

DOI: 10.7667/PSPC171095

基于成本效益分析的峰谷分时电价优化模型

孔强¹, 付强², 林亭君³, 张也², 彭子健², 万亚玲², 郭良²

(1. 江西腾达电力设计院有限公司, 江西 南昌 330000; 2. 国网浙江宁波市鄞州区供电有限公司, 浙江 宁波 315100; 3. 河海大学能源与电气学院, 江苏 南京 210000)

摘要: 为了制定出对需求侧管理各个参与方均有利的峰谷分时电价策略, 首先对各参与方的成本、收入变化量进行分析, 建立了合理的成本效益分析模型。并在此基础上创建了以峰谷电价比和拉开比作为决策变量的峰谷分时电价优化模型。然后通过宽容分层序列法将原模型的求解由多目标问题转换为单目标问题, 再采用遗传算法求解单目标问题, 得到满意的决策变量取值。最终根据该取值制定出优化的峰谷分时电价策略。算例分析表明: 该策略实施后, 一方面可以取得良好的削峰填谷效果, 另一方面可使得电网公司、电力用户和全社会均获得更多的利润, 从而有效提高电力系统的稳定性和经济性。

关键词: 峰谷分时电价; 需求侧管理; 成本效益分析; 削峰填谷; 多目标优化

Optimal peak-valley time-of-use power price model based on cost-benefit analysis

KONG Qiang¹, FU Qiang², LIN Tingjun³, ZHANG Ye², PENG Zijian², WAN Yaling², GUO Liang²

(1. Jiangxi Tengda Electric Power Design Institute Ltd., Nanchang 330000, China; 2. Yinzhou District Power Supply Enterprise of Ningbo City, State Grid, Ningbo 315100, China; 3. College of Energy and Electrical Engineering, Hohai University, Nanjing 210000, China)

Abstract: In order to formulate the peak-valley time-of-use power price strategy which is beneficial to each participant in DSM, this paper not only analyses the cost and income change of each participant but also proposes a reasonable cost-benefit analysis model. On this basis, an optimized model of peak-valley time-of-use power price with ratio of peak to valley price and pull-apart rate as the decision variables is built. Next, the tolerant stratified sequence is used to simplify the original model from a multi-objective problem to a single objective problem whose satisfactory decision variables can be obtained by the genetic algorithm. Finally, the optimized peak-valley time-of-use power price strategy is formulated according to the obtained decision variables. The example analysis shows that the optimal strategy has a good performance on peak shaving and valley filling. Additionally, it also brings more profits for Power Grid Corp, customers, and all society, thereby improves the stability and economy of power system effectively.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 61601414).

Key words: peak-valley time-of-use power price; demand side management; cost-benefit analysis; peak shaving and valley filling; multi-objective optimization

0 引言

随着电力工业的改革与发展, 诸多国家和地区已开始实施需求侧管理(Demand Side Management, DSM)以提高用电效率、优化用电方式、降低电量消耗并且缓解电网供电压力^[1]。峰谷分时电价是 DSM 一项有效的经济手段^[2-3], 它通过峰、谷、平时段不

同的电价信号刺激用户改变用电方式, 降低高峰时段的用电量并且提高低谷时段的用电量, 从而达到削峰填谷的目的。目前, 针对峰谷分时电价的研究主要集中在峰谷时段的划分^[4-5]、分时电价的确立^[6-12]、各参与方成本效益分析^[13-14]和实施后的用户响应^[15-18]等方面, 其中峰谷分时电价的确立是研究的重点和热点: 文献[6-7]基于电力需求价格弹性矩阵, 建立了峰谷分时电价定价模型; 文献[8-10]将销售侧电价与上网侧电价联系起来研究了峰谷分时电价实施方

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(61601414)

案的设计问题; 文献[11]考虑需求响应因素, 建立电网公司与用户博弈的分时电价定价模型, 基于博弈理论研究峰谷分时电价最优制定策略。

峰谷分时电价的确立一方面直接影响着对地区负荷削峰填谷的效果, 不同电价定值下的高峰负荷减少量和低谷负荷增加量不同; 另一方面, 对电网公司、电力用户和全社会三个 DSM 参与方的利益分配具有决定作用, 分时电价取值不同, 各参与方所能获得的利益也就不同。现有的研究是在峰谷分时电价策略已经确定的情况下对各参与方的成本效益进行分析, 而在分时电价策略的制定过程中若不考虑各参与方的利益变化, 所取得的电价定值可能会损害某一参与方的利益, 如实施峰谷分时电价后的平均售电价格过低而使得电网公司利润减少, 严重阻碍 DSM 工作的顺利进行。针对此问题, 本文首先建立了电网公司、电力用户和全社会的成本效益分析模型, 然后在此基础上将各参与方获利均不能减少作为经济约束条件纳入所建的电价模型, 以使制定的峰谷分时电价策略在取得良好的削峰填谷效果的同时保证各参与方的利益, 从而充分引导各方参与 DSM 的积极性, 保证 DSM 措施的成功实施。

1 成本效益分析

电网公司、电力用户及政府是 DSM 的三个参与方, 峰谷分时电价是由电网公司制定并实施的, 其实施对象为广大电力用户, 同时政府部门负责主导具体价格并监督分时电价政策的实施过程^[1]。电网公司制定峰谷分时电价策略时, 在保证自身能够从中受益的同时, 为了使得用户积极地响应分时电价, 需要确保用户因峰谷分时电价的实施而获利。此外, 峰谷分时电价的实施需要保证全社会的利益, 以获得政府部门的批准。

因此, 在制定峰谷分时电价策略时, 需要对 DSM 的各参与方进行成本效益分析, 以确保各方均能因峰谷分时电价的实施而受益。本文建立了各参与方在一个负荷日内的成本、收入、利润的变化量分析模型, 分析各参与方成本效益。

1.1 电网公司成本、收入变化量分析模型

峰谷分时电价对地区最大负荷的削减作用会减少为满足负荷需求而需建设的变电站容量及其对应的线路及开关设备的数量, 从而节省了电网公司的投资成本, 即电网公司的成本变化量为节省的投资费用。同时, 实施峰谷分时电价后, 平均电价会发生变化, 从而改变了电网公司的售电收入。因此, 可建立电网公司成本、收入变化量分析模型为

$$\Delta C_n = -E_d \quad (1)$$

$$\Delta I_n = (P_1 - P_0)Q_0 \quad (2)$$

式中: ΔC_n 、 ΔI_n 分别为电网公司成本、收入变化量, 单位为万元; E_d 为一个负荷日内节省的电力投资平均值, 单位为万元; P_0 、 P_1 分别为峰谷分时电价实施前后的平均电价, 单位为元/kWh; Q_0 为全天用电量, 单位为 MWh, 根据文献[16]可假设其值在峰谷分时电价实施前后不变。

1.2 用户成本、收入变化量分析模型

用户在响应峰谷分时电价后, 一方面其电费支出因平均电价的变化而变化, 另一方面, 用户的用电时段改变, 需要调整生产流程, 从而需支出额外的运维费用和工人加班补贴。本文将这一部分费用记为项目管理费, 并视为用户新增的生产成本, 故用户的成本变化量为电费支出变化量和项目管理费的代数和。根据文献[16]中峰谷分时电价实施前后的用电量不变的假设, 可知一个负荷日内的生产量变化很小, 可忽略不计, 从而用户从事生产活动所带来的收入也就不变, 即收入变化量为 0。因此, 可建立用户成本、收入变化量分析模型为

$$\Delta C_u = (P_1 - P_0)Q_0 + A \quad (3)$$

$$\Delta I_u = 0 \quad (4)$$

式中: ΔC_u 、 ΔI_u 分别为用户成本、收入变化量, 万元; A 为用户因响应峰谷分时电价而支出的项目管理费, 万元。

1.3 全社会成本、收入变化量分析模型

全社会是指电网公司、电力用户及供电服务的社会区域所构成的集合, 峰谷分时电价的实施带来的环境效益及部分社会效益难以定量计算, 如减少碳排放所带来的环境效益和减少限电现象所带来的社会经济效益等。此外, 电网公司的售电收入损失属于公司和用户之间的资金流的社会内部转移, 不可计入全社会的成本效益变化量。因此, 忽略难以定量计算的经济效益及资金流的内部转移, 全社会的成本变化量即为实施峰谷分时电价后电网公司节省的建设投资费用和用户新增的项目管理费的代数和。和 1.2 节中对用户收入变化量的分析相同, 实施峰谷分时电价前后全社会因从事生产活动所获得的收入也不变。因此, 可建立全社会的成本、收入变化量分析模型为

$$\Delta C_w = -E_d + A \quad (5)$$

$$\Delta I_w = 0 \quad (6)$$

式中: ΔC_w 、 ΔI_w 分别为全社会的成本、收入变化量, 单位为万元。

1.4 各参与方利润变化量分析模型

由式(1)一式(6)可计算求得 DSM 的各参与方利

润变化量分析模型为

$$\begin{cases} \Delta B_n = \Delta I_n - \Delta C_n = (P_1 - P_0)Q_0 + E_d \\ \Delta B_u = \Delta I_u - \Delta C_u = -(P_1 - P_0)Q_0 - A \\ \Delta B_w = \Delta I_w - \Delta C_w = E_d - A \end{cases} \quad (7)$$

2 电价优化模型

2.1 基本假设

1) 平时段电价反映了地区的总体用电水平, 而峰谷分时电价实施前后, 地区总体用电水平不变, 因此可以假设平时段电价等于实施峰谷分时电价前的平均电价, 即

$$P_p = P_0 \quad (8)$$

式中, P_p 为实施峰谷分时电价后的平时段电价, 单位为元/kWh。

2) 峰谷分时电价的实施不应改变用户原有的正常用电需求, 故可假设负荷是可以转移但不可削减的, 即峰谷分时电价实施前后的地区用电量不变。

$$Q_0 = Q_f + Q_p + Q_g \quad (9)$$

式中: Q_0 为实施峰谷分时电价前的用电量, 单位为 MWh; Q_f 、 Q_p 、 Q_g 分别为实施峰谷分时电价后的峰时段、平时段和谷时段用电量, 单位为 MWh。

2.2 数学关系推导

设 λ_f 、 λ_g 分别为峰、谷时段电价相对于平时段电价上、下浮动的比例, 结合式(8)可得峰、谷时段电价分别为

$$P_f = P_0(1 + \lambda_f) \quad (10)$$

$$P_g = P_0(1 - \lambda_g) \quad (11)$$

式中, P_f 和 P_g 分别为实施峰谷分时电价后的峰时段和谷时段电价。

定义拉开比为峰、谷时段电价相对于基础电价浮动的比例之比^[19], 则拉开比可表示为

$$\beta = \frac{\lambda_f}{\lambda_g} \quad (12)$$

结合式(8)一式(11), 得实施峰谷分时电价后的平均电价为

$$P_1 = \frac{P_f Q_f + P_p Q_p + P_g Q_g}{Q_f + Q_p + Q_g} = P_0 \left(1 + \frac{\lambda_f Q_f - \lambda_g Q_g}{Q_0} \right) \quad (13)$$

对于电网公司, 峰谷分时电价削减的最大负荷越多, 公司所能减少的投资费用也就越多, 因此可假设节省的投资费用与最大负荷转移量成正比, 即

$$E_d = a \Delta L_{\max} \quad (14)$$

式中: a 为比例系数; ΔL_{\max} 为实施峰谷分时电价后

的最大负荷转移量, 单位为 MW。

根据文献[15]的研究, 可得

$$\Delta L_{\max} = (\gamma_{fg} + \gamma_{fp}) L_{\max} \quad (15)$$

式中, γ_{fg} 、 γ_{fp} 分别为峰谷、峰平时段之间的负荷转移率, 其计算方法为

$$\gamma_{fg} = k_{fg} (P_f - P_g) + b_{fg} = k_{fg} P_0 (\lambda_f + \lambda_g) + b_{fg} \quad (16)$$

$$\gamma_{fp} = k_{fp} (P_f - P_p) + b_{fp} = k_{fp} P_0 \lambda_f + b_{fp} \quad (17)$$

式中, k_{fg} 、 k_{fp} 、 b_{fg} 、 b_{fp} 为转移函数的参数, 均为常量。

由式(14)一式(17)可得

$$E_d = k_f \lambda_f + k_g \lambda_g + z \quad (18)$$

式中: $k_f = a L_{\max} P_0 (k_{fg} + k_{fp})$; $k_g = a L_{\max} P_0 k_{fg}$;

$z = a L_{\max} (b_{fg} + b_{fp})$ 。

根据式(1)一式(3)、式(7)、式(13)和式(18)可求得电网公司收入、利润变化量为

$$\Delta I_n = P_0 (\lambda_f Q_f - \lambda_g Q_g) \quad (19)$$

$$\Delta B_n = P_0 (\lambda_f Q_f - \lambda_g Q_g) + k_f \lambda_f + k_g \lambda_g + z \quad (20)$$

用户将响应峰谷分时电价后节省的电费支出按一定比例用作新增的项目管理费^[20], 即

$$A = |\eta (P_1 - P_0) Q_0| \quad (21)$$

式中, η 为比例系数, 且满足 $0 \leq \eta \leq 1$ 。

根据式(3)一式(7)、式(19)和式(21)可求得电力用户成本、利润和全社会利润变化量分别为

$$\Delta C_u = P_0 (\lambda_f Q_f - \lambda_g Q_g) + |\eta (P_1 - P_0) Q_0| \quad (22)$$

$$\Delta B_u = P_0 (\lambda_f Q_f - \lambda_g Q_g) + k_f \lambda_f + k_g \lambda_g + z \quad (23)$$

$$\Delta B_w = k_f \lambda_f + k_g \lambda_g + z - |\eta (P_1 - P_0) Q_0| \quad (24)$$

式(22)一式(24)中的 P_0 、 k_f 、 k_g 、 z 、 η 均为定值, 则可知 ΔB_n 、 ΔB_u 和 ΔB_w 为关于变量 λ_f 和 λ_g 的二元函数为

$$\begin{cases} \Delta B_n = f_n(\lambda_f, \lambda_g) \\ \Delta B_u = f_u(\lambda_f, \lambda_g) \\ \Delta B_w = f_w(\lambda_f, \lambda_g) \end{cases} \quad (25)$$

中国现行的峰谷分时电价策略是由电网公司确定峰谷电价比并保持其值在短时间内基本不变^[1], 因此需设置峰谷电价比为电价模型的决策变量。设 K 为峰、谷时段电价比, 其按式(26)计算。

$$K = \frac{P_f}{P_g} = \frac{1 + \lambda_f}{1 - \lambda_g} \quad (26)$$

又根据式(12)和式(26)可得

$$\begin{cases} \lambda_f = \frac{\beta(K-1)}{K+\beta} \\ \lambda_g = \frac{K-1}{K+\beta} \end{cases} \quad (27)$$

结合式(25)和式(27)可将 ΔB_n 、 ΔB_u 和 ΔB_w 转化为关于变量 K 和 β 的二元函数, 如式(28)。

$$\begin{cases} \Delta B_n = f_n(K, \beta) \\ \Delta B_u = f_u(K, \beta) \\ \Delta B_w = f_w(K, \beta) \end{cases} \quad (28)$$

2.3 模型的建立

基于实施峰谷分时电价进行削峰填谷的目标^[21], 结合本文2.2节所述, 选择 K 和 β 为决策变量, 可构建峰谷分时电价优化模型的目标函数为

$$\min \left(\max_{t \in [0, 24]} L(P_0, K, \beta, t) \right) \quad (29)$$

$$\min \left(\max_{t \in [0, 24]} L(P_0, K, \beta, t) - \min_{t \in [0, 24]} L(P_0, K, \beta, t) \right) \quad (30)$$

式中: $\max_{t \in [0, 24]} L(P_0, K, \beta, t)$ 是日负荷曲线 L 的最大值, 即峰荷, 单位为 MW; $\min_{t \in [0, 24]} L(P_0, K, \beta, t)$ 是日负荷曲线 L 的最小值, 即谷荷, 单位为 MW; 峰荷与谷荷之差即峰谷差为

$$\max_{t \in [0, 24]} L(P_0, K, \beta, t) - \min_{t \in [0, 24]} L(P_0, K, \beta, t), \text{ 单位为 MW.}$$

同时, 需要满足以下约束条件:

1) 为了保证用户的正常用电需求, 峰谷分时电价实施前后的用电量不变, 即满足式(9);

2) 如第1节所述, 峰谷分时电价的实施应该使得 DSM 各参与方的利润均增多(至少不能减少), 即应该满足:

$$\Delta B_n = f_n(K, \beta) \geq 0 \quad (31)$$

$$\Delta B_u = f_u(K, \beta) \geq 0 \quad (32)$$

$$\Delta B_w = f_w(K, \beta) \geq 0 \quad (33)$$

3) 峰谷分时电价对负荷的调节程度过小会导致削峰填谷效果不明显, 调节程度过大可能会导致峰谷倒置, 从而严重危害电力系统安全运行。因此, 峰谷分时电价对负荷的调节能力应该满足在一定限度内的约束。

$$\left| L(P_0, K, \beta, t) - L_0(t) \right| \leq R_{\max} \cdot L_0(t) \quad (34)$$

式中: R_{\max} 为负荷可调节的最大比例, 其值由当地的电力监管部门根据实际情况确定; $L_0(t)$ 、 $L(P_0, K, \beta, t)$ 分别表示峰谷分时电价实施前后各时刻的负荷, 单位为 MW。

综上所述, 建立了以峰谷电价比 K 和拉开比 β 为决策变量的峰谷分时电价优化模型, 其目标函数为式(29)和式(30), 约束条件为式(9)和式(31)一式(34)。

3 模型求解

3.1 模型分析及求解策略

2.3节中建立的峰谷分时电价模型具有两个目标函数, 属于多目标非线性规划问题, 这类问题很难求出最优解, 并且计算过程复杂繁琐^[22], 故考虑先将多目标问题转换为单目标问题, 然后再进行求解, 得出精度较高且有实际意义的满意解。分层序列法是一种有效的非线性多目标求解方法, 其基本思想是先按照模型目标函数的重要性进行优先排序, 然后在可行域内按照优先顺序逐层对各目标函数进行极小化, 如此直到最后一层得到模型的最优解。同时, 为了防止求解过程在中间的某一层得到唯一的最优解而中断, 可将每一优先层次的解适当放宽, 即宽容分层序列法^[23]。

本文重点考虑的是峰谷分时电价对 DSM 各参与方的经济效益影响, 而如前文所述, 最大负荷的转移量决定了电网公司的成本变化量, 就此而言, 目标函数式(29)的重要性要高于式(30)。因此, 可采用宽容分层序列法将电价模型由多目标问题转换为单目标问题, 再进行求解。

为了便于表示, 简记式(29)和式(30)为

$$\min g_1(K, \beta) \quad (35)$$

$$\min g_2(K, \beta) \quad (36)$$

根据式(35)和式(36)的重要性比较, 将式(35)作为第一优先层次, 式(36)作为第二优先层次。首先以式(35)为目标函数, 式(9)和式(31)一式(34)为约束条件构成问题 T_1 , 求解 T_1 得最优值 g_1^* 。然后将 $g_1(K, \beta) \leq g_1^* + \delta_1$ (δ_1 是宽容值, 其值为很小的正数)、式(9)和式(31)一式(34)组合形成新的约束条件, 并以式(36)为目标函数构成问题 T_2 , 最后对 T_2 进行求解得到原电价模型的最优解及最优值。具体求解策略示意图如图1所示。

3.2 求解算法流程

运用宽容分层序列法将所建峰谷分时电价模型由原来的多目标问题转换为两个单目标问题后, 再采用遗传算法求解转换后的单目标问题, 以峰荷最小目标为例, 其算法步骤如下。

1) 编码及群体初始化: 设 $X=(K, \beta)^T$, X 为由前文所建电价模型的两个决策变量即峰谷电价比及拉开比所构成的向量。根据中国峰谷分时电价的实施现状及作者调查研究, 本文将 K 的取值范围定为 $[3, 4]$ ^[1], 保留一位小数, β 的取值范围定为 $[0, 1.50]$,

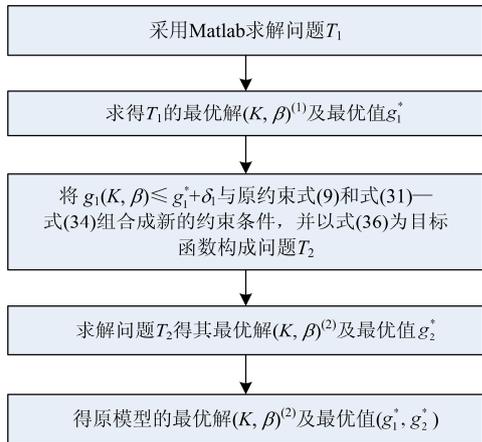


图 1 模型求解策略示意图

Fig. 1 Schematic diagram of model solving strategy

保留两位小数。因此可采用十进制编码，用一个两位的十进制串表示 K ，用一个三位的十进制串表示 β ，进而将这两个十进制串依次排列构成一个染色体；设群体规模为 N ，即随机生成 N 个染色体 $X(i, 0)(i=1, 2, \dots, N)$ ，从而将群体初始化为 $P(0)=\{X(1,0), X(2,0), \dots, X(N,0)\}$ 。

2) 计算个体的适应值：将最大负荷的倒数作为适应度函数，记 t 为进化代数，其初始值为 0，对种群 $P(t)$ 中每个个体 $X(i,t)$ 的适应值 $f(X(i,t))$ 进行计算。

3) 选择复制：采用赌轮盘法进行选择，首先根据方程 $P_i^{(t)} = f(X(i,t)) / \sum_{i=1}^N f(X(i,t))$ 计算每代各个体的生存概率 $P_i^{(t)}$ ，然后产生 $\{0,1\}$ 的随机数 $rand(\cdot)$ ，并求取 $s = rand(\cdot) \times \sum_{i=1}^N f(X(i,t))$ ，再计算 $\sum_{i=1}^t f(X(i,t)) \geq s$ 中最小的代数 t 并选中第 t 个个体，最后如此反复进行 N 次操作，得到 N 个个体，成为下一代种群 $P(t+1)$ 。

4) 交叉：群体中随机的两个个体从各自字符串的某一随机位置开始互相交换，进而得到新个体。

5) 变异：随机选择个体中的某位，并以一定的概率将该位数值由 y 变为 $(9-y)$ ，完成变异过程。

6) 停止：对步骤 2) 一步骤 5) 进行循环操作，直到迭代至预设的终止进化代数，选择最后一代中适应值最大的个体作为最优解输出。

峰谷差最小目标模型的求解过程与峰荷最小目标相同，不再赘述。

4 算例分析

4.1 原始数据

某地区实施峰谷分时电价之前的平均电价为

0.59 元/kWh，典型负荷日的最大负荷为 7 800 MW，最小负荷为 4 925 MW，峰谷差率为 36.86%；日负荷率及最小负荷系数分别为 80.43%和 63.14%；全天用电量为 150 570 MWh。各个时刻的具体负荷数据如表 1 所示。

表 1 典型日负荷数据

Table 1 Typical day load data

时刻	负荷/MW	时刻	负荷/MW	时刻	负荷/MW
1	5 125	9	7 190	17	7 305
2	5 350	10	7 355	18	7 365
3	5 215	11	7 540	19	7 800
4	4 925	12	6 715	20	7 765
5	5 450	13	6 840	21	7 305
6	5 675	14	6 940	22	6 825
7	5 975	15	6 895	23	5 830
8	6 450	16	6 875	24	5 550

根据文献[5]的时段划分方法对该地区进行峰谷时段划分，划分结果为：9:00—11:00 和 17:00—21:00 为高峰时段；23:00—次日 7:00 为低谷时段；7:00—9:00、11:00—17:00 和 21:00—23:00 为平时段。实施峰谷分时电价前的峰、平、谷时段用电量分别为 44 955 MWh、68 114 MWh 和 37 501 MWh。

4.2 优化结果分析

实施峰谷分时电价后可对地区已有的电网规划方案进行修正^[24]，计算出修正后的投资估算，并与原规划方案的投资估算进行比较，从而计算出节省的投资值即 E_d ；设种群大小为 50，交叉概率为 0.7，变异概率为 0.005；比例系数 η 取值为 20%。实施峰谷分时电价后的最大负荷及峰谷差是削峰填谷效果的具体表现。根据对当地几次实施峰谷分时电价后用户反映的历史数据调查，结合本文所建电价优化模型及其求解方法，对该地区实施峰谷分时电价后的削峰填谷效果进行仿真计算，计算结果如图 2 和图 3 所示。

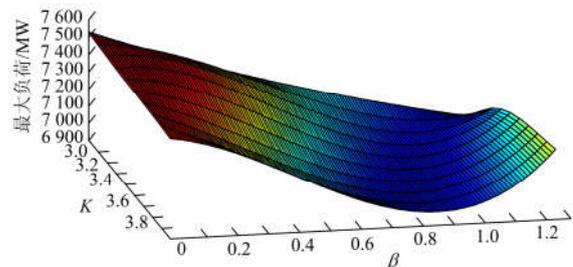


图 2 最大负荷仿真图

Fig. 2 Chart of peak load simulator

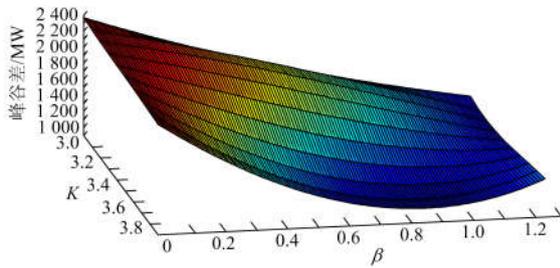


图3 峰谷差仿真图

Fig. 3 Chart of peak-valley difference simulator

根据图2和图3可知,在峰谷电价比 K 为3.7,拉开比 β 为0.75时,分时电价模型的主要目标即峰荷最小化完成度最好,次要目标即峰谷差最小化完成度虽未达到最好,但也取得了较为满意的结果。因此,将峰谷电价比和拉开比分别定值为3.7和0.75,即峰、谷时段的电价分别取值为0.858元/kWh和0.232元/kWh,其对应的峰谷分时电价策略实施后的负荷曲线如图4所示。

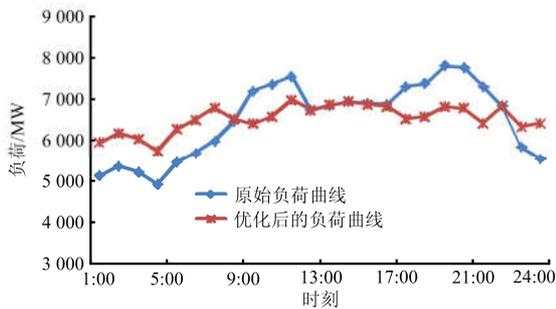


图4 实施峰谷分时电价前后的负荷曲线对比

Fig. 4 Comparison of load curves between original price and peak-valley time-of-use price

根据图4可知,相比于原始负荷曲线,峰谷分时电价的实施取得了良好的削峰填谷效果,优化后的负荷曲线更加平坦。最大负荷由原来的7800MW下降为6980MW,最小负荷由原来的4925MW上升为5740MW,峰谷差由原来的2875MW下降为1240MW,日负荷率上升了9.87%,从而系统的稳定性和经济性得以提升^[25]。

4.3 成本效益分析

实施峰谷分时电价后的峰、平、谷时段用电量分别为39890MWh、67267MWh和43413MWh,由式(13)和式(27)可求得平均电价 P_1 为0.558元/kWh。然后根据式(1)一式(7)和式(21)可对DSM各个参与方的成本效益进行计算,计算结果如表2所示。

表2 各参与方的成本、收入、利润变化量

Table 2 Changes in costs, revenues, and profits of each participant

DSM 参与方	成本变化量/ 万元	收入变化量/ 万元	利润变化量/ 万元
电网公司	-483.108	-429.052	54.056
用户	-343.242	0	343.242
全社会	-397.298	0	397.298

根据表2可知,实施前文所述的峰谷分时电价策略后,对电网公司而言,虽然由于平均电价降低而导致售电收入减少了429.052万元,但是峰荷的削减会使得公司节省483.108万元的建设投资成本,故最终仍能获得54.056万元的利润增量;对用户而言,生产收入不变而用电成本降低,使得用户能够获得343.242万元的利润增量;由于电网公司和电力用户均因峰谷分时电价的实施而获利,致使全社会也获得了397.298万元的利润增量。因此,DSM的各参与方均因峰谷分时电价的实施而获得了更加良好的经济效益。

如本文2.3节所述,拉开比 β 也是峰谷分时电价模型的决策变量,其取值会影响DSM各参与方的成本效益。例如峰谷电价比取上文所述的最优值3.7时,根据式(1)一式(7)、式(10)、式(11)、式(13)和式(27)及图2中的峰荷仿真计算,电网公司、用户和全社会的利润变化量随拉开比变化的曲线如图5所示。

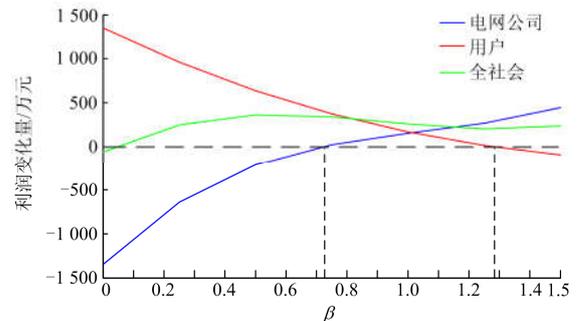


图5 利润变化量随拉开比变化曲线

Fig. 5 Benefit variation curve related to pull-apart rate

由图5可知,拉开比取值在一定范围内(图5中横坐标的黄色部分)时,DSM的各参与方才能均因实施峰谷分时电价而获利,取值不当会导致某一参与方获利减少。因此,建议在今后的峰谷分时电价策略制定工作中同时确定峰谷电价比及拉开比取值,以获得合理的电价策略,保证各参与方的利益。

5 结语

本文建立了DSM的各个参与方即电网公司、

电力用户和全社会的成本效益分析模型,并基于此将各参与方均获利作为经济约束条件,建立了以峰谷电价比和拉开比为决策变量的峰谷分时电价优化模型。利用所建电价模型可求得优化的峰谷分时电价策略,从而使得峰谷分时电价实施后在取得良好的削峰填谷效果而提高电力系统稳定性的同时,保证各参与方的利益,进一步促进 DSM 工作的顺利进行。

参考文献

- [1] 刘秋华, 陈洁. 电力需求侧管理[M]. 北京: 中国电力出版社, 2015.
- [2] KIRSCHEN D S. Demand-side view of electricity markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2003, 18(2): 520-527.
- [3] GALVIS J C, COSTA A. Demand side management using time of use and elasticity price[J]. IEEE Latin America Transactions, 2016, 14(10): 4267-4274.
- [4] 丁宁, 吴军基, 邹云. 基于 DSM 的峰谷时段划分及分时电价研究[J]. 电力系统自动化, 2001, 25(23): 9-12, 16.
DING Ning, WU Junji, ZOU Yun. Research of peak and valley time period partition approach and TOU price on DSM[J]. Automation of Electric Power Systems, 2001, 25(23): 9-12, 16.
- [5] 程瑜, 翟娜娜. 基于用户响应的分时电价时段划分[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(9): 42-46, 53.
CHENG Yu, ZHAI Nana. Electricity price peak and valley periods division based on customer response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(9): 42-46, 53.
- [6] 唐捷, 任震, 陈亮, 等. 一种新的峰谷分时电价定价模型及其仿真策略[J]. 电力自动化设备, 2006, 26(8): 1-4.
TANG Jie, REN Zhen, CHEN Liang, et al. Peak-valley tariff setting model and its simulation strategy[J]. Electric Power Automation Equipment, 2006, 26(8): 1-4.
- [7] 唐捷, 任震, 胡秀珍. 一种可操作的需求侧管理峰谷分时电价定价方法[J]. 电网技术, 2005, 29(22): 71-75.
TANG Jie, REN Zhen, HU Xiuzhen. An operable peak-valley time-of-use tariff setting method for demand side management[J]. Power System Technology, 2005, 29(22): 71-75.
- [8] 谭忠富, 宋艺航, 李效臻, 等. 基于峰谷分时电价机制的节能发电调度优化模型[J]. 运筹与管理, 2014, 23(1): 101-107.
TAN Zhongfu, SONG Yihang, LI Xiaozhen, et al. Energy-saving generation dispatching optimization model based on time-of-use price mechanism[J]. Operations Research and Management Science, 2014, 23(1): 101-107.
- [9] 谭忠富, 王绵斌, 张蓉, 等. 发电侧与供电侧峰谷分时电价联动的分级优化模型[J]. 电力系统自动化, 2007, 31(21): 26-29, 34.
TAN Zhongfu, WANG Mianbin, ZHANG Rong, et al. Classification linkage optimization model of time of use power price between generating side and retail side[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(21): 26-29, 34.
- [10] 唐捷, 胡秀珍, 任震, 等. 峰谷分时电价定价模型研究[J]. 电力需求侧管理, 2007, 9(3): 12-15, 32.
TANG Jie, HU Xiuzhen, REN Zhen, et al. Research of peak-valley TOU pricing model[J]. Power Demand Side Management, 2007, 9(3): 12-15, 32.
- [11] 董军, 张晓虎, 李春雪, 等. 自动需求响应背景下考虑用户满意度的分时电价最优制定策略[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(7): 67-73.
DONG Jun, ZHANG Xiaohu, LI Chunxue, et al. Optimal TOU pricing strategy considering user satisfaction in automated demand response background[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(7): 67-73.
- [12] 谭忠富, 谢品杰, 王绵斌, 等. 提高电能使用效率的可中断电价与峰谷分时电价的联合优化设计[J]. 电工技术学报, 2009, 24(5): 161-168.
TAN Zhongfu, XIE Pinjie, WANG Mianbin, et al. The optimal design of integrating interruptible price with peak-valley time-of-use power price based on improving electricity efficiency[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2009, 24(5): 161-168.
- [13] 唐捷, 任震, 高志华, 等. 峰谷分时电价的成本效益分析模型及其应用[J]. 电网技术, 2007, 31(6): 61-66.
TANG Jie, REN Zhen, GAO Zhihua, et al. Cost-benefit analysis model and its application of peak-valley time-of-use electricity price[J]. Power System Technology, 2007, 31(6): 61-66.
- [14] 宋艺航, 谭忠富, 于超, 等. 需求侧峰谷分时电价对供电公司购售电风险影响分析模型[J]. 电工技术学报, 2010, 25(11): 183-190.
SONG Yihang, TAN Zhongfu, YU Chao, et al. Analysis model on the impact of demand-side TOU electricity price on purchasing and selling risk for power supply company[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2010, 25(11): 183-190.
- [15] 阮文骏, 王蓓蓓, 李扬, 等. 峰谷分时电价下的用户响应行为研究[J]. 电网技术, 2012, 36(7): 86-93.

- RUAN Wenjun, WANG Beibei, LI Yang, et al. Customer response behavior in time-of-use price[J]. Power System Technology, 2012, 36(7): 86-93.
- [16] 刘继东, 韩学山, 韩伟吉, 等. 分时电价下用户响应行为的模型与算法[J]. 电网技术, 2013, 37(10): 2973-2978.
- LIU Jidong, HAN Xueshan, HAN Weiji, et al. Model and algorithm of customers' responsive behavior under time-of-use price[J]. Power System Technology, 2013, 37(10): 2973-2978.
- [17] 马国真, 邵华, 凌云鹏, 等. 峰谷分时电价敏感性分析研究[J]. 陕西电力, 2017, 45(2): 54-58.
- MA Guozhen, SHAO Hua, LING Yunpeng, et al. Sensitivity analysis of time-of-use price[J]. Shaanxi Electric Power, 2017, 45(2): 54-58.
- [18] 王先齐, 吕智林, 汤泽琦. 基于分时电价机制的并网型微网多目标动态优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(4): 9-18.
- WANG Xianqi, LÜ Zhilin, TANG Zeqi. Multiobjective dynamic optimal dispatching of grid-connected microgrid based on TOU power price mechanism[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(4): 9-18.
- [19] 胡福年, 汤玉东, 邹云. 需求侧实行峰谷分时电价策略的影响分析[J]. 电工技术学报, 2007, 22(4): 168-174.
- HU Funian, TANG Yudong, ZOU Yun. Analysis of impacts of TOU price strategy[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2007, 22(4): 168-174.
- [20] 姚建刚, 章建. 电力市场分析[M]. 北京: 高等教育出版社, 1999.
- [21] 黄海涛, 吴洁晶, 顾丹珍, 等. 计及负荷率分档的峰谷分时电价定价模型[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(14): 122-129.
- HUANG Haitao, WU Jiejing, GU Danzhen, et al. Pricing model of time-of-use electricity tariff considering customers classified by load factor[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(14): 122-129.
- [22] 杨柳青, 林舜江, 刘明波, 等. 考虑风电接入的大型电力系统多目标动态优化调度[J]. 电工技术学报, 2014, 29(10): 286-295.
- YANG Liuqing, LIN Shunjiang, LIU Mingbo, et al. Multi-objective dynamic optimal dispatch for large-scale power systems considering wind power penetration[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(10): 286-295.
- [23] 顾雪平, 王大江, 李少岩, 等. 电力系统扩展黑启动方案的后效性研究[J]. 电工技术学报, 2015, 30(8): 238-246.
- GU Xueping, WANG Dajiang, LI Shaoyan, et al. Investigation on after effect of power system extended black-start schemes[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(8): 238-246.
- [24] 张光亚, 赵莉莉, 边小军, 等. 考虑供需互动和分布式电源运行特性的主动配电网网架规划[J]. 智慧电力, 2018, 46(6): 81-87.
- ZHANG Guangya, ZHAO Lili, BIAN Xiaojun, et al. Framework planning of active distribution network considering supply and demand interaction & DG operation characteristics[J]. Smart Power, 2018, 46(6): 81-87.
- [25] 康守亚, 李嘉龙, 李燕珊, 等. 考虑峰谷分时电价策略的源荷协调多目标发电调度模型[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(11): 83-89.
- KANG Shouya, LI Jialong, LI Yanshan, et al. Multi-objective generation scheduling model of source and load considering the strategy of TOU price[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(11): 83-89.

收稿日期: 2017-07-22; 修回日期: 2018-01-09

作者简介:

孔强(1988—), 男, 硕士, 中级工程师, 研究方向为电力系统规划、新能源并网; E-mail: kong78d@163.com

付强(1992—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为需求侧管理、电网规划。E-mail: 18273146732@163.com

(编辑 周金梅)