

负荷频繁波动情景下梯级水电站实时调度策略

杨钰琪^{1,2}, 莫莉^{1,2}, 周建中^{1,2}, 效文静^{1,2}, 徐占兴^{1,2}

(1. 华中科技大学 土木与水利工程学院, 湖北 武汉 430074;

2. 华中科技大学 数字流域科学与技术湖北省重点实验室, 湖北 武汉 430074)

摘要:在新能源高比例并网环境下,如何安全、高效地发挥水电的调节作用是电网安全稳定运行的关键问题之一。介绍电力系统转型时期梯级水电站面临的负荷频繁波动情景,分析水电站实时调度后效性影响,建立实时尺度下水电灵活性量化准则。在此基础上,提出负荷频繁波动情景下的梯级水电站实时调度策略,采用实时与远期视角相结合、时段出力与调度期末水位同时动态控制的方式满足实时调整需求。算例结果表明,所提实时调度策略在多种负荷波动场景下均可提升水电系统对未来调度时段风险的对冲能力,比传统实时调度策略更适应当前水电运行环境。

关键词:负荷波动;梯级水电站;实时调度;后效性;调度风险

中图分类号:TM 76

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202204047

0 引言

构建以新能源为主体的新型电力系统,是实现我国碳达峰、碳中和目标的重要途径^[1]。在电力系统转型的过程中,以风电、光伏为代表的新能源电力以高速、大体量模式并入电网,发电侧功率波动频率加剧且变化幅度加大^[2]。

在新的运行环境下,水电调度与以往有着明显不同。在编制调度计划时,电网调度部门遵循新能源优先并网的原则,将风电与光伏大发时段纳入考量,制定避开新能源大发时段的水电站出力运行方案,使水电站承担电网负荷减去新能源出力后的净负荷,因而净负荷也具有新能源出力的间歇性。在调度计划执行的过程中,电网调度机构原则上按照新能源电厂上报的功率预测结果下达新能源发电计划,采用“预报值即为计划值”的确定性调度模式^[3],这种模式高度依赖新能源功率预测水平,一旦预测结果出现较大偏差,电网就需借助水电等灵活性电源提供的额外出力调整服务对冲预测偏差引起的电力供应风险。受限于新能源功率预测精度,在实际运行中可能需要水电站进行多次、连续的出力调整,这易导致水位越限工况的出现,从而给水电站带来不利影响,因此,如何将水电站频繁响应负荷波动对其后续运行产生的累积效应纳入其出力调整决策过程,使出力调整在满足基本电力平衡要求的同时有

效契合水电站自身实际生产需求,是在新能源高比例并网环境下使水电站积极发挥自身调节能力的一个关键问题。

根据输入信息,水电实时调度研究可分为径流预报不确定性研究^[4]、负荷不确定性研究^[5]以及网内调度优先级更高的电源出力不确定性研究^[6]3类。文献[7]通过设置调整成本实时调控机组以实现节能降耗;文献[8]引入实时弃水风险的概念,建立考虑调度公平性的梯级水电实时调整模型;文献[9]考虑机组振动区、平稳出力以及水电站弃水3个方面的约束,提出可快速可靠满足实时调整需求的优化调度方法及策略;文献[10-11]在实时调控中考虑新能源影响因素,从风电功率实时波动角度出发,提出风水协同运行计划的数据实时修正策略。现有研究大多为单时段下负荷偏差量的优化分配,鲜有将水电未来多时段连续调整的累积效应反馈至当前实时调度决策,传统单一调整视角易导致水电站调度期末水位达不到预期控制目标,出现水电站经济性甚至安全性受到影响的问题。

此外,实时调度通常与滚动调度^[12]共同配合来修正日前出力计划,可将其描述为“预报、决策、实施”(日前计划编制过程)后的“再预报、再决策、再实施”过程^[13]。其中,滚动调度主要包括按总运行成本最小^[14]、修正后计划与修正前计划之间的调整成本最小^[15]等调度目标重新编制余留期计划以及在单时段实时调整后根据最新运行水位、余留期原始出力计划滚动更新水电站水位及出库过程^[16]2类。需说明的是,本文主要关注的是在水电实时调度中如何将后效性反馈至当前实时决策,将第二类滚动调度与本文所提实时调度机制进行配合的方法此处不再赘述。

综上,在新能源高比例并网环境下,针对新能源

收稿日期:2021-07-19;修回日期:2021-11-07

在线出版日期:2022-04-14

基金项目:国家自然科学基金重点资助项目(U1865202);国家自然科学基金面上项目(51979114)

Project supported by the Key Project of the National Natural Science Foundation of China(U1865202) and the General Program of the National Natural Science Foundation of China(51979114)

预测偏差导致水电频繁调整出力的情况,本文提出一种考虑负荷频繁波动的梯级水电站实时调度策略。首先,明确水电系统实时响应出力调整需求对自身运行的延续性影响,并在传统实时调度常用的实时视角基础上,建立考虑延续性影响的远期视角灵活性量化准则;然后,在实时决策中,根据长期灵活性确定各梯级水电站的调整次序,根据实时灵活性确定各梯级水电站的出力调整量,避免单纯牺牲水电效益保障电网安全运行的情况出现,有效控制水电及电网未来调度风险;最后,对所提策略进行算例分析,结果表明,所提策略能够降低水电站连续实时调整对其长期运行安全性的影响,稳固水电系统调度周期性,为水电侧调度人员提供有效控制调度期末水位的实时调度建议。

1 水电实时调整的后效性

在水电系统调度实践中,通常根据中长期优化运行情况给定短期尺度下计划期末库水位,由此限定短期计划期内的总可用水量,调度人员通过多个短期时间节点的分割与节点水位的控制来灵活调控水电站运行。图1为后效性影响示意图。图中: t_0 为电站 h 出力调整时段; T 为调度期内总时段数; τ 为水流时滞的时段数; ΔZ_h 为水电站 h 出力调整后与调整前的 T 时段末水位之差; ΔP_t 为当前出力变化量。由图可见,在水电系统实时补偿的过程中,在时间尺度上, ΔP_t 不仅改变了本时段的出力计划与末水位,而且对未来时段的末水位也会产生持续性影响,而在空间尺度上, ΔP_t 不仅改变了本电站的末水位,而且因式(1)所示的梯级水电站间的水力联系也会对下游电站的末水位产生影响。

$$\begin{cases} f_h(Z_{h,t+1}) = f_h(Z_{h,t}) + (I_{h,t} + Q_{h-1,t-\tau} - Q_{h,t}) \Delta t \times 3600 \\ V_{h,t} = f_h(Z_{h,t}) \end{cases} \quad (1)$$

式中: $f_h(\cdot)$ 为水电站 h 的水位-库容函数; $Z_{h,t}$ 为 t 时段末水电站 h 的水位; $I_{h,t}$ 为 t 时段水电站 h 的区间入

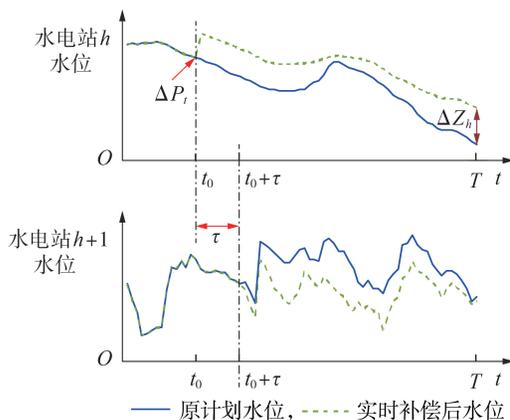


图1 后效性影响示意图

Fig.1 Schematic diagram of aftereffect influence

流; $Q_{h-1,t-\tau}$ 为 t 时段上游水电站 $h-1$ 汇入水电站 h 的流量; Δt 为时段步长,本文取为1h; $V_{h,t}$ 为 t 时段末水电站 h 的库容。

从事后角度分析,本电站的调度期末水位不仅受到期末时段出力调整量的影响,还受到前若干个时段出力调整量的影响,即水电实时补偿对自身运行具有一定的后效性影响,因此,本文以水电站 h 出力调整后与调整前的 T 时段末水位之差 ΔZ_h 表示该水电站调整出力后对自身体后续运行的累积效应,将其作为后效性影响的量化指标。

2 水电灵活性量化准则

受限于当前的技术条件,新能源发电的不确定性在预测误差上有明显体现^[17]。当新能源实际功率大于预测功率时:若水电站仍按原定计划发电,则将由网内电源侧其他能源承担电网负荷的平衡任务,这会影响到其他能源的正常运行,从而可能造成更大的经济损失;若水电站削减自身出力满足电网负荷平衡需求,则虽然可增加网内的新能源消纳总量,但水电站将可能面临调度期末水位高于安全运行水位的情况,这无论是在汛期还是在枯水期都会使水库面临极大的运行风险。反之,当新能源实际功率小于预测功率时,为弥补系统功率缺口,水电站需加大出力运行,大幅加快了可用水量的消耗速度,从而将会面临后期无电可发的风险,水电站长期调度的周期性也将因此被破坏。

此外,水电系统因响应电网实时调度需求而产生的潜在调度风险大小取决于水电灵活性的量化准则,对水电实时灵活性的过高与过低判断均可能诱发未来风险,因此,本文结合水电实际运行过程,提出实时尺度下结合当前与远期视角的水电灵活性量化准则,以使实时调度决策可行、有效。

2.1 实时视角量化指标

根据电网实时供需平衡要求,将实时视角灵活性定义为水电站的灵活性裕度,分为上调灵活性裕度与下调灵活性裕度。

上调灵活性裕度 $\Delta P_{h,t}^{\text{higher}}$ 指 t 时段水电站 h 的可增发出力,为运行约束形成的出力廊道^[18]上边界 $R_{h,t}^{\text{U}}$ 与出力值 $P_{h,t}$ 的差值,如式(2)所示。

$$\begin{cases} \Delta P_{h,t}^{\text{higher}} = R_{h,t}^{\text{U}} - P_{h,t} \\ R_{h,t}^{\text{U}} = \min \{ R_{h,t}^{\text{D,output}}, R_{h,t}^{\text{D,level}}, R_{h,t}^{\text{D,outflow}} \} \end{cases} \quad (2)$$

式中: $R_{h,t}^{\text{D,output}}$ 为 t 时段水电站 h 最大出力约束对应的廊道上边界; $R_{h,t}^{\text{D,level}}$ 为 t 时段水电站 h 最低水位约束对应的廊道上边界; $R_{h,t}^{\text{D,outflow}}$ 为 t 时段水电站 h 最大流量约束对应的廊道上边界。

下调灵活性裕度 $\Delta P_{h,t}^{\text{lower}}$ 指 t 时段水电站 h 的可削减出力,为 t 时段水电站 h 的出力 $P_{h,t}$ 与运行约束形

成的出力廊道下边界 $R_{h,t}^D$ 的差值,如式(3)所示。

$$\begin{cases} \Delta P_{h,t}^{\text{lower}} = P_{h,t} - R_{h,t}^D \\ R_{h,t}^D = \max \{ R_{h,t}^{\text{U,output}}, R_{h,t}^{\text{U,level}}, R_{h,t}^{\text{U,outflow}} \} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $R_{h,t}^{\text{U,output}}$ 为 t 时段水电站 h 最小出力约束对应的廊道下边界; $R_{h,t}^{\text{U,level}}$ 为 t 时段水电站 h 最高水位约束对应的廊道下边界; $R_{h,t}^{\text{U,outflow}}$ 为 t 时段水电站 h 最小流量约束对应的廊道下边界。

根据约束计算廊道的方法见文献[18]。

2.2 长期视角量化指标

在水电站实际运行中,长期视角通常重点考虑水电站的周期性与安全性^[19]。由于水库在不同运行时期均有节点性水位要求,将长期视角灵活性定义为水电站的安全裕度,即当前计划下水电站 h 的调度期末水位 $Z_{h,T}$ 与水调部门给定的调度期末水位 $Z_{h,\text{END}}$ 的差值 ΔZ_h ,如式(4)所示。

$$\Delta Z_h = Z_{h,T} - Z_{h,\text{END}} \quad (4)$$

水电站调度期末水位偏离安全水位的不同状态可表征水电实时响应新能源出力波动后自身不同的运行工况,水电站运行工况从偏离程度 ΔZ_h 的正负性和幅值两方面进行判别。

1) ΔZ_h 的正负性。

偏离程度 ΔZ_h 的正负性表示水电站前期运行用水情况:若其值为正,则表示水电站前期运行用水过少,导致调度期末水库处于水位越限状态;若其值为负,则表示水电站前期运行用水过多,导致调度期末水电站面临无水可用、出力不足的状况。

2) ΔZ_h 的幅值。

ΔZ_h 的幅值大小表示水电站前期运行方式带给未来时段的调度风险:若幅值大于水电站水位容忍阈值,即 $|\Delta Z_h| > |\Delta Z_{\text{tolerate}}|$,则表示此时的调度期末水位已经超出电站风险可控范围;若 $|\Delta Z_h| \leq |\Delta Z_{\text{tolerate}}|$,则表示此时的调度期末水位还有一定的灵活调整空间,长期尺度下存在可调节余量。

3) 水电站运行工况判别式。

将 ΔZ_h 的正负性与幅值相互组合,即可以得到 $(\Delta Z_h < 0, |\Delta Z_h| > |\Delta Z_{\text{tolerate}}|)$ 、 $(\Delta Z_h < 0, |\Delta Z_h| \leq |\Delta Z_{\text{tolerate}}|)$ 、 $(\Delta Z_h \geq 0, |\Delta Z_h| > |\Delta Z_{\text{tolerate}}|)$ 、 $(\Delta Z_h \geq 0, |\Delta Z_h| \leq |\Delta Z_{\text{tolerate}}|)$ 4种不同状态,分别表示低水位风险、低水位安全、高水位风险、高水位安全工况,各电站在某一时段下只可能归属一种状态,判别具备唯一性。进一步,可根据工况将水电站划分至高水位风险电站集 $S_{\text{risk}}^{\text{high}}$ 、低水位风险电站集 $S_{\text{risk}}^{\text{low}}$ 、高水位安全电站集 $S_{\text{safe}}^{\text{high}}$ 、低水位安全电站集 $S_{\text{safe}}^{\text{low}}$ 这4种类型电站集,如式(5)所示。

$$h \in \begin{cases} S_{\text{safe}}^{\text{high}} & 0 \leq \Delta Z_h \leq \Delta Z_{\text{tolerate}} \\ S_{\text{risk}}^{\text{high}} & 0 < \Delta Z_{\text{tolerate}} < \Delta Z_h \\ S_{\text{safe}}^{\text{low}} & \Delta Z_h < 0, |\Delta Z_h| \leq \Delta Z_{\text{tolerate}} \\ S_{\text{risk}}^{\text{low}} & \Delta Z_h < 0, |\Delta Z_h| > \Delta Z_{\text{tolerate}} \end{cases} \quad (5)$$

3 考虑负荷频繁波动的梯级水电站实时调度策略

3.1 负荷频繁波动下梯级水电站实时补偿调整顺序

在负荷突减的情景下,水电系统需要提供下调灵活性裕度。考虑到实时出力变动对水电系统长期调度的影响,由于在所有电站中低水位风险电站调度期末水位最低,因此优先对其进行出力下调,以使该类型电站调度期末水位有所回升,依此类推,水电站出力调整顺序为:低水位风险电站>低水位安全电站>高水位安全电站(这些电站为该情景下的相对低水位电站)。此时,若同一电站集中存在多座电站,则按 ΔZ_h 升序对电站集中的电站进行排列,优先调整各电站集中末水位最低者。

在负荷突增的情景下,水电系统需要提供上调灵活性裕度。考虑到实时出力变动对水电系统长期调度的影响,由于在所有电站中高水位风险电站调度期末水位最高,因此优先对其进行出力上调,以使该类型电站调度期末水位有所回落,依此类推,水电站出力调整顺序为:高水位风险电站>高水位安全电站>低水位安全电站(这些电站为该情景下的相对高水位电站)。此时,若同一电站集中存在多座电站,则按 ΔZ_h 降序对电站集中的电站进行排列,优先调整各电站集内末水位最高者。

需要注意的是,每当一座电站调整完毕时,需立即更新负荷情景与各电站分类,保证在负荷频繁波动时,前续调整决策影响的末水位状态可通过长期视角量化指标 ΔZ_h 反馈至当前决策中。

3.2 梯级水电站实时调度步骤

传统实时补偿方法通常以实时调整成本最低为目标,将发电任务变化量在各水电站间进行优化分配,容易忽略当前出力调整量对水电站未来运行的影响。为此,本文在梯级水电站经济调度模型的基础上,以各水电站日前优化发电计划方案为初始过程值,根据实时尺度下水电灵活性量化准则,准确计算各水电站灵活性裕度与安全裕度,将二者同时纳入出力调整决策过程,提出考虑后效性的实时补偿机制,具体调整步骤如下。

1) 量化水电站灵活性。根据式(2)、(3)计算水电站灵活性裕度,根据式(4)计算水电站安全裕度,并根据式(5)将各水电站划分至相应电站集中。

2) 根据负荷超短期预测结果对下一调度时段进行情景判别。

3)根据3.1节确定水电站实时补偿调度顺序。

4)根据面临的情景类型与最优调整顺序逐一分配电网下达的预测误差补偿任务,如式(6)、(7)所示。

若为负荷突减场景,则有:

$$\begin{cases} \Delta P_{h,t} = \min \{ \Delta P_{h,t}^{\text{lower}}, \Delta P_{w,t}^{\text{left}} \} \\ \Delta P_{w,t}^{\text{left}} = P_{w,t} - \sum_{i < h} \Delta P_{i,t} \end{cases} \quad (6)$$

式中: $\Delta P_{h,t}$ 为 t 时段水电站 h 应削减的出力; $\Delta P_{w,t}^{\text{left}}$ 为 t 时段电网剩余未分配的补偿出力; $P_{w,t}$ 为 t 时段电网下达的出力补偿值; $\sum_{i < h} \Delta P_{i,t}$ 为排序在水电站 h 之前的水电站补偿出力之和。

若为负荷突增场景,则有:

$$\begin{cases} \Delta P_{h,t} = \min \{ \Delta P_{h,t}^{\text{higher}}, \Delta P_{w,t}^{\text{left}} \} \\ \Delta P_{w,t}^{\text{left}} = |P_{w,t}| - \sum_{i < h} \Delta P_{i,t} \end{cases} \quad (7)$$

5)根据水库当前水位以及计划出力更新余留期水位与出库流量信息,重新量化水电站灵活性。

6)对于负荷突减情景:若 $\Delta P_{w,t}^{\text{left}} \neq 0$ 且存在可调整的相对低水位电站,则转至步骤3)更新实时补偿调度顺序;若 $\Delta P_{w,t}^{\text{left}} \neq 0$ 但不存在可调整的相对低水位电站,即水电系统中的相对低水位电站已全部削减出力至廊道下限,则 $\Delta P_{w,t}^{\text{left}}$ 为水电系统无法补偿的新能源预测误差,计算过程结束;若 $\Delta P_{w,t}^{\text{left}} = 0$,即水电系统已完成补偿预测误差任务,则计算过程结束。对于负荷突增情景:若 $\Delta P_{w,t}^{\text{left}} \neq 0$ 且存在可调整的相对高水位电站,则转至步骤3)更新实时补偿调度顺序;若 $\Delta P_{w,t}^{\text{left}} \neq 0$ 但不存在可调整的相对高水位电站,即水电系统中相对高水位电站已全部增发至廊道上限,则 $\Delta P_{w,t}^{\text{left}}$ 为水电系统无法补偿的新能源预测误差,计算过程结束;若 $\Delta P_{w,t}^{\text{left}} = 0$,即水电系统已完成补偿预测误差任务,则计算过程结束。

考虑后效性的实时补偿机制流程图如附录A图A1所示,其中出力调整量分配流程图如附录A图A2所示。

4 算例分析

4.1 输入参数

本文以湖北电网及清江梯级水电站为研究对象,选取2018年4月某典型日为研究时段,给出该典型日下梯级水电站日前调度方案,如附录A图A3所

示。此外,设定水位容忍阈值 $\Delta Z_{\text{tolerate}} = 0.5 \text{ m}$,将日前调度方案实际末水位作为实时调整输入,各水电站调度期末水位和小出力运行区参数如表1所示。表中:末水位偏差是指实际末水位与设定安全水位之差;小出力运行区是指在水电站非高效运行下极易造成机组频繁穿越振动区的区域,应在运行中尽量避开。

4.2 单时段实时补偿出力结果分析

基于2018年4月该典型日湖北电网实际运行情况,通过负荷突减与负荷突增2种情景验证所提实时补偿机制的可行性。

1) 负荷突减情景。

计算条件如下: $t=1$,新能源增量为 -31.74 MW ,电网实时调度需求为 31.74 MW 。在实时调度需求分配方面,根据表1中调度期末水位,可将水布垭、隔河岩和高坝洲电站分别划分为低水位风险电站、高水位风险电站和高水位安全电站。根据实时调整策略,水电站实时调整顺序为:隔河岩电站>高坝洲电站>水布垭电站。该情景下的实时调度结果如图2所示。由图可知,由于隔河岩电站出力上调空间受限于小出力运行区 $(0, 50] \text{ MW}$,基于自身安全考虑,该电站加大出力至 50 MW 以弥补新能源功率预测误差,此时,系统实时调度需求为 -18.26 MW ,需水位较低的电站减小出力,在满足实时调度需求的同时使自身水位得到回升。重新获取各水电站调度期末水位值,实时调整顺序为:水布垭电站>隔河岩电站>高坝洲电站。因此,水布垭电站出力减小 18.26 MW ,水电系统出力总调节量为 31.74 MW ,满足实时调控要求。

2) 负荷突增情景。

计算条件如下: $t=1$,新能源增量为 47.46 MW ,电网实时调度需求为 -47.46 MW 。根据实时调整策略,水电站实时调整顺序为:水布垭电站>高坝洲电站>隔河岩电站。该情景下的实时调度结果如图3所示。水布垭电站的计划出力为 74.02 MW ,为躲避小出力运行区,该电站仅能向下减小出力 34.02 MW ,此时仍需水电系统提供下调灵活性裕度,因此,由高坝洲电站补偿剩余预测偏差量,使其出力减小 13.44 MW ,满足实时调度需求。

4.3 单时段实时补偿水位结果分析

负荷突减与负荷突增情景下水电系统实时调整前后的水位分别如图4、5所示。

在负荷突减情景下:隔河岩电站因优先调整顺

表1 梯级水电站调度期末水位和小出力运行区

Table 1 Water level in end of dispatching period and small output operation area of cascaded hydropower stations

水电站	设定安全水位 / m	实际运行水位 / m	末水位偏差 / m	水位容忍区间 / m	小出力运行区 / MW
水布垭	371.116	370.475	-0.641	[370.616, 371.616]	(0, 40]
隔河岩	192.380	193.459	1.079	[191.880, 192.880]	(0, 50]
高坝洲	78.470	78.765	0.295	[77.970, 78.970]	

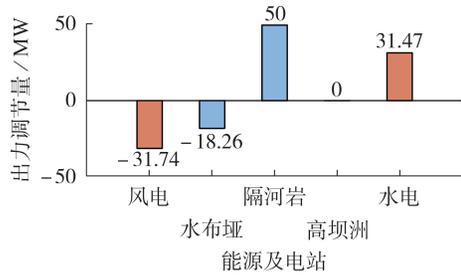


图2 负荷突减情景下的实时调度结果

Fig.2 Real-time dispatching results under sudden load down scenario

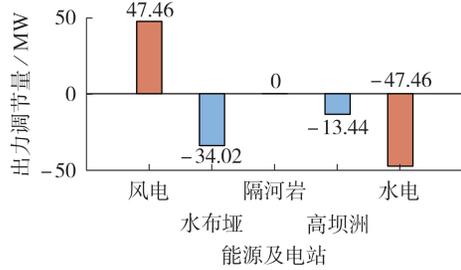


图3 负荷突增情景下的实时调度结果

Fig.3 Real-time dispatching results under sudden load up scenario

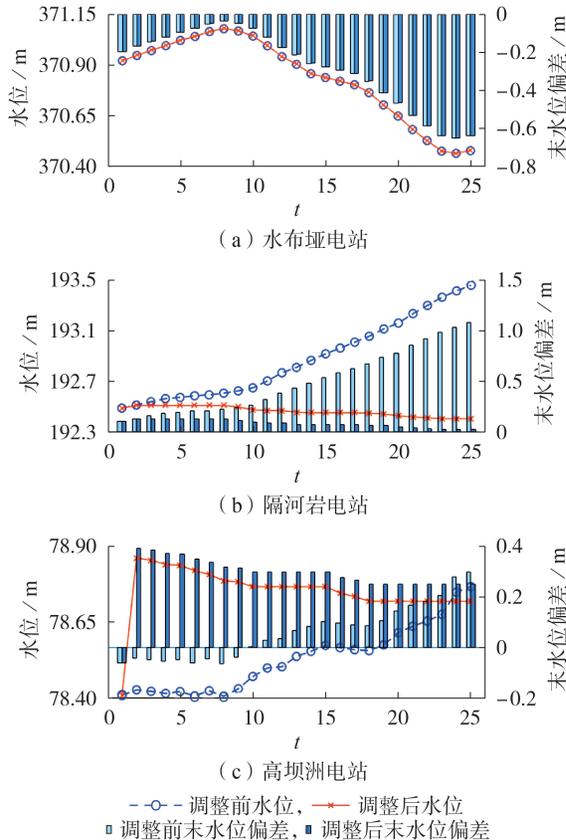


图4 负荷突减情景下水电系统实时调整前后的水位

Fig.4 Water level of hydropower system before and after real-time adjustment under sudden load down scenario

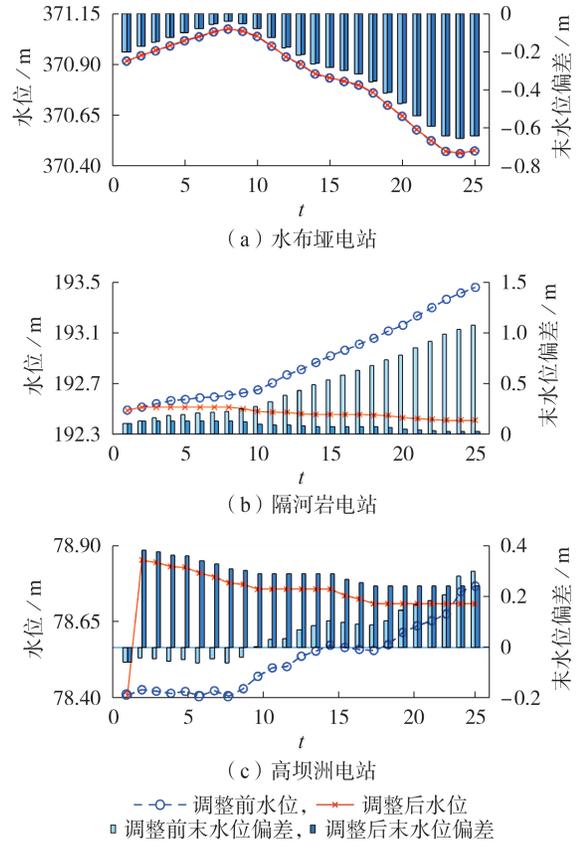


图5 负荷突增情景下水电系统实时调整前后的水位

Fig.5 Water level of hydropower system before and after real-time adjustment under sudden load up scenario

序的优势,其末水位偏差改善效果明显;水布垭电站出力调整量较小,其末水位偏差由-0.641 m变为-0.640 m,偏差程度略有减小;而高坝洲电站受到隔河岩电站出库流量的影响,在时段2—23出现了调整后的末水位偏差大于调整前的现象,但其末水位偏差在调度期末明显小于调整前。

在负荷突增情景下:水布垭电站出力小幅调整,其末水位偏差由0.641 m减小至0.639 m;隔河岩电站未进行出力调整,但受水布垭电站下泄流量的影响,其末水位偏差也得以减小;高坝洲电站则因自身出力变化,其末水位偏差在调度期末得以减小,相较于负荷突减情景改善程度更大。

综上所述,考虑响应新能源预测偏差对自身后续运行持续性影响的补偿策略,能在提供足够的额外出力调整服务的同时,不同程度地减小各水电站调度期末水位偏差,对冲了水电作为补偿电源响应新能源预测偏差所承担的后期无水可用或水位越限的风险,减小了水电站实时调整对其长期运行安全性的影响,稳固了水电系统的长期调度周期性。

4.4 同一水电系统连续多时段的实时补偿效果分析

为验证负荷频繁波动下所提实时补偿机制的有效性,在调度期内的各时段连续设置60 MW的新能源突减量,分析同一水电系统在利用所提实时补偿

机制频繁提供上调灵活性裕度后对自身长期运行的影响。水电系统连续实时调整后的调度期末水位如附录A图A4所示。

计算条件如下： t 取值范围为 $1\sim T$ ，新能源增量为 -60 MW ，电网实时调度需求为 60 MW ，水电系统连续在每个时段进行 60 MW 的实时补偿。与4.2节相同，由表1中末水位偏差可得各水电站调整顺序为：隔河岩电站>高坝洲电站>水布垭电站。在隔河岩电站出力增加 60 MW 后，当前时段末水位降低，后续时段按原出力计划与当前时段末水位滚动更新调度期末水位。水布垭电站因位于隔河岩电站上游，其水位未受此次调整影响，而高坝洲电站位于隔河岩电站下游，受隔河岩电站出力加大、出库流量增加的影响，高坝洲电站的来水增加，调度期末水位改变。梯级水电站末水位调整顺序更新为：高坝洲电站>隔河岩电站>水布垭电站。高坝洲电站出力增加 60 MW ，在满足实时调整需求的同时继续降低自身末水位偏差。由图A4可知，经过连续实时调整后，除低水位风险电站（水布垭电站）外，其余水电站均有效利用实时补偿机会调整自身调度期末水位，逐渐逼近设定的安全水位，有效减小了水电实时补偿新能源预测偏差对自身运行的影响。

4.5 同一水电系统不同时段实时补偿效果分析

为分析水电系统在不同时段提供同样的上调灵活性裕度对自身的影响，在调度期内各时段独立设置 60 MW 的新能源突减量，保存 t 时段实时补偿后滚动更新得到的调度期末水位，并将水电站重置为实时补偿前的运行状态，再进行 $t+1$ 时段的实时补偿，得到调整时段对各水电站末水位的影响规律，如附录A图A5所示，图中时段1为未进行调整时各水电站的调度期末水位与水位偏差，后续时段为进行实时补偿后的调度期末水位与水位偏差。

计算条件如下： t 取值范围为 $1\sim T$ ，新能源增量为 -60 MW ，电网实时调度需求为 60 MW ，水电系统在每个时段独立进行 60 MW 的实时补偿。在所提实时补偿机制普适性方面，由图A5可知，水布垭电站作为低水位风险电站，其末水位已低于安全水位，因此，在需要加大出力的实时补偿中避免了出力调整，其末水位偏差未改变，而隔河岩电站与高坝洲电站在不同时段采用本文机制进行实时补偿，其调度期末水位偏差均有所减小。由表1可知，在各时段独立实时调整时，水电站调整顺序均为：隔河岩电站>高坝洲电站>水布垭电站。进一步，根据图A5分析相同调整量、不同调整时段的实时补偿对调度期末水位偏差量的影响：水布垭电站末水位偏差未改变；隔河岩电站作为调整主力，实时补偿时段越靠近调度期初始时段，对其末水位的影响越小，该电站具有足够的时间与水量资本来利用考虑后效性的实时补偿机制进行末水位调整，而实时补偿时段越靠近调

度期末，对该电站末水位的影响越大，该电站的末水位偏差修正能力有限，补偿产生的后效性影响不可忽略；高坝洲电站作为下游平衡电站，其末水位因受上游出库与区间入流的影响而有所上升，其末水位偏差呈现先减小后增大的趋势。因此，对于承担多种综合利用任务的水电站，在临近长期调度关键时间节点（例如汛前消落期末、蓄水期末、汛期）时，应充分考虑实时调整对其自身运行的影响，而在以调峰为主的枯水期，本文所提实时补偿机制可为调度人员提供有效控制调度期末水位的实时调度建议，具有一定的工程应用价值。

5 结论

新能源的高速、大体量并网对水电实时补偿机制提出了更高要求。在该运行环境下，如何在实时调度过程中提升水电系统运行的安全性与经济性显得尤为重要。为此，本文提出一种考虑负荷频繁波动的梯级水电站实时补偿策略，并将其应用于湖北省清江梯级水电站的日内实时优化运行，通过算例分析得到以下结论：

1) 本文提出的考虑后效性的实时补偿机制能够不同程度地减小各水电站末水位的绝对偏差量，有效对冲了水电作为补偿电源响应实时调整需求所承担的后期无水可用或水位越限的风险，减小了水电站实时调整对其长期运行安全性的影响，稳固了水电系统长期调度周期性；

2) 对于承担多种综合利用任务的水电站，在临近长期调度关键水位控制节点时，应充分考虑水电站参与实时调整对其后期运行的影响，此时宜以消落、蓄水、防洪等任务为主，而在以调峰为主的枯水期，本文所提实时补偿机制可为调度人员提供有效控制调度期末水位的实时调度建议。

新能源高渗透率将成为未来电力系统发展的一个突出特征，因此，在水电短期优化运行中考虑新能源现行运行方式尤为重要。本文重点研究了新形势下考虑后效性的水电实时补偿机制，暂未考虑机组层面，下一步的研究计划是将研究对象从电站精细化至水电机组，使得建立的短期运行模型更符合实际情况。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献：

- [1] 习近平. 在第七十五届联合国大会一般性辩论上的讲话[EB/OL]. (2020-09-22)[2021-07-17]. http://www.gov.cn/xinwen/2020-09/22/content_5546169.htm.
- [2] 夏依莎, 刘俊勇, 刘继春, 等. 基于电量共享的梯级水光蓄联合发电系统优化调度策略[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 118-125.
XIA Yisha, LIU Junyong, LIU Jichun, et al. Optimal scheduling strategy of cascaded hydro-photovoltaic-pumped storage

- hybrid generation system based on electric energy sharing[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 118-125.
- [3] 张俊涛,程春田,申建建,等. 考虑风光不确定性的比例可再生电源电网短期联合优化调度方法[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(18): 5921-5932.
- ZHANG Juntao, CHENG Chuntian, SHEN Jianjian, et al. Short-term joint optimal operation method for high proportion renewable energy grid considering wind-solar uncertainty[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(18): 5921-5932.
- [4] 纪昌明,李荣波,田开华,等. 基于来水不确定性的梯级水电站负荷调整耦合模型:以锦官电源组梯级水电站为例[J]. 水力学报, 2017, 48(1): 1-12.
- JI Changming, LI Rongbo, TIAN Kaihua, et al. A coupling model of load adjustment for cascade hydropower stations based on inflow uncertainty: a case study of Jinping-guandi cascade hydropower stations[J]. Journal of Hydraulic Engineering, 2017, 48(1): 1-12.
- [5] 赵冬梅,宋原,王云龙,等. 考虑柔性负荷响应不确定性的多时间尺度协调调度模型[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(22): 21-30.
- ZHAO Dongmei, SONG Yuan, WANG Yunlong, et al. Coordinated scheduling model with multiple time scales considering response uncertainty of flexible load[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(22): 21-30.
- [6] 王彬,孙勇,吴文传,等. 协同电网安全性与经济性的新能源优先实时调度方法及应用[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(16): 105-113.
- WANG Bin, SUN Yong, WU Wenchuan, et al. Real-time prior dispatch method for renewable energy with safety and economy coordination of power grid and its application[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(16): 105-113.
- [7] 徐帆,陈之栩,张勇,等. 实时发电计划模型及其应用[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(6): 117-122.
- XU Fan, CHEN Zhixu, ZHANG Yong, et al. Real-time generation scheduling model and its application[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(6): 117-122.
- [8] 苏华英,王国松,廖胜利. 基于实时弃水风险评估的梯级水电优化调度方法[J]. 水力发电, 2020, 46(8): 80-83.
- SU Huaying, WANG Guosong, LIAO Shengli. Optimal scheduling method of cascade hydropower stations based on real-time abandoned water risk assessment[J]. Water Power, 2020, 46(8): 80-83.
- [9] 王嘉阳,程春田,廖胜利,等. 复杂约束限制下的梯级水电站群实时优化调度方法及调整策略[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(17): 4326-4334.
- WANG Jiayang, CHENG Chuntian, LIAO Shengli, et al. Real-time scheduling method and strategy for hydro cascaded system with complex constraints[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(17): 4326-4334.
- [10] 杨秀媛,樊新东,陈麒宇. 考虑振动区的水电厂控制策略及其在水电协同运行中的应用[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(18): 5433-5441, 5591.
- YANG Xiuyuan, FAN Xindong, CHEN Qiyu. Control strategy of hydropower plant considering vibration region and its application in coordinated hydro and wind power generation[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(18): 5433-5441, 5591.
- [11] 杨秀媛,裴微江,金鑫城,等. 改进K近邻算法在风功率预测及风水协同运行中的应用[J]. 电网技术, 2018, 42(3): 772-778.
- YANG Xiuyuan, PEI Weijiang, JIN Xincheng, et al. Wind power prediction based on improved K-nearest neighbor algorithm and its application in co-operation of wind and hydro Powers[J]. Power System Technology, 2018, 42(3): 772-778.
- [12] 吉静,郝雨丽,王昊昊,等. 大规模风电参与一次调频下基于机组快速启动能力的日内滚动调度[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(5): 121-130.
- JI Jing, HAO Lili, WANG Haohao, et al. Intra-day rolling dispatch considering large-scale wind power participating in primary frequency regulation based on unit fast start-up capability[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(5): 121-130.
- [13] 赵勇,裴源生,于福亮. 黑河流域水资源实时调度系统[J]. 水利学报, 2006, 37(1): 82-88, 96.
- ZHAO Yong, PEI Yuansheng, YU Fuliang. Real-time dispatch system for Heihe River Basin water resources[J]. Journal of Hydraulic Engineering, 2006, 37(1): 82-88, 96.
- [14] 包宇庆,王蓓蓓,李扬,等. 考虑大规模风电接入并计及多时间尺度需求响应资源协调优化的滚动调度模型[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(17): 4589-4600.
- BAO Yuqing, WANG Beibei, LI Yang, et al. Rolling dispatch model considering wind penetration and multi-scale demand response resources[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(17): 4589-4600.
- [15] 李志伟,赵书强,董凌. 考虑预测误差的风火协调滚动调度[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(12): 88-96.
- LI Zhiwei, ZHAO Shuqiang, DONG Ling. Coordinated rolling dispatch of wind and thermal power considering forecasting error[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(12): 88-96.
- [16] 周建中,袁柳,卢鹏,等. 水情变化条件下梯级水电站实时负荷调整方法[J]. 水力发电学报, 2015, 34(9): 1-9.
- ZHOU Jianzhong, YUAN Liu, LU Peng, et al. Real-time load-adjusting method of cascade hydropower plants considering hydrological regime-changing conditions[J]. Journal of Hydroelectric Engineering, 2015, 34(9): 1-9.
- [17] 王伟胜,王铮,董存,等. 中国短期风电功率预测技术现状与误差分析[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(1): 17-27.
- WANG Weisheng, WANG Zheng, DONG Cun, et al. Status and error analysis of short-term forecasting technology of wind power in China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(1): 17-27.
- [18] 张睿. 流域大规模梯级电站群协同发电优化调度研究[D]. 武汉:华中科技大学, 2014.
- ZHANG Rui. Hydropower generation scheduling of large-scale cascaded hydropower stations[D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2014.
- [19] 陈森林. 水电站水库运行与调度[M]. 北京:中国电力出版社, 2008: 52-53.

作者简介:



杨钰琪

杨钰琪(1995—),女,博士研究生,主要研究方向为清洁能源优化运行(**E-mail**: yangyuqi@hust.edu.cn);

莫莉(1980—),女,副教授,博士,主要研究方向为水电能源优化运行、调度风险分析与决策(**E-mail**: moli@hust.edu.cn);

周建中(1959—),男,教授,主要研究方向为水电能源及其复杂系统分析(**E-mail**: jz.zhou@hust.edu.cn);

效文静(1997—),女,硕士研究生,主要研究方向为水电系统优化调度、水文预报等(**E-mail**: m201973890@hust.edu.cn)。

(编辑 王锦秀)

(下转第260页 continued on page 260)

Load transfer control method of distribution network based on deep reinforcement learning

WANG Guanghua¹, LI Xiaoying¹, SONG Bingrui², ZHANG Pei²

(1. Baoding Power Supply Company, State Grid Hebei Electric Power Co., Ltd., Baoding 071000, China;
2. Tianjin Xianghe Electric Co., Ltd., Tianjin 300042, China)

Abstract: With the rapid expansion of urban scale and the continuous advancement of electric energy substitution, the number of buses in distribution network increases greatly, the structure becomes more complex, the uncertainty of topology changing after fault becomes larger, and it is difficult for the traditional load transfer methods to provide high-quality solution schemes in short time. For that, the load transfer control method of distribution network based on deep reinforcement learning is proposed. The load transfer process is regarded as a Markov decision process, which interacts with the real-time electrical and topological data of distribution network, and controls the tie switch and subsection switch. In order to improve the accuracy and generalization ability of the algorithm, the pre-simulation mechanism is added to the action strategy for the algorithm, the proportions of action and learning are adjusted and the adaptive optimization algorithm is adopted to solve the problem. The case analysis shows that the proposed method can deal with the topology variation of distribution network under different faults, and provide the optimal transfer control scheme of load recovery amount, power grid loss and times of switching operation immediately, which is of great significance for reducing the outage loss and improving users' satisfaction.

Key words: deep reinforcement learning; distribution network; load transfer; Markov decision process

(上接第211页 continued from page 211)

Real-time dispatching strategy of cascaded hydropower stations under frequent load fluctuation

YANG Yuqi^{1,2}, MO Li^{1,2}, ZHOU Jianzhong^{1,2}, XIAO Wenjing^{1,2}, XU Zhanxing^{1,2}

(1. School of Civil and Hydropower Engineering, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China;
2. Hubei Key Laboratory of Digital Valley Science and Technology, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China)

Abstract: Under the environment of grid-connection of high proportion of renewable energy, how to utilize the regulation effect of hydropower safely and efficiently is one of the key issues for the safe and stable operation of power grid. The frequent load fluctuation situation faced by cascaded hydropower stations in the period of power system transformation is introduced, the aftereffect influence of real-time dispatching for hydropower stations is analyzed, and the quantitative criterions of hydropower flexibility in real-time scale is established. On this basis, a real-time dispatching strategy of hydropower stations under the situation of frequent load fluctuation is proposed, which adopts the mode of combining real-time and long-term perspectives and dynamically controlling the output of each period and the water level at the end of dispatching period at the same time to meet the demand of real-time adjustment. The case results show that the proposed real-time dispatching strategy can enhance the hedging ability of hydropower system against the risk of future dispatching period under multiple load fluctuation scenarios, and it is more adaptable for the current hydropower operation environment compared with the traditional real-time dispatching strategy.

Key words: load fluctuation; cascaded hydropower station; real-time dispatching; aftereffect; dispatching risk

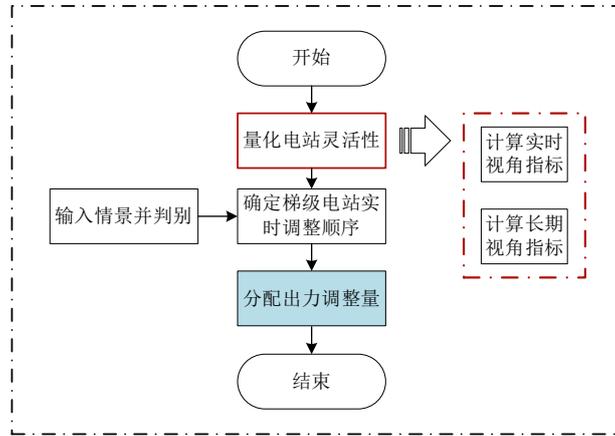


图 A1 考虑后效性的实时补偿机制流程图

Fig.A1 Flowchart of real-time compensation mechanism considering aftereffect

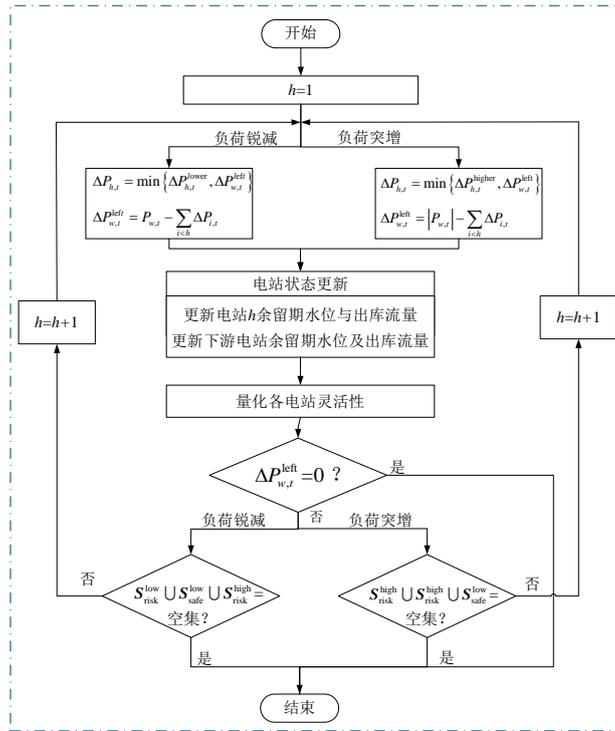
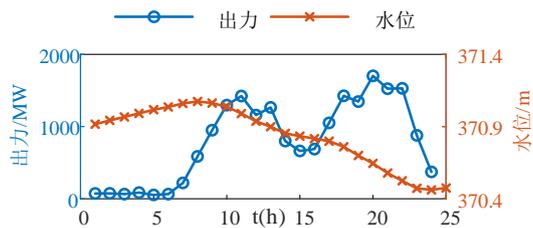
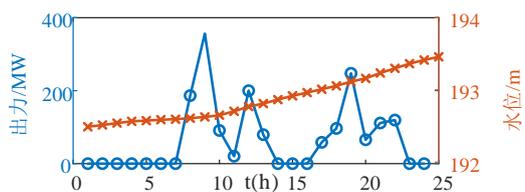


图 A2 出力调整量分配流程图

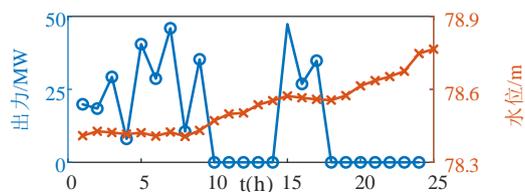
Fig.A2 Flowchart of output adjustment distribution



(a) 水布垭优化结果



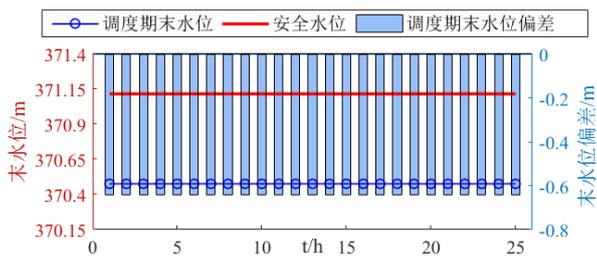
(b) 隔河岩优化结果



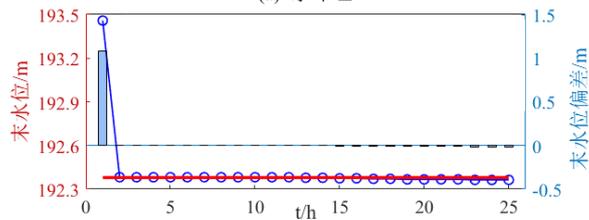
(c) 隔河岩优化结果

图 A3 清江梯级水电站日前调度方案

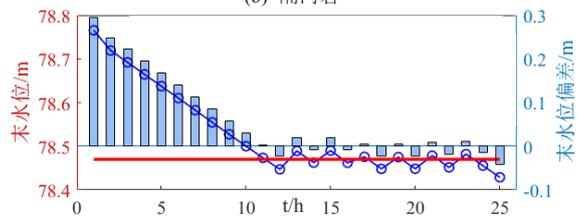
Fig.A3 Day-ahead dispatching scheme of Qingjiang cascaded hydropower station



(a) 水布垭



(b) 隔河岩



(c) 高坝洲

图 A4 水电系统连续实时调整后的调度期末水位

Fig.A4 Water level of hydropower system in end of dispatching period after continuous real-time adjustment

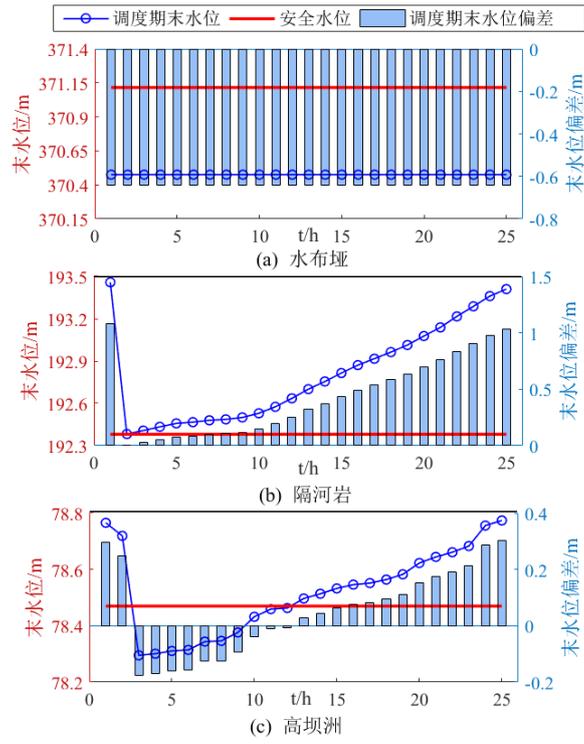


图 A5 水电系统不同时段实时调整后的调度期末水位状态

Fig.A5 Water level of hydropower system in end of dispatching period after real-time adjustment in different periods