

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.201614

计及源荷多重不确定性的综合能源系统鲁棒经济调度方法

马国真¹, 林毓军², 张泽亚¹, 尹斌鑫², 庞凝¹, 苗世洪²

(1. 国网河北省电力有限公司经济技术研究院, 河北 石家庄 050000; 2. 华中科技大学电气与电子工程学院
强电磁工程与新技术国家重点实验室, 电力安全与高效湖北省重点实验室, 湖北 武汉 430074)

摘要: 可再生能源出力、购能价格和综合需求响应量等多重不确定性因素给综合能源系统(Integrated Energy System, IES)安全经济运行带来了严峻的挑战。对不确定性因素的精细化建模, 可以提高综合能源系统调度策略的有效性和优越性。首先在分析多重不确定性特性的基础上, 分别采用随机场景法和鲁棒优化法对购能价格、风光出力和综合需求响应等多重不确定性进行建模。此外, 由于先进绝热压缩空气储能(Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage, AA-CAES)具有冷-热-电联储联供的优点, 可以增强系统运行灵活性, 因此, 选择 AA-CAES 作为 IES 的储能系统。然后, 构建含 AA-CAES 的 IES 鲁棒-随机优化模型, 并采用蝙蝠算法对模型进行求解。最后, 基于某地区的数据开展仿真分析。结果表明, 所提方法能够减少系统运行成本, 实现经济性与鲁棒性的协调优化。
关键词: 综合能源系统; 综合需求响应; 多重不确定性; 鲁棒-随机优化

A robust economic dispatch method for an integrated energy system considering multiple uncertainties of source and load

MA Guozhen¹, LIN Yujun², ZHANG Zeya¹, YIN Binxin², PANG Ning¹, MIAO Shihong²

(1. Economic Research Institute of State Grid Hebei Electric Power Company, Shijiazhuang 050000, China; 2. State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Engineering and Technology, Hubei Electric Power Security and High Efficiency Key Laboratory, School of Electrical and Electronic Engineering, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China)

Abstract: Multiple uncertain factors such as renewable energy output, purchase price and integrated demand response pose serious challenges to the safe and economic operation of integrated energy systems. Precision modeling of uncertain factors can effectively improve the effectiveness and superiority of the integrated energy system scheduling strategy. Based on the analysis of the characteristics of multiple uncertainties, this paper first uses a random scenario and robust optimization methods to model multiple uncertainties such as energy purchase price, wind and solar output, and integrated demand response. In addition, because Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage (AA-CAES) has the advantages of cold-heat-electricity combined storage, it can enhance the flexibility of system operation. Therefore, this paper chooses AA-CAES as the IES Energy storage system. Then we construct an IES robust-stochastic optimization model with AA-CAES, and use the bat algorithm to analyse the model. Finally, a simulation analysis is carried out based on the data of a certain area. The results show that the proposed method can reduce the operating cost of the system and realize the coordination and optimization of economy and robustness.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51777088) and the Science and Technology Project of State Grid Hebei Electric Power Co., Ltd. (No. SGHEJY00NYJS2000061).

Key words: integrated energy system; integrated demand response; multiple uncertainties; robust-stochastic optimization

0 引言

随着能源危机和环境污染问题日益突出, 构建

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51777088); 国网河北省电力有限公司科技项目资助“考虑多能耦合的多场景综合能源系统经济性、可靠性评估与提升关键技术研究”(SGHEJY00NYJS2000061)

可持续发展能源体系、实现能源高效利用已成为能源领域的研究重点。综合能源系统耦合冷、热、电、气四种能源, 通过对各能源生产、传输、储存、转换、分配和消费等环节的协调优化, 实现能源间的梯级利用, 提高能源利用效率, 满足工业生产与居民生活的能源多样化需求^[1-2]。

在综合能源系统中, 储能单元因为具有能量时移的功能, 可以提高系统运行经济性, 被认为是其

中核心单元之一。在现有储能技术中, AA-CAES 以其寿命长、零排放与冷热电联储联供等优势, 能有效增强 IES 运行灵活性, 成为 IES 中多能协同和综合利用的重要解决方案。同时, 相比独立运行的能源系统, IES 运行特性更为复杂, 且不同能量流之间存在密切的耦合关系, 因此, 制定合理有效的调度策略是提高 IES 能源利用率的重点^[3]。针对含储能设施的 IES 调度问题, 文献[4]针对综合能源系统存在的弃风、弃热问题, 提出了以运行效益增量最大为目标的多储能设备容量配置优化模型。文献[5]针对运行方法灵活的中小型综合能源系统, 计及用能替代的综合需求侧响应, 以综合能源成本和用能能效为目标建立优化模型。文献[6]将储热装置引入热电联产系统, 建立考虑弃风消纳的协调调度模型, 提高风电不确定性环境下系统运行经济性。文献[7]在分析 AA-CAES 装置储热、换热及供热等关键环节运行特性的基础上, 构建了计及 AA-CAES 装置的微型综合能源系统整体调度模型。上述文献建立了综合能源系统优化模型, 通过制定合理的调度策略提高了 IES 运行效益。然而, IES 中的可再生能源、需求响应量以及购能价格等调度资源具有显著的不确定性特征, 给 IES 运行经济性和整体安全性带来严峻挑战^[8]。对多重不确定性源的精确建模, 有助于合理制定购能计划, 协调优化综合能源不同设备出力, 有效平衡系统运行的经济性与安全性。

目前, 学者们在 IES 不确定性源建模方面做出大量研究。文献[9]考虑风、光出力和电、热负荷不确定性, 以 IES 运行风险费用最小为目标函数建立经济优化调度模型。文献[10]基于区间线性规划法, 建立面向光伏和负荷不确定性的区域综合能源系统经济优化模型。文献[11]采用两阶段鲁棒优化方法, 建立考虑可再生能源发电和不确定性负荷等多重不确定性特征的综合能源系统日前调度模型。文献[12]结合证据理论和可信水平约束, 提出了一种综合需求响应不确定性的建模方法。文献[13]采用场景法对风电出力和负荷需求不确定性进行建模, 在此基础上提出低碳微型综合能源系统的随机优化模型。文献[14]采用区间数表示风电不确定性和需求响应不确定性, 构建基于区间优化的综合能源系统调度模型。上述文献对综合能源系统不确定性源进行了分析, 对合理制定调度计划具有指导意义。

然而, 现有文献对综合能源系统中不确定性源的建模研究, 主要侧重于可再生能源出力不确定性和负荷预测不确定性分析, 较少全面考虑风光出力、购能价格和综合需求响应等多重不确定性源的表征

与建模, 降低了系统运行的经济性与安全性。因此, 如何在分析源荷多重不确定性源特征的基础上运用合理的建模方法, 构建综合能源系统鲁棒经济调度优化模型, 具有重要的理论与工程意义。

基于以上背景, 本文以含风光机组、热电联产机组、AA-CAES 电站、热泵、燃气锅炉、电制冷机、能源辅助市场、综合储能装置、冷热电负荷和综合需求响应等供能用能单元构成的综合能源系统为研究对象, 根据综合能源系统中多重不确定性源的特征采用不同建模方法, 构建面向多重不确定性环境的鲁棒-随机优化模型, 并采用蝙蝠算法对模型进行求解。算例结果验证了本文所提调度策略通过合理考虑多重不确定性源的特征, 可以有效提高 IES 运行的经济性与安全性。

1 综合能源系统不确定性源建模

本文所考虑的不确定性因素主要包括风光出力不确定性、购能价格不确定性和综合需求响应不确定性。对于多能流负荷, 目前的预测技术已较为成熟, 因此, 本文忽略多能流负荷不确定性, 仅对上述三种不确定性进行分析。本节通过辨识多重不确定性源的特征, 选取不同的表征方法对不确定性源进行精细化建模。

1.1 风光出力不确定性建模

研究表明, 地域条件、天气因素、实时温湿度、气压等因素对风光发电功率影响最大。气象因素的影响导致风光出力预测精度低, 具有较强波动性, 同时, 风光出力功率直接参与系统的电负荷功率平衡, 若采用随机场景法对风光出力不确定性进行建模, 容易造成所得调度结果在实际运行时超出安全界限, 带来较高的惩罚成本^[15]。因此, 本文根据风光出力不确定性的特性, 采用鲁棒优化方法对其进行建模, 风光实际出力取值集合 A^{RE} 如式(1)所示。

$$A^{\text{RE}} = \begin{cases} P^{\text{RE}} = \overline{P^{\text{RE}}} - u_i^{\text{RE}-} \Delta P_-^{\text{RE}} + u_i^{\text{RE}+} \Delta P_+^{\text{RE}} \\ u_i^{\text{RE}-}, u_i^{\text{RE}+} \in \{0, 1\} \\ u_i^{\text{RE}-} + u_i^{\text{RE}+} \leq 1 \\ \sum (u_i^{\text{RE}-} + u_i^{\text{RE}+}) \leq \Psi^{\text{RE}} \end{cases} \quad (1)$$

式中: P^{RE} 为可用风光出力实际值; $\overline{P^{\text{RE}}}$ 为风光出力预测值; ΔP_+^{RE} 、 ΔP_-^{RE} 为风光出力波动的上下限; $u_i^{\text{RE}-}$ 、 $u_i^{\text{RE}+}$ 为对应的基数变量; Ψ^{RE} 刻画了不确定性波动在整个调度时段的平滑效应, 用于控制鲁棒模型的保守性。

1.2 综合需求响应不确定性建模

本文研究的 IES 包含冷、热、电和气多种能源流动形式, 其调控潜力不再局限于传统的电负荷,

因此, 本文基于负荷性质和负荷参与响应的能力, 从同种负荷需求转移和不同负荷用能替代两个角度出发, 将负荷分为固定负荷、可转移负荷和可替代负荷, 所建立的综合需求响应(Integrated Demand Response, IDR)模型如式(2)所示。

$$X_L = X_L^f + X_L^p + X_L^r \quad (2)$$

式中: X_L 为实施需求响应后的负荷值; X_L^f 为固定负荷值; X_L^p 为可转移负荷值; X_L^r 为可替代负荷值。

对于固定负荷, 由于其负荷种类优先级较高, 在日前调度过程中不可随意进行中断转移, 因此固定负荷值与价格信息无关, 可表示为式(3)。

$$X_L^f = X_L^{f0} \quad (3)$$

式中, X_L^{f0} 为实施需求响应前的固定负荷值。

对于可转移负荷, 用户可根据能源价格信号来增减当前时刻部分负荷使用量或借助储能装置在一定时间上进行能量的平移和调节, 其价格响应特性可表示为式(4)。

$$X_{L,t}^p = X_{L,t}^{p0} + \sum_{t' \in T_R} \varepsilon_{tt'}^{lp} X_{L,t'}^{p0} (\rho_{t'}^e - \rho_{t'}^{e0}) / \rho_{t'}^{e0} \quad (4)$$

式中: $X_{L,t}^{p0}$ 为 t 时刻实施需求响应前的可转移负荷量; $\varepsilon_{tt'}^{lp}$ 为 t 时刻与 t' 时刻的负荷价格互弹性系数; T_R 为时刻集合; $\rho_{t'}^e$ 、 $\rho_{t'}^{e0}$ 代表 t' 时刻负荷实际价格和基准价格。

对于可替代负荷, 用户综合对比多种能源价格从而改变用能种类, 并结合自身意愿决定参与需求响应的负荷值, 以可替代电负荷为例, 用户综合考虑电价、气价、供热价格和供冷价格决定参与 IDR 的负荷值, 其价格特性可表示为式(5)。

$$P_{L,t}^r = P_{L,t}^{r0} + \sum_{i \in X} \lambda^{ei} \varepsilon_i^{ei} X_{L,t}^i (\rho_i^i - \rho_i^{i0}) / \rho_i^{i0} \quad (5)$$

式中: $P_{L,t}^{r0}$ 为 t 时刻实施需求响应前的可替代负荷量; λ^{ei} 为电能与其他能量的转换效率; ε_i^{ei} 为交叉弹性系数; X 表示除电能外的其余能流(气热冷能流); $X_{L,t}^i$ 为能流 i 在 t 时刻的负荷值; ρ_i^i 、 ρ_i^{i0} 代表 t' 时刻能流 i 的实际价格和基准价格。

对于综合需求响应不确定性, 其波动区间与用户需求弹性区间、价格变化率、价格激励水平直接相关, 概率分布函数地区化差异较大。目前, 综合需求响应正处于初步应用阶段, 其不确定性缺乏可信的公开历史数据, 信息来源不足^[16-17], 无法生成离散场景集合对综合需求响应不确定性进行描述。同时, 在模型中, 综合需求响应量影响 IES 功率平衡约束和旋转备用约束, 其不确定性直接影响 IES 运行的经济性与安全性。考虑到综合需求响应的不

确定性特征主要表现在需求响应量 ΔX_L 上, 因此, 本文采用鲁棒优化方法对需求响应量的波动进行建模, 得到实际需求响应量取值集合 A^{DR} 。

$$A^{DR} = \left\{ \begin{array}{l} \Delta X_L = \overline{\Delta X_L} - u_t^{DR-} \Delta X_L^- + u_t^{DR+} \Delta X_L^+ \\ u_t^{DR-}, u_t^{DR+} \in \{0, 1\} \\ u_t^{DR-} + u_t^{DR+} \leq 1 \\ \sum (u_t^{DR-} + u_t^{DR+}) \leq \Psi_X^{DR} \end{array} \right\} \quad (6)$$

式中: ΔX_L 为需求响应实际值; $\overline{\Delta X_L}$ 为需求响应预测值; ΔX_L^- 、 ΔX_L^+ 为需求响应波动的上下限值; u_t^{DR-} 、 u_t^{DR+} 为向上波动和向下波动的指示变量; Ψ_X^{DR} 为需求响应不确定性预算集。

1.3 购能价格不确定性建模

相较于风光出力不确定性和综合需求响应不确定性, 购能价格不确定性在模型中主要影响 IES 的运行利润, 不存在实际运行越限情况, 同时 IES 购能价格存在大量的历史信息 and 可靠公开的数据来源, 可通过建立场景来完整描述不确定性所有实现可能性以及关于不确定性具体概率分布的信息。因此, 本文采用随机场景法对购能价格不确定性进行建模。

随机场景法利用一组预先生成的离散场景集合对购能价格不确定性进行描述。每个场景包含一组购电价格和购气价格以及场景对应的发生概率。在特定场景下, IES 作为价格接受者, 为每个购能价格场景建立约束集合来求解调度模型, 从而获得对应的交易电量和天然气量^[18]。基于所有场景的购能价格和所对应的电量、天然气量, 可得到每个调度时段的报价曲线, 从而制定 IES 在日前提供给购能市场的报价策略。

2 计及多重不确定性的 IES 日前调度模型

本文研究的 IES 包含冷、热、电和气 4 种能源形式, 主要包括燃气轮机、AA-CAES 电站、热泵、电制冷机、吸收式制冷机、风光机组、燃气锅炉、综合储能装置等设备。此外, IES 在用户侧实施综合需求响应, 通过能源价格变化信号来引导用户改变用能方式, 间接控制多种能流的削减、转移和转化, 提高系统运行灵活性^[19]。为了处理 IES 运行时多种调度资源存在的不确定性特征, 本文结合随机场景法和鲁棒优化方法, 建立面向多重不确定性的 IES 日前优化调度模型, 并利用蝙蝠算法求得风光出力和综合需求响应量不确定性的最恶劣情况, 得到多种购能价格场景下的鲁棒成本。该模型综合考虑了风光出力、购能价格和综合需求响应量存在的不确定性特征。

2.1 目标函数

以 IES 日运行成本最低为目标函数优化设备出力与购能计划。运行成本 C_{OP} 主要由天然气购买成本 C_{GT} 、电能购买成本 C_{EM} 以及能量转换与储存设备运行维护成本 C_M 三部分构成, 如式(7)所示。

$$C_{OP} = C_{GT} + C_{EM} + C_M \quad (7)$$

天然气购买成本如式(8)所示。

$$C_{GT} = \sum_{s \in \Omega} \pi_s \sum_{t=1}^{24} (\rho_{s,g} F_{s,t}^C \Delta t) \quad (8)$$

式中: Ω 为所有可能的购能价格场景集合; s 为场景标志变量; π_s 为对应场景发生的概率; $\rho_{s,g}$ 为场景 s 下的购气价格; $F_{s,t}^C$ 为场景 s 下 t 时刻的购气量; Δt 为单位调度时长。

电能购买成本如式(9)所示。

$$C_{EM} = \sum_s \pi_s \sum_{t=1}^{24} (\rho_{s,e}^C P_{s,t}^C \Delta t) \quad (9)$$

式中: $\rho_{s,e}^C$ 为场景 s 下的购电价格; $P_{s,t}^C$ 为场景 s 下的购电量。

设备运行维护成本如式(10)所示。

$$C_M = \sum_{t=1}^{24} (c_F^{CHP} U_t^{CHP} \Delta t) + \sum_s \pi_s \sum_{t=1}^{24} \left[c_{CHP} P_{s,t}^{CHP} + c_{GB} H_{s,t}^{GB} + c_{HP} H_{s,t}^{HP} + c_{CAES} P_{s,t}^{CAES} + c_{AC} C_{s,t}^{AC} + c_{EC} C_{s,t}^{EC} \right] \Delta t \quad (10)$$

式中: c_F^{CHP} 为 CHP 机组启停成本; U_t^{CHP} 为对应的机组启停变量, 由于 CHP 机组启停状态在日前调度计划制定后不可在日内随购能价格波动而更改, 因此启停变量在所有购能价格场景下取同一个值。

c_{CHP} 、 c_{CAES} 、 c_{GB} 、 c_{HP} 、 c_{AC} 、 c_{EC} 分别代表 CHP 机组、AA-CAES 电站、燃气锅炉、热泵、吸收式制冷机和电制冷机的单位维护费用; $P_{s,t}^{CHP}$ 代表 CHP 机组输出的电功率; $P_{s,t}^{CAES}$ 代表 AA-CAES 电站的压缩/发电功率; $H_{s,t}^{GB}$ 、 $H_{s,t}^{HP}$ 代表燃气锅炉和热泵输出的热功率; $C_{s,t}^{AC}$ 、 $C_{s,t}^{EC}$ 代表吸收式制冷机和电制冷机输出的冷功率。

2.2 约束条件

面向所研究的小型综合能源系统, 本节主要考虑功率平衡约束、旋转功率备用约束、AA-CAES 电站调度运行约束、储热/储冷系统运行约束等约束条件。

2.2.1 IES 功率平衡约束

1) 电功率平衡约束

$$\begin{aligned} P_{s,t}^L + P_{s,t}^{DR} + P_{s,t}^{CAESc} + P_{s,t}^{HP} + P_{s,t}^{EC} = \\ P_{s,t}^{RE} + P_{s,t}^{CHP} + P_{s,t}^C + \eta_{CAESg} P_{s,t}^{CAESg} \end{aligned} \quad (11)$$

式中: $P_{s,t}^{RE}$ 为风光机组出力; $P_{s,t}^{CHP}$ 为 CHP 机组出力; $P_{s,t}^C$ 为购电功率; $P_{s,t}^{CAESg}$ 和 $P_{s,t}^{CAESc}$ 分别为 AA-CAES 电站在 t 时段的发电功率和压缩功率; $P_{s,t}^{DR}$ 为电负荷需求响应量; $P_{s,t}^L$ 为电负荷功率; η_{CAESg} 为 AA-CAES 电站发电效率; $P_{s,t}^{HP}$ 为热泵耗电功率; $P_{s,t}^{EC}$ 为电制冷机耗电功率。

2) 冷热功率平衡约束

考虑综合需求响应不确定性因素后, 冷热负荷曲线存在一定的波动区间, 且相比于电力子系统, 冷热子系统允许一定的弃冷量与弃热量。因此, 本文模型在日前调度时考虑最恶劣情景下冷热功率供给充裕性, 具体如式(12)和式(13)所示。

$$H_{s,t}^{CHP} + \eta_{HAD} H_{s,t}^{HAD} + H_{s,t}^{HP} + H_{s,t}^{CAESg} \geq H_{s,t}^L + H_{s,t}^{HAC} + H_{s,t}^{CAESc} \quad (12)$$

$$C_{s,t}^{AC} + \eta_{CAD} C_{s,t}^{CAD} + C_{s,t}^{EC} + C_{s,t}^{CAES} \geq C_{s,t}^L + C_{s,t}^{CAC} \quad (13)$$

式中: $H_{s,t}^{HAD}$ 、 $H_{s,t}^{HAC}$ 为储热器供热、储热功率; $H_{s,t}^{CAESg}$ 、 $H_{s,t}^{CAESc}$ 为 AA-CAES 电站产热、耗热功率; $H_{s,t}^L$ 为热负荷功率; $C_{s,t}^{CAD}$ 、 $C_{s,t}^{CAC}$ 为储冷器供冷、储冷功率; $C_{s,t}^{CAES}$ 为 AA-CAES 电站产冷功率; $C_{s,t}^L$ 为冷负荷功率; η_{HAD} 、 η_{CAD} 为供热效率和供冷效率。

2.2.2 IES 旋转备用约束

由于用户对冷热负荷变化的感知存在一定延时性与模糊性, 因此, 本文模型主要考虑电负荷旋转备用约束, 保证 IES 中电负荷的安全稳定供应, 其约束表达式如式(14)所示。

$$\begin{cases} R_{CHP}^{up} + R_M^{up} + R_{ES}^{up} + R_{CAES}^{up} \geq A(P_t^L + P_{s,t}^{DR}) \\ R_{CHP}^{dw} + R_M^{dw} + R_{ES}^{dw} + R_{CAES}^{dw} \geq B(P_t^L + P_{s,t}^{DR}) \end{cases} \quad (14)$$

式中: R_{CHP}^{up} 、 R_M^{up} 、 R_{ES}^{up} 、 R_{CAES}^{up} 分别代表 CHP 机组、电力市场、电储能装置和 AA-CAES 电站提供的正备用容量; 上标为 dw 表示相应设备提供的负备用; A 、 B 为正负备用约束系数。

2.2.3 AA-CAES 电站调度运行约束

AA-CAES 电站由压缩机、膨胀机、储气室、换热/冷器、蓄热/冷器等主要部件组成, 内部空气质量流量、储热及发电功率、气压等变量间存在复杂的耦合关系。在调度运行时需满足气压变化率约束、换热功率约束、运行工况与功率约束和储气室气压限制约束等约束条件^[20]。

1) 气压变化率约束

$$\Delta p_{s,t} = k_c P_{s,t}^{CAESc} - k_g P_{s,t}^{CAESg} \quad (15)$$

式中: $\Delta p_{s,t}$ 为储气室气压变化率; k_c 、 k_g 为气压变化率的功率系数。

2) 换热功率约束

$$\begin{cases} H_{s,t}^{\text{CAESc}} = k_{\text{hc}} P_{s,t}^{\text{CAESc}} \\ H_{s,t}^{\text{CAESg}} = k_{\text{hg}} P_{s,t}^{\text{CAESg}} \end{cases} \quad (16)$$

式中, k_{hc} 、 k_{hg} 为换热功率的功率系数。

3) 运行工况与功率约束

$$\begin{cases} P_{\text{cmin}}^{\text{CAES}} u_{\text{CAESc},t} \leq P_{s,t}^{\text{CAESc}} \leq P_{\text{cmax}}^{\text{CAES}} u_{\text{CAESc},t} \\ P_{\text{gmin}}^{\text{CAES}} u_{\text{CAESg},t} \leq P_{s,t}^{\text{CAESg}} \leq P_{\text{gmax}}^{\text{CAES}} u_{\text{CAESg},t} \\ u_{\text{CAESg},t} + u_{\text{CAESc},t} \leq 1 \end{cases} \quad (17)$$

式中: $u_{\text{CAESg},t}$ 、 $u_{\text{CAESc},t}$ 分别为 AA-CAES 电站处于发电工况和压缩工况的指示变量; $P_{\text{cmin}}^{\text{CAES}}$ 、 $P_{\text{cmax}}^{\text{CAES}}$ 分别为 AA-CAES 电站压缩功率的最小、最大值; $P_{\text{gmin}}^{\text{CAES}}$ 、 $P_{\text{gmax}}^{\text{CAES}}$ 分别为 AA-CAES 电站发电功率的最小、最大值。

4) 储气室气压约束

$$p_{s,t} = p_{s,0} + \sum_{\tau=1}^t (\Delta p_{s,\tau} \Delta t) \quad (18)$$

$$p_{s\text{min}} \leq p_{s,t} \leq p_{s\text{max}} \quad (19)$$

式中: $p_{s,t}$ 为 AA-CAES 的储气室气压; $p_{s,0}$ 为储气室气压的初始值; $p_{s\text{min}}$ 、 $p_{s\text{max}}$ 分别为储气室气压最小、最大值。

由于 AA-CAES 电站不含补燃过程, 具有快速响应能力, 因此, 在日前调度时间尺度下, AA-CAES 电站的爬坡约束、启停时间约束可以被忽略^[20]。

2.2.4 储热/储冷系统运行约束

通过建立储能容量、充放能功率关系和始末能量平衡约束, 储热、储冷系统可类比进行建模。

1) 储能系统容量约束

$$S_{s,t} = (1 - \mu) S_{s,t-1} + (\eta_c Q_{s,t}^{\text{C}} - Q_{s,t}^{\text{D}}) \Delta t / S_{\text{all}} \quad (20)$$

$$S_{\text{min}} \leq S_{s,t} \leq S_{\text{max}} \quad (21)$$

式中: $S_{s,t}$ 为储能装置的容量状态; S_{max} 、 S_{min} 分别为储能装置最大和最小容量状态; S_{all} 为储能装置总容量; μ 代表自损耗率; $Q_{s,t}^{\text{C}}$ 、 $Q_{s,t}^{\text{D}}$ 分别为充放能功率; η_c 为充能效率。

2) 储能系统功率约束

$$\begin{cases} \delta_t^{\text{C}} Q_{\text{min}}^{\text{C}} \leq Q_{s,t}^{\text{C}} \leq \delta_t^{\text{C}} Q_{\text{max}}^{\text{C}} \\ \delta_t^{\text{D}} Q_{\text{min}}^{\text{D}} \leq Q_{s,t}^{\text{D}} \leq \delta_t^{\text{D}} Q_{\text{max}}^{\text{D}} \\ \delta_t^{\text{D}} + \delta_t^{\text{C}} \leq 1, \delta_t^{\text{D}}, \delta_t^{\text{C}} \in \{0,1\} \end{cases} \quad (22)$$

式中: $Q_{\text{min}}^{\text{C}}$ 、 $Q_{\text{max}}^{\text{C}}$ 分别代表储能装置最小、最大充能功率; 上标为 D 表示相应放能功率; δ_t^{C} 、 δ_t^{D} 分别为充放能标志变量。

3) 储能系统始末能量平衡约束

$$|S_{s,T} - S_{s,0}| \leq \Delta S \quad (23)$$

式中: $S_{s,0}$ 代表储能装置初始时刻的容量状态; $S_{s,T}$ 代表储能装置末尾时刻的容量状态; ΔS 为储能装置始末时刻允许的容量偏差值。其他部件约束详见文献[21-22]。

2.3 模型求解

本文所建立的 IES 日前经济调度模型, 其本质上是鲁棒-随机场景优化模型, 因此, 可基于工程博弈的思想将其转化为二阶段三层的 min-min-max 模型^[23-24], 如式(24)一式(26)所示。

$$\text{Min}_{\psi_U} (C_1 + \text{Min}_{\psi_M} \text{Max}_{\psi_L} C_2) \quad (24)$$

$$C_1 = \sum_{t=1}^{24} (c_{\text{F}}^{\text{CHP}} U_t^{\text{CHP}} \Delta t) \quad (25)$$

$$C_2 = \sum_s \pi_s \sum_{t=1}^{24} \left[\begin{array}{l} c_{\text{CHP}} H_{s,t}^{\text{CHP}} + c_{\text{CHP}} P_{s,t}^{\text{CHP}} + \\ c_{\text{GB}} H_{s,t}^{\text{GB}} + c_{\text{HP}} H_{s,t}^{\text{HP}} + \\ c_{\text{AC}} C_{s,t}^{\text{AC}} + c_{\text{EC}} C_{s,t}^{\text{EC}} + \\ \rho_{s,g} F_{s,t}^{\text{C}} + \rho_{s,e} P_{s,t}^{\text{C}} \end{array} \right] \Delta t \quad (26)$$

式中: C_1 、 C_2 分别为第一阶段 CHP 机组启停成本、第二阶段运行成本与购能成本; ψ_U 、 ψ_M 、 ψ_L 分别为上、中、下层决策变量。下层为多重不确定性源通过控制每个时段内不确定性的波动最大化 IES 运行成本, 获得风光出力和综合需求响应量不确定性的最恶劣场景; 中间层为在给定日前 CHP 机组启停计划、可用风光出力实际值和综合需求响应量后, IES 运营商结合随机场景法考虑多个可能的购能价格场景, 通过协调日内调度资源, 从而实现系统安全经济运行。上层为 IES 运营商对所有场景的利润和发生概率进行综合考量, 通过安排 CHP 机组启停计划最小化 IES 期望运行成本。

本文采用罚函数约束的蝙蝠算法, 通过启发式搜索获得不确定性因素的最恶劣实现情景, 从而求解所建立的两阶段三层模型, 得到考虑不确定性最坏影响下 IES 调度策略的鲁棒最优解, 图 1 为模型求解流程图。

本文优化主体问题可转换为混合整数线性规划问题, 常见的商用优化软件即可求解该问题。本文采用 Matlab 的 YALMIP(R20180612)工具箱调用 CPLEX12.8.0 求解器进行求解。

3 算例分析

3.1 算例参数设置

取某地区的综合能源系统实际参数作为仿真算例。图 2 为综合能源系统调度时段内的电、热、冷

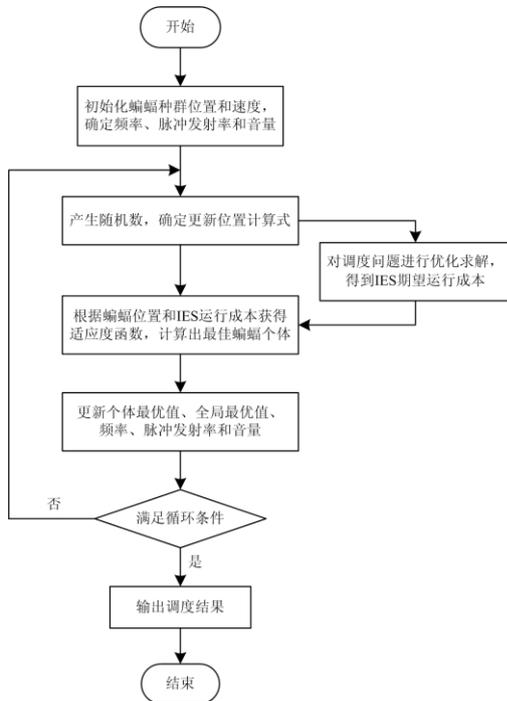


图 1 模型求解流程图

Fig. 1 Flow chart of model solution

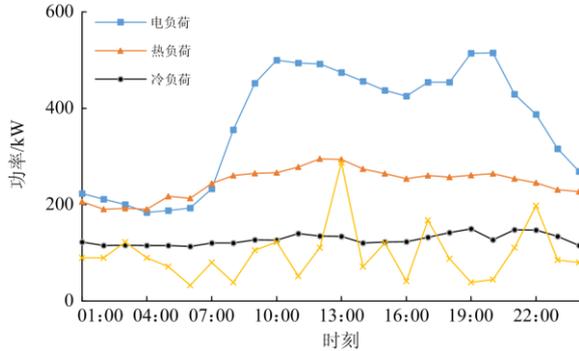


图 2 负荷和可再生能源功率预测值

Fig. 2 Forecast of renewable energy and load

负荷值以及可用风光出力。风光出力预测误差和综合需求响应不确定性波动范围取 20%。购电市场采用分时电价形式, 参考文献[25], 其中谷时段 01:00—08:00 和 23:00—24:00 为 0.24 元/(kW h), 平时段 09:00—11:00 和 21:00—22:00 为 0.57 元/(kW h), 峰时段 12:00—20:00 为 0.95 元/(kW h)。本文考虑购电价格存在波动性, 波动范围为 40%, 采用历史数据生成 5 个场景, 冷、热、气价为固定价格, 分别为 0.85 元/(kW h)、0.35 元/(kW h)、1.87 元/m³。调度周期 $T=24$, 单位时间间隔 1 h。表 1 为 AA-CAES 调度参数。燃气轮机参数、储热/储冷系统参数以及其他设备参数详见文献[26]。

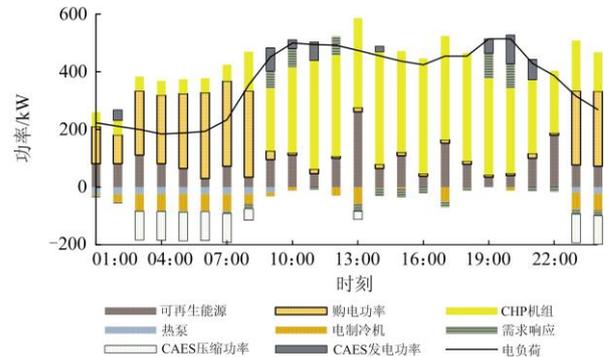
表 1 AA-CAES 调度参数

Table 1 AA-CAES scheduling parameters

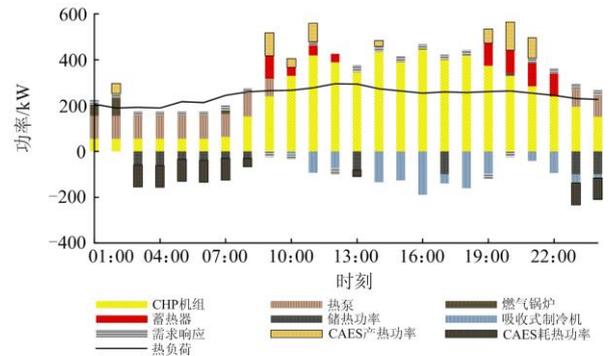
参数	数值
额定压缩功率/kW	100
额定发电功率/kW	100
储气室体积/m ³	5.5×10 ⁵
储气室初始气压/bar	47.5
储气室气压上限/bar	55
储气室气压下限/bar	40
单位容量维护成本/(美元/kWh)	0.729

3.2 模型优化结果分析

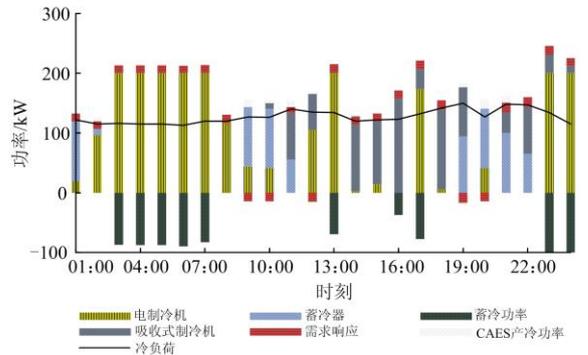
IES 的电、热、冷调度优化结果以及储热/储冷系统容量变化如图 3 所示。运行成本为 3 987.8 元, 平均松弛功率为 308.05 kW。



(a) 供电调度优化结果



(b) 制热调度优化结果



(c) 制冷调度优化结果

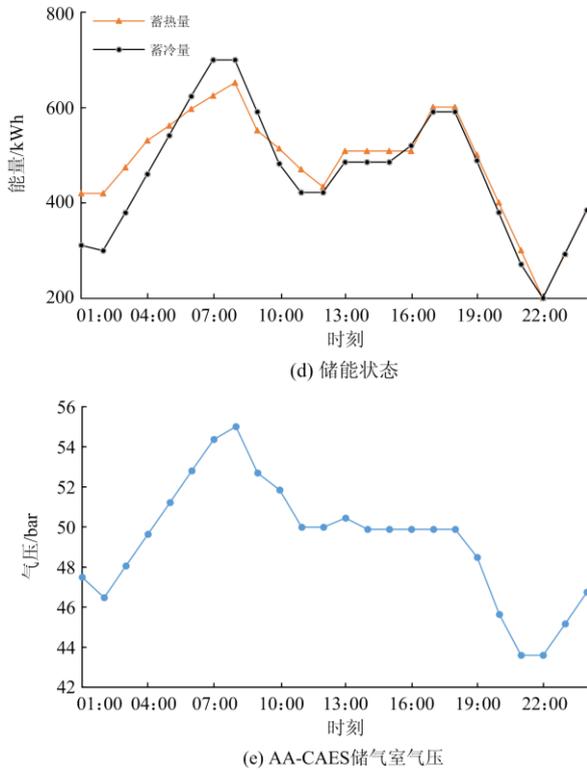


图 3 优化模型调度结果

Fig. 3 Scheduling results of optimization model

由图 3 可以看出, 在 01:00—09:00、22:00—24:00, 系统电负荷较小, 且购电市场大部分处于谷时段电价区间, 此时, 电负荷主要由购电功率和风光出力功率满足, AA-CAES 电站处于压缩工况储存部分富余电量, 储气室气压上升, 综合需求响应通过降低电价提高用户用电意愿。而在 10:00—21:00, 系统电负荷功率不断上升, 购电市场大部分处于峰时段电价区间和平时段电价区间, 此时为了节省系统运行成本, 电负荷主要由 CHP 机组出力、AA-CAES 电站放电功率和风光出力功率满足, 综合需求响应通过提高电价从而缓解用电需求高峰。此外, 结合图 3 可以得到, AA-CAES 电站的电出力曲线满足“低储高放”的出力特征, 具备灵活的功率调节能力, 同时, 其冷-热-电联储联供的特点, 可有效与供热设备与供冷设备配合, 优化系统运行的经济性与灵活性。

由于热泵和电制冷机能源转换效率较高, 可消耗少量电能满足用户制热、制冷需求, 因此, 在调度计划制定时提高二者出力占比, 可提高系统运行经济性。在整个调度周期中, AA-CAES 电站、综合储能装置和综合需求响应根据购能市场价格峰谷时段以及负荷波动情况进行能量储存释放以及负荷

需求的增减转移, 从而缓解可再生能源供给与地区负荷需求之间时间错峰问题, 提高可再生能源消纳能力, 有效提高综合能源系统运行经济效益。

3.3 不确定性因素对模型调度结果的影响

为了具体说明全面考虑不确定性因素后综合能源系统调度策略有效性和优越性的提高, 本节根据不确定性源的建模方法设立了四个场景, 对比分析考虑可再生能源出力不确定性、综合需求响应不确定性和购能价格不确定性对综合能源系统调度结果的影响。具体场景设置如下所述。

场景 1: 调度模型为确定性调度模型, 不考虑不确定性因素的影响。

场景 2: 调度模型中采用随机场景法对购能价格不确定性进行建模, 风光出力功率和综合需求响应量取预测值。

场景 3: 调度模型中采用鲁棒优化法对风光出力不确定性和综合需求响应不确定性进行建模, 购能价格取特定场景。

场景 4: 调度模型中采用鲁棒优化法对风光、综合需求响应不确定性进行建模, 采用随机场景法对购能价格不确定性建模。

四个场景的运行成本如图 4 所示。可直观地看出, 相较于场景 3, 场景 4 考虑购能价格不确定性因素后, 系统购买电量可根据实时市场电价进行灵活调整, 运行成本降低 65.13 元。而相较于场景 2, 场景 4 考虑风光出力、综合需求响应不确定性后, 运行成本增加 398.5 元, 通过牺牲一定的经济效益来提高模型的鲁棒性。

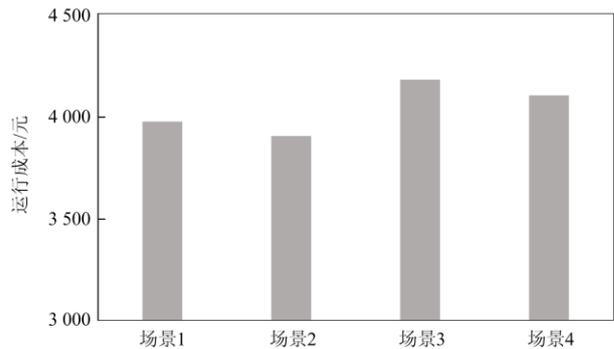
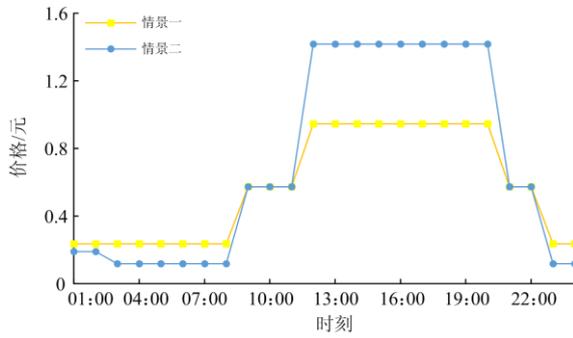


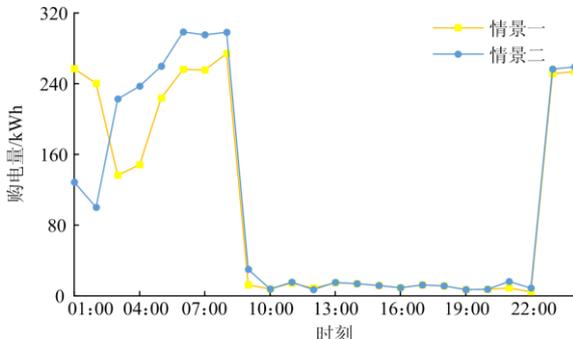
图 4 场景成本对比

Fig. 4 Scenario cost comparison

为了进一步说明购能价格不确定性对模型调度结果经济性的影响, 取仅考虑购能价格不确定性因素的场景 2 进行分析, 其中情景 1 和情景 2 的购电价格以及购电量如图 5 所示。



(a) 购电价格对比



(b) 购电量对比

图 5 购电价格不确定性对模型的影响

Fig. 5 Influence of purchasing price uncertainty on the model

从情景 1、2 的购电价格以及购电量可以看出：相比于情景 1，情景 2 的购电价格波动更为剧烈，峰谷差值较大。因此，在情景 2 的购电价格下，IES 会选择在电价谷时段购进更多电量用于供给电负荷需求或储存于 AA-CAES 电站中，而在电价峰时段会适当减少购买电量，利用 AA-CAES 发电功率和 CHP 机组满足地区电负荷需求，从而降低 IES 运行成本。

图 6 为 IES 日前调度在 05:00 提交的购电量报价曲线。从报价曲线图中可以看出，随着电价预测值的升高，IES 购入的电量大致呈下降趋势。在考

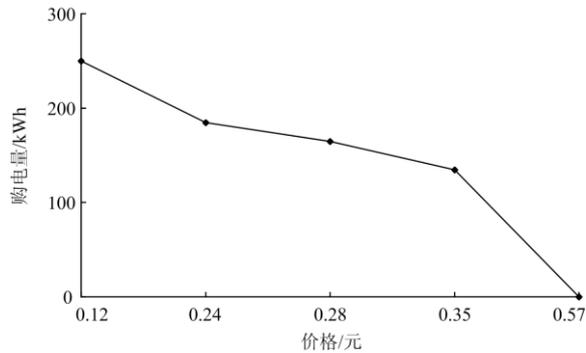


图 6 价格-电量报价曲线

Fig. 6 Price-electricity quote curve

虑购电价格不确定性因素后，IES 运营商会根据实时情景的购能市场价格，综合考虑不同能源的价格以及多能流负荷需求，灵活决定这一时刻的购买电量。

为了探究风光出力不确定性和综合需求响应不确定性对 IES 运行经济性与安全性的影响，本节针对不确定性预算集 ψ^{RE} 和 ψ^{DR} 的不同取值，分别计算 IES 的运行成本和平均松弛功率，运行结果如图 7 和图 8 所示。

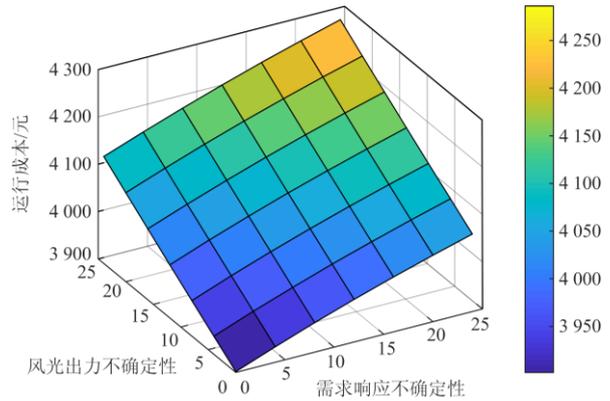


图 7 不确定性预算集对运行成本的影响

Fig. 7 Impact of uncertain budget set on operating costs

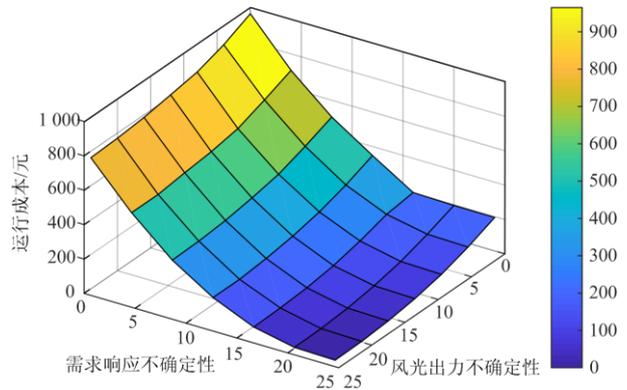


图 8 不确定性预算集对平均松弛功率的影响

Fig. 8 Impact of uncertainty budget set on average slack power

结合图 7 和图 8 可以看出，随着不确定性预算集取值的增加，IES 运行成本呈现出增加的趋势，而平均松弛功率也随之降低。这表明较大的不确定性预算集取值，可以提高 IES 运行安全性，但同时也增加了系统的运行成本。IES 运营商可根据实际情况对系统运行的经济性与鲁棒性进行权衡取舍，通过不确定性预算集的合理取值，实现经济性与鲁棒性的协调优化。

进一步对比 ψ^{RE} 和 ψ^{DR} 不同取值下的调度结果可知，相较于风光出力不确定性预算集的变化，综合需求响应不确定性预算集的变化对 IES 的运行成

本和平均松弛功率影响较大。在模型中, 综合需求响应量参与电负荷的正负旋转备用约束和热、冷负荷的功率平衡约束的构成, 其不确定性直接涉及电、热、冷多个子系统的运行经济性与安全性。综上所述, 综合需求响应不确定性预算集的变化, 对系统整体的经济性与安全性影响更大。

4 结论

本文综合考虑 IES 中风光出力不确定性、购能价格不确定性和综合需求响应量不确定性等多重不确定性源, 在对不确定性源特征识别的基础上, 采用随机场景法和鲁棒优化法对不确定性源进行建模, 并结合工程博弈思想建立面向多重不确定性的综合能源系统日前鲁棒经济调度模型。算例结果表明:

1) 相比确定性调度模型和仅考虑单一不确定性模型, 本文根据不确定性源特征, 提出的考虑多重不确定性经济调度模型, 可以进一步提高系统运行的经济性与安全性。

2) 考虑购能价格不确定性因素后, IES 运营商可以根据购能市场价格的具体实现场景来实时选择合适的购能计划, 从而提高系统运行经济性。

3) 通过合理调整风光出力不确定性预算集和综合需求响应不确定性预算集的取值, 模型可以有效协调调度结果的经济性与鲁棒性。其中, 综合需求响应不确定性预算集的变化, 对系统整体的经济性与安全性影响更大。

参考文献

- [1] 徐青山, 李淋, 盛业宏, 等. 冷热电联供型多微网主动配电系统日前优化经济调度[J]. 电网技术, 2018, 42(6): 1726-1734.
XU Qingshan, LI Lin, SHENG Yehong, et al. Day-ahead optimized economic dispatch of active distribution power system with combined cooling, heating and power-based microgrids[J]. Power System Technology, 2018, 42(6): 1726-1734.
- [2] 贾宏杰, 穆云飞, 余晓丹. 对我国综合能源系统发展的思考[J]. 电力建设, 2015, 36(1): 16-25.
JIA Hongjie, MU Yunfei, YU Xiaodan. Thought about the integrated energy system in China[J]. Electric Power Construction, 2015, 36(1): 16-25.
- [3] 王成山, 洪博文, 郭力, 等. 冷热电联供微网优化调度通用建模方法[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(31): 26-33.
WANG Chengshan, HONG Bowen, GUO Li, et al. A general modeling method for optimal dispatch of combined cooling heating and power microgrid[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(31): 26-33.
- [4] LUO F, SHAO J, JIAO Z, et al. Research on optimal allocation strategy of multiple energy storage in regional integrated energy system based on operation benefit increment[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2021, 125.
- [5] 郝然, 艾芊, 朱宇超, 等. 基于能源集线器的区域综合能源系统分层优化调度[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(6): 171-178.
HAO Ran, AI Qian, ZHU Yuchao, et al. Hierarchical optimal dispatch based on energy hub for regional integrated energy system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 171-178.
- [6] 崔杨, 陈志, 严干贵, 等. 基于含储热热电联产机组与电锅炉的弃风消纳协调调度模型[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(15): 4072-4081.
CUI Yang, CHEN Zhi, YAN Gangui, et al. Coordinated wind power accommodating dispatch model based on electric boiler and CHP with thermal energy storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(15): 4072-4081.
- [7] 蔡杰, 张世旭, 廖爽, 等. 考虑 AA-CAES 装置热电联储/供特性的微型综合能源系统优化运行策略[J]. 高电压技术, 2020, 46(2): 480-490.
CAI Jie, ZHANG Shixu, LIAO Shuang, et al. Optimal Operation strategy of micro-integrated energy system considering heat and power cogeneration characteristics of AA-CAES devices[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(2): 480-490.
- [8] LU S, GU W, ZHOU S, et al. Adaptive robust dispatch of integrated energy system considering uncertainties of electricity and outdoor temperature[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2020, 16(7): 4691-4702.
- [9] 胡浩, 王英瑞, 曾博, 等. 基于 CVaR 理论的综合能源系统经济优化调度[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(6): 209-219.
HU Hao, WANG Yingrui, ZENG Bo, et al. CVaR-based economic optimal dispatch of integrated energy system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 209-219.
- [10] 董进军. 考虑风光出力和负荷不确定性的综合能源系统柔性调度研究[D]. 长沙: 长沙理工大学, 2017.
DONG Jinjun. Research on flexible scheduling of Integrated energy system considering wind and solar power output and load uncertainty[D]. Changsha: Changsha University of Science and Technology, 2017.
- [11] 郭尊, 李庚银, 周明, 等. 考虑网络约束和源荷不确定性的区域综合能源系统两阶段鲁棒优化调度[J]. 电网技术, 2019, 43(9): 3090-3100.
GUO Zun, LI Gengyin, ZHOU Ming, et al. Two-stage robust optimal scheduling of regional integrated energy system considering net-work constraints and uncertainties in source and load[J]. Power System Technology, 2019, 43(9): 3090-3100.
- [12] 刘文霞, 李征洲, 杨粤, 等. 计及需求响应不确定性的

- 综合能源系统协同优化配置[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(10): 41-49.
- LIU Wenxia, LI Zhengzhou, YANG Yue, et al. Collaborative optimal configuration for integrated energy system considering uncertainties of demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(10): 41-49.
- [13] LI Y, ZOU Y, TAN Y, et al. Optimal stochastic operation of integrated low-carbon electric power, natural gas, and heat delivery system[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, 9(1): 273-283.
- [14] LIN Q, FANG X, HAN T, et al. Interval optimization based operating strategy for gas-electricity integrated energy systems considering demand response and wind uncertainty[J]. Applied Energy, 2016, 167.
- [15] BARINGO A, BARINGO L. A stochastic adaptive robust optimization approach for the offering strategy of a virtual power plant[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(5): 3492-3504.
- [16] 姚建国, 杨胜春, 王珂, 等. 智能电网“源—网—荷”互动运行控制概念及研究框架[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(21): 1-6, 12.
- YAO Jianguo, YANG Shengchun, WANG Ke, et al. Concept and research framework of smart grid "source-grid-load" interactive operation and control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(21): 1-6, 12.
- [17] XIAO H, PEI W, DONG Z, et al. Bi-level planning for integrated energy systems incorporating demand response and energy storage under uncertain environments using novel metamodel[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2018, 4(2): 155-167.
- [18] MASHHOUR E, MOGHADDAS-TAFRESHI S. Bidding strategy of virtual power plant for participating in energy and spinning reserve markets—part I: problem formulation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(2): 949-956.
- [19] 杨海柱, 李梦龙, 江昭阳, 等. 考虑需求侧电热气负荷响应的区域综合能源系统优化运行[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(10): 30-37.
- YANG Haizhu, LI Menglong, JIANG Zhaoyang, et al. Optimal operation of regional integrated energy system considering demand side electricity heat and natural-gas loads response[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(10): 30-37.
- [20] 李姚旺, 苗世洪, 尹斌鑫, 等. 计及先进绝热压缩空气储能多能联供特性的微型综合能源系统优化调度模型[J]. 发电技术, 2020, 41(1): 41-49.
- LI Yaowang, MIAO Shihong, YIN Binxin, et al. Optimal dispatch model for micro integrated energy system considering the multi-carrier energy generation characteristic of advanced adiabatic compressed air energy storage[J]. Power Generation Technology, 2020, 41(1): 41-49.
- [21] ANAND H, NARANG N, DHILLON J S. Unit commitment considering dual-mode combined heat and power generating units using integrated optimization technique[J]. Energy Conversion and Management, 2018, 171: 984-1001.
- [22] 沈海平, 陈铭, 钱磊, 等. 计及电转气耦合的电-气互联系统机组组合线性模型研究[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(8): 34-41.
- SHEN Haiping, CHEN Ming, QIAN Lei, et al. Linear model research of unit commitment for integrated electricity and natural-gas systems considering power-to-gas coupling[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(8): 34-41.
- [23] 张建良. 基于非合作博弈的分布式优化模型及算法研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2014.
- ZHANG Jianliang. Research on models and algorithms for distributed optimization based on the non-cooperative games[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2014.
- [24] HE J, LI Y, LI H, et al. Application of game theory in integrated energy system systems: a review[J]. IEEE Access, 2020, 8: 93380-93397.
- [25] 尹斌鑫, 苗世洪, 李姚旺, 等. 先进绝热压缩空气储能综合能源系统中的经济性分析方法[J]. 电工技术学报, 2020, 35(19): 4062-4075.
- YIN Binxin, MIAO Shihong, LI Yaowang, et al. Study on the economic analysis method of advanced adiabatic compressed air energy storage in integrated energy system[J]. Power System Technology, 2020, 35(19): 4062-4075.
- [26] 吴勇, 吕林, 许立雄, 等. 考虑电/热/气耦合需求响应的多能微网多种储能容量综合优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(16): 1-10.
- WU Yong, LÜ Lin, XU Lixiong, et al. Optimized allocation of various energy storage capacities in a multi-energy micro-grid considering electrical/thermal/gas coupling demand response[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(16): 1-10.

收稿日期: 2020-12-24; 修回日期: 2021-03-30

作者简介:

马国真(1985—), 男, 硕士, 高级经济师, 研究方向为能源互联网; E-mail: 24979863@qq.com

林毓军(1997—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为源荷不确定性建模; E-mail: lyj13971224997@163.com

苗世洪(1963—), 男, 博士, 教授, 博导, 研究方向为电力系统保护与控制、AA-CAES 电站系统和主动配电网新技术。E-mail: shmiao@hust.edu.cn

(编辑 姜新丽)