

DOI: 10. 20040/j. cnki. 1000-7709. 2023. 20230033

考虑水流补偿风险和回水顶托效应的梯级水电优化调度

薛 钰¹, 葛晓琳²

(1. 国网上海奉贤供电公司, 上海 200090; 2. 上海电力大学电气工程学院, 上海 200090)

摘要: 龙头电站增发流量引发的水流补偿风险增加了多主体梯级水电优化调度的难度,且下游电站回水顶托效应进一步加剧了模型的复杂度。为此,针对龙头电站的水流补偿过程进行非线性建模,对补偿期与回蓄期水流补偿风险进行量化处理,同时考虑下游电站回水顶托效应对龙头电站尾水位的影响,进而构建了以梯级电站联合运行收益最大为目标的调度模型。算例分析表明,该方法能够更加合理地对梯级流域上下游电站之间进行效益分配,协调了多主体梯级水电站之间的利益冲突,提高了各级电站参与市场调度的活跃度。

关键词: 补偿风险;回水顶托;梯级水电;多主体;线性化

中图分类号: TV697.1⁺2

文献标志码: A

文章编号: 1000-7709(2023)10-0072-05

1 引言

目前,水电开发以集中式、大规模的流域梯级滚动开发为主^[1],其中龙头电站在梯级电站联合调度中进行水流补偿往往起到至关重要的作用^[2]。而在这一过程中,上游电站会因服从梯级水电站系统的需要牺牲自身部分利益来换取整体梯级流域效益最优,这必然会引起梯级电站多主体之间的利益冲突^[3],并且随着水电站对调度模型计算精度的要求不断增加,复杂水力电力耦合关系的考虑也逐步细化。因此,构建数学模型,在考虑龙头电站增发流量的基础上,计算并量化分析龙头电站补偿流量风险,提出科学合理且易于实施的方法进行求解,成为流域梯级电站问题研究的关键。此外,下游电站回水顶托效应的存在会提升龙头水电站的尾水位,如果不考虑下游电站的回水顶托效应,有可能存在上游水电站水头计算结果与实际相差较大的情况。因而,针对龙头电站增发流量引起的水流补偿风险需进一步研究下游电站回水顶托效应的影响。鉴此,本文提出了考虑水流补偿风险和回水顶托效应的梯级水电优化调度模型,先对龙头电站补偿期和回蓄期的水流补偿风险进行非线性刻画,然后考虑下游电站回水顶托效应的影响,以联合运行收益最大为目标构建了考虑水流补偿风险的优化调度模

型;算例验证表明,该方法能够确保梯级水电站之间相对公平的效益分摊,使梯级流域优化调度整体收益达到最大。

2 龙头电站水流补偿风险的处理

2.1 补偿期与回蓄期水流补偿风险的量化处理

在同一流域内,位于最上游的龙头电站可通过预测天然来水来判定向下游电站释放额外的流量,即水流补偿量。但龙头电站如果进行不恰当的水流补偿,将有可能直接引发水库的期末水位无法恢复到期望值的风险,进而造成龙头电站本身乃至整个梯级流域都无法满足下一个周期的发电需要,即产生了水流补偿的风险^[4]。因此,龙头电站实施水流补偿的过程必须满足库水位约束条件并规定龙头电站尾水位必须能在规定的周期内恢复至所需要的期望值范围。如图1所示,龙头电站水流补偿库水位变化从调度期开始一般分为

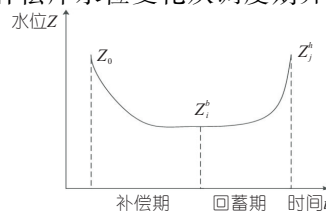


图1 龙头电站水流补偿库水位变化过程

Fig. 1 The output change process of each power station after complementary optimization

收稿日期: 2023-01-07, 修回日期: 2023-02-07

基金项目: 国家自然科学基金项目(52077130);上海市科委项目(180Z1203200);上海绿色能源并网工程技术研究中心(13002251900);“电气工程”上海市II类高原学科

作者简介: 薛钰(1996-),女,硕士研究生,研究方向为梯级水电站的优化调度电力市场,E-mail:2462590492@qq.com

2 个阶段:①第 1 阶段(水流补偿期)。除了调度期计划的龙头电站发电流量,还需额外释放水流补偿量;②第 2 阶段(补偿恢复期)。仅下泄计划调度期内龙头电站的发电水流量并不额外增发额外的水流量,且库水位渐渐得到恢复。此外,在回蓄期由于存在下游电站的回水顶托效应影响,对上库尾水位形成回水顶托作用,从而影响上库的库水位变化。

假设预报来水量的误差服从正态分布 $N_1(0, \sigma_1^2)$, 设补偿期来水量预报误差为 W_1 , 则来水量预报误差的密度函数为 $f(\Delta W_1) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_1} \exp\left(-\frac{\Delta W_1^2}{2\sigma_1^2}\right)$ 。此时, 补偿期的下泄流量为计划发电流量和增发补偿流量之和, 则补偿期末水位 Z_i^b 为:

$$\begin{cases} V_t = V_{t-1} + [Q_{1,t} - q_{1,t}] \Delta t \\ Q_{1,t} = q(H_{i,t}) + q_{x,t} \\ V_0 = f_{z-v}(Z_0) \end{cases} \quad (1)$$

式中, V_{t-1} 、 V_t 分别为龙头水电站 $t-1$ 、 t 时刻的蓄水量; t 为时段; $Q_{1,t}$ 为龙头水电站 t 时段的下泄流量; $q_{1,t}$ 为龙头水电站增发补偿流量; $q(H_{i,t})$ 为龙头水电站 t 时段的发电流量; $H_{i,t}$ 为龙头水电站 t 时段的发电水头; $q_{x,t}$ 为增发补偿流量; $f_{z-v}(Z_0)$ 为水位库容函数; V_0 为龙头水电站的初始库容。

同理, 可认为回蓄期预报的来水量误差服从正态分布 $N_1(0, \sigma_2^2)$, 设补偿期来水量预报误差为 W_2 , 则回蓄期来水量预报误差的密度函数

$$g(\Delta W_2) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_2} \exp\left(-\frac{\Delta W_2^2}{2\sigma_2^2}\right)$$

。补偿期的末水位是回蓄期的初始水位。回蓄期的出库流量仅为发电流量。与此同时, 考虑补偿期第 g 种来水过程, 以及回蓄期第 j 种来水过程, 从回蓄期初始水位 Z_g^b 逐时段求解以下方程组可得到回蓄期末的相应水位 Z_j^b 。

$$\begin{cases} V_t = V_{t-1} + (Q_{2j}(t) - q(H_y, H(t))) \Delta t \\ V_0 = f_{z-v}(Z_g^b) \end{cases} \quad (2)$$

则水位 Z_j^b 出现的概率 $P(Z_{g,j}^b)$ 为:

$$P(Z_{g,j}^b) = P(W_{1g})P(W_{2j}) \quad (3)$$

设回蓄期末的计划回蓄水位为 Z_{24}^b , 回蓄风险 P_f 为:

$$P_f = P(Z^h \leq Z_{24}^b) = \int_{-\infty}^{Z_{24}^b} f(Z^h) dZ^h \quad (4)$$

显然 P_f 的取值与增发补偿流量有关, 假定不同的补偿流量可得到回蓄风险 P_f 与补偿流量 q_x

的关系, 决策者根据可接受的风险确定龙头电站的增发补偿流量。

2.2 考虑回水顶托影响的尾水位—出库流量关系的线性化处理

梯级水电站优化调度模型的复杂性主要体现在非线性约束的线性化求解。其中, 模型中包含的非线性约束主要包括水电站发电函数、水位—库容关系、尾水位—出库流量关系, 这些约束增加了梯级水库优化调度模型的复杂性与求解难度, 使用合适的数学表达对其进行描述是建模的关键^[5]。特别是龙头电站尾水位同时受其自身出库流量及下游水库坝上水位影响, 无法使用常规尾水位—下泄流量关系进行描述, 需要根据水电站运行实际单独进行处理。各运行约束的处理策略为通常水电站的水位—库容关系可使用四次函数进行模拟, 将水电站 i 的库容进行离散化处理, 共分为 A 个区间, 离散处理后的水位表达为:

$$\begin{aligned} Z_{i,t} &= f_{i,zv}(V_{i,t}) = A_{i,1} + A_{i,2}V_{i,t} + \\ &A_{i,3}V_{i,t}^2 + A_{i,4}V_{i,t}^3 + A_{i,5}V_{i,t}^4 \quad (5) \\ \underline{V}_{i,t} &= V_{i,t}^0 < V_{i,t}^1 < \dots < V_{i,t}^a < \dots < V_{i,t}^A = \overline{V}_{i,t} \quad (6) \end{aligned}$$

式中, $A_{i,1}, A_{i,2}, \dots, A_{i,5}$ 均为电站的水位—库容系数; $V_{i,t}^a$ 为水库 i 的第 a 个插值点。

则水电站 t 时段的库容为:

$$\begin{cases} \sum_{a=1}^A r_{i,t}^a = 1 & r_{i,t}^a \in \{0, 1\} \\ \sum_{a=1}^A V_{i,t}^a = V_i & r_{i,t}^a V_{i,t}^{a-1} \leq V_{i,t} \leq r_{i,t}^a V_{i,t}^a \end{cases} \quad (7)$$

式中, $r_{i,t}^a$ 为水电站 i 在 t 时刻的离散区间变量, $r_{i,t}^a = 1$ 代表此时水电站在 t 时段位于第 a 个库容区间内, 否则 $r_{i,t}^a = 0$ 。

运用式(7)可以实现水电站水位库容曲线的分段线性逼近。此外, 水电站的出力大小与发电流量和水头有关, 同时, 本文使用水电站的运行状态变量重新对水电站的出力上下限束, 计算公式分别为:

$$P_{i,t} = f_{i,G}(q_{i,t}, H_{i,t}) = B_{i,0} + B_{i,1}q_{i,t} + B_{i,2}H_{i,t} + B_{i,3}Q_{i,t}H_{i,t} + B_{i,4}q_{i,t} + B_{i,5}H_{i,t}^2 \quad (8)$$

$$g_{i,t}P_{i,\min} \leq P_{i,t} \leq g_{i,t}P_{i,\max} \quad (9)$$

式中, $B_{i,1}, B_{i,2}, \dots, B_{i,5}$ 均为电站的发电函数系数。

对于不存在下游水电站回水顶托的常规水电站, 其尾水位仅与自身的出库流量有关, 可以使用四次多项式进行模拟, 即:

$$\begin{aligned} Z_{d,i,t} &= f_{i,zQ}(Q_{i,t}) = C_{i,1} + C_{i,2}Q_{i,t} + \\ &C_{i,3}Q_{i,t}^2 + C_{i,4}Q_{i,t}^3 + C_{i,5}Q_{i,t}^4 \quad (10) \end{aligned}$$

式中, $C_{i,1}, C_{i,2}, \dots, C_{i,5}$ 均为水电站的尾水位一出库流量系数。

对于存在下游水库回水顶托的水电站,其尾水位受自身下泄流量和直接相连的下游水电站坝上水位的双重影响,具有明显的非线性特征。因而,构建合适的数学表达对其进行描述、准确反映水电站自身下泄流量与下游水电站坝上水位对其尾水位的影响及此三者之间的关系,是构建符合梯级水电站实际运行情况、满足精细化调度需求的 MILP 模型的关键,也是该模型与常规梯级水电站调度模型的重要差异之一。

当上游水库出库流量确定时,下游电站的水位越高、上游水库的尾水位越高,上游出库流量对尾水位的影响越不明显。为此,本文引入尾水位增量 $\Delta Z_{tail i,t}$,对受回水顶托影响的水电站尾水位进行描述,即:

$$\begin{cases} Z_{d_{i,t}} = Z_{down,t}^{ave} + \Delta Z_{tail i} \\ Z_{down,t}^{ave} = (Z_{down,t-1} + Z_{down,t})/2 \\ \Delta Z_{tail i,t} = D_{i,0} + D_{i,1}Q_{i,t} + D_{i,2}Z_{down,t}^{ave} + \\ D_{i,3}Q_{i,t}^2 + D_{i,4}Z_{down,t}^{ave} + D_{i,5}Z_{down,t}^{ave} \end{cases} \quad (11)$$

式中, $Z_{down,t}^{ave}$ 为电站 i 的直接下游水库在 t 时段的平均坝上水位; $Z_{down,t-1}, Z_{down,t}$ 分别为该水库在 $t-1, t$ 时段的末水位; $D_{i,1}, D_{i,2}, \dots, D_{i,5}$ 均为受回水顶托影响的水电站的尾水位函数关系。

其中尾水位增量函数参照电站发电函数描述方法,使用二次函数进行描述,其线性化处理过程与水位-库容约束的处理方法相同,先是遍历离散下泄流量,然后通过线性插值的方法得到相应的尾水位。

综上所述,考虑回水顶托影响的尾水位一出库流量关系能表示为:

$$\begin{cases} Z_{d_{i,t}} = f_{i,ZQ}(Q_{i,t}, Z_{down,t}^{ave}) \\ Z_{down,t}^{ave} = (Z_{down,t-1} + Z_{down,t})/2 \end{cases} \quad (12)$$

式中, $f_{i,ZQ}(\cdot)$ 为电站 i 的尾水位一下泄流量函数。

由式(12)可知,常规水电站的尾水位仅与其自身的出库流量有关,而受下游水库回水顶托影响的龙头水电站尾水位则由其自身出库流量和下游水库坝上水位共同决定。

3 模型及其求解

3.1 模型

3.1.1 目标函数

采用梯级流域发电效益最大化模型。目标函数为:

$$f = \max \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T (P_{i,t} M_t) \quad (13)$$

式中, T 为调度期内计算总时段数; N 为梯级水电站总数; M_t 为时段 t 的出清电价; $P_{i,t}$ 为水电站 i 时段 t 的出力。

3.1.2 约束条件

需同时考虑的等式和不等式约束条件包括水量平衡约束、库水位上下限约束、库容上下限约束、发电流量上下限约束、下泄流量上下限约束、电站出力约束、尾水位上下限约束等,具体表达式为:

$$\begin{aligned} V_{i,t+1} &= V_{i,t} + (I_{i,t} - Q_{i,t} + 3\ 600 \sum_{k=1}^K Q_{i,t-T_{C_{k,i}}}^k) \Delta t \\ P_{i,\min} &\leq P_{i,t} \leq P_{i,\max} \\ Z_{i,\min} &\leq Z_{i,t} \leq Z_{i,\max} \\ V_{i,\min} &\leq V_{i,t} \leq V_{i,\max} \\ H_{i,\min} &\leq H_{i,t} \leq H_{i,\max} \\ q_{i,\min} &\leq q_{i,t} \leq q_{i,\max} \\ q_{i,\min} &\leq q_{i,t} + q_{x,t} \leq q_{i,\max} \\ H_{i,t} &= (Z_{i,t-1} + Z_{i,t})/2 - Z_{d_{i,t}} - \epsilon_{i,t} \end{aligned} \quad (14)$$

式中, $I_{i,t}$ 为天然来水; $Q_{i,t}$ 为水电站 i 在时段 t 的发电流量; $Q_{i,t-T_{C_{k,i}}}^k$ 为水电站 i 的第 k 个直接上游水电站在 $t-T_{C_{k,i}}$ 时段的出库流量, $T_{C_{k,i}}$ 为水流滞时; $H_{i,t}$ 为水电站 i 在 t 时段的水头; $P_{i,\min}, P_{i,\max}$ 分别为水电站 i 出力的上下限; $q_{i,\min}, q_{i,\max}$ 分别为水电站 i 出库流量的上下限; $Z_{i,\max}, Z_{i,\min}$ 分别为水电站 i 的水位上下限; $V_{i,\min}, V_{i,\max}$ 分别为水电站最小及最大库容约束; $H_{i,\max}, H_{i,\min}$ 分别为水电站 i 的水头上下限; $\epsilon_{i,t}$ 为水头损失。

3.2 总体框架求解

混合整数线性规划 (MILP) 是水电优化调度常用的数学规划算法^[6]。本文将非线性规划问题转换为线性混合整数规划问题,进而通过 GAMS 建模平台调用 CPLEX11.0 优化软件包进行求解。受库容、尾水位等影响的非线性发电特性曲线的 MILP 模型具体见式(8)~(11)。总体求解流程见图 2。



图 2 模型求解流程图

Fig. 2 Flow chart of model solving

4 算例分析

4.1 基础数据

选取某流域 A、B、C 三个电站进行算例分析,其中 A 电站是龙头电站,各电站的具体参数见表 1。采用文献[3]中的数据进行仿真计算。令水流补偿期为 10 d,恢复期为 15 d,水流延时为 1 d,水流补偿期的天然来水预测量为 $1.02 \times 10^8 \text{ m}^3$,预测误差服从 $N_1(0, 0.21^2)$,补偿恢复期的天然来水预测量为 $1.02 \times 10^8 \text{ m}^3$,预测误差服从 $N_2(0, 0.67^2)$,增发补偿流量范围为[40,120]。

表 1 电站主要参数

Tab. 1 Main parameters of power station

电站	调节性能	最大发电流量 /($\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$)	总库容 / 10^8 m^3	有效库容 / 10^8 m^3	装机容量 / 10^4 kW
A	多年调节	600	77.60	49.10	360
B	日调节	551	6.26	1.72	240
C	日调节	450	0.72	0.23	60

4.2 优化结果分析

不同补偿流量与期望水位下的水流补偿风险见图 3。由图 3 可看出,若龙头电站 A 期望调度期末的回蓄库水位为 263 m,可选择提供的补偿水流量分别为 40、70、90、120 m^3/s ,则龙头电站的水流补偿风险依次为 4.5%、7.9%、12.7%、19.3%。由此可知,随着龙头电站补偿水流量的增大,龙头电站尾水位难以回蓄的风险逐渐增大。在龙头电站补偿流量确定的情况下,期望回蓄水位越高龙头电站尾水位难以回蓄的风险越大;期望回蓄水位确定的情况下,补偿水流量越大,梯级电站效益增大的同时水流补偿风险增大。龙头电站可以自行决策增发的补偿水流量,将水流补偿风险控制在龙头电站能够承受的风险范围内。为使在期望龙头电站回蓄水位为 263 m 的情况下,可接受风险在 10% 以内,且可获得相对可观的收益比例,选取补偿流量为 70 m^3/s 。

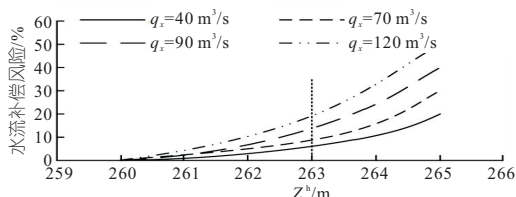


图 3 不同补偿流量与期望水位下的水流补偿风险

Fig. 3 Flow compensation risk under different compensation flow and expected water level

表 2 为是否考虑龙头电站补偿效应与风险变化的对比。由表 2 可看出,不考虑龙头电站补偿效应和风险时,整体梯级流域收益未产生变化且

表 2 考虑龙头电站补偿效应与风险和

不考虑时整体收益和风险变化对比

Tab. 2 Comparison of the change when considering the compensation effect and without considering

三种情况	增发流量 /($\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$)	下泄流量 /($\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$)	收益 变化/%	风险 变化/%
不考虑补偿效益和风险	0	425	0	0
考虑补偿效益,不考虑风险	175	600	+6.7	+15.6
考虑补偿效益,考虑风险	70	495	+4.1	+7.9

下泄流量即为发电流量。当只考虑龙头电站补偿效应而不考虑风险时,龙头电站在原有发电流量基础上增发一定的流量带来的梯级电站整体收益变化为+6.7%,与此同时带来了 15.6% 的风险。既考虑补偿效益又考虑风险时,梯级电站整体收益变化为+4.1%,所带来的风险变化为 7.9%,相较于仅考虑补偿效益不考虑风险的情况,风险变化降低了 1/2,风险得到有效控制。龙头电站增发补偿流量越大,为流域梯级电站整体带来的收益越高,同时,带来的水位难以回蓄的风险越大。因此,在龙头电站增发流量时需考虑其引发的水位难以回蓄的风险,协调风险与收益的平衡。

图 4 为是否考虑回水顶托效应对比图。由图 4 可看出,如果不考虑下游电站的回水顶托效应,则龙头电站的尾水位趋势变化与下游水位无关;在考虑下游电站的回水顶托效应后,龙头电站尾水位变化趋势受龙头电站下泄流量和下游水位的影响,且变化趋势与下游水位变化趋势相近。因而,不可忽略回水顶托效应在优化调度中的影响。在实际的梯级调度中,如果不充分考虑下游流域梯级电站回水顶托效应对龙头电站产生的影响,一定会导致计划与实际不符,使流域梯级电站不能按照预期设计方案完成计划调度任务。

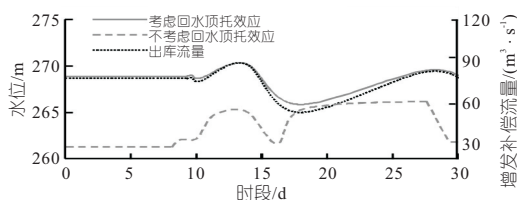


图 4 考虑回水顶托效应与不考虑回水顶托效应对比

Fig. 4 Comparison of tail water level of leading power station with and without backwater jacking

5 结论

a. 本文对龙头电站水流补偿风险进行了量化处理,并考虑了下游电站的回水顶托效应,进而构建了优化调度模型并求解。

b. 经算例验证该模型能够在提高梯级流域整体发电效益的同时将龙头电站水流补偿风险控制

在一定范围内,有利于协调各个水电站之间的利益矛盾,更具有实用性。考虑回水顶托影响,可使模型更加精确,并更符合实际。

c. 本文未考虑水电竞价上网的电力市场模式下多主体水电站竞价上网的效益分摊情况,今后应结合竞价策略等深入探讨研究。

参考文献:

[1] 马宇航,黄媛,刘俊勇,等. 考虑日内来水不确定和电网断面约束的梯级水电日前调度[J]. 电力建设, 2020,41(9):39-49.

[2] 刘激. 梯级水电站施工导流风险效益分摊及补偿机制研究[D]. 武汉:武汉大学,2014.

[3] 吴杨,刘俊勇,税月,等. 计及水流补偿风险的梯级水电发电权投标决策模型[J]. 电力自动化设备, 2018,38(2):91-99.

[4] 钟平安,张梦然,蔡杰,等. 基于决策树的梯级水电站泄流补偿调度风险分析[J]. 电力系统自动化, 2012,36(20):63-67,121.

[5] BARRETT M E. Comparison of BMP performance using the international BMP database[J]. Journal of irrigation & drainage engineering, 2008,134(5) : 556-561.

[6] 张蓓,朱燕梅,马光文,等. 考虑新能源的梯级水电中长期调度策略研究[J]. 水电能源科学,2020,38(11):67-71.

Optimal Operation of Cascade Hydropower Projects Considering Risk of Flow Compensation and Backwater Jacking Effect

XUE Yu¹, GE Xiao-lin²

(1. State Grid Shanghai Fengxian Power Supply Company, Shanghai 200090, China; 2. College of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China)

Abstract: The risk of water flow compensation caused by the additional discharge of leading hydropower station has increased the difficulty of multi entity cascade hydropower optimal operation, and the backwater jacking effect of downstream hydropower stations has further increased the complexity of the model. Therefore, non-linear modeling is carried out for the flow compensation process of leading hydropower station, and the risk of flow compensation in the compensation period and the recharge period is quantified. At the same time, the impact of backwater jacking effect of downstream hydropower stations on the tail water level of leading hydropower station is considered, and then a scheduling model with the goal of maximizing the joint operation revenue of cascade hydropower stations is constructed. The analysis of the example shows that the method can more reasonably distribute the benefits between the upstream and downstream hydropower stations in the cascade basin, coordinate the conflicts of interests among the multi entity cascade hydropower stations, and improve the activity of the hydropower stations at all levels in participating in the market scheduling.

Key words: compensation risk; backwater jacking; cascade hydropower; multi agent; linearization

(上接第 110 页)

[6] 董丹丹,李成,毕京龙,等. 南水北调天津干线有压输水箱涵实际糙率研究[J]. 水利水电工程设计,2022, 41(3):14-17.

[7] 李立群,陈晓楠,陈文学. 南水北调中线典型输水建筑物表面降糙防护探析[J]. 中国农村水利水电, 2022(10):143-147,153.

[8] 崔巍,陈文学,穆祥鹏,等. 南水北调中线输水规律分析及调度数据深度挖掘[R]. 北京:中国水利水电科学研究院,2019.

[9] 张志明,陈烈奔,张颖君. 南水北调中线工程总干渠水面线研究[J]. 人民长江,2006,37(2):1-3,76.

[10] 李炜,徐孝平. 水力学[M]. 武汉:武汉水利电力大学出版社,2002.

[11] 李代茂. 淡水壳菜对输水建筑物输水能力的影响研究[J]. 给水排水,2009,45(增刊1):94-96.

[12] 付军,程曦,王亚琦,等. 南水北调中线工程渠道及建筑物淤积情况研究[J]. 人民长江,2021,52(增刊1): 347-350.

Calculation of Head Loss of Large Open Channel Water Diversion Project

LU Ming-long¹, CUI Wei², CHEN Wen-xue², MU Xiang-peng², XIONG Qi-lin²

(1. China South-to-North Water Diversion Middle Route Cooperation Limited, Beijing 100038, China; 2. State Key Laboratory of Simulation and Regulation of Water Cycle in River Basin, China Institute of Water Resources and Hydropower Research, Beijing 100038, China)

Abstract: In recent years, part of water conveyance buildings of the main canal of the middle route of the South-to-North Water Diversion project have high water level and abnormal flow pattern, which lead to the risk of reduced water conveyance capacity. Therefore, it is urgent to assess the head loss. However, there are no monitoring stations inside the buildings, the project operation has not reached the designed scale, and the monitoring data lacks verification. The monitoring data of water level and discharge of the main canal during the large water delivery period in 2022 were collected, and the third-party hydraulic prototype measurement was carried out, and the monitoring data was reviewed and corrected. A calculation method of head loss was put forward using comprehensive head loss coefficient. The head loss of 143 out of 158 water transport structures in the main canal was calculated under enlarged flow. The results show that there is surplus in the distribution of head in the main canal. The total surplus head of the whole line is 3.05 m, among which the surplus in the section south to the Yellow River, the section between the Yellow River and the Zhang River, the section north to the Zhang River are 0.48 m, 1.06 m and 1.51 m respectively, accounting for 4%, 13% and 12% of the allocated head, respectively. The head loss of 40 water conveyance buildings exceeded the assigned value, among which were 31 inverted siphon, 4 aqueduct, 4 culvert and 1 tunnel.

Key words: hydraulics; middle route of South-to-North Water Diversion project; water conveyance building; head loss; prototype measurement