

高等学校教材



电力系统规划基础

西安交通大学 王锡凡 编

ND12/15

中国电力出版社

1985年5月

第一章 绪 论

第一节 我国的电力工业

新中国成立以来，我国电力工业有较大的发展。从1949年到1992年，发电设备的装机容量由185万kW增长到16653.2万kW（其中水电占24.4%）；年发电量由43亿kWh增长到7541.9亿kWh（其中水电占17.4%）；我国1976年以来装机容量及发电量的增长情况详见图1-1及图1-2（图中阴影部分为火电，其余为水电）。目前我国发电量居世界第四位。

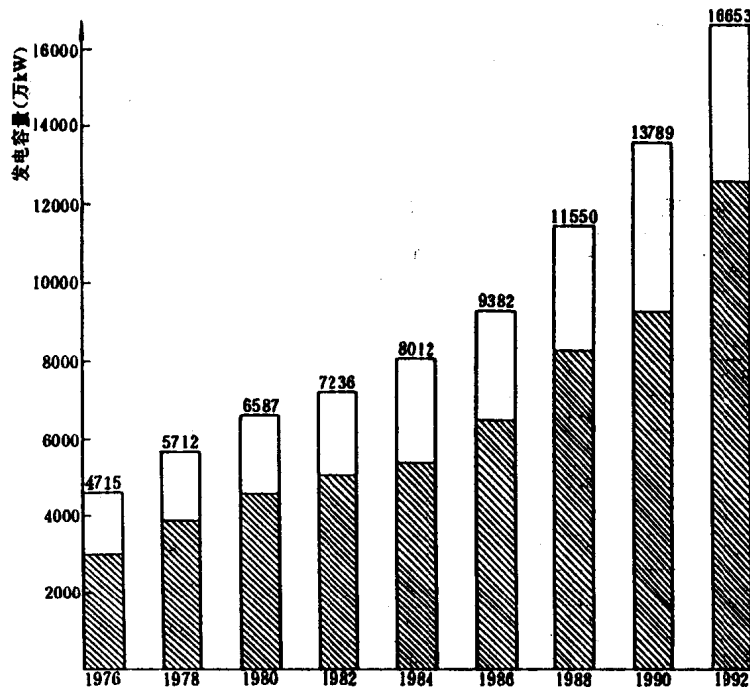


图 1-1 我国发电容量的增长情况

到1992年，我国已建立1000万kW以上的电力系统8个，其中华北、东北、华东及华中电力系统发电设备容量都超过了2000万kW。各电力系统的划分及装机容量如表1-1所示。

与此同时，我国的输电线路也有较大的发展。1974年建成了我国第一条330kV输电线路，由甘肃刘家峡水电站到陕西关中地区。1981年建成了第一条500kV输电线路，由河南姚孟火电站到武汉。1988年从葛洲坝水电站到上海南桥变电站的±500kV直流输电线路投入运行，全长达1080km。我国架空输电线路的发展情况详见表1-2。

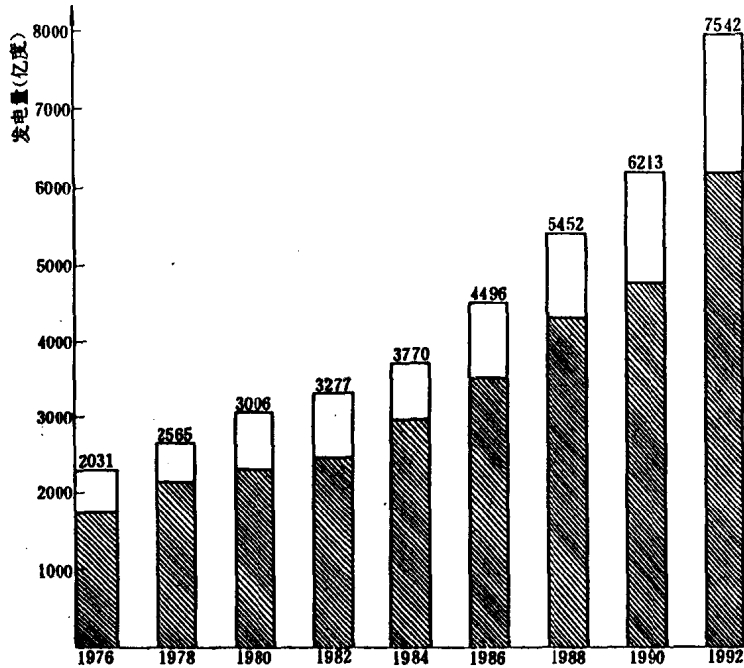


图 1-2 我国发电量的增长情况

表 1-1 我国电力系统的划分及其装机容量

容量 系统	总装机容量 (万kW)	水电容量 (万kW)	火电容量 (万kW)
新疆	245.9	59.2	186.7
西藏	16.7	12.1	4.6
西北	1219.0	546.9	672.1
西南	1667.8	821.1	846.7
华北	2576.1	124.1	2542.0
华中	2544.9	982.2	1557.7
华南	1562.1	544.1	1018.1
华东	3082.2	297.8	2784.4
福建	401.8	230.3	171.5
山东	1018.9	7.5	1011.4
东北	2318.0	437.4	1880.6

表 1-2 我国架空输电线路的发展情况 (单位: km)

年 份	220 kV	330 kV	500 kV
1974	13426	534	—
1977	19319	534	—
1980	28464	866	—
1983	36824	1085	1594
1986	49419	1695	3269
1989	66496	3097	7114
1992	82070	4253	8660

虽然我国电力工业发展较快,但按人口平均的发电量仍然很落后。目前,全国大部分地区电力供应紧张,电力不足是制约我国经济发展的一个突出因素。

我国的煤炭和水能资源比较丰富。就蕴藏量来说,煤炭居世界第三位,仅次于前苏联和美国;水能资源则居世界第一位。我国的煤炭和水能资源分布如表1-3所示。

由表1-3可以看出,我国能源分布很不均匀。煤炭资源主要集中在华北和西北;水能资源主要集中在西南地区,这就给我国能源事业和电力工业的发展带来了一定困难。

我国计划到2000年工农业产值比1980年翻两番,即为1980年的4倍。根据各国的经验,电力工业的发展至少也要保持同步增长的速度。1980年全国发电装机容量约为6000万kW(不包括孤立小水电站),因此到2000年至少应达到2.4亿kW。

2000年以后,工农业产值如按15年翻一番考虑,到2015年全国发电设备装机容量应至少有4.8亿kW^[2]。这样,在1986~2015年的30年间全国新增装机容量将超过4亿kW,预计其中水电为1.1亿kW,约占25%。在此期间新建火电机组容量至少应为2.7亿kW。在近10年以20~30万kW的机组为主,同时也建一批50~60万kW的机组。在10年以后将普遍采用50~60万kW机组。今后将逐步使火电站的机组台数和容量标准化,如2台、4台或6台60万kW的机组构成一座火电站。

表 1-3 我国的煤炭及水能资源分布

地 区	煤炭资源 (标准煤亿t)	水能资源 (万kW)
东 北	140	1199
华 北	3050	69
西 北	1035	4194
中 南	180	6743
西 南	530	23234
华 东	310	1790

为了充分发挥水电的调峰作用,除水电比重较大的西南地区外,其它各地的水电开发应尽可能使其承担调峰任务。现有2000万kW大中型水电站,凡年利用小时在4000h以上的,应适当扩建机组使利用小时数降到2500~3000h。为了配合核电建设,沿海地区还将兴建十多个抽水蓄能电站,总容量达1250万kW^[2]。

1986~2015年期间预计要新建核电装机3000万kW。目前正在施工的广东大亚湾核电站装机为180万kW,是从法国引进的2台90万kW压水堆,目前已并网发电。现已并入电力系统发电的浙江秦山核电站是我国自制的30万kW压水堆。今后将继续在广东、浙江、苏南、福建、山东、东北等沿海地区及煤运困难地区湖南、江西兴建核电站。

第二节 各类发电站的特性

目前在电力系统广泛采用的有凝汽式电站、热电站、水电站、核电站、抽水蓄能电站等。正在研究和试验的有太阳能、风力、地热、潮汐能等新型能源发电站。不过目前这些新能源电站容量较小,一次能源又受地域限制,一般还只适用于边远草原地区。

按照发电站的工作状况,可以分为:

- 1) 基荷发电站:核电站、大型凝汽式电站、径流式水电站等;
- 2) 腰荷发电站:中型凝汽式电站,部分水电站;
- 3) 峰荷发电站:水电站、抽水蓄能电站、小型凝汽式电站、燃气轮机电站等。

在我国,除个别电力系统的水电比重达到或超过50%以外,很多系统以火电站为主,配合水电站等满足用电需要。为了合理地运用这些电站,发挥各自的特长,应对各类发电站的运行特性有一定的了解。

一、火电站

火电站的主要发电设备包括锅炉、汽轮机和发电机,其辅助设备有冷凝器、给水加热器,各种水泵、磨煤机、除氧器、烟囱及各种量测、控制设备。燃煤式火电站的工作过程如图1-3所示。

煤从贮煤厂用输送带送到煤粉设备中磨成细粉并加热干燥,然后送进锅炉,与鼓风机吹进来的空气混合燃烧,将所发热量传给锅炉内的水,使其产生蒸汽。蒸汽送到汽轮机后逐级膨胀做功,驱动发电机发电。蒸汽在汽轮机内的压力和温度逐渐降低,最后进入冷

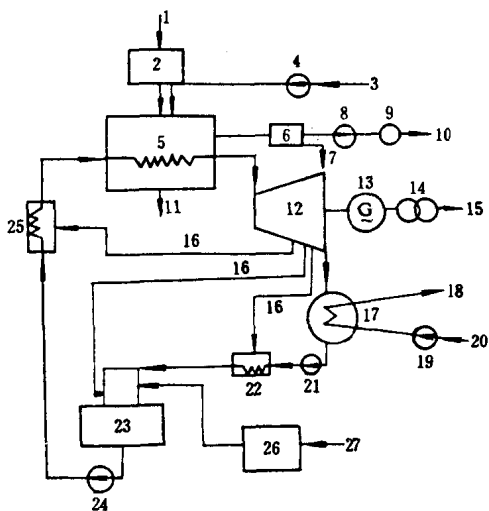


图 1-3 燃煤式火电站的工作过程

- 1—原煤； 2—制粉设备； 3—空气； 4—鼓风机；
- 5—锅炉； 6—除尘器； 7—出灰； 8—引风机；
- 9—烟囱； 10—排烟； 11—出渣； 12—汽轮机；
- 13—发电机； 14—主变压器； 15—电能输出； 16—抽气；
- 17—冷凝器； 18—冷却水出口； 19—循环水泵；
- 20—冷却水进口； 21—冷凝水泵； 22—低压给水加热器；
- 23—除氧器； 24—给水泵； 25—高压给水加热器；
- 26—水处理设备； 27—补给水

凝器。凝结成的水再用水泵送到低压给水加热器，最后又输入锅炉。在冷凝过程中，蒸汽要把从锅炉吸取的热量的60%释放给冷却水，这就是凝汽式火电站最高热效率不超过40%的原因。

这类火电站所消耗的燃料和冷却水量是相当大的。以60万kW的火电站为例，每天要消耗6000~7000t煤及200万m³以上的冷却水。

除了凝汽式火电站以外，还有供热式火电站或简称热电站。这种火电站不仅向用户供电，而且向用户供热。它所采用的汽轮机有背压式和抽汽式两种。

(1) 背压式机组：它的特点是蒸汽经过汽轮机后不进入凝汽器，而被用来直接向用户供热或向工业用户提供低压蒸汽。这种机组以供热为主，在无热负荷的情况下不能发电。但是当发电机故障时，机组却可以利用减温减压装置继续供热。

(2) 抽汽式机组：这种机组和凝汽式汽轮机相似，只是中间有1~2级可供抽汽，抽

汽量可根据用热的需要进行调整。无论抽汽多少，这类机组都能发出额定电力。

火电站在汽轮机进口处的蒸汽压力和温度称为汽轮机的初参数。火电站按照汽轮机的初参数可以分为3类，如表1-4所示。

表 1-4 火电站按汽轮机的初参数分类

类 型	温度 (°C)	汽 压 ^①	容量 (万kW)
低温低压火电站	240~390	13~24	0.15~0.3
中温中压火电站	390~435	24~35	1.2~2.5
高温高压火电站	435~535	90~165	5~60

① 单位为绝对大气压。

目前在国际上最大的汽轮发电机组单机容量已达130万kW，我国制造的60万kW汽轮发电机组也已投入运行。

火电站运行情况与所供给的燃料有很大关系。燃油的发热量一般为 $4.1868 \times 10^7 \text{ J/kg}$ ，天然气的发热量为 $4.6055 \times 10^7 \text{ J/m}^3$ 。不同种类煤的发热量差异很大。每千克发热量达到 $2.931 \times 10^7 \text{ J}$ 的煤称为标准煤。一般质量较好的烟煤及无烟煤的发热量为 $(1.6747 \sim 2.5121) \times 10^7 \text{ J/kg}$ ，劣质烟煤的发热量为 $(1.0467 \sim 1.6747) \times 10^7 \text{ J/kg}$ ，褐煤的发热量为 $(0.83736 \sim 1.6747) \times 10^7 \text{ J/kg}$ 。

在电力系统中，火电站的运行特性可以归纳为以下三点：

(1) 火电站的出力与发电量比较稳定。只要发电设备正常、燃料充足就可以按其额定装机容量发电。

(2) 火电站有最小技术出力的限制。因为负荷太小时，锅炉可能出现燃烧不稳定现象。一般燃煤火电站的最小技术出力不能低于其额定出力的70%~80%，这样就限制了它们的负荷调节能力。特殊设计的调峰火电机组的最小技术出力可以降低到50%，但造价较高。

(3) 火电站机组启动技术复杂，且需耗费大量的燃料、电、化学水。以5万kW的机组为例，从冷态启动到带满负荷需要6h。因此，火电机组不宜经常启停。

此外，火电站负荷的调节非常缓慢，国产30万kW机组试验表明，改变负荷的速率仅为每分钟1%~2%。

总之，高温高压火电机组不宜经常启停，且只宜承担系统基荷，并保持在接近满负荷的情况下运行，以获得最高的效率和最小的煤耗。中温中压火电机组在必要时可以担任变动的负荷，即腰荷或峰荷，但不经济。

二、水电站

水力发电是利用天然水流的水能来生产电能，其发电功率与河流的落差及流量有关，可用下式表示

$$N = 9.81QH\eta$$

式中 N ——水流的发电功率 (kW)；

Q ——在某一时段内的平均流量 (m^3/s)；

H ——河段的落差，又叫水头 (m)；

η ——水轮发电机组的效率 (%)。

根据开发河段的水文、地形、地质等自然条件，水电站分为以下三类：

1. 坝式 (见图1-4)

拦河筑坝来提高开发河段 AB 的水位，使原河段 AB 的落差 H_{AB} 集中在坝址 B 处，从而获得水电站的水头 H 。所引取的平均流量为坝址 B 处的平均流量 Q_B 。由于筑坝抬高水位而在 A 处形成回水段，故有落差损失

$$\Delta H = H_{AB} - H$$

坝址上游 A 、 B 之间常因形成水库而发生淹没。若淹没损失不大则可以建筑中、高水坝，以获取较高的水头，这种水电站称为坝后式水电站，如图1-4 (a)所示，其厂房建在坝的下游，不承受上游水压力。

若地形、地质等条件不容许建筑高坝，则可以利用低坝获取水头。在这种情况下，厂房也成为挡水建筑的一部分，如图1-4 (b)所示。这种水电站称为河床式水电站。

坝式水电站往往形成较大的水库，因而能进行流量调节，即径流调节。它所引取的水量经过水库的调节，已不同于天然流量。因此，发电出力能比较好地符合电力系统的要求。当不能形成径流调节所需的较大水库时，则只能按天然流量发电，称为径流式水电站。

2. 引水式 (见图1-5)

沿河修建引水道, 以使河段 AB 的落差 H_{AB} 集中在引水道末的厂房 B 处, 从而获得水头 H 。引水道也有一定水头损失 ΔH 。

图1-5 (a)所示水电站是沿岸修筑坡降平缓的明渠或无压隧洞来集中落差 H_{AB} , 称为无压引水式水电站。图1-5 (b)所示水电站则是用有压隧道或管道来集中落差, 称为有压引水式水电站。

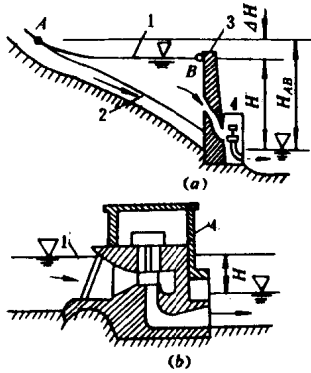


图 1-4 坝式水电站

(a) 坝后式水电站; (b) 河床式水电站

1—抬高后的水位; 2—原河; 3—坝; 4—厂房

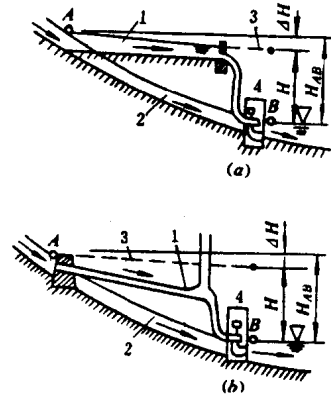


图 1-5 引水式水电站

(a) 无压引水式水电站; (b) 有压引水式水电站

1—引水道; 2—原河; 3—能坡线; 4—厂房

引水式水电站不会形成水库, 多为径流式水电站。

3. 混合式 (见图1-6)

河段 ABC 有落差 H_{AC} 。 BC 段上不宜建坝, 但落差 H_{BC} 可以利用。在这种情况下可以在 B 处筑坝以集中 AB 段的落差 H_{AB} , 再从 B 处建引水道 (常为有压引水道) 至 C 处以集中 BC 段的落差 H_{BC} 。这样, 除去 AB 、 BC 两段水头损失 ΔH_1 和 ΔH_2 后, 可以获得水头 H 。

大部分混合式水电站可以进行径流调节。

水电站最突出的运行特性是其出力和发电量随天然径流量的情况而变化。由于天然径流量在一年内或各年间有很大的波动, 虽然通过水库调节可减小其波动幅度, 但仍不能完全消除。因此, 水电站的出力和发电量与水文条件及水流调节情况有关。在丰水年电能有余, 可能引起弃水; 在枯水年则电能不足, 可能导致用户停电。

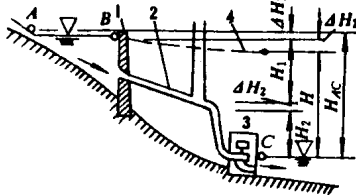


图 1-6 混合式水电站

1—坝; 2—引水道;
3—厂房; 4—能坡线

水电站有时还可能由于水头太低, 使水轮发电机达不到其额定出力。水电站水头下降的原因, 在低水头水电站, 是由于洪水期天然流量过大而使下游水位猛涨; 在中水头水电站, 则是由于供水期末水库水位下降过低。

水电站运行的另一特点是启停机迅速方便。从停机状态到满负荷运行需时仅 $1\sim 2\text{ min}$ 。此外, 水轮机出力在一定幅度变化时仍能维持较高的效率。因此水电站适合在电力系统担

任调峰和调频任务。

水电站的能源是水能，不象火电站那样需要燃料。因此，水电站的运行费用几乎与生产的电量无关。在一定时期内，当天然来水多时发电量亦多，而运行费用并不显著增加。所以，水电站应充分利用天然来水所提供的能量。这个特点对确定它在电力系统中的运行方式有很大的影响。

三、核电站

核能又称原子能，它是原子核裂变时释放出来的能量。从长远来看，核能将成重要的能源之一。从已探明的能源储量来看，地球上的石油和天然气在今后几十年内将被耗尽，煤炭也只能再用几百年。但是可开发的核燃料所提供的裂变能可供人类用几千年，提供的聚变能则几乎是用之不竭。

目前，核电站主要用 ^{235}U 当燃料。用一个外来的中子轰击 ^{235}U 原子核，可使之分裂为两个较小质量的原子核，这就是原子核的裂变反应。在这时，会放出巨大的裂变能，而链锁反应使这种裂变能连续不断地释放出来。一公斤 ^{235}U 的原子核如全部裂变，可产生 $6.7 \times 10^{13}\text{J}$ 的热量，大约相当于 2300t 标准煤所产生的热量。

从 1956 年世界上第一座核电站建成以来，到目前已有 400 多座核电站投入运行，总装机容量已超过了几亿千瓦。

核电站主要由反应堆、蒸汽发生器、汽轮机及发电机四部分组成，如图 1-7 所示。反应堆的核心称为堆芯，核燃料 ^{235}U 或 ^{239}Pu 就放置在堆芯中。堆芯为中子轰击原子核产生裂变能的中枢，亦称为活性区。反应堆内核裂变所产生的热能使堆芯温度极高，需要用冷却剂加以吸收。冷却剂吸热增温后，经过一次回路流到蒸汽发生器，把热量传递给二次

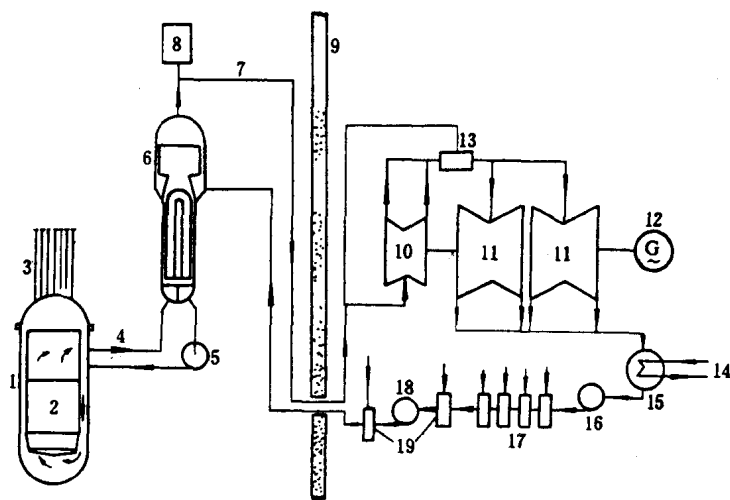


图 1-7 核电站的构成

- 1—压水反应堆；2—堆芯；3—控制棒传动装置；4—一次回路；5—冷却剂泵；6—蒸汽发生器；7—二次回路；8—加压器；9—反应堆安全壳；10—高压气缸；11—低压气缸；12—发电机；13—脱水器；14—冷却水；15—冷凝器；16—凝结水泵；17—给水加热器；18—给水泵；19—给水加热器

回路管道中的水，使其变为蒸汽。冷却剂最后用泵仍抽回到反应堆内。蒸汽从二次回路进入汽轮机高压缸和低压缸做功，驱动发电机。这里的汽轮发电机组在结构上和一般火电站相似，只是核电站所产生的蒸汽压力低，故汽轮发电机的体积较大。

核电站需要连续地以额定功率运行，在电力系统中总是分担基荷。核电站大约每年要更换一次燃料，一般要停运半个月左右。此外，由于核电站主要设备及辅助设备极为复杂，检修时间较长，因此在有核电站的电力系统中需要设置较大的发电机组备用容量，并要求有抽水蓄能机组进行调峰配合。

核电站的主要优点是核燃料以少胜多，一座100万kW压水堆核电站一年只需要25~30t低浓铀作为燃料。而同容量的燃煤火电站一年需250万t原煤。

核电站在缺少能源且交通运输紧张的地区无疑具有广阔的发展前景。

四、抽水蓄能电站

在我国电力系统的日负荷曲线上，一般早晨和下午各出现一次高峰，半夜则有一低谷。当系统最小负荷率 β 较小时，在火电机组和核电机组比重较大的系统可能出现机组最小技术出力大于日最小负荷的情况。这时，为了维持在谷荷时火电站和核电站的稳定运行，可利用系统盈余的发电出力从高程较低的下水库抽水到高程较高的上水库，把电能转换为水能，贮存起来。在白天出现峰荷时再从上水库放水发电。这就是抽水蓄能电站的主要功能和它的工作特性。

抽水蓄能电站按其运行周期可以分为：

(1) 日抽水蓄能电站。以日为运行周期。在夜间负荷处于低谷时进行一次抽水，约8~12h；白天出现峰荷时发电一到二次，总时间约6~10h，如图1-8所示。

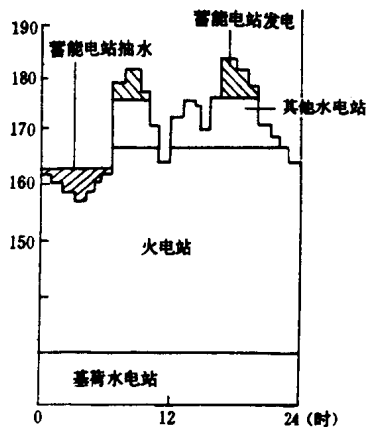


图1-8 日抽水蓄能电站的工作情况

(2) 周抽水蓄能电站。以周为运行周期。一般仍维持夜间抽水，白天发电的运行方式。但在星期六和星期日系统负荷较低时，可利用盈余的发电出力延长抽水时间，使下周星期一到星期五能够加长担任峰荷的时间，多发电。显然，它所需的库容较日抽水蓄能电站大。

(3) 季抽水蓄能电站。它可将汛期多余水量抽蓄到上水库里，供枯水期增加发电量。

目前工作水头在600m以下的抽水蓄能电站几乎全部采用可逆式机组，即其水轮机在抽水时工作在水泵状态，在发电时工作在通常的水轮机状态。这种机组运行的灵活性有的已超过常规的水力发电机组，从开始担任负荷到满负荷仅需11s，运行的可靠性也大大提高。

抽水蓄能电站除了调峰填谷以外，对电力系统还有以下功能：

(1) 担任系统备用容量。当系统中水电机组比重较小时，大部分备用容量要由火电

● 最小负荷率 β 为日最小负荷与最大负荷的比值，详见下章。

站承担，这就迫使部分火电机组必须经常处于旋转备用状态，因而效率降低，煤耗上升。在此情况下可充分利用抽水蓄能机组灵活可靠的特点，替代火电机组充当事故备用。

(2) 担任系统调频任务。在系统中担任负荷备用。

(3) 担任调相任务。当不进行抽水及发电时，距负荷中心较近的抽水蓄能电站可以利用同步发电机多带无功负荷进行调相。

(4) 使水电站更好地发挥综合利用效益。水库具有综合利用效益的水电站其发电经常受到限制。例如担负灌溉用水时，在农田不用水的季节，水库应保留蓄水量以备以后灌溉之用，使发电量减小。如装设抽水蓄能机组，则该水电站每天仍可发电调峰，夜间再从下水库抽回到上水库，使灌溉水量不受损失。

第三节 电力系统规划

电力工业是一个投资密集和一次能源消耗最大的行业，它对整个国民经济的发展有巨大影响。电力系统是电力工业的具体体现。电力系统规划的失误会给国家建设带来不可弥补的损失，反之，一个合理的电力系统规划方案可以获得很大的经济效益和社会效益。

电力系统规划应在国家计划经济及能源政策指导下进行。图1-9表示了电力系统规划的结构与国家计划及能源政策之间的关系。

能源规划的任务是在国家计划及能源政策指导下，综合研究一次能源，如煤、石油、天然气、水能、核能等的有效利用、相互协调和替代关系，并分析能源部门与非能源部门在供求及投资需求之间的矛盾及调整对策。

电力系统是整个国民经济或能源系统的一个非常重要的子系统。它的发展受到未来电力负荷增长、一次能源供应及电力技术设备供应和国家财力的直接影响。如图1-9所示，电力系统规划由电力负荷预测、电源规划和电网规划构成。电力负荷预测是电力系统规划的基础，它提供电力增长状况、负荷曲线及电力分布情况。就电力系统而言，电源规划方案和电网规划方案实质上是不可分割的整体。但是由于两者侧重点不同，并且统一解决这两个问题又非常困难，所以目前不得不将电源规划与电网规划的问题分开处理，在必要时对它们采用协调技术进行迭代。

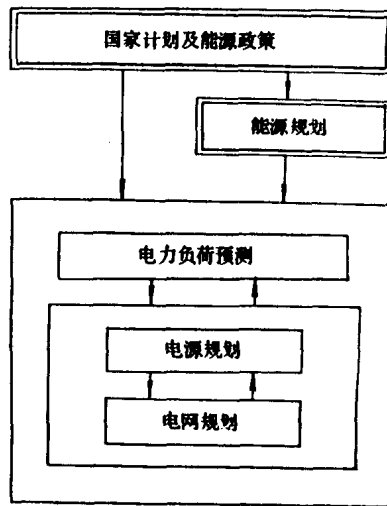


图 1-9 电力系统规划的结构

电源规划分为短期电源规划和长期电源规划两类。

短期电源规划考虑未来 1 ~ 5 年的发展情况，规划的具体内容包括：

- 1) 制定发电设备的维修计划；
- 2) 分析推迟或提前新发电机组投产计划的效益；

- 3) 分析与相邻电力系统互联的效益及互联方案;
- 4) 确定燃料需求量及购买、运输、贮存计划。

长期电源规划应考虑10~30年的发展情况,应回答以下问题:

- 1) 何时、何地扩建新发电机组;
- 2) 扩建什么类型及多大容量的发电机组;
- 3) 现有发电机组的退役及更新计划;
- 4) 燃料的需求量及解决燃料问题的策略;
- 5) 采用新发电技术(如太阳能发电)的可能性;
- 6) 采用负荷管理对系统电力电量平衡的影响;
- 7) 与相邻电力系统进行电力交换的可能性。

当电力系统规划涉及到大型水电建设项目或一个水系的水电站开发时,其建设周期较长,一般需10年以上。在这种情况下,为了充分体现其经济效益,规划周期往往要考虑50年或更长。

电网规划又称输电系统规划,以负荷预测和电源规划为基础。电网规划确定在何时、何地投建何种类型的输电线路及其回路数,以达到规划周期内所需要的输电能力,在满足各项技术指标的前提下使输电系统的费用最小。

电网规划也分短期规划和长期规划。短期规划为1~5年,规划的内容比较具体仔细,可直接用来指导建设。例如,短期规划必须确定和选择扩建方案所需要的输变电设备。长期规划则需要考虑比输变电工程建设周期更长的发展情况,一般规划6~30年。长期电网规划需要列举各种可能的过渡方案、估计各种不确定因素的影响等。长期规划的方案并不一定在建设中原封不动地实施。由于客观条件或环境的改变,规划方案也将不断变化。

电力系统规划的最终结果主要取决于原始资料及规划方法。没有足够的和可靠的原始资料,任何优秀的规划方法也不可能取得切合实际的规划方案。一个优秀的电力系统规划必须以坚实的前期工作为基础,包括搜集整理系统的电力负荷资料,当地的社会经济发展情况,电源点和输电线路方面的原始资料等等。

目前,我国在规划方法方面,处于传统的规划方法和优化规划方法并用的状态。

传统的电力系统规划方法以方案比较为基础。这种方法是从几种给定的可行方案中,通过技术经济比较选择出推荐的方案。一般,参与比较的方案是由规划人员根据经验提出的,并不一定包括客观上的最优方案。因此最终推荐方案就包含相当主观的因素。

近年来,电子计算机技术的普及应用和系统工程、运筹学领域的成果促使电力系统优化规划技术取得了很大的进展。电力系统优化规划理论及电子计算机的应用不仅使规划方案的技术经济评价更加精确全面,而且也大大减轻了规划人员的繁琐工作,加快了规划工作的进程。因此,规划和决策人员就有可能对各种潜在问题进行比较深入的分析研究,为制定各种应变规划、滚动规划创造了条件。

然而,电力系统优化规划是一个较新的课题,它本身仍存在不少困难,有不少问题值

得探讨。例如，在电力系统规划中有不少社会、政治因素及一些不确定因素都难以概括到数学模型中去。即使将这些因素都列入数学模型，以目前运筹学的算法和计算机的能力也未必能有效地求解。因此，电力系统优化规划方法不得不采取简化假定。这就在一定程度上削弱了优化规划方法的优势。

预计在今后一段时期内，传统的规划方法和优化规划方法还会继续并存下去，因此本书也将兼顾这两者的内容。今后的趋势很可能是将专家的经验与精确快速的数学模型算法结合起来，形成电力系统规划的专家系统^[18]。当然，这还有待于今后发展的验证。

第二章 电力负荷及负荷预测

第一节 概 述

电力系统规划和运行调度都应以对未来电力负荷的预测为依据。众所周知,电能在目前尚不能大量贮存,电力生产与消费是同时进行的。负荷预测偏低会引起电力供应紧张、供电可靠性下降;负荷预测偏高将导致发输变电设备不能充分利用,造成大量资金积压,影响系统的经济性指标。因此,电力负荷预测是电力系统规划、调度的重要组成部分。

按照预测的周期,电力负荷预测可以分为短期、中期和长期三种。

(1) 短期预测。预测周期在一年以内,可能是未来的1 h,一天,一周或一年,主要用来制定现有电力系统的运行方式、开停机计划等。短期负荷预测也可用于调整配电建设计划。

(2) 中期预测。预测周期为5~10年,主要用于电力系统规划,包括发电设备及输变电设备的扩建计划,退役计划及改建计划。

(3) 长期预测。预测未来10~30年,主要用来制定电力工业战略规划,包括燃料需求量、一次能源平衡、系统最终发展目标以及必要的技术更新、科研规划等。在分析某些大型电力建设项目时,为了充分论证其效益,也需要知道较长时期的负荷发展资料。

电力负荷预测包括最大负荷功率、负荷电量及负荷曲线的预测。最大负荷功率预测对于确定电力系统发电设备及输变电设备的容量是非常重要的。为了选择适当的机组类型和合理的电源结构以及确定燃料计划等,还必须预测负荷电量。负荷曲线的预测可为研究电力系统的调峰问题、抽水蓄能电站的容量以及发输变电设备的协调运行提供原始数据。在制定现有电力系统的运行调度计划时,往往强调电力负荷随时间的变动情况,这时负荷曲线的预测就显得更加重要。

负荷预测的方法很多。有比较直观而简单的方法,也有数学上比较复杂的方法,各有其特点及适用范围,绝对准确和适用于任何情况的预测方法是不存在的。在大多数情况下,需要配合使用几种方法来进行预测,而且预测人员的经验和判断力是至关重要的因素。

总的来说,负荷预测方法可以归纳为外推法和相关法两类。

(1) 外推法。外推法假定未来的增长是过去增长模式的继续。它把历史的记录数据与某种趋势曲线相拟合。有了趋势曲线之后即可从趋势曲线上确定未来某一点负荷的预测值。当电力负荷在相当长时期内稳定增长时,外推法可以得到满意的结果。

(2) 相关法。相关法以电力负荷与选定的有关社会或经济因素的内在关系为基础。由该方法可以看出电力负荷增长趋势与其它因素,如工农业产值、产量、人口、家用电器饱和度和之间的关系。

外推法主要寻求电力负荷随时间变化的趋势曲线，其自变量为时间；相关法寻求电力负荷随其它社会或经济因素变化的趋势曲线，其自变量为产值、产量、人口等等。在本章中我们对这两种方法的讨论均以确定性的曲线拟合法为主要内容，着重介绍最小二乘法及指数平滑法。本章将不涉及负荷预测的随机模型，有兴趣的读者可参阅参考文献[5,6]。

第二节 电力负荷曲线

电力负荷随时间在不断变化，一般用负荷曲线来描述。根据负荷持续的时间，负荷曲线可以分为日负荷曲线、周负荷曲线和年负荷曲线等；根据电力负荷的范围可分为个别用户负荷曲线、变电所负荷曲线、发电厂负荷曲线、电力系统负荷曲线等。这里所指的电力负荷一般为有功功率，但在某些情况下也可能指无功功率。

影响电力负荷变化的因素很多，主要有以下几点：

(1) 作息时间的影 响。一般深夜是全天电力负荷的最低点，中午休息也往往出现负荷降低的情况。

(2) 生产工艺的影响。冶炼工业和化学工业等属于连续性的生产，电力负荷非常稳定。三班制的机械加工工业除交接班时负荷较小以外，负荷也很平稳。一班制工业的电力负荷主要集中在白天，全天负荷波动较大。

(3) 气候影响。阴雨天气使白天照明负荷增加。温度高时，空调负荷上升。随着空调设备的逐渐普及，气温将成为电力负荷的一个敏感因素。

(4) 季节影响。由于季节性的负荷、用户设备大修以及负荷的年增长等，负荷在一年中呈现一些规律性的变化。目前我国大部分地区的电力负荷在夏季较低，但个别南方地区由于夏季气温高，空调负荷大，再加上防汛和灌溉，夏季负荷可能大于冬季负荷。

在电力系统规划和运行中，应用最多的是电力系统的日负荷曲线，与其相关的特性指标有两个：

1. 日负荷率

为日平均负荷与日最大负荷之比，通常用 γ 来表示

$$\gamma = P_{d.av} / P_{d.max} \quad (2-1)$$

式中 $P_{d.av}$ ——日平均负荷；

$P_{d.max}$ ——日最大负荷，如图2-1所示。

对全年来说，年平均日负荷率 $\bar{\gamma}$ 由下式定义

$$\bar{\gamma} = \frac{\sum_{i=1}^{12} P_{m.av}^{(i)}}{\sum_{i=1}^{12} P_{m.max}^{(i)}} \quad (2-2)$$

式中 $P_{m.av}^{(i)}$ ——第 i 月最大负荷日的日平均负荷；

$P_{m.max}^{(i)}$ ——第 i 月最大负荷日的最大负荷。

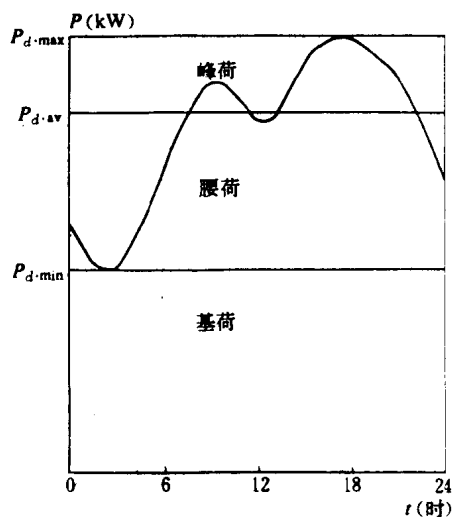


图 2-1 日负荷曲线

2. 日最小负荷率

为日最小负荷与日最大负荷之比，通常用 β 来表示

$$\beta = P_{d \cdot \min} / P_{d \cdot \max} \quad (2-3)$$

式中 $P_{d \cdot \min}$ ——日最小负荷。

γ 和 β 的数值与用户的构成情况、生产的班次及调整负荷的措施有关。很明显， $\beta < \gamma < 1$ 。

在图2-1中，小于日最小负荷 $P_{d \cdot \min}$ 的部分称为基荷，大于日平均负荷 $P_{d \cdot av}$ 的部分称为峰荷，两者之间的部分称为腰荷。

日负荷曲线主要用于研究电力系统的日运行方式，如经济运行、调峰措施、安全分析、调压和无功补偿等。有时为了安排短期运行方式、接线方式和开停机计划，还需要未来一周的负荷曲线。

另一类常用的负荷曲线是年最大负荷曲线。该曲线由12个点组成，分别代表12个月的最大负荷功率，如图2-2所示。在农业排灌等季节性负荷比重较小的系统中，如不计因新用户接入而引起的负荷增长，它大体上象一条余弦曲线，如图2-2中曲线1所示。假设因新用户接入而引起的负荷随时间按比例增加（图中直线2），则年最大负荷曲线将如图中的曲线3所示。这类负荷曲线主要用来制定电力系统发电设备的检修计划、退役计划以及研究延迟投建新发电机组的可能性。

在防汛、灌溉及空调电力负荷比重较小的系统中，如不计用户设备容量的增长，则年最大负荷曲线大致象一条余弦曲线（如图2-2中曲线1所示）；若计及用户设备容量的逐步增长（图2-2中曲线2），则年最大负荷曲线将如图2-2中曲线3所示。

在进行电力系统规划和研究系统运行的经济效益时，还要用到持续负荷曲线。这是一种派生的负荷曲线，它不是按时间递增的顺序，而是按某一研究周期内电力负荷递减的顺序绘制成的负荷曲线。根据研究周期，有日持续负荷曲线、月持续负荷曲线、年持续负荷曲线等。图2-3表示了日（时序）负荷曲线与相应的日持续负荷曲线的关系。

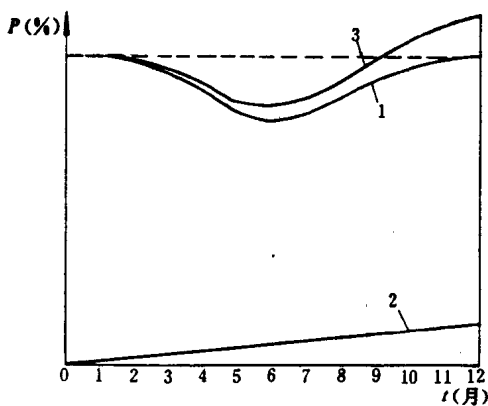


图 2-2 典型的年最大负荷曲线

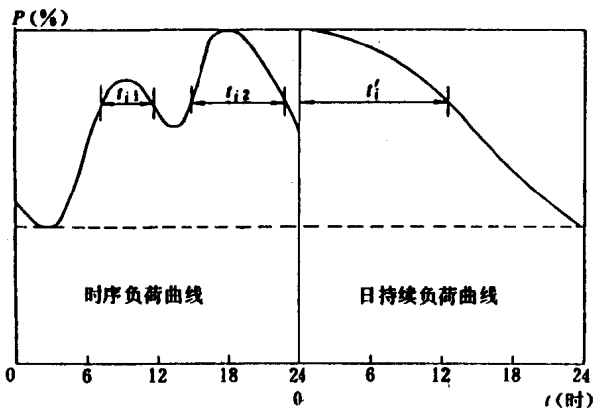


图 2-3 日持续负荷曲线

$$t'_i = \sum_j t_{ij} \quad (2-4)$$

式中 t_{ij} ——负荷为 P_i 时, 时序负荷曲线第 j 段的持续时间;

t'_i ——负荷为 P_i 时, 持续负荷曲线的持续时间。

例如在图2-3中, $t'_i = t_{i1} + t_{i2}$ 。关于持续负荷曲线在以后几章还要讨论。

第三节 中长期负荷电量预测

随着国民经济的发展, 电力系统的负荷功率及用电量也将不断增长。其增长速度受经济发展状况、产业结构以及生产工艺等因素的影响。在进行预测时, 应对这些因素加以综合考虑。

负荷电量预测就是预测未来某一时期内负荷需用的电量。预测方式有两种:

1) 宏观方式, 即直接预测电力系统的总负荷电量;

2) 微观方式, 即分别预测各类负荷的电量, 然后综合得出电力系统的总负荷电量。

无论是宏观方式还是微观方式, 都可以根据发展趋势或各种经济指标的相关性进行预测, 因此都能应用外推法和相关法。

一般若进行5年以内的预测, 则以微观方式为主, 以宏观方式进行校核。若进行10年以上的预测则以宏观方式为主, 因为用户一般不会有这么长远的生产计划, 而且在这期间还会发展许多新的用户。

一、宏观方式

电力负荷与国民经济的发展有密切的关系。国民经济的综合指标往往用国民经济总产值GNP (Gross National Product) 表示, 有时用工农业总产值GIAP (Gross Industrial & Agricultural Products) 表示。总负荷电量和它们之间的关系满足如下经验公式

$$y = ax^\beta \quad (2-5)$$

式中 y ——总负荷电量;

x ——GNP或GIAP值;

a, β ——待定系数, 由历史记录资料用曲线拟合法确定。

我国1978年以后工农业总产值与发电量的增长情况如图2-4所示^[1]。

对式(2-5)两端取对数, 可得

$$\ln y = \ln a + \beta \ln x$$

上式在对数坐标系中是一条直线。对上式两端求导数, 可进一步得到

$$\frac{dy}{y} / \frac{dx}{x} = \beta \quad (2-6)$$

该式表明, 当负荷电量和GNP (或GIAP) 的变化符合式(2-5)的关系时, 它们的增长率之比为一常数 β , 此常数称为电力弹性系数。我国历年的电力弹性系数如表2-1所示^[4]。

表中第六个五年计划期间的电力弹性系数仅为0.61。这是因为在此期间用电量少而产值高的企业——乡镇企业得到了较大的发展。在此期间由于电力工业发展较慢, 造成了严重的缺电局面, 使电力工业成为制约国民经济发展的一个关键因素。

当由历史记录利用某种曲线拟合法确定了式(2-5)中的系数 a 与 β 之后, 即可根据国

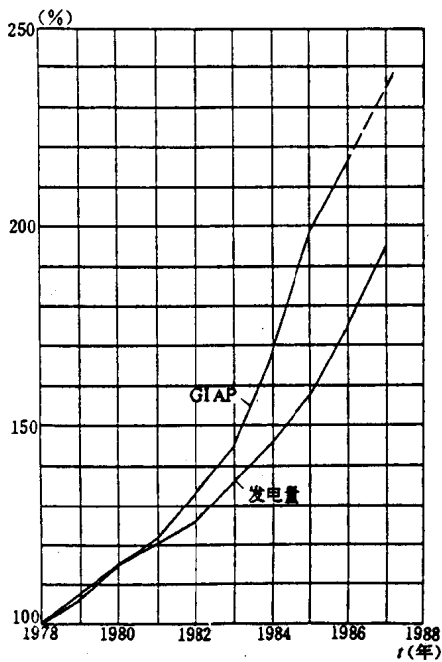


图 2-4 我国工农业总产值与发电量的增长情况

表 2-1 我国历年的电力弹性系数

历史时期	年代	电力弹性系数
三年恢复时期	1950~1952	1.02
第一个五年计划	1953~1957	1.96
第二个五年计划	1958~1962	*
三年调整时期	1963~1965	0.93
第三个五年计划	1966~1970	1.41
第四个五年计划	1971~1975	1.07
第五个五年计划	1976~1980	1.24
第六个五年计划	1981~1985	0.61
第七个五年计划	1986~1990	0.85

* 在第二个五年计划期间 (1958~1962年), 工农业总产值下降1.6%, 而电量的增长率为18.2%。

国民经济计划中的GNP值或GIAP值计算出所需的负荷电量。

除了可用上述相关法预测总负荷电量外, 也可以用外推法进行预测。为此可以对发电量(即负荷电量)的增长记录数据用某一拟合趋势曲线来表示, 然后再根据此趋势曲线估计未来的负荷电量(详见下节)。

二、微观方式

电量预测也可以按照用户的分类进行, 然后汇总得到系统的总负荷电量。在我国, 用户可以分为工业用电、农业用电、居民生活用电、市政商业用电及交通运输用电。进一步还可以将工业用电分为黑色金属、有色金属、煤矿、纺织、化学工业用电等等。我国在1992年时各部门及工业内部各行业的用电比重示于图2-5中^[1]。

按照用户分类进行电量预测时, 既可以用外推法也可以用相关法。一般对各类工业的用电量往往采用单位产品(或按产值)的耗电定额(简称单耗)进行预测, 有时这种方法又称为单耗法。实际上单耗法只是相关法的一个最简单的特例。根据该方法, 一般工业的用电量 \mathcal{Q} 可按下式计算

$$\mathcal{Q} = \sum A_i q_i \quad (2-7)$$

其中 $q_i = \frac{\text{生产第}i\text{种产品消耗的总电量}}{\text{合格产品的数量}} \quad (2-8)$

式中 A_i ——第 i 种产品在未来某一时期的计划产量;

q_i ——第 i 种产品的单耗定额, 可对现有产品的用电量加以分析修正求得。

在这里要特别注意, 耗电大且变动较大的用户如电解电炉用电和较难预测的新兴工业