

◆ 研究与探讨 ◆

DOI:10.3969/j.issn.1009-1831.2020.01.012

含电转气及电转热的园区综合能源系统建模与优化运行

于雪风^{1,2},徐桂芝²,刘其辉¹,宋洁²,梁丹曦²

(1. 华北电力大学,北京 102206;2. 全球能源互联网研究院有限公司,北京 102211)

Modeling and optimal scheduling of integrated energy system for parks including power to gas and power to heat

YU Xuefeng^{1,2}, XU Guizhi², LIU Qihui¹, SONG Jie², LIANG Danxi²

(1. North China Electric Power University, Beijing 102206, China; 2. Global Energy Interconnection Research Institute, Beijing 102211, China)

摘要:电转气及电转热技术对于消纳新能源及移峰填谷具有重要意义,研究其应用于园区综合能源系统的经济性,对其在需求侧的推广应用具有重要作用。首先对系统中的关键设备建立数学模型;然后以系统运行成本最低为目标,以能量平衡、设备运行、与电网交换功率为约束,建立系统优化运行模型;最后,利用混合整数线性规划法求解该模型。算例表明,与分供系统及“以电定热”“以热定电”的运行策略相比,含电转气与电转热设备的园区综合能源系统经济性更好,运行策略更具优势,且能够提高低谷期用电量,具有较强的移峰填谷能力。

关键词:园区综合能源系统;电转气;电转热;优化运行

Abstract: Power to gas and power to heat are significant to renewable energy accommodation and shift peaks and fill the valley. The research on the economics of applying it to the integrated energy system of the park plays an important role in the promotion and application on the demand side. Firstly, a mathematical model of the key devices in the system is established. Then a system optimization operation model, aiming at the lowest system operating cost, with energy balance, equipment operation, and power exchange with the grid as constraints is established. Finally, the model is solved by the mixed integer linear programming method. The example shows that compared with the separated production system and the operation strategy of FED and FTD, the integrated energy system of the park with power to gas and power to heat is more economical and operational strategy is better. Power to gas and power to heat devices also can effectively utilize the electricity in the power system valley load period, and has a strong ability to shift peaks and fill the valley.

Key words: integrated energy system for parks; power to gas; power to heat; optimal scheduling

0 引言

园区综合能源系统(integrated energy system, IES)作为靠近用户端的终端供能系统,集电、气、热、冷等多种能源形式于一体,能够促进可再生能源的就地消纳,提高能源综合利用率,已经成为未来能源技术发展的重要趋势^[1]。而电转气(power to gas, P2G)及电转热(power to heat, P2H)技术由于在消纳新能源及削峰填谷等方面的作用,已经成为 IES 的重要组成部分^[2]。

P2G 技术指将电力转换为燃料气体的技术,主要包括电转氢和电转甲烷技术,电转氢主要通过电解水生成氢气和氧气,几乎没有碳排放^[3]。文献[4]阐

述了 P2G 技术的原理及其在能源互联网中的应用。文献[5]参考国外先进的示范工程和运行经验,详细分析和对比了 P2G 技术的经济成本和多能源系统互联运行的经济效益,并在此基础上探讨了 P2G 设备运营的经济性。文献[6]分析了 P2G 在削峰填谷、消纳弃风及减少二氧化碳排放方面的有益影响。

P2H 技术可将电能转换为热能,为电-热互联综合能源系统协同运行提供了机遇,其元件包括热泵、电锅炉、储热机构等^[7]。文献[8]提出了 P2G 技术的应用可以减少风力削减,燃料油消耗和热量损失。文献[9]利用电蓄热装置来解决高渗透率风电消纳问题,结果表明电蓄热装置可实现热电解耦,有助于风电的消纳,且可作为调度负荷避峰填谷。

以上研究多面向大型综合能源系统进行,主要针对 P2G 及 P2H 在大规模消纳新能源方面的作用,而鲜有将 P2G 及 P2H 技术用于需求侧的中小型综合能源系统进行研究,这一研究方向对于 P2G 及 P2H 在需求侧的推广应用具有重要意义。

收稿日期:2019-08-26;修回日期:2019-10-13

基金项目:国家电网公司科技项目(2018-2020-SGGR000DLJS1801307)

This work is supported by Science and Technology Project of State Grid(No.2018-2020-SGGR000DLJS1801307)

结合以上背景,本文以含电转气及电转热的园区综合能源系统为研究对象,建立系统中各设备的数学模型。为验证电转气及电转热环节的经济性,建立以运行成本最低为目标的系统优化运行模型,并采用混合整数线性规划的方法求解该模型。最后结合具体实例,论证所提 IES 的优势,并对优化运行策略进行分析。

1 园区综合能源系统模型

本文含电转气及电转热的园区 IES 主要包含光伏电池 (photovoltaic, PV)、碱性电解槽 (alkaline electrolyzer, AE)、储氢罐 (hydrogen storage tank, HST)、质子交换膜燃料电池 (proton exchange membrane fuel cell, PEMFC)、固体蓄热电锅炉 (solid regenerative electric boiler, SREB)、吸收式制冷机 (absorption refrigerator, AR)、电制冷机 (electric refrigerator, ER) 等设备,并与大电网相连,其结构如图 1 所示。电负荷需求由大电网、PV 和 PEMFC 满足,热负荷需求由 PEMFC、SREB 满足,冷负荷需求由 SREB 与 AR 联合制冷满足,并利用 ER 作为补充。

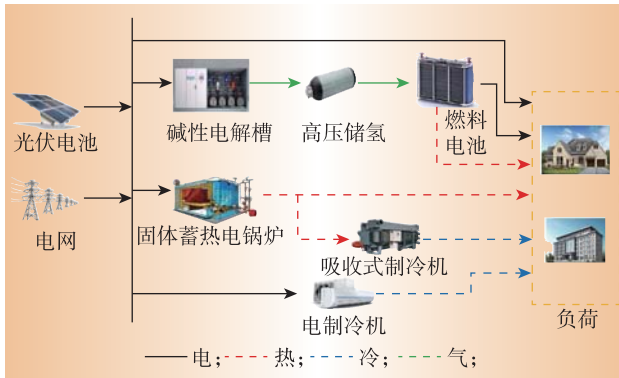


图1 综合能源系统结构

Fig. 1 Structure of integrated energy system

1.1 光伏电池

PV 是利用光伏组件,将太阳能转化为电能的发电系统,其输出功率可表示为

$$P_{PV} = \eta_{PV} K Q_{PV} \quad (1)$$

式中: P_{PV} 为 PV 输出功率; η_{PV} 为 PV 发电效率; K 为太阳辐照度; Q_{PV} 为 PV 容量。

1.2 碱性电解槽

AE 为 IES 系统中主要的 P2G 设备,利用电能电解水制取氢气,即 $2H_2O \rightarrow 2H_2 + O_2$ 过程。AE 主要由碱性电解液、阴极、阳极和横隔膜组成。在阴极,反映方程式为 $2H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + 2OH^-$,水分子被分解为氢离子和氢氧根离子,氢离子得到电子生成氢分子,氢氧根离子在阴、阳极之间的电场力作用下穿过横隔膜到达

阳极;在阳极,反映方程式为 $2OH^- \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + H_2O + 2e^-$,氢氧根离子在阳极失去两个电子生成水分子和氧分子。任意温度下,单电解槽的 U-I 方程为

$$V_{AE} = V_{rev} + \frac{r_1 + r_2 T_{cl}}{A_{cl}} I_{cl} + (s_1 + s_2 T_{cl} + s_3 T_{cl}^2) \log\left(\frac{t_1 + t_2 T_{cl} + t_3 T_{cl}^2}{A_{cl}} I_{cl} + 1\right) \quad (2)$$

其中

$$V_{rev} = \frac{\Delta G}{zF} \quad (3)$$

式中: V_{AE} 为 AE 单池输入电压; V_{rev} 为 AE 逆电压; I_{cl} 为 AE 单池直流电流; A_{cl} 为电解模块面积; r_1 、 r_2 为电解液欧姆电阻参数; T_{cl} 为电解槽温度; s_1 、 s_2 、 s_3 、 t_1 、 t_2 、 t_3 为实验拟合的过电压系数; ΔG 为电化学反应过程中的吉布斯自由能变; z 为每次反应过程电子转移数; F 为法拉第常数。

AE 输入电功率及产生氢气的流量为

$$P_{AE} = V_{AE} N_{AE} I_{cl} \quad (4)$$

$$l_{AE} = \frac{N_{AE} I_{cl}}{zF} \quad (5)$$

式中: P_{AE} 为 AE 输入电功率; l_{AE} 为 AE 产生氢气的流量; N_{AE} 为串联电解槽数量。

1.3 高压储氢罐

HST 是目前最为常用的一种储氢方式,储氢压力为 15 MPa~70 MPa,氢气的储存密度为 3%~7%,技术成熟、成本较低,使用方便快捷。其模型为

$$S_{HST,t} = (1 - \delta_{HST}) S_{HST,t-1} + q_{HST}^{in} \cdot \Delta t \cdot \eta_{HST}^{in} - \frac{q_{HST}^{out} \cdot \Delta t}{\eta_{HST}^{out}} \quad (6)$$

式中: $S_{HST,t}$ 、 $S_{HST,t-1}$ 分别为 HST 在 t 时刻及 $t-1$ 时刻存储的氢气; δ_{HST} 为 HST 储能消耗率; q_{HST}^{in} 为 HST 输入气量; q_{HST}^{out} 为 HST 输出气量; Δt 为时间间隔; η_{HST}^{in} 为 HST 输入效率; η_{HST}^{out} 为 HST 输出效率。

1.4 质子交换膜燃料电池

PEMFC 发电即 $2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O$ 过程,由阳极、阴极和质子交换膜组成。在阳极,反映方程式为 $H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$,氢分子被分解为质子和电子,质子穿透质子交换膜到达阴极,电子经外部电路传送并发电;在阴极,反映方程式为 $\frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$,质子与氧气和电子发生电化学反应,产生水和余热。PEMFC 单片电池的输出电压为

$$V_{FC} = V_{nernst} - V_{act} - V_{ohm} - V_{trans} \quad (7)$$

其中

$$V_{nernst} = \frac{\Delta G}{zF} - \beta_1 (T_{FC} - 298.15) + \beta_2 T_{FC} [\ln(p_{H_2} p_{O_2}^{0.5})] \quad (8)$$

$$V_{act} = \frac{RT_{FC}}{2\alpha F} \ln\left(\frac{i + i_0}{i_0}\right) \quad (9)$$

$$V_{\text{ohm}} = ir \quad (10)$$

$$V_{\text{trans}} = me^{ni} \quad (11)$$

式中: V_{FC} 为 PEMFC 单片电池输出电压; V_{nerst} 为能斯特电势; V_{act} 为活化损失电压降; V_{ohm} 为欧姆损失电压降; V_{trans} 为传质和浓度损失电压降; β_1 、 β_2 为实验拟合系数; T_{FC} 为 PEMFC 工作温度; p_{H_2} 为 PEMFC 氢气分压; p_{O_2} 为 PEMFC 氧气分压; α 和 i_0 是取决于电池工作条件的 2 个常量; R 为气体常数; i_n 为 PEMFC 的内部短路电流密度; i 为电流密度; r 为单位面积电阻,由电池本身性质决定; m 、 n 为电池传质和浓度损失的拟合系数,由电池本身性质决定。

PEMFC 电堆的输出电压、电功率、热功率、使用氢气流量可表示为

$$V_{\text{st}} = V_{\text{FC}} N_{\text{FC}} \quad (12)$$

$$P_{\text{el-st}} = V_{\text{st}} i A_{\text{FC}} \quad (13)$$

$$\eta_{\text{el-st}} = \mu_f \frac{V_{\text{FC}}}{LHV} \quad (14)$$

$$\eta_{\text{th-st}} = \mu_f \frac{LHV - V_{\text{FC}}}{LHV} \quad (15)$$

$$l_{\text{FC}} = \frac{N_{\text{FC}} i A_{\text{FC}}}{2F} \quad (16)$$

式中: V_{st} 为电堆输出电压; $P_{\text{el-st}}$ 为电堆输出功率; $\eta_{\text{el-st}}$ 为电堆电效率; $\eta_{\text{th-st}}$ 为电堆热效率; l_{FC} 为电堆使用氢气的流量; N_{FC} 为电堆中串联的单片电池个数; A_{FC} 为活化面积; LHV 为燃料低热值; μ_f 为燃料利用率,与氢气过量系数成反比。

1.5 固体蓄热式电锅炉

SREB 为 IES 系统中主要的 P2H 设备,以固体氧化镁为蓄热材料,熔点为 2 540℃,沸点为 3 520℃,一般蓄热温度 $\leq 860^\circ\text{C}$,以可调温的循环水供暖或供给生活用水,同时,也可配合吸收式制冷机制冷。SREB 储热和放热可同时进行,提高了使用的灵活性。其模型为

$$S_{\text{SREB},t} = (1 - \delta_{\text{SREB}}) S_{\text{SREB},(t-1)} + P_{\text{SREB}}^{\text{in}} \cdot \Delta t \cdot \eta_{\text{SREB}}^{\text{in}} - \frac{H_{\text{SREB}}^{\text{out}} \cdot \Delta t}{\eta_{\text{SREB}}^{\text{out}}} \quad (17)$$

式中: $S_{\text{SREB},t}$ 、 $S_{\text{SREB},(t-1)}$ 分别为 SREB 在 t 时刻及 $t-1$ 时刻存储的能量; δ_{SREB} 为 SREB 储能消耗率; $P_{\text{SREB}}^{\text{in}}$ 为 SREB 输入电能; $H_{\text{SREB}}^{\text{out}}$ 为 SREB 输出热能; Δt 为时间间隔; $\eta_{\text{SREB}}^{\text{in}}$ 为 SREB 输入效率; $\eta_{\text{SREB}}^{\text{out}}$ 为 SREB 输出效率。

1.6 吸收式制冷机

AR 利用吸收器-发生器组的作用完成制冷循环,具有良好的节能效应,其模型为

$$C_{\text{AR}} = H_{\text{AR}} (COP_{\text{AR}}) \quad (18)$$

式中: C_{AR} 为 AR 输出冷功率; H_{AR} 为 AR 输入热功率; COP_{AR} 为 AR 能效系数。

1.7 电制冷机

ER 利用电能制冷,其模型为

$$C_{\text{ER}} = P_{\text{ER}} (COP_{\text{ER}}) \quad (19)$$

式中: C_{ER} 为 ER 输出冷功率; P_{ER} 为 ER 输入电功率; COP_{ER} 为 ER 能效系数。

2 园区综合能源系统优化运行模型

2.1 目标函数

优化园区 IES 系统中各单元出力,使系统的运行费用最低,其目标函数为

$$\min W_{\text{run}} = \sum_{t=1}^T W_{\text{grid},t} + W_{\text{op},t} + W_{\text{Cout},t} \quad (20)$$

式中: T 为调度周期时段数; W_{run} 为 IES 运行成本; $W_{\text{grid},t}$ 为 t 时段 IES 与电网交互费用; $W_{\text{op},t}$ 为 t 时段 IES 运行维护费用; $W_{\text{Cout},t}$ 为 t 时段 IES 碳排放费用。

(1) 与电网交互费用

$$W_{\text{grid},t} = \omega_{\text{grid},t} P_{\text{grid},t} \Delta t \quad (21)$$

式中: $W_{\text{grid},t}$ 为 t 时段 IES 向电网购电电价; $P_{\text{grid},t}$ 为 t 时段 IES 向电网购电功率; Δt 为时间间隔。

(2) 运行维护费用

$$C_{\text{op},t} = (f_{\text{PV}} P_{\text{PV},t} + f_{\text{AE}} P_{\text{AE},t} + f_{\text{FC}} P_{\text{el-st},t} + f_{\text{SREB}} P_{\text{SREB},t} + f_{\text{AR}} H_{\text{AR},t} + f_{\text{ER}} P_{\text{ER},t}) \Delta t \quad (22)$$

式中: f_{PV} 、 f_{AE} 、 f_{FC} 、 f_{SREB} 、 f_{AR} 、 f_{ER} 分别为 PV、AE、PEMFC、SREB、AR、ER 运行维护费用系数; $P_{\text{PV},t}$ 为 t 时段 PV 发电功率; $P_{\text{AE},t}$ 为 t 时段 AE 用电功率; $P_{\text{el-st},t}$ 为 t 时段 PEMFC 发电功率; $P_{\text{SREB},t}$ 为 t 时段 SREB 用电功率; $H_{\text{AR},t}$ 为 t 时段 AR 输入热功率; $P_{\text{ER},t}$ 为 t 时段 ER 用电功率。

(3) 二氧化碳排放费用

IES 中除大电网外其余设备都不会产生二氧化碳排放,因此只需考虑电网购电产生的碳排放即可。

$$C_{\text{Cout},t} = g_{\text{coal}} u_{\text{coal}} \omega_{\text{Cout}} P_{\text{grid},t} \Delta t \quad (23)$$

式中: g_{coal} 为大电网供电耗煤量; u_{coal} 为排放因子; ω_{Cout} 为碳排放税。

2.2 约束条件

(1) 能量平衡约束

能量平衡约束要求 IES 在满足自身需求的同时满足园区电、热、冷负荷需求,可表示为

$$P_{\text{L},t} + P_{\text{AE},t} + P_{\text{SREB},t} + P_{\text{ER},t} = P_{\text{el-st},t} + P_{\text{PV},t} + P_{\text{grid},t} \quad (24)$$

$$H_{\text{L},t} = \frac{P_{\text{el-st},t}}{\eta_{\text{el-st}}} \eta_{\text{th-st}} + H_{\text{SREB},t}^{\text{out}} \quad (25)$$

$$C_{\text{L},t} = C_{\text{AR},t} + C_{\text{ER},t} \quad (26)$$

式中: $P_{\text{L},t}$ 为 t 时段园区电负荷; $H_{\text{L},t}$ 为 t 时段园区热负荷; $C_{\text{L},t}$ 为 t 时段园区冷负荷; $H_{\text{SREB},t}^{\text{out}}$ 为 t 时段

SREB发热功率; $C_{AR,t}$ 为 t 时段 AR 制冷功率; $C_{ER,t}$ 为 t 时段 ER 制冷功率。

(2) 设备运行约束

IES 中各设备的效率及能效系数可以是常数也可以是元件运行状态的函数,将变化的效率简化为常数虽然会使系统运行策略发生变化,但对于系统长期运行费用的估计影响较小(恒定效率模式与变化效率模式相比,年度运行成本差异约在 2%~5%之间^[10])。因此,本优化运行模型中将设备效率及能效系数视为常数。同时,各设备需满足如下约束

$$P_{AE}^{min} \leq P_{AE,t} \leq P_{AE}^{max} \tag{27}$$

$$P_{FC}^{min} \leq P_{FC,t} \leq P_{FC}^{max} \tag{28}$$

$$P_{AR}^{min} \leq P_{AR,t} \leq P_{AR}^{max} \tag{29}$$

$$P_{ER}^{min} \leq P_{ER,t} \leq P_{ER}^{max} \tag{30}$$

$$P_{SREB}^{min} \leq P_{SREB,t} \leq P_{SREB}^{max} \tag{31}$$

$$0 \leq S_{SREB,t} \leq Q_{SREB} \tag{32}$$

$$0 \leq S_{HST,t} \leq Q_{HST} \tag{33}$$

式中: P_{AE}^{min} 、 P_{FC}^{min} 、 P_{AR}^{min} 、 P_{ER}^{min} 、 P_{SREB}^{min} 分别为 AE、FC、AR、ER、SREB 输入输出的最低功率; P_{AE}^{max} 、 P_{FC}^{max} 、 P_{AR}^{max} 、 P_{ER}^{max} 、 P_{SREB}^{max} 分别为 AE、FC、AR、ER、SREB 输入输出的最高功率; Q_{SREB} 、 Q_{HST} 分别为 SREB、HST 设备容量。

(3) 与电网交换功率约束

$$P_{grid}^{min} \leq P_{grid,t} \leq P_{grid}^{max} \tag{34}$$

式中: P_{grid}^{min} 为 IES 与电网交换功率最低限值; P_{grid}^{max} 为 IES 与电网交换功率最高限值。

2.3 求解方法

本文建立的优化运行模型为混合整数非线性规划问题,根据文献[11]方法将其进行分段线性化处理,转换为混合整数线性规划问题。在 MATLAB 环境下,基于 Yalmip 平台建立 IES 优化运行模型,并通过 Yalmip 工具箱调用 Gurobi 求解该模型。

3 算例分析

3.1 负荷及设备参数

为验证本文所提模型的有效性,选取我国某园区实际 IES 为例进行研究,算例具体结构如图 1 所示,IES 内 AE 的运行参数如表 1 所示^[12-13],PEMFC 的运行参数如表 2 所示^[14],储能设备运行参数如表 3 所示,其他设备参数如表 4 所示^[15]。IES 与电网交换功率最低限值为 0 kW,最高限值为 20 000 kW,电网供电煤耗量为 0.333 kg/kWh,排放因子为 0.68 t/tce,碳排放税为 0.163 7 元/kg^[16]。电、热、冷负荷及辐照度信息采用该园区实测数据,并在夏季选取一典型日作为运行依据,典型日的实际测量数据如图 2、图 3 所示。

该地区分时电价如表 5 所示。其中,单位时间间隔 $\Delta t = 1$ h,调度周期 $T = 24$ h。

表 1 AE 参数

Table 1 Parameters of AE

参数	数值	参数	数值	参数	数值
$r_1 / \Omega m^2$	7.330×10^{-5}	s_3 / V	-1.610×10^{-5}	$\Delta G / (J \cdot mol^{-1})$	2.370×10^5
$r_2 / \Omega m^2$	-1.110×10^{-7}	$t_1 / (m^2 \cdot A^{-1})$	1.600×10^{-2}	$F / (C \cdot mol^{-1})$	$9.648 \ 5 \times 10^4$
s_1 / V	1.590×10^{-1}	$t_2 / (m^2 \cdot A^{-1})$	-1.302	A_{cl} / m^2	2.500×10^{-1}
s_2 / V	1.380×10^{-3}	$t_3 / (m^2 \cdot A^{-1})$	4.210×10^2	N_{AE}	6.000×10^3

表 2 PEMFC 参数

Table 2 Parameters of PEMFC

参数	数值	参数	数值	参数	数值
$R / (J \cdot (mol \cdot k)^{-1})$	$8.314 \ 3 \times 10^0$	$i_n / (mA \cdot cm^{-2})$	3.000×10^0	m / V	3.000×10^{-5}
a	2.700×10^{-1}	$i_0 / (mA \cdot cm^{-2})$	4.000×10^{-2}	$n / (mA \cdot cm^{-2})$	8.000×10^{-3}
$r / (k \Omega \cdot cm^{-2})$	2.450×10^{-7}	β_1	8.500×10^{-4}	β_2	4.308×10^{-5}
N_{FC}	75	A_{FC} / cm^2	2.250×10^2	μ_f	8.000×10^{-1}
LHV / V	1.250×10^0	z	2.000×10^0		

表 3 储能设备参数

Table 3 Parameters of storage equipment

设备	容量	储能消耗率	输入效率	输出效率	运行维护成本/(元·kWh ⁻¹)
HST	31 kg	0.01	0.98	0.98	
SREB	16 400 kW	0.01	0.98	0.95	0.013

表 4 其他设备参数

Table 4 Parameters of remaining equipment

设备	额定功率/kW	热效率或 COP	运行维护成本费用/(元·kWh ⁻¹)
PV	900	0.15	0.039
AE	200		0.026
PEMFC	80		0.026
AR	832	1.2	0.013
ER	546	3	0.013

表 5 分时电价

Table 5 Time-of-use price of electricity

时段	时间范围	电价/(元·kWh ⁻¹)
高峰	10:00~15:00 18:00~21:00	1.368 2
平段	07:00~10:00 15:00~18:00 21:00~23:00	0.849 5
低谷	23:00~7:00	0.2(冬季电采暖) 0.355 8(其他)

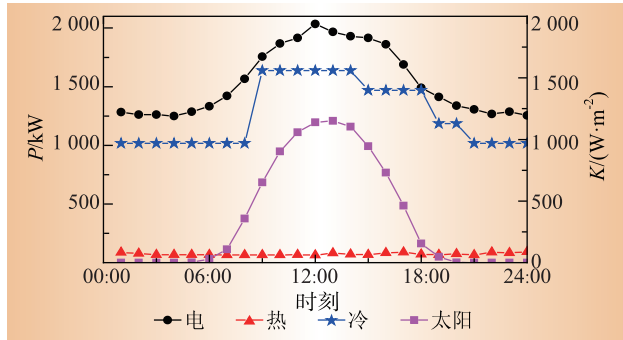


图2 园区夏季典型日负荷曲线及太阳辐射密度变化

Fig. 2 The load curve and solar radiation density curve of the park in a typical day in summer

3.2 夏季优化运行结果

采用以上数据进行仿真,夏季供电、供热、供冷优化运行结果如图3所示,储能状态曲线如图4所示。

从图3(a)可以看出:对于电负荷,在低谷期,电价较低,电负荷主要利用电网购电满足,电解槽利用电能制取氢气,并存储于储氢罐中,蓄热锅炉利用电能供热并存储;在平段期,首先使用光伏电池供电满足电能需求,其余负荷由电网购电满足;在高峰期,首先使用光伏电池发电满足电能需求,再利用燃料电池供电,当两者不能满足电负荷需求时,从电网购电。

从图3(b)可以看出:对于热负荷,在低谷期,使用蓄热电锅炉供热并存储;在平段期,利用蓄热锅炉存储的热量供热;在高峰期,首先利用燃料电池供应的热量,不足时使用蓄热锅炉补充。

从图3(c)可以看出:对于冷负荷,在低谷期和平段期,由于电制冷机制冷系数较大,利用电制冷机制冷;在高峰期,冷负荷由吸收式制冷机和电制冷机共同满足。

从图4可以看出,在运行周期中,储氢及储热系统在电价的引导下来决定充放电的状态,每天都会经历一次完整的充放电循环。电解槽在电价低谷期制氢,高峰期通过燃料电池发电进行热电联供,以获取最大利润;蓄热锅炉在电价低谷时段同时进行供热及储热,在平段期和高峰期供应热负荷,在高峰期与吸收式制冷机联合制冷。储能装置增加了低谷期用电量,能够削减负荷的峰谷差异,降低供能成本,验证了模型的经济性。

为进一步验证本文所提园区 IES 系统及优化运行模型的经济性,本文将其与分供系统(separated production, SP)、文献[17]和文献[18]所提传统“以热定电”(following thermal demand, FTD)及“以电定热”(following electric demand, FED)运行策略下的 IES 系统进行比较。在 SP 中,不含 P2G、P2H 设备,供电主要由电网和光伏电池供给,供热主要依靠电

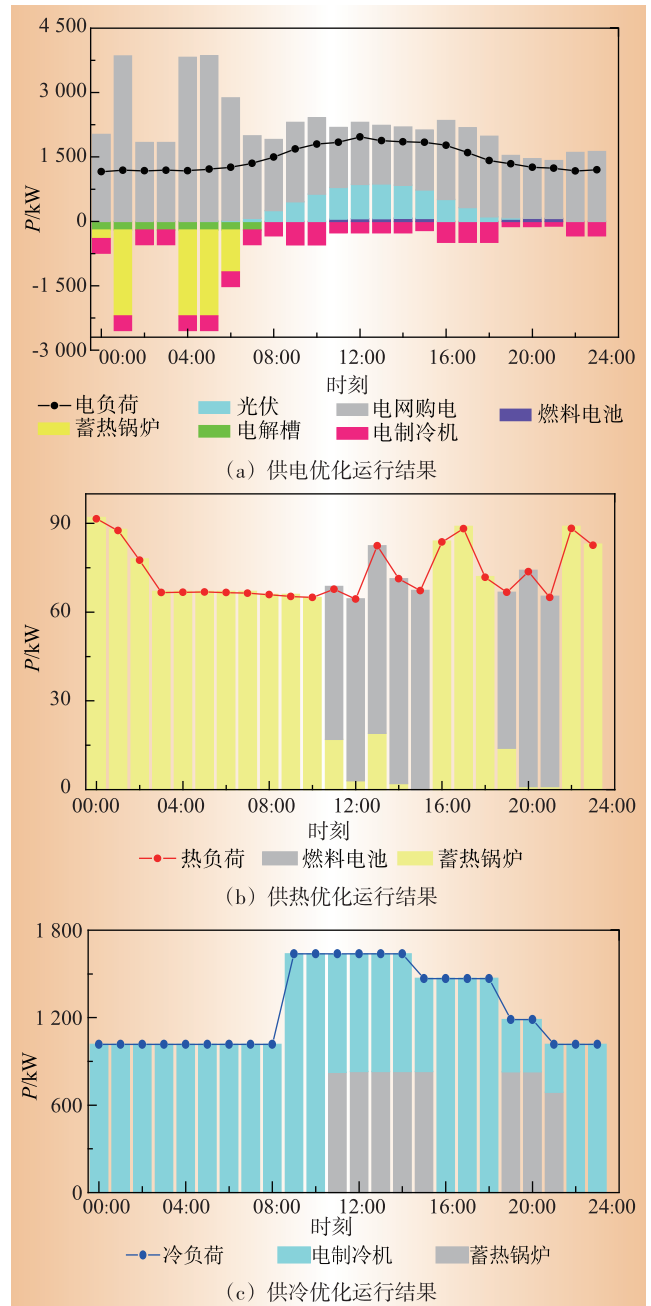


图3 IES夏季优化运行结果

Fig. 3 Optimal operating results of IES in summer

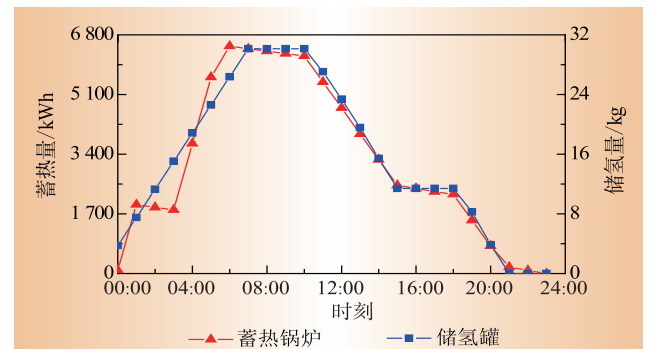


图4 夏季储能状态曲线

Fig. 4 Energy storage status curve in summer

锅炉,供冷则由电制冷机提供。

夏季4种方式运行成本对比分析如表6所示。

可以看出,相比于SP,在总运行成本方面,使用FEL、FTL及本文所提运行策略可将总运行成本降低0.3%、2.1%、4.4%;在燃料成本方面,使用FEL、FTL及本文所提运行策略可将燃料成本分别降低0.6%、2.4%、5.5%;在运行维护成本方面,由于IES使用的设备增加,不论采取何种运行策略,IES的运行维护成本都有所提高,而在IES的3种运行策略中,FTL运维成本最低;在碳排放成本方面,由于IES中P2G、P2H设备都需从电网购电,IES的碳排放成本有所提高,但随着新能源发电并网渗透率的提高,电网电能的碳排放成本会逐渐降低,且除电网外,IES中其他设备无任何污染物排放,故碳排放成本将进一步降低,在IES的3种运行策略中,FTL碳排放成本最低。总体来讲,虽然运行维护成本及碳排放成本上IES高于SP,但就总运行成本来说,依然是IES更具优势;同样的,在3种运行策略中,本文所提优化运行策略在总运行成本上更具优势,证明了本文所提方法的有效性。

表6 夏季4种系统运行成本对比
Table 6 Costs comparison of four system operation in summer

项目	运行成本			
	SP	FTL	FEL	本文方法
燃料成本	37 063	36 184	36 835	35 027
运行维护成本	396	446	451	563
碳排放成本	1 581	1 601	1 618	1 747
总成本	39 040	38 231	38 904	37 337

4 结束语

本文建立了含电转气及电转热设备的园区综合能源系统的数学模型,提出了以系统运行成本最低为目标,以能量平衡、设备运行、与电网交换功率为约束的系统优化运行模型,并采用整数线性规划法求解模型。仿真实例表明,将电转气及电转热设备引入综合能源系统,可改善系统的电、热、冷耦合关系,增强系统调节的灵活性,降低系统运行成本,提高系统运行的经济性,同时增加了低谷期用电量,具备较强的移峰填谷能力。文中未考虑可再生能源及负荷的不确定性,可作为下一步工作的重点。D

参考文献:

[1] 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 Hongjie, WANG Dan, XU Xiandong, et al. Research on some key problems related to integrated energy systems [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(7): 198-207.

[2] 李杨,刘伟佳,赵俊华,等. 含电转气的电-气-热系统协同调度与消纳风电效益分析[J]. 电网技术,2016,40(12):3 680-3 688.

LI Yang, LIU Weijia, ZHAO Junhua, et al. Optimal dispatch of combined electricity-gas-heat energy systems with power-to-gas devices and benefit analysis of wind power accommodation[J]. Power System Technology, 2016, 40(12): 3 680-3 688.

[3] 窦迅,赵文浩,郎伊紫禾,等. 计及电转气技术的天然气-电力耦合系统运行研究综述[J]. 电网技术,2019,43(1):165-173.

DOU Xun, ZHAO Wenhao, LANG Yizihe, et al. A review of operation of natural gas-electricity coupling system considering power-to-gas technology [J]. Power System Technology, 2019, 43(1):165-173.

[4] 李谦,尹成竹. 电转气技术及其在能源互联网的应用[J]. 电工技术,2016(10):109-111.

LI Qian, YIN Chengzhu. Electric gas transfer technology and its application in energy internet [J]. Electrotechnical Journal, 2016(10):109-111.

[5] 刘伟佳,文福拴,薛禹胜,等. 电转气技术的成本特征与运营经济性分析[J]. 电力系统自动化,2016,40(24):1-11.

LIU Weijia, WEN Fushuan, XUE Yusheng, et al. Cost characteristics and economic analysis of power-to-gas technology [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(24):1-11.

[6] 杜琳,孙亮,陈厚合. 计及电转气规划的综合能源系统运行多指标评价[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):110-116.

DU Lin, SUN Liang, CHEN Houhe. Multi-index evaluation of integrated energy system with P2G planning [J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 110-116.

[7] SALPAKARI J, MIKKOLA J, LUND P D. Improved flexibility with large-scale variable renewable power in cities through optimal demand side management and power-to-heat conversion [J]. Energy Conversion & Management, 2016, 126:649-661.

[8] LI J, FANG J, ZENG Q, et al. Optimal operation of the integrated electrical and heating systems to accommodate the intermittent renewable sources [J]. Applied Energy, 2016, 167:244-254.

[9] 刘方,杨秀. 含电蓄热解决高渗透率风电消纳问题的微网热电能量综合优化[J]. 现代电力,2015,32(4):19-26.

(下转第80页)