

DOI: 10. 20040/j. cnki. 1000-7709. 2023. 20220208

考虑下游需水的伦潭水电站月发电调度函数研究

温天福, 鄢笑宇, 刘章君, 许新发

(1. 江西省水利科学院, 江西 南昌 330029; 2. 江西省鄱阳湖水资源与环境重点实验室, 江西 南昌 330029)

摘要: 为优化伦潭水电站调度运行方式, 分析水库下游社会经济和河道内生态环境需水过程, 基于发电优化调度结果采用逐步回归法提取考虑下游需水的逐月发电调度函数。结果表明, 伦潭水库对下游需水过程发挥较大调蓄补给作用, 主要补水时段为7月至次年2月, 直接影响了伦潭水电站的发电引水流量过程; 基于多元线性回归模型和BP神经网络提取的伦潭水电站发电调度函数大部分月份的纳什效率系数均在0.90以上, 考虑模型结构简单且操作方便, 伦潭水电站选取基于多元线性回归模型的发电调度函数; 对于2017年3月至2019年2月, 伦潭水电站发电调度函数较实际发电调度和发电调度图可分别增加发电量 338.4×10^4 、 $183.8 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}$ /月, 调度函数可明显提高伦潭水库的发电运行水位。研究成果可为伦潭水电站实际发电调度提供技术支撑, 也可为其他水电站完善发电调度运行方式提供参考。

关键词: 发电调度函数; BP神经网络; DP优化调度; 发电调度图; 伦潭水电站

中图分类号: TV213 **文献标志码:** A **文章编号:** 1000-7709(2023)01-0087-05

1 概况

伦潭水库(图1(a))位于江西省信江流域铅山河支流, 是一座以防洪、灌溉为主, 兼顾供水、发电等综合效益的大(2)型水利工程, 伦潭坝坝址以上流域控制面积为 242 km^2 , 水库总库容为 $1.80 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。铁路坪水文站位于伦潭坝坝址下游 14.5 km , 集水面积为 311 km^2 。伦潭水电站

是一座小(2)型引水式水电站, 距坝址约 6.5 km , 装机容量为 40 MW 。伦潭水库下游社会经济用水户主要有铅山县水厂、永平铜矿和伦潭灌区等, 其中伦潭灌区有效灌溉面积约 $1\,291 \text{ ha}$, 由港东、大田、幸福、沉潭等4个灌片组成。从研究区域用水关系(图1(b))可知, 伦潭水电站发电尾水可补给下游生活、工业、农田灌溉及河道生态需水要求。考虑下游需水要求, 为优化水电站运行方式, 通过分析伦潭水库下游社会经济及主要断面河道内生态环境需水, 基于优化调度结果运用逐步回归法提取满足下游需水要求的发电调度函数, 对比发电调度图、DP优化算法及实际调度结果, 分析发电调度函数在水电站实际调度中的适用性, 以为工程实践提供参考。

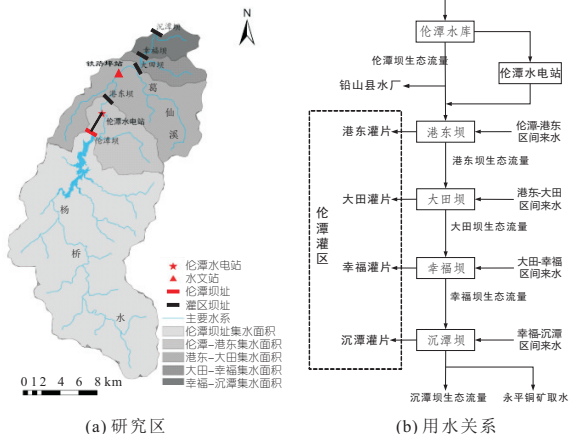


图1 研究区及下游取水关系

Fig. 1 The study area and the relationship of water use in downstream

2 数据与方法

2.1 数据来源

铁路坪水文站 1964~2014 年逐日径流量和降水量序列由江西省水文监测中心提供; 铅山县水厂取水量来自《关于“铅山县新建引水一期阶段工程初步设计”的批复》(上饶市发改委, 2013); 永平铜矿取水量来自《关于“江西铜业股份有限公司

收稿日期: 2022-02-07, 修回日期: 2022-04-08

基金项目: 国家自然科学基金项目(52169001); 江西省科技厅重大科技研发专项“揭榜挂帅”制项目(20213AAG01012); 江西水利科技项目(202325ZDKT14, 201922ZDKT14)

作者简介: 温天福(1981-), 男, 博士、高级工程师, 研究方向为水文学水资源, E-mail: wen-tianfu@whu.edu.cn

永平铜矿取水工程水资源论证报告书”的批复》(上饶市水利局,2015);伦潭灌区灌溉相关资料来自《上饶市铅山县伦潭灌区水资源论证报告书》(上饶市华远工程咨询有限公司,2018);伦潭水利枢纽工程特征参数及发电调度图来自《江西省铅山县伦潭水利枢纽工程引水发电系统变更设计报告》(江西省水利规划设计院,2009);伦潭水电站2017~2019年逐月发电调度数据由铅山县伦潭水利枢纽工程有限责任公司提供。伦潭水电站发电调度图(图2)是目前水电站调度依据的基本规则。

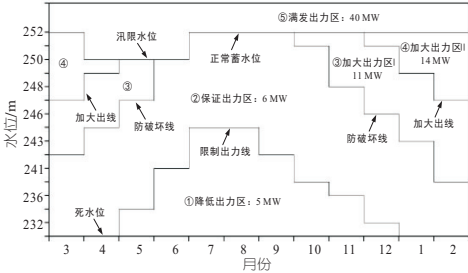


图2 伦潭水电站发电调度图

Fig. 2 Generation dispatching diagram of Luntan hydropower plant

2.2 研究方法

2.2.1 发电优化调度模型

构建发电优化调度模型时,将水库控制水位、安全泄量等防洪要求及下游灌溉、供水和河道生态需水补给量等转为约束条件,而以发电量最大为调度目标,函数形式为:

$$E = \max \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{12} K q_{i,j}^{el} H_{i,j} \Delta t_{i,j} \quad (1)$$

式中, E 为水电站总发电量, $\text{kW} \cdot \text{h}$; I 为序列年份总数; K 为水电站综合出力系数,取8.0; $q_{i,j}^{el}$ 为水电站第*i*年第*j*月的发电引用流量, m^3/s ; $H_{i,j}$ 为水电站第*i*年第*j*月的发电水头, m ; $\Delta t_{i,j}$ 为第*i*年第*j*月的时长, h 。

约束条件有水量平衡、库水位、机组发电出力及机组过流能力等。

(1)水量平衡约束。约束式为:

$$V_{i,j} = V_{i,j-1} + (Q_{i,j} - q_{i,j}) \Delta t_{i,j} \quad (2)$$

式中, $V_{i,j-1}$ 、 $V_{i,j}$ 分别为第*i*年第*j*-1、*j*月的水库月均蓄水量, m^3 ; $Q_{i,j}$ 、 $q_{i,j}$ 分别为第*i*年第*j*月的入库、出库流量, m^3/s 。其中,出库流量由坝址最小生态流量($1.21 \text{ m}^3/\text{s}$)及引水发电流量和可能的弃水量等组成。

(2)库水位约束。约束式为:

$$Z_{j,\min} \leq Z_{i,j} \leq Z_{j,\max} \quad (3)$$

式中, $Z_{i,j}$ 为第*i*年第*j*月的库水位, m ; $Z_{i,\min}$ 、 $Z_{i,\max}$ 分别为第*j*月水库最低、最高水位, m 。

伦潭水库最低水位为死水位230 m,最高水位在4~6月为汛限水位250 m,其余月份为正常蓄水位252 m。

(3)机组发电出力约束。约束式为:

$$N_{j,\min} \leq N_{i,j} \leq N_{j,\max} \quad (4)$$

式中, $N_{i,j}$ 为第*i*年第*j*月的水电站出力, MW ; $N_{j,\min}$ 、 $N_{j,\max}$ 分别为第*j*月发电出力的最小值、最大值, MW 。

伦潭水电站出力的最小值、最大值分别为0、40 MW。

(4)机组过流能力约束。约束式为:

$$q_{j,\min}^{el} \leq q_{i,j}^{el} \leq q_{j,\max}^{el} \quad (5)$$

式中, $q_{i,j}^{el}$ 为第*i*年第*j*月的发电引用流量, m^3/s ; $q_{j,\min}^{el}$ 、 $q_{j,\max}^{el}$ 分别为第*j*月发电机组引用流量最小值、最大值, m^3/s 。

伦潭水电站发电机组最小引用流量为该月下游灌溉、供水和河道生态需水补给量,而最大引用流量为满负荷发电流量 $45 \text{ m}^3/\text{s}$ 。

以库水位为决策变量,采用动态规划法(DP)求解优化调度模型。假设水库优化调度时段为*n*,初末时段决策变量均为汛限水位,其他时段决策变量在库水位约束范围内设置100个离散点,按DP逆序解法由末时段向初时段逐时段求解各离散点的累积发电量,以累积发电量最大值为目标,筛选出相应离散点组成水库优化调度决策过程。逆序解法递推方程如下:

$$\begin{cases} E_k^*(x_k) = \max[R_k(q_k^{el}, z_k) + E_{k+1}^*(q_{k+1}^{el})] \\ E_{n+1}^*(x_{n+1}) = 0 \end{cases} \quad k = n, n-1, \dots, 2, 1 \quad (6)$$

式中, $E_k^*(x_k)$ 、 $E_{k+1}^*(x_{k+1})$ 分别为第*k*、*k*+1时段水电站累积发电量, $\text{kW} \cdot \text{h}$; $R_k(q_k^{el}, z_k)$ 为第*k*时段的发电量函数, $\text{kW} \cdot \text{h}$; q_k^{el} 分别为第*k*时段的发电引用流量, m^3/s ; z_k 分别为第*k*时段的库水位, m 。

2.2.2 发电调度函数提取

(1)多元线性回归模型。为便于指导发电调度并考虑下游用水需求,调度函数选取下一时段平均出力为决策变量,当前时段库水位、下一时段天然来水量、下一时段下游社会经济需水补给量等3个变量为状态变量。基于优化调度结果,选择多元线性回归模型构建伦潭水电站逐月发电调度函数,函数通式为:

$$q_{j+1}^{el} = \alpha_0 + \alpha_1 Z_j + \alpha_2 Q_{j+1} + \alpha_3 q_{j+1}^{ec} \quad (7)$$

式中, q_{j+1}^{el} 、 q_{j+1}^{ec} 分别为第*j*+1月水电站发电引用流量和下游社会经济需水补给量, m^3/s ; α_0 、

$\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ 均为模型参数; Z_j 为第 j 月的库水位, m ; Q_{j+1} 为第 $j+1$ 月的入库流量, m^3/s 。

采用逐步回归分析法,以 AIC (Akaike Information Criterion) 为判断准则^[1],筛选各月调度函数的主要状态变量,公式为:

$$AIC = -2\ln L(\hat{\alpha}, \hat{\sigma}) + 2d_f \quad (8)$$

式中, $L(\cdot)$ 为模型极大似然函数值; $\hat{\alpha}, \hat{\sigma}$ 分别为模型参数和标准差的估计值; d_f 为模型参数个数。

同时,采用相关系数 R^2 和相对误差 R_E 两项指标评价模型的模拟效果。

选取 1964 年 3 月~1999 年 2 月逐月数据为训练样本,样本数为 420 个,1999 年 3 月~2014 年 2 月逐月数据为验证样本,样本数为 180 个。

(2)BP 神经网络。为便于对比分析,采用 BP 神经网络模型构建水电站逐月发电调度函数。从优化调度结果中选择上一时段库水位 Z_{k-1} 、当前时段天然来水量 Q_k 、当前时段下游社会经济需水补给量 q_k^{el} 等 3 个变量为输入层节点,发电引用水量 q_k^{el} 为输出层节点,同时设置 5 个隐含层节点数。以误差平方和最小 Δq^{el} 为目标函数,采用梯度下降法优化各层节点的输入权重及偏置,公式为:

$$\Delta q^{el} = \min \frac{1}{2} \sum_{k=1}^L (\hat{q}_k^{el} - q_k^{el})^2 \quad (9)$$

$$\hat{q}_k^{el} = \sum_{k=1}^L \nu_k f(\omega_{k,1} Z_{k-1} + \omega_{k,2} Q_k + \omega_{k,3} q_k^{ec} + \eta_k) \quad (10)$$

式中, L 为时段总长; \hat{q}_k^{el}, q_k^{el} 分别为第 k 时段引用流量的模拟值和最优值, m^3/s ; ν_k 为隐含层至输出层的连接权重; $f(\cdot)$ 为隐含层神经元激励函数,采用 Sigmoid 函数; $\omega_{k,1}, \omega_{k,2}, \omega_{k,3}$ 均为输入层至隐含层的连接权重; η_k 为过程神经输出阈值。

在训练 BP 神经网络模型时,学习速率为 0.05,最大训练次数为 10 000 次,期望误差为 0.1。

3 结果与分析

3.1 下游需水补给量

河道内生态流量控制断面选取沉潭坝、幸福坝、大田坝和港东坝共 4 个断面,其最小生态流量按天然河道流量的 10% 确定,分别为 1.28、1.64、1.67、1.81 m^3/s 。伦潭水库下游的生活、工业用水户为铅山县水厂和永平铜矿,年内月均取水流量分别为 0.61、0.36 m^3/s 。根据《江西省农业用水定额》(DB36/T 619-2017)^[2] 的水稻间歇灌溉制度,依据 1964 年 3 月~2014 年 2 月铁路坪水文站资料分析得到灌区平均补水流量为 1.09

m^3/s 。通过分析下游各断面水量平衡关系,可推算伦潭水库各月补给下游需水量。若某断面下游需水量(灌溉、供水和生态流量)大于该断面与上一断面区间天然来水时,最小补水流量取两者之差且不小于上一断面最小生态流量;若某断面下游需水量小于该断面与上一断面区间天然来水时,最小补水流量取上一断面最小生态流量。本文由下游向上游依次计算沉潭坝、幸福坝、大田坝、港东坝的月最小补水流量,港东坝月最小补水流量为伦潭水电站发电尾水补给下游的最小流量。伦潭水库下游多年月均需水补给量见图 3。3~6 月下游补水流量较少,均在 0.4 m^3/s 以下,主要由于汛期区间来水量较大,在很大程度上可以满足社会经济用水需求;7~9 月处于农田灌溉用水的高峰期,下游补水流量较大,在 0.76~1.24 m^3/s 之间;10 月~次年 2 月受区间来水量减少的影响,为保证各断面最小生态流量要求,下游补水流量也较大,平均为 1.31 m^3/s 。

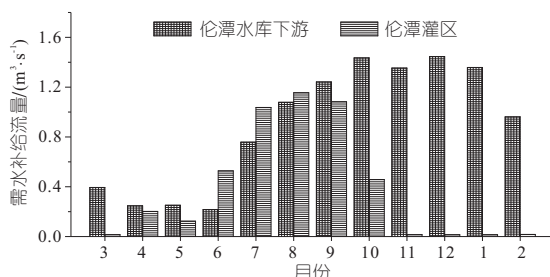


图 3 伦潭水库下游多年月均需水补给量

Fig. 3 Average monthly water requirement for the downstream of Luntan reservoir

3.2 发电优化调度

依据铁路坪水文站实测径流量推算坝址处天然月入库径流序列,根据发电优化调度模型和发电调度图,分析得出 1964 年 3 月~2014 年 2 月水库逐月调度过程及年内月均变化,见图 4。参

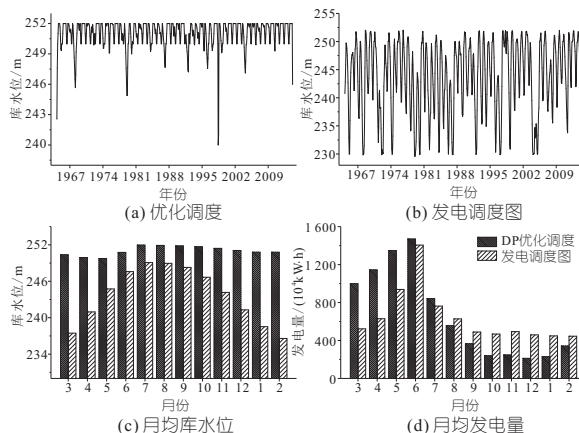


图 4 1964~2014 年伦潭水电站发电调度过程

Fig. 4 Generation dispatching process of Luntan hydropower plant from 1964 to 2014

照发电调度图的常规调度,伦潭水库库水位变幅较大,1964~2014年月均库水位为243.7 m,年均发电量为 $7\,688.7 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}$;根据优化调度模型的优化调度,伦潭水库库水位变幅较小且保持高水头运行,月平均库水位为251.0 m,大部分时段月平均库水位处于250~252 m,年均发电量为 $7\,997.2 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}$,优化调度较常规调度年发电量提高了4.01%,且月均库水位和蓄水量分别增加了7.32 m、 $36.2 \times 10^4 \text{ m}^3$,根据式(1)可增加发电量约为 $915.9 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h/a}$ 。从年内调度结果来看,发电调度图以当前库水位决定当前水电站发电引用流量和发电出力,年内月均库水位呈单峰型,在7~9月时保持高水头运行,与相应时段入库流量较大有关。优化调度则充分发挥水库的调蓄能力,3~7月优化调度的月均发电量高于常规调度,而其他月份来流量较少,保持水库高水头运行可保证水电站年发电量最大。

3.3 发电调度函数提取

根据AIC准则提取伦潭水电站逐月调度函数(表1),逐月发电引用流量与入库流量均呈正相关关系,同时有5个月份与下游需水补给量呈正相关关系。比较多元线性回归和BP神经网络调度函数的发电调度结果(表2),基于多元线性回归模型和BP神经网络提取的伦潭水电站发电调度函数模拟效果差别较小,率定期大部分月份的相关系数均在0.90以上,而验证期除2月外其他月份的纳什效率系数均在0.95以上,主要由于2月份库水位须调控至汛限水位,出库水量不再取决于发电引水和下游需水。为进一步验证月发电调度函数的效果,采用两种调度函数模拟1964~2014年逐月发电调度情况,并与优化调度结果进行对比(表3)。两种调度函数模拟的月均发电调度结果与优化调度的月均结果存在一定差别,多年平均发电量略低于发电优化调度多年平

表 1 基于多元线性回归的伦潭水电站发电调度函数

Tab. 1 Generation dispatching function of Luntan hydropower plant based on multiple linear regression

月份	多元线性回归模型系数				AIC
	a_0	a_1	a_2	a_3	
3月	-0.09		1.06		10.11
4月	-12.70	12.60	1.11		-96.73
5月	0.07		0.94		12.09
6月	-60.65	60.35	1.30		-121.61
7月	1.11	-1.29	1.12	0.06	-137.92
8月	-0.32		1.19	0.12	-105.40
9月	-0.07		1.07		-42.39
10月	21.23	-22.92	1.54	1.14	-29.22
11月	19.79	-19.66	0.90		-28.99
12月	26.76	-26.63	0.88		-0.23
1月	-0.90		1.26	0.66	18.64
2月	-29.95	27.49	2.12	1.23	27.12

表 2 伦潭水电站发电调度函数效果对比
Tab. 2 Comparison of generation dispatching function of Luntan hydropower plant

月份	调度函数	率定期		验证期	
		(1964~1999年)		(2000~2014年)	
		R^2	$R_E/\%$	R^2	$R_E/\%$
3	多元线性回归模型	0.77	20.1	0.90	16.2
	BP神经网络	0.84	16.9	0.93	13.2
4	多元线性回归模型	0.99	3.7	0.99	3.3
	BP神经网络	0.97	4.7	1.00	3.4
5	多元线性回归模型	0.76	9.9	1.00	5.4
	BP神经网络	0.78	9.9	0.93	8.0
6	多元线性回归模型	1.00	1.7	0.48	18.3
	BP神经网络	1.00	2.6	1.00	2.3
7	多元线性回归模型	1.00	2.0	0.99	3.8
	BP神经网络	1.00	4.6	0.99	5.3
8	多元线性回归模型	0.99	3.9	0.99	6.1
	BP神经网络	1.00	2.8	1.00	1.9
9	多元线性回归模型	0.97	9.3	1.00	5.2
	BP神经网络	1.00	3.5	1.00	2.3
10	多元线性回归模型	0.95	11.3	0.98	6.6
	BP神经网络	0.99	4.6	1.00	3.9
11	多元线性回归模型	0.95	13.8	0.96	16.3
	BP神经网络	0.99	6.2	0.99	8.3
12	多元线性回归模型	0.89	18.5	0.92	17.3
	BP神经网络	0.99	5.9	0.99	5.7
1	多元线性回归模型	0.91	22.2	0.90	16.9
	BP神经网络	0.98	9.7	0.96	8.8
2	多元线性回归模型	0.81	29.6	0.35	36.5
	BP神经网络	0.82	28.7	0.33	32.4

表 3 1964~2014年伦潭水电站发电调度成果

Tab. 3 Results of generation dispatching of Luntan hydropower plant from 1964 to 2014

类别	月份	优化调度	多元线性回归模型			BP神经网络		
			结果	偏差值	偏差率 /%	结果	偏差值	偏差率 /%
发电量	4月	1 144.5	1 029.0	-115.5	-10.1	1 080.0	-64.6	-5.6
	5月	1 347.6	1 344.6	-3.1	-0.2	1 247.9	-99.7	-7.4
	6月	1 470.1	1 469.8	-0.3	0.0	1 517.3	47.3	3.2
	7月	841.4	839.2	-2.2	-0.3	825.1	-16.3	-1.9
	8月	556.7	545.4	-11.3	-2.0	550.3	-6.3	-1.1
	9月	366.2	359.8	-6.4	-1.8	353.5	-12.7	-3.5
	10月	239.8	273.5	33.7	14.1	231.9	-7.9	-3.3
	11月	248.0	285.8	37.8	15.2	243.3	-4.7	-1.9
	12月	212.0	260.0	48.0	22.6	206.9	-5.1	-2.4
	1月	229.9	229.6	-0.2	-0.1	220.6	-9.3	-4.0
	2月	342.2	189.5	-152.7	-44.6	249.4	-92.8	-27.1
	年均发电量	7 997.2	7 782.2	-215.0	-2.7	7 722.6	-274.7	-3.4
年均库水位	251.0	248.7	-2.3	-0.9	247.8	-3.3	-1.3	

注:月均发电量、年均发电量单位均为 $10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}$;年均库水位单位为m。均值的2.7%、3.4%,分别为 $7\,782.21 \times 10^4$ 、 $7\,722.55 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 。相应地,多年平均库水位分别为248.7、247.8 m,低于发电优化调度结果多年平均值2.3、3.3 m。考虑形式简单和便于操作,选取多元线性回归函数为伦潭水电站月发电调度函数的基本形式。

3.4 现状发电调度结果对比

2015年2月伦潭水电站建成并投入发电运行,实际调度中伦潭水库维持低水位运行并出现弃水现象,与发电调度图的调度结果也存在一定差别。根据伦潭水库初始水位233.3 m及2017

年 3 月~2019 年 2 月实际来水和下游需水过程,对比分析实际调度、发电调度图、DP 优化调度及调度函数等 4 种调度方式下伦潭水电站发电调度过程(图 5)。在 24 个月的分析时段中,DP 优化

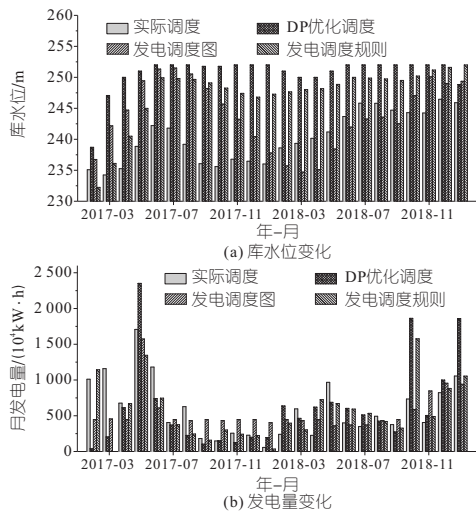


图 5 2017 年 3 月~2019 年 2 月伦潭水电站逐月发电调度过程

Fig. 5 Generation dispatching process of Luntan hydropower plant from March 2017 to February 2019

和调度函数的总发电量分别为 1.48×10^8 、 $1.35 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$, 月均库水位分别为 250.7、247.5 m, 据式(1)总发电量相差约 $0.42 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$, 即发电调度函数较 DP 优化调度发电量少 $229.1 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{月}$ 。伦潭水电站实际调度和发电调度图的总发电量分别为 1.43×10^8 、 $1.32 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$, 月均库水位分别为 240.3、243.8 m, 据式(1)总发电量相差约 $0.37 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$, 即实际调度较发电调度图发电量少 $199.7 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{月}$ 。采用发电调度函数调度

的发电量与实际发电量相当,但伦潭水库月均库水位和蓄水量增加了 7.2 m、 $33.1 \times 10^4 \text{ m}^3$, 即发电调度函数较实际发电调度可增加发电量 $338.4 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{月}$; 比发电调度图多 $0.03 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$, 月均库水位和蓄水量增加了 3.7 m、 $17.7 \times 10^4 \text{ m}^3$, 即发电调度函数较发电调度图调度可增加发电量 $183.8 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{月}$ 。由此可知,相对于实际发电调度和发电调度图两种调度方式,采用发电调度函数既能明显提升伦潭水电站的发电潜力,也可有效增加伦潭水库的供水能力。

4 结论

a. 伦潭水库下游需水补给量直接影响了发电引水流量,考虑下游需水补给量需求的发电优化调度的年发电量较常规调度提高了 4.01%, 且月均库水位增加了 7.32 m, 可明显提升伦潭水电站的年均发电量。

b. 水电站月发电调度函数模拟效果较好,大部分月份的相关系数均在 0.90 以上,较实际发电调度可增加发电量 $338.4 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{月}$, 在实际发电调度过程中可表现出较好的适用性,可有效提升水电站的发电潜力和供水能力。

致谢:铅山县伦潭水利枢纽工程有限责任公司肖春玉、康忠民提供的伦潭水电站发电调度的基础数据。

参考文献:

- [1] AKAIKE H. A new look at the statistical model identification [J]. IEEE trans. autom. control, 1974, 19(6), 716-723.
- [2] 江西省质量技术监督局,江西省水利厅.江西省农业用水定额:DB36/T619-2017[S]. 2018.

Research on Monthly Generation Dispatching Function for Luntan Hydropower Plant Considering Downstream Water Demand

WEN Tian-fu, YAN Xiao-yu, LIU Zhang-jun, XU Xin-fa

(1. Jiangxi Academy of Water Science and Engineering, Nanchang 330029, China;

2. Jiangxi Provincial Key Laboratory of Water Resources and Environment of Poyang Lake, Nanchang 330029, China)

Abstract: In order to optimize the dispatching mode of Luntan hydropower plant, the process of socio-economic and ecological water demand in the downstream were analyzed. Considering the downstream water demand, the monthly generation dispatching function were extracted from the results of optimal generation dispatching by use of stepwise regression method. The results show that the dispatching of Luntan reservoir plays a great role in the downstream water demand process. The main period of water replenishment is from July to the following February, which directly changes the process of power generation diversion flow of Luntan hydropower plant. The NSE coefficients of the generation dispatching function of Luntan hydropower plant based on multiple linear regression model and BP neural network are greater than 0.90 in most months. Considering the advantages of simple structure and convenient implementation, the generation dispatching function based on multiple linear regression model is selected for Luntan hydropower plant. Compared with the results of actual dispatching and dispatching diagram of Luntan hydropower plant, the generation capacity of the dispatching function is increased by $338.4 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{month}$ and $183.8 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{month}$ from March 2017 to February 2019, respectively. As a result, the water level of Luntan Reservoir can be significantly increased by use of the dispatching function. The research can provide a support for the generation optimal dispatching process of Luntan hydropower plant, and provide a useful reference for many other hydropower plants to improve the practical way of the generation dispatching.

Key words: generation dispatching function; BP neural networks; DP optimal dispatch; generation dispatching diagram; Luntan hydropower plant