

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.200782

## 需求侧响应背景下分时电价研究与实践综述

黄剑平, 陈皓勇, 林镇佳, 钟佳宇

(华南理工大学电力学院, 广东 广州 510640)

**摘要:** 分时电价作为一种价格型需求响应方式, 通过峰谷差价引导用户“削峰”与“填谷”, 有效抑制负荷波动, 提高社会效益, 得到了广泛推广。总结国内外开展的 TOU 研究与实践。论述了基于电能成本和基于负荷响应的 TOU 价格决策模型, 分析了需求侧响应背景下 TOU 价格制定与时段划分方法及其现状, 并着重对用户响应行为分析方法进行了归类分析。总结了国内外 TOU 执行方式与范围, 分析了实行 TOU 的成本与收益。最后在此基础上, 讨论了 TOU 体系存在的不足, 提出了开展 TOU 的建议与设想。

**关键词:** 分时电价; 时段划分; 用户响应行为; 执行方式与范围; 效益分析

### A summary of time-of-use research and practice in a demand response environment

HUANG Jianping, CHEN Haoyong, LIN Zhenjia, ZHONG Jiayu

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

**Abstract:** Time-of-use electricity price (TOU), as a price-based demand response method, guides users to decrease peak electricity use and increase off-peak electricity use through TOU tariffs, effectively suppressing load fluctuations and improving social benefits. Therefore, TOU is widely promoted. This paper summarizes TOU research and practice carried out at home and abroad, analyzes the method of TOU price setting and time division in the context of demand side response, focuses on the TOU price decision model based on electricity cost and load response, and analyzes user response behavior analysis methods. The implementation methods and scope of TOU at home and abroad are summarized, and the costs and benefits of implementing TOU are analyzed. Finally, the shortcomings of the TOU system are discussed and suggestions and ideas for developing TOU are put forward.

This work is supported by the Key Program of National Natural Science Foundation of China (No. 51937005) and the General Program of Guangdong Natural Science Foundation (No. 2019A1515010689).

**Key words:** time of use price; time slotting method; user behavior; implementation method and scope; benefit analysis

## 0 引言

随着电力市场改革逐步深化, 需求响应 (Demand Response, DR) 作为电力系统重要的互动资源, 基于价格或激励手段有效引导用户用电, 提高系统经济性和可靠性, 在竞争市场中的作用愈发明显<sup>[1-5]</sup>。

作为价格型需求响应方式<sup>[6]</sup>, 分时电价 (Time of Use, TOU) 早期被大力推行的主要原因是用电负荷增长过快, 电源建设跟不上负荷需求的增速, 造成供电紧张, 在用电高峰时期供不应求, 威胁电力系

统可靠运行, 需要拉闸限电, 限制经济发展, 而在低谷时段则供大于求, 发电侧需降低出力, 形成窝电<sup>[7]</sup>。

随着发电企业快速发展, 目前鲜有供不应求的情况出现, 但依然积极推广 TOU 的原因是电力必须时刻保持平衡且难以大规模存储, 为保证系统运行可靠, 在传统的电力体制下, 只有通过发电厂启停机组、增减出力等调峰调频手段, 而引入 TOU 后, 峰谷时段存在电价差, 用电客户为减少用电成本, 移峰时段部分用电量至谷时段, 因此达到削峰填谷<sup>[8-9]</sup>、提高负荷率<sup>[10]</sup>的目的, 能有效提高机组使用效率<sup>[11]</sup>, 优化资源配置<sup>[12]</sup>, 促进风光等新能源消纳<sup>[13-14]</sup>, 抑制环境污染问题<sup>[15]</sup>, 提高社会效益<sup>[16]</sup>。此外, 分时电价能促进储能、分布式发电等新业务

基金项目: 国家自然科学基金重点项目资助 (51937005); 广东省自然科学基金面上项目资助 (2019A1515010689)

发展<sup>[17-20]</sup>, 降低输电网络损耗, 减小线路电压偏差<sup>[21]</sup>, 提高系统供电可靠性<sup>[22]</sup>。故分时电价可以用相对低廉的成本来解决调峰问题。

基于以上背景, 许多国家和地区从 20 世纪 50 年代起便对分时电价进行了广泛的研究与实践。法国自 1957 年便开始推行季节电价和分时电价, 美国在 20 世纪 60 年代设计峰谷分时电价, 日本在 1988 年针对电压较高的用户推行分季、分时电价<sup>[7,23]</sup>。我国则在 20 世纪 80 年代初步探索分时电价政策, 21 世纪初得到广泛推广和完善, 目前只有贵州和西藏未全面实行 TOU 政策。

本文总结了国内外对 TOU 的研究与实践, 分析了 TOU 制定的关键问题和方法, 并提出了今后 TOU 的研究重点。

## 1 TOU 政策制定

价格机制涉及各方利益, 是电网收益主要影响因素, 亦是市场机制的核心, 故制定合理的 TOU 政策尤为重要。文献[24]通过对电能成本的分析, 得到峰、腰、谷荷时段的平均电能成本和边际电能成本都相差甚远。为了避免非高峰时段的用户对高峰时段用户进行补贴, 分时电价政策需要合理制定峰谷电价、峰谷平时段以及用户范围<sup>[25]</sup>。

### 1.1 峰谷电价制定方法

#### 1.1.1 基于电能供应成本

基于电能供应成本制定峰谷电价是通过分析各时段上网边际成本、输配电边际成本和各类用户负荷特性等关系测算得到峰谷平时段电价水平, 该方法侧重体现了不同时段的成本差异。

在基于电能成本分析的方法中, 各时段的电价水平应充分体现相应时段的供电成本, 在不同的目标下会有不同的计算方法。文献[10]建立各电压等级下线路和变压器的长期增量成本分摊模型而设计得到分电压等级、负荷率的大工业用户分时输配电价。文献[26]首先依据各负荷率分档用户的边际电量成本和边际容量成本制定各档位用户的两部制平均电价水平, 然后以峰谷差最小为目标优化得到峰谷电价比。文献[27]基于源网荷三方的边际容量成本、边际电量成本设计得到负荷率分档的 TOU 机制。文献[28]基于电网、用户、全社会实施分时电价前后效益变化分析, 利用宽容分层序列法和遗传算法求解得到帕累托更优的峰谷电价比和拉开比。文献[29]提出“有效容量成本概念”及用户分摊容量成本方法, 设计各时段的电价水平, 为引导合理

投资智能电网提供了有效思路。

#### 1.1.2 基于负荷响应分析

基于负荷响应分析制定峰谷电价, 关键是准确分析各类用户对电价的响应行为, 通过优化模型制定对应目标函数的最优峰谷平电价, 该方法侧重反映了 TOU 引导用户削峰填谷的积极性。

在基于负荷响应分析的方法中, 包括基于主从博弈理论并考虑用户满意度与波动成本的峰谷电价模型<sup>[30]</sup>, 基于峰谷时段和丰枯季节弹性系数矩阵的综合模型<sup>[31]</sup>, 基于风力发电预测功率的电动汽车动态峰谷电价模型<sup>[32]</sup>。文献[33]基于电网、用户效益分析, 利用博弈理论寻找纳什均衡点得到峰谷电价。文献[34]利用随机优化技术和二次约束二次规划方法设计得到 TOU。文献[35]提出了一种新的阶梯分时电价机制, 并在多目标下优化得到分档的 TOU。文献[36]考虑电网安全及用户满意度建立 TOU 机制下电动汽车多目标充放电优化模型。文献[37]基于实施 TOU 后电网效益、用户利益不受损的前提下使得系统峰谷差、最大负荷最小。

### 1.2 峰谷时段划分方法

作为一种静态的电价机制, TOU 时间段的划分有多种类型<sup>[38]</sup>。目前研究最多的是峰谷平时段的划分方法。对于峰谷平时段的时间长短设计, 国内规定峰时段的小时数不得高于谷时段两小时。最为常用的时段划分方法为利用模糊隶属度函数挖掘各时间节点处负荷大小的关系而得到峰谷时段<sup>[39]</sup>, 该方法能充分分析负荷数值大小, 但忽略了时段划分与用户响应行为及电价制定的关系。文献[40]为发挥 TOU 削峰填谷最大效用, 提出用户响应度属性指标, 修正仅根据峰谷隶属度得到的峰谷时段划分结果, 体现了时段划分与用户响应的联系, 但仅适于已实施分时电价的地区。文献[41]通过分析新能源发电冗余度确定低谷时段, 能充分发挥需求侧响应资源, 促进可再生能源消纳, 但需要每日日前预测新能源出力并动态调整 TOU 时段。文献[42]直接将时段划分纳入规划阶段, 充分考虑了时段划分与用户行为、系统出力等关系, 进一步扩大了效益。文献[43]为了避免固定 TOU 时段划分结果局限新能源消纳能力, 在固定峰谷电价比基础上提出动态峰谷时段的电价机制。

### 1.3 国内 TOU 执行现状

#### 1.3.1 TOU 分类

TOU 在系统上可分为上网侧分时电价<sup>[44]</sup>、用户侧分时电价、输配侧分时电价<sup>[10]</sup>, 而狭义上 TOU 指用户侧分时电价(下文如不作解释, 均为用户侧分

时电价)。在用户类型上,通常大工业、一般工商业、居民等用户执行不同的 TOU 政策,主要体现在电价不同,而峰谷时段分布一般一致;在时间上,可分为采暖季和非采暖季,丰水期、平水期和枯水期,周末和非周末,夏季和非夏季等时期,不同时期电价和时段划分有所不同;在空间上,如北京等地区分城区、郊区执行 TOU;在用电量上,部分地区执行阶梯分时电价,用电量等级越高,电价越高;在收费制度上,分为单一制和两部制;在电压等级上,分 10 kV 及以下、10 kV、35 kV 等电压等级制定不同峰谷电价,电压等级越高电价越低,但时段划分与峰谷电价比不变。

### 1.3.2 峰谷时段划分

对于峰谷时段划分,国内大陆地区有 9 个省市执行尖峰、高峰、平段、谷段,浙江只有尖峰、高峰和低谷,没有平段,而另外 19 个省市均执行峰谷平时段。据统计,除浙江、江西外,高峰(含尖峰)、平段、谷段三时段的时长大致相同,均为 8 h,虽然此举有利于稳定电价,但如果平段电价取为实施分时电价前的目录电价,那么由于峰谷时段的电量差距较大,而峰谷时段的电价较平段上下浮动比例大致相同,用户用电费用在实施分时电价后会上升,即平均电价提高。此外,大部分省市的时段数在 5~8 个,其中谷段时段数只有一个,这是折中于削峰填谷效果和用户满意度的结果,时段过少,平抑负荷波动效果较差,时段过多,用户频繁改变用电行为,用电舒适度较低。

相对于国内较为稳定的 TOU 政策,部分国外地区区分周末和工作日来划分时段和制定分时电价。美国加州工商业用户仅在除节假日外的周一至周五执行 TOU,其夏季峰、平、谷的时段数分别为 6、7、11,冬季仅有平谷时段,而谷时段分布不变。澳大利亚悉尼的工商业用户仅在工作日执行 TOU,居民则在工作日、周末执行不同的 TOU,其中周一至周五期间居民和工商业用户的峰谷时段划分一致,峰、平、谷时段数分别为 6、9、9,在周末,居民的谷时段分布不变,仅将峰时段改为平时段。

### 1.3.3 TOU 水平及比率

目前,国内大陆地区除了西藏和贵州未全面推行 TOU 外,其他 29 个省市均实施了 TOU 政策。据文献[45]对除广西外 28 个省市的非优待工业 TOU 目录统计结果可知,峰平谷各时段的平均电价依次为 0.920 9、0.610 7、0.328 6,而平均电价比为 2.9:1.9:1,符合我国早期设计的 TOU 比率。而国外的峰谷电价比则相对较小,如加州部分工商业用户在夏季的峰、平、谷电价比约为 1.63:1.25:1,其中

周末、节假日全天均执行工作日谷时段对应的电价。悉尼的工商业用户的峰平谷电价约为 2.08:1.62:1,其中周末全天执行谷时段对应的电价,而居民用户在周一至周五的峰平谷电价比约为 3.13:1.64:1,在周末则无峰时段,但平谷时段电价不变。

### 1.3.4 分时电价与市场的衔接方式

随着售电侧市场的逐步开放,不得不考虑分时电价政策与市场机制的衔接问题。国内中长期市场环境下仅有两个不执行分时电价的地区,9 个省份强制执行参与分时电价,其余省份的用户选择性执行,但若不执行分时电价,需要承担辅助服务费用。对于执行分时电价的用户的电价调整方式包括固定比例调整和差值同幅调整方法,其中,固定比例调整方法是以市场竞价确定的电价为基准,在峰谷时段乘以电价上下浮动比例得到峰谷电价,差值同幅调整是以市场竞价确定的电价为基准,在峰谷时段加减电价差得到峰谷电价。多数地区的市场用户的电价调整方式为固定比例调整方法。在国外,部分地区的 TOU 作为一种固定电价,不随市场价格变化。如加州的商业、工业和农业用户实行的峰谷分时电价为事前制定,保持相对稳定,不依据批发市场价格进行调整。

## 2 用户用电行为分析

制定科学合理的 TOU 电价水平及峰谷时段的前提是准确分析用户用电行为。

### 2.1 用户用电行为影响因素

用户用电行为主要受生产班制、生产流程与计划、电价敏感系数<sup>[46-48]</sup>、储能装机容量<sup>[49]</sup>以及气象日期<sup>[50-51]</sup>等因素影响。其中用户响应分时电价积极性的主要影响因素如下:

1) 生产班制因素。生产班制体现出用户对用电连续性的要求,三班制企业一般需要连续生产,转移用电安排受生产工艺限制;单班制与两班制的用户基本在日间生产,受员工夜间生产工资较高等原因,不便调整生产计划至夜间低谷,电价电量响应能力受员工生产安排调整难度等限制。

2) 电价敏感度因素。电价敏感系数大,用户用电费用占生产成本比例高,对电价波动敏感,响应差别电价的积极性高,反之响应 TOU 积极性低。

3) 电价结构因素。用户响应 TOU 的程度受峰谷时段和电价比的设计影响明显。比如在峰谷平电价基础上,尖峰电价的推行可进一步拉大电价比,用户在尖峰时段转移的电量更多。

除以上影响因素,用户响应 TOU 程度还与 TOU 推行时间长短相关,一般地,同类型用户随 TOU

实行时间推移而扩大调整电量,不同类型的用户随 TOU 实行时间增加而扩大调整电量的速度有较大差异,即用户响应 TOU 存在时滞性<sup>[52-53]</sup>。

## 2.2 用户电价电量响应行为分析方法

当前对用户电价电量响应行为的建模方法主要有如下三种。

### 2.2.1 基于弹性系数矩阵

根据消费者需求量与价格的关系,可推导出电价调整与用电量变化大小的关系,即电量电价弹性系数,其中包括自弹性系数和交叉弹性系数<sup>[54-57]</sup>,该方法适于定量分析。

为了准确描述用户响应 TOU 的过程,文献[58]运用要素派生需求理论论证了自弹性系数与交叉弹性系数之和为零,揭示了用户短期内日用电量不变的性质。文献[59]提出了电力市场环境更多时段的电量电价弹性系数及其简化方法,更加精确分析用户响应行为。文献[60]分别建立电力用户对 TOU 与燃气机组对峰谷分时气价的响应模型,实现气电联合“削峰填谷”。文献[61]考虑不同类型用户的负荷特性分别建立弹性系数矩阵,分析了各类型负荷削减和转移用电量的能力。文献[62]结合了电量电价弹性矩阵和延迟弹性矩阵来综合衡量用户响应。文献[63]提出基于离散吸引力模型的电价电量弹性系数计算方法,能更好地体现用户响应随电价变化的规律。

### 2.2.2 基于消费者心理学

根据消费者心理学原理,用户用电量在电价变化较小时几乎不作调整,即用户对电价的响应存在一个差别阈值;当电价浮动高于差别阈值时,用户开始改变用电行为,随着电价浮动比例增加,用户峰谷电量转移愈加明显,其间用户电量转移率与电价浮动比例一般简化为线性关系;用户对电价浮动比例的响应亦存在饱和值,即电价变化达到某个数值时用户响应达到极限<sup>[64]</sup>。为了更精确获得用户行为参数,文献[65]提出负荷转移率的概念,并采用加权最小二乘拟合法对响应曲线参数进行识别和校正,解决了拟合曲线的拐点问题。文献[66]考虑消费者心理随机性,赋予用户响应行为模糊属性,响应上下限分别为乐观和悲观响应估计,用户实际响应介于两者之间,更加科学地建立用户需求响应机理模型。

### 2.2.3 基于统计学原理

利用统计学原理对用户行为进行分析,主要通过充分挖掘实施分时电价前后用户各时段的电量数据信息,从而得到用户响应原理。一般地,弹性系数矩阵、基于消费者心理学原理建立的函数曲线参

数都需要根据历史数据统计获取。但以上两种响应行为模型均以用户全天响应情况分析得到,不能区分不同时段用户行为的差别。为了避免类似问题出现,文献[67]根据历史数据,通过支持向量机回归方法建立了电力用户在分时电价下的响应行为模型,揭示了用户响应电量变化与分时电价政策激励力度间的关系。文献[68]将历史电价与用电量数据标幺化,利用一元线性回归模型,分析得到电价电量的关系。

### 2.2.4 其他分析方法

以上三种用户响应分析方法各有利弊。其中:基于弹性矩阵的方法可以反映不同电价下用户响应行为,但参数与时段数呈平方关系,当时段数过多时参数难以准确估计;基于消费者心理学的方法可以体现不同类型的用户对电价的响应能力,但存在用户心理难以准确估计,且模型过于简化的问题;基于统计学原理可以通过大数据准确分析用户行为,但也仅能分析在特定已实施的电价下用户的响应行为规律。

鉴于此,一些学者提出了其他研究方法。文献[69]考虑用户改变用电行为所产生的调整成本,以生产成本最小为用户目标,建立用户参与分时电价意愿及响应程度评估模型。文献[70-71]考虑用户与充电站距离,以电动汽车用户充电费用和充电时间最小为用户目标得到用户响应行为。文献[72]基于多智能体技术,考虑了不同用户的用电和响应特点以及用户智能体内部的相互影响,建立分时电价模型。文献[73]基于用户可中断合同价格模拟用户转移电量成本,以用户用电成本和转移电量成本之和最小为目标计算得到用户实际响应行为。

## 3 TOU 执行方式与范围

### 3.1 TOU 执行方式

TOU 推行有利于降低峰谷差,优化资源配置,也为部分用户节省电费,但响应 TOU,用户用电舒适度降低,一些用户较实施 TOU 前用电费用上升,因此用户对 TOU 意见不一。故部分发达国家会根据电力生产的可靠性和经济性提供用户可选择的电价表或强制用户选择某种电价制度,如美国主要有强制电价、默认电价和可选择电价三种零售电价的执行方式。

在我国,部分省份的用户可以选择不同的电价制度,如浙江电网、江苏电网开始推行 TOU 时居民用户便有自主选择权,安徽省则 2004 年开始允许居民自愿选择执行 TOU 政策。目前,广东等地区针对不同用户用电特性,不同服务需求,制定了可

供选择的 4 种零售套餐模式,分别为全电量一口价、固定峰平谷电价、自定义阶梯电价、市场联动电价。

### 3.2 TOU 执行范围

大工业用户与一般工商业用户的用电量比例大,用电费用高,对电价波动较为敏感,而大工业用户数量较少,方便安装分时计量表和调研分析,因此很多地区推行 TOU 政策初期执行范围一般为大工业用户或者大工业与一般工商业用户,如湖北电网开始仅对 100 kVA 安及以上的非普工业、商业和大工业用户实施 TOU。21 世纪初,由于经济发展迅速,电源建设跟不上负荷增长速度,供不应求问题严重,很多省市大力推广需求侧管理政策,并将居民纳入 TOU 执行范围。目前,大部分地区都在大工业、一般工商业、居民范围内开展了分时电价政策。

## 4 TOU 效益分析

### 4.1 TOU 实施成本

TOU 实施成本主要为参与成本和系统成本。其中参与成本主要包括用户增加的运维费用和给予工人的加班补贴费用等,是用户改变用电行为而引起的,因此由参与用户自行承担。而系统成本包括相关设备投资成本、项目管理费用及售电收入损失,是电网企业为了建立相应的基础支持设施而引起的,由其支付,但该成本可能通过征税和征收公益基金等方式进行回收,故实际上亦可能由用户承担<sup>[74]</sup>。

### 4.2 TOU 实施收益

实行 TOU 根本效益是用户调整各时段用电量后,负荷曲线趋向平滑,负荷波动减弱,峰负荷减小,使得设备投资减少,发电成本减少,调峰调频费用降低。

对于电网企业,由于最大输电量减小,其变电站、输电线路等投资费用降低,即容量成本减小;另外,由于峰时段的电量减少及负荷变平滑,电网向发电厂购电费用及支付的辅助服务费用减少,即电量成本减少。但辅助服务费用最终分摊至发电公司和用户,在国内则由发电厂独自承担。

对于发电公司,其电源及提供备用和调峰服务的机组等投资减少,即容量成本降低;另外,其燃料成本、机组启停费用等和环境污染补偿费用减少,即电量成本降低;部分发电公司还可减少辅助服务费用。

对于电力用户,其参与分时电价的效益可以分为直接效益、间接效益和其他效益,其中直接效益主要为因电价调整减少的用电费用,归参与 TOU 项目的用户所有;而间接效益包括由发电公司和电网企业的成本减少传导到用户电价减少等,其他效益

包括环境效益等,后两者均归全体用户所有<sup>[75-77]</sup>。

### 4.3 TOU 体系存在的不足

峰谷分时电价政策在实际应用中存在的主要问题如下。

#### 1) 用户响应行为模型评估不准确

多数研究分析用户电价电量响应行为时,仅从用户的某个角度考虑,不能充分考虑时段划分、电价制定、时间、用户负荷特性等因素,模型过于简单,可能导致制定的峰谷分时电价不合理,出现用户响应不足、“移峰”甚至“反削峰填谷”现象,导致电网等主体利益受损。

#### 2) 分时电价政策短期内不能调整

由于用户行为等估算存在较大的误差,在实行分时电价过程可能存在较大问题,急需对分时电价政策进行调整,然而 TOU 作为静态的电价制度,无峰谷电价和峰谷时段划分一经确定便难以再变动。

#### 3) 时段划分仅考虑负荷曲线的数值变化

传统模型先划分好峰谷时段,再确定峰谷电价,忽视了时段划分对分时电价的制定和对用户行为的影响,使得分时电价优化受限,需求侧响应不能达到最优的效果。

#### 4) TOU 执行范围选择缺乏理论支撑

多数学者在确定 TOU 过程中默认大工业用户等为用户范围,不能通过理论选择用户范围,无法科学、具体地分析哪些用户适合纳入 TOU 范围,一定程度上限制了 TOU 实施效果。

## 5 结论与建议

本文对需求侧响应背景下分时电价进行了较全面的综述。在总结国内外的研究与实践的基础上,对用户行为和 TOU 决策制定方法进行了归类分析,并分析了实施 TOU 各主体的成本和效益以及 TOU 体系存在较大的不足。

借鉴国内外开展分时电价的经验教训,结合中国电力工业的现状,本文提出以下几点建议与设想:

#### 1) 基于大数据分析,从峰谷时段及其时间跨度、峰谷电价、负荷特性、响应时间等方面建立完整的用户电价电量响应行为模型;

2) 目前国内软、硬件基础和实施足够,运营人员有一定的业务能力,用户信息传播快速,动态 TOU 的推行具备前提条件,故此可考虑动态调整 TOU 方案;

3) 分行业制定分时电价,不同行业对电价的承受能力和反应程度不同,为公正合理地分配 TOU 效益,应对用电行为差别较大的用户分别制定 TOU 机制;

4) 考虑 TOU 与市场的衔接, 电力市场的推广已势在必行, 完善的 TOU 机制是顺利过渡到实时电价机制的基础。此外, 对于未实行 TOU 的地区, 需注意与传统电价方式的衔接。

### 参考文献

- [1] CORTES-ARCOS T, BERNAL-AGUSTIN J L, DUFO-LOPEZ R, et al. Multi-objective demand response to real-time prices (RTP) using a task scheduling methodology[J]. *Energy*, 2017, 138: 19-31.
- [2] WANG Jianxiao, ZHONG Huiwang, LAI Xiaowen, et al. Distributed real-time demand response based on Lagrangian multiplier optimal selection approach[J]. *Applied Energy*, 2017, 190: 949-959.
- [3] JIA Liyan, TONG Long. Dynamic pricing and distributed energy management for demand response[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2016, 7(2): 1128-1136.
- [4] MAHARJAN S, ZHU Quanyan, ZHANG Yan, et al. Demand response management in the smart grid in a large population regime[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2016, 7(1): 189-199.
- [5] 杨旭英, 周明, 李庚银. 智能电网下需求响应机理分析与建模综述[J]. *电网技术*, 2016, 40(1): 220-226.  
YANG Xuying, ZHOU Ming, LI Gengyin. Survey on demand response mechanism and modeling in smart grid[J]. *Power System Technology*, 2016, 40(1): 220-226.
- [6] 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.
- [7] 陶莉. 国外分时电价政策简介及探究[J]. *江苏电机工程*, 2007, 26(1): 58-60.  
TAO Li. Brief introduction and research of oversea timeshare electrovalence policies[J]. *Jiangsu Electrical Engineering*, 2007, 26(1): 58-60.
- [8] 高鹏彦, 赵兴勇, 姚方, 等. 考虑电动汽车时空分布的充电负荷建模[J]. *电力科学与技术学报*, 2019, 34(3): 47-55.  
GAO Pengyan, ZHAO Xingyong, YAO Fang, et al. Modeling of charging loads considering the temporal and spatial distributions of electric vehicles[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2019, 34(3): 47-55.
- [9] 欧名勇, 陈仲伟, 谭玉东, 等. 基于峰谷分时电价引导下的电动汽车充电负荷优化[J]. *电力科学与技术学报*, 2020, 35(5): 54-59.  
OU Mingyong, CHEN Zhongwei, TAN Yudong, et al. Optimization of electric vehicle charging load based on peak-to-valley time-of-use electricity price[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2020, 35(5): 54-59.
- [10] 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.  
TAN Zhongfu, PU Lei, WU Jing, et al. Time-of-use transmission and distribution price optimization model based on differential loading rate[J]. *Systems Engineering—Theory & Practice*, 2019, 39(11): 2945-2952.
- [11] 张宏, 董海鹰, 陈钊, 等. 基于分时电价的风电-光伏-光热联合发电基地并网优化调度策略[J]. *电源学报*: 1-17[2020-07-02]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/12.1420.TM.20191209.1653.002.html>.  
ZHANG Hong, DONG Haiying, CHEN Zhao, et al. Optimal dispatch strategy of grid-connected for wind power-photovoltaic concentrating solar power combined generation power base based on time-of-use electricity price[J/OL]. *Journal of Power Supply*: 1-17[2020-07-02]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/12.1420.TM.20191209.1653.002.html>.
- [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[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2019, 39(5): 96-102, 108.
- [13] 赵丰明, 樊艳芳. 分时电价影响下的多能源虚拟电厂双层优化调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2019, 47(20): 33-40.  
ZHAO Fengming, FAN Yanfang. Bi level optimal dispatching of multi energy virtual power plant influenced by TOU price[J]. *Power System Protection and Control*, 2019, 47(20): 33-40.
- [14] 艾欣, 周树鹏, 赵阅群. 考虑风电不确定性的用户侧分时电价研究[J]. *电网技术*, 2016, 40(5): 1529-1535.  
AI Xin, ZHOU Shupeng, ZHAO Yuequn. Study on time of use pricing of user side considering wind power uncertainty[J]. *Power System Technology*, 2016, 40(5): 1529-1535.
- [15] 刘彩洁, 徐志涛, 张钦, 等. 分时电价下基于 NSGA-II 的柔性作业车间绿色调度[J]. *中国机械工程*, 2020, 31(5): 576-585.  
LIU Caijie, XU Zhitao, ZHANG Qin, et al. Green scheduling of flexible job shops based on NSGA-II under TOU power price[J]. *China Mechanical Engineering*, 2020, 31(5): 576-585.

- [16] 赵晋泉, 胡佳, 王珂, 等. 一种日前发电调度与日前分时电价联合优化模型[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(9): 56-63.  
ZHAO Jinquan, HU Jia, WANG Ke, et al. A joint optimization model of day-ahead generation scheduling and day-ahead time-of-use price[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(9): 56-63.
- [17] 郭明亮. 分时电价政策下电气化铁路储能的经济性[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(6): 191-197.  
WU Mingliang. Economy of energy storage in electrified railway under time-of-use price policy[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(6): 191-197.
- [18] 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.
- [19] AI Qian, FAN Songli, PIAO Longjian. Optimal scheduling strategy for virtual power plants based on credibility theory[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2016, 1(1): 48-55. DOI: 10.1186/s41601-016-0017-x.
- [20] 郝思鹏, 张前, 周宇, 等. 分时电价下企业光储系统的容量配置及优化运行[J]. 电力工程技术, 2020, 39(4): 96-103.  
HAO Sipeng, ZHANG Qian, ZHOU Yu, et al. Capacity configuration and optimal operation of enterprise optical storage system under time-shared price[J]. Electric Power Engineering Technology, 2020, 39(4): 96-103.
- [21] 王守相, 张善涛, 王凯, 等. 计及分时电价下用户需求响应的分布式储能多目标优化运行[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(1): 125-132.  
WANG Shouxiang, ZHANG Shantao, WANG Kai, et al. Multi-objective optimal operation of distributed energy storage considering user demand response[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(1): 125-132.
- [22] 赵洪山, 王莹莹, 陈松. 需求响应对配电网供电可靠性的影响[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(17): 49-55.  
ZHAO Hongshan, WANG Yingying, CHEN Song. Impact of demand response on distribution system reliability[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(17): 49-55.
- [23] 王超. 基于分时电量综合响应度的峰谷电价优化模型研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2010.  
WANG Chao. Research of peak-valley price optimizing model based on TOU electricity integrated responsibility[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2010.
- [24] 王锡凡. 关于电价制定方法的初步探讨[J]. 中国电力, 1999, 22(6): 1-3.  
WANG Xifan. Preliminary study of electricity pricing[J]. Electric Power, 1999, 22(6): 1-3.
- [25] 张钦, 王锡凡, 王建学, 等. 电力市场下需求响应研究综述[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(3): 97-106.  
ZHANG Qin, WANG Xifan, WANG Jianxue, et al. Survey of demand response research in deregulated electricity markets[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(3): 97-106.
- [26] 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.
- [27] 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): 96-103.  
XU Yongfeng, WU Jiejing, HUANG Haitao, et al. Peak-valley time-of-use electricity price model considering load rate[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(23): 96-103.
- [28] 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.  
KONG Qiang, FU Qiang, LIN Tingjun, et al. Optimal peak-valley time-of-use power price model based on cost-benefit analysis[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(15): 60-67.
- [29] 贾曦, 夏清, 陈启鑫, 等. 基于发电有效容量成本的电价机制[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(8): 6-13.  
JIA Xi, XIA Qing, CHEN Qixin, et al. Electricity pricing mechanism based on effective capacity cost of power generation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(8): 6-13.
- [30] 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.  
HU Peng, AI Xin, ZHANG Shuo, et al. Modelling and simulation study of TOU Stackelberg game based on demand response[J]. Power System Technology, 2020, 44(2): 585-592.
- [31] 束洪春, 董俊, 吴水军, 等. 销售侧分行业实行丰枯峰谷分时电价初探[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(14): 36-40.  
SHU Hongchun, DONG Jun, WU Shuijun, et al. A preliminary discussion on implementing of peak-valley and time-of-use and season-of-use price for different

- industries at demand side[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2006, 30(14): 36-40.
- [32] 粟世玮, 杨玄, 张思洋, 等. 基于分时电价的电动汽车有序充电[J]. *电力科学与工程*, 2019, 35(7): 23-28.  
SU Shiwei, YANG Xuan, ZHANG Siyang, et al. Coordinated charging and discharging of electric vehicles based on time-of-use price[J]. *Electric Power Science and Engineering*, 2019, 35(7): 23-28.
- [33] YANG Peng, TANG Gongguo, NEHORAI A. A game-theoretic approach for optimal time-of-use electricity pricing[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2013, 28(2): 884-892.
- [34] FERREIRA R D S, 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.
- [35] CHEN Sijie, LOVE H A, LIU C C. Optimal opt-in residential time-of-use contract based on principal-agent theory[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016, 31(6): 4415-4426.
- [36] 崔金栋, 罗文达, 周念成. 基于多视角的电动汽车有序充放电定价模型与策略研究[J]. *中国电机工程学报*, 2018, 38(15): 4438-4450.  
CUI Jindong, LUO Wenda, ZHOU Niancheng. Research on pricing model and strategy of electric vehicle charging and discharging based on multi view[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2018, 38(15): 4438-4450.
- [37] 姚建刚, 付强, 叶伦, 等. 考虑峰谷分时电价影响的变电站容量规划方法[J]. *电力系统自动化*, 2017, 41(13): 53-61.  
YAO Jiangang, FU Qiang, YE Lun, et al. Substation capacity planning method considering influence of peak-valley time-of-use power price[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2017, 41(13): 53-61.
- [38] 王冬容. 价格型需求侧响应在美国的应用[J]. *电力需求侧管理*, 2010, 12(4): 74-77.  
WANG Dongrong. Application of price-based demand side response in the U.S.A.[J]. *Power Demand Side Management*, 2010, 12(4): 74-77.
- [39] 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.
- [40] 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.
- [41] 王尧, 傅吉悦, 曲绍杰, 等. 面向调峰弃风消纳的分时电价政策制定与评估[J]. *吉林电力*, 2018, 46(4): 1-5.  
WANG Yao, FU Jiyue, QU Shaojie, et al. Development and assessment of time-of-use electricity pricing policy for integrating wind power curtailment by peak load regulation[J]. *Jilin Electric Power*, 2018, 46(4): 1-5.
- [42] 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 micro-grid considering time division of TOU[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2020, 57(11): 55-62.
- [43] 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.
- [44] 王睿, 程瑜, 张丽娟, 等. 考虑水电来水预测偏差的发电侧峰谷分时电价研究[J]. *电力自动化设备*, 2013, 33(12): 45-50, 72.  
WANG Rui, CHENG Yu, ZHANG Lijuan, et al. Generation-side time-of-use price considering forecast error of water-inflow for hydro power[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2013, 33(12): 45-50, 72.
- [45] 刘思强, 叶泽. 我国销售侧分时电价政策实施经验与启示[J]. *价格理论与实践*, 2014(6): 40-41, 64.
- [46] 李扬, 王治华, 卢毅, 等. 峰谷分时电价的实施及大工业用户的响应[J]. *电力系统自动化*, 2001, 25(8): 45-48.  
LI Yang, WANG Zhihua, LU Yi, et al. The implementation of peak and valley time price for electricity and the response of large industries[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2001, 25(8): 45-48.
- [47] 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, LU Yang, et al. Customer response behavior in time-of-use price[J]. *Power System Technology*, 2012, 36(7): 86-93.
- [48] 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.
- [49] 李卫国, 陈立铭, 张师, 等. 分时电价下考虑储能调度因素的短期负荷预测模型[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(7): 133-140.  
LI Weigu, CHEN Liming, ZHANG Shi, et al. Short-term load forecasting model considering energy storage scheduling factors under time-sharing price[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(7): 133-140.
- [50] SOLTANI N Y, KIM S J, GIANNAKIS G B. Real-time load elasticity tracking and pricing for electric vehicle charging[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(3): 1303-1313.
- [51] GARULLI A, PAOLETTI S, VICINO A. Models and techniques for electric load forecasting in the presence of demand response[J]. IEEE Transactions on Control Systems Technology, 2015, 23(3): 1087-1097.
- [52] 姚珺玉, 刘俊勇, 刘友波, 等. 计及时滞指标综合灵敏度的用户电价响应模式划分方法[J]. 电网技术, 2010, 34(4): 30-36.  
YAO Junyu, LIU Junyong, LIU Youbo, et al. An approach to divide customer price response modes taking comprehensive sensitivity of the time delay index into account[J]. Power System Technology, 2010, 34(4): 30-36.
- [53] 王蓓蓓, 杨雪纯, 杨胜春. 基于中长期时间维度的需求响应潜力及效果的系统动力学分析[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(24): 6368-6377.  
WANG Beibei, YANG Xuechun, YANG Shengchun. Demand response performance and potential system dynamic analysis based on the long and medium time dimensions[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(24): 6368-6377.
- [54] 李春燕, 许中, 马智远. 计及用户需求响应的分时电价优化模型[J]. 电力系统及其自动化学报, 2015, 27(3): 11-16.  
LI Chunyan, XU Zhong, MA Zhiyuan. Optimal time-of-use electricity price model considering customer demand response[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2015, 27(3): 11-16.
- [55] WANG Qianfan, WANG Jianhui, GUAN Yongpei. Stochastic unit commitment with uncertain demand response[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(1): 562-563.
- [56] ZHAO Chaoyue, WANG Jianhui, WATSON J P, et al. Multi-stage robust unit commitment considering wind and demand response uncertainties[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3): 2708-2717.
- [57] YU Rongshan, YANG Wenxian, RAHARDJA S. A statistical demand-price model with its application in optimal real-time price[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2012, 3(4): 1734-1742.
- [58] 辛洁晴, 程浩忠. 电力需求短期分时价格弹性的特性及其应用[J]. 电力系统自动化, 2007, 31(10): 32-35, 70.  
XIN Jieqing, CHENG Haozhong. Properties of short-term TOU price elasticities of electricity demand and their application[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(10): 32-35, 70.
- [59] 秦祯芳, 岳顺民, 余贻鑫, 等. 零售端电力市场中的电量电价弹性矩阵[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(5): 16-19.  
QIN Zhenfang, YUE Shunmin, YU Yixin, et al. Price elasticity matrix of demand in current retail power market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(5): 16-19.
- [60] 张新鹤, 黄伟, 刘铠诚, 等. 基于综合需求响应的气—电联合分时定价优化模型[J]. 电力系统及其自动化学报, 2019, 31(4): 91-98.  
ZHANG Xinhe, HUANG Wei, LIU Kaicheng, et al. Optimal combined gas-electricity time-of-use pricing model based on integrated demand response[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2019, 31(4): 91-98.
- [61] 孔祥玉, 杨群, 穆云飞, 等. 分时电价环境下用户负荷需求响应分析方法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2015, 27(10): 75-80.  
KONG Xiangyu, YANG Qun, MU Yunfei, et al. Analysis method for customers demand response in time of using price[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2015, 27(10): 75-80.
- [62] CELEB I E, DAVID F J. A model for efficient consumer pricing schemes in electricity markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(1): 60-67.
- [63] 高亚静, 吕孟扩, 梁海峰, 等. 基于离散吸引力模型的用电需求价格弹性矩阵[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(13): 103-107, 144.  
GAO Yajing, LÜ Mengkuo, LIANG Haifeng, et al. Power demand price elasticity matrix based on discrete attraction model[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(13): 103-107, 144.
- [64] 陈巨龙, 黄剑平, 张裕, 等. 基于用户行为的分时电价时段划分和价格制定[J]. 电力大数据, 2020, 23(3): 69-76.  
CHEN Julong, HUANG Jianping, ZHANG Yu, et al. Time division and price setting of time-of-use electricity price based on user behavior[J]. Power Systems and Big Data, 2020, 23(3): 69-76.
- [65] 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.

- [66] 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.  
ZHANG Zhisheng, YU Daolin. RBF-NN short-term load forecasting model considering the comprehensive influencing factors of demand response[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(6): 1631-1638.
- [67] 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. Proceedings of the CSU-EPSA model and algorithm of customers' responsive behavior under time-of-use price[J]. Power System Technology, 2013, 37(10): 2973-2978.
- [68] 陈一怀. 考虑源网荷各侧收益优化的峰谷分时电价模型研究[D]. 成都: 西华大学, 2015.  
CHEN Yihuai. Research on peak-valley time-of-use price model considering benefit optimization of source-grid-load side[D]. Chengdu: Xihua University, 2015.
- [69] 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.
- [70] 潘胤吉, 邱晓燕, 肖建康, 等. 电动汽车充电负荷的时空双层优化调度策略[J]. 南方电网技术, 2018, 12(5): 62-70.  
PAN Yinji, QIU Xiaoyan, XIAO Jiankang, et al. Optimal temporal and spatial bilayer scheduling strategy of electric vehicles charging load[J]. Southern Power System Technology, 2018, 12(5): 62-70.
- [71] 李明, 邓友均, 杨洪明, 等. 分时电价下电动汽车路径选择和充电导航策略[J]. 南方电网技术, 2016, 10(8): 61-66.  
LI Ming, DENG Youjun, YANG Hongming, et al. Electric vehicle route selection and charging navigation strategy considering time-of-use price[J]. Southern Power System Technology, 2016, 10(8): 61-66.
- [72] 谈金晶, 王蓓蓓, 李扬. 基于多智能体的用户分时电价响应模型[J]. 电网技术, 2012, 36(2): 257-263.  
TAN Jinjing, WANG Beibei, LI Yang. Modeling of user response to time-of-use price based on multi-agent technology[J]. Power System Technology, 2012, 36(2): 257-263.
- [73] 曹敏, 段艳娜, 贾天圣, 等. 工业园区配售电公司分时电价双层优化模型[J]. 数学的实践与认识, 2019, 49(17): 132-143.  
CAO Min, DUAN Yanna, JIA Tiansheng, et al. Bi-level programming model of time-of-use power price for distribution companies in industrial estate[J]. Mathematics in Practice and Theory, 2019, 49(17): 132-143.
- [74] 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.
- [75] 刘海涛, 龚乐年. 关于实施需求侧管理项目的成本效益分析[J]. 电力自动化设备, 2002, 22(10): 31-33.  
LIU Haitao, GONG Lenian. Cost-benefit analysis for actualizing demand side management[J]. Electric Power Automation Equipment, 2002, 22(10): 31-33.
- [76] 唐为民, 王蓓蓓, 刘福斌, 等. 需求侧管理成本效益最优化分析[J]. 电网技术, 2002, 26(12): 49-52.  
TANG Weimin, WANG Beibei, LIU Fubin, et al. Optimal analysis of cost-benefit of demand side management[J]. Power System Technology, 2002, 26(12): 49-52.
- [77] 肖欣, 周渝慧, 郑凯中, 等. 台湾实施可中断电价进行削峰填谷的需求响应策略及其成本效益分析[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(22): 3615-3622.  
XIAO Xin, ZHOU Yuhui, ZHENG Kaizhong, et al. Research on strategy of interruptible price and its cost-benefit model aimed at peak load shifting in Taiwan[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(22): 3615-3622.

收稿日期: 2020-07-06; 修回日期: 2020-08-21

作者简介:

黄剑平(1996—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力经济与电力市场、电价制定; E-mail: 1582442393@qq.com

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

林镇佳(1992—), 男, 博士研究生, 研究方向为电力系统优化调度, 可再生能源并网. E-mail: epjack.lin@mail.scut.edu.cn

(编辑 葛艳娜)