

峰谷分时电价政策下高压电费核算的优化策略研究

魏班昭

国网湖北省电力有限公司武汉市东西湖区供电公司, 湖北 武汉 430040

DOI:10.61369/SE.2025120032

摘 要 : 针对高压用户在峰谷分时电价政策下电费核算存在的成本刚性及效率瓶颈, 本研究提出基于负荷动态响应的优化策略。通过建立动态峰谷电价系数模型重构电费核算机制, 设计用电结构调整方案, 并构建智能化核算流程。案例应用表明, 策略使企业峰段电量占比降低9个百分点, 年基本电费减少4.1万元, 核算周期由5.5天缩短至0.8天, 验证了在成本控制与效率提升方面的有效性。

关 键 词 : 峰谷分时电价; 高压电费核算; 动态优化; 智能计量; 需求响应

Research on the Optimization Strategy of High-Voltage Electricity Fee Calculation under Peak-Valley Time-of-Use Electricity Price Policy

Wei Banzhao

State Grid Hubei Electric Power Co., LTD. Wuhan Dongxihu District Power Supply Company, Wuhan, Hubei 430040

Abstract : In response to the cost rigidity and efficiency bottleneck in electricity fee calculation for high-voltage users under the peak-valley time-of-use electricity pricing policy, this study proposes an optimization strategy based on dynamic load response. By establishing a dynamic peak-valley electricity price coefficient model to reconstruct the electricity fee accounting mechanism, designing an electricity consumption structure adjustment plan, and constructing an intelligent accounting process. The case application shows that the strategy has reduced the proportion of peak electricity consumption of the enterprise by 9 percentage points, cut the annual basic electricity fee by 41,000 yuan, and shortened the accounting cycle from 5.5 days to 0.8 days, verifying the effectiveness in cost control and efficiency improvement.

Keywords : peak-valley time-of-use electricity pricing; high-voltage electricity cost accounting; dynamic optimization; smart metering; demand response

随着电力市场化改革深化, 峰谷分时电价政策成为调节电网负荷的关键手段。高压用户作为用电主力, 其电费核算涉及基本电费、力调电费及分时电度电费的多维耦合。现行体系存在显著矛盾, 削弱电网削峰填谷效果。本研究聚焦电价政策与电费核算的协同优化, 旨在构建动态响应机制, 通过技术手段解决成本刚性难题, 为电力经济性管理提供新范式。

一、峰谷分时电价政策与高压电费核算的理论基础及现状分析

(一) 峰谷分时电价政策的内涵与高压用户适用规则

峰谷分时电价政策以分时定价、削峰填谷为内核, 其时段划分通常由电网公司依据日负荷曲线 95% 置信区间确定: 峰段对应系统负荷前 25% 分位, 谷段对应后 25% 分位, 其余为平段; 价差由发改委授权省级电网在 0.3~0.8 元·kWh⁻¹ 区间浮动, 形成价差、响应信号。高压用户指受电电压 ≥ 10 kV、合同容量 ≥ 100 kVA 的工商主体, 其适用规则可归纳为“三准入、两备案、一结算”: ①准入门槛, 须装设 0.5S 级双向智能表计并具备小时

级数据上传能力; ②申报流程, 每年 3 月、9 月通过省级交易平台提交次季峰谷合约, 经电网校核后生效; ③电价调整, 以目录电价为基准, 峰段上浮 β 、谷段下浮 α , 且满足 $\beta + \alpha \leq 1.2$, 保持全年平均电价不变。现行政策在高压侧执行中暴露出时段刚性、价差固化与负荷动态失配问题: 当日内峰谷差率低于 15% 时, 固定价差反而刺激部分用户“倒峰”用电, 削弱削峰效果。为此, 政策预留了“价差动态窗口”条款, 允许电网在新能源大发日临时扩大谷段系数 α , 但触发条件、公示流程及收益回收机制尚缺量化依据, 成为后续模型优化的切入点。

(二) 高压电费核算的现行体系与存在的核心问题

现行高压电费核算体系由“基本电费 + 电度电费 + 力调电

费+代征基金”四元结构组成，其中基本电费按最大需量或容量计费，电度电费在峰谷分时框架下执行三段式电价，力调电费以功率因数0.90为基准实行奖惩。电网侧普遍采用手工抄表、营销系统、财务对账串行流程，需量数据取自15 min 间隔 SCADA 快照，谷段电量则依赖人工时段拆分，误差链在计量、传输、拆分三个环节累积，导致月度账单差错率维持在1.8%左右。核心问题表现为三点：其一，峰段电价权重高达1.6，连续生产型高压用户无法快速转移负荷，峰电量占比每增加10%，总电费弹性达到1.35，成本刚性突出；其二，需量核准采用月度最大示值，用户若因检修降负荷仍按合约需量缴费，产生“空耗”基本电费；其三，核算系统缺乏与 EMS 实时数据接口，峰谷时段切换滞后实际负荷15 min，造成边界电量错档结算。上述缺陷推高高压用户购电成本约0.03元·kWh⁻¹，同时削弱电网削峰激励，亟需通过时段动态拆分与需量精准核定加以矫正^[1]。

二、峰谷分时电价下高压电费核算的优化策略设计

（一）基于峰谷负荷特性的用电结构调整策略

基于高压用户峰谷负荷动态特性，提出用电结构三阶优化路径。典型制造业用户日负荷曲线呈现“双峰双谷”特征：早峰（8:00–11:00）与晚峰（17:00–21:00）时段负荷占比达65%，而深谷时段（0:00–5:00）设备利用率不足30%。据此构建负荷转移策略实施框架如下：

第一阶：负荷时空迁移

采用相位偏移生产调度算法，将连续生产工序中高能耗单元，如熔炼炉、压缩机集群转移至谷段运行。

第二阶：设备能级跃迁

部署电能质量监测终端（PMU）与智能物联网关构成感知层网络，实时采集关键设备，如1250 kVA 整流变压器的电流谐波畸变率（THDi）与负载率。当监测到 THDi>8% 且负载率<40%时，触发能效优化方案：更换高频逆变电源或加装动态无功补偿装置（SVG），使功率因数从0.82提升至0.95，削减基本电费12.7%。

第三阶：需求响应协同

建立电网-用户双向互动机制：用户端配置能源管理系统（EMS）接收电网发布的实时电价信号，系统依据预设阈值自动调整生产计划。以冲压车间为例，当预测峰段电价超过0.92元·kWh⁻¹时，EMS 将非紧急工单延后6–8小时执行，同步启用储能系统放电补充15% 功率缺口。

该策略在特钢企业试点表明，年度峰电量占比可从42.3%降至34.1%，综合度电成本下降0.041元·kWh⁻¹。设备智能化改造投资回收周期约2.8年，符合工业用户技改经济性要求。

（二）动态峰谷电价系数下的电费核算模型优化

针对高压用户负荷波动特性，构建动态峰谷电价系数核算模型^[2]。该模型以日前负荷预测数据为输入，通过电价弹性系数动态调整峰谷系数，其核心算法流程包括三阶处理层：

1. 输入层参数归一化采集用户历史96点负荷曲线、天气预报

（温度、湿度）及行业生产指数，经 min-max 标准化后生成特征矩阵 $\mathbf{X} \in \mathbf{R}^{6 \times \mathbf{n}}$ ，其中 $\mathbf{n}$ 为样本天数，6个特征维度涵盖：峰负荷率、谷负荷比、温度敏感度、工作日标识、生产强度指数、新能源渗透率。特征权重由熵权法确定，关键参数见表1。

表1 特征权重分配表

特征名称	权重	计算依据
峰负荷率	0.28	近30天峰段均值 / 最大需量
谷负荷比	0.22	谷电量 / 总电量
温度敏感度	0.18	温度每升1℃负荷变化率
工作日标识	0.15	二值变量 (1/0)
生产强度指数	0.12	产量 / 额定产能
新能源渗透率	0.05	分布式光伏出力占比

2. 动态系数生成模块采用带滞后修正的 ARIMA 模型预测次日96点负荷 L_t ，当预测负荷 $L_t > 0.85L_{\max}$ 时触发动态系数机制：

$$\beta_t = \beta_{\text{base}} + k \cdot \frac{L_t - L_{\text{threshold}}}{L_{\max} - L_{\text{threshold}}}$$

其中 $\hat{a}_t$ 为 t 时段动态峰系数， $\hat{a}_{\text{base}}$ 为基础峰系数（1.6），k 为电价弹性系数（取0.15~0.35）， $L_{\text{threshold}}$ 为阈值负荷（0.75 $L_{\max}$ ）。该公式确保电价系数随负荷爬升梯度增长，避免阶跃式突变。

3. 电费核算执行层将动态系数嵌入电费函数，重构基本电费与电度电费耦合公式：

$$C_{\text{total}} = \max(P_{\text{demand}}) \cdot \gamma + \sum_{t=1}^{96} \left[L_t \cdot E_t \cdot \left(1 + \beta_t \cdot I_{\text{peak}} - \alpha \cdot I_{\text{valley}} \right) \right]$$

C_{total} 为总电费（元）， E_t 为基准电价（0.68元·kWh⁻¹）， I_{peak} 和 I_{valley} 为峰谷时段示性函数。模型输出多维账单结构，包含分时电量占比、动态系数应用记录及成本分解。

该模型通过省级电网云平台部署，支持15 min 粒度电费试算。相比静态系数模型，核算误差率由1.8%降至0.4%，峰谷识别准确度提升至92.7%。

（三）高压电费核算流程的智能化改造方案

高压电费核算流程的智能化改造方案通过整合先进物联网技术与人工智能算法，实现从数据采集到核算输出的全流程优化。方案的核心包括三个关键环节：首先，部署0.2S 级智能电表系统，采用 LoRaWAN 协议实现15分钟粒度数据采集，覆盖电压、电流及功率因数等参数，确保实时性误差低于0.1%。其次，集成基于长短时记忆网络的异常检测模型，通过分析历史负荷模式识别计量偏差或设备故障，模型输入包括时序电量数据与温度、湿度传感器读数，输出异常概率评分以触发预警^[3]。最后，设计系统集成架构，利用 RESTful API 接口连接企业资源计划系统和电网营销平台，实现电费数据自动同步与结算指令直通处理。

改造实施路径分四步推进：第一阶段完成基础设施评估，确定智能电表安装点位与网络带宽需求；第二阶段部署边缘计算网关，实现数据预处理与本地存储；第三阶段上线 AI 模块，通过模拟训练集优化算法阈值；第四阶段完成系统联调，确保数据流从采集层经处理层直达应用层。该方案基于现有物联网框架构建，技术成熟度高，预期可将人工干预成本削减30% 以上，核算差错

率降至0.3%以内。通过提升流程自动化程度，方案有效缓解人力资源压力，强化了高压电费管理的精准性与响应速度。

三、高压电费核算优化策略的案例应用与效果评估

（一）案例企业的高压用电特征与核算现状

选取华东某10 kV供电的连续铸造企业为样本，其2023年最大需量12.6 MW，年用电量9.8 GWh。负荷曲线呈“双驼峰”形态：早峰10:00–12:00负荷率91%，晚峰18:00–21:00负荷率94%，深谷00:00–05:00负荷率仅38%，峰谷差达6.1 MW。现行核算沿用静态峰谷系数，峰段电价0.98元·kWh⁻¹，谷段0.42元·kWh⁻¹，基本电费按容量40元·kVA⁻¹·月⁻¹计收。人工抄表周期为每月1次，需量数据取自SCADA最大瞬时示值，谷段电量通过时段拆分表估算，导致边界电量错档率约2.3%。痛点表现为：其一，峰段电量占比43%，电费支出占比达58%，成本弹性高；其二，最大需量按额定容量100%收取，实际负载率仅78%，基本电费冗余；其三，手动拆分缺乏温度修正，夏季高温时段空调负荷突增，常因时段跨档引发0.6%额外加价。企业亟需通过动态系数与实时计量手段降低峰段冲击并压缩基本电费冗余^[4]。

（二）优化策略在案例企业中的落地实施步骤

落地实施以“数据—模型—系统”三同步为原则，分四阶段推进。阶段一，完成高压侧0.2S级智能电表换装与LoRaWAN组网，同步在铸造车间、空压站等六处负荷节点部署PMU，实现15 min粒度数据采集与边缘缓存。阶段二，基于96点历史负荷与气象数据训练ARIMA-XGBoost混合模型，输出次日峰谷时段预测，并据此生成动态电价系数表，经电网营销部审核后写入营销系统前置库。阶段三，在EMS中嵌入需求响应策略，当预测峰段电价系数高于1.65时自动下发“错峰指令”至产线PLC，将两台1250 kW熔炼炉启炉时间由18:00延后至23:00，并调用

500 kW/2 MWh储能系统放电弥补功率缺口，实现负荷转移与需量封顶双重目标。阶段四，建立“日监测—周复盘”闭环，云端平台每15 min比对实际负荷与预测曲线，偏差超过5%即触发模型在线微调；财务部依据动态系数账单与手工账单差异出具调节凭证，确保电价变动可追溯。风险管理方面，设置储能SOC下限20%，防止深度放电；同时保留人工急停通道，当电网发布紧急削峰指令时可在3 min内恢复原始生产节拍，保障生产安全与电网指令双达标^[5]。

（三）案例实施后电费成本与核算效率的改善效果

策略上线后，企业电费结构呈现两项显著优化。其一，峰段电量占比由43%降至34%，对应峰电费支出下降12.6%，谷段电量提升9个百分点，综合度电成本从0.682元·kWh⁻¹降至0.641元·kWh⁻¹。其二，动态需量核定模块将最大需量申报值从12.6 MW压缩至10.7 MW，基本电费年减少4.1万元。核算效率方面，智能抄表替代人工抄录，账单出具时间由5.5日缩短至0.8日，差错率由2.3%降至0.4%，财务对账工时节省65 h·月⁻¹。储能削峰策略使110 kV母线峰值负荷下降1.4 MW，等效减少标准煤消耗约210 t·年⁻¹，对应碳排放减量550 tCO₂·年⁻¹。经济效益与环保效益同步显现，验证了优化策略的实用价值。

四、结语

综上所述，基于负荷特性的动态电价系数机制可有效破解高压电费核算的结构性矛盾。通过实时响应负荷波动，该策略显著降低峰期电量占比与基本电费冗余；智能化改造将核算误差率压缩至0.4%以内，实现分钟级数据闭环。案例数据印证策略在降本增效、碳减排等方面的综合效益，其技术路径具备在制造业、重工业等高压用户群体的推广价值。

参考文献

- [1] 李震, 陈巨龙, 郭元萍, 等. 融合聚类算法与多目标动态调整模型的分时电价优化研究[J]. 煤炭经济研究, 2025, 45(07): 54–62.
- [2] 任恒君. 考虑时长偏好与储能系统调度的峰谷分时电价优化研究[D]. 华北电力大学, 2024.
- [3] 蔡景素, 杨春雨. 南方电网五省区分时电价政策变化对源网荷储的影响及应对策略[J]. 红水河, 2025, 44(02): 105–109.
- [4] 吴昊, 韩婧璇. 电力企业分时电价管理策略与用电单位如何用好峰谷电价机制[J]. 中华纸业, 2024, 45(11): 83–85.
- [5] 薛新白, 胡吕龙. 基于需求价格弹性矩阵的大工业分时电价激励策略研究[J]. 安徽电气工程职业技术学院学报, 2024, 29(02): 8–15.