

Research on Budget Adjustment Strategy of Dongfang Power Plant under Market Electricity Price Fluctuation

Danling Wang Bin Yan

Huaneng Hainan Power Generation Co., Ltd. Dongfang Power Plant, Dongfang, Hainan, 572600, China

Abstract

To address revenue instability and cost control imbalances caused by frequent electricity price fluctuations, static budgeting, and delayed adjustments in power generation enterprises under market-oriented reforms, this study conducts research on budget adjustment strategies using a 4×350MW supercritical unit as a reference case. Adopting the “price forecasting-cost linkage-dynamic closed-loop” approach, the study integrates electricity market transaction data, production operation data, and coal procurement data to establish a “three-tier budget adjustment model.” Real-time electricity price monitoring, cost elasticity analysis, and multi-scenario budget simulations are implemented to achieve precise alignment between budget and market prices. After implementing this strategy, the company reduced its budget deviation rate from 12.8% to 5.3%, increased market-based transaction revenue proportion by 3.48%, and adjusted coal procurement cost proportion to 76%, significantly enhancing operational stability during price fluctuations. The proposed budget adjustment strategy under market price volatility provides a reference for similar enterprises.

Keywords

electricity price fluctuation; thermal power enterprises; budget adjustment; dynamic closed loop

市场电价波动下预算调整策略研究

王丹伶 颜彬

华能海南发电股份有限公司东方电厂，中国·海南 东方 572600

摘要

为破解发电企业在电力市场化改革背景下，由电价高频波动、静态预算编制、调整滞后造成的收益不稳、成本管控失衡等问题，本文以某发电企业4×350MW超临界机组作为工程参照实例，开展预算调整策略相关研究。取“电价预测-成本联动-动态闭环”的路径，归集电力市场交易数据、生产运营数据、煤炭采购数据，搭建“3级预算调整模型”，实施实时电价监测、成本弹性分析、多场景预算推演等环节，实现预算和市场电价的精准对应。实施该策略后，企业预算偏差率从12.8%落到5.3%，市场化交易收益占比提3.48%，把煤炭采购成本占比调到76%，大幅提升电价波动时的经营稳定性。本文提出的市场电价波动下预算调整策略可为同类企业提供参考。

关键词

电价波动；火电企业；预算调整；动态闭环

1 引言

案例企业作为全国电力市场化改革先行者，电价与最低电价的差值为 1.5 元/千瓦时，显现“午间趋零、晚高峰飙升”的双峰特性。这类高频波动让火电企业预算管理面临严苛考验。传统火电企业靠历史数据做预算的静态核算，调整周期久、反应滞后，无法应对电价实时波动，造成预算和实际经营相互脱节，收益波动区间变大 [1]。案例企业 2023 年末及时应对零电价时段作用，预算收益差额突破预算预计，必须抓紧优化调整机制。本文以某发电企业 4×350MW 超临界机组作案例，寻找市场电价波动中的预

算调整途径，构建动态响应的预算调整模型，让电价、成本、收益联动匹配，为火电企业在市场化竞争中提质增效做技术后盾。

2 工程概况

2.1 工程案例

案例企业机组年设计发电 77 亿 kWh，包揽周边地区工业供电和供热事务。2023 年市场化交易电量占比达 100%，核心成本由煤炭耗用成本（占比 80.36%）、机组运维成本（占比 3%）、环保成本（占比 1.49%）、其他成本（占比 15.15%）组成。2023 年电力现货市场共出现零电价时段，企业预算未获及时调整，电价低谷时段仍维持高负荷运转，让无效发电成本上升；晚高峰电价峰值时段，受预算约束没法满负荷运作，错过盈利机会。

【作者简介】王丹伶（1990-），女，中国海南海口人，本科，中级会计师，从事会计学研究。

2.2 传统预算管理问题

该企业传统预算管理依据年度平均电价测算，未顾及日内、月度电价波动区别，编制周期达6个月，跟不上30分钟一次的电价动态调整；煤炭采购、机组运维的成本预算与电价走势相脱节，电价低谷阶段未同步缩减可变成本，电价高峰阶段缺少增产的成本支撑；预算调整依托月度经营分析，答复耗时超30天，挡不住短期电价剧烈起伏，让收益偏差不断变大。为解决该问题，相关人员后期对预算进行调整，并结合大数据技术，构建三级预算调整模型，通过调整策略的实施，有效解决了传统传统预算管理短板。

3 预算调整策略构建

3.1 三级预算调整模型架构

搭建“数据层-分析层-执行层”3级预算调整模型，各层级依托数字化交易平台达成数据互通与功能联动。数据层充任基础支撑，归并3类核心数据，涵盖市场交易数据，保障数据全量且实时。分析层执掌核心研判职能，设有电价预测、成本弹性分析、多场景收益测算3大模块，借时序分析和场景模拟预判电价走向，拆分固定和可变成本搭建弹性关联模式，对不同电价场景收益做对比，调整输出的依据。执行层落地3级动态调整，即刻调整聚焦日内电价响应，优化机组出力 and 可变成本；短期调整按周循环，调整煤炭采购与库存预算；按月份校准年度预算总额开展中期调整，落实收益目标达成，实现预算与电价波动精准契合。

3.2 调整方法

3.2.1 多维度电价预测方法

归集电力交易中心历史数据、新能源出力预测数据、电网负荷数据，借助“时序分析+场景模拟”组合预测法，时序分析依托近3个月96个时段电价数据，预判当日电价走向；场景模拟结合天气、节假日等条件，设定高峰、平段、低谷三类电价区间，为预算调整拿出依据。

3.2.2 成本弹性联动分析

构建成本与电价的弹性关联模型，把成本划为固定成本。可变成本随电价波动动态变动，电价超出预计值，增补可变成本预算支撑满负荷发电；电价不足时或为零，压缩可变成本经费，把机组负荷降到最小稳定出力。

3.2.3 三级动态闭环调整

即时调整（日内）每30分钟更新电价数据，调改机组出力与煤炭消耗预算，杜绝零电价时段的无效成本耗费；周

级别短期调整以周度电价均值和交易结果为基准，优化煤炭采购批量和库存预算；月度中期调整参照月度市场化交易量、煤炭价格走向，修正年度预算总额，保障收益目标实现。

4 预算调整策略验证

4.1 预算调整策略实施过程

2024年一季度，启用电力市场交易大数据平台，对接电力交易中心、ERP系统、煤炭采购管理系统，实时采集并共享电价、发电量、煤耗、采购成本等数据^[2]。依托2023年历史数据，明确成本弹性系数，划定电价预警临界值。2024年第二季度实施试运行，聚焦现货交易时段，靠实时电价监测启动预算调整，登记调整响应时间和效果。2024年三季度，把3级调整策略覆盖到全电量交易环节，用试运行数据调整预测模型参数，调整优化流程，实现预算同市场的实时适配。

4.2 核心环节应用

4.2.1 电价高峰时段预算调整

借助预测模型抓取晚高峰（19:00-22:00）电价尖峰信号，实时调整机组出力预算，把负荷从60%提至100%，同步上调煤炭采购短期预算，保障燃料供给，2024年6月15日，晚高峰电价定为上升，该企业借助预算快速调整，该时段收益比静态预算多2%。

4.2.2 电价低谷时段预算调整

监测到午间（11:00-14:00）电价趋近0或出现负电价信号，启动成本预算压缩调整，把机组负荷下调到30%最小稳定出力，叫停非必要运维作业，缩减可变成本花销，2024年第7月，依托低谷时段调改预算，累计省下煤炭消耗成本约2.8%。

4.2.3 中长期交易预算校准

依托电力市场多月连续撮合交易机制，每月参照中长期交易电价锁定结果，调整全年预算总额。2024年三季度，把电价基准校准较预算上升7.8%，稳住基础收益。

5 应用效果分析

5.1 预算调整核心指标对比

实施策略后，案例企业2024年（1-9月）预算管理指标比2023年同期明显变好，具体数据见下表1。靠动态预算调整策略能有效削减电价波动对经营的冲击，预算偏差率大幅回落，收益稳定性明显增强。

表1 预算调整策略应用前后核心指标对比表

核心指标	2023年同期（传统模式）	2024年（动态调整模式）	优化幅度
预算偏差率	12.8%	5.3%	降低7.5个百分点
市场化交易收益占比	83.77%	87.25%	提升3.48%
煤炭耗用成本占比	80.36%	75.73%	降低4.63个百分点
预算调整响应时间（分钟）	1800	30	缩短98.3%

注：数据来源于案例企业2023-2024年度财务决算报告、电力市场交易结算报告。

表 2 不同电价场景收益结构对比表

电价场景	时段特征	2023 年收益占比	2024 年收益占比	变化幅度
高峰时段	19:00-22:00, 电价 0.5-1.5 元 / 千瓦时	32%	45%	提升 13 个百分点
平段时段	其余常规时段, 电价 0.3-0.5 元 / 千瓦时	58%	52%	降低 6 个百分点
低谷时段	11:00-14:00, 电价 0-0.2 元 / 千瓦时	10%	3%	降低 7 个百分点

注：时段划分基于电力现货市场 2024 年交易数据统计；收益占比 = 该时段收益 / 总收益 × 100%。

5.2 不同电价场景收益分析

预算调整策略适配高峰、平段、低谷三类电价场景，均可达成收益优化，各场景收益占比参照表 2。高峰时段收益占比明显上升，低谷时段损失大幅缩减，证实策略可全面适配^[3]。

5.3 收益稳定性、成本管控精准度及响应效率

收益稳定性明显加强，预算偏差率从 12.8% 降到 5.3%，切实化解电价高频波动的冲击，市场化交易收益占比涨 3.48%，经营预期逐步平稳。提升成本管控精准水平，依托成本和电价的弹性联动，煤炭采购成本占比从 78% 调整到 76%，低谷时段无效成本减少 65.1%，实现降本增效两大目标。应答效率大幅提高，预算调整响应时间从 1800 分钟压缩至 30 分钟，可精准捕捉每 30 分钟的电价波动，即刻调整经营策略。

6 结语

本文聚焦电力市场电价高频波动引发的火电企业预算管理困境，搭建的“3 级预算调整模型”，先整合数据，再

做多维度分析，最后推进动态闭环调整，实现预算与电价波动的精准适配，消除传统静态预算的滞后缺陷。案例企业的实践证明，采用该策略后，把预算偏差率压到 5.3% 以下，市场化交易盈利大幅增长，成本结构不断优化，帮企业在市场化竞争中抢占先机。构建电价、成本、收益的联动体系，完成预算从“静态编制”到“动态适配”的转变。该预算调整模式贴合电力市场特点，统筹科学规范与可落地性，可为北方同类火电企业提供可照搬的实践方案。未来可进一步引入大数据技术优化电价预测模型，优化多场景预算推演精准度，推动预算管理向智能化、前瞻性方向进阶。

参考文献

- [1] 鄢仁武,张治洪,吴国耀.考虑风光不确定性和阶梯电价的含共享储能多虚拟电厂双层优化模型[J].武汉大学学报(工学版),2025,58(08):1256-1265.
- [2] 殷晓哲.整合智能化技术手段精准管控电量电价波动风险[J].中国商界,2025,(05):48-49.
- [3] 陶仁峰,李凤婷,李燕青,等.基于辅助服务费用分摊的新能源电厂并网价格动态计算方法[J].电网技术,2020,44(03):962-972.