

储能技术经济性分析



尾部风险驱动的储能运营商与多微网协同博弈调度

付文龙^{1,2}, 陈静波¹, 文子豪¹, 张鑫¹, 胡文涛¹, 孙晓娇¹

(¹三峡大学电气工程学院, 湖北 宜昌 443002; ²梯级水电站运行与控制湖北省重点实验室(三峡大学), 湖北 宜昌 443002)

摘要: 随着分布式新能源规模化接入, 新型电力系统运行正由传统确定性调度向高不确定性调度转变。为增强系统在极端新能源波动场景下的韧性, 并提高储能资源配置效率, 本研究提出一种尾部风险驱动的储能运营商与多微网协同博弈调度策略。首先, 基于多微网净出力构建多维综合风险代理指标, 并引入条件风险价值一致性校准机制生成尾部风险保持型典型场景集。其次, 建立共享储能运营商与多微电网主从博弈模型, 上层在条件风险约束下, 以最大化共享储能运营商效益为目标制定调度策略; 下层多微网通过内部功率互济、储能容量租赁及充放电策略响应上层价格信号; 最终, 采用粒子群优化算法与 CPLEX 求解器相结合求解模型。本研究的算例仿真结果表明, 所提方法能够有效表征新能源出力不确定性的尾部风险特征, 在有限经济代价下抑制联络线功率波动; 同时与各微电网独立配置储能模式相比, 协同调度模式下多微电网的储能容量与功率配置需求分别降低约 10% 和 8%, 多微网侧综合成本降低 5439 元, 实现储能资源配置规模与利用效率的协同优化。

关键词: 新型电力系统; 条件风险价值; 共享储能; 主从博弈; 新能源不确定性

doi: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2026.0463

中图分类号: TM 73

文献标志码: A

文章编号: 2095-4239 (2026) 10-4204-12

Tail-risk-driven coordinated stackelberg game scheduling between energy storage operator and multi-microgrids

FU Wenlong^{1,2}, CHEN Jingbo¹, WEN Zihao¹, ZHANG Xin¹, HU Wentao¹, SUN Xiaojiao¹

(¹College of Electrical Engineering, China Three Gorges University, Yichang 443002, Hubei, China; ²Hubei Provincial Key Laboratory for Operation and Control of Cascaded Hydropower Station (China Three Gorges University), Yichang 443002, Hubei, China)

Abstract: With the large-scale integration of distributed renewable energy, the operation of new power systems is shifting from traditional deterministic scheduling to scheduling under high uncertainty. To enhance system resilience under extreme renewable energy fluctuation scenarios and improve the allocation efficiency of energy storage resources, this paper proposes a tail-risk-driven coordinated Stackelberg game scheduling strategy between an energy storage operator and multiple microgrids (MMG). First, a multidimensional comprehensive risk proxy index is constructed based on the net output of the multi-microgrids, and a conditional value-at-risk (CVaR) consistency calibration mechanism is introduced to generate typical scenarios with tail-risk preservation. Second, a Stackelberg game model

收稿日期: 2026-05-27; 修改稿日期: 2026-08-12。

基金项目: 梯级水电站运行与控制湖北省重点实验室开放基金 (2025KJX05)。

第一作者及通信联系人: 付文龙 (1988—), 男, 博士, 副教授, 研究方向为新能源发电系统综合建模与新能源发电预测, E-mail: ctgu_fuwenlong@126.com。

引用本文: 付文龙, 陈静波, 文子豪, 等. 尾部风险驱动的储能运营商与多微网协同博弈调度[J]. 储能科学与技术, 2026, 15(10): 4204-4215.

Citation: FU Wenlong, CHEN Jingbo, WEN Zihao, et al. Tail-risk-driven coordinated stackelberg game scheduling between energy storage operator and multi-microgrids[J]. Energy Storage Science and Technology, 2026, 15(10): 4204-4215.

between the shared energy storage operator and the multi-microgrids is established. At the upper level, CVaR constraints are considered, and the scheduling strategy is formulated with the objective of maximizing the benefit of the shared energy storage operator. At the lower level, the multi-microgrids respond to upper-level price signals through internal power mutual support, energy storage capacity leasing, and charging/discharging strategies. Finally, the model is solved by combining particle swarm optimization with the CPLEX solver. The simulation results of the examples in this paper show that the proposed method can effectively characterize the tail-risk features of renewable energy output uncertainty and suppress tie-line power fluctuations at a limited economic cost. Compared with the independent energy storage configuration mode of each microgrid, the coordinated scheduling mode reduces the energy storage capacity and power configuration requirements of the multi-microgrids by approximately 10% and 8%, respectively, and reduces the MMG-side comprehensive cost by 5439 yuan, thereby achieving coordinated optimization of energy storage configuration scale and utilization efficiency.

Keywords: new power system; conditional value-at-risk; shared energy storage; Stackelberg game; renewable energy uncertainty

在“双碳”目标与新型电力系统建设的共同推动下，电力系统正由传统集中式、确定性运行模式向分布式、高不确定性和多主体协同运行模式转变。以风电、光伏为代表的新能源大规模接入，显著改变了电力系统的供给结构和调控逻辑。新能源出力受气象条件影响明显，具有随机性、波动性和间歇性等特点，使系统运行风险由常规功率平衡问题逐步扩展为不确定性环境下的安全经济协同优化问题。微电网作为促进分布式新能源就地消纳和提升配电侧灵活调节能力的重要载体，已成为新型电力系统中的关键运行单元^[1-2]。然而，当多个微电网聚合运行时，源荷波动、功率交互和主体行为耦合会进一步增强系统运行的不确定性，极端新能源波动场景下可能出现联络线功率波动加剧、储能调节需求上升和运行成本突增等问题。

储能系统具备能量时移和快速响应能力，是提升微电网新能源消纳能力和运行韧性的重要手段。然而，在传统独立储能配置模式下，各微电网通常依据自身峰值调节需求配置储能容量，容易造成投资成本高、设备利用率低和容量冗余等问题^[3]。共享储能通过集中建设、统一管理和多主体共享使用，为提高储能资源配置效率提供了新的解决思路。该模式能够聚合多个微电网的差异化调节需求，利用多微网源荷特性的互补性，提高储能资源利用效率并降低系统整体运行成本^[4-5]。

在共享储能参与多微电网（multi-microgrid，MMG）运行过程中，共享储能运营商（shared energy storage operator，SESO）与多微电网具有不同利益诉求，构成典型的博弈关系^[6]。例如，文献[7]构建微电网群与共享储能之间的博弈模型，实现了储能容量配置与主体收益协调；文献[8]针对用户侧共享储能建立多计费方式下的主从博弈定价模型；文献[9]考虑孤岛运行条件，研究了共享储能与微网之间的博弈优化调度问题。上述研究为共享储能商业运营提供了重要基础，但多数模型侧重共享储能与微网之间的纵向交易关系，对多微网内部横向功率互济能力考虑不足，难以充分挖掘多微网集群的协同调节潜力。

另一方面，储能调度策略的可靠性高度依赖于对新能源不确定性的准确描述。针对微电网中新能源出力不确定性，现有研究主要采用概率模型^[10]、蒙特卡洛模拟^[11]或拉丁超立方采样^[12]结合聚类算法生成典型场景进行描述。然而，传统场景聚类方法往往以最小化概率距离为目标，侧重于拟合风光出力的概率分布，往往忽略极端情况引发的低概率、高冲击的场景。进而在实际运行中，可能导致微电网面临严重的功率缺额等问题。因此，如何有效识别数据中的尾部风险特征，生成兼顾极端情况的高质量场景，是提升系统整体抗风险能力的关键前提^[13]。此外，在面对极端的能源出力不确定性时，

追求期望成本最小化往往会使得系统在面对极端情况时缺乏鲁棒性。条件风险价值 (conditional value-at-risk, CVaR) 能够刻画超过一定置信水平后的尾部损失期望, 被引入应用于电力系统风险调度研究^[14-15]。文献[16-18]分别将 CVaR 应用于园区微能源网日前调度、综合能源系统电能-备用市场优化以及多微网协同调度等场景, 验证了其在不确定性风险控制中的有效性。通过上述分析不难发现, 尽管已有文献研究基于 CVaR 的风险调度, 但鲜有研究探讨在基于 CVaR 风险对场景进行度量的背景下同时考虑与多主体博弈框架深度结合的情况。

基于上述研究不足, 本研究提出一种尾部风险驱动的储能运营商与多微网协同博弈调度策略。本研究首先将尾部风险刻画前置到不确定性场景生成阶段, 通过多维风险代理指标与 CVaR 一致性校准机制生成尾部风险保持型典型场景集, 为后续风险调度提供可靠的数据基础。其次, 构建了涵盖上层 SESO 与下层 MMG 的博弈架构。通过在 MMG 内部引入功率互济机制, 有效降低了系统整体的储能容量配置需求与综合运行成本。最后, 将 CVaR 风险理论引入博弈模型, 使调度策略能够在有限经济代价下平抑联络线功率波动, 并提升系统应对极端场景的鲁棒性。

1 共享储能多微电网系统及场景驱动调度框架

本工作所研究的储能运营商与多微电网系统由多个并网运行的微电网、集中式共享储能系统和上级配电网组成^[19], 其系统结构如图1所示。各微电网内部配置风电、光伏等可再生能源发电单元以及本地负荷, 并通过公共连接点接入配电网。配电网作为外部支撑电源, 可在微电网功率不足时提供电能补偿, 也可在微电网存在功率盈余时吸收其上网电量, 从而维持系统功率平衡。

共享储能系统作为独立的集中式调节主体, 由共享储能运营商负责运行管理, 并面向多微电网提供容量租赁和充放电服务。在运行过程中, 各微电网可根据自身源荷平衡状态向共享储能提交充放电需求; 共享储能则通过跨时段能量转移, 平抑新能源出力波动, 降低多微电网系统对独立储能配置的依赖。同时, 各微电网之间可通过园区内部联络线路进行功率互济, 实现局部范围内的余缺互补。

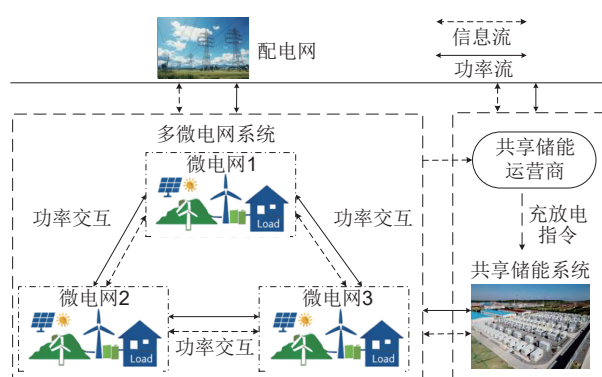


图1 共享储能多微电网与配电网系统架构图

Fig. 1 Architecture diagram of shared energy storage multi-microgrid and distribution network system

在上述系统架构下, 本研究构建基于风险场景驱动的博弈调度策略, 其主要由以下两阶段构成, 具体的策略架构如图2所示。

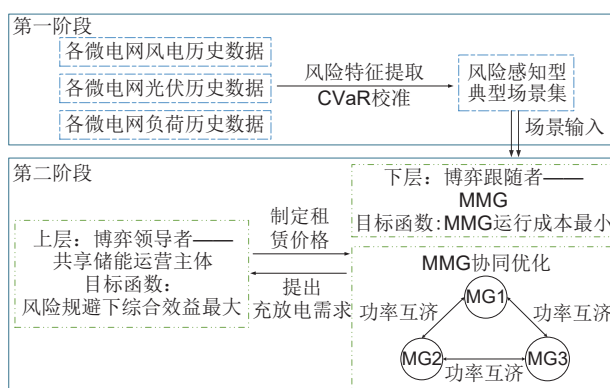


图2 尾部风险驱动的协同博弈调度策略架构

Fig. 2 Architecture of the tail-risk-driven coordinated game scheduling strategy

第一阶段：尾部风险保持型场景生成

在此阶段, 旨在将风电、光伏出力及负荷需求的高维随机波动特征, 通过场景生成方法构建一组包含概率权重的典型运行场景集。在此基础上, 引入 CVaR 作为风险刻画手段, 对场景集进行一致性校准与筛选。该阶段的输出作为第二阶段博弈调度的输入条件, 使共享储能与多微电网的策略交互在风险感知的场景空间内展开。

第二阶段：共享储能运营商与多微电网协同博弈调度

在给定不确定性场景条件下, 系统调度问题被转化为确定性运行环境中的博弈决策过程。SESO 作为博弈的领导者, 在系统层面制定调度策略, 对

共享储能能在各时段的充放电行为进行集中协调，其决策不仅考虑多场景期望下的运行经济性，还引入 CVaR 风险度量，约束极端场景下的调节行为，从而在调度策略中体现风险决策倾向。MMG 作为博弈的跟随者，其在既定共享储能调度策略约束下进行决策，在 MMG 内部通过功率互济实现余缺互补，并通过优化充放电需求与调节租赁容量的方式对上层策略做出响应。

2 考虑尾部风险特征的不确定性场景

在共享储能与多微电网的协同优化调度中，风电、光伏出力的随机波动显著影响系统容量配置与运行决策。现有场景生成与缩减方法多基于欧氏距离的概率聚类，主要提取不确定性分布的主体特征，难以有效保留低概率但高冲击的极端失衡情况。因此，本研究提出一种考虑尾部风险特征的不确定性场景集生成方法。该方法首先基于多微电网的新能源出力与负荷，建立统一的净出力模型；随后，构造反映储能运行与系统调度压力的多维风险代理指标；在此基础上，通过基于风险轴的分层场景划分与 CVaR 一致性校准策略，生成兼具整体分布与尾部风险覆盖能力的不确定性场景集。

2.1 净出力功率模型

为直接反映源荷对共享储能充放电行为的影响，本研究引入净出力功率 P_G 作为出力不确定性表示的核心载体，其数学公式表示如下：

$$P_G^{n,s,t} = P_{pv}^{n,s,t} + P_w^{n,s,t} - P_{Load}^{n,s,t} \quad (1)$$

式中， $P_G^{n,s,t}$ 、 $P_{pv}^{n,s,t}$ 、 $P_w^{n,s,t}$ 和 $P_{Load}^{n,s,t}$ 分别表示在微电网 n 、场景 s 、时段 t 下的净出力功率、光伏出力功率、风电出力功率和本地负荷功率。当 $P_G^{n,s,t} < 0$ 时，微电网存在功率缺额，需要由共享储能或配电网补偿；当 $P_G^{n,s,t} \geq 0$ 时，微电网存在功率盈余，可为共享储能充电或向外部系统输出电能。

2.2 风险代理指标体系

以多微电网净出力功率序列为基础，本研究构建了三个相互补充的风险维度：能量压力指标 I_E^s 、峰值压力指标 I_P^s 、波动压力指标 I_V^s 。 I_E^s 表示多微电网在调度周期内的累计供需偏离规模，反映储能的容量需求。 I_P^s 表示系统所面临的瞬时极端功率冲击水平，反映储能的功率需求。 I_V^s 表示净出力功率的波动幅度与时序不平稳特性，反映系统对调节灵活性的需求。其公式如下：

$$I_E^s = \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T |P_G^{n,s,t}| \quad (2)$$

$$I_P^s = \sum_{n=1}^N \max_{t \in T} |P_G^{n,s,t}| \quad (3)$$

$$I_V^s = \sum_{n=1}^N \text{Var}(P_G^{n,s,t}) \quad (4)$$

式中， Var 表示对调度周期内时间序列的方差运算。

由于上述三个指标量纲不同，需对其进行标准化处理。本研究采用 $z\text{-score}$ 标准化方法，并通过加权方式构造综合风险代理指标：

$$R_s = \omega_E \cdot \frac{I_E^s - \mu_E}{\sigma_E} + \omega_P \cdot \frac{I_P^s - \mu_P}{\sigma_P} + \omega_V \cdot \frac{I_V^s - \mu_V}{\sigma_V} \quad (5)$$

式中， $\mu_{(i)}$ 和 $\sigma_{(i)}$ 分别为对应指标在原始场景集中的均值和标准差； $\omega_{(i)}$ 为权重系数；本研究设定 $\omega_E = \omega_P = \omega_V = 1$ 。 R_s 值越大，表明该场景对系统运行构成的综合风险越高。

2.3 基于 CVaR 校准的典型场景集生成

本研究沿综合风险指标对原始场景进行排序与分层。首先根据 R_s 对全部原始场景进行升序排列，并根据候选典型场景数 K 将综合风险指标的取值范围等宽划分为 K 个风险区间；随后，在各风险区间内选取综合风险指标与该区间平均风险值最接近的原始场景作为候选典型场景，并根据各区间所含原始样本数量占原始场景总数的比例重构对应的场景概率。

然而，仅依靠风险分层仍无法保证缩减场景集在尾部风险统计意义上与原始场景集保持一致。因此，本研究引入 CVaR 一致性校准机制^[20]，对候选场景集的尾部风险保持能力进行检验，并最终确定场景数量。离散场景集的 CVaR 可表示为：

$$\text{CVaR}_\alpha = \left\{ \eta + \frac{1}{1-\alpha} \sum_{s \in \Omega} \pi_s \max(R_s - \eta, 0) \right\} \quad (6)$$

式中， η 为辅助变量； Ω 为参与计算的场景集； π_s 为场景 s 的概率权重； α 为置信水平。

分别计算原始场景集与候选缩减场景集的 CVaR 值，并定义 CVaR 相对误差为：

$$\varepsilon(\text{CVaR}) = \frac{|\text{CVaR}_0^\alpha - \text{CVaR}_K^\alpha|}{|\text{CVaR}_0^\alpha|} \quad (7)$$

式中， CVaR_0^α 为原始场景集的 CVaR 基准值； CVaR_K^α 为候选缩减场景集的 CVaR 值。当满足 $\varepsilon(\text{CVaR}) \leq \varepsilon_{\max}$ 时，认为缩减场景在尾部风险统计意义上与全样本一致，其作为最终典型场景集。

3 含共享储能的多微电网风险博弈调度模型

本研究构建共享储能运营商与多微电网之间的主从博弈调度模型。SESO作为博弈领导者，制定共享储能租赁价格与调度策略；MMG作为跟随者，在给定上层价格信号的条件下，以多微电网总期望运行成本最小为目标，联合优化各微电网的配电网购电、共享储能容量与功率租赁、充放电及微电网间功率互济策略。

3.1 下层多微电网跟随者模型

3.1.1 目标函数

在给定共享储能租赁价格的条件下，MMG联合优化各微电网调度策略，最小化MMG的总期望运行成本 C_{MMG} ：

$$C_{MMG} = C_{grid} + C_{rent} + C_{use} + C_{om} + C_{Line} \quad (8)$$

$$C_{grid} = \sum_{s=1}^S \pi^s \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T (\lambda_{buy}^t P_{MG,buy}^{s,n,t} - \lambda_{sell}^t P_{MG,sell}^{s,n,t}) \quad (9)$$

$$C_{rent} = C_E \sum_{n=1}^N Q_E^n + C_P \sum_{n=1}^N Q_P^n \quad (10)$$

$$C_{use} = \gamma \sum_{s=1}^S \pi^s \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T (P_{MG,ch}^{s,n,t} + P_{MG,dis}^{s,n,t}) \quad (11)$$

$$C_{om} = \sum_{s=1}^S \pi^s \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T (k_w P_{MG,w}^{s,n,t} + k_{pv} P_{MG,pv}^{s,n,t}) \quad (12)$$

$$C_{Line} = \mu_{line} \sum_{s=1}^S \pi^s \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T (P_{MG,buy}^{s,n,t} - P_{MG,sell}^{s,n,t} - P_{ave}^{s,n,t})^2 \quad (13)$$

$$P_{ave}^{s,n,t} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (P_{MG,buy}^{s,n,t} - P_{MG,sell}^{s,n,t}) \quad (14)$$

式中， C_{grid} 为MMG与配电网期望交互成本； C_{rent} 为共享储能租赁成本； C_{use} 为储能使用期望服务成本； C_{om} 为新能源机组期望运维成本； C_{Line} 为联络线功率波动惩罚期望成本； N 为微电网总数； T 为调度周期； π^s 为场景 s 出现的概率； λ_{buy}^t 和 λ_{sell}^t 分别为微电网 t 时段的购、售电分时电价； $P_{MG,buy}^{s,n,t}$ 、 $P_{MG,sell}^{s,n,t}$ 、 $P_{MG,ch}^{s,n,t}$ 和 $P_{MG,dis}^{s,n,t}$ 分别为场景 s 下微电网 n 在 t 时段的购、售电功率和储能充放电功率； C_E 、 C_P 、 γ 分别为储能单位容量租赁价格、单位功率租赁价格和单位功率服务价格； Q_E^n 和 Q_P^n 分别为微电网 n 租赁的共享储能容量与功率上限； k_w 和 k_{pv} 分别为风机和光伏的单位运维成本系数； μ_{line} 为联络线功率波动惩罚系数； $P_{ave}^{s,n,t}$ 为场景 s 下微电网 n 与配电网的平均交互功率。

3.1.2 约束条件

(1) 微电网功率平衡约束

$$\begin{aligned} P_G^{s,n,t} + P_{MG,buy}^{s,n,t} + P_{MG,dis}^{s,n,t} + \sum_{m \neq n} P_{ex}^{m \rightarrow s,n,t} \\ = P_{MG,sell}^{s,n,t} + P_{MG,ch}^{s,n,t} + \sum_{m \neq n} P_{ex}^{n \rightarrow s,m,t} \end{aligned} \quad (15)$$

式中， $P_{ex}^{m \rightarrow s,n,t}$ 为场景 s 下微电网 m 向微电网 n 输送的互济功率。

(2) 储能约束

各微电网的充放电功率需控制在申报的租赁功率范围内，且同一时段不能同时充放电。同时，微电网所使用的储能荷电状态需满足荷电约束，并保证调度周期始末荷电状态一致。可归纳为式(16)。

$$\begin{cases} 0 \leq \{P_{MG,ch}^{s,n,t}, P_{MG,dis}^{s,n,t}\} \leq Q_P^n \\ P_{MG,ch}^{s,n,t} \leq u_{MG,ch}^{s,n,t} Q_{SES,P} \\ P_{MG,dis}^{s,n,t} \leq u_{MG,dis}^{s,n,t} Q_{SES,P} \\ u_{MG,ch}^{s,n,t} + u_{MG,dis}^{s,n,t} \leq 1 \\ u_{MG,ch}^{s,n,t}, u_{MG,dis}^{s,n,t} \in \{0,1\} \\ E_{soc}^{s,n,t} = E_{soc}^{s,n,t-1} + \eta_{ch} P_{MG,ch}^{s,n,t} \Delta t - P_{MG,dis}^{s,n,t} \Delta t / \eta_{dis} \\ E_{soc,min}^n \leq E_{soc}^{s,n,t} \leq E_{soc,max}^n \\ E_{soc}^{s,n,0} = E_{soc}^{s,n,T} \end{cases} \quad (16)$$

式中， $u_{MG,ch}^{s,n,t}$ 和 $u_{MG,dis}^{s,n,t}$ 分别为微电网 n 在场景 s 、时段 t 下的充电和放电状态0-1变量； $E_{soc}^{s,n,t}$ 为微电网 n 在场景 s 、时段 t 下于共享储能中的荷电状态； η_{ch} 和 η_{dis} 分别为储能的充、放电效率； $E_{soc,min}^n$ 和 $E_{soc,max}^n$ 分别为荷电状态的最大运行下限与上限； $E_{soc}^{s,n,0}$ 和 $E_{soc}^{s,n,T}$ 分别为调度周期始、末时刻的能量状态。

MMG作为一个整体，其所有成员申报的租赁功率与租赁容量，不得超过共享储能的额定容量和额定功率范围，如式(17)所示。

$$\begin{aligned} \sum Q_P^n &\leq Q_{SES,P} \\ \sum Q_E^n &\leq Q_{SES,E} \end{aligned} \quad (17)$$

式中， $Q_{SES,E}$ 和 $Q_{SES,P}$ 为共享储能的额定容量和额定功率。

(3) 联络线功率约束

微电网与储能和配电网的交互功率需要经过微电网与配电网的联络线，均需要满足联络线功率约束。同时，微电网向配电网购电与售电的行为不能同时发生，如式(18)所示。

$$\begin{cases} -P_{PCC}^n \leq (P_{MG,buy}^{s,n,t} - P_{MG,sell}^{s,n,t} + P_{MG,dis}^{s,n,t} - P_{MG,ch}^{s,n,t}) \leq P_{PCC,max}^n \\ 0 \leq P_{MG,buy}^{s,n,t} \leq u_{MG,buy}^{s,n,t} Q_{SES,P} \\ 0 \leq P_{MG,sell}^{s,n,t} \leq u_{MG,sell}^{s,n,t} Q_{SES,P} \\ u_{MG,buy}^{s,n,t} + u_{MG,sell}^{s,n,t} \leq 1 \\ u_{MG,buy}^{s,n,t}, u_{MG,sell}^{s,n,t} \in \{0,1\} \end{cases} \quad (18)$$

式中， $P_{PCC,max}^n$ 为微电网 n 的联络线最大传输功率； $u_{MG,buy}^{s,n,t}$ 和 $u_{MG,sell}^{s,n,t}$ 分别为微电网 n 在场景 s 、时段 t 下的购电和售电状态0-1变量。

(4) 微电网互济功率约束

微电网间的能量流动遵循“余缺互补”原则：只有当微电网功率盈余时，才允许向外输送电能，且输送量不超过其盈余量；当微电网功率缺额时，才允许接收电能，且接收量不超过其缺额量^[21]。即满足如下约束：

$$\begin{cases} \sum_{m \neq n} P_{\text{ex}}^{n \rightarrow s, m, t} \leq \max(0, P_{\text{G}}^{s, n, t}) \\ \sum_{m \neq n} P_{\text{ex}}^{m \rightarrow s, n, t} \leq \max(0, -P_{\text{G}}^{s, n, t}) \\ \sum_{m \neq n} P_{\text{ex}}^{n \rightarrow s, m, t} + \sum_{m \neq n} P_{\text{ex}}^{m \rightarrow s, n, t} = 0 \end{cases} \quad (19)$$

3.2 上层共享储能领导者博弈模型

3.2.1 目标函数

在主从博弈架构中，SESO 作为领导者，拥有储能电价的定价权和系统功率交互的调度权。SESO 的决策目标是在满足 MMG 充放电需求的前提下，通过优化服务定价策略以及自身的充放电与电网交互策略，最大化自身综合效益。SESO 的期望效益可表示为：

$$C_{\text{SESO}} = C_{\text{rent}} + C_{\text{SES,grid}} - C_{\text{SES,om}} \quad (20)$$

$$C_{\text{SES,grid}} = \sum_s \pi_s \sum_{t=1}^T (\lambda_{\text{sell}}^t P_{\text{SES,sell}}^{s,t} - \lambda_{\text{buy}}^t P_{\text{SES,buy}}^{s,t}) \quad (21)$$

$$C_{\text{SES,om}} = k_{\text{SES,om}} \sum_s \pi_s \sum_{t=1}^T (P_{\text{SES,ch}}^{s,t} + P_{\text{SES,dis}}^{s,t}) \quad (22)$$

式中， $C_{\text{SES,grid}}$ 为储能参与主网购售电获得的调峰期望收益； $C_{\text{SES,om}}$ 为共享储能充放电运行维护期望成本； $P_{\text{SES,sell}}^{s,t}$ 、 $P_{\text{SES,buy}}^{s,t}$ 、 $P_{\text{SES,ch}}^{s,t}$ 和 $P_{\text{SES,dis}}^{s,t}$ 分别为共享储能在场景 s 、时段 t 向主网售电、购电的功率和共享储能的充、放电功率； $k_{\text{SES,om}}$ 为共享储能单位充放电电量的运行维护成本系数。

在期望利润模型的基础上，为进一步抑制极端不利场景下的利润下行风险，本研究引入 CVaR 进行风险修正。本研究将场景 s 下的负利润定义为风险损失变量：

$$L_s = -C_{\text{SESO}}^s \quad (23)$$

共享储能运营商的风险优化目标为：

$$\begin{aligned} \max C_{\text{SESO}}^{\text{CVaR}} = \\ (1 - \lambda) C_{\text{SESO}} - \lambda \left[\eta + \frac{1}{1 - \alpha} \sum_s \pi_s \max(0, L_s - \eta) \right] \end{aligned} \quad (24)$$

式中， λ 为风险系数。

3.2.2 约束条件

(1) 共享储能系统功率平衡约束

SESO 的实时充放电策略由下层 MMG 的充放

电需求与 SESO 自身的电网购售电策略共同决定，如式(25)所示。

$$P_{\text{SES,dis}}^{s,t} - P_{\text{SES,ch}}^{s,t} = \sum_{n=1}^N (P_{\text{MG,dis}}^{s,n,t} - P_{\text{MG,ch}}^{s,n,t}) + (P_{\text{SES,sell}}^{s,t} - P_{\text{SES,buy}}^{s,t}) \quad (25)$$

(2) 共享储能荷电运行约束

共享储能荷电状态需满足有功功率能量守恒，且调度周期期末状态需保持一致，以保证次日调度的可持续性。荷电约束如式(26)所示。

$$\begin{cases} E_{\text{SES}}^{s,t} = E_{\text{SES}}^{s,t-1} + \eta_{\text{ch}} P_{\text{SES,ch}}^{s,t} \Delta t - P_{\text{SES,dis}}^{s,t} \Delta t / \eta_{\text{dis}} \\ \delta_{\min} Q_{\text{SES,E}} \leq E_{\text{SES}}^{s,t} \leq \delta_{\max} Q_{\text{SES,E}} \\ E_{\text{SES}}^{s,0} = E_{\text{SES}}^{s,T} \end{cases} \quad (26)$$

式中， $E_{\text{SES}}^{s,t}$ 为共享储能在场景 s 、时段 t 下的荷电状态； $\delta_{\min}$ 、 $\delta_{\max}$ 分别为共享储能荷电状态允许运行的最小与最大比例系数； $E_{\text{SES}}^{s,0}$ 、 $E_{\text{SES}}^{s,T}$ 分别为调度周期始、末时刻的荷电状态。

(3) 共享储能充、放电功率约束

共享储能的充放电功率须在额定功率范围内，且同一时段无法同时充电和放电，如式(27)所示。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{SES,ch}}^{s,t} \leq Q_{\text{SES,P}} \\ 0 \leq P_{\text{SES,dis}}^{s,t} \leq Q_{\text{SES,P}} \\ P_{\text{SES,ch}}^{s,t} \leq u_{\text{SES,ch}}^{s,t} Q_{\text{SES,P}} \\ P_{\text{SES,dis}}^{s,t} \leq u_{\text{SES,dis}}^{s,t} Q_{\text{SES,P}} \\ u_{\text{SES,ch}}^{s,t} + u_{\text{SES,dis}}^{s,t} \leq 1 \\ u_{\text{SES,ch}}^{s,t}, u_{\text{SES,dis}}^{s,t} \in \{0, 1\} \end{cases} \quad (27)$$

式中， $u_{\text{SES,ch}}^{s,t}$ 和 $u_{\text{SES,dis}}^{s,t}$ 分别为共享储能在场景 s 、时段 t 下的充电和放电状态 0-1 变量。

3.3 模型求解

针对上文双层优化结构，本研究利用 PSO 嵌套 CPLEX 进行上层租赁定价寻优，同时利用 CPLEX 求解器求解下层微电网调度问题，当连续两次迭代的全局最优适应度相对变化率小于 10^{-4} 时，认为算法达到收敛；若未满足该条件，则达到最大迭代次数后终止。收敛时，上层 SESO 的最优租赁价格及该价格下由 CPLEX 求得的下层 MMG 最优响应，求解获得满足领导者最优响应与跟随者最优响应关系的数值近似 Stackelberg 均衡作为主从博弈的数值近似均衡解。上述模型所使用的场景输入均由第 2 部分考虑尾部风险特征的不确定性场景生成。具体模型求解流程如图 3 所示。

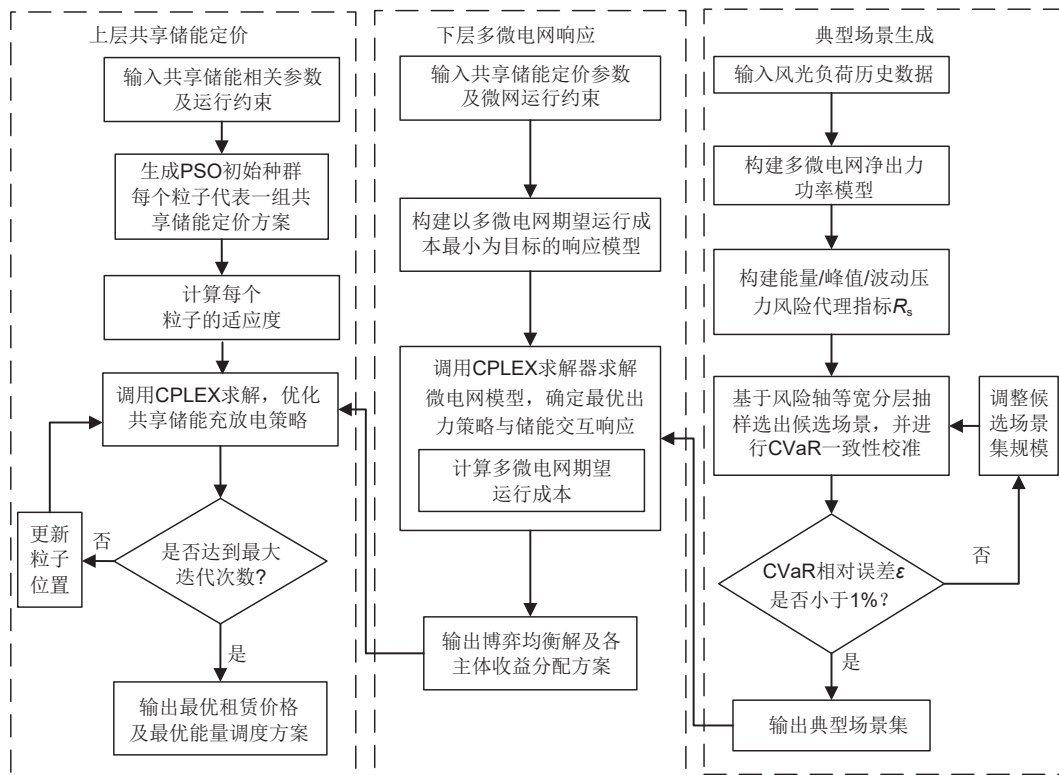


图3 模型求解流程图

Fig. 3 Flowchart of the model solution

4 算例分析

4.1 算例参数

模型在MATLAB平台下基于YALMIP建模。上层PSO的粒子种群规模设为30, 最大迭代次数设为20, 个体学习因子和群体学习因子均取1.8, 惯性权重由0.9线性递减至0.4。算例设置3个微电网和1个SESO系统进行仿真分析。选取某园区微电网一年风电、光伏出力作为算例分析的历史数据集,

采样时间间隔设为1小时。其中, 微电网1配备光伏, 微电网2配备风电, 微电网3同时配备光伏与风电。光伏机组和风电机组的单位功率运行维护系数分别取0.0096元/kWh和0.0296元/kWh。微电网1~3与联络线的最大传输功率分别为1000 kW、1000 kW、1300 kW, SESO的集中式储能容量为8000 kWh, 相关成本系数 $C_e=0.408$ 元/kWh, $C_p=1.429$ 元/kW, $\gamma=0.1542$ 元/kWh, $k_{SES,om}=0.1542$ 元/kWh, 配电网分时电价如表1所示。

表1 配电网分时购售电价

Table 1 Time-of-use electricity tariffs of the distribution network

分时	时段	售电电价/(元/kWh)	购电电价/(元/kWh)
谷时	00:00—08:00	0.3564	0.2851
平时	08:00—10:00; 14:00—20:00; 23:00—24:00	0.7152	0.5722
峰时	10:00—14:00; 20:00—23:00	1.0902	0.8722

4.2 场景生成结果分析

本研究按照2.3节所述方法生成典型场景集。场景集CVaR一致性校准的置信水平 α 取0.90, 候选典型场景数的搜索范围设置为4~20, 并以1为步长逐次递增, CVaR相对误差阈值 ε_{max} 设置为1%。当候选典型场景数增加至14时, 缩减场景集

的CVaR相对误差为0.57%, 低于设定的1%阈值, 满足尾部风险保持精度要求。因此, 本研究最终选取该14个典型场景作为风险博弈模型的输入, 各微电网典型场景净负荷出力场景及概率如图4所示。同时, 为验证本研究提出的场景缩减方法的有效性, 将其与k-means聚类及快速前向选择算法

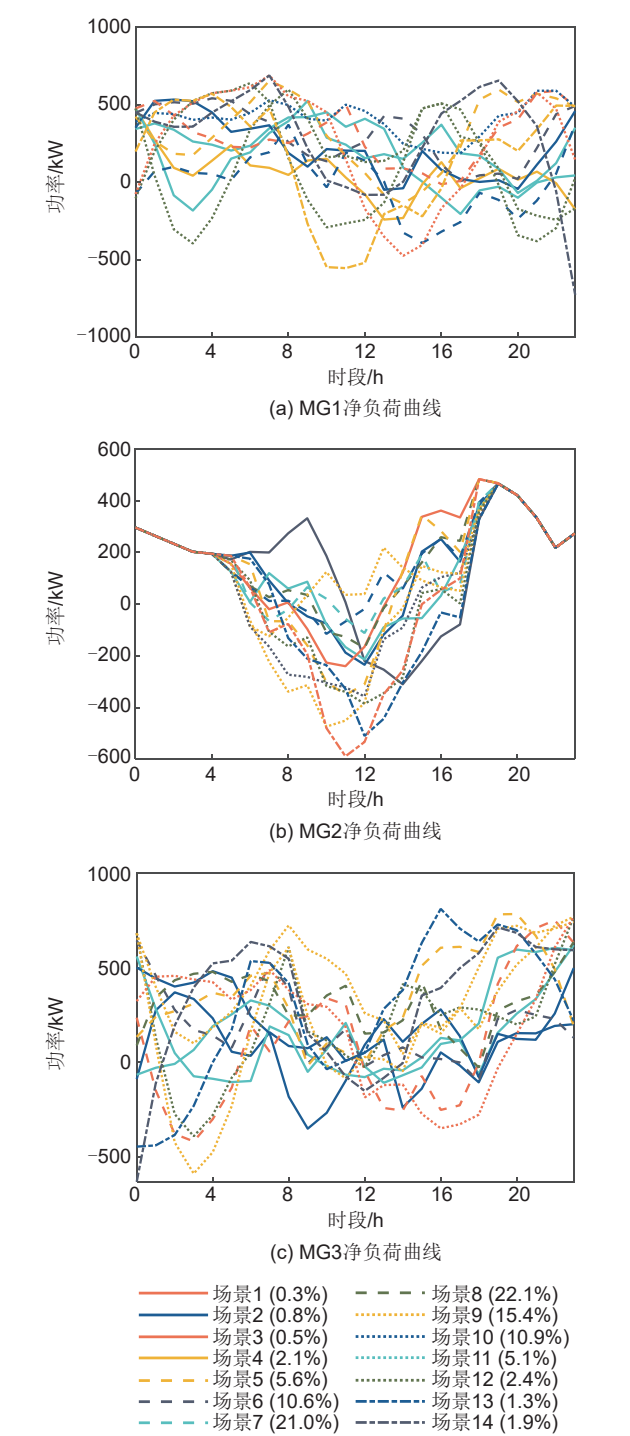


图4 各微电网净负荷典型场景及其概率
Fig. 4 Typical net load scenarios and corresponding probabilities for each microgrid

(FFS) 进行对比。各方法生成的场景集性能指标如表2所示。

由表2所示，在风险刻画能力方面，k-means与FFS算法因缺乏对尾部风险的考虑，导致其CVaR相对误差分别高达45.58%和51.61%，且极

表2 不同场景生成方法的性能指标对比
Table 2 Comparison of performance metrics among different scenario generation methods

方法	CVaR 误差/%	极端场景覆盖率/%	Wasserstein 距离	峰度误差/%
k-means	45.58	0	0.6370	31.41
FFS	51.61	4.00	1.3515	8.52
本方法	0.57	12.30	0.2506	1.29

端场景覆盖率均极低；而本方法通过风险分层与CVaR一致性校准，使CVaR误差降至0.57%，极端场景覆盖率达到12.30%，说明该方法能够在典型场景压缩过程中较好保留潜在尾部风险信息。

在统计分布拟合精度方面，Wasserstein距离衡量了生成场景分布与原始分布之间的形态差异。本研究的该指标仅为0.2506，远低于其他方法。峰度误差反映模型对分布尾部风险特征的捕捉能力。尽管FFS算法试图通过牺牲整体精度来换取特征保留，但其峰度误差仍达8.52%；而本方法将该误差控制在1.29%。该结果表明，所提方法并非单纯追求概率分布压缩精度，而是能够在保持整体分布特征的同时强化极端风险场景的表达能力，从而为后续储能运营商风险定价和多微电网协同响应提供更可靠的场景输入。

4.3 风险偏好对SESO定价与调度策略分析

4.3.1 不同风险偏好下的SESO效益分析

为量化探究风险厌恶系数 λ 与置信水平 α 对共享储能运营商决策效益的交互影响机制，本研究在此进行多场景灵敏度分析。通过遍历 $\lambda \in [0,1]$ 及 $\alpha \in \{0.85,0.90,0.95\}$ 的参数组合，本研究统计了SESO期望利润、CVaR风险价值与SESO综合效益的变化规律，结果如图5所示。

由图5中SESO期望利润、CVaR风险价值变化曲线可知，当 λ 从0逐渐增大至1.0时，在不同置信水平 α 下，SESO期望利润曲线均呈现单调递减趋势，而CVaR风险价值的绝对值则相应增大。这表明SESO为规避不确定性带来的风险，采取更为保守的充放电策略，从而主动放弃部分利用电价时序价差套利的机会。进一步对比不同置信水平的数据可知，在极度风险厌恶状态下即 λ 等于1.0时，置信水平为0.85的期望利润与CVaR风险价值分别为5399元与-5392元，而置信水平为0.95时其对应数值则分别为5356元与-5312元。结果证明更

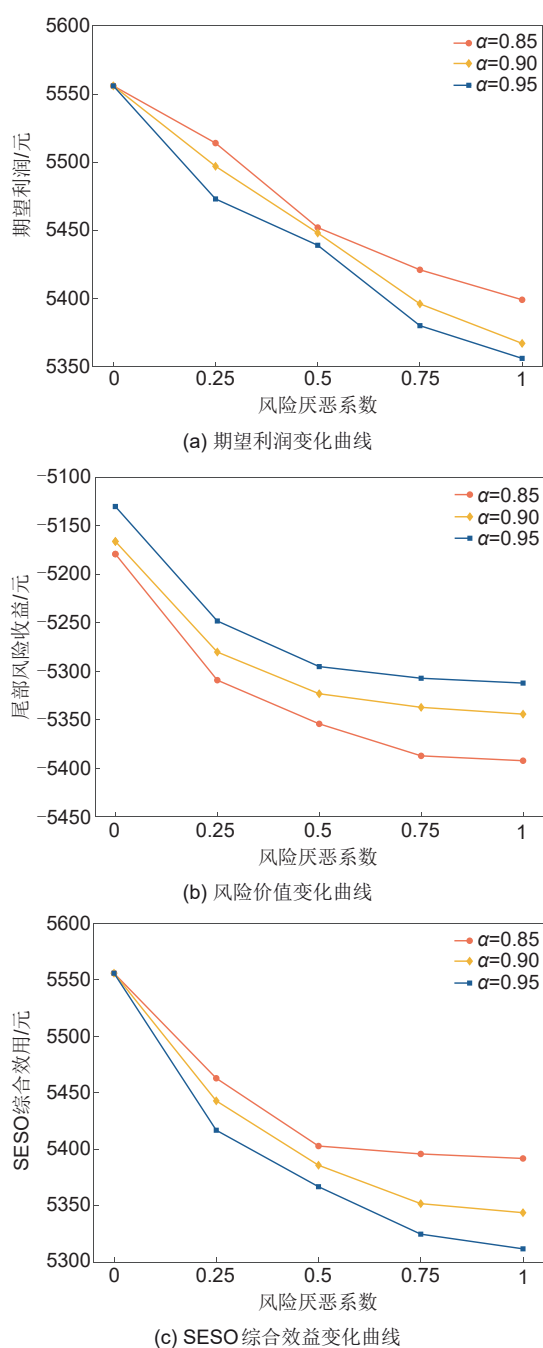


图5 不同置信水平与风险参数下SESO经济结果变化曲线
Fig. 5 Economic performance of the SESO under different confidence levels and risk parameters

高的置信水平会使调度策略更聚焦于极端不利场景，但同时也以牺牲更多期望收益为代价。

由SESO综合效用曲线可以看出，较高置信水平始终对应相对较低的系统综合效用，说明对极端风险的严格限制会抑制系统获取更高的经济回报。综上所述，在模型中引入CVaR风险度量，能够有效将尾部风险的经济权重纳入决策目标，引导

SESO在追求利润的同时增强抵御极端风险的能力。

4.3.2 共享储能定价策略分析

本研究在设定置信水平 α 为0.90的前提下，研究上层共享储能运营商在不同风险厌恶系数下的租赁定价策略，以及该价格策略对下层微电网运行成本与联络线功率波动特性的具体影响，如表3与表4所示。

表3 不同风险偏好下的SESO定价策略与系统经济性结果

Table 3 Pricing strategies of the SESO and system economic performance under different risk parameters

风险系数	租赁价格		MMG 总成本/元	SESO 效益/元
	容量 C_E 元/kWh	功率 C_P 元/kW		
0	0.3309	1.2670	18744	5556
0.5	0.3315	1.2454	19239	5386
1	0.3300	1.2530	19463	5344

表4 不同风险偏好下的MMG联络线功率波动对比

Table 4 Comparison of tie-line power fluctuations under different risk parameters

风险系数	MMG 联络线期望功率方差 /kW ²	极端场景下 MMG 期望联络线功率方差/kW ²
0	3.459×10^6	3.655×10^6
0.5	3.270×10^6	3.455×10^6
1	3.114×10^6	3.263×10^6

由表3和表4可知，随着风险厌恶系数由0增大至1，SESO效益由5556元下降至5344元，MMG总成本由18744元上升至19463元，说明风险规避调度需要牺牲部分期望经济性。与此同时，MMG联络线期望功率方差由 3.459×10^6 kW²降低至 3.114×10^6 kW²，极端场景下MMG期望联络线功率方差由 3.655×10^6 kW²降低至 3.263×10^6 kW²，表明CVaR风险约束能够引导系统采取更保守的储能调度与互济策略，从而降低极端场景下的功率波动风险。该结果说明，所提尾部风险驱动调度策略并非单纯追求期望收益最大化，而是在SESO收益、MMG运行成本与系统鲁棒性之间形成可调折中。

4.3.3 多微电网调度策略分析

本研究在取置信水平 $\alpha=0.9$ 和风险系数 $\lambda=0.5$ 的情况下，选取典型场景集中概率最大的场景8作为代表场景，该场景下各微电网的调度结果如图6所示。同时在采用相同的场景、负荷、分时电价及运行约束下，对比分析共享储能模式与各微电网独立配置储能模式下的储能容量需求、功率需求和

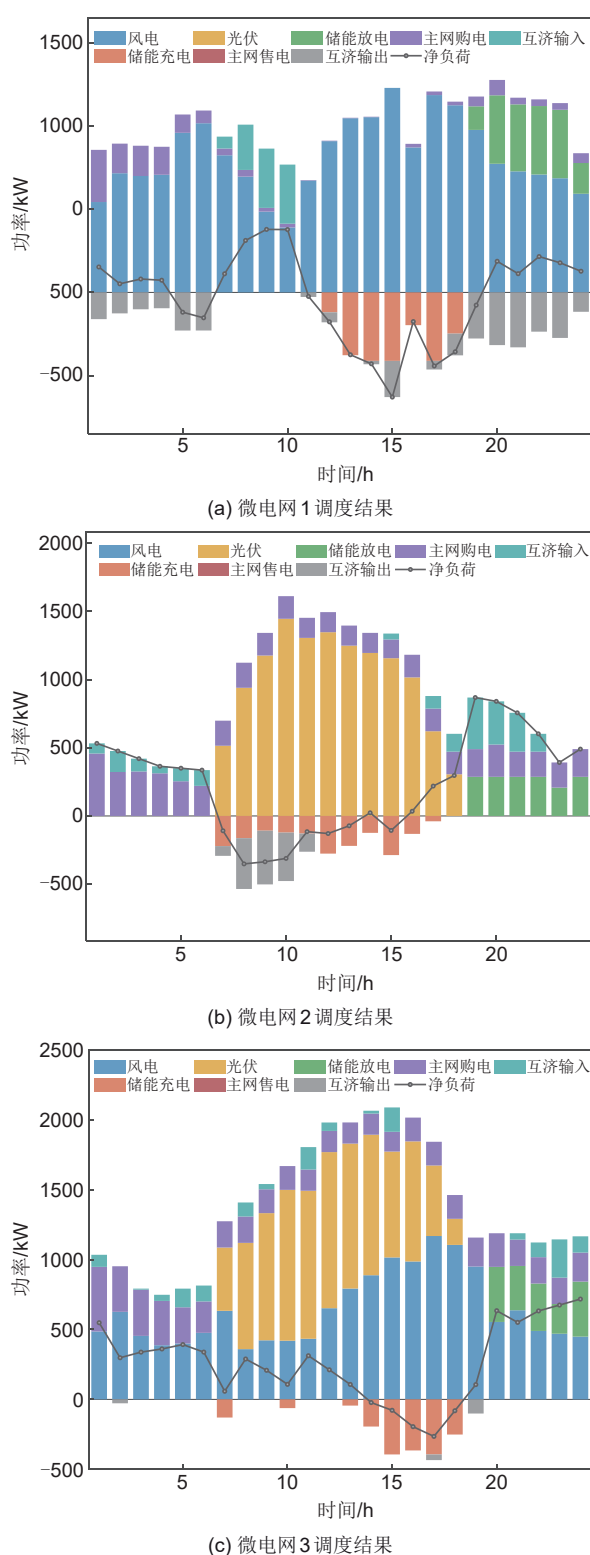


图 6 场景 8 下多微电网调度结果

Fig. 6 The dispatching results of MMG in Scenario 8

MMG 侧综合成本，具体结果如表 5 所示。

由图 6 可见，在 0:00—8:00 谷时段，电价较低且光伏尚未出力，系统主要通过配电网购电与共享

储能低价充电满足负荷需求，并为后续高负荷时段储备能量。进入 10:00—14:00 峰时段，MG1 与 MG3 受光伏出力提升影响，净负荷压力明显降低，部分时段可向共享储能充电或向其他微电网提供互济支撑；MG2 受风电波动影响仍存在局部功率缺额，主要依赖互济功率补偿，以减少高价购电。至 20:00—23:00 晚峰时段，光伏出力消失且负荷上升，系统缺额扩大，共享储能由充电转为放电，与微电网间互济共同承担削峰作用。整体来看，在 CVaR 风险调度策略下，系统未追求单一场景下的激进经济最优，而是形成“内部互济优先、储能动态调节、配电网兜底支撑”的协同机制，从而有效降低功率波动，提高系统运行的鲁棒性。

为保证两种储能模式经济性对比的一致性，表 5 以多微电网侧为统一成本核算边界。独立储能模式下，MMG 侧综合成本包括配电网购电成本、新能源运维成本、各微电网独立储能的容量与功率等效配置成本、储能充放电运维成本以及联络线功率波动惩罚成本，不包含共享储能租赁及使用服务费用；共享储能模式下，MMG 侧综合成本包括配电网购电成本、新能源运维成本、共享储能容量与功率租赁成本、充放电服务成本、微电网互济成本以及联络线功率波动惩罚成本。SESO 自身的建设投资和运营收益不属于表 5 的 MMG 侧成本核算范围。

表 5 MMG 储能优化配置结果

Table 5 Optimal configuration results of the energy storage system in MMG

微电网	Q_E/kWh	Q_P/kW	MMG 侧综合成本/元
MG1	2586	413	6337
MG2	3195	496	9719
MG3	2713	496	8622
独立储能模式合计	8494	1405	24678
共享储能协同模式	7648	1292	19239

由表 5 可知，在未引入共享储能且各微电网独立配置储能的模式下，为满足各自的峰值调节需求，MMG 整体储能容量和功率需求分别达到 8494 kWh 和 1405 kW，MMG 侧综合成本为 24678 元；引入共享储能并开展 MMG 协同后，通过微电网间功率互济与共享储能统筹调度，MMG 整体储能容量和功率需求分别下降至 7648 kWh 和 1292 kW，MMG 侧综合成本降低至 19239 元。与独立储能模式相比，共享储能协同模式下的储能容量需求、功

率需求及MMG侧综合成本分别减少846 kWh、113 kW和5439元。结果表明,多微电网间的功率互济能够平滑各微电网的峰值储能需求,共享储能的集中调度能够提高储能资源利用效率,从而降低独立储能冗余配置需求及微电网侧的经济负担。

5 结论

本研究提出了一种尾部风险驱动的储能运营商与多微网协同博弈调度策略。通过场景算例仿真与对比分析,可以得出以下结论:

(1) 所提尾部风险保持型场景生成方法能够有效改善传统场景缩减方法对极端场景刻画不足的问题。与K-means和FFS相比,本方法的CVaR误差分别由45.58%和51.61%降低至0.57%,极端场景覆盖率提升至12.30%,同时Wasserstein距离和峰度误差均保持较低水平,说明该方法能够为共享储能风险调度提供更可靠的场景输入。

(2) CVaR风险约束能够引导SESO由期望收益导向转向尾部风险驱动的定价与调度决策。随着风险厌恶系数增大,SESO效益有所下降,MMG运行成本有所增加,但联络线功率波动得到抑制,表明所提方法能够在经济性与极端风险鲁棒性之间形成可调折中。

(3) SESO集中调度与多微电网互济机制能够降低系统对独立储能配置的依赖。相比各微电网独立配置储能模式,含共享储能的协同调度模式使微网的容量需求、功率需求和MMG侧综合成本均有所降低,验证了共享储能集中调度与微电网互济协同的经济性。

参考文献

- [1] 黎博,陈民铀,钟海旺,等.高比例可再生能源新型电力系统长期规划综述[J].中国电机工程学报,2023,43(2):555-580.
LI B, CHEN M Y, ZHONG H W, et al. A review of long-term planning of new power systems with large share of renewable energy[J]. Proceedings of the Chinese Society for Electrical Engineering, 2023, 43(2): 555-580.
- [2] 郭杉,郭洋,刘小恺,等.含光-储-充的微电网日前经济调度方法研究[J].山东电力技术,2025,52(3):1-11.
GUO S, GUO Y, LIU X K, et al. Research on the day-ahead economic dispatch method of microgrid including solar-ESS-EV[J]. Shandong Electric Power, 2025, 52(3): 1-11.
- [3] 王丹妮,江岳文,温步瀛.基于纳什谈判的用户侧共享储能联盟月前负荷最大需量两阶段鲁棒优化[J].中国电机工程学报,2026,46(14):5808-5821. DOI:10.13334/j.0258-8013.pcsee.250630.
- [4] 李红刚,李勇,李晓宁,等.基于储能惯量支撑的高比例新能源基地效益提升优化方法[J].山东电力技术,2025,52(12):27-37. DOI:10.20097/j.cnki.issn1007-9904.240460.
LI H G, LI Y, LI X N, et al. A method for optimizing the allocation of comprehensive benefits of a high proportion of new energy bases based on energy storage inertia[J]. Shandong Electric Power, 2025, 52(12): 27-37. DOI:10.20097/j.cnki.issn1007-9904.240460.
- [5] 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.
- [6] 陈昌铭,章天晗,沈子康,等.新型电力系统的发用电侧共享储能商业模式研究综述[J].电力系统自动化,2025,49(15):20-42. DOI:10.7500/AEPS20241009003.
CHEN C M, ZHANG T H, SHEN Z K, et al. Review of shared energy storage business modes on generation and user sides in new power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(15): 20-42. DOI:10.7500/AEPS20241009003.
- [7] 杨昆,刘通,柏林,等.基于谈判博弈的微电网群多主体共享储能容量优化配置策略[J].电测与仪表,2024,61(3):33-41. DOI:10.19753/j.issn1001-1390.2024.03.005.
YANG K, LIU T, BAI L, et al. Optimal configuration strategy of shared energy storage capacity for micro-grid cluster based on multi-party bargaining game[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2024, 61(3): 33-41. DOI:10.19753/j.issn1001-1390.2024.03.005.
- [8] 高伟凯,何川,刘天琪,等.考虑微电网联盟协调运行的用户侧共享储能多计费方式博弈定价方法[J].电力自动化设备,2024,44(9):16-23. DOI:10.16081/j.epae.202404009.
GAO W K, HE C, LIU T Q, et al. Multi-package game pricing method of user-side shared energy storage considering coordinated operation of microgrid alliance[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(9): 16-23. DOI:10.16081/j.epae.202404009.
- [9] 赵书琪,刘勇,徐建军,等.考虑共享储能的孤岛油田微电网群协同调度策略[J/OL].南方电网技术,1-14[2026-08-10]. <https://link.cnki.net/urlid/44.1643.TK.20250422.0650.010>.
ZHAO S Q, LIU Y, XU J J, et al. Collaborative scheduling strategy for islanded oilfield microgrid clusters considering shared energy storage[J/OL]. Southern Power System Technology, 1-14[2026-08-10]. <https://link.cnki.net/urlid/44.1643.TK.20250422.0650.010>.
- [10] 黄悦华,刘兴韬,张磊,等.基于C藤Copula及条件风险价值的综合能源系统灵活爬坡优化调度[J].中国电机工程学报,2023,43(24):9411-9422.

- HUANG Y H, LIU X T, ZHANG L, et al. Flexible ramping optimal scheduling of integrated energy system based on C-vine copula and conditional value at risk[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(24): 9411-9422.
- [11] 张柏林, 李希德, 魏博, 等. 基于改进的场景分类和去粗粒化 MCMC 的风电出力模拟方法[J]. *电测与仪表*, 2024, 61(7): 41-49, 122. DOI:10.13347/j.cnki.mkaq.2018.09.051.
- ZHANG B L, LI X D, WEI B, et al. Wind power output simulation method based on improved scene classification algorithm and coarse-grained MCMC[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2024, 61(7): 41-49, 122. DOI:10.13347/j.cnki.mkaq.2018.09.051.
- [12] 范嘉乐, 刘虹江, 和萍, 等. 新能源机车柔性调度下基于改进非支配排序遗传算法的机务段微电网多目标优化运行[J/OL]. *电网技术*, 1-17 [2026-08-10]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2025.1642>.
- FAN J L, LIU H J, HE P, et al. Multi-objective optimal scheduling of locomotive depot microgrid based on improved non-dominated sorting genetic algorithm II under flexible scheduling of new energy locomotives[J/OL]. *Power System Technology*. 1-17[2026-08-10]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2025.1642>.
- [13] XUAN A, SHEN X W, GUO Q L, et al. A conditional value-at-risk based planning model for integrated energy system with energy storage and renewables[J]. *Applied Energy*, 2021, 294: 116971. DOI:10.1016/j.apenergy.2021.116971.
- [14] LI J, WANG X L, WANG Z C, et al. Conditional distributionally robust dispatch for integrated transmission-distribution systems via distributed optimization[J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2025, 166: 110559. DOI: 10.1016/j.ijepes.2025.110559.
- [15] 陈寒, 唐忠, 鲁家阳, 等. 基于 CVaR 量化不确定性的微电网优化调度研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2021, 49(5): 105-115. DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.200603.
- CHEN H, TANG Z, LU J Y, et al. Research on optimal dispatch of a microgrid based on CVaR quantitative uncertainty[J]. *Power System Protection and Control*, 2021, 49(5): 105-115. DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.200603.
- [16] 谭俊丰, 杨莘, 曾宪锴. 基于场景缩减优化引导置信度选值的园区微电网改进 CVaR 日前调度模型[J]. *高电压技术*, 2023, 49(4): 1412-1421.
- TAN J F, YANG P, ZENG X K. Improved CVaR day-ahead dispatch model of micro-energy-grid based on scenario-reduction-optimization guiding confidence value selection[J]. *High Voltage Engineering*, 2023, 49(4): 1412-1421.
- [17] 李东东, 仇文杰, 周波, 等. 考虑源荷相关性条件风险价值的综合能源系统参与电能-备用市场优化[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(18): 24-34.
- LI D D, QIU W J, ZHOU B, 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.
- [18] 帅轩越, 王秀丽, 吴雄, 等. 计及条件风险价值下基于合作博弈的多微网协同优化调度[J]. *电网技术*, 2022, 46(1): 130-137. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2021.0106.
- SHUAI X Y, WANG X L, WU X, et al. Cooperative optimal scheduling of multi-microgrids based on cooperative game considering conditional value at risk[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(1): 130-137. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2021.0106.
- [19] 霍金泉, 蔺红, 田易之. 考虑共享储能租赁的多微电网系统两阶段优化运行策略[J]. *智慧电力*, 2025, 53(6): 50-58. DOI: 10.20204/j.sp.2025.06007.
- HUO J Q, LIN H, TIAN Y Z. Two-stage optimization operation strategy for multi-microgrid systems considering shared energy storage leasing[J]. *Smart Power*, 2025, 53(6): 50-58. DOI: 10.20204/j.sp.2025.06007.
- [20] RAN X H, TAY W P, LEE C. High-performance optimization model based on novel conditional value at risk metric for power grids with high wind power penetration[J]. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 2025, 21(7): 5689-5700. DOI: 10.1109/TII.2025.3556085.
- [21] 李咸善, 方子健, 李飞, 等. 含多微电网租赁共享储能的配电网博弈优化调度[J]. *中国电机工程学报*, 2022, 42(18): 6611-6624.
- LI X S, FANG Z J, LI F, et al. Game-based optimal dispatching strategy for distribution network with multiple microgrids leasing shared energy storage[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2022, 42(18): 6611-6624.