

计及电网辅助服务收益的区域供能站热泵 扩展规划方法

邢刚¹, 刘惠宏², 王伯钊², 宋文洋², 刘龙飞³, 徐宪东³

(1. 国电电力发展股份有限公司 科技信息部, 北京 100101;

2. 中国能源研究会 研究咨询部, 北京 100038;

3. 天津大学 智能电网教育部重点实验室, 天津 300072)

摘要:针对双碳目标下区域能源系统的减排需求,提出了一种考虑电网辅助服务收益的区域能源站热泵扩展规划方法,支撑将热泵等低碳供能技术集成到现有区域能源系统的设备选型。首先,构造了考虑外部电网调控需求的区域供能站多能耦合模型。在此基础上,提出了计及电网辅助服务收益的双层扩展规划模型,综合考虑能源成本、辅助服务价格、既有储能容量、碳排成本等因素对于规划结果的影响。最后,以某大学校园供能站热泵替代热电联产机组为例,比较分析了上述因素对区域供能站扩展规划结果的影响,验证了所提方法的有效性。

关键词:热泵;辅助服务;区域供能站;扩展规划;多能源系统

中图分类号:TM73 **文献标识码:**A **DOI:**10.19457/j.1001-2095.dqcd25124

Expansion Planning Method of Heat Pump for Regional Energy Stations Considering the Benefits of Grid Ancillary Services

XING Gang¹, LIU Huihong², WANG Bozhao², SONG Wenyang², LIU Longfei³, XU Xiandong³

(1. Science and Technology Information Department, GD Power Development Co., Ltd., Beijing 100101, China;

2. Research Consulting Department, China Energy Research Society, Beijing 100038,

China; 3. Key Laboratory of Smart Grid of Ministry of Education,

Tianjin University, Tianjin 300072, China)

Abstract: To address the need of carbon emission peak and carbon neutrality target on local energy systems, an optimal expansion planning method of heat pump was proposed for regional energy stations considering the benefits from ancillary services. The method was used to support the integration of new technologies such as heat pumps into existing local energy systems. Firstly, an integrated power, gas and heating system model was developed to reflect the interactions between different energy systems. On this basis, a bi-level expansion planning model that considers the benefits of grid ancillary services was proposed, taking into account the impact of factors such as energy cost, ancillary services price, existing energy storage capacity, and carbon emission cost on the planning results. Finally, a university campus energy supply station where heat pump replaces combined heat and power units was used as an example to analyze the effects of the above factors on the expansion planning results, validating the effectiveness of the proposed method.

Key words: heat pump; ancillary service; regional energy stations; expansion planning; multi-energy systems

在碳达峰、碳中和的大背景下,能源系统作为重要的碳排放源正在经历前所未有之变革,提高能源效率和减少温室气体排放成为现代能源系统研究的重要课题^[1]。随着清洁供热和能源系

统电气化发展,热泵等技术在分布式供能中得到了推广应用,通过电-热-冷多系统协同、源荷互动、终端电气化等新型供能技术^[2],能够有效支撑“双碳”目标的实现,为区域供能站的低碳高效规

基金项目:中国能源研究会项目(CEZB210007614)

作者简介:邢刚(1980—),男,博士,高级工程师,主要研究方向为常规能源发电技术及热能工程,Email:gang.xing@chnenergy.com.cn

通讯作者:徐宪东(1987—),男,博士,副教授,主要研究方向为综合能源系统仿真模拟与灵活调控等理论,Email:xux27@tju.edu.cn

划和运行提供了新的选项。

区域供能站的规划运行涉及多种能源形式和源-荷-储多种类型能源转换和存储设备,同时与电、气、热等不同类型能源网络互联^[3]。在区域供能站规划过程中,多能源系统各设备的成本、运行灵活性等属性存在较大差异,对多能源互联系统的整体灵活性评估造成不同影响^[4]。由于区域供能站内部多能源耦合关系密切且复杂,相关设备的配置结果需要满足区域能源系统运行的多元化场景,以适应不同运行场景下供能站内部不同设备协同优化的最优方案^[5]。区域供能站优化配置是多目标、多变量、混合整数的复杂优化问题。如何根据现有区域供能站的运行状况和扩展规划需求,为区域供能站合理配置低碳新技术,对于保证能源供给经济性具有重要意义^[6]。

上述问题的解决需要同时考虑系统多能源负载分布、系统投资运维成本、技术特征(效率、寿命等)、天气条件以及经济参数等因素。目前,国内外针对综合能源系统整体配置规划、优化调度方法的研究均取得了一些成果。如文献[7]建立了电热互联区域综合能源系统规划与运行相结合的双层多目标优化配置模型;文献[8]研究了利用燃气管道的建设提升电-热-气耦合能源系统的韧性;文献[9]在电热互联能源系统中引入灵活调节产品,激励市场主体调度灵活调节资源的联合运行;文献[10]考虑环境效益,构建了计及碳交易成本的电热耦合综合能源系统分散调度模型;文献[11]提出了一种考虑区域多微网与配电网互动的规划-运行一体化优化方法。但是上述文献在对综合能源系统的建模中并没有特别考虑到热泵的投入运行,以及由此造成电气系统设备容量需求和电-热系统互济能力变化。

研究表明,在综合能源系统配置热泵不仅有助于促进系统脱碳,进一步落实“双碳”战略目标,还能够降低热电联产机组中的热电耦合度,有效提升电力系统的灵活性^[12]。多有文献研究通过在综合能源系统中投入热泵,以增加电转热环节来提高可再生能源的消纳水平^[13-16],但是上述文献侧重于运行调度优化,并未从全生命周期的角度进行热泵容量的配置优化。文献[17]在微网中引入热泵以减少空调负荷能耗,降低运行成本,考虑了热泵全生命周期下的最优配置,但未考虑储能容量对优化的影响。文献[18]利用热泵改变热电联产机组和纯凝式火电机组的调度环

节,优化负荷分配,产生节能效益。文献[19]提出使用分布式热泵构建能效电厂,提高电能利用效率。然而,上述文献针对多种因素影响下热泵扩展规划方法的研究还不够详细,特别是缺乏对于辅助服务影响的分析。近年来,我国辅助服务市场需求激增,辅助服务市场建设得到国家大力支持^[20],所以在区域能源系统的升级改造中考虑辅助服务因素具有重要的实际意义。

针对上述问题,本文的主要创新性贡献在于考虑了包含辅助服务在内的多因素对综合能源系统的影响,以支撑热泵不同扩展规划方案的优选。具体包括如下方面:首先介绍了区域供能站的典型拓扑结构,并给出了与之相适应的系统模型;在此基础上,提出了热泵扩展规划双层多约束优化模型,并给出了详细评估流程;最后基于国外某实际园区电气热综合能源系统,以热泵对现有热电联产系统为主的供能站的减碳改造需求为例,比较分析了能源成本、辅助服务价格、既有储能容量、碳排成本等影响因素对优化配置结果的影响。

1 计及外部电网调控需求的区域供能站模型

1.1 区域供能站结构

图1展示了区域能源站及关联综合能源系统的结构示意图,其中包括配电网络、配气网络、区域供热/冷网络。

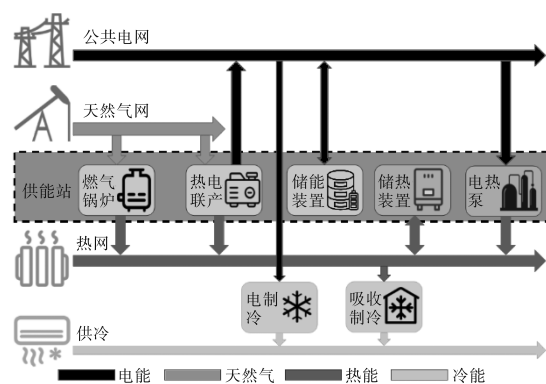


图1 区域供能站结构

Fig.1 Structure of local energy supply system

各个能源网络通过区域供能站相互耦合。供能站内部涵盖热电联产(combined heat and power, CHP)机组、燃气锅炉、电热泵,且相互连接。供冷网络通过电制冷机组和吸收式制冷机组获取能源,满足园区用冷需求。储热单元用于支持区域供热系统的运行,也可以间接支持电

网。在实际的区域综合能源系统中,可能存在多个供能站及相关设备。

1.2 电网辅助服务需求分析

电网辅助服务要求参与用户能够及时、准确地调整其与电网的交换功率,以适应系统运行条件的变化^[21]。区域供能站可根据外部指令信号,通过调节 CHP、电热泵、储能、锅炉等设备的运行状态以及调整区域供能站的购/售电量,改变与电网的功率交互。各设备在原本运行点下,功率调节范围存在上、下限,功率调节速度则受到爬坡率的限制^[22],构成的灵活性边界如图 2 所示。面向电网的购/售电灵活性则受到线路容量的限制。



图2 设备灵活性边界示意图

Fig.2 Schematic diagram of equipment flexibility boundary

供能站系统的整体灵活性取决于当前运行点下,站内各灵活性资源的最大可调节范围。在参与市场服务过程中,供能站需预留备用容量。对于储能类设备,还需保障剩余可充放能量满足用户参与电网辅助服务可持续时间需求。

1.3 区域供能站模型

不同于传统配电网,区域供能站的运行一方面通过优化运行满足本地电-热-冷多元能源需求,另一方面,区域供能站要满足外部能源注入约束。

$$\sum_{j=1}^{n_{chp}} P_{chp,j}^e(t) + P_{se}(t) + P_{ex}^e(t) + P_{ans}^e(t) = \sum_{h=1}^{n_{hp}} P_{hp,h}(t) / \eta_{hp,h} + \sum_{l=1}^{n_{le}} P_{e,l}(t) \quad (1)$$

式中: $P_{chp,j}^e(t)$ 为第 j 个CHP机组输出的电功率; n_{chp} 为CHP机组的数量; $P_{se}(t)$ 为电池储能功率(输出为正,输入为负); $P_{ex}^e(t)$ 为用户从电网买入(正)和向电网卖出(负)的电功率; $P_{ans}^e(t)$ 为区域参与电网辅助服务功率; $P_{hp,h}(t)$ 为第 h 个热泵输出的热功率; n_{hp} 为热泵的数量; $\eta_{hp,h}$ 为第 h 个热泵的效率; $P_{e,l}(t)$ 为第 l 个电力负荷的消耗功率; n_{le} 为电力负荷数量。

$$0 \leq \sum_{j=1}^{n_{chp}} P_{chp,j}^g(t) \eta_{chp,j}^h + \sum_{k=1}^{n_{boiler}} P_{boiler,k}^g(t) \eta_{boiler,k}^h + \sum_{i=1}^{n_{st}} P_{st,i}(t) + \sum_{h=1}^{n_{hp}} P_{hp,h}(t) - \sum_{m=1}^{n_{th}} P_{h,m}(t) \leq \bar{P}_{dump} \quad (2)$$

式中: $\eta_{chp,j}^h$ 为第 j 个CHP的热转换效率; $P_{chp,j}^g$ 为第 j 个CHP的燃气消耗量; n_{boiler} 为锅炉的数量; $\eta_{boiler,k}^h$ 为第 k 个锅炉的效率; $P_{boiler,k}^g(t)$ 为第 k 个锅炉的燃气消耗量; $P_{st,i}(t)$ 为第 i 个储热输出功率; n_{st} 为供能站储热的数量; $P_{h,m}(t)$ 为第 m 个热力负荷的消耗功率; n_{th} 为热力负荷数量; $\bar{P}_{dump}$ 为弃热功率上限。

本文使用线性模型对电池模型进行处理,考虑电池的自损耗和充放效率,其模型可表示如下:

1) 电池充电时:

$$S_t^{ES} = (1 - \mu^{ES}) S_{t-1}^{ES} + \frac{P_t^{ES, ch} \eta^{ech}}{Q^{ES}} \Delta t \quad (3)$$

2) 电池放电时:

$$S_t^{ES} = (1 - \mu^{ES}) S_{t-1}^{ES} - \frac{P_t^{ES, dis}}{Q^{ES} \eta^{edis}} \Delta t \quad (4)$$

式中: S_t^{ES} 为 t 时刻电池的荷电状态(state of charge, SOC); $P_t^{ES, ch}$ 为 t 时刻的电池充电功率; $P_t^{ES, dis}$ 为 t 时刻的电池放电功率; η^{ech} 为电池充电效率; η^{edis} 为电池放电效率; μ^{ES} 为电池的自放电率; Q^{ES} 为电池安装容量; Δt 为单位调度时间。

不同于电池储能,供能站常用的水蓄热/冷系统不宜用能量和功率直接描述,而需要用水温和水量来描述其储存的能量状态。本文以供热系统为例,选用系统供水温度 T_s 和回水温度 T_r 设定值为参考点,水箱中水量 M_i 及供回水温度差共同决定了水箱 i 中的储热量 $E_{sh,i}$ 。水箱与外界换热过程采用如下形式:

$$E_{sh,i}(t) = c_w M_i(t) (T_s - T_r) \quad (5)$$

$$E_{sh,i}(t + \Delta t) = E_{sh,i}(t) - P_{sh,i}(t) \Delta t \quad (6)$$

式中: c_w 为水的比热; $P_{sh,i}(t)$ 为水箱换热功率(放热为正,吸热为负),可根据水箱特征、运行方式以及热网运行温度近似。

2 计及电网辅助服务的双层规划方法

在热泵的扩展规划中,热泵容量属于决策变量,决定了扩展规划的投资成本和最终收益。同时,热泵容量在能源站运营优化中需要作为一个已知量描述热泵运行功率约束上限以及参与辅助服务的功率限值,从而为优化能源站各设备的运行功率提供依据。传统的单层优化难以解决

上述两个层面的问题,出于提高实用性和降低复杂度的目的,宜采用双层规划优化方法。其中上层模型在于能源站配置的净现值最大化,下层模型则考虑能源站运营成本最小化,如图3所示。

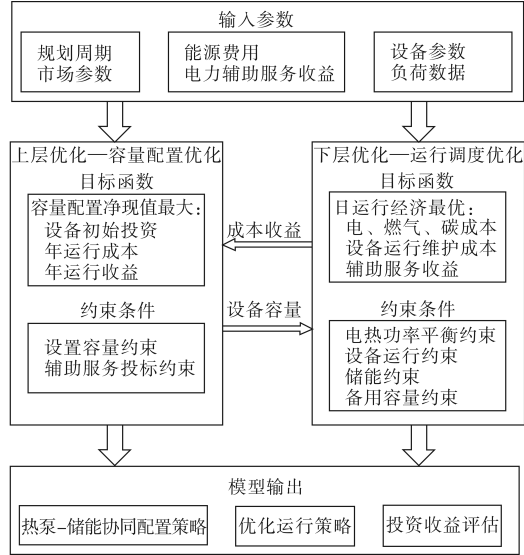


图3 规划调度双层优化结构

Fig.3 Planning and dispatching bi-level optimization

2.1 上层模型

上层模型研究了内部收益率(internal rate of return, IRR)和净现值(net present value, NPV),其目标函数是最大化系统内部新技术净现值。净现值指在系统整个运行周期内的净现金流量按预定的目标收益率全部换算为等值的现值之和。

净现金流量可以由新技术投资所产生的收益来表示,即投资新技术产生的系统运行成本的降低。具体到本文,热泵的投入能够促进系统热电解耦,提升系统的灵活性,降低的成本包括售电量的增加,购电量、购气量及碳排放的减少,以及参与电网辅助服务的收益的增加。

$$C_y = \sum_{t=1}^{n_t} [c_{\text{sell},e}(t)\Delta_+P_{\text{ex}}^e(t) + c_{\text{buy},e}(t)\Delta_-P_{\text{ex}}^e(t) + (c_g + c_c)\Delta_-P_{\text{ex}}^g(t) + c_{\text{ans}}\Delta_+P_{\text{ans}}^e(t)] \quad (7)$$

$$C_0 = c_{\text{hp}}\Delta_+P_{\text{hp}} \quad (8)$$

式中: C_y 为单个结算周期 y (一般以年计)的净现金流量; n_t 为结算周期内包含的小时数; $c_{\text{sell},e}(t)$, $c_{\text{buy},e}(t)$ 分别为向电网卖出和从电网买入电能的价格; $\Delta_+P_{\text{ex}}^e(t)$ 为用户卖出到电网电力功率的增加值, $\Delta_-P_{\text{ex}}^e(t)$ 为用户从电网买入电力功率的减少值; c_g 为天然气价格; c_c 为碳价格; $\Delta_-P_{\text{ex}}^g(t)$ 为用户从气网购入气量的减少值; c_{ans} 为向电网提供辅助服务的价格; $\Delta_+P_{\text{ans}}^e(t)$ 为参与电网辅助备用容量

的增加值; C_0 为总初始投资成本; c_{hp} 为热泵单位容量的投资成本; Δ_+P_{hp} 为新增热泵的容量。

因此可以获得系统上层优化目标函数,即实现新技术净现值最大化:

$$\max NPV = \sum_{y=1}^{n_y} \frac{C_y}{(1+r)^y} - C_0 \quad (9)$$

式中: r 为贴现率,本文使用7.2%; n_y 为结算周期的数量,本文中取热泵的预计寿命年限。

2.2 下层模型

下层模型目标是最小化系统的运营成本,包括电力、天然气和碳排放成本:

$$\min Obj = \sum_{t=1}^{n_t} \left[\frac{c_{\text{buy},e}(t) + c_{\text{sell},e}(t)}{2} P_{\text{ex}}^e(t) + \frac{c_{\text{buy},e}(t) - c_{\text{sell},e}(t)}{2} |P_{\text{ex}}^e(t)| + (c_g + c_c) P_{\text{ex}}^g(t) \right] \quad (10)$$

式中: $P_{\text{ex}}^g(t)$ 为气网购入气量。

图1系统中各个耦合单元(CHP、锅炉、热泵等)的灵活性调控受到功率上、下限值的约束:

$$\underline{P}_{\text{chp},j}^e \leq P_{\text{chp},j}^e(t) \leq \bar{P}_{\text{chp},j}^e \quad (11)$$

$$\underline{P}_{\text{boiler},k}^h \leq P_{\text{boiler},k}^h(t) \leq \bar{P}_{\text{boiler},k}^h \quad (12)$$

$$\underline{P}_{\text{hp},h} \leq P_{\text{hp},h}(t) \leq \bar{P}_{\text{hp},h} \quad (13)$$

式中: $P_{\text{chp},j}^e(t)$ 为第 j 个CHP机组输出电功率, $P_{\text{chp},j}^e(t) = P_{\text{chp},j}^g(t)\eta_{\text{chp},j}^e$, $P_{\text{chp},j}^g(t)$ 为第 j 个CHP输入功率, $\eta_{\text{chp},j}^e$ 为第 j 个CHP电输出效率; $\bar{P}_{\text{chp},j}^e$, $\underline{P}_{\text{chp},j}^e$ 分别为 $P_{\text{chp},j}^e(t)$ 上、下限值; $P_{\text{boiler},k}^h(t)$ 为第 k 个锅炉的热输出功率; $\bar{P}_{\text{boiler},k}^h$, $\underline{P}_{\text{boiler},k}^h$ 分别为其上、下限值; $P_{\text{hp},h}(t)$ 为第 h 个热泵的热输出功率, $\bar{P}_{\text{hp},h}$, $\underline{P}_{\text{hp},h}$ 分别为其上、下限值。

储能需符合安全运行条件,其灵活性调控受到充放电功率限值和SOC限值的约束:

$$0 \leq P_{m,d,t}^{\text{ch}} \leq \chi_{m,d,t}^{\text{ch}} P_{m,d,t}^{\text{max, ch}} \quad (14)$$

$$0 \leq P_{m,d,t}^{\text{dis}} \leq \chi_{m,d,t}^{\text{dis}} P_{m,d,t}^{\text{max, dis}} \quad (15)$$

$$E^{\min} \leq E_{m,d,t} \leq E^{\max} \quad (16)$$

式中: $P_{m,d,t}^{\text{ch}}$, $P_{m,d,t}^{\text{dis}}$ 为 m 月 d 典型日内 t 时段的充、放能功率; $P_{m,d,t}^{\text{max, ch}}$, $P_{m,d,t}^{\text{max, dis}}$ 为储能充、放能功率的最大值; $E_{m,d,t}$ 为 m 月 d 典型日内 t 时段的SOC; $E^{\max}$, $E^{\min}$ 为SOC的最大值和最小值; $\chi_{m,d,t}^{\text{ch}}$, $\chi_{m,d,t}^{\text{dis}}$ 为储能的运行状态, $\chi_{m,d,t}^{\text{dis}}$ 为1代表储能处于放能状态, $\chi_{m,d,t}^{\text{ch}}$ 为1代表储能处于充能状态。

储能充、放状态不能同时出现,即存在约束:

$$\chi_{m,d,t}^{\text{ch}} + \chi_{m,d,t}^{\text{dis}} = 1 \quad (17)$$

此外,为保证储能连续多日可调,其灵活性调控还应满足调度周期始、末SOC平衡约束:

$$E_{m,d,t0} - E_{m,d,tin} = 0 \quad (18)$$

式中: $E_{m,d,t0}$, $E_{m,d,tin}$ 分别为 m 月 d 典型日内调度周期始末的 SOC。

类似于储能,经过能源转换后的储热系统灵活性调控应满足如下运行约束:

$$\underline{E}_{sh,i} \leq E_{sh,i}(t) \leq \bar{E}_{sh,i} \quad (19)$$

$$\underline{P}_{sh,i} \leq P_{sh,i}(t) \leq \bar{P}_{sh,i} \quad (20)$$

$$E_{sh,i}(t_n) - E_{sh,i}(t_0) = 0 \quad (21)$$

式中: $E_{sh,i}(t)$ 为第 i 个水箱储热量, $\underline{E}_{sh,i}$ 和 $\bar{E}_{sh,i}$ 为其最小和最大值,可由水箱内可用热水的最小和最大值决定; $P_{sh,i}(t)$ 为第 i 个水箱的热交换功率(放热为正,吸热为负), $\underline{P}_{sh,i}$, $\bar{P}_{sh,i}$ 为其功率约束范围; $E_{sh,i}(t_0)$, $E_{sh,i}(t_n)$ 分别为一个周期开始和结束的储热量。

2.3 求解方法

本文所提方法流程如图4所示。其中下层模型为一个0-1混合整数线性规划问题,采用 cplex 工具包进行求解。上层模型需要将热泵投资容量作为下层模型优化的一个约束限值,然后利用下层优化返回的结果计算净现值,可见热泵投资容量与净现值之间存在很强的非线性关系。而粒子群算法不依赖问题信息,能够通过全局搜索的方式求解非线性问题,且搜索速度快,收敛性强,待调节参数少,所以本文考虑使用粒子群算法求解上述优化问题。具体步骤包括:

第1步:读取系统电-热负荷、设备参数、能源和辅助服务价格、投资参数等数据,设置粒子群算法的个体因子、社会因子、惯性因子等参数;

第2步:根据辅助服务要求和设备容量参数估计备用容量边界,支持后续区域参与辅助服务容量选择;

第3步:初始化粒子群,即在备用容量边界范围内生成热泵的多组容量投资方案;

第4步:调用下层优化模型,最小化系统的年累积运营成本;

第5步:返回上层优化模型,根据返回的结果计算规划年段的净现值,然后各粒子根据个体最优位置和全局最优位置以及自身惯性实现粒子群的更新,即重新优化热泵容量投资配置;

第6步:判断是否达到最大迭代次数,若达到则输出优化结果,否则重复第4~5步的双层优化过程。

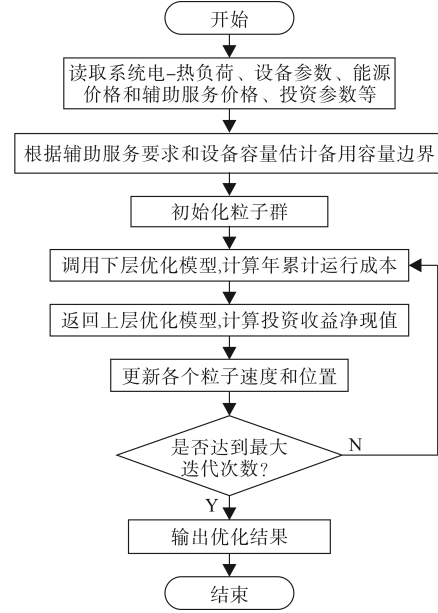


图4 区域供能站优化配置策略

Fig.4 Optimal configuration methodology of distributed multi-energy supply station

3 算例分析

3.1 系统描述

在本节中将所提出的方法应用于英国某校园综合能源系统供能站,其结构见图1。供能站的详细信息如表1所示。储热装置的最高和最低温度分别为 $85\text{ }^{\circ}\text{C}$ 和 $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。年度热、电需求如图5所示。供冷需求由区域供热系统通过吸收式冷水机和电冷水机提供,即可折合为电和热需求。因此,供冷需求没有单独给出。

表1 供能站参数

Tab.1 Parameters of energy stations

	设备	容量	最小输出
供能站 I	CHP	$3 \times 1.4\text{ MWe}$	66.66%
	燃气锅炉	$2 \times 4.87\text{ MWt}$	
	储热	100 m^3	
供能站 II	CHP	$2 \times 2\text{ MWe}$	50 %
	燃气锅炉	5.24 MWt	
	储热	$100 \times 2\text{ m}^3$	

由图5可以看出,一年中的热负荷随季节变化体现出较大的差异性,而电负荷相对比较平稳。本文所采用的算例中,根据所用天然气单价和热值折算出天然气产生单位热能所花费的价格为 $22.14\text{ }£/(\text{MW} \cdot \text{h})$ 。谷电价和峰电价分别为 $52.17\text{ }£/(\text{MW} \cdot \text{h})$ (00:00—08:00) 和 $77.13\text{ }£/(\text{MW} \cdot \text{h})$ (08:00—24:00)。不考虑上网电价。天然气产生单位热能的碳排放量为 $0.185\text{ t}/(\text{MW} \cdot \text{h})$ 。参考

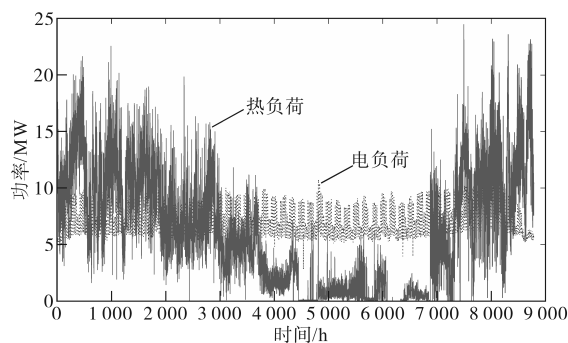


图5 电-热负荷数据

Fig.5 Electric and heat load data

英国现在和未来(2030年)拟采用的碳价格,评估热泵投资时考虑了3个碳价,即30 £/t,50 £/t,70 £/t。热泵的使用寿命为15 a。热泵的价格为50.3 万 £/MW。

由图1可知,根据设备配置的不同,区域能源站可选择引入外部电力或燃气来满足区域内电/热能源需求,而决定能源站选择的重要因素之一便是外部能源价格。近年来随着俄乌危机的爆发以及燃气自身市场的影响,欧洲天然气价格存在持续上涨趋势^[23],加之碳排放约束的不断提升,对于供能站的优化配置也将产生明显影响。为说明本文方法的有效性,分析考虑能源价格、辅助服务收益、碳价格对于优化配置结果的影响,并对不同区域供热系统电气化、储能安装进行比较。在净现值分析中,以现有区域能源站系统的运行优化结果为基准,并设定如下场景,以验证所提方法的有效性。

场景1:分析能源价格的变化对于区域供能站扩展规划收益的影响;

场景2:在场景1基础上,对比分析辅助服务对于区域能源站扩展规划收益的影响;

场景3:在场景1基础上,分析不同容量既有电储能对于区域供能站电气化投资收益的影响;

场景4:在场景1基础上,对比分析不同碳价格条件下,区域供能站电气化改造的配置结果。

3.2 能源价格影响分析

目前区域主要碳排放来自供热系统,本场景规划投资电热泵替代现有CHP机组,保留燃气锅炉作为备用和调峰热源,对比分析不同燃气价格下的优化配置,所得结果如图6所示。

在由低到高的4种天然气价格下热泵代替CHP机组所能获得的最大净现值分别为-290.4 万 £,83.4 万 £,396.9 万 £和621.6 万 £。在当前天然气价格下,尽管投资热泵能够降低系统碳排放,

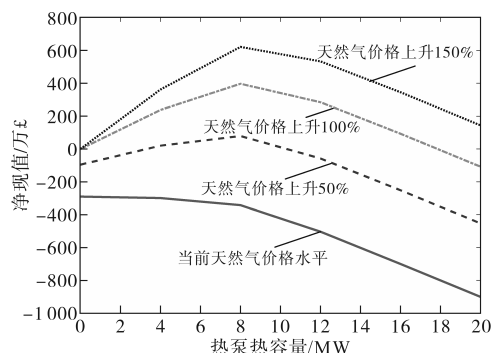


图6 燃气价格对于供能站电气化的影响

Fig.6 Impacts of gas prices on the expansion planning of energy stations

但是净现值总表现为负值,而且随着投资热泵容量的增加,净现值还在进一步降低。这说明在天然气价格较低的情况下,原有CHP机组进行电热供应即可实现成本最低,使用热泵代替CHP机组所带来的投资成本要高于运行过程中节省的能源成本。但是当天然气价格提升50%后,在8 MW容量范围内投资热泵的收益持续提升,并且在8 MW处净现值大于0。用热泵替代CHP机组能显著降低系统中天然气的用量,天然气价格越高,投资热泵所带来的收益越明显,这一点在图6天然气价格上升100%和150%的曲线中得到了印证。随着热泵容量进一步增加,其自身在小负荷水平下的利用率下降,收益开始出现下降,这与图5中热负荷水平分布基本一致。

3.3 辅助服务影响分析

为保证能源市场的安全,有偿辅助服务得以推广,且形式发展逐渐多样化。热泵参与电网辅助服务需要约定投标容量,即在运行中预留这一部分容量作为备用,电网会对热泵用户进行一定的补偿。本节(及以后)以天然气价格上升50%的情景为例,测试了热泵参与辅助服务的投标容量和电网提供的补偿价格对于热泵收益的影响。鉴于3.2节中投资热泵容量在8 MW附近时达到最优净现值,此处分析容量在6 MW,8 MW,10 MW的热泵签订不同投标容量对于净现值的影响。其中辅助服务价格取60 k£/(MW·a),假定热泵用户不会违约,所得结果如图7所示。

10 MW热泵在最优投标容量下的净现值可达97.5 万 £,相对6 MW和8 MW热泵分别提升约42.7%,11.3%。随着投标容量的增加,6 MW热泵的净现值持续下跌,8 MW和10 MW热泵的净现值先升高再降低,在投标容量大于1.8 MW时10 MW热泵的净现值反超了8 MW热泵。这说明在

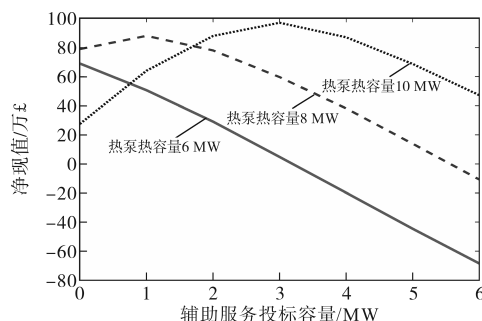


图7 辅助服务投标容量对于供能站规划的影响

Fig.7 Impacts of ancillary service bidding capacity on the expansion planning of energy stations

图5所示的小负荷水平下,大容量的热泵利用率低,净现值较低,但是如果将这些额外的容量用于参与辅助服务,将会是一笔可观的收益。另一方面,热泵容量小或者签订投标容量过高则会使使得热泵的供热量匮乏,此时需要锅炉消耗更多天然气进行热力补偿,导致净现值下降。

辅助服务的定价存在多种机制,这个定价也会对用户的投标行为产生影响。以投资8 MW热泵为例,在一系列辅助服务定价下热泵签订不同投标容量时的净现值如图8所示。可以看出,辅助服务的定价过低(如20 k£或40 k£),热泵参与电网辅助服务会产生很大的负收益,严重降低热泵用户参与辅助服务的积极性;辅助服务定价过高(如100 k£),供能站提高热泵的投标容量能获得很高的收益,相应的在供热时将多使用锅炉消耗天然气,碳排放量会有所增加。这说明过高或过低的辅助服务定价对热泵用户投标行为的影响都是单向性的。

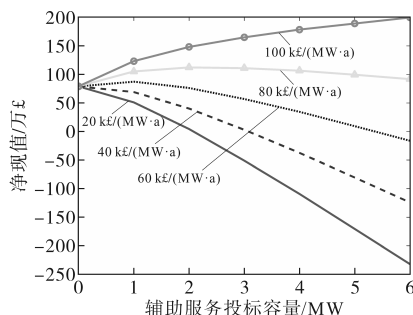


图8 辅助服务价格对于供能站规划的影响

Fig.8 Impacts of ancillary service price on the expansion planning of energy stations

3.4 既有储能容量对热泵可行性的影响

本节依托区域供能站降低热力系统碳排放的需求,测试了不同容量热泵接入的可行性,以及锂电池储能等电气系统低碳元素对于热泵可接入容量的影响。所得接入后系统净现值如图9所示。

既有储能10 MW时投资热泵的最大净现值可达85.3万£,比0 MW和5 MW时分别提升约2.28%,1.55%。在供能站自身存在储能接入的条件下,热泵可以利用储能进行电力调节,相较于现有热电联产和燃气供热,优势更为明显,因此具有投资价值(净现值大于0)的热泵容量空间略有提升。从供能站配置角度,可考虑替换部分热电联产系统,保留运行和维护成本相对较低的燃气锅炉作备用,保障供热安全。

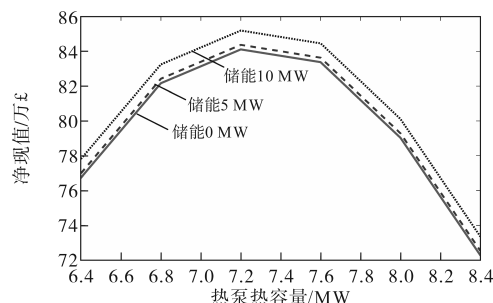


图9 储能容量对于供能站热泵拓展规划的影响

Fig.9 Impacts of PV battery capacities on the expansion planning of energy stations

3.5 碳价格影响

碳排放价格也是供能站规划热泵投资容量的一个影响因素。出于节能环保目的,欧洲地区设定的碳排放价格屡创新高,用以进一步限制化石能源的消耗。本节参考现有碳价、未来拟采用的碳价及可能存在的过渡碳价,对比分析在这些碳价下的热泵投资净现值,结果如图10所示。

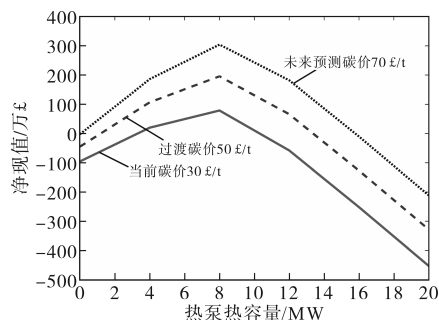


图10 碳价格对于供能站热泵拓展规划的影响

Fig.10 Impact of carbon price on the heat pump investment

未来预测碳价下,投资热泵的最优净现值可达303.2万£,相对于当前碳价和过渡碳价下分别提升约63.0%和263.5%。可见在碳价格提高后,投资同等容量的热泵能产生更高的收益,碳价格到70 £/t后,具有投资价值的热泵容量空间大幅度提升。碳价格的提高制约了供能站的天然气消耗和碳排放,热泵的供热优势得到进一步体现。对于我国用户来说同样具有借鉴意义,随着

碳市场的推进,资源的稀缺性极有可能推高碳排放价格,有必要提前布局相应的低碳供热设备。

4 结论

本文提出了一种计及电网辅助服务的热泵双层低碳扩展规划方法,并借助英国某大学校园供能站拓展规划案例分析了影响规划结果的关键因素。具体来说,算例分析了在当前区域能源和设备价格水平下,区域综合能源站扩展规划的可行性和关键影响因素。需要注意的是本文是针对低风险(低贴现率)开展的分析,如用户可以接受较高的贴现率,评估结果将会更为乐观。此外,热泵的效率和价格可能因容量不同而变化,评估投资选择需要具体分析。

参考文献

- [1] 李晓鹏,蔡文斌,吕海霞. 计及不确定性的比例清洁能源在微电网中的消纳[J]. 电气传动, 2022, 52(3): 45-50.
LI Xiaopeng, CAI Wenbin, LÜ Haixia. A high proportion of clean energy consumption in the microgrid taking into account uncertainty[J]. Electric Drive, 2022, 52(3): 45-50.
- [2] 石方迪,罗凤章,徐建锋,等. 基于规划运行多场景一体化建模的多区域综合能源配电系统设备优化配置方法研究[J]. 电力系统及其自动化学报, 2020, 32(10): 125-131.
SHI Fangdi, LUO Fengzhang, XU Jianfeng, et al. Research on optimal equipment configuration method for multi-area integrated energy distribution system based on multi-scenario integration modelling of planning and operation[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2020, 32(10): 125-131.
- [3] 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 Electrotechnical Society, 2016, 31(1): 1-13.
- [4] 李振,赵鹏翔,王楠,等. 基于储能灵活性的综合能源系统优化调度方法[J]. 电气传动, 2023, 53(5): 33-40.
LI Zhen, ZHAO Pengxiang, WANG Nan, et al. Optimal scheduling method of integrated energy system based on energy storage flexibility[J]. Electric Drive, 2023, 53(5): 33-40.
- [5] 黄弦超. 计及可控负荷的独立微网分布式电源容量优化[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(7): 1962-1970.
HUANG X C. Capacity optimization of distributed generation for stand-alone microgrid considering controllable load[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(7): 1962-1970.
- [6] 周晟锐,刘继春,张浩禹,等. 考虑管存动态特性的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J]. 电气传动, 2021, 51(13): 69-74.
ZHOU Shengrui, LIU Jichun, ZHANG Haoyu, et al. Low-carbon economic dispatch of electric-gas-heat integrated energy system considering dynamic characteristics of storage[J]. Electric Drive, 2021, 51(13): 69-74.
- [7] 边晓燕,史越奇,裴传逊,等. 计及经济性和可靠性因素的区域综合能源系统双层协同优化配置[J]. 电工技术学报, 2021, 36(21): 4529-4543.
BIAN Xiaoyan, SHI Yueqi, PEI Chuanxun, et al. Bi-level collaborative configuration optimization of integrated community energy system considering economy and reliability[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(21): 4529-4543.
- [8] CLEGG S, MANCARELLA P. Integrated electricity-heat-gas network modelling for the evaluation of system resilience to extreme weather[C]//2017 IEEE Manchester PowerTech, Manchester: IEEE, 2017: 1-6.
- [9] 王雪纯,陈红坤,陈磊. 提升区域综合能源系统运行灵活性的多主体互动决策模型[J]. 电工技术学报, 2021, 36(11): 2207-2219.
WANG Xuechun, CHEN Hongkun, CHEN Lei. Multi-player interactive decision-making model for operational flexibility improvement of regional integrated energy system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(11): 2207-2219.
- [10] 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.
- [11] PINTO R S, UNSIHUAY V C, TABARRO F H. Coordinated operation and expansion planning for multiple microgrids and active distribution networks under uncertainties[J]. Applied Energy, 2021, 297: 117108.
- [12] BLOESS A, SCHILL W P, ZERRAHN A. Power-to-heat for renewable energy integration: a review of technologies, modeling approaches, and flexibility potentials[J]. Applied Energy, 2018, 212: 1611-1626.
- [13] 崔杨,姜涛,仲悟之,等. 考虑风电消纳的区域综合能源系统源荷协调经济调度[J]. 电网技术, 2020, 44(7): 2474-2483.
CUI Yang, JIANG Tao, ZHONG Wuzhi, et al. Source-load coordination economic dispatch method for regional integrated energy system considering wind power accommodation[J]. Power System Technology, 2020, 44(7): 2474-2483.
- [14] 陈伟,路源,何欣,等. 计及风光就地消纳的设施农业产业园区综合能源系统多目标优化调度方法[J]. 电力建设, 2021, 42(7): 20-27.
CHEN Wei, LU Yuan, HE Xin, et al. A multi-objective optimal scheduling method for integrated energy system of protected agricultural industrial park considering local consumption rate of wind and solar energy[J]. Electric Power Construction, 2021, 42(7): 20-27.
- [15] 帅挽澜,朱自伟,李雪萌,等. 考虑风电消纳的综合能源系统“源-网-荷-储”协同优化运行[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(12): 1-10.

- 2021,49(19):18-26.
- SHUAI Wanlan, ZHU Ziwei, LI Xuemeng, et al. "Source-network-load-storage" coordinated optimization operation for an integrated energy system considering wind power consumption[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(19):18-26.
- [16] 黄景光,汪潭,林湘宁,等. 面向风电消纳的区域综合能源系统鲁棒优化调度[J]. 电测与仪表, 2021, 58(12):110-117.
- HUANG Jingguang, WANG Tan, LIN Xiangning, et al. Robust optimal dispatch of regional integrated energy system for wind power consumption[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2021, 58(12):110-117.
- [17] 张彼德,陈颖倩,李孟洁,等. 含热泵和相变储能的多能互补微能源网运行优化方法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(1):106-114.
- ZHANG Bide, CHEN Yingqian, LI Mengjie, et al. Research on an operational optimization method of multi-energy complementary micro energy grid with heat pump and phase change energy storage[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(1):106-114.
- [18] 龙虹毓,何国军,徐瑞林,等. 计及分布式电源热泵的热电联产协调优化调度与能效分析[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(14):38-42.
- LONG Hongyu, HE Guojun, XU Ruilin, et al. Cogeneration coordination optimal dispatch and energy efficiency analysis containing distributed electric heat pumps[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(14):38-42.
- [19] 王丹,范孟华,贾宏杰. 考虑用户舒适约束的家居温控负荷需求响应和能效电厂建模[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(13):2071-2077.
- WANG Dan, FAN Menghua, JIA Hongjie. User comfort constraint demand response for residential thermostatically-controlled loads and efficient power plant modeling[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(13):2071-2077.
- [20] 孙莹,李晓鹏,蔡文斌,等. 面向新能源消纳的调峰辅助服务市场研究综述[J]. 现代电力, 2022, 39(6):668-676.
- SUN Ying, LI Xiaopeng, CAI Wenbin, et al. A research overview on ancillary services market of peak regulation oriented to accommodation of new energy[J]. Modern Electric Power, 2022, 39(6):668-676.
- [21] BARAA M, MOHAMED M, NIKOS H, et al. A review of power system flexibility with high penetration of renewables[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(4):3140-3155.
- [22] 单文亮,刘静,徐宪东,等. 基于可调鲁棒优化的工业园区供能系统自发电灵活性评估[J]. 高电压技术, 2023, 49(4):1402-1411.
- SHAN Wenliang, LIU Jing, XU Xiandong, et al. Evaluation of the electricity flexibility of energy supply system in industrial park using adjustable robust optimization framework[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(4):1402-1411.
- [23] 刘泽洪,阎志鹏,侯宇. 俄乌冲突对世界能源发展的影响与启示[J]. 全球能源互联网, 2022, 5(4):309-317.
- LIU Zehong, YAN Zhipeng, HOU Yu. The impact and implication of Russia-Ukraine conflict on world energy development[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2022, 5(4):309-317.

收稿日期:2023-05-09

修改稿日期:2023-06-08

(上接第56页)

- [18] 薛士敏,崔森. 基于形态学梯度算法的微电网行波保护方案[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(2):31-39.
- XUE Shimin, CUI Miao. Microgrid traveling wave protection scheme based on morphological gradient algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(2):31-39.
- [19] 吴浩,李群湛,刘炜. 基于功率信息的广域行波保护新算法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2018, 30(2):90-100.
- WU Hao, LI Qunzhan, LIU Wei. New algorithm of wide-area traveling wave protection based on power information[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2018, 30(2):90-100.
- [20] 董新洲,王珺,施慎行. 配电线路单相接地行波保护的原理与算法[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(10):154-160.
- DONG Xinzhou, WANG Jun, SHI Shenxing. Principle and algorithm of single-phase grounding traveling wave protection for distribution lines[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(10):154-160.
- [21] GAO H, CROSSLEY P A. Design and evaluation of a directional algorithm for transmission-line protection based on positive-sequence fault components[J]. IEEE Proceedings-Generation Transmission and Distribution, 2006, 153(6):711-718.
- [22] ABDELHAMID Mohammed, KAMEL Salah, SELIM Ali, et al. Development of bonobo algorithm and its application for optimal coordination of directional overcurrent relays in power systems[J]. DYNAIng, 2021, 96(5):492-497.
- [23] ABDELHAMID Mohammed, KAMEL Salah, MOHAMED Mohamed A, et al. An effective approach for optimal coordination of directional overcurrent relays based on artificial ecosystem optimizer[C]//2021 IEEE International Conference on Automation/XXIV Congress of the Chilean Association of Automatic Control(ICA-ACCA), IEEE, 2021.
- [24] ABDELHAMID Mohammed, KAMEL Salah, MOHAMED Mohamed A, et al. Political optimization algorithm for optimal coordination of directional overcurrent relays[C]//2020 IEEE Electric Power and Energy Conference, EPEC, IEEE, 2020.
- [25] MOHAMED Mohamed A, JIN Tao, SU Wencong. An effective stochastic framework for smart coordinated operation of wind park and energy storage unit[J]. Applied Energy, 2020, 272:115228.

收稿日期:2023-01-15

修改稿日期:2023-05-11