

计及负荷供给可靠性的园区综合能源系统 两阶段优化方法研究

亢猛¹, 钟祎勍¹, 石鑫^{2*}, 温港成², 房方²

(1. 中国华能集团有限公司河北雄安分公司, 河北省 保定市 071799;

2. 华北电力大学控制与计算机工程学院, 北京市 昌平区 102206)

Research on Two-stage Optimization Approach of Community Integrated Energy System Considering Load Supply Reliability

KANG Meng¹, ZHONG Yiqing¹, SHI Xin^{2*}, WEN Gangcheng², FANG Fang²

(1. Hebei Xiong'an Branch of China Huaneng Group Co., Ltd., Baoding 071799, Hebei Province, China;

2. School of Control and Computer Engineering, North China Electric Power University, Changping District, Beijing 102206, China)

摘要: 园区综合能源系统通过多能耦合互补和协同优化调度, 可以显著提高能源利用率和促进可再生能源消纳, 已成为用户侧满足多能供需的一种新的能源利用实现方式。以河北雄安新区某园区作为研究对象, 设计了一种计及负荷供给可靠性的园区综合能源系统两阶段优化方法: 第一阶段基于带有精英保留策略的二代非支配排序遗传算法(NSGA-II), 对园区能源站设备类型及容量进行优化, 是一个多目标规划优化问题, 其目的是实现经济成本和环境成本的协调优化; 第二阶段是一个运行优化问题, 针对上一阶段规划得到的多组帕累托前沿解, 利用混合整数线性规划(mixed integer linear programming, MILP)分别优化求解各规划方案对应运行成本及负荷供给可靠性指标, 结果作为确定系统最佳规划方案的重要参考。算例表明, 所设计规划方法可以有效降低系统运行成本和保障负荷供给可靠性, 对指导园区综合能源系统规划更具实用性。

关键词: 园区综合能源系统; 规划优化; 负荷供给可靠性; 非支配排序遗传算法(NSGA-II); 混合整数线性规划

ABSTRACT: The community integrated energy system (CIES) can significantly improve energy utilization and promote the consumption of renewable energy through multi-energy coupling complementary and collaborative optimization scheduling. It has become a new energy

utilization realization approach for users to meet multi-energy supply and demand. Taking a community in Xiong'an New District, Hebei province as the research object, this paper designed a two-stage optimization approach for the CIES that takes into account the reliability of load supply. The first stage is based on the non-dominated sorting genetic algorithm II (NSGA-II) with elite preservation strategy to optimize the equipment type and capacity of the community energy station. It is a multi-objective planning optimization problem, and its purpose is to achieve the coordinated optimization of economic costs and environmental costs. The second stage is an operation optimization problem. As for the multiple Pareto frontier solutions obtained in the previous planning stage, the mixed integer linear programming (MILP) was used to separately optimize the operation cost and load supply reliability indicators of each planning scheme, and the result is used as an important reference for determining the best planning scheme. Case studies show that the designed planning approach can effectively reduce the system operating cost and guarantee the reliability of load supply, and it is more practical for instructing the CIES planning.

KEY WORDS: community integrated energy system; planning optimization; load supply reliability; non-dominated sorting genetic algorithm II (NSGA-II); mixed integer linear programming

基金项目: 国家自然科学基金项目(52176005); 中央高校基本科研业务费专项资金项目(2021MS018)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (52176005); Fundamental Research Funds for the Central Universities (2021MS018).

0 引言

随着“2030年碳达峰、2060年碳中和”能源发展目标的提出, 能源转型加速推进, 综合能源

系统因其在促进清洁能源消纳、提升能源利用率和降低用能成本方面的显著作用, 已成为满足多能供需的新的能源利用实现方式。从地理范围上讲, 综合能源系统可以划分为局域级^[1-4](如楼宇、社区、工厂等)、区域级^[5-8](如城区)和广域级^[9-10](如城市、跨区域、跨国等)。园区综合能源系统(community integrated energy system, CIES)^[11-13]作为典型的局域级综合能源系统, 通过建立电力、天然气、可再生能源等多种能源之间的耦合利用关系, 可以显著提高能源综合利用效率、降低用能成本和减少碳排放量, 为实现低碳园区建设提供了一种有效途径。因此, 开展CIES规划研究具有重要意义。

现有CIES规划的研究主要集中于能源站内设备选型和定容, 大致可以划分为2个阶段。第一个阶段为单纯的规划模型优化研究阶段, 如: 文献[14]中以电-气综合能源系统作为研究对象, 通过建立电气耦合模型优化得到能源站容量配置; 文献[15]中同时对多个能源站进行规划, 充分考虑能源站内不同形式能源耦合和不同能源站间的互联关系, 优化得到各能源站的容量配置; 文献[16]中建立了综合能源系统主要设备的能量流模型, 并在此基础上利用改进Kriging模型对系统进行规划优化, 计算得到系统最佳规划方案等。以上文献虽对综合能源系统进行规划, 但都是只考虑系统的规划优化, 未涉及系统运行优化。

第二个阶段为协同规划优化研究阶段, 在进行规划的同时考虑系统运行经济性、环保性等, 使得规划的结果更具实用性, 如: 文献[17]考虑站-网协同, 构建了CIES双层规划优化模型, 上层规划求解能源站数量、位置和容量, 下层通过建立多能源站规划运行联合优化模型对系统进行优化, 优化结果返回上层进行更新; 文献[18]考虑源-荷互动, 建立了CIES站-网协同双层规划优化模型, 规划结果相较于文献[16]更加经济合理; 文献[19]对多区域综合能源系统规划进行研究, 提出了一种两阶段优化方法, 通过优化系统的经济和环境成本求解各区域能源容量配置。上述文献在进行系统规划的同时考虑了系统运行优化, 但也存在一定的局限性, 如规划模型建模

普遍简单, 为单目标优化问题; 系统供能结构单一, 候选设备类型较少; 普遍只考虑了系统运行时的经济性和环保性, 而对于系统运行时的其他重要因素(如负荷供给可靠性)考虑较少等。

针对现有CIES规划研究存在的不足, 本文充分考虑系统运行时多项因素(经济性、环保性、负荷供给的可靠性), 建立了CIES两阶段优化模型。第一阶段研究了能源站设备类型及定容问题, 第二阶段研究了系统运行优化问题。第一阶段利用带精英保留策略的二代非支配排序遗传算法(non-dominated sorting genetic algorithm II, NSGA-II), 分别以系统规划年经济成本和年环境成本最小为优化目标, 规划求解系统设备类型及容量; 第二阶段主要针对第一阶段得到的多组帕累托前沿解, 以系统运行经济和环境总成本最低为优化目标, 利用混合整数线性规划(mixed integer linear programming, MILP)优化求解各规划方案对应系统运行时设备出力及运行成本; 在此基础上, 针对不同规划方案计算其负荷供给可靠性指标, 最终实现计及负荷供给可靠性的系统协同规划优化。

1 CIES两阶段协同规划优化模型

1.1 模型结构

本文以河北雄安新区某园区冬季供暖期为例, 进行CIES协同规划优化研究。园区所在位置附近建有1座220 kV变电站可为其供电, 霸保管线是目前新区的主要天然气管线设施, 可为园区供气, 同时雄安地区具有较好的中深层地热资源, 可用于园区供热系统, 太阳能和风能资源条件中等, 可与园区其他能源耦合互补。园区供暖期系统供能结构如图1所示。在供电系统中, 除直接从外部购电外, 园区可以利用热电联产装置(combined heat and power, CHP)、光伏(photovoltaic, PV)、风机(wind turbine, WT)联合互补运行供电, 保障供电稳定性; 在供热系统中, 电力可用于蓄热电锅炉(electric boiler, EB)和地源热泵(ground source heat pump, GSHP)实现电、地热供热, 天然气可用于CHP和燃气锅炉(gas boiler, GB), 实现燃气供热, 通过电、气联供供热保障园区供热的可靠性; 同时, 通过安装电储(electric storage,

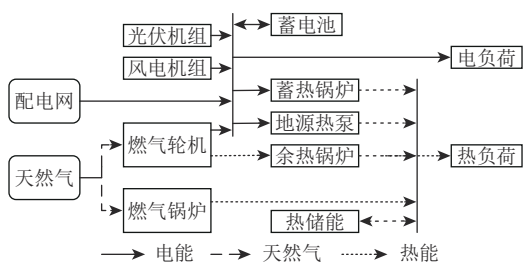


图1 园区供暖期系统供能结构图

Fig. 1 Structure diagram of community energy supply in the heating period

ES)和热储(heat storage, HS)实现用能低谷时存储、用能高峰时释放的功能,提高系统的经济性和灵活性。

针对上述园区供暖期供能结构,本文采用两阶段优化方法进行规划优化,同时考虑系统运行的经济性、环保性和负荷供给的可靠性,以使得规划结果更加符合实际情况。系统优化流程如图2所示:第一阶段为系统规划优化阶段,决策变量为园区综合能源站设备类型及容量,以能量平衡为约束条件,目标是使能源站的投资维护成本和环境成本最小;第二阶段为系统运行优化阶段,决策变量为能源站各设备出力及与外部电网

交互功率,以能量平衡、设备运行、外部交换功率等为约束条件,目标是使系统运行的经济性和环保性最优,同时以系统运行时负荷供给的可靠性作为重要指标,并将计算结果反馈至第一阶段,作为确定系统最佳规划方案的重要参考。

1.2 第一阶段规划优化模型

1.2.1 目标函数

第一阶段规划优化模型为多目标函数优化模型,目标函数包括年经济成本和年环境成本。年经济成本主要由能源站年投资成本和年能源消费成本组成,即

$$\min f_1 = \min(C_{\text{inv}} + C_{\text{enc}}) \quad (1)$$

$$C_{\text{inv}} = \sum_i C_{\text{inv},i} C_{\text{RF},n,i} \quad (2)$$

$$C_{\text{RF},n} = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \quad (3)$$

$$C_{\text{enc}} = \sum_d \sum_t \tau_d [\pi_{\text{ele},t} P_{\text{grid},t} + \pi_{\text{gas},t} (P_{\text{chp},t} + P_{\text{gb},t})] \quad (4)$$

式中: f_1 表示能源站年经济成本; C_{inv} 表示能源站年投资成本; C_{enc} 表示年能源消费成本; $C_{\text{inv},i}$ 为设备 i 的年投资成本; $C_{\text{RF},n}$ 为资本回收系数; r 表示资本年利率; τ_d 表示典型日 d 的数量; $\pi_{\text{ele},t}$ 和 $\pi_{\text{gas},t}$ 分别为典型日 t 时刻的电价和气价; $P_{\text{grid},t}$ 、 $P_{\text{chp},t}$ 和 $P_{\text{gb},t}$ 分别为典型日 t 时刻消耗的电、热和天然气功率。

年环境成本主要是年消费能源的污染物排放成本,即

$$\min f_2 = \min C_{\text{env}} \quad (5)$$

$$C_{\text{env}} = \sum_j \sum_d \sum_t \tau_d \theta_j [P_{\text{grid},t} w_{\text{grid},j} + w_{\text{gas},j} (P_{\text{chp},t} + P_{\text{gb},t})] \quad (6)$$

式中: f_2 为系统年环境成本; C_{env} 为年消费能源的污染物排放成本; θ_j 为第 j 类污染物排放成本; $w_{\text{grid},j}$ 和 $w_{\text{gas},j}$ 分别为消耗电和天然气产生的第 j 类污染物单位排放系数。

1.2.2 约束条件

针对图1中供能结构,第一阶段规划优化模型中的约束条件主要为系统能量平衡。园区供暖季典型日电、热能量平衡约束为:

$$P_{\text{pv},t} + P_{\text{wt},t} + P_{\text{grid},t} + P_{\text{chp},t} \eta_{\text{chp},e} + P_{\text{esd},t} = P_{\text{ele},t} + P_{\text{esc},t} + P_{\text{cb},t} + P_{\text{hb},t} \quad (7)$$

$$P_{\text{chp},t} \eta_{\text{chp},h} + P_{\text{gb},t} \eta_{\text{gb},h} + P_{\text{cb},t} \eta_{\text{cb},h} + P_{\text{hb},t} \eta_{\text{cop},h} + P_{\text{hsd},t} = P_{\text{h},t} + P_{\text{hsc},t} \quad (8)$$

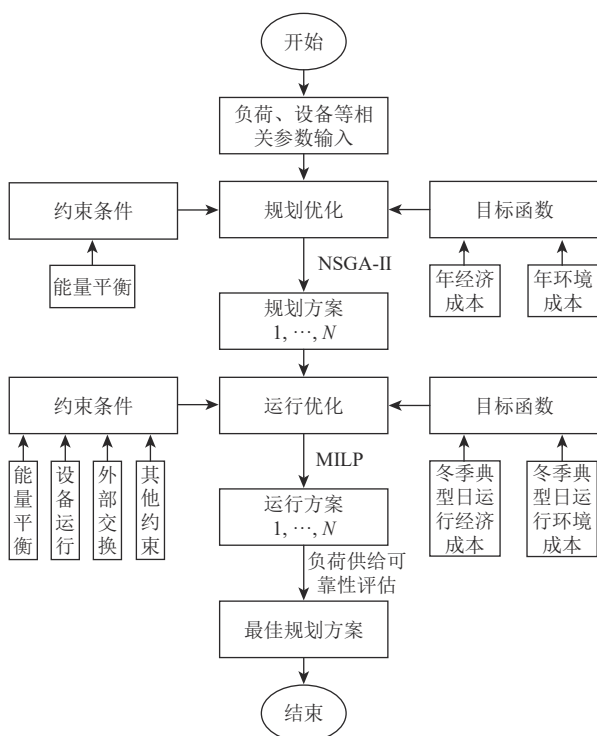


图2 园区供暖期系统优化流程图

Fig. 2 System optimization flow chart in the community heating period

式中： $P_{pv,t}$ 、 $P_{wt,t}$ 和 $P_{esd,t}$ 分别表示典型日 t 时刻光伏、风机发电功率和蓄电池放电功率； $\eta_{chp,e}$ 为CHP机组制电效率； $P_{ele,t}$ 为 t 时刻电负荷； $P_{esc,t}$ 、 $P_{eb,t}$ 和 $P_{hb,t}$ 分别为 t 时刻蓄电池充电、蓄热电锅炉和地源热泵的耗电功率； $\eta_{chp,h}$ 、 $\eta_{gb,h}$ 、 $\eta_{eb,h}$ 和 $\eta_{cop,h}$ 分别为CHP机组、燃气锅炉、蓄热电锅炉和地源热泵制热效率； $P_{hsd,t}$ 表示 t 时刻热储能放热功率； $P_{ht,t}$ 为 t 时刻热负荷； $P_{hsc,t}$ 为 t 时刻热储能储热功率。

1.3 第二阶段运行优化模型

1.3.1 目标函数

第二阶段运行优化模型从系统运行层面出发，以电交易、系统运维和污染物排放最少为优化目标建立函数优化模型，即

$$\min f_3 = \min(C_{en} + C_{op} + C_{ev}) \quad (9)$$

$$C_{en} = \sum_t \pi_{ele,t} P_{grid,t} + \pi_{gas,t} (P_{chp,t} + P_{gb,t}) \quad (10)$$

$$C_{op} = \sum_i \sum_t \pi_i P_{i,t} \quad (11)$$

$$C_{ev} = \sum_j \sum_t \theta_j [P_{grid,t} w_{grid,j} + w_{gas,j} (P_{chp,t} + P_{gb,t})] \quad (12)$$

式中： f_3 为系统总运行成本； C_{en} 为从外部购电、购气产生的成本； C_{op} 为系统运维成本； C_{ev} 为污染物排放成本； π_i 为设备 i 单位运行成本； $P_{i,t}$ 为 t 时刻设备 i 的出力。

1.3.2 约束条件

1) 能量平衡约束

能量平衡约束指系统运行时供、需能量平衡，具体约束条件与1.2.2节相同。

2) 设备运行约束

设备运行约束指设备运行过程中的一些约束条件，如设备最大出力约束、设备最多启停次数等。基于图1中供暖期系统供能结构图，设备运行约束条件如下：

①光伏机组发电功率约束

$$P_{pv,t} = I_{s,t} S_{pv} N_{pv} \eta_{pv} \quad (13)$$

式中： $P_{pv,t}$ 为光伏机组 t 时刻功率； $I_{s,t}$ 为 t 时刻光照强度； S_{pv} 为单位机组铺设面积； N_{pv} 为光伏机组数量； η_{pv} 为光电转换效率。其中，光伏机组的总铺设面积约束为

$$0 \leq S_{pv} N_{pv} \leq S_{pv,max} \quad (14)$$

式中 $S_{pv,max}$ 为光伏机组最大铺设面积。

②风电机组运行功率约束

$$0 \leq P_{wt,t} \leq P_{wt,max} N_{wt} \quad (15)$$

式中： $P_{wt,max}$ 为单台风电机组最大功率； N_{wt} 为风电机组台数。

③蓄电池运行约束

蓄电池采用通用储能模型，约束条件主要包括能量平衡约束、存储能量上下限约束以及充放电功率约束，具体如下：

$$P_{es,t+1} = P_{es,t} + (P_{esc,t} \eta_{esc} - \frac{P_{esd,t}}{\eta_{esd}}) \Delta t \quad (16)$$

$$P_{es,min} N_{es} \leq P_{es,t} \leq P_{es,max} N_{es} \quad (17)$$

$$0 \leq P_{esc,t} \leq P_{esc,max} N_{es} \quad (18)$$

$$0 \leq P_{esd,t} \leq P_{esd,max} N_{es} \quad (19)$$

式中： $P_{es,t}$ 表示 t 时刻蓄电池储电量； η_{esc} 和 η_{esd} 分别为蓄电池充放电能效系数； N_{es} 为蓄电池组数； $P_{es,min}$ 和 $P_{es,max}$ 分别为单组蓄电池储电量上下限； $P_{esc,max}$ 和 $P_{esd,max}$ 分别为蓄电池最大充放电功率。

④CHP机组运行约束

CHP机组制电、制热出力约束分别为：

$$0 \leq P_{chp,t} \eta_{chp,e} \leq P_{chp,max} N_{chp} \quad (20)$$

$$0 \leq P_{chp,t} \eta_{chp,h} \leq H_{chp,max} N_{chp} \quad (21)$$

式中： $P_{chp,max}$ 和 $H_{chp,max}$ 分别为CHP机组制电、制热的最大出力约束； N_{chp} 为CHP机组台数。

⑤燃气锅炉运行约束

燃气锅炉制热功率约束条件为

$$0 \leq P_{gb,t} \eta_{gb,h} \leq H_{gb,max} N_{gb} \quad (22)$$

式中： $H_{gb,max}$ 为燃气锅炉最大制热功率； N_{gb} 为燃气锅炉数量。

⑥蓄热电锅炉运行约束

蓄热电锅炉制热功率约束条件为

$$0 \leq P_{eb,t} \eta_{eb,h} \leq H_{eb,max} N_{eb} \quad (23)$$

式中： $H_{eb,max}$ 为蓄热电锅炉最大制热功率； N_{eb} 为蓄热电锅炉数量。

⑦地源热泵运行约束

地源热泵采暖季制热功率约束条件为

$$0 \leq P_{hb,t} \eta_{cop,h} \leq H_{hb,max} N_{hb} \quad (24)$$

式中： $H_{hb,max}$ 为地源热泵最大制热功率； N_{hb} 为地源热泵数量。

⑧热储能运行约束

热储能同样采用通用储能模型, 约束条件主要包括能量平衡约束、存储能量上下限约束以及充放功率约束, 具体如下:

$$P_{hs,t+1} = P_{hs,t} + (P_{hsc,t} \eta_{hsc} - \frac{P_{hsd,t}}{\eta_{hsd}}) \Delta t \quad (25)$$

$$P_{hs,min} N_{hs} \leq P_{hs,t} \leq P_{hs,max} N_{hs} \quad (26)$$

$$0 \leq P_{hsc,t} \leq P_{hsc,max} N_{hs} \quad (27)$$

$$0 \leq P_{hsd,t} \leq P_{hsd,max} N_{hs} \quad (28)$$

式中: $P_{hs,t}$ 表示 t 时刻热储能装置储热量; η_{hsc} 和 η_{hsd} 分别为热储能蓄放热能效系数; N_{hs} 为热储能装置数量; $P_{hs,min}$ 和 $P_{hs,max}$ 分别表示单组热储能装置储热量上下限; $P_{hsc,max}$ 和 $P_{hsd,max}$ 分别为热储能装置最大蓄放热功率。

3) 外部交换约束

系统运行过程中, 与外部电网交互的约束为

$$|P_{grid,t}| \leq P_{grid,max} \quad (29)$$

式中 $P_{grid,max}$ 为与外部电网交互的最大功率。

1.3.3 考虑设备变工况特性

考虑到系统设备实际运行时受环境等多种因素影响, 上述优化模型在构建时对系统关键设备的变工况特性进行充分考虑。其中, CHP 机组和燃气锅炉受环境温度影响较小, 其运行工况主要受负载率影响, 设备实际运行效率与负载率的关系可以表示为

$$\eta_x = \eta_x^{rated} \sum_{k=0}^n a_{x,k} N_x^k \quad (30)$$

式中: η_x 为 CHP 机组或燃气锅炉实际运行效率系数; η_x^{rated} 为额定效率系数; $a_{x,k}$ 为多项式系数; N_x 为负载率。

地源热泵温变特性明显, 其运行受负载率影响较小, 实际运行效率与温度的关系为

$$\eta_{cop} = \eta_{cop}^{rated} \sum_{k=0}^n b_{hb,k} \tau^k \quad (31)$$

式中: η_{cop}^{rated} 为地源热泵额定运行效率; $b_{hb,k}$ 为多项式系数; τ 为温度。

1.4 供能可靠性评估指标

除了经济性和环保性, 进行容量优化配置时还应考虑系统的供能能力, 即负荷供给可靠性。本文通过评估能源供应和负荷需求的匹配程度来度量系统的负荷供给可靠性, 设计了平均负荷偏

差率作为评估指标, 具体如下:

$$L_{ele,t} = P_{ele,t} - P_{wt,t} - P_{pv,t} - P_{chp,t} \eta_{chp,e} \quad (32)$$

$$L_{h,t} = P_{h,t} - P_{eb,t} \eta_{eb,h} - P_{hb,t} \eta_{cop,h} - P_{gb,t} \eta_{gb,h} - P_{chp,t} \eta_{chp,h} \quad (33)$$

$$L_{R,ele} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \frac{|L_{ele,t}|}{P_{ele,t}} \times 100\% \quad (34)$$

$$L_{R,h} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \frac{|L_{h,t}|}{P_{h,t}} \times 100\% \quad (35)$$

$$L_R = \frac{1}{2} (L_{R,ele} + L_{R,h}) \quad (36)$$

式中: $L_{ele,t}$ 、 $L_{h,t}$ 分别为 t 时刻系统电、热负荷供给偏差量; $L_{R,ele}$ 、 $L_{R,h}$ 分别为 T 时间段内系统电、热负荷供给平均偏差率; L_R 表示系统总负荷平均偏差率。可以看出, 负荷偏差率越小, 系统负荷自供给的能力越强, 供给可靠性越高, 反之则越低。

2 模型求解算法

第一阶段规划优化模型是多目标优化问题, 目标函数分别为最小化年经济成本 f_1 和最小化年环境成本 f_2 , 可以直接通过 Pareto 最优解进行求解, 而无需转化为单目标优化问题, 避免了因目标函数合并不合理(如权重设置不合理等)而引起的计算误差。NSGA-II 是一种基于 Pareto 最优解的多目标优化算法, 对于难以求解的优化问题, 通常仍能找到较优解且算法具有较好的收敛性^[20], 这里考虑带有精英保留策略的 NSGA-II 算法进行模型求解。

第一阶段规划模型求解的目的是确定能源站中各设备的配置容量 $P = P_{x,max} N_x$, x 表示设备, 根据图 1 中的候选能源设备种类, 该解可表示为长度为 9 的向量 $\mathbf{x} = (x_1, x_2, \dots, x_9)$ 。设种群为 R , 种群大小为 K , 种群进化代数 g , 目标函数为 $f_m (m=1, 2)$, 个体拥挤度为 $n_r (r=1, \dots, K)$, 其计算公式为

$$n_r = n_r + [f_m(i+1) - f_m(i-1)] / (f_m^{max} - f_m^{min}) \quad (37)$$

式中: $f_m(i+1)$ 是排序后该个体后一位目标函数值; f_m^{max} 和 f_m^{min} 分别为该 Pareto 等级下个体目标函数 f_m 的最大值和最小值。具体算法流程如下:

- 1) 系统参数初始化, 输入电热负荷、设备参数、光照强度、风速等系统参数。
- 2) 初始化种群 R , 生成种群 $R_g (g=0)$ 。

- 3) 对种群 R_g 快速非支配排序, 划分为不同 Pareto 等级。
- 4) 计算年经济成本 $f_1(g)$ 、年环境成本 $f_2(g)$, 并按照式(37)计算 R_g 中各个体拥挤度 $n_r^{(g)}$ 。
- 5) 对种群 R_g 进行遗传操作, 选择、交叉、变异, 产生一代子群 Q_g 。
- 6) 将 R_g 与 Q_g 合成种群 W_g , 对 W_g 进行快速非支配排序, 划分为不同 Pareto 等级, 并计算 W_g 中各个体拥挤度 $n_w^{(g)}$ 。
- 7) 按以下规则从种群 W_g 生成新一代种群 R_{g+1} : ①根据 Pareto 等级将整层 W_g 放入 R_{g+1} , 直到某一层个体不能全部放入 R_{g+1} ; ②将该层个体根据拥挤度从大到小排序, 依次放入 R_{g+1} 中, 直到填满为止。
- 8) $g=g+1$, 判断是否满足迭代终止条件: 如不满足, 则返回步骤3); 如满足, 则输出规划结果 x 及年经济成本 f_1 、环境成本 f_2 。

第一阶段规划模型求解通常会得到多组 Pareto 最优解, 即多个规划方案, 为确定最佳规划方案, 第二阶段针对各组解(规划方案)开展系统运行优化分析, 目标函数为最小化系统典型日运行、维护和污染物排放成本 f_3 , 为单目标优化问题。考虑到约束条件中 N_x 须为整数, 因此第二阶段运行优化问题为典型的混合整数线性规划问题^[21], 决策变量为典型日各设备实时运行出力 $P_{x,t}$, x 为该规划方案下系统运行设备, 设其类别数为 c , t 表示 01:00—24:00 运行整点时刻, 则该解可以表示为 $c \times 24$ 的矩阵 X , 求解时可直接利用 CPLEX 求解器进行求解, 同时可优化计算出系统典型日运行、运维和污染物排放总成本 f_3 。

在第二阶段模型优化求解的基础上, 针对各规划方案计算其平均负荷偏差率 L_R , 以评估方案供能的可靠性。在上述基础上, 通过对各规划方案进行综合量化评估以确定最佳方案。模型求解算法流程如图3所示。

3 算例分析

3.1 算例说明

本文以河北雄安新区某园区综合能源系统为

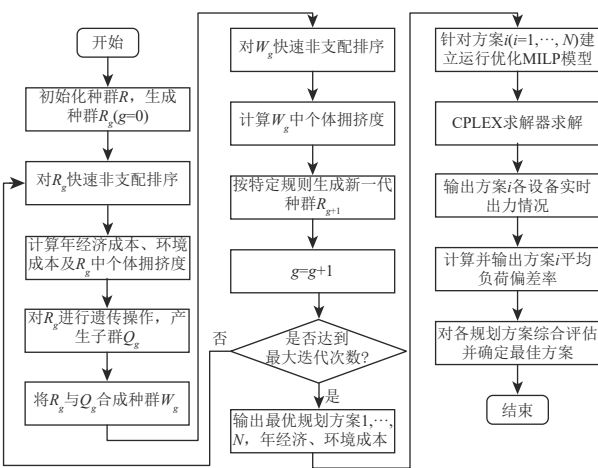


图3 模型求解算法流程图

Fig. 3 Flow chart of model solving algorithm

研究对象, 该园区主要包括会议中心、行政办公、生活服务中心、专家公寓和商务酒店共5种不同业态。考虑到该园区可利用资源形式, 其冬季供暖期供能结构如图1所示。

为了验证规划结果的合理性, 增加了以气为主供能和传统以电为主供能2种场景作为对比。以气为主的多能耦合供能方案, 主要通过燃气三联供机组进行用户负荷的供应, 由外网购电辅助补充供能; 传统以电为主供能方案, 主要通过外网购电和以电制热满足用户负荷需求, 由光伏以及储能装置配合出力。各场景具体配置如表1所示: 场景1为结合雄安新区可利用资源形式设计的园区候选设备种类; 场景2和场景3分别为以气为主和以电为主的候选设备种类, 主要用作对比。

表1 不同场景候选设备

Tab. 1 Candidate devices in different scenarios

场景	CHP	PV	WT	EB	GSHP	GB	ES	HS
1	√	√	√	√	√	√	√	√
2	√	—	—	—	—	√	—	√
3	√	√	—	√	—	—	√	—

注:√表示配置该设备;—表示不配置该设备。

3.2 规划及运行优化结果分析

针对场景1进行规划, 利用带精英保留策略的NSGA-II算法对第一阶段规划模型求解, 实现年经济成本 f_1 和年环境成本 f_2 的协同优化, 算法参数设置如下: 种群数量为100, 迭代最大次数为100, 交叉概率为0.85, 变异概率为0.5。算法迭

代收敛过程如图4所示,得到的 Pareto 最优解集(前沿解)如图5所示。

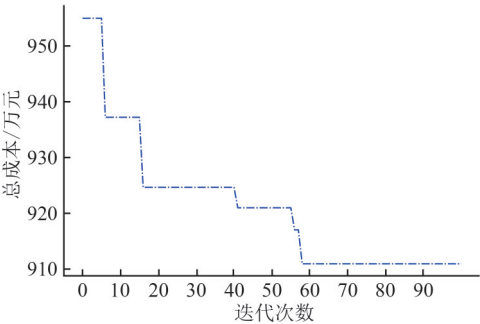


图4 NSGA-II算法迭代收敛过程

Fig. 4 Iterative convergence process of NSGA-II algorithm

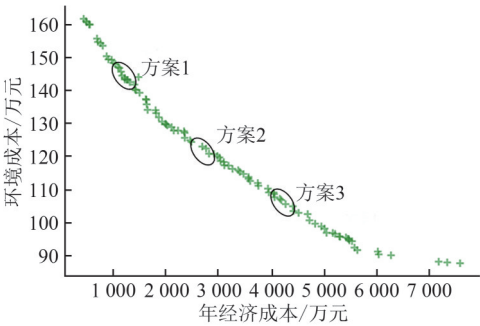


图5 第一阶段规划模型 Pareto 前沿解

Fig. 5 Pareto frontier solution of the first-stage planning model

从图4可以看出,当迭代次数达到第58次时算法趋向于收敛,具有较快的收敛速度。从图5可以看出,环境成本随着经济成本的增加逐渐降低,二者之间呈反比关系。从 Pareto 最优解集中选取3组代表性最优解(即低经济成本、高环境成本,中经济成本、中环境成本以及高经济成本、低环境成本),如图5所示,对应形成的3种规划方案容量配置情况如表2所示。

雄安的光能和风能的评级为中等,由于PV的安装成本较低,故3个方案均配置了PV,且园区安装面积有限,PV的安装容量均达到上限值

1 MW;由于候选设备中同时存在EB以及GSHP,且EB的能量转换效率远不如GSHP,故3个方案都选择以GSHP供热为主。对比3种方案容量配置结果可知,方案1至方案3中CHP、GSHP、ES和HS配置容量依次增加,而GB配置容量减少为0,电负荷需求从主要由外网购电转换为主要由系统CHP、PV、WT供电,热负荷需求则更多通过CHP和GSHP满足,减少了GB污染物排放量。总体来看,方案1倾向于低经济成本,而牺牲环境成本;方案3倾向于低环境成本,而经济成本增加较大;方案2是二者折中的一种方案。

针对第一阶段得到的3种规划方案,根据文中所设计的两阶段优化方法,第二阶段对各方案进行运行优化,从而得到典型日负荷供需平衡曲线,各方案运行成本如表3所示。风电由于装机成本较高,故在方案1中并未配置风电,在供需平衡曲线中,方案1的电负荷主要以电网购电为主、PV发电以及ES为辅来完成供应,由于GSHP拥有较高的能量转换效率以及GB具有较低的安装成本,故热负荷主要由GSHP和GB供应。雄安地区风力资源中等,结合电负荷需求特性曲线,方案2和方案3均配置了400 kW的WT,由负荷供需平衡曲线可知,方案2电负荷主要由电网购电、WT、PV及CHP发电来供应,ES辅助调节;热负荷主要由GSHP、CHP机组供应,HS辅助调节。相比于方案1,方案2替换了经济成本较低、环境成本较高的GB,改用环境成本较低的CHP机组完成辅助供热。相比于方案2,方案3通过增加CHP、ES、HS的安装容量进一步降低环境成本,提升了系统利用清洁能源满足负荷供应的能力,在负荷供需平衡曲线中也可以看到系统减少了电网购电。

在第一、二阶段模型优化求解的基础上,进一步对各规划方案下系统运行时供能的可靠性进

表2 第一阶段不同规划方案容量配置情况

Tab. 2 Capacity allocation of different planning schemes in the first stage

方案	容量/kW								年经济成本/万元	年环境成本/万元
	CHP	PV	WT	EB	GSHP	GB	ES	HS		
1	0	1 000	0	0	1 100	3 300	900	0	1 321	152
2	1 500	1 000	400	0	3 300	0	2 200	1 000	2 614	115
3	3 600	1 000	400	0	3 500	0	2 800	4 000	3 985	108

表3 不同规划方案典型日运行成本

Tab. 3 Typical daily operating costs of different planning schemes

万元				
方案	电交易成本	系统运维成本	污染物排放成本	总运行成本
1	11.11	0.09	0.37	11.65
2	8.31	0.12	0.26	8.69
3	8.68	0.15	0.21	9.04

行评估，评估结果作为确定系统最佳规划方案的重要参考因素。针对3种规划方案，分别按照式(32)–(36)计算其典型日总负荷偏差率及其平均值，结果分别如图6和表4所示。对于方案1，其各设备的配置容量都偏低，难以满足负荷需求，故匹配程度较差，负荷偏差率较高；对于方案2和方案3，其偏差相较于方案1有大幅度降低，但依旧偏高，主要是系统为降低运行成本而低价购电、高价售电所致，由此可见，运行经济性与负荷偏差之间需要博弈均衡。相比于方案2，方案3由于设备配置容量过高，系统供能能力过剩，导致大量能源外售，进而引起偏差率较大。

在上述分析基础上，为确定系统最佳规划方案，本文设计了方案综合评估指标 C_{AI} ，其计算公式为

表4 不同规划方案平均负荷偏差率

Tab. 4 Average load deviation rate of different planning schemes

方案	平均负荷偏差率/%
1	1.98
2	1.24
3	2.31

式为

$$C_{AI}=[(f_1+f_2)/365+f_3]\times L_R \tag{38}$$

由式(38)可以看出，系统规划、运行成本越小，平均负荷偏差率越低，则 C_{AI} 值越小，方案越优；反之，则方案越差。按照式(38)计算方案1、方案2和方案3，其 C_{AI} 值分别为0.31、0.20和0.47，故选取方案2作为情景1下的最佳规划方案。

3.3 不同场景规划结果对比分析

利用本文提出的两阶段优化方法对场景2和场景3进行规划，求解过程与3.2中场景1类似，这里不再赘述。结合场景1中最佳规划方案(表2中方案2)，3种场景最佳规划方案容量配置情况如表5所示。这3种场景中场景1经济成本和环境成本最低，这是由于场景1配置了较多的清洁能源设备，如PV、WT、GSHP，可以充分利用雄安新区光伏、风力、中深层地热等资源，减少了对外部购电、购气的依赖，提升系统经济性的同时也会大幅度降低污染物的排放；场景2主要通过CHP供电供热，由于配置了过多的HS，导致系统经济性降低，同时由于大量使用GB，导致系统排放大量污染物，从而增加了环境成本；场景3配置了大量EB，EB相对于GSHP不仅能量转换效率低，而且耗电量较高，污染物排放量大，同时由于缺少HS辅助调节，系统灵活性较差。

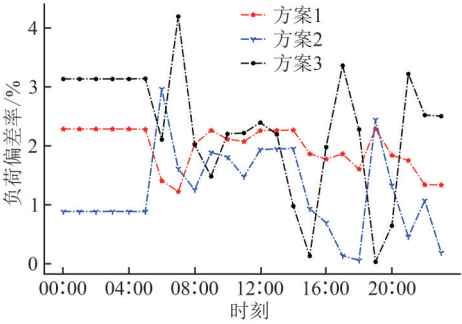


图6 不同规划方案典型日负荷偏差率

Fig. 6 Typical daily load deviation rate of different planning schemes

表5 不同场景最佳规划方案容量配置情况

Tab. 5 Capacity configuration of the best planning scheme in different scenarios

场景	容量/kW								年经济成本/万元	年环境成本/万元
	CHP	PV	WT	EB	GSHP	GB	ES	HS		
1	1 500	1 000	400	0	3 300	0	2 200	1 000	2 614	115
2	5 400	0	0	0	0	2 300	0	5 000	4 140	148
3	8 800	1 000	0	5 400	0	0	2 800	0	3 824	144

同时，对3种场景最佳规划方案对应的运行情况进行对比分析，3种场景典型日运行成本对

比情况如表6所示。由负荷供需平衡曲线可知，场景2电负荷主要以电网购电为主、CHP和PV发

表 6 不同场景最佳规划方案典型日运行成本
Tab. 6 Typical daily operating costs of the best planning
scheme in different scenarios 万元

场景	电交易成本	系统运维成本	污染物排放成本	总运行成本
1	8.31	0.12	0.26	8.69
2	9.62	0.22	0.87	10.71
3	9.56	0.19	0.63	10.38

电为辅来满足，系统电交易成本较高，热负荷主要以 CHP 供热为主、GB 为辅来满足，同时利用 HS 辅助调节，由于未利用地热资源和 GSHP，导致经济成本和环境成本均较高。场景 3 电负荷主要由电网购电、CHP 和 PV 发电来满足，并利用一定容量的 ES 来辅助调节，其热负荷主要由 CHP 和 EB 来供热，EB 耗电且转换效率低，导致系统总运行成本较高。

除经济性和环保性之外，对 3 种场景最佳规划方案负荷供给的可靠性进行对比，典型日负荷偏差率及其平均值分别如图 7 和表 7 所示。场景 1 配有储能设备，且供电、供热设备种类丰富，系统具有较好的灵活性；场景 2 电负荷主要由电网购电和 CHP 发电来满足，能量来源较为单一，对于尖峰负荷只能依靠外部电网来补充，负荷偏差率增大；对于场景 3，虽然 ES 的增加可以实现系统电能调节，但是其低储高放的运行特性又会导

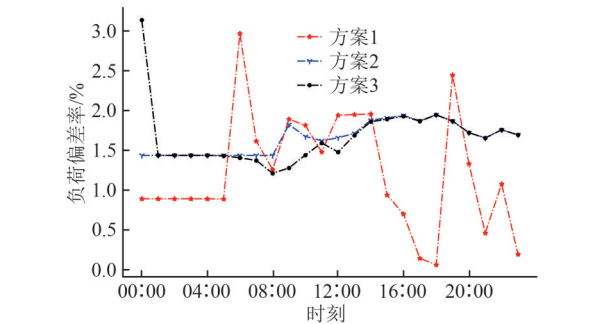


图 7 不同场景最佳规划方案典型日负荷偏差率
Fig. 7 Typical daily load deviation rate of the best
planning scheme in different scenarios

表 7 不同场景最佳规划方案平均负荷偏差率
Tab. 7 Average load deviation rate of the best planning
scheme in different scenarios

场景	平均负荷偏差率/%
1	1.24
2	1.65
3	1.67

致负荷偏差率进一步升高。

4 结论

1) 充分考虑地区可利用资源形式，构建了园区供暖期供能结构，在满足用户用能需求的同时兼顾了系统灵活性和经济性。

2) 构建了计及负荷供给可靠性的 CIES 两阶段规划优化模型，该模型同时考虑系统运行的经济性、环保性和负荷供给的可靠性，使得规划结果更加符合实际情况。

3) 提出采用带精英保留策略的 NSGA-II 算法对 CIES 两阶段规划优化模型进行求解，通过对多个场景进行规划及结果对比分析，验证了所提规划方法及流程的可行性，适用于求解 CIES 的容量优化配置问题。

参考文献

[1] BAO Z, ZHOU Q, YANG Z, et al. A multi time-scale and multi energy-type co-ordinated microgrid scheduling solution—part I: model and methodology [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(5): 2257-2266.

[2] 施锦月, 许健, 曾博, 等. 基于热电比可调模式的区域综合能源系统双层优化运行[J]. 电网技术, 2016, 40(10): 2959-2966.

SHI J Y, XU J, ZENG B, et al. A bi-level optimal operation for energy hub based on regulating heat-to-electric ratio mode[J]. Power System Technology, 2016, 40(10): 2959-2966.

[3] 黄彦彰, 周宇昊, 郑文广, 等. 产业园区新型多能联供综合能源服务研究[J]. 发电技术, 2021, 42(6): 734-740.

HUANG Y Z, ZHOU Y H, ZHENG G W, et al. Research on new integrated energy system with multi-power combined supply of industrial parks[J]. Power Generation Technology, 2021, 42(6): 734-740.

[4] 高阳, 席磊, 刘小慧, 等. 考虑生物质供给价格弹性的工业园区综合能源系统规划[J]. 电力建设, 2021, 42(4): 49-58.

GAO Y, XI J, LIU X H, et al. Integrated energy system planning method for industrial parks considering the price elasticity of biomass supply[J]. Electric Power Construction, 2021, 42(4): 49-58.

[5] 贾宏杰, 王丹, 徐宪东, 等. 区域综合能源系统若干

- 问题研究[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(7): 198-207.
- JIA H J, WANG D, XU X D, et al. Research on some key problems related to integrated energy systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(7): 198-207.
- [6] 郝然, 艾芊, 朱宇超, 等. 基于能源集线器的区域综合能源系统分层优化调度[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(6): 171-178.
- HAO R, AI Q, ZHU Y C, et al. Hierarchical optimal dispatch based on energy hub for regional integrated energy system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 171-178.
- [7] 汪飞, 龚丹丹, 郭慧, 等. 计及动态氢价和不确定性的区域综合能源系统规划-运行两阶段优化[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(13): 53-62.
- WANG F, GONG D D, GUO H, et al. Two-stage optimization of regional integrated energy system planning-operation with dynamic hydrogen pricing and uncertainties[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(13): 53-62.
- [8] 赵尔敏, 张斌, 李惠珍, 等. 基于改进最小熵法的区域综合能源系统经济效益评估[J]. 电力工程技术, 2022, 41(2): 215-223.
- ZHAO E M, ZHANG B, LI H Z, et al. Economic benefit evaluation of regional integrated energy system based on improved minimum cross entropy method[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(2): 215-223.
- [9] QUELHAS A, GIL E, MCCALLEY J D, et al. A multiperiod generalized network flow model of the U.S. integrated energy system—part I: model description[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(2): 829-836.
- [10] LIU C, SHAHIDEPOUR M, FU Y, et al. Security-constrained unit commitment with natural gas transmission constraints[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(3): 1523-1536.
- [11] 周长城, 马溪原, 郭晓斌, 等. 基于主从博弈的工业园区综合能源系统互动优化运行方法[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(7): 74-80.
- ZHOU C C, MA X Y, GUO X B, et al. Leader-follower game based optimized operation method for interaction of integrated energy system in industrial park[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(7): 74-80.
- [12] 赵瑾, 雍静, 郇嘉嘉, 等. 基于长时间尺度的园区综合能源系统随机规划[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(3): 68-73.
- ZHAO J, YONG J, HUAN J J, et al. Stochastic planning of park-level integrated energy system based on long time-scale[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(3): 68-73.
- [13] 朱志芳, 许苑, 岑海凤, 等. 考虑需求侧响应的园区综合能源系统优化配置[J]. 智慧电力, 2022, 50(1): 37-44.
- ZHU Z F, XU Y, CEN H F, et al. Optimal configuration of park-level integrated energy system considering demand response[J]. Smart Power, 2020, 40(3): 68-73.
- [14] XUE Y, GAO Y, LI Y, et al. Optimal coordinated operation of electricity and natural gas distribution networks with power-to-gas facilities[C]//2018 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGTAsia). Singapore, IEEE, 2018: 294-299.
- [15] SALIMI M, GHASEMI H, ADELPOUR M, et al. Optimal planning of energy hubs in interconnected energy systems: a case study for natural gas and electricity[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2015, 9(8): 695-707.
- [16] 刘迪, 吴俊勇, 林凯骏, 等. 基于 Kriging 模型的综合能源系统规划方法[J]. 电网技术, 2019, 43(1): 185-194.
- LIU D, WU J Y, LIN K J, et al. Comprehensive energy system planning method based on Kriging model[J]. Power System Technology, 2019, 43(1): 185-194.
- [17] 黄伟, 刘文彬. 基于多能互补的园区综合能源站-网协同优化规划[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(23): 20-28.
- HUANG W, LIU W B. Multi-energy complementary based coordinated optimal planning of park integrated energy station-network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(23): 20-28.
- [18] 黄伟, 柳思岐, 叶波. 考虑源-荷互动的园区综合能源系统站-网协同优化[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(14): 44-53.
- HUANG W, LIU S Q, YE B. Station-network cooperative optimization of integrated energy system for park considering source-load interaction[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(14): 44-53.
- [19] 范宏, 袁倩倩, 邓剑. 多区域综合能源系统的两阶段容量优化配置方法[J]. 现代电力, 2020, 37(5): 441-447.
- FAN H, YUAN Q Q, DENG J. A two-stage optimal capacity configuration of multi-region integrated energy system[J]. Modern Electric Power, 2020, 37(5): 441-447.

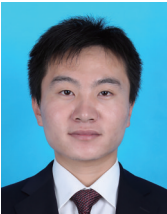
441-447.

[20] DEB K, PRATAP A, AGARWAL S , et al. A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA- II [J]. IEEE Transactions on Evolutionary Computation, 2002, 6(2): 182-197.

[21] VIANA A, PEDROSO J P. A new MILP-based approach for unit commitment in power production planning[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2013, 44(1): 997-1005.

收稿日期: 2022-03-24。

作者简介:



亢猛(1986), 男, 硕士, 高级工程师, 主要从事综合能源服务、新能源技术、核电技术、智能信息化等方面研究工作, kangmeng@xags.chng.com.cn;



石鑫(1988), 男, 博士, 讲师, 研究方向为智能算法在新型能源系统中的应用, 本文通信作者, xinshi@ncepu.edu.cn;



房方(1976), 男, 博士, 教授, 研究方向为新型能源系统分析、优化。

(责任编辑 辛培裕)