的使用寿命问题。在各工程项目使用寿命不同的情况下，即使净现值或费用现值相等，其实际收益也不相同。为了使方案比较有一共同的时间基础，处理寿命不同的问题可以用最小公倍数法和最大使用寿命法。

最小公倍数法以不同方案使用寿命的最小公倍数为计算期。在此计算期内，各方案分别考虑以同样的规模，并按相应的最小公倍数重复投资，然后求出计算期内各方案的净现值或费用现值，进行比较。

对于方案较多但使用寿命相差很大的问题，用最小公倍数法比较复杂。在这种情况下，可将方案中最大的使用寿命期定为计算期，使用寿命短的方案在计算期内考虑重建投资，在计算期末可将剩余使用寿命的折余价值视为残值扣除。

(四) 等年值法

等年值法把工程项目使用期内的费用换算成等额的每年一笔的等值费用——等年值，然后用等年值进行方案比较。利用式(4-18)可以得到工程项目等年值判别式

$$\begin{aligned} \min AC_j &= PVC_j(A/P, i, n) \\ &= \left[\sum_{t=0}^n (C_{jt} + K_{jt})(P/F, i, n) \right] (A/P, i, n) \end{aligned} \quad \text{式 (4-19)}$$

式中 AC_j 为方案 j 总费用的等年值。

当使用期内每年的运行费用不变，即

$$C_{jt} = C_j \quad t=1, 2, \dots, n$$

且投资只发生在第一年初始，即

$$K_{jt} = \begin{cases} K_{j0} & \dots\dots\dots (t=0) \\ 0 & \dots\dots\dots (t>0) \end{cases}$$

时，经过简单的代数运算即可将式(4-19)简化为

$$\min AC_j = K_{j0}(A/P, i, n) + C_j \quad \text{式 (4-20)}$$

利用等年值法处理使用寿命不同的方案比较方便。无论各方案的使用寿命是否相同，只要将各方案现金流换算成等年值，就可以直接进行比较。

4.2 变压器的选择

现代电力系统中电力变压器起着连接不同电压等级电力网的重要作用。随着电力系统电压等级不断提高，使用的变压器容量也迅速增大。据统计目前电力系统小变压器的总容量已达到发电容量的 9~10 倍。因此合理选择变压器对系统运行的可靠性及经济性有重大影响。

变压器选择包括变压器台数、容量及型式的选择。变压器容量的选择与其负荷能力密切相关。

4.2.1 变压器的负荷能力

变压器的负荷能力与变压器的额定容量具有不同的意义。变压器的额定容量，即铭牌上所标容量是指在规定的环境温度及冷却条件下，按该容量运行时变压器具有经济合理的效率和正常使用的寿命年限。

变压器的负荷能力是在一段时间内所能输出的功率，该功率可能大于变压器的额定容量。负荷能力的大小和持续时间是根据一定的运行情况和绝缘老化等条件来决定的。

在运行过程中，变压器绕组和铁芯中的电能损耗转化为热能，使变压器温度升高。变压器的运行温升对其绝缘寿命有直接影响。经验及理论证明，变压器绕组的最热点温度维持在98℃时，变压器能获得正常的使用年限（一般为20~30年），绕组温度每升高6℃，使用年限将缩短一半。通常称此规律为变压器绝缘老化六度定则。例如，当变压器绕组最热点温度为110℃时，变压器寿命将缩短为正常寿命的1/4；而绕组最热点温度为86℃时，变压器寿命将延长4倍。

变压器运行时，绕组温度受气温、负荷波动的影响而变化。如将绕组最高允许温度规定为98℃，则在大部分运行时间内达不到此值，变压器的负荷能力未得到充分利用；如不规定绕组的最高允许温度，变压器可能达不到正常的使用年限。为了解决这一问题，可应用等值老化原则。即在一部分运行时间内根据运行要求允许绕组的最高温度大于98℃，而在另一部分时间内绕组的温度必须小于98℃。这样可以使变压器在温度较高时多消耗的寿命与温度较低时少消耗的寿命相互补偿，从而使变压器的使用寿命与恒温98℃运行时等值。因此，利用等值老化原则可以使变压器在一定时间间隔内所损失的寿命为一常数。这就是确定变压器负荷能力的基本依据。

变压器在运行中的负荷经常变化，负荷曲线有峰荷和谷荷之分。变压器在峰荷时可以过负荷，其绝缘寿命损失将增加，而在谷荷时变压器寿命损失会减小，从而得到互相补偿，仍能获得规定的使用年限。因此，为了充分利用变压器容量，可以考虑在峰荷期让变压器带高于其额定容量的功率。这种允许超过的值称为变压器的正常过负荷能力，显然此值与负荷曲线的形状有关。负荷率越小，则正常过负荷能力越大。

此外，考虑到季节性负荷的参差情况，变压器运行规程还规定了百分之一规则，即：如果在夏季（6、7、8月）三个月变压器的最高负荷低于其额定容量时，则每低1%，允许在冬季（11、12、1、2月）四个月过负荷10%。但对自然循环油冷、风冷及强迫循环风冷的变压器总过负荷量不能超过15%，对强迫油循环水冷变压器不能超过10%。

最后，在故障或紧急情况下，还允许变压器短时运行在事故过负荷状态。这是为了在发电厂或变电站发生事故时保证供电可靠性，牺牲变压器部分使用寿命，在较短时间内多带负荷以作应急，避免中断供电。但是为了避免由于承担事故过负荷而致使变压器立即损坏造成更大范围的事故，一般规定绕组最热点的温度不得超过140℃；负荷电流不应超过额定电流的两倍，且持续时间不超过表4-1所示的值。

表4-1 变压器事故允许过负荷

过负荷倍数	1.3	1.6	1.75	2.0	2.4	3.0	
允许时间/MIN	户内	60	15	8	4	2	50/S
	户外	120	45	20	10	2	1.5/S

4.2.2 变压器台数及容量的选择

变电站主变压器的台数对主接线的形式和配电装置的结构有直接影响。显然变压器的台数愈少则主接线愈简单，配电装置所需的电气设备也愈少，占地面积愈少。因此，变电站一般以装设两台变压器为宜。

变压器是一种静止电器，运行可靠性较高，其故障频率平均为 20 年一次。变压器大修 5 年一次，所以可以不设专门的备用变压器。

在确定变压器容量时应考虑两个因素：即负荷增长因素及变压器过负荷因素。

选择变压器时应根据 5—10 年负荷增长情况综合分析，合理选择，并应适当照顾到远期负荷发展情况。对于规划只装两台变压器的变电站，其变压器的地基及土建设施应按大于变压器容量 1—2 级设计，以便在负荷发展时有可能更换大容量变压器。

在确定变压器容量时应注意变压器的过负荷能力，应考虑以下因素：

- (1) 变压器所带负荷的负荷曲线；
- (2) 变压器的冷却方式；
- (3) 变压器周围环境的气象条件；
- (4) 冬季和夏季的负荷曲线差异等。

4.2.3 变压器类型的选择

变压器类型选择包括确定变压器的相数、绕组数、绕组的接线方式，以及是否需要带负荷调压等。

在电力系统中为了简化配电装置，减少占地面积，应尽可能选用三相变压器。只有在特大型变电站，由于变压器容量过大而发生制造困难或运输困难时，才考虑采用单相变压器组连接成三相变压器。

同样道理，当变电站有三级电压时，例如 220 / 110 / 10kV，只要任何一级电压绕组的容量不小于其它绕组容量的 15%，则应选择三绕组变压器，以减少变压器台数，简化配电装置。

常用的变压器接线方式有 Y / Δ 型及 Y/Y₀ 型，在电力系统中为了消除三次谐波及其对通讯及继电保护的不利影响，一般选用 Y / Δ 接线方式。近年来，对于 220kV 以上大型自耦变压器或三绕组变压器亦有采用所谓全星形变压器接线(Y₀ / Y₀ / Y₀)的，它不仅便于 35kV 侧电网并列，同时由于零序阻抗较大，有利于限制单相短路电流。

此外，在选择变压器时，还必须考虑是否需要采用带负荷调压变压器。一般，对用户电压质量要求较高的终端变电站，以及潮流变化较大导致电压波动较大的枢纽变电站应考虑装设带负荷调压变压器。

4.3 开关设备的选择

4.3.1 开关电气设备选择的一般条件

开关电气设备选择是电能系统设计的主要内容之一。正确选择开关电器是保证电气主系统安全、可靠及经济的重要条件。在电能系统中常用的各种电气设备一般均需满足以下工作条件。

一、额定电压

额定电压通常指电气设备应能承受在电网中可能出现的最高工作电压。这个电压一般可超过电网规定电压范围的 10%~15%，用如下关系式表示：

$$U_N \geq U_{MS} \quad \text{式 (4-21)}$$

式中 U_N — 设备额定电压；

U_{NS} — 电网额定电压。

二、额定电流。

是指电气设备的铭牌电流不应小于所在电路中可能通过的最大工作电流，并且还应在指定的环境温度下运行，可写成：

$$I_N \geq I_{NS} \quad \text{式 (4-22)}$$

式中 I_N — 设备额定电流；

I_{NS} — 设备所在支路最大工作电流。

三、环境条件

指开关电气设备装在户内还是户外。若在户外应考虑是否有严重污染或腐蚀的空气，此外还应考虑海拔条件等。所有情况均应符合电气设备出厂所规定的环境工作条件。

四、按短路电流校验电气设备

在校验短路电流效应时，应考虑可能通过电气设备的最大短路电流。其中包括：①短路电流的计算条件应考虑工作的最终规模及最严重的运行方式；②短路点的选择，应考虑可能通过设备的短路电流最大；③短路电流通过电气设备的时间，在进行短时发热校验时，其计算时间应为后备保护的動作时间与开关开断电路总时间（包括电弧持续时间）之和；④对于需要开断短路电流的开关来说，它的开断时间应取主保护动作时间加开关固有分闸时间（不包括电弧持续时间）。

在进行热稳定检验时，通常用制造厂给定设备的短时发热允许电流 $I_{per\ min}$ 和此电流的允许通过时间 $t_{per\ min}$ 。其短时发热允许条件如式(4-23)所示

$$I_{per\ min}^2 t_{per\ min} \geq B \quad \text{式 (4-23)}$$

在进行电动力稳定检验时应根据制造厂给定的允许最大电流来进行，它可以是允许电流的幅值 i_{max} 也可以用有效值 I_{max} ，应满足电气设备所在电路可能通过的短路电流冲击值不超过其允许最大电流。

4.3.2 高压断路器选择

对断路器的选择除了满足一般性条件外，主要还要满足开断电流与关合电流的条件。

一、开断电流的选择条件

断路器开断的电流，严格来说应为开断电路时的周期性分量电流与非周期分量电流之和，即短路全电流有效值

$$I_k = \sqrt{I_{act}^2 + (\sqrt{2}I'' e^{-t/T_a})^2} \quad \text{式 (4-24)}$$

式中 I_{act} — 开断瞬间 t 时的周期性分量电流有效值；

T_a — 短路回路时间常数，通常为 0.05s；

t — 开断计算时间，为主保护动作时间与开关固有分闸时间之和。

当采用快速保护和高速断路器时，其开断计算时间会小于 0.1s，此时非周期分量可能超过周期性分量值的 20%。在这种情况下应该用式 (4-24) 来计算短路全电流值 I_k 。

在一般情况下，开断计算时间均在 0.1s 以上(0.15~0.2s)，可以认为 I_k 仅含周期性分量电流，或认为

$$I_k = I'' \quad \text{式 (4-25)}$$

按开断电流选择断路器的条件为：断路器铭牌的额定开断电流 I_{NK} 不应小于实际开断电流

$$I_{NK} \geq I_k \quad \text{式 (4-26)}$$

二、关合电流的选择条件

在线路上已存在短路的情况下合上断路器，会在断路器动静触头间预击穿并产生具有强大电流的电弧。这一电流造成或触头间的斥力会导致电弧持续燃烧并使触头熔接和断路器损坏。断路器铭牌上的额定关合电流 i_{\max} 应不小于所通过的短路冲击电流 i_p

$$i_{\max} \geq i_p \quad \text{式 (4-27)}$$

4.3.3 隔离开关与负荷开关的选择

隔离开关的选择应根据额定电压、额定电流、类型并检验其热稳定与动稳定。

负荷开关需用来开断和关合线路中的负载电流或一定范围内的过载电流。因此在选择时还应考虑其开断与关合电流的能力。

4.3.4 高压熔断器的选择

一、额定电压选择

除按式 (4-21) 有 $U_N \geq U_{NS}$ 条件选择外，对于充石英砂的限流式熔断器，由于在强行熄弧时会产生很高的过电压，这时还要求能用弧隙游离导电来降低过电压。所以高一级电压的熔断器不能用于低一级电压中，以免因弧隙过长产生的过电压过高而损坏电网中的其它电气设备。

二、额定电流选择

通常熔断器的额定电流可分为两个部分，即熔管（触头装置和外壳）及熔件。对熔管来说应满足 (4-22) 式。但熔件的电流则应该根据保护的要求来选择，通常除考虑负荷工作电流外，还应考虑各级熔断器熔件保护特性的配合问题。

对于保护变压器、电动机、电力电容器的熔断器，在通过励磁涌流、电动机起动电流、电容器涌流时应不能熔断，因此熔件的选择条件为

$$I_{fuN} \geq KI_{NS} \quad \text{式 (4-28)}$$

式中， I_{fuN} — 熔件的额定电流；

K—考虑涌流或起动电流后的可靠系数；

I_{NS} —变压器、电动机或电容器额定电流。

所以降压变压器高压侧的熔断器只能用于保护短路，保护过载用的熔断器只能装在变压器低压侧。

三、开断电流校验

为保证熔断器能具有开断短路故障的能力，应进行开断电流的校验。对于没有限流作用的熔断器，在发生电弧后，电流可以继续升高达到其最大值，所以应该按短路冲击电流进行检验。

$$i_{Nk} \geq i_p \quad \text{式 (4-29)}$$

对于限流式熔断器，因在电流达到最大值之前已被截断，所以只需与断路器一样用 I'' 校验

$$I_{NK} \geq I'' \quad \text{式 (4-30)}$$

4.4 导线和电缆的选择

导线和电缆的选择，包括结构和型号的选择以及导线还有截面的选择，而这里主要讨论的则是导线截面的选择。

选择导线和电缆的截面应主要考虑以下因素：

一、经济问题

在选择导线截面时，从降低功率损耗和电能损耗的角度出发，截面积愈大愈有利；但是从减少投资和节约有色金属要求出发，截面积愈小愈好。因此，应当通过技术经济分析找出一个在使用期限内综合费用最低的截面积。

二、发热问题

电流通过导线时由于电能损耗而使其温度升高。当电流过大时将使绝缘加速老化，严重时可能烧毁导线或电缆，引起事故。因此，必须按照发热条件确定的允许载流量来选择或校验导线及电缆的截面。

三、电压损失问题

电流通过导线或电缆时，会产生电压损失。当电压损失超过一定范围后，会给调压带来很大的困难，影响电压质量。因此在选择导线截面时，应校核电压损失是否超过允许范围。这一点在缺乏调压手段的配电网中尤其重要。

四、线路的机械强度问题

架空线路经常受到风雨、结冰及温度变化的影响，必须有足够的强度以保证其安全运行。

此外，对 110kV 及以上的高压架空线路，在选择导线截面时还应考虑避免发生电晕现象，有必要时应选择分裂导线。

现在对以上四种因素分别进行讨论。

4.4.1 按经济电流密度选择导线截面

当输电线路输送电能时会产生电能损耗。此损耗的大小及相应的费用与导线及电缆的截面有关。增大导线截面虽然可以使电能损耗费用减小，却增加了线路的投资。因此总可以找

到一个理想的截面使整体费用最小。这一导线截面称为经济截面，与此经济截面对应的导线电流密度称为经济电流密度。

在电网的设计中，为了合理选择经济截面，制定了不同情况下的经济电流密度 J_e 。当经济电流密度 J_e 已知时，可按下式求出经济截面：

$$S_e = \frac{P}{\sqrt{3}J_e U_N \cos \varphi}$$

式中： S_e 为导线的经济合理截面， mm^2 ； P 为输送功率的最大值，kW； U_N 为线路的额定电压，kV； $\cos \varphi$ 为输送电力的功率因数。

求出 S_e 后，在导线或电缆规格中查出接近的截面即可。这样按经济电流密度选出的截面有时需要进行发热、电压损耗等技术校验。

我国的经济电流密度如表 4-2 所示。由表可知，经济电流密度与输送功率的年最大负荷利用小时数有关。对输送同样的功率而言，年最大负荷利用小时数愈大则电能损耗愈大，故导线(电缆)的截面应选大些。因此，相应的经济电流密度应该小些。

表 4-2 经济电流密度值 $J_e / (A(mm^2)^{-1})$

年最大负荷利用小时数	3000 以下	3000~5000	5000 以上
导线材料			
铜导线	3	2.25	1.75
铝导线	1.65	1.15	0.9
铜芯电缆	2.5	2.25	2
铝芯电缆	1.92	1.73	1.54

4.4.2 按允许电压损耗选择导线截面

当线路输送电力一定时，导线截面愈小则线路的电阻和电抗愈大，从而使线路的电压损耗也愈大。对于 10kV 及以下的电网而言，其负荷小而分散，在每个负荷点装设调压设备显然不合理。因此，往往用电压损耗作为控制条件选择配电网的导线截面。设计规程规定，对 1~35kV 配电线路，自供电的变电站母线至线路末端最大电压损耗不得超过 5%。对 35kV 以上的电网，依靠无功补偿等调压手段来满足电压质量更为合理。因为这些线路输送功率较大，导线截面也比较大。因此，线路电抗值远大于电阻值，从而决定电压损耗的主要因素是电抗。因为增大导线截面对电抗值的影响很小，所以通过增大导线截面来满足电压质量是不经济的。

以下图配电网为例来说明按电压损耗选择导线截面的原理。

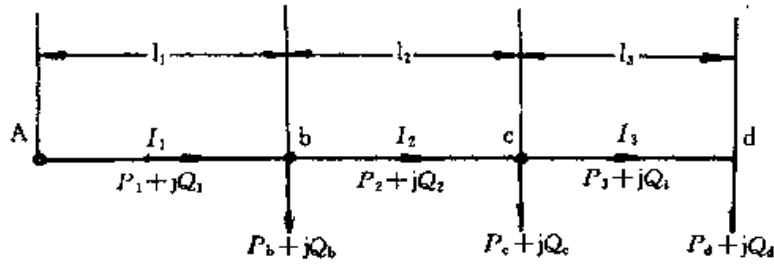


图 4-1 10kV 配电网络

该配电网有 3 个负荷点，负荷分别为 $p_b + jQ_b$ ， $p_c + jQ_c$ ， $p_d + jQ_d$ ；三段输电线路的长度分别为 l_1 、 l_2 和 l_3 （单位：km）；电网的额定电压为 U_N 。按电压损耗选择导线截面时，通常假定线路单位长度的电抗 X_0 已知，并且各段相等。因此，可以首先估算出电抗上产生的电压损耗 ΔU_X 。然后根据给定的最大允许电压损耗 ΔU_{\max} 计算在电阻上容许的电压损耗

$$\Delta U_R = \Delta U_{\max} - \Delta U_X \quad \text{式 (4-31)}$$

由于 ΔU_R 和线路的电阻成正比，或与导线截面成反比，故可求出导线截面。对于图 4-1，由电抗引起的电压损耗为

$$\Delta U_X = X_0(Q_1 l_1 + Q_2 l_2 + Q_3 l_3) / U_N$$

式中 X_0 假定为已知，通常取 $0.4 \Omega/\text{km}$ 。

当根据式 (4-31) 求得 ΔU_R 以后，利用以下关系确定导线截面

$$\Delta U_R = (P_1 R_1 + P_2 R_2 + P_3 R_3) / U_N \quad \text{式 (4-32)}$$

式中 R_1 、 R_2 、 R_3 分别为各线段的电阻，是未知数。

上式包含三个未知数，要求解就必须增加约束条件。因此，相应的选择导线截面的原则有以下几种。

一、按各段线路导线截面相等的原则选择

设各段线路的导线截面均为 S ，则相应的电阻为

$$R_1 = \rho l_1 / S \quad R_2 = \rho l_2 / S \quad R_3 = \rho l_3 / S$$

式中， ρ 为导线的电阻率。将以上式代入式 (4-32) 可得

$$S = \frac{\rho(P_1 l_1 + P_2 l_2 + P_3 l_3)}{\Delta U_R U_N} \quad \text{式 (4-33)}$$

由上式求得 S 以后，则可以选取最接近的导线截面。然后进行电网潮流计算以校验电

压损耗是否在允许的范围内。

二、按恒定电流密度的原则选择

按截面相等原则选择导线截面在经济上往往不太合理。为了克服这个缺点，可以按恒定电流密度或第三种原则即有色金属消耗量最小的原则来选择截面。仍以图 4-1 为例，由电阻引起的电压损耗可以改写为：

$$\Delta U_R = \sqrt{3}\rho \left(\frac{I_1 \cos \varphi_1 \cdot l_1}{S_1} + \frac{I_2 \cos \varphi_2 \cdot l_2}{S_2} + \frac{I_3 \cos \varphi_3 \cdot l_3}{S_3} \right)$$

式中 $\cos \varphi_1$ 、 $\cos \varphi_2$ 、 $\cos \varphi_3$ 为各线段潮流的功率因数； S_1 、 S_2 、 S_3 为各段线路的导线截面。

设各段的电流密度均为 J ，则

$$j = \frac{I_1}{S_1} = \frac{I_2}{S_2} = \frac{I_3}{S_3}$$

将电流密度代入上式，即可解出

$$j = \frac{\Delta U_R}{\sqrt{3}\rho(l_1 \cos \varphi_1 + l_2 \cos \varphi_2 + l_3 \cos \varphi_3)}$$

在一般情况下，可以写出电流密度表达式为

$$j = \frac{\Delta U_R}{\sqrt{3}\rho \sum_{i=1}^b l_i \cos \varphi_i}$$

式中 b 为输电线路的段数。

知道电流密度以后就可以求出各段输电线路的截面

$$S_i = I_i / j \quad i=1, 2, \dots, b$$

一般来说，当负荷年利用小时数较高时采用恒定电流密度的方法可以有效地降低电能损耗，从而提高电网的经济效益。当负荷的年利用小时数较小时，电能损耗在整个运行费用中比重较少。在这种情况下按有色金属消耗量最小的原则选择导线截面更为有利。

三、按有色金属消耗量最小原则选择

设备各段线路的长度及有功潮流分别为 l_i 及 P_i ，则按有色金属消耗量最小的原则选择导线截面时，第 i 段线路的导线截面应为

$$S_i = \sum_{i=1}^b (\sqrt{P_i} l_i) \cdot \sqrt{P_i} / (\gamma \cdot \Delta U_R \cdot U_N) \quad i=1, 2, \dots, b \quad \text{式 (4-34)}$$

4.4.3 按允许载流量、电晕和机械强度校验导线截面

一、按允许载流量校验导线截面

为了保证架空线路的安全可靠运行，导线的温升应限制在一定允许范围内。例如裸导线的容许温升一般规定为 70°C ，如果超出此值，导线接头处就可能剧烈氧化，甚至引起断线。允许载流量是根据热平衡条件确定的导线长期允许通过的电流，有时也称为线路的热极限输

送能力。

不同类型的导线，其长期允许通过的电流值各不相同。表 4-3 给出了裸导线在环境温度为 25℃时的导线允许电流值。如果导线周围最高气温月的最高平均温度不等于 25℃，则应按表 4—4 所示的修正系数对表 4—3 的允许电流进行修正。

表 4-3 导线长期允许通过电流/A

截面积 mm ²	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500	600
LJ	170	245	265	325	375	440	500	610	660	830	980	
LGJ	170	220	275	335	380	445	515	610	700	800		
LGJQ									690	825	945	1050

表 4-4 不同周围环境温度下的修正系数

环境温度/℃	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
修正系数	1.29	1.24	1.20	1.15	1.11	1.05	1.00	0.94	0.88	0.81	0.74	0.67

在选择导线截面时应保证导线通过的最大工作电流不超过表 4—3 所列的长期允许通过电流。这个条件在系统正常运行方式下一般都可以满足。但是，当电网某些线路退出运行时，要对其余输电线路进行校验。

在选择电力电缆截面时，其允许电流可由设计手册中查出，不再详述。

二、按电晕校验导线截面

如前所述，高压输电线路产生电晕会引起电能损耗、导线腐蚀、无线电干扰等。为避免电晕现象，导线截面(或外径)不能过小。在设计输电线路时，应校验所选导线能否满足在晴朗天气不发生电晕现象的要求。表 4—5 列出了各种电压等级输电线路避免发生电晕的导线最小外径及相应的型号。

表 4-5 按电晕条件所允许的导线最小外径及型号

额定电压/kV	60 以下	110	154	220	330	
导线直径/mm	-	9.6	13.66	21.28	33.2	2*21.28
导线型号	-	LGJ-50	LGJ-95	LGJ-240	LGJ-600	LGJ-2*240

通常对 60kV 以下的线路不必考虑电晕的问题。对于 60kV 以上的线路，如果按其它条件选择的导线直径小于表 4—4 所列的数值，就应加大导线截面或考虑采用扩径导线或分裂导线。当电压等级超过 330kV 时，一般都采用分裂导线。

三、按机械强度校验导线截面

架空线路在运行时要承受机械负载，此外还应考虑在一定偶然载荷情况下具有适当的过载能力，这就要求导线截面不能过小。例如，一般铜导线及钢芯铝绞线的截面不能小于 25 mm²，而铝及铝合金导线的截面不应小于 35 mm²。

4.5 互感器的选择

4.5.1 电压互感器的选择

电压互感器的一次电压应与所接电网的额定电压相同，并允许其在 0.8~1.2 额定电压范围内波动。电压互感器的二次电压，应根据其连接方法来确定。图 4-2 a) 与 b) 是用单

相电压互感器来测量一相对地电压或线电压。图 4-2 c) 是两只电压互感器 v-v 接法可测线电压。图 4-2 d) 是三只单相三绕组电压互感器，可以用于测量线电压或一相对地电压；第三绕组接成开口三角形，可以测出三相系统的零序电压。图 4-2 d) 也可以是一只三相五柱式电压互感器，当用于中性点不接地系统时可以用来监视电网中的一相接地故障。图 4-2 c) 是电容式电压互感器接线。根据不同连接方法得出的二次电压，如表 4-6 所示。

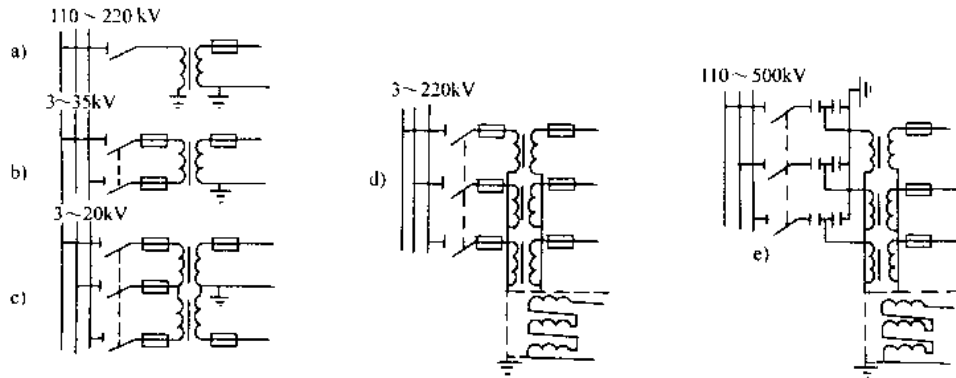


图 4-2 电压互感器接线

a) b) 一台电压互感器接线 c) 不完全星形联结

d) 三台单相三绕组电压互感器或一台三相五芯式电压互感器接线 e) 电容式互感器接线

表 4-6 电压互感器二次绕组额定电压选择

接线型式	电网电压/kV	型式	二次绕组电压/V	接成开口三角的辅助绕组电压/V
见图 6-17b、c	3-3.5	单相式	100	无此绕组
	110-500	单相式	$100\sqrt{3}$	100
见图 6-17d	3-16	单相式	$100\sqrt{3}$	100/3
	3-15	三相式	$100\sqrt{3}$	100/3 (相电压)
			100 线电压	

注：J 指中性点直接接地系统

(1) 选择电压互感器时除考虑一般选择条件外还应根据测量精确度的要求来确定二次侧的允许接入负荷。电压互感器二次负荷 W_2 不应超出准确级所允许的最大负荷 W_{2N} ，即 $W_2 < W_{2N}$ 。

$$W_2 = \sqrt{(\sum S_m \cos \varphi_m)^2 + (\sum S_m \sin \varphi_m)^2} = \sqrt{(\sum P_m)^2 + (\sum Q_m)^2}$$

式中 $\cos \varphi_m$ — 各个仪表线圈的功率因数；

S_m — 各个仪表的视在功率。

(2) 在计算电压互感器各相负荷时，必须考虑互感器与仪表的接线方式，并用三相电路计算出每相电压互感器所分担的负载。表 4-7 列出了两种常见接线方式及其每相负载的计算公式。

当电压互感器各相负载不相等时，应以最大一相的负载为依据。

表 4-7 电压互感器二次绕组负荷计算公式

接线及相量		
A	$P_A = [S_{ab} \cos(\varphi_{ab} - 30^\circ)] / \sqrt{3}$ $Q_A = [S_{ab} \sin(\varphi_{ab} - 30^\circ)] / \sqrt{3}$	$P_{AB} = \sqrt{3} S \cos(\varphi + 30^\circ)$ $Q_{AB} = \sqrt{3} S \sin(\varphi + 30^\circ)$
B	$P_B = [S_{bc} \cos(\varphi_{bc} + 30^\circ) + S_{ca} \cos(\varphi_{ca} - 30^\circ)] / \sqrt{3}$ $Q_B = [S_{bc} \sin(\varphi_{bc} + 30^\circ) + S_{ca} \sin(\varphi_{ca} - 30^\circ)] / \sqrt{3}$	$P_{BC} = \sqrt{3} S \cos(\varphi - 30^\circ)$ $Q_{BC} = \sqrt{3} S \sin(\varphi - 30^\circ)$
C	$P_C = [S_{ca} \cos(\varphi_{ca} + 30^\circ)] / \sqrt{3}$ $Q_C = [S_{ca} \sin(\varphi_{ca} + 30^\circ)] / \sqrt{3}$	

在中性点非有效接地系统中，当发生一相故障接地时，出线断路器是不会自动断开切除故障线路的。为了提示运行人员及时采取措施，排除接地故障，可采用图 4-2 d) 的接线方式。在这种接线中电压互感器高压线圈的中性点是接地的。在电网发生一相接地故障后，电压互感器开口三角形联结的二次绕组开口上，会出现零序 3 倍的电压。当每个二次绕组的电压设计为 100 / 3 V 时，则一相金属性接地故障时，开口处电压为 100V，利用这个电压发出信号来报警，称为绝缘监视。

普通的三相三芯式电压互感器(其接线方式未在图 4-2 中给出)不能用来监视绝缘，因为如果高压线圈中性点接地，则在电网中发生单相接地故障时，其零序电压会在三相铁心中产生零序磁通。对于三芯结构来说，其零序磁通将经过气隙与互感器外壳形成通路。由于零序磁通的磁阻很大，所以零序电流也很大，这种磁化电流会造成线圈的过度发热，并使互感器损坏。因此通常制造厂提供的三相三芯式电压互感器，其高压线圈中性点是不引出线的，以免误将中性点接地。

图 4-2 d) 是三个单相电压互感器或一个三相五芯式电压互感器的接线。这种接线方式的高压线圈中性点接地，在发生电网一相接地故障时，零序磁通可以在铁心中形成通路，因此互感器过热的危险不会发生。通常在 10kV 或 20kV 的发电厂变电所母线上均装设三相五芯式电压互感器，它可以为母线及各出线上的测量仪表提供三相电压，又可以用于该电压级电网的绝缘监视以及单相接地继电保护。

4.5.2、电流互感器的选择

电流互感器的一次电压与电流应和所接入电网的额定电压和电流相一致，通常电流互感器一次电流可以过载 10%。

与电压互感器一样，电流互感器选择的主要特点是二次侧所接的负载容量不应超出其准确级所允许的容量。当电流互感器允许容量为 W_{2N} 时，则负载容量 W_2 应满足下列关系：

$$W_{2N} \geq W_2$$

$$W_2 = I_{2N}^2 Z_2 \tag{4-35}$$

由于电流互感器二次电流的标准是 5A，因此，二次侧负载的大小也就取决于二次侧的外接阻抗 Z_2 。

在 Z_2 中一般包括仪表小电流线圈的串联总阻抗 Z_m 、二次连接导线的电阻 R_w 及所有一次连线的接触电阻 R_{com} 。

$$Z_2 = \sum Z_m + R_w + R_{com} \quad \text{式 (4-36)}$$

其中接触电阻一般用经验数据 0.1Ω 。

当仪表数目及其连接方式与连线长度都已经选定时，二次侧负载为

$$W_2 = I_{2N}^2 (R_w + R_{com} + \sum Z_m)$$

当已知互感器在规定准确级下的容量为 W_{2N} 时，可以由上式来确定二次连线的允许电阻与允许截面积为

$$R_w = \frac{W_{2N} - I_{2N}^2 (\sum Z_m + R_{com})}{I_{2N}^2} \quad \text{式 (4-37)}$$

$$S_w = \frac{\rho L_w}{R_w} \quad \text{式 (4-38)}$$

式中 L_w — 连接导线的计算长度；

S_w — 连接导线的截面积。

在式(4-38)中，连接导线的计算长度与仪表盘到电流互感器之间的距离有关，也与接线方式有关。图 4-3 表示电流互感器与仪表的常用接线方式，图 a) 为单相接法，连线计算长度 L_w 应为仪表到电流互感器间距离 L_d 的 2 倍；图 b) 为三相星形联结方式， L_w 即为 L_d ；

图 c) 为不完全星形联结，此时 $\dot{I}_b = -(\dot{I}_a + \dot{I}_c)$ 。从向量图可以求出连线的计算长度 $L_w = \sqrt{3}L_d$ 。

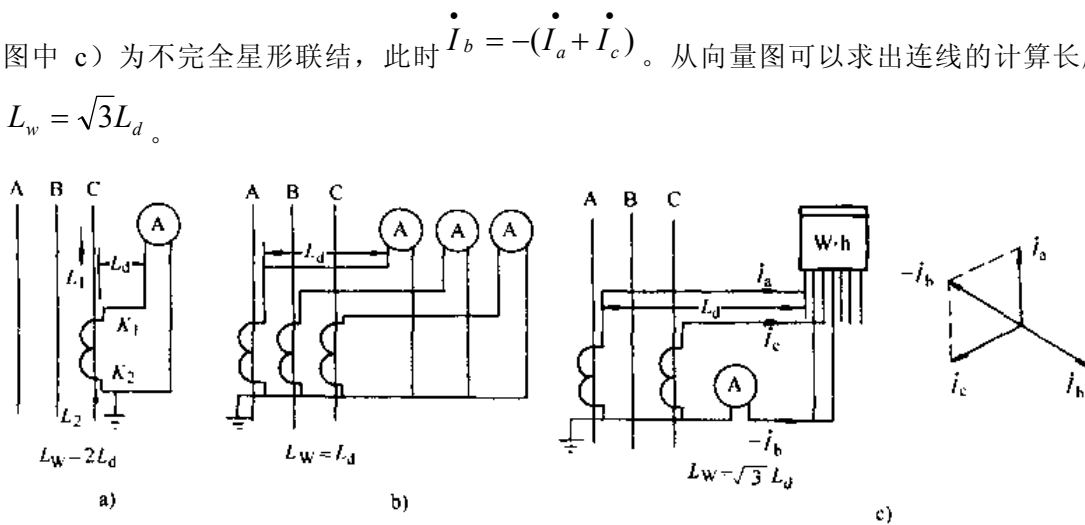


图 4-3 电流互感器与测量仪表接线图

a) 单相接线 b) 星形联结 c) 不完全星形联结

除按二次侧负载及准确级要求选择电流互感器外，由于电流互感器的一次侧通过短路电

流，所以应进行热稳定与动稳定校验。电流互感器的热稳定通常用 1s 通过的允许电流 I_1 来表示或用额定一次电流的允许倍数 K_t 来表示。所以热稳定检验的表达式为

$$I_1^2 \geq Q_k$$

$$(K_t I_{N1})^2 \geq Q_k \quad \text{式 (4-39)}$$

在电流互感器通过短路电流时，其电动力作用在穿墙套管式电流互感器的绝缘瓷帽上，通常在铭牌上给出瓷帽的允许作用力 F_{\max} 。当通过短路冲击电流 i_p 时，瓷帽上的允许作用力 F_{\max} （单位为 N）应满足以下关系

$$F_{\max} \geq 0.5 \times 1.73 \times 10^{-7} i_p^2 \frac{l}{a} \quad \text{式 (4-40)}$$

式中 l —互感器瓷帽到最近一个支持绝缘子之间的跨距；

a —二相导线相间距离；

0.5—表示电流互感器瓷帽上的力应为跨距导线上作用力的一半。

在动稳定检验时，除了应考虑瓷帽上受到的允许作用力外，还应考虑一次线圈匝间的作用力。在铭牌上通常给出允许的动稳定电流值 i_d ，或动稳定电流倍数，所以动稳定检验还应满足

$$i_d \geq i_p$$

$$\sqrt{2} I_{N1} K_d \geq i_p \quad \text{式 (4-41)}$$

第 5 章 电力系统过电压与绝缘配合

5.1 雷电过电压及防雷保护

5.1.1 雷电的发生和雷电放电机理

雷电放电是雷云对大地、雷云之间或雷云内部的放电现象。能产生雷闪放电的积雨云叫雷云，而其成因主要是含水汽的空气的热对流效应。雷云的带电过程是综合性的，强气流将云中水滴吹裂时，较小的水珠带负电，较大的残滴带正电，小水珠被气流携走，于是云的各部分带有不同的电荷；水在结冰时，冰粒上会带正电，而被风吹走的剩余的小水珠带负电。雷云的带电过程也可能与它们吸收离子相互撞击或融合的过程有关。实测表明，在离地面 5~10km 的高度主要是带正电荷的云层，在离地面 1~5km 的高度主要是带负电荷的云层，但在其底部也往往有一块不大区域的正电荷聚集（见图 5-1）。

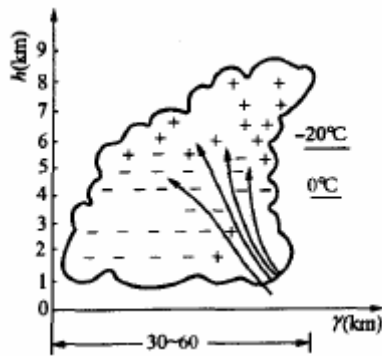


图 5-1 雷云电荷分布图

雷云中的电荷分布也不均匀，往往形成好多个电荷密集中心。每个电荷中心的电荷量约为 0.1~10C，而一大块雷云同极性的总电荷则可达数百 C。雷云中的平均电场强度约为 150kV/m，在雷电放电时则可达 340 kV/m。雷云下面地表的电场强度一般为 10~40 kV/m，最大可达 150 kV/m。当雷云中电荷密集处的电场强度达到 2500~3000 kV/m 时，就会发生放电。大部分雷云放电是在云间或云内进行的，只有小部分是对地发生的。雷云对地的电位可高达数千万甚至到上亿 V。

雷电放电通道的形状主要是线状的，有时在云层中能见到片状雷电，个别极为罕见的情况下会出现球状雷电。雷云与地之间的线状雷电从雷云向下开始，叫下行雷，下行雷又可分为正下行雷与负下行雷。最常见的是带负电的雷云向下放电即负下行雷的线状雷电，球雷极为罕见。雷云放电的距离可以通过测量雷声与闪光到达观测点时刻的不同，按每千米雷声落后闪光 3s 进行估算。距离大于 15km 的雷很少能听到。一天内（一小时内）只要观测人员听到雷声就计为一个雷暴日（雷暴小时）。每个雷暴日每平方公里雷电的对地放电次数用 γ 表示，称为地面落雷密度。 γ 与每年雷暴日数 T 关系为 $\gamma = AT^\delta$ ， A, δ 为常数。

负下行雷的线状雷电的雷击过程可作如下分析。雷云中电荷密集处的电场强度达到 2500~3000kV/m 时，将首先出现向下发展的放电，这种放电称为先导放电。由负雷云向下发展的先导是跳跃式前进的，即走一段停一会儿。每级的发展时间为 10~100 μ s，平均为

$50\mu\text{s}$ 。先导每级发展的速度约为 10^7m/s ，延续时间约为 $1\mu\text{s}$ ，总的平均速度为 $1.08\times 10^5\text{m/s}$ 。从先导的光谱分析可知，先导发展时其中心温度可达 $3\times 10^4\text{K}$ ，而停歇时约为 10^4K 。先导中心的线电荷密度约为 $0.101\times 10^{-3}\text{C/m}$ ，先导的电晕半径约为 0.606m 。相应先导发展时的电流约为 100A 。先导中的纵向电位梯度约为 $100\sim 500\text{kV/m}$ 。下行负先导在发展中会分成数支，这和空气中原来随机存在的离子团有关。当先导接近地面时，地面较突出的部分会开始迎着它发出向上的放电，这种放电称为迎面先导。迎面先导可以是一个，也可以有几个。当迎面先导的一个与下行先导的一支相遇时，就会产生强烈的中和效应，出现极大的电流（数十到数百千安培），并伴随着雷鸣和闪光，这就是雷云放电的主放电阶段。主放电存在时间极短，约为 $50\sim 100\mu\text{s}$ ，平均时间为约 $2.5\mu\text{s}$ ，速度为光速的 $1/20\sim 1/2$ ，离开地面愈高则速度愈小，其平均值约为光速的 0.175 倍。主放电到达雷云时就结束了，然后云中的残余电荷经过主放电通道流下来，称为余光阶段，由于云中的电阻较大，故余光阶段对应的电流不大（约数百安培），持续的时间却较长（ $0.03\sim 0.15\text{s}$ ）。

雷云中可能存在着几个电荷中心，在第一个电荷中心完成上述放电过程之后，可引起的第二个、第三个中心向第一个中心放电，因此雷云放电通常是多重性的，每次放电相隔离时间约 $0.6\text{ms}\sim 0.8\text{s}$ （平均为 65ms ），放电数目平均为 $2\sim 3$ 个，最多记录到 42 个。第二次及以后的放电，由于是沿着每一放电的游离通道进行的，所以能自上向下顺利连续发展，没有先导的停歇现象，但主放电仍然是由下向上发展的，而且放电电流一般较小，不超过 50kA ，但电流陡度大大增加。（图 5-2 中所示为负雷云下行雷过程，图 5-2（a）为用高速摄影机拍得光学照片，图 5-2（b）为相应的电流变化情况）。

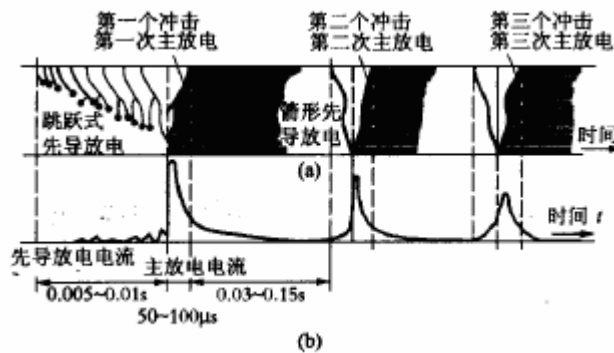


图 5-2 负雷云下行雷的过程

(a) 负下行雷的光学照片描绘图；(b) 放电过程中雷电流的变化情况

正下行雷过程与上述过程基本相同，但下行正先导的逐级发展是不明显的，其主放电有时有很长的波头时间（几百 μs ）和很长的波尾时间（几千 μs ）。

从总体上说无论正、负的上行先导到达雷云时，因为雷云的导电性能不好，大部分并无主放电过程发生。

5.1.2 输电线路的防雷

输电线路遭受雷击的机会较多，且雷电波还会沿线路侵入变电站，故架空输电线路的防雷在整个电力系统的防雷中占有重要地位，所以输电线路的防雷是减少电力系统雷害事故的关键。

输电线路的防雷性能在工程计算中用耐雷水平和雷击跳闸率来衡量。雷击线路时使线路绝缘发生闪络的雷电流的临界值叫做线路的耐雷水平，单位是 kA 。雷击跳闸率是指长度为 100km ，每年 40 个雷电日时，由雷击引起线路断路器跳闸的次数，其单位是次/ $(100\text{km}\cdot 40$ 雷电日)，这是衡量线路防雷性能的综合指标。

雷击架空输电线路有四种情况，如图 5-3 所示。它们分别是：雷击线路附近地面，雷击

塔顶及塔顶附近避雷线，雷击档距中央的避雷线，雷击导线(有避雷线时，雷绕过避雷线击于导线)。按过电压形成过程区分，上述四种雷击情况可分为感应雷过电压，如图 5-3 中①，与直击雷过电压，如图 5-3 中②，③，④。

在确定输电线路防雷保护方式时，主要考虑以下几个方面的问题：

一、防止直接雷击

架设避雷线是高压、超高压线路防雷的基本措施。其主要作用是防止直接雷击导线，此外避雷线还有分流作用以减小流经杆塔入地的电流、降低塔顶电位；通过对导线的耦合作用，降低雷击杆塔时绝缘子串上的电压；对导线有屏蔽作用，可以降低导线上的感应过电压。

按电压等级来说，110kV 及以上电压等级的线路应全线架设避雷线，仅在少雷区 110kV 等级可不沿全线架设；35kV 及以下电压等级的线路则一般不在线路全线架设避雷线。避雷线的保护角大多取 $20^\circ \sim 30^\circ$ 。500kV 及以上的超高压、特高压线路都架设双避雷线，保护角在 15° 以下。

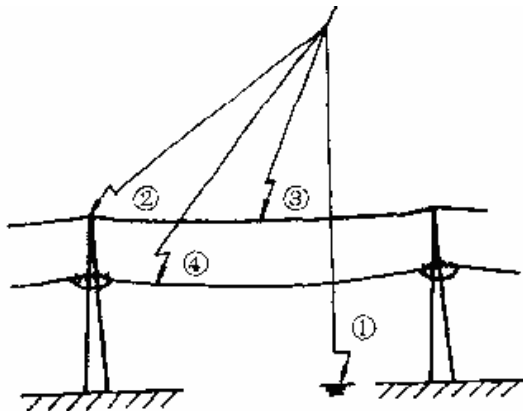


图 5-3 雷击输电线路部分示意图

二、防止发生雷击塔顶或避雷线后引起的绝缘闪络

当雷击线路杆塔顶部或避雷线时，雷电流大部分经被击杆塔入地，小部分自塔顶沿两侧避雷线由相邻杆塔入地。由于杆塔等值电感及其冲击接地电阻的存在，塔顶的电位为 U_1 ，与塔顶相连的避雷线上也有相同的电位 U_1 。由于避雷线与导线的耦合作用及雷电通道电磁场的作用，导线的电位为 U_2 ，线路绝缘子串上两端电压为塔顶电位和导线电位之差即

$U_j = U_1 - U_2$ ，其幅值随雷电流增大而增大，当 U_j 大于绝缘子串冲击闪络电压时，绝缘子串将发生闪络。由于此时杆塔电位较导线电位高，故此类闪络被称为“反击”或“逆闪络”。防止发生反击的有效方法有降低杆塔的冲击接地电阻，提高导线与避雷线的耦合系数，适当加强线路绝缘，在个别杆塔上采用避雷器等。

三、防止雷击闪络后转化为工频短路电弧

当线路绝缘在雷电过电压下发生闪络后，由于雷电过电压持续时间很短，通常不超过 $100\mu\text{s}$ (只有工频半波时间 0.01s 的 $1/100$)，因此断路器根本来不及反应。虽然闪络后在线路绝缘上有工频电压作用，但不一定每次都能建立工频电弧。对电压等级较高的线路，电弧通道的长度大约等于绝缘的距离(如绝缘子的长度等)。实验证明，作用于单位长度电弧通道的工频电压愈高，闪络愈容易转化为工频电弧。根据实验和运行经验，冲击闪络转为稳定工频电弧的概率又称为建弧率，以 η 表示可按下式计算

$$\eta = (4.5E^{0.75} - 14)\% \quad \text{式 (5-1)}$$

式中 E — 绝缘子串的平均运行电压梯度, $\text{kV}_{\text{有效值}}/\text{m}$ 。

对中性点直接接地系统

$$E = \frac{U_N}{\sqrt{3}(l_j + 0.5l_m)} \quad \text{式 (5-2)}$$

对中性点非直接接地系统:

$$E = \frac{U_N}{2l_j + l_m} \quad \text{式 (5-3)}$$

式中 U_N — 额定电压, $\text{kV}_{\text{有效值}}$

l_j — 绝缘子串长度

l_m — 木横担线路的线间距离(对铁横担和水泥横担则 $l_m = 0$)。

对于雷电活动强烈, 接地电阻又难以降低的地区, 可采用中性点不接地或经消弧线圈接地的方式。当线路一相落雷发生单相对地闪络时, 绝大部分电弧都会自行熄灭; 当两相或三相落雷时, 雷击引起第一相导线闪络不会造成跳闸, 闪络后的导线相当于地线, 增加了耦合, 使未闪络相绝缘子串上的电压下降, 从而提高了耐雷能力。

4. 防止线路中断供电

对于中性点直接接地系统, 一相绝缘子闪络可能引起线路跳闸。由于雷击造成的闪络大多能在跳闸后自行恢复绝缘性能, 此时利用继电保护使断路器重合, 即可恢复供电。因此, 各级电压线路应广泛采用自动重合闸装置以提高供电的可靠性。

5. 1. 3 发电厂和变电站的防雷

变电站遭受雷害可分为两类: 一是雷直击于变电站; 二是雷击线路, 沿线路向变电站入侵的雷电波。

对直击雷的防护一般采用避雷针或避雷线。对入侵波防护的主要措施是: 在变电站内装设阀式避雷器以限制入侵雷电波的幅值, 在变电站的进线上设置进线保护段以限制流过阀式避雷器的雷电流和降低入侵波的陡度。对直接与架空线相连的旋转电机(称直配电机), 还在电机母线上装设电容器来限制入侵波陡度, 以保护电机匝间和中性点绝缘。

一、发电厂、变电站直击雷保护

发电厂、变电站内的设备和建筑物应有可靠的直击雷保护装置。由于雷击于避雷针(线)后, 其地电位可能提高, 如果它们与被保护设备的距离不够大, 则有可能在避雷针(线)与被保护设备之间发生放电, 这种现象称为避雷针(线)对设备的反击或逆闪络, 因此避雷针与被保护设备之间的距离应进行计算。

如图 5-4 所示, 雷击避雷针时, 雷电流经避雷针及其接地装置流入大地, 在避雷针 h 高度处和避雷针的接地装置上将出现高电位 U_A 和 U_R 。

$$\left. \begin{aligned} U_A &= L \frac{di}{dt} + iR \\ U_R &= iR \end{aligned} \right\} \text{式 (5-4)}$$

式中 L — 避雷针的等值电感, μH

i — 流过避雷针的雷电流, kA

R — 避雷针接地装置的冲击接地电阻, Ω

a — 雷电流陡度, $\text{kA}/\mu\text{s}$ 。

式(5-4)表明, 避雷针和其接地装置上的电位与冲击接地电阻 R 有关, R 愈小则 U_A 和 U_R 愈低。

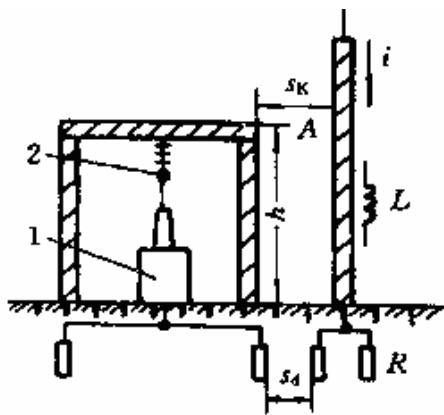


图 5-4 独立避雷针配电构架的距离

1—变压器; 2—母线

为了防止避雷针对被保护物体发生反击, 它们之间的空气间隙 s_K 应大于一定的距离。同样, 为了防止避雷针接地装置和被保护设备接地装置之间在土壤中的间隙 s_d 被击穿, s_d 也要有足够的距离。

规程建议, 取雷电流幅值为 $140 \sim 150 \text{kA}$, 空气击穿场强 $500 \text{kV}/\text{m}$, 土壤击穿场强 $300 \text{kV}/\text{m}$, $L = 1.7 \mu\text{H}/\text{m}$, $\frac{di}{dt}$ 为 $30 \text{kA}/\mu\text{s}$, 则 s_K , s_d 应满足如下要求

$$\left. \begin{aligned} s_K &\geq 0.3R + 0.1h \\ s_d &\geq 0.3R \end{aligned} \right\} \text{式 (5-5)}$$

一般情况下, s_K 不应小于 5m , s_d 不应小于 3m 。

避雷针按其接地方式可分为独立避雷针和构架避雷针。独立避雷针有单独接地装置, 电气上不与发电厂、变电站接地网相连; 构架避雷针是将避雷针装设在配电装置或房屋建筑上, 装设避雷针的配电构架应装设辅助接地装置, 此接地装置与变电站接地网的连接点离主变压器接地装置与接地网连接点间的距离不应小于 15m 。

对于 110kV 及以上的配电装置, 由于绝缘水平较高不易造成反击, 可使用构架避雷针, 但在高土壤电阻率地区 ($\rho > 1000 \Omega\text{m}$), 不宜装设构架避雷针。变电站的主控室和 35kV 及

以下的配电装置必须用独立避雷针。

二、发电厂、变电站的行波保护

发电厂和变电站对雷电入侵波的主要防护措施是：装设避雷器以限制来波的幅值；在发电厂、变电站进线上设置进线保护段以限制流过避雷器的雷电流和限制入侵雷电波的陡度。变电站的电气设备绝缘主要采用避雷器保护，但不可能为每个设备装设一组避雷器，一般只在变电站母线上装设避雷器。这样，避雷器与各电气设备有一段长度不同的距离，当雷电波入侵时，各设备上的电压将与避雷器上的电压不相同。

当雷电波入侵变电站时，变电站设备上所受冲击电压的最大值 U_s 可用下式表示：

$$U_s = U_r + 2a \frac{l}{v} \quad \text{式 (5-6)}$$

式中 U_r — 避雷器上的残压

a — 雷电波陡度

l — 设备与避雷器间距离

v — 雷电波传播速度。

若设备上受到的最大冲击电压值 U_s 小于设备本身多次截波耐压值 U_j ，则设备不会发生雷害事故。因此，为了保护设备安全运行，应满足下式

$$U_s \leq U_j$$

即

$$U_r + 2a \frac{l}{v} \leq U_j \quad \text{式 (5-7)}$$

截波发生在雷电波入侵变电站、线路端管式避雷器动作或某电气设备绝缘闪络使入侵波突然截断时。对于变压器，截波作用下的最大电位梯度将比全波作用时大而危及绕组绝缘。图 5-5 为雷电波入侵变电站时变压器上实际所受电压的典型波形，这种波形与全波相差较大，对变压器绝缘的作用与截波的作用较为接近，因此常以变压器承受截波的能力来说明在运行中该变压器承受雷电波的能力。变压器承受截波的能力称为多次截波耐压值 U_j ，它为变压器三次截波冲击试验电压 U_{j3} 的 1 / 1.5 倍，即 $U_j = U_{j3} / 1.5$ 。

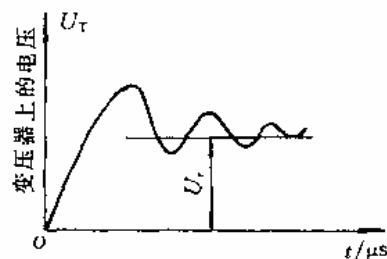


图 5-5 雷电波入侵变电站时变压器上电压的典型波形

为了保证设备安全，必须限制避雷器的残压 U_r ，也就是限制流过避雷器的雷电流。一般电压为 220kV 及以下时用 5kA 下的残压为准；而在 330kV、500kV 时，分别用 10kA 和

15kA 下的残压为准。同时也必须限制入侵波的陡度 a 和设备离开避雷器的距离 l 。

变电站进线保护的作用在于限制流过避雷器的电流和限制入侵波的陡度。对于 35~110kV 无避雷线的线路，在靠近变电站 1~2km 的进线上必须加装避雷线；对于沿全线有避雷线的线路，距变电站附近 2km 长的一段线路也称作进线段。进线段应具有较高的耐雷性能以减少反击，同时保护角不应超过 20° 以减少绕击。

图 5-6 为变电站行波保护接线，图(a)是当 35~110kV 线路无避雷线时进线段保护接线，而图(b)是全线有避雷线时变电站的进线段保护接线。图 5-6 中的 GB_1 和 GB_2 是管式避雷器。对于冲击绝缘水平比较高的线路，入侵波的幅值比较高，流过避雷器的电流可能超过规定值，需要在进线段首端装设 GB_1 以限制入侵波的幅值。由于进线的断路器或隔离开关在雷雨季节可能经常处于开断状态，而其线路侧有电压，当沿线路有雷电波侵入时，在开断点将发生全反射使过电压提高一倍，会使断路器或隔离开关发生对地闪络并导致工频电弧。加装 GB_2 是为保护断路器，但 GB_2 应在断路器合闸运行时处于阀式避雷器的保护范围之内，以免 GB_2 动作产生截波危及变压器的纵绝缘与相间绝缘。如无参数适当的管式避雷器， GB_1 或 GB_2 也可用阀式避雷器来代替。

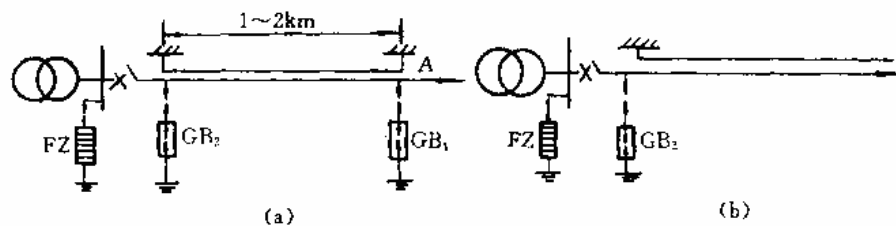


图 5-6 35kV 及以上变电站的进线保护接线

(a) 未沿全线架设避雷线的 35~110kV 线路的变电站的进线保护接线；

(b) 全线有避雷线的变电站的进线保护接线

5.2 电力系统的过电压

5.2.1 电力系统的工频电压升高

在电力系统中，由于断路器操作和各类故障所引起的过渡过程产生的瞬间电压升高，称为操作过电压；另外，电力系统中电感、电容参数的配合，也会产生持续时间很长的各种形式的谐振现象及其电压升高，称为谐振过电压，这些过电压统称为内部过电压。典型的内部过电压种类有：

一、工频电压升高

其形式包括：空载长线路的电容效应、不对称短路或甩负荷引起的工频电压升高。

二、谐振过电压

其形式包括：线型谐振过电压、铁磁谐振过电压和参数谐振过电压。

上面两类过电压作用时间相对比较长，其频率可以是工频，也可以是分频或高次谐波。

三、操作过电压

其形式包括：切断空载线路过电压、空载线路合闸过电压、切断空载变压器过电压和间歇性电弧接地过电压等。

该操作既包含了系统的正常断路器操作，也包含了故障引起的系统参数突变。

内部过电压幅值与系统工频电压基本成正比，一般用过电压倍数 K_n 表示内部过电压的大小， K_n 是内部过电压的幅值与系统最高运行相电压幅值之比。

工频电压升高的数值是决定保护电器工作条件的重要依据。工频电压升高幅值越大、避雷器的最大允许工作电压也要提高，则避雷器的冲击放电电压和残压也将提高，相应被保护设备的绝缘水平亦要随之提高。

一、空载线路电容效应引起的工频电压升高

对于空载长线，可以看作由无数个串联的 L, C 回路构成，线路的总容抗一般远大于导线的感抗，因此线路各点的电压均高于线路首端的电压，而且愈往线路末端电压愈高。

在图 5-7 中，线路长度为 l ， \dot{E} 为系统电源电压， \dot{U}_1 和 \dot{U}_2 分别为线路首末端电压， X_s 为系统电源的等值电抗，若输电线为无损长线，首末端电压、电流的关系为

$$\begin{aligned}\dot{U}_1 &= \dot{U}_2 \cos \alpha' l + j \dot{I}_2 Z \sin \alpha' l \\ \dot{I}_1 &= I_2 \cos \alpha' l + j \frac{\dot{U}_2}{Z} \sin \alpha' l\end{aligned}\quad \text{式 (5-8)}$$

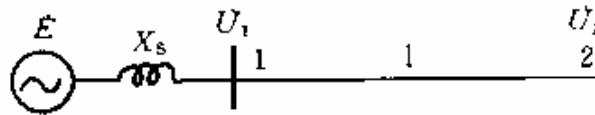


图 5-7 空载长线示意图

式中 Z — 线路的波阻抗， Ω ；

α' — 相位系数， $\alpha' = \omega \sqrt{L_0 C_0}$ (ω 为电源角频率， L_0, C_0 分别为导线单位长度的电感

与电容)，通常 $\alpha' = 0.06^\circ / \text{km}$ ； l 为线路的长度， km 。

若系统容量为无穷大，且线路末端开路时， $\dot{U}_1 = \dot{E}$ ， $X_s = 0, I_2 = 0$ ，可得

$$\frac{\dot{U}_2}{\dot{E}} = \frac{1}{\cos \alpha' l}\quad \text{式 (5-9)}$$

上式表示了无损空载长线的电容效应使末端电压升高与线路长度的关系。当 $\alpha' l = \pi/2$ 时，

线路末端的电压将上升为无穷大，此时线路长度 $l = \frac{\pi v}{2\omega} = 1500 \text{km}$ (v 为光速)，线路电感

和电容处于串联谐振状态。电网频率为 50Hz 时，电磁波的波长为 $v/f = 6000 \text{km}$ ， l 的长度相当于 $1/4$ 波长，因此也称为 $1/4$ 波长谐振。

还应该指出，工频电压升高与电源容量有关。当电源容量有限时，即电源感抗 $X_S > 0$ ，相当于增加了导线的长度，增加了电容效应，且电源容量越小，电容效应越严重。

二、不对称短路引起的工频电压升高

当系统中发生单相或两相接地故障时，非故障相的电压将会升高。由于单相接地故障概率较大，因此系统是以单相接地工频电压升高的数值来确定阀式避雷器的灭弧电压。

单相接地故障时，故障点三相电流和电压是不对称的，设线路 A 相接地，故障点 f 处的特征条件为

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{fA} &= 0 \\ \dot{I}_{fB} &= 0 \\ \dot{I}_{fC} &= 0 \end{aligned} \right\} \quad \text{式 (5-10)}$$

按对称分量关系可作出图 5-8 所示的复合序网图。各序分量的电压平衡关系为

$$\left. \begin{aligned} \dot{E}_A - \dot{U}_{fA1} &= \dot{I}_{fA1} Z_{\Sigma 1} \\ -\dot{U}_{fA2} &= \dot{I}_{fA2} Z_{\Sigma 2} \\ -\dot{U}_{fA0} &= \dot{I}_{fA0} Z_{\Sigma 0} \end{aligned} \right\} \quad \text{式 (5-11)}$$

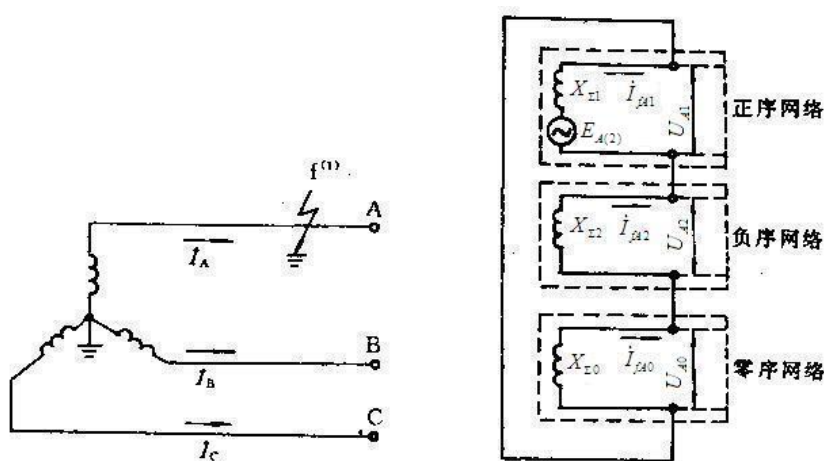


图 5-8 单相接地电力图

(a) 电路图; (b) 复合序网图

根据单相接地故障时的边界条件， $\dot{I}_{fA1} = \dot{I}_{fA2} = \dot{I}_{fA0}$ ， $\dot{U}_{fA1} + \dot{U}_{fA2} + \dot{U}_{fA0} = 0$ 以及

$\dot{U}_{fA0} = \dot{U}_{fB0} = \dot{U}_{fC0}$ ，并将式 (5-11)，可得非故障相故障处的对地电压：

$$\begin{aligned} \dot{U}_{fB} &= \dot{U}_{fB1} + \dot{U}_{fB2} + \dot{U}_{fB0} = a^2 \dot{U}_{fA1} + a \dot{U}_{fA2} + \dot{U}_{fA0} \\ &= \dot{I}_{fA1} j[(a^2 - a)Z_{\Sigma 2} + (a^2 - 1)Z_{\Sigma 0}] \\ &= \frac{\dot{E}_A [(a^2 - a)Z_{\Sigma 2} + (a^2 - 1)Z_{\Sigma 0}]}{X_{\Sigma 1} + X_{\Sigma 2} + X_{\Sigma 0}} \end{aligned} \quad \text{式 (5-12)}$$

$$\begin{aligned}
\dot{U}_{fC} &= \dot{U}_{fC1} + \dot{U}_{fC2} + \dot{U}_{fC0} = a^2 \dot{U}_{fA2} + a \dot{U}_{fA1} + \dot{U}_{fA0} \\
&= \dot{I}_{fA1} j[(a - a^2)Z_{\Sigma 2} + (a - 1)Z_{\Sigma 0}] \\
&= \frac{\dot{E}_A [(a - a^2)Z_{\Sigma 2} + (a - 1)Z_{\Sigma 0}]}{Z_{\Sigma 1} + Z_{\Sigma 2} + Z_{\Sigma 0}}
\end{aligned} \tag{5-13}$$

对于较大电源容量的系统， $Z_{\Sigma 1} = Z_{\Sigma 2}$ ，若忽略各序阻抗中的电阻分量，则式（5-12）、（5-13）可改写为

$$\begin{aligned}
\dot{U}_{fB} &= \frac{\dot{E}_A [(a^2 - a)X_{\Sigma 1} + (a^2 - 1)X_{\Sigma 0}]}{2X_{\Sigma 1} + X_{\Sigma 0}} \\
\dot{U}_{fC} &= \frac{\dot{E}_A [(a - a^2)X_{\Sigma 1} + (a - 1)X_{\Sigma 0}]}{2X_{\Sigma 1} + X_{\Sigma 0}}
\end{aligned} \tag{5-14}$$

由式（5-14）可求出 \dot{U}_{fB} ， \dot{U}_{fC} 的模值为

$$\begin{aligned}
U_{fB} &= U_{fC} \\
&= \sqrt{3} \frac{\sqrt{\left(\frac{X_{\Sigma 0}}{X_{\Sigma 1}}\right)^2 + \left(\frac{X_{\Sigma 0}}{X_{\Sigma 1}}\right) + 1}}{\left(\frac{X_{\Sigma 0}}{X_{\Sigma 1}}\right) + 2} E_A \\
&= K^{(1)} E_A
\end{aligned} \tag{5-15}$$

式中， $K^{(1)} = \sqrt{3} \frac{\sqrt{\left(\frac{X_{\Sigma 0}}{X_{\Sigma 1}}\right)^2 + \left(\frac{X_{\Sigma 0}}{X_{\Sigma 1}}\right) + 1}}{\left(\frac{X_{\Sigma 0}}{X_{\Sigma 1}}\right) + 2}$ 为单相接地系数，也称相电压升高倍数。将 $K^{(1)}$

与 $X_{\Sigma 0}/X_{\Sigma 1}$ 值的关系绘制成曲线如图 5-9 所示，这里忽略了正序电阻的影响，认为 $R_{\Sigma 0}/X_{\Sigma 1} = 0$ 。

在不计损耗的前提下，单相接地时，其它两个非故障相电压升高是相等的。若计及损耗，用式（5-12）和（5-13）可证明 $U_{fB} \neq U_{fC}$ ，图 5-9 即利用这两个公式，以 $X_{\Sigma 0}/X_{\Sigma 1}$ 为横坐标对于不同的 $R_{\Sigma 0}/X_{\Sigma 1}$ 得到的一组 $K^{(1)}$ 与 $X_{\Sigma 0}/X_{\Sigma 1}$ 的关系曲线，从图中可以看出损耗对 B、C 两相电压升高的影响。

此外，电网不同的中性点接地方式对线路发生不对称短路时非故障相电压的升高有不同的影响：

(1) 中性点不接地系统：零序电抗主要由系统对地电容组成，故 $X_{\Sigma 0}$ 呈现容性， $X_{\Sigma 0}/X_{\Sigma 1}$ 为负值， $X_{\Sigma 0}/X_{\Sigma 1}$ 值在 $(-20 \sim -\infty)$ 的范围内。单相接地时，非故障相电压升高约为 1.1 倍线电压。随着线路的增长，线路电容增大， $X_{\Sigma 0}/X_{\Sigma 1}$ 的绝对值减小，非故障相工频电压升高增大。当 $X_{\Sigma 0}/X_{\Sigma 1} = -2$ 时，线路发生串联谐振，以致产生极其严重的过电压，这种情况只有在线路很长和某些特殊情况下才有可能发生，应注意避免。在选择避雷器灭弧电压时取 110% 的线电压，这时避雷器称为 110% 避雷器。

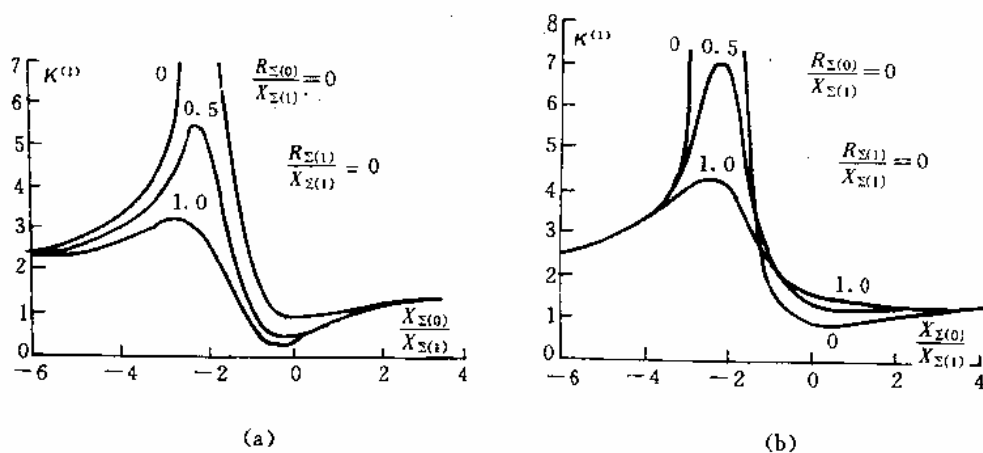


图 5-9 A 相接地故障时非故障相的工频电压升高

(a) B 相； (b) C 相

(2) 中性点经消弧线圈接地系统：在过补偿运行状态时，消弧线圈的感抗 $X_L < \frac{1}{3\omega C_0}$ (C_0 为每相零序电容)， $X_{\Sigma 0}$ 为很大的正值，非故障相电压将接近线电压。在选择避雷器灭弧电压时，取 100% 的线电压，这时的避雷器称为 100% 避雷器。

(3) 中性点直接接地系统：当 $X_{\Sigma 0}/X_{\Sigma 1} \leq 3$ 时，非故障相电压不大于 1.4 倍相电压，约为 0.8 倍线电压；而在 $X_{\Sigma 0}/X_{\Sigma 1} \geq 3 \square +\infty$ 范围内， $K^{(1)}$ 将趋于 $\sqrt{3}$ ，非故障相接近线电压。有时把 $X_{\Sigma 0}/X_{\Sigma 1} \leq 3$ 的电力网称为“有效接地电力网”，这种电力网主要优点之一就是可以选 80% 避雷器，因而过电压与绝缘水平较低。电力网的额定电压愈高，这一优点就愈显得重要。我国目前 110kV 及以上电压等级的电力网一般都采用有效接地电力网。

三、突然甩负荷引起的工频电压升高

在输电线路传输重负荷时，线路末端断路器跳闸突然甩去负荷，将造成线路工频电压升高。

影响甩负荷引起工频电压升高的主要原因是：

(1) 线路输送大功率时，发电机的电动势高于母线电压，甩负荷后，发电机磁链不能突变电源电动势 E'_d 维持原来的数值。跳闸前，输送的功率愈大，则 E'_d 愈高，工频电压升高

愈大。

(2) 线路末端跳闸后，原来负荷的电感电流对发电机主磁通的去磁效应突然消失，而空载线路的电容电流对发电机主磁通起助磁作用，使 E'_d 上升，加剧了工频电压的升高。

(3) 当发电机突然甩掉一部分负荷后，由于原动机的调速器有一定的惯性不能立即达到调速效果，使发电机转速增加，以致使电动势和频率都上升，加剧了线路的电容效应。

5.2.2 电力系统的操作过电压

操作过电压的数值与电网的额定电压有关，电网的额定电压越高，操作过电压的问题就越突出，操作过电压是决定电力系统绝缘水平的依据之一。

在分析各种操作过电压前，先介绍计算操作过电压的估算公式，以典型的直流电源合闸到 L-C 振荡回路为例进行讨论。如图 5-10 (a) 所示，直流电源电动势 E 在 $t=0$ 时合闸到 L-C 振荡回路，其中电容 C 具有初始值 $u_c(0)$ 。对于这种非零初始状态的过渡过程计算，应用电路理论，可视作图 5-10 (b) 和图 5-10 (c) 两种过渡过程情况的叠加。

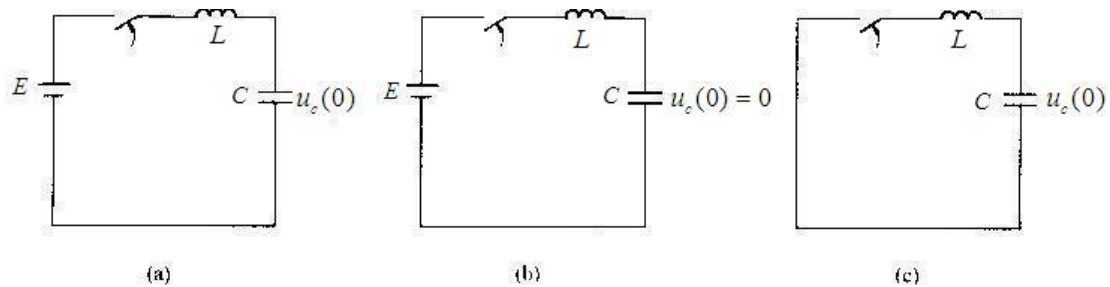


图 5-10 非零初始状态过渡过程计算等值电路

图 5-10 (b) 为零初时状态[即 $u_c(0) = 0$]，直流电动势 E 合闸到 $L-C$ 振荡回路；图 5-10 (c) 为电容上有初始电压 $u_c(0)$ ，合闸于 $L-C$ 振荡回路。通过列微分方程求解这两个电路，可分别求得电容元件 C 上的电压表达式

$$u'_c(t) = E(1 - \cos \omega_0 t) \quad \text{式 (5-16)}$$

$$u_c''(t) = u_c(0) \cos \omega_0 t \quad \text{式 (5-17)}$$

式中， $\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}}$ 为回路自振角频率。

这两种情况叠加后，即可求得图 5-10 (a) 中电容元件 C 上的电压表达式

$$\begin{aligned} u_c(t) &= E(1 - \cos \omega_0 t) + u_c(0) \cos \omega_0 t \\ &= E - [E - u_c(0)] \cos \omega_0 t \end{aligned} \quad \text{式 (5-18)}$$

由式 (5-18) 可知，这种非零初始状态合闸引起的过渡过程中，电容元件 C 上的电压最大值发生在 $\cos \omega_0 t = -1$ 时，为

$$U_{Cm} = E + [E - u_c(0)] \quad \text{式 (5-19)}$$

式中，第一项 E 为该振荡电路所要趋向的稳态值， $[E - u_c(0)]$ 为振荡分量部分的振幅。振荡分量的振幅又由两部分构成，一部分为电容 C 上的电压的稳态值，另一部分为电容 C 上的初始值。

通过这个典型例子的计算与分析，得到了计算操作过电压的估算公式即式 (5-19)

一、间歇电弧接地过电压

图 5-11 (a) 为中性点不接地电网发生单相接地时的等值电路图，图中 $C_1 = C_2 = C_3 = C_0$ 为导线的对地电容。当系统单相接地（图中 A 相）时，流过故障点的电流 I_d 是非故障相对地电流的相量和，如图 5-11 (b) 所示。设电源电动势 E 的有效值为 U_{xg} ，由相量图可得：

$$I_d = I_2 \cos 30^\circ + I \cos 30^\circ = 2\sqrt{3}U_{xg} \omega C_0 \cos 30^\circ = 3\omega C_0 U_{xg} \quad \text{式 (5-20)}$$

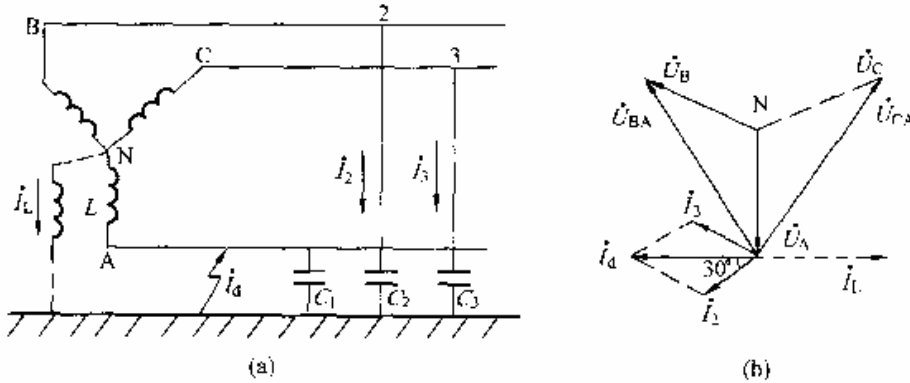


图 5-11 不接地系统单相接地等值电路图及相量图

(a) 等值电路图；(b) 相量图

由式 (5-20) 可知，单相接地时流过故障点的电容电流 I_d 与线路对地电容的大小及额定电压成正比。对于 6~60kV 架空线路，每相每公里对地电容值约为 5000~6000pF，其中有避雷线的线路取较大的数值。考虑到系统变电所设备的对地电容会使电容电流有所增加，为了进行估算，可在按式 (5-20) 计算的线路电容电流的基础上，再增加约 16%。系统的电容电流 I_d 也可通过实际测量得到。

若电网较小，线路不长，线路对地电容较小，则故障时流过接地点的电流也小，许多临时性的单相电弧接地故障（如雷击、鸟害等），接地电弧可以自动熄灭，系统很快恢复正常。随着电网的发展和电缆出线的增多，单相接地的电容电流也随之增加，当 6~10kV 线路电容电流超过 30kA，20~60 kV 线路电容电流超过 10A 时，接地电弧难以自动熄灭。但这种电容电流又不会大到形成稳定电弧的程度，而表现为接地电流过零时电弧暂时性熄灭，随后在故障点恢复电压作用下，又重新出现电弧（即发生电弧重燃）。这种故障点电弧重燃和熄灭的间歇性现象，它能引起电力系统状态瞬间改变，导致电网中电感、电容回路的电磁振荡，因而产生遍及全电网的电弧接地过电压。这种过电压延续时间较长，若不采取措施，可能危及设备绝缘，引起相间短路造成严重事故。

(一) 过电压产生的物理过程

由于产生间歇性电弧的具体情况不同，如电弧所处的介质（空气、固体介质）不同，外界气象条件（气压、湿度、温度、风、雨等）不同，致使实际过电压的发展过程极为复杂。因此，理论分析只是对这些极其复杂并具有统计性的燃弧过程进行理想化后作的解释。对电弧接地过电压幅值有重要影响的是电弧熄灭与重燃时间，以高频振荡电流第一次过零时熄弧为前提条件进行分析，称为高频熄弧理论；以工频振荡电流过零时熄弧为前提条件进行分析，称为工频熄弧理论。高频熄弧与工频熄弧两种理论的分析方法和考虑的影响因素是相同的，但与实测值相比较，高频理论分析所得的过电压值较高，工频理论分析所得的过电压值接近实际情况。下面采用工频熄弧理论解释间歇电弧接地过电压的形成过程。

中性点不接地系统的等值电路如图 5-11(a) 所示，设三相电源电压为 u_a 、 u_b 、 u_c ，对地电压为 u_1 、 u_2 、 u_3 ，线电压为 u_{BA} 、 u_{CA} ，它们的相互关系和波形如图 5-12 所示。

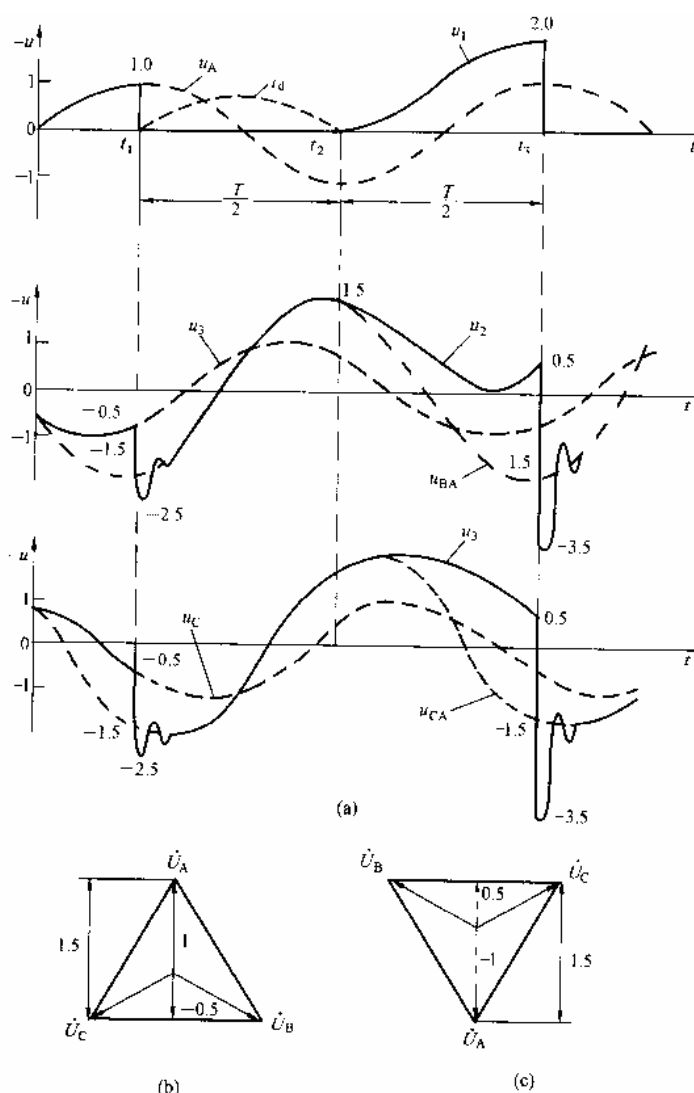


图 5-12 工频电流过零时熄弧的电弧接地过电压发展过程

(a) 过电压发展过程；(b) t_1 瞬间电压相量图；(c) t_2 瞬间电压相量图

假定 $t = t_1$ ，A 相电压在幅值 (U_{xg} 时对地闪络，则 A 相对地电压 u_1 ，将从最大值 (图

中令 $U_{xg} = 1$) 突降为零, 而 B、C 相对地电压 u_2 、 u_3 要从原来的按相应的电源电压规律变化变为按线电压规律而变化, 即在 $t = t_1$ 时刻 B、C 相对地电容上电压要从 $-0.5U_{xg}$ 过渡到新的稳态瞬时值 ($-1.5U_{xg}$), 而 u_2 、 u_3 电压的这种改变是通过电源经电源漏抗对 C_2 、 C_3 充电来完成的, 这将产生高频振荡。在此过渡过程中, 产生的过电压最大幅值为:

$$\text{过电压幅值} = 2 \text{ 稳态值} - \text{初始值} = 2(-1.5U_{xg}) - (-0.5U_{xg}) = -2.5U_{xg}$$

其后, 过渡过程很快衰减, B、C 相对地电压 u_2 、 u_3 分别按 u_{BA} 、 u_{CA} 线电压规律变化, 而 A 相仍电弧接地, 对地电压 u_1 为零。

经过半个工频周期 ($t = t_2$), A 相电源电压 u_A 达负的最大值, 这时 A 相接地电流 i_d 自然过零, 电弧自动熄灭。在电弧熄灭前瞬间 ($t = t_2^-$), 由图 5-12 (b) 可知, B、C 相电压各为 $1.5U_{xg}$, 而 A 相对地电压为零, 这时系统对地电容上的电荷量为

$$q = 0 \times C_0 + 1.5C_0U_{xg} + 1.5C_0U_{xg} = 3C_0U_{xg} \quad \text{式 (5-21)}$$

A 相电弧熄灭 ($t = t_2^+$) 后, 这些电荷无法泄漏, 于是将经过电源平均分配到三相对地电容上, 在系统中形成一个直流电压分量

$$U_0 = \frac{q}{C_0 + C_0 + C_0} = \frac{3C_0U_{xg}}{3C_0} = U_{xg} \quad \text{式 (5-22)}$$

因此电弧熄灭后, 每相导线对地电压按各相电源电压叠加直流电压 U_0 的规律变化。在电弧熄灭后瞬间 ($t = t_2^+$), B、C 相电源电压为 $0.5U_{xg}$, 叠加结果为 $1.5U_{xg}$; A 相电源电压为 ($-U_{xg}$), 叠加结果为零。由以上分析可知, 在熄弧前后, 每相导线对地电压不变, 即各相电压初始值与稳态值相等, 不会引起过渡过程。

熄弧后, A 相对地电压逐渐恢复, 再经过工频半周期 ($t = t_3$ 时), B、C 相电压为 $0.5U_{xg}$, A 相恢复电压则高达 $2U_{xg}$, 这时可能引起电弧重燃, A 相对地电压 u_1 从 $2U_{xg}$ 变到零, 由图 5-12 (c) 可知 B、C 相电压从初始值 $0.5U_{xg}$ 变化到线电压瞬时值 $-1.5U_{xg}$, 又将形成高频振荡, 过渡过程中产生的过电压最大值为

$$\text{过电压幅值} = 2(-1.5U_{xg}) - 0.5U_{xg} = -3.5U_{xg} \quad \text{式 (5-23)}$$

过渡过程衰减后, B、C 相仍将稳定在线电压运行。

(二) 影响电弧接地过电压的因素及其预防措施

熄弧和重燃是随机的，实际电网中间歇性电弧接地过电压倍数一般小于 3.1。尽管这种幅值的过电压对正常绝缘的电气设备一般危害不大，但这种过电压的持续时间长，而且遍及全电网，对系统内绝缘较差的设备、线路上的绝缘弱点，以及在恶劣的环境条件下，将构成较大的威胁，可能造成设备损坏和大面积停电事故。

为防止间歇电弧接地过电压所产生的危害，应加强电气设备绝缘的监督工作，采用在线监测和离线测试相结合的方式，及时发现绝缘隐患，消除绝缘弱点。

(三) 消弧线圈对电弧接地过电压的作用

消弧线圈是不易饱和的铁芯电感线圈，接在系统中性点与地之间，见图 5-11(a) 中 N 点接的电感 L。下面分析消弧线圈是如何抑制间歇电弧接地过电压的，假设 A 相电弧接地，这时 A 相对地电压为零，系统中性点电压为 $-u_A$ ，流过接地点的电弧电流除了原先的非故障相电容电流 ($\dot{I}_2 + \dot{I}_3$) 之外，还包括流过消弧线圈 L 的电流 \dot{I}_L 。由图 5-11(b) 相量图可知， \dot{I}_L 与 ($\dot{I}_2 + \dot{I}_3$) 相位反向，因此选择适当的消弧线圈电感量 L 值，可使接地电流 $\dot{I}'_d = \dot{I}_L + (\dot{I}_B + \dot{I}_C)$ 的数值 (该 \dot{I}'_d 称为经过消弧线圈补偿后的残流) 减小到足够小，使接地电弧很快熄灭，且不易重燃，从而抑制了间歇电弧接地过电压。

通常把消弧线圈补偿的电感电流与系统对地电容电流的比值称为消弧线圈的补偿度 (又称调谐度)，用 k 表示，而将 1-k 称为脱谐度，用 v 表示，即

$$k = \frac{I_L}{I_c} = \frac{U_{xg} / \frac{1}{\omega L}}{\omega(C_1 + C_2 + C_3)U_{xg}} = \frac{\omega_0^2}{\omega^2} \quad \text{式 (5-24)}$$

其中 $\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{L(C_1 + C_2 + C_3)}}$ 为零序回路的自振角频率

$$v = 1 - k = 1 - \frac{I_L}{I_c} = 1 - \frac{\omega_0^2}{\omega^2} \quad \text{式 (5-25)}$$

装设消弧线圈后，要求残流不超过 5~10A，以便保证电弧能够自熄，此时脱谐度很小，由式 (5-24) 可知 $\omega_0 = \omega$ ，即灭弧后故障相恢复电压的自振角频率 ω_0 与强制分量的电源角频率相接近，故恢复电压将以拍频的规律缓慢上升，从而可以保证电弧不再发生重燃并最终熄灭。

装设消弧线圈后，其脱谐度也不能太小，当 v 趋于零时，在正常运行时，中性点将产生很大的位移电压。不考虑三相对地电导及消弧线圈的电导时，系统中性点的位移电压 \dot{U}_N 为

$$\dot{U}_N = -\frac{\dot{U}_A Y_A + \dot{U}_B Y_B + \dot{U}_C Y_C}{Y_A + Y_B + Y_C + Y_N} \quad \text{式 (5-26)}$$

将

$$Y_A = j\omega C_1, \quad Y_B = j\omega C_2, \quad Y_C = j\omega C_3, \quad Y_N = \frac{1}{j\omega}$$

代入得

$$\dot{U}_N = -\frac{\dot{U}_A C_1 + \dot{U}_B C_2 + \dot{U}_C C_3}{C_1 + C_2 + C_3 - \frac{1}{\omega^2 L}}$$

当消弧线圈调谐至 $\nu = 0$ 时, $\omega = \omega_0$, 即

$$\omega = \frac{1}{\sqrt{L(C_1 + C_2 + C_3)}}$$

$$C_1 + C_2 + C_3 = \frac{1}{\omega^2 L}$$

而一般 $C_1 \neq C_2 \neq C_3$, 所以 \dot{U}_N 表达式中分子不为零, 而分母为零, 从而中性点位移电压将达到很高数值。

为了避免系统的中性点电压升得太高, 应尽可能使三相对地电容相等, 但实际系统对地电容受各种因素影响, 很难达到这个要求。因此, 一般要求消弧线圈处于不完全调谐的工作状态, 使消弧线圈补偿有一定的脱谐度, 宜调谐至 5%~10% 的过补偿运行状态。

二、空载变压器分闸过电压

在电力系统运行中, 切除空载变压器、电抗器及空载电动机等, 都是常规的正常操作。在这些分断感性负载的操作过程中, 可能会产生幅值较高的过电压。本节以开断空载变压器(切空变)为例, 说明这种过电压产生的物理过程、影响因素及限制措施。

(一) 过电压产生的物理过程

为简化分析, 假定变压器三相完全对称, 则可以空载变压器的单相等值电路来讨论, 如图 5-13 所示, 图中 L_s 为电源等值电感, C_s 为母线对地杂散电容, L_k 为母线至变压器联线的电感, QF 为断路器, C 为变压器侧的等值对地电容, L 为空载变压器的励磁电感。

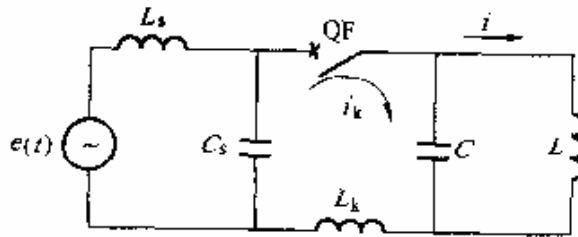


图 5-13 切空变单相等值电路

切除空载变压器的操作是通过断路器 QF 完成的, 电流的切断过程与断路器的灭弧能力有关。当采用灭弧能力很强的断路器, 切断很小的励磁电流时, 工频励磁电流的电弧可能在自然过零前强制熄灭, 甚至电流在接近幅值 I_m 时被突然截断, 这就是断路器的截流现象。

图 5-14 给出了电流被截断时变压器上的电压波形, 图中 I_0 为截断电流, 截断的结果使电流 i

迅速下降到零，使回路中电流变化率 $\frac{di}{dt}$ 甚大，则电感上的压降 $U_L = L \frac{di}{dt}$ 很大，这就形成了过电压。

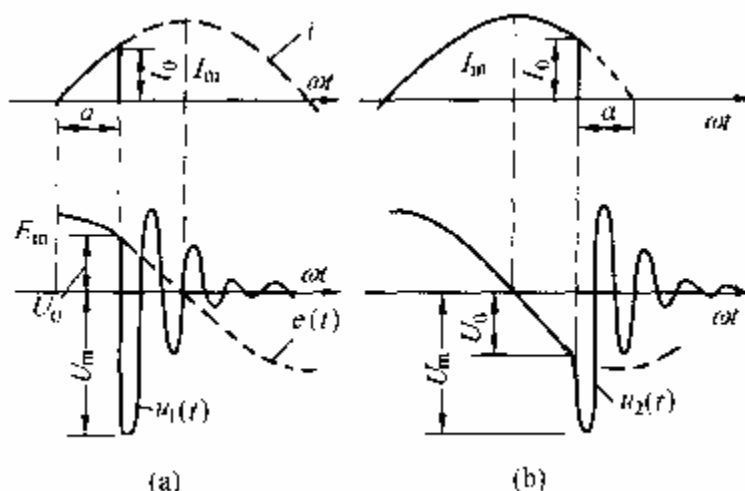


图 5-14 载流前后变压器上电压波形

(a) 截流发生在电流的上升部分；(b) 截流发生在电流的下降部分

由上述分析可知，断路器的截流是产生切断电感性负载过电压的根本原因。

试验表明，截流可能发生在工频电流的上升部分，也可能发生在工频电流的下降部分。

设空载电流在 $I_0 = I_m \sin \alpha$ 时截流 (α 为截流时的相角)，此时电容电压 $U_0 = \pm E_m \cos \alpha$ ，

E_m 为电源电动势 $e(t)$ 的幅值。截流前瞬时，电感 L 和电容 C 上的储能为：

$$W_L = \frac{1}{2} L I_0^2 = \frac{L}{2} I_m^2 \sin^2 \alpha$$

$$W_C = \frac{1}{2} C U_0^2 = \frac{C}{2} E_m^2 \cos^2 \alpha$$

电流截断瞬间， L 中能量全部转化为电容 C 中的能量，电容上的电压达到最大值为 U_m ，

则有 $W_L + W_C = \frac{1}{2} C U_m^2$ ，所以

$$U_m = \sqrt{U_0^2 + \frac{L}{C} I_0^2} = \sqrt{E_m^2 \cos^2 \alpha + \frac{L}{C} I_m^2 \sin^2 \alpha} \quad \text{式 (5-27)}$$

考虑到

$$I_m = E_m / 2\pi fL, \quad f_0 = 1/2\pi\sqrt{LC}$$

(自振频率)，代入上式得

$$U_m = E_m \sqrt{\cos^2 \alpha + \left(\frac{f_0}{f}\right)^2 \sin^2 \alpha}$$

截流后过电压的倍数 K_n 为

$$K_n = \frac{U_m}{E_m} = \sqrt{\cos^2 \alpha + \left(\frac{f_0}{f}\right)^2 \sin^2 \alpha} \quad \text{式 (5-28)}$$

磁场能量转化为电场能量的过程中必然有损耗，因此式 (5-28) 中表示磁能的 $(f_0/f)^2 \sin^2 \alpha$ 项不能全部转化为电能，需加以修正，引入转化系数 $\eta_m (\eta_m < 1)$ ，于是式 (5-28) 改写为

$$K_n = \sqrt{\cos^2 \alpha + \eta_m \left(\frac{f_0}{f}\right)^2 \sin^2 \alpha} \quad \text{式 (5-29)}$$

转化系数 η_m 值通常处于 0.3~0.5 的范围内。自振角频率 f_0 与变压器的参数和结构有关，一般高压变压器的 f_0 最高达到工频的 10 倍左右，而超高压大容量变压器的 f_0 只有工频的几倍。显然，当空载励磁电流在幅值处被截断，即 $\alpha = 90^\circ$ 时，过电压的数值达到最高值，此时

$$K_n = \left(\frac{f_0}{f}\right) \sqrt{\eta_m} \quad \text{式 (5-30)}$$

(二) 影响过电压的因素及限压措施

从以上分析可知，空载变压器分闸过电压的大小与空载电流截断值以及变压器的自振角频率 f_0 有关。断路器的灭弧性能越好，则产生的分闸过电压越高。

目前，限制切空变过电压的主要措施是采用避雷器。切空变过电压虽然幅值较高，但持续时间短，能量小（比阀型避雷器允许通过的能量小一个数量级），故可用避雷器加以限制。用于限制切空变过电压的避雷器应该接在断路器的变压器侧，保证断路器断开后，避雷器仍与变压器相连。

三、空载线路分闸过电压

开断空载线路（切空线）是电力系统中常见的一种操作。当系统进行这种操作时，如断路器发生重燃，会在电源漏抗与线路电容间形成高频振荡，产生幅值高的切空线过电压。这种过电压持续时间可达 0.5~1 个工频周期以上。在确定 220kV 及以下电网的操作过电压绝缘水平时，主要以切空线过电压为计算依据。

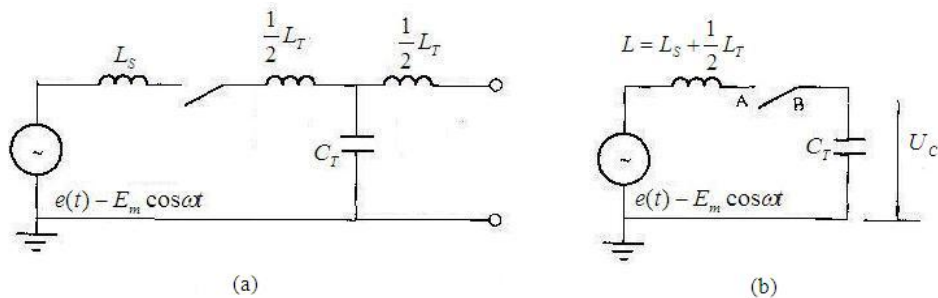


图 5-15 开断空载线路等值电路

(a) 等值电路；(b) 简化等值电路

切空载线路的单相等值电路如图 5-15 所示。图中用 T 型集中参数电路等值线路， L_T 为线路电感， C_T 为线路对地电容， L_S 为电源等值电感， $e(t)$ 为电源电动势。

在空载线路分闸过程中，断路器触头间的电弧重燃和熄灭时间具有很大的随机性，下面以可能导致最大过电压的情况进行分析讨论。

一般线路的电容电流有几十安，断路器在分断时，一定是在电流自然过零时熄弧，如图 5-16 中 $t=t_1$ ，这时 C_T 上的电压为 $-E_m$ （L 上的压降很小，不予考虑）。若不考虑导线的泄漏， C_T 上的电压保持 $-E_m$ 不变。断路器断开后，简化等值电路的 A 点随电源电动势作余弦变化。经过半个工频周期，即图 5-16 中 $t=t_2$ ，断路器触头间恢复电压达最大值 $U_{AB} = 2E_m$ ，假定此时触头间介质强度不能承受此恢复电压，触头间电弧重燃，使等值电路通过电弧连通，线路电容 C 上电压要从 $-E_m$ 过渡到稳态电压 $+E_m$ ，产生高频振荡，使 C_T 上出现最大电压 $U_{Cm} = 2(E_m) - (-E_m) = 3E_m$ 。断路器重燃通过回路一个高频电流，当高频振荡电压达最大值（ $t=t_3$ ），高频电流过零，触头再次熄弧，线路电容 C 上保持 $3E_m$ 电压，又经过半个工频周期（ $t=t_4$ ）

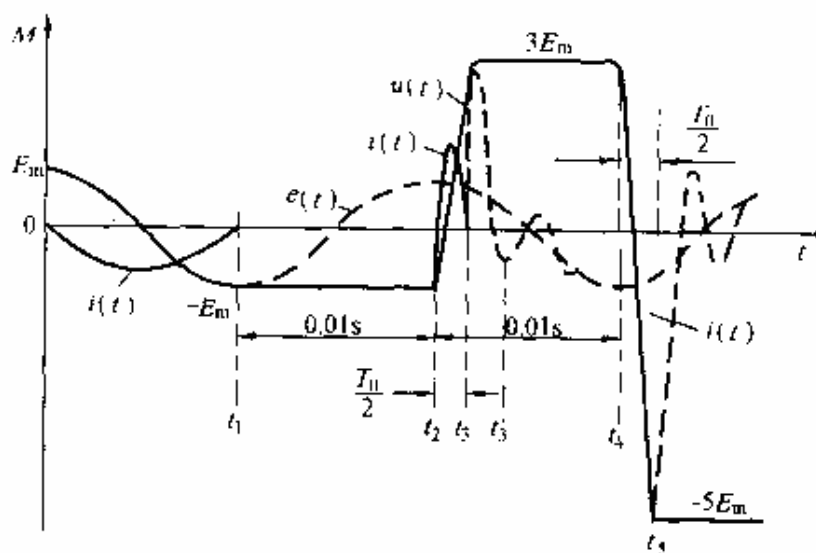


图 5-16 切空线过电压发展过程

触头间恢复电压 $U_{Cm} = 4E_m$ ，发生第二次重燃，这时线路上的电压要从 $3E_m$ 过渡到该时刻的 $-E_m$ ，又发生高频振荡，产生的过电压最大值为 $U_{Cm} = 2(-E_m) - 3E_m = -5E_m$ 。在 $t=t_5$ 时，高频电流再次过零熄弧；线路电容 C_T 上保持 $-5E_m$ 的电压。循环以往，直至断路

器不重燃为止。由此可知，切空载线路时，断路器的多次重燃将会产生很高的过电压。

(一) 影响过电压的因素

从上述分析可知，这种过电压是由于断路器分断时，触头间发生重燃引起的，提高断路器的灭弧性能，就可减少这种过电压发生的概率。若断路器重燃不是发生在电源电压最大值以及电弧熄灭不是在高频电流第一次过零时，则产生的过电压要下降，而且随着断路器分断时间延长，断口开距增长，其绝缘恢复能力也大幅度提高，引起重燃的概率也将减小。

(二) 限制过电压的措施

限制切空线过电压最有效的措施是改善断路器的结构，提高触头间介质强度的恢复速度和灭弧能力，避免重燃，可以从根本上消除这种过电压。此外，线路上接有电磁式电压互感器时，也能降低这种空载线路分闸过电压。当断路器开断后，线路上的残余电荷通过电压互感器泄漏使过渡过程衰减很快，线路上的残余电荷在几个工频周期内就泄放掉了，使断路器触头间的恢复电压迅速下降，避免重燃。

在超高压系统中，线路上普遍接有并联电抗器。当断路器分闸时，并联电抗器与线路电容构成振荡回路，其自振频率接近于电源频率，则线路上的电压就成为振荡的工频电压，使断路器触头间的恢复电压上升速度大大降低，从而避免发生重燃，降低了高幅值过电压的发生概率。

四、空载线路合闸过电压

空载线路的合闸有两种不同的形式：① 计划性的合闸操作；② 自动重合闸操作。空载线路无论是计划性合闸还是自动重合闸，都将使线路从一种稳态过渡到另一种稳态，又由于有 L、C 的存在，会产生振荡型的过渡过程，引起过电压。

(一) 过电压产生的物理过程

(1) 计划性合闸。分析空载线路合闸（合空线）过电压的等值电路如图 5-17 所示，图中 L 为电源电感， C_T 为线路电容，电源电动势 $e(t) = E_m \sin(\omega t + \theta)$ 。在计划合闸前，线路上不存在故障和残余电压，即等值电路中 C_T 初始电压 $u_C(0) = 0$ 。

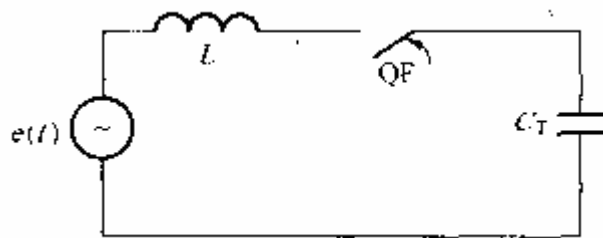


图 5-17 合空载线路的等值电路

假定 $t = 0$ 合闸，若合闸相角 $\theta = \frac{\pi}{2}$ ，即在电源电动势为最大值 E_m 时合闸，合闸瞬间线路上电压要从零值过渡到 E_m ，等值电路将产生高频振荡，线路上产生的最大过电压值为 $U_{Cm} = 2E_m$ ；若合闸相角 $\theta = \pi$ ，即在电源电动势为零值时合闸，这时不会产生振荡，也就不会产生过电压。

(2) 自动重合闸。自动重合空载线路引起的过电压，主要考虑三相重合闸情况。当系统某一相发生接地故障时，三相断路器跳开，这时非故障相线路电容 C_T 上将有残余电荷，即

这时 $u_c(0)$ 不等于零。

假定 $t=0$ 合闸，电源重合闸相角 $\theta = \frac{\pi}{2}$ （即在电源电动势为 E_m 时重合闸，若非故障相残余电压为 $-E_m$ ，则重合闸瞬间线路上电压要从 $-E_m$ ，过渡到电源电动势为 E_m ，将引起高频振荡，产生的过电压幅值为 $U_{Cm} = 2E_m - (-E_m) = 3E_m$ ；若非故障相残余电压为 E_m ，这时重合闸，线路上电压不变，也就不会产生过电压。

从上述分析可知，计划性合空载线路产生的最大过电压为 2.0 倍 E_m ；重合空载线路产生的最大过电压为 3.0 E_m 倍。

空载线路合闸过电压是决定超高压电网绝缘水平的重要因素。

（二）影响过电压的因素

空载线路的合闸过电压取决于合闸时电源电压的相位角 θ ， θ 是个随机数值，遵循统计规律。一般断路器合闸有预击穿现象，即合闸过程中，随着触头间距离越来越小，触头间的电位差已将介质击穿，使电气接通早于机械触头的接触。试验表明，合闸相角多半处在最大值附近的 $\pm 30^\circ$ 之内。

线路上残余电压 $u_c(0)$ 的极性和大小，对过电压幅值的影响也很大，这是重合闸过电压的重要特点。残余电压的大小取决于线路绝缘子表面的泄漏，在 0.3~0.55 重合闸时间内，残余电压一般可下降 10%~30%。

（三）限制过电压的措施

目前，我国采用带并联电阻的断路器作为主要限压措施，并用性能良好的氧化锌避雷器作为后备保护。对于短线路，可用氧化锌避雷器作为主要限压措施。带并联电阻断路器的等值图如图 5-18 所示。

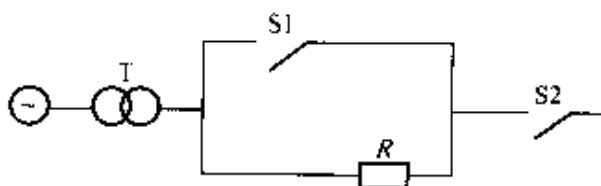


图 5-18 带并联电阻的断路器

图中为 S1 主触头、S2 为辅助触头、 R 为并联电阻 ($R=400$)。合闸操作时，先合辅助触头 S2， R 串入回路中阻尼振荡，间隔一定时间后，再合主触头 S1，完成合闸操作。

采用熄弧能力强、通流容量大的氧化锌避雷器，可限制合空线过电压的幅值。合空载线路产生过电压是由于合闸时断路器触头间有电压差引起的。因此可采用专门的控制装置，使断路器触头间电位差接近于零时完成合闸操作，使合闸暂态过电压大大减弱，从而基本消除合闸过电压。

5.2.3 电力系统的谐振过电压

电力系统中有许多电感元件和电容元件，这些电感和电容均为储能元件，可能形成各种

不同的谐振回路，在一定的条件下，可能产生不同类型的谐振现象，引起谐振过电压。

电力系统中的谐振过电压不仅会在操作或发生故障时的过渡过程中产生，而且可能在过渡过程结束以后较长时间内稳定的存在，直至进行新的操作破坏原回路的谐振条件为止。谐振过电压的持续时间长，其危害也大。谐振过电压不仅会危及电气设备绝缘，还可能产生持续的过电流而烧毁设备，而且还可能影响过电压保护装置里的工作条件。

在不同电压等级以及不同结构的电力系统中，会产生情况各异的谐振过电压，按其性质可以分为三种类型。

(1) 线性谐振过电压

谐振回路由不带铁芯的电感元件（如输电线路的电感、变压器的漏感）或励磁特性接近线性的带铁芯的电感元件（如消弧线圈）和系统中的电容元件所组成。在正弦交流电源作用下，当系统自振频率与电源频率相等和接近时，可能引起线性谐振现象。

(2) 铁磁谐振过电压

谐振回路由带铁芯的电感元件（如空载变压器、电磁式电压互感器）和系统的电容元件组成。这类电感参数不再是常数，而是随着电流或磁通的变化而变化。

(3) 参数谐振过电压

谐振回路由作周期性变化的电感元件和系统的电容元件组成。当参数在一定的配合下，变化的电感周期性地把能量引入谐振系统，形成过电压。

一、线性谐振过电压

如图 5-19 所示，由线性电感、电容和电阻元件组成串联谐振回路。当电路的自振频率接近交流电源的频率时，就会发生串联谐振现象。这时在电感或电容元件上产生很高的过电压，因此串联谐振也称作电压谐振。从过电压角度看应特别注意这种串联谐振现象。

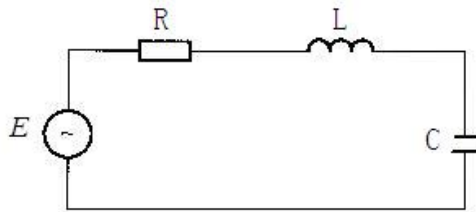


图 5-19 线性谐振回路

下面利用图 5-19，分析串联谐振现象。设电源电动势 $e(t) = \sqrt{2}E \sin(\omega t + \varphi)$ ，稳态时回路中的电流为

$$I = \frac{E}{\sqrt{R^2 + (\omega L - \frac{1}{\omega C})^2}} \quad \text{式 (5-31)}$$

电感 L 和电容 C 上的电压可分别表示为

$$U_L = I\omega L = \frac{E}{\sqrt{(\frac{R}{\omega L})^2 + [1 - (\frac{\omega_0}{\omega})^2]^2}} = \frac{E}{\sqrt{(\frac{2\mu}{\omega_0} \frac{\omega_0}{\omega})^2 + [1 - (\frac{\omega_0}{\omega})^2]^2}} \quad \text{式 (5-32)}$$

$$U_C = \frac{1}{I\omega C} = \frac{E}{\sqrt{(R\omega C)^2 + [1 - (\frac{\omega}{\omega_0})^2]^2}} = \frac{E}{\sqrt{(\frac{2\mu}{\omega_0} \frac{\omega}{\omega_0})^2 + [1 - (\frac{\omega}{\omega_0})^2]^2}} \quad \text{式 (5-33)}$$

上两式中， $\mu = \frac{R}{2L}$ ， μ 为回路的阻尼率； $\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}}$ 为回路的自振角频率。

按照上两式可画出在不同的回路阻尼 $\frac{\mu}{\omega_0}$ 下，电感和电容上的电压与 $\frac{\omega}{\omega_0}$ 的关系曲线。

图 5-20 显示了电容元件上电压的这种关系曲线，从图中可看到，当 ω_0 与 ω 比较接近时，在电容元件上会产生较高的过电压。下面分别就电路处于谐振和接近谐振两种状态下的过电压幅值进行讨论。

(一) 回路参数满足 $\omega L = \frac{1}{\omega C}$ 即 $\omega = \omega_0$

这时回路中的电流只受电阻的 R 限制，回路电流为 $I = \frac{E}{R}$ ，电感上的电压等于电容上的电压。

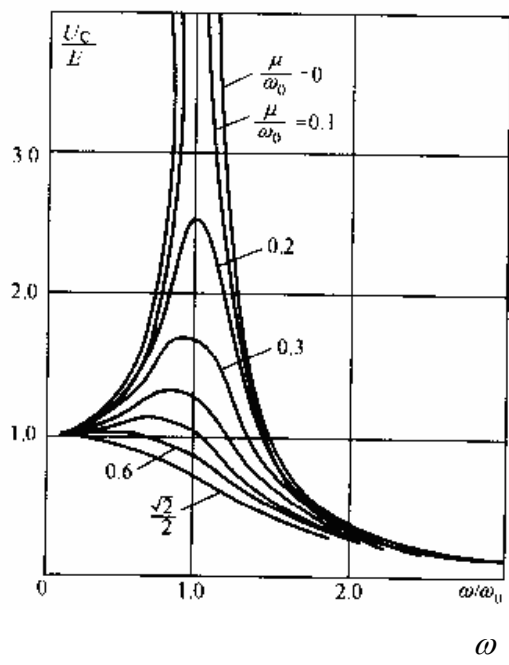


图 5-20 串联谐振时，电容上的电压与 ω_0 的关系

$$U_L = U_C = I \sqrt{\frac{1}{\omega C}} = \frac{E}{R} \sqrt{\frac{L}{C}} \quad \text{式 (5-34)}$$

当回路电阻的 R 较小时会产生极高的谐振过电压。

(二) $\omega < \omega_0$ ，即回路中 $\frac{1}{\omega C} > \omega L$

此时，回路为容性工作状态。当回路电阻 R 很小，可以忽略时， $U_L = U_C = E$ 。根据式 (5-33)，电容上电压为

$$U_C = \frac{E}{1 - \left(\frac{\omega}{\omega_0}\right)^2} \quad \text{式 (5-35)}$$

电容上的电压 U_C 总是大于电源电压 E 。这种非谐振状态的工频电压升高现象，称作电感—电容效应，或简称电容效应。

3) $\omega > \omega_0$ ，即回路中 $\frac{1}{\omega C} < \omega L$ 。

这时回路为感性工作状态。当忽略不计回路电阻时， $U_C = U_L - E$ 。由式 (5-33)，电容上的电压为

$$U_C = \frac{E}{\left(\frac{\omega}{\omega_0}\right)^2 - 1} \quad \text{式 (5-36)}$$

当 $\frac{\omega}{\omega_0} \leq \sqrt{2}$ 时，电容上的电压会等于或大于电源电压 E ，而且随着 $\frac{\omega}{\omega_0}$ 的增大，过电压

很快下降。

二、基波铁磁谐振及其特点

在电力系统中，由于空载变压器、电磁式电压互感器等铁磁电感的饱和，可能与系统电容参数配合，激发起持续时间长、较高幅值的铁磁谐振过电压。铁磁谐振与线性谐振有很大差别，具有完全不同的特点。

以图 5-21 简单的串联电路为例，分析铁磁谐振产生的最基本的物理过程。

图 5-21 中，电感 L 是带铁芯的非线性电感，电容是线性元件。为了简化和突出基波谐振的基本物理概念，不考虑回路中各种谐波的影响，并忽略回路中能量损耗（设电路中 $R = 0$ ）。

图 5-21 中分别画出了电感上和电容上的电压随电流的变化曲线 $U_L(I)$ 和 $U_C(I)$ ，电压

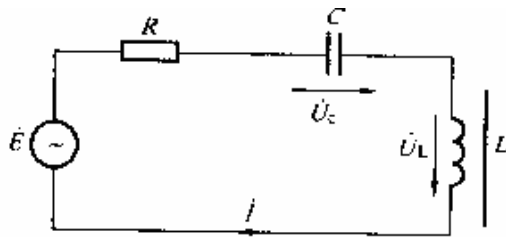


图 5-21 串联铁磁谐振回路

和电流都用有效值表示，由于电容是线性的，所以 $U_C(I)$ 是一条直线 ($U_C = \frac{1}{\omega C} I$)。对于

铁芯电感，在铁芯未饱和前， $U_L(I)$ 基本是直线，即具有未饱和和电感值 L_0 ；当铁芯饱和

之后，电感下降， $U_L(I)$ 不再是直线。设两条伏安特性曲线相交于 P 点。

铁磁谐振电路元件上的压降与电源电动势平衡关系式为

$$\dot{E} = \dot{U}_L + \dot{U}_C \quad \text{式 (5-37)}$$

因 \dot{U}_L 与 \dot{U}_C 相位相反，上面的平衡式也可以用电压降之差的绝对值来表示，即

$$E = \Delta U = |U_L - U_C| \quad \text{式 (5-38)}$$

ΔU 与 I 的关系曲线 $\Delta U(I)$ 也表示在图 5-22 中。

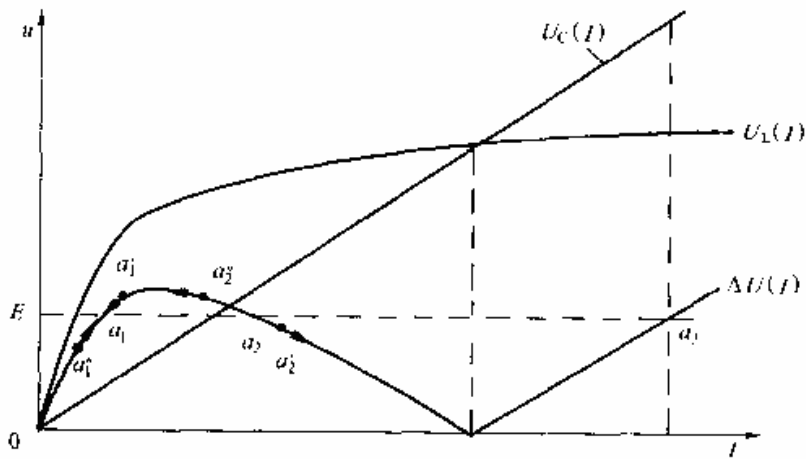


图 5-22 串联铁磁谐振的特性曲线

电动势 E 和 ΔU 曲线相交点，就是满足上述平衡方程的点。由图 5-22 中可以看出，有 a_1 、 a_2 、和 a_3 三个平衡点，但这三点并不都是稳定的。不满足稳定条件就不能成为实际的工作点。物理上可以用“小扰动”来判断平衡点的稳定性，可假定回路中有一微小的扰动，使回路状态离开平衡点，然后分析回路状态能否回到原来的平衡点。若能回到平衡点，说明平衡点是稳定的，能成为回路的实际工作点。若小扰动之后，回路状态越来越偏离平衡点，则这平衡点是不稳定的，不能成为回路的工作点。可根据以上原则分析 a_1 、 a_2 、和 a_3 三个平衡点的稳定性。

对 a_1 点来说，若回路中电流由于某种扰动稍有增加，则有 $\Delta U < E$ ，即回路元件上的电压降大于电源电动势，这将使回路电流减小，回到 a_1 点；反之，若扰动使回路中电流稍有减小，则 $\Delta U < E$ ，即电压降小于电源电动势，使回路电流增大，同样回到 a_1 点。可见平衡点 a_1 是稳定的。用同样的方法可以证明平衡点 a_3 也是稳定的。

对 a_2 点来说，若扰动使回路中电流稍有增加，则有 $\Delta U < E$ ，即电压降小于电源电动势，使回路电流继续增加，远离平衡点 a_2 ；若扰动使回路中电流稍有减小，则电压降大于

电源电动势，使回路电流继续减小，也远离 a_2 点。可见 a_2 点不能经受任何微小的扰动，是不稳定的。

由以上分析可见，在一定的外加电动势 E 作用下，图 5-21 的铁磁谐振回路在稳态时可能有两个稳定的工作状态。 a_1 点是回路的非谐振工作状态，这时回路中 $U_L > U_C$ ，回路呈感性，电感和电容上的电压都不高，回路电流也不大。 a_3 点是回路的谐振工作状态。这时回路中的 $U_C > U_L$ ，回路是电容性的，此时不仅回路电流较大，而且在电容和电感上也会产生较高的过电压。

系统在正常情况下，一般工作在非谐振工作状态，当系统遭受强烈冲击（如电源突然合闸）时，会使回路从 a_1 点跃变到谐振区域，这种需要经过过渡过程来建立谐振的情况称为铁磁谐振的激发，谐振激发起来以后，谐振状态能“自保持”，维持在谐振状态。

当外加电源 E 超过一定数值后，由图 5-22 可知，回路只存在一个工作点，即回路工作在谐振状态，这种情况称为自激现象。

根据以上分析，铁磁谐振有以下特点：

（1）产生串联铁磁谐振的必要条件是：电感和电容的伏安特性曲线必须相交，即

$$\omega L_0 > \frac{1}{\omega C} \quad \text{式 (5-39)}$$

因而，铁磁谐振可以在较大参数范围内产生。

（2）对铁磁谐振电路，在相同的电源电动势作用下，回路有两种不同的稳定工作状态。在外界激发下，电路可能从非谐振工作状态跃变到谐振工作状态，回路从感性变成容性，发生相位反倾现象，同时产生过电压与过电流。

（3）非线性电感的铁磁特性是产生铁磁谐振的根本原因，但铁磁元件饱和效应本身也限制了过电压的幅值。此外，回路损耗也是阻尼和限制铁磁谐振过电压的有效措施。

5.3 电力系统的绝缘配合

5.3.1 绝缘配合的基本原则

电力系统的运行可靠性主要由停电次数及停电时间来衡量。造成电力系统故障、停电的原因不外乎电压升高和电压下降两大类，因此除了尽可能限制电力系统出现的过电压外，还要尽量提高电气设备的绝缘水平。

所谓绝缘配合就是根据设备在系统中可能承受的各种电压，并考虑限压装置的特性和设备的绝缘特性来确定必要的耐受强度，以便把作用于设备上的各种电压所引起的绝缘损坏和影响连续运行的概率，降低到经济和运行上能接受的水平。这就要求在处理好各种电压、各种限压措施和设备绝缘耐受能力三者之间的配合关系，以及在经济上协调设备投资费、运行维护费和事故损失费三者之间的关系。这样，既不因绝缘水平取得过高使设备尺寸过大，造价太贵，造成不必要的浪费，也不会由于绝缘水平取得过低，虽然一时节省了设备造价，但增加了运行中的事故率，导致停电损失和维护费用大增，最终不仅造成经济上更大的浪费，而且造成供电可靠性的下降。

绝缘配合的目的是确定电气设备的绝缘水平,而电气设备的绝缘水平是用设备绝缘可以耐受的试验电压值表征。对应于设备绝缘可能承受的各种作用电压,绝缘试验通常有以下几种类型:①短时(1min)工频电压试验;②长时间工频电压试验;③操作冲击试验;④雷电冲击试验。其中短时工频电压试验用来检验设备在工频运行电压和暂时过电压下的绝缘性能。为了考核局部放电等导致老化的因素对绝缘的影响或外绝缘的污秽放电性能,需作长时间工频电压试验,其他两种冲击试验则分别检验设备绝缘耐受相应过电压的性能。因此,绝缘配合的最终目的是确定电气设备的各种试验电压标准。

绝缘配合必须计及不同电压等级、系统结构等诸因素的影响,具体情况,灵活处理。

首先,对不同电压等级系统,配合原则是不同的。正常运行条件下的工频电压不会超过系统的最高工作电压,这是绝缘配合的基本参数。而其他几种作用电压在绝缘配合中的作用则因系统电压等级的不同而不同,因此在高压及超高压系统中绝缘配合的具体原则不同,绝缘试验类型的选择亦有差别。对于220kV及以下的系统,一般以大气过电压决定设备的绝缘水平。其主要保护装置是避雷器,以避雷器的保护水平为基础确定设备的绝缘水平,并保证输电线路具有一定的耐雷水平。这些设备在正常情况下应能耐受内部过电压的作用,因此一般不专门采用针对内部过电压的限制措施。随着电压等级的提高,操作过电压幅值随之增高,所以在超高压电力系统($\geq 330\text{kV}$)的绝缘配合中,操作过电压将逐渐起控制作用。因此,超高压系统中一般都采用了专门限制内部过电压的措施,将操作过电压限制到预定水平。同时采用避雷器,除用以限制大气过电压外,也作为操作过电压的后备保护。所以,设备的绝缘配合实际上也是以避雷器的保护特性为基础而确定的。

其次,为了兼顾设备造价、运行费用和停电损失等的综合经济效益,绝缘配合也因不同的系统结构、不同的地区及不同的发展阶段而有所不同。从经济角度考虑,对同一电压等级,不同地点、不同类型的设备,允许选择不同的绝缘水平。此外,许多系统的绝缘水平,初期较高,中、后期较低。我国早年建成的330kV及500kV系统,均选取了较高的绝缘水平。

最后应当指出,以上各条原则只是分别反映某一因素对绝缘配合的影响,在绝缘配合中必须综合考虑各影响因素和国内外类似系统的运行经验,进行总体的优化设计以取得最佳方案。

5.3.2 绝缘配合的常用方法

绝缘配合方法有确定性法(惯用法)、统计法及简化统计法。

一、确定性法(惯用法)

确定性法是按作用在设备绝缘上的最大过电压和设备的最低放电电压并考虑适当的安全裕度来进行绝缘配合的习惯方法,也称惯用法。首先确定设备上可能出现的最危险的过电压,然后根据运行经验乘上一个考虑各种影响因素和一定裕度的系数,即所谓配合系数(或称安全裕度系数),以补偿在估计最大过电压和最低放电电压时的误差,据此确定绝缘应耐受的电压水平。确定性法不能定量地预估绝缘发生故障的概率,往往要求采用较大的裕度,对绝缘要求偏于保守。但由于对非自恢复绝缘的放电概率测定所需的费用太高,因此对其只能采用确定性法。此外,只有当降低绝缘水平具有显著经济效益,尤其是当操作过电压成为控制因素时,统计法才特别有价值。所以,目前只是对于330kV及以上电压等级的自恢复绝缘(输电线路),其操作过电压下的绝缘配合才采用统计法,其余仍均采用确定性法(惯用法)确定绝缘水平。

确定电气设备绝缘水平的基础是避雷器的保护水平,即设备的绝缘水平与避雷器的保护水平进行配合。避雷器的保护水平包括雷电冲击保护水平和操作冲击保护水平,由避雷器在相应冲击电流下的残压等因素确定。

330~500kV电气设备的绝缘水平由两个参数表示:①全波基本冲击绝缘水平

(BIL) , 即额定雷电冲击耐受电压; ② 操作基本冲击绝缘水平 (BSL) , 即额定操作冲击耐受电压。由于避雷器同时用作雷电过电压和操作过电压的保护, 因此设备的 BIL 及 BSL 相应地应和避雷器雷电保护水平 U_p 及操作冲击保护水平 U'_p 相配合, 同时选择一定的配合系数 k_c , 即耐受电压应等于保护水平乘以 k_c 。根据我国情况, 对于雷电冲击, 一般取 $k_c \geq 1.4$ 对操作冲击, 一般取 $k_c \geq 1.5$ 。对超高压设备应当进行雷电及操作冲击耐受电压试验, 以检验设备在雷电过电压和操作过电压下的绝缘性能。

在 220kV 及以下的系统中, 由于操作过电压对正常绝缘一般无危险, 这时避雷器不动作, 它只用作雷电过电压的保护措施。因此, 按上述原则, 根据避雷器的雷电冲击保护水平可以确定设备的全波基本冲击绝缘水平 (BIL); 而操作冲击绝缘水平 (BSL) 是用短时 (lmin) 工频耐受电压即工频绝缘水平来代替。实际上这种工频试验电压值是由设备的 BSL 和 BIL 共同决定的。这主要是基于雷电或操作冲击对绝缘的作用, 在一定程度上可以用工频电压来等价, 并按采用相应冲击系数换算所得的高者取值。可见工频耐压值在某种程度上也代表了绝缘对操作及雷电过电压的耐受水平。凡是能通过工频耐压试验的, 可以认为设备在运行中能保证其可靠性。由于工频试验相对比较简单, 220kV 及以下设备的出厂试验只做工频耐压试验; 而 330~500 kV 超高压设备的出厂试验只在试验条件不具备时, 才允许用工频耐压试验代替。

二、统计法

在超高压系统中, 对绝缘的要求偏于保守, 经济性差, 因此七十年代以来, 国内外相继推荐采用统计法确定自恢复绝缘的耐压水平。绝缘配合统计法的特点是根据过电压幅值及绝缘介电强度的统计规律性, 分析计算绝缘故障率, 从而能在经济技术比较的基础上, 合理确定绝缘水平。采用统计法不仅可定量地给出设计的安全程度, 并能按照每年设备折旧费、运行费及事故损失费最小的原则进行优化设计。

设 $f_0(u)$ 为操作过电压幅值的概率密度分布函数, $P(u)$ 为线路绝缘在操作冲击下放电电压的概率分布函数。发生一次操作时过电压幅值处于 u 和 $u + du$ 之间的概率为 $f_0(u)du$, 一次操作时, 过电压幅值在 u 和 $u + du$ 之间、且绝缘发生放电的概率为 $f_0(u)duP(u)$, 所以当发生一次操作时绝缘发生放电的概率为

$$R = \int_0^{\infty} f_0(u)P(u)du \quad \text{式 (5-40)}$$

R 称为绝缘故障率。绝缘配合的统计法就是从这些计算出发, 按照为达到一定运行可靠性而确定的绝缘故障率要求, 来选择空气间隙及绝缘子的片数。

统计法的主要困难在于随机因素较多, 而且某些随机因素的统计规律还有待于资料累积和认识。但用它来作设计方案的相对比较时, 相对于确定性法 (惯用法) 具有明显的优点。

三、简化统计法

简化统计法中为了便于计算, 假定过电压及绝缘放电概率的统计分布均服从正态分布, 且已知其标准偏差分别为 σ_0 及 σ_i , 于是可写出过电压的概率密度分布函数 $f_0(u)$ 及绝缘放电的概率函数 $P(u)$ 如下

$$f_0(u) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_0} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{u-U_{ao}}{\sigma_0}\right)^2\right]$$

$$P(u) = \int_{-\infty}^u \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_i} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{V-U_{ai}}{\sigma_i}\right)^2\right] dV \quad \text{式 (5-41)}$$

式中 U_{ao} ——过电压的均值;

U_{ai} ——绝缘的 50%放电电压。

由此可得绝缘故障率为

$$R = \int_{-\infty}^{\infty} f_0(u)P(u)du$$

$$= \int_{-\infty}^{\infty} \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_0} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{u-U_{ao}}{\sigma_0}\right)^2\right] \left[\int_{-\infty}^u \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_i} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{V-U_{ai}}{\sigma_i}\right)^2\right] dV \right] du \quad \text{式 (5-42)}$$

通过变量置换进行积分运算，可得如下结果

$$R = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{\lambda} e^{-\frac{1}{2}t^2} dt \quad \text{式 (5-43)}$$

$$\text{式中 } \lambda = \frac{U_{ao} - U_{ai}}{\sqrt{\sigma_0^2 + \sigma_i^2}}$$

因此，只要已知 U_{ao} 和 U_{ai} ，即可根据式 (5-43) 容易算得故障率 R 。

国际电工委员会及我国绝缘配合标准推荐采用统计过电压 U_S 及统计耐受电压 U_W 以表征过电压及绝缘放电电压的分布，出现超过 U_S 的过电压的概率为 2%；绝缘在 U_W 作用下的放电概率为 10%，即耐受概率为 90%，如图 5-26 所示。在正态分布下，可知

$$U_{ao} = U_S - 2.05\sigma_0$$

$$U_{ai} = U_W + 1.28\sigma_i \quad \text{式 (5-44)}$$

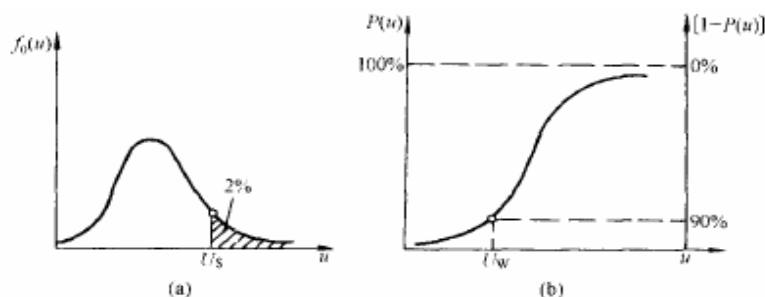


图 5-26 统计过电压 U_S 及统计耐受电压 U_W 的确定

(a) 统计过电压 U_S ; (b) 统计耐受电压 U_W

据此，可以估算不同统计安全系数 $\gamma = U_W / U_S$ 下的绝缘的故障率，如图 5-27 (a) 所示。最终可得统计安全系数 γ 与故障率 R 的关系，如图 5-27 (b) 所示。于是根据技术经济比较，在成本与故障率间协调，定出可以接受的故障率后，即可按相应的统计安全系数 γ 及系统的统计过电压 U_S 确定设备适当的绝缘水平。

简化统计法与确定性法同样简单易行。虽然故障率的数值不一定很准确，但便于在工程上作方案比较，因而应用很广泛。

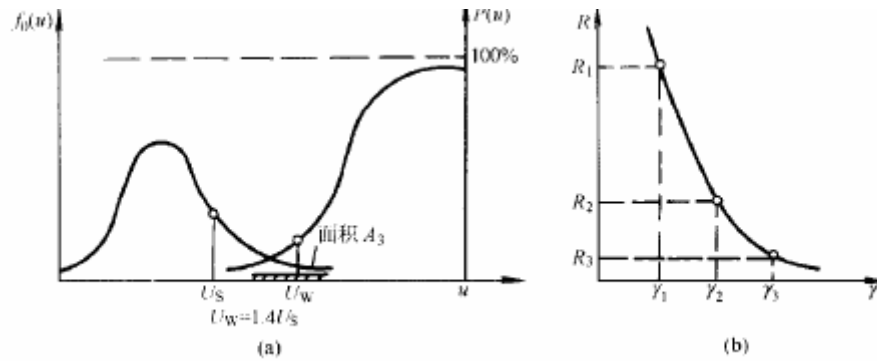


图 5-27 统计安全系数与故障率的关系

(a) 当统计安全系数 $\gamma = \frac{U_W}{U_S} = 1.0、1.2、1.4$ 时故障率（面积 A）的估算；

(b) 统计安全系数 γ 与故障率 R 间的关系

5.3.3 架空输电线路的绝缘配合

以惯用法作架空输电线路的绝缘配合，主要是线路绝缘子串的选择，确定线路上各空气间隙的极间距离——空气间距。虽然架空线路上这两种绝缘都属于自恢复绝缘，但除了某些 500kV 线路采用简化统计法作绝缘配合外，其余线路至今大多采用惯用法进行绝缘配合。

一、绝缘子串的选择

线路绝缘子串应满足三方面的要求：

- (1) 在工作电压下不发生污闪；
- (2) 在操作过电压下不发生湿闪；

(3) 具有足够的雷电冲击绝缘水平，能保证线路的耐雷水平与雷击跳闸率满足规定要求。通常按下列顺序进行选择：① 根据机械负荷和环境条件选定所用悬式绝缘子的型号；② 按工作电压所要求的泄漏距离选择串中片数；③ 按操作过电压的要求计算应有的片数；还按上面 ② ③ 所得片数中的较大者，校验该线路的耐雷水平与雷击跳闸率是否符合规定要求。

首先，按工作电压要求为了防止绝缘子串在工作电压下发生污闪事故，绝缘子串应有足够的沿面爬电距离。我国多年来的运行经验证明，线路的闪络率 [次/100km·年] 与该线路的爬电比距 λ 密切相关，如果根据线路所在地区的污秽等级、按表 5-1 中的数据选定 λ 值，就能保证必要的运行可靠性。

表 5-1 最小爬电比距分级数值

外绝缘污秽等级	最小爬电比距 cm/kV	
	线路	电站设备
0	1.39	1.48
I	1.6	1.6
II	2.0	2.0
III	2.5	2.5
IV	3.1	3.1

设每片绝缘子的几何爬电距离为 L_0 (cm)，即可按爬电比距的定义写出

$$\lambda = \frac{nK_e L_0}{U_m} (\text{cm/kV}) \quad \text{式 (5-45)}$$

式中 n ——绝缘子片数；

U_m ——系统最高工作（线）电压有效值，kV；

K_e ——绝缘子爬电距离有效系数。

K_e 之值主要由各种绝缘子几何泄漏距离对提高污闪电压的有效性来确定。

可见为了避免污闪事故，所需的绝缘子片数应为

$$n_1 \geq \frac{\lambda U_m}{K_e L_0} \quad \text{式 (5-46)}$$

其次，按操作过电压要求绝缘子串在操作过电压的作用下，也不应发生湿闪。在没有完整的绝缘子串在操作波下的湿闪电压数据的情况下，只能近似地用绝缘子串的工频湿闪电压来代替，对于最常用的 XP-70（或 X-4.5）型绝缘子来说，其工频湿闪电压幅值 U_w 可利用下面的经验公式求得

$$U_w = 60n + 14 (\text{kV}) \quad \text{式 (5-47)}$$

式中 n ——绝缘子片数。

电网中操作过电压幅值的计算值 = $K_0 U_\varphi$ (kV)，其中 K_0 为操作过电压计算倍数。

设此时应有的绝缘子片数为 n'_2 ，则由 n'_2 片组成的绝缘子串的工频湿闪电压幅值应为

$$U_w = 1.1K_0 U_\varphi (\text{kV}) \quad \text{式 (5-48)}$$

式中 1.1——综合考虑各种影响因素和必要裕度的一个综合修正系数。

只要知道各种类型绝缘子串的工频湿闪电压与其片数的关系，就可利用式（5-48）求得应有的 n'_2 值。再考虑需增加的零值绝缘子片数 n_0 后，最后得出的操作过电压所要求的片数为

$$n_2 = n_2' + n_0 \quad \text{式 (5-49)}$$

我国规定应预留的零值绝缘子片数见表 5-2。

表 5-2 零值绝缘子片数 n_0

额定电压 (kV)	35~220		330~500	
绝缘子串类型	悬垂串	耐张串	悬垂串	耐张串
n_0	1	2	2	3

现将按以上方法求得的不同电压等级线路应有的绝缘子片数 n_1 和 n_2 以及实际采用的片数 n 综合列于表 5-3 中。

表 5-3 各级电压线路悬垂串应有的绝缘子片数

线路额定电压 (kV)	35	66	110	220	330	500
n_1	2	4	7	13	19	28
n_2	3	5	7	13	17	27
实际采用值 n	3	5	7	13	19	28

注 1. 表中数值仅适用于海拔 1000m 及以下的非污秽区

2. 绝缘子均为 XP-70(X-4.5)型。其中 330kV 和 500kV 线路实际上采用的很可能是别的型号绝缘子 (例如 XP-160 型), 可按泄漏距离和工频湿闪电压进行折算。

如果已掌握该绝缘子串在正极性操作冲击波下的 50% 放电电压 $U_{50\%}$ 与片数的关系,

那么也可以用下面的方法来求出此时应有的片数 n_2' 和 n_2 。

该绝缘子串应具有下式所示的 50% 操作冲击放电电压

$$U_{50\%(s)} \geq K_s U_s \quad \text{式 (5-50)}$$

式中 U_s ——对范围 I ($U_m \leq 252\text{kV}$), 它等于 $K_0 U_\phi$, 对范围 II ($U_m > 252\text{kV}$), 它

应为合空线、单相重合闸、三相重合闸这三种操作过电压中的最大者; K_s ——绝缘子串操作过电压配合系数, 对范围 I 取 1.17, 对范围 II 取 1.25。

最后, 按雷电过电压要求取按上面计算所得的 n_1 和 n_2 中较大的片数, 校验线路的耐雷水平和雷击跳闸率是否符合有关规程的规定。不过实际上, 雷电过电压方面的要求在绝缘子片数选择中的作用一般是不大的, 因为线路的耐雷性能并非完全取决于绝缘子的片数, 而是取决于各种防雷措施的综合效果, 影响因素很多。即使验算的结果表明不能满足线路耐雷性能方面的要求, 一般也不再增加绝缘子片数, 而是采用诸如降低杆塔接地电阻等其他措施来解决。

二、空气间距的选择

输电线路的绝缘水平不仅取决于绝缘子的片数, 同时也取决于线路上各种空气间隙的极间距离——空气间距, 而且后者对线路建设费用的影响远远超过前者。

输电线路上的空气间隙包括：

(1) 导线对地面：在选择其空气间距时主要考虑地面车辆和行人等的安全通过、地面电场强度及静电感应等问题。

(2) 导线之间：应考虑相间过电压的作用、相邻导线在大风中因不同步摆动或舞动而相互靠近等问题。当然，导线与塔身之间的距离也决定着导线之间的空气间隙。

(3) 导、地线之间：按雷击于档距中央避雷线上时不至于引起导、地线间气隙击穿这一条件来选定。

(4) 导线与杆塔之间：这将是下面要探讨的重点内容。

为了使绝缘子串和空气间隙的绝缘能力都得到充分的发挥，显然应使气隙的击穿电压与绝缘子串的闪络电压大致相等。但在具体实施时，会遇到风力使绝缘子串发生偏斜等不利因素。

就塔头空气间隙上可能出现的电压幅值来看，一般是雷电过电压最高、操作过电压次之、工频工作电压最低，但从电压作用时间来看，情况正好相反。由于工作电压长期作用在导线上，所以在计算它的风偏角 θ_0 时，应取该线路所在地区的最大设计风速 v_{\max} （取 20 年一遇的最大风速，在一般地区约为 25 ~ 35m/s）；操作过电压持续时间较短，通常在计算其风偏角 θ_s 时，取计算风速等于 $0.5 v_{\max}$ ；雷电过电压持续时间最短，而且强风与雷击点同在一处出现的概率极小，因此通常取其计算风速等于 10~15m/s，可见它的风偏角 $\theta_1 < \theta_s < \theta_0$ 。

三种情况下的净空气间隙的确定方法如下：

(一) 工作电压所要求的净间距 s_0

s_0 的工频击穿电压幅值

$$U_{50\%} = K_1 U_\phi \quad \text{式 (5-51)}$$

式中系数 K_1 为综合考虑工频电压升高、气象条件、必要的安全裕度等因素的空气间工频配合系数。对 66kV 及以下的线路取 $K_1 = 1.2$ ；对 110~220kV 线路取 $K_1 = 1.35$ ；对范围 II $K_1 = 1.4$ 。

(二) 操作过电压所要求的净间距 s_s

要求 s_s 的正极性操作冲击波下的 50% 击穿电压

$$U_{50\%(s)} = K_2 U_s = K_2 K_0 U_\phi \quad \text{式 (5-52)}$$

式中 U_s —— 计算用最大操作过电压；

K_2 —— 空气间隙操作配合系数，对范围 I 取 1.03，对范围 II 取 1.1。

在缺乏空气间隙 50%操作冲击击穿电压的实验数据时，亦可采取先估算出等值的工频击穿电压 $U_{e(50\%)}$ ，然后求取应有的空气间隙 s_s 的办法。

由于长气隙在不利的操作冲击波形下的击穿电压显著低于其工频击穿电压，其折算系数 $\beta_s < 1$ ，如再计入分散性较大等不利因素，可取 $\beta_s = 0.82$ ，即

$$U_{e(50\%)} = \frac{U_{50\%(s)}}{\beta_s} \quad \text{式 (5-53)}$$

(三) 雷电过电压所要求的净间距 s_l

通常取 s_l 的 50%雷电冲击击穿电压 $U_{50\%(l)}$ 等于绝缘子串 50%雷电冲击闪络电压 U_{CFO} 的 85%，即

$$U_{50\%(l)} = 0.85U_{CFO} \quad \text{式 (5-54)}$$

其目的是减少绝缘子串的沿面闪络，减小釉面受损的可能性。

求得以上的净间距后，即可确定绝缘子串处于垂直状态时对杆塔应有的水平距离

$$\left. \begin{aligned} L_0 &= s_0 + l \sin \theta_0 \\ L_s &= s_s + l \sin \theta_s \\ L_l &= s_l + l \sin \theta_l \end{aligned} \right\} \quad \text{式 (5-55)}$$

式中 l ——绝缘子串长度，m。

当海拔高度超过 1000m 时，应按有关规定进行校正；对于发电厂变电所，各个 s 值应在增加 10% 的裕度，以策安全。