

Optimal Operation Model for Hydropower Reservoirs Considering Probability of Non-Failure and Failure Extent*

Xinyu Wu¹, Yuqian Wang¹, Chuntian Cheng¹, You'an Guo², Honggang Li²

¹Institute of Hydropower & Hydroinformatics, Dalian University of Technology, Dalian

²Huaneng Lancang River Hydropower CO. LTD. Cascade Control Center, Kunming
Email: wuxinyu@dlut.edu.cn, ctcheng@dlut.edu.cn

Received: Jan. 19th, 2013; revised: Mar. 9th, 2013; accepted: Mar. 24th, 2013

Copyright © 2013 Xinyu Wu et al. This is an open access article distributed under the Creative Commons Attribution License, which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

Abstract: For the problem of power generation reliability, a stochastic dynamic programming model considering chance constraint of non-failure and extreme failure extent is proposed for hydropower reservoirs operation. An algorithm incorporating Lagrangian relaxation and penalty function is used to solve the model. The chance constraint is relaxed and the extreme fail constraint is addressed by penalty function, and a new benefit function is constructed. The Lagrangian multiplier and penalty coefficient are renewed on the basis of simulated operation results. The proposed method is used to the cascaded hydropower system of middle and lower Lancang River. Case study shows that the proposed method can meet the requirements of chance constraint of firm power and avoid severe failure, and the power generation benefit is kept also.

Keywords: Hydropower Reservoir; Optimal Operations; Stochastic Dynamic Programming; Chance Constraint; Failure Extent

考虑发电保证率和破坏深度约束的水电站 水库优化调度模型*

武新宇¹, 王昱倩¹, 程春田¹, 郭有安², 李红刚²

¹大连理工大学水电与水信息研究所, 大连

²华能澜沧江水电集控中心, 昆明

Email: wuxinyu@dlut.edu.cn, ctcheng@dlut.edu.cn

收稿日期: 2013年1月19日; 修回日期: 2013年3月9日; 录用日期: 2013年3月24日

摘要: 针对梯级水电站水库调度发电可靠性问题, 建立了考虑发电保证率和极限破坏深度的机会约束随机动态规划模型。提出了一种结合拉格朗日松弛法和惩罚函数法的求解算法, 通过松弛保证率约束, 惩罚最小出力破坏, 构建效益函数, 并通过以模拟调度结果为依据的松弛乘子和惩罚系数更新实现模型求解。澜沧江中下游梯级水电站水库群的实例研究表明, 该方法得到的结果能够在保证发电效益的同时, 满足发电保证率要求, 并避免出现发电深度破坏, 可应用于水电站水库调度实践。

关键词: 水电站水库; 优化调度; 随机动态规划; 机会约束; 破坏深度

*基金项目: 国家自然科学基金(批准号:51109024), 国家杰出青年科学基金(51025934), 中央高校基本科研业务费专项资金资助(DUT12JN14)。
作者简介: 武新宇(1979-), 男, 博士, 副教授, 主要从事水电站优化调度研究; 程春田(1965-), 男, 长江学者特聘教授, 博士生导师。近期主要从事大规模复杂系统建模、跨流域水电群发电优化、电网节能调度等理论方法研究。

1. 引言

水电站水库群长期优化调度规则^[1-4]制定需要考虑各种约束条件和库群间的相互联系, 利用径流调节理论、水能计算方法以及优化方法, 从历史径流中挖掘隐藏的优化运行规律, 得到各电站或梯级发电的决策规则。常用的方法包括随机动态规划^[5,6](stochastic dynamic programming, SDP)等显随机优化方法, 以及隐随机的调度函数法^[7,8]等。其中 SDP 方法是求解水电站水库调度这一马尔可夫决策过程的有效算法, 考虑随机入流的 SDP 在水电系统优化领域得到了广泛应用^[9-11]。水电站水库的发电可靠性问题可描述为机会约束模型^[12-15]。以往调度规则一般以水库库容或梯级水库库容的组合作为决策的依据, 以满足水电运行调度期内保证率为约束条件建立优化调度规则。

在实践中, 保证发电保证率的同时避免发电深度破坏具有重要意义。近年来, 我国部分地区极端天气频发, 特别是西南水电资源丰富地区的持续干旱, 造成部分地区水电站发电出力的深度破坏, 导致电力供应紧张。在水电比较大的电力系统中, 未来是否能避免或缓解类似的情况, 已成为制约水电站水库群长期优化调度规则应用的实际问题, 对水电站优化调度提出了新的挑战。在现行水电站发电调度规则的基础上, 引入极限破坏深度和保证率的协调机制是解决这一问题可操作性较强的方法。

本文建立了同时考虑发电保证率和极限破坏深度的机会约束随机动态规划模型。采用机会约束限制发电低于保证出力的概率, 以一个低于保证出力的最小出力限制发电破坏深度。对保证率约束进行松弛, 对最小出力破坏进行惩罚, 通过以模拟调度结果为依据的松弛和惩罚系数更新实现模型求解。澜沧江中下游梯级水电站水库群实例研究表明, 该方法在单库调度和梯级调度计算中均得到满意的结果, 保证发电效益的同时满足发电保证率要求, 并能够避免出现发电深度破坏, 可应用于水电站水库调度实践。

2. 优化调度模型建立

水电站水库调度是一个多阶段马尔可夫决策过程, 考虑天然径流的随机性, 根据每个时段所处的状态作出相应的决策。随机动态规划是求解这一问题的常用方法, 应用动态规划递推方程, 以发电效益期望

值最大等为目标, 寻找各时段各种水库状态或状态组合下的最优的决策。对单一水电站水库, 随机动态规划递推方程如式(1)所示:

$$f_t^{opt}(s_t^k) = \max_{p_t} \sum_{i=1}^{N_t} \Pr_t(i) \left\{ B_t[p_t, q_t(i), s_t^k] + f_{t+1}^{opt}[s_{t+1}(p_t, q_t(i), s_t^k)] \right\} \quad (1)$$

式中, s_t^k 为第 t 时段第 k 个库容离散状态; $B_t(p_t, q_t, s_t^k)$ 为第 t 时段系统从库容状态 s_t^k 开始、考虑入库流量为 q_t 、决策为 p_t 条件下的时段净效益; $f_t^{opt}(s_t^k)$ 为 s_t^k 状态下第 t 时段后期余留效益期望值; $f_{t+1}^{opt}(s_{t+1})$ 为 s_{t+1} 状态下第 $t+1$ 时段后期余留效益期望值; $q_t(i)$ 为第 t 时段第 i 个水库入库流量离散区域取值, $\Pr_t(i)$ 为各个离散级别的取值概率。

水电站水库的效益可以采用系统的预期总发电量期望值来衡量, 在提高水电站水库的预期总发电效益期望值的同时, 水电站水库的调度运行需要在一定概率上满足保证出力, 同时减小出力的极限破坏深度, 即引入如式(2)所示的发电保证率约束, 和如式(3)所示的极限破坏深度约束。

$$\Pr(p_t \geq NB, t=1, 2, \dots, T) \geq C \quad (2)$$

式中, p_t 为电站出力; NB 为电站保证出力; T 为运行时期段总数; t 为运行期的时段序号; $\Pr(p_t \geq NB, t=1, 2, \dots, T)$ 为运行期内出力满足保证出力的概率; C 为其最小值限制, 即发电保证率。

为减小出力的极限破坏深度, 需要考虑最大破坏深度约束如式(3)所示:

$$p_t \geq \delta NB \quad (3)$$

式中, δ 为水电站水库的发电出力相对于保证出力的最小比例。

在梯级水电站水库群联合优化调度计算时, 需要考虑的保证率约束如式(4)示:

$$\Pr\left(\sum_{m=1}^M p_{t,m} \geq NBG, t=1, 2, \dots, T\right) \geq C \quad (4)$$

式中, m 为水电站标号, M 为梯级水电站总数, $\sum_{m=1}^M p_{t,m}$ 为梯级水电站 t 时段的总出力; NBG 为梯级水电站保证出力; $\Pr\left(\sum_{m=1}^M p_{t,m} \geq NBG, t=1, 2, \dots, T\right)$ 为梯级水电

站水库群调度运行期内的满足保证出力的概率; C 为梯级水电站发电保证率。

梯级最大破坏深度约束如式(5)示:

$$\sum_{m=1}^M p_{t,m} \geq \delta NBG, t=1,2,\dots,T \quad (5)$$

式中, δ 为梯级发电总出力相对于梯级保证出力的最小比例。

3. 模型求解

在随机动态规划方法模型的递推方程中, $B_t[p_t, q_t(i), s_t^k] = E[p_t, q_t(i), s_t^k]$ 为第 t 时段水电站水库系统从状态 s_t^k 开始, 相应的入库流量为 q_t 、决策为 p_t 时的时段发电量, 在上述的效益函数 $B_t[p_t, q_t(i), s_t^k]$ 中引入关于保证率约束的拉格朗日松弛项, 如式(6)所示:

$$\begin{aligned} & B_t[p_t, q_t(i), s_t^k, \lambda] \\ &= B_t[p_t, q_t(i), s_t^k] + \lambda[g(p_t) - C] \end{aligned} \quad (6)$$

式中,

$$g(p_t) = \begin{cases} 0 & p_t < NB \\ 1 & p_t \geq NB \end{cases};$$

λ 为拉格朗日乘子, 通过 λ 取值调整出力是否满足保证出力这一条件在效益函数中的比重, 引导计算结果向着满足保证率的方向变化。而后继续在 $B_t[p_t, q_t(i), s_t^k, \lambda]$ 基础上引入关于极限破坏深度或最小出力限制约束的惩罚项, 如式(7)所示:

$$\begin{aligned} & B_t[p_t, q_t(i), s_t^k, \lambda, \mu] \\ &= B_t[p_t, q_t(i), s_t^k, \lambda] + PEN(p_t, \mu) \end{aligned} \quad (7)$$

式中, μ 为关于 $p_t \geq \delta NB$ 约束的惩罚系数; $PEN(p_t)$ 为参与计算的水电站水库的出力为 p_t 时对应的惩罚项, 该惩罚项如式(8)所示。

$$PEN(p_t) = \mu[\min(0, p_t - \delta NB)] \quad (8)$$

带有松弛项和惩罚项的效益函数如式(9)所示:

$$\begin{aligned} & B_t[p_t, q_t(i), s_t^k, \lambda, \mu] \\ &= B_t[p_t, q_t(i), s_t^k] + \lambda[g(p_t) - C] + PEN(p_t, \mu) \end{aligned} \quad (9)$$

特定松弛系数和惩罚系数组合下的递推方程如式(10)所示:

$$\begin{aligned} & f_t^{opt}(s_t^k, \lambda, \mu) \\ &= \max_{p_t^*} \sum_{i=1}^{N_t} \Pr_t(i) \{ B_t[p_t, q_t(i), s_t^k, \lambda, \mu] \\ & \quad + f_{t+1}^{opt}[s_{t+1}(p_t, q_t(i), s_t^k), \lambda, \mu] \} \end{aligned} \quad (10)$$

求解上述问题的关键在于如何通过进行 λ 和 μ 这一对乘子的更新, 从而最终得到满足机会约束和破坏深度约束的水电站水库的优化调度规则。拉格朗日乘子更新和罚函数系数的乘子更新的依据是模拟调度结果的保证率和最小出力。

拉格朗日松弛法乘子向量更新如式(11)所示:

$$\lambda^{i+1} = \lambda^i + \gamma^i (C - C^i) \quad (11)$$

λ^i 为第 i 轮次迭代计算中 λ 的取值, γ^i 为相应乘子更新系数; C^i 为采用 i 轮迭代计算得到的调度规则, 进行长系列径流资料模拟调度后得到的保证率; γ^i 在连续两轮次模拟调度计算中 $C - C^i$ 出现正负号相反时减半, 如式(12)所示:

$$\gamma^i = \begin{cases} 0.5\gamma^{i-1} & (C - C^i)(C - C^{i-1}) < 0 \\ \gamma^{i-1} & (C - C^i)(C - C^{i-1}) \geq 0 \end{cases} \quad (12)$$

罚函数的乘子更新如式(13)所示:

$$\mu^{i+1} = \mu^i + \eta^i (\delta NB - MINP^i) \quad (13)$$

式中, μ^i 为第 i 轮次迭代计算中罚函数系数 μ 的取值, η^i 为相应更新系数; $MINP^i$ 为采用第 i 轮迭代中计算得到的调度规则, 进行长系列径流资料模拟调度结果中的最小出力; η^i 在连续两轮次模拟调度计算中 $\delta NB - MINP^i$ 出现正负号相反时减半, 如式(14)所示:

$$\eta^i = \begin{cases} 0.5\eta^{i-1} & (\delta NB - MINP^i)(\delta NB - MINP^{i-1}) < 0 \\ \eta^{i-1} & (\delta NB - MINP^i)(\delta NB - MINP^{i-1}) \geq 0 \end{cases} \quad (14)$$

收敛准则为 $C + \varepsilon \geq C^i \geq C$ 且 $MINP^i \geq \delta NB$, ε 为设定计算精度。

梯级库群调度效益函数如式(15)所示:

$$\begin{aligned} & B_t \left[\sum_{m=1}^M p_{t,m}, Q_t(i), S_t^K, \lambda, \mu \right] \\ &= B_t \left[\sum_{m=1}^M p_{t,m}, Q_t(i), S_t^K \right] \\ & \quad + \lambda \left[g \left(\sum_{m=1}^M p_{t,m} \right) - C \right] + PEN \left(\sum_{m=1}^M p_{t,m}, \mu \right) \end{aligned} \quad (15)$$

式中,

$$g\left(\sum_{m=1}^M p_{t,m}\right) = \begin{cases} 0 & \sum_{m=1}^M p_{t,m} < NBG \\ 1 & \sum_{m=1}^M p_{t,m} \geq NBG \end{cases};$$

$$PEN\left(\sum_{m=1}^M p_{t,m}\right) = \mu \left[\min\left(0, \sum_{m=1}^M p_{t,m} - NBG\right) \right].$$

$$B_t \left[\sum_{m=1}^M p_{t,m}, Q_t(i), S_t^K \right], g\left(\sum_{m=1}^M p_{t,m}\right), PEN\left(\sum_{m=1}^M p_{t,m}, \mu\right)$$

为的梯级效益函数、松弛项和惩罚项。 $Q_t(i)$ 为 t 时段第 i 种梯级区间流量组合向量, S_t^K 为 t 时段初第 K 种梯级库容组合状态向量。

梯级库群计算过程、乘子更新策略和收敛准则与单库调度类似。

4. 应用实例

澜沧江系国际河流,中国境外称湄公河。流经中国、缅甸、老挝、泰国、柬埔寨和越南,注入南海,全长4900 km。中国境内长约2100 km,落差约5000 m,流域面积 $17.4 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。纵贯于云南省西部,河长1240 km,落差1780 m,流域面积 $9.1 \times 10^4 \text{ km}^2$,干流出境处多年平均水量 $640 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。云南省澜沧江流域水电技术可开发容量为27,490 MW,经济可开发容量为25,584 MW,年发电量1199亿 kWh。澜沧江在云南省境内,流经深山峡谷地区,沿江无重要城镇、工矿等制约因素,淹没田地及迁移人口较少,流域植被良好,水量丰沛稳定,水能资源十分丰富,是我国水能资源之“富矿”。以云南省境内澜沧江中下游梯级水电站水库群系统为研究对象进行计算分析,各电站基本参数如表1所示。

首先进行小湾水电站的单库调度计算。采用1953年~2010年58年历史流量数据,考虑发电保证率95%,保证出力1854 MW,最小出力设为保证出力的65%。设定库容离散点数21,各月流量离散份数6。本文方法中松弛乘子和惩罚函数系数更新是关键,迭代计算次数和乘子最终取值均与初值和更新步长的组合有关,选取不合理将会导致计算时间过长。为此在固定 $\mu^1 = 0, \eta^1 = 100, \varepsilon = 0.005$ 时,分别测试 $\lambda^1 = \gamma^1 = 10^9; \lambda^1 = 0, \gamma^1 = 10^9; \lambda^1 = 10^9, \gamma^1 = 10^8$ 和 $\lambda^1 = 0, \gamma^1 = 10^8$

Table 1. The main parameters of hydropower reservoirs in middle and lower stream of Lancang River
表 1. 澜沧江中下游梯级水电站主要指标

电站	控制面积 万 km ²	多年平 均流量 m ³ /s	装机容量 MW	总库容 亿 m ³	正常蓄 水位 m
小湾	11.33	1210	4200	149.14	1240
漫湾	11.45	1230	1670	9.2	994
大朝山	12.1	1340	1350	8.9	899
糯扎渡	14.47	1730	5850	237	812
景洪	14.91	1820	1750	12.3	602

四种组合的计算结果。四种取值方式对应乘子和惩罚系数变化过程如图1所示,得到的结果模拟电量指标接近,最终采用能量指标相对较优的 $\lambda^1 = \gamma^1 = 10^9$ 时的结果。

计算所得小湾水电站水库的运行调度规则如图2所示,模拟调度结果如图3所示,在1953年~2010年的长时期模拟调度中,小湾水电站水库的多年平均发电量为196.0亿 kWh,较设计值190.6亿 kWh提高了3.1%,保证率和最小出力均满足设定约束值。

而后,进行梯级联合优化调度计算。以库容最大的小湾和糯扎渡水电站作为优化调度计算对象,其余各个调节性能较差的水电站采用固定其年内各月水位运行的策略,维持其保持高水位运行,考虑梯级水电站保证出力6550 MW,最小出力设为保证出力的65%,保证率为95%。小湾和糯扎渡的水库库容离散点数为21,各水库区间入库流量离散份数为6,采用小湾和糯扎渡水库的区间流量进行联合概率分布的计算,其余水库依据距离远近认为与小湾或糯扎渡同步。计算结果中,梯级多年平均发电量为666.45亿 kWh,较设计值增加0.8%,保证率和最小出力均满足设定约束值。

5. 结论

本文建立了考虑发电保证率和极限破坏深度的机会约束的随机动态规划模型。提出了一种结合拉格朗日松弛法和惩罚函数法的求解算法,通过松弛保证率约束,惩罚最小出力的破坏,构建效益函数,并通过以模拟调度结果为依据的松弛和惩罚系数的更新实现模型求解。澜沧江中下游梯级水电站水库群的实例研究表明,该方法同时体现了发电保证率和极端条

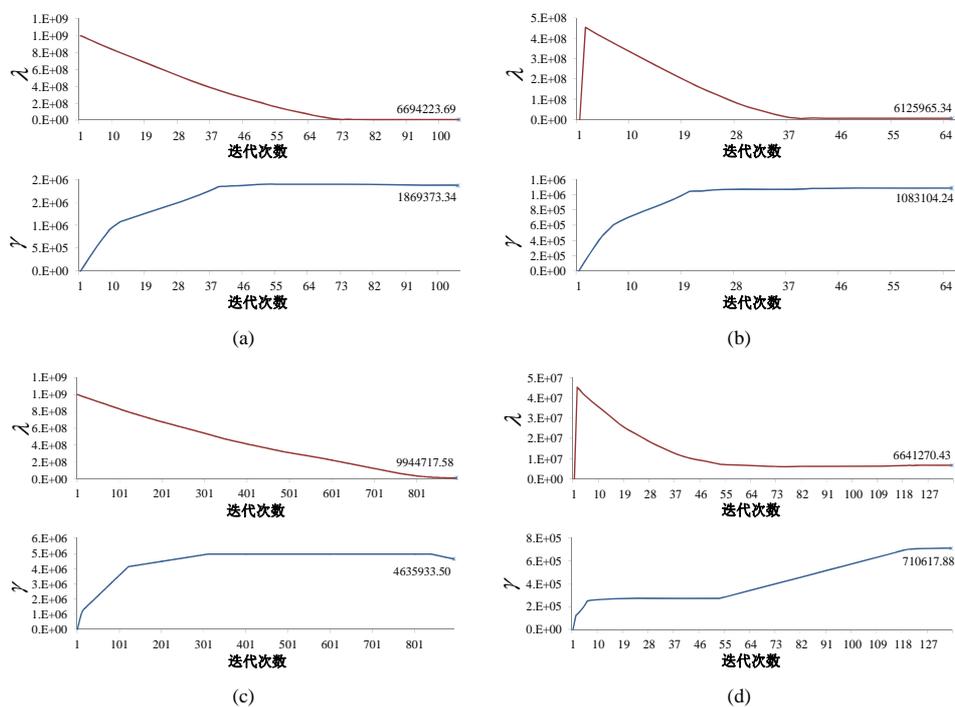


Figure 1. The updating process of multiplier and penalty function coefficient; (a) $\lambda^1 = \gamma^1 = 10^9$; (b) $\lambda^1 = 0, \gamma^1 = 10^9$;

(c) $\lambda^1 = 10^9, \gamma^1 = 10^8$; (d) $\lambda^1 = 0, \gamma^1 = 10^8$

图1. 乘子和惩罚系数更新过程; (a) $\lambda^1 = \gamma^1 = 10^9$; (b) $\lambda^1 = 0, \gamma^1 = 10^9$;

(c) $\lambda^1 = 10^9, \gamma^1 = 10^8$; (d) $\lambda^1 = 0, \gamma^1 = 10^8$

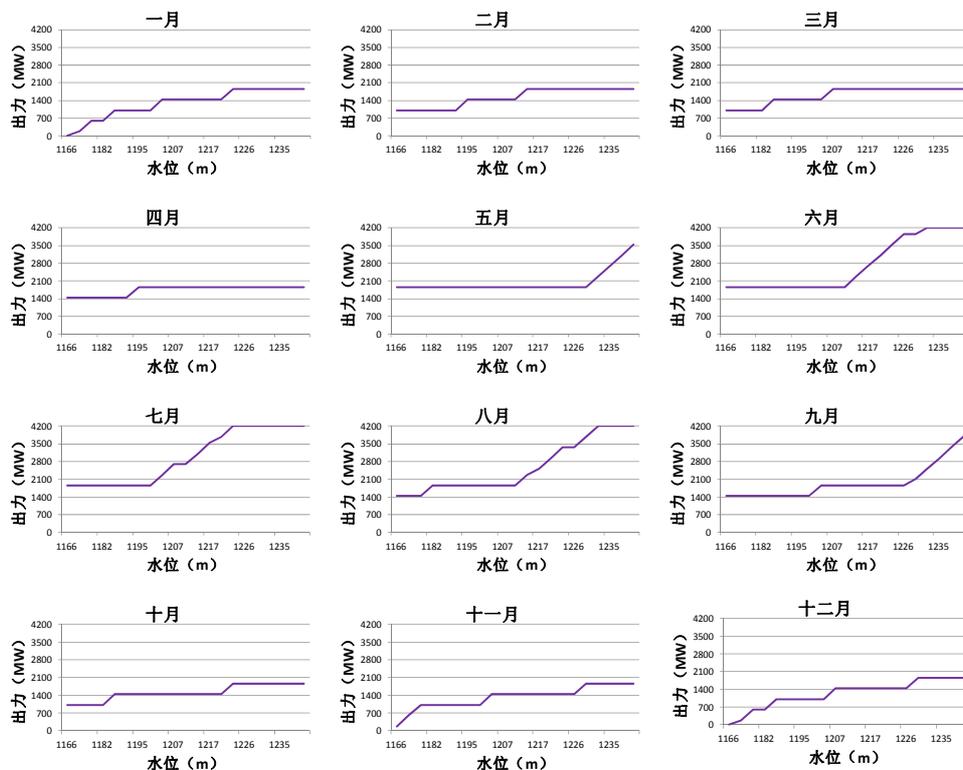


Figure 2. Long-term operation rules of Xiaowan hydropower reservoir

图2. 小湾水电站长期调度规则

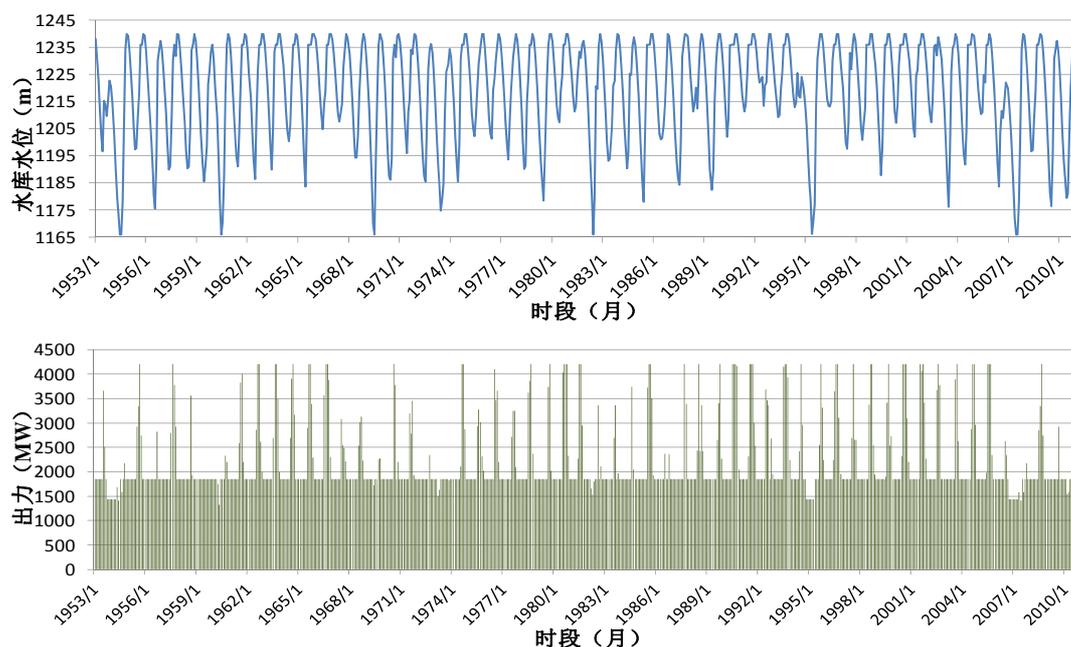


Figure 3. The simulated results of Xiaowan hydropower reservoir
图3. 小湾水电站模拟调度结果

件下的供电要求两个方面的可靠性要求, 得到的结果在保证较高能量指标的同时避免了保证出力频繁破坏和深度破坏, 可应用于梯级水电站水库的调度实践。

参考文献 (References)

- [1] LUND, J. R. Derived operating rules for reservoirs in series or in parallel. *Journal of Water Resources Planning and Management*, 1999, 125(3): 143-153.
- [2] GUO, X., HU, T., ZENG, X., et al. Extension of parametric rule with the hedging rule for managing multi-reservoir system during droughts. *Journal of Water Resources Planning and Management*, 2013, 139(2): 139-148
- [3] STEINSCHNEIDER, S., BROWN, C. Dynamic reservoir management with real-option risk hedging as a robust adaptation to nonstationary climate. *Water Resources Research*, 2012, 48(5).
- [4] YIN, X. A., YANG, Z. F. and PETTS, G. E. Reservoir operating rules to sustain environmental flows in regulated rivers. *Water Resources Research*, 2011, 47(8).
- [5] STEDINGER, J. R., SULE, B. F. and LOUCKS, D. P. Stochastic dynamic programming models for reservoir operation optimization. *Water Resources Research*, 1984, 20(11): 1499-1505.
- [6] 谭维炎, 刘健民, 黄守信, 等. 应用随机动态规划进行水电站水库的最优调度[J]. *水利学报*, 1982, 7: 2-7.
TAN Weiyan, LIU Jianmin, HUANG Shouxin, et al. Application of dynamic programming in optimizing the regulation of reservoirs of hydroelectric stations. *Journal of Hydraulic Engineering*, 1982, 7: 2-7. (in Chinese)
- [7] 刘攀, 郭生练, 张文选, 肖义, 高仕春. 梯级水库群联合优化调度函数研究[J]. *水科学进展*, 2007, 18(6): 816-822.
LIU Pan, GUO Shenglian, ZHANG Wenxuan and GAO Shichun. Derivation of optimal operating rules for cascade reservoirs. *Advances in Water Science*, 2007, 18(6): 816-822. (in Chinese)
- [8] 许银山, 梅亚东, 钟壬琳, 杨娜. 大规模混联水库群调度规则研究[J]. *水力发电学报*, 2011, 30(2): 20-25.
XU Yinshan, MEI Yadong, ZHONG Renlin and YANG Na. Operating rules of large-scale multi-reservoir system. *Journal of Hydraulic Engineering*, 2007, 18(6): 816-822. (in Chinese)
- [9] KELMAN, J., STEDINGER, J. R., COOPER, L. A., HSU, E., et al. Sampling stochastic dynamic programming applied to reservoir operation. *Water Resources Research*, 1990, 26(3): 447-454.
- [10] 李勋贵, 魏霞, 黄强, 倪雄. 改进的多层次优化算法在水库群优化调度中的应用[J]. *水力发电学报*, 2007, 26(6): 1-10+11.
LI Xungui, WEI Xia, HUANG Qiang and NI Xiong. Application of improved multistage optimization method for optimal reservoirs operation of cascade hydropower stations, *Journal of Hydroelectric Engineering*, 2007, 26(6): 1-10+11. (in Chinese)
- [11] EUM, H. I., KIM, Y. O. and PALMER, R. N. Optimal drought management using sampling stochastic dynamic programming with a hedging rule. *Journal of Water Resources Planning and Management*, 2011, 137(1): 113-122.
- [12] 纪昌明, 李克飞, 张验科, 赵璧奎. 基于机会约束的水库调度随机多目标决策模型[J]. *电力系统保护与控制*, 2012, 40(19): 36-40.
JI Changming, LI Kefei, ZHANG Yanke and ZHAO Bikui. Stochastic multi-objective decision-making model of the reservoir operation based on chance-constrained programming. *Power System Protection and Control*, 2012, 40(19): 36-40. (in Chinese)
- [13] ASKEW, A. J. Chance constrained dynamic programming and the optimization of water resource systems. *Water Resources Research*, 1974, 10(6): 1099-1106.
- [14] ROSSMAN, L. A. Reliability constrained dynamic programming and randomized release rules in reservoir management. *Water Resources Research*, 1977, 13(2): 247-255.
- [15] SNIEDOVICH, M. Reliability constrained reservoir control problems 1. Methodological issues. *Water Resources Research*, 1979, 15(6): 1574-1582.