

基于分布鲁棒优化的综合能源系统 共享储能规划

赵振宇, 林杉, 马乾鑫
(华北电力大学经济与管理学院, 北京市 102206)

摘要:【目的】为提升能源利用效率和开发需求侧资源,利用共享储能(shared energy storage, SES)成本分摊和能量共享等优势,构建一种面向综合能源系统(integrated energy system, IES)集群的共享储能规划框架。【方法】首先,提出含共享储能兼顾多种需求的综合能源系统集群联合运行模式,建立此运行模式下储能规划模型。其次,针对IES内“源-荷”不确定性问题,构建数据驱动的两阶段分布鲁棒优化模型:第一阶段以最小化共享储能投资成本为目标;第二阶段在用户需求响应场景下,以需求响应成本、环境成本及运行成本最小为目标。采用综合范数约束刻画不确定性,并运用列与约束生成算法(column-and-constraint generation, C&CG)进行模型求解。【结果】通过包含负荷型、能源型和均衡型IES的典型系统进行算例分析,实验结果表明,相较于未考虑电需求响应的情景,SES投资额定容量和额定功率均降低54.00%,碳排放量降低11.13%,投资成本和运行成本分别降低54.00%和41.16%。【结论】需求响应机制不仅可大幅提高系统灵活性,有效降低SES投资成本,并通过优化电网交互策略进一步降低运行成本,同时可以降低系统碳排放量,达成经济效益与环境效益双赢。所提方法能够兼顾系统内各IES的储能需求,显著降低系统投资成本;所建分布鲁棒模型在规划与运行中均展现出良好的鲁棒性和经济性。

关键词:共享储能(SES);需求响应;综合能源系统(IES);两阶段分布鲁棒

中图分类号: TM73

文献标志码: A

文章编号: 1000-7229(2025)11-0058-13

DOI: 10.12204/j.issn.1000-7229.2025.11.006

Shared Energy Storage Planning for Integrated Energy Systems Based on Distributionally Robust Optimization

ZHAO Zhenyu, LIN Shan, MA Qianxin

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

ABSTRACT: [Objective] To enhance energy utilization efficiency and develop demand-side resources, a shared energy storage (SES) planning framework is constructed for integrated energy system (IES) clusters by taking advantage of the cost- and energy-sharing features of shared energy storage. [Methods] First, considering multiple demands, a joint operation mode of IES clusters with shared energy storage is proposed and a planning model is established. Second, to address the uncertainty of the source load within the IES, a two-stage data-driven distributionally robust optimization model is proposed. The primary goal of the first stage is to minimize the upfront investment required for shared energy storage systems, whereas the second stage, under the scenario of user demand response, aims to minimize the costs of demand response, environment, and operations. The uncertainty is characterized by a comprehensive norm constraint, and the column-and-constraint generation (C&CG) algorithm was employed to solve the model. [Results] A typical load-, energy-, and balanced-type IES was used for the case study. The experimental results show that compared to the scenario that does consider the electricity demand response, the investment capacity and rated power of the SES were reduced by 54.00%, carbon emissions by 11.13%, and the investment and operation costs by 54.00% and 41.16%, respectively. [Conclusions] The demand response mechanism not only significantly improves the flexibility of the system and effectively reduces the investment cost of SES but also further reduces the operation cost by optimizing the grid interaction strategy, which can reduce system carbon emissions, achieving a win-win situation of economic and environmental benefits. The proposed method considers the energy storage demands of each IES within the system and significantly reduces the system investment cost, establishing a distributionally robust

economical model with excellent planning and operation.

This work is supported by Natural Science Foundation of Beijing(No. 8232013).

KEYWORDS: shared energy storage (SES); demand response; integrated energy system (IES); two-stage distributionally robust optimization

0 引 言

在应对全球气候变化、加速能源转型背景下,构建新型电力系统已成为实现“双碳”目标的关键路径^[1]。随着以风电和光伏为代表的可再生能源在发电侧占比不断提高,其出力的间歇性和波动性给电网调峰能力和电能输送容量带来挑战^[2],弃风、弃光问题亟待解决^[3-4]。储能系统(energy storage system, ESS)因其能量时空平移特性能有效促进可再生能源消纳^[5],正将成为适应大规模可再生能源接入的新型电力系统的关键设备^[6-7]。

为实现ESS在新型电力系统中的应用,许多学者对此展开研究,主要是在配置传统ESS促进可再生能源消纳和新型储能的开发及应用^[8-9]。如文献[10]研究大规模海上风电接入电网的储能选址问题,采用随机规划方法处理不确定性;文献[11]基于深度学习的样本生成方法,提出风光能源基地的储能容量优化配置方法;文献[12]构建了一种兼顾新能源消纳与频率电压支撑的电池储能系统协同规划模型,通过优化储能选址与容量配置提升电力系统稳定性和储能利用率。然而,这些研究在处理源荷不确定性时存在明显局限性:随机优化方法需要准确的概率分布信息,但实际中新能源出力与负荷需求的分布往往未知或时变性强;传统鲁棒优化方法过于保守,可能导致储能容量配置过大;现有研究多针对单一系统进行储能规划,对多系统共享储能的不确定性建模仍需深入研究。

在分布式储能整合方面,文献[13]提出了云储能概念,利用互联网构建共享化分布式储能;文献[14]提出了一种储能容量租赁交易模式,租用方将富余电能存储到提供方设施中,收费依据是租用的储能容量和相应的存储时间;文献[15]基于“双碳”目标下可再生能源融入的保障机制,探讨了共享储能(shared energy storage, SES)在中国可再生能源融入场景中的应用前景、发展现状与关键技术,提出SES是共享经济和储能技术相结合的商业可开发模式;文献[16]则分析了SES在降低用户成本、提高储能利用率、促进清洁能源消纳等方面的优势。

现有的ESS规划研究多集中于传统电力系统,各类新型储能的应用仍处于概念阶段,且建设传统的ESS消纳风光存在投资容量过大,储能灵活性低的问

题^[17-18];此外,在需求侧冷、热、电负荷单独供应的模式下,依靠电储能设备消纳风光仅局限于电网络^[19],风光消纳路径单一^[20],能源利用率较低^[21];“电源-负荷”存在的多重不确定性给新型电力系统规划和安全运行带来诸多挑战^[22]。因此,亟需面向构建新型电力系统,提出储能投资运行创新模式和能够提高能源耦合程度及多能互补水平的储能方法^[23-24]。

针对传统电力系统各类能源分供运行会导致的能源利用率低、风光消纳能力不足问题,综合能源系统(integrated energy system, IES)打破了传统能源网络的壁垒,实现了冷、热、电的协调高效供应,通过多能互补的方式提升了可再生能源消纳水平^[25-26]。此外,在IES的“源-荷-储”协同发展框架下,ESS的规划核心在于实现多主体需求与多场景应用的有效耦合。传统储能在运行过程中面临高昂的建设、运营及维护费用,且储能利用率较低,而SES克服了上述局限性^[27]。SES模式通过资源整合机制协调多元主体的差异化需求,适应不同应用场景的特定要求,可实现储能资源的优化配置,促进IES间的协同效应,形成系统层面的聚合优势^[28]。IES中负荷需求的多样性和各类能源转换设备的应用,可提高电力需求响应(demand response, DR)的灵活性^[29],在IES中考虑DR不仅涵盖电力,还包括热力、冷能等多种能源形式,可实现能源使用的多维优化^[30-31]。

在实际运行中IES受新能源出力波动性、负荷不确定性的影响较大,现有研究中针对源荷不确定性的处理方法主要有随机优化^[32]、区间规划^[33]和鲁棒优化^[34-35]等。相比之下,分布鲁棒优化方法仅需要不确定参数的部分统计信息,在模型鲁棒性和经济性之间取得较好平衡。鲁棒优化不需要不确定参数的分布模型和模糊隶属函数,且能够优化其在最恶劣条件下的最优调度方案^[36],具有较强的灵活性与鲁棒性^[37-38]。文献[39]提出基于分布鲁棒优化的能量枢纽两阶段负荷优化调度模型;文献[40]考虑源荷不确定性构建多目标两阶段鲁棒优化研究方法,建立电-热-氢并网运行模型,包含燃料电池、电解槽等装置;文献[41]融合光伏场景信息,分别针对日前阶段和实施阶段设定经济性目标,提出IES多场景优化调度策略。上述文献均以单一IES为研究主体,尚未深入讨论源荷不确定性对IES集群与SES联合运行的影响。

综上所述,本文提出一种考虑 IES 电力需求响应的 IES-SES 联合运行模式,建立提高电力系统灵活性的 SES 容量规划模型。针对系统中存在的多重不确定性采用分布鲁棒优化方法进行处理,构建规划+运行两阶段分布鲁棒优化模型,通过 1-范数和 ∞ -范数刻画可再生能源出力的不确定性,采用列与约束生成(column-and-constraint generation, C&CG)算法进行求解。最后,采用 3 个典型 IES 组成的 IES 集群为研究主体进行算例分析,验证考虑 DR 的 IES-SES 联合运行模式的有效性以及 SES 规划的经济性和合理性。

1 共享储能规划模型

1.1 IES-SES 系统结构

本文构建的 IES 集群框架如图 1 所示。该 IES 集群包括电、热、冷、气 4 种能源形式,具有负荷种类多、供能设备多的特点。本文将 IES 集群的组成为电源设备、能量转换设备、储能设备及负荷。其中电源设备包括风电涡轮机组(wind turbine generation, WTG)、光伏发电机组(photovoltaic generation, PVG);能量转换设备包括燃气轮机(gas turbine, GT)、燃气锅炉(gas-fired boiler, GB)、余热锅炉(waste heat boiler, WHB)、热交换器(heat exchanger, HE)、吸收式制冷机(absorption chiller, AC)、电制冷机(electric chiller, EC);储能设备包括 SES;负荷包括电负荷、热负荷和冷负荷。IES 供能不足时可以在并网模式下运行。综合能源系统能量耦合关系如图 2 所示。

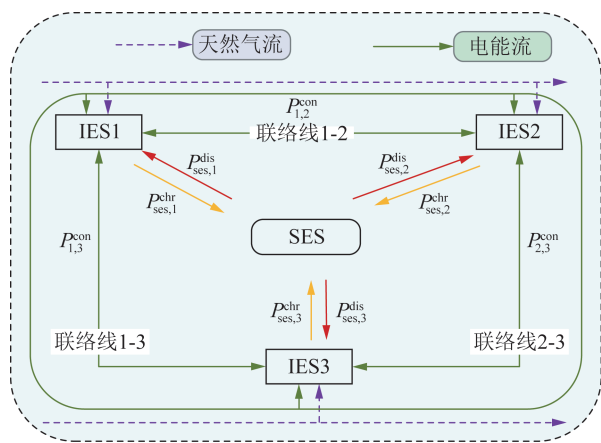


图 1 IES 集群结构

Fig. 1 IES cluster structure

1.2 目标函数

目标函数设定为系统投资成本和运行成本总和最小,决策变量为共享储能电站功率和容量配置以及 IES 中各个设备的功率。目标函数为:

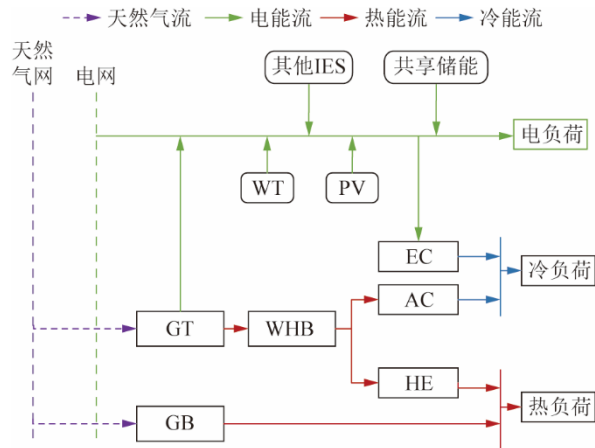


图 2 IES 能量耦合关系

Fig. 2 IES energy coupling relationship

$$\min F = F_{\text{inv}} + F_{\text{ope}} \quad (1)$$

式中: F 为运行总成本; F_{inv} 、 F_{ope} 分别为系统日投资成本和日运行成本。

1.2.1 SES 投资成本

$$F_{\text{inv}} = (c_p P_{\text{SES, rated}} + c_e E_{\text{SES, rated}}) / T_u \quad (2)$$

式中: c_p 、 c_e 分别为 SES 的单位额定功率、额定容量投资成本; T_u 为 SES 的运行寿命; $P_{\text{SES, rated}}$ 、 $E_{\text{SES, rated}}$ 分别为 SES 的额定功率和额定容量。

1.2.2 运行成本

$$F_{\text{ope}} = F_{\text{buy}} + F_{\text{om}} + F_{\text{ses}} + F_{\text{env}} - F_{\text{dr}} \quad (3)$$

式中: F_{buy} 、 F_{om} 、 F_{ses} 、 F_{env} 、 F_{dr} 分别为系统向外部电网与气网购能成本、设备运维成本、储能使用成本、环境成本、需求响应成本。

1) 购能成本。

$$F_{\text{buy}} = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [r_{\text{grid}}(t) P_{\text{grid}, i}(t) + r_{\text{gas}} V_{\text{GT}, i}(t) + r_{\text{gas}} V_{\text{GB}, i}(t)] \Delta t \quad (4)$$

式中: $r_{\text{grid}}(t)$ 、 r_{gas} 分别为电价、气价; $P_{\text{grid}, i}(t)$ 、 $V_{\text{GT}, i}(t)$ 、 $V_{\text{GB}, i}(t)$ 分别为 t 时段第 i 个 IES 内购电量以及燃气轮机、燃气锅炉购气量; N 为系统中 IES 个数; T 为时段总数。

2) 设备运维成本。

$$F_{\text{om}} = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{k=1}^K \sum_{i=1}^N c_k |P_{k, i}(t)| \right) \quad (5)$$

式中: c_k 为设备 k (包括 PV、WT、GT、GB、HE、EC、AC) 的单位运行维护成本系数; $P_{k, i}(t)$ 为第 i 个 IES 内第 k 种供能设备 t 时段出力; K 为设备数。

3) 储能服务成本。

$$F_{\text{ses}} = c_{\text{SES}} \sum_{t=1}^T [P_{\text{SES}}^{\text{ab}}(t) + P_{\text{SES}}^{\text{re}}(t)] \quad (6)$$

式中: c_{SES} 为储能单位服务费用; $P_{\text{SES}}^{\text{ab}}(t)$ 、 $P_{\text{SES}}^{\text{re}}(t)$ 分别为共享储能电站 t 时段充电、放电功率。

4)环境成本。

$$\begin{cases} F_{\text{env}} = \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \psi_{\text{CO}_2} [R_{\text{grid}} P_{\text{grid},i}(t) + \\ R_k P_{k,i}(t)] + F_{\text{env}}^{\text{ESS}} \\ F_{\text{env}}^{\text{ESS}} = \psi_{\text{CO}_2} \{ (r_{\text{ESS}}^{\text{manu}} + r_{\text{ESS}}^{\text{recy}}) E_{\text{SES},\text{rated}} + \\ r_{\text{ESS}}^{\text{oper}} \sum_{t=1}^T [P_{\text{SES}}^{\text{ab}}(t) + P_{\text{SES}}^{\text{re}}(t)] \} \end{cases} \quad (7)$$

式中: ψ_{CO_2} 为 CO_2 排放后单位治理费用; R_{grid} 和 R_k 分别表示电网和可控设备 k 的碳排放系数; $F_{\text{env}}^{\text{ESS}}$ 为储能设备环境成本; $r_{\text{ESS}}^{\text{manu}}$ 、 $r_{\text{ESS}}^{\text{recy}}$ 、 $r_{\text{ESS}}^{\text{oper}}$ 分别为储能设备制造、回收和运行阶段的碳排放系数。考虑到储能设备全生命周期环境影响,参照生命周期评估法(life cycle assessment, LCA)^[7]补充储能设备制造阶段、回收阶段和运行阶段的碳排放系数,分别为50、15和0.02 kg/kWh(以 CO_2 计),将储能全生命周期碳排放成本纳入环境成本计算。

5)需求响应成本。

$$F_{\text{dr}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [\epsilon_{\text{red}} \Delta P_{\text{red},i}(t) + \epsilon_{\text{tra}} \Delta P_{\text{tra},i}^{\text{a}}(t)] \quad (8)$$

式中: ϵ_{red} 、 ϵ_{tra} 分别为需求响应可削减、可转移功率单位系数; $\Delta P_{\text{red},i}(t)$ 、 $\Delta P_{\text{tra},i}^{\text{a}}(t)$ 分别为 t 时段第 i 个IES削减负荷总量、转移负荷总量。

1.3 约束条件

1.3.1 SES规划约束

$$0 \leq P_{\text{SES},\text{rated}} \leq P_{\text{SES},\text{max}} \quad (9)$$

$$0 \leq E_{\text{SES},\text{rated}} \leq E_{\text{SES},\text{max}} \quad (10)$$

式中: $P_{\text{SES},\text{max}}$ 、 $E_{\text{SES},\text{max}}$ 分别为SES额定功率和额定容量配置的上限。

1.3.2 IES内部设备运行约束

1)GT设备模型。

$$\begin{cases} P_{\text{GT},i}(t) = e_{\text{GT}} G_{\text{GT},i}(t) \\ H_{\text{GT},i}(t) = h_{\text{GT}} G_{\text{GT},i}(t) \\ P_{\text{GT},\text{min}} \leq P_{\text{GT},i}(t) \leq P_{\text{GT},\text{max}} \end{cases} \quad (11)$$

式中: $P_{\text{GT},i}(t)$ 、 $H_{\text{GT},i}(t)$ 分别为第 i 个IES内燃气轮机 t 时段输出电功率、热功率; $G_{\text{GT},i}(t)$ 为第 i 个IES内燃气轮机 t 时段输入天然气功率; e_{GT} 、 h_{GT} 分别为燃气轮机电输出效率、热输出效率; $P_{\text{GT},\text{min}}$ 、 $P_{\text{GT},\text{max}}$ 分别为燃气轮机的额定最小、最大输出电功率。

2)GB设备模型。

$$\begin{cases} P_{\text{GB},i}(t) = \gamma_{\text{GB}} G_{\text{GB},i}(t) \\ P_{\text{GB},\text{min}} \leq P_{\text{GB},i}(t) \leq P_{\text{GB},\text{max}} \end{cases} \quad (12)$$

式中: $G_{\text{GB},i}(t)$ 为第 i 个IES内燃气锅炉 t 时段输入天然气功率; $P_{\text{GB},i}(t)$ 为第 i 个IES内燃气锅炉 t 时段输出热功率; γ_{GB} 为燃气锅炉热输出效率; $P_{\text{GB},\text{min}}$ 、 $P_{\text{GB},\text{max}}$ 分别为燃气锅炉的最小、最大输出热功率。

3)WHB设备模型。

$$\begin{cases} P_{\text{WHB},i}(t) = \gamma_{\text{WHB}} H_{\text{WHB},i}(t) \\ P_{\text{WHB},\text{min}} \leq P_{\text{WHB},i}(t) \leq P_{\text{WHB},\text{max}} \end{cases} \quad (13)$$

式中: $P_{\text{WHB},i}(t)$ 为余热锅炉 t 时段输出热功率; $H_{\text{WHB},i}(t)$ 为第 i 个IES内余热锅炉 t 时段输入热功率; γ_{WHB} 为烟气回收率; $P_{\text{WHB},\text{min}}$ 、 $P_{\text{WHB},\text{max}}$ 分别为余热锅炉的最小、最大输出热功率。

4)HE设备模型。

$$\begin{cases} Q_{\text{HE},i}(t) = \gamma_{\text{HE}} H_{\text{HE},i}(t) \\ Q_{\text{HE},\text{min}} \leq Q_{\text{HE},i}(t) \leq Q_{\text{HE},\text{max}} \end{cases} \quad (14)$$

式中: $H_{\text{HE},i}(t)$ 、 $Q_{\text{HE},i}(t)$ 分别为第 i 个IES内热交换器 t 时段输入、输出热功率; γ_{HE} 为热交换器换热系数; $Q_{\text{HE},\text{min}}$ 、 $Q_{\text{HE},\text{max}}$ 分别为热交换器的最小、最大输出热功率。

5)AC设备模型。

$$\begin{cases} P_{\text{AC},i}(t) = \gamma_{\text{AC}} H_{\text{AC},i}(t) \\ P_{\text{AC},\text{min}} \leq P_{\text{AC},i}(t) \leq P_{\text{AC},\text{max}} \end{cases} \quad (15)$$

式中: $H_{\text{AC},i}(t)$ 为第 i 个IES内吸收式制冷机 t 时段输入热功率; $P_{\text{AC},i}(t)$ 为第 i 个IES内吸收式制冷机 t 时段输出冷功率; γ_{AC} 为吸收式制冷机能效比; $P_{\text{AC},\text{min}}$ 、 $P_{\text{AC},\text{max}}$ 分别为吸收式制冷机的最小、最大制冷功率。

6)EC设备模型。

$$\begin{cases} P_{\text{EC},i}(t) = \gamma_{\text{EC}} E_{\text{EC},i}(t) \\ P_{\text{EC},\text{min}} \leq P_{\text{EC},i}(t) \leq P_{\text{EC},\text{max}} \end{cases} \quad (16)$$

式中: $E_{\text{EC},i}(t)$ 为第 i 个IES内电制冷机 t 时段输入电功率; $P_{\text{EC},i}(t)$ 为第 i 个IES内电制冷机 t 时段输出冷功率; γ_{EC} 为电制冷机能效; $P_{\text{EC},\text{min}}$ 、 $P_{\text{EC},\text{max}}$ 分别为电制冷机的最小、最大制冷功率。

1.3.3 IES-SES联合运行模型

共享储能电站交易的对象为系统内不同的IES主体,在电价低谷时向其他IES购电,电价峰值时向其他IES售电,其运行约束如下:

1)充放电约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{SES}}^{\text{ab}}(t) \leq U_{\text{SES}}^{\text{ab}}(t) P_{\text{SES},\text{rated}} \\ 0 \leq P_{\text{SES}}^{\text{re}}(t) \leq U_{\text{SES}}^{\text{re}}(t) P_{\text{SES},\text{rated}} \\ U_{\text{SES}}^{\text{ab}}(t) + U_{\text{SES}}^{\text{re}}(t) \leq 1 \end{cases} \quad (17)$$

式中: $U_{\text{SES}}^{\text{ab}}(t)$ 、 $U_{\text{SES}}^{\text{re}}(t)$ 分别为共享储能电站充、放电状态0-1变量。

2)荷电状态约束。

$$\begin{cases} E_{\text{SES}}(t) = E_{\text{SES}}(t-1) + \eta_{\text{avg}}^{\text{ch}} P_{\text{SES}}^{\text{ab}}(t) \Delta t - \frac{P_{\text{SES}}^{\text{re}}(t) \Delta t}{\eta_{\text{avg}}^{\text{dis}}} \\ E_{\text{SES},\text{min}} \leq E_{\text{SES}}(t) \leq E_{\text{SES},\text{rated}} \\ P_{\text{SES},\text{max}} = \beta E_{\text{SES},\text{rated}} \end{cases} \quad (18)$$

式中: $E_{\text{SES}}(t)$ 为储能电站 t 时刻的剩余容量; $\eta_{\text{avg}}^{\text{ch}}$ 、 $\eta_{\text{avg}}^{\text{dis}}$

分别为考虑衰减后的平均充电、放电效率,设定为0.92; β 为共享储能最大充放电功率与容量的比例系数。

3) 用户使用储能电站约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{ses},i}^{\text{chr}}(t) \leq U_{\text{ses},i}^{\text{chr}} P_{\text{ses}}^{\text{max}} \\ 0 \leq P_{\text{ses},i}^{\text{dis}}(t) \leq U_{\text{ses},i}^{\text{dis}} P_{\text{ses}}^{\text{max}} \\ U_{\text{ses},i}^{\text{chr}} + U_{\text{ses},i}^{\text{dis}} \leq 1 \end{cases} \quad (19)$$

式中: $P_{\text{ses}}^{\text{max}}$ 为各IES用户与共享储能电站最大交互功率; $P_{\text{ses},i}^{\text{chr}}(t)$ 、 $P_{\text{ses},i}^{\text{dis}}(t)$ 分别为第*i*个IES在*t*时段向电站充电、放电功率; $U_{\text{ses},i}^{\text{chr}}$ 、 $U_{\text{ses},i}^{\text{dis}}$ 分别为对应的充放电状态,0-1变量。

4) 与共享储能交互功率约束。

各IES在电能富余时通过共享储能电站存储电能,用电高峰时段储能电站放电以满足负荷缺额,建立共享储能电站与多用户侧间的充放电关系:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^N [P_{\text{ses},i}^{\text{chr}}(t) - P_{\text{ses},i}^{\text{dis}}(t)] = P_{\text{SES}}^{\text{ab}}(t) - P_{\text{SES}}^{\text{re}}(t) \\ P_{\text{SES}}^{\text{re}}(t) = \max \left\{ \sum_{i=1}^N P_{\text{ses},i}^{\text{dis}}(t) - \sum_{i=1}^N P_{\text{ses},i}^{\text{chr}}(t), 0 \right\} \\ P_{\text{SES}}^{\text{ab}}(t) = \max \left\{ \sum_{i=1}^N P_{\text{ses},i}^{\text{chr}}(t) - \sum_{i=1}^N P_{\text{ses},i}^{\text{dis}}(t), 0 \right\} \end{cases} \quad (20)$$

1.3.4 需求响应约束

本文采用激励型需求响应,将参与需求响应的负荷分为可削减负荷和可转移负荷。

可削减负荷约束为:

$$\begin{cases} P_{\text{red}}(t) = P_{\text{red}}^0(t) - \Delta P_{\text{red}}(t) \\ 0 \leq \Delta P_{\text{red}}(t) \leq \Delta P_{\text{red}}^{\text{max}}(t) \end{cases} \quad (21)$$

式中: $P_{\text{red}}(t)$ 、 $P_{\text{red}}^0(t)$ 分别为*t*时段用户削减后、削减前负荷; $\Delta P_{\text{red}}(t)$ 、 $\Delta P_{\text{red}}^{\text{max}}(t)$ 分别为*t*时段内用户参与可削减响应调节的功率与可削减负荷量上限。

可转移负荷约束为:

$$\begin{cases} P_{\text{tra}}(t) = P_{\text{tra}}^0(t) + \Delta P_{\text{tra}}^{\text{b}}(t) - \Delta P_{\text{tra}}^{\text{a}}(t) \\ \sum_{t=1}^T \Delta P_{\text{tra}}^{\text{a}}(t) = \sum_{t=1}^T \Delta P_{\text{tra}}^{\text{b}}(t) \end{cases} \quad (22)$$

式中: $P_{\text{tra}}(t)$ 、 $P_{\text{tra}}^0(t)$ 分别表示*t*时段内用户转移后与转移前负荷; $\Delta P_{\text{tra}}^{\text{a}}(t)$ 、 $\Delta P_{\text{tra}}^{\text{b}}(t)$ 分别为*t*时段内用户移出与移入负荷。

1.3.5 功率平衡约束

$$\begin{aligned} P_{\text{PV},i} + P_{\text{WT},i} + P_{\text{grid},i}(t) + P_{\text{GT},i}(t) + P_{\text{ses},i}^{\text{chr}}(t) - \\ P_{\text{ses},i}^{\text{dis}}(t) + P_{\text{s},i}(t) = P_{\text{load}}(t) - \Delta P_{\text{tra}}^{\text{b}}(t) + \\ \Delta P_{\text{tra}}^{\text{a}}(t) - \Delta P_{\text{red}}(t) + E_{\text{EC},i}(t) \end{aligned} \quad (23)$$

$$P_{\text{GB},i}(t) + Q_{\text{HE},i}(t) = H_{\text{load}}(t) \quad (24)$$

$$P_{\text{AC},i}(t) + P_{\text{EC},i}(t) = C_{\text{load}}(t) \quad (25)$$

式中: $P_{\text{PV},i}$ 、 $P_{\text{WT},i}$ 分别为*t*时段光伏、风电出力; $P_{\text{s},i}(t)$ 为第*i*个IES在*t*时段通过联络线获取的电功率;

$P_{\text{load}}(t)$ 、 $H_{\text{load}}(t)$ 、 $C_{\text{load}}(t)$ 分别为*t*时段电、热、冷负荷功率。

2 分布鲁棒模型

2.1 不确定性分析

PVG出力及负荷的预测误差近似满足高斯分布,WTG出力近似满足Beta分布,分别采用拉丁超立方抽样方法(Latin hypercube sampling, LHS)对可再生能源出力和负荷需求进行场景生成,生成 S_0 个原始场景,以概率距离作为场景之间的相似性度量,通过同步回代方法得到典型场景,获得*S*个典型场景及各场景的初始概率 $\{p_s^0\}$ 。在IES-SES分布鲁棒模型中,采用综合考虑1-范数和 ∞ -范数距离的经验分布不确定集对不确定量概率分布进行建模,不确定集 Ω 为:

$$\Omega = \left\{ p_s \mid \begin{cases} p_s \geq 0, s = 1, 2, \dots, S \\ \sum_{s=1}^S p_s = 1 \\ \sum_{s=1}^S |p_s - p_s^0| \leq \frac{S}{2S_0} \ln \frac{2S}{1 - \alpha_1} \\ \max_{1 \leq s \leq S} |p_s - p_s^0| \leq \frac{1}{2S_0} \ln \frac{2S}{1 - \alpha_\infty} \end{cases} \right\} \quad (26)$$

式中: p_s 为场景*s*的概率; p_s^0 为场景*s*的初始概率值; α_1 、 α_∞ 分别为概率分布满足1-范数、 ∞ -范数的置信度。1-范数约束控制概率分布的总变差距离,反映经验分布与真实分布的总体偏差程度,确保整体概率分布不会发生剧烈变化; ∞ -范数约束限制单个场景概率的最大偏差,防止极端场景的概率过度集中或分散。 α_1 控制总体分布偏差的保守程度, α_1 越大,1-范数约束越紧,不确定集越小,模型保守性越强; α_∞ 控制单点偏差的保守程度, α_∞ 越大, ∞ -范数约束越紧,对极端场景概率变化的容忍度越低。

2.2 两阶段分布鲁棒模型

将上述容量配置问题转化为两阶段分布鲁棒优化(distributionally robust optimization, DRO)模型。在第一阶段对共享储能电站容量进行配置规划,目标函数为共享储能电站日投资成本最小化,第二阶段在典型场景最恶劣概率分布下最小化IES-SES的联合运行成本。两阶段DRO模型表示为:

$$\begin{cases} \min_{\mathbf{x} \in X} \mathbf{a}^T \mathbf{x} + \max_{\{p_s\} \in \Omega} \sum_{s=1}^S p_s \min_{\mathbf{y}_s \in Y(\mathbf{x}, \xi_s)} (\mathbf{b}^T \mathbf{y}_s) \\ \text{s.t. } \mathbf{A}\mathbf{x} + \mathbf{B}\mathbf{y}_s \leq \mathbf{C}, \forall s \leq S \end{cases} \quad (27)$$

式中: X 为第一阶段决策变量集合,包含SES储能电站最大充放电功率与容量; $\mathbf{a}^T$ 为储能日投资成本系数向量; Y 为第二阶段决策变量集合,除了储能电站容量与最大充放电功率变量外,IES内各设备出力、IES

间交互功率及购电、购气量均属于这一阶段的决策变量; ξ_s 为 s 场景下不确定变量的取值; $\mathbf{b}^T$ 为IES运行成本系数向量; $\mathbf{A}$ 、 $\mathbf{B}$ 、 $\mathbf{C}$ 均为约束条件中对应的系数矩阵。

两阶段分布鲁棒优化模型具有“min-max-min”嵌套结构,直接求解计算复杂度极高。C&CG算法通过主-子问题分解,将原问题分解为:

1) 主问题(master problem, MP):在给定最恶劣概率分布下优化第一阶段决策;

2) 子问题(subproblem, SP):在给定第一阶段决策下寻找最恶劣概率分布并优化第二阶段运行策略。该算法能够保证收敛至全局最优解,且具有良好的计算效率。

2.3 模型求解

主问题在已知各场景最恶劣概率分布的情况下,求解满足约束条件的储能日投资成本最小值,并为式(27)提供下界:

$$\begin{cases} \min_{\mathbf{x} \in X} \mathbf{a}^T \mathbf{x} + \eta \\ \text{s.t. } \eta \geq \sum_{s=1}^S p_s^{(m)*} \mathbf{b}^T \mathbf{y}_s^{(m)} \\ \mathbf{A}\mathbf{x} + \mathbf{B}\mathbf{y}_s^{(m)} \leq \mathbf{C} \\ \forall s \leq S, m \leq M \end{cases} \quad (28)$$

式中: m 为当前迭代次数; M 为迭代次数上限; $p_s^{(m)*}$ 为第 m 次迭代后子问题返回的当前 S 个场景中最恶劣概率分布。

子问题在已知主问题解出的投资决策 $\mathbf{x}^*$ 的情况下,求解 S 个场景的最恶劣概率分布,并为式(27)提供上界:

$$\begin{cases} \max_{\{p_s\} \in \Omega} \sum_{s=1}^S p_s \min_{\mathbf{y}_s \in Y(\mathbf{x}, \xi_s)} (\mathbf{b}^T \mathbf{y}_s) \\ \text{s.t. } \mathbf{A}\mathbf{x}^* + \mathbf{B}\mathbf{y}_s \leq \mathbf{C}, \forall s \leq S \end{cases} \quad (29)$$

式(29)中内层各个场景独立,max-min形式的子问题可拆分为两步处理,如式(30)、(31)所示, $f(\mathbf{x}^*)$ 为每个独立场景运行时的目标函数:

$$\max_{\{p_s\} \in \Omega} \sum_{s=1}^S p_s f(\mathbf{x}^*) \quad (30)$$

$$\begin{cases} f(\mathbf{x}^*) = \min_{\mathbf{y}_s \in Y(\mathbf{x}, \xi_s)} (\mathbf{b}^T \mathbf{y}_s) \\ \text{s.t. } \mathbf{A}\mathbf{x}^* + \mathbf{B}\mathbf{y}_s \leq \mathbf{C}, \forall s \leq S \end{cases} \quad (31)$$

设第 k 次迭代时主问题最优值为 L_B^k ,子问题最优值为 U_B^k ,则算法通过每次迭代向主问题添加割约束使可行域逐渐缩小,从而保证下界序列 L_B^k 单调非递减且有上界,上界序列 U_B^k 单调递减且有下界,当满足收敛判据 $U_B^k - L_B^k \leq \varepsilon$ 时算法收敛到全局最优解。理论上,算法收敛所需迭代次数与不确定性集的顶点数量有关,对于本算例有限且较小的场景集,预期收

敛速度较快,算法通常在3~4次迭代内即可达到收敛判据。因此,基于场景数量和约束复杂度的理论分析,本文不确定性集为4个场景时设置最大迭代次数 $M=5$,并采用相对收敛判据 $(U_B^k - L_B^k)/U_B^k \leq 0.01\%$ 确保算法在合理时间内达到满意的收敛精度。C&CG算法迭代流程如图3所示。

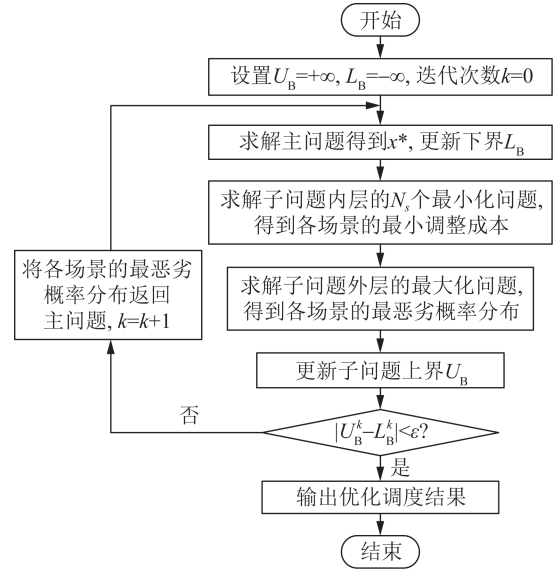


图3 算法流程

Fig. 3 Algorithm flow chart

主问题通过添加割约束实现信息传递:

$$\eta \geq (\mathbf{p}^k)^T \mathbf{Q}(\mathbf{x}) + \mathbf{c}^T (\mathbf{x} - \mathbf{x}^k) \quad (32)$$

式中: $\mathbf{Q}(\mathbf{x})$ 为各场景运行成本向量; $\mathbf{c}$ 为梯度信息。子问题通过更新最恶劣概率分布指导主问题迭代方向。

3 算例分析

3.1 算例介绍

本文采用MATLAB R2022b调用YALMIP工具包进行建模,利用GUROBI求解器求解。基于中国北方某IES集群历史数据构建算例,数据周期为24 h,时间粒度为1 h,选取典型日数据进行分析,在仿真边界条件设置方面,共享储能电站初始荷电状态设定为0.5,储能充放电效率均设为92%,SOC范围限制在10%~90%之间以保护电池寿命,各IES与电网最大交互功率上限设定为3000 kW,共享储能电站最大充放电功率上限设定为1500 kW,用户与储能电站最大交互功率限制为600 kW,预期储能系统使用寿命为8年,对所提IES集群共享储能容量配置方案的有效性进行验证。

IES集群结构如图1所示,其中IES1为均衡型IES,计及风能和太阳能2种不确定资源,旨在实现能源供应的均衡;IES2为能源型IES(大风电、电热),主要依赖风能,辅以电热设备满足大规模的能源需求;

IES3为负荷型 IES(小光伏、电冷),侧重光伏和电冷负荷,综合能源系统集群内通过 IES 间的电力互联和共享储能电站来平衡电负荷。各设备主要经济参数见表 1,能源价格见表 2^[42]。能源设备转换参数见表 3。

表 1 交直流微电网参数
Table 1 Parameters of AC/DC microgrid

参数	数值	参数	数值
$c_P/(\text{元}/\text{kW})$	1000	$c_{GB}/(\text{元}/\text{kW})$	0.001 8
$c_E/(\text{元}/\text{kWh})$	1100	$c_{HE}/(\text{元}/\text{kW})$	0.006 5
$c_{PV}/(\text{元}/\text{kW})$	0.013 29	$c_{EC}/(\text{元}/\text{kW})$	0.010 4
$c_{WT}/(\text{元}/\text{kW})$	0.012 30	$c_{AC}/(\text{元}/\text{kW})$	0.015 6
$c_{CT}/(\text{元}/\text{kW})$	0.168 50	$c_{SES}/(\text{元}/\text{kW})$	0.050 0
e_{CT}	0.3	$\psi_{CO_2}/(\text{元}/\text{kg})$	0.197 5
h_{CT}	0.7	$R_{grid}/(\text{kg}/\text{kW})$	0.889 0
γ_{GB}	0.9	$R_{CT}/(\text{kg}/\text{kW})$	0.724 6
γ_{WHB}	0.75	$R_{GB}/(\text{kg}/\text{kW})$	0.724 6
γ_{HE}	200	$\epsilon_{red}/(\text{元}/\text{kW})$	0.21
γ_{AC}	0.4	$\epsilon_{tra}/(\text{元}/\text{kW})$	0.15
γ_{EC}	4		

由历史数据得到的典型场景曲线如图 4 所示。在典型场景数据的基础上,分别通过 LHS 生成多个随机场景。分析该区域历史数据预测误差,分别设定可再生能源出力及负荷的预测误差为 20%

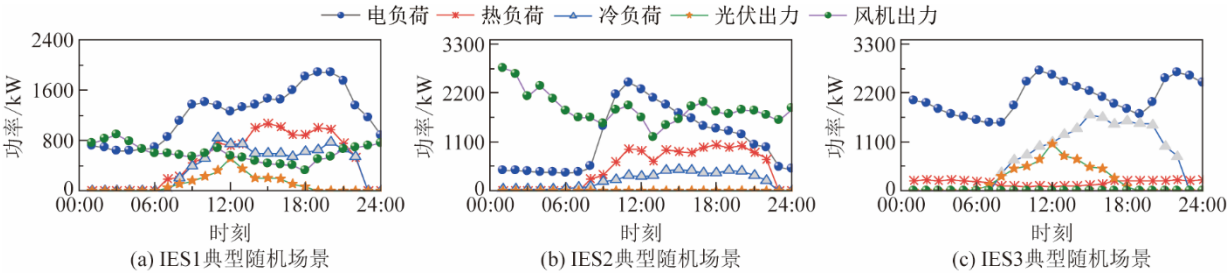


图 4 IES 集群典型场景

Fig. 4 Typical scenarios for IES clusters

3.2 IES-SES 运行优化结果

针对储能设备实际运行特性,本文模型在储能效率和环境成本方面进行了改进。储能充放电效率考虑衰减影响设定为 92%,相比理想效率 95% 更贴近工程实际;环境成本计算采用 LCA 方法,涵盖储能设备制造、运行和回收全生命周期的碳排放影响,其中制造和回收阶段碳排放成本在算例中达 3 907. 20 元,占总环境成本的 86%,验证了全生命周期分析的重要性。

为初步分析需求响应机制在 IES-SES 架构下对 SES 储能容量配置、运行时可再生能源消纳效能以及

表 2 能源单价
Table 2 Unit price of energy

类别	时段	价格
电价/(元/kWh)	00:00—08:00	0.28
	08:00—12:00	1.15
	17:00—21:00	1.15
	12:00—17:00	0.67
	21:00—24:00	0.67
天然气价格/(元/m ³)	00:00—24:00	2.70

表 3 能源转换设备参数
Table 3 Parameters of the energy conversion devices

参数	数值	参数	数值
$P_{SES,max}/\text{kW}$	1500	$E_{SES,max}/\text{kWh}$	7500
$P_{GT,min}/\text{kW}$	0	$P_{CT,max}/\text{kW}$	1500
$P_{GB,min}/\text{kW}$	0	$P_{GB,max}/\text{kW}$	1500
$P_{WHB,min}/\text{kW}$	0	$P_{WHB,max}/\text{kW}$	2000
$Q_{HE,min}/\text{kW}$	0	$Q_{HE,max}/\text{kW}$	1500
$P_{AC,min}/\text{kW}$	0	$P_{AC,max}/\text{kW}$	1500
$P_{EC,min}/\text{kW}$	0	$P_{EC,max}/\text{kW}$	4000
P_{ses}^{max}/kW	600		

及 15%。初始生成 1000 个随机场景,通过概率距离的快速前代消除技术对各个时段抽样得到的样本进行场景削减,缩减至有代表性的 4 个随机场景,形成最终的场景集合,如图 5 所示。

环境效益的综合影响,本文以 IES 集群典型场景为研究对象,建立确定性混合整数线性规划模型进行分析。具体设计以下 3 种情景进行对比评估:

情景 1: 不计及电需求响应,但将环境成本纳入目标函数。

情景 2: 计及电需求响应,不将环境成本纳入目标函数。

情景 3: 计及电需求响应,并将环境成本纳入目标函数(即本文所提模型)。

经模型求解与数据分析,上述 3 种情景优化结果如表 4 所示。

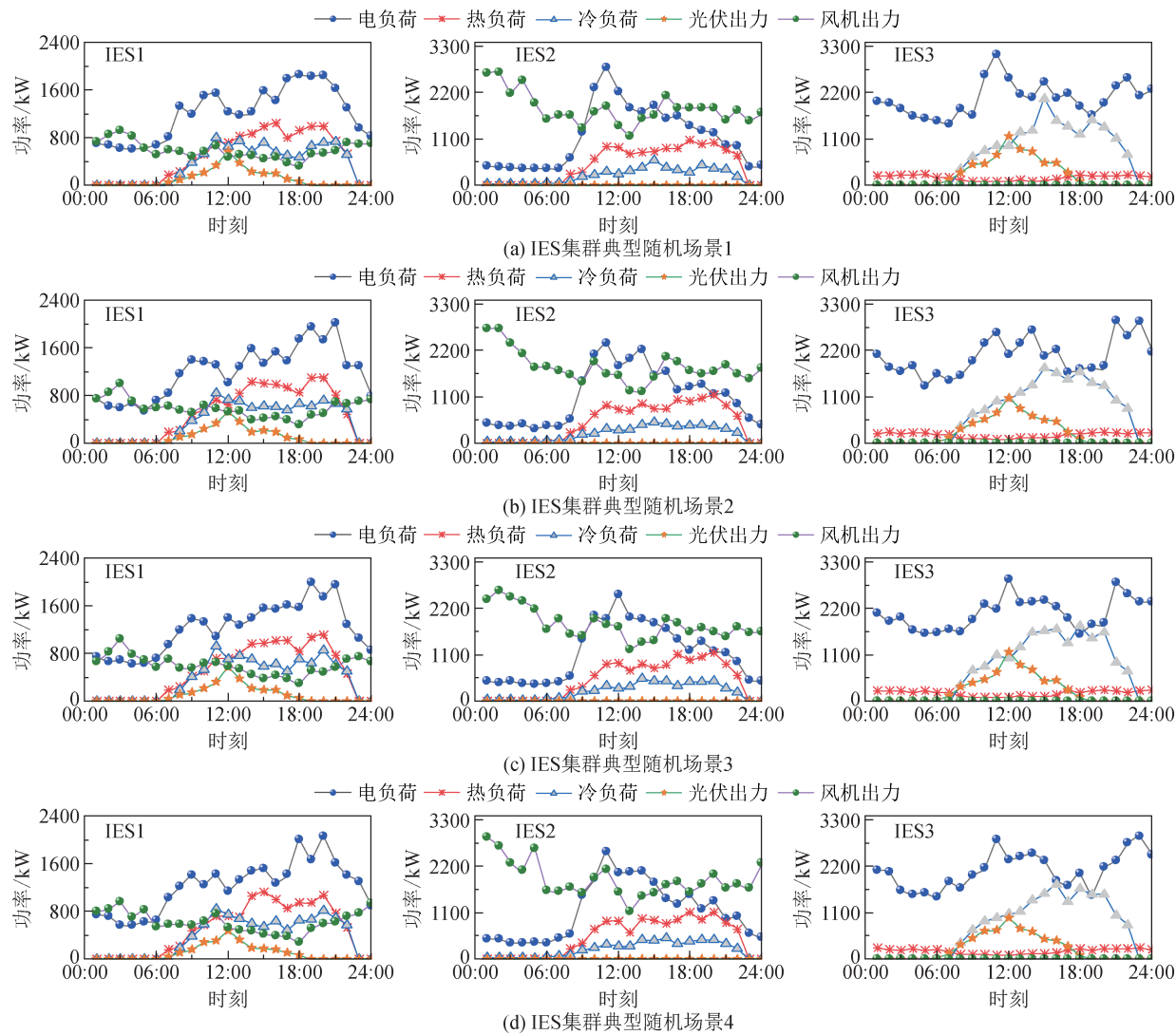


图5 IES 集群典型随机场景

Fig. 5 Typical random scenarios for IES cluster

表 4 不同情景优化结果分析

Table 4 Analysis of optimization results in different scenarios

情景	投资成本/元	运行成本/元	总成本/元	SES 额定功率/kW	SES 额定容量/kWh	碳排放量/kg
1	3339	58 452	61 797	1 500.0	7500	68 755
2	1535	34 392	35 928	689.9	3449	63 709
3	1535	46 888	48 424	689.9	3449	61 100

由表 4 可知,情景 1 由于缺乏需求响应机制导致系统在电价峰值时段仍需满足原始负荷需求并依赖大容量储能进行削峰填谷,其储能充放电主要集中在可再生能源出力高峰期和负荷峰值期,电网交互功率波动系数达到 0.82,且购电功率在高电价时段接近并网容量上限;而情景 2 和情景 3 通过激励型需求响应实现峰时负荷削减 15% 和谷时负荷转移 20%,使得储能运行策略更加灵活且利用率从 65% 提升至 85% 以上,同时电网交互功率波动系数降至 0.51 并实现购电功率峰谷差降低 45%,其中情景 3 进

一步通过环境成本约束优化了燃气轮机与电网购电的协调配比,在高碳排放时段减少电网购电量约 8% 以实现更低的碳排放水平。

对比情景 1 和情景 3 可发现,需求响应机制的引入对系统灵活性有显著提升作用。情景 1 中 SES 容量配置结果达到投资上限,情景 3 较情景 1 中 SES 投资额定容量和额定功率均降低 54%,碳排放量降低 11.13%,投资成本和运行成本分别降低 54.00% 和 41.16%。以上结果说明需求响应机制不仅可大幅提高系统灵活性,有效降低 SES 投资成本,并通过优化

电网交互策略进一步降低运行成本,同时可以降低系统碳排放量,达成经济效益与环境效益双赢。此外,分析情景2和情景3优化结果可知,在优化目标中考虑环境成本可以有效降低系统碳排放量且并不影响投资决策,情景2与情景3的SES投资结果一致,情景2较情景3需要在降低系统碳排放量和增加运行成本之间存在权衡关系,具体分析见3.4节灵敏度分析。

同时,需求响应机制通过式(8)中需求响应成本项与储能投资成本项的替代关系,有效缓解了式(23)—(25)功率平衡约束压力,使得原本需要大容量储能满足的峰值负荷需求转化为较低成本的需求响应服务,而式(7)中环境成本项的引入进一步通过碳排放外部性内部化机制激励系统优先选择低碳运行策略,从而实现情景3中SES容量和功率均降低54.00%以及碳排放量降低11.13%的协同优化效果。

此外,储能全生命周期碳排放分析表明,制造和回收阶段的环境成本不可忽视,占储能相关环境成本的主要部分,这进一步支持了通过需求响应机制降低储能容量配置的经济和环境价值。

3.3 分布鲁棒优化调度结果及相关对比分析

本节计及源荷不确定性,通过IES-SES联合运行模式两阶段调度的结果分析对比,验证本文所采用两阶段分布鲁棒优化算法的有效性和正确性。

3.3.1 不同多场景处理方法下结果对比分析

为体现本文所采用两阶段分布鲁棒优化算法的经济性和合理性,选取同样基于多场景处理的随机优化(stochastic optimization, SO)和确定性优化(deterministic optimization, DO)作为基础数据对比。对本文所建模型进行求解对比。3种方法在不确定性处理机制上存在根本差异:DO采用确定性建模范式,在规划阶段将所有不确定参数视为已知确定值,仅基于单一典型场景进行储能容量配置,完全忽略源荷出力的随机波动性;SO采用随机规划范式,在规划阶段通过4组典型随机场景的概率加权期望值进行储能容量优化,显式考虑不确定性对投资决策的影响;DRO采用分布鲁棒范式,不仅在规划阶段考虑多场景不确定性,还在运行阶段通过最恶劣概率分

布寻找对不确定性的鲁棒对冲策略。其中,随机优化采用4组典型随机场景并假设各场景等概率发生,分布鲁棒优化中不确定参数的置信水平 α_1 和 α_∞ 分别设置为0.90和0.99。而确定性优化虽基于单一典型场景但为保证对比公平性在验证阶段同样采用4组典型随机场景进行运行成本评估,通过将各场景运行成本加权平均得到期望运行成本以实现统一的评估框架。求解结果见表5。

由表5可知,确定性优化虽然在投资决策阶段仅考虑典型场景而获得最低的投资成本,但其储能配置方案在面对多场景不确定性时存在较大风险,实际运行中可能出现储能容量不足或过度依赖高成本电网购电的问题;随机优化和分布鲁棒优化均基于多场景不确定性进行储能容量配置,因此具有相同的SES投资结果,但DRO通过考虑典型随机场景的最恶劣概率分布使得运行成本较SO增加0.87%,这体现了DRO在运行阶段对不确定性的更强鲁棒性,其以微小的经济性损失换取了更高的系统可靠性和适应性。综上所述,虽然确定性优化在理想条件下具有最优的经济性,但考虑不确定性的优化方法在实际应用中更具实用价值,而DRO相较于SO不仅在规划阶段考虑了多场景不确定性,且在运行阶段进一步考虑了场景概率分布的不确定性,更加符合实际规划运行环境下信息不完备的特点,展现出综合性能最优的特征。

DRO通过式(16)构建的不确定集同时考虑场景参数和概率分布的双重不确定性,其运行成本较SO增加0.87%的根本原因在于通过最大化期望运行成本寻找最恶劣概率分布,以适度经济性损失换取储能配置方案在概率分布偏移情况下的更强鲁棒性。

3.3.2 不同置信区间下结果对比分析

本节通过设置不同的置信水平 α_1 和 α_∞ 对IES-SES联合运行模式的计算结果进行分析,不同置信水平下结果对比见表6。

通过表6可以看出,IES-SES运行模式的总成本与置信水平 α_1 和 α_∞ 均呈正相关关系。较低的置信水平对不确定性的容忍度较高,系统采取更为激进的经济调度策略,随着置信水平增加,求解问题所包含的源荷不确定性增大,为满足更高的置信水平,联合

表 5 不确定性处理算法求解对比
Table 5 Comparison of uncertainty processing algorithms

优化策略	投资成本/元	运行成本/元	总成本/元	SES 额定功率/kW	SES 额定容量/kWh
DO	1 535.79	46 888.42	48 424.22	689.93	3 449.63
SO	2 744.78	45 858.41	48 603.19	1 233.04	6 165.20
DRO	2 744.78	46 265.41	49 010.19	1 233.04	6 165.20

表 6 不同置信水平下结果对比
Table 6 Comparison of results at different confidence levels

α_1	成本/万元		
	$\alpha_\infty=0.50$	$\alpha_\infty=0.90$	$\alpha_\infty=0.99$
0.2	4.872 7	4.873 0	4.873 0
0.5	4.877 2	4.877 5	4.886 3
0.9	4.877 2	4.892 8	4.893 3

运行系统需预留更多备用容量或以应对更极端的场景和潜在的功率波动风险,导致总成本上升。

3.4 灵敏度分析

在上述 IES-SES 运行模式中,购气成本与环境成本分别受天然气价格和 CO₂ 排放征收标准影响。下文考虑天然气市场、CO₂ 排放征收标准的变化,进一步研究价格因素对成本的影响。

3.4.1 天然气价格灵敏度分析

控制天然气价格在 2.0~3.3 元/m³ 之间变化,步长为 0.1,各部分成本和共享储能投资功率的变化如图 6 所示。

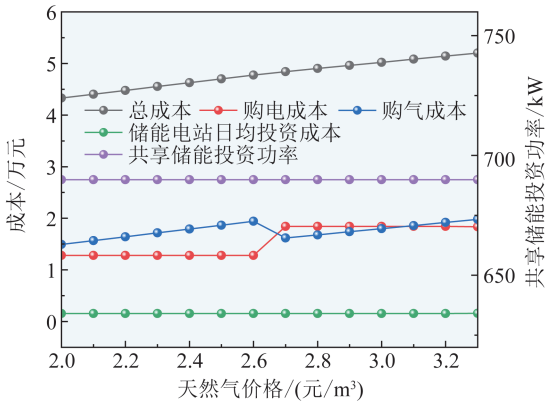


图 6 天然气价格灵敏度分析

Fig. 6 Natural gas price sensitivity analysis

由图 6 可知,天然气价格的增长直接影响到购气成本的增加,从而显著提高系统总成本增加,当天然气价格较低(2.0~2.5 元/m³)时,总成本相对较低且变化较为平缓;当天然气价格超过 2.5 元/m³ 后,总成本上升速度加快。购电成本相对稳定,变化幅度较小;储能电站日均投资成本和共享储能投资功率在天然气价格变化时基本保持稳定,表明购电成本、储能电站投资成本以及共享储能投资功率受天然气价格波动的影响较小。

3.4.2 CO₂ 排放征收标准灵敏度分析

控制 CO₂ 排放征收标准在 0.005~0.225 元/kg 之间变化,步长为 0.02,各部分成本和碳排放量的变化如图 7 所示。

由图 7 可知,随着 CO₂ 排放征收价格的增长,系统的总成本、环境成本总体呈逐步上升趋势,购电成本

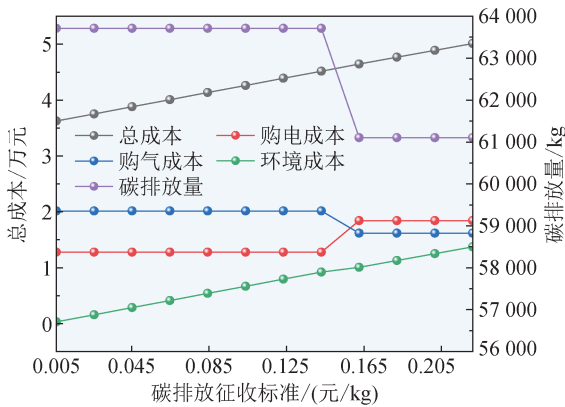


图 7 CO₂ 排放征收标准灵敏度分析

Fig. 7 Sensitivity analysis of CO₂ emission levy standards

以及购气成本无明显变化,受 CO₂ 排放征收标准影响较小。碳排放量呈先下降后趋于平稳的变化趋势,在标准提高初期显著下降,表明提高征收标准能够有效减少碳排放量,随着标准进一步提高,下降趋势放缓,在高征收标准下碳排放量受供能、设备等其他因素的制约更为明显。

4 结 论

1)考虑 DR 的 IES-SES 联合运行模式能够有效提升储能系统的经济性、灵活性和环保性,降低整体投资、运行成本和碳排放量;

2)分布鲁棒优化方法能够在应对系统不确定性的同时,保证 IES-SES 联合运行的稳健性,在极端场景下仍能保持较优的经济性与可靠性。

本文研究为新型电力系统储能规划提供了理论模型和优化方法,助力提升储能系统的资源利用率,增强电力系统的调节能力。

利益冲突声明 (Conflict of Interests):

所有作者声明不存在利益冲突。

作者贡献声明 (Authors' Contributions):

赵振宇提出研究方向,设计研究思路;林杉实施研究方案,进行实验分析、文献调研,撰写论文;马乾鑫参与起草论文与论文最终版本修订。所有作者均阅读并同意了论文终稿内容。

5 参考文献

[1] 易俊,林伟芳,李佳玉,等. 基于“碳平衡”的新型电力系统电力电量平衡模式构建[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(15): 5723-5738.
YI Jun, LIN Weifang, LI Jiayu, et al. Construction of electric power and energy balance mode for new power system based on carbon balance[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(15): 5723-5738.

- [2] 赵琮皓, 周俊, 李健, 等. 计及源-网-荷-储灵活调节资源的新能源合理利用率评估方法[J/OL]. 电网技术, 2024: 1-12. (2024-11-07) [2025-06-19]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.1360>.
ZHAO Conghao, ZHOU Jun, LI Jian, et al. Evaluation method for rational utilization rate of renewable energy considering flexible adjustment of source-network-load-storage [J/OL]. Power System Technology, 2024: 1-12. (2024-11-07) [2025-06-19]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.1360>.
- [3] 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.
- [4] JIANG T, ZHANG R F, LI X, et al. Integrated energy system security region: concepts, methods, and implementations [J]. Applied Energy, 2021, 283: 116124.
- [5] 张志一, 窦震海, 于润泽, 等. 考虑电-热等效虚拟储能的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力建设, 2024, 45(3): 16-26.
ZHANG Zhiyi, DOU Zhenhai, YU Runze, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system considering electric-thermal equivalent virtual energy storage [J]. Electric Power Construction, 2024, 45(3): 16-26.
- [6] 颜宁, 马广超, 李相俊, 等. 考虑跨季节性储能的园区综合能源系统低碳经济调度方法[J]. 高电压技术, 2023, 49(10): 4182-4191.
YAN Ning, MA Guangchao, LI Xiangjun, et al. Low-carbon economic dispatch method of park integrated energy system considering cross-seasonal energy storage [J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(10): 4182-4191.
- [7] 孙毅, 谷家训, 郑顺林, 等. 考虑广义储能和LCA碳排放的综合能源系统低碳优化运行策略[J]. 上海交通大学学报, 2024, 58(5): 647-658.
SUN Yi, GU Jiaxun, ZHENG Shunlin, et al. Low-carbon optimal operation strategy of integrated energy system considering generalized energy storage and LCA carbon emission [J]. Journal of Shanghai Jiao Tong University, 2024, 58(5): 647-658.
- [8] 汪龙, 邱巍, 许欣宇, 等. 低碳园区综合能源系统捕碳-储能优化配置[J]. 电力工程技术, 2024, 43(6): 235-246.
WANG Long, QIU Wei, XU Xinyu, et al. Optimal planning of the carbon capture-energy storage joint system for integrated energy system in a low-carbon park [J]. Electric Power Engineering Technology, 2024, 43(6): 235-246.
- [9] 于琳琳, 陈姝璇, 张凯南, 等. 考虑最低惯量需求的受端电网储能规划研究[J]. 电网与清洁能源, 2024, 40(10): 149-158.
YU Linlin, CHEN Shuyun, ZHANG Kainan, et al. Research on the energy storage planning of the receiving-end power grid considering minimum inertia requirement [J]. Power System and Clean Energy, 2024, 40(10): 149-158.
- [10] 王春玲, 董萍, 可思为, 等. 应对大规模海风接入的电网侧储能两阶段选址定容随机规划方法[J]. 高电压技术, 2025, 51(4): 1696-1707.
WANG Chunling, DONG Ping, KE Siwei, et al. Two-stage siting and capacity-setting stochastic planning methodology for grid-side energy storage for large-scale ocean wind access [J]. High Voltage Engineering, 2025, 51(4): 1696-1707.
- [11] 刘春明, 王俊旺, 李瑞月, 等. 基于生产模拟的风光能源基地储能容量优化配置方法[J/OL]. 现代电力, 2024: 1-10. (2024-12-04) [2025-06-20]. <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2023.0316>.
LIU Chunming, WANG Junwang, LI Ruiyue, et al. An optimal storage capacity allocation method for wind and solar energy bases through production simulation [J/OL]. Modern Electric Power, 2024: 1-10. (2024-12-04) [2025-06-20]. <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2023.0316>.
- [12] 胡泽春, 蔡福霖, 冯建洲. 兼顾新能源消纳与频率电压支撑的电池储能系统优化规划[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(7): 3-12.
HU Zechun, CAI Fulin, FENG Jianzhou. Optimal planning of battery energy storage system considering renewable energy consumption and frequency and voltage support [J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(7): 3-12.
- [13] LIU J K, ZHANG N, KANG C Q, et al. Cloud energy storage for residential and small commercial consumers: a business case study [J]. Applied Energy, 2017, 188: 226-236.
- [14] 江润洲, 邱晓燕, 李丹, 等. 含储能系统的多微网智能配电系统经济运行[J]. 电网技术, 2013, 37(12): 3596-3602.
JIANG Runzhou, QIU Xiaoyan, LI Dan, et al. Economic operation of smart distribution network containing multi microgrids and energy storage system [J]. Power System Technology, 2013, 37(12): 3596-3602.
- [15] QIU W Q, ZHOU S, YANG Y, et al. Application prospect, development status and key technologies of shared energy storage toward renewable energy accommodation scenario in the context of China [J]. Energies, 2023, 16(2): 731.
- [16] 闫东翔, 陈玥. 共享储能商业模式和定价机制研究综述[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(23): 178-191.
YAN Dongxiang, CHEN Yue. Review on business model and pricing mechanism for shared energy storage [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(23): 178-191.
- [17] 吴彪, 张少华, 王喆, 等. 基于信息间隙决策理论-分布鲁棒优化的含电-氢-热混合储能综合能源系统需求响应策略[J]. 电网技术, 2024, 48(3): 1030-1045.
WU Biao, ZHANG Shaohua, WANG Xian, et al. Demand response strategy for integrated energy system with electric-hydrogen-thermal hybrid energy storage based on information gap decision theory and distributionally robust optimization [J]. Power System Technology, 2024, 48(3): 1030-1045.
- [18] 郑圣, 谭书平, 张清周, 等. 基于负荷场景多层聚类的储能精细化规划研究[J]. 浙江电力, 2024, 43(2): 79-87.
ZHENG Sheng, TAN Shuping, ZHANG Qingzhou, et al. Research on refined energy storage planning based on multi-layer clustering of load scenarios [J]. Zhejiang Electric Power, 2024, 43(2): 79-87.
- [19] 袁昊, 刘宇航, 孙洁, 等. “双碳”背景下新能源并网储能容量优化配置方法[J]. 电网与清洁能源, 2024, 40(9): 134-140.

- YUAN Hao, LIU Yuhang, SUN Jie, et al. Energy storage capacity optimization allocation methods for grid-connected new energy under dual-carbon background [J]. Power System and Clean Energy, 2024, 40(9): 134-140.
- [20] 荀汉龙, 刘杨, 金旭冉, 等. 考虑新能源场站闲置储能的储能电站两阶段配置优化研究[J]. 浙江电力, 2024, 43(9): 49-57.
- XUN Hanlong, LIU Yang, JIN Xuran, et al. Research on two-stage configuration optimization of energy storage power station considering idle energy storage in new energy stations[J]. Zhejiang Electric Power, 2024, 43(9): 49-57.
- [21] 马佳伊, 刘海涛, 仲聪, 等. 计及共享储能与光伏的园区多用户综合收益优化[J]. 电力工程技术, 2024, 43(1): 60-67.
- MA Jiayi, LIU Haitao, ZHONG Cong, et al. Comprehensive benefits optimization method for multiple types of users connected to the same industrial park considering shared energy storage and household photovoltaic [J]. Electric Power Engineering Technology, 2024, 43(1): 60-67.
- [22] 卞海红, 李灿, 童宇轩. 共享储能模式下电动汽车充电站双层优化运行策略[J]. 电力工程技术, 2024, 43(5): 170-180.
- BIAN Haihong, LI Can, TONG Yuxuan. Optimized operation strategy of electric vehicle charging stations in shared energy storage mode on two layers [J]. Electric Power Engineering Technology, 2024, 43(5): 170-180.
- [23] 胡程平, 范明, 刘艾旺, 等. 考虑云储能的多区互联综合能源系统规划[J]. 发电技术, 2024, 45(4): 641-650.
- HU Chengping, FAN Ming, LIU Aiwang, et al. Multi-area interconnected integrated energy system planning considering cloud energy storage [J]. Power Generation Technology, 2024, 45(4): 641-650.
- [24] 闫大威, 张天宇, 李天翔, 等. 考虑静态电压稳定性的城市电网储能优化配置研究[J]. 浙江电力, 2024, 43(7): 76-85.
- YAN Dawei, ZHANG Tianyu, LI Tianxiang, et al. Research on optimal allocation of energy storage in urban power grids considering static voltage stability [J]. Zhejiang Electric Power, 2024, 43(7): 76-85.
- [25] 袁越, 苗安康, 吴涵, 等. 低碳综合能源系统研究框架与关键问题研究综述[J]. 高电压技术, 2024, 50(9): 4019-4036.
- YUAN Yue, MIAO Ankang, WU Han, et al. Review of the research framework and key issues for low-carbon integrated energy system[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(9): 4019-4036.
- [26] 李金鸿, 刘洋, 许立雄. 计及综合需求响应的综合能源系统集群多能源精细化日前交易模型[J]. 电力建设, 2024, 45(12): 83-99.
- LI Jinhong, LIU Yang, XU Lixiong. Multi-energy refined day-ahead trading model of integrated energy system cluster considering integrated demand response [J]. Electric Power Construction, 2024, 45(12): 83-99.
- [27] 曹猛, 解超, 李凤婷, 等. 基于两阶段鲁棒的多综合能源微网-共享储能电站协同优化运行策略[J]. 电网技术, 2024, 48(11): 4493-4502.
- CAO Meng, XIE Chao, LI Fengting, et al. Co-optimized operation of multi-integrated energy microgrids-shared energy storage plants based on two-stage robustness [J]. Power System Technology, 2024, 48(11): 4493-4502.
- [28] 郭宴秀, 苏建军, 刘洋, 等. 考虑电热交互和共享储能的多综合能源系统运行优化[J]. 中国电力, 2023, 56(4): 138-145.
- GUO Yanxiu, SU Jianjun, LIU Yang, et al. Optimal operation of multiple integrated energy systems considering power and heat interaction and shared energy storage system [J]. Electric Power, 2023, 56(4): 138-145.
- [29] 张金良, 王朝阳, 郝宇. 考虑需求响应和共享储能的微网联盟两阶段优化调度[J]. 智慧电力, 2024, 52(7): 48-55.
- ZHANG Jinliang, WANG Zhaoyang, HAO Yu. Microgrid alliance two-stage optimal scheduling considering demand response and shared energy storage[J]. Smart Power, 2024, 52(7): 48-55.
- [30] WANG Z C, LIU Z, HUO Y C. A distributionally robust optimization approach of multi-park integrated energy systems considering shared energy storage and uncertainty of demand response [J]. Electric Power Systems Research, 2025, 238: 111116.
- [31] 伏绍鑫, 王文略, 唐翰峰, 等. 考虑碳-绿证交易及柔性需求响应的含两阶段P2G的综合能源系统优化调度[J/OL]. 现代电力, 2024: 1-13 (2024-08-26) [2025-06-20]. <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2023.0260>.
- FU Shaoxin, WAN Wenlue, TANG Hanfeng, et al. Optimal dispatching of an integrated energy system with two-stage P2G considering carbon-green certificate trading and flexible demand response [J/OL]. Modern Electric Power, 2024: 1-13. (2024-08-26) [2025-06-20]. <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2023.0260>.
- [32] 崔永玲, 王成福, 牛远方, 等. 考虑综合需求响应不确定性的综合能源系统两阶段随机优化决策[J]. 电网技术, 2025, 49(6): 2232-2242.
- CUI Yongling, WANG Chengfu, NIU Yuanfang, et al. Two-stage stochastic optimization decision of integrated energy system considering the uncertainty of integrated demand response [J]. Power System Technology, 2025, 49(6): 2232-2242.
- [33] 杨冬锋, 申怡然, 姜超, 等. 基于区间线性规划的用户侧综合能源系统源-储配置方法[J]. 电网技术, 2022, 46(6): 2064-2076.
- YANG Dongfeng, SHEN Yiran, JIANG Chao, et al. Source-storage configuration for user-side integrated energy system based on interval linear programming [J]. Power System Technology, 2022, 46(6): 2064-2076.
- [34] 张智泉, 陈晓杰, 符杨, 等. 含海上风电制氢的综合能源系统分布鲁棒低碳优化运行[J]. 电网技术, 2025, 49(1): 41-51.
- ZHANG Zhiquan, CHEN Xiaojie, FU Yang, et al. Distributionally robust low-carbon optimal operation for integrated energy system including hydrogen production from offshore wind power [J]. Power System Technology, 2025, 49(1): 41-51.
- [35] 张程, 匡宇, 邹复民, 等. 考虑风光不确定性与电动汽车的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(10): 236-244.
- ZHANG Cheng, KUANG Yu, ZOU Fumin, et al. Low carbon economic dispatch of integrated energy system considering wind and solar uncertainty and electric vehicles [J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(10): 236-244.
- [36] 李欣, 陈英彰, 李涵文, 等. 考虑碳交易的电-热综合能源系统

- 两阶段鲁棒优化低碳经济调度[J]. 电力建设, 2024, 45(6): 58-69.
- LI Xin, CHEN Yingzhang, LI Hanwen, et al. Two-stage robust optimization of low-carbon economic dispatch for electricity-thermal integrated energy system considering carbon trade [J]. Electric Power Construction, 2024, 45(6): 58-69.
- [37] 周特, 薛云飞, 季节, 等. 考虑电力间接碳排放不确定性的电-冷-热综合能源系统两阶段鲁棒优化方法[J]. 电网技术, 2024, 48(1): 50-63.
- ZHOU Te, XUE Yunfei, JI Jie, et al. Two-stage robust optimization for electricity-cooling-heat integrated energy system considering uncertainty of indirect carbon emissions of electricity [J]. Power System Technology, 2024, 48(1): 50-63.
- [38] 孙惠娟, 吴鹏, 彭春华, 等. 基于源荷协同降碳的综合能源系统分布鲁棒经济调度[J]. 电网技术, 2023, 47(4): 1589-1603.
- SUN Huijuan, WU Peng, PENG Chunhua, et al. Distributionally robust economic scheduling for integrated energy systems based on source-load cooperative carbon reduction [J]. Power System Technology, 2023, 47(4): 1589-1603.
- [39] 李浩斌, 陆信辉, 周开乐, 等. 考虑源荷不确定性的能量枢纽负荷优化调度[J]. 系统工程理论与实践, 2024, 44(7): 2227-2246.
- LI Haobin, LU Xinhui, ZHOU Kaile, et al. Optimal load dispatch of energy hub under source-load uncertainty [J]. Systems Engineering-Theory & Practice, 2024, 44(7): 2227-2246.
- [40] 李建林, 张则栋, 梁策, 等. 计及源-荷不确定性的综合能源系统多目标鲁棒优化调度[J]. 上海交通大学学报, 2025, 59(2): 175-185.
- LI Jianlin, ZHANG Zedong, LIANG Ce, et al. Multi-objective robustness of integrated energy system considering source-load uncertainty[J]. Journal of Shanghai Jiao Tong University, 2025, 59(2): 175-185.
- [41] 郑诗程, 许浩, 郎佳红, 等. 计及光伏不确定性的多区域综合能源系统多场景分布鲁棒优化调度[J]. 太阳能学报, 2024, 45(3): 460-469.
- ZHENG Shicheng, XU Hao, LANG Jiahong, et al. Multi-scenario distributed robust optimal scheduling of multi-area integrated energy systems considering photovoltaic uncertainty [J]. Acta Energeticae Solaris Sinica, 2024, 45(3): 460-469.
- [42] PAN C C, JIN T, LI N, et al. Multi-objective and two-stage optimization study of integrated energy systems considering P2G and integrated demand responses [J]. Energy, 2023, 270: 126846.
-
- 收稿日期: 2025-06-24 修回日期: 2025-08-08
- 作者简介:
- 赵振宇(1969),男,博士,教授,博士生导师,主要研究方向为综合能源系统优化调度、储能规划;
- 林杉(2001),女,硕士研究生,通信作者,主要研究方向为综合能源系统优化调度、储能规划,E-mail:13634394111@163.com;
- 马乾鑫(1999),男,博士研究生,主要研究方向为综合能源系统优化调度、电动汽车负荷聚合。
- (编辑 景贺峰)