

计及焓效率和多重不确定性的区域综合能源系统双层优化

鲁玲^{1,2}, 苑涛¹, 杨波³, 李欣^{1,2}, 鲁洋¹, 蒲秋平¹, 张鑫¹

(1. 三峡大学 电气与新能源学院, 湖北 宜昌 443002; 2. 三峡大学 智慧能源技术湖北省工程研究中心, 湖北 宜昌 443002; 3. 国网武汉供电公司, 湖北 武汉 430015)

摘要: 为实现能量高质量、高效率的利用, 同时提高系统供能可靠性, 针对含高比例的可再生能源的区域综合能源系统, 引入“焓”的概念, 提出了一种计及焓效率和多重不确定性的双层优化方法。首先, 建立了区域综合能源系统的多能耦合模型, 进行焓分析和多重不确定性分析, 并且针对风光不确定性、负荷和能源价格波动的不同特点, 分别采取多场景随机规划和区间优化的方法进行处理。然后, 建立了上层以焓效率和经济性为优化目标, 下层以运行成本最低为优化目标, 兼顾系统容量规划和调度运行的双层协同优化模型。最后, 选取某园区进行算例分析, 验证了所提方法的有效性, 与其他不确定因素相比, 电负荷的波动对系统的经济和焓效率影响更大。

关键词: 区域综合能源系统; 可再生能源; 焓效率; 多重不确定性; 双层优化

DOI: 10.11930/j.issn.1004-9649.202404018

0 引言

为了推动可再生能源持续发展, 助力建设新型能源体系, 如期实现“双碳”目标任务, 须加快构建完善综合能源系统 (integrated energy system, IES)。多能耦合的区域级综合能源系统^[1] (regional integrated energy system, RIES) 能够实现大规模新能源并网和源网荷储协同调度, 更加凸显高效用能、低碳环保等优势, 是实现能源转型、改善能源短缺、解决气候变化等问题的关键途径^[2]。

现有 RIES 的优化目标主要考虑经济性、综合能效、低碳^[3-4] 以及可再生能源消纳等。其中针对综合能效的研究大多仅从能量的数量进行计算评估, 然而根据文献^[5] 可知, 不同种类的能量做功能力不同, 还有品质上的差异^[6]。文献^[7] 介绍 IES 综合能效评价的研究现状, 分析现有方法的局限性, 提出了焓分析方法^[8-9]。文献^[10] 以焓损

最低为优化目标, 文献^[11-12] 以环境、经济、能效为优化目标, 提出了计及焓效率的综合能源系统多目标优化调度方法。文献^[13] 则在焓分析的基础上提出了高焓综合能源系统的概念。上述文献通过焓分析来表征 RIES 实际用能水平, 以实现能量的高效利用, 却忽略了风、光能源的随机性和波动性。此外, 能源价格和用户侧负荷的波动也会对 RIES 的配置规划和能源调度造成影响。

目前, 处理 RIES 中不确定性因素常用的方法有多场景随机规划、鲁棒优化^[14]、区间优化等。文献^[15] 利用区间数表示 IES 风电、光伏出力的不确定性。文献^[16] 利用鲁棒优化将不确定区间转变为确定性的 IES 多目标优化调度问题。以上文献仅考虑了 RIES 中可再生能源出力的不确定性, 未考虑其他不确定因素。文献^[17] 采用区间法对电价和分布式能源发电功率的不确定性进行建模。文献^[18-19] 考虑了 IES 中可再生能源的出力、负荷预测的误差, 以及能源价格的波动。文献^[20] 在源、荷不确定性的基础上考虑了耦合机组效率。文献^[21] 建立了包括源-荷区间不确定性和多主体耦合性的规划模型, 并采用基于最大变差分析的目标级联法进行求解。文献^[22] 采用随

收稿日期: 2024-04-01; **修回日期:** 2024-12-09。

基金项目: 国家自然科学基金资助项目 (基于集成-深度学习的高比例新能源大规模电力系统动态安全评估研究, 52107107)。

机优化方法处理风电出力的不确定性，通过 Elbow 法选取最优聚类簇数。以上文献考虑了 RIES 的多重不确定性，但是并未区分各类不确定因素的特点，笼统地采用单一方法处理，简化了计算过程，却影响了系统实际规划的准确性。

文献 [23] 采用改进的有序聚类算法提取典型的负荷场景，采用 K-means 聚类算法提取典型的风电场景，较好地描述了风电的波动性和负荷的周期性。文献 [24] 建立了区间线性随机机会约束规划的优化调度模型，用概率分布函数描述 IES 中风光发电预测的不确定性，用区间描述负荷预测的不确定性。文献 [25] 以新能源消纳水平为优化目标，采用多场景随机规划的方法来处理负荷的不确定性，需求响应和风光出力的不确定性则采用两阶段鲁棒优化方法处理。但是优化目标较为单一，仅考虑综合经济成本。

综上所述，目前 RIES 研究的优化目标主要为经济性和传统意义上的综合能源利用效率，较少考虑 RIES 中各种能量品质的差异，不能真实反映用能水平。可再生能源具有良好的焓效率，高比例可再生能源接入 RIES，显然可以提升整个系统的焓效率，但是其出力的不确定性也需要加以考虑分析，以保证系统供能的可靠性。而且 RIES 的规划和调度本属一个整体，应实现统一优化。

针对上述问题，本文提出了一种计及焓效率和多重不确定性的区域综合能源系统的优化方法。引入“焓”的概念，将焓效率作为区域综合能源系统的能效评估指标，旨在反映能量真实的利用情况。同时考虑风光出力、负荷和能源价格的不确定性，并通过分析其特点采取对应方法处理。建立以经济性和焓效率为优化目标、考虑多重不确定性的 RIES 的双层优化模型，实现容量配置和能量调度迭代优化。最后，以某区域综合能源系统为例，验证该方法的有效性和实用性。

1 区域综合能源系统结构

RIES 可以实现多种异质能源子系统之间的协同调度、互补互济，从而提高 RIES 的灵活性、经济性和综合能源利用效率 [26]。

本文所研究的 RIES 基本结构如图 1 所示，包括风机 (wind turbine, WT)、光伏 (photovoltaic, PV)、太阳能集热器 (solar thermal collector, STC) 等新能源设备，利用可再生能源来发电产热；冷热电联产装置 (combined cooling, heating and power, CCHP) 在燃气轮机发电的同时，利用其余热来制冷、供热；电热锅炉 (electric boiler, EB) 和燃气锅炉 (gas boiler, GB) 供热；吸收式

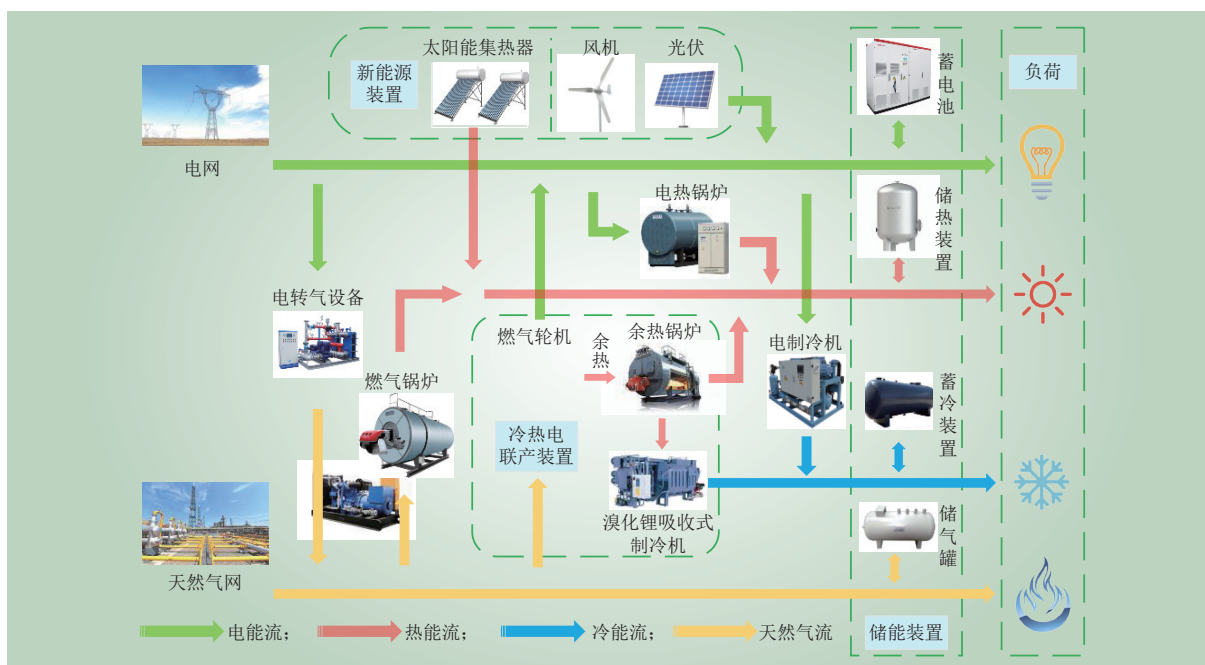


图 1 区域综合能源系统基本结构

Fig. 1 Basic structure of regional integrated energy system

制冷机 (adsorption chiller, AC) 和电制冷机 (electric chiller, EC) 供冷; 为了提高新能源消纳水平, 加入了电转气 (power to gas, PtG) 装置和储能装置。

为了便于分析, 以能源集线器^[18] (energy hub, EH) 为基础, 通过矩阵的形式描述整个系统复杂的能量耦合关系, 即

$$L = CP + P_s \quad (1)$$

式中: L 为负荷矩阵; P 为输入功率矩阵; P_s 为储能矩阵; C 为耦合系数矩阵。其表达式分别为

$$L = \begin{bmatrix} L^{ele} \\ L^{gas} \\ L^{heat} \\ L^{cool} \end{bmatrix}, P_s = \begin{bmatrix} P_{st}^{ele} \\ P_{st}^{gas} \\ P_{st}^{heat} \\ P_{st}^{cool} \end{bmatrix} \quad (2)$$

$$P = \begin{bmatrix} p^{ele} \\ p^{gas} \\ p^{heat} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{WT}^{ele} + P_{PV}^{ele} + P_{buy}^{ele} \\ P_{buy}^{gas} \\ P_{STC}^{heat} \end{bmatrix}$$

$$C = \begin{bmatrix} 1 - \alpha - \beta - \gamma & (\varepsilon \eta_{CCHP}^{ele}) H^{gas} & 0 \\ \alpha \eta_{PtG}^{gas} / H^{gas} & 1 - \varepsilon - \delta & 0 \\ \beta \eta_{EB}^{heat} & (\varepsilon \eta_{CCHP}^{heat} + \delta \eta_{GB}^{heat}) H^{gas} & 1 \\ \gamma \eta_{EC}^{cool} & \varepsilon \eta_{CCHP}^{cool} H^{gas} & 0 \end{bmatrix} \quad (3)$$

式中: L^{ele} 、 L^{gas} 、 L^{heat} 、 L^{cool} 分别为电、气、热、冷负荷; p^{ele} 、 p^{gas} 、 p^{heat} 分别为电能、天然气、热能的输入量; P_{WT}^{ele} 、 P_{PV}^{ele} 分别为 WT、PV 的发电量; P_{STC}^{heat} 为 STC 提供的热量; P_{buy}^{ele} 、 P_{buy}^{gas} 分别为购买电量和天然气量; P_{st}^{ele} 、 P_{st}^{gas} 、 P_{st}^{heat} 、 P_{st}^{cool} 分别为电、气、热、冷储能设备的充放功率; α 、 β 、 γ 分别为输入电能分配给 PtG、EB、EC 的分配系数; ε 、 δ 分别为输入天然气分配给 CCHP 和 GB 的分配系数; η_{PtG}^{gas} 为 PtG 的电能转化为天然气的效率; η_{EB}^{heat} 、 η_{GB}^{heat} 分别为 EB、GB 的产热效率; η_{EC}^{cool} 为 EC 的制冷系数; η_{CCHP}^{ele} 、 η_{CCHP}^{heat} 、 η_{CCHP}^{cool} 分别为 CCHP 设备转化为电、热、冷的效率; H^{gas} 为天然气热值。

2 焓分析和多重不确定性分析

2.1 焓分析

以热力学第二定律为依据的焓分析理论方法, 将焓作为评价能量价值的参数, 赋予了能量“价值”。本文采用了能量品质系数^[5] (以下简称“能

质系数”) λ 来衡量能量的品质, 定义为焓量和能量的比值。为不同的能量赋予相应能质系数 λ , 将不同品质的能量折算为焓量进行分析, 即

$$E_x = \lambda E \quad (4)$$

式中: $\lambda \in [0, 1]$, 数值越大, 表示能量品质越高; E_x 为焓量; E 为能量。本文 RIES 中涉及能量的能质系数如表 1 所示。

表 1 能量品质系数
Table 1 Energy quality coefficient

能量类型	品质系数
电能	1.00
天然气	0.51
热能	0.10~0.20
冷能	0.05~0.08

此外, 本文构造的 RIES 涉及风机、光伏、太阳能集热器等新能源装置。可再生能源来自自然界, 无穷无尽, 可以近似理解为风能和太阳能的利用并没有造成任何形式的能量损耗和温度形式的变化。因此, 本文从能量利用的角度将风能和太阳能的能质系数设置为 0^[27]。

焓分析模型如图 2 所示, 能量在传递过程中, 做功能力会不断降低, 即焓在传递过程中不断被消耗, 该部分被定义为焓损 E_{xloss} , 具体为

$$E_{xin} = E_{xloss} + E_{xout} \quad (5)$$

$$\eta_{ex} = \frac{E_{xout}}{E_{xin}} \times 100\% \quad (6)$$

式中: E_{xin} 、 E_{xout} 分别为输入焓 (支付焓)、输出焓 (受益焓); η_{ex} 为焓效率, 可以有效反映能量利用情况和表征能效。

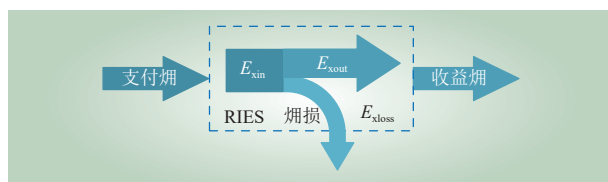


图 2 焓分析模型

Fig. 2 Exergy analysis model

2.2 不确定性分析

2.2.1 风光不确定性处理

本文基于风光出力的特点, 采取多场景随机规划方法, 将风光出力不确定性问题转化为确定性问题的求解。

多场景随机规划表征风光出力的不确定性，主要包括场景生成和场景削减 2 个方面。场景生成主要通过随机抽样来完成，常见的有拉丁超立方抽样（Latin hypercube sampling, LHS）、蒙特卡洛抽样和轮盘赌抽样等。LHS 在每个维度上都确保了样本点的均匀分布，避免了蒙特卡洛抽样可能出现的聚集现象，可以更好地覆盖输入空间，提高采样的效率和准确性。而且 LHS 通过确定性的方法选择样本点，相比轮盘赌抽样的样本点选择基于随机性，可以避免抽样选择不均匀或不准确。

因此，相较于蒙特卡洛抽样和轮盘赌抽样，本文采用抽样更加均匀高效且准确的 LHS，生成 M 个初始场景集。然后为了减少相似场景数目和降低计算难度，采取同步回代法对初始场景进行特征归类分析，得到缩减的 S 个典型场景，具体流程如图 3 所示。

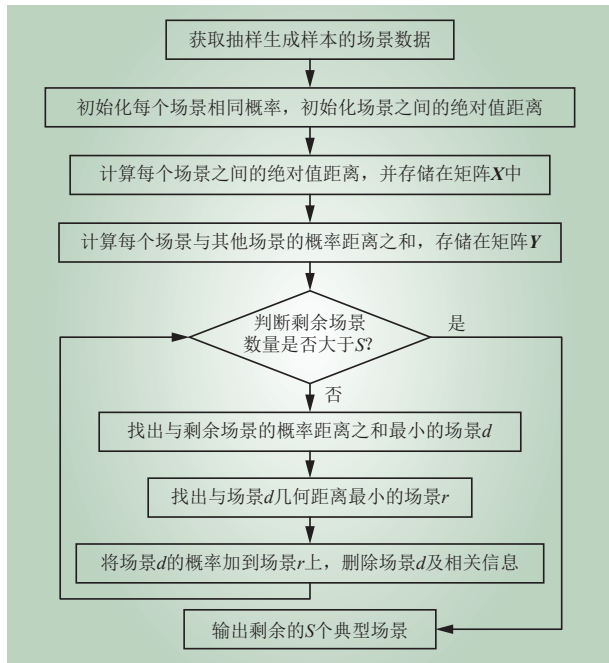


图 3 场景缩减流程
Fig. 3 Scene reduction process

2.2.2 负荷和能源价格不确定性处理

在实际中获取负荷和能源价格的概率密度函数较为困难，同时负荷需求和能源价格之间相互影响，难以准确预测精准负荷需求以及未来能源价格。相对而言，获取其取值范围较为容易。

区间优化更适宜处理概率密度函数未知情况，能够提供确定性的最优解的区间范围，

相比模糊优化具有更强的可靠性。而且由于区间能够清晰地表示变量的范围和不确定性，结果的可解释性较好，计算和求解也相对简单。

因此，本文在考虑负荷和能源价格波动不确定性条件下的 RIES 容量配置和运行调度问题时，选取区间优化方法来处理。通过获取历史数据，利用实时预测值和预测范围构造的区间来表示其不确定性，即

$$C_{low}^{ele/gas} \leq C_{buy}^{ele/gas} \leq C_{up}^{ele/gas} \quad (7)$$

$$L_{low}^p \leq L_{load}^p \leq L_{up}^p \quad (8)$$

式中： $C_{buy}^{ele/gas}$ 为预测电价/天然气价； $C_{low}^{ele/gas}$ 、 $C_{up}^{ele/gas}$ 为预测电价/天然气价的最小值和最大值； L_{load}^p 为预测负荷； L_{low}^p 、 L_{up}^p 为预测负荷的最小值和最大值。

3 双层优化模型

本文提出 RIES 的双层优化模型兼顾设备容量规划和运行调度模型，将配置和调度纳入统一框架，如图 4 所示，上下 2 层模型通过数据的传递实现迭代优化。

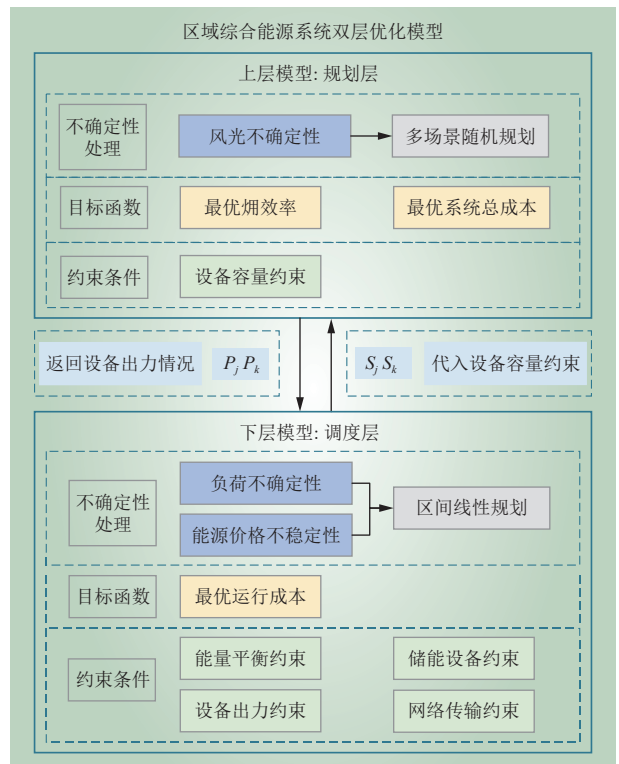


图 4 RIES 双层优化模型
Fig. 4 Two-layer optimization model for RIES

3.1 常规双层优化模型

3.1.1 目标函数

上层即规划层考虑 RIES 整体的经济性和综合能效。将 RIES 的总成本 C_{total} 和焓效率 η_{ex} 作为目标函数，决策变量为各类设备的容量。

下层为运行层以运行成本 C_{run} 作为目标函数，包括维护成本 C_{op} 、能耗成本 C_{ec} 。此外，考虑到环境指标，引入了碳排放成本 C_{ce} ，旨在降低碳排放，充分利用可再生能源，决策变量为各设备机组的出力情况。具体数学模型为

$$C_{total} = C_{in} + C_{run} \quad (9)$$

$$C_{run} = C_{op} + C_{ec} + C_{ce} \quad (10)$$

$$\begin{cases} C_{in} = \frac{1}{D} \left(\sum_j C_{in,j} S_j + \sum_k C_{in,k} S_k \right) \frac{r(r+1)^N}{(r+1)^N - 1} \\ C_{op} = \sum_{t=1}^T \left[\sum_j C_{op,j} P_{j,t} + \sum_k C_{op,k} P_{k,t} \right] \\ C_{ec} = \sum_{t=1}^T \left[P_{buy,t}^{ele} C_{buy,t}^{ele} + P_{buy,t}^{gas} C_{buy,t}^{gas} \right] \\ C_{ce} = \sum_{t=1}^T \left[P_{buy,t}^{ele} \mu_{ele} + P_{buy,t}^{gas} \mu_{gas} \right] C_{c,tax} \end{cases} \quad (11)$$

式中： C_{in} 为投资成本； $C_{in,j}$ 、 S_j 、 $C_{in,k}$ 、 S_k 分别为第 j 种能源生产设备和第 k 种储能设备的单位容量配置成本和容量； r 为贴现率； N 为规划年限； D 为天数； $C_{op,j}$ 、 $P_{j,t}$ 、 $C_{op,k}$ 、 $P_{k,t}$ 分别为第 j 种能源生产设备和第 k 种储能设备的单位运维成本和功率； $P_{buy,t}^{ele}$ 、 $P_{buy,t}^{gas}$ 分别为购买的电量和天然气量； C_{buy}^{ele} 、 C_{buy}^{gas} 分别为电能和天然气的单位价格； μ_{ele} 、 μ_{gas} 分别为电能和天然气的碳排放因子； $C_{c,tax}$ 为碳税价格； T 为一天小时数，本文取 24。

$$\begin{cases} \eta_{ex} = \frac{E_{xout}}{E_{xin}} = \frac{\sum_{i \in \Omega_{out}} E_{i,out} \lambda_i}{\sum_{i \in \Omega_{in}} E_{i,in} \lambda_i} \\ E_{xout} = \sum_{t=1}^T (L_t^{ele} \lambda_{ele} + L_t^{gas} \lambda_{gas} + L_t^{heat} \lambda_{heat} + L_t^{cool} \lambda_{cool}) \\ E_{xin} = \sum_{t=1}^T (P_{buy,t}^{ele} \lambda_{ele} + P_{buy,t}^{gas} \lambda_{gas} + P_{re,t} \lambda_{re}) \end{cases} \quad (12)$$

式中： $E_{i,out}$ 、 $E_{i,in}$ 分别为输出和输入的第 i 种形式的能量； Ω_{in} 、 Ω_{out} 分别为输入和输出能量形式的

集合； λ_i 为第 i 种形式能量的能质系数； λ_{ele} 、 λ_{gas} 、 λ_{heat} 、 λ_{cool} 分别为电、气、热、冷负荷能质系数； $P_{re,t}$ 为时刻 t 可再生能源出力； λ_{re} 为可再生能源的能质系数。

3.1.2 约束条件

1) 功率平衡约束为

$$\begin{cases} P_{WT,t}^{ele} + P_{PV,t}^{ele} + P_{buy,t}^{ele} + P_{CCHP,t}^{ele} + P_{dis,t}^{ele} = \\ L_t^{ele} + P_{cha,t}^{ele} + P_{PtG,t}^{ele} + P_{EB,t}^{ele} + P_{EC,t}^{ele} \\ P_{PtG,t}^{gas} + P_{buy,t}^{gas} + P_{dis,t}^{gas} = L_t^{gas} + P_{cha,t}^{gas} + P_{GB,t}^{gas} + P_{CCHP,t}^{gas} \\ P_{STC,t}^{heat} + P_{CCHP,t}^{heat} + P_{EB,t}^{heat} + P_{GB,t}^{heat} + P_{dis,t}^{heat} = \\ L_t^{heat} + P_{cha,t}^{heat} + P_{AC,t}^{heat} \\ P_{CCHP,t}^{cool} + P_{AC,t}^{cool} + P_{EC,t}^{cool} + P_{dis,t}^{cool} = L_t^{cool} + P_{cha,t}^{cool} \end{cases} \quad (13)$$

式中： $P_{CCHP,t}^{gas}$ 、 $P_{CCHP,t}^{ele}$ 、 $P_{CCHP,t}^{heat}$ 、 $P_{CCHP,t}^{cool}$ 分别为 CCHP 设备消耗的天然气以及提供的电功率、热功率和冷功率； $P_{PtG,t}^{ele}$ 、 $P_{EB,t}^{ele}$ 、 $P_{EC,t}^{ele}$ 分别为 PtG、EB 和 EC 消耗的电功率； $P_{PtG,t}^{gas}$ 为 PtG 提供的天然气； $P_{GB,t}^{gas}$ 为 GB 消耗的天然气； $P_{EB,t}^{heat}$ 、 $P_{GB,t}^{heat}$ 分别为 EB、GB 提供的热功率； $P_{AC,t}^{heat}$ 为 AC 消耗的热功率； $P_{AC,t}^{cool}$ 、 $P_{EC,t}^{cool}$ 分别为 AC、EC 提供的冷功率。

2) 容量约束为

$$\begin{cases} S_{j,min} \leq S_j \leq S_{j,max} \\ S_{k,min} \leq S_k \leq S_{k,max} \end{cases} \quad (14)$$

式中： $S_{j,max}$ 、 $S_{j,min}$ 、 $S_{k,max}$ 、 $S_{k,min}$ 为分别表示第 j 种能源生产设备和第 k 种储能设备的容量配置的上、下限。

3) 机组出力和爬坡约束为

$$\begin{cases} P_{j,min} \leq P_{j,t} \leq P_{j,max} \\ P_{j,down} \leq P_{j,t-1} - P_{j,t} \leq P_{j,up} \end{cases} \quad (15)$$

式中： $P_{j,t}$ 为机组 j 时刻 t 出力； $P_{j,min}$ 、 $P_{j,max}$ 为机组运行功率的下、上限； $P_{j,down}$ 、 $P_{j,up}$ 为机组爬坡能力的下、上界。

4) 储能约束为

$$\begin{cases} S_{k,t+1} = S_{k,t} + [P_{cha,t}^k \eta_{cha}^k - P_{dis,t}^k / \eta_{dis}^k] \Delta t \\ 0 \leq P_{cha,t}^k \leq P_{cha,max}^k \\ 0 \leq P_{dis,t}^k \leq P_{dis,max}^k \\ S_{st}^k(0) = S_{st}^k(24) \end{cases} \quad (16)$$

式中： $P_{cha,t}^k$ 、 $P_{dis,t}^k$ 分别为第 k 种储能设备充、放能的功率； $P_{cha,max}^k$ 、 $P_{dis,max}^k$ 分别为充、放能的功

率的上限； η_{cha}^k 、 η_{dis}^k 分别为充、放能的效率； Δt 为调度的时间步长。

5) 网络约束为

$$\begin{cases} P_{buy,min}^{ele} \leq P_{buy,t}^{ele} \leq P_{buy,max}^{ele} \\ P_{buy,min}^{gas} \leq P_{buy,t}^{gas} \leq P_{buy,max}^{gas} \end{cases} \quad (17)$$

式中： $P_{buy,max}^{ele}$ 、 $P_{buy,min}^{ele}$ 、 $P_{buy,max}^{gas}$ 、 $P_{buy,min}^{gas}$ 分别为从电网和天然气网络购买能量的上下限。

3.2 计及多重不确定性双层优化模型

计及多重不确定性的双层优化模型采用区间优化处理，区间线性优化模型的一般形式可以表示为式 (18)，可以将常规的数学模型构建为最优子模型和最劣子模型，此处不再赘述。

$$\begin{cases} \min f = CX \\ \text{s.t.} \begin{cases} AX \leq B \\ X \geq 0 \end{cases} \end{cases} \quad (18)$$

式中： A 为不等式约束中的系数矩阵； X 为不等式约束中的优化变量； B 为不等式约束中的约束量； C 为目标函数中的系数矩阵； f 为优化目标的优化区间，表示优化模型中的目标函数值。

3.3 求解方法

本文构建的RIES双层规划模型，上层模型采用NSGA-II算法求解，得到RIES总成本和烟效率的Pareto前沿解集。然后采用主客观组合赋权的评价模型，模型融合层次分析法和熵权法，从Pareto前沿解集中选取一组最优解。下层模型在Matlab中使用yalmip工具箱建模仿真，调用求解器CPLEX求解，具体求解流程如图5所示。

首先，采用多场景随机规划处理风、光不确定性，得到典型场景下概率最高的一组数据，和各类参数、约束条件同时作为输入数据。上层模型在约束范围内随机生成设备容量初始种群，并对种群进行拥挤度计算和非支配排序。然后，将数据代入下层重新构建的计及多重不确定性的区域综合能源系统的区间优化模型，作为机组出力上限约束。调用CPLEX求解器，将其分别求解得到的最优解区间和最优决策变量区间，返回上层模型，求解多目标函数。最后，进行遗传操作，并且通过精英选择策略生成新的父代种群。重复上述过程，直至满足终止条件，输出最优容量配置和运行调度方案。

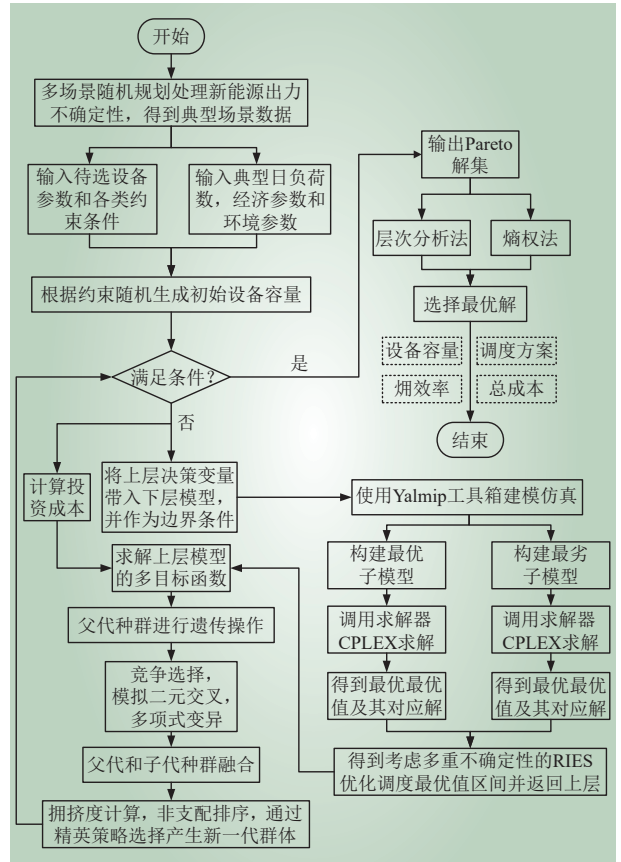


图 5 双层优化模型求解流程

Fig. 5 The solution process of two-layer optimization model

4 算例仿真与分析

4.1 算例数据设置

为验证本文所提方法的有效性，进行算例分析。设置规划年限 N 为 15 年，折现率 r 为 5%。价格参数如表 2 所示，设备参数^[18]如表 3 所示，各类负荷和可再生能源预测数据如图 6 所示。本文采用的LHS抽样生成的初始场景总数 M 设定为 1000，采用同步回代法将典型场景缩减 S 为 10 个。

表 2 价格参数
Table 2 Price parameters

时段	电价/ (元·(kW·h) ⁻¹)	天然气价格/ (元·m ³)	碳税/ (元·(kgCO ₂) ⁻¹)
10:00—14:00	1.040	2.37	0.23
19:00—22:00			
00:00—07:00	0.315		
23:00—24:00			
其他	0.630		

表 3 设备参数
Table 3 Parameters of equipment

设备	能源转换效率	烟效率	单位成本/ (元·(kW) ⁻¹)	运维成本/ (元·(kW·h) ⁻¹)
WT	0.32	1.000	8 000	0.030
PV	0.16	1.000	5 000	0.030
STC	0.60	1.000	5 600	0.030
CCHP	0.88	0.745	7 000	0.300
PtG	0.60	0.306	5 500	0.150
EB	0.95	0.190	1 000	0.032
GB	0.85	0.283	850	0.020
AC	0.85	0.295	1 200	0.042
EC	3.00	0.245	1 470	0.077

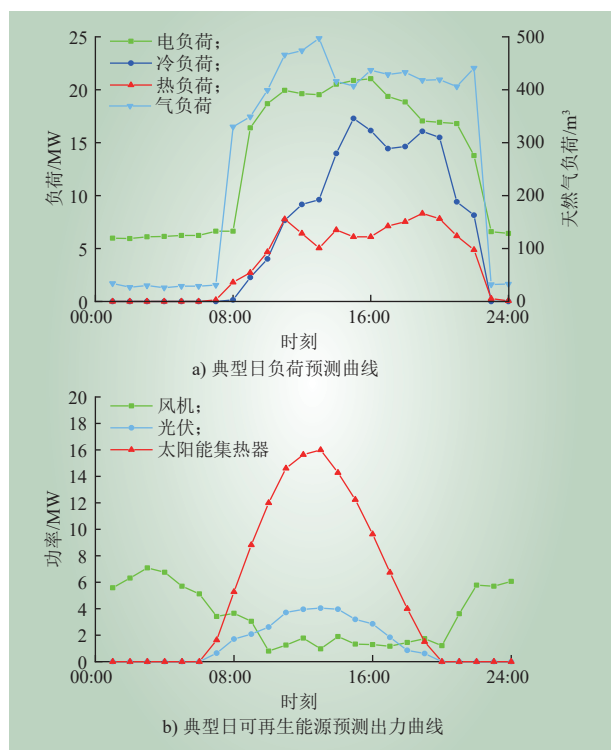


图 6 典型日负荷和可再生能源预测出力
Fig. 6 Typical daily load and renewable energy forecast output

4.2 常规模型下的优化结果分析

为验证本文所提计及烟效率的双层优化模型有效性，设置了如下 4 种方案^[28]。

方案 1：经济性单目标优化；方案 2：传统意义上的能源综合利用效率单目标优化；方案 3：烟效率单目标优化；方案 4：兼顾经济性和烟效率的多目标双层优化。

4 种方案的优化结果如表 4 所示，可以看出，

方案 1 经济性最佳，但是其烟效率和能源利用率较低，造成能源浪费；方案 2 能源利用效率最高，但是其能耗成本也是最高，浪费了大量高品质的能量，换取传统综合能源利用率的提升，同时导致碳排放的成本最高；方案 3 的碳排放成本是最底的，说明将烟效率作为 RIES 评价指标，在优化烟效率的同时，会降低碳排放量，但是其成本远高于其他方案。以上 3 种方案都片面地追求单一目标，造成了其他指标结果较差。

表 4 不同方案下经济性和能效对比
Table 4 Comparison of economy and energy efficiency under different schemes

项目	方案1	方案2	方案3	方案4
运维成本/元	20 112	32 215	76 343	30 110
能耗成本/元	263 890	301 490	250 450	241 670
碳排放成本/元	11 108	14 415	9 437	10 325
运行成本/元	295 110	348 120	336 230	282 105
投资成本/元	63 650	34 420	111 100	106 245
总成本/元	358 760	382 540	447 330	388 350
烟效率/%	63.59	60.42	69.59	66.89
能源利用率/%	80.79	87.85	83.04	87.03

本文所提优化方案 4 烟效率为 66.89%，比方案 1 提升了 4.17%，比方案 2 提升了 10.7%，同时碳排放成本也低于方案 1 和方案 2，相较于方案 3 仅牺牲了 3.88% 的烟效率，却大幅降低了 13.18% 的总成本，综合来看，方案 4 各项评价指标均处于较优的水平。

4.3 多重不确定性分析

算例选择出现概率最高的一组场景进行仿真分析。设置负荷、能源价格以及碳税价格波动范围 $\pm 7.5\%$ ，得到上、下限子模型的电能调度结果，如图 7~8 所示。

由图 7 可知，由于负荷波动，在 15:00—23:00 时间段，投入了电热锅炉和电制冷机消耗电功率提供热能和冷能。由图 8 可知，几乎没有其他设备消耗电功率，这是由于在 11:00—22:00 时间段，CCHP 提供的电功率明显高于上限子模型，CCHP 设备提供电能的同时会提供热能和冷能，而且负荷较小，基本上无需其他设备额外提供能量。

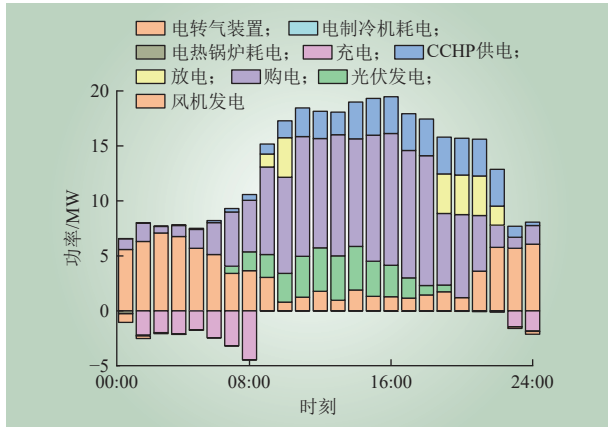


图 7 上限子模型电能调度

Fig. 7 Upper limit sub-model power scheduling

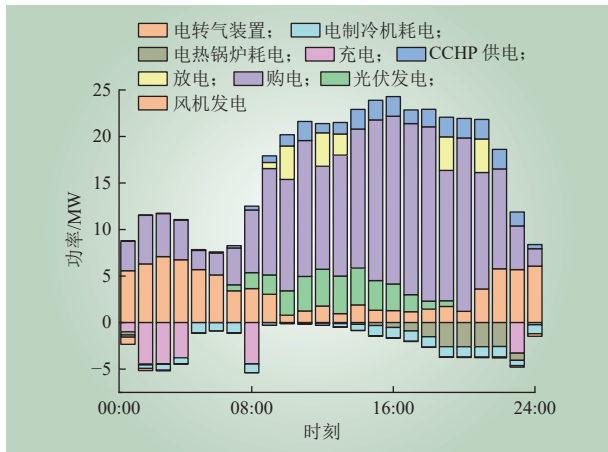


图 8 下限子模型电能调度

Fig. 8 Lower limit sub-model power scheduling

对比图 7、8 可知，多重不确定因素的波动明显会影响电能的购买量，同时影响设备的出力情况。在不确定因素向上波动的情况下，电热锅炉和电制冷机会增加出力，CCHP 出力反而会减少，同时对储能的充放电也有一定影响。

此外，求解得到最优解区间和最优决策变量区间。并通过式 (19) 描述区间平均值 F^{av} 、式 (20) 描述区间宽度 F_{width} ，优化结果如表 5 和表 6 所示。其中，区间平均值可以反映上下波动是否规律，区间宽度可以反映波动的范围的大小。但是由于各类指标基准值不同，多种不确定因素的波动对各类指标造成的影响，互相之间无法比较，所以采用式 (21) 相对区间差 f_{abs} 这一定义来反映波动幅度的大小。

$$F^{av} = (F^+ + F^-)/2 \quad (19)$$

表 5 区间优化运行经济结果

Table 5 Economic results of interval optimization operation

成本类型	区间/元	区间平均值/元	区间宽度/元	相对区间差/%
碳排放成本	[7540, 13323]	10431.5	5783	43.4
能耗成本	[194920, 309540]	252230.0	114620	37.0
运维成本	[404450, 48228]	44336.5	7783	16.1
运行成本	[250690, 363310]	307000.0	112620	31.0
投资成本	[83341, 79384]	81344.5	3993	4.8
总成本	[334030, 442660]	388345.0	108630	24.5

表 6 区间优化运行能效结果

Table 6 Energy efficiency results of interval optimization operation

单位：%

项目	区间	区间平均值	区间宽度	相对区间差
能源利用效率	[86.52, 87.53]	87.025	1.01	1.15
焓效率	[64.19, 67.78]	65.985	3.59	5.30

$$F_{width} = |F^+ - F^-| \quad (20)$$

$$f_{abs} = (|F^+ - F^-|/F^+) \% \quad (21)$$

式中： F^+ 、 F^- 为各类指标的区间上下限。

由表 5 可知，碳排放成本的相对区间差 43.4% 是最大的，这是由于各类波动都会直接影响 RIES 的碳排放量以及碳排放成本。此外能耗成本的相对区间差为 37.0%，波动幅度也很大，同样是由于各类负荷和能源价格的波动直接影响能源的消耗量以及成本，由此也造成了运行成本波动幅度较大。投资成本区间相对差只有 4.8%，这是由于小范围的波动基本上不会导致系统增加或减少设备配置容量，只需要在某时间段增加或减少机组出力就可以满足负荷需求。总成本的相对区间差为 24.5%，综合反映了多种不确定因素波动比例为 $\pm 7.5\%$ 的情况下对 RIES 经济造成的影响。

由表 6 可知，传统能源利用效率的相对区间差仅为 1.15%，说明多种不确定因素波动对 RIES 的传统能源利用效率影响较小。焓效率的相对区间差为 5.30%，约是传统能源利用效率的相对区间差的 4.5 倍，这是由于算例中电负荷和天然气负荷比重较大，而电负荷的波动范围要大于其他负荷，同时电能的质量系数也远高于其他能量，所以造成了焓效率波动幅度相对较大的结果。而传统能源利用效率不加以区分能量“品

质”，由此再次验证了焓效率相比传统能源利用效率，可以更好地表征能效。

为了明确不确定因素的波动比例对系统设备配置和调度结果的影响，在波动比例 $\pm 7.5\%$ 的基础上，增加了 $\pm 2.5\%$ 、 $\pm 5\%$ 、 $\pm 10\%$ 、 $\pm 12.5\%$ 的波动比例，设备容量配置结果如图 9 所示。

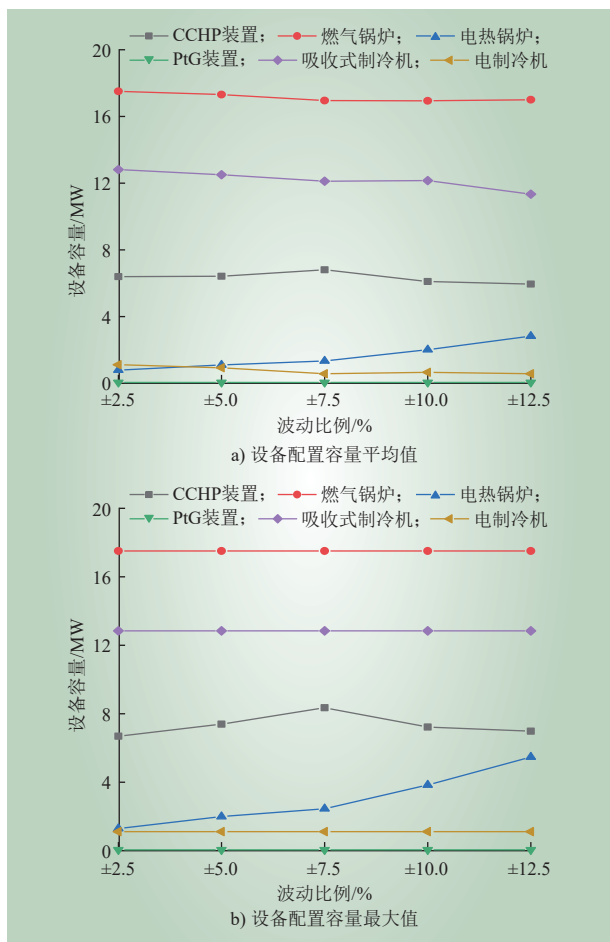


图 9 不同波动比例下设备容量的配置

Fig. 9 Device capacity configuration under different fluctuation ratios

由图 9 可知，PtG 设备容量配置的平均值和最大值保持不变，是由于双层优化模型中，规划层输出的 PtG 配置容量较小，以至于该设备在多重不确定因素上下波动时均达到了容量配置上限。随着波动比例的增加，燃气锅炉、吸收式制冷机和电制冷机容量配置的最大值保持不变，但是其容量配置的平均值随着波动比例的增加，出现下降的趋势，是由于这三类设备的最大容量配置已经达到了容量配置约束上限。

CCHP 设备容量配置的平均值和最大值随着

不确定因素波动比例的增加，总体上呈现先增加后减少的趋势，与其他设备单调变化不同，出现了波动的情况，在波动比例为 $\pm 7.5\%$ 的情况下配置容量达到最大值。电热锅炉设备容量配置的平均值和最大值随着不确定因素波动比例的增加，总体上呈现上升的趋势。

区间优化各类指标的平均值和区间宽度如图 10~11 所示，随着不确定因素波动比例的增加，投资成本、运维成本、碳排放成本的平均值都很平稳，传统综合能源利用效率的平均值也几乎保持水平。总成本、运行成本和能耗成本的平均值有小幅上升的趋势，这说明随着不确定因素波动比例的增加，经济成本平均值上升。焓效率的平均值则出现先增后减的趋势，在波动比例为 $\pm 7.5\%$ 的时候焓效率出现最大平均值 65.985%。

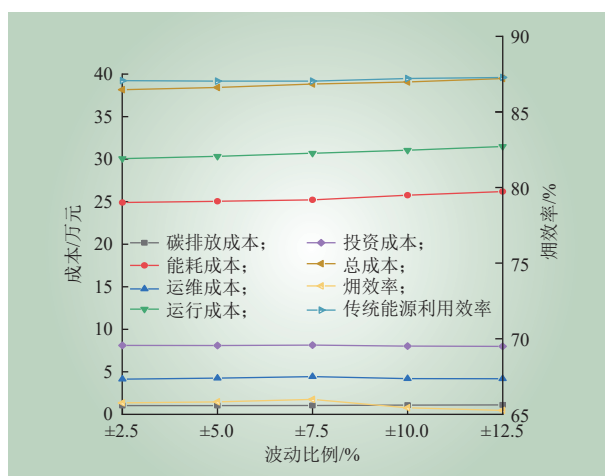


图 10 多种不确定因素不同波动比例下的区间平均值
Fig. 10 The interval average value under different fluctuation ratio of multiple uncertain factors

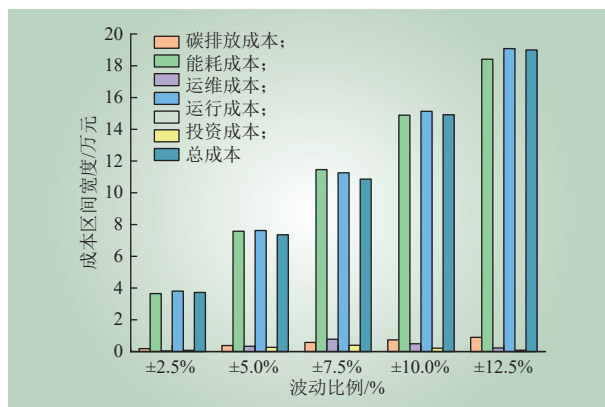


图 11 多种不确定因素不同波动比例下的区间宽度
Fig. 11 The interval width under different fluctuation ratio of multiple uncertain factors

随着不确定因素波动比例的增加，能耗成本、运行成本和总成本的区间宽度呈明显上升的趋势，这是由于能耗成本在运行成本和总成本中所占比例较大。碳排放成本占比小，其区间宽度呈现小幅度上升趋势。运维成本和投资成本占比同样较小，其区间宽度的趋势小幅度先升高后降低。

不同波动比例下各类指标的区间相对差结果如图 12 所示。随着波动比例的增大，碳排放成本、能耗成本、运行成本和总成本的波动幅度越来越大，焓效率和的传统综合能源利用效率波动幅度小幅度增加。

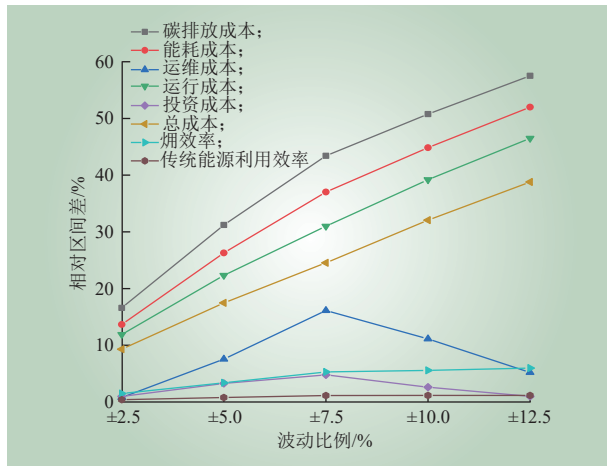


图 12 多种不确定因素不同波动比例下的区间相对差
Fig. 12 The interval relative difference under different fluctuation ratio of multiple uncertain factors

运维成本和投资成本则出现波动幅度先增加后减小的情况。这是由于开始波动较小，系统会选择增加设备容量从而增加机组出力以满足负荷需求。但是随着波动继续增大，如果继续增加投资容量，会导致机组仅在高峰时工作，低谷时期不运行，增加投资成本，为了满足经济性目标，系统会选择直接购买电能和天然气。

总体来看，碳排放成本的波动幅度是最大的，这说明不确定因素的波动对碳排放成本影响是最大的。其次是能耗成本、运行成本和总成本，此外对运维成本的影响也较大。相比较而言，多重不确定因素的波动对投资成本、焓效率和传统能源利用效率的影响较小。

4.4 单一不确定性分析

为了进一步验证各类负荷、能源价格单一不确定性对区域综合能源系统经济和能效的影响，

本文选取比较典型的电价和气价，分析电负荷和气负荷波动比例 $\pm 7.5\%$ 的情况，结果见表 7。

表 7 单一不确定因素波动下的相对区间差
Table 7 The relative interval difference under the fluctuation of one single uncertain factor

单位：%

波动类型	碳排放成本	能耗成本	运维成本	运行成本	投资成本	总成本	焓效率
电价波动EP	0.69	8.86	1.88	7.60	0.28	6.09	0.23
电负荷波动EL	18.24	14.26	1.60	12.74	0.55	10.06	7.39
气价波动GP	0.68	5.38	1.56	4.29	0.15	3.42	0.06
气负荷波动GL	3.45	2.32	6.00	1.24	0.72	0.43	0.37

根据表 7 单一不确定因素波动得到的相对区间差数据，纵向比较来看，电价波动影响最大的是能耗成本，进而导致运行成本和总成本的波动幅度也较大。电负荷波动对碳排放成本影响最大，对能耗成本、运行成本、总成本以及焓效率也有较大影响。气价波动对能耗成本的影响较大。气负荷波动对运维成本的影响较大。

横向比较来看，碳排放成本、能耗成本、运行成本、总成本和焓效率最大相对区间差都是电负荷波动造成的。运维成本和投资成本最大区间差是由气负荷波动造成的。

综合来看，相比能源价格，负荷波动对经济造成的影响更大，而负荷波动中，电负荷波动造成的影响远大于气负荷波动。价格波动中，电价波动对系统的影响大于气价波动，所以该系统会优先选择天然气作为能源输入。此外，电负荷波动下 RIES 的焓效率相对区间差 7.39%，远高于其他不确定因素。

由于电负荷波动在所有不确定因素中影响最大，继续探究电负荷不同波动比例对 RIES 经济和能效的影响，如图 13 所示。

根据图 13 电负荷不同波动比例下各类指标的区间相对差，碳排放成本波动幅度最大，其次是能耗成本、运行成本、总成本，投资成本、运维成本和传统能源利用效率的波动幅度相对较小。与图 12 相比，电负荷波动对焓效率的影响更大，在波动 $\pm 12.5\%$ 的情况下，多重不确定因素的焓效率区间相对差为 5.98%，而单一电负荷不确定因素的焓效率区间相对差为 8.78%。这说明电负荷的波动会对系统焓效率造成较大影响，电能的能

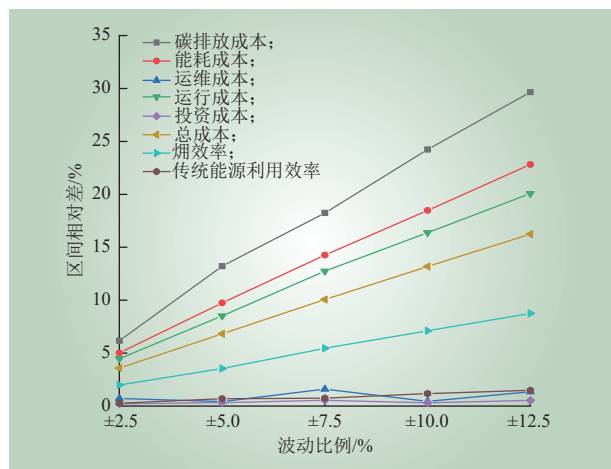


图 13 不同电负荷波动比例下的区间相对差

Fig. 13 The relative interval difference of the interval under different electric load fluctuation ratio

量品质系数最高，合理规划储能设备，尽量避免电负荷波动，才能够实现高质量用能。

5 结论

本文在现有研究区域综合能源系统配置与调度双层优化的基础上，引入焓效率作为综合能效的评估指标，同时考虑风光不确定性、负荷和能源价格波动对系统的影响，建立了计及焓效率和多重不确定性的 RIES 双层优化模型，得出以下结论。

1) 针对风光出力的随机性较大、负荷和能源价格预测误差波动性较小的特点，采取多场景随机优化-区间优化方法有效处理 RIES 中多重不确定性因素，降低了系统对预测数据精度的依赖性。以经济性和焓效率为优化目标，兼顾 RIES 成本和碳排放水平的同时，实现了能量的高质量利用，能够为 RIES 低碳经济、高质量用能提供参考方案。

2) 多重不确定因素对 RIES 中各类设备的容量配置均有影响，尤其对 CCHP 装置影响相对较大，其容量配置易波动。随着多重不确定因素波动比例的增大，对系统的经济性和能效都会产生不利影响，尤其是对碳排放成本造成的影响最大。

3) 单一不确定因素中，电负荷的波动对整个系统的影响最大，而且对焓效率造成的波动幅度要大于多重不确定性。

参考文献:

- [1] 吕佳伟, 张沈习, 程浩忠, 等. 考虑互联互通的区域综合能源系统规划研究综述 [J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(12): 4001–4021.
LYU Jiawei, ZHANG Shenxi, CHENG Haozhong, *et al.* Review on district-level integrated energy system planning considering interconnection and interaction[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(12): 4001–4021.
- [2] 张海静, 杨雍琦, 赵昕, 等. 计及需求响应的区域综合能源系统双层优化调度策略 [J]. 中国电力, 2021, 54(4): 141–150.
ZHANG Haijing, YANG Yongqi, ZHAO Xin, *et al.* Two-level optimal dispatching strategy for regional integrated energy system considering demand response[J]. Electric Power, 2021, 54(4): 141–150.
- [3] 赵乃新, 顾文波, 美合日阿依·穆太力普. 考虑低碳经济运行的四联供综合能源系统优化调度 [J]. 热力发电, 2023, 52(4): 54–62.
ZHAO Naixin, GU Wenbo, Meihariayi MUTAILIPU. Optimal dispatching of electricity-gas-heat-cooling integrated energy system considering low-carbon economy[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(4): 54–62.
- [4] 李欣, 刘立, 黄婧琪, 等. 含耦合 P2G 和 CCS 的园区级综合能源系统优化调度 [J]. 电力系统及其自动化学报, 2023, 35(4): 18–25.
LI Xin, LIU Li, HUANG Jingqi, *et al.* Optimal scheduling of park-level integrated energy system with coupling of P2G and CCS[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2023, 35(4): 18–25.
- [5] 国家市场监督管理总局, 国家标准化管理委员会. 能量系统 分析技术导则: GB/T 14909—2021[S]. 北京: 中国标准出版社, 2021.
- [6] 胡泉, 李少伦, 王丹, 等. 焓在综合能源系统中的理论、模型、应用综述及展望 [J]. 电力建设, 2024, 45(03): 1–15.
HU Xiao, LI Shaolun, WANG Dan, *et al.* Review and prospect of exergy in theory, modelling, and applications of integrated energy systems[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(03): 1–15.
- [7] 胡泉. 考虑能量品质的区域综合能源系统优化规划研究 [D]. 上海交通大学, 2020.
HU Xiao. Research on optimal planning of regional integrated energy systems considering energy quality[D]. Shanghai: Shanghai Jiao Tong University, 2020.
- [8] 田立亭, 程林, 李荣, 等. 基于加权有向图的园区综合能源系统多场景能效评价方法 [J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(22): 6471–6483.
TIAN Liting, CHENG Lin, LI Rong, *et al.* A multi-scenario energy efficiency evaluation method for district multi-energy systems based on weighted directed graph[J]. Proceedings of the CSEE, 2019,

- 39(22): 6471–6483.
- [9] SU H L, HUANG Q F, WANG Z D. An energy efficiency index formation and analysis of integrated energy system based on exergy efficiency[J]. *Frontiers in Energy Research*, 2021, 9: 723647.
- [10] 何帅, 刘念, 盛超群, 等. 多能源枢纽联合运行的? 损最小化分布式优化调度 [J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(9): 28–37.
- HE Shuai, LIU Nian, SHENG Chaoqun, *et al.* Distributed optimal scheduling for minimizing exergy loss based on joint operation of multiple energy hubs[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(9): 28–37.
- [11] 陈聪, 沈欣炜, 夏天, 等. 计及效率的综合能源系统多目标优化调度方法 [J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(12): 60–67, 121.
- CHEN Cong, SHEN Xinwei, XIA Tian, *et al.* Multi-objective optimal dispatch method for integrated energy system considering exergy efficiency[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(12): 60–67, 121.
- [12] WANG Y L, HUANG F F, TAO S Y, *et al.* Multi-objective planning of regional integrated energy system aiming at exergy efficiency and economy[J]. *Applied Energy*, 2022, 306: 118120.
- [13] 王丹, 周天烁, 李家熙, 贾宏杰. 面向能源转型的高 (火用) 综合能源系统理论与应用 [J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(17): 114–131.
- WANG Dan, ZHOU Tianshuo, LI Jiayi, *et al.* Theory and application of high-exergy integrated energy system for energy transition[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(17): 114–131.
- [14] 张敏, 王金浩, 常潇, 等. 考虑可再生能源不确定性的热-电耦合微能源系统多目标鲁棒规划方法 [J]. *中国电力*, 2021, 54(4): 119–129, 140.
- ZHANG Min, WANG Jinhao, CHANG Xiao, *et al.* A multi-objective robust planning method for thermal-electrical coupling micro-energy system considering the uncertainty of renewable energy[J]. *Electric Power*, 2021, 54(4): 119–129, 140.
- [15] 杜永峰. 计及风光不确定性的电气热综合能源系统日前区间优化 [J]. *热力发电*, 2022, 51(2): 85–91.
- DU Yongfeng. Day-ahead interval optimization of electricity-gas-heat integrated energy system considering uncertainty of wind and PV[J]. *Thermal Power Generation*, 2022, 51(2): 85–91.
- [16] 徐楠, 赵子豪, 张丹阳, 等. 双碳目标下考虑风光不确定性的综合能源系统规划研究 [J]. *可再生能源*, 2023, 41(2): 236–242.
- XU Nan, ZHAO Zihao, ZHANG Danyang, *et al.* Research on integrated energy system planning considering wind and solar uncertainty under dual-carbon target[J]. *Renewable Energy Resources*, 2023, 41(2): 236–242.
- [17] 郭祚刚, 徐敏, 于浩, 等. 考虑多重不确定性的园区综合能源系统区间优化调度 [J]. *中国电力*, 2022, 55(11): 121–128, 141.
- GUO Zuogang, XU Min, YU Hao, *et al.* Interval optimal dispatching of community integrated energy system considering multiple uncertainties[J]. *Electric Power*, 2022, 55(11): 121–128, 141.
- [18] 曾贤强, 张警卫, 王晓兰. 计及多重不确定性及光热电站参与的区域综合能源系统配置与运行联合优化 [J]. *高电压技术*, 2023, 49(1): 353–363.
- ZENG Xianqiang, ZHANG Jingwei, WANG Xiaolan, *et al.* Optimal Configuration of Regional Integrated Energy System Taking Into Account Multiple Uncertainties and the Participation of Concentrating Solar Power Stations[J]. *High Voltage Engineering*, 2023, 49(1): 353–363.
- [19] 仇知, 王蓓蓓, 贲树俊, 等. 计及不确定性的区域综合能源系统双层优化配置规划模型 [J]. *电力自动化设备*, 2019, 39(8): 176–185.
- QIU Zhi, WANG Beibei, BEN Shujun, *et al.* Bi-level optimal configuration planning model of regional integrated energy system considering uncertainties[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2019, 39(8): 176–185.
- [20] 崔杨, 郭福音, 仲悟之, 等. 多重不确定性环境下的综合能源系统区间多目标优化调度 [J]. *电网技术*, 2022, 46(8): 2964–2975.
- CUI Yang, GUO Fuyin, ZHONG Wuzhi, *et al.* Interval multi-objective optimal dispatch of integrated energy system under multiple uncertainty environment[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(8): 2964–2975.
- [21] 程杉, 程颖, 贺彩, 等. 考虑不确定性的配电网-多综合能源系统分布式协同规划 [J]. *电力自动化设备*, 2024, 44(11): 24–32.
- CHENG Shan, CHENG Ying, HE Cai, *et al.* Electric distributed collaborative planning of distribution network-multiple integrated energy systems considering uncertainty[J]. *Power Automation Equipment*, 2024, 44(11): 24–32.
- [22] 邓倩文, 李奇, 邱宜彬, 等. 考虑多类型灵活性资源联合运行的综合能源系统优化配置方法 [J/OL]. *上海交通大学学报*, 1–24[2024-04-20]. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2023.457>.
- DENG Qianwen, LI Qi, QIU Yibin, *et al.* Optimal allocation method of integrated energy system considering joint operation of multi-type flexible resources[J/OL]. *Journal of Shanghai Jiaotong University*: 1–24 [2024-04-20]. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2023.457>.
- [23] 袁铁江, 曹继雷. 计及风电-负荷不确定性的风氢低碳能源系统容量优化配置 [J]. *高电压技术*, 2022, 48(6): 2037–2044.
- YUAN Tiejia, CAO Jilei. Capacity optimization allocation of wind

- hydrogen low-carbon energy system considering wind power-load uncertainty[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(6): 2037–2044.
- [24] 周星球, 郑凌蔚, 杨兰, 等. 考虑多重不确定性的综合能源系统日前优化调度 [J]. 电网技术, 2020, 44(7): 2466–2473.
ZHOU Xingqiu, ZHENG Lingwei, YANG Lan, *et al.* Day-ahead optimal dispatch of an integrated energy system considering multiple uncertainty[J]. Power System Technology, 2020, 44(7): 2466–2473.
- [25] 尚文强, 李广磊, 丁月明, 等. 考虑源荷不确定性和新能源消纳的综合能源系统协同调度方法 [J]. 电网技术, 2024, 48(2): 517–532.
SHANG Wenqiang, LI Guanglei, DING Yueming, *et al.* Collaborative scheduling for integrated energy system considering uncertainty of source load and absorption of new energy[J]. Power System Technology, 2024, 48(2): 517–532.
- [26] 杨经纬, 张宁, 王毅, 等. 面向可再生能源消纳的多能源系统: 述评与展望 [J]. 电力系统自动化, 2018, 42(4): 11–24.
YANG Jingwei, ZHANG Ning, WANG Yi, *et al.* Multi-energy system towards renewable energy accommodation: review and prospect[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4): 11–24.
- [27] 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): 22–31, 139.
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): 22–31, 139.
- [28] 鲁玲, 苑涛, 王敏, 等. 考虑(火用)效率的区域综合能源系统配置与调度双层优化 [J]. 可再生能源, 2024, 42(10): 1381–1389.
LU Ling, YUAN Tao, WANG Min, *et al.* Two-layer optimization of regional integrated energy system configuration and dispatching considering exergy efficiency[J]. Renewable Energy Resources, 2024, 42(10): 1381–1389.

作者简介:

鲁玲(1979—), 女, 通信作者, 硕士, 副教授, 从事综合能源系统运行与规划、电力设备状态监测与智能决策研究, E-mail: luling@ctgu.edu.cn;

苑涛(1998—), 男, 硕士研究生, 从事区域综合能源系统运行与调度优化研究, E-mail: 1213576804@qq.com。

(责任编辑 许晓艳)

Two-Layer Optimization of Regional Integrated Energy System Considering Exergy Efficiency and Multiple Uncertainties

LU Ling^{1,2}, YUAN Tao¹, YANG Bo³, LI Xin^{1,2}, LU Yang¹, PU Qiuping¹, ZHANG Xin¹

(1. College of Electrical Engineering and New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, China; 2. Hubei Provincial Engineering Center for Intelligent Energy Technology, China Three Gorges University, Yichang 443002, China;
3. State Grid Wuhan Power Supply Company, Wuhan 430015, China)

Abstract: In order to realize high quality and efficiency utilization of energy while improving the reliability of system energy supply, the concept of exergy is introduced into regional integrated energy system containing a high proportion of renewable energy, and a two-layer optimization method is proposed considering exergy efficiency and multiple uncertainties. Firstly, a multi-energy coupling model of regional integrated energy system is established for exergy and multi-uncertainties analysis. Multi-scene random planning and range optimization methods are adopted to deal with exergy for different characteristics of solar and wind power uncertainty, along with load and energy price fluctuations. Then, a two-layer collaborative optimization model balances system capacity planning and scheduling operations is constructed, with both exergy efficiency and economy as the optimization goal in the upper layer, and the lowest operating cost as the optimization goal in the lower layer. Finally, an industrial park is selected for example analysis to verify the effectiveness of the proposed method in this paper. Compared with other uncertain factors, the fluctuation of electrical load has a greater impact on the economy and exergy efficiency of the system.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (Research on Dynamic Safety Assessment of High-Proportion Renewable Energy Large-Scale Power System Based on Ensemble-Deep Learning, No.52107107).

Keywords: regional integrated energy system; renewable energy; exergy efficiency; multiple uncertainties; two-layer optimization