

DOI:10.3969/j.issn.2097-0706.2022.01.010

综合能源服务项目新增热泵系统的案例分析

Case study on the integrated energy service project with newly installed heat pumps

余莉^{1,2},徐静静^{1,2},马兰芳^{1,2},王佑天²

YU Li^{1,2},XU Jingjing^{1,2},MA Lanfang^{1,2},WANG Youtian²

(1.中国华电科工集团有限公司,北京 100070;2.华电综合智慧能源科技有限公司,北京 100070)

(1.China Huadian Engineering Company Limited,Beijing 100070,China;2.Huadian Smart Integrated Energy Technology Company Limited,Beijing 100070,China)

摘要:系统配置是综合能源服务项目节能经济性的核心因素,研究配置多能互补的能源供应体系是综合能源服务的重要任务。多能互补系统是传统分布式能源应用的拓展,是可包容多种能源资源输入,并具有多种产出功能和输运形式的“区域能源互联网”系统。多能互补的能源供应体系应根据用户的冷热电需求、负荷特性及各种能源价格,结合单个设备的效率制定出系统的运行策略,平衡经济性及环境效益后合理配置。结合北方某园区天然气分布式能源系统实例,通过收集、调研园区近3年的冷热电负荷数据,对供能系统的运行方式、综合能源利用效率及经济效益进行了深入分析,论证了在原系统中增加空气源热泵及烟气余热回收热泵的必要性和经济性,可为相关区域综合能源多能互补系统项目提供参考。

关键词:分布式能源;综合能源服务;多能互补;空气源热泵;烟气余热回收热泵;能源互联网

中图分类号:TK 01 **文献标志码:**A **文章编号:**2097-0706(2022)01-0072-08

Abstract: As the core factor affecting the energy-saving economy of an integrated energy service project, studying the configuration of a multi-energy complementary energy system is a crucial task in integrated energy services. The multi-energy complementary system is an extension of traditional distributed energy applications. It is a "regional energy internet" system that accommodates multiple energy resources, various outputs and transportation forms. The multi-energy complementary energy system can make an operation strategy based on user's cooling, heating and power demand, load characteristics and price of different energy. The strategy should fully consider the efficiency of a single unit and make a reasonable configuration that balances economic and environmental benefits. Taking a natural gas distributed energy system of an industrial park in northern China as an example, the operation mode, comprehensive energy utilization efficiency and economic benefits of the energy system is analyzed intensively by collecting and studying the data of cold, hot and electric loads of the park in the past three years. The analysis results demonstrates the necessity and economy of configuring air source heat pumps and flue gas waste heat recovery heat pumps in multi-energy complementary energy systems, which can provide a reference for the following regional multi-energy complementary energy systems.

Keywords: distribution energy; integrated energy service; multi-energy complementation; air source heat pump; flue gas waste heat recovery heat pump; energy internet

0 引言

目前,欧、美、日等发达国家综合能源服务已形成了多样灵活的商业模式。美国侧重以分布式能源和智能电网为核心的综合能源供应系统。2007年美国颁布《能源独立和安全法案》,要求社会主要供用能环节必须开展综合能源规划。日本内阁会议发布《能源白皮书2018》,日本政府也将发展可再

生能源作为日本未来主力能源,提出了建设覆盖全国的综合能源服务系统,并编入国家战略。近几年,国家发展改革委和国家能源局积极推进综合能源服务相关规划和政策文件制定,已发布多个涉及能源供应侧和电网侧的政策文件。

近年来,多家能源企业和专家提出了自己对于综合能源服务的定义,这些定义有共性也有差异,目前国内外并无标准的、确切的定义。清华大学张衍国团队提出,综合能源服务是在传统的冷、热、电、燃气基础上发展起来的,以客户为主体,利用大

数据、云计算、物联网等数字化技术,实现多能协同供应,最终提高能源系统效率、降低用能成本的能源服务。华电集团提出广义定义:综合能源服务是在互联网和数字技术背景下,通过不同类型能源的互补耦合,达到能源流、信息流、价值流的跨界交换,为用户提供高效智能的多种能源供应和相关用能增值服务的新型能源服务方式。2017年10月,国家电网有限公司发布了《关于在各省公司开展综合能源服务业务的意见》,指出开展综合能源服务业务的重要意义,并提出开展综合能源服务业务的总体要求^[1]。2019年6月,中国华电集团有限公司发布了《综合能源服务业务行动计划》,提出具有华电特色的“清洁友好、多能联供、智慧高效”的综合能源服务发展路径。

多能互补综合能源系统(以下简称综合能源系统)的配置是影响系统节能经济性的核心因素。设计过程需要根据用户的冷、热、电需求负荷特性及各种能源价格,充分结合单个设备的效率制定系统的运行策略,从而在经济性及环境效益之间作出平衡。提供多元化分布式能源服务,构建终端一体化多能互补的能源供应体系是综合能源服务业务的重点任务。为加快推进多能互补集成优化示范工程建设,提高能源系统利用效率,增加有效供给,促进经济稳定增长,国家发展改革委和国家能源局发布了《关于推进多能互补集成优化示范工程建设的实施意见》。综合能源系统的核心是分布式能源及围绕其开展的区域能源供应,是一种将公共冷、热、电、燃气乃至水务整合在一起的形式^[2]。

1 已建项目概述

分布式冷热电联供(CCHP)为代表的系统在我国已得到示范应用。CCHP系统以天然气为原料,通过燃气发电机组发电,所发电力与市电共同满足用户端的电力需求,同时采用余热利用设备(溴化锂空调、换热器等)满足用户端的冷热负荷需求,实现能源的梯级利用,综合能源利用率在70%以上,并在负荷中心就近实现现代能源供应方式,是天然气高效利用的重要方式^[3]。多能互补综合能源系统是以CCHP系统为基础,结合项目周边的资源融入地源热泵、水源热泵、空气源热泵、储电、蓄冷蓄热等技术,其将电力系统、供气系统、供热系统和供冷系统通过相关的信息通信建立对应的耦合关系,从而实现冷热电能源供应与需求的充分匹配运行。典型综合能源系统示意如图1所示。多能耦合和互动是综合能源系统典型的物理特征^[4-10]。

本文结合北方某项目设计案例,在已投运的综

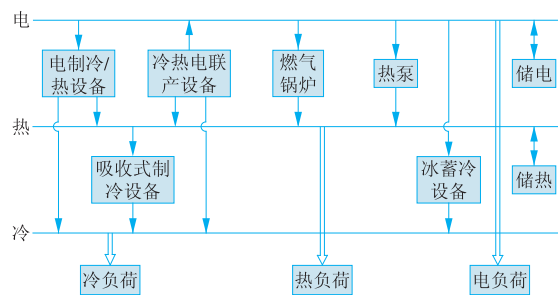


图1 典型综合能源系统示意

Fig. 1 Schematic of a typical integrated energy system

合能源供能服务系统中耦合空气源热泵及烟气余热深度回收热泵系统。从设备选型、投资及运行经济性等角度,对新增热泵系统的设计原则及方案进行了探索。

北方某产业园能源站为产业园提供冷、热、电和生活热水,供能面积约25万m²,地上17万m²,地下8万m²。能源站于2013年12月投产运行。能源站作为产业园区的综合能源供应商,为整个产业园区提供电能、热能、冷能及生活热水服务。园区电能优先由能源站内燃机发电机组供应,不足部分通过电网购电供应,内燃机组的发电也可上网;园区冷能、热能、生活热水全部由能源站内供能系统供应。综合能源供应流程如图2所示。

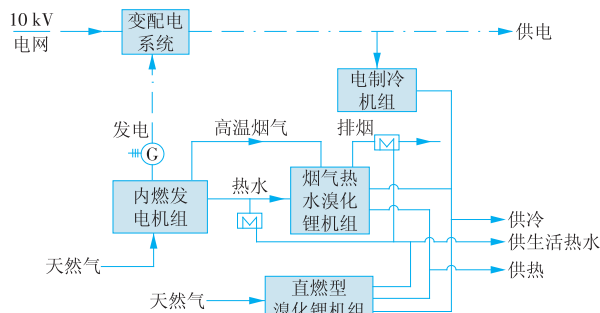


图2 综合能源供应流程

Fig. 2 Flow chart of multi-energy supply

能源站内主机配置:2台颜巴赫JMS620型内燃机(发电功率3349kW/台)+2台远大空调有限公司BHE262X160/390-75/95-37/30-7/14-300型烟气热水溴化锂机(制冷功率2908kW/台,制热功率2994kW/台)+2台双良节能系统有限公司的HZXQH-349(14/7)H2M2型和HZXQH-349(14/7)R2H2-W110型直燃型溴化锂机(制冷功率3490kW/台,制热功率2800kW/台)+2台顿汉布什有限公司的WCFX73RCN型螺杆式制冷机(1784kW/台);辅助设备配置:2台空调采暖换热器(1777kW/台)+2台烟气热水换热器(250kW/台)+2台生活热水换热器(1777kW/台)+1套冷塔制冷集成板换机组(1500kW)。本项目热力系统流程如图3所示。

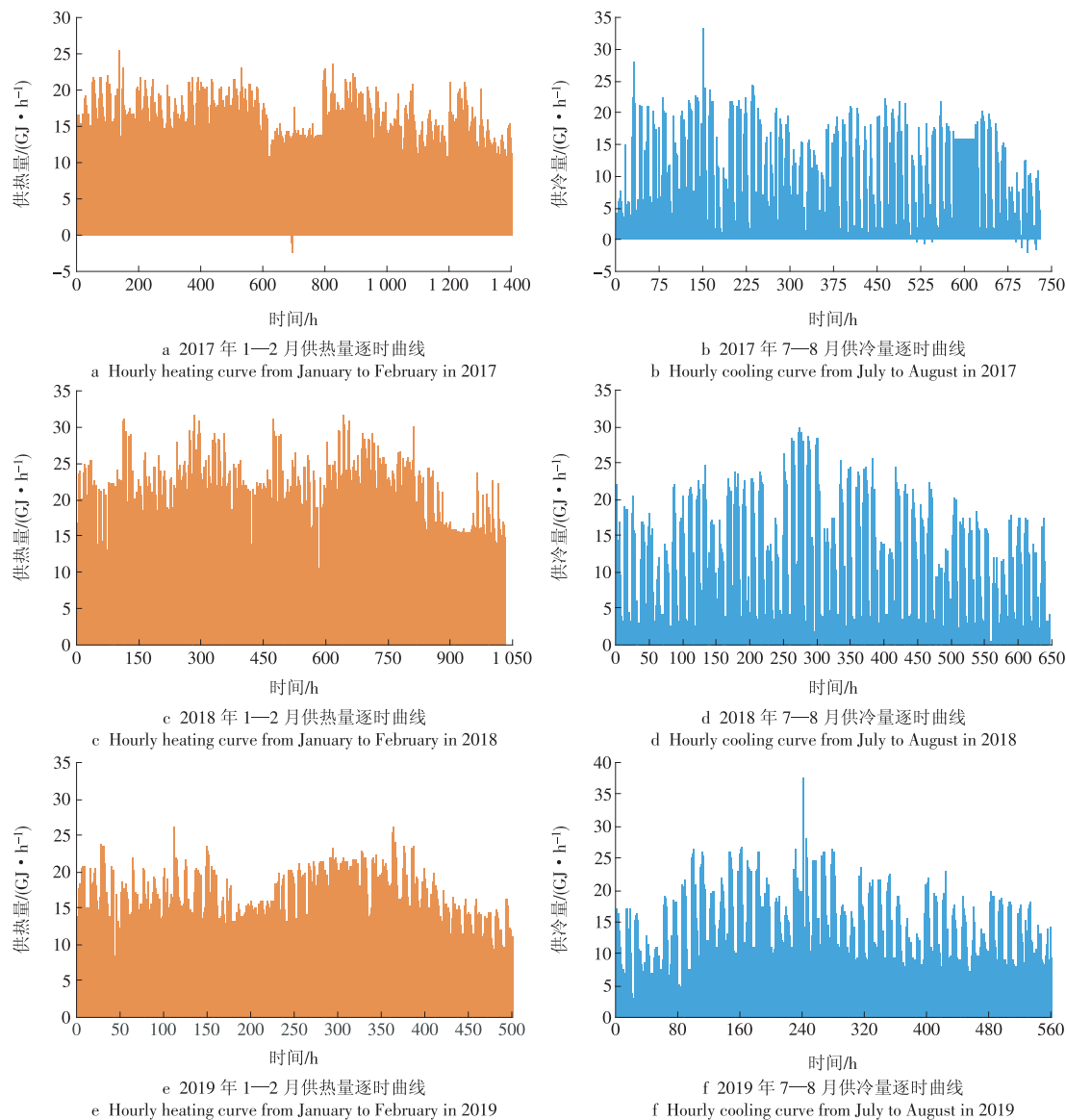


图 4 供热供冷逐时曲线

Fig. 4 Hourly heating and cooling curves

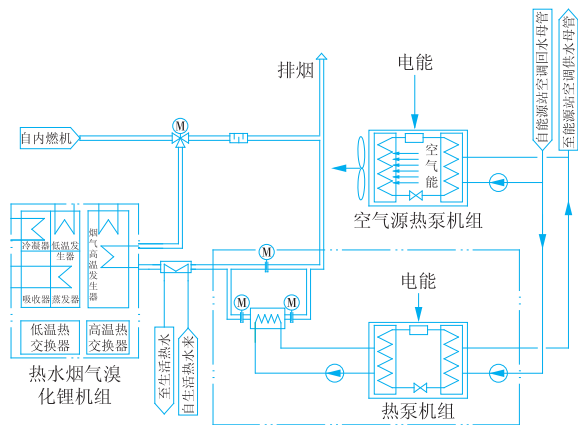


图 5 新增空气源热泵系统及烟气余热深度回收系统流程

Fig. 5 Flow chart of the system configuring an air source heat pump and a flue gas waste heat recovery heat pump

4.1 不同电价空气源热泵系统与直燃机系统的运行费用对比

供热和供冷运行费用对比见表 1、表 2。表中

表 1 供热运行费用对比

Table 1 Comparison of heating costs

供能形式	供热量/GJ	COP	耗气/耗电	运行费/元
直燃机	1.00	0.938	31.57 m ³	87.45 ^①
空气源热泵	1.00	2.400	115.74 kW·h	34.99 ^②
空气源热泵	1.00	2.400	115.74 kW·h	90.94 ^③

注：①天然气价格 2.77 元/m³，热值 33.77 MJ/m³；②电价 0.302 3 元/(kW·h)(按低谷电考虑)；③电价 0.785 7 元/(kW·h)(按内燃机成本折算)。

COP 为性能系数。

4.2 空气源热泵的装机规模

从上节单位供热量运行费用对比分析可知，空气源热泵只有在充分利用夜间低谷电(23:00—07:00)时与直燃机相比才有优势。由于产业园夏季夜间低谷电(23:00—07:00)时直燃机不启动(三联供+电制冷可满足夜间需求)，所以本项目空气源

表 2 供冷运行费用对比

Table 2 Comparison of cooling costs

供能形式	供冷量/GJ	COP	耗气/耗电	运行费/元
直燃机	1.00	1.360	21.77 m ³	53.35 ^①
空气源热泵	1.00	3.600 ^④	77.16 kW·h	23.33 ^②
空气源热泵	1.00	3.600 ^④	77.16 kW·h	60.63 ^③

注:①天然气价格 2.45 元/m³,热值 33.77 MJ/m³;②电价 0.302 3 元/(kW·h)(按低谷电考虑);③电价 0.785 7 元/(kW·h)(按内燃机成本折算);④按室外干球温度 33.5 ℃计算。

热泵考虑按照冬季夜间替代直燃机运行配置装机规模。

新增空气源热泵系统后,需要利用电网的低谷电价运行,故夜间内燃机组停机,产业园区和能源站设备用电全部从电网购电后低谷电供电。空气源热泵配置容量有 2 个方案。方案 1:夜间供热全部由空气源热泵满足的运行模式,空气源热泵系统的装机制热出力为 6.28 MW,工程造价约为 750 万元。方案 2:夜间供热由空气源热泵+直燃机调峰的运行模式,空气源热泵系统满足夜间供热的 75% 负荷,按最大热负荷的 50% 装机,制热出力为 3.14 MW,工程造价约为 456 万元。

4.3 空气源热泵与直燃机系统经济性对比

本节给出了 2 种方案的空气源热泵系统与直燃机系统运行的收入成本对比情况,见表 3、表 4。表中数据依据产业园售电价 1.13 元/(kW·h)、上网电价 0.47 元/(kW·h)、产业园售热价 155 元/GJ、低谷电价 0.302 3 元/(kW·h)、发电天然气价格 2.57 元/m³、直燃机天然气价格 2.77 元/m³计算。

表 3 供热季夜间收入成本对比(方案 1)

Table 3 Comparison of heating revenues and costs at night

		(scheme1)		万元
项目		空气源热泵运行方案	余热机+直燃机运行方案	
收入	售电收入	172.21 ^①	177.69 ^②	
	售热收入	221.71	221.71	
成本	购电费用	46.07	5.79	
	供热机组耗电	50.05	0.00(机组厂用电扣除)	
		供热耗气	0.00	157.01
收入-成本		297.81	236.60	

注:①售电收入是通过电网购电后出售给产业园用户计算得出;②售电收入由 2 部分组成:一部分是内燃机组发电出售给产业园用户,另一部分是内燃机组发电上网出售给电网。

根据表 3、表 4 可知,方案 1 中空气源热泵系统比直燃机系统整个冬季可节约运行费用 61.21 万元,与初投资相比,静态投资回收期为 12.25 a;方案 2 中空气源热泵系统比直燃机系统整个冬季可节约运行费用 42.45 万元,与初投资相比,静态投资回收

表 4 供热季夜间收入成本对比(方案 2)

Table 4 Comparison of heating revenues and costs at night

		(scheme2)		万元
项目		空气源热泵+直燃机运行方案	余热机+直燃机运行方案	
收入	售电收入	172.21 ^①	177.69 ^②	
	售热收入	221.71 ^③	221.71	
成本	产业园用户购电	46.07	5.79	
	供热机组耗电	37.54	0.00(机组厂用电扣除)	
		供热耗气	31.27	157.01
收入-成本		279.04	236.60	

注:①售电收入是通过电网购电后出售给产业园用户计算得出;②售电收入由 2 部分组成:一部分是内燃机组发电出售给产业园用户,另一部分是内燃机组发电上网出售给电网;③空气源热泵+直燃机供热模式,空气源热泵按 50% 最大负荷装机,冬季夜间空气源热泵总供热量按 75% 考虑,直燃机调峰总供热量按 25% 考虑。

期为 10.74 a。综上对比,空气源热泵系统装机容量推荐采用方案 2 的配置。

5 烟气余热回收系统配置方案

对于烟气排烟废热利用而言,当烟气排烟温度高于烟气的水露点温度时,回收热量主要以烟气显热为主,单位温降释放的热量较少;当烟气温度低于水露点温度时,烟气中的水蒸气开始凝结,放出热量比较集中^[13-16]。通过分析 2017—2019 年供暖季节运行数据可知,空调水系统供水温度小于 50 ℃,余热机后排烟温度约 120 ℃,可利用烟气余热回收系统对内燃机-余热机联供系统进行尾部烟气深度利用供暖。烟气余热回收系统^[17-18]原理图如图 6 所示。

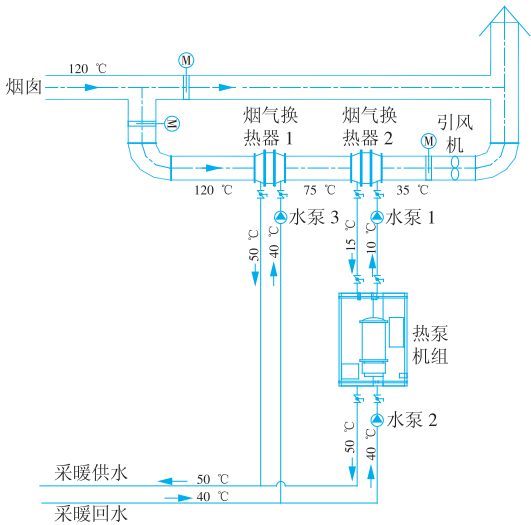


图 6 烟气余热回收系统原理

Fig. 6 Schematic of the flue gas waste heat recovery system

参考产业园近 3 年(2017—2019 年)冬季内燃机的运行数据,可知冬季内燃发电机运行 1 台,夜间发

电负荷率按 50% 运行,白天发电负荷率按 50%~100% 运行。2 台内燃机发电机互为备用运行。

为了提高烟气余热利用系统热泵机组的利用效率,每台余热机尾部按内燃机 50% 发电负荷的排烟流量装设 1 台压缩式热泵机组。内燃机额定工况的排烟流量为 5.21 kg/s,50% 的排烟流量为 2.61 kg/s,烟气的比热容为 1.08 kJ/kg。

烟气换热器 1 的换热功率为 $2.61 \text{ kg/s} \times 1.08 \text{ kJ/kg} \times (120 \text{ }^{\circ}\text{C} - 75 \text{ }^{\circ}\text{C}) = 126.85 \text{ (kW)}$ 。

烟气换热器 2 的换热功率包括显热和潜热。

显热为 $2.61 \text{ kg/s} \times 1.08 \text{ kJ/kg} \times (75 \text{ }^{\circ}\text{C} - 35 \text{ }^{\circ}\text{C}) = 112.75 \text{ (kW)}$ 。

潜热:烟气在 70 $^{\circ}\text{C}$ 时含湿量为 74.00 g/kg,降温至 35 $^{\circ}\text{C}$ 时含湿量为 14.46 g/kg,水气脱除率 80.46%,1 m^3 天然气燃烧产生约 1.6 kg 水蒸气,50% 的额定天然气流量为 0.11 m^3/s ,所以产生凝结水为 0.14 kg/s。烟气的水露点温度为 47 $^{\circ}\text{C}$,烟气的水露点比焓为 2 600 kJ/kg。凝结水温度为 35 $^{\circ}\text{C}$,凝结水比焓为 146.6 kJ/kg。故潜热为 $(2\ 600.0 \text{ kJ/kg} - 146.6 \text{ kJ/kg}) \times 0.14 \text{ kg/s} = 343.48 \text{ (kW)}$ 。

所以烟气换热器 2 的换热功率为 $112.75 \text{ kW} + 343.48 \text{ kW} = 456.23 \text{ (kW)}$ 。

压缩式热泵机组的制热 COP 为 5,提取的余热量为 456.23 kW,所以单台热泵机组的制热量为 570.29 kW,机组耗电量为 114.06 kW。

烟气余热回收系统综合 COP 计算如下:第 1 段 120 $^{\circ}\text{C}$ 降温至 70 $^{\circ}\text{C}$ 余热回收量为 126.85 kW;第 2 段 70 $^{\circ}\text{C}$ 降温至 35 $^{\circ}\text{C}$ 余热回收量为 456.23 kW(其中显热为 112.75 kW;潜热为 343.48 kW)。热泵机组供热量为 570.29 kW,机组耗电量为 114.06 kW,系统中同时运行的 3 台水泵和 1 台引风机等附属设备功率为 22.00 kW。

烟气余热回收系统的综合 COP 为 $(126.85 \text{ kW} + 570.29 \text{ kW}) / (114.06 \text{ kW} + 22.00 \text{ kW}) = 5.12$ 。

能源站 2 套联合循环机组装设 1 台热泵机组及其辅助设备,每套联合机组烟道设置 1 套引风机和烟气板换。整个烟气余热利用系统的供热能力为 697.14 kW。工程造价约为 123 万元。

6 经济效益分析

本文建立 2 种运行模式测算模型来分析论证增加空气源热泵系统和烟气余热深度利用系统的必要性和经济性。模型 1:全部供能设备年供冷、供热量不增加,优先利用余热机、空气源热泵系统和烟气余热利用系统供冷供热,减少现有的直燃机组的供冷供热量,通过减少直燃机的供冷供热量节约的

运行费用测算新增 2 个系统的静态投资回收期。模型 2:能源站已有设备的供冷供热量维持不变,新增的空气源热泵系统和烟气余热深度利用系统的供冷供热量产业园区用户可全部消纳,通过增加对用户供冷供热量的收入测算新增 2 个系统的静态投资回收期。

6.1 模型 1 的经济效益测算

本模型根据项目产业园供能实际情况进行经济效益测算。冬季供暖、夏季制冷用户无新增供热、供冷负荷需求,新增热泵系统仅在冬季供暖,供暖运行费与替代已有的直燃机组供暖运行费进行对比,通过节省的运行费用测算新增热泵系统的静态投资回收期。

6.1.1 直燃机系统与烟气余热回收系统的运行费用对比

直燃机系统和烟气余热回收系统运行费对比见表 5。表中数据依据天然气价格 2.77 元/ m^3 、天然气热值 33.77 MJ/ m^3 、电价 0.785 7 元/(kW·h)(按内燃机天然气成本和维修费折算)计算。

表 5 供热运行费用对比
Table 5 Comparison of heat supply costs

供能形式	供热量/GJ	COP	耗气/耗电	运行费/元
直燃机	1.00	0.938	31.57 m^3	87.45
烟气余热回收系统	1.00	5.120	54.25 kW·h	42.62

注:烟气余热回收系统 COP 为烟气换热器 1 及热泵机组的烟气余热回收系统的综合 COP。

6.1.2 经济效益分析

本项目经济效益分析按照同时增设空气源热泵和烟气余热回收系统、单独增加烟气余热回收系统、单独增加空气源热泵系统分别分析。同时增设空气源热泵与烟气余热回收系统时,内燃发电机组运行模式需调整为夜间停机,白天 1 台内燃发电机组 50%—100% 负荷率运行。烟气余热回收系统冬季白天满负荷运行,设备利用小时数按 1 920 计算,冬季供热量约 4 818.63 GJ,由于每产生 1.00 GJ 热量,烟气余热回收系统比直燃机系统节省 44.83 元,所以每年可节省 21.60 万元。空气源热泵系统冬季夜间运行,整个冬季比直燃机系统可节省 42.45 万元。

仅增设烟气余热回收系统时,内燃发电机组运行模式维持现状为夜间 1 台机组 50% 负荷运行,白天 1 台机组 50%—100% 负荷运行,2 台机组交替运行。烟气余热回收系统冬季全天满负荷运行,烟气余热回收系统冬季运行设备利用小时数按 2 880 计算,冬季供热量约 7 227.95 GJ,由于每产生 1.00 GJ

热量,烟气余热回收系统比直燃机系统节省 44.83 元,所以每年可节省 32.40 万元。替代已有直燃机供能的经济效益见表 6。

表 6 替代已有直燃机供能的经济效益

Table 6 Economic benefits obtained by replacing the original direct-fired absorption chiller

项目	初投资/万元	年节省运行费用/万元	初投资回收期/年
空气源热泵+烟气余热回收系统	579.00	64.05	9.04
烟气余热回收系统	123.00	32.40	3.80
空气源热泵系统	456.00	42.45	10.74

6.2 模型 2 的经济效益测算

本模型按热泵系统新增的供冷、热负荷园区全部消纳,通过增加供冷供热收入测算新增热泵系统的静态投资回收期。测算数据:空气源热泵系统制热量为 3 140 kW,烟气余热回收系统制热量为 697.14 kW,年供热 2 880 h。空气源热泵系统年供热量为 32 555.52 GJ,烟气余热回收系统年供热量为 7 227.95 GJ;空气源热泵系统制冷量为 4 170 kW,年供冷 1 920 h,年供冷量为 32 555.52 GJ。

空气源热泵系统耗电功率为 1 318.33 kW,包括空气源热泵机组耗电功率及系统辅助设备水泵耗电功率;烟气余热回收系统耗电功率为 136.08 kW,包括热泵机组耗电功率及系统辅助设备引风机和水泵耗电功率。增加供冷供热量的经济效益见表 7。表中数据依据供冷、供热价格 155 元/GJ,用电价格 0.785 7 元/(kW·h)(按内燃机成本折算)计算。

表 7 增加供冷供热量的经济效益

Table 7 Economic benefits obtained by increasing cold energy and heat supply

项目	初投资/万元	年供能收入/万元	年供能成本/万元	初投资回收期/年
空气源热泵+烟气余热回收系统	579.00	1 125.25	527.98	0.98
烟气余热回收系统	123.00	112.03	30.79	1.51
空气源热泵系统	456.00	1 009.22	497.19	0.89

7 结论

本项目能源站内已建的供能设备设计的供热供冷能力均大于产业园最大负荷需求;设备的实际供冷供热能力依然满足产业园最大负荷需求。新增 2 套供能设备并不能增加外供热量,所产生的经济效益来自替代现有直燃机组供能节省的运行费用。空气源热泵系统虽然夜间利用低谷电运行费较低,但设备夏季基本不用,仅冬季可用,设备利用率低,初投资高。同时增设空气源热泵和烟气余热

回收系统及单独增设空气源热泵系统的初投资回收期均较长。单独增设烟气余热回收系统冬季可利用烟气余热供热,设备初投资较低,初投资回收期较短。

按照新增 2 套热泵系统供能设备的供冷供热量全部增加对外供能收入的模型测算,设备初投资回收期较短,在 1 年左右可收回初投资。因此当有新增供冷供热负荷需求时,增加空气源热泵系统和烟气余热回收系统的经济性远远优于替代现有直燃机节省运行费用的经济性。

综上所述,对于已建成的分布式综合能源供能项目,当无新增供冷供热负荷时,多能互补供能应优先增设烟气余热深度利用热泵系统。当有新增供冷供热负荷时,多能互补供能可同时增设烟气余热深度利用热泵系统和空气源热泵系统。

参考文献:

- [1]叶琪超,楼可炜,张宝,等.多能互补综合能源系统设计及优化[J].浙江电力,2018,37(7):5-11.
YE Qichao, LOU Kewei, ZHANG Bao, et al. Design and optimization of multi-energy complementary integrated energy system [J]. Zhejiang Electric Power, 2018, 37(7): 5-11.
- [2]孙可,段光,李晓春,等.综合能源服务系统结构描述及设计优化[J].热力发电,2017,46(12):33-39.
SUN Ke, DUAN Guang, LI Xiaochun, et al. Structure description and design optimization of integrated energy service system [J]. Thermal Power Generation, 2017, 46(12):33-39.
- [3]彭克,张聪,徐丙垠,等.多能协同综合能源系统示范工程现状与展望[J].电力自动化设备,2017,37(6):3-9.
PENG Ke, ZHANG Cong, XU Bingyin, et al. Present situation and prospect of the demonstration project of multi-energy cooperative integrated energy system [J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6):3-9.
- [4]金红光,郑丹星,徐建中.分布式冷热电联产系统装置及应用[M].北京:中国电力出版社,2010
- [5]吴建中.欧洲综合能源系统发展的驱动与现状[J].电力系统自动化,2016,40(5):1-7.
WU Jianzhong. Drivers and state-of-the-art of integrated energy systems in Europe [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(5):1-7.
- [6]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.
- [7]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.
- [8]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.
- [9]张勇军,陈泽兴,蔡泽祥,等.新一代信息能源系统:能源互联网[J].电力自动化设备,2016,36(9):1-7.
- ZHANG Yongjun, CHEN Zexing, CAI Zexiang, et al. New generation of cyber - energy system: Energy internet [J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(9):1-7.
- [10]谢竹雯.既有建筑空气源热泵集中供热水系统利用分析[J].福建建设科技,2020(2):92-93.
- XIE Zhuwen. Analysis on utilization of central heating water system of existing building air source heat pump [J]. Fujian Jianshe Technology, 2020(2):92-93.
- [11]吴文婧,倪美琴,张玉雪.复合热泵热水系统运行特性的分析研究[J].流体机械,2020,48(2):78-82.
- WU Wenjing, NI Meiqin, ZHANG Yuxue. Analysis and research on the operating characteristics of combination heat pump hot water system [J]. Fluid Machinery, 2020, 48(2):78-82.
- [12]何梦渊,李永生,潘涛,等.基于吸收式热泵的锅炉烟气余热回收工艺统性能研究[J].石油与天然气化工,2019,48(1):115-120.
- HE Mengyuan, LI Yongsheng, PAN Tao, et al. Investigation on the system performance of waste heat recovery for boiler flue gas based on absorption heat pump [J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 2019, 48(1):115-120.
- [13]温兴柔.燃气锅炉深度余热回收技术的应用[J].上海节能,2016(10):564-566.
- WEN Xingrou. Application of advanced waste heat recovery technology in gas - fired boiler [J]. Shanghai Energy Conservation, 2016(10):564-566.
- [14]王贵玲,杨轩,马凌,等.地热能供热技术的应用现状及发展趋势[J].华电技术,2021,43(11):15-24.
- WANG Guiling, YANG Xuan, MA Ling, et al. Status quo and prospects of geothermal energy in heat supply [J]. Huadian Technology, 2021, 43(11):15-24.
- [15]王宁,张佳男,张爱琴,等.燃气锅炉烟气余热深度回收系统应用案例分析[J].节能与环保,2019(7):63-64.
- WANG Ning, ZHANG Jianan, ZHANG Aiqin, et al. Case study on application of gas boiler flue gas waste heat recovery system [J]. Energy Conservation and Environmental Protection, 2019(7):63-64.
- [16]朱海东,郝浩,郑剑,等.基于冷热电多能互补的园区综合能源系统设计[J].华电技术,2021,43(4):34-38.
- ZHU Haidong, HAO Hao, ZHENG Jian, et al. Design of integrated energy system for parks based on complementation of cold, heat and electricity [J]. Huadian Technology, 2021, 43(4):34-38.
- [17]赵玺灵,付林,王笑吟,等.分布式热泵调峰型燃气热电联产烟气余热回收供热系统建模及模拟分析[J].太阳能学报,2018,39(10):2779-2786.
- ZHAO Xiling, FU Lin, WANG Xiaoyin, et al. Modeling and simulation analysis of waste heat recovery heating system for flue gas of peak-shaving gas-fired combined heat and power plant with distributed heat pump [J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2018, 39(10):2779-2786.
- [18]郑剑,郝浩,朱海东,等.新形势下发电企业在充电桩领域的业务分析[J].华电技术,2021,43(4):78-82.
- ZHENG Jian, HAO Hao, ZHU Haidong, et al. Business analysis on power generation enterprises in the field of charging pile under the new circumstances [J]. Huadian Technology, 2021, 43(4):78-82.

(本文责编:张帆)

作者简介:

余莉(1971),女,正高级工程师,工学硕士,从事天然气分布式能源及综合能源系统设计工作,yul@chec.com.cn;

徐静静(1986),女,高级工程师,工学硕士,从事燃气分布式能源及综合能源系统设计及研发工作,xujj@chec.com.cn。