

考虑多能负荷不确定性的区域综合能源系统鲁棒规划

沈欣炜¹, 郭庆来², 许银亮¹, 孙宏斌²

(1. 清华-伯克利深圳学院, 清华大学, 广东省深圳市 518055;

2. 电力系统发电设备仿真国家重点实验室, 清华大学, 北京市 100084)

摘要:提出了一种考虑冷电热多能负荷不确定性的区域综合能源系统鲁棒规划方法。基于能源集线器(energy hub, EH)模型,建立了含冷电热三联供、燃气锅炉、集中式制冷站在内的区域综合能源系统模型;根据历史/预测年8 760 h多能负荷数据,通过 k -means聚类分群方法得到多个典型日负荷场景,以上下界区间描述负荷不确定性,形成鲁棒规划模型;将相应鲁棒规划模型等价转化、形成子问题为凸的混合整数规划模型求解。算例结果证明了该规划方法的有效性,同时体现了综合能源系统多能互补集成优化效益。

关键词:能源集线器;不确定性;综合能源系统;鲁棒规划

0 引言

多能互补集成优化的综合能源系统(integrated energy system, IES)是能源互联网的重要发展方向之一^[1-9]。能源互联网是“推动分布式可再生能源的大规模利用与分享,促进电力、交通、天然气等多种复杂网络系统的相互融合”的综合能源网络(comprehensive energy network)^[6-7]。类似地,“综合能源系统”概念为电-冷-热-气多能互补集成优化的区域能源系统,涉及热电联供机组、变电站、配电馈线、供热站、供冷/热管道、供气站等设备的规划和运行。“多能互补”意在改变原有各能源供用系统各自规划设计、独立运行的现状,对不同供用能系统进行统一的协调优化。能源互联网中IES的建设,对于提升社会用能效率、促进可再生能源规模化利用等都具有重要意义^[8-9]。

近年来,IES的建模、规划与运行问题受到广泛关注,国内外学者已经形成了丰富的研究成果^[10-24]。例如,王成山、顾伟等学者提出含热电联供(combined heat and power, CHP)和冷热电联供(combined cooling, heating and power, CCHP)的多能互补的微网建模与运行^[10-11]方法;考虑不同类型能源之间耦合作用的能源系统联合建模和研究,包

括电网与天然气网^[12]、电网与热网^[13]耦合运行的联合稳态潮流分析等。其中, Goran Anderson等学者提出了能源集线器(energy hub, EH)模型和energy interconnector模型^[14],用EH线性化地表示多种能量之间的转换、存储等,已得到众多学者的认可。贾宏杰等学者提出了一种基于EH和多能互补思想的IES研究思路^[15],同时研究了电-气-热混合潮流算法^[16]。

具体到IES规划方法研究方面,目前的研究成果集中于不同背景、不同组成的多类型能源系统的建模与规划。例如,基于EH的考虑电/热/气多能耦合的规划^[17-20],考虑多方利益主体、差异化用能需求的规划流程^[21],考虑冷热电存储的区域综合能源站优化设计^[22],结合热网模型的多区域协同规划^[23],考虑采暖期和供冷期园区级别规划^[24]、评估指标与方法^[25]、能量整体运输模型^[26]、评估指标与方法^[27]等。然而,上述研究成果大部分未考虑其中的不确定性因素,或仅通过多场景方法^[19-21]考虑不确定性。

相比之下,在传统的电力系统规划和运行问题中较早地引入了对不确定性因素的考虑,相应优化方法主要包括鲁棒优化(robust optimization, RO)^[28-29]和随机优化(stochastic programming, SP)^[30]等。在IES规划问题的研究中,需考虑的不确定性因素众多(如可再生能源的多能供给、电-冷-热-气负荷的需求)。因此,有必要通过鲁棒优化方法更加精确地考虑其中的不确定性因素,提升IES供能的可靠性;并且在规划阶段就考虑运行时可能

收稿日期:2018-05-11;修回日期:2018-10-11。

上网日期:2019-00-00。

国家自然科学基金资助项目(51537006);中国博士后科学基金资助项目(2016M60092, 2018T110097);深圳市科创委基础研究学科布局类资助项目(JCYJ20170411152331932)。

出现的各类场景、以及相应的优化运行策略,充分提升多能互补的效益。由此形成的相应规划方法将具有广阔的应用前景。

基于前述状况,本文提出了一种考虑电-冷-热多能负荷不确定性的区域 IES 规划方法。首先,从模型角度构建通用化的基于 EH 的模型,统一描述典型区域 IES 规划问题,包括了 CCHP 机组、燃气锅炉、集中式制冷站等设备,进行考虑规划期内运行状况的区域 IES 各类设备选型;其次,从规划方法角度提出考虑多能负荷不确定性的区域 IES 鲁棒规划方法和流程:采用 k -means 聚类分群从历史/预测年 8 760 h 多能负荷数据中得到多个典型日负荷场景,然后,以上下界区间描述负荷不确定性,形成鲁棒约束,再将相应鲁棒优化模型等价转化、形成子问题为凸问题(convex problem)的混合整数规划模型求解。在考虑不确定性的规划方法中,该方法具有鲁棒性可调、收敛性良好等优点。

1 基于 EH 的 IES 规划模型

从能源供给方式的角度考虑,一般而言,区域 IES 包含变电站、热电联供机组、燃气锅炉/电锅炉、集中式制冷站等供能手段,能源的供给方式和需求形式都是多样化的。在描述 IES 的多能特性方面,EH 模型已经受到广泛的认可。一个典型的基于 EH 的区域 IES 如图 1 所示。



图 1 典型的区域综合能源系统图示
Fig.1 Illustration of typical regional integrated energy system

EH 考虑多种形式能源输入和输出,通过下述线性方程表达其转换关系^[14]。

$$L = \begin{bmatrix} l_1 \\ l_2 \\ \vdots \\ l_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} c_{\alpha,1} & c_{\beta,1} & \cdots & c_{\omega,1} \\ c_{\alpha,2} & c_{\beta,2} & \cdots & c_{\omega,2} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ c_{\alpha,m} & c_{\beta,m} & \cdots & c_{\omega,m} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p_{\alpha} \\ p_{\beta} \\ \vdots \\ p_{\omega} \end{bmatrix} = CP \quad (1)$$

式中: $L=[l_1, l_2, \dots, l_m]^T$ 为 EH 输出、可理解为负荷侧电/冷/热/气需求(注:高品位热和低品位热不可直接相加,需以不同输入输出进行表示),下标 m 表示不同的能源形式; $P=[p_{\alpha}, p_{\beta}, \dots, p_{\omega}]^T$ 为 EH 输入,下标 $\alpha, \beta, \dots, \omega$ 表示不同类型的能源,例如:电、热、燃气等; C 为能量转换矩阵; $c_{\alpha,1}, c_{\beta,1}, \dots, c_{\omega,m}$

为转化因子。

注意到,一般而言,EH 用于概括区域 IES 的整体“能源”输入和输出。但是,由于区域 IES 中的多能设备大多具备多能输入和输出的特点,类似地,可采用 EH 模型便利地对于区域 IES 中的每一类多能设备分别进行建模,从而构建区域 IES 规划模型。此时,式(1)可写为:

$$L_{IES} = \sum_{i \in \psi} C^i P^i$$

式中: L_{IES} 为区域 IES 整体多能输出矩阵; ψ 为设备类型集合; C^i 为第 i 类设备的能量转换矩阵; P^i 为第 i 类设备的多能输入矩阵。

下文中将介绍基于 EH 对各类多能设备分别建模的区域 IES 通用化规划模型的目标函数和约束条件。

1.1 多能设备规划建模及相关约束条件

对于区域 IES 规划问题,假设 IES 中含有设备类型的集合为 ψ ,对于其中的第 i 类设备,备选容量选型的集合为 φ_i ,每种选型的编号为 $j \in \varphi_i$,则考虑 EH 整体的多能负荷平衡,必须满足 $\forall s, h$,使得

$$L_{s,h} \leq \sum_{i \in \psi} \sum_{j \in \varphi_i} C^{i,j} P_{s,h}^{i,j} \quad (2)$$

式中: $L_{s,h}$ 为运行场景 s 中,时刻 h 的区域 IES 整体多能负荷需求,是一个列向量; $C^{i,j}$ 为第 i 种设备的第 j 种容量选型的多能能量输入矩阵; $P_{s,h}^{i,j}$ 为第 i 种设备的第 j 种容量选型的转化矩阵。

由此,式(2)右侧 $\sum_{i \in \psi} \sum_{j \in \varphi_i} C^{i,j} P_{s,h}^{i,j}$ 表示对于第 i 种设备的第 j 种容量选型的多能输入及转化的累加。注意到,与式(1)相比,式(2)从“=”改为了“ \leq ”(凸优化中常见的“分量不等式(componentwise inequality)^[31]”,表示向量中每个元素都小于等于),是考虑到规划期内需考虑的多能供应要求是“供大于求”,而非每一时刻供求都完全相等。需要指出的是:①这种建模方法相当于对每一个供能设备单独建立了多能输入和输出的 EH 模型,与原有的 EH 模型将所有供能设备统一到一起建立矩阵的建模方法有所区别;②变电站设备同样可以通过类似方法建模,因此,从外部电网购电也是区域 IES 供能方法之一。

加入设备选型 0-1 变量 $x^{i,j}$ 后,增加以下建模条件,即 $\forall s, h$,使得

$$0 \leq P_{s,h}^{i,j} \leq x^{i,j} P_{\max}^{i,j} \quad (3)$$

$$\sum_{j \in \varphi_i} x^{i,j} \leq 1 \quad (4)$$

式中: $P_{\max}^{i,j}$ 为 i 种设备的第 j 种容量选型的最大多能输入矩阵,属于已知参数; $x^{i,j}$ 为设备选型 0-1

变量。

显见,式(3)中,当 $x^{i,j} = 1$ 时, $\mathbf{P}_{s,h}^{i,j}$ 最大值为 $\mathbf{P}_{\max}^{i,j}$; 否则 $\mathbf{P}_{s,h}^{i,j} = 0$ 。式(4)表示对于第 i 种设备只有 1 种建设方案可被选中,避免了重复建设,属于建设逻辑约束。

下面以一个含有 CCHP 机组、燃气锅炉、集中式电制冷站的区域 IES 为例说明式(2)一式(4)如何扩展。

1) 多能负荷平衡约束条件

设该区域 IES 考虑的多能输入为电和燃气 2 种,多能负荷为电-冷-热负荷 3 种,则根据式(1), \mathbf{L} 为 3 维列向量, \mathbf{P} 为 2 维列向量,转换矩阵 \mathbf{C} 都是 3×2 阶的矩阵。CCHP 机组、燃气锅炉、集中式电制冷站分别以上标 CCHP, GB 和 AC 替换 i 来表示,选型编号分别以 j, k, m 表示,则 $\forall s, h$, 使得

$$\mathbf{L}_{s,h} \leq \sum_{i \in \psi} \sum_{j \in \varphi_i} \mathbf{C}^{i,j} \mathbf{P}_{s,h}^{i,j} = \sum_{j \in \varphi_{\text{CCHP}}} \mathbf{C}^{\text{CCHP},j} \mathbf{P}_{s,h}^{\text{CCHP},j} + \sum_{k \in \varphi_{\text{GB}}} \mathbf{C}^{\text{GB},k} \mathbf{P}_{s,h}^{\text{GB},k} + \sum_{m \in \varphi_{\text{AC}}} \mathbf{C}^{\text{AC},m} \mathbf{P}_{s,h}^{\text{AC},m} + \sum_{n \in \varphi_{\text{SUB}}} \mathbf{C}^{\text{SUB},n} \mathbf{P}_{s,h}^{\text{SUB},n} \quad (5)$$

式中: $\mathbf{C}^{\text{CCHP},j}$ 为 CCHP 机组的第 j 个备选方案的转换矩阵; $\mathbf{P}_{s,h}^{\text{CCHP},j}$ 为 CCHP 机组的第 j 个备选方案的多能输入矩阵; $\mathbf{C}^{\text{GB},k}$ 和 $\mathbf{P}_{s,h}^{\text{GB},k}$ 分别为燃气锅炉的第 k 个备选方案的转换矩阵和多能输入矩阵; $\mathbf{C}^{\text{AC},m}$ 和 $\mathbf{P}_{s,h}^{\text{AC},m}$ 分别为集中式电制冷站的第 m 个备选方案的转换矩阵和多能输入矩阵; $\mathbf{C}^{\text{SUB},n}$ 和 $\mathbf{P}_{s,h}^{\text{SUB},n}$ 分别为变电站第 n 个备选方案的转换矩阵和多能输入矩阵。

以 CCHP 为例,参数 $\mathbf{C}^{\text{CCHP},j} =$

$$\begin{bmatrix} \mathbf{C}_{\text{气-电}}^{\text{CCHP},j} & \mathbf{C}_{\text{电-电}}^{\text{CCHP},j} \\ \mathbf{C}_{\text{气-冷}}^{\text{CCHP},j} & \mathbf{C}_{\text{电-冷}}^{\text{CCHP},j} \\ \mathbf{C}_{\text{气-热}}^{\text{CCHP},j} & \mathbf{C}_{\text{电-热}}^{\text{CCHP},j} \end{bmatrix}, \text{其中, } \mathbf{C}_{\text{气-电}}^{\text{CCHP},j} \text{ 为 CCHP 机组由燃}$$

气发电的转换系数,其他参数含义以此类推。如 CCHP 仅消耗燃气,则第二列参数都为 0,即

$$\mathbf{C}_{\text{电-电}}^{\text{CCHP},j} = \mathbf{C}_{\text{电-冷}}^{\text{CCHP},j} = \mathbf{C}_{\text{电-热}}^{\text{CCHP},j} = 0; \mathbf{P}_{s,h}^{\text{CCHP},j} = \begin{bmatrix} \mathbf{P}_{\text{气},s,h}^{\text{CCHP},j} \\ \mathbf{P}_{\text{电},s,h}^{\text{CCHP},j} \end{bmatrix} \text{ 属于}$$

待优化变量, $\mathbf{P}_{\text{气},s,h}^{\text{CCHP},j}$ 和 $\mathbf{P}_{\text{电},s,h}^{\text{CCHP},j}$ 分别为 CCHP 机组的第 j 个备选方案在负荷场景 s 的时刻 h 的燃气和电能输入矩阵。以此类推,对于燃气锅炉、集中式电制冷站也可做相似的建模。值得注意的是,集中式电制冷站消耗区域 IES 电能获得供冷,其转换矩阵

$$\mathbf{C}^{\text{AC},m} = \begin{bmatrix} \mathbf{C}_{\text{气-电}}^{\text{AC},m} & \mathbf{C}_{\text{电-电}}^{\text{AC},m} \\ \mathbf{C}_{\text{气-冷}}^{\text{AC},m} & \mathbf{C}_{\text{电-冷}}^{\text{AC},m} \\ \mathbf{C}_{\text{气-热}}^{\text{AC},m} & \mathbf{C}_{\text{电-热}}^{\text{AC},m} \end{bmatrix} \text{ 中, } \mathbf{C}_{\text{电-电}}^{\text{AC},m} = -1, \mathbf{C}_{\text{电-冷}}^{\text{AC},m} = 4,$$

其余转换因子为 0。

2) CCHP 机组相关约束条件

假设 CCHP 设备备选选型有 3 种: 10 MW, 20 MW 和 30 MW。由于机组特性不同, CCHP 对应应有 3 个不同的转换矩阵 $\mathbf{C}^{\text{CCHP},j}$, 式(3)中, 对应应有 3 个 0-1 变量 $x^{\text{CCHP},j}$, 则根据式(3)和式(4), $\forall s, h$, 使得

$$0 \leq \mathbf{P}_{s,h}^{\text{CCHP},j} \leq x^{\text{CCHP},j} \mathbf{P}_{\max}^{\text{CCHP},j} \quad (6)$$

$$\sum_{j \in \varphi_{\text{CCHP}}} x^{\text{CCHP},j} \leq 1 \quad (7)$$

3) 燃气锅炉相关约束条件

与 CCHP 类似, 如有 k 种燃气锅炉(将上标 i 替换为 GB)选型, 根据式(3)和式(4), $\forall s, h$, 使得

$$0 \leq \mathbf{P}_{s,h}^{\text{GB},k} \leq x^{\text{GB},k} \mathbf{P}_{\max}^{\text{GB},k} \quad (8)$$

$$\sum_{k \in \varphi_{\text{GB}}} x^{\text{GB},k} \leq 1 \quad (9)$$

4) 集中式制冷站相关约束条件

类似地, 如有 m 种集中式电制冷站(将上标 i 替换为 AC)选型, 根据式(3)和式(4), $\forall s, h$, 使得

$$0 \leq \mathbf{P}_{s,h}^{\text{AC},m} \leq x^{\text{AC},m} \mathbf{P}_{\max}^{\text{AC},m} \quad (10)$$

$$\sum_{m \in \varphi_{\text{AC}}} x^{\text{AC},m} \leq 1 \quad (11)$$

1.2 目标函数

区域 IES 规划的目标在于联合优化 IES 的整体规划建设成本 $f^{\text{inv}}(\mathbf{x})$ 和规划期内运行成本 $f^{\text{ope}}(\mathbf{P})$ 。将区域 IES 目标函数概括成如下形式:

$$\min_{\mathbf{x}, \mathbf{P}} f^{\text{inv}}(\mathbf{x}) + f^{\text{ope}}(\mathbf{P}) \quad (12)$$

式中: $f^{\text{inv}}(\mathbf{x})$ 为规划建设成本; \mathbf{x} 即规划建设决策 0-1 变量($x^{i,j}$ 组成的向量); $f^{\text{ope}}(\mathbf{P})$ 为运行成本, 即考虑 IES 对外购买燃气、电量等多能输入的成本; \mathbf{P} 是运行相关决策变量, 即 $\mathbf{P}_{s,h}^{i,j}$ 汇总后的向量。

具体地, 将规划建设成本 $f^{\text{inv}}(\mathbf{x})$ 表述如下:

$$f^{\text{inv}}(\mathbf{x}) = \sum_{i \in \psi} \sum_{j \in \varphi_i} d^{i,j} x^{i,j} \quad (13)$$

式中: $d^{i,j}$ 为第 i 类设备的第 j 种备选方案的建设成本, 属于已知参数; $x^{i,j}$ 为第 i 类设备的第 j 种备选方案的建设决策 0-1 变量, 如式(3)所示, $x^{i,j} = 1$ 表示建设, $x^{i,j} = 0$ 表示不建设。

假设区域 IES 多能输入包括电能和燃气两种, 运行成本具体表述如下:

$$f^{\text{ope}}(\mathbf{P}) = \left(\sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+e)^{t-1}} \right) \sum_s 365 k_s \cdot \sum_h \left(r_{\text{ELE},s,h} \sum_{i \in \psi} \sum_{j \in \varphi_i} p_{\text{ELE},s,h}^{i,j} + r_{\text{GAS},s,h} \sum_{i \in \psi} \sum_{j \in \varphi_i} p_{\text{GAS},s,h}^{i,j} \right) \quad (14)$$

式中: T 为项目规划总运行年数; t 为规划年; e 为资

金年折现率,则 $\sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+e)^{t-1}}$ 是将规划期内每年的运行成本折现到规划年的系数; k_s 为典型日场景占比,例如,引入 4 个典型日场景,则 $s=1,2,3,4$ 对应取值不同的 k_s ,且 $\sum_s k_s=1$; $r_{\text{ELE},s,h}$ 为典型日 s 中时刻 h 区域 IES 对外购买电力的价格,下标“ELE”表示电力;类似地, $r_{\text{GAS},s,h}$ 为典型日 s 中时刻 h 区域 IES 对外购买燃气的价格,下标“GAS”表燃气; ψ^{IN} 是与区域 IES 多能输入直接关联的设备的集合,与 ψ 的区别在于不包含部分不直接与区域 IES 多能输入关联的设备,例如,通过变电站获得供电的集中式制冷站不在 ψ^{IN} 中,其余设备包括变电站、CCHP 机组、燃气锅炉都属于 ψ^{IN} ; $p_{\text{ELE},s,h}^{i,j}$ 和 $p_{\text{GAS},s,h}^{i,j}$ 分别为第 i 类设备的第 j 种备选方案的多能输入 $\mathbf{P}_{s,h}^{i,j}$ 中的电能输入和燃气输入,即 $\mathbf{P}_{s,h}^{i,j} = [p_{\text{ELE},s,h}^{i,j}, p_{\text{GAS},s,h}^{i,j}]^T$,是这部分目标函数中仅有的 2 组决策变量。

需要指出的是,如果区域 IES 多能输入不仅包括电和燃气,则变量组和目标函数也可相应扩展。

综上,形成基于 EH 的区域 IES 规划模型如下:

$$\begin{cases} \min_{\mathbf{x}, \mathbf{P}} f^{\text{inv}}(\mathbf{x}) + f^{\text{ope}}(\mathbf{P}) \\ \text{s. t.} \quad (2), (3), (4) \end{cases} \quad (15)$$

2 区域 IES 鲁棒规划

2.1 区域 IES 鲁棒规划模型

考虑到运行场景中多能负荷的不确定性,需建立原问题模型(5)的鲁棒规划模型,以不确定集 L 描述多能负荷不确定性,即 $\mathbf{L}_{s,h} \in L$,则原问题(5)中的约束条件式(2)变为 $\forall s, h, \mathbf{L}_{s,h} \in L$ 使得

$$\mathbf{L}_{s,h} \leq \sum_{i \in \psi} \sum_{j \in \varphi_j} \mathbf{C}^{i,j} \mathbf{P}_{s,h}^{i,j} \quad (16)$$

如何定义不确定集 L 的形式是鲁棒约束的关键。本文中采用鲁棒性可调节的区间方法描述,即 $L = [\bar{\mathbf{L}}_{s,h} - \hat{\mathbf{L}}_{s,h}, \bar{\mathbf{L}}_{s,h} + \hat{\mathbf{L}}_{s,h}]$ 。其中, $\bar{\mathbf{L}}_{s,h}$ 为不考虑不确定性的多能负荷数值; $\hat{\mathbf{L}}_{s,h}$ 为多能负荷最大偏移量,可用下式等价^[32]。

$$\mathbf{L}_{s,h} = \bar{\mathbf{L}}_{s,h} + \hat{\mathbf{L}}_{s,h} \mathbf{z}_{s,h} \quad (17)$$

$$\sum_s \sum_h |\mathbf{z}_{s,h}| \leq \Gamma \quad (18)$$

式中: Γ 为参数,可根据规划者对于鲁棒性的需求进行调整。

由此形成的不确定性负荷情况如图 2 所示。图中,中间曲线为典型日场景 s 下的负荷值,负荷上界和下界之间的区域即负荷的不确定性范围。

相应地,形成考虑多能负荷不确定性的区域 IES 鲁棒规划模型如下:

$$\begin{cases} \min_{\mathbf{x}} f^{\text{inv}}(\mathbf{x}) + \max_z \min_{\mathbf{P}} f^{\text{ope}}(\mathbf{P}) \\ \text{s. t.} \quad (3), (4), (6), (7), (8) \end{cases} \quad (19)$$

该模型为典型的两阶段鲁棒 (two-stage robust) 优化模型^[32],可通过对于子问题 $\max_z \min_{\mathbf{P}} f^{\text{ope}}(\mathbf{P})$ 进行对偶转化,以类似于 Benders 分解的算法进行求解^[32];也可以通过 CCG(column-and-constraint generation)算法进行求解^[33-34]。对于具体求解过程,可参考相关文献。

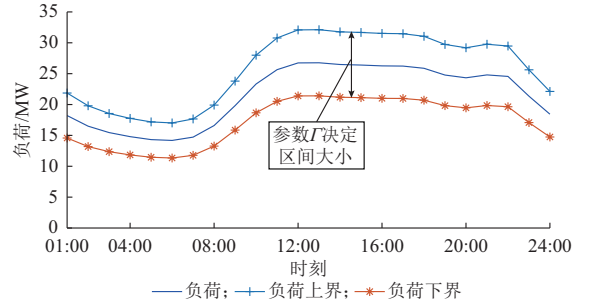


图 2 负荷不确定性的区间刻画
Fig. 2 Characterization of load uncertainty by interval

2.2 区域 IES 鲁棒规划方法

区域 IES 鲁棒规划方法流程解释如下。

步骤 1: 首先,需要准备模型输入条件,包括:

①根据历史/预测方法获得多能负荷的年 8 760 h 负荷数据,例如:DeST^[35] 和 EnergyPlus^[36] 都可以模拟生成城市区域内特定类型建筑的电-冷-热负荷数据;②获取规划备选项和各个机型的对应参数,包括规划者决定采取的供能手段(例如:CCHP 机组、燃气锅炉、中央空调等)以及每类设备的备选机型成本、能量转化系数等。

步骤 2: 通过 k -means 聚类分群方法^[37] 从 8 760 h 负荷数据中提取典型日负荷场景,作为运行场景分析的基础。

步骤 3: 基于本文前述内容,建立基于 EH 的规划模型,即 1.2 节中的式(5)。

步骤 4: 根据规划决策者对于规划结果鲁棒性的需求,设定参数 Γ ,引入约束式(7)和式(8),建立鲁棒优化模型,即式(9);

步骤 5: 对于模型进行转化和求解,可采用 Benders 算法或 CCG 算法,获得区域 IES 规划最优方案。

3 算例研究

3.1 算例条件

本文算例考虑的是一个多能输入含电-燃气 2 种、多能输出包括电-冷-热 3 种负荷的区域 IES 规划问题。区域 IES 中考虑建设的多能设备包括

CCHP 机组、燃气锅炉、集中式电制冷站,变电站选型固定为 100 MW。CCHP 机组选型从 5~35 MW 不等,总计 7 种;燃气锅炉选型从 10~55 MW 不等,总计 10 种;集中式冷站选型从 10~55 MW 不等,总计 10 种。对于文中算例,各备选 CCHP 机组的参数(含转换矩阵、建设成本、额定功率等)如附录 A 所示,其中,未提及的转换因子取值都为 0。

用能成本方面,为合理模拟运行场景,采用了国内常见的峰谷平电价;燃气价格设定为 2.5 元/m³,低位热值 32.97 kW/m³;规划期 $T=10$ a,资金年折现率 $e=5\%$ 。负荷数据方面,通过 DesT 软件获取了地区 8 760 h 的电-冷-热负荷,曲线见图 3。

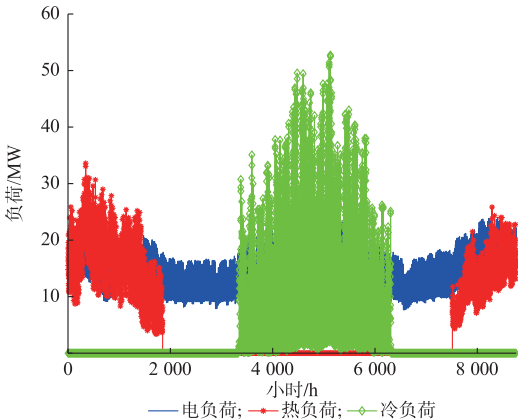


图 3 规划区全年 8 760 h 电-冷-热负荷
Fig.3 8 760-hour electricity-cooling-heating load for planning area

经过 k -means 聚类分群,提取了 6 个典型日的冷热电负荷。其中,1 类典型日只有电负荷(占比为 30.7%),2 类典型日只有电-热负荷(占比分别是 23.3%和 12.1%),3 类典型日只有电-冷负荷(占比分别是 7.4%,13.2%和 13.4%),曲线如附录 A 图 A1 所示。

算例已知条件相关数据汇总于文献[38]中。为体现区域 IES 规划中多能互补集成优化的特点,设置算例包括:①考虑典型日 1 负荷不确定性(无冷热负荷);②考虑典型日 2 负荷不确定性(含最大热负荷);③考虑典型日 4 负荷不确定性(含最大冷负荷)。

负荷不确定性描述方面,将各典型日负荷作为负荷均值 $\bar{L}_{s,h}$,不确定域的波动范围 $\hat{L}_{s,h}=10\%\bar{L}_{s,h}$,参数 Γ 在 1~10 之间浮动。

3.2 结果分析

本文规划方法在不同不确定性参数 Γ 下获得的规划结果具体数据展示于附录 B 表 B1 中。根据数据绘制曲线如图 4 所示。

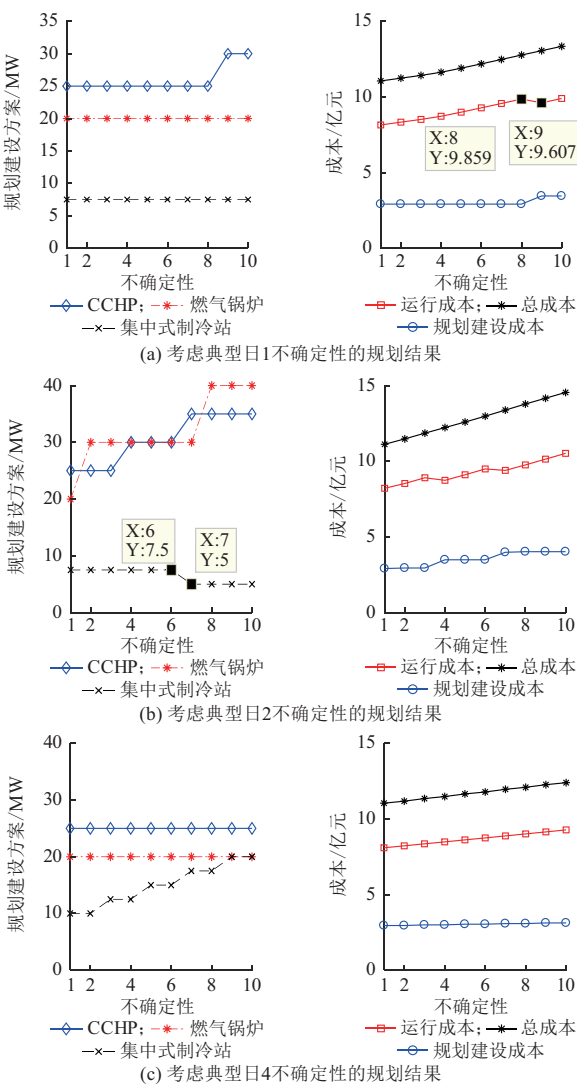


图 4 考虑典型日 1、典型日 2 和典型日 4 负荷不确定性的规划结果
Fig.4 Planning results considering load uncertainties of typical day 1, typical day 2 and typical day 4

首先需要说明的是,不考虑任何负荷不确定性(设置 $\Gamma=0$)的区域 IES 规划结果:CCHP 为 25 MW、燃气锅炉为 20 MW、中央空调为 7.5 MW。如果按照这一方案建设区域 IES,若典型日 2 和典型日 4 的负荷发生波动,在大多数负荷场景下都会出现切负荷的情况(见附录 B 表 B2 和表 B3)。

典型日 1 中仅有电负荷,可认为是一年中春秋无冷热负荷的时间段。考虑典型日 1 负荷不确定性的规划结果如图 4(a)所示。由图可知,由于冷-热负荷没有变化,仅 CCHP 的建设方案在不确定性较大的情况下发生了变化($\Gamma=9$ 时,由建设 25 MW 变为 30 MW);同时,项目总成本、运行成本随不确定性增长而增长,值得一提的是,从 $\Gamma=8$ 到 $\Gamma=9$ 时,由于 IES 规划建设方案的变化(从 25 MW 变

为 30 MW),其规划建设成本上升(从 2.909 亿元变为 3.449 亿元),但由于 CCHP 扩容带来的外购电成本大幅下降(从 2.460 亿元降为 1.560 亿元)和外购燃气成本上升(从 7.399 亿元升为 8.047 亿元),运行成本略微减少(从 9.859 亿元变为 9.607 亿元),最终,规划和运行的总成本也上升(从 12.768 亿元变为 13.056 亿元)。由此,体现出了本文规划方法将规划建设和运行成本联合优化的效果。

典型日 2 的负荷包括电负荷和热负荷,其中,热负荷为各典型日中最大的,可认为是冬季峰值负荷时间段。考虑典型日 2 负荷不确定性的规划结果如图 4(b)所示。由图可知,由于热负荷不确定性不断增大,燃气锅炉和 CCHP 的建设方案随着 Γ 的增大而变化。其中, $\Gamma=7$ 时与 $\Gamma=6$ 时相比,CCHP 建设方案从 30 MW 变为了 35 MW,而集中式制冷站的建设方案从 7.5 MW 变为了 5 MW,体现了区域 IES 多能互补集成优化的特性。

典型日 4 的负荷包括电负荷和冷负荷,其中,冷负荷为各典型日中最大的,可认为是迎峰度夏时间典型日负荷。考虑典型日 2 负荷不确定性的规划结果如图 4(c)所示。与图 4(b)类似,随着冷负荷不确定性增大,集中式制冷站的建设方案不断增大,但是同样可供应冷负荷的 CCHP 建设方案则没有变化,说明相比于建设较大的 CCHP 机组,采用电制冷方案、增大集中式制冷站建设方案较为经济。

与其他考虑负荷不确定性的方法相比,本文所提出的鲁棒规划方法的优势在于:①对比随机优化方法,本文方法以区间形式模拟负荷不确定性,无需预设不确定参数具体的概率分布形式,即只要负荷波动在设定的区间范围内,规划结果都适用;②特别地,以多场景为基础的随机优化方法往往存在大规模场景集代入优化模型导致的模型计算收敛困难问题,本文的方法则不存在相应问题,可通过将鲁棒优化模型转化为凸模型或 CCG 算法等高效地求解。例如,在本文算例中,所有计算在普通笔记本电脑上的计算时间(MATLAB 编程、调用 CPLEX 求解)基本在 1 s 左右;③通常鲁棒优化存在规划结果过度保守的问题,本文方法中可根据规划者的需求调整参数 Γ 决定规划结果鲁棒性的程度,从而实现对规划结果保守度的控制。

该规划方法同时生成各个典型日下的优化运行状况,例如,考虑典型日 2 负荷不确定性($\Gamma=5$)时,典型日 2 内 IES 日运行曲线如附录 B 图 B1 所示。由图中可以看出,由于考虑了热负荷不确定性,典型日 2 内 IES 的总热出力大于典型日基础负荷需求,

保证在负荷波动的情况下仍能满足供能要求。

4 结语

本文提出了一种考虑电-冷-热多能负荷不确定性的区域 IES 规划方法。基于 EH 模型,分别建立了 CCHP 机组、燃气锅炉、集中式制冷站的规划模型,统一描述典型区域 IES 规划问题,用于考虑规划期内运行状况的区域 IES 各类设备选型;在规划方法方面,采用 k -means 聚类分群法获得典型日负荷,通过定义上下界区间描述负荷不确定性,形成两阶段鲁棒优化模型,并进行求解。本文方法通过鲁棒优化更加精确地考虑其中的不确定性因素,在规划阶段就考虑运行时可能出现的各类场景、以及相应的优化运行策略,充分提升多能互补的效益。算例结果证明了该规划方法的有效性,同时,体现了 IES 多能互补集成优化效益。后续可开展的进一步研究包括考虑电价、燃气价格不确定性的区域 IES 鲁棒规划、考虑参数服从不同概率分布的 IES 随机规划、考虑参数服从未知概率分布的区域 IES 分布鲁棒规划方法、考虑能量传输网络约束的区域 IES 规划等。

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

参 考 文 献

[1] 马钊,周孝信,尚宇炜,等. 能源互联网概念、关键技术及发展模式探索[J]. 电网技术,2015,39(11):3014-3022.
MA Zhao, ZHOU Xiaoxin, SHANG Yuwei, et al. Exploring the concept, key technologies and development model of energy internet[J]. Power System Technology, 2015, 39(11): 3014-3022.

[2] 孙宏斌,郭庆来,潘昭光,等. 能源互联网:驱动力、评述与展望[J]. 电网技术,2015(11):3005-3013.
SUN Hongbin, GUO Qinglai, PAN Zhaoguang, et al. Energy internet: driving force, review and outlook[J]. Power System Technology, 2015(11): 3005-3013.

[3] 孙宏斌,郭庆来,潘昭光. 能源互联网:理念、架构与前沿展望[J]. 电力系统自动化,2015,39(19):1-8.
SUN Hongbin, GUO Qinglai, PAN Zhaoguang, et al. Energy internet: concept architecture and frontier outlook [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(19): 1-8.

[4] MANCARELLA P. MES (multi-energy systems): an overview of concepts and evaluation models[J]. Energy, 2014, 39(2): 1-17.

[5] MEIBOM P, HILGER K B, Madsen H, et al. Energy comes together in Denmark: the key to a future fossil-free Danish power system[J]. IEEE Power and Energy Magazine, 2013, 11(5): 46-55.

[6] XUE Y. Energy internet or comprehensive energy network? [J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy,

- 2015, 3(3): 297-301.
- [7] 董朝阳,赵俊华,文福拴,等.从智能电网到能源互联网:基本概念与研究框架[J].电力系统自动化,2014,38(15):1-11.
DONG Zhaoyang, ZHAO Junhua, WEN Fushuan, et al. From smart grid to energy internet basic concept and research framework[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(15): 1-11.
- [8] 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.
- [9] 余晓丹,徐宪东,陈硕翼,等.综合能源系统与能源互联网简述[J].电工技术学报,2016,31(1):1-13.
YU Xiaodan, XU Xiandong, CHEN Shuoyi, et al. A brief review to integrated energy system and energy internet[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(1): 1-13.
- [10] 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,2013,35(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, 35(31): 26-33.
- [11] 王锐,顾伟,吴志.含可再生能源的热电联供型微网经济运行优化[J].电力系统自动化,2011,35(8):22-27.
WANG Rui, GU Wei, WU Zhi. Economic and optimal operation of a combined heat and power microgrid with renewable energy resources[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(8): 22-27.
- [12] MARTINEZ-MARES A, FUERTE-ESQUIVEL C R. A unified gas and power flow analysis in natural gas and electricity coupled networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(4): 2156-2166.
- [13] LIU X. Combined analysis of electricity and heat networks [D]. Cardiff, UK: Cardiff University Institute of Energy, 2013.
- [14] GEIDL M. Integrated modeling and optimization of multi-carrier energy systems[D]. Zurich, Switzerland: ETH Zurich, 2007.
- [15] 王伟亮,王丹,贾宏杰,等.能源互联网背景下的典型区域综合能源系统稳态分析研究综述[J].中国电机工程学报,2016,36(12):3292-3305.
WANG Weiliang, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. Review of steady-state analysis of typical regional integrated energy system under the background of energy internet[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(12): 3292-3305.
- [16] 徐宪东,贾宏杰,靳小龙,等.区域综合能源系统电/气/热混合潮流算法研究[J].中国电机工程学报,2015,35(14):3634-3642.
XU Xiandong, JIA Hongjie, JIN Xiaolong, et al. Study on hybrid heat-gas-power flow algorithm for integrated community energy system [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14): 3634-3642.
- [17] ZHANG Xiaping, SHAHIDEHPOUR M, ALABDULWAHAB A A. Optimal expansion planning of energy hub with multiple energy infrastructures[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(5): 2302-2311.
- [18] SALIMI M, GHASEMI H, ADELPOUR M A. Optimal planning of energy hubs in interconnected energy systems: a case study for natural gas and electricity[J]. IET Generation Transmission & Distribution, 2015, 9(8): 695-707.
- [19] PAZOUKI S, HAGHIFAM M R. Optimal planning and scheduling of energy hub in presence of wind, storage and demand response under uncertainty[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2016, 80(9): 219-239.
- [20] DOLATABADI A, MOHAMMADI-IVATLOO B, ABAPOUR M, et al. Optimal stochastic design of wind integrated energy hub[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2017, 13(5): 2379-2388.
- [21] 程林,张靖,黄仁乐,等.基于多能互补的综合能源系统多场景规划案例分析[J].电力自动化设备,2017,37(6):282-287.
CHENG Lin, ZHANG Jing, HUANG Renle, et al. Case analysis of multi-scenario planning based on multi-energy complementation for integrated energy system [J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 282-287.
- [22] 管霖,陈鹏,唐宗顺,等.考虑冷热电存储的区域综合能源站优化设计方法[J].电网技术,2016,40(10):2934-2941.
GUAN Lin, CHENG Peng, TANG Zongshun, et al. Integrated energy station design considering cold and heat storage [J]. Power System Technology, 2016, 40(10): 2934-2941.
- [23] 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.
- [24] 于波,孙恒楠,项添春,等.综合能源系统规划设计方法[J].电力建设,2016,37(2):78-84.
YU Bo, SUN Hengnan, XIANG Tianchun, et al. Planning design method of integrated energy system[J]. Electric Power Construction, 2016, 37(2): 78-84.
- [25] 陈柏森,廖清芬,刘涤尘,等.区域综合能源系统的综合评估指标与方法[J].电力系统自动化,2018,42(4):174-182. DOI: 10.7500/AEPS20170605005.
CHEN Baisen, LIAO Qingfen, LIU Dichen, et al. Comprehensive evaluation indices and methods for regional integrated energy system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4): 174-182. DOI: 10.7500/AEPS20170605005.
- [26] 陈群,郝俊红,陈磊,等.电-热综合能源系统中能量的整体输运模型[J].电力系统自动化,2017,41(13):7-13. DOI:10.7500/AEPS20161209002.
CHEN Qun, HAO Junhong, CHEN Lei, et al. Integral transport model for energy of electric-thermal integrated energy system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(13): 7-13. DOI: 10.7500/AEPS20161209002.
- [27] 吴聪,唐巍,白牧可,等.基于能源路由器的用户侧能源互联网

规划[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(4): 20-28. DOI: 10. 7500/AEPS20160802010.

WU Cong, TANG Wei, BAI Muke, et al. Energy router based planning of energy internet at user side[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(4): 20-28. DOI: 10. 7500/AEPS20160802010.

[28] BERTSIMAS D, LITVINOV E, SUN X A, et al, Adaptive robust optimization for the security constrained unit commitment problem [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(1): 52-63.

[29] JIANG R, WANG J, GUAN Y. Robust unit commitment with wind power and pumped storage hydro [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(2): 800-810.

[30] ZHENG Q, WANG J, LIU A. Stochastic optimization for unit commitment—a review [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(4): 1913-1924.

[31] BOYD S, VANDENBERGHE L. Convex optimization[M]. Cambridge, UK: Cambridge University Press, 2004.

[32] JABR R A. Robust transmission network expansion planning with uncertain renewable generation and loads [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(4): 4558-4567.

[33] RUIZ C, CONEJO A J. Robust transmission expansion planning[J]. European Journal of Operational Research, 2015, 242(2): 390-401.

[34] ZENG B, ZHAO L. Solving two-stage robust optimization problems using a column-and-constraint generation method[J]. Operations Research Letters, 2013, 41(5): 457-461.

[35] 清华大学建筑技术科学系环境与设备研究所. DeST 中文主页 [EB/OL]. [2018-09-26]. <http://dest.tsinghua.edu.cn/>.

DeST Group, School of Architecture, Tsinghua Univ. DeST Introduction[EB/OL]. [2018-09-26]. <http://dest.tsinghua.edu.cn/>.

[36] EnergyPlus[EB/OL]. [2018-09-26]. <https://www.energyplus.net/>.

[37] LLOYD S. Least squares quantization in PCM [J]. IEEE Transactions on Information Theory, 1982, 28(2): 129-137.

[38] 算例数据和条件[EB/OL]. [2018-09-26]. <https://share.weiyun.com/5pbT33Q>.

Data for case studies[EB/OL]. [2018-09-26]. <https://share.weiyun.com/5pbT33Q>.

沈欣炜(1988—),男,博士,研究科学家(助理研究员),主要研究方向:能源互联网、主动配电网规划与运行。E-mail: sxw.tbsi@sz.tsinghua.edu.cn

郭庆来(1979—),男,博士,副教授,博士生导师,主要研究方向:无功电压控制、信息物理系统、电动汽车入网技术。E-mail: guoqinglai@tsinghua.edu.cn

许银亮(1983—),男,博士,助理教授,主要研究方向:智能电网、分布式控制与优化。E-mail: xu.yinliang@sz.tsinghua.edu.cn

孙宏斌(1969—),男,通信作者,博士,教授,主要研究方向:智能电网、能源互联网运行与控制。E-mail: shb@tsinghua.edu.cn

(编辑 杨松迎)

Robust Planning Method for Regional Integrated Energy System Considering Multi-energy Load Uncertainties

Xinwei Shen¹, Qinglai Guo², Yinliang Xu¹, Hongbin Sun²

(1. Tsinghua-Berkeley Shenzhen Institute, Tsinghua University, Shenzhen 518055, China;
2. State Key Lab of Control and Simulation of Power Systems and Generation Equipments,
Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China)

Abstract: A robust planning method for integrated energy system (IES) is proposed in this paper, in which electric/cooling/heating load uncertainties are considered. Based on energy hub model, a regional IES planning model including combined cooling, heating and power (CCHP), gas boiler, centralized cooling station is formulated. Several typical daily load curves are obtained by k-means data clustering method based on historical/predicting 8 760-hours annual load profile. The load uncertainties are described by adaptive upper and lower bounds, thus a robust planning model can be achieved. Furthermore, the model can be equivalently recast as a mixed integer planning model, in which the sub-problem is convex. The case studies demonstrated the effectiveness of the proposed method, as well as the benefits of IES on optimization and coordinations between multi energy systems.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51537006), Financial Grant from the China Postdoctoral Science Foundation (No. 2016M60092, No. 2018T110097) and the Science, Technology and Innovation Commission of Shenzhen Municipality (No. JCYJ20170411152331932).

Key words: energy hub; uncertainty; integrated energy system; robust planning

