

高等学校教材

水电站电气部分

(第二版)

河海大学 季 一 峰 主编

水利电力出版社

内 容 提 要

本书是原电力工业出版社1981年7月出版的《水电站电气部分》的第二版。

本书较第一版有较大的增删。较详细地阐述了水电站(包括排灌站)电气部分有关设计及运行的基本理论、基本知识和基本方法。内容包括:电力系统、短路计算、电器的发热、电动力和电弧;电气设备;防雷接地;主接线;操作信号和监测系统;继电保护;电气设备布置和水轮发电机与变压器的运行等。取材以我国水电站(包括排灌站)目前采用的电气设备和现场情况为主,也适当反映在这一学科范围的一些发展动向。

本书主要作为高等学校“水电站动力设备”、“水利工程自动化”专业的教材,或相近专业(如机电排灌专业)的教材或教学参考书,也可供从事水电站、机电排灌站工作的有关技术人员参考。

前 言

本书是原电力工业出版社1981年7月出版的《水电站电气部分》的第二版。

1983年3月在武汉召开的高等学校水利水电类专业教材编审委员会电类教材编审小组扩大会议，修订了四年制水电站动力设备专业适用的《水电站电气设备》课程教学大纲。1983年9月在西安召开的教材编写大纲讨论会上制定了水电站动力设备专业适用的《水电站电气部分》教材大纲，本书即按此大纲要求编写。

本书可作为“水电站动力设备”、“水利工程自动化”专业的教材，或相近专业（如机电排灌专业）的教材或教学参考书，也可供从事水电站、机电排灌站工作的有关人员参考。

本书取材以我国水电站（包括机电排灌站）目前采用的电气设备和现场情况为主，也适当反映在这一学科范围的一些发展动向。因受篇幅限制，本教材只能包括教学计划要求的最基本内容。各院校在采用本教材时，可根据各自专业的特点和要求，适当增删。

本书较第一版有较大的变动，章次作了某些调整；根据新出版的规程和手册，部分内容作了必要的修订；根据专业教学安排，除去了原教材第九章水电站的自动装置（已列入“水电站自动化”课程）；增添了水轮发电机和变压器的运行（列第十章）等。

本书由河海大学季一峰任主编，河海大学邵子刚同志协助主编完成了书稿的修编、整理工作。

参加本书修订的有河海大学陈鸿喜（第一、二、六章）、季一峰（第三、四、五、九章）和武汉水利电力学院黄日明（第七、八章）等同志。新编第十章由黄日明同志编写。

本书由陕西机械学院袁清阁同志主审。

原参加本书（第一版）编写的河海大学李学坚、包桂林和武汉水利电力学院叶念国、王渺、冯军等同志，担任主审的原西北农学院雷践仁同志，因其它工作需要，未参加本书修订工作。修订工作是在第一版本的基础上进行的，甚多内容取材于第一版本。理所当然，在本书修订再版的时候，应该向他们表示由衷的感谢。

在本教材（第一版）出版后，一些使用过本教材的院校和工程单位的同志，曾给予不少热情的批评、帮助和鼓励，在此，顺致谢意。更殷切地期望，使用修订本的师生和读者能继续给予批评指正。

编 者

1985年10月

目 录

前 言

第一章 电力系统	1
1-1 电力系统的基本概念	1
1-2 电力系统的额定电压	3
1-3 水电站与电力系统的连接	5
1-4 电力系统中性点的运行方式	7
1-5 电力系统稳定问题概述	14
第二章 电力系统短路及其计算	16
2-1 短路的基本概念	16
2-2 短路计算的基本原则	21
2-3 标么制	22
2-4 短路计算用各元件的电抗	24
2-5 短路计算的程序	26
2-6 无限大电源供电系统的短路计算	30
2-7 有限电源供电系统的短路计算	31
第三章 电器和载流体的发热、电动力效应和电弧	46
3-1 电器和载流体的发热	46
3-2 电器和载流体的电动力效应	54
3-3 开关电器中电弧的产生和熄灭	57
第四章 水电站主要电气设备、载流体及其选择	67
4-1 水电站的主要电气设备	67
4-2 高压断路器	67
4-3 隔离开关	74
4-4 熔断器	75
4-5 高压开关电器的选择	78
4-6 互感器	82
4-7 绝缘子及高压套管	90
4-8 母线	92
4-9 电力电缆	97
4-10 低压开关电器	99
4-11 成套开关柜	102
4-12 超高压组合电器	104
第五章 水电站的防雷和接地	107
5-1 雷电的基本概念	107
5-2 避雷针和避雷线	108

5-3	避雷器	111
5-4	配电装置对雷电侵入波的保护	117
5-5	水电站的接地装置	120
第六章	水电站的电气主接线	123
6-1	电气主接线概述	123
6-2	单元及扩大单元接线	124
6-3	有主母线的接线	126
6-4	桥形和环形接线	130
6-5	特殊变压器在水电站接线中的应用	132
6-6	电气主接线方案的技术经济比较	133
6-7	水电站的自用电及其接线	141
第七章	水电站的继电保护	148
7-1	二次接线的作用和分类	148
7-2	继电保护的基本知识	148
7-3	继电器	152
7-4	送电线路保护	154
7-5	水轮发电机保护	169
7-6	电力变压器保护	189
7-7	发电机—变压器组保护特点	198
第八章	水电站的操作、信号及监测系统	201
8-1	断路器的距离操作	201
8-2	水电站的信号系统	211
8-3	水电站的监测系统	218
8-4	水电站的操作电源	226
第九章	水电站电气设备的布置	232
9-1	水电站电气设备的总体布置	232
9-2	配电装置概述	240
9-3	主厂房电气设备的布置	242
9-4	副厂房电气设备的布置	243
9-5	户外配电装置的布置	246
第十章	水轮发电机与变压器的运行	252
10-1	发电机的额定运行方式及允许温升	252
10-2	发电机在冷却介质温度变化时的运行	254
10-3	发电机在功率因数、电压和频率变动时的运行	257
10-4	发电机的短时过负荷	260
10-5	水轮发电机的不对称运行	262
10-6	水轮发电机的调相运行	265
10-7	变压器的负荷能力	267

第一章 电 力 系 统

1-1 电力系统的基本概念

电力工业发展初期,电能是直接为用户附近的发电站(或称发电厂)中生产的,各发电站孤立运行。随着工农业生产和城市的发展,电能的需要量迅速增加,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。这种由发电机、升压和降压变电所、送电线路以及用电设备有机连接起来的整体,即称为电力系统。

电力系统加上发电机的原动机(如汽轮机、水轮机)、原动机的力能部分(如热力锅炉、水库、原子能电站的反应堆)、供热和用热设备,则称为动力系统。

电力系统中,由升压和降压变电所和各种不同电压等级的送电线路连接在一起的部分,称为电力网。

电力系统在技术和经济上都可以收到很大的效益,主要的有

1. 减少系统中的总装机容量

由电力系统供电的各用户的最大负荷并不是同时出现的,因此,系统中综合最大负荷总是小于各用户最大负荷的总和。由于系统综合最大负荷的降低,也就可以相应地减少系统的总装机容量。

为了保证对用户可靠地供电,无论是孤立电站还是电力系统,都需要检修和事故备用容量。在孤立电站中,备用容量不应小于电站最大机组容量(可能达到电站总容量的30~40%)。而在电力系统中,所有发电站连接在一起并列运行,备用容量只需系统总容量的20%,其中:负荷备用2~5%,事故备用10%左右,检修备用8%左右。显然,此时电力系统的备用容量比各孤立电站备用容量的总和为少,即总装机容量又可以减少。

2. 可以装设大容量机组

组成电力系统后,由于总负荷的增大,因此可以装设大容量机组。大容量机组效率高,每千瓦投资以及维护费用都比多台小机组经济得多。但是,电力系统中所采用的最大机组容量,以不超过总装机容量的15~20%为宜。

3. 能够充分利用动力资源

建成电力系统后,就可以将发电站建造在动力资源产地,如在煤矿附近建立巨型坑口电站,在水能资源集中的地方建立大型水力发电站等。同时,有些形式的电站,如热电站、水电站、风力电站、原子能电站等,如果不与系统并列,就很难保证持续正常供电以及发挥其最佳经济效益。例如,热电站的抽汽机组的出力是由热负荷确定的,而热负荷与

电负荷的需要往往不能互相配合。水电站的出力则是由水能及其综合利用要求来决定的，也往往与电负荷的需要不相配合：一般在夏季丰水期，水量多而用电量较少；冬季枯水期，水量少而用电量反而多，因此，就可能或由于水库调节库容不够而弃水，或对电力负荷不能保证供应。如果把水电站连接在电力系统中，由于有火电站和其它形式电站的互相配合和调节，水能资源就能得到充分利用，供电也能得到保证。

4. 提高供电可靠性

在电力系统中，由于是多电源联合供电，机组的台数较多，即使个别机组或电源发生故障，其它机组或电源仍可以在出力允许的情况下多带负荷，因此可以提高供电可靠性。

5. 提高电能质量

电能质量用频率和电压来衡量，其数值，应根据规程要求保持在一定的允许变动范围内。由于电力系统容量大，因而负荷波动时所引起的频率和电压波动就会减小，电能质量可以提高。

6. 提高运行的经济性

建立电力系统后，除了充分利用动力资源可以提高运行的经济性外，在系统中还可以经济合理的分配各发电站或各机组的负荷，使运行经济、效率高的机组多带负荷，效率低、发供电成本高的机组少带负荷，从而降低生产电能的成本。

电能的生产与其它工业生产有着显然不同的特点。

1. 电能不能大量储藏

电力系统中发电站负荷的多少，决定于用户的需要，电能的生产和消费时时刻刻都是保持平衡的。电能的生产、分配和消费过程的同时性，使电力系统的各个环节形成了一个紧密的有机联系的整体，其中任一台发、供、用电设备发生故障，都将影响电能的生产 and 供应。

2. 电力系统的电磁变化过程非常迅速

电力系统中，电磁波的变化过程只有千分之几秒，甚至百万分之几秒；而短路过程、发电机运行稳定性的丧失则在十分之几秒或几秒内即可形成。为了防止某些短暂的过渡过程对系统运行和电气设备造成的危害，要求能进行非常迅速和灵敏的调整及切换操作，这些调整和切换，靠手动操作不能获得满意的效果，甚至是不可能的，因此必须采用各种自动装置。

3. 电力工业和国民经济各部门之间有着极其密切的关系

电能供应不足或中断，将直接影响国民经济各个部门的生产，也将影响人们的正常生活，因此要求电力工业必须保证安全生产和成为国民经济中的先行工业，必须有足够的负荷后备容量，以满足日益增长的负荷需要。

根据以上电能生产的特点，电力系统的运行必须满足下列基本要求。

1. 保证对用户供电的可靠性

在任何情况下，都应该尽可能的保证电力系统运行的可靠性。系统运行可靠性的破坏，将引起系统设备损坏或供电中断，以致造成国民经济各部门生产停顿和人民生活秩序的破坏，甚至发生设备和人身事故。

电力用户，对供电可靠性的要求并不一样，即使一个企业中各个部门或车间，对供电持续性的要求也有所差别。根据对供电持续性的要求，可把用户分为三级。

一级负荷：如停止供电，将会危害生命、损坏设备、产生废品和使生产过程混乱，给国民经济带来重大损失，或者使市政生活发生重大混乱。

二级负荷：如停止供电，将造成大量减产，城市大量居民的正常活动受到影响。

三级负荷：指所有不属于一级及二级的负荷，如非连续生产的车间及辅助车间和小城镇用电等。

对于一级负荷，至少要由两个独立电源供电，其中每一电源的容量，都应在另一电源发生故障时仍能完全保证一级负荷的用电；对于三级负荷，不需要备用电源；对于二级负荷是否需要备用电源，要进行技术经济比较后才能确定。

2. 保证电能的良好质量

即要求供电电压（或电流）的波形为较严格的正弦波，保证系统中的频率和电压在一定的允许变动范围以内。我国规程规定：10~35kV及以上电压供电的用户和对电压质量有特殊要求的用户电压允许偏移为 $\pm 5\%$ ；频率允许偏移为 $\pm 0.5\text{Hz}$ 。

3. 保证运行的最大经济性

电力系统运行有三个主要经济指标，即生产每度电的能源消耗（煤耗率、油耗率、水耗率等），生产每度电的自用电（自用电率），以及供配每度电在电力网中的电能损耗（线损率）。提高运行经济性，就是在生产和供配某一定数量的电能时，使上列三个指标达到最小。为了实现电力系统的经济运行，必须对整个系统实施最佳经济调度。

1-2 电力系统的额定电压

为了便于电器制造业的生产标准化和系列化，国家规定了标准电压等级系列。在设计时，应选择最合适的额定电压等级。所谓额定电压，就是某一受电器（电动机、电灯等）、发电机和变压器等在正常运行时具有最大经济效益的电压。

我国规定了电力设备的统一电压等级标准，如表1-1。

电力网中各点的电压是不同的，其变化情况如图1-1。

设供电给电力网的发电机F是在电压 U_1 下运行的，由于线路中有电压降落，对于由发电机直接配电的部分，线路始端电压 U_1 大于末端电压 U_2 。为便于讨论，设直线 U_1U_2 （实际应为折线）代表电压的变化规律，受电器1~4将受到不同的电压。而受电器是按标准化生产的，不可能按照图示各点的不同电压来制造电器，而且电力网中各点的电压，也并不是恒定的。为了使所有受电器的实际端电压与它的额定电压之差最小，显然应该采取一个中间值，即取 $U_0 = (U_1 + U_2)/2$ 来作为受电器的额定电压。该电压也就规定为电力网的额定电压。

如果认为用电设备一般允许电压偏移 $\pm 5\%$ ，而沿线的电压降一般为10%，这就要求线路始端电压为额定值的105%，以使其末端电压不低于额定值的95%。发电机接于线路始端，因此，发电机的额定电压取为电力网额定电压的105%。

表 1-1

交流额定电压等级 (换电压 单位: kV)

受 电 器	发 电 机	变 压 器	
		一 次 绕 组	二 次 绕 组
0.22	0.23	0.22	0.23
0.38	0.40	0.38	0.40
3	3.15	3及3.15	3.15及3.3
6	6.3	6及6.3	6.3及6.6
10	10.5	10及10.5	10.5及11
—	13.8	13.8	—
—	15.75	15.75	—
35	—	35	38.5
(60)	—	(60)	(66)
110	—	110	121
(154)	—	(154)	(169)
220	—	220	242
330	—	330	363
500	—	500	525

- 注 1. 在技术经济比较中, 证明有显著的优越性时, 允许水轮发电机的额定电压采用非标准电压。
2. 对于330kV以上的超高压等级, 我国尚未作出正式规定, 但在有关领导部门的指示文件中, 已明确采用500kV和750kV。
3. 变压器一次绕组栏内3.15、6.3、10.5、13.8、15.75kV电压, 适用于发电机出线段(或母线)的升压及降压变压器。
4. 变压器二次绕组栏内3.3、6.6、11kV电压, 适用于阻抗压降为7.5%及以上的降压变压器。

接到电力网始端即发电机电压母线的变压器 (如 B_1), 由于发电机电压一般比电力网额定电压高 5 %, 而且发电机至该变压器间的连线压降较小, 为使变压器一次绕组电压与发电机额定电压相配合, 可以采用高出电力网额定电压 5 % 的电压作为该变压器一次绕组的额定电压。

接到电力网受端的变压器 (如 B_2), 其一次绕组可以当做受电器看待, 因而其额定电压取与受电器的额定电压即电力网额定电压相等。

由于变压器二次绕组的额定电压, 是指变压器空载情况下的额定电压。当变压器带负载运行时, 其一、二次绕组均有电压降, 二次绕组的端电压将低于其额定电压, 如按变压器满载时一、二次绕组压降为 5 % 考虑, 为使满载时二次绕组端电压仍高出电力网额定电压 5 %, 则必须选变压器二次绕组 (如 B_1 、 B_2) 的额定电压比电力网额定电压高出 10 %。

当电力网受端变压器供电的线路很短时, 如排灌站专用变压器, 其线路压降很小, 也可采用高出电力网额定

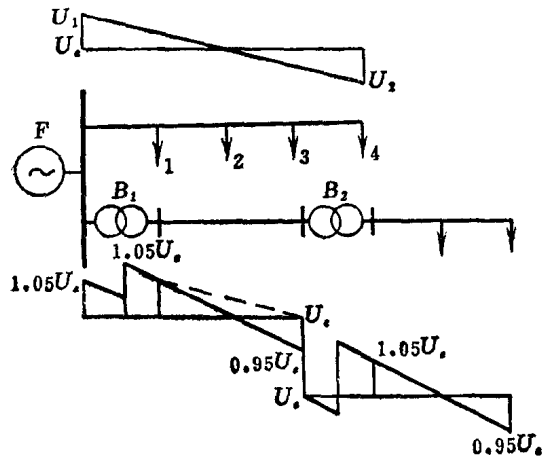


图 1-1 电力网中电压的变化

电压的 5 % (如: 3.15, 6.3, 10.5kV), 作为该变压器二次绕组的额定电压。

由于电力网中各点电压是不同的, 而且随着负荷及运行方式的变化, 电力网各点的电压也要变化。为了保证电力网各点的电压在各种情况下均符合要求, 变压器均有用以改变变压比的若干分接头的绕组 (一般为高、中压绕组)。适当地选择变压器的分接头, 可调整变压器的出口电压, 使用电设备处的电压能够接近它的额定值。无激磁调压变压器高压 (或中压) 绕组的分接头为 $U_0 \pm 5\%$ 或 $U_0 \pm 2 \times 2.5\%$ 。有载调压变压器高压绕组的分接头为 $U_0 \pm 3 \times 2.5\%$ 或 $U_0 \pm 4 \times 2\%$ 。

1-3 水电站与电力系统的连接

电力系统中所有发电站最基本的功能都是发出电力, 向系统或用户供电, 水电站也不例外。但是, 水电站由于运行上的特点, 它还在电力系统的调峰、调频及调相等方面具有特殊的作用, 这对系统的安全经济运行很有意义。

水库不可调节的水电站, 只能根据水能情况担负基荷或腰荷。具有调节性能的水电站, 在不同的季节, 所担负负荷的情况也不同。在丰水季节, 河流来水量很多, 水电站应该负担电力系统的基荷, 满载工作, 避免弃水; 在枯水季节, 河流来水量少时, 水电站应该负担峰荷。电力系统峰荷总的电量不多, 所需发电设备容量却较大, 如果要火电站负担峰荷, 锅炉、汽轮发电机组从冷备用转为热备用到带上满负荷, 需要几小时, 时间太长, 也很不经济; 而水电站则可以通过调节水库, 充分利用水电站的装机容量, 只消耗有限的水量, 就能担负电力系统中较大的峰荷。特别是调节性能良好的大型水电站, 通常能有效地在电力系统中起调峰的作用。这样, 火电站可以只担负基荷和腰荷, 以提高机组热效率。

在水、火电站并存的系统中, 一般是选水电站为主调频厂, 而选择机组效率低的火电站作辅助调频厂。因为由水电站调频, 不仅速度快, 操作简便, 而且调整范围大 (只受发电机最大出力的限制), 基本上不影响水电站的安全经济运行。在丰水期, 为了不弃水, 水电站只担负基荷, 而由火电站调频。

主调频厂调频容量等于它最大容量与高峰负荷到来之前实际出力之差, 这个差值应大于需要调频的容量。只有这样, 才能保证系统最大负荷时的频率质量, 否则就要限制负荷或者引起频率下降。

水电站担任主调频厂, 它的调频容量基本上全是旋转备用容量, 因此调频容量往往就作为事故备用容量, 特别是在峰荷以外的其他时间内, 因为这时调频厂的出力是较低的。但是系统峰荷时, 调频厂的出力较大, 此时就没有或很少事故备用容量, 如果电源或电网发生事故, 频率不一定能保证, 这时可采用频率自动减负荷装置, 切除部分不重要的负荷, 以保证对重要用户供电的持续性和电能质量。

水电站作为系统事故备用的另一个有利条件是水电站通常至系统负荷中心距离较远, 联络阻抗较大, 系统发生事故时, 可以使水电站用自同期方式迅速并入系统, 减少事故对系统及用户的影响。

在枯水期，水库来水量少，水电站除了集中水量负担峰荷外，还可以将备用机组作为调相机运行。此时水轮发电机作为空载的同步电动机运转，调节其励磁，发出无功功率，以满足系统无功的需要。但是，如果水电站离负荷中心较远，长距离输送无功功率，其损耗很大。另外水轮机必须充气压水，以及调相运转时存在有功损耗等，也就影响其调相的经济效果；需要综合比较后确定采用调相运行方式是否合理。

由于水电站一般远离负荷中心，其生产的电能大多数是升压后，通过长距离的高压送电线路，送入电力系统，因此在建设水电站时，必须正确选择水电站与系统的连接方式，以便充分发挥水电站在电力系统中的作用。水电站接入系统设计的主要内容，就是合理地选择水电站的送电电压、送电线路的回路数和导线截面，以保证将水电站发出的电能经济、可靠、合理地送入系统。

对于小容量的水电站，一般将水电站升压变压器的出线，接入附近的变电所（或者高压送电线路上），这时水电站的升高电压应尽可能与地区原有电网的电压一致。

对于大型或在系统中比较重要的中型水电站，其送电电压和输送容量的选择比较复杂，涉及的因素很多，其中首先要考虑本水电站在电力系统中的地位，视其需要，确定是否采用双回线供电或环形电网供电；并要考虑系统远景发展（10~15年）规划、梯级电站接入方式和转送功率的情况以及分期建设的要求等。然后，根据电站向外输送的容量和送电距离，拟定几个方案，进行技术经济比较。

一般地说，送电线路电压越高，能输送的电力（容量）越多，输送的距离越远。当线路输送同样的功率时，线路电压愈高，通过线路导线的电流愈小，所选用导线的截面也愈小，投资也可降低。但提高线路电压后，所需的线路杆塔（包括绝缘子）的投资，变压器及开关电器等的费用也将随之增大，因此，在设计时，必须选择一个技术经济上最为合理的方案。在方案比较中，当经济指标相近时，一般优先选用电压较高的方案。如要与已建成的系统相连接时，其电压的选择要尽可能与原有电网电压相配合。

为了避免在水电站中建造复杂的变电枢纽，其升高电压应尽量采用一种，一般不应超过两种，且送电线路的回路数不宜太多。

各级电压送电线路的输送容量与送电距离的关系，见表1-2所列，可供初步拟定方案时参考。

表 1-2 各级电压线路输送容量与送电距离的关系

额 定 电 压 (kV)	输 送 功 率 (MW)	送 电 距 离 (km)	额 定 电 压 (kV)	输 送 功 率 (MW)	送 电 距 离 (km)
3	0.1~1	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	200~800	200~600
35	2~15	20~50	500	1000~1500	200~850
60	3.5~30	30~100	750	2000~2500	>500

在送电电压及回路数确定后，即可选择送电线路的导线截面。

一般情况下，高压送电线路的导线均选用钢芯铝绞线，其一回路送电线路的计算截面 S_j 可以首先根据经济电流密度选择，即

$$S_j = \frac{I_g}{j} = \frac{P}{\sqrt{3} U_e j \cos \varphi} \quad (1-1)$$

式中 P —— 一回路送电线路平水年正常运行方式下的最大送电容量 (kW)；

U_e —— 额定线电压 (kV)；

j —— 经济电流密度 (A/mm^2)；

$\cos \varphi$ —— 送电功率因数。

经济电流密度是根据国家的技术经济政策，全面考虑了投资和年运行费用（包括电能损耗费用和折旧费用）的综合经济效益、以及国家资源情况而制定的。

我国现行采用的经济电流密度见表1-3。

表 1-3 经 济 电 流 密 度 j (A/mm^2)

导 体 材 料	最大负荷利用小时数 T_{ad} (h/年)		
	3000以下	3000~5000	5000以上
铜裸导线和母线	3.0	2.25	1.75
铝裸导线和母线	1.65	1.15	0.90

求得计算截面后，即可根据产品样本或手册，选用相近的标准截面。此外，还必须根据可能出现的各种正常、检修、事故情况及水电站机组全部满发时的最大送电容量进行发热校验、电晕和机械强度的校验等。详见4-8节。

对于35kV以下电压级的送电线路，还必须校验电压损失，或者直接按允许电压损失选择导线截面，以保证供电质量。对于35kV及以上的送电线路，必要时也要校验电压损失。

送电线路计算电压损失的简化公式（忽略了电压横分量）是

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U_e} \quad (kV) \quad (1-2)$$

式中 U_e —— 额定电压 (kV)；

P 、 Q —— 线路输送的最大有功功率 (MW) 及无功功率 (MVar)；

R 、 X —— 线路的电阻和电抗 (Ω)。

1-4 电力系统中性点的运行方式

电力系统的中性点（实际上是指电力系统中发电机、变压器的中性点）接地或不接地是一个综合性的问题，中性点接地方式对于电力系统的运行，特别是对发生故障后的系统运行，有多方面的影响，所以在选择中心点接地方式时，必须考虑许多因素。

电力系统中性点接地方式有两大类：一类是中性点直接接地或经过低阻抗接地，称为大接地电流系统；另一类是中性点不接地、经过消弧线圈或高阻抗接地，称为小接地电流系统。其中采用最广泛的是中性点不接地、中性点经过消弧线圈接地和中性点直接接地等三种方式。

(一) 中性点不接地系统

电力系统的每一相对地都有电容，它们分布在输电线路全长上和电气设备中。为了使讨论简化，设三相系统是完全对称的，并将分布的相对地电容用集中在线路中央的电容 C 来代替，如图1-2。因为在中性点不接地系统中发生一相接地时，电力系统相间电压并不改变，因而相间电容所引起的电容电流也不会改变，所以可以不予讨论。

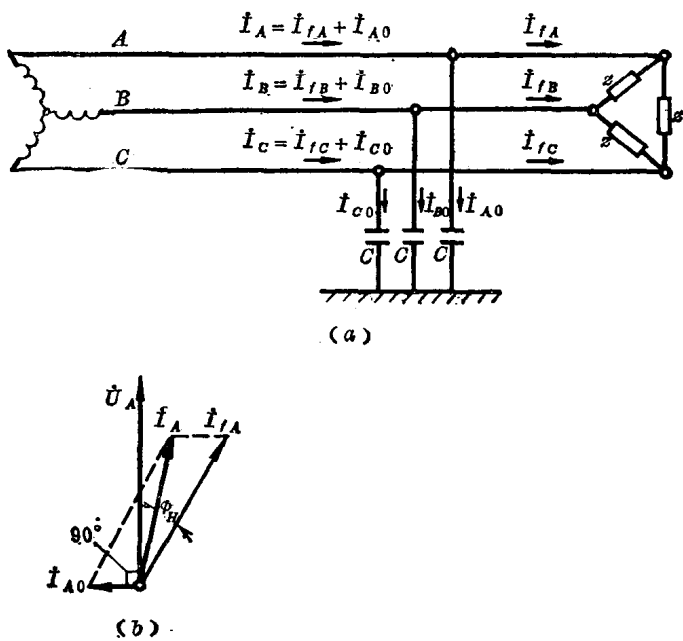


图 1-2 中性点不接地的三相系统（正常工作状态）
(a) 电流分布；(b) A 相电流、电压相量关系

在正常工作状态下，电网相对地的电压 $\dot{U}_A$ 、 $\dot{U}_B$ 、 $\dot{U}_C$ 是对称的，并且在数值上等于电网的相电压，电源各相中的电流 $\dot{I}_A$ 、 $\dot{I}_B$ 、 $\dot{I}_C$ 分别等于负荷电流 $\dot{I}_{fA}$ 、 $\dot{I}_{fB}$ 、 $\dot{I}_{fC}$ 和各相对地的电容电流 $\dot{I}_{A0}$ 、 $\dot{I}_{B0}$ 、 $\dot{I}_{C0}$ 的相量和，见图1-2(a)、(b)。此时三相电容电流 $\dot{I}_{A0}$ 、 $\dot{I}_{B0}$ 、 $\dot{I}_{C0}$ 的相量和等于零，流经地中的电流为零。中性点对地电压 $\dot{U}_0=0$ 。因此，这种电网，在正常运行时，中性点接地与否，对系统运行无任何影响。但如果发生一相接地，情况将发生明显的变化。

图1-3表示当C相在 d 点发生金属性接地时的情况。接地后故障点 d 的电压为零，即 $\dot{U}_{cd}=0$ 。这时，按故障相条件，可以写出电压方程式

$$\dot{U}_c + \dot{U}_0 = \dot{U}_{cd} = 0 \quad (1-3)$$

式中 $\dot{U}_c$ ——C相电源电压;
 $\dot{U}_0$ ——中性点对地电压。

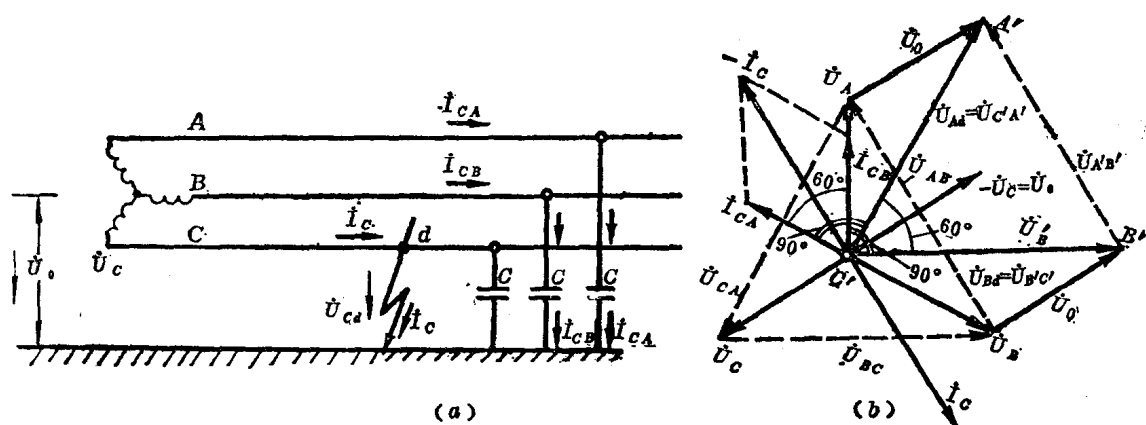


图 1-3 中性点不接的三相系统 (C相接地)
 (a)电流分布; (b)相量关系

所以 $\dot{U}_0 = -\dot{U}_c$ (1-4)

上式表明, 当发生C相金属性接地时, 中性点的对地电位不再为零, 而是 $-\dot{U}_c$ 。于是A、B相的对地电压相应地为

$$\dot{U}_{Ad} = \dot{U}_A + \dot{U}_0 = \dot{U}_A - \dot{U}_c$$

$$\dot{U}_{Bd} = \dot{U}_B + \dot{U}_0 = \dot{U}_B - \dot{U}_c$$

而且

$$\dot{U}'_{cA} = \dot{U}_{Ad} = \sqrt{3} \dot{U}_c e^{-j150^\circ}$$

$$\dot{U}'_{cB} = \dot{U}_{Bd} = \sqrt{3} \dot{U}_c e^{j150^\circ}$$

$$\dot{U}'_{AB} = \dot{U}_A - \dot{U}_B = \sqrt{3} \dot{U}_c e^{-j90^\circ} \quad (1-5)$$

其相量关系如图1-3(b)所示, 相当于原有的线电压三角形ABC平移到了A'B'C'的位置。换句话说, 三相间线电压仍保持对称和大小不变, 故对电力用户的继续供电并无影响。但是, 从式(1-5)及图1-3(b)中均可看出, 两个非故障相A和B的对地电压却升高至 $\sqrt{3}$ 倍, 所以在中性点不接地的电力网中, 各种设备的对地绝缘应按线电压设计, 才能承受在一相接地时, 非故障相对地电压的升高影响。

假定各相对地电容C均相等。在正常情况下, 各相对地电容电流的大小也相等, 即

$$I_{c0} = \frac{U_x}{X_0} = \omega_c U_x \quad (1-6)$$

在C相接地时, C相对地电容被短接, 其对地电容电流为零。非故障相对地电压分别升高为 $\dot{U}_{Ad}$ 、 $\dot{U}_{Bd}$ 其对地电容电流分别为

$$\dot{I}_{cA} = \frac{\dot{U}_{Ad}}{-jx_c} = j\sqrt{3} \omega_c \dot{U}_c e^{-j150^\circ} = \sqrt{3} \omega_c \dot{U}_c e^{-j90^\circ}$$

$$\dot{I}_{cB} = \frac{\dot{U}_{Bd}}{-jx_c} = j\sqrt{3} \omega_c \dot{U}_c e^{j150^\circ} = \sqrt{3} \omega_c \dot{U}_c e^{j90^\circ}$$

经过C相接地点d, 流入地中的电容电流(即接地电流)为

$$\begin{aligned}\dot{I}_c &= (\dot{I}_{cA} + \dot{I}_{cB}) = \sqrt{3} \omega C \dot{U}_c (e^{-j60^\circ} + e^{-j120^\circ}) \\ &= j3\omega C \dot{U}_c\end{aligned}\quad (1-7)$$

一相接地时, 接地点的接地电容电流绝对值

$$I_c = 3\omega C U_x = 3I_{c0} \quad (\text{A}) \quad (1-8)$$

式中 U_x ——相电压(V);

ω ——角频率(rad/s);

C ——相对地电容(F/相)。

式(1-8)表明, 在中性点不接地的电力网中, 一相接地时接地点的接地电流 I_c 等于正常时相对地电容电流 I_{c0} 的三倍, 其数值与电网的电压、频率和一相对地电容有关。

系统对地电容则与电网类别(电缆电网或架空电网)、长度和大容量电机的容量及台数有关。

线路一相接地电容电流可近似地用下列公式估计。

对于架空电网

$$I_c = (2.7 \sim 3.3) U_{x-x} l \times 10^{-3} \quad (\text{A}) \quad (1-9)$$

式中的系数, 没有架空地线时取2.7, 有架空地线时取3.3。对于同杆架设的双回路, 电容电流为单回路的1.3~1.6倍。

对于电缆电网

$$I_c = 0.1 U_{x-x} l \quad (\text{A}) \quad (1-10)$$

式中 U_{x-x} ——电网线电压(kV);

l ——有直接电连接的这一电压级电网送电线路的长度(km)。

由变电所配电装置及变压器绕组增加的一相接地电容电流, 用电网一相接地电容电流的附加比例估算, 见表1-4。

表 1-4 由变电所增加的一相接地电容电流附加值

电网额定电压(kV)	6	10	15	35	60	110	154	220
电容电流附加值(%)	18	16	15	13	11~12	9~10	8	7

水轮发电机一相对地电容由制造厂提供或通过试验取得, 亦可用下式估算

$$C_F = \frac{KS^{3/4}}{3(U_e + 3.6)n^{1/3}} \quad (\mu\text{F/相}) \quad (1-11)$$

式中 K ——系数, B级绝缘的发电机, 取0.04;

S ——发电机容量(kVA);

U_e ——发电机额定线电压(kV);

n ——转速(r/min)。

发电机一相接地电容电流

$$I_0 = 3 \frac{U_e}{\sqrt{3}} \omega C_F \times 10^{-3} = 2\sqrt{3} \pi f U_e C_F \times 10^{-3}$$

$$= 0.544 U_e C_F \quad (\text{A}) \quad (1-12)$$

发电机电压母线一相接地电容电流可取0.05~0.1A/100m, 升压变压器低压绕组一相接地电容电流可取0.1~0.2A。

如上所述, 当中性点不接地的系统中发生一相接地时, 接在相间电压上的受电器的供电并未遭到破坏, 它们可以继续运行, 但是这种电网长期在一相接地的状态下运行, 也是不能允许的, 因为这时非故障相电压升高, 绝缘薄弱点很可能被击穿, 而引起两相接地短路, 将严重地损坏电气设备。所以, 在中性点不接地电网中, 必须设专门的监察装置, 以便使运行人员及时地发现一相接地故障, 从而切除电网中的故障部分。

在中性点不接地系统中, 当接地的电容电流较大时, 在接地处引起的电弧就很难自行熄灭。在接地处还可能出现所谓间隙电弧, 即周期地熄灭与重燃的电弧。由于电网是一个具有电感和电容的振荡回路, 间歇电弧将引起相对地的过电压, 其数值可达 $(2.5 \sim 3)U_n$ 。这种过电压会传输到与接地点有直接电连接的整个电网上, 更容易引起另一相对地击穿, 而形成两相接地短路。

在电压为3~10kV的电力网中, 一相接地时的电容电流不允许大于30A, 否则, 电弧便不能自行熄灭, 而且由于3~10kV电力网中使用电缆较多, 其绝缘比较薄弱, 一相接地转变为相间短路的可能性将大大增加。

在20~60kV电压级的电力网中, 间歇电弧所引起的过电压, 数值更大, 对于设备绝缘更为危险, 而且由于电压较高, 电弧更难自行熄灭。因此, 在这些电网中, 规定一相接地电流不得大于10A。

在与发电机或调相机有直接电气连接的6~20kV回路中, 为防止单相接地时烧坏电机铁芯, 允许的一相接地电容电流更小, 可参见表1-5。

表 1-5 电机回路一相接地电容电流的允许值

电机额定电压(kV)	6.3	10.5	13.8	15.75	18	20
额定电压下一相接地电流允许范围(A)	<5.00	3.00~5.00	2.27~3.38	2.00~3.30	1.75~2.90	1.57~2.60

(二) 中性点经消弧线圈接地系统

当一相接地电容电流超过了上述允许值时, 可以用中性点经消弧线圈接地的方法来解决, 该系统即称为中性点经消弧线圈接地系统。

消弧线圈主要由带气隙的铁芯和套在铁芯上的绕组组成, 它们被放在充满变压器油的油箱内。绕组的电阻很小, 电抗很大。消弧线圈的电感, 可用改变接入绕组的匝数加以调节。显然, 在正常运行状态下, 由于系统中性点的电压是三相不对称电压, 数值很小, 所以通过消弧线圈的电流也很小。

当发生一相完全接地时, 消弧线圈处在相电压之下, 通过接地处的电流是接地电容电流 $\dot{I}_C$ 和线圈电感电流 $\dot{I}_L$ 的相量和, 如图1-4。这时消弧线圈的电感电流

$$I_L = \frac{U_c}{X_h} = \frac{U_c}{\omega L_h} \quad (1-13)$$

式中 L_h 和 X_h ——消弧线圈的电感和电抗。

从图1-4(b)可见, 因为电感电流和电容电流有 180° 的相位差, 所以在接地处它们互相补偿。如果 $I_L = I_C$, 就没有电流在接地处通过。实际上, 这种完全补偿的情况是不允许的, 因为可能引起谐振。

在电力网中, 一般都采用过补偿方式, 即单相接地时消弧线圈的电感电流略大于系统一相接地电容电流, 使补偿后的剩余电流较小。采用过补偿方式, 即使系统的电容电流突然减少(如某回线路切除)也不会引起谐振, 而是离谐振点更远。

选择消弧线圈的容量, 应考虑电网五年左右的发展规划, 并按过补偿方式考虑, 其容量按下式计算:

$$S = 1.35 I_C U_x \quad (\text{kVA}) \quad (1-14)$$

式中 I_C ——电网一相接地电容电流(A);

U_x ——电网相电压(kV)。

在中性点经消弧线圈接地的系统中, 一相接地时和中性点不接地系统一样, 故障相对地电压为零, 非故障相对地电压升高至 $\sqrt{3}$ 倍, 三相线电压仍保持对称和大小不变, 所以也允许暂时运行, 但不得超过两小时。消弧线圈的作用对于瞬时性接地故障尤为重要, 因为它使接地处的电流大大减小, 电弧可能自动熄灭。接地电流小, 还可减轻对附近弱电线路的干扰。

在中性点经消弧线圈接地的系统中, 各相对地绝缘和中性点不接地系统一样, 也必须按线电压设计。

消弧线圈通过隔离开关接在相应电网的发电机、变压器或专用接地变压器的中性点上, 其原理接线见图1-5。

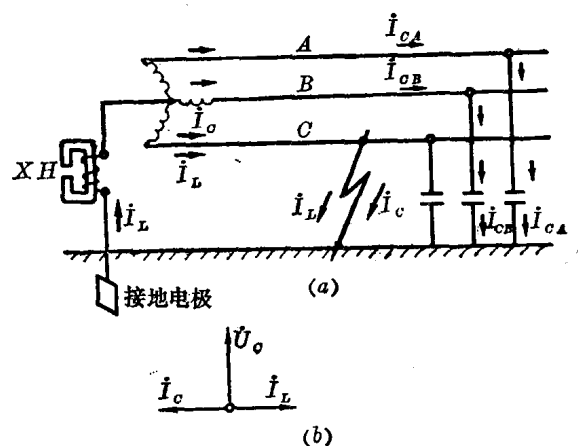


图 1-4 中性点经消弧线圈接地的三相系统
(C相接地的情况)

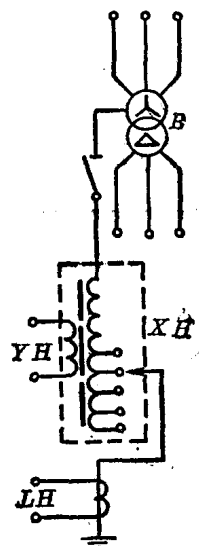


图 1-5 消弧线圈的原理接线
XH—消弧线圈; YH—电压互感器; LH—电流互感器