



现代电力
MODERN ELECTRIC POWER

- 中国高校优秀科技期刊
- 中国科技核心期刊
- 万方数据收录期刊
- 全国中文核心期刊
- 中国知网收录期刊
- 《CAJ-CD规范》执行优秀期刊

基于多粒度柔性负荷特性的多时间尺度混合电价型需求响应

李云鹗 刘吉臻 李杰 胡阳

Integrated Electricity Tariff-based Demand Response at Multi-time Scales Based on Multi-granularity Flexible Load Features

LI Yunzhi, LIU Jizhen, LI Jie, HU Yang

引用本文:

李云鹗, 刘吉臻, 李杰, 等. 基于多粒度柔性负荷特性的多时间尺度混合电价型需求响应[J]. 现代电力, 2026, 43(5): 906–918. DOI: 10.19725/j.cnki.1007–2322.2024.0184

LI Yunzhi, LIU Jizhen, LI Jie, et al. Integrated Electricity Tariff-based Demand Response at Multi-time Scales Based on Multi-granularity Flexible Load Features[J]. Modern Electric Power, 2026, 43(5): 906–918. DOI: 10.19725/j.cnki.1007–2322.2024.0184

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2024.0184>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

含混合储能的独立微电网多时间尺度协调控制策略

Multi-time Scale Coordination Control Strategy of Isolated Microgrid With Hybrid Energy Storage

现代电力. 2020, 37(1): 74–82 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2018.1410>

考虑多种储能的微能源网多时间尺度协同调度

Multi-time Scale Optimal Coordinated Dispatch of Micro-energy Grid with Multi-energy Storage

现代电力. 2019, 36(5): 39–46 <http://xddl.ncepujournal.com/article/Y2019/I5/39>

基于中长期电量滚动均衡化的售电公司全周期多时间尺度购售电策略

Full Cycle and Multi-Time Scales Power Procurement and Sale Strategies of Power Retailers Based on Roll-Uniformization of Mid-Long Term Electricity

现代电力. 2023, 40(4): 505–513 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2021.0360>

微电网环境下考虑日前预测误差的电动汽车多时间尺度优化调度模型

Multi-time Scale Optimal Scheduling Model for Electric Vehicles Charging Considering Forecast Error in Micro-grid

现代电力. 2019, 36(5): 47–53 <http://xddl.ncepujournal.com/article/Y2019/I5/47>

考虑多尺度需求响应的跨区域综合能源系统运行策略

Operation Strategy of Cross Regional Integrated Energy System Considering Multi-scale Demand Response

现代电力. 2022, 39(6): 730–738 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2021.0223>

基于时间内在相关性的温控负荷提取与特性分析

Temperature Control Load Extraction and Characteristic Analysis Based on Time-dependent Intrinsic Correlation

现代电力. 2022, 39(4): 478–486 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2021.0122>

基于多粒度柔性负荷特性的多时间尺度 混合电价型需求响应

李云鹗, 刘吉臻, 李杰, 胡阳

(华北电力大学 控制与计算机工程学院, 北京市 昌平区 102206)

Integrated Electricity Tariff-based Demand Response at Multi-time Scales Based on Multi-granularity Flexible Load Features

LI Yunzhi, LIU Jizhen, LI Jie, HU Yang

(School of Control and Computer Engineering, North China Electric Power University, Changping District, Beijing 102206, China)

摘要: 随着新型电力系统中可再生能源比例的不断提升, 单一电价机制已难以满足系统的灵活性需求。为了充分挖掘电力柔性负荷资源, 提出一种多时间尺度混合电价机制。该机制融合容需电价、分时电价、尖峰电价等定价策略, 通过电价信号在多时间尺度上引导和鼓励用户调整用电行为。首先, 通过时域分析提取用户负荷在不同时间尺度上的变化规律、分布情况及响应特性, 评估响应潜力。随后引入多粒度建模思想, 根据柔性负荷的容量规模和响应精度划分粒度层级并建立多粒度响应模型。最后, 构建季节、日前、日内尺度混合电价优化框架, 分别建立两部制电价、阶梯分时电价、尖峰电价和直接控制优化模型, 开展电力需求响应。仿真结果表明, 该机制能够促进用户负荷在多个时间尺度上转移, 在改善负荷曲线、降低用电成本、缓解电网压力等方面表现出显著优势, 也为电力市场精细化电价设计提供依据。

关键词: 柔性负荷; 多粒度模型; 多时间尺度; 电力需求响应; 混合电价; 多目标优化

Abstract: The increasing proportion of renewable energy in new power systems makes a singular electricity tariff mechanism no longer sufficient to meet the flexibility demands of these systems. A multi-time scale integrated electricity tariff mechanism is proposed to fully exploit the potential of flexible load resources. It combines various pricing strategies, including two-part tariff, time-of-use tariff, and critical peak tariff, aiming to guide and encourage consumers to adjust their electricity consumption behavior across multiple time scales through targeted tariff signals. Firstly, the time-domain analysis is

utilized to extract the variation regulation, distribution, response characteristics on the demand side at various time scales, thereby assessing the response potential. Subsequently, the concept of multi-granularity modeling is introduced, which involves dividing the granularity level according to the capacity and response accuracy of flexible loads and establishing a multi-granularity response model. Finally, the optimization models of two-part tariff, stepwise time-of-use tariff, critical peak tariff and direct load control are established respectively, aiming to facilitate demand response within an integrated electricity tariff optimization framework at seasonal, day-ahead, and intraday scales. The simulation results indicate that the proposed mechanism effectively promotes the transfer of load resources across different time scales, thereby offering significant advantages in enhancing power load curve, reducing electricity bills, and alleviating grid pressure. The results also provide a theoretical foundation for the refined pricing design of the electricity market.

Keywords: flexible load resource; multi-granularity model; multi-time scale; electricity demand response; integrated electricity tariff; multi-objective optimization

DOI: 10.19725/j.cnki.1007-2322.2024.0184

0 引言

随着全球能源消费的持续增长和环境问题的日益严峻, 传统能源行业的“源随荷动”模式已经难以满足当前社会经济发展的要求。通过需求响应 (demand response, DR) 高效、智能地调度负荷资源, 逐渐成为平衡能源供需、优化资源配置、减轻环境压力的关键路径^[1]。

DR 的核心理念是通过技术和政策手段, 引

基金项目: 国家重点研发计划项目 (2021YFE0102400)。
National Key Research and Development Program of China(2021YFE0102400).

导和激励电力用户调整其用电行为和模式，在源头上实现电力负荷的灵活调控，为电网提供峰值削减、频率调节、电压控制、备用容量等辅助服务[2-4]。

目前，针对 DR 的研究主要集中在 3 个方向：

一是对电力消费行为的识别，借助侵入或非侵入监测设备，识别用电设备的工作模式和负荷情况。文献[5]利用非侵入式智能电表，在时域和频域上分析商业楼宇群的负荷剖面特征，提高电力消费模型的准确性。文献[6]根据用户在“风险厌恶”、“知识差距”上的差异，将电力消费行为预设为 4 类典型模式。文献[7]采用基于自适应度量学习的半监督自动聚类方法对家庭电力消费行为进行分类识别，并根据聚类结果建立包含主流消费模式的负荷字典。

二是对用户响应机制和模型的研究，包括对价格信号、激励信号、直接控制信号的响应。其中，价格信号在电力市场中最为常见，包括分时电价、实时电价、尖峰电价等，通过市场机制还原电力的商品属性，引导用户错峰用电、绿色用电、经济用电[8-9]。除了电价变动外，其他形式的经济激励也会影响用户的电力消费行为，如经济补贴、电费折扣、积分系统等[10-11]。由于激励信号不直接关联电费账单，在执行这类措施前需要与用户达成共识，重点关注用户参与意愿[12]。在紧急情况或特殊需求下，电网公司根据事先签订的中长期合同，通过远程控制技术直接削减部分或全部负荷[13]，该情况下的电力负荷是完全被动受控的。从模型构建上讲，前两者主要依赖博弈论、消费者行为经济学等理论建模，侧重点在模拟用户的决策过程；而后者更加依赖高精度预测模型和高算力控制平台，侧重点在快速、高效的决策控制策略。

三是对用户负荷不确定性的分析，包括电力消费行为的随机性和用户响应行为的多样性。前者易受天气变化、节假日、特殊事件等外部因素影响。文献[14]利用统计学原理得到净负荷预测偏差的频率分布，以频率等效概率的方式确定概率密度分布函数。文献[15]拟合温控负荷、可延迟负荷中随机消费行为的特征参数，采用马尔科夫蒙特卡洛法建立通用的随机消费行为模型。后者通常利用多场景描述响应的不确定性，文献[13, 16-17]采用拉丁超立方采样、三角模糊变量、

多级道格拉斯-普克抽稀算法等进行场景生成和削减。文献[18]考虑参与度、响应时间等随机因素，提出基于参数空间包络域期望的响应能力量化方法，评估用户的持续响应能力。

然而，上述研究主要集中在特定时间尺度，利用单一电价机制开展 DR，缺乏对不同尺度上柔性负荷（flexible load, FL）资源的协同调控。本文提出一种在季节、日前、日内等多时间尺度上实施的混合电价 DR。首先，在不同时间尺度上开展时域分析，提取用户负荷的变化规律、分布情况、响应特性。基于多粒度建模思想，建立能够描述 FL 在不同尺度上所表现出的共性特征的多粒度响应模型。随后，建立混合电价定价机制，将两部制电价、峰谷分时电价、阶梯电价、尖峰电价以及直接负荷控制等整合到统一框架下，该机制的时间跨度基本涵盖电力市场主要结算周期，能够更加充分地挖掘 FL 资源。同时，对实施尺度有重叠部分的电价策略进行混合优化，包括对实施周期为年、月的阶梯电价与实施周期为日的分时电价进行混合优化，以及对电价型策略的尖峰电价与激励型策略的直接负荷控制进行混合优化。最后，通过算例仿真证明多时间尺度混合电价 DR 能够有效改善负荷曲线、降低用户电费支出、缓解电网压力。

1 用户负荷分析

1.1 数据预处理

由于设备故障或人为误操作等现象的客观存在，采集数据中存在异常值或缺失值。大量连续异常或缺失数据会干扰统计和分析工作，影响分析结论。本文采用两阶段数据预处理方法[19]，包括异常数据剔除和缺失数据重构，基本流程如图 1 所示。

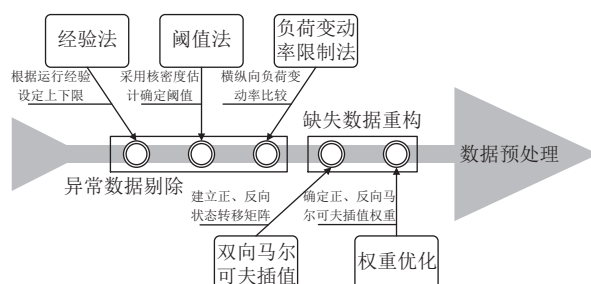


图 1 数据预处理流程

Fig. 1 Procedure of data preprocessing

1.2 负荷特性分析

作为电力系统规划和运维中的重要环节，负荷特性分析不仅能帮助电网公司识别系统内的关键用户群体和潜在的灵活性负荷资源，还能够为运营商制定 DR 政策、电价机制提供数据支撑。本文采用时域分析方法对用户负荷在时间序列上的变化进行分析，重点关注其不同时间尺度上的周期变化规律和用电量分布情况。

在时域分析中，需要借助负荷评价指标量化电力负荷关键特征。本文中采用的负荷评价指标按照其应用场景，可以划分为短期、中长期评价指标。

1) 短期负荷评价指标主要用来评估用户负荷在小时、日、周等较短时间尺度上的变化情况，包括峰（谷）值负荷、峰谷差、负荷率、峰（谷）时段电量比等。

峰（谷）值负荷是指固定时间周期内负荷数据的最大（小）值，两者的差值即为峰谷差。

$$\begin{cases} L_{\max} = \max_{t \in [1, T]} (L_t) \\ L_{\min} = \min_{t \in [1, T]} (L_t) \\ L_{\text{diff}} = L_{\max} - L_{\min} \end{cases} \quad (1)$$

式中： $L_{\max}$ 、 $L_{\min}$ 、 L_{diff} 分别为峰值负荷、谷值负荷、峰谷差； L_t 为 t 时段的负荷； T 为时间周期。

负荷率是指固定时间周期内平均负荷与峰值负荷的比值，常用来评估负荷波动的平稳程度。

$$R = \frac{L_{\text{ave}}}{L_{\max}} \times 100\% \quad (2)$$

式中： R 为负荷率； L_{ave} 为平均负荷。

根据各时段负荷数据和采样分辨率，可以计算出固定时间周期内峰（谷）时段用电量占总用电量的比值，即为峰（谷）时段用电比，可以反映用户用电量的时段分布特性。

$$\begin{cases} R_p = \sum_{t \in t_p} L_t \Delta t / \sum_{t=1}^T L_t \Delta t \\ R_v = \sum_{t \in t_v} L_t \Delta t / \sum_{t=1}^T L_t \Delta t \end{cases} \quad (3)$$

式中： R_p 、 R_v 分别为峰、谷时段用电比； t_p 、 t_v 分别为峰、谷时段； Δt 为数据采样间隔。

2) 中长期负荷评价指标主要用来评估用户负荷在较长时间范围内的分布情况和变化趋势，时间跨度通常为月或年。本文中使用的指标包括

峰（谷）值负荷、负荷率、不均衡系数、峰值负荷利用小时数等。前两者的定义与上文类似，这里不再赘述。

不均衡系数通常被用来评估年内不同月份的负荷分布情况，其定义为月峰值负荷与全年峰值负荷的比值。

$$\rho_j = L_{\max, \text{month}, j} / L_{\max, \text{year}} \quad (4)$$

式中： ρ_j 为第 j 月的不均衡系数； $L_{\max, \text{month}, j}$ 、 $L_{\max, \text{year}}$ 分别为第 j 月、全年的峰值负荷。

峰值负荷利用小时数是全年总用电量和年内峰值负荷的比值，能够反映系统设备的利用效率。

$$H = \sum_{t=1}^T L_t \Delta t / L_{\max, \text{year}} \quad (5)$$

1.3 用户响应特性分析

无论是响应价格、激励信号，还是被动参与调度，用户参与 DR 都会存在趋利效应和反弹效应。

趋利效应是指用户会倾向于将灵活性负荷需求从价格高的时段转移到价格低的时段，从而获得更高的经济效益。

$$\begin{cases} L_t = L_{t, N} - \Delta L_{t, \text{out}} + \Delta L_{t, \text{in}} \\ B_{\text{user}} = - \sum_{t=1}^T (L_t - L_{t, N}) p_t \end{cases} \quad (6)$$

式中： $L_{t, N}$ 、 L_t 分别为在响应前、后 t 时段的负荷； $\Delta L_{t, \text{out}}$ 、 $\Delta L_{t, \text{in}}$ 分别为 t 时段的转出、转入负荷； B_{user} 为用户节省的电费支出； p_t 为 t 时段电价。

用户的响应动作会对未来时段的电力消费行为产生影响。频繁、连续的负荷削减信号可能会降低用户的参与意愿，产生阶段性负荷反弹，甚至造成更高的峰值负荷，加剧供需矛盾。

$$\begin{cases} L_t = L_{t, N} - L_{t, \text{cut}} + L_{t, \text{rebound}} \\ L_{t, \text{rebound}} = \sum_{n=1}^{N_S} \beta_n L_{t-n, \text{cut}} \end{cases} \quad (7)$$

式中： $L_{t, \text{cut}}$ 、 $L_{t, \text{rebound}}$ 分别为 t 时段的削减、反弹负荷； β_n 为反弹系数； N_S 为反弹阶段。

2 多粒度柔性负荷模型

一般工商业 FL 资源呈现出明显的多样性、分散性、随机性，共同构成一个复杂系统，如图 2 所示。在建模层面上，对每个 FL 进行精细化建模会耗费巨量的计算资源，而建立简单泛化模型

则无法准确反映 FL 的响应特性。因此，在建模中需要去繁从简，同时兼顾模型的代表性和通用性。

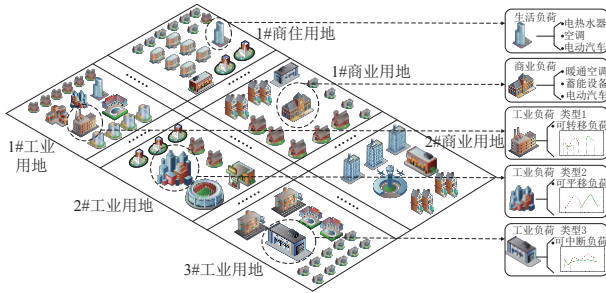


图 2 一般工商业柔性负荷类型

Fig. 2 Flexible load types of general industry and commerce

多粒度建模是一种针对复杂系统建模的方法，它通过在不同粒度层级上考虑系统的特性来提高建模的准确性^[20-22]。本文基于多粒度建模思想，将 FL 资源按照容量规模和响应精度分解到粗粒度、中等粒度、细粒度上，以不同粒度上的代表性负荷类型为基础，建立能够反映负荷特性并且相互联系的响应模型。该粒度层级的划分是在定性分析的基础上开展的，不同粒度之间既存在相互包含的关系，又存在相互独立的特性。

2.1 粗粒度响应模型

粗粒度 FL 响应模型是在较高层级上对地区用户负荷响应共性的泛化集合，重点反映多类型、大规模、高容量 FL 资源的响应特性，例如工业用户根据订单需求和自身产能，调整长时间跨度上的生产和检修计划，以响应电网调度信号。

按照响应方式，粗粒度 FL 响应模型包括价格响应模型、激励响应模型、直接控制模型。

$$\begin{cases} \Delta L_{PL,t} = L_{PL,t,N} \left(e_{t,t} \frac{p_t - p_{t,N}}{p_t} + \sum_{i \neq t}^T e_{i,t} \frac{p_i - p_{i,N}}{p_i} \right) \\ \Delta L_{IL,t} = \sigma_{IL,t,up} L_{IL,t,up} - \sigma_{IL,t,down} L_{IL,t,down} \\ \Delta L_{DL,t} = \sigma_{DL,t} s_{DL,t} L_{DL,t,N} \end{cases} \quad (8)$$

式中： $\Delta L_{PL,t}$ 、 $\Delta L_{IL,t}$ 、 $\Delta L_{DL,t}$ 分别为 t 时段价格响应负荷、激励响应负荷、直接控制负荷的变化量； $e_{i,t}$ 为需求价格弹性系数， $i=t$ 时为自弹性系数，否则称为交叉弹性系数； $p_{t,N}$ 、 p_t 分别为调整前、后 t 时段的电价； $L_{IL,t,up}$ 、 $L_{IL,t,down}$ 分别为增加、削减的负荷量； $\sigma_{IL,t,up}$ 、 $\sigma_{IL,t,down}$ 分别为增加、削减负荷的响应状态； $\sigma_{DL,t}$ 为直接控制负荷的响应状态； $s_{DL,t}$ 为直接控制负荷的削减系数。

2.2 中等粒度响应模型

中等粒度 FL 响应模型细分到特定区域或类型的用户群体，侧重描述一类负荷量较大、分布较为集中的 FL 资源，这类负荷通常存在于工业园区、商业楼宇、大数据中心、储能电站等场景，例如中央空调通过调整蓄冷时段、改变设定温度等方式，将峰时段负荷分配到其他时段。

按照响应特征，中等粒度 FL 响应模型包括可削减负荷模型、可平移负荷模型、可转移负荷模型。

2.2.1 可转移负荷模型

可转移负荷能够在一段时间内进行灵活移动，其负荷总量基本保持不变。

$$\begin{cases} L_{TL,t} = \sum_{i=t_{TL,start}}^{t_{TL,end}} L_{TL,i,N} e_{i,t} \\ \sum_{t=t_{TL,start}}^{t_{TL,end}} (L_{TL,t} - L_{TL,t,N}) = 0 \end{cases} \quad (9)$$

式中： $L_{TL,t,N}$ 、 $L_{TL,t}$ 分别为转移前、后 t 时段负荷； $t_{TL,start}$ 、 $t_{TL,end}$ 分别为可转移起始、中止时间。

2.2.2 可平移负荷模型

受到工艺流程的限制，可平移负荷只能在时间段上进行整体移动。在工业领域中，这类负荷所占据的比重较为突出，具备较大的削峰潜力。

$$\begin{cases} L_{ML} = L_{ML,N} m(t + \tau) \\ L_{ML,N} = [L_{ML,t,N}, \dots, L_{ML,t+T,N}] \\ t_{ML,start} < t + \tau, \quad t + T + \tau < t_{ML,end} \end{cases} \quad (10)$$

式中： $L_{ML,N}$ 、 L_{ML} 分别平移前、后 T 时段上的连续负荷序列； $m(t + \tau)$ 为平移函数； τ 为平移步长。

2.2.3 可削减负荷模型

区别于直接控制负荷，可削减负荷是用户主动响应调度信号所削减的负荷。个体用户无需提前签订响应合同，可以灵活制定用电计划。

$$\begin{cases} L_{RL,t} = s_{RL,t} L_{RL,t,N} \\ s_{RL,t} = 1, \forall t \notin [t_{RL,start}, t_{RL,end}] \end{cases} \quad (11)$$

式中： $L_{RL,t,N}$ 、 $L_{RL,t}$ 分别为削减前、后 t 时段负荷； $s_{RL,t}$ 为可削减负荷的削减系数。

2.3 细粒度响应模型

细粒度 FL 响应模型更加关注单个用户或设备的用电行为，重点表现其对电价变化的敏感程度和响应程度，例如小规模个体用户会关注电费占其生产成本的比重，过高的用电成本会严重影

响其商业活动。本文基于消费者心理模型,对电价响应的死区、饱和现象进行量化和建模。

$$L_{FL,t} = \begin{cases} L_{FL,t,N} & , \Delta p_{i,t} < l_{i,t} \\ L_{FL,t,N} + k_{i,t} (\Delta p_{i,t} - l_{i,t}) & , l_{i,t} \leq \Delta p_{i,t} \leq h_{i,t} \\ L_{FL,t,N} + \lambda_{t,\max} & , \Delta p_{i,t} > h_{i,t} \end{cases} \quad (12)$$

式中: $\Delta p_{i,t}$ 为时段 i 和时段 t 的电价差; $l_{i,t}$ 、 $h_{i,t}$ 分别为响应的阈值和饱和值,在此区间内负荷转移率呈线性变化; $k_{i,t}$ 为线性斜率; $\lambda_{t,\max}$ 为 t 时段负荷转移率的饱和值。

3 基于混合电价的多时间尺度需求响应

3.1 基础框架

考虑用户负荷的分布情况和多粒度负荷响应特性,本文提出一种混合电价定价机制,并应用于季节、日前、日内等多时间尺度 DR 中,在实施过程中尽量保证用户群体的整体公平性。同时,所选择的优化算法要适配优化问题,确保求解过程的快速性、可靠性和收敛性。

1) 在季节尺度上,以一般工商业的总负荷数据为基础,开展基于两部制电价的季节定价策略,数据的采样周期为 T_1 ,采样间隔为 Δt_1 。以年负荷率为优化目标,采用混合整数二次规划 (mixed integer quadratic programming, MIQP) 制定不同季节的容量电价、需量电价、电度电价。

2) 在日前尺度上,以一般工商业用户的月用电量数据为基础,开展基于阶梯分时电价的日前定价策略,数据的采样周期为 T_2 ,采样间隔为 Δt_2 。以经济效益、月负荷率、用户满意度为优化目标,采用第三代非支配排序遗传算法 (non-dominated sorting genetic algorithm, NSGA-III) 制定阶梯数、阶梯划分、不同阶梯上的分时电价。

3) 在日内尺度上,以一般工商业用户的负荷数据为基础,开展基于尖峰电价和直接控制的两阶段日内定价策略,数据的采样周期为 T_3 ,采样间隔为 Δt_3 。以用户电费支出、电网运营成本为优化目标,采用 NSGA-III、动态规划 (dynamic programming, DP)、改进的粒子群优化算法 (improved particle swarm optimization, IPSO) 制定尖峰日期和时段、尖峰电价、非尖峰日折扣率、直接控制触发阈值、直接控制负荷量。

3.2 基于两部制电价的季节需求响应

季节电价的实施范围广、时间跨度大,目标用户主要是大容量生产负荷和多类型负荷聚合体。前者可以通过制定合理的生产或检修计划,在全年范围内更均匀地分配电力负荷;后者则利用多能互补或大容量储能,实现负荷的跨时段转移。

考虑到用户负荷在季节尺度上的响应特性,本文建立了涉及经济增长和电价变化的粗粒度 FL 响应模型,包括广义经济响应模型和季节电价响应模型。上述两种模型均基于经济学原理,分别反映地区用户的电力负荷与经济收入、平均电价之间的关系,其通用模型可以表示为

$$L = L_N + \text{diag} L_N \left(E \cdot \frac{X - X_N}{X_N} \right) \quad (13)$$

式中: L_N 、 L 分别为响应前、后的负荷序列; E 为需求价格弹性矩阵; X_N 、 X 分别为响应前、后的经济性参数,在上文中提到的两种模型中分别对应国民生产总值和平均电价。

3.2.1 目标函数

基于地区广义经济响应模型和季节电价响应模型,在满足各项电价、电费约束的条件下,通过优化不同季节的容量电价、需量电价、电度电价,实现年负荷率最大的优化目标,并将经过模糊区间处理后的电度电价作为约束条件代入日前 DR。

$$\max R_{\text{annual}} = \max \left(\sum_{t=1}^{T_1} L_t \Delta t_1 / \max_{t \in [1, T_1]} L_{k,t} T_1 \times 100\% \right) \quad (14)$$

式中 R_{annual} 为年负荷率。

3.2.2 约束条件

广义经济响应模型的参数大多为政府报告中的公开信息,以下约束主要针对季节电价优化。

1) 两部制电价约束。

两部制电价包括基本电价和电度电价,前者由变压器容量和最大需量决定,后者则与阶梯电价、分时电价、季节电价、行业电价相关。

$$\begin{cases} \mu_{b,\min} \leq \frac{B_{cp} + B_{dp}}{\sum_{\gamma} B_{\gamma}} \leq \mu_{b,\max} \\ p_{\gamma,\min} \leq p_{\gamma} \leq p_{\gamma,\max} \end{cases} \quad (15)$$

式中: p_{γ} 、 B_{γ} 分别为 γ 类型电价及其产生的电费, $\gamma \in \{cp, dp, ep\}$, 分别表示容量、需量、电度电价;

$\mu_{b,\max}$ 、 $\mu_{b,\min}$ 分别为基本电费比例的上、下限； $p_{\gamma,\max}$ 、 $p_{\gamma,\min}$ 分别为 γ 类型电价的上、下限。

2) 季节平均电价约束。

全年峰值和谷值负荷通常出现在夏季和冬季，结合经济学原理，季节平均电价需要满足：

$$\begin{cases} \bar{p}_{S1} - \bar{p}_{S1,N} \leq 0 \\ \bar{p}_{S3} - \bar{p}_{S3,N} \geq 0 \end{cases} \quad (16)$$

式中： $\bar{p}_{S1,N}$ 、 $\bar{p}_{S1}$ 分别为低谷季响应前、后的平均电价； $\bar{p}_{S3,N}$ 、 $\bar{p}_{S3}$ 为高峰季响应前、后的平均电价。

3) 用户满意度约束。

电价变化会改变用户的电力消费行为，降低用电舒适性，影响其后续的参与意愿。本文中的用户满意度包括用电方式满意度和用电费用满意度。

$$\begin{cases} \varepsilon_{\text{use}} = 1 - \frac{\sum_{t=1}^{T_1} |\Delta L_{PL,t} + \Delta L_{IL,t} + \Delta L_{DL,t}|}{\sum_{t=1}^{T_1} L_{t,N}} \geq \varepsilon_{\text{use,min}} \\ \varepsilon_{\text{bill}} = 1 + \frac{\sum_{\gamma} B_{\gamma,N} - \sum_{\gamma} B_{\gamma}}{\sum_{\gamma} B_{\gamma,N}} \geq \varepsilon_{\text{bill,min}} \end{cases} \quad (17)$$

式中： ε_{use} 、 $\varepsilon_{\text{bill}}$ 分别为用户用电方式、用电费用满意度； $\varepsilon_{\text{use,min}}$ 、 $\varepsilon_{\text{bill,min}}$ 分别为两种满意度的最低限值； $B_{\gamma,N}$ 为响应前 γ 类型电价产生的电费支出。

4) 峰谷负荷约束。

如果高峰季节负荷过多转移到其他季节，可能会产生峰谷倒置，引发新一轮供需矛盾。

$$\begin{cases} \min L_{t,N} \leq L_t \leq \max L_{t,N} & t \in T_{S3} \\ \min L_{t,N} \leq L_t \leq \max L_{t,N} & t \in T_{S1} \end{cases} \quad (18)$$

式中： T_{S1} 、 T_{S3} 分别为负荷低谷季、高峰季。

3.3 基于阶梯分时电价的日前需求响应

相较于季节电价，日前定价策略的目标用户更加明确，主要针对价格敏感型的中小型商业负荷或不连续的工业生产负荷。常用的定价策略包括阶梯电价、分时电价，在月、周、日等尺度上引导用户错峰用电。这类定价策略的实施时间跨度短，用户响应速度快，对于响应模型精度有一定的要求。

根据上述分析，本文采用中等粒度价格型

FL 响应模型，包括可转移、可削减负荷模型，在此基础上开展日前尺度的阶梯分时电价优化。

3.3.1 目标函数

基于不同类型 FL 响应模型，通过优化不同季节、阶梯、时段上的阶梯分时电价，实现经济效益最大、月负荷率最高、用户满意度最高的多目标优化，并将优化结果作为已知量代入日内 DR。

$$\begin{cases} \max \sum_{n=1}^{N_{\text{con}}} (B_{\text{ahead},n,N} - B_{\text{ahead},n}) \\ \max R_{\text{monthly}} \\ \max \text{mean} \left(\sum_{n=1}^{N_{\text{con}}} \varepsilon_{\text{use},n} \varepsilon_{\text{bill},n} \right) \end{cases} \quad (19)$$

式中： N_{con} 为用户数； $B_{\text{ahead},n,N}$ 、 $B_{\text{ahead},n}$ 分别为响应前、后第 n 个用户的电费支出； R_{monthly} 为月负荷率，计算方法参考式 (14)； $\varepsilon_{\text{use},n}$ 、 $\varepsilon_{\text{bill},n}$ 分别为第 n 个用户的用电方式满意度、用电费用满意度，计算方法参考式 (17)，用两者乘积表征用户综合满意度。

3.3.2 约束条件

1) 阶梯电价约束。

阶梯电价根据用户的月用电量划分不同的阶梯档次，逐级提高电价以鼓励用户高效用电。

$$\begin{cases} 0 \leq Q_{\text{step},1} \leq \dots \leq Q_{\text{step},m} \leq \dots \leq Q_{\text{step},n_{\text{spt}}-1} \\ \bar{p}_{\text{step},1} \leq \dots \leq \bar{p}_{\text{step},m} \leq \dots \leq \bar{p}_{\text{step},n_{\text{spt}}-1} \end{cases} \quad (20)$$

式中： $Q_{\text{step},m}$ 、 $\bar{p}_{\text{step},m}$ 分别为第 m 阶梯的用电量、平均电价； n_{spt} 为总阶梯数。

$$\lambda_{\text{step},1,\min} \leq \frac{N_{\text{step},1}}{N_{\text{con}}} \leq \lambda_{\text{step},1,\max} \quad (21)$$

式中： $N_{\text{step},1}$ 为第一阶梯用户数； $\lambda_{\text{step},1,\min}$ 、 $\lambda_{\text{step},1,\max}$ 为第一阶梯用户比例的上、下限，其意义在于保障大部分用户的基础用电需求。

2) 峰谷分时电价约束。

分时电价根据用户用电时段特性划分不同的峰谷时段，通过差异化定价实现负荷跨时段转移。

$$\begin{cases} p_{\text{tou},\min} \leq p_{m,v} \leq p_{m,f} \leq p_{m,p} \leq p_{\text{tou},\max} \\ \lambda_{\text{pv},\min} \leq \frac{p_{m,p}}{p_{m,v}} \leq \lambda_{\text{pv},\max} \\ \max p_{m,\text{valley}} \leq \min p_{m,\text{peak}} \end{cases} \quad (22)$$

式中： $p_{m,p}$ 、 $p_{m,f}$ 、 $p_{m,v}$ 分别为第 m 阶梯的峰、平、谷时电价； $p_{\text{tou},\max}$ 、 $p_{\text{tou},\min}$ 分别为电价的上、下限； $\lambda_{\text{pv},\max}$ 、 $\lambda_{\text{pv},\min}$ 分别为峰谷电价比的上、下限。

3) 其他约束。

用电量、峰谷负荷、平均电价、经济效益等约束与季节电价优化阶段类似,这里不再赘述。

3.4 基于尖峰电价和直接控制的日内需求响应

日内 DR 更加注重响应的实时性和确定性,尤其是面向负荷高峰季节的尖峰负荷。本文在制定日内电价时,采用兼顾个人响应特性和群体共性行为的两阶段优化策略,即通过尖峰电价和直接控制分别调度细粒度、粗粒度 FL 资源。

3.4.1 目标函数

基于直接控制模型和消费者心理模型,本文采用两阶段优化策略,上层阶段优化尖峰日期和时段、尖峰电价、非尖峰日折扣率,下层阶段优化直接控制触发阈值、直接控制负荷量,实现用户电费支出最低、电网运营成本最低的优化目标。

$$\begin{cases} \min(c_{inv} \max \Delta L_{t,up}) \\ \max \sum_{n=1}^{N_{con}} (B_{dayin,n,N} - B_{dayin,n}) \end{cases} \left. \vphantom{\begin{matrix} \min \\ \max \end{matrix}} \right\} \text{上层阶段}$$

$$\begin{cases} \min \left(c_{inv} \max \Delta L_{t,low} - c_{com} \sum_{t=1}^{T_3} L_{dlc,t} \right) \end{cases} \left. \vphantom{\min} \right\} \text{下层阶段}$$
(23)

式中: $\Delta L_{t,up}$ 、 $\Delta L_{t,low}$ 分别为上、下层 t 时段的负荷削减量; $L_{dlc,t}$ 为 t 时段的直接控制负荷量; c_{inv} 、 c_{com} 分别为电网综合投资成本、直接控制补贴。

3.4.2 约束条件

1) 尖峰电价约束。

尖峰电价机制包括尖峰日尖峰电价和非尖峰日折扣电价。其中,尖峰日、尖峰时段由负荷波动随机触发,但调度周期内的触发次数为固定值。

$$\begin{cases} \alpha_{cpp,min} p_{m,peak} \leq p_{m,cpp} \leq \alpha_{cpp,max} p_{m,peak} \\ r_{ncpp,min} \leq r_{m,ncpp} \leq r_{ncpp,max} \end{cases} \quad (24)$$

式中: $p_{m,cpp}$ 、 $r_{m,ncpp}$ 分别为第 m 阶梯的尖峰日尖峰电价、非尖峰日折扣率; $\alpha_{cpp,max}$ 、 $\alpha_{cpp,min}$ 分别为尖峰电价浮动系数的上、下限; $r_{ncpp,max}$ 、 $r_{ncpp,min}$ 分别为非尖峰日折扣率的上、下限。

2) 直接控制约束。

直接控制应该不影响用户的基础负荷,具体表现在不同阶梯用户的响应比例上。

$$\begin{cases} 0 \leq L_{dlc,t} \leq \sum_{m=1}^{n_{stp}} \kappa_{m,max} L_{m,t} \\ \max (L_{t,N} - L_{dlc,t} + L_{t,rebound}) \leq \max L_{t,N} \end{cases} \quad (25)$$

式中: $L_{dlc,t}$ 为直接控制的负荷量; $\kappa_{m,max}$ 为第 m 阶梯用户负荷的最大响应率。

3) 其他约束。

用电量、峰谷负荷、峰谷时段、分时电价等约束与季节、日前电价优化阶段类似,这里不再赘述。

4 算例分析

4.1 算例概况

本文的算例分析主要采用实测历史负荷数据进行精准贴合实际市场需求的电力消费场景模拟,开展多时间尺度混合电价 DR 的可行性验证。

考虑仿真内容的完整性和一致性,算例分析基于我国南方某城市 2017 年一般工商业用户的全年负荷数据,如附录 A 图 A1 所示。现阶段执行的电价策略、峰谷时段划分如附录 B 表 B1 所示。不同时间尺度电价优化的参数如表 B2 所示。

仿真模型及算法程序在 MATLAB 2021b 上编写,在处理器型号 Intel Core i9-4900HX、内存 16GB 的计算机上运行,求解 MIQP 问题时调用 CPLEX。

4.2 用户负荷特性分析

为验证上文提出的多时间尺度混合电价 DR 和算例场景的适配性,首先对该地区一般工商业用户开展负荷特性分析。不同时间尺度上的用户负荷曲线及评价指标如附录 A 图 A2—A5、表 A1—A3 所示。

由附录 A 中的分析结果得到以下结论:

1) 该场景中的用户负荷在年、月(周)、日等时间尺度上发生周期变化,FL 资源在不同时间尺度中都存在分布不均匀的现象,开展跨季节、跨时段 FL 资源调度具有现实意义。

2) 该场景中涉及的空间范围大、用户数量多、负荷类型复杂,区域 FL 资源是一个典型的复杂系统,能够满足开展多粒度 FL 建模的基本要求。

3) 该场景中用户用电行为的差异性大,单一电价策略无法充分挖掘 FL 资源,有必要在不同时间尺度上有针对性地开展 DR,合理制定混合电价。

4) 该场景中用户用电量的方差较大,适合开展差异化的定价策略。

综上所述,上文提出的多时间尺度 DR 适用于该算例场景,混合电价策略能够在季节、日前、日内等尺度上充分调度该场景中的 FL 资源。

4.3 季节尺度需求响应结果分析

设定用户负荷低谷季 S1 包括 1~2、12 月，过渡季 S2 包括 3~5、10~11 月，高峰季 S3 包括 6~9 月。目前实施的峰谷电价时段划分采用全年统一模式，显然不能反映一般工商业用户在不同季节的负荷周期特性。本文采用模糊 k 近邻聚类重新划分季节峰谷时段，聚类结果如附录 B 表 B1

所示。

在年内尺度上，用户负荷除了随电价变化，还与经济收入增长有关，在计算季节响应时需要兼顾广义经济响应和季节电价响应。已知该城市 2017 年第三产业 GDP 增长率为 7.50%，通过非线性回归拟合季节需求价格弹性系数，拟合结果如表 1 所示。

表 1 季节需求价格弹性系数拟合结果
Table 1 Fitting results of seasonal demand price elasticity coefficient

广义季节	低谷季(S1)	过渡季(S2)	高峰季(S3)
低谷季(S1)	-0.128 5	0.059 8	0.041 2
过渡季(S2)	0.059 8	-0.147 3	0.037 5
高峰季(S3)	0.041 2	0.037 5	-0.181 5

以季节电价响应模型为基础，对不同季节的容量电价、需量电价、电度电价进行优化，优化结果如表 2 所示。分析可知，调整容量电价、需量电价也可以显著改变用户的平均用电成本，避免电度电价大幅度波动。在维持年平均电价稳定

的前提下，通过减少低谷季电价，增加高峰季电价，实现负荷在季节尺度上的转移。执行季节电价后，月用电量峰谷差降低 16.02%，平均月不平衡系数从 0.69 提高到 0.74，年负荷率从 67.31% 提高到 70.35%。

表 2 基于两部制电价的季节用户需求响应结果
Table 2 Seasonal demand response results based on two-part tariff

广义季节		响应前			响应后		
		低谷季(S1)	过渡季(S2)	高峰季(S3)	低谷季(S1)	过渡季(S2)	高峰季(S3)
季节电价	容量电价/(元·(kVA·月) ⁻¹)	26.00	26.00	26.00	26.00	27.00	43.00
	需量电价/(元·(kW·月) ⁻¹)	38.00	38.00	38.00	45.00	48.00	39.00
	平均电度电价/(元·(kW·h) ⁻¹)	0.73	0.73	0.72	0.66	0.66	0.76
	平均用电成本/(元·(kW·h) ⁻¹)	0.92	0.90	0.86	0.86	0.85	0.96
用电账单	容量电费/亿元	0.46	0.76	0.61	0.46	0.79	1.01
	需量电费/亿元	0.33	0.73	0.83	0.40	0.93	0.85
	电度电费/亿元	2.97	6.43	7.28	2.75	6.08	7.04
	总电费/亿元	3.76	7.92	8.72	3.61	7.80	8.90
	容需电费比例/%	21.01	18.81	16.51	23.82	22.05	20.90
用户舒适性	用电方式满意度	1.00	1.00	1.00	0.97	0.97	0.91
	用电费用满意度	1.00	1.00	1.00	1.07	1.05	1.03
	综合满意度	1.00	1.00	1.00	1.04	1.02	0.94

从全年尺度上看，用户的总用电量和电费支出分别减少 2.00% 和 0.49%，综合满意度能够保持在 0.98，这表明用户参与季节响应基本不会影响其用电舒适性。

仿真结果也证明了差异化的两部制电价策略能够调度用户用电行为的时空灵活性，有利于实现市场主体容量成本的合理均摊，维护市场

公平。

4.4 日前尺度需求响应结果分析

由季节响应结果计算出 2017 年每月的平均电度电价，以此为约束开展日前电价优化。本文选择 2 340 户月用电量在 1 500 kW h 以下的一般工商业用户，其对电价变化的敏感程度如附录 B 表 B3 所示^[9]。设定 1、4、8 月为低谷季、过渡季、高

峰季的代表月份，分别在固定区段和自由区段下制定阶梯分时电价，高峰季电价的优化结果如表 3 所示。

基于固定区段和自由区段的阶梯分时电价响应后的负荷率分别达到 84.08%、84.25%，较现行水平提高 2.51%、2.69%。但后者付出的经济成本更低，售电收入下降 17.35%，低于前者的 19.43%。

由于峰值负荷下降，两种定价策略下的电网新增投资成本分别减少 32.82、35.87 万元，能够减轻电网企业的资金压力。在用户舒适性方面，两种定价策略均在尽可能减少负荷变动率、降低用户电费的前提下开展 DR，综合满意度分别为 1.17 和 1.16，这表明用户参与响应整体上会获得正收益。

表 3 不同阶梯选取方式下的阶梯分时电价优化结果（高峰季）
Table 3 Optimization results of stepwise time-of-use tariff with different step selection methods (S3)

阶梯选取模式		无	固定区段	自由区段
阶梯分时电价	阶梯数	1	4	4
	阶梯区间/(kW·h)	[0, 1 500]	[0, 180, 360, 540, 1 500]	[0, 115, 319, 404, 1 500]
	峰时电价/(元·(kW·h) ⁻¹)	1.09	[0.71, 0.83, 1.19, 1.19]	[0.70, 0.85, 1.12, 1.13]
	平时电价/(元·(kW·h) ⁻¹)	0.56	[0.42, 0.46, 0.52, 0.55]	[0.43, 0.48, 0.51, 0.52]
	谷时电价/(元·(kW·h) ⁻¹)	0.28	[0.20, 0.22, 0.25, 0.31]	[0.21, 0.22, 0.23, 0.26]
	平均电度电价/(元·(kW·h) ⁻¹)	0.70	0.66	0.68
负荷指标	第一阶梯用户比例/%	100	73.65	55.25
	负荷率/%	83.35	84.08	84.25
经济指标	售电收入/万元	26.21	24.84	25.33
	节约新增投资/万元	30.13	32.82	35.87
舒适性指标	用电方式满意度	0.98	0.98	0.98
	用电费用满意度	1.14	1.19	1.18
	综合满意度	1.12	1.17	1.16

进一步讨论阶梯数范围，不同阶梯数下的仿真结果如图 3 所示。各项指标随着阶梯数增加逐渐趋于稳定，这说明阶梯数要与实际用户响应类型匹配。阶梯设置过少会无法充分发挥差异化定价的优势；设置过多则会产生不同阶梯响应特性相似的情况。

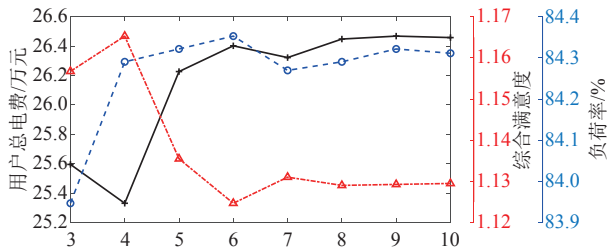


图 3 不同阶梯数下的日前尺度需求响应结果

Fig. 3 Day-ahead demand response results with different step numbers

基于上述分析，本文中设定阶梯数上限为 6，不同季节基于阶梯分时电价的日前电价优化结果如表 4 所示。

由表 4 可知，低谷季、过渡季、高峰季典型场景最优阶梯数分别为 4、5、5，第一阶梯用户比例均在 60% 以下。3 种场景的平均电度电价分别为 0.57、0.59、0.70，满足季节电价约束。月负荷率相较实施统一费率时分别提升 2.94%、2.61%、2.71%，由此为电网节省约 22.78、24.86、37.86 万元的新增投资成本，可以在一定程度上弥补由于售电收入下降产生的经济损失。在用户舒适性方面，用户的综合满意度分别达到 1.17、1.15、1.14，用户参与响应能获得更高的经济效益。

对于电力市场而言，阶梯分时电价通过价格机制引导用户合理用电，优化负荷曲线。然而，复杂的定价规则和电力负荷的非公开信息属性可能会引发用户的质疑和不信任，进而降低需求侧的响应意愿，影响市场机制的公平性和接受度。因此，在实际操作中需要平衡定价策略的复杂度与透明度。

4.5 日内尺度需求响应结果分析

设定每月尖峰日最大允许天数为 5 天，最长

表 4 基于阶梯分时电价的日前用户需求响应结果
Table 4 Day-ahead demand response results based on stepwise time-of-use tariff

广义季节		低谷季(S1)	过渡季(S2)	高峰季(S3)
阶梯分时电价	阶梯数	4	5	5
	阶梯区间/(kW·h)	[0, 78, 382, 545, 1 500]	[0, 83, 298, 468, 588, 1 500]	[0, 128, 412, 510, 583, 1 500]
	峰时电价/(元·(kW·h) ⁻¹)	[0.72, 0.93, 1.16, 1.18]	[0.71, 0.93, 1.13, 1.16, 1.17]	[0.71, 0.96, 1.14, 1.16, 1.19]
	平时电价/(元·(kW·h) ⁻¹)	[0.40, 0.42, 0.45, 0.49]	[0.41, 0.41, 0.47, 0.57, 0.60]	[0.42, 0.47, 0.62, 0.68, 0.69]
	谷时电价/(元·(kW·h) ⁻¹)	[0.21, 0.24, 0.24, 0.30]	[0.22, 0.27, 0.28, 0.37, 0.38]	[0.21, 0.23, 0.25, 0.29, 0.31]
	平均电度电价/(元·(kW·h) ⁻¹)	0.57	0.59	0.70
负荷指标	第一区间用户比例/%	56.73	54.03	58.54
	负荷率/%	76.59	80.16	84.28
经济指标	售电收入/万元	12.90	16.31	26.23
	节约新增投资/万元	22.78	24.86	37.86
舒适性指标	用能方式满意度	1.00	1.00	0.99
	用电费用满意度	1.17	1.15	1.15
	综合满意度	1.17	1.15	1.14

尖峰持续时段为 4 h，利用 DP 寻找负荷的最长递增子序列。基于 2 340 户一般工商业用户的 8 月份负荷数据，划分结果如表 5 所示。

基于尖峰划分结果和附录 B 表 B4 中的消费者心理学模型^[23]，实施尖峰电价前、后的评价指标如图 4 所示。高峰季各阶梯用户的尖峰电价分别为 1.41、0.97、2.17、1.92、1.83 元/(kW·h)，非尖

峰日折扣率分别为 0.97、0.99、0.92、0.94、0.96。实施尖峰电价后，用户日负荷最大峰谷差由 300.91 kW 下降到 278.95 kW，峰值负荷由 720.91 kW 下降到 687.30 kW，月负荷率由 83.84% 上升到 85.00%。由此可以为电网公司节省新增投资成本约 34.93 万元，同时用户在该月减少的电费为 0.66 万元。

表 5 尖峰日和尖峰时段划分
Table 5 Peak day and peak period division

尖峰日	8月2日	8月3日	8月10日	8月14日	8月15日
尖峰时段	11:00—14:00	11:00—14:00	12:00—16:00	13:00—17:00	13:00—16:00

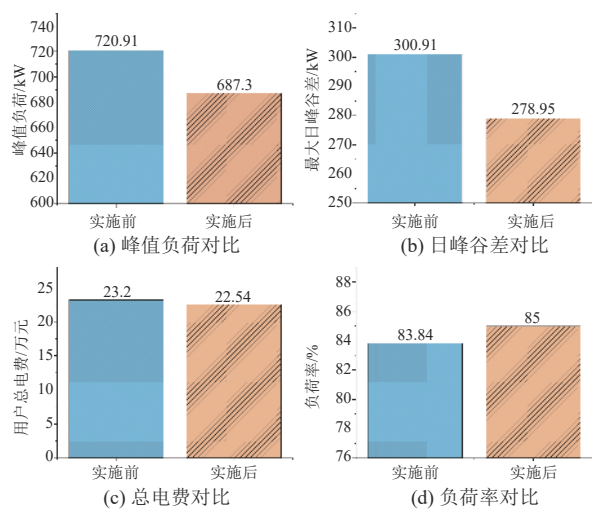


图 4 尖峰电价实施前后的评价指标对比
Fig. 4 Comparison of evaluation indicators before and after critical peak prices implementation

尖峰电价需要提前数天或数小时公布信息，在紧急情况下无法发挥作用，因此需要利用直接控制协同调度，仿真结果如表 6 所示。

考虑到用户响应比例和短期反弹特性，直接控制后的峰值负荷不应高于控制前的水平，因此负荷削减量相对保守。削减后的峰值负荷下降到 678.44 kW，最大峰谷差下降到 270.09 kW，月负荷率提升到 85.12%。以直接控制补贴 20 元/(kW·次) 计算可知，实施直接控制可以为电网公司节省新增投资成本约 9.21 万元，同时要为该月支付直接负荷控制补贴 0.23 万元。

综合分析日内响应结果，电网企业 8 月份的售电收入会下降约 0.66 万元，另外还需支付 0.23 万元的直接控制补贴，但理论上可以节省新增投资成

表 6 直接控制触发时段和削减负荷量
Table 6 Triggering periods and cut loads of direct control

触发日	8月2日	8月3日	8月4日	8月9日	8月10日	8月10日
触发时段	11:00—12:00	11:00—12:00	13:00—14:00	15:00—16:00	14:00—15:00	16:00—17:00
削减量/kW	13.83	13.17	8.60	9.54	7.44	8.61

触发日	8月14日	8月14日	8月15日	8月15日	8月16日	8月21日
触发时段	16:00—17:00	17:00—18:00	13:00—14:00	15:00—16:00	13:00—14:00	13:00—14:00
削减量/kW	8.93	10.85	13.57	10.04	5.88	5.55

本约 19.97 万元，整体运营效益不降反升。而对用户来说，可以通过牺牲一定的用电舒适性，获得 0.66 万元乃至更多的电费减免。

相对于其他电价策略，尖峰电价或直接负荷控制更倾向于作为紧急情况下的调控手段，保证电网在关键时刻的安全、稳定运行。然而，这种非常态的应急措施会严重影响工商业用户的生产生活，由此导致的生产中断、设备损坏、合同违约等损失无法通过经济补偿完全弥补，甚至会产生恶劣的社会影响。因此，在制定和实施尖峰电价或直接负荷控制时必须特别谨慎，确保这些措施不会对关键行业或重要公共服务造成过度冲击。同时，还需要探索更加有效的定价策略和激励机制，尽量减少对用户生产生活的负面影响，确保电力市场价格机制的合理性和可持续性。

4.6 混合电价实施效果分析

进一步分析混合电价在跨尺度上的相互作用和经济效益，本文选择另外 1 000 户一般工商业

用户作为验证组，在统一费率电价的基础上，开展混合电价 DR，仿真结果如表 7 所示。

分析表 7 可知，相较于统一费率电价下的场景，季节、日前、日内响应结果的峰值负荷分别下降 11.80、15.78、20.44 kW，最大峰谷差减少 11.98、26.00、30.66 kW，可以为电网公司节省新增投资成本 12.27、16.40、21.24 万元。其中，两部制电价通过宏观调控的方式，将部分 FL 资源从高峰季转移到低谷季，峰值负荷下降最明显，对用户体验的影响也最小，但其定价不具备时段差异性，实施后的日负荷率几乎不变。阶梯分时电价以牺牲部分售电利润为代价，显著减少最大峰谷差、提升日负荷率，用户能够从参与响应中获得经济效益，因此具有较高的参与意愿。尖峰电价和直接控制能够有效降低高峰季的峰值负荷，进而影响电网扩容计划，由于仅在 8 月实施，对用户全年电费的影响微乎其微，只需要额外支付 998.96 元直接控制补贴。

表 7 基于不同电价策略的全年经济效益对比
Table 7 Comparison of annual economic benefits based on different electricity pricing strategies

电价策略	统一费率电价	两部制电价	阶梯分时电价	尖峰电价与直接负荷控制
峰值负荷/kW	199.38	187.57	183.60	178.94
最大峰谷差/kW	172.77	160.79	146.77	142.11
平均日负荷率/%	77.27	77.28	79.00	79.02
用户电费/万元	63.97	62.96	54.48	54.26
节省新增投资/万元	0	12.27	16.40	21.24
电网额外支出/万元	0	0	0	0.10
用电方式满意度	1.00	0.99	0.99	0.99
用电费用满意度	1.00	1.02	1.15	1.15

5 结论

1) 通过时域分析提取一般工商业用户负荷的变化规律、分布情况以及响应特性，分析结果为评估负荷潜力、设计 DR 策略提供依据。

2) 基于多粒度建模思想划分 FL 粒度层级并建立多粒度响应模型，该模型能够反映用户负荷在不同时间尺度上的响应特性，也为电力市场精细化电价机制以相关配套政策的制定提供支持。

3) 在季节、日前、日内等时间尺度上构建

混合电价优化框架, 建立混合电价优化模型, 并开展 DR。该策略能够充分挖掘 FL 资源的响应潜力, 以牺牲部分售电利润为代价, 提高用户响应积极性, 进而改善负荷曲线, 实现削峰填谷。

4) 从全年经济效益上看, 电网公司和用户均能够从参与 DR 中获益, 满足可持续发展要求。仿真分析结果表明混合电价机制在电力市场中具有较高的实际应用价值, 有助于平衡电力供需关系、引导用户合理用电, 并提高电网的运行效率和经济效益。

(本刊附录请见网络版, 印刷版略)

参考文献

- [1] HUANG Wujing, ZHANG Ning, KANG Chongqing, *et al.* From demand response to integrated demand response: review and prospect of research and application[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2019, 4(2): 1–13.
- [2] 齐宁, 程林, 田立亭, 等. 考虑柔性负荷接入的配电网规划研究综述与展望 [J]. *电力系统自动化*, 2020, 44(10): 193–207.
QI Ning, CHENG Lin, TIAN Liting, *et al.* Review and prospect of distribution network planning research considering access of flexible load[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2020, 44(10): 193–207(in Chinese).
- [3] LIU Xinglei, LIU Jun, REN Kezheng, *et al.* An integrated fuzzy multi-energy transaction evaluation approach for energy internet markets considering judgement credibility and variable rough precision[J]. *Energy*, 2022, 261: 125327.
- [4] HONG Qiteng, JI Liang, BLAIR S M, *et al.* A new load shedding scheme with consideration of distributed energy resources' active power ramping capability[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2021, 37(1): 81–93.
- [5] LI Han, WANG Zhe, HONG Tianzhen, *et al.* Characterizing patterns and variability of building electric load profiles in time and frequency domains[J]. *Applied Energy*, 2021, 291: 116721.
- [6] ZHANG Xiaohai, RAMÍREZ-MENDIOLA J L, LI Mingtao, *et al.* Electricity consumption pattern analysis beyond traditional clustering methods: A novel self-adapting semi-supervised clustering method and application case study[J]. *Applied Energy*, 2022, 308: 118335.
- [7] KAMINI S, ANOOP S. Behavioural modelling for personal and societal benefits of V2G/V2H integration on EV adoption[J]. *Applied Energy*, 2022, 319: 119265.
- [8] 夏清, 杨知方, 赖晓文, 等. 基于分时容量电价的新型电力现货市场设计 [J]. *电网技术*, 2022, 46(05): 1771–1779.
XIA Qing, YANG Zhifang, LAI Xiaowen, *et al.* Electricity market design based on temporal pricing of renewable capacity[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(05): 1771–1779(in Chinese).
- [9] ZHOU Bin, YANG Rui, LI Canbing, *et al.* Multiobjective model of time-of-use and stepwise power tariff for residential consumers in regulated power markets[J]. *IEEE Systems Journal*, 2017, 12(3): 2676–2687.
- [10] 吕挺, 张智, 芦鹏飞, 等. 考虑用户信用的虚拟聚合商需求响应交易机制 [J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(19): 44–52.
LV Ting, ZHANG Zhi, LU Pengfei, *et al.* Demand response transaction mechanism for virtual load aggregator considering user credit[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(19): 44–52(in Chinese).
- [11] WANG Lei, HOU Chongqi, YE Bin, *et al.* Optimal operation analysis of integrated community energy system considering the uncertainty of demand response[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2021, 36(4): 3681–3691.
- [12] 李虹, 林兰心, 赵小军. 基于需求侧用户响应分析的电-气-热综合能源系统低碳经济调度 [J]. *太阳能学报*, 2023, 44(05): 97–105.
LI Hong, LIN Lanxin, ZHAO Xiaojun. Low carbon economic scheduling of electricity-gas-heat integrated energy system based on demand-side user response analysis[J]. *Acta Energetica Solaris Sinica*, 2023, 44(05): 97–105(in Chinese).
- [13] 朱兰, 田泽清, 唐陇军, 等. 计及细节层次直接负荷控制的区域综合能源系统多时间尺度优化调度 [J]. *电网技术*, 2021, 45(07): 2763–2774.
ZHU Lan, TIAN Zeqing, TANG Longjun, *et al.* Multi-time-scale optimal dispatch of regional integrated energy system considering level of detail direct load control[J]. *Power System Technology*, 2021, 45(07): 2763–2774(in Chinese).
- [14] 赵越, 蔡秋娜, 王龙, 等. 考虑不同需求弹性的爬坡辅助服务市场出清模型 [J]. *电力系统自动化*, 2024, 48(05): 48–57.
ZHAO Yue, CAI Qiuna, WANG Long, *et al.* Clearing model for ramping ancillary service market considering various demand elasticities[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2024, 48(05): 48–57(in Chinese).
- [15] LUO Zhengyi, PENG Jinqing, YIN Rongxin. Many-objective day-ahead optimal scheduling of residential flexible loads integrated with stochastic occupant behavior

- models[J]. *Applied Energy*, 2023, 347: 121348.
- [16] 南斌, 姜春娣, 董树锋, 等. 计及源荷不确定性的综合能源系统日前-日内协调优化调度 [J]. *电网技术*, 2023, 47(09): 3669–3683.
- NAN Bin, JIANG Chundi, DONG Shufeng, *et al.* Day-ahead and intra-day coordinated optimal scheduling of integrated energy system considering uncertainties in source and load[J]. *Power System Technology*, 2023, 47(09): 3669–3683(in Chinese).
- [17] REN Haoshan, GAO Dince, MA Zhenjun, *et al.* Data-driven surrogate optimization for deploying heterogeneous multi-energy storage to improve demand response performance at building cluster level[J]. *Applied Energy*, 2024, 356: 122312.
- [18] 郑若楠, 李志浩, 唐雅洁, 等. 考虑居民用户参与度不确定性的激励型需求响应模型与评估 [J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(08): 154–162.
- ZHENG Ruonan, LI Zhihao, TANG Yajie, *et al.* Incentive demand response model and evaluation considering uncertainty of residential customer participation degree[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(08): 154–162(in Chinese).
- [19] HU Yang, LI Yunzhi, CHEN Longjin. Multi-objective optimization of time-of-use price for tertiary industry based on generalized seasonal multi-model structure[J]. *IEEE Access*, 2019, 7: 89234–89244.
- [20] WEINAN E, ENGQUIST B, HUANG Zhongyi. Heterogeneous multiscale method: A general methodology for multiscale modeling[J]. *Physical Review B*, 2010, 67(9): 552–555.
- [21] ZHENG W, SHEN G Q, WANG H, *et al.* Decision support for sustainable urban renewal: A multi-scale model[J]. *Land Use Policy*, 2017, 69: 361–371.
- [22] YANG Shichun, CHENG Hanchao, WANG Mingyue, *et al.* Multi-scale battery modeling method for fault diagnosis[J]. *Automotive Innovation*, 2022, 5: 400–414.
- [23] 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(07): 86–93.
- RUAN Wenjun, WANG Beibei, LI Yang, *et al.* Customer response behavior in time-of-use price[J]. *Power System Technology*, 2012, 36(07): 86–93(in Chinese).

收稿日期: 2024–08–03

作者简介:

李云鸢 (1993), 男, 博士研究生, 研究方向为综合能源系统建模与调控、电力需求响应, E-mail: liyzi@ncepu.edu.cn;

刘吉臻 (1951), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统分析、稳定和控制, E-mail: ljz@ncepu.edu.cn;

李杰 (2000), 男, 硕士研究生, 研究方向为综合能源系统优化调度, E-mail: lijie925@ncepu.edu.cn;

胡阳 (1986), 男, 博士, 副教授, 通信作者, 研究方向为新能源电力系统建模、控制理论研究及应用, E-mail: hooyoung@ncepu.edu.cn。

附录 A

由图 A1—A2 可知，峰值负荷利用小时数为 4777.95h，不同时段上的全年负荷曲线均呈现出单峰周期变化，用户负荷在夏季达到峰值，冬季处于低谷。在时段特性上，负荷高峰出现在 12:00、16:00 等时段，低谷出现在 0:00、8:00 等时段，这与工商业用户的生活作息相对应。表 A1 量化时段特性，负荷高峰时段峰谷差的均值为 5.65×10^5 kW，明显高于低谷时段的 4.45×10^5 kW，这表明年尺度上高峰时段的负荷波动更加剧烈。

进一步分析月尺度下的负荷特性，评价指标如表 A2 所示。月负荷会率随季节变化波动，在春、秋两季达到峰值。不均衡系数的年内最小值为 0.45，平均值为 0.69，这表明负荷在不同月份上分布不均衡，用户响应潜力在年内存在分化现象。

负荷曲线在月内也表现出周期变化规律，月内连续三周的负荷曲线和评价指标如图 A3、表 A3 所示。分析可知，工作日和休息日的差异主要体现在峰值上，这与工商业的双休制度有关。但休息日非高峰时段的负荷并没有大幅度下降，并且时段变化趋势与工作日基本一致。

不同季节的典型日负荷曲线如图 A4 所示。冬季负荷呈现出双峰特性，峰时段出现在 10:00—12:00、19:00—21:00，并且持续时间较短，峰时段用电比为 70.20%；春、秋两季负荷也具有双峰特性，但与冬季相比不够明显，峰时段有所延长，峰时段用电比为 67.39%；夏季负荷则呈现单峰特性，峰值负荷达到全年最高水平，峰时段持续时间较长，峰时段用电比为 65.05%。

在单个用户用电量方面，统一费率策略下 2 340 户一般工商业用户的单月实际用电量的分布情况和累计概率如图 A5 所示。分析可知，占总量约 20% 的用户消耗近 50% 的总用电量，即满足帕累托法则。随着社会经济发展和再电气化推进，这种大部分用户用电量集中在较低区间、少量用户用电量较高的“长尾”现象会愈发明显。

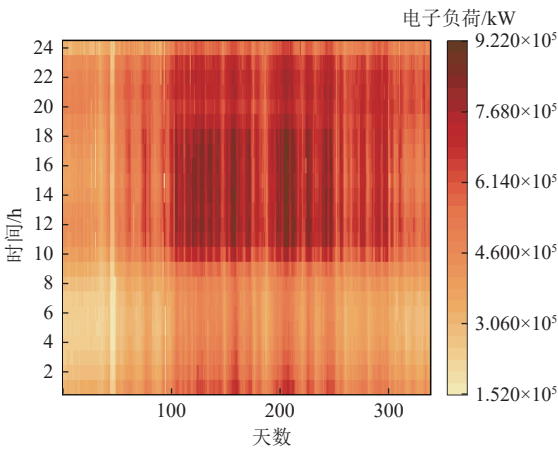


图 A1 2017 年一般工商业用户电力负荷

Fig. A1 Power load of general industrial and commercial consumers in 2017

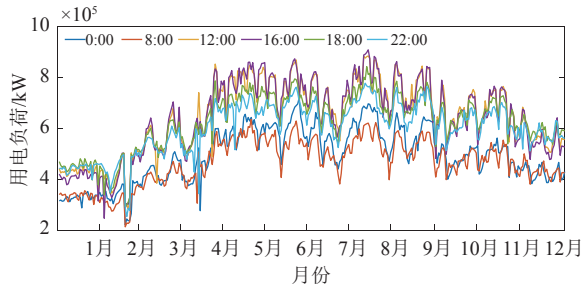


图 A2 典型时段的全年负荷变化曲线

Fig. A2 Annual load curves in typical time periods

表 A1 不同时段负荷评价指标

Table A1 Load evaluation indices for different time periods

时段	峰值负荷/kW	峰谷差/kW	时段	峰值负荷/kW	峰谷差/kW	时段	峰值负荷/kW	峰谷差/kW
0:00—1:00	721763.50	501619.73	8:00—9:00	635466.93	422918.97	16:00—17:00	908868.41	662548.19
1:00—2:00	647865.88	454223.79	9:00—10:00	786504.32	534831.20	17:00—18:00	902995.81	610466.23
2:00—3:00	647021.82	466678.87	10:00—11:00	893864.31	618643.53	18:00—19:00	842908.99	551716.56
3:00—4:00	597480.49	431374.30	11:00—12:00	907634.45	609239.66	19:00—20:00	792849.51	473957.67
4:00—5:00	583549.81	424109.62	12:00—13:00	884618.00	601872.12	20:00—21:00	797855.41	484189.34
5:00—6:00	566647.18	410002.03	13:00—14:00	914730.08	644938.83	21:00—22:00	795991.68	511372.15
6:00—7:00	557672.85	391941.07	14:00—15:00	892313.04	662313.04	22:00—23:00	777535.79	524545.38
7:00—8:00	573924.81	363924.81	15:00—16:00	920111.58	682439.83	23:00—0:00	678935.85	476835.62

表 A2 不同月份的负荷评价指标
Table A2 Load evaluation indices for different months

月份	月负荷率/%	不平衡系数	月份	月负荷率/%	不平衡系数
1	74.31	0.45	7	77.35	0.86
2	74.33	0.39	8	77.29	1.00
3	77.25	0.51	9	78.56	0.99
4	79.29	0.56	10	79.55	0.79
5	78.36	0.68	11	74.41	0.65
6	77.52	0.80	12	73.38	0.60

表 A3 连续三周的负荷评价指标
Table A3 Load evaluation indices for three consecutive weeks

评价指标	分类	第一周	第二周	第三周
峰值负荷/(10 ⁵ kW)	工作日	8.87	8.52	8.58
	休息日	7.85	7.88	7.23
最大峰谷差/(10 ⁵ kW)	工作日	3.86	4.57	3.71
	休息日	3.08	3.28	2.46
平均负荷率/%	工作日	80.45	77.72	80.63
	休息日	81.31	83.58	86.85
峰时电量比例/%	工作日	37.83	38.52	38.13
	休息日	37.43	37.33	37.03

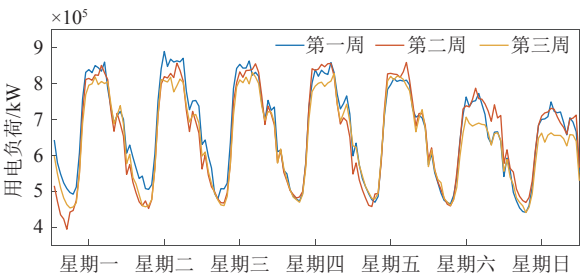


图 A3 月内连续三周的负荷曲线
Fig. A3 Weekly load curves for three consecutive weeks within a month

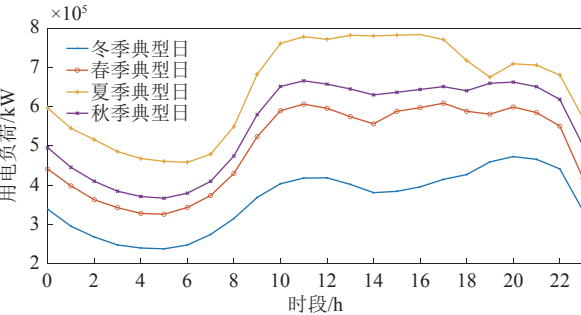


图 A4 不同季节的典型日负荷曲线
Fig. A4 Typical daily load curves for different seasons

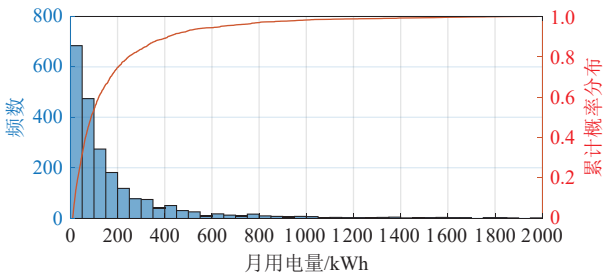


图 A5 一般工商业用户月负荷量分布情况
Fig. A5 Monthly electricity consumption distribution of general industrial and commercial consumers

附录 B

表 B1 基于全年时段和季节时段划分的电价策略

Table B1 Electricity price strategies based on annual and seasonal time period division

峰谷时段	固定时段划分	季节时段划分		电度电价		基本电价	
		高峰季(S3)	非高峰季(S1、S2)	调整前/ (元·(kW·h) ⁻¹)	调整后/ (元·(kW·h) ⁻¹)	最大需量/ (元·(kW·月) ⁻¹)	变压器容量/ (元·(kVA·月) ⁻¹)
谷时段	23:00—7:00	1:00—9:00	0:00—8:00	0.359	0.332 5	38	26
平时段	7:00—10:00	9:00—11:00	8:00—10:00	0.679	0.636 2		
	12:00—16:00	19:00—1:00	13:00—18:00				
	22:00—23:00		23:00—24:00				
峰时段	10:00—12:00	11:00—19:00	10:00—13:00	1.095	1.031 1		
	16:00—22:00		16:00—22:00				

表 B2 不同时间尺度电价优化参数设置

Table B2 Parameter settings for optimizing electricity prices at different time scales

时间尺度	参数名称	符号	取值
季节响应	调度周期/天	T_1	365
	单位调度时长/天	Δt_1	1
	基本电费比例区间	$[\mu_{b,max}, \mu_{b,min}]$	[0.15, 0.25]
	容量电价区间/(元·(kVA·月) ⁻¹)	$[p_{cp,max}, p_{cp,min}]$	[10, 130]
	需量电价区间/(元·(kW·月) ⁻¹)	$[p_{dp,max}, p_{dp,min}]$	[10, 190]
	电度电价区间/(元·(kW·h) ⁻¹)	$[p_{ep,max}, p_{ep,min}]$	[0.3, 1.0]
	年平均电价浮动区间	$[\alpha_{A,min}, \alpha_{A,max}]$	[0.8, 1.2]
	用电方式/费用满意度下限	$\varepsilon_{use,min} / \varepsilon_{bill,min}$	0.90/1.05
日前响应	一般工商业用户数/户	N_{con}	2 340
	调度周期/天	T_2	30
	单位调度时长/h	Δt_2	1
	第一阶梯用户比例区间	$[\lambda_{step, 1, min}, \lambda_{step, 1, max}]$	[0.3, 0.6]
	峰谷电价比例区间	$[\lambda_{pv,min}, \lambda_{pv,max}]$	[2, 5]
	分时电价区间/(元·(kW·h) ⁻¹)	$[p_{tou, min}, p_{tou, max}]$	[0.2, 0.4, 0.7; 0.4, 0.7, 1.2]
日内响应	调度周期/天	T_3	30
	单位调度时长/h	Δt_3	1
	电网综合投资成本/(元·(kW) ⁻¹)	c_{inv}	10 393
	直接控制补贴/(元·(kW·次) ⁻¹)	c_{com}	20
	尖峰电价浮动范围	$[\alpha_{cpp,min}, \alpha_{cpp,max}]$	[1, 2]
	非尖峰日折扣率浮动范围	$[r_{ncpp,min}, r_{ncpp,max}]$	[0.9, 1.0]
	用户负荷最大响应率/%	$\kappa_{m,max}$	[1, 2, 5, 3]
	负荷反弹阶段	N_S	3
	负荷反弹系数	β_n	[0.5, 0.3, 0.1]

表 B3 典型阶梯下的需求价格弹性平均值

Table B3 The average price elasticity of demand under typical steps

月用电量/kW·h	0~180			180~360			360~540			>540		
需求价格 弹性矩阵	$\begin{bmatrix} -0.0201 \\ 0.0031 \\ 0.0044 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 0.0026 \\ -0.0195 \\ 0.0059 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 0.0033 \\ 0.0057 \\ -0.0186 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} -0.1104 \\ 0.0220 \\ 0.0360 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 0.0200 \\ -0.1062 \\ 0.0410 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 0.0243 \\ 0.0390 \\ -0.1026 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} -0.0903 \\ 0.0280 \\ 0.0396 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 0.0250 \\ -0.0878 \\ 0.0480 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 0.0294 \\ 0.0430 \\ -0.0849 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} -0.0513 \\ 0.0140 \\ 0.0234 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 0.0120 \\ -0.0480 \\ 0.0290 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 0.0159 \\ 0.0260 \\ -0.0447 \end{bmatrix}$

表 B4 尖峰电价用户响应模型

Table B4 User demand response models of critical peak tariff

时段	$k_{i,t}$	$h_{i,t}$	$l_{i,t}$	$\lambda_{t,\max}$
尖峰-高峰	0.005	0.11	2.11	0.01
尖峰-平	0.015	0.15	2.15	0.03
尖峰-低谷	0.02	0.20	1.20	0.02