

抽水蓄能电站百问

中国水力发电工程学会 组编

梅祖彦 赵士和 编著

内容简介

本书为一本关于抽水蓄能电站的科普读物。书中以问答的形式、深入浅出地介绍了抽水蓄能的基本知识，并有针对性地辨析了目前对抽水蓄能电站建设的一些错误观点和看法。全书共九十六问，涵盖以下内容：电力系统基本概念；我国电力工业概况；抽水蓄能电站的规划，类型和应用，国内外建设情况，投资和效益，工程特点，机电设备及其国产化，中小型电站，运行和管理。

序

前年，学会在上海召开抽水蓄能专业委员会年会期间，国家电力公司何璟顾问，找电力出版社杨万涛同志和我研究抽水蓄能电站功能的宣传和科普工作，并责成我们组编一部抽水蓄能电站技术专著和一本抽水蓄能电站科普读物，为迎接新世纪我国电力工业建设新高潮的到来，作好技术和舆论准备……。

何部长是知名的电力专家，也是知名的水电专家，在电力工业建设和改革方面经验丰富，多处建树。她除对水电发展的战略研究外，还对电网规划、电源结构优化，尤其是在现代电网中抽水蓄能电站最佳配置方面，做了大量的调查研究、科学分析和专论评述。这些评述和专论揭示了我国电网生产运行的规律，提出了确保电网经济高效、安全所需的抽水蓄能比例等重大措施。

现代社会，要求电网提供高质量的电能，“发、供、用”三者瞬间完成，因此必须要严格按契约合同运作。国外实践经验证明，欲求电网实现安全、经济、高效，必须配有 10% 左右份额的抽水蓄能机组容量，这一比例已得到电力生产行业工程师们的认同。但在国内，某些部门的一些同志确实还存在着一些认识误区。这就是我们要组编的这本小册子的目的所在。

抽水蓄能电站，是一种具有启动快、负荷跟踪迅速和快速反应的特殊电源，它既是一个电站又是一个电网管理的工具，它具有发电、调峰、调频、调相、事故备用、黑启动等诸多功能，同时还有节约能源和保护环境等特点，尤其是黑启动效益是任何电源所不能替代的。

2001 年，Water Power & Dam Construction 杂志列举了 31 个国家的部分统计资料中已建、在建(含个别规划)抽水蓄能机组就有 1371 台之多，总装机容量达 1.29236 亿 kW，就连北欧挪威是一个纯水电国家(水电装机容量占总电力装机容量 99%)也建设了 35 座抽水蓄能电站。

我国抽水蓄能电站建设虽然起步较晚，但发展较快，从电站规模上、从技术上均已跻身世界先进行列(机组制造除外)。广州抽水蓄能电站装机 240 万 kW(8×30 万 kW)，是目前世界上最大的抽水蓄能电站，此前国外最大的抽水蓄能电站是美国巴斯康蒂 210 万千瓦(6×35 万 kW)。

日本号称“经济动物”国家，最讲经济效益。他们的水能资源有限，水电占电力总装机容量比重不到 10%，但抽水蓄能电站机组容量比重却超过了 10% 以上，修建的抽水蓄能电站装机容量占水电总装机容量的 80%，美国修建的抽水蓄能电站装机容量占水电容量的 60%。1999 年全世界共建抽水蓄能电站 391 座、总装机 1.04 亿 kW，其中日本有 43 座、装机容量 2100 万 kW，美国有 35 座、装机容量 2000 多万 kW，意大利有 25 座、装机容量 750 万 kW。这些国家在电网中峰谷电价比是：美国 3:1~4:1，意大利 5:1，法国 10:1。这个外

部电价条件促进了抽水蓄能电站的发展和电网的安全经济运行。

进入新世纪,我国实施西部大开发战略,电力行业西电东送、南北互供、全国联网,实现电力资源优化配置势在必行,我们应该特别关注如下问题:

1. 西部水电基地大开发,东送基本电力负荷为东部电网调峰腾出峰谷空间,促进东部抽水蓄能电站的发展机遇。

2. 在水电为主的电网中,如果水电比重超过 50%,而在调节性能不够理想的条件下,必须加大抽水蓄能电站的比重。

3. 全国抽水蓄能电站建设必须在统一规划的基础上,进行分区、分省、分网建设。应立即组织全国抽水蓄能电站资源普查,为全国建设统一规划提供依据。

4. 要处理好电源建设与抽水蓄能电站建设的比例关系,以实现水一蓄,火一蓄,风一蓄,核一蓄的最佳配合。

为提高对电网安全、经济效益的认识,普及抽水蓄能电站知识,推动抽水蓄能电站的发展和技术进步,中国水力发电工程学会会同中国电力出版社共同组织编写了《抽水蓄能电站百问》这本小册子,邀请清华大学梅祖彦教授和国家电力公司水电规划总院赵士和高工(教授级)共同主编,两位专家为此进行了广泛的调研工作,付出了艰辛的劳动和努力。在《百问》即将付梓之际,谨代表中国水力发电工程学会,向他们表示由衷的敬意,并希望这本小册子能发挥它应有的作用。

中国水力发电工程学会

邴凤山

2002年2月15日

前 言

由于抽水蓄能电站能够顶尖峰,填低谷,并有调频、调相、旋转备用、事故备用、黑启动等功能,且具有负荷跟踪速度快的特点,故对改善电网的经济性和稳定性有很大作用,显示出其在现代电网中不可替代的位置。20世纪90年代以来,我国已建成一些抽水蓄能电站,目前在全国有几座百万千瓦以上的抽水蓄能电站正在兴建中,还有许多的抽水蓄能电站正在规划或设计中。

为了使管理部门,特别是电力管理部门和广大工程技术人员能进一步了解抽水蓄能电站的作用和效果,特编著这本科普性的书籍,并采用“问答”的形式,以方便阅读。

本书按专业内容,划分为12部分:1、电力系统基本概念;2、我国电力工业概况;3、抽水蓄能电站的规划;4、抽水蓄能电站的类型和应用;5、国外抽水蓄能电站的建设情况;6、我国抽水蓄能电站的建设情况;7、抽水蓄能电站的投资和效益;8、抽水蓄能电站工程的特点;9、抽水蓄能电站的机电设备;10、中、小型抽水蓄能电站;11、抽水蓄能设备的国产化问题;12、抽水蓄能电站的运行和管理。由清华大学梅祖彦负责编写第1、5、6、8、9、11、12部分;水电水利规划设计总院赵士和负责编写第2、3、4、7、10部分。

本书编写过程中承国家电力公司顾问何璟、中国水力发电工程学会秘书长邴凤山、水电水利规划设计总院专家委员会委员史毓珍等几位专家审阅并提了宝贵意见,作者在此深表谢意。

作者

2002年1月

一、电力系统基本概念

1-1 什么是电力系统负荷？

电力系统用电负荷是电力系统中某一时刻所有各种用电设备，如电动机、电热、照明等消耗电力的总和。

电力系统的用电负荷加上网络中损耗的功率称为供电负荷，再加上各发电厂厂用功率总称为电力系统的发电负荷。

电力负荷是电力系统规划、设计、运行和调度的主要依据，因此，系统负荷数据资料的搜集、积累、分析和预测工作很重要。

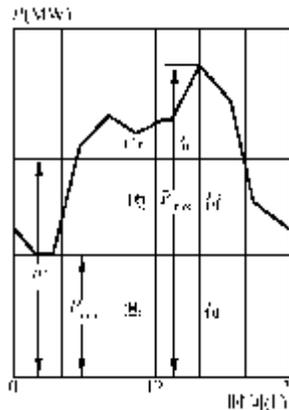
1-2 何谓基荷、峰荷、腰荷、峰谷差？

基荷是日负荷曲线图(见图 1)最小负荷 P_{\min} 以下的部分。承担基荷的发电机组可以连续运行。

腰荷是在日负荷曲线图平均负荷 P_{av} 和最小负荷 P_{\min} 之间的部分，它在一天内是有间断的，承担腰荷的机组一般需要间歇运行，如图 1 所示。

峰荷 P_{\max} 是日负荷曲线图平均负荷 P_{av} 以上的部分，一般电网在一天内有 2 个或 3 个尖峰负荷，如图 1 所示。承担峰荷的机组需要具有起停方便、能快速带上或卸掉负荷的能力。

峰谷差是日负荷图上负荷最高点 P_{\max} 和最低点 P_{\min} 的差值，近代电力系统呈现峰谷差愈来愈大的特征。



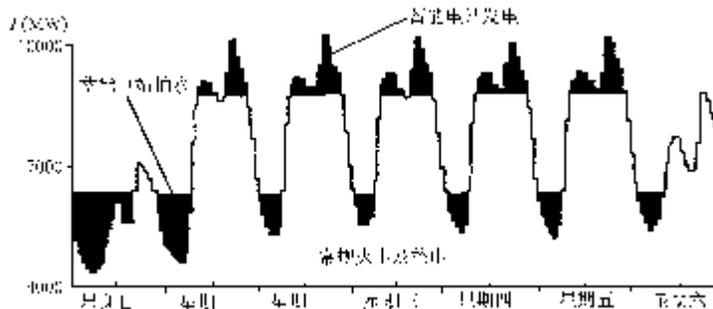
1-3 什么是日负荷率、平均负荷率、最小负荷率？

日负荷率是一天内的平均负荷 \overline{P} 与最高负荷的比率，也就是平均负荷率。对于同样的用电量，如果日负荷率高，则所需投入运行的机组容量比较小；最高负荷与最低负荷的差额(峰谷差)必然小，多数机组可接近额定容量运行，因而可提高运行的经济性。

最小负荷率是一天内最小负荷与最大负荷的比率。如最小负荷率的数值低，则表示电力系统的高低负荷之间差别大，也就是峰谷差大。采用抽水蓄能这种方式来储备电网负荷低谷时的电能，到负荷高峰时发电，是一种提高电力系统运行经济性的好措施。

1-4 什么是日循环、周循环？

如果一个电力系统的运行规律是每天一样的，则这样的运行方式称为日循环。也有的电力系统在一周之内每天的运行规律不相同，但每周的运行规律是相同的，则称为周循环。现在各国都重视工作人员的周末(周六、周日)休息，所以正常工作日(周一至周五)的负荷较高，而周末的负荷较低。周循环的负荷图如图 2 所示。在这种电力系统内装设的抽水蓄能机组在正常工作日抽水(蓄能)少而发电多，到周末则基本上全抽水(蓄能)而很少发电。



1-5 什么是静态效益？

静态效益是一段时间内，如一个月或一年，发电设备所产生的经济效益。可能是新增设备的容量、电量，或替代其他电站所产生的容量、电量；或者是替代其他燃料品种所产生的经济效益。

1-6 什么是动态效益？

动态效益是发电设备在运行期间，随电力系统的需要所承担的不同功能的任务而产生的经济效益，如机组的调频、负荷跟随、调相、旋转备用、事故备用、黑启动等功能所产生的经济效益。

1-7 什么是电价水平？

电价水平是电能价格高低的尺度。随各国社会制度的不同，价格政策、管理制度、燃料资源的价格不尽相同，因而电价水平也有差别。我国各电网由于燃料结构、电价成本、用电构成和地区平均利用率水平不同，电价水平也不一致。

1-8 什么是财务内部收益率？

财务内部收益率是指项目经济寿命期内各年净现金流量的累计净现值等于零时的折现率。就其经济含义而言，财务内部收益率是一种考虑了资金时间价值以后的投资收益率，是反映项目投资获利能力常用的重要动态评价指标。若项目的投资来源由资本金和银行贷款两部分组成，则区分为全部投资财务内部收益率和资本金财务内部收益率两种。

全部投资财务内部收益率评价指标的经济意义在于把项目所创造的财务收益与总投资额联系起来，据以判别项目可以创造的最大财务盈利水平。资本金财务内部收益率评价指标的经济意义在于把项目所创造的财务收益与资本金总额联系起来，据以判别项目可以创造的最大财务盈利水平和投资者可能获得的利润率。

1-9 怎样确定上网电价、容量电价、电量电价？

电网因供电需要，为购买发电厂发出的单位电力电量而付出的费用，称为上网电价。上网电价包括上网容量电价和上网电量电价。电站的装机容量在考虑厂用电、检修、强迫停运等因素打一折扣后，可作为电站用于计算年发电容量收入的年上网容量，当电站机组存在水头受阻、设备缺陷、水库调节库容不足等因素时，还应考虑这些因素对年上网容量的影响；电站的年上网电量需通过电力系统年电力电量平衡确定，当电力电量平衡未考虑厂用电因素时，还需对电力电量平衡结果按厂用电率打一折扣后作为年上网电量。

电网因购买电站上网容量，从而可避免自己为取得峰荷单位容量所必要的费用(可避免容量成本)，作为确定容量电价的依据。在计算中，以替代方案的固定成本、固定税金及投资利润作为电站容量价值的计算基础，容量价值与电站年上网容量的比值即为其容量电价。

电网因购买电站上网电量，从而可避免自己为取得单位电量所必要的费用(可避免电量成本)作为确定电量电价的依据。在计算中，以替代方案的可变成本(包括可变修理费、材料费、水费、燃料费和其它费用等)作为电站电量价值的计算基础，电量价值与电站年上网电量的比值即为其电量电价。

随着电力体制和电价改革的深入，除了实施峰谷电价和两部制电价以外，还应逐步做到分项服务、按质论价。抽水蓄能电站所承担的调频、调相、事故备用、旋转备用和负荷跟随等动态功能也应按经济规律计算其价格。

1-10 什么是电源规划？

电源规划是根据预测的负荷和合理的备用容量要求，依循国家能源政策和能源资源特点，以提高技术经济效益和可持续发展为前提，对各类电源建设方案进行优化，制定出在规定年限内全系统电源开发的规划。

1-11 什么是必需容量？

在电源规划中，水电站的装机容量由必需容量和重复容量两大部分组成。必需容量是维

持电力系统正常供电所必需的容量，由工作容量和备用容量(负荷备用容量、事故备用容量和检修备用容量)所构成。

水电站的工作容量是指担任电力系统正常负荷的容量，亦即水电站按水库调节后的水流出力运行时，对电力系统所能提供的发电容量，其值与水电站日平均出力、所在电力系统日负荷特性和它在电力系统日负荷图的工作位置有关，故在年电力平衡图(表)上各月均不相同。因水电站一般能担负系统的尖峰负荷，故其工作容量往往为日平均出力若干倍，是评价水电站经济性的主要依据，和设计电站的重要参数。

电力系统中发电和输变电设备发生事故时，保证正常供电所需设置的发电容量称为事故备用容量；为担负一天内瞬时的负荷波动，计划外负荷增长所需设置的发电容量称为负荷备用容量；利用电力系统一年内低负荷季节，不能满足全部机组按年计划检修而必须增设的发电容量称为检修备用容量。

1-12 什么是替代容量？

凡能替代电力系统某一类电站必需容量的装机容量称为替代容量。如水电站提供了这些容量，其它类型电站就可以少装同等数量的容量。从运行角度上看，水电站在电网中的作用和功能优于其他类型电源。

1-13 什么是水电必要的重复容量？

重复容量是在水能规划中，为提高洪水期水量利用率，减少弃水，多发季节性电能，所增加的容量。这部分容量在枯水期因缺水而不能满负荷运行，不能担任系统中工作容量；但在季节性发电时，可以替代火电发电量，减少火电站的燃料消耗。

1-14 什么是进相运行？

进相运行是当同步发电机励磁降低至一定程度时，发电机由原来向系统输出无功功率转为从系统吸取无功功率的一种运行方式。此时发电机功率因数是负数。由于这种运行方式，吸取了系统大量无功功率，有助于避免低谷负荷时的系统电压升高，保持系统电压在一定水平。但这种运行方式也可能接近静态稳定极限，使固有稳定度下降。

二、我国电力工业概况

2-1 我国能源蕴藏量有多少？

我国蕴藏着丰富的能源资源，其中以煤炭为主，水能、石油和天然气也有相当比重。据1995年出版的《中国自然资源丛书综合卷》和1978~1980年全国水力资源普查成果，我国预测埋深在2000m以浅的煤炭总储量达4.5万亿t，石油总储量为890亿t，天然气总储量40万亿 m^3 ，江河水能资源理论蕴藏量为6.76亿kW(676GW)，其中技术可开发容量为3.78亿kW(378GW)。此外尚有核能和风能、太阳能、生物质能、海洋能(潮汐能、波浪能)、地热能等新能源。

煤炭可采总储量为1145亿t，石油32.6亿t，天然气1.123万亿 m^3 ，江河水能资源技术可开发量的相应发电量为1.92万亿kW·h/年。以上4种资源折合标准煤1551亿t，其中水能资源占40%以上(按发电100年，每千瓦·时抵火电煤耗350g计)。

2-2 我国新能源的种类和储藏量有多少？

区别于常规能源煤炭、石油、天然气、水能和核能(裂变能)而设定的人类尚未利用或大规模利用的能源，称之为新能源。我国目前设定的新能源包括太阳能、风能、生物质能、海洋能和地热能等5种可再生能源。

这类能源的共同点是能量密度低并且高度分散，有的还有间歇性、随机性及开发成本高的问题，因而开发和利用受到一定的限制，在技术上也存在着一定的难度。新能源是清洁的能源，它们的开发和利用不会污染环境或对环境污染小。新能源开发利用技术涉及工程热物理、电子学、气象学、地质学、空气动力学、海洋学、微生物学和材料学等多学科，是综合

性的高新技术。

可再生能源是存在于自然界的能源，有三个初始来源，即阳光、地热、潮汐和海浪。通过遍布中国的近 700 个气象观测站的实测资料分析，我国对新能源资源量已有基本的了解。全国各地太阳能年总辐射量大约在 $(3.36\sim 8.40)\times 10^3\text{MJ}/\text{m}^2$ 之间，中值为 $5.88\times 10^3\text{MJ}/\text{m}^2$ 。全年日照时间，西北和西南部分地区高达 2800~3300h，东南地区一般也有 2000h 以上。中国风能资源约 16 亿 kW，可开发利用的约为 1.6 亿 kW，风能密度大于 $200\text{W}/\text{m}^2$ 的丰富区为内蒙、新疆、东南沿海以及华北、东北、西北北部的部分地区。中国可开发的潮汐能资源为 2098 万 kW，年发电量 580 亿 kW·h，集中于福建和浙江两省沿海区域。中国地热资源主要是以传导型为主的中低温地热水，总量约为 26 亿 kW，占地热资源总量的 81.3%。高温地热分布于西藏、云南。

2-3 我国现在主要使用哪几种能源发电？各占多大比例？

我国主要使用煤炭、水能、核能等能源发电。至 2000 年 12 月为止，全国电力总装机容量为 31932.09 万 kW(319.32GW)，其中火电 23754.02 万 kW(237.54GW)，占全国电力总装机容量的 74.39%；水电 7935.22 万 kW(79.35GW)，占 24.85%；核电 210 万 kW(2100MW)，占 0.66%；风电和其它新能源发电为 32.85 万 kW(328.5MW)，占 0.1%。2000 年全国发电量为 13684.82 亿 kW·h，其中火电发电量为 11079.36 亿 kW·h，占全国发电量的 80.96%；水电发电量为 2431.34 亿 kW·h，占 17.77%；核电发电量为 167.37 亿 kW·h，占 1.22%；风电和其它新能源发电量为 6.75 亿 kW·h，占 0.05%。

2-4 当前电力系统的主要矛盾是什么？

从 70 年代初开始的全国性严重缺电局面，经过 20 多年的改革与发展，“九五”期间发生了根本性变化。目前电力供需紧张的矛盾得到基本缓解，在低用电水平下实现了电力供需的基本平衡。“九五”期间全国发电装机以年均 7.8% 速度增长，发电量以年均 6.0% 的速度增长，这是电力供需得以缓和的主要原因。在这个基础上，对于电力工业进行了结构调整，国家加大了对电网的投资和建设力度，电网主网架建设得到加强，城乡电网改造取得成效。我国电源结构调整刚刚开始，通过建设，初步建立起以煤电为主、水电为辅，核电和其它新能源发电为补充的电源体系。

从目前情况看，除个别地区外，全国的电力供应可保持基本平衡的格局，但这种基本平衡只是初步的、暂时的、低用电水平下的平衡，电力供需的主要矛盾将由缺电转变为高峰时段部分地区缺电。亦即各电网的峰谷差不断加大，调峰成为运行中的主要问题，部分电网已出现拉闸限电的局面，因此如何解决电网调峰问题成为当前的主要矛盾。为此，针对电网峰谷差加大的原因、变化规律和变化趋势等，需要研究和解决如何配置电网的调峰电源，需要什么样的经济政策，如何加强需求侧的管理等重要问题。

2-5 电力系统调峰主要有哪几种手段？

电力系统调峰主要有常规水电调峰、燃煤火电机组调峰、燃气轮机调峰和抽水蓄能电站调峰等几种手段。

1) 常规水电：凡具有日调节性能以上的水电站均可用作调峰，特点是运行成本低又无空气污染，是一种灵活可靠的调峰电源。若常规水电站仅具有日、周调节性能，上游又无调节性能好的龙头水库，则水电站往往在汛期失去调峰能力。因而具有年调节性能以上的水电站或具有龙头水库(年调节性能以上)的梯级水电站，才具备较好的调峰能力。常规水电的调峰能力为 0~100%。

2) 燃煤火电：燃煤火电机组调峰可采用开停机、增减负荷、空转等方式进行调峰运行，是目前火电电网解决调峰的主要措施。但是燃煤火电机组调峰满足不了系统负荷急剧变化的要求，与水电相比，设备事故较多，影响电网安全运行，发电煤耗上升，厂用电率高，设备损伤严重，检修费用增加，发电成本高。

3) 燃汽轮机：燃汽轮机效率高、启动迅速、调峰性能好。单循环的燃汽轮机调峰运行范围一般在尖峰运行，年利用小时在 800h 以下较为合理。联合循环的燃汽轮机在腰荷运行较为合适，年利用小时在 3000~4000h 较为合理。

4) 抽水蓄能电站：抽水蓄能电站是世界公认的可靠调峰电源，启动迅速、爬坡卸荷速度快、运行灵活可靠，既能削峰又可填谷。抽水蓄能电站并能很好地适应电力系统负荷变化，改善火电和核电机组运行条件，提高电网经济效益，同时亦可作为调频、调相、紧急事故备用电源，提高供电可靠性。

2-6 “西电东送”的作用是什么？

中国地域辽阔，资源丰富，但资源分布与地区经济发展极不平衡，能源的两大支柱—煤炭集中在华北西部和西北陕西、宁夏、新疆等省(区)；而水能集中在西部地区。其中水能资源，在西部 10 省区(自治区、直辖市)加上广西和内蒙古自治区西部(黄河水系)理论蕴藏量约为 5.7679 亿 kW，占全国的 85.3%；技术可开发量为 2.8918 亿 kW，占全国的 76.4%。而在开发程度上，西部不足 10%，东部已超过 50%。在我国东部煤炭储量也只占全国的 11% 左右，且人口众多，工农业发达，经济发展水平远高于西部。为了优化资源配置，协调地区之间的经济关系，让东部的技术经济资源和西部的能源资源进行区位交换，促进全国经济发展，“西电东送”势在必行。实施“西电东送”，不仅可以解决东部地区的电力需求，发展西部地区经济；而且有利于改善东部地区的生态环境，促进西部地区的生态建设。

在以前的计划经济条件下，仅从资源情况出发，通过能源的概略平衡，提出了“西电东送”的方向、目标和实施步骤，但由于资金短缺，步伐十分缓慢。今天，站在发展社会主义市场经济的立场上，要将仅仅把西部地区作为国家能源、材料基地的观念，转变为把开发西部能源资源作为西部大开发新的经济增长点的宏观思路。使“西电东送”，尤其是西部水电的发展，为其它产业在西部的的发展提供基础性支持，为改善西部投资环境提供条件，为西部的城乡建设和地区经济发展服务。

2-7 建设“西电东送”工程的困难是什么？如何解决？

西部多数电源点，尤其是具有良好调节性能的大型水电工程，一般肩负综合利用任务，前期工作要超前安排，投资相对较大，工期相对较长，水库移民难度大，但建成以后具有显著的发电效益和综合利用效益。另外，西部大型水电基地和坑口电站离东部负荷中心(受电区)距离较远，除需安装大型机组外，还需架设远距离超(特)高压输电线路，才能实现“西电东送”，而大型机组和超(特)高压输变电工程造价高，技术难度大，有些设备还需从国外进口。为了解决这一系列问题，国家有关部门、科研单位和大型企业正在尽最大努力推进大型机组和输变电设备国产化的进程。

基于上述原因，要大力开发西部电源，有一定难度。为实现“西电东送”，首先国家应加大政策支持力度，延长贷款期，降低贷款利率，尤其是要降低水电项目从建设到生产、运行各阶段的税赋，合理补偿其综合利用效益和环境效益；其次应健全水库移民法制和补偿政策，减轻水库移民对水电开发造成的压力；三是应开展技术创新、加强管理，逐步实现机组和输变电设备的国产化，努力降低电源工程和输变电工程的造价；四是开拓电力市场，冲破小网封闭状态，实现大网整体效益。

2-8 核电现在在我国电力系统中的作用是什么？

核电站在我国处于起步阶段，核电站与抽水蓄能电站有互补性，需要不断提高技术和积累经验。目前我国的电力发展政策是适当发展核电，在南部和东部沿海地区，建设一些核电站，缓解能源和电力不足的状况。

我国目前已建成的有广东大亚湾核电站(2×900MW)、浙江秦山一期核电站(1×300MW)；正在建设中的有江苏连云港核电站(2×1000MW)、广东岭澳核电站(2×1000MW)、浙江秦山二期核电站(2×600MW)和三期核电站(2×700MW)；此外山东胶东核电站(2×

1000MW)和广东阳江核电站(2×1000MW)正在积极筹建,将于“十五”期间开工。

核电是一种安全、可靠和清洁的能源,其原理是利用核粒子重新组合和排列(放射性衰变、裂变和聚变过程)时释放出核能,能量由冷却剂带出,经热交换器产生蒸汽,推动汽轮发电机组发电。核燃料的能量密度极高,释放出的热能相当于同等重量标准煤燃烧产生热能的280万倍,因而按标准煤计算的核燃料价格相对较低。

我国有丰富的核能资源,天然铀及其加工能力已初具规模,核燃料循环工业的各个环节相互配套,核电发展前途良好。根据有关方面的投资估算和经济分析,在不考虑环保、社会等因素的条件下,核电虽然运行费低,但投资相对较大,建设周期较长,现阶段核电的经济性比不上煤电。而从长远的、全局的观点出发,国家还是需要发展核电的,随着科学技术的发展,核电设备国产化的推进,投资具有下降趋势。在国家对环保提出更高要求的条件下,不久的将来,核电在经济上也会有一定的竞争力。

从技术上讲,核电在其燃料周期的前80%时间内可以调峰,在最后的20%宜作基荷运行。国外核电常用来调峰,其最小出力可达额定出力的50%;但国内为了确保核电的安全运行,目前不允许核电调峰而只作为基荷平稳运行。

2-9 小水电现在在我国电力系统中占什么地位?

我国地域辽阔,河流众多,径流丰沛,蕴藏着非常丰富的水能资源。据1980年普查并经1988年核实修正,小水电能源蕴藏量为1.8亿kW(180GW),可能开发的小水电资源的装机容量为0.75亿kW(75GW),年发电量为2500~3000亿kW·h。

在全国2300多个县中,有1119个县的小水电可开发容量超过1万kW,其中459个县有1~3万kW;473个县有3~10万kW;187个县超过10万kW;有近1000个县人均可开发小水电资源超过0.1kW。这些地区依靠开发当地小水电资源,辅以其它能源和国家电网必要的扶持,可解决当地初步电气化问题。至2000年底为止,已开发的小水电资源仅占可能开发资源的28.6%,因而小水电在我国还具有较大的发展潜力。

建国以来,随着我国社会主义建设事业的发展,小水电建设发展很快;改革开放以后,小水电的发展进入了新的时期。为在水电资源丰富的地区积极开发小水电,建设有中国特色的农村电气化,在“七五”、“八五”、“九五”期间组织了第一批100个、第二批200个、第三批300个共600个农村水电初级电气化县建设。由于各级领导重视,充分依靠地方、群众的力量,“七五”、“八五”、“九五”期间分别建成109、209、335个农村水电初级电气化县,至2000年底为止,全国共建成农村水电初级电气化县653个。

新中国成立50多年来,小水电从小到大,从为农业生产和农村生活供电到为工业和城镇供电,从夜明珠到电气化,各个时期之所以发生很大变化,主要是及时制定了适应小水电及农村电气化发展的方针政策。由于小水电调节性能差,不易进入大电网,宜按自发自供的原则运用,但也要统一规划。

小水电资源主要分布在一些偏僻山区、老革命根据地、少数民族地区、边境地区和贫困地区,大多数集中在国家电网以外地区。这种资源分布的格局,对发挥国家和地方两个积极性,加速农村电气化建设十分有利。因此,根据我国小水电资源分布的特点,结合各地电力发展的实际状况,在我国农村电源和电气化建设中,小水电有十分重要的地位,是国家电源的有力补充力量,有着广阔的发展前景。新世纪的到来对农村电气化提出了新的任务和要求,最近国务院批准“十五”期间全国建设400个农村电气化县,各地应抓住机遇,深化改革,加快发展,使小水电的建设和农村电气化水平再上一个新的台阶。

2-10 风力发电现在在我国电力系统中占什么地位?

风是空气流动的现象,又是一种天然的用之不尽的清洁再生能源。利用风能发电在国外起源于20世纪70年代,其技术成熟于80年代。90年代以来,风电进入到大发展阶段,单机容量兆瓦级风电设备已投入商业化运行,投资主体发生了较大的变化,国家、地区、电力

部门、金融机构、国际财团和企业集团等也纷纷筹资用于风电的开发建设，使全世界的风电每年以约 10% 的速度增长。统计到 1999 年为止，全世界风电装机容量达到 1345.5 万 kW(13.455GW)。

在我国，可开发利用的风能资源总量约为 1.6 亿 kW(160GW)。主要分布在两大风带：一是东南沿海、山东、辽宁沿海及其岛屿的沿海风带；另一是内蒙古北部、甘肃、新疆北部以及松花江下游的内陆风带。另外，我国有 1.8 万多 km 的海岸线，沿海岸的滩涂也可以开发建设风电；海上的风速比陆地上大 20% 左右，发电量可增加 70% 左右；因此沿海的海上风能资源可开发储量不会低于内陆地区。在沿海结合海岛与滩涂开发建设大型风电场，将成为风电发展的新热点。

自 20 世纪 70 年代起，我国为了解决西部草原牧区、东部海岛及边远山区的用电问题，国家鼓励开发非并网型风电机。目前国内拥有这类风电机组达 16 万台，为电网不能通达地区约 60 万居民基本解决了用电问题，电灯、电视进入千家万户，提高了人民群众生活水平。

中国的风电经历了两个发展阶段，头一个阶段是试验示范阶段，通过小规模的风电场建设和示范运行，为规模发展做好了准备。从 1993 年汕头会议以来到现在可以看作是我国风电发展的第二阶段，明确提出了要将风电作为一个产业来抓，风电场的建设数量和规模逐步扩大，在建设、运行、管理等方面都取得了许多成功的经验，初步具备了规模性开发建设风电的能力和条件。截止到 1999 年底，全国并网型风电总装机容量达 26.79 万 kW(267.9MW)，分布在新疆、内蒙古、广东、浙江等 15 个省(区)，占全国总装机容量的 0.092%，发电量约 6 亿 kW·h，占全国发电量的 0.05%。

我国具有丰富的风能资源，国家和一部分风能资源丰富地区的地方政府出台了鼓励风电发展的政策，风电机组设备制造技术日臻成熟，经济竞争力有所提高，使风电得到了一定程度的发展。由于风电与常规能源相比仍处于十分不利的地位，因此需要人们的认识和接受，也需要国家政策的支持与保护。为了进一步开发利用风能资源，应按照产业化、商业化发展的一般规律逐步加大建设规模，开展规模经营；进一步加快风机国产化步伐，降低成本，不断提高其在电力市场上的竞争力，使其真正成为电力构成中的一支重要力量，在保护环境、优化结构、实施可持续发展战略方面发挥其重要作用。

三、抽水蓄能电站的规划

3-1 什么是抽水蓄能电站？

电力的生产、输送和使用是同时发生的，一般情况下又不能储存，而电力负荷的需求却瞬息万变。一天之内，白天和前半夜的电力需求较高(其中最高时段称为高峰)；下半夜大幅度地下跌(其中最低时段称为低谷)，低谷有时只及高峰的一半甚至更少。鉴于这种情况，发电设备在负荷高峰时段要满发，而在低谷时段要压低出力，甚至得暂时关闭，为了按照电力需求来协调使用有关的发电设备，需采取一系列的措施。

抽水蓄能电站就是为了解决电网高峰、低谷之间供需矛盾而产生的，是间接储存电能的一种方式。它利用下半夜过剩的电力驱动水泵，将水从下水库抽到上水库储存起来，然后在次日白天和前半夜将水放出发电，并流入下水库。在整个运作过程中，虽然部分能量会在转化间流失，但相比之下，使用抽水蓄能电站仍然比增建煤电发电设备来满足高峰用电而在低谷时压荷、停机这种情况来得便宜，效益更佳。除此以外，抽水蓄能电站还能担负调频、调相和事故备用等动态功能。因而抽水蓄能电站既是电源点，又是电力用户；并成为电网运行管理的重要工具，是确保电网安全、经济、稳定生产的支柱。

3-2 抽水蓄能电站适用于哪些电力系统？

由于能源在地区分布上的差别，电网的构成也有所不同，大致可分为两类：一类是以火电(包括核电)为主；另一类是以水电为主或水、火比例大致相当。根据我国各地区、各电网

的具体情况，抽水蓄能电站适用于以下情况：

1) 以火电为主的、没有水电或水电很少的电网。如京、津、沪、苏、鲁、皖、冀、辽等 8 个省、市，近期水电装机比例都在 5% 以下，远景常规水电全部开发完成后，水电比例会降到 2% 以下。这些电网需要抽水蓄能电站承担调峰填谷、调频、调相和紧急事故备用。

2) 虽然有水电，但水电的调蓄性能较差的电网。如粤、赣、闽、湘、浙、琼、黑、豫、晋等省，都有不同比例的水电，但具有年调节及以上能力的水电站比例较小，枯水期可利用水电进行调峰，汛期水电失去调节能力，若要利用水电调峰，则只能被迫采取弃水调峰方式。在这样的电网，配备了抽水蓄能电站后，可吸收汛期基荷电，将其转化为峰荷电，从而减少或避免汛期弃水，提高经济效益并改善水电汛期运行状况，较大地改善电网的运行条件。

3) 沿海地区的省份，不但火电比例较大，而且还有核电站。如广东已有大亚湾核电站、浙江已有秦山核电站，江苏的连云港核电站正在建设，辽宁、山东、福建等省正在筹建核电站。我国的核电站多是按基荷方式运行设计的，一则是为保证核电机组的安全，再则是为提高利用小时数，降低上网电价。为此，必须有抽水蓄能电站与之配合运行，如广州抽水蓄能电站与大亚湾核电站配合的成功经验。

4) 远距离送电的受电区。如我国正在实施“西电东送”工程，西部电源点和东部受电区之间的距离都在 1000~2000km 甚至 2500km 以上，除保证安全供电外，还应考虑经济效益问题。输电距离远到一定程度后，送基荷将比送峰荷经济，特别是电价改革后，上网峰谷电价差增大，受电区自然要求买便宜的低谷电，但不能解决缺调峰容量的矛盾。如在受电当地自建抽水蓄能电站后，可将低谷电加工成尖峰电，经济效益更好。

5) 风电比例较高或风能资源比较丰富的省(自治区)。如内蒙、新疆等自治区，已有一定比例的风电；还有广东、福建等省，目前风电比例不大，但计划筹建的风电场规模较大。这些电网配备了抽水蓄能电站后，可把随机的、质量不高的电量转换为稳定的、高质量的峰荷。

3-3 有人说抽水蓄能是“用 4 度电换 3 度电”，是划不来的。这种看法为何不对？

有些人认为：抽水蓄能电站用 4 度电抽水，只发 3 度电，反而亏了 1 度电，是得不偿失的。事实上，抽水蓄能电站是利用了电网低谷运行时的电能，不仅提高了电网运行的经济性，而且也提高了电能的质量，当电网高峰运行时，抽水蓄能电站发电，也解决了电网高峰需电的问题。因而“用 4 度电换 3 度电”是协调电网供需矛盾的过程，可比喻为“废铁炼好钢”的过程。

实际上，出现这样的言论并不奇怪，由于一部分人对抽水蓄能电站的认识还停留在表面，没有进行全面的分析。因为抽水蓄能电站效益不体现在其本身的发电量上，而主要反映在电网和火电站或其它电站的运行效益之中，需要从全网的角度来分析、评价、核算抽水蓄能的经济效益。抽水蓄能电站灵活的调峰功能和抽水时的填谷作用，可以改善火电或其它发电机组的运行条件，使其能以均匀的出力在最优状况下运行，既可提高设备利用率和运转效率，延长机组寿命，又能减少运行维护费用，尤其是可降低火电站的发电煤耗。

太原工业大学唐英彪等学者提出了抽水蓄能电站系统效率的概念和相应的计算模型，从理论上分析了它在电力系统中的作用。抽水蓄能电站的系统效率，就是因其投入运行而使系统产生的能耗变化率。系统效率作为一个量化指标，可用输入与输出能量的比值来表示，输入能量是以相应标煤耗量表示的由蓄能电站吸收的低谷电量；而输出能量包括以等效煤耗量表示的由蓄能电站发出的峰荷电量和因蓄能电站投入运行而使系统减少的能耗。系统减少的能耗可用有、无抽水蓄能电站的两种情况下电力系统能耗的差来表示。系统效率一般大于 1，说明抽水蓄能电站投入系统后是节煤的。节煤量的大小与所在电力系统的负荷特性和电源组成有关，也与抽水蓄能电站在系统中的运行方式有关。(关于抽水蓄能电站的综合效率，请参看 4-8 问)

3-4 什么是抽水蓄能电站的静态效益？

抽水蓄能电站在电网中由顶峰填谷作用而产生的经济效益，称为静态效益。包括：

1) 容量效益：抽水蓄能电站是调节电网负荷曲线高峰和低谷之间差距的有效措施。负荷高峰时段，它可以作为水电站发电，担负电网尖峰容量；用电低谷时段，则可作为电网用户，吸收低谷电量抽水蓄能，减少负荷峰谷差。因此抽水蓄能电站可减少火电机组的日出力变幅，使其在高效区运行，增加发电量，并使核电和大型火电机组稳定经济运行。抽水蓄能电站一般无防洪、灌溉、航运等综合利用要求，建设成本低，建设周期比常规水电站要短，运行费用比火电站要低。在电网中缺少调峰电源时，建设抽水蓄能电站可减少火电或其它类型电源的装机容量，改变能源结构，减少总的电力建设投资。

2) 能量转换效益：抽水蓄能电站通过能量转换，将成本低的低谷电能转换为价值高的峰荷电能。

3) 节煤效益：抽水蓄能机组的投入，使电网负荷分配得到调整，火电尽量担负基荷和腰荷，从而使火电总平均煤耗下降。

3-5 什么是抽水蓄能电站的动态效益？

抽水蓄能电站具有调峰、调频和调相等作用，还可承担紧急事故备用，保证电网安全、稳定运行。这些动态效益高于其静态效益，主要包括：

1) 调峰效益：抽水蓄能机组因为结构简单，控制方便，可以随需要增加功率或减少功率，因而有效地减轻了火电机组(包括燃气轮机机组)的调峰负担。

2) 调频效益：抽水蓄能机组调节灵活，出力变化可以从 0 到 100%，可以快速起动，随时增荷或减荷，起到调整周波的作用，有助于保持频率并提高电网的稳定性。

3) 负荷跟随效益：电网负荷总是在不断的变化，当负荷急剧变化时，抽水蓄能机组与火电或其它类型机组相比，其负荷跟随很快，爬坡能力较强。

4) 旋转备用(事故备用)效益：抽水蓄能机组作为水力机组可以方便地处于旋转备用状态，以利快速地承担事故备用。抽水蓄能电站能够快速启动机组，迅速转换工况，但因其水库库容较小，所起作用与具有较大库容的常规水电站有所区别，一般只能担任短时间的事故备用。在发电工况下，可利用抽水蓄能电站运行中的空闲容量，短时间内加大出力；在停机状态下，亦可紧急启动，从而达到短时应急事故备用的目的。在水泵工况下，可停止抽水，快速切换至发电工况。

5) 调相效益：抽水蓄能机组由于其结构上的优点，可以方便地做调相运行。不但在空闲时可供调相用，在发电和抽水时也可调相，既可以发出无功功率提高电力系统电压，也可以吸收无功功率降低电力系统电压，尤其是在抽水工况调相时，经常进相吸收无功功率，有时进相很深，持续时间很长，这种情况是其他发电机组达不到的，只有抽水蓄能机组才能做到。另外，抽水蓄能机组在调相运行完成后可以快速地为发电或抽水。

最能体现动态效益的是抽水蓄能机组的事故备用功能：据美国有关资料统计，1993~1997 年 8 月，电力系统发生主要事故 137 起，由电厂引起的仅 9 起，而 93.4% 的事故是由输配电设施引起的。抽水蓄能机组不仅可调相运行(发出或吸收无功功率)，为电网提供电压支持，避免出现电压崩溃和热过载，而且由于其工况转换迅速，应变能力强，在一系列的重大电网事故中能在短时间内从任何工况下转为满负荷发电，从而防止事故扩大和系统瓦解。

英国和法国间通过两条额定容量为 1000MW 的直流输电线路连接，联网后虽可互为备用，但也使最大甩负荷风险由 660MW 增加到 1000MW，备用容量也要相应增加。迪诺威克抽水蓄能电站(1800MW)设计时考虑能在 10s 内发出 1320MW 出力，以适应紧急事故备用的需要。

广州抽水蓄能电站投产后，在电网中发挥了紧急事故备用作用。1994 年 5 月至 1996 年年底期间，在核机组跳机、火电机组甩负荷和西电解列等 66 次事故中，由于广蓄电站迅速投入，防止了事故的扩大，帮助电网及时恢复正常供电。十三陵抽水蓄能电站投产以来，

对京津唐电网的安全、稳定运行起到了关键作用。尤其是 1999 年 3 月，因连续十多天的大雾阴雨天气使供电线路不断出现电网污闪、线路闪络掉闸等事故，在此期间十三陵蓄能电厂均能做出快速反应，六天内共开机 48 次，紧急启动成功率 100%，避免了事故造成的损失。

3-6 抽水蓄能电站在增进能源利用上有什么作用？

抽水蓄能电站的调峰填谷效益主要体现在提高电网中火电及其它电源的负荷率，使火电和其它电源的能量得到更充分地利用。电网中有了抽水蓄能电站，可使火电尽可能承担负荷曲线上基荷和部分腰荷，从而使火电机组安全、稳定地运行，提高了利用小时，并减少频繁起动，节约能源，降低煤耗；核电站可担任基本负荷稳定运行(负荷因子达到 70%~80%)，借以提高电网和核电站本身的经济性和安全性；水电比重较大的电网可减少常规水电站汛期的弃水调峰，借以提高水能资源的利用率；风电比重较大的电网，可增加系统吸收的风电电量，使随机的不稳定的风电电能变成可随时调用的可靠电能。

总之，有了抽水蓄能电站后，火电和其它类型电源所发电量的利用率都得到提高，也使电能的质量提高了。

3-7 抽水蓄能电站选点规划的原则是什么？

抽水蓄能电站的选点规划是在负荷中心的附近地区寻找可能开发的站址，可选面广，不象常规水电站那样只能沿着河流(包括干流和支流)寻找合适的站址。通过普查，摸清给定区域范围内所有可开发蓄能电站站址的基本建设条件，经过比较，从中选出若干个建设条件较好的站址，然后进行规划阶段的勘测设计工作，通过技术经济论证，最后确定第一期开发工程和开发顺序。

进行抽水蓄能电站选点规划工作，首先应弄清所在电网对于调峰电源的需求状况，建设必要性的论证是整个前期工作阶段的主题。装机规模要适应负荷发展需要，合理的装机规模取决于系统负荷增长速度、负荷特性、电源结构和抽水蓄能电站本身的技术经济条件。其次应考虑与负荷中心的距离，宜选在经济发达地区负荷比较集中的地点，特别应靠近工业比较集中的大城市。然后要注意水源问题，尤其在水资源比较贫乏的地区，水源是抽水蓄能电站能否建成的关键问题，应引起足够的重视。在这基础上，应选择可建造上、下水库的合适地形，并要求上下两水库之间有足够的高差，水平距离较短，即距高比(L/H)较小的站址。另外，由于抽水蓄能电站水库水位变化频繁而急剧，对于没有天然水源的上水库，其中水量是消耗电能抽上去的，因而防渗要求高。对厂房和输水道都置于地下的电站，地质条件的好坏对工程费用影响也很大。

除上述情况外，还应注意周围的环境条件。一般情况下，抽水蓄能电站的建设对自然环境的影响比常规水电站要小，然而由于其位置大多紧靠负荷中心，建在用电集中的大城市附近，有时靠近、甚至位于风景名胜区，因而选点时应充分注意对周围环境的影响。利用已建水库或天然湖泊作为下水库(或上水库)，既有有利的一面，也有处理相关问题复杂的一面，应做全面的经济比较和利弊分析，并在此基础上进行决策。由于抽水蓄能电站水泵水轮机组水头(扬程)高，过机流速大，故机组对泥沙磨损较为敏感。

3-8 在已有水库上增建抽水蓄能电站应有哪些考虑？

在抽水蓄能电站的建设中，利用已有水库或天然湖泊作为下水库(或上水库)，既有有利的一面，也有不利的一面，对于两方面的问题都应认真考虑。因而利用已建水库或天然湖泊建设抽水蓄能电站，应做全面的经济比较和利弊分析，并在此基础上最后决策。

(1) 利用已有水库或天然湖泊作为抽水蓄能电站的下水库(或上水库)，可以节省一个水库的建设费用，这是显而易见的事情，但有可能增加其它方面的费用。如何利用已有水库工程(或天然湖泊)的有利条件，降低抽水蓄能电站的工程投资，是保证抽水蓄能电站顺利建设和正常运行的关键问题。

(2) 利用已有水库或天然湖泊作为抽水蓄能电站的下水库(或上水库)虽然不存在水源问

题，但应注意协调新的矛盾。尤其是北方水资源缺乏的地区，在有一定径流的河道上，往往已建有水库，抽水蓄能电站站址也希望选在这些水库附近。若抽水蓄能电站需占有发电库容，影响已有水库其它综合利用部门的用水量，则应协调好各综合利用部门之间的关系，并研究可能的补偿措施。此外，还应注意对环保和水质的要求。

(3) 如要利用已有水库或天然湖泊作为上水库或下水库，而水库周围无更合适的地形，则可能造成蓄能电站设计的困难。若已有水库与新建水库距离较远，水库水位变幅大，将直接影响蓄能机组的水头和运行效率。若已有水库为中、小型水库，改建成大型抽水蓄能电站的下水库(或上水库)后，建筑物级别要提高，相应的大坝安全系数、泄洪标准、施工质量要求等也要提高；另外原建筑物可能留有一些隐患，需加固处理。(参看 8-6)

3-9 为什么有些水电丰富的地区仍需要抽水蓄能电站？

在有些水电丰富的地区建设抽水蓄能电站，其经济性的评价要比火电为主的电网更加复杂，至今人们对水电丰富地区的电网中建设抽水蓄能电站的必要性还存在较大争议。对于缺少常规水电的电网，无论是从调峰还是从紧急事故备用方面看，都需配备一定数量的抽水蓄能机组，这已逐步得到大家的公认；而在常规水电丰富的地区，径流式水电站较多，水电调节性能较差，系统负荷峰谷差较大，是否也应建设一定规模的抽水蓄能电站呢？我们可从以下几方面进行分析：

(1) 抽水蓄能机组吸收电力系统低谷电量，正好克服了系统内径流式水电站多的缺点，减少水电汛期弃水调峰。将负荷低谷时段的水电电量转化为高峰时段可使用的调峰电量，而在负荷高峰时段则可以替代火电调峰。

(2) 抽水蓄能机组在负荷高峰时可以替代火电机组发电，负荷低谷时可以抽水填谷，减少火电站的出力变幅，使大型火电机组在高效区运行，降低发电成本。由于抽水蓄能机组运行灵活、工况变换迅速、具有抽水和发电双向功能，除了承担调峰外，还可担负紧急事故备用等任务。

(3) 抽水蓄能电站投入水电丰富但调节性能差的电网，经济效果显著。建设时以低于火电投资的建设费用替代相当规模的火电必需容量，运行时将改善水、火电站运行工况，节省系统煤耗，从而达到节省系统运行费用的效果；同时也是减少污染、保护环境的需要(参看 3-12)。

(4) 水电丰富而调节性能差的电网，尤其是“西电东送”的受电端，抽水蓄能电站投入运行后，可调整超高压电网的电压，并具有调整电网频率的功能，是维护电网安全、稳定运行的需要。

(5) 在某些水电比例不低的电网，随着时间的推移，常规水电资源基本开发完后，电网中水电的比重将逐步减少。而抽水蓄能电站的运用不受天然来水条件的影响和制约，其它综合利用要求也较少，与常规水电站相比，建设中碰到的问题相对简单。建设一定规模的抽水蓄能电站可满足电网中电源结构优化的需要，是经济可行的办法。(参看 5-3)

3-10 为什么风电较集中的电网也需要抽水蓄能电站？

在风电较集中的或准备大规模开发风电的电网，需要建设抽水蓄能电站，把随机的、质量不高的风电电量转换为稳定的、高质量的峰荷电量。如目前风电比重较大的新疆、内蒙和正在准备大规模开发风电的东南沿海省份，为了充分利用当地资源，在发展风电的同时，配备一定比重的抽水蓄能电站，是非常必要的。

风力发电是一种清洁可再生的能源，不污染环境，没有燃料运输、废料处理等问题，建设周期短，运行管理方便。风能资源丰富的省、市和自治区，可充分利用当地资源，发挥这一优势。由于风能存在随机性和不均匀性，只有电网装机容量大的时候这种影响才会减小，因此发展风电必然要受到电网规模的限制。抽水蓄能电站是解决电网调峰填谷的手段，国内外已有成熟的经验，在运行实践中，已显示其在改善电网运行条件，提高经济效益方面的优

越性。对于风电较集中的或风电资源丰富准备大规模开发的电网，在大力发展风电的同时，建设一定规模的抽水蓄能电站，实现风蓄联合开发，是该地区能源资源优化配置的具体体现。风蓄联合开发，可利用抽水蓄能电站的多种功能和灵活性弥补风力发电的随机性和不均匀性，不仅可以打破电网规模对于风电容量的限制，为大力发展风电创造条件；而且可为电网提供更多的调峰填谷容量和调频、调相、紧急事故备用的手段，改善其运行条件。

3-11 抽水蓄能电站与核电站配合运行有哪些效果？

我国大亚湾核电站与广州抽水蓄能电站一期是同步建设的。广州抽水蓄能电站对提高大亚湾核电站的功能起了巨大作用，是抽水蓄能电站发挥效益的一个典型实例，其效果主要有以下几方面：

(1) 抽水蓄能电站保证了核电站按基荷方式运行。核电机组在电网中要带基荷运行，必须解决调峰问题。广东电网各电站的老机组、小机组很多，调峰能力仅为 20%~30%，电网中可调峰的水电机组容量比例也不大，而抽水蓄能机组在电网中担任调峰，是核电机组实现满载基荷运行的可靠保证。大亚湾核电站商业运行以来，随着蓄能机组可用率的提高，以及电网对调度核电机组和蓄能机组方式的日臻完善，核电站满载基荷运行已成事实。

(2) 抽水蓄能机组有助于提高核电站的安全性。核电机组投资大，投入运行以后一回路设备将带放射性，使核电机组维修及设备失效的后处理费用很高。有了蓄能机组的配合，避免核电机组频繁升降负荷调峰，大大节省了瞬变消耗，也就是说，设备的安全裕度加大了。另外有了蓄能机组，可保证核电机组长期稳定运行，有助于保持燃料组件包壳的完好性，也就是提高了核电站的安全性。

(3) 抽水蓄能电站有助于电网的安全。大亚湾核电机组容量大，一旦甩负荷对电网冲击很大。在机组调试阶段，各种计划的和非计划的跳机次数较多，如 1995 年 1、2 号机均经过了 1000 多次的试验，其中有 4 个系统的试验带有较高跳机风险。这些试验都是依靠蓄能机组快速承担负荷的能力来完成的，所以蓄能机组的投入对维护整个电网的安全起了重要作用。

(4) 蓄能机组有助于提高核电站的经济效益。在我国目前的电价制度下，对于任何一类的发电站，发电量高经济效益就高，对核电站来说这个效果就更明显。核燃料费在核电站生产成本中所占比重很低，据 20 年预测，核燃料费只占生产成本的 12.2%。所以可以说，核电站的经济效益几乎与发电量成正比。大亚湾核电站头 3 年实际每年上网电量分别为 107、100 和 115 亿 kW·h，比可行性研究报告预测年上网电量(当时尚无同步建设抽水蓄能电站的计划)分别高出 51%、15% 和 16%。

(5) 蓄能电站与核电站同步建设是明智的决定。1996 年电力规划部门对华东地区的核电站需要多少抽水蓄能容量进行了规划研究。初步结论是秦山核电站二、三期(共 2600MW)建成后会使得电网调峰容量缺口增加 1200MW，因此建议同步建设有 1000MW 调峰能力的抽水蓄能电站，与核电机组容量之比为 0.385。考虑到华南电网的实际情况并留有裕量，建议华南地区蓄能与核电容量比取 0.45~0.5。

3-12 “西电东送”(大容量远距离输电)为何需要抽水蓄能电站？

西部大开发战略推动了“西电东送”的实施，带来了水电大发展的历史机遇，加快了全国联网的步伐。为保证电网的安全稳定运行，在“西电东送”受电端的负荷中心附近建设抽水蓄能电站，是众多措施中的最佳选择。“西电东送”的电源点，大部分距离东部负荷中心地区比较远，需要架设远距离、超(特)高压输电线路，将西部水电、坑口电站丰富的电能送往东部，因而“西电东送”将促进东、西部联网，在这基础上实现全国联网。联网后除可取得电力电量效益外，还可取得电力补偿、互为备用等多种效益。因此，在实现联网后是否需要抽水蓄能电站，届时抽水蓄能电站将发挥何种作用，这些都是需要探讨的问题。

西欧联合电网是世界上联网最紧密的地区，又是抽水蓄能电站起步最早、发展较快、比

重较大的地区。各国出自技术、经济和运行管理等方面的考虑，无论是在火主电网还是水主电网，均建有一定比重的抽水蓄能电站。这说明联网与抽水蓄能电站并不排斥，而应合理地组合，以取得最大的经济效益。

国内外的实例均说明了电网越大，保证电网安全稳定运行的难度越大，一旦出现事故，造成的损失也越大。抽水蓄能电站的快速反应特性和一系列动态功能，是电网排除重大事故和安全稳定运行的保障。因而，“西电东送”促进了联网，联网更需要抽水蓄能电站。

巴西的水能资源集中在西南部巴拉拉河，工商业发达区在东南部，两地相距约 1000~1500km，也存在“西电东送”的问题。面对这一基本情况，西部水电基地的电源点以何种方式向东部送电呢？这里有两种情况，一种是向东部送峰荷，则水电站装机容量要加大，不但工程造价会增加，同时输变电规模和相应投资也会增加；另一种情况是向东部送基/腰荷，然后在负荷中心选择合适的站址修建抽水蓄能电站，通过调峰填谷，把基荷转换为峰荷，这样可以减少西部水电厂房、机组和输电线路的投资，用来修建抽水蓄能电站。巴西有关部门对此曾按照上述两种情况做过电力规划和经济比较，结论是送水电基荷加抽水蓄能电站要比送水电峰荷来得便宜。

我国西部水电基地要实施“西电东送”，从黄河上游向京津唐，从金沙江向华东以及从澜沧江向广东，输电距离一般大于 1000km，甚至在 1500~2000km 以上。目前正就上述问题进行研究比较，若参照巴西的情况做电力规划和经济比较，估计也会得到同样的结论。西部煤炭基地建设坑口电站往东部送电，基本上是基荷，如不在东部负荷中心附近建设抽水蓄能电站，就必须建设安装燃油(或燃气)机组的电厂。因而将西部电力送往东部，无论是送水电还是火电，最佳的选择是在东部受电区建设抽水蓄能电站配合。

3-13 我国需要哪些措施才能使抽水蓄能得到更大发展？

从抽水蓄能电站诞生和发展的历史来看，它是经济增长并发展到一定程度的产物。世界各国是这样，我国也是这样。当前，我国电力工业形势已发生了实质性的变化，电力供需紧张关系渐趋缓解，除少数地区仍有拉闸限电以外，全国大部分地区已从缺电的困境中解脱出来，电力市场开始从“卖方市场”转向“买方市场”。在这样的条件下，建设抽水蓄能电站是电网提高供电质量，赢得用户的重要措施之一。为了优化电网电源结构，适应用电构成变化的要求，提高电网管理水平，应大力发展抽水蓄能电站。

为了使抽水蓄能电站得到更大的发展，应解决以下问题：

(1) 加强调查和分析研究工作，提高对抽水蓄能电站的认识。如有人认为抽水蓄能电站只是给核电配套的，没有核电的地区就不需要建设抽水蓄能电站；也有人认为火电机组也能调峰，调峰深度能达到 50%，甚至 70%，另建抽水蓄能电站不合理；还有人认为水电比重大的电网，只是丰水期缺调峰容量，对是否要建抽水蓄能电站表示怀疑；如此等等。产生上述看法，主要是对蓄能电站的功能了解不全面。

对于水电很少或水电调蓄性能不佳的电网，配置抽水蓄能电站后，系统年运行费降低，煤耗减少，供电可靠性和质量提高，系统的经济效益、社会效益和环境效益都好。这些需要宣传、沟通，逐步统一认识。

(2) 抽水蓄能电站除调峰填谷外，还具有调频、调相和紧急事故备用等动态功能，因而年发电量较少，年利用小时大多只有 800~1000h；抽水蓄能电站创造的动态效益，在保证火电、核电正常运行以及系统供电安全和提高电能质量方面作用显著，却又得不到经济补偿，仅体现在社会效益上。

上述情况致使抽水蓄能电站国民经济评价结论很好，而财务评价结论却不够理想。这是由于抽水蓄能电站的效益在电网，不在电站本身，以及现行的电价体制基本采用单一电量核算方法，难以衡量电能的质量，更无法计及动态效益。既然抽水蓄能电站的效益主要体现在电力系统和火电厂(或核电厂)之中，故应从全网的角度来分析、评价、核算其经济效益，电

价体制应逐步改革。国家电力公司 1999 年 3 月颁布的《抽水蓄能电站经济评价暂行办法实施细则》，推荐了两部制电价，是按抽水蓄能电站等效最优替代方案的机会成本测算的，是电价体制初步改革的方向。进一步，还应根据抽水蓄能电站的动态功能，计算动态效益的价格。

(3) 目前大部分抽水蓄能电站的运行管理模式难以适应现行政策，应找到一个好的经营模式，使抽水蓄能电站的公司能够盈利，至少不亏本，就能加快抽水蓄能电站的建设步伐。除了广州抽水蓄能电站建成后采取租赁模式租赁给广东电网公司外，最近山东电力集团公司和北京大唐发电股份有限公司都提出来将抽水蓄能电站和火电厂“捆绑”在一起。“捆绑”后，火电厂增加了利用小时，降低了单位煤耗；抽水蓄能电站以燃料成本价来计算抽水电价，也降低了成本，是一个双赢的方案。

(4) 抽水蓄能电站水工建筑工程量较小，而机组的投资比重大，约占总投资的 50%~60%。现在运行的大型抽水蓄能机组的主要部分靠进口，其投资较高，使还贷电价更高，无疑在一定程度上影响了抽水蓄能电站的发展。我国抽水蓄能电站的发展前景广阔，抽水蓄能机组需求量较大，应大力推进机组的国产化和本土化。目前除哈尔滨、东方等大型水轮发电机组制造厂家可以引进国外技术自行试制外，还有上海希科、天津阿尔斯通、杭州科瓦纳和富春江富士等中外合资企业可制造抽水蓄能机组。采用在我国生产的机组，造价就可降下来，从而提高抽水蓄能机组的经济效益。

(5) 目前全国只有广东、山东、江西、福建等几个省，对本省的抽水蓄能站址做了全面的普查和选点规划工作，而大部分可能配置抽水蓄能电站的省(区)，没有全省的抽水蓄能选点规划或做得很粗。这既不利于所在省的调峰电源优化配置工作，也不利于抽水蓄能电站的建设，应补上这一课。

四、抽水蓄能电站的类型和应用

4-1 抽水蓄能电站有哪些类型？各适用于什么场合？

抽水蓄能的类型，按开发方式可分为纯抽水蓄能电站、混合式抽水蓄能电站和调水式抽水蓄能电站；按调节周期分，可分为日调节、周调节和季调节等；按水头分，可分为高水头和中低水头；按机组类型分，可分为四机分置式、三机串联式和二机可逆式；按布置特点分，可分为地面式、地下式和特殊布置形式(人工地下水库)。

(1) 纯抽水蓄能电站厂内安装的机组全部是抽水蓄能机组。其发电量绝大部分来自于抽水蓄存的水能，发电的水量基本上等于抽蓄的水量，重复循环使用。在运行中，仅需少量天然径流，补充蒸发和渗漏损失，补充水量既可来自上水库的天然径流，也可来自下水库的天然径流。混合式抽水蓄能电站厂内既安装有抽水蓄能机组，也安装有常规水轮发电机组。上水库有天然径流来源，既可利用天然径流发电，也可从下水库抽水蓄能发电。其上水库一般是天然来水形成的，下水库按抽水蓄能需要的容积在河道下游修建。调水式抽水蓄能电站的上水库建于分水岭高程较高的地方，在分水岭某一侧拦截河流建下水库，并设水泵站抽水到上水库；在分水岭另一侧的河流建常规水电站从上水库引水发电，尾水流入水面高程最低的河流。这种类型的抽水蓄能电站，其下水库有天然径流来源，上水库没有天然径流来源，调峰发电量往往大于填谷的耗电量。

(2) 抽水蓄能电站的运行分为抽水和发电两种工况：在抽水过程中，下水库由满库至空库，上水库则由空库至满库；在发电过程中，上水库由满库至空库，下水库则由空库至满库，完成一个循环周期。如该周期历时一昼夜，则称为日调节抽水蓄能电站；如历时一周，则称为周调节抽水蓄能电站；如历时更长，可在年内蓄丰补枯，则称为季调节抽水蓄能电站。一般纯抽水蓄能电站大多进行日调节和周调节，混合式抽水蓄能电站有时可进行季调节。

(3) 抽水蓄能电站的有效水头越高，所需要的流量和库容越小，单位造价就可减少，故

抽水蓄能电站的造价随水头增大而降低。我国高水头抽水蓄能电站如广蓄、十三陵和天荒坪等利用水头已达 400~600m，国外使用单级水泵水轮机水头(扬程)已达 700m 以上，而使用多级水泵水轮机水头已达 1300m 左右。国内的羊湖抽水蓄能电站多级泵最大扬程达 853m。抽水蓄能电站水头 200m 左右及以下称中低水头，如已建的溪口和建设中的泰安抽水蓄能电站就是安装 200m 水头段的机组。我国混合式抽水蓄能电站受天然落差限制，水头一般较低，如岗南、密云、潘家口和响洪甸等混合式抽水蓄能电站都是水头在 100m 以下的电站。

(4) 从机组类型来说，四机式机组是较早期的抽水蓄能电站所用的结构方式，装有由水泵与电动机组成的抽水机组和由水轮机与发电机组成的发电机组，现一般已不再选用。三机式机组的发电机兼用作电动机，称为电动发电机(或发电电动机)，水轮机和水泵连结在一个轴上，发电时由水轮机带动电机，抽水时则由电机驱动水泵。二机式机组包括一个可逆式水泵水轮机和—个可逆式电动发电机，这种机组在电站中的布置与常规水电站的机组相似。

(5) 从抽水蓄能电站的水工建筑物与地面所处的相对位置来说，地面式电站则指全部建筑物布置在地面上，除大坝、厂房外，常采用露天式压力水管。地下式电站除上、下水库设在地面外，整个输水系统和厂房均布置在地下。

(6) 随着特高水头机组的应用，国外已经有电站在地下深处筑—个人工地下水库，厂房也设在地下，只有上水库和输电设备留在地面。

4-2 抽水蓄能电站有哪些运行方式？与常规水电机组有哪些不同？

抽水蓄能电站有发电和抽水两种主要运行方式，在两种运行方式之间又有多种从一个工况转到另一—工况的运行转换方式。正常的运行方式具有以下功能：

(1) 发电功能。常规水电站最主要的功能是发电，即向电力系统提供电能，通常的年利用时数较高，—般情况下为 3000—5000h。

蓄能电站本身不能向电力系统供应电能，它只是将系统中其他电站的低谷电能和多余电能，通过抽水将水流的机械能变为势能，存蓄于上水库中，待到电网需要时放水发电。蓄能机组发电的年利用时数—般在 800~1000h 之间。蓄能电站的作用是实现电能—在时间上的转换。经过抽水—和发电两种环节，它的综合效率为 75%左右。

(2) 调峰功能。具有日调节以上功能的常规水电站，通常在夜间负荷低谷时不发电，而将水量储存于水库中，待尖峰负荷时集中发电，即通常所谓带尖峰运行。

而蓄能电站是利用夜间低谷时其他电源(包括火电站、核电站和水电站)的多余电能，抽水至上水库储存起来，待尖峰负荷时发电。因此，蓄能电站抽水时相当于—个用电大户，其作用是把日负荷曲线的低谷填平了，即实现“填谷”。“填谷”的作用使火电出力平衡，可降低煤耗，从而获得节煤效益。蓄能电站同时可以使径流式水电站原来要弃水的电能得到利用。

(3) 调频功能。调频功能又称旋转备用或负荷自动跟随功能。常规水电站和蓄能电站都有调频功能，但在负荷跟踪速度(爬坡速度)和调频容量变化幅度上蓄能电站更为有利。

常规水电站自启动到满载—般需数分钟。而抽水蓄能机组在设计上就考虑了快速启动和快速负荷跟踪的能力。现代大型蓄能机组可以在—两分钟之内从静止达到满载，增加出力的速度可达每秒 1 万 kW，并能频繁转换工况。最突出的例子是英国的迪诺威克蓄能电站，其 6 台 300MW 机组设计能力为每天启动 3~6 次；每天工况转换 40 次；6 台机处于旋转备用时可在 10s 达到—全厂出力 1320MW。

(4) 调相功能。调相运行的目的是为稳定电网电压，包括发出无功的调相运行方式和吸收无功的进相运行方式。常规水电机组的发电机功率因数为 0.85~0.9，机组可以降低功率因数运行，多发无功，实现调相功能。

抽水蓄能机组在设计上有更强的调相功能，无论在发电工况或在抽水工况，都可以实现调相和进相运行，并且可以在水轮机和水泵两种旋转方向进行，故其灵活性更大。另外，蓄

能电站通常比常规水电站更靠近负荷中心,故其对稳定系统电压的作用要比常规水电机组更好。

(5) 事故备用功能。有较大库容的常规水电站都有事故备用功能。

抽水蓄能电站在设计上也考虑有事故备用的库容,但蓄能电站的库容相对于同容量常规水电站要小,所以其事故备用的持续时间没有常规水电站长。在事故备用操作后,机组需抽水将水库库容恢复。同时,抽水蓄能机组由于其水力设计的特点,在作旋转备用时所消耗电功率较少,并能在发电和抽水两个旋转方向空转,故其事故备用的反应时间更短。

此外,蓄能机组如果在抽水时遇电网发生重大事故,则可以由抽水工况快速转换为发电工况,即在一两分钟内,停止抽水并以同样容量转为发电。所以有人说,蓄能机组有两倍装机容量能力来作为事故备用。当然这种功能是在一定条件下才能产生的。

(6) 黑启动功能。黑启动是指出现系统解列事故后,要求机组在无电源的情况下迅速启动。常规水电站一般不具备这种功能。现代抽水蓄能电站在设计时都要求有此功能。

抽水蓄能机组的正常运行和工况转换可能有列的多种操作方式。可见蓄能机组的运行方式是相当复杂的,同时也说明蓄能机组的功能是很完善的。

水轮机工况发电及停机	2 种操作方式
水泵工况抽水及停机	2 种操作方式
发电转调相及返回	2 种操作方式
抽水转调相及返回	2 种操作方式
停止至发电方向调相及停机	2 种操作方式
停止至抽水方向调相及停机	2 种操作方式
发电转空载转抽水	1 种操作方式
抽水转空载转发电	1 种操作方式
抽水直接转发电	1 种操作方式
黑启动	1 种操作方式

4-3 抽水蓄能电站和常规水电站有哪些不同?

从电站的枢纽布置来看,抽水蓄能电站有上、下两个水库。上水库的进出水口,发电时为进水口,抽水时为出水口;下水库的进出水口,发电时为出水口,抽水时为进水口。常规水电站一般仅有一个水库,仅有一个发电进水口和一个出水口。

从安装的机组来说,抽水蓄能电站有四机分置式(装有水泵和电动机、水轮机和发电机)、三机串联式(即电动发电机,与水轮机、水泵连结在一个直轴上)和二机可逆式(一台水泵水轮机和一台电动发电机联结)。而常规水电站仅装有水轮机和发电机。

从静态功能来说,抽水蓄能电站既能发电调峰,又能抽水填谷,而常规水电站仅能发电调峰。从动态功能来说,抽水蓄能电站和常规水电站均能承担调频、调相和事故备用等任务。但抽水蓄能电站在发电或抽水过程中,均可进行调频、调相,尤其是在抽水工况调相时,经常进相吸收无功功率。调节库容较大的或设置事故备用库容的常规水电站在承担电力系统事故备用时可持久一些,而抽水蓄能电站仅能承担短时的紧急事故备用。

从投资构成来看,由于大型抽水蓄能电站的机组目前主要依靠国外技术或从国外进口,机电设备价格较高,往往机电设备的投资占总投资的一半或更多;而常规水电站的机组一般国内都能自己制造,机电设备投资大约占总投资的四分之一左右(另一原因是常规水电站的水工建筑物费用相对较高)。

从在电网中的地位来看,由于抽水蓄能电站具有多种功能,电网常把它作为综合管理的工具,往往在负荷中心附近寻找有条件的站址建设抽水蓄能电站。常规水电站受自然条件影响更大,在负荷中心附近不是到处能找到可以开发的站址的,由于水能资源丰富的地区往往远离负荷中心,电站建成后需远距离输送电能到用电地区。

4-4 抽水蓄能电站有哪些组成部分？各部分都起什么作用？

抽水蓄能电站由上水库、输水系统、安装有机组的厂房和下水库等建筑物组成。

抽水蓄能电站的上水库是蓄存水量的工程设施，电网负荷低谷时段可将抽上来的水储存在库内，负荷高峰时段由水库放下来发电。输水系统是输送水量的工程设施，在水泵工况(抽水)把下水库的水量输送到上水库，在水轮机工况(发电)将上水库放出的水量通过厂房输送到下水库。厂房是放置蓄能机组和电气设备等重要机电设备的场所，也是电厂生产的中心。抽水蓄能电站无论是完成抽水、发电等基本功能，还是发挥调频、调相、升荷爬坡和紧急事故备用等重要作用，都是通过厂房中的机电设备来完成的。抽水蓄能电站的下水库也是蓄存水量的工程设施，负荷低谷时段可满足抽水的需要，负荷高峰时段可蓄存发电放水的水量。

4-5 什么叫纯抽水蓄能电站？

纯抽水蓄能电站的特征是只有很少甚至没有天然径流进入上水库，在调节时段内水量通过引水系统和厂房在上、下水库之间往复循环，只由于抵消蒸发和渗漏的损失，需要补充少量水源，厂房内安装的机组全部是抽水蓄能机组。

纯抽水蓄能电站要求有足够的蓄能库容，在建设时，有的利用现有水库为上水库(下水库)，新建另一水库、引水系统和厂房；也有的利用不上现有水库，完全依靠新建上、下两个水库、引水系统和厂房。

纯抽水蓄能电站一般选择在负荷中心或重要的电源点附近，以减少电站在送电和受电时输电线路的电能损失。我国已建成的广州、十三陵和天荒坪抽水蓄能电站，以及在台湾的明湖、明潭等都属于纯抽水蓄能电站。

4-6 什么叫混合式抽水蓄能电站？

结合常规水电站的新建、改建或扩建，加装抽水蓄能机组，即构成混合式抽水蓄能电站。厂房内的机组，有的是常规水轮发电机组，有的则是可逆式抽水蓄能机组。其上水库有天然径流汇入，产生的电能分为两部分，一部分为天然径流发电，另一部分为抽水蓄能发电。

混合式抽水蓄能电站整体布置与一般的常规水电站相似，只是需要在电站下游建筑一个具有相应库容的下水库，在发电厂房内增装蓄能机组(需要比常规机组进行更大的挖深)。蓄能机组水头受常规水电机组水头的限制，有可能比较低。

我国已经建成的岗南、密云、潘家口和响洪甸等属于常规和蓄能机组结合的混合式抽水蓄能电站。

4-7 如何认识抽水蓄能电站的经济合理性？

抽水蓄能电站是一种电能转换和储备措施，在转换过程中会有电能损失，目前抽水蓄能电站的综合效率约在 75%左右。但应看到，火电机组的单位煤耗与机组运行工况及它在负荷图上的工作位置有关，基荷部分火电机组单位煤耗较低，而峰荷部分单位煤耗较高。因此，一般情况下，抽水蓄能电站利用低谷时火电空闲容量抽水蓄能，等到高峰负荷时发电，与火电站担负峰荷的方案相比较，可以节省一定量的燃料。

此外，由于抽水蓄能电站的填谷作用(吸收后夜剩余电能)，腰荷火电机组设备的利用率得以提高，使得这部分机组接近满载运行，使它们的单位煤耗得以降低。

另外，根据有关方面估算，纯抽水蓄能电站的单位千瓦投资与替代火电站单位千瓦投资差别很小，但蓄能电站的年运行费比火电站节省一半还多，因而修建抽水蓄能电站总是有利的。随着电网中将有更多的火电机组和核电机组投入运行，以及电网负荷率进一步降低，抽水蓄能电站将发挥更重要的作用，其经济合理性也更为明显。

4-8 怎样计算抽水蓄能电站的综合效率？

抽水蓄能电站的抽水电量将大于所发电量，即在实现能量转换时存在着能量损失。在一个循环运行过程中，发电工况下输水系统、水轮机、发电机和主变压器工作效率的乘积与抽水工况下主变压器、电动机、水泵和输水系统工作效率乘积的比值，称为抽水蓄能电站的综

合效率，这是衡量其技术经济特性的重要指标。设计时，如要求比较精确地确定抽水蓄能电站的综合效率，应根据电站的工程布置特点、所采用的机组运转特性曲线及电站在电网中的运行方式计算确定。对于已运行的抽水蓄能电站，常用所发电量与抽水电量之比值来表示其综合效率。抽水蓄能电站的综合效率一般为 0.67~0.75，大型抽水蓄能电站大多在 0.70 以上，条件优越的抽水蓄能电站可达 0.78。

采用可逆式机组的抽水蓄能电站，由于机组要兼顾两种工况，其高效率区相应比较窄，与采用四机式、三机式的抽水蓄能电站比较，其综合效率一般要低些。然而，采用可逆式机组可以节省设备、减少投资，优点仍很突出，随着机组设计、制造水平的不断改进，其综合效率已有很大提高。

4-9 当今抽水蓄能电站发展的特点是什么？

当今世界各国发展抽水蓄能电站的情况，可以归纳出如下特点：

(1) 随着抽水蓄能电站在世界各国的大量兴建，抽水蓄能机组制造技术有很大进步，从而促进了抽水蓄能机组向高水头、大容量方向发展。如美国的巴斯康蒂抽水蓄能电站装机容量为 2100MW，安装了世界上单机容量最大的可逆混流式水泵水轮机(6×350MW)，转轮直径为 6.35m；我国最大也是全世界最大的广州抽水蓄能电站，总装机容量 2400MW(8×300MW)，转轮直径为 3.985m。

(2) 抽水蓄能电站的建设是与电网的发展联系在一起的。随着电网中大型火电机组和核电机组的投入以及负荷峰谷差的进一步加大，抽水蓄能电站已成为电源构成中不可缺少的组成部分和电网综合管理的有力工具，也是电网安全、稳定运行的保证。

(3) 世界上不仅以火电为主或拥有大量核电的国家在大力发展抽水蓄能电站，就是那些水力资源比较丰富的国家，如前苏联和巴西，由于水力资源分布不均衡，考虑到远距离输送调峰电力在技术上和经济上所存在的问题，也加速在负荷中心地区修建抽水蓄能电站。我国实施“西电东送”战略，为了保证东部受电地区电网的安全、稳定运行，也将在东部地区修建一定规模的抽水蓄能电站。

(4) 由于抽水蓄能电站运行灵活，除了担任调峰填谷以外，还可承担调频、调相和紧急事故备用等作用。英国迪诺威克抽水蓄能电站，其主要作用之一是在系统中担任调频任务，以保证系统对频率稳定的严格要求。我国的十三陵抽水蓄能电站，称为京津唐电网的“第一调频电站”。广州抽水蓄能电站无论在发电工况还是在抽水工况运行都可为电力系统调相，尤其在节日期间，更为电力系统单独开机，利用抽水蓄能机组进相运行方式吸收多余无功功率，对稳定 500kV 电网运行电压取得相当理想的效果；另外，广蓄还为大型火电机组、核电机组和“西电东送”电源提供了及时的紧急事故备用容量，减少甚至避免了事故造成的损失。

五、国外抽水蓄能电站的建设情况

5-1 国外抽水蓄能电站有多少年的发展历史？

在国外从最早的原始装置算起，抽水蓄能电站已有上百年的历史，但是具有近代工程意义的设施，则是近四五十年才出现的。抽水蓄能电站建设早期的发展是以蓄水(调水)为目的，这些是季调节型的抽水蓄能工程。

从 50 年代起，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不断增加，调节峰谷负荷的要求日趋迫切，遂出现了以电网调节为主要作用的纯抽水蓄能电站和混合式抽水蓄能电站，在电力系统中担任调峰和调频，其运行方式为日循环或周循环，抽水蓄能电站从此进入了一个新的发展阶段。

70~80 年代是国外抽水蓄能电站发展最快的时期，这一时期兴建抽水蓄能电站已由欧美日等工业发达国家扩展到世界各国。根据国外统计，全世界蓄能机组装机，由 60 年代的

1250MW 增加到 70 年代的 2990MW，到 80 年代增加为 5610MW，从 50 年代算起全世界抽水蓄能电站的容量增加了 28 倍。

5-2 国外抽水蓄能电站现在发展到什么水平？

1980 年美国全国装机容量为 6.32 亿 kW，其中水电为 0.77 亿 kW，占总装机容量的 12.2%。抽水蓄能占水电装机的 16.9%，占总装机容量的 2.1%。同年日本全国装机容量为 1.44 亿 kW，其中水电为 0.29 亿 kW，占 20.1%。抽水蓄能占水电装机容量的 36.3%，占总装机容量的 7.5%。

近 20 年来，世界各国的抽水蓄能电站建设增加很多，美国现在修建的水电 60% 以上是蓄能电站，日本在建的水电 80% 以上是蓄能电站。

据 1999 年的统计，全世界已建成的抽水蓄能电站有 391 座，分布在 39 个国家和地区，装机容量共 104960MW。在各国中，排第一位的是日本，有 43 座电站，装机共 20816MW；第二位是美国，有 38 座电站，装机共 19772MW；第三位为意大利，有 25 座电站，装机共 7418MW。另据 2001 年对 31 个国家抽水蓄能电站的统计，有蓄能机组近 1400 台，总装机近 1.3 亿 kW。

我国现已建成的较大型蓄能电站有 8 座，装机共 5600MW，在世界上排位第 6，如加上在台湾的 2 座，共 2600MW，则中国的抽水蓄能装机共有 8200MW，实际上应排在世界第三位，仅次于美、日。我国建设抽水蓄能虽然起步较晚，但近十多年的发展速度还是可观的。

5-3 国外抽水蓄能电站的发展有哪些特点？

抽水蓄能机组在一些工业发达国家使用很多年来，获得了巨大发展，其主要原因可能有以下几方面，这些经验对我国发展抽水蓄能电站有参考价值。

(1) 随工业和民用耗电量的增加，电网的峰谷差越来越大，发电系统中需要大量的调峰机组，抽水蓄能机组已经证明是各种调峰机组中经济效益最好的一种。

(2) 各国都在发展大容量火力发电机组(燃油的机组单机容量已超过 1000MW，核电机组单机容量已达 1600MW)，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。法国是个较突出的例子，现核电发电量已超过全国的 3/4，虽然水电也不少(约 15%)，但仍需修建抽水蓄能电站来负担电网调节任务。

(3) 抽水蓄能机组比之其他调峰机组的优点在调峰之外还可以填充负荷的低谷，这样就允许提高系统中火力机组所承担基荷的比重，降低对火力机组调峰容量的要求，改善火力机组的运行条件。某些水电装机容量比较高的国家，如挪威(99%)、巴西(84%)、瑞典(55%)等，水电已占基荷中的绝大部分，但因水电机组没有填谷的功能，所以仍需另外安装蓄能机组来调节电力负荷的波动(有些蓄能机组是为与之联网的外国热力机组服务的)。

(4) 有些国家的水电资源已开发得比较充分，如法国(74%)、瑞士(72%)、日本(66%)等，不能再靠常规水电提高更多的调节容量，而抽水蓄能的发展则受水能资源的限制较少。

(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，只有水力机组才能在事故发生后很短时间内发出足够功率来防止系统产生过大振荡。在没有合适条件开发常规水电时，为增加事故备用容量就首先要考虑修建抽水蓄能电站。

(6) 多数国家的供电在一天之内不同时间价格不同，高峰时电价高，低谷时电价低，国外高低电价比值多为(3~4):1，意大利为 5:1，法国曾达到 10:1。修建抽水蓄能电站后，用低价的电力抽水，发出电来以高价售出，因之工程建设的投资可以较快收回。有些国家利用不同季节的电价差而从抽水蓄能电站获得很大利润，如意大利、瑞士、比利时、卢森堡等。

5-4 为什么国外抽水蓄能电站有较高的经济效益？

国外的抽水蓄能电站一般有较高的效益主要是由于：

(1) 电网电价差距大，峰荷电价可以为谷荷电价的 3~5 倍，有的国家可达 10 倍，因之蓄能电站的发电收入较高。

(2) 电力系统网络较大, 抽水蓄能电站发电的用户和抽水用电的供应来源都较广泛, 蓄能机组的使用率较高。蓄能电站的调节功能可以为外国电网服务, 换取收入。

(3) 在工业化程度高的国家一般对于电力系统发电质量(主要是电压、频率、可靠性)的要求很高, 对于性能优越、在维持发电质量中起重要作用的抽水蓄能电站的服务价格相当高, 且建设、运行成本又低于常规水电和热力机组, 故其运行效益自然较高。

六、我国抽水蓄能电站的建设情况

6-1 我国什么时候开始建设抽水蓄能电站? 为何说我们有较好的建设条件?

60年代后期, 我国在河北省岗南水电站装设了一台引进的容量为11MW的抽水蓄能机组, 运行30多年来经济效益很好, 但因机组容量比较小, 在电力系统中的效益不够明显。后来在北京市密云水电站安装了2台我国仿制的岗南型机组, 因为制造质量有问题, 没有发挥什么作用。

自改革开放以来, 全国经济逐步走向市场, 水电建设也有了很大的发展。特别是90年代以来, 发展进入了新的阶段。现在水电建设处于我国历史上最好的发展时期, 抽水蓄能建设也得到了应有的重视而获得初步进展。我国抽水蓄能电站建设虽然起步较晚, 但有以往大规模常规水电建设所积累的经验, 加上近20年来引进的国外先进技术和管理经验, 使我国抽水蓄能电站的建设能有较高的起点。

6-2 我国已建成的抽水蓄能电站有哪些? 这些电站占电力系统的比重有多少?

1980年中期在河北潘家口水电站先后投入3台中型抽水蓄能机组(容量各为90MW)。从80年代后期到90年代期间, 我国连续建成了3座大型抽水蓄能电站: 即广州抽水蓄能电站一期和二期工程(总装机 $8 \times 300\text{MW}$); 北京十三陵抽水蓄能电站(装机 $4 \times 200\text{MW}$); 天荒坪抽水蓄能电站(装机 $6 \times 300\text{MW}$)。其中广州抽水蓄能电站(2400MW)是目前世界装机容量最大的蓄能电站。这三座电站分别对改善广东电网、京津唐电网和华东电网的运行条件起了重要作用。

近几年各地也建成了一批中、小型抽水蓄能电站, 如西藏羊卓雍湖($4 \times 22.5\text{MW}$)、浙江溪口($2 \times 40\text{MW}$)、安徽响洪甸($2 \times 40\text{MW}$)、江苏溧阳($2 \times 50\text{MW}$)和湖北天堂($2 \times 35\text{MW}$)等。这些蓄能电站建成后运行情况良好, 有力地改善了地方电网的运行条件。80至90年代, 在台湾建成了明湖和明潭两座大型抽水蓄能电站, 装机容量分别为 $4 \times 250\text{MW}$ 和 $6 \times 267\text{MW}$ 。

到1999年底, 我国大陆已建成的抽水蓄能电站容量有5600MW, 已建成抽水蓄能机组占全国总装机比重为1.9%; 其中在京津唐电网为6.0%; 华东电网3.6%, 广东电网7.9%。蓄能电站占水电装机容量的比重约为8.5%。在我国台湾建成的两座大型抽水蓄能电站, 装机容量共为2600MW, 建成时占台湾总装机容量的14%。

6-3 抽水蓄能机组在总装机容量中应占的最优比重是多少?

关于抽水蓄能机组在总装机中应占的比例以多少为好, 首先要看各电力系统的具体条件和发展阶段而定, 很难确定统一标准。数年前, 日本的电力研究所曾就日本9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比重应由现在总容量的10%左右增加到14%左右。

最近华中电网在对拟建抽水蓄能电站所进行的技术经济论证报告中提出的初步结论为: 从整体技术经济考虑, 华中电网在2010年及2020年期间, 如建设抽水蓄能电站并减少同容量的水电站, 就可减少电力系统年运行费用。从改善华中电网调峰情况看, 为减少电网调峰弃水电量, 充分利用廉价的水能发电, 抽水蓄能装机应达到总容量的5%, 而从节约一次能源和可变费用来看, 抽水蓄能比重应达到9%。

我国国家电力公司在—项全国单位调峰战略研究报告中提出: “在以煤电为主的系统中建设抽水蓄能电站, 解决调峰问题, 是经济评价最优的方案, ……一般可控制在总装机容量

的 10%左右。”

6-4 我国在建和规划中的抽水蓄能电站有哪些？

我国目前在建的中大型抽水蓄能电站有山东泰安、浙江桐柏和安徽琅琊山等处。泰安电站水头为 220m，装机 $4 \times 250\text{MW}$ ；桐柏电站水头为 236m，装机 $4 \times 300\text{MW}$ ；琅琊山电站水头为 236m，装机 $4 \times 150\text{MW}$ 。

在“十五”期间将兴建的中大型抽水蓄能电站还有：河北张河湾(装机 $4 \times 250\text{MW}$)、山西西龙池(装机 $4 \times 300\text{MW}$)、江苏宜兴($4 \times 250\text{MW}$)、河南宝泉(装机 $4 \times 300\text{MW}$)等电站。其中山西西龙池最高水头达 689m，将为世界上水头最高的可逆式机组之一。在建的小型蓄能电站有河南省的回龙($2 \times 60\text{MW}$)，该蓄能机组将全部为国内设计制造。

正在进行前期工作的大型抽水蓄能电站还有北京板桥峪(装机 $8 \times 300\text{MW}$)、内蒙呼和浩特($4 \times 300\text{MW}$)、辽宁蒲石河(装机 $4 \times 300\text{MW}$)、黑龙江荒沟(装机 $4 \times 300\text{MW}$)和安徽响水涧($4 \times 250\text{MW}$)等电站。

到 2010 年抽水蓄能装机占全国总装机的比重可望达到 2%~2.5%。在各电网中估计可达到：京津唐电网 3.8%；河北南网 6.5%；华东电网 5.1%；广东电网 4.4%；山东电网 3.1%；山西电网 7.3%。

6-5 进行抽水蓄能建设有哪些局限性？

抽水蓄能电站在电网中的作用，已证明是十分有效的。但是，抽水蓄能作为一项技术措施也必然有其局限性，并不能在所有场合都发挥出最好的效益。在规划设计中如遇以下情况，对抽水蓄能电站选点应特别慎重。

(1) 电网容量和所希望装设的抽水蓄能电站容量相比是较小的，则蓄能电站有可能发挥不了应有的作用。在峰荷时，蓄能电站可以分担电网的调峰或调频任务，但在后半夜电网不一定有足够的剩余电能来供应蓄能机组抽水；同时也需考虑机组突然退出运行时对电网稳定性的影响。

(2) 抽水蓄能电站的运行实践证明，蓄能机组在电网中起调节作用的方式是多方面的，并不是完全按照设计计算中考虑的全出力发电若干小时和满功率抽水若干小时运行。电网遇有特殊情况，可能要求蓄能电站多发电，或在发电过程中转变为抽水，在抽水过程中转变为发电。所以在规划蓄能电站的时候，确定上下水库的库容应留有一定余地。现在有些大型蓄能电站因为水库容量定得太紧，而约束了电站在电网中作用的发挥。

(3) 实践已证明抽水蓄能电站的应用水头越高，经济效益越好，因之在规划设计中趋向于选用尽可能高的运行水头。特高水头蓄能机组在制造上是可能的，但在其水力性能(如效率和振动特性)上目前尚存在待进一步研究的问题。使用特高水头可能需装设三机式机组，则一次投资将较大。所以较明智的做法还是尽可能选取接近可逆式机组经常使用的水头范围，这样机组性能可较好地得到保证，也较经济。蓄能机组运行效率的提高将会反映到电网全面效益的提高。

(4) 在小的电网中修建小型蓄能电站时，往往为节省电站设备投资倾向于机组抽水时不通过启动装置而直接由电网启动，这种启动方法在国内外均已有了若干先例，但机组直接启动会对电网电压产生不利影响，对此必须给以足够的考虑。

6-6 我国在建设抽水蓄能电站中和国外的差距有哪些？在深化电力改革中应如何解决？

从我国已有的抽水蓄能电站建设经验来看，有以下一些因素影响了我国抽水蓄能电站的更大发展，形成和国外建设的差距：

(1) 电价改革深度不够。有些地区，尚未实行峰谷电价，有些地区调整了峰谷电价，但峰谷差价拉开的还不够，以至抽水蓄能电站在峰荷时间所提供的优质电得不到必要的补偿。现在应该使用科学的方法，首先制定更能反映不同时段实际发电成本的电价。

(2) 抽水蓄能技术的主要功效之一就是其动态效益，如负荷跟随、旋转备用、快速工况

转换等；但在目前的建设成本核算中未计动态效益，致使有特殊功效的抽水蓄能电站在财务核算上处于劣势。国外在抽水蓄能技术发展过程中也遇到类似问题，现在在美国某电网使用的一种办法是将每一项动态效益折算成一定的成本价值，将这些价值数额从计算成本中减去，就等于降低了蓄能电站的单位造价，使抽水蓄能处于更有利的竞争地位。

(3) 我国多数电力部门都持有这样的观点，即我国机械工业部门有能力制造常规水电设备，而抽水蓄能机组是很特殊的，必定要买外国设备。据现在的实际统计和估算，我国抽水蓄能电站凡考虑使用国产设备的，其机电设备费用为总投资的 40%左右，而采用国外设备时，则将占 60%左右，这就使蓄能电站的造价大大提高。

其实抽水蓄能机组的主机(水泵水轮机和电动发电机)，和常规水轮发电机组基本上是相同的，因蓄能机组运行工况复杂，所需的自动控制设备要占较大的比重。对于主机和辅机，我国制造厂是有能力制造的，目前只缺少技术储备(如水泵水轮机转轮资料)和制造、运行经验，对于一时不能过关的技术或设备，可以单项引进而不需成套引进。所以在今后的工作中，应该引导建设部门用更科学的方法，具体分析设备制造中的问题，凡我国能够制造的，宜尽量使用国产设备，积极促进蓄能电站设备的国产化(参考 11-1 部分)。

七、抽水蓄能电站的投资和效益

7-1 抽水蓄能电站的投资是怎样估算的？

抽水蓄能电站投资估算(或概算编制)的方法与常规水电站基本相似。应首先说明投资估算(或概算编制)的原则和依据，在投资估算(或概算编制)时，应按照国家政策法规及现行定额、费用标准和有关规定进行。按投资的性质和构成分建筑安装工程、设备购置和其它工程；按项目划分为建筑工程、机电设备和安装工程、金属结构和安装工程、临时工程、水库淹没处理补偿及其它费用。工程总投资需分类、分项计算。在计算中，填列分年度投资估算(或概算)表、材料价格和材料用量、工程量、台班费等汇总表。

为了提高抽水蓄能电站投资估算(或概算)的编制质量，必须加强调查研究，收集投资估算(或概算)的原始基础资料和有关重要文件，并对主要的基础单价进行分析计算。在投资估算(或概算)的编制过程中，应说明人工工资标准、主要材料来源地、供货比例以及电、风、水、砂石料和施工机械台班费等基础单价计算的原则和依据；说明主要设备原价、来源地及运输方式的确定原则与依据；说明水库淹没移民迁建补偿及环保措施投资计算的内容。为了反映投入物和产出物的真实价格，开展国民经济评价，应在投资估算(或概算)的基础上，进行影子价格投资的估算。抽水蓄能电站的机电设备投资比重较大，制造难度也较大，有可能需利用外资采购进口设备，其投资估算(或概算)可按照《水利水电工程利用外资概算编制办法(采购型)》编制，也可利用外资用于国际招标中标承包商的外币部分，其外资额度按照国际惯例规定确定。

7-2 抽水蓄能电站各个组成部分在总投资中各占多少比重？和常规水电站有何不同？

根据国内几个已建抽水蓄能电站总投资构成的分析，各个组成部分在总投资中的比重大致如下：建筑工程的投资约占总投资的 20%左右，其中上水库工程和输水工程约占一半左右；机电设备及安装工程(含金属结构设备及安装工程)的投资约占总投资的 50%左右；临时工程的投资占总投资的比例不到 10%；水库淹没处理补偿投资占总投资的比例不足 1%；其它投资约占总投资的 10%~20%。

抽水蓄能电站与常规水电站相比，建筑工程(土建部分)的投资占总投资的比重较小，水库淹没处理补偿投资约占总投资的比重更小，而机电设备及安装工程的投资占总投资的比重较大，一般可占总投资的 50%，甚至更多。

7-3 抽水蓄能电站的经济效益有哪些算法？

抽水蓄能电站的运行与电网的组成状况密不可分，其作用与效益也体现在整个电网中。

为正确分析与合理评价其经济效益，可遵循以下的原则和方法：

(1) 从电力系统整体出发，通过“有”、“无”抽水蓄能电站两种情况下电力系统的电源构成、各类电站的运行方式及技术经济指标、系统总费用的变化来分析计算抽水蓄能电站在电网中的经济效益。

(2) 在拟定电力系统比较方案及进行电力电量平衡时，应根据电力系统特性及各类电站的调峰能力，重点进行调峰容量的供求平衡，选择等效的系统电源规划方案(包括有抽水蓄能和无抽水蓄能)进行经济比较。

(3) 在分析计算抽水蓄能电站效益时，应根据各类电站在电力系统中的工作位置与运行方式的差别，反映出各类电站在运行特性指标(包括发电煤耗、用电率、年运行费率等指标)方面的区别与变化，计算不同系统比较方案在装机规模、投资与运行费、系统煤耗总量等方面的差别。

1999年3月，国家电力公司颁发了《抽水蓄能电站经济评价暂行办法实施细则》，使抽水蓄能电站的经济评价工作有了统一的标准。抽水蓄能电站在国民经济评价中，应以替代方案法为主，以替代方案的费用作为设计方案的效益，测算其国民经济内部回收率 R ，若 R 大于12%，则国民经济评价可行；若 R 小于12%，则国民经济评价不可行。财务评价以动态分析为主，静态分析为辅。其上网电价应合理体现容量和电量效益，宜采用电力系统发电市场预测的容量、电量两部制电价，可根据电力系统的可避免容量成本和电量成本，按边际理论测算。上述计算方法比以前有所深入，前进了一大步，但抽水蓄能电站的部分动态效益还没有充分体现出来，尚有待不断总结经验，研究并开拓新的方法。

7-4 我国的几座抽水蓄能电站运行以来经济效益如何？采用什么经营管理模式？

自1968年5月在已建的岗南水电站安装了斜流可逆式水泵水轮机组，我国出现了第一座混合式抽水蓄能电站以来，又先后建成了密云、潘家口、广蓄、十三陵、天荒坪、溪口、羊湖、沙河、天堂、响洪甸等抽水蓄能电站。其中密云、潘家口、响洪甸为混合式抽水蓄能电站，其余为纯抽水蓄能电站。现将潘家口混合式抽水蓄能电站和广蓄、十三陵、天荒坪三座大型纯抽水蓄能电站运行以来的基本情况简单介绍如下：

(1) 潘家口混合式抽水蓄能电站。华北电网以火电为主，电网调峰十分困难，不得不采取开停高温高压机组调峰或采用拉闸限电等手段，使电网的安全、经济运行受到很大影响。为了解决这一问题，在潘家口水电站安装了3台90MW的抽水蓄能机组，于1989年底安装完毕投入运行。投产以来，可使电网减少270MW的火电装机容量，另有1530MW的火电机组由峰腰荷转入基荷运行，并为电网节约燃料费。此外还可减少火电调峰机组的开停机次数，延长设备的寿命，提高电网的周波合格率，保证电网、机组及用电设备的安全，提高工业产品的质量。另外，蓄能机组还有开停机方便，不与别的部门争用燃料，不对环境造成污染等优点。潘家口混合式抽水蓄能电站的运行实践已经证明具有很大的经济效益。

(2) 广州抽水蓄能电站。广州抽水蓄能电站是我国第一座高水头、大容量抽水蓄能电站，一期装机120万kW。从1993年6月第一台机组投入运行以来，为广东电网和香港中华电力公司电网调峰、填谷、调频、调相，与核电配合运行，并承担紧急事故备用，发挥了应有的作用。

广蓄的投入使核电站多发基荷电，实现不调峰稳定运行。因广蓄和核电都是向广东和香港电网供电，由于广蓄的调节作用，核电从未用作调峰，实现稳定运行，不但满载，而且可以超载运行。在电网中无论是火电机组甩负荷还是核电机组跳机或西电解列，均对电网安全影响很大，而广蓄电厂的可逆式机组，能快速启动，在各种运行工况之间迅速转换，及时起到事故备用容量的作用，对防止电网事故扩大，恢复正常供电起着显著作用。广蓄电厂的可逆式机组无论在发电工况还是在抽水工况运行都能进行调相，既可发出无功功率提高电力系统电压，也可吸收无功功率降低电力系统电压。尤其是在抽水工况调相时，经常进相吸收无

功率，有时进相很深，持续时间很长，这种作用，核电、火电做不到，常规水电也难以做到。由于抽水蓄能机组既可作电源又可作负荷，运行十分灵活，调度方便简易，核电机组和火电机组调试期间的甩负荷试验、满负荷振动试验，均需蓄能机组配合。

广蓄电厂运行初期以电量作为经营的唯一指标，出现了亏损局面。1995年下半年改为按容量租赁给电网，租赁制实施后，电力系统可完全按照自己的意图调度广蓄各台机组，核电稳发满发得到进一步保障。广蓄联营公司也具备了财务生存和还贷能力，在扣除成本、税金和还贷款后，还有利润，并以此滚动扩建了广蓄二期。一、二期电站共装机 2400MW，成为世界上最大的抽水蓄能电站。

(3) 十三陵抽水蓄能电站。十三陵抽水蓄能电站自第一台机组投产运行以来，已将近 6 年。其运行方式是作为京津唐电网的第一调频电厂，在保证电网周波稳定的前提下，为电网提供调峰填谷和紧急事故备用容量。十三陵抽水蓄能电站的投产运行，缓解了电网的调峰紧张状况，改善了燃煤火电机组的运行条件，为电网节约了固定运行费和燃料费用。据初步估算，每年可为电网节约运行费 4000 万元；另外由于抽水蓄能电站的投入，每年可节省大量的燃料费。当电网发生故障和负荷快速增长时，抽水蓄能机组可紧急启动，快速响应，因而十三陵抽水蓄能电站给电网带来的经济效益是比较可观的，除电量转换效益外，还给电网带来了调频、调峰填谷、旋转备用等效益。

十三陵抽水蓄能电站的经营方式采用了电网统一核算方式，即由电网统一支付其成本、利润、税金并负责还本付息，电站仅负责按电网的调度要求运行。在实施中，首先由电网财务部门采用现行财务评价方法，按来电加工方式核算电站的还贷上网电价，经用电地区物价部门批准并平摊加价到用户。初步核算，平摊加价到北京地区用户的电价约 0.03 元/(kW·h)。这一情况，对电站的运行相当有利，对用户压力也不大。

(4) 天荒坪抽水蓄能电站。天荒坪抽水蓄能电站自首台机组投产以来，已有 3 年多时间。它作为华东电网的主要调峰电源，由上海市和江苏、浙江、安徽三省分配容量分别运用，并保证秦山一期核电站安全稳定运行。由于华东电网存在高峰电力短缺的状况，天荒坪用于减少高峰限电所产生的静态效益十分显著。另外，还可承担负荷调整和满足日负荷曲线陡坡部分的变化要求，快速启动，增减负荷，弥补火电机组的不足，节约燃油消耗，减少运行费用。由于其工况转换迅速，承担系统旋转备用，可减少全网火电机组压力，为缓解事故起到重要作用。除此以外，天荒坪抽水蓄能电站还可为系统提供很好的调频、调压手段，具备特有的黑启动能力，可以在电网瓦解全部停电的情况下，帮助系统恢复电力供应。

天荒坪抽水蓄能电站实行两部制电价，经国家批准，容量电价为每年 470 元/kW，电量电价为每年 0.264 元/kW。在这种情况下，天荒坪电站能维持还本付息并略有盈余，但电网由于建设天荒坪，需相应提高销售电价。

7-5 抽水蓄能电站从哪些方面可以提高核电站的效益？

为了提高电网和核电站的安全性，以及核电站的经济性，在建设核电站的同时，有必要同步建设抽水蓄能电站。如广东建设大亚湾核电站时同步建设了广州抽水蓄能电站，江苏建设连云港核电站时积极筹建宜兴抽水蓄能电站，浙江建设秦山核电站(二、三期)时积极筹建桐柏抽水蓄能电站。为什么要同步建设呢？关键是电网中有了抽水蓄能电站，可以多方面提高核电站的效益。现简述如下：

(1) 抽水蓄能机组是核电机组按基荷方式运行的有力保障。核电机组在电网要带基荷运行，必需解决调峰问题，若电网中水电比重不大，火电调峰能力有限，则只有靠抽水蓄能机组，因它具有调峰和填谷的双重功能。

(2) 抽水蓄能机组有助于核电站的安全。保持核电机组完好性对核电站安全有重要意义，而核电机组长期稳定运行是保持核电机组完好性的有力保障。为了做到这一点，在电网中应有抽水蓄能电站配合运行，这样就可避免核电机组频繁升降负荷调峰，大大节省了瞬变

消耗，也就是说，核电机组的稳定运行使设备的安全裕度加大了。

(3) 抽水蓄能机组有助于电网安全。核电机组单机容量大，一旦甩负荷对电网冲击也大。对于核电站，核安全是第一位的，保护设置原则是宁愿误跳，也不能不跳。这种时候，都是依靠抽水蓄能机组快速承担负荷来完成的，从而保护了电网的安全。一个安全的电网也有助于核电站的安全。

(4) 核电站和抽水蓄能电站配套，可以形成跟随系统负荷的“优质电”，提高核电的竞争性，也不因核电站按基荷方式运行而在调峰问题上“损害”其它电源的利益。

(5) 核电站和抽水蓄能电站配套运行，使核电站满载带基荷运行，提高了实现高产的可能性，有助于降低核电站的上网电价。

7-6 抽水蓄能电站的经济评价与常规水电站有何异同？

抽水蓄能电站的经济评价方法来源于常规水电站的经济评价方法，由于两种类型的电站既有相同点，也有不同点，因而经济评价的方法有相同之处，也有不同之处。抽水蓄能电站具有启动快、运行灵活的特点，是承担填谷、调峰、调频、调相和紧急事故备用的优秀电源；其效益主要体现在电力系统中，按我国目前的电价政策和电力系统电费结算办法，抽水蓄能电站的效益存在着“看得见、算得出、拿不着”的问题；常规水电的现行经济评价方法难于完全体现抽水蓄能电站的特点。鉴于上述原因，水电水利规划设计总院接受国家电力公司委托，在总结和分析《水电工程项目经济评价实施细则》多年实践的基础上，根据抽水蓄能电站的特点，按照国家和电力行业的法规，以及其它有关财税制度、信贷政策、电力市场改革的规定，编制了《抽水蓄能电站经济评价暂行办法实施细则》。现将抽水蓄能电站和常规水电站经济评价的异同分述如下：

(1) 无论是抽水蓄能电站还是常规水电站，进行经济评价的前提是：除论证工程技术可行性外，还应从电站本身的资源条件、对其它电站的影响、电力市场的需求以及对地方经济的促进等方面论证其建设必要性。抽水蓄能电站与常规水电相比，其建设必要性论证显得尤其重要，需要特别重视。

(2) 无论是抽水蓄能电站还是常规水电站，在国民经济评价时，需从电力系统整体出发，在进行“有”、“无”设计电站方案比较时，不仅要进行逐年电力电量平衡，还要进行相应的调峰能力平衡。对于抽水蓄能电站而言，为选择经济合理、技术适当且具有代表性和现实性的替代方案，应进行系统电源优化规划；同时，还需根据不同类型火电机组煤耗特性，分析计算“有”、“无”抽水蓄能电站时系统煤耗总量的差别。

(3) 无论是抽水蓄能电站还是常规水电站，在财务评价时，为适应电力市场从“卖方市场”转向“买方市场”的变化，均由原来的按还贷年限反推上网电价逐步过渡到按全部投资财务内部收益率(8%或 10%)推算上网电价。常规水电站的效益主要是电量，仅采用电量价格来衡量其财务效益是可以的，若能区别峰、谷电价，则对于具有较好调节性能的水电站更为有利。但对于抽水蓄能电站来说，一方面它不属于能源资源的开发，而是将低谷电能转换为高峰电能的转换器；另一方面其效益主要体现在容量和动态效益上，而非电量。抽水蓄能电站的特点决定了应执行峰谷电价和两部制电价制度，否则就难于在电力市场中生存和发展。

八、抽水蓄能电站工程的特点

8-1 抽水蓄能电站工程有哪些特点？

和常规水电站相比较，抽水蓄能电站工程有以下一些特点：

(1) 多数抽水蓄能电站只进行日调节或周调节运行，故不需要很大容量的水库，在站址选择上要比常规电站的限制少，勘测中容易找到水头比较高、成库条件比较好的站址。

(2) 抽水蓄能机组可以应用到相当高的水头范围，因之机电设备以及电站输水道和厂房

的造价都可有效地降低，抽水蓄能电站的应用水头越高，则单位千瓦的投资越小，故蓄能电站向高水头发展的趋势很明显。

(3) 在高水头、大直径的输水道中广泛使用不衬砌、普通钢筋混凝土衬砌、预应力混凝土衬砌等衬砌方法，可以有效地降低高水头输水道的造价。

(4) 抽水蓄能电站的地下工程相对较多，故宜建在地震稳定地带。首先应该避开地震烈度过高的地区，也应避开活动性断层。电站位置更宜选在结构完整的坚硬岩体内，以免地下洞室及隧洞、管道的安全受到影响。

(5) 由于水泵水轮机抽水时的要求，蓄能机组要求很大的淹没深度(即水泵水轮机中心在尾水位以下的深度)。我国使用的高水头机组已用到 70m 淹没深度。这样大的淹没深度对地面厂房施工带来很大难度，因之随地下工程设计和施工技术的提高，近代抽水蓄能电站更多地趋向于使用地下厂房。

(6) 抽水蓄能电站的调节周期短，随电站的运行和工况的转换，上、下水库的水位有大幅度的快速升落，设计时对坝体和库坡的稳定性需要特别注意。

(7) 抽水蓄能电站的水库水位变化频繁，上(水)库很多是在山顶开挖出来的，原有岩石的防渗性并不好，蓄水后渗漏趋势较大，且上水库库存的水是消耗电能抽上去的，故在工程上必须有可靠的防渗措施。

(8) 抽水蓄能电站的机电设备投资占总投资的比重要比常规水电机组所占的比重高。

8-2 抽水蓄能电站是否需要天然水源？

纯抽水蓄能电站的水源可能有三种：①上(水)库和下(水)库是筑坝形成的，但有一定量的天然水源以补偿渗漏和蒸发损失，如我国的广州蓄能电站；②上水库是人工修筑的，无天然水源；下水库有一定天然水源，但仍需部分由附近水源补给，如十三陵和天荒坪电站；③上、下(水)库都是人工修筑的，天然水源不足，需要引入附近的水源第一次充满水库，并不断补偿运行后的蒸发和渗漏，如意大利普桑查诺(Presenzano)电站。

混合式抽水蓄能电站一般是以现有水库为上库，故水量是充足的，如潘家口、响洪甸等电站。

8-3 抽水蓄能电站水库的库容应怎样选取？

多数纯抽水蓄能电站是利用已有的水库为下(水)库，再人工修建一个上(水)库。从库容来看，一般上库容积较小，因而对运行时间起控制作用。也有的抽水蓄能电站上下两库都选的很小，则两库都需控制运行时间。确定上库和下库的有效库容时一般有以下考虑：①库容要满足日循环或周循环发电所需的水量；②包括由于不能及时把水抽回到水库所需的备用发电水量；③对某些蓄能电站为保证下库最低抽水水位所需的额外水量。

工程设计因受实际地形及水利条件的影响，所采用的实际水库容积和计算值常有出入。利用日本某些抽水蓄能电站的上、下库容数据，按全部机组最大发电流量的连续发电时间的反算结果表明，库容小的只有 4~5h，库容大的有 12~13h，而时间最长的达到 17h，可见蓄能电站水库库容的选取伸缩性比较大。

混合式抽水蓄能电站常用的方式是以现有水库为上(水)库，一般情况下其水量是充足的，故上述问题不很突出。也有个别新建蓄能电站是利用已有的上、下两个水库而建的，此时水库库容一般很大，对于抽水蓄能的操作是很充裕的。

8-4 什么是水库的正常蓄水位、死水位？什么是水库的工作库容、死库容？

对于常规水电站，水库的正常蓄水位也称正常高水位。在水库正常运行时，它是为满足发电要求所必须的最高蓄水位，也是水库可以长期保持的最高水位。水库的死水位也称极限消落水位，指水库在正常运行调节下，允许消落到的最低水位。

抽水蓄能电站有上、下两个水库，在调节时段(日、周、季)内，上水库为满足发电、下水库为满足抽水(有的上、下水库也有少量综合利用要求)等兴利要求而允许蓄到的最高水位

称为正常蓄水位。同样，为了上述兴利要求而允许消落的最低水位称为死水位。

抽水蓄能电站工作库容的定义和常规水电站略有不同。没有防洪、供水等综合利用任务的蓄能电站，其水库正常蓄水位和死水位之间的库容都是工作库容(在设计时还可以考虑正常时间不使用的一定大小的备用库容)。对有其它综合利用要求的抽水蓄能电站，其上、下(水)库正常蓄水位和死水位之间的库容中扣除综合利用所需库容才是工作库容。死水位以下的库容是不使用的库容，称为死库容。

8-5 什么叫 L/H 比? L/H 比值是否越小越好?

对于抽水蓄能电站，一般用“距高比”来衡量电站的地形条件是否理想。距高比为上、下库之间的水平距离 L 与上下库水面的落差 H 之比，又称 L/H 比。纯抽水蓄能电站的水头包括地形自然高差和筑坝形成高差两部分。由地形高差取得的水头当然是最经济的，故站址应选在既有高落差又不需要修筑太高的上库坝的地点。 L/H 值小表示输水系统的长度短，工程造价可以节省，但在很多场合地形条件并不一定总是很理想，故不能说 L/H 值是越小越好。我国新建的 3 座大型纯蓄能电站的 L/H 比值为：广州 7.12；十三陵 4.12；天荒坪 2.40。

根据对我国大量蓄能电站普查选点的统计，在中低水头的选点中，小于 150m 同时 L/H 值又小的极少。要寻求 L/H 小于 4 的点，则必须水头大于 250m。另外，对若干规划选点的统计，水头小于 250m 的蓄能电站平均投资比水头大于 300m 的站点要高 1/3 以上。从这些情况判断，需要到高于 250m 水头范围内才能选到具有较小 L/H 比值的纯抽水蓄能电站。

8-6 利用现有水库作为蓄能电站的水库在工程上应有哪些考虑?

从经济角度出发，尽量利用现有水库或湖泊作为抽水蓄能电站的一个水库是国内外规划选点的重点考虑方案。据统计，日本 80 年代建成的 16 座蓄能电站中有 56% 是利用已建成水库或湖泊的。我国已建和设计中的 18 座蓄能电站中有 72% 是利用已建成水库或湖泊的。抽水蓄能电站对水库的要求和常规水电站并不完全相同，例如：

(1) 现在抽水蓄能电站要利用的已建成水库多属中、小水库，改建成大型抽水蓄能电站后，特别是上(水)库的建筑级别要升高，相应的大坝安全系数、泄洪标准、施工质量和防渗要求等也要提高。另外，这些水库大多已有一定使用寿命，工程上可能存在缺陷和隐患。为了提高建筑标准、消除隐患、抗震加固等要耗费相当大的投资。

(2) 为了利用已有水库，蓄能电站其他部分的设计可能受到限制，如上库的容量、输水道的走线、厂房的位置等均可能用不上最优的考虑方案，其结果可能是电站的总体工程量反而增加，总投资额可能更高。我国十三陵蓄能电站建于十三陵风景区，为减少对环境的影响，利用已建水库为下库，因而修建在目前的位置上，其单位千瓦造价反而比新建下库的广州和天荒坪两蓄能电站要高。

(3) 对于混合式蓄能电站，蓄能机组的发电用水要占用现有水库的有效库容，蓄能电站的运转将带来水库水位大幅度的升降，这些都可能引起与水库综合利用的矛盾。如水库容量不够，则需加大坝高以增加库容，其费用当然也是可观的。

8-7 为什么抽水蓄能电站的水库防漏要求特别高?

抽水蓄能电站上库里的水是用电力抽上来的，上库里的水代表一定的电能，下库里的水代表可再转换的电能，所以都是非常宝贵的，因而要尽量避免渗漏损失。除非上库库盆原来已有天然水源，或地下水水位足够高，在蓄水后可以补偿渗漏，在蓄能电站设计时都要考虑有充分的工程措施来防止水库渗漏。像广州抽水蓄能电站上库所具有的自然条件是相当理想的，而另外两个大型蓄能电站—十三陵和天荒坪，都是在山谷中筑坝形成上库，对于库盆和边坡都做了全面的防渗处理。十三陵使用的是混凝土面板衬砌，天荒坪使用的是沥青混凝土铺盖，其防漏工程造价分别为广州蓄能电站的 5 倍和 3 倍；因此在选址时的一个重要考虑因素是地形和地质条件是否有利于上下水库的防渗。

8-8 抽水蓄能电站的输水系统包括哪些部分?

抽水蓄能电站输水系统的主要部分和常规水电站基本相同：从水轮机工况的流向看，有进水口、压力隧洞、分岔管、压力钢管、机组、尾水管、尾水隧洞和出水口。在水泵流向时则正好相反。因为蓄能电站中的水流是双向的，上水库的发电进水口也是抽水的出水口，所以通称上库进出水口；同样，下水库也有一个双向工作的下库进出水口。机组上游侧的引水隧洞一般为水平的或带有斜段(斜井)，在接近电站前一般要分为两根或三根或更多的压力钢管，通到各机组。在机组的下游侧，有的电站每台机组有单独的尾水管，直接通往下游水库；也有的电站将两根尾水管合成一条尾水隧洞。如尾水隧洞的长度较大，则在靠近机组的地方应装设尾水调压井。

8-9 建设抽水蓄能电站也会有淹没损失吗？

纯抽水蓄能电站不建在河流上或人口集中的平原内，它一般要选在地形陡峭的山区，修建完成后淹没耕地或迁移人口都极少。例如近年建成的 3 座大型蓄能电站，广州淹没 80km² 耕地，迁移 1000 人；天荒坪不淹耕地，迁移 30 人；十三陵既无淹没也无迁移。我国总的人口分布是南方较密集，在南方耕地淹没和人口迁移会比北方地区多些，但与常规水电站相比，可说是微乎其微。

8-10 设计抽水蓄能电站与设计常规水电站有什么不同的考虑？

多数纯抽水蓄能电站的应用水头较高，机组安装高程低，因此经常采用地下厂房和地下输水系统。可逆式蓄能机组的最大容量现在已超过 400MW，应用水头达到 700m 以上。主要的输水管道直径可达到 8~9m，衡量建造输水管道的难度系数 $H \times D$ 值已达 5000 以上，这比常规水电站的 $H \times D$ 值要大很多，所以在设计和施工上都比常规水电站有更高的要求。

但是抽水蓄能电站站址选择灵活性较大，常常可选在比常规水电站地质条件更好的地区，如在火成岩或变质岩地区，尽管蓄能电站的水头都较高，但建造输水管道仍可用钢筋混凝土或预应力混凝土衬砌(国外有输水管不用衬砌的实例)，只在靠近厂房的管段使用钢板衬砌。

很多常规水电站建有调压井，调压井的原理是利用水体的动力作用来吸收机组功率变化(小波动)时产生的水力振荡，使水电站得以平稳运行；而更主要的是保证机组在过渡过程(大波动)时不要产生过大的速率上升和压力上升。抽水蓄能电站和常规水电站一样，在采用长引水道的情况下也需建造调压井。地下式蓄能电站一般有较长的尾水管，在机组下游产生负压的趋势比常规水轮机大，故也需要设置调压井。

8-11 建设混合式蓄能电站应有哪些考虑？

有一些电站是在建造之初就准备在一个电站之内装设常规水轮发电和抽水蓄能两种机组，这样在设计时自然会充分考虑两种机组的不同要求。但有很多水电站是在运行若干年以后由于电网发展的需求，提出要增建蓄能电站或增装蓄能机组的，可能有几种方式：①在现有的水电站厂房的空位内或将现有厂房扩大增装蓄能机组；②利用大部分现有输水道(压力隧洞及调压井)，在已有电站之外建造一新的蓄能电站厂房；③只利用现有上、下水库，重新修建一套输水系统和一座蓄能电站。

以上的前两种方式都可能与现有水电站的结构或运用发生矛盾，如：

(1) 在蓄能电站运行以后，水库水位升降的幅度和频率都将比使用常规水轮机组时增大很多(除非水库库容非常大)，水位的频繁升降可能影响水库堤坝的稳定性，所以增装蓄能机组后必须加强水工建筑物的排水能力。

(2) 调压井的设计原理是利用水体的动力作用来吸收机组工况变化时产生的水力振荡，来优化水电站的运行，增装蓄能机组后将使调压井的运用情况更加复杂，需要对调压井的设计进行全面的核算。

(3) 利用已有设备(如电站厂房和通道、输电线路及电器、安装场地、起吊设备等)的目的当然是为了节省投资，但是扩建工程对已有运行电站的干扰程度不可低估。有些电站虽在

现有厂房之外修建新的厂房，仍会遇到不可避免的干扰，如爆炸、出渣、混凝土浇筑等都会影响已有机组的运行。

(4) 蓄能机组要求比常规机组安装得更深，在一个房内装设两种安装高程不同的机组，会带来电站公用设施布置上的困难。

如经过研究，认为利用现有水库有很大的优点，则按蓄能机组的要求另外修建一个输水系统和一个独立的厂房，从电站工程的全面效益来看，可能会是最优的选择。

九、抽水蓄能电站的机电设备

9-1 衡量水泵水轮机的性能主要有哪几项指标？

衡量水泵水轮机的性能指标和衡量常规水轮机的基本一样，就是功率、效率、空化性能和运行稳定性等主要参数。水泵水轮机因为有两种工况，故这些参数应各有两套数值。

对于水泵工况(抽水工况)而言，功率就是单位时间内在给定扬程条件下把若干体积的水抽到水库去所需的能量。最大功率值一般发生在蓄能电站扬程最低即水泵流量最大时。机组在整个工作范围内的平均效率应不低于规定的或要求的保证值，发生在某一流量时的最高效率应不低于保证值。水泵工况时最容易发生空化，蓄能电站应能满足机组所要求的最低安装高程(最大淹没深度)。水泵水轮机的运行稳定性在其工作范围内是变动的，制造厂应保证在最不利的运行工况下机组的振动、压力脉动等不超过给定数值。

对于水轮机工况(发电工况)而言，机组的输出功率(出力)应能满足在若干给定点的要求，和常规水轮机一样，水泵水轮机也要求在额定水头下发出一定的功率。水轮机效率同样应不低于要求制造厂保证的数值。和水泵工况相比，水轮机工况的空化趋势要小些。在一般情况下，蓄能机组的安装高程按水泵工况的要求确定后，是能满足水轮机工况要求的。水轮机工况的水力振动主要是由于尾水管内涡带的产生，制造厂也应保证不超过一个最大的限度。

9-2 可逆式水泵水轮机的优缺点是什么？

目前在抽水蓄能电站中使用最多的是可逆式水泵水轮机，机组里的转轮向一个方向旋转时抽水，称为水泵工况，向另一方向旋转时发电，称为水轮机工况。传统上水泵和水轮机是两种互相独立的机械，有着不同的设计方法和结构特点。随抽水蓄能电站需求的出现，将水泵和水轮机合并成同一机械，既可抽水，又可发电，是具有开创性的。

可逆式水泵水轮机的优点是在结构上省去了一台主机，使总的体积大为缩小，重量减轻。随着水力设计的发展，可逆式水泵水轮机双向运行的性能都有很大的提高，和单独的机械性能相差无几。其缺点则是一套过流部件要适应两种工况，必然仍有不如单一机械的方面，如效率、空化性能和水力振动特性等。

9-3 水泵水轮机和常规水轮机组相比有哪些不同？

和常规水轮机相比较，可逆式水泵水轮机在水力性能上有一些明显的特点：

(1) 可逆式转轮要能适应两个方向水流的要求。由于水泵工况的水流条件较难满足，故可逆转轮一般都做成和离心泵一样的形状，而与常规水轮机转轮的现状相差较多。

(2) 由于水泵水轮机双向运行的特性，水泵工况和水轮机工况的最高效率区并不重合，在选择水泵水轮机的工作点时，一般先照顾水泵工况，因而水轮机工况就不能在最高效率点或其附近运行，在水力设计上，这种情况称为效率不匹配。

(3) 由于可逆式转轮的特有形状，在高水头运行时很容易产生叶片脱流而引起压力脉动。水泵工况时水流出口对导叶及固定桨叶的撞击也会形成很大的压力脉动，在转轮和导叶之间的压力脉动要比常规水轮机高。总的看来，可逆式水泵水轮机的水力振动特性要略差于常规水轮机。

9-4 为何抽水蓄能机组的安装高程要比常规水电机组低很多？

可逆转轮的外缘是高压区，内缘是低压区。运转时水轮机工况的动压降(进口撞击)发生

在外缘上，而水泵工况的动压降则在内缘上，因为动压降与内缘的低压区重合，所以水泵工况的进口比水轮机工况的出口更容易发生空化。这就是水泵工况的空化系数必然要比水轮机工况大的原因，也就是我们常说的，水泵的安装深度比相同性能的水轮机要大。抽水蓄能机组为防止运行中发生空蚀，必须满足水泵工况的空化要求，因之机组的安装高程要比常规水电机组低很多。

9-5 什么是组合式(三机式)蓄能机组？它有哪些优缺点？

组合式水泵水轮机，又称串联水泵水轮机是将独立的水泵和水轮机联接在一起的蓄能机组，连同可以兼作发电机和电动机的电机，共有3台主机，故又称三机式蓄能机组。由于这种机组的水泵和水轮机是分别按电站的具体要求进行专门设计的，故可以保证在各自条件下高效率运行。同时由于这种机组的旋转方向不变，抽水时可以用水轮机来启动，故启动方式较可逆式机组简单；但其缺点是设备庞大，造价较高。

早期的组合式机组多是卧式的，水轮机和水泵分别安装在发电电动机的两端。后来发展了立式组合机组，在电站内可以节省平面尺寸，此时则发电电动机一律放在最上面，水轮机在其下，其次是联轴器，最下面是水泵。因水泵工况对淹没深度要求大，这样布置能最好地满足水泵的条件。

随电站条件的不同，组合式机组可以用混流式水轮机配两级或多级离心泵，或者用冲击式水轮机配多级泵。我国羊卓雍湖蓄能电站装设的组合式机组就包括一台3喷嘴的冲击式水轮机(额定水头为816m，出力为23MW)和一台6级离心泵(最大流量为 $2.0\text{m}^3/\text{s}$ ，功率为19MW)。因为机组是垂直排列的，故高度较大，羊湖机组的全部高度为23.4m。

9-6 特别高水头的场合应选什么样的抽水蓄能机组？

国外现在有高水头蓄能电站，使用最高水头超过700m的可逆式水泵水轮机，有些制造厂也在研究使用于800m水头的水泵水轮机。为避免高水头单级叶轮的效率偏低和结构强度上的问题，从80年代起就出现了使用两级转轮的水泵水轮机，每级转轮承担水头的一半，因而可以提高机组的比转速，提高效率，也有利于降低叶片应力。

如果蓄能电站的水头超过800~1000m或更高，两级水泵水轮机也不能满足要求，为了适应更高的应用水头，可以考虑使用两种不同的机组。一种是9-4问中所述的组合式机组，在此条件下组合式机组使用冲击式水轮机，其出力调节是方便的。但为使机组更为紧凑，可考虑使用另一种机组，即多级可逆式机组，现在在欧洲有几座使用4~6级多级水泵水轮机的电站，应用水头可达1000m至1400m。不过这种多级水泵水轮机因为不便装设导水机构，实际上是无调节运行，也就是在水泵工况和水轮机工况都是满负荷运行，运转时发出或吸入的都是“整块”的电量，因此只能在很大的电网中运行。

9-7 抽水蓄能机组为何对水流中的泥沙特别敏感？

如果河流中含有泥沙，在其中工作的水力机械都会受到泥沙的磨损。泥沙磨损的影响首先是水力性能的下降，如效率下降、空化加剧，磨损严重则可能危及机械强度。但是除含沙量很高的河流外，一般河流都只在汛期含沙较高，其他时间水流可能很清。此外，建设中也要注意补给水源是否含沙。

抽水蓄能电站的水库虽然与外界河流不连通，但水力系统里的有限泥沙却可能被反复抽送，尤其是蓄能机组内的水流速度很高，泥沙对机组会产生磨损。所以在蓄能电站修建时，要很注意排除可能留存在系统里的泥沙，也要注意补给水的水质。

9-8 抽水蓄能电站使用的电动发电机与常规水轮发电机有何不同？

在抽水蓄能电站中应用最多的是可逆式水泵水轮机，与之配套的是可逆式电机。这种电机向一个方向旋转为电动机，向另一方向旋转为发电机，故称为可逆式电动发电机。从电气原理上看，同步发电机本身是可以正反旋转的。但与常规水轮发电机相比较，在结构上还有以下不同的特点：

(1) 双向旋转。由于可逆式水泵水轮机作水轮机和水泵运行时的旋转方向是相反的，因此电动发电机也需按双向运转设计。在电气上要求电源相序随发电工况和驱动工况而转换；同时电机本身的通风、冷却系统和轴承结构都应能适应双向旋转工作。

(2) 频繁启停。抽水蓄能电站在电力系统中担任填谷调峰、调频的作用，一般每天要启停数次，如英国迪诺威克抽水蓄能电站是近年建设的蓄能电站中启停频繁、操作要求很高的一个实例，设计每天启停 40 次。电动发电机功率调整幅度要求很大，调整也很频繁，大型机组要求有每秒钟增减 10MW 负荷的能力。

(3) 需有专门启动设施。可逆式电动发电机作电动机运行时，不能象组合式机组那样利用水轮机来启动，而必须采用专门的启动设备，从电网上启动，或采用“背靠背”方式各台机组间同步启动。在采用异步启动方法时需在转子上装设启动用阻尼绕组或使用实心磁极，当采用其他启动方法时均需增加专门的电气设备和相应的电站接线。这些措施都增加设备造价，并使操作复杂。

(4) 过渡过程复杂。抽水蓄能机组在工况转换过程中要经历各种复杂的水力、机械和电气瞬态过程。在这些瞬态过程中会发生比常规水轮发电机组大得多的受力和振动，因此对于整个机组和水道设计都提出了更严格的要求。

9-9 为何有的抽水蓄能机组要使用双转速？双转速是怎样实现的？

低水头蓄能电站常遇到的困难是水头变幅过大，使得可逆式水泵水轮机难于在全部水头变化幅度内保持较好的水力性能。常用的解决办法之一就是使用双速机组。例如，安装在我国潘家口水电站(水头 85~35m)和响洪甸水电站(水头 64~27m)的水泵水轮机都是双转速。

实现双转速的难点主要在电机上，电机转子磁极需要做成有一部分可以切除的方式。使用全部磁极时机组在低档转速运转，切除一部分磁极后机组就在高档转速运转。在蓄能机组上使用双转速主要是为保持水泵工况的性能：在高水头范围使用高转速；在低水头范围使用低转速。水轮机工况的特性受水头变化的影响较小，一般只使用双转速的低档转速，而不改变。

双转速电机的缺点是磁极结构复杂，造价高，电气损耗也大，而且需要装设换极设备，同时换极的操作要在停机后才能进行。

9-10 使用交流励磁的变速电机(无级变速)有什么特点？

无级变速实际上是水力机械最理想的调节方式，如果机组的转速可以随着运转条件(如水头、功率)的波动而改变，则机组就能经常保持在最优点工作而达到最高的水力效率。国外现在已有若干使用交流励磁变速电机的实例，其基本工作原理是：通过整流器和变频器在电机转子系统内形成一个可变频率的交流磁场，与电网连通的定子磁场则保持 50Hz 不变。转子磁场由于频率的变化，使转子的机械频率产生一定的变化，也就是产生转速的变化。这一控制方式同样适用于发电和驱动两种工况。

这种变速电机可实现在一定转速范围内全部无级变速，就从根本上解决了水泵水轮机两种工况在转速上不匹配的问题，也保证了机组经常在最优效率区运行。第一台大型交流励磁变速电机(400MW)近年在日本大河内蓄能电站投入，运行效果十分满意，然而其造价比普通发电电动机要高很多，故现在还不是所有蓄能电站都能使用这种新型机组。

9-11 为何可逆式蓄能机组抽水启动时要使用专门的启动设备？

抽水蓄能电站使用的电动发电机是一台容量很大的同步电机。在电动机启动时如回路中没有足够的阻抗，就将产生很大的启动电流而对电网形成过大扰动，因此必须采用专门的电气启动设备及操作方法。常用的电气启动方法大致有 5 种：即同轴电动机启动；异步启动；同步启动(背靠背启动)；半同步启动；变频启动等。除同轴电动机启动方法外，其他启动方法均需同时向水泵水轮机的转轮室充气压水，以减少启动力矩。

选择启动方式的原则是根据系统和电站的具体条件，采用简单而可靠的启动方式。中、

小型机组应优先考虑采用全电压异步或降压异步启动；大、中容量机组应优先考虑利用邻近常规机组进行同步启动；大容量的蓄能机组多数采用以变频装置为主的启动方式，也可能同时具备同步启动的功能。

9-12 抽水蓄能机组的试运转与常规水电机组有什么不同？

抽水蓄能机组在安装完毕后，需要进行两种工况的试运转。主要取决于上水库的蓄水情况，可能先试验抽水工况，也可能先试验发电工况。有的蓄能电站上水库有一定水源，则应尽早蓄水，以利机组安装完毕后先按发电工况试运转。如果试运转时上水库中没有足够的蓄水，则可以用辅助水泵将压力管道先期充满，按抽水工况试运转。无论使用哪一种方式，先进行的试运转程序必然工作量最大，因为大部分的电气保护设备都要先此或同时试验。这一工况的试运转完成后，另一工况的试运转会方便得多。

发电工况试运转的难点可能是水轮机工况在空载或低峰荷时的稳定性，这也和电气控制设备的调整有很大关系。抽水工况试运转的难点可能是水泵工况充气排水的造压过程，而水泵工况达到一定的抽水量后，运行一般就会变得很稳定。

十、中、小型抽水蓄能电站

10-1 在发展大型抽水蓄能电站的同时，是否应因地制宜地建设一批中、小型抽水蓄能电站？

从我国当前电力系统的实际情况出发，发展大电网，增装大机组，是电力工业发展的必然趋势，随之配置相应的调峰电源，包括有重点地建设一批高水头、大容量、起骨干作用的抽水蓄能电站，是优化电源结构、建设现代化电网必不可少的措施。

然而，电网的结构是分层次、分地区的，电网中有 500kV 等级的输电线路和网架，也有 220kV、110kV 等电压等级的输电线路。如天荒坪抽水蓄能电站建成投产后接入 500kV 电网，500kV 网架在苏、浙、皖三省和上海市均有落脚点，故对三省一市电网的安全稳定运行起着关键的作用。但地区供电主要靠 220kV 线路，由 500kV 到 220kV 要通过变电站，有电能损失，容量交换还要受变压器容量限制，故在地区电网范围内建设适当规模的中、小型抽水蓄能电站可以弥补这一缺点。如浙江溪口、安徽响洪甸、江苏溧阳、湖北天堂等中、小型抽水蓄能电站均在所在地区电网发挥了重要的作用。所以对不同地区、不同层次电网的情况应因地制宜地做具体的分析。抽水蓄能电站的发展，不仅要和大电网相联系，而且要与地区经济相联系，与不同地区特点相联系。如果在某一地区，建一个中、小型抽水蓄能电站，直接服务于这个地区的经济发展，而这个抽水蓄能电站又是根据该地区负荷发展进行设计，适当地用电的要求，必然会促进该地区经济发展，而受到人们的欢迎。这就是为什么有些经济发达地区要求兴建为本地区服务的中、小型抽水蓄能电站的原因。

因而，抽水蓄能电站的发展方针应是：根据我国电力工业的实际和电网发展情况，积极地、有重点地发展一批大型抽水蓄能电站，同时根据各地区的情况因地制宜地发展中、小型抽水蓄能电站，来满足不同地区、不同层次电网的需要。

10-2 我国已建成哪些中、小型抽水蓄能电站？

我国抽水蓄能电站起步较晚。为解决电网调峰问题，自 60 年代开始着手开发抽水蓄能电站。1968 年在河北省岗南水电站安装了一台 11MW 抽水蓄能机组，70 年代后期又有两台 11MW 抽水蓄能机组安装于京郊密云水电站。岗南和密云都是容量小、水头低、常蓄机组相结合的水电站。70 年代后期开始建设的潘家口混合式抽水蓄能电站，除原有的一台 150MW 的常规机组外，二期工程还安装了 3 台 90MW 抽水蓄能机组。80 年代以后，高水头、大容量的纯抽水蓄能电站的建设提上了议事日程，90 年代以后，广蓄、十三陵和天荒坪等大型抽水蓄能电站陆续建成。在这同时，一批中、小型抽水蓄能电站纷纷开工建设，至目前为止，已有西藏羊卓雍湖(4×22.5MW)、浙江溪口(2×40MW)、安徽响洪甸(2×40MW)、江苏溧阳

(2×50MW)、湖北天堂(2×3.5MW)等中、小型抽水蓄能电站投产发电。其中安徽响洪甸是常蓄结合的混合式抽水蓄能电站。

10-3 中、小型抽水蓄能电站有哪些特点和优势？

世界上首先建成的是小型抽水蓄能电站，1882年问世于瑞士苏黎世的抽水蓄能电站装机容量仅有515kW，抽水扬程153m，迄今已一百多年历史。当今世界上，包括一些经济发达国家，还在建设中、小型抽水蓄能电站，方兴未艾。值得一提的是瑞士、奥地利两个国家，地处阿尔卑斯山区，资源贫乏，目前受能源危机和严格环境保护要求的限制，还在建设或改建一批中、小型抽水蓄能电站，深度开发水力资源。

世界上一些国家兴建中、小型抽水蓄能电站的兴趣是与其所具有的优势分不开的。中、小型抽水蓄能电站灵活并富有生命力，能破除抽水蓄能技术的神秘感，能综合利用各种能源和技术，同时对区域性经济发展有促进作用。其特点有如下几方面：

(1) 可尽量利用当地已有的电源以及水、风、潮汐、煤、生物和太阳等各种能源，把水抽到上库去，实行广义的抽水蓄能；同时可提高周围泵站、渠道等水利设备的利用率，最大限度地开发利用水资源。

(2) 便于选用各种技术。如选用可逆混流式、可逆贯流式、三机式，甚至选用单独的发电站和泵站；可以开发高、中、低各种水头，甚至利用旧矿井人造水头；可以选用国产设备代替昂贵的进口设备。

(3) 灵活多变、便于满足特殊要求是中、小型抽水蓄能电站的又一优势。如西藏羊湖抽水蓄能电站的三机式机组有水力回流的操作方式，解决了在小电网中的启动问题。

(4) 直接为地区经济服务。以建成的中、小型抽水蓄能电站为核心，联合周围变电站、小电厂组成为地区服务的区域电网，使地区供电有一定主动权，减少停电、限电及发电卖不出去的矛盾，成为地区供电的“水库”和“银行”。

(5) 投资少，见效快。如果利用或改造水库和泵站等原水利设施则更省投资，可由地方自筹资金建设。

十一、抽水蓄能设备的国产化问题

11-1 为何我们要强调抽水蓄能机组的生产应逐步实现国产化？

能源是一个国家经济发展的根本，中国作为世界上最大的发展中国家，也是水资源大国，必须要掌握自己能源发展的途径。固然在不断发展的市场经济中必将出现大量的国际贸易，我国会引进各种各样的设备和技术，但发电设备是能源建设的根本，必须有自行制造的能力，才不致使能源建设以至于经济发展受制于人。目前国际上几个经济大国虽在科学技术上各有所长，但其能源建设的基本力量仍掌握在自己手中。具体说，一个国家要掌握自己的经济命脉，就必须具有独立制造能源设备的技术，也就是设备要国产化。

我国经过50年的努力，现在已可以自行设计生产从小型到大型的很多类型的水轮发电机组。但是近年来兴建的几座抽水蓄能电站，特别是大型的电站，由于缺乏技术和经验，都采用的是进口设备。抽水蓄能电站是今后我国要大力发展的设施，抽水蓄能机组能否自行制造是个很关键的问题。

11-2 大型抽水蓄能机组本土化和国产化的发展前景怎样？

在经济全球化的大环境下，一个国家不可能包揽本国所需的全部装备，必须进行广泛的国际贸易。但作为有13亿人口的发展中大国和水资源大国，我国实现现代化和工业化所需的大量装备不能都从外国买来，而且也买不起。一个国家必须提高自己装备制造业的技术和能力，具备了强大的装备制造业才能成为工业化强国。

我国对很多现代化动力设备以前不会制造，都是靠进口，但争取国产化是我们的国策。何谓动力设备国产化，各方面有不同的理解。国产化可以理解为机电设备全部在国内设计生

产完成，不依靠任何国外的技术或产品，就如同我国以前强调的“独立自主、自力更生”，其后果自然是发展周期很长，水平也难提高。

为更便捷地达到国产化，可以购买外国的技术，使用国产材料和本国工艺，最终得到具有和外国设备同样性能的产品。但是大家都知道，外国厂商在提供出售某一技术时往往已经掌握了更高的技术，我们需要另一种机器时还要付出同样的代价再引进一套新设计。经过这些年引进外国设备的经验，现在得出的教训是，最关键的是产品设计，谁掌握设计技术，产品就是以谁为主，在购买外国技术时，必须要有我国人员参加设计(包括制造工艺设计)，在供货完成后转让全部设计资料。只有这样我们才能做到真正的消化吸收，把外国的技术变为我们自己的技术，使自己能够独立地设计出下一代产品。

广义的国产化也可以理解为利用我国技术，由外商在我国独资或合资设厂，用中国的人力，在中国土地上制造，这种方式在国内已有多项实例，其实这不是严格的国产化，而是“本土化”(有的外商称其产品是“中国制造”，其实只是“为中国造”)。

我国抽水蓄能电站的建设，虽然起步较晚，但技术上是高起点。开始时，国内制造业可以说没有任何技术储备(设计及加工能力)和经验。随着一系列蓄能机组和常规机组的技术和设备的引进，可以说我国制造业已经具备了一定程度的设计、制造的实力，可以逐渐走上国产化的道路。当然，这并不等于不能与外国厂商合作，实际上仍然要不断吸收或引进国外先进技术和设备，这将永远是绝大多数行业发展的正确道路。

11-3 在抽水蓄能机组的制造中我国制造厂承担了哪些任务？

我国的哈尔滨电机有限责任公司(简称哈电)参与了十三陵蓄能机组的制造分包。机组的设计和主要制造厂是瑞士的伊林公司，哈电负责制造的主要为发电机部件，在重量上约为单台机的 17.5%，在价格上约为单台机组价格的 11%。东方电机股份有限公司(简称东电)为广蓄一期机组所分包生产的部件包括水泵水轮机的顶盖、底环、推力支架、调速环、尾水锥管及肘管等，共重约 1000t，占水泵水轮机总重量的 44%。我国制造厂在以上项目中承担任务少的原因是我国制造厂尚没有主要承担设计和制造的能力，同时也是由于我国业主单位对国产设备缺乏信心。

近几年有个良好的开端，东电公司承担了响洪甸蓄能电站两台机组除转轮外的全部制造任务，开创了以我国制造厂为主生产抽水蓄能机组的格局。哈电公司 2001 年也承接了河南回龙抽水蓄能电站 $2 \times 60\text{MW}$ (水头 $H=430\text{m}$)机组的生产任务，增强了人们对国产化设备的信心。

十二、抽水蓄能电站的运行和管理

12-1 什么是发电机组的可靠性和可用率？

可靠性是一台机组在一年运行期间无故障运行时数占计划运行时数的比重，代表机组正常运行的可靠程度，一般用百分数表示。

可用率是在一年运行期间无故障运行时数扣除计划检修时数后所占计划运行时数的比重，也用百分数表示。

水电机组因为结构和控制系统都较简单，故运行故障少，较之热力机组可靠性高很多。抽水蓄能机组因为运行工况和控制系统比常规水电机组要复杂些，故其可靠性和可用率要比常规水电机组略低些，不过仍相当程度地优于热力机组。

12-2 抽水蓄能电站可以达到什么样的自动化程度？

近年来我国大中型水电站均已实现自动化操作。在机械设备方面，如机组的油压操作系统、轴承润滑系统、供水和排水及压气等辅助系统，在电气方面，如机组的电气操作系统、励磁系统、继电保护系统、辅助电气设备等都已达到较高的自动化程度。抽水蓄能机组因为是较新的设备，且多为国外引进产品，自动化程度较我国自行设计的多数电站更高。

以往水电站使用传统的监控设备及其系统，由值班人员执行全厂集中监控。在使用了计算机监控系统后，必然带来全厂集中控制的问题，各个电站经历了不同发展阶段：①以传统集中监控设备为主，计算机控制为辅的系统；②计算机监控系统与传统集中监控系统同时并用；③完全使用计算机监控系统。

以计算机监控系统为基础方案的特点是：①电站的正常运行、集中监视控制完全依靠计算机监控系统；②电厂中央控制室设置计算机监控系统是对全厂及其设备进行集中监视控制的主要手段，不另设常规监控设备的控制台，值班员在主控制台上可以对运行参数进行调整。现在使用了计算机监控系统的抽水蓄能电站可以实现远控、遥控操作和自动操作，也就是可以实现少人值班或无人值班，控制室可以移到厂房以外。电站的机组和设备随时处于待命状态，由系统调度室可以直接启动操作机组。目前我国大型抽水蓄能电站大多实现无人值班或少人值守。

12-3 我国抽水蓄能电站现在是怎样运营管理的？

目前我国抽水蓄能电站的运营管理大致有以下三种模式：

(1) 以广州抽水蓄能电站为代表的容量租赁和容量使用权出售的模式。在这种模式下，电网每年给蓄能电站固定的租赁费。电网可以根据调峰、调频、调相和紧急事故的需要，直接调度蓄能机组。这样，蓄能电站的还贷资金和合理利润都有保障，电网每年根据火电厂利用小时数的增减调整电价。在广州二期电站建成后，火电厂利用小时数有所增加，因此调整了火电厂的上网电价，以支付租赁费，但全网的销售电价并未提高。

(2) 以十三陵蓄能电站为代表的运营模式。仍执行单一的电量电价，由电网提高上网电价，而国家并未出台十三陵的还本付息电价。十三陵虽能维持还本付息及正常运行，但电网却因建设十三陵而减少盈利。

(3) 以天荒坪为代表的营运模式。国家批准实行两部制电价，容量电价为每年 470 元/kW，电量电价为 0.264 元/kW·h。在这种情况下，天荒坪蓄能电站能维持还本付息并略有盈余。电网由于建设天荒坪需相应地提高销售电价。

12-4 电价改革前，抽水蓄能电站还可以有哪些经营管理模式？

第一种就是前述的广州抽水蓄能电站模式。广州蓄能电站建成后，以合理的价格租赁给电网，电网利用有权决定火电厂上网电价的有利条件，在蓄能电站投产后，根据提高火电机组利用小时的情况，适当调整水电的上网电价，也就是把蓄能电站创造的经济效益从火电厂回收一部分，使电网不致亏损，并稍有盈利。

第二种是河南省回龙蓄能电站考虑的模式。回龙电站将用每年的预期电量为基准，确定系统内火电机组的利用小时。由于抽水蓄能增加的超发电量是降价收购的，而且其固定成本已经摊到预期电量里了，故这部分超发电量只计变动成本加少量利润，因之抽水电价可以从 0.2~0.3 元/(kW·h)降到 0.1 元/(kW·h)多一点。这样较大幅度地降低了蓄能电站的成本，从而降低了上网电价。

第三种是山东电力集团公司和北京大唐发电股份有限公司研究的模式，就是将盘山火电厂和泰安蓄能电站，甚至包括桃花寺蓄能电站，组成混合的电源公司(水、火电厂之间的线路也准备自己建设)，这样抽水电价就由销售电价 0.2 元/(kW·h)变为成本价 0.09 元/(kW·h)，大幅度地降低了抽水蓄能的成本。火电机组由于提高了利用小时，减少了煤耗，增加了利润，使公司整体利润水平略有提高。由于电源公司的部分基荷转为峰荷，故峰谷电价出台后其上网电价将会很有竞争力，并可进一步提高盈利水平。

12-5 电价改革以后，抽水蓄能电站可能有哪些经营管理模式？

事实上，抽水蓄能电站并不生产电量，它既可以被认为是发电厂，也可以被认为是电网调度管理的工具。在电力工业深入改革以后，厂网将要分开，常规发电厂一定要和电网分开，但抽水蓄能电站和电网未必都要分开。抽水蓄能电站的归属，以后可以同时存在三种模式：

第一种是由电网建设和管理，作为电网安全优质供电的手段或工具。

第二种是组成混合的电源公司，可能包括火电+蓄能、水电+蓄能、风电+蓄能等不同组成形式。电价改革以后，上网峰谷电价要拉开，并逐步实现各项动态服务如调频、调相、紧急事故备用等，均应按质收费。各电源公司的业主为了提高经济效益，完全有可能实现优化组合，如火电电源公司建设抽水蓄能电站，使一部分基荷变为峰荷出售，同时可以提高上网电价。

第三种是独立的抽水蓄能发电公司。电价改革到位以后，成立独立的抽水蓄能发电公司也是有利可图的。

现在看来，将来厂网分开后，已建成的蓄能电站倒很可能归电网公司所有。