

四川省水电季节性电能成本初步分析

水电部成都勘测设计院规划处 戴维勇

四川水电资源开发的特点之一是：虽蕴藏量大、水量丰沛，但缺乏有较好调节性能的巨型水库，以致汛期有大量季节性电能得不到充分利用。随着水电比重逐年增大的电力系统的发展，这样的矛盾将更形突出，出路之一是尽可能地多吸收一些耗电大、且能进行季节性生产的工业用户到本电网内来。这时，除了本地区相应的矿产资源条件外，还必须具备低廉电价的条件才有更大的吸引力。结合我省具体情况，季节性电能的电价容许降低的幅度有多大？这是我们所关心的问题之一。

本文主要拟通过四川省长寿、龚咀、映秀湾、渔子溪一级等水电站投入系统以来的发售电成本的粗略分析，对我省远景季节性电能的发售电成本作一参考性的估算。

一、目前四川发售电成本

(一) 已建水电站的发电成本

决定水电站发电成本的主要因素是运行费和发电量。厂用电仅占多年平均发电量的0.1~0.5%，对成本影响不大。

目前四川已建的水电站实际发电成本一般高于设计发电成本，其对比数据参见表1。

实际发电成本高于设计发电成本的原因是：

1. 电厂发电量未达到设计年电量

(1) 运行方式不当造成的电量损失：

79年前，四川火电较强调本厂八项指标，对系统运行的经济性考虑不够，不愿担负汛期尖峰负荷，形成水电大量弃水调峰。据统计，龚咀电站72~78年弃水调峰损失电量为2.8亿度，占实发电量的17.8%。

另一个原因是由于电站运行多根据地区用电要求，考虑运行的经济性不够。如在77年重庆地区用电紧张，市委下令供电局要狮子滩多发电，造成汛末水位仍在死水位，枯期水位降至死水位以下。78年又遇到枯水年，狮子滩水位一直蓄不上去，水头受损，年电量只有3.34亿度。79年虽然通过龚咀和龙溪河的补偿，使狮子滩水库在汛末蓄到正常蓄水位，本年度实发电量亦仅为3.5亿度。这两年比多年平均发电量减少2.7~2.9亿度，从而使发电成本在它本身基础上增加近一倍。

从79年起，电厂运行归省中心调度所统一指挥，情况有所改善，但因现有火电机组对负荷的适应性较差，汛期只能担负部分腰荷，调峰幅度小，故最尖峰还得由水电弃水来担负。

表 1

四川部份水电厂发电成本对比表

年 分	长寿电厂		龚 咀 电 厂			渔子溪一级电厂			映 秀 湾 电 厂			备 注
	电量 (万度)	成本 (元/千度)	电量 (万度)	成本 (元/千度)	装机 (万千瓦)	电量 (万度)	成本 (元/千度)	装机 (万千瓦)	电量 (万度)	成本 (元/千度)	装机 (万千瓦)	
75	59466	10.01	215232	5.05	40.75	43400	12.6	16.0	70700	7.9	13.5	
76	49844	11.93	178359	5.99	40.75	30600	17.8	16.0	62400	8.95	13.5	
77	59539	10.03	219678	5.01	40.75	47000	11.6	16.0	61500	9.08	13.5	
78	33375	17.73	259441	5.56	60.75	27400	19.9	16.0	68000	8.21	13.5	
79	35405	17.14	302984	5.94	70.00	53000	10.3	16.0	69600	8.01	13.5	
设计	62000	10.93	353000	5.60	70.00	96000	5.67	16.0	71300	7.82	13.5	

(2) 水电站设备、制造技术、运行及管理等方面的问题:

近几年来,四川水电站发电机组由于材料和制造工艺水平、安装等质量较差,运行部门也缺乏操作经验,致使电站机组检修频繁。甚至有时不得不在汛期停机检修,损失了大量的电量。如渔子溪一级电站是一个高水头引水式电站,由于钢材过不了关,加上工艺安装等存在一系列问题,自75年全部机组投入系统后,四台机组经常只有1~2台运行。78年前每年最多发4亿多度电,不到设计年电量的一半。其中78年年电量为2.7亿度,为设计年电量的30%。76年龚咀电厂3号机涡轮叶片被打断,停机近8个月,损失电量达2.3亿度。

除此以外,还有网络卡脖子的强迫弃水,亦有施工堆碴造成下游水位抬高而减小发电水头引起的电量损失等。

2. 已建水电站实际运行费有变化

龚咀、长寿和映秀湾等发电厂运行费如表2~4。

表 2

龚咀发电厂1979年达到装机规模时的运行费

年 分	直接运行费(万元)	间接运行费(万元)	合 计(万元)
79	184	1631	1815
设计	175	1800	1975

表3

长寿发电厂运行费

年 分	直接运行费(万元)	间接运行费(万元)	合 计 (万元)
75	127.9	468.0	595.9
76	126.3	467.1	593.4
77	130.8	465.4	596.2
78	130.9	459.6	590.5
79	139.8	466.0	605.8
设 计	131.0	544.4	675.4

表4

映秀湾、渔子溪一级运行费

年 分	直接运行费(万元)	间接运行费(万元)	合 计 (万元)
77	136	968	1104
78	147	940	1087
79	188	904	1092
设 计	143	1017	1160

(1) 直接运行费:

我省已建水电站,在78年以前,实际的直接运行费均未超过设计值。近两年由于材料提价和工资及奖金的增加,引起直接运行费较大地上升。如龚咀发电厂79年直接运行费已超过设计值5.7%;长寿发电厂同年直接运行费超过7%左右;映秀湾、渔子溪一级两电站直接运行费以较大幅度在增长,77年尚低于设计值,而79年超过45万元,为设计值的31.5%。四电厂平均增长12.5%。

根据甘肃省电力局79年所编《水力发电厂编制定员标准(草案)》,四川省电力局曾在同年对我省已建水电站作了测算,从测算情况来看,现有职工都低于定员标准,其中生产人员缺额较大,管理人员大部分都超编。如果电厂按定员标准来计算职工的工资、奖金和与之有关的办公费用,运行费用还要加大,即设计采用原成本规范所规定的直接运行费标准将偏低29%。

(2) 间接运行费:

从龚咀及映秀湾、渔子溪一级、长寿等电厂的实际间接运行费来看,均未超过设计值。

总之,在已建水电站实际运行费中,虽然近几年来直接运行费有所增加,但由于间接运行费都低于设计值,因此总运行费并未超过设计值。水电厂的发电成本提高的主要原因是发电量减少的缘故。

(二) 售电费用

售电费用由供电局系统的供电费用及其上级机构的企业管理费和科研费等组成。

随着龚咀、映秀湾、渔子溪一级等电站的建成，四川（除西昌、渡口地区外）大电网已基本形成。以前，是由川东、重庆、川南、乐山、成都、绵阳及西昌、渡口等地区电网单独运行。由于系统小、网络结构薄弱、管理质量差，售电费用较高。全省65~70年平均值为9.57元/千度。随着系统网络的逐步完善，售电费用亦在逐步下降，77~79年平均值为4.81元/千度。

1. 供电费用

供电费用包括网络、变电站的折旧、大修维护费用和供电局系统管理人员的工资及企业管理等费用构成。

单位供电费为供电总费用除以供电电量。我省电力系统的单位供电费用如表5。

表5 四川省电力系统单位供电费表

年 分	76	77	78	79
单位供电费(元/千度)	4.94	4.37	4.31	4.38

单位供电费除了与电源的位置有关外，还与供电的电量有很大的关系。当供电局管辖区小，又是输电线路的受端、获电量多，则单位供电费用相对就低（如成都供电局，79年单位供电费用为3.5元/千度）；反之，单位供电费用相对就高（如川南地区79年达10元/千度以上）。

在目前供电费用中，折旧、大修费用约占60%，工资、奖金、办公费约占25%。其中工资、奖金、办公费与人员编制有关。四川省电力局79年对供电企业定员进行了计算，其成果见表6。

表6 四川省电力局供电企业定员测算表 (单位：人)

名 称	现 有 人 数	测 算 人 数	比 测 算 数 (+、-)
全 省 合 计	11444	7546—9802	+3898—+1642
其中：生产人员	7807	5387—6974	+2420—+833
管理人员	1527	1071—1406	+456—+121

从测算来看，供电企业定员超过32%。以77~79年为例，全省平均单位供电费4.35元/千度，其中因职工超编而增加的费用达0.36元/千度。即若职工人数能按定员标准编制，则单位供电费可降为4.0元/千度左右。而电力局有关部门认为，为了解决职工家属就业等问题，职工人数很难降到规定标准。

2. 企业管理费

包括供电局以上的地区电业局、省电力局及中试所等机构的企业管理费。我省单位企业管理费如表7。

表7 四川省单位企业管理费表 (单位: 元/千度)

年 分	76	77	78	79
单位企业管理费	0.29	0.39	0.50	0.47

从上表可知,单位企业管理费在逐年增加。电力局有关部门认为,四川为水火电混合系统,管理机构的定员无标准可循。而个别单位往往片面求大求全,造成机构臃肿,人浮于事。如某管理局建局不久人数只有70~80人,而80年却猛增到270—280人。虽然随着负荷的增长,网络的扩大,管理人员必然有所增加,但按比例增加也不会如此之多。这样也相应增加了工资、奖金和办公费的开支。

(三) 目前水电的售电成本

售电总费用是以省局为成本核算单位,核算本单位及所属单位发、供、购、售电全部业务所发生的一切费用。售电总费用除以售电量即为售电成本。我省77~79年水电成本如表8。

表8 近几年四川水电发、售电成本表 (单位: 元/千度)

年 分	发电成本	单位供电费	单位管理费	售电成本
77	7.77	4.37	0.39	12.53
78	9.77	4.31	0.50	14.58
79	8.18	4.38	0.47	13.03
平均	8.57	4.35	0.46	13.38

注: 1. 线损采用系统平均值;

2. 发电成本系加权平均值。单位供电费,单位管理费均为系统平均值;

3. 78年售电成本偏高,主要是发电成本提高的缘故。

可见,目前水电的售电成本亦在13.4元/千度左右。

二、季节性电能售电成本的估算

季节性电能,是水电为了利用汛期水量而装设重复容量多发的电量。它可供季节性用户使用,亦可替代火电煤耗。

1、季节性电能发电成本计算

按1958年10月水电部水电建设总局水能处编的《设计水电站电能成本计算方法》进行计算，四川省1990年水平季节性电能成本如表9。

表9 四川省1990年水平季节性电能成本估算表

电 站	电 量 (万度)	年 运 行 费 (万元)	成 本 (元/千度)
铜 街 子	111200	678	6.10
南 桎 河	36608	134.5	3.70
彭 水	57884	373	6.40
二 滩	334630	1563	4.67
桐 子 林	79047	436	5.50
合 计	619369	3184.7	/
平 均	/	/	5.1

在运行费中，电力部已通知各电厂折旧费用在原基础上增加0.6%。另外增收固定资产占用费。电力部1980年10月底转发财政部、国家经委文件《关于征收国营工业交通企业固定资产占用费的暂行办法》规定：“固定资产占用费应是逐年扣除回收部分（即按折旧率计算）后的投资净值计算，征收税额月占用费率为0.3%。我们理解，如果投资全部回收的企业，国家就不再征收固定资产费，如长寿、龚咀、映秀湾、渔子溪一级等电厂1990年投资将能全部回收，可不再征收固定资产费。

表10 计及固定资产费后1990年水平电能成本估算表

电 站	电量 (万度)	年运行费 (万元)	成本 (元/千度)
铜 街 子	111200	943	8.48
南 桎 河	36608	194	5.30
彭 水	57884	596.2	10.3
二 滩	334630	2453	7.3
桐 子 林	79047	685.2	8.7
合 计	619369	4871.4	/
平 均	/	/	7.87

上表中假定1990年水平铜街子电站有一半投资未回收，南極河电站有三分之一投资未回收，彭水、二滩、桐子林三电站按全部投资计算。

由此可见，季节性电能成本按原电能成本规范计算，季节性电能成本为5.1元/千度。如果提高折旧费和增收固定资产占用费，则平均电能成本将增至7.87元/千度。

在直接运行费中，从前面的历史资料分析中可知，目前各水电站职工编制尚未达到定员标准，总差额为644~985人，为现有职工的29%。

在总运行费中，与职工人数有关的工资、奖金、办公费，79年占发电费用的9.2%，当增加29%的职工所引起这三项费用的增加，及由于近两年工资、奖金的增加和材料调价引起直接运行费增加12.5%，使发电成本进一步增加为7.97元/千度。

目前系统中水电平均发电成本为8.57元/千度，其中间接运行费占总运行费的82%。如果同样折旧率再增高0.6%，和增收固定资产占用费，则发电成本将高达15.3元/千度。

2、季节性电能的供电费用

季节性电能的供电费与供电距离及供电量等有关。

从前面分析可知，90年水平新增电源与供电区域大致差不多。特别是季节性用户一般在电源附近建设，季节性电能利用小时数可达4000小时左右，接近目前四川已建水电的装机利用小时数（目前为4050小时）。

从90年负荷水平来看，系统单位供电费大致和目前差不多，即4.35元/千度左右。同样今后国家要增收固定资产占用费，同时考虑季节性用户离电源近，有的输送季节性电能的线路与输送必需容量的线路联合使用等因素，则单位供电费估算如下：

从历史资料可知，大修折旧费占供电费用的60%。

$$\text{则：折旧、大修费 } D = 0.00435 \times E \times 60\%$$

其中：E为系统总电量。

$$\text{送变电总投资 } K = D / 4.4\%$$

4.4%为送变电折旧率。

$$K = K_1 + K_2$$

其中：K₁—输送季节性电能的送变电投资；

K₂—输送必需容量电能的送变电投资。

$$K_1 = \frac{\eta N_1}{\eta N_1 + N_2} K; \quad K_2 = \frac{N_2}{\eta N_1 + N_2} K$$

其中：N₁—系统重复容量；

N₂—系统必需容量（包括火电）；

η—小于1的系数，（当季节性电能输电距离短或有时与必需容量输电线路联合使用时）一般为0.25~0.70，本计算采用0.5。

$$\text{季节性电能总供电费 } C = \frac{K_1 \times 4.4\%}{60\%} + K_1 \times 3.6\%$$

式中：3.6%系增加的固定资产占用费。

则单位供电费为C/E₁

其中：E₁—季节性电能的电量。

根据以上分析计算, 90年水平季节性电能单位供电费用为3.6元/千度。

目前系统中水电平均单位供电费为4.35元/千度, 如果用同样折旧率增高0.6%, 并增收固定资产占用费, 则单位供电费将提高为5.87元/千度。

3、企业管理费

从远景来看, 企业管理单位应在确保安全、经济发供电的前提下, 按网络大小、电源性质、负荷高低, 统一编制定员标准, 克服以往实报实销的无计划状况。因此单位企业管理费应在目前基础上有较大的下降。

目前供电局以上的行政管理机构主要由省局和四个电业局组成。科研机构由中试所和各电业局的试验所组成。行政管理费在目前基础上应有所下降, 而科研费用应有所增加。鉴于这一状况, 单位管理费在目前无章可循的情况下留有余地, 选用77~79年的平均值0.46元/千度略高为宜。

从上述分析计算可知, 90年季节性电能发电成本为7.97元/千度; 单位供电费为3.6元/千度; 单位管理费为0.46元/千度, 则季节性电能售电成本为12.0元/千度。而用同样方法计算目前系统中水电售电成本, 则单位发电成本为15.3元/千度, 单位供电费为5.87元/千度, 若单位企业管理费仍为0.46元/千度, 合计售电成本将高达21.6元/千度。可见, 以同样基础比较, 季节性电能售电成本将比目前便宜一半左右。

三、季节性电能发售电成本与必需容量电能发售电成本、系统水电平均发售电成本的比较

前面已分析计算了90年负荷水平的季节性电能的发售电成本。同样我们再看一下相同水平系统必需容量电能的发售电成本和系统水电平均发售电成本。90年水平必需容量发电成本计算如表11。

水电站平均技术最小出力如果在65%, 鉴于这些条件的限制, 汛期火电无法担负所有系统备用和尖峰负荷, 必需由水电弃水来调峰(包括低谷弃水和月不均匀性弃水)。弃水总量为58.5亿度, 由待建电站彭水、二滩共同担负, 在以上发电成本计算中已扣除了这部分弃水电量。

由表11可知, 必需容量平均发电成本为13.0元/千度。同样可以算出单位供电费用为5.8元/千度(计算方法详见本文二—2节)。企业管理费0.46元/千度, 则售电成本为19.3元/千度。

如果季节性电能全部由用户使用, 则水电汛期弃水调峰损失电量与装设重复容量没有关系, 即弃水弃的是必需容量的电量。另外必需容量的电能成本包括闸坝等工程的折旧费用, 而重复容量的电能成本不包括这部分的折旧费。所以四川省若装设一定数量的重复容量, 可使全省的水电发电成本和售电成本各下降1.00元/千度和1.44元/千度。同时还充分利用了水力资源。

表11

90年水平必需容量发电成本计算表

电 站	总 运 行 费 (万元)	年 电 量 (万度)	发 电 成 本 (元/千度)
铜 街 子	2760 (2305)	220800	12.5 (10.5)
映 秀 湾	(585)	59779	(9.8)
渔 子 溪	1138 (988)	190698	6.0 (5.2)
南 桠 河	506 (426)	33376	15.2 (12.8)
彭 水	5430 (3232)	456663	11.9 (7.07)
二 滩	18023 (10566)	1084119	16.6 (9.7)
桐 子 林	2386 (1405)	161372	14.8 (8.7)
龚 咀	(2382)	350000	(6.81)
长 寿	(806)	61690	(13.1)
合 计	34016	2618497	/
平 均	/	/	13.0

注：90年水平火电装机估算为330~350万千瓦。

表12

四川系统1990年水电成本比较表

单位：元/千度

项 目	发电成本	单位供电费	单位管理费	售电成本
系统季节性电能	7.97	3.6	0.46	12.0
系统必需电能	13.00	5.8	0.46	19.3
“季”比“必”降低	5.03	2.2		7.4
全省水电平均	12.0	5.4	0.46	17.86
季节性电能使水电成本降低	1.00	0.4		1.44

四、分析计算中存在的问题

(一) 在发电成本计算中，各电站造价计算精度不一：有些电站已建成有决算资料；有的虽已建成但没有决算资料；有的是初设成果；有的是估算值。

(二) 在供电费用中，由于缺乏系统中历年各输电线路的电压等级、长度及变电站设备

容量的统计资料，无法对实际供电费用与设计值进行分析比较。

(三) 企业管理费虽占售电成本比重很小，但管理机构人员编制没有定额标准可循，估算比较困难，只能引用历史统计资料。

承接技术咨询服务启事

为了充分发挥学会跨行业、跨部门、集中了大量科技人才的优势，为本会广大科技人员大展宏图、为四化争作贡献创造条件，根据上级指示精神，我会四月十五日扩大理事会已决定成立本学会的“技术咨询委员会”。该委员会通过筹备“科技咨询服务处”开展以下各项咨询服务工作：

1. 对水力资源的开发、调整改革的方向，提供咨询性意见；
2. 对水力发电工程的勘测、规划、设计、施工、运行管理和科学试验等工程技术问题，提供技术咨询服务；
3. 对已建水利水电工程的改造、挖潜，提高经济效益，合理利用能源，技术攻关、病害整治等，提供建议或进行指导；
4. 根据不同需要，组织不同单位之间的设备调剂使用，技术转移，技术转让，交流推广新技术等项目提供技术服务；
5. 为缺少技术力量的中小城市、中小企业、广大农村的取水、排水、灌溉、防洪、水资源综合利用等工程项目进行技术指导；
6. 协助地方或单位进行专业技术培训；
7. 承担国外技术专题资料翻译等。

科技咨询服务的收费标准：

1. 属于支援性质的咨询项目不收费；
 2. 属于技术劳务支援的咨询项目，由委托单位负担按国家规定的技术劳务支援的各项费用；
 3. 有经济效益的咨询项目，根据协商原则、酌情收取一部份咨询服务费。
- 凡有需要委托上述技术咨询的单位，请与本学会“科技咨询服务处”联系。

联系地址：四川省 成都市 青羊宫

四川省水利水电勘测设计院总工程师室

联系人：李子才工程师

电话号码：27071（总机）转总工室

电报挂号：1813

四川省水力发电工程学会
科技咨询服务处启
一九八二年五月二十六日