

考虑水电制氢的水-氢综合能源系统容量规划

李 华¹, 唐 瑀¹, 杨欣宇², 谢传胜¹, 张晓春¹, 曾 博²

(1. 华北电力大学经济与管理学院, 北京 102206;

2. 华北电力大学电气与工程学院, 北京 102206)

摘要:为促进“双碳”目标的实现,将水电系统与氢能相结合可提高水电资源利用率、降低制氢成本,并提升能源系统的清洁程度,助力中国实现能源转型。为此,构建了一个考虑水电制氢的水-氢综合能源系统双层规划模型。在上层中,目标是最大程度降低系统成本,提高系统制氢、储氢能力以及燃料电池性能。而在下层中,目标是最大限度减少日常运行中的负荷损失,以提高综合能源系统中所有设施的利用率。通过综合考虑这两个层面的目标,优化系统的设计和运行策略。最后,以某水电站实际运行数据为基础进行了算例分析。结果显示,氢能设施建立后降低系统成本19.08%,减少弃水流量53.12%,提升了水电站的利用效率,从而验证了所建模型的合理性与有效性。

关键词:氢能; 水电制氢; 容量优化配置; 综合能源系统; k-medoids 聚类算法

中图分类号: TM 71 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2023)06-0059-08

DOI: 10.16527/j.issn.1003-6954.20230609

Capacity Planning for Water-Hydrogen Integrated Energy Systems Considering Hydro-electricity Hydrogen Production

LI Hua¹, TANG Yu¹, YANG Xinyu², XIE Chuansheng¹, ZHANG Xiaochun¹, ZENG Bo²

(1. School of Economics and Management, North China Electric Power University, Beijing 102206,

China; 2. School of Electrical and Engineering, North China Electric Power

University, Beijing 102206, China)

Abstract: In order to promote the realization of dual-carbon goal, the combination of hydropower system with hydrogen energy can improve the utilization rate of hydropower resources, reduce the cost of hydrogen production, and enhance the cleanliness of energy system to help China realize the energy transition. To this end, a two-layer planning model for an integrated water-hydrogen energy system considering hydro-electricity hydrogen production is constructed. In the upper layer, the goal is to minimize the system cost and improve the system hydrogen production and storage capacity as well as fuel cell performance. While in the lower level, the goal is to minimize load losses in daily operations to improve the utilization of all facilities in the integrated energy system. By considering the objectives at both levels together, the design and operation strategy of the system is optimized. Finally, an arithmetic analysis is carried out based on the actual operational data of a hydropower plant. The results show that the establishment of hydrogen facilities reduces the system cost by 19.08% and the abandoned water flow by 53.12%, which improves the utilization efficiency of hydropower plant, thus verifying the rationality and validity of the proposed model.

Key words: hydrogen energy; hydro-electricity hydrogen production; optimal capacity allocation; integrated energy system; k-medoids clustering algorithm

0 引言

氢能作为一种高效、清洁、可再生的能源形式,在交通、工业、发电和储能等领域具有巨大的应用潜力^[1-2]。随着氢能技术的发展和应用,越来越多的国家将氢能纳入能源发展战略,以实现能源结构转型和碳减排。2022年,中国发布了《氢能产业发展中长期规划(2021—2035年)》,将氢能视为未来国家能源体系的重要组成部分,提出要构建清洁化、低碳化、低成本的多元制氢体系,重点发展可再生能源制氢。中国西南地区拥有丰富的可再生资源,尤其是水力资源。根据《四川省氢能产业发展规划(2021—2025年)》数据,截至2019年,四川水电装机容量76 960 MW,其中2019年全省调峰弃水电量达9200 GWh,电解水制氢潜力巨大。在此背景下,将电力制氢系统与其他可再生能源发电系统相结合,可以在不放弃可再生能源资源的情况下生产氢气,这不仅可以降低制氢成本,还可以提高可再生能源利用率^[3-4]。

在“双碳”目标的背景下,电网系统中可再生能源发电比例快速增长,电解水制氢成本有望进一步降低^[5-6]。为了提高可再生能源的利用效率,同时降低制氢成本,人们开始研究将氢能系统与可再生能源发电系统相结合的方式。文献[7-9]研究了在各种需求增长和技术干预情景下,可再生能源制氢的潜力和经济可行性,以及对碳减排的影响。文献[10]提出利用氢储能系统提高风电并网调度计划可信度的方法,并建立了氢储能系统全寿命周期的经济效益计算数学模型,验证了该方法的可行性以及经济性。以上文献大多是为了解决氢能系统与可再生能源发电系统相结合的经济性和可行性问题。

目前,很多国内外学者对考虑电解水制氢的综合能源系统的容量规划方案开展了研究。文献[11]提出了一种光伏制氢的办法,构建了以最小化弃光为目标的电网调度确定模型,确定了氢能系统的并网方式以及最佳容量配置。文献[12-13]将氢能系统视为负荷,以最小化年化成本为目标,在满足电力平衡和各方面要求的前提下,建立了考虑氢负荷的电源规划模型。以上文献研究风光发电制氢问题,但是水电制氢与风光发电制氢有很大不同。水力发

电时功率波动较小,可以通过调节储存和释放天然水来发电,比风光等发电方式更稳定;同时,水力发电具有明显的季节特征,在雨季和旱季时有较大的差别。也有一些学者对水电制氢的能源系统容量规划问题展开研究。文献[14]研究孤立电网下的综合能源系统容量规划问题,但是孤立电网较少,所提容量规划方法的适用范围较小。文献[15]建立了梯级水电站并网情况下的水电制氢系统双层容量规划模型,但是未考虑水电站库容问题,存量水电不能充分利用。目前的水电制氢容量规划研究大多限定了某个特殊应用场景,在考虑氢能系统建设对可再生能源资源利用率的影响方面关注较少,对依托存量水电进行氢能系统容量配置的研究也存在不足。

鉴于此,基于水电制氢的思路,充分利用水电的灵活调节能力和水能资源,构建了水-氢综合能源系统容量双层规划模型。该模型旨在在合理的范围内配备一定规模的氢能设施,以提高水电资源的利用效率、降低制氢成本,并促进水电开发和绿色制氢技术的应用。最后,以某地区水电站的实际运行数据为基础进行了算例分析,结果验证了所提模型的合理性与有效性。

1 典型日选取

随着氢能实现“双碳”目标过程中扮演的角色不断加强,对氢气生产的可持续性和可变性的需求将不断增强。在不额外增加火电等灵活性资源的前提下,需认真考虑可再生能源发电量严重不足以及在特定且不常见的极端情况下,综合能源系统也能正常运行^[16]。为此,引入了一种改进的k-medoids聚类算法的典型日聚类分析方法。该方法能够更加全面地选择典型日和异常日,以更精确地反映实际情况,为水电站和综合能源系统的运营、规划和优化提供更为精准的数据支持。

设: $\{1, \dots, N_d\}$ 表示一年中每日的集合, $N_d = 365$; $\{1, \dots, N_h\}$ 表示以15 min为时间间隔每日时间点集合, $N_h = 24 \times 4$; $\{1, \dots, N_a\}$ 表示聚类的属性包括本地负荷、入库流量等的集合, N_a 为a属性序号; N_k 表示预定义的数组; $\Omega_T = \{1, 2, \dots, T\}$ 为一天中的时间段集合, T 为一天内的总时段数。

1.1 k-medoids 聚类算法

k-medoids 聚类算法旨在从每个簇内选择一个实际时段作为代表,即中心点。这一问题可以被形式化为混合整数线性规划(mixed-integer linear programming, MILP)^[17]。初始步骤为计算每对元素之间的欧几里得距离,计算方式为

$$d_{i,j} = \sqrt{\sum_{h=1}^{N_h} \sum_{a=1}^{N_a} (x_{a,h,i} - x_{a,h,j})^2}, \quad \forall i,j \in \{1, \dots, N_d\} \quad (1)$$

式中, $x_{a,h,i}$ 和 $x_{a,h,j}$ 分别为簇中第 i,j 日 h 时刻 a 属性数据。

接下来,MILP 问题可以表述为

$$\min \sum_{i=1}^{N_d} \sum_{j=1}^{N_d} d_{i,j} \cdot z_{i,j} \quad (2)$$

约束为

$$\sum_{j=1}^{N_d} z_{i,j} = 1, \quad \forall i \in \{1, \dots, N_d\} \quad (3)$$

$$z_{ij} \leq y_i, \quad \forall i,j \in \{1, \dots, N_d\} \quad (4)$$

$$\sum_{i=1}^{N_d} y_i = N_k \quad (5)$$

式中: $z_{i,j}$ 为0-1变量,当 j 日被选典型日 i 时,变量 $z_{i,j}$ 等于1,否则为0; y_i 为0-1变量,当典型日 i 被选为其簇的代表时,变量 y_i 等于1,否则为0。约束(3)确保每年的每一天对应一个典型日。约束(4)强制 j 日只能分配给典型日 i 。约束(5)保证恰好选择了 N_k 天作为典型日。

k-medoids 聚类算法通过从原始时间序列中提取实际值来定义代表性周期,这一过程保留了季节性和日相关性等多种属性,从而更准确地反映了实际情况。然而,根据聚类的规模,代表性周期的重复出现可能导致任何属性的月度或年度总值与原始数据集计算的值相差较大,特别是在典型日数量较少的情况下。这意味着,只有在生成足够多的聚类时,优化问题中的运行成本才能成为可靠的度量指标。

1.2 改进的 k-medoids 聚类算法

引入一种改进的 k-medoids 聚类算法,旨在同时识别极端日和典型日。为了能够自动从聚类中排除特定日期,对 k-medoids 聚类算法的约束条件式(3)进行了修改,见式(6)。

$$\sum_{j=1}^{N_d} z_{i,j} \leq 1, \quad \forall i \in \{1, \dots, N_d\} \quad (6)$$

式中,当 j 日被候选 i 日选为代表时,变量 $z_{i,j}$ 等于1,否则为0。此调整消除了每年的每一天都对应一个典型日的要求,从而允许识别未聚类的极端日。为了防止所有日子被分类为极端的平凡解,引入了约束条件式(7)。

$$\sum_{i=1}^{N_d} \sum_{j=1}^{N_d} z_{i,j} = N_d - N_{ED} \quad (7)$$

式中, N_{ED} 为预定的极端日数量。

改进的 k-medoids 聚类算法能够自动识别一年中最为“非典型”的日子,并将其标记为极端日。这些非典型的日子往往无法被典型日准确表示,因为这些非典型日常常包含着与典型日相异的能源系统特征。

此外,还引入了约束条件式(8),该约束条件确保对于一些选定的属性 $a \in A^{\text{peak}}$,算法选择的至少一个极端时段包含数据集中的最高峰值(或接近最高峰值)。

$$\sum_{j=1}^{N_d} m_{a,j} \cdot \max_h x_{a,h,j} \geq \lambda_d^{\text{PEAK}} \cdot \max_{d,h} x_{a,h,j}, \quad \forall a \in A^{\text{peak}} \quad (8)$$

式中: λ_d^{PEAK} 为实值,表示用极端天数表示的峰值的比例,可取值90%~100%。 $m_{a,j}$ 为一个二元变量,当选择 j 日作为属性 a 的极端日时等于1,否则等于0; $\max_h x_{a,h,j}$ 为第 j 日中属性 a 的最大值; $\max_{d,h} x_{a,h,j}$ 为一年中属性 a 的最大值。

总之,式(1)~式(8)共同定义了支持所提改进的 k-medoids 聚类算法。

2 考虑水电制氢的综合能源系统容量规划模型

2.1 系统架构

结合氢能系统和电力系统,考虑水电制氢的水-氢综合能源系统基本架构如图1所示。

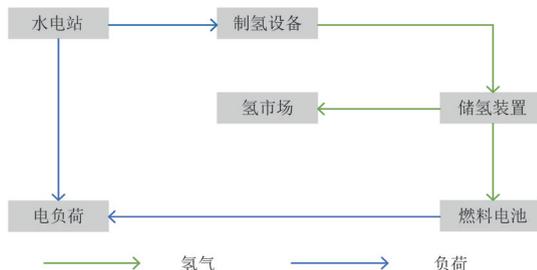


图1 水-氢综合能源系统架构

该系统由电力系统和氢能系统组成。电力系统包括水电站和电负荷,而氢能系统包括制氢设备(electrolyzers, EL)、储氢装置(hydrogen storage tank, HST)和燃料电池(hydrogen fuel cells, HFC)等氢气设施。EL 在直流电的作用下将水分解以制取氢气, HFC 直接将氢燃料的化学能转化为电能。EL 和 HFC 在氢能系统中起着关键作用,实现电能和氢能的相互转换,并通过 HST 存储产生的氢能。整个系统的初始能源是水电站,水电站满足日常基本负荷需求的同时,利用多余的水电进行制氢。制得的氢能不仅可以作为负荷需求的补充,弥补水力发电不足的情况,还可以通过氢能市场销售,获取经济利益。

2.2 双层模型

考虑水电制氢的综合能源系统容量规划模型容量规划模型框架如图 2 所示。

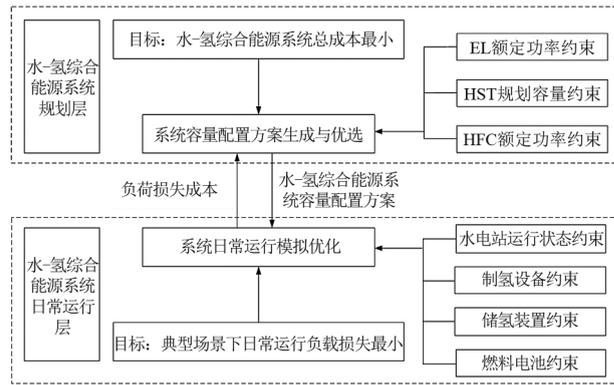


图 2 水-氢综合能源系统容量规划模型框架

该模型上层结构为规划层,目标是最小化总系统成本;下层结构为运行层,目标是最小化运行负载损失。该模型的设计流程为:首先,在上层模型中,根据总系统成本最小化目标,确定系统的容量配置方案;然后,将得到的方案作为约束条件代入下层模型中,并在下层模型中,考虑该方案下的负荷损失,并计算出相应的惩罚成本;接下来,将下层模型的结果反馈回上层模型,上层模型根据这些结果对容量配置方案进行修改;随后,再将修改后的方案带入下层模型中进行计算,如此循环迭代,直到得到使系统总成本最小的容量配置方案为止。

2.2.1 上层模型

1) 目标函数

上层综合考虑 EL、HST 和 HFC 等氢气设施的建设、运营成本以及负荷损失的惩罚成本,目标函数为最小化总投资成本。

$$\min C = C_b + C_m + C_L \quad (9)$$

式中: C_b 为氢气设施的年度建设成本; C_m 为氢气设施的年度运营和维护成本; C_L 为负荷损失的年度惩罚成本。

$$C_b = \frac{r(1+r)^y}{(1+r)^y - 1} (C_{el}U^{el} + C_{st}U^{st} + C_{fc}U^{fc}) \quad (10)$$

$$C_m = C_{mel}U^{el} + C_{mst}U^{st} + C_{mfc}U^{fc} \quad (11)$$

$$C_L = D \times \sum_{t=1}^T P_\lambda \times E_t^\lambda \quad (12)$$

式中: r 为折现率; y 为设施的寿命周期年限; U^{el} 、 U^{st} 和 U^{fc} 分别为 EL、HST 和 HFC 的额定功率或者额定容量; C_{el} 、 C_{st} 和 C_{fc} 分别为 EL、HST 和 HFC 的单位容量建设成本; C_{mel} 、 C_{mst} 和 C_{mfc} 分别为 EL、HFC 和 HST 的单位容量年运行和维护费用; P_λ 为惩罚电价; E_t^λ 为 t 时刻负荷损失。

2) 约束条件

$$0 \leq U^{el} \leq U_{\max}^{el} \quad (13)$$

$$0 \leq U^{st} \leq U_{\max}^{st} \quad (14)$$

$$0 \leq U^{fc} \leq U_{\max}^{fc} \quad (15)$$

式中, U_{\max}^{el} 、 U_{\max}^{st} 和 U_{\max}^{fc} 分别为 EL、HST 和 HFC 的最大规划功率或容量。

2.2.2 下层模型

1) 目标函数

模型下层的目标函数是在典型场景下最小化日常运行负载损失。

$$\min C_{L,d} = P_\lambda \times E_\lambda \quad (16)$$

式中, E_λ 为每日总负荷损失。

$$E_\lambda = \sum_{t=1}^T E_t^\lambda \quad (17)$$

$$E_t^\lambda = L_t + G_t^{el} - G_t^W - G_t^{fc}, \forall t \in \Omega_T \quad (18)$$

$$G_t^W = \lambda \times h_t \times Q_t^W, \forall t \in \Omega_T \quad (19)$$

$$Q_t^{el} = G_t^{el} \times \alpha, \forall t \in \Omega_T \quad (20)$$

$$G_t^{fc} = Q_t^{fc} \times \beta, \forall t \in \Omega_T \quad (21)$$

式中: G_t^W 为 t 时刻水电出力; λ 为水电系数; h_t 为 t 时刻水电站的净水头; Q_t^W 为 t 时刻发电流量; Q_t^{el} 为 t 时刻 EL 产氢量; G_t^{el} 为 t 时刻 EL 制氢用电量; α 为 EL 单位耗电量产氢系数; G_t^{fc} 为 t 时刻 HFC 发电量; Q_t^{fc} 为 t 时刻 HFC 耗氢量; β 为 HFC 单位产电

量耗氢系数; L_t 为预测电负荷。

2) 约束条件

为保证水-氢综合能源系统安全稳定和高效运行,需要针对水电机组、HFC 和 EL 运行状态进行约束。

① 水电站运行状态约束

$$V_t = V_{t-1} + 3600 \times (Q_t^N - Q_t^W - Q_t^L) \Delta_T \quad (22)$$

$$V_{\min} \leq V_t \leq V_{\max}, \forall t \in \Omega_T, t \neq 1 \quad (23)$$

$$V_0 = V_{24} \quad (24)$$

$$Q^{0\min} \leq Q_t^W + Q_t^L, \forall t \in \Omega_T \quad (25)$$

$$G_t^W \leq G^{\text{hy}}, \forall t \in \Omega_T \quad (26)$$

$$P_{\text{rdn}} \leq G_t^W - G_{t-1}^W \leq P_{\text{rup}}, \forall t \in \Omega_T \quad (27)$$

$$H_t = c_1 V_t + c_2, \forall t \in \Omega_T \quad (28)$$

$$H_{\min} \leq H_t \leq H_{\max}, \forall t \in \Omega_T \quad (29)$$

式中: V_t 为 t 时刻的水电站库容; V_{\max} 和 V_{\min} 分别为水电站安全运行的最大和最小库容; V_0 和 V_{24} 分别为初始时刻库容和结束时刻库容,两者相等以保证水风光系统运行策略的可持续性; Q_t^L 、 Q_t^N 分别为 t 时刻水电站的弃水流量和入库流量预测值; Δ_T 为最小时间间隔,取 15 min; $Q^{0\min}$ 为水电站维持生态环境所需的最小下泄流量; G^{hy} 为水电站装机容量; P_{rup} 、 P_{rdn} 分别为水电站的向上、向下爬坡速率; H_t 为 t 时刻水电站的水位; H_{\max} 和 H_{\min} 为水位的最大和最小值; c_1 、 c_2 为水电站库容与水位函数关系的系数。

② EL 约束

$$0 \leq G_t^{\text{el}} \leq U^{\text{el}}, \forall t \in \Omega_T \quad (30)$$

EL 制氢量小于 EL 的额定容量。

③ HFC 约束

$$0 \leq G_t^{\text{fc}} \leq U^{\text{fc}}, \forall t \in \Omega_T \quad (31)$$

与 HFC 的额定功率相比,HFC 每小时产生的功率更少。

④ HST 约束

HST 实时的储氢量 S_t^{H} 等于 EL 历次产氢量与 HFC 耗氢量之差的累加。

$$S_t^{\text{H}} = \sum_{i=1}^t (Q_i^{\text{el}} - Q_i^{\text{fc}}), \forall t \in \Omega_T \quad (32)$$

$$0 \leq Q_t^{\text{el}} \leq S_t^{\text{H}}, \forall t \in \Omega_T \quad (33)$$

$$0 \leq Q_t^{\text{fc}} \leq S_t^{\text{H}}, \forall t \in \Omega_T \quad (34)$$

EL 产氢量以及 HFC 耗氢量少于 HST 实时的储氢量。

$$S_0^{\text{H}} = 0.01 \times U^{\text{st}} \quad (35)$$

$$0 \leq S_t^{\text{H}} \leq U^{\text{st}}, \forall t \in \Omega_T \quad (36)$$

HST 实时的储氢量少于 HST 的额定容量。

⑤ 不确定性约束

入库流量和电负荷由于自然资源和用户用电需求的不确定性,预测值往往与实际存在一定偏差。因此,需要对预测误差率进行建模,可描述为式(37)和式(38)。

$$\frac{\hat{\psi}_t}{\psi_t} = 1 + \varepsilon \times (0.5 - \gamma), \forall t \in \Omega_T \quad (37)$$

$$\frac{\hat{\delta}_t}{\delta_t} = 1 + \varepsilon \times (0.5 - \gamma), \forall t \in \Omega_T \quad (38)$$

式中: $\hat{\psi}_t$ 和 ψ_t 分别为 t 时刻入库流量的预测值和实际值; γ 为0~1之间的随机数; ε 为设定的入库流量预测误差率,其取值越接近于0表示误差率越小; $\hat{\delta}_t$ 和 δ_t 分别为 t 时刻电负荷的预测值和实际值。该式可以对预测值与实际值之间既存在正偏差也存在负偏差的情况进行较好地模拟。

所建模型采用 Python 3.10 与 Gurobi 10.0.1 求解器进行求解。

3 算例分析

3.1 基础数据

以某流域水电站为例进行算例分析。该水电站设计装机容量为 2×150 MW,设计多年平均发电量为 360 GWh,多年平均径流量为 1.425×10^9 m³,总库容为 1.82×10^9 m³,具备年调节能力。该流域参数取值如表 1 所示。考虑电负荷和水电资源不确定性设置预测误差为 10%^[18]。

表 1 参数取值情况

参数	取值
设备寿命周期 y/a	20
折现率 r	0.067
水电站的爬坡速率 P_{rup} 和 P_{rdn} /(kW · min ⁻¹)	20 000
库容最大值 V_{\max} 和最小值 V_{\min} /(10 ⁸ m ³)	18.2, 5.0
λ	8.6
水电站最小下泄流量 $Q^{0\min}$ /(m ³ · s ⁻¹)	8
水电站水位的最小值 L_{\min} /m	290
库容与水位的函数系数 c_1 、 c_2	3.58×10^{-4} , 229.26
α	6.6
β	6.3
D/d	30

为充分了解全年流量变化和负荷变化对长期容量规划的影响,根据历史来水与负荷需求曲线,通过第 1.2 节中改进的 k-medoids 聚类算法的典型日聚类分析方法,从每个季度 90 天中选取 3 个典型日,同时保证每月各有一个典型日代表,共选取 12 个典型日,其入库流量数据和本地负荷数据如图 3 和图 4 所示。

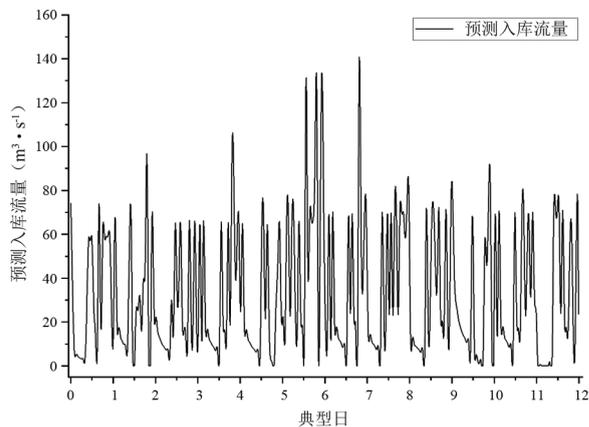


图 3 流域典型日水电站预测入库流量

由图 3 可知:从全年来看,该区域入库流量在第 6~7 个典型日达到高峰,处于雨季时期,第 1、2 个典型日入库流量较少;从每天来看,该区域傍晚来水较多,凌晨时分来水较少。

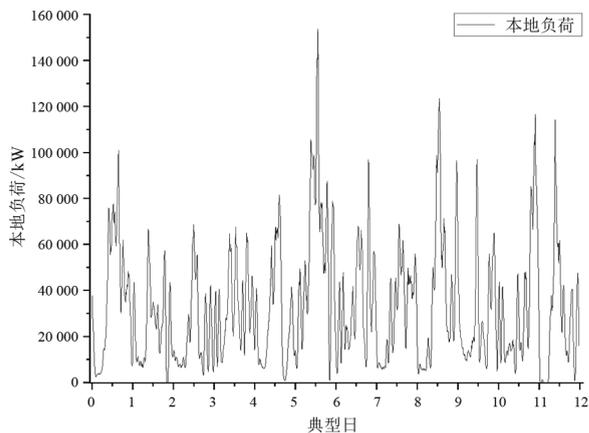


图 4 典型日负荷曲线

由图 4 可知:1) 从全年来看,6 月为用电高峰期,此时处于夏季高温期,用电量较大;11 月和 12 月用电量也较多,主要是因为冬季供暖;3、4 月用电量较少,处于负荷低谷区。2) 从每天来看,10:00—13:00、15:00—17:00 和 19:00—20:00 为用电负荷高峰期,0:00—7:00 为用电低谷期,这与工作休息周期高度重合。

氢设施的成本参数如表 2 所示。

设置惩罚电价为分时电价的 10 倍^[14-19],根据该地区分时电价政策得到各典型日各时刻电价如图 5 所示。

表 2 氢设施的成本参数

项目	投资	运行维护
EL 单位成本/(元·kW ⁻¹)	6300	236
HFC 单位成本/(元·kg ⁻¹)	3000	132
HST 单位成本/(元·kW ⁻¹)	25 000	127

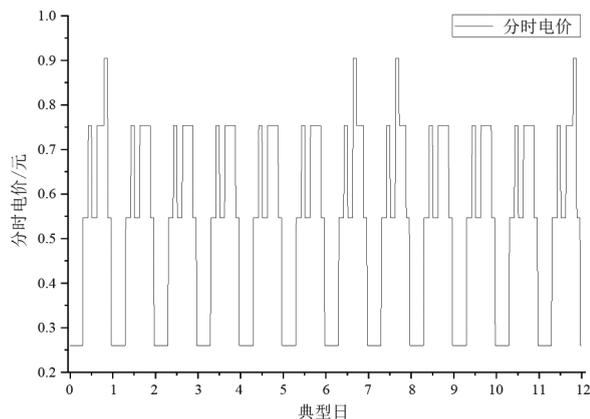


图 5 分时电价

3.2 水-氢综合能源系统容量配置结果

依据第 2.2 节的模型求解得到水-氢综合能源系统的容量规划结果,如表 3 所示。

表 3 系统规划结果

参数	规划结果
EL 容量/kW	1 921.30
HST 容量/kg	12 680.56
HFC 容量/kW	79 887.55
年度建设成本/万元	5 244.35
年度运营和维护成本/万元	1 260.90
失负荷惩罚成本/万元	192.48
总成本/元	6 697.73
弃水流量/(10 ⁴ m ³)	11 482.70

由表 3 数据可以看出,EL、HST 和 HFC 的规划容量分别为 1 921.30 kW、12 680.56 kg 和 79 887.55 kW,系统总成本为 6 697.73 万元。其中建设成本比例为 78.30%,这也是阻碍氢能发展的主要因素。

为了进一步分析水-氢综合能源系统的优势,对该系统在最佳容量配置下的负荷平衡情况进行了研究,如图 6 所示。

由图 6 可知,6 月份水电出力最大,但由于此时负荷需求也较强,仍需要借助 HFC 发电来满足额外的负荷需求。水电在中午借助 HFC 发电来满足额

外的负荷需求,在下午来水较多的时候则利用多余的来水进行制氢。

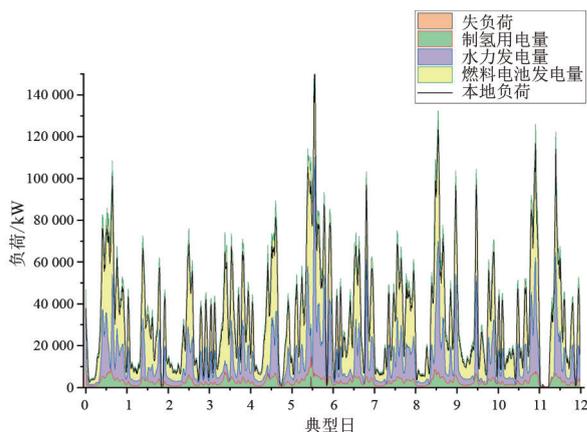


图6 系统负荷平衡

3.3 影响分析

为分析建立氢能设施的影响,对比建立氢能设施前后水能利用效率和成本差异,如表4所示。

表4 氢能设施建立前后对比分析

参数	建立后	建立前
年度建设成本/万元	5 244.35	0
年度运营和维护成本/万元	1 260.90	0
失负荷惩罚成本/万元	192.48	8 269.58
总成本/万元	6 697.73	8 269.58
弃水流量/(10^4 m^3)	11 482.70	24 495.34

由表4可得,建立氢能设施后,较好地优化了水电的出力情况,使得负荷损失减少,使系统成本降低19.08%。同时,也使得水能利用效率提升,弃水流量减少53.12%。

计算得到建立氢能设施后水电站库容变化情况如图7所示。

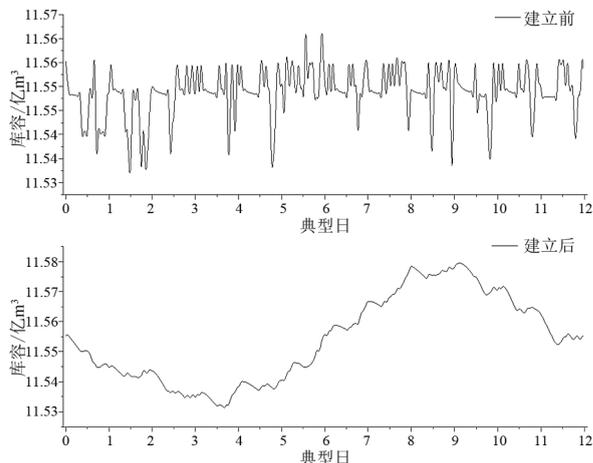


图7 库容变化情况

由图7可以看出,建立氢能设施后,水库库容年际变化增强,日变化减少,水电通过水库实现长、短多时间尺度内的调节互补,水电站的出力变得更稳定,季度调节能力显著增强。同时,氢能设施的建立也能够提高水电站的利用效率,主要体现在氢能在水力匮乏季节和时段补充出力不足,改善了水电丰枯季节悬殊的特性,使得水库夏季抗洪压力降低、冬季电力支撑能力提升。

综上可得,建立水-氢综合能源系统,实现水-氢动态联动,能够降低系统成本,同时能够提升水能利用率,推动水电资源的开发利用。同时,随着氢能产业的发展以及水电的进一步开发,水-氢综合能源系统有更加广阔的前景。

4 结 论

上面为应对西南地区提高水电利用率和推动水电开发的需求,提出了水-氢综合能源系统的基本架构,并建立了考虑水电制氢的水-氢综合能源系统容量规划模型。通过实际水电数据的案例仿真和分析,结果表明,充分利用存量水电的水-氢综合能源系统相比传统的水电能源系统,可以有效降低系统总成本、提高水能利用效率,并减少弃水。这为基于存量水电的综合能源系统建设提供了新的思路。

然而,该模型未综合考虑建立氢能系统的收益,仅仅考虑了成本因素,对水-氢能源系统的社会效益考虑不足。随着氢能的发展和氢能需求的提升,相信水-氢能源系统将能够发挥更大的作用。进一步研究应该综合考虑经济效益、环境效益和社会效益,以全面评估水-氢能源系统的潜力和优势。

参考文献

- [1] LEBROUHI B E, DJOUPO J J, LAMRANI B, et al. Global hydrogen development - A technological and geopolitical overview[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2022, 47(11):7016-7048.
- [2] WU L, SUN L, QI P, et al. Energy endowment, industrial structure upgrading, and CO₂ emissions in China: revisiting resource curse in the context of carbon emissions[J].

- Resources Policy, 2021, 74: 102329.
- [3] BAMISILE O, LI J, HUANG Q, et al. Environmental impact of hydrogen production from Southwest China's hydro power water abandonment control[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2020, 45(46): 25587-25598.
- [4] BODAL E F, KORPAS M. Value of hydro power flexibility for hydrogen production in constrained transmission grids[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2020, 45(2): 1255-1266.
- [5] 潘光胜,顾钟凡,罗恩博,等.新型电力系统背景下的电制氢技术分析展望[J/OL].电力系统自动化:1-15 [2023-05-13]. <https://kns-cnki-net.webvpn.ncepu.edu.cn/kcms/detail/32.1180.TP.20230208.1033.001.html>.
- [6] 刘玮,万燕鸣,熊亚林,等.碳中和目标下电解水制氢关键技术及价格平准化分析[J].电工技术学报, 2022,37(11):2888-2896.
- [7] NADALETI W C, DOS SANTOS G B, LOURENCO V A. The potential and economic viability of hydrogen production from the use of hydroelectric and wind farms surplus energy in Brazil: A national and pioneering analysis[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2020, 45(3): 1373-1384.
- [8] GYANWALI K, BHATTARAI A, BAJRACHARYA T R, et al. Assessing green energy growth in Nepal with a hydropower-hydrogen integrated power grid model[J]. International journal of hydrogen energy, 2022, 47(34): 15133-15148.
- [9] BODAL E F, MALLAPRAGADA D, BOTTERUD A, et al. Decarbonization synergies from joint planning of electricity and hydrogen production: a Texas case study[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2020, 45(58): 32899-32915.
- [10] 蔡高雷,刘桂龙,蔡静静.提高风电并网系统调度计划可信度的 HESS 经济效益计算[J].四川电力技术, 2023,46(1):30-38.
- [11] YANG Y, MA C, LIAN C, et al. Optimal power reallocation of large-scale grid-connected photovoltaic power station integrated with hydrogen production[J]. Journal of Cleaner Production, 2021, 298: 126830.
- [12] 袁铁江,孙传帅,谭捷,等.考虑氢负荷的新型电力系统电源规划[J].中国电机工程学报,2022,42(17): 6316-6326.
- [13] 王宸,沈培锋,程浩忠,等.新型负荷接入环境下的配电网分布式电源规划[J].水电能源科学,2015,33(8): 178-182.
- [14] HUANG Y S, SHI M S, WANG W Y, et al. A two-stage planning and optimization model for water-hydrogen integrated energy system with isolated grid[J]. Journal of Cleaner Production, 2021, 313: 127889.
- [15] HUANG J S, LI W, WU X Y, et al. A bi-level capacity planning approach of combined hydropower hydrogen system[J]. Journal of Cleaner Production, 2021, 327: 129414.
- [16] MIKOVITS C, WETTERLUND E, WEHRLE S, et al. Stronger together: Multi-annual variability of hydrogen production supported by wind power in Sweden[J]. Applied Energy, 2021, 282: 116082.
- [17] KOTZUR L, MARKEWITZ P, ROBINIUS M, et al. Impact of different time series aggregation methods on optimal energy system design[J]. Renewable energy, 2018, 117: 474-487.
- [18] KONG F, MI J H, WANG Y W. A two-stage distributionally robust optimization model for optimizing water-hydrogen complementary operation under multiple uncertainties[J]. Journal of Cleaner Production, 2022, 378: 134538.
- [19] 熊宇峰,司杨,郑天文,等.考虑热电综合利用的光伏储氢独立供能系统容量优化配置[J].中国电力, 2020,53(10):66-73.

作者简介:

李 华(1999),男,硕士研究生,研究方向为综合能源系统、供应链管理等;

唐 瑀(1999),女,硕士研究生,研究方向为金融学;

杨欣宇(2000),女,硕士研究生,研究方向为综合能源系统;

谢传胜(1965),男,硕士生导师,教授,研究方向为综合能源系统;

张晓春(1972),女,研究生导师,副教授,研究方向为能源经济及可持续发展、电力市场理论与应用;

曾 博(1987),男,博士生导师,副教授,研究方向为综合能源系统优化规划、能源互联网等。

(收稿日期:2023-05-24)