

考虑源网荷效益的峰谷电价与峰谷时段双层优化模型

黄剑平¹, 余欣¹, 赵东生¹, 范亚洲¹, 陈皓勇², 于是乎¹, 李银格¹

(1. 广东电网有限责任公司电力科学研究院, 广东 广州 510080; 2. 华南理工大学 电力学院, 广东 广州 510640)

摘要:用户响应行为测算需求解峰谷时段与峰谷电价之间的双线性项, 目前仅考虑负荷曲线的数值大小对峰谷时段进行单独划分, 分时电价实行效果受限。提出峰谷时段与峰谷电价的双层优化模型, 考虑风电不确定性下的规划成本与发电成本, 反映分时电价的实际经济效用; 考虑用户响应的不确定性, 保证分时电价实行后的源网荷效益在一定范围内变化; 峰谷时段划分与峰谷电价设计均以系统成本最低为目标优化得到, 充分考虑峰谷时段划分、峰谷电价设计和用户响应行为之间的交互机理。仿真结果表明, 与单独划分峰谷时段的模型相比, 所提模型能够制定更优、科学性更强的峰谷时段和峰谷电价, 进一步降低系统总成本。

关键词:峰谷时段; 峰谷电价; 源网荷效益; 风电不确定性; 响应不确定性

中图分类号: TM73

文献标志码: A

DOI: 10.16081/j.epae.202312007

0 引言

随着负荷与新能源装机容量比例的逐步增加, 迫切需要挖掘需求响应资源。分时电价通过峰谷差价引导用户削峰填谷, 可有效抑制负荷波动以及缓解供需矛盾^[1-3]。为更好地引导用户削峰填谷、改善电力供需状况以及促进新能源消纳, 2021年7月发布的《国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知》(发改价格[2021]1093号), 明确要求合理划分峰谷时段以及科学设计峰谷电价比。

峰谷电价和峰谷时段引导用户响应行为, 而用户响应行为决定了分时电价的实行效果, 因此峰谷电价设计、峰谷时段划分和用户响应行为之间有着明显的交互作用。目前, 一般仅根据各时刻的供需状态划分得到峰谷时段, 忽略了时段划分与用户响应行为及电价设计之间的关系, 难以保证时段划分的合理性^[4-6]。文献[4]仅根据典型日负荷曲线的数值大小聚类得到峰谷时段划分, 模型设计简单。文献[5-6]通过预测每日新能源发电与负荷功率的大小确定峰谷时段。为了进一步完善峰谷时段划分结果, 文献[7]将时段划分纳入规划阶段, 充分考虑时段划分与用户行为、系统出力等之间的关系, 进一步增加了效益, 但时段划分的目标函数与最终目标无关, 难以保证最终目标取得全局最优。

实行分时电价的重要意义在于降低系统的投资成本和运行成本, 进而提升可再生能源的消纳能

力^[8-9]。然而, 目前分时电价的优化目标一般为平抑负荷波动, 鲜有文献科学建立分时电价机制, 分析其对考虑风电等新能源不确定性的源网规划成本和调度成本的影响, 不能真实反映大规模新能源并网条件下分时电价的实际经济效用。

此外, 由于目前实行分时电价前、后的计量技术水平有限, 用户数量较多且不断增长, 用户电价电量响应程度难以精确估计^[10-11]。若用户响应过强, 则可能导致发电企业与电网企业亏损等现象出现, 而若用户响应过弱, 则用户用电成本过高, 社会经济发展受限, 因此, 制定分时电价政策时有必要考虑用户响应的不确定性。由于实行分时电价后各时刻的用电量与电价相关, 当电价为变量时, 各主体效益的测算式中包含电价变量的双线性项, 在大电网系统下难以求解, 因此, 鲜有文献考虑实行分时电价后各主体效益变化对分时电价优化效果的影响^[12-13]。文献[14]考虑消费者心理随机性, 赋予用户响应行为模糊属性, 响应上限和下限分别为乐观与悲观响应估计, 用户实际响应介于两者之间。文献[15]提出计及用户满意度的多目标优化函数, 通过人为比对的方式设计分时电价方案, 但用户的用电费用未得到实际保障。上述研究均未考虑用户响应不确定性下各主体效益的变化, 难以控制执行分时电价对各主体的影响, 不能保证用户响应不确定性下各主体效益在一定范围内来合理确定各季节的分时电价。

针对以上问题, 为了更加科学合理制定分时电价政策, 本文建立考虑风电和用户电价电量响应不确定性的季节性峰谷电价与峰谷时段双层鲁棒优化模型, 并通过引入辅助松弛变量将下层峰谷时段优化模型转化为混合整数线性规划问题, 统筹求解得到确保各主体效益的最优峰谷电价与峰谷时段。

收稿日期: 2023-01-20; 修回日期: 2023-09-05

在线出版日期: 2023-12-07

基金项目: 国家自然科学基金重点资助项目(51937005); 国家重点研发计划项目(2022YFB2403500)

Project supported by the Key Program of the National Natural Science Foundation of China(51937005) and the National Key Research and Development Program of China(2022YFB2403500)

1 风电出力与用户响应行为的不确定性

1.1 风电出力不确定性的刻画及风险分析

鉴于分时电价方案实行时间较长,本文以风电极限场景表征风电出力的不确定性^[16]。风电出力的置信上限和下限约束为:

$$P_{m,t,w}^{W,d} \leq P_{m,t,w}^W \leq P_{m,t,w}^{W,u} \quad (1)$$

式中: $P_{m,t,w}^W$ 为季节分类 m 下 t 时刻风电场 w 的预测出力; $P_{m,t,w}^{W,u}$ 、 $P_{m,t,w}^{W,d}$ 分别为季节分类 m 下 t 时刻风电场 w 出力的上限和下限。

当忽视输电容量与机组调节裕度限制时,风电出力偏离预测出力时会出现弃风和切负荷的情况,本文采用文献[17]所提方法对该情况的弃风量和切负荷量期望值进行计算。

1.2 用户响应行为分析及不确定性刻画

当用电量上升时,电价会随之增长,但是电价的上涨也会引起用户用电方式的调整,进而使用电负荷降低。用户电量与电价的关系为:

$$\varepsilon_{\tau\tau'} = \frac{\Delta P_{\tau\tau'}^D}{P_{\tau',0}^D} \cdot \frac{\lambda_{\tau,0}^D}{\Delta \lambda_{\tau}^D} \quad (2)$$

式中: $\tau, \tau' \in \{f, p, g\}$, f, p, g 分别表示峰时段、平时段、谷时段; $\varepsilon_{\tau\tau'}$ 为电量电价弹性系数,即 τ' 时段的电量变化率与 τ 时段的电价变化率的比值,当 $\tau = \tau'$ 时, $\varepsilon_{\tau\tau'}$ 为自弹性系数,当 $\tau \neq \tau'$ 时, $\varepsilon_{\tau\tau'}$ 为交叉弹性系数; $\Delta \lambda_{\tau}^D = \lambda_{\tau}^D - \lambda_{\tau,0}^D$ 为实行分时电价前、后的电价差值, $\lambda_{\tau,0}^D$ 、 λ_{τ}^D 分别为 τ 时段实行分时电价前、后的电价; $P_{\tau',0}^D$ 、 $\Delta P_{\tau\tau'}^D$ 分别为 τ' 时段实行分时电价前的用电负荷和 τ 时段电价变化导致的 τ' 时段的负荷调整量。

将各时段的负荷变化平分到对应的时刻,可得实行分时电价后各时刻的用电负荷为:

$$P_{m,t}^D = P_{m,t,0}^D + \Delta P_{m,t}^D \quad (3)$$

$$\Delta P_{m,t}^D = \Delta P_{m,\tau}^D / N_{\tau} \quad t \in \tau \quad (4)$$

式中: $P_{m,t,0}^D$ 、 $P_{m,t}^D$ 分别为季节分类 m 下 t 时刻实行分时电价前、后的用电负荷; $\Delta P_{m,t}^D$ 为季节分类 m 下 t 时刻实行分时电价后的用电负荷变化量; $\Delta P_{m,\tau}^D$ 为季节分类 m 下 τ 时段实行分时电价后的用电负荷变化量; N_{τ} 为 τ 时段的小时数。对于式(4),在峰谷时段为变量时,无法直接判断 t 时刻所属的峰谷时段,后文将对此进行等效替换,以使模型线性化。

与风电不确定性的刻画类似,使用极限场景刻画用户响应的不确定性,即:

$$P_{m,t}^{D,u} \leq P_{m,t}^D \leq P_{m,t}^{D,d} \quad (5)$$

式中: $P_{m,t}^{D,u}$ 、 $P_{m,t}^{D,d}$ 分别为季节分类 m 下 t 时刻实行分时电价后用电负荷的上限和下限。

2 实行分时电价后的各主体效益

本文在节点系统上考虑实行分时电价前、后的用户用电成本,电网企业新建线路的投资成本与售

电收入,发电企业电源投资成本、发电成本与上网电价收益,以解决现有研究中在制定分时电价时未考虑各主体效益的问题。

2.1 用户效益

实行分时电价前,用电侧实行统一的目录电价,实行分时电价后在不同时段执行不同的电价,用户年用电成本 C^D 为:

$$C^D = \sum_{m=1}^M \sum_{t=1}^T N_m \lambda_{m,t}^D P_{m,t}^D \quad (6)$$

式中: M 、 T 分别为季节分类数和一天的时刻数; N_m 为季节分类 m 下的天数; $\lambda_{m,t}^D$ 为季节分类 m 下 t 时刻负荷的用电价格。

2.2 电网企业效益

1) 投资成本。

新建线路的投资成本 C_{inv}^L 为:

$$C_{inv}^L = \sum_{l \in L^+} s_L C_{inv,l}^L I_{inv,l}^L \quad (7)$$

式中: L^+ 为规划线路集合; s_L 为线路的资金回收系数; $C_{inv,l}^L$ 为线路 l 的投资成本; $I_{inv,l}^L$ 为线路 l 规划决策的0-1变量,其值为1时,新建线路 l ,其值为0时,不建线路 l 。

2) 收益。

实行分时电价前,电网实行统一的输配电价,实行分时电价后,电网的输配电价与销售电价执行同样的峰谷电价比,因此,实行分时电价后电网的收益为:

$$R^L = \sum_{m=1}^M \sum_{t=1}^T N_m \lambda_{m,t}^L P_{m,t}^D \quad (8)$$

式中: R^L 为电网的年输配电价收益; $\lambda_{m,t}^L$ 为季节分类 m 下 t 时刻实行分时电价后的输配电价。

2.3 发电企业效益

1) 投资成本。

与线路的投资成本相似,规划电源的投资成本为:

$$C_{inv}^G = \sum_{g \in G^+} s_G C_{inv,g}^G I_{inv,g}^G \quad (9)$$

式中: G^+ 为规划机组集合; s_G 为电源资金回收系数; $C_{inv,g}^G$ 为第 g 个电源的投资成本; $I_{inv,g}^G$ 为第 g 个电源投建决策的0-1变量,其值为1时,投建电源,其值为0时,不投建电源。

2) 发电成本。

计及可控机组的启停与运行成本,本文的发电成本为:

$$C_{gen}^G = C_{op}^G + C_{sh}^G \quad (10)$$

式中: C_{gen}^G 、 C_{op}^G 、 C_{sh}^G 分别为发电机组的年发电、运行、启停成本,其中运行成本和启停成本分别如附录A式(A1)、(A2)所示。

3) 收益。

实行分时电价前,发电侧实行统一的上网电价

或者市场购电价格,实行分时电价后,上网电价与销售电价执行同样的峰谷电价比,因此,实行分时电价后发电企业的上网电价收益为:

$$R^G = \sum_{m=1}^M \sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^{N_c} N_m \lambda_{g,m,t}^G P_{g,m,t}^G \quad (11)$$

式中: R^G 为所有发电企业的上网电价收益; N_c 为机组数; $\lambda_{g,m,t}^G$ 为季节分类 m 下 t 时刻实行分时电价后机组 g 的上网电价; $P_{g,m,t}^G$ 为季节分类 m 下 t 时刻机组 g 在预测场景的发电功率。

3 峰谷电价与峰谷时段优化模型

3.1 优化目标函数

本文建立考虑风电接入的输电网、电源扩展规划的季节性峰谷电价与峰谷时段双层优化模型,考虑各季节的负荷特性与风电不确定性,通过合理制定分时电价政策保证在风电出力误差场景下不发生弃风与切负荷现象,并使源网规划与发电总成本最低。该优化模型的目标函数可表示为:

$$\min C = C_{inv}^L + C_{inv}^G + C_{gen}^G \quad (12)$$

式中: C 为实行分时电价后的系统总成本。

3.2 峰谷电价与峰谷时段双层优化约束条件

3.2.1 规划与运行约束

为了反映实行分时电价后的实际效果,本文优化模型计及电力系统规划与运行,考虑投资决策约束、节点功率平衡约束、备用约束、输电容量与相角约束、发电机组爬坡上下限约束、发电机组出力上下限约束、发电机组启停约束,具体表达式如附录B式(B1)~(B18)所示。

3.2.2 各主体效益约束

为了解决因测算各主体效益时产生双线性项而使模型难以求解的问题,本文引入用户响应行为不确定性,通过预设峰谷电价下用户响应乐观与悲观情况的各主体效益在一定范围内,避免模型求解时生成含电价的双线性项,在考虑用户响应不确定性和各主体效益约束的同时保证模型的线性化。

1) 电网企业效益约束。

输配电价的峰谷电价比与销售电价的一致,电网企业需对峰谷分时电价政策下的收入情况进行单独统计,在下一个监管周期核定输配电价时考虑分时电价造成的盈亏,因此,电网企业的收益不能过高也不能过低,否则后续要调整输配电价的平时段电价。电网企业效益约束为:

$$R^{L,u} - C_{inv}^{L,u} \geq (1-\omega)(R^{L,0} - C_{inv}^{L,0}) \quad (13)$$

$$R^{L,d} - C_{inv}^{L,d} \leq (1+\omega)(R^{L,0} - C_{inv}^{L,0}) \quad (14)$$

式中: $R^{L,u}$ 、 $C_{inv}^{L,u}$ 分别为电网企业在实行分时电价后达到用电变化上限时的输配电价收益和投资成本; ω 为常数,本文取 $\omega=10\%$; $R^{L,0}$ 、 $C_{inv}^{L,0}$ 分别为电网企业在实行分时电价前的输配电价收益和投资成本;

$R^{L,d}$ 、 $C_{inv}^{L,d}$ 分别为电网企业在实行分时电价后达到用电变化下限时的输配电价收益和投资成本。 $R^{L,u}$ 、 $R^{L,d}$ 在峰谷电价与峰谷时段优化模型中为应变量,但由于峰谷电价优化模型中 $R^{L,u}$ 、 $R^{L,d}$ 均含峰谷电价变量的双线性项,本文根据多地区平均峰谷电价比计算预设电价,通过预设电价求解用户响应乐观和悲观情况下电网企业的售电收益, $R^{L,u}$ 、 $R^{L,d}$ 在给定用户响应不确定度条件下并非变量,下文发电企业与用户效益的计算过程类似。

2) 发电企业效益约束。

本文将市场出清价格固定为基准电价,等效为固定的上网电价。为保证发电企业持续健康发展,兼顾其他主体效益,发电企业的效益变化应在一定范围内,即:

$$R^{G,u} - C_{inv}^{G,u} - C_{gen}^{G,u} \geq (1-\omega)(R^{G,0} - C_{inv}^{G,0} - C_{gen}^{G,0}) \quad (15)$$

$$R^{G,d} - C_{inv}^{G,d} - C_{gen}^{G,d} \leq (1+\omega)(R^{G,0} - C_{inv}^{G,0} - C_{gen}^{G,0}) \quad (16)$$

式中: $R^{G,u}$ 、 $C_{inv}^{G,u}$ 、 $C_{gen}^{G,u}$ 分别为发电企业在实行分时电价后达到用电变化上限时的上网电价收益、投资成本和发电成本; $R^{G,0}$ 、 $C_{inv}^{G,0}$ 、 $C_{gen}^{G,0}$ 分别为发电企业在实行分时电价前的上网电价收益、投资成本和发电成本; $R^{G,d}$ 、 $C_{inv}^{G,d}$ 、 $C_{gen}^{G,d}$ 分别为发电企业在实行分时电价后达到用电变化下限时的上网电价收益、投资成本和发电成本。

3) 用户效益约束。

由于用户习惯在系统高峰用电,需要通过电价机制使用户调整用电行为,用户积极响应分时电价时,用电成本降低,用户响应能力较差时,用电成本升高,但用户的用电成本直接关系到国家经济命脉,不宜变化过大,因此,允许用户用电成本有一定程度的上浮,但不能发生较大的变化,即:

$$C^{D,u} \geq (1-\omega)C^{D,0} \quad (17)$$

$$C^{D,d} \leq (1+\omega)C^{D,0} \quad (18)$$

式中: $C^{D,u}$ 、 $C^{D,d}$ 分别为用户在实行分时电价后达到用电变化上限、下限时的用电成本; $C^{D,0}$ 为用户在实行分时电价前的用电成本。

4 峰谷电价与峰谷时段双层优化求解模型

本文优化分时电价的变量包括各季节的峰谷电价及峰谷时段,为保证模型的线性化,避免在测算用户响应行为时生成双线性项,采用如图1所示的双层模型优化得到季节性分时电价的价格和时段划分。上层模型是在下层模型确定的峰谷时段划分的基础上,考虑价格等约束优化季节性峰谷电价,达到降低系统成本的目的;下层模型在上层模型优化得到的峰谷电价的基础上,以系统成本最低为目标函数,考虑峰谷时段等约束优化峰谷时段,并将最优的峰谷时段返回到上层模型。上层模型和下层模型相

互迭代优化,直至上层模型和下层模型的优化结果一致。

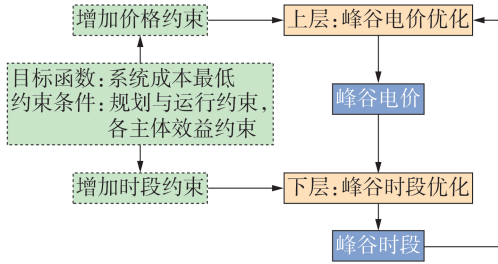


图1 峰谷电价与峰谷时段双层优化模型

Fig.1 Bi-layer optimization model of peak-valley prices and peak-valley periods

4.1 上层峰谷电价优化模型

上层模型的优化目标是在考虑源网规划下系统成本最低,除了峰谷时段与峰谷电价优化的共同约束条件外,为引导用户合理调整用电行为,防止“移峰”“峰谷倒置”的现象发生,避免导致对社会经济效益的过度影响以及用电浪费,还需将峰平谷电价限制在一定范围内,即:

$$\begin{cases} N_{\min,1} \leq \lambda_{m,f}^D / \lambda_{m,0}^D \leq N_{\max,1} \\ N_{\min,2} \leq \lambda_{m,p}^D / \lambda_{m,0}^D \leq N_{\max,2} \\ N_{\min,3} \leq \lambda_{m,g}^D / \lambda_{m,0}^D \leq N_{\max,3} \\ N_{\min,4} \leq \lambda_{m,f}^D / \lambda_{m,g}^D \leq N_{\max,4} \end{cases} \quad (19)$$

$$\sum_{m=1}^M (\lambda_{m,f}^D + \lambda_{m,g}^D) / \lambda_{m,0}^D \leq 2M \quad (20)$$

式中: $N_{\min,a}$ 、 $N_{\max,a}$ ($a=1, 2, 3, 4$)分别为各电价的上下限和上限; $\lambda_{m,f}^D$ 、 $\lambda_{m,p}^D$ 、 $\lambda_{m,g}^D$ 分别为季节分类 m 下实行分时电价后峰时段、平时段和谷时段的用电价格; $\lambda_{m,0}^D$ 为季节分类 m 下实行分时电价前的目录电价或市场交易价格。式(20)限制峰时段电价的总体上浮程度不大于谷时段电价的下浮程度,可避免用户用电成本上升过高。

4.2 下层峰谷时段优化模型

下层峰谷时段优化模型的目标函数与上层模型的一致,约束条件除峰谷时段与峰谷电价优化共同约束条件外,还包括峰谷时段的相关约束条件,即:

$$\sum_{\tau} E_{m,\tau,t} = 1 \quad m=1, 2, \dots, M; t=1, 2, \dots, T \quad (21)$$

$$\sum_{t=1}^T E_{m,\tau,t} = N_{\tau} \quad m=1, 2, \dots, M; \forall \tau \quad (22)$$

式中: $E_{m,\tau,t}$ 为季节分类 m 下时段划分矩阵 E_m 的布尔变量元素,其值为1时,季节分类 m 下的时刻 t 属于时段 τ ,其值为0时,季节分类 m 下的时刻 t 不属于时段 τ 。

另外,在下层求解模型中,由于 t 时刻的时段划分为变量,式(4)所示的实行分时电价后的用户用电负荷计算公式需要含变量判断,需将该式等效为如

(23)所示的非凸双线性项。

$$\Delta P_{m,t}^D = \frac{\Delta P_{m,\tau}^D E_{m,\tau,t}}{N_{\tau}} \quad (23)$$

进一步通过线性化公式将式(23)等效替换为:

$$P_{m,t}^D = P_{m,t,0}^D + \sum_{\tau} P_{m,t,\tau}^D \quad (24)$$

$$P_{m,t,\tau}^D = \frac{\Delta P_{m,\tau}^D - \Delta P_{m,t,\tau}^D}{N_{\tau}} \quad (25)$$

$$-\psi E_{m,\tau,t} \leq P_{m,t,\tau}^D \leq \psi E_{m,\tau,t} \quad (26)$$

$$-\psi(1 - E_{m,\tau,t}) \leq \Delta P_{m,t,\tau}^D \leq \psi(1 - E_{m,\tau,t}) \quad (27)$$

式中: $P_{m,t,\tau}^D$ 、 $\Delta P_{m,t,\tau}^D$ 为引入的辅助变量; ψ 为一个相当大的正数。当 $t \in \tau$ 时, $E_{m,\tau,t} = 1$,由式(27)得到 $\Delta P_{m,t,\tau}^D = 0$,因此,由式(25)可得到 $P_{m,t,\tau}^D = \Delta P_{m,\tau}^D / N_{\tau}$;当 $t \notin \tau$ 时, $E_{m,\tau,t} = 0$,由式(26)得到 $P_{m,t,\tau}^D = 0$ 。因此,式(24)~(27)可以替换式(23),使得模型线性化。

4.3 峰谷电价与峰谷时段双层模型的优化求解

峰谷电价与峰谷时段双层模型的求解流程如附录C图C1所示,具体求解步骤如下。

1)令初始迭代次数 $k=0$,输入原始参数,开始迭代求解。

2)生成峰谷时段对应的小时数。

3)初始化生成峰谷时段。按照负荷从大到小选取峰时段,直至达到峰时段小时数;按照负荷从小到大选取谷时段,直至达到谷时段小时数;剩余时段为平时段。

4)根据步骤3)得到的峰谷时段划分结果优化峰谷电价。若峰谷电价优化模型有解,得到各时刻的电价水平 $\lambda_{m,t,k}^D$ 和目标函数值 $C_{1,k}$,则转至步骤5);否则转至步骤2)。

5)根据步骤4)得到的峰谷电价优化峰谷时段。若峰谷时段优化模型有解,得到各时刻所属峰谷时段 $E_{m,\tau,t,k}$ 和目标函数值 $C_{2,k}$,则转至步骤6);否则转至步骤2)。

6)比较 $C_{1,k}$ 和 $C_{2,k}$ 大小:当 $C_{1,k} = C_{2,k}$ 时,结束当前峰谷时段与峰谷电价双层优化内循环,转至步骤7);当 $C_{1,k} \neq C_{2,k}$ 时,返回峰谷时段结果 $E_{m,\tau,t,k}$,转至步骤4)。

7)记录目标函数值 $C_k = C_{2,k}$,并记录峰谷电价 $\lambda_{m,t,k}^D$ 和峰谷时段 $E_{m,\tau,t,k}$ 。

8)若未达到最大迭代次数 K ,则转至步骤2),继续峰谷时段小时数迭代外循环;否则,结束当前循环,转至步骤9)。

9)比较各目标函数值,输出最优的目标函数值及其对应的峰谷电价及峰谷时段。

5 算例分析

5.1 基本参数

本文基于如附录C图C2所示的IEEE 30节点系

统进行算例分析,系统中包含6台火电机组和4座风电场,风电场分别接入节点7、10、16、24,各风电场的装机容量均为35 MW。火电机组数据见附录C表C1。根据电力规划设计总院发布的《中国电力发展报告2019》,煤电概算单位造价为405万元/MW,线路工程单位造价为1万元/(MW·km),电源和电网的规划期均为20 a,电源和电网的资金回收系数均为0.118^[18]。系统中原有线路长度均为100 km,传输容量为25 MW,为更好地展示实行分时电价的效果,均在原有线路的基础上新增线路,且新增容量与原线路容量一致。电源可选机组类型同机组 G_5 ,新增电源待选节点为节点6、10、15、18、22、27。

各月典型日负荷曲线选取于我国某省,如附录C图C3所示。用户对各时段的电价弹性响应行为系数如附录C表C2所示。实行分时电价前火电机组的上网电价为420元/(MW·h),输配电价为180元/(MW·h),不考虑基本电价、功率因数调整电费、政府基金及附加等,销售电价为600元/(MW·h);实行分时电价后上网电价、输配电价、销售电价的上下浮动比例一致。

5.2 峰谷时段的优化效果分析

5.2.1 不同时段小时数下的时段优化效果

通过设定不同的峰平谷时段小时数得到不同的电价方案以及如图2所示的系统总成本。利用本文所提双层优化方法(记为双层优化法1)得到的系统总成本在峰时段、平时段、谷时段的小时数分别为8、7、9时取得最小值。与双层优化法1不同,模糊聚类法根据全年每月典型日的平均净负荷聚类得到峰谷时段,得到的峰时段、平时段、谷时段小时数分别为7、9、8。一般地区则利用数值排序法(记为数值排序法1)得到峰时段、平时段、谷时段的小时数均为8。

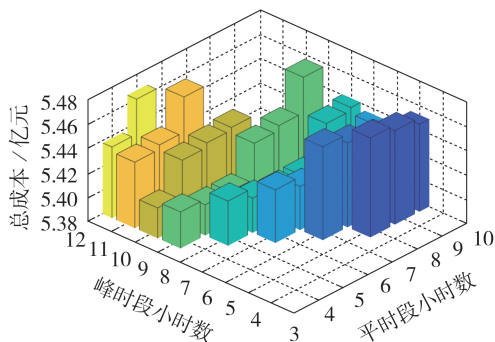


图2 不同时段小时数下的系统总成本

Fig.2 Total system cost under different numbers of hours in each period

利用双层优化法1、模糊聚类法和数值排序法1得到的峰谷时段如图3所示,3种方法的结果较为接近,仅在08:00—09:00和20:00—21:00存在差别。

当峰谷时段划分的颗粒度更小时,不同划分方法的峰谷时段结果差异可能更大,实行分时电价效果的差异则可能更加明显。

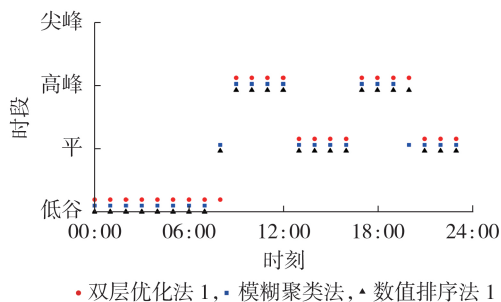


图3 不同时段小时数下的峰谷时段划分结果

Fig.3 Results of peak-valley periods division under different numbers of hours in each period

在上述3种方法得到的峰谷时段下,实行分时电价后的系统成本如表1所示。由表可知,模糊聚类法和数值排序法1的系统总成本均高于双层优化法,这是由于模糊聚类法和数值排序法1仅根据负荷数值的大小来划分峰谷时段,不能考虑机组运行特性、输电网结构、发电成本、投资成本等,也不能考虑峰谷时段划分对用户响应行为和峰谷电价优化的影响,划分得到的峰谷时段并非最优。

表1 不同时段小时数下实行分时电价后的系统成本

Table 1 System costs after implementing time-of-use price under different numbers of hours in each period

单位:亿元

时段划分方法	发电成本	电源投资成本	电网投资成本	总成本
双层优化法1	5.0488	0.2390	0.1180	5.4058
模糊聚类法	5.0492	0.2390	0.1475	5.4356
数值排序法1	5.0493	0.2390	0.1180	5.4063

5.2.2 相同时段小时数下的时段优化效果

为了进一步分析本文所提方法在相同峰谷时段小时数下的峰谷时段优化效果,在双层优化法1得到的峰平谷时段小时数下利用数值排序法(记为数值排序法2)得到峰谷时段,在模糊聚类法得到的峰平谷时段小时数下利用双层优化法(记为双层优化法2)得到峰谷时段,在数值排序法1得到的峰平谷时段小时数下利用双层优化法(记为双层优化法3)得到峰谷时段。时段划分结果如图4所示,系统成本如表2所示。

通过对比图3和图4可知,数值排序法2、双层优化法3的峰谷时段划分结果分别与双层优化法1、数值排序法1的相同,只有双层优化法2的峰谷时段划分结果与模糊聚类法不同,双层优化法2的系统总成本比模糊聚类法明显降低。可见,双层优化法能在任何时段小时数下保证峰谷时段划分结果最优,所得峰谷时段优化结果更具可信度和科学性。

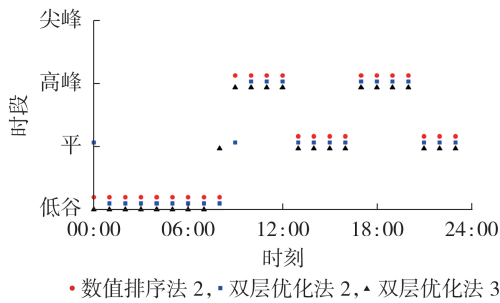


图4 相同时段小时数下的峰谷时段划分结果

Fig.4 Results of peak-valley periods division under same numbers of hours in each period

表2 相同时段小时数下实行分时电价后的系统成本
Table 2 System costs after implementing time-of-use price under same numbers of hours in each period

单位:亿元

时段划分方法	发电成本	电源投资成本	电网投资成本	总成本
数值排序法2	5.0488	0.2390	0.1180	5.4058
双层优化法2	5.0498	0.2390	0.1180	5.4068
双层优化法3	5.0493	0.2390	0.1180	5.4063

5.3 分季节实行分时电价的重要性分析

根据各月的典型负荷曲线,峰季为11月至次年2月,平季为3、4、8、10月,谷季为其他月份。各类季节的分时电价结果如附录C表C3所示。采用季节性分时电价时:由于全年最大负荷出现在高峰季节,这决定了线路和电源的投资决策,且峰季的高峰时段下发电机组基本满发,向上爬坡资源裕度不足程度最高,因此,峰季的峰时段电价最高;而由于全年最小负荷出现在谷季,向下爬坡资源裕度不足程度最高,因此,谷季低谷时段的电价最低;平季峰谷时段的电价则介于峰季与谷季之间,这主要是由于平季的负荷峰值和谷值较为适中,为保证各主体效益,平季的峰谷电价不宜变化过大。与季节性分时电价不同,采用统一分时电价时,全年执行相同的峰谷电价,为了保证各主体效益变化不过大,各季节的峰谷电价比受到限制。

分时电价机制下的系统成本如附录C表C4所示。由表可知,由于季节性分时电价可以更好地引导用户调整用电行为,减小全年的最大负荷以及增大最小负荷,使机组运行在更加经济的出力区间,电网投资成本更低,启停成本也可能更低,进而能降低系统总成本。值得注意的是,虽然季节性分时电价和统一分时电价下的电源投资成本相同,但季节性分时电价下的全年最大负荷较小,全年最小负荷较大,在调峰或调谷时的爬坡资源裕度较大。

5.4 分时电价的效用分析

1) 削峰填谷效果。

在双层优化法1得到的峰谷时段与峰谷电价下,实行分时电价前、后的负荷曲线如附录C图C4

所示。相较于实行分时电价前,实行分时电价后,系统的最大负荷减小14.88 MW,最小负荷增大6.57 MW,日最大峰谷差减小25.40 MW,减小了13.2%。

2) 成本降低效果。

由表C4可知,相较于实行分时电价前,实行分时电价后,投资成本与发电成本明显下降,这主要是由于实行分时电价后负荷曲线更加平滑,机组启停成本降低,发电机组处于经济运行区间的时段增加,另外,负荷高峰减小,电源的装机容量和输电容量需求均有所降低,电网企业的投资成本下降。

3) 各主体效益。

分时电价对各主体的效益影响如表3所示。相较于实行分时电价前,实行分时电价后用户用电成本、电网净收益和发电企业净收益均增加,主要原因在于用户的峰时段、谷时段负荷差过大,在峰时段电价总体上浮程度与谷时段电价下浮程度差距不明显时,用户峰时段用电成本的增加量大于谷时段用电成本的减小量。

表3 不同电价机制下的各主体效益

Table 3 Benefits of each subject under different price mechanisms

单位:亿元

电价类型	用户用电成本	电网净收益	发电企业净收益
季节性分时电价	15.5345	4.5424	5.5862
统一分时电价	15.5560	4.5193	5.6001
统一目录电价	15.0803	4.3471	5.2586

4) 调节裕度。

各季节的系统灵活性爬坡资源裕度以及弃风与切负荷量分别如图5和附录C图C5所示,其中向下灵活性爬坡资源裕度和弃风量分别以负值表示。在低谷时段,相较于实行分时电价前,实行分时电价后谷季的向下灵活性爬坡资源裕度明显增大,但峰季与平季的向上灵活性爬坡资源裕度减小,这是由于谷季谷时段的向下爬坡资源裕度以及峰季与平季谷时段的向上爬坡资源裕度不足。在高峰时段,相较于实行分时电价前,实行分时电价后峰季的向上爬坡资源裕度增大,峰季峰时段的风电极限场景与预测场景的出力差值较大,相对向上爬坡资源裕度不足。因此,季节性分时电价能有效调节系统各时段的灵活性资源裕度,适当减小灵活性资源裕度充足时段的调节裕度,增大灵活性资源裕度不足时段的调节裕度。

由图C5可知,相较于实行分时电价前,实行分时电价后峰季高峰时段的切负荷量期望值明显减小,谷季低谷时段的弃风量期望值也明显减小,切负荷量期望值减小812.2 MW·h,全年弃风量期望值减小397.8 MW·h,即实行分时电价后减小的向上/向下调节裕度导致的切负荷/弃风增加量小于增加的

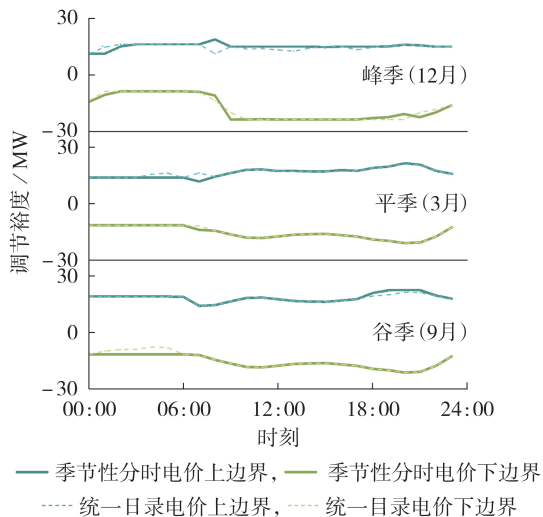


图5 实行分时电价前、后各季节的系统爬坡资源裕度

Fig.5 System ramping resource margin of each season before and after implementing time-of-use price

向上/向下调节裕度导致的切负荷/弃风减小量。

6 结论

针对峰谷时段划分难以统筹考虑峰谷电价和用户响应行为,以及目前制定分时电价时鲜有考虑风电不确定性下的源网规划成本和调度成本的问题,本文构建风电不确定性下考虑电源规划与电网规划的季节性峰谷电价与峰谷时段双层优化模型,在下层峰谷时段优化模型中引入辅助变量,等效替换非凸双线性项,使模型变为混合整数线性规划模型。通过仿真得到如下结论:

1) 本文的峰谷电价与峰谷时段双层优化模型能够充分考虑峰谷时段划分、峰谷电价设计及用户响应行为之间的相互作用,得到最优峰谷时段对应的小时数,且不论峰谷时段小时数为何值,都能划分得到最优峰谷时段,更符合电力系统各时刻的供需情况,有效降低了调度成本和规划成本,峰谷时段划分更加科学合理;

2) 考虑用户响应不确定性下各主体效益约束的季节性分时电价能保证各主体效益在一定区间内,更好地反映各季节的负荷特性,引导用户在各季节削峰填谷的作用明显,比统一分时电价进一步降低了调度成本和规划成本;

3) 实行季节性分时电价后可合理填补系统灵活性爬坡资源裕度缺额,更好地应对高峰时段的风电向下波动性和低谷时段的风电向上波动性,降低系统切负荷和弃风的概率,证明了本文所提模型的有效性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

[1] HUNG Y C, MICHAELIDIS G. Modeling and optimization of

time-of-use electricity pricing systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(4): 4116-4127.

[2] 黄剑平, 陈皓勇, 林镇佳, 等. 需求侧响应背景下分时电价研究与实践综述[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(9): 178-187.

HUANG Jianping, CHEN Haoyong, LIN Zhenjia, et al. A summary of time-of-use research and practice in a demand response environment[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(9): 178-187.

[3] 杨贺钧, 时瑞廷, 马英浩, 等. 考虑多重分时电价和效益潜力的电力储能系统调度策略[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(10): 130-137.

YANG Hejun, SHI Ruiting, MA Yinghao, et al. Scheduling strategy of electric energy storage system considering multiple time-of-use electricity prices and potential benefit[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10): 130-137.

[4] 黄剑平, 陈皓勇, 钟佳宇, 等. 基于用户成本选择用户范围的分时电价最优策略[J]. 中国电力, 2020, 53(9): 107-116.

HUANG Jianping, CHEN Haoyong, ZHONG Jiayu, et al. Optimal time-of-use price strategy with selecting customer's range based on cost[J]. Electric Power, 2020, 53(9): 107-116.

[5] 朱磊, 黄河, 高松, 等. 计及风电消纳的电动汽车负荷优化配置研究[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(增刊1): 194-203.

ZHU Lei, HUANG He, GAO Song, et al. Research on optimal load allocation of electric vehicle considering wind power consumption[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(Supplement 1): 194-203.

[6] 张有兵, 任帅杰, 杨晓东, 等. 考虑价格型需求响应的独立型微电网优化配置[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(7): 55-62.

ZHANG Youbing, REN Shuaijie, YANG Xiaodong, et al. Optimal configuration considering price-based demand response for stand-alone microgrid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(7): 55-62.

[7] 吴勇, 吕林, 许立雄, 等. 考虑分时电价时段划分的微电网优化配置[J]. 电测与仪表, 2020, 57(11): 55-62.

WU Yong, LÜ Lin, XU Lixiong, et al. Optimal planning of microgrid considering time division of TOU[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2020, 57(11): 55-62.

[8] YANG H J, GONG Z P, MA Y H, et al. Optimal two-stage dispatch method of household PV-BESS integrated generation system under time-of-use electricity price[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020, 123: 106244.

[9] 魏聪颖, 汪咏, 徐浩, 等. 计及广义负荷不确定性和激励型需求响应的电力现货市场竞价方法[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(7): 76-83.

WEI Congying, WANG Yang, XU Hao, et al. Bidding method of electricity spot market considering uncertainty of generalized load and incentive-based demand response[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(7): 76-83.

[10] 王蓓蓓. 面向智能电网的用户需求响应特性和能力研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(22): 3654-3663.

WANG Beibei. Research on consumers' response characteristics and ability under smart grid: a literatures survey[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(22): 3654-3663.

[11] 洪奕, 刘瑜俊, 徐青山, 等. 基于积分制和分时电价的电动汽车混合型精准需求响应策略[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(11): 106-116.

HONG Yi, LIU Yujun, XU Qingshan, et al. Hybrid targeted demand response strategy of electric vehicles based on integral system and time-of-use electricity price[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(11): 106-116.

- [12] 马国龙,蔡泽祥,刘平. 考虑电价激励需求响应下多主体微电网电源容量优化[J]. 电力自动化设备,2019,39(5):96-102,108.
MA Guolong,CAI Zexiang,LIU Ping. Power capacity optimization of microgrid with multiple subjects considering price incentive demand response[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(5):96-102,108.
- [13] 刘浩田,陈锦,朱熹,等. 一种基于价格弹性矩阵的居民峰谷分时电价激励策略[J]. 电力系统保护与控制,2021,49(5):116-123.
LIU Haotian,CHEN Jin,ZHU Xi,et al. An incentive strategy of residential peak-valley price based on price elasticity matrix of demand [J]. Power System Protection and Control, 2021,49(5):116-123.
- [14] 张智晟,于道林. 考虑需求响应综合影响因素的RBF-NN短期负荷预测模型[J]. 中国电机工程学报,2018,38(6):1631-1638,1899.
ZHANG Zhisheng,YU Daolin. RBF-NN based short-term load forecasting model considering comprehensive factors affecting demand response[J]. Proceedings of the CSEE,2018,38(6):1631-1638,1899.
- [15] 董运昌,刘世民,曲朝阳,等. 计及用户响应电价关联与多主体共赢的电动汽车充放电定价优化[J]. 电力自动化设备,2022,42(7):134-142.
DONG Yunchang,LIU Shimin,QU Zhaoyang,et al. Charging and discharging pricing optimization of electric vehicles considering correlation of user response to electricity price and win-win results of multi-stakeholder[J]. Electric Power Automation Equipment,2022,42(7):134-142.
- [16] 王勇超,陈皓勇,禚培正,等. 基于最优场景集的含多类型电源鲁棒调度[J]. 电网技术,2016,40(2):354-362.
WANG Yongchao,CHEN Haoyong,XUAN Peizheng,et al. A robust scheduling with multiple types of power sources based on optimal scenario set[J]. Power System Technology,2016,40(2):354-362.
- [17] 梁子鹏,陈皓勇,雷佳,等. 考虑风电不确定度的风-火-水-气-核-抽水蓄能多源协同旋转备用优化[J]. 电网技术,2018,42(7):2111-2119,2121.
LIANG Zipeng,CHEN Haoyong,LEI Jia,et al. A multi-source coordinated spinning reserve model considering wind power uncertainty [J]. Power System Technology,2018,42(7):2111-2119,2121.
- [18] 杨修宇,穆钢,柴国峰,等. 考虑灵活性供需平衡的源-储-网一体化规划方法[J]. 电网技术,2020,44(9):3238-3246.
YANG Xiuyu,MU Gang,CHAI Guofeng,et al. Source-storage-grid integrated planning considering flexible supply-demand balance[J]. Power System Technology,2020,44(9):3238-3246.

作者简介:

黄剑平(1996—),男,工程师,硕士,主要研究方向为分时电价设计、电力市场、电力系统优化调度、输电技术(E-mail:ehjping@163.com);

陈皓勇(1975—),男,教授,博士,通信作者,主要研究方向为电力经济与电力市场、电力系统规划(E-mail:eehychen@scut.edu.cn)。

(编辑 王锦秀)

Bi-layer optimization model of peak-valley prices and peak-valley periods considering benefits of source-grid-load

HUANG Jianping¹, YU Xin¹, ZHAO Dongsheng¹, FAN Yazhou¹, CHEN Haoyong², YU Shihu¹, LI Ying¹

(1. Electric Power Research Institute of Guangdong Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510080, China;

2. School of Electric Power, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

Abstract: The measurement of user response behavior needs to solve the bilinear term between peak-valley periods and peak-valley electricity prices, at present, only the values of load curve is considered to individually divide the peak-valley periods, and the implementation effect of time-of-use price is limited. A bi-layer optimization model of peak-valley periods and peak-valley electricity prices is proposed, which considers the planning cost and generation cost under the uncertainty of wind power to reflect the actual economic utility of time-of-use price. The uncertainty of user response is considered to ensure that the benefit of source-grid-load change within a certain range after the implementation of time-of-use price. Both peak-valley period division and peak-valley electricity price design are optimized with the minimum system cost as the object, and the interaction mechanism among division of peak-valley periods, design of peak-valley electricity prices and user response behavior is fully considered. The simulative results show that, compared with the model of individually dividing the peak-valley periods, the proposed model can formulate better and more scientific peak-valley periods and peak-valley electricity prices, and further reduce the total system cost.

Key words: peak-valley periods; peak-valley electricity prices; benefits of source-grid-load; wind power uncertainty; response uncertainty

附录 A:

发电机组的运行成本为:

$$C_{\text{op}}^G = \sum_{m=1}^M \sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^{N_G} N_m \left(a_g \left(P_{g,m,t}^G \right)^2 + b_g P_{g,m,t}^G + c_g I_{\text{op},g,m,t}^G \right) \quad (\text{A1})$$

式中: $I_{\text{op},g,m,t}^G$ 为机组的运行状态变量, $I_{\text{op},g,m,t}^G \in \{0,1\}$, 当机组 g 在运行时, $I_{\text{op},g,m,t}^G = 1$, 否则 $I_{\text{op},g,m,t}^G = 0$; a_g 、

b_g 、 c_g 为发电机组 g 的成本耗量特性系数。

发电机组的启停成本为:

$$C_{\text{sh}}^G = \sum_{m=1}^M \sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^{N_G} N_m \left(u_{g,m,t}^G C_{g,\text{on}}^G + v_{g,m,t}^G C_{g,\text{off}}^G \right) \quad (\text{A2})$$

式中: $u_{g,m,t}^G$ 、 $v_{g,m,t}^G$ 分别为发电机组的启动变量和停机变量; $C_{g,\text{on}}^G$ 、 $C_{g,\text{off}}^G$ 分别为发电机组的启动成本和停机成本。

附录 B:

(1) 投资决策约束:

实际线路和电源建设费用均需低于各自的建设总预算:

$$C_{\text{inv}}^L \leq \xi_L \quad (\text{B1})$$

$$I_{\text{inv},l}^L \in \{0,1\}, l \in L^+ \quad (\text{B2})$$

$$C_{\text{inv}}^G \leq \xi_G \quad (\text{B3})$$

$$I_{\text{inv},g}^G \in \{0,1\}, g \in G^+ \quad (\text{B4})$$

式中: ξ_L 、 ξ_G 分别为输电线路和电源建设的总预算。

(2) 节点功率平衡约束:

$$\mathbf{H}_G \mathbf{P}_{m,t,s}^G + \mathbf{H}_W \mathbf{P}_{m,t,s}^W - \mathbf{H}_D \mathbf{P}_{m,t}^D - \mathbf{H}_L \mathbf{P}_{m,t,s}^L = 0 \quad (\text{B5})$$

式中: $s \in \{s_d, s_0, s_u\}$, s_0 代表预测场景, s_u 、 s_d 分别代表上、下极限场景; \mathbf{H}_G 、 \mathbf{H}_W 、 \mathbf{H}_D 、 \mathbf{H}_L 分别为

节点与火电发电机、风电机组、负荷、支路的关联矩阵; $\mathbf{P}_{m,t,s}^G$ 、 $\mathbf{P}_{m,t,s}^W$ 分别为煤电和风电发电机组有功出力

向量; $\mathbf{P}_{m,t}^D$ 为负荷向量; $\mathbf{P}_{m,t,s}^L$ 为输电线路的潮流向量。

(3) 备用约束

$$\mathbf{H}_G \mathbf{P}_{m,t,\text{max}}^G \geq \mathbf{H}_D \mathbf{P}_{m,t,s}^D - \mathbf{H}_W \mathbf{P}_{m,t,s}^W + \mathbf{R}_{m,t} \quad (\text{B6})$$

式中: $\mathbf{P}_{m,t,\text{max}}^G$ 为火电机组的最大出力上限向量; $\mathbf{R}_{m,t}$ 为系统季节 m 时段 t 的旋转备用向量。

(4) 输电容量与相角约束

$$\mathbf{P}_{m,t,s}^L = \mathbf{P}_{m,t,s}^{L^*} + \mathbf{P}_{m,t,s}^{L^+} \quad (\text{B7})$$

$$\mathbf{P}_{m,t,s}^L = \mathbf{Z}^{-1} \mathbf{H}_L^T \boldsymbol{\theta}_{m,t,s} \mathbf{I}^L \quad (\text{B8})$$

$$\boldsymbol{\theta}_{\min} \leq \boldsymbol{\theta}_{m,t,s} \leq \boldsymbol{\theta}_{\max} \quad (\text{B9})$$

$$-\mathbf{P}_{\max}^L \mathbf{I}^L \leq \mathbf{P}_{m,t,s}^L \leq \mathbf{P}_{\max}^L \mathbf{I}^L \quad (\text{B10})$$

式中: \mathbf{Z} 为支路阻抗矩阵; $\boldsymbol{\theta}_{m,t,s}$ 为系统节点电压相角向量; $\mathbf{P}_{m,t,s}^{L^*}$ 、 $\mathbf{P}_{m,t,s}^{L^+}$ 分别为已存输电线路和规划输电

线路的潮流向量; $\boldsymbol{\theta}_{\min}$ 、 $\boldsymbol{\theta}_{\max}$ 分别为节点电压相角的最小值和最大值; \mathbf{P}_{\max}^L 为已存线路或规划线路的传输

容量； \mathbf{I}^L 为线路的状态变量向量，其所含变量为布尔变量，当线路已存或者新增时，其对应变量为1，否则为0。

(5) 发电机组爬坡上下限约束：

$$-R_{g,\max}^G \leq P_{g,m,t}^G - P_{g,m,t-1}^G \leq R_{g,\max}^G \quad (\text{B11})$$

$$-\nu_s R_{g,\max}^G \leq P_{g,m,t,s_u}^G - P_{g,m,t-1}^G \leq \nu_s R_{g,\max}^G \quad (\text{B12})$$

$$-\nu_s R_{g,\max}^G \leq P_{g,m,t,s_d}^G - P_{g,m,t-1}^G \leq \nu_s R_{g,\max}^G \quad (\text{B13})$$

其中式和为预测场景与极限场景之间的过渡约束； P_{g,m,t,s_u}^G 、 P_{g,m,t,s_d}^G 分别为发电机组 g 在极限场景 s_u 、 s_d 的发电功率； ν_s 为预测场景与误差场景的过渡时间的标度，本文取 $\nu_s = 1/6$ ； $R_{g,\max}^G$ 为发电机组 g 的最大爬坡能力。

(6) 发电机组出力上下限约束：

$$I_{\text{op},g,m,t}^G P_{g,\min}^G \leq P_{g,m,t,s}^G \leq I_{\text{op},g,m,t}^G P_{g,\max}^G \quad (\text{B14})$$

$$I_{\text{inv},g}^G P_{g,\min}^G \leq P_{g,m,t,s}^G \leq I_{\text{inv},g}^G P_{g,\max}^G, g \in G^+ \quad (\text{B15})$$

式中： $P_{g,\min}^G$ 、 $P_{g,\max}^G$ 分别为发电机组输出功率的最小值和最大值； $P_{g,m,t,s}^G$ 为发电机组 g 在 s 的发电功率。

(7) 发电机组启停约束：

$$I_{\text{op},g,m,t}^G - I_{\text{op},g,m,t-1}^G = u_{g,m,t}^G - v_{g,m,t}^G \quad (\text{B16})$$

$$\sum_{t=t'}^{t'+T_{\text{on},g}^G-1} I_{\text{op},g,m,t}^G \geq u_{g,m,t'}^G \cdot \min(T_{\text{on},g}^G, T - t' + 1) \quad (\text{B17})$$

$$\sum_{t=t'}^{t'+T_{\text{off},g}^G-1} (1 - I_{\text{op},g,m,t}^G) \geq v_{g,m,t'}^G \cdot \min(T_{\text{off},g}^G, T - t' + 1) \quad (\text{B18})$$

式中： $T_{\text{on},g}^G$ 、 $T_{\text{off},g}^G$ 分别为发电机组的最小开、停机时间。

附录 C:

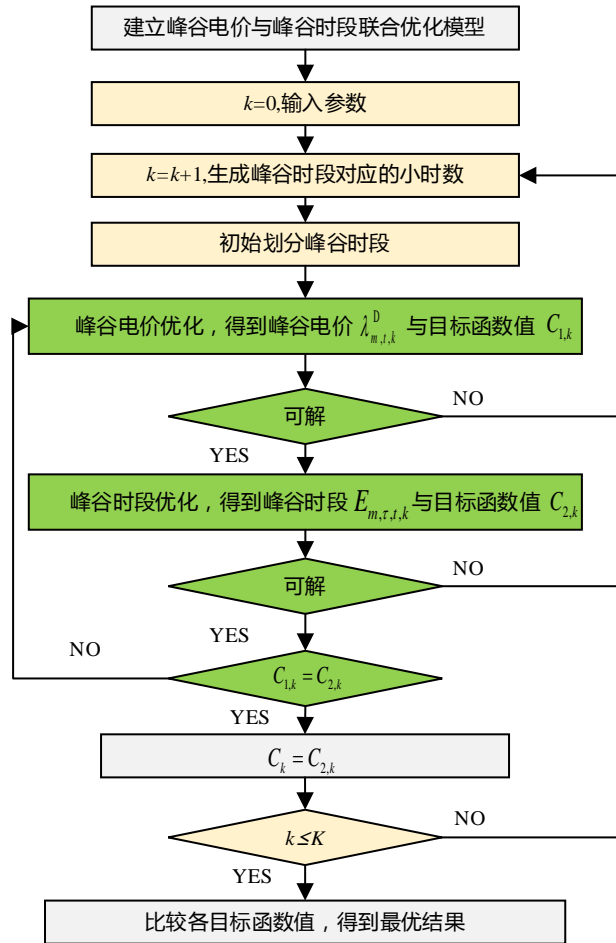


图 C1 峰谷电价与峰谷时段双层优化模型求解流程

Fig.C1 Solution process of bi-layer optimization model for peak-valley prices and peak-valley periods

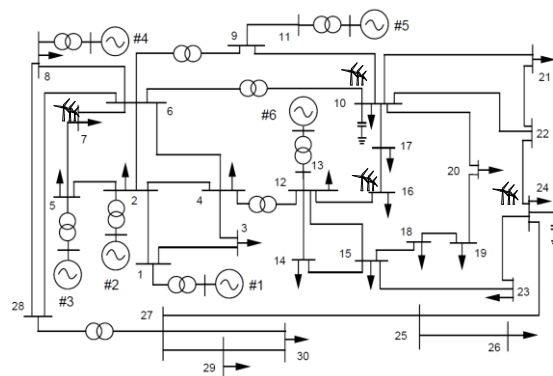


图 C2 IEEE 30 节点系统

Fig.C2 IEEE 30-bus system

表 C1 机组数据
Table C1 Data of generators

机组序号	出力范围/ MW	爬坡限制/ (MW·h ⁻¹)	启停成本/ 元	最小启停时间/ h	成本系数/ [元·(MW·h) ⁻¹]		
					a	b	c
G ₁	[30,60]	30	4000	4	0.54	200	800
G ₂	[30,50]	25	3500	4	0.87	250	700
G ₃	[35,80]	40	4000	6	0.6	200	850
G ₄	[20,50]	15	2000	4	1.23	230	500
G ₅	[25,50]	30	1800	2	1.35	250	400
G ₆	[20,40]	20	1500	3	1.47	250	300

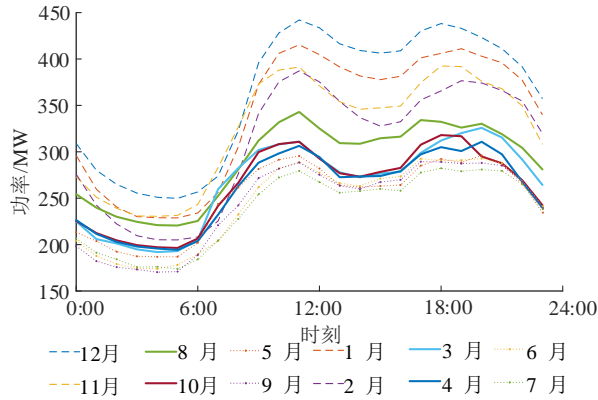


图 C3 各月份典型日负荷曲线
Fig.C3 Load curves of typical day in each month

表 C2 用户电价电量弹性响应行为系数
Table C2 Coefficients for elastic response behavior of customers to electricity prices

时段	用户电价电量弹性响应行为系数		
	峰段	平段	谷段
峰段	-0.04	0.008	0.004
平段	0.004	-0.04	0.004
谷段	0.016	0.004	-0.04

表 C3 各类季节的分时电价结果
Table C3 Results of time-of-use price for each type of season

电价类型	季节	峰段/[元·(MW·h) ⁻¹]	平段/[元·(MW·h) ⁻¹]	谷段/[元·(MW·h) ⁻¹]	峰平电价比	谷平电价比
季节性分时电价	峰季	1080.0	600	216.0	1.80	0.36
	平季	944.3	600	188.9	1.57	0.31
	谷季	837.5	600	180.0	1.40	0.30
统一分时电价	全年	975.5	600	195.1	1.63	0.33

表 C4 分时电价机制下的系统成本
Table C4 System costs under time-of-use price mechanism

电价类型	发电成本	电源投资成本	电网投资成本	单位: 亿元
				总成本
季节性分时电价	5.0488	0.2390	0.1180	5.4058
统一分时电价	5.0501	0.2390	0.1475	5.4366
统一目录电价	5.0586	0.2390	0.1770	5.4746

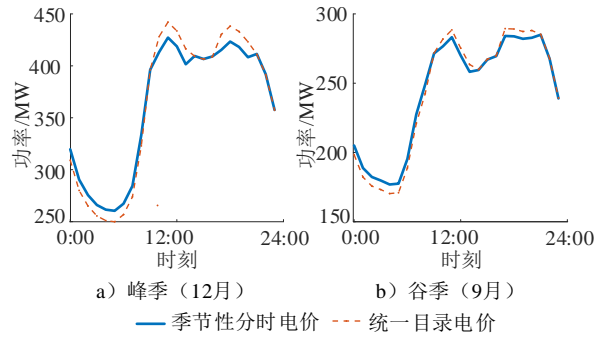


图 C4 分时电价实行前后的负荷曲线

Fig.C4 Load curves before and after introduction of time-of-use price

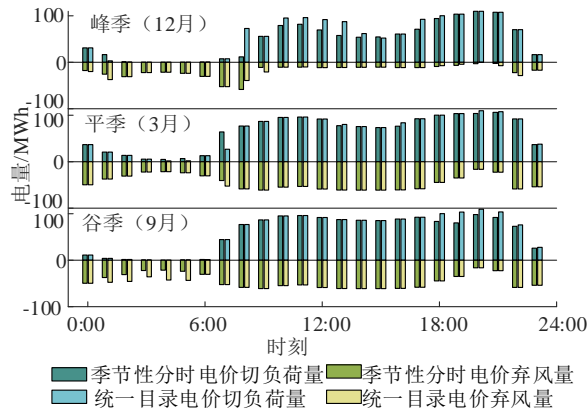


图 C5 分时电价实行前后各季节弃风与切负荷量期望值

Fig.C5 Expected values of wind abandonment and load shedding in each season before and after introduction of time-of-use price