

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.200834

计及用户综合用能行为和政策导向的广域综合能源系统联合规划方法

代璐, 田立勃, 王海亮, 汪萌, 姜鸣瞻

(国网宜昌供电公司经济技术研究所, 湖北 宜昌 443002)

摘要: 针对日益加深的能源环境问题, 从更大范围的宏观角度来研究综合能源系统规划具有重要意义。提出一种计及用户综合用能行为和政策导向的广域综合能源系统规划方法。首先, 建立用户用能决策的效用模型。然后, 分别构建综合能源系统中各类市场主体的规划收益模型。同时考虑供能改造的环境效益, 建立政府对供需双侧污染排放的评估模型。在此基础上, 基于不同主体间的博弈机理分析, 构建面向广域综合能源系统的双层动态博弈规划模型。最后, 利用迭代搜索法对模型进行求解。仿真结果验证了该方法的正确性和有效性。

关键词: 广域综合能源系统规划; 用户综合用能行为; 供暖改造; 政府规划; 博弈论

Integrated planning of supply and demand side considering the behavior analysis of energy users and the policy-oriented impact

DAI Lu, TIAN Libo, WANG Hailiang, WANG Meng, JIANG Mingzhan

(State Grid Yichang Power Supply Company Economic and Technological Research Institute, Yichang 443002, China)

Abstract: To address deepening energy and environmental issues, it is of great significance to study integrated energy system planning from a broader macro perspective. A wide-area integrated energy system planning method considering the user comprehensive energy consumption behavior and policy orientation is proposed. First, the utility model of user energy consumption decisions is established. Then the planning revenue models of all kinds of market entities in the integrated energy system are constructed. Considering the environmental benefits of energy supply and transformation, a government evaluation model of pollution emissions from both sides of supply and demand is established. On that basis, based on the analysis of game mechanisms among different players, a two-layer dynamic game planning model for a wide-area comprehensive energy system is constructed. Finally, an iterative search method is used to solve the model. The simulation results verify the correctness and effectiveness of the method.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51607104).

Key words: wide-area comprehensive energy system planning; user's comprehensive energy consumption behavior; heating transformation; government planning; game theory

0 引言

近年来, 面对日益加深的能源环境危机, 从更大范围的宏观角度来统筹考虑不同类型能源系统的发展问题, 从而提高能源的综合利用效率已成为世界各国的普遍共识^[1-14]。以我国为例, 为解决日益严重的大气污染问题, 我国政府在京津冀地区推动大规模煤改电、煤改气计划^[15], 然而由于不同能源

系统是独立规划、独立设计, 彼此之间缺乏统筹协调, 在煤改过程中虽有效降低了燃煤消耗, 缓解了大气污染, 但又导致北方在冬季供暖季出现大规模气荒^[16], 严重影响居民正常生活。由此可见, 传统将不同能源系统割裂开分别进行规划的思路已经无法满足当今能源发展的需要, 而从更大范围的宏观角度出发, 打破异质能源间的壁垒, 研究面向广域多重异质能源系统的联合规划理论具有重要的理论和工程意义。

目前, 针对综合能源系统规划方法已经有了一

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51607104)

定研究,其主要是考虑综合能源系统中多种能源的耦合特性,通过研究多种能源之间的转化关系,以最低投资运行成本或最大收益为目标^[17-18],构建考虑多种能源系统之间相互影响的规划模型,并利用相关算法进行求解^[19-21]。这类规划方法主要是针对区域综合能源系统,文献[22]指出综合能源系统可实现各类能源的优化利用,有效解决环境污染与能源浪费等问题,具有良好的发展前景。文献[23]考虑电、热供应的区域综合能源系统能源站选址及能源传输管网路径优化布局问题,实现能源的优化利用,有效提高了能源使用效率。文献[24]表明传统的能源系统分析规划研究局限于电、气、热(冷)等单一能源形式系统的内部,多能源系统的统筹协调有利于促进可再生能源吸纳,提高能源利用效率。但从整体来看,现有研究一方面涉及的供能范围相对较小,多是工业园区或者城镇,一般不涉及省域大范围的能量传输;另一方面,其能量耦合节点一般集中在能源供给侧,如燃气轮机、燃气锅炉、空气能热泵等,而且其不同能源形式间存在物理上的耦合关系^[25],因而其能量转换关系也是清晰而明确的。因此,可以说目前人们研究提出的综合能源系统规划方法,是一种面向刚性强耦合的区域综合能源系统的规划方法。

事实上,从整个社会的宏观角度来看,由于在能源消费过程中,可供其选择的能源形式日趋多样化,如天然气、电能、燃煤等。而在较长的时间尺度下,受市场环境、政策导向等因素的影响,对不同形式能源的选择也并非一成不变,而且由于能源消费需求往往相对稳定,如生产、取暖、照明、烹饪等,因此,从能源需求侧来看,在中长期时间尺度下,受市场、政策、环境等因素影响,用能负荷有可能会在不同形式的能源之间发生转移。而这种转换是以人的用能行为为纽带进行,这也就意味着,不同形式的异质能源会在用户侧实现耦合。而在更大范围内考虑用户侧不同能源形式之间弱耦合关系的研究尚未见报道。

需求侧用户的综合用能行为和供给侧各类能源公司的投资建设均受政府政策导向的影响,尤其在现阶段供改造、电能替代等项目中,政府发挥的作用尤为显著,也有一些研究考虑了各种环境政策的影响,如文献[26]建立了计及碳交易成本的多区域综合能源系统分散调度模型;文献[17]考虑将环保性作为园区微网评估的指标之一,建立综合能源系统的多准则评价体系。但上述研究都是将政府制定的相关政策标准简单处理为模型中的基本参数,进而对规划方案的社会环境效益进行评估。而将政府

作为一个独立的决策主体,充分考虑政府在综合能源系统规划过程中主动性的研究目前尚未见报道。

综上所述,本文深入分析了用户的综合用能行为,同时考虑将政府作为决策主体纳入到规划模型中,基于博弈理论提出一种计及用户综合用能行为和政策导向的广域综合能源系统规划方法。首先,类比具有刚性强耦合特性的区域综合能源系统,提出以用户综合用能行为为弱耦合节点的广域综合能源系统,并对用户综合用能行为进行分析;然后,分别构建综合能源系统中各类市场主体的规划收益模型,同时考虑供能改造的环境效益,构建政府对供需双侧污染排放的评估模型;在此基础上,基于用户、政府、综合能源系统以及其中各类市场主体间的博弈机理分析,构建面向广域综合能源系统的双层动态博弈规划模型。最后,利用迭代搜索法对模型进行求解。基于改进的 IEEE24 电力系统和 17 节点天然气系统构成区域综合能源系统的算例验证了本文方法的正确性和有效性。

与传统综合能源系统规划方法相比,本文通过用户的综合用能行为分析对需求侧的负荷水平进行科学的评估预测,同时充分考虑政府在综合能源系统规划过程中主动性,将政府作为一个独立的决策主体纳入到规划过程中,从而提升了综合能源系统规划的精确性与经济效益。

1 广域综合能源系统基本概念

随着供暖改造、电能替代等项目的推进,用户对于自身的某些用能需求有更多的供能方式的选择,本文称这类用能负荷为可替代负荷,如供暖负荷、汽车负荷,用户可以根据自身需要选择不同的能源方式供能,因此,在用户侧总负荷需求一定的前提下,区域内的电、热、天然气各类负荷需求也随着用户的选择呈现此消彼长的变化。在现阶段这种多能互补、电能替代的环境下,供给侧各能源系统规划必须能够充分考虑到可替代负荷对规划的影响。从中长期的宏观角度来看,可以说是不同能源形式以用户综合用能行为为纽带实现了一种柔性弱耦合关系,而在此基础上,本文提出广域综合能源系统的概念。其不同能源形式之间的耦合关系如图 1 所示。

广域综合能源系统的耦合节点包括两类,1)以 CCHP 机组为代表的,存在于电源侧的强耦合节点。其不同能源之间存在确定性的转换关系,可以由能源转换关系矩阵 $CP = L$ 描述,其中,系数矩阵 C 与各类能源转换元件参数密切相关。2)存在于需求侧的柔性弱耦合节点。这种柔性弱耦合节点是以用户

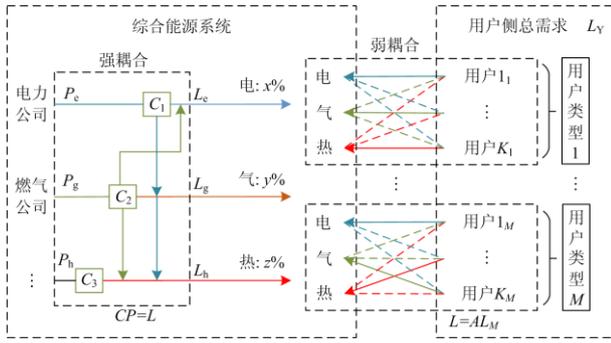


图1 广域综合能源系统能源耦合关系示意图

Fig. 1 Energy coupling diagram of wide area integrated energy system

用能行为为纽带，在不同能源形式之间基于统计数据来体现一种不确定性的转换关系。和强耦合节点类似，各类负荷的耦合关系可以由不同能源形式之间的耦合系数 $[x_e^i, x_g^i, x_h^i]$ 来决定，其表征区域内选择其他形式能源来代替自身原有能源的用户占比，其易受用户自身特性以及外界因素如能源价格、政策导向等多方面的影响，可具体描述为

$$[P_e, P_g, P_h] = \sum_{i=1}^N [P_e^i, P_g^i, P_h^i] \cdot [x_e^i, x_g^i, x_h^i] \quad (1)$$

式中： P_e 、 P_g 、 P_h 分别为用户侧的电负荷、天然气负荷和热负荷需求； N 为可替代负荷的种类； x_e^i 、 x_g^i 、 x_h^i 分别为区域内选择以电能、天然气和热能对第 i 类可替代负荷需求供能的用户比例系数； P_e^i 、 P_g^i 、 P_h^i 为用户以电能、天然气和热能满足第 i 类可替代负荷需求时消耗的电负荷、气负荷、热负荷。

2 广域综合能源系统内各主体规划模型

本文在我国供暖改造问题的基础上研究广域综合能源系统规划方法，因此，文中用户综合用能行为特指用户对供暖改造方式的决策行为。由于政府的供暖改造补贴政策对用户的决策产生很大的影响，因此将政府作为一个独立的决策主体，与用户和综合能源系统两大主体联合规划。对于用户而言，其希望降低供暖费用；对于综合能源系统，则希望降低系统投资运行成本，增加售能收入，从而使收益最大化；而对于政府而言，则希望推动供暖改造工程，降低区域内的污染排放，提高供暖改造工程的环境效益。各主体利益诉求不同，彼此独立决策，因此分别构建各主体的规划收益模型。

2.1 基于函数效用的用户供暖改造决策模型

针对分散用户燃煤供暖改造问题，本文仅考虑电供暖和天然气供暖两种改造方式。用户供暖改造

决策受自身特性与外界环境多方面的影响，如各类能源价格、政府的供暖改造补贴政策、供暖费用、用户自身评价等。其中，供暖费用为最主要的影响因素，包括供暖改造成本和燃料成本。

$$C_{pq}^Y = C_{pq}^{YI} + C_{pq}^{YO} \quad (2)$$

其中

$$\begin{cases} C_{pq}^{YI} = \frac{r}{1 - (1+r)^{-T_{\text{heat}}^q}} C_{pq}^{\text{inv}} \\ C_{pq}^{YO} = (\lambda_{pq} - \delta_q) \int_t W_{pq}^t \end{cases} \quad (3)$$

式中： p 表示不同的供暖区域； q 可取 e 和 g ，其表示供暖方式时分别为电供暖和天然气供暖， q 表示供暖负荷时分别为电供暖负荷和天然气供暖负荷； C_{pq}^Y 、 C_{pq}^{YI} 、 C_{pq}^{YO} 分别为各种供暖改造方式的总成本、投资成本和燃料成本； C_{pq}^{inv} 为投资成本现值； T_{heat}^q 为各种供暖设备的使用寿命； λ_{pq} 、 δ_q 分别为各种供暖方式所用燃料的市场价格和政府补贴； W_{pq}^t 为能耗量； t 为供暖时间； r 为贴现率。

由于各种供暖方式的供暖费用越高，其经济效用 V_{pq} 越低，各种供暖方式的经济效用为

$$V_{pq} = \frac{(\sum_q C_{pq}^Y) - C_{pq}^Y}{C_{pq}^Y} \quad (4)$$

事实上，用户在面临多种供暖选择时，不仅会受到各种供暖方式的舒适性、环保性等主观因素的影响，而且会受到供暖期间的气温变化、室内热舒适温度以及室内区域面积等客观因素的影响。而效用函数通常用来表示消费者在消费中所获得的效用与所消费的商品组合之间的关系^[27]，以衡量消费者从既定的商品组合中所获得满足的程度。因此，为了准确衡量决策者的决策思维和判断标准，本文对这种不可确定的变量因素设置修正效用 ξ_{pq} ，也称为随机效用。其反映决策者的随机偏好，表征用户选择行为的一种偶然性，这种随机效用影响着决策者进行决策，但又不能被直接观测到^[28]。

各区域用户的供暖决策效用值由确定性效用与不确定性效用两部分组成^[29]，即经济效用 V_{pq} 与修正效用 ξ_{pq} 之和。则各区域用户的供暖决策效用模型为

$$U_{pq}(\eta_{pq}) = \max(V_{pq} + \xi_{pq}) \quad (5)$$

式中： U_{pq} 为各区域用户选择供暖方式 q 的总效用值； η_{pq} 为决策变量，表示各区域用户中各种供暖方式改造的比例； V_{pq} 为各种供暖方式的经济效用，

作为效用模型中的可观测效用； ξ_{pq} 为反映决策者的随机偏好的修正效用，作为效用模型的随机效用。

在各区域用户的供暖决策效用模型中，选择不同的离散模型时，不确定效用 ξ_{pq} 会服从不同的分布^[30]。由于本文选用 Logit 模型，不确定效用值满足极值分布，故 ξ_{pq} 的概率分布函数 $\partial_{\xi_{pq}}$ 为

$$\partial_{\xi_{pq}} = \frac{e^{\xi_{pq}}}{1 + e^{\xi_{pq}}} \quad (6)$$

根据效用最大化决策准则，理性用户会选择对其自身效用值最大的方案，所以用户在面临电供暖与天然气供暖两种可能性时，会优先选择效用值更大的供暖方式。如果用户是选择电供暖，那么其电供暖效用值一定是大于天然气供暖的效用值，故用户在不同的供暖区域 p 采用电供暖的概率 ∂_{pe} 为

$$\partial_{pe} = P(U_{pe} > U_{pg}) = P(V_{pe} + \xi_{pe} > V_{pg} + \xi_{pg}) = P(\xi_{pg} - \xi_{pe} < V_{pe} - V_{pg}) \quad (7)$$

式中： U_{pe} 、 U_{pg} 分别为各区域用户选择电供暖、天然气供暖时的总效用值； V_{pe} 、 V_{pg} 分别为各区域用户选择电供暖、天然气供暖时的可观测效用； ξ_{pe} 、 ξ_{pg} 分别为各区域用户选择电供暖、天然气供暖时的随机效用。

故用户对方案的选择概率转化为不确定项的概率分布表示，结合 Logit 模型^[31-32]，利用概率分布函数计算方法，可推导计算出用户在不同的供暖区域 p 采用电供暖的概率 ∂_{pe} 为

$$\partial_{pe} = P(\xi_{pg} - \xi_{pe} < V_{pe} - V_{pg}) = \int_{-\infty}^{V_{pe} - V_{pg}} \partial_{\xi_{pq}} d\xi_{pq} = \partial_{\xi_{pq}} \Big|_{-\infty}^{V_{pe} - V_{pg}} = \frac{e^{V_{pe} - V_{pg}}}{1 + e^{V_{pe} - V_{pg}}} = \frac{e^{V_{pe}}}{e^{V_{pe}} + e^{V_{pg}}} \quad (8)$$

如果用户选择气供暖，则其气供暖效用值一定大于电供暖的效用值，故用户在不同的供暖区域 p 采用气供暖的概率 ∂_{pg} 为

$$\partial_{pg} = 1 - \partial_{pe} \quad (9)$$

进而结合各区域的基本负荷，确定供暖改造完成后不同区域的各类负荷水平为

$$P_{pq} = \overline{P}_{pq} + \Delta P_{pq} = \overline{P}_{pq} + \partial_{pe} \cdot P_{pe} + \partial_{pg} \cdot P_{pg} \quad (10)$$

式中： \overline{P}_{pq} 、 P_{pq} 、 ΔP_{pq} 为改造前、改造后以及新增的各类供暖负荷需求； P_{pe} 为各区域的待改造供暖电负荷； P_{pg} 为各区域的待改造供暖气负荷。

2.2 综合能源系统规划模型

在供暖改造的背景下，为满足区域内新增电负

荷和天然气负荷需求，同时响应节能减排的要求，能源市场下的不同能源投资主体将对能源供应系统进行设施改造、扩容新建。本文考虑的综合能源系统中的投资主体包括发电公司、电网公司和天然气公司。对于发电公司，希望降低燃气机组的投资运行成本及环境成本，增加售电收入从而使收益最大化；对于电网公司而言，希望降低线路的投资成本及网损，从而使收益最大化；对于天然气公司，则希望降低管道投资成本及系统运行成本，增加售气收入，从而使收益最大化。

发电公司的收益函数为

$$\left\{ \begin{aligned} I_F &= \sum_{T=1}^{\Omega_T} (C_S^F - C_{BG}^F - C_I^F - C_O^F - C_E^F)(1+r)^{-T} \\ C_S^F &= \sum_{i=1}^{\Omega_E} \sum_{t=1}^{\Omega_t} P_{i,t}^D \lambda_{i,t}^e \\ C_{BG}^F &= \sum_{i=1}^{\Omega_E} \sum_{t=1}^{\Omega_t} Q_{i,t}^{BG} \lambda_{i,t}^g \\ C_I^F &= \frac{r}{1 - (1+r)^{-T_{GT}}} \left(\sum_{a=1}^{\Omega_{XG}} x_a C_a^{GT} \right) \\ C_O^F &= \sum_{t=1}^{\Omega_t} \left(\sum_{g=1}^{\Omega_{GT}} C_g^O P_{gt} + \sum_{m=1}^{\Omega_{MT}} C_m^O P_{mt} \right) \\ C_E^F &= \sum_{t=1}^{\Omega_t} \left(\sum_{g=1}^{\Omega_{GT}} C_g^E P_{gt} + \sum_{m=1}^{\Omega_{MT}} C_m^E P_{mt} \right) \end{aligned} \right. \quad (11)$$

式中： I_F 为发电公司的总收益； C_S^F 为发电公司的售电收入； C_{BG}^F 为燃气机组的购气成本； C_I^F 为新建燃气机组的投资成本； C_O^F 为机组的运行成本； C_E^F 为机组排污的环境成本； Ω_T 为规划周期； Ω_E 为电力系统节点集合； $P_{i,t}^D$ 为在时刻 t 节点 i 处的电功率； $Q_{i,t}^{BG}$ 为在时刻 t 节点 i 处的购气功率； $\lambda_{i,t}^e$ 为在时刻 t 节点 i 处的售电电价； $\lambda_{i,t}^g$ 为在时刻 t 节点 i 处的天然气价格； T_{GT} 为新增燃气机组的使用年限； Ω_{XG} 为待选燃气机组集合； x_a 为待选燃气机组 a 的投建 0-1 变量； C_a^{GT} 为待选燃气机组 a 投资费用； C_g^O 、 C_m^O 为燃气机组和燃煤机组在单位功率下的运行成本； P_{gt} 、 P_{mt} 为燃气机组和燃煤机组在时间 t 的功率； C_g^E 、 C_m^E 为燃气机组和燃煤机组在单位功率下的环境成本； Ω_{GT} 、 Ω_{MT} 为投运的燃气机组集合和燃煤机组集合。

电网公司的收益函数为

$$\left\{ \begin{array}{l} I_E = \sum_{T=1}^{\Omega_T} \left(\left(\sum_{t=1}^{\Omega_t} \sum_{l=1}^{\Omega_l} (C_{Sl,t}^E - C_{Ol,t}^E - C_{El,t}^E) \right) - C_1^E \right) (1+r)^{-T} \\ C_{Sl,t}^E = (C_{Ml,t}^E \times 0.4) + \frac{P_{l,t}^{\text{flow}}}{P_l^{\text{cap}}} (C_{Ol,t}^E) \\ C_{El,t}^E = \theta_{es} \cdot EENS_{l,t} = \theta_{es} \cdot \sum_{b=1}^{\Omega_b} \lambda_b \cdot \sum_{n=1}^{\Omega_n} P_{n,t}^{\text{load}} \\ C_1^E = \frac{r}{1-(1+r)^{-T_{EL}}} \left(\sum_{b=1}^{\Omega_{XL}} y_b \cdot C_b^{\text{EL}} \right) \end{array} \right. \quad (12)$$

式中: I_E 为电网公司的总收益; $C_{Sl,t}^E$ 为电网公司的收入; Ω_L 为输电线路集合; Ω_T 为规划周期, T 为规划年限; $C_{Ol,t}^E$ 为时段 t 线路 l 的运行成本; $C_{El,t}^E$ 为时段 t 线路 l 的可靠性成本; C_1^E 为新建输电线路的投资成本; $C_{Ml,t}^E$ 为电网公司的运营费用; $P_{l,t}^{\text{flow}}$ 为流过线路 l 的最大功率值; P_l^{cap} 为线路 l 的容量; θ_{es} 为单位停电损失; $EENS_{l,t}$ 为时段 t 线路 l 的缺供电量期望值; $P_{n,t}^{\text{load}}$ 为节点 n 在 t 时刻的原始负荷; λ_b 为第 b 条线路的故障率; T_{EL} 为输电线路的使用年限; Ω_{XL} 为待选输电线路集合; y_b 为待选输电线路 b 的投建 0-1 变量; C_b^{EL} 为待选输电线路 b 的投资费用。

天然气公司的收益函数为

$$\left\{ \begin{array}{l} I_G = \sum_{T=1}^{\Omega_T} (C_S^G - C_O^G - C_1^G) (1+r)^{-T} \\ C_S^G = \sum_{j=1}^{\Omega_G} \sum_{t=1}^{\Omega_t} G_{j,t}^G \cdot \lambda_{j,t}^g \\ C_O^G = \sum_t \sum_h C_h^O G_{ht} \\ C_1^G = \frac{r}{1-(1+r)^{-T_{GL}}} \left(\sum_{c=1}^{\Omega_{GL}} z_c \cdot C_c^{\text{GL}} \right) \end{array} \right. \quad (13)$$

式中: I_G 为天然气公司的总收益; C_S^G 为天然气公司的收入; C_O^G 为天然气网络的运行成本; C_1^G 新建输气管道的投资成本; Ω_G 为天然气网络的节点集合; $G_{j,t}^G$ 为在时刻 t 节点 j 处的天然气功率; $\lambda_{j,t}^g$ 为时刻 t 节点 j 处的天然气价格; Ω_h 为气源点集合; C_h^O 为气源点 h 的单位功率下的运行成本; G_{ht} 为气源点 h 在时间 t 的天然气功率; T_{GL} 为输气管道的使用年限; Ω_{GL} 为待选输气管道集合; z_c 为输气管道 c 的投资 0-1 变量; C_c^{GL} 为待选输气管道 c 的投资成本。

综合能源系统内各子系统的约束条件主要包括功率平衡约束、潮流约束、线路管道的输送容量约束以及机组和气源点的出力约束, 详见文献[33]。同时也需要考虑综合能源系统内以燃气机组为耦合节点的相关约束条件。

1) 燃气机组出力约束

$$P_{Gg}^{\text{min}} \leq P_{Gg} \leq P_{Gg}^{\text{max}}, \quad \forall g \in S_{GF} \quad (14)$$

式中: P_{Gg}^{max} 、 P_{Gg}^{min} 表示燃气机组 g 的出力上下限; S_{GF} 表示燃气机组的集合。

2) 耦合节点功率平衡约束

$$f_{ig}^E + \Theta f_g^G = f_{og}^E + E_{Lg} \quad (15)$$

式中: f_{ig}^E 为流入耦合节点的电功率; f_g^G 为流入耦合节点的天然气功率; Θ 为燃气机组转化系数; f_{og}^E 为流出耦合节点的电功率; E_{Lg} 为耦合节点的负荷。

2.3 考虑环境效益的政府决策模型

用户和综合能源系统在进行规划决策时侧重于考虑经济效益, 而政府更侧重于社会环境效益, 将政府作为决策主体, 可以对供暖改造的工程效益进行综合评估, 从而使规划决策更加合理。本文以供暖改造下用户侧和供给侧的排污量最小为优化目标, 以供暖改造补贴、用户侧供暖改造规模为约束条件, 构建考虑环境效益的政府规划模型。

$$R(\delta_E, \delta_G) = \sum_T \sum_{d=1}^{\Omega_d} Q_d \left(R_d^{\text{YM}} W_T^{\text{YM}} + R_d^{\text{YG}} W_T^{\text{YG}} + R_d^{\text{FM}} W_T^{\text{FM}} + R_d^{\text{FG}} W_T^{\text{FG}} \right) \quad (16)$$

式中: R 为用户及能源系统总排污量; δ_E 、 δ_G 为政府的决策变量: 电价和气价补贴标准; R_d^{YM} 、 R_d^{YG} 、 R_d^{FM} 、 R_d^{FG} 分别为燃煤供暖单位煤耗量、燃气供暖单位煤耗量、燃煤机组单位煤耗量以及燃气机组单位气耗量所排放的第 d 种污染物的量; W_T^{YM} 、 W_T^{YG} 、 W_T^{FM} 、 W_T^{FG} 分别为以燃煤、燃气供暖用户的煤耗量和气耗量以及发电公司中燃煤机组和燃气机组的煤耗量和气耗量; Q_d 为第 d 种污染物的排放权重因子; Ω_d 为污染物的种类, 即 CO_2 、 SO_2 与 NO_x 。

政府决策补贴标准时需考虑的约束条件如下。

1) 供暖改造补贴约束

$$\left\{ \begin{array}{l} \delta_E^{\text{min}} \leq \delta_E \leq \delta_E^{\text{max}} \\ \delta_G^{\text{min}} \leq \delta_G \leq \delta_G^{\text{max}} \end{array} \right. \quad (17)$$

式中: δ_E^{max} 、 δ_E^{min} 为电价补贴上下限; δ_G^{max} 、 δ_G^{min} 为气价补贴上下限。

2) 用户侧供暖改造规模约束

$$\varphi^{\min} \leq \varphi \leq \varphi^{\max} \quad (18)$$

其中

$$\varphi = \frac{\sum_p \sum_h \sum_i^{\Omega_h} \sum_i^{\Omega_E} (P_p^h \cdot \partial_{pg} + P_p^i \cdot \partial_{pe})}{\sum_p \sum_h \sum_i^{\Omega_h} \sum_i^{\Omega_E} (P_p^h + P_p^i)} \quad (19)$$

式中： φ 为区域内用户供暖改造比例； φ^{\max} 、 φ^{\min} 为区域内用户供暖改造规模上下限； P_p^h 为各区域气源点 h 的待改造供暖总气负荷； P_p^i 为各区域节点 i 的待改造供暖总电负荷。

3 基于双层博弈的广域综合能源系统规划模型

3.1 传递关系

在考虑政府影响的广域综合能源系统联合规划中，决策主体为用户、政府和综合能源系统，用户可以决策供暖改造方式，综合能源系统可以决策各能源网络拓扑结构和各种能价，政府可以决策供暖改造补贴标准^[34]。而其中综合能源系统规划中又包含发电公司、电网公司和天然气公司多个能源市场投资主体。各主体在规划决策时的传递关系如图 2 所示。在外层广域综合能源系统规划决策过程中，用户根据各能源公司确定的能源价格，结合政府的能价补贴决策供暖改造方案，并将供暖改造结果传递给政府，同时将各类负荷增量反馈到各能源公司。综合能源系统内各能源公司根据用户侧的各类负荷信息，决策各能源系统扩容新建及定价方案，并将能价信息传递给用户，将各能源公司的排污情况反馈给政府。在内层综合能源系统决策过程中，电力系统的源侧和网侧中发电公司机组新建和电网公司线路新建的决策直接互为影响；天然气公司决策管道建设，可以影响发电公司燃气机组的新建方案，同时，通过综合能源系统的经济和安全调度确定的节点边际气价进一步影响发电公司的购气计划，相反，发电公司燃气机组的新建也可以影响天然气公司管道建设；而电网公司和天然气公司通过燃气机组传递的混合潮流信息间接影响彼此的决策，因此，综合能源系统内三个能源市场投资主体各自独立决策，又互为影响，构成博弈关系。政府根据区域内用户及各能源系统的排污情况，对供暖改造工程的环境效益进行综合评估，修正供暖改造补贴标准，以引导用户及综合能源系统进行更为合理的规划决策。故用户、综合能源系统和政府各自独立决策，

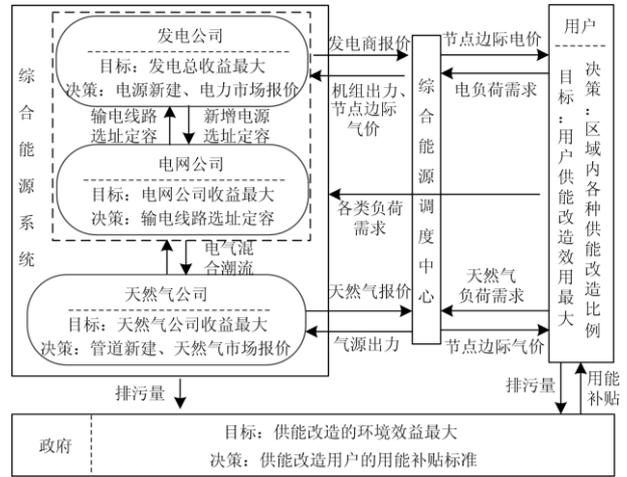


图 2 传递关系图

Fig. 2 Transfer relationship chart

彼此相互影响，也构成博弈关系，因此，本文考虑政府影响的广域综合能源系统规划中多主体构成了一种双层博弈的框架。

3.2 博弈关系分析

由于需要在独立决策的前提下共同完成广域综合能源系统的规划决策，用户、政府、综合能源系统在规划过程中互相掌握对方的全部策略信息，其中综合能源系统中发电公司、电网公司和天然气公司也同样掌握其他公司的全部策略信息。在供暖改造工程规划中，政府需首先制定供暖改造补贴政策，然后用户根据现行能价及政策决策供暖改造方式，最后各能源公司基于负荷水平决策系统的规划建设，所以外层各主体在决策上是先后给出决策方案的；而在综合能源系统规划中，本文采用顺序求解法计算电-气混合潮流，首先基于发电公司和电网公司信息计算电力网络潮流，然后根据燃气机组及天然气公司信息计算天然气网络潮流，所以内层综合能源系统各投资主体在决策上也是先后进行的。因此，本文广域综合能源系统中所有参与主体构成了双层完全信息动态博弈格局。其博弈行为示意图如图 3 所示。

在一个外层博弈回合中，首先政府对当前供暖改造工程的环境效益进行评估，并调整供暖改造的补贴标准，给出决策 X_R^n ，以降低区域内的排污量；再将信息传递给用户，用户根据能价及其补贴标准，确定供暖改造方式，给出决策 X_U^n ，使得用户侧的供暖费用最小；进而再将负荷信息传递给综合能源系统，在一个内层博弈回合中，发电公司根据用户的电负荷需求以及耦合节点处的天然气网络信息，

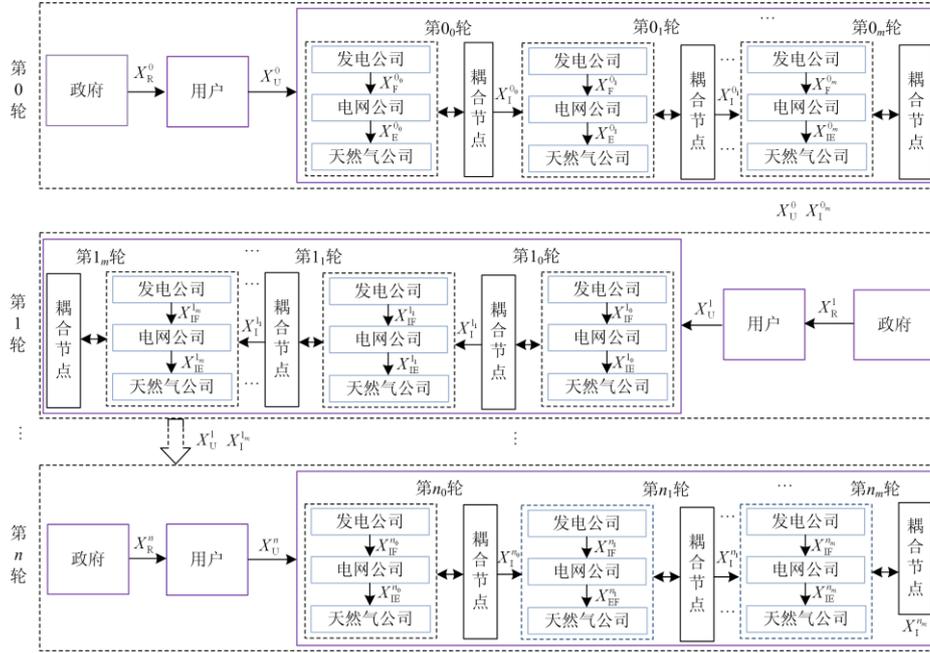


图3 博弈行为示意图

Fig. 3 Game behavior diagram

对新建电源进行选址定容, 给出决策 $X_{IF}^{n_m}$, 从而最大化发电公司的收益; 然后电网公司根据发电公司的规划方案, 确定输电线路的新建方案, 给出决策 $X_{IE}^{n_m}$, 从而最大化电网公司的收益; 然后再将耦合节点上电力网络潮流信息传递给天然气公司, 天然气公司结合用户侧的天然气负荷需求, 调整输气管道的新建方案, 给出决策 $X_{IG}^{n_m}$, 从而最大化天然气公司的收益; 三个投资主体的决策方案使得综合能源系统的拓扑更新, 进入下一个内层博弈回合, 当发电公司、电网公司、天然气公司任意一方改变策略都无法获得更多的收益时, 形成内层动态博弈均衡状态, 给出综合能源系统的决策 X_I^n 。此时, 外层三个主体的决策方案使得广域综合能源系统的规划信息更新, 进入下一个外层博弈回合, 当政府、用户、综合能源系统任意一方改变策略都无法提升自身收益, 形成外层博弈均衡状态。

其中, 内层综合能源系统各投资主体博弈均衡状态具体描述为

$$\begin{cases} X_E^* = \arg \max I_E(X_E, X_F^*, X_G^*) \\ X_F^* = \arg \max I_F(X_F, X_E^*, X_G^*) \\ X_G^* = \arg \max I_G(X_G, X_E^*, X_F^*) \end{cases} \quad (20)$$

式中: X_F 、 X_E 与 X_G 分别为发电公司、电网公司与天然气公司的策略; X_F^* 、 X_E^* 与 X_G^* 分别为在对方选择最优策略下的己方最优策略, 在该策略组合

下发电公司、电网公司和天然气公司均能达到均衡意义下的最大收益; I_E 、 I_F 、 I_G 分别为电网公司、发电公司与天然气公司的总收益; $\arg \max(\square)$ 为使目标函数取值最大的变量集合。

外层广域综合能源系统各参与主体博弈均衡状态具体描述为

$$\begin{cases} X_U^* = \arg \max U(X_U, X_I^*, X_R^*) \\ X_I^* = \arg \max I(X_I, X_U^*, X_R^*) \\ X_R^* = \arg \max R(X_R, X_U^*, X_I^*) \end{cases} \quad (21)$$

式中: X_U 、 X_I 与 X_R 分别为用户、综合能源系统与政府的策略; U 、 I 、 R 分别为用户、综合能源系统与政府的总收益; X_U^* 、 X_I^* 与 X_R^* 分别为在对方选择最优策略下的己方最优策略, 在该策略组合下用户、综合能源系统与政府均能达到均衡意义下的最大收益。

4 模型求解

多主体博弈环境下的规划问题是一个各参与者基于各自目标的独立优化问题, 很难通过统一的优化方法进行求解。针对上述博弈模型, 本文采用迭代搜索法^[35-36]求解其纳什均衡, 具体求解流程如图4所示。

步骤 1: 输入原始数据和参数。初始化求解所需的数据, 包括负荷数据、机组出力数据、供暖设施数据(造价、能耗参数、排污参数)。

步骤 2: 生成内外层博弈参与者策略空间。 n_R 、 n_U 、 n_I 和 n_F 、 n_E 和 n_G 依次是政府、用户、综合能源系统和发电公司、电网公司、天然气公司策略集合中元素的总数。

步骤 3: 设定初值。分别从内层和外层策略空间中随机选取一组值 (X_R^0, X_U^0, X_I^0) 和 (X_F^0, X_E^0, X_G^0) ，作为内外层博弈的迭代初值。

步骤 4: 参与者进行方案优化。

步骤 5: 判断是否达到均衡状态。

步骤 6: 输出用户、政府、综合能源系统三个主体的最终决策方案 (X_R^*, X_U^*, X_I^*) 及其收益。

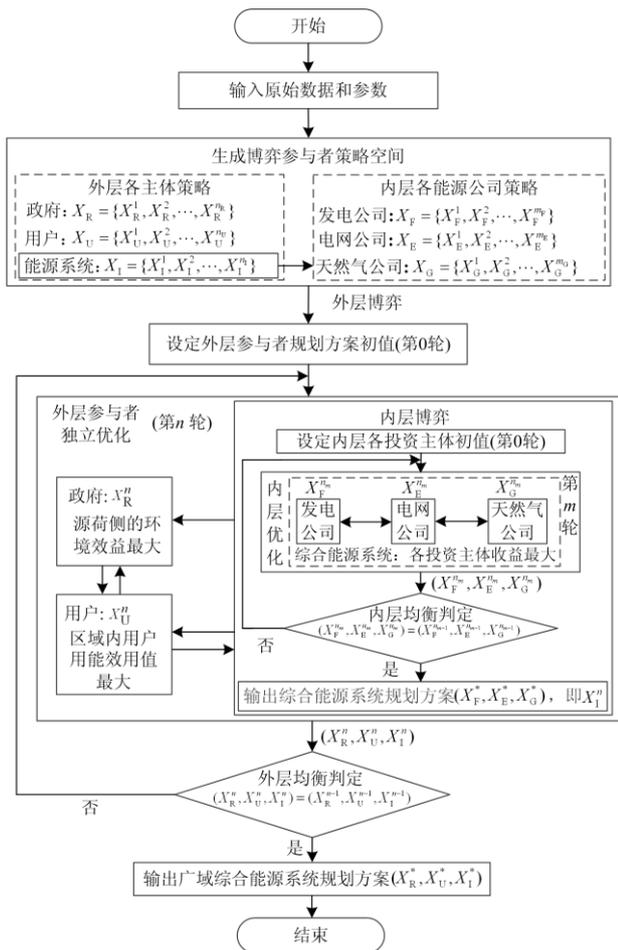


图 4 求解流程图

Fig. 4 Solving flow chart

5 算例仿真分析

5.1 参数设置

本文通过修改的 IEEE24 电力系统和修改的 17 节点天然气系统构成区域综合能源系统进行仿真分析。其中，电力系统和天然气系统的大部分节点存在地理位置上的重合，天然气网络 5'、6'、10'、11'、

14' 号节点覆盖多个电力网络节点，如图 5 所示。结合工程实际，发电公司中燃气机组的运行效率为 70%^[37]，电力系统中待选燃气机组和待选输电线路的详细数据见附表 A1 和附表 A2；天然气系统包含 4 个天然气源，15 个常规天然气负荷，待选输气管道数据和天然气网络的相关参数见附表 A3 和附表 A4。其中，输电线路的单位投资成本为 68 万元/km，输气管道的单位投资成本为 102 万元/km。若以电力节点对区域进行划分，则各分区内待改造负荷如附表 A5 所示。用户供暖改造决策模型、综合能源系统规划模型和政府决策模型的仿真参数如附表 A6—附表 A8 所示。各类型用户对供能方式的经济性和舒适性偏好程度不同，基于用户效用层次结构，构建判断矩阵，得到各类型用户对各种指标权重如表 1 所示。

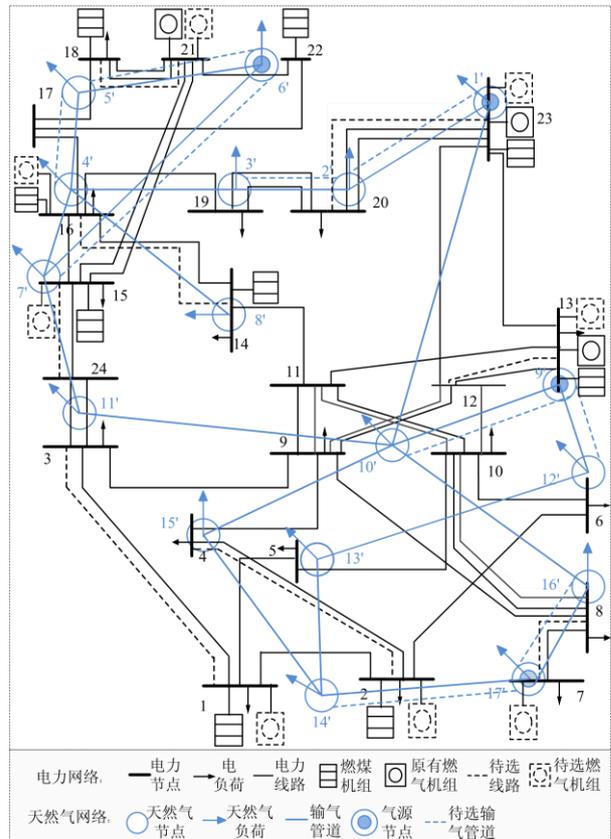


图 5 综合能源系统拓扑结构图

Fig. 5 Topological structure of integrated energy system

针对本文计及政府参与博弈的广域综合能源系统规划问题，设置了三种情景：

1) 情景 1 为不计及用户综合用能行为分析的广域综合能源系统规划；

2) 情景 2 为计及用户综合用能行为分析的广域综合能源系统规划；

3) 情景3为计及用户综合用能行为分析,同时考虑政府参与博弈的广域综合能源系统规划。

5.2 规划结果

三种情景下的外层各参与主体用户、综合能源系统、政府的规划结果对比如表1所示,内层各能源投资主体发电公司、电网公司、天然气公司的规划结果对比如表2所示。

由表1可知,相较于情景1,情景2中的能价补贴与之相同,均为初始补贴标准,是因为情景1和情景2均未考虑政府参与规划决策;情景2中用户侧电供暖和天然气供暖改造比例均有所提升,而综合能源系统内各能源投资公司对能源定价均有所下调,且由表2可知,情景2中各公司对系统的扩容规划建设均有所加强。其原因在于,与情景1在

用户侧仅考虑经济性的供暖改造决策模型不同,情景2在考虑了用户供暖费用的基础上,计及了用户主观决策中不确定因素的影响,基于用户的综合用能行为构建用户供暖改造决策模型,故用户侧供暖改造方案存在差异,从而导致两种情景下的各类负荷需求不同,并进一步影响了各能源投资公司的定价决策和系统扩容规划结果。情景2和情景3均计及用户综合用能行为,但其各主体及各公司规划结果均有所差异,其原因在于,在情景3中考虑将政府作为博弈主体参与到广域综合能源系统规划中,政府为最大化供暖改造的环境效益,通过调整电能和天然气用能补贴,引导用户进行燃煤供暖改造,而综合能源系统内各公司的规划决策随着用户侧各类负荷的变化而发生调整。

表1 外层各主体的规划结果

Table 1 Planning results of the outer bodies

情景	用户			综合能源系统		政府	
	电供暖改造 规模/%	气供暖改造 规模/%	总改造规 模/%	电价均值/ (元/kWh)	气价/ (元/m ³)	电价补贴/ (元/kWh)	气价补贴/ (元/m ³)
1	27.5	33.9	61.4	0.568	2.40	0.100	1.00
2	32.7	37.5	70.2	0.556	2.35	0.100	1.00
3	35.3	36.9	72.2	0.556	2.31	0.108	0.97

表2 综合能源系统内各市场主体的规划结果

Table 2 Planning results of market players in the integrated energy system

情景	发电公司	电网公司	天然气公司
1	1、7、13	1-3、7-8、12-13、14-16、	1'-2'、2'-3'、9'-12'、16'-17'
2	1、7、13、23	1-3、7-8、12-13、14-16、20-23	1'-2'、2'-3'、6'-7'、9'-10'、9'-12'
3	1、7、13、21	1-3、7-8、12-13、14-16、18-21、20-23	1'-2'、2'-3'、5'-6'、6'-7'、9'-10'、16'-17'

5.3 考虑用户用能行为的有效性验证

为了验证本文方法在广域综合能源系统规划中计及用户综合用能行为分析的必要性,本文对情景1和情景2的规划结果进行对比分析,情景1与情景2各主体成本及效益对比如表3所示。

由表3可知,就用户侧供暖成本而言,与情景1相比,情景2中用户的供暖费用增加了 2.28×10^9 元,这是由于情景1中用户仅依据供暖费用决策供暖方式,而电供暖费用和天然气供暖费用略高于燃煤供暖,故情景1中供暖改造规模相对较小;情景

2在用户供暖决策模型中深入分析了用户的综合用能行为,不仅考虑供暖的经济性,同时也计及用户对各种供暖方式的舒适性、环保性的主观评价这类不确定因素的影响,而电供暖和天然气供暖在这个方面具有一定的优势,故在情景2中供暖改造规模有所提升,但同时也一定程度上增加了供暖费用。事实上,用户选择供暖方式并不会简单的仅考虑供暖成本,相较于情景1中的供暖改造经济性模型,情景2中基于用户综合用能行为的供暖改造决策模型更为合理有效。

表3 情景1、2中各主体成本及效益对比

Table 3 Comparison of the cost and benefit of each subject in scenarios 1 and 2

情景	用户供暖 成本/元	综合能源系统收益/元				政府侧排污量/t		
		发电公司	电网公司	天然气公司	总收益	用户侧	供给侧	总排污量
1	7.675×10^{10}	2.415×10^{10}	1.208×10^{10}	1.085×10^{10}	4.708×10^{10}	6.364×10^8	1.868×10^8	8.232×10^8
2	7.903×10^{10}	2.747×10^{10}	1.273×10^{10}	1.240×10^{10}	5.260×10^{10}	5.250×10^8	2.179×10^8	7.429×10^8

就综合能源系统而言,与情景 1 相比,情景 2 中其总体收益提升了 5.52×10^9 元,其中,发电公司、电网公司和天然气公司各能源投资主体的收益均有所提升,这是因为在政府决策的供暖改造补贴一定的前提下,相较于情景 1,情景 2 在考虑了用户综合用能行为后,一定程度上增加了区域内的电负荷和天然气负荷,为各能源公司提供了更多的用能客户,各公司均扩大投资建设,提高售能收入,从而提升了自身的收益。

就区域内供暖改造的环境效益而言,与情景 1 相比,情景 2 中总排污量降低 8.03×10^7 t,其中,用户侧由于供暖产生的排污量减少 1.114×10^8 t,供给侧发电公司由于发电产生的排污量增加 3.11×10^7 t,这是因为情景 2 中供暖改造规模扩大,更多用户选择将原有燃煤供暖方式改造为排污较低的电供暖和天然气供暖,故用户侧排污量大幅降低;另一方面,情景 2 中整个区域内电供暖改造比例提升了 5.2%,供暖电负荷需求有所提升,发电公司需提高发电量,由于天然气的价格比煤的价格贵,燃气机组的总发电成本(购气成本和机组运行成本)高于燃气机组,发电公司为提高收益,降低发电成本,部分新增电供暖负荷仍然由燃煤机组承担,故导致供给侧的排污量有所提升,因此,综合区域内用户和发电公司的总排污量来看,情景 2 有效地提升了供暖改造的环境效益。

综上所述,情景 2 深入分析了用户综合用能行为,在考虑供暖经济性的基础上,进一步纳入不确定因素对用户供暖改造决策的影响,从而提出基于

效用函数的供暖改造决策方法,相较于情景 1,虽然一定程度上增加了供暖费用,但其规划模型更符合用户的供暖决策行为,同时增加综合能源系统内各能源投资主体的收益,并提升供暖改造的环境效益。

5.4 考虑政府参与规划决策的有效性验证

为了验证本文方法在计及用户用能行为分析的广域综合能源系统规划中考虑政府作为博弈主体参与规划的影响,本文对情景 2 和情景 3 的规划结果进行对比分析,情景 2 与情景 3 中用户和政府的成本及效益对比如表 4 所示,综合能源系统的收益对比如表 5 所示。

由表 4 可知,就用户而言,相较于情景 2,情景 3 中用户的供暖成本增加了 4.2×10^8 元,其原因在于情景 2 和情景 3 中的规划结果均是基于考虑了用户综合用能行为的供暖改造决策模型求解得出。由表 1 可知,由于在计及政府作为博弈主体参与规划决策后,供暖改造的能价补贴和能源公司决策的能价均发生调整,导致用户供暖所需承担的能价发生变化,从而影响用户供暖改造决策。从总体上看,用户侧供暖改造总量略有提升,成本较低的燃煤供暖比例下降,故区域内的总供暖成本会相应提升,而天然气供暖成本基本不变,电供暖成本随着电价补贴的提升而减小,因此,用户的总供暖费用涨幅并不大,在情景 2 的基础上,仅增加了 0.5% 的供暖成本。

就综合能源系统而言,相较于情景 2,情景 3 中其总收益提高了 7.7×10^8 元,其中,两家电力公司

表 4 情景 2、3 中用户和政府的成本及效益对比

Table 4 Comparison of costs and benefits between users and government in scenarios 2 and 3

情景	用户侧供暖 成本/元	政府侧排污量/t		
		用户侧	供给侧	总排污量
2	7.903×10^{10}	5.250×10^8	2.179×10^8	7.429×10^8
3	7.945×10^{10}	5.023×10^8	2.209×10^8	7.232×10^8

表 5 情景 2、3 中综合能源系统收益对比

Table 5 Comparison of integrated energy system revenue in scenarios 2 and 3

情景	公司	总收入/ 10 ⁷ 元	投资成本/ 10 ⁷ 元	购煤成本/ 10 ⁷ 元	购气成本/ 10 ⁷ 元	可靠性成本/ 10 ⁷ 元	运行成本/ 10 ⁷ 元	环境成本/ 10 ⁷ 元	总收益/ 10 ⁷ 元
2	发电	5 597	149.9	723.5	546.5	0	980.2	449.5	2 747
	电网	1 400	15.03	0	0	111.2	0	0	1 273
	天然气	2 819	42.64	0	0	0	1 536	0	1 240
	总计	9 820	207.6	723.5	546.5	111.2	2 516	449.5	5 260
3	发电	5 909	201.7	681.1	674.7	0	1 019	455.7	2 876
	电网	1 452	17.48	0	0	130.1	0	0	1 304
	天然气	2 915	52.63	0	0	0	1 705	0	1 157
	总计	10 280	271.8	681.1	674.7	130.1	2 724	455.7	5 337

的收益均有所增加,发电公司收益增加 1.29×10^9 元,电网公司收益增加 3.1×10^8 元,但天然气公司的收益减少 8.3×10^8 元。由表 1 可知,其原因在于政府决策的供暖电价补贴增加 0.008 元/kWh,气价补贴减少 0.03 元/m³,在这种供暖改造补贴政策下,各能源公司在均衡博弈过程中均选择了使自己收益最大或损失最小的规划方案。就天然气公司而言,在气供暖改造补贴下降的前提下,天然气公司选择以降低能价的方式保留用户,故天然气供暖改造比例仅下降 0.6%,同时也可以扩大发电公司对天然气的需求(从发电公司购气成本的大幅提升可以看出),因此天然气公司的收入增加 9.6×10^8 元,但由于扩大投资和生,也相应地提高了投资成本和运行成本,从总体上看天然气公司的收益有所下降。就电力公司而言,由于电供暖改造补贴增加,用户侧的电力负荷需求提升,故发电公司的投资运行等各项成本及售电收入均有所增加,而在天然气公司下调气价后,发电公司扩大燃气机组的投资,提高燃气发电占比,因此购煤成本减少 4.13×10^8 元,而购气成本大幅增加了 1.282×10^9 元,同时更多地利用燃气机组承担发电任务,也可以有效地控制环境成本。但由于总发电量的提升,导致环境成本仍然有小幅度的增加,因此,从总体上看发电公司的收益进一步得到提高。就电网公司而言,由于电力用户增加使电负荷水平得以提升,电网公司需提高电力网络的输电能力,故输电线路投资成本增加 2.45×10^7 元,同时输电收入也增加 5.2×10^8 元,由于输电距离的增加也提高可靠性成本 1.89×10^8 元,从总体上看电网公司的收益有所提高。

就政府而言,相较于情景 2,情景 3 中区域内的总排污量降低 1.97×10^7 t,其中,用户侧排污量减少 2.27×10^7 t,供给侧排污量增加 3×10^6 t,其原因在于用户侧电供暖以及总供暖改造比例提升,更多

用户选择无污染排放的电能供暖;另一方面,从上述发电公司的环境成本分析可以看出,供给侧的排污量涨幅不大,因此,区域内的总排污量得以降低。

综上所述,情景 3 考虑将政府作为博弈主体参与到广域综合能源系统规划中,充分计及政府政策的影响,可以有效引导用户进行供暖改造,推进供暖改造工程,同时提升供暖改造的环境效益,而在综合能源系统中,考虑多个市场主体间的博弈行为,可以统筹兼顾所有市场参与主体的利益,从而有效提升市场活力。

6 结论

本文提出了一种计及用户综合用能行为和政策导向的广域综合能源系统规划方法。对于广域综合能源系统中用户、政府及各类市场主体,分别构建其收益优化模型,并以此为基础建立了广域综合能源系统联合规划的双层博弈模型,并利用迭代搜索法对模型进行求解,最后基于仿真算例进行验证,其仿真结果表明:

1) 在需求侧用户用能决策中,深入分析了用户综合用能行为,在考虑供暖经济性的基础上,使其规划模型更符合用户的供暖决策行为,同时扩大供暖改造规模,提升用户侧供暖改造的环境效益。

2) 充分计及政府的主动性,考虑将政府作为决策主体参与到广域综合能源系统规划中,可以有效引导用户进行供暖改造,从而提升供暖改造的环境效益。

3) 基于用户、政府及各类能源市场主体间的博弈机理分析,建立面向广域综合能源系统的双层动态博弈模型,可以统筹兼顾所有参与主体的收益,基于博弈的思想进行多主体规划决策更为切合实际,可以有效提升规划方案的有效性。

附录

表 A1 待选燃气机组数据

Table A1 Data of alternative fuel gas generator unit

节点	容量/MW	投资费用/(10 ⁶ 元)	燃气消耗率二次项系数/(BTU/MW ²)	燃气消耗率一次项系数/(BTU/MW)
1	167.2	160.5	0.011 31	12.145
2	167.2	160.5	0.011 31	12.145
7	220	211.2	0.012 2	17.924
13	833.4	800	0.003 0	20.023
15	341	327.36	0.003 92	8.919
16	341	327.36	0.066 7	9.2706
21	880	844.74	0.002 8	5.345
23	341	327.36	0.002 8	5.345

表 A2 待选输电线路数据

Table A2 Data of alternative transmission line

线路	容量/MW	现存线路数量	最大扩展数量	长度/km
1-3	175	1	2	55
2-4	175	1	2	33
7-8	175	1	2	16
12-13	500	1	2	66
14-16	500	1	2	54
15-24	500	1	2	72
18-21	500	1	2	36
20-23	500	1	2	30

表 A3 现有及待选管道数据

Table A3 Data of existing and alternative pipelines

	管道	管道常数	现存管道数量	最大扩展数量	长度/km
现有管道	1'-2'	0.032 0	1	2	85
	2'-3'	0.012 8	1	2	72
	5'-6'	0.032 0	1	2	82
	6'-7'	0.021 4	1	2	95
	9'-10'	0.032 0	1	2	96
	9'-12'	0.021 4	1	2	70
	16'-17'	0.032 0	1	2	86
	1'-10'	0.021 4	1	2	70
	3'-4'	0.010 3	1	2	69
	4'-5'	0.012 8	1	2	75
	4'-7'	0.010 3	1	2	75
	4'-8'	0.013 0	1	2	86
	10'-11'	0.128	1	2	72
	10'-15'	0.012 8	1	2	81
	10'-16'	0.021 4	1	2	81
	12'-13'	0.012 8	1	2	76
13'-14'	0.013 0	1	2	98	

表 A4 天然气网络相关参数

Table A4 Related parameters of natural gas network

气网节点	电力节点	气负荷/(10 ⁶ SCF/h)	气源点出力/(10 ⁶ SCF/h)	最小节点压力/psia	最大节点压力/psia	气网节点	电力节点	气负荷/(10 ⁶ SCF/h)	气源点出力/(10 ⁶ SCF/h)	最小节点压力/psia	最大节点压力/psia
1'	23	0	25.6	600	1 200		9	3.41			
2'	20	2.74	—	600	1 200	10'	10	3.71	—	600	1 200
3'	19	3.15	—	500	1 200		11	0	—		
4'	16	2.16	—	600	1 000		12	0			
5'	17	0	—	600	1 200	11'	3	3.52	—	500	1 000
	18	5.39	—	600	1 200		24	0	—		
6'	21	0	30.9	600	1 200	12'	6	2.98	—	600	1 200
	22	0	—	600	1 200	13'	5	1.70	—	500	1 200
7'	15	5.26	—	400	1 000	14'	1	2.23	—	400	1 000
8'	14	3.95	—	400	1 000		2	2.06	—		
9'	13	4.56	22.0	600	1 200	15'	4	1.82	—	500	1 200
	22	0	—	600	1 200	16'	8	3.35	—	600	1 200
						17'	7	2.68	26.3	600	1 200

表 A5 各区域各类型用户的待改造燃煤负荷

Table A5 Fire coal load needing transforming of various users in each area

区域	MW																
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	13	14	15	16	18	19	20
居民负荷	60	0	162	0	0	75	0	38	55	106	0	0	100	80	0	0	77
商业负荷	20	64	0	0	0	0	0	90	67	0	0	0	0	180	97	0	0
工业负荷	0	0	0	118	47	0	95	0	0	0	105	127	0	0	0	120	0

表 A6 用户供暖改造决策模型仿真参数

Table A6 Simulation parameters for user heating transforming decision model

参数	r	T_{heat}^q /年	δ_g / (元/m ³)	δ_e / (元/kWh)
数值	0.07	20	1	0.1

表 A7 综合能源系统规划模型仿真参数

Table A7 Simulation parameters for integrated energy system planning model

参数	数值	参数	数值
$T, T_{GT}, T_{EL}, T_{GL}$ /年	20	θ_{es} / (元/kWh)	0.026
C_g^O / (元/kWh)	0.021	C_{Oid}^E / (元/kWh)	0.031
C_m^O / (元/kWh)	0.016	C_{Eid}^E / (元/kWh)	0.028
C_g^E / (元/kWh)	0.003	C_{Mid}^E / (元/kWh)	0.047
C_m^E / (元/kWh)	0.012	θ / %	70

表 A8 政府决策模型仿真参数

Table A8 Simulation parameters for government's decision model

数值	CO ₂	SO ₂	NO _x
$R_d^{YM}(t)$	0.052	0.033	0.019
$R_d^{YG}(t)$	0.021	0.014	0.012
$R_d^{FM}(t)$	0.041	0.021	0.011
$R_d^{FG}(t)$	0.019	0.012	0.009
Q_d	0.48	0.36	0.16

参考文献

- [1] 沈海平, 陈铭, 钱磊, 等. 计及电转气耦合的电-气互联系统机组组合线性模型研究[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(8): 34-41.
SHEN Haiping, CHEN Ming, QIAN Lei, et al. Linear model research of unit commitment for integrated electricity and natural-gas systems considering power-to-gas coupling[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(8): 34-41.
- [2] 杨海柱, 李梦龙, 江昭阳, 等. 考虑需求侧电热气负荷响应的区域综合能源系统优化运行[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(10): 30-37.
YANG Haizhu, LI Menglong, JIANG Zhaoyang, et al. Optimal operation of regional integrated energy system considering demand side electricity heat and natural-gas loads response[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(10): 30-37.
- [3] 郇嘉嘉, 曾诚玉, 赵瑾, 等. 用户级综合能源仿真分析系统研究与开发[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(3): 180-187.
HUAN Jiajia, ZENG Chengyu, ZHAO Jin, et al. Study and development of user-level integrated energy simulation analysis system[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(3): 180-187.
- [4] LI Y P, HUANG G H, CHEN X. Planning regional energy system in association with greenhouse gas mitigation under uncertainty[J]. Applied Energy, 2011, 88(3): 599-611.
- [5] SHAO C, SHAHIDEHPOUR M, WANG X, et al. Integrated planning of electricity and natural gas transportation systems for enhancing the power grid resilience[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(6): 4418-4429.
- [6] 严嘉伦, 林俊光, 楼可炜, 等. 基于 AHP-变异系数法

- 的楼宇型综合能源系统评价体系[J]. 热力发电, 2019, 48(12): 25-30.
YAN Jialun, LIN Junguang, LOU Kewei, et al. Evaluation system for building integrated energy system based on AHP-CV method[J]. Thermal Power Generation, 2019, 48(12): 25-30.
- [7] 任洪波, 王广涛, 李琦芬, 等. 供需互动视角下区域综合能源系统设备配置与运行策略协同优化研究[J]. 热力发电, 2020, 49(3): 60-67.
REN Hongbo, WANG Guangtao, LI Qifen, et al. Collaborative optimization of equipment configuration and operation strategy for integrated energy systems based on supply-demand interaction[J]. Thermal Power Generation, 2020, 49(3): 60-67.
- [8] 桂雄威, 李琦芬, 杨涵文, 等. 能源集线器控制体模型及其生长型场景模拟分析[J]. 热力发电, 2020, 49(6): 90-96.
GUI Xiongwei, LI Qifen, YANG Yongwen, et al. Energy hub control body modeling and its growth scene simulation analysis[J]. Thermal Power Generation, 2020, 49(6): 90-96.
- [9] 董彦君, 张惠智, 马富齐, 等. 区域综合能源系统潮流计算[J]. 高压电器, 2018, 54(6): 197-204, 211.
DONG Yanjun, ZHANG Huizhi, MA Fuqi, et al. Power flow calculation of community integrated energy system[J]. High Voltage Apparatus, 2018, 54(6): 197-204, 211.
- [10] 王威, 李润秋, 张鹭, 等. 计及多类型电储能的综合能源系统优化运行对比分析研究[J]. 电网与清洁能源, 2020, 36(2): 110-116, 123.
WANG Wei, LI Runqiu, ZHANG Lu, et al. Comparative analysis and research on optimal operation of the integrated energy system considering multi-type electrical storage[J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(2): 110-116, 123.
- [11] 刘广, 白晓清, 刁天一. 考虑气电网络架构的沼-风-光综合能源微网优化调度[J]. 电网与清洁能源, 2020, 36(12): 49-58.
LIU Guang, BAI Xiaoqing, DIAO Tianyi. Optimal scheduling of biogas-wind-solar integrated energy microgrid system considering gas-power network architecture[J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(12): 49-58.
- [12] 李兵, 牛洪海, 余帆. 全可再生能源热电气储耦合供能系统优化调控模型研究[J]. 电网与清洁能源, 2020, 36(7): 103-108.
LI Bing, NIU Honghai, YU Fan. Research on the optimal regulation and control model of the thermal-electric-gas-storage coupling energy system of all renewable energy sources[J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(7): 103-108.
- [13] 李兴源, 蒋林洳, 陈中, 等. 考虑电动汽车互动的综合能源系统扩展规划[J]. 电网与清洁能源, 2020, 36(4): 106-114.
LI Xingyuan, JIANG Linru, CHEN Zhong, et al. Expansion planning of integrated energy system with the interaction between electric vehicles and power grid[J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(4): 106-114.
- [14] 陈思宇, 柴庆宣, 李延松, 等. 综合能源系统潮流及最优潮流计算模型与方法综述[J]. 热力发电, 2020, 49(7): 1-12.
CHEN Siyu, CHAI Qingxuan, LI Yansong, et al. Models and methods of power flow and optimal power flow calculation for integrated energy system: a review[J]. Thermal Power Generation, 2020, 49(7): 1-12.
- [15] 多部委及多省市共同印发《京津冀及周边地区2017-2018年秋冬季大气污染综合治理攻坚行动方案》[J]. 建筑技术开发, 2017, 44(19): 116-117.
- [16] 周淑慧. 对当前我国天然气供应紧张问题的思考[J]. 国际石油经济, 2018, 26(2): 28-37.
ZHOU Shuhui. Thinking about current tension supply of natural gas in China[J]. International Petroleum Economics, 2018, 26(2): 28-37.
- [17] 张世翔, 吕帅康. 面向园区微电网的综合能源系统评价方法[J]. 电网技术, 2018, 42(8): 2431-2439.
ZHANG Shixiang, LÜ Shuikang. Evaluation method of park-level integrated energy system for microgrid[J]. Power System Technology, 2018, 42(8): 2431-2439.
- [18] QIU J, DONG Z Y, ZHAO J H, et al. Multi-stage flexible expansion co-planning under uncertainties in a combined electricity and gas market[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(4): 2119-2129.
- [19] LI G, SUN W, HUANG G H, et al. Planning of integrated energy-environment systems under dual interval uncertainties[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2018, 100: 287-298.
- [20] 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.
- [21] 雷霞, 唐文左, 李逐云, 等. 考虑区域综合能源系统优化运行的配电网扩展规划[J]. 电网技术, 2018, 42(11): 3459-3470.
LEI Xia, TANG Wenzuo, LI Zhuyun, et al. Distribution network expansion planning considering optimal operation of regional integrated energy system[J]. Power System

- Technology, 2018, 42(11): 3459-3470.
- [22] 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.
- [23] 易文飞, 俞永增, 张艺伟, 等. 基于 P-中位模型的区域综合能源系统能源站优化规划[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(4): 107-113.
YI Wenfei, YU Yongzeng, ZHANG Yiwei, et al. P-median model based optimal planning of energy station for regional integrated energy systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(4): 107-113.
- [24] 邵成成, 王锡凡, 王秀丽, 等. 多能源系统分析规划初探[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(14): 3817-3829.
SHAO Chengcheng, WANG Xifan, WANG Xiuli, et al. Probe into analysis and planning of multi-energy systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(14): 3817-3829.
- [25] 薛禹胜, 李满礼, 罗剑波, 等. 基于关联特性矩阵的电网信息物理系统耦合建模方法[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(2): 11-19.
XUE Yusheng, LI Manli, LUO Jianbo, et al. Modeling method for coupling relations in cyber physical power systems based on correlation characteristic matrix[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(2): 11-19.
- [26] 瞿凯平, 黄琳妮, 余涛, 等. 碳交易机制下多区域综合能源系统的分散调度[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(3): 697-707.
QU Kaiping, HUANG Linni, YU Tao, et al. Decentralized dispatch of multi-area integrated energy systems with carbon trading[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(3): 697-707.
- [27] 陈玥, 魏鞞, 刘锋, 等. 基于 CES 型效用函数的热—电市场消费者最优决策[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(13): 118-126.
CHEN Yue, WEI Wei, LIU Feng, et al. CES utility function based consumer optimal decision making in heat-power market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(13): 118-126.
- [28] 姚爱婷. 基于谱分析和效用函数的 Z-number 不确定性度量研究方法[D]. 合肥: 安徽大学, 2020.
YAO Aiting. Research method of Z-number uncertainty measurement based on spectral analysis and utility function[D]. Hefei: Anhui University, 2020.
- [29] 王珊. 面向“煤改电”地区计及用户舒适度的需求侧响应策略研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2019.
WANG Shan. Research on demand side response strategy in “coal to electricity” area considering user comfort[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2019.
- [30] 凌春梅. 基于改进的 Logit 型随机用户平衡分配模型及算法研究[D]. 兰州: 兰州交通大学, 2017.
LING Chunmei. Models and algorithms on improved Logit-based stochastic user equilibrium[D]. Lanzhou: Lanzhou Jiaotong University, 2017.
- [31] LI D, WU W, SONG Y. Comparative study of Logit and Weibit model in travel mode choice[J]. IEEE Access, 2020, 8: 63452-63461.
- [32] ZHU H, DOU S, QIU Y. Joint model for last-mile delivery service selection in China: evidence from a cross-nested logit study[J]. IEEE Access, 2019, 7: 137668-137679.
- [33] 杨楠, 黄禹, 董邦天, 等. 基于多主体博弈的电力-天然气综合能源系统联合规划方法研究[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(22): 6521-6532.
YANG Nan, HUANG Yu, DONG Bangtian, et al. Research on the joint planning method of electricity-gas integrated energy system based on multi-agent game[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(22): 6521-6532.
- [34] 郝春旭, 璩爱玉. 北方地区清洁取暖环境补贴政策研究[J]. 生态经济, 2020, 36(4): 150-155.
HAO Chunxu, QU Aiyu, et al. study on subsidy policy of clean heating environment in North China[J]. Ecological Economy, 2020, 36(4): 150-155.
- [35] KANG M S, KIM K T. Automatic SAR image registration via Tsallis entropy and iterative search process[J]. IEEE Sensors Journal, 2020, 8: 63452-63461.
- [36] LI G, WEI Z, YANG D. Iterative search algorithm to maximize system capacity in time-varying MIMO DAS[J]. IEEE Access, 2018, 6: 14676-14685.
- [37] 张林垚, 郑洁云, 孔顺飞, 等. 考虑综合能源系统的配网规划模型及其求解方法[J]. 南方电网技术, 2019, 13(6): 76-86.
ZHANG Linyao, ZHENG Jieyun, KONG Shunfei, et al. Planning model of distribution network considering the integrated energy system and its solution method[J]. Southern Power System Technology, 2019, 13(6): 76-86.

收稿日期: 2020-07-13; 修回日期: 2020-11-09

作者简介:

代璐(1992—), 女, 硕士研究生, 中级工程师, 主要从事电网优化规划等方面的研究。E-mail: 664120065@qq.com

(编辑 姜新丽)