

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.220314

# 运行与规划协同的电热氢联供系统最优容量配置研究

侯慧<sup>1,2</sup>, 戈翔迪<sup>1,2</sup>, 吴细秀<sup>1,2</sup>, 赵波<sup>3</sup>, 章雷其<sup>3</sup>, 谢长君<sup>1,2</sup>, 刘鹏<sup>1</sup>

(1. 武汉理工大学自动化学院, 湖北 武汉 430070; 2. 武汉理工大学深圳研究院, 广东 深圳 518000;  
3. 国网浙江省电力有限公司电力科学研究院, 浙江 杭州 310014)

**摘要:** 在“双碳”目标下, 以氢能等零碳能源为主体的综合能源系统高速发展, 发挥其运行策略与容量配置的协同优化有利于保障能源供应、提高规划经济性。在此背景下, 提出一种运行与规划协同的电热氢联供系统(electricity heat hydrogen cogeneration system, EHH-CS)最优容量配置方法。首先, 在构建 EHH-CS 模型的基础上, 通过拉丁超立方抽样与改进 K-均值聚类结合的方法, 建立不确定性变量的典型场景, 实现可再生能源及负荷不确定性的合理刻画。其次, 建立 EHH-CS 容量配置双层联合迭代模型。上层为优化配置层, 以日投资净收益最大为目标进行优化配置, 下层为优化运行层, 以日运行收益最大为目标进行优化运行。并通过粒子群算法进行循环迭代求解, 以获得协同最优的运行策略及容量配置方案。最后, 以某 EHH-CS 为例进行仿真验证。结果证明, 所提方法促进了可再生能源的就地消纳, 有效地均衡了系统的规划成本及运行费用。

**关键词:** 电热氢联供系统; 协同优化; 典型场景; 容量配置; 双层模型

## Optimal capacity allocation of an electricity heat hydrogen cogeneration system based on coordinated operation and planning

HOU Hui<sup>1,2</sup>, GE Xiangdi<sup>1,2</sup>, WU Xixiu<sup>1,2</sup>, ZHAO Bo<sup>3</sup>, ZHANG Leiqi<sup>3</sup>, XIE Changjun<sup>1,2</sup>, LIU Peng<sup>1</sup>

(1. School of Automation, Wuhan University of Technology, Wuhan 430070, China; 2. Shenzhen Research Institute, Wuhan University of Technology, Shenzhen 518000, China; 3. State Grid Zhejiang Electric Power Research Institute, Hangzhou 310014, China)

**Abstract:** Given the goal of "double carbon", an integrated energy system dominated by zero-carbon energy such as hydrogen is developing at a high speed. Giving full play to the collaborative optimization of its operation strategy and capacity allocation is conducive to ensuring energy supply and improving planning economy. Given this, an optimal capacity allocation method of an electricity-heat-hydrogen cogeneration system (EHH-CS) with coordinated operation and planning is proposed. First, based on the construction of an EHH-CS model, and through the combination of Latin hypercube sampling and improved K-means clustering, typical scenarios of uncertainties are established to realize the reasonable description of renewable energy and load uncertainty. Second, a double-layer joint iterative model of capacity allocation of an EHH-CS is established. The upper layer is the optimal allocation layer, and this takes the maximum daily net investment income as the objective of optimal allocation, and the lower layer is the optimal operation layer, which takes the maximum daily operation income as the objective of optimal operation. A cyclic iterative solution is carried out using the particle swarm optimization algorithm to obtain the coordinated optimal operation strategy and capacity allocation scheme. Finally, an EHH-CS is taken as an example to verify the simulation. The results show that the proposed method promotes the local consumption of renewable energy and effectively balances the planning and operational costs of the system.

This work is supported by the National Key Research and Development Program of China (No. 2020YFB1506802).

**Key words:** electricity heat hydrogen cogeneration system; collaborative optimization; typical scenario; capacity allocation; double-layer model

**基金项目:** 国家重点研发计划项目资助(2020YFB1506802); 国家自然科学基金项目资助(52177110); 深圳市科技计划项目资助(JCYJ20210324131409026)

## 0 引言

随着社会经济飞速发展与“双碳”目标的提出,我国能源需求逐年增加,能源低碳化压力也越来越大。将能源低碳化压力转化为能源转型驱动力,打破电、热、氢等供能系统单独规划及独立运行的现状,构建多能协同互补的综合能源系统(Integrated Energy System, IES),已成为提高能源利用效率,促进可再生能源消纳和能源转型的有效途径<sup>[1]</sup>。但随着能源耦合的加深,市场机制的成熟及设备种类的增加,IES 容量配置成为一个复杂又亟待解决的问题。

IES 作为一个多输入多输出的复杂能源系统,能够灵活调用不同的能源耦合设备,存在多种配置方案和运行策略<sup>[2]</sup>。在容量配置方面,文献[3]根据能源输入输出关系,构建了能源枢纽模型,并结合图论知识,对其供能结构进行了分层分析和优化配置。文献[4]以提高系统能量品质为目标,对 IES 设备容量进行了配置,重点分析了 IES 对提高能源利用率,实现能量梯级利用的作用。文献[5]提出了一种新的社区级 IES 规划模型,并以北京某行政中心为例进行了规划研究,但该模型结构较为简单。文献[6]在希腊住宅区能源供应系统的最佳容量配置中,考虑了投资、运营和维护的最低成本,但未考虑能源供应的可靠性。为此,文献[7]在优化系统容量配置时,基于极限场景法实现了不确定性场景描述,以量化风电、光伏可再生能源出力的不确定性,显著提高了系统供能的可靠性。文献[8]综合考虑了分布式发电、储能、电动汽车和负载特性的能源配置策略,构建了两层混合储能系统,基于粒子群优化算法实现系统最优容量配置。文献[9]考虑了电转气及碳捕集技术,建立了一种经济低碳多目标优化模型,并对电转气设备容量进行了敏感性分析。上述文献主要从容量配置方面展开研究,但不同的运行策略会产生不同的容量配置结果,有必要在容量配置时考虑运行策略的影响。

在运行策略方面,IES 通常分为“以热定电”和“以电定热”两类运行模式,并引入多种储能增加系统的灵活性和可靠性,但由于不同季节下冷/热/电负荷需求存在明显差别,单一运行方式往往效率较低,因此部分学者提出混合运行模式<sup>[10]</sup>、综合效益最优模式<sup>[11]</sup>等。可见,现有 IES 优化配置研究主要从容量配置和运行策略 2 个方面单独进行优化。但实际上二者之间相互影响,因此有必要进行协同优化。

同时,IES 在实际配置和运行时还面临着风速、光照以及负荷需求等多重不确定性影响。文献[12]

针对风光出力不确定性,基于条件风险价值理论建立了 IES 的经济运行模型,分析了 IES 运行成本增加的风险。文献[13]考虑风电的不确定性和不同能源部门的协同作用,建立两阶段随机调度方案,实现高效且具有成本效益的储备调度。文献[14-15]通过区间数形式表征系统中的不确定性因素,分别建立了 IES 区间运行模型及区间规划模型。除了上述方法外,多场景技术具有原理成熟操作简单等优点,被广泛应用于不确定性变量的确定化处理中。文献[16]考虑了新能源出力和电、气、热负荷需求的不确定性,通过 k-means 聚类法得到冬季、夏季和过渡季 3 个典型日运行场景,进而建立基于典型日模拟的多场景规划模型。文献[17]考虑了风电和电动汽车充电负荷的不确定性,对风电出力和电动汽车充电负荷的边缘概率分布进行建模,采用主成分分析方法提取典型运行场景集,进而实现 IES 投运组合的最优策略。然而,上述研究主要考虑系统内单一不确定性,如单一可再生能源的不确定性,而忽略了负荷需求变化等影响。

综上所述,针对现有配置模型较少将容量配置与运行策略进行协同优化,较少考虑多重不确定性变量影响及较少考虑涵盖氢能在内的联供系统等不足,本文以涵盖氢能的电热氢联供系统(electricity heat hydrogen cogeneration system, EHH-CS)这种 IES 作为研究对象,提出一种考虑多重不确定性的容量配置双层联合迭代模型。该模型以系统净收益最大为目标,包括上层配置优化和下层运行优化双层联合迭代模型,其中上层模型将各设备容量方案传递给下层,下层模型则将运行收益最优值反馈回上层模型,实现上下层模型的循环迭代。最后,以某具体系统为例进行仿真计算,结果验证了所提模型的科学性及有效性,能够为 EHH-CS 落地建设提供理论支持。

## 1 系统结构及典型场景

### 1.1 EHH-CS 结构

本文所提的 EHH-CS 由能量转化设备及能量存储设备等构成。能量转化设备包括风机、光伏、电解池、燃料电池和电加热装置,能量存储设备包括蓄电池、储氢罐和储热罐。其结构如图 1 所示。

### 1.2 不确定性变量典型场景

本文采用随机优化中的多场景技术处理可再生能源发电和负荷需求的不确定性。具体为:首先,利用拉丁超立方抽样方法对风速、光照等不确定性变量的概率密度函数进行抽样,得到初始场景;然后,采用改进的 K-均值聚类方法对初始场景进行聚类。主要分为 3 个步骤。

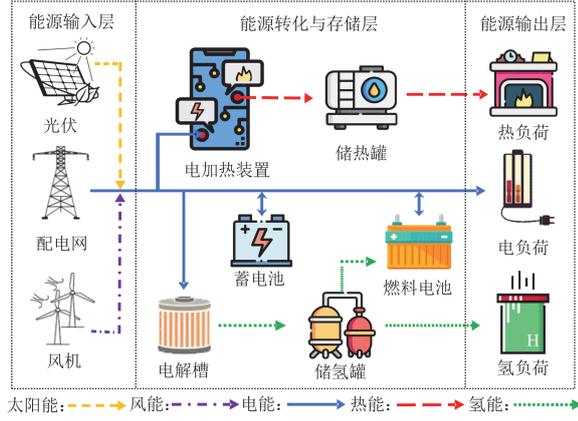


图 1 EHH-CS 结构示意图

Fig. 1 Structure diagram of EHH-CS

1) 由各初始场景间的欧式距离确定初始聚类中心。

Step 1: 计算任意两个初始场景  $x_1$ 、 $x_2$  间的欧式距离  $d(x_1, x_2)$ ，将距离最近 2 个场景作为第 1 类，并以 2 个场景的中心作为第 1 类的聚类中心。

$$d(x_1, x_2) = \sqrt{\sum_{i=1}^T (x_1^i, x_2^i)^2} \quad (1)$$

Step 2: 计算距离阈值  $a_{\text{dist}}$ ，然后在与聚类中心  $\xi_1$  距离大于  $a_{\text{dist}}$  的其余场景中选取距离最近的 2 个场景作为第 2 类，并计算其聚类中心  $\xi_2$ 。

$$a_{\text{dist}} = \frac{\max[d(x_1, x_2)]}{2(W-1)} \quad (2)$$

Step 3: 同理，在剩余场景中找到和前 2 个聚类中心的距离都大于  $a_{\text{dist}}$  的场景，然后从中选取距离最近的 2 个场景，得到第 3 类的聚类中心  $\xi_3$ 。

Step 4: 重复上述步骤，直至找到  $W$  个聚类中心。

2) 计算剩余场景与各个聚类中心  $\xi_w$  的欧式距离，并将该场景归入欧式距离最小的类中。

3) 根据戴维森堡丁指标<sup>[18]</sup>从聚类数区间  $[W_1, W_n]$  中确定出最佳聚类数，该指标结果越小，代表聚类效果越好，进而确定最终聚类结果。戴维森堡丁指标  $I_{\text{DBI}}$  计算公式可表示为

$$I_{\text{DBI}} = \frac{1}{W} \sum_{w=1}^W R_w \quad (3)$$

$$R_w = \max_{w \neq j} \frac{d(X_w) + d(X_j)}{d(\xi_w, \xi_j)} \quad (4)$$

$$\xi_w = \frac{1}{m_w} \sum_{x \in X_w} x \quad (5)$$

式中： $d(X_w)$  和  $d(X_j)$  为类内欧式距离； $m_w$  为类  $X_w$  包含的场景数； $\xi_w$  为类  $X_w$  的聚类中心。

## 2 双层联合迭代模型

本文所提的双层联合迭代模型包括上层优化配置模型和下层优化运行模型两部分。首先，由上层优化配置模型将各设备的容量方案传递给下层优化运行模型，下层优化运行模型基于上层给定的设备容量，进行系统运行优化，将运行收益最优值反馈到上层优化配置模型；然后，上层优化配置模型根据下层反馈的收益最优值修正系统净收益，优化系统设备容量配置方案；最后，通过上层模型和下层模型间的循环迭代，得出净收益最大的系统容量配置最优方案。

### 2.1 上层优化配置模型

以净收益最大化作为上层优化配置模型的目标函数，净收益包括系统的投资成本以及运行收益。系统净收益最大化表达式如式(6)所示，系统投资成本如式(7)所示，约束条件如式(8)所示。

$$\max E_{\text{net}} = E_{\text{total}} - C_{\text{inv}} \quad (6)$$

$$C_{\text{inv}} = \sum_{i=1}^N \left[ k_{\text{ic},i} S_i \frac{\eta_i (1 + \eta_i)^{L_{\text{st},i}}}{(1 + \eta_i)^{L_{\text{st},i}} - 1} \right] \quad (7)$$

$$0 \leq S_i \leq S_i^{\text{max}} \quad (8)$$

式中： $E_{\text{net}}$  为系统净收益； $E_{\text{total}}$  为系统运行收益； $C_{\text{inv}}$  为系统投资成本； $S_i$  表示风机、光伏、电解池、燃料电池、电加热装置、蓄电池、储氢罐和储热罐等设备的容量； $i$  为设备种类； $N$  为设备总数； $k_{\text{ic},i}$  为设备单位容量的投资成本； $\eta_i$  为利润率； $L_{\text{st},i}$  为设备的使用年限； $S_i^{\text{max}}$  为各设备容量的上限。

### 2.2 下层优化运行模型

以运行收益最大化作为下层优化运行模型的目标函数，运行收益包括系统的供能收入、系统与配网的交易成本、系统设备的运行维护成本及功率波动惩罚成本。系统日运行收益最大化表达式为

$$\max E_{\text{total}} = \sum_{s=1}^S \omega_s (C_{\text{inc}} - C_{\text{trade}} - C_{\text{main}} - C_{\text{flu}}) \quad (9)$$

$$C_{\text{inc}} = \sum_{t=1}^T (c_{E,t} P_{\text{Eload},t} + c_{H_2,t} P_{H_2\text{load},t} + c_{T,t} P_{T\text{load},t}) \quad (10)$$

$$C_{\text{trade}} = \sum_{t=1}^T (c_{E,t} P_{E,t}) \quad (11)$$

$$C_{\text{main}} = \sum_{t=1}^T \left( c_{\text{EC}}^m P_{\text{EC},t} + c_{\text{EH}}^m P_{\text{EH},t} + c_{\text{FC}}^m P_{\text{FC},t} + c_{\text{BES}}^m |P_{\text{BES},t}| + c_{\text{HST}}^m |P_{\text{HST},t}| + c_{\text{TST}}^m |P_{\text{TST},t}| \right) \quad (12)$$

$$C_{\text{flu}} = \sum_{t=1}^T k_{\text{flu}} |P_{E,t} - P_{E,t-1}| \quad (13)$$

式中： $C_{\text{inc}}$  为系统供能收入； $C_{\text{trade}}$  为系统和配网的交易成本； $C_{\text{main}}$  为系统设备维护成本； $C_{\text{flu}}$  为功

率波动惩罚成本;  $\omega_s$  为场景概率;  $S$  为场景总数;  $c_{E,t}$  为系统和配电网的交易电价;  $c_{H_2,t}$  为系统供氢价格;  $c_{T,t}$  为系统供热价格;  $k_{pu}$  为功率波动惩罚成本系数;  $P_{E,t}$  为系统和配电网的交易功率,  $P_{E,t} > 0$  表示系统向配电网购电,  $P_{E,t} < 0$  表示系统向配电网售电;  $c_{EC}^m$ 、 $c_{EH}^m$ 、 $c_{FC}^m$ 、 $c_{BES}^m$ 、 $c_{HST}^m$ 、 $c_{TST}^m$  分别为运行周期内电解池、燃料电池、电加热装置、蓄电池、储氢罐和储热罐等设备的维护成本;  $P_{EC,t}$  为电解池功率;  $P_{EH,t}$  为电加热装置功率;  $P_{FC,t}$  为燃料电池功率;  $P_{BES,t}$  为  $t$  时刻蓄电池的储/释功率;  $P_{HST,t}$  为  $t$  时刻储氢罐的储/释功率;  $P_{TST,t}$  为  $t$  时刻储热罐的储/释功率;  $T$  为系统运行周期内的总时段数。

运行模型约束条件包括能量转化设备功率约束式(14)一式(16)、联络线功率约束式(17)、电热氢能量平衡约束式(18)一式(20)以及能量存储设备储能约束式(21)等。由于蓄电池、储氢罐和储热罐等储能的约束条件基本类似, 为节约篇幅, 本文以蓄电池为例给出储能约束。

$$0 \leq P_{EC,t} \leq S_{EC} \quad (14)$$

$$0 \leq P_{FC,t} \leq S_{FC} \quad (15)$$

$$0 \leq P_{EH,t} \leq S_{EH} \quad (16)$$

$$0 \leq P_{E,t} \leq P_E^{\max} \quad (17)$$

$$P_{Eload,t} = P_{PV,t} + P_{WT,t} - P_{EC,t} - P_{EH,t} - P_{BES,t} + P_{FC,t} + P_{E,t} \quad (18)$$

$$P_{Tload,t} = P_{EH,t} \cdot \eta_{EH} - P_{TST,t} \quad (19)$$

$$P_{H_2load,t} = P_{EC,t} \cdot \eta_{EC} - P_{FC,t} / \eta_{FC} - P_{HST} \quad (20)$$

$$\begin{cases} E_{BES,T} = E_{BES,0} \\ 0 \leq P_{BES,t}^{cha} \leq \alpha_{BES}^{cha} \lambda_{BES}^{cha} E_{BES}^{cap} \\ 0 \leq P_{BES,t}^{dis} \leq \alpha_{BES}^{dis} \lambda_{BES}^{dis} E_{BES}^{cap} \\ \alpha_{BES}^{cha} + \alpha_{BES}^{dis} = 1, \alpha_{BES}^{cha}, \alpha_{BES}^{dis} \in \{0,1\} \\ E_{BES,t} = E_{BES,t-1} + (\eta_{BES}^{cha} P_{BES,t}^{cha} - P_{BES,t}^{dis} / \eta_{BES}^{dis}) \\ \epsilon_{BES}^{\min} S_{BES} \leq E_{BES,t} \leq \epsilon_{BES}^{\max} S_{BES} \end{cases} \quad (21)$$

式中:  $P_E^{\max}$  为联络线功率上限;  $P_{PV,t}$  为光伏出力;  $P_{WT,t}$  为风机出力;  $E_{BES,0}$ 、 $E_{BES,T}$  分别为运行周期始、末蓄电池的蓄电量;  $\lambda_{BES}^{cha}$  和  $\lambda_{BES}^{dis}$  分别为单位时间内蓄电池储电和释电的上限系数;  $\alpha_{BES}^{cha}$  和  $\alpha_{BES}^{dis}$  分别为蓄电池储电和释电的二元状态变量;  $E_{BES,t}$  和  $E_{BES,t-1}$  分别为  $t$  时刻和  $t-1$  时刻蓄电池存储的电能;  $P_{BES,t}^{cha}$  和  $P_{BES,t}^{dis}$  分别为  $t$  时刻蓄电池的充电功率和放电功率;  $\eta_{BES}^{cha}$  和  $\eta_{BES}^{dis}$  分别为蓄电池的充电效率和放电效率;

率;  $S_{BES}$  为蓄电池的容量;  $\epsilon_{BES}^{\max}$  和  $\epsilon_{BES}^{\min}$  分别为蓄电池存储容量的上下限系数。

## 2.3 求解方法

对于不同的容量配置方案, 其最优运行策略互不相同, 对于不同的运行策略, 其最优容量配置方案互不相同, 两层模型之间的结果相互影响、相互耦合, 需要循环迭代进行求解。因此, 本文通过粒子群算法对所建立的双层联合迭代模型进行求解, 获得协同最优的容量配置及运行策略, 循环迭代求解流程如图2所示。

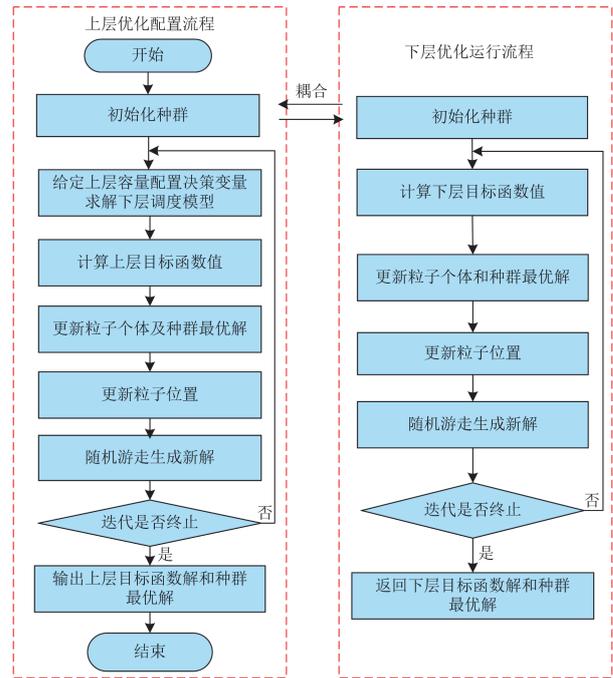


图2 循环迭代求解

Fig. 2 Cyclic iterative solution

## 3 算例分析

### 3.1 算例参数

系统仿真参数<sup>[19-20]</sup>如表1、表2所示, 不确定性变量典型场景如图3—图7所示。系统能源价格信息如图8所示。其余参数<sup>[21-22]</sup>取值包括: 利率为5%, 风机和光伏的容量配置上限为3 MW, 其余容量配置上限为5 MW, 蓄电池、储氢罐和储热罐的储/释功率上限系数取为0.1, 存储容量下限系数取为0.1, 存储容量的上限系数取为0.9, 初始储能状态为0.5倍的容量, 功率波动惩罚成本系数取为10美元/MW。粒子群参数设置如下: 学习因子取  $c_1 = c_2 = 1.0$ , 最大惯性权重系数  $w_{\max} = 0.9$ , 最小惯性权重系数  $w_{\min} = 0.4$ , 粒子最大飞行速度  $v_{\max} = 0.5$ , 游走概率  $p = 0.05$ , 粒子种群数为50。

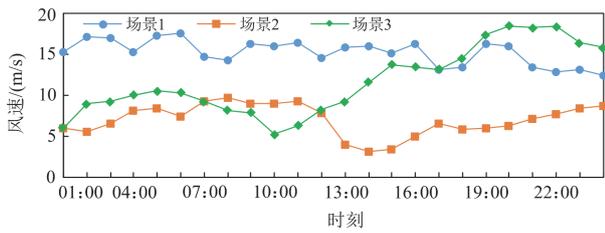


图 3 风速典型场景

Fig. 3 Typical scenarios of wind speed

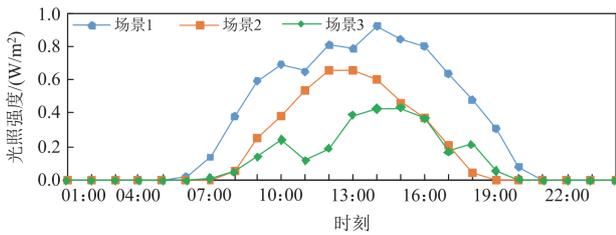


图 4 光照典型场景

Fig. 4 Typical scenarios of solar radiation

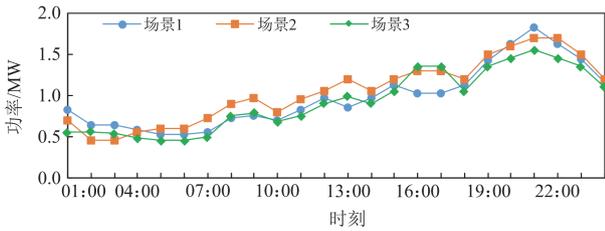


图 5 电负荷典型场景

Fig. 5 Typical scenario of electric load

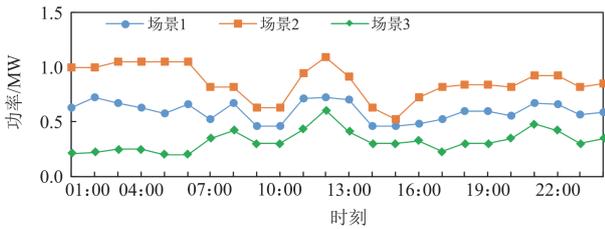


图 6 热负荷典型场景

Fig. 6 Typical scenarios of heat load

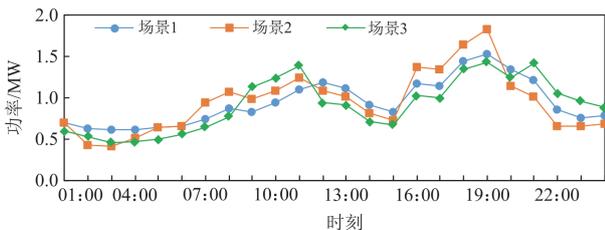


图 7 氢负荷典型场景

Fig. 7 Typical scenario of hydrogen load

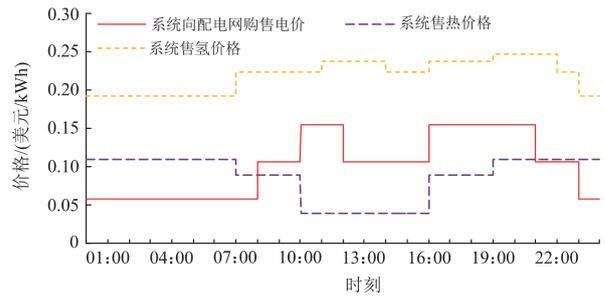


图 8 系统购售分时价格

Fig. 8 System purchase and sale time-of-use power price

表 1 典型场景概率值

Table 1 Probability value of typical scenario

不确定性因素	风速	光照	电负荷	热负荷	氢负荷	%
场景 1	23.2	26.4	36.4	45.1	36.4	
场景 2	37.8	41.5	28.3	36.3	34.2	
场景 3	39.2	32.1	35.3	18.6	29.4	

表 2 仿真参数

Table 2 Simulation parameters

设备	投资成本/ (10 <sup>3</sup> 美元/MW)	运维成本/ (美元/MW)	效率/%	年限
光伏	665	1.5	—	25
风机	1310	4.5	—	25
电加热	180	2.8	0.95	15
电解池	400	5.5	0.85	30
燃料电池	700	5.6	0.7	5
蓄电池	153	1.4	0.9/0.9	10
储热罐	8	2.3	0.95/0.95	25
储氢罐	9.3	4.7	0.95/0.95	35

### 3.2 结果与讨论

根据算例参数设置进行 EHH-CS 容量配置求解计算，系统设备容量配置结果如表 3 所示。

表 3 设备容量配置结果

Table 3 Equipment capacity allocation results

设备	光伏	风机	电加热	电解池	燃料电池
功率/MW	3.0	3.0	1.6	2.3	0.1
设备	蓄电池	储热罐	储氢罐	—	—
容量/MWh	2.9	4.6	3.1	—	—

系统净收益最大值为 5224 美元，其中，系统日投资成本为 1529 美元，系统日供能收入为 8834 美元，系统和配电网的交易成本为 1538 美元，系统设备运行维护成本为 425 美元，功率波动惩罚成本为 118 美元。

在系统各设备容量已知的条件下，分别在温和季、供冷季、供热季等不同季节下对系统进行测试运行，测试运行阶段，利用下层优化运行模型对系

统设备运行功率进行优化, 分析系统设备运行情况以及电、热、氢负荷供需情况。温和季、供冷季和供热季系统的某日运行结果如图 9—图 17 所示。

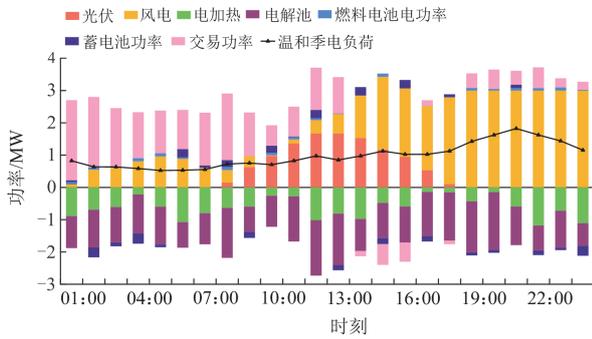


图 9 温和季某日电负荷运行结果

Fig. 9 Operation results of electricity load on a certain day in spring and autumn

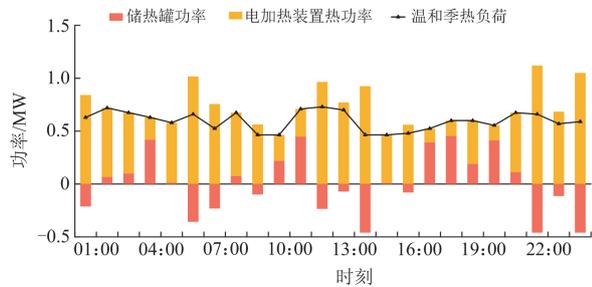


图 10 温和季某日热负荷运行结果

Fig. 10 Operation results of heat load on a certain day in spring and autumn

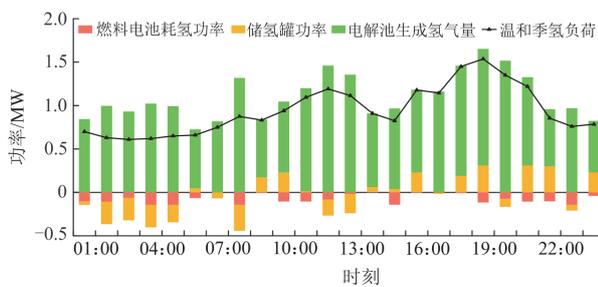


图 11 温和季某日氢负荷运行结果

Fig. 11 Operation results of hydrogen load on a certain day in spring and autumn

由图 9—图 11 温和季系统运行结果可知, 通过系统内光伏、风机、电加热、电解池、燃料电池和蓄电池等设备的协调配合, 以及同配电网进行功率交易可实现系统内电热氢供需平衡, 保证负荷的可靠供需。

由图 12—图 14 供冷季系统运行结果可知, 系统依靠向配电网大量购电以维持电能平衡, 并且与

温和季节相比, 供冷季热负荷需求相对较小。

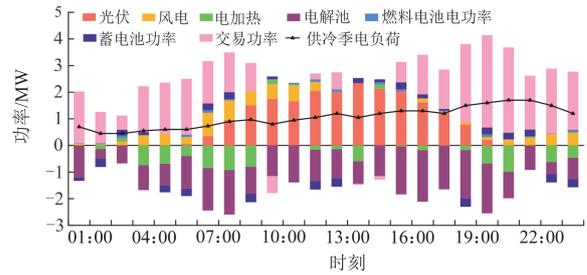


图 12 供冷季某日电负荷运行结果

Fig. 12 Operation results of electricity load on a certain day in summer

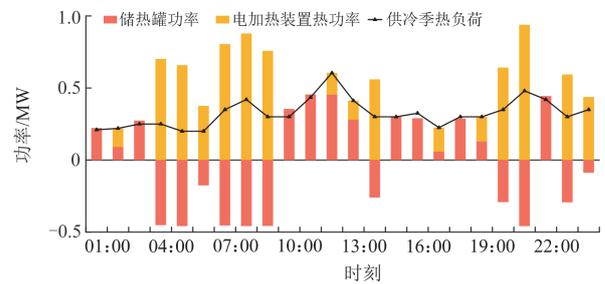


图 13 供冷季某日热负荷运行结果

Fig. 13 Operation results of heat load on a certain day in summer

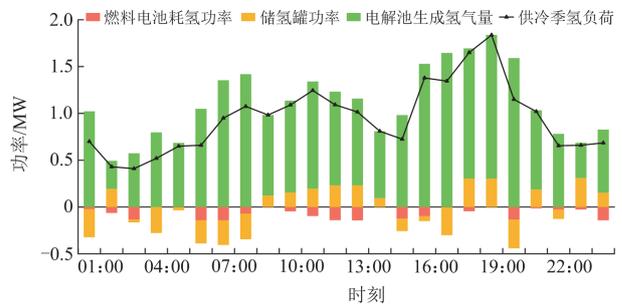


图 14 供冷季某日氢负荷运行结果

Fig. 14 Operation results of hydrogen load on a certain day in summer

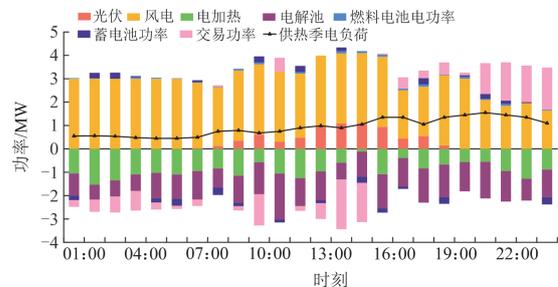


图 15 供热季某日电负荷运行结果

Fig. 15 Operation results of electricity load on a certain day in winter

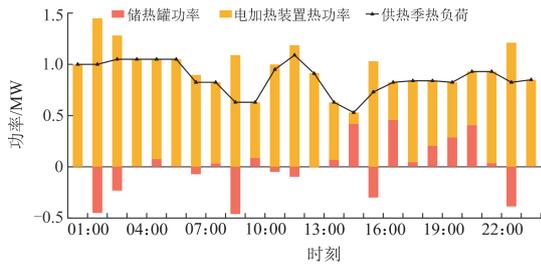


图 16 供热季某日热负荷运行结果

Fig. 16 Operation results of heat load on a certain day in winter

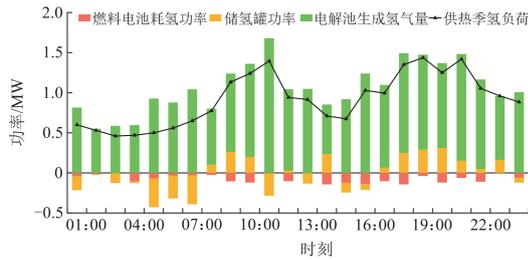


图 17 供热季某日氢负荷运行结果

Fig. 17 Operation results of hydrogen load on a certain day in winter

综合不同季节下系统设备运行情况及电、热、氢负荷供需情况可知，通过利用本文所提的双层联合迭代模型对设备容量进行优化配置，可实现系统电、热、氢负荷需求的可靠供应，并能满足系统的运行需求。风光出力冗余时可以通过电解池和电加热装置进行消纳利用，平均就地消纳率为 95%，即通过对电热氢进行联合优化可以有效提升可再生能源的就地消纳能力。此外，通过对储能设备储/释功率进行优化，可将价格较低时段的电能进行存储或转换存储，并在价格较高时段释放，从而降低转换设备运行功率，提高系统经济性。温和季、供冷季、供热季系统的某日成本收入如表 4 所示。

表 4 温和季、供冷季、供热季系统的某日成本及收入  
Table 4 Cost and income of the system on a certain day in mild season, cooling season and heating season

季节	美元					净收益
	供能收入	投资成本	交易成本	运维成本	惩罚成本	
温和季	8835	1529	1716	417	88	5085
供冷季	8478	1529	3203	298	135	3312
供热季	9188	1529	-63	557	130	7035

由表 4 可知，不同季节下，系统净收益存在较大差异，供热季净收益约比供冷季高 112%，分析系统的各项成本可知，交易成本是造成系统净收益差异的主要原因，供冷季的交易成本比供热季高约 3266 美元。进一步分析可知，风机出力的变化对系统收益具有直接影响。供冷季风机出力较小，日出

力仅为 6.83 MWh，系统依靠向配电网大量购电以维持电能平衡，造成较大的功率交易成本。与此相反，供热季风机全天都维持较高的出力水平，日出力为 64.78 MWh，电能短缺时段，系统向配电网购电，电能富余时段系统向配电网售电。因此，风光出力的季节变化对系统收益具有较大影响，而本文所提的双层联合迭代模型能够充分考虑这一影响，得出的配置方案更加符合实际情况。

#### 4 结论

本文提出了一种 EHH-CS 容量优化配置双层联合迭代模型，通过将容量配置和运行策略进行协同优化，可充分考虑在实际运行中源-荷不确定性的影响，实现了系统净收益的最大化，并能显著提高可再生能源出力的就地消纳率，对促进能源低碳化以及 IES 一体化规划和运行具有重要意义。由结果分析可以得出如下结论。

- 1) 双层联合迭代模型可通过上层模型和下层模型间的循环迭代，得到效益最优的容量配置方案。其中，上层优化配置模型以系统净收益最大化为目标，对设备容量进行配置；下层优化运行模型以运行收益最大化为目标，对设备运行功率进行优化。
- 2) 在不确定性因素处理方面，本文采用拉丁超立方采样法生成初始场景，并利用改进的 K-均值聚类方法实现场景缩减，得到源-荷不确定变量典型场景，为系统容量配置提供数据基础。
- 3) 可再生能源出力的变化对系统运行策略具有直接影响，通过在配置阶段考虑源-荷不确定性变量的影响，可实现系统电、热、氢负荷需求的可靠供应，并满足系统的运行需求。

#### 参考文献

- [1] 郑国太, 李昊, 赵宝国, 等. 基于供需能量平衡的用户侧综合能源系统电/热储能设备综合优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(16): 8-18.  
ZHENG Goutai, LI Hao, ZHAO Baoguo, et al. Comprehensive optimization of electrical/thermal energy storage equipments for integrated energy system near user side based on energy supply and demand balance[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(16): 8-18.
- [2] ZHU M, XU C, DONG S, et al. An integrated multi-energy flow calculation method for electricity-gas-thermal integrated energy systems[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2021, 6(1): 65-76.
- [3] HUANG W, ZHANG N, YANG J, et al. Optimal configuration planning of multi-energy systems considering distributed renewable energy[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(2): 1452-1464.
- [4] 胡泉, 尚策, 陈东文, 等. 考虑能量品质的区域综合能源系统多目标规划方法[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(19): 22-38.  
HU Xiao, SHANG Ce, CHEN Dongwen, et al. Multi-

- objective planning method for regional integrated energy systems considering energy quality[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(19): 22-38.
- [5] WANG Y, ZHANG N, ZHUO Z, et al. Mixed-integer linear programming-based optimal configuration planning for energy hub: starting from scratch[J]. *Applied Energy*, 2018, 210: 1141-1150.
- [6] MEHLER E D, SARIMVEIS H, MARKATOS N C, et al. Optimal design and operation of distributed energy systems: application to Greek residential sector[J]. *Renewable Energy*, 2013, 51: 331-342.
- [7] 侯慧, 刘鹏, 黄亮, 等. 考虑不确定性的电-热-氢综合能源系统规划[J]. *电工技术学报*, 2021, 36(增刊 1): 133-144. HOU Hui, LIU Peng, HUANG Liang, et al. Planning of electricity-heat-hydrogen integrated energy system considering uncertainties[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2021, 36(S1): 133-144.
- [8] LIU Z, CHEN Y, ZHUO R, et al. Energy storage capacity optimization for autonomy microgrid considering CHP and EV scheduling[J]. *Applied Energy*, 2018, 210: 1113-1125.
- [9] 张兴平, 张又中. 计及 P2G 和 CCS 的园区级电-热-气综合能源系统多目标优化[J]. *电力建设*, 2020, 41(12): 90-99. ZHANG Xingping, ZHANG Youzhong. Multi-objective optimization model for park-level electricity-heat-gas integrated energy system considering P2G and CCS[J]. *Electric Power Construction*, 2020, 41(12): 90-99.
- [10] 赵峰, 张承慧, 孙波, 等. 冷热电联供系统的三级协同整体优化设计方法[J]. *中国电机工程学报*, 2015, 35(15): 3785-3793. ZHAO Feng, ZHANG Chenghui, SUN Bo, et al. Three-stage collaborative global optimization design method of combined cooling heating and power[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2015, 35(15): 3785-3793.
- [11] 闫梦阳, 李华强, 王俊翔, 等. 计及综合需求响应不确定性的园区综合能源系统优化运行模型[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(2): 163-175. YAN Mengyang, LI Huaqiang, WANG Junxiang, et al. Optimal operation model of a park integrated energy system considering uncertainty of integrated demand response[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(2): 163-175.
- [12] 负韞韵, 董海鹰, 马志程, 等. 考虑需求响应与光热电站参与的多源系统优化经济调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(14): 140-149. YUN Yunyun, DONG Haiying, MA Zhicheng, et al. Optimization economic dispatch of a multi-source system considering the participation of demand response and concentrating solar power plant[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(14): 140-149.
- [13] TURK A, WU M, ZHANG M, et al. Day-ahead stochastic scheduling of integrated multi-energy system for flexibility synergy and uncertainty balancing[J]. *Energy*, 2020, 196.
- [14] 朱晓荣, 谢婉莹, 鹿国微. 采用区间多目标线性规划法的热电联供型微网日前调度[J]. *高电压技术*, 2021, 47(8): 2668-2679. ZHU Xiaorong, XIE Wanying, LU Guowei. Day-ahead scheduling of combined heating and power microgrid with the interval multi-objective linear programming[J]. *High Voltage Engineering*, 2021, 47(8): 2668-2679.
- [15] 曾博, 徐富强, 刘裕, 等. 考虑可再生能源与需求响应协同增效的能量枢纽多目标区间优化规划方法[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(21): 7212-7225. ZENG Bo, XU Fuqiang, LIU Yu, et al. Multi-objective interval optimization approach for energy hub planning with consideration of renewable energy and demand response synergies[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(21): 7212-7225.
- [16] 胡源, 薛松, 杨素, 等. 综合能源背景下的配电网多场景规划[J]. *中国电力*, 2021, 54(4): 175-184. HU Yuan, XUE Song, YANG Su, et al. Multi-scenario planning of distribution network in the context of integrated energy[J]. *Electric Power*, 2021, 54(4): 175-184.
- [17] 陈忠华, 高振宇, 陈嘉敏, 等. 考虑不确定性因素的综合能源系统协同规划研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2021, 49(8): 32-40. CHEN Zhonghua, GAO Zhenyu, CHEN Jiamin, et al. Research on cooperative planning of an integrated energy system considering uncertainty[J]. *Power System Protection and Control*, 2021, 49(8): 32-40.
- [18] 周华嫣然, 周羿宏, 胡俊杰, 等. 人工智能技术支撑的集群电动汽车实时优化调度策略[J]. *电网技术*, 2021, 45(4): 1446-1459. ZHOU Huayanran, ZHOU Yihong, HU Junjie, et al. Real-time optimization scheduling strategy for aggregated electric vehicles supported by artificial intelligence technology[J]. *Power System Technology*, 2021, 45(4): 1446-1459.
- [19] TENG Y, WANG Z, LI Y, et al. Multi-energy storage system model based on electricity heat and hydrogen coordinated optimization for power grid flexibility[J]. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 2019, 5(2): 266-274.
- [20] BUDISCHAK C, SEWELL D, THOMSON H, et al. Cost-minimized combinations of wind power, solar power and electrochemical storage, powering the grid up to 99.9% of time[J]. *Journal of Power Sources*, 2013, 225: 60-74.
- [21] BROWN T, SCHLACHTBERGER D, KIES A, et al. Synergies of sector coupling and transmission reinforcement in a cost-optimised, highly renewable European energy system[J]. *Energy*, 2018, 160: 720-739.
- [22] 刘迪, 吴俊勇, 林凯骏, 等. 基于 Kriging 模型的综合能源系统规划方法[J]. *电网技术*, 2019, 43(1): 185-192. LIU Di, WU Junyong, LIN Kaijun, et al. A planning method of integrated energy system based on Kriging model[J]. *Power System Technology*, 2019, 43(1): 185-192.

收稿日期: 2022-03-14; 修回日期: 2022-06-11

作者简介:

侯慧(1981—), 女, 博士, 副教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统风险评估、能源互联网、电动汽车与电网互动等; E-mail: husthou@126.com

戈翔迪(1998—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为综合能源系统的规划运行与微电网控制。E-mail: 320900@whut.edu.cn

(编辑 许威)