

# 电力市场化背景下大用户电费核算策略研究

段 颖

内蒙古电力(集团)有限责任公司乌兰察布供电分公司 内蒙古 乌兰察布 012000

**摘要:** 本文聚焦电力市场化背景下大用户电费核算策略。改革使大用户电费核算模式转变, 面临电价波动、核算规则复杂等问题。通过分析关键要素, 如电价结构分解、用电行为特征、核算模型构建, 提出优化策略: 优化交易策略平衡成本与收益; 创新核算方法, 利用大数据等提升效率与透明度; 建立风险管理机制应对不确定性; 完善政策制度, 统一规则、强化披露、鼓励创新、建立激励机制, 为大用户电费核算提供理论支持与实践指导。

**关键词:** 电力市场化; 大用户; 电费核算

引言: 电力市场化改革持续推进, “管住中间、放开两头”的框架下, 大用户电费核算体系发生深刻变革。从目录电价到市场议价, 电价构成复杂多元, 双向用电场景涌现。然而, 改革也带来电价波动风险、核算规则复杂等挑战, 影响大用户成本稳定性与市场参与积极性。在此背景下, 深入研究大用户电费核算策略, 剖析关键要素, 提出针对性优化措施, 对提升大用户电费管理水平、保障电力系统稳定运行、推动电力市场健康发展具有重要意义。

## 1 电力市场化改革对大用户电费核算的影响

### 1.1 市场化改革的核心内容

中国电力市场化改革以“管住中间、放开两头”为核心框架, 即严格监管电网输配电环节, 放开发电与售电市场。2015年《中共中央、国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》明确要求还原电力商品属性, 推动发电企业与用户直接交易。2018年《国家发展改革委、国家能源局关于积极推进电力市场化交易的通知》进一步扩大市场准入范围, 允许10千伏及以上电压等级、年用电量超500万千瓦时的工商业用户直接参与交易, 并鼓励售电公司通过提供能效管理、需求响应等增值服务参与竞争。改革的核心机制包括: (1) 中长期与现货市场结合。中长期合约锁定电量与电价, 平抑价格波动; 现货市场按实时供需调整价格, 反映真实成本; (2) 辅助服务市场。通过调峰、调频等服务保障电网稳定, 相关费用分摊至用户; (3) 增量配电业务改革。允许社会资本投资新增配电项目, 缓解电网建设资金压力<sup>[1]</sup>。

### 1.2 大用户电费核算的变革

市场化改革彻底改变了大用户电费核算模式: (1) 从目录电价到市场议价, 大用户电费构成从单一的目录电价(含上网电价、输配电价、政府性基金)转变为“市场交易电价+输配电价+辅助服务费用+偏差考核费

用”。例如, 广东某钢铁企业通过直接交易将电价从0.65元/千瓦时降至0.58元/千瓦时, 但需承担±3%的电量偏差考核。(2) 多维度成本构成, 电能量价格(中长期合约价与现货价差异)、输配电价(按电压等级核定)、绿色溢价(购买可再生能源电力需支付额外费用)等均纳入核算。(3) 双向用电场景, 分布式电源与储能设备的普及使大用户兼具“生产者”与“消费者”角色, 核算需考虑余电上网收益与自备电厂成本。

## 2 大用户电费核算现存问题

### 2.1 电价波动风险与成本不确定性

电力市场化改革后, 电价形成机制从政府主导转向市场供需动态调节, 导致电价波动幅度显著扩大。发电侧燃料成本(如煤炭、天然气价格)受国际市场影响频繁波动, 叠加新能源出力的随机性与间歇性, 进一步加剧了电力现货市场的价格不确定性。此外, 政策调整(如环保标准升级、税收政策变动)和极端天气事件(如持续高温或寒潮引发的用电高峰)也会在短期内推高电价。对大用户而言, 电价波动直接传导至用电成本, 若未通过中长期合约锁定基础电量或利用金融衍生品(如电力期货、差价合约)对冲风险, 将面临成本大幅上升的压力。同时, 成本不确定性还影响企业生产计划与投资决策, 长期来看可能削弱市场竞争力, 甚至威胁经营稳定性。

### 2.2 核算规则复杂性与透明度不足

当前大用户电费核算规则呈现显著的碎片化与不透明特征, 各省在输配电价核定、辅助服务费用分摊、偏差考核机制等方面存在差异, 跨区域交易时需适应多重标准, 增加了核算的复杂性与合规成本。此外, 核算过程中信息流通不畅, 营销、财务、生产等部门数据割裂, 导致应收电费与实际欠费存在偏差, 影响资金周转效率。更关键的是, 辅助服务费用、政府性基金等项目

的分摊依据和计算方法未完全公开，用户难以追溯费用构成，对核算结果的公正性产生质疑。这种不透明性不仅降低了用户参与市场交易的信任度，也阻碍了电费核算体系的标准化与规范化发展<sup>[2]</sup>。

### 2.3 需求响应与能效管理的协同缺失

大用户电费核算中，需求响应（如错峰用电、负荷调节）与能效管理（如设备升级、技术改造）的协同机制尚未完善。当前核算体系更多关注电能量价格与输配电费用，而未充分量化需求响应带来的成本节约（如避免高峰电价、减少偏差考核）和能效提升的长期收益（如单位产品能耗下降）。这导致用户倾向于短期成本优化，忽视通过需求响应和能效管理降低综合用电成本的潜力。例如，负荷迁移可减少高峰时段用电量，但相关收益未纳入核算，削弱了用户参与需求响应的积极性。另外，能效投资（如余热回收、智能控制）的回报周期较长，若核算体系无法体现其长期价值，将制约企业对节能技术的投入，进而影响电力系统整体运行效率。

## 3 大用户电费核算关键要素分析

### 3.1 电价结构分解

在电力市场化改革背景下，大用户电价构成从传统的单一目录电价转变为多维度成本叠加的复合结构。电能量价格是电价的核心部分，包含中长期合约价与现货价：中长期合约价通过双边协商或集中竞价锁定基础电量成本，通常占用户总用电量的70%以上，以规避现货市场价格波动风险；现货价则反映实时供需关系，在电力供应紧张或可再生能源出力不足时可能大幅上涨。输配电价按电压等级（如220kV、110kV）和用电性质（如大工业、一般工商业）差异化核定，体现电网传输与分配成本。辅助服务费用包括调峰、调频、备用等补偿，分摊至用户以保障电网稳定运行，例如某钢铁企业因参与调峰服务，每月需支付总电费2%的辅助服务费。绿色溢价针对风电、光伏等可再生能源电力，体现环保成本，通常比常规电价高0.03-0.05元/千瓦时。另外，政府性基金（如可再生能源电价附加、重大水利工程建设基金）和偏差考核费用（因实际用电与合约偏差超过 $\pm 3\%$ 产生的惩罚或奖励）进一步复杂化电价结构。例如，某化工企业因预测偏差导致考核费用占总电费5%，显著影响成本<sup>[3]</sup>。因此，电价结构分解需明确各成分的计算逻辑、分摊规则及触发条件，为核算提供透明依据。

### 3.2 用电行为特征与成本影响

大用户用电行为呈现显著的行业特性与时间敏感性，直接影响电费核算结果。制造业用户（如钢铁、水泥）通常具有连续生产需求，负荷波动较小但设备启停

成本高，更倾向于通过中长期合约锁定电价，以避免现货价格波动带来的成本风险。例如，某钢铁企业通过签订年度中长期合约，将电价波动风险控制在 $\pm 5\%$ 以内。商业用户（如购物中心、写字楼）用电高峰集中在日间，对现货价格波动更敏感，可通过需求响应（如错峰用电、调整空调温度）降低成本。例如，某商业综合体在夏季高峰时段将空调温度提高1℃，可减少用电量15%，降低电费支出。此外，分布式电源（如光伏、储能）与自备电厂的普及使部分用户兼具“生产者”与“消费者”角色，余电上网收益与自备电厂运维成本需纳入核算。例如，安装光伏的企业在日间可减少外购电量，夜间则依赖电网供电，其电费核算需动态调整以反映实际用电结构。因此，分析用电行为特征（如负荷曲线、峰谷比例、设备启停模式）有助于优化交易策略，例如通过调整生产计划匹配低价时段，降低综合用电成本。

### 3.3 核算模型构建

构建科学的大用户电费核算模型需整合电价结构、用电行为与市场规则，形成动态、精准的成本计算体系。模型应包含四大核心模块：一是电价预测模块，基于历史数据、市场供需、政策变化等因素，采用时间序列分析或机器学习算法预测中长期与现货价格趋势，为交易策略提供依据；二是用电模拟模块，根据用户生产计划、设备运行参数生成负荷曲线，并模拟需求响应（如可中断负荷、储能充放电）对用电量的影响；三是成本计算模块，集成电能量成本（中长期+现货）、输配电费、辅助服务费、绿色溢价、政府性基金及偏差考核费用，计算总电费；四是风险评估模块，通过蒙特卡洛模拟或敏感性分析量化电价波动、负荷预测偏差、政策调整等风险对成本的影响，例如评估现货价上涨10%时总电费的变化幅度。此外，模型需支持动态更新，例如当输配电价调整或辅助服务规则变更时，自动修正计算参数，确保核算结果的准确性与时效性。例如，某供电公司通过构建动态核算模型，将电费核算周期从7天缩短至1天，偏差率从3%降至0.8%，显著提升了管理效率。

## 4 大用户电费核算优化策略

### 4.1 交易策略优化

大用户需根据自身用电特性与市场规则制定差异化交易策略，以平衡成本稳定性与收益弹性。对于负荷稳定、预测精度高的用户（如连续生产的化工企业），应优先通过中长期合约锁定基础电量成本，建议中长期合约占比达70%以上，以此规避现货市场价格波动风险。同时，可保留少量现货交易（如10%-20%）以捕捉短期价差机会。对于负荷波动大、响应能力强的用户（如商业

综合体),可保留30%左右的现货交易量,利用峰谷价差降低用电成本,并通过需求响应资源(如储能设备)调整用电曲线。另外,参与绿色电力交易(如购买风电、光伏)可满足环保要求,但需权衡绿色溢价与长期收益,建议通过“中长期合约+绿色电力”组合实现成本与形象的双重优化。跨省交易用户需密切关注区域电价差异,结合运输成本优化购电来源,例如通过“省间现货+中长期合约”混合模式降低综合成本<sup>[4]</sup>。

#### 4.2 核算方法创新

引入大数据与人工智能技术可显著提升电费核算效率与透明度。通过物联网设备实时采集用电数据(如电压、电流、功率因数),结合机器学习算法构建负荷预测模型,可提前72小时预测用电曲线,偏差率控制在3%以内,从而减少偏差考核风险。利用区块链技术构建分布式核算平台,实现营销、财务、生产等部门数据实时共享与不可篡改,确保应收电费与实际欠费一致,例如某供电公司通过智能电表与区块链结合,将核算偏差率从5%降至0.5%。开发可视化核算工具,将电价结构(如中长期价、现货价、辅助服务费)、费用分摊(如调峰费用按用电比例分摊)以动态图表形式呈现,支持用户自定义查询与对比分析,可增强用户对核算结果的信任度。同时,引入自然语言处理技术自动生成核算报告,减少人工干预,提升核算标准化水平。

#### 4.3 风险管理机制

建立全方位的风险管理机制是应对成本不确定性的核心。一是价格风险对冲,通过电力期货、差价合约等金融工具锁定未来电价,例如某钢铁企业通过购买季度电力期货,将年度电价波动风险从 $\pm 15\%$ 降至 $\pm 5\%$ 。二是电量风险控制,利用需求响应资源(如可中断负荷、分布式电源)动态调整用电量,避免偏差考核,例如某商业用户通过安装储能系统,在高峰时段减少外购电量30%,降低考核费用。三是政策风险预警,建立政策数据库实时跟踪环保标准、税收政策等变化,例如当碳排放税上调时,提前调整交易策略,增加绿色电力采购比例。同时,建立风险准备金制度,按电费总额的2%-5%提取资金,专项用于应对极端天气、设备故障等突发事

件导致的成本上升,确保企业现金流稳定。

#### 4.4 政策与制度建议

完善政策与制度是优化电费核算体系的基础。一是统一核算规则,制定跨区域交易的标准输配电价核定方法、辅助服务费用分摊细则,减少因规则差异导致的合规成本。二是强化信息披露,要求电网企业每月公开辅助服务费用计算方法、政府性基金使用方向,并建立用户反馈渠道,例如通过线上平台公示费用明细,接受用户质询。三是鼓励技术创新,对应用大数据、区块链等技术的核算项目给予税收优惠(如减免30%增值税)或补贴(按项目投资额的10%补助),推动技术普及。四是建立需求响应激励机制,将用户参与调峰、调频的收益按实际贡献量纳入电费核算,例如每参与1小时调峰补偿0.5元/千瓦时,调动用户积极性。

#### 结束语

电力市场化背景下,大用户电费核算策略的优化是一个持续探索的过程。通过交易策略的合理制定、核算方法的创新应用、风险管理机制的完善以及政策制度的有力支持,能够有效应对电费核算中面临的诸多问题,降低大用户用电成本,提高电费核算的准确性与透明度。未来,随着电力市场的进一步发展和技术的不断进步,大用户电费核算体系将更加科学、高效,为电力行业的可持续发展奠定坚实基础,助力实现能源的高效利用与经济的绿色发展。

#### 参考文献

- [1]程威.基于电力大数据的电费回收风险预测方法研究[J].电气技术与经济,2023(03):16-18.
- [2]胡腾耀.B供电公司电费回收风险管理研究[J].质量与市场,2023(02):34-36.
- [3]沈一民,张怡,黄洲,等.基于校验机制的智能抄表自动核算方法优化研究[J].自动化与仪器仪表,2023,16(8):245-249.
- [4]陆可欣.电力营销管理信息系统的结构设计及业扩精细化管理探讨[J].网络安全和信息化,2023(10):78-80.