

Power Generation Efficiency Evaluation Strategy for Jinweizhou Hydropower Plant on Xiangjiang River

Yuan Wan^{1,2}, Luzhang Kuang²

¹China Institute of Water Resources and Hydropower Research, Beijing

²Wuling Power Corporation, Changsha

Email: wanyuan1981@yahoo.com.cn, kuang_klz@wu-ling.com

Received: Sep. 26th, 2011; revised: Nov. 2nd, 2011; accepted: Nov. 5th, 2011.

Abstract: As the power generation efficiency of hydropower plant is closely related to the actual incoming water situation, the new thinking, which evaluates power generation efficiency of the daily regulation hydropower plant according to its actual incoming water situation in one year, has been proposed in this paper, and the power generation efficiency evaluation strategy for Jinweizhou hydropower plant on Xiang river has been built, the strategy is based on the average hour flow into reservoir for the hydropower plant, takes full consideration of rainy-dry, peak-valley electric price and multi-constraints including plant discharge limit from reservoir, water level limit, the sets capacity limit, output power limit, etc, and then makes use of the incremental dynamic programming principle, to finally calculate the idea dynamic curve including the idea dynamic power generation efficiency curve and its corresponding power curve, at last, the comprehensive comparison and analysis between the idea dynamic curve and the actual dynamic curve (including the actual dynamic power generation efficiency curve of the daily regulation hydropower plant and its corresponding power curve) was conducted, which was used as the appraisal criteria of power generation completion situation and employee performance of the Jinweizhou hydropower plant. On this basis, the system to evaluate power generation efficiency of Jinweizhou hydropower plant has been self-developed by Wuling Power Corporation, and the system's software platform has been built.

Keywords: Daily Regulation; Hydropower Plant; Power Generation Efficiency; Evaluation; Incoming Water Situation

湘江流域近尾洲水电厂发电效益评价策略

万元^{1,2}, 邝录章²

¹中国水利水电科学研究院, 北京

²五凌电力有限公司, 长沙

Email: wanyuan1981@yahoo.com.cn, kuang_klz@wu-ling.com

收稿日期: 2011年9月26日; 修回日期: 2011年11月2日; 录用日期: 2011年11月5日

摘要: 鉴于水电厂的发电效益与实际来水情况密切相关, 提出根据全年实际来水情况评价日调节水电厂发电效益的新思路, 建立湘江流域近尾洲水电厂发电效益评价策略: 以时段平均入库流量为基础, 考虑电网的丰-枯、峰-谷电价, 各时段电厂机组检修台数、限制水位、限制出力等多约束条件, 运用增量动态规划原理, 计算湘江流域近尾洲水电厂在年度确定来水情况下的理想发电效益动态曲线及其对应的发电量动态曲线, 并与电厂实际发电量及发电效益进行对比分析, 以此作为电厂月度、年度发电任务完成情况与员工绩效考核的标准。在此基础上, 自主研制了近尾洲水电厂发电效益评价系统, 构建了系统的软件平台。

关键词: 日调节; 水电厂; 发电效益; 评价; 来水情况

1. 引言

湖南湘江流域近尾洲水电厂位于湘江干流中游,

下距衡阳市 75 km, 是湘江干流规划中九个梯级开发的第五级, 属低水头河床式电站, 工程以发电为主, 兼有航运、灌溉等综合任务。坝址以上流域面积 28,600

km², 坝址多年平均径流量 237 亿 m³, 水库正常蓄水位 66.0 m, 死水位 65.1 m, 正常蓄水位时库容 1.54 亿 m³, 总库容 4.60 亿 m³, 近尾洲水电站属于具有日调节能力的径流式电厂, 安装有 3 台等容量灯泡贯流式机组, 每台机容量 21.06 MW, 电厂装机容量共 63.18 MW, 设计年发电量 2.924 亿 kWh。2000 年 12 月首台机组投产发电, 2002 年 3 月 3 台机组全部投产发电。近尾洲电站设计共有 2 回出线, 以 110 KV 电压等级经过衡阳刘家岭变电站接入衡阳电网。近尾洲电厂由五凌电力有限公司(以下简称: 五凌公司)负责管理运营。

评价水电站的发电效益与目标完成情况是一项较为复杂的工作, 目前, 大多数流域发电公司习惯采用绝对电量或绝对效益法来评价电厂的发电效益, 绝对电量评价法即在年初根据对电厂历年发电量的统计, 预测今年的发电量, 作为电厂今年的目标发电量, 通过电厂在年底完成的实际发电量与目标发电量的比较来确定电厂效益完成的好坏(目前五凌公司即采用这种评价策略), 并以此为依据建立了一套评价体系, 这明显存在盲目性与不合理性, 由于水电站的发电效益受电厂水情信息影响非常大^[1], 在年初即安排电厂的发电目标, 而不参考流域任何来水信息的情况下, 仅以电厂年度内产生的绝对电量、发电效益与年初过早安排的目标电量与发电效益对比, 作为评价水电站发电任务完成情况的标准, 作为员工绩效考评与目标完成情况评价标准, 将直接导致电厂绩效与电厂员工的主观努力程度关系不大, 而很大程度上决定“运气”的好坏。

基于绝对效益或绝对电量评价法的不合理性, 本

文提出了结合电厂实际来水情况评价发电效益的新思路, 并建立湘江流域近尾洲水电站发电效益评价模型, 自主研发了水电站发电效益评价系统, 构建了软件平台。目前, 该系统已在五凌公司近尾洲电厂中获得应用, 取得良好的评价效果。同时, 对日调节水电站的发电效益采用合理的评价方法, 不仅体现了公平与公正, 符合社会主义按劳分配的基本原则, 还有利于提高员工的劳动积极性, 促使员工尽量的发挥聪明才智, 发挥自己的主观能动性去创造效益。

2. 近尾洲电厂发电效益评价模型

图 1 为近尾洲电厂发电效益评价模型的总体框架图。

由图 1 知, 近尾洲电厂发电效益评价的实质是以实际年度入库流量(即来水情况)为基础, 首先计算近尾洲电厂的理想发电效益动态曲线及其对应的电量动态曲线, 并与电厂实际发电效益及发电量进行对比分析, 以此评价电厂发电任务的完成情况。显然, 整个评价过程大约由以下几个部分组成。

1) 资料的收集与整编

确定近尾洲电厂发电评价过程中基本时间单位, 并收集近尾洲电厂的年度对应的水情、电量资料, 作为发电效益评价的基础, 本文确定具有日调节能力的径流式水电站发电评价的基本时间单位为小时(具体理由见文 2.4 节), 收集的资料包括: 电厂年度实际时段平均入库流量数据, 电厂实际水位过程线, 电厂丰-枯电价与峰谷电价, 电厂实际时段发电效益动态曲线, 电厂实际时段发电量动态线等。

2) 优化模型的建立

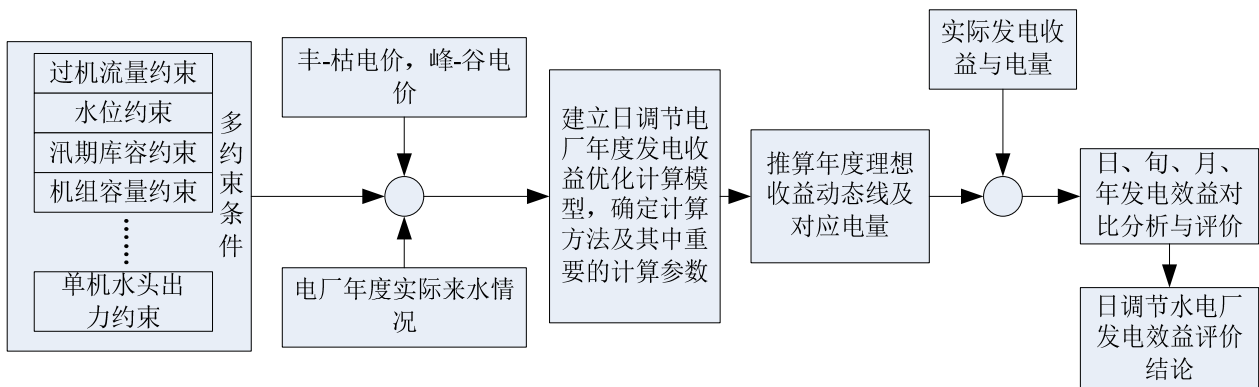


Figure 1. Power generation efficiency evaluation model for Jinweizhou hydropower plant
图 1. 近尾洲电厂发电效益评价模型

以电厂年度发电效益最大为目标函数建立优化模型,并收集符合电厂实际情况的各类约束条件,包括水位约束,机组容量约束,过机流量约束,最小泄流量约束等。

3) 计算方法及其对应求解精度的确定

鉴于动态规划法是处理水电站经济运行的一种最常用的方法,因此,本文采用动态规划方法计算日调节水电站理想发电效益动态曲线及其对应的电量动态曲线,在确定计算方法的基础上,根据一定的规则,确定求解精度,确保计算结果的精确度。

4) 对比分析与评价

以日、旬、月、年为单位,采用对比分析的方法,将年度理想发电效益动态曲线及其对应的电量动态曲线与水电站实际的发电效益动态曲线、电量动态曲线进行比较,分析理想曲线与实际曲线的差距,从而综合得出水电站任务完成的好坏。

3. 年度理想发电效益动态曲线计算

3.1. 基本时间单位选取

对于调峰-调频的水力发电厂,在电量需求高峰时发电,电价较高,在电量需求低谷的时候发电,电价较低,这就是峰谷电价的概念^[1,2]。表1为湖南近尾洲水电站在平水期向电网供电时各时段电价表。

由于电价的时段差异,为了提高经济效益,日调节水电站一般安排如下的运行方式^[1,2]:

- 1) 高电价时段“腾库”,即消落库水位,保证在高电价时多发电,提高效率;
- 2) 在低电价时段尽量蓄水,尽量少发低价电,以最终提高电厂的峰谷比。

Table 1. Electricity price in different periods in one day
表 1. 不同时段电价

序号	时间段	电价(元)
1	00:00-07:00 23:00-00:00	0.69 × 0.346
2	11:00-15:00 07:00-08:00 22:00-23:00	0.346
3	08:00-11:00 15:00-22:00	1.17 × 0.346

对于日调节水电站,若不考虑每天的峰-谷电价与峰谷比,以天为优化的基本单位,一般来说,在没有弃水风险情况下,每天均维持电厂高水位运行时电厂效益最为明显,从而导致优化计算失去了意义^[1,2]。

为了体现日调节水电站在提高每日峰谷比时所作的工作,在进行日调节水电站年度最优发电效益动态线推算时,以小时为基本时间单位。

3.2. 求解精度确定

以日调节水电站的上游水库水位为状态变量,在基本时间单位确定基础上,应首先确定求解精度 ΔH ,原因主要以下两点:

- 1) ΔH 取值较大时,水电站水位的变化容易使电厂产生泄洪或缺水,直接导致计算结果精度差。
- 2) ΔH 取值较小时,整个状态空间离散后的状态变量个数较多,增加了求解算法的复杂度与计算时间。

因此,合理选择求解精度意义重大,本文提出了合理确定优化计算过程中求解精度的方法,具体如下所示:

设近尾洲水电站的正常蓄水位为 H_{max} ,死水位为 H_{min} ,电厂共有 B 台机组,单台机组最大过机流量为 Q_{max} ,最小泄流量为 Q_{min} ,则求解精度 ΔH 应满足(1), (2)。

$$Q_{min} < \frac{f_{C-V}(H_{max}) - f_{C-V}(H_{max} - \Delta H)}{T} < BQ_{max} \quad (1)$$

$$Q_{min} < \frac{f_{C-V}(H_{min} + \Delta H) - f_{C-V}(H_{min})}{T} \quad (2)$$

式(1)、(2)中,由于已选择基本时间单位为小时,因此 $T = 3600$ s,函数 $f_{C-V}()$ 表示水电站上库的水位-库容函数。对于五凌公司属下具有日调节能力的径流式水电站,经分析计算,取 $\Delta H = 1$ cm。

3.3. 优化模型

为了获取年度理想发电效益动态曲线,以日调节水电站年度发电效益最大为目标函数,建立如下优化计算模型^[3,4]。

目标函数:

$$\max M = \sum_{d=1}^D N_d \Delta t \times Pc_d \quad (3)$$

对于第 d 阶段, 出入库平衡方程有:

$$V_{d+1} = V_d + (Q_{in,d} - Q_{out,d}) \Delta t \quad (4)$$

约束条件:

$$N_{min} \leq N_d \leq N_{max} \quad (0 < d \leq D) \quad (5)$$

$$H_{min} \leq H_d \leq H_{max}(d) \quad (0 < d \leq D) \quad (6)$$

$$Q_{min} < Q_{d,G} < B_n Q_{max} \quad (7)$$

$$N_d \leq B_n N_{max}(H_{h,d}) \quad (0 < d \leq D) \quad (8)$$

式中, N_d 表示第 d 个时段电厂全厂有功出力; $P_{c,d}$ 表示第 d 个时段电厂上网电价; D 为一年的总时段数, 对于非闰年, 取 $D = 8760$; V_d 表示第 d 阶段水库库容的大小, N_{min} , N_{max} 为全厂机组最大及最小可用容量, 表示 $Q_{in,d}$ 和 $Q_{out,d}$ 分别表示第 d 阶段的入库流量和出库流量, $Q_{d,G}$ 表示第 d 阶段发电流量, $H_{max}(d)$ 表示第 d 阶段最高水位, 当第 d 阶段处于非汛期时, $H_{max}(d) = H_{max}$, 当 d 阶段处于汛期时 $H_{max}(d) = H_{s,max}$, $H_{s,max}$ 表示汛限水位, $N_{max}(H_{h,d})$ 表示在水头 $H_{h,d}$ 下单机出力限制, B_n 表示可用机组台数, 根据全厂总机组台数减去检修台数确定, B , Q_{max} , Q_{min} , H_{min} 的定义见(1), (2)。约束条件(5)~(8)中, (5)表示机组容量约束, (6)表示电厂水库水位约束(包括汛期水位约束), (7)表示过机流量约束, (8)表示单机水头限制出力约束。

鉴于动态规划法是处理水电站经济运行的一种最常用的方法, 该方法把复杂的高维组合优化问题分解成多个相对简单的低维子问题, 用子问题组成一系列具有无后效性的优化阶段, 并通过逐个解决各阶段的优化问题, 来最终解决原来的复杂问题。该方法与穷举法相比, 可以十分显著地减少工作量, 且收敛到全局最优解, 与其他人工智能算法相比, 较为简单, 且没有参数需要调整^[3,4], 因此, 应用增量离散动态规划方法求解优化方程, 采用增量离散动态规划时, 以电厂上库水位 H 为状态变量, 以(4)作为状态转移方程, 对于任何一个状态切换过程, 为了提高计算的准确性, 体现在不同水头、不同出库流量下的机组的耗水量, 采用单台机组 NQH 曲线计算水电站的总有功出力, 该方法主要借助于二重线性插值的方法。图 2 所示为第 d 阶段状态切换示意图, 根据 NQH 曲线计算水电站的方法如图 2 所示。

1) 按照(9)计算由状态 $H_{d,n}$ 切换到状态 $H_{d+1,k}$ 时的

出库流量 $Q_{out,d}$ 。

$$f_{C-V}(H_{d+1,k}) = f_{C-V}(H_{d,n}) + (Q_{in,d} - Q_{out,d}) \Delta t \quad (9)$$

2) 根据 $Q_{out,d}$ 查询出库流量 - 尾水位表获得相应的下游水位 $H_{d,d}$ 。

3) 由(10)计算电厂水头 H_h 。

$$H_h = \frac{H_{d,n} + H_{d+1,k}}{2} - H_{d,d} \quad (10)$$

4) 根据机组的 NQH 曲线, 采用一维插值方法获得在水头为 H_h 时对应的 $N-Q$ 曲线。

5) 设在水头 H_h 下, 机组可带最大出力 $N_{H,max}$ 时对应的流量为 $Q_{H,max}$, 按照(11)判断出库流量 $Q_{out,d}$ 的大小。

$$Q_{out,d} > B_n \cdot Q_{H,max} \quad (11)$$

6) 若(11)成立, 则确定电厂全厂出力为 $B_n \times N_{H,max}$, 其中电厂的泄洪流量 Q_x 由(12)计算。

$$Q_x = Q_{out,d} - B_n \cdot Q_{H,max} \quad (12)$$

7) 若(11)不成立, 则全厂不产生泄洪流量, 由(13)确定全厂开机台数 B_k , 并确定在开机台数为 B_k 的情况下, 单机发电流量 Q_{set} 由(14)计算。

$$B_k = \left\lceil \frac{Q_{out,d}}{Q_{H,max}} \right\rceil + 1 \quad (13)$$

$$Q_{set} = \frac{Q_{d,out}}{B_k} \quad (14)$$

8) 根据水头 H_h 对应的 $N-Q$ 曲线, 插值获得 Q_{set} 对应单台机组的有功出力 N_{set} , 则全厂有功出力 N_{all} 由(15)计算。

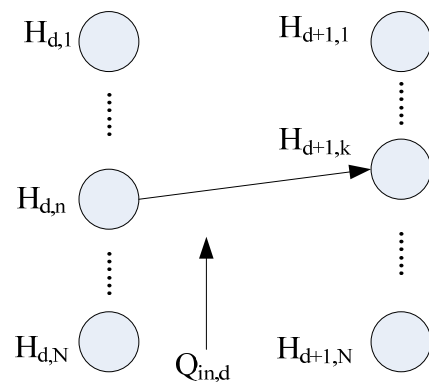


Figure 2. State switching schematic diagram
图 2. 状态切换示意图

$$N_{all} = B_k \cdot Q_{set} \quad (15)$$

式(9)~(15)中, $Q_{out,d}$, $Q_{in,d}$, B_n 的含义与式(3)~(8)相同, 式(13)中, 运算符[s]表示取不大于 s 的最大整数。

4. 发电效益评价方法

发电效益评价以日、旬、月、年为评价时间单位, 选取日调节水电站电量与发电效益作为评价对象, 评价年度理想发电效益动态线及其对应的电量动态曲线与水电站实际的发电效益动态线、电量动态线的差距, 最终综合得出水电站任务完成的好坏。

由于年度理想发电效益动态线及其对应的电量动态线以小时为基本时间单位计算, 因此, 采用(16)、(17)计算日、旬、月、年的理想发电效益 $EI_{[A,B]}$ 及对应电量 $GI_{[A,B]}$ 。

$$EI_{[A,B]} = \sum_{d=A}^B (N_d^m \cdot t_b \cdot P_{c_d}) \quad (16)$$

$$GI_{[A,B]} = \sum_{d=A}^B (N_d^m \cdot t_b) \quad (17)$$

式中, N_d^m 表示年度理想发电动态线第 d 阶段对应的全厂出力, 由于优化计算过程数以小时为基本单位, 取 $t_b = 1$, P_{c_d} 表示第 d 个时段电厂上网电价, A, B 反映了时段信息, 分别表示待评价的时段对应的起始 d 值与结束 d 值。

为了合理比较理想发电效益动态线及其对应的电量动态曲线与水电站实际的发电效益动态线、电量动态线的差距, 计算电量差率 $G_Dif_{[A,B]}$ 与销售收入差率 $E_Dif_{[A,B]}$ 如(18), (19)所示。

$$G_Dif_{[A,B]} = \frac{GR_{[A,B]} - GI_{[A,B]}}{GI_{[A,B]}} \quad (18)$$

$$E_Dif_{[A,B]} = \frac{ER_{[A,B]} - EI_{[A,B]}}{EI_{[A,B]}} \quad (19)$$

式中, $ER_{[A,B]}$, $GR_{[A,B]}$ 分别表示时段的实际发电效益及实际电量。显然, 通过分析 $G_Dif_{[A,B]}$ 与 $E_Dif_{[A,B]}$ 便直接实现日调节水电站效益的评价, 从而获得近尾洲电厂发电任务完成的好坏。

5. 工程应用

五凌公司组织科研人员自主研发了近尾洲电厂发电效益评价系统, 并构建系统的硬件及软件平台, 目前已在五凌公司获得应用, 主要应用于在年初对上一年度近尾洲电厂发电效益的评价, 取得了良好的评价效果。图 3 为近尾洲电厂的 2010 年发电效益评价结果。

表 2 为近尾洲电厂 2010 年度各月评价结果, 由表可得出以下三点结论:

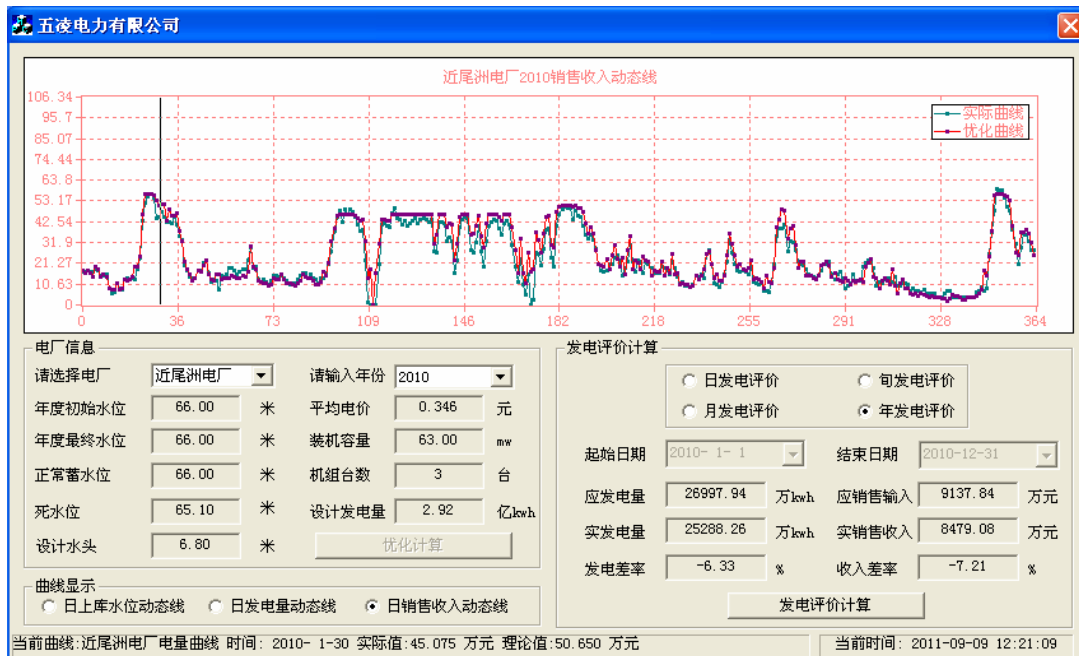


Figure 3. Power generation efficiency evaluation result for Jinweizhou hydropower plant in 2010
图 3. 近尾洲电厂 2010 年发电效益评价结果

Table 2. Power generation efficiency evaluation result of each month in 2010 for Jinweizhou hydropower plant
表 2. 表示近尾洲电厂 2010 年度各月评价结果

月份	理想发电量(万 kwh)	实际发电量(万 kwh)	电量差率	理想效益(万元)	实际效益(万元)	效益差率
1 月	1990.86	1903.50	-4.39%	759.62	724.16	-4.67%
2 月	1731.01	1672.13	-3.40%	669.17	647.30	-3.27%
3 月	1328.99	1324.03	-0.37%	470.36	468.78	-0.34%
4 月	3316.17	2837.84	-14.42%	1025.72	933.61	-8.98%
5 月	4329.16	3990.17	-7.83%	1326.61	1179.83	-11.06
6 月	3423.00	2829.01	-17.35%	1054.75	834.06	-20.92%
7 月	3115.90	2932.94	-5.87%	1076.67	989.87	-8.08%
8 月	1524.18	1474.12	-3.28%	533.42	517.40	-2.95%
9 月	2045.52	1984.94	-2.96%	718.08	615.01	-14.35%
10 月	1588.88	1584.95	-0.25%	507.80	505.87	-0.38%
11 月	650.75	647.53	-0.49%	251.08	249.64	-0.57%
12 月	2203.52	2107.10	-4.38%	849.55	813.45	-4.25%
合计	26997.94	25288.26	-6.33%	9137.84	8497.08	-7.21%

1) 理想效益在理论上应是满足各类约束条件下电厂某月中能够产生的最大效益, 纯从理论上分析, 理想效益及其对应的电量比电厂实际效益与实际电量数值大, 因此各月份的效益差率均为负值, 效益差率的大小和电厂完成任务的好坏直接相关, 效益差率越小, 表明电厂在该月完成任务的效果越差, 效益差率越大, 则电厂在该月完成任务的效果越好。年度发电效益评价通过比较不同年度之间的效益差率获得。

2) 由于理想发电模型一般选择在电价高的时段消落水位, 在电价低的时候蓄水, 但由于目前的电力体制、防汛要求及洪水预报及洪水过程的不确定性, 这种理想的方式很难在实际的电力生产过程中完全得到应用, 特别在丰水期(4~6 月), 来水流量大且具有不确定性, 防洪风险较大, 具有日调节能力的径流式电厂在洪水来临前一般选择提前消落上库水位, 保持低水位运行, 从而影响了经济效益, 使这几个月的实际效益及电量与理想效益及电量的差值大, 效益差率及电量差率均为较大的负值。

3) 在枯水期的一些月份(例如 3 月、10 月、11 月等), 由于自然来水较小, 防洪压力及弃水风险均较小, 电厂维持高水头运行的风险小, 在这个前提下, 由于电厂密切关注洪水预测, 并及时与防汛部门沟通, 提高上库水位运行, 使电厂上库水位长期接近正常蓄水位, 最终导致电厂电量差率与效益差率均为接近 0 的较小负值, 水电厂发电效益较好, 体现了电厂工作人

员为提高发电效益做出的“主观”努力。

6. 结语

效益的获取是员工劳动、智慧付出的结果, 建立合理的效益评价机制, 是提高员工劳动积极性, 提高主观能动性的, 体现公平的重要举措。鉴于目前, 大多数流域发电企业均采用绝对电量或绝对效益法来评价水电厂的发电效益, 并以此为依据建立了一套评价体系, 这明显具有不合理性与盲目性, 本文目标是建立一套较为完善与公正的机制, 并自主研发了相应的评价系统, 用以评价湘江流域近尾洲水电厂月度、年度效益目标完成情况, 应用于五凌公司在年初对上一年度近尾洲水电厂发电效益的评价及员工绩效考评, 思路较为新颖, 效果较为明显, 可以预见, 本文提出的水电厂发电效益评价策略将极有可能是今后水电厂发电效益评价的发展趋势, 并为电力系统甚至其他领域的效益评价提供一种参考方法。

参考文献 (References)

- [1] 张勇传. 水电站经济运行原理[M]. 北京: 中国水利水电出版社, 1998.
- [2] 余昕卉, 李承军等. 峰谷电价下的梯级水电站短期优化调度分析[J]. 中国农村水利水电, 2005, 3: 90-94.
- [3] 赵鸣雁, 程春田, 李刚. 水库群系统优化调度新进展[J]. 水文, 2005, 25(6): 18-23.
- [4] 谢柳青, 易淑珍. 水库群防洪系统优化调度模型及应用[J]. 水利学报, 2002, 47(6): 38-42.