

基于三段洪水特征的调洪增发电量计算方法

钟儒鸿¹, 廖胜利¹, 李树山², 程春田¹, 燕志宇¹

(1. 大连理工大学 水电与水信息研究所, 辽宁 大连 116024; 2. 中国南方电网电力调度控制中心, 广东 广州 510523)

摘要:充分应用水电站的调蓄特点可以合理利用洪水增加发电效益,但没有统一有效的洪水增发效益评价方法,为此,根据洪水涨落过程特点,提出一种基于三段洪水特征的调洪增发电量(PGIOFD)的概念与计算方法。根据水位及流量的涨落特征将场次洪水过程划分为涨水段、洪峰段和退水段3个阶段;分别按水位不变、按预想出力、按均匀降库容3种规则对三阶段进行发电计算,以确定无优化措施下的基准过程及发电量;将该电量与实际调度电量进行比较得到调洪增发电量。以乌江流域大花水电站2008—2018年的29场洪水为例,结果显示其中充分利用洪水资源的有26场,累计PGIOFD为128.38 GW·h,验证了该方法可以有效地应用于洪水过程分析和洪水调度评价。

关键词:洪水资源利用;发电效益评价;调洪增发电量;洪水划分;调度规则

中图分类号:TM 73

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202101011

0 引言

水电是技术成熟、运行灵活的可再生能源,对促进经济发展、减少碳排放具有重要作用。截至2017年底,我国水电装机容量达到341 GW^[1],其中南方地区特别是西南地区水电资源丰富,建成了大批以发电为主的水电站。然而,受大气环流、台风及季风气候影响,我国南方地区暴雨频发,洪水调度不当极易造成生命财产损失及大量弃水。研究洪水资源利用的发电效益评价方法,可以充分发挥水电站的调蓄特点,有利于制定调度过程决策方案,减少水电弃水,提高水电经济效益。

目前,洪水资源利用的研究从单个水库^[2]转向梯级水库群^[3]、蓄滞洪区^[4]以及全流域^[5],洪水资源利用的风险与效益评价也取得了丰富的研究成果。文献[6]提出基于水量的评价指标体系——洪水资源蓄积率和洪水资源化利用效率,但研究侧重于评价指标的建立,对参数的选择与计算方法没有进一步探索。文献[7]以密云水库为例分析洪水资源利用的风险适度性准则。文献[8]以淮河为例研究洪水资源利用生态适度性。上述研究以水量作为洪水资源利用的效益指标,没有考虑发电效益,而对于装机容量大或以发电为主的电站,发电量也是洪水资源利用的重要指标。文献[9]通过优化分期汛限水位、汛限水位动态控制,挖掘汛期最大的发电效益。文献[10]使用非劣排序遗传算法 NSGA-II (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm-II)在不增加防

洪风险的同时提高洪水资源利用的发电效益。以上研究侧重于汛限水位动态控制等优化措施,但对洪水资源利用所带来的发电效益没有统一有效的评价方法,而对发电调度侧进行效益评价,可以有效促进经济发展,减少碳排放^[11-12],并且对发现薄弱环节有重要的现实指导作用^[13]。

为此,本文引入调洪增发电量 PGIOFD (Power Generation Increase On Flood Dispatching)的概念,用来评价洪水资源利用的发电效益,并提出基于三段洪水特征的计算方法来计算调洪增发电量。首先依据涨落特征,将洪水划分为涨水段、洪峰段与退水段3个阶段;然后在不同阶段采取不同的调度规则,以获得无优化措施下的基准过程及电量;最后将基准电量与实际电量进行比较,得到调洪增发电量。对大花水电站的历史洪水进行调度模拟,结果表明,所提方法可以有效应用于洪水过程分析、洪水调度评价等。

1 基本概念与计算框架

1.1 涨水段、洪峰段与退水段

同一时刻在流域各处的降雨距离坝址有远有近,流速也不一定相同,洪水流量过程表现出先增大后减小的特征,据此特征可以将一场洪水依次划分为涨水段、洪峰段和退水段3个阶段。

涨水段表示洪水来临之际入库流量开始加大的阶段。实际调度过程中可以根据预报技术或人工经验,预判即将来临一场洪水,在涨水段提前加大出力,腾出部分库容来迎接洪水,以重复利用这部分库容达到增发发电量的目的。

洪峰段表示洪峰到来的阶段,这一阶段的入库流量大于某一频率的洪峰流量,为方便统一处理,用电站满发流量表示该频率下的洪峰流量。

退水段表示洪峰过去,入库流量逐渐减小,低于

收稿日期:2020-03-22;修回日期:2020-11-18

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51979023,U1765103);辽宁省自然科学基金资助项目(20180550354)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51979023,U1765103) and the Natural Science Foundation of Liaoning Province(20180550354)

电站满发流量,电站水位回落到初始起调水位附近。

1.2 洪水起调时间、洪峰开始时间、洪峰结束时间与水位回落时间

将洪水过程划分3个阶段首先要确定4个特征时间点:洪水起调时间(T_1)、洪峰开始时间(T_2)、洪峰结束时间(T_3)、水位回落时间(T_4)。通过这4个特征时间点将一场洪水依次划分成涨水段、洪峰段、退水段。 T_1 表示一场洪水调度过程的开始时间,即调度过程中预判将来临一场洪水而开始采取措施的时间,一般早于水文意义上的洪水起涨时间^[14]; T_2 与 T_3 分别表示入库流量超过电站满发流量的开始时间与结束时间; T_4 表示水位回落到洪水调度过程开始前的时间。

1.3 基准电量与调洪增发电量

为计算调洪增发电量,需要先对洪水在不采取优化措施的情况下进行基准调度过程模拟,再与采取优化措施的实际调度过程进行比较。基准调度过程是不采取优化措施的洪水调度过程,基准调度过程对应的发电量为基准电量。实际调度过程采取的优化措施包括预泄腾库、拦蓄洪尾、动态控制汛限水位等。实际调度过程对应的发电量为实际电量。

实际电量与基准电量之差即为调洪增发电量。不同于节水增发电量或水能利用提高率^[15],调洪增发电量反映的是电站优化洪水调度取得的电量增发效益。如果计算的调洪增发电量大于0,则可认为调度过程较合理,有效利用了洪水资源;反之,则认为调度过程没有充分利用洪水资源。需指出的是,造成调洪增发电量小于0的原因可能是预报技术有限而没有准确预报洪水过程,也可能是输电通道限制、弃水调峰等网架结构与负荷特性因素^[16-17]。

1.4 调洪增发电量计算框架

调洪增发电量的计算框架见图1,先划分历史场次洪水,再计算每场洪水对应的实际电量与基准电量,最终得到调洪增发电量并对调度过程进行分析。

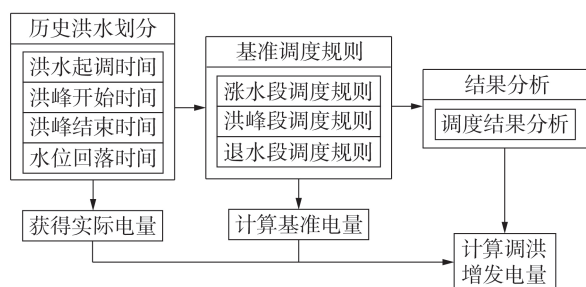


图1 调洪增发电量计算框架

Fig.1 Computing framework of PGIOFD

2 3个阶段洪水划分及确定方式

2.1 3个阶段特征时间点的确定

调洪增发电量的计算首先要确定洪水过程,即

确定3个阶段洪水涉及的4个特征时间点。基准调度过程与实际调度过程如图2所示。根据1.2节,确定4个特征时间点的步骤如下。

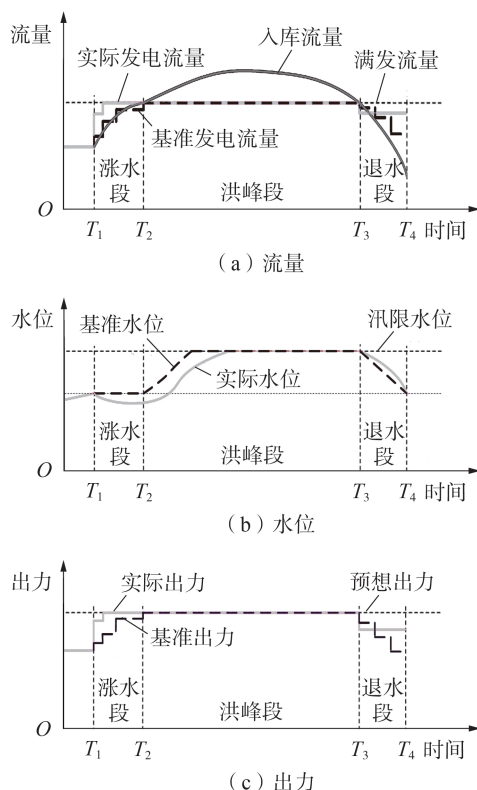


图2 洪水调度过程示意图

Fig.2 Schematic diagram of flood dispatching process

(1)确定 T_2 、 T_3 。 T_2 、 T_3 分别选取洪水起涨和洪水回落过程中入库流量等于电站满发流量的时间。在时间段 $[T_2, T_3)$ 之间入库流量大于等于满发流量,反之入库流量小于满发流量,即:

$$\begin{cases} Q_{in,t} < \bar{Q}_{power} & t < T_2, t \geq T_3 \\ Q_{in,t} \geq \bar{Q}_{power} & T_2 \leq t < T_3 \end{cases} \quad (1)$$

其中, $Q_{in,t}$ 为 t 时电站的入库流量; $\bar{Q}_{power}$ 为电站满发流量。

确定 T_2 、 T_3 后,本文将时间间隔短暂的2个及以上洪峰段看成1场洪水。

(2)确定 T_1 。实际调度过程中,在洪水来临前可以采取预泄腾库的优化措施,开始加大出力预泄的时间即为 T_1 ,即 T_1 之后水位连续下降直到进入洪峰段。因此确定 T_2 后,从 T_2 开始向前搜索,找到水位由上涨变成下降的拐点,对应的时间为 T_1 ,即:

$$Z_{T_1-1} \leq Z_{T_1} \text{ 且 } Z_{T_1} > Z_{T_1+1} \quad T_1 \leq t < T_2 \quad (2)$$

其中, Z_t 为 t 时电站的水位; Z_{T_1} 为洪水起调水位。

洪水预报的有效预见期受到多种不确定因素的影响^[18],因此限制 $[T_1, T_2)$ 的时段长度不超过7d,即洪水的有效预见期不超过7d。

(3)确定 T_4 。洪峰过后,水位逐渐下降到起调水位 Z_{T_1} 附近,即 T_4 对应的水位不高于 Z_{T_1} :

$$Z_{T_4} \leq Z_{T_1} \text{ 且 } Z_t > Z_{T_1} \quad T_3 < t < T_4 \quad (3)$$

其中, Z_{T_4} 为洪水回落水位。

2.2 洪水过程修正

按上述步骤确定洪水过程的4个时间点 T_1 — T_4 后,相邻洪水的时段可能会重叠,这时需要对洪水过程进行修正,以保证后续计算过程正确。洪峰段是洪水的主要组成部分,依据洪峰段的重叠情况确定以下3个规则来修正洪水,优先级按顺序依次降低。

规则1:相邻洪水的洪峰段彼此都重叠时,表明2场洪水相邻较近,将2场洪水合并成1场洪水。

规则2:洪峰段与其他阶段重叠时,保留洪峰段,修改其他段的起止时间。

规则3:相邻洪水重叠,依据时间次序优先保留前一场洪水过程,修正后一场洪水的起止时间。

具体修正过程见附录A。

3 调洪增发电量计算模型

3.1 计算思路

实际电量可由实际的发电过程得出,即:

$$E^{\text{real}} = \sum_{t=T_1}^{T_4-1} N_t^{\text{real}} \Delta t \times 24 \quad (4)$$

其中, E^{real} 为实际发电量; N_t^{real} 为 t 时的实际出力; Δt 为时段步长,以日为单位。

基准电量由基准调度过程得出,等于涨水段、洪峰段、退水段的基准电量之和,即:

$$E^{\text{std}} = E_{\text{rise}}^{\text{std}} + E_{\text{peak}}^{\text{std}} + E_{\text{fall}}^{\text{std}} \quad (5)$$

$$\begin{cases} E_{\text{rise}}^{\text{std}} = \sum_{t=T_1}^{T_2-1} N_t^{\text{std}} \Delta t \times 24 \\ E_{\text{peak}}^{\text{std}} = \sum_{t=T_2}^{T_3-1} N_t^{\text{std}} \Delta t \times 24 \\ E_{\text{fall}}^{\text{std}} = \sum_{t=T_3}^{T_4-1} N_t^{\text{std}} \Delta t \times 24 \end{cases} \quad (6)$$

其中, E^{std} 为基准电量; $E_{\text{rise}}^{\text{std}}$ 、 $E_{\text{peak}}^{\text{std}}$ 、 $E_{\text{fall}}^{\text{std}}$ 分别为涨水段、洪峰段、退水段的基准电量; N_t^{std} 为 t 时的基准出力。

由此得出调洪增发量为:

$$E^{\text{add}} = E^{\text{real}} - E^{\text{std}} \quad (7)$$

其中, E^{add} 为调洪增发电量。

由于实际调度过程已知,计算调洪增发量的关键是求得洪水的基准调度过程及电量。

涨水段入库流量较小,基准调度按维持水位不变的方式发电,即发电流量等于入库流量。

洪峰段入库流量较大,基准调度是机组按预想出力发电,如果水位快超过汛限水位,则开始弃水以保障水电站防洪安全。其中预想出力表示电站在当

前水头下的最大发电能力。

退水段将水位降低到洪水起调水位附近,常用的调度方式有等出库流量、均匀降水位、均匀降库容等。由于水位库容曲线的非线性关系,均匀降水位的方式容易导致电站前期弃水、后期低出力运行;等出库流量是一种简单实用的调度方式,但其过分依赖来水信息,不适合作为基准调度方式。因此本文采取的基准调度是均匀降库容的方式。

3.2 约束条件

(1)水量平衡约束。

$$V_{t+1} = V_t + (Q_{\text{in},t} - Q_{\text{out},t}) \Delta t \times 86400 \quad (8)$$

其中, V_t 、 $Q_{\text{in},t}$ 、 $Q_{\text{out},t}$ 分别为 t 时电站的库容、入库流量、出库流量。

(2)库水位约束。

$$\underline{Z}_t \leq Z_t \leq \bar{Z}_t \quad (9)$$

其中, $\underline{Z}_t$ 、 $\bar{Z}_t$ 分别为 t 时电站水位的下限与上限。

(3)出力约束。

$$\underline{N}_t \leq N_t \leq \bar{N}_t \quad (10)$$

其中, N_t 、 $\underline{N}_t$ 、 $\bar{N}_t$ 分别为 t 时电站的出力、出力下限与上限。

(4)发电流量约束。

$$\underline{Q}_{\text{power},t} \leq Q_{\text{power},t} \leq \bar{Q}_{\text{power},t} \quad (11)$$

其中, $Q_{\text{power},t}$ 、 $\underline{Q}_{\text{power},t}$ 、 $\bar{Q}_{\text{power},t}$ 分别为 t 时电站的发电流量、发电流量下限与上限。

(5)出库流量约束。

$$\underline{Q}_{\text{out},t} \leq Q_{\text{out},t} \leq \bar{Q}_{\text{out},t} \quad (12)$$

其中, $Q_{\text{out},t}$ 、 $\underline{Q}_{\text{out},t}$ 、 $\bar{Q}_{\text{out},t}$ 分别为 t 时电站的出库流量、出库流量下限与上限。

3.3 求解流程

根据3.1节,先对一场洪水进行基准调度模拟得出基准电量,再计算调洪增发电量。

(1)涨水段。

在涨水段,水位保持不变,通过以水定电确定出力。这里的“以水定电”表示该时段已知始末水位与入库流量来确定出力,即由水量平衡方程可得到发电流量等于入库流量,进一步通过尾水位泄量曲线得到电站尾水位与水头,再由电站的发电特性曲线(出力、发电流量与水头的三维关系曲线)得到出力,如式(13)所示。

$$\begin{cases} Z_{t+1}^{\text{std}} = Z_t^{\text{std}} \\ Q_{\text{power},t}^{\text{std}} = Q_{\text{in},t}^{\text{std}} \\ N_t^{\text{std}} = f(Q_{\text{power},t}^{\text{std}}, H_t^{\text{std}}) \end{cases} \quad T_1 \leq t < T_2 \quad (13)$$

其中, Z_t^{std} 、 $Q_{\text{power},t}^{\text{std}}$ 、 $Q_{\text{in},t}^{\text{std}}$ 、 H_t^{std} 分别为基准调度过程中 t 时电站水位、发电流量、入库流量、水头; $f(Q_{\text{power},t}^{\text{std}}, H_t^{\text{std}})$ 为电站的发电特性曲线,即出力、发电流量与水头的三维关系曲线。

(2) 洪峰段。

在洪峰段按预想出力发电,此时水位逐渐上涨,按照以电定水确定水位。这里的“以电定水”表示该时段已知始水位、入库流量与出力来确定发电流量与末水位,即出力等于预想出力,再用二分法将假定的发电流量代入水量平衡方程与电站发电特性曲线进行试算,同时得到发电流量与末水位,如式(14)所示。

$$N_t^{\text{std}} = N_{\text{expect},t}^{\text{std}} \quad T_2 \leq t < T_3 \quad (14)$$

其中, $N_{\text{expect},t}^{\text{std}}$ 为 t 时电站的预想出力。

当水位达到或超过汛限水位时,开始弃水以控制水位等于汛限水位,由水量平衡约束确定弃水量。

(3) 退水段。

在退水段,以均匀降库容的方式先确定各时段的水位,再按照以水定电确定发电过程,即先确定每个时段末的库容,由水量平衡方程求得出库流量,再按弃水最小的原则确定发电流量,最后由电站发电特性曲线得到出力,如式(15)所示。

$$\begin{cases} V_{t+1}^{\text{std}} = V_t^{\text{std}} - \Delta q \times 86\,400 \\ Q_{\text{out},t}^{\text{std}} = Q_{\text{in},t} + \Delta q \\ N_t^{\text{std}} = f(Q_{\text{power},t}^{\text{std}}, H_t^{\text{std}}) \end{cases} \quad T_3 \leq t < T_4 \quad (15)$$

其中, V_t^{std} 、 $Q_{\text{out},t}^{\text{std}}$ 分别为基准调度过程中 t 时电站的库容、出库流量; Δq 为 T_3 、 T_4 时的库容差在每一时段的流量增量,其值如式(16)所示。

$$\Delta q = \frac{V_{T_3}^{\text{std}} - V_{T_4}^{\text{std}}}{(T_4 - T_3) \times 86\,400} \quad (16)$$

(4) 调洪增发电量。

基准调度过程结束后,根据式(5)、(6)计算基准电量,再根据式(7)计算调洪增发电量。

3个阶段计算流程见附录B。

4 应用实例

4.1 算例背景

清水河位于贵州省中部,是乌江中游右岸较大的一级支流,大花水电站是清水河干流第3座电站,具有季调节能力,以发电为主,是贵州东部电网的主要支撑电源。正常蓄水位与汛限水位均为 868.00 m,死水位为 845.00 m,2 台容量为 100 MW 的机组于 2007 年 11 月投产发电,电站满发流量为 $175 \text{ m}^3/\text{s}$ 。大花水电站汛期为每年 5 月至 10 月,汛期内暴雨频繁,日最大入库流量为 $3\,500 \text{ m}^3/\text{s}$,若调度不当极易出现弃水。以大花水电站 2008—2018 年的历史资料对本文方法进行验证。

4.2 典型过程分析

以 2018 年 6 月下旬的一场典型强降雨进行分析,该洪水 3 d 累计面雨量为 106.7 mm,洪峰流量达到 $1\,295 \text{ m}^3/\text{s}$,调度过程如图 3 所示。根据洪水划分规则, T_1 为 6 月 15 日, T_2 为 6 月 20 日, T_3 为 6 月 28 日,

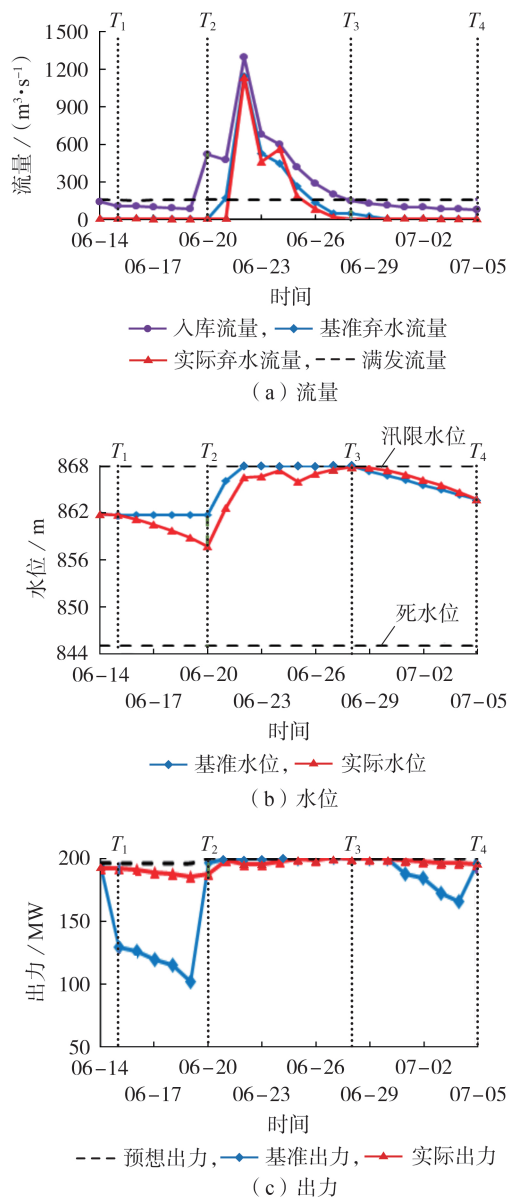


图3 大花水电站2018年6月的洪水调度过程

Fig.3 Flood dispatching process of Dahushui power station during June 2018

T_4 为 7 月 5 日。

实际调度过程中,涨水段的出力接近预想出力,起调水位为 861.72 m,接着水位逐渐下降,直到 6 月 20 日水位降到 857.74 m,腾出库容 $2.6 \times 10^7 \text{ m}^3$ 迎接洪峰。在洪峰段电站按预想出力 200 MW 发电。进入退水段后水位开始回落,7 月 5 日水位回落到 863.76 m,低于起调水位,洪水调度过程结束。

基准调度过程在涨水段水位保持不变,6 月 20 日进入洪峰段按预想出力发电,6 月 28 日进入退水段按均匀降库容方式发电。

实际调度过程中发电量为 93.62 GW·h,基准调度过程中发电量为 83.92 GW·h,即调洪增发电量为 9.70 GW·h,整个调度过程增发效益显著,且涨水段、洪峰段、退水段的实际电量与基准电量之差分别为

8441、-614、1877 MW·h,说明电量增发效益主要集中在涨水段。结果表明本文方法较好地反映出实际调度过程采用了合理的优化策略,在洪水来临前按预想出力发电,降低库水位,在没有增加防洪风险的同时提高了发电效益。

4.3 历史洪水结果分析

对大花水电站2008—2018年的历史资料进行调度模拟和计算,得出历年的洪水过程与调洪增发发电量如表1所示。11 a间大花水电站一共经历29场较大洪水,其中充分利用洪水资源26场,累计提高发电效益128.38 GW·h,发电效益得到显著提高,反映出调度过程很好地利用了洪水资源。

表1 大花水电站2008—2018年调洪增发发电量

Table 1 PGIOFD of Dahuashui power station from 2008 to 2018

序号	年份	时间节点				调洪增发发电量 / (MW·h)
		洪水起调	洪峰开始	洪峰结束	水位回落	
1	2008	07-21	07-22	07-28	08-04	2027
2	2008	08-09	08-16	08-21	08-28	9930
3	2008	08-29	08-30	09-08	09-15	4424
4	2008	10-26	11-02	11-10	11-17	2497
5	2009	04-14	04-19	05-14	05-21	9466
6	2009	06-24	06-26	07-09	07-16	1912
7	2010	06-16	06-17	07-01	07-08	2171
8	2010	07-09	07-11	07-14	07-15	3469
9	2010	07-16	07-20	07-27	08-01	8036
10	2010	09-28	09-29	10-16	10-23	2656
11	2011	06-17	06-18	06-21	06-28	1741
12	2012	05-16	05-20	06-15	06-22	3048
13	2012	06-23	06-24	07-02	07-09	3982
14	2012	07-10	07-13	07-31	08-07	8793
15	2013	05-06	05-07	05-12	05-19	2131
16	2013	05-20	05-26	06-13	06-20	14238
17	2014	05-29	06-05	06-13	06-16	6085
18	2014	06-22	06-28	07-08	07-15	9994
19	2014	07-15	07-16	07-28	08-04	-10981
20	2015	05-01	05-08	05-12	05-15	441
21	2015	05-16	05-18	06-27	07-04	2547
22	2015	08-23	08-28	08-31	09-06	4639
23	2015	10-09	10-10	10-14	10-21	689
24	2016	05-26	05-27	06-22	06-29	-113
25	2017	06-07	06-12	07-16	07-23	6786
26	2017	09-03	09-04	09-08	09-15	-700
27	2018	05-09	05-10	05-15	05-22	1000
28	2018	05-26	06-02	06-07	06-14	5975
29	2018	06-15	06-20	06-28	07-05	9702

另外,调洪增发发电量小于0的洪水共有3场,其中第19场洪水(2014年7月15日至8月4日)调洪增发电量最小,为-10981 MW·h,洪水调度过程如图4所示。

图4显示这场洪水洪峰流量为 $3500\text{ m}^3/\text{s}$,涨水段、洪峰段、退水段对应的实际电量与基准电量之差分别为1133、-13781、1668 MW·h,这表明二者差距集中在洪峰段。7月16日进入洪峰段,入库流量

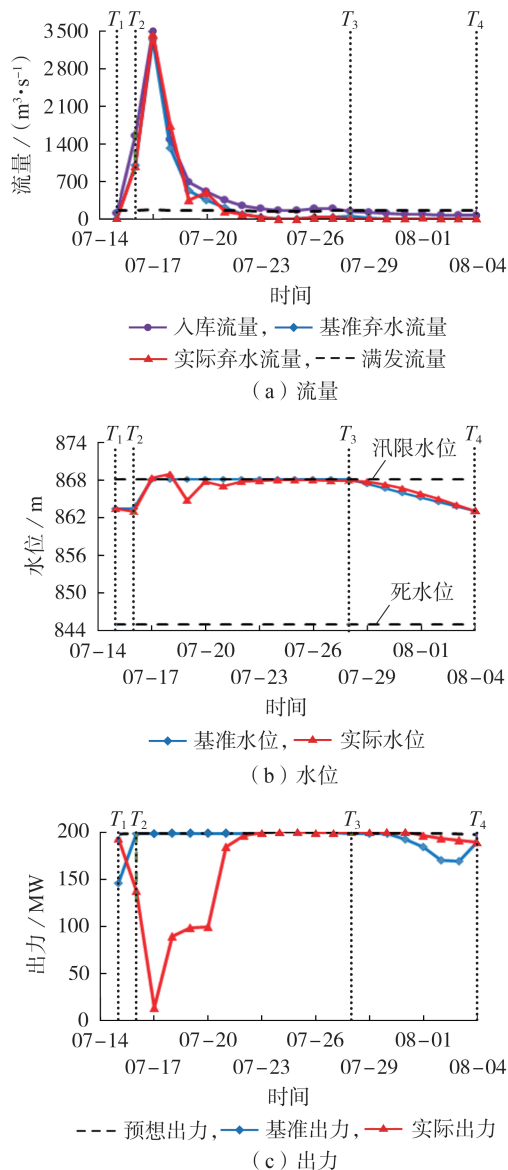


图4 大花水电站2014年7月的洪水调度过程

Fig.4 Flood dispatching process of Dahuashui power station during July 2014

急剧增加,但此时实际出力降低,在电站大量弃水的情况下机组没有满发,这使得调洪增发发电量为负,其原因可能是当时乌江流域出现全流域持续强降雨过程^[19],乌江干流的各电站均以预想出力发电,导致大花水电站输电通道受阻。

5 结论

本文引入调洪增发发电量的概念,并提出一种面向3个阶段洪水特征的方法对其进行计算,用以评价洪水资源利用的发电效益。根据洪水特征将洪水过程划分成涨水段、洪峰段、退水段。基准调度过程不采取优化措施,分别按维持水位不变、按预想出力、按均匀降库容3种调度规则对3个阶段进行发电计算。以大花水电站2018年6月的典型洪水进行调

度模拟与分析,本文方法可以客观评价洪水调度过程中的增发效益。对大花水电站2008—2018年的29场洪水进行调度模拟,结果显示累计调洪增发电量为128.38 GW·h,发电效益得到显著提高,反映出调度过程较好地利用了洪水资源,同时验证了本文方法可以有效应用于洪水过程分析、洪水调度评价等。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 程春田,武新宇,申建建,等. 亿千瓦级时代中国水电调度问题及其进展[J]. 水利学报,2019,50(1):112-123.
CHENG Chuntian, WU Xinyu, SHEN Jianjian, et al. A state-of-the-art review of China's hydropower operations and the recent advances in the era of gigawatts[J]. Journal of Hydraulic Engineering, 2019, 50(1): 112-123.
- [2] 胡向阳,邹强,周曼. 三峡水库洪水资源利用I:调度方式和效益分析[J]. 人民长江,2018,49(3):15-22.
HU Xiangyang, ZOU Qiang, ZHOU Man. Scheduling and benefit analysis on flood resources utilization of Three Gorges Reservoir[J]. Yangtze River, 2018, 49(3): 15-22.
- [3] 欧阳硕. 流域梯级及全流域巨型水库群洪水资源化联合优化调度研究[D]. 武汉:华中科技大学,2014.
OUYANG Shuo. Research on multi-reservoir optimal operation for the interbasin flood resources utilization[D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2014.
- [4] 杨小柳,周杏雨,王月玲,等. 蓄滞洪区洪水资源化的效益定量分析:以大黄堡洼为例[J]. 水科学进展,2014,25(5):739-744.
YANG Xiaoliu, ZHOU Xingyu, WANG Yueling, et al. Quantitative benefit/loss analysis of floodwater utilization in a flood detention area: case study of Dahuangpu Wa[J]. Advances in Water Science, 2014, 25(5): 739-744.
- [5] 王宗志,刘克林,程亮,等. 流域洪水资源利用的理论框架探讨II:应用实例[J]. 水利学报,2017,48(9):1089-1097.
WANG Zongzhi, LIU Kelin, CHENG Liang, et al. Theoretical framework of floodwater resources utilization in a basin II: cases study[J]. Journal of Hydraulic Engineering, 2017, 48(9): 1089-1097.
- [6] 刘招,席秋义,贾志峰,等. 基于水库的洪水资源化效益评价指标体系研究[J]. 人民黄河,2014,36(8):62-65.
LIU Zhao, XI Qiuyi, JIA Zhifeng, et al. Research on indicator system for the flood resources utilization based on reservoir[J]. Yellow River, 2014, 36(8): 62-65.
- [7] 王忠静,朱金峰,尚文绣. 洪水资源利用风险适度性分析[J]. 水科学进展,2015,26(1):27-33.
WANG Zhongjing, ZHU Jinpeng, SHANG Wenxiu. Determining the risk-moderate criterion for flood utilization[J]. Advances in Water Science, 2015, 26(1): 27-33.
- [8] 王忠静,廖四辉,崔惠娟,等. 洪水资源利用生态适度性研究:以淮河为例[J]. 水力发电学报,2013,32(1):81-88.
WANG Zhongjing, LIAO Sihui, CUI Huijuan, et al. Study on ecological moderate criteria of floodwater utilization: a case study of Huai River basin[J]. Journal of Hydroelectric Engineering, 2013, 32(1): 81-88.
- [9] 刘攀. 水库洪水资源化调度关键技术研究[D]. 武汉:武汉大学,2005.
LIU Pan. Key technological problems of flood water resources utilizing in reservoir operation[D]. Wuhan: Wuhan University, 2005.
- [10] ZHOU Y L, GUO S L, CHANG F J, et al. Methodology that improves water utilization and hydropower generation without increasing flood risk in mega cascade reservoirs[J]. Energy, 2018, 143: 785-796.
- [11] 杨柳,吴鸿亮,门锐. 南方电网节能与经济运行评价方法[J]. 电力系统自动化,2014,38(17):31-38,86.
YANG Liu, WU Hongliang, MEN Kun. An energy saving and economy operation evaluation method for China Southern Power Grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(17): 31-38, 86.
- [12] 夏永洪,吴虹剑,辛建波,等. 考虑风/光/水/储多源互补特性的微网经济运行评价方法[J]. 电力自动化设备,2017,37(7):63-69.
XIA Yonghong, WU Hongjian, XIN Jianbo, et al. Evaluation of economic operation for microgrid with complementary DGs and energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(7): 63-69.
- [13] 薛振宇,胡航海,宋毅,等. 基于大数据分析的县公司综合评价策略[J]. 电力自动化设备,2017,37(9):199-204.
XUE Zhenyu, HU Hanghai, SONG Yi, et al. Comprehensive evaluation based on big data analysis for county electric power company[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(9): 199-204.
- [14] 詹道江,叶守泽. 工程水文学[M]. 3版. 北京:中国水利水电出版社,2000:74-75.
- [15] 胡斌奇,成涛,刘志刚,等. 节水增发效益评估方法研究[J]. 水电能源科学,2017,35(10):157-159,103.
HU Binqi, CHENG Tao, LIU Zhigang, et al. Research on assessment system for water saving and power generating improvement[J]. Water Resources and Power, 2017, 35(10): 157-159, 103.
- [16] 申建建,程春田,曹瑞,等. 大规模水电消纳和调峰调度关键问题及研究进展[J]. 电力系统自动化,2018,42(11):174-183.
SHEN Jianjian, CHENG Chuntian, CAO Rui, et al. Key issues and development in large-scale hydropower absorption and peak regulation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(11): 174-183.
- [17] 黄冰,李勇,谭益,等. 用于解决电网输电阻塞的机组降压运行方案多阶段优选方法[J]. 电力自动化设备,2017,37(1):144-150.
HUANG Bing, LI Yong, TAN Yi, et al. Multi-stage optimization of voltage-reduced unit operation against transmission congestion[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(1): 144-150.
- [18] ZHAO T, YANG D W, CAI X M, et al. Identifying effective forecast horizon for real-time reservoir operation under a limited inflow forecast[J]. Water Resources Research, 2012, 48(1): 1540.
- [19] 裴峰,高英,王雅. 贵州乌江流域“2014.7.17”洪水及防洪调度启示[J]. 中国防汛抗旱,2015,25(4):55-58,71.

作者简介:



钟儒鸿

钟儒鸿(1991—),男,湖北仙桃人,博士研究生,主要研究方向为水电系统及电网调度(E-mail:201051080@mail.dlut.edu.cn);

廖胜利(1980—),男,湖南临湘人,副教授,博士,通信作者,主要研究方向为水电系统优化运行及系统实现(E-mail:shengliliao@dlut.edu.cn);

李树山(1985—),男,黑龙江佳木斯人,工程师,博士,主要研究方向为水电系统优化调度运行与管理(E-mail:liss@csg.cn)。

(编辑 王锦秀)

Calculation method of power generation increase on flood dispatching based on three-period flood characteristics

ZHONG Ruhong¹, LIAO Shengli¹, LI Shushan², CHENG Chuntian¹, YAN Zhiyu¹

(1. Institute of Hydropower and Hydroinformatics, Dalian University of Technology, Dalian 116024, China;

2. Electric Power Dispatching and Control Center of China Southern Power Grid, Guangzhou 510523, China)

Abstract: It can reasonably use flood to increase power generation benefit by fully applying the characteristics of reservoir regulation of hydropower station, but there is no uniform and effective assessment method for additional power generation benefit of flood, for which, according to the characteristics of flood ebbing and flowing process, the concept and calculation method of PGIOFD (Power Generation Increase On Flood Dispatching) are proposed based on three-period flood characteristics. According to the ebbing and flowing characteristic of water level and flow, a flood process is partitioned into three periods of water level rising period, flood peak period and water level falling period. The power generation of three periods are calculated according to three rules of constant water level, expected output and uniform storage capacity reduction, and the benchmark process and power generation without optimization measures are determined. The power generation is compared with practical dispatching power generation to get the PGIOFD. Taking 29 floods of Dahuashui power station in Wujiang River from 2008 to 2018 as examples, and results show that resources of 26 floods are fully used with the cumulative PGIOFD of 128.38 GW·h, which verifies that the proposed method can be effectively applied to flood process analysis and flood dispatching evaluation.

Key words: flood resource utilization; power generation benefit assessment; power generation increase on flood dispatching; flood partition; dispatching rule

(上接第195页 continued from page 195)

Available inertia evaluation method of wind farm based on mixed Copula function

HAN Shuai¹, ZHANG Feng¹, DING Lei¹, YING You²

(1. Key Laboratory of Power System Intelligent Dispatch and Control, Ministry of Education,

Shandong University, Jinan 250061, China;

2. Zhejiang Windey Co., Ltd., Hangzhou 310012, China)

Abstract: Aiming at the problem that there may exist large error between available inertia value and nominal value of wind farm, a probabilistic evaluation algorithm of available inertia considering wind speed distribution and the operation condition of wind turbines is proposed. The spatiotemporal distribution characteristics of average wind speed for wind farm is obtained by the analysis of physical influence factors, further the mixed Copula function is used to construct the instantaneous wind speed conditional probability distribution model under the influence of turbulence. An estimation model of available inertia and inertial power increment for wind turbine is built based on virtual inertia control of doubly-fed induction generator, considering the actual operation condition of each wind turbine in wind farm, an available inertia interval evaluation curve of the whole wind farm is obtained based on a certain confidence level. Taking the structure and operation data of an actual wind farm as an example, the available inertia evaluation of a single wind farm is carried out, and the validity of confidence interval evaluation results is verified by statistical data.

Key words: available inertia; doubly-fed induction generator; wake effect; virtual inertia control; Copula function

附录 A:

依据洪峰段的重叠情况分为以下 4 种。

情况 1: 相邻洪水的洪峰段彼此都重叠, 即第 i 场洪水的洪峰段与第 $i+1$ 场洪水的涨水段有重叠, 第 $i+1$ 场洪水的洪峰段与第 i 场洪水的退水段有重叠, 此时将两场洪水合并成一场洪水, 如图 A1 所示。

情况 2: 当第 i 场洪水的洪峰段与第 $i+1$ 场洪水的涨水段有重叠, 修改第 $i+1$ 场洪水的时间 T_1 , 使之在第 i 场洪水的时间 T_4 的后一天, 如图 A2 所示。

情况 3: 当第 $i+1$ 场洪水的洪峰段与第 i 场洪水的退水段有重叠, 修改第 i 场洪水的时间 T_4 , 使之在第 $i+1$ 场洪水的时间 T_1 的前一天, 如图 A3 所示。

情况 4: 第 i 场洪水的退水段与第 $i+1$ 场洪水的涨水段有重叠, 修正第 $i+1$ 场洪水的时间 T_1 , 使之在第 i 场洪水的时间 T_4 的后一天, 如图 A4 所示。

情况 2 与情况 4 调整了第 $i+1$ 场洪水的 T_1 , 洪水起调水位 $Z_{T_1}^{\text{std}}$ 也随之变化, 此时回落水位 $Z_{T_4}^{\text{std}}$ 与 $Z_{T_1}^{\text{std}}$ 没有水位对应关系; 情况 1 合并洪水后, $Z_{T_4}^{\text{std}}$ 与 $Z_{T_1}^{\text{std}}$ 也没有水位对应关系。因此这 3 种情况需要根据 2.1 节步骤(3)重新确定洪水的 T_4 。

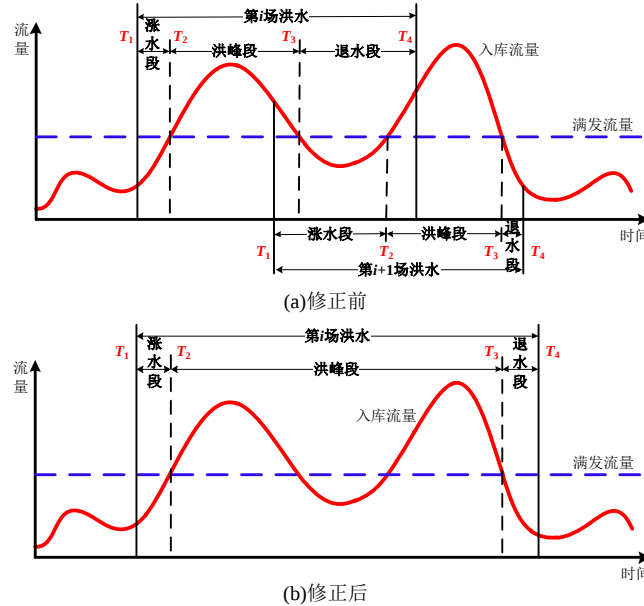


图 A1 洪水过程修正情况 1
Fig.A1 Flood process correction Condition 1

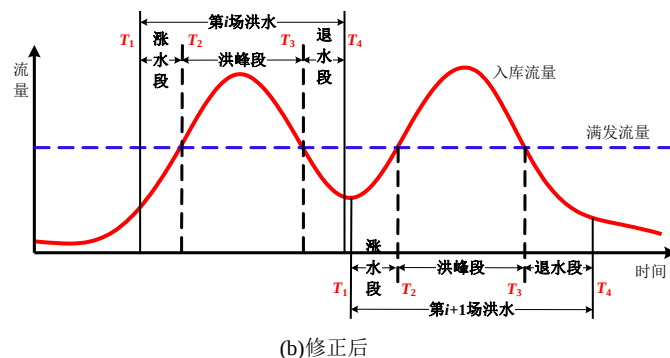
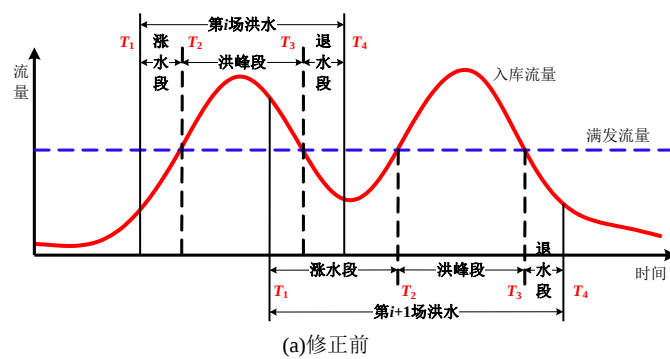


图 A2 洪水过程修正情况 2

Fig.A2 Flood process correction Condition 2

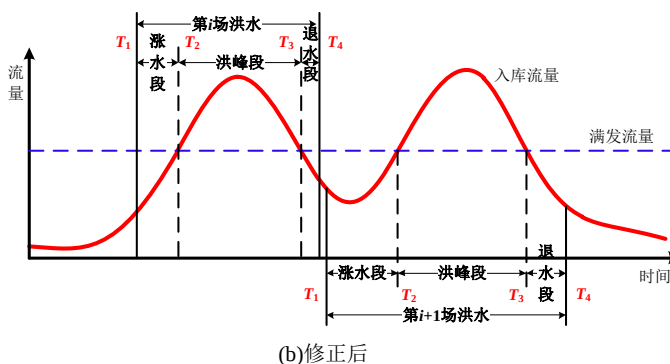
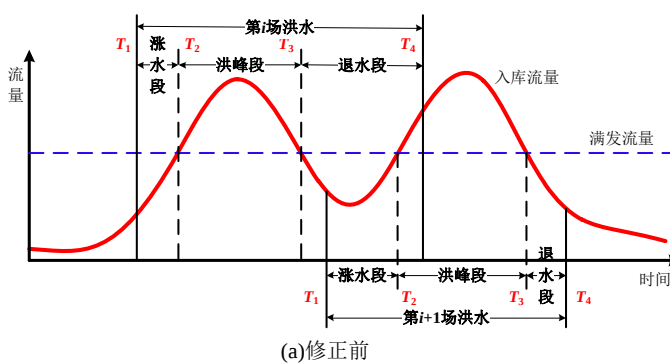
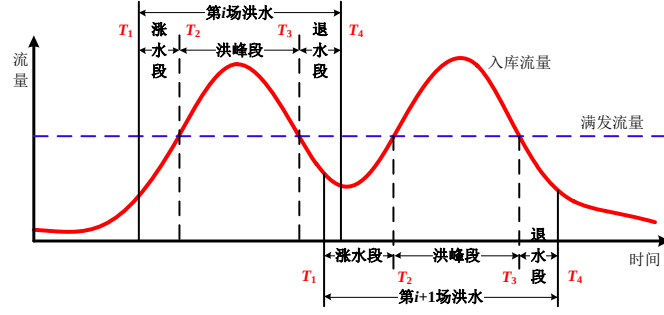
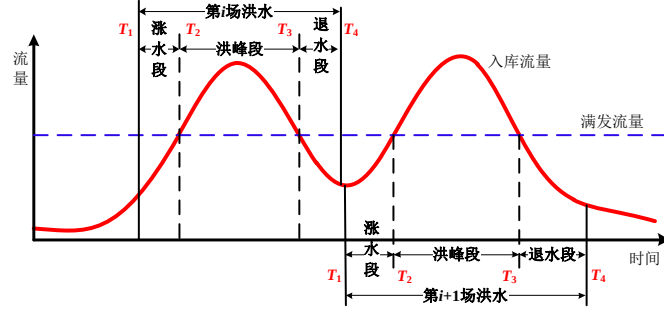


图 A3 洪水过程修正情况 3

Fig.A3 Flood process correction Condition 3



(a)修正前



(b)修正后

图 A4 洪水过程修正情况 4

Fig.A4 Flood process correction Condition 4

附录 B:

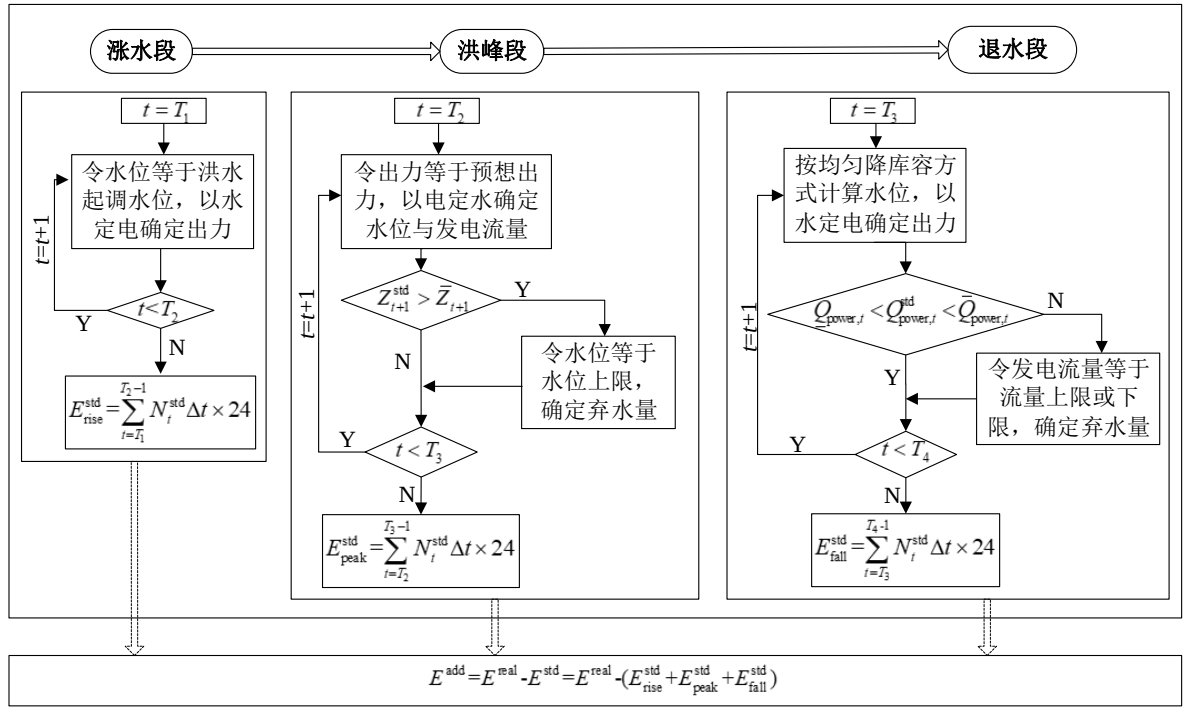


图 B1 调洪增发电量计算流程

Fig.B1 Calculation flowchart of PGIOFD