引用格式:金鑫,潘廷哲,王宗义,等.主动式共享储能社区双层优化调度策略[J].电力科学与技术学报,2025,40(3):174-183.
Citation: JIN Xin, PAN Tingzhe, WANG Zongyi, et al. Bi-level scheduling optimization strategy for active shared energy storage communities[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2025,40(3):174-183.

主动式共享储能社区双层优化调度策略

金　鑫,潘廷哲,王宗义,曹望璋,于鹤洋
(南方电网科学研究院有限责任公司,广东 广州 510530)

摘　要:针对用户独立决策的储能行为难以发挥共享储能主动性,且负荷预测误差导致共享储能电站制定的日前调度计划有效性和经济性下降的问题,提出一种主动式共享储能社区双层优化调度策略。首先,设计含主动式共享储能的产消者社区架构;其次,构建以共享储能电站为领导者、产消者集群为跟随者的主从博弈决策模型,采用遗传算法求解社区最优日前调度计划;最后,基于拉丁超立方抽样预测日内发电量及负荷,并构建基于模型预测控制的日内滚动调度模型,据此实现发挥共享储能电站主动性的产消者社区日前-日内双层优化调度。实验结果表明,所提模型能有效实现博弈各方利益均衡意义下的最大化,与现有用户决策共享储能相比,储能电站经济收益提升16.3%,充分发挥了共享储能的主动性。

关　键　词:共享储能;新能源产消者;主从博弈;模型预测控制;双层优化调度
DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2025.03.019　　**中图分类号**:TM73　　**文章编号**:1673-9140(2025)03-0174-10

Bi-level scheduling optimization strategy for active shared energy storage communities

JIN Xin, PAN Tingzhe, WANG Zongyi, CAO Wangzhang, YU Heyang
(Electric Power Research Institute, CSG, Guangzhou 510530, China)

Abstract: To address the proactivity of shared energy storage undermined by individual user-driven energy storage behavior and the diminished effectiveness and economic efficiency of day-ahead scheduling plans formulated by shared energy storage plants caused by load prediction errors, a bi-level scheduling optimization strategy is proposed for active shared energy storage communities. First, a community structure with prosumers utilizing active shared energy storage is designed. Second, a master-slave game decision-making model is constructed, where the shared energy storage power plant acts as the leader and the prosumer cluster as the follower. A genetic algorithm is used to solve the optimal day-ahead scheduling plan for the communities. Lastly, intra-day power generation and load are predicted by using Latin hypercube sampling, and an intra-day rolling scheduling model based on model predictive control (MPC) is developed. This allows the implementation of bi-level day-ahead and intra-day scheduling optimization for communities with prosumers, which enhances the proactivity of the shared energy storage plant. Experimental results show that the proposed model effectively maximizes the balanced interests of all parties in the game. Compared to that of existing user-driven shared energy storage, the economic return of the energy storage plant increases by 16.3%, which ensures the proactivity of shared energy storage.

Key words: shared energy storage; new energy prosumer; master-slave game; model predictive control; bi-level scheduling optimization

在“双碳”政策的推动下,大量用户接入分布式发电资源,由单纯的消费者转变为产消者,并利用储能设备降低用能成本[1-3]。然而,独立储能系统存在投资成本高、容量利用率低等问题;同时,单个产

收稿日期:2025-01-03;**修回日期**:2025-03-10
基金项目:南方电网公司科技项目(ZBKJXM20240185)
通信作者:潘廷哲(1994—),男,硕士,研究员,主要从事智能用电与电力需求侧管理方面的工作;E-mail:18900220639@163.com

消者的富余电能或电力缺口难以有效参与市场交易[4-6]。而共享储能通过不同产消者间的电力互补和资源共享，提升了储能利用率和新能源消纳率[7-8]。

在实际应用中，共享储能面临新能源发电和用户负荷波动性导致的容量配置挑战，以及如何平衡各参与者利益以确保系统可持续运行的问题[9]。文献[10]设计兼顾电源侧出力计划和电网侧调频的共享储能运营模式，考虑发电与用电不确定性进行储能鲁棒优化配置，并分析影响容量配置的经济性与鲁棒性的关键因素。文献[11]分析多种共享储能交易方式，基于组合拍卖理论和非合作博弈理论，设计买卖双方灵活选择的共享储能运营机制。文献[12]在光伏产消者社区中引入共享储能，通过合作博弈框架实现社区各主体利益的均衡最大化。然而，单一共享储能运营机制缺乏参与电力市场交易、响应需求侧调节的途径，难以发挥储能的独立决策能力，无法实现参与者效益最大化。

为发挥共享储能的主动性，需在对未来发电及负荷等数据进行预测的基础上制定合理的电能分配、交易计划，而随着预测时间的增加，误差会逐渐增大，影响日前计划在日内运行的有效性[13]。文献[14]在社区中设计产消者间的电能点对点交易模型，激励产消者参与多种能源共享。文献[15]利用共享储能缓解风光不确定性的影响，并应用激励型需求响应提高市场收益，应用Owen值法以全天为周期进行效益均衡分配。文献[16]构建基于Wasserstein距离的两阶段分布鲁棒优化模型，在考虑风光出力预测误差模糊集中最不利分布的情况下对柔性资源进行调控，但其收益分配未考虑实时交易的影响。文献[17]将信息间隙决策理论与模型预测控制（model prediction control，MPC）相结合，减小日前调度计划与实际运行的误差，并在日内进行滚动修正。然而，现有方法多侧重于日前计划的制定和优化，储能利益分配方法以全天收益整体分配为主，难以通过实时电力交易缓解预测误差导致的影响。

为此，本文提出一种基于主动式共享储能的社区双层优化调度策略。首先建立含产消者的主动式共享储能社区架构，构建以共享储能电站为领导者、产消者为跟随者的主从博弈模型，在主从博弈机制下制定社区日前调度计划；其次，为减小日前预测误差对实际调度的影响，采用拉丁超立方抽样预测日内发电量及负荷，构建基于模型预测控制的社区日内滚动优化调度模型；最后通过多场景算例对本文提出模型的有效性与优越性进行验证与分析。

1　主动式共享储能社区架构

为刻画产消者参与电力交易与社区内能量互动场景，本文构建主动式共享储能社区架构如图1所示。

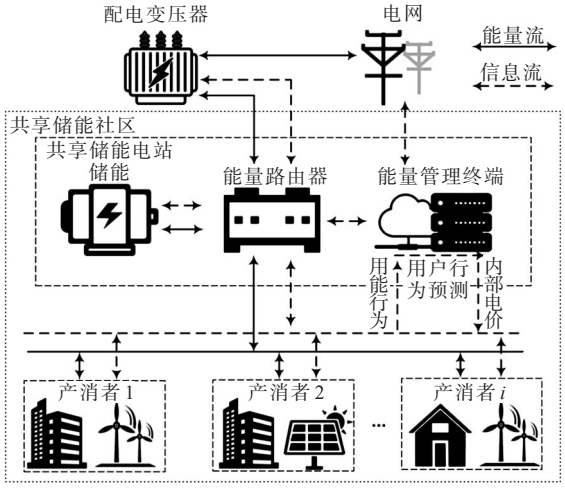

图1　主动式共享储能社区架构

Figure 1　Architecture of active shared energy storage community

由图1可知，社区内部主体包括：共享储能电站和若干用电行为不同的风电、光伏产消者。社区主体间及电网间的能量交换均通过能量路由器实现，相应的能量交换信息传输至能量管理终端，能量管理终端根据收到的信息向产消者发布内部电价并决策共享储能的行为，社区与电网之间及社区内部的电力交易均由能量管理终端执行。

共享储能社区中应用的调度策略分为日前、日内两阶段，旨在利用储能电站的决策能力提升社区运行的经济性。第1阶段：社区内部各参与者的能量交换通过能量路由器实现，能量管理终端根据电网电价和用户历史用能行为数据对产消者的购售电行为和储能电站的动作进行预测，根据预测结果制定日前调度计划，计划包括社区内部电价、向电网购售电计划和共享储能电站的储能动作。第2阶段：在日内实际运行时，利用MPC滚动优化调整购售电和充放电计划，据此减小日前预测误差造成的影响。

产消者的新能源发电量优先满足自身负荷需求，富余电量输送至能量路由器，由能量管理终端

决定下一步动作，电量记录为放电额度。当发电量不足以满足负荷时，优先消耗放电额度，以共享储能电站的租赁价格在社区内获取电能，放电额度耗尽后，则以社区内部电价购买电能。

2 共享储能社区主从博弈决策模型

2.1 共享储能电站决策模型

1）目标函数。

储能电站的决策变量包括与产消者的能量交互值和与电力市场的交易值，决策目标为日收益最大化，可表示为

$$\max F^{\mathrm{SES}}=\sum_{t=1}^{24}(p_t^{\mathrm{grid,b}}E_t^{\mathrm{Ssell}}+p_t^{\mathrm{SES,s}}E_t^{\mathrm{Ubuy}}-p_t^{\mathrm{grid,s}}E_t^{\mathrm{Sbuy}}-C_t^{\mathrm{ESS}}+f_t^{\mathrm{ESS}}) \tag{1}$$

式中，F^{SES}为共享储能电站日收益；$p_t^{\mathrm{grid,b}}$、$p_t^{\mathrm{grid,s}}$分别为t时段电网的购、售电价；E_t^{Ssell}为t时段储能电站向电网售电电量；E_t^{Ubuy}为t时段产消者购电电量；E_t^{Sbuy}为t时段储能电站从电网购电电量；$p_t^{\mathrm{SES,s}}$为t时段储能电站对产消者的售电价格；C_t^{ESS}为t时段共享储能电站运行成本；f_t^{ESS}为t时段共享储能服务收费。

2）共享储能约束。

为描述储能电站长期运行状态，对其荷电状态约束如下：

$$\begin{cases}0\leqslant E_t^{\mathrm{ch}}\leqslant E_{\max}^{\mathrm{ch}}\\0\leqslant E_t^{\mathrm{dis}}\leqslant E_{\max}^{\mathrm{dis}}\\S_{t+1}=S_t+(E_t^{\mathrm{Sch}}\eta^{\mathrm{ch}}/B^{\mathrm{ESS}}-E_t^{\mathrm{Sdis}}/B^{\mathrm{ESS}}\eta^{\mathrm{dis}})\\S_{\min}\leqslant S_t\leqslant S_{\max}\\S_0=S_T\end{cases} \tag{2}$$

$$C_t^{\mathrm{ESS}}=p^{\mathrm{ESS}}(E_t^{\mathrm{ch}}+E_t^{\mathrm{dis}}) \tag{3}$$

式(2)、(3)中，E_t^{ch}、E_t^{dis}分别为t时段共享储能充、放电功率；$E_{\max}^{\mathrm{ch}}$、$E_{\max}^{\mathrm{dis}}$为相应充、放电功率上限；S_t为t时段共享储能的荷电状态；η^{ch}、η^{dis}为储能的充、放电效率；$S_{\min}$、$S_{\max}$为相应的荷电状态上、下限；B^{ESS}为共享储能容量；p^{ESS}为共享储能单位运行成本。

3）电量平衡约束。

储能电站进行主动决策时需满足社区内用户的用电需求，由此储能电站电量约束如下：

$$\sum_i E_t^{\mathrm{Sbuy}}+E_t^{\mathrm{dis}}+E_{i,t}^{\mathrm{gen}}=\sum_i E_t^{\mathrm{Ssell}}+E_t^{\mathrm{ch}}+E_{i,t}^{\mathrm{load}} \tag{4}$$

$$0\leqslant E_t^{\mathrm{Ssell}}\leqslant \mu^{\mathrm{grid}}E_{\max}^{\mathrm{Ssell}} \tag{5}$$

$$0\leqslant E_t^{\mathrm{Sbuy}}\leqslant (1-\mu^{\mathrm{grid}})E_{\max}^{\mathrm{Sbuy}} \tag{6}$$

$$\mu^{\mathrm{grid}}\in\{0,1\} \tag{7}$$

式(4)～(7)中，$E_{i,t}^{\mathrm{gen}}$为产消者i在t时段的发电电量；$E_{i,t}^{\mathrm{load}}$为产消者i在t时段的电负荷；μ^{grid}为储能电站向电网的售电状态。式(6)、(7)保证储能电站购售电状态的唯一性。

4）价格约束。

在电力交易的过程中，通过交易的价格来约束交易的先后顺序，同时为保证储能电站的收益，社区内部售电价格约束如下：

$$p_t^{\mathrm{grid,b}}\leqslant p_t^{\mathrm{SES,s}}\leqslant p_t^{\mathrm{grid,s}} \tag{8}$$

式中，$p_t^{\mathrm{grid,b}}$、$p_t^{\mathrm{grid,s}}$分别为t时刻电网的购、售电价，$p_t^{\mathrm{SES,s}}$为t时刻储能电站对产消者的售电价格。

2.2 产消者决策模型

1）目标函数。

产消者的用电行为不仅产生用电成本，也产生用电效用[18-19]。为综合考虑产消者响应内部电价的收益，预测其用电行为，将产消者的用电效用描述如下：

$$U_i(E_{i,t}^{\mathrm{load}})=\begin{cases}\alpha_iE_{i,t}^{\mathrm{load}}-\beta_i(E_{i,t}^{\mathrm{load}})^2, & 0\leqslant E_{i,t}^{\mathrm{load}}\leqslant \alpha_i/2\beta_i\\(\alpha_i)^2/4\beta_i, & E_{i,t}^{\mathrm{load}}\geqslant \alpha_i/2\beta_i\end{cases} \tag{9}$$

式中，$U_i(E_{i,t}^{\mathrm{load}})$为产消者$i$在$t$时段的用电效用；$\alpha_i$为产消者$i$用电的边际总产值；$\beta_i$为产消者$i$的单位用电边际成本。

产消者决策的目标函数为日收益最大化，即

$$\max F_{i,t}^{\mathrm{user}}=\sum_i U_{i,t}(E_{i,t}^{\mathrm{load}})-p_t^{\mathrm{SES,s}}E_t^{\mathrm{Ubuy}}-q^{\mathrm{ESS}}(E_{i,t}^{\mathrm{Uch}}+E_{i,t}^{\mathrm{Udis}}) \tag{10}$$

式中，q^{ESS}为共享储能单位服务费；$E_{i,t}^{\mathrm{Uch}}$、$E_{i,t}^{\mathrm{Udis}}$分别为t时段用户i决策的充、放电量。

2）用电平衡约束。

产消者使用共享储能服务的首要目的为满足自身用电需求，具体描述为

$$\begin{cases}E_{i,t}^{\mathrm{Udis}}+E_{i,t}^{\mathrm{gen}}=E_{i,t}^{\mathrm{Uch}}+E_{i,t}^{\mathrm{load}}+E_{i,t}^{\mathrm{EX}}\\E_{i,t}^{\mathrm{S}}=\sum_{n=1}^{t}(E_{i,t}^{\mathrm{Uch}}\eta^{\mathrm{ch}}-E_t^{\mathrm{Udis}}/\eta^{\mathrm{dis}})\\E_{i,t}^{\mathrm{S}}\geqslant 0\end{cases} \tag{11}$$

式中，$E_{i,t}^{\mathrm{EX}}$为t时段用户i的弃电量；$E_{i,t}^{\mathrm{S}}$为用户的放电额度。

3）负荷调整约束。

产消者的用电负荷存在一定调整空间，在满足常规需求的情况下，可根据社区内的电价波动灵活调节用电量，其约束条件如下：

$$E_{i,t,\min}^{\mathrm{load}}\leqslant E_{i,t}^{\mathrm{load}}\leqslant E_{i,t,\max}^{\mathrm{load}} \tag{12}$$

式中，$E_{i,t,\min}^{\mathrm{load}}$为产消者$i$在$t$时段的常规负荷；$E_{i,t,\max}^{\mathrm{load}}$、$E_{i,t,\min}^{\mathrm{load}}$分别为产消者$i$在$t$时段的负荷调整上、下限。

3　日前-日内双层优化调度策略

3.1　主从博弈模型建立与求解

产消者社区调度计划的优化建立在对未来发电及负荷等数据预测的基础上，为使预测数据能够覆盖发生概率高的场景，本文采用拉丁超立方抽样法（Latin hypercube sampling，LHS）对产消者的新能源发电量和负荷进行预测[20-21]。

首先生成 N 组发电量及负荷预测场景，第 i 个预测场景表示为 $X_i=[x^i{}_1,x^i{}_2,\cdots,x^i{}_n]$，$x^i{}_n$ 表示第 i 个预测场景在 n 时段的发电量或负荷数据，将每个场景的初始概率 p_i 描述为

$$p_i=\frac{1}{N} \tag{13}$$

为剔除生成场景中的重复冗余信息，利用场景距离测算对相似场景进行抽样削减，场景间的综合概率距离计算式为

$$s_{ij}=\sqrt{p_i\cdot p_j\cdot\sum_{k=1}^{n}(X_k^i-X_k^j)^2} \tag{14}$$

式中，s_{ij} 为场景 i、j 之间的概率距离。

根据综合概率距离从预测场景集中剔除距离场景 i 最近的场景 j，完成一次抽样削减，更新场景 i 出现的概率 p_i'，p_i' 的计算式为

$$p_i'=p_i+p_j \tag{15}$$

重复抽样削减过程，直到场景数量为目标样本数 N'。

对产消者新能源发电与负荷预测后，建立主从博弈模型，求解日前最优策略。对于共享储能电站（leader）：目标函数为日收益最大，求解一天内的最优内部电价及购售电、充放电策略。对于产消者（follower）：目标函数为一天内用电收益最大，根据内部电价信号求解最优电负荷、购售电及充、放电策略。

使用GUROBI求解器求解建立的主从博弈模型，首先初始化内部电价种群并传递给产消者，产消者根据电价信息优化其电负荷、购售电及充、放电策略，计算并反馈收益，将收益函数作为电价种群的适应度函数。共享储能电站基于产消者的电量数据，优化储能充、放电与向电网的购售电策略，并计算收益，再通过选择与变异操作，不断生成新的电价种群，评估并更新最优收益，直到收益变化小于设定误差范围或达到最大迭代次数，此过程模拟博弈双方在不同策略下的交互，最终找到共享储能电站与产消者的最优博弈解。

3.2　日前-日内双层优化调度模型

为构建日前-日内双层优化调度模型，在求解日前调度计划后，构建日内滚动优化模型。储能电站以日前调度的计划运行，考虑到调度过程表计数据采集频率、市场交易出清周期及调度指令执行延迟，为及时反映可再生能源和产消者电负荷需求波动，以 15 min 为控制时域，1 h 为预测时域，建立MPC滚动优化过程。

首先建立预测模型描述被控对象的未来状态，基本的线性空间表达式如下：

$$\begin{cases}\boldsymbol{X}(t+1)=\boldsymbol{A}\boldsymbol{X}(t)+\boldsymbol{B}\Delta\boldsymbol{u}(t)+\boldsymbol{D}\boldsymbol{\omega}(t)\\ \boldsymbol{Y}(t)=\boldsymbol{C}\boldsymbol{X}(t)\end{cases} \tag{16}$$

式中，$\boldsymbol{X}(t)$ 为被控对象的状态变量；$\boldsymbol{Y}(t)$ 为系统输出量；$\Delta\boldsymbol{u}(t)$ 为输入的控制量；$\Delta(t)$ 为系统存在的扰动因素；$\boldsymbol{A}$、$\boldsymbol{B}$、$\boldsymbol{C}$、$\boldsymbol{D}$ 为相应的系统矩阵、输入矩阵、输出矩阵和扰动系数矩阵。

采用滚动优化控制，在每个采样时刻计算性能指标，求解当前时刻到有限时间范围内的最优控制序列，以此对输出进行动态矫正以减小系统不确定性的影响。日内调度阶段的优化目标为调整成本最小，即

$$\min J=\sum_{i=1}^{T}\left\| M(t+i|t)-M_{\mathrm{ref}}(t+i)\right\|^2 \tag{17}$$

式中，$M(k+i|k)$ 为基于 t 时段预测未来 $t+i$ 时段储能电站充、放电和购售电计划；$M_{\mathrm{ref}}(t+i)$ 为储能电站日前计划在 k 时段的调度量；T 为日内调度计划的控制序列总数。

同时进行反馈校正，将当前时刻优化得到的实际调度计划作为下一时刻的优化初始值，从而构成滚动优化过程，即

$$M_0(t+1|t+1)=M(t+1|t) \tag{18}$$

式中，$M_0(t+1|t+1)$ 为在 $t+1$ 时段优化得到的 $t+1$ 时调度值。

据此，日前主从博弈模型与日内滚动优化模型共同组成日前-日内双层优化调度模型，其计算流程如图2所示，具体计算流程描述如下。

1）设置决策模型中共享储能、产消者的参数，输入容量、电价、需求信息，设置遗传算法参数：$k=0$，种群数 m 为 20，遗传代数为 40，种群变异率为 5%，交叉概率为 80%，收敛误差 $\varepsilon=0.01$；

2）利用遗传算法随机生成 m 组内部电价，将参数传输至产消者；

3）迭代次数 $k=k+1$；

4）产消者根据接收到的 m 组内部电价，利用GUROBI求解器求解最优电负荷、购售电及充放电策略，计算并保留当前产消者用电收益 F_k^{USER}，将优化结果返回至共享储能电站；

5）储能电站根据产消者返回的电量数据求解最优共享储能充放电策略及向电网购售电策略，计算当前收益 F_k^{SES}；

6）选择、交叉、变异生成新的内部电价，重复步骤4）、5），计算得到新的储能电站收益 $F_{k'}^{\mathrm{SES}}$ 及产消者总收益 $F_{k'}^{\mathrm{USER}}$；

7）若新的储能电站收益大于上一次迭代的收益，即 $F_{k'}^{\mathrm{SES}}>F_k^{\mathrm{SES}}$，执行 $F_{k+1}^{\mathrm{SES}}=F_{k'}^{\mathrm{SES}}$，$F_{k+1}^{\mathrm{USER}}=F_{k'}^{\mathrm{USER}}$；否则，保留原最佳收益，执行 $F_{k+1}^{\mathrm{SES}}=F_k^{\mathrm{SES}}$，$F_{k+1}^{\mathrm{USER}}=F_k^{\mathrm{USER}}$；

8）若 $|F_{k+1}^{\mathrm{SES}}-F_k^{\mathrm{SES}}|\leqslant\varepsilon$ 且 $|F_{k+1}^{\mathrm{USER}}-F_k^{\mathrm{USER}}|\leqslant\varepsilon$ 或达到最大迭代次数，则主从博弈达到均衡，输出颗粒度为1 h的日前计划结果；否则，返回步骤3）；

9）根据日前计划结果初始化颗粒度为15 min的日内计划调度值，结合日内短期预测值计算日前预测偏差；

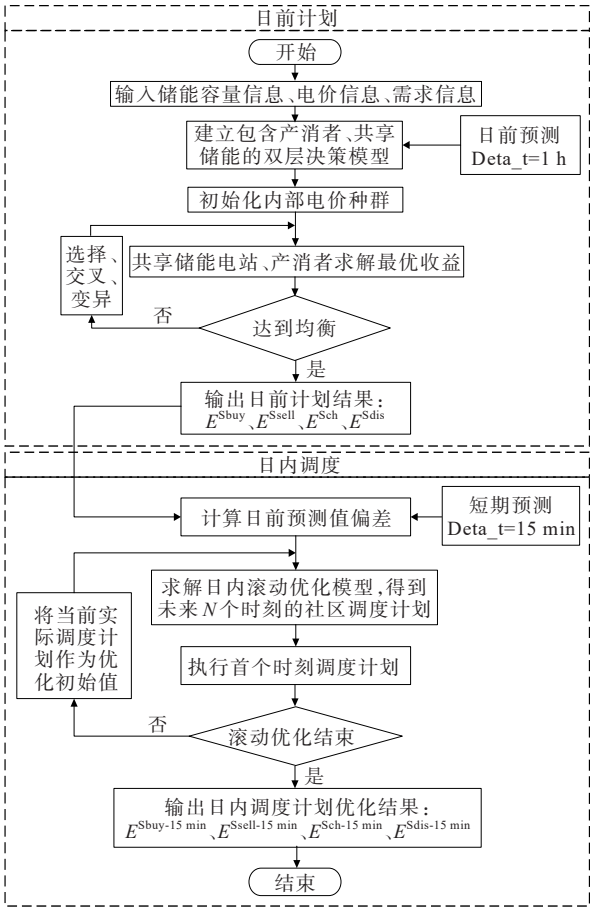

图2 主动式共享储能社区双层优化调度模型计算流程

Figure 2 Calculation flow of bi-level scheduling optimization model for active shared energy storage community

10）将偏差值带入MPC滚动优化过程，求解未来1 h内的最优控制序列，输出日内优化调度结果作为实际调度计划；

11）同步更新短期预测值，将当前实际调度计划作为优化初始值代入滚动优化过程，求解下一个时序的最优控制序列；

12）输出的日内优化调度覆盖日内所有时序，结束双层优化调度模型计算流程，并输出日内调度计划优化结果。

4 算例分析

4.1 算例介绍

为验证本文提出的主动式共享储能社区双层优化调度策略的有效性和可行性，选取江苏省3家典型工业用户，分别为纺织服装制造厂、专用设备制造厂和塑料制品制造厂，建立含有3个典型产消者和1个共享储能电站的社区算例进行分析，产消者的常规发电量和用电负荷曲线如图3所示。

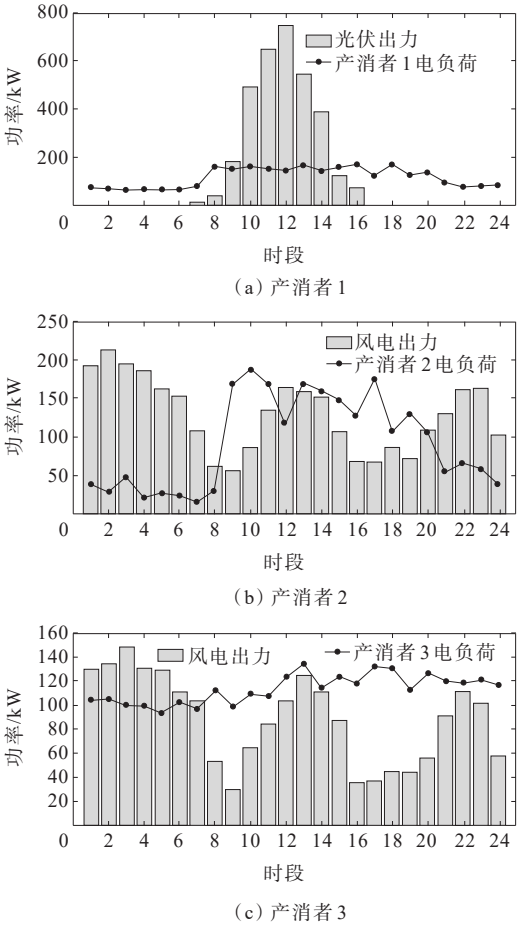

图3 产消者典型新能源出力与电负荷曲线

Figure 3 Typical new energy output and electricity load curves of prosumers

社区中共享储能电站容量为 2 100 kW，最大充放电功率为 600 kW，根据《2024 中国新型储能行业发展白皮书》设置储能容量成本为 600 元/(kW·h)，功率成本为 1 000 元/(kW·h)，预期使用寿命为 10 a，则共享储能电站建设折合每日成本为 509.5 元。储能电站初始荷电状态为 20%，荷电状态上、下限分别为 90% 和 10%，共享储能电站服务费为 0.15 元/(kW·h)。

4.2　社区优化调度结果分析

为验证本文所提主动式共享储能社区双层优化调度策略的日前调度运行效果，建立共享储能社区日前调度仿真实验，优化调度结果如图 4 所示，其中充放电功率值为正表示储能放电，反之表示储能充电。

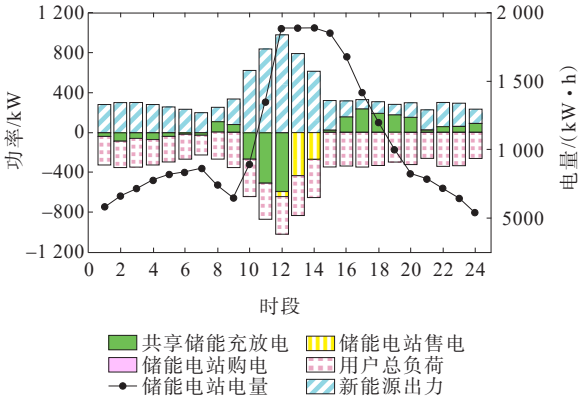

图 4　社区优化调度结果

Figure 4　Scheduling optimization results for community

由图 4 可知，用户的总发电量与总负荷不能匹配，通过控制储能充放电和向电网购售电来完成电量平衡。在 1～7、10～14 时段，社区内新能源发电总出力大于总负荷，共享储能充电完成富余电能消纳。在 12～14 时段，系统判断储能电量已能满足日内未来时段的负荷需求，为节约储能成本并获得额外收益，选择将富余电能向电网售出。在 8～9 和 15～24 时段，社区通过共享储能放电来满足负荷需求。日前调度计划得到的社区内部最优电价策略和产消者的最优响应结果分别如图 5、6 所示。

由图 5 可知，在谷荷时段，社区内部电价较低，接近电网购电价；在电力需求平稳和高峰时段，发布的价格信号虽表现出较大的波动性，但价格均低于电网售电价。储能电站利用产消者无法消纳的弃置电量及共享储能电站在不同时段的富余容量进行能量时移，实现社区内部能源的自给自足，减少了向电网购电的成本。

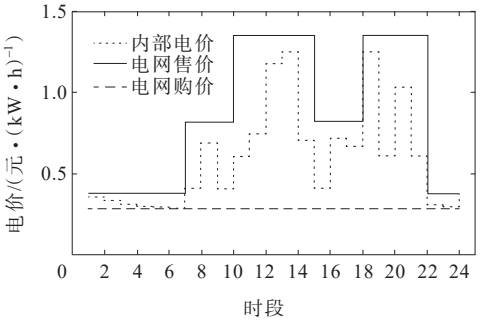

图 5　社区内部电价策略

Figure 5　Electricity price strategy within community

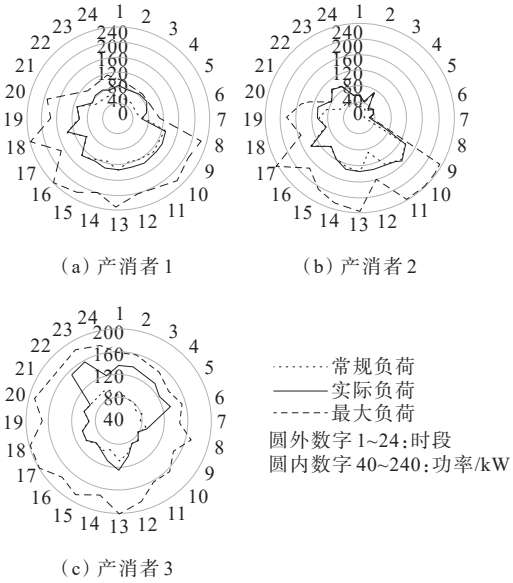

图 6　产消者的负荷变化对比

Figure 6　Comparison of load variations of prosumers

由图 6 可知，在价格较低的 1～6、22～24 时段，产消者选择增加电力负荷以获取更高的用电效益；而在价格较高的时段，产消者选择减小电力负荷。特别地，在 12～14 时段，由于社区内部提供了低于电网的售电价，产消者的负荷相比常规负荷有不同程度的增加。

4.3　主动式共享储能社区策略经济性分析

为分析主动式共享储能社区策略的经济性，设置以下 3 种场景进行对比分析：

场景 1　考虑新能源出力和电负荷波动情况为产消者社区配置独立储能[22-23]；

场景 2　社区内使用共享储能，由产消者决定储能策略[24-25]；

场景 3　社区内使用本文设计的主动式共享储能。

场景 1 储能配置的目标函数为

$$\min F = f_{\text{buy}} + f_{\text{ave}} \tag{19}$$

$$f_{\text{ave}}=\sum_{i=1}^{N}(\gamma_{\text{P}}P_{\max,i}+\gamma_{\text{R}}E_{\max,i})/T+C_i \quad (20)$$

式(19)、(20)中，f_{buy}为购电成本；f_{ave}为日均投资和运维成本；γ_{P}、γ_{R}为储能功率、容量成本系数；$P_{\max,i}$、$E_{\max,i}$分别为用户i独立储能的最大充放电功率和容量；T为储能预期寿命；C_i为用户i独立储能日运维成本。

场景1配置结果及各产消者日运行效益如表1所示，各产消者配置独立储能决策日内电量平衡如图7所示。

表1 场景1产消者独立储能配置

Table 1 Independent energy storage configurations for prosumers in scenario 1

产消者	容量/(kW·h)	最大充放电功率/kW	日运行效益/元
1	1 868	450	691.0
2	490	135	888.9
3	372	270	737.0
总计	2 730	855	2 316.9

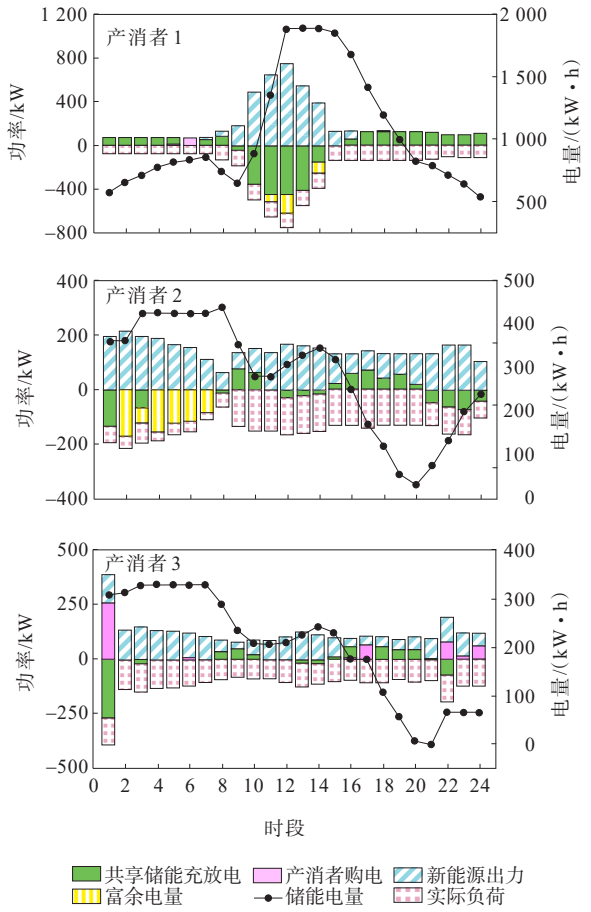

图7 场景1优化调度结果

Figure 7 Scheduling optimization results of scenario 1

由图7可知，产消者1在日出前的1～8时段通过释放储能电量满足负荷需求，储能电量不足的部分则选择在电网售电价较低的5、6时段购电补充。光伏在9～14时段发电量大于负荷的部分进行储能，特别在11、12和14时段，产消者1预测储能电量能够满足日内未来的负荷需求，为节省储能成本，放弃富余电量。在15～24时段，产消者1通过光伏发电及储能放电满足负荷需求。

产消者2风力发电装机日总发电量可以覆盖日负荷需求，但风力发电强烈的波动性以及产消者白天高、夜间低的负荷需求导致产消者2需要频繁地调动储能资源。为使储能系统能够持续运行，在20～24时段，产消者2的储能充电，在一天的末尾时段回到初始状态；而在1～7时段，产消者选择将风力发电的富余部分弃置。

产消者3的风电装机容量较小，选择在一天中电价较低的1、6、16～17、21～24时段购电。

场景2由用户决策共享储能电站动作时，日内优化电量平衡如图8所示。

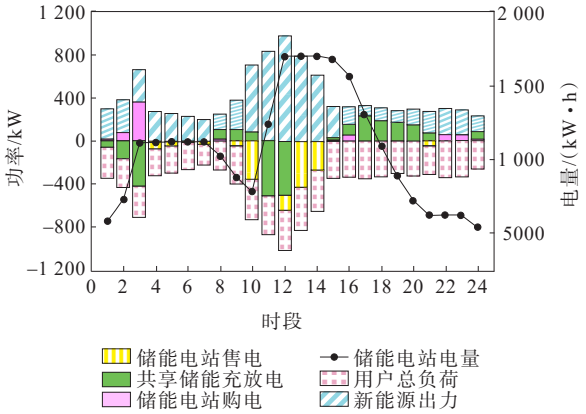

图8 场景2优化调度结果

Figure 8 Scheduling optimization results of scenario 2

由图8可知，与主动决策的共享储能相比，系统向电网购电量增加了702.6 kW。为对比各场景策略效果，计算其参与者收益如表2所示。

表2 各场景参与者收益

Table 2 Returns for participants in each scenario

场景	共享储能电站收益/元	产消者收益/元	弃风弃光率/%	平均储能利用率/%
1	0	2316.9	12.2	45.82
2	566.7	2538.0	0	49.11
3	659.4	2540.6	0	52.82

由表2可知,在场景1相较于场景3总体储能配置容量减少了23.1%,充、放电功率配置减少了42.5%的前提下,系统实现了弃风弃光率由12.2%下降至0%(完全消纳),产消者收益增加223.7元。考虑共享电站折合成本,电站收益由0元增加至149.9元。

4.4　MPC日内优化调度结果分析

为验证本文所提主动式共享储能社区双层优化调度策略在日内实际运行效果,本文模拟3种实际运行场景,在产消者日前发电量和用电负荷预测值上分别叠加10%、15%、20%的误差和随机历史数据作为日内运行实际值,实际值如图9所示。日内MPC滚动优化和通过实时购售电进行误差修正的调度计划如图10所示。

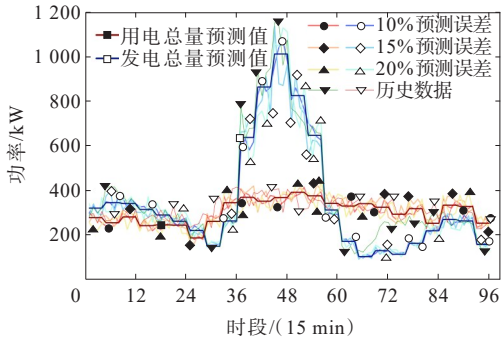

图9　日内运行预测误差

Figure 9　Errors for intra-day run forecast

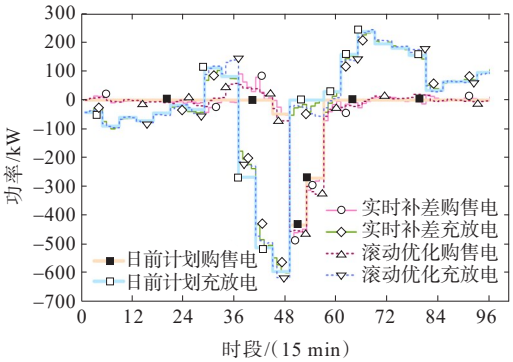

图10　日内调度计划对比

Figure 10　Comparison of intra-day scheduling plans

由图10可知,在预测误差较大的40～48、72～84时段,日内运行调整动作明显频繁。在40～48时段,实时补差调度充放电调整幅度达到187.56 kW,相比MPC滚动优化调整幅度高出35.3%。相较日前调度计划,实时补差单次调整峰值为90.93 kW,MPC滚动优化调整峰值为56.10 kW,数据表明实时补差调整速度快,同时带来更大的功率波动。各误差情况下,日内调度成本对比如表3所示。

表3　调度成本对比

Table 3　Comparison of scheduling costs　　元

调度策略	预测值	10%误差	15%误差	20%误差	历史数据
日前计划			342.49		
MPC滚动优化	396.61	403.03	410.07	415.92	442.64
日内实时补差	464.97	511.67	527.56	552.68	570.36

由表3可知,以日前计划为基准,MPC滚动优化的日内调度成本为54.12元,而日内实时补差的成本为122.48元,随着预测误差的增大,MPC滚动优化调度成本的增加速度大于实时补差调度。由于MPC滚动优化根据未来的负荷预测、价格波动和储能情况进行整体优化,调度策略更注重长时间段的经济性控制,需要在电价较低时进行充电,在电价较高时放电,从而有效降低整体成本。

5　结语

针对目前共享储能缺失决策主动性的问题,本文提出了主动式共享储能社区双层优化调度策略,并采用主从博弈机制均衡各参与者的利益,算例结果表明:

1) 本文建立的主动式共享储能社区主从博弈决策模型通过社区内部电价信号引导产消者的用能行为,降低了负荷峰值,填补了低谷负荷,减缓了负荷波动,使得用户用电行为更为平稳,提高了产消者社区的新能源消纳能力;

2) 本文构建的日前-日内双层优化调度策略在日内运行阶段通过MPC滚动优化调度,不仅使得调度运行成本比日内实时补差方法的调度成本更低,而且有效抑制了预测误差增大带来的社区调度成本增长,增强了调度策略的鲁棒性;

3) 本文提出的主动式共享储能社区双层优化调度策略,具备主动决策能力的储能与被动储能相比,资源平均利用率提高了3.71%,储能电站的经济收益提升了16.3%,实现了产消者社区的储能资源配置优化。

参考文献:

[1]　孙毅,李飞,胡亚杰,等.计及条件风险价值和综合需求响应的产消者能量共享激励策略[J].电工技术学报,2023,38(9):2448-2463.
SUN Yi,LI Fei,HU Yajie,et al.Energy sharing incentive strategy of prosumers considering conditional value at

risk and integrated demand response[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2023,38(9):2448-2463.

[2] 江美慧,许镇江,张其朴,等.面向综合能源系统的综合需求响应策略及其建模技术[J].电力建设,2024,45(12):65-82.
JIANG Meihui, XU Zhenjiang, ZHANG Qipu, et al. Integrated demand response strategy and modeling technology for integrated energy systems[J]. Electric Power Construction,2024,45(12):65-82.

[3] 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.

[4] RAHBAR K, VEDADY MOGHADAM M R, PANDA S K, et al. Shared energy storage management for renewable energy integration in smart grid[C]//2016 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT).Minneapolis,MN,USA. IEEE,2016:1-5.

[5] 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):8103-8112+I0015.
YU Xingxing, LI Yuancheng, WANG Qingle, et al. Day-ahead scheduling of community shared energy storage based on federated reinforcement learning[J]. Proceedings of the Chinese Society for Electrical Engineering,2024,44(20):8103-8112+I0015.

[6] AHMADI S E, SADEGHI D, MARZBAND M, et al. Decentralized bi-level stochastic optimization approach for multi-agent multi-energy networked micro-grids with multi-energy storage technologies[J]. Energy, 2022, 245: 123223.

[7] 林泽源,王宗尧,张凡,等.考虑氢能应用的光伏直流微电网中储能容量配置寻优方法研究[J].高压电器,2024,60(7):78-87.
LIN Zeyuan, WANG Zongyao, ZHANG Fan, et al. Research on optimization method for energy storage capacity configuration in photovoltaic DC micro grid considering hydrogen energy application[J]. High Voltage Apparatus,2024,60(7):78-87.

[8] 赵宇轩,宋伟峰,李伟康,等.考虑共享储能容量配置的多虚拟电厂优化运行方法[J].电网与清洁能源,2024,40(1):92-101.
ZHAO Yuxuan, SONG Weifeng, LI Weikang, et al. Optimal operation method of multiple virtual power plants considering shared energy storage capacity allocation[J]. Power System and Clean Energy, 2024, 40(1):92-101.

[9] 解大,代荣荣,高少炜,等.基于保险精算理论的储能运营商利益分配策略[J].电力科学与技术学报,2024,39(5):247-261.
XIE Da, DAI Rongrong, GAO Shaowei, et al. Benefit allocation strategy for energy storage operators based on insurance actuarial theory[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2024,39(5):247-261.

[10] 杜锡力,李笑竹,陈来军,等.面向多场景调节需求的集中式共享储能鲁棒优化配置[J].电工技术学报,2022,37(23):5911-5921.
DU Xili, LI Xiaozhu, CHEN Laijun, et al. Robust and optimized configuration of centralized shared energy storage for multi-scenario regulation demand[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(23):5911-5921.

[11] 高赐威,林固静,宋梦,等.基于组合拍卖的广义共享储能运营机制设计[J].中国电机工程学报,2024,44(16):6307-6320.
GAO Ciwei, LIN Gujing, SONG Meng, et al. Operation mechanism design for generalized shared energy storage based on combinatorial auction[J]. Proceedings of the CSEE,2024,44(16):6307-6320.

[12] 王再闯,陈来军,李笑竹,等.基于合作博弈的产销者社区分布式光伏与共享储能容量优化[J].电工技术学报,2022,37(23):5922-5932.
WANG Zaichuang, CHEN Laijun, LI Xiaozhu, et al. Capacity optimization of distributed PV and shared energy storage of prosumer community based on cooperative game[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2022,37(23):5922-5932.

[13] 刘思源,艾芊,郑建平,等.多时间尺度的多虚拟电厂双层协调机制与运行策略[J].中国电机工程学报,2018,38(3):753-761.
LIU Siyuan, AI Qian, ZHENG Jianping, et al. Bi-level coordination mechanism and operation strategy of multi-time scale multiple virtual power plants[J]. Proceedings of the CSEE,2018,38(3):753-761.

[14] 葛成扬,林顺富,谭津,等.含多个产消者的虚拟电厂日前协调优化运行策略[J].电网技术,2025,49(6):2521-2532.
GE Chengyang, LIN Shunfu, TAN Jin, et al. A day-ahead optimal coordination strategy for a VPP with multiple prosumers [J]. Power System Technology, 2025, 49(6): 2521-2532.

[15] 郑浩伟,闫庆友,尹哲,等.计及日前-实时交易和共享储能的VPP运行优化及双层效益分配[J].电力建设,2022,43(9):34-46.
ZHENG Haowei, YAN Qingyou, YIN Zhe, et al. VPP operation optimization and bilayer revenue distribution model considering the two-level market and shared energy storage[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(9):34-46.

[16] 孙晶琪,王愿,郭晓慧,等.考虑环境外部性和风光出力不确定性的虚拟电厂运行优化[J].电力系统自动化,2022,46(8):50-59.
SUN Jingqi, WANG Yuan, GUO Xiaohui, et al. Optimal operation of virtual power plant considering environmental externality and output uncertainty of wind and photovoltaic power[J].Automation of Electric Power Systems,2022,46(8):50-59.

[17] 孔德政,张靖,何宇,等.区域综合能源系统IGDT-MPC双层能量优化调度[J].电网技术,2022,46(10):3970-3979.
KONG Dezheng,ZHANG Jing,HE Yu,et al.IGDT-MPC bi-layer energy optimal scheduling of regional integrated energy system[J]. Power System Technology, 2022, 46 (10):3970-3979.

[18] YU M M,HONG S H.Incentive-based demand response considering hierarchical electricity market:a Stackelberg game approach[J].Applied Energy,2017,203:267-279.

[19] 杨威,龚学良,曾智健,等.碳排放交易市场机制对电力市场的影响:基于碳价需求响应的电力市场用户行为分析[J].南方电网技术,2022,16(8):59-67.
YANG Wei, GONG Xueliang, ZENG Zhijian, et al. Impacts of ETS mechanism on electricity market: behavior analysis of market customers based on carbon-oriented demand response[J]. Southern Power System Technology,2022,16(8):59-67.

[20] 沙伟燕,胡伟,何宁辉,等.大规模虚拟储能平抑新能源功率预测误差优化调度方法[J].电力科学与技术学报,2023,38(6):167-174.
SHA Weiyan, HU Wei, HE Ninghui, et al. Optimal scheduling method for stabilizing power prediction error of new energy by large-scale virtual energy storage[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2023, 38(6):167-174.

[21] VAFAMAND N,YOUSEFIZADEH S,KHOOBAN M H, et al.Adaptive TS fuzzy-based MPC for DC microgrids with dynamic CPLs:nonlinear power observer approach [J].IEEE Systems Journal,2019,13(3):3203-3210.

[22] 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(5):100-107.
LI Lin, XU Qingshan, WANG Xiaoqing, et al. Optimal economic scheduling of industrial customers on the basis of sharing energy-storage station[J]. Electric Power Construction,2020,41(5):100-107.

[23] 郭子仪,韩爽,刘永前,等.基于风电场日前交易和日内交易的储能配置方法[J].电力建设,2023,44(9):34-42.
GUO Ziyi, HAN Shuang, LIU Yongqian, et al. Energy-storage configuration methods based on day-ahead and intraday trading of wind farms[J]. Electric Power Construction,2023,44(9):34-42.

[24] 匡熠,王秀丽,王建学,等.基于Stackelberg博弈的虚拟电厂能源共享机制[J].电网技术,2020,44(12):4556-4564.
KUANG Yi, WANG Xiuli, WANG Jianxue, et al. Virtual power plant energy sharing mechanism based on Stackelberg game[J].Power System Technology,2020,44 (12):4556-4564.

[25] RODRIGUES D L, YE X M, XIA X H, et al. Battery energy storage sizing optimisation for different ownership structures in a peer-to-peer energy sharing community[J].Applied Energy,2020,262:114498.