

考虑热网与需求响应的综合能源系统优化调度

郭少康,程志江,肖世豪,李领齐,陈星志

(新疆大学 可再生能源发电与并网技术教育部工程研究中心,新疆 乌鲁木齐 830046)

摘要:针对需求响应不确定性给综合能源系统安全经济运行带来的挑战,提出一种考虑热管网传输与需求响应的多区域综合能源系统协同优化调度模型。首先,对热网的能量传输模型进行精细化建模;其次,对综合负荷采取需求响应策略,对可再生能源出力不确定性采取信息间隙决策理论的方法来进行处理;最后,以综合能源系统的调度成本与碳排放惩罚最低为优化目标,综合考虑各类约束条件,提出了综合能源系统日前运行调度方案。通过算例分析,证明了所提模型能够提高系统的经济性和对可再生能源的消纳能力。

关键词:多区域综合能源系统;需求响应不确定性;热网耦合;可再生能源消纳

中图分类号:TM73 **文献标识码:**A **DOI:**10.19457/j.1001-2095.dqed24905

Optimal Scheduling of Integrated Energy System Considering Heat Network and Demand Response

GUO Shaokang, CHENG Zhijiang, XIAO Shihao, LI Lingqi, CHEN Xingzhi

(Engineering Research Center of Renewable Energy Power Generation and Grid-connection Technology of the Ministry of Education, Xinjiang University, Urumqi 830046, Xinjiang, China)

Abstract: Aiming at the challenge of demand response uncertainty to the safe and economical operation of integrated energy system, a cooperative optimal scheduling model of multi-region integrated energy system considering thermal pipe network transmission and demand response was proposed. Firstly, the energy transmission model of heat network was modeled in fine detail. Secondly, the demand response strategy was adopted for the comprehensive load, and the information gap decision theory was adopted to deal with the output uncertainty of renewable energy. Finally, the day-ahead operation scheduling scheme of the integrated energy system was proposed with the minimum dispatching cost and carbon emission penalty as the optimization objective, and various constraints were considered comprehensively. An example analysis proves that the proposed model can improve the economy of the system and the ability to absorb renewable energy.

Key words: multi-region integrated energy system; demand response uncertainty; heat network coupling; renewable energy consumption

在“碳达峰、碳中和”背景之下,为应对增长的能源需求与二氧化碳排放之间的矛盾,同时解决我国长期以来以煤为主的发电结构造成的碳减排与利用方面的问题^[1],以热电联供微网单元为核心的综合能源系统(integrated energy system, IES)将电力、天然气与分布式能源进行统一调度,在满足用户多种用能需求的同时,提高了系统的经济效益与环境效益,是未来能源系统发展的重要方向^[2]。

优化调度作为区域 IES 重要的研究方向,近

些年众多学者对其进行了深入的探讨。文献[3]提出综合能源生产单元概念,通过集成碳捕集、碳储存及电转气技术,在提高发电能力的同时减少了碳排放。文献[4]引入在电力系统中应用广泛的二阶锥算法,用于解决 IES 多维度、非线性的混合配置问题。文献[5]通过改进传统的 EH 模型,降低了规划过程能源设备耦合复杂度。文献[6]考虑储能系统参与 IES 的协同调度,通过构建虚拟电厂增加了系统的经济性。上述文献的方法在一定程度上满足了可再生能源的消纳与系

基金项目:新疆维吾尔自治区重大科技专项(2022A1001-3);新疆维吾尔自治区自然科学基金(2021D01C046)

作者简介:郭少康(1996—),男,硕士研究生,主要研究方向为综合能源系统调度,Email:guoshaokang64@163.com

通讯作者:程志江(1976—),男,博士,副教授,主要研究方向为电力系统分析与控制、综合能源系统,Email:chengzhijiang@xju.edu.cn

统经济性,但忽略了用能侧的用户自主行为。

用户侧自主行为是指IES利用电、冷、热等多元能源间耦合互补特性对多元能源需求进行调整,旨在提高能源利用率、匹配源荷供需关系和实现削峰填谷^[7-8],其又称为需求响应(demand response, DR)^[9]。用户参与DR时极易受到环境、能源价格波动的干扰,这种不确定性对IES安全带来了挑战^[10]。文献[11]通过置信度水平策略来处理电力系统中DR的不确定性问题。文献[12]采用模糊理论对区域IES需求响应不确定性问题进行处理,验证模型的有效性。

本文在上述研究的基础上,为了应对IES在调度过程中面临的DR不确定性因素,同时提高IES多能互补性,提出了考虑热网与需求响应的IES优化调度模型。首先以热电联产机组(combined heat and power, CHP)、燃气锅炉(gas boiler, GB)、电转气(power to gas, P2G)等设备为基础构建IES运行优化模型;然后对多区域热网能量传输特征结合管网理论进行分析,通过热网的功率流求解网内状态参数;最后采用信息间隙决策理论(information gap decision theory, IGDT)消除可再生能源出力与DR不确定性对系统的影响,构建含有热管网的IES运行优化模型。通过算例分析证明所提调度模型的有效性和经济性。

1 多区域IES建模

1.1 系统结构

文中研究的多区域IES结构如图1所示,该系统由若干不同区域的IES系统、热网、电网组成。当系统耗电小于自身发电量时对电网售电。不同区域IES通过热网进行热功率交换,热能供

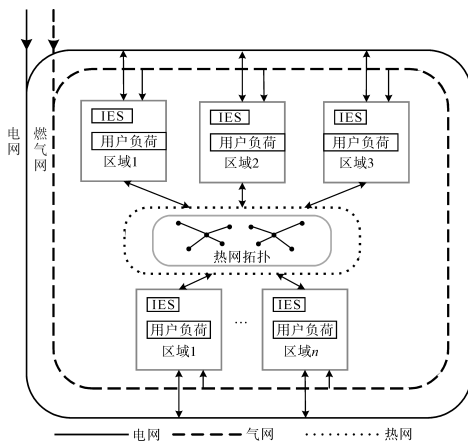


图1 多区域IES结构示意图

Fig.1 Schematic diagram of the structure of multi-region IES

应得不到满足的区域将从热能富余区域得到补充。考虑到IES系统与热网进行热能交换时具有双向性^[13],需要对热能能流方向进行选择。

1.2 热管网传输模型

热网作为流体网络,采用不同的介质承载热能,实现能量的转移与交换。但是,受到介质流速的限制,热能传输中存在能量损耗以及传输时间上迟滞的现象。本文根据流量不同进行分段,建立热网模型。对于距离较短的网段,将其等效为换热站集总负荷处理^[14]。

1.2.1 管侧热能传输模型

对于网段管道*i*,管道内部介质通过所需时间*t_i*可表示为

$$t_i = L_i \frac{\pi r_i^2}{4G_i} \rho_w \quad (1)$$

式中: L_i 为热管长度; r_i 为热管直径; ρ_w 为介质密度; G_i 为管道*i*处介质流量。

*t*时段内长度为*L*的管段热损失可表示为

$$\Delta Q^t = \frac{L(T_i - T_0)}{\sum_{j=1}^n \frac{1}{2\pi\lambda_j} \ln \frac{d_i}{d_{j-1}}} \quad (2)$$

式中: d_i 为管道*i*含保温层材质外径; T_i 为介质温度; λ_j 为第*j*层保温材料导热系数; T_0 为管道的表面温度。

对于网段管道*i*,将介质通过所需时间*t_i*进行离散取整得到分段处理后的延迟时间*t'_i*:

$$t'_i = \left\lceil \frac{t_i}{\Delta t} \right\rceil \cdot \Delta t \quad (3)$$

在考虑介质流速时延的情况下,热网传输模型管道出口处的质块温度为

$$T_{end}^t = T_{start}^{t-t'_i-\Delta t} - \frac{L_i(T_{start}^{t-t'_i-\Delta t} - T_{ex}^t)}{G_i c_w \sum_{j=1}^n \frac{1}{2\pi\lambda_j} \ln \frac{d_j}{d_{j-1}}} \quad (4)$$

式中: T_{end}^t 为*t*时刻管道末端质块温度; $T_{start}^{t-t'_i-\Delta t}$ 为考虑时延情况下,质块进入管道的温度; T_{ex}^t 为*t*时刻环境温度; c_w 为介质的比热容。

1.2.2 换热站能量交换模型

在热网中,各区域的IES进水网与回水网通过换热站进行热量交换,具体过程可描述为

$$H_{trans}^t = G_i \cdot c_w \cdot (T_{out}^t - T_{in}^t) \quad (5)$$

式中: H_{trans}^t 为*t*时刻交换装置处的交换能量; T_{in}^t , T_{out}^t 分别为在*t*时刻换热装置的输入、输出温度。

1.3 需求响应模型

需求响应是指通过激励或者能源价格机制

来引导用户改变用能的方式。本文将用户侧的所用负荷类型划为弹性和非弹性两类,根据电、热、气价格对用户用能进行引导。价格型需求响应模型构建参考文献[12],对弹性负荷建立用能负荷模型:

$$\begin{cases} Q_t^E = Q_t^E \cdot \delta^E \cdot (1 + E^E \cdot \Delta\theta_t^E/\theta_t^E) \\ Q_t^C = Q_t^C \cdot \delta^C \cdot (1 + E^C \cdot \Delta\theta_t^C/\theta_t^C) \\ Q_t^T = Q_t^T \cdot \delta^T \cdot (1 + E^T \cdot \Delta\theta_t^T/\theta_t^T) \end{cases} \quad (6)$$

式中: Q_t^E, Q_t^C, Q_t^T 分别为DR后 t 时刻电、热、气弹性负荷; Q_t^E, Q_t^C, Q_t^T 分别为DR前 t 时刻的电、热、气负荷; E^E, E^C, E^T 分别为电、热、气弹性系数; $\Delta\theta_t^E, \Delta\theta_t^C, \Delta\theta_t^T$ 分别为DR后 t 时刻电、热、气价格的变化量; $\theta_t^E, \theta_t^C, \theta_t^T$ 分别为DR前 t 时刻电、热、气价格; $\delta^E, \delta^C, \delta^T$ 分别为电、热、气负荷中弹性容量占比。

1.4 信息间隙决策理论模型

信息间隙决策理论(IGDT)是一种非概率且非模糊的方法,其优势是处理不确定性问题时不需要依赖更多不确定性信息,侧重关注不确定参数预测偏差对目标问题带来的影响^[15]。IGDT在处理不确定性问题时建立的调度决策模型通常由调度优化、不确定性集、鲁棒模型三部分组成。一般的优化模型如下式:

$$\begin{cases} \min F(X, Y) \\ \text{s.t.} \begin{cases} H(X, Y) \leq 0 \\ G(X, Y) = 0 \end{cases} \end{cases} \quad (7)$$

式中: X 为模型的决策变量; Y 为模型中不确定参数; $F(X, Y)$ 为目标函数; $H(X, Y)$ 为不等式约束; $G(X, Y)$ 为等式约束。

IGDT在处理不确定参数时,需要建立不确定集,将该参数表示为预测变量函数,本文采用包络边界不确定约束模型建模:

$$Y \in U(\xi, \tilde{Y})$$

其中

$$U(\xi, \tilde{Y}) = \left\{ Y: \left| \frac{Y - \tilde{Y}}{\tilde{Y}} \right| \leq \xi \right\} \quad (8)$$

式中: $U(\xi, \tilde{Y})$ 为不确定参数波动幅度; ξ 为不确定参数的偏差系数; $\tilde{Y}$ 为不确定参数的预测值。

式(8)主要描述不确定参数的波动范围为 $\pm \xi \tilde{Y}$ 。在输入参数与预测参数一致下,由一般模型可得最优解 F_0 ,但是在输入参数不确定下,为了保证模型的鲁棒性,需要设置预期目标值 F_r :

$$F_r = (1 + \mu_c) F_0 \quad (9)$$

式中: μ_c 为风险规避系数。

式(9)代表预测目标偏离基准值的程度。

2 考虑热网与需求响应的多区域IES调度模型

2.1 目标函数

本文研究的多区域IES调度模型兼顾系统运行经济性和环境性最优,即

$$\min f = f_{\text{eco}} + f_{\text{env}} \quad (10)$$

式中: f 为总的经济成本; f_{eco} 为系统运行经济成本; f_{env} 为系统环境治理成本。

2.1.1 系统运行经济性最优

系统运行费用包括购电费用、购买天然气费用、热网运行费用、弃光弃风惩罚费用、机组运行成本费用以及向电网售电所得费用,如下式:

$$\min f_{\text{eco}} = C_{\text{eb}} + C_{\text{yun}} + C_{\text{g}} + C_{\text{ab}} + C_{\text{p}} - C_{\text{s}} \quad (11)$$

式中: C_{eb} 为系统购电成本; C_{yun} 为系统运行成本; C_{g} 为系统购买天然气成本; C_{ab} 为系统弃风弃光成本; C_{p} 为热网运行成本; C_{s} 为对外网售电收入。

1) 系统购电成本计算如下:

$$C_{\text{eb}} = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^M (C_{\text{eb},i,t} P_{\text{eb},i,t} \Delta t) \quad (12)$$

式中: $C_{\text{eb},i,t}$ 为 t 时段购电电价; $P_{\text{eb},i,t}$ 为购电功率; Δt 为调度时长; N 为IES个数; M 为调度周期段数。

2) 系统运行成本计算如下:

$$\begin{aligned} C_{\text{yun}} = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^M & (\sigma_{\text{gt}} P_{\text{gt},i,t} + \sigma_{\text{gb}} H_{\text{gb},i,t} + \sigma_{\text{ac}} C_{\text{ac},i,t} + \\ & \sigma_{\text{ec}} C_{\text{ec},i,t} + \sigma_{\text{rec}} H_{\text{rec},i,t} + \sigma_{\text{p2g}} P_{\text{p2g},i,t} + \\ & \sigma_{\text{HE}} P_{\text{HE},i,t} + \sigma_{\text{BT}} P_{\text{BT},i,t} + \sigma_{\text{BO}} H_{\text{BO},i,t} + \\ & \sigma_{\text{HH}} Q_{\text{HH},i,t}) \Delta t \end{aligned} \quad (13)$$

式中: $P_{\text{gt},i,t}, H_{\text{gb},i,t}$ 分别为第 i 处 IES 系统 t 时段内燃气轮机(gas turbine, GT)与GB的产热功率; $C_{\text{ac},i,t}, C_{\text{ec},i,t}$ 分别为第 i 处 IES 系统 t 时段内吸收式制冷机(absorption chillers, AC)与电制冷机(electric chillers, EC)的运行功率; $H_{\text{rec},i,t}, P_{\text{p2g},i,t}, P_{\text{HE},i,t}$ 分别为第 i 处 IES 系统 t 时段内余热锅炉(waste heat recovery boiler, REC)、P2G设备、换热设备(heat exchanger, HE)的运行功率; $P_{\text{BT},i,t}, H_{\text{BO},i,t}, Q_{\text{HH},i,t}$ 分别为第 i 处 IES 系统 t 时段内电池、储热设备、储气设备的运行功率; $\sigma_{\text{gt}}, \sigma_{\text{gb}}, \sigma_{\text{ac}}, \sigma_{\text{ec}}, \sigma_{\text{rec}}, \sigma_{\text{p2g}}, \sigma_{\text{HE}}, \sigma_{\text{BT}}, \sigma_{\text{BO}}, \sigma_{\text{HH}}$ 分别为单位功率的燃气轮机发电成本系数、燃气锅炉产热成本系数、吸收式制冷机运行成本系数、电制冷用电成本系数、余热锅炉运行成本系数、P2G设备运行成本系数、换热设备运行成本系数、电池折旧成本系数、储热罐折旧成本

系数、储气罐折旧成本系数。

3)系统购买天然气成本计算如下:

$$C_g = c_g \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^M \left(\frac{P_{gt,i,t}}{\mu_{gt,i}} + \frac{H_{gb,i,t}}{\mu_{gb,i}} - Q_{p2g,i,t} - Q_{HH,i,t} \right) \Delta t \quad (14)$$

式中: c_g 为购买天然气单位价格; $\mu_{gt,i}$, $\mu_{gb,i}$ 分别为GT, GB效率; $Q_{p2g,i,t}$, $Q_{HH,i,t}$ 分别为第 i 处 IES 系统 t 时段内 P2G 设备制气功率与储气设备的运行功率。

4)系统弃风弃光成本计算如下:

$$C_{ab} = c_{ab} \sum_{i=1}^{N_1} \sum_{t=1}^{M_1} (P_{pv,wt,i,t}) \Delta t \quad (15)$$

式中: c_{ab} 为单位功率弃负荷惩罚成本系数; $P_{pv,wt,i,t}$ 为弃风弃光功率; N_1 为区域总数; M_1 为总的弃风弃光时段。

5)热网运行成本计算如下:

$$C_p = \sum_{i=1}^{N_2} \sum_{t=1}^{M_2} (\tau c_{p,i} H_{i,t}) \Delta t \quad (16)$$

式中: τ 为水泵的耗电输热比; $H_{i,t}$ 为第 i 处泵设备所输送热量; N_2 为总的循环水泵数量; M_2 为总的调度周期段数; $c_{p,i}$ 为 t 时段购电电价。

6)对外网售电收入计算如下:

$$C_s = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^M (c_{s,i,t} P_{es,i,t}) \Delta t \quad (17)$$

式中: $c_{s,i,t}$ 为 t 时间段内售电价格; $P_{es,i,t}$ 为第 i 处 IES 系统在 t 时段售电量。

2.1.2 系统运行环境效益最优

系统的环境效益主要体现在 CHP 与 GB 污染物治理方面,即

$$f_{env} = \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i=1}^{N_{GB}} (\delta_{GB} H_{GB,i,t}) + \sum_{i=1}^{N_{CHP}} (\delta_{CHP} P_{CHP,i,t}) \right] \Delta T \quad (18)$$

式中: N_{GB} , N_{CHP} 分别为 GB, CHP 设备数; δ_{GB} , δ_{CHP} 分别为 GB, CHP 单位污染物治理系数; T 为调度周期的时段数; ΔT 为调度时段时长; $H_{GB,i,t}$ 为第 i 处燃气锅炉的在 t 时段内的运行功率; $P_{CHP,i,t}$ 为第 i 处的热电联产机组中在 t 时段内的运行功率。

2.2 约束条件

区域 IES 约束条件主要涉及设备容量约束、功率平衡约束、运行上下限约束、管网功率约束、储能设备约束等约束条件。

1)设备容量约束:

$$\begin{cases} W_{gt,i,t} = \sum_{i=1}^N X_{gt} \\ W_{gb,i,t} = \sum_{i=1}^N Y_{gb} \end{cases} \quad (19)$$

式(19)表示燃气轮机与锅炉容量和设备型号与安装状态要进行匹配; $W_{gt,i}$ 为 X_{gt} 型燃气轮机对应的容量; $W_{gb,i}$ 为 Y_{gb} 型燃气锅炉对应的容量。

2)冷、热、电、气功率平衡约束:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^M (P_{eb,i,t} + P_{gt,i,t} + P_{pv,i,t} + P_{wt,i,t} + P_{p2g,i,t} + P_{ec,i,t} + P_{btdis,i,t} - P_{bte,i,t} - P_{es,i,t}) = P_{eload,i,t} & \text{(电)} \\ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^M (H_{rec,i,t} + H_{gb,i,t} + H_{bdis,i,t} - H_{boc,i,t}) = H_{ac,i,t} + P_{HE,i,t} & \text{(热)} \\ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^M (C_{ec,i,t} + C_{ac,i,t}) = P_{pload,i,t} & \text{(冷)} \\ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^M (Q_{p2g,i,t} + Q_{buy,i,t} + Q_{dis,i,t} - Q_{he,i,t}) = \frac{P_{gt,i,t}}{\mu_{gt}} + \frac{H_{gb,i,t}}{\mu_{Qgb}} & \text{(气)} \end{cases} \quad (20)$$

式中: P_{pload} , P_{pload} 分别为系统用户侧电、冷负荷需求; $P_{pv,i,t}$, $P_{wt,i,t}$, $P_{p2g,i,t}$, $P_{ec,i,t}$, $P_{btdis,i,t}$, $P_{bte,i,t}$ 分别为光伏发电功率、风机发电功率、P2G 功率、电制冷机功率、蓄电池充、放电功率; $H_{bdis,i,t}$, $H_{boc,i,t}$, $H_{ac,i,t}$ 分别为储热罐储、放热功率、吸收制冷机功率; $Q_{buy,i,t}$ 为 t 时段的购买燃气功率; $Q_{dis,i,t}$, $Q_{he,i,t}$ 为 t 时段储气罐的充、放气功率。

3)设备运行上、下限约束:

$$\begin{cases} x_{gt,i}^r u_{gt,i,t}^r P_{gt,i,t}^{\min} \leq P_{gt,i,t}^r \leq x_{gt,i}^r u_{gt,i,t}^r P_{gt,i,t}^{\max} \\ x_{gb,i}^r u_{gb,i,t}^r Q_{gb,i,t}^{\min} \leq Q_{gb,i,t}^r \leq x_{gb,i}^r u_{gb,i,t}^r Q_{gb,i,t}^{\max} \\ x_{ec,i} u_{ec,i,t} P_{ec,i,t}^{\min} \leq P_{ec,i,t} \leq x_{ec,i} u_{ec,i,t} P_{ec,i,t}^{\max} \\ x_{ac,i} u_{ac,i,t} P_{ac,i,t}^{\min} \leq P_{ac,i,t} \leq x_{ac,i} u_{ac,i,t} P_{ac,i,t}^{\max} \\ P_{gb,i,t}^{\min} \leq P_{gb,i,t} \leq P_{gb,i,t}^{\max} \\ P_{es,i,t}^{\min} \leq P_{es,i,t} \leq P_{es,i,t}^{\max} \end{cases} \quad (21)$$

式中: $P_{gt,i}^{\min}$, $P_{gt,i}^{\max}$ 为 r 型 GT 功率上、下限; $Q_{gb,i}^{\min}$, $Q_{gb,i}^{\max}$ 为 r 型 GB 的上、下限; x 为状态变量约束, 当 $x = 1$ 时有效; u 为设备运行状态; $P_{ec}^{\min}$, $P_{ec}^{\max}$, $P_{ac}^{\min}$, $P_{ac}^{\max}$ 分别为 EC 和 AC 功率上、下限; $P_{gb,i,t}^{\min}$, $P_{gb,i,t}^{\max}$, $P_{es,i,t}^{\min}$, $P_{es,i,t}^{\max}$ 分别为 i 站点购、售电功率上、下限。

4)管网约束:

$$\begin{cases} Tr_{i,t} \leq T_{i,t} \leq Ts_{i,t} \\ P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{\max} \end{cases} \quad (22)$$

式中: $Tr_{i,t}$, $Ts_{i,t}$ 分别为 i 段管网的在 t 时刻的回水温度和供水温度; $P_{i,t}^{\min}$, $P_{i,t}^{\max}$ 为 i 段管网的在 t 时刻功率上、下限。

5)储能设备约束:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{c,x,t} \leq v P_{c,x}^{\max} \\ 0 \leq P_{d,x,t} \leq (1-v) P_{d,x}^{\max} \\ E_x^{\min} \leq E_{x,t} \leq E_x^{\max} \\ E_{x,t} = E_{x,0} \end{cases} \quad (23)$$

式中: v 为0-1变量,表示储能设备的充电或者放电状态; $P_{c,x}^{\max}$, $P_{d,x}^{\max}$ 分别为储能设备的最大充能、放电功率; $E_x^{\max}$, $E_x^{\min}$ 为储能的上、下限; $E_{x,0}$ 为 x 处储能设备的初始荷电状态。

2.3 含DR与可再生能源出力不确定性鲁棒模型

根据信息间歇决策理论将DR与可再生能源出力不确定性作为不确定参数,由式(8)分别得到DR与可再生能源出力不确定性集为

$$\begin{cases} L_t^{\text{DR}} \in U(\xi^{\text{DR}}, L_t^{\text{DR,pre}}) \\ U(\xi^{\text{DR}}, L_t^{\text{DR,pre}}) = \left\{ L_t^{\text{DR}} : \left| \frac{L_t^{\text{DR}} - L_t^{\text{DR,pre}}}{L_t^{\text{DR,pre}}} \right| \leq \xi^{\text{DR}} \right\} \end{cases} \quad (24)$$

$$\begin{cases} P_t^{\text{RE}} \in U(\xi^{\text{RE}}, P_t^{\text{RE,pre}}) \\ U(\xi^{\text{RE}}, P_t^{\text{RE,pre}}) = \left\{ P_t^{\text{RE}} : \left| \frac{P_t^{\text{RE}} - P_t^{\text{RE,pre}}}{P_t^{\text{RE,pre}}} \right| \leq \xi^{\text{RE}} \right\} \end{cases} \quad (25)$$

式中: L_t^{DR} 为用户参与需求响应后弹性负荷的实际值; ξ^{DR} 为需求响应不确定性参数对应的偏差系数; $L_t^{\text{DR,pre}}$ 为通过价格引导后计算得到的需求响应负荷; P_t^{RE} 为可再生能源出力实际值; ξ^{RE} 为可再生能源出力不确定性参数对应的偏差系数; $P_t^{\text{RE,pre}}$ 为系统可再生能源预测值。

式(24)、式(25)表示对用户价格引导后,DR负荷的波动范围与可再生能源出力的波动范围。

传统IGDT模型以单个不确定性变量偏差系数为优化目标,本文通过引入加权和方法将两个不确定参数统一,求得等效不确定性参数偏差系数 ξ 。根据建立确定性模型分析可知,在考虑需求响应不确定性的情况下实际弹性负荷高于预测值,系统要增加外部电网购电和燃气轮机出力满足用户用能需求,当可再生能源实际出力低于预测值时,同样会增加系统经济成本。因此当 L_t^{DR} 取 $(1 + \tau_{\text{DR}} \xi) L_t^{\text{DR,pre}}$ 且 P_t^{RE} 取 $(1 - \tau_{\text{RE}} \xi) L_t^{\text{RE,pre}}$ 时系统成本最高,具体建立鲁棒模型如下:

$$\begin{cases} \max \xi \\ \text{s.t. } F \leq (1 + \mu_c) F_0 \quad \mu_c \geq 0, \text{ 式(19)~式(23)} \\ \xi^{\text{DR}} = \tau_{\text{DR}} \xi \\ \xi^{\text{RE}} = \tau_{\text{RE}} \xi \\ \tau_{\text{DR}} + \tau_{\text{RE}} = 1 \\ L_t^{\text{DR}} = (1 + \tau_{\text{DR}} \xi) L_t^{\text{DR,pre}} \\ P_t^{\text{RE}} = (1 - \tau_{\text{RE}} \xi) L_t^{\text{RE,pre}} \end{cases} \quad (26)$$

式(26)描述不确定性参数 L_t^{DR} , P_t^{RE} 在区间 $[(1 + \tau_{\text{DR}} \xi) L_t^{\text{DR,pre}}, L_t^{\text{DR,pre}}]$, $[(1 - \tau_{\text{RE}} \xi) L_t^{\text{RE,pre}}, L_t^{\text{RE,pre}}]$ 波动时,确保系统成本不高于预期成本;且 ξ 值越大,系统鲁棒性越好; τ_{DR} , τ_{RE} 分别为DR与RE的偏差系数权重; F 为系统经济成本。

基于IGDT的鲁棒模型具体调度计划制定步骤如下:

Step1:输入基础数据,如分时电价、各设备参数、可再生能源出力预测值等。

Step2:求解确定条件下IES的调度情况,并将调度结果作为IGDT鲁棒模型的基准值。

Step3:设置IGDT鲁棒模型风险规避系数,然后制定在DR与可再生能源出力不确定性条件下的调度计划,计算系统的运行成本及偏差系数。

3 算例分析

3.1 场景说明

本文以某地冬季典型日为例进行优化分析,区域分为居民区(A区)、商业区(B区)、办公区(C区)、工业区(D区)。各区域中IES系统与热网管道连接。在算例中,居民、工商业用电价格分时电价^[6]如表1所示;天然气按照单位热值折合价格为0.3元/(kW·h)。

表1 多区域IES购售电价参数

Tab.1 Multi-region IES electricity purchase and sale price parameters

时段	居民分时 购电价格/元	工商业分时购电 价格/元	售电 价格/元
峰(09:00—12:00, 18:00—21:00)	0.87	1.43	0.65
平(12:00—17:00, 21:00—24:00)	0.65	0.87	0.42
谷(01:00—08:00)	0.25	0.38	0.22

3.2 仿真结果分析

为了衡量文中提出模型的经济性和有效性,以及分析不确定性对调度结果的影响,设置三种对比场景,优化调度时使用Matlab调用CPLEX进行求解,具体情况说明如下:

场景一:系统不含热网,供热仅来自于本区域设备,工作场景不考虑DR与可再生能源出力的不确定性。

场景二:系统供热参与热网运行,工作场景不考虑DR与可再生能源出力的不确定性。

场景三:系统供热参与热网运行,工作场景考虑DR与可再生能源出力的不确定性。

3.2.1 场景模拟分析

根据上述三种场景建立仿真,图2、图3为不同场景下系统购电、购气计划。

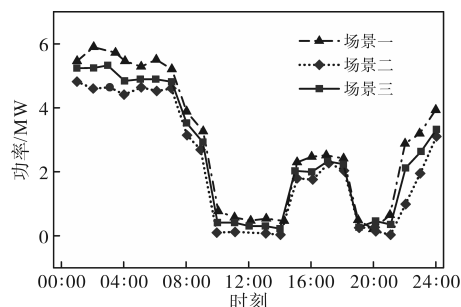


图2 三种场景下的购电计划

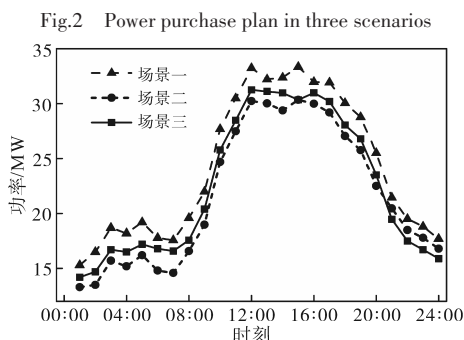


图3 三种场景下的购气计划

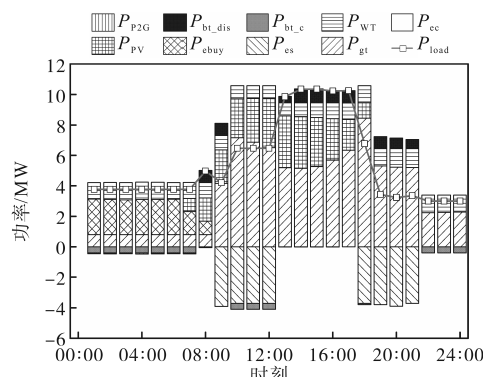
Fig.3 Gas purchase plan under three scenarios

由图2、图3可知,三种场景下的系统购电、购气趋势基本相同,天然气的用能大于购电用能,反映出系统运行时,相较于电能,使用天然气经济性更好。场景二考虑各区域间热能通过热网交互,相较场景一的购电量减少7.85%,购气量减少4.87%,反映出各区域参与热网后,通过提升IES的多能间互补性,减少系统的购能。场景三考虑系统需求响应与可再生能源出力不确定性,系统的购电量相较于场景二增加3.12%,购气量增加3.46%,反映出系统在不确性条件下,需要增加购能成本保障系统安全运行。

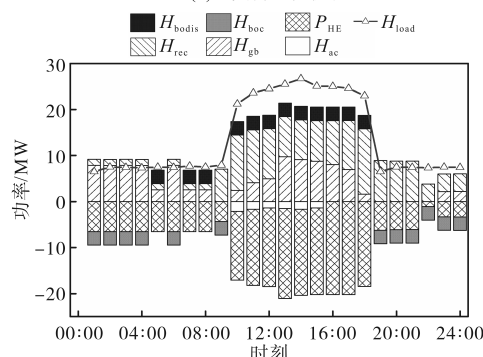
为了验证所提模型在不确定性条件下的有效性,对系统在场景二、场景三条件下进行仿真分析,以工业区调度结果展示在两种场景下系统的调度情况。图4为工业区在场景二条件下的仿真结果,区域间与热网热能交换情况如图5所示;图6为工业区在场景三条件下仿真结果。

在场景二条件下,工业区的调度结果如图4所示。

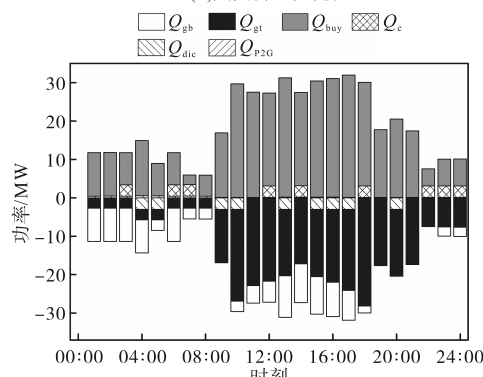
从图4a可知,在01:00—08:00时段内,主要通过购电与风力发电提供电能,在电价处于谷时段系统通过从电网购电可以降低成本,但是为满



(a)电负荷调度优化



(b)热负荷调度优化



(c)气负荷调度优化

图4 场景二下工业区调度情况

Fig.4 Industrial zone scheduling in scenario two

足区域内热负荷需求,燃气轮机需要保持低功率运行;在09:00—12:00时段内电价上涨,电负荷需求也上涨,燃气轮机出力增加,同时光伏出力增加,系统通过对外售电来获得收益;在13:00—17:00时段内,电负荷需求继续上升,系统中光伏出力占比继续提升,同时储能设备进行放电以满足需求;在18:00—21:00时段内,电负荷需求降低,但燃气轮机出力并未大幅降低,此时处于峰时段电价,系统通过对外售电获取收益。

图4b中,系统供热主要由燃气锅炉、余热锅炉以及储热设备提供,对于未满足的热负荷需求,通过热网从其他区域进行弥补。冬季热负荷需求较大,在10:00—18:00时段内,本区域内系

统的供热不足以满足需求,此时需要通过热网从其他区域获得热能支持(见图5);通过储热设备在热能充裕时段内进行蓄热,弥补其他时段内的热负荷需求;削减燃气锅炉出力水平,降低系统的购气量;在10:00—15:00时段内,通过热力管网,使其他区域热能满足吸收式制冷机的热负荷需求。

图4c为气负荷优化调度结果,为了方便量化比较,现将气负荷单位按照 $\text{MW}\cdot\text{h}$ 处理。由于天然气的价格较低,故大部分的天然气负荷需求由外部购买满足,仅在谷区电价时段由P2G少量制备,侧面反映了在实际应用中,P2G设备在燃气价格较低时利用率提高空间有限。

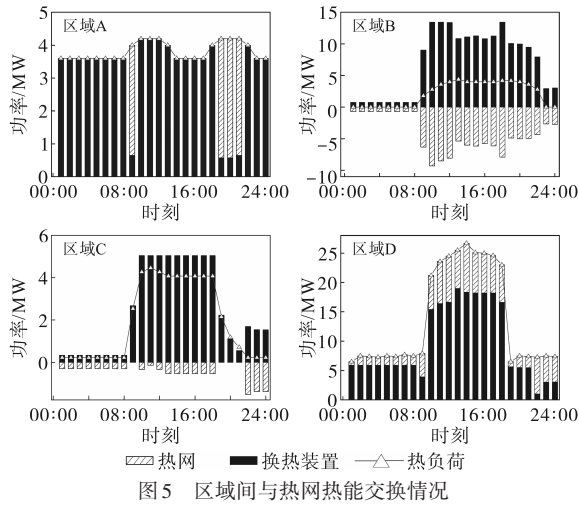


图5 区域间与热网热能交换情况

由图5可知,区域A、区域D的热负荷需求较高,为热能流入区域,区域B、区域C两区域为热能富余区,区域产生的热能超出自身需求部分通过热网重新分配,避免了资源的浪费。

在场景三条件下,工业区调度结果如图6所示。可以看出,相较于场景二,场景三系统电负荷需求有所提升。

由图6a可知,在10:00—12:00,19:00—21:00时段内,系统电负荷需求增加,同时系统售电量降低以满足电负荷需求;在14:00—18:00时段,系统处于用电较高的时段,相较于场景二,PV出力增加,提升了系统对可再生能源的消纳水平。

对于热负荷,由图6b可知,系统在10:00—15:00时段内,对热负荷需求量最大,相较于场景二,在不确定条件下系统的热负荷需求增加,但是仅通过增加燃气锅炉、余热锅炉出力水平不足以满足用热需求,需要额外从其他区域得到热能的支持。

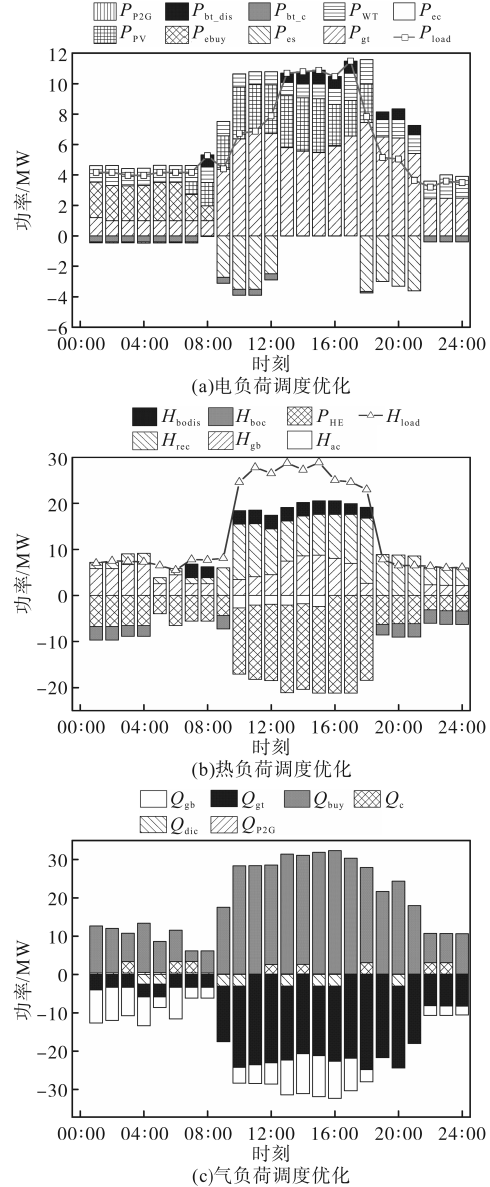


图6 场景三下工业区调度情况

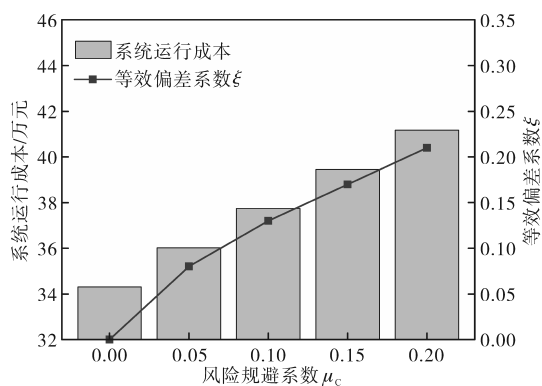
Fig.6 Industrial zone scheduling in scenario three

对于气负荷而言,由于场景三条件下燃气锅炉、燃气轮机出力增加,因此系统需要购气量也有所增加,见图6c。

3.2.2 DR与可再生能源不确定性对成本影响

在场景二中,因不考虑需求响应与可再生能源出力不确定性对模型影响,此时可以求得最优的燃气轮机出力与购电方案。以34.31万元为鲁棒模型目标运行成本基准值,设置 $\tau_{\text{DR}}:\tau_{\text{RES}}=1:1$; ξ 变化范围为0~0.2,通过计算鲁棒模型设定的预期目标值 $(1+\mu_c)F_0$,可以得到 ξ 与系统成本变化趋势,如图7所示。

从图7中可以看出,当系统运行成本从34.31万元增加到41.17万元时, ξ 值由0增加到0.21,说明在系统运行成本增加20%后,系统可容纳不确

图7 鲁棒模型中 ξ 与系统运行成本变化趋势Fig.7 ξ and system operating costs trends in robust model

定参数偏差系数增加21%。随着规避系数 μ_c 的增加,系统运行成本不断增加,同时系统可接受的 ξ 也会随着增加。这反映出DR与可再生能源出力不确定性在一定程度上会给系统调度带来不利影响。通过适当增加运行成本,可以增强该系统的鲁棒性。

3.2.3 成本分析

表2为三种场景下的购能成本、维护成本及收益部分对比。场景三中系统的规避系数 μ_c 取0.05,需求响应与可再生能源出力不确定性参数偏差系数之比 $\tau_{DR}:\tau_{RES}=1:1$ 。

表2 三种场景下系统运行费用

Tab.2 System operating costs under the three schemes 万元

场景	电费			购气费	运行维护费	需求响应收益	总成本
	购电	售电	总计				
一	7.113	3.128	3.985	28.766	6.874	—	39.625
二	6.555	4.142	2.413	27.363	5.286	0.752	34.310
三	6.884	3.728	3.156	28.317	5.584	1.031	36.026

由表2可知,场景二相较于场景一,在总成本上降低5.31万元,降幅为13.4%。场景三在场景二的基础上考虑系统内可再生能源与DR出力不确定性对系统影响,相较于场景一总成本下降3.59万,降幅为9.1%;相较于场景二总成本增加1.72万,涨幅为5%。场景三较场景二在购电、购气费用上增加1.67万元,需求响应收益也增加了0.28万元。根据3.2.2节分析结果可知,场景三中,系统通过增加运行成本费用在一定程度上可以增加其鲁棒性;由于系统对弹性负荷容量增大,需求响应收益也有所增加。场景二相较于场景一在购电、购气费用上降低5.18万元,说明通过热管网使各区域热能进行交互,可以改善系统的用能方式,降低系统的经济成本。

3.2.4 系统可再生能源消纳分析

图8为工业区在三种场景下的可再生能源消纳对比。

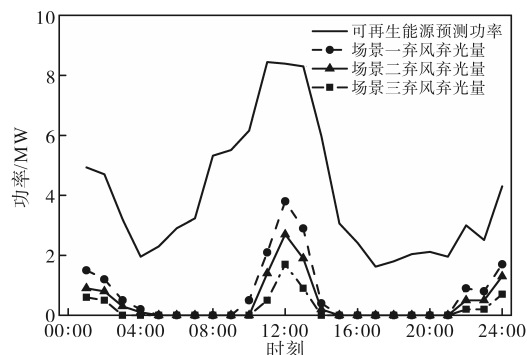


图8 三种场景下弃风弃光量

Fig.8 The amount of wind and light discarded in three scenarios

工业区可再生能源总出力为89.34 MW,在场景一条件下,系统弃风弃光量为15.32 MW,弃风弃光率为17.15%;在场景三条件下,系统弃风弃光量为6.14 MW,弃风弃光率为6.87%。相较于场景一,系统可再生能源消纳率提高10.28%。由上可知,在引入热网基础上综合考虑需求响应资源参与可以使可再生能源的上网率得到提升,达到较好消纳可再生能源的效果。

4 结论

本文提出一种考虑热网与需求响应的IES优化调度模型,能够提高系统经济性与可再生能源的消纳水平,增强系统应对不确定性的能力。在考虑系统需求响应与可再生能源出力不确定性条件下,对含有热网的多区域IES进行研究,通过算例分析得出以下结论:

1)在对多区域IES引入热网后,由于采用了联合供热的方式,可实现不同区域热能交换,提高各区域机组出力的灵活性,增加可再生能源上网率,降低系统的运行成本。通过引入热网可以进一步发挥IES多能互补这一特性,提高多区域IES热能互济能力,在区域间实现热能资源的高效利用。

2)在对多区域IES调度中考虑需求响应不确定性时,系统的购电、购气规模有所增加,提高了系统的运行成本。在引入IGDT策略处理系统调度中面临的不确定性因素时,虽然增加了模型的复杂程度,但是相较于确定性模型,采用该策略在不高于预期成本条件下,增加弹性负荷容量,提高了需求响应收益与系统的抗风险能力。

参考文献

- [1] ZHANG C, PENG K, HAN Y, et al. Key technologies and system development for regional integrated energy system[J]. Energy Reports, 2020, 6: 374-379.
- [2] 葛晓琳, 王云鹏, 朱肖和, 等. 计及差异化能量惯性的电、热、气综合能源系统日前优化调度[J]. 电网技术, 2021, 45(12): 4630-4642.
GE Xiaolin, WANG Yunpeng, ZHU Xiaohe, et al. Day-ahead optimal scheduling for integrated power, heat and gas energy system considering differentiation energy inertia[J]. Power System Technology, 2021, 45(12): 4630-4642.
- [3] 左逢源, 张玉琼, 赵强, 等. 计及源荷不确定性的综合能源生产单元运行调度与容量配置两阶段随机优化[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(22): 8205-8215.
ZUO Fengyuan, ZHANG Yuqiong, ZHAO Qiang, et al. Two-stage stochastic optimization for operation scheduling and capacity allocation of integrated energy production unit considering supply and demand uncertainty[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(22): 8205-8215.
- [4] 朱俊澎, 顾伟, 张韩旦, 等. 考虑网络动态重构的分布式电源选址定容优化方法[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(5): 111-119.
ZHU Junpeng, GU Wei, ZHANG Handan, et al. Optimal siting and sizing of distributed generators considering dynamic network reconfiguration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(5): 111-119.
- [5] 邓杰, 姜飞, 王文烨, 等. 考虑动态能效模型的园区综合能源系统梯级优化运行[J]. 电网技术, 2022, 46(3): 1027-1039.
DENG Jie, JIANG Fei, WANG Wenye, et al. Study on cascade optimization operation of park-level integrated energy system considering dynamic energy efficiency model[J]. Power System Technology, 2022, 46(3): 1027-1039.
- [6] 吴盛军, 刘建坤, 周前, 等. 考虑储能电站服务的冷热电多微网系统优化经济调度[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(10): 10-18.
WU Shengjun, LIU Jiankun, ZHOU Qian, et al. Optimal economic scheduling for multi-microgrid system with combined cooling, heating and power considering service of energy storage station[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(10): 10-18.
- [7] 艾芊, 郝然. 多能互补、集成优化能源系统关键技术及挑战[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(4): 2-10, 46.
AI Qian, HAO Ran. Key technologies and challenges for multi-energy complementarity and optimization of integrated energy systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4): 2-10, 46.
- [8] 潘晴宇. 考虑分布式电源接入的变电站规划关键技术研究[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(6): 98-104.
PAN Qingyu. Research on key technologies of substation planning considering distributed power access[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(6): 98-104.
- [9] 李鹏, 吴迪凡, 李雨薇, 等. 基于综合需求响应和主从博弈的多微网综合能源系统优化调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(4): 1307-1321, 1538.
LI Peng, WU Difan, LI Yuwei, et al. Optimal dispatch of multi-microgrids integrated energy system based on integrated demand response and stackelberg game[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(4): 1307-1321, 1538.
- [10] 宋雪莹, 陈杰, 刁利, 等. 双碳目标下考虑源荷不确定性多能互补系统优化运行模型[J]. 电测与仪表, 2021, 58(11): 8-15.
SONG Xueying, CHEN Jie, DIAO Li, et al. Optimal operation model of multi-energy complementary system considering source-load uncertainty under double carbon target[J]. Electrical Measurement and Instrumentation, 2021, 58(11): 8-15.
- [11] LIU W X, HUANG Y C, LI Z Z, et al. Optimal allocation for coupling device in an integrated energy system considering complex uncertainties of demand response[J]. Energy, 2020, 198: 117279.
- [12] 王佳颖, 史俊祎, 文福拴, 等. 计及需求响应的光热电站热电联供型微网的优化运行[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(1): 176-185.
WANG Jiaying, SHI Junyi, WEN Fushuan, et al. Optimal operation of CHP microgrid with concentrating solar power plants considering demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(1): 176-185.
- [13] 王珺, 顾伟, 陆帅, 等. 结合热网模型的多区域综合能源系统协同规划[J]. 电力系统自动化, 2019, 40(15): 17-24.
WANG Jun, GU Wei, LU Shuai, et al. Coordinated planning of multi-district integrated energy system combining heating network model[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 40(15): 17-24.
- [14] 林俐, 顾嘉, 王铃, 等. 面向风电消纳的考虑热网特性及热舒适度弹性的电热联合优化调度[J]. 电网技术, 2019, 43(10): 3648-3661.
LIN Li, GU Jia, WANG Qian, et al. Optimal dispatching of combined heat-power system considering characteristics of thermal network and thermal comfort elasticity for wind power accommodation[J]. Power System Technology, 2019, 43(10): 3648-3661.
- [15] KIA M, SHAFIEKHANI M, ARASTEH H, et al. Short-term operation of microgrids with thermal and electrical loads under different uncertainties using information gap decision theory[J]. Energy, 2020, 208: 118418.
- [16] ZHU Xu, SUN Yuanshang, YANG Jun, et al. Day-ahead energy pricing and management method for regional integrated energy systems considering multi-energy demand responses[J]. Energy, 2022, 251(11): 123914.

收稿日期: 2023-01-11

修改稿日期: 2023-02-08