

考虑多样化异步行为周期的发电商 电-碳-燃料市场协同决策优化

李莹秋¹, 史守圆¹, 吴毓峰¹, 余涛^{1,2}, 王梓耀¹, 郑焕新¹

(1. 华南理工大学电力学院, 广州市 510641; 2. 广东省电网智能量测与
先进计量企业重点实验室, 广州市 510641)

摘要:【目的】随着电力市场化改革深入推进,传统火电发电商面临电力、碳排放及燃料市场的价格波动与多市场协同决策难题。为此,考虑电-碳-燃料市场的价格随机性与交易结算机制,构建了多样化异步行为周期下的燃煤发电商跨市场决策模型。【方法】模型考虑了市场交易决策周期多样性、燃料供应周期多样性和资金结算周期多样性,描述煤炭库存与资金流动态平衡过程,重点关注周期多样性导致发电商决策流、物流、资金流之间的异步转化。构建多时间尺度分层递进的决策求解框架,采用随机规划方法考虑多种随机因素和风险度量,实现了多市场环境下发电商各类资源的动态协同。【结果】算例结果表明,所提方法在经济性方面相比传统决策的收益提升了5.10%,在安全性方面能有效规避运营风险,避免了忽略燃料供应和结算周期异步性可能导致的库存断供问题和资金链断裂风险。【结论】所提方法通过系统性建模发电商异步行为周期,能够有效提升其经济效益,增强了多市场参与灵活性和风险防控能力,可为发电企业在复杂市场环境下的安全经济运营提供科学参考。

关键词:电-碳-燃料市场;市场异步周期;燃料采购;电煤库存管理;资金流;随机规划

中图分类号: TM73

文献标志码: A

文章编号: 1000-7229(2026)05-0001-17

DOI: 10.12204/j.issn.1000-7229.2026.05.001

Optimization of Collaborative Decision Making in the Electricity-Carbon-Fuel Markets for Power Generation Companies Considering Diversified Asynchronous Behavioral Cycles

LI Yingqiu¹, SHI Shouyuan¹, WU Yufeng¹, YU Tao^{1,2}, WANG Ziyao¹, ZHENG Huanxin¹

(1. School of Electric Power Engineering, South China University of Technology, Guangzhou 510641, China; 2. Guangdong Provincial Key Laboratory of Intelligent Measurement and Advanced Metering of Power Grid, Guangzhou 510641, China)

ABSTRACT: [Objective] As electricity market reforms deepen, traditional thermal power generators face challenges regarding price volatility and the need for coordinated decision making across electricity, carbon emission, and fuel markets. To address these issues, this paper accounts for the price stochasticity and the transaction settlement mechanisms of electricity-carbon-fuel markets to construct a cross-market decision-making model for coal-fired power generators operating under diversified asynchronous behavioral cycles. [Methods] The model incorporates the diversity of market trading decision-making cycles, fuel supply cycles, and fund settlement cycles, and characterizes the dynamic balancing processes of coal inventory and cash flow, focusing on the asynchronous transformation among decision flow, material flow, and cash flow resulting from cycle diversity. A multi-time-scale hierarchical progressive decision-solving framework was developed, employing stochastic programming methods to integrate various random factors and risk measures, thereby facilitating the dynamic coordination of diverse resources for power generators in multi-market environments. [Results] Case study results show that the proposed method improves economic benefits by 5.10% compared to traditional decision-making methods, and effectively mitigates operational risks by preventing inventory shortages and capital chain disruptions that may arise when the asynchronous nature of fuel supply and settlement cycles is overlooked. [Conclusions] The proposed method effectively improves economic benefits and enhances multi-market participation flexibility and risk management capability through the

systematic modeling of power generators' asynchronous behavioral cycles. This research provides a scientific reference for power enterprises' safe and economic operation in complex market environments.

This work is supported by Guangdong Basic and Applied Basic Research Foundation (No. 2025A1515010118).

KEYWORDS: electricity-carbon-fuel market; asynchronous market cycle; fuel procurement; inventory management of electric coal; capital flow; stochastic programming

0 引言

随着电力市场和碳交易市场的建成,传统火力发电企业由单一燃料市场参与者发展为“电-碳-燃料”多市场参与者。在市场中,发电商的每一笔交易都需要经历交易达成、货物交割和资金结算3个基本环节,分别对应着发电商的决策流、物资流和资金流的运转。其中,交易达成是指交易双方就交易标的(如电量、碳配额、燃料)的数量、价格等关键条款达成一致并形成具有约束力的合约;货物交割是指交易标的物实际执行环节,例如电力输出、碳配额划转、燃料到货的实际发生;资金结算则是交易款项划付、完成收付的环节,标志着交易在财务层面的闭环。而由于商品特性和交易机制的差异,发电商三大环节的行为周期在各市场之间呈现出显著的多样性和异步性^[1-2],导致决策流、物资流、资金流之间耦合关系复杂,增加了企业的决策难度和经营风险。以2021年为例,因电煤价格持续攀升,在保供电压下大量燃煤发电企业遭遇“煤电危机”事件,电费收入不足以支付燃料采购金额,经营现金流入不敷出,而融资结构及煤炭库存管理模式单一导致现金流、煤炭库存的紧缺,面临资金链断裂与停机风险^[3-4]。这场危机反映了市场异步行为周期带来的影响,但现有关于发电商市场决策的研究中极少关注市场交易的3个环节及市场间3个环节交易行为周期的耦合关系。

首先在交易达成环节,各市场的交易决策周期存在显著差异。电力市场的交易决策涵盖中长期交易(年、月、周及多日)和现货交易(日前、实时)等多时间尺度交易机制;碳市场的交易决策支持全年自由择时交易,但受年度履约约束;燃料市场则兼具长协煤合同与现货煤采购的交易决策^[5-6]。对此,目前已有研究对发电商的多市场跨周期决策方法展开研究。对于“电-燃料”市场:文献[6]讨论了价格不确定性下,煤电企业参与电力中长期市场与煤炭市场的协同决策方法;文献[7]研究了煤电机组在电-煤现货市场中的策略性博弈行为以及博弈均衡求解方法;文献[8]针对电-煤交易周期不一致的问题,提出了月度购煤计划与日前电力市场竞价的两阶段决策方法。对于“电-碳”市场:文献[9]简化碳配额年度清缴

特性,将碳履约总量分摊至电力市场各交易时段并计入碳排放成本,研究发电商参与电力现货市场的竞价策略;文献[10]计及碳履约规则构建发电商参与电碳中长期市场联合决策模型;文献[11]基于碳履约总量逐级分配,研究了发电商电碳多时间尺度协同决策方法。对于“电-碳-燃料”市场:文献[12]仅关注市场运营中的短期决策,基于两阶段启发式方法分别决策电-燃料市场与碳市场的交易策略;文献[13]基于多智能体深度确定性策略梯度算法构建发电商参与电-碳-煤市场的协同投标决策模型,聚焦于日前电力市场;文献[14-15]分别关注日前现货与中长期电力市场,研究电-碳-煤市场价格不确定性下的交易策略。上述工作针对不同市场组合,仅关注中长期或短期时间尺度的交易决策,尚未有研究完整考虑“电-碳-燃料”所有市场的异步交易周期,难以应对实际运营中跨时间尺度的协同决策问题。同时,上述研究多是孤立考虑市场交易决策周期的差异,忽视了燃料供应周期与资金结算周期对发电商决策的影响。

其次在货物交割环节,部分市场的物资交割周期存在异步性。电力市场中,中长期电量交易决策完成后,实际发电执行存在滞后性。文献[6]与文献[10]考虑电力中长期交易的交割特性,将年度合约电量交易决策的发电量在一年内各月分解执行。燃料市场中,燃料的供应滞后于市场交易,其中长协煤通常有稳定的供应周期,市场煤则存在多供应商差异化供应周期,燃料供应周期异步将直接影响库存安全与生产稳定^[16]。然而,现有发电商决策研究大多假设从单一供应商购煤且无到货延迟,忽视了燃料供应周期异步性,缺乏系统性建模。文献[6-8]与文献[12-15]将燃料市场交易与燃料供应视为同步发生;文献[17]考虑电煤运力不确定性对库存的影响,但采用比例系数简化表征煤炭在月内各周分批到货,未刻画煤炭采购与到货时点的时序差异。“电-碳-燃料”市场中,多燃料供应商的供应周期异步性有待研究。

最后在资金结算环节,各经营活动的资金结算周期具备异步性。电力市场“日清月结”机制、燃料市场多供应商差异化付款周期和碳市场实时结算机制使资金流呈现复杂的时序特性,给发电商资金流

管理带来挑战^[18-19]。现有研究对发电商经营活动现金流建模的关注较少。文献[11]在电-碳市场协同决策中考虑简单的资金总量约束,但未刻画各交易活动对资金流的影响。文献[19]刻画了电力现货市场与碳市场异步结算对发电商现金流的影响,并以此优化电-碳现货市场交易决策。然而,电力中长期市场与燃料市场下资金结算周期的异步性尚未得到讨论,“电-碳-燃料”市场下发电商现金流模型需进一步完善。

综上,现有发电商决策研究各有侧重,往往单独或部分考虑某一类周期异步性。而在实际经营中,“电-碳-燃料”市场联系紧密,发电商决策需要同时考虑多市场下“交易决策-燃料供应-资金结算”周期的多重异步性。因此,现有研究方法难以直接应用于生产决策,往往需结合主观经验进行调整完善,否则将存在燃料库存断供或资金链紧张等经营风险。对此,本文提出考虑多样化异步行为周期的协同优化模型及求解方法,为“电-碳-燃料”市场下发电商的运营提供决策支撑。本文主要贡献为:

1) 建立发电商市场多样化异步行为周期模型,完整考虑多市场交易决策周期、多供应商燃料供应周期和多经营活动资金结算周期的异步性,刻画多供应商燃料供应的异步时序特性并建立精细化库存平衡约束,构建异步结算机制下的资金流动态约束,提升决策模型在实际经营环境中的实用性。

2) 构建多时间尺度(年-周-日)分层递进的决策求解框架,通过对滚动窗口首周进行日尺度细化和应用日前市场偏差结算机制,实现电力中长期与现货市场的动态衔接,并基于条件风险价值(conditional value at risk, CVaR)和随机规划方法处理市场价格不确定性,实现多市场决策利润与风险的权衡。

1 多样化异步行为周期下的发电商多市场协同决策框架

燃煤发电商在同时参与电力市场、碳市场和燃料市场运营的过程中,面临着由市场行为周期的多样性和异步性带来的协同决策难题,发电商协同决策框架如图1所示,协同决策模型求解流程如附录A图A1所示。本文考虑多样化异步行为周期构建发电商参与电-碳-燃料市场交易的协同决策模型,系统性整合市场交易决策周期、燃料供应周期、资金结算周期的异步特性,以动态更新约束耦合决策流、物资流与资金流,为发电商提供兼顾经济性与风险控制的协同优化方案。

在物资流建模方面,在煤炭库存模型中考虑多供应商差异化燃料供应周期,建立精细化煤炭库存平衡约束,通过指示函数关联燃料采购时点与到货时点,刻画不同供应商的供货时序,确保燃料供应匹配发电计划要求;同时考虑碳配额年度履约清缴要求,建立碳排放与配额持有的动态更新机制,协调配额交易时点与排放发生时点的异步关系。

在资金管理方面,整合电费收入延迟结算、燃煤多供应商差异化付款周期、碳配额交易实时结算、固定经营支出和融资活动等各项经营活动,构建异步结算机制下的资金流动态约束,形成收入-支出-融资的资金流网络。

针对多市场交易决策周期异步,模型采用多时间尺度分层递进的层级架构,通过时间粒度递进(年-周-日)实现响应多市场跨时间尺度交易的适应性决策。如图1所示,该框架基于交易时间尺度划分决策层级,年前决策层处理长周期交易决策,保持对长期目标的全局把控,年内滚动层实现短周期交易优化,兼具响应短期市场波动的决策灵活性。同时,针对多市场价格不确定性,模型采用随机规划方法和情景生成技术处理价格波动的随机性,基于条件风险价值理论量化和管理决策风险。

对于年前决策层,决策时间点通常在上一年年末或当年年初,以全年期望利润最大为目标确定长周期交易策略,模型基于全年市场价格预测决策次年各周交易计划,仅执行年度合约电量、长协煤采购量的各周分解计划及首周市场交易策略,为年内滚动层提供约束边界。

在年内滚动层,建立基于滚动窗口的动态优化机制^[20-21],以剩余决策时段为滚动优化窗口,每周基于最新市场信息更新价格预测,以剩余决策时段利润最大化为目标,动态调整未来各周的交易决策,包括周度竞价电量、多供应商市场煤采购量、碳配额交易量以及短期贷款借偿策略,仅执行次周决策,每周向前滚动一次直至年末。尤其是,在电量决策方面,对滚动窗口的首周进行日尺度的细化决策,充分利用临近时段的预测精度优势,基于日前市场偏差结算决策周内每日的现货电量和周竞价电量分解量^[18],对未来周则维持周尺度决策,决策各周的周度竞价电量、周现货电量,兼顾计算效率与策略稳健性。

需要说明的是,现实中电力中长期市场存在多年、年、月、周、多日等多种交易周期^[18],为聚焦多样化异步行为周期建模的研究重点,本文选取具有代表性的周尺度作为电力中长期竞价的基本单位。首

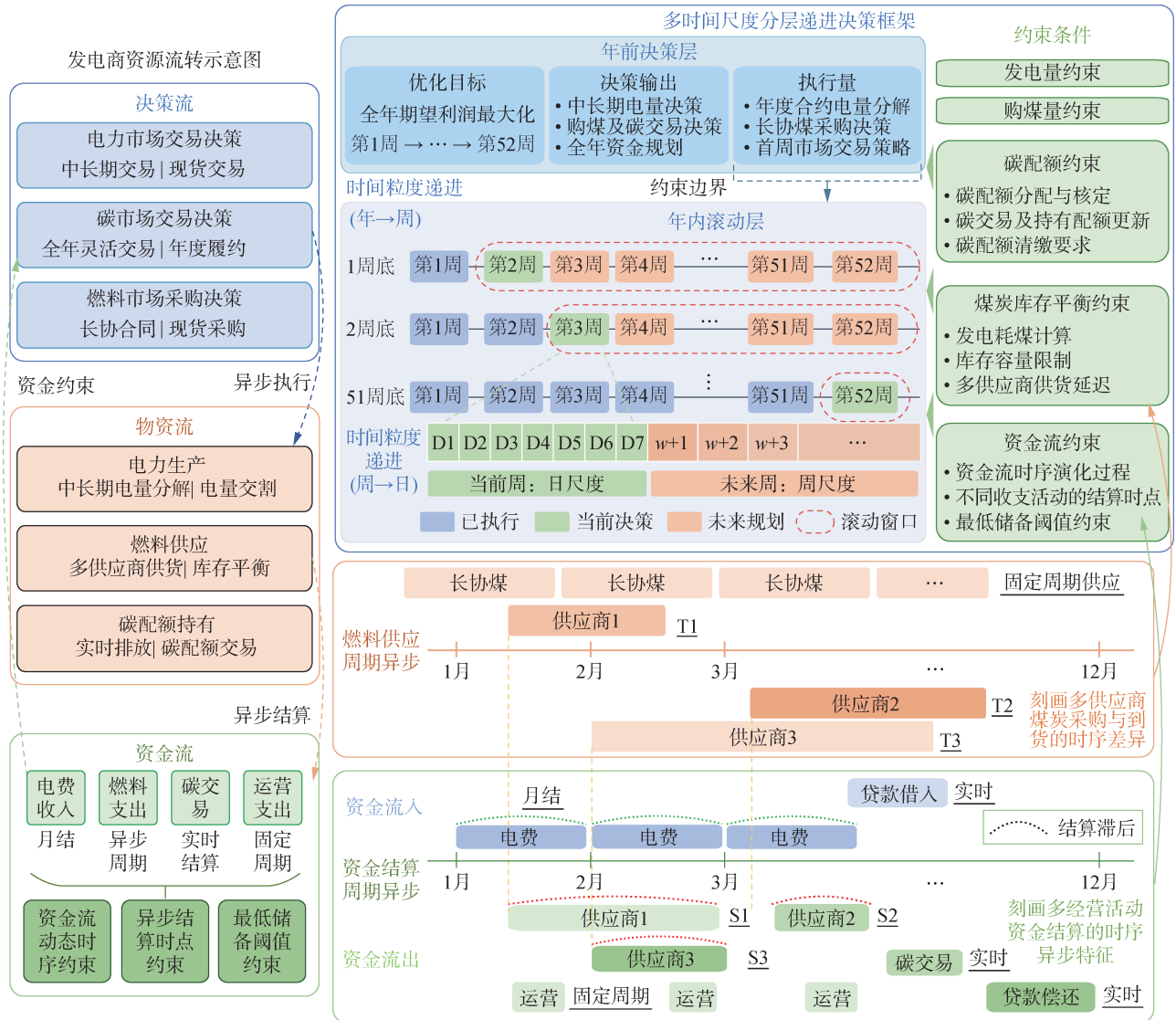


图1 多样化异步行为周期下发电商协同决策框架

Fig. 1 Collaborative decision-making framework for power generators under diversified asynchronous behavior cycles

先,周尺度决策能较好地衔接电量中长期规划和日尺度短期调整,相较于月度,现货市场的价格波动特征在周内显现更为明显。其次,周尺度与燃料供应的实际业务周期相匹配^[17],能较好地刻画多供应商燃料供应周期的异步性。同时,周尺度决策方便刻画资金结算的异步特征,相较于日尺度则避免了模型过度复杂化^[11,19]。在保持核心异步特征表达的前提下,若要考虑其他时间尺度,也可基于本文模型进行扩展,不影响本文核心方法的普适性。

2 发电商电-碳-燃料市场协同决策模型

2.1 年前决策优化模型

2.1.1 目标函数

年前决策以最大化发电商的全年综合收益为目标,目标函数为:

$$\max \Phi_1 = (R_w^{\text{elec}} - C_w^{\text{carbon}} - C_w^{\text{fuel}} - C_w^{\text{inventory}} - C_w^{\text{loan}}) \quad (1)$$

式中: w 为年内各周的索引, $w = 1, 2, \dots, 52$; R_w^{elec} 、 C_w^{carbon} 、 C_w^{fuel} 、 $C_w^{\text{inventory}}$ 、 C_w^{loan} 分别为第 w 周的发电收益、碳交易成本、燃料成本、库存成本、贷款利息支出成本。

1)“年-周”周期电力交易收益。

年前决策考虑的发电收益包括年度合约电量与周度竞价电量两部分。其中,年度合约电量在本决策层确定并分解至全年各周执行;周度竞价电量是基于全年预测电价制定的计划,仅执行首周决策结果,其余时段需通过年内滚动优化层动态调整。第 w 周实际发电产生的电费收入为:

$$R_w^{\text{elec}} = P^{\text{elec},y} \sum_{j=1}^J e_{j,w}^y + P_w^{\text{elec},s} \sum_{j=1}^J e_{j,w}^s \quad (2)$$

式中: $P^{\text{elec},y}$ 为年度合约电价,为固定值; $P_w^{\text{elec},s}$ 为第 w 周竞价市场预测电价; J 为燃煤机组数量; $e_{j,w}^y$ 为燃煤机组 j 的年度合约电量在第 w 周的分解量; $e_{j,w}^s$ 为燃煤机组 j 在第 w 周的竞价电量计划值。

2) 周度碳市场交易成本。

第 w 周进行碳配额交易产生的成本为:

$$C_w^{\text{carbon}} = P_w^{\text{carbon}} c_w \quad (3)$$

式中: P_w^{carbon} 为第 w 周碳配额预测价格; c_w 为第 w 周碳配额交易量, 为正值表示买入碳配额, 为负值表示卖出碳配额。

3) “年-周”周期燃料交易成本。

年前优化假设从单一供应商购煤, 第 w 周采购煤炭的成本为:

$$C_w^{\text{fuel}} = P^{\text{coal, long}} q_w^{\text{long}} + P_w^{\text{coal, spot}} q_w^{\text{spot}} \quad (4)$$

式中: $P^{\text{coal, long}}$ 为长协煤价格, 为固定值; $P_w^{\text{coal, spot}}$ 为第 w 周市场煤预测价格; q_w^{long} 、 q_w^{spot} 分别为第 w 周长协煤、市场煤的采购量。

4) 周度库存成本。

煤炭的库存成本主要包括存煤所占用资金的利息、储藏费用、煤质氧化损失和管理费用, 由于煤炭库存量可近似认为连续变化, 以某时段起始和结束时刻库存量的平均值计算本时段库存成本:

$$C_w^{\text{inventory}} = \frac{I_{w-1} + I_w}{2} P^{\text{inv}} \quad (5)$$

式中: I_{w-1} 、 I_w 分别为第 w 周起始时刻、结束时刻的库存量; P^{inv} 为单位库存成本。

5) 周度贷款利息支出成本。

假设发电商背负长期贷款, 同时可利用短期贷款优化资金状况, 也可以提前偿还部分贷款来降低未来的利息成本支出。贷款利息支出成本为:

$$C_w^{\text{loan}} = A_w^{\text{long}} u_{\text{long}} + A_w^{\text{short}} u_{\text{short}} \quad (6)$$

式中: A_w^{long} 、 A_w^{short} 分别为第 w 周长期贷款、短期贷款余额, 当 $w = 1$ 时, $A_1^{\text{short}} = 0$, $A_1^{\text{long}} = A_{\text{ini}}^{\text{long}}$, $A_{\text{ini}}^{\text{long}}$ 为长期贷款余额初始值; u_{long} 、 u_{short} 分别为长期贷款、短期贷款周利率。

2.1.2 约束条件

1) “年-周”周期发电量约束。

$$e_{j,w}^y + e_{j,w}^s \leq e_{j,w}^{\text{max}} \quad (7)$$

$$aE_{\text{pre}} \leq \sum_{w=1}^{52} \sum_{j=1}^J e_{j,w}^y \quad (8)$$

式中: $e_{j,w}^{\text{max}}$ 为燃煤机组 j 第 w 周的计划发电量上限, 根据机组出力能力、检修计划等工程实际情况确定^[6,10]; a 为年度合约签约电量占中长期签约总电量的最小比例系数; E_{pre} 为上一年度总发电量。

式(8)表示年度合约总电量约束, 按相关政策要求, 燃煤发电企业年度合约签约电量不低于上一年实际发电量的80%^[22], 故 a 取80%。

2) 周度购煤量约束。

$$q_{\text{min}}^{\text{long}} \leq q_w^{\text{long}} \leq q_{\text{max}}^{\text{long}} \quad (9)$$

$$0 \leq q_w^{\text{spot}} \leq q_{\text{max}}^{\text{spot}} \quad (10)$$

式中: $q_{\text{min}}^{\text{long}}$ 、 $q_{\text{max}}^{\text{long}}$ 分别为长协煤每周最小、最大购买量, 根据长协煤签订的合同条款要求确定; $q_{\text{max}}^{\text{spot}}$ 为市场煤每周最大购买量, 根据电厂卸煤能力、运输条件、市场供应商供给水平等实际情况确定^[8,23]。

3) 周度煤炭库存平衡约束。

煤炭库存平衡约束显式处理煤炭采购与消耗的异步性, 本期煤炭库存等于上期末煤炭库存加上本期购煤量, 再减去本期发电耗煤量, 表达式为:

$$I_0 = I_{\text{ini}} \quad (11)$$

$$I_w = I_{w-1} + q_w^{\text{long}} + q_w^{\text{spot}} - U_w \quad (12)$$

$$U_w = \sum_{j=1}^J u_j (e_{j,w}^y + e_{j,w}^s) \quad (13)$$

$$I_{\text{min}} \leq I_w \leq I_{\text{max}} \quad (14)$$

式中: I_{ini} 为初始煤炭库存; U_w 为第 w 周消耗的标煤量; u_j 为燃煤机组 j 的发电标准煤耗率; I_{min} 、 I_{max} 分别为最小、最大煤炭库存量。

式(14)表示库存量约束, 为保证电厂连续发电, 需设定最小安全库存量, 而煤炭仓库容量决定了库存量上限^[6,8]。

4) 碳配额约束。

按照相关政策要求, 初始碳配额采用基准线法免费分配, 包括预分配及最终核定2个阶段^[24], 年初按机组上一年度供电量的一定比例预分配碳配额, 在年末完成本年度碳排放核查后, 按本年度实际供电量核定最终碳配额, 分别为:

$$D_{\text{pre}} = a_c K_c E_{\text{pre}} \quad (15)$$

$$D_{\text{final}} = K_c \sum_{w=1}^{52} \sum_{j=1}^J (e_{j,w}^y + e_{j,w}^s) \quad (16)$$

式中: D_{pre} 、 D_{final} 分别为预分配、最终核定碳配额; a_c 为预分配比例; K_c 为碳排放基准值。

发电商可以通过在碳市场交易改变自身持有碳配额, 其持有碳配额更新为:

$$D_w = D_{w-1} + c_w \quad (17)$$

$$c_{\text{min}} \leq |c_w| \leq \delta D_{\text{pre}} \quad (18)$$

式中: D_w 为第 w 周周底持有的碳配额, 当 $w = 1$ 时, 有 $D_1 = D_{\text{pre}} + c_1$; c_{min} 为交易机构规定的碳配额最小交易量; δ 为碳配额交易上限系数。

式(18)表示碳交易量约束, 如果第 w 周决策买卖碳配额 ($c_w \neq 0$) 则需满足此约束, 基于市场总规模和流动性需求, 设置碳交易量上限与发电商初始碳配额挂钩^[10]。

在碳市场履约期结束进行碳配额清缴时, 发电商所持有的碳配额应当覆盖其发电所产生的碳排放总量, 其中, 发电商所持有的碳配额包括政府分配的

碳配额与碳市场交易量。

$$\sum_{w=1}^{52} \sum_{j=1}^J \lambda_j (e_{j,w}^y + e_{j,w}^s) \leq D_{\text{final}} + \sum_{w=1}^{52} c_w \quad (19)$$

式中： λ_j 为燃煤机组 j 的碳排放强度系数。

5) 考虑异步资金结算周期的资金流约束。

$$A_w^{\text{cash}} = (1 + u_{\text{cash}})A_{w-1}^{\text{cash}} + \sum_{d' \in \Omega_{e,w}} R_{d'}^{\text{elec}} - \sum_{d' \in \Omega_{f,w}} C_{d'}^{\text{fuel}} - C_w^{\text{carbon}} + L_w^{\text{borrow, short}} - L_w^{\text{repay, short}} - L_w^{\text{repay, long}} - \sum_{d' \in \Omega_{0,w}} (C_{d'}^{\text{inventory}} + O_{d'}) \quad (20)$$

$$A_w^{\text{cash}} \geq A_{\min}^{\text{cash}} \quad (21)$$

式中： A_w^{cash} 为第 w 周周底资金储备，其中 $A_0^{\text{cash}} = A_{\text{ini}}^{\text{cash}}$ ， $A_{\text{ini}}^{\text{cash}}$ 为资金储备初始值； u_{cash} 为现金存款的周利率； O_w 为第 w 周日常运营支出，包括员工工资、设备运维费用等相对固定的周期性支出，设为固定值； $L_w^{\text{borrow, short}}$ 、 $L_w^{\text{repay, short}}$ 分别为第 w 周短期贷款借入、偿还金额； $L_w^{\text{repay, long}}$ 为第 w 周长期贷款偿还金额； A_{\min}^{cash} 为资金储备最低阈值。

式(20)刻画各经营活动的资金异步结算特征，对于电费收入延迟结算，用 $\Omega_{e,w}$ 表示在第 w 周收到电费的结算日期集合，表明上月的发电收益 $\sum_{d' \in \Omega_{e,w}} R_{d'}^{\text{elec}}$ 在第 w 周结算到账；对于燃料采购，用 $\Omega_{f,w}$ 表示在第 w 周支付燃料费用的结算日期集合，该时段内采购燃料的总费用 $\sum_{d' \in \Omega_{f,w}} C_{d'}^{\text{fuel}}$ 在第 w 周支付；对于碳交易采用实时结算机制，交易成本 C_w^{carbon} 在当周直接计入资金流；对于融资活动，贷款借偿即时影响资金储备；对于运营结算，用 $\Omega_{0,w}$ 表示在第 w 周支付日常运营支出和库存管理成本的结算日期集合，该时段内的运营总费用 $\sum_{d' \in \Omega_{0,w}} (C_{d'}^{\text{inventory}} + O_{d'})$ 在第 w 周支付。

长短期贷款约束包括余额动态更新、借偿限额约束，其中短期贷款的最低还款额是每个时段需要偿还的利息和本金之和，通常根据贷款合同中的摊销计划（如等额本息、等额本金）计算，本模型采用等额本息还款法计算短期贷款最低还款额；长期贷款的最低还款额按合同要求设置，取固定值。

$$A_w^{\text{short}} = (1 + u_{\text{short}})A_{w-1}^{\text{short}} + L_w^{\text{borrow, short}} - L_w^{\text{repay, short}} \quad (22)$$

$$A_{w-1}^{\text{short}} + L_w^{\text{borrow, short}} \leq A_{\text{max}}^{\text{short}} \quad (23)$$

$$L_{\min}^{\text{repay, short}} = A_w^{\text{short}} u_{\text{short}} \frac{(1 + u_{\text{short}})^{W_{\text{short}}}}{(1 + u_{\text{short}})^{W_{\text{short}}} - 1} \quad (24)$$

$$L_{\min}^{\text{repay, short}} \leq L_w^{\text{repay, short}} \leq \min(A_w^{\text{cash}}, A_w^{\text{short}}) \quad (25)$$

$$A_w^{\text{long}} = (1 + u_{\text{long}})A_{w-1}^{\text{long}} - L_w^{\text{repay, long}} \quad (26)$$

$$L_{\min}^{\text{repay, long}} \leq L_w^{\text{repay, long}} \leq \min(A_w^{\text{cash}}, A_w^{\text{long}}) \quad (27)$$

式中： $A_{\text{max}}^{\text{short}}$ 为短期贷款最大持有额度； $L_{\min}^{\text{repay, short}}$ 、 $L_{\min}^{\text{repay, long}}$ 分别为短期、长期贷款最低还款额； W_{short} 为借款合同

还款期限的总周数。

式(22)、(26)表示贷款余额动态更新；式(23)为短期贷款借入总额限制。

2.2 年内滚动优化模型

2.2.1 目标函数

年内滚动优化模型决策第2周至第52周的交易计划，在第 t 周($t \geq 2$)之前，结合最新市场预测信息，以剩余决策时段内期望收益最优为目标，决策第 t 周至第52周的交易计划，仅实施第 t 周决策结果。第 t 周滚动优化决策的目标函数为：

$$\max \Phi_2 = \sum_{w=t}^{52} (R_w^{\text{elec}} - C_w^{\text{carbon}} - C_w^{\text{fuel}} - C_w^{\text{inventory}} - C_w^{\text{loan}}) \quad (28)$$

碳市场交易成本、库存成本、贷款利息支出成本参考式(3)、(5)、(6)，本节不再赘述。

1) “周-日”周期电力交易收益。

对于滚动窗口第1周即当前周($w = t$)的发电收益计算细化到周内7天，参考广东电力市场结算规则，基于日前市场偏差结算机制决策周内每日的现货电量和周竞价电量分解量。现货电量即为发电商的实际执行电量，其与中长期电量（年度合约分解量与周度竞价电量）的偏差部分按现货电价进行偏差结算^[18]，反映电力市场“中长期+现货”交易机制下发电商对中长期电量计划的实时调整。其中，当前周年度合约电量由年前优化决策得出，按照合约执行计划分解到周内每日，不失一般性，此处采用平均分配方式进行分解。

需要说明的是，在实际电力市场运营中，中长期电量的分解通常采用市场主体自定义分解曲线或交易中心发布的典型分解曲线^[18]，需要考虑电网负荷变化等特征。本文采用的平均分配方式可视为一种自定义曲线分解策略，曲线分解的具体策略对异步特征建模的本质影响有限，在实际应用中，该分解策略可根据具体市场规则和企业策略进行调整，不影响本文所提方法的适用性。

$$R_t^{\text{elec}} = \sum_{j=1}^J (P^{\text{elec, y}} \sum_{d=1}^7 e_{j,t,d}^{y*} + P_t^{\text{elec, s}} \sum_{d=1}^7 e_{j,t,d}^s) + D_t^{\text{spot}} \quad (29)$$

$$e_{j,t}^{y*} = \sum_{d=1}^7 e_{j,t,d}^{y*} \quad (30)$$

$$D_t^{\text{spot}} = \sum_{j=1}^J \sum_{d=1}^7 P^{\text{elec, day}} [e_{j,t,d}^{\text{day}} - (e_{j,t,d}^{y*} + e_{j,t,d}^s)] \quad (31)$$

式中： d 为日索引， $d = 1, 2, \dots, 7$ ； $e_{j,t,d}^s$ 、 $e_{j,t,d}^{\text{day}}$ 分别为燃煤机组 j 在第 t 周第 d 天的周竞价电量分解量、现货电量； D_t^{spot} 为当前周($w = t$)的日前市场偏差结算项，以现货电价结算； $e_{j,t}^{y*}$ 为年前优化模型决策得出的燃煤机组 j 年度合约电量在第 t 周的分解量，为已知量；

$P_{t,d}^{\text{elec, day}}$ 为第 t 周第 d 天的现货电价。

对于滚动窗口除当前周外的剩余决策时段,即未来周($w > t$)的发电收益计算仍取周尺度:

$$R_w^{\text{elec}} = P_w^{\text{elec, y}} \sum_{j=1}^J e_{j,w}^{y*} + P_w^{\text{elec, s}} \sum_{j=1}^J e_{j,w}^s + P_w^{\text{elec, day, avg}} \left(\sum_{j=1}^J e_{j,w}^{\text{day}} - e_{j,w}^{y*} - e_{j,w}^s \right) \quad (32)$$

式中: $e_{j,w}^s, e_{j,w}^{\text{day}}$ 分别为燃煤机组 j 在第 w 周的竞价电量、周现货电量总量; $P_w^{\text{elec, day, avg}}$ 为第 w 周现货平均价格。

2) 周度燃料交易成本。

年前优化决策已确定各周长协煤采购量,年内滚动优化假设从多个供应商采购市场煤,并在库存平衡约束、资金流约束中考虑多供应商差异化燃料供应周期、付款周期的影响。燃料成本为:

$$C_w^{\text{fuel}} = P_w^{\text{coal, long}} q_w^{\text{long}*} + \sum_{i \in I} P_{i,w}^{\text{coal, spot}} q_{i,w}^{\text{spot}} \quad (33)$$

式中: $q_w^{\text{long}*}$ 为年前优化决策出的长协煤采购在第 w 周的分解量,为已知量; i 为供应商索引; $P_{i,w}^{\text{coal, spot}}$ 为供应商 i 在第 w 周的煤炭价格; $q_{i,w}^{\text{spot}}$ 为在第 w 周向供应商 i 购买的市场煤量。

2.2.2 约束条件

年内滚动优化模型的约束条件在结构上与年前决策模型相似,但需要考虑已执行决策的影响和时间尺度的变化,约束条件包括:

1) “周-日”周期发电量约束。

对于当前周($w = t$),需满足每日发电量约束:

$$e_{j,t,d}^{y*} + e_{j,t,d}^s \leq e_{j,t,d}^{\text{max}} \quad (34)$$

$$e_{j,t,d}^{\text{day}} \leq e_{j,t,d}^{\text{max}} \quad (35)$$

式中: $e_{j,t,d}^{\text{max}}$ 为燃煤机组 j 第 t 周第 d 天发电量上限。

对于未来周($w > t$),需满足周发电量约束:

$$e_{j,w}^{y*} + e_{j,w}^s \leq e_{j,w}^{\text{max}} \quad (36)$$

$$e_{j,w}^{\text{day}} \leq e_{j,w}^{\text{max}} \quad (37)$$

2) 周度购煤量约束。

$$0 \leq q_{i,w}^{\text{spot}} \leq q_{i,w}^{\text{spot, max}} \quad (38)$$

式中: $q_{i,w}^{\text{spot, max}}$ 为供应商 i 市场煤每周最大购买量。

3) 考虑异步供应周期的煤炭库存平衡约束。

考虑市场煤多供应商情况下的到货延迟,库存平衡约束准确刻画不同供应商的燃料供应周期异步,其中发电煤耗针对当前周和未来周分别计算。

$$I_1 = I_{\text{ini}} + q_1^{\text{long}*} + q_{1,1}^{\text{spot}*} - U_1^* \quad (39)$$

$$I_w = I_{w-1} - U_w + q_w^{\text{long}*} + \sum_{i \in I} \sum_{w'} q_{i,w'}^{\text{spot}} \cdot \delta(w, w' + \tau_i^{\text{delivery}}) \quad (40)$$

$$U_t = \sum_{j=1}^J \sum_{d=1}^7 u_j e_{j,t,d}^{\text{day}} \quad (41)$$

$$U_w = \sum_{j=1}^J u_j e_{j,w}^{\text{day}} \quad (42)$$

式中: $q_1^{\text{long}*}, q_{1,1}^{\text{spot}*}, U_1^*$ 分别为第1周的长协煤分解量、市场煤购买量、发电煤耗量,取年前决策在第1周的优化结果。考虑煤炭到货延迟且不同供应商的供货时间不一致,设置指示函数 $\delta(w, w' + \tau_i^{\text{delivery}})$, τ_i^{delivery} 表示供应商 i 的供货周期,当 $w = w' + \tau_i^{\text{delivery}}$ 时取值为1,否则为0,表示在 w' 周向供应商 i 订购的煤炭在 $w' + \tau_i^{\text{delivery}}$ 周到货。

式(41)、(42)分别表示当前周($w = t$)、未来周($w > t$)的发电煤耗。库存量约束参考式(14),此处不再赘述。

4) 碳配额约束。

持有碳配额更新、碳交易量约束见式(17)、(18),不再赘述,其中当 $w = 1$ 时, $D_1 = D_{\text{pre}} + c_1^*$, 其中 c_1^* 为第1周的碳配额交易量,取年前决策在第1周的碳交易优化结果。

碳配额清缴须考虑已执行部分的实际排放和剩余履约期的预期排放,计算式为:

$$E_r = \sum_{j=1}^J \sum_{T=1}^7 \sum_{d=1}^7 e_{j,T,d}^{\text{day}} + \sum_{j=1}^J \sum_{d=1}^7 e_{j,T,d}^{\text{day}} + \sum_{j=1}^J \sum_{w=t}^{52} e_{j,w}^{\text{day}} \quad (43)$$

$$\lambda_j E_r \leq K_c E_r + \sum_{w=1}^{52} c_w \quad (44)$$

式中: E_r 为本年度实际发电量; $e_{j,T,d}^{\text{day}}$ 为燃煤机组 j 在已执行周($T < t$)第 d 天的现货电量。

式(43)计算发电商本年度实际发电量,其中第一项表示已执行周(第1周至第 $t-1$ 周)的现货电量总和,第二项表示当前周(第 t 周)的计划现货电量总和,第三项表示未来周(第 $t+1$ 周至第52周)的计划现货电量总和。式(44)确保发电商在履约期结束时持有的碳配额总量不少于其发电产生的碳排放总量。

5) 考虑异步资金结算周期的资金流约束。

$$A_w^{\text{cash}} = (1 + u_{\text{cash}}) A_{w-1}^{\text{cash}} + \sum_{d' \in \Omega_{k,w}} R_{d'}^{\text{elec, spot}} - \sum_{d' \in \Omega_{k,w}} P_{d'}^{\text{coal, long}} q_{d'}^{\text{long}*} - \sum_{i \in I} \sum_{w'} P_{i,w'}^{\text{coal, spot}} q_{i,w'}^{\text{spot}} \delta(w, w' + \tau_i^{\text{pay}}) - C_w^{\text{carbon}} + L_w^{\text{borrow, short}} - L_w^{\text{repay, short}} - L_w^{\text{repay, long}} - \sum_{d' \in \Omega_{0,w}} (C_{d'}^{\text{inventory}} + O_{d'}) \quad (45)$$

式中:当 $w = 1$ 时, $L_1^{\text{borrow, short}*}, L_1^{\text{repay, short}*}, L_1^{\text{repay, long}*}$ 分别为第1周的短期贷款借入金额、短期贷款偿还金额、长期贷款偿还金额,取年前决策在第1周的优化结果。考虑到多供应商要求的付款周期不一致,设置指示函数 $\delta(w, w' + \tau_i^{\text{pay}})$, τ_i^{pay} 表示供应商 i 的付款周期,当 $w = w' + \tau_i^{\text{pay}}$ 时取值为1,否则为0,表示在 w' 周向供应商 i 订购的煤炭需要在 $w' + \tau_i^{\text{pay}}$ 周支付购煤费用。

资金储备阈值约束、贷款约束参考式(21)–(27),此处不再赘述。

2.3 基于 CVaR 的多市场协同决策模型

在实际市场运行中,发电商面临着电价、煤价、碳配额价格等多种不确定因素^[15,25]。为有效量化和管理风险,本文引入 CVaR 作为风险度量工具,构建包含风险评估的发电商多市场协同决策模型。

对于给定的置信度 $\alpha \in (0, 1)$, 风险价值 (value at risk, VaR) 表示损失分布的 $1 - \alpha$ 分位数, 而 CVaR 表示损失超过 VaR 值时的条件期望^[26-27]。本文决策目标是最大化收益, 故采用收益函数的负 CVaR 作为风险度量, 并基于场景方法处理随机问题, 以计及发电商期望利润与风险的综合效益最优为决策目标^[10,28-30], 目标函数为:

$$\max L_1 = (1 - \eta) \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N \Phi_{1(n)} + \eta F_\beta \quad (46)$$

式中: $\eta \in [0, 1]$ 为风险规避系数, 反映决策者对风险的规避程度, η 值越大, 表示决策者越厌恶风险, 越注重保证低收益情况下的期望表现, 反之表示更偏好高收益, 愿意承担更大风险; N 为场景总数, 每个场景代表一种随机量向量组合, 本模型考虑的随机量包括周度竞价电价、现货电价、市场煤价格、碳配额价格; $\Phi_{1(n)}$ 为场景 n 下的总利润; F_β 为 CVaR, 表征发电商利润风险。

对于模型中包含的非线性项, 如 CVaR 计算中的最大值函数, 采用引入辅助变量的线性化处理方法进行转化, 可使用商业优化求解器 (如 CPLEX、Gurobi 等) 进行求解。引入松弛辅助变量 m_n , 构造 CVaR 相关约束如下:

$$F_\beta = \alpha - \frac{1}{N(1 - \beta)} \sum_{n=1}^N m_n \quad (47)$$

$$m_n \geq \alpha - \Phi_{1(n)}, \forall n = 1, 2, \dots, N \quad (48)$$

$$m_n \geq 0, \forall n = 1, 2, \dots, N \quad (49)$$

式中: α 表示 VaR 值, 为优化变量; β 为置信水平。

模型求解流程如附录 A 图 A1 所示, 通过场景生成技术将多市场价格不确定性转化为离散情景, 基于 CVaR 理论计算各场景下的风险, 构建包含期望利润和风险的目标函数, 实现利润与风险的权衡。

3 算例分析

本算例研究的发电企业包含 2 台燃煤机组, 容量分别为 640、600 MW, 发电标准煤耗率均为 0.305 t/MWh, 碳排放强度系数均为 0.9 t/MWh。年度合约电价为 0.5 元/kWh, 碳排放基准值为 0.85 t/MWh。煤炭库存上、下限值分别为 20 万 t 和 6 万 t, 初始库存给定为 11 万 t, 单位库存费用为 0.02 元/kg。年度长协合同标煤价格为 725 元/t, 长协煤与现货市场煤每周

最大购买量为 8 万 t。资金储备初始值为 3000 万元, 资金储备最低阈值设置为 2000 万元, 月度日常经营成本为 528 万元, 现金存款的周利率取 0.04%, 长期贷款余额初始值为 20 亿元, 长期与短期贷款周利率分别为 0.085%、0.110%, 长期贷款的每周最低还款额设置为 20 万元, 短期贷款最大额度为 1 亿元, 设置日常运营和库存管理成本的结算日期为每月最后一周。假定从 3 个供应商购买市场煤, 供应商 1 (高价、供应周期短、付款周期长)、供应商 2 (中等价格、供应周期中等、付款周期中等)、供应商 3 (低价, 供应周期长, 付款周期短) 的供应周期分别为 1 周、2 周、3 周, 付款周期分别为 3 周、2 周、1 周。

碳配额价格参考全国碳排放权交易市场价格数据, 煤炭市场价格参考国内动力煤 (Q5500K) 价格数据, 电力市场价格参考广东电力市场发电侧价格数据^[31-32], 各市场价格基本预测曲线如附录 A 图 A2 所示, 并基于随机抽样叠加偏差生成场景样本。

3.1 多市场决策结果分析

3.1.1 多交易周期电量及碳交易决策分析

取置信水平为 0.95、风险规避系数为 0.5 进行协同决策, 发电决策结果如图 2 所示。图 2(a) 展示了全年发电决策的部分结果, 全年结果如附录 A 图 A3 所示。发电商优先将发电空间用于年度合同签约电量比例达标, 再根据市场价格预测协调中长期电量分配与日现货电量的组合决策, 当周度竞价预测价格较高 (25~30 周) 时, 选择签订较少年度合约电量, 保留更多发电空间用于周度竞价市场获利。当预测现货电价较高 (12~14 周) 时, 则减少中长期电量分配, 通过现货市场补充发电量获取边际收益。

图 2(b)、2(c) 展示了周内每日发电决策细节。以第 3 周为例, 周四和周日现货价格较低, 则将发电空间留给周度竞价, 周二和周五现货价格较高则主要通过现货市场发电获益, 说明模型能根据现货电价波动调整策略, 具备短时间尺度的决策灵活性。第 22 周决策显示现货实际发电量低于中长期电量安排, 结合煤炭库存曲线分析可知, 该时段库存量偏低而燃煤到货存在延迟, 存在库存告急风险, 考虑到该周现货电价较低, 偏差结算惩罚相对较小, 故选择承担偏差结算损失以确保燃料供应安全。发电决策体现了模型对多市场交易决策周期异步性的有效应对, 通过协调年度合约、周度竞价和日现货等不同时间尺度的电量分配, 实现了跨周期决策优化。

碳配额交易如附录 A 图 A4 所示, 交易策略与价格波动、发电碳排放预期等因素有关。碳配额买入集中在第 10 周前的碳价相对低谷期, 通过提前购入

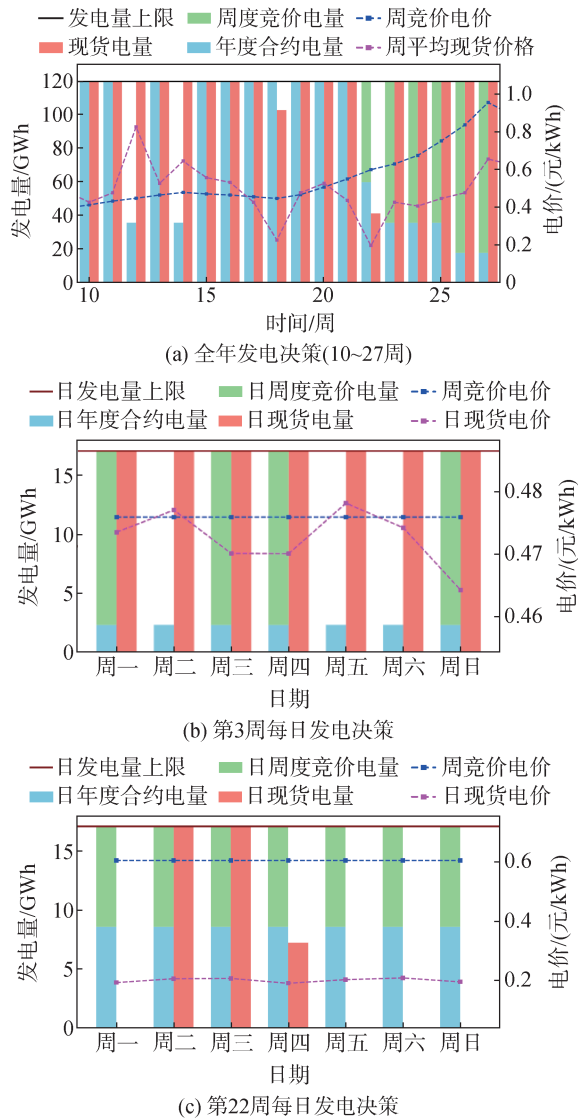


图2 发电决策结果
Fig. 2 Power generation decision results

低价碳配额能降低整体碳成本。碳配额交易分布于多个时段,交易量随市场价格波动而变化,避免集中买卖,以减少价格波动与过度投机带来的风险。

3.1.2 燃料供应周期异步下的燃料采购分析

图3展示了全年购煤量与煤炭库存曲线,模型通过长协煤和市场煤的复合采购策略实现成本控制。在市场煤价格较高时,如39~45周减少市场煤采购,主要采购长协煤;7~11周减少市场采购,主要利用库存煤满足发电需求,说明模型可利用存煤调节和市场择机购煤有效管控购煤成本。

模型对市场煤供应商的选择受煤价与库存水平影响,体现了燃料供应周期异步的影响。在煤价差异驱动下,供应商3的低价优势使其在全年采购占比最高,达44.21%。不同库存水平下各供应商采购占比如附录A图A5所示,库存水平较高(8.4万~10.8万t)时倾向于采购价格最低的供应商3(占比60.4%),库

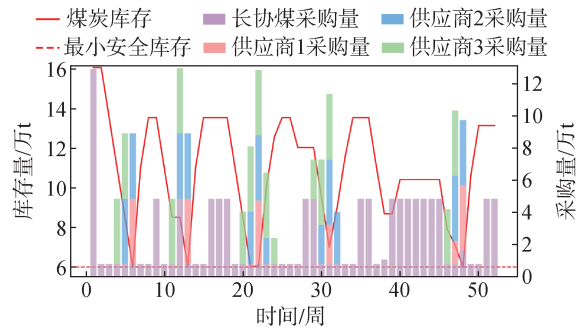


图3 全年购煤量与煤炭库存曲线

Fig. 3 Annual coal purchase and coal inventory curve

存水平较低(6.0万~6.3万t)时主要从供应商1、2采购(占比分别为36.9%、44.6%),其价格高但到货时间短。可以看出在库存水平驱动下,当库存充足时,发电商优先考虑价格因素以降低采购成本;随着库存下降,侧重考虑供应周期因素,供应商1的采购比例逐渐上升;当库存偏低甚至接近安全下限时,则优先考虑到货时间短的供应商以保障供应安全。

图4展示了部分时段“购煤-实际到货-库存”的详情,在第21~22周库存接近安全下限时,及时从供应商1、2(到货时间短)采购煤炭快速补充库存,而在第23、29周库存充足时转向从价格更低的供应商3采购,为后续发电需求提前储备。可以看出模型能够处理不同供应商到货时间差异,通过规划采购决策确保煤炭及时到货满足发电需求,保证燃料供应链的经济性和安全性。

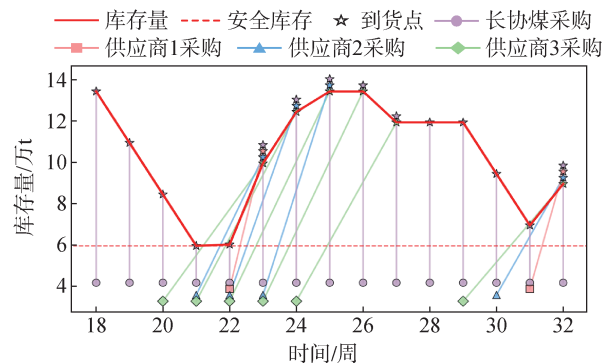


图4 第18~32周“购煤-实际到货-库存”细节

Fig. 4 Details of “coal purchase - actual arrival - inventory” for weeks 18-32

3.1.3 资金结算周期异步下的资金流管理分析

全年资金流状况如图5所示。图5(a)展示了发电商各项经营活动的收支情况,图5(b)结合收支结算时点展示资金储备。资金储备呈现周期性波动,峰值通常出现在电力收入结算时期(如第9、13周),谷值则出现在大额燃料成本支出、贷款偿还前后(如第10~12周),各项收支活动异步结算是导致资金流波动的根本原因。附录A图A6显示贷款管理策略,

发电商在资金储备较低或即将面临大额支出的时期有贷款需求,如第 12 周处于资金低谷期,未到电力收入结算期却面临燃料、运营成本等支出,则借入短期贷款缓解资金压力,并在第 13 周电费到账后及时偿还;资金若有盈余则提前偿还部分长期贷款以降低未来利息负担,故利息呈下降趋势。

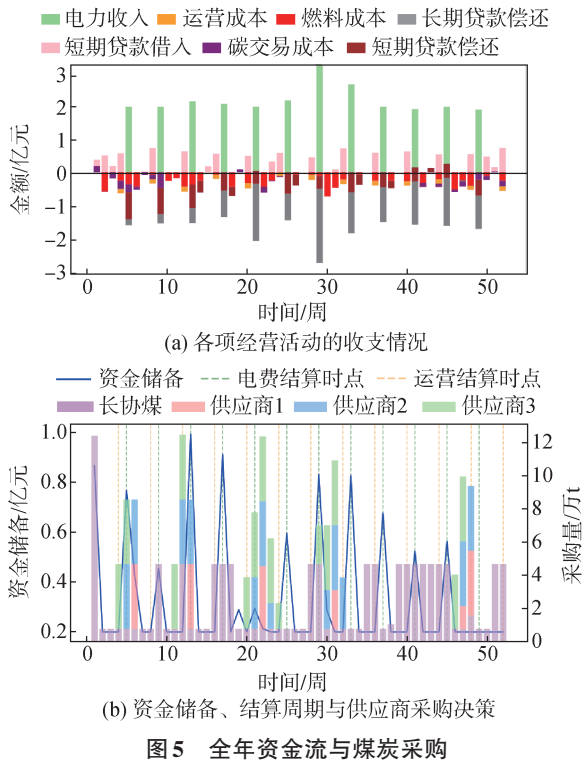


图 5 全年资金流与煤炭采购
Fig. 5 Annual capital flow and coal procurement

图 5(b)显示多供应商结算周期的差异化直接影响资金储备水平,如第 6 周,低库存水平驱动发电商增加采购到货快但价格高的供应商 1,此时资金储备正处低谷,若购煤费用全在本周结算会造成较大压力,而供应商 1 的三周结算账期使本周近 4 万 t 煤款延迟至第 9 周支付,缓解了短期资金压力,而第 9 周恰好处于电费收入到账期,可利用即时到账资金完成支付,同步减少对短期贷款依赖。

3.2 多样化异步周期建模对比分析

为验证本文所提模型的有效性,设置 3 种对比模

型进行分析。

模型 1:传统静态决策方式,根据年前预测价格制定全年交易计划,不进行年内滚动优化调整,并缺乏日尺度的现货发电决策。

模型 2:各供应商供应燃料无延迟,忽略燃料供应周期及其异步性。

模型 3:假设所有经营活动实时结算,忽略资金结算周期的异步性。

各模型的决策结果对比见表 1。

对于模型 1,本文方法的总利润比静态决策高 7 812.00 万元,经济效益提升 5.10%。在发电决策方面,静态决策模型将发电空间全部用于中长期市场,未考虑现货发电决策,不能结合现货电价调整发电策略,而本文模型能有效捕捉短时间尺度的价格波动机遇,在现货电价高峰期安排更多现货发电空间,单位电量收益更高,总电力收入比静态决策高 6 638.53 万元。在燃煤采购方面,多时间尺度框架的年内滚动优化能够根据最新煤价信息调整市场煤采购策略,当实际市场条件偏离年前预测时,在煤价低谷期增加市场煤采购,且能利用多供应商价格和供应周期差异特征,通过择时采购策略实现了更低的采购成本,总燃料成本比静态决策低 1 953.52 万元。分析表明,静态决策模型缺乏动态市场适应性,不能有效捕捉价格波动机遇,验证了本文所提多时间尺度分层决策框架的有效性,具备对市场变化的响应和短期决策灵活性,在增加电力收入的同时有效控制燃料成本,提升了经济效益。

模型 2 决策结果显示,忽略多供应商燃料供应周期异步的情况下,购煤决策主要受煤价差异驱动,市场煤全部采购自价格最低的供应商 3,燃料成本大幅下降,理论利润提升。然而,将此购煤策略置于燃料供应周期异步环境下进行库存轨迹模拟,即按照燃料实际到货延迟规则(如供应商 3 采购后延迟 3 周到货)重新计算每周库存,结果如图 6 所示,实际库存与预期轨迹存在显著偏差,存在严重的库存风险。仿真结果表明,全年有 23 周的库存水平跌破 6 万 t 的安

表 1 各模型决策结果对比

Table 1 Comparison of decision results among various models

模型	现货电量 合计/MWh	中长期市场 电量合计/ MWh	偏差电量 合计/ MWh	长协煤总 采购量/t	市场煤总 采购量/t	总电力 收入/万元	总燃料 成本/万元	总碳交易 成本/ 万元	总运营成 本/万元	总贷款 利息/万 元	总利润/ 万元
原模型	6 056 211.77	5 959 863.15	96 348.62	972 248.91	879 301.10	321 077.76	138 064.51	-2 769.53	17 743.71	7 110.57	160 928.51
1		6 015 535.60		972 248.91	866 865.32	314 439.23	140 018.03	-3 240.30	17 900.78	6 643.86	153 116.86
2	6 051 730.15	5 955 832.38	94 655.13	923 840.65	879 022.80	320 839.60	134 346.84	-2 769.53	16 802.01	7 171.49	165 288.79
3	6 060 951.86	5 972 480.46	87 720.70	973 862.40	879 524.38	320 803.96	137 643.55	-2 901.81	17 533.03	6 253.66	162 275.53

全库存线,违规比例达 44.2%,如第 11~17 周、第 46~52 周等时段,库存最低值仅为 38 490 t,相较安全库存线形成 21 510 t 的缺口。这是由于供应商 3 实际具有 3 周的到货延迟,而模型 2 忽略了燃料供应周期,导致库存补充滞后于实际需求,形成库存缺口。库存跌破安全线将导致高成本的紧急采购,抵消理论利润优势,甚至引发生产中断风险,在实际运营中不具备可行性。相比之下,本文模型能有效保障库存安全,验证了考虑燃料供应周期异步的必要性和实用价值。

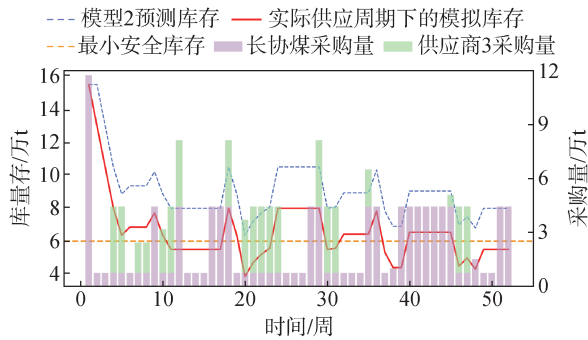


图 6 模型 2 在实际供应周期下的库存模拟对比

Fig. 6 Comparison of inventory simulation for model 2 under actual supply cycle

模型 3 的多市场决策与总体经济指标与原模型相近,但其忽略各收支活动资金结算周期的异步性,在现实运营中可能导致决策失效甚至引发资金链断裂风险。附录 A 图 A7 展示了模型 3 的收支情况,例如第 28 周,在实时结算假设下,本周电费即时到账可用于支付大额燃料费用,甚至有盈余用于偿还部分长期贷款。然而现实“日清月结”电费结算模式下,该周处于电费结算前的资金紧张期,此决策可能导致资金跌破安全阈值。模型 3 在实际资金结算周期下的资金储备对比如图 7 所示。图 7 的资金储备对比验证了这一风险,实时结算假设下的资金流曲线相对平稳,并未跌破安全阈值,然而将该决策方案置于资金结算周期异步环境下模拟资金收支,即按照电费月结、多供应商差异化付款周期等实际结算规

则重新计算每周资金流,可以看出真实资金储备呈现剧烈波动,在全年中有 25 周跌破 2000 万元安全阈值,例如第 28 周,异步结算模拟下的资金储备降至 -1.69 亿元,最大资金缺口高达 1.89 亿元,面临严重的资金链断裂风险。这验证了考虑异步结算机制的必要性,本文模型通过整合电费月结制度、多供应商差异化付款周期等异步结算机制,构建了更符合实际的资金流动态约束体系,为企业运营提供更具实用价值的决策支持。

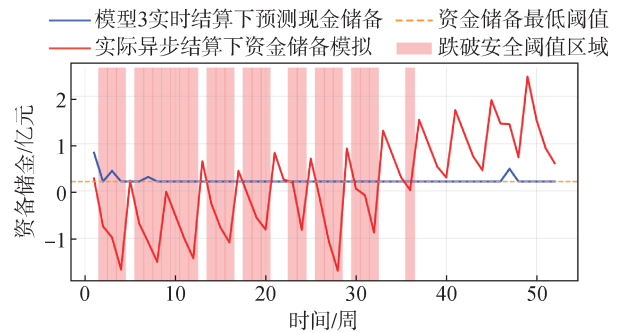


图 7 模型 3 在实际资金结算周期下的资金储备对比

Fig. 7 Comparison of fund reserves in model 3 under actual fund settlement cycle

3.3 不同运行场景下的决策分析

为分析发电商风险偏好对多市场决策的影响,固定置信水平为 0.95,调整风险规避系数,决策结果见表 2。

随着风险规避系数增加,CVaR 逐渐上升,期望利润呈现下降趋势,趋于牺牲部分收益以换取更低的风险暴露。例如在电量决策方面,现货实际发电量保持稳定,周尺度竞价电量明显增加,中长期市场电量提升,故偏差电量减少;在燃料采购方面,长协煤采购量显著增加而市场煤采购量减少;在碳交易方面,碳配额净交易量略有上升。这表明风险规避程度增加时,模型倾向于更稳健的市场参与策略,如锁定更多中长期市场电量,舍弃部分日前市场偏差结算收益,偏向于购买稳定价格的长协煤,以降低价格波动带来的风险,即使这可能导致平均采购成本

表 2 不同风险水平下的决策结果

Table 2 Decision outcomes at different levels of risk

风险规避系数	年度合约电量 合计/MWh	周度竞价电量 合计/MWh	现货电量 合计/MWh	偏差电量 合计/MWh	长协煤总 采购量/t	市场煤总 采购量/t	碳配额净 交易量/t	总利润/万元	CVaR/万元
0.1	4 984 000	910 154.40	5 994 625.03	100 470.60	881 456.28	968 993.32	256 451.65	161 372.29	156 134.19
0.3	4 984 000	989 898.73	6 081 730.62	107 831.88	925 020.73	925 530.94	256 286.25	161 002.50	157 011.71
0.5	4 984 000	975 863.15	6 056 211.77	96 348.62	972 248.91	879 301.10	256 711.00	160 928.51	157 770.64
0.7	4 984 000	985 012.30	6 066 836.27	97 823.97	1 054 905.30	797 625.28	257 383.21	159 668.93	157 911.29
0.9	4 984 000	1 018 014.67	6 091 562.10	89 547.43	1 179 333.49	673 518.14	257 194.38	158 570.45	157 965.51

上升,并倾向于持有更多碳配额以应对排放不确定性,以降低碳履约违规风险。模型能适应不同的风险管理需求,企业可根据自身风险承受能力选择适合的风险规避系数以调整经营策略。

为验证所提方法在不同运行环境中的适用性,设置以下场景进行对比分析。

场景 1:未来碳价预测呈上升趋势^[11],设置碳配额均价提高 90 元/t,模拟高碳价环境;

场景 2:初始资金、贷款额度上限分别降低至 1000 万、6000 万元,模拟资金收紧环境;

场景 3:初始财务状况改善,长期贷款余额初始值降低至 8 亿元;

场景 4:市场价格短期剧烈波动,第 19~28 周期间市场煤价格在基准预测基础上突发性上涨 200 元/t,模拟电煤价格攀升环境^[3];

场景 5:供应商临时断供,供应商 2 告知在第 25~

35 周无法供煤。

多场景下的决策结果见表 3。与基准场景相比,在高碳价场景 1 下发电碳成本大幅增加,机组参与电力市场不再追求多发以获益,而是转向缩减出力以控制碳排放,碳价升高也导致资金流约束下的可购碳配额减少,在碳市场低买高卖的套利行为受到限制。在场景 2 资金受限情况下,模型决策更趋稳健,牺牲部分收益以保障运营安全,表现为中长期市场电量占比提升,放弃部分现货套利机会,长协煤采购比例提升,利用稳定账期缓解资金流压力,同时资金紧张也限制了在碳市场的套利行为。场景 3 的资金储备如附录 A 图 A8 所示,在资金流动性充足的情况下,发电商同样优先将盈余资金用于提前偿还长期贷款,以降低利息支出,待贷款结清后,资金储备呈现周期性波动上升趋势,波动源于资金异步结算机制,上升反映持续盈利能力。

表 3 不同场景下的决策结果对比

Table 3 Comparison of decision results in different scenarios

场景	现货电量 合计/MWh	中长期市场 电量合计/ MWh	长协煤总 采购量/t	市场煤总 采购量/t	总电力 收入/万元	总燃料 成本/万元	总碳交易 成本/万元	总运营成 本/万元	总贷款 利息/万 元	总利润/ 万元
基准场景	6 056 211.77	5 959 863.15	972 248.91	879 301.10	321 077.76	138 064.51	-2 769.53	17 743.71	7 110.57	160 928.51
1	5 987 170.04	5 891 920.32	961 164.70	869 276.59	317 416.56	136 481.82	-2 380.41	17 508.30	7 243.40	158 564.43
2	6 065 137.94	5 989 284.50	1 061 569.32	788 637.18	320 714.95	139 958.60	-2 035.10	17 793.09	6 428.24	158 570.12

场景 4 的发电及购煤决策如附录 A 图 A9 所示,煤价骤增导致发电边际成本上升,模型及时结合电价预测走势调整发电量,在部分低电价时段(第 22~26 周)调减出力以避免亏损发电。第 19 周煤价暴涨初期大幅增加低价供应商的采购,为暴涨期蓄积燃料缓冲,期间主要依靠储备库存和长协煤维持发电需求,第 29 周煤价回落,依据最新价格预测规划各供应商的采购策略以恢复库存水平,验证了模型在极端价格波动下的风险管控能力。场景 5 的燃料采购如附录 A 图 A10 所示,年内滚动优化时模型获知供应商 2 断供信息,及时调整采购计划,在第 25~35 周增加其他供应商采购,通过多供应商组合保障发电连续性,有效应对供应链不确定性。

综上,所提模型在市场价格波动、资金约束变化、供应链部分中断等多种运行环境下均能做出适应性调整,具备良好的鲁棒性与实用性。

4 结 论

本文针对发电企业面临的电-碳-燃料市场协同难题,构建了考虑多样化异步行为周期的协同决策模型,通过算例分析得出以下结论:

1)对发电商在“电-碳-燃料”市场中多样化异步行为周期的建模显著提升了决策的实用性。通过系统性建模市场交易决策周期、燃料供应周期和资金结算周期的异步性,构建的协同决策模型能够准确反映实际经营环境中决策流、物流、资金流之间的异步转化关系。相较于传统简化模型,避免了 44.2% 时段的库存违规和最高 1.89 亿元的资金缺口,有效规避了燃料库存断供和资金链断裂风险,提供更符合现实的决策支持。

2)提出的多供应商协同优化策略增强了发电商市场参与的灵活性。通过建模多供应商在价格、燃料供应周期、付款周期方面的差异化特征,构建的煤炭采购模型能够根据库存水平动态选择最优供应商组合,在保障供应安全的同时实现成本控制;同时差异化付款周期能创造资金流缓冲,降低短期贷款依赖,增强了市场经营和资金流管理的灵活性。

3)多时间尺度求解框架与风险管理方法有效支撑了异步周期建模的实施。基于年前决策-年内滚动优化的决策框架,结合滚动窗口首周的日尺度细化和日前市场偏差结算机制,实现了电力中长期与现货市场的动态衔接,与传统静态决策方式相比,电力

收入提高6 638.53万元,总利润提升5.10%。

后续研究可进一步将现货市场出清过程纳入决策层,构建中长期与现货的联合优化模型以实现全局协同决策。在成本建模方面,本文在当前决策尺度下将日常运营支出设为固定值,未来可在日内调度模型中引入与发电量、启停频次联动的动态运营成本,更精准地刻画实际经营特征。

利益冲突声明(Conflict of Interests):

所有作者声明不存在利益冲突。

作者贡献声明(Authors' Contributions):

李莹秋设计论文框架、构建模型、进行实验分析,完成论文的撰写和修订;史守圆设计研究思路与实验分析方案,参与论文的修订和审核;吴毓峰确定研究对象范围,参与实验分析及图形绘制;余涛设计研究思路及方案,参与审核论文;王梓耀参与实验数据分析及修订论文;郑焕新参与文献调研整理、论文校对工作。所有作者均阅读并同意了论文终稿内容。

5 参考文献

- [1] 康重庆,杜尔顺,李姚旺,等. 新型电力系统的“碳视角”:科学问题与研究框架[J]. 电网技术, 2022, 46(3): 821-833.
KANG Chongqing, DU Ershun, LI Yaowang, et al. Key scientific problems and research framework for carbon perspective research of new power systems[J]. Power System Technology, 2022, 46(3): 821-833.
- [2] 王瑞环. “双碳”背景下火力发电企业资金管理存在的问题及对策研究[J]. 质量与市场, 2023(1): 151-153.
WANG Ruihuan. Research on the problems and countermeasures of fund management in thermal power enterprises under the background of “double carbon”[J]. Quality & Market, 2023(1): 151-153.
- [3] 李迪. 加强煤电企业现金流及标煤价管理[J]. 电站系统工程, 2023, 39(3): 72-74.
LI Di. Strengthen management of cash flow and standard coal price of coal power enterprises[J]. Power System Engineering, 2023, 39(3): 72-74.
- [4] 吴霞. 能源转型背景下发电企业面临的现金流困境及对策建议[J]. 企业改革与管理, 2022(16): 139-141.
WU Xia. Cash flow dilemma faced by power generation enterprises under the background of energy transformation and countermeasures and suggestions[J]. Enterprise Reform and Management, 2022(16): 139-141.
- [5] 董九舟,郭鸿业,姜涛,等. 新型电力系统的电碳耦合交易研究[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(15): 5752-5770.
DONG Jiuzhou, GUO Hongye, JIANG Tao, et al. Research on electricity-carbon coupling trading in the new power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(15): 5752-5770.
- [6] 王旭东,高赐威. 中长期市场下发电企业发电与购煤安排两阶段决策模型[J]. 电网技术, 2021, 45(10): 3992-3999.
WANG Xudong, GAO Ciwei. Two-stage decision-making model of power generation and coal purchase arrangement for power generation companies in medium-and long-term market[J]. Power System Technology, 2021, 45(10): 3992-3999.
- [7] 孙啸天,谢海鹏,刘诗雨,等. 基于平均场微分博弈均衡的煤-电市场价格联动机理分析[J]. 中国电机工程学报, 2026, 46(1): 74-86.
SUN Xiaotian, XIE Haipeng, LIU Shiyu, et al. Coal-electricity price interaction mechanism analysis based on mean-field differential game equilibrium[J]. Proceedings of the CSEE, 2026, 46(1): 74-86.
- [8] 廖志伟,郑广昱,谢汛恺,等. 基于上下游市场联动的燃煤电厂两阶段决策模型[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(8): 3036-3045.
LIAO Zhiwei, ZHENG Guangyu, XIE Xunkai, et al. A two-stage decision model for coal-fired power plants based on upstream and downstream market linkages[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(8): 3036-3045.
- [9] WANG B K, LI C H, BAN Y S, et al. A two-tier bidding model considering a multi-stage offer-carbon joint incentive clearing mechanism for coupled electricity and carbon markets[J]. Applied Energy, 2024, 368: 123497.
- [10] 邓盛盛,陈皓勇,肖东亮,等. 发电商参与碳市场与电力中长期市场联合决策模型[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(22): 1-10.
DENG Shengsheng, CHEN Haoyong, XIAO Dongliang, et al. A joint decision making model for power generators to participate in the carbon market and the medium-and long-term power markets[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(22): 1-10.
- [11] 黄莹,薛禹胜,谢敏,等. 价格接受模式下发电集团电-碳协同交易决策优化方法[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(21): 25-35.
HUANG Ying, XUE Yusheng, XIE Min, et al. Decision optimization method for electricity-carbon collaborative trading under price-taking mode for power generation companies[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(21): 25-35.
- [12] LI X R, YU C W, XU Z, et al. A multimarket decision-making framework for GENCO considering emission trading scheme[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(4): 4099-4108.
- [13] LIAO Z W, LI C J, ZHANG X, et al. A bidding strategy for power suppliers based on multi-agent reinforcement learning in carbon-electricity-coal coupling market[J]. Energies, 2025, 18(9): 2388.
- [14] MATHURIA P, BHAKAR R. GenCo's integrated trading decision making to manage multimarket uncertainties[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(3): 1465-1474.
- [15] 欧阳诗琪,蒋凯,薛禹胜,等. 考虑多市场价格与碳核查不确定性的发电企业交易策略[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(21): 71-81.
OUYANG Shiqi, JIANG Kai, XUE Yusheng, et al. Trading strategy for power generation companies considering multi-market price and carbon verification uncertainties[J]. Automation of

- Electric Power Systems, 2024, 48(21): 71-81.
- [16] 张传新. 火力发电厂燃料库存管理优化探究[J]. 中国经贸导刊, 2024(16): 76-78.
ZHANG Chuanxin. Optimization of fuel inventory management in thermal power plants[J]. China Economic & Trade Herald, 2024 (16): 76-78.
- [17] 姚力, 郑海峰, 单葆国, 等. 基于数据驱动机会约束的发电企业电煤采购及库存优化模型[J]. 中国电力, 2023, 56(6): 176-184.
YAO Li, ZHENG Haifeng, SHAN Baoguo, et al. An optimization coal procurement and inventory model for power generation enterprises based on data-driven chance constraints [J]. Electric Power, 2023, 56(6): 176-184.
- [18] 广东电力交易中心有限责任公司关于发布广东电力市场配套实施细则(2025年修订)的通知[EB/OL]. (2025-04-05) [2025-12-23]. http://www.gzpec.cn/law/jygz/202505/t20250516_34490.html.
- [19] 史守圆, 余涛, 黄杰, 等. 考虑现金流和碳清缴周期的发电商电碳现货市场决策优化[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(19): 40-50.
SHI Shouyuan, YU Tao, HUANG Jie, et al. Decision optimization of generation companies in electricity and carbon spot markets considering cash flow and carbon compliance period [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(19): 40-50.
- [20] ERDINÇ F G. Rolling horizon optimization based real-time energy management of a residential neighborhood considering PV and ESS usage fairness[J]. Applied Energy, 2023, 344: 121275.
- [21] 周升, 彭里卓, 任娇蓉, 等. 考虑水-电风险耦合的共享库容多时间尺度协同优化策略[J]. 电力系统自动化, 2025, 49(10): 154-164.
ZHOU Sheng, PENG Lizhuo, REN Jiaorong, et al. Multi-time-scale collaborative optimization strategy for shared storage capacity considering coupling of hydro-electric risk [J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(10): 154-164.
- [22] 关于做好 2023 年电力中长期合同签订履约工作的通知[EB/OL]. (2022-12-02) [2025-12-23]. https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202212/t20221222_1343757.html?state=123.
- [23] 王辉, 孙学晶, 刘达, 等. 基于条件风险价值的时序运行燃煤采购决策模型[J]. 华北电力大学学报(自然科学版), 2024, 51(6): 104-113.
WANG Hui, SUN Xuejing, LIU Da, et al. Time-series operational coal procurement decision model based on conditional value-at-risk [J]. Journal of North China Electric Power University, 2024, 51(6): 104-113.
- [24] 关于公开征求《2023、2024 年度全国碳排放权交易发电行业配额总量和分配方案(征求意见稿)》意见的通知[EB/OL]. (2024-07-02) [2025-12-23]. https://www.mee.gov.cn/xxgk/2018/xxgk/xxgk06/202407/t20240702_1080579.html.
- [25] JIA D Q, LI X M, TAN Q L, et al. Expanding the economic benefits of waste gasification through carbon and green certificate markets: optimal bidding strategies in multiple markets [J]. Energy, 2025, 319: 134918.
- [26] ROCKAFELLAR R T, URYASEV S. Optimization of conditional value-at-risk[J]. The Journal of Risk, 2000, 2(3): 21-41.
- [27] DU J L, HU W H, ZHANG S, et al. A distributionally robust collaborative scheduling and benefit fallocation method for interconnected microgrids considering tail risk assessment [J]. Applied Energy, 2025, 391: 125910.
- [28] LIN S F, ZHOU J Y, TAN J, et al. CVaR-based planning of park-level integrated energy system considering extreme scenarios of energy prices [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2024, 159: 110001.
- [29] 李东东, 仇文杰, 周波, 等. 考虑源荷相关性及条件风险价值的综合能源系统参与电能量-备用市场优化[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(18): 24-34.
LI Dongdong, QIU Wenjie, ZHOU Bo, et al. Optimization of an integrated energy system participating in energy and spinning reserve markets considering source-load correlation and conditional value of risk [J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(18): 24-34.
- [30] CONEJO A J, CARRIÓN M, MORALES J M. Decision making under uncertainty in electricity markets [M]. Boston, MA: Springer US, 2010.
- [31] 广东电力交易中心. 2023 年广东电力市场年度报告[R/OL]. (2024-03-08) [2025-12-23]. https://mp.weixin.qq.com/s/kfHLc_uhwPJ2pU3KEk2EA.
- [32] 2024 年全国碳排放权交易市场配额交易及清缴工作顺利结束[EB/OL]. (2025-01-05) [2025-12-23]. https://www.mee.gov.cn/ywgz/ydqhbh/syqhbh/202501/t20250105_1099975.shtml.

收稿日期: 2025-12-26 修回日期: 2026-02-04

作者简介:

李莹秋(2002),女,硕士研究生,主要研究方向为电力市场与碳市场,E-mail:1551506488@qq.com;

史守圆(1994),男,博士,主要研究方向为电力系统随机优化决策、电力市场与碳市场,E-mail:shishouyuan@outlook.com;

吴毓峰(1998),男,博士研究生,主要研究方向为人工智能技术在电力系统中的应用、电力系统优化运行与控制,E-mail:wuyuffeng@163.com;

余涛(1974),男,博士,教授,博士生导师,通信作者,主要研究方向为智能调度、智能配电网、机器学习、非线性控制、最优化理论与应用,E-mail:taoyu1@scut.edu.cn;

王梓耀(1996),男,博士,主要研究方向为智能配电网可靠性与弹性、新型配电网数字化规划,E-mail:ziyaowang100@sina.com;

郑焕新(2001),男,硕士研究生,主要研究方向为电力系统优化运行与控制,E-mail:1024988426@qq.com。

(编辑 景贺峰)



李莹秋

附录 A

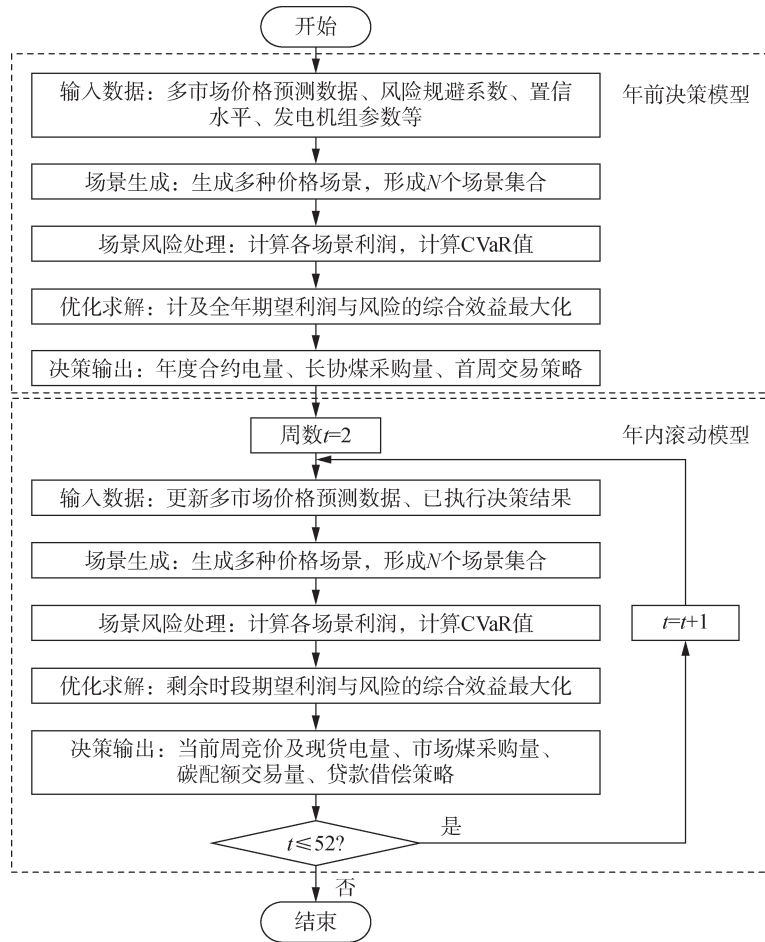


图 A1 协同决策模型求解流程

Fig. A1 Collaborative decision-making model solution flowchart

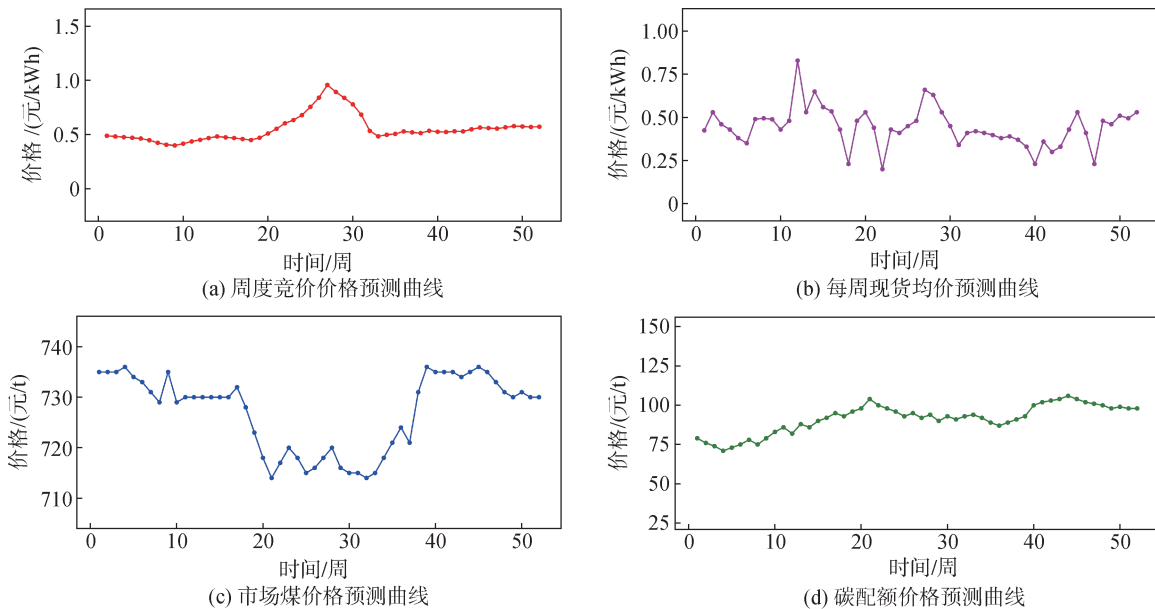


图 A2 各市场价格基本预测曲线

Fig. A2 Basic price forecast curves for various markets

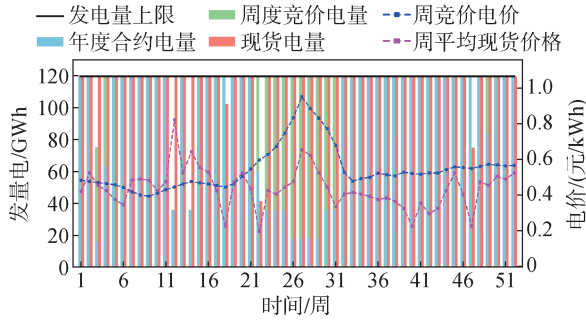


图 A3 全年发电决策结果

Fig. A3 Annual power generation decision results

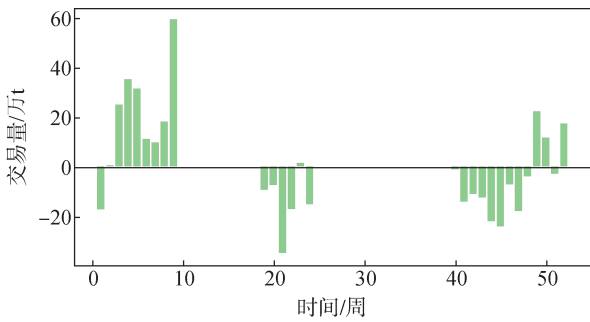


图 A4 碳配额交易量

Fig. A4 Carbon quota trading volume

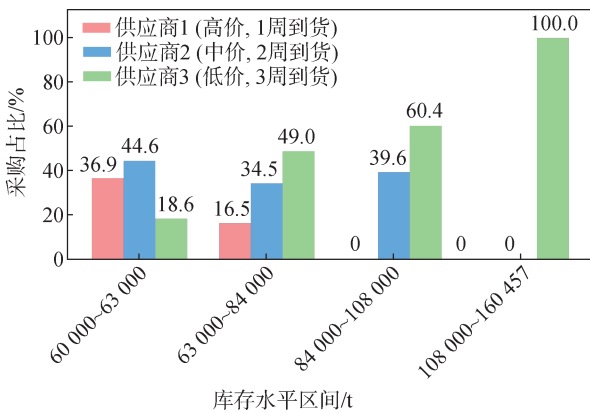


图 A5 不同库存水平下各供应商采购占比

Fig. A5 Purchasing proportion of each supplier at different inventory levels

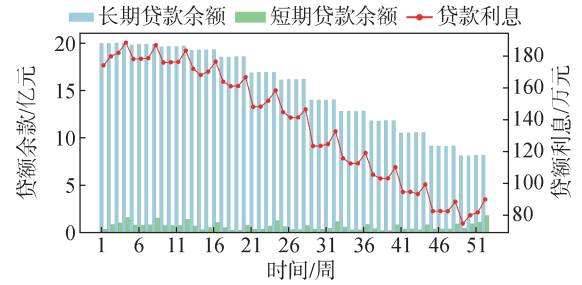


图 A6 贷款余额与利息情况

Fig. A6 Loan balance and interest situation

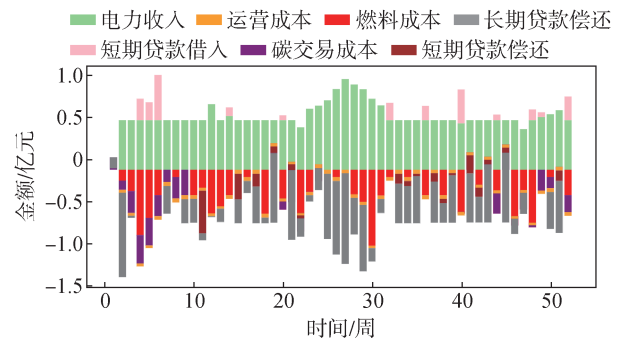


图 A7 各项经营活动的收支情况(模型3)

Fig. A7 Revenue and expenditure of various business activities(model 3)

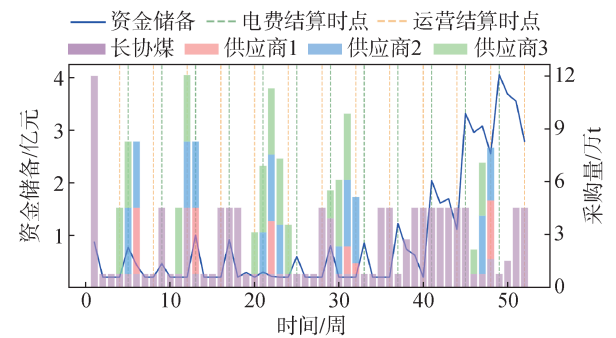


图 A8 资金储备与煤炭采购(场景3)

Fig. A8 Capital reserve and coal procurement(scenario 3)

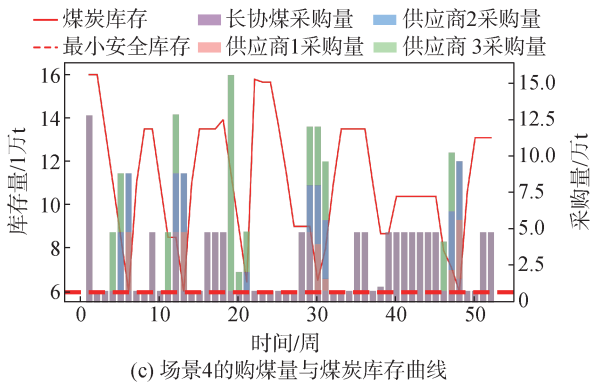
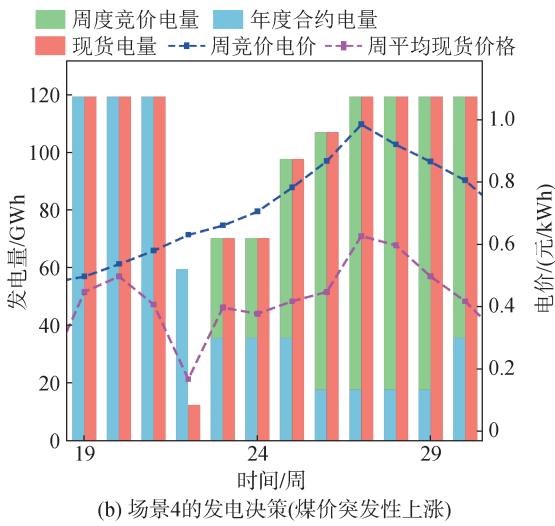
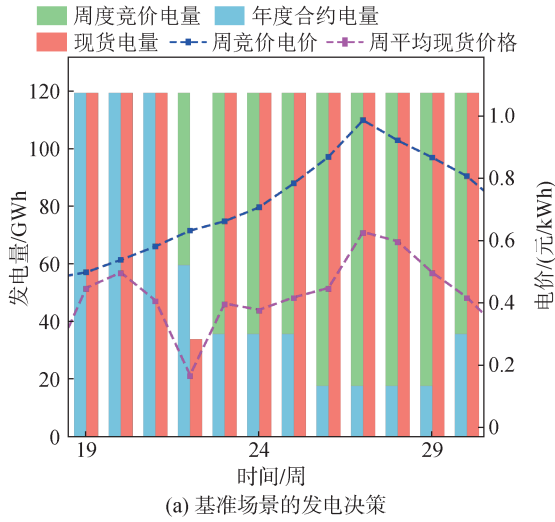


图 A9 发电及购煤决策(场景4)

Fig. A9 Power generation and coal purchase decisions(scenario 4)

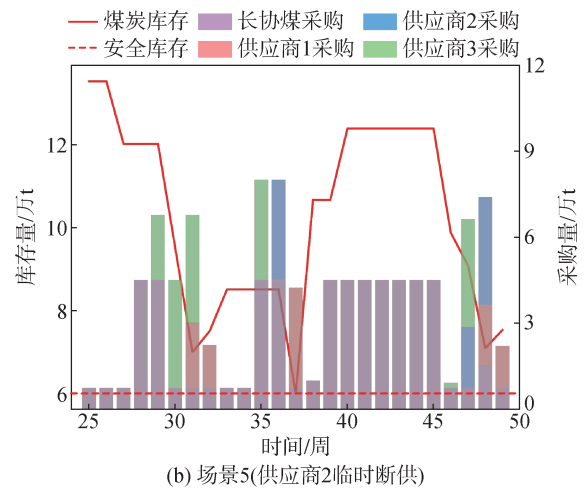
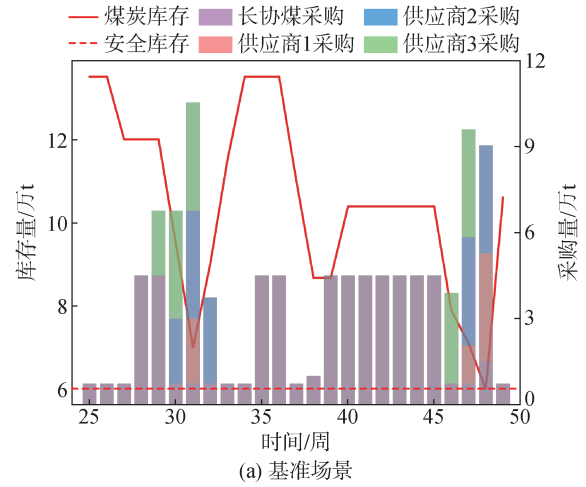


图 A10 25~49周煤炭采购(场景5)

Fig. A10 Coal procurement in weeks 25~49(scenario 5)