

基于来水多区间不确定集的梯级水电站优先发电计划电量两阶段分解方法

冷媛¹, 梁梓杨¹, 吴洋², 隋坤明³, 卢治霖¹, 刘双全², 谢一工², 董萍³

(1. 南方电网能源发展研究院, 广州 510663; 2. 云南电网有限责任公司电力调度控制中心, 昆明 650011; 3. 华南理工大学电力学院, 广州 510641)

摘要: 随着南方区域电力市场建设的推进, 跨省跨区电力交易规模逐渐扩大, 未来计划和市场双轨制并存的格局将长期存在, 其中合约电量的分解对市场运行和市场主体利益有重要意义。为了更好地促进发电商调度计划的实施、保证市场主体利益, 提出了一种基于来水多区间不确定集的梯级水电站优先发电计划电量两阶段分解方法。在第一阶段的电量分解中, 首先考虑丰水期和枯水期的来水特性, 建立了丰水期-枯水期年度电量分解模型, 实现年度电量到月度的“应季性”分解。然后以发电进度一致性为目标建立了基于进度系数一致性的月度电量分解到日模型。在第二阶段的电量分解中, 考虑来水不确定性并将其描述为多区间不确定集的形式, 从月度电量分解到日时间尺度入手, 采用双层模型求解出第一阶段电量分解曲线覆盖下的保守电量分解曲线。最后, 以云南省梯级水电站为例, 分解得到了各电站的计划电量分解曲线和保守电量分解曲线, 并对比分析了所提方法的有效性。

关键词: 优先发电计划; 梯级水电站; 两阶段分解; 保守电量

Two-Stage Decomposition Method for Preferential Power Generation Plan Electricity of Cascade Hydropower Stations Based on Multi-Band Uncertainty Set of Inflow Water

LENG Yuan¹, LIANG Ziyang¹, WU Yang², SUI Kunming³, LU Zhilin¹, LIU Shuangquan², XIE Yigong², DONG Ping³

(1. Energy Development Research Institute, CSG, Guangzhou 510663, China; 2. Power Dispatching and Control Center of Yunnan Power Grid Co., Ltd., Kunming 650011, China; 3. School of Electric Power Engineering, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

Abstract: With the construction of the southern regional power market, the scale of cross-provincial and cross-regional power transactions is gradually expanding. In the future, the co-existence of the dual-track system of plan and market is expected to exist for a long time, in which the decomposition of the contracted power is of great significance to the market operation and the interests of the market entities. To better promote the implementation of the scheduling plan of the power generations and ensure the interests of the market entities, a two-stage decomposition method of the preferential power generation plan electricity based on multi-band uncertainty sets of inflow water is proposed. In the first stage of power decomposition, the annual power decomposition model for the wet season and the dry season is established by taking into account the characteristics of inflow water during the wet season and the dry season, so as to realize the seasonal decomposition of the annual power to the month. And then, with the goal of consistency of the power generation progress, a monthly power decomposition to daily model based on the consistency of progress coefficients is established. In the second stage of power decomposition, the uncertainty of inflow water is considered and described as a multi-band uncertainty set, and a two-layer model is used to solve the conservative power decomposition curve under the power decomposition curve of the first stage, starting from the time scale of the monthly power decomposition to the day. Finally, the planned power decomposition curves and conservative power decomposition curves of each station are obtained by decomposing the hydropower stations in Yunnan Province as an example, and the effectiveness of the method proposed is comparatively analyzed.

Key words: preferential power generation plan; cascade hydropower stations; two-stage decomposition; conservative power

0 引言

为实现资源在更大范围内共享互济和优化配置,区域电力市场建设持续推进,跨省跨区输电交易机制不断完善^[1-2]。目前跨省跨区电力中长期交易主要包含了协议计划 and 市场化交易,其中协议计划包括国家下达的年度跨省跨区优先发电计划^[3]。在计划与市场双轨并行的长期格局下,市场化机组所承担的计划电量将逐步转变为具有金融性质的政府合约^[4],这种合约电量的分解将直接影响到各市场主体的利益分配问题 and 不平衡资金的处理问题。因此,如何合理地分解政府合约电量对市场运行 and 市场主体的利益协调有着重要意义。跨省跨区优先发电计划的分解一般需要根据负荷预测曲线、燃料受限情况、机组检修等因素将年度合同电量向各月度分配以及将月度合同电量向周、日或小时分配。计划电量的分解需考虑到市场主体的利益,若电量分解结果不合理、有失公平,则会可能导致实际执行时电量出现较大偏差。

目前已有学者对电量分解方法展开研究。文献[5]综合考虑了负荷需求和电厂发电能力,引入均衡进度的概念,建立了基于均衡进度的双边交易合约分解模型,并提出了分解结果的评估方法。文献[6]以各机组平均负荷率与理想方案偏差最小作为优化目标,建立了电量分解二次规划模型。文献[7]提出了一种考虑公平和满意度的分配模型,其中满意度采用多种负荷特性指标进行描述。文献[8]根据市场主体典型发用电量得到目标分解曲线,以市场主体分解获得的电量曲线与其目标分解曲线的偏差的惩罚费用之和最小为目标,对合约电量实施分解。上述文献在电量分解模型中均以已知的发用电侧负荷信息为参考,在一定程度上实现了调度公平性,但由于对实际影响因素考虑不足,电量分解结果仍存在较大偏差。

对于电量分解的实际影响因素,目前已有研

究将电厂成本和收益、市场衔接、交易电量品种等因素考虑在内^[9-13]。文献[14]在兼顾电站电量分解公平性的基础上建立了考虑预留现货竞价空间均衡化的分解模型,为电站参与现货市场提供了均衡化的竞价空间。文献[15]针对新电改下的混合发电调度问题提出了一个综合考虑多目标的优化模型,并通过二次规划和模糊优选法提高了调度的公平性和算法效率,为电力系统运行提供决策支持。文献[16]提出了一个跨省跨区送电的水电站月度电量分解模型,旨在最大化发电收益,同时满足电网调峰和市场化电价差异等约束。但以上模型都没有对水电站的丰水、枯水特性进行仔细考虑。而文献[17]考虑到了丰水、枯水期的影响,建立了不同目标的梯级水电站月度电量分解模型,但没有考虑年到月时间尺度的丰枯水期电量分解。

电量分解中还涉及不确定因素的影响,如电价、自然来水等^[18-20]。文献[21]提出一种考虑电价不确定性的梯级水电站短期鲁棒优化调度方法,通过信息间隙决策理论处理日前市场竞价,确保最低收益,并通过实际案例验证其有效性。文献[22]针对梯级水电站在多变电价环境中的电量分配难题提出了一种融合数据挖掘和概率模型的中长期合约电量分解策略,优化电量分配,提高市场适应性和经济效益。对于电价的不确定性,当建模考虑的最小时间尺度为日时,可不考虑电价的影响,以便模型求解。文献[23]基于日均径流和历史数据,建立了梯级发电偏差模型反映来水不确定性,并采用多核动态规划求解模型。上述文献采用了不同方法考虑了来水的不确定性因素,能够保证最坏情况下模型仍有较好性能,但得到的结果往往偏于保守。在改善求解结果过于保守的问题方面,文献[24]在制定梯级水电站调度计划时将来水不确定区间划分成了多个子区间,能够改善调度模型的保守性,但在子区间的选择上仍待进一步研究。

为使得优先发电计划电量分解偏差尽可能小,本文提出了一种梯级水电站优先发电计划电量两阶段分解方法。第一阶段考虑丰枯水期来水特点,首先建立了丰水期-枯水期年度电量分解模型,实现年度电量的月度“应季性”分解;接着,以电站公平性为目标构建了基于进度系数一致性的二次

基金项目:国家自然科学基金资助项目(52079014);广东省海上风电联合基金资助项目(2022A1515240076);中国南方电网有限责任公司科技项目(YNKJXM20222399)。

Foundation item: Supported by the National Nature Science Foundation of China (52079014); the Guangdong Natural Science Foundation Off-shore Wind Power Joint Fund (2022A1515240076); the Science and Technical Project of China Southern Power Grid Co., Ltd. (YNKJXM20222399).

分解模型,实现月度电量到日的分解。第二阶段考虑自然来水存在的不确定性,构建多区间来水不确定集,并建立双层模型求解保守电量分解曲线,以确保计划电量月度到日分解偏差更小。最后,采用云南省梯级水电站为例,验证分析所提方法的有效性。

1 优先发电计划电量两阶段分解逻辑

本文所提的优先发电计划电量两阶段分解方法如图1所示。在第一阶段电量分解中,提出的丰枯水期模型考虑来水季节特点,将年度总电量分解到月,然后建立了基于进度系数一致性模型将月度总电量分解到日,由此得到自然来水为预测值时的计划电量分解曲线。在第二阶段电量求解中,保守电量双层求解模型针对日时间尺度并考虑到来水不确定性,求出不确定来水下水电站能够满足的最低发电量,在第一阶段给出的日度分解曲线的基础上给出了日度保守电量曲线^[25-26]。

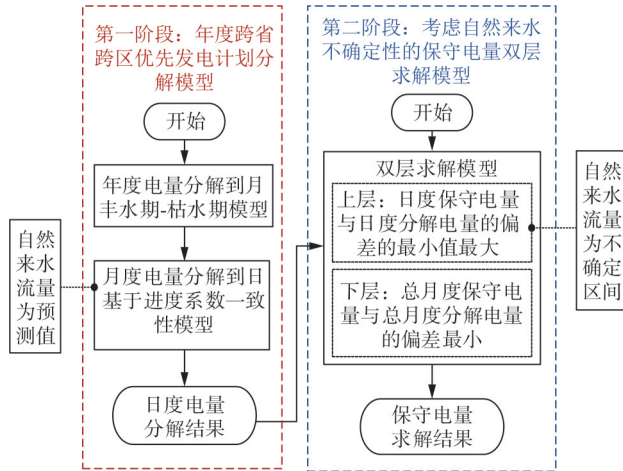


图1 电量分解逻辑关系图

Fig. 1 Electricity decomposition logic relationship diagram

2 年度跨省跨区优先发电计划分解模型

2.1 年度跨省跨区优先发电计划分解到月模型

在点对网送电方式下,假设省网A中水电站向省网B送入的跨省年度优先发电计划总量为 W_a ,省网A中有 N 个电站,电站 i 的跨省跨区年度优先发电计划电量为 W_i ,则有:

$$\sum_{i=1}^N W_i = W_a \quad (1)$$

将年度优先发电电量分解至月度,则全年可分

为 T 个时段, T 取12,电站 i 在第 t 个时段的电量分解值为 $W_{i,t}$ 。省网A第 t 个时段总送出电量为 E_t (其值可根据受电省B月度典型用电量比例获得),则有:

$$\sum_{t=1}^T W_{i,t} = W_i, i = 1, \dots, N \quad (2)$$

$$\sum_{i=1}^N W_{i,t} = E_t, t = 1, \dots, T \quad (3)$$

式(2)为电站 i 年度计划电量约束;式(3)为月度送出电量约束。

考虑到水电站存在显著的季节性特点,本文将年度电量分解模型分为丰水期年度电量分解模型和枯水期年度电量分解模型。

2.1.1 丰水期年度电量分解模型

丰水期时,受防洪等因素影响,梯级水电站群库容补偿空间有限,多数水电站都存在弃水,此时优先考虑交易电量公平公正执行。因此以电站调度公平性为目标,引入进度系数衡量各电站年度优先发电计划执行进程,建立基于进度系数一致性的二次规划模型,得到各电站丰水期月度优先发电计划。

为尽可能保持各电站在各时段发电进度相互接近,引入进度系数表示各电站发电进度,如式(4)~(5)所示。

$$k_{i,j} = \frac{\sum_{t=1}^j W_{i,w_t} / \sum_{t=1}^j W_{i,w_t}^{\max}}{W_i / \sum_{w_t \in T_w} W_{i,w_t}^{\max}} = \frac{\sum_{t=1}^j W_{i,w_t}}{\sum_{t=1}^j W_{i,w_t}^{\max}} \cdot \frac{\sum_{w_t \in T_w} W_{i,w_t}^{\max}}{W_i} \quad (4)$$

$$\bar{k}_j = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N k_{i,j} \quad (5)$$

式中: $k_{i,j}$ 为电站 i 在第 j 个丰水期时段的进度系数,表示前 j 个丰水期时段电站最大发电能力利用率与全年丰水期最大发电能力利用率的比值; $W_{i,w_t}^{\max}$ 、 W_{i,w_t} 分别为电站 i 第 t 个丰水期时段的月度最大发电量和发电量; w_t 为第 t 个丰水期时段; $\bar{k}_j$ 为时段 j 内电站进度系数平均值; T_w 为丰水期时段集合。

月度最大发电量 $W_{i,t}^{\max}$ 的值由电站容量、检修等实际情况决定。考虑电站检修情况下,电站 i 在第 t 个时段的最大发电量可表示为:

$$W_{i,t}^{\max} = \sum_{d=1}^{D_t} x_{i,t,d}^m W_{i,t,d}^{\max} \quad (6)$$

式中: D_t 为第 t 个时段的总天数; $x_{i,t,d}^m$ 为电站 i 在第 t 个时段的第 d 天的检修状态整数变量, 取 0、1 时分别表示电站处于检修、正常运行状态; $W_{i,t,d}^{\max}$ 为电站 i 在正常运行情况下的日最大发电量, 可由电站额定容量计算得到。

为了使电站在丰水期发电过程中的进度系数保持一致, 设置目标函数 F_w 如式(7)所示。

$$F_w = \min \sum_{j=1}^{T_w} \sum_{i=1}^N (k_{i,j} - \bar{k}_t)^2 \quad (7)$$

2.1.2 枯水期年度电量分解模型

枯水期时, 绝大多数水电站来水较少, 梯级水电站群库容补偿空间较大, 此时优先考虑尽可能少弃水或不弃水, 因此以水电站平均入库流量为参考, 结合水电站出力系数和月度送出电量, 计算水电站枯水期预期发电量。构建枯水期年度电量分解模型时, 以各电站在枯水期的分解发电量与预期发电量相对偏差的最大值最小为目标, 目标函数 F_d 如式(8)所示。

$$F_d = \min \left[\max_{i \in N, t \in T_D} \left| 1 - \frac{\sum_{i=1}^N Q_{i,t}^a \delta_i}{Q_{i,t}^a \delta_i E_t} W_{i,t} \right| \right] \quad (8)$$

式中: T_D 为枯水期时段集合; $Q_{i,t}^a$ 为电站 i 在 t 时段的平均入库流量, 该值可由预测数据计算获得; δ_i 为电站 i 的出力系数, 由电站出力大小与发电流量的关系曲线作线性化处理得到。

此外, 考虑到水电站在枯水期可能受限于来水量较少而无法满足月度送出电量指标, 因此在求解式(8)时, 未将约束(3)考虑在内。

2.2 月度电量分解到日模型

对于各电站月度电量到日的分解, 本节仍采用基于进度系数一致性的二次规划模型, 目标函数如式(9)——(11)所示。

$$F_m = \min \sum_{d=1}^{D_t} \sum_{i=1}^N (k_{i,t,d} - \bar{k}_{t,d})^2 \quad (9)$$

$k_{i,t,d} =$

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\sum_{d=1}^l W_{i,t,d} / \sum_{d=1}^l W_{i,t,d}^{\max}}{W_{i,t} / \sum_{d=1}^{D_t} W_{i,t,d}^{\max}} = \frac{\sum_{d=1}^l W_{i,t,d}}{\sum_{d=1}^{D_t} W_{i,t,d}^{\max}}, x_{i,t,d}^m = 1 \\ 0, x_{i,t,d}^m = 0 \end{array} \right. \quad (10)$$

$$\bar{k}_{t,d} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N k_{i,t,d} \quad (11)$$

式中: F_m 为月度电量分解到日模型的目标函数; l 为第 t 个时段第 l 天; $k_{i,t,d}$ 为电站 i 在第 t 个时段第 d 天的进度系数; $W_{i,t,d}$ 为电站 i 在第 t 个时段第 d 天的发电量; $\bar{k}_{t,d}$ 为各电站在第 t 个时段第 d 天的平均进度系数。

2.2.1 约束条件

1) 负荷平衡约束

$$\sum_{i=1}^N W_{i,t,d} = E_{t,d} \quad (12)$$

式中 $E_{t,d}$ 为 t 时段第 d 天除去受电省内外其他发电主体所占省内负荷后的剩余省内负荷, 该值可由历史数据预测得到。

2) 合同电量约束

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{d=1}^{D_t} W_{i,t,d} = W_{i,t} \\ W_{i,t,d} = p_{i,t,d} \Delta t_d \end{array} \right. \quad (13)$$

式中: $p_{i,t,d}$ 为电站 i 在 t 时段第 d 天的平均出力大小; Δt_d 为常数, 其值为 24。

3) 水量平衡约束

梯级水电站上下游水电站之间存在耦合, 即下游水电站的日发电计划受到上游水电站出库流量的影响, 因此在梯级水电站的水量平衡约束中需特别考虑。此外, 本文月度电量到日电量的分解中简化了水流时滞影响。

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{i,t,d} = V_{i,t,d-1} + (Q_{i,t,d}^i - Q_{i,t,d}^o) \Delta t \\ Q_{i,t,d}^i = Q_{i,t,d}^n + \sum_{u \in \Omega_i} Q_{u,t,d}^o \\ Q_{i,t,d}^o = Q_{i,t,d}^s + Q_{i,t,d}^w \end{array} \right. \quad (14)$$

式中: $V_{i,t,d}$ 为电站 i 在 t 时段第 d 天结束时的水库库容; Ω_i 为电站 i 的直接上游电站集合; $Q_{i,t,d}^i$ 、 $Q_{i,t,d}^o$ 、 $Q_{i,t,d}^n$ 、 $Q_{i,t,d}^s$ 、 $Q_{i,t,d}^w$ 分别为电站 i 在 t 时段第 d 天的入库流量、出库流量、区间流量、发电流量、弃水流量, 其中区间流量指的是除上游电站出库流量外的自然水流量; Δt 为常数, 其值为 $86\,400(24\text{ h}) \times 60(\text{min}) \times 60(\text{s})$ 。

需要说明的是, 由于本文对梯级水电站拓扑结构及时间尺度的简化, 式(14)能够将上下游水电站间的一维空间相关性考虑在内。

4) 发电量流量约束

$$Q_{i,t,d}^{s,\min} \leq Q_{i,t,d}^s \leq Q_{i,t,d}^{s,\max} \quad (15)$$

式中 $Q_{i,t,d}^s$ 、 $Q_{i,t,d}^{s,\max}$ 、 $Q_{i,t,d}^{s,\min}$ 分别为电站 i 在 t 时段第 d 天的发电流量及其上下限, 取决于电站的检修计划、过载能力等。

5) 出库流量约束

$$Q_{i,t,d}^{o,\min} \leq Q_{i,t,d}^o \leq Q_{i,t,d}^{o,\max} \quad (16)$$

式中 $Q_{i,t,d}^o$ 、 $Q_{i,t,d}^{o,\max}$ 、 $Q_{i,t,d}^{o,\min}$ 分别为电站 i 在 t 时段第 d 天的发电流量及其上下限。一般来说, 上限的设定需要满足水库及其下游的防洪安全等要求, 下限的设定需要考虑下游的生态、灌溉、供水等综合利用需求。

6) 弃水量约束

$$Q_{i,t,d}^{w,\min} \leq Q_{i,t,d}^w \leq Q_{i,t,d}^{w,\max} \quad (17)$$

式中 $Q_{i,t,d}^w$ 、 $Q_{i,t,d}^{w,\max}$ 、 $Q_{i,t,d}^{w,\min}$ 分别为电站 i 在 t 时段第 d 天的弃水量及其上下限。

7) 水库容积约束

$$V_{i,t,d}^{\min} \leq V_{i,t,d} \leq V_{i,t,d}^{\max} \quad (18)$$

式中 $V_{i,t,d}$ 、 $V_{i,t,d}^{\max}$ 、 $V_{i,t,d}^{\min}$ 分别为电站 i 在 t 时段第 d 天的发电库容及其上下限。

8) 电站出力表达式及其约束

$$\begin{cases} p_{i,t,d} = \delta_i Q_{i,t,d}^s \\ p_{i,t,d}^{\min} \leq p_{i,t,d} \leq p_{i,t,d}^{\max} \end{cases} \quad (19)$$

式中 $p_{i,t,d}$ 、 $p_{i,t,d}^{\max}$ 、 $p_{i,t,d}^{\min}$ 分别为电站 i 在 t 时段第 d 天的平均出力及其上下限。

3 考虑自然来水不确定性的保守电量双层求解模型

在得到优先发电计划电量分解曲线后, 水电站受到自然来水不确定的影响, 往往不能严格按照分解曲线执行发电计划, 影响水电站调度计划的实施, 因而本文提出了保守电量的概念(指水电站在所有可能来水情况下所能发出的最少电量), 通过构建多区间的形式考虑自然来水不确定性, 并在区间的选取上加入了实际影响因素的约束, 进而建立双层模型求解保守电量^[27]。

3.1 多区间来水不确定集及相关约束

根据历史来水情况, 将来水最大值作为区间上界, 来水最小值作为区间下界, 构成来水不确定区间, 进一步将区间划分为多个子区间, 子区间分为正偏离子区间和负偏离子区间, 如图2所示, k 在本节中表示偏离区间数量。

图2中, p_1 、 p_2 、 p_3 、 $\dots$ 、 p_k 表示来水的正偏离

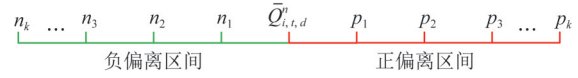


图2 多区间来水不确定集

Fig. 2 Multi-band inflow water uncertainty set

值, 其值依次增大; n_1 、 n_2 、 n_3 、 $\dots$ 、 n_k 表示来水的负偏离值, 其值依次减小; $\bar{Q}_{i,t,d}^n$ 为电站 i 在第 t 月第 d 天的来水预测均值。在区间的选取上引入了区间选择0-1变量 $\varepsilon_{i,t,d}^{x,y}$, 其中 x 取值集合为 $\{1, 2, 3, 4, 5\}$, y 取值集合为 $\{n, p\}$, 意为第 x 个正(即 y 取 p)或负(即 y 取 n)偏离区间的区间选择0-1变量, 变量值为1表示位于该区间, 为0表示不位于该区间。如当 x 为1, y 为 p , $\varepsilon_{i,t,d}^{1,p}$ 为1, 表示电站 i 在第 t 月第 d 天的来水流量处于第一个正偏离区间, 即 $[\bar{Q}_{i,t,d}^n, p_1]$ 区间; 当 x 为2, y 为 n , $\varepsilon_{i,t,d}^{2,n}$ 为1时, 表示电站 i 在第 t 月第 d 天的来水流量处于第二个负偏离区间, 即 $[n_2, n_1]$ 区间。

基于上述内容, 当正负偏离区间均有 k 个时, 可将电站 i 在第 t 月第 d 天的来水区间表示为:

$$Q_{i,t,d}^{n,u} \in \begin{cases} \left[\sum_k \varepsilon_{i,t,d}^{k,n} \cdot n_k + \sum_k \varepsilon_{i,t,d}^{k,p} \cdot p_{k-1}, \sum_k \varepsilon_{i,t,d}^{k,n} \cdot n_{k-1} + \sum_k \varepsilon_{i,t,d}^{k,p} \cdot p_k \right] \\ p_0 = n_0 = \bar{Q}_{i,t,d}^n \end{cases} \quad (20)$$

式中: $Q_{i,t,d}^{n,u}$ 为电站 i 在第 t 月第 d 天的不确定来水流量; p_0 、 n_0 分别为来水的第0个正偏离值和第0个负偏离值, 取值为 $\bar{Q}_{i,t,d}^n$ 。

电站 i 的来水流量在一天中只能处于一个正/负偏离区间中。

$$\sum_k (\varepsilon_{i,t,d}^{k,p} + \varepsilon_{i,t,d}^{k,n}) \leq 1 \quad (21)$$

考虑到水电站在所有时段的来水情况偏离程度有一定范围, 因此对区间选择整数变量设置如下约束。

$$\sum_{d=1}^{D_t} \sum_{i=1}^N (\varepsilon_{i,t,d}^{k,p} + \varepsilon_{i,t,d}^{k,n}) \leq \varphi_k \quad (22)$$

式中 φ_k 为所有电站在第 t 月各天来水流量处于第 k 个正负偏离区间的数量的最大值, 该值可根据历史来水数据的偏离情况获得^[28]。

此外, 考虑到梯级水电站来水的时序相关性, 对同一水电站在第 t 月每天的来水流量处于第 k 个正负偏离区间的数量加以限制。

$$\sum_{d=1}^{D_t} (\varepsilon_{i,t,d}^{k,p} + \varepsilon_{i,t,d}^{k,n}) \leq \gamma_{i,k} \quad (23)$$

式中 $\gamma_{i,k}$ 为电站 i 在第 t 月每天的来水流量处于第 k 个正负偏离区间的个数的最大值, 与 φ_k 类似, 可根据历史来水数据的偏离情况获得。

由于水电站来水流量的边界包含其他变量, 将 $Q_{i,t,d}^n$ 作为中间不确定变量, 引入另一变量 ξ , 作为直接不确定变量。

$$\text{uncertain } \xi \in (0, 1) \quad (24)$$

同时对不确定集作如下处理:

$$Q_{i,t,d}^{n,u} = \xi \cdot \left[\frac{\sum_k \varepsilon_{i,t,d}^{k,n} \cdot n_{k-1} + \sum_k \varepsilon_{i,t,d}^{k,p} \cdot p_k - \sum_k \varepsilon_{i,t,d}^{k,n} \cdot n_k - \sum_k \varepsilon_{i,t,d}^{k,p} \cdot p_{k-1}}{\sum_k \varepsilon_{i,t,d}^{k,n} \cdot n_k + \sum_k \varepsilon_{i,t,d}^{k,p} \cdot p_{k-1}} \right] + \quad (25)$$

3.2 保守电量双层求解模型

本文所提保守电量是指水电站在所有可能来水情况下所能发出的最少电量。根据多区间来水不确定集, 建立保守电量双层求解模型。上层问题寻找在不确定来水下的分解电量的最差情况, 因而模型为日度保守电量与日度分解电量的偏差的最小值最大, 自然来水流量在此层模型中为不确定变量。下层问题希望保守电量尽可能接近不考虑不确定来水下的月度电量分解结果, 因而模型为总月度保守电量与总月度分解电量的偏差最小。目标函数如式 (26) 所示。

$$\begin{cases} F_1 = \max_{Q_{i,t,d}^{n,u}} \left[\min_{i \in N, d \in D_t} (W_{i,t,d} - W_{i,t,d}^c) \right] \\ F_2 = \min \sum_{d=1}^{D_t} \sum_{i=1}^N (W_{i,t,d} - W_{i,t,d}^c) \end{cases} \quad (26)$$

式中: F_1 、 F_2 分别为上下层目标函数; $W_{i,t,d}^c$ 为电站 i 在第 t 月第 d 天的保守电量。目标函数的约束条件为 2.1 节中式 (14)~(19) 及式 (27)。

$$W_{i,t,d}^c \leq W_{i,t,d} \quad (27)$$

式 (27) 是确保求解出的保守电量值最大不应超过原先不考虑来水不确定情况下的分解电量。

为简化问题求解, 将下层问题转化为 KKT 条件添加到上层问题的约束中, 双层优化模型转化为单层优化模型, 需添加的约束条件为:

$$\begin{cases} -\delta_i \cdot \Delta t - \lambda_{i,t,d}^1 \cdot \Delta t + \lambda_{i,t,d}^2 \cdot \Delta t + \lambda_{i,t,d}^3 + \lambda_{i,t,d}^6 \cdot \Delta t = 0, \\ \forall i \in N_t, \forall d \in D_t \\ -\delta_i \cdot \Delta t - \lambda_{i,t,d}^1 \cdot \Delta t + \lambda_{i,t,d}^2 \cdot \Delta t + \lambda_{i,t,d}^3 - \lambda_{i+1,t,d}^3 + \lambda_{i,t,d}^6 \cdot \Delta t = 0, \\ \forall i \in N_{nt}, \forall d \in D_t \\ \lambda_{i,t,d}^3 - \lambda_{i,t,d}^4 + \lambda_{i,t,d}^5 = 0, \forall i \in N_t, \forall d \in D_t \\ \lambda_{i,t,d}^3 - \lambda_{i+1,t,d}^5 - \lambda_{i,t,d}^4 + \lambda_{i,t,d}^5 = 0, \forall i \in N_{nt}, \forall d \in D_t \\ \lambda_{i,t,d}^1 \leq M \cdot \theta_{i,t,d}^1, -Q_{i,t,d}^{g,c} \cdot \Delta t + p_{i,t,d}^{\min} \geq M \cdot (\theta_{i,t,d}^1 - 1), \\ \forall i \in N, \forall d \in D_t \\ \lambda_{i,t,d}^2 \leq M \cdot \theta_{i,t,d}^2, Q_{i,t,d}^{g,c} \cdot \Delta t - p_{i,t,d}^{\max} \geq M \cdot (\theta_{i,t,d}^2 - 1), \\ \forall i \in N, \forall d \in D_t \\ \lambda_{i,t,d}^4 \leq M \cdot \theta_{i,t,d}^3, -Q_{i,t,d}^{w,c} + Q_{i,t,d}^{w,\min} \geq M \cdot (\theta_{i,t,d}^3 - 1), \\ \forall i \in N, \forall d \in D_t \\ \lambda_{i,t,d}^5 \leq M \cdot \theta_{i,t,d}^4, Q_{i,t,d}^{w,c} - Q_{i,t,d}^{w,\max} \geq M \cdot (\theta_{i,t,d}^4 - 1), \\ \forall i \in N, \forall d \in D_t \\ \lambda_{i,t,d}^6 \leq M \cdot \theta_{i,t,d}^5, W_{i,t,d}^c - W_{i,t,d} \geq M \cdot (\theta_{i,t,d}^5 - 1), \\ \forall i \in N, \forall d \in D_t \\ \lambda_{i,t,d}^x \geq 0, x = 1, 2, 3, 4, 5, 6, \forall i \in N, \forall d \in D_t \\ \theta_{i,t,d}^x \geq 0, x = 1, 2, 3, 4, 5, \forall i \in N, \forall d \in D_t \end{cases} \quad (28)$$

式中: $\lambda_{i,t,d}^x$ 为拉格朗日乘子; $\theta_{i,t,d}^x$ 为 0-1 整数变量; M 为很大的常数, 用于线性化互补松弛条件; $Q_{i,t,d}^{g,c}$ 、 $Q_{i,t,d}^{w,c}$ 分别为保守电量求解模型中的发电流量、弃水流量; N_t 为水系末端水电站; N_{nt} 为水系非末端水电站; x 为一常数, 可取值为 1, 2, 3, 4, 5, 6。

4 算例分析

云南省金沙江和澜沧江梯级水电站的拓扑结构如图 3 所示。除龙头水电站外, 其余电站的入库流量均由直接上游电站的出库流量和所在区间的自然来水流量组成。水电站参数如表 1 所示。

所提模型在 MATLAB R2017b 平台上使用 yalmip 工具箱, 调用 Cplex 求解器求解。程序运行环境为台式机 Win10 操作系统, 硬件配置为 Intel (R) Core (TM) i7-9700 CPU@3.00 GHz 双核, 16 GB RAM。

4.1 年度/月度电量分解结果

由图 4 可知, 各电站年度电量分解结果在枯水期时段差别较大, 而在丰水期变化趋势相似, 即能够实现枯水期尽可能利用自然来水流量, 而在丰水期尽可能保持调度公平性。

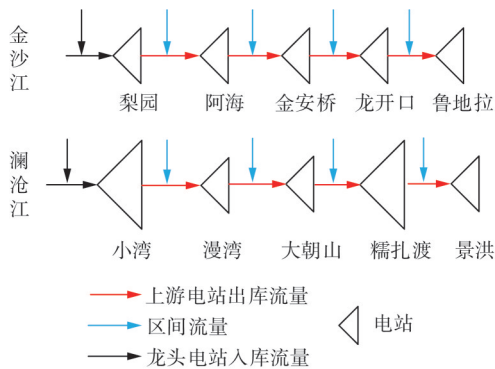


图 3 梯级水电站拓扑结构

Fig. 3 Hydroelectric power stations topology

表 1 水电站参数

Tab. 1 Hydroelectric power stations parameters

电站	最大出力/ MW	最小出力/ MW	正常高水位 库容/亿 m ³	死水位库容 /亿 m ³
小湾(1)	4 200	420	149.14	51.05
漫湾(2)	1 670	167	22.5	7.92
大朝山(3)	1 350	135	17.56	6.65
糯扎渡(4)	5 850	585	217	104
景洪(5)	1 750	175	14.17	4.5
梨园(6)	2 400	240	15.66	5.54
阿海(7)	2 000	200	15.74	5.68
金安桥(8)	2 400	240	15.64	5.67
龙开口(9)	1 800	180	21.56	4.45
鲁地拉(10)	2 160	216	24.28	13.42

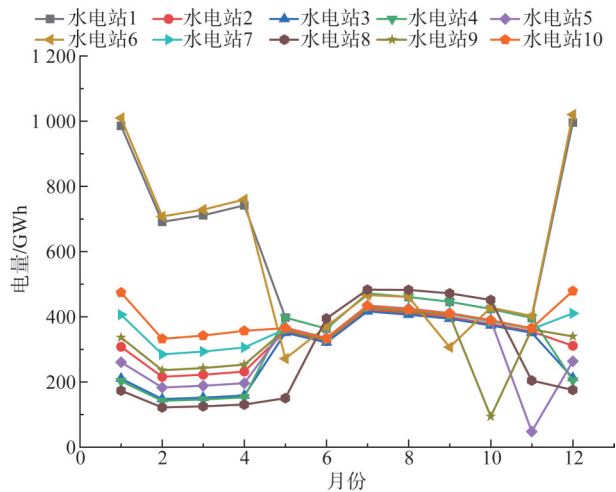


图 4 年度电量分解结果

Fig. 4 Annual electricity decomposition results

丰水期月度分解结果(以 6 月为例)如图 5 所示,在丰水期时,来水量充足,各电站电量分解结果具有相似的变化趋势,结合局部放大图可知,分解结果基本能够保持发电进度一致。同时,由于 6 月份

各电站未安排检修计划,因此分解得到的各电站每日发电量差别较小。图 6 为该月水电站 2 和水站 7 的库容、入库流量变化图。

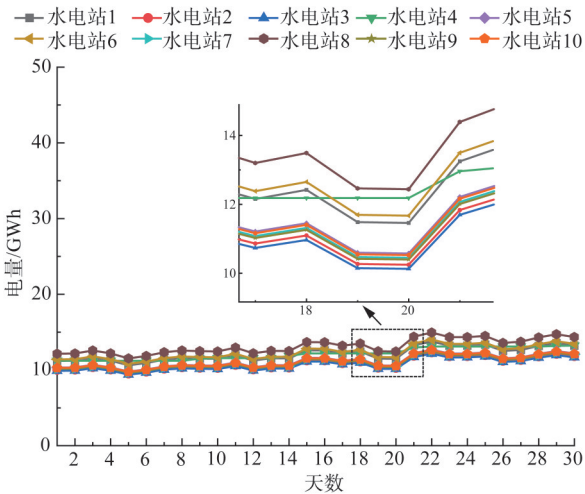


图 5 丰水期月度电量分解结果

Fig. 5 Monthly power decomposition results in wet season

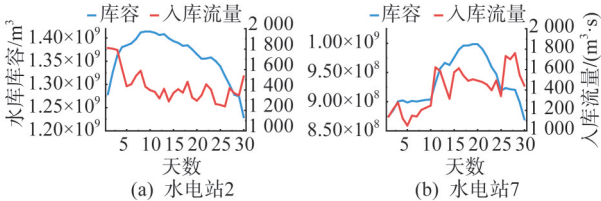


图 6 水电站库容和入库流量变化

Fig. 6 Changes in hydroelectric power stations capacity and incoming flow

枯水期分解结果(以 4 月为例)如图 7 所示,水电站 4 和水电站 9 在 4 月安排有检修计划,因此为了完成月度发电量,水电站 4 在检修完毕后,日发电量保持较高水平,水电站 9 在检修开始前,日发电量保持较高水平。水电站 1 和水电站 6 日发电量变化趋势相似,水电站 2、水电站 3、水电站 5、水电站 7、水电站 8、水电站 10 日发电量变化趋势相似。变化趋势受到自然来水流量的影响,作为龙头水电站的水电站 1 和水电站 6 自然来水流量较大,且其出力上限较高,因此各日分解得到的电量较多,其出库流量也因发电流量的增大而增大。

图 8 为该月水电站 2 和水电站 7 的库容、入库流量变化图,可以看到两个电站的入库流量在第 7—8 天的变化较大,考虑到水电站 1 是水电站 2 的上游电站,水电站 6 是水电站 7 的上游电站,并结合图 7 的分解结果可以发现,水电站 1 和水电站 6 在

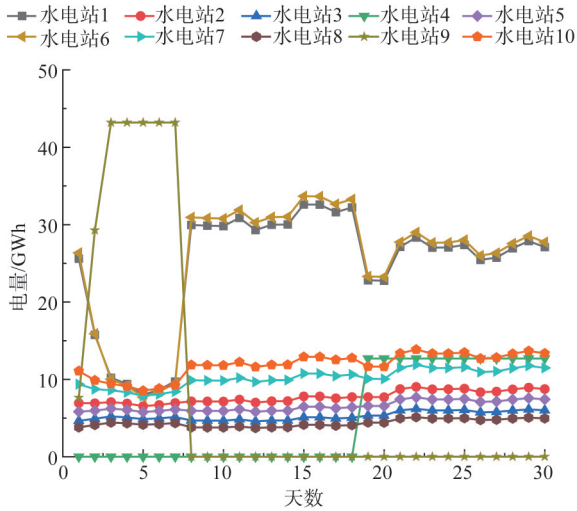


图7 枯水期月度电量分解结果

Fig. 7 Monthly power decomposition results in dry season

第7-8天的电量有较大变化,即发电流量有所增大,因而导致出库流量,也就是水电站2和水电站7的入库流量增大。

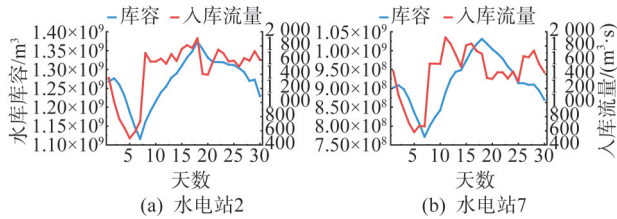


图8 水电站库容和入库流量变化

Fig. 8 Changes in hydroelectric power stations capacities and incoming flows

4.2 考虑丰枯水期对年度电量/月度电量结果的影响

为了分析考虑丰枯水期对年度电量分解结果的影响,将不考虑丰枯水期时(即水电站年度到月、月度到日的电量分解均基于进度系数一致性准则进行的)的年度电量分解结果与图4分解结果进行对比。如图9所示,可以看到在不考虑丰枯水期时,各水电站的月度电量变化趋势高度一致,而仅在部分时段电量波动较大。而对比图4来看,在考虑丰枯水期时的月度电量具有明显的特点:在枯水期能够安排给龙头水电站较大电量,以应对其他电站水资源匮乏而无法按照计划发电的情况;而在丰水期则尽可能保持各电站的发电进度一致,保证公平性。

此外,为了分析考虑丰枯水期对月度电量分解

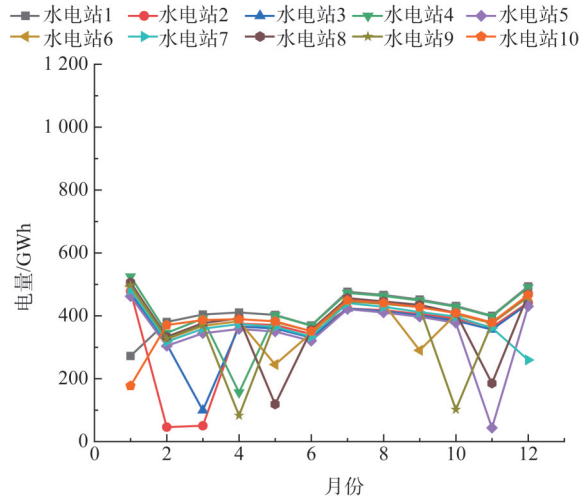


图9 不考虑丰枯水期时年度电量分解结果

Fig. 9 Annual electricity decomposition results without considering wet and dry seasons

结果的影响,以水电站1及其下游水电站2为例,将不考虑丰枯水期时的月度电量分解结果与考虑丰枯水期时的月度电量分解结果进行对比,如图10所示。可以看到,在丰水期时,两种方法均能保持发电进度一致,但考虑丰枯水期时水电站1、2的电量分解结果要比不考虑丰枯水期时的分解结果小,出现这种情况的原因是考虑丰枯水期时水电站1在枯水月份分解得到较多电量,如图10右图所示,导致丰水月份电量较小。而在枯水期时,水电站1作为龙头水电站,其自然来水流量相比下游水电站要大,因此为了充分利用其较大的来水流量,故在枯水期水电站1分解得到了较大电量。

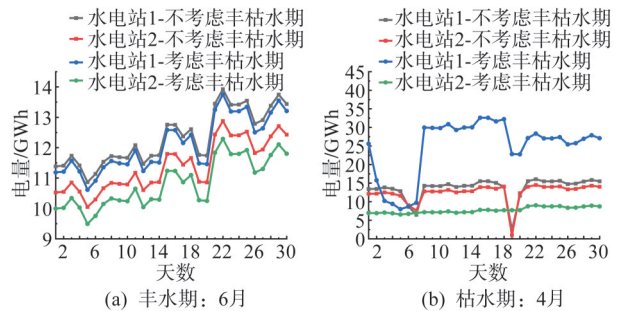


图10 丰枯水期月度电量分解结果对比

Fig. 10 Comparison of monthly power decomposition results in wet and dry seasons

4.3 丰枯水期月度保守电量求解结果

由图11可以看到,枯水期(以4月为例)时各电站保守电量在某些时间的取值与图7中相同时间的

月度电量分解结果相同, 这是因为在这些时间, 即使来水存在不确定性, 水电站也可通过调整发电流量、弃水流量等, 完成发电计划。

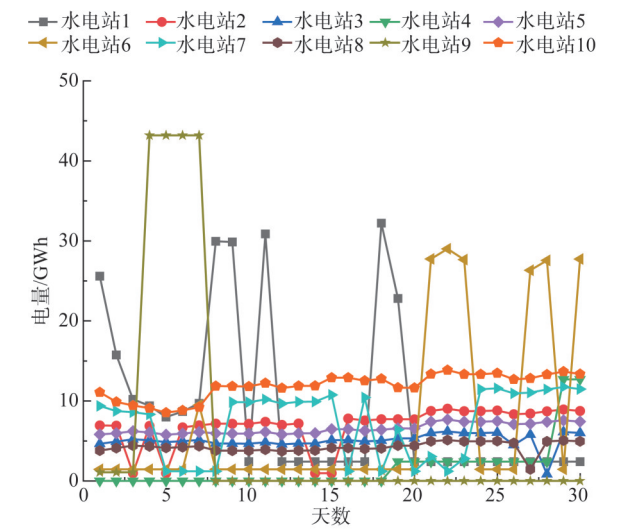


图 11 枯水期保守电量求解结果
Fig. 11 Conservative electricity solution results in dry season

同时, 在某些时间, 保守电量的值为水电站日最小发电量, 这是因为在这些时间, 水电站发电量大小需要满足一定的调度需求, 受自然来水流量、上游电站出库流量影响较小。表 2 为枯水期时各电站月度保守电量大小, 表 3 为枯水期时各电站月度保守电量占第一阶段电量分解结果的比例, 可以看到分别位于两个水系首端的水电站 1 和水电站 6 保守电量占第一阶段分解结果的比例较小, 这一方面是因为龙头水电站的入库流量完全取决于自然来水量, 而没有上游电站出库流量, 另一方面是因为本文建立的保守电量求解模型考虑的是在所有可能来水情况下所有电站所能送出的最少电量, 而不是将单个电站的计划发电量完成比例大小作为优化目标, 因此求解出的保守电量较小, 而在龙头水电站之后的其他电站, 由于入库流量中增加了上游电站出库流量, 因而保守电量值相对第一阶段分解结果来说较大。

同样地, 可以从丰水期(以 6 月为例)时各电站保守电量求解结果中看到与枯水期时类似的情况, 如图 12 所示。表 4—5 分别为丰水期时各电站月度保守电量大小和各电站月度保守电量占第一阶段电量分解结果的比例。

表 2 枯水期各电站保守电量总量

Tab. 2 Conservative electricity of hydroelectric power stations in dry season

in dry season					GWh
水电站 1	水电站 2	水电站 3	水电站 4	水电站 5	
276. 20	206. 78	151. 72	49. 39	196. 08	
水电站 6	水电站 7	水电站 8	水电站 9	水电站 10	
208. 63	216. 93	127. 05	176. 04	356. 66	

表 3 枯水期各电站发电计划完成比例

Tab. 3 Percentage of completion of power generation plan of hydroelectric power stations in dry season

					%
水电站 1	水电站 2	水电站 3	水电站 4	水电站 5	
37. 24	89. 32	95. 97	32. 42	100	
水电站 6	水电站 7	水电站 8	水电站 9	水电站 10	
27. 46	70. 97	97. 44	69. 61	100	

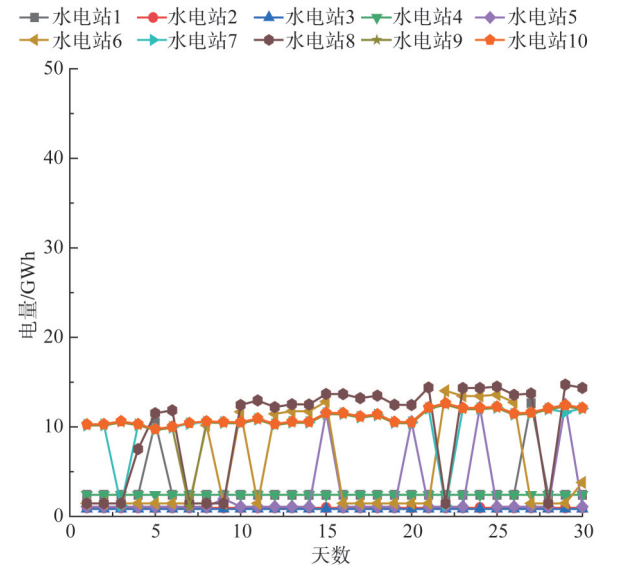


图 12 丰水期保守电量求解结果
Fig. 12 Conservative electricity solution results in wet season

表 4 丰水期各电站保守电量总量

Tab. 4 Conservative electricity of hydroelectric power stations in wet season

in wet season					GWh
水电站 1	水电站 2	水电站 3	水电站 4	水电站 5	
90. 34	28. 8	25. 2	72	75. 79	
水电站 6	水电站 7	水电站 8	水电站 9	水电站 10	
166. 49	309. 63	297. 78	320. 15	333. 51	

4. 4 采用多区间来水不确定集的有效性

为了验证采用多区间来水不确定集考虑来水不确定性方法的有效性, 将其与单区间不确定集方法进行对比。图 13 为采用单区间不确定集时求解出的保守电量结果, 可以看到其整体电量较小, 多数

表5 丰水期各电站发电计划完成比例

Tab. 5 Percentage of completion of power generation plan of hydroelectric power stations in wet season %

水电站1	水电站2	水电站3	水电站4	水电站5
24.87	8.87	7.86	19.82	22.63
水电站6	水电站7	水电站8	水电站9	水电站10
45.00	93.54	75.50	97.20	100

水电站的出力为最小出力，这是由于单区间不确定集方法未将来水偏离程度的相关性约束考虑在内，因此求解出的结果过于保守。对比图 11，可以看到多区间来水不确定集将单一区间划分为多个子区间，能够根据来水情况的相关性，对区间的选择加以限制，使得求解结果更合理。

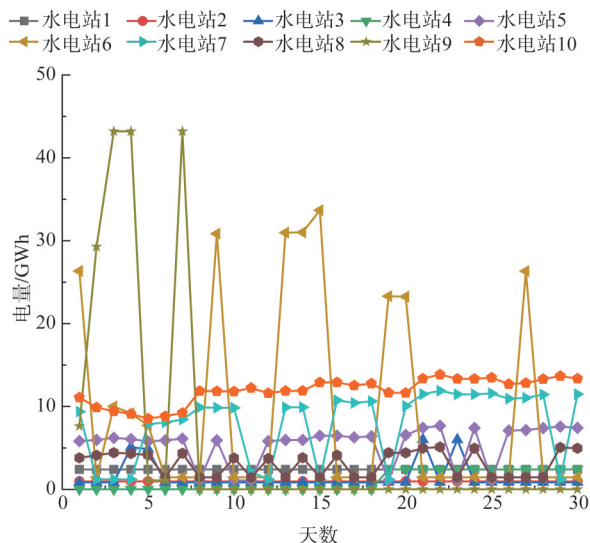


图 13 采取单区间不确定集时的保守电量求解结果

Fig. 13 Conservative electricity solution results when taking a single band uncertainty set

表6为采用单区间时枯水期各电站保守电量总量，表7为采用单区间时枯水期各电站发电计划完成比例，对比表2—3，可进一步看到多区间不确定集方法在改善求解结果保守性这一方面具有较好的表现效果。表8为两种方法的求解时间，由于多区间不确定集将问题的求解进一步细化，因而求解时间有所增加。

5 结论

本文提出了一种梯级水电站优先发电计划电量两阶段分解方法，通过算例仿真，得出如下结论。

1) 本文建立的丰水期-枯水期年度电量分解模

表6 采用单区间时枯水期各电站保守电量总量

Tab. 6 Conservative electricity of hydroelectric power stations in dry season when taking a single band uncertainty set

GWh				
水电站1	水电站2	水电站3	水电站4	水电站5
72.00	28.80	43.76	28.80	163.15
水电站6	水电站7	水电站8	水电站9	水电站10
279.92	238.13	93.04	168.65	356.66

表7 采用单区间时枯水期各电站发电计划完成比例

Tab. 7 Percentage of completion of power generation plan of hydroelectric power stations in dry season when taking a single band uncertainty set %

水电站1	水电站2	水电站3	水电站4	水电站5
9.71	12.44	27.68	18.90	83.21
水电站6	水电站7	水电站8	水电站9	水电站10
36.84	77.90	71.35	66.69	100.00

表8 求解时长对比

Tab. 8 Comparison of solving time s

方法	时间
单区间	30.68
多区间	178.75

型考虑了自然条件的限制，在不同来水时期设置了不同的目标函数和约束条件，实现了年度电量分解的“应季性”。

2) 本文使用多区间来水不确定集考虑来水不确定性，将常用的单区间划分成多个子区间，并在区间的选取上满足来水流量的内在联系，即来水时序上的联系和来水整体偏离情况，使得电量分解模型适用性更强。

3) 本文提出了梯级水电站保守电量的概念。在考虑来水不确定性的基础上进一步建立了双层优化模型，求解梯级水电站保守电量大小，对水电站调度计划的制定和实施有指导作用。

本文在划分来水区间时，将每个水电站的正、负偏离区间划分成为5个子区间，忽略了梯级水电站来水变化程度的差异性。这种差异性对电量分解模型的保守性有一定影响，可作为下一步研究工作的重点。

参考文献

- [1] 刘昊, 郭烨, 孙宏斌. 中国跨区跨省电力交易综述及展望[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(15): 187-199.
LIU Hao, GUO Ye, SUN Hongbin. Review and prospect of

- inter-regional and inter-provincial power trading in China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(15): 187-199.
- [2] 尚金成. 跨区跨省电力交易机制与风险控制策略[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(19): 53-58, 63.
SHANG Jincheng. Mechanism and risk control strategies for trans-regional and trans-provincial power exchange [J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(19): 53-58, 63.
- [3] 王奇, 何鑫雨, 何森, 等. 电力市场环境两阶段交直流输电通道功率优化分配方法[J]. 南方电网技术, 2023, 17(4): 38-48.
WANG Qi, HE Xinyu, HE Sen, et al. A Two-stage HVAC/HVDC transmission channel power optimal distribution method under the power market environment [J]. Southern Power System Technology, 2023, 17(4): 38-48.
- [4] 吴明兴, 王宁, 王浩浩, 等. 双轨制下电力现货市场政府授权合约分解优化模型与方法[J]. 中国电力, 2023, 56(9): 15-26.
WU, Mingxing, WANG, Ning, WANG, Haohao, et al. A decomposition and optimization method for government-authorized contracts in a dual-track spot electricity market based on game equilibrium[J]. Electric Power, 2023, 56(9): 15-26.
- [5] 陈雨果, 王一, 李嘉龙, 等. 双边交易合约电量的分解模型与结果评估[J]. 南方电网技术, 2015, 9(8): 32-37.
CHEN Yuguang, WANG Yi, LI Jialong, et al. Bilateral energy trade contract decomposition model and results evaluation[J]. Southern Power System Technology, 2015, 9(8): 32-37.
- [6] 王冠群, 刘锋, 梅生伟, 等. 合同电量优化分解模型及算法[J]. 电机与控制学报, 2012, 16(7): 58-64.
WANG Guanqun, LIU Feng, MEI Shengwei, et al. Optimization model and algorithm for contract energy decomposition [J]. Electric Machines and Control, 2012, 16(7): 58-64.
- [7] 杨莉, 王乔来, 胡朝阳. 考虑公平及满意度的合同电量分解算法[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(19): 30-35, 53.
YANG Li, WANG Qiaolai, HU Zhaoyang. Energy contract decomposition considering equity and satisfaction [J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(19): 30-35, 53.
- [8] 杨辰星, 程海花, 冯树海, 等. 多类型省间优先购电合约电量的时段化分解方法[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(22): 175-183.
YANG Chenxing, CHENG Haihua, FENG Shuhai, et al. Hourly-period decomposition method for power quantity of multi-type inter-provincial priority selling and purchasing contract [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(22): 175-183.
- [9] 郝振凯. 兼顾合约电量分解的梯级水电站群中长期优化调度研究[D]. 宜昌: 三峡大学, 2023.
- [10] 韩旭, 申建建, 程春田, 等. 复杂需求下巨型水电站跨省交易电量曲线分解方法[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(24): 9557-9569.
HAN Xu, SHEN Jianjian, CHENG Chuntian, et al. Decomposition method of cross-provincial monthly electric quantity curve of a giant hydropower station under complex demands[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(24): 9557-9569.
- [11] 于旭光. 梯级水电中长期合同分解及日前竞价方法研究[D]. 大连: 大连理工大学, 2021.
- [12] 吴洋, 苏承国, 周彬彬, 等. 考虑日前市场的梯级水电站月度合约电量优化分解模型[J]. 水力发电, 2019, 45(12): 75-79, 104.
WU Yang, SU Chengguo, ZHOU Binbin, et al. Optimal decomposition model for monthly contract electricity of cascade hydropower stations considering the day-ahead market [J]. Water Power, 2019, 45(12): 75-79, 104.
- [13] 邢玉辉, 王帮灿, 丁文娇, 等. 计及梯级水量匹配约束的中长期电量合约分解方法[J]. 云南电力技术, 2020, 48(3): 21-26.
XING Yuhui, WANG Bangcan, DING Wenjiao, et al. Mid and long term contract decomposition method considering cascade water quantity matching constraint [J]. Yunnan Electric Power, 2020, 48(3): 21-26.
- [14] 于旭光, 李亚鹏, 贾泽斌, 等. 考虑现货市场竞价空间的梯级水电站中长期合同电量分解模型[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(6): 62-71.
YU Xuguang, LI Yapeng, JIA Zebin, et al. Medium- and long-term contract energy decomposition model for cascade hydropower station considering spot market bidding space [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(6): 62-71.
- [15] 苗树敏, 罗彬, 申建建, 等. 考虑市场过渡和中长期合约电量分解的水火电短期多目标发电调度[J]. 电网技术, 2018, 42(7): 2221-2231.
MIAO Shumin, LUO Bin, SHEN Jianjian, et al. Short-term multi-objective hydro-thermal generation dispatch considering electricity market transition and mid-and long-term contract decomposition [J]. Power System Technology, 2018, 42(7): 2221-2231.
- [16] 胡晓勇, 韩旭, 陈宇晨, 等. 水电站跨省月度合同电量曲线分解模型[J]. 全球能源互联网, 2023, 6(2): 149-162.
HU Xiaoyong, HAN Xu, CHEN Yuchen, et al. Model for curve decomposition of monthly contract electricity of hydropower plant [J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2023, 6(2): 149-162.
- [17] 程雄, 唐应玲, 申建建, 等. 电力市场环境大规模水电站群月度交易电量分解与校核方法[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(8): 2514-2525.
CHENG Xiong, TANG Yingling, SHEN Jianjian, et al. Decomposition and checking method for large-scale hydropower plants monthly trading energy in electricity market [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(8): 2514-2525.
- [18] 杜培东. 考虑中长期合约电量分解的水-光多尺度联合调度研究及应用[D]. 西安: 西安理工大学, 2022.
- [19] 陆雯, 王舒馨, 章丽娜, 等. 考虑现货市场价格不确定性的市场化用户中长期合同电量曲线分解策略[J]. 浙江电力, 2024, 43(7): 120-128.
LU Wen, WANG Shupin, ZHANG Lina, et al. A curve decomposition strategy for medium-to-long term contract energy of market based customers considering price uncertainty in spot market [J]. Zhejiang Electric Power, 2024, 43(7): 120-128.
- [20] 华鑫. 多时间尺度的开都河梯级水电站电力市场交易策略研究[D]. 西安: 西安理工大学, 2024.
- [21] 于旭光, 李刚, 李亚鹏, 等. 耦合日合同分解及日前市场竞价的梯级水电站短期鲁棒优化调度[J]. 电网技术, 2021, 45(10): 4016-4025.
YU Xuguang, LI Gang, LI Yapeng, et al. Short-term robust optimization scheduling of cascade hydropower stations

- coupled with daily contract decomposition and day-ahead market bidding[J]. Power System Technology, 2021, 45(10): 4016 – 4025.
- [22] 王明博, 李刚, 李亚鹏, 等. 计及不同交易方式的梯级水电站的中长期合约电量分解方法[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(7): 2514 – 2527.
- WANG Mingbo, LI Gang, LI Yapeng, et al. Decomposition method for medium and long-term contract of cascaded hydropower taking into account multi trading modes [J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(7): 2514 – 2527.
- [23] 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.
- MA Yuhang, HUANG Yuan, LIU Junyong, et al. Day-ahead dispatching of cascade hydropower stations considering daily interval flow uncertainty and the section constraint of power grid[J]. Electric Power Construction, 2020, 41(9): 39 – 49.
- [24] 葛晓琳, 钟俊玲, 符杨. 考虑来水多区间不确定集的跨年梯级水电鲁棒优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(17): 5097 – 5106, 5306.
- GE Xiaolin, ZHONG Junling, FU Yang. Robust biennial scheduling of cascade hydropower system considering with the multi-band uncertainty set of the inflow[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(17): 5097 – 5106, 5306.
- [25] 何奇, 张宇, 邓玲, 等. 基于水电储能调节的风光水发电联合优化调度策略[J]. 广东电力, 2024, 37(3): 12 – 24.
- HE Qi, ZHANG Yu, DENG Ling, et al. Joint optimal scheduling strategy of wind, photovoltaic and water storage power generation considering hydropower storage regulation[J]. Guangdong Electric Power, 2024, 37(3): 12 – 24.
- [26] 林文智, 杨苹, 纪超, 等. 基于目标级联法的园区综合能源系统多主体日前经济优化调度[J]. 电测与仪表, 2024, 61(5): 9 – 16.
- LIN Wenzhi, YANG Ping, JI Chao, et al. Day-ahead economic optimal dispatching of park integrated energy system with multiple stakeholder based on analytical target cascading [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2024, 61(5): 9 – 16.
- [27] 邹舒瑾, 江岳文, 林琼斌, 等. 考虑储能动态老化特性的独立海岛零碳微电网-水协同双层规划[J]. 南方电网技术, 2025, 19(9): 59 – 71.
- ZOU Shujin, JIANG Yuewen, LIN Qiongbina, et al. Double-layer coordinated planning for electricity and water in zerocarbon microgrids on an independent island considering the dynamic aging characteristics of energy storage [J]. Southern Power System Technology, 2025, 19(9): 59 – 71.
- [28] JI G, WU W, ZHANG B. Robust generation maintenance scheduling considering wind power and forced outages[J]. IET Renewable Power Generation, 2016, 10(5): 634 – 641.

收稿日期: 2024-06-13; 网络首发日期: 2024-11-20

作者简介:

冷媛(1986), 女, 高级经济师, 硕士, 从事能源经济、能源政策研究、电力市场研究, lengyuan@csg.cn;

梁梓杨(1998), 男, 工程师, 硕士, 研究方向为电力市场, liangzy2@csg.cn;

隋坤明(2001), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为电力市场需求响应、电动汽车、主动配电网的优化控制, 1132160291@qq.com。

广 告

电网仿真重点实验室……………封二
南方电网科技创新中心……………A2

南网知识星球……………封三