

基于防洪库容总量控制的雅砻江下游梯级水库蓄水策略研究

朱成涛

(雅砻江流域水电开发有限公司,四川 成都 610051)

摘要:根据长江防御洪水方案对雅砻江梯级水库的防洪库容预留要求,分析了预留防洪库容对梯级电站蓄水发电的影响。结合雅砻江水电开发的特点,提出了梯级水库防洪库容总量控制的解决思路,建立了基于防洪库容总量控制的蓄水期发电量最大模型,计算分析了9种不同来水情景的梯级水库优化蓄水方案,并给出了梯级水库总体优化蓄水策略。对该类问题研究具有一定借鉴意义。

关键词:防洪库容;总量控制;雅砻江;蓄水策略

中图分类号:P456.7

文献标识码:A

文章编号:1000-0852(2017)03-0048-05

1 背景

2015年7月,国务院批复了国家防汛抗旱总指挥部组织制订的《长江防御洪水方案》。长江是我国第一大河,其洪水防御涉及多座重要城市,铁路公路干线、水运干支流航道及油田等重要基础设施,事关流域广大地区人民生命财产安全和社会经济发展。近些年,长江防洪工程体系已发生较大变化,特别是长江上游一批大型梯级水库的兴建为长江洪水防御提供了有利条件,所以方案要求长江上游大型梯级水库除了承担本流域防洪任务外,还要配合减轻长江干流防洪压力^[1]。

雅砻江作为全国第三大水电基地,干流共规划了22级水电站,总装机容量约 $3\,000\times 10^4\text{kW}$,年发电量约 $1\,500\times 10^8\text{kWh}$ 。根据国家发展与改革委员会规定,由雅砻江流域水电开发有限公司全面负责雅砻江流域梯级水电站的建设和管理。目前,雅砻江流域下游5级电站均已投产发电,分别为锦屏一级($360\times 10^4\text{kW}$)、锦屏二级($480\times 10^4\text{kW}$)、官地($240\times 10^4\text{kW}$)、二滩($330\times 10^4\text{kW}$)和桐子林($60\times 10^4\text{kW}$);中游7级电站处于建设阶段,分别为两河口、牙根一级、牙根二级、楞古、孟底沟、杨房沟和卡拉;上游梯级电站仍处于规划阶段。雅砻江梯级电站主要由三大水库调节控制,分别为两河口(多年调节)、锦屏一级(年调节)和二滩(季调节)。

按照长江防御洪水方案要求,雅砻江梯级水库需

要为长江干流预留防洪库容合计 $50.0\times 10^8\text{m}^3$,其中二滩水库预留 $9.0\times 10^8\text{m}^3$,锦屏一级水库预留 $16.0\times 10^8\text{m}^3$,两河口水库预留 $20.0\times 10^8\text{m}^3$,规划建设的上游梯级水库预留 $5.0\times 10^8\text{m}^3$ 。根据防洪库容预留要求,二滩水库汛限水位为1 190.0m,锦屏一级水库汛限水位为1 859.0m,两河口水库汛限水位为2 845.9m。6~7月各大水库都应该在汛限水位以下运行,8月开始才能超过汛限水位^[1]。

2 影响分析

雅砻江梯级水库一般6月初开始蓄水,9月末蓄至正常蓄水位,蓄水期主要为6~9月。由于防洪库容预留期为6~7月,因此可以将整个蓄水期分为两个阶段:①6~7月,限制蓄水期(受汛限水位限制);②8~9月,自由蓄水期(不受汛限水位限制)。

将二滩、锦屏一级和两河口三大水库防洪库容与调节库容进行对比,防洪库容占调节库容比例二滩水库为26.7%,锦屏一级水库为32.6%,两河口水库为30.5%。三大水库总防洪库容占调节库容比例为29.9%,汛限水位以下调节库容占调节库容比例为70.1%。对雅砻江历史径流资料进行分析,6~7月来水量与6~9月来水量比例二滩水库为44.8%,锦屏一级水库为46.5%,两河口水库为50.7%,三大水库平均为47.3%;8~9月来水量与6~9月来水量比例二滩水库

收稿日期:2016-08-02

基金项目:科技部国家重点研发计划项目“枢纽暴雨洪水预报及应急调控技术”(2016YFC0401903)

作者简介:朱成涛(1980-),男,湖北当阳人,高级工程师,研究方向为水文预报与水库调度。E-mail: zhuchengtao@126.com

为 55.2%, 锦屏一级水库为 53.5%, 两河口水库为 49.3%, 三大水库平均为 52.7%。从防洪库容与调节库容比例、两个阶段蓄水期来水量比例角度分析, 6~7 月三大水库用 47.3% 的来水量蓄 70.1% 的调节库容; 8~9 月三大水库用 52.7% 的来水量蓄 29.9% 的调节库容。因此, 从蓄水期来水总量方面分析, 6~7 月防洪库容预留要求对三大水库蓄水总体影响是有限的。

而每年实际来水过程并不像多年平均情况那样均衡, 所以还需要针对不同类型来水过程进行分析。本文将两个蓄水阶段分为“丰平枯”三种不同来水情况, 然后进行排列组合可以得到 9 种不同的来水类型, 在雅砻江历史来水数据中可以找出 9 种不同类型的典型来水过程(具体数据见表 1)。由于中上游梯级电站仍处于规划建设阶段, 文章主要对下游已建成的 5 个梯级电站进行来水过程分析。雅砻江下游梯级电站之间的区间面积较小, 各坝址洪水过程一致性比较好, 因此可以采用锦屏一级坝址作为下游的控制性断面进行来水分析。选择锦屏一级电站 9 种不同类型的典型来水过程作为“9 种不同的情景”, 将 6~7 月汛限水位和防洪库容要求作为约束条件, 可以建立水库调度模型对 5 个梯级电站进行计算, 分析不同来水情况下预留防洪库容对蓄水发电的影响。

表1 雅砻江下游不同来水类型典型年水量分析 (10^8m^3)

Table1 The inflow in the downstream of the Yalong River in the different typical years

序号	来水类型	典型年	典型年 6~7 月来水		典型年 8~9 月来水	
			来水偏差	来水量	来水偏差	来水量
1	前丰后丰	1965	偏多	204.0	偏多	220.8
2	前丰后平	1999	偏多	170.5	正常	141.8
3	前丰后枯	1997	偏多	131.2	偏少	95.4
4	前平后丰	1966	正常	111.7	偏多	177.6
5	前平后平	1989	正常	119.1	正常	143.6
6	前平后枯	1961	正常	113.1	偏少	93.3
7	前枯后丰	2015	偏少	80.9	偏多	169.4
8	前枯后平	1988	偏少	79.1	正常	137.3
9	前枯后枯	1983	偏少	75.6	偏少	94.6

3 策略研究

3.1 解决思路

根据长江防御洪水方案, 雅砻江各水库防洪库容都是按照单库预留控制, 汛限水位也是按照单库来划定, 这要求各水库蓄水进程基本保持一致。然而由于实

际来水干流和区间来水情况并不完全相同, 各电站的电网调度机构和市场消纳情况也不同, 实际调度过程中各水库蓄水进程很难做到一致, 这样有可能出现“一个水库还没到汛限水位, 而另一个水库却出现弃水”的情况。因此, 如何在满足防洪任务的前提下改变各水库汛限水位强制约束条件是问题的关键。

由于雅砻江流域自身没有防洪任务, 预留防洪库容主要为了满足长江干流防洪需要, 所以采用梯级水库防洪库容总量预留方式同样可以满足下游需求。另外, 雅砻江干流梯级电站都由雅砻江流域水电开发有限公司开发, 梯级水库都归集控中心统一调度, 这也为梯级水库联合调度中防洪库容的自由分配创造了非常好的条件。因此, 采用梯级水库防洪库容总量预留控制方式, 就可以在满足防洪任务的前提下改变各水库汛限水位强制约束条件, 这无疑可以充分利用梯级水库防洪库容之间的补偿作用。在实际调度中根据流域来水和电力市场消纳情况来确定各水库预留防洪库容, 从而增加梯级水库调度的灵活性提升总体发电效益。

3.2 优化模型

基于防洪库容总量控制的雅砻江下游梯级水库蓄水策略问题研究, 本文采用梯级电站优化调度数学方法, 并建立了梯级水库蓄水期发电量最大模型进行解决。该模型是在满足防洪库容总量预留要求的前提下, 考虑不同来水情况、电站及电网的约束条件, 通过合理制定锦屏一级和二滩水库蓄水策略, 使得蓄水期梯级电站总发电量最大。

(1) 目标函数

以蓄水期锦屏一级和区间来水过程作为输入条件、以锦屏一级和二滩两大水库各时段水位作为状态变量, 综合考虑防洪库容、电站和电网等约束条件, 确定梯级电站的库水位、发电流量和出力变化过程, 使蓄水期内的梯级总发电量最大^[2-3]。

$$E = \max \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T (A_{i,t} \cdot Q_{i,t} \cdot H_{i,t} \cdot M_t) \quad (1)$$

式中: E 为梯级电站最大化的发电量(kWh); $A_{i,t}$ 为第 i 电站在第 t 时段出力系数; $Q_{i,t}$ 为第 i 电站在第 t 时段发电流量 (m^3/s); $H_{i,t}$ 为第 i 电站在第 t 时段的平均发电净水头(m); T 为计算总时段数; N 为梯级电站个数; M_t 为第 t 时段小时数(h)。

(2) 约束条件

① 水量平衡约束

$$V_{i,t+1} = V_{i,t} + (q_{i,t} - Q_{i,t} - S_{i,t}) \Delta t \quad \forall t \in T \quad (2)$$

式中: $V_{i,t+1}$ 为第 i 个电站第 t 时段末水库蓄水量(m^3); $V_{i,t}$ 为第 i 个电站第 t 时段初水库蓄水量(m^3); $q_{i,t}$ 为第 i 个电站第 t 时段入库流量 (m^3/s), 当电站为锦屏一级时, $q_{i,t}$ 为天然入库流量, 当为其它电站时, $q_{i,t}$ 为上游电站下泄流量与区间流量之和; $S_{i,t}$ 为第 i 个电站第 t 时段弃水流量(m^3/s); Δt 为计算时段长。

② 水库水位约束

$$Z_{i,t,\min} \leq Z_{i,t} \leq Z_{i,t,\max} \quad \forall t \in T \quad (3)$$

式中: $Z_{i,t,\min}$ 为第 i 个电站第 t 时段允许的最高水位 (m); $Z_{i,t}$ 为第 i 个电站第 t 时段的库水位 (m); $Z_{i,t,\max}$ 为第 i 个电站第 t 时段允许的最低水位(m)。该约束可以设置死水位、汛限水位和正常蓄水位等特征水位。

③ 总防洪库容约束

$$V_{i,\text{锦屏一级}} + V_{i,\text{二滩}} \geq 25 \times 10^8 \quad \forall t \in T_{\text{防汛}} \quad (4)$$

式中: $V_{i,\text{锦屏一级}}$ 为锦屏一级水库第 t 时段预留防洪库容 (m^3); $V_{i,\text{二滩}}$ 为二滩水库第 t 时段预留防洪库容 (m^3); $T_{\text{防汛}}$ 为防洪库容预留的时间。该约束可以控制锦屏一级和二滩水库预留防洪库容。由于对应 $25.0 \times 10^8 \text{m}^3$ 防洪库容的锦屏一级和二滩的分配方案有 n 种, 那么对应的 $V_{i,\text{锦屏一级}}$ 和 $V_{i,\text{二滩}}$ 的组合也有 n 种。总防洪库容约束和②中的汛限水位约束可根据情况设置。

④ 水库下泄流量约束

$$Q_{i,t,\min} \leq Q_{i,t} \leq Q_{i,t,\max} \quad \forall t \in T \quad (5)$$

式中: $Q_{i,t,\min}$ 为第 i 个电站第 t 时段应保证的最小下泄流量(m^3/s); $Q_{i,t,\max}$ 为第 i 个电站第 t 时段最大允许下泄流量(m^3/s)。

⑤ 蓄水速率限制

$$|Z_{i,t} - Z_{i,t-1}| \leq \nabla Z_{i,\max}(Z_i) \quad (6)$$

式中: $Z_{i,t}$ 为第 t 个时段锦屏一级或二滩水库水位; $\nabla Z_{i,\max}(Z_i)$ 为锦屏一级或二滩水库水位在高程 z 时的蓄水速率限制。

⑥ 电站出力约束

$$N_{i,\min} \leq A_{i,t} \cdot Q_{i,t} \cdot H_{i,t} \leq N_{i,\max} \quad \forall t \in T \quad (7)$$

式中: $N_{i,\min}$ 为第 i 个电站的允许最小出力(kW , 考虑机组振动区); $N_{i,\max}$ 为第 i 个电站的允许最大出力(kW , 考虑机组预想出力)。

⑦ 发电负荷率约束

$$\frac{N_{i,t}}{N_{i,\max}} \leq \eta_{i,t} \quad (8)$$

式中: $N_{i,t}$ 为第 i 个电站的 t 时段的平均出力(kW); $N_{i,\max}$ 为第 i 个电站的装机容量(kW); $\eta_{i,t}$ 为 i 个电站的 t 时段的发电负荷率限制(考虑电网消纳能力)。

(3) 模型求解

目前, 梯级电站优化调度模型求解方法较多, 最常用的有动态规划 (DP)、逐次逼近动态规划法 (DPSA)、增量动态规划法 (IDP)、逐步优化算法 (POA) 等, 其中逐步优化算法 (POA) 是 1975 年由加拿大学者 H.R.Howson 和 N.G.F.Sancho 根据贝尔曼最优化思想提出, 用于求解多状态动态规划。该方法最主要的优点就是算法本身收敛, 能够获得总体的最优解, 优化过程中可方便的加入约束条件, 编程实现也比较容易, 因此被广泛应用于最优化求解问题^[4-5]。

鉴于雅砻江下游梯级电站中, 锦屏一级具有年调节性能, 二滩具有季调节性能, 锦屏二级、官地、桐子林仅有日调节能力, 因此可以概化为“两库五级”梯级电站系统, 采用 POA 算法求解较为合适。POA 算法求解是将多阶段的问题分解为多个两阶段问题, 解决两阶段问题只是对所选的两阶段的决策变量进行搜索寻优, 同时固定其它阶段的变量; 在解决该阶段问题后再考虑下一个两阶段, 将上次结果作为下次优化的初始条件, 进行寻优, 如此反复循环, 直到收敛为止^[2-3]。水库调度初始时刻为 6 月初, 终止时刻为 10 月末, 以旬为基本计算单位, 梯级电站数为 N , 电站序号为 i ($0 \leq i \leq N$), 则 POA 算法的计算步骤如下:

① 确定锦屏一级和二滩的防洪库容分配方案 k ($0 \leq k \leq n$), 对方案进行优化计算。

② 确定方案 k 的初始轨迹。利用 POA 算法来求解多阶段、多约束问题, 初始决策的选取不好可能会出现迭代过程过早收敛于局部优化的情况, 而好的初始决策过程可以加快迭代收敛速度。

③ 依次对第 i 个电站第 t 时刻进行寻优。固定第 $t-1$ 第时刻和第 $t+1$ 时刻的水位 $Z_{i,t-1}$ 和 $Z_{i,t+1}$ 不变, 调整第 t 时刻的水位 $Z_{i,t}$, 使第 $t-1$ 和 t 两时段的发电量最大。状态变量为各水库第 t 时刻的水位 $Z_{i,t}$; 决策变量为各电站的引用发电流量 $Q_{i,t-1}$ 和 $Q_{i,t}$ 。优化计算得各水库第 t 时刻的水位 $Z_{i,t}$ 和相应决策变量 $Q_{i,t-1}, Q_{i,t}$ 。这时

优化后的水库水位变为 $Z_{i,0}, Z_{i,1}, Z_{i,2}, \dots, Z_{i,T}$, 相应的决策变量变为 $Q_{i,0}, Q_{i,1}, Q_{i,2}, \dots, Q_{i,T}$ 。

④ 依次对第 i 个电站下一时刻进行寻优, 重复步骤③, 直到第 T 时刻为止。

⑤ 对第 i 个电站寻优结束后, 按照电站顺序对第 $i+1$ 个电站进行寻优, 直到第 N 个电站为止。

⑥ 所有电站寻优结束后, 可以得到新的梯级各水库水位过程线、引用发电流量过程和梯级总电量。以本次求得各水库过程线为初始轨迹, 重新回到第③步。直到相邻两次迭代求得的梯级总电量增量达到预先指定的精度要求为止^[2-3]。这样方案 k 的优化计算结束。

⑦ 依次对 n 个防洪库容分配方案进行优化计算, 重复步骤①~⑥, 直到 n 个方案全部计算完成, 最后在 n 个方案中寻找发电量最大的方案成果作为最优的方案成果。

3.3 方案成果

针对雅砻江下游“9种不同的情景”来水典型过程, 建立雅砻江下游梯级水库蓄水期发电量最大模型, 分别设置锦屏一级和二滩汛限水位约束、总防洪库容约束两种不同约束条件, 进行梯级水库优化调度计算, 分析两种不同约束条件的电量差异, 具体计算成果数据见表2。

表2 雅砻江不同来水类型典型年水库调度成果分析

Table2 The results of the reservoir operation on the Yalong River in the different typical years

序号	来水类型	典型年	汛限水位约束			总库容约束			电量差 / $10^8 \cdot \text{kWh}$
			锦西 7 月末水位/m	二滩 7 月末水位/m	6~9 月总电量 / $10^8 \cdot \text{kWh}$	锦西 7 月末水位/m	二滩 7 月末水位/m	6~9 月总电量 / $10^8 \cdot \text{kWh}$	
1	前丰后丰	1965	1859	1190	414	1868	1182	416	2
2	前丰后平	1999	1859	1190	410	1865	1185	411	1
3	前丰后枯	1997	1859	1190	363	1874	1176	378	15
4	前平后丰	1966	1848	1870	388	1848	1870	388	0
5	前平后平	1989	1850	1185	384	1850	1185	384	0
6	前平后枯	1961	1859	1190	339	1865	1185	340	1
7	前枯后丰	2015	1817	1160	348	1817	1160	348	0
8	前枯后平	1988	1818	1175	334	1818	1175	334	0
9	前枯后枯	1983	1859	1190	263	1867	1183	265	2

(1)“前丰后枯”这种来水情况, 如果采用汛限水位约束, 6~7 月来水较好, 两水库蓄至汛限水位不能上升会大量弃水, 而 8~9 月来水不足又出现两水库蓄水困难, 这样 6~7 月汛限水位将对蓄水发电造成明显不利影响。如果采用总防洪库容约束, 6~7 月来水较好, 锦屏一级水库可以多蓄水, 二滩适当降低水位保证防洪库容总量满足要求, 这样梯级电站弃水损失电量明显减少, 8~9 月来水不足时两水库蓄水压力较小。总防洪库容约束比汛限水位约束多发电量约 $15 \times 10^8 \text{ kWh}$ 。两种约束情况下锦屏一级和二滩水位过程见图 1。

(2)“前丰后丰”、“前丰后平”这两种来水情况 6~7 月和 8~9 月来水都较好, 无论采用汛限水位约束, 还是总防洪库容约束, 两水库都可以在满足最大出力的情况下蓄满, 所以梯级电站总电量差异较小。由于总防洪库容约束比汛限水位约束水位控制更灵活, 可以适当利用两水库不同蓄水进程提升水头效益, 因此总防

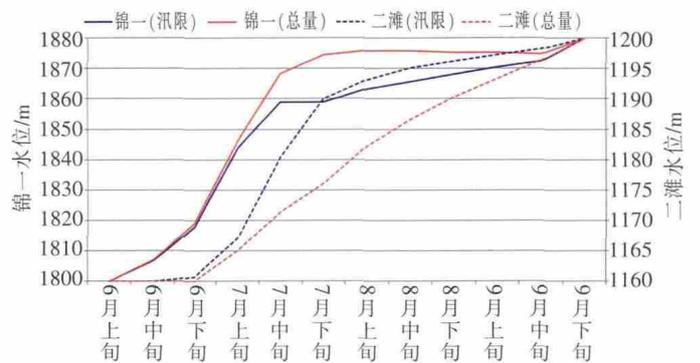


图1 “前丰后枯”典型来水两种不同约束锦屏一级和二滩水位过程图
Fig. 1 The variation of the water levels in the Jinping and Ertan reservoirs

洪库容约束比汛限水位约束多发电量 $1 \sim 2 \times 10^8 \text{ kWh}$ 。

(3)“前平后枯”、“前枯后枯”这两种来水情况 6~7 月和 8~9 月来水都不好, 梯级电站必须减出力运行才能保证两水库汛末蓄满, 整个汛期梯级电站均不弃

水,两种约束条件下总发电水量和蓄水量差不多,因此梯级总电量也差不多。由于总防洪库容约束比汛限水位约束蓄水方式更灵活,水头效益略好,因此多发电量 $1\sim 2\times 10^8$ kWh。

(4)“前平后丰”、“前平后平”、“前枯后丰”、“前枯后平”这四种来水情况6~7月来水不好,而8~9月来水较好,根据优化计算成果梯级电站应前期多发电、后期多蓄水,这样可以避免6~7月减电量蓄水而增加8~9月的弃水电量损失,6~7月两水库都没有蓄至汛限水位,汛限水位约束和防洪库容约束对蓄水没有产生影响,因此两种约束计算成果的总电量一致。

3.4 蓄水策略

对前节中“9种不同的情景”的来水典型优化调度计算成果进行总结分析,可以得出梯级水库的总体优化蓄水策略。由于目前中长期水文预报水平难以在汛初对整个汛期来水进行准确预测,因此蓄水策略制定需要考虑适应可能出现的不同来水情况,实际调度时应结合实际来水情况和阶段性预测成果对蓄水策略进行动态调整。

(1)6~7月发电优先兼顾蓄水。由于雅砻江梯级电站为高水头发电,水量效益明显大于水头效益,所以应尽量减少弃水电量损失。从“前平后丰”、“前平后平”、“前枯后丰”、“前枯后平”这四种来水计算成果,可以得出6~7月无论来水多少,应尽量避免锦屏一级和二滩水库蓄水过快而增加后期弃水。因此,6~7月梯级水库按照发电优先、兼顾蓄水的原则调度。当来水较多时,梯级电站均按最大出力发电,两水库利用发电多余水量蓄水;当来水较少时,梯级电站根据来水保持一定出力发电,两水库可减少蓄水量。

(2)6~7月防洪库容分配时,优先蓄锦屏一级。由于锦屏一级水库位于上游,二滩水库位于下游,同等蓄水量的蓄能值锦屏一级明显大于二滩。从“前丰后枯”这种来水计算成果,可以得出在锦屏一级和二滩防洪库容总量控制前提下,锦屏一级水库多蓄水产生的发电效益将更多。6~7月,如果来水偏多锦屏一级水库已蓄至汛限水位1859.0m,可利用发电多余水量继续抬升锦屏一级水位,同时适当降低二滩水位,保证两水库预留总库容不低于 25.0×10^8 m³。这样不仅可以减少梯级弃水电量损失,还可以减轻后期来水偏少情况的蓄水压力。

(3)8~9月蓄水优先兼顾发电。由于锦屏一级和二滩水库蓄水目标为汛末蓄满,因此8~9月的蓄水策略应结合6~7月的实际蓄水情况确定,8~9月按蓄水优

先兼顾发电的原则调度。如果6~7月来水正常或偏丰,锦屏一级和二滩水库蓄水位较高,8~9月来水正常或偏丰,梯级电站按照最大出力发电利用发电多余水量蓄满两水库;8~9月来水偏少,梯级电站可适当减少出力保障两水库汛末蓄满。如果6~7月来水偏枯,锦屏一级和二滩水库蓄水位较低,8~9月来水正常或偏丰,梯级电站仍可按较大出力发电利用发电多余水量蓄满两水库;8~9月来水仍偏枯,梯级电站需要大幅削减出力保障两水库汛末蓄满。

4 结论与展望

根据长江防御洪水方案对雅砻江梯级水库防洪库容预留要求,本文从蓄水期来水总量、不同类型来水过程两个方面分析了预留防洪库容对雅砻江梯级电站蓄水发电的影响。结合雅砻江流域水电开发的特点,本文提出采用梯级水库防洪库容总量预留方式,这样既可以留足防洪库容满足防洪任务,还可以充分发挥梯级水库补偿调节作用提升发电效益。根据这种解决思路,本文建立了基于防洪库容总量控制的蓄水期发电量最大模型,计算分析了9种不同来水情景的梯级水库优化蓄水方案,并给出了梯级水库总体优化蓄水策略。目前,长江防御洪水方案对长江上游大型水库均有防洪库容预留要求,本文对于该类问题研究具有一定借鉴意义。

参考文献:

- [1] 国家防汛抗旱总指挥部. 长江防御洪水方案 [R]. 2015 (Headquarters of State Flood Control and Drought Relief. Flood prevention plan for the Yangtze River [R]. 2015. (in Chinese))
- [2] 古家平. 梯级水电站群短期协调发电优化控制研究及应用 [D]. 成都: 四川大学, 2014. (GU Jiaping, Study on Short-term Optimal Scheduling and Control of Cascaded Hydroelectric Plants [D]. Chengdu: Sichuan University, 2014. (in Chinese))
- [3] 邹祖建. 瀑布沟下游梯级水电站调度方式研究 [D]. 成都: 四川大学, 2014. (ZOU Zujian, Dispatch of Pubugou Cascade Hydropower Stations in New Environment [D]. Chengdu: Sichuan University, 2014. (in Chinese))
- [4] 韩冰,张粒子,舒隽. 梯级水电站优化调度方法综述[J]. 现代电力, 2007,(1):78-83. (HAN Bing, ZHANG Lizi, SHU Jun. A survey of optimal scheduling of cascaded hydropower stations [J]. Modern Electric Power, 2007,(1):78-83. (in Chinese))
- [5] 朱成涛. 锦屏一级水电站第四阶段工程蓄水方案优化 [J]. 人民长江, 2015,(16):83-86. (ZHU Chengtao. Scheme optimization of the fourth stage impoundment of Jinping-I hydropower station project [J]. Yangtze River, 2015,(16):83-86. (in Chinese))

(下转第47页)

- climate extremes in the Zhujiang River basin, south China, 1961 - 2007 [J]. *Climatic Change*, 2012,110(3):783-799.
- [25]陈晓宏,张蕾,时钟. 珠江三角洲网河区水位特征空间变异性研究[J]. *水利学报*, 2004,(10):36-42. (CHEN Xiaohong, ZHANG Lei, SHI Zhong. Study on spatial variability of water levels in river net of Pearl River delta [J]. *Journal of Hydraulic Engineering*, 2004(10): 36-42. (in Chinese))
- [26]MAO Qingwen, SHI Ping, YIN Kedong, et al. Tides and tidal currents in the Pearl River estuary [J]. *Continental Shelf Research*, 2004,(24):1797 - 1808.
- [27]中山大学水资源与环境研究中心. 水文情势变化规律与演变趋势及非一致性水文频率分析研究报告 1.4[R]. 2015.11. (Water Resource and Environment Research Center, Sun Yat-sen University. Report of hydrological regime variation and evolution trends and nonuniformity in flood frequency analysis 1.4 [R]. 2015.11. (in Chinese))
- [28]TANG Yihan, XI Shufeng, CHEN Xiaohong, et al. Quantification of multiple climate change and human activity impact factors on flood regimes in the Pearl River delta of China [J]. *Advances in Meteorology*, 2016(2016):1-11.

High Water Level Seasonality under Influence of Changing Climate Driven Flood-tide Coupling Mechanism: A Case Study of Pearl River Delta

TANG Yihan^{1,2}, CHEN Xiaohong^{1,2}, DENG Panpan^{1,2}

(1. *Water Resources and Environment Research Center of Sun Yat-sen University, Guangzhou 510275, China;*

2. *Water Safety Control Engineering Technology Research Center in Guangdong of Southern China, Guangzhou 510275, China)*

Abstract: In deltas, the flood-tide coupling mechanism in tidal rivers changes under the impact of the climate change. Apart from the magnitude of high water level, the timing and its seasonality are also important factors that can reflect the varied flood regime. This research has adopted a directional statistics methodology, and generated the characteristics of high water level seasonality, i.e., the concentration time, ratio, period as well as the their changing patterns over the decades. The Pearl River Delta has been set as the study area, and the recording high water level along with the timing of 16 hydrological stations have been studied. The results show that: (1) there is no significant difference in the seasonality calculated by the circular distribution method with the magnitude of water level is considered; (2) the high water level concentration period of both outlet and income stations are longer than that of the river net; (3) the concentration date of outlet stations are similar to river net, and previous to that of income stations; the delay in the concentration time becomes stable around the whole Pearl River Delta; (4) the fluctuation of concentration date is stronger in the outlet and income stations than the river network, but the fluctuation becomes slight during the last four decades. The study provides a new perspective in analyzing delta flood variation, and a theoretical base for the sampling and frequency analysis of the high water level. It can serve as a theoretical support for making the regional flood protection policies.

Key words: high water level seasonality; directional statistics; Pearl River Delta; flood-tide coupling

(上接第 52 页)

Water Storage Strategy for Yalong River Downstream Cascade Reservoirs Based on Total Quantity Control of Flood Control Capacity

ZHU Chengtao

(*Yalong River Hydropower Development Company, Ltd, Chengdu 610051, China*)

Abstract: According to the Yalong River cascade reservoirs flood control capacity requirements in the Flood Prevention Schemes for the Yangtze River, this paper analyzed the impact of the reserved flood control capacity of the cascade reservoirs on the water storage and power generation. According to the characteristics of the Yalong River hydropower development, this paper put forward the solution of total quantity control of flood control capacity, established maximizing energy storage period model based on total quantity control of flood control capacity, analyzed the cascade reservoirs optimal storage schemes for 9 different inflow conditions, and offered the overall optimization strategy of cascade reservoir water storage.

Key words: flood control capacity; total amount control; Yalong River; water storage strategy