

文章编号: 0559-9350(2026)05-0663-12

考虑水风光联合运行风险的主力水库调度规则提取方法

廖胜利¹, 阎紫鑫¹, 李树山², 刘本希¹, 程春田¹, 熊江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 510663)

摘要: 水库调度规则对指导水库运行至关重要。针对水风光联合运行面临的弃水和缺电问题, 提出了一种考虑水风光联合运行风险的主力水库调度规则提取方法。首先, 构建水风光基地弃水与缺电风险工况多时间尺度来水评估准则, 结合蒙特卡洛模拟和K-means聚类生成极端工况下的场景组合, 以表征各风险工况并为模型提供输入。接着, 考虑水风光基地水力约束、电力约束及新能源消纳规则, 提出梯级电站在各风险工况下的调度策略, 分别建立满足未来固定时段内不弃水、不缺电的主力水库调度图优化模型。最后, 在调度周期内采用混合整数线性规划(MILP)模型逐时段求解, 提取主力水库弃水风险上线和电力保供下线。以中国西南某流域水风光一体化基地为工程背景进行主力水库调度规则提取, 并设置对比规则与多种参数场景验证所提方法的有效性。结果表明: 所提规则可有效实现水风光基地运行风险态势感知并通过水位调控显著降低运行风险, 相较于对比规则可实现汛期无弃水、枯期无缺电; 同时所提方法在各种参数场景下均能有效提取主力水库调度规则, 为新能源高速发展背景下水风光基地稳定运行提供理论支撑。

关键词: 弃水; 缺电; 调度规则; 风险态势感知; 能源消纳; 电力保供

中图分类号: TV76

文献标识码: A

doi: 10.3724/j.slxb.20250440

1 研究背景

在双碳目标推动下, 风电和光伏等新能源迅速发展^[1]。然而, 风光发电具有波动性、随机性和不可调度性, 给电力系统稳定运行带来了诸多挑战^[2]。目前应对该问题较为安全可靠的方式是将其与具备快速调节负荷能力的能源协同调度^[3]。水电具有启停迅速、响应灵敏、调节性能强等特点^[4], 且与风光在日内及季节尺度上互补性良好^[5]。其中, 位于流域龙头的主力水库调节能力较强, 联合调度时对下游中小型水库的补偿效益显著, 同时协同风光发电, 有效保障电力系统稳定^[2]。因此, 依托中国水电资源禀赋优势, 充分挖掘流域主力水库多尺度、大规模灵活调节能力, 是推动新能源高效消纳并保障电网电力稳定供应的关键途径之一^[6]。

相较于梯级水电站独立调度, 水风光联合调度因水库径流、风光发电出力及用电需求等多重不确定性相互叠加, 显著改变了水电站运行边界^[7]。因此, 基于径流时序特性的传统水库调度规则在联合调度模式下难以适用^[8]。同时, 联合调度方式使得水风光基地在运行中面临严重的弃水和缺电风险^[9]。亟需探索适用于水风光基地的主力水库调度规则, 指导水库调度人员在水风光联合调度模式下根据水库面临状态做出蓄放水决策, 降低运行风险, 促进水风光基地清洁能源消纳并有效支撑电网保供^[10]。

目前针对水风光基地水库调度规则的研究, 通常采用随机优化^[11]、鲁棒优化^[12]或基于历史时序数据模拟^[13]等方法表征新能源的波动特征, 并据此作为水库的运行边界进行调度规则制定。如谢蒙飞等^[14]以径流-风光发电联合场景集为输入, 构建随机优化模型以提取主力水库水位控制规则; 王进

收稿日期: 2025-08-06; 网络首发日期: 2026-04-07

网络首发地址: <https://link.cnki.net/urlid/11.1882.TV.20260407.1259.002>

基金项目: 智能电网重大专项(2030)(2025ZD0804900); 国家自然科学基金项目(52379004)

作者简介: 廖胜利(1980—), 教授, 博士生导师, 主要从事水文预报和梯级水电优化调度研究。E-mail: shengliliao@dlut.edu.cn

等^[15]基于历史径流和风光发电出力数据进行模拟调度, 并采用NSGA II算法优化调度参数, 提出梯级水风光六段式互补调度规则。上述方法虽考虑到新能源的随机性与波动性, 但针对极端情况下水风光多能源耦合不确定性的研究较少, 无法应对水风光基地日益频发的极端风险事件, 如丰枯急转^[16]、台风^[17]、暴雨^[18]、干旱^[19]等。另一些研究人员从目标角度出发制定水库调度规则, 如沈筱等^[20]建立以系统总发电量最大为目标的确定性优化模型并结合BP神经网络提取水库调度规则; Li等^[21]提出水光互补系统长期运行计划的多目标优化模型, 兼顾电网安全及效益; Wang等^[22]建立发电量最大和期末蓄能最大多目标模型, 提取极端干旱条件下主力水库调度规则。然而, 上述研究大多以发电量最大、期末蓄能最大、出力保证率最大等为目标, 均未从水风光基地运行风险角度出发研究水库调度规则, 难以完全通过规则实现水风光基地运行风险态势感知与有效防控。

综上, 本文从风险角度出发, 针对水风光基地运行过程中的弃水和缺电两类风险工况进行主力水库调度规则的提取, 明确主力水库运行红线。首先, 构建极端风险工况下多时间尺度来水评估准则并据此生成场景组合, 对调度周期内极端工况进行精准刻画, 将不确定性问题转化为确定性问题; 接着提出梯级电站在极端风险工况下的运行策略, 以此为基础建立主力水库调度图优化模型。求解过程中对约束进行线性化处理, 将原模型转化为混合整数线性规划(Mixed-Integer Linear Programming, MILP)模型进行求解, 根据逐时段求解结果提取主力水库弃水风险上线和电力保供下线。最后, 以中国某水风光一体化基地为例进行调度规则提取, 验证所提方法的有效性。

2 调度图优化模型

2.1 目标函数 主力水库一般选择调节性能为年调节以上电站。以主力水库及其下游梯级和其周围风光电站为研究对象, 分别构建满足未来 τ 天不弃水、不缺电的主力水库调度图优化模型。以经济性指标最小化耗水为目标引导梯级水电站出力分配^[23], 兼顾运行风险与发电成本, 如式(1)所示。模型调度周期时段总数为 T , $T=365$, 调度时段步长 $\Delta t=1$ d。模型调度时段示意图如图1所示。

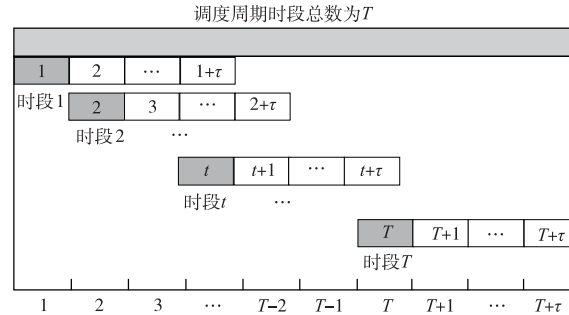


图1 模型调度时段示意图

Fig. 1 Schematic diagram of the model scheduling periods

$$\min F(Z_{1,t}) = \sum_{i=1}^I \sum_{k=0}^{\tau} Q_{i,t+k}^{\text{gen}} \times \Delta t \times 24 \times 3600 \quad (1)$$

式中: i 为水电站编号($i=1$ 表示主力水库); I 为水电站总数; t 为时段编号; k 为时段偏移量, $k=0, 1, \dots, \tau$; $Q_{i,t}^{\text{gen}}$ 为水电站 i 在时段 t 的发电流量, m^3/s ; $F(Z_{1,t})$ 为优化目标, $Z_{1,t}$ 为水库在时段 t 的初始水位, 是待优化变量, m 。

2.2 约束条件

2.2.1 水库及梯级约束 (1)水量平衡方程

$$V_{i,t+k+1} = \begin{cases} V_{i,t+k} + (R_{i,t+k} - Q_{i,t+k}^{\text{out}}) \times \Delta t \times 24 \times 3600 & i=1 \\ V_{i,t+k} + (R_{i,t+k} + Q_{i-1,t+k}^{\text{out}} - Q_{i,t+k}^{\text{out}}) \times \Delta t \times 24 \times 3600 & i=2, 3, \dots, I \end{cases} \quad (2)$$

$$Q_{i, t+k}^{\text{out}} = Q_{i, t+k}^{\text{gen}} + Q_{i, t+k}^{\text{spill}} \quad (3)$$

式中: $V_{i, t+k}$ 、 $V_{i, t+k+1}$ 分别为水电站 i 在时段 $(t+k)$ 的初始库容和末库容, m^3 ; $R_{i, t+k}$ 、 $Q_{i, t+k}^{\text{out}}$ 和 $Q_{i, t+k}^{\text{spill}}$ 分别为水电站 i 在时段 $(t+k)$ 的区间流量、出库流量和弃水流量, m^3/s 。

(2) 水位库容关系及约束

$$Z_{i, t+k} = f_i^{\text{ZV}}(V_{i, t+k}) \quad (4)$$

$$Z_i^{\min} \leq Z_{i, t+k} \leq Z_i^{\max} \quad (5)$$

式中: $Z_i^{\min}$ 、 $Z_i^{\max}$ 分别为水电站 i 的坝上水位下限、上限, m ; $f_i^{\text{ZV}}(\cdot)$ 为水电站 i 的水位库容关系曲线。

(3) 流量约束与尾水位泄量约束

$$Z_{i, t+k}^{\text{tail}} = f_i^{\text{tail}}(Q_{i, t+k}^{\text{out}}) \quad (6)$$

$$Q_i^{\text{gen}, \min} \leq Q_{i, t+k}^{\text{gen}} \leq Q_i^{\text{gen}, \max} \quad (7)$$

$$Q_i^{\text{out}, \min} \leq Q_{i, t+k}^{\text{out}} \leq Q_i^{\text{out}, \max} \quad (8)$$

式中: $Z_{i, t+k}^{\text{tail}}$ 为水电站 i 在时段 $(t+k)$ 的尾水位, m ; $f_i^{\text{tail}}(\cdot)$ 为水电站 i 的尾水位泄量曲线; $Q_i^{\text{gen}, \min}$ 、 $Q_i^{\text{gen}, \max}$ 分别为水电站 i 的发电流量下限、上限, m^3/s ; $Q_i^{\text{out}, \min}$ 、 $Q_i^{\text{out}, \max}$ 分别为水电站 i 的出库流量下限、上限, m^3/s 。

(4) 水头约束

$$H_{i, t+k} = \frac{Z_{i, t+k} + Z_{i, t+k+1}}{2} - Z_{i, t+k}^{\text{tail}} - H_{i, t+k}^{\text{loss}} \quad (9)$$

式中: $H_{i, t+k}$ 为水电站 i 在时段 $(t+k)$ 的净水头, m ; $H_{i, t+k}^{\text{loss}}$ 为水电站 i 在时段 $(t+k)$ 的水头损失, m 。

2.2.2 水风光基地电力约束 (1) 水风光基地保证出力约束

$$\sum_{i=1}^I P_{i, t+k}^{\text{H}} + \sum_{w=1}^W P_{w, t+k}^{\text{Wind}} + \sum_{s=1}^S P_{s, t+k}^{\text{Solar}} \geq N_{t+k}^{\min} \quad (10)$$

式中: $P_{i, t+k}^{\text{H}}$ 、 $P_{w, t+k}^{\text{Wind}}$ 和 $P_{s, t+k}^{\text{Solar}}$ 分别为水电站 i 、风电场 w 和光伏电站 s 在时段 $(t+k)$ 的实际上网出力, MW ; $N_{t+k}^{\min}$ 为时段 $(t+k)$ 水风光基地保证出力, MW 。

(2) 水风光基地输电通道容量约束

$$\sum_{i=1}^I P_{i, t+k}^{\text{H}} + \sum_{w=1}^W P_{w, t+k}^{\text{Wind}} + \sum_{s=1}^S P_{s, t+k}^{\text{Solar}} \leq Tr_{t+k}^{\max} \quad (11)$$

式中: $Tr_{t+k}^{\max}$ 为时段 $(t+k)$ 水风光基地最大输电通道容量, MW 。

(3) 水电站出力约束

$$P_{i, t+k}^{\text{H}} = K_i Q_{i, t+k}^{\text{gen}} H_{i, t+k} \quad (12)$$

$$P_{i, t+k}^{\min} \leq P_{i, t+k}^{\text{H}} \leq P_{i, t+k}^{\max} \quad (13)$$

式中: $P_{i, t+k}^{\min}$ 、 $P_{i, t+k}^{\max}$ 分别为水电站 i 在时段 $(t+k)$ 的出力下限、上限, MW ; K_i 为水电站 i 的综合出力系数。

(4) 新能源最低消纳率要求

$$\frac{\sum_{w=1}^W P_{w, t+k}^{\text{Wind}} + \sum_{s=1}^S P_{s, t+k}^{\text{Solar}}}{\sum_{w=1}^W (P_{w, t+k}^{\text{Wind}} + P_{w, t+k}^{\text{WS}}) + \sum_{s=1}^S (P_{s, t+k}^{\text{Solar}} + P_{s, t+k}^{\text{SS}})} \geq \alpha_t \quad (14)$$

式中: $P_{w, t+k}^{\text{WS}}$ 、 $P_{s, t+k}^{\text{SS}}$ 分别为风电场 w 和光伏电站 s 在时段 $(t+k)$ 的弃电, MW ; α_t 为新能源的最低消纳率。

3 模型求解

3.1 弃水与缺电风险工况表征方法 采用极值思想刻画水风光基地弃水与缺电两类风险工况^[9]。针对弃水风险工况, 选取时段 t 至 $(t+\tau)$ 内流域来水偏丰且风电、光伏高出力运行场景进行分析, 在新能源优先消纳规则下, 梯级电站为避让消纳空间导致其面临较高弃水风险。针对缺电风险工况, 选取时段

t 至 $(t+\tau)$ 内流域来水偏枯且风电、光伏低出力运行场景进行分析,此时新能源全部消纳仍难以满足电网供电需求,水风光基地缺电风险较高。各风险工况刻画表征具体步骤如下。

采用蒙特卡洛抽样与K-means聚类生成时段 t 至 $(t+\tau)$ 内水库径流及风光出力的典型场景。以历史同期径流过程为输入,生成梯级水库径流联合典型场景;以历史汛、枯期风光出力过程为输入,分别生成风电站和光伏电站的汛、枯期出力典型场景,这是风险工况刻画表征的首要环节。

3.1.1 弃水风险工况表征 (1)风光出力过程筛选:根据调度时段所属时期(汛期或枯期),以时段 t 至 $(t+\tau)$ 内总出力和最大为准则,从风光出力场景中分别选取时段 t 至 $(t+\tau)$ 内风电站和光伏电站出力过程。

(2)径流过程筛选:充分考虑流域来水的极端情况,采用 $(\tau+4)$ 个评估准则从径流联合场景中筛选对应的梯级水库径流过程。其中,变异系数(Coefficient of Variation, CV)为标准差与平均数的比值,是衡量水文数据变异程度的重要准则,其值越大表示径流过程的波动程度越大。

(3)水风光场景组合:组合筛选出的径流过程与风光出力过程,生成 $(\tau+4)$ 个水风光运行场景组合,以精确刻画时段 t 至 $(t+\tau)$ 内水风光基地梯级电站弃水风险工况特性。结合水电站参数及运行边界作为弃水风险工况下的模型输入。

3.1.2 缺电风险工况表征 (1)风光出力过程筛选:根据调度时段所属时期(汛期或枯期),以时段 t 至 $(t+\tau)$ 内总出力和最小为准则,从风光出力场景中分别选取时段 t 至 $(t+\tau)$ 内风电站和光伏电站出力过程。

(2)径流过程筛选与水风光场景组合:采用与弃水风险工况相同的筛选与组合方法。设置 $(\tau+4)$ 个多时间尺度来水评估准则并据此从径流联合场景中筛选对应的梯级水库径流过程,将其与筛选出的风光出力过程进行组合,结合水电站参数及运行边界作为缺电风险工况下的模型输入。

弃水风险工况与缺电风险工况下多时间尺度来水评估准则如表1所示。

表1 弃水与缺电风险工况多时间尺度来水评估准则
Table 1 Multi-timescale inflow assessment criterion for risk condition of water abandonment and power shortage

弃水风险工况		缺电风险工况	
评估准则	含义	评估准则	含义
A_1	时段 t 梯级水库径流值最大	B_1	时段 t 梯级水库径流值最小
A_2	时段 $(t+1)$ 梯级水库径流值最大	B_2	时段 $(t+1)$ 梯级水库径流值最小
...	...	...	...
A_τ	时段 $(t+\tau-1)$ 梯级水库径流值最大	B_τ	时段 $(t+\tau-1)$ 梯级水库径流值最小
$A_{\tau+1}$	时段 $(t+\tau)$ 梯级水库径流值最大	$B_{\tau+1}$	时段 $(t+\tau)$ 梯级水库径流值最小
$A_{\tau+2}$	时段 t 至 $(t+\tau)$ 内梯级水库径流值总和最大	$B_{\tau+2}$	时段 t 至 $(t+\tau)$ 内梯级水库径流值总和最小
$A_{\tau+3}$	时段 t 至 $(t+\tau)$ 内梯级水库径流过程CV值最大	$B_{\tau+3}$	时段 t 至 $(t+\tau)$ 内梯级水库径流过程CV值最大
$A_{\tau+4}$	时段 t 至 $(t+\tau)$ 内梯级水库径流过程CV值最小	$B_{\tau+4}$	时段 t 至 $(t+\tau)$ 内梯级水库径流过程CV值最小

3.2 梯级电站调度策略

3.2.1 弃水风险工况下梯级电站调度策略

(1)弃水风险工况下,为提高通道利用率以减少弃水,梯级电站需在满足水力和电力约束下以最大发电能力运行,如式(15)所示。

(2)设置主力水库 $(t+\tau)$ 时段末水位 $Z_{1, \max}^e$ 为该时刻水库可蓄水的最高水位,以充分利用其防洪库容,如式(16)所示。水库来水丰沛时,主力水库在完成出力任务后仍剩余较多水量,水库水位呈上升趋势,可使主力水库蓄至正常高水位或防洪限制水位。然而,水库来水不足时,入库流量无法完成出力目标,需利用水库剩余水量弥补目标出力缺口,此时主力水库水位呈下降趋势。以二分法搜索主力水库 $(t+\tau)$ 时段末可蓄水的最高水位,初始值为 $Z_1^{\max}$,搜索范围为 $[Z_1^{\min}, Z_1^{\max}]$,最大迭代次数为300。

(3)除主力水库外的下游水电站集合为 I_q ，下游电站维持高水位运行，其入库流量即为发电流量，若遭遇特大洪水则按装机容量发电，如式(17)所示。

(4)时段 t 至 $(t+\tau)$ 内梯级电站要求无弃水，如式(18)所示。

$$\sum_{i=1}^I P_{i,t+k}^H = \min \left(\sum_{i=1}^I P_{i,t+k}^{\max}, Tr_t^{\max} - \sum_{w=1}^W P_{w,t+k}^{\text{Wind}} - \sum_{s=1}^S P_{s,t+k}^{\text{Solar}} \right) \quad (15)$$

$$Z_{1,t+\tau+1} = Z_{1,\max}^c \quad (16)$$

$$P_{i,t+k}^H = \min \left(K_i Q_{i,t+k}^{\text{in}} H_{i,t+k}, P_{i,t+k}^{\max} \right) \quad i \in I_q \quad (17)$$

$$Q_{i,t+k}^{\text{spill}} = 0 \quad (18)$$

3.2.2 缺电风险工况下梯级电站调度策略

(1)缺电风险工况下，电网优先消纳新能源后仍面临供电不足难题。系统保证出力扣除新能源出力后，剩余部分为梯级电站最小出力，如式(19)所示。

(2)设置主力水库 $(t+\tau)$ 时段末水位 $Z_{1,\min}^c$ 为该时刻主力水库可消落的最低水位，以充分发挥主力水库在电力保供中的压舱石作用，如式(20)所示。该水位优化确定方法同弃水风险工况，初始值为 $Z_1^{\min}$ ，搜索范围为 $[Z_1^{\min}, Z_1^{\max}]$ ，最大迭代次数为300。

(3)其他下游水电站在缺电风险工况下均以最小出力运行，如式(21)所示。

(4)时段 t 至 $(t+\tau)$ 内梯级电站要求无弃水，如式(18)所示。

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t+k}^H = \max \left(\sum_{i=1}^N P_{i,t+k}^{\min}, N_t^{\min} - \sum_{w=1}^W P_{w,t+k}^{\text{Wind}} - \sum_{s=1}^S P_{s,t+k}^{\text{Solar}} \right) \quad (19)$$

$$Z_{1,t+\tau+1} = Z_{1,\min}^c \quad (20)$$

$$P_{i,t+k}^H = P_{i,t+k}^{\min} \quad i \in I_q \quad (21)$$

3.3 模型计算及规则提取方法

3.3.1 模型线性化 随着商业求解器的发展，理论性强、建模方便的数学规划模型逐渐被广泛应用于求解水电调度问题，MILP模型建模灵活性高，求解稳定性强，是最常用的数学规划模型^[24]。这里采用分段线性插值^[25]对约束(4)(7)进行线性化，采用McCormick包络法^[26]对约束(13)进行线性化。

3.3.2 调度规则提取 构建MILP模型进行调度计算。针对弃水风险工况，分别计算所有场景组合在时段 t 至 $(t+\tau)$ 内主力水库水位过程线并取下包络线，定义时段 t 初始水位为临界弃水水位，如图2(a)所示，任意时段控制主力水库水位在临界弃水水位以下，可确保未来 τ 天内梯级电站无弃水。临界弃水水位越低，表示未来 τ 个时段内梯级电站弃水风险越高，即主力水库在当前时段需维持较低水位，以腾出防洪库容应对未来固定时段的极端洪水。

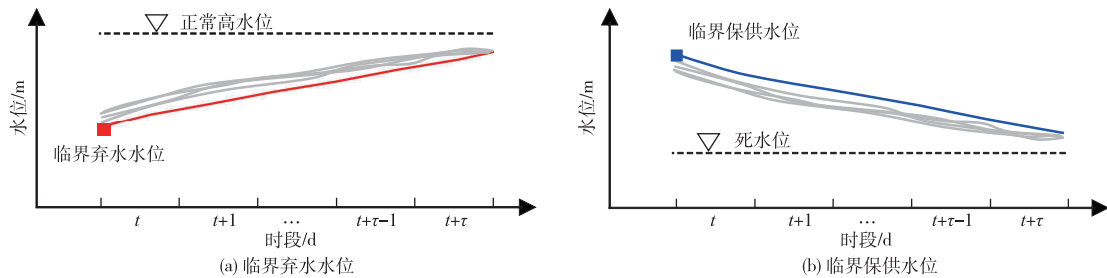


图2 临界弃水水位与保供水位示意图

Fig. 2 Schematic diagram of the critical abandoned water level and guaranteed water supply level

针对缺电风险工况，分别计算所有场景组合在时段 t 至 $(t+\tau)$ 内主力水库水位过程线并取上包络线，定义时段 t 初始水位为临界保供水位，如图2(b)所示，任意时段控制主力水库水位在临界保供水位以上，可确保未来 τ 天内水风光基地无缺电。临界保供水位越高，表示未来 τ 个时段内水风光基地缺电风险越高，即主力水库在当前时段需抬高水位，以储备水量应对未来固定时段的极端干旱。在调度周期内逐时段求解主力水库的临界弃水水位和保供水位，得到的临界弃水水位过程线即为弃水风险

上线，得到的临界保供水位过程线为电力保供下线，所提规则可实现水风光基地弃水、缺电风险态势感知。

3.4 求解框架 所有模型采用 Gurobi 进行求解， gap 值设置为 0.05。计算步骤如下：

步骤一：针对弃水与缺电风险工况分别构建多尺度径流评估准则，并结合蒙特卡洛与 K -means 聚类生成 $(\tau+4)$ 个水风光场景组合，刻画时段 t 至 $(t+\tau)$ 内各风险工况。

步骤二：综合考虑水风光基地水力约束、电力约束和新能源消纳规则，应用梯级电站在弃水与缺电风险工况下调度策略，构建主力水库调度图优化模型。

步骤三：针对弃水和缺电风险工况，在调度周期内采用 MILP 模型逐时段求解，获得主力水库弃水风险上线及电力保供下线。整体求解框架如图 3 所示。

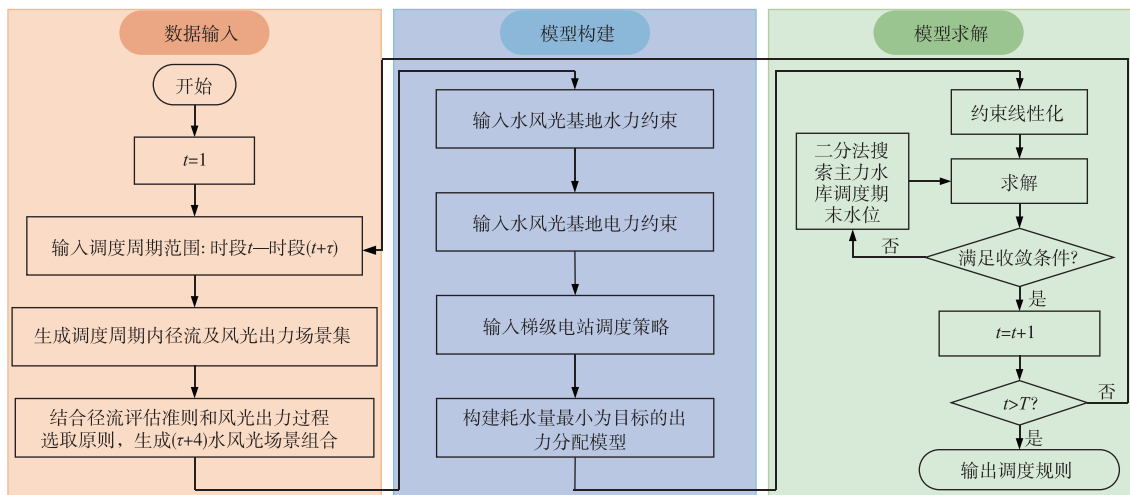


图 3 求解框架图

Fig. 3 Solution framework diagram

4 案例研究

4.1 工程背景 以中国西南某流域水风光基地为背景，该流域电站群调节能力优越，风光资源丰富，已初步实现水风光一体化调度。选取该流域水电站 A、B、C 和风电、光伏电站为研究对象，其中龙头水电站 A 为不完全多年调节电站，直接影响下游电站的防洪和发电，选择其为主力水库。流域基本信息如表 2 所示。

表 2 流域电站基本信息

Table 2 Basic information of basin hydropower stations

电站	装机容量/MW	多年平均发电量/(亿 kWh)	调节性能	正常高水位/m	死水位/m
电站 A	4200	188.85	不完全多年	1240	1166
电站 B	1670	47.26	不完全季	994	988
电站 C	1350	59.30	不完全季	899	887
风电站	700	17.50			
光伏电站	900	12.60			

4.2 调度规则提取结果分析 所研究流域具有明显的汛、枯期特性，因此选取 06 月 30 日和 01 月 31 日分别作为汛期和枯期典型调度时段进行分析。其中调度周期为 365 d， $t = 1$ 表示 01 月 01 日， $\tau = 6$ ， $\alpha_t = 100\%$ 。模型输入数据包括梯级电站基础资料、长系列径流资料、长系列风光出力过程、水风光

基地输电通道容量及保证出力。

4.2.1 典型调度时段极端风险工况表征结果 输入1991—2021年水库实际径流及风光电站实际出力数据，采用3.1节所述方法表征各典型调度时段的弃水和缺电风险工况。其中，06月30日至07月06日弃水风险工况下的场景组合如图4，01月31日至02月06日缺电风险工况下的场景组合如图5所示。

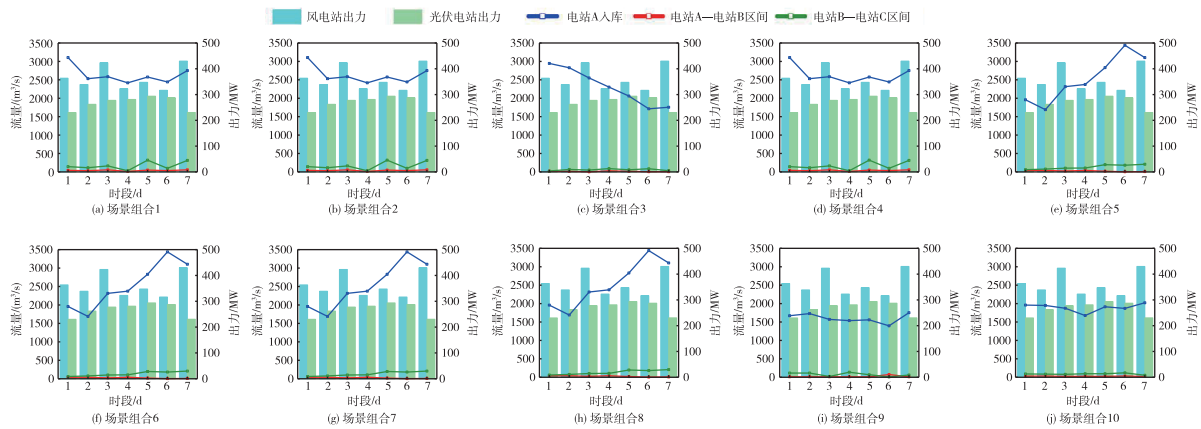


图4 弃水风险工况场景组合(06月30日至07月06日)

Fig. 4 Scenario combinations of water abandonment risk condition (June 30th to July 6th)

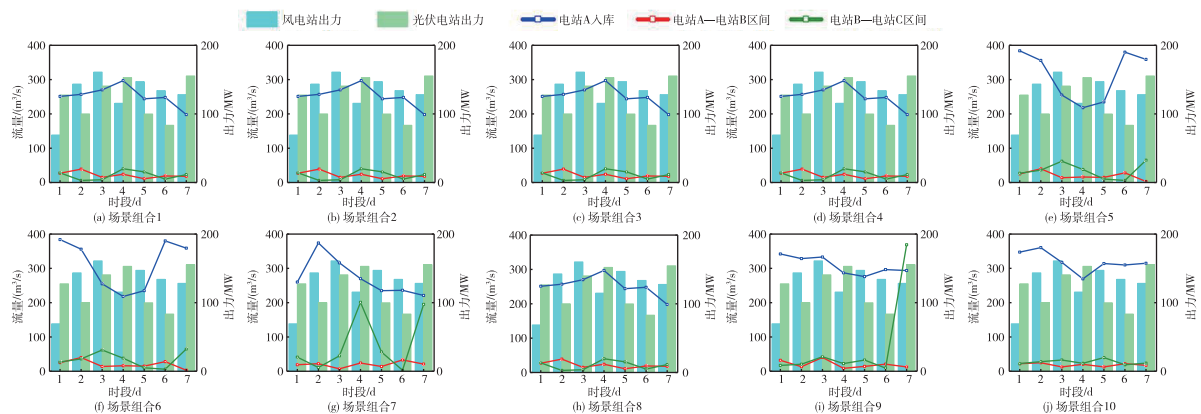


图5 缺电风险工况场景组合(01月31日至02月06日)

Fig. 5 Scenario combinations of power shortage risk condition (January 31st to February 6th)

4.2.2 调度规则提取结果 以未考虑新能源的传统调度规则作为对比，记为“对比规则1”。计算两种规则下电站A的弃水风险上线和电力保供下线。弃水风险上线计算结果如图6(a)所示，枯期来水不足，梯级电站弃水风险较低，两种规则的临界弃水水位差异较小；汛期来水丰沛，梯级电站弃水风险较大，电站A需提前腾库迎汛，预留足够的防洪库容以应对未来6天的极丰来水。相较于对比规则1，在所提规则下存在多能源通道堵塞情况，梯级水库弃水风险较大，电站A临界弃水水位更低。电力保供下线计算结果如图6(b)所示，枯期水库来水不足，水风光基地缺电风险较大，此时需抬高电站A水位，预留足够多的水量保证调度期电力供应。相较于对比规则1，在所提规则下水风光多能源共同承担保供目标，水风光基地缺电风险较小，电站A临界保供水位更低，体现多能互补优势；汛期水库来水丰沛，缺电风险较低，两种规则临界保供水位过程相差不大。

4.2.3 极端风险工况防控分析 所提取的弃水风险上线和电力保供下线可综合反映历史同期梯级电站遭遇的最大强度极端灾害。图6(a)中M点为电站A弃水风险上线最低点，临界弃水水位1224.5 m，日期为07月09日。该地区在2017年07月09日发生了20年一遇洪涝灾害，为历史同期强度最大。依据所提规则，电站A于2017年07月09日初始水位低于1224.5 m，可确保2017年07月09日至15日内梯级水库无弃水风险。图6(b)中N点为电站A电力保供下线最高点，临界保供水位1167.7 m，日期为01

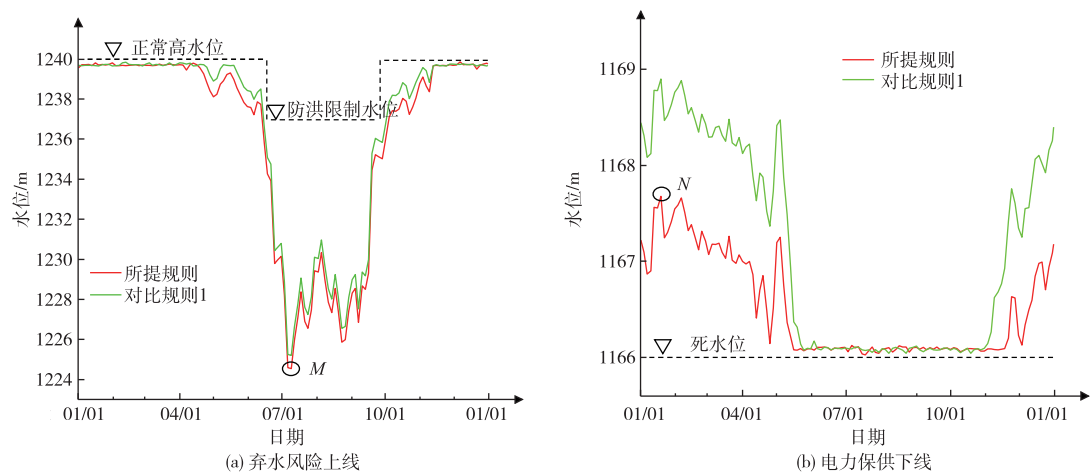


图6 $\tau = 6$ 电站 A 弃水风险上线和电力保供下线

Fig. 6 Upper bound of water abandonment risk and lower bound of power supply guarantee for plant A at $\tau = 6$

月 19 日。该流域 2020 年 1 月下旬水库入库流量为近 10 年最低，极端干旱导致水风光基地电力保供目标难以完成。依据所提规则，电站 A 于 2020 年 01 月 19 日初始水位高于 1167.7 m，可确保 2020 年 01 月 19 日至 25 日内水风光基地无缺电风险。

4.2.4 规则有效性分析 为验证所提规则的有效性，针对汛、枯期典型调度时段，分别按是否遵循所提规则进行对比分析。(1)对比规则 2：不遵循弃水风险上线，设置电站 A 于 01 月 31 日和 06 月 30 日初始水位高于弃水风险上线 0.1 m。(2)对比规则 3：不遵循电力保供下线，设置电站 A 于 01 月 31 日和 06 月 30 日初始水位低于电力保供下线 0.1 m。

采用所提规则与对比规则分别进行模拟调度，输入数据为 1990—2021 年调度期梯级水库实际径流及风光电站出力数据，分别统计 06 月 30 日—07 月 06 日和 01 月 31 日—02 月 06 日水风光基地平均弃水量和平均缺电量，计算结果如表 3 所示。所提规则相较对比规则 2 在汛期平均弃水量减少 46.87 万 m^3 ，枯期减少 0.01 万 m^3 。所提规则相较对比规则 3 在汛期平均缺电量减少 0.13 MWh，枯期减小 201.62 MWh。分析表明所提规则可有效实现水风光基地弃水与缺电风险态势感知，并通过水位调控降低水风光基地运行风险。

表 3 所提规则与对比规则模拟计算结果

Table 3 Simulation results of proposed rules versus comparative rules

规则	06/30—07/06		01/31—02/06	
	弃水量/万 m^3	缺电量/(MWh)	弃水量/万 m^3	缺电量/(MWh)
所提规则	0	0	0	0
对比规则 2	46.87		0.01	
对比规则 3		0.13		201.62

4.2.5 新能源最低消纳率影响分析 由于所研究水风光基地新能源装机占比较低，同时为深入探讨新能源极端出力下主力水库调度规则，故设定新能源消纳率为 100%，即实现全额消纳。但随着新能源装机持续增长，高比例消纳难度显著增加，需考虑当地新能源最低消纳率约束。为验证此影响，在 0 ~ 100% 之间以 20% 为间隔设定 6 种新能源最低消纳率场景，针对汛、枯期典型调度时段分别计算电站 A 临界弃水水位和保供水位。计算结果如图 7 所示，随着新能源最低消纳率的增加，电站 A 临界弃水水位逐渐降低。为了实现新能源高比例消纳，梯级电站需牺牲出力空间导致其面临更高的弃水风险，主力水库需保持更低的水位面临未来时段的丰沛来水，其中汛期更为明显。与此同时，随着新能源最低消纳率的增加，电站 A 临界保供水位逐渐降低。新能源的高比例消纳缓解了水电站的保供压

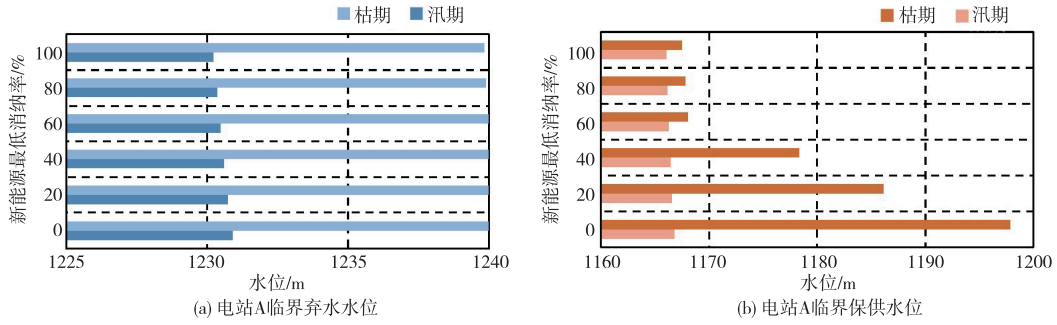


图7 不同新能源消纳率计算结果

Fig. 7 Calculation results of different renewable energy integration rates

力，即水风光基地缺电风险降低，水电站水位可消落至更低，其中枯期更为明显。

4.3 多场景调度规则提取结果分析 随着风光新能源大规模并网，对调度规则在动态环境下的适应性要求更高。选取 τ 、 $Tr_i^{\max}$ 、 $N_i^{\min}$ 及风光装机容量作为关键参数，进行多场景调度规则提取，探讨在新能源高速发展背景下的主力水库调度规则。若无特殊说明， $\tau = 6$ ， $\alpha_i = 100\%$ 。

4.3.1 未来天数 为适应不同调度期的水库水位控制需求，分别设置 τ 为2、4、6和14四种场景进行调度规则提取。电站A弃水风险上线和电力保供下线计算结果如图8(a)所示，随着 τ 增大，汛期电站A的临界弃水水位逐渐降低，即梯级电站弃水风险随之增大；枯期电站A的临界保供水位逐渐升高，即水风光基地缺电风险随之增加。未来天数增大使径流、风电出力和光伏出力不确定性与随机性增

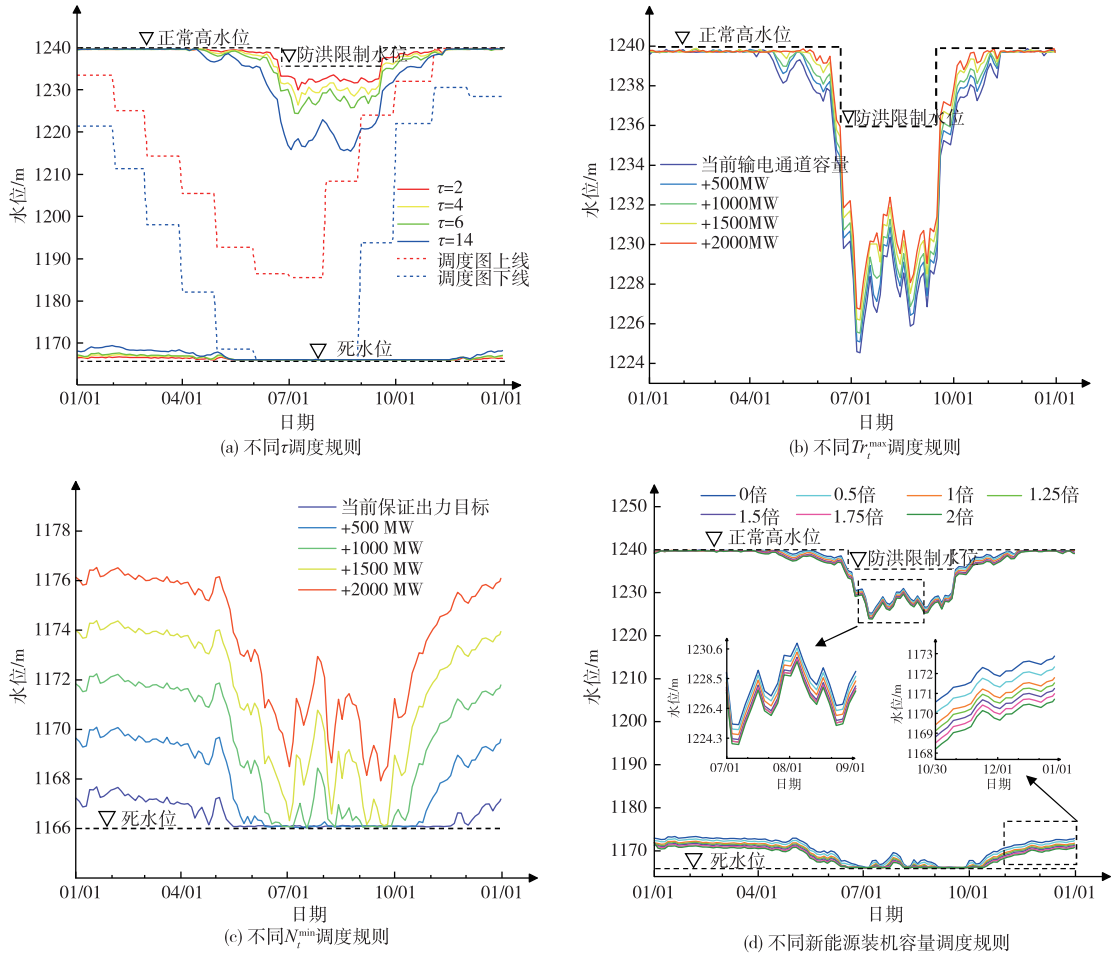


图8 关键参数模拟计算结果

Fig. 8 Simulation results of key parameters

强, 导致水风光基地弃水与缺电风险在一定程度上均增大, 汛期电站 A 需预留更多防洪库容以应对极端洪水, 枯期则需储备更多水量以应对极端干旱。相较于电站 A 传统调度图上线和下线, 所提规则可在保证不弃水、不缺电前提下拓宽水库运行区间。汛期有助于水库维持高水位运行, 降低耗水率并提升发电效益; 枯期可使水库在较低水位运行, 充分利用剩余水量, 发挥其“保供压舱石”作用。

4.3.2 输电通道容量 水风光基地输电通道容量主要影响弃水风险上线的计算, 为验证此影响, 设置 $Tr_i^{\max}$ 以 500 MW 为步长递增, 构造四种场景并分别提取调度规则。计算结果如图 8(b) 所示, 随着 $Tr_i^{\max}$ 增加, 电站 A 临界弃水水位逐渐升高, 表明提升水风光基地输电通道容量可有效降低梯级电站弃水风险, 使水库能够以较高水位运行, 从而降低发电耗水率并提升发电效益。

4.3.3 水风光基地保证出力 水风光基地保证出力主要影响主力水库电力保供下线的计算。为验证此影响, 设置 $N_i^{\min}$ 以 500 MW 为步长递增, 构造四种场景并分别提取调度规则。计算结果如图 8(c) 所示, 随着 $N_i^{\min}$ 增加, 电站 A 临界保供水位逐渐升高, 即水风光基地缺电风险逐渐增大。保供压力的加剧叠加极端干旱天气, 导致主力水库需维持更高水位以确保电力供应稳定。

4.3.4 新能源装机容量 分别取风光装机容量的不同倍数(0、0.5、1、1.25、1.5、1.75 及 2 倍), 构建 7 种场景进行调度规则提取, 计算结果如图 8(d) 所示。随着风光装机容量增加, 电站 A 临界保供水位逐渐降低, 即水风光基地缺电风险逐渐减小, 水风光协同承担电网保供目标, 提高系统供电可靠性。然而, 随着风光装机容量增加, 电站 A 临界弃水水位逐渐降低, 即梯级电站弃水风险逐渐增大, 水电站需保持更低水位以避免通道堵塞造成的弃水。

5 结论

本文提出了一种考虑水风光联合运行风险的主力水库调度规则提取方法, 将该方法应用于中国西南某流域水风光一体化基地, 得到如下结论: (1) 所提风险工况表征方法有效捕获了调度周期内能源不确定性特征, 实现了对调度周期内极端风险工况的有效刻画。(2) 所提规则能够实现水风光基地风险态势感知, 并通过调度图方式对主力水库水位进行可视化调控, 确保未来固定时段内水风光基地不弃水、不缺电。相较于对比规则, 所提规则有效降低了水风光系统弃水和缺电风险, 其中汛期平均弃水量降低 46.87 万 m^3 , 枯期平均缺电量减少 201.62 MWh。(3) 所提方法在各种参数场景下有效提取了主力水库调度规则, 可为新能源日益增长背景下水风光基地稳定运行提供理论支撑。

本文以水风光电站为计算单元研究了中长期尺度水风光基地主力水库的调度规则, 随着抽水蓄能、化学储能电站的不断投产及电力系统调度精细化要求的不断提高, 下一步将从更多能源的组合进行多时间尺度调度规则的研究, 并引入人工智能、云计算等方式, 以进一步提升模型求解效率。

参 考 文 献:

- [1] HE J, YANG Y, LIAO Z, et al. Linking SDG 7 to assess the renewable energy footprint of nations by 2030[J]. Applied Energy, 2022, 317: 119167.
- [2] 张俊涛, 程春田, 于申, 等. 水电支撑新型电力系统灵活性研究进展、挑战与展望[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(10): 3862–3885. (ZHANG J T, CHENG C T, YU S, et al. Progress, challenges and prospects of research on hydropower supporting the flexibility of new power systems [J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44 (10): 3862–3885. (in Chinese))
- [3] SINSEL S R, RIEMKE R L, HOFFMANN V H. Challenges and solution technologies for the integration of variable renewable energy sources—a review[J]. Renewable Energy, 2020, 145: 2271–2285.
- [4] SU H, WEI H, WEI X, et al. Long-term optimal operation of the cascade hydro-wind-photovoltaic hybrid system considering transmission section constraints [J]. Mathematical Problems in Engineering, 2023, 2023 (1): 8484804.
- [5] 赵龙, 张赛, 赵炜, 等. 水风光多能互补系统可靠性评估及敏感性分析[J]. 水利水电技术(中英文), 2025,

- 56(S1): 948–953. (ZHAO L, ZHANG S, ZHAO Y, et al. Reliability evaluation and sensitivity analysis of hydro-wind-solar multi-energy complementary system[J]. Water Resources and Hydropower Engineering, 2025, 56(S1): 948–953. (in Chinese))
- [6] MAESTRE V M, ORTIZ A, ORTIZ I. Challenges and prospects of renewable hydrogen-based strategies for full decarbonization of stationary power applications[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2021, 152: 111628.
- [7] 刘哲源, 刘攀, 李赫. 水风光互补适应性调度的集合卡尔曼滤波方法[J]. 水力发电学报, 2022, 41(8): 42–53. (LIU Z Y, LIU P, LI H. An ensemble Kalman filter method for adaptive operation of hydro-wind-solar hybrid power systems[J]. Journal of Hydroelectric Engineering, 2022, 41(8): 42–53. (in Chinese))
- [8] DING Z, FANG G, WEN X, et al. Long-term operation rules of a hydro-wind-photovoltaic hybrid system considering forecast information[J]. Energy, 2024, 288: 129634.
- [9] 赵志鹏, 于志辉, 程春田, 等. 水风光综合基地多风险量化及长期多目标协调优化调度方法[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(22): 118–130. (ZHAO Z P, YU Z H, CHENG C T, et al. Multi-risk Quantification and Long-term multi-objective coordinative optimal dispatch method for Hydro-wind-solar integrated energy base[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(22): 118–130. (in Chinese))
- [10] 明波, 成楸语, 黄强, 等. 梯级互补储能对新能源的长期消纳作用分析[J]. 水利学报, 2022, 53(11): 1280–1290. (MING B, CHENG Q Y, HUANG Q, et al. Analysis of Long-term consumption effects of cascade complementary energy storage on new energies[J]. Journal of Hydraulic Engineering, 2022, 53(11): 1280–1290. (in Chinese))
- [11] HUANG K, LIU P, MING B, et al. Economic operation of a wind-solar-hydro complementary system considering risks of output shortage, power curtailment and spilled water[J]. Applied Energy, 2021, 290: 116805.
- [12] ZHOU Y, ZHAO J, ZHAI Q. 100% renewable energy: A multi-stage robust scheduling approach for cascade hydropower system with wind and photovoltaic power[J]. Applied Energy, 2021, 301: 117441.
- [13] MING B, LIU P, GUO S, et al. Hydropower reservoir reoperation to adapt to large-scale photovoltaic power generation[J]. Energy, 2019, 179: 268–279.
- [14] 谢蒙飞, 徐航, 张俊涛, 等. 支撑电网保供和消纳的梯级电站水位控制方法[J]. 人民长江, 2025, 56(3): 191–199. (XIE M F, XU H, ZHANG J T, et al. A method of controlling water level in terraced power plants to support grid retention and consumption[J]. Yangtze River, 2025, 56(3): 191–199. (in Chinese))
- [15] 王进, 赵志鹏, 程春田, 等. 耦合出力破坏深度与弃电准则的梯级水风光互补调度规则研究[J]. 水利学报, 2023, 54(12): 1415–1429. (WANG J, ZHAO Z P, CHENG C T, et al. Research on cascade hydro-wind-solar complementary operation rules coupling power damage depth and energy curtailment criterion[J]. Journal of Hydraulic Engineering, 2023, 54(12): 1415–1429. (in Chinese))
- [16] 王宝恩. 强化跨省河流水资源统一调度扎实推动新阶段珠江水利高质量发展[J]. 水利发展研究, 2024, 24(1): 46–50. (WANG B E. Strengthening unified regulation of cross-provincial river water resources and promoting high-quality development of Pearl River water conservancy in the new era [J]. Water Resources Development Research, 2024, 24(1): 46–50. (in Chinese))
- [17] 裘诚. 杭州湾北岸登陆台风对长江口咸潮入侵的影响——以2024年9月台风“贝碧嘉”“普拉桑”为例[J]. 华东师范大学学报:自然科学版, 2025(6): 141–151. (QIU C. Effects of typhoons landfalling on the north bank of Hangzhou Bay, Shanghai, on saltwater intrusion in the Changjiang River Estuary: A case study of typhoons "Bebinca" and "Pulasan" in September 2024[J]. Journal of East China Normal University: Natural Science, 2025(6): 141–151. (in Chinese))
- [18] 范辉, 张治倩, 陈宇. 2021年漳河流域秋汛洪水还原及上游水库群联合调度成效分析[J]. 中国防汛抗旱, 2025, 35(10): 58–63. (FAN H, ZHANG Z Q, CHEN Y. Analysis of the restoration of autumn floods and the joint scheduling effect of the reservoir groups of Zhanghe River Basin in 2021[J]. China Flood & Drought Management, 2025, 35(10): 58–63. (in Chinese))
- [19] 周业荣, 毛玉鑫, 胡杨, 等. 2022年夏季极端天气对四川电力影响与启示[J]. 水力发电学报, 2023, 42(6): 23–29. (ZHOU Y R, MAO Y X, HU Y, et al. Impacts of extreme weather on Sichuan power in summer of 2022 and its enlightenment [J]. Journal of Hydroelectric Engineering, 2023, 42(6): 23–29. (in Chinese))
- [20] 沈筱, 方国华, 谭乔凤, 等. 风光水发电系统联合调度规则提取[J]. 水力发电, 2020, 46(5): 114–117,

126. (SHEN X, FANG G H, TAN Q F, et al. Deriving operating rules of complementary operation for the Hydro/ Photovoltaic/Wind hybrid power system[J]. *Water Power*, 2020, 46(5): 114–117, 126. (in Chinese))
- [21] LI F F, WU Z G, WEI J H, et al. Long-term equilibrium operational plan for Hydro-PV hybrid power system considering benefits, stability, and tolerance[J]. *Journal of Water Resources Planning and Management*, 2020, 146(8): 05020012.
- [22] WANG H, LIAO S, LIU B, et al. Long-term complementary scheduling model of hydro-wind-solar under extreme drought weather conditions using an improved time-varying hedging rule[J]. *Energy*, 2024, 305: 132285.
- [23] 张双虎, 黄强, 蒋云钟, 等. 梯级电站长期负荷分配模型及其求解方法[J]. *西安理工大学学报*, 2009, 25(2): 135–140. (ZHANG S H, HUANG Q, JIANG Y Z, et al. The model and method of cascade hydroelectric power stations Long-term load distribution[J]. *Journal of Xi'an University of Technology*, 2009, 25(2): 135–140. (in Chinese))
- [24] 张玺, 廖胜利, 方舟, 等. 耦合复杂生态约束的梯级水电短期优化调度标准混合整数线性规划模型[J]. *电网技术*, 2025, 49(5): 2004–2013. (ZHANG X, LIAO S L, FANG Z, et al. A Short-term optimal dispatch MILP model of cascade hydropower stations coupled with complex ecological constraints[J]. *Power System Technology*, 2025, 49(5): 2004–2013. (in Chinese))
- [25] 吴慧军, 李树山, 唐红兵, 等. 耦合调峰与通航需求的梯级水电站群短期多目标优化调度的 MILP 方法[J]. *电力自动化设备*, 2024, 44(1): 103–110. (WU H J, LI S S, TANG H B, et al. MILP method for multi-objective short-term optimal scheduling of cascaded hydropower stations coupling peak-shaving and navigation demands[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2024, 44(1): 103–110. (in Chinese))
- [26] LU N, PENG X, SU C, et al. Adaptive stochastic scheduling of cascade hydropower-photovoltaic power hybrid systems under climate change[J]. *Energy*, 2025, 319: 134965.

Extraction method for dispatching rules of the main reservoir considering joint operation risks in hydro-wind-solar power systems

LIAO Shengli¹, YAN Zixin¹, LI Shushan², LIU Benxi¹, CHENG Chuntian¹, XIONG Jiang¹

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

2. *Electric Power Dispatching Control Center, China Southern Power Grid Company Limited, Guangzhou 510663, China*)

Abstract: Reservoir scheduling rules are pivotal for guiding reservoir operations. To mitigate water abandonment and power shortage risks in integrated hydro-wind-solar systems, this study proposes a method for deriving main reservoir scheduling rules, accounting for joint operation risks. Multi-timescale inflow assessment criterion for water abandonment and power shortage risks are constructed, with Monte Carlo simulation and K-means clustering generating extreme condition scenario combinations to characterize risks and serve as model inputs. Considering hydraulic, electrical, and renewable energy consumption constraints, optimized scheduling strategies for cascade hydropower stations are developed, and a main reservoir scheduling model is formulated to ensure no water abandonment or power shortages within fixed future periods. This model is transformed into a mixed-integer linear programming (MILP) model, solved hourly within each scheduling cycle, to determine the upper bounds for water abandonment risk and the lower bounds for power supply assurance. Applied to a hydro-wind-solar base in southwest China, the effectiveness of the method is validated through comparative rules and multi-scenario tests, achieving no water abandonment in the flood season and no power shortages in the dry season compared to baseline rules. The approach consistently derives robust scheduling rules across scenarios, providing theoretical support for stable hydro-wind-solar operations under rapid renewable energy growth.

Keywords: abandoned water; power shortage; scheduling rules; risk situation awareness; energy consumption; power supply guarantee

(责任编辑: 耿庆斋)