

冷、热和电联产系统的最优能源定价策略

采用基于双层规划的粒子群优化算法,制定冷、热和电联产(Combined Cooling, Heating, and Power, CCHP)系统的最优能源价格策略。对于一个以天然气为燃料的CCHP,当电力售价和天然气购价处于合理的比例范围时,系统会有很高的能源利用率,同时也会产生很好的经济收益。对国内某CCHP系统进行测试,依据实际能源价格计算出全年最优峰谷电价和天然气价格。仿真结果表明,当制定出最优能源价格后,CCHP可以调整容量配置以实现最优经济效益,电力公司的收益也会得到保障。

王伟¹ 郑红娟^{2,3} 李奕杰^{2,3} 戚艳⁴ 曹驰⁵/1.国家电网有限公司
2.南瑞集团(国网电力科学研究院)有限公司 3.国电南瑞科技股份有限公司
4.国网天津市电力公司 5.南京邮电大学自动化学院

0 引言

近年来,由于运行效率优、能源利用率高以及经济效益好,热电联产(Combined Heating and Power, CHP)和冷、热和电联产(Combined Cooling, Heating, and Power, CCHP)系统得到快速发展^[1]。此外,CHP、CCHP还可以灵活应对能源成本的波动,并在很大程度上避免了输电、配电过程中产生的能量损失。

现有研究大多聚焦于CHP、CCHP的技术创新与经济效益上,但没有对电力公司的收益进行分析。这些研究中,文献[2]基于遗传算法提出了一个降低整体成本的最优运行策略,该策略可以大大提高CCHP在能源市场中的竞争力。文献[3]中建立了一个以环境标准为指标的太阳能联供系统模型,优化CCHP系统与主电网的集成调度,并从技术、经济和

环境因素等方面对优化结果的影响进行了详细的分析和比较。文献[4]同样使用混合整数线性规划,在获取每年的冷、热、电负荷量后制定出了CCHP系统的最优运行配置方案。基于电力现货价格和电力预测需求,文献[5]提出一个带有辅助锅炉和储热装置的CHP的优化调度模型,使CHP可以更好地参与到电力现货市场中。文献[6]引入多元线性回归模型来制定最优CHP配置,设计了一个和15节点配电网连接的运行系统。此外,随着广泛的应用,对于CHP、CCHP定价策略的研究也变得十分重要,通过优化系统的电力出售价格和天然气购入价格比例(为方便表述,后文将用能源价格代替),可以更好地提高电力公司和电力用户的共同效益^[7]。

本文基于双层规划建立CCHP的能源价格优化模型,并将双层规划方法嵌入粒子群优算法中进行模型的求解^[8-9]。优化模型中,外层目标函数为系统最小运行成本,包括基本投资和向工业用户供电的成本,并着重分析能源价格对系统优化配置的影响以及内层研究电力公司与CCHP、电力市场的电力交易情况。此外,还要考虑CCHP的一些约束条件,如相关变量的上、下限约束以及功率平衡约束^[10-12]。为研究CCHP系统对能源价格的依赖性,算例仿真从每季度中各抽取具有代表性的一天进行计算分析。对采用了CCHP系统供电的医院和公寓进行仿真测试,结果表明,为确保CCHP的利益,资金回收期应低于2.8年,内部收益率要高于47%。此外,基于本文采用的



王伟/高级工程师

关键词/Keywords

冷热电联产·
双层优化·
粒子群优化·
能量价格·

国家电网公司科技项目“冷热电混合能源联合优化调度关键技术研究及应用”(SGTJDK00DWJS1500010)。

方法, CCHP还能够同时对电力公司和工业电力用户的收益进行深入的分析, 通过调节系统容量和配置保障各方的经济效益。

1 基于双层规划的CCHP价格优化模型

本文中, CCHP由原动机、辅助锅炉和吸收式制冷机组组成, 并与配电网协同运作, 系统结构如图1所示。来自原动机的余热将被蒸气发生器吸收, 通过吸收式制冷机驱动冷负荷, 这将大大减少负荷高峰期的系统用电量, 而传统的热电分离 (Separate Heat and Power, SHP) 系统所需的电力以及压缩制冷机的供能只从电力公司处购买。假定配电网用于传输能源, 电力公司作为配电网的运营商, 其通过从CCHP处购买电力来减少和能源市场的电力交易量, 获取更多经济效益。

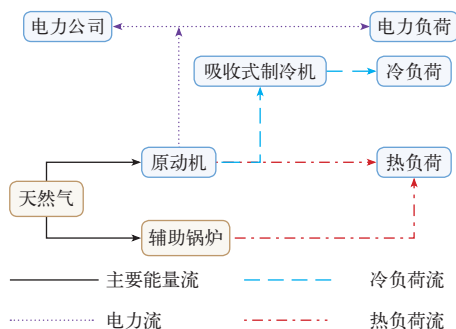


图1 CCHP的结构

如前所述, 当确定出电力和天然气的最优时段价格后, CCHP就可以调整容量、配置和运行方案^[13], 从而保证电力公司和CCHP的收益, 两者的经济关系如图2所示。该模型基于双层规划, 其中外部优化对应CCHP的最小年总成本, 内部优化则要同时实现电力公司的最大收益和配电网最小网损。当电力公司作出从CCHP购买的电量预算后,

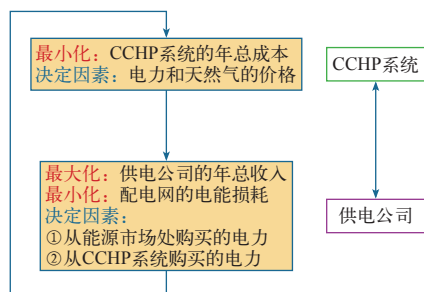


图2 基于双层优化的CCHP定价模型

CCHP就要计算出最优能源价格, 并依此合理地优化系统以减少年总成本。如果能源价格过高, 电力公司将会减少购电量; 如果能源价格过低, CCHP的发电成本则会增加^[14]。

1.1 外层规划

CCHP系统的年总成本作为外层目标函数要实现最小化, 表达式为

$$\min C_{\text{tot}}^{\text{CCHP}} = C_{\text{invest}}^{\text{PM}} + C_{\text{invest}}^{\text{AC}} + C_{\text{run}}^{\text{PM}} + C_{\text{run}}^{\text{boiler}} + C_{\text{purch}}^{\text{DN}} + C_{\text{dem}}^{\text{DN}} - \text{In}_{\text{sale}}^{\text{DN}} \quad (1)$$

式中, $C_{\text{tot}}^{\text{CCHP}}$ 为CCHP的总成本; $C_{\text{invest}}^{\text{PM}}$ 、 $C_{\text{invest}}^{\text{AC}}$ 分别为原动机、吸收式制冷机的投资成本; $C_{\text{run}}^{\text{PM}}$ 、 $C_{\text{run}}^{\text{boiler}}$ 分别为原动机、辅助锅炉的运行成本; $C_{\text{purch}}^{\text{DN}}$ 为从电力公司处购电成本; $C_{\text{dem}}^{\text{DN}}$ 为负荷用电成本; $\text{In}_{\text{sale}}^{\text{DN}}$ 为售电收入。

抽取其中具有代表性的7天进行系统运行分析, 外层目标函数的成本和收入量以净现值 (Net Present Value, NPV) 表示为

$$\text{NPV} = \frac{(1+i_r)^n - 1}{i_r(1+i_r)^n} \quad (2)$$

式中, i_r 为利润率; n 为系统运行时间, 年。

1.2 内层规划

内层目标函数由电力公司的年总收入和配电网的年总网损组成, 具体如下

$$\text{OF}_{\text{tot}}^{\text{DU}} = \left(\text{In}_{\text{D}}^{\text{elec}} - C_{\text{market}}^{\text{elec}} - C_{\text{purch}}^{\text{CCHP}} \right) - w_0 \times \text{Loss}_{\text{tot}} + \left(\text{In}_{\text{D}}^{\text{gas}} - C_{\text{market}}^{\text{gas}} \right) \quad (3)$$

式中, $\text{OF}_{\text{tot}}^{\text{DU}}$ 为内层目标函数; $\text{In}_{\text{D}}^{\text{elec}}$ 、 $\text{In}_{\text{D}}^{\text{gas}}$ 分别为电力公司出售电力、天然气的收入; $C_{\text{market}}^{\text{elec}}$ 、 $C_{\text{market}}^{\text{gas}}$ 分别为电力公司从能源市场购买电力、天然气的成本; $C_{\text{purch}}^{\text{CCHP}}$ 为电力公司从CCHP购电成本; Loss_{tot} 为配电网网损; w_0 为网损加权因子。

电力的结算依据为每时段电力的交易量和交易价格, 即

$$\text{In}_{\text{D}}^{\text{elec}} = \sum_{d=1}^7 \sum_{h=1}^{24} P_{\text{D},d,h} \times \tau_{d,h}^{\text{elec}} \times \text{NPV} \times \frac{365}{7} \quad (4)$$

$$C_{\text{market}}^{\text{elec}} = \sum_{d=1}^7 \sum_{h=1}^{24} P_{\text{market},d,h} \times \text{MCP}_{\text{market},d,h}^{\text{elec}} \times \text{NPV} \times \frac{365}{7}$$

$$C_{\text{purch}}^{\text{CCHP}} = \sum_{d=1}^7 \sum_{h=1}^{24} P_{\text{sale},d,h}^{\text{PM}} \times \lambda_{\text{elec},d,h} \times \text{NPV} \times \frac{365}{7}$$

式中, $P_{D,d,h}$ 为每日 (d) 每时段 (h) 下, 电力公司向负荷供电的功率; $\tau_{d,h}^{\text{elec}}$ 为价格; $P_{\text{market},d,h}$ 为能源市场的售电量; $P_{\text{sale},d,h}^{\text{PM}}$ 为CCHP售电量, $\lambda_{\text{elec},d,h}$ 为制定电价。

天然气的结算依据为每时段天然气的交易量和交易价格, 即

$$\begin{aligned} \ln_D^{\text{gas}} &= \sum_{d=1}^7 \sum_{h=1}^{24} \left(\frac{H_{d,h}^{\text{boiler}}}{\eta_{d,h}^{\text{boiler}}} + \frac{P_{d,h}^{\text{PM}}}{\eta_{d,h}^{\text{PM}}} \right) \times \tau_{d,h}^{\text{gas}} \times \text{NPV} \times \frac{365}{7} \\ C_{\text{market}}^{\text{gas}} &= \sum_{d=1}^7 \sum_{h=1}^{24} \left(\frac{H_{d,h}^{\text{boiler}}}{\eta_{d,h}^{\text{boiler}}} + \frac{P_{d,h}^{\text{PM}}}{\eta_{d,h}^{\text{PM}}} \right) \times \text{MCP}_{\text{market},d,h}^{\text{gas}} \times \text{NPV} \times \frac{365}{7} \end{aligned} \quad (5)$$

式中, $H_{d,h}^{\text{boiler}}$ 为每日每时段辅助锅炉的产热量; $P_{d,h}^{\text{PM}}$ 为原动机输出功率; $\eta_{d,h}^{\text{boiler}}$ 、 $\eta_{d,h}^{\text{PM}}$ 分别为辅助锅炉、原动机的天然气转换率; HV为天然气热值; $\tau_{d,h}^{\text{gas}}$ 、 $\text{MCP}_{\text{market},d,h}^{\text{gas}}$ 分别为电力公司、能源市场的天然气价格。

配电网的功率损耗如下

$$\text{Loss}_{\text{tot}} = \sum_{d=1}^7 \sum_{h=1}^{24} P_{L,d,h} \times \frac{365}{7} \quad (6)$$

式中, $P_{L,d,h}$ 为每日每时段的总网损。

1.3 约束

由于本文主要研究CCHP的经济性, 此处主要讨论CCHP系统和电力公司的相关约束。配电网的潮流约束、电压限制、节点负荷情况和热功率限制等相关细节不作讨论。

本文的能源交易中, 能源价格有一定的限制, 即

$$\begin{aligned} \lambda_{\text{elec},d,h}^{\min} &\leq \lambda_{\text{elec},d,h} \leq \lambda_{\text{elec},d,h}^{\max} \\ \chi_{\text{gas},d,h}^{\min} &\leq \chi_{\text{gas},d,h} \leq \chi_{\text{gas},d,h}^{\max} \end{aligned} \quad (7)$$

式中, $\lambda_{\text{elec},d,h}$ 为CCHP的电力定价; $\lambda_{\text{elec},d,h}^{\min}$ 、 $\lambda_{\text{elec},d,h}^{\max}$ 分别为最小、最大价格, 只有当CCHP电力定价合理时, 电力公司才会从CCHP处购电, 因此 $\lambda_{\text{elec},d,h}$ 要略低于 $\text{MCP}_{\text{market},d,h}^{\text{elec}}$; $\chi_{\text{gas},d,h}$ 为CCHP购买天然气的协议价格; $\chi_{\text{gas},d,h}^{\min}$ 、 $\chi_{\text{gas},d,h}^{\max}$ 分别为最小、最大协议价格, 为促进CCHP的发展, $\chi_{\text{gas},d,h}$ 也要略低于市场出清价格 $\text{MCP}_{\text{market},d,h}^{\text{gas}}$ 。

由于电力、天然气的价格和需求量之间有相互依赖的关系, 当配电网负荷量增加时, CCHP报出的电力和天然气价格也会增加, 即

$$\begin{aligned} \text{ratio}_{\text{elec}} &= \frac{P_{D,d,h} - P_{D,d,(h-1)}}{\lambda_{\text{elec},d,h} - \lambda_{\text{elec},d,(h-1)}} > 0 \\ \text{ratio}_{\text{gas}} &= \frac{P_{D,d,h} - P_{D,d,(h-1)}}{\chi_{\text{gas},d,h} - \chi_{\text{gas},d,(h-1)}} > 0 \end{aligned} \quad (8)$$

式中, $\text{ratio}_{\text{elec}}$ 、 $\text{ratio}_{\text{gas}}$ 分别为电力、天然气的价格增长率。

单位时段下, 有功功率需要维持平衡, 即

$$P_{\text{market},d,h} + P_{\text{sale},d,h}^{\text{PM}} = \sum_{i=1}^N P_{Di,d,h} + P_{L,d,h} \quad (9)$$

式中, $P_{Di,d,h}$ 为每节点每时段的负荷功率。

2 基于双层规划的粒子群优化算法

粒子群优化算法属于进化计算技术, 受鸟群、鱼群寻找食物的启发而来。每一问题的解决方案都由单个鸟或鱼在搜索粒子空间时的位置代表, 且每个粒子都有一个由问题目标函数确定的适应度值, 每一粒子都要更新其速度和位置。在选出最好的粒子作为局部解决方案和全局解决方案后, 继续更新其速度和位置, 更新公式如下^[9, 13]

$$\begin{aligned} v_k(t+1) &= K\{\omega_0 \times v_k(t) + C_1 \times \text{rand}_1[p_k(t) - X_k(t)] + \\ &\quad C_2 \times \text{rand}_2[p_g(t) - X_k(t)]\} \\ X_k(t+1) &= X_k(t) + v_k(t+1) \end{aligned} \quad (10)$$

式中, v_k 、 X_k 和 t 分别为粒子 k 的速度、位置和迭代次数; rand_2 、 rand_1 为 $0 \sim 1$ 之间的随机数; p_k 、 p_g 分别为粒子的局部和全局最优位置; ω_0 为惯性权重系数, 用来调整局部和全局搜索之间的平衡。

惯性权重系数初始值设置得比较高, 为了促进全局搜索, 该值在每次迭代中线性下降, 即

$$\omega_0 = (\omega_1 - \omega_2) \times \left(\frac{t^{\max} - t}{t^{\max}} \right) + \omega_2 \quad (11)$$

式中, $\omega_1 (=0.9)$ 和 $\omega_2 (=0.4)$ 分别为惯性权重的初始值和最终值; $t^{\max}$ 为最大迭代次数。

为了避免在搜索初期过早收敛和提高在最后搜索阶段的全局最优收敛性, C_1 和 C_2 设置成时变

量。初始阶段, C_1 比 C_2 的值大, C_1 的值随着时间而增大, C_2 则减小。 C_1 和 C_2 的值满足关系如下

$$\begin{aligned} C_1 &= (c_{1f} - c_{1i}) \frac{t}{t_{\max}} + c_{1i} \\ C_2 &= (c_{2f} - c_{2i}) \frac{t}{t_{\max}} + c_{2i} \end{aligned} \quad (12)$$

参数 C_1 从 2.5 变化到 0.5, C_2 从 0.5 变化到 2.5。为了提高粒子群优化算法的收敛性和稳定性, 还要引入收缩系数 K (C_1 和 C_2 的函数), 即

$$K = \frac{2}{2 - \Phi - \sqrt{\Phi^2 - 4\Phi}} \quad (13)$$

$$\Phi = C_1 + C_2$$

由于种群多样性不足, 粒子群优化算法在早期搜索阶段收敛迅速。为了避免陷入局部最小并提高收敛速度, 可引入变异算子。若粒子的更新位置大于极限 $X^{\max}$, 则设置为 $X^{\max} U$; 若粒子的更

新速度大于极限 $V^{\max}$, 则设置为 $V^{\max} U$ 。

结合本文所建立的 CCHP 双层规划优化模型, 采用基于双层规划的粒子群优化算法制定最优能源价格, 算法流程如图 3 所示。其中, 外层粒子尺寸为 192 ($= (2)(4 \times 24)$), 表示从全年中抽取两组 24 h 的电力和天然气最优价格变量。内部粒子尺寸为 170, 168 ($= 24 \times 7$) 变量对应每周 24 h 的运行量, 其余两个变量对应于原动机和吸收式制冷机的容量。

3 算例仿真

本研究所提出的基于双层规划粒子群优化算法将应用于 IEEE 37 节点测试网络, 如图 4 所示。图中, 节点 33 作为 CCHP 接入点, 其负荷 (8.48 MW) 大于工业负荷 (峰值 3.33 MW)。假定原动机有 20 年的使用寿命, 投资利率 6%。为了确保电力公司

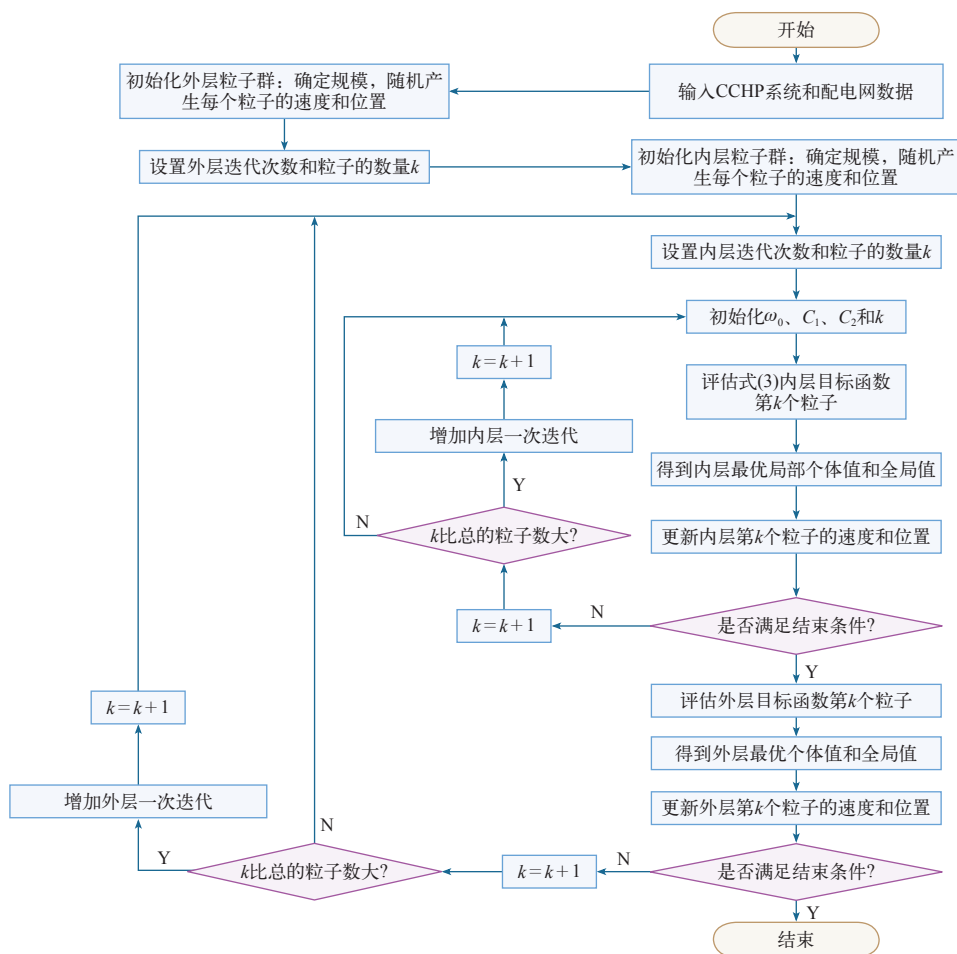


图3 算法流程

能从CCHP处获得售电收入, 本文假定售电价格低于市场结算价格。对加权因子 w_0 取值从0.1~0.9进行测试, 发现取0.1时电力公司可以得到最大的收入。

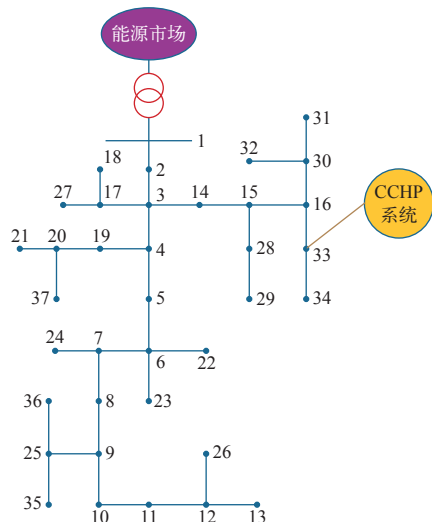


图4 IEEE 37母线测试系统

仿真中, 配电网的每时段电力负荷以及天然气量都基于国内能源市场数据。本文从每个季节中选取具有代表性的一天代表整个季节的能源需求情况, 如图5所示。然后用这四天的情况组成具有代表性的一周, 以表示一年中工业用户对电力和天然气需求的四个典型场景: 一周的第1天(春季, 5月4日)、一周第2~第5天(夏季, 7月13日)、一周第6天(秋季, 11月2日)和周末(冬季, 1月12日)。

图6为四个典型场景下CCHP系统的电力和天然气的全年最优时段价格。图6中, 在非高峰时期, 最低价格出现在3点和4点, 而高峰期的最大价格出现在17、19和21点。可以观察到, 峰谷和非峰谷最优电价差在春、夏、秋和冬季分别是0.142元/(kW·h), 0.163元/(kW·h), 0.125元/(kW·h)和0.161元/(kW·h)。相应最大和最小的最优天然气价格差分别是0.043元/m³、0.052元/m³、0.045元/m³和0.056元/m³。结合图5可知, 电力负荷不稳定是产生最小、最大的电价的根本原因; 比较每个季度电力和天然气的最优价格可知, 当配电网的电力负荷增加时, 天然气价格随之增加, 反之亦然。

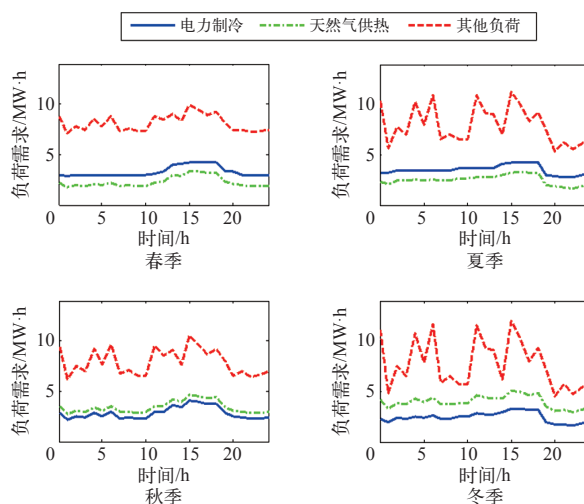


图5 典型场景下的工业负荷

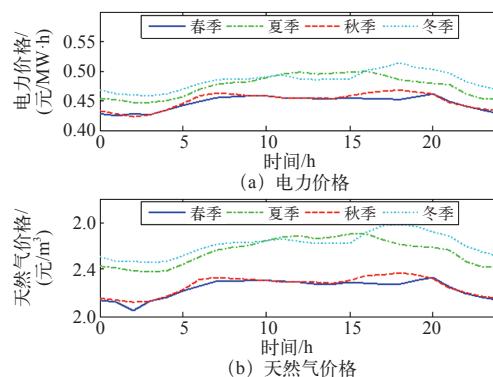


图6 典型场景下的能量价格

这表明电力和天然气每时段价格存在相当大的关联性。相关文献经过一系列数学推证与仿真测试, 得到这一关联关系为^[15]

$$\ln(\lambda_{\text{elec},d,h}) = \beta_0 + \beta_1 \ln(\chi_{\text{gas},d,h}) + \varepsilon \quad (14)$$

式中, β_0 、 β_1 为常系数, 随机变量 ε 满足 $N(0, \sigma^2)$ 正态分布。经过验证, 本文的仿真结果也满足这一基本关系。

当达到每季度的电力和天然气最优时段价格时, 电力公司和CCHP业主的收益可以得到有效保证。依据所建立的模型进行经济性计算后可知, 原动机和吸收式制冷机的最佳容量分别为8.271 MW和4.884 MW, CCHP系统投资回收期是2.73年, 电力公司的收入净现值为 31.97×10^7 元/年, CCHP系统的总收益净现值为 2.80×10^7 元/年。相比于SHF系统的 27.06×10^7 元/年收益, 应用CCHP系统会给电力公司带来更高的净现值收入。此外, 与CCHP系统的全自动运行相比, 若CCHP系统与配电网

络并列运行, 会使电力公司的净现值收入增加约18.14%。上述分析结果如下表所示。

表 CCHP系统优化结果

参数	最优值	
原动机容量/MW	8.271	
吸收式制冷机容量/MW	4.884	
CCHP总收入净现值/(元/年)	2.80×10^7	
资金回收期/年	2.73	
电力公司总收入净现值/(元/年)	有CCHP系统	31.97×10^7
	无CCHP系统	27.06×10^7

4 结束语

本文采用基于双层规划模型的粒子群优化算法制定出了CCHP系统每时段的最优能源价格。依据国内能源市场价格, 可以计算出以天然气为原动机的CCHP系统最佳容量、价格策略、运行成本和系统经济性, 同时还可以对电力公司进行收益分析。在IEEE 37节点测试系统上进行算例仿真, 结果表明最优峰谷电价和天然气价格具有一定关联性, CCHP依据这一关系进行最优电力定价, 可以保障电力公司和CCHP的收益。

参考文献

- [1] 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.
- [2] Hung D Q, Mithulanthan N, Bansal R C. Analytical expressions for DG allocation in primary distribution networks [J]. IEEE Transactions Energy Conversion, 2010, 25 (3): 814-820.
- [3] 荆有印, 白鹤, 张建良. 太阳能冷热电联供系统的多目标优化设计与运行策略分析 [J]. 中国电机工程学报, 2012, 32 (20): 82-87.
- [4] Oh S D, Lee H J, Jung J Y, et al. Optimal planning and economic evaluation of cogeneration system [J]. Energy, 2007, 32 (5): 760-771.
- [5] Brujic D, Ristic M, Thoma K. Optimal operation of distributed CHP systems for participation in electricity spot markets [C]. The International

Conference on Computer as a Tool, EUROCON, 2007: 1463-1469.

- [6] Boljevic S, Conlon M F. Optimal sizing of combined heat & power generation in urban distribution network [C]. Proceedings of 2011 46th International Universities' Power Engineering Conference, 2011: 1-6.
- [7] 周任军, 康信文, 李绍金, 等. 冷热电联供系统能量流函数及运行策略 [J]. 电力自动化设备, 2014, 34 (1): 1-5.
- [8] 赵志刚, 顾新一, 李陶深. 求解双层规划模型的粒子群优化算法 [J]. 系统工程理论与实践, 2007 (8): 92-98.
- [9] 刘刚, 彭春华, 相龙阳. 采用改进型多目标粒子群算法的电力系统环境经济调度 [J]. 电网技术, 2011, 35 (7): 139-144.
- [10] 徐青山, 曾艾东, 王凯, 等. 基于Hessian内点法的微型能源网日前冷热电联供经济优化调度 [J]. 电网技术, 2016, 40 (6): 1657-1665.
- [11] 孔祥强, 王如竹, 李瑛, 等. 微型冷热电联供系统的优化运行 [J]. 上海交通大学学报, 2008, 42 (3): 365-369.
- [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.
- [13] Tichi S G, Ardehali M M, Nazari M E. Examination of energy price policies in Iran for optimal configuration of CHP and CCHP systems based on particle swarm optimization algorithm [J]. Energy Policy, 2010, 38 (10): 6240-6250.
- [14] Lopez J M, Contreras J, Padilha F A. Location and contract pricing of distributed generation using a genetic algorithm [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2012, 36 (1): 117-126.
- [15] Mohammadi H. Electricity prices and fuel costs: long-run relations and short-run dynamics [J]. Energy Economic, 2009, 31 (3): 503-509.

(收稿日期: 2016-11-04) EA