

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.211185

基于误差分配原则的发电侧共享储能容量规划研究

杨帆¹, 王维庆¹, 程静¹, 赵海岭^{1,2}, 李笑竹¹

(1. 可再生能源发电与并网控制教育部工程研究中心(新疆大学), 新疆 乌鲁木齐 830047;

2. 国网新疆电力有限公司, 新疆 乌鲁木齐 830063)

摘要: 针对风电集群联合共享储能系统的协调控制和收益分配问题, 提出基于预测误差分配原则的运行控制策略。首先, 设计共享储能商业运行模式, 建立储能变寿命与充放电模型。考虑政策补贴和季节性温度对储能定价和容量配置影响, 建立多风场时空相关特性的风群联合大容量共享储能参与能量/调频市场的容量规划模型。通过所提策略计算风储联合系统的最优储能容量配置, 分析季节性风况对储能配置的差异性。结果表明, 在无储能购电补贴时, 所提商业模式也能获得稳定盈利, 并同时满足风电集群并网要求, 控制弃风率在5%以内。基于误差分配的方法能够平衡各风电场收益, 考虑季节性温度使储能实际收益提升约3.6%。同时夏冬季储能配置呈现双反比现象, 所提方法为发电侧共享储能规模化应用提供了参考。

关键词: 风电集群; 共享储能; 调频; 变寿命模型; 季节性风况

Capacity planning of shared energy storage on the generation side based on the error distribution principle

YANG Fan¹, WANG Weiqing¹, CHENG Jing¹, ZHAO Hailing^{1,2}, LI Xiaozhu¹

(1. Engineering Research Center of Education Ministry for Renewable Energy Power Generation and Grid Connection, Xinjiang University, Urumqi 830047, China; 2. State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd., Urumqi 830063, China)

Abstract: Aiming at coordination control and revenue distribution for a wind power cluster joint shared energy storage system, an operational control strategy based on the principle of prediction error distribution is proposed. A commercial operation mode of shared energy storage is designed, and the variable life and charge-discharge of energy storage is established. Considering the influence of policy subsidies and seasonal temperature on energy storage pricing and capacity allocation, a capacity planning model of wind groups participating in the energy/frequency modulation market with large-capacity shared energy storage is established. Using the proposed strategy, the optimal energy storage capacity allocation of the wind-storage combined system is calculated, and the difference of seasonal wind conditions on energy storage allocation is analyzed through examples. The results show that the proposed business model can obtain stable profits without subsidies, and meet the requirements of wind power cluster grid connection, and control the wind abandonment rate within 5%; this method, based on the principle of error distribution, can balance the benefits of each wind farm, and considering seasonal factors, the actual benefits of energy storage can be increased by about 3.6%, and its configuration presents a double inverse ratio phenomenon, which provides a reference for the large-scale application of shared energy storage on the power generation side.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52067020).

Key words: offshore wind farms; shared energy storage; frequency regulation; variable life model; seasonal wind condition

0 引言

随着国家双碳目标的推进, 发展高比例可再生

能源的电力系统已成为国家战略^[1]。因风、光等新能源出力受众多复杂因素影响, 配置储能从而降低间歇性电源对电网的冲击, 是实现新能源从被动接纳到主动接入角色转变的重要途径^[2-3]。

目前储能系统建设存在投资规模大、投资回报周期长的问题, 多数风电企业并不具备自建储能的能力。同时, 尽管储能参与电力辅助服务在国内市

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(52067020); 新疆维吾尔自治区重点实验室开放课题(2020D04048); 新疆维吾尔自治区教育厅重点项目资助(XJEDU20191009)

场已初具经济性，但价格和机制还不够完善，缺乏成熟且可复制的商业运行模式^[4-6]。为解决这些问题，国网青海电力公司在储能方面率先提出“共享”理念并落地共享储能项目^[7]，多个省份相继出台关于鼓励企业通过对储能自建、合建共享、租赁和购买储能服务等政策。共享储能能在不同应用场景、运行方式和盈利模式等方面仍处于持续深入研究中，设计合理的商业运行模式或将成为未来我国储能电站大规模发展的关键因素^[8-9]。共享储能的应用广泛分布在发电侧、电网侧和用户侧，文献[10]提出了“云储能”的概念，基于电网的共享储能服务，对其商业模式各要素进行阐述，分析了该背景下的储能运行方式和定价模型。在用户侧应用场景中，文献[11]以社区综合能源系统作为研究对象，包含配有共享储能的社区运营商以及多个含电/热负荷的用户，提出以用户整体经济性最优的协同优化模型。分布式小容量储能多用于用户侧^[12]，而发电侧场景中更适宜大规模集中式共享储能^[13-14]。文献[15]提出基于合作博弈的共享储能容量规划研究，设计多个自配储能的风电场联盟工作机制，但未将共享储能作为独立主体，额外收益具有不稳定性，且目前自建储能的风电场较少。文献[16]针对储能定价方式，提出基于双向拍卖的商业运行机制，但该交易涉及第三方平台，仅适用于多个不同主体的小型储能和用户的交易。

目前实际落地的发电侧共享储能项目中，青海省作为储能建设典型示范区值得研究和借鉴。青海试点建设的百兆瓦级大容量共享储能电站与两个光伏电站联合，在白天光照充足时段充电、傍晚用电高峰时段发电，利用峰谷电价差获得利润。该试点项目验证了大容量集中式共享储能的工程实践可行性，且有待进一步深入研究^[17]。但由于受日照、季节性气候等因素影响，且共享储能用户较少，难以通过用户间的时空互补特性对新能源发电的预测误差进行补偿。另外，由于储能用户少，收益分配明显，无法为多用户收益分配提供解决方案。再者，上述研究中均未考虑季节性对储能容量配置和运行经济性的影响。

综上所述，本文尝试建立发电侧大容量共享储能电站联合风电集群参与能量/调频市场的运行机制，旨在解决以下三方面问题：(1) 为解决多个风电场不同类型、利益主体和容量大小等造成的双向交易收益分配失衡问题，设计一种基于预测误差比例的分配方式；(2) 针对储能商业运行模式缺乏可复制性和稳定盈利性问题，设计一种固定利润比例的储能售价策略，提升储能盈利稳定性；(3) 为提高储能

成本和定价精确性，建立精确化充放电模型并考虑政策补贴、季节性风况和气候因素，分析上述对共享储能容量规划配置和收益的影响，提升储能实际收益及其准确性和风电集群参与上网性能。

1 风储运行控制策略

1.1 风电集群-共享储能协调运行控制

作为独立主体的共享储能可利用资金优势及管理经验建立和运营大容量储能电站。风电集群通过购买储能服务补偿上网偏差，也可通过向储能出售富余电量获得一定的利润，储能运营商通过差价获得利润。

由于风电集群内各风电场企业、类型、预测技术等差异，依据优先调度清洁能源，确保能用即用，能发尽发原则^[18-19]，以日前预测出力作为能量/调频市场申报，电网调度中心以新能源预测出力计划全部接纳。根据风电集群内部+外部+共享储能三步分配，风储运行策略如图1所示，各风电场内部处理后，经汇总进入风—风、风—储阶段。

图1依次按照风电场内部处理、风电集群场间交易和风电集群-共享储能交易“三阶段”进行。

1.1.1 风电场内部

依据上述申报原则，各风电场均以总出力的80%作为能量市场计划出力，其余部分作为调频市场计划出力。当风电场调频出力低于调度计划时，优先满足调频市场出力计划，内部出力协调后，各风电场对外表现为缺额或富余工况，经汇总进入风电集群场间交易阶段。

1.1.2 风电集群场间

各独立风电场内部出力协调处理后，第 t 时刻产生 $P_{w,1}^q(t), P_{w,2}^q(t), \dots, P_{w,m}^q(t)$ 缺额功率和 $P_{w,m+1}^f(t), P_{w,m+2}^f(t), \dots, P_{w,N}^f(t)$ 富余功率。为避免恶性竞争，规定存在富余功率风电场向缺额风电场售卖电量价格和向储能售卖电量价格应保持一致，因此富余功率风电场可优先补偿缺额功率，降低缺额风电场购买储能服务费用。同时，存在缺额功率的风电场获取富余功率的多少将与储能购买费用紧密相关，因此设计一种符合各风电场利益的分配制度极其重要。故基于预测误差分配原则的工作原理如下：

根据图1所示运行控制策略的风电集群场间交易框图， t 时刻存在总缺额功率 $\sum_{i=1}^m P_{w,i}^q(t)$ 与总富余功率 $\sum_{i=m+1}^N P_{w,i}^f(t)$ ，因此风电集群对储能整体表现为两种工况，即总体缺额或富余。

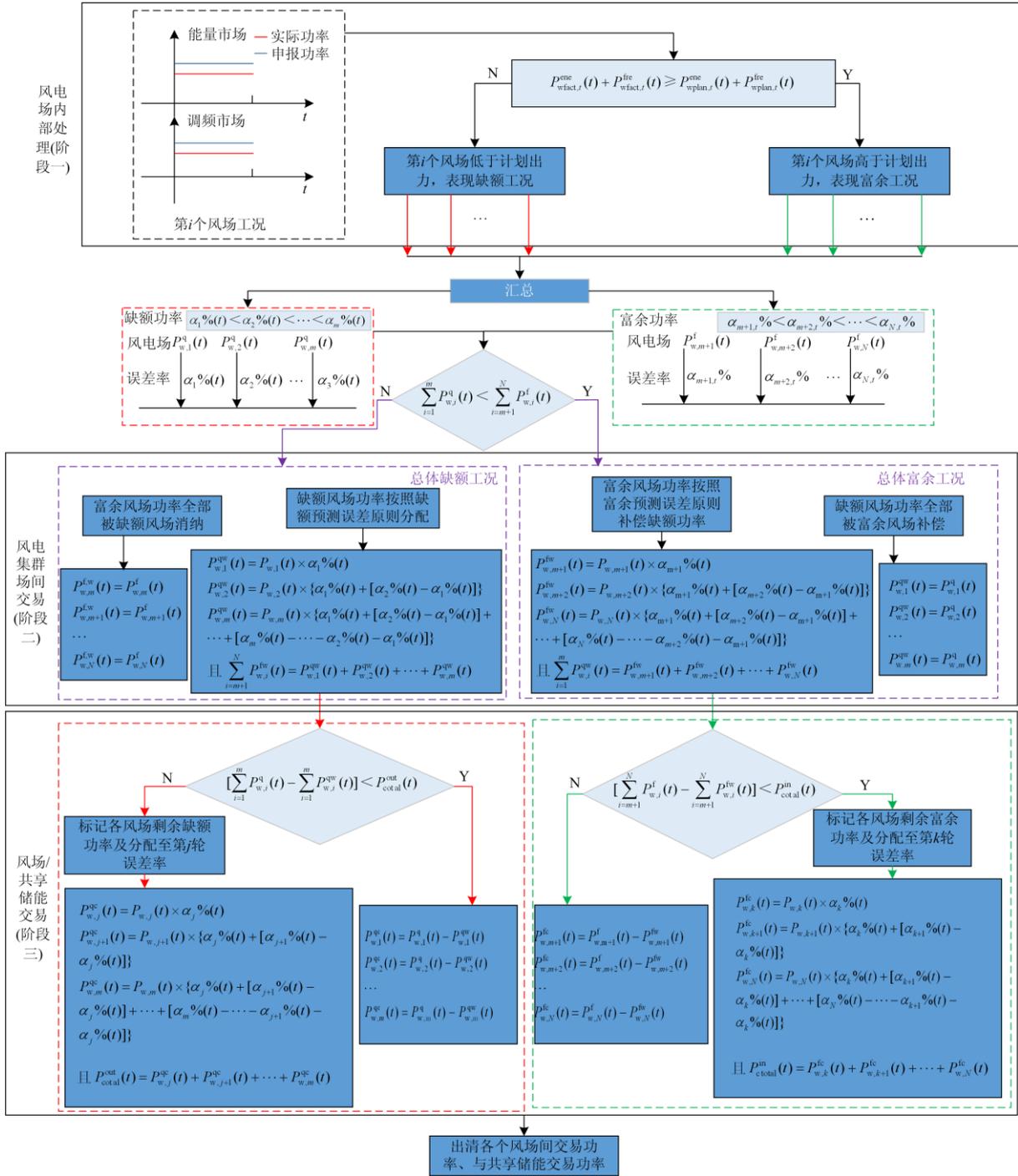


图 1 风储协调运行控制策略

Fig. 1 Coordinated operation strategy of wind storage

(1) 整体缺额工况

当总缺额功率大于总富余功率时, 存在的富余功率全部向缺额功率风电场售卖, 富余功率被完全消纳, 但缺额功率未被完全补偿。由于各风电场规模不同, 可使用标幺值形式的预测误差率作为分配指标, 缺额功率预测误差率 $\alpha_j\%(t)$ 为

$$\alpha_j\%(t) = \frac{P_{w,i}^q(t)}{P_{wplan,i}^{ene}(t) + P_{wplan,i}^{fire}(t)}, j = i \quad (1)$$

步骤 1 误差率 $\alpha_j\%(t)$ 从小到大排列为 $\{\alpha_1\%(t), \alpha_2\%(t), \dots, \alpha_m\%(t)\}$ 。

步骤 2 第一轮 m 个风电场全部以最低预测误

差率为申请量，依次分配完毕。

$$P_{w,i,j}^{qw}(t) = \alpha_j \% (t) \times [P_{wplan,i}^{ene}(t) + P_{wplan,i}^{fre}(t)] \quad (2)$$

$$i=1,2,L,m, j=1$$

若首轮分配量小于总富余风-风交易功率

$$\sum_{i=m+1}^N P_{w,i}^{fw}(t), \text{ 进入步骤 3 计算; 反之进入步骤 4.}$$

步骤 3 依照式(1), 随 $j=2,3,\dots,m$ 依次分配, 若第 j 轮分配量小于富余功率电场向缺额功率电场售卖功率 $\sum_{m+1}^N P_{w,i}^{fw}(t)$, 增加 j 的值; 当 $j=k$ 轮分配量大于 $\sum_{m+1}^N P_{w,i}^{fw}(t)$, 进入步骤 4.

$$P_{w,1}^{qw}(t) = P_{w,1}(t) \times \alpha_1 \% (t)$$

$$P_{w,2}^{qw}(t) = P_{w,2}(t) \times [\alpha_1 \% (t) + (\alpha_2 \% (t) - \alpha_1 \% (t))] \quad L$$

$$P_{w,m}^{qw}(t) = P_{w,m}(t) \times \left[\alpha_1 \% (t) + (\alpha_2 \% (t) - \alpha_1 \% (t)) + L + (\alpha_m \% (t) - L - \alpha_2 \% (t) - \alpha_1 \% (t)) \right]$$

$$\sum_{i=1}^m P_{w,i}^{fw}(t) = P_{w,1}^{qw}(t) + P_{w,2}^{qw}(t) + L + P_{w,m}^{qw}(t)$$

$$i=1,2,L,m \quad (3)$$

步骤 4 第 j 轮需按照该预测误差率下 $\alpha_j \% (t)$ 的比例进行分配。

$$P_{w,i,j}^{qw}(t) = \left(\sum_{m+1}^N P_{w,i}^{fw}(t) - \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^{k-1} P_{w,i,j}^{qw}(t) \right) \times [P_{w,i,j}^a(t) / \sum_{i=k}^m P_{w,i,j}^a(t)] \quad (4)$$

再与前 $j-1$ 轮已分配的功率相加, 则得到各缺额风电场所最终向富余功率电场交易购买功率 $P_{w,i}^{qw}(t)$, 且满足式(5)。

$$\sum_{i=m+1}^N P_{w,i}^{fw}(t) = \sum_{i=1}^m P_{w,i}^{qw}(t) \quad (5)$$

式中: $P_{wplan,i}^{ene}(t) / P_{wplan,i}^{fre}(t)$ 为第 t 时刻第 i 个风电场能量/调频市场计划出力值; $P_{w,i,j}^{qw}(t)$ 为第 t 时刻第 i 个风电场在第 j 轮预测误差比率下从富余功率风电场购买的缺额功率; $P_{w,i}(t)$ 为第 t 时刻能量与调频市场总计划出力值; $P_{w,i}^{qw}(t)$ 为第 t 时刻第 i 个风电场向富余风电场最终购买的缺额功率。

(2) 整体富余工况

当总缺额功率小于总富余功率时, 富余功率风电场可完全补偿存在缺额功率的风电场, 而风电场

富余功率未完全消纳从而产生弃风。因此富余风电场向缺额风电场交易的功率仍按照预测误差原则分配, 原理和步骤与上述缺额误差预测分配一致, 最终有等式(6)。

$$\sum_{i=m+1}^N P_{w,i}^{fw}(t) = \sum_{i=1}^m P_{w,i}^{qw}(t) \quad (6)$$

1.1.3 风-储之间

风电场间交易出清完毕后, 风电集群整体表现缺额或者富余。若整体缺额, 场间交易完毕后, 各风电场向共享储能运营商购买储能服务, 补偿剩余缺额量; 若整体富余, 风电场通过向储能售卖富余功率, 降低弃风率。风电场与共享储能交易同样适用误差分配法。值得注意的是, 在进行风储之间交易时, 原本存在缺额或富余功率的电场若通过风电场间交易完全补偿或消纳后, 将不再参与图 1 第三模块的风储交易, 预测误差率依据图 1 中第二模块的第 $j=k$ 轮误差继续按照 1.1.2 节步骤分配。仍以缺额工况为例, 有风储间误差分配法式(7)和等式约束式(8)。

$$P_{w,k}^{qc}(t) = P_{w,k}(t) \times \alpha_k \% (t)$$

$$P_{w,k+1}^{qc}(t) = P_{w,k+1}(t) \times [\alpha_k \% (t) + (\alpha_{k+1} \% (t) - \alpha_k \% (t))] \quad M$$

$$P_{w,m}^{qc}(t) = P_{w,m}(t) \times \left[\alpha_k \% (t) + (\alpha_{k+1} \% (t) - \alpha_k \% (t)) + L + (\alpha_m \% (t) - L - \alpha_{k+1} \% (t) - \alpha_k \% (t)) \right]$$

$$P_{ctotal}^{out}(t) = P_{w,k}^{qc}(t) + P_{w,k+1}^{qc}(t) + L + P_{w,m}^{qc}(t) \quad (7)$$

$$\sum_{i=k}^N P_{w,i}^{fc}(t) = P_c^{out}(t)$$

or

$$\sum_{i=k}^m P_{w,i}^{qc}(t) = P_c^{in}(t) \quad (8)$$

式中, $P_{ctotal}^{out}(t)$ 、 $P_c^{out}(t)$ 和 $P_c^{in}(t)$ 分别为第 t 采样间隔共享储能可发电功率、发电功率和充电功率。

通过上述“三阶段”分配后, 各完成风电场上网功率出清, 共享储能完成储能服务功率出清。

1.2 共享储能定价模型

依据本文设计的固定利润比例储能售价模型, 储能电站的售价与运行维护成本, 使用寿命成本息息相关, 选取符合使用场景的寿命模型和充放电功率模型可以降低误差, 提高计算结果的准确度。

1.2.1 储能寿命成本

储能电池使用寿命受环境温度、放电深度和荷电状态等众多因素影响^[20-21]。我国华北、西部地区

冬季气温低, 因磷酸铁锂类电池需要做保温措施, 所以忽略温度对寿命的影响, 但该措施会增加运行维护成本。由于储能荷电状态约束要求, 储能状态检测按照较高的采样间隔进行, 不随预测间隔检测, 处于不同荷电状态充放电对储能寿命的影响较为敏感, 因此本文以不同荷电状态下放电折损作为使用寿命的主要影响因素, 可用分段函数表征不同荷电状态放电折损程度^[22-23], 如图 2 所示。

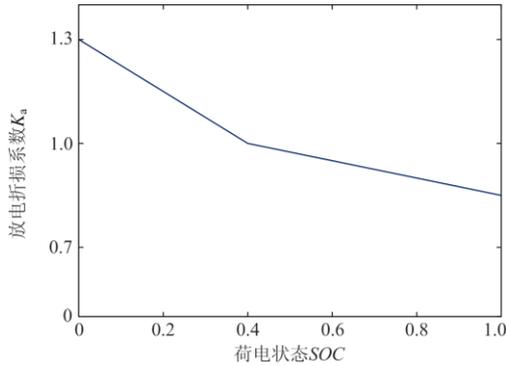


图 2 荷电状态与放电折损关系

Fig. 2 Relationship between state of charge and life loss

储能荷电状态处于较高水平放电时, 对电池折损影响较小; 处于较低荷电状态放电时, 会增大电池折损程度。

全寿命周期的储能总电量为

$$S_r \cdot D_r \cdot E_B \quad (9)$$

不同类型储能电池全寿命周期内循环使用次数不同。根据折损系数, 当前 t 时刻储能实际放电电量折算至寿命电量为

$$K_a \cdot P_c^{\text{out}}(t) \cdot \Delta t \quad (10)$$

则考虑荷电状态折损的电量折损占比为

$$K_{\text{lr}}(t) = \frac{(K_a \cdot P_c^{\text{out}}(t) \cdot \Delta t)}{N_r \cdot D_r \cdot E_B} \quad (11)$$

式中: S_r 为一个循环周期的循环使用次数; D_r 为一个循环周期的放电深度; E_B 为储能额定容量; K_a 为放电折损系数; Δt 为采样间隔/周期。

储能总投资折合为当前时刻每千瓦时的放电折损费用为

$$F_{\text{lr}}(t) = (K_p \cdot P_B + K_E \cdot E_B) \cdot K_{\text{lr}}(t) \quad (12)$$

式中: K_p 为储能单位功率容量成本; K_E 为储能单位电量容量成本; P_B 为储能额定功率。

1.2.2 储能运行维护成本

部分冬季寒冷地区电化学类储能需做保温措施以维持储能性能水平, 因此增加季节性维护系数,

储能运行维护费用折合至当前时刻每千瓦时的费用为

$$F_{\text{yun}}(t) = \lambda \cdot [K_{\text{pb}} \cdot P_B + K_{\text{eb}} \cdot E_B] \cdot \Delta t \quad (13)$$

式中: K_{pb} 为储能电池单位功率运行费用; K_{eb} 为储能电池单位容量运行成本; λ 为季节性温保系数, 除冬季外取 1。

1.2.3 储能售价

储能从风电场购电价格与风电场间售电价格一致, 因此共享储能作为独立主体下使用固定利润模型为

$$K_B^{\text{out}} = (\lambda_{\text{inc}} + 1) \cdot \sum_{t=1}^T \frac{1}{T} \left(\frac{F_{\text{lr}}(t) + F_{\text{yun}}(t) + K_B^{\text{in}} \cdot P_c^{\text{in}}(t)}{P_c^{\text{out}}(t)} \right) \quad (14)$$

式中: λ_{inc} 为固定利润比例; $K_B^{\text{in}} / K_B^{\text{out}}$ 为储能从风电场购电/售电价格。

需要注意的是: 该定价模型为一个周期内的均价, 由于交易以采样间隔出清, 为解决实时交易无法采用周期内均价结算问题, 在定价过程中采取储能购电成本累计到下一放电采样间隔计算的方式。即若在第 x 到 $x+L$ 时间段, 储能处于连续充电状态, 则 $p_c^{\text{out}}(t)$ 为 0, 该时间段内只存在运行维护费用, 将该时段内储能成本累加至下一刻 $x+(L+1)$ 中, 最终完成整个周期的实时交易, 等价于整个周期储能售价以均价交易。

2 共享储能容量规划优化数学模型

基于第一节所述的基于误差分配原则的风电集群-共享储能协调运行策略, 进行容量配置优化。储能固定利润模式下储能售价与风电集群收益紧密联系, 从而构建目标函数和含储能的约束条件。

2.1 优化目标函数

以风电集群收益最大化为目标, 兼顾最优消纳弃风, 补偿风电场能量/调频出力偏差, 实现安全平衡下的经济最优, 目标函数为

$$\max F_{\text{sum}} = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T \left(\begin{array}{l} F_i^{\text{ene}}(t) + F_i^{\text{fre}}(t) + F_i^{\text{sell}}(t) - \\ F_i^{\text{pni}}(t) - F_i^{\text{pur}}(t) - F_i^{\text{was}}(t) \end{array} \right) \quad (15)$$

式中: N 为风电场个数; $F_i^{\text{ene}}(t)$ 、 $F_i^{\text{fre}}(t)$ 、 $F_i^{\text{sell}}(t)$ 、 $F_i^{\text{pni}}(t)$ 、 $F_i^{\text{pur}}(t)$ 和 $F_i^{\text{was}}(t)$ 分别为第 i 个风电场在第 t 时刻的能量市场收益、调频市场收益、风电场售电收益、能量市场惩罚费用、风电场购电费用和弃风惩罚费用。

1) 能量市场收益

$$F_i^{\text{ene}}(t) = K_e \cdot P_{w,i}^{\text{ene}}(t) \cdot \Delta t \quad (16)$$

其中,
$$\begin{cases} P_{w,i}^{\text{ene}}(t) = P_{\text{wplan},i}^{\text{ene}}(t), P_{w,i}^{\text{q}}(t) = 0 \\ P_{w,i}^{\text{ene}}(t) = P_{\text{wfact},i}^{\text{ene}}(t) + P_{w,i}^{\text{qw}}(t) + P_{w,i}^{\text{qc}}(t), P_{w,i}^{\text{q}}(t) > 0 \end{cases}$$

式中: K_e 为参与能量市场单价; $P_{w,i}^{\text{ene}}(t)$ 为第 i 个风电场第 t 时刻的实际参与能量市场的出清功率; $P_{w,i}^{\text{qw}}(t)/P_{w,i}^{\text{qc}}(t)$ 为第 i 个风电场第 t 时刻从其他风电场/储能购买的缺额功率。

2) 调频市场辅助服务收益

风电场给电网提供调频服务包含调频容量收益和调频里程收益, 即

$$\begin{cases} F_i^{\text{fire}}(t) = F_i^{\text{mli}}(t) + F_i^{\text{cap}}(t) \\ \begin{cases} F_i^{\text{mli}}(t) = \delta(t) \cdot K_{\text{mli}} \cdot \varphi \cdot P_{w,i}^{\text{fire}}(t) \cdot \Delta t \\ F_i^{\text{cap}}(t) = \delta(t) \cdot K_{\text{cap}} \cdot P_{w,i}^{\text{fire}}(t) \cdot \Delta t \end{cases} \end{cases} \quad (17)$$

式中: $F_i^{\text{mli}}(t)/F_i^{\text{cap}}(t)$ 为第 i 个风电场第 t 时刻的调频里程/容量收益; $\delta(t)$ 为 t 时刻的调频性能指标; K_{mli} 为调频里程价格; $P_{w,i}^{\text{fire}}(t)$ 为第 i 个风电场第 t 时刻的调频出清功率; K_{cap} 为调频容量价格; φ 为平均里程, 取 2.75^[24]。

为简化问题, 突出本文关键点, 依据文献[25], 假设风储调频功率被电网调度优先考虑并全部接纳, 风储能够快速响应 AGC 调频指令, 忽略其他因素影响, $\delta(t)$ 可简化为与储能荷电状态相关^[26]。当状态偏高或者偏低时, 调频性能较低, 而其他情况为 1。因风储联合及储能荷电状态约束, 取参加调频时段平均表现分作为衡量调频性能的指标^[24], 本文所有风电场均取 0.9。

3) 风电场售电收益

部分风电场存在富余功率, 可将富余电量向其余缺额风电场和储能售卖, 获得收益, 并减少弃风惩罚。

$$F_i^{\text{sell}}(t) = K_{\text{sell}} \cdot P_{w,i}^{\text{sell}}(t) \cdot \Delta t \quad (18)$$

其中, $P_{w,i}^{\text{sell}}(t) = P_{w,i}^{\text{fw}}(t) + P_{w,i}^{\text{fc}}(t)$
式中: K_{sell} 为风电场向储能售卖电量价格; $P_{w,i}^{\text{sell}}(t)$ 为第 i 个风电场第 t 时刻向储能售卖的功率。

4) 风电场购电费用

当预测误差存在实际值低于计划值, 自身无法补偿缺额功率时, 需从其余风电场和共享储能购买电量, 补偿出力偏差。

$$F_i^{\text{pur}}(t) = [K_{\text{pur}} \cdot P_{w,i}^{\text{qw}}(t) + K_{\text{B}}^{\text{out}} \cdot P_{w,i}^{\text{qc}}(t)] \cdot \Delta t \quad (19)$$

其中, $K_{\text{pur}} = K_{\text{sell}}$

式中, K_{pur} 为风电场从其他风电场购买电量价格。

5) 偏离出力计划惩罚费用

当实际上网出力偏离计划值会产生一系列的调频调峰等辅助服务费用, 且影响电网安全运行, 因此对偏离出力功率进行惩罚。

$$F_i^{\text{pmi}}(t) = K_{\text{pmi}} \cdot [P_{w,i}^{\text{q}}(t) - P_{w,i}^{\text{pur}}(t)] \cdot \Delta t \quad (20)$$

式中: K_{pmi} 为出力偏差惩罚费用; $P_{w,i}^{\text{pur}}(t)$ 为第 i 个风电场在第 t 时刻从风电场和储能购买的功率。

6) 弃风成本/惩罚费用

为限制风电场弃风情况, 提升运行精度和预测精度, 需对风电场弃风进行一定的惩罚约束。

$$F_i^{\text{was}}(t) = K_{\text{ene}} \cdot [P_{w,i}^{\text{f}}(t) - P_{w,i}^{\text{was}}(t)] \cdot \Delta t \quad (21)$$

式中, $P_{w,i}^{\text{f}}(t)$ 为第 i 个风电场在第 t 时刻的富余功率。

2.2 约束条件

1) 风电场出力约束

各风电场需满足能量/调频市场出力约束, 以及从其余风电场和储能购买/售卖电量约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{w,i}^{\text{ene}}(t) \leq P_{\text{wplan},i}^{\text{ene}}(t) \\ 0 \leq P_{w,i}^{\text{fire}}(t) \leq P_{\text{wplan},i}^{\text{fire}}(t) \\ 0 \leq P_{w,i}^{\text{sell}}(t) \leq P_{w,i}^{\text{f}}(t) \\ 0 \leq P_{w,i}^{\text{pur}}(t) \leq P_{w,i}^{\text{q}}(t) \end{cases} \quad (22)$$

$$\begin{cases} P_{w,i}^{\text{save}}(t) = P_{w,i}^{\text{fw}}(t) + P_{w,i}^{\text{fc}}(t) \\ P_{w,i}^{\text{pur}}(t) = P_{w,i}^{\text{qw}}(t) + P_{w,i}^{\text{qc}}(t) \end{cases}$$

2) 储能运行约束

依据储能电池放电折损模型, 荷电状态处于过低水平会加大储能电池的放电折损, 因此限制储能电池电量下限, 过低时需退出工作。

$$\begin{cases} SOC_{\min} < SOC(t) < 1 \\ E_{\text{B}}^{\min} \leq E_{\text{B}}(t) \leq E_{\text{B}} \end{cases} \quad (23)$$

储能当前时刻不能同时处于充电、放电或退出工作。

$$\partial_{\text{in}}(t) + \partial_{\text{out}}(t) \leq 1 \quad (24)$$

式中, $\partial_{\text{in}}(t)$ 和 $\partial_{\text{out}}(t)$ 分别表示共享储能第 t 时刻处于充电状态标志位和放电状态标志位, 工作为 1, 反之为 0。

3) 储能充放电约束

储能充电功率受荷电状态影响分为恒流及恒压阶段。当电池荷电状态达到 SOC_{up} 时, 电池由恒流阶段进入恒压阶段, 充电功率放缓^[25,27]。

SOC_{up} 为电池充电由恒流阶段转至恒压阶段临界值, 本文设置为 0.9, 因此有如下储能充放电功率约束。

$$P_c^{\text{out}}(t) \leq \min(P_B, \frac{E_B(t) - E_B^{\text{min}}}{\Delta t} \cdot \eta_f)$$

$$\begin{cases} \max(-P_B, \frac{E_B(t) - E_B}{\Delta t} \cdot \eta_c) \leq P_c^{\text{in}}(t), \\ SOC_{\text{min}} < SOC(t) < SOC_{\text{up}} \\ [-\frac{P_B}{1 - SOC_{\text{up}}} \cdot (SOC(t) - SOC_{\text{up}}) + P_B] \leq P_c^{\text{in}}(t), \\ SOC_{\text{up}} \leq SOC(t) < 1 \end{cases} \quad (25)$$

由此, 若按照恒定充放电功率约束, 在实际充放电功率和计算充放电功率存在较大误差, 影响实际风电场与共享储能运行。

依据上述储能精细化充放电约束, 得储能当前容量更新公式为

$$E_B(t) = (1 - \varepsilon)E_B(t-1) - \Delta E_B$$

$$\Delta E_B = \left[\frac{P_c^{\text{out}}(t) \cdot \partial_{\text{out}}(t)}{\eta_f} - P_c^{\text{in}}(t) \cdot \partial_{\text{in}}(t) \cdot \eta_c \right] \quad (26)$$

式中: SOC_{up} 为储能充电恒流模式转恒压模式临界值; η_f 和 η_c 分别为储能电池放电、充电效率, 均取 90%; ε 为储能自放电率。

4) 风储功率分配约束

基于第一节“三阶段”, 风储功率分配总体优先级为: 优先在风电场内部及风电集群场间调节, 其余剩余部分再由共享储能进行补偿或消纳。

$$P_{w,i}^{\text{wene}}(t) + P_{w,i}^{\text{wfre}}(t) = \begin{cases} P_{wplan,i}^{\text{ene}}(t) + P_{wplan,i}^{\text{fre}}(t), P_{w,i}^f(t) > 0 \\ P_{wfact,i}^{\text{ene}}(t) + P_{wfact,i}^{\text{fre}}(t), P_{w,i}^q(t) > 0 \end{cases} \quad (27)$$

$$P_c^{\text{in}}(t) = \sum_{i=m+1}^N P_{w,i}^f(t) - \sum_{i=m+1}^N P_{w,i}^{\text{fw}}(t), P_{w,i}^f(t) > 0 \quad (28)$$

$$P_c^{\text{out}}(t) = \sum_{i=1}^m P_{w,i}^q(t) - \sum_{i=1}^m P_{w,i}^{\text{qw}}(t), P_{w,i}^q(t) > 0$$

$$P_{w,i}^{\text{ene}}(t) + P_{w,i}^{\text{fre}}(t) = P_{w,i}^{\text{wene}}(t) + P_{w,i}^{\text{wfre}}(t) + \begin{cases} 0, P_{w,i}^f(t) > 0 \\ P_{w,i}^{\text{pur}}(t), P_{w,i}^q(t) > 0 \end{cases} \quad (29)$$

5) 储能使用约束

为了保证共享储能下一周期可持续使用, 应保持每个周期内共享储能电量容量始末平衡。

$$E_B(t_0) = E_B(t_T) \quad (30)$$

3 算例分析

3.1 数据及参数

本文以新疆达坂城风区某 5 座风电场夏季典型日及冬季典型日的风功率数据作为数据来源, 风电

场大小为 50 MW。数据时间尺度为 15 min, 共计 96 点, 考虑共享储能荷电状态更新精度, 以 1 min 为交易间隔。

结合图 1 风储协调运行策略的粒子群优化算法求解流程如图 3 所示, 边界条件可直接利用元启发式算法出力条件, 式(30)采用滤子技术处理^[28]。以风电集群总收益作为粒子群适应度值、以在共享储能不同功率及容量下收益最大化做为优化目标值。

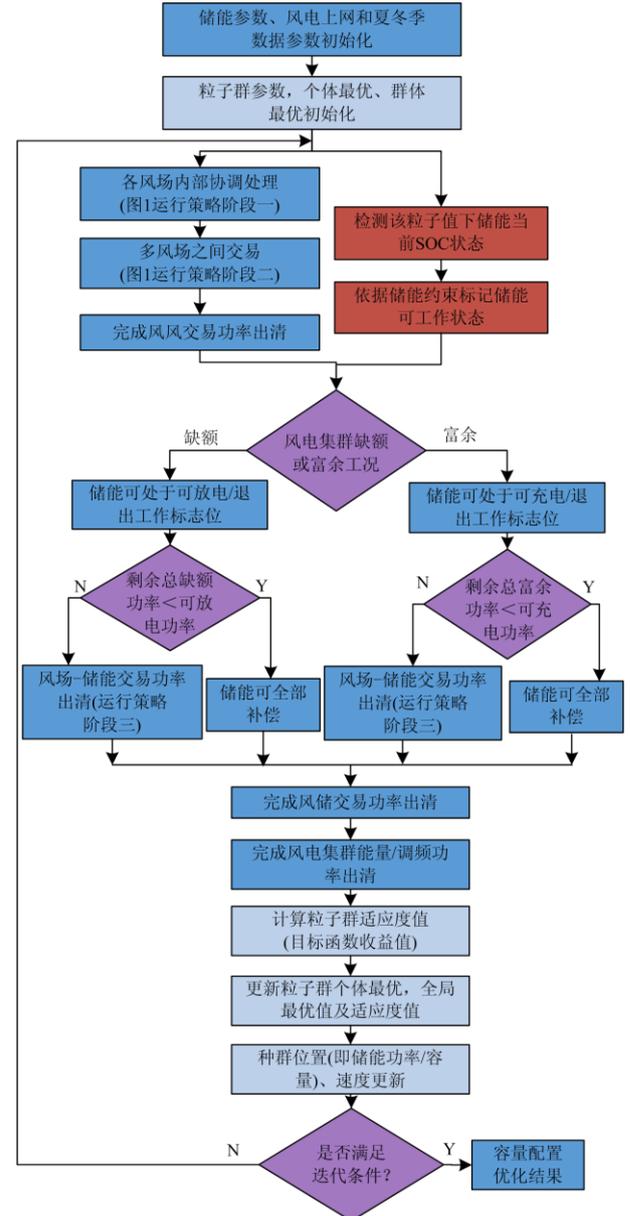


图 3 优化算法求解流程

Fig. 3 Solution flow of optimization algorithm

依据图 3 优化算法求解流程图, 共享储能类型为锂电池, 额定循环使用次数为 3 000 次, 初始存储电量 $E_B(t_0)$ 设为 $0.8 E_B$, 下限为 $0.2 E_B$; 风电上

网单价 K_e 与弃风惩罚单价 K_{enc} 取 0.5 元/kWh, 惩罚电价 K_{pni} 为 2 元/kWh, 其余风储参数如表 1 所示^[29-31]。

表 1 风储系统参数

Table 1 Wind storage system parameters

参数	数值
单位容量投资成本 K_E /(元/kWh)	2 000
单位功率日运维成本 K_{pb} /(元/kW)	90/(365×24)
单位容量日运维成本 K_{cb} /(元/kWh)	10/(365×24)
额定循环使用次数 S_r	3 000
调频里程单价 K_{mi} /(元/kWh)	1.5
调频容量单价 K_{sel} /(元/kWh)	0.2
储能电池自放电率 ε	0.05

粒子群算法参数中, 种群数量选取 50 个, 迭代次数 200 次, 惯性权重 w 为 1.5。为减少算法随机性带来的误差, 算例经多次反复迭代求解, 适应度函数(目标函数)均快速收敛至稳定值, 多次迭代结果相差较小, 取最佳值作为优化结果。

3.2 三阶段协调策略运行分析

共享储能+风电集群协同运行的调度方式在于图 1 风储协调运行策略“三阶段”, 风电场之间功率交易及风电场获得储能服务权重大小关键在于预测误差分配方法的执行。依据该模型得冬季典型日下容量规划最优配置为 15 MW/65 MWh, 夏季典型日下为 25 MW/55 MWh。

3.2.1 风-储协调运行过程分析

以冬季数据优化结果做运行过程及经济性分析。依据风储运行控制策略图 1, 风电集群同一时刻有 m 个风电场存在缺额功率, $N - m$ 个风电场存在富余功率, 经图 1 方式运行后, 图 4 为风储富余功率分配, 图 5 为缺额功率分配。

结合图 4、图 5 风电场运行总交易情况, 风电场之间首先根据时空特性进行互补, 然后再与共享

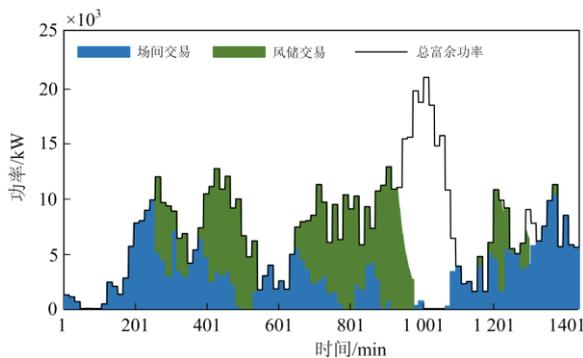


图 4 富余功率分配

Fig. 4 Allocation of surplus power

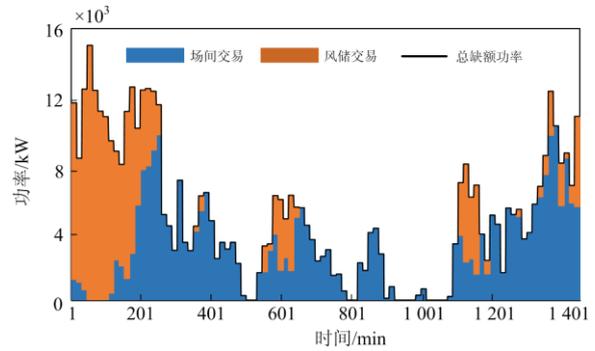


图 5 缺额功率分配

Fig. 5 Allocation of missing power

储能交易。在 0 点到 5 点之间多数电场偏低于计划出力值, 整体表现为缺额工况。存在富余电量的电场将多余电量全额向缺额电场出售, 因此在该时间段图 4 风电场富余功率等于图 5 中场间交易功率, 但以缺额风电场之间来说, 从富余电场获得的功率是依据缺额风电场的预测误差比率进行分配, 分配明细在 3.3.1 节说明。场间依据缺额预测误差分配原则交易后, 剩余缺额功率向储能购买服务, 由于偏离出力计划惩罚费用较高, 容量配置优化结果趋向于满足全部缺额需求, 储能有足够容量消纳各风电场剩余缺额电量。由于上午存在大量富余功率, 在 14 点至 16 点负荷高峰, 储能荷电状态接近上限, 无法再消纳富余电量, 存在弃风情况, 总体弃风率为 1.92%。若增大储能容量可消纳部分弃风, 但由于增大储能容量带来的成本上涨, 根据储能定价模型将会导致储能售价上涨从而减少风电集群总收益, 所以优化结果允许存在低弃风率从而达到收益最大化。

3.2.2 季节性出力对容量规划配置影响

西北地区风况受季节性影响明显, 夏季风呈现夜间风速大, 冬季全天基本处于切入与满发风速之间, 风电场整体出力达不到设计容量但出力稳定。依据容量规划模型, 冬季典型日下共享储能最优配置为 15 MW/65 MWh, 夏季典型日下为 25 MW/55 MWh, 优化配置如三维图 6、图 7 所示。

首先图 6、图 7 三维图与优化结果相互印证, 同时可以明显观察到夏季风况下三维图变化较冬季风况明显。夏冬季风功率下容量配置结果显示尽管夏季时风电场在部分时段存在满发, 但部分时段处于停发状态, 因此优化后最佳储能容量要比冬季储能容量小。但由于冬季风况较为平稳, 预测偏差相对变化剧烈的夏季风况小, 优化结果也表明了冬

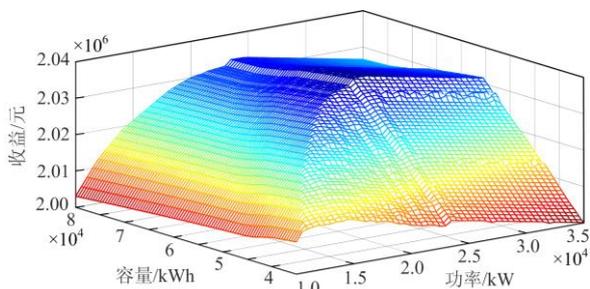


图 6 夏季风况优化三维图

Fig. 6 Optimized three-dimensional map of summer monsoon conditions

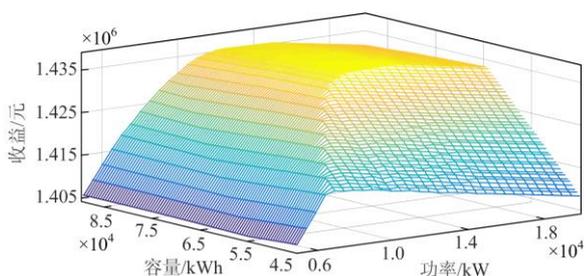


图 7 冬季风况优化三维图

Fig. 7 Optimized three-dimensional map of winter wind conditions

季储能功率配置要低于夏季储能功率配置。基于上述研究表明, 西北地区季节性风况对储能容量配置影响较大, 可考虑设置一部分移动式储能从而平衡季节风况带来的储能配置差异。

3.3 风储经济性分析

当风电场存在缺额时, 由于从其他风电场购买富余电量的价格低于从储能购买电量的价格, 若某缺额风电场从其余富余风电场获得的电量偏多, 则其购买储能服务费用将大大减少, 从而严重影响其他缺额风电场的利益, 因此设计一种实际合理且公平的分配方式极为重要。

3.3.1 不同分配方式下风电场经济性

基于本文提出的分配法与按申请容量比例分配方法、平均分配方法做交易经济性对比, 得出图 8 基于不同分配方式的各风电场收支明细图。

图 8 中不同的分配方式对各风电场收益/支出的影响区别较大, 特别是由于从共享储能购买电量的价格要大大高于从其他风电场购电价格, 因此该费用区别最为明显。以三号风电场为例, 按照平均分配法, 从储能购买电量比其他方式花费更多, 对出力大的风电场收益分配存在较大劣势, 不利于共享储能联合风电集群发展。三号风电场基于申报容量比例分配的方式获得较多场间交易电量, 故购买

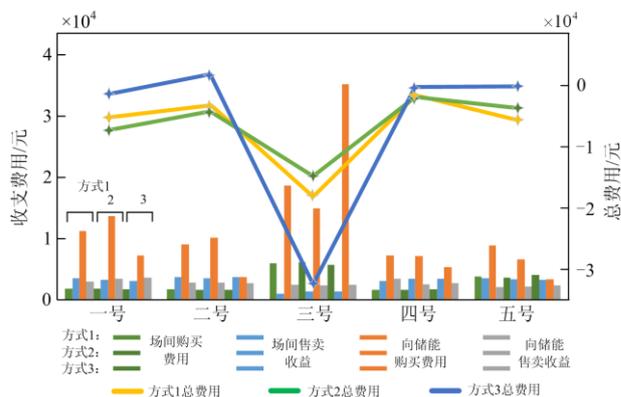


图 8 不同分配方式风场收益/支出明细

Fig. 8 Details of wind farm revenue/expenditure in different distribution modes

储能服务费用最低, 而对于一号二号同期发电量较小的风电场来说, 该方式反而降低了风电场收益。基于预测误差比例分配的方式, 以标么值形式为交易指标, 打破实际发电量不同造成的各场收益失衡问题, 发电容量大要承担预测偏差的增大而带来的风险, 相比于其他方式, 各风电场收益处于中间位置, 整体上对各风电场收益更加公平、平衡。

3.3.2 补贴价/季节性对共享储能收益分析

依据本文提出的基于固定利润比例的共享储能定价模型, 储能运营商始终盈利, 由式(22)可知在同一容量配置下, 风储总收益是定值。当利润比例增大时, 储能收益增大, 增大部分为风电集群收益减少的部分, 本文储能利润比例为 20%, 风电场向储能售电价格取上网电价的 40%。基于储能定价模型, 电价补贴可在储能购电/售电上进行: 若在购电上补贴, 定价模型中储能购电价格不变, 但实际购电费用将减少; 若在储能售电上补贴, 实际售电收益将增大。由于储能电量始末平衡约束条件式(30), 周期内实际购电量与售电量相同, 电价补贴在购电或售电时储能收益均一致。以补贴到购电为例, 储能收益如图 9 所示, 储能实时售价如图 10 所示。

由图 9 可知, 储能补贴价格与收益近似成线性关系。当补贴价格在 0.2 元/kWh 与储能购电价格相等时, 与不存在买价补贴相比, 储能收益上升约 24%, 即储能售价中购电成本占比不超过 1/3, 储能运行维护费用和放电折损费用仍然是售价成本主要影响因素。经对冬季数据进行测算, 考虑磷酸锂铁类电池冬季保温成本, 保温系数为 1.1, 储能售电均价为 1.125 元/kWh, 若不考虑该成本, 售价降低 2.1%, 误差为 0.024 元/kWh, 导致储能实际收益下

降约 3.6%。研究表明,西北寒冷地区放置储能除衡量季节性风况差异外,还需进一步精准测算储能系统保温成本,降低计算成本与实际成本误差,从而减少不必要的损失。

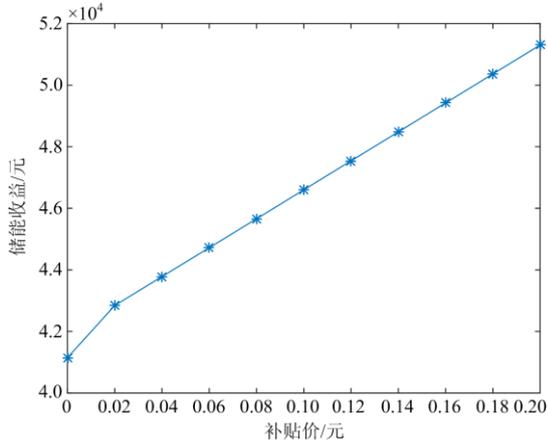


图 9 补贴价下储能收益

Fig. 9 Energy storage income under subsidy price

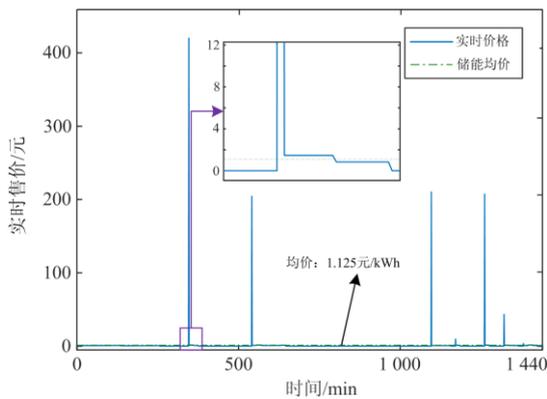


图 10 储能实时售价

Fig. 10 Real-time selling price of energy storage

4 结论

(1) 为提高风电集群参与能量/调频市场的能力和风电收益分配问题,设计基于预测误差分配原则的面向多用户的运行控制策略。风储之间充分利用时空互补特性,使得出力偏差接近为 0,弃风率为 1.92%,控制在 5% 以内,提升了风电集群同时参与能力/调频市场性能;对比三种场间分配方式,本文方法可避免不同风电场类型、容量、利益主体等因素影响,各风电场可获得基于技术的收益分配,使场间收益分配更加公平。

(2) 针对目前尚无可大量复制的储能商业运行模式,设计一种固定利润比例的盈利模型。结果表明,相比于对储能购电价格全部补贴下,无补贴价

格的储能总收益仅下降 24%,即储能可在无政策补贴的情况下也能获得可观利润。同时又考虑了冬季保温成本对储能定价影响,进一步提高定价准确性,使储能实际收益提升 3.6%。

(3) 西北地区季节性风况对风电场出力影响较大,本文研究了季节性风况下对容量规划配置的影响。研究表明夏冬季节下容量配置存在典型的功率/容量双反比现象,下一步研究可引入其他类型资源参与协同运行机制,以解决因季节性造成的容量配置差异。

参考文献

[1] 李景丽, 时永凯, 张琳娟, 等. 考虑电动汽车有序充电的光储充电站储能容量优化策略[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(7): 94-102.
LI Jingli, SHI Yongkai, ZHANG Linjuan, et al. Research on a fuzzy control system of energy storage dispatch considering wind power plan tracking[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(7): 94-102.

[2] MENG Xin, ZHU Yanbin, LIU Lei, et al. Research on power control strategy of household-level electric power router based on hybrid energy storage droop control[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2021, 6(2): 178-190.

[3] 孙伟卿, 罗静, 张婕. 高比例风电接入的电力系统储能容量配置及影响因素分析[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(15): 9-18.
SUN Weiqing, LUO Jing, ZHANG Jie. Energy storage capacity allocation and influence factor analysis of a power system with a high proportion of wind power[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(15): 9-18.

[4] 张宝锋, 童博, 冯仰敏, 等. 电化学储能在新能源发电侧的应用分析[J]. 热力发电, 2020, 49(8): 13-18.
ZHANG Baofeng, TONG Bo, FENG Yangmin, et al. Application analysis of electrochemical energy storage technology in new energy power generation side[J]. Thermal Power Generation, 2020, 49(8): 13-18.

[5] 刘思强, 叶泽, 吴永飞, 等. 电化学储能项目商业价值量化模型及竞争策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(7): 41-49.
LIU Siqiang, YE Ze, WU Yongfei, et al. Study on commercial value quantification model and competitive strategy of electrochemical energy storage projects[J]. Power

- System Protection and Control, 2020, 48(7): 41-49.
- [6] 刘英军, 刘亚奇, 张华良, 等. 我国储能政策分析与建议[J]. 储能科学与技术, 2021, 10(4): 1463-1473.
LIU Yingjun, LIU Yaqi, ZHANG Hualiang, et al. Energy storage policy analysis and suggestions in China[J]. Energy Storage Science and Technology, 2021, 10(4): 1463-1473.
- [7] 翁爽. 新能源发展将使电化学储能在未来电力系统中起到更重要的作用——专访中国能源研究会储能专业委员会副主任委员、教授级高工裴哲义[J]. 中国电力企业管理, 2020(22): 21-23.
WEN Shuang. The development of new energy will make electrochemical energy storage play a more important role in the future power system—an exclusive interview with Pei Zheyi, deputy director of Energy Storage Professional Committee of China Energy Research Association and professor-level senior engineer[J]. China Power Enterprise Management, 2020(22): 21-23.
- [8] 董凌, 年珩, 范越, 等. 能源互联网背景下共享储能的商业模式探索与实践[J]. 电力建设, 2020, 41(4): 38-44.
DONG Ling, NIAN Heng, FAN Yue, et al. Exploration and practice of business model of shared energy storage in energy internet[J]. Electric Power Construction, 2020, 41(4): 38-44.
- [9] 季宇, 熊雄, 寇凌峰, 等. 基于经济运行模型的储能系统投资效益分析[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(4): 143-150.
JI Yu, XIONG Xiong, KUO Lingfeng, et al. Analysis of energy storage system investment benefit based on economic operation model[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(4): 143-150.
- [10] 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.
- [11] 王仕俊, 平常, 薛国斌. 考虑共享储能的社区综合能源系统协同优化研究[J]. 中国电力, 2018, 51(8): 77-84.
WANG Shijun, PING Chang, XUE Guobin. Synergic optimization of community energy internet considering the shared energy storage[J]. Electric Power, 2018, 51(8): 77-84.
- [12] 李建林, 马会萌, 袁晓冬, 等. 规模化分布式储能的关
键应用技术研究综述[J]. 电网技术, 2017, 41(10): 3365-3375.
LI Jianlin, MA Huimeng, YUAN Xiaodong, et al. Overview on key applied technologies of large-scale distributed energy storage[J]. Power System Technology, 2017, 41(10): 3365-3375.
- [13] 席星璇, 熊敏鹏, 袁家海. 风电场发电侧配置储能系统的经济性研究[J]. 智慧电力, 2020, 48(11): 16-21, 47.
XI Xingxuan, XIONG Minpeng, YUAN Jiahai. Economy analysis of energy storage system in wind farm generation side[J]. Smart Power, 2020, 48(11): 16-21, 47.
- [14] 李建林, 李雅欣, 周喜超, 等. 储能商业化应用政策解析[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(19): 168-178.
LI Jianlin, LI Yaxin, ZHOU Xichao, et al. Analysis of energy storage policy in commercial application[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(19): 168-178.
- [15] 孙偲, 陈来军, 邱欣杰, 等. 基于合作博弈的发电侧共享储能规划模型[J]. 全球能源互联网, 2019, 2(4): 360-366.
SUN Cai, CHEN Laijun, QIU Xinjie, et al. A new form of energy storage in future power system: cloud energy storage[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2019, 2(4): 360-366.
- [16] LABDUILATIF A M, GERDING E H, PEREZ-DIAZ A, et al. Market design and trading strategies for community energy markets with storage and renewable supply[J]. Energies, 2020, 13(4): 972-1003.
- [17] 李建林. 共享储能为青海新能源供应插上腾飞翅膀[J]. 电气时代, 2020(2): 14-15, 17.
LI Jianlin. Sharing energy storage inserts wings for Qinghai's new energy supply[J]. Electric Age, 2020(2): 14-15, 17.
- [18] 王步云, 郭晨, 张炜, 等. 现货市场新能源参与方式及其对市场出清价格的影响分析[J]. 智慧电力, 2021, 49(1): 56-63.
WANG Buyun, GUO Chen, ZHANG Wei, et al. Participation patterns of renewable energy in spot electricity market and its impact on market clearing price[J]. Smart Power, 2021, 49(1): 56-63.
- [19] JACPBSON M Z, DELUCCHI M A, BAZOUIN G, et al. A 100% wind, water, sunlight (WWS) all-sector energy plan for Washington State[J]. Renewable Energy, 2016, 86: 75-88.
- [20] OMAR N, MONEM M A, FIROUZ Y, et al. Lithium iron

phosphate based battery — assessment of the aging parameters and development of cycle life model[J]. Applied Energy, 2014, 113: 1575-1585.

[21] CHAKRAPANI V, RUSLI F, FILLER M A, et al. Silicon nanowire anode: improved battery life with capacity-limited cycling[J]. Journal of Power Sources, 2012, 205: 433-438.

[22] 匡生, 王蓓蓓. 考虑储能寿命和参与调频服务的风储联合运行优化策略[J]. 发电技术, 2020, 41(1): 73-78.
KUANG Sheng, WANG Beibei. Optimization strategy of wind storage joint operation considering energy storage life and participating in frequency modulation service[J]. Power Generation Technology, 2020, 41(1): 73-78.

[23] 崔红芬, 杨波, 蒋叶, 等. 基于模糊控制和 SOC 自恢复储能参与二次调频控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(22): 89-97.
CUI Hongfen, YANG Bo, JIANG Ye, et al. Strategy based on fuzzy control and self adaptive modification of SOC involved in secondary frequency regulation with battery energy storage[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(22): 89-97.

[24] 胡泽春, 夏睿, 吴林林, 等. 考虑储能参与调频的风储联合运行优化策略[J]. 电网技术, 2016, 40(8): 2251-2257.
HU Zechun, XIA Rui, WU Linlin, et al. Joint operation optimization of wind-storage union with energy storage participating frequency regulation[J]. Power System Technology, 2016, 40(8): 2251-2257.

[25] 裴善鹏, 朱春萍. 高可再生能源比例下的山东电力系统储能需求分析及省级政策研究[J]. 热力发电, 2020, 49(8): 29-35.
PEI Shanpeng, ZHU Chunping. Research of energy storage demand and province class policy in Shandong electric power system in a setting of high proportion renewable energy[J]. Thermal Power Generation, 2020, 49(8): 29-35.

[26] 王楠, 李振, 周喜超, 等. 发电厂 AGC 与储能联合调频特性及仿真[J]. 热力发电, 2021, 50(8): 148-156.
WANG Nan, LI Zhen, ZHOU Xichao, et al. Characteristics research on combined frequency modulation of AGC and energy storage in power plant and the simulation[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(8): 148-156.

[27] PANDZIC H, BOBANAC V. An accurate charging model of battery energy storage[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(2): 1416-1426.

[28] 苏珂, 王晨, 李小川. 一种改进的求解极大极小问题的非单调滤子法[J]. 应用数学, 2020, 33(2): 358-372.
SU Ke, WANG Chen, LI Xiaochuan. A modified nonmonotone filter method for minimax problems[J]. Mathematica Applicata, 2020, 33(2): 358-372.

[29] 傅旭, 李富春, 杨欣, 等. 基于全寿命周期成本的储能成本分析[J]. 分布式能源, 2020, 5(3): 34-38.
FU Xu, LI Fuchun, YANG Xin, et al. Cost analysis of energy storage based on life cycle cost[J]. Distributed Energy, 2020, 5(3): 34-38.

[30] 刘颖明, 陈亮, 王晓东, 等. 混合储能参与风电集群一次调频的容量配置优化[J]. 电器与能效管理技术, 2020(10): 55-63.
LIU Yingming, CHEN Liang, WANG Xiaodong, et al. Mixed energy storage participating in capacity optimization configuration of wind power primary frequency regulation[J]. Electrical & Energy Management Technology, 2020(10): 55-63.

[31] 易林, 娄素华, 吴耀武, 等. 基于变寿命模型的改善风电可调度性的电池储能容量优化[J]. 电工技术学报, 2015, 30(15): 53-59.
YI Lin, LOU Suhua, WU Yaowu, et al. Optimal battery capacity based on lifetime predication for improving the schedulability of the wind power[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(15): 53-59.

收稿日期: 2021-08-30; 修回日期: 2021-10-27

作者简介:

杨帆(1998—), 男, 硕士研究生, 研究方向为含储能的新能源并网技术; E-mail: 296828582@qq.com

王维庆(1959—), 男, 通信作者, 硕士, 教授, 博士生导师, 研究方向为大型风力发电机关键部件研制、整机智能控制及检测、继电保护和并网送出技术。E-mail: wwq59@xju.edu.cn

(编辑 张爱琴)