

王岱,刘颖,潘昌忠,等. 基于多元成本结构的分时电价定价机制[J]. 湖南科技大学学报(自然科学版), 2024, 39(1):60-69. doi:10.13582/j.cnki.1672-9102.2024.01.008

WANG D, LIU Y, PAN C Z, et al. Research on Pricing Mechanism of Time-of-Use Electricity Price Based on Multiple Cost Structure[J]. Journal of Hunan University of Science and Technology (Natural Science Edition), 2024, 39(1):60-69. doi:10.13582/j.cnki.1672-9102.2024.01.008

基于多元成本结构的分时电价定价机制

王岱¹,刘颖¹,潘昌忠^{2*},李春来³,李福东⁴

(1.国网宁夏电力有限公司 银川供电公司,宁夏 银川 750011;

2.湖南科技大学 信息与电气工程学院,湖南 湘潭 411201;

3.湖南理工学院 物理与电子学院,湖南 岳阳 414006;4.北京信息科技大学 机电工程学院,北京 100192)

摘要:建设新型电力系统对完善分时电价机制提出了新的要求.针对目前分时电价研究多侧重于市场机制,对电价设置菜单与实际供电成本结构关系有待深化机理建模的问题,提出一种基于多元化供电成本和需求响应的分时电价模型.该模型兼顾经济性与可靠性,建立考虑需求削减的负荷切片与成本定价机制,明确供电配置的多元化成本结构,建立各类电源的可变成本、固定成本与可靠性损失成本的成本结构.对电力销售收入分析、电源的实际可变成本、电源可靠性损失和固定成本回收进行了基础性研究.通过相关算例验证,研究各类电源事故率对模型中附加费率的影响,以及各类电源事故率、不同负荷水平波动与分时电价定价的关联性,验证了文章建立的分时电价模型在提高分时电价适应性,正确引导用户用电行为,提高削峰填谷方面的有效性.同时,该模型有助于优化各类电源的容量管理,确保峰值电源的成本回收,从而有效地平衡电源侧和用户侧利益,兼顾供电充分性、可靠性和经济性目标.

关键词:需求响应;分时电价机制;固定成本;可变成本;可靠性成本;削峰填谷

中图分类号:TM715 **文献标志码:**A **文章编号:**1672-9102(2024)01-0060-10

Research on Pricing Mechanism of Time-of-Use Electricity Price Based on Multiple Cost Structure

WANG Dai¹, LIU Ying¹, PAN Changzhong², LI Chunlai³, LI Fudong⁴

(1. State Grid Ningxia Yinchuan Electric Power Company, Yinchuan 750011, China;

2. School of Information and Electrical Engineering, Hunan University of Science and Technology, Xiangtan 411201, China;

3. College of Physics and Electronics, Hunan Institute of Science and Technology, Yueyang 414006, China;

4. School of Mechanical and Electrical Engineering, Beijing Information Science and Technology University, Beijing 100192, China)

Abstract: The construction of a new type of power system puts forward new requirements for improving the time-of-use electricity pricing mechanism. Aiming at the current research on time-of-use electricity prices that mostly focus on market mechanisms, and insufficient attention to the relationship between the electricity price setting menu and the actual power supply cost structure, this paper proposes a time-of-use electricity price model based on diversified power supply costs and demand response. The model takes into account economy and reliability, establishes a load slicing and cost pricing mechanism that considers demand reduction, clarifies the diversified cost structure of power supply configuration, and defines the variable cost, fixed cost and reliability loss cost of

收稿日期:2022-07-10

基金项目:国家自然科学基金资助项目(61503348)

*通信作者, E-mail: cpan@hnust.edu.cn

various power sources. Fundamental research is carried out on the analysis of electricity sales revenue, the actual variable cost of the power supply, the loss of power supply reliability and the recovery of fixed costs. Through the verification of related calculation examples, the influence of various power accident rates on the surcharge rate in the model, as well as the correlation between various power accident rates, fluctuations of different load levels, and time-of-use electricity pricing, are studied. The model established in this paper is effective in improving the adaptability of time of use electricity prices, correctly guiding users' electricity consumption behavior and promoting peak-shaving and valley-filling. At the same time, the model can optimize the capacity management of various power sources in a diverse new energy grid-connected environment to ensure the cost recovery of peak power sources, thereby effectively balancing the interests of the power source and the user side, and taking into account the adequacy of power supply, reliability and economic goals.

Keywords: demand response; time-of-use price mechanism; fixed cost; variable cost; reliability cost; peak shaving and valley filling

分时电价在引导用户改变用电行为,促进削峰填谷,提高用电负荷率和供电质量等方面具有重要作用,是实施电力需求侧管理的重要途径^[1-2].峰谷分时电价设置的关键因素是能否准确且及时地反映电力成本和供求关系.目前有2种主流的分时电价定价方法:基于成本的方法和基于市场的方法^[2].在市场化方法中,分时电价定价方案主要是根据经济原理,考虑基于电力交易的市场结构;基于成本的方法则侧重于发电的实际成本,该成本包括投资成本、运行成本和不确定性成本,不确定性成本也称为可靠性成本.

从市场的角度,针对用户响应来建立分时电价模型在国内外受到广泛关注,主要包括基于历史数据拟合的响应度曲线方法和基于电力需求价格弹性的研究方法^[3-5].但基于典型的日负荷曲线未考虑用户响应固有的不确定性特征对电价模型准确性的影响,因此,文献[6]研究用户响应的不确定性,运用区间数来表征电力需求弹性;文献[7]研究需求价格弹性问题,但只分析了自弹性系数,没有研究交叉弹性系数.供电方和用电方的关系不能简单地界定为对立或统一,而是存在一定的博弈关系.有基于负荷率差别的大工业用户输配电价的分时定价模型^[8];有基于模糊隶属度函数确定负荷曲线上各时间点落在峰、谷时段的概率,以此为依据划分不同的时段区间^[9];有考虑电动汽车的大量接入因素,对电动汽车响应分时电价的概率进行定量描述^[10],有建立以用户主动响应为目的,基于启发式算法动态求解电动汽车充电站分时电价机制^[11];建立基于模糊聚类的峰谷平时段识别模型,并运用NSGA-II算法实现峰谷差的优化^[12];有针对分布式光伏发电接入配网环境,采用模糊隶属度函数识别等效负荷曲线中的不同时段,建立基于消费者心理学的用户响应曲线和遗传算法优化解^[13-14].

以需求响应为基础的分时电价机制可以引导用户用电行为,提高系统效率,但存在多种不确定因素,且可能影响电力供应侧的收益^[15].因此,需要综合考虑发电侧、供电侧以及电力需求侧,建立各方联动的分时电价机制,在以新能源为主体的新型电力系统中,各利益相关侧进行价格信号传递,有助于引导负荷更合理分布,提高供电可靠性并兼顾各方利益^[16-17],如综合电厂容量成本、煤耗等成本因素,建立发电侧峰谷分时电价^[18-19].提出分时电价联动机制,实现发电与售电两方在分时电价利润分配中的平衡^[20],以平均发电能耗成本最低为优化目标的发电和售电两方联动的分时电价模型^[21].对峰谷电价比与拉开比进行优化决策以平衡电力供需各方利益^[22].针对城市商业区,综合售电侧和商业楼群的利益需求建立分时电价模型^[23].另有从博弈角度,如发电与需求两方博弈联动的分时电价模型^[24-25];考虑用户满意度和电力波动成本,包含供电方与用电方的主从博弈模型,通过双方多轮博弈得到策略均衡解^[26-28].

综上所述,目前针对分时电价机制的研究多侧重于市场机制,部分研究基于成本的角度开展,但对电价设置菜单与实际供电成本结构的关系及具体成本结构的研究还缺乏系统的建模分析.本文尝试从长期经济学的角度,清晰界定供电配置的各类成本,建立严格的数学模型,进而基于成本结构对如何设置分时电价进行基础性的研究和实验,从而为建立基于成本的实际需求响应定价机制提供新的解决方案.

1 基于负荷持续曲线的可靠性成本计算

1.1 成本分析目标和假设条件

不同类型电源供应方主体、成本、容量等差异性明显,直接影响到电价及收益.本文基于成本的方法对研究的分时电价定价中,主要考虑以下功能:当投资成本主要由固定成本构成时,可以收回投资成本;当经营成本主要由可变成本构成时,可以收回经营成本;从可靠性角度,对不确定性成本进行计算并实现回收;从电源侧能满足 LDC(负载持续时间曲线)的角度,分时电价能保持一定时间内的供需平衡.

基于以上考虑,本文提出了包含固定成本、可变成本和可靠性成本回收的电费成本结构,研究对应负荷持续曲线(Load Duration Curve, LDC)不同时区的电费设置方法.这将有助于确定基于使用时间的电价设置.为实现建模,将电源划分为峰值电源、中间电源、基础电源 3 种类型,并假设已知以下基本信息:

- 1) 每个电源的安装容量(Installed Capacity, ICAP, 公式中用变量 Q 表示);
- 2) 各电源故障率 δ_i ;
- 3) 整个系统的负载持续时间曲线;
- 4) 每个电源的固定成本与可变成本.

根据以上信息,可以运用本文的模型对整个系统的负载损失概率(Loss of Load Probability, LOLP, 公式中用变量 H 表示)、整个系统的失载值(Value of Lost Load, VOLL, 公式中用变量 L 表示)等进行计算分析.

1.2 负荷持续曲线分析

本文基于年负荷持续曲线,采用筛选曲线法比较不同类型电源的经济性,通过确定不同电源配置方案获得投资和运行成本.筛选曲线的截距为固定成本,斜率为对应发电量(或对应运行时间)的可变成本.

在年负荷持续时间曲线上,用筛选曲线的每个交点除以各电源的负荷供电能力,则图 1 中的高度和面积即为各电源的供电能力和年度累计供电量.

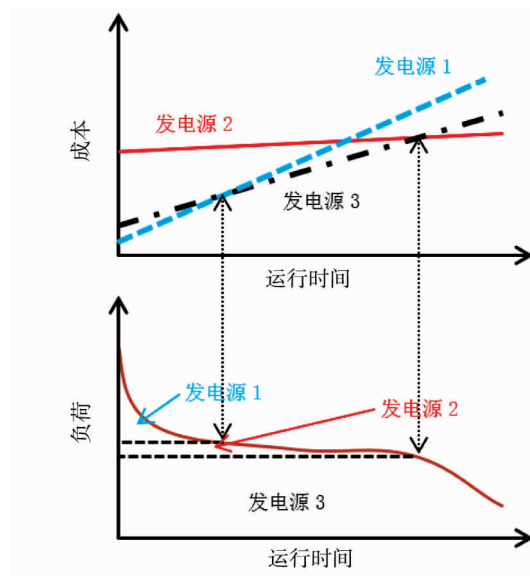


图 1 年负荷持续时间曲线筛选

考虑电网规划时需按照满足峰值负荷需求的原则规划系统的电源容量,即系统最大负荷时投入的电源是最多的,最小负荷时投入的电源是最少的,此时段有部分电源是作为备用电源而不会投入,因此定义为峰值电源.介于负荷峰值和负荷谷值之间的时段投入的电源,定义为中位电源.图 2 表示如何从年负荷持续时间曲线中对每个发电源的供电能力进行筛选.“电源 1、2、3 运行”箭头所指三角形区域为峰值电源 1 供电,“电源 2、3 运行”箭头所指四边形和三角形区域为中位电源 2 供电,“电源 3 运行”箭头所指的 S_{31} 、 S_{32} 、 S_{33} 区域为基础电源 3 供电,这些面积代表各个电源在各个时间段的供电能力,在 T_1 时段也就是尖峰时段,3 个电源都需要将自己的供电能力贡献出来,以满足负荷所需, T_2 、 T_3 时段以此类推,而 T_0 时段所对

应的三角形阴影区域就是缺电部分。

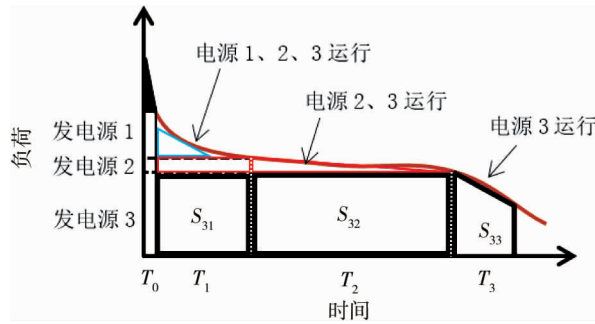


图2 各电源供电能力

1.3 可靠性成本计算方法

基于假设条件和负荷持续曲线分析,对各电源可靠性损失成本进行计算,具体步骤如下:

步骤1:计算负载损失概率 H

基于等效负荷持续时间曲线计算的概念,计算考虑不同容量电源事故率 δ_i 的整个系统的 H 。

步骤2:计算失载值 L

根据 LOLP,计算整个系统失载值 L 。在这种情况下, L 显示为图3下部斜线的斜率。

步骤3:计算预期损失(Annual Expected Loss, AEL,公式中用变量 J 表示)

综合 L 和 H ,通过式(1)计算整个系统的 J 。

$$J = LH. \quad (1)$$

步骤4:计算年度可靠性损失成本(Annual Reliability Loss Cost, ARL)

考虑可靠性的系统年度可靠性损失成本(ARL)由式(2)计算。

$$K = J \sum_{k=1}^N Q_k. \quad (2)$$

式(1)和式(2)也可理解为考虑负载将超过可用发电量的概率。

步骤5:使用式(3)计算每个电源的预期容量损失率(Expected Capacity Loss Rate, ECLR,公式中用变量 W 表示)。

$$W_i = \frac{\delta_i Q_i}{\sum_{k=1}^N \delta_k Q_k}. \quad (3)$$

步骤6:基于式(2)和式(3)来计算每个电源的可靠性损失成本(公式中用变量 M 表示)。

$$M_i = W_i K. \quad (4)$$

可以看出,电源故障率越高,则可靠性损失成本越大.关于电源故障率与电价水平的定量关系分析,将在本文实验部分详细阐述。

2 考虑固定、可变和可靠性成本回收的电力定价模型

2.1 电力销售收入分析

考虑负荷持续曲线中的间隔 T_1, T_2, T_3 ,可变成本分别对应倾斜部分 C_1, C_2, C_3 ,每个电源的销售利润 P_1, P_2, P_3 可通过以下公式获得.其中,符号 S 代表图3中的各个区域。

电源1:

$$P_1 = C_1 S_{11}. \quad (5)$$

电源2:

$$P_2 = C_1 S_{21} + C_2 S_{22}. \quad (6)$$

电源3:

$$P_3 = C_1 S_{31} + C_2 S_{32} + C_3 S_{33}. \quad (7)$$

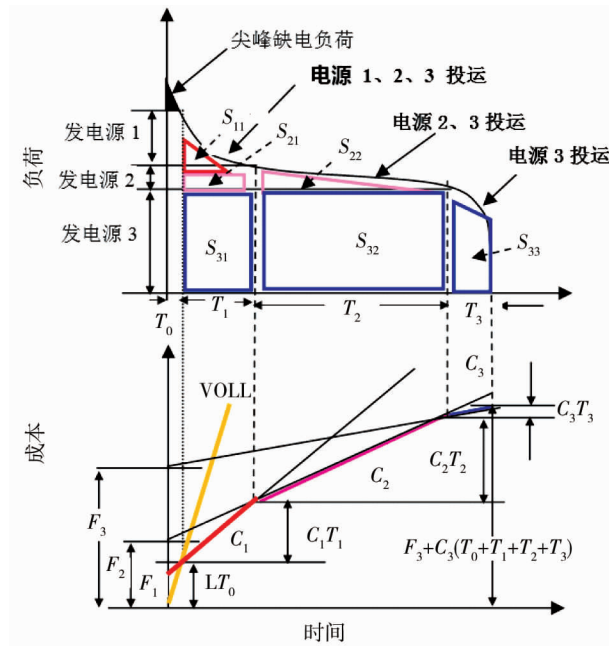


图3 考虑需求削减的负荷切片与成本定价

2.2 电源的实际可变成本

电源1, 电源2, 电源3的实际可变成本通过将每个可变成本乘以各自的发电面积来计算.

电源1:

$$M_1 = C_1 S_{11}. \quad (8)$$

电源2:

$$M_2 = C_2 (S_{21} + S_{22}). \quad (9)$$

电源3:

$$M_3 = C_3 (S_{31} + S_{32} + S_{33}). \quad (10)$$

2.3 电源可靠性损失和固定成本回收分析

为了收回每个电源的总投资成本,不仅要计算与边际成本相对应的可变成本 M_1, M_2, M_3 , 还要计算固定成本 F_1, F_2, F_3 .

在本文中,考虑到固定价格和可靠性损失,并基于可变成本 C_1, C_2, C_3 添加附加费率 $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$, 设置与负荷持续时间曲线中的间隔 T_1, T_2, T_3 相对应的电价. 为方便起见,每次收入和费用转换都考虑折旧、现值转换和时间轴的统一.

在考虑每个电源的附加费率 $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ 设置电源的电价之后,有必要满足每个电源的供需平衡.

电力销售收入=可变成本+固定成本+可靠性损失成本.这就意味着需要满足以下平衡方程.

电源1:

$$(1 + \sigma_1) C_1 S_{11} = C_1 S_{11} + F_1 + M_1. \quad (11)$$

电源2:

$$(1 + \sigma_1) C_1 S_{21} + (1 + \sigma_2) C_2 S_{22} = C_2 (S_{21} + S_{22}) + F_2 + M_2. \quad (12)$$

电源3:

$$(1 + \sigma_1) C_1 S_{31} + (1 + \sigma_2) C_2 S_{32} + (1 + \sigma_3) C_3 S_{33} = C_3 (S_{31} + S_{32} + S_{33}) + F_3 + M_3. \quad (13)$$

式(11)~式(13)的解如下:

$$\sigma_1 = (F_1 + M_1) / (C_1 S_{11}); \quad (14)$$

$$\sigma_2 = \{C_2 S_{21} + F_2 + M_2 - (1 + \sigma_1) C_1 S_{21}\} / (C_2 S_{22}); \quad (15)$$

$$\sigma_3 = \{[C_3 (S_{31} + S_{32} + S_{33}) + F_3 + M_3 - (1 + \sigma_1) C_1 S_{31} - (1 + \sigma_2) C_2 S_{32}]\} / (C_3 S_{33}). \quad (16)$$

2.4 按时间区域设定电价

基于以上分析,在年负荷持续时间曲线空间时区 T_1 、 T_2 、 T_3 中,考虑各电源成本回收的电价计算如下:

时间区 T_1 :

$$P_{\text{TOU},1} = (1 + \sigma_1)C_1. \quad (17)$$

时间区 T_2 :

$$P_{\text{TOU},2} = (1 + \sigma_2)C_2. \quad (18)$$

时间区 T_3 :

$$P_{\text{TOU},3} = (1 + \sigma_3)C_3. \quad (19)$$

通过使用统计处理之类的方法,并将年度负荷持续时间曲线空间映射到每日负荷持续时间曲线空间,可为工作日、周末和节假日设置 24 h 的每小时电价。

从式(14)~式(16)可以看出:对于峰值电源 1,由于 $\sigma_1 > 0$,使得实际电价 $(1 + \sigma_1)C_1$ 大于可变成本 C_1 ;对于非高峰电源 3,可能存在 $\sigma_3 < 0$,则可能 $(1 + \sigma_3)C_3$ 小于考虑到的可变成本.换句话说,基于成本的价格设置方法,基于时间的价格设置方法类似于分时电价方法,这是基于市场或激励的需求侧响应机制。

3 实验分析

3.1 场景与参数设置

为验证本文建立的基于成本的分时电价模型的有效性,实验设计中包含峰值(发电源 1)、基础(发电源 2)、谷值(发电源 3)这 3 类电源.表 1 列出的是 3 种类型发电机的数据,考虑本实验是对分时电价模型的验证,因此只需对机组容量(Q)、固定成本(F)、可变成本(C)的具体值进行假设赋值,则可以按照上文建立的模型进行分时电价求解并开展分析。

表 1 实验参数设置

电源类型	机组容量/MW	固定成本/元	可变成本/(元/kWh)
谷值	1 500	8.5×10^8	0.49
基础	300	3.8×10^8	0.62
峰值	150	1.3×10^8	0.89

根据建立的负荷持续曲线筛选法,不同类型的电源可以对应到不同时段.根据实验设计的需要,对每个电源事故(停电)概率进行设置,计算各电源的可靠性损失成本,并研究不同的缺电概率对分时电价的影响。

3.2 电源事故率对附加费率的影响

考虑到固定价格和可靠性损失,并基于不同电源的可变成本确定适当的附加费率 $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$,因此,附加费率直接影响到不同时段的分时电价设置.为便于对比分析,分别对峰值、基础、谷值这 3 类电源的事故率变化时附加费率的变化情况进行分析。

图 4 所示为峰值电源事故率变化对分时电价模型中各类附加费率的影响.实验中将峰值电源事故率 δ_1 从 3.0% 逐步提高到 4.4%,观察峰值、基础和谷值时段相应的附加费率 σ_i 的变化情况.从图 4 可以看出:随着峰值电源事故率 δ_1 的提高,峰值时段附加费率 σ_1 从 0.55 快速提高到 1.75,在实验样本范围内的最高附加费率为最低附加费率的 3.3 倍;基础时段的附加费率 σ_2 水平整体很低,从 0.30 下降到 -0.95,呈快速下降趋势;谷值时段附加费率 σ_3 从 -0.5 逐步提高到 0.4.(修改说明:分析文字中加入了图中各变量的具体变化值,可以据此清晰地区分图中各线条含义,下同)

图 5 所示为基础电源事故率变化对分时电价模型中各类电源附加费率的影响.实验中将基础电源事故率 δ_2 从 3.5% 逐步提高到 4.9%,观察峰值、基础和谷值时段相应的附加费率 σ_i 的变化情况.从图 5 可知:随着基础电源事故率 δ_2 的提高,基础时段附加费率 σ_2 快速提高,在实验样本范围内从 0.25 提高到 1.13,最高附加费率为最低附加费率的 4.5 倍;峰值时段的附加费率 σ_1 呈缓慢下降趋势,从 1.1 下降到 1.0;谷值时段附加费率 σ_3 呈现快速下降的趋势,从 -0.02 下降到 -0.92。

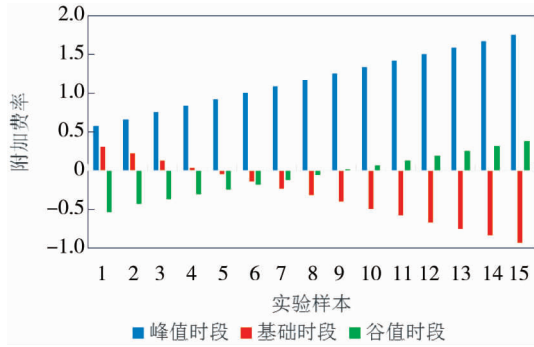


图4 峰值电源事故率对附加费率的影响

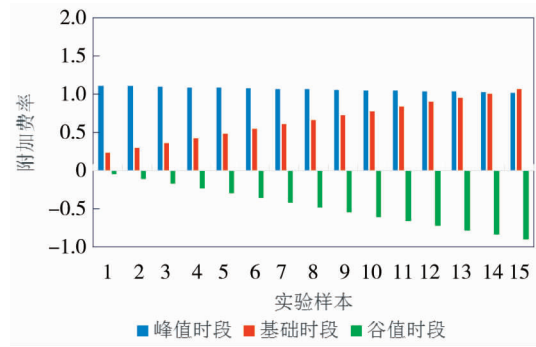


图5 基础电源事故率对附加费率的影响

图6所示为谷值电源事故率变化对分时电价模型中各类电源附加费率的影响.实验中将谷值电源事故率 δ_3 从2.5%逐步提高到3.9%,观察峰值、基础和谷值时段相应的附加费率 σ_i 的变化情况.从图6可知,随着谷值电源事故率 δ_3 的提高,谷值时段附加费率 σ_3 明显提高,从-1.0提高到-0.2;峰值时段的附加费率 σ_1 呈快速下降趋势,在实验样本范围内从1.36下降到0.45,最低附加费率仅为最高附加费率的30%;基础时段附加费率 σ_2 呈现缓慢下降的趋势,从0.35下降到0.25.

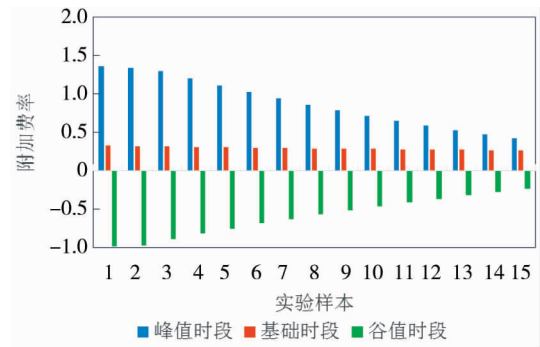


图6 谷值电源事故率对附加费率的影响

综合图4~图6可知:在建立的分时电价模型中,不同类型电源事故率均对电源的附加费率有直接影响.峰值电源事故率与峰值、谷值附加费率呈正相关,与基础附加费率呈负相关,且对峰值附加费率影响最大;基础电源事故率与基础附加费率呈正相关,与峰值、谷值附加费率呈负相关,且对基础附加费率影响最大;谷值电源事故率与谷值附加费率正相关,与峰值、基础附加费率呈负相关,且对谷值附加费率影响最大.

3.3 电源事故率对分时电价的影响

为进一步了解不同类型电源事故率(缺电概率)对分时电价的影响,基于本文的电价模型和相关实验参数,分别对峰值、基础、谷值电源事故率变化时相应的电价变化情况进行量化分析.

图7所示为峰值电源事故率提高、基础和谷值电源事故率不变的情况下的分时电价变化情况.由图7可知:当只有峰值电源事故率提高50%时,由于峰值时段附加费率 σ_1 是决定峰值电价的关键变量,将直接导致峰值电价水平的显著提高.在实验样本范围内,最高峰时电价2.4元/kW·h,最低峰时电价1.35元/kW·h,前者为后者的1.8倍,基础电价则快速下降,最低基础电价仅为0.09元/kW·h,最高基础电价为1.8元/kW·h,前者为后者的5%;谷时电价虽整体水平低,但提高幅度明显,由0.09元/kW·h提高到0.26元/kW·h.

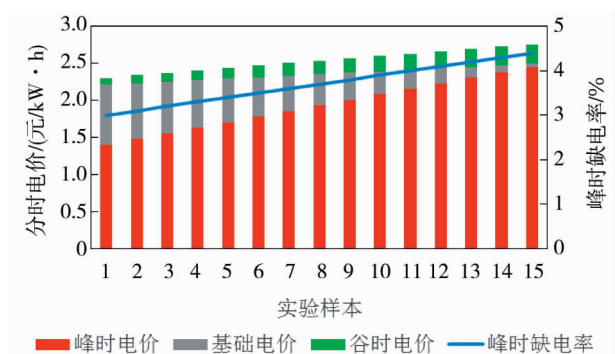


图7 峰值电源事故率对分时电价的影响

图8所示为基础电源事故率提高、峰值和谷值电源事故率不变的情况下的分时电价变化情况.由图8可知:当只有基础电源事故率提高时,基础电价提高明显.在实验样本范围内,最高基础电价为1.3元/kW·h,最低基础电价为0.6元/kW·h,前者为后者的2.3倍;峰时电价只有小幅降低,最低峰时电价为1.76元/kW·h,最高峰时电价为1.85元/kW·h,前者为后者的95%;谷时电价虽整体水平低,但呈显著降低趋势,由0.18元/kW·h降低到0.02元/kW·h,降幅达10倍.

图9所示为谷值电源事故率提高、峰值和基础电源事故率不变的情况下的分时电价变化情况.由图9可

知:当只有谷值电源事故率提高时,在实验样本范围内,峰时电价从 2.05 元/kW·h 下降至 1.32 元/kW·h,基础电价只有小幅下降,最低基础电价为 0.85 元/kW·h,最高基础电价为 0.9 元/kW·h,前者为后者的 94%;谷时电价虽整体水平低,但呈显著提高趋势,由 0.01 元/kW·h 提高到 0.14 元/kW·h,增幅达 14 倍。

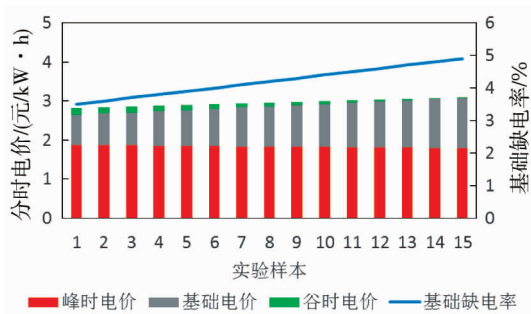


图 8 基础电源事故率对分时电价的影响

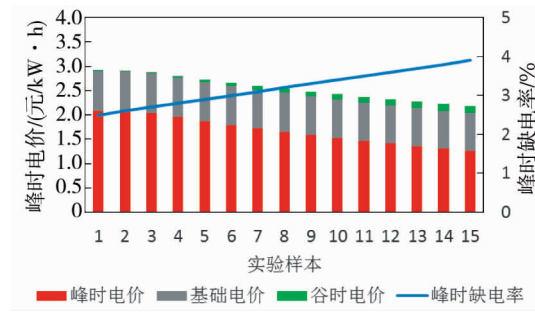


图 9 谷值电源事故率对分时电价的影响

综合图 7~图 9 实验结果可知:不同类型电源故障率引发的停电,均会对各类分时电价产生不同程度的影响.峰时电源故障率提高会对峰时、基础、谷时电价均有明显的影响,即引起峰时电价和谷时电价明显上升,基础电价明显下降;基础电源故障率提高会引起基础电价明显提高,谷时电价明显降低,峰时电价则只有小幅降低;谷值电源故障率提高会引起谷时电价显著提高,峰时电价较明显下降,而基础电价仅出现小幅下降。

3.4 负荷水平波动对分时电价的影响

从前文对年负荷持续曲线的分析可知:在一定时段内不同水平负荷的分布,将直接影响不同类型电源的投入时间,因此将导致电价成本的变化,最终影响到分时电价的变化.因此,本文以 1 a(8 760 h)为时间范围,假设 6 组负荷水平的不同时间分布参数,如表 2 所示. T_0, T_1, T_2, T_3 分别为尖峰缺电时段、峰值时段、基础时段、谷值时段,参数 A, B, C, D, E, F 分别对应 6 个年度的不同负荷时段分布。

表 2 不同负荷水平的分布参数

时间段	参数组/h					
	A	B	C	D	E	F
T_0	20	30	40	15	10	5
T_1	2 350	2 500	2 650	2 200	2 050	1 900
T_2	3 000	3 150	3 300	2 850	2 700	2 550
T_3	3 390	3 080	2 770	3 695	4 000	4 305

为验证不同峰谷负荷水平变化对电价水平的影响,利用表 2 所示负荷分布实验数据,仍然采用本文第 2 节的时间电价模型进行计算,可以求出不同负荷水平时间分布下对应的分时电价结果,如图 10 所示.图 10 中在各电价线条起始位置,从上至下对应的参数依次为: C, B, A, D, E, F 。

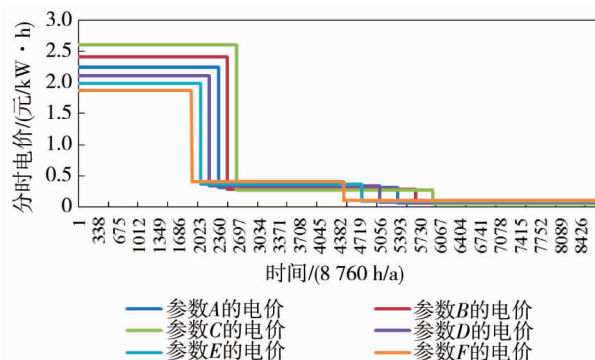


图 10 负荷时间分布对分时电价的影响

从图 10 可以看出:考虑供电配置的各类成本建立的分时电价模型下,受峰值时间的影响,峰时电价水

平会明显提高,且随着峰值时间越长,峰时电价越高,同时,基础电价水平也有不同程度提高,谷时电价水平则呈下降趋势.反之,当峰值时间较短,基础时间和谷值时间较长时,各时段电价水平差异则缩小.可见,本文建立的基于多元成本结构的分时电价模型,可以适应不同水平负荷的变化,动态调整分时电价,正确引导用户用电行为,起到削峰填谷的作用.

4 结论

1)运用负荷持续曲线筛选方法,研究并明确各类电源可靠性损失成本的内涵及计算步骤,为各类电源配置优化和定价提供了依据.

2)建立考虑固定、可变和可靠性成本回收的电力定价模型,以及考虑需求削减的负荷切片与成本定价方法,对电力销售收入分析、电源的实际可变成本、电源可靠性损失和固定成本回收分析进行了严格的分析和推导,得到按时间区域设定电价的分时电价模型.为优化电网规划、容量配置,并向高峰能源用户征收可收回固定容量成本的容量费用提供了客观的依据.

3)不同类型电源事故率均对电源的附加费率有直接的正相关或负相关影响,为电源规划和配置中定量分析不确定性,提高供电可靠性提供了技术手段.

4)本文建立的基于固定成本、可变成本、可靠性成本的分时电价机制,可以通过拉开峰谷电价差距,使高峰电力消费更多地承担峰值电源的成本,使各类电源的运营利润能按规划预期覆盖其容量成本,从而有效平衡电源侧和用户侧利益,兼顾供电充分性、可靠性和经济性的要求.

参考文献:

- [1] SHARMA I, BHATTACHARYA K, CAÑIZARES C. Smart distribution system operations with price-responsive and controllable loads[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(2): 795-807.
- [2] SAEZ-GALLEGO J, KOHANSAL M, SADEGHI-MOBARAKEH A, et al. Optimal price-energy demand bids for aggregate price-responsive loads[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(5): 5005-5013.
- [3] 戴润东, 王彬, 马博翔, 等. 基于多端口固态变压器的含 DG 电网无功电压控制策略[J]. 湖南科技大学学报(自然科学版), 2018, 33(4): 56-61.
- [4] 王尧, 谭彩霞, 王佳伟, 等. 分时电价机制下计及用户需求响应的微网优化调度模型[J]. 智慧电力, 2020, 48(10): 9-15.
- [5] 贾雪枫, 李存斌. 考虑短期负荷影响的 DeepESN 电力市场实时电价预测研究[J]. 智慧电力, 2021, 49(1): 64-70.
- [6] 张丽英, 谭忠富, 王绵斌, 等. 考虑不确定响应的分时电价分级优化模型[J]. 中国管理科学, 2009, 17(1): 50-57.
- [7] YANG P, TANG G G, NEHORAI A. A game-theoretic approach for optimal time-of-use electricity pricing[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(2): 884-892.
- [8] 谭忠富, 蒲雷, 吴静, 等. 基于负荷率差别定价的分时输配电价优化模型[J]. 系统工程理论与实践, 2019, 39(11): 2945-2952.
- [9] KOHANSAL M, MOHSENIAN-RAD H. A closer look at demand bids in California ISO energy market[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(4): 3330-3331.
- [10] 杨健维, 苟方杰, 黄宇, 等. 基于不确定性测度的居民小区电动汽车充电分时电价制定策略[J]. 电网技术, 2018, 42(1): 96-102.
- [11] 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.
- [12] 宋宗耘, 张健, 牛东晓, 等. 基于模糊密度 K-medoids 聚类和 NSGA-II 算法的绿色分时电价优化研究[J]. 智慧电力, 2019, 47(3): 38-45.
- [13] 李沐珂, 张靠社. 计及分布式光伏发电的分时电价模型研究[J]. 电网与清洁能源, 2018, 34(4): 74-78.
- [14] 刘军, 宋词, 程军照, 等. 考虑风电及分时电价的机组组合问题研究[J]. 智慧电力, 2020, 48(5): 14-20.

- [15] 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.
- [16] PALENSKY P, DIETRICH D. Demand side management; demand response, intelligent energy systems, and smart loads[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2011, 7(3): 381-388.
- [17] AIQ, FAN S L, PIAO L J. Optimal scheduling strategy for virtual power plants based on credibility theory[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2016, 1(1): 1-8.
- [18] 胡福年, 汤玉东, 邹云. 考虑双边价格联动的峰谷分时电价机理研究[J]. 中国电机工程学报, 2007, 27(25): 61-66.
- [19] 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.
- [20] SU W C, EICHI H, ZENG W T, et al. A survey on the electrification of transportation in a smart grid environment[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2012, 8(1): 1-10.
- [21] 谭忠富, 陈广娟, 赵建保, 等. 以节能调度为导向的发电侧与售电侧峰谷分时电价联合优化模型[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(1): 55-62.
- [22] 孔强, 付强, 林亭君, 等. 基于成本效益分析的峰谷分时电价优化模型[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(15): 60-67.
- [23] 张志义, 余涛, 王德志, 等. 基于集成学习的含电气热商业楼宇群的分时电价求解[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(1): 112-125.
- [24] 芮涛, 李国丽, 胡存刚, 等. 考虑电价机制的微电网群主从博弈优化方法[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(8): 2535-2545.
- [25] BUI V H, HUSSAIN A, KIM H M. A multiagent-based hierarchical energy management strategy for multi-microgrids considering adjustable power and demand response[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(2): 1323-1333.
- [26] 胡鹏, 艾欣, 张朔, 等. 基于需求响应的分时电价主从博弈建模与仿真研究[J]. 电网技术, 2020, 44(2): 585-592.
- [27] DE SÁ FERREIRA R, BARROSO L A, LINO P R, et al. Time-of-use tariff design under uncertainty in price-elasticities of electricity demand: a stochastic optimization approach[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2013, 4(4): 2285-2295.
- [28] PADMANABHAN N, AHMED M, BHATTACHARYA K. Simultaneous procurement of demand response provisions in energy and spinning reserve markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(5): 4667-4682.