

# 抽水蓄能技术

梅 祖 彦

清华大学出版社



87923

TV743  
4830

# 抽水蓄能技术

梅祖彦

## 内 容 简 介

抽水蓄能技术是电力系统中作为调节手段的一种先进技术，是一种行之有效的蓄能装置，经过二、三十年来大规模的应用，在许多国家已取得了显著的经济效益。

本书比较系统地阐述了抽水蓄能电站的规划和应用、经济分析、水工结构、水泵水轮机的结构和特性、电机电气设备及运行控制等方面的主要内容；综述了国外抽水蓄能技术兴起的过程及发展现状；分析了当前我国电力系统对抽水蓄能的需要，并介绍了我国在抽水蓄能设备研究方面所取得的某些科研成果。

本书可作为高等院校水电与水力机械各类专业的教学参考书，也可供从事电力建设的技术管理、设计、科研和制造等方面技术人员参考。

抽 水 蓄 能 技 术

海祖彦

责任编辑：尹芳

清华大学出版社出版

(北京)

北京昊海印刷厂印刷

新华书店北京发行所发行

☆

开本：787×1092 1/16 印张：18.5 字数：420千字

1988年5月第1版 1988年5月第1次印刷

印数：0001-2500

定价：3.15元

ISBN 7-302-00182-0/TK·5(课)

## 前 言

随着工农业和城市建设的迅速发展,我国电力系统的发电容量在不断增大,而电力负荷在一天之内的波动幅度也在不断增加,负荷峰谷差的绝对值和相对值都在不断上升,电力系统的调峰问题已经成为当前电力生产中的重要问题。

目前能够担任调峰的设备有调峰火电机组、燃气轮机组、内燃机组和抽水蓄能机组等,其中抽水蓄能机组具有独特的工作方式,是一种行之有效的蓄能装置。抽水蓄能机组利用上、下水库之间的高程差,在谷荷时将水抽蓄到上水库里,到峰荷时放下来发电。抽水蓄能机组具有水电设备起停快速和调节灵活的优点,能很有效地应付负荷的变化,近年来在国外已得到广泛的应用。

我国建国三十多年来在电力建设中对于抽水蓄能技术没有给予必要的重视,国内仅有的三台小型抽水蓄能机组在电力系统中的作用也没有很好地总结和推广。但是在全国经济不断发展的形势下,今后若干年内,随着大型热力发电机组的大量应用,特别是核发电机组的应用,对抽水蓄能电站的需要必将变得十分迫切〔1.1〕。

国内很多电力和水电设计单位都在规划修建抽水蓄能电站,制造厂和科研单位也在研究抽水蓄能机组的设计和生问题。但是这项技术在我国目前基本上尚属空白,现在很需要了解国外在发展这项技术中的经验和问题。为此作者编写了这本专题论述,对抽水蓄能电站的规划和应用、经济效益、水泵水轮机的结构和特性、电机电气设备以及运行控制等方面作了详细的介绍和分析。本书的内容主要取材于国外的技术文献和报导,有些部分引用了国内的研究成果,包括在清华大学所进行的计算和试验研究。

编写本书的目的并非试图提供可直接用于设计的计算方法和参考资料,而主要是向国内工程界介绍修建抽水蓄能工程将涉及到的各种技术问题。抽水蓄能是一项综合性技术,涉及到动能、水工、机械、电气等各方面的专业知识。要将各个专业中的问题汇集到一本书中是很不容易的,作者初次从事这样的编著,疏漏和错误之处必将难免,请读者批评指正。

清华大学水利系水力机械教研组刘冀生、胡汉卿、陈乃祥等同志提供了本书部分节段的内容,姚志民、高建铭、瞿伦富等同志校阅了全稿并提出了宝贵意见,在此一并致谢。

作 者

1986年6月



# 目 录

## 前 言

<b>第一章 抽水蓄能技术的应用</b> .....	1
1.1 抽水蓄能技术的发展 .....	1
1.1.1 抽水蓄能电站的基本构成 .....	1
1.1.2 抽水蓄能在电力工业中的功用 .....	1
1.1.3 国外抽水蓄能技术的发展 .....	4
1.1.4 我国对抽水蓄能电站的需要 .....	6
1.2 抽水蓄能电站的经济效益 .....	7
1.2.1 抽水蓄能电站在电力系统中的效益 .....	7
1.2.2 抽水蓄能电站的经济分析 .....	8
1.2.3 抽水蓄能电站的动态效益和价值分析 .....	10
1.2.4 抽水蓄能电站的投资估算 .....	14
1.3 抽水蓄能电站的运用特征 .....	16
1.3.1 抽水蓄能和其他蓄能技术的比较 .....	16
1.3.2 抽水蓄能机组的可靠性统计 .....	17
1.3.3 抽水蓄能电站运用情况 .....	19
<b>第二章 抽水蓄能电站的设备及枢纽</b> .....	22
2.1 水泵水轮机 .....	22
2.1.1 组合式水泵水轮机 .....	22
2.1.2 可逆式水泵水轮机 .....	27
2.1.3 水泵水轮机的发展趋势 .....	37
2.2 发电电动机 .....	41
2.2.1 发电电动机的结构特点 .....	42
2.2.2 发电电动机容量设计考虑 .....	47
2.2.3 双转速电机 .....	48
2.2.4 电气制动 .....	49
2.3 抽水蓄能电站枢纽 .....	52
2.3.1 抽水蓄能电站的组成部分 .....	52
2.3.2 上池 .....	55
2.3.3 上池进/出水口 .....	58
2.3.4 拦污栅 .....	61
2.3.5 电站厂房 .....	64
2.3.6 气垫式调压室 .....	70
<b>第三章 可逆式水泵水轮机的水力特性和选择</b> .....	76

3.1	可逆式水泵水轮机的工作原理和基本参数	76
3.1.1	转轮直径	77
3.1.2	转速特性	79
3.1.3	水头、流量和功率特性	79
3.1.4	单位转速和单位流量	80
3.1.5	比转速	82
3.2	可逆式水泵水轮机的模型试验	86
3.2.1	模型试验的一般要求	86
3.2.2	模型试验设备	89
3.3	可逆式水泵水轮机的能量特性和汽蚀特性	97
3.3.1	水泵水轮机的能量特性曲线	97
3.3.2	泵工况和水轮机工况汽蚀特性的比较	101
3.3.3	水泵工况汽蚀过程的特点	101
3.4	可逆式水泵水轮机的压力脉动特性	103
3.4.1	水泵工况压力脉动特性	105
3.4.2	水轮机工况压力脉动特性	109
3.5	可逆式水泵水轮机的力特性	112
3.5.1	轴向水推力	113
3.5.2	径向水推力	115
3.6	可逆式水泵水轮机参数的选择	119
3.6.1	选型的一般原则	119
3.6.2	性能参数的选择	120
3.7	可逆式水泵水轮机的选型计算	123
3.7.1	选型计算方法	123
3.7.2	运转特性曲线	126
3.7.3	水泵水轮机模型和真机的效率换算	126
3.7.4	吸出高度的选定	129
第四章	可逆式水泵水轮机的设计	132
4.1	可逆式水泵水轮机的水力设计	132
4.1.1	可逆式转轮设计	132
4.1.2	蜗壳及座环设计	141
4.1.3	导叶设计	144
4.1.4	尾水管设计	151
4.2	可逆式水泵水轮机的结构设计	153
4.2.1	转轮	153
4.2.2	导水机构	159
4.2.3	座环、底环及顶盖	162
4.2.4	主阀及压力平衡装置	168
第五章	可逆式水泵水轮机的过渡过程	174
5.1	水力机械全特性	174
5.1.1	水泵全特性曲线	174

5.1.2	水泵水轮机全特性曲线	176
5.1.3	“S”特性	177
5.1.4	能量特性	177
5.2	可逆式水泵水轮机的过渡过程	179
5.2.1	水轮机工况甩负荷过程	179
5.2.2	水轮机工况起动过程	182
5.2.3	尾水管水柱分离	183
5.2.4	水泵工况失去动力过程	184
5.2.5	水泵工况起动过程	185
5.3	过渡过程的计算	186
5.3.1	全特性曲线的表达方式	186
5.3.2	水击特征线方程及有限差分解法	189
5.3.3	转速瞬变计算	191
5.3.4	水泵工况失去动力过渡过程计算	193
<b>第六章</b>	<b>抽水蓄能机组的起动及运行控制</b>	<b>196</b>
6.1	可逆式水泵水轮机泵工况的水力起动	196
6.1.1	起动水轮机的应用	196
6.1.2	压水起动过程	197
6.1.3	起动操作方式	198
6.2	电气起动方法	201
6.2.1	起动电动机起动	201
6.2.2	异步起动	202
6.2.3	同步起动	204
6.2.4	半同步起动	205
6.2.5	变频起动	205
6.2.6	各种起动方法的比较	206
6.3	水泵水轮机的试运转及工况转换	208
6.3.1	水泵水轮机的试运转	208
6.3.2	起动及转换的快速性	209
6.3.3	起动及转换过程实例	209
6.4	抽水蓄能机组的控制系统	213
6.4.1	机械部分的控制系统	213
6.4.2	电气部分的控制系统	216
6.5	抽水蓄能机组的水力振动	217
6.5.1	水泵水轮机的自激振动	217
6.5.2	抽水蓄能电站压力管道的自激共振	218
<b>附录</b>	<b>国外已制成可逆式水泵水轮机统计表(1985年)</b>	<b>221</b>
	参考文献	240
	内容索引	253

# 第一章 抽水蓄能技术的应用

## 1.1 抽水蓄能技术的发展

### 1.1.1 抽水蓄能电站的基本构成

抽水蓄能的工作原理是利用可以兼做水泵和水轮机的蓄能机组，在电力负荷低谷时（夜间）做泵运行，用基荷机组发出的多余电能将下水库中的水抽到上水库贮存起来；在电力负荷高峰时（下午及晚间）做水轮机运行，将水放下来发电。一座抽水蓄能电站具有如图 1-1 所示的几个基本组成部分。

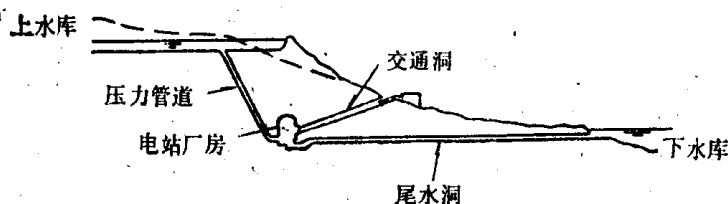


图 1-1 抽水蓄能电站的基本组成部分

抽水蓄能机组可以和常规水电机组安装在一座电站内，这样的电站既有电网调节作用又有逕流发电作用，称为常蓄结合式或混合式蓄能电站。有的蓄能电站是专为电网调节修建的，与逕流发电无关，则称为纯抽水蓄能电站。

容量较大的抽水蓄能电站可能全部或部分按计划发电，在电网中承担峰荷或腰荷。容量较小的抽水蓄能电站一般只担任调峰，有时也用来调频。

抽水蓄能电站的效率一般为 65~70%，性能特别优越的蓄能电站可达到 70~75% 或更高。

### 1.1.2 抽水蓄能在电力工业中的功用

现代电力系统中使用的发电机组容量愈来愈大，我国已在生产单机容量为 30 万千瓦的热力机组，最近已投入了由国外引进的 60 万千瓦热力机组，不久的将来将投入单机为 90 万千瓦的核能机组。巨型的热力发电机组虽然燃料消耗率很低，但由于结构上的原因，很不适于变化负荷的运行。并且有最小技术出力限制，不能在低负荷下运行。核能机组在这方面的局限性更为突出。为了使发电能力和用户负荷相平衡，需要有调节能力很强的设备，在电力有剩余时把能量贮存起来，在电力不足时把能量释放出来。抽水蓄能机组正好具有这种功能。

现在以热力机组为主的发电系统的组成大致为、使用单机容量很大、经济性很高的燃煤机组和无调节水电站的水力机组来承担负荷中稳定不变的部分（基荷）；使用调节性能较好



的燃煤或燃油调峰机组或部分水电机组来承担负荷中有规律变化的部分（腰荷）；使用水电机组或燃气轮机组来承担负荷中变化频繁的部分（峰荷）。电力系统中如果装有抽水蓄能机组，则可用来代替承担腰荷及峰荷的热力机组。

图 1-2 表示了一个典型的电力系统的日负荷图，即在 24 小时之内实际负荷的变化规律。通常称最大的负荷值为  $P_{max}$ ，最小的负荷值为  $P_{min}$ ，按能量计算的平均负荷为  $\bar{P}$ 。现在用负荷率的概念来表征负荷波动的程度，将负荷率定义为：

$$\text{最小负荷率 } \beta = \frac{P_{min}}{P_{max}}$$

$$\text{平均负荷率 } \gamma = \frac{\bar{P}}{P_{max}}$$

在以热力机组为主的电力系统中，根据运行经济性的要求，希望日最小负荷率  $\beta$  值不小于 0.7~0.75，日平均负荷率  $\gamma$  值不小于 0.85~0.9。但是实际电网的负荷率都远远低于此值，所以在电力系统中除承担基荷的发电机组外，还需要有一定数量的能起调节作用的调峰和调频机组。

从图 1-2 上看，如果只装设调峰热力机组、燃气轮机或常规水电机组，所需的总装机容量为  $P_{max} - P_{min}$ ，而在此容量内有些机组的使用率是很低的。如果这项调峰任务完全由抽水蓄能机组来承担，则装机容量只须为  $P_{max} - \bar{P}'$ （ $\bar{P}'$  略大于  $\bar{P}$ ，详见下段）。 $\bar{P}'$  线以上为蓄能机组发电部分， $\bar{P}'$  线以下为抽水部分，抽水的动力要来自基荷火电，所以这个系统的基荷发电容量可以提高至  $\bar{P}'$ 。使用抽水蓄能机组的第一个优点是提高了电力系统基荷发电容量的比重，降低了调峰容量的比重。其次蓄能机组在调节过程中有发电和抽水两种运行方式，机组的使用率也比装设调峰热力机组要高。

在图 1-2 中用  $\bar{P}'$  线来代替  $\bar{P}$  线是考虑到抽水蓄能机组运转时在输电线路、机电设备和水力系统中都将有损失，故抽水所需电能要比发电产生的电能多一些，也就是  $\bar{P}'$  线以下的面积要比  $\bar{P}$  线以上的面积大一些。但是实际上，电力系统并不要求把负荷曲线完全调到一条水平线。如前所述，如能调节到平均负荷率为 0.85~0.9，则余下的负荷波动就可以由常规热力机组来应付了。

一个比较接近实际情况的例子是图 1-3 上的负荷图。这个电力系统的最大负荷为 870 万千瓦，最小负荷为 604 万千瓦。系统中有两个抽水蓄能电站：A 电站的容量较大，每天发电一次，抽水一次，利用后半夜的多余电能来担顶晚间的高峰负荷；B 电站的容量较小，每天发电两次，抽水三次，主要利用白天的多余电能来担顶上午和晚间的尖峰负荷。经过这样的调节后，热力机组所承担的最大负荷减至 758 万千瓦，最小负荷增至 682 万千瓦，峰谷差由原来的 266 万千瓦减为 76 万千瓦，最小日负荷率由 0.69 增至 0.90，新的负荷曲线如粗黑线所示。如果在这个系统里只装设与蓄能机组同样容量的调峰热力机组，则峰谷差只能减至 154 万千瓦，最小日负荷率只能提高到 0.8。

有的电力系统不呈现日循环规律而表现为周循环规律，在国外某系统中抽水蓄能机组的工作方式如图 1-4 所示。在一周的五个工作日中，蓄能机组每天顶两次尖峰负荷，每夜抽一次水，但是每天的发电量多，抽水量少，故上水库的蓄水量逐天减少。到了周末因为工业负荷很小，这两天不发电只抽水，到星期一早上水库又蓄满了水。

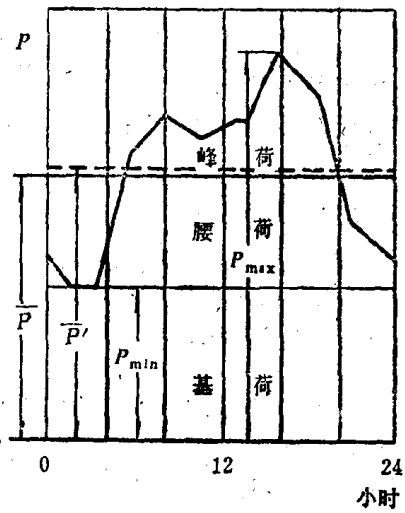


图 1-2 电力系统负荷变化规律——日负荷图

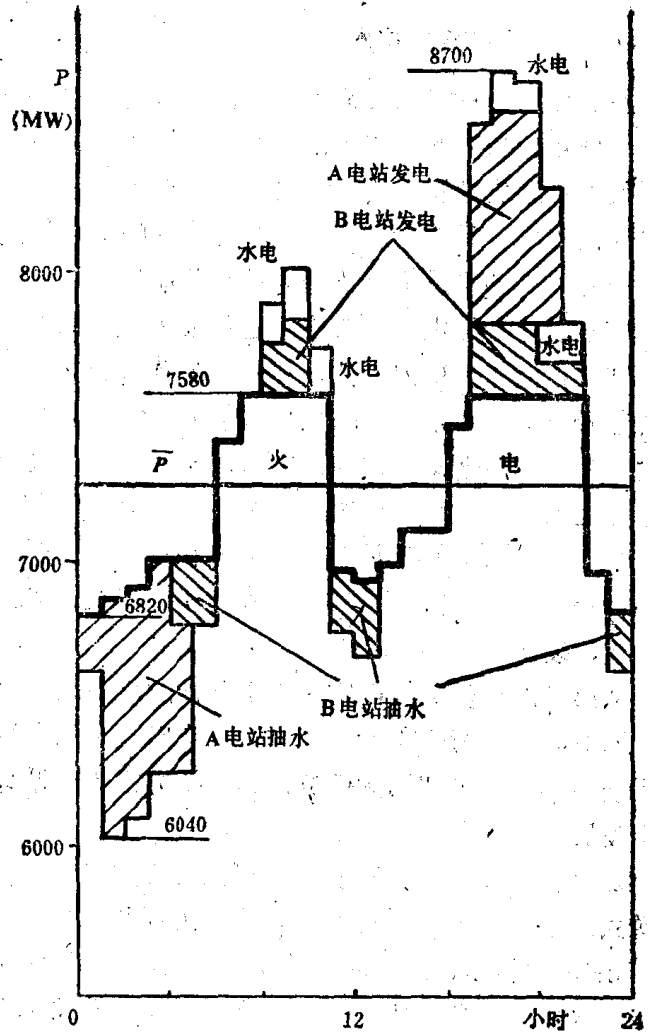


图 1-3 电力系统调节规划图

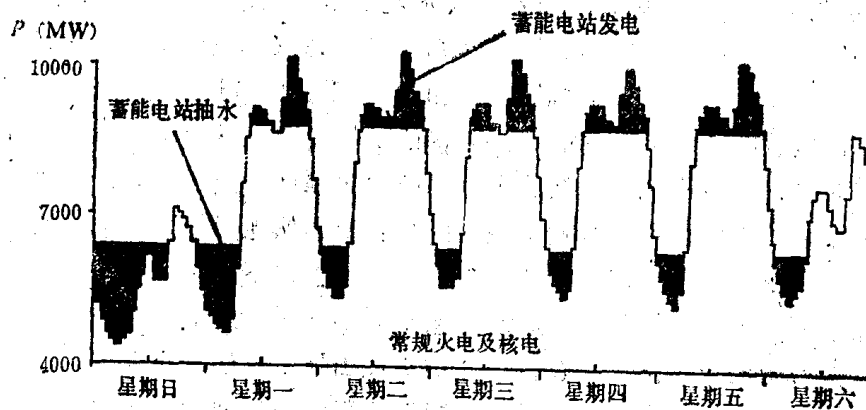


图 1-4 电力系统负荷变化规律——周负荷图

### 1.1.3 国外抽水蓄能技术的发展

在国外从最早的原始装置算起，抽水蓄能已有近百年的历史，但是具有近代工程意义的设施，则是近三、四十年才出现的。

抽水蓄能建设的发展大致可以分为两个阶段。早期的发展是以蓄水为目的，在西欧一些多山的国家里，利用工业多余电能把汛期的河水抽到山上的水库里贮存起来，到枯水季节再放下来发电。这些是季调节型的抽水蓄能工程。

在早期的蓄能电站中曾使用过单独工作的抽水机组和发电机组，有的电站甚至将两种机组分别装在三座厂房内，抽水和发电各有其独立的运行规律。后来出现了将水泵与水轮机和一台兼做电动机和发电机的电机联接在一起而形成的一种组合式机组，又称三机式机组，在结构布置上较前进了一大步。到四十年代中期，世界上约有 50 座抽水蓄能电站在运行，多数是使用组合式机组。这些电站中较知名的有意大利的维荣尼 (Veroni, 1912)，水头 156 米，装机 7600 千瓦 (现仍部分在运行)；西德的瓦德克一级 (Waldeck I, 1928)，水头 285 米，装有四台 3 万千瓦的机组；奥地利的柔冬德一级 (Rodund I, 1939)，水头 345 米，装有四台 4 万千瓦的机组。

从第二次世界大战以后，由于各国的电力系统迅速扩大和发展，电力负荷的波动幅度增大，调节峰谷负荷的任务日趋迫切，遂出现了以电网调节为主要作用的抽水蓄能电站，在电力系统中承担调峰和调频任务，其运行方式为日循环或周循环。抽水蓄能电站此时进入了第二个发展阶段。

随着机器制造能力的发展，在抽水蓄能机组结构方面出现了将泵和水轮机合并为一体的可逆式水泵水轮机，它与可逆电机的组合共称为两机式机组。1937 年在巴西安装的佩德拉 (Pedriera) 机组，水头 30 米，功率 5260 千瓦；1954 年在美国安装的弗拉特昂 (Flatiron) 机组，水头 91 米，功率 8760 千瓦，是可逆式机组的先声。到了五十年代后期和六十年代可逆式蓄能机组已成为应用的主要型式。

有的抽水蓄能电站是在已有的水电站内增装蓄能机组，有的是新建的兼有常规水电机组和蓄能机组的电站，这些都称为常蓄结合电站。前者类型如美国的海瓦西 (Hiwassee, 1956) 电站，水头 77 米，在装设了三台常规水电机组后又增装了二台容量为 6.8 万千瓦的可逆式机组；后者类型如美国的奥若维尔 (Oroville, 又称 Hyatt, 1968) 电站，水头 187 米，装有 12 万千瓦的常规发电机组三台和 9 万千瓦的可逆式蓄能机组三台，在厂房里两种机组是相间放置的。常蓄结合的特点是蓄能机组安装在常规水电站内，在投资计算上蓄能机组的费用较少，但是常规水电站的水库水位变化幅度一般比较大，抽水蓄能机组适应水头变化的能力不强，因之运转效益就差些。同时利用天然地形修建的水库距离电力负荷中心都较远，输电线路上的损失大，对于蓄能机组的工作也很不利。

为了提高抽水蓄能电站的经济效益，现在愈来愈多地采用纯抽水蓄能电站。这种电站多半利用现有的水库或湖泊作为下库，在合适的山头或山坡上修建一个上库，个别情况也有上下水库都是人工修建的。电站的选址可以比较接近负荷中心，减少输电损失。纯抽水蓄能电站的运行方式是日循环或周循环，水库的库容只需满足按此方式调节的要求，故水位波动可以减小很多，对保证蓄能机组经常在高效率区工作有利。六十年代以来，世界上新建的抽水蓄能电站中很多都是纯蓄能电站。

七十年代是抽水蓄能电站发展得最快的十年，兴建抽水蓄能电站的国家已由欧美少数工业发达国家扩展到世界各国。这一时期全世界已建成及 1980 年在建和计划中的抽水蓄能电站总数及装机容量大致如表 1-1 所示。

表 1-1 世界各国抽水蓄能电站总数及装机容量 (1.2)  
(包括1980年在建及计划中的电站)

	1965	1970	1975	1980
已建成蓄能电站总数	15	64	118	170
总装机容量 (万千瓦)	250	1450	3600	6000

抽水蓄能技术发展最快的是美国和日本，美国的幅员大小和能源条件和我国相近，其发展抽水蓄能的过程及经验对我国有较大的参考价值。日本是个动力资源十分贫乏的国家，其水电资源已开发殆尽，煤、油等燃料亦全仰仗别国。日本的能源状况虽然和我国不同，但是它在抽水蓄能电站建造和蓄能机组的制造方面有很丰富的经验，是值得我国借鉴的。

美、日两国抽水蓄能发展的规模和速度大致如表 1-2 所示。六十年代美国抽水蓄能电站装机容量年平均增长约 36 万千瓦，日本为 28 万千瓦，七十年代美国年平均增长约 96 万千瓦，日本为 78 万千瓦。预计八十年代美国的年平均增长将为 116 万千瓦，日本将为 162 万千瓦。

表 1-2 美日两国已建成抽水蓄能电站装机容量及其在水电站中的比重 (1.3)

	1960		1970		1980	
	万千瓦	占水电比重	万千瓦	占水电比重	万千瓦	占水电比重
美国	9	0.3%	369	6.6%	1330	17.1%
日本	11	0.9%	296	14.8%	1080	36.3%

1980 年美国全国发电容量为 63,200 万千瓦，其中火电(包括核电)为 55,000 万千瓦，水电为 7700 万千瓦(12.2%)；水电中抽水蓄能为 1330 万千瓦，占水电装机的 17.3%，占总装机的 2.1%。同年日本全国装机容量为 14,400 万千瓦，其中火电为 11,420 万千瓦，水电为 2980 万千瓦(20.7%)；水电中抽水蓄能为 1080 万千瓦，占水电装机的 36.3%，占总装机的 7.5%\*。

美、日两国预计到 2000 年的抽水蓄能装机容量如表 1-3 所示。

在电力系统中应该装设多少抽水蓄能容量就能达到最佳的调节效果，要根据电力系统的

表 1-3 美、日两国抽水蓄能电站装机容量的发展估计 (1.3)

	1985		1990		1995		2000	
	万千瓦	占水电比重	万千瓦	占水电比重	万千瓦	占水电比重	万千瓦	占水电比重
美国	1560	18.4	2490	25.6	3680	32.5	4980	(38)
日本	1950	48.9	2700	53.2	3350	55.1		

\* 因为抽水蓄能机组主要是为改善火电机组的运行特性，故其容量与火电容量之比更能说明问题些。照此计算，上述比重应分别为 2.4%和 9.5%。

现状及发展规划和特点而定，不能一概而论。但从统计的数字和国外资料的一般提法来看，抽水蓄能应占的比重大致为总装机容量的 3~6%。从一个典型的负荷图来看，如果抽水蓄能容量能达到峰谷差的三分之一左右，则调节后的负荷波动就容易由热力机组来应付了。

日本的抽水蓄能容量比重是最高的，但日本的电力研究机构就九个大电力公司现有设备的组成及发展计划推算，认为抽水蓄能容量所占的比重应由现在的 10% 左右再增加到 14% 左右（见 1.3.3）。根据其分析计算，决定抽水蓄能比重的主要因素是系统的年负荷系数和抽水蓄能电站的效率〔1.5〕。

抽水蓄能机组在一些工业发达国家获得巨大发展的原因主要有以下几方面：

1) 随工业和民用耗电量的增加，电网的峰谷差愈来愈大，发电系统中需要大量的调峰机组，抽水蓄能机组已证明是各种调峰机组中经济效益最高的一种。

2) 各国都在发展单机大容量热力发电机组（燃油的机组单机容量已超过 100 万千瓦，核电机组已达 160 万千瓦），这些巨型发电机组的调节能力都很差，需要大容量的抽水蓄能机组与之配合使用，有些抽水蓄能电站是与核电站同时修建的。

3) 抽水蓄能机组比之其他调峰机组的优点是在调峰之外还可以填充负荷的低谷，这样可以允许提高电力系统的基荷比重，减轻调峰容量的比重。某些水电比较丰富的国家如瑞典（水电比重 55%）和西班牙（44%），水电占基荷中的重要部分，仍须另外安装抽水蓄能机组来调节热力发电站。

4) 有些国家的水电资源已开发得较充分，常规水电已不能提供更多的调节容量，而抽水蓄能的发展则几乎完全不受水利资源的限制。

5) 西方国家电力系统的运用经验证明事故备用容量是十分重要的，只有水电机组才能在电力系统发生事故时在很短时间内发出足够出力来防止系统产生过大振荡。而在没有合适的常规水电条件时，增加事故备用能力很可能成为修建抽水蓄能电站的主要考虑。

6) 多数国家的供电在一天之内不同时间价格不同，尖峰时电价高，低谷时电价低。修建抽水蓄能电站，用低价的电力抽水，发出电来以高价售出，成本可以很快回收。有些国家利用不同季节时电价差异较大而从抽水蓄能电站获得很大利润。

#### 1.1.4 我国对抽水蓄能电站的需要

我国和其他大国一样电力系统的负荷也是很不平衡的，极需增加运用灵活的调节容量。我国四个装机容量在 1000 万千瓦以上的大电力系统中有三个系统的水电比重在 18% 以下，其中华北电力系统的水电比重只有 6.3%。华东电力系统的水电比重虽有 16.6%，但是相当一部分容量需要担任基荷发电〔1.4〕。现在华北和华东电力系统的调峰能力都很缺乏，目前负荷峰谷差大大超过了水电机组容量，各个火力发电厂都在用中型机组来调峰。这样既耗费燃料又损伤设备，调节性能还很差。在这种情况下应该大力发展抽水蓄能技术来改进电力系统的调节能力，以提高电力系统的经济性。

因为抽水蓄能电站的总效率为  $2/3$  左右或接近  $3/4$ ，故我国有人认为抽水蓄能是用三度电换两度电或用四度电换三度电，从电能上看是有损失的，因而认为不合算。其实这种论断只根据了简单的算术概念而完全没有考虑到电力系统调节的动态效益。如果认识到抽水蓄能电站是用三度低谷的电量换取两度高峰的电量，是用基荷火电换取适于调峰的水电，就会发现在经济效益上是极为有利的。如果用价值的概念来比较，抽水蓄能的效能与其费用相比实

实际上约为两倍(见1.2.3)。

六十年代后期,我国在岗南水电站装设了一台小型抽水蓄能机组,运用近二十年来经济效果很好。现在各电力系统都已感到建设抽水蓄能电站的迫切性,水电和电力设计部门都在进行蓄能电站的规划论证,对经过选点的电站已做了可行性研究。现在华北和华南电力系统各有一座高水头的抽水蓄能电站正在进行设计。这两座电站的水头都在500m左右,装机容量分别为80~120万千瓦,华东电力系统也在规划修建容量较大的抽水蓄能电站。这些大型蓄能电站的建成,对提高我国电力系统发电质量将起很大作用。

为了适应电力系统的负荷波动,我国多年来使用容量1万至5万千瓦的普通燃煤机组调峰,近年来又使用了10万及12.5万千瓦的机组调峰,最近还将试验使用20万千瓦的机组调峰。用火电机组的调峰方式多半为开停运行(负荷调整100%),每次运行前的准备时间很长。在热态启动时(停机后6~8小时再启动),5万千瓦机组要1~2小时才能达到温度平衡,10万千瓦机组要3~4小时。如由冷态启动时间则需加倍。容量较大的火电机组在一次调峰后有时因暖机时间不足赶不上次日的发电计划而不得不隔一日运行一次。

启动火电机组时要消耗额外的点火用油和用煤,将增加总的运行成本。同时在此期间辅助设备的耗电量也将增加,厂用电率将更提高。汽轮机频繁起停,多次通过偏离最优工况区域,叶片系统容易受到损伤,旋转部件也会增加磨损。此外承压部件因压力和温度变化而产生不均匀变形和附加应力。

这些现象都表明使用普通火电机组,特别是中型以上机组来担任调峰运行既不灵活又不经济,并且对设备损伤很大,是很不合理的措施。针对这些缺点,抽水蓄能机组将显示很大的优越性。在我国几个大电力系统中修建抽水蓄能电站已是势在必行的事情。

## 1.2 抽水蓄能电站的经济效益

### 1.2.1 抽水蓄能电站在电力系统中的效益

电力系统的发电质量标准有三条:一是电压在规定范围内并保持稳定;二是频率在规定范围内并保持稳定;三是电能供应充分并有高度的可靠性。发电质量如果没有保证,则所有用电工业的开工率、操作水平和产品质量都将受到影响。由于供电不足而采取限制用电或强制性停电不但会影响产量和质量,而且会提高产品的成本。若电力系统的负荷下降到低谷而调节措施不及时,将造成频率过高,其后果和频率过低对于用电部门是同样严重的。国外实践已经充分证明,抽水蓄能机组在电力系统中担任调峰、调频、事故备用和吸收多余电能等方面都有明显的功效。发电质量提高后,所有用电工业的经济性都随之提高,总的社会经济效益将是巨大的。

抽水蓄能电站的经济效益可以从以下三方面来分析:

1. 在提高能源利用上有以下作用:

1) 降低电力系统燃料消耗——电力系统中的大型高温高压热力机组,包括燃煤机组和核燃料机组,不适于在低负荷下工作。在强迫压低负荷后,燃料消耗、厂用电和机组磨损都将增加。在采用了抽水蓄能机组和燃煤机组及核电机组合运行后,可以保持这些热力机组

• 根据河北省电力局对岗南抽水蓄能机组的经济效益分析。



在额定出力下稳定运行，从而提高运行效率。

2) 改变能源结构——抽水蓄能机组所替代的热力机组中有一部分是燃油的蒸汽机组或燃气轮机组。抽水蓄能的动力来自燃煤，所以抽水蓄能的应用有以煤代油的作用。对改变燃料结构有重要意义。

3) 提高火电设备利用率——用热力机组调峰时要经常改变运行方式或频繁开停机而导致机器的磨损和经常发生故障。装置抽水蓄能机组后可以替代这些热力机组的调峰任务，提高其设备使用率并延长使用寿命。

4) 降低运行消耗——抽水蓄能机组是水电机组，厂用电消耗很小，在装机容量的1%以下，而热力机组的厂用电一般在7~8%左右。采用抽水蓄能可以有效地降低运行消耗和辅助设备投资。

2. 在提高水电的效益方面可以起以下作用：

1) 在我国雨量缺少的地区，水库的运用一般是以保证给水灌溉为原则。水库上虽建有水电站，却不能按电力系统的要求来发电。在灌溉季节必须连续发电，实际上承担了基荷；在非灌溉季节则不能发电，根本起不了水电机组应有的调峰作用。在这种水电站中如果装设抽水蓄能机组，则每天可以把顶尖峰用的水抽回水库去，从而避免了发电与农业争水的矛盾，使水电机组发挥其调峰作用。

2) 我国小水电开发在世界上居首位。有些小型水电站由于地方负荷不足会有大量的弃水，有些小水电站的弃水比其发电用水还多。在这些小水电地区如果发展小型抽水蓄能，则可以更充分地使用水利资源，有利于开发农业和地方工业。

3. 抽水蓄能电站在运用上有以下优点：

1) 抽水蓄能机组兼有抽水和发电的功能，在抽水时如遇电力系统发生故障可以在很短时间内转换为发电，起事故备用作用，其短时间调节能力为装机容量的两倍。

2) 抽水蓄能机组是水力机组，可以快速起动，很大容量的机组也可以在一分钟或几分钟内带满负荷，国外先进的蓄能机组能达到增荷速度每秒钟一万千瓦以上。蓄能机组还可以做旋转备用，即在并列情况下在发电方向空转，需要时可以很快地带负荷。英国新建的狄诺维克(Dinorwic)机组可以在11秒钟内由旋转备用达到满负荷31.5万千瓦。

3) 抽水蓄能电站不发热、不冒烟、不进煤、不出渣，对环境污染极小。相反，在电站的水库或调节池后还可以改善环境景观。

### 1.2.2 抽水蓄能电站的经济分析

抽水蓄能电站不是常规水电站，本身没有逕流发电量，建设目的主要是为改善电力系统的功能，所以分析抽水蓄能电站的经济性时应该考虑一座蓄能电站和其所调节的几座基荷水电站的组合，而不应单纯用同样调峰容量来比较蓄能电站和火电站的经济性。

尽管如此，国内很多单位现在仍习惯于用同样调峰容量(调峰等效)来进行比较。针对这一情况，在本节中将介绍两种经济比较的实例：先以调峰等效为基础进行比较，再以蓄能电站与调峰火电站的组合为基础进行比较，这两种比较方法都能说明抽水蓄能电站的效益是高的。

#### 1. 调峰等效的发电成本比较

根据国内有关资料所建议的经济比较计算方法，对于同样每年调峰1500小时的抽水蓄能机组和火电调峰机组，单位发电成本计算的结果如表1-4所示。抽水蓄能电站因为可以

利用电网高峰和低谷煤耗的不同而取得能量的效益，同时蓄能电站的寿命长，厂用电率低，其发电成本约为普通火电机组的 78%。表1-4中比较了调峰 3000 小时的常规水电机组和火电机组的发电成本，按此计算所得到的水电成本为火电成本的 63%。

表 1-4 火力发电、水力发电和抽水蓄能调峰时的发电成本比较

电 站 型 式	火力发电	抽水蓄能	火力发电	水力发电
每年调峰时数 小时	1500	1500	3000	3000
典型数据				
①				
单位千瓦投资 元/千瓦	1600	1600	1600	1600
建设周期 年	4	8	4	8
每年投资 元/千瓦	400	200	400	200
经济寿命 年	25	50	25	50
厂用电率 %	7.8	0.5	7.8	0.2
输电损耗 %	—	5.0	—	—
投资年利率 %	10	10	10	10
煤价 元/千克	0.10	—	0.10	—
峰荷煤耗 千克/度	0.50	—	0.50	—
形成发电能力时的单位投资 元/千瓦	2042	2194	2042	2194
每千瓦发电运行成本				
投资补偿 元/年	81.7	43.9	81.7	43.9
投资利息 元/年	204.2	219.4	204.2	219.4
燃料费 元/年	80.9	11.0 <sup>②</sup>	161.8	—
大修费 元/年	15.7	23.6	15.7	23.6
其他费用 元/年	12.2	10.6	12.2	10.6
共 计	394.7	308.5	475.6	297.5
每度电成本 元	0.263	0.206	0.169	0.10

(注) ① 参照国内对水电及火电建设综合投资的考虑而选定；水电投资包括电站建设及中等距离输变电投资，火电投资包括了电站建设、部分煤矿投资及部分铁路投资。

② 设抽水蓄能电站每年发电 1500 小时，抽水 2000 小时，每千瓦抽水煤耗（基荷火电煤耗 0.334 千克/度）为  $2000 \times 0.33 \times 1.078 \times 1.005 \times 0.1 \times 1.05 = 75.1$  元/年，  
火电机组由调峰改为基荷工作可节约煤耗（峰荷火电煤耗 0.50 千克/度）为  
 $(1500 + 2000) \times (0.5 - 0.33) \times 1.078 \times 0.1 = 64.1$  元/年，  
每千瓦抽水的净煤耗  $75.1 - 64.1 = 11.0$  元/年。

## 2. 抽水蓄能电站和调峰火电站的比较

抽水蓄能机组在抽水时是一个电力负荷，在发电时产生的是二次电能。抽水蓄能电站的装机容量替代了一部分用于调峰的热力发电容量。它的经济性在于其能比所替代的热力调峰机组有更高的效益。

在考虑常规水电站替代火电站时，一般要求水电机组和火电机组有同等程度的有效发电容量、电量和同样的可靠性和灵活性，同时也应考虑两者在厂用电率、工作容量、重复容量和事故备用容量等方面的不同。抽水蓄能电站和常规水电站的运行特点很相近，但是从能源利用的原理来说则完全不同，因之在做替代电站选择时还应考虑：

1) 抽水蓄能电站既生产电能, 又消耗电能, 故应把蓄能电站和一座或几座基荷火电站组成一个整体进行经济评价。因为蓄能电站最突出的功能是将基荷火电在低谷时的多余电能转移到负荷高峰时使用, 故不能单纯比较蓄能电站和其所替代的调频火电站的容量和电量。

2) 做经济分析时需考虑抽水蓄能电站与多大的基荷电源容量配合使用, 以及所替代的调峰机组是什么样的机组。若抽水蓄能替代的是低温低压燃煤机组, 这些机组可以间歇运行, 则比较方案中的基荷火电容量可取得小些。若替代的是能调峰的高温高压机组, 这些机组不能间歇运行而只能将出力压低, 则方案中的基荷火电容量就应取得大些。

根据上述考虑, 文献 [1.8] 对一座 20 万千瓦抽水蓄能电站的经济性做了分析, 比较了三种替代火电站的方案, 各方案的分析方法和年费用比较结果示于表 1-5, 对抽水蓄能电站的效率选用了如下数值:

水泵水轮机效率	抽水时	90%	发电时	90%
输水管道效率		98%		98%
发电电动机效率		96%		96%
变压器效率		99%		99%

抽水蓄能电站的总效率为  $0.90^2 \times 0.98^2 \times 0.96^2 \times 0.99^2 = 0.70$ , 或 70%。

年费用是按  $C = K \left[ \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \right] + u$  计算的,

式中  $K$ ——折算到基准年的造价;

$r$ ——电力工业投资回收率, 0.10;

$n$ ——经济寿命;

$u$ ——年运行费。

表 1-5 中的第一种方案只考虑调峰等效显然是不全面的, 已如前面所述。后两种方案中蓄能电站分别比替代电站的年费用节省 11.2% 和 14.5%。在我国电网中目前还在使用中低压燃煤机组的情况下, 第二种比较方案是较现实的, 但今后发展新的电网应以第三种方案 (与调峰火电机组等效方案) 为计算基础。

以上的经济分析仅包括电站造价、利息和年运行费用, 抽水蓄能电站优于火电站的其他很多功能尚未计入, 例如对系统的调频作用、快速调荷能力、旋转备用、事故备用和同期调相等作用。这些功能现在统称为动态效益, 是抽水蓄能电站总效益中很重要的一部分, 常规的功能现在称为静态效益。如何把动态效益用适当的评价方法和静态效益进行比较, 目前尚无成熟的办法。下节将介绍近年来国外电力工业对动态效益的一些考虑方法。

### 1.2.3 抽水蓄能电站的动态效益和价值分析

#### 1. 国外对抽水蓄能电站动态效益的评价

美国新英格兰电力系统对计划中将兴建的一座 120 万千瓦容量的抽水蓄能电站进行了动态效益分析, 将抽水蓄能机组的功能分成六个方面, 并将各项功能折合成每千瓦容量比热力机组优越而估计的投资节约值 [1.9]:

同期备用 (旋转备用)	45 美元/千瓦 (1982 年值)
调频	10
调荷 (负荷跟随)	10
快速增荷能力 (爬坡能力)	10