



面向低碳社区电氢储能系统的跨季节递阶优化调度

陈传笑, 于艾清, 桑一岩
(上海电力大学电气工程学部, 上海 200090)

摘 要: 针对高比例光伏低碳社区中短时功率波动与跨季节能量错配并存、单一电化学储能难以兼顾长周期能量搬移和小时级快速调节的问题, 提出一种面向跨季节能量搬移的电氢混合储能系统递阶优化调度方法。该方法以跨季节储氢目标的逐级落地为主线, 构建“年度目标生成、月度风险缓冲、日内滚动执行”的三层调度框架, 使长期储氢目标、中期周度计划和小时级控制量在同一闭环中协调更新。年度层采用马尔可夫决策过程生成季节性储氢目标, 刻画当前储氢状态、电池荷电状态和寿命损耗对后续运行成本的影响; 月度层建立计及光伏和负荷扰动的两阶段随机规划模型, 将年度储氢目标转化为具有安全裕度的周度计划; 日内层采用模型预测控制滚动优化, 并结合净负荷快慢分量分解和非线性电池退化成本, 引导电池承担短时波动补偿、氢储能承担跨月和跨季节能量搬移。基于某低碳社区全年 8760 h 源荷数据的算例表明, 与无氢储能模型相比, 电氢混合储能模型年度运行成本降低 44.07%, 缺供量降低 97.87%; 与年度-日内两层结构相比, 三层递阶模型使典型周储氢跟踪误差均方根值由 36.31 MWh 降至 27.37 MWh, 降低 24.6%; 引入非线性电池退化成本后, 超过单时段较大放电惩罚阈值的放电时段比例由 50.92% 降至 1.50%, 电池年吞吐量由 1626.44 MWh 降至 432.90 MWh, 等效循环次数由 271.07 次降至 72.15 次; 在 8 组外部扰动场景下, 月度两阶段随机规划以平均成本仅增加 0.13% 为代价, 使平均缺供量降低 9.5%, 平均实际最低储氢量提高 12.9 MWh。结果表明, 所提方法能够在高比例光伏低碳社区中实现氢储能长周期能量搬移、电池短时调节和不确定性风险缓冲的协调统一。

关键词: 低碳社区; 电氢混合储能; 跨季节储氢; 递阶优化调度; 马尔可夫决策过程; 电池退化成本

doi: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2026.0432

中图分类号: TM 911

文献标志码: A

文章编号: 2095-4239 (2026) 10-4004-21

Hierarchical optimal scheduling method for electric-hydrogen hybrid energy storage in low-carbon communities considering cross-seasonal energy shifting

CHEN Chuanxiao, YU Aiqing, SANG Yiyan

(Faculty of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China)

Abstract: To address the coexistence of short-term power fluctuations and cross-seasonal energy mismatches in low-carbon communities with high photovoltaic penetration, this study proposes a hierarchical optimal scheduling method for an electric-hydrogen hybrid energy storage system. This method progressively implements seasonal hydrogen-storage targets, linking annual target generation, monthly risk buffering, and intraday rolling execution within a closed-loop scheduling framework. At the annual level, a Markov decision process is

收稿日期: 2026-05-18; 修改稿日期: 2026-08-20。

基金项目: 国家自然科学基金项目 (52507123)。

第一作者: 陈传笑 (2000—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电氢混合储能系统运行优化, E-mail: 1731408973@qq.com; 通信作者: 于艾清, 副教授, 研究方向为新型电力系统规划、智能算法, E-mail: yuaiqing@shiep.edu.cn。

引用本文: 陈传笑, 于艾清, 桑一岩. 面向低碳社区电氢储能系统的跨季节递阶优化调度[J]. 储能科学与技术, 2026, 15(10): 4004-4024.

Citation: CHEN Chuanxiao, YU Aiqing, SANG Yiyan. Hierarchical optimal scheduling method for electric-hydrogen hybrid energy storage in low-carbon communities considering cross-seasonal energy shifting[J]. Energy Storage Science and Technology, 2026, 15(10): 4004-4024.

formulated to generate seasonal hydrogen-storage targets while accounting for the impacts of hydrogen inventory, battery state of charge, and accumulated degradation on future operating costs. At the monthly level, a two-stage stochastic programming model incorporating photovoltaic and load disturbances is developed to translate annual hydrogen targets into weekly plans with security margins. At the intraday level, model predictive control is adopted for rolling optimization, while fast/slow net-load decomposition and a nonlinear battery-degradation cost are incorporated to guide batteries in compensating for short-term fluctuations and in hydrogen storage during monthly and seasonal energy shifting. Case studies based on 8760 h source-load data from a low-carbon community show that, under the given device capacities, the electric-hydrogen hybrid storage model reduces the annual operating cost and power shortage by 44.07% and 97.87%, respectively, compared with a benchmark without hydrogen storage. Compared with an annual-intraday two-level structure, the proposed three-level model reduces the root-mean-square error in hydrogen-inventory tracking over a typical week from 36.31 to 27.37 MWh. Incorporating the nonlinear degradation cost reduces the proportion of discharging periods exceeding the single-period high-discharge penalty threshold from 50.92% to 1.50%, lowers the annual battery throughput from 1626.44 to 432.90 MWh, and decreases equivalent full cycles from 271.07 to 72.15. Across eight external-disturbance scenarios, the monthly stochastic layer reduces the average power shortage by 9.5% and increases the average actual minimum hydrogen inventory by 12.9 MWh while only increasing the average cost by 0.13%. The results demonstrate that the proposed method effectively coordinates long-duration hydrogen shifting, short-term battery regulation, and uncertainty-risk buffering in low-carbon-community energy systems.

Keywords: low-carbon community; electric-hydrogen hybrid energy storage; cross-seasonal hydrogen storage; hierarchical optimal scheduling; Markov decision process; battery degradation cost

随着“双碳”目标持续推进和新型电力系统建设加快,以风电、光伏为主体的新能源装机规模快速增长。截至2025年底,我国累计发电装机容量达到38.9亿kW,其中太阳能发电装机容量12.0亿kW、风电装机容量6.4亿kW^[1];2025年全国风电和光伏发电量分别达到1.13万亿kWh和1.17万亿kWh^[2]。高比例新能源接入推动了能源系统低碳转型,也使源荷匹配呈现更强的随机性、波动性和季节性。近年来,我国储能技术在基础研究、关键技术和集成示范方面快速发展,新型储能装机规模持续提升,储能已成为支撑新能源消纳和提升电力系统灵活性的重要技术路径^[3]。在低碳社区或园区场景中,光伏出力具有明显的日内集中和季节差异,春夏季富余电能较多,而冬季或连续低辐照时段可能出现持续缺能风险。单一电化学储能受容量成本和循环寿

命约束,难以同时承担小时级功率平滑和跨季节能量搬移任务。因此,面向多类型储能的功能分工和跨时间尺度协同调度,是提升高比例光伏低碳社区安全性、经济性和新能源消纳能力的关键问题。

电化学储能与氢储能在响应速度和适用时间尺度上具有明显互补性。电化学储能响应速度快、调节精度高,适合短时功率平滑和日内调节,但容量成本、循环寿命和频繁大幅充放电约束限制了其承担长周期能量搬移的能力^[4]。氢储能可通过电解槽、储氢装置和燃料电池实现“电-氢-电”转换,具有储能容量大、存储周期长和自放电率低等特点,更适合跨月、跨季节尺度能量搬移^[5-6]。已有研究从季节性氢储能容量配置、综合能源系统优化和全年时序生产模拟等角度验证了氢储能在长周期能量平衡中的作用^[7-12]。但相关工作多侧重容量规划、典型

场景运行或多能系统协同,对跨季节储氢目标在“年度规划-月度调度-日内执行”连续调度过程中的逐级传递、风险缓冲和反馈修正关系的考虑仍不充分。

多时间尺度递阶优化为解决长期计划与短期运行之间的协调问题提供了有效思路。在电氢综合能源系统中,不同设备具有不同响应速度和能量存储特性,适合通过时间尺度分解实现任务分工。**Wang**等^[13]提出了考虑季节性氢能利用和多类型需求响应的综合能源系统多时间尺度调度优化方法;符杨等^[14]针对海上风电不同时间尺度功率波动,开展源侧电氢混合储能多目标规划;胡俊杰等^[15]提出计及精细化氢能利用的综合能源系统多时间尺度鲁棒优化策略。这些研究证明了多时间尺度协调和混合储能分工的有效性,但多数研究仍以日前-日内、日内-实时或频域分解为主,主要服务于短周期运行、功率平滑或容量配置。对于具有明显跨季节能量耦合特征的电氢混合储能系统,关键问题并非简单增加一个时间尺度,而是如何保证年度层形成的季节性储氢目标能够被月度层转化为具有安全裕度的可执行计划,并进一步被日内层在随机波动和设备约束下滚动执行。

在不确定性处理方面,随机规划、鲁棒优化、马尔可夫决策过程和模型预测控制等方法已被广泛用于能源系统优化调度。**李亮**等^[16]面向含氢综合能源系统,提出计及源荷出力和场景概率多重不确定性的随机鲁棒日前优化方法;**杨轶航**等^[17]针对源荷不确定性下的综合能源系统优化调度问题,建立了低碳调度模型;**Fan**等^[18]提出基于分布鲁棒自适应模型预测控制的综合能源系统优化调度方法,用于兼顾可再生能源不确定性下的经济性和鲁棒性。上述研究说明,不确定性处理方法能够提高含氢或含储能系统的运行稳健性。然而,现有研究通常在单一时间尺度或两层结构中采用某一种不确定性处理方法,较少面向跨季节储氢目标传递这一调度断点,系统考虑长期序贯决策、周尺度风险缓冲和小时级滚动执行与反馈修正的协同机制。

此外,电化学储能寿命损耗是影响电氢混合储能系统长期经济性的关键因素。电池寿命与放电深度、循环次数、荷电状态区间和运行温度等因素密切相关。若在调度过程中忽略电池寿命损耗,可能导致电池频繁、大幅充放电,使短期经济收益以牺

牲长期寿命为代价。**Lee**和**Kim**^[19]提出了面向电池储能优化调度的非线性退化成本表达;**Wang**等^[20]将多应力因素下的电池退化模型引入混合储能优化调度;齐步洋等^[21]在电网侧规模化电化学储能规划评估中考虑了储能装置寿命;赵诣等^[22]研究了计及电池储能寿命损耗的风光储微网随机日前调度策略;时雨等^[23]从机会成本角度分析了储能电池系统参与自动发电控制(automatic generation control, AGC)调频时的市场策略;**Alic**等^[24]进一步从电池容量衰减与更新策略角度讨论了储能短期运行和长期寿命之间的耦合关系;丁佳欣等^[25]基于电池储能系统寿命的荷电状态(state of charge, SOC)反馈提出自适应电厂调频策略;**薛熙臻**^[26]则将储能充放电动作与实时寿命损耗映射相结合,并将累计寿命损耗纳入跨时段调度决策。上述研究为电池寿命损耗建模提供了基础,但在跨季节储氢调度中,电池是否会被不合理地用于长周期能量搬移,以及如何通过调度模型实现氢储能长周期搬移与电池短时调节的功能解耦,仍有进一步研究空间。

针对上述问题,本研究提出一种面向跨季节能量搬移的低碳社区电氢混合储能系统递阶优化调度方法。本研究将跨季节储氢调度中的关键矛盾归纳为3个方面:年度储氢目标需要逐级转化为可执行的小时级计划,周度源荷扰动会持续侵蚀储氢安全裕度,电池在短期成本驱动下容易承担不适合的长周期能量搬移任务。围绕上述矛盾,本研究构建递阶目标传递、月度风险缓冲和电氢功能解耦3个相互衔接的机制,使年度规划、月度调度和日内执行之间形成可反馈、可修正的协同关系。与单纯追求短期运行成本最低的调度模型相比,本研究更关注季节性储氢目标在不同时间尺度之间的可传递性、可执行性和安全裕度。从方法分工看,年度层马尔可夫决策过程(Markov decision process, MDP)用于处理跨月份状态耦合和未来价值反馈:月初储氢量、电池SOC和累计寿命损耗会同时影响当月运行成本和后续月份可行状态,因此需要通过值函数将未来代价回传到当前月度决策。月度两阶段随机规划则面向给定年度储氢目标后的周度计划形成问题,在每次月度滚动更新中先确定不依赖未来扰动实现的基准计划,再针对不同源荷扰动场景进行补偿修正,从而为日内执行预留储氢安全裕度。由此,本研究中的MDP和两阶段随机规划分别承担

“长期状态价值传递”和“中期不确定性风险缓冲”功能，并与日内模型预测控制（model predictive control, MPC）共同服务于跨季节储氢目标的逐级落地。主要工作如下：

（1）提出面向跨季节储氢目标传递的年度-月度-日内递阶反馈与滚动修正机制。年度层不直接给出小时级控制指令，而是形成反映季节性供需错配的储氢目标和寿命损耗控制要求；月度层将年度目标转化为周度储氢参考和设备基准计划；日内层结合实际储氢量、电池 SOC 和累计寿命损耗滚动执行并反馈偏差，从而形成“长期目标-中期计划-小时执行-状态反馈”的闭环传递链条。

（2）将月度层明确定位为跨季节储氢目标与日内执行之间的风险缓冲层。月度层通过两阶段随机规划刻画光伏和负荷扰动，不是简单追求确定性成本最低，而是在年度储氢目标和日内物理执行之间预留储氢安全裕度，使周度计划能够吸收源荷偏差、降低储氢风险，并提高下发至日内 MPC 的可执行性。

（3）建立氢储能长周期搬移与电池短时调节的功能解耦机制。日内层通过净负荷快慢分量分解生成电池短时参考功率，并利用非线性电池退化成本抑制较大单时段放电动作，引导电池主要承担小时级快速波动补偿；氢储能则承担月度及季节尺度净能量搬移，从而避免电池被不合理地用于跨月、跨季节能量搬移。

1 系统结构与三层递阶调度框架

1.1 电氢混合储能系统及优化调度对象

本研究对象为含光伏、负荷、电池储能、氢储能以及与外部电网交互的低碳社区电氢混合储能系统，如图 1 所示。光伏优先满足本地电负荷；当光伏出力高于负荷且电网外送受限时，富余电能由电解槽制氢并存入储氢装置；当光伏出力不足或负荷较高时，燃料电池释放氢能补充供电；外部电网在功率上限内提供购售电支撑。电池储能主要参与小时级快速波动调节，氢储能主要承担跨月和跨季节净能量搬移。

1.2 三层递阶反馈与滚动修正框架

本研究采用“年度规划层-月度调度层-日内执行层”的三层递阶框架（下文分别简称为年度层、月度层和日内层），如图 2 所示。图 2 以算法流程形

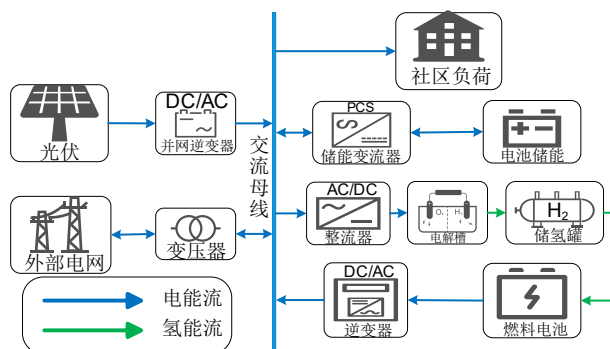


图 1 低碳社区电氢混合储能系统结构示意图

Fig. 1 Schematic diagram of the electric-hydrogen hybrid storage system in a low-carbon community

式展示输入与初始化、年度层 MDP、月度两阶段随机规划、日内 MPC 以及反馈更新与输出过程，明确了三层递阶模型的求解顺序、更新频率、目标/计划下传和实际状态反馈关系。层间信息交互采用“月度计划、周度更新、小时滚动”的时序：年度层在年初生成最优月度储氢目标和寿命损耗控制要求；月度层以月为计划周期、以周为滚动更新步长，在每周初读取实际储氢量、电池 SOC 和累计寿命损耗状态，更新下一周储氢参考轨迹、设备基准出力和小时级参考序列；日内 MPC 以 24 h 为预测时域、1 h 为滚动步长，读取当前周小时级参考轨迹并仅执行当前小时控制量。若日内实际储氢量或电池 SOC 偏离计划，则下一滚动时刻以实际状态重新初始化，并在下一周向月度层反馈。图 2 中，实线表示目标或计划自上而下传递，虚线表示日内执行后的实际状态自下而上反馈。

在图 2 算法流程的基础上，表 1 进一步给出了三层递阶模型的求解顺序、更新频率、传递变量和反馈变量。年度层输出跨季节储氢目标和寿命损耗控制要求；月度层将其转化为周度储氢参考、设备基准出力和小时级参考轨迹；日内层按 1 h 步长滚动执行，并将实际储氢量、电池 SOC 和累计寿命损耗反馈给下一次滚动优化及下一周月度修正。

由表 1 可知，日内层实际储氢量、电池 SOC 和累计寿命损耗不仅决定下一小时 MPC 的初始状态，也会在下一周进入月度层，修正周度储氢参考、设备基准出力和寿命损耗控制要求。由此，年度储氢目标不再是一次性静态下发，而是在月度计划和日内执行之间持续校正。

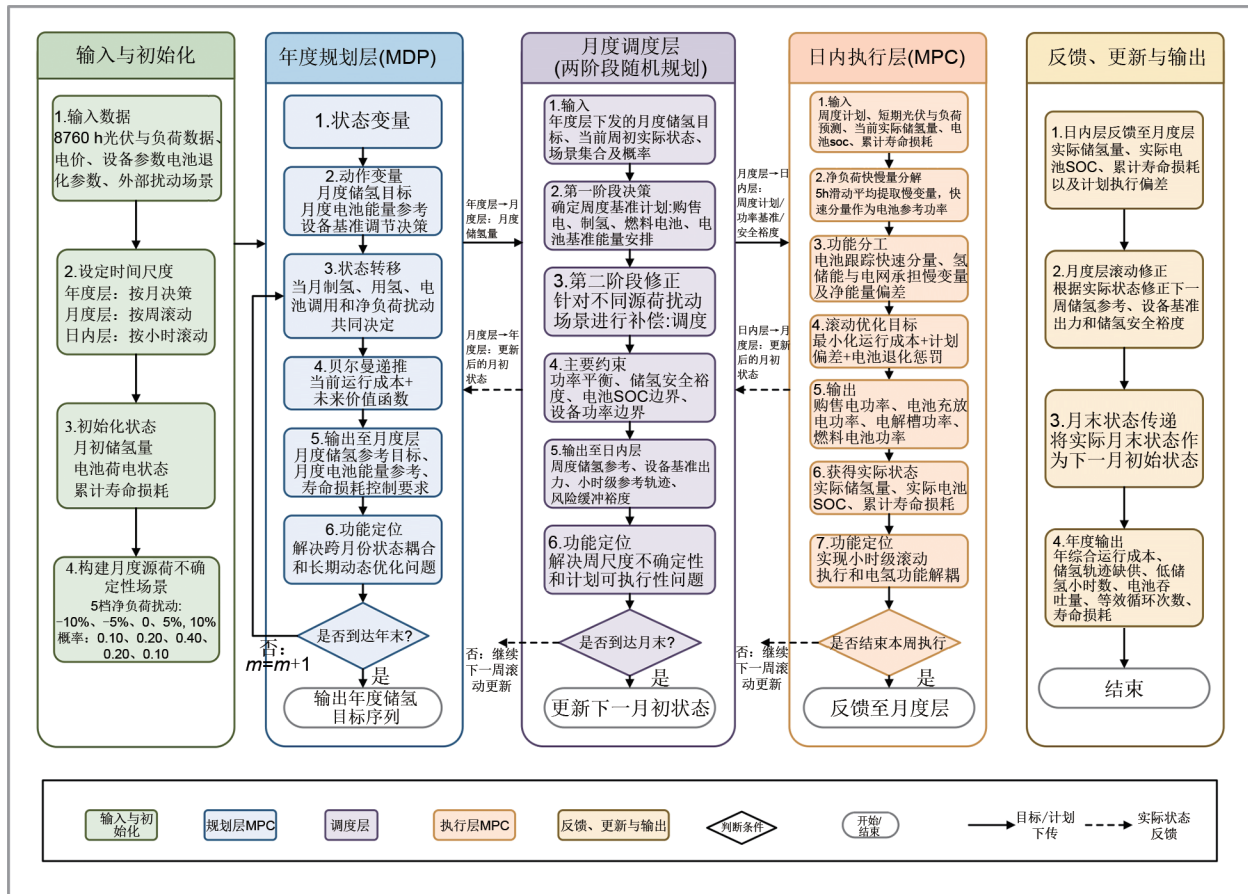


图2 三层递阶电氢混合储能优化调度算法流程

Fig. 2 Algorithm flowchart of the three-level hierarchical scheduling for electric-hydrogen hybrid energy storage

表1 三层递阶调度流程与层间变量传递

Table 1 Three-level hierarchical scheduling procedure and inter-level variable transmission

层级	求解频率/时域	主要输入	主要输出/传递变量	反馈变量与终止条件
年度规划层	年初求解; 阶段为月份	全年源荷预测、设备容量、月初储氢量、电池 SOC、累计寿命损耗	最优月度储氢目标、月度电池能量参考、寿命损耗控制要求	完成 12 个月贝尔曼递推后终止; 当年度滚动周期更新时重新求解
月度调度层	每月形成计划; 每周滚动修正	年度目标、当前周初实际储氢量、电池 SOC、累计寿命损耗、周度源荷场景	周度储氢参考、设备基准出力、电网交互计划、小时级参考轨迹	读取上一周日内执行后的实际储氢量、电池 SOC 和累计寿命损耗; 完成当月所有周计划后终止
日内执行层	预测时域 24 h; 滚动步长 1 h	短期源荷预测、月度层小时级参考轨迹、当前实际储氢量、电池 SOC、累计寿命损耗	当前小时电解槽、燃料电池、电池和电网交互控制量	仅执行当前小时控制量; 下一小时以实际状态重新初始化; 周末向月度层反馈状态偏差

2 三层递阶随机优化模型

2.1 年度规划层: 基于马尔可夫决策过程的跨季节储氢目标生成

跨季节储氢调度具有典型的长期序贯决策特征。当前月份的制氢、用氢和电池调用不仅影响当月运行成本, 还会改变后续月份的储氢量、电池 SOC 和

累计寿命损耗。本研究将年度规划层构造为有限阶段马尔可夫决策过程。年度层的核心作用不是给出小时级运行指令, 而是通过状态转移和贝尔曼递推刻画当前月度决策对后续月份运行代价的影响, 生成具有长期价值信息的季节性储氢目标。本研究以月份 m 为阶段, 状态、动作和随机扰动分别为

$$s_m = (m, H_m, E_m^B, L_m) \quad (1)$$

$$\boldsymbol{a}_m = (\Delta H_m, \bar{p}_m^{\text{EL}}, \bar{p}_m^{\text{FC}}, \bar{p}_m^{\text{B}}, \bar{p}_m^{\text{G}}) \quad (2)$$

$$\boldsymbol{s}_{m+1} = f_m(\boldsymbol{s}_m, \boldsymbol{a}_m, \boldsymbol{\xi}_m) \quad (3)$$

式中， m 为月份索引； $\boldsymbol{s}_m$ 表示年度层状态变量，为第 m 月初系统状态，包含月初储氢量 H_m 、月初电池能量 $\boldsymbol{E}_m^{\text{B}}$ 和月初累计寿命损耗 L_m ； $\boldsymbol{a}_m$ 为第 m 月决策动作，包括月度储氢净变化 ΔH_m 、电解槽基准功率 $\bar{p}_m^{\text{EL}}$ 、燃料电池基准功率 $\bar{p}_m^{\text{FC}}$ 、电池净调节量 $\bar{p}_m^{\text{B}}$ 和电网交互量 $\bar{p}_m^{\text{G}}$ ； $\boldsymbol{\xi}_m$ 为月度净负荷扰动； $\boldsymbol{s}_{m+1}$ 为执行动作并考虑扰动后的下一月状态。累计寿命损耗 L_m 由小时级退化增量聚合得到，使年度层能够感知日内电池调用造成的长期寿命代价。

MDP 离散与求解设置：为增强年度层模型的可复现性，并说明维数控制方式，本研究对储氢量、电池能量状态和累计寿命损耗进行有限离散；同时，根据设备功率边界和能量状态边界构造月度储氢净变化、设备基准功率、电池净调节量和电网交互量的候选动作集合。离散后先形成理论笛卡儿

积状态空间，再依据储氢上下限、电池 SOC 边界、设备功率边界、寿命损耗上限和状态转移可达性进行剪枝，仅保留可达状态及其可行动作。具体离散设置见表 2，状态-动作规模与求解时间见表 3。

$$N = N_{\text{H}} N_{\text{B}} N_{\text{D}} \quad (4)$$

式中， N 为理论笛卡儿积状态数， N_{H} 、 N_{B} 和 N_{D} 分别表示储氢量、电池能量状态和累计寿命损耗的离散点数。经可达性剪枝后的状态数记为 N_r ，平均每个可达状态的可行动作数记为 A ，月度扰动场景数记为 S ，年度层阶段数记为 M 。年度层动态规划计算复杂度记为 C 。

$$C = O(MN_rAS) \quad (5)$$

上述复杂度表达式说明，年度层计算量主要由可达状态数、可行动作数和扰动场景数决定。由于本研究年度层按月份决策，并通过设备约束和可达性约束剪除大量不可达状态，实际求解规模低于全状态笛卡儿积。

表2 年度层MDP状态、动作与扰动离散设置

Table 2 Discretization settings of states, actions and disturbances in the annual-level MDP					
类别	变量/对象	范围	离散步长	离散点数/候选数	说明
状态	储氢量	0~2000 MWh	50 MWh	41	月初储氢状态
状态	电池能量状态	0.3~2.7 MWh (SOC 0.1~0.9)	0.3 MWh (SOC 0.1)	9	月初电池状态
状态	累计寿命损耗	0~0.10	0.01	11	由小时级退化增量聚合
动作	月度储氢净变化	-500~500 MWh	100 MWh	11	跨月储氢目标调整动作
动作	电解槽基准功率	0~4 MW	1 MW	5	制氢基准动作
动作	燃料电池基准功率	0~2 MW	0.5 MW	5	用氢基准动作
动作	电池净调节量	-0.6~0.6 MWh	0.3 MWh	5	月度电池能量参考调整
动作	电网交互量	-0.7~0.7 MW	0.35 MW	5	购售电边界内候选动作
扰动	月度净负荷扰动	5档净负荷扰动	-10%、-5%、0、 5%、10%	5; 概率 0.10、0.20、0.40、0.20、0.10	缺少长期预测误差样本时采用 代表性场景概率

表3 年度层MDP状态-动作规模与求解时间

Table 3 State-action scale and solution time of the annual-level MDP		
指标	数值	说明
理论笛卡儿积状态数	4059	由表2中状态离散点数相乘得到
经设备边界剪枝后的状态数	3114	剔除违反储氢、电池 SOC 和寿命损耗边界的状态
经状态转移可达性剪枝后的状态数	1876	仅保留可由上一月状态和可行动作到达的状态
平均每个状态可行动作数	62.4	统计所有可达状态下满足约束的候选动作
总状态-动作对数量	约 1.17×10 ⁵	按 1876 个可达状态和平均 62.4 个可行动作估算，约为 1.17×10 ⁵ 对
年度层求解时间	286.6 s	MATLAB 程序在 Intel Core i5 处理器、8 GB 内存环境下的单次年度层求解时间；GPU 未参与计算

表 3 中的平均可行动作数为经储氢状态转移、电池 SOC 边界、设备功率边界和月度净能量平衡筛选后的有效动作数，并非表 2 中各候选动作集合的直接笛卡儿积。计算平台为 MATLAB，CPU 为

Intel Core i5 处理器，内存为 8 GB。表中时间为同一计算环境下单次年度层求解时间。

由于设备容量边界、储氢上下限、电池 SOC 边界和寿命损耗上限会剪除大量不可达状态，实际

搜索规模低于全状态笛卡儿积；年度层仅按月决策，也避免了将8760 h运行过程直接纳入MDP而导致的维数灾难。

年度层即时成本由电网交互成本、设备运维成本、电池退化成本、储氢目标偏差和低储氢风险惩罚组成：

$$g_m(s_m, a_m) = C_m^{\text{grid}} + C_m^{\text{om}} + C_m^{\text{life}} + \lambda_H (H_{m+1} - H_{m+1}^{\text{ref}})^2 + \lambda_R z_m^{\text{low}} \quad (6)$$

$$z_m^{\text{low}} \geq H_m^{\text{safe}} - H_m, \quad z_m^{\text{low}} \geq 0 \quad (7)$$

式中， $g_m(s_m, a_m)$ 为年度层第 m 月即时成本； C_m^{grid} 、 C_m^{om} 和 C_m^{life} 分别为电网交互成本、设备运行维护成本和电池退化成本； H_{m+1}^{ref} 为年度层候选的下一月储氢参考项； λ_H 和 λ_R 分别为储氢目标偏差惩罚系数和低储氢风险惩罚系数； H_m^{safe} 为月度最低储氢安全裕度； z_m^{low} 为低储氢松弛变量。当 H_m 低于 H_m^{safe} 时， z_m^{low} 用于刻画储氢安全裕度不足程度。

需要说明的是，年度层MDP并非跟踪一个外部预先固定的全年储氢目标。本研究先根据全年源荷季节性和储氢安全需求形成候选参考范围，并将下一月储氢状态作为年度层动作和状态转移的结果参与贝尔曼递推。式(6)、式(7)中的下一月储氢参考项用于约束月度目标的连续性和低储氢风险，其本质是对候选目标的软约束。经贝尔曼递推后，年度层输出最优月度储氢目标序列，作为月度两阶段随机规划的参考。因此，年度层主要承担跨季节储氢目标生成和长期状态价值传递功能，而不是对外部固定目标的简单修正。

其中，年度层各成本项由小时级成本在第 m 月对应小时集合 T_m 上聚合得到，可写为

$$C_m^{\text{grid}} = \sum_{t \in T_m} (c_t^{\text{buy}} p_t^{\text{buy}} - c_t^{\text{sell}} p_t^{\text{sell}}) \Delta t \quad (8)$$

$$C_m^{\text{om}} = \sum_{t \in T_m} \sum_{k \in \mathcal{K}} c_k^{\text{om}} p_t^k \Delta t \quad (9)$$

$$C_m^{\text{life}} = \sum_{t \in T_m} C_t^{\text{life}} \quad (10)$$

式中， c_t^{buy} 、 c_t^{sell} 分别为购电和售电电价； p_t^{buy} 、 p_t^{sell} 分别为购电功率和售电功率； c_k^{om} 为设备 k 的单位运维成本； p_t^k 为设备 k 在时段 t 的运行功率； $\mathcal{K}$ 为电解槽、燃料电池和电池等设备集合。

采用贝尔曼递推求解年度层MDP：

$$V_m(s_m) = \min_{a_m \in \mathcal{A}(s_m)} \{g_m(s_m, a_m) + \mathbb{E}_{\xi_m}[V_{m+1}(s_{m+1})]\} \quad (11)$$

$$a_m^* = \arg \min_{a_m \in \mathcal{A}(s_m)} \{g_m(s_m, a_m) + \mathbb{E}_{\xi_m}[V_{m+1}(f_m(s_m, a_m, \xi_m))]\} \quad (12)$$

式中， $V_m(s_m)$ 为第 m 月处于状态 s_m 时的值函数； $\mathcal{A}(s_m)$ 表示状态 s_m 下满足设备功率、储氢边界、电池能量边界和寿命损耗约束的可行动作集合； $\mathbb{E}_{\xi_m}[\cdot]$ 表示对月度净负荷扰动 ξ_m 求期望； a_m^* 为使年度期望总成本最小的最优月度动作。年度层输出月度目标储氢量、月度电池能量参考、周参考轨迹和寿命损耗控制要求，作为月度层的参考和约束。

为避免有限年度优化在年末出现集中释放储氢或电池能量的端点效应，本研究在年度层设置终端状态处理。对氢储能，要求年末储氢量不低于终端安全库存，并在终端成本中对偏离下一年度初始安全需求的部分施加软惩罚；对电池储能，由于其主要承担小时级快速调节，要求年末电池能量状态回到初始状态附近或保持在给定安全区间内。上述处理使模型在年度末仍保留必要能量裕度，避免将年末储氢过度释放误判为运行成本降低。其终端约束和软惩罚项如下：

$$H_{M+1} \geq H_{M+1}^{\text{safe}}, \quad \underline{E}^B \leq E_{M+1}^B \leq \bar{E}^B$$

$$\Phi_{\text{ter}} = \rho_H \max(0, H_{M+1}^{\text{safe}} - H_{M+1}) + \rho_B (E_{M+1}^B - E_0^B)^2 \quad (13)$$

式中， M 为年度层总阶段数，本研究 $M = 12$ ； H_{M+1} 为年末储氢量， H_{M+1}^{safe} 为终端安全库存； E_{M+1}^B 和 E_0^B 分别为年末和年初电池能量状态， $\underline{E}^B$ 和 $\bar{E}^B$ 分别为电池能量状态下限和上限； Φ_{ter} 为终端软惩罚项； ρ_H 和 ρ_B 分别为储氢终端库存偏差和电池终端状态偏差的惩罚系数。

2.2 月度调度层：计及周度源荷不确定性的两阶段随机规划

月度层以月为计划周期、以周为基本滚动更新步长：每月初形成覆盖全月的周度计划，每周初根据日内执行反馈的实际储氢量、电池SOC和累计寿命损耗状态，滚动修正下一周计划，并将周度储氢参考、设备基准出力和小时级参考轨迹下发至日内层。该层在承接年度储氢目标的基础上，通过源荷不确定性场景预留储氢安全裕度，使下发至日内层的计划更具可执行性。与年度层MDP的长期动态递推不同，月度层在每次滚动更新时求解的是给定初始状态和年度参考目标下的场景化规划问题。第一阶段基准计划在扰动实现前确定，第二阶段修正量在不同源荷扰动场景下进行补偿，因此该层重点处理周尺度源荷不确定性和储氢安全裕度，而不

再重新计算全年跨季节值函数。

Ω 为不确定性场景集合, $\omega \in \Omega$ 为场景编号, π_ω 为场景 ω 的发生概率。第一阶段变量在不确定性实现前确定, 主要包括周度储氢参考、设备基准出力、电池基准净能量和电网基准交互; 第二阶段变量在场景实现后进行补偿, 主要包括设备修正量、缺供量、弃电量和低储氢松弛变量。月度层目标函数由第一阶段基准计划成本 C_I 和第二阶段场景期望修正成本 C_{II} 组成, 其中 C_I 反映基准电网交互、设备运行、储氢目标跟踪和电池寿命损耗成本, C_{II} 反映各扰动场景下的补偿调度成本、缺供/弃电惩罚和低储氢风险惩罚。

场景来源与概率设置: 月度两阶段随机规划中的场景集用于形成周度计划, 重点描述月度滚动调度中可能出现的光伏偏低、负荷偏高及其复合扰动。本算例可获得的数据为脱敏后的社区源荷运行序列, 尚不具备长期预测误差样本来拟合完整概率分布; 因此, 本研究根据全年源荷季节特征和典型不利工况构造代表性扰动场景。在缺少长期预测误差样本的情况下, 本研究采用 5 档代表性净负荷扰动描述月度源荷不确定性, 并根据扰动幅度大小赋予中心集中型概

率, 即 -10%、-5%、0、5%、10% 这 5 档扰动幅度对应的概率分别为 0.10、0.20、0.40、0.20、0.10。该概率设置用于月度两阶段随机规划的期望成本计算; 若后续获得长期预测误差样本, 可进一步采用经验概率或场景削减方法更新场景权重。

本研究同时区分“月度优化场景集”和“外部扰动验证场景”。月度优化场景进入月度层目标函数的期望成本, 用于生成 M3 的周度储氢计划; 外部扰动验证场景用于第 3.6 节的扰动检验, 考察模型在更不利源荷偏差和初始储氢偏低条件下的储氢裕度、缺供量和成本波动。二者覆盖的风险类型一致, 但用途不同: 优化场景参与计划形成, 验证场景作为独立代表性工况用于执行检验, 以避免用同一组场景同时优化和评价导致稳健性高估。为进一步避免优化场景与评价场景混用, 本研究在表 4 中从用途、构造依据、概率处理和与计划求解关系 4 个方面区分月度优化场景集与外部扰动验证场景。其中, 月度优化场景集进入两阶段随机规划期望目标并参与 M3 周度计划形成; 外部扰动验证场景不进入对应工况下的计划求解, 仅用于检验不同不利工况下的执行效果。

表 4 月度优化场景与外部扰动验证场景的关系

Table 4 Relationship between monthly optimization scenarios and external disturbance validation scenarios

项目	月度优化场景集	外部扰动验证场景
用途	进入两阶段随机规划目标函数, 用于生成周度计划	用于第 3.6 节独立扰动工况检验
构造依据	全年源荷季节特征与典型源荷偏差	基准轻扰动、光伏偏低、负荷偏高、连续阴天和冬季缺能等代表性工况
概率处理	按 5 档净负荷扰动计入期望目标, 概率为 0.10、0.20、0.40、0.20、0.10; 获得预测误差样本后可更新权重	8 组验证工况逐一执行并统计结果, 不进入场景期望目标
与计划求解关系	参与 M3 周度计划形成	不参与对应验证工况下计划求解, 仅用于检验执行效果

由表 4 可知, 月度优化场景参与 M3 周度计划形成, 并通过场景概率进入两阶段随机规划期望目标; 外部扰动验证场景不参与对应工况下的计划求解, 仅作为独立代表性工况用于检验执行效果。上述区分可避免优化场景与评价场景混用, 从而降低对随机规划稳健性效果的高估风险。

第一阶段基准计划成本 $C^I(x)$ 和第二阶段修正成本 $C_{II}^I(x, y_\omega)$ 均由电网交互、设备运维、寿命损耗、缺供/弃电和修正动作惩罚组成:

$$C^I(x) = \sum_{t \in T_w} (C_t^{\text{grid}} + C_t^{\text{om}} + C_t^{\text{life}}) \quad (14)$$

$$C_{II}^I(x, y_\omega) = \sum_{t \in T_w} \left(c^{\text{shed}} p_{t,\omega}^{\text{shed}} + c^{\text{curt}} p_{t,\omega}^{\text{curt}} + \sum_{k \in K} c_k^{\text{adj}} |\Delta p_{t,\omega}^k| \right) \Delta t \quad (15)$$

式中, c^{shed} 和 c^{curt} 分别为缺供和弃电惩罚系数; $p_{t,\omega}^{\text{shed}}$ 和 $p_{t,\omega}^{\text{curt}}$ 分别为场景 ω 下时段 t 的缺供松弛变量和弃电松弛变量; c_k^{adj} 为设备 k 的场景修正惩罚系数; $\Delta p_{t,\omega}^k$ 为场景 ω 下设备 k 相对第一阶段基准计划的修正量; T_w 为第 w 周包含的小时集合。

在此基础上, 月度层目标函数为

$$\min C^I(x) + \sum_{\omega \in \Omega} \pi_\omega C_{II}^I(x, y_\omega) + C^{\text{track}} + C^{\text{risk}} \quad (16)$$

$$C^{\text{track}} = \sum_w \lambda_w^H (H_w^{\text{ref}} - H_w^{\text{ann}})^2 + \sum_w \lambda_w^B (E_w^{\text{B.ref}} - E_w^{\text{B.ann}})^2 \quad (17)$$

$$C^{\text{risk}} = \sum_{\omega \in \Omega} \pi_\omega \sum_w \lambda_R z_{w,\omega}^{\text{low}} \quad (18)$$

式中, $\mathbf{x}$ 为第一阶段计划变量, y_ω 为场景 ω 下第二阶段修正变量; Ω 为场景集合, π_ω 为场景概率; $\mathbf{C}^l(\mathbf{x})$ 为第一阶段基准计划成本, $\mathbf{C}_\omega^u(\mathbf{x}, y_\omega)$ 为场景 ω 下第二阶段修正成本; $\mathbf{C}^{\text{track}}$ 和 $\mathbf{C}^{\text{risk}}$ 分别为目标跟踪成本和储氢风险成本; H_w^{ref} 、 $E_w^{\text{B,ref}}$ 分别为第 w 周储氢量和电池能量参考值, H_w^{ann} 、 $E_w^{\text{B,ann}}$ 分别为年度层下发的对应参考值; λ_w^H 、 λ_w^B 和 λ_R 分别为储氢跟踪、电池能量跟踪和低储氢风险惩罚系数; $\mathbf{z}_{w,\omega}^{\text{low}}$ 为场景 ω 下第 w 周低储氢松弛变量。第一阶段变量必须满足非预期性约束, 即同一计划变量不能依赖未来场景:

$$\mathbf{x}_{w,\omega} = \mathbf{x}_w, \quad \forall w, \omega \in \Omega \quad (19)$$

各场景下的主要约束包括功率平衡、设备容量、储氢状态转移、电池 SOC 转移、储氢安全裕度和缺供/弃电松弛约束:

$$p_{t,\omega}^{\text{PV}} + p_{t,\omega}^{\text{FC}} + p_{t,\omega}^{\text{dis}} + p_{t,\omega}^{\text{buy}} + p_{t,\omega}^{\text{shed}} = p_{t,\omega}^{\text{L}} + p_{t,\omega}^{\text{EL}} + p_{t,\omega}^{\text{ch}} + p_{t,\omega}^{\text{sell}} + p_{t,\omega}^{\text{curt}} \quad (20)$$

$$H_{t+1,\omega} = H_{t,\omega} + \eta_{\text{EL}} p_{t,\omega}^{\text{EL}} \Delta t - \frac{p_{t,\omega}^{\text{FC}} \Delta t}{\eta_{\text{FC}}} \quad (21)$$

$$E_{t+1,\omega}^{\text{B}} = E_{t,\omega}^{\text{B}} + \eta_{\text{ch}} p_{t,\omega}^{\text{ch}} \Delta t - \frac{p_{t,\omega}^{\text{dis}} \Delta t}{\eta_{\text{dis}}} \quad (22)$$

$$H_{t,\omega} + \mathbf{z}_{t,\omega}^{\text{low}} \geq H_t^{\text{safe}}, \quad \mathbf{z}_{t,\omega}^{\text{low}} \geq 0 \quad (23)$$

$$p_{t,\omega}^k = \bar{p}_t^k + \Delta p_{t,\omega}^k, \quad k \in \{\text{EL, FC, B, G}\} \quad (24)$$

式中, $p_{t,\omega}^{\text{PV}}$ 和 $p_{t,\omega}^{\text{L}}$ 分别为场景 ω 下时段 t 的光伏出力和负荷; $p_{t,\omega}^{\text{EL}}$ 、 $p_{t,\omega}^{\text{FC}}$ 、 $p_{t,\omega}^{\text{ch}}$ 、 $p_{t,\omega}^{\text{dis}}$ 、 $p_{t,\omega}^{\text{buy}}$ 和 $p_{t,\omega}^{\text{sell}}$ 分别为对应设备功率及与电网交互功率; $p_{t,\omega}^{\text{shed}}$ 和 $p_{t,\omega}^{\text{curt}}$ 分别为缺供和弃电松弛变量; $H_{t,\omega}$ 和 $E_{t,\omega}^{\text{B}}$ 分别为储氢量和电池能量状态; η_{EL} 、 η_{FC} 、 η_{ch} 和 η_{dis} 分别为电解槽效率、燃料电池效率、电池充电效率和放电效率; H_t^{safe} 为时段 t 的储氢安全裕度; $\mathbf{z}_{t,\omega}^{\text{low}}$ 为低储氢松弛变量; $\bar{p}_t^k$ 为设备 k 的第一阶段基准功率; $\Delta p_{t,\omega}^k$ 为场景 ω 下设备 k 相对第一阶段基准计划的修正量。式(24)表示第二阶段修正量围绕第一阶段基准计划展开。月度层输出周度储氢计划、周度电池荷电状态计划、设备基准出力、电网交互计划和小时级参考轨迹。

2.3 日内执行层:考虑快慢分了解耦的模型预测控制滚动优化

日内层以小时为分辨率, 预测时域为 24 h, 滚动步长为 1 h。在每个滚动时刻, 模型基于未来 24 h 短期光伏和负荷预测、当前储氢量、电池 SOC 和累计寿命损耗状态求解 MPC 问题, 但仅执行当前 1 h 控制量; 实际光伏、负荷和设备执行结果形成

的偏差, 会反映到下一滚动时刻的实际储氢量、电池 SOC 和累计寿命损耗中, 并作为新的初始状态进入下一次 MPC 求解。因此, 短期预测误差不会在整个预测时域内一次性固定传播, 而是在 1 h 滚动过程中通过状态反馈持续校正。为突出电池短时期调节功能, 本研究将净负荷分解为慢变量和快速分量:

$$n_t = p_t^{\text{L}} - p_t^{\text{PV}} \quad (25)$$

$$n_t^{\text{slow}} = \frac{1}{W} \sum_{i=t-W+1}^t n_i \quad (26)$$

$$n_t^{\text{fast}} = n_t - n_t^{\text{slow}} \quad (27)$$

$$p_t^{\text{B,ref}} = \text{sat}(n_t^{\text{fast}}, -\bar{P}^{\text{ch}}, \bar{P}^{\text{dis}}) \quad (28)$$

式中, n_t 为 t 时段净负荷, n_t^{slow} 和 n_t^{fast} 分别为净负荷慢变量和快速分量; W 为滑动平均窗口长度; $p_t^{\text{B,ref}}$ 为电池参考净功率; $\bar{P}^{\text{ch}}$ 和 $\bar{P}^{\text{dis}}$ 分别为电池最大充电功率和最大放电功率; $\text{sat}(\cdot)$ 为饱和函数, 用于将电池参考功率限制在充放电功率边界内。本研究算例取 $W = 5 \text{ h}$, 以提取小时级快速波动; 该取值与电池额定持续充/放电时间和日内光伏爬坡特征相匹配, 可将小时级快速波动主要分配给电池, 而将慢的净能量偏差交由氢储能和电网承担。为检验窗口长度对功能分工的影响, 算例部分进行窗口敏感性分析, 比较年度运行成本、储氢跟踪误差、电池年吞吐量、等效循环次数和缺供量等指标。

进一步地, 5 h 滑动平均窗口的选取主要基于时间尺度分离和设备响应特性: 算例电池容量为 3 MWh、最大充/放电功率为 0.8 MW, 额定持续充/放电时间约为 3.75 h, 适合承担数小时内的快速功率波动; 日内光伏爬坡和负荷波动也主要表现为数小时尺度变化。选取 5 h 窗口能够将小时级快速波动主要分配给电池, 同时避免过多中频波动进入电池任务。第 3.8 节中表 7 所示的敏感性分析结果进一步表明, 5 h 窗口在运行成本、储氢跟踪精度和电池调用强度之间取得较好折中。

日内 MPC 目标函数为

$$\min \sum_{\tau=t}^{t+T-1} \left[C_\tau^{\text{grid}} + C_\tau^{\text{om}} + C_\tau^{\text{life}} + \lambda_H (H_\tau - H_\tau^{\text{ref}})^2 + \lambda_B (p_\tau^{\text{B}} - p_\tau^{\text{B,ref}})^2 + \lambda_{\Delta u} \|\mathbf{u}_\tau - \mathbf{u}_{\tau-1}\|_2^2 \right] \quad (29)$$

$$\mathbf{u}_\tau = [p_\tau^{\text{EL}} p_\tau^{\text{FC}} p_\tau^{\text{ch}} p_\tau^{\text{dis}} p_\tau^{\text{buy}} p_\tau^{\text{sell}}]^T \quad (30)$$

式中, T 为模型预测控制预测时域; $\mathbf{u}_\tau$ 为 τ 时段控制变量向量, 包括电解槽功率、燃料电池功

率、电池充/放电功率以及电网购/售电功率； C_r^{grid} 、 C_r^{om} 和 C_r^{life} 分别为 t 时段电网交互成本、设备运行维护成本和电池退化成本； H_t^{ref} 为月度层下发的储氢参考轨迹； $p_t^{\text{B,ref}}$ 为由净负荷快速分量得到的电池参考功率； λ_H 、 λ_B 和 $\lambda_{\Delta w}$ 分别为储氢跟踪、电池功率跟踪和控制量平滑惩罚系数。该设置使电池不再被长期持续用于能量搬移，而主要承担快速功率补偿；氢储能和电网则承担慢变量能量平衡。

2.4 非线性电池退化成本模型

电池寿命损耗与放电深度之间存在显著的非线性关系。为避免调度模型为短期经济性而过度调用电池，本研究借鉴实时储能寿命损耗建模思想^[26]，在小时级调度中引入与放电深度相关的非线性退化成本。单时段放电深度、退化增量和退化成本分别为

$$d_t = \frac{p_t^{\text{dis}} \Delta t}{E_{\text{cap}}^{\text{B}}} \quad (31)$$

$$l_t = \alpha d_t + \beta d_t^2 + \gamma \max(0, d_t - d_0)^2 \quad (32)$$

$$C_t^{\text{life}} = C_{\text{rep}} l_t \quad (33)$$

$$L_{t+1} = L_t + l_t \quad (34)$$

式中， d_t 为 t 时段单时段放电深度； $E_{\text{cap}}^{\text{B}}$ 为电池额定能量容量，本研究取 3 MWh； l_t 为电池小时退化增量； d_0 为单时段较大放电惩罚阈值； α 、 β 和 γ 为退化参数，其中 β 和 γ 共同反映较大放电动作下边际退化成本的递增特性； C_{rep} 为电池替换成本； C_t^{life} 为 t 时段电池退化成本； L_t 为小时尺度累计退化量。本研究参考实时储能寿命损耗建模思路，结合算例电池容量与单时段最大放电能力进行标定，取 $d_0 = 0.10$ 、 $\alpha = 1.0 \times 10^{-4}$ 、 $\beta = 2.0 \times 10^{-3}$ 、 $\gamma = 1.0 \times 10^{-2}$ 。该模型将电池单时段放电动作映射为寿命损耗成本，从而抑制电池被频繁、大幅调用，使其更倾向于承担小时级快速调节，而非跨季节能量搬移。

退化参数参考文献[19]中的非线性电池退化成本表达和文献[26]中的实时储能寿命损耗建模思路，并结合本研究 1 h 调度步长、3 MWh 电池容量和 0.8 MW 最大放电功率进行量纲归一化与参数标定。其中， $d_0=0.10$ 表示单时段较大放电惩罚阈值，而非传统循环寿命意义下的深度放电阈值。由于单时段最大放电深度约为 0.267， $d_0=0.10$ 约对应最大单时段放电能力的 37.5%，用于在调度中识别并抑制较大幅度放电动作。

式(31)~式(34)中的退化项主要服务于调度优

化，用于在 MPC 中对较大单时段放电动作施加非线性边际惩罚。该模型能够抑制电池为短期经济性而频繁、大幅放电，并使其更多承担小时级快速调节任务。与雨流计数等离线循环识别方法相比，该模型没有进一步刻画完整充放电循环、SOC 区间、温度、日历老化和充电侧退化等多应力因素；其优势在于形式简洁、易嵌入滚动优化，并能反映较大放电动作边际成本递增的调度信号。因此，本研究将其作为运行策略引导和相对寿命损耗约束，而不将其解释为电池绝对寿命预测结果。

为明确小时级退化模型与年度层寿命状态之间的衔接，设 $\mathcal{T}_m$ 为第 m 月包含的小时集合， L_m 为第 m 月初累计寿命损耗。则年度层寿命状态满足

$$L_{m+1} = L_m + \sum_{t \in \mathcal{T}_m} l_t, m = 1, 2 \dots 12 \quad (35)$$

由式(31)~式(35)可知，电池放电功率 p_t^{dis} 首先决定 d_t ，进一步映射为小时退化增量 l_t ，并通过月尺度累加形成年度层寿命状态 L_m ，再通过状态 s_m 和值函数 $V_m(s_m)$ 影响后续月度决策。由此，年度层寿命状态与日内非线性退化成本模型形成“电池放电动作-单时段放电深度-小时退化增量-累计寿命状态-年度决策”的递阶反馈链。

2.5 系统约束与状态方程

年度层、月度层和日内层均须满足统一的能量平衡、状态转移和设备边界约束。设调度时段为 t ，时段长度为 Δt 。系统小时级功率平衡为

$$p_t^{\text{PV}} + p_t^{\text{FC}} + p_t^{\text{dis}} + p_t^{\text{buy}} + p_t^{\text{shed}} = p_t^{\text{L}} + p_t^{\text{EL}} + p_t^{\text{ch}} + p_t^{\text{sell}} + p_t^{\text{curt}} \quad (36)$$

储氢状态和电池能量状态分别为

$$H_{t+1} = H_t + \eta_{\text{EL}} p_t^{\text{EL}} \Delta t - \frac{p_t^{\text{FC}} \Delta t}{\eta_{\text{FC}}} \quad (37)$$

$$E_{t+1}^{\text{B}} = E_t^{\text{B}} + \eta_{\text{ch}} p_t^{\text{ch}} \Delta t - \frac{p_t^{\text{dis}} \Delta t}{\eta_{\text{dis}}} \quad (38)$$

主要设备功率和状态边界为

$$\begin{aligned} 0 &\leq p_t^{\text{EL}} \leq \bar{P}^{\text{EL}}, \quad 0 \leq p_t^{\text{FC}} \leq \bar{P}^{\text{FC}} \\ 0 &\leq p_t^{\text{ch}} \leq \bar{P}^{\text{ch}}, \quad 0 \leq p_t^{\text{dis}} \leq \bar{P}^{\text{dis}} \\ \underline{H} &\leq H_t \leq \bar{H}, \quad \underline{E}^{\text{B}} \leq E_t^{\text{B}} \leq \bar{E}^{\text{B}} \end{aligned} \quad (39)$$

式中， p_t^{PV} 和 p_t^{L} 分别为 t 时段光伏出力和电负荷； p_t^{EL} 和 p_t^{FC} 分别为电解槽功率和燃料电池功率； p_t^{ch} 、 p_t^{dis} 分别为电池充、放电功率； p_t^{buy} 、 p_t^{sell} 分别为购电和售电功率； p_t^{shed} 和 p_t^{curt} 分别为缺供和弃电松弛变量； H_t 为储氢量； E_t^{B} 为电池能量状态； η_{EL} 、 η_{FC} 、 η_{ch} 和 η_{dis} 分别为电解槽、燃料电池、电池充电

和放电效率； $\bar{P}^{\text{EL}}$ 、 $\bar{P}^{\text{FC}}$ 、 $\bar{P}^{\text{ch}}$ 和 $\bar{P}^{\text{dis}}$ 分别为对应设备功率上限； $\underline{H}$ 、 $\bar{H}$ 、 $\underline{E}^{\text{B}}$ 和 $\bar{E}^{\text{B}}$ 分别为储氢量和电池能量状态的下限、上限。

为避免不符合物理运行逻辑的同时充放电、同时购售电以及电解槽与燃料电池同时运行的情况出现，本研究设置设备运行互斥约束。互斥关系通过二进制状态变量或等价逻辑约束实现，并与功率上下限共同限制各设备的运行状态：

$$\begin{aligned} 0 \leq p_t^{\text{ch}} \leq u_t^{\text{ch}} \bar{P}^{\text{ch}}, \quad 0 \leq p_t^{\text{dis}} \leq u_t^{\text{dis}} \bar{P}^{\text{dis}}, \quad u_t^{\text{ch}} + u_t^{\text{dis}} \leq 1 \\ 0 \leq p_t^{\text{buy}} \leq u_t^{\text{buy}} \bar{P}^{\text{grid}}, \quad 0 \leq p_t^{\text{sell}} \leq u_t^{\text{sell}} \bar{P}^{\text{grid}}, \quad u_t^{\text{buy}} + u_t^{\text{sell}} \leq 1 \\ 0 \leq p_t^{\text{EL}} \leq u_t^{\text{EL}} \bar{P}^{\text{EL}}, \quad 0 \leq p_t^{\text{FC}} \leq u_t^{\text{FC}} \bar{P}^{\text{FC}}, \quad u_t^{\text{EL}} + u_t^{\text{FC}} \leq 1 \end{aligned} \quad (40)$$

式中， u_t^{ch} 、 u_t^{dis} 、 u_t^{buy} 、 u_t^{sell} 、 u_t^{EL} 和 u_t^{FC} 分别为电池充/放电、电网购/售电以及电解槽/燃料电池运行状态的0/1变量； $\bar{P}^{\text{grid}}$ 为电网交互功率上限，其余功率上限符号与式(39)一致。

3 算例分析

3.1 算例设置、数据来源与评价指标

为验证所提方法的有效性，本研究以某低碳社

区电氢混合储能系统为研究对象，设置M1（年度层+日内层）、M2（三层确定性规划）、M3（本研究方法）、M4（无氢储能）和M5（不计电池退化成本）进行对比；详细模型设置和系统参数见附表A1、附表A2。

为进一步检验月度随机规划层的必要性，本研究扩展基准模型M6：M6保留年度层和日内MPC，不设置月度两阶段随机规划风险缓冲层；年度层生成的储氢目标经时间尺度转换后作为日内MPC预测时域末端储氢参考，并在日内MPC目标函数中加入终端储氢偏差惩罚项。该模型用于比较“年度目标直接作用于日内层”和“经月度随机规划转化为周度可执行计划”两种传递方式的差异，并检验终端储氢偏差惩罚能否替代月度随机风险缓冲层。为明确扩展基准模型的比较对象和作用，表5列出了M1、M3和M6的结构/模块、是否包含月度随机层、是否设置终端储氢偏差惩罚项及模型主要用途。其中，M6用于检验“年度目标直接下传日内MPC+终端储氢偏差惩罚”是否能够替代月度随机风险缓冲层，并为第3.8节中表8所示的扩展基准对比提供模型定义基础。

表5 扩展基准模型设置

Table 5 Extended benchmark model settings

模型	结构/模块	是否包含月度随机层	是否设置终端储氢偏差惩罚项	主要用途
M1	年度层+日内层	否	否	原两层基准，验证缺少月度风险缓冲层时的目标传递效果
M3	年度层+月度两阶段随机规划+日内MPC	是	通过周度储氢参考体现	本研究方法，验证目标传递、风险缓冲和功能解耦效果
M6	年度目标直接下传日内MPC+终端储氢偏差惩罚	否	是	检验终端储氢偏差惩罚对目标跟踪的改善程度，并与月度随机风险缓冲层对比

本研究将电池年吞吐量定义为双向吞吐量，即 $E_{\text{thr}}^{\text{B}} = \sum_t (p_t^{\text{ch}} + p_t^{\text{dis}}) \Delta t$ ，等效循环次数按 $N_{\text{eq}} = \frac{E_{\text{thr}}^{\text{B}}}{2E_{\text{cap}}^{\text{B}}}$ 折算，其中 $E_{\text{cap}}^{\text{B}}$ 为电池额定能量容量。取单时段较大放电惩罚阈值 $d_0 = 0.10$ 。在调度步长 $\Delta t = 1 \text{ h}$ 、电池额定能量容量 3 MWh 和最大放电功率 0.8 MW 下，单时段最大放电深度约为 0.267 ，因此 $d_0 = 0.10$ 约对应最大单时段放电能力的 37.5% ，用于识别并惩罚较大单时段放电动作，而非传统循环意义下的深度放电阈值。

本研究规划周期为全年 8760 h ，光伏出力与电负荷均采用该社区真实运行数据，经脱敏和必要的

数据清洗后用于算例建模。为直观展示研究对象全年源荷特征，图3给出了不同月份、日内时段下的负荷与光伏出力时空分布。由图3可见，负荷在全年各月存在一定的季节性变化，并呈现典型日内峰谷特征；光伏出力主要集中于白天时段，且不同月份间峰值差异明显，为后续跨季节储氢调度提供了源荷基础。

为增强结果的可验证性，本研究采用年度运行成本、储氢跟踪误差、低储氢小时数、缺供量、电池单时段较大放电比例、年吞吐量、等效循环次数、寿命损耗指标以及外部扰动场景下的成本统计等指标进行评价。低储氢小时数定义为储氢量低于

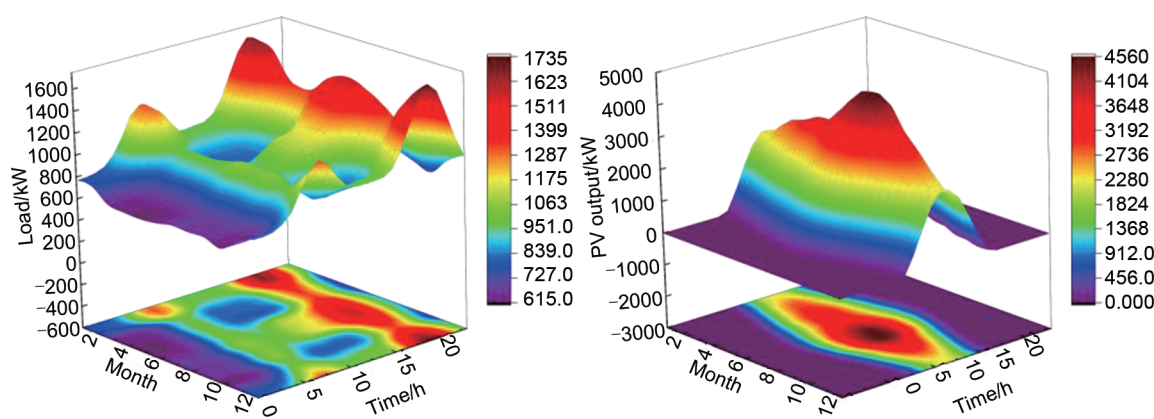


图3 源荷时空分布: (a) 负荷; (b) 光伏出力

Fig. 3 Spatiotemporal distributions of source and load: (a) Load; (b) Photovoltaic output

安全裕度的小时数。

3.2 跨季节储氢侧净量特征与储氢需求

基于图3所示真实源荷时空分布,在验证调度结构之前,首先分析本研究方法M3在基准预测条件下形成的跨季节储氢侧净量特征。该分析用于说明系统是否确实存在跨月、跨季节能量搬移需求,并为后续三层递阶调度效果验证提供物理依据。

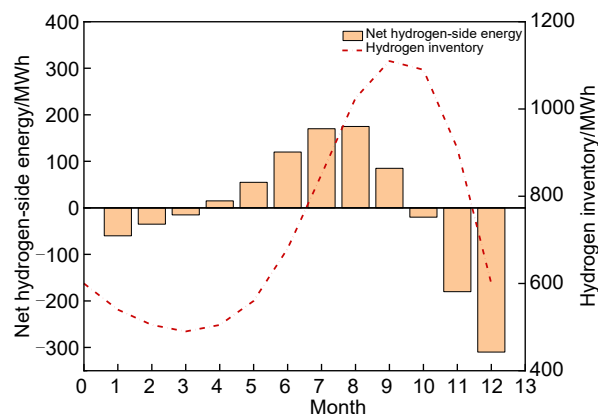


图4 M3模型下月度储氢侧净量与储氢量轨迹

Fig. 4 Monthly net hydrogen-side quantity and hydrogen inventory trajectory under M3

图4中柱状变量为月度储氢侧净量。为便于与储氢状态变化对应,图中月度净量表示经电氢折算后的储氢侧净需求量,而非原始光伏富余电量。其正值表示当月储氢量净增加,负值表示当月储氢量净减少。由图4可见,1—3月储氢侧净量为负,系统处于储氢释放阶段,其中3月为弱缺能过渡月;4—9月净量转正,并在7—8月达到较高水平,说明系统进入富余制氢阶段;10月净量小幅转负,11—12月缺能程度进一步加深,储氢量随

之下降。储氢量整体呈“先降后升再释放”的季节性规律,说明氢储能主要承担跨月和跨季节尺度能量搬移,而不是小时级快速波动补偿。

同时,由于年度层设置了年末终端安全库存和终端软惩罚项,模型在12月释放储氢后仍需保留必要的储氢裕度,以避免出现为降低单年运行成本而在年末集中释放储氢的端点效应。

3.3 三层递阶调度下储氢目标传递效果

基于上述跨季节储氢需求特征,本小节进一步验证所提方法能否将年度层形成的季节性储氢意图转化为月度、周度乃至日内可执行轨迹。若缺少中间风险缓冲层,年度目标往往只能以较粗的形式传递到日内执行层,在设备约束和源荷波动下更容易产生跟踪偏差。

图5(a)比较了年度层目标、季节性参考轨迹、月度层计划和日内层实际轨迹。年度层目标与季节性参考轨迹共同描述跨季节储氢意图;月度层计划在保持全年趋势的同时,将年度层目标进一步转化为可执行的中期计划;日内实际轨迹受小时级光伏波动、负荷变化、电池SOC、电网交互和设备功率约束影响,会在上层轨迹附近产生合理偏差,但其全年演化方向仍与季节性储氢需求一致。年度层长周期目标逐级转化为可执行计划,并允许日内层在物理约束下保留必要的执行弹性。

为说明储氢量对不确定扰动的响应,本研究设置基准场景和恶劣场景进行对比。基准场景表征常规运行状态,恶劣场景表征持续低光伏与高负荷叠加下的不利工况。如图5(b)所示,恶劣场景下储氢量在全年范围内均低于基准场景,且冬季缺能阶段差距进一步扩大,但两条曲线仍保持“先降后升再

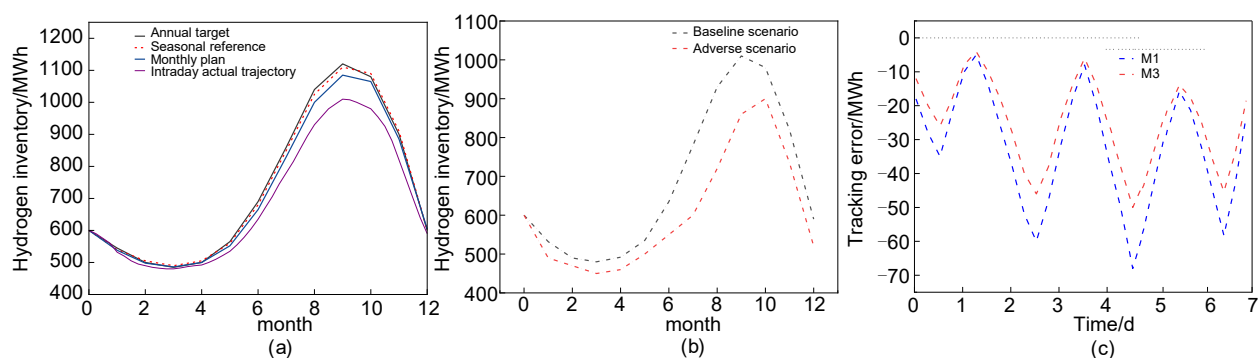


图5 三层递阶调度下储氢目标传递效果: (a) 多时间尺度储氢量轨迹; (b) 基准场景与恶劣场景对比; (c) 典型周跟踪误差
Fig. 5 Hydrogen-inventory target transmission under hierarchical scheduling: (a) Multi-time-scale trajectories; (b) Baseline and adverse scenarios; (c) Typical-week tracking error

释放”的季节性形态。这说明外部扰动主要侵蚀储氢安全裕度,并未改变跨季节储氢的基本物理规律。因此,月度层需要在承接年度层目标的同时提前预留储氢安全裕度,为两阶段随机规划的风险缓冲提供依据。

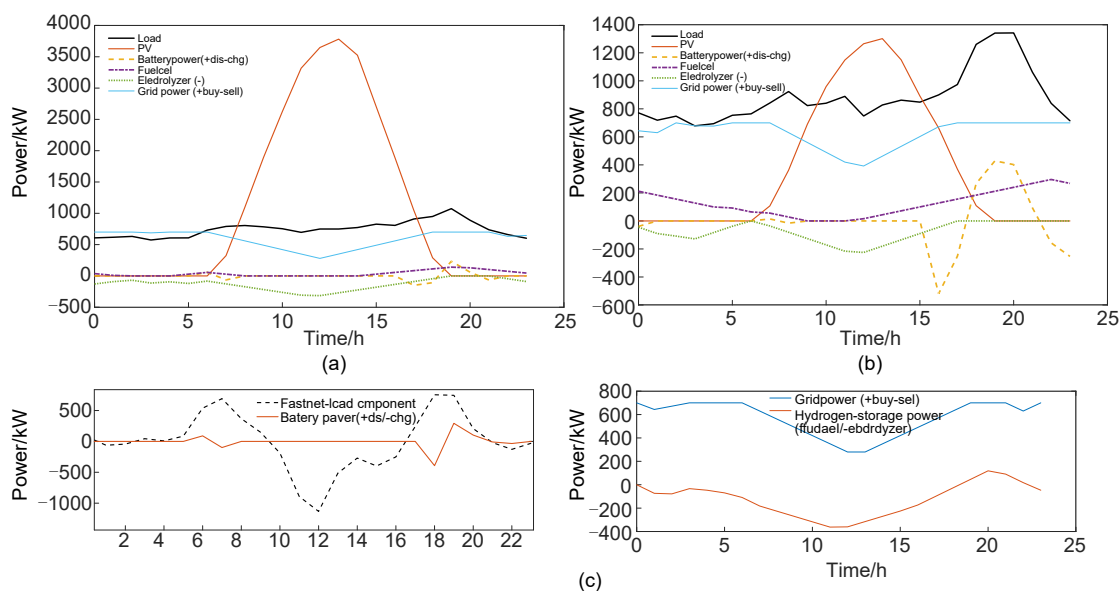
图5(c)给出了典型周内M1两层结构与M3三层递阶模型的储氢量跟踪误差。按典型周统计,M1的跟踪误差RMSE为36.31 MWh, M3为27.37 MWh,降低24.6%。从曲线形态看,M3仍保留必要的执行偏差,但谷值和波动幅度整体收敛。该结果说明,月度层的作用不是消除所有偏差,而是将年度储氢目标分解为更平滑、更可执行的中

期轨迹,缓解长周期目标直接下传造成的结构性偏差。

3.4 典型日功率平衡与电氢功能解耦

在验证储氢目标能够逐级传递后,还需进一步考察日内层是否实现了“电池短时调节、氢储能长周期搬移”的功能分工。本小节选取高光伏日和低光伏日进行功率平衡分析,并通过快慢分量结果说明电池与氢储能的任务边界。

图6(a)中,高光伏日富余电能主要由电解槽吸收并转化为氢能,从而实现能量跨时段和跨季节利用。电池主要在局部波动时段动作,用于平滑小时级净负荷快速变化。图6(b)中,低光伏日由电网购



注: 电池功率正值表示放电, 负值表示充电; 电网功率正值表示购电, 负值表示售电; 氢储功率正值表示燃料电池发电, 负值表示电解槽制氢。

图6 典型日功率平衡与电池短时调节: (a) 高光伏日; (b) 低光伏日; (c) 电池短时调节
Fig. 6 Typical-day power balance and short-term battery regulation: (a) High-PV day; (b) Low-PV day; (c) Short-term battery regulation

电和燃料电池共同支撑负荷，燃料电池承担较慢的能量支撑。电池在局部时段进行快速充放电，缓解电网和氢储能设备频繁快速变化。由图6(a)和图6(b)可见，氢储能主要在光伏富余或缺能时段承担能量搬移，电池则更多围绕短时波动进行双向调节。

图6(c)将电池短时调节作用和电网/氢储能慢变量支撑分成两个子图。左子图表明，电池净功率主要在净负荷快速分量突变时动作，并未长时间维持高功率运行；右子图表明，电网净功率和氢储净功率变化相对平缓，主要承担慢变量能量支撑。该结果说明，日内层模型实现了电池与氢储能的功能解耦：电池用于快变量补偿，氢储能和电网用于慢变量支撑。

3.5 非线性电池退化模型影响

若仅从短期运行成本出发，调度模型可能过度调用电池，使其承担不适合的长周期能量搬移任务。为验证非线性退化成本的约束作用，本小节对比不计电池退化成本模型 M5 和考虑非线性退化成本模型 M3 的电池单时段放电深度分布及关键运行指标。

图7(a)基于式(31)得到的 d_t 按放电时段样本统计，给出了不同退化模型下电池单时段放电深度的概率分布。可以看出，不计退化成本时，M5 的放电深度分布更集中于 $d_t > d_0$ 的较大单时段放电区域，超过惩罚阈值的放电时段比例为 50.92%，说明电池更容易被用于较大幅度能量调节；引入非线性退化成本后，M3 的放电深度主要集中在较小区间，超过

d_0 的放电时段比例降至 1.50%。图7(b)中的寿命损耗指标由式(32)~式(35)逐时累积得到，并以 M5 为基准进行归一化处理。与 M5 相比，M3 电池年吞吐量由 M5 的 1626.44 MWh 降至 432.90 MWh，等效循环次数由 271.07 次降至 72.15 次，累计寿命损耗指标由 0.078 降至 0.021。上述结果表明，引入非线性退化成本能够抑制电池在单时段尺度上的较大放电动作和过度循环，使电池运行角色由长周期能量搬移转向小时级快速调节。

3.6 月度两阶段随机规划的不确定性适应性

在源荷扰动条件下，月度层能否形成更稳健的周度计划，是本研究区别于确定性三层调度的关键。本小节构造代表性外部扰动验证场景，将三层确定性规划模型 M2 与本研究随机规划模型 M3 进行对比，重点观察储氢安全裕度、缺供量、低储氢风险和成本波动。本小节统计的是扰动验证场景下的运行成本，与第 3.7 节基准预测场景成本口径不同。

为量化评估月度两阶段随机规划对外部扰动的适应能力，本研究构造了 8 组代表性场景：1—基准轻扰动、2—光伏偏低、3—负荷偏高、4—光伏偏低+负荷偏高、5—连续阴天、6—连续阴天+负荷高峰、7—冬季极端缺能、8—冬季极端缺能+初始储氢偏低。场景量化设置和用途见附表 A3。

上述 8 组验证场景根据全年源荷季节性和典型不利运行状态设置，用于覆盖光伏偏低、负荷偏高、连续低辐照和冬季缺能等主要风险类型。在当前数据条

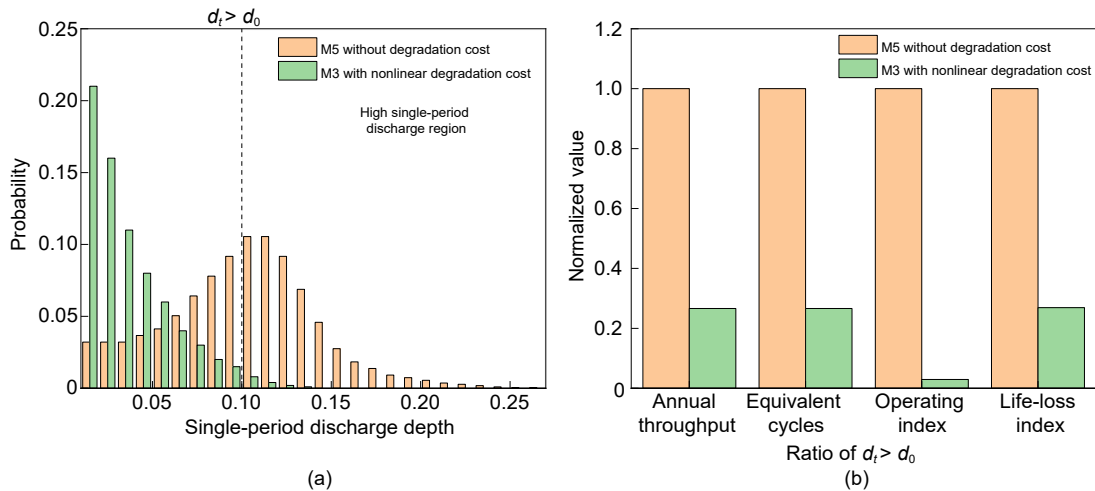


图7 不同退化模型下电池放电深度与运行指标对比：(a) 单时段放电深度；(b) 关键运行指标

Fig. 7 Battery discharge depth and operating-index comparison under different degradation models: (a) Single-period discharge depth; (b) Key operating indices

件下, 场景并非由长期预测误差分布直接抽样得到; 月度随机规划中的概率用于计算期望成本, 外部验证场景则作为独立工况逐一执行并统计结果。

图8(a)表明, M3在各扰动场景下均形成更高计划最低储氢量, 并对应提高实际最低储氢量; 8组场景的平均计划最低储氢量由M2的394.4 MWh提高至M3的407.8 MWh, 平均实际最低储氢量由374.0 MWh提高至386.9 MWh, 最差场景下实际最低储氢量由338 MWh提高至352 MWh。实际最低储氢量仍低于计划最低储氢量, 说明随机规划并未消除扰动影响, 而是通过提前预留裕度来提高计划可执行性。

图8(b)给出了扰动场景下缺供量和低储氢小时数。低储氢小时数是“低于安全裕度的持续时间”指标, 不等同于最低储氢量或缺供量。图中浅蓝色柱和浅红色柱分别表示M2与M3缺供量, 蓝色折

线和红色折线分别表示M2与M3低储氢小时数。8组扰动场景中, M2平均缺供量为2.64 MWh, M3为2.39 MWh, 降低9.5%; 最差场景缺供量由4.20 MWh降至3.80 MWh, 降低9.5%; 平均低储氢小时数由1057.5 h降至989.4 h, 降低6.4%。M3在8组场景下的低储氢小时数均低于M2, 并在多数场景下表现出更低的缺供风险, 但相关指标并未降至零, 说明随机规划提高了风险缓冲能力和计划可执行性, 并未完全消除不确定性影响。本研究综合采用缺供量、实际最低储氢量、低储氢小时数和成本统计共同评价稳健性。

图9(a)~(c)分别从成本、缺供风险和储氢裕度3个维度给出8组外部扰动场景下的统计结果。与M2相比, M3扰动场景平均成本由599.4万元小幅增至600.2万元, 增幅约0.13%, 但成本标准差由25.6万元降至23.4万元, 最差场景成本由

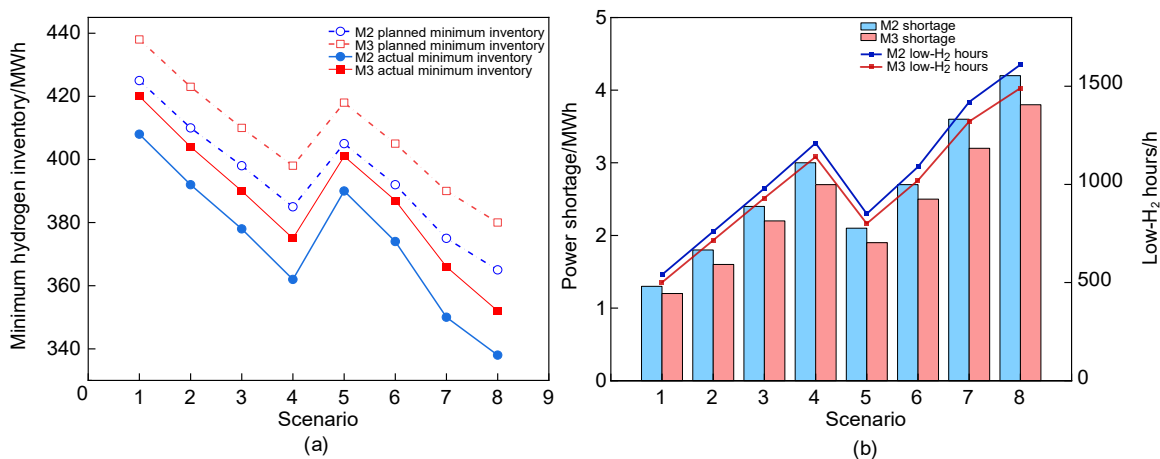


图8 扰动场景下储氢裕度与缺供风险对比: (a) 计划裕度与实际最低储氢量; (b) 缺供量与低储氢小时数
Fig. 8 Hydrogen-margin and power-shortage risk under disturbance scenarios: (a) Planned margin and actual minimum hydrogen inventory; (b) Power shortage and low-hydrogen hours

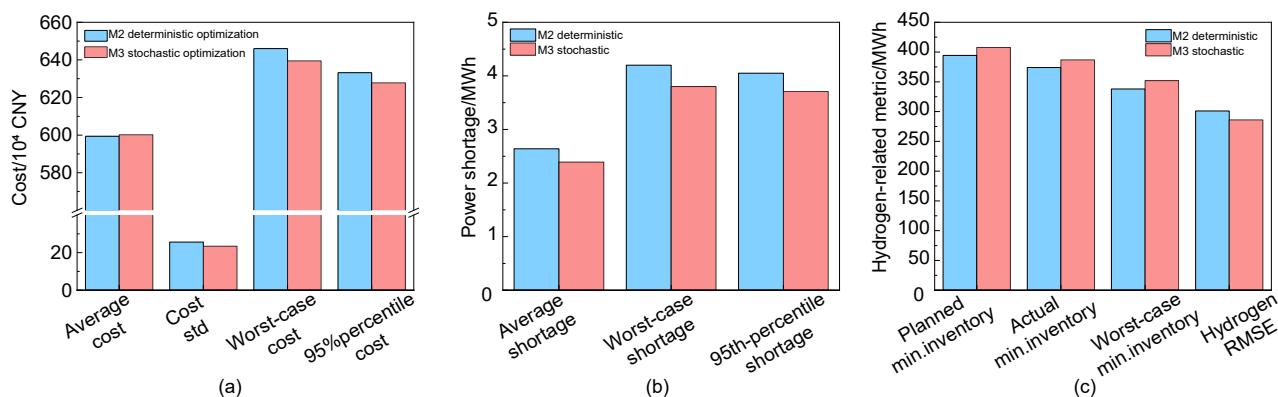


图9 扰动场景统计结果: (a) 成本; (b) 缺供风险; (c) 储氢裕度
Fig. 9 Statistical results under disturbance scenarios: (a) Cost; (b) Power-shortage risk; (c) Hydrogen margin

646.0 万元降至 639.5 万元，95% 分位成本由 633.2 万元降至 627.8 万元；缺供风险方面，平均缺供量由 2.64 MWh 降至 2.39 MWh，最差场景缺供量由 4.20 MWh 降至 3.80 MWh，95% 分位缺供量由 4.05 MWh 降至 3.71 MWh；储氢裕度方面，M3 的平均计划最低储氢量、平均实际最低储氢量和最差场景最低储氢量均高于 M2，而扰动下储氢 RMSE 由 301 MWh 降至 286 MWh。综合图 8 和图 9 可知，月度两阶段随机规划能够以很小的成本代价换取更低波动、更高裕度和更稳健的外部扰动响应。

3.7 经济性与关键结果汇总

在证明跨季节储氢策略可行、三层目标传递有效、电氢功能分工清晰以及随机规划具有风险缓冲作用后，本小节进一步从既定设备容量下的运行成本角度汇总氢储能和所提方法的关键效果。有无氢储能的对比结果见附表 A4。

在基准预测场景（未叠加第 3.6 节外部扰动）下，且在既定电池、电解槽、燃料电池和储氢容量条件下，无氢储能模型 M4 的年度运行成本为 1046.85 万元，电氢混合储能模型 M3 的年度运行成本为 585.52 万元，成本降低 461.33 万元，降幅为 44.07%；M3 缺供量较 M4 降低 97.87%，弃电量降低 8.55%。需要说明的是，本研究成本项主要包括购售电成本、设备运维成本、缺供/弃电惩罚和电池退化成本，未进一步计入氢储能设备新增年化投资成本。因此，44.07% 的成本降低反映的是既定设备容量下跨季节储氢参与运行调度带来的运行

成本改善，而不等同于完整生命周期经济性评价。

关键结果量化汇总见附表 A5。结果表明，氢储能主要贡献于跨季节能量搬移和供能安全改善；月度风险缓冲层主要改善年度目标向日内执行的可传递性，并在扰动下提高储氢裕度、降低缺供风险；非线性电池退化模型主要抑制电池较大单时段放电和过度循环，使电池回归小时级快速调节功能。

3.8 参数敏感性与扩展基准分析

为检验关键参数和基准模型设置对结论的影响，本研究补充 3 组分析：年度层 MDP 离散粒度敏感性分析（表 6）、净负荷快慢分量分解窗口长度敏感性（表 7），以及月度随机规划层必要性的扩展基准对比（表 8）。

表 6 用于检验离散粒度对年度运行成本、典型周储氢跟踪误差、最低储氢量和求解时间的影响。从结果看，基准粒度与细粒度的成本差异约为 0.04%，典型周储氢跟踪 RMSE 差异约为 0.42 MWh，但求解时间约为细粒度方案的 27.6%。这说明基准粒度在结果精度和计算效率之间折中最优，能够在保持计算可接受性的同时获得接近细粒度方案的运行结果。

表 7 用于检验滑动平均窗口对电氢功能分工的影响。当窗口长度较小时，滑动平均得到的慢变量更贴近原始净负荷，部分快速或中频波动被吸收到慢变量中，导致电池参考功率偏小，储氢跟踪误差和缺供量略高；当窗口长度增大时，慢变量更加平滑，更多中频波动被划入快速分量，电池年吞吐量

表 6 年度层 MDP 离散粒度敏感性分析

Table 6 Sensitivity analysis of annual-level MDP discretization granularity

方案	储氢离散 步长/MWh	SOC/电池 能量步长	寿命损耗步长	年度运行 成本/万元	典型周储氢跟踪 RMSE/MWh	最低储氢 量/MWh	求解时间/s
粗粒度	100	0.2	0.02	587.10	29.62	391.8	104.0
基准粒度	50	0.1	0.01	585.52	27.37	403.6	286.6
细粒度	25	0.1	0.01	585.31	26.95	406.1	1039.0
SOC/寿命细化方案	50	0.05	0.005	585.44	27.12	405.0	705.2

表 7 净负荷快慢分量分解窗口长度敏感性分析

Table 7 Sensitivity analysis of the moving-average window length for fast/slow net-load decomposition

窗口长 度/h	年度运行成 本/万元	典型周储氢跟踪 RMSE/MWh	电池年吞吐 量/MWh	等效循环次 数/次	缺供量/MWh	说明
3	586.34	28.65	381.70	63.62	1.75	快速分量偏少，部分小时级波动转由氢储能/电网承担
5	585.52	27.37	432.90	72.15	1.59	基准方案，兼顾跟踪精度和电池调用强度
7	586.02	27.18	501.60	83.60	1.54	中频波动更多划入电池任务，吞吐量上升
9	587.15	27.05	592.40	98.73	1.52	储氢跟踪略改善，但电池调用和退化惩罚明显增加

表8 基准预测场景下月度随机规划层必要性的扩展基准对比

Table 8 Extended benchmark comparison for verifying the necessity of the monthly stochastic layer under the baseline forecast scenario

模型	年度运行成本/万元	典型周储氢跟踪RMSE/MWh	最低储氢量/MWh	缺供量/MWh	低储氢小时数/h	说明
M1	589.13	36.31	360.4	2.18	1136	年度目标直接下传至日内层，缺少周度风险缓冲
M6	588.27	31.84	376.8	1.96	1048	终端储氢偏差惩罚改善目标跟踪，但周度风险缓冲不足
M3	585.52	27.37	403.6	1.59	912	本研究方法：含月度随机风险缓冲层

注：表中年度运行成本、最低储氢量、缺供量和低储氢小时数为基准预测场景下的全年统计。

和等效循环次数明显增加。5 h窗口在运行成本、储氢跟踪精度和电池调用强度之间取得较好折中。需要指出的是，5 h窗口并非在所有单项指标上均最优。9 h窗口可进一步降低储氢 RMSE 和缺供量，但其电池年吞吐量和等效循环次数明显增加，导致运行成本上升。因此，本研究选择5 h作为兼顾经济性、储氢跟踪精度和电池调用强度的折中参数。

表8用于区分终端储氢偏差惩罚和月度随机风险缓冲层的作用。从结果看，M6相较M1能够部分降低典型周储氢跟踪RMSE并提高最低储氢量，但改善幅度有限；M3在储氢跟踪精度、最低储氢量、缺供量和低储氢小时数方面进一步改善，且运行成本差异相对较小。这说明终端储氢偏差惩罚能够改善年度目标直接下传时的目标跟踪效果，但难以完全替代月度层对周度计划可执行性和低储氢风险的缓冲作用。

4 结 论

针对高比例光伏低碳社区电氢混合储能系统中跨季节储氢目标难以落地执行、月度源荷不确定性削弱储氢裕度、电池易被过度用于长周期能量搬移等问题，本研究提出一种面向跨季节储氢的三层递阶随机优化调度方法。年度规划层通过MDP生成季节性储氢目标，月度调度层通过两阶段随机规划形成风险缓冲和可执行周计划，日内执行层通过MPC滚动执行并利用净负荷快慢分量分解实现电氢功能解耦。该三层模型围绕递阶目标传递、月度风险缓冲和电氢功能解耦展开，使长期储氢目标能够在不确定源荷条件下逐级转化为可执行的运行策略。主要结论如下。

（1）针对跨季节储氢目标难以从年度计划传递到小时级执行的问题，本研究构建了年度-月度-日

内三层递阶反馈与滚动修正机制。典型周算例中，三层递阶模型使储氢跟踪 RMSE 由 M1 的 36.31 MWh 降至 M3 的 27.37 MWh，降低 24.6%，说明月度层能够将年度季节性储氢目标转化为更平滑、更可执行的周度和日内参考轨迹。

（2）针对高比例光伏系统中春夏季富余、冬季缺能的长周期源荷错配问题，电氢混合储能能够提升跨季节能量搬移能力。在既定设备容量和基准预测场景下，与无氢储能模型相比，M3年度运行成本由 1046.85 万元降至 585.52 万元，降低 44.07%；缺供量由 74.96 MWh 降至 1.59 MWh。该结果反映的是运行阶段成本改善，未计入新增氢储能设备年化投资成本，说明在既定容量条件下氢储能能够有效承担跨季节能量搬移并改善供能安全性。

（3）针对电池易被过度用于长周期能量搬移的问题，本研究通过净负荷快慢分量分解和引入非线性电池退化成本，实现电氢功能解耦。引入非线性退化成本后，超过单时段较大放电惩罚阈值的放电时段比例由 50.92% 降至 1.50%，电池年吞吐量由 1626.44 MWh 降至 432.90 MWh，等效循环次数由 271.07 次降至 72.15 次，寿命损耗指标由 0.078 降至 0.021，表明电池较大单时段放电和过度循环得到明显抑制，电池运行角色由长周期能量搬移转向小时级快速调节。

（4）针对月度源荷不确定性削弱储氢裕度的问题，月度两阶段随机规划能够在平均成本基本不变的情况下提高计划可执行性。在8组外部扰动验证中，M3平均缺供量由M2的2.64 MWh降至2.39 MWh，平均低储氢小时数由1057.5 h降至989.4 h，平均实际最低储氢量由374.0 MWh提高至386.9 MWh；与此同时，扰动场景平均成本仅由599.4万元增至600.2万元，增幅约0.13%，体

现了“以小幅成本换取更高稳健性”的风险缓冲作用。

后续研究可从3个方面进一步推进：一是引入风光联合不确定性、多年气象数据以及基于长期预测误差的场景生成与削减方法，以提升随机规划场景的代表性；二是考虑多类型储氢装置动态、设备启停约束和容量规划-运行调度一体化优化，以增强模型的工程适用性；三是将电池退化模型拓展为计及SOC区间、温度、日历老化、充电侧退化和雨流循环计数的多应力寿命模型，提高电池寿命表征精度。

参考文献

- [1] 国家能源局. 国家能源局发布 2025 年全国电力统计数据[EB/OL]. (2026-01-29) [2026-04-30]. <https://www.nea.gov.cn/20260129/6874f211acd0417eab7ac10c3061a7c2/c.html>.
- [2] 国家能源局. 2025 年可再生能源并网运行情况[EB/OL]. (2026-02-12)[2026-04-30]. <https://www.nea.gov.cn/20260212/742b8c6a078347b0b39de676c05c5d58/c.html>.
- [3] 陈海生, 李泓, 徐玉杰, 等. 2024 年中国储能技术研究进展[J]. 储能科学与技术, 2025, 14(6): 2149-2192.
CHEN H S, LI H, XU Y J, et al. Research progress on China's energy storage technology in 2024[J]. Energy Storage Science and Technology, 2025, 14(6): 2149-2192.
- [4] 宋爽, 李福, 唐西胜. 锂离子电池安全状态评估研究进展[J]. 储能科学与技术, 2023, 12(11): 3545-3555.
SONG S, LI F, TANG X S. Research progress on the safety-state assessment of lithium-ion batteries[J]. Energy Storage Science and Technology, 2023, 12(11): 3545-3555.
- [5] 石子川, 邹能灵, 樊飞龙, 等. 含高比例可再生能源园区混合储能系统能量-功率跨季节协调调度方法[J]. 上海交通大学学报, 2026, 60(4): 682-694. DOI:10.16183/j.cnki.jsjtu.2024.243.
SHI Z C, TAI N L, FAN F L, et al. Cross-season energy-power coordinated dispatch method for hybrid energy storages systems in renewable-rich parks[J]. Journal of Shanghai Jiao Tong University, 2026, 60(4): 682-694. DOI: 10.16183/j.cnki.jsjtu.2024.243.
- [6] 王永利, 向皓, 郭璐, 等. 面向多能互补的分布式光伏与电氢混合储能规划优化研究[J]. 电网技术, 2024, 48(2): 564-576. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2022.2156.
WANG Y L, XIANG H, GUO L, et al. Research on planning optimization of distributed photovoltaic and electro-hydrogen hybrid energy storage for multi-energy complementarity[J]. Power System Technology, 2024, 48(2): 564-576. DOI:10.13335/j.1000-3673.pst.2022.2156.
- [7] LIU X H, ZU L Y, WEI Z B, et al. Two-layer optimal scheduling of integrated electric-hydrogen energy system with seasonal energy storage[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2024, 82: 1131-1145. DOI:10.1016/j.ijhydene.2024.07.415.
- [8] 陈明健, 陈胜, 卫志农, 等. 考虑季节性储氢的电-气-氢混联综合能源系统优化调度[J]. 电网技术, 2025, 49(1): 32-40, I0018-I0023.
CHEN M J, CHEN S, WEI Z N, et al. Optimal dispatch of electricity-gas-hydrogen hybrid integrated energy system considering seasonal hydrogen storage[J]. Power System Technology, 2025, 49(1): 32-40, I0018-I0023.
- [9] 金昱烨, 方家琨, 艾小猛, 等. 含季节性氢储能的电力系统跨尺度全年时序生产模拟方法[J]. 电力系统自动化, 2025, 49(14): 120-129. DOI:10.7500/AEPS20241203008.
JIN Y Y, FANG J K, AI X M, et al. Cross-time-scale annual chronological production simulation method for power system with seasonal hydrogen energy storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(14): 120-129. DOI: 10.7500/AEPS20241203008.
- [10] 谷丰, 艾欣, 王昊洋, 等. 考虑季节性储氢的园区综合能源系统优化配置研究[J]. 太阳能学报, 2025, 46(8): 666-675. DOI:10.19912/j.0254-0096.tynxb.2024-0656.
GU F, AI X, WANG H Y, et al. Research on optimal configuration of integrated energy systems in park considering seasonal hydrogen storage[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2025, 46(8): 666-675. DOI:10.19912/j.0254-0096.tynxb.2024-0656.
- [11] 孙子茹, 艾芊, 居来提·阿不力孜, 等. 考虑季节性氢储及期货式碳交易的综合能源系统年度规划研究[J]. 中国电力, 2022, 55(8): 2-13. DOI:10.3969/j.issn.1006-0049.2017.13.141.
SUN Z R, AI Q, JULAITI A, et al. Annual planning study of integrated energy system considering seasonal hydrogen storage and futures carbon trading[J]. Electric Power, 2022, 55(8): 2-13. DOI:10.3969/j.issn.1006-0049.2017.13.141.
- [12] 王杰, 贾宏杰, 靳小龙, 等. 基于电-氢-热 P2P 交易的分布式智能电网低碳优化运行方法[J]. 电力系统自动化, 2025, 49(9): 40-51. DOI: 10.7500/AEPS20240723012.
WANG J, JIA H J, JIN X L, et al. Low-carbon operation optimization method for distributed smart grid based on electricity-hydrogen-heat peer-to-peer trading[J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(9): 40-51. DOI: 10.7500/AEPS20240723012.
- [13] WANG Z W, DU B H, LI Y, et al. Multi-time scale scheduling optimization of integrated energy systems considering seasonal hydrogen utilization and multiple demand responses[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2024, 67: 728-749. DOI:10.1016/j.ijhydene.2024.04.125.
- [14] 符杨, 周颖龙, 葛晓琳, 等. 考虑海上风电不同时间尺度功率波动的源侧电-氢混合储能多目标规划[J]. 电网技术, 2025, 49(8): 3244-3255. DOI:10.13335/j.1000-3673.pst.2024.1776.
FU Y, ZHOU Y L, GE X L, et al. Multi-objective planning of source-side electro-hydrogen hybrid energy storage for offshore wind power fluctuations across time scales[J]. Power System Technology, 2025, 49(8): 3244-3255. DOI:10.13335/j.1000-3673.pst.2024.1776.
- [15] 胡俊杰, 童宇轩, 刘雪涛, 等. 计及精细化氢能利用的综合能源系统多时间尺度鲁棒优化策略[J]. 电工技术学报, 2024, 39(5): 1419-1435. DOI:10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.222335.

- HU J J, TONG Y X, LIU X T, et al. Multi-time-scale robust optimization strategy for integrated energy system considering the refinement of hydrogen energy use[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(5): 1419-1435. DOI:10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.222335.
- [16] 李亮, 袁至, 李骥. 考虑源荷多重不确定性的含氢综合能源系统三阶段随机鲁棒日前优化[J]. 电网技术, 2025, 49(8): 3199-3208, I0048-I0052.
- LI L, YUAN Z, LI J. Three-stage stochastic robust day-ahead optimization of hydrogen-containing integrated energy system considering source-load multiple uncertainties[J]. Power System Technology, 2025, 49(8): 3199-3208, I0048-I0052.
- [17] 杨轶航, 韩璐, 罗晶, 等. 考虑源-荷不确定性的低碳海油平台综合能源系统优化调度[J]. 电力自动化设备, 2026, 46(5): 100-109.
- YANG Y H, HAN L, LUO J, et al. Optimal dispatch of integrated energy system for low-carbon offshore oil platforms considering source-load uncertainty[J]. Electric Power Automation Equipment, 2026, 46(5): 100-109.
- [18] FAN G Z, PENG C H, WANG X K, et al. Optimal scheduling of integrated energy system considering renewable energy uncertainties based on distributionally robust adaptive MPC[J]. Renewable Energy, 2024, 226: 120457. DOI: 10.1016/j.renene.2024.120457.
- [19] LEE J O, KIM Y S. Novel battery degradation cost formulation for optimal scheduling of battery energy storage systems[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022, 137: 107795. DOI:10.1016/j.ijepes.2021.107795.
- [20] WANG J Y, LYU C H, BAI Y L, et al. Optimal scheduling strategy for hybrid energy storage systems of battery and flywheel combined multi-stress battery degradation model[J]. Journal of Energy Storage, 2024, 99: 113208. DOI: 10.1016/j.est.2024.113208.
- [21] 齐步洋, 卓振宇, 杜尔顺, 等. 考虑储能装置寿命的电网侧规模化电化学储能规划与评估方法[J]. 中国电力, 2023, 56(8): 1-9, 47. DOI: 10.11930/j.issn.1004-9649.202212068.
- QI B Y, ZHUO Z Y, DU E S, et al. Planning and assessment method of large-scale electrochemical energy storage in power grids considering battery aging[J]. Electric Power, 2023, 56(8): 1-9, 47. DOI:10.11930/j.issn.1004-9649.202212068.
- [22] 赵诣, 方陈, 冯冬涵, 等. 考虑电池储能寿命损耗的风光储微网随机日前调度策略[J]. 电气工程学报, 2022, 17(3): 210-218.
- ZHAO Y, FANG C, FENG D H, et al. Stochastic day-ahead scheduling optimization for wind-PV-ES microgrid considering battery life loss[J]. Journal of Electrical Engineering, 2022, 17(3): 210-218.
- [23] 时雨, 张忠, 杨晶莹, 等. 储能电池系统提供AGC调频的机会成本建模与市场策略[J]. 储能科学与技术, 2022, 11(7): 2366-2373. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2021.0581.
- SHI Y, ZHANG Z, YANG J Y, et al. Opportunity cost modelling and market strategy of energy storage participating in the AGC market[J]. Energy Storage Science and Technology, 2022, 11(7): 2366-2373. DOI:10.19799/j.cnki.2095-4239.2021.0581.
- [24] ALIC A, ZORDAN S, DE PAOLA A, et al. Optimal scheduling and revamping plan of a battery storage subject to capacity degradation[J]. Sustainable Energy, Grids and Networks, 2025, 43: 101823. DOI:10.1016/j.segan.2025.101823.
- [25] 丁佳欣, 罗日忠, 何毅, 等. 基于电池储能系统寿命的SOC反馈的自适应电厂调频策略[J]. 动力工程学报, 2025, 45(3): 391-398, 419.
- DING J X, LUO R Z, HE Y, et al. Adaptive frequency modulation strategy of power plant based on SOC feedback of battery energy storage system life[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2025, 45(3): 391-398, 419.
- [26] 薛熙臻. 基于多类型近似动态规划的微电网储能实时调度方法研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2024.
- XUE X Z. Research on real-time scheduling method of microgrid energy storage based on multi-type approximate dynamic programming[D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2024.

附录

表 A1 对比模型设置

Table A1 Comparative model settings

模型	结构/模块	主要用途
M1	年度层+日内层，两层结构	验证缺少月度风险缓冲层时的目标传递效果
M2	三层确定性规划	对比月度层不考虑不确定性时的计划执行效果
M3	本研究方法：三层递阶+两阶段随机规划+非线性电池退化模型	验证目标传递、风险缓冲和电氢功能解耦效果
M4	无氢储能	验证氢储能跨季节能量搬移价值
M5	不计电池退化成本	验证非线性电池退化模型对电池运行策略的影响

表 A2 系统主要参数

Table A2 Main system parameters

参数	取值	说明
光伏装机容量	6 MW	形成高比例光伏场景
电池容量	3 MWh	承担小时级快速波动调节
电池最大充/放电功率	800 kW	额定持续充/放电时长约 3.75 h，用于小时级快速调节
电池 SOC 范围	0.1~0.9	保证电池安全运行
电解槽最大功率	4 MW	富余电能制氢
燃料电池最大功率	2 MW	缺能期氢能发电
储氢容量	2000 MWh（氢能等效）	用于表征跨月及跨季节能量搬移容量
电网交互功率上限	700 kW	平衡经济、安全、设备寿命
MPC 预测时域/滚动步长	24 h/1 h	日内闭环滚动执行
滑动平均窗口长度	5 h	用于净负荷快慢分量分解
电价参数	0.3 元/kWh、0.8 元/kWh、1.1 元/kWh	低谷、平段、峰时电价，用于计算购电成本和售电收益
电池退化参数	$\alpha=1.0\times10^{-4}$ ， $\beta=2.0\times10^{-3}$ ， $\gamma=1.0\times10^{-2}$ ， $d_0=0.10$	参考文献[19]和[26]并结合 1 h 步长、3 MWh 容量及 0.8 MW 最大放电功率标定，用于单时段较大放电惩罚和累计寿命损耗计算

表 A3 外部扰动场景定义

Table A3 Definitions of external disturbance scenarios

场景编号	场景类型	风险特征/量化设置	用途
1	基准轻扰动	基准附近轻微偏差：PV×0.98，负荷×1.02	表征一般预测误差
2	光伏偏低	单一源侧扰动：PV×0.85，负荷不变	表征新能源出力不足
3	负荷偏高	单一负荷侧扰动：PV 不变，负荷×1.10	表征用电需求上升
4	光伏偏低+负荷偏高	复合不利扰动：PV×0.85，负荷×1.10	表征典型缺能场景
5	连续阴天	持续低光伏扰动；连续低辐照窗口 PV×0.60	表征连续低辐照
6	连续阴天+负荷高峰	持续缺能复合扰动；连续低辐照窗口 PV×0.60，负荷×1.15	表征连续低光伏叠加高负荷
7	冬季极端缺能	季节性极端扰动：上年 11—2 月 PV×0.70，负荷×1.15	表征冬季低光伏与高负荷叠加
8	冬季极端缺能+初始储氢偏低	极端扰动叠加不利初始状态：上年 11—2 月 PV×0.70，负荷×1.15，初始储氢量降低 10%	表征最严苛场景

表 A4 有无氢储能运行效果对比

Table A4 Operating performance comparison with and without hydrogen storage

指标	M3 电氢混合储能	M4 无氢储能	改善效果
既定设备容量下基准预测场景年度运行成本/万元	585.52	1046.85	降低 44.07%（既定设备容量下运行成本）
缺供量/MWh	1.59	74.96	降低 97.88%
弃电量/MWh	7179.84	7851.03	降低 8.55%

表A5 关键结果量化汇总

Table A5 Quantitative summary of key results

验证内容	对比对象	关键指标	主要结论
氢储能跨季节搬移价值	M3 vs. M4	既定设备容量下基准预测场景年度运行成本 585.52 万元 vs. 1046.85 万元；缺供量 1.59 MWh vs. 74.96 MWh	在既定设备容量下 M3 年度运行成本降低 44.07%，缺供量降低 97.88%，说明氢储能可有效承担跨季节能量搬移
三层目标传递效果	M3 vs. M1	典型周储氢跟踪 RMSE 27.37 MWh vs. 36.31 MWh	M3 降低 24.6%，说明月度层改善年度目标向日内执行的传递效果
电池退化模型影响	M3 vs. M5	电池年吞吐量 432.90 MWh vs. 1626.44 MWh；超过惩罚阈值 $d_t > d_0$ 的放电时段比例 1.50% vs. 50.92%；等效循环次数 72.15 次 vs. 271.07 次；寿命损耗指标 0.021 vs. 0.078	考虑非线性退化成本可显著降低较大单时段放电比例、年吞吐量和寿命损耗指标，使电池回归小时级快速调节角色
随机规划风险缓冲	M3 vs. M2	8 组扰动场景平均成本 600.2 万元 vs. 599.4 万元；平均缺供量 2.39 MWh vs. 2.64 MWh；成本标准差 23.4 万元 vs. 25.6 万元	M3 扰动场景的平均成本仅增加 0.13%，但平均缺供量降低 9.5%，且成本波动更小
储氢安全裕度	M3 vs. M2	平均实际最低储氢量 386.9 MWh vs. 374.0 MWh；低储氢小时数 989.4 h vs. 1057.5 h；储氢 RMSE 286 MWh vs. 301 MWh	M3 提高实际最低储氢量 12.9 MWh，低储氢小时数降低 6.4%，储氢 RMSE 降低 5.0%

表A6 符号说明

Table A6 Nomenclature

符号	含义	单位
$A(s_m)$	状态 s_m 下的可行动作集合	—
$a_m, \bar{a}_m$	第 m 月决策动作及最优动作	—
$C_t, C_{\omega}^{\text{II}}$	月度层第一阶段基准计划成本、场景 ω 下第二阶段修正成本	元
C_t^{life}	t 时段电池退化成本	元
C^{rep}	电池替换成本	元
d_t, d_0	t 时段单时段放电深度、单时段较大放电惩罚阈值	—
E_t^{B}	t 时段电池能量状态	MWh
$E_{\text{cap}}^{\text{B}}$	电池额定能量容量	MWh
H_t, H_m^{safe}	t 时段储氢量、月度最低储氢安全裕度	MWh
$H_{m+1}^{\text{ref}}, H_w^{\text{ref}}$	年度层下一月储氢参考目标、月度层周储氢参考值	MWh
l_t, L_t, L_m	电池小时退化增量、小时尺度累计退化量、月初累计寿命损耗	—
$m, t, w, h, \mathcal{I}_m$	月份、小时、周、MPC 预测时段索引及第 m 月小时集合	—
$n_t, n_t^{\text{slow}}, n_t^{\text{fast}}$	净负荷、净负荷慢变量和快速分量	kW
$\rho_t^{\text{PV}}, \rho_t^{\text{L}}$	光伏出力、电负荷	kW
$\rho_t^{\text{EL}}, \rho_t^{\text{FC}}$	电解槽功率、燃料电池功率	kW
$\rho_t^{\text{ch}}, \rho_t^{\text{dis}}$	电池充电功率、放电功率	kW
$\rho_t^{\text{buy}}, \rho_t^{\text{sell}}$	购电功率、售电功率	kW
$\rho_t^{\text{shed}}, \rho_t^{\text{curt}}$	缺供松弛变量、弃电松弛变量	kW
$\rho_t^{\text{B,ref}}$	电池参考净功率	kW
s_m, s_{m+1}	第 m 月初系统状态及下一月状态	—
T, W	MPC 预测时域、滑动平均窗口长度	h
u_t	t 时段控制变量向量	—
$V_m(s_m)$	年度层值函数	元
x, y_{ω}	第一阶段计划变量、场景 ω 下第二阶段修正变量	—
$z_m^{\text{low}}, z_{w,\omega}^{\text{low}}$	年度层和月度层低储氢松弛变量	MWh
$\eta_{\text{EL}}, \eta_{\text{FC}}$	电解槽效率、燃料电池效率	—
$\eta_{\text{ch}}, \eta_{\text{dis}}$	电池充电效率、放电效率	—
$\lambda_H, \lambda_B, \lambda_R, \lambda_{\Delta u}$	储氢跟踪、电池功率跟踪、低储氢风险和控制量平滑惩罚系数	—
ξ_m	月度净负荷扰动	—
$\Omega, \omega, \pi_{\omega}$	场景集合、场景编号及场景概率	—
α, β, γ	电池退化参数	—
$E_{\text{thr}}^{\text{B}}, N_{\text{eq}}$	电池年双向吞吐量、等效循环次数	MWh, 次