

抽水蓄能电站的经济评价

罗 绍 基

(广东抽水蓄能电站联营公司, 广州, 510080)

摘 要 在分析广州抽水蓄能电站两年来实际运行资料的基础上, 阐述其实际效益和目前经营困难的原因。通过对一些国际上现行做法的介绍、分析, 提出: 为了我国抽水蓄能事业的健康发展, 建议采用租赁经营模式。同时还建议了电网对电站的一些经济评价方法。

关键词 抽水蓄能电站 效益 经营模式 经济评价

抽水蓄能电站的运行、作用与效益、经济评价, 在国外尤其是西方经济发达国家, 已有成熟的经验, 它在技术经济方面的优越性, 使它在世界上得到迅速发展。据不完全统计, 已投产和正在建设的抽水蓄能电站装机规模已达1亿 kW 以上。我国台湾省也有明潭、明湖两座262万 kW 抽水蓄能电站, 但在其他省份, 由于较长时间受严重缺电的困扰, 须集中力量建设一些能够多产电量的电厂, 尤其是燃煤电厂, 而对用电负荷要求和供电质量相对难以顾及, 加上核电刚刚起步, 故大型抽水蓄能电站建设也是近年才得以兴起。广州抽水蓄能电站作为我国第1座高水头、大容量电站, 自1993年6月第1台机组投入可靠性运行以来已两年多了, 虽然在可行性研究、立项、建设各阶段都做过大量分析论证工作, 但实际运作起来, 对经营者、管理者、使用者都还是陌生的。因此, 本文企图从短期运行实践出发, 结合国情、省情, 探索抽水蓄能电站尤其是集资建设的电站, 其可操作的经营方式, 并以此出发, 探讨研究电网对抽水蓄能电站应当如何进行经济评价, 使投资效益和市场需求结合起来, 促进我国抽水蓄能事业的健康发展。诚然, 仅仅用广州抽水蓄能电站的短期运行资料来分析这样重大的问题是力所不能及的, 但为先行者的责任和义务所驱使, 那

怕只能起到提出问题的作用也将满足。笔者相信, 随着我国抽水蓄能电站的逐个投产, 经验将会愈来愈丰富, 行为将会愈来愈规范, 我国抽水蓄能事业也会跟上世界上经济发达国家, 有更大的发展。

1 广州抽水蓄能电站近两年来的运行情况

1.1 运行情况

广东抽水蓄能电站联营公司和法国厂商的设备采购合同规定: 每台机组完成各种试验后方可进入可靠性运行, 在可靠性运行期间要连续1个月设备无事故才能进入商业运行, 4台机组实际投入运行时间如表1。

表 1 机组实际投入运行时间

机 组	投入可靠性运行时间	投入商业运行时间
1号机	1993 06 29	1993 12 29
2号机	1993 09 09	1994 02 04
3号机	1993 11 19	1994 07 01
4号机	1994 03 12	1994 12 01

广州抽水蓄能电站是由广东电网(以下简称“广电”)和香港中华电力公司(以下称“中

收稿日期: 1995-06-01

电”)电网共同使用的,双方各拥有50%的容量使用权并由各自调度中心调度。本来中电电网只有在机组商业运行之后才能使用,但由于其电网急需,3号与4号机组分别提前到3月27日与8月24日即开始使用,因此,1994年广电使用机组时间是27.57台·月,中电是18.13台·月,合计45.7台·月。

1994年,电厂机组属投产初期,高参数机组尤其是水泵水轮机暴露问题较多,诸如大轴工作密封、检修密封、转轮汽蚀、水环释放管、泄水锥松脱等问题,使机组停机检修占用了不少时间,机组可用率仅74.7%,亦即全厂实际机组可用时间是34.1台·月。今后,随着机组缺陷处理完善,可用率将会得到提高。

1994年全厂抽水用电11.56亿kW·h,发电9.11亿kW·h,考虑年初、年末上库库容差,上库天然来水所发电量以及蒸发、渗漏水后,电站综合效率为74.7%,各台机实际运行时间如表2。

表2 1994年机组实际运行时间 h

项目	1号机	2号机	3号机	4号机	平均
发电时间	918.95	1 061.07	1 189.05	999.65	1 042.18
水泵时间	844.08	840.80	1 092.08	805.10	895.52
发电调相	0.30	12.87	24.95	0.00	9.53
水泵调相	1.60	11.22	18.05	3.20	8.52
拖动工况	0.63	0.98	0.85	26.03	7.12
合计	1 765.56	1 926.94	2 324.98	1 833.98	1 962.87

由于水泵运行时是不能调整吸进功率的,其平均入力为32.3万kW,发电运行时出力则可调整,但为减少机组振动,出力不能少于18万kW,实际运行平均出力为21.85万kW。从电网方面考虑,为留有旋转事故备用容量,经常使机组在较低负荷运行较为有利。总结这个经验,设计和设备订货时,应使较低负荷有较高的机组效率。

1994年每台机组实际运行时间平均为1 962.87 h,其中发电1 042.18 h,用发电量除以装机容量,电厂装机利用为759 h,把4号机3月12日才投入运行这个因素考虑进去,估算也仅800 h左右。这和世界上大多数抽水蓄能

电站600~1 000 h的实际情况是相符合的,而与电站初步设计中预测1995年发电量19.72亿kW·h,装机利用1 643 h相比,相差很大。其原因后面将有分析,但首先应当清楚地认识到,抽水蓄能电厂所发电量不是自然条件决定的,而是由电网情况及其调度决定的,是可变的。因此,广蓄实践认为,不宜以发电量作为唯一经营指标。

1994年电厂厂用电2 804万kW·h,为发电量9.11亿kW·h的3.08%,较常规水电厂大。这是因为抽水蓄能电厂发电量和运行小时少,抽水时不发电但仍需厂用电;厂房深埋地下,排水、照明、通风是不停的;抽水、调相运行、压气机电和消防供水用电较常规电厂多。

1994年机组发电启动1 631台·次,成功率96.3%,抽水启动1 108台·次,成功率89.1%,调相成功率100%,拖动成功率81%,平均93.6%,初期运行有此成绩是不算差的。

1.2 效益

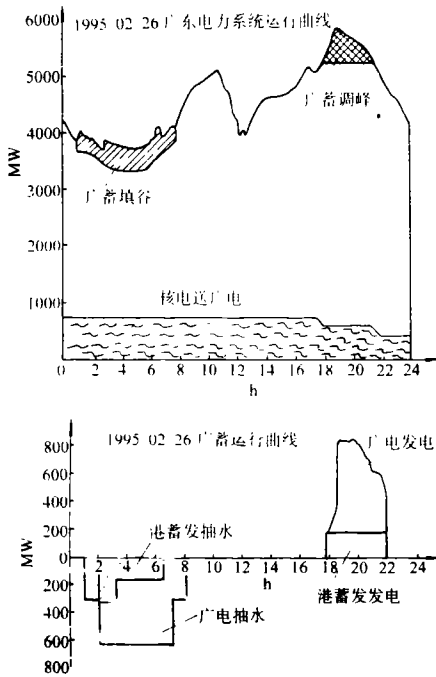
通过近两年尤其是1994年的运行实际,反映出广蓄电厂的效益如下。

1.2.1 使核电多发电,实现不调峰稳定运行

大亚湾两台90万kW核电机组分别于1994年2月1日与5月7日投入商业运行,它也是向广电和中电两个电网供电。由于两个电网都有抽水蓄能容量供调度使用,1994年抽水用电11.56亿kW·h,核电从未曾在日内调峰,实现稳定运行,加以核电机组超出力,使1994年发电量在110亿kW·h以上,其中商业运行电量107.6亿kW·h,超过两台机组正常年份全年运行合同电量100亿kW·h。

1.2.2 对两个电网的调峰填谷效益

1994年,广电使用机组时间27.57台·月,约占60%;中电18.13台·月,约占40%。中电电网容量富余多,它对抽水蓄能电站主要要求在低谷负荷期抽水,尤其是节假日,以保证其电网安全及供电质量,但因抽水蓄能电站水库仅够日调节,故第二天将常被迫发电,发电时间也在负荷高峰,以代替经济开支大的燃气



附图 电力系统日运行曲线

轮机, 总计全年中电网供电抽水 5.93 亿 $\text{kW}\cdot\text{h}$, 发电 4.29 亿 $\text{kW}\cdot\text{h}$ 。如果没有抽水蓄能电站, 由于安全需要, 中电网必须要在负荷中心开两台 66 万 kW 煤机, 这样在负荷低谷期就难以更多接收核电了。

对广东电网, 1994 年抽水用电共 5.99 亿 $\text{kW}\cdot\text{h}$, 发电 4.82 亿 $\text{kW}\cdot\text{h}$, 其调峰、填谷效益反映在附图所示的日负荷曲线中。广东电网, 由于两班运行的地方自建柴油、燃气轮机很多, 仅广东省电力中心调度所 (以下简称“中调”) 所及就有 300 余万 kW , 加以可买香港电调峰, 因此如无廉价低谷电, 电网使用抽水蓄能电站就会显得不经济。大亚湾核电站原来在兴建抽水蓄能电站联营合同时商定, 超发低谷电是低价, 但投产后既不调峰, 又规定峰谷一个价, 使抽水蓄能电站经济上陷入困境。否则, 广蓄电厂抽水、发电都会较实际大为增加。

表 3 电网事故时广蓄电厂备用启用情况

次数	时间	事故前出力 /万 kW	事故原因	事故时频率 /Hz	新投入负荷 /万 kW	备 注
1	1994 05 25 22:00	0	核电跳机	49.4	30	开 1 号机带满负荷
2	1994 08 29 11:23	74	西电解列	49.3	25	2、3、4 号机在运行中共带 740 MW 负荷, 事故时将负荷带满共 990 MW
3	1994 08 29 15:52	50	西电解列	49.3	43	2、4 号机在运行中共有出力 500 MW, 事故时将 2、4 号机负荷加满, 开出 3 号机带满共 930 MW
4	1994 08 29 17:08	56	核电跳机	48.9	43	2、3、4 号机在运行中共有出力 560 MW, 事故时加满负荷共 990 MW
5	1994 09 09 7:35	0	西电解列	49.8	36	机组全在备用状态, 事故时开 2、4 号机共带负荷 360 MW
6	1994 10 24 11:10	66	西电解列	49.7	24	1、2、4 号机在运行中共带负荷 660 MW, 事故时加满共 900 MW
7	1994 12 03 10:20	18	核电跳机	49.8	42	3 号机在运行中带 180 MW 负荷, 事故后即开启 1 号机, 带满负荷共 600 MW
8	1995 01 02 20:16	76	核电跳机	49.6	44	1、2、3、4 号机在运行中带 760 MW, 事故时加满负荷 1 200 MW
9	1995 01 05 18:20	44	电网事故	49.85	24	2、4 号机在运行中带 440 MW 负荷, 事故时开启 3 号机带 180 MW, 2、4 号机加至 500 MW, 共 680 MW
10	1995 01 05	36	电网事故	49.78	38	2、4 号机在运行中带 360 MW, 事故时开启 1 号机带满, 2、4 号机带 440 MW, 共 740 MW

表4 1995年春节广蓄电厂机组调相情况

日期	电网最高电压 /kV	发电工况 吸无功最大值 /万 kvar	泵工况 吸无功最大值 /万 kvar	调相工况		吸无功电量 /kvar·h
				吸无功最大值 /万 kvar	台小时数 /h	
1月30日	537	15.8	7.2			331.0
1月31日	540	9.8	7.8	16.9	10.62	293.0
2月1日	536	11.5	6.5	13.8	12.83	225.1
2月2日	538	9.0	6.2	14.9	8.52	242.2
2月3日	531	9.3	2.4	14.0	17.28	340.8
2月4日	533	7.6	4.8	12.2	17.43	306.5
2月5日	537	4.6	6.0	14.7	1.17	84.5
2月6日	529	6.1	6.5	12.4	16.53	251.0
合 计					84.38	2 074.1

1.2.3 事故备用

如前所述,抽水蓄能机组一般并不满负荷运行,故常有旋转备用容量,加以起动快速,停机状态也能迅速开机带上负荷,及时起事故备用容量作用。广东电网最高负荷600万~650万kW,核电单机容量90万kW,西南送电天广500kV线路供电80余万kW,无论核电站跳机或西电解列,对电网安全均影响巨大,而抽水蓄能电厂对防止电网事故扩大,恢复正常供电都起到了显著作用。表3是一些实际资料。

1.2.4 稳定电网电压

1994年广蓄电厂共发无功电量1.58亿kvar·h,吸收无功电量8128万kvar·h。为广东电网平衡无功、稳定电压起到较大作用。

由于电网充电功率过剩,接入500kV系统的机组在负荷高峰期要保持高功率因数运行,在负荷低谷时要进相才能维持正常电压水平,广蓄机组接入于广东系统500kV环网的北段更是如此。如1995年1月12日3:00,电网电压515kV,3号机泵工况运转,吸有功33万kW,吸无功5.0万kvar;同一天12:00,电网电压515kV,3号机再次泵工况运转,吸有功32.5万kW,吸无功5.7万kvar。节假日电网负荷轻,平衡无功稳定电压问题更突出。1995年整个春节期间电网电压均很高(1月31日8:10达到540kV),广蓄机组无论是发电还是抽水均进相运行,而且进相深度很深。例如1月30日(农历年三十)14:50,电网电压526kV,

2号机发电运转发有功25万kW,吸无功15.8万kvar。很多时候甚至不得不单独开机作调相(吸无功)运行,春节8d4台机组共调相运转84.38h,吸无功电量2074.1万kvar·h。例如2月4日4号机单独开机调相吸无功12.2万kvar连续运行长达17.43h;2月6日1号机单独开机调相吸无功12.4万kvar,连续运行长达16.53h。由于机组是在压水下(在空气中)旋转,尾水肘管壁(钢板)发热达到50~60℃,单独调相运行耗功1.2万~1.5万kW。

表4是1995年春节每日机组调相情况。

1.2.5 电网作特殊负荷运行

由于抽水蓄能机组既可作电源又可作负荷,因此对电网调度组织功率特别方便简易,如大功率核电、火电机组调试期间甩负荷试验,满负荷振动试验,都需要有抽水蓄能机组配合,实际上大亚湾核电站90万kW机组、沙角C厂66万kW煤电机组甩负荷试验时,都由广蓄机组水泵运行作为负荷,一旦它们甩负荷,广蓄机组就低周切机和自动关机,使核电、沙角C厂试验得以顺利进行。

2 广州抽水蓄能电站的经营现状

广州抽水蓄能电站的建设目的,主要是为大亚湾核电站安全稳定运行,同时也为广东电网调峰填谷需要。1988年,广东省人民政府、原水利电力部、原核工业部在电站集资和筹建协议中规定:“利用低谷电量的顺序是:核电、大

型火电小于最小技术出力的部分和红水河水电弃水电量”“核电超发的低谷电量,以燃料费和核废料后处理费计成本价和还贷期不盈利为原则计算售电电价”,并预测有了抽水蓄能电站,核电负荷因子将提高到80%,年发电量将由100亿kW·h提高到126亿kW·h。

电站初步设计时,预测1995年广东主网调峰容量短缺165万kW,负荷低谷期电量严重过剩,全年可供抽水用电26.19亿kW·h,发电19.72亿kW·h,2000年抽水用电与发电更达31.38亿kW·h与23.8亿kW·h。

正是由于对电网(包括核电)低谷电数量多、核电超发低谷电低价、电网急需大量调峰容量的估计,广州抽水蓄能电站采用了来电加工的经营模式,即由广东电网提供低谷电,经加工为高峰电(考虑损耗)交回电网,电网按每千瓦时高峰电支付加工费,加工费是经过省物价局批准的,它包括电站成本、税收、还贷付息和利润。电站的经营者广东抽水蓄能电站联营公司,经济上只与电网发生关系,而不直接与其他电厂经营者和用户买卖电。这种经营模式生产关系简单,没有复杂的定价,但经济上完全依赖电网而事前又无定量承诺,尤其是把不稳定的发电量作为唯一经营指标,可能是这种经营模式的重要缺陷。

广州抽水蓄能电站成本是不高的,一方面因为它建设投资少,连同建设期利息和送出工程建设动态投资每千瓦装机容量仅2500元,另一方面电站出售了50%容量使用权给香港抽水蓄能发展有限公司,售卖收入足以支付外资贷款本息,避免了外汇风险并且每年还要向我方支付运行费。因此,广东电网使用的60万kW抽水蓄能容量,除成本外只须归还内资本息和支付中方股东利润(仅每千瓦时发电量税前利润2分)。除税收外,一年总支出为1.62亿元。按原来预计正常年份每年发电量为10亿kW·h,相当每千瓦时电加工费为0.162元(商业运行价,可靠性运行0.12元,调试不收费),如果每千瓦时低谷电6分,考虑综合效率75%,即4kW·h低谷电加工为3kW·h高峰

电,相当于高峰电每千瓦时8分,连同加工费,高峰电电价为0.242元/kW·h,高峰电与低谷电电价之比为4,这是在每千瓦时0.18元平均上网电价水平基础上的计算结果。1994年,广东电网在9月之前平均上网电价是0.26元,高峰与低谷电价之比是2.5,如果核电维持原协议超发低谷电作价原则,即使汇率变化,低谷电价0.14元,高峰电价也仅0.35元,电网是能够承受的,何况9月之后电价还有所提高。

但是,1994年广蓄电站在广东电网实际发电量仅为4.82亿kW·h,大大低于预计值,更不用说设计值了。出现这个情况的主要原因是:广东各地、市自建了一大批小型柴油机与燃气轮机电厂,它们一般是两班运行,负荷高峰时发电调峰自用,负荷低谷时停机用低价网电,加以电网与香港有购电合约,可购港电调峰,特别是核电售电高峰、低谷电一个价,使电网难以用作抽水发电,经济上没有竞争性。因此,虽然广蓄电站1994年并非全年所有机组都投入商业运行,而可靠性运行期间发电收入属基建收益,电站成本不必提大修与折旧,也不用还贷和支付股东利润,电站商业运行第一年也不用归还贷款本金,这些条件大大降低了成本,使1994年支出较正常年份已减少近1/3,但仍出现亏损。这个教训是深刻的。前面所述客观原因固然是主要的,但经营模式的弊端也不容忽视。

以电量作为经营的唯一指标,可能是上述广蓄经营模式的重要缺陷。抽水蓄能电站效益可分为静态与动态,但无论静态与动态,容量(电力)始终是主要的,电量是次要的。抽水蓄能电站的发电量,是调峰电量,数量不会多,大约只为同规模常规水电的1/5,并且它与电网情况和调度密切相关,是可变的。将它作为唯一的经营指标,调峰负荷、备用、调相等都不计费,必然有很大风险。1994年广蓄电站经营实践已证明了这一点。

以上经营模式也并非绝不可行。如果提供低谷电的经营者确认有足够低谷电是低价,而电网保证将这一部分低谷电调度给抽水蓄能电

站加工,并收购回加工后的高峰电;或者抽水蓄能电站与提供低谷电的电厂联合经营,按电网负荷曲线要求供电;或者抽水蓄能电站通过电网可以收购低谷电和出售负荷和高峰电,在上述三种情况下,用加工费形式来经营也许是可行的。

为了解决广蓄电站的经营亏损问题,从1995年开始,我们要求改为租赁经营,并已得到公司董事会、广电的认可。广蓄电站的租赁经营,就是由核电和广电联合租赁,现在已经签订合同但尚未生效,合同规定:广电和核电各出资50%,广电支持核电长期稳定运行,年租赁费是广蓄电站一年的成本、还贷付息、利润和税收(营业税和附税),每年每千瓦约280元。租赁形式较为方便而且简单易行,对广蓄公司没有风险但也没有超额利润。由于容量、电量、备用、调相等动、静态效益定价比较困难,有些甚至连数量预先都难以计划,而且如果受许多价目约束,将会影响调度放手使用,抽水蓄能电站的效益也难以充分发挥。在我国抽水蓄能事业刚刚起步的今天,如何创造机会使大家充分认识这类电站的作用,促进这个事业的发展,同时又使电网逐步走向科学化管理,提高供电可靠性与质量,是最为重要的。先行者的责任就是要为此提供经验与教训,这也是笔者提出采用租赁这种经营模式的重要原因。

3 抽水蓄能电站经营方式的探讨

3.1 国外情况简介

本文主要探讨集资建设、独立经营的抽水蓄能电站的经营模式,由于我国尚无这方面的经验,而外国经营者一般对这些经济资料又不愿公开,故仅能根据已收集到的情况,加上一些个人的认识和判断,作为探讨索引。

3.1.1 香港抽水蓄能发展有限公司

购买广蓄电站一半容量使用权的香港抽水蓄能发展有限公司(以下简称“港蓄发”)有两个股东:埃克森能源有限公司香港(以下简称“埃克森”),占51%股权;香港中华电力公司,占49%股权。他们按股份出资购买容量使用

权,负担电站运行维护费、非经常性开支、资本性开支以及港蓄发的日常开支,包括雇请技术人员到电厂参与运行的费用。所购买的电站容量使用权交给中电网使用,由中电每年支付一笔类似租赁费的费用给港蓄发,港蓄发再分配利润给两个股东。从1994年中电年报悉,1994年中电即从港蓄发分配到7400万港元利润,照此推算,1994年港蓄发利润总额估计在1.5亿港元以上,向我国交纳所得税15%,其数额应在400万美元以上,这也是电站对国家的贡献。中电网与广东电网规模类似,中电网电费稍高。

3.1.2 卢森堡万丹(Vianden)抽水蓄能电站

万丹电站装机容量 9×10 万kW+ 1×20 万kW,共110万kW,1993年发电量3.94亿kW·h,抽水用电5.49亿kW·h,调相运行提供无功11.224亿kvar·h。业主为SEO公司,其中卢森堡政府、德国RWE电力公司和其他股东分别占SEO公司40.3%、40.3%和19.4%股权。经营方式是由SEO公司租给德国RWE电网调度使用,租赁期99年,租赁期后电厂归卢森堡所有。德国RWE电力公司保证供应卢森堡所需95%以上电力,年租赁费包括万丹电站与SEO公司的成本、税收、还贷和利润,不与电量等指标挂钩。由于电厂投运已久,还贷付息已经不多,1993年年租赁费约4528万德国马克,相应于还贷期后每年每千瓦41马克。其中利润回报按股票方式为5.5%,1993年为381.5万马克。租赁运行费中还贷、分红、税金、提留备用金等占26.8%,运行维修费占73.2%。

3.1.3 英国迪诺威克(Dinorwig)抽水蓄能电站

迪诺威克电站装机容量 6×30 万kW,本系国家投资兴建,1984年投运,属国家电力局(CEGB)。1991年实行私有化改革,作价12亿英镑卖给私营的国家电网公司。国家电网公司由12个私营的地方电力局组成,负责电网、系统调度、供电及抽水蓄能电站,其余电厂除核电站属国营的核电公司外,均属发电公司和国

家电力公司,它们都是私营企业。英国电力实行私有化后,市场萎缩,需求日减,市场的疲软使迪诺威克抽水蓄能电站的功能也有所改变;原来是为电网调频为主,机组经常处于空载运行,以便电网一旦发生事故,能在10 s内带满负荷;现改为调峰填谷与动态服务为主,特别是在“统调”的竞争机制下,用低廉的价格和优质的服务取得调峰运行机会,而动态效益就与电网协议决定每年费用。1993年发电10亿kW·h,连同动态服务,营业收入1.6亿英镑,减去抽水电费8000万英镑和运行成本后,盈利4400万英镑。抽水蓄能电站的经营由国家电网公司抽水蓄能电站管理处负责,利润可投资搞水电,否则要上交电网公司。英国的统调竞争机制,根据各电厂(包括法国送电)电价的高低和机组保证率来决定每天由哪些机组投运,只能担任基荷的电厂只能报一个电价,而调峰电厂除电价外还可报启动价与空载价。在电力供大于求的情况下,只有优质低价电厂才有发电机会,而抽水蓄能电厂由于其价格低廉和性能优越,常在竞争调峰运行机会中获胜。迪诺威克经验说明,抽水蓄能电站是不畏竞争的。

3.1.4 南非札肯斯堡(Drakensberg)抽水蓄能电站

札肯斯堡电站装机容量 4×25 万kW,属Eskom电力局的发电公司,电网向抽水蓄能电站付费依据主要是容量,电量是次要的。

容量收入分为固定备用、约定备用与调相。固定备用按年计算,等于电站一年的生产管理和折旧费。约定备用由电网定价,按各电厂资产收益率4.95%,除以电网向各电厂约定小时数,计出每小时每千瓦费用。每天各电厂要向电网报送第二天每小时可投容量,电网根据需求和电厂成本高低,以经济原则约定各电厂投运容量及时间,并支付约定备用费给发电公司。南非电网1994年向各电厂支付的固定备用总费用与约定备用总费用大体相同,二者合计每千瓦平均每年约46美元。

札肯斯堡抽水蓄能电站为南非电网调峰填谷不计抽水电费,只按发电量计费,固定电量

(相当基荷)计价占40%,变动电量(调峰增加)计价占60%。札肯斯堡1994年预计发电8.25亿kW·h。电费收入和调相收入用以支付电站运行维护费,即电厂运行维护费的一半由调相负担,由电网支付相当约定备用费用的15%。

1994年札肯斯堡抽水蓄能电站总收入中,容量收入占57.2%;发电、调相收入占42.8%。容量收入中固定备用(不变)用以支付折旧和管理费;约定备用(可变)用于资产收益(净资产的4.95%)。电量和调相收入用于运行维护。

此外,电网对电厂还有奖罚制度,按约定要求提供服务,基荷每千瓦每小时的奖金与约定备用单价相同,峰荷加倍,奖罚对等。

3.1.5 日本电源开发公司

日本电源开发公司系由日本政府与全国九大电力公司合股组成,只建设与经营电厂,没有电网。所建电厂依所在位置归由当地电网所属电力公司调度,所建抽水蓄能电站经营模式类似租赁,每年由当地电力公司向电源开发公司支付一笔与电量无关的费用,以满足电厂运行维修和电源开发公司为电厂还贷、税收、利润等的需要,利润规定为基建投资的6%。此外,电网还对电厂实行奖惩,如电厂未能按电网要求参与调峰、调频,则要受惩罚,如大修少于规定天数,则有奖励。

下乡抽水蓄能电站,装机容量 4×25 万kW,业主为日本电源开发公司,由东京电力公司调度使用。1991年投产完毕,建设投资1680.24亿日元,每年东京电力公司向电源开发公司支付的费用中,还贷付息占55.8%,折旧占24.3%,运行维护费占4%,其余则为税收和管理费。

3.1.6 德国南部斯洛施维克(Schluchseewerk AG)公司

斯洛施维克公司是专门建设和管理该地区抽水蓄能电站的股份公司,由4个电力公司合资组成:德国RWE、巴伐利亚等3个电力公司分别占股份50%、37.5%与7.5%,瑞士一个

电力公司占5%股份。斯洛施维克公司成立于1929年,现拥有5个抽水蓄能电站,共20台机组,发电容量184万kW。最早一个电站建成于1933年,1976年最后建成的威尔(Wehr)电站装机容量最大,为90万kW。这些抽水蓄能电站由股东按股份投资建成,并由两个股东即RWE与巴伐利亚电网使用,1992年发电量13.13亿kW·h,抽水13.68亿kW·h,发无功5.46亿kvar·h,吸无功7.85亿kvar·h。

公司经营由使用电厂的电网股东负责付费,每年向公司支付包括成本、还贷付息、税收和利润在内类似租赁的费用。这个费用每年不同,主要在于各电厂的大修和资本性开支差别,要由董事会核定。1992年公司资产4.72亿马克,年收入1.87亿马克,大体相当于每千瓦每年收入100马克,其中折旧运行维修费占84%,还贷已不多,税后利润1097万马克,为公司资产的5.87%。

该公司有职工400余人,其中每个电厂约50人,除总部外还设有一个技术中心,一个维修中心和调度中心,以实施对电厂的管理。关于调度,电网调度对调度中心下达指令,由调度中心调度各抽水蓄能电厂机组。这个公司今后根据股东电网需要,还将继续建设新的抽水蓄能电站。

3.2 对抽水蓄能电站经营模式的探讨

通过对上述6个案例不完全资料的分析,笔者认为以下观点对探讨抽水蓄能电站经营模式是重要的。

3.2.1 国外有不少集资建设、独立经营的抽水蓄能电站,它与电网独资建设、统一经营的电站同样都能生存,只要经营有方,私人投资和购买股票都能获得合理回报。

3.2.2 在电力供大于求、市场经济发育和实行科学管理的国家和地区,抽水蓄能电站以其优越性能和低廉价格是不畏市场竞争的,并可在竞争中得到丰厚的盈利,但这种竞争必须平等。

3.2.3 按容量、电量、动态效益分别计费是一种比较科学的经营方式,但难点在于定价比较困难。我国电力工业对部分用户,尤其是大工

业用户已执行两部制电价,其中负荷费每千瓦每月13.5元,参考这个标准进行容量定价是可行的。关于电量,世界上许多抽水蓄能电站已经证明,其数量不多而且不稳定。如卢森堡万丹电站,1989年与1990年是7.4亿与7.46亿kW·h,1992年是5.32亿kW·h,而1993年仅3.94亿kW·h;即使像英国迪诺威克电站有平等竞争机制,以电量作为经营指标,年发电量10亿kW·h,其装机利用也仅555h。量少必然价高,在外国有竞争力,在我国未必如此。所以,笔者认为电量可以作为经营指标之一,但不宜作为唯一指标。关于动态效益,它是抽水蓄能电站的优势,也是提高电网供电质量的有效工具,英国迪诺威克电站私有化前,其动态效益占其全部收入近50%,南非札肯斯堡电站调相收入占其全部收入的21.4%。电网愿意为提高供电质量付出多大代价,是因地而异的,它和当地经济发达程度、法制都有关系,上述国外数据可供参考。

3.2.4 租赁经营模式在国外仍然较为普遍,因为它避免了多种复杂定价,方便易行。租赁费实际上就是电站的成本、税收、还贷和利润,这些大都容易计算,并且在立项时就能够预测。为了使投资者能获得合理的回报,确定利润率是十分重要的。由上述国外资料可知:日本电源开发公司的利润率是基建投资的6%,卢森堡SEO公司股票股息是5.5%,南非Eskom电力局的发电公司利润率是净资产的4.95%,德国斯洛施维克公司为净资产的5.87%,除南非外都是硬通货,存款利率低。我国理应比上述比例大,但也不要设想有过多盈利。总之,笔者认为,租赁这种经营模式在我国抽水蓄能事业起步阶段是比较合适的。投资经营者应努力搞好建设,降低租赁费,得到一个稳定合理的回报。作为电网,用可行代价租赁一个工具,既可保证电网供电质量,又可从容量和电量中得益,也是合算的。

4 抽水蓄能电站的经济评价

本文打算以租赁经营模式为基础,主要从

财务角度出发来分析抽水蓄能电站的经济性,探讨租赁者的经济评价准则。

集资建设、独立经营的抽水蓄能电站最佳方案是租赁给电网,但也不排除全部或部分租赁给核电和大型煤电经营者,甚至实行联营。联营后将有条件按电网要求的负荷曲线向电网供电,从经济支出上增加了抽水蓄能电站租赁费和核电(或煤电)多发电的燃料费、抽水蓄能电站的损耗,但好处是不用调峰,增加了低谷发电量而且能及时转换为调峰负荷和电量,设备损耗降低,收入亦将增加。收入与支出的比较就可以得到应有的经济结论,这对可向当地售电的地区电厂经营者会更有吸引力。如果进一步与电网联合租赁,那怕电网不出资,但电网保证核电(煤电)不调峰稳定运行,抽水蓄能电站由电网调度使用,使电网得到其他效益,这种对多方有利的做法,使多方经营者的利益更有保障。

如果抽水蓄能电站租赁给电网,电网如何评价租赁的经济性,笔者认为可作如下分析。

4.1 容量单价

如果电网缺调峰负荷,可以将抽水蓄能电站容量作为调峰负荷让地区甚至用户认购。前面已经介绍过,我国目前对大用电户已实行两部制电价,用户最大需量收费是每月每千瓦13.5元(中电每月每千伏安更达60港元),按此标准扣除网损、供电费用和电网利润后,作为电网付给抽水蓄能电站的容量费用单价是合理的,扣除的费用当然依电网不同而异,但估计每年每千瓦120~150元是可行的。

4.2 电量加工

电网从抽水蓄能电站电量加工得到的利益,与电网平均电价 \bar{A} 、高峰低谷电价比 n 有关。若电站综合效率为0.75,电网可承受的边界加工费为 B ,则可推知 $B = \bar{A} (6n - 8) / 3(n + 1)$ 。不同峰谷电价比时的 B 值见表5。

表5 电网可承受的边界加工费 B 值

n	2	3	4
B	0.44 \bar{A}	0.83 \bar{A}	1.07 \bar{A}

边界加工费 B 扣除电网网损、供电费用、电网利润后为 B' ,可作为电网支付给抽水蓄能电站加工费单价的基础。

由上可见,平均电价 \bar{A} 愈大,高峰低谷电价比 n 愈大,边界加工费 B 就愈高, B' 也愈高,抽水蓄能电站对电网就愈有利。如果预测电网每年可使抽水蓄能电站发电数为 E ,相当装机利用 h 小时,那么从电量方面,电网每千瓦可承受的租赁费是 $B' \times h$,可接受的容量为 E/h 。显然电网低谷电愈多,调峰电量愈缺乏,需要发电数量 E 愈多,就愈需要抽水蓄能电站,也即从电量能承受更多租赁费。今以广东电网使用的60万kW抽水蓄能容量为例,1994年9月前,电网平均上网电价为0.26元/kW·h,高峰、低谷电价比是2.5倍,计算出边界加工费 B 为0.174元,估算 $B' = 0.15$ 元,年发电4.8亿kW·h,相当装机利用800h,亦即从电量方面电网可接受每千瓦每年租赁费是120元。

4.3 动态效益

抽水蓄能电站对电网的动态效益,国外已作过许多研究,并从理论和实践上作出了一些定量分析。1984年召开的抽水蓄能动态效益国际研讨会上许多专家提供了不少资料,我国老水电专家程学敏同志更撰文归纳出很好的指导意见。

但是,国外情况与我国有很大不同,国外一些经济发达、法制健全的国家,电力常常是供大于求,用户对供电质量有很高要求,一旦被拉闸停电或者电压、周波不稳,所造成的损失是要向电网索赔的,是受法律保护的,因此也促使电网十分重视抽水蓄能电站的动态效益,愿为此付出代价。而在我国,长期以来,电力常常是求大于供,电网没有备用,拉闸限电成为解决缺电的手段,供电质量与经济无关,供电似乎是国家政府的责任,供电质量不高对用户造成的经济损失也无从追究,更无法律保护。因此,抽水蓄能电站的动态效益要为人们认识,要电网为此付出代价,可能还要经历一段时间,本文不准备也没有能力对这项动态效益加以论述,仅希望就事故备用和调相两项进行一些粗

略探讨,期望这两项动态效益尽快被承认和得到收益,这对加快我国抽水蓄能事业的发展将会有所帮助。

4.3.1 调相效益

从广蓄电站1994年运行实践分析,电站无论在发电工况或抽水工况运行都为广东电网调相,春节假日更为调相单独开机,以稳定系统电压。更为可贵的是,电站在为系统调相时,尤其是水泵工况,经常进相吸无功,有时进相很深,持续时间很长。这种作用,核电、火电都做不到,常规水电也难以做到,因此不充分估计抽水蓄能电站的调相效益是不科学的。

1994年,广蓄电站为广东电网服务的60万kW容量发电抽水共20.8亿kW·h,发、吸无功电量2.4亿kvar·h,在吸无功8128万kvar·h中,有2074万kvar·h是为调相单独开机的,最大进相深度16.9万kvar。如何从经济上计算调相效益,国外有些资料,但国内尚无经验,因此仅能在此提出一些意见供探讨。

为调相单独开机,特别是进相运行,应和发电、抽水一样,计算容量和电量效益。今年春节8d,广蓄电站有7d单独开机调相运行,7d最大进相值平均为14万kvar。这种功能对抽水蓄能电站更加突出,本应高价,但考虑易于推行,可先考虑与前述容量同价。关于电量,今仅考虑吸无功这种特有功能,用14万kvar除8128万kvar·h,相当利用小时580h,低于发电利用小时,但上述计算只计吸无功,未考虑发无功的效益。因此将无功利用小时与发电利用小时作相同处理也是可行的。

按照以上分析,由于平均进相深度14万kvar已相当于60万kW的23.3%,按25%计算并不过w分。如电网要求单独调相运行有n个月,那么调相效益中的容量部分应为 $0.25n \times$ 月平均容量价,如全年都要考虑,则为年容量效益的25%;关于无功电量部分,则为电站年发电量效益的25%。

调相作用是因网而异的,电网也可以分析本网实际情况,用其他调相措施和网内其他电厂作调相尤其是进相进行比较,将不难认识抽

水蓄能电站这方面的特别作用及价值。

4.3.2 事故备用

从广蓄电站实际资料分析,在发电工况运行时,机组平均出力21.85万kW,相当额定容量的70%左右,有30%是旋转备用容量;在抽水工况时,电站作负荷使用,本身就是事故备用容量。统计1994年核电跳机、西电解列及电网事故等10次事故中,广蓄电站迅速投入出力平均34.9万kW,防止了事故扩大,帮助电网恢复正常供电。广蓄实践证明,国外认为抽水蓄能电站响应速度快,待机备用可与旋转备用同样对待是符合实际的。如果作一简单分析,全电站装机容量的30%即36万kW与10次事故平均投入出力34.9万kW大体相同作估计,把备用容量单价认为是容量单价的两倍,这样,事故备用效益为容量效益的60%是不过分的。即使全部容量已被作为负荷认购,但认购时30%用作备用加倍收费,或者电网留30%作备用,也是可以考虑的。广蓄电站水库有300万 m^3 备用库容,可供60万kW连续运行4h,因此电站作紧急事故备用是完全有条件的。国外评价认为,事故备用是抽水蓄能电站最大的动态效益。美国估计每千瓦每年动态效益为45美元。

4.4 综合经济评价

设想一个抽水蓄能电站,以其成本、税收、还贷付息和利润等一年所需费用作为租赁费租给电网,电网对此租赁费能否承受,就要从电网得到的经济效益进行评价。根据以上分析,暂先考虑容量、电量静态效益和部分动态效益来进行评估。

容量效益:每千瓦装机容量每年120~150元。

电量效益:它和电网平均电价,高峰、低谷电价比,电网能提供给抽水蓄能电站的抽水电量相应的调峰电量数有关,暂以电站发电利用800h,加工费0.15元/kW·h计算,每千瓦每年120元。

调相效益:为容量效益与电量效益和的25%,即每千瓦每年60元, (下转第20页)

实行峰谷电价是解决电力系统调峰容量不足、缩小负荷峰谷差距的一种经济手段。目前广东大多数地区还是采用平均电价,有些地区根据平均电价水平按上浮 50%或降低 50%的原则来制定峰谷电价。由于目前电价水平低,电力价格与价值背离,电力工业的经济效益逐年下降,有些电力项目甚至不能按期偿还建设贷款。为促进电力事业发展,适当调整电价是必要的。对于抽水蓄能电站来说,其高峰电价可按项目建设还款要求来确定。

3.2.2 广蓄电站抽水电量的来源及电价的确定

广蓄电站的抽水电量的来源及电价的确定主要包括以下方面:

(1) 根据核电、广蓄的有关协定,核电超发电量(负荷因子 64%以上)应按成本价计价。

(2) 鉴于抽水用电不会增加系统火电装机,主要是增加火电燃料消耗,因此,抽水用电电价一般可按火电额定负荷运行时的发电成本来核定。

(3) 西电送广东容量 80 万 kW 左右,其谷电价较低,在丰水期可作为重要来源。

3.2.3 正确认识和确定抽水蓄能电站在调相

和事故备用等方面的合理费用。

实现峰谷电价,仅解决抽水蓄能电站的静态效益,而动态效益仍无法解决,根据国际上关于抽水蓄能电站动态效益的计算理论,结合广东实际,可采用以下两种方法解决:

(1) 定额租赁制,按 kW/年计算租金。

(2) 对产生动态效益的调相、调频、备用、负荷调整等功能分别制定标准、价格。

4 结 语

根据广东 2000 年负荷预测,峰谷差达 735~833 万 kW,预计 2000 年前新投入的电源不能有效地满足调峰需要。随着 2000 年广东第二核电站的投入,则低谷强迫电能随之增加。广州抽水蓄能电站的作用将更显著,扩展容量更显迫切。

在广东电网不断发展的今天,要充分认识抽水蓄能电站在电网中的作用,在实际运作中应认真分析抽水蓄能电站的静态效益和动态效益;研究制定合理的政策,理顺抽水蓄能的管理体制、电价、为电网服务动态价值等利益关系,使抽水蓄能电站的建设、经营、发展,有一个更良好的体制和社会环境。

(上接第 10 页)

与南非占总收入 21.4%相差不多。

备用效益:为容量效益的 60%,即每千瓦每年 72~90 元,远远低于美国估计的 45 美元。

总计每年每千瓦租赁费为 372~420 元,其中动态效益为静态效益的 55%(调相占 25%,事故备用占 30%),这可以作为电网对抽水蓄能电站租赁费粗略经济衡量标准的一个算例。由于动态效益考虑不够,这个数值应当作为下限值对待较为恰当。如果抽水蓄能电站的租赁费少于此值,对电网应当是合算的,因此,努力降低成本(租赁费)是最关重要的事。

以上 4 点,基本上是从广蓄电站短期运行经验和教训出发,从财务角度来进行探讨的,其目的是力图使我国抽水蓄能电站的建设,建立在一个稳妥的基础上,使这个事业得以健康发展,逐步与国际接轨。此篇文章并没有打算替代或修改规范,因此对电网调峰填谷的必要性及数量、替代电站的经济比较论证等等,仍然是必要的。以上意见如能为政府部门、电网、投资者、贷款者和从事抽水蓄能事业的同行们参考得益,笔者将深感荣幸。文中定量数据当然只能作为虚拟案例对待,而不能作为实际资料,相信读者是能够理解的。

ABSTRACT

Economic Evaluation for Pumped-storage Power Plant

Luo Shaoji (Guangdong Joint Venture Company for Pumped-storage Power Plant)

This paper describes the actual benefits of the Guangzhou pumped-storage power plant and the factors which cause the current operation difficulties on the basis of analysing the actual two-year operation data of the plant. Through bridging and analysing some current international practices, the rental operation mode was recommended for the smooth development of pumped-storage power plant. In the meantime, some economic evaluation methods for the plant were also suggested.

Key Words: pumped-storage power plant, benefit, operation mode, economic evaluation

Functions of Guangzhou Pumped-storage Power Plant in Guangdong Power Network and its Economic Analysis

Situ Zhan (Guangdong Provincial Electric Power Bureau)

As the increasing proportion of nuclear power and large-sized thermal power units in Guangdong power network, the peaking problem in the power network is becoming increasingly highlight. In the existing power sources for peaking, the amount of the conventional hydropower generating units is small so that the peaking capacity in the power network is very limited. The coal-fired power generating units are difficult to meet the requirements of peaking in technology and economy due to the limitation of their performances. And the oil-fired power plants cannot be used as peaking power sources because they are built and utilized by the local and are limited by the different beneficiary relations. Therefore, the pumped-storage power plant is an ideal peaking and emergency measure due to its flexible operation and quick response, which is not only suitable to use as the valley-filling and peaking but also has several performances and dynamic benefits such as frequency and phase modulation, reserves, and load adjustment, etc. Affected by the existing policies of power pricing, the existing operation and management of pumped-storage power plant are only stressed on the benefits of power generation and ignored the numerous dynamic benefits. Therefore, it is necessary to recognize completely the functions of pumped-storage power plant in the power network and guarantee in policy that the economic benefits could be reflected in the finance in order to promote the pumped-storage power plant to serve the power network better.

Key Words: Guangzhou Pumped-storage Power Plant, power network, economic analysis

Economic Dispatching Strategies and its Operating Experience of Guangzhou Pumped-storage Power Plant

Rong Qimin, Zhou Tenghui and He Zhaoguang (Hongkong China Electricity Ltd Company)

The construction of Guangzhou Pumped-storage Power Plant is helpful to absorb the surplus electricity of the power network during the latter half of the night so as to make the nuclear power generating units stable operation at full load. At the meantime, it could make the water storage use flexibly and select high-efficient operation mode to replace other high-cost power generation mode so as to reduce the cost of power generation as a whole. The Hongkong China Electricity Ltd Company has made a set of dispatching methods for operating pumped-storage power generating units in order to increase the economic benefits.

Key Words: Guangzhou Pumped-storage Power Plant, economic dispatching