

DOI:10.12158/j.2096-3203.2019.05.018

考虑可再生能源消纳的 CCHP 微能源网优化配置模型

陈灵敏¹, 吴杰康¹, 唐惠玲¹, 熊焰¹, 黎昌杰²

(1. 广东工业大学自动化学院, 广东 广州 510006;

2. 南方电网调峰调频发电有限公司, 广东 广州 510630)

摘要:微能源网中电、气、热等多种能源相互耦合,其容量与运行协调优化是促进可再生能源消纳和提高能源利用率的关键。针对含冷热电联供系统(CCHP)的微能源网优化配置问题,首先分析了含电、气输入和电、热输出耦合的微能源网系统构架和能量流,提出考虑促进可再生能源消纳和提高能源利用率的运行策略,建立基于能量流的供热可靠性指标,然后建立考虑投资费用、一次能源消耗、CO₂排放、供能可靠性的综合评价指标的含CCHP的微能源网系统容量和运行策略的优化配置模型。算例仿真结果表明,所建立的模型在保证系统供能可靠性下能够促进可再生能源的消纳并提高系统的经济性。

关键词:微能源网;可再生能源消纳;优化配置;可靠性;冷热电联供

中图分类号:TM715

文献标志码:A

文章编号:2096-3203(2019)05-0121-09

0 引言

随着能源危机和环境污染问题的日益严峻,充分开发利用可再生能源和实现能源的梯级利用已成为世界各国解决该问题的重要应对策略^[1-4]。以风力发电和光伏发电为代表的可再生能源发电方式发电成本低,环境污染小,但其输出具有间歇性和随机性,消纳问题凸显^[5-8]。冷热电联供系统(combined cooling heating and power, CCHP)同时提供电能、热能、冷能,实现能量的梯级利用并减少污染气体的排放。将可再生能源融入CCHP系统中,形成综合能源系统的典型应用—含CCHP的微能源网,是提高各种能源利用率和可再生能源渗透率的重要途径^[9-12],对微能源网中各种微源容量进行合理的优化配置可实现多种能源的互补协调,扩大可再生能源消纳空间。

目前,关于含CCHP的微能源网容量优化配置的问题,已有一些研究。文献[13]以CCHP系统的能量流为基础,对CCHP系统的容量和运行进行优化;文献[14]设计了一种冷热电联供系统的三级协同整体优化方法,分别求解最优设备选型、最优设备容量和最优运行参数问题;文献[15]对计及蓄能装置的CCHP系统设备容量和运行模式进行了优化;文献[16]考虑综合需求侧响应及能量枢纽运行约束,建立了能量枢纽优化配置规划模型。但上述研究中微能源网均未将光伏、风电等可再生能源作

为主要的二次能源。文献[17]将太阳能与CCHP系统相结合,建立了能源、环境等多指标评价体系,对系统的容量进行了优化配置;文献[18]构建了包含风电机组、光伏、CCHP、电气转换储能系统的微能源网,考虑电制冷/热比例等运行方式的影响,对微能源网的关键设备容量进行多目标优化配置;文献[19]针对风机、热电联产、燃气锅炉等设备组成的能量枢纽,引入失负荷期望等可靠性指标作为约束,建立了计及可靠性的容量协同优化配置的模型;文献[20]兼顾配置和运行的经济性,考虑电/热负荷需求响应和供需双侧热/电耦合,建立微能源网优化规划模型。上述文献考虑了微能源网中可再生能源与常规能源的互补协调供能和容量配置与运行的协同优化,但其优化模型中未同时考虑具体的可再生能源消纳指标和供能可靠性指标。

基于上述研究背景,文中根据微能源网的构架和可再生能源系统、发电设备(power generation unit, PGU)发电功率特性,分析了系统的能量流关系,提出促进可再生能源消纳和提高能源利用率的运行策略,建立了含CCHP的微能源网系统容量和运行策略的优化配置模型。算例对比分析了4种场景的经济性、环保性、一次能源利用率、可靠性,验证了模型的有效性和合理性。

1 含CCHP的微能源网系统

1.1 微能源网系统的构成

含CCHP的微能源网系统构架和能量流如图1所示。其中可再生能源发电系统为风力发电机(wind turbines, WT)、光伏电池(photovoltaic, PV)和

收稿日期:2019-03-21;修回日期:2019-04-27

基金项目:广东省自然科学基金资助项目(S2013010012431, 2014A030313509)

储能装置蓄电池。冷热电联供系统包括 PGU、热回收装置(heat recovery system, HRS)、吸收式制冷机(absorption chiller, AC)和热转换装置(heating exchanger, HE), 锅炉和电制冷机(electric chiller, EC)代表了电、气、热输入和输出耦合设备, 提高供需侧的平衡能力。

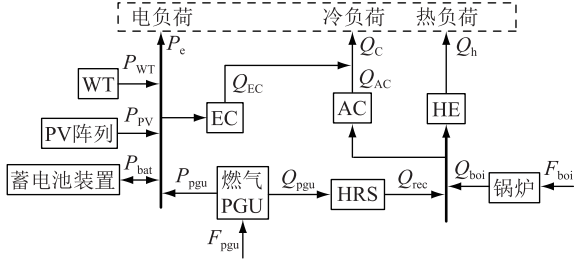


图1 含CCHP的微能源网系统结构

Fig.1 Structure of micro-energy grid system with CCHP

1.2 微能源网系统的能量流

图1所示系统中, WT、PV、PGU和蓄电池四者互补协调, 满足系统电负荷需求, 而PGU发电同时产生的余热可回收, 与锅炉互补可满足冷负荷和热负荷的需求。优化电制冷比例系数, 将部分冷负荷转换为电负荷, 促进可再生能源的消纳。源荷需满足实时平衡。

(1) 电负荷的平衡。系统电负荷含用户用电负荷及电制冷用电负荷, 设电制冷比例系数为 y , 则:

$$P_{EC,t} = yQ_{e,t}/E_{COP,EC} \quad (1)$$

$$P_{PV,t} + P_{WT,t} + P_{bat,t}^{dis} + P_{pgu,t} = P_{e,t} + P_{EC,t} + P_{bat,t}^{char} \quad (2)$$

(2) 冷负荷的平衡。

$$Q_{c,t} = Q_{EC,t} + Q_{AC,t} \quad (3)$$

(3) 热负荷的平衡。

$$Q_{h,t} = (Q_{boi,t} + Q_{rec,t} - Q_{AC,t}/E_{COP,AC})\eta_{he} \quad (4)$$

式中: $P_{PV,t}$, $P_{WT,t}$, $P_{pgu,t}$ 分别为 t 时段光伏、风机、PGU 出力; $P_{EC,t}$, $P_{e,t}$ 分别为 t 时段 EC 和用户用电消耗电功率; $P_{bat,t}^{dis}$, $P_{bat,t}^{char}$ 分别为 t 时段蓄电池的放电功率和充电功率; $Q_{c,t}$, $Q_{h,t}$ 分别为 t 时段冷热负荷功率; $Q_{EC,t}$, $Q_{AC,t}$ 分别为 t 时段资助和 AC 的制冷量; $Q_{boi,t}$, $Q_{rec,t}$ 分别为 t 时段锅炉产生热量、PGU 产生余热回收量; $E_{COP,EC}$, $E_{COP,AC}$ 分别为 EC 与 AC 的能效系数; η_{he} 为 HE 的效率。

1.3 微能源网系统建模

(1) PV 模型。PV 的输出功率主要跟光照强度、环境温度相关^[21]。

$$P_{PV,j,t} = P_{PV,j}^{stc} G_{j,t} [1 + k(T_{PV,j,t} - T_{set})] / G^{stc} \quad (5)$$

$$T_{PV,j,t} = T_{env,t} + 30G_{j,t}/1000 \quad (6)$$

式中: $P_{PV,j,t}$ 为第 j 组 PV 在 t 时段的输出功率; $P_{PV,j}^{stc}$

为第 j 组 PV 在标准测试环境下的最大测试功率; $G_{j,t}$ 为第 j 组 PV 在 t 时段光照强度; G^{stc} 为标准测试条件下的光照强度, 取 1000 W/m^2 ; $T_{PV,j,t}$ 为第 j 组 PV 在 t 时段温度; T_{set} 为参考设定温度; $T_{env,t}$ 为 t 时段的环境温度; k 是功率温度系数。

(2) WT 模型。WT 输出功率与其性能、风速相关, 输出功率与风速之间的关系可用下式描述^[22]:

$$P_{WT,k,t} = \begin{cases} 0 & v_k^{out} < v_{k,t} < v_k^{in} \\ P_{WT,k}^{nom} \frac{v_{k,t} - v_k^{in}}{v_k^{nom} - v_k^{in}} & v_k^{in} < v_{k,t} < v_k^{out} \\ P_{WT,k}^{nom} & v_k^{nom} < v_{k,t} < v_k^{out} \end{cases} \quad (7)$$

式中: $P_{WT,k,t}$, $v_{k,t}$ 分别为第 k 台 WT 在 t 时段的实际输出功率和 WT 所处地理位置的实际风速; v_k^{nom} , v_k^{in} , v_k^{out} 分别为第 k 台 WT 的额定风速、切入风速和切出风速。

(3) 燃气 PGU 模型。根据电能、余热和天然气耗量的关系, 建立如下的燃气 PGU 的模型^[23]。

$$F_{pgu,i,t} = P_{pgu,i,t} / \eta_{pgu,i} \quad (8)$$

$$Q_{rec,i,t} = P_{pgu,i,t} (1 - \eta_{pgu,i}) \eta_{rec,i} / \eta_{pgu,i} \quad (9)$$

式中: $\eta_{pgu,i}$, $\eta_{rec,i}$ 分别为第 i 台燃气 PGU 的发电效率、热回收效率; $P_{pgu,i,t}$, $F_{pgu,i,t}$, $Q_{rec,i,t}$ 分别为第 i 台燃气 PGU 在 t 时段输出电功率、燃料耗量、余热回收量。

(4) 储能蓄电池模型。文中采用蓄电池为储能设备, 蓄电池的供电能力与缓冲能力、蓄电池的剩余电量和充放电功率相关, 通常采用蓄电池荷电状态(state of charge, SOC)反应蓄电池的剩余电量状态, SOC 的计算方法如下:

$$S_{bat,l,t} = S_{bat,l,t-1} (1 - \delta_{bat,l}) + P_{l,t}^{char} \Delta t / \eta_{bat,l}^{char} / E_{bat,l}^{nom} \quad (10)$$

$$S_{bat,l,t} = S_{bat,l,t-1} (1 - \delta_{bat,l}) - P_{l,t}^{dis} \Delta t / \eta_{bat,l}^{dis} / E_{bat,l}^{nom} \quad (11)$$

式中: $S_{bat,l,t}$, $S_{bat,l,t-1}$ 分别为第 l 组蓄电池在 $t, t-1$ 时段的 SOC 值; $\delta_{bat,l}$ 为第 l 组蓄电池的自放电率; $P_{l,t}^{char}$, $P_{l,t}^{dis}$ 分别为第 l 组蓄电池 t 时段的充放电功率; $\eta_{bat,l}^{char}$, $\eta_{bat,l}^{dis}$, $E_{bat,l}^{nom}$ 分别为第 l 组蓄电池充放电效率和额定容量。

(5) 燃气锅炉模型。燃气锅炉产生热量补充系统的能量需求。燃气锅炉产生的热量与锅炉的效率有关:

$$F_{boi,m,t} = Q_{boi,m,t} / \eta_{boi,m} \quad (12)$$

式中: $F_{boi,m,t}$ 为第 m 台燃气锅炉在 t 时段的燃料消耗; $\eta_{boi,m}$ 为第 m 台燃气锅炉的热效率。

2 含 CCHP 的微能源网容量优化配置

2.1 促进可再生能源消纳的控制策略

系统中能量关系复杂,各微源的发电成本和发电特性各异,系统的运行控制策略将直接影响系统配置方案及其运行,是实现系统经济性、可靠性和环保性的关键。通常,含可再生能源的微网系统中采用风能、太阳能和蓄电池的互补控制策略。CCHP 系统主要采用“以电定热”(following electric load, FEL)或“以热定电”(following thermal load, FHL)控制策略,但是这 2 种控制策略都将产生多余的电能或热能。文中考虑可再生能源的发电特性、负荷特性和 CCHP 系统的特点,提出如下的控制策略。

(1) 优先利用可再生能源发电,配置 EC 实现电冷负荷灵活转换,并优化电制冷比例系数,减少电能的浪费和提高可再生能源的渗透率与装机容量。

(2) PGU 工作模式采用“以电定热”,PGU 与 PV、WT、蓄电池优化协调供电,利用其余热实现能量梯级利用。

(3) 利用锅炉设备补充系统热量的不足,并建立供热可靠性指标,提高系统供热的可靠性。

2.2 微能源网容量优化配置模型

2.2.1 评价指标

评价该微能源网优劣,需要具体的评价指标。文中从经济、能耗、环保和可靠性几个方面建立该微能源网系统的评价指标。

(1) 系统投资等年值成本。微能源网规划中,设备的投资成本是其主要经济成本,设备容量的优化可减少投资成本。文中微能源网系统的投资成本主要包括 PV、WT、PGU、锅炉等的成本,计算方法如下:

$$C_{\text{inv}} = \sum_{i=1}^{N_c} \sum_{j=1}^{N_s} C_{\text{cap},i,j} \frac{r(1+r)^{Y_n}}{(1+r)^{Y_n} - 1} \quad (13)$$

式中: i, j 分别为微源的类型、数量; C_{inv} 为微源的投资费用; $C_{\text{cap},i,j}$ 为第 i 种第 j 台微源的初始投资成本,其值与微源的装机容量有关; r 为贴现率; Y_n 为微源的使用年限。

(2) 一次能源的耗量。一次能源的耗量主要是天然气的耗量。天然气的耗量由 PGU 和锅炉产生,计算方法如下:

$$F_{\text{fuel}} = \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^{N_{\text{boi}}} F_{\text{boi},m,t} + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{\text{pgu}}} F_{\text{pgu},i,t} \quad (14)$$

(3) CO_2 排放量。系统所有微源为清洁能源,

排放污染物小,仅天然气燃烧时排放少量 CO_2 。

$$E_{\text{CO}_2} = \mu_{\text{CO}_2} F_{\text{fuel}} \quad (15)$$

(4) 供能可靠性。通常以负荷缺电率(loss of power supply probability, LPSP)作为系统的供电可靠性指标^[24]。根据系统中的能量流,建立供电可靠性指标— f_{LPSP} 和供热可靠性指标—负荷缺热率(loss of heat supply probability, LHSP) f_{LHSP} 。以 P_{pgu} 表示 PGU 的额定功率, $P_{e,t}^{\text{la}}$, $P_{h,t}^{\text{la}}$ 分别为系统 t 时段电功率缺额和热量缺额:

$$P_{e,t}^{\text{la}} = P_{e,t} + P_{\text{EC},t} + P_{\text{bat},t}^{\text{char}} - P_{\text{PV},t} - P_{\text{WT},t} - P_{\text{pgu}} - P_{\text{bat},t}^{\text{dis}} \quad (16)$$

$$P_{h,t}^{\text{la}} = (1-y)Q_{c,t}/E_{\text{COP,AC}} + Q_{h,t}/\eta_{\text{he}} - Q_{\text{rec},t} - Q_{\text{boi},t} \quad (17)$$

LPSP 和 LHSP 定义为:

$$f_{\text{LPSP}} = \sum_{t=1}^T \max(0, P_{e,t}^{\text{la}}) / \sum_{t=1}^T P_{e,t} \quad (18)$$

$$f_{\text{LHSP}} = \frac{\sum_{t=1}^T \max(0, P_{h,t}^{\text{la}})}{\sum_{t=1}^T [(1-y)Q_{c,t}/E_{\text{COP,AC}} + Q_{h,t}/\eta_{\text{he}}]} \quad (19)$$

文中采用指标(1)和(2)作为优化目标,而(3)和(4)作为约束条件考虑。

2.2.2 目标函数

考虑到燃料耗量通过燃料的成本可以转为燃料经济成本,文中建立了考虑系统投资成本和燃料成本的经济性目标函数。

$$\min f = C_{\text{inv}}(x, y) + C_{\text{fuel}} F_{\text{fuel}}(x, y) \quad (20)$$

式中: C_{fuel} 为燃料价格; x, y 分别为系统容量和运行优化变量。

2.2.3 约束条件

(1) 微源容量约束。

$$\left\{ \begin{array}{l} C_{\text{PV}}^{\min} \leq \sum_{j=1}^{N_{\text{PV}}} P_{\text{PV},j} \leq C_{\text{PV}}^{\max} \\ C_{\text{WT}}^{\min} \leq \sum_{k=1}^{N_{\text{WT}}} P_{\text{WT},k} \leq C_{\text{WT}}^{\max} \\ C_{\text{pgu}}^{\min} \leq \sum_{i=1}^{N_{\text{pgu}}} P_{\text{pgu},i} \leq C_{\text{pgu}}^{\max} \\ C_{\text{boi}}^{\min} \leq \sum_{m=1}^{N_{\text{boi}}} P_{\text{boi},m} \leq C_{\text{boi}}^{\max} \end{array} \right. \quad (21)$$

式中: C_{PV}^{\min} , C_{WT}^{\min} , C_{pgu}^{\min} , C_{boi}^{\min} , C_{PV}^{\max} , C_{WT}^{\max} , C_{pgu}^{\max} , C_{boi}^{\max} 分别为 PV、WT、PGU 和锅炉安装容量的下限和上限。

(2) 微源输出功率约束。

$$\begin{cases} P_{PV,j}^{\min} \leq P_{PV,j} \leq P_{PV,j}^{\max} \\ P_{WT,k}^{\min} \leq P_{WT,k} \leq P_{WT,k}^{\max} \\ P_{pgu,i}^{\min} \leq P_{pgu,i} \leq P_{pgu,i}^{\max} \\ P_{boi,m}^{\min} \leq P_{boi,m} \leq P_{boi,m}^{\max} \end{cases} \quad (22)$$

式中: P_{PV}^{\min} , P_{WT}^{\min} , P_{pgu}^{\min} , P_{boi}^{\min} , P_{PV}^{\max} , P_{WT}^{\max} , P_{pgu}^{\max} , P_{boi}^{\max} 分别为 PV、WT、PGU 和锅炉输出功率的下限和上限。

(3) 蓄电池充放电约束。过度充放电、频繁充放电会降低蓄电池的寿命,为保证蓄电池的使用寿命和提高系统的可靠性,蓄电池 SOC 与充放电功率受到约束。

$$S_{bat,l}^{\min} \leq S_{bat,l,t} \leq S_{bat,l}^{\max} \quad (23)$$

$$\begin{cases} P_{l,t}^{\text{char}} \leq \lambda_1 E_{bat,l}^{\text{nom}} / \Delta t \\ P_{l,t}^{\text{dis}} \leq \lambda_2 E_{bat,l}^{\text{nom}} / \Delta t \end{cases} \quad (24)$$

式中: $S_{bat,l}^{\min}$, $S_{bat,l}^{\max}$ 分别为第 l 组蓄电池 SOC 的下限和上限。

(4) EC 约束。

$$0 \leq Q_{EC,i,t} \leq Q_{EC,i}^{\text{nom}} \quad (25)$$

(5) AC 约束。

$$0 \leq Q_{AC,i,t} \leq Q_{AC,i}^{\text{nom}} \quad (26)$$

(6) 碳排放约束。考虑到温室效应和低碳经济,在优化规划模型中加入对碳排放的约束,限制 CO_2 排放量。

$$E_{\text{CO}_2} \leq k_{\text{CO}_2} \quad (27)$$

式中: μ_{CO_2} , k_{CO_2} 分别为天然气的 CO_2 排放因子和允许的 CO_2 的最大排放量。

(7) 系统可靠性约束。基于文中提出的可靠性指标,建立的约束条件为:

$$\begin{cases} f_{\text{LPSP}} \leq \omega_e \\ f_{\text{LHSP}} \leq \omega_h \end{cases} \quad (28)$$

式中: ω_e , ω_h 分别为负荷允许的缺电率和缺热率。

(8) 可再生能源渗透率约束。

$$r_{\text{REP}} = \frac{\sum_{j=1}^{N_{\text{PV}}} \sum_{t=1}^T P_{\text{PV},j,t} + \sum_{k=1}^{N_{\text{WT}}} \sum_{t=1}^T P_{\text{WT},k,t}}{\sum_{t=1}^T (P_{e,t} + Q_{c,t} + Q_{h,t})} \geq \theta \quad (29)$$

2.3 模型求解

文中优化模型具有变量多,非线性,多约束,强耦合的特点。启发式算法通常不依赖于具体的应用问题,具有全局搜索能力,求解速度快,文中采用粒子群算法 (particle swarm optimization, PSO) 求解。

3 算例分析

3.1 基础数据及仿真设置

为验证文中提出的模型和优化配置方案的正

确性和合理性,利用 DeST^[25] 软件虚构我国西部某区域一办公楼为研究对象,办公楼面积为 5 000 m², 8 层,楼高为 3.3 m (假设该区域具备建设一定容量的 WT 与 PV 阵列的场地)。根据该区域风速、光照、天气预测和负荷需求预测,建立如图 1 所示的含 CCHP 的微能源网系统。采用 Homer 软件对该地区 (东经 103.4°, 北纬 36°) 进行风光资源的模拟,该地区年平均风速为 6.43 m/s,年平均日辐射量为 4.54 (kW·h)/m²,全年光照辐射量为 1 657 (kW·h)/m²、风光资源丰富。通过 DeST 软件获取该办公楼的冷热负荷,如图 2 所示。微能源网系统主要参数^[26-27] 如表 1 所示,部分参数见参考文献[16]。

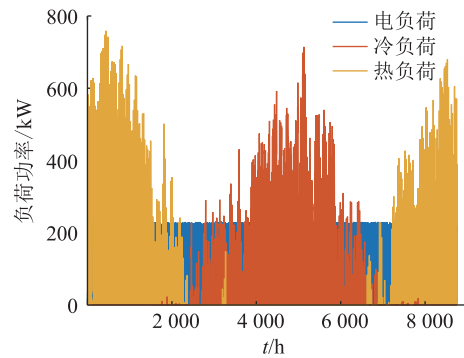


图 2 全年电和冷及热负荷数据

Fig.2 Annual electricity, cooling and heating load data

表 1 微能源网系统主要参数

Table 1 Main parameters of micro-energy grid system

参数类型	设备	参数符号	数值
单位价格/ (元·kW ⁻¹)	WT		8 000
	PV		10 000
	PGU		6 800
	蓄电池		6 000
	锅炉		300
能效比	EC	$E_{\text{COP,EC}}$	3
	AC	$E_{\text{COP,AC}}$	0.7
效率	HRS	η_{rec}	0.8
	HE	η_{he}	0.8
	锅炉	η_{boi}	0.8
	PGU	η_{pgu}	0.28
CO ₂ 排放因子/ [g·(kW·h) ⁻¹]	天然气	μ_{CO_2}	220

全年电负荷变化不大,平均值为 125.7 kW,冷负荷主要分布在过渡季和夏季的 9:00~21:00(4 月至 9 月),年最大冷负荷为 714.6 kW,而热负荷分布在过渡季和冬季的 8:00~21:00(10 月至次年的 3 月),年最大热负荷为 759 kW。仿真时间为 1 a,仿真步长为 1 h,选取工程寿命期为 20 a。

为验证文中所建模型的有效性,分别构建以下

4 种场景,如表 2 所示。

表 2 4 种场景描述

Table 2 Description of four scenarios

场景	I	II	III	IV
PV	✓	✓	✓	✓
WT	✓	✓	✓	✓
PGU	✓	✓	✓	×
蓄电池	✓	✓	✓	✓
锅炉	✓	✓	×	✓
EC	✓	×	✓	✓
AC	✓	✓	✓	×
HE	✓	✓	✓	✓

场景 I:同时考虑电热负荷耦合和电热供能耦合的含 CCHP 的微能源网的优化配置。

场景 II:不考虑电热负荷耦合的含 CCHP 的微能源网的优化配置。

场景 III:不考虑电热供能耦合的含 CCHP 的微能源网的优化配置。

场景 IV:分供系统(separation production, SP)的优化配置,可再生能源发电系统与储能装置提供电能,冷负荷通过 EC 制冷,燃气锅炉提供热能。

3.2 容量优化配置结果分析

对表 2 中 4 种场景分别进行仿真。4 种场景的优化配置结果如图 3 和图 4 所示。

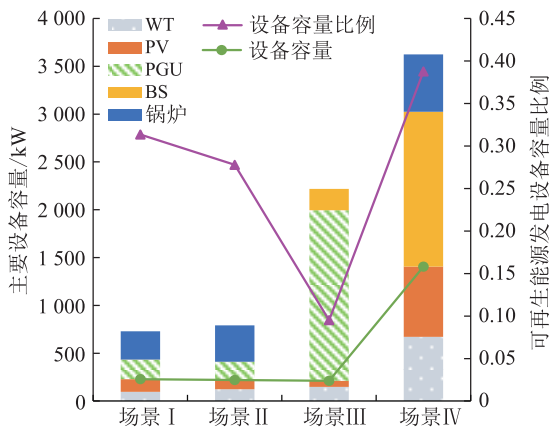


图 3 4 种场景的优化配置结果

Fig.3 Optimal configuration results of four scenarios

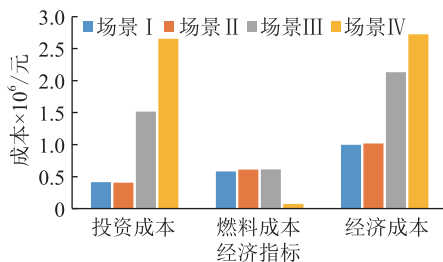


图 4 4 种场景系统年费用

Fig.4 The annual cost of the system for four scenarios

由图可知,3 种不同构架的含 CCHP 的微能源网系统的容量配置和年费用均小于分供系统。分供系统中电热能量流之间无耦合,电源和热源各自供能,风力发电和光伏发电虽不消耗化石能源,但由于风光的间歇和随机性,在满足系统可靠性的条件下,再生能源发电设备和储能设备的容量配置较高,故系统的投资成本和年费用最高。场景 I 的总容量最小,各项经济费用最低,但可再生能源发电容量比例在含 CCHP 的微能源网中最高,为 31.3%,可见场景 I 的微能源网构架最优。

场景 I 与场景 II 比较,场景 I 中增加了 EC,由于电制冷可分担部分冷负荷,提高了系统供需两侧源荷的匹配性,故场景 I 中可再生能源发电设备和 PGU 容量配置高于场景 II,而锅炉容量配置小于场景 II,虽然当前可再生能源发电设备投资成本高,但可再生能源发电不消耗燃料,故场景 I 的年费用低于场景 II。

场景 I 和场景 III 比较,场景 III 中无锅炉补充系统所需的热能,在系统电热负荷比与 PGU 的电热产出比不匹配时,在满足系统供热可靠性和可再生能源渗透率的前提下,系统需配备大量的 PGU 满足热负荷的需求,此时,PGU、WT、PV 产生的电量高于系统的基本电负荷(用户用电负荷),电制冷系数达到了 0.97。故场景 III 中需配备更多的储能装置来实现电负荷的实时平衡。场景 III 的投资成本和燃料成本远高于场景 I。

表 3 为 3 种微网场景的一次能源利用率和 CO₂ 排放量,一次能源利用率的计算方法如下:

$$\delta_{\text{PER}} = \left[P_e + Q_c + Q_h - \sum_{t=1}^T \max(0, P_{e,t}^{\text{la}}) - \sum_{t=1}^T \max(0, P_{h,t}^{\text{la}}) \right] (F_{\text{pgu}} + F_{\text{boi}})^{-1} \quad (30)$$

表 3 3 种场景的一次能源利用率和 CO₂ 排放量

Table 3 Primary energy utilization and carbon dioxide emissions of three scenarios

指标	场景 I	场景 II	场景 III
一次能源利用率/%	0.714	0.681	0.631
CO ₂ 排放量/t	660.5	692.5	696.8

场景 I 的利用率达到了 72.4%,而场景 II 和场景 III 的利用率分别为 68.1%和 63.1%。由于要消纳可再生能源,PGU 工作于 FEL 模式,系统需配置一定容量的锅炉满足冬季热负荷的需求,锅炉的一次能源利用率低,故系统的一次能源利用率没达到 80%。场景 III 中由于 PGU 产生的电能和热能的关

系与冷热负荷关系的不匹配,为供应冷热负荷,导致部分电能被浪费,故一次能源利用率最低。场景Ⅲ中,一次能源耗量最多,CO₂排放量最大。

表4为4种场景的可靠性指标,场景Ⅰ、场景Ⅱ、场景Ⅲ的供电可靠性和供热可靠性指标均在约束内。场景Ⅲ中缺电率为0,而缺热率较高,按照该系统的配置,PGU产生的电能在保证LPSP值为0的情况下,其回收的热量仍无法满足系统冷热负荷需求,若增加锅炉,可提高系统的供热可靠性。

表4 4种场景可靠性指标

Table 4 Reliability indicator of four scenarios

可靠性指标	场景Ⅰ	场景Ⅱ	场景Ⅲ	场景Ⅳ
f_{LPSP}	0.009 9	0.009 69	0	0.009 70
f_{LHSP}	0.026 6	0.027 2	0.016 2	

综合比较,含CCHP的微能源网系统的经济性优于分供系统。在保证供能可靠性的条件下,同时考虑电热负荷耦合和电热供能耦合的含CCHP的微能源网一次能源利用率和可再生能源发电容量比例最高,经济性和环保性最佳。

3.3 基于容量优化配置的微能源网运行能量流分析

以冬夏季典型日的系统运行工况为例,分析系统容量、运行策略与运行的相互作用。

(1) 冬季运行系统能量供应分析。图5为冬季某日运行电能供应情况,该地区当日7:00~18:00 PV阵列持续发电,而风机基本全天输出电力,11:00~15:00,光照强,风速大,电负荷重,系统电负荷主要由可再生能源发电系统供给,PGU补充电力不足,可再生能源发电率高于50%(可再生能源发电率为可再生能源发电设备输出功率与电负荷功率的比值),3:00、7:00、21:00~24:00,负荷轻,风机输出可满足负荷需求,并有部分浪费,PGU无需启动,可再生能源利用率达到最大值100%。PGU提供的备用容量最小值为40 kW,最大值为203 kW。PGU灵活的功率调节不仅可以改善可再生能源输出不稳定的缺点,还实现了系统的调峰和备用作用。

图6为该日的热负荷和PGU、锅炉出力情况(该日冷负荷为0)。1:00~2:00、4:00~6:00,热负荷为0,PGU满足电负荷需求的同时产生热量,这部分热量被浪费,PGU此段时间的燃料利用率最低。其他时间段内PGU的热功率输出低于系统热负荷需求,PGU与锅炉同时提供热能,PGU的热功率输出无浪费,PGU的燃料利用率达到最大值85%。13:00、21:00,锅炉额定功率运行仍不能满足热负荷,系统热量供应不足。

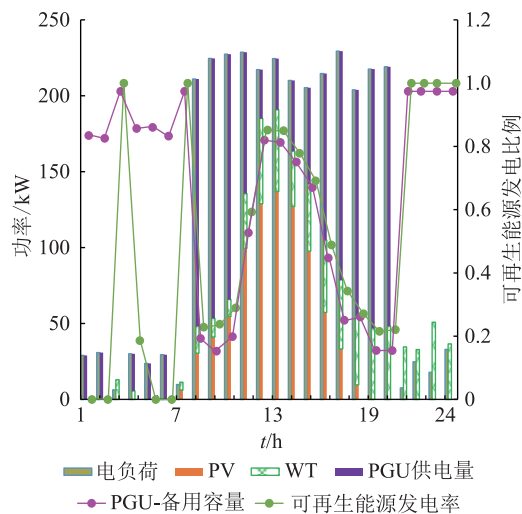


图5 冬季某日系统内电能供应情况

Fig.5 Power supply in the system one day in winter

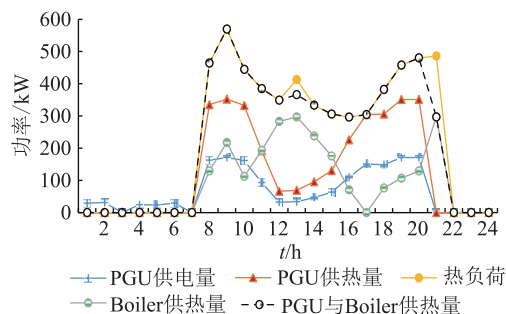


图6 冬季某日的热负荷分布和PGU、锅炉出力情况

Fig.6 The distribution of heating load and output of PGU and boiler one day in winter

(2) 夏季运行系统能量供应分析。图7为夏季某日系统运行电力供应情况,系统电负荷包含系统基本电负荷和EC制冷的等价电负荷。0:00~4:00, 21:00~24:00,无日照,仅WT产生电能,此时电负荷低,WT实现系统电负荷平衡,并产生余量,此时可再生能源发电率达到最大值1。8:00~20:00,该楼电负荷和冷负荷大,可再生能源满足系统基础电负荷的余量为负值,PGU启动,可再生能源与PGU协同供能实现系统电负荷实时平衡,可再生能源最大发电率为57%,最小值为23%。

图8为该日的冷能供应情况。锅炉在9:00~15:00、21:00这2个时间段启动,补充系统热量的不足,此时PGU效率达到最大值0.856,PGU余热无浪费。5:00~6:00、8:00,PGU因满足电负荷实时平衡而启动,此时冷负荷为0,PGU效率最低,为0.28,产生的热量全部浪费。0:00~4:00,22:00~24:00,冷负荷为0,风力发电满足系统电负荷,PGU未启动,其余时间段,PGU的余热满足系统冷负荷并产生部分浪费,PGU的效率介于最小值0.28和最大值0.856之间。

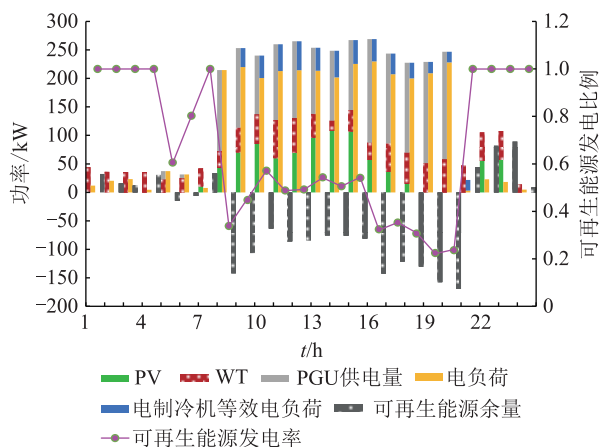


图7 夏季某日系统内电能供应情况

Fig.7 Power supply in the system one day in summer

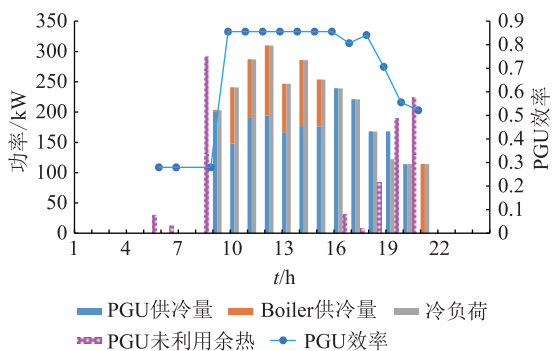


图8 夏季某日的冷负荷分布和 PGU、锅炉出力情况

Fig.8 The distribution of cooling load and output of PGU and boiler one day in summer

可再生能源优先发电和电制冷系数优化的运行策略下,可再生能源发电率在负荷高峰期时达到50%以上,在负荷低谷期时,最高可以达到100%。PGU工作在FEL模式,其灵活的功率调节可以改善可再生能源输出波动的缺点,提高了供能的可靠性,但在热/冷负荷较低的情况下,会产生部分热量浪费。

3.4 电制冷比例系数对系统配置影响

图9为不同电制冷比系数下系统配置情况,随着电制冷比系数的增加,系统中可再生能源装机容量增加,可消纳更多的可再生能源,其中PV容量增加显著,由于PV出力时间主要为白天,与夏季冷负荷集中时间相匹配,PGU容量随之增加,满足增加的电负荷需求,同时作为可控电源,提高系统的可靠性,减少储能设备的投资。由于PV单位投资成本高,系统投资成本提高,当电制冷比高于PGU的电热比,PGU夏季效率低,燃料费用增加,系统总成本增加,优化电制冷比系数,可以改变系统电热负荷比,提高PGU的利用率,减少燃料费用,提高系统的经济性。

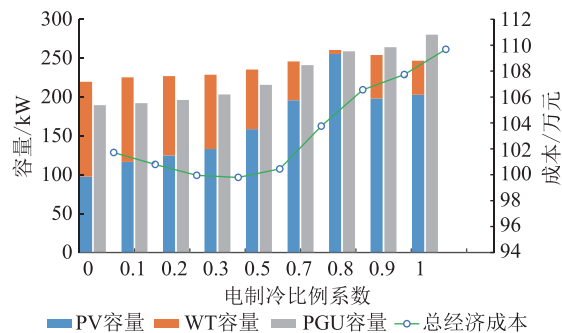


图9 电制冷比例系数对系统配置的影响

Fig.9 Effect of electric refrigeration proportional coefficient on system configuration

4 结论

文中针对含CCHP的微能源网优化配置问题,建立了考虑可再生能源消纳的微能源网系统容量和运行策略的优化配置模型,通过对算例多场景的优化结果对比和分析,得出的主要结论为:

(1) 含CCHP的微能源网的经济性优于分供系统。微能源网中增加EC,改变电热负荷的比例,提高源荷的匹配性,提高了可再生能源的渗透率和装机容量,减少燃料费用。以天然气为燃料的PGU实现能源的梯级利用,提高了一次能源的利用率,同时其灵活的功率调节解决了风能、太阳能间歇性的缺点,减少了储能装置的容量,保证了供电的可靠性。

(2) 可再生能源优先发电和电制冷系数优化的运行策略下,系统的可再生能源发电率在负荷高峰期或夜晚风大、低负荷期时达到50%以上,但由于可再生能源的随机性和不稳定性,PGU需工作在FEL模式,在电负荷高,而冷热负荷低的情况下会产生部分热量浪费,降低了一次能源利用率。在冷热负荷高峰期,锅炉补充系统热量的不足,提高系统供热可靠性。

参考文献:

- [1] 吴利乐,郑源,王爱华,等. 可再生能源综合利用的研究现状与展望[J]. 华北水利水电大学学报,2015,36(3):82-85.
WU Lile, ZHENG Yuan, WANG Aihua, et al. Research status and prospect about comprehensive utilization of renewable energy[J]. Journal of North China University of Water Resources and Electric Power,2015,36(3):82-85.
- [2] 吴长元,吴杰康,翁子豪,等. 新能源配电网多类型有功无功电源容量协同优化[J]. 广东电力,2018,31(3):98-108.
WU Changyuan, WU Jiekang, WENG Zihao, et al. Collaborative optimization on multi-typed active and reactive power source capacities of new energy power distribution network[J]. Guangdong Electric Power,2018,31(3):98-108.
- [3] 熊浪,吴杰康,杨秀菊,等. 新能源环境下配电网无功电压协

- 调优化[J]. 广东电力,2018,31(6):54-60.
LUO Lang, WU Jiekang, YANG Xiuju, et al. Coordination and optimization for reactive power voltage of power distribution network under new energy environment [J]. Guangdong Electric Power, 2018, 31(6): 54-60.
- [4] 王江江,王壮,杨颖,等. 分布式冷热电联供系统集成设计与优化研究进展[J]. 分布式能源,2017,2(2):1-10.
WANG Jiangjiang, WANG Zhuang, YANG Ying, et al. Review of integrated design and optimization of distributed combined cooling heating and power system [J]. Distributed Energy, 2017, 2(2): 1-10.
- [5] 王羽. 基于热力系统储热控制的大规模风电消纳研究[J]. 电力工程技术,2018,37(6):145-150.
WANG Yu. Large scale wind power consumption based on heat storage control of thermal system [J]. Electric Power Engineering Technology, 2018, 37(6): 145-150.
- [6] 崔德民,赵海兵,方燕琼,等. 考虑就地消纳与外送相协调的可再生能源生产模拟[J]. 电力系统保护与控制,2018,46(16):112-118.
CUI Demin, ZHAO Haibing, FANG Yanqiong, et al. Renewable energy production simulation considering the coordination between local consumption and transmission [J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(16): 112-118.
- [7] 许汉平,李姚旺,苗世洪,等. 考虑可再生能源消纳效益的电力系统"源-荷-储"协调互动优化调度策略[J]. 电力系统保护与控制,2017,45(17):18-25.
XU Hanping, LI Yaowang, MIAO Shihong, et al. Optimization dispatch strategy considering renewable energy consumptive benefits based on "source-load-energy storage" coordination in power system [J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(17): 18-25.
- [8] 李振坤,鲍新雨,邵宇鹰,等. 考虑多种调压措施的分布式光伏消纳能力研究[J]. 电力系统保护与控制,2018,46(8):10-16.
LI Zhenkun, BAO Xinyu, SHAO Yuying, et al. Studying accommodation ability of distributed photovoltaic considering various voltage regulation measures [J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(8): 10-16.
- [9] 王成山,洪博文,郭力,等. 冷热电联供微网优化调度通用建模方法[J]. 中国电机工程学报,2013,33(31):26-33.
WANG Chengshan, HONG Bowen, GUO Li, et al. A general modeling method for optimal dispatch of combined cooling, heating and power Microgrid [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(31): 26-33.
- [10] 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 Fushuang, et al. From smart grid to energy internet: basic concept and research framework [J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(15): 1-11.
- [11] 甘霖,陈瑜玮,刘育权,等. 含可再生能源的微网冷-热-电多能流协同优化与案例分析[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):275-281.
GAN Lin, CHEN Yuwei, LIU Yuquan, et al. Coordinative optimization of multiple energy flows for microgrid with renewable energy resources and case study [J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 275-281.
- [12] 熊焰,吴杰康,王强,等. 风光气储互补发电的冷热电联供优化协调模型及求解方法[J]. 中国电机工程学报,2015,35(14):3616-3625.
XIONG Yan, WU Jiekang, WANG Qiang, et al. An optimization coordination model and solution for combined cooling, heating and electric power systems with complimentary generation of Wind, PV, Gas and energy storage [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14): 3616-3625.
- [13] WANG Jiangjiang, JING Youyin. Optimization of capacity and operation for CCHP system by genetic algorithm [J]. Applied Energy, 2010(87): 1325-1335.
- [14] 赵峰,张承慧,孙波,等. 冷热电联供系统的三级协同整体优化设计方法[J]. 中国电机工程学报,2015,35(15):3785-3793.
ZHAO Feng, ZHANG Chenghui, SUN Bo, et al. Three-stage collaborative global optimization design method of combined cooling heating and power [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(15): 3785-3793.
- [15] 胡荣,马杰,李振坤,等. 分布式冷热电联供系统优化配置与适用性分析[J]. 电网技术,2017,41(2):83-90.
HU Rong, MA Jie, LI Zhenkun, et al. Optimal allocation and applicability analysis of distributed combined cooling-heating-power system [J]. Power System Technology, 2017, 41(2): 83-90.
- [16] 崔鹏程,史俊祎,文福拴,等. 计及综合需求侧响应的能量枢纽优化配置[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):101-109.
CUI Pengcheng, SHI Junyi, WEN Fushuan, et al. Optimal energy hub configuration considering integrated demand response [J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 101-109.
- [17] 吴红斌,王东旭,刘星月. 太阳能冷热电联供系统的策略评估和优化配置[J]. 电力系统自动化,2015,39(21):46-51.
WU Hongbin, WANG Dongxu, LIU Xingyue. Strategy evaluation and optimal allocation of combined cooling heating and power system with solar [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(21): 46-51.
- [18] 刘维康,王丹,余晓丹,等. 考虑电气转换储能和可再生能源集成的微能源网多目标规划[J]. 电力系统自动化,2018,42(16):11-20,72.
LIU Weikang, WANG Dan, YU Xiaodan, et al. Multi-objective planning of Micro energy network considering P2G-based storage system and renewable energy integration [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(16): 11-20, 72.
- [19] 罗艳红,梁佳丽,杨东升,等. 计及可靠性的电-气-热能量枢纽配置与运行优化[J]. 电力系统自动化,2018,42(4):47-53.

- LUO Yanghong, LIANG Jiali, YANG Dongsheng, et al. Configuration and operation optimization of electricity-gas-heat energy hub considering reliability [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4): 47-53.
- [20] 宋阳阳, 王艳松, 衣京波. 计及需求侧响应和热/电耦合的微网能源优化规划 [J]. 电网技术, 2018, 42(11): 3469-3476.
- SONG Yangyang, WANG Yansong, YI Jingbo. Microgrid energy source optimization planning considering demand side response and thermo-electrical coupling [J]. Power System Technology, 2018, 42(11): 3469-3476.
- [21] MORADI MH, ESKANDARI M. A hybrid method for simultaneous optimization of DG capacity and operational strategy in microgrids considering uncertainty in electricity price forecasting [J]. Renewable Energy, 2014, 68(7): 697-714.
- [22] 张节潭, 程浩忠, 胡泽春, 等. 含风电场的电力系统随机生产模拟 [J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(28): 34-39.
- ZHANG Jietan, CHENG Haozhong, HU Zechun, et al. Power system probabilistic production simulation including wind farms [J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(28): 34-39.
- [23] LI Longxi, MU Hailin, LI Nan, et al. Analysis of the integrated performance and redundant energy of CCHP systems under different operation strategies [J]. Energy and Buildings, 2015, 99: 231-242.
- [24] 徐大明, 康龙云, 曹秉刚. 基于 NSGA-II 的风光互补独立供电系统多目标优化 [J]. 太阳能学报, 2006, 27(6): 593-598.
- XU Daming, KANG Longyun, CAO Binggang. Stand-alone hybrid wind/PV power system using the NSGA-II [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2006, 27(6): 593-598.
- [25] LI Longxi, MU Hailin, GAO Weijun, et al. Optimization and analysis of CCHP system based on energy loads coupling of residential and office buildings [J]. Applied Energy, 2014(136): 206-216.
- [26] 梁惠施, 程林, 苏剑. 微网的成本效益分析 [J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(S1): 38-44.
- LIANG Huishi, CHENG Lin, SU Jian. Cost benefit analysis for Microgrid [J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(S1): 38-44.
- [27] WANG Jiangjiang, ZHAI Zhiqiang, JING Youyin, et al. Sensitivity analysis of optimal model on building cooling heating and power system [J]. Applied Energy, 2011, 88(12): 5143-5152.

作者简介:



陈灵敏

陈灵敏(1981),女,博士在读,讲师,研究方向为电力系统运行与控制(E-mail:40613503@qq.com);

吴杰康(1965),男,博士,教授,博士生导师,研究方向为电力系统运行与控制;

唐惠玲(1975),女,博士在读,副教授,研究方向为电力系统运行与控制。

Optimal allocation model of the micro-energy grid with CCHP considering renewable energy consumption

CHEN Lingmin¹, WU Jiekang¹, TANG Huiling¹, XIONG Yan¹, LI Changjie²

(1. School of Automation, Guangdong University of Technology, Guangzhou 510006, China;

2. CSG Power Generation Company, Guangzhou 510630, China)

Abstract: Electricity, gas, heat and other energy sources are coupled in the micro-energy network, and the coordination optimization of capacity and operation of micro-energy grid is the key to promote the absorption of renewable energy and improve energy efficiency. Aiming at the problem of optimal allocation of micro-energy network with CCHP, the system architecture and energy flow of micro-energy network with electricity, electricity input and electricity and heat output coupling are firstly analyzed, operational strategies to promote renewable energy consumption and improve energy utilization are proposed, and heat supply reliability index based on energy flow is established, then, the micro-energy grid system capacity and the operation strategy system optimal allocation model is established, considering the comprehensive evaluation index of investment cost, primary energy consumption, carbon dioxide emission and energy supply reliability. The simulation results show that the model can promote the consumption of renewable energy and improve the economy of the system while ensuring the reliability of energy supply.

Keywords: micro-energy grid; renewable energy consumption; optimization allocation; reliability; combined cooling heating and power

(编辑 方晶)