

我国抽水蓄能电站发展中的若干问题

Problems in Developing China's Pumped Water Storage Power Station

高季章

(水利水电科学研究院水力学研究所所长, 高级工程师)

抽水蓄能电站的最初概念,是将火电站非峰荷时的低价电能转化为峰荷时的高价电能。这一概念现已发展到利用抽水蓄能电站来控制电力系统中电力的流动,并从中获得更大的效益。从电网负荷曲线可以看出,电力需求变化非常剧烈,因此要求电网很快地对此作出反应。设计适当的抽水蓄能电站是满足这一运行要求的理想手段。

电网中的抽水蓄能电站有多种效益:

1. 容量效益。抽水蓄能电站为满足电网负荷需要所提供的峰荷容量为容量效益(静态效益)。

2. 调峰填谷节煤效益。火电机组参加调峰运行,由于频繁启停及压荷运行,使火电发电煤耗增高。若系统中有一定比例的抽水蓄能电站进行调峰填谷,可使电网中一些火电站改变运行方式,减少开停次数,提高运转效率,降低发电煤耗。

3. 旋转备用效益。为应付电力系统运行时发生的突然变化,系统中负荷备用及事故备用中有一部分必须旋转备用。抽水蓄能电站承担旋转备用,同样可使电力系统中火电厂的煤耗减少。

4. 为调频、负荷调整及满足负荷曲线陡坡部分的要求,燃煤火电机组增加出力速度缓慢,而燃气轮机烧轻柴油燃料费用昂贵,因此由抽水蓄能电站承担调频、负荷调整和满足日负荷曲线陡坡部分的要求,可替代燃气轮机,使系统节油,降低运行费用。这种为满足电力系统动态需要而获得的效益为动态效益。

5. 同步调相效益。电力系统不仅需要系统有功电力平衡,而且需要系统无功电力平衡。抽水蓄能机组在以发电方式或抽水方式运行时,或空转作同步调相运行时,都可以进行调相,供给电力系统无功电力,从而使系统减少设置无功补偿设备。

6. 增加系统可靠性效益。为保证工业和生活用电需要,避免停电事故造成经济损失,电力系统

需要用可靠性较高的设备。抽水蓄能电站启动迅速而且事故率大大低于调峰火电站,因此可减少系统中强迫停运的次数和时间,从而减少电力系统的停电损失。

上述效益均可作出定量估计,国外的研究认为,动态效益约为工程总造价的10~20%,意大利国家电力局的设计准则认为动态效益为工程投资的10%,台湾在进行明湖抽水蓄能电站的经济论证时给以15%的加成。而前苏联有的专家认为只要抽水蓄能电站的千瓦投资不超过火电站的4倍,在经济上就是合理的。我国对在建的几座大型抽水蓄能电站的经济论证也得到类似的结论。

抽水蓄能电站有多种类型。

1. 纯抽水蓄能电站。是建设最多最重要的一种类型。纯抽水蓄能电站利用的径流小于5%。

2. 混合式抽水蓄能电站。当电站中包括常规水电站和纯抽水蓄能电站时,称为混合式抽水蓄能电站。

3. 输水式抽水蓄能电站。在此类电站中,水从一个水库抽到山顶的上池,然后泄放至另一地点建造的下池,通常也是混合式。

4. 地下抽水蓄能电站。其下池由地下开挖形成,这一概念的出现是因为在美国和西欧,条件优越的常规抽水蓄能电站基本开发殆尽,只好采用地下深度为800~1000米的下池(单级机组)或地下深度为1500~2000米的下池(多级机组)。

5. 海水抽水蓄能电站。日本对此已研究数年,若沿海岸有陡峻的高山,则可节省大量土建费用(不需建下池且水道较短),但存在上池海水渗漏引起盐化,海水腐蚀,海水生物对水泵水轮机及水道的影响等问题。

抽水蓄能电站的发展与下列因素密切相关:

1. 大规模储存电能的技术尚未取得实质性

进展,被认为将来可代替抽水蓄能的新技术为超导储能,但在可以预见的将来,尚难以达到工业化实用阶段。

2. 现代工业的发展和居民生活水平的提高,电网规模迅速扩大,用电量迅速增加,电网中负荷变化加大。虽然世界上已有40余个国家建有抽水蓄能电站,但从装机容量看,绝大部分集中在经济发达国家,尤其集中在美国、日本、西欧(德、英、法、意大利、西班牙等)。这是由于工业的发展,特别是高技术工业的发展要求提供可靠的高质量电能,工业化程度越高,停电和供电质量事故所造成的损失就越大。居民生活水平提高带来的生活用电量增加会使峰荷剧增,而电网为满足基本负荷必然造成负荷低谷时存在较多的多余发电能力。

3. 可开发的用来保证电能供应的性能优越的常规水电站越来越少(径流式电站不能调峰),也就是说,调节性能优越的常规水电站资源已开发到一定程度。

西方经济发达国家的电力工业,大都经历了水电为主,水电火电(核电)相当,火电和核电为主并发展抽水蓄能电站三个阶段。例如美国、日本、西欧各国均是在水力资源开发率达到40~50%以上时才转移到以火电(或核电)为主并发展抽水蓄能电站的。

我国的情况有很大不同。一方面水力资源丰富,开发率很低,至1990年底,水电资源开发率仅为9.3%;另一方面,电力工业又一直以火电为主,如1965~1990年,水电装机比重为20~30%,水电电量比重为15~24%。其原因主要有:

1. 资源分布与经济发展的不平衡。水力资源主要分布在西南和西北等经济较不发达地区,且交通不便,不利于开发,而经济比较发达的沿海地区水力资源比较缺乏。

2. 我国煤炭资源丰富,而且实行低价政策,为火电的发展提供了条件。

3. 我国一直没有把水电开发与其它一次能源开发如石油、煤炭同等对待,因此在政策上对开发水电不利。

4. 水电建设周期相对较长。

因此,我国电力工业是在水力资源开发程度很低,水电比重较小的情况下,在华南、华东、华北,甚至东北出现了调峰电源不足的严重局面,需要加快发展抽水蓄能电站。特别是我国实行改革开放政策以来,沿海对外开放地区的经济发展加快,对电力的需求进一步增加,核电也开始起步,因此发展抽水蓄能电站就显得更为迫切。注意到我国的这一特定情况,在制定中长期计划时,应在强调加快常规水电发展速度的前提下,在必需的

地区发展抽水蓄能电站。在广东、华东和华北发展抽水蓄能电站应与在西南、西北发展有调蓄能力的水电实行远距离送电的方案加以比较(从资源和电网的情况看,华北、华东是最应强调发展抽水蓄能电站的地区)。

虽然世界各国的经验已证明在以火电为主的电网中,建设一定比例的抽水蓄能电站是使电网达到安全、经济运行的有效途径,但在我国却难以得到正常的发展,目前解决电网调峰问题仍然以行政手段为主。

通常电网可用三种手段来调节发电与用电负荷之间的不平衡关系:

1. 行政手段。采用行政命令的办法错开用电负荷,也常称之为“计划”用电,如工厂采用轮休制,倒班作业,在某一时间对某一地区实行负荷限制,极端的情况就是在迫不得已的情况下拉闸限电。这是我国采用最广泛的一种方法,是工业水平较低,特别是电力工业水平不能满足经济发展需要的一种表现。在一定程度上采用这种方法是必要的,也是有效的。但行政手段的使用有一定的限度,否则,将使供电区内生产效率下降,给社会生活造成不便。

2. 经济手段。电力是一种商品,只有按商品的经济规律办事才能从根本上解决电力缺乏的问题,使火电(核电)、常规水电、抽水蓄能形成最优组合。由于依靠放开电价解决电力短缺问题,对整个国家经济影响较大,而且需要一个较长的时间过渡,因此解决调峰电力不足的另一个重要的经济手段是实行分时电价。任何不易储存的商品,在生产季节与非生产季节的价格都是有较大差别的,例如法国的峰谷电价差约10倍,意大利的峰谷电价差约5倍。

3. 技术手段。采用技术手段调节电网负荷已有相当进展,如燃汽轮机机组,可部分调节出力的燃煤机组等,但反应最快、调峰作用最好的仍是抽水蓄能机组。在采用分时电价后,通过技术经济比较便可以决定抽水蓄能电站发展的合理比重,从而使其得到适当的发展。

由于抽水蓄能电站并不是能源生产装置而是储存转换装置,因此它的规划和设计分析,与电力系统运行特性的相依关系十分紧密。为使投入抽水蓄能电站的资金发挥最大效益,需要在建设前就对投产时的电网特性作出较为准确的预测,而电网运行特性又与社会经济发展密切相关,只有国民经济发展比较稳定,不出现大起大落时预测才可能接近实际。

按照国内外的研究成果,当电网中火电(核电)占80%左右,常规水电占20%左右时,纯抽水蓄能电站占系统最大负荷的10~16%比较适宜。

近20年来各国抽水蓄能电站与总装机容量的比,美国小于5%,日本为8~11%,法国为5~7%,意大利为8~9%。由于各国电网特性不同因而须做专门的分析论证,确定抽水蓄能电站的适合比例,不过作为粗略的控制,抽水蓄能电站占总装机容量8~9%,抽水蓄能电站发电出力占电网最大负荷12~14%比较适宜。

我国以火电为主的东北、华北、华东、广东四个电网1989年的情况见表1。表中水电还包括部

表1 我国东北、华北、华东、广东四个电网的情况

电网	最高负荷 (兆瓦)	峰谷差 (兆瓦)	电网统调水电 (兆瓦)	电网统调水电
				电网最高负荷 (%)
东北	12 500	3 520	3 370	26.96
华北	6 360	2 200	660	10.37
华东	13 120	4 300	930	7.09
广东	3 200	1 200	750	23.43

分不能调峰的径流式电站。从表1可看出四个电网均有建设抽水蓄能电站的必要性,其中又以华北和华东电网最需建设抽水蓄能电站。广东、华东、华北三个电网均已开始建设抽水蓄能电站,广东电网1995年核电、火电为7 000兆瓦以上,常规水电900兆瓦,最高负荷7 000~8 000兆瓦,低谷负荷约50%,与之配合的第一座抽水蓄能电站广蓄一期为1 200兆瓦,将能满足需要。预测2000年总装机为15 000兆瓦,其中包括2 000兆瓦的第二核电厂。广蓄二期为1 200兆瓦,如果安排在2000年前全部投产,其容量已有一定富裕,估计2000年广蓄二期有50%容量投产即可满足电网需要。华东电网,1987年总装机容量16 500兆瓦,最高负荷12 800兆瓦,水电装机2 200兆瓦,约占13%,1991年秦山核电站一期投入300兆瓦,规划的秦山核电站二期2×600兆瓦,预计到2000年总装机为30 000兆瓦,目前准备开工的天荒坪抽水蓄能电站仅1 800兆瓦,其比例较小,需要在“八五”再开工建设600~1 200兆瓦,才比较适宜。华北电网水电比例最低,1985年总装机11 150兆瓦,水电仅316兆瓦,占3%,预计到2000年,总装机为38 000兆瓦,目前建设中的潘家口和十三陵两座抽水蓄能电站总装机容量1 070兆瓦,远不能适应2000年的需要,因此华北电网是我国最需增加抽水蓄能电站容量的电网。

我国在发展抽水蓄能电站时,已注意到在负荷中心,特别是建有核电站的地区,建设大型纯抽水蓄能电站,这是正确的。但在规划选点时,还应注意充分利用已建成的高水头水电站,特别是此类水电站在考虑扩机时,应比较安装常规水电机

组还是抽水蓄能机组两种方案,特别是华北、华东、华中、华南等需要发展抽水蓄能的地区。

现代抽水蓄能电站发展的总趋势是增大容量以达到较佳的经济效果。这一趋势以美国弗吉尼亚州2 100兆瓦的巴斯康蒂(Bath County)抽水蓄能电站为代表。由于财政和环境方面的原因,近年来美国正对这一趋势重新评价,并认为50~300兆瓦的小型电站会对将来抽水蓄能电站的开发产生较大的影响。事实上,世界上近20年建设的抽水蓄能电站中,就数量说,还是500兆瓦以下的居大多数,但就总容量来说,500兆瓦以上的电站仍占2/3。

从我国的情况看,抽水蓄能电站应以大型为主,但不排除一些可利用已有水库条件优越的中型电站,由于工期的影响,用动态投资比较,条件优越的中型电站也具有竞争力。

由于抽水蓄能电站的土建工程量比同等规模的常规水电站小,因而机电设备占的比例较大,正在建设的广州抽水蓄能电站一期工程总投资的30%为机电设备费。而高水头大容量可逆式机组我国尚不能制造,因此需全部从国外进口,成为我国发展抽水蓄能电站的又一制约因素。为了解决这一问题,国家“八五”科技攻关已列有“抽水蓄能电站机组关键技术研究”课题。

世界各国在发展抽水蓄能电站中,技术上有一些共同的特点。在总的方面:第一,采用较高的水头以达到经济合理;第二,提高水道及机组的综合效率;第三,提高运行的可靠性及耐久性。在机电设备方面:第一,单级高水头(400~600米)大容量(300兆瓦左右)可逆式水泵水轮机成为首选机型,也最具经济竞争力。第二,采用多级可逆式水泵水轮机,使利用水头达1 400米以上。由于采用固定导叶(块状调节),该机适用于已有一定比例连续调节蓄能机组的电网。第三,采用调速机组提高效率。在土木工程方面:第一,对水力过渡过程作深入研究,复杂管路布置(一管多机,最多为一管八机)和较长尾水洞省略调压井(如500~600米尾水洞不设调压井已有安全运行的经验)。第二,在人工上下池中采用沥青混凝土防渗技术日益普遍,在施工技术上改进防渗层,由两层合并为一层碾压,运行情况良好。第三,用预应力钢筋混凝土衬砌代替钢衬(高压管道及叉管)。第四,新型进出口和新型组合式调压井的应用进一步减少了工程量。第五,长隧洞全断面快速掘进。

广泛吸收和采用这些先进技术可提高我国抽水蓄能电站发展的技术起点。

(责任编辑 蔡 今)