热力及综合能源系统

文章编号:1001-2060(2025)05-0092-12

计及不确定性与需求响应的综合能源系统优化

杜深慧,曹士靖

(河北科技大学 电气工程学院,河北 石家庄 050018)

摘 要:为增加可再生能源的吸收能力和缩减碳排放,提出了计及不确定性与需求响应的综合能源系统优化方案。首先,构建综合能源系统的总体架构,建立数学模型;其次,针对源荷两侧不确定性因素,采用拉丁超立方抽样法和改进 K-means 聚类算法进行处理,设计双层优化模型,在 MATLAB 平台下,采用改进天牛须搜索优化算法 (BAS-GA)结合 CPLEX 12.10 求解器进行求解;最终,通过对比不同方案下的系统规划及运营费用进行实例验证。 结果表明:实施综合需求响应措施后,电力负荷、热负荷和氢负荷的峰谷差分别降低了 16.8%,14.9%和 13.6%;在 采用需求响应方案后,光伏、蓄电池和电锅炉的装机容量均较采纳需求响应方案前有所降低,减少幅度为 13.54%, 21.83%和 11.16%;实施需求响应措施可以使整体装机容量降低 313 kW。

关 键 词:源荷不确定性;综合能源系统;改进 K-means 聚类算法;改进 BAS-GA 算法;综合需求响应

中图分类号:TM614 文献标识码:A DOI:10.16146/j.cnki.rndlgc.2025.05.011

[引用本文格式] 杜深慧,曹士靖. 计及不确定性与需求响应的综合能源系统优化[J]. 热能动力工程,2025,40(5):92-103. DU Shenhui, CAO Shijing. Integrated energy system optimization accounting for uncertainty and demand response[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power,2025,40(5):92-103.

Integrated Energy System Optimization Accounting for Uncertainty and Demand Response

DU Shenhui, CAO Shijing

(School of Electrical Engineering, Hebei University of Science and Technology, Shijiazhuang, China, Post Code: 050018)

Abstract: In order to increase the absorptive capacity of renewable energy and reduce carbon emissions, an integrated energy system optimisation scheme that takes into account uncertainty and demand response was proposed. Firstly, the overall architecture of the integrated energy system was constructed and a mathematical model was established; secondly, the uncertainty factors on both the source and load sides were treated by the Latin hypercube sampling method and the improved K-means clustering algorithm; a two-layer optimisation model was designed and solved by using the improved beetle antennae search genetic algorithm (BAS-GA) algorithm combined with the CPLEX 12.10 solver on MATLAB platform; finally, the example was verified by comparing the system planning and operating costs in different schemes. The results show that the peak-to-valley differences of electric, thermal and hydrogen loads are reduced by 16.8%, 14.9% and 13.6%, respectively, compared with those before the implementation of integrated demand response (IDR) measures. After the adoption of the IDR programme, the installed capacities of PV, storage batteries and electric boilers are all reduced in size compared to their predecessors, with specific reductions of 13.54%, 21.83% and 11.16%. The implementation of IDR measures

收稿日期:2024-06-24; 修订日期:2024-08-15

基金项目:省部级科技支撑计划(2054180ID)

Fund-supported Project: Provincial and Ministerial Science and Technology Support Program (2054180ID) 作者简介:杜深慧(1969 -),女,河北科技大学副教授.

reduces the overall installed capacity by 313 kW.

Key words: source-load uncertainty, integrated energy systems, improved K-means clustering algorithm, improved BAS-GA algorithm, integrated demand response (IDR)

引 言

在当前能源短缺与环境保护问题日益严峻的背景下,融合电力、热能和氢能等多种能源优势的综合能源系统(IES)迅速崛起,对促进可再生能源的消纳和降低碳排放量具有重要意义。由于风力与光伏的发电均具有随机性和波动性,同时多元负荷也具有不确定性因素,这些都将对系统的安全稳定运行及收益造成极大影响^[1]。作为传统电力需求响应的拓展和延伸,综合需求响应可以有效地实现削峰填谷。因此,在 IES 的规划配置与出力调度问题上,同时考虑以上几个因素对实现"双碳"目标具有重要意义^[2-3]。

在 IES 的优化研究中,由于涉及众多元素,导致 存在多种不确定性因素。在处理 IES 受不确定性因 素影响的问题时,研究者们发展并应用了多种不确 定性优化技术,其中,随机规划和鲁棒优化是两种主 流方法。李哲等人^[4]利用场景法精确地表达了风 功率在季度内的波动特征,实现了计算效率和不确 定性表达的平衡,提出了一种创新的场景法两阶段 规划策略,有效解决了整数变量期望值求解的难题。 税月等人^[5]提出了一种考虑风电不确定性的电热 综合系统分布鲁棒协调两阶段优化调度模型。严海 峰^[6]采用拉丁超立方抽样法,利用分层抽样的特性 模拟风速的概率分布,进而生成众多场景。然而,大 量场景使计算复杂,并且缺乏直接有效的定量分析 手段。为了适应能源市场的特性,传统的单一电力 需求响应已经逐渐演变为综合需求响应。孙毅等 人^[7]提出了一种基于 IES 和用户协同交互的综合需 求响应优化模型,不仅优化了 IES 的响应成本,也降 低了用户的不满意度。徐业琰等人^[8]基于综合需 求响应和 Stackelberg 博弈理论,提出了一种创新的 双阶段优化调度策略,确保用户能够影响并制约系 统管理商的经济决策并实现产能基地与用户利益的 联合优化。

以上研究的模型多数未将氢能系统考虑在内, 鲜有研究将源荷不确定性与综合需求响应结合并进 行系统优化,缺乏一定的理论依据和合理性,并且以 上算法均存在性能低下、容易陷入局部最优的风险。 综上,本文引入电热氢综合能源系统仿真模型,首 先,建立系统数学模型和设备选型;然后,对源荷两 侧不确定性因素进行处理,在拉丁超立方抽样法生 成庞大的场景集合的基础上,利用场景削减技术进 行精简处理,平衡计算精度与效率,得到有限数量的 典型源 – 荷场景;其次,将综合需求响应考虑在内, 创建双层优化配置模型,分开处理容量配置和能量 优化调度;最后,进行实例验证。

1 系统结构与出力模型

1.1 系统结构

综合能源系统打破了传统能源系统的运营模 式,以电力系统为核心,整合了电、气、热等多种能源 供应系统,通过协调与优化规划、设计、建设和运行 过程,实现可再生能源的高效利用。该系统的研究 重点在于机组的运行特性,通过对单元机组工作特 性及不同能量转换装置在综合能源系统中的控制方 式的研究,实现多能源间的平衡与相互转化^[9-10]。 基于能源耦合转化关系,同时满足电力、氢气以及热 负荷需求,最终实现能源互补,综合能源系统结构如 图1所示。



1.2 风机出力模型

在扇叶半径和空气密度等外部条件保持不变的 情况下,如果已知风速,风机的输出功率可以表 示为^[11]:

$$P_{\rm WT}(v) = \begin{cases} 0, & 0 \le v \le v_{\rm ci} \\ P_{\rm r} \frac{v - v_{\rm ci}}{v_{\rm r} - v_{\rm ci}}, & v_{\rm ci} \le v \le v_{\rm r} \\ P_{\rm r}, & v_{\rm r} \le v \le v_{\rm co} \\ 0, & v \ge v_{\rm co} \end{cases}$$
(1)

式中: P_{WT} —风机的输出功率, kW; P_r —风电机组的 额定功率, kW; v_{ei} —切入风速, m/s; v—实际风速, m/s; v_{ei} —切出风速, m/s; v_r —额定风速, m/s。

风力发电机组的输出功率受风速影响,而风速 又受到多种气象和地形因素的影响,因此风机出力 具有较大的不确定性。根据对大量实际风速数据的 分析,威布尔分布模型被证实为一种非常适合描述 风速数据的概率分布模型,其概率密度函数与累积 分布函数可以表示为:

$$\begin{cases} f_{v}(v) = \frac{g}{w} \cdot \left(\frac{v}{w}\right)^{g-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{w}\right)^{g}\right] \\ F(v) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v}{w}\right)^{g}\right] \end{cases}$$
(2)

式中: $f_v(v)$ 一概率密度函数;F(v)一累积分布函数; w—当地历史数据得出的威布尔分布的尺度参数; g—形状参数。

1.3 光伏出力模型

光伏出力采用贝塔分布的输出功率模型,可表 示为:

$$\begin{cases} P_{PV} = \frac{P_{STC}G_{AC}[1 + k(T_{C} - T_{x})]}{G_{STC}} \\ T_{C} = T_{t} + 30 \frac{G_{AC}}{1\ 000} \end{cases}$$
(3)

$$G_{\rm STC} = \frac{I_{\rm t}}{I_{\rm max}} \tag{4}$$

式中: P_{PV} —光伏的实际输出功率,kW; P_{STC} —光伏测 试功率,kW; G_{AC} —光照强度, kW/m^2 ;k—光伏功率 温度系数,表示光伏输出功率受光伏板表面温度的 影响; T_C —光伏机组实际表面的温度, \mathbb{C} ; T_x —参考 温度,取值为25 \mathbb{C} ; T_t —实际环境温度, \mathbb{C} ; G_{STC} —标 准条件下的光照强度,取值为1000 W/m²; I_t —实际 光照强度, W/m^2 ; I_{max} 一最大光照强度, W/m^2 。

1.4 燃气锅炉出力模型

作为电热氢综合能源系统的重要备用热源,燃 气锅炉在系统输出的热功率无法满足热负荷需求时 开始工作,其输出功率的表达式为:

$$Q_{\rm GB}(t) = \eta_{\rm GB} P_{\rm GB}(t) \tag{5}$$

式中: $Q_{GB}(t)$ 一燃气锅炉的输出功率,kW; η_{GB} 一转 化效率; $P_{GB}(t)$ —t时刻电锅炉耗电功率,kW。

2 源荷不确定性因素分析

2.1 源荷不确定性因素

由于大量接入可再生分布式能源,可再生能源 的输出波动较大,用户综合能源需求也表现出显著 的随机性。因此,在规划综合能源系统时,必须考虑 源荷两端的不确定性因素,以确保系统运行的经济 性,并满足系统的运行需求。在综合能源系统中,负 荷侧包括多种形式的能源需求,如电力、氢能和热能 等。这些需求受到多种因素的影响,如能源价格和 天气,具有较大的不确定性,对系统的可靠运行带来 挑战。某地区年风速、年光照强度、年负荷不确定因 素曲线如图 2 所示。





图 2 不确定性因素曲线 Fig. 2 Uncertainty factor curve

2.2 基于拉丁超立方抽样的场景生成

拉丁超立方抽样方法由 McKay 首创并由Ronald L. Iman 等人加以完善,是一种改进的分层抽样技 术。拉丁超立方抽样方法将输入的概率分布均匀 地分层,并在每个层面上独立随机地抽样,旨在确 保所采样本能够更为全面地覆盖采样空间,减少 输入变量的相关性,从而增强蒙特卡罗模拟的精 确度。

设待抽样随机变量 X_k ,其累计概率分布 $Y_k = F_k(X_k)$,共需进行 N 次抽样。抽样方式为将累计概 率等分为 N 个区间,每个区间对应的概率值即为 1/N, 以每一份概率区间的中点作为 Y 的抽样点,之后通 过反函数 $X_k = F_k^{-1}(Y_k)$ 即可得到对应的抽样值 $X_{k\circ}$ 通过顺序抽样采得所需抽样值后,对其进行重新随 机排序,即可得到所需的抽样值序列。随机变量 X_k 的第 n 个抽样值 $X_{k,n}$ 的计算方式可以用以下公式 表示^[12]:

$$X_{k,n} = F_k^{-1} \left(\frac{n - 0.5}{N} \right)$$
(6)

本文将初始场景数设为 500。由拉丁超立方采 样法生成 500 个场景,得到一个 500 × 24 的数组。 图 3 为各场景概率及光照强度、风速以及电热氢负 荷经过拉丁超立方采样后得到的结果。





on Latin hypercube sampling

2.3 基于改进 K-means 聚类的场景缩减

K-means 聚类算法通过提炼少数具有代表性的 场景来概括原始数据集的特征,其基本原理是将数 据集进行归类,确保相似特征的数据点聚集在同一 簇内,而差异显著的数据点则被分配到不同的簇中, 既保留了各簇的独特性,又减少了簇间的相似性。 然而,传统的 K-means 算法在聚类数目上依赖于主 观判断,导致聚类结果缺乏代表性和有效性。本文 采用基于改进后的 K-means 聚类法的场景削减技术 进行场景削减,将 500 组初始场景中相似的场景进 行合并,在保证典型场景的同时,保留了场景的随机 性与计算精度。改进 K-means 聚类算法流程图如图 4 所示^[13-14]。



图 4 改进 K-means 聚类算法流程图 Fig. 4 Flowchart of improved K-means clustering algorithm







图 5 经过改进 K-means 算法进行场景削减后 得到的集合场景集合

Fig. 5 The set of ensemble scenes obtained after scene reduction by the improved K-means algorithm

3 需求响应理论与模型

3.1 需求响应概述

本文按照负荷参与需求侧管理的方式将需求响 应模型分为价格型需求响应(Price-based Demand Response, PDR)和激励型需求响应(Incentive-based Demand Response, IDR), IDR 可提供旋转备用, 有助 于降低高碳机组的开停机次数, 此外, IDR 还可直接 减少高峰负荷, 相当于使用零碳排放虚拟电源替代 无 IDR 情况下高碳机组所提供的负荷。其次, 经 PDR 降低的高峰负荷量转移到低谷, 相当于利用低 边际成本的风电或廉价的高碳机组替代了负荷高峰 期昂贵的高碳机组。虽然 PDR 与 IDR 的低碳原理 有所不同, 但二者都有利于系统的低碳经济 运行^[15]。

3.2 电-热-氢负荷需求响应模型

3.2.1 电负荷需求响应模型

价格型需求响应中的一种建模方法是电量电价

(11)

弹性矩阵,该矩阵用于表达居民用电负荷对电价变 化的敏感程度,其中,自响应指本时段负荷随电价变 化而改变;互响应指负荷对其他时段内电价变化的 响应。基于上述概念建立的电量电价弹性矩阵 如下:

$$\boldsymbol{E}_{e} = \begin{bmatrix} E_{11} & E_{12} & \cdots & E_{1n} \\ E_{21} & E_{22} & \cdots & E_{2n} \\ \cdots & \cdots & \cdots \\ E_{n1} & E_{n2} & \cdots & E_{nn} \end{bmatrix}$$
(7)

$$\begin{cases} W_{ii} = \frac{\Delta L_{e,i}}{L_{e,i}} \cdot \frac{P_{e,i}}{\Delta P_{e,i}} \\ E_{ij} = \frac{\Delta L_{e,j}}{L_{e,i}} \cdot \frac{P_{e,j}}{\Delta P_{e,j}} \end{cases}$$
(8)

式中: E_{e} —电量电价弹性矩阵; E_{ii} —自弹性系数; E_{ij} —互弹性系数; $L_{e,j}$ —*i*时段内的电负荷,kW·h; $\Delta L_{e,i}$ —*i*时段内电负荷变化值,kW·h; $P_{e,i}$ —*i*时段 的电价,元/(kW·h); $\Delta P_{e,i}$ —*i*时段电价差值, 元/(kW·h)。

在电负荷需求响应中,用户的用电方式满意度 是衡量电力服务质量的关键指标,表达式如下:

$$q_{\rm se} = 1 - \frac{\sum_{t=1}^{T} |\Delta L_{\rm e}(t)|}{\sum_{t=1}^{T} L_{\rm e}(t)}$$
(9)

式中: q_{se} —用户用电方式满意度; $L_{e}(t)$ —响应前 t 时段内用电量, $kW \cdot h$; ΔL_{e} —响应后 t 时段内负荷改 变量, $kW \cdot h_{o}$

依据电量电价弹性矩阵 E_{e} ,可以得到电价的电负荷需求响应值:

$$\Delta L_{e} = \begin{bmatrix} L_{e,p} & 0 & 0 \\ 0 & L_{e,n} & 0 \\ 0 & 0 & L_{e,v} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} E_{11} & E_{12} & \cdots & E_{1n} \\ E_{21} & E_{22} & \cdots & E_{2n} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ E_{n1} & E_{n2} & \cdots & E_{nn} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta P_{e,p} / P_{e,p} \\ \Delta P_{e,n} / P_{e,n} \\ \Delta P_{e,v} / P_{e,v} \end{bmatrix}$$
(10)

式中: ΔL_e —参与电负荷需求响应过程中的电负荷 变化值, kW・h; $L_{e,p}$ 、 $L_{e,n}$ 、 $L_{e,v}$ —参与分时电价前的 峰、谷、平时段电负荷, kW・h; $P_{e,p}$ 、 $P_{e,n}$ 、 $P_{e,v}$ —峰、谷、 时电价,元/(kW·h); $\Delta P_{e,p}$ 、 $\Delta P_{e,n}$ 、 $\Delta P_{e,v}$ 一峰、谷、时 电价与固定电价差值,元/(kW·h)。

3.2.2 热负荷需求响应模型

在综合能源系统中,可以把热力需求区分为工 业与民用两种类型。其中,工业负荷代表固定的工 业供热需求,这些需求不易削减,但可以在时间上进 行调整。民用负荷,如家庭供暖,由于用户对温度有 一定的适应范围,允许在不牺牲舒适度的前提下 减少。

室内温度的变化与供暖系统的功率和环境温度 之间的关系为:

$$\begin{cases} T_{\mathrm{b,in}}(t) = T_{\mathrm{b,in}}(t-1) \mathrm{e}^{-\Delta t/\tau} + \left[Q_{\mathrm{h},t} + T_{\mathrm{out}}(t-1) \right] \\ (1 - \mathrm{e}^{-\Delta t/\tau}) \\ \tau = RC_{\mathrm{air}} \end{cases}$$

式中: $T_{b,in}(t)$ —t 时段建筑内部环境温度, \mathbb{C} ; $T_{out}(t-1)$ —t-1时段室外环境温度, \mathbb{C} ; Δt —时间 步长, h; τ —时间常数, 决定系统响应速度, 典型建 筑的取值为 2 ~ 5 h; *R*—建筑等效热阻, m²·K/W; C_{air} —室内空气热容, J/K; $Q_{h,t}$ —t 时段建筑热功 率, kW。

则室内温度变动对热功率的影响关系为:

$$Q_{h,t}(t) = \left[\frac{T_{in}(t+1) - T_{in}(t)e^{-\Delta t/\tau}}{1 - e^{-\Delta t/\tau}} - T_{out}(t)\right]/R$$
(12)

室内温度的约束条件为:

$$T_{\min} \leq T_{b,in}(t) \leq T_{\max}$$
 (13)

式中: *T*_{min}、*T*_{max}一室内最低点气温和最高点 气温,℃。

3.2.3 氢负荷需求响应模型

对于能源价格的波动,氢负荷不太敏感,然而对 直接经济刺激却相当敏感。因此,对于氢负荷,本文 主要关注的是激励型需求反应。

$$\begin{cases} H_{\rm H_2}^{\rm load, DR} = H_{\rm H_2}^{\rm base} + H_{\rm H_2}^{\rm shift} - H_{\rm H_2}^{\rm cut} \\ \sum_{t=1}^{T} H_{\rm H_2}^{\rm shift} = 0 \end{cases}$$
(14)

$$\begin{cases} -H_{\rm H_2}^{\rm max,sum} \leq H_{\rm H_2}^{\rm sum} \leq H_{\rm H_2}^{\rm max,sum} \\ 0 \leq H_{\rm H_2}^{\rm eut} \leq H_{\rm H_2}^{\rm max,cut} \end{cases}$$
(15)

$$\begin{cases} C_{H_2}^{DR} = \sum_{t=1}^{T} \left| \frac{H_{H_2}^{shift}}{2} \right| C_{H_2}^{shift} + H_{H_2}^{cut} C_{H_2}^{cut} \\ C_{H_2}^{DR} = \sum_{H_2} C_{H_2}^{DR} \end{cases}$$
(16)

式中: H_{H_2} —氢负荷, kW; $H_{H_2}^{\text{load,DR}}$ —氢负荷参与需求 响应后的负荷, kW; $H_{H_2}^{\text{lasse}}$ 、 $H_{H_2}^{\text{cut}}$ —氢负荷 t 时刻 的基本负荷、可转移负荷和可削减负荷, kW; $H_{H_2}^{\text{max,shift}}$ 、 $H_{H_2}^{\text{max,cut}}$ —电、热或氢负荷可转移负荷和可削 减负荷的最大值, kW; $C_{H_2}^{\text{DR}}$ 、 C^{DR} —氢负荷的需求响应 的补偿成本和电热氢综合需求响应的总成本, 元; $C_{H_2}^{\text{shift}}$ 、 $C_{H_2}^{\text{cut}}$ —t 时刻氢负荷单位功率转移和削减补偿 单价, 元/kW。

4 双层优化模型建立

4.1 上层优化配置模型

将最小化投资作为系统的目标函数,其表达 式为:

$$f_{1} = C_{inv} + C_{operation} + C_{d}$$
(17)
$$\begin{cases} C_{inv} = C'_{inv} CRF_{n} \\ C'_{inv} = \sum_{i \in \Omega} (C_{cap,i} \cdot P_{\sum i} + C_{ins,i}) \\ CRF_{n} = \frac{r(1+r)^{n}}{(1+r)^{n} - 1} \\ C_{d} = \sum_{i \in \Omega} (C_{dd,i} - C_{ds,i}) \cdot P_{\sum i} \cdot CRF_{n} \end{cases}$$
(18)

式中: C_{inv} —系统的初始投资成本,元; $C_{operation}$ —运行 成本,元; C_{d} —设备废弃成本,元; C'_{inv} —系统投资设 备购置成本折算到每年的费用,元; Ω —系统所有设 备的集合; $C_{cap,i}$ —第 i 类设备的单位容量成本, 元/kW; $P_{\Sigma i}$ —i 类设备的总装机容量,kW; $C_{ins,i}$ —第 i 类设备的安装成本,元;CRF_n—资金回收系数;n— 设备使用寿命,年;r—基准折现率; $C_{dd,i}$ 、 $C_{ds,i}$ 、 $P_{\Sigma i}$ — 第 i 类设备的单位容量退役处置费用,(元/kW)、单 位容量残值(元/kW)和总安装容量(kW)。

上层规划层的约束条件为待配置设备的安装规模,可表示为:

$$cap_i^{\min} \le cap_i \le cap_i^{\max} \tag{19}$$

式中: cap_i^{\max} 、 cap_i^{\min} 一待安装设备 i 的最大、最小配置 规模。

4.2 下层优化调度模型

下层运行层模型的目标函数为系统典型日的运

行成本最低。

 $minC_{ope} = C_{ele} + C_{gas} + C_{en} + C_{IDR}$ (20) 式中: C_{ope} —运行成本,元; C_{ele} —交互成本,元; C_{gas} — 天然气购买成本,元; C_{en} —环境成本,元; C_{IDR} —响应 成本,元。

$$\begin{cases} C_{\text{ele}} = \sum_{t=1}^{24} \left[p_{\text{ele}}^{\text{buy}}(t) P_{\text{grid}}^{\text{buy}}(t) - p_{\text{ele}}^{\text{sell}}(t) P_{\text{grid}}^{\text{sell}}(t) \right] \Delta t \\ C_{\text{gas}} = \frac{f_{\text{gas}}}{H_{\text{gas}}} \sum_{t=1}^{24} \left[P_{\text{CHP}}(t) + \frac{P_{\text{GB}}(t)}{\eta_{\text{GB}}} \right] \Delta t \\ C_{\text{en}} = \sum_{t=1}^{24} \left[P_{\text{CHP}}(t) + \frac{P_{\text{GB}}(t)}{\eta_{\text{GB}}} + P_{\text{grid}}^{\text{buy}}(t) \right] \mu_{\text{gas}} \Delta t \end{cases}$$

$$(21)$$

交互成本 C_{ele} 由以下几部分构成:系统在 t 时刻 与电网交互时的购电分时电价 p_{ele}^{buy} 与售电分时电价 $p_{ele}^{sell}(t)$;系统在 t 时刻与电网交互时的购电功率 P_{grid}^{buy} (t)与售电功率 $P_{grid}^{sell}(t)$;时间步长 Δt 取 1。天然气 购买成本 C_{gas} 的组成部分有:天然气购买单价 f_{gas} 与 天然气低热值 H_{gas} 以及 t 时刻 CHP 机组输出的功率 $P_{CHP}(t)$; $P_{GB}(t)$ 为 GB 机组输出的热功率; η_{GB} 为 GB 机组输出功率的转化效率;环境成本 C_{en} 中的 μ_{as} 表 示系统的环境价值成本,取 0.018 元/(kW · h)。

$$C_{\rm IDR} = C_{\rm E}^{\rm IDR} + C_{\rm Q}^{\rm IDR} + C_{\rm H}^{\rm IDR}$$
(22)

电热氢综合需求响应的成本 C_{IDR}由电、热、氢负荷参与需求响应的成本 C_E^{DR}、C₀^{DR}、C_H^{DR}构成。

$$\begin{cases} C_{\rm E}^{\rm IDR} = \sum_{t=1}^{24} \left[\rho_{\rm E} \times \Delta L_{\rm E}^{\rm IDR} \right] \\ C_{\rm Q}^{\rm IDR} = \sum_{t=1}^{24} \left[\rho_{\rm Q} \times \Delta L_{\rm Q}^{\rm IDR} \right] \\ C_{\rm H}^{\rm IDR} = \sum_{t=1}^{24} \left[\rho_{\rm H} \times \Delta L_{\rm H}^{\rm IDR} \right] \end{cases}$$
(23)

式中: $\rho_{\rm E}, \rho_{\rm Q}, \rho_{\rm H}$ 一电、热、氢负荷需求响应单位成本 系数; $\Delta L_{\rm E}^{\rm IDR}, \Delta L_{\rm Q}^{\rm IDR}, \Delta L_{\rm H}^{\rm IDR}$ 一参与响应的电、热、氢负 荷变化值。

电平衡约束为:

$$\begin{split} E_{\mathrm{PV},\iota} + E_{\mathrm{WT},\iota} + E_{\mathrm{grid}} &= E_{\mathrm{load},\iota}^{\mathrm{e}} + E_{\mathrm{EL}}(t) + E_{\mathrm{GB}}(t) + \\ E_{\mathrm{EES}}(t) \end{split} \tag{24}$$

式中: $E_{PV,t}$ —光伏发电机在 t 时刻的输出功率, kW; $E_{WT,t}$ —风力发电机在 t 时刻的输出功率, kW; $E_{Load,t}$ —电负荷功率, kW; E_{grid} —单位购电功率, kW; $E_{\text{EL}}(t)$ 、 $E_{\text{GB}}(t)$ —电解槽和电锅炉机组的耗电功率, kW; $E_{\text{EES}}(t)$ —蓄电池的充放电功率,kW^[16]。

热平衡约束为:

 $Q_{\text{buy}}(t) + Q_{\text{GB}}(t) = Q_{\text{load}}(t) + Q_{\text{Hst}}(t)$ (25) 式中: $Q_{\text{GB}}(t)$ —电锅炉的产热功率, $kW;Q_{\text{buy}}(t)$ —单 位购热功率, $kW;Q_{\text{load}}(t)$ —系统在 t 时刻的热负荷 功率, $kW;Q_{\text{Hst}}(t)$ —储热罐的充放热功率, kW_{\circ}

氢平衡约束为:

$$P_{\rm H_2}^{\rm ele}(t) = H_{\rm H_2}^{\rm load}(t) + P_{\rm H_2}^{\rm Hys}$$
(26)

式中: $P_{H_2}^{ele}(t)$ —电解槽制氢功率, kW; $H_{H_2}^{load}(t)$ —系 统在 t 时刻的氢负荷功率, kW; $P_{H_2}^{Hys}$ —储氢罐的充放 氢功率, kW。

系统设备机组出力约束及储能装置运行约 束为:

$$\begin{cases} P_{\rm eq,min}^{t} \leq P_{\rm eq}^{t} \leq P_{\rm eq,max}^{t} \\ E_{\rm sto,min}^{t} \leq E_{\rm sto}^{t} \leq E_{\rm sto,max}^{t} \end{cases}$$
(27)

式中: P_{eq}^{t} —不同设备机组的输出功率,kW; $P_{eq,min}^{t}$ 、 $P_{eq,max}^{t}$ —不同设备机组的出力下限和上限,kW; E_{sto}^{t} —储能装置在t时刻的运行功率,kW; $E_{sto,min}^{t}$ 、 $E_{sto,max}^{t}$ —储能功率运行下限和上限,kW。

需求响应约束如下:

$$\begin{cases} \Delta P_{\rm tr,min} \leq \Delta P_{\rm tr} \leq \Delta P_{\rm tr,max} \\ \sum_{t=1}^{24} \left[\Delta P_{\rm tr} \right] = 0 \end{cases}$$
(28)

式中: ΔP_{tr} —转移负荷功率, kW; $\Delta P_{tr,max}$ 、 $\Delta P_{tr,min}$ —可转入、可转出的最大、最小负荷功率, kW。

$$\Delta P_{\rm cut,min} \leq \Delta P_{\rm cut} \leq \Delta P_{\rm cut,max} \tag{29}$$

式中: ΔP_{cut} 一可削减负荷功率, kW; $\Delta P_{\text{cut,min}}$ 、 $\Delta P_{\text{cut,max}}$ 一可削减负荷在需求响应过程中可削减的 负荷功率最小、最大值, kW。

4.3 模型求解方法

本文采用双层模型进行求解,上层解决容量配 置问题,采用改进的 BAS-GA 算法,该算法具有寻优 速度快的特点,且可以避免在求解过程中陷入局部 最优。下层解决优化调度问题,在 MATLAB 平台下 建立综合能源系统优化配置模型,并调用 CPLEX 12.10 求解器对模型进行求解。

改进的 BAS-GA 算法具体实现过程如下:

步骤 1:设定种群大小为 N_{pop} 、迭代次数 T、交叉 概率 f_m 、变异概率 f_e ;

步骤 2:将风机、光伏、燃气锅炉、电解槽、燃料 电池、电锅炉、蓄电池、储氢罐和蓄热槽的安装数目 由十进制转换成二进制数,以便后续进行染色体编 码,染色体的长度为:

 $L = N_{WT} + N_{PV} + N_{CB} + N_{EC} + N_{FC} + N_{HB} + N_{EES} + N_{TANK} + N_{HS}$ (30) 式中: N_{WT} —风电机组数目; N_{PV} —光伏电站组件数 目; N_{CB} —燃气锅炉数目; N_{EC} —电解槽数目; N_{FC} —燃 料电池数目; N_{HB} —电锅炉数目; N_{EES} —蓄电池数目; N_{TANK} —储氢罐数目; N_{HS} —蓄热槽数目。

步骤3:适应度函数即目标函数;

步骤4:对遗传算子进行交叉、变异、进化操作;

步骤 5:选取 N_{pop}/3 的个体,对其中的某种数量 进行随机增减,其他数值不变;将变化后的数量作为 新个体重新计算,如果新的适应度值小于旧的适应 度值,则用新个体替换旧个体;

步骤6:反复执行步骤3~步骤5,直到符合条件,即可停止迭代。

详细的改进 BAS-GA 流程如图 6 所示。



图 6 改进 BAS – GA 流程图 Fig. 6 Improved BAS – GA flowchart

5 案例分析

为验证电热氢综合需求响应的实施效果,根据 场景法获得的典型日负荷曲线及电热氢综合需求响 应模型,分析综合需求响应对负荷的影响。

5.1 综合需求响应对负荷的影响

根据电热综合需求响应模型,对经过场景缩减 后的电、热、氢负荷曲线进行调整,分别选取其中的 一条曲线进行优化,分析 IES 在考虑 IDR 前后负荷 的响应特性。图7 为实施需求响应前后的负荷变化 曲线。



图 7 需求响应前后负荷曲线变化



在实施综合需求响应措施后,电力负荷的峰谷 差异显著降低了 16.8%。这是因为分时电价政策 鼓励客户在不同时间段内比较能源价格,并选择最 优的能源使用方式来满足需求。热负荷峰谷差值较 响应前降低了 14.9%。这一变化主要归因于低谷 期间用热策略的调整,其中燃气锅炉发挥主力角色 保障供能,同时辅以适当的电力供应。氢负荷的波 动明显比未引入需求响应之前要缓和,这直接反映 在削峰填谷效果上,表现为需求响应后峰谷差值相 较于需求响应前下降了 13.6%。

5.2 容量配置结果

结合上文分析和基础数据,设计了没有实施 IDR 的方案1 与实施 IDR 的方案2 进行比较,按照 本文选取的方法,针对典型的子系统类型组合,电热 氢综合能源系统容量优化配置结果如表1 所示,实 施 IDR 前后的经济成本比较如表2 所示。

由表1可知,在实施综合需求响应策略后,方案 2 在光伏、蓄电池和电锅炉的装机容量上均较方案1 有所降低,具体减少幅度为13.54%,21.83%和 11.16%。相应地,在采纳IDR方案之后,风力发电 和蓄热装置的规模有所增加。在两个方案中,燃气 锅炉的装机容量基本保持不变,而且实施IDR措施 可以使方案2的整体配置比方案1降低313 kW,证 明了综合需求响应在降低系统配置规模方面的有 效性。

由表2可知,方案2在实施IDR之后,相比方案 1在资金投入上节省了6.57万元,降低了3.51%。 这主要得益于IDR实施降低了电网互动成本,因此 方案2在电网成本上具有优势。尽管IDR导致方 案2的响应成本增加了10.49万元,但总体上,其运 行成本还是低于方案1。度电成本同样证实了IDR 的经济利益,方案2的成本低于方案1。总而言之, IDR 的实施使方案2的年度总规划成本下降了 116.58万元,改善率为8.9%,进一步验证了采取 IDR 措施的经济价值。

)

表 1 两种方案实施 IDR 前后的容量配置比较(kW)

Tab. 1 Comparison of capacity allocations before and after IDR implementation for two scenarios(kW)

方案	风机	光伏	电解槽	电锅炉	燃气锅炉	氢燃料电池	蓄电池	蓄热槽	储氢罐/kW
1	2 277	1 920	940	1 218	1 986	610	499	2 033	2 121
2	2 381	1 660	1 006	1 082	1 980	563	390	1 965	2 264

表 2 两种方案实施 IDR 前后的经济成本比较(万元)

Tab. 2 Comparison of economic costs before and after IDR implementation for two scenarios(

方案	投资成本	互动成本	响应成本	度电成本	运行成本	总成本
1	186.86	16.72	0	0.59	1 099.94	1 303.52
2	180.29	9.51	10.49	0.56	986.65	1 186.94

5.3 优化调度结果

鉴于春季和秋季的氢气使用量较大、夏季电力 消耗情况复杂而冬季则有较大的热量消耗的特点, 分别选取经过需求响应优化后的春秋季、夏季和冬 季3个典型日的负荷曲线,通过功率平衡与储能装 置的输出功率变化分析实施综合需求响应的影响。

典型季节功率平衡与交互功率对比结果如图 8、图9所示。



图 8 夏季电功率平衡

Fig. 8 Summer electric power balance



图 9 夏季两种方案下交互功率与充放电功率比较 Fig. 9 Comparison between interaction power and charge/discharge power for two scenarios in summer

由图 8 可知,综合能源系统中的光伏产出最为 显著,而受到热平衡限制的联合供热发电机组,则显 示出较低的电力输出,导致夏季时段整体上购买电 力的需求增加。

由图9可知,两种方案下交互功率与充放电功率的比较,两种方案在购电功率的配置上存在明显差异。在没有实施综合需求响应(IDR)的情况下, 方案1的总购电量高达34857.3 kW·h。相比之下, 在采用 IDR 措施之后,方案2的日购电量降至 32410.2 kW·h,减少了2447.1 kW·h。这一数据清 晰表明,通过调节负荷分布,IDR 能有效减少系统的 电力需求。

图 10 为冬季热功率平衡,在冬季的热能优化调 度分析中,电锅炉及燃气锅炉承担了主要的供热任 务。特别地,燃气锅炉单元贡献了最大的输出功率。 在低热需求期间,热储能设备被用来存储热能;而在 高需求的峰值时段,这些储能设备释放热量,有效实 现了热量的调峰作用。





图 11 为冬季两种方案下交互功率与充放热功 率的比较,在未实施 IDR 的方案 1 中,产热装置的 日累计输出热量为 25 079.7 kW·h。相比之下,在实 施了 IDR 措施的方案 2 中,该机组的日累计输出热 量降至 22 466.94 kW·h,减少了 2 612.76 kW·h。这 一减少反映了由于 IDR 策略的实施,产热装置配置 容量有所减少,同时冬季热负荷的峰谷差也得到了 有效降低。



图 11 冬季两种方案下交互功率与充放热功率的比较 Fig. 11 Comparison between interaction power and charge/discharge heat power for two scenarios in winter

图 12 为春秋季氢功率平衡,在春秋季的用氢优 化调度分析中,氢负荷的主要来源是电解池,根据不 同需求生产氢气。随着氢负荷的波动,储氢罐相应 地进行充氢和放氢操作。在氢气需求较低的时段, 系统会利用多余的能源进行氢气的储存;而在需求 达到峰值时,储氢罐则释放氢气,以满足高需求,从 而发挥出调峰的作用。



图 12 春秋季氢功率平衡



图 13 为春秋季两种方案下交互功率与充放氢 功率的比较,在未实施 IDR 的方案 1 中,产氢装置 的日累计输出能量为 25 356.59 kW·h。相比之下, 实施 IDR 措施的方案 2 中产氢量降至 23 613.86 kW·h,减少了 1 742.73 kW·h。这一变化反映出,在 IDR 实施后,由于产氢装置配置容量的优化以及需 求的有效管理,产氢装置的运行效率提高,氢负荷的 波动也得到了平衡。



图 13 春秋季两种方案下交互功率与充放氢功率的比较 Fig. 13 Comparison between interaction power and hydrogen arge/discharge power for two scenarios in spring and autumn

6 结 论

(1) 基于满足负荷需求的基础上,相较于不考虑综合需求响应的系统配置方案,在采纳 IDR 方案之后,电力负荷的峰谷差异显著降低了 16.8%,热负荷峰谷差值较响应前降低了 14.9%,氢负荷的峰谷差值下降了 13.6%。

(2) 实施 IDR 措施可以使整体配置降低 313 kW,电网互动成本与度电成本均显著降低,年度总 规划成本下降了 116.58 万元,改善率为 8.9%,进 一步验证了采取 IDR 措施的经济价值。

参考文献:

[1] 徐向艺,杨英英,李海石.全球能源互联网如何实现与"双循环"新发展格局的战略协同[J].外国经济与管理,2022,44
 (2):21-35.

XU Xiangyi, YANG Yingying, LI Haishi. How does the global energy internet achieve strategic synergy with the new development pattern of "dual circulation"? [J]. Foreign Economics and Management, 2022, 44(2):21 – 35.

- [2] 李 政,陈思源,董文娟,等.碳约束条件下电力行业低碳转型路径研究[J].中国电机工程学报,2021,41(12):3987-4001.
 LI Zheng, CHEN Siyuan, DONG Wenjuan, et al. Lowcarbon transition pathway of power sector under carbon emission constraints
 [J]. Proceedings of the CSEE,2021,41(12):3987-4001.
- [3] 黎 博,陈民铀,钟海旺,等.高比例可再生能源新型电力系统

长期规划综述[J].中国电机工程学报,2023,43(2): 555-581.

LI Bo, CHEN Minyou, ZHONG Haiwang, et al. A review of longterm planning for new power systems with large share of renewable energy[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(2):555 - 581.

[4] 李 哲,王成福,梁 军,等. 计及风电不确定性的电 - 气 - 热
 综合能源系统扩展规划方法[J]. 电网技术,2018,42(11):
 3477 - 3487.

LI Zhe, WANG Chengfu, LIANG Jun, et al. Expansion planning methed of integrated energy system considering uncertainty of wind power[J]. Power System Technology, 2018, 42 (11):3477 - 3487.

[5] 税 月,刘俊勇,高红均,等.考虑风电不确定性的电热综合系统分布鲁棒协调优化调度模型[J].中国电机工程学报,2018, 38(24):7235-7247,7450.

SHUI Yue, LIU Junyong, GAO Hongjun, et al. A distributionally robust coordinated dispatch model for integrated electricity and heating systems considering uncertainty of wind power [J]. Proceedings of the CSEE,2018,38(24):7235-7247,7450.

[6] 严海峰.考虑风电随机性的电力系统多目标无功优化研究 [D].广州:华南理工大学,2015.

YAN Haifeng. Research on multi-objective reactive power optimisation of power system considering wind power stochasticity [D]. Guangzhou:South China University of Technology,2015.

 [7] 孙 毅,胡亚杰,郑顺林,等.考虑用户响应特性的综合需求响应优化激励策略[J].中国电机工程学报,2022,42(4): 1402-1413.

SUN Yi, HU Yajie, ZHENG Shunlin, et al. Integrated demand response optimization incentive strategy considering users' response characteristics [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42 (4): 1402 - 1413.

[8] 徐业琰,廖清芬,刘涤尘,等.基于综合需求响应和博弈的区域
 综合能源系统多主体日内联合优化调度[J].电网技术,2019,
 43(7):2506-2518.

XU Yeyan, LIAO Qingfen, LIU Dichen, et al. Multi-player intraday optimal dispatch of integrated energy system based on integrated demand response and games[J]. Power System Technology, 2019, 43(7):2506-2518.

[9] 姚海涛.含氢储的混合储能在风光互补发电系统中容量优化 研究[J].电气开关,2020,58(6):18-22.

YAO Haitao. Research on capacity optimization of hybrid energy storage with hydrogen storage in a wind-solar hibrid power system [J]. Electrical Switchgear, 2020, 58(6):18-22.

- [10] 肖佳璇.风光互补发电下制氢储能系统控制研究[D].郑州: 华北水利水电大学,2020.
 XIAO Jiaxuan. Research on the control of hydrogen production and energy storage system under wind-solar complementary power generation [D]. Zhengzhou: North China University of Water Resources and Electric Power,2020.
 - [11] 娄建楼,单 凯,胥 佳.基于阈值筛选器的风机出力结构模型研究[J].科技创新与应用,2016(7):63.
 LOU Jianlou,SHAN Kai,XU Jia. Research on wind turbine output force structure model based on threshold filter [J]. Technology Innovation and Application,2016(7):63.
 - [12] 刘振宇.考虑源荷不确定性的电 气综合能源系统多时间尺度经济调度[D].秦皇岛;燕山大学,2022
 LIU Zhenyu. Multi-time scale economic dispatch of integrated electricing and natural gas systems considering source-load uncer-

tainties[D]. Qinhuangdao: Yanshan University, 2022.
[13] 雷金勇,郭祚刚,陈 聪,等.考虑不确定性及电/热储能的综合能源系统两阶段规划-运行联合优化方法[J].电力自动

化设备,2019,39(8):169-175.

LEI Jinyong, GUO Zuogang, CHEN Cong, et al. Two-stage planning-operation co-optimization of IES considering uncertainty and electricaf thermal energy storage [J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8):169-175.

- [14] 王培汀,王 丹,贾宏杰,等.考虑随机场景生成及优选技术的分布式能源站选型定容规划研究[J].电力系统及其自动化学报,2021,33(7):88-100,134.
 WANG Peiting, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. Research on type and capacity planning for distributed energy station considering generation and optimization technology [J]. Proceedings of the CSU-EPSA,2021,33(7):88-100,134.
- [15] 贠保记,张恩硕,张 国,等.考虑综合需求响应与"双碳"机制的综合能源系统优化运行[J].电力系统保护与控制,2022,50(22):11-19.
 YUN Baoji,ZHANG Enshuo,ZHANG Guo, et al. Optimal opera-

tion of an integrated energy system considering integrated demand response and a "dual carbon" mechanism[J]. Power System Protection and Control,2022,50(22):11 - 19.

(王治红 编辑)