

DOI: 10.7667/PSPC151566

激励 CCHP 参与需求侧管理双向峰谷定价模型

范龙¹, 李献梅², 陈跃辉¹, 陈彦秀¹, 周任军¹

(1. 智能电网运行与控制湖南省重点实验室(长沙理工大学), 湖南 长沙 410114;

2. 国网湖南省电力公司益阳供电公司, 湖南 益阳 413100)

摘要: 削峰填谷是需求侧管理的主要目标, 而峰谷电价是激励用户参与削峰填谷的有效措施。由于冷热电联供系统的运行特点, 针对其制定双向峰谷定价将更为有效, 激励其获取良好经济性, 改变其供能方案和购售电交易计划, 从而改变其接入电网母线的日负荷曲线。通过基于最小二乘法的误差相对值刻画日负荷与其均值的偏离程度, 定义该误差值的变化率作为负荷曲线满意度; 统一电价和峰谷电价条件下, 比较联供系统经济性差异, 定义冷热电联供系统满意度。为了综合考虑联供系统的调节效果, 建立联供系统与负荷曲线的联合满意度为目标的峰谷定价模型。仿真结果表明, 双向计量峰谷电价的合理定价, 可促使联供系统调整调度方案, 并获取改善的母线负荷曲线。均衡权重的联合满意度模型所定峰谷电价比不同权重的更能使联供系统积极响应, 削峰填谷效果更优。

关键词: 冷热电联供; 峰谷电价; 削峰填谷; 负荷曲线满意度; 冷热电联供系统满意度

Pricing model of bidirectional peak-valley for motivating CCHP to participate in DSM

FAN Long¹, LI Xianmei², CHEN Yuehui¹, CHEN Yanxiu¹, ZHOU Renjun¹

(1. Smart Grids Operation and Control Key Laboratory of Hunan Province (Changsha University of Science and Technology), Changsha 410114, China; 2. Yiyang Power Supply Company, State Grid Hunan Electric Power Company, Yiyang 413100, China)

Abstract: Load shifting is the main objective of demand-side management, and TOU is an effective measure to motivate users to participate in load shifting. Due to the operating characteristics of combined cooling heating and power (CCHP) system, the bidirectional peak-valley pricing for it will be more effective, motivating it to get a good economy, and changing its scheme of energy supply and trade of purchase and sale electric energy, thereby the daily load curve connected to bus changes. An error based on the least squares method is used to depict the relative value of the deviation from mean value of daily load, and the rate of change of the error is defined as the load curve satisfaction; economic differences of CCHP are compared under the condition of uniform price and peak-valley price, and then CCHP satisfaction is defined. In order to comprehensively consider the effect of adjustment for CCHP system, pricing model of peak-valley is established with the aim of joint satisfaction of load curve and CCHP system. Simulation results show that the bidirectional peak-valley prices decision-made reasonable can promote the CCHP system to adjust dispatch schedule, and obtain improvement of load curve of substation bus. Comparing joint satisfaction model of TOU with different weights, the responses are more active and peak load shaving effects are more available.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51277016 and No. 11171095).

Key words: CCHP; peak-valley price; peak load shaving; load curve satisfaction; CCHP satisfaction

0 引言

冷热电联供系统(Combined cooling heating and power, CCHP)是供冷、供热和供电一体化的多联供系统, 能实现能源的梯级利用, 经济、环保、削峰

填谷且能实现能源高效利用^[1-2]。CCHP 接入电网运行时既向主网购电, 又可以向主网售电^[3], 其购售电量与其原接入电网母线负荷叠加, 将直接影响其接入电网母线的负荷曲线性状。

联供系统为获取最优经济效益将响应电价改变其供能方案^[4], 尤其是购售电交易计划。峰谷电价更是能激励用户积极参与削峰填谷^[5], 因此, 通过制定电网与联供系统间的双向峰谷电价, 可激励联

基金项目: 国家自然科学基金资助(51277016, 11171095);
湖南省高校创新平台开放基金(12K074)

供系统获取最优经济性、同时改善接入电网母线的负荷曲线性状(即削峰填谷)。电网为达到改善负荷曲线的目标采取各种措施中^[6-7], 峰谷电价是直接的经济激励措施, 目前, 峰谷定价问题主要针对只消耗电能的一般电力用户^[8-9], 对于 CCHP 这类具有灵活调节供能方案的用户的定价问题鲜见报道, 由于联供系统灵活调节的用能特性, 针对其制定双向峰谷电价新型且有效, 且随着联供系统逐渐推广, 研究含冷热电联供系统的峰谷定价是十分必要的。

合理定价才能使电网母线负荷曲线与联供系统均达到满意的效果, 峰谷定价模型中需综合考虑电网负荷曲线与联供系统双方满意的条件。从削峰填谷角度, 改善母线负荷曲线能缓解需求侧电力供需矛盾、提高设备利用率、降低能耗等^[10-11], 且同时为电网带来潜在的经济效益^[12-13], 弥补峰谷电价下电网公司可能的购售电经济损失。根据负荷曲线的改善效果定义电网负荷曲线满意度指标。对于联供系统, 经济性是其关注的重点^[14-15], 峰谷定价时, 联供系统较统一电价相比所得经济效益更是激励其调节用能的主要动力, 其满意度则根据峰谷电价前后的经济性比较来定义。电网和 CCHP 利益不在一个数量级, 而电网与 CCHP 满意度均为无量纲数值, 方便加权计算。

为调动联供系统参与削峰填谷的积极性, 需建立兼顾电网负荷曲线和联供系统的联合满意度定价模型, 从而制定双向峰谷电价, 得到联供系统响应后的供能方案和削峰填谷后的负荷曲线。

1 负荷曲线满意度指标

1.1 负荷误差相对值

日负荷曲线对电力系统的运行非常重要, 电力调度部门以此为依据安排发电计划和运行方式等。

数学上, 方差用来刻画变量偏离其均值的程度, 由此, 用其量化评估接入母线负荷曲线的性状, 体现负荷曲线的平坦程度, 但该方差不能很好地描述改善后日负荷曲线与原负荷曲线均值的差值。因此, 定义基于最小二乘法的负荷绝对差值来描述负荷曲线与原均值的偏离程度, 进而表达削峰填谷效果更加合理。

如图 1 所示, 直线表示原负荷曲线均值 \bar{P} , 理论该直线是负荷曲线的最优曲线, 联供系统接入电网后, 其有自主调节购售电功率进而改变接入电网母线负荷的能力。因此, 可通过确定恰当的峰谷电价激励联供系统调整其购售电功率, 使接入母线负荷曲线尽可能接近直线 \bar{P} 。从整体上考虑实际曲线 P 同均值直线 \bar{P} 误差的大小, 二者在 t 时刻的误差

大小为 $r_t = P_t - \bar{P}$, 其中, $\bar{P} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T P_t$ 。取周期 $T = 24$

进行优化计算, 则误差向量 $r = (r_0, r_1, \dots, r_T)^T$ 。采用误差向量 r 的 2 范数来度量误差的整体大小, 即

$$\sqrt{\sum_{t=1}^T r_t^2}。$$

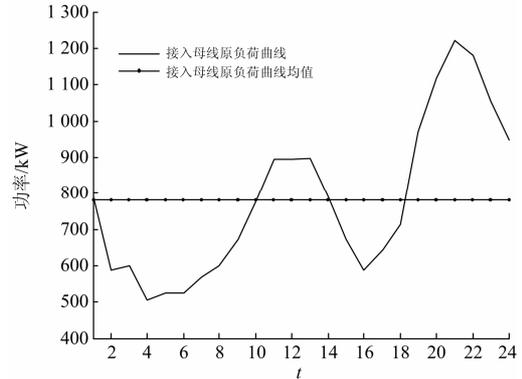


图 1 接入母线原负荷曲线与均值直线示意图

Fig. 1 Original daily load curve of the bus and the mean linear schematic

原接入母线负荷绝对误差值和接入 CCHP 系统后产生的新接入母线负荷绝对误差值表达式分别为

$$r_{ls,non} = \sqrt{\sum_{t=1}^T \left[P_t - \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T P_t \right]^2} \quad (1)$$

$$r_{ls} = \sqrt{\sum_{t=1}^T \left[(P_t + P_{link,t}) - \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T P_t \right]^2} \quad (2)$$

式中: $r_{ls,non}$ 、 r_{ls} 分别为未接入和接入 CCHP 系统后的误差相对值; P_t 为 t 时刻接入母线原负荷; $P_{link,t}$ 为 t 时刻 CCHP 系统的购售电功率, 其为正表示联供系统向电网买电, 为负表示向电网售电。

1.2 负荷曲线满意度

冷热电联供系统接入电网后, 对原接入电网母线负荷进行了调整, 使其尽量接近原负荷曲线均值, 其效果的程度需要用相应的数据值来定量表达。

以未接入联供系统调整接入电网母线负荷时, 原负荷与均值的误差值 $r_{ls,non}$ 为基准, 定义电网母线负荷曲线满意度为

$$\mu_1 = \frac{r_{ls,non} - r_{ls}}{r_{ls,non}} \times 100\% \quad (3)$$

通过该量化指标来评价联供系统对接入电网母线处负荷削峰填谷效果的强弱。 μ_1 为无量纲数值, 用百分数表示, 其值越大表明负荷曲线改善效果越好, 电网越满意。

2 CCHP 经济性满意度指标

2.1 CCHP 经济性

(1) 峰谷电价下的经济性描述

CCHP 系统的总成本, 包括燃料成本 C_1 (元), 碳排放成本 C_2 (元), 购售电成本 C_3 (元)。

$$C_{\text{tou}} = C_1 + C_2 + C_3 \quad (4)$$

a、燃料成本

燃料成本包括燃气轮机的燃气费用 C_r (元) 和辅助锅炉的燃气费用 C_{gb} (元)^[15], 即

$$C_1 = C_r + C_{\text{gb}} \quad (5)$$

具体表达式分别为

$$C_r = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T (a_i P_{r,i,t}^2 + b_i P_{r,i,t} + c_i + \delta_i H_{e,i,t}^2 + \theta_i H_{e,i,t} + \gamma_i P_{r,i,t} H_{e,i,t}) \quad (6)$$

$$C_{\text{gb}} = \sum_{t=1}^T [(dH_{\text{gb},t}^2 + eH_{\text{gb},t} + f)] \quad (7)$$

式中: N 为燃气轮机台数; a_i 、 b_i 、 c_i 、 δ_i 、 θ_i 、 γ_i 为第 i 台燃气轮机的燃料成本系数; d 、 e 、 f 为辅助锅炉的燃料成本系数。

b、碳排放成本

碳排放成本主要考虑联供系统燃料燃烧 CO_2 气体排放需缴纳的惩罚费用。

$$C_2 = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T (V_{e,\text{CO}_2} E_{\text{CO}_2} (P_{r,i,t}, H_{e,i,t})) \quad (8)$$

式中: V_{e,CO_2} 为 CO_2 污染物的环境价值; E_{CO_2} 为 CO_2 的排放量; 环境价值费用和排放量参见文献[16-17]。

c、购售电成本

购售电成本受电价和购售电功率的相互影响。购售电成本包括买电带来的成本和卖电带来的收益为

$$C_3 = \sum_{t=1}^T \left(\frac{C_{b,t} + C_{s,t}}{2} P_{\text{link},t} + \frac{C_{b,t} - C_{s,t}}{2} |P_{\text{link},t}| \right) \quad (9)$$

式中, $C_{b,t}$ 、 $C_{s,t}$ 分别为 t 时刻购电和售电的价格。

(2) 统一电价下的经济性描述

当采用统一电价时, 联供系统燃料成本与碳排放成本的表达式不变, 其购售电成本表达式为

$$C'_3 = \sum_{t=1}^T (C P_{\text{link},t}) \quad (10)$$

式中, C 为固定电价, 其为定值, 取 0.5 元/kWh。

则固定电价下联供系统总成本为

$$C_g = C_1 + C_2 + C'_3 \quad (11)$$

2.2 CCHP 满意度

以联供系统在统一电价下的经济性为基准, 建

立其所确定峰谷电价满意度的量化指标, 即实施峰谷电价后 CCHP 的总成本与采用统一电价时其总成本的百分比值。

$$\mu_2 = \frac{C_g - C_{\text{tou}}}{C_g} \times 100\% \quad (12)$$

通过该量化指标来评价联供系统对峰谷电价政策的满意程度。 μ_2 为无量纲数值, 其值越大表明 CCHP 越满意。

3 考虑负荷曲线与 CCHP 联合满意度的峰谷定价模型

3.1 联合满意度函数

为了考虑 CCHP 对电价的积极响应, 在模型中应兼顾电网和 CCHP 的满意度, 得到如式(13)峰谷定价优化模型。

$$\max f = \omega_1 \mu_1 + \omega_2 \mu_2 \quad (13)$$

式中: μ_1 、 μ_2 分别表示电网母线负荷曲线满意度指标和 CCHP 系统满意度指标; ω_1 、 ω_2 分别为电网母线满意度与 CCHP 满意度的权重值, 权重的选取主要取决于决策者。

3.2 约束条件

CCHP 接入电网运行时, 采用“以热定电”运行策略有更好的效益^[3], 即优先满足系统的热负荷, 电出力在可行域内优化。为简便起见, 可选用热电比直接描述热电出力限制, 热电比即 $k = H_D / P_r$ ^[14], 则可行域约束可表示为 $k_{\min} \leq k \leq k_{\max}$ 。若热负荷超过了最大热出力, 超过的热负荷由辅助锅炉供应。

除满足可行域约束还需满足电、热平衡约束、机组出力约束, 电价和购售电功率的限制。

电能平衡约束为

$$P_{r,t} + P_{f,t} + P_{\text{link},t} = P_{\text{wl},t} \quad (14)$$

热能平衡约束为

$$H_{D,t} = H_{e,t} + H_{\text{gb},t} \quad (15)$$

各机组出力约束为

$$H_e^{\min} < H_{e,t} < H_e^{\max} \quad (16)$$

$$P_r^{\min} (H_{e,t}) < P_{r,t} < P_r^{\max} (H_{e,t}) \quad (17)$$

$$0 < H_{\text{gb},t} < H_{\text{gb}}^{\max} \quad (18)$$

电价上下限约束为

$$C_b^{\min} < C_{b,t} < C_b^{\max} \quad (19)$$

$$C_s^{\min} < C_{s,t} < C_s^{\max} \quad (20)$$

购售电功率约束为

$$P_{\text{link}}^{\min} < P_{\text{link},t} < P_{\text{link}}^{\max} \quad (21)$$

式中, 上标 max、min 分别表示相应变量的最大最

小值。

4 算例分析

4.1 算例及参数

以某地区接入电网的联供系统基本参数进行分析。算例数据包括 CCHP 电、热负荷曲线及风机预测出力。接入母线负荷曲线为某段时期内提取特征量后具有一般性的日负荷曲线，未来面向实时市场时可直接用每日负荷预测曲线，制定每日实时电价。峰、平、谷时段的划分分别为，峰时段：10:00~15:00、20:00~24:00；平时段：07:00~10:00、18:00~20:00；谷时段：00:00~07:00、15:00~18:00。

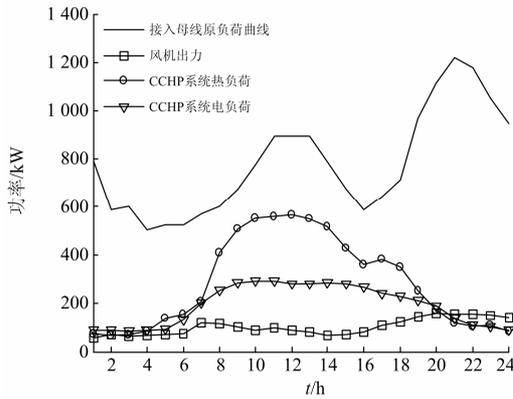


图 2 CCHP 与接入母线日负荷曲线

Fig. 2 CCHP and daily load curve of the bus

冷热电联供系统由风机和 4 台燃气轮机满足电、热负荷，其中热量单位均用千瓦来计量。基本参数如表 1。辅助锅炉基本参数及出力限制如表 2。

表 1 燃气轮机基本参数

Table 1 Basic parameters of gas turbines

| 发电机 | <i>a</i> | <i>b</i> | <i>c</i> | δ | θ | γ |
|-----|----------|----------|-----------|----------|----------|----------|
| 1、2 | 0.104 | 34.501 | 2 650.031 | 0.025 | 2.203 | 0.051 |
| 3、4 | 0.044 | 36.001 | 1 250.043 | 0.027 | 0.6 | 0.041 |

表 2 辅助锅炉基本参数及出力限制

Table 2 Basic parameters and output limit of auxiliary boiler

| 辅助锅炉 | <i>d</i> | <i>e</i> | <i>f</i> | 上限/kW | 下限/kW |
|------|----------|----------|----------|-------|-------|
| 1 | 0.038 | 2.011 | 950.002 | 225 | 0 |

功率交换的限制为-200 kW、200 kW；电价上、下限限制分别为 1.5 元、0.2 元；燃气轮机 1、2 出力限制分别为 100 kW、5 kW，燃气轮机 3、4 出力限制分别为 60 kW、5 kW；热电比限制为 $1 \leq k \leq 1.8$ 。

为分析 CCHP 系统对优化所得峰谷电价的响应情况，分别选取 A、B、C 三种典型情况分析，其中：A 为负荷曲线满意度权重 $\omega_1=0.9$ ，CCHP 满意

度权重 $\omega_2=0.1$ ；B 为负荷曲线满意度权重 $\omega_1=0.1$ ，CCHP 满意度权重 $\omega_2=0.9$ ；C 为负荷曲线满意度权重 $\omega_1=0.5$ ，CCHP 满意度权重 $\omega_2=0.5$ 。

4.2 算例仿真结果

对 A、B、C 三种情况，采用序列二次规划优化算法，按文中所提出的负荷曲线与 CCHP 联合满意度的峰谷定价的优化模型，计算 CCHP 购、售电峰谷电价，结果列于表 3；电网满意度与 CCHP 满意度比较，结果列于表 4。

表 3 CCHP 购、售电峰谷价格

Table 3 TOU of purchase and sell of CCHP system

| 目标 | 交易方式 | 价格 | | |
|----|------|------|------|------|
| | | 峰时段 | 平时段 | 谷时段 |
| A | 购电 | 0.94 | 0.50 | 0.30 |
| | 售电 | 0.73 | 0.42 | 0.23 |
| B | 购电 | 0.66 | 0.46 | 0.20 |
| | 售电 | 1.20 | 0.43 | 0.22 |
| C | 购电 | 0.97 | 0.49 | 0.30 |
| | 售电 | 0.92 | 0.46 | 0.22 |

表 4 电网满意度与 CCHP 满意度比较

Table 4 Comparing the cost of CCHP system and variance of the load curve of the bus

| 目标 | $r_{is,non}$ /kW | r_{is} /kW | μ_1 | μ_2 |
|--------|------------------|--------------|---------|---------|
| A 优化结果 | 1 037.158 | 754.013 8 | 27.30% | 3.79% |
| B 优化结果 | 1 037.158 | 933.114 7 | 10.03% | 11.17% |
| C 优化结果 | 1 037.158 | 778.698 2 | 24.92% | 5.19% |

表 4 中， $r_{is,non}$ 、 r_{is} 分别表示单一电价、双向峰谷电价情况下母线负荷的误差相对值； μ_1 为负荷曲线满意度，其值代表在双向峰谷电价情况下负荷曲线的优化程度； μ_2 为 CCHP 满意度，其值代表在双向峰谷电价情况下 CCHP 经济成本的优化程度。

各权重下联供系统响应双向峰谷电价后接入母线负荷曲线及购售电功率响应结果如图 3。其中，均衡权重的联合满意度模型(即 C， $\omega_1=0.5$ 、 $\omega_2=0.5$)优化所得联供系统调度各机组出力如图 4 所示，CCHP 系统的电能平衡和热能平衡分别如图 5、图 6 所示。

4.3 结果分析

(1) 联供机组出力及购售电功率分析

由图 3 可见，新的负荷曲线较原负荷曲线更加平缓。峰时段，联供系统均有能力“削峰”。结合表 4 数据，负荷曲线满意度指标能够反映图 3 中各类曲线的平坦程度，验证了负荷曲线满意度指标的准确性，进而验证了含负荷曲线与 CCHP 联合满意度的峰谷定价模型的有效性。

由图 5 电能平衡、图 6 热能平衡可知，在时段

9:00~14:00, 联供系统热负荷达到高峰, 此时需辅助锅炉补充, 燃气轮机全部最大出力, 多余的电能反馈给电网; 在谷时段, 联供系统购电可“填谷”, 在时段 00:00~07:00, 联供系统的热、电负荷均不高, 购电需求不高, 因此“填谷”效果不明显, 在时段 15:00~18:00 则较明显。显然, CCHP 系统响应电价后获得自身良好经济性的同时对接入母线原负荷曲线起到了一定的“削峰填谷”的作用。

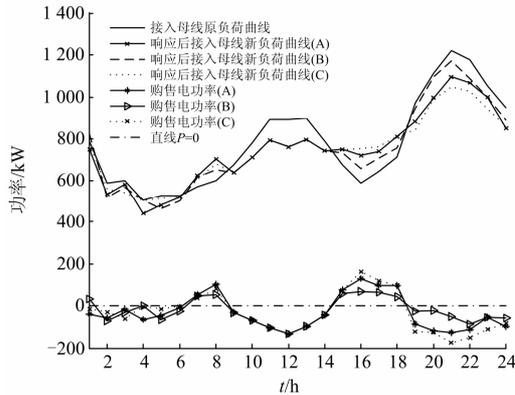


图 3 接入母线负荷曲线及购售电功率响应结果

Fig. 3 Load curve of the bus and purchase and sell power

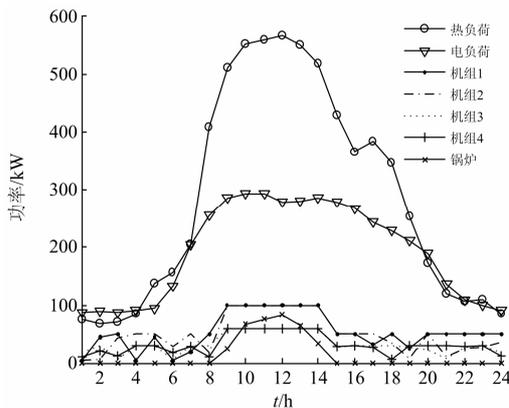


图 4 联合满意优化后各机组出力

Fig. 4 Output of the unit of joint satisfaction optimization

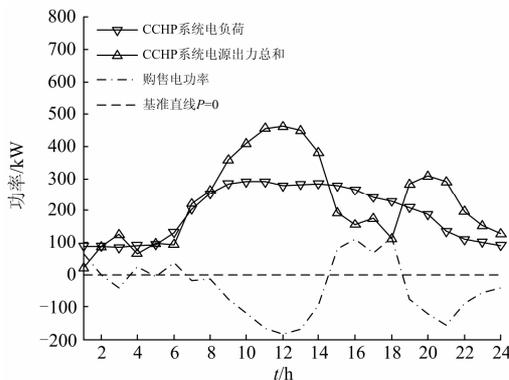


图 5 CCHP 系统电能平衡

Fig. 5 Energy balance of CCHP system

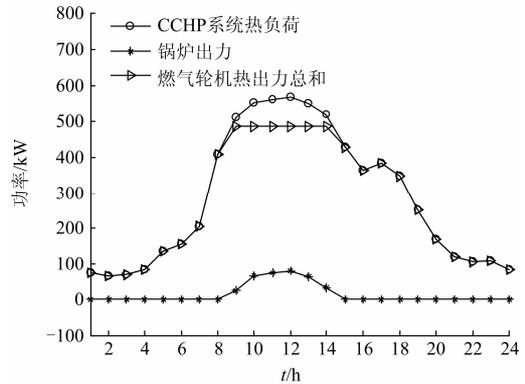


图 6 CCHP 系统热能平衡

Fig. 6 Heat energy balance of CCHP system

(2) 电网满意度与 CCHP 满意度对比分析

各不同权重下优化电价均能定出相应目标最优下的电价, 采用双向峰谷电价情况下母线负荷的误差相对值 r_{ls} 都较采用单一电价情况下母线负荷的误差相对值 $r_{ls,non}$ 低, 采用双向峰谷电价负荷曲线及 CCHP 经济性都有所优化, 但 CCHP 对所定电价的实际响应情况各不相同。

权重偏向负荷曲线满意度时(即 A), 优化所得的负荷曲线满意度值为 27.30%, CCHP 满意度为 3.79%; 权重偏向 CCHP 满意度时(即 B), 优化所得的负荷曲线满意度值为 10.03%, CCHP 满意度为 11.17%; 取均衡权重的联合满意度模型时(即 C), 优化所得的负荷曲线满意度值为 24.92%, CCHP 满意度为 5.19%。可见, 均衡权重的联合满意度模型所定峰谷电价比不同权重的更能使联供系统积极响应, 削峰填谷效果更优。

5 结论

(1) 定义负荷曲线满意度客观评价 CCHP 对接入母线负荷曲线的改善效果, 利用基于最小二乘法的绝对误差值刻画接入母线日负荷与其均值的偏离程度, 并以未接入联供系统时的该误差值为基准, 定义误差值的变化率作为负荷曲线满意度。

(2) 定义基于经济性指标的 CCHP 满意度, 建立了追求负荷曲线与 CCHP 联合满意度的峰谷电价优化模型, 确定双向计量的峰谷电价。该模型所定峰谷电价能激励联供系统积极响应调整其供能方案, 获得最优经济环保效益, 同时改善了接入母线的负荷曲线。

(3) 不同权重的满意度目标, 将获得不同的双向峰谷电价, 并产生不同的 CCHP 响应。其中, 均衡的联合满意度得出的电价更能实现电网与 CCHP 的双赢。所提出的满意度定义方法可在进一步的定价

研究扩展增加环境等满意度指标, 并且所定义的负荷曲线满意度不仅针对接入母线, 更可针对全电力系统负荷曲线的满意度。

参考文献

- [1] 朱文昊, 谢品杰. 基于 CVaR 的峰谷分时电价对供电公司购电组合策略影响分析[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(14): 16-21.
ZHU Wenhao, XIE Pinjie. Influence analysis of CVaR model based TOU electricity price on portfolio strategy[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(14): 16-21.
- [2] 徐永丰, 吴洁晶, 黄海涛, 等. 考虑负荷率的峰谷分时电价模型[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(23): 1-9.
XU Yongfeng, WU Jiejing, HUANG Haitao, et al. Time-of-use tariff model considering load factor[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(23): 1-9.
- [3] 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.
ZHOU Renjun, KANG Xinwen, LI Shaojin, et al. Energy flow function and operational strategy of CCHP system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(1): 1-5.
- [4] 郭力, 王守相, 许东, 等. 冷电联供分布式供能系统的经济运行分析[J]. 电力系统及其自动化学报, 2009, 21(5): 8-12.
GUO Li, WANG Shouxiang, XU Dong, et al. Economical operation analysis of CCP distributed energy supply system[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2009, 21(5): 8-12.
- [5] 崔强, 王秀丽, 王维洲. 考虑风电消纳能力的高载能用户错峰峰谷电价研究[J]. 电网技术, 2015, 39(4): 946-952.
CUI Qiang, WANG Xiuli, WANG Weizhou. Stagger peak electricity price for heavy energy-consuming enterprise considering improvement of wind power accommodation[J]. Power System Technology, 2015, 39(4): 946-952.
- [6] VLOT M C, KNIGGE J D, SLOOTWEG J G. Economical regulation power through load shifting with smart energy appliances[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2013, 4(3): 1705-1712.
- [7] 葛少云, 黄镠, 刘洪. 电动汽车有序充电的峰谷电价时段优化[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(10): 1-5.
GE Shaoyun, HUANG Liu, LIU Hong. Optimization of peak-valley TOU power price time-period in ordered charging mode of electric vehicle[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(10): 1-5.
- [8] 郭联哲, 谭忠富, 李晓军. 基于用户响应下的分时电价优化设计模型与方法[J]. 电网技术, 2006, 30(5): 24-28.
GUO Lianzhe, TAN Zhongfu, LI Xiaojun. Demand and response based model and method for optimal design of time of use electricity price[J]. Power System Technology, 2006, 30(5): 24-28.
- [9] 徐智威, 胡泽春, 宋永华, 等. 基于动态分时电价的电动汽车充电站有序充电策略[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(22): 3638-3646.
XU Zhiwei, HU Zechun, SONG Yonghua, et al. Coordinated charging strategy for PEV charging stations based on dynamic time-of-use tariffs[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(22): 3638-3646.
- [10] 尚璠, 邵能灵, 刘琦, 等. 采用区间控制的蓄电池储能电站调峰运行控制策略[J]. 电工技术学报, 2015, 30(16): 221-229.
SHANG Jin, TAI Nengling, LIU Qi, et al. Load shifting scheme of battery energy storage system based on interval controlling[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(16): 221-229.
- [11] 宋晓英, 王艳松. 基于协同进化遗传算法的微网经济环保调度[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(5): 85-89.
SONG Xiaoying, WANG Yansong. Economic and environmental dispatch of microgrid using co-evolutionary genetic algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(5): 85-89.
- [12] 翟桥柱, 王凌云. 需求侧响应对降低发电成本的效益估计[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(7): 1198-1205.
ZHAI Qiaozhu, WANG Lingyun. Estimation of generating costs reduction as a result of demand response[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(7): 1198-1205.
- [13] 刘星平, 李世军, 于浩明, 等. 住宅小区内电动汽车有序充电优化模式[J]. 电工技术学报, 2015, 30(20): 238-245.
LIU Xingping, LI Shijun, YU Haoming, et al. Coordinated charging optimization mode of electric vehicles in the residential area[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(20): 238-245.

- [14] FANG F, WANG Q H, SHI Y. A novel optimal operational strategy for the CCHP system based on two operating modes[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(2): 1032-1041.
- [15] 段绍辉, 汪伟, 刘中胜, 等. 含光伏的冷热电联供微网系统优化调度方案[J]. 电力系统及其自动化学报, 2013, 25(4): 150-155.
DUAN Shaohui, WANG Wei, LIU Zhongsheng, et al. Research on optimal scheduling of combined cooling heating and power with photovoltaic power generation[J]. Proceedings of the CSU-EPSSA, 2013, 25(4): 150-155.
- [16] 周任军, 冉晓洪, 毛发龙. 分布式冷热电三联供系统节能协调优化调度[J]. 电网技术, 2012, 36(6): 8-14.
ZHOU Renjun, RAN Xiaohong, MAO Falong. Energy saving coordinated optimal dispatch of distributed combined cool, heat and power supply[J]. Power System Technology, 2012, 36(6): 8-14.
- [17] 钱科军, 袁越, 石晓丹, 等. 分布式发电的环境效益分析[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(29): 11-15.
QIAN Kejun, YUAN Yue, SHI Xiaodan, et al. Environmental benefits analysis of distributed generation[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(29): 11-15.
-
- 收稿日期: 2015-09-05; 修回日期: 2015-12-10
作者简介:
范 龙(1990-), 男, 通信作者, 硕士研究生, 主要从事电力系统运行与规划, 冷热电联供系统优化研究; E-mail: longf_2008@163.com
李献梅(1990-), 女, 硕士, 主要从事电力系统运行与规划, 冷热电联供系统优化研究; E-mail: xianmei0101@163.com
周任军(1964-), 女, 博士, 教授, 研究方向为电力系统优化、电网规划与运行、新能源接入系统、风险及条件风险、分布式电源规划、低碳电力。E-mail: zrj0731@163.com
(编辑 周金梅)