

蔡昊天, 王小龙, 彭庆炯, 等. 多套餐共享储能模式下考虑功率互济的社区联盟优化运行策略[J]. 广东工业大学学报, 2026, 43(2): 52-63. doi: 10.12052/gdutxb.250088.
Cai Haotian, Wang Xiaolong, Peng Qingjiong, *et al.* An optimal operation strategy for community microgrid alliances considering power exchange under multi-package shared energy storage model[J]. Journal of Guangdong University of Technology, 2026, 43(2): 52-63. doi: 10.12052/gdutxb.250088.

多套餐共享储能模式下考虑功率互济的社区联盟优化运行策略

蔡昊天, 王小龙, 彭庆炯, 张浩博, 彭显刚, 赵卓立

(广东工业大学 自动化学院, 广东 广州 510006)

摘要: 针对社区用户侧可再生能源及共享储能广泛接入背景下, 现有运营模式灵活性不足、能量共享收益分配不合理等问题, 本文旨在构建兼顾多元服务需求与功率互济的社区联盟优化运行模型。首先, 建立共享储能与社区联盟协同运行的系统框架。其次, 基于Stackelberg博弈兼顾共享储能运营商和社区联盟的利益诉求, 采用霜冰优化算法(Rime Optimization Algorithm, RIME)嵌套Gurobi求解器求解社区日前调度运行决策、社区运行成本、储能定价决策及运营收益。再次, 考虑日前调度中社区之间功率互济的运行场景, 通过计算社区新能源发电出力与负荷曲线相似度、社区互济出力大小以及互济关联度等指标得到分摊系数, 基于加权贡献度法对各社区日前运行成本进行再分摊。最后, 在算例仿真中验证了所提模型的有效性和适用性。

关键词: 共享储能; 多套餐定价; Stackelberg博弈; 功率互济; 成本分摊

中图分类号: TM732; TM711

文献标志码: A

文章编号: 1007-7162(2026)02-0052-12

An Optimal Operation Strategy for Community Microgrid Alliances Considering Power Exchange under Multi-package Shared Energy Storage Model

Cai Haotian, Wang Xiaolong, Peng Qingjiong, Zhang Haobo, Peng Xiangang, Zhao Zhuoli

(School of Automation, Guangdong University of Technology, Guangzhou 510006, China)

Abstract: The widespread integration of user-side renewable energy and shared energy storage has outpaced the flexibility of existing operational models and led to unreasonable allocations of energy-sharing benefits. This study aimed to develop an optimized operational model for community microgrid alliances that accommodated diverse service demands and power exchange. First, a system framework for the coordinated operation of shared energy storage and community microgrid alliances was established. Second, based on a Stackelberg game balancing the interests of both the shared energy storage operator and community microgrid alliances, a nested RIME algorithm integrated with the Gurobi solver was employed to determine day-ahead scheduling decisions, community operating costs, energy storage pricing decisions, and operational revenues. Third, in the day-ahead scheduling stage, power exchange among communities was considered by computing allocation coefficients from the similarity between community renewable generation outputs and load profiles, the magnitude of power exchange, and their correlation; these coefficients were then used in a weighted-contribution method to reallocate day-ahead operating costs among communities. Finally, case-study simulations validate the effectiveness and applicability of the proposed model.

Key words: shared energy storage; multi-package pricing; Stackelberg game; power exchange; cost allocation

收稿日期: 2025-04-27 录用日期: 2025-07-21 网络首发日期: 2025-08-21

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(62273104)

作者简介: 蔡昊天(2000-), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统储能规划与运营, E-mail: 997863410@qq.com

通信作者: 彭显刚(1964-), 男, 教授, 硕士, 主要研究方向为电力系统分析, E-mail: epxg@gdut.edu.cn

随着“双碳目标”的持续推进,以风力和光伏为代表的可再生能源在电力系统中的渗透率不断提升,成为了新型电力系统的典型特征^[1]。同时,在能源互联网技术高速发展的背景下,可再生能源接入用户侧社区正在成为新的趋势^[2],传统的用户侧社区正在向兼具生产和消费功能的产消社区转型^[3]。然而,社区用户用电行为的多样化特征日益明显,可再生能源出力具有随机性和波动性^[4],导致社区出力曲线与负荷曲线不匹配,削弱了电力系统的供需平衡调节能力,给电网的运行可靠性带来了更大的挑战^[5]。

为应对上述挑战,储能作为能量调度的缓冲器,近年来已被广泛应用于平抑新能源出力波动与偏差、发用电功率时空平衡等问题^[6]。尽管储能具有极大的潜力,但用户所需储能容量定制化难、储能运营模式匮乏等因素制约着储能的商业化发展^[7]。基于共享经济思想诞生的共享储能为发挥储能的能量管理优势和推动储能的商业化发展提供了可能^[8]。共享储能指多个用户共享储能设施,这种储能应用方案可提高资源利用率并解决传统储能用户响应积极性低的问题^[9]。

共享储能的应用属于新兴阶段,已有学者对其在用户侧社区的运营模式和调度策略进行了研究。文献[10]提出了基于混合整数线性规划的共享储能配置与调度框架。文献[11]以日运行成本为研究对象,提出了一种基于共享储能电站的工业用户日前调度优化方法。文献[12]提出了一种基于联邦强化学习的具有隐私保护的社区共享储能日前调度方法。文献[13]针对居民用户共享储能配置存在的容量冗余问题,提出一种考虑容量削减的居民用户共享储能优化配置方法。上述文献的优化模型通常将用户侧建模为一个统一主体,而未考虑多社区参与共享储能市场下存在的动态互动机制。

实际上,对于构建灵活高效的共享储能运营模式,多主体社区之间的决策互动和协同效应不应被忽视。文献[14]构建了面向区域电网共享储能的交易调度优化模型。文献[15]提出了多微电网并网系统租赁共享储能组成微电网联盟参与配电网调峰调度的优化调度策略。文献[16]提出了考虑容量共享的新能源-电网-用户侧储能优化配置策略。文献[17]以总成本最低为目标,基于纳什议价构建了共享储能电站-用户-运营商运营模型。这部分文献虽考虑了多主体参与场景,但所研究的运营模式仅限于单一的按充放电功率或按容量租赁计费交易,在当前社区负荷特征多样化的复杂环境下,这种运营模式的推广将受到其在应用场景上灵活性弱的制约。

针对共享储能运营模式单一,缺乏更具适应性的计费与调度机制这一问题。文献[18]提出了一种兼具电能自营和储能共享模式的储能聚合商电能交易方法。文献[19]根据电压暂降、谐波治理和无功补偿等需求,提出了定制用户侧储能服务的分级定价方法。文献[20]提出基于功率权与容量权解耦的共享储能组合拍卖机制,向用户提供了功率权和容量权两种不同的储能租赁服务套餐。尽管上述研究从不同角度拓展了共享储能的服务机制,但均未涉及共享储能接入社区联盟的功率互济场景,即通过联络线实现不同社区之间的电力余缺调剂,提升区域间的能量协同能力,促进可再生能源的高效利用^[21]。在多套餐计费机制下,社区之间储能调用行为的差异会进一步影响功率互济的调度动态,然而现有研究鲜有深入探讨功率互济与多计费机制之间的耦合关系,难以有效支撑共享储能与可再生能源在复杂环境下的协调运行。

针对现有研究存在的不足,本文提出多套餐共享储能模式下考虑功率互济的社区联盟优化运行模型。首先,构建共享储能-社区联盟运行框架,介绍该运行框架下各参与方的运行机制。然后,基于主从博弈提出多套餐运营模式下共享储能-社区联盟日前调度优化模型,对其采用RIME算法嵌套Gurobi求解器求解日前调度策略、运行成本与储能收益。考虑调度过程中各社区对联盟内功率互济的贡献,对运行成本进行再分摊,以此得到日前最优运行策略。最后,对本文所提的模型进行仿真分析,验证其有效性。结果表明,考虑多主体参与的共享储能多套餐运营模式能有效兼顾灵活性与经济性;采用嵌套Gurobi求解器的RIME(Rime Optimization Algorithm)算法具有求解效率与精度方面的优势;考虑共享储能与功率互济耦合运行下各主体对功率互济的贡献,可体现成本分摊的合理性,推动共享储能的商业化发展。

1 共享储能-社区联盟运行框架

本文构建的共享储能-社区联盟运行框架如图1所示。共享储能运营商主要为社区联盟提供储能的充放电服务套餐,同时具备与电网进行交易的能力,包括出售多余功率上网或购买不足功率以满足需求。本文为共享储能运营商设计了3种充放电服务套餐,分别为按充放电量计费的套餐A、按寄存电量计费的套餐B以及按调用时段计费的套餐C。联盟内的社区可根据自身的实际需求选择合适的充放电服务套餐。

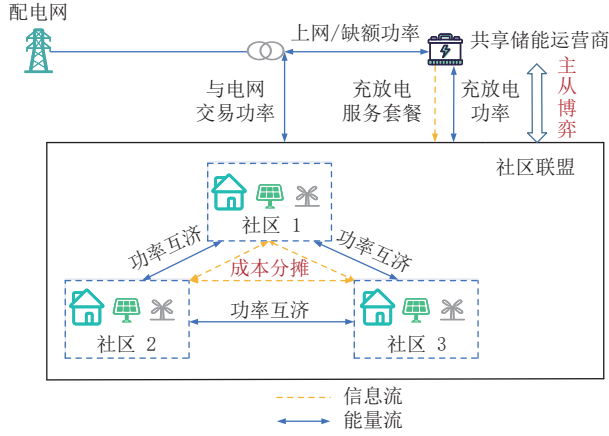


图1 共享储能-社区联盟运行框架

Fig.1 Operational framework for shared energy storage in community microgrid alliances

社区联盟内部通过联络线整合各社区的负荷需求和风光发电出力,利用微电网实现功率互济。这种互济模式可以充分利用社区内的可再生能源,提高能源利用效率。当联盟内的风光发电出力与负荷不匹配时,联盟再通过调用共享储能的充放电功能或从电网购电来确保功率的供需平衡。在调度完成后,联盟根据各社区的可再生能源出力情况和对功率互济的实际贡献,合理分摊运行成本,以保障联盟内各社区运行的公平性和经济性。

2 多套餐日前调度主从博弈模型

由于共享储能运营商掌握储能资源的调度权和服务套餐的制定权,因此本文以共享储能运营商为策略主导方、社区联盟为策略响应方构建主从博弈模型。

2.1 共享储能运营商模型

2.1.1 模型目标函数

模型目标函数为共享储能运营商收益最大。共享储能运营商收益定义为总收入减去总成本,其优化目标函数如式(1)所示。

$$\max F_1 = F_{\text{ses}} + F_{\text{grid}} - F_{\text{loss}} \quad (1)$$

式中: F_1 为共享储能运营商收益; F_{ses} 为运营商向社区联盟提供的共享储能服务收益; F_{grid} 为运营商与配电网的交易金额; F_{loss} 为储能运行损耗成本。

(1) 共享储能服务收益。

共享储能服务收益等于社区联盟调用共享储能的服务总成本,其计算如式(2)~(3)所示。

$$F_{\text{ses}} = F^{\text{ses},2} \quad (2)$$

$$F^{\text{ses},2} = \sum_{n=1}^N (F_n^{\text{ses},A} + F_n^{\text{ses},B} + F_n^{\text{ses},C}) \quad (3)$$

式中: $F^{\text{ses},2}$ 为社区联盟调用共享储能的服务总成本; N 为联盟内社区的总个数; $F_n^{\text{ses},A}$ 、 $F_n^{\text{ses},B}$ 、 $F_n^{\text{ses},C}$ 分别为社区 n 选择套餐 A、B、C 服务的成本。

(2) 运营商与配电网的交易额。

运营商与配电网的交易额定义为售电收益与购电成本之差,其计算如式(4)所示。

$$F_{\text{grid}} = \sum_{t=1}^T \sum_{e=1}^E (\psi_t^{\text{sell}} P_{e,t}^{\text{sell}} - \psi_t^{\text{buy}} P_{e,t}^{\text{buy}}) \quad (4)$$

式中: T 为总调度时段; E 为共享储能单元总个数; ψ_t^{sell} 、 ψ_t^{buy} 分别为 t 时段配电网的单位售电价格和单位购电价格; $P_{e,t}^{\text{sell}}$ 、 $P_{e,t}^{\text{buy}}$ 分别为 t 时段共享储能单元 e 与配电网交易的售电功率和购电功率。

(3) 储能运行损耗。

储能运行损耗成本定义为储能单元 e 执行购电、售电、充电和放电操作时产生的寿命折损成本之和,其计算如式(5)所示。

$$F_{\text{loss}} = \psi_{\text{loss}} \sum_{t=1}^T \sum_{e=1}^E (P_{e,t}^{\text{buy}} + P_{e,t}^{\text{sell}} + P_{e,t}^{\text{cha}} + P_{e,t}^{\text{dis}}) \quad (5)$$

式中: ψ_{loss} 为储能单元运行损耗单位成本; $P_{e,t}^{\text{cha}}$ 、 $P_{e,t}^{\text{dis}}$ 分别为 t 时段社区联盟调用共享储能单元 e 的充电和放电功率。

2.1.2 模型约束条件

式(6)为储能单元 e 的荷电状态约束; 式(7)~(8)为储能单元 e 的功率传输范围约束; 式(9)为储能单元 e 的功率传输方向约束; 式(10)表示 t 时段共享储能运营商充放电功率要与社区联盟充放电功率相匹配。

$$E_{e,t}^{\text{ses}} = E_{e,t-1}^{\text{ses}} + (P_{e,t}^{\text{cha}} + P_{e,t}^{\text{buy}}) \cdot \eta^{\text{in}} - (P_{e,t}^{\text{dis}} + P_{e,t}^{\text{sell}}) / \eta^{\text{out}} \quad (6)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{e,t}^{\text{cha}} \leq \mu_{e,t}^{\text{cha}} \cdot P_{E,\text{max}}^{\text{cha}} \\ 0 \leq P_{e,t}^{\text{dis}} \leq \mu_{e,t}^{\text{dis}} \cdot P_{E,\text{max}}^{\text{dis}} \end{cases} \quad (7)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{e,t}^{\text{buy}} \leq \mu_{e,t}^{\text{buy}} \cdot P_{E,\text{max}}^{\text{buy}} \\ 0 \leq P_{e,t}^{\text{sell}} \leq \mu_{e,t}^{\text{sell}} \cdot P_{E,\text{max}}^{\text{sell}} \end{cases} \quad (8)$$

$$\begin{cases} \mu_{e,t}^{\text{cha}} + \mu_{e,t}^{\text{dis}} \leq 1 \\ \mu_{e,t}^{\text{buy}} + \mu_{e,t}^{\text{sell}} \leq 1 \end{cases} \quad (9)$$

$$\begin{cases} \sum_{n=1}^N P_{n,t}^{\text{cha}} = \sum_{e=1}^E P_{e,t}^{\text{cha}} \\ \sum_{n=1}^N P_{n,t}^{\text{dis}} = \sum_{e=1}^E P_{e,t}^{\text{dis}} \end{cases} \quad (10)$$

式中: $E_{e,t}^{\text{ses}}$ 为储能单元 e 在 t 时段的容量; η^{in} 、 η^{out} 分别为

储能单元充放电效率; $\mu_{e,t}^{\text{cha}}$ 、 $\mu_{e,t}^{\text{dis}}$ 、 $\mu_{e,t}^{\text{buy}}$ 、 $\mu_{e,t}^{\text{sell}}$ 分别为共享储能单元 e 在 t 时段的充电、放电、购电、售电的状态变量,当变量值为1时表示该操作正在执行,当变量值为0时表示该操作未被执行; $P_{E,\max}^{\text{cha}}$ 、 $P_{E,\max}^{\text{dis}}$ 、 $P_{E,\max}^{\text{buy}}$ 、 $P_{E,\max}^{\text{sell}}$ 分别为每个储能单元充电、放电、购电、售电功率的最大值; $P_{n,t}^{\text{cha}}$ 、 $P_{n,t}^{\text{dis}}$ 分别为 t 时段社区 n 的充电、放电功率。

2.2 社区联盟模型

2.2.1 模型目标函数

模型目标函数为社区联盟总运行成本最低,如式(11)所示。

$$\min F_2 = \sum_{n=1}^N (F_n^{\text{waste}} + F_n^{\text{grid},2}) + F^{\text{ses},2} \quad (11)$$

式中: F_2 为社区联盟总运行成本; F_n^{waste} 为社区 n 的可再生能源发电消纳惩罚成本; $F_n^{\text{grid},2}$ 为社区 n 与配电网的交易额。

(1) 可再生能源发电消纳惩罚成本。

社区 n 的可再生能源消纳惩罚由弃光惩罚和弃风惩罚组成,如式(12)所示。式(13)~(14)表示社区 n 的弃光惩罚与弃风惩罚分别等于该社区所属光伏的弃光惩罚之和与所属风机的弃风惩罚之和。

$$F_n^{\text{waste}} = F_n^{\text{waste,pv}} + F_n^{\text{waste,wind}} \quad (12)$$

$$F_n^{\text{waste,pv}} = \psi_{\text{waste,pv}} \sum_{pv \in V(n)} \sum_{t=1}^T (P_{pv,t}^f - P_{pv,t}) \quad (13)$$

$$F_n^{\text{waste,wind}} = \psi_{\text{waste,wind}} \sum_{w \in W(n)} \sum_{t=1}^T (P_{w,t}^f - P_{w,t}) \quad (14)$$

式中: $F_n^{\text{waste,pv}}$ 和 $F_n^{\text{waste,wind}}$ 为社区 n 的弃光、弃风惩罚; $\psi_{\text{waste,pv}}$ 和 $\psi_{\text{waste,wind}}$ 为弃光、弃风惩罚单位价格; V 为社区联盟中光伏的所属合集; $P_{pv,t}^f$ 和 $P_{pv,t}$ 为 t 时段光伏 pv 的预测出力 and 调度出力; W 为社区联盟中风机的所属合集; $P_{w,t}^f$ 和 $P_{w,t}$ 为 t 时段风机 w 的预测出力 and 调度出力。

(2) 社区与配电网的交易额。

式(15)表示社区 n 与配电网交易额的计算方式。

$$F_n^{\text{grid},2} = \sum_{t=1}^T (\psi_t^{\text{buy}} P_{n,t}^{\text{buy}} - \psi_t^{\text{sell}} P_{n,t}^{\text{sell}}) \quad (15)$$

式中: $P_{n,t}^{\text{buy}}$ 和 $P_{n,t}^{\text{sell}}$ 分别为 t 时段社区 n 与配电网交易的购电功率和售电功率。

2.2.2 模型约束条件

2.2.2.1 多套餐服务约束

式(16)表示一个社区仅可选择一种套餐。式(17)表示在同一时段,一个社区不能同时进行充、放电操作。

$$\lambda_n^A + \lambda_n^B + \lambda_n^C = 1 \quad (16)$$

$$\lambda_{n,t}^{\text{cha}} + \lambda_{n,t}^{\text{dis}} \leq 1 \quad (17)$$

式中: λ_n^A 、 λ_n^B 、 λ_n^C 分别为社区 n 选择套餐A、B、C的二进制变量; $\lambda_{n,t}^{\text{cha}}$ 、 $\lambda_{n,t}^{\text{dis}}$ 分别为共享储能 t 时段对社区 n 充电状态、放电状态的二进制变量。

(1) 套餐A。

该套餐的服务成本如式(18)所示。社区可在任意时段付费调用共享储能放电或向共享储能充电换取收益。

$$F_n^{\text{ses},A} = \lambda_n^A \sum_{t=1}^T (\psi_t^{\text{A,dis}} P_{n,t}^{\text{dis}} - \psi_t^{\text{A,cha}} P_{n,t}^{\text{cha}}) \quad (18)$$

式中: $\psi_t^{\text{A,dis}}$ 、 $\psi_t^{\text{A,cha}}$ 分别为 t 时段套餐A共享储能的放电单价和充电单价。

(2) 套餐B。

该套餐的服务成本如式(19)所示。社区可选择寄存时段 T^{cha} 和取出时段 T^{dis} 。在寄存时段,社区仅可向共享储能充电,共享储能不可对社区放电;在取出时段,社区不可向共享储能充电,仅支持共享储能对社区放电。寄存时段的总充电量等于取出时段的总放电量,如式(20)~(21)所示。

$$F_n^{\text{ses},B} = \lambda_n^B \psi^B E_n^B \quad (19)$$

$$\sum_{t \in T^{\text{cha}}} P_{n,t}^{\text{cha}} = E_n^B \quad (20)$$

$$\sum_{t \in T^{\text{dis}}} P_{n,t}^{\text{dis}} = E_n^B \quad (21)$$

式中: ψ^B 为套餐B共享储能寄存电量的单价; E_n^B 为社区 n 寄存的电量。

(3) 套餐C。

社区按时段调用共享储能服务,服务成本等于调用时段乘以调用时长单价,如式(22)所示。

$$F_n^{\text{ses},C} = \lambda_n^C \psi_t^C \sum_{t=1}^T (\lambda_{n,t}^{\text{cha}} + \lambda_{n,t}^{\text{dis}}) \quad (22)$$

式中: ψ_t^C 为 t 时段套餐C的调用时长单价。

2.2.2.2 社区联盟功率平衡与互济约束

(1) 功率平衡约束。

社区联盟功率平衡如式(23)~(24)所示。

$$P_{n,t}^{\text{res}} + P_{n,t}^{\text{dis}} + P_{n,t}^{\text{buy}} + \sum_{m=1}^N P_{m,n,t}^{\text{mg}} = P_{n,t}^{\text{load}} + P_{n,t}^{\text{cha}} + P_{n,t}^{\text{sell}} + \sum_{m=1}^N P_{n,m,t}^{\text{mg}} \quad (23)$$

$$P_{n,t}^{\text{res}} = \sum_{pv \in V(n)} P_{pv,t} + \sum_{w \in W(n)} P_{w,t} \quad (24)$$

式中: $P_{n,t}^{\text{res}}$ 和 $P_{n,t}^{\text{load}}$ 分别为社区 n 在 t 时刻的新能源调度出力和负荷需求; $P_{n,m,t}^{\text{mg}}$ 为 t 时刻社区 n 向社区 m 提供的互济功率。

(2) 功率互济约束。

社区盈余功率和缺额功率的计算如式(25)~(26)所示。

$$P_{n,t}^{\text{excess}} = \max[P_{n,t}^{\text{res}} - P_{n,t}^{\text{load}}, 0] \quad (25)$$

$$P_{n,t}^{\text{deficit}} = \max[P_{n,t}^{\text{load}} - P_{n,t}^{\text{res}}, 0] \quad (26)$$

式中: $P_{n,t}^{\text{excess}}$ 和 $P_{n,t}^{\text{deficit}}$ 分别为社区 n 在 t 时刻的盈余功率和缺额功率; $\max[a, b]$ 表示取 a 和 b 之间的最大值。

对每个时段 t , 社区联盟可调度盈余社区的盈余功率去互济缺额社区的功率缺额, 互济约束如式(27)~(28)所示。式(27)表示仅在社区当前功率无缺额时才可对其他社区输出互济功率且互济功率非负。式(28)表示缺额社区接收的互济功率不能大于自身的缺额, 盈余社区输出的互济功率不能大于自身的盈余。

$$\begin{cases} P_{n,m,t}^{\text{mg}} \geq 0 \\ P_{n,m,t}^{\text{mg}} \times P_{n,t}^{\text{deficit}} = 0 \end{cases} \quad (27)$$

$$\begin{cases} \sum_{n=1}^N P_{n,m,t}^{\text{mg}} \leq P_{m,t}^{\text{deficit}} \\ \sum_{m=1}^N P_{n,m,t}^{\text{mg}} \leq P_{n,t}^{\text{excess}} \end{cases} \quad (28)$$

3 考虑功率互济的成本再分摊策略

为反映各社区在联盟内的功率互济贡献, 提高整体运行的合理性和公平性, 本文将社区新能源发电出力与负荷曲线相似度、社区互济出力大小、社区互济出力关联度作为再分摊系数, 采用加权贡献度法对日前调度中的社区运行成本进行再分摊。

3.1 再分摊系数的计算

3.1.1 社区新能源发电出力与负荷曲线相似度

联盟内单个社区所属的新能源发电出力曲线与负荷曲线变化趋势越相近, 则说明该社区发电出力更容易跟随负荷, 更有利于实现联盟内部的盈余和缺额功率互济。为评估各社区对联盟功率互济的贡献, 本文采用曲线相似度指标衡量风光输出与负荷需求的匹配程度^[22], 以此作为再分摊系数。

引入等效出力的概念, 使用等电量-顺负荷法^[23]计算得到各社区光伏和风机的等效出力, 随后计算等效出力曲线与实际出力曲线之间的余弦相似度, 如式(29)所示。

$$C_n^{\text{curve}} = \omega_{\text{pv}} \frac{\sum_{t=1}^T P_{n,t}^{\text{eq,pv}} \left(\sum_{\text{pv} \in V(n)} P_{\text{pv},t} \right)}{\sqrt{\sum_{t=1}^T (P_{n,t}^{\text{eq,pv}})^2} \sqrt{\sum_{t=1}^T \left(\sum_{\text{pv} \in V(n)} P_{\text{pv},t} \right)^2}} + \omega_{\text{wind}} \frac{\sum_{t=1}^T P_{n,t}^{\text{eq,wind}} \left(\sum_{\text{w} \in W(n)} P_{\text{w},t} \right)}{\sqrt{\sum_{t=1}^T (P_{n,t}^{\text{eq,wind}})^2} \sqrt{\sum_{t=1}^T \left(\sum_{\text{w} \in W(n)} P_{\text{w},t} \right)^2}} \quad (29)$$

式中: $P_{n,t}^{\text{eq,pv}}$ 和 $P_{n,t}^{\text{eq,wind}}$ 分别为社区 n 在 t 时刻光伏和风电的等效出力; ω_{pv} 和 ω_{wind} 分别为光伏和风电的相似度权重; C_n^{curve} 为社区 n 等效出力曲线与实际出力曲线之间的余弦相似度。

C_n^{curve} 越大, 则社区 n 的发电出力曲线变化越跟随负荷曲线变化, 对功率互济的贡献越大, 其成本再分摊系数 K_n^{curve} 应越小, 如式(30)所示。

$$K_n^{\text{curve}} = \frac{1}{C_n^{\text{curve}}} \frac{1}{\sum_{n=1}^N \frac{1}{C_n^{\text{curve}}}} \quad (30)$$

3.1.2 社区互济出力大小

联盟内互济出力的计算如式(31)~(32)所示。

$$P_n^{\text{mg,out}} = \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^N P_{n,m,t}^{\text{mg}} \quad (31)$$

$$P^{\text{mg,sum}} = \sum_{n=1}^N P_n^{\text{mg,out}} \quad (32)$$

式中: $P_n^{\text{mg,out}}$ 表示社区 n 在日前调度中的互济总出力; $P^{\text{mg,sum}}$ 表示联盟日前调度的互济总出力。

社区互济出力越大, 对联盟的功率互济贡献越大, 其成本再分摊系数 K_n^{mg} 应越小, 如式(33)所示。

$$K_n^{\text{mg}} = 1 - \frac{P_n^{\text{mg,out}}}{P^{\text{mg,sum}}} \quad (33)$$

3.1.3 社区互济出力关联度

采用皮尔逊相关系数计算社区之间互济出力的关联度, 如式(34)所示。

$$C_{n,m}^{\text{corr}} = \frac{\sum_{t=1}^T \left(P_{n,t}^{\text{mg}} - \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T P_{n,t}^{\text{mg}} \right) \left(P_{m,t}^{\text{mg}} - \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T P_{m,t}^{\text{mg}} \right)}{\sqrt{\sum_{t=1}^T \left(P_{n,t}^{\text{mg}} - \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T P_{n,t}^{\text{mg}} \right)^2} \sqrt{\sum_{t=1}^T \left(P_{m,t}^{\text{mg}} - \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T P_{m,t}^{\text{mg}} \right)^2}} \quad (34)$$

式中: $P_{n,t}^{\text{mg}}$ 、 $P_{m,t}^{\text{mg}}$ 为 t 时刻社区 n 、 m 的互济出力; $C_{n,m}^{\text{corr}}$ 为衡量社区 n 、 m 之间互济出力关联度的皮尔逊相关系数。

一个社区与其他社区之间互济出力的关联度小,则说明一个调度周期内该社区互济出力的互补性强,即该社区的互济出力更倾向于在其他社区缺额时段填补功率缺额,对联盟的功率互济作出更大的贡献,其成本再分摊系数 K_n^{corr} 应越小。式(35)计算每个社区的整体关联度 C_n^{corr} ,反映每个社区在整个联盟中的协作贡献。式(36)对每个社区的关联度 C_n^{corr} 进行标准化,得到加权关联度 K_n^{corr} ,更精确直观地衡量社区对联盟功率互济的贡献。

$$C_n^{\text{corr}} = \frac{\sum_{m \neq n}^N C_{n,m}^{\text{corr}}}{N-1} \quad (35)$$

$$K_n^{\text{corr}} = \frac{C_n^{\text{corr}}}{\sum_{n=1}^N C_n^{\text{corr}}} \quad (36)$$

3.2 基于加权贡献度法的成本再分摊策略

为更好地衡量社区在功率互济方面的相对贡献,本文采用熵值法确定各分摊系数的权重^[24],随后再利用确定的权重计算各社区的综合分摊系数。

熵值法是一种客观赋权方法,其基本思想是利用各指标数据的离散程度确定指标的权重,数据波动程度越大、区分能力越强的指标,赋予的权重越高。本文所提的再分摊系数指标在各社区之间存在不同的贡献度差异,使用熵值法可有效处理这部分差异,进而更为精准地反映各社区的真实贡献度,其计算步骤具体如下:

(1) 指标归一化处理。

对各社区再分摊系数指标的数据进行归一化处理,以消除量纲的影响:

$$Z_n^i = \frac{K_n^i - \min(K^i)}{\max(K^i) - \min(K^i)} \quad (37)$$

式中: K_n^i 表示社区 n 对应的第 i 个再分摊系数指标, Z_n^i 为归一化后的指标值。

(2) 计算指标熵值。

针对第 i 个指标,计算其熵值 E_i :

$$E_i = -\frac{1}{\ln N} \sum_{n=1}^N Z_n^i \ln(Z_n^i + \varepsilon), \varepsilon = 10^{-8} \quad (38)$$

(3) 确定指标权重。

根据熵值计算各分摊系数指标的权重 ω_i :

$$\omega_i = \frac{1 - E_i}{\sum_{j=1}^3 (1 - E_j)}, i = 1, 2, 3 \quad (39)$$

基于熵值法确定的权重,各社区的综合分摊系数计算公式如式(40)所示。

$$K_n = \omega_1 K_n^{\text{curve}} + \omega_2 K_n^{\text{mg}} + \omega_3 K_n^{\text{corr}} \quad (40)$$

式中: ω_1 、 ω_2 、 ω_3 分别为再分摊系数 K_n^{curve} 、 K_n^{mg} 、 K_n^{corr} 经过熵值法计算后得到的权重; K_n 为社区 n 的综合分摊系数。

根据综合分摊系数,联盟内各社区的运行成本再分摊结果计算如式(41)所示。

$$F_{2,n}^* = F_{2,n} + \tau \left(K_n - \frac{1}{N} \right) F_2 \quad (41)$$

式中: $F_{2,n}^*$ 为社区 n 再分摊策略优化后的运行成本; $F_{2,n}$ 为社区 n 再分摊策略优化前的运行成本; τ 为控制系数。

4 模型求解

本文的模型求解主要分为2个阶段,求解流程图如图2所示。

4.1 RIME优化算法

4.1.1 优化算法介绍

RIME优化算法是2023年提出的一种基于霜冰物理现象的优化方法,该算法具有较强的全局搜索能力和较高的稳定性,求解效率具有一定的保证^[25]。因此,本文引入RIME算法对模型进行求解,该算法的雾凇粒子位置更新公式和寻优策略如式(42)~(43)所示。

$$\begin{cases} R_{ij}^{\text{new}} = R_{\text{best},j} + r_1 \cdot \cos \theta \cdot \beta \cdot (h \cdot (U_{bj} - L_{bj}) + L_{bj}), \\ \text{if } r_2 < E \\ \theta = \pi \cdot \frac{t}{10T} \\ \beta = 1 - \frac{[\sigma \cdot t/T]}{\sigma} \\ E = \sqrt{\frac{t}{T}} \end{cases} \quad (42)$$

$$\begin{cases} R_i = R_i^{\text{new}}, \\ F(R_i) = F(R_i^{\text{new}}) \quad \text{if } F(R_i^{\text{new}}) < F(R_i) \\ F(R_{\text{best}}) = F(R_i^{\text{new}}), \\ R_{\text{best}} = R_i^{\text{new}} \quad \text{if } F(R_i^{\text{new}}) < F(R_{\text{best}}) \end{cases} \quad (43)$$

式中: R_{ij}^{new} 表示第 i 个个体中第 j 个粒子更新后的位置; $R_{\text{best},j}$ 为当前个体群中表现最优个体在第 j 维的值; r_1 和 r_2 为介于 $(-1, 1)$ 之间的随机数; U_{bj} 和 L_{bj} 分别为第 j 维的上界和下界; θ 、 β 、 E 为环境因子; h 为黏附系数,取值为 $(0, 1)$ 之间的随机数; σ 为控制参数,取默认值5^[26]; t 和 T 分别为当前迭代与最大迭代次数;

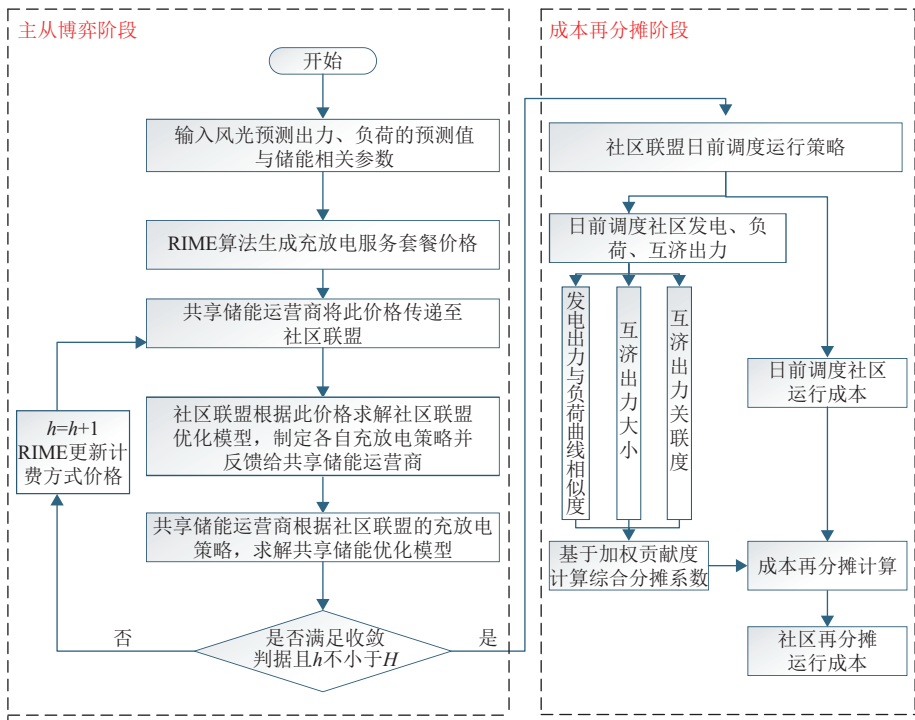


图2 模型两阶段求解流程图
Fig.2 Two-stage model solution flowchart

$F(R_i)$ 、 $F(R_{best})$ 分别为个体*i*的适应度值和最优个体适应度值;[]表示向下取整;if表示当且仅当满足设置的条件时,模型才会更新个体的位置以及最优解。

4.1.2 优化算法参数设置

本文模型将储能服务套餐价格作为雾凇粒子,共享储能运营商收益作为适应度函数,采用上述RIME算法进行优化。除默认参数外,模型还需设置雾凇粒子数量、粒子寻优的上下界以及最大迭代次数,现对其进行说明。

为达到优化性能和计算效率和收敛精度之间的平衡,本文设置不同算法参数进行仿真,仿真结果如表1所示。

表 1 不同算法参数的仿真结果

Table 1 Simulation results of different algorithm parameters

雾凇粒子数量	计算耗时/s	收敛代数	共享储能运营商收益/元
30	1 514.87	64	4 098.45
50	2 136.85	44	4 215.63
70	3 397.69	42	4 234.71
100	4 627.11	39	4 241.58

当雾凇粒子数量由50增加到100时,共享储能运营商收益提升幅度仅为0.61%,计算耗时却增长至原来的2.16倍。综合考虑计算效率与优化精度,本文设置雾凇粒子数量为50。为了充分证明收益迭代的收敛性,设置最大迭代次数为200次。此外,为防止倒卖

情况发生,设置粒子寻优的上下界为配电网的购电价与售电价。

4.1.3 优化算法性能对比

为验证RIME算法的求解性能,本文选取粒子群优化算法(Particle Swarm Optimization, PSO)和灰狼优化算法(Grey Wolf Optimizer, GWO)作为对比方法,对同一优化问题进行求解,结果如图3所示:

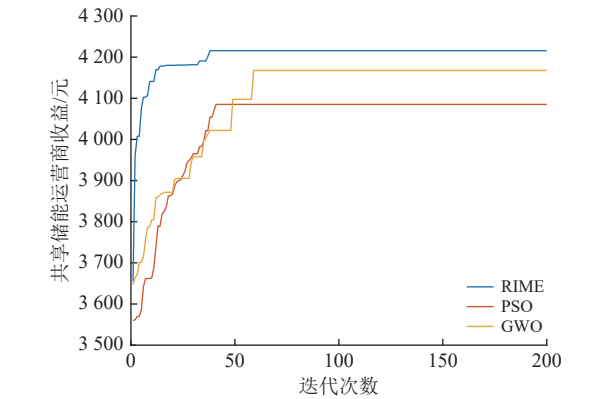


图3 各优化算法的收敛曲线
Fig.3 Convergence curves of different optimization algorithms

在迭代早期,RIME算法的收敛速度明显高于PSO算法与GWO算法,说明其具有更强的全局探索能力,能够更早跳出局部最优解。在迭代后期趋于稳定时,RIME算法的最优解质量也高于PSO算法与GWO算法,说明其在优化精度方面更具备优势。此

外,RIME算法还具备收敛代数少带来的计算效率高的优点。

4.2 模型求解流程

4.2.1 主从博弈阶段

在主从博弈阶段,采用RIME优化算法嵌套Gurobi求解器求解日前调度的运行策略,具体的求解步骤如下:

- (1) 输入源荷预测值与储能相关参数。
- (2) 设定雾凇粒子数量 i 和最大迭代次数 H ,初始迭代次数 $h=1$,利用RIME算法生成的雾凇粒子作为各充放电服务套餐的价格。
- (3) 将充放电服务套餐价格发布给社区联盟。
- (4) 社区联盟依据运行成本最小化原则,调整风光发电和功率互济的调度出力,选择合适的储能充放电服务套餐,随后将充放电策略反馈上传给共享储能运营商。
- (5) 共享储能运营商根据联盟的反馈信息,以最大化自身收益为适应度函数对服务套餐进行调整和优化,随后更新迭代最优解。

(6) 若 $h \geq H$ 且满足收敛条件,则以迭代最优解为日前调度运行策略,随后进入成本再分摊阶段对该运行策略进行成本再分摊;否则,返回步骤(3)。

4.2.2 成本再分摊阶段

模型考虑社区对功率互济的贡献对运行成本进行再分摊,具体的流程如下:

- (1) 接收求解主从博弈模型得到的日前调度运行策略和各社区运行成本。
- (2) 计算运行策略中各社区对功率互济有贡献的发电出力与负荷曲线相似度、互济出力大小和互济出力关联度,然后基于加权贡献度法计算得出各社区的综合分摊系数。
- (3) 利用各社区的综合分摊系数对日前调度各社区的运行成本进行再分摊计算,最终得到考虑功率互济贡献的社区运行成本。

5 算例分析

5.1 算例场景介绍

本文以一个典型的社区联盟为例,该联盟由3个社区组成,联盟内的社区配有数量不等的光伏和风力发电设备,各设备的发电预测出力曲线如图4所示,各社区的负荷需求曲线如图5所示^[27]。

算例中共享储能的充电效率取0.9,放电效率取0.85,运行损耗单位成本取0.04元/kWh,配电网交易电价如表2所示^[27]。

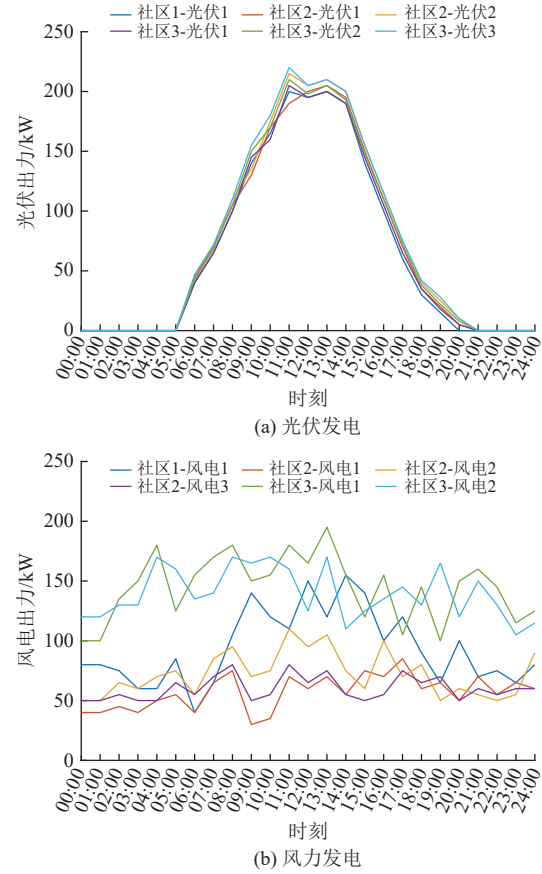


图4 各社区发电设备预测出力曲线

Fig.4 Forecasted power generation equipment output curves for each community

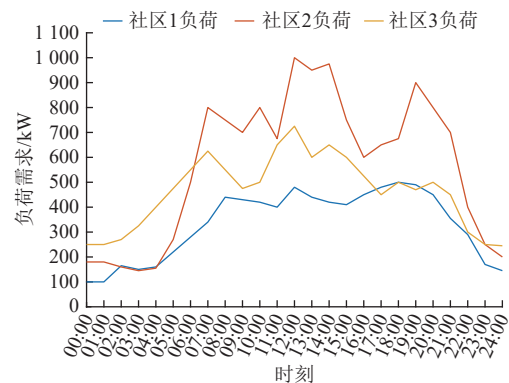


图5 各社区负荷需求曲线

Fig.5 Load demand curves for each community

为验证本文所提模型中共享储能服务多套餐运营方式和社区联盟功率互济运行模式的有效性,设置5种方案进行分析,其中方案1和方案2为现有共享储能的单套餐运营模式,各方案设置如下:

方案1:共享储能运营商仅提供服务套餐A,社区联盟不采用功率互济运行模式^[28]。

方案2:共享储能运营商仅提供服务套餐B,社区联盟不采用功率互济运行模式^[26]。

表 2 配电网交易电价
Table 2 Electricity trading prices in the distribution network

时段	$\psi_t^{\text{buy}} /$ (元·kWh ⁻¹)	$\psi_t^{\text{sell}} /$ (元·kWh ⁻¹)
峰时段: 12:00~14:00, 19:00~21:00	1.09	0.89
谷时段: 1:00~6:00	0.29	0.48
平时段: 7:00~11:00, 15:00~18:00, 22:00~24:00	0.51	0.27

方案3: 共享储能运营商提供多套餐服务, 社区联盟不采用功率互济运行模式。

方案4: 共享储能运营商仅提供服务套餐A, 社区联盟采用功率互济运行模式。

方案5: 共享储能运营商提供多套餐服务, 社区联盟采用功率互济运行模式。

将以上场景的方案应用于本文所提模型, 利用 MATLAB 进行求解, 对结果进行分析。

5.2 算例结果成本与收益分析

模型求解各方案适应度函数曲线如图6所示。

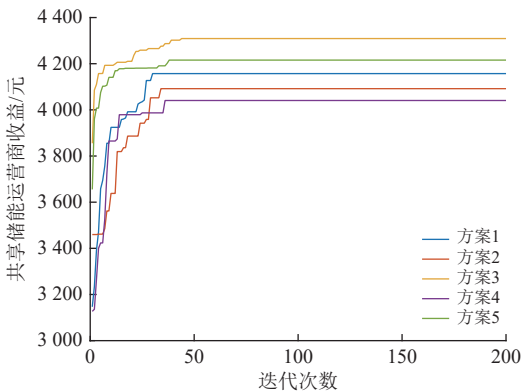


图 6 各方案共享储能收益迭代情况
Fig.6 Iterative process of shared energy storage revenue under each scheme

在迭代50次后, 模型求解的各方案下共享储能收益已趋于收敛。5种方案下的运行成本和收益如表3所示。

对比方案1、2与方案3, 方案3下社区联盟总运行成本相比于方案1、2分别降低了417.75、309.93元, 各社区的运行成本均以方案3最优。此外, 方案3下共享储能运营商收益相比于方案1、2分别提升了3.65%、5.31%。由此可见, 相较于现有的单套餐运营模式, 多套餐运营模式不仅能更灵活地适应联盟内不同社区的负荷特征及电源特性, 降低运行成本, 还能提高共享储能运营商收益。

方案4与方案5的社区联盟总运行成本得到了进一步的降低, 这是因为引入了社区功率互济运行模式, 社区之间通过功率互济, 减少了与联盟外的功率交互, 降低了这部分交互成本。然而, 方案4采用的单

表 3 5种方案下的运行成本和收益
Table 3 Operating costs and revenues under five schemes

方案	社区1 成本/元	社区2 成本/元	社区3 成本/元	社区联盟总 运行成本/元	共享储能运 营商收益/元
1	2 484.58	3 576.22	611.81	6 672.67	4 157.16
2	2 431.72	3 486.26	646.87	6 564.85	4 091.87
3	2 426.56	3 226.70	601.66	6 254.92	4 308.99
4	2 397.95	3 381.17	308.35	6 087.47	4 040.59
5	2 524.90	3 074.78	297.00	5 896.68	4 215.63

套餐运营模式并不适合在复杂功率互济场景下优化收益, 共享储能运营商收益反而低于方案1和方案2。此外, 相较于方案3, 方案5下社区1的运行成本上升了98.34元, 社区2和社区3的运行成本分别降低了151.92、304.66元。这是因为联盟根据社区对功率互济的贡献进行了成本再分摊, 其中功率互济贡献较小的社区1分摊到了较大的运行成本, 成本再分摊策略确保了各社区参与功率互济的公平性。

5.3 算例结果套餐选择适应性分析

图7展示了在方案3下的日前调度决策。

在方案3下, 社区1选择了电量寄存套餐B, 在正午光伏出力大的时段向共享储能寄存电量, 在傍晚用电高峰时段取出电量。社区2选择了时长租赁套餐C, 其相较于社区1有更大的负荷需求, 对充电功率的需求量大且充电时间集中于用电高峰时段。此外, 在夜晚共享储能租赁时长单价的低谷时段, 社区2调用共享储能充电服务以实现风力发电的消纳。社区3选择了充放电量计费套餐A, 由于社区3配置了大量的可再生能源发电设备, 白天光伏出力产生的盈余电能可向共享储能充电换取收益, 夜晚再调用共享储能放电以满足风电与负荷之间的缺额功率。

图8和图9分别展示了方案3和方案5下博弈过程中各社区对共享储能服务套餐的选择。

博弈过程中, 各社区结合自己的负荷需求与共享储能运营商提供的套餐报价, 不断调整自身调用共享储能的服务套餐直到联盟与运营商二者达到纳什均衡。最终社区1在方案3和方案5下选择了不同的套餐, 说明多套餐运营方式对不同的调度策略和运行场景都有着良好的适应性。

5.4 算例结果功率互济与成本再分摊分析

图10展示了方案5下社区功率互济的出力情况, 表4展示了方案5下成本再分摊策略相关参数的计算结果。

社区3的功率互济出力最大, 故对应计量互济出力大小的成本再分摊系数 K_n^{res} 最小。社区2虽然在互济出力大小的贡献上不突出, 但该社区夜晚风电互

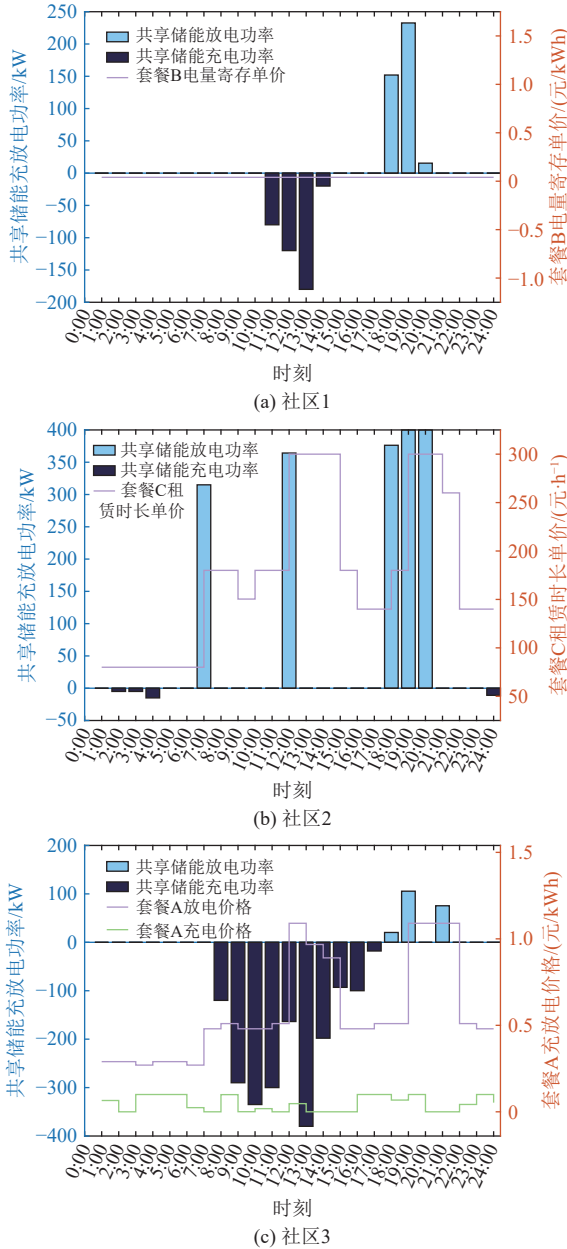


图7 方案3下共享储能-社区联盟日前调度决策

Fig.7 Day-ahead scheduling decisions of shared energy storage and community alliances under scheme 3

济出力与联盟内其他社区白天光伏互济出力的关联度小,在整个调度周期内形成了互补,因此对应计量社区互济出力关联度的成本再分摊系数 K_n^{corr} 最小。社区1的 K_n^{corr} 最小,说明该社区的可再生能源出力与负荷波形相似度高,利于在负荷高峰时参与功率互济。

由各社区的综合分摊系数 K_n 计算得到再分摊后的成本,社区成本再分摊的结果如表5所示。

该分配结果表明社区3在功率互济上的贡献最突出,应分摊的成本更小,故再分摊成本为最小的-355.76元。社区1的再分摊成本次之,主要是社区1

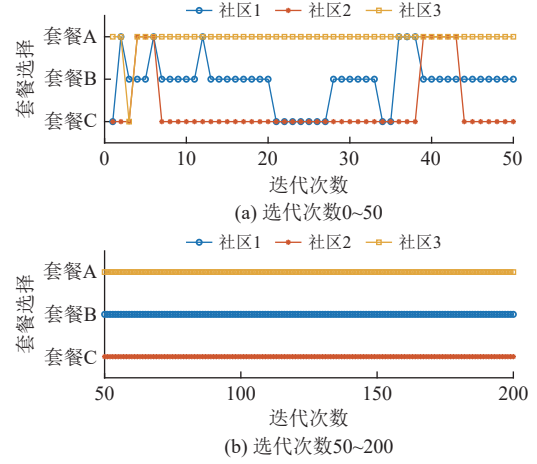


图8 方案3博弈过程中各社区的服务套餐选择

Fig.8 Service package selection by each community during the scheme 3 game process

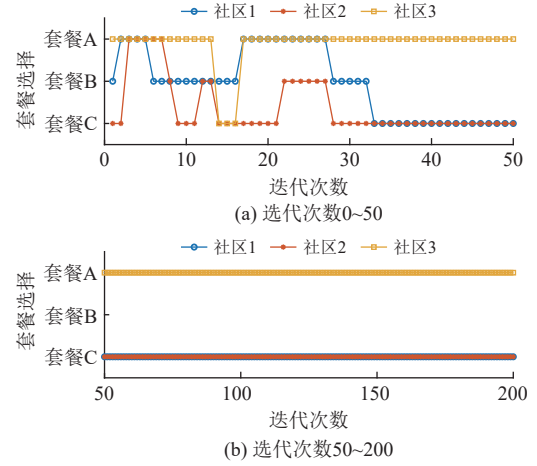


图9 方案5博弈过程中各社区的服务套餐选择

Fig.9 Service package selection by each community during the scheme 5 game process

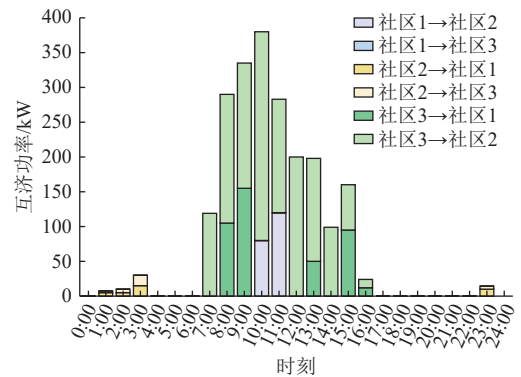


图10 方案5下社区功率互济的出力情况

Fig.10 Power exchange dispatch among communities under scheme 5

在计量功率互济贡献的 K_n^{curve} 和 K_n^{ms} 表现得比社区2更好。最终,社区1和社区3所减少的成本由功率互济

表 4 方案5下成本再分摊策略相关参数的计算结果
Table 4 Calculation results of parameters related to cost reallocation strategy under scheme 5

社区	K_n^{curve}	K_n^{mg}	K_n^{corr}	K_n
1	0.198 3	0.907 0	0.524 1	0.299 5
2	0.650 8	0.971 0	0.186 5	0.442 6
3	0.349 2	0.122 0	0.289 4	0.257 9

贡献较小的社区2承担。该成本再分摊策略综合考虑了功率互济场景中新能源发电出力与负荷曲线相似度、社区互济出力大小和社区互济出力关联度，提高了功率互济场景下成本分摊的公平性和合理性，有利于激励联盟内社区对功率互济的响应和参与。

表 5 方案5下社区成本再分摊结果
Table 5 Community cost reallocation results under scheme 5

社区	再分摊前成本/元	再分摊后成本/元	再分摊成本/元
1	2 684.44	2 524.90	-159.54
2	2 559.48	3 074.78	515.3
3	652.76	297.00	-355.76

6 结论

针对用户侧共享储能运营模式缺乏灵活性，对能量共享收益的分配不合理的问题，本文结合功率互济运行场景，提出了考虑功率互济的社区联盟共享储能多套餐优化运行模型，算例验证了模型的有效性。本文的主要研究贡献如下：

(1) 在现有共享储能和社区联盟的运行机制下，以促进协同运行和兼顾各方的利益为目标，构建了共享储能-社区联盟运行框架。

(2) 提出共享储能多套餐运营模式，采用主从博弈方法对运行框架内各主体的决策进行优化，并利用RIME算法嵌套Gurobi求解器对模型进行求解。该模型可根据不同的用电特征和调度策略提供相应的运营套餐，提升了共享储能运营模式的合理性和协调性。

(3) 基于加权贡献度法综合考虑社区可再生能源发电出力与负荷曲线相似度、互济出力大小以及互济出力关联度对功率互济的贡献，计算各社区的成本再分摊系数，对各社区的运行成本进行再分摊。该分摊策略更贴合实际情况，提高了能量共享背景下收益分配和成本分摊的公平性，利于激励更多用户参与功率互济，搭建能量共享框架。

后续本文将结合社区可再生能源出力不确定性和多时间尺度对共享储能—社区联盟优化运行策略模型作进一步研究。

参考文献：

[1] HOU Q C, DU E S, ZHANG N, *et al.* Impact of high renewable penetration on the power system operation mode: a data-driven approach[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2020, 35(1): 731-741.

[2] 刘一谷, 高仕斌, 韦晓广, 等. 电力物联网下考虑社会行为的产消者交易模型研究[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(9): 3173-3187.

LIU Y G, GAO S B, WEI X G, *et al.* Research on trading model of prosumers considering the social behaviors in the power internet of things[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(9): 3173-3187.

[3] XIAO Y P, WANG X F, PINSON P, *et al.* Transactive energy based aggregation of prosumers as a retailer[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2020(4): 1-10.

[4] FLEISCHHACKER A, AUER H, LETTNER G, *et al.* Sharing solar PV and energy storage in apartment buildings: resource allocation and pricing[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2019, 10(4): 3963-3973.

[5] 刘映尚, 马骞, 王子强, 等. 新型电力系统电力电量平衡调度问题的思考[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(5): 1694-1705.

LIU Y S, MA Q, WANG Z Q, *et al.* Cogitation on power and electricity balance dispatching in new power system[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(5): 1694-1705.

[6] 谢小荣, 马宁嘉, 刘威, 等. 新型电力系统中储能应用功能的综述与展望[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(1): 158-168.

XIE X R, MA N J, LIU W, *et al.* Functions of energy storage in renewable energy dominated power systems: review and prospect[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(1): 158-168.

[7] 闫东翔, 陈玥. 共享储能商业模式和定价机制研究综述[J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(23): 178-191.

YAN D X, CHEN Y. Review on business model and pricing mechanism for shared energy storage[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(23): 178-191.

[8] DAI R, ESMAEILBEIGI R, CHARKHGARD H. The utilization of shared energy storage in energy systems: a comprehensive review[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2021, 12(4): 3163-3174.

[9] KALATHIL D, WU C Y, POOLLA K, *et al.* The sharing economy for the electricity storage[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2019, 10(1): 556-567.

[10] HSIU-CHUAN C, BISSAN G, JATIN N. Shared community energy storage allocation and optimization[J]. *Applied Energy*, 2022, 318.

[11] 李淋, 徐青山, 王晓晴, 等. 基于共享储能电站的工业用户日前优化经济调度[J]. *电力建设*, 2020, 41(05): 100-107.

LI L, XU Q S, WANG X Q, *et al.* Optimal economic scheduling of industrial customers on the basis of sharing energy-storage station[J]. *Electric Power Construction*, 2020, 41(05): 100-107.

[12] 余兴兴, 李元诚, 王庆乐, 等. 基于联邦强化学习的社区

- 共享储能日前调度[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(20): 8103-8113.
- YU X X, LI Y C, WANG Q L, *et al.* Day-ahead scheduling of community shared energy storage based on federated reinforcement learning[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(20): 8103-8113.
- [13] 陈寒阳, 刘洋, 许立雄, 等. 考虑容量削减的居民用户共享储能优化配置[J]. 电力建设, 2023, 44(09): 43-57.
- CHEN H Y, LIU Y, XU L X, *et al.* Optimal configuration of shared energy storage on residential user side considering capacity reduction[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(09): 43-57.
- [14] 王茜, 程艳, 赵晋斌, 等. 考虑运营机制的区域电网共享储能系统优化运行研究[J]. 智慧电力, 2025, 53(02): 96-103.
- WANG X, CHENG Y, ZHAO J B, *et al.* Optimized operation of shared energy storage system in regional power grid considering operation mechanism[J]. Smart Power, 2025, 53(02): 96-103.
- [15] 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): 6611-6625.
- 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): 6611-6625.
- [16] 郝丽丽, 吕肖旭, 丁逸行, 等. 考虑容量共享的新能源-电网-用户侧储能优化配置策略[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(14): 5607-5620.
- HAO L L, LYU X X, DING Y X, *et al.* Optimal configuration strategy of renewable energy-grid-customer side energy storage considering capacity sharing[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(14): 5607-5620.
- [17] 李建林, 崔宜琳, 马速良, 等. 需求侧共享储能的运营模式优化及其经济效益分析研究[J]. 电网技术, 2022, 46(12): 4954-4969.
- LI J L, CUI Y L, MA S L, *et al.* Operation mode optimization and economic benefit analysis of demand-side shared energy storage[J]. Power System Technology, 2022, 46(12): 4954-4969.
- [18] 周天娇, 周任军, 黄婧杰, 等. 储能聚合商自营共享模式下电能交易方法[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(5): 171-176.
- ZHOU T J, ZHOU R J, HUANG J J, *et al.* Energy trading method of energy storage aggregators under self-operating and sharing mode[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(5): 171-176.
- [19] 方珺, 何德, 裴志刚, 等. 考虑定制电力违约风险的分布式储能分级定价策略[J/OL]. 上海交通大学学报, 1-20[2025-08-18]. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2023.481>.
- FANG J, HE D, PEI Z G, *et al.* Distributed energy storage tiered pricing strategy considering customized power default risk[J/OL]. Journal of Shanghai Jiao Tong University, 1-20[2025-08-18]. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2023.481>.
- [20] 宫瑶, 张婕, 孙伟卿. 基于功率权与容量权解耦的共享储能组合拍卖机制[J]. 电工技术学报, 2022, 37(23): 6041-6053.
- GONG Y, ZHANG J, SUN W Q, *et al.* Auction mechanism for shared energy storage system portfolios based on decoupling power and capacity rights[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(23): 6041-6053.
- [21] 杨贺钧, 王井寅, 马英浩, 等. 考虑功率互济的多区域电网储能系统联合优化配置[J]. 电力建设, 2024, 45(02): 79-89.
- YANG H J, WANG J Y, MA Y H, *et al.* Joint planning of energy storage systems for multi-area grids considering power interconnection[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(02): 79-89.
- [22] 周任军, 李斌, 黄婧杰, 等. 含源荷相似度和曲线波动度约束的源荷储协调优化模型[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(13): 4092-4102.
- ZHOU R J, LI B, HUANG J J, *et al.* Source-load-storage coordinated optimization model with source-load similarity and curve volatility constraints[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(13): 4092-4102.
- [23] 陈晓榕, 江岳文. 风电波动成本分摊方法[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(11): 99-106.
- CHEN X R, JIANG Y W. Wind power variability cost allocation method[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(11): 99-106.
- [24] 陆秋瑜, 杨银国, 谢平平, 等. 风电场集群租赁共享储能两阶段优化运行策略[J]. 电网技术, 2024, 48(3): 1146-1165.
- LU Q Y, YANG Y G, XIE P P, *et al.* Two-stage optimal operation strategy of wind farm cluster leasing shared energy storage[J]. Power System Technology, 2024, 48(3): 1146-1165.
- [25] SU H, ZHAO D, HEIDARI A A, *et al.* RIME: a physics-based optimization[J]. Neurocomputing, 2023, 532: 183-214.
- [26] 王雨晴, 张敏, 王嘉兴, 等. 基于超模博弈的共享储能容量租赁价格决策[J]. 中国电力, 2025, 58(01): 164-173.
- WANG Y Q, ZHANG M, WANG J X, *et al.* Rental price decision of shared energy storage capacity based on super-modular game[J]. Electric Power, 2025, 58(01): 164-173.
- [27] 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.
- 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.
- [28] CUI J, ZHU Z, QU G, *et al.* Demand-side shared energy storage pricing strategy based on stackelberg-nash game[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2025, 164: 110387-110398.

(责任编辑: 张玮欣 英文审核: 熊荣斌)