

从重庆电力系统运行看水电装机

水电部成都勘测设计院规划处 倪定远

重庆电力系统包括重庆、达县、江津、陵涪、万县等市、地，是四川工业较为发达的地区。系统用户以黑色冶炼、机械工业、化学工业为主，轻纺工业亦占有一定比例。一九八〇年系统最高负荷（约60万千瓦）及发电量（约29亿度）均为全川的1/3左右。1972年初龚咀水电站建成投产后，已与川南、乐山、成都等地区联成全川大系统。

重庆电力系统中水电站主要是龙溪河梯级电站及大洪河电站。龙溪河四级电站总装机10.45万千瓦，其最上一级狮子滩电站具有多年调节水库，其余三级水库均可进行日调节。大洪河电站原设计、远景正常蓄水位为297米时，也具有多年调节水库，由于库区淹没损失较大，近期定为294米，实际运行水位为292米，具有季调节水库，装机容量为3.5万千瓦。龙溪河、大洪河为长江左岸两相邻的小支流，具有相似的水文气象条件，两流域均属山区型河流，洪枯流量及年内径变化较大，由于水库调节性能较好，水量利用较为充分。但装机规模较小，总装机仅为13.95万千瓦。各电站主要技术经济指标详见表1。

系统中火电厂计有重庆、大溪沟、华莹山、万沅等电厂。重庆东厂装机20万千瓦；重庆西厂装机9.6万千瓦；大溪沟电厂装机2.5万千瓦；华莹山电厂装机15万千瓦；万沅电厂装机2.4万千瓦；总计火电装机49.5万千瓦。

目前系统网络以110千伏线路为主。220千伏龚宜线、龚向线分别自龚咀送电凉亭、蔡江。华莹山~凉亭间110千伏线路正扩建为220千伏，不久即将建成投产，投产后，网络基本满足输电要求。

一、重庆电力系统运行情况

（一）全川联网前后的运行情况

全川联网以前，重庆为独立的电力系统，由水、火电站联合补偿运行。由于水电站水库的调节性能较好，系统的调峰任务全部由水电站承担。龙溪河梯级电站为系统的主调频电站，调频质量很高，周波误差在 ± 0.2 赫之间。梯级电站部分机组设有压水装置，不带负荷时即行调相，可担负无功负荷5万千瓦左右。梯级电站各机组装有低频启动装置，系统出现低周波时马上启动，不到1分钟即可带负荷，一般启动1万千瓦容量可使周波上升一赫兹。1972年以前，系统中的水电站无论在提高供电质量、改善电压、补偿无功及承担部分事故备用等，都发挥了很大的作用。龙溪河梯级电站及大洪河截至1979年底，已发电110.52亿度，上缴利润约5.5亿度，为其总投资的3.15倍。

表1

龙溪河梯级及大洪河电站主要指标表

项目 (单位)	电站名称				
	狮子滩	上 硐	迴龙寨	下 硐	大洪河
多年平均流量 (秒立方米)	40.6	41.8	42.3	43.6	19.3
正常蓄水位 (米)	347.0	277.0	240.15	218.15	294.0
死水位 (")	328.5	272.5	238.65		285.0
总库容 (亿立方米)	8.98	0.014	0.033		2.16
有效库容 (")	7.49	0.010	0.027		1.74
调节性能	多年	日	日	日	季
最大水头 (米)	69.3	28.0	21.7	50.3	89.5
最小水头 (")	45.0	18.7	17.4	33.4	80.0
设计水头 (")	64.3	26.8	20.5	48.8	80.0
保证出力 (万千瓦)	1.47	0.54	0.48	1.31	1.00
装机容量 (")	4.80	1.05	1.60	3.00	3.50
多年平均发电量 (亿度)	2.06	0.73	0.67	1.69	1.10
电站引用流量 (秒立方米)	101.6	54.0	93.0	74.0	52.0
淹没土地 (亩)	59820		1230	200	36000
迁移人口 (人)	39899		237	300	23000
总投资 (万元)	10100	853	1046	1427	3300

龚咀电站建成后, 形成全川电力系统。因系统大, 负荷高, 调频任务主要由龚咀电站承担。同时, 由于重庆系统水电站装机规模及备用水量的限制, 也不适宜承担大量的事故备用。

(二) 1978年运行情况

1978年底以前, 由于龚宜线输送容量的限制, 龚咀向重庆输送出力最大为16万千瓦左右。1977年龙溪河、大洪河径流虽属中偏丰年份, 但由于系统供电紧张及运行不当, 大洪河于汛末的9月份即处于死水位285米运行, 狮子滩水库年末也接近死水位328.5米运行。此后又遇1978年枯水年, 因而系统供电极为紧张, 大量限电调荷, 负荷率高达0.90~0.98。水电站全年基本上处于死水位运行, 狮子滩年内最低水位低达321.81米, 年内最高水位也只有

339.32米，较年消落水位340米还低。大洪河年内最低水位为284.78米，最高水位也只有289.91米。枯水期水电站发电量极少（见图1、1978年12月3日系统运行方式），1978年全年两河总发电量仅3.337亿度，较正常情况少一半左右。

（三）1979年运行情况

1979年11月龚咀电站大坝进行蓄水试验后，水库水位按原设计转入正常运行，同年年底第7号机投产，机组全部装完，龚向线也于同时送电綦江。因而1979年汛期龚咀出力可多送重庆，狮子滩水库尽量多蓄水，火电厂停掉部分机组及在可能范围内带变动负荷，初步实现了水电站间的补偿调节及水、火电站间的合理运行，大大改善了重庆系统运行情况，负荷率为0.85~0.87。本年两流域属中偏丰年份，本可多发电，但由于水库需在1978年低水位情况下尽量蓄水，且龚咀多送电后能满足系统要求，所以1979年两河总发电量仍只有3.54亿度。狮子滩水库水位由枯水期末的328.02米（低于死水位）蓄至347.23米，略高于正常蓄水位347米；大洪河水库水位也高出近期运行水位1.56米。基本扭转了水电站水库长期低水位运行局面，为以后的正常运行奠定了基础。

二、水电站在电力系统中的作用

（一）1978、1979两年运行情况说明了什么

1977年由于水库放水过多，枯水期一开始即处于死水位运行。1978年又遇枯水年，水库蓄水很少，长期低水位运行，再加上火电机组事故较多，经常装机不能全部利用，致使1978年冬季重庆系统供电异常紧张，一些工厂等电生产（工人不离生产岗位，何时来电何时开始工作），照明极不保证，城市正常生活遭到一定程度破坏。有关部门曾研究将狮子滩底孔闸门开启放水，由其下游三级电站发电的应急措施，经多方考虑后未予实施。如果将狮子滩水库放空，则可能较长时间四级电站不能发电，系统可能遭到更大的破坏，其后果将不堪设想。

1979年虽华莹山电厂增装一台7.5万千瓦机组及龚向线送电重庆，但系统负荷亦相应约增加1/3（20万千瓦左右），在负荷增长高于装机容量增长的情况下，为何系统运行情况有了显著改善，其主要原因是：

1. 系统完善网络后，发挥了水电站相互补偿的作用。

大渡河水源主要为溶雪及降水，径流比较平稳，龚咀电站汛期出力稳定。汛期龚咀多向重庆送电，狮子滩水库尽量蓄水，增加了重庆电力系统枯水期的保证出力。1978年11月~1979年4月枯水期，龙溪河梯级电站发电量仅0.72亿度。1979年汛期由于龚咀多送，狮子滩少发电多蓄水，1979~1980年枯水期的发电量达2.68亿度，为前一枯水期的三倍。1980年4月最低水位较前一年同期高出5.57米。1980年初的枯水期系统基本不限电，系统运行转为正常。两年典型日负荷率变化情况如表2。

由表2说明：1978年全川供电较为紧张，重庆地区供电尤为突出，均采取了不同程度的限电调荷措施；1979年重庆系统基本扭转了大量限电调荷的情况。

表 2

全川、重庆电力系统日负荷率表

1978年				1979年			
月	日	全 网	重 庆	月	日	全 网	重 庆
3	14	0.915	0.980	7	25	/	0.854
6	29	0.920	0.950	9	12	0.858	0.850
12	3	0.911	0.979	10	10	0.854	0.847
				11	8	0.859	0.853
				12	10	/	0.872

2. 发挥了龚咀电站重复容量的作用

龚咀电站现有装机70万千瓦,原设计枯水期担负全川电力系统尖峰负荷,工作容量为40~44万千瓦,必需容量(不包括检修备用)为50~54万千瓦。汛期(6~9月)因防淤、排沙,要求水库降低水位运行,机组出力受阻,7台机可发出力56万千瓦左右,其余时间流量大于1800秒立米时可满发。根据1979年7月25日重庆系统运行方式(详见图2—a),如果龚咀按必需容量装机5台,则汛期出力为40万千瓦左右,就近送成都、川南、乐山等地区27.5万千瓦后,可送重庆出力仅约12.5万千瓦。由于龚咀装机为7台,实送重庆容量增大至22.5万千瓦。又如同年10月10日的运行方式(见图2—c),龚咀送重庆最大出力达26.5万千瓦(送其余地区41万千瓦)。如果龚咀不装重复容量,则送重庆出力将减少17万千瓦左右,为重庆地区负荷的1/4以上。

3. 必须加强经济调度,合理改革考评制度

1978年以前,电厂生产属所在地区党政领导,地方管产值也管电,电厂与电业管理及调度部门只有业务关系。1979年开始,电厂的生产及各项指标由省电力局统管,地方不插手调度计划,充分发挥调度部门的职能作用。为实现经济合理运行采取了一些有力措施:汛期利用水电装机多发电能;要求所有火电厂带部分变动负荷;停掉部分煤耗大的火电机组及小厂;以是否执行调度计划作为电厂的主要考核评奖指标等。1979年全川多发水电7.92亿度,节煤约35万吨。汛期火电发电量较1978年同期减少。重庆系统火电厂两年发电情况见表3。

火电厂发电量减少,不仅节约了燃煤,支援了其他工业用煤,而且也减少了对环境的污染。

(二) 火电厂调峰运行情况

1979年9月龙溪河来水丰沛,达296秒立米,远远超过原子计的月平均流量60秒立米,狮子滩水库大量弃水,龙溪河梯级电站满发。在此条件下,要求火电厂特别是重庆电厂调峰。据对重庆电厂的调查,为带变动负荷采取了如下措施:增加机组开停次数,部分机组在每天23时

表3

重庆系统火电厂发电统计表

(单位: 亿度)

电 厂 名 称	年 份		1979较1978年少发		备 注
	1978	1979	电 量	占78年电量%	
重 庆 电 厂	19.075	17.66	1.415	7.4	
大 溪 沟 电 厂	1.489	1.23	0.259	17.4	
万 源 电 厂	1.377	0.89	0.487	35.3	
华 莹 山 电 厂	0.888	4.79	/	/	78年因设备缺陷, 发电很少

机,第二天6时左右开始烧炉,10时带满;每天负荷低谷时期部分机组压火到70%左右运行;用两个75吨锅炉拖五个1.2万千瓦机组,每机负荷仅带0.6万千瓦左右。采取上述措施,电厂全力以赴,工作十分紧张。而调峰运行还存在一些问题:轻负荷时循环水温度升高过大;机组小修次数大大增加;煤耗较基荷增加11克/度;厂用率亦有所增加,10月调峰时,最高曾达17%。

重庆电厂调峰运行情况详见图2—b。如1979年9月17日的运行方式,调峰是阶梯形的上升或下降,即以开、停机控制负荷大小,9月开停机次数即达174次,不能象水电站那样适应跳动负荷的要求。其余的日运行方式也反映出类似情况。因此,所谓火电调峰,实际上是带一部分负荷,负荷图上的最尖峰部分仍由水电站承担。17日因龙溪河、大洪河水库蓄满,电站满发后,重庆系统的最尖峰负荷则转由距离较远的龚咀电站承担。

(三) 水电站在电力系统中容量的突出作用

任何电力系统尖峰负荷总是存在的,即使采取大量限电调荷措施(毕竟不是正常运行状况)也不例外。按设计要求汛期应由火电进行调峰,实际上不能完全办到。水、火电虽都同样装设机组,但在满足系统对容量的要求上,差别是明显的,这一点往往被人们忽视了。一般认为火电厂发电量可靠,装机容量顶用。实际上火电厂也存在供煤是否保证的问题。如万源电厂,在1978年前的较长时期,由于煤源不落实,经常停产等煤,用户(军事工厂)急需用电,只得支援上百辆汽车往返陕西运煤供电厂发电,即使如此,供电仍断断续续不完全保证。从重庆系统1979年实际运行效果看,在汛期水电满发后要求火电担负尖峰负荷较为困难,火电运行容量的阶梯式上升和下降不能完全满足系统要求,仍需水电弃水调峰,不能保证按设计要求起调峰容量的作用。

另由重庆系统历史运行情况反映出:煤炭供应紧张,火电少发或不发电时,由水库存水多发;系统供电紧张,因火电机组事故较多,不能满发时,也由水电水库存水多发;上两种情况造成水库水位过低时,水电被迫停电,一方面降低了设备利用率,另一方面待枯水后期,需要水电站按必需容量工作时(由于春灌的要求,枯水期末恰为负荷的控制月份),水库已先期放空,只能按天然流量发电,限制了所承担的必需容量,等等。其结果是水电发电

量少，装机利用小时数低。因而在人们头脑中认为水电一千瓦不顶一千瓦用。究其原因除过去运行管理存在一些问题外，上述火电厂在运行中遇到的困难转嫁到了水电站上也是主要原因，这是被长期掩盖了的实质问题。当然水电站在枯水期由于径流减少，出力降低，这是客观事实，但已反映在设计的多年平均发电量及系统电力电量平衡中（当然其设计方法亦有待改进）。

实际运行中，由于火电调峰受到限制，水电站在汛期需不同程度地弃水调峰，形成水电站全年进行调峰的不合理现象。因而设备利用小时数低，这是为了满足系统调峰需要，并非完全是水电本身的问题，更不是水电的缺点。

三、值得进一步研究的几个问题

（一）火电装机容量的利用率未达到设计要求

按照我国设计水电站的方法，在枯水期的系统电力电量平衡中，火电厂的装机容量是全部利用的。但是，据重庆电厂（装机29.6万千瓦）的调查，一年中装机容量能满发的时间很短，1978年仅一个月左右，1979年发到28万千瓦以上的时期只有23天。原因是机组事故较多，根据重庆电厂1978年统计资料，全厂机组检修次数高达239次，平均每台机组为20次左右。机组计划外的临时检修亦较多，据重庆中调估计，长期约有20%的容量处于临时检修。即是说，火电要达到正常运行，就需要约20%的小修备用容量，其中扣除按容量比分摊的事故备用容量（约占火电容量的10%），尚需为火电多设置约10%的事故或检修备用容量。可见，在以往的电力电量平衡中，火电装机年利用小时数是偏高的。建议对现有系统各类型火电厂进行调查、统计分析后，提出各地区需增设的火电事故及检修备用容量，以指导今后设计，使设计符合实际。

另外，火电机组计划检修时间比较长。按规范检修间隔时间锅炉为两年，汽机为2~3年，实际均缩短。检修历时也达不到规范要求，根据重庆电厂1965~1978年14年资料统计：1.2万千瓦汽机平均每年检修历时为32.1天；5.0万千瓦为49.4天；锅炉为26~38天。汽机一次检修最长达413天，锅炉达342天。机组（汽机加锅炉）实际检修历时超过规范规定的30天。这也使装机容量达不到预期的作用。

（二）汛期电力系统调峰容量如何解决

如前述，汛期火电实际只能担负腰荷，尖峰部分仍由水电弃水调峰，这改变了水电站装机经济论证的结论，也影响系统运行的经济性。汛期系统调峰如何办？问题还得由组成系统的电源本身来解决。

根据四川部分火电厂的调查，现有机组能完全调峰的极少，并存在不少问题，其关键是锅炉。如豆坝电厂（为高温高压10万千瓦机组）的锅炉为液态出渣，压荷时炉温降低，影响炉渣排出。通常气包式锅炉适应负荷变化性能差，负荷减少、炉温下降，容易灭火。汽机则由于温度变化悬殊影响寿命。为了适应系统调峰，需要采取一些措施，如：1. 改造设备，改变燃料构成。从我国目前现行的能源方针看，不允许将烧煤机组改烧油、气。利用现有机组

在汛期调峰时加烧部分油或气，从一次能源使用的经济价值看，也不很经济。可以采取在调峰时改烧优质煤的措施，2. 增装三用阀旁路系统（具有启动、溢流，安全三种综合功能的旁路系统）。该系统包括自控、液控及各类可控阀门，是一庞大的昂贵系统。我国目前还处于试制阶段，拟在部分有条件的火电厂装设。无论采用何种措施，都将增加火电厂较多的投资和运行费用。

要求火电机组调峰的技术措施，以往在火电厂设计中未予考虑，运行单位要实现调峰运行困难很大，这是今后急需解决的问题。

水电站本身具有运行灵活的优越性，调峰不存在技术问题。利用现有水电站在汛期弃水调峰，影响电站发电量，也不经济。如何利用汛期多余水量进行调峰，即在电站装机容量选定的基础上，在汛期运行水头满足要求的条件下，增装部分容量与火电厂（担负部分腰荷）配合调峰是值得研究的问题。其调峰容量可在电站上装设机组或提高水轮机设计水头增加机组容量；可装在一个电站或分担于若干电站上，由各电站的建设条件及经济论证确定。

以水电站与火电厂比较，就运行的灵活性和设备改造的难易程度而言，水电站有明显的优越性。经济性则须进行详细比较。水电站因主要投资（如大坝、水库淹没等）不增加，增装部分容量利用多余水量，在汛期作为系统的调峰容量可能是有利的。

（三）水电站装机适当留有余地是必要的

重庆系统水电电源目前主要有龙溪河梯级及大洪河电站，其中狮子滩水库具有多年调节性能，是重庆系统、也是目前全川调节性能最好的电站。龙溪河四级电站于1953~1957年进行设计，设计水平定为1961~1962年。“由经济比较计算确定梯级各电站只装必需容量不装重复容量”（详见我院《龙溪河梯级水电站装机容量总结》），四级总装机10.45万千瓦，年发电量5.15亿度。四级电站从1954年下半年开始陆续开工，于1959年3月全部建成。

根据梯级电站二十余年来的运行实践，电站只装必需容量的考虑欠妥。主要因为：1. 重庆是四川工业较发达的地区，有一定工业基础，负荷增长速度相对较快，选择装机容量应适当考虑国民经济发展备用；2. 四川水力资源主要集中在川西，重庆、川东地区较少；3. 梯级电站的第一台机组于1956年11月投入，各电站所选设计水平年仅为其第一台机组投入的3~5年，设计水平太近。同时是建国初期建成的电站，当时国内在设计、运行及负荷特性方面资料积累不多，经验也少，装机容量应适当留有余地。

根据地区资源条件、水库调节性能及多年运行情况，电厂及省局部分同志曾提出扩建龙溪河梯级电站。经我院初步研究后，从地区调峰、调频要求看，也需扩大装机。但因扩建将引起电站短期停电；四级电站工程分散，且多为水下施工，工期较长；在不增加大坝及淹没补偿费用的条件下，尚需投资1亿元以上，也不便宜。总之，电站已经建成，再要扩建困难很多。与其建好再扩、不如在进行装机选择时，适当留有余地或予留机组位置。

四川是水力资源较为丰富的地区，一般的概念是装机容量不宜选择过大，重复容量不宜装得太多。但积30年建设的经验，也有另一方面的认识：丰富的水力资源非短期内能充分开发，新电源的出现大都较原系统规划推迟。四川主要水电电源均具有地质条件复杂，复盖层深厚，交通不便以及调节性能较差等不利条件，但具有流量大，径流平稳等有利条件。因此，较难选择开发条件很理想的点子，且工程量大，要建成一个电站也不容易。可是，装设

部分重复容量可以获得较稳定可靠的季节性电能。先期兴建的水电站在开发条件上具有相对的优越性，在这些电站上通过经济计算及论证，适当装设重复容量是必要的，也是有利的。如四川已建的水电站，特别是龚咀电站，其装设的部分重复容量在系统中已发挥了有益的作用。往往由于规划的水电电源推迟出现，已建电站装设的重复容量在较长时期内起到了必需容量的作用。

水力是廉价的再生能源。水电站在经济计算、设备制造能力等分析研究的基础上，适当装设重复容量，一方面可以节约煤炭，储存能源，同时也可以向季节性用户提供廉价的动力。不能因为目前没有现成的季节性用户（实际上由于供电紧张，一些用户已在进行不同程度的季节性生产），而不考虑发挥其优势，提高这一能源的利用率。应在合理利用水力资源的前提下，去研究用户季节性生产的可能性及存在的各种问题，提出解决办法，促进一些大耗电工业的发展。不积极开展季节性电能的利用研究，而单纯限制水电装机的办法是消极的，可能造成资源的浪费。但也可能存在规划的季节性用户不能及时出现的情况，造成资金积压。采取预留机组位置的办法可以减少积压损失，因积压的投资只是厂房土建部分，据现正设计的五强溪及二滩两电站估算，其投资仅为总投资的1%左右，对整个电站经济效益不会有多大影响。所以，对于水力资源丰富地区的水电站，不能笼统地说少装重复容量，应视开发条件和开发程序而异。

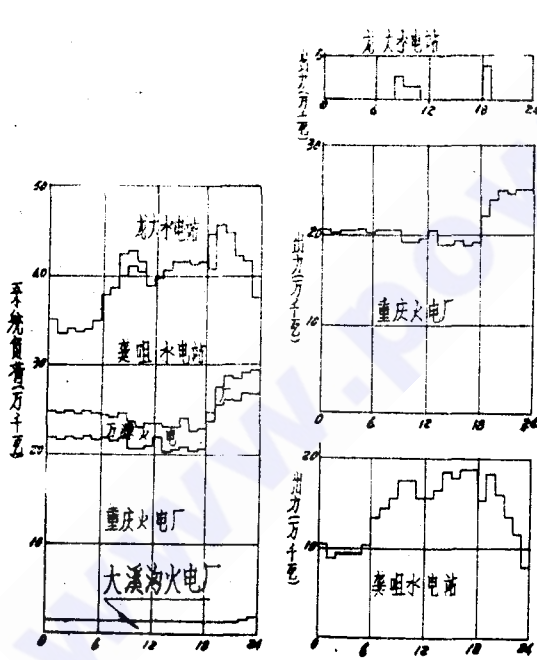


图1 重庆电力系统1978年实际日运行方式图 12月3日

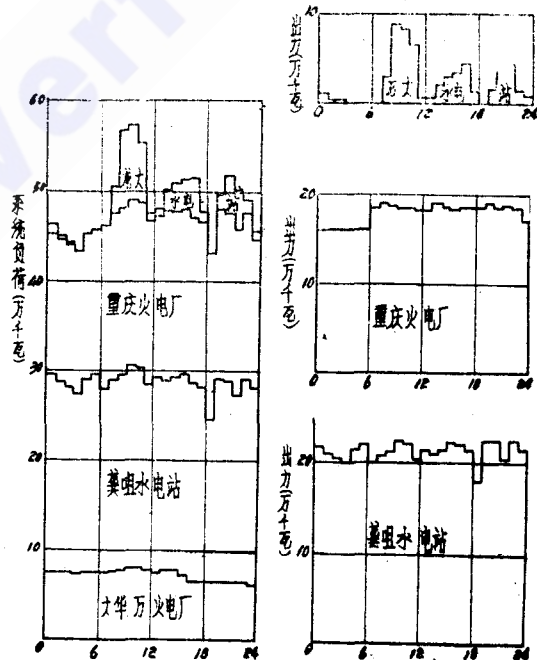


图2 重庆电力系统1979年实际日运行方式图 7月25日

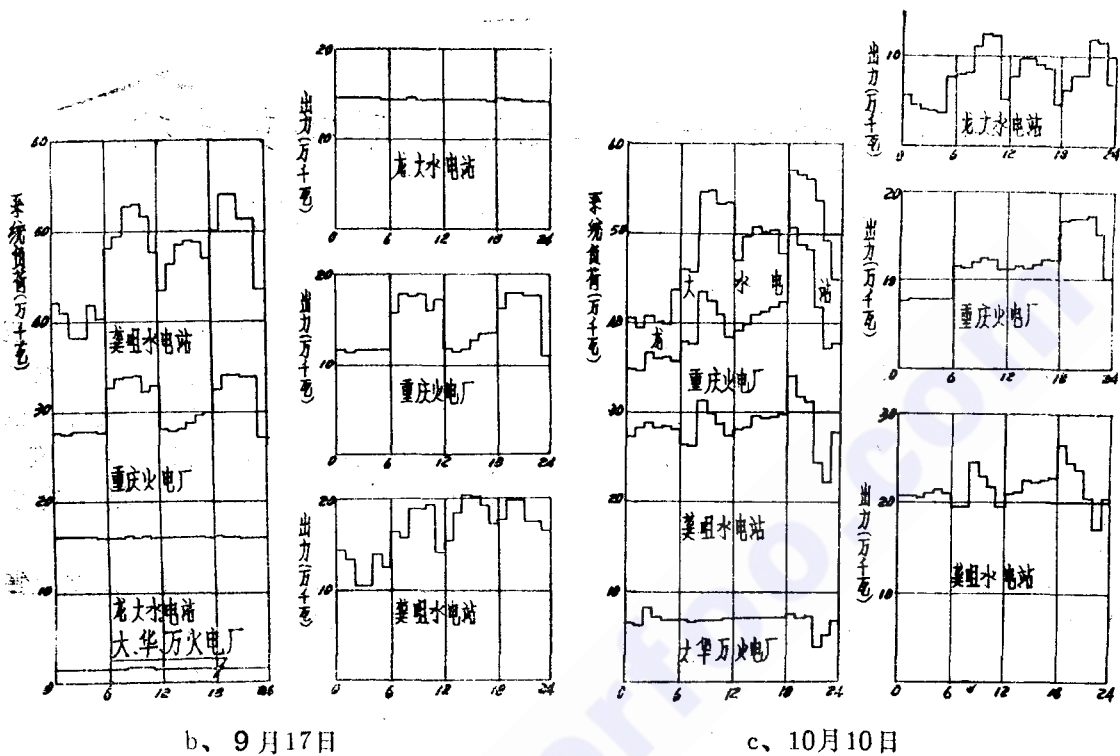


图2 重庆电力系统1979年实际日运行方式图(续)

征 稿

本刊创刊号已和读者见面了！现我们又在进行第二期的组稿工作。为了把刊物办好，欢迎广大会员和我省水电事业各条战线上的职工踊跃为本刊写稿。无论学术论文、技术经验总结、科研报告、技术革新（或小改小革）成果、专题综述、述评、新兴学科（有关水电方面的）介绍，以及对本刊发表文章的讨论或意见等均可。

文章内容要力求论点明确，理论与生产实践相结合。文字简明扼要，一般每篇7—8千字，并附300字以内的内容提要。文字用稿纸誉清，字迹清晰、工整。插图必须另附描底图，图幅要小，最大尺寸不得超过15×21厘米，笔划线条要粗，墨汁要浓。

本学会各专业委员会和工作委员会，请根据学会4月15日理事会扩大会议纪要的精神和要求，按期积极为本刊组织和推荐稿件。

所有来稿一经选用，即根据本刊“稿酬办法”的规定，付给稿酬。来稿请寄：

成都市 青羊宫 水电部成都勘测院：《四川水力发电》编辑组收

《四川水力发电》编辑组启 82.6.