第1章 概 述

1.1 引言

电力系统是由发电、变电、输电、供电、配电、用电等设备和技术组成的一个将一次能源转换为电能的统一系统。众所周知，电能是清洁能源之一。当前，全球现代化的各行各业和社会经济、人民日常生活，已经将电能供应视为不可或缺的一个重要基础条件。然而电力系统有其自身特殊性。首先电能与其他能量不同，一般来讲电能是不能大量长期存储的，其生产和消费过程是在同一瞬间完成的，也就是说发电、变电、输电、供电、配电各环节和用电是同步进行的。其次现代的电力系统是一个在地域上分布辽阔而在电气上却是联成一体的大系统。如火电厂一般建于靠近集中负荷的城市周边地域或靠近一次能源的煤矿矿口，水力发电厂则建造于远离负荷中心的水力资源丰富的河流上，而核电厂、风力发电厂等则根据环保、地理条件等选择建厂地点。这些发电厂与受端变电站之间由大量长距离、高电压的输电线连接起来。我国目前运行的最高输电电压（交流和直流）为 500kV，更高一级输电电压 750kV 的技术和相关设备的研究工作正在开展中。受端变电站通过高压输电线接受来自发电厂的大量电力，经过降压用较低的电压向配电站和用户供电。如此形成一个多层次网络结构复杂、地区分布宽广的大系统。

图 1-1 所示是电力系统各环节的示意图。本书重点讨论虚线框内有关配电系统及其自动

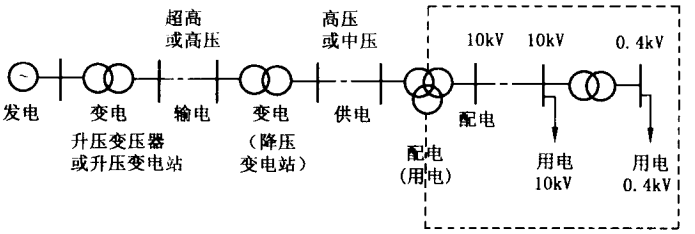


图 1-1 电力系统各环节的示意图

化技术。配电系统是电力系统的一部分。电力系统通过配电网络直接向用户供电。从广义上讲 110kV 及以下电压的线路和设备构成的电力网均可称为配电网络。国外一般将低于 1kV 的电压称为低压（LV，Low Voltage）；1～36kV 的电压称为中压 MV，Medium Voltage）；36kV 以上的电压称为高压（HV，High Voltage）；300kV 以上的电压称为超高压 (EHV，Extra-High Voltage)。本书将低于 1kV 的电压称为低压，在我国则具体指 380V（三相）、220V（单相）。35kV 及以下则称为中压，具体指电压为 35kV、10kV 电压级。110kV 则称为高压。本书所称配电系统主要指 10kV 电压级的设备和线路构成的电力网。目前有人提议在某些电网中采用 20kV 来替代 10kV 电压级，则该电压级的配电系统自动化技术亦属本书所述范畴之内。

由于整个电力系统在电磁上是互相联系的，在网络结构上又是相互联通的，因此电力系统任一点的故障均可能影响和波及整个系统，甚至造成大面积的停电，给社会经济和人民生活造成重大损失和严重后果。因此供电可靠性和电能质量是电力系统的两大考核指标。在 1998 年我国国家电力公司提出的目标是：提高供电可靠性，城市供电可靠率达到 99.9%，大城市市中心区达到 99.99%；提高供电质量，使电压合格率 ≥98%。要达到上述指标，必须采用现代化手段提高供电自动化水平，即实施配电系统自动化。

众所周知，电力系统技术现代化的过程，亦是自动化程度不断提高和计算机应用日益发展的过程。这和国内外各行各业的技术发展历程是一致的。我国早期的电力系统调度是电话调度，人工抄表。调度员通过电话，命令各发电厂、变电站值班人员进行设备操作。而各发电厂、变电站则通过远动终端设备（RTU，Remote Terminal Unit）将设备运行数据经信道送至调度所，在未设置 RTU 的厂站则由值班人员定时进行人工抄表报送调度端。直至 1978 年 8 月，我国第一次在京、津、唐电网实现了采用国产计算机（SD－176 型）对电网进行实时安全监视。这种以计算机与彩色屏幕显示器为核心的实时监控系统，对提高电网安全运行水平发挥了很大的作用，并逐渐成为调度人员不可或缺的运行手段。在这以后的 20 年中，四大网（华北、东北、华中、华东电网）引进了英国西屋公司的具有 SCADA（Supervisory Control And Date Acquisition）和 EMS（Energy Management System）功能的调度自动化系统，同时国内各单位也研制了各类电网调度自动化系统，这些都大大提高了我国电网调度自动化的水平。目前我国电网采用五级调度管理，即设国家电力调度中心（简称国调）、大区电网调度中心（简称网调）、省电网调度中心（简称省调）、地市电网调度中心（简称地调或市调）以及县级电网调度机构（简称县调）。其中前三级电网调度中心，管理发电厂和超高压（高压）变电站，对大区电网和省电网的电力交换进行调度。后两级电网调度机构则直接面向用户。目前，在国家级电网调度中心下已经形成大区电网调度中心 6 个，省级（含直辖市）电网调度中心 31 个，地市级电网调度中心 280 个和县级电网调度机构 2400 个。2002 年 4 月，国家电力公司确定了电力体制改革方案，我国电力体制将实施厂网分开，重组发电厂和电网企业；实行竞价上网，初步建立竞争、开发区域电力市场。在电网方面，成立国家电网公司和南方电网公司，由国家电网公司组建华北、东北、西北、华东和华中五个区域电网有限责任公司。因此，原来意义上的五级调度管理，也有可能随着电力体制改革的进行在职能上有所改变。

在近 20 年，我国在大力发展电网调度自动化的同时，发电厂（包括水电厂、火电厂等）和变电站的自动化系统亦有了很大的进展。我国配电系统自动化技术起步较晚，在 20 世纪 90 年代，一些地、市的供电部门分别以小区、开发区或配电网的一部分开展了配电自动化

工作的试点。这些工作先后获得了成功，并取得了一定的运行经验。从前阶段的工作来看，主要偏重于配电系统的实时监控和馈线运行自动化。由于我国电力工业过去长期以来存在重发（发电）轻供（供电）不管用（用电）的情况，因此我国配电网设备陈旧，自动化程度差，网架结构薄弱等现象比比皆是。根据作者近几年来从事配电网自动化工作的体会，配电网自动化和调度自动化相比，有突出的不同之点，必须予以重视。如调度自动化是在电网调度范围内的各发电厂，重要高压变电站和各关口线路处设置远动终端设备（RTU），通过通道（可以是载波、微波、光纤、专用线、无线等）与调度所联络，传送远方厂站设备和线路的遥测（YC）、遥信（YX）信息，接受调度端的遥控（YK）、遥调（YT）命令。对从事调度自动化系统的研制人员，主要是配置调度自动化系统主站系统，开发 SCADA 和 EMS 软件，配置各厂站端 RTU 和相关通道。对调度自动化系统所涉及调度范围的一次接线系统，无需给予更多的关注。但是配电自动化工作则不同，配电自动化尤其是馈线自动化与配电系统的一次网络接线有密切的关联。这可以从以下的例子来充分说明。

图 1-2 是典型树状网络，从变电站以 10kV 出线以树状方式供电给柱上变压器和高压用户。由于在主干线上未设置分段开关，在分支线上亦未设置分支开关，当线路上任一点发生永久性故障时，均将造成全线路停电。很明显，在实施配电自动化时，这类线路必须根据供电重要程度确定配电自动化方式和进行网络结构优化改造，增设分段开关和分支开关。这些开关还需具备遥控条件。如不对此类配电网络进行优化改造，实施配电自动化后，亦不能提高供电可靠性。

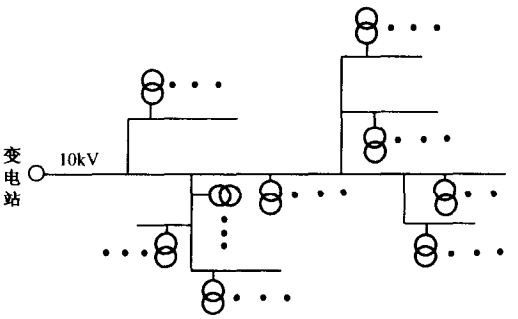


图 1-2　典型树状网络

图 1-3 是一个多个电源点联网的配电网络，它具有四个电源点，五条配电线路。这类网络，采用调度员调度方式时，若在变电站 4 至分段开关 5 之间线路发生永久故障，由于具有多电源，调度员可灵活地根据当时负荷情况，选择合上分段开关 2、3 或 4 的方案，对分段

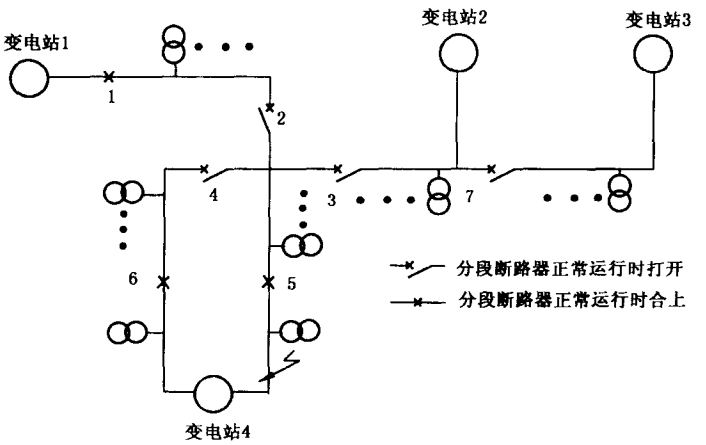


图 1-3　多个电源点联网的配电网络

开关 5非故障段一侧线路恢复供电。但是当设置配电自动化主站系统运行时，由于可变条件多而增加了馈线自动化软件运算的时间和复杂性，因此这类网络就需要进行网络简化。

由上述二个例子可以看出，若不对网络进行优化改造，仅在原有网络上实施配电自动化是不现实的。

综上所述，可以清楚看到配电自动化与网络结构之间存在密切关系。同时由于目前实际配电网络存在着多样性和无序化。因此在开展配电网自动化工作时，必须进行配电网络的优化改造和配电网自动化的规划设计。

1.2 国内配电系统及其自动化的现状

我国配电网架的结构，在城市电网中一般采用在城郊区建立超高压（500kV）或高压（220kV）变电站，接受来自发电厂或电网的大量电力，经过降压后向建于市区负荷集中点的变电站供电。图 1-4（a）和 1-4（b）分别为国内某城市 500kV 电网规划方案图和香港大埔输电系统发展接线图，从中可以看出配电网的结构和布局。当然，香港由于历史的原因，输配电网采用的电压等级和内地不同。以往建于负荷中心的降压变电站一般为 110kV 或 35kV，近年来随着负荷迅速增长，尤其在大城市以 110kV 电压线路伸入市区已不能满足负荷增长的需要，从而开始改用 220kV 电压线路伸入市区，在市内建立 220kV 降压变电站。通过降压变电站再次降压后以 10kV 或 0.4kV 电压向用户供电。用 10kV供电的工业用户或大用户，一般称为高压用户。个别大用户亦有直接以 110kV 或 35kV 电压级供电的，由用户自行建设 110kV或 35kV 电压级的用户变电站，由用户自行管理。在城市配电网中， 10kV馈线自变电站或配电站（开闭所）引出后，以往采用裸导线（钢芯铝绞线）沿城市街道（马路）架空架设，再引至柱上变压器降压至 0.4kV 向千家万户供电。现在则采用绝缘导线来代替裸导线，以提高运行可靠性和安全性。目前城市配电线路绝缘化率平均已达到 60% 以上。架空线杆

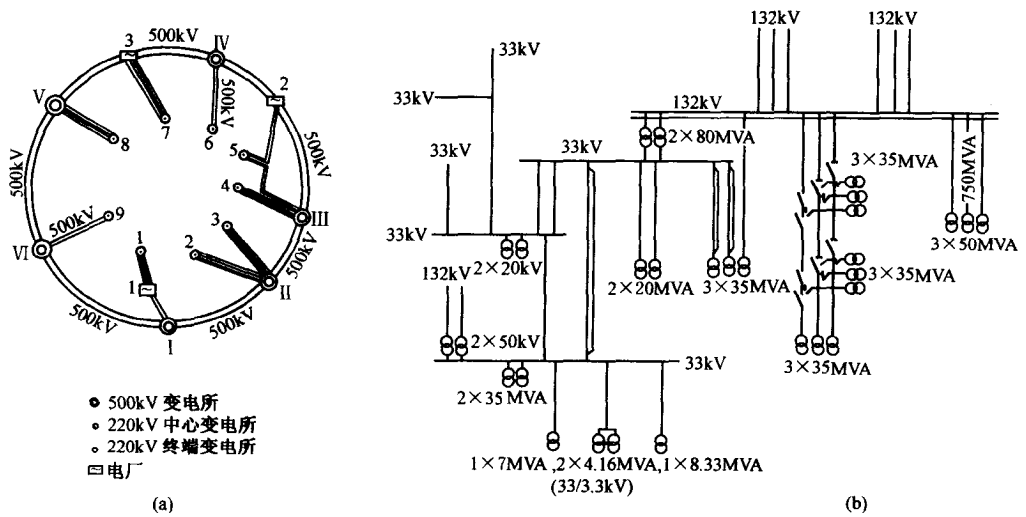


图 1-4 配电网的结构和布局

（a）某市 500kV 电网规划方案；（b）香港大埔输电系统发展接线

型以往多数为木质电杆，现在则以预制钢筋水泥杆为主。当市区房屋集中地段设配电站（开闭所）出线走廊困难时，亦有采用以 10kV 电缆出线引至马路旁电线杆再上杆转为架空线的。随着市政建设现代化进程的加快， 10kV 架空线转入地下，已成为近几年配电网改造的一个热点。目前北京、天津、上海等城市市区电缆入地率已达 50% ~ 70%。因 10kV 架空线改为电缆转入地下，过去的大量柱上变压器已为箱式变和环网柜所替代。在农村配电网中，是由设置在农村的 110kV 或 35kV 变电站降压后以 10kV 线路引至各村负荷集中点，通过柱上变压器降压至 0.4/0.23kV 电压向各农户提供农业加工和生活用电等，目前，农村配电网虽经改造，但结构尚无根本性改变。关于配电网结线等内容将在第二章内详述。

配电网的规模是随着负荷的逐步增长而不断扩建和发展的。早期的配电网规划经常因无法确切预见到今后的负荷和市政建设前景，因此形成配电网建设的无序化和不合理性是难免的对此，我国国家电力公司从 1998 年起对全国城乡电网开始进行大规模的建设与改造，计划用 3 年多时间，投入 2800 亿元资金，主要建设、改造从低压 380V 到高压 110kV（部分 220kV） 的配电网。到 2000 年度城市高压配电网整体供电能力增长了 40% ~ 50%，中低压配电网供电能力增长了 25%。

国内配电自动化起步于 20 世纪 90 年代，较国外发达国家约滞后 20 年。主要开展了两方面的工作：①建立配电系统的实时监控系统（相当于电网调度自动化中的 SCADA 系统），即在配电网调度中心建立主站系统，在各变电站、开闭所设置 RTU、FTU（Feeder Terminal Unit）馈线远方终端，通过通信通道联系，从而达到实时监控的功能。 ②实施了各种类型馈线自动化(FA，Feeder Automation)，以缩短线路故障后的停电时间，加快恢复供电，提高供电可靠率。

下面我们对馈线自动化的几种形式简要介绍如下。

（1）在 10kV 辐射式线路或树状式线路上采用重合器、分段器实现馈线自动化。这种方式由于不需要配置通道和主站系统，依靠重合器和分段器自身的功能进行线路故障时的故障隔离和恢复供电，因而实施比较容易，投资亦较节省。但对用户来说，在线路故障时需要承受多次重合冲击，因此一般只用于城郊区或农村的配电网。当然，亦有某些网络在重合器、分段器上配置了馈线远方终端，架设通道，设置主站系统，依靠信息来缩短故障定位时间，加快恢复供电并解决多次重合的缺点。但这样一来，其投资亦相应增加。

（2）在 10kV环形电缆配电网络中采用重合器，配合环网柜实现馈线自动化。这种方式以分散的环网柜结合美式箱变而构成环形电缆配电网络，替代了建设集中的配电站，节省了占地面积。采用这种方式时，中美式箱变的高压熔丝保护和环网柜的限流熔断器必须相互配合，同时重合器的保护曲线和 10kV 网络的接地方式亦有密切关系。

（3）在 10kV环形电缆配电网络中采用环网柜加装 FTU 和设置配电自动化系统是实现馈线自动化的又一种方式。环网柜可以是户外式，亦可以是户内式。环网柜一般有两路进线和两路出线，两路进线分别接入环网两侧，两路出线则通过降压变降压后向低压用户供电。数个环网柜连成一个供电环网。在各环网柜上的 FTU 通过通道（一般采用光纤）与配电自动化主站或子站系统相连。网络出现故障时，主站或子站根据 FTU 送来的信息，经过软件运算定位故障，并向环网柜的负荷开关自动发遥控命令，以达到隔离故障和恢复供电的目的。这种方式在上海浦东金藤开发区和苏州西区均被采用，并取得成功。能在发生故障后 *1min* 内，隔离故障，恢复对非故障段的供电。

(4) 国内配电网中大多数是由沿城市街道敷设的架空绝缘导线构成的 10kV 配电网络。针对这种配电网络，实现馈线自动化方式首先是对网络进行优化改造，形成多个环网或“手拉手”线路，使每一用户有二个供电源。然后是将网络中的环网开关或线路上的分段器按自动化要求改造为可遥控的负荷开关，每个开关配置 FTU，建立通信通道并和配电自动化主站系统相连。当线路发生故障时，主站系统依靠 FTU 的信息操作负荷开关，进行故障隔离和恢复对非故障段的供电。江苏省扬州市区配电自动化系统采用的就是这种方式。

(5) 在上述各种馈线自动化方式下，故障时均会对部分用户造成短时间的停电。对供电可靠性要求高的用户的馈线，可以在第三种配电自动化方式的基础上进行改进，即将环网柜中的负荷开关改成断路器，在每段线路上加装具有故障电流方向判别元件的简化型差动保护。当某一区段发生故障时，可在毫秒级的时段内进行故障定位和故障隔离，从而可使非故障段不停电，不影响其用户供电。这种方式要求相临 FTU 之间能通过高速通信通道（如光纤通道）进行数据通信，FTU 除了常规的功能之外还必须具有保护功能。这种方式最早是在天津华苑工业区采用，系统能保证非故障区段不停电，使供电可靠率达到了国际先进水平。

上述五种馈线自动化方式，以第三、四种方式采用较多，第三种多用于新区和开发区，而第四种则为大多数城市配电网进行配电自动化改造的首选方式。第五种方式是馈线自动化的新模式，很有发展前途。上述几种馈线自动化方式将在第三章内进一步探讨。

国内配电自动化技术开发除了开展了上述两方面的工作外，对下列功能亦进行了不同程度的开发和研制工作，其中有的项目已投入实际应用。如配电管理系统（DMS，Distribution Management System），包括负荷管理（LM，Load Management）、自动绘图（AM，Automated Mapping）、设备管理(FM，Facilities Management）和地理信息系统（GIS，Geographic Information System），还有如需方用电管理（DSM，Demand Side Management）、变电站自动化系统（Substation Automation System）和远方抄表系统（AMR，Automatic Meter Reading）等。

1.3 国外配电系统及其自动化的发展

国外电力系统各环节的关系亦如同图 1-1 所示。国外配电系统典型接线如图 1-5所示。国外城市电网一般亦是采取在城市外围建设超高压或高压变电站，将发电厂或电力系统通过超高压或高压输电线输送来的大量电力降压送入市区配电网。城市外围电网根据城市规模、负荷大小和负荷性质等分别采用单环网，双环网或双回路等电网结构。市区或农村的中压配电网分别采用辐射网、环网、网格式网、复式网和“4×6网络”等（“4×6 网络”将在第二章内进一步介绍)。图 1-6分别介绍了法国巴黎 400kV 双外环网、中压仿垂形电网接线和日本东京 500kV轮式外环网接线。

国外中压配电网结构，在农村和城市郊区一般以采用架空网络为主，而在城区尤其是建筑物和街道密集区，则均采用沿主要街道敷设地下电缆方式。在采用架空网络时，则以柱上变压器或箱式变作为中压降压为低压的主要电气设备。柱上变压器根据变压器容量采用单杆架固定或双杆平台固定。过去柱上变压器采用中压熔断器作为保护方式，由于熔断器会在雷击或瞬间短路时动作，现倾向以小型断路器来代替熔断器。在采用地下电缆网络时，则在大楼地下室或建筑群中建造配电室或环网柜。美国等北美国家由于采用的低压标准电压较低，允许送电距离较短，故大量采用小容量降压变压器来供电。国外低压配电网有两种模式。一

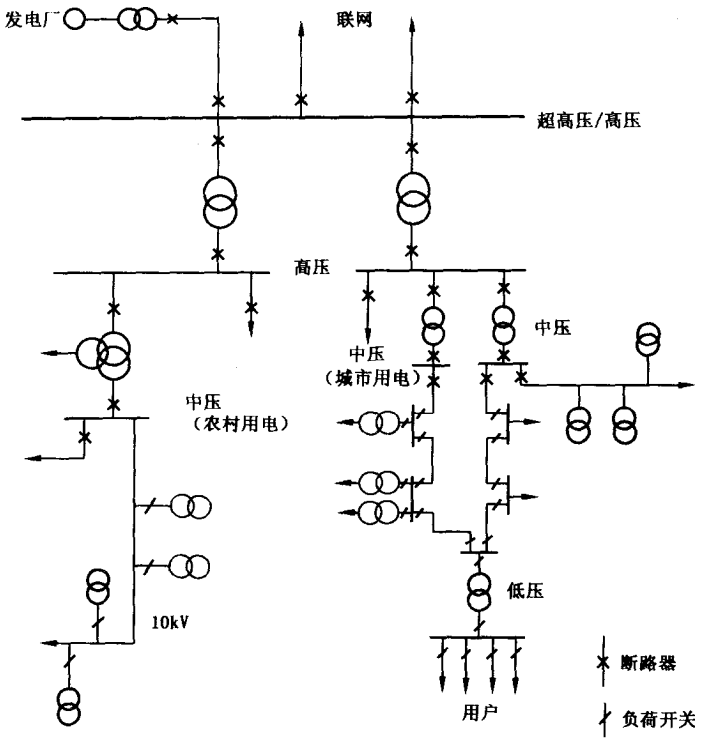


图 1-5　国外配电系统典型接线

是采用 230/400V 三相四线制，主要用于欧州各国，这和我国低压配电网的运行模式是一致的另一种是 120/240V 单相三线制，这主要用于美国等北美国家。尤其是对农村地区，因个别农户距离较远，而负荷较小，故采用单相线路供电，以节省线路费用。对于城市工商业用电和居民生活用电，仍采用三相三线制或三相四线制供电。

国外配电网自动化开始于 20 世纪 70 年代，欧美发达国家开展配电网自动化的早期目标是缩短馈线故障停电时间。如美国，在开展配电自动化工作的初期，采用在配电线路上装设多组重合器、分段器方式，使线路故障不影响变电站馈线供电。在纽约曼哈顿地区， 27kV 线路一般都组成环网，由两个变电站供电，开环运行，线路分成 4 段，装 5 台真空重合器。任一线路故障时真空重合器和变电站内的断路器配合，经过小于 3 次的开合操作，自动隔离故障使非故障段恢复供电。 1997 年全纽约的用户平均年停电时间（含检修，故障等各种因素停电时间）为 104min，而曼哈顿地区仅为 9min。

1994 年，美国长岛电力公司（ LILCO）配电自动化系统采用 850 台 FTU 和无线数字电台组成了故障快速隔离和负荷转移的馈线自动化，在 4 年内避免了 59 万个用户的停电故障。整个系统，第一步使线路运行达到能自动分段；第二步建立通信通道实现 SCADA 功能；第三步实施非故障段的自动恢复供电。长岛电力公司在该系统投入运行后，又发现当多条线路同时出现故障时（如雷击）处理速度慢不能满足运行要求，于是为提高系统性能引入了前置机，由前置机采集各 FTU 的信息，大大减少了自动恢复供电的时间，使非故障段自动恢复供电时间在 1min 以内完成。

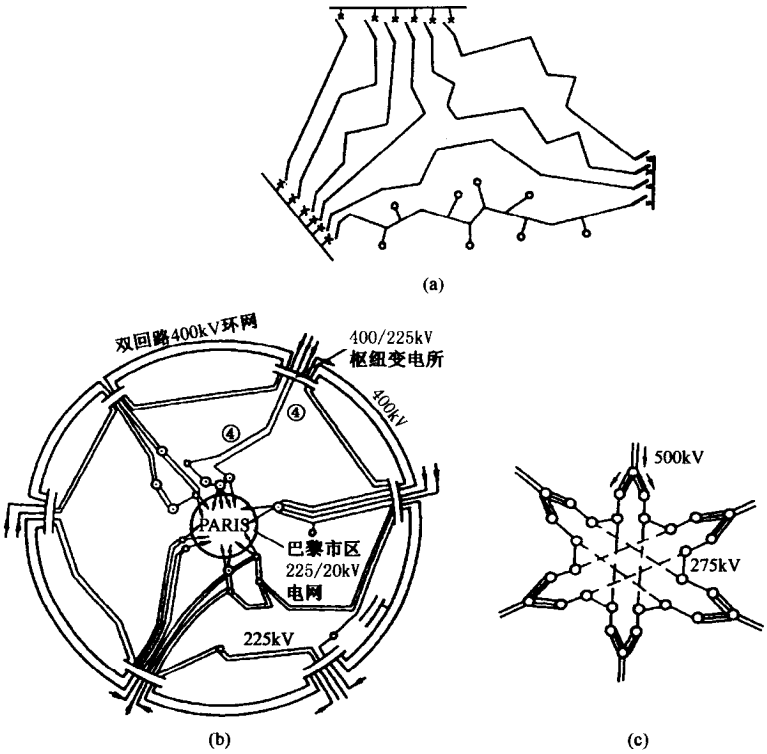


图 1-6　国外城市外圈及中压电网接线图

(a) 巴黎 400kV 双外环网；(b) 巴黎中压仿垂形电网；

(c) 东京 500kV 轮式外环网

而日本配电网自动化的发展途径和美、英等国不同，它首先是在配电线路上安装具有自动判别故障及按时限顺序合闸的柱上自动配电开关，并与安装在线路上的重合器、分段器及变电站馈线开关的保护相配合。当线路发生故障经过二次合闸，重合器、分段器能自动判别故障，自动隔离线路故障段，使线路非故障段恢复供电。在上述基础上又进一步增设通信功能，将柱上自动配电开关的信息送至中央控制室，由配电自动化计算机系统对配电网络进行监控。其功能包括 SCADA、AM/FM/GIS 、负荷控制(LC) 等。过去由于各地区配电自动化的硬件和软件分别由不同厂家提供，联网困难。现日本东京电力公司正在建立一套新的配电管理系统(DMS)。

综上所述，可以看出国外配电系统自动化的实现，大致是先实施馈线自动化，然后建立通信通道和配电自动化主站系统，再完善各项功能。当然我国发展配电网自动化应结合我国实际情况，综合规划，逐步实施，而无需遵循国外配电网自动化的发展途径。

第2章 配电网络与一次设备

2.1 配电网络

2.1.1 配电网负荷分析

配电网是电力系统直接面向广大用户的一个环节。实施配电网自动化的目标，必须对配电网的服务对象——广大的用电户的需求有一个清楚的了解。但是从配电网自动化的目的出发对负荷进行分析的其侧重点不同于进行配电网规划或配电系统设计。

在进行配电网规划或配电系统设计时，规划设计面对的用电区域，可能是一待开发区或是一待改造的老城区。因此首先必须对该地区的负荷进行预测，以此作为规划设计的依据。一般可采用负荷密度法、负荷分类统计法（亦可称为外推法）等。

负荷密度法是按每平方公里地域面积的平均负荷值为基础，进行今后负荷的预测。为了使负荷预测值尽量接近实际，对每一块地域需按不同性质负荷进行分类。通过公式

$$L_{1-n} = A_{1-n} \times d_{1-n}$$

计算各块地域的预测负荷，其总和即该地区的预测负荷。公式中 L 为负荷数，A 为地域面积，d 为单位面积的负荷数。负荷密度法可以用于新区、开发区。

而负荷分类统计法则是以历史统计资料为基础，以分类负荷为对象，来推测今后的负荷此方法需要有足够长期的历史统计资料。负荷分类统计法可以用于老城区改造项目。除上述两种方法以外，负荷预测还有仿真法、计量经济模型法等。

配电网规划或配电系统设计将在负荷预测基础上，进一步确定配电电压、配电网络、馈电线走向、配电站（开闭所）选址和一次设备选择等。

但在实施配电网自动化时，对负荷进行分析的目的，与上述要求有所不同。因为实施配电网自动化是在配电网一次网络已经形成的基础上进行的。因此对负荷的分析，一是要了解负荷的性质，二是要了解负荷的数量。了解负荷的性质是为了要根据负荷的重要性，在实施配电网自动化时保证各负荷不同的供电可靠性。如一级负荷停电会影响设备和人身安全，会造成政治、经济上重大损失，或会影响重要政治、经济部门的正常工作，所以必须保证供电

的持续性。而对二、三级负荷则相对处于较次要的地位。了解负荷的数量则是为了当一条馈线发生故障时，若将非故障段线路的负荷转移至另一电源供电，要考虑供电容量能否承担，馈线截面能否满足等问题。

表 2-1 列出部分负荷数据，供读者参考。

表 2-1　　1987 年我国大城市负荷密度（kW/km²）

城　市	北　京	沈　阳	上　海	重　庆	天　津	深　圳	珠　海
全　市	126.7	98.3	—	37.2	157.6	—	50.6
市　区	1733.0	218.45	—	1195.0	222.2	838.0	72.0
市中心	2832.0	2829.8	6957.0	3553.0	4620.9	—	473.1

表 2-2　　1991 年我国部分省市农村用电量（kWh/亩）

省　市	北京	天津	河北	黑龙江	江西	河南	湖南	安徽	浙江	山东	湖北	四川	陕西	新疆
农村用电量	324.3	279.6	66.7	15.6	47.8	50.2	52.0	39.8	326.6	82.1	53.6	50.9	54.1	25.7

2.1.2　网络接线

本书第一章已经对国内外电力系统电压各级网络作了总的阐述。现进一步探讨具体的网络接线。高压和超高压电力网络，实质上就是大型发电厂和高压或超高压变电站之间以高压或超高压输电线采用某种接线方式连接而形成的电力网络。在实际网络接线中，大体可以归纳为两种基本接线方式，就是放射形接线和环网接线。大电网则是这二种接线方式的各种组合。如某一大型发电厂，它以几回路高压或超高压出线将其发电功率输送至几个高压或超高压变电站，这就是采用了放射形接线。对某一重要的变电站，可能采用双回路输电线，甚至三回路输电线。而电力系统的设计者或运行部门为了保证调度的灵活性或在某一线路事故或检修时的输电可靠性，则在变电站之间又架设了联络线，这样就形成了环网。

在设计电力网络时一般遵循下列原则：

1）既能适应当前运行的要求，又能符合电网发展的规划要求。

2）电网结构合理，有灵活性和应变能力。

3）接线标准化，运行和维修费用低。

4）能有效限制网内短路电流，减少设备投资费用。

5）便于电网自动化的实施。

6）电网的继电保护方式简单可靠。

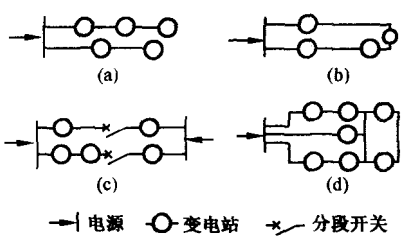


图 2-1　国外中压网络典型接线图

（a）放射形(Radial)；（b）环形(Ring or Loop)；（c）链形（Link)；（d）网孔形（mesh)

配电网络接线主要是中压（10kV）网络的接线，这是本书范畴的内容，需要多用一些篇幅予以探讨。

在探讨国内中压网络接线之前，我们先分析一下国外中压网络接线。国外常用的中压网络典型接线如图 2-1所示。图 2-1（a）所示为一般的放射线接线。图 2-1（b）所示的环形接线，运行时可以开环或闭环运行。图 2-1（c）所示的链形接线，正常运行时分段开关打开。图 2-1（d）所示的网孔形接线，正常运行时，可以根据运行要求按放射形或环形方式运行。

除图 2-1 的典型接线外，20 世纪 90 年代加拿大、美国推出 4×6 网络接线方式，具体接线见图 2-2 所示。图中断路器 QF 正常运行时打开。4×6 网络在加拿大和美国申请有专利，美国纽约市城网亦采用 4×6 网络该网络有以下特点：

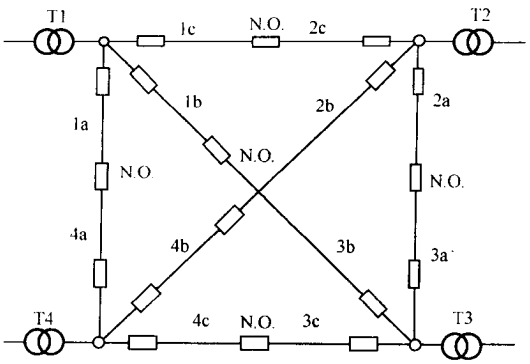


图 2-2　4×6 网络接线

（1）所配置的断路器比传统方式配置的少 40%，可靠性提高。

（2）变压器铭牌容量可减少 33%。

（3）短路电流和载流量要求降低。

（4）便于实现模块化结构，可由工厂装配为成套设备，节约投资。

国内城市配电网中 10kV 中压网络实际接线如图 2-3 所示。图中主干线和分支线上挂有的柱上变压器和高压用户均未表示。

图 2-3（a）为树状网络，图 2-3（b）为放射形网络。图 2-3（c）、（d）和（e）均为二馈线“手拉手”接线方式，其中图 2-3（c）为同一变电站二馈线“手拉手”；图 2-3（d）为不同变电站二馈线“手拉手”；图 2-3（e）也是不同变电站二馈线“手拉手”，中间加了分段开关，正常运行时分段开关分开。图 2-3（f）和图 2-3（g）分别为环网柜接线和网格式接线，它们都要求正常运行时开环，图中开关的开合由运行方式定。

以上所列为目前国内城网中 10kV 中压网络实际接线的一些主要方式。另外，还有一些混合型接线。

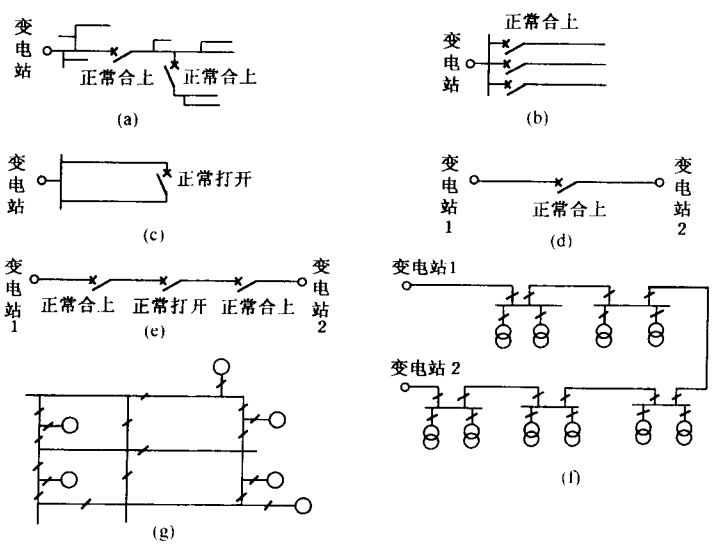


图 2-3　国内城市配电网中 10kV 中压网络接线方式

（a）树状网络；（b）放射形网络；（c）同一变电站二馈线“手拉手”；（d）不同变电站二馈线“手拉手”；（e）二馈线“手拉手”加分段开关；（f）环网柜接线；（g）网格式接线

本书第一章中已经阐明了在配电自动化实施前必须对配电系统的一次网络进行优化改造，使其能符合配电自动化实施的技术要求。根据本书作者以往实施配电自动化项目的经验，归纳配电网络优化的准则如下：

网络接线简洁、灵活，以提高系统的可靠性和实现自动化为目的；

网络接线能满足供电安全“$N-1$”准则；

网络实现开环运行，分片供电，限制电网短路容量，满足电压合格率要求；

网络能灵活适应各种可能和合理的运行方式，变电站布点与网络结构能符合负荷不断增长的需要；

网络便于运行操作、维护和检修；

网络接线宜标准化、模式化；

保证电网运行安全、经济、高效；

选用性能价格比高、小型化、无油化、自动化、免维护或少维护的电气设备；

考虑城市整体布局及环保要求。

总结以往设计经验，对配电网络设计原则建议如下：

每段线路分段一般以 3～5 段为宜；

大的分支线可安装分支开关；

每段线路下接的柱上变压器和高压用户以 8～10个为宜；

中压供电半径一般为 2.5～3km；

主干线截面电缆以 240mm^2、架空线以 185～240mm^2 为宜；

负荷率宜在 60%以下。

按照上述配电网络优化准则和配电网络设计原则，结合当前国内城网农网的实际供电接线现状，下列网络接线可以优先考虑采用：

（1）树状和放射形接线。此类接线简单，实用，投资低，建设周期短。缺点是供电可靠性低，当线路或开关故障时，将使整条线路停电。树状网络适用于城市中一般负荷的供电和农村用户的供电。为减少事故和检修时的停电范围，可在主干线路上装分段开关将主于线路分段，以减少事故和检修时的影响范围。或在个别分支线装分支开关，这样当分支线故障和检修时不会影响主干线和其他分支线。对放射形接线，当线路发生故障或者需要检修时，该线路所带负荷将中断。因此只适用于城市一般用户的供电，可以采用双回路供电来提高供电可靠性。

（2）“手拉手”供电接线。“手拉手”供电方式是近几年我国供电网广泛采用的一种供电方式，实际上是将以往的放射形接线改造成双电源供电，中间以联络开关将两段线路连接起来。如图 2-3（c）、（d）、（e）所示。在正常运行时联络开关打开，以减少短路电流和可能出现的环流等，当线路失去一端电源时，可以合上联络开关，从另一端电源对失去电源线路上的柱上变压器和高压用户供电。

（3）双回路 T接线。双回路 T 接线有两种方式，一种是单电源双回路 T 接，如图 2-4（a）所示；另一种是双电源双回路 T接，如图 2-4（b）所示。

双回路 T接线实际上是对树状和放射形接线的一种改进，为了改善树状和放射形接线的供电可靠性，利用中压 10kV 线路有同杆架设双回路的可能性而采取双回路 T 接，对任一 T 接的配电站来讲，即使是单电源，由于有双回路供电亦可视为双电源。当是双电源时，则供

电可靠性又有进一步改善。同时运行方式亦可根据需要而灵活多变。但是为了在线路故障或一侧电源失去时，仍能保证用户供电，应考虑在正常运行时，线路和配电变压器均留有足够的备用容量，并在变电站或配电站设置备用电源自动投切装置。

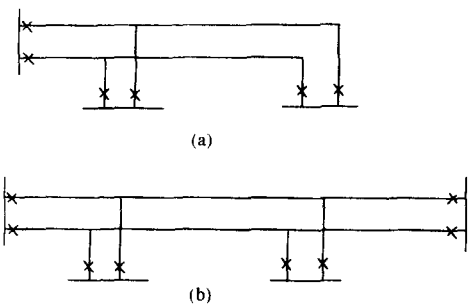


图 2-4　双回路 T 型接线图
(a) 单电源；(b) 双电源

(4) 环形接线。环形接线的典型接线图见图 2-3 (f) 所示。此类接线方式在国外城网中早已应用，每一街区沿街道敷设中压电缆接入每一幢沿街道建筑物的地下环网柜，正常时开环运行，一侧电源或电缆线路故障时自动切换。整个城网按街区形成一个个小环网。我国实施改革开放政策以来，各市的新工业开发区、新住宅小区的供电网络亦趋向采用环网柜构成的环形接线方式满足同样的供电可靠率，环形供电比双回路供电在经济上有较大优势。环形接线的线路可以采用电缆线路，亦可采用架空线路。环网柜可以采用户内式，亦可采用户外式。环网柜内开关设备可选用负荷开关，亦可选用断路器。

(5) 4×6 网络接线。前文已经作了介绍，接线如图 2-2 所示。该接线方式具有相当的技术和经济优势，因此在国内可结合实际情况予以采用。

2.2　变配电站

变配电站是电力系统中发电厂和电力用户之间电力传送的重要一环。目前全国投入电网运行的 35～110kV 变电站约 18000 座（不包括用户变），220kV 变电站约 1000 座，500kV 变电站也已超过 50 座。而且每年新增变电站的数量以 3%～5% 的速度增长。变配电站的主要功能是变换电压，汇集和分配电能。变配电站内的主要设备是变压器、不同电压等级的配电设备、无功补偿设备、继电保护装置、监控装置、远动通信设备、故障录波装置和直流系统等。按照变配电站在电网中的作用和地位不同可划分为枢纽变电站、区域变电站、终端变电站、配电站、开闭所和用户变压器、柱上变压器等。一般习惯将 35kV 及以上电压的称为变电站，10kV 电压的称为配电站，仅有电能分配作用的称为开闭所。

无论是城网还是农网，一般均将高压变电站建于城郊区，如北京（500kV）、上海（500kV）、西安（330kV）和南京（220kV）等城市，均在城市外围建立了外环网。随后逐级降压深入市区，向用户供电。各级变电站选址的基本原则是：

- 尽量接近该变电站的供电中心，以节省线路投资和供电损耗。
- 交通方便，便于设备运输和检修、值班等。
- 具有进出线路走廊位置，靠近规划的变电站已有高压线路。
- 对周围环境影响小，如远离通信塔、机场、军用仓库、电视台、危险品贮藏地、油库等。
- 征用土地困难小。

2.2.1　变配电站布置

变配电站布置方式，目前有户内式布置、户外式布置、半户内式布置等。户内式布置是

将变压器、高低压配电装置、主控制室、计算机室、远动通信设备、直流系统等均布置在户内，以节省用地。户外式布置则是将变压器及高压配电装置布置于户外，其他部分则布置于户内。户外高压配电装置有高层布置和半高层布置，其中半高层布置占地较少。半户内式布置则是仅将变压器置于户外，高压配电装置等均置于户内。一般枢纽变电站因电压高（超高压或高压），容量大，站址远离市区，采用户外布置为宜。区域变电站则可采用半户内式布置。终端变电站、配电站等均已深入市区，宜采用户内式布置，以节省用地，减少对周围环境的影响。

2.2.2 变配电站的主接线

在设计或选择一个变配电站的主接线时，主要从以下几点原则出发：

（1）可靠性。当任一电气元件（指线路或变压器）故障时，能及时切除故障，不影响其他电气元件的工作，且通过操作能恢复供电。

（2）运行灵活性。在任一断路器需要检修或停运时，通过操作能不影响该线路或变压器的运行。

（3）接线简单和标准。简单和标准的变配电站主接线，长期运行以来积累了丰富的经验，应尽量采用，以利借鉴。

（4）主接线应满足该变配电站在电网中地位的功能要求。

（5）设计或选择的变配电站主接线应符合节省投资，运行费用低的经济原则。

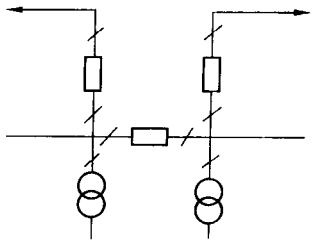
图 2-5 列出了七种常用的变配电站主接线。现逐一进行技术上的分析讨论。

图 2-5（a）所示为内桥形接线，正常运行时，线路和变压器均投入运行。当某一线路故障时，由该线路断路器切除线路故障，则两台主变压器均可由另一条线路从系统取得电力。一台变压器发生故障时，须跳两台断路器，但变压器的故障率远低于线路，约为每年 1%台／次。同时，在运行时变压器退出运行的机率亦是很低的。

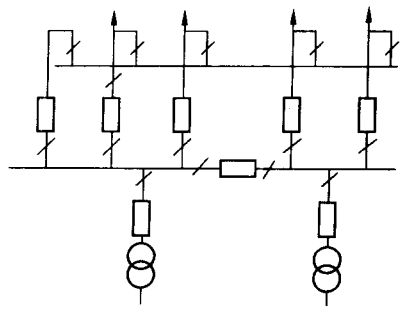
图 2-5（b）所示为外桥形接线，正常运行时，线路和变压器亦均投入运行。和内桥形接线相比，外桥形接线主要用于需要变压器经常退出或投入运行。如该变电站低压负荷较轻，为减少变压器铜铁损耗，而将桥断路器安装在变压器一侧。但这样又存在一个缺点，就是线路故障时要跳两台断路器，重合时亦比较复杂，因此在变电站中外桥接线选用得较少。

图 2-5（c 所示为单母线分段接线，这是一种很普通的主接线，由单母线接线变化而来，还可以变化为单母线分段带旁路母线。图 2-5（d）所示的单母线分段带旁路接线较单母线接线的可靠性有所提高。因为单母线接线如果发生母线故障，则会造成全变电站停电。单母线分段以后，如果发生母线故障仅影响一半。单母线分段方式必须在出线较多（多于四回）时采用，如出线不多进行母线分段意义就不大。单母线分段接线在线路断路器检修时会造成线路的停电。为解决这一问题，可以变化为上面提到的单母线分段带旁路母线的接线，如图 2-5（d）所示。这样在线路断路器检修停运时，可以由旁路断路器来代替线路断路器 。

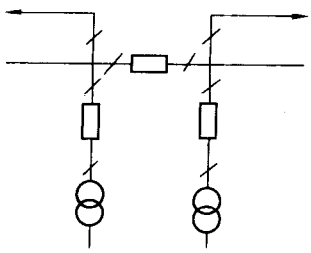
图2-5（e）所示为双母线接线，这也是一种应用较广的主接线。每一电气元件（变压器或线路）均有单独的断路器。正常运行时双母线联络断路器合闸，线路和变压器分别联接于A、B母线，在任一线路或变压器发生故障时，均由各自的断路器予以开断，不致影响其他回路。在母线发生故障时，可以通过隔离开关的操作，将原来连接于故障母线上的线路及变压器切换至另一母线。从双母线接线可以变化成一系列基于双母线形式的主接线。如双母线



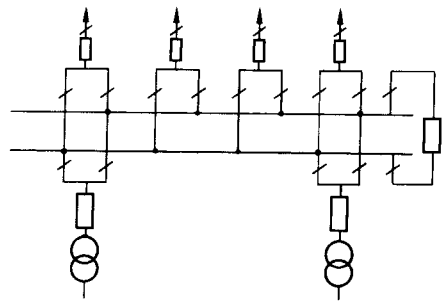
(a)



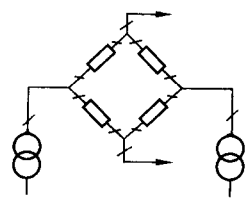
(d)



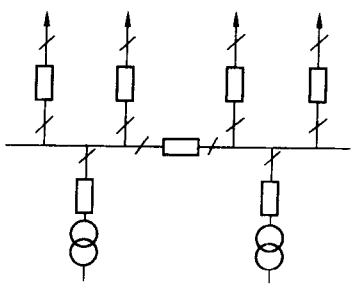
(b)



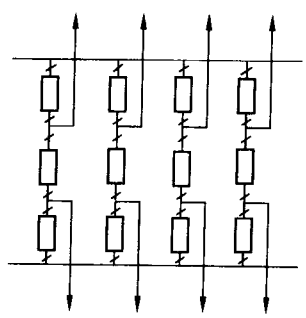
(e)



(f)



(c)



(g)

图 2-5　变配电站的常用主接线

（a）内桥形；（b）外桥形；（c）单母线分段；（d）单母线分段带旁路；

（e）双母线；（f）多角形接线；（g）1 $\frac{1}{2}$断路器接线

带旁路母线，用以解决线路断路器检修时的停运。双母线分段接线，用以考虑减少母线故障的影响，可以是一条母线分段，亦可以是二条母线都分段。还可以发展为双母线分段带旁路母线。在变电站布置方面，由于双母线带旁路实际形成了三条母线，占场地面积大，为此一般采用高层布置即 A、B 母线上下布置，以节省用地。

图 2-5（f）所示为多角形接线方式之一，四角形接线可以开环运行，亦可以闭环运行。但正常运行方式时应该是闭环运行。该接线运行比较灵活，但继电保护和变电站布置比较复杂。多角形接线还有五角线接线和六角线接线。多于六角形的接线因运行过于复杂，一般不采用，任一线路或变压器退出运行，就降低多角形的可靠性和灵活性。少于四角形的接线一般亦不采用。

图 2-5（*g*）所示为 $1\frac{1}{2}$断路器接线，亦称为一倍半接线。国外高压和超高压变电站采用此类接线方式的较多，如英法等国的城市电网 220kV 变电站多数采用一倍半接线，日本关西 275kV 变电站和美国纽约 138kV 变电站亦均采用此类接线方式。

$1\frac{1}{2}$断路器接线方式在正常运行时，各回路经一台断路器连接于母线，经另一台断路器与另一电气元件（线路或变压器）相连，因而可靠性高。即使是母线故障时，亦不会造成任何回路停电。由于正常运行时，全部断路器均投入运行。每一回路均通过两台断路器和 A、B 两组母线相连，因此无论运行调度和检修均相当灵活方便。此类接线与双母线分段带旁路母线相比较，可靠性高，投资节省，占地面积小。缺点是继电保护较复杂。

上述各种变配电站主接线方式的选用，主要应根据变配电站的电压级、变电容量、进出线回路数、在电网中地位的重要性来确定。大体上高压及超高压变电站宜选用双母线带旁路母线、多角形、$1\frac{1}{2}$接线等。而终端变电站和中压变配电站可采用变压器线路组和单母线分段等简单的接线。但在选择主接线时都必须考虑符合供电安全“ $N-1$ ”准则。

2.2.3 供电安全“ *N*－1”准则

1993年能源部、建设部颁布的《城市电力网规划设计导则》中规定，城市配电网必须满足供电安全“ $N-1$ ”准则要求。具体内容是：

（1）高压变电所中失去任一回路进线或一组降压变压器时，必须保证向下一级配电网供电。

（2）高压配电网中一条架空线或一条电缆或变电所中一组降压变压器发生故障停运时：①在正常情况下，除故障段外不能停电，并不得发生电压过低和设备不允许的过负荷；②在计划停运情况下，又发生故障停运时，允许部分停电，但应在规定时间内恢复供电。

（3）低压电网中当一台变压器或电网发生故障时，允许部分停电，但应尽量将完好的区段在规定时间内切换至邻近电网恢复供电。

2.3 架空线与电缆线路

在配电系统中，各级变电站之间、变电站与配电站、开闭所及用户之间都必须通过架空线或电缆线路连接起来，以传送电能。由于在市区、城郊、农村的环境条件有很大差别，线路亦有不同的电压等级，因此对采用线路的类型，以及架空线路的杆型、导线的结构与截面

或电缆线路的敷设方法、电缆的型号与截面，均需经过分析比较才能予以确定。

2.3.1 架空线路

长期以来，由于经济性和施工方便等原因，架空线路一直是国内外电力线路的首选。表2-3列出了地下电缆与架空线路费用的比值。可以看出，电压越高，比值越大。因此超高压与高压线路一般都是采用架空线路。

表 2-3　　地下电缆与架空线路费用的比值

线　路　电　压	超　高　压	高　　压	中　　压	低　　压
地下电缆与架空线费用之比	15～25∶1	10∶1	2～5∶1	1.5～5∶1

架空线路的杆塔分木杆、水泥杆、铁塔。因为铁塔机械强度高，使用年限长，可以现场组装，便于运输，超高压和高压线路一般均采用铁塔。中、低压线路一般采用木杆或水泥杆。为节约木材资源，近一二十年来，我国已基本上不使用木杆，而大力推广水泥杆（即钢筋混凝土杆）。水泥杆优点是使用寿命长，维护工作少，缺点是重量大，运输、施工不方便。采用预应力钢筋的混凝土杆，重量较轻，在城乡电网中广为应用。

杆塔按用途可分为直线杆、耐张杆、转角杆、终端杆、跨越杆等。

架空线路主要由杆塔、横担、绝缘子、金具、导线、地线、拉线等部件组成。与配电负荷关系密切的是导线的选择。导线分单股铝线（L）、多股铜绞线（LJ）、钢芯铝绞线（LGJ）、单股铜线（T）、多股铜绞线（TJ）、钢绞线（GJ）等。导线截面为 10～185mm^2。以上均为裸导线。超高压、高压架空线路基本上都采用裸导线（组合导线）。而中、低压架空线路主要是在市区内，近几年来已开始采用绝缘导线。绝缘导线比架空裸导线有明显的优点，它便于解决树与导线、建筑物与导线之间距离的矛盾；在发生断线故障时，仅在断头处有电，减轻了对外界的危害。架空绝缘导线在国外已有 30 年的运行经验，根据国外统计资料，法国 1982～1984 年因采用绝缘导线事故率从 5.43～6.67 次／百 km 降至 1 次／百 km。

10kV 绝缘导线的架设方式可以采用传统架空线架设方式，亦可采用吊在钢索上成束架设的方式。当两根绝缘导线平行紧密接触架设时，一根绝缘导线加电压 80kV，另一根绝缘导线接地，通过试验未发生击穿。试验结果证明，成束架设方式可行。

10kV 架空绝缘导线，目前国内的产品以单芯（铜芯或铝芯）、高密度聚乙烯（HDPE）或交联聚乙烯（XLPE）绝缘为主。导线标称截面为 10～240mm^2。

1kV 低压塑料绝缘线，目前国内的产品有铜芯聚乙烯线（JV 型、JY 型）、铝芯聚乙烯线（JLV 型、JLY 型）、铜芯交联聚乙烯线（JYJ 型）、铝芯交联聚乙烯线（JLYJ 型）等，导线标准截面为 16～240mm^2。

2.3.2 电缆线路

城市电网的中压（10kV）配电线路，以往一直是采取沿街道（马路）架设架空线路的方式。随着城市现代化建设和改造，市中心主要街道、新建小区、工业开发区等，均按规划提出采用电缆线路的要求，以优化环境。常用的电力电缆有下列几种：

（1）油纸缘绝电缆。分粘性浸渍纸绝缘电缆和不滴流浸渍纸绝缘电缆。粘性浸渍纸绝缘电缆结构简单，工作寿命长，便于安装和维护，在 6～35kV 电网中广为采用。但因其最大截面为铝芯 240mm^2，不能满足大容量负荷的要求。粘性浸渍纸绝缘电缆的缺点是易滴油，不