

# 考虑多能互补和负荷不确定性的区域综合能源系统 优化定容与资产利用效率分析

王盛, 丁一

(浙江大学电气工程学院, 浙江省 杭州市 310017)

## Optimal Sizing and Asset Utilization Efficiency Analysis of the Distributed Multi-energy System Considering the Energy Substitution and Load Uncertainty

WANG Sheng, DING Yi

(College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310017, Zhejiang Province, China)

**Abstract:** The integration of multiple energies, such as electricity, gas, and heat, enables the coordinate operation of the distributed multi-energy system (DMES) to promote its flexibility and efficiency. Vast investments of energy supply and conversion equipment will definitely improve the flexibility, but the cost will increase simultaneously. With the comprehensive consideration of energy substitution and load uncertainty, the optimal sizing and asset utilization are discussed in this paper. Firstly, based on the typical configuration of DMES, the optimal strategy of energy substitution is explored using the concept of Energy Hub. Considering the impacts of energy substitution on asset utilization and load uncertainties in the long term, the optimal sizing of the energy supply and conversion components in DMES is formulated as a two-stage robust optimization problem. Furthermore, the asset utilization efficiency is then studied along with the benefits of energy substitutions. Finally, validated in the test case, with the proper energy substitution and optimal sizing strategies, the asset utilization efficiency can be maintained at a relatively high level.

**Keywords:** distributed multi-energy system; optimal sizing; asset utilization analysis; energy substitution; load uncertainty

**摘 要:** 电、气、热等多种能源的耦合使得区域综合能源系统能够通过多能互补协同利用, 提高运行的灵活性和经济性。通过投资能源供给和转换设备能够提升区域综合能源系统运行灵活性, 但其与投资成本、设备利用情况通常是对立的。在充分考虑多能互补和负荷水平不确定性的前提下, 对区域综合能源系统进行优化定容和资产利用效率分析。首先,

基于能源集线器模型构建了区域综合能源系统的多能互补协调优化模型。考虑在长时间尺度内多能互补的执行及负荷不确定性对资产利用效率的影响, 建立了区域综合能源系统设备的双层鲁棒优化定容模型。接着, 通过定义与量化多能互补策略所实现的收益, 评估其资产利用效率。最后, 通过测试案例验证, 在多能互补策略的实施与优化定容的共同作用下, 区域综合能源系统设备资产利用效率能够维持在较高水平。

**关键词:** 区域综合能源系统; 优化定容; 资产利用效率分析; 多能互补; 负荷不确定性

## 0 引言

随着世界范围内对低碳和可持续发展的关注, 如电力、天然气、冷、热等多种能源的协调优化运行, 成为一种新的提高运行效率的可能方式<sup>[1]</sup>。通过近些年来大力发展的多能源供给与转换设备, 例如热电联产机组 (combined heat and power, CHP) 等, 配合完善的多能源配网和日渐健全的信息通信技术, 多能互补协调优化运行的条件也日趋成熟<sup>[2-3]</sup>。例如, 在丹麦, CHP的发电量自2015年至2016年增长了13%, 其消耗的化石能源中有25.84%为天然气<sup>[4]</sup>。美国的GridWise和IntelliGrid、欧盟的SmartGrids都曾组织示范项目, 通过给用户多种能源选择的方式来提高能源系统的运行效率<sup>[5]</sup>。

正确地规划区域综合能源系统, 尤其是决定合适的能源供给与转换设备的容量, 是提高区域综合能源系统运行效率的前提。相较于传统的电力系统规划,

基金项目: 国家重点研发计划 (2017YFB0903400)。

National Key Research and Development Program of China (2017YFB0903400).

多种能源的耦合关系及其互动优化的可能性给规划工作带来了额外的复杂性。能源集线器（energy hub, EH）模型被广泛用于该耦合关系的建模<sup>[6]</sup>。文献[7]提出了EH典型设备的建模和优化管理运行方式。文献[8]和[9]分别研究了工业用户和居民用户基于EH的多能互补优化运行技术。文献[10]将建筑建模为EH，通过自调度来灵活供给的电、冷、热负荷。文献[11]进一步研究了考虑风电带来随机性的EH日前优化调度方法。

基于EH模型的区域综合能源规划与定容方法近期也得到了广泛的研究，尤其以电、热能源形式为主。文献[12]提出了EH的可靠性分析方法，并将其应用于指导区域综合能源系统规划中。文献[13]提出了考虑能源供给可靠性的EH优化定容与规划模型，并着重考虑了中型和大型CHP定容问题。文献[14]提出了一种考虑多能传输与耦合的EH扩展规划方法。文献[15]利用最小割集法，针对EH对于电力和天然气的需求，提出了基于可靠性的电力-天然气主网规划方法。文献[16]充分考虑多能协调供应的灵活性，提出了区域综合能源系统的扩展规划框架，并对比了不同的动态规划方法。文献[17]对比了EH中不同拓扑结构和设备类型的规划方式，充分地发挥了电、热能源之间的灵活性。

然而区域综合能源系统中的多能耦合给负荷带来了额外的不确定性，从而给其规划带来了挑战。现有文献对基于此的规划研究较少。文献[18]研究了基于CHP的电热联合系统的优化定容与运行，利用蒙特卡洛法考虑了负荷长期不确定性，并对其风险进行了评估。但是，该研究并未考虑天然气的耦合关系。在文献[19]的EH规划中考虑了风电的不确定性，但其不确定性是通过蒙特卡洛仿真模拟得到，在该前提下的规划方案并无法保证在小概率的极端情况下EH供能的可靠性。

另一方面，在评价区域综合能源系统规划的方案时，资产利用效率是其经济性评估的一个重要环节。在经济学中，资产利用效率反映资产投入与产出的关系<sup>[20]</sup>。对电力系统的资产利用效率评估在各国已有部分研究。文献[21]利用数据包络法分析芬兰、挪威等北欧国家配电网的资产利用情况。文献[22]以铁岭公司为例，研究了其资产管理问题，并给出管理对策建议。但是，还未有文献对区域综合能源系统规划的资产利用效率进行分析。

本文提供了一种考虑多能互补策略和多能负荷不

确定性的区域综合能源系统优化定容技术和资产利用效率评估方法。首先，结合典型的多能供给和转换设备，基于EH模型建立区域综合能源系统的能量分配与转换模型。基于设备运行约束，建立多能互补优化运行模型。同时，建立考虑长期多能负荷耦合不确定性的区域综合能源系统双层鲁棒优化定容模型。其上层规划目标为规划成本与规划年限内的运行成本最小，而下层鲁棒优化目标为在负荷波动范围内通过多能互补优化运行实现的最小运行成本的最大值。接着，将不确定集进行离散化处理，并利用column and constraint generation (C&CG)法进行求解，同时提出考虑不确定性的资产利用效率分析方法。最后，通过构建测试案例，验证本文提出方法的有效性。

## 1 基于能源集线器的区域综合能源系统建模

### 1.1 区域综合能源系统物理特性建模

基于EH的区域综合能源系统的配置可能有多种形式，本文所考虑的其中一种比较典型的形式如图1所示。该配置所涉及的区域范围的特点之一就是将CHP机组的产热作为热负荷供给的重要来源之一，而并非由EH外部供给。该配置涉及的设备类型包括：CHP、燃气锅炉（gas boiler, GB）、电锅炉（electric boiler, EB）、热泵（electric heat pump, EHP）、吸收制冷机（absorption chiller, AB）。值得注意的是，热泵仅可工作在制热或制冷模式其中之一。在冬季，热泵倾向于运行在制热模式，夏季反之。电力系统配网和天然气系统配网可以直接供给电力负荷和天然气负荷。

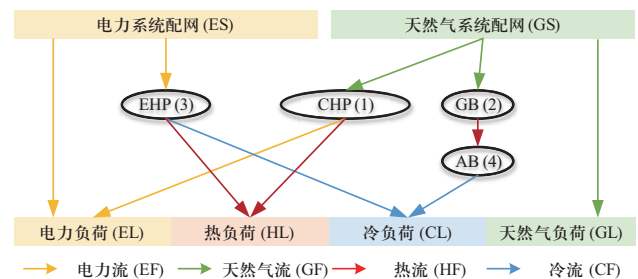


图1 一种基于EH模型的区域综合能源系统典型配置

Fig. 1 A typical configuration of DMES based on energy hub

对于EH中的各个设备，分别对其正常工作状态下的物理特性建模，包括各设备的电力/天然气消耗量和发电/产热/制冷功率之间的关系，如式（1）所示。

$$\begin{bmatrix} GC_1 \\ GC_2 \\ EC_3 \\ HC_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{\eta_1^e} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{1}{\eta_1^h} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{\eta_2} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{\gamma COP_3^h} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{(1-\gamma)COP_3^c} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{COP_4} \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} EP_1 \\ HP_1 \\ HP_2 \\ HP_3 \\ CP_3 \\ CP_4 \end{bmatrix} \quad (1)$$

式中： $GC_1$ 、 $EP_1$ 和 $HP_1$ 为CHP的天然气消耗量、发电功率和产热功率； $GC_2$ 和 $HP_2$ 为GB的天然气消耗量和产热功率； $EC_3$ 、 $HP_3$ 和 $CP_3$ 为EHP的电力消耗量、产热功率和制冷功率； $HC_4$ 和 $CP_4$ 为AB的热力消耗量和制冷功率； $\eta_1^e$ 和 $\eta_1^h$ 为CHP的发电效率和产热效率； $\eta_2$ 为GB的产热效率； $COP_3^h$ 、 $COP_3^c$ 分别表示EHP在制热模式（ $\gamma=1$ ）和制冷模式（ $\gamma=0$ ）下的能效系数。 $COP_4$ 为AB的能效系数。在区域综合能源系统消耗配网侧电力和天然气的同时，还需要满足能量分配约束和负荷平衡约束（2）—（8）。

$$P_{ee} + EC_3 = ES \quad (2)$$

$$GC_1 + GC_2 + P_{gg} = GS \quad (3)$$

$$HC_4 = HP_2 \quad (4)$$

$$EL = P_{ee} + EP_1 \quad (5)$$

$$HL = \gamma HP_3 + HP_1 \quad (6)$$

$$CL = (1-\gamma)CP_3 + CP_4 \quad (7)$$

$$GL = P_{gg} \quad (8)$$

其中： $P_{ee}$ 和 $P_{gg}$ 分别代表电力系统配网和天然气系统配网分别直接供给的电力负荷和天然气负荷量， $EL$ 、 $HL$ 、 $CL$ 和 $GL$ 分别表示电力、热、冷、天然气的负荷。

## 1.2 区域综合能源系统多能互补优化运行模型

区域综合能源系统在运行时段的目标为：在满足设备运行约束的前提下，通过多能互补的运行策略灵活协调各设备的运行状态，从而以最低的成本满足综合能源负荷的需求。在本文中，每个运行时段 $h$ 所对应的运行成本 $OC_h$ 包含该EH的从综合能源配网处购买电力和天然气的成本，如式（9）所示。

$$\min_{P_h} OC_h = ep_h \times ES_h + gp \times GS_h \quad (9)$$

$$\text{s.t.} \quad \begin{bmatrix} \frac{EP_1}{HP_1} \\ \frac{HP_2}{\gamma HP_3} \\ (1-\gamma)CP_3 \\ \frac{CP_4}{CP_4} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} EP_{1,h} \\ HP_{1,h} \\ HP_{2,h} \\ HP_{3,h} \\ CP_{3,h} \\ CP_{4,h} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} \overline{EP_1} \\ \overline{HP_1} \\ \overline{HP_2} \\ \overline{\gamma HP_3} \\ \overline{(1-\gamma)CP_3} \\ \overline{CP_4} \end{bmatrix} \quad (10)$$

(1) — (8)

其中： $ep_h$ 为分时电价，而天然气价格 $gp$ 假设为恒定值；控制变量 $P_h$ 为时段 $h$ 各个设备的运行状态，由其发电功率/产热功率/制冷功率表征， $P = \{P_{ee}, P_{gg}, EP_1, HP_1, HP_2, HP_3, CP_3, CP_4\}$ ； $\overline{EP_1}$ 和 $\underline{EP_1}$ 分别为CHP发电功率的上、下限，其他参数同理。

## 2 双层鲁棒设备优化定容模型

### 2.1 负荷不确定性建模

在区域综合能源系统的运行过程中，需求侧负荷会受到天气、能源价格、用户生产计划和行为模式等一系列不确定性因素的影响。采用箱型不确定集（box uncertainty set）来描述负荷的不确定性，如式（11）所示。

$$U^L = \{\tilde{L}_{t,s,h} | \tilde{L}_{t,s,h} = L_{t,s,h} + \Delta L_{t,s,h} z_t^+ - \Delta L_{t,s,h} z_t^-\} \quad (11)$$

式中：

$$L_{t,s,h} = (\overline{L}_{t,s,h} + \underline{L}_{t,s,h}) / 2 = \frac{([\overline{EL}_{t,s,h} \quad \overline{HL}_{t,s,h} \quad \overline{CL}_{t,s,h} \quad \overline{GL}_{t,s,h}]^T + [\underline{EL}_{t,s,h} \quad \underline{HL}_{t,s,h} \quad \underline{CL}_{t,s,h} \quad \underline{GL}_{t,s,h}]^T) / 2}{2} \quad (12)$$

$$\Delta L_{t,s,h} = (\overline{L}_{t,s,h} - \underline{L}_{t,s,h}) / 2 \quad (13)$$

$$U^z = \left\{ \begin{array}{l} z_t^+ = [z_t^{EL+} \quad z_t^{HL+} \quad z_t^{CL+} \quad z_t^{GL+}] \in [0,1] \\ z_t^- = [z_t^{EL-} \quad z_t^{HL-} \quad z_t^{CL-} \quad z_t^{GL-}] \in [0,1] \\ \sum_{t=1}^{NT} \left( z_t^{EL+} + z_t^{EL-} + z_t^{HL+} + z_t^{HL-} + z_t^{CL+} + z_t^{CL-} + z_t^{GL+} + z_t^{GL-} \right) \leq \Gamma^L, \forall t \end{array} \right\} \quad (14)$$

$$L_{s,t,h} = L_{s,1,h} (1+\lambda)^{t-1} \quad (15)$$

其中： $L_{t,s,h}$ 为综合能源负荷在第 $t$ 年，场景 $s$ 第 $h$ 时段预测上下限的平均值，如式（12）所示； $\Delta L_{t,s,h}$ 为多能负荷在上下限内的波动值，如式（13）所示； $z_t^+$ 、 $z_t^-$ 为标幺化因子，考虑长期的负荷波动，其取值范围如（14）所示； $\Gamma^L$ 为负荷在运行时段内波动的总“预算”（budget）。通过设定该限制参数，决策者可以根据自身需求设定负荷的不确定程度，同时也可以避免



在所有时段内负荷持续到达最大值或最小值的不合理状况。假设负荷平均值是逐年增长的，如式（15）所示，其中 $\lambda$ 为负荷的年增长率。

## 2.2 考虑负荷不确定性的鲁棒优化定容方法

在考虑负荷不确定性的基础上，区域综合能源系统的鲁棒优化定容目标为：确定各设备的投资容量，使得总成本 $TC$ 最小。总成本包含投资成本 $IC$ 和总运行成本 $TOC$ 。其中总运行成本为在负荷不确定范围 $U^F$ 内，所有年份、场景和时段的最小运行成本 $OC_{t,s,h}$ 之和的最大值。另外，也考虑了未来年份内的运行成本折算到规划开始年份的等效成本。该鲁棒优化定容模型如式（16）所示。

$$\begin{aligned} \min_P TC = IC + TOC = & \left[ \overline{EP_1} \quad \overline{HP_2} \quad \overline{HP_3} \quad \overline{CP_4} \right] \times \\ & \left[ UC_1 \quad UC_2 \quad UC_3 \quad UC_4 \right]^T + \\ & \max_{z_i} \min_{P_{t,s,h}} \sum_{t=1}^{NT} \frac{1}{(1+\delta)^{t-1}} \sum_{s=1}^{NS} d_s \sum_{h=1}^{24} OC_s(h) \end{aligned} \quad (16)$$

式中： $\bar{P} = \{\overline{EP_1}, \overline{HP_2}, \overline{HP_3}, \overline{CP_4}\}$ 表示上层规划中控制变量的集合； $UC_i$ 表示设备 $i$ 的单位容量投资成本；值得注意的是，由于CHP机组的物理约束，认为其发电容量和产热容量是等比例增大的，其运行域也将等比例增大，即 $\overline{HP_1} = \kappa \overline{EP_1}$ ，同理，对于EHP有 $\overline{CP_3} = \overline{HP_3}$ ； $t$ 和 $NT$ 表示年份和规划年限； $\delta$ 表示资金折现率； $s$ 和 $NS$ 代表场景编号和场景总数；设立多个典型场景来考虑规划的运行时间截面， $d_s$ 表示场景 $s$ 的持续天数， $\sum_{s=1}^{NS} d_s = 365$ 。

## 3 双层鲁棒优化问题求解及资产利用效率分析

为了便于理解和求解，将该鲁棒优化定容问题写成抽象形式：

$$\min_P TC = UC^T \bar{P} + \max_{z, z \in U^F} \min_{P, A^T P + B^T \bar{P} + C^T z \leq D} E^T \cdot P \quad (17)$$

其中，对于第二层优化中的不确定参数集合 $z$ ，根据文献[23]证明，当 $U^F$ 为箱型不确定集时，鲁棒优化问题取得极值的必要条件是 $z$ 处于不确定集的极值点，即

$$z_i^+, z_i^- \in \{0, 1\} \quad (18)$$

对于第二层优化中的能量平衡约束（5）—（8），

将其更新为（19）—（22）。

$$P_{ee,t,s,h} + EP_{1,t,s,h} \geq EL_{t,s,h} + \Delta EL_{t,s,h} z_t^{EL+} - \Delta EL_{t,s,h} z_t^{EL-} \quad (19)$$

$$HP_{1,t,s,h} + \gamma HP_{3,t,s,h} \geq HL_{t,s,h} + \Delta HL_{t,s,h} z_t^{HL+} - \Delta HL_{t,s,h} z_t^{HL-} \quad (20)$$

$$(1-\gamma)CP_{3,t,s,h} + CP_{4,t,s,h} \geq CL_{t,s,h} + \Delta CL_{t,s,h} z_t^{CL+} - \Delta CL_{t,s,h} z_t^{CL-} \quad (21)$$

$$P_{gg,t,s,h} \geq GL_{t,s,h} + \Delta GL_{t,s,h} z_t^{GL+} - \Delta GL_{t,s,h} z_t^{GL-} \quad (22)$$

该双层鲁棒优化模型具有线性的目标函数和约束条件，因此可以通过C&CG法求解<sup>[23]</sup>。

本文将对区域综合能源系统设备投资带来的收益定义为在给定年限内所节约的运行成本。则资产利用效率定义为该收益与设备投资成本的比值，即

$$AUE = \frac{\sum_{t=1}^{NT} \frac{1}{(1+\delta)^{t-1}} \sum_{s=1}^{NS} d_s \sum_{h=1}^{24} OC_{t,s,h}^* - OC_{0,t,s,h}}{UC^T \bar{P}^*} \quad (23)$$

式中： $OC_{t,s,h}^*$ 和 $\bar{P}^*$ 分别表示在鲁棒优化定容问题求解所得到的最优解下的 $OC_{t,s,h}$ 和 $\bar{P}$ ； $OC_{0,t,s,h}$ 为在未进行设备投资之前的运行成本。在未进行投资前，认为用户的综合用电和用气需求通过区域能源配网直接满足，而冷、热负荷通过用户终端的空调设备进行供给。因此，不考虑负荷不确定时的原运行成本可以计算为：

$$OC_{0,t,s,h} = ep_h \times \left( EL_{t,s,h} + \frac{HL_{t,s,h}}{COP_{AC}^h} + \frac{CL_{t,s,h}}{COP_{AC}^c} \right) + gp \times GL_{t,s,h} \quad (24)$$

在考虑综合能源负荷的不确定性时，资产利用效率不再是一个固定值，即负荷不确定性会为资产利用效率带来不确定性。因此，本文采用资产利用效率的最大值 $AUE^{\max}$ 和最小值 $AUE^{\min}$ 来表征：

$$AUE^{\max} = \max_{z \in U^F} AUE \mid L_{t,s,h} = \tilde{L}_{t,s,h} \quad (25)$$

$$AUE^{\min} = \min_{z \in U^F} AUE \mid L_{t,s,h} = \tilde{L}_{t,s,h} \quad (26)$$

## 4 案例分析

本章通过测试案例来仿真验证提出方法的有效性。该区域综合能源系统所包含的用户负荷如图2所示，分别为冬季和夏季的典型负荷，即 $NS=2$ ，分别占总天数的二分之一。负荷不确定性的上下限设置为10%，即 $\Delta L_{s,t} = 0.1 L_{s,t}$ 。规划总时长为5年，即 $NT=5$ 。负荷的年增长率为15%。资金年折现率为 $\delta=5\%$ 。

该区域综合能源系统的配置与图1一致，包含CHP、GB、EHP和AB。各类设备的单位容量投资成本如表1所示。

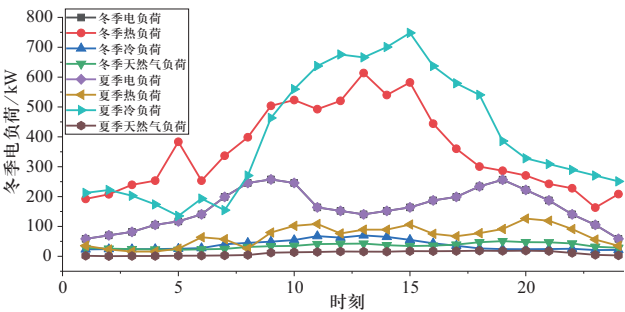


图 2 该区域综合能源系统的典型日负荷  
Fig. 2 Typical load profile of the DMES

表 1 设备单位容量投资成本  
Table 1 Investment costs of the devices

设备	单位容量投资成本/（\$·kW <sup>-1</sup> ）
CHP	600
GB	40
EHP	240
AB	220

首先，研究在不同不确定性参数 $\Gamma$ 下区域综合能源系统规划的结果，如表2所示。不同的不确定性参数决定了设备定容所应对场景的最坏可能情况范围。对比 $\Gamma=0$ 和 $\Gamma=1$ ，负荷不确定性的存在的确对设备定容方案会产生影响，设备的容量需要增加以应对负荷可能的增长。但是，随着不确定性参数的进一步增加，设备定容方案不再变化，这是由于在 $\Gamma=1$ 时，其最坏场景即为在最后一年电力负荷的增长 $z_5^{EL+}=1$ 。即使再增加不确定性参数，电力负荷的最大值也不会超过最后一年的电力负荷。

表2 不同不确定性参数下的优化定容结果

Table 2 Optimal sizing results with different uncertainty budget

不确定性参数	CHP发电/产热容量/kW	GB产热容量/kW	EHP产热/制冷容量/kW	AB制冷容量/kW
0	184.91	157.67	1095.29	102.48
1	212.65	181.32	1141.72	117.86
2	212.65	181.32	1141.72	117.86
3	212.65	181.32	1141.72	117.86

不同不确定性水平下的设备日运行状况图3所示。可以看出，各设备的日运行状况与日负荷趋势一致。当不确定性参数 $\Gamma$ 从0增加到1时，EHP和AB的制冷功率增加；当不确定性参数 $\Gamma$ 从1增加到2时，配网的直接供电功率增加。通过图4对设备的平均运行状况进

一步分析，可以看到随着不确定性水平的增加，典型设备的平均运行功率增加。这也进一步验证了在规划时需要更大的设备容量支撑该运行功率。

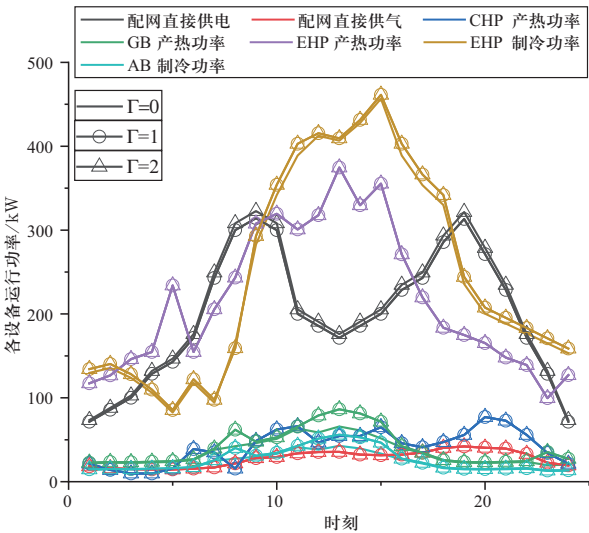


图3 不同不确定性水平下各设备的日运行状况

Fig. 3 Daily operating conditions of devices under different uncertainty budget

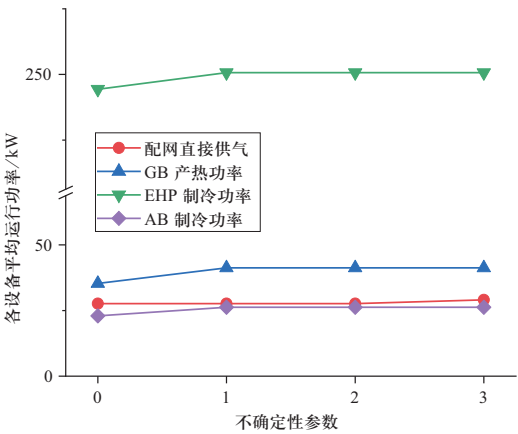


图4 不同不确定性水平下典型设备的平均运行状况

Fig. 4 Average operating conditions of devices under different uncertainty budget

不同不确定性参数下的总成本如表3所示。可以看到，尽管 $\Gamma=1$ 以后投资成本就不再增加，但是其运行成本仍在稳步上升。相较于运行成本，设备投资成本较小，约占总成本的0.67%。因此，可以预计，该定容方案是根据负荷需求上限所确定的。

为进一步研究典型日内各设备的运行状况，选取 $\Gamma=3$ 时第1年进一步分析。如表4所示，在不同的场景中所使用的设备不同。EHP由于其较高的能效，多用于满足占据主导的冷/热负荷，而非占据主导的冷/热

表3 不同不确定性参数下的成本

Table 3 Costs with different uncertainty budget

不确定性参数	总成本/\$	运行成本/\$
0	$5.6277 \times 10^7$	$5.5874 \times 10^7$
1	$5.7158 \times 10^7$	$5.6724 \times 10^7$
2	$5.7930 \times 10^7$	$5.7495 \times 10^7$
3	$5.8632 \times 10^7$	$5.8197 \times 10^7$
4	$5.9270 \times 10^7$	$5.8835 \times 10^7$
5	$5.9822 \times 10^7$	$5.9387 \times 10^7$
6	$6.0438 \times 10^7$	$6.0003 \times 10^7$

表4 典型场景下设备运行情况

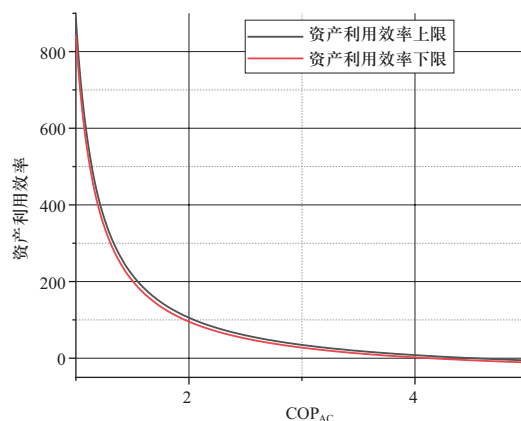
Table 4 Operating conditions of devices under different scenarios

场景	夏季		冬季	
	运行情况	设备平均利用率	运行情况	设备平均利用率
CHP发电	不运行	0%	不运行	0%
CHP产热	运行	35.42%	不运行	0%
GB	不运行	0%	运行	31.91%
EHP产热	不运行	0%	运行	31.18%
EHP制冷	运行	35.05%	不运行	0%
AB	不运行	0%	运行	31.91%

负荷则由AB或CHP提供。由于设备的容量在规划时根据其峰值负荷确定，因此设备平均使用率皆较高。

根据规划结果，分析不同不确定性水平下的资产利用效率。假定用户侧制冷/产热设备的能效比 $COP_{AC}=3$ ，当 $\Gamma=3$ 时，经计算资产利用效率区间为 $[20.46, 25.21]$ 。即，即使考虑负荷的不确定性，该资产利用效率始终维持在较高的水平。

考虑到本文的资产利用效率评估方法与假定的未进行区域综合能源系统设备投资时的用户侧制冷/产热设备的能效比 $COP_{AC}$ 关系密切，为验证该方法的有效性，对该能效比参数进行敏感性分析，结果如图5所示。显然，当假定的 $COP_{AC}$ 越高，则资产利用效率越低，对区域综合能源系统设备容量的投资的意义越低。根据负荷不确定性进行最恶劣情况估计，当 $COP_{AC}>4.12$ 时，资产利用效率开始小于0，即，不建议进行区域综合能源系统的设备投资；反之，若仅考虑节约的电力、天然气能源购买成本，区域综合能源系统的设备投资能够有效降低运行成本。

图5  $\Gamma=3$ 时的资产利用效率敏感性分析Fig. 5 Sensitivity analysis of asset utilization efficiency with  $\Gamma=3$ 

## 5 结论

本文提出了一种考虑多能互补和负荷不确定性的区域综合能源系统优化定容技术和资产利用效率评估方法。基于EH模型建立区域综合能源系统的能量分配与转换模型和多能互补优化运行模型；同时，建立考虑长期多能负荷耦合不确定性的区域综合能源系统的双层鲁棒优化定容模型，规划成本、运行成本同时纳入考虑；接着，利用C&CG法求解，并提出考虑不确定性的资产利用效率分析方法。

通过测试案例可知，负荷的不确定性会对区域综合能源系统的设备定容结果以及相应的运行与规划成本产生影响。其设备利用率较高，但资产利用效率取决于未进行规划前区域综合能源负荷的供应情况。当原供应效率较低时，区域综合能源系统的资产利用效率较高。通过本文提出的优化定容和资产利用效率评估方法，可以在区域综合能源系统规划时更好地抵御外部不确定性，同时为规划主体提供决策帮助。

## 参考文献

- [1] Lei Y K, Hou K, Wang Y, et al. A new reliability assessment approach for integrated energy systems: using hierarchical decoupling optimization framework and impact-increment based state enumeration method[J]. Applied Energy, 2018, 210: 1237-1250.
- [2] 梅生伟, 李瑞, 黄少伟, 等. 多能互补网络建模及动态演化机理初探[J]. 全球能源互联网, 2018, 1(1): 10-22.  
Mei Shengwei, Li Rui, Huang Shaowei, et al. Preliminary investigation on the modeling and evolutionary analytics of multi-carrier energy systems[J]. Journal of Global Energy

- Interconnection, 2018, 1(1): 10-22(in Chinese).
- [3] 黄武靖, 张宁, 董瑞彪, 等. 构建区域能源互联网: 理念与实践[J]. 全球能源互联网, 2018, 1(2): 103-111.  
Huang Wujing, Zhang Ning, Dong Ruibiao, et al. Construction of regional energy internet: concept and practice[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2018, 1(2): 103-111(in Chinese).
- [4] ENERGINET. Environmental Report 2017: Environmental report for Danish electricity and CHP for 2016 status year[R/OL]. (2018-07). <https://en.energinet.dk/-/media/C4170984026F4BFD921F6E852446208A.pdf>.
- [5] Wang J, Zhong H, Ma Z, et al. Review and prospect of integrated demand response in the multi-energy system[J]. Applied Energy, 2017, 202: 772-782.
- [6] Geidl M, Koeppl G, Favre-Perrod P, et al. Energy hubs for the future [J]. Power & Energy Magazine IEEE, 2007, 5(1): 24-30.
- [7] Salehimalah M, Akbarimajd A, Valipour K, et al. Generalized modeling and optimal management of energy hub based electricity, heat and cooling demands [J]. Energy, 2018, 159: 669-685.
- [8] Paudyal S, Cañizares C A, Bhattacharya K. Optimal operation of industrial energy hubs in smart grids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(2): 684-694.
- [9] Mohammadi M, Noorollahi Y, Mohammadi-Ivatloo B, et al. Optimal management of energy hubs and smart energy hubs—a review [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018, 89: 33-50.
- [10] Moghaddam I G, Saniei M, Mashhour E. A comprehensive model for self-scheduling an energy hub to supply cooling, heating and electrical demands of a building[J]. Energy, 2016, 94: 157-170.
- [11] Dolatabadi A, Mohammadi-Ivatloo B. Stochastic risk-constrained scheduling of smart energy hub in the presence of wind power and demand response[J]. Applied Thermal Engineering, 2017, 123: 40-49.
- [12] Xu X, Kai H, Jia H, et al. A reliability assessment approach for the urban energy system and its application in energy hub planning[C]// Proceedings of the 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, CO, USA, 26-30 July 2015.
- [13] Moradi S, Ghaffarpour R, Ranjbar A M, et al. Optimal integrated sizing and planning of hubs with midsize/large CHP units considering reliability of supply[J]. Energy Conversion and Management, 2017, 148: 974-992.
- [14] Zhang X, Shahidehpour M, Alabdulwahab A, et al. Optimal expansion planning of energy hub with multiple energy infrastructures[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(5): 2302-2311.
- [15] Zhang X, Che L, Shahidehpour M, et al. Reliability-based optimal planning of electricity and natural gas interconnections for multiple energy hubs[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(4): 1658-1667.
- [16] Ceseña E A M, Capuder T, Mancarella P. Flexible distributed multienergy generation system expansion planning under uncertainty[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(1): 348-357.
- [17] Capuder T, Mancarella P. Techno-economic and environmental modelling and optimization of flexible distributed multi-generation options[J]. Energy, 2014, 71: 516-533.
- [18] Urbanucci L, Testi D. Optimal integrated sizing and operation of a CHP system with Monte Carlo risk analysis for long-term uncertainty in energy demands[J]. Energy Conversion and Management, 2018, 157: 307-316.
- [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: 219-239.
- [20] 陈佳萍. 供电企业固定资产效率研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2011.
- [21] Ramanathan R. Data envelopment analysis for weight derivation and aggregation in the analytic hierarchy process[J]. Computers & Operations Research, 2006, 33(5): 1289-307.
- [22] 王臻. 铁岭供电公司资产效率及管理对策研究[D]. 保定: 华北电力大学, 2014.
- [23] 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.
- 收稿日期: 2019-06-30; 修回日期: 2019-07-13.



王盛

## 作者简介:

王盛 (1994), 男, 博士研究生, 研究方向为综合能源系统的建模、运行与可靠性分析, E-mail: wangsheng\_zju@zju.edu.cn。

丁一 (1978), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 通信作者, 研究方向为智能电网、复杂多状态工程系统可靠性、电力系统规划与可靠性评估和电力经济, E-mail: yiding@zju.edu.cn。

(责任编辑 李锡)