第 52 卷 第 3 期：1211-1222 高电压技术 Vol.52, No.3: 1211-1222
2026 年 3 月 31 日 High Voltage Engineering March 31, 2026
DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.20250684

储能与风电集群联合日前-实时运行决策

李　明[1]，吕金洲[2]，亚夏尔·吐尔洪[1]，徐君威[2]，甫日甫才仁[1]，李爱魁[2]
（1. 国网新疆电力有限公司电力科学研究院，乌鲁木齐 830092;
2. 大连理工大学电气工程学院，大连 116024）

摘　要：储能是促进新能源消纳的重要手段，其面向收益的运行决策受多种因素制约。针对储能电站与风电集群合作运行决策与收益分配问题，该文提出了基于纳什谈判理论的储能电站与风电集群合作运行日前-实时决策优化方法。结合储能电站与风电集群独立运行模型计算纳什谈判破裂点，日前阶段构建基于纳什谈判理论的储能电站与风电集群合作运行模型，并将其等效转化为联盟效益最大化和收益分配两个子模型，分别求解联盟最优运行决策与收益分配问题，风电集群中各风电场收益采用 Shapley 值法进行分配。实时阶段根据储能电站实时荷电状态(state of charge，SOC)与风电超短期功率预测结果滚动优化联盟运行决策。风电集群与储能合作运行算例分析表明，储能和风电集群在合作运行后收益分别提升 7.23%和 1.45%，验证了所提方法的有效性，能够在保证各主体参与公平性和收入分配合理性的同时，实现联盟整体收益的最大化。

关键词：储能；风电集群；联合运行；运行决策；纳什谈判；日前-实时优化

Energy Storage and Wind Cluster Joint Day-ahead and Real-time Operational Decision

LI Ming[1], LYU Jinzhou[2], ARTHUR Turhoun[1], XU Junwei[2], Furifucairen[1], LI Aikui[2]
(1. Electric Power Research Institute, State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd., Urumqi 830092, China;
2. School of Electrical Engineering, Dalian University of Technology, Dalian 116024, China)

Abstract: Energy storage is an important means to promote new energy consumption, and its revenue-oriented operational decision-making is constrained by multiple factors. Aiming at the problem of cooperative operation decision-making and revenue allocation between energy storage power station and wind power cluster, this paper proposes a day-ahead and real-time decision-making optimization method for cooperative operation of energy storage power station and wind power cluster based on Nash negotiation theory. The breaking point of Nash negotiation is calculated by combining the independent operation model of energy storage power station and wind power cluster, an energy storage power station and wind power cluster cooperative operation model is constructed for the day-ahead stage based on the Nash negotiation theory, and is translated into two sub-models of the alliance benefit maximization and revenue allocation equivalently to solve the alliance optimal operational decision-making and revenue allocation problem's respectively; moreover, the revenue of each wind farm in the wind power cluster is allocated by using the Shapley value method. The alliance operation decision on a rolling basis is optimized for the real-time stage according to the real-time SOC status of the energy storage power station and the ultra-short-term power prediction results of wind power. The example analysis of the cooperative operation of wind power cluster and energy storage shows that the benefits of energy storage and wind power cluster increase by 7.23% and 1.45%, respectively, after the cooperative operation, and the effectiveness of the proposed method is verified, which can maximize the overall benefits of the alliance while guaranteeing the fairness of the participation of each subject and the reasonableness of the income distribution.

Key words: energy storage; wind power cluster; joint operation; operational decision; Nash negotiation; day-ahead and real-time optimization

0　引言

随国家发展改革委、国家能源局“136”号文的发布[1]，新能源全面入市，新能源出力的波动性和市场电价不确定性会影响新能源企业的市场收益。储能可以平抑新能源波动，增强电力系统稳定性，实现电能的跨时间转移。当前储能收入模式单一，与新能源联合能拓展收益渠道，提高新能源消

基金资助项目：国家电网有限公司科技项目(SGXIDK00XXJS2400039)。
Project supported by Science and Technology Project of SGCC (SGXIDK00XXJS2400039).

纳能力与经济性，如何通过市场协同机制实现新能源与储能最大化收益成为当前研究的热点。文献[2]提出了一种应用于分布式新能源场站的储能应用模式，分析了新能源与储能的交易流程，建立储能市场清算模型。文献[3]考虑了日前市场电价的不确定性，以储能电站的期望收益最大为目标，构建了储能为微电网提供储能服务同时参与日前电能量市场的竞价策略模型。文献[4]对比分析了考虑电价不确定性与不考虑电价不确定性的运行决策模型对储能运行商与用户联合运行时的收益的影响。文献[5]基于模式提出了云储能的概念，用户通过购买虚拟的储能容量，通过云储能的调度平台向各用户提供储能服务，实现了用户与云储能运营商的合作共赢。文献[6]从运营、对象、市场 3 个方面分析了云储能的应用模式，构建了云储能分布式新能源用户与云储能运营商的运行模型，提出了一种基于模型预测控制的云储能运行决策优化方法。上述储能主要服务于新能源场站或工商业用户，收益来源单一，需要充分发挥灵活性调节的优势，与新能源场站联合参与电力市场，拓展收益渠道。

针对储能联合新能源场站参与电力市场的运行决策问题，文献[7]提出了风电集群租赁储能的运行模式，储能电站辅助风电场平抑功率波动与吸纳弃风功率，剩余容量通过电价差来获取收益，风电集群与储能电站通过主从博弈优化模型分配收益。文献[8]提出了风电场站与储能电站参与电能量与调频市场竞价双层优化模型，风电场站租赁储能获得调频容量，二者分别参与电能量市场与调频市场，租赁价格由合作博弈模型得到。文献[9]研究了储能电站和光伏电站参与电能量市场的合作运行策略，储能电站用于减小光伏电站的预测误差，二者剩余容量参与电能量市场，采用 Nash 均衡法分配收益。文献[10]提出了一种储能电站为多个新能源机组提供一次调频服务，同时参与电能量市场与调频市场的运行框架，构建了储能系统在日前市场的调频容量与电能量市场优化运行决策模型。文献[11]将分布式储能通过统一调度平台整合为共性储能电站，以实现社会福利最大化为目标，研究了新能源场站使用储能的意愿及其影响因素。上述研究分析了新能源场站与储能电站联合运行时的运行决策，但未考虑日前与实时阶段的耦合关系，忽略了日前与实时阶段储能参与电能量与调频市场时，调频信号对储能电站实时荷电状态(state of charge，SOC)的影响。

综上所述，风电集群与储能电站联合体的收益提升，目前主要存在平抑新能源波动与参与电力市场多功能协调策略、储能电站参与电力市场的日前-实时阶段的运行决策问题。本文针对储能电站与风电集群合作运行时运行决策与收益分配问题，考虑调频信号不确定性对储能电站 SOC 的影响，提出了风电集群与储能合作运行日前-实时运行模式，在促进新能源消纳的同时提高联合体内各成员的经济效益。首先构建了风电集群与储能电站运行决策模型，以双方合作前的最优效益作为纳什谈判基准，确保联合体成员合作收益始终高于其独立运行最优值；日前阶段基于纳什谈判理论构建风电集群与储能合作运行模型，将其等效为联盟效益最大化和电能交易支付谈判两个子问题，分别求解联盟最优运行决策与收益分配问题，风电联盟中各风电场收益采用 Shapley 值法进行分配，实时阶段根据储能电站实时 SOC 状态与风电超短期功率预测结果滚动优化联盟运行决策，通过算例分析验证本章优化运行决策模型的有效性。

1 储能电站运行模式

储能电站为风电场集群与平抑功率波动同时二者联合参与电力市场，运行模式如图 1 所示。各运营主体包括：储能运营商、风电集群运营商。图 1 中，γ_t^{en} 为 t 时段电能量市场的电价；$\gamma_{\mathrm{ele},t}$ 为 t 时段储能购买风电的电价；r_{sd} 为日前调频市场里程价

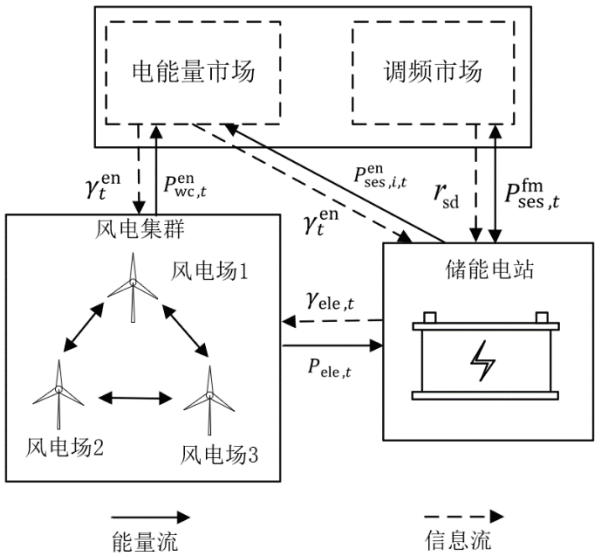


图 1 风电集群与储能合作运行模式示意图

Fig.1 Schematic diagram of the application mode of joint energy storage power station for wind power cluster

格；$P_{\mathrm{wc},t}^{\mathrm{en}}$为 t 时段风电集群参与电能量市场功率；$P_{\mathrm{ses},i,t}^{\mathrm{en}}$为在场景 i 中 t 时段储能参与电能量市场的功率；$P_{\mathrm{ses},t}^{\mathrm{fm}}$为 t 时段储能参与调频市场的功率；$P_{\mathrm{ele},t}$为 t 时段储能向风电集群购买的风电功率。

储能电站为风电集群提供功率波动平抑与减小预测误差服务，并在电价低谷期购买风电电量，在电价高峰参与电能量市场放电，剩余时段参与调频市场获取收益。储能运营商以收益最大为目标，优化各时段储能的 3 种功能的容量。

风电集群是由多个地理位置相近的风电场通过合作博弈方式构成的区域性联合体。与单风电场站相比，风电集群能利用不同风电场出力的时空差异性，实现集群内部功率互济，从而减小功率波动考核成本与偏差考核成本[12]。风电集群各成员出力与储能出力于并网点汇集进入电网，各成员可选择参与电能量市场或者售电给储能电站。风电集群运营商以收益最大为目标，日前阶段与实时阶段分别根据短期功率预测曲线与超短期功率预测曲线优化各时段调用储能、参与电能量市场与弃风的功率。

2　储能电站参与电力市场运行策略

2.1　面向电力市场储能电站多功能协调策略

储能电站日前与实时阶段各功能协调运行框图如图 2 所示，储能电站功能为平抑新能源波动、参与电能量市场与参与调频市场。

日前阶段储能平抑新能源波动功率由短期新能源预测曲线决定。储能参与电能量市场模式采用报量不报价模式，储能作为价格接收者，其充放电行为不影响电力市场电价，其在日前阶段以 15 min 为一个调度时段，上报一天 96 点的电能量市场的运行计划。

储能电站参与调频市场与其他调节资源一致采用报量报价模式，由于电化学储能电站调节速度快、调节精度高具有良好的调频性能，本文假设其优先出清。参与调频市场时，自动发电控制(automatic generation control, AGC)信号时间间隔为 2 s，且无法准确预测一个调度周期的调频信号，所以在日前阶段需要储能频率响应的出力空间，在每个调度时段预留调频容量，使其即满足上调频需求，又满足下调频需求。在储能同时参与电能量市场与调频市场时，参与电能量市场的功率作为基准功率，日前阶段预留容量参与调频市场，实时阶段在基准功率基础上叠加调频信号[13]。

实时阶段储能平抑新能源波动功率由更加精确的超短期新能源预测曲线决定。参与电能量市场与调频市场的功率考虑与日前运行计划的偏差考核成本。另外，在实时滚动优化时，优先保证系统运行稳定性，调频性能会影响后续储能的中标优先级，并且调频关系着电力系统的稳定运行，所以储能电站在同时参与电能量市场与调频市场时应优先保证

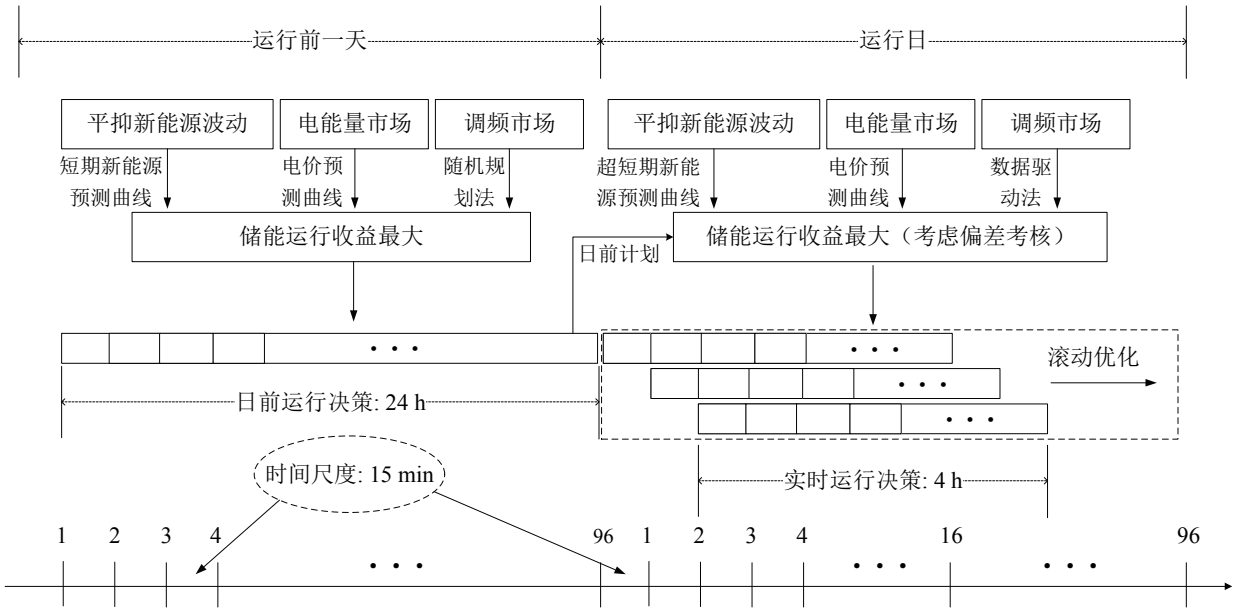


图 2　储能电站日前与实时阶段各功能协调运行框图

Fig.2　Block diagram of coordinated operation of various functions in day-ahead and real-time stages of energy storage power station

调频市场的容量。

2.2 日前与实时阶段调频信号不确定处理方法

由于储能系统能量有限，若不对储能电站的能量做规划，可能会出现 SOC 超限的情况导致不能跟随调频指令，然而调频信号具有不确定性，储能电站参与调频市场时导致电站能量的变化难以预测，所以在日前阶段采用随机规划方法来描述调频信号对储能电站 SOC 的影响。

选取 $e_{\mathrm{fm},t}^{\mathrm{up}}$、$e_{\mathrm{fm},t}^{\mathrm{down}}$ 为不确定变量，$e_{\mathrm{fm},t}^{\mathrm{up}}$ 表示在一个调度时段中 1 MW 的调频容量在完全跟随上调频信号的条件下引起电站能量的增加值；$e_{\mathrm{fm},t}^{\mathrm{down}}$ 表示在一个调度时段中 1 MW 的调频容量在完全跟随下调频信号的条件下引起电站能量的减小值。一个调度时段中 1 MW 的调频容量引起电站能量的变化值 $e_{\mathrm{fm},t}$ 由式(1)表示。一个调度时段中储能电站参与调频引起的总能量变化值 $E_{\mathrm{fm},t}$ 由式(2)表示。

$$e_{\mathrm{fm},t}=e_{\mathrm{fm},t}^{\mathrm{up}}-e_{\mathrm{fm},t}^{\mathrm{down}} \tag{1}$$

$$E_{\mathrm{fm},t}=e_{\mathrm{fm},t}P_{\mathrm{ses},t}^{\mathrm{fm}}\Delta t \tag{2}$$

式中：Δt 为每个时段的时长。

本文根据 2022 年 PJM 市场调频信号数据，求出每一天的 96 个时段的 $e_{\mathrm{fm},t}^{\mathrm{up}}$、$e_{\mathrm{fm},t}^{\mathrm{down}}$ 的值。得到数据集合后采用基于 Kantorovich 距离的场景削减方法将场景削减至 10 个[14]，场景削减后各场景概率如图 3 所示。

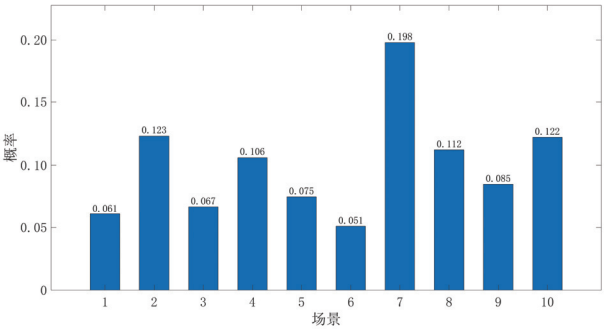


图 3 削减后各场景概率

Fig.3 Probability of each scenario after scenario reduction

在实时阶段下一时刻的调频信号难以预测，所以此处基于 PJM 市场调频信号数据，采用数据驱动法总结不确定变量 $e_{\mathrm{fm},t}$ 的概率分布，并基于概率分布得到其概率密度函数，本文采用 Matlab 中的分布拟合器工具箱实现，结果如图 4 所示，由结果可得不确定变量满足负偏态分布，并且 $e_{\mathrm{fm},t}<-0.1$ 的概率为 9.73%，$e_{\mathrm{fm},t}>0.1$ 的概率为 10.87%，则在实时运行阶段为保证运行经济性，以 $e_{\mathrm{fm}}^{\mathrm{dn}}=-0.1$ 以及 $e_{\mathrm{fm}}^{\mathrm{dn}}=0.1$ 为基准预留调频容量。此处，$e_{\mathrm{fm}}^{\mathrm{dn}}$ 表示调频引起的能量偏差基准值。

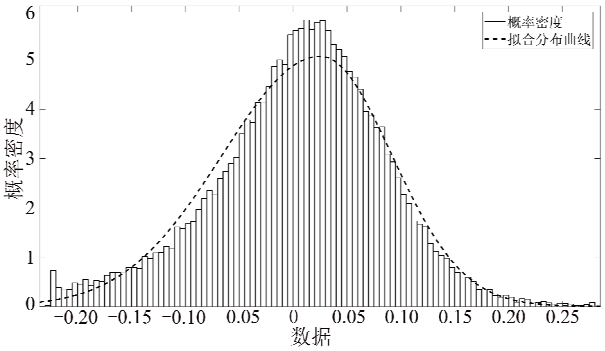


图 4 $e_{\mathrm{fm},t}$ 概率密度及拟合分布曲线

Fig.4 The $e_{\mathrm{fm},t}$ probability density and fitted distribution curve

3 储能电站与风电集群运行决策模型

3.1 储能运行模型

3.1.1 目标函数

以储能收益最大为目标，收益考虑参与电能量市场收益与调频市场收益，成本考虑向风电集群购电成本及其产生的电能损耗与电池老化成本。

$$\max\left(R_{\mathrm{ses}}=R_{\mathrm{ses}}^{\mathrm{en}}+R_{\mathrm{ses}}^{\mathrm{fm}}-Q_{\mathrm{ele}}-C_{\mathrm{ses}}^{\mathrm{buy}}\right) \tag{3}$$

$$R_{\mathrm{ses}}^{\mathrm{en}}=\sum_{i=1}^{m}\sum_{t=1}^{T}p_i\left(\begin{matrix}\gamma_t^{\mathrm{en}}P_{\mathrm{ses},i,t}^{\mathrm{en}}-c_{\mathrm{ses}}^{\mathrm{en}}P_{\mathrm{ses},i,t}^{\mathrm{en}}-\\ c_{\mathrm{ses}}^{\mathrm{en,err}}\gamma_t^{\mathrm{en}}P_{\mathrm{ses},i,t}^{\mathrm{en,err}}\end{matrix}\right)\Delta t \tag{4}$$

$$R_{\mathrm{ses}}^{\mathrm{fm}}=\sum_{i=1}^{m}\sum_{t=1}^{T}p_i\left(P_{\mathrm{ses},t}^{\mathrm{fm}}r_{\mathrm{fc}}+D_{i,t}r_{\mathrm{sd}}-D_{i,t}c_{\mathrm{sd}}\right) \tag{5}$$

$$Q_{\mathrm{ele}}=\sum_{t=1}^{T}\gamma_{\mathrm{ele},t}P_{\mathrm{ele},t}^{\mathrm{in}}\Delta t \tag{6}$$

$$C_{\mathrm{ses}}^{\mathrm{buy}}=\sum_{t=1}^{T}c_{\mathrm{ses}}^{\mathrm{buy}}P_{\mathrm{ele},t}^{\mathrm{in}}\Delta t \tag{7}$$

式中：p_i 为第 i 个典型场景发生的概率；R_{ses} 为储能电站的总净收益；$R_{\mathrm{ses}}^{\mathrm{en}}$ 为储能参与电能量市场的收益；$R_{\mathrm{ses}}^{\mathrm{fm}}$ 为储能参与调频市场的收益；Q_{ele} 为储能购买风电电量成本；$c_{\mathrm{ses}}^{\mathrm{buy}}$ 为储能向风电集群购电时的损耗成本，主要包括储能效率损耗与线损；$c_{\mathrm{ses}}^{\mathrm{en}}$ 为储能参与电能量市场的成本系数；$c_{\mathrm{ses}}^{\mathrm{en,err}}$ 为储能参与电能量市场偏差考核系数；$P_{\mathrm{ses},i,t}^{\mathrm{en,err}}$ 在场景 i 中 t 时段储能电站参与电能量市场的功率与日前实际投标功率的偏差值；r_{fc} 为日前调频市场的容量；$D_{i,t}$ 为在场景 i 中 t 时段调频里程；c_{sd} 为调频里程成本；$P_{\mathrm{ele},t}^{\mathrm{in}}$ 为 t 时段储能向风电集群的购电功率；$c_{\mathrm{ses}}^{\mathrm{buy}}$ 为储能向风电集群购电时的损耗成本。

3.1.2　约束条件

1）储能功率约束

$$P_{\mathrm{ses},i,t}^{\mathrm{out}}=P_{\mathrm{ses},i,t}^{\mathrm{en}} \tag{8}$$

$$P_{\mathrm{ses},i,t}^{\mathrm{in}}=P_{\mathrm{ele},t}^{\mathrm{in}} \tag{9}$$

$$P_{\mathrm{ses},i,t}^{\mathrm{out}}-P_{\mathrm{ses},i,t}^{\mathrm{in}}+P_{\mathrm{ses},t}^{\mathrm{fm}}\le P_{\mathrm{ses,max}} \tag{10}$$

$$P_{\mathrm{ses},i,t}^{\mathrm{out}}-P_{\mathrm{ses},i,t}^{\mathrm{in}}-P_{\mathrm{ses},t}^{\mathrm{fm}}\ge -P_{\mathrm{ses,max}} \tag{11}$$

$$0\le P_{\mathrm{ses},i,t}^{\mathrm{out}}\le P_{\mathrm{ses,max}}u_{\mathrm{ses},i,t}^{\mathrm{out}} \tag{12}$$

$$0\le P_{\mathrm{ses},i,t}^{\mathrm{in}}\le P_{\mathrm{ses,max}}u_{\mathrm{ses},i,t}^{\mathrm{in}} \tag{13}$$

$$u_{\mathrm{ses},i,t}^{\mathrm{out}}+u_{\mathrm{ses},i,t}^{\mathrm{in}}\le 1 \tag{14}$$

式中：$P_{\mathrm{ses},i,t}^{\mathrm{in}}$、$P_{\mathrm{ses},i,t}^{\mathrm{out}}$分别为在场景 i 中 t 时段储能的充放电功率；$P_{\mathrm{ses,max}}$ 为储能的额定功率；$u_{\mathrm{ses},i,t}^{\mathrm{in}}$、$u_{\mathrm{ses},i,t}^{\mathrm{out}}$分别为在场景 i 中 t 时段储能的充放电标志位。

2）储能能量约束

$$E_{\mathrm{ses},i,t}=E_{\mathrm{ses},i,t-1}+\left(\eta_{\mathrm{ses}}^{\mathrm{in}}P_{\mathrm{ses},i,t}^{\mathrm{in}}-P_{\mathrm{ses},i,t}^{\mathrm{out}}/\eta_{\mathrm{ses}}^{\mathrm{out}}\right)\Delta t+E_{\mathrm{ses},i,t}^{\mathrm{fm}} \tag{15}$$

$$S_{i,t}=E_{\mathrm{ses},i,t}/E_{\mathrm{ses}} \tag{16}$$

$$\left|E_{\mathrm{ses},i,0}-E_{\mathrm{ses},i,T}\right|\le k_{\mathrm{s}}E_{\mathrm{ses},i,0} \tag{17}$$

$$S_{\min}E_{\mathrm{ses}}\le E_{\mathrm{ses},i,t}\le S_{\max}E_{\mathrm{ses}} \tag{18}$$

式中：$E_{\mathrm{ses},i,t}$为在场景 i 中 t 时段储能电站能量；E_{ses}为储能电站额定能量；$S_{\max}$ 为储能电站最大可用 SOC；$S_{\min}$为储能电站最小可用 SOC；$\eta_{\mathrm{ses}}^{\mathrm{in}}$、$\eta_{\mathrm{ses}}^{\mathrm{out}}$ 为储能电站充放电效率；k_{s} 为储能电站一天起始与结束最大能量差值与额定容量的比值；T 为调度周期的总时段数。

3.2　风电集群运行模型

3.2.1　目标函数

以风电集群收益最大为目标，收益考虑参与电能量市场收益与向储能售电收益，成本考虑向储能购电的损耗成本、波动考核成本与弃风考核成本。

$$\max\left(R_{\mathrm{wc}}=R_{\mathrm{wc}}^{\mathrm{en}}+Q_{\mathrm{ele}}-C_{\mathrm{wc}}^{\mathrm{sf}}-C_{\mathrm{wc}}^{\mathrm{cw}}\right) \tag{19}$$

$$R_{\mathrm{wc}}^{\mathrm{en}}=\sum_{t=1}^{T}\gamma_t^{\mathrm{en}}P_{\mathrm{wc},t}^{\mathrm{en}}\Delta t \tag{20}$$

$$C_{\mathrm{wc}}^{\mathrm{sf}}=\sum_{t=1}^{T}c_{\mathrm{wc}}^{\mathrm{sf}}\max\left(\Delta P_{\mathrm{wc},t}^{\mathrm{en}}-\Delta P_{\mathrm{wc,lim}}^{\mathrm{en}},0\right)\Delta t \tag{21}$$

$$\Delta P_{\mathrm{wc},t}^{\mathrm{en}}=\left|P_{\mathrm{wc},t}^{\mathrm{en}}-P_{\mathrm{wc},t-1}^{\mathrm{en}}\right| \tag{22}$$

$$C_{\mathrm{wc}}^{\mathrm{cw}}=\sum_{t=1}^{T}c_{\mathrm{wc}}^{\mathrm{cw}}P_{\mathrm{wc},t}^{\mathrm{cw}}\Delta t \tag{23}$$

式中：R_{wc}为风电集群的总净收益；$R_{\mathrm{wc}}^{\mathrm{en}}$为风电集群参与电能量市场收益；$C_{\mathrm{wc}}^{\mathrm{sf}}$为风电集群波动考核成本；$C_{\mathrm{wc}}^{\mathrm{cw}}$为风电集群弃风考核成本；$C_{\mathrm{wc}}^{\mathrm{sf}}$为风电集群波动越限考核系数；$\Delta P_{\mathrm{wc},t}^{\mathrm{en}}$为 t 时段风电集群波动功率；$\Delta P_{\mathrm{wc,lim}}^{\mathrm{en}}$为最大波动功率限值；$C_{\mathrm{wc}}^{\mathrm{cw}}$为风电集群弃风考核系数；$P_{\mathrm{wc},t}^{\mathrm{cw}}$为 t 时段风电集群弃风功率。

风电联合并网具有一定的平滑功率波动的作用，集群内成员的出力波动正负相互抵消，使得风电集群的波动越限考核成本降低，本文采用 Shapley 法进行收益分配[15]。

3.2.2　约束条件

1）功率平衡约束

$$P_{\mathrm{wc},t}=P_{\mathrm{wc},t}^{\mathrm{en}}+P_{\mathrm{ele},t}^{\mathrm{in}}+P_{\mathrm{wc},t}^{\mathrm{cw}} \tag{24}$$

2）并网点最大功率约束

$$P_{\mathrm{wc},t}^{\mathrm{en}}\le P_{\mathrm{wc,max}}^{\mathrm{en}} \tag{25}$$

式中：$P_{\mathrm{wc},t}$为 t 时段风电集群发电功率；$P_{\mathrm{wc,max}}^{\mathrm{en}}$为风电集群并网点最大功率限值。

4　风电集群与储能电站合作运行决策与收益分配模型

为研究日前与实时耦合关系，构建了日前-实时两阶段的储能电站与风电集群合作运行决策优化模型。在日前阶段以一个调度周期内的收益最大为目标，根据新能源短期预测曲线和电价预测曲线，考虑调频信号不确定性，构建日前储能电站与风电集群合作运行决策优化模型。在实时阶段根据新能源超短期发电预测曲线以及电站的实时 SOC 对 0~4 h 的联合系统的运行决策进行滚动优化，考虑参与电能量市场功率与日前计划的偏差造成的考核成本，消除实际出力与日前计划出力间的偏差。两阶段决策过程相互耦合，日前-实时阶段运行决策相互耦合，旨在制订日前运行决策时充分考虑实时过程中的不确定因素，并给出储能电站与风电集群联合系统最优合作运行决策。

4.1　日前阶段纳什谈判模型

储能电站、风电集群隶属不同的利益主体，均为和理性的个体。合作运行过程中，风电运营商希望通过议价谈判与储能电站达成协议，寻求一种均衡策略以最大限度地提高个体与整体的收益。故公平合理地确定直接进行电能交易功率和电能交易价格方案，是储能电站与风电集群合作运行过程中关注的重点。本文基于纳什谈判博弈理论解决储能电站与风电集群的合作运行问题[16]，建立储能电站-风电集群合作运行纳什谈判模型如下：

$$\begin{cases}\max\left(R_{\text{ses}}-R_{\text{ses}}^{0.*}\right)\left(R_{\text{wc}}-R_{\text{wc}}^{0.*}\right)\\ \text{s.t. } R_{\text{ses}}\geq R_{\text{ses}}^{0.*}\\ \quad R_{\text{wc}}\geq R_{\text{wc}}^{0.*}\\ \quad \text{式(3)—(25)}\end{cases}\tag{26}$$

式中：$R_{\text{ses}}^{0.*}$、$R_{\text{wc}}^{0.*}$分别为未合作时储能与风电集群的最优运行效益，即纳什谈判破裂点，其值可通过求解第 3 章储能与风电集群运行模型得到。

日前阶段决策变量为：储能电站参与电能量市场日前投标功率$P_{\text{ses},i,t}^{\text{en}}$，储能参与调频市场的日前预留功率$P_{\text{ses},t}^{\text{fm}}$，储能向风电集群的日前阶段购电功率$P_{\text{ele},t}^{\text{in}}$，风电集群参与电能量市场日前功率$P_{\text{wc},t}^{\text{en}}$，风电集群弃风日前功率$P_{\text{wc},t}^{\text{cw}}$。

纳什谈判合作博弈模型(26)本质上是一个非凸非线性优化问题，难以直接进行求解。本文对模型(26)转换为下面两个易于求解的子问题：储能电站与风电集群合作收益最大化子问题和收益分配子问题。依次求解两个子问题即可得到原问题的最优解[17]。

子问题 1：储能电站与风电集群合作收益最大化子问题。

$$\begin{cases}\max(X_{\text{ses}}+X_{\text{wc}})\\ \text{s.t. } X_{\text{ses}}=R_{\text{ses}}^{\text{en}}+R_{\text{ses}}^{\text{fm}}-C_{\text{ses}}^{\text{en}}-C_{\text{ses}}^{\text{fm}}\\ \quad X_{\text{wc}}=R_{\text{wc}}^{\text{en}}-C_{\text{wc}}^{\text{sf}}-C_{\text{wc}}^{\text{cw}}\\ \quad \text{式(4)—(18)}\\ \quad \text{式(20)—(25)}\end{cases}\tag{27}$$

式中：X_{ses}为储能电站参与外部电能量与调频市场所获得的净收益；X_{wc}为风电集群参与外部电能量市场所获得的净收益；$C_{\text{ses}}^{\text{en}}$为储能电站参与电能量市场时的总运行成本；$C_{\text{ses}}^{\text{fm}}$为储能电站参与调频市场时的总运行成本。

子问题 2：收益分配分配子问题。

$$\begin{cases}\min\begin{pmatrix}-\ln\left(X_{\text{ses}}^{*}-Q_{\text{ele}}-R_{\text{ses}}^{0.*}\right)-\\ \ln\left(X_{\text{wc}}^{*}+Q_{\text{ele}}-R_{\text{wc}}^{0.*}\right)\end{pmatrix}\\ \text{s.t. } X_{\text{ses}}^{*}-Q_{\text{ele}}-R_{\text{ses}}^{0.*}\geq 0\\ \quad X_{\text{wc}}^{*}+Q_{\text{ele}}-R_{\text{wc}}^{0.*}\geq 0\\ \quad \text{式(6)}\end{cases}\tag{28}$$

式中：X_{ses}^{*}、X_{wc}^{*}分别为子问题 1 求得的X_{ses}、X_{wc}最优解。

4.2 实时阶段滚动优化模型

通过求解日前运行决策优化模型，得到储能电站各时段运行计划，将其作为已知量带入到实时运行决策优化模型中。实时运行决策每个 15 min 调度时段前制定后 4 h 内的运行计划。新能源发电的预测精度随着预测超前时间的逼近而逐渐提高，此时风电集群需要平抑功率波动相比于日前会发生变化，同时调频也会引起储能 SOC 发生变化，所以实时阶段需要调整联盟运行决策。《华北区域电力并网运行管理实施细则》提到风电超短期功率预测曲线准确率应大于 90%，所以本文在实时阶段忽略了超短期预测与实际功率的误差。以滚动优化时段收益最大为目标，实时阶段的风电集群滚动优化决策模型如下。

4.2.1 储能实时阶段滚动优化模型

$$\begin{cases}\max\begin{pmatrix}R_{\text{ses}}^{\text{rt}}=R_{\text{ses}}^{\text{rt,en}}+R_{\text{ses}}^{\text{rt,fm}}-Q_{\text{ele}}^{\text{rt}}-C_{\text{ses}}^{\text{rt,buy}}-\\ C_{\text{ses}}^{\text{rt,en,dp}}-C_{\text{ses}}^{\text{rt,fm,dp}}\end{pmatrix}\\ \text{s.t. } C_{\text{ses}}^{\text{rt,en,dp}}=\sum_{t=t_0}^{t_0+16}c^{\text{rt,en}}\gamma_t^{\text{en}}P_{\text{ses},t}^{\text{rt,en,dp}}\Delta t\\ \quad C_{\text{ses}}^{\text{rt,fm,dp}}=\sum_{t=t_0}^{t_0+16}c^{\text{rt,fm}}\left(r_{\text{fc}}+k_{\text{sd}}r_{\text{sd}}\right)P_{\text{ses},t}^{\text{rt,fm,dp}}\\ \quad S_{\min}E_{\text{ess}}+0.1P_{\text{ess},t}^{\text{fm}}\leq E_{\text{ess},t}\leq\\ \qquad S_{\max}E_{\text{ess}}-0.1P_{\text{ess},t}^{\text{fm}}\\ \quad P_{\text{ses},t}^{\text{rt,en,dp}}\leq P_{\text{ses},t}^{\text{rt,en}}-P_{\text{ses},t}^{\text{en}}\\ \quad P_{\text{ses},t}^{\text{rt,en,dp}}\geq P_{\text{ses},t}^{\text{en}}-P_{\text{ses},t}^{\text{rt,en}}\\ \quad P_{\text{ses},t}^{\text{rt,fm,dp}}\leq P_{\text{ses},t}^{\text{rt,fm}}-P_{\text{ses},t}^{\text{fm}}\\ \quad P_{\text{ses},t}^{\text{rt,fm,dp}}\geq P_{\text{ses},t}^{\text{fm}}-P_{\text{ses},t}^{\text{rt,fm}}\\ \quad \text{式(4)—(17)}\end{cases}\tag{29}$$

式中：$R_{\text{ses}}^{\text{rt}}$为实时阶段储能电站净收益；$R_{\text{ses}}^{\text{rt,en}}$、$R_{\text{ses}}^{\text{rt,fm}}$、$Q_{\text{ele}}^{\text{rt}}$、$C_{\text{ses}}^{\text{rt,buy}}$分别为实时阶段 t_0—t_0+16 时段的储能参与电能量市场收益、参与调频市场收益、购买风电电量成本、购电损耗成本；$C_{\text{ses}}^{\text{rt,en,dp}}$、$C_{\text{ses}}^{\text{rt,fm,dp}}$为 t_0—t_0+16 时段储能参与电能量市场、调频市场日前与实时阶段功率偏差导致的考核成本；$c^{\text{rt,en}}$、$c^{\text{rt,fm}}$为调频市场、电能量市场偏差考核系数；k_{sd}为调频里程与调频备用容量比值的平均数；$P_{\text{ses},t}^{\text{rt,en,dp}}$为 t 时段储能在电能量市场的实时阶段与日前阶段功率偏差值；$P_{\text{ses},t}^{\text{rt,en}}$为 t 时段储能在电能量市场的实时阶段功率值；$P_{\text{ses},t}^{\text{rt,fm,dp}}$为 t 时段储能在调频市场的实时阶段与日前阶段容量偏差值；$P_{\text{ses},t}^{\text{rt,fm}}$为 t 时段储能在调频市场的实时阶段预留容量值。

4.2.2　风电集群实时阶段滚动优化模型

$$\begin{cases}\max\left(R_{\mathrm{wc}}^{\mathrm{rt}}=R_{\mathrm{wc}}^{\mathrm{rt,en}}+Q_{\mathrm{ele}}^{\mathrm{rt}}-C_{\mathrm{wc}}^{\mathrm{rt,sf}}-C_{\mathrm{wc}}^{\mathrm{rt,cw}}-C_{\mathrm{wc}}^{\mathrm{rt,dp}}\right)\\ \text{s.t. } C_{\mathrm{wc}}^{\mathrm{rt,dp}}=\sum_{t=t_0}^{t_0+16}c_{\mathrm{wc}}^{\mathrm{rt,dp}}\gamma^{\mathrm{dp}}P_{\mathrm{wc},t}^{\mathrm{rt,dp}}\Delta t\\ P_{\mathrm{wc},t}^{\mathrm{rt,dp}}\le P_{\mathrm{wc},t}^{\mathrm{en}}-P_{\mathrm{wc},t}^{\mathrm{rt,en}}\\ P_{\mathrm{wc},t}^{\mathrm{rt,dp}}\ge P_{\mathrm{wc},t}^{\mathrm{rt,en}}-P_{\mathrm{wc},t}^{\mathrm{en}}\\ \text{式(20)—(25)}\end{cases}\tag{30}$$

式中：$R_{\mathrm{wc}}^{\mathrm{rt}}$ 为实时阶段风电集群净收益；$R_{\mathrm{wc}}^{\mathrm{rt,en}}$、$C_{\mathrm{wc}}^{\mathrm{rt,sf}}$、$C_{\mathrm{wc}}^{\mathrm{rt,cw}}$ 分别为实时阶段的风电集群参与电能市场收益、波动考核成本、弃风考核成本；$C_{\mathrm{wc}}^{\mathrm{rt,dp}}$ 为风电集群参与电能量市场日前与实时阶段功率偏差导致的考核成本；$P_{\mathrm{wc},t}^{\mathrm{rt,dp}}$ 为 t 时段风电集群在电能量市场的实时阶段与日前阶段功率偏差值；$P_{\mathrm{wc},t}^{\mathrm{rt,en}}$ 为 t 时段风电集群在电能量市场的实时阶段功率值。

4.2.3　实时阶段储能电站与风电集群合作运行滚动优化模型

$$\begin{cases}\max\left(\left(R_{\mathrm{ses}}^{\mathrm{rt}}-R_{\mathrm{ses}}^{\mathrm{rt,0.*}}\right)\left(R_{\mathrm{wc}}^{\mathrm{rt}}-R_{\mathrm{wc}}^{\mathrm{rt,0.*}}\right)\right)\\ \text{s.t. } R_{\mathrm{ses}}^{\mathrm{rt}}\ge R_{\mathrm{ses}}^{\mathrm{rt,0.*}}\\ R_{\mathrm{wc}}^{\mathrm{rt}}\ge R_{\mathrm{wc}}^{\mathrm{rt,0.*}}\\ \text{式(29)—(30)}\end{cases}\tag{31}$$

式中：$R_{\mathrm{ses}}^{\mathrm{rt,0.*}}$、$R_{\mathrm{wc}}^{\mathrm{rt,0.*}}$ 分别为实时阶段储能电站与风电集群纳什谈判破裂点。实时阶段首先滚动优化求解一个调度周期的模型求解方法与日前阶段相同，此处不在赘述。

实时阶段的决策变量为：储能电站参与电能量市场实时功率 $P_{\mathrm{ses},t}^{\mathrm{rt,en}}$，储能参与调频市场实时预留功率 $P_{\mathrm{ses},t}^{\mathrm{rt,fm}}$，储能向风电集群的实时阶段购电功率 $P_{\mathrm{ele},t}^{\mathrm{rt,in}}$，风电集群参与电能量市场实时功率 $P_{\mathrm{wc},t}^{\mathrm{rt,en}}$，风电集群弃风实时功率 $P_{\mathrm{wc},t}^{\mathrm{rt,cw}}$。

将纳什谈判模型分解为两个混合整数线性规划模型后可调用商业优化求解器 CPLEX 进行求解。具体求解流程如下：

1）日前阶段

日前运行决策的 1 个调度时段为 15 min，调度周期为 24 h。

步骤 1：输入次日的电价预测曲线与经过 2.2 节所述场景削减方法后的场景集，求解储能电站运行决策模型式(3)—(18)，得到储能电站单独运行时日前运行决策。

步骤 2：输入次日的短期新能源预测曲线，求解风电集群运行决策模型式(19)—(25)，得到风电集群单独运行时日前运行决策。

步骤 3：根据步骤 1 与步骤 2 所得单独运行时收益，即纳什谈判破裂点，求解基于纳什谈判理论的储能电站与风电集群合作运行决策模型式(26)。将其转换为联盟收益最大子问题式(27)求解储能电站与风电集群日前运行决策，收益分配子问题式(28)求解储能电站与风电集群日前阶段的收益，各风电场日前收益通过 Shapley 法进行分配。

2）实时阶段

实时运行决策的 1 个调度时段为 15 min，调度周期为 4 h。假设当前滚动优化时段为 t_0，令 t_0 初值为 1，实时阶段滚动优化从第 1 个时段开始。

步骤 1：输入 t_0—t_0+16 储能电站参与电能量市场与调频市场的日前运行计划，求解实时阶段储能滚动优化模型式(29)，得到实时阶段储能电站单独运行时实时运行决策。

步骤 2：输入 t_0—t_0+16 超短期新能源预测曲线与风电集群日前参与电能量市场的运行计划，求解实时阶段风电集群运行决策模型式(30)，得到实时阶段风电集群单独运行时实时运行决策。

步骤 3：输入根据步骤 1 与步骤 2 所得实时阶段单独运行时收益，即实时阶段纳什谈判破裂点，求解基于实时阶段纳什谈判理论的储能电站与风电集群合作运行决策模型式(31)，将其分解为与日前阶段一致的联盟收益最大子问题与收益分配子问题，求解储能电站与风电集群合作运行时各自的实时滚动优化运行决策与收益，各风电场实时收益通过 Shapley 法进行分配。

步骤 4：令 t_0=t_0+1，依次进行每个调度时段的滚动优化决策直到该调度周期的最后一个时段(t_0=96)。

5　算例分析

5.1　基础数据

设置算例对储能电站的运行决策策略进行分析，设置典型日取 96 个调度时段，每个调度时段为 15 min，其中风电发电数据来自山西省某风电场的历史数据，电能量市场电价数据来自山西省电能量市场预测数据如图 5 所示，调频市场电价由一年的 PJM 市场调频价格数据取平均值得到。锂离子电池储能系统的参数及其参与电能量市场以及调频市场的参数如表 1 所示。

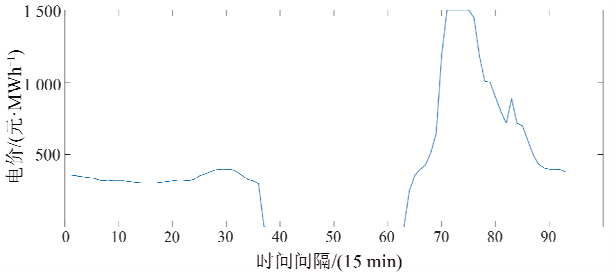


图 5 输入电价预测曲线

Fig.5 Forecast curve of input electricity price

表 1 算例输入参数

Table 1 Example input parameters

参数	$P_{ses,max}$/MW	E_{ses}/MWh	c_{ses}^{en}/(元·MWh^{-1})	η_{ses}^{in}	η_{ses}^{out}	S_{max}	S_{min}
数值	30	60	100	0.9	0.9	0.9	0.1
参数	c_{ses}^{buy}/(元·MWh^{-1})	c_{wc}^{cw}/(元·MWh^{-1})	c_{wc}^{sf}/(元·MWh^{-1})	k_{sd}	k_s	$c^{rt,en}$	$c^{rt,fm}$
数值	100	300	400	7	0.1	1	2
参数	r_{fc}/(元·MWh^{-1})	r_{sd}/(元·MWh^{-1})	c_{sd}/(元·MWh^{-1})				
数值	12	10	3				

5.2 储能电站与风电集群合作运行决策结果分析

根据 5.1 节所述参数以及 3.1 节储能电站与风电集群单独运行时日前阶段运行决策模型，可得储能日前运行决策如附录 A 图 A1 所示，日前收益如附录 A 表 A1 所示，风电集群日前运行决策如附录 A 图 A2 所示，日前收益如附录 A 表 A2 所示。

根据 4.1 节的日前风电集群与储能合作运行决策模型，可得风电集群与储能电站合作运行时风电集群运行决策如图 6 所示，储能的运行决策如图 7 所示。

由运行结果可知，合作运行后风电集群不再选择通过弃风来平抑自身功率波动，选择将多余电量卖给储能电站，不仅可减少弃风功率还可获得售电收益。在电价低谷 40—60 时段风电集群选择将部分电量卖给储能电站，获取比直接参与电能量市场更大的收益。

合作运行后储能电站同样也选择在电价低谷时段购买风电电量，在电价高峰 70—80 时段参与电能量市场，将低价购入风电电量售出，通过电价差来获取收益。在 95、96 时段电价并非处于低谷期，储能也购买大量风电电量，是为了维持电站末时段 SOC 与初始 SOC 差值在规定范围内。所以，参与电能量市场不仅可以获得售电收益，还可以恢复电

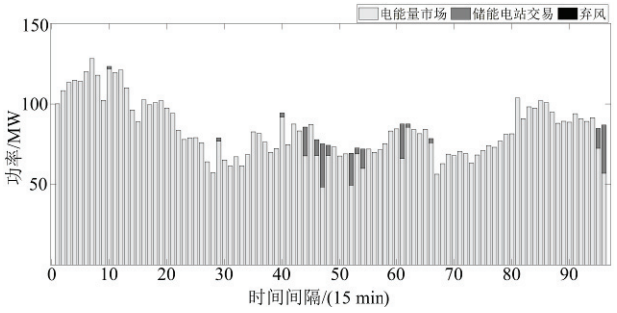


图 6 风电集群与储能电站合作运行时风电集群运行决策

Fig.6 Decision making for wind cluster operation when wind clusters operate in co-operation with energy storage power station

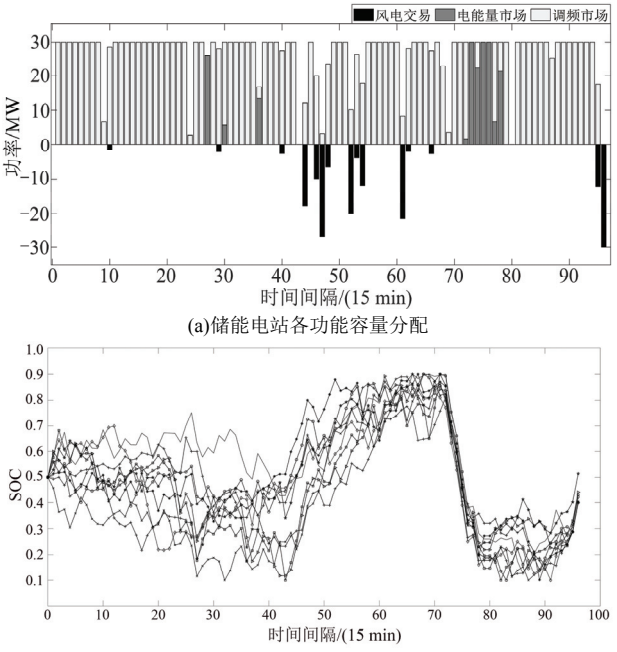


图 7 风电集群与储能电站合作运行时储能运行决策

Fig.7 Decision making for energy storage power station when wind clusters operate in co-operation with energy storage power station

站 SOC 为参与调频市场做准备。其余时段储能电站大部分容量均参与调频市场，原因是此时电价处于中间值，参与电能量市场获得的电价差收益小于参与调频市场所获得的收益。同时对电力系统而言，储能电站运行决策具有明显的削峰填谷效果，一定程度可以缓解用电高峰时段电网供电压力以及风电高峰时段风电消纳压力。

风电集合作运行前后的运行收益如表 2 所示。风电集群在合作运行后总收益提升 1.45%，收益增益来源于两个方面：在电价低谷时段风电集群降低

参与电能量市场的功率，通过与储能电站交易来获取更高收益；储能电站帮助风电集群平抑功率波动，降低风电因功率波动而造成的考核与弃风成本。

结合算例数据与风电运行模型可得各风电场单独运行时的收益与风电集群收益如表 3 所示，3 个风电场联合并网使得总收益提高了 8 600 元，波动成本下降了 6 225 元，弃风成本下降了 2 125 元，由此可见风电集群联合并网可大幅减少由风电功率波动所引起的波动成本与弃风成本。

根据表 3 采用 Shapley 值法得到风电集群与储能电站合作运行前后各成员收益及占风电集群并网总收益的比值如表 4 所示，风电集群联合并网相比于各成员单独并网，风电场 1—风电场 3 依次获得 0.83%、0.67%、2.20%的增量收益，风电场 3 由功率波动受到的考核成本最大，联合并网后波动平抑效果使其收益增加值最大，印证了风电集群能通过功率互济，减小功率波动考核成本。风电集群与储能电站合作运行相比于风电集群单独并网，各风电场收益分别提高了 4 798、3 998、2 627 元，提高的收益按照其出力占比进行合理分配，验证了所提方法的有效性。

储能合作运行前后的运行收益结果如表 5 所示。可以看出，储能电站在合作运行后收益提升了 11 425 元，提升 7.23%，其中电能量市场收益提高了 30 940 元，是主要的收益提高手段，购买风电电量成本为 15 111 元，与风电集群合作后，储能电站可以在电价低谷时段购买风电电量，恢复电站 SOC 的同时为在电价高时段参与电能量市场做准备。购电损耗成本为 4 501 元，主要包括储能效率损耗与输电损耗。由于参与调频对 SOC 的影响远小于参与电能量市场的影响，参与调频市场的收益基本保持一致。

综上所述，在合作运行后，风电集群与储能电站联盟总体净收益提高了 22 849 元，同时联盟成员各自提高的净收益为联盟总体收益提升额度的 1/2，这表明，风电集群与储能合作后提高的额外收益被联盟内成员平均分配。所以，本章所提纳什谈判模型能够同时兼顾个体利益和整体利益。

5.3　实时阶段滚动优化结果分析

根据 4.2 节的实时阶段风电集群与储能合作运行决策模型，可得风电集群与储能电站合作运行时风电集群滚动优化结果如图 8 所示，储能的运行决策如图 9 所示。实时阶段最大 SOC 为 0.85，最小 SOC 为 0.15，保证 SOC 在安全范围内，并预留了下一时段的调频电量，因为本文优先保证调频容量，通过牺牲部分参与电能量市场的收益来修正电站 SOC，使其满足调频所需的电量，实时阶段储能电站参与电能量市场的运行决策更加保守，并在第 52 和 69 时段甚至要牺牲风电集群收益来恢复电站 SOC。

合作运行时风电集群日前与实时阶段的运行收益对比如表 6 所示。可以看出，由于预测误差功率占比较小，占额定功率的 5%，且正负误差功率相互抵消，对总风电并网功率影响不大，所以实时

表 2　风电集群合作前后运行收益

Table 2　Operational benefit before and after wind cluster co-operation

场景	电能量市场收益/元	波动成本/元	弃风成本/元	与储能交易收益/元	总收益/元
合作运行前	791 339	903	195	0	790 241
合作运行后	786 828	274	0	15 111	801 665

表 3　各风电场组合收益

Table 3　Revenue from each wind farm portfolio

风电场组合	电能量市场收益/元	波动成本/元	弃风成本/元	总收益/元
风电场 1	333 250	1 141	1 658	330 451
风电场 2	276 810	732	60	276 018
风电场 3	181 030	5 255	602	175 173
风电场 1、2	610 060	706	1 093	608 261
风电场 1、3	514 530	2 405	393	511 731
风电场 2、3	458 090	2 460	148	455 482
风电场 1、2、3	791 340	903	195	790 242

表 4　风电集群与储能电站合作运行前后各成员运行收益

Table 4　Operational benefit for each member of the wind cluster before and after co-operative operation with an energy storage power station

收益	风电场 1	风电场 2	风电场 3
合作运行前收益/元	331 901	276 585	181 756
合作运行后收益/元	336 699	280 583	184 383
收益占比	0.42	0.35	0.23

表 5　储能合作前后运行收益

Table 5　Operational benefit before and after co-operation for energy storage

场景	电能量市场收益/元	调频市场收益/元	购电损耗成本/元	与风电集群交易成本/元	总收益/元
合作运行前	14 428	143 506	0	0	157 934
合作运行后	45 368	143 603	4 501	15 111	167 859

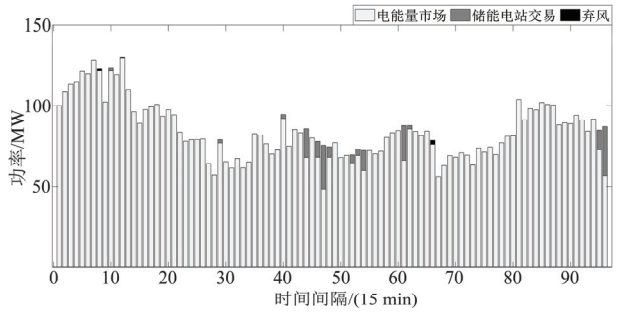


图 8 实时阶段风电集群与储能合作运行时风电集群滚动优化决策

Fig.8 Decision-making for rolling optimization of wind power cluster in real-time stage when wind power cluster operate cooperatively with energy storage power station

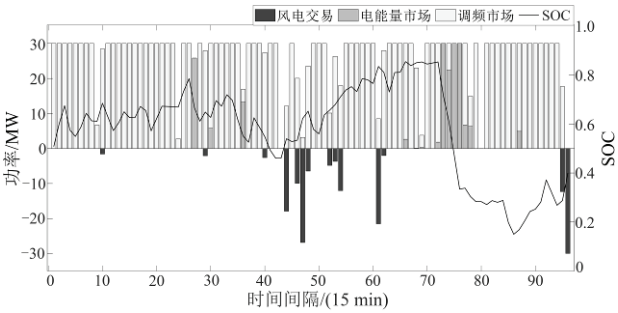


图 9 实时阶段风电集群与储能合作运行时储能电站滚动优化决策

Fig.9 Decision-making for rolling optimization of energy storage power station in real-time stage when wind power clusters operate cooperatively with energy storage power station

阶段的参与电能量市场的收益与日前阶段差距不大。实时阶段增加了弃风成本是因为预测误差使得波动功率增大，为减小波动成本，该部分风电电量选择直接弃掉，而非参与电能量市场。预测误差参与电能量市场虽然会导致偏差考核，但是相比于直接弃风，具有更好的经济性，所以实时阶段增加了偏差考核成本。与储能交易收益减小了 2 454 元，这是因为储能为保证调频性能，选择更加保守的参与电能量市场与风电交易的策略，所以减小风电购买量。

合作运行时储能日前与实时阶段的运行收益对比如表 7 所示。储能电站实时阶段参与电能量市场的收益相比日前市场提高了 2 620 元，这是因为日前阶段计算的收益是 10 个场景下的期望收益，并考虑了各场景下的功率差值产生的考核成本，考虑了调频信号不确定性对参与电能量市场收益的影响。实时阶段是单一场景，所以收益更高。实时阶

表 6 合作运行时风电集群日前和实时阶段运行收益

Table 6 Wind cluster day-ahead and real-time stage operational benefit during cooperative operation

场景	电能量市场收益/元	波动成本/元	弃风成本/元	偏差成本/元	与储能交易收益/元	总收益/元
实时阶段	788 506	274	308	6 961	12 657	794 783
日前阶段	786 828	274	0	0	15 111	801 665

表 7 合作运行时储能日前和实时阶段运行收益

Table 7 Energy storage day-ahead and real-time stage operational benefit during cooperative operation

场景	电能量市场收益/元	调频市场收益/元	购电损耗成本/元	电能量市场偏差成本/元	调频市场偏差成本/元	与风电集群交易成本/元	总收益/元
实时阶段	47 988	143 657	4 036	1 713	0	12 657	17 3239
日前阶段	45 368	143 603	4 501	0	0	15 111	167 859

段参与电能量市场的总功率相比于日前阶段降低且与风电集群交易的功率及收益降低，原因是储能为保证参与调频市场的偏差考核为 0 而采用更保守的充放电策略。

6 结论

针对风电集群与储能电站参与电力市场的合作运行决策问题，本文提出了风电集群与储能合作参与电能量市场与调频市场的运行模式，日前阶段基于纳什博弈理论优化联盟参与电能量与调频市场的运行决策，并进行收益分配，实时阶段根据超短期预测曲线与电站实时 SOC 滚动优化联盟运行决策，并对收益进行二次分配。通过仿真算例验证，得出如下结论：

1）对于本文算例中 3 个 50 MW 级的风电场，风电集群联合并网相比于各风电场单独并网，总收益提高了 8 600 元，采用 Shapley 值法进行收益分配后，各成员的收益均有提升，其中由功率波动受到的考核成本最大的风电场，联合并网后波动平抑效果使其收益增加值最大。

2）基于纳什谈判理论的风电集群与储能合作运行决策能够同时提高个体利益和整体利益，并对收益进行合理分配。风电集群在合作运行后收益提升了 11 424 元，提升 1.45%，储能电站在合作运行后收益提升了 11 425 元，提升 7.23%。风电集群与储能电站联盟总体净收益提高了 22 849 元，同时联盟成员各自提高的净收益为联盟总体收益提升额度

的 1/2。

本文提出的风电集群-储能电站联合运行决策优化方法考虑了日前与实时阶段的耦合关系，显著提升新能源与储能联合参与电力市场的竞争力。在后续工作中，可进一步增加联合运行主体，探索该方法在多能互补系统、虚拟电厂等复杂场景下的应用。

附录见本刊网络版(http://hve.epri.sgcc.com.cn)。

参考文献　References

[1] 国家发展改革委，国家能源局. 国家发展改革委　国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革　促进新能源高质量发展的通知[EB/OL]. 北京，2025[2025-05-28]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202502/content_7002959. htm.
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Notice on advancing the market-oriented reform of feed-in tariffs for new energy sources to facilitate high-quality development of the renewable energy sector[EB/OL]. Beijing, China, 2025[2025-05-28]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202502/content_7002959. htm.

[2] ZHANG X L, ZHANG Y C, ZHAO Y Z, et al. Shared energy storage market operation mechanism to promote new energy consumption[J]. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2021, 766: 012002.

[3] CHANG W G, DONG W, YANG Q. Day-ahead bidding strategy of cloud energy storage serving multiple heterogeneous microgrids in the electricity market[J]. Applied Energy, 2023, 336: 120827.

[4] LIU J K, ZHANG N, KANG C Q, et al. Decision-making models for the participants in cloud energy storage[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(6): 5512-5521.

[5] 康重庆，刘静琨，张　宁. 未来电力系统储能的新形态：云储能[J]. 电力系统自动化，2017，41(21)：2-8，16.
KANG Chongqing, LIU Jingkun, ZHANG Ning. A New form of energy storage in future power system: cloud energy storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(21): 2-8, 16.

[6] 刘静琨，张　宁，康重庆. 电力系统云储能研究框架与基础模型[J]. 中国电机工程学报，2017，37(12)：3361-3371.
LIU Jingkun, ZHANG Ning, KANG Chongqing. Research framework and basic models for cloud energy storage in power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(12): 3361-3371.

[7] 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)：1146-1159.
LU Qiuyu, YANG Yinguo, XIE Pingping, et al. Two-stage optimal operation strategy of wind farm cluster leasing shared energy storage[J]. Power System Technology, 2024, 48(3): 1146-1159.

[8] 李咸善，胡长宇，张远航，等. 风电租赁储能参与电能-调频市场竞价策略[J]. 电网技术，2024，48(5)：1992-2002.
LI Xianshan, HU Changyu, ZHANG Yuanhang, et al. Bidding strategy of wind power rental energy storage participating in frequency regulation market[J]. Power System Technology, 2024, 48(5): 1992-2002.

[9] 格日勒图，张立辉，柴剑雪. 电力市场环境下储能电站和光伏电站合作博弈模型[J]. 可再生能源，2020，38(4)：545-553.
GE Riletu, ZHANG Lihui, CHAI Jianxue. Cooperative game model of energy storage power station and photovoltaic power station in power market environment[J]. Renewable Energy Resources, 2020, 38(4): 545-553.

[10] 马昱欣，胡泽春，刁　锐. 新能源场站共享储能提供调频服务的日前优化策略[J]. 电网技术，2022，46(10)：3857-3868.
MA Yuxin, HU Zechun, DIAO Rui. Day-ahead optimization strategy for shared energy storage of renewable energy power stations to provide frequency regulation service[J]. Power System Technology, 2022, 46(10): 3857-3868.

[11] LI X Z, CHEN L J, SUN F, et al. Share or not share, the analysis of energy storage interaction of multiple renewable energy stations based on the evolution game[J]. Renewable Energy, 2023, 208: 679-692.

[12] 江岳文，郑晨昕. 风电场群联合共享储能两阶段协同并网优化[J]. 电网技术，2022，46(9)：3426-3436.
JIANG Yuewen, ZHENG Chenxin. Two-stage operation optimization for grid-connected wind farm cluster with shared energy storage[J]. Power System Technology, 2022, 46(9): 3426-3436.

[13] 周校聿. 大规模电化学储能参与双重辅助服务调度研究[D]. 大连：大连理工大学，2022.
ZHOU Xiaoyu. Research on dispatch of power system considering large-scale electrochemical energy storage participating in dual ancillary services[D]. Dalian, China: Dalian University of Technology, 2022.

[14] ZHANG H C, HU Z C, MUNSING E, et al. Data-driven chance-constrained regulation capacity offering for distributed energy resources[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(3): 2713-2725.

[15] DONG J, XUE G Y, LI R, et al. Research on peak shaving costs and allocation of wind power integration using scalable computing method[J]. Cluster Computing, 2017, 20(1): 391-400.

[16] NASH JR J F. The bargaining problem[J]. Econometrica, 1950, 18(2): 155-162.

[17] 马腾飞，裴　玮，肖　浩，等. 基于纳什谈判理论的风-光-氢多主体能源系统合作运行方法[J]. 中国电机工程学报，2021，41(1)：25-39.
MA Tengfei, PEI Wei, XIAO Hao, et al. Cooperative operation method for wind-solar-hydrogen multi-agent energy system based on Nash bargaining theory[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(1): 25-39.



李　明
1990—，男，硕士，高工
主要从事电力系统分析及可调负荷控制等研究工作
E-mail: hanfenliming07@163.com

LI Ming
Senior engineer

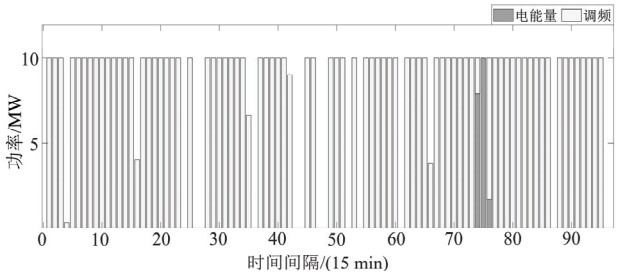


李爱魁(通信作者)
1977—，男，博士，研究员，硕导
主要从事新能源与储能领域研究工作
E-mail: liaikui@dlut.edu.cn

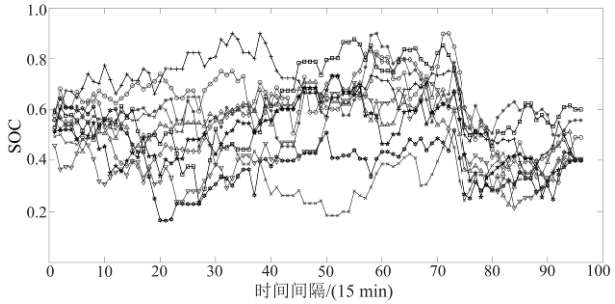
LI Aikui
Ph.D., Professor
Corresponding author

收稿日期　2025-05-08　在线出版日期　2025-09-19　编辑　陈　蔓

附录 A



(a) 储能电站各功能容量分配



(b) 各场景储能 SOC

图 A1　储能单独运行时日前运行决策

Fig.A1　Operational decision-making when energy storage is operated separately in day-ahead stage

表 A1　日前阶段储能运行收益

Table A1　Benefit of energy storage operation in day-ahead stage

参数	电能量市场收益/元	调频市场收益/元	总收益/元
数值	14 428	143 506	157 934

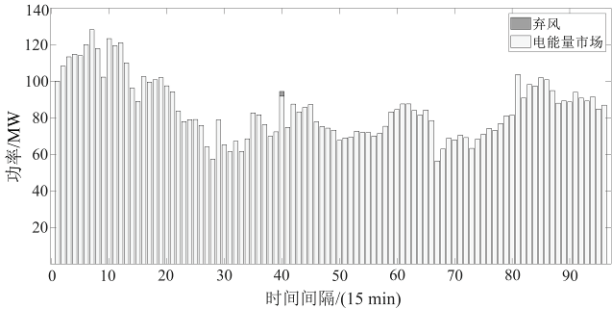


图 A2　风电集群单独运行时日前运行决策

Fig.A2　Operational decision-making when wind cluster is operated separately in day-ahead stage

表 A2　日前阶段风电集群运行收益

Table A2　Benefit of wind cluster operation in day-ahead stage

参数	电能量市场收益/元	波动成本/元	弃风成本/元	总收益/元
数值	791 339	903	195	790 241