

计及不确定性的区域综合能源系统双层优化配置规划模型

仇 知¹,王蓓蓓¹,贵树俊²,胡 楠²

(1. 东南大学 江苏省智能电网技术与装备重点实验室,江苏 南京 210096;2. 国网南通供电公司,江苏 南通 226500)

摘要:针对综合能源系统规划运行时缺乏对负荷、可再生能源预测误差和购能价格波动不确定性的考虑,构建了基于粒子群优化-区间线性规划的双层优化模型,用于求解计及不确定性的综合能源系统规划问题。为了说明所提优化配置模型能够显著提高系统运行的灵活性,给出了评价系统参与需求响应项目的潜力指标,量化分析了系统在响应电网削负荷指标和应对购能价格变化方面的优势。算例结果不仅验证了所提模型的有效性和可行性,还表明了能源互联替代的背景下,天然气价格和电负荷的波动直接影响能源服务公司的收益区间,可通过所提模型优化配置各类储能设备以提高能源利用率、抑制系统运营收益的波动。

关键词:综合能源系统;能量枢纽;规划;不确定性;能源服务公司;区间线性规划;双层优化;模型

中图分类号:TM 715

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.201908005

0 引言

当前,我国经济发展的动力正从传统的增长点转向以互联网+、清洁能源等为代表的新的增长点,抓住新一轮能源结构调整和能源技术变革趋势,构建全球能源互联网,实现绿色低碳发展,是实现能源高效利用的必经之路。区域综合能源系统(IES)^[1]作为能源互联网的物理表现形式,涉及电/热/气网的互联运行以及多种能源的相互耦合;而能量枢纽EH(Energy Hub)^[2-3]概念的提出为区域综合能源系统乃至全球能源互联网的实现提供了可能,它作为耦合点和各能源载体的转化站,将各个能源环节与信息支撑系统有机融合,通过对能源的科学调度,满足用户的多种能源需求、提高社会供能的可靠性和安全性。

随着能源市场化发展日益发展,能源服务公司ESCO(Energy Services COmpany)^[4-5]应运而生,其拥有区域综合能源系统内所有分布式能源的运行调控权,通过能源输送网络、信息物理系统以及综合能源管理平台实现能源流、信息流、价值流的交换与互动。目前已有文献探讨了ESCO在价格机制和经济调度方面的运营策略。文献[6]基于主从博弈提出了ESCO的售购电定价方案、用户需求侧响应和电动汽车的充放电策略;文献[7]建立了多种用户电价机制下的综合型能源售电公司参与市场竞价购电的最优策略;文献[4]探讨了计及不确定性的区域综合能源系统的日前经济优化调度模型。

收稿日期:2018-08-06;**修回日期:**2019-05-23

基金项目:江苏省智能电网技术与装备重点实验室课题项目(广义需求侧资源与电网互动推演仿真平台研究)

Project supported by the Program of Jiangsu Key Laboratory of Intelligent Power Grid Technology and Equipment (Research on Simulation Platform of Interactive Inference between Generalized Demand-side Resources and Power Grid)

事实上,综合能源系统在实际规划和运行时还面临着风、光、负荷的多重不确定性。针对不确定性机理,常用的建模方法主要有机会约束规划^[8]、概率场景法^[9]、点估计法^[10-11]、鲁棒优化法^[12]和区间优化理论^[13]等。文献[14]针对风/光出力 and 电/热负荷的不确定性,基于条件风险价值(CVaR)理论建立了综合能源系统的经济调度模型,分析了综合能源系统运行成本增加的风险;文献[11]构建了计及热电联产机组、电动汽车、光伏以及热储能的智慧家居,其中针对光伏的不确定性采用了两点估计法。上述研究均建立在已知不确定性变量概率密度的基础上,而Huang^[13]等提出的区间优化法为处理不确定信息分布函数未知的情况提供了解决思路,并被成功应用于区域性的能源规划与运行中,如文献[4, 15]通过区间数形式表征系统中的不确定性因素,分别建立了微网和区域综合能源系统日前经济优化调度的区间线性规划模型;文献[16]将鲁棒优化与区间规划相结合,建立了区间随机鲁棒优化方法用以解决碳交易和能源系统规划问题。除了经济调度外,综合能源系统在投建初期的设备配置也对ESCO的盈利空间至关重要。然而,针对计及不确定的规划问题的研究仍存在以下不足:①少有从ESCO的角度考虑,关于不确定性因素对ESCO的运营能力和决策的影响分析不足;②部分研究主要考虑系统内的单一不确定性,如可再生能源的不确定性,而忽略了多重不确定性因素;③对于不确定性因素的建模,大多需要获知准确的概率密度分布,这将极大地受制于数据采集统计系统成熟与否。

针对上述考虑不确定性后综合能源系统规划问题研究的不足,本文从ESCO的角度出发,建立了基于粒子群优化-区间线性规划的双层优化模型,解决了系统内各类负荷、可再生能源和购能价格的不确定性问题;给出了评价系统参与需求响应项目潜力

的指标,为电网在选择签订需求响应项目合同的用户时提供依据,同时为ESCO的规划运营提供参考。通过双层优化模型得到EH内设备的容量配置大小,使得规划结果更具鲁棒性和可行性,通过算例分析了各类资源的不确定性对系统配置结果和决策者盈利能力的影响,对ESCO在综合能源系统的投资规划和运行调度方面具有工程实践意义。

1 基于EH的综合能源系统基本结构

本文研究了基于EH的区域综合能源系统的规划运行双层优化模型,并引入ESCO所管辖的能源集线器以承担用户的各类能量需求,服务商通过购能、售能业务赚取差价以获利。

典型的EH基本框架如图1所示,其内部具体由冷热电联供装置CCHP(Combined Cooling, Heating and Power)、风电发电机组、各类储能装置,电转气PtG(Power-to-Gas)机组、电制冷机AC(Air Conditioning)和燃气锅炉GB(Gas Boiler)集成,其中CCHP可由燃气内燃机、余热锅炉和溴化锂吸收式制冷机组成,余热锅炉和溴化锂吸收式制冷机通过利用燃气内燃机发电时缸套水和烟气中的余热而制冷、制热。EH输入端的天然气及电能可分别从天然气公司和电网公司购买,在进入EH后可通过能量管理系统EMS(Energy Management System)合理分配给各类能源转化装置,从而对用户侧的电、热、冷负荷需求进行供给。

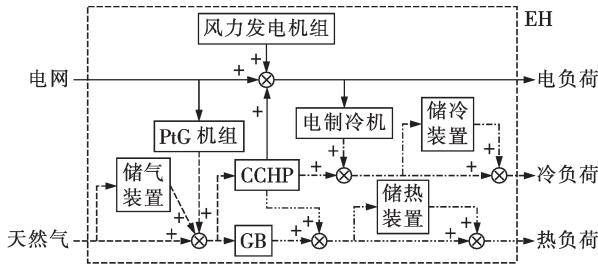


图1 EH的基本架构

Fig.1 Basic framework of EH

不考虑PtG机组和其他储能装置时,图1中EH的输入-输出耦合关系为:

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

$$L = \begin{bmatrix} L_{ele} \\ L_{cool} \\ L_{heat} \end{bmatrix}, \quad P = \begin{bmatrix} P_{tot}^{ele} \\ V_{tot}^{gas} \end{bmatrix}$$

$$C = \begin{bmatrix} \alpha & \beta \eta_{ele}^{cchp} H^{gas} \\ (1-\alpha) \eta^{ac} & \beta \eta_{cool}^{cchp} H^{gas} \\ 0 & [\beta \eta_{heat}^{cchp} + (1-\beta) \eta^{gb}] H^{gas} \end{bmatrix}$$

其中, V_{tot}^{gas} 、 P_{tot}^{ele} 分别为进气量、进电量, P_{tot}^{ele} 由实际利用的风电机组发电量 P^{wind} 和购电量 P_{buy}^{ele} 组成; L_{ele} 、 L_{cool} 、 L_{heat} 分别为用户的电、冷、热负荷需求; η^{gb} 为GB

的供热效率; η^{ac} 为电制冷机的制冷性能系数,通常设置为4; η_{ele}^{cchp} 、 η_{cool}^{cchp} 、 η_{heat}^{cchp} 分别为天然气经过CCHP转换成电、冷、热能的效率; H^{gas} 为天然气的热值,本文取为 $9.78 \text{ kW} \cdot \text{h} / \text{m}^3$ [17]; α 、 β 为输入能源在EH内的分配系数,取值范围均为 $[0, 1]$ 。考虑到EH内同时还包括了储能设备和PtG机组,式(1)应包含储能耦合矩阵 S , 即:

$$\begin{cases} L' = [L_{ele} + P^{PtG} & L_{cool} & L_{heat}]^T \\ C' = \begin{bmatrix} \alpha & \beta \eta_{ele}^{cchp} H^{gas} & 0 & 0 \\ (1-\alpha) \eta^{ac} & \beta \eta_{cool}^{cchp} H^{gas} & S^{cool} & 0 \\ 0 & [\beta \eta_{heat}^{cchp} + (1-\beta) \eta^{gb}] H^{gas} & 0 & S^{heat} \end{bmatrix} \\ P' = [P_{tot}^{ele} & V_{tot}^{gas} & \dot{E}^{cool} & \dot{E}^{heat}]^T \end{cases} \quad (2)$$

$$S = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ S^{cool} & 0 \\ 0 & S^{heat} \end{bmatrix}, \quad \dot{E} = \begin{bmatrix} \dot{E}^{cool} \\ \dot{E}^{heat} \end{bmatrix}$$

其中, S 、 $\dot{E}$ 分别为储能耦合矩阵和装置内储能能量的变化量 [18]; S^{cool} 、 S^{heat} 分别为储冷、储热耦合元素; $V_{tot}^{gas} = V_{buy}^{gas} + V_{PtG}^{gas} - S^{gas} \dot{E}^{gas}$, S^{gas} 为储气耦合元素, $\dot{E}^{gas}$ 为储气装置中储气量的变化量, V_{buy}^{gas} 为购气量, V_{PtG}^{gas} 为PtG机组的电转气量,可由 $V_{PtG}^{gas}(t) = \eta^{PtG} P^{PtG}(t) / H^{gas}$ 计算得到, η^{PtG} 、 $P^{PtG}(t)$ 分别为PtG机组的转化效率、用电量;时段 Δt 内储能装置内储能能量的变化量可由 $\dot{E} = E(t) - E(t - \Delta t)$ 计算得到, $E(t)$ 为时段 t 储能装置的储能能量; $\dot{E}^{cool}$ 、 $\dot{E}^{heat}$ 分别为储冷、储热装置内储能能量的变化量。

2 计及不确定性的综合能源系统规划运行模型

本文在计及风电、负荷及能源价格不确定性的基础上,将综合能源集线器的设备配置和调度策略建立为双层优化模型。上、下层优化决策变量间的传递关系如图2所示。首先,上层规划将各类机组的规划容量传递给下层运行模型,下层模型模拟EH的系统调度运行情况,并将最优收益结果返回给上层规划模型;然后,上层基于该结果修正综合ESCO在规划年阶段的总收益,再次优化各类设备的规划容量;最后,通过上层、下层的优化迭代,求解使综合ESCO利益最大的综合能源系统规划运行方案。

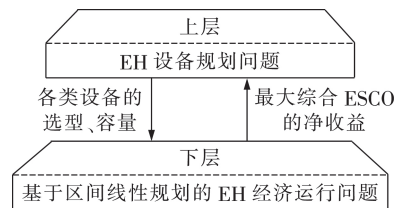


图2 上、下层优化决策变量间的传递关系

Fig.2 Transitive relationships between decision variables of upper and lower optimization

2.1 常规确定性模型

2.1.1 上层规划模型

上层优化的决策变量为各类机组的安装容量,以规划年内综合ESCO的总收益最大为优化目标,考虑了EH的投资成本 C_{inv} 和下层模型传递的运行净收益 F_{ope} 。上层优化的数学模型如式(3)所示。

$$\max F_{\text{tot}} = F_{\text{ope}} - C_{\text{inv}} \quad (3)$$

$$C_{\text{inv}} = \sum_{\omega} C_{\omega} R_{\omega}$$

$\omega \in \{\text{CCHP, GB, 电制冷机, PtG 机组, 储能装置}\}$

(4)

其中, C_{ω} 为设备 ω 的单位投资成本, R_{ω} 为设备 ω 的建设容量,具体的设备包括CCHP、GB、电制冷机、PtG机组和储能装置。

2.1.2 下层运行模型

下层以综合ESCO在规划年内EH的运营净收益最大化为优化目标,净收益包括综合ESCO的售能收益 F_{tot} ,并除去运行维护成本 C_{ope} 、失负荷惩罚成本 $C_{\text{curt_load}}$ 、弃风惩罚成本 $C_{\text{curt_wind}}$,具体的目标函数为:

$$\max F_{\text{ope}} = 365 \sum_{n=1}^N \frac{n}{(1+r)^n} \times \sum_{s \in \{c, h, t\}} \varepsilon_s (F_{\text{tot}} - C_{\text{ope}} - C_{\text{curt_load}} - C_{\text{curt_wind}}) \quad (5)$$

$$F_{\text{tot}} = \sum_{t=1}^{24} (p^{\text{ele}} L_{s,\text{ele}}(t) + p^{\text{heat}} L_{s,\text{heat}}(t) + p^{\text{cool}} L_{s,\text{cool}}(t)) \quad (6)$$

$$C_{\text{ope}} = \sum_{t=1}^{24} \sum_{\omega} (p^{\text{gas}} V_{\text{buy},s}^{\text{gas}}(t) + p^{\text{ele}} P_{\text{buy},s}^{\text{ele}}(t) + p_{\omega}^{\text{ope}} P_{\omega}^{\omega}(t)) \quad (7)$$

$$C_{\text{curt_load}} = p^{\text{load}} \sum_{t=1}^{24} P_s^{\text{cur_load}}(t) \quad (8)$$

$$C_{\text{curt_wind}} = p^{\text{cur_wind}} \sum_{t=1}^{24} P_s^{\text{cur_wind}}(t) \quad (9)$$

其中, N 为规划年限; r 为折现率; ε_s 为 s 类季节在当年出现的占比,本文考虑制冷季(c)、制热季(h)和过渡季(t)这3个典型季节; p^{ele} 、 p^{heat} 和 p^{cool} 分别为综合ESCO向用户的售电、售热、售冷单价; C_{ope} 为运行维护成本,包括购电、购气的成本费用与主要设备的运维费用; p^{gas} 、 p^{ele} 分别为单位购电、购气成本; $V_{\text{buy},s}^{\text{gas}}(t)$ 、 $P_{\text{buy},s}^{\text{ele}}(t)$ 分别为时段 t 的总购气量、购电量; p_{ω}^{ope} 为主要设备 ω 的单位运行费用; $P_{\omega}^{\omega}(t)$ 为时段 t 设备 ω 的出力情况,其可由式(1)计算得到; $C_{\text{curt_load}}$ 为失负荷惩罚成本,表征可靠性的能量缺失成本,本文主要考虑电负荷的丢失; p^{load} 为失负荷惩罚系数,用以衡量单位失负荷量的损失成本; $P_s^{\text{cur_load}}$ 为在 s 类典型季节下EH的失负荷量; $C_{\text{curt_wind}}$ 为弃风惩罚成本,与单位弃风惩罚费用 $p^{\text{cur_wind}}$ 和 s 类典型季节下时段 t 的弃风量 $P_s^{\text{cur_wind}}(t)$ 有关,其可由实际风机的发电量 $P^{\text{act_wind}}$

与实际风电利用量 P^{wind} 相减得到。

EH调度优化模型需考虑负荷供需平衡约束、设备出力约束等,具体如下。

(1)供需平衡约束。

$$L'_s = C'_s P'_s \quad (10)$$

(2)各设备运行上下限约束。

$$x_{\omega}^{\text{ope}} P_{\min}^{\omega} \leq P_s^{\omega} \leq x_{\omega}^{\text{ope}} P_{\max}^{\omega} \quad (11)$$

其中, $x_{\omega}^{\text{ope}} \in \{0,1\}$ 为设备 ω 的运行状态变量; $P_{\max}^{\omega}$ 、 $P_{\min}^{\omega}$ 分别为设备 ω 的功率上、下限。

(3)储能装置约束。

对于EH内部的储能设备而言,应满足其充放能量、储能量等约束条件,同时,本文假设在整个调度周期内要保证储能装置的储能和放气达到平衡,具体约束式如下:

$$\begin{cases} E_s^{\psi}(t) = E_s^{\psi}(t-1) + (P_{\text{cha},s}^{\psi} \eta_{\text{cha}}^{\psi} - P_{\text{dis},s}^{\psi} / \eta_{\text{dis}}^{\psi}) \Delta t \\ 0 \leq P_{\text{cha},s}^{\psi} \leq 0.3 \beta_{\text{stor}}^{\psi}, 0 \leq P_{\text{dis},s}^{\psi} \leq 0.3 \beta_{\text{stor}}^{\psi} \\ E_{\min}^{\psi} \leq E_s^{\psi}(t) \leq E_{\max}^{\psi} \\ P_{\text{cha},s}^{\psi}(t) P_{\text{dis},s}^{\psi}(t) = 0 \\ E_s^{\psi}(0) = E_s^{\psi}(24) \end{cases} \quad (12)$$

其中, $P_{\text{cha},s}^{\psi}$ 、 $P_{\text{dis},s}^{\psi}$ 分别为 s 类典型季节下 ψ 类储能设备(包括储气、储热、储冷设备)的充、放能功率; η_{cha}^{ψ} 、 η_{dis}^{ψ} 分别为 ψ 类储能设备的充、放能效率; $\beta_{\text{stor}}^{\psi}$ 为 ψ 类储能设备的容量,规定单位时段内储能装置的充、放能功率不能超过容量的30%^[19]; $E_{\min}^{\psi}$ 、 $E_{\max}^{\psi}$ 分别为 ψ 类储能设备蓄能量的下限、上限。考虑到储能设备在一个调度时段内不能同时充能、放能,需引入状态互斥约束 $P_{\text{cha},s}^{\psi}(t) P_{\text{dis},s}^{\psi}(t) = 0$;同时假设在一个调度周期(本文为24 h)内的始、末时段,设备蓄能状态相同,即 $E_s^{\psi}(0) = E_s^{\psi}(24)$ 。需要注意的是,在式(2)的储气耦合矩阵 S 中表示效率的元素与储能装置本身的充放气效率互为倒数,即式(2)中的 $\dot{E}$ 在蓄能时为正,耦合矩阵 S 中对应的表示效率的元素应为 $1/\eta_{\text{cha}}^{\psi}$;同样地,当放气时, $\dot{E}$ 为负, S 中对应的元素应为 η_{dis}^{ψ} 。

2.2 计及不确定性的双层优化模型

在实际的规划问题中,可再生能源的出力和负荷的预测均存在较大的不确定性,同时市场环境的变化使得能源价格出现大幅波动。在实际系统决策中,获得精确的概率密度函数往往较困难,而获得不确定变量的取值范围则相对容易^[4,15]。区间数学规划(IMP)方法能够处理能源规划中表现为区间形式的不确定性信息^[20],其中区间线性规划方法在复杂和不确定条件下的能源规划中应用最为广泛。

区间线性规划模型的一般形式^[4,15]为:

$$\begin{cases} \max_X [f] = [C][X] \\ \text{s.t. } [A][X] \leq [B] \\ [X] \geq 0 \end{cases} \quad (13)$$

其中, $[C] = ([c_{ij}])_{1 \times n}$, $[A] = ([a_{ij}])_{m \times n}$ 分别为目标函数、不等式约束中 $[X]$ 的系数矩阵, 其元素分别为 $[c_{ij}] = [c_{ij}^-, c_{ij}^+]$, $[a_{ij}] = [a_{ij}^-, a_{ij}^+]$; $[X] = ([x_{ij}])_{n \times 1}$ 为 n 维决策变量, 其元素为 $[x_{ij}] = [x_{ij}^-, x_{ij}^+]$; $[B] = ([b_{ij}])_{m \times 1}$ 为约束的区间值, 其元素为 $[b_{ij}] = [b_{ij}^-, b_{ij}^+]$ 。

一般将模型分解为2个子模型, 通过两阶段分解法进行求解^[4,15], 将包含不确定问题的模型转化成为2个确定性问题的子模型进行求解, 从而可以得到最后目标值 $[f_{opt}] = [f_{opt}^-, f_{opt}^+]$ 和决策量 $[x_{j,opt}] = [x_{j,opt}^-, x_{j,opt}^+]$ 。

本文使用区间线性规划方法处理包含不确定问题的EH运行模型, $L_{ele}, L_{cool}, L_{heat}, P_{wind}, p_{gas}, p_{ele}$ 将以区间数形式表示, 用以描述负荷、风电和能源价格的不确定性, 同时决策量 $V_{buy,s}^{gas}, P_{buy,s}^{ele}, P_{s}^{\omega}, P_{cha,s}^{\psi}, P_{dis,s}^{\psi}, E_s^{\psi}, P_{s}^{cur_load}, P_{s}^{cur_wind}$ 以及目标函数中的 $F_{ope}, F_{tot}, C_{ope}, C_{cur_load}, C_{cur_wind}$ 也将以区间形式表示, 式(5)~(12)将修改为含有区间数的线性规划; 进行求解后, 下层模型的结果为区间值 $[F_{ope}] = [F_{ope}^-, F_{ope}^+]$ 。本文利用 $(F_{ope}^{aver}, F_{ope}^{width})$ 表示ESCO的收益区间, 均值 F_{ope}^{aver} 表示不确定因素影响下期望的最优值, F_{ope}^{width} 用以描述最优解的不确定度, 如式(14)所示。

$$F_{ope}^{aver} = \frac{F_{ope}^- + F_{ope}^+}{2}, \quad F_{ope}^{width} = \frac{|F_{ope}^- - F_{ope}^+|}{2} \quad (14)$$

其中, F_{ope}^-, F_{ope}^+ 可分别由最劣子模型、最优子模型求得。计算 $(F_{ope}^{aver}(X), F_{ope}^{width}(X))$ 并返回给上层规划模型, 对上层式(3)所示目标函数进行式(15)所示修改, 通过2个确定值替代区间值 $[F_{ope}]$, 期望最大化ESCO的收益均值的同时降低不确定性对收益波动的影响。

$$\max F_{tot}' = \gamma(F_{ope}^{aver}(X) - C_{inv}) - (1 - \gamma)F_{ope}^{width}(X) \quad (15)$$

其中, γ 为权重系数。

2.3 模型求解

本文建立了双层优化模型, 上层使用粒子群优化算法进行求解, 生成各机组的容量, 下层采用区间线性规划模型将区间等式约束转化为2个确定性的约束, 再利用CPLEX求解器分别对最优子模型和最劣子模型进行求解得到最优值, 从而得到最优值的取值区间。具体的基于粒子群优化-区间线性规划双层模型的流程图如图3所示。

3 ESCO参与需求响应项目潜力指标评价

在区域综合能源系统中, 由于天然气、电能等能源之间的耦合使得系统本身具有灵活的运行特性, 在面对能源价格的波动或是电网发布的负荷削减指标时, ESCO可通过调控EH内部设备的工作状态在满足自身负荷需求、不影响自身舒适度的前提下参与需求响应, 保证了用户参与需求响应的积极性, 同时还可获得电网给予的激励补偿。而电网在选择参

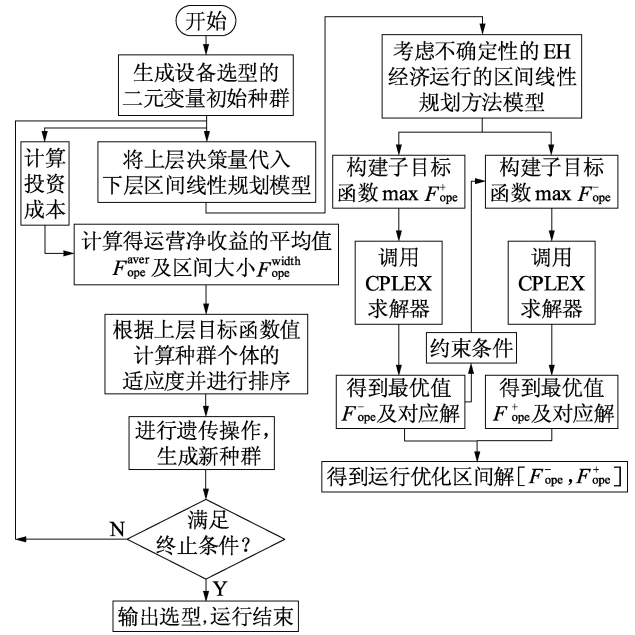


图3 基于粒子群优化-区间线性规划的双层模型流程图

Fig.3 Flowchart of bi-level model based on particle swarm optimization and interval linear programming

与需求响应项目的用户时, 也倾向于选择灵活度较高的用户。为了定量评价能源耦合下EH的灵活性, 进而评估ESCO参与需求响应的潜力, 为电网在选择签订需求响应项目合同的用户时提供依据, 同时为ESCO的规划运营提供参考, 本文建立了能源替代率和能源交叉弹性这2个指标。

(1) 能源替代率。

能源替代率表征单位购气量可替代的购电量。能源替代率越大, 则单位天然气可替代的电量越多, 参与激励型需求响应项目的潜力越大, 即在应对电网削负荷指令时, ESCO可加购较少的天然气替代购电需求。能源替代率的表达式为:

$$R_{ele_gas} = \left| \sum_t \frac{P_{buy}^{ele}(t) - P_{buy}^{gas0}(t)}{(V_{buy}^{gas}(t) - V_{buy}^{gas0}(t))H^{gas}} \right| \quad (16)$$

其中, $P_{buy}^{ele0}, V_{buy}^{gas0}$ 为基准值, 为了统一比较, 将 $P_{buy}^{ele0}, V_{buy}^{gas0}$ 分别设为无ESCO及其调控的EH时, 为了满足用户的用能需求所需的电量和天然气量, 即此时式(1)中 $\beta=0$ 且无各类储能设备的值, 用户用电直接通过向电网购电所得, 冷、热需求分别通过电空调制冷和锅炉制热得到满足。

(2) 能源交叉弹性。

能源交叉弹性表征能源价格对各类能源的影响, 即需求量变动百分比与价格变动百分比的比值; 当电网或气网期望通过价格的调整使得用户调整用电行为以达到平缓负荷的目的时, 能源交叉弹性越大的综合能源系统越能主动应对价格变化, 对应电力系统中价格型需求响应。

$$\begin{bmatrix} \Delta q^{\text{gas}} \\ \Delta q^{\text{ele}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \varepsilon^{\text{gg}} & \varepsilon^{\text{ge}} \\ \varepsilon^{\text{eg}} & \varepsilon^{\text{ee}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta p^{\text{gas}} \\ \Delta p^{\text{ele}} \end{bmatrix} \quad (17)$$

其中, Δq^{gas} 、 Δp^{gas} 和 Δq^{ele} 、 Δp^{ele} 分别为天然气和购电的需求量、价格相对变化量; ε^{gg} 、 ε^{ge} 、 ε^{eg} 、 ε^{ee} 为能源需求的价格交叉弹性,其可通过中点法^[21]求得,以购电量相对于天然气价格变化的能源交叉弹性 ε^{eg} 为例,如式(18)所示。

$$\varepsilon^{\text{eg}} = \sum_t \frac{\frac{P_{1,\text{buy}}^{\text{ele}}(t) - P_{2,\text{buy}}^{\text{ele}}(t)}{(P_{1,\text{buy}}^{\text{ele}}(t) + P_{2,\text{buy}}^{\text{ele}}(t))/2}}{(p_1^{\text{gas}} - p_2^{\text{gas}})/[(p_1^{\text{gas}} + p_2^{\text{gas}})/2]} \quad (18)$$

其中, $P_{1,\text{buy}}^{\text{ele}}$ 、 $P_{2,\text{buy}}^{\text{ele}}$ 分别为当天然气价格为 p_1^{gas} 、 p_2^{gas} 时的购电量。式(18)表示当天然气价格从 p_1^{gas} 变化到 p_2^{gas} 时,单位天然气价格变动百分比引起的购电量变化。

4 算例分析

4.1 算例条件

本文按图1所示的EH进行仿真。按照前文所述,算例设置制冷季、制热季、过渡季3个典型季,每个典型季的负荷和风电出力曲线见附录中图A1。ESCO的购电价格为分时电价,如附录中图A2所示,集中供热用天然气价格为2.37元/ m^3 ,失负荷惩罚系数设置为18000元/(MW·h)^[22]。参照文献[19],将售热价格和售冷价格分别设置为0.238、0.282元/(kW·h);售电价格设为0.785元/(kW·h)。设定规划年限为10a,年利率为5%。考虑到规划年内各类不确定性因素,将负荷的波动设置为 $\pm 2.5\%$,风电的波动设置为 $\pm 10\%$,电、气价格的波动分别设置为 $\pm 20\%$ 、 $\pm 10\%$ 。文中涉及的各项设备的费用、效率等具体参数见附录中表A1。采用所建立的粒子群优化-区间线性规划双层模型对表1所示场景的运行情况进行仿真。

表1 场景设置

Table 1 Setting of scenarios

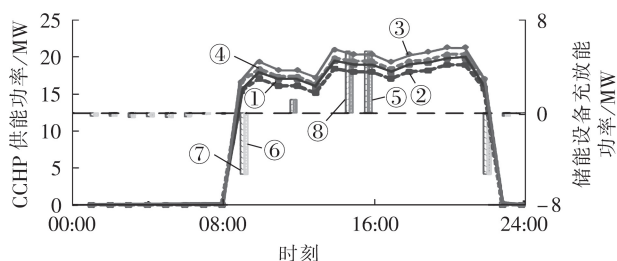
场景	描述
1	不考虑不确定因素,考虑储热、储冷
2	考虑不确定性因素,考虑储热、储冷
3	考虑不确定性因素,不考虑储热、储冷

4.2 考虑不确定性因素考察储能对系统配置运行的影响分析

分别仿真表1中的3种场景,ESCO收益及EH

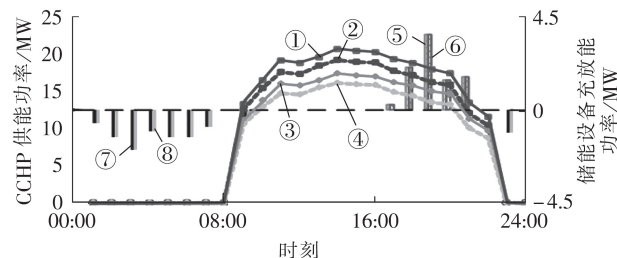
内部设备容量的规划结果如表2所示。比较场景1和场景2的结果可知,场景2下受系统内不确定性因素的影响,ESCO的净收益出现了明显的波动,且收益均值下降,同时由于负荷的波动,核心设备CCHP以及储热、储冷设备的容量增大;而相较于场景2,场景3下主要制热、制冷设备的容量抬升,收益波动的范围更大,且均值下降显著,说明储能能抑制系统收益波动方面具有经济优势。

图4为场景2下CCHP和储能设备在制热季和制冷季典型日的优化调度结果。在制冷季,储冷设备在01:00—09:00、22:00—23:00时段(即谷电价时段)储蓄由电制冷机产生的冷能,并在12:00—16:00时段释放冷能,以配合CCHP和电制冷机共同满足用户的用冷需求。制热季,在01:00—08:00时段和23:00 GB产出多余的热能储存在储热设备中,并在



- ① CCHP 发电功率上限, ② CCHP 发电功率下限
③ CCHP 供冷功率上限, ④ CCHP 供冷功率下限
⑤ 储冷设备放冷功率下限, ⑥ 储冷设备蓄冷功率下限
⑦ 储冷设备蓄冷功率上限, ⑧ 储冷设备放冷功率上限

(a) 制冷季典型日



- ① CCHP 发电功率上限, ② CCHP 发电功率下限
③ CCHP 供热功率上限, ④ CCHP 供热功率下限
⑤ 储热设备放热功率下限, ⑥ 储热设备放热功率上限
⑦ 储热设备蓄热功率上限, ⑧ 储热设备蓄热功率下限

(b) 制热季典型日

图4 场景2下CCHP和储能设备在制热季和制冷季典型日的优化调度结果

Fig.4 Optimal dispatching results of CCHP and energy storage equipment in typical days of cooling and heating seasons under Scenario 2

表2 3种场景下的ESCO收益及设备容量结果

Table 2 Benefits of ESCO and equipment capacities under three scenarios

场景	设备容量 / MW							净收益 / 万元	收益均值 / 万元	收益宽度 / 万元	收益波动范围 / %
	CCHP	GB	PtG 机组	电制冷机	储冷设备	储热设备	储气设备				
1	19.500	10.000	3.146	10.287	2.581	4.738	92.323	204950	204950	0	0
2	19.865	10.000	3.917	9.297	8.190	13.400	86.389	[173078, 233161]	203120	60083	± 14.79
3	19.959	11.827	3.936	10.749	0	0	86.796	[167166, 233374]	200270	66208	± 16.53

热负荷高峰时段(即16:00—21:00)释放热能。当CCHP的工作效率达到最大,且其所产出的能量全部被利用而无弃电、弃热(冷)存在时,设备能源利用率最大,处于最优运行状态,此时CCHP的冷、热、电的利用比为一定值,为制冷、热、电的最大效率比值。

由图4可知,在储能设备的参与下CCHP的制电、制热和制冷的变化趋势相同,通过计算发现其热电利用比和冷电利用比均保持为最优值,如图5所示。

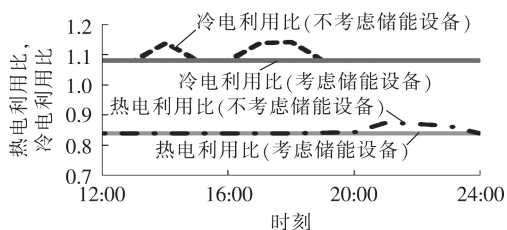


图5 考虑储能设备前、后热电和冷电利用比比较

Fig.5 Comparison of utilization ratio of heating-electricity and cooling-electricity before and after considering energy storage equipment

为了进一步说明储能平滑设备出力、提高能源利用率的作用,模拟场景2、3中CCHP在制热季和制冷季的热电利用比,如图5所示。在考虑储能后,CCHP的热(冷)电利用比均保持为最优值,而未考虑储能热(冷)设备时,某些时刻的利用比较最优值高,换言之,此时为了满足冷、热负荷需求,CCHP的制热、制冷效率达到最大值,而产生的电能未能全部利用,有弃电现象产生。这是因为储能可以通过释放热(冷)能来调整用户的热(冷)、电负荷大小,使得用户的热(冷)、电负荷在该时刻的比例与CCHP的热(冷)电产出比相匹配,从而最大化能源利用率。

4.3 灵敏度分析

4.3.1 购能价格不确定性对ESCO收益的影响

为了进一步明确能源价格的不确定性对收益的影响,本节首先对电、气价格的不确定性进行灵敏性分析。不同能源价格波动范围下ESCO的收益区间如图6所示。由图可见,单独增大某一能源价格的不确定性后,ESCO的净收益均值基本不变,但能源价格的波动对盈利区间的宽度有直接作用;当气价的不确定性升高时,ESCO的净收益区间宽度增加的幅度尤为明显。这主要是因为考虑了能源耦合替代后,该算例中的EH主要用能为天然气,故气价对收益的影响远高于电价。

4.3.2 负荷不确定性对设备容量的影响

负荷水平对系统配置有直接影响。图7给出了设备容量随负荷波动的变化情况,各类负荷的波动对EH内的设备容量均有所影响,但影响的显著程度及变化大小不同。

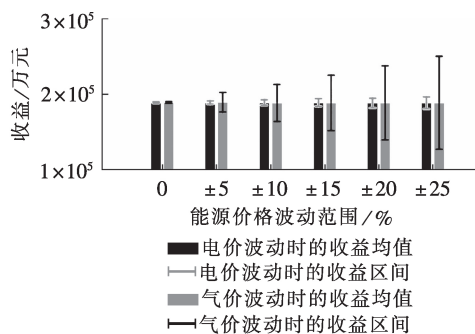
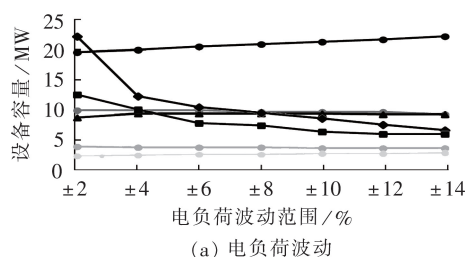
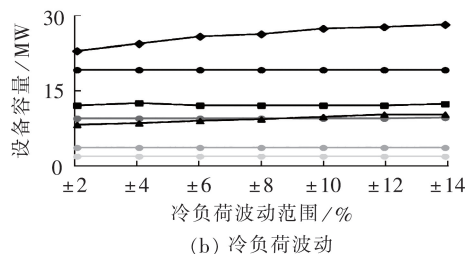


图6 不同能源价格波动范围下的ESCO收益

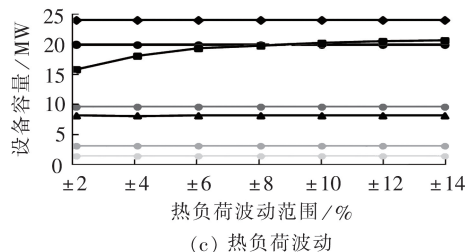
Fig.6 Benefits of ESCO under different fluctuation ranges of energy price



(a) 电负荷波动



(b) 冷负荷波动



(c) 热负荷波动

—●— CCHP, —●— GB, —●— PtG 机组, —▲— 电制冷机
—◆— 储冷设备, —■— 储热设备, —●— 储气设备

图7 不同负荷波动范围下的设备容量

Fig.7 Equipment capacity under different load fluctuation ranges

当电负荷波动时,CCHP和储热、储冷设备的容量变化最为显著,如图7(a)所示。①在算例假设条件下以气制电更经济,因此当电负荷幅值由于负荷波动而升高时,为了避免失负荷惩罚,CCHP的容量升高。②由于CCHP的容量升高使得产热、产冷值提高,其余供热、供冷的设备容量可以得到降低,从数值结果上看,GB的容量由10 MW逐步降至9.3 MW,电制冷机的容量由8.8 MW先升至9.3 MW再下降至9.2 MW,换言之,由电负荷波动而引起的CCHP容量升高这一结果对储热、储冷设备的容量变化影响更为显著,电制冷机、GB的容量只在极小的范围

内发生改变。这主要是因为某些冷、热负荷高峰时,冷、热用能主要还是依赖于电制冷机、GB,若此时电制冷机、GB的容量减小,则其在冷、热负荷峰值时的产热减小,储能装置需要释放更多的能量,由于储能充放能量与储能容量有关,这就使得储能设备的容量升高,相应的投资成本略高,且GB(电制冷机)在其他时段需多购气增加产热以储存更多热量在储热装置中(多购电增加产冷以储存更多冷能在储冷装置中),此时系统的购电、购气成本和储能的运行成本增加。即如果电制冷机、GB的容量变化得多,虽减少了电制冷机、GB的投资成本,但增加了储能的成本;若储能容量下降显著,则系统减少了储能的成本,从总成本来看,后者更具经济性优势,因此此时储冷、储热设备的容量减小,电制冷机和GB的容量略有波动,但并不明显。③PtG机组的容量与风电水平相关,夜间风电大发而电负荷较低,是PtG机组的主要工作时间,当风电波动一定时,电负荷由于负荷水平较低,因此在相同的波动百分比下,变化的数值区间并不大,因此PtG机组的容量变化并不明显。

在该算例中,虽然冷、热负荷高于电负荷,呈高热电比特性,但由于电制冷机和GB的制能效率较高且单位投资成本较储冷设备较高,因此当冷、热负荷波动时,主要的制热、制冷设备的容量变化并没有储能设备的容量变化程度明显。总而言之,相关储能设备的容量与冷、热负荷的波动呈正相关,分别如图7(b)、7(c)所示,而电负荷为影响总体设备选型的主导负荷,如图7(a)所示。

图8给出了负荷波动时ESCO的净收益,可以看出,净收益随负荷不确定性的增加而减小,且受电负荷的影响最大。这主要是因为当电负荷波动时,设备容量变化最为明显,投资和运维成本增加,因此净收益的波动最明显。因此,即使负荷呈高热电比特性,ESCO为了稳定自身收益应首先减小电负荷波动,这可以通过调整售电电价或实行激励型需求响

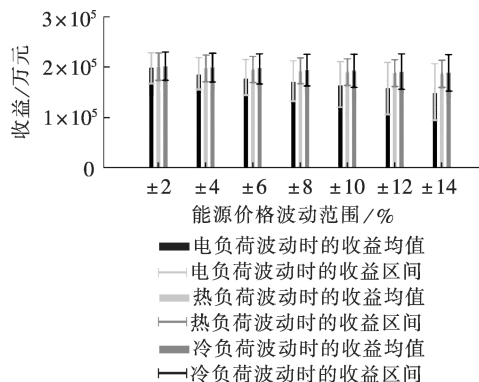


图8 不同负荷波动范围下的ESCO净收益

Fig.8 Benefits of ESCO under different load fluctuation ranges

应项目调节用户用电负荷来实现。

4.3.3 ESCO决策态度对规划结果的影响

式(15)中 γ 的值代表决策者的风险态度。 γ 的值越大,则决策者在规划时越注重追求运营收益,但同时承担了收益波动较大的风险; γ 的值越小,则表明决策者对收益波动持保守态度。为了分析ESCO的决策态度对系统运营的影响,本节对 γ 进行敏感性分析。表3为不同的 γ 值对应的ESCO净收益。当 $0 \leq \gamma \leq 0.4$ 时,ESCO的投资方案最为保守,其净收益为一定值,没有出现波动;当 $\gamma=0.6$ 时,ESCO虽然需承担收益大幅波动的风险,但其净收益均值最大;同时随着 γ 值的增大,收益上限值上升,但下限值下降且收益波动范围明显增大。

表3 不同 γ 值下ESCO的净收益

Table 3 Benefits of ESCO under different values of γ

γ	收益上限 / 万元	收益下限 / 万元	收益均值 / 万元	收益宽度 / 万元	收益波动范围 / %
0.2	187990	187990	187990	0	0
0.4	188000	188000	188000	0	0
0.6	255120	158650	206890	96470	± 11.6
0.8	255950	157340	206640	98610	± 11.9
1.0	256680	153830	205250	102850	± 12.5

不同的 γ 值下设备的容量变化如图9所示。由图可知,随着 γ 值的增大,除电制冷机和GB的容量升高外,其他设备的容量皆有所下降,其中储热/储冷设备的容量变化最为明显,CCHP的容量由19.9 MW下降至19 MW,变化幅度相对不明显。

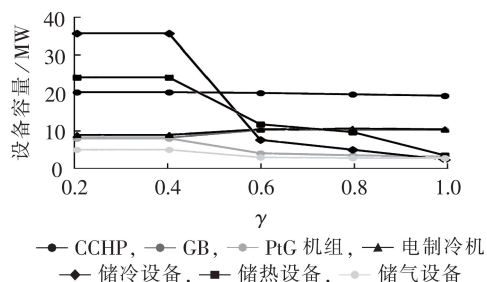


图9 不同 γ 值下的设备容量

Fig.9 Equipment capacity under different values of γ

换言之,存在一个最优值 γ_{opt} 使得决策者的收益均值相对最优、收益波动相对较小,此时储能充分发挥了其在抑制收益波动上的优势;当 γ 值较小,即决策者对收益波动的态度较保守时,可以增设储能设备以减小系统运营收益的波动,但同时面临着因运维费用较高而导致平均收益较低的风险,此时储能的参与可能会给系统带来经济上的压力;当 $\gamma > \gamma_{opt}$ 时,由优化结果可得储能的容量减小,相关维护费用减少,但决策者的收益波动加剧。

4.4 储能设备对ESCO参与需求响应项目潜力分析

ESCO赚取用户所缴纳的响应费用外,还可以通

过调控EH输入侧电、气资源的输入量来参与电网发布的需求响应项目,获得相应的激励费用。以评判综合能源系统在有、无储能装置这2种配置规划方案下的灵活性,即4.1节中场景2和3的规划结果为例,本节将随机生成各不确定因素在算例假设波动范围内的1组值,并利用第3节建立的EH灵活性指标,计算ESCO参与需求响应项目的潜力,生成的不确定因素的值见附录中表A2—A5。表4为能源替代率(指标1)在各典型日内计算所得值。然后假设制冷季峰时电价升高20%,计算制冷季典型日内峰时段天然气对电价变动的能源交叉弹性(即指标2),如表5所示。

表4 指标1的计算结果

Table 4 Calculative results of Index 1

有无 储能装置	指标1的计算结果		
	制冷季典型日	制热季典型日	过渡季典型日
无	0.3529	0.7105	0.6090
有	0.5536	0.7126	0.6090

表5 制冷季典型日指标2的计算结果

Table 5 Calculative results of Index 2
in typical day of cooling season

有无储能装置	ε^{ec}	ε^{ee}
无	-0.1614	0.0153
有	-0.4157	0.2385

由表4可知,由于储热(储冷)设备可以通过充放能使用户的热(冷)、电负荷在该时刻的比例与CCHP的热(冷)电产出比相匹配,因此考虑储能的配合后天然气资源得到了充分的利用,用气设备的容量均比无储能时的容量要小,在一定程度上减少了天然气的采买量,此时考虑储能的配置规划方案的能源替代率要比不考虑储能的配置规划方案高,单位天然气所替代的电量大,ESCO参与激励型需求

响应的潜力更高。由表5应对电价变动的能源交叉弹性计算结果可知,当制冷季峰时电价提高后,考虑储能后的能源交叉弹性变大。这是因为:在不考虑储能的配置规划方案下,电价的升高迫使ESCO调整设备运行,使得电制冷机少用电、CCHP多用气以补足电制冷机少供的冷量;而当配备储冷装置时,其还可以释放的冷量可抵消电制冷机的制冷,从而进一步节省购电量,购电量变化得更多,使 $|\varepsilon^{ec}|$ 升高,而同时CCHP的配合使得电制冷机原本的部分用电转移至用气,致使 $|\varepsilon^{ee}|$ 升高,因此考虑储能设备后EH应对购能价格变化的灵活性增强。

4.5 多ESCO互联交易下的规划结果分析

假设ESCO₁承担对综合能源系统1的用能供应,并与ESCO₂签订协议,可与其调控的综合能源系统2进行能量交易。假定ESCO₂可交易的能量在各典型日内的各个阶段不同,同时考虑到电网和热网传输容量的限制,设置了能量在各时刻的最大可交易量,具体见附录中表A6。参照文献[4]中的价格设置,ESCO之间买卖热能、冷能的价格分别为0.2、0.24元/(kW·h),买卖电价设置见附录中表A7。将考虑ESCO互联交易的情景设为场景4,将其与场景2的规划结果进行比较,结果见表6。

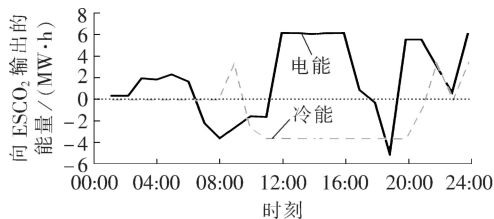
由表6可知,在ESCO₂分时电价的引导下,通过多ESCO的互联交易提高了ESCO₁的净收益,同时能量的买卖可以抑制负荷和风电所带来的不确定性,收益的波动得到显著降低。

由于气转电的经济性,因此在考虑能量的销售后ESCO₁的CCHP容量增大,产电增多可在峰、平电价时段售电给ESCO₂以获取售电收益,能量在ESCO之间的交互情况如图10所示,可见此时CCHP供电时多产生的热和冷能可存储在相应的储能设备中;在谷时段,在风电水平较高的时段即01:00—06:00,

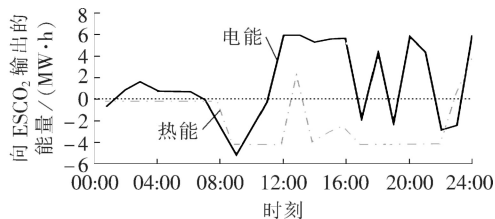
表6 场景2、4的规划结果比较

Table 6 Comparison of planning results between Scenario 2 and 4

场景	设备容量 / MW							收益区间 / 万元	收益均值 / 万元	收益宽度 / 万元	收益波动范围 / %
	CCHP	GB	PtG 机组	电制冷机	储冷设备	储热设备	储气设备				
2	19.865	10.000	3.917	9.297	8.190	13.400	86.389	[173 078, 233 161]	203 120	60 083	±14.79
4	24.451	9.860	3.613	9.077	8.308	15.595	106.500	[221 221, 221 221]	221 221	0	0



(a) 制冷季



(b) 制热季

图10 能量在ESCO之间交互情况

Fig.10 Energy interaction between ESCOs

可将风电转移至ESCO₂以提高可再生能源的消纳,当本地电负荷逐渐提升时,从ESCO₂低价购入电能。ESCO₂售冷、售热的价格更具竞争性,因此在峰、平电价时段ESCO₁的电制冷机用电下降转而依靠从ESCO₂购买冷能,如图10(a)中的10:00—20:00时段,收益电制冷机的容量下降;而在21:00—24:00时段本地用冷需求极少,因此可以将CCHP所提供的电、冷能售出给ESCO₂;同理,由于本地热负荷可部分依靠ESCO₂,因此GB的容量略有减少。

5 结论

本文建立了ESCO调控的区域综合能源系统的规划运行模型,考虑了负荷、风电等资源 and 能源价格的不确定性,并引入区间线性规划模型解决含不确定性的EH运行问题,进而建立了基于粒子群优化-区间线性规划双层优化模型,使得EH内各类设备的规划配置结果更具鲁棒性。由算例分析结果可得如下结论。

(1)所提模型能够有效地描述系统规划中的不确定性因素;储能除了具有抑制系统运营收益的波动、提升ESCO参与需求响应潜力的作用外,还可以配合CCHP的热电比充放能,从而提高能源利用率。

(2)对于拥有本文所探讨的EH管控所有权的ESCO而言,其收益区间受天然气价格的波动和电负荷不确定性的影响最为明显;多ESCO的互联交易不仅能提高服务商的收益,还可有效抑制由系统中不确定性因素引起的收益波动。

(3)ESCO可根据自身的风险态度,设置上层模型中权重因子的值,且存在一个优化值 γ_{opt} 使得决策者的收益均值相对最优、收益波动相对较小。

综合能源系统运行时还可参与电(气)网的需求响应项目从而获得相应的激励收益,本文给出了评价系统参与需求响应项目潜力的指标,之后可在考虑电/气网络拓扑结构和运行状态变化、安全约束的基础上,就多能需方资源的配置和多网互济调度进行更深一步的探讨。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 贾宏杰,王丹,徐宪东,等. 区域综合能源系统若干问题研究[J]. 电力系统自动化,2015,39(7):198-207.
JIA Hongjie, WANG Dan, XU Xiandong, et al. Research on some key problems related to integrated energy systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(7): 198-207.
- [2] GEIDL M, ANDERSSON G. Optimal power flow of multiple energy carriers[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(1): 145-155.
- [3] GEIDL M, KOEPEL G, FAVRE-PERROD P, et al. Energy hubs for the future[J]. IEEE Power and Energy Magazine, 2007, 5(1): 24-30.
- [4] 白牧可,王越,唐巍,等. 基于区间线性规划的区域综合能源系统日前优化调度[J]. 电网技术,2017,41(12):3963-3970.
BAI Muke, WANG Yue, TANG Wei, et al. Day-ahead optimal dispatching of regional integrated energy system based on interval linear programming[J]. Power System Technology, 2017, 41(12): 3963-3970.
- [5] 李婕茜. 从电能供应商到综合能源服务商——国家电网公司构建能源服务新业态[N]. 国家电网报,2018-04-19(2).
- [6] 刘文霞,李校莹,刘座铭,等. 基于主从博弈的能源服务商运营模式与能量管理[J]. 现代电力,2018,35(2):8-15.
LIU Wenxia, LI Xiaoying, LIU Zuoming, et al. Energy operator operating mode and energy management based on stackelberg game[J]. Modern Electric Power, 2018, 35(2): 8-15.
- [7] 尹龙,刘继春,高红均,等. 考虑多种用户价格机制下的综合型能源售电公司购电竞价策略[J]. 电网技术,2018,42(1): 88-97.
YIN Long, LIU Jichun, GAO Hongjun, et al. Study on bidding strategy of comprehensive power retailer under multiple user-price mechanisms[J]. Power System Technology, 2018, 42(1): 88-97.
- [8] 张思德,胡伟,卫志农,等. 基于机会约束规划的电-气互联综合能源系统随机最优潮流[J]. 电力自动化设备,2018,38(9): 121-128.
ZHANG Side, HU Wei, WEI Zhinong, et al. Stochastic optimal power flow of integrated power and gas energy system based on chance-constrained programming[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(9): 121-128.
- [9] WU L, SHAHIDEPOUR M, LI Z Y. Comparison of scenario-based and interval optimization approaches to stochastic SCUC[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(2): 913-921.
- [10] MOEINI-AGHTAIE M, ABBASPOUR A, FOTUHI-FIRUZABAD M, et al. Optimized probabilistic PHEVs demand management in the context of energy hubs[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2015, 30(2): 996-1006.
- [11] RASTEGAR M, FOTUHI-FIRUZABAD M, ZAREIPOUR H, et al. A probabilistic energy management scheme for renewable-based residential energy hubs[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(5): 2217-2227.
- [12] 张晓花,谢俊,赵晋泉,等. 考虑风电和电动汽车等不确定性负荷的电力系统节能减排调度[J]. 高电压技术,2015,41(7): 2408-2414.
ZHANG Xiaohua, XIE Jun, ZHAO Jinquan, et al. Energy-saving emission-reduction dispatching of electrical power system considering uncertainty of load with wind power and plug-in hybrid electric vehicles[J]. High Voltage Engineering, 2015, 41(7): 2408-2414.
- [13] HUANG G H, BAETZ B W, PATRY G G. A grey linear programming approach for municipal solid waste management planning under uncertainty[J]. Civil Engineering Systems, 1992, 9(4): 319-335.
- [14] 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.
- [15] 王守相,王栋,韩亮. 考虑不确定性的微网日前经济优化调度区间线性规划方法[J]. 电力系统自动化,2014,38(24): 5-11, 47.
WANG Shouxiang, WANG Dong, HAN Liang. Interval linear programming method for day-ahead optimal economic dispatching of microgrid considering uncertainty[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(24): 5-11, 47.
- [16] CHEN C, LI Y P, HUANG G H, et al. A robust optimization method for planning regional-scale electric power systems and managing carbon dioxide[J]. International Journal of Electrical

- Power & Energy Systems, 2012, 40(1): 70-84.
- [17] 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, 2016, 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, 2016, 40(15): 17-24.
- [18] ALIPOUR M, ZARE K, ABAPOUR M. MINLP probabilistic scheduling model for demand response programs integrated energy hubs[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2018, 14(1): 79-88.
- [19] 陆伟. 城市能源环境中分布式供能系统优化配置研究[D]. 北京: 中国科学院, 2007.
LU Wei. Optimal planning of distributed CCHP system in urban energy environment[D]. Beijing: Chinese Academy of Sciences, 2007.
- [20] 陈聪. 鲁棒优化方法用于能源系统管理与规划[D]. 北京: 华北电力大学, 2014.
CHEN Cong. Robust optimization methods for energy systems management and planning[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2014.
- [21] 曼昆, GREGORY MANKIWN, 梁小民, 等. 经济学原理: 宏观经济学分册[M]. 北京: 北京大学出版社, 2012: 99-100.
- [22] STURT A, STRBAC G. Efficient stochastic scheduling for simulation of wind-integrated power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(1): 323-334.

作者简介:



仇 知

仇 知(1993—), 女, 江苏徐州人, 硕士研究生, 主要研究方向为综合能源系统、需求侧管理(**E-mail**: qiuzhi_seu@qq.com);

王蓓蓓(1979—), 女, 北京人, 副教授, 博士研究生导师, 博士, 研究方向为电力市场、需求侧管理等(**E-mail**: wangbeibei@seu.edu.cn);

贵树俊(1980—), 男, 江苏海安人, 高级工程师, 主要从事输变电工程设计方面的工作(**E-mail**: ntbenshj@jsepc.com)。

Bi-level optimal configuration planning model of regional integrated energy system considering uncertainties

QIU Zhi¹, WANG Beibei¹, BEN Shujun², HU Nan²

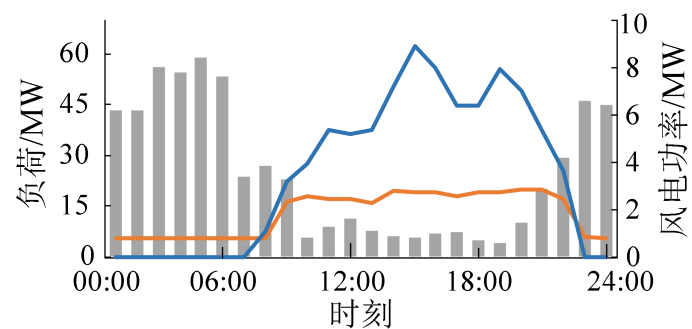
(1. Jiangsu Key Laboratory of Intelligent Power Grid Technology and Equipment, Southeast University, Nanjing 210096, China;

2. State Grid Nantong Power Supply Company, Nantong 226500, China)

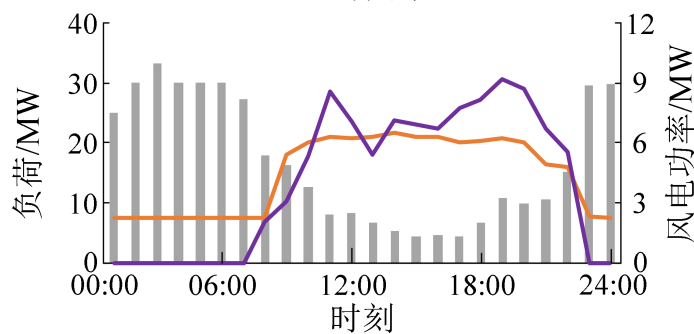
Abstract: Aiming at the lack of consideration of the uncertainties of load, prediction error of renewable energy and energy purchase price fluctuations, a bi-level optimization model based on particle swarm optimization and interval linear programming is proposed to solve the planning problem of integrated energy system with uncertainties. In order to show that the proposed optimal configuration model can significantly improve the flexibility of system operation, the potential indicators for evaluating the system participating in the demand response projects are given, and the advantages of system in responding to the load reduction targets and energy price changes are quantitatively analyzed. The results of numerical example not only validate the validity and feasibility of the proposed model, but also show that under the background of energy interconnection and substitution, the fluctuations of natural gas price and power load directly affect the income range of energy service companies, and the proposed model can optimize the allocation of various energy storage equipment to improve the energy utilization efficiency and suppress the system operation income fluctuations.

Key words: integrated energy system; energy hub; planning; uncertainty; ESCO; interval linear programming; bi-level optimization; models

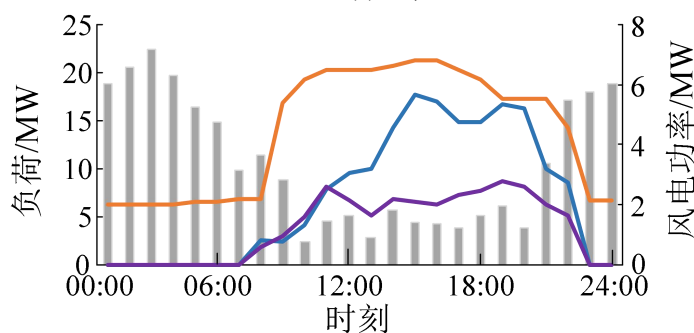
附录



(a) 制冷季



(b) 制热季



(c) 过渡季

— 风电功率, — 电负荷, — 冷负荷, — 热负荷

图 A1 各季节的风电出力、负荷曲线

Fig.A1 Wind power and load curves in each season

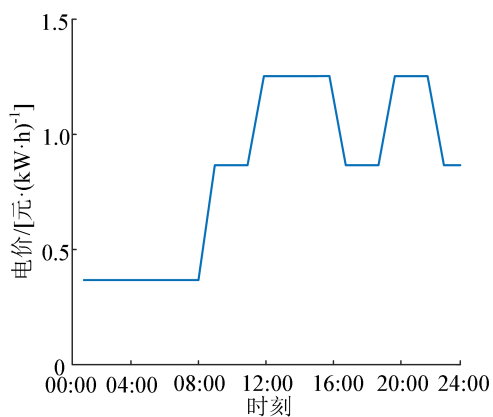


图 A2 电价曲线

Fig.A2 Power price curve

表 A1 各类设备参数
Table A1 Parameters of each equipment

设备	单位投资成本/(元·kW ⁻¹)	效率
CCHP	9000	$\eta_{\text{cchp}}^{\text{ele}} = 0.417$, $\eta_{\text{cchp}}^{\text{cool}} = 0.45$, $\eta_{\text{cchp}}^{\text{heat}} = 0.35$
GB	850	0.92
电制冷机	950	4
PtG 机组	5500	0.6
储能	150	0.95

表 A2 模拟电价
Table A2 Simulated electricity price

时刻	电价/[元·(kW·h) ⁻¹]	时刻	电价/[元·(kW·h) ⁻¹]	时刻	电价/[元·(kW·h) ⁻¹]	时刻	电价/[元·(kW·h) ⁻¹]
01:00	0.367	07:00	0.367	13:00	1.253	19:00	0.866
02:00	0.367	08:00	0.367	14:00	1.253	20:00	1.253
03:00	0.367	09:00	0.866	15:00	1.253	21:00	1.253
04:00	0.367	10:00	0.866	16:00	1.253	22:00	1.253
05:00	0.367	11:00	0.866	17:00	0.866	23:00	0.866
06:00	0.367	12:00	1.253	18:00	0.866	24:00	0.866

表 A3 夏季典型日负荷与风电模拟值
Table A3 Simulated load and wind power of typical summer day

																MW
时刻	电负荷	冷负荷	风电功率	时刻	电负荷	冷负荷	风电功率	时刻	电负荷	冷负荷	风电功率	时刻	电负荷	冷负荷	风电功率	
01:00	5.38	0	6.78	07:00	5.34	0	3.24	13:00	15.30	36.87	1.08	19:00	18.85	54.81	0.59	
02:00	5.48	0	6.16	08:00	5.43	7.22	3.52	14:00	19.40	48.29	0.91	20:00	19.00	48.31	1.28	
03:00	5.34	0	8.41	09:00	15.44	21.92	3.05	15:00	18.59	62.12	0.75	21:00	19.64	37.20	3.10	
04:00	5.34	0	7.43	10:00	17.91	26.32	0.82	16:00	18.70	54.90	0.94	22:00	16.70	24.90	3.89	
05:00	5.38	0	8.79	11:00	16.40	37.02	1.17	17:00	17.07	43.05	1.06	23:00	5.47	0	7.15	
06:00	5.35	0	7.23	12:00	16.53	34.29	1.60	18:00	18.88	42.83	0.67	24:00	5.43	0	6.28	

表 A4 冬季典型日负荷与风电模拟值
Table A4 Simulated load and wind power of typical winter day

																MW
时刻	电负荷	热负荷	风电功率	时刻	电负荷	热负荷	风电功率	时刻	电负荷	热负荷	风电功率	时刻	电负荷	热负荷	风电功率	
01:00	7.40	0	8.23	07:00	7.27	0	7.75	13:00	20.69	17.19	1.91	19:00	20.34	26.65	3.10	
02:00	7.43	0	9.27	08:00	7.37	6.77	5.15	14:00	20.50	22.66	1.60	20:00	19.76	24.23	2.83	
03:00	7.23	0	10.12	09:00	17.26	9.78	5.01	15:00	20.46	22.24	1.20	21:00	15.71	22.06	2.87	
04:00	7.32	0	9.46	10:00	19.74	16.87	3.91	16:00	19.99	21.65	1.38	22:00	15.92	18.19	4.87	
05:00	7.27	0	8.83	11:00	19.97	24.17	2.45	17:00	19.26	25.51	1.21	23:00	7.36	0	8.23	
06:00	7.26	0	9.06	12:00	19.88	22.40	2.63	18:00	19.26	26.69	1.92	24:00	7.37	0	8.37	

表 A5 过渡季典型日负荷与风电模拟值
Table A5 Simulated load and wind power of typical day in transition season

															MW
时刻	电负荷	冷负荷	热负荷	风电功率	时刻	电负荷	冷负荷	热负荷	风电功率	时刻	电负荷	冷负荷	热负荷	风电功率	
01:00	5.96	0	0	5.59	09:00	16.38	2.41	2.80	2.99	17:00	19.38	14.44	7.12	1.22	
02:00	5.94	0	0	6.32	10:00	18.68	4.06	4.74	0.80	18:00	18.80	14.63	7.59	1.51	
03:00	6.12	0	0	7.05	11:00	19.93	7.71	7.86	1.33	19:00	17.09	16.11	8.35	1.82	
04:00	6.11	0	0	6.78	12:00	19.61	9.17	6.40	1.76	20:00	16.79	15.52	7.81	1.23	
05:00	6.17	0	0	5.70	13:00	19.58	9.62	5.06	0.93	21:00	16.81	9.55	6.18	3.63	
06:00	6.19	0	0	5.19	14:00	20.52	14.01	6.76	1.97	22:00	13.82	8.21	4.98	5.81	
07:00	6.58	0	0	3.39	15:00	20.83	17.35	6.14	1.34	23:00	6.56	0	0	5.77	
08:00	6.69	2.41	1.83	3.71	16:00	21.06	16.15	6.19	1.31	24:00	6.46	0	0	6.13	

表 A6 ESCO2 的可交互能量设置
Table A6 Setting of exchangeable energy of ESCO₂

MW·h									
季节	最大可交互电能总和			最大可交互热能总和			最大可交互冷能总和		
	00:00—08:00	09:00—18:00	19:00—24:00	00:00—08:00	09:00—18:00	19:00—24:00	00:00—08:00	09:00—18:00	19:00—24:00
制冷季	-25	±25	±15	—	—	—	0	±28	±10
过渡季	-15	±25	±10	0	±15	±8	0	±18	±8
制热季	-10	±25	±10	0	±27	±10	—	—	—
各时刻最大可交易量		±6		±3.5		±3.5			

注：“±”表示此时 ESCO₂ 可以向 ESCO₁ 买/卖能量；“—”表示此时 ESCO₂ 仅可从 ESCO₁ 处购入能量。

表 A7 ESCO 的买卖电价
Table A7 Electricity trading price between ESCOs

时段	电价/[元·(kW·h) ⁻¹]
低谷	0.31
平时段	0.74
高峰	1.06

注：为了促进系统间的交互，表 A7 中各时段的电价略低于图 A2 中的电价值。