第 51 卷 第 4 期：1696-1707 高电压技术 Vol.51, No.4: 1696-1707
2025 年 4 月 30 日 High Voltage Engineering April 30, 2025
DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.20241061

应对大规模海风接入的电网侧储能两阶段选址定容随机规划方法

王春玲，董　萍，可思为，马铭宇，刘明波
（华南理工大学电力学院，广州 510640）

摘　要：为应对大规模海上风电的随机性及不确定性，作为灵活性资源的储能受到日益广泛的关注。然而，现有针对新能源并网的储能配置研究聚焦在电源侧，缺乏对电网侧储能的优化配置研究。针对此问题，在考虑海上风电不同出力区间预测误差的基础上，提出一种电网侧储能两阶段选址定容配置方法。第 1 阶段基于海上风电出力及负荷数据，采用多场景随机规划方法，以经济性最优配置储能容量，最大限度的补偿风电预测误差，减少弃风量和切负荷量；第 2 阶段建立基于优先选址的多时段最优潮流模型，考虑系统安全性及网络架构，以机组成本最小为目标进行储能选址定容。最后，采用修改后的 IEEE39 节点系统进行仿真模拟，结合储能综合评价模型，验证本文方法的有效性。

关键词：储能选址定容；海上风电；多场景随机规划；蒙特卡洛模拟；多时段最优潮流；储能综合评价模型

Two-stage Siting and Capacity-setting Stochastic Planning Methodology for Grid-side Energy Storage for Large-scale Ocean Wind Access

WANG Chunling, DONG Ping, KE Siwei, MA Mingyu, LIU Mingbo
(School of Electric Power Engineering, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

Abstract: To cope with the stochasticity and uncertainty of large-scale offshore wind power, energy storage as a flexible resource receives increasingly widespread attention. However, the existing research on energy storage configuration for grid-connected new energy sources focuses on the power side, and lacks research on the optimal allocation of grid-side energy storage. To address this issue, a two-stage grid-side energy storage configuration method is proposed based on the consideration of the prediction error of offshore wind power in different output intervals. In the first phase, based on offshore wind power output and load data, a multi-scenario stochastic planning method is used to optimally configure the energy storage capacity in an economical way, to maximally compensate for the wind power prediction error and to reduce the amount of wind abandonment and load shedding. In the second stage, a multi-temporal optimal tidal current model based on preferred siting is established, taking system security and network architecture into account, and the minimum unit cost is taken as the objective for energy storage siting and capacity setting. Finally, the modified IEEE39 node system is used for simulation, which is combined with the comprehensive evaluation model of energy storage to verify the effectiveness of the method in this paper.

Key words: energy storage siting and sizing; offshore wind; multi-scenario stochastic programming; Monte Carlo; AC optimal power flow; comprehensive energy storage evaluation model

0　引言

在“双碳”目标的政策指导下，我国沿海地区的海上风电呈现高速增长的发展态势。“十四五”期间我国海上风电新增装机容量接近 4 000 万 kW[1]。由于海上风电出力具备间歇性、随机性以及较低的可预测性，大规模海上风电并网后，会影响电力系统的可靠性及稳定性，因此需要合理配置灵活性资源[2]。2022 年中国储能进入规模化发展新阶段，新增储能安装量 16.5 GW，成为全球储能市场的领头羊[3]，储能作为一种常见的灵活性资源，常被用于补偿风电预测误差。在新型电力系统中，高比例海上风电的接入会产生较大的弃风量和切负荷量，进

基金资助项目：国家自然科学基金(52077083)；广东省自然科学基金海上风电联合基金(2022A1515240076)。
Project supported by National Natural Science Foundation of China (52077083), Guangdong Natural Science Foundation Offshore Wind Power Joint Fund(2022A1515240076).

而会产生附加成本。储能作为保障系统功率实时平衡的有效手段可以在弃风时段进行充电，而在失负荷时段进行放电。因此，电网为了尽可能的减少弃风成本和切负荷成本，通过在电网侧配置储能来解决风电实际出力与预测出力之间的偏差，对外提供储能站容量租赁服务以分摊建设成本，按照“谁受益、谁承担”的原则，向新能源项目提供储能容量租赁服务。

目前，针对海上风电出力的随机性及不确定性展开的风电预测误差研究层出不穷。文献[4]根据100 个风电出力采样点的预测误差，设置风电预测功率误差带宽为采样点预测误差上下 15%范围内。文献[5]选用某典型日预测误差此时刻与下一时刻正负值的变化作为样本参数的二项分布对风电预测误差进行分析。文献[6]采用正态分布描述风电预测误差，得到风电功率预测误差的概率密度函数。这些文献采用不同的方法描述风电的预测误差，但是没有考虑风电出力范围对预测误差拟合效果的影响。

储能技术既可以保证可再生能源的稳定供应，又可以降低发电厂的投资成本。文献[7]在电源侧配置储能，形成“风火储”电力输送系统。文献[8]在风电场并网前配置储能以减少新能源弃风，提高系统运行的灵活性。文献[9]从安全、稳定、经济性 3 个方面选取指标评估风电并网接纳能力，在此基础上研究大型风电场的储能配置。但是这些研究都是在电源侧配置储能，目前缺乏对大规模海上风电接入下电网侧储能配置的研究。

关于储能配置的研究主要集中在优化配置储能的容量。文献[10]建立储能容量配置的双层决策模型，优化求解储能配置容量及功率。文献[11]研究考虑风电不确定性和弃风率约束的储能容量配置。文献[12]通过序贯蒙特卡洛模拟方法，提出一种考虑储能寿命折损的储能容量优化配置方法。但是这些文献都仅考虑储能容量配置，没有考虑储能的配置地点。文献[13]在对超导储能接入系统后输电能力提高的灵敏度分析基础上，确定储能选址方案。文献[14]提出一种输电网中基于网损灵敏度的储能选址方法，找到使网损最小的节点配置储能。以上文献基于输电能力和网损灵敏度方法进行储能配置地点的选择。文献[15]以各节点时序电压灵敏度指标作为储能选址的依据，在逐个接入储能系统后重新计算灵敏度；然而，海上风电的接入会导致电压波动，此时需要考虑电网电压在一段时间内的变化情况来衡量电压波动大小。此外以上文献都不是针对海上风电接入而进行的储能配置。文献[16]在风电接入的情况下求解多个储能规划的位置及容量。文献[17]在考虑新能源不确定性的基础上，优化两个储能的安装位置及容量。但上述文献耗费的计算时间较长，因此如何选择储能的接入地点并减少计算时间的问题亟待解决。

本文针对现有的研究缺陷，结合多场景随机规划(multi-scenario stochastic programming, MSSP)与多时段最优潮流模型(AC optimal power flow, AC-OPF)，提出一种考虑海上风电不确定性的两阶段电网侧储能优化配置方法。第 1 阶段进行储能的整体规划，求解储能配置的总容量。将海上风电的预测出力分为多个区间，得到每个区间的误差概率分布函数后，利用蒙特卡洛模拟未来长时间尺度海上风电的实际出力，通过 k-means 聚类削减得到其中的典型场景，使用多场景随机规划方法求解储能配置的总容量和功率。第 2 阶段进行储能的选址，求解储能配置的节点及节点容量。基于第 1 阶段的储能配置结果，在优先选址的基础上结合网络架构进行储能的模拟运行，构建以机组发电成本最小为目标函数的多时段最优潮流模型求解储能的位置和容量。最后通过储能综合评价模型及修改后的IEEE39 节点系统验证本文方法的有效性。

1　海上风电不确定性处理方法

本节基于海上风电的历史预测出力数据及实际出力数据，将海上风电的预测出力按照降序进行区间排列，通过非参数核密度估计[18-19]，对每个区间进行预测误差的概率分布拟合，得到风电预测误差与预测出力的条件概率模型。

海上风电在 t 时刻的预测误差可以表示为 t 时刻的实际出力与预测出力的差值：

$$e_t^{\text{wind}} = P_t^{\text{realwind}} - P_t^{\text{prewind}} \tag{1}$$

式中：e_t^{wind} 为海上风电在 t 时刻的误差；P_t^{realwind} 为 t 时刻海上风电的实际出力；P_t^{prewind} 为 t 时刻海上风电的预测出力。

为方便计算，对预测误差进行标幺化处理：

$$\overline{e_t^{\text{wind}}} = e_t^{\text{wind}} / E_{\text{rated}}^{\text{wind}} \tag{2}$$

式中：$\overline{e_t^{\text{wind}}}$ 为风电预测误差的标幺值；$E_{\text{rated}}^{\text{wind}}$ 为海上风电场的总装机容量。

海上风电的预测误差随着其预测出力的变化

而变化。不同海上风电功率值的预测误差波动情况差别较大，因此本文将海上风电的预测出力按照降序排列并分为多个区间，针对每个区间分别进行预测误差分布的拟合。

区间总数 N^{interval} 为：

$$N^{\text{interval}} = P_{\max}^{\text{wind}} / \Delta P_{\text{interval}}^{\text{wind}} + 1 \tag{3}$$

式中：$P_{\max}^{\text{wind}}$ 为海上风电的预测出力最大值；$\Delta P_{\text{interval}}^{\text{wind}}$ 为预测出力划分的区间间隔。

具体的区间分布 C^{interval} 为：

$$C^{\text{interval}} = [(n-1)\Delta P_{\text{interval}}^{\text{wind}}, n\Delta P_{\text{interval}}^{\text{wind}}], n = 1,2,\cdots N^{\text{interval}} \tag{4}$$

将第 n 个区间的预测误差条件概率分布记为 $f_n(\overline{e_t^{\text{wind}}} \,|\, P_t^{\text{prewind}})$，通过非参数核密度估计得到概率密度函数：

$$f_n(\overline{e_t^{\text{wind}}} \,|\, P_t^{\text{prewind}}) = \frac{1}{N_n^{\text{interval}} h} \sum_{s=1}^{N_n^{\text{interval}}} K\left(\frac{\overline{e_t^{\text{wind}}} - \overline{e_{ns}^{\text{wind}}}}{h}\right) \tag{5}$$

式中：N_n^{interval} 为第 n 个区间的样本总数；h 为带宽；$\overline{e_{ns}^{\text{wind}}}$ 为第 n 个区间的第 s 个样本；$K(\cdot)$ 为核函数，本文采用高斯核函数进行非参数核密度估计：

$$K(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \mathrm{e}^{\left(-\frac{1}{2}x^2\right)} \tag{6}$$

式中：x 为高斯核函数的自变量。

得到每个区间的预测误差条件概率分布后，可以通过积分进一步求得每个区间的误差概率分布函数。

本文基于已知的海上风电出力预测数据和拟合得到的预测误差概率分布函数，采用蒙特卡洛模拟方法随机生成多个海上风电出力场景[20-21]，由于场景较多时计算量过大，因此采用 k-means 对所得的海上风电出力进行聚类削减[22-24]，提取其中的典型场景进行算例分析。

2 电网侧储能的两阶段选址定容配置方法

储能系统的优化配置问题通常需要同时考虑规划层与运行层的优化[25]。本文基于两阶段方法对电网侧储能进行容量和地点配置。两阶段求解的总体框架如图 1 所示。其中第 1 阶段基于风电的预测误差，结合多场景随机规划[26]，以储能经济性最优为目标进行储能总容量的配置；在第 2 阶段在考虑机组运行成本及网络架构约束的基础上，结合优先选址与多时段最优潮流确定储能配置的最佳地点及容量。

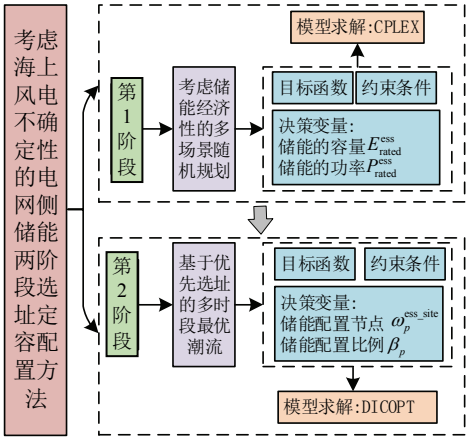


图 1 电网侧储能两阶段优化配置方法

Fig.1 A two-stage optimal allocation method for grid-side energy storage

2.1 考虑储能经济性的多场景随机规划模型

2.1.1 目标函数

本文在配置储能总容量时，从综合效益最优的角度考虑，随机规划模型以最小化储能投资和系统运行的总成本为目标函数，包括：1）储能的投资成本；2）储能的运行维护成本；3）储能的电池报废成本；4）储能的电池辅助容量成本；5）风电出力偏差惩罚成本(包含弃风与切负荷惩罚)；6）需求响应成本。将储能系统的收益作为“负成本”放入目标函数中，包括：1）储能站的退役回收价值；2）储能站的容量租赁收益。目标函数如式(7)所示。

$$\begin{aligned} \min C_{\text{all}} = {} & C^{\text{ess_inv}} + C^{\text{ess_main}} + \\ & C^{\text{ess_aux}} + C^{\text{ess_scrap}} - \\ & S^{\text{ess_recycle}} - S^{\text{ess_capacity}} + \\ & \sum_{d=1}^{D} p_d^{\text{wind}} \left(\sum_{t=1}^{T} C_{t,d}^{\text{wind_penalty}} + \sum_{t=1}^{T} C_{t,d}^{\text{DR}}\right) \end{aligned} \tag{7}$$

式中：C_{all} 为总成本；$C^{\text{ess_inv}}$ 为储能站的投资成本；$C^{\text{ess_main}}$ 为储能站的运行维护成本；$C^{\text{ess_aux}}$ 为储能站的电池辅助容量成本；$C^{\text{ess_scrap}}$ 为储能站的电池报废成本；$S^{\text{ess_recycle}}$ 为储能站的退役回收价值；$S^{\text{ess_capacity}}$ 为储能站的容量租赁收益；p_d^{wind} 为场景概率；d 为场景编号；D 为典型场景的数量；t 为时段编号；T 为总时段数量；$C_{t,d}^{\text{wind_penalty}}$ 为风电场第 d 个典型场景下、t 时刻偏差的惩罚成本；$C_{t,d}^{\text{DR}}$ 为用户在第 d 个典型场景下、t 时刻需求响应的激励成本。

为方便描述，作如下等效：

$$\xi = \frac{r(1+r)^{T_{\text{life}}^{\text{ess}}}}{365((1+r)^{T_{\text{life}}^{\text{ess}}} - 1)} \tag{8}$$

式中：ξ 为等年值系数；r 表示投资折现率；$T_{\text{life}}^{\text{ess}}$ 为

储能站的使用寿命。

成本部分具体计算式如式(9)—式(15)所示。

1）储能的投资成本

$$C^{\text{ess_inv}}=(c^{\text{ess}}_{\text{inv_e}}E^{\text{ess}}_{\text{rated}}+c^{\text{ess}}_{\text{inv_p}}P^{\text{ess}}_{\text{rated}})\xi \tag{9}$$

式中：$E^{\text{ess}}_{\text{rated}}$ 和 $P^{\text{ess}}_{\text{rated}}$ 表示规划的储能站总容量和功率；$c^{\text{ess}}_{\text{inv_e}}$ 和 $c^{\text{ess}}_{\text{inv_p}}$ 为储能站的单位容量和单位功率投资成本系数。

2）储能的运行维护成本

$$C^{\text{ess_main}}=(c^{\text{ess}}_{\text{main_e}}E^{\text{ess}}_{\text{rated}}+c^{\text{ess}}_{\text{main_p}}P^{\text{ess}}_{\text{rated}})\xi \tag{10}$$

式中：$c^{\text{ess}}_{\text{main_e}}$ 和 $c^{\text{ess}}_{\text{main_p}}$ 分别为储能站单位功率和单位电量容量的运行维护单价。

3）储能的电池报废成本

$$C^{\text{ess_scrap}}=c^{\text{ess}}_{\text{scrap_e}}E^{\text{ess}}_{\text{rated}}(1+r)^{-T^{\text{ess}}_{\text{life}}}/365 \tag{11}$$

式中：$c^{\text{ess}}_{\text{scrap_e}}$ 为单位磷酸铁锂电池的报废成本。

4）储能的电池辅助容量成本

$$C^{\text{ess_aux}}=c^{\text{ess}}_{\text{aux_e}}E^{\text{ess}}_{\text{rated}}\xi \tag{12}$$

式中：$c^{\text{ess}}_{\text{aux_e}}$ 为单位电池辅助容量成本。

5）风电出力偏差惩罚成本

对风电场出力有偏差的部分收取罚款：

$$C^{\text{wind_penalty}}_{t,d}=C^{\text{penalty}}_{t,d}-c^{\text{penalty}}(P^{\text{ess_d}}_{t,d}+\left|P^{\text{ess_c}}_{t,d}\right|) \tag{13}$$

其中：

$$C^{\text{penalty}}_{t,d}=c^{\text{penalty}}\left|P^{\text{prewind}}_{t}-P^{\text{realwind}}_{t,d}\right| \tag{14}$$

式中：$C^{\text{penalty}}_{t,d}$ 为未配置储能时风电场第 d 个典型场景下、t 时刻偏差的惩罚成本；c^{penalty} 为惩罚单价；$P^{\text{ess_d}}_{t,d}$ 和 $P^{\text{ess_c}}_{t,d}$ 为第 d 个典型场景下、t 时刻储能的放电功率和充电功率；P^{prewind}_{t} 为 t 时刻海上风电预测出力；$P^{\text{realwind}}_{t,d}$ 为第 d 个典型场景下、t 时刻海上风电实际出力。

6）需求响应成本

激励型需求响应所产生的成本为：

$$C^{\text{DR}}_{t,d}=c^{\text{DRP}}_{t,d}P^{\text{DR}}_{t,d}+c^{\text{DRE}}_{t,d}P^{\text{DR}}_{t,d}T^{\text{DR}} \tag{15}$$

式中：$c^{\text{DRP}}_{t,d}$ 和 $c^{\text{DRE}}_{t,d}$ 为可中断负荷用户的功率补偿系数和电量补偿系数；$P^{\text{DR}}_{t,d}$ 为可中断负荷用户在第 d 个典型场景下、t 时刻的响应功率；T^{DR} 为间隔时段。

收益部分具体计算式如式(16)—式(17)所示。

1）储能站的退役回收价值

$$S^{\text{ess_recycle}}=(\delta(C^{\text{ess_inv}}+C^{\text{ess_aux}})(1+r)^{-T^{\text{ess}}_{\text{life}}})/365 \tag{16}$$

式中：δ 为退役回收价值系数，取 5%。

2）储能站的容量租赁收益

$$S^{\text{ess_capacity}}=s^{\text{ess}}_{\text{capacity}}E^{\text{ess}}_{\text{rated}}\frac{r(1+r)^{T^{\text{ess}}_{\text{life}}}}{(1+r)^{T^{\text{ess}}_{\text{life}}}-1}/365 \tag{17}$$

式中：$s^{\text{ess}}_{\text{capacity}}$ 为储能的容量租赁单价。

2.1.2　约束条件

1）储能荷电状态约束

$$E_{\min}\le\frac{E^{\text{ess}}_{t,d}}{E^{\text{ess}}_{\text{rated}}}\le E_{\max} \tag{18}$$

$$E^{\text{ess}}_{t,d}=E^{\text{ess}}_{t-1,d}+\frac{\left(\eta^{\text{ess_c}}P^{\text{ess_c}}_{t,d}-P^{\text{ess_d}}_{t,d}/\eta^{\text{ess_d}}\right)\Delta t}{E^{\text{ess}}_{\text{rated}}} \tag{19}$$

式中：$E_{\max}$ 和 $E_{\min}$ 为储能站的最大和最小荷电状态；$E^{\text{ess}}_{t,d}$ 为储能站在第 d 个典型场景下、t 时刻所存储的能量；$\eta^{\text{ess_c}}$ 和 $\eta^{\text{ess_d}}$ 为储能站的充放电效率；Δt 为时间间隔。由于考虑多场景下的充放电状态，无需设置首末状态相同的约束。

2）储能站充放电功率约束

$$\begin{cases}0\le P^{\text{ess_d}}_{t,d}\le P^{\max}\delta^{\text{ess_d}}_{t,d}\\0\le P^{\text{ess_c}}_{t,d}\le P^{\max}\delta^{\text{ess_c}}_{t,d}\end{cases} \tag{20}$$

式中：$P^{\max}$ 为储能站充电和放电功率的最大值；$\delta^{\text{ess_c}}_{t,d}$ 和 $\delta^{\text{ess_d}}_{t,d}$ 为 0-1 变量，其中当 $\delta^{\text{ess_d}}_{t,d}$ 为 1，$\delta^{\text{ess_c}}_{t,d}$ 为 0 时，表示储能系统为放电状态；$\delta^{\text{ess_c}}_{t,d}$ 为 1，$\delta^{\text{ess_d}}_{t,d}$ 为 0 时，表示储能系统为充电状态。

采用 big-M 法对式(20)进行线性化：

$$\begin{cases}0\le P^{\text{ess_d}}_{t,d}\le P^{\max}\\0\le P^{\text{ess_d}}_{t,d}\le \delta^{\text{ess_d}}_{t,d}M\\0\le P^{\text{ess_c}}_{t,d}\le P^{\max}\\0\le P^{\text{ess_c}}_{t,d}\le \delta^{\text{ess_c}}_{t,d}M\end{cases} \tag{21}$$

其中，M 为一个很大的数。

3）充放电状态约束

储能在运行过程中，每个时段只有充电或放电一种状态，满足：

$$\delta^{\text{ess_c}}_{t,d}+\delta^{\text{ess_d}}_{t,d}\le 1 \tag{22}$$

4）功率平衡约束

$$\begin{aligned}&P^{\text{realwind}}_{t,d}+P^{\text{ess_d}}_{t,d}=\\&P^{\text{prewind}}_{t}+P^{\text{ess_c}}_{t,d}+P^{\text{forgivewind}}_{t,d}-P^{\text{cutload}}_{t,d}-P^{\text{DR}}_{t,d}\end{aligned} \tag{23}$$

式中：$P^{\text{forgivewind}}_{t,d}$ 为第 d 个典型场景下、t 时刻风电场 j 的弃风量；$P^{\text{cutload}}_{t,d}$ 为第 d 个典型场景下、t 时刻的切负荷量。

5）可中断负荷用户切负荷约束

$$0\le P^{\text{DR}}_{t,d}\le P^{\text{DRmax}} \tag{24}$$

式中：P^{DRmax} 为可中断负荷用户的最大响应功率。

2.1.3　模型求解

由分析可知，第 1 阶段考虑储能经济性的多场景随机规划模型是一个混合整数规划模型(mixed-

integer programming, MIP)，本文通过 GAMS 调用 CPLEX 求解器进行求解。

2.2 基于优先选址的多时段最优潮流模型

2.2.1 优先选址

通过求解多场景随机规划模型，可以得到储能的总容量和功率结果，但由于需要结合具体的网络架构进行储能的模拟运行，因此本文提出一种多时段最优潮流模型对储能配置的数量、节点以及容量进行进一步的优化。

由于对各个节点是否接入储能逐一研究需要耗费大量的计算时间，为节约计算时间，本文先采用电压波动性指标对各个节点进行评分，根据评分结果确定优先选址的待选节点。其中，电压波动性的计算方法为：

$$S_p^{\text{stabv}} = \sum_{t=1}^{T} \left| V_{p,t} - \overline{V_p} \right| \tag{25}$$

式中：S_p^{stabv} 为节点 p 所有时段的总电压波动性指标；$V_{p,t}$ 为节点 p 在时刻 t 的电压值；$\overline{V_p}$ 为节点 p 的电压平均值。

2.2.2 目标函数

基于式(25)求得优先配置储能的节点集合，以火电机组运行成本最小为目标函数确定储能的配置结果，以往的研究在考虑机组的成本时，往往只考虑运行成本和启停成本，为响应国家“双碳”政策，新增碳排放成本，表达式如下：

$$\min C_{\text{G}} = \sum_{i \in N_G} \sum_{t=1}^{T} (C_{i,t}^{\text{fuel}} + C_{i,t}^{\text{start}} + C_{i,t}^{\text{stop}} + C_{i,t}^{\text{pollution}}) \tag{26}$$

式中：C_{G} 为火电机组总运行成本；i 为安装火电机组的节点编号；N_{G} 为安装火电机组的节点集合；$C_{i,t}^{\text{fuel}}$ 为机组 i 在 t 时刻的运行成本；$C_{i,t}^{\text{start}}$ 和 $C_{i,t}^{\text{stop}}$ 分别为机组 i 在 t 时刻的启、停成本；$C_{i,t}^{\text{pollution}}$ 是机组 i 在 t 时刻运行产生二氧化碳造成环境污染而产生的成本。

具体计算式如式(27)—式(30)所示：

1）机组的运行成本

$$C_{i,t}^{\text{fuel}} = c^{\text{unit_coal}} (a_i I_{i,t}^{\text{G}} + b_i P_{i,t}^{\text{G}} + c_i (P_{i,t}^{\text{G}})) \tag{27}$$

式中：a_i、b_i、c_i 分别为火电机组的耗量系数；$c^{\text{unit_coal}}$ 为煤炭单价；$I_{i,t}^{\text{G}}$ 为机组的启停状态变量，取值为 1 代表开机，取值为 0 代表停机；$P_{i,t}^{\text{G}}$ 为 t 时刻机组 i 的有功出力。

2）机组的启动成本

$$C_{i,t}^{\text{start}} = (C_i^{\text{hsc}} + C_i^{\text{csc}} (1 - \text{e}^{-t_{i,t-1}^{\text{off}} / \tau_i})) u_{i,t} \tag{28}$$

式中：C_i^{hsc} 为热启动成本；C_i^{csc} 为冷启动成本；$t_{i,t-1}^{\text{off}}$ 为截止 $t-1$ 时刻已停机的时间；τ_i 为冷却时间常数；$u_{i,t}$ 为机组启动 0-1 变量。

3）机组的停机成本

$$C_{i,t}^{\text{stop}} = c_i^{\text{unit_stop}} v_{i,t} \tag{29}$$

式中：$c_i^{\text{unit_stop}}$ 为机组停机一次的成本；$v_{i,t}$ 为机组停运 0-1 变量。

4）环境污染成本

$$C_{i,t}^{\text{pollution}} = c^{\text{unit_pollution}} (\overline{a_i} I_{i,t}^{\text{G}} + \overline{b_i} P_{i,t}^{\text{G}} + \overline{c_i} (P_{i,t}^{\text{G}})^2) \tag{30}$$

式中：$c^{\text{unit_pollution}}$ 为环境污染的成本系数；$\overline{a_i}$、$\overline{b_i}$、$\overline{c_i}$ 为机组 i 的碳排放成本系数。

2.2.3 约束条件

1）潮流等式约束

$$\begin{cases} P_{i,t}^{\text{G}} + P_{p,t}^{\text{realwind}} + \omega_p^{\text{ess_site}} \beta_p P_t^{\text{ess_d}} = \omega_p^{\text{ess_site}} \beta_p P_t^{\text{ess_c}} + \\ P_{p,t}^{\text{load}} + V_{p,t} \sum_{q=1}^{N_{\text{node}}} V_{q,t} (G_{pq} \cos\theta_{pq} + B_{pq} \sin\theta_{pq}) \\ Q_{i,t}^{\text{G}} = Q_{p,t}^{\text{load}} + V_{p,t} \sum_{q=1}^{N_{\text{node}}} V_{q,t} (G_{pq} \sin\theta_{pq} - B_{pq} \cos\theta_{pq}) \end{cases} \tag{31}$$

式中：$P_{i,t}^{\text{G}}$ 和 $Q_{i,t}^{\text{G}}$ 分别为节点 i 的机组在 t 时刻的有功出力和无功出力；$P_{p,t}^{\text{realwind}}$ 为节点 p 的海上风电机组在 t 时刻的出力；$\omega_p^{\text{ess_site}}$ 为 0-1 变量，当 $\omega_p^{\text{ess_site}}$ 为 1 时节点 p 配置储能，当 $\omega_p^{\text{ess_site}}$ 为 0 时节点 p 不配置储能；β_p 为节点 p 配置的储能比例；N_{node} 为节点总数；$P_{p,t}^{\text{load}}$ 和 $Q_{p,t}^{\text{load}}$ 分别为节点 p 在 t 时刻的有功负荷和无功负荷；$V_{p,t}$ 为节点 p 在 t 时刻的电压，$V_{q,t}$ 为节点 q 在 t 时刻的电压；G_{pq} 和 B_{pq} 分别为节点 p 和节点 q 之间的互电导和互电纳；θ_{pq} 为节点 p 和节点 q 之间为的电压相角差。

2）节点电压约束

$$V_{\min} \le V_{p,t} \le V_{\max} \tag{32}$$

式中：$V_{\min}$ 为节点 p 电压的下限；$V_{\max}$ 为节点 p 电压的上限。

3）支路有功潮流约束

$$\begin{cases} -P_{\text{L}\max} \le P_{pq,t} \le P_{\text{L}\max} \\ P_{pq,t} = -V_{p,t}^2 G_{pq} + V_{p,t} V_{q,t} (G_{pq} \cos\theta_{pq} + B_{pq} \sin\theta_{pq}) \end{cases} \tag{33}$$

式中：$P_{pq,t}$ 为支路 pq 在 t 时刻的有功功率；$P_{\text{L}\max}$ 为支路有功功率的最大值。

4）考虑储能接入网架系统的约束

$$\sum_{p=1}^{N_{\text{node}}} \omega_p^{\text{ess_site}} \beta_p = 1 \tag{34}$$

5）储能接入数量约束

$$1 \le \sum_{p=1}^{N_{\text{node}}} \omega_p^{\text{ess_site}} \le 5 \tag{35}$$

6）机组出力约束

$$\begin{cases} P_i^{\mathrm{G}_{\min}} \le P_{i,t}^{\mathrm{G}} \le P_i^{\mathrm{G}_{\max}} \\ Q_i^{\mathrm{G}_{\min}} \le Q_{i,t}^{\mathrm{G}} \le Q_i^{\mathrm{G}_{\max}} \end{cases} \tag{36}$$

式中：$P_i^{\mathrm{G}_{\min}}$ 和 $P_i^{\mathrm{G}_{\max}}$ 分别为机组 i 有功出力的上下限；$Q_i^{\mathrm{G}_{\min}}$ 和 $Q_i^{\mathrm{G}_{\max}}$ 分别为机组 i 无功出力的上下限。

7）机组爬坡约束

$$R_i^{\mathrm{G_down}}\Delta T \le P_{i,t}^{\mathrm{G}} - P_{i,t-1}^{\mathrm{G}} \le R_i^{\mathrm{G_up}}\Delta T \tag{37}$$

式中：$R_i^{\mathrm{G_up}}$ 和 $R_i^{\mathrm{G_down}}$ 为机组的向上爬坡速率及向下滑坡速率；ΔT 为调整出力的时段。

8）机组启停状态约束

$$I_{i,t}^{\mathrm{G}} - I_{i,t-1}^{\mathrm{G}} = u_{i,t} - v_{i,t} \tag{38}$$

由于模型是非凸的，求解困难，因此需要利用二阶锥松弛(second order cone programming, SOCP)将其转化为凸优化问题进行求解。对式(31)进行二阶锥松弛，可以得到：

$$\begin{cases} P_{i,t}^{\mathrm{G}} + P_{p,t}^{\mathrm{realwind}} + \omega_p^{\mathrm{ess_site}}\beta_p P_t^{\mathrm{ess_d}} = \\ \quad P_{p,t}^{\mathrm{load}} + \omega_p^{\mathrm{ess_site}}\beta_p P_t^{\mathrm{ess_c}} + U_{p,t}G_{pp} + \\ \quad \sum_{\substack{q=1 \\ q\ne p}}^{N_{node}} (R_{pq,t}G_{pq} + I_{pq,t}B_{pq}) \\ Q_{i,t}^{\mathrm{G}} = Q_{p,t}^{\mathrm{load}} - U_{p,t}B_{pp} + \\ \quad \sum_{\substack{q=1 \\ q\ne p}}^{N_{\mathrm{node}}} (I_{pq,t}G_{pq} - R_{pq,t}B_{pq}) \end{cases} \tag{39}$$

式中：$U_{p,t}$ 为电压 $V_{p,t}$ 的平方；G_{pp} 和 B_{pp} 分别为节点 p 的自电导和自电纳；$R_{pq,t}$ 和 $I_{pq,t}$ 均为引入的去相角松弛变量，其计算方法如式(40)所示。

$$\begin{cases} R_{pq,t} = V_{p,t}V_{q,t}\cos\theta_{pq,t} \\ I_{pq,t} = V_{p,t}V_{q,t}\sin\theta_{pq,t} \\ U_{p,t} = V_{p,t}^2 \end{cases} \tag{40}$$

引入的中间变量需要满足以下约束：

$$\begin{cases} R_{pq,t}^2 + I_{pq,t}^2 = U_{p,t}U_{q,t} \\ R_{pq,t} = R_{qp,t} \\ I_{pq,t} = -I_{qp,t} \end{cases} \tag{41}$$

对式(41)进行二阶锥松弛，可以得到：

$$\left\| \begin{matrix} 2R_{pq,t} \\ 2I_{pq,t} \\ U_{p,t} - U_{q,t} \end{matrix} \right\|_2 \le U_{p,t} + U_{q,t} \tag{42}$$

由于在变量代换过程中，无法再保证回路中各支路两端节点电压相角差之和为 0，因此需要补充方程：

$$\sum_{pq\in\Gamma^g} (\theta_p^g - \theta_q^g) = \sum_{pq\in\Gamma^g} \tan^{-1}(I_{pq,t}^g / R_{pq,t}^g) = 0 \tag{43}$$

式中：g 为网架中第 g 个独立回路；Γ^g 是第 g 个回路包含的支路集合；θ_p^g 为第 g 个回路中节点 p 的相角，θ_q^g 为第 g 个回路中节点 q 的相角。

对式(43)进行泰勒展开，选取最优解对应的 $R_{pq,t}^{g^{\mathrm{best}}}$ 和 $I_{pq,t}^{g^{\mathrm{best}}}$ 作为展开点，得到：

$$\sum_{pq\in\Gamma^g} (\tan^{-1}\frac{I_{pq,t}^{g^{\mathrm{best}}}}{R_{pq,t}^{g^{\mathrm{best}}}} + \frac{R_{pq,t}^{g^{\mathrm{best}}}I_{pq,t} - I_{pq,t}^{g^{\mathrm{best}}}R_{pq,t}}{(R_{pq,t}^{g^{\mathrm{best}}})^2 + (I_{pq,t}^{g^{\mathrm{best}}})^2}) = 0 \tag{44}$$

2.2.4　模型求解

由分析可知，第 2 阶段基于优先选址的多时段最优潮流模型是一个混合整数二阶锥模型(mixed-integer second-order cone programming, MISOCP)，本文通过 GAMS 调用 DICOPT 求解器进行求解。

3　储能综合评价模型

为了体现电网侧储能的优势，本文提出一种储能综合评价模型，构建综合考虑储能配置技术性、经济性、安全性的评价指标体系。

3.1　指标体系构建

指标体系的构建应当遵循科学性、可操作性、系统性等原则，基于以上原则构建储能的综合评价指标如表 1 所示。表 1 中：储能规模为 $E_{\mathrm{rated}}^{\mathrm{ess}}$ 与新能源装机容量的比值；循环寿命为储能配置在不同位置的寿命与 10 年寿命基准的比值；运行维护费用为 $C^{\mathrm{ess_main}}$ 与 C_{all} 的比值；盈利能力为 $(S^{\mathrm{ess_recycle}} + S^{\mathrm{ess_capacity}})$ 与 C_{all} 的比值；网损为储能配置在不同位置的网损占总网损的比例；电压波动性为储能配置在不同位置的电压波动性占总电压波动的比例。

3.2　指标无量纲化处理

不同的指标往往有不同的量级单位，直接进行

表 1　新能源电源侧储能与电网侧储能综合评价指标体系

Table 1　Comprehensive evaluation index system for new energy power side and grid side energy storage

一级指标	一级指标权重	二级指标	二级指标权重
技术性	0.376 5	储能规模	0.5
		循环寿命	0.5
经济性	0.288 6	运行维护费用	0.5
		盈利能力	0.5
安全性	0.334 9	网损	0.5
		电压波动性	0.5

综合评价得到的结果不具有现实意义，需要将指标转化为无量纲的相对数值后再进行计算。由于本文所构建的指标体系中同时存在乐观指标和悲观指标，“乐观指标”即指标值越大对结果越有利，“悲观指标”即指标值越小对结果越有利，因此采用“均值法+赋分制”作为无量纲化方法，具体求解方法见式(45)，最终指标得分在[0,100]区间。

$$\chi_{i^*j^*}=\begin{cases}60+(a_{i^*j^*}^{\text{mark}}-\overline{a_{j^*}^{\text{mark}}})\times 40, & \text{乐观指标}\\ 60+(\overline{a_{j^*}^{\text{mark}}}-a_{i^*j^*}^{\text{mark}})\times 40, & \text{悲观指标}\end{cases} \tag{45}$$

式中：$\chi_{i^*j^*}$为无量纲化后的值；$a_{i^*j^*}^{\text{mark}}$为第i^*种配置情况下第j^*个指标的原始值；$\overline{a_{j^*}^{\text{mark}}}$为第$j^*$个指标的平均值。

3.3 指标计算

本文采用多目标线性加权函数对储能配置在新能源电源侧和电网侧的综合评分进行计算，计算式如下：

$$G_{i^*}=\sum_{j^*=1}^{N^{\text{mark}}}\omega_{j^*}^{\text{mark}}\chi_{i^*j^*} \tag{46}$$

式中：G_{i^*}为第i^*种配置情况下的评分结果；N^{mark}为指标总数；$\omega_{j^*}^{\text{mark}}$为第$j^*$个指标的权重。

4 算例分析

4.1 算例设置

本文采用修改后的 IEEE39 节点系统，海上风电、负荷及火电机组的数据来自中国南方某地区，海上风电的接入节点为 2、5、17，海上风电装机容量均为 1 500 MW，系统的风电渗透率为 50%。

环境成本参数参考文献[27]的取值，环境污染的成本系数取 0.002 万元/t，碳排放成本系数$\overline{a_i}$、$\overline{b_i}$、$\overline{c_i}$分别取 175 t、1.58 t/MW、0.012 t/MW^2。其他发电机参数、储能参数以及负荷参数见附录 A。

4.2 海上风电不确定性处理结果

本文采用中国南方地区某省某年的海上风电出力预测数据及实际数据进行非参数核密度估计。其中，区间间隔的选取会对拟合效果产生影响，当区间间隔过大时，区间数量过少，样本数量不足，难以反映预测误差的实际分布情况，假设至少需要 10 个样本，则区间间隔为 450 MW，分别向上向下取整，采用中国南方某地某省份的预测数据及实际数据作为模型测试数据，不同区间间隔下拟合出的误差结果见附录B的图B1，因此区间间隔取100 MW。在此基础上，再通过积分得到每个区间的误差概率分布如附录 B 的图 B2 所示。

基于图 B2 的区间误差概率分布结果以及海上风电的预测出力，采用蒙特卡洛抽样法随机生成 1 000 个海上风电出力结果作为未来 1 000 天的实际风电出力[28]，如附录 B 的图 B3 所示；采用 k-means 进行场景聚合削减，削减后的结果如图 3 所示，各场景的概率已在图中注明。

4.3 储能配置结果

在第 1 阶段，利用所提出的多场景随机规划模型求解储能的总容量和功率，储能的配置方案期望值如表 2 所示，4 个典型场景下储能的充放电结果如图 4 所示。

由图 4 可知，当海上风电的实际出力大于预测出力时，储能充电以减少弃风，当海上风电的实际

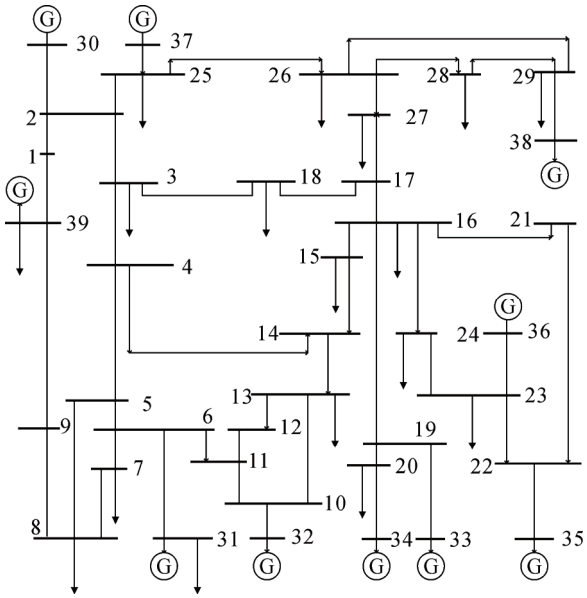


图 2 修改后的 39 节点系统

Fig.2 Modified IEEE39 system

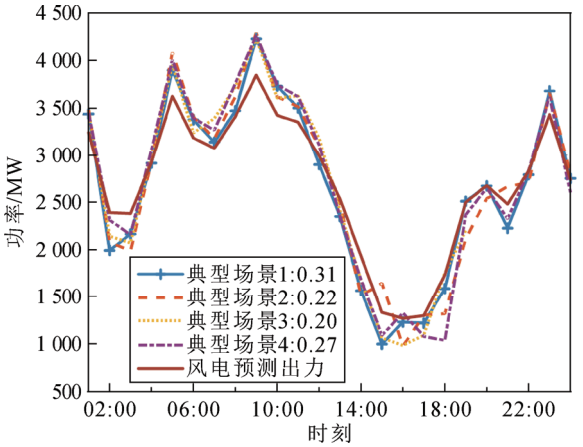


图 3 k-means 场景削减结果

Fig.3 k-means scenario reduction results

表 2　储能总配置方案

Table 2　Programme of energy storage master allocation

参数	总容量/MWh	总功率/MW	日投资成本/万元	日运行维护成本/万元	日电池报废成本/万元	日辅助容量成本/万元
数值	533.919	432.285	55.420	8.859	0.553	15.782

出力小于预测出力时，储能放电以减少切负荷。因此，储能可以有效的修正海上风电的预测误差，平抑波动，提高海上风电的消纳水平。

在第 2 阶段，首先对电压波动性指标进行计算，接入海上风电前后 39 个节点 24 个时段的总电压波动性计算结果如图 5 所示。

对接入风电后的电压波动性计算结果进行排序，优先选址的节点数量取 1/2 的总节点数，针对本算例系统，优先选址的节点已在图 5 中标出。根据多时段最优潮流模型得到储能的具体配置结果如表 3 所示。

由图 5 可知距离火电机组较远的海上风电场接入点的电压波动程度，节点 5 接入海上风电后电压波动性提升了 163.08%，节点 17 接入海上风电后电压波动性提升 172.50%。综合图 5 和表 3 的结果可知，本文提出的电网侧储能两阶段选址定容随机规划方法，可以准确的找出储能配置的节点和容量，达到补偿新能源出力误差和提高电网稳定性的效果。

4.4　电源侧储能与电网侧储能对比

4.4.1　储能综合评价结果

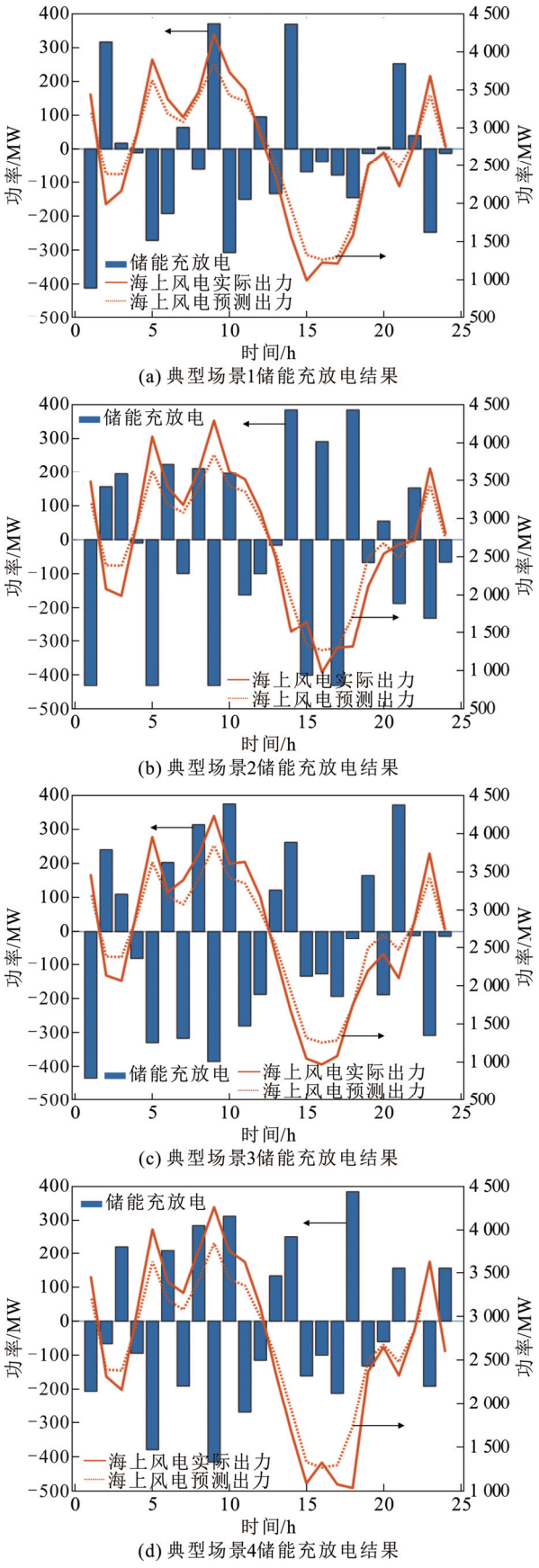
一级指标的指标权重采用德尔菲法确定[29]，为了减少主观性带来的偏差，各二级指标的权重统一采用 0.5，最终确定的指标权重已经在表 1 中注明。储能循环寿命的计算方法参见文献[30]。由于海上风电场的运维成本是陆上风电场的 2~3 倍[31]，且海上风电场电源侧储能的运行维护受到多种因素的影响，包括维护策略，天气条件等，因此本文假设电源侧储能的运行维护单价为电网侧的 2 倍。

综合考虑 3 个一级指标、6 个二级指标，得到新能源电源侧与电网侧储能的综合评价结果见图 6。

从图 6 中可以看出，在电网侧配置储能的各项指标得分均优于新能源电源侧，其中电源侧储能的综合评价得分为 59.36，电网侧储能的综合评价得分为 60.64。

4.4.2　网损及电压波动性对比

针对海上风电波动性和不确定性，分别对比在电源测配置储能和电网侧配置储能的电压波动性与网损，如图 7 所示。



(a) 典型场景1储能充放电结果

(b) 典型场景2储能充放电结果

(c) 典型场景3储能充放电结果

(d) 典型场景4储能充放电结果

图 4　典型场景下储能充放电结果

Fig.4　Typical scenarios of energy storage charging and discharging results

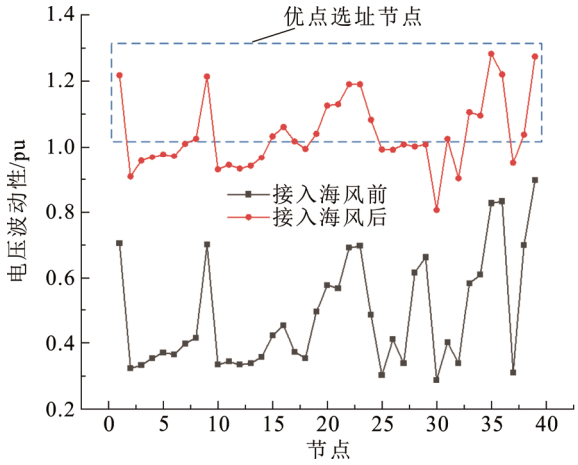


图 5 接入风电前后节点电压波动性

Fig.5 Nodal voltage volatility before and after connection to wind power

表 3 储能总配置方案

Table 3 Energy storage master allocation programme

配置节点	配置比例	配置容量/MWh
28	0.322	171.92
39	0.678	362.00

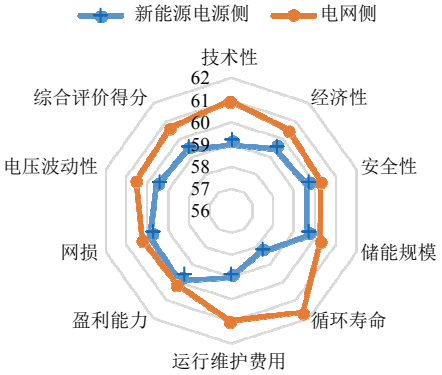


图 6 电源侧储能与电网侧储能综合评价结果

Fig.6 Comprehensive evaluation results of power-side energy storage and grid-side energy storage

由图 7 可知，在电网侧配置储能不仅可以减少各时段的网损，还可以降低各节点的电压波动性，使网损减少了 4.59%，节点电压波动性降低了 1.93%，有效提升了整个系统的可靠性和稳定性。

4.5 分区间拟合误差对比

取中国南方某地一典型日的海上风电预测数据，分别对海上风电出力划分区间以及不划分区间进行对比，将两种情况下得到的典型场景分别与该典型日的实际出力对比得到误差，如图 8 所示。

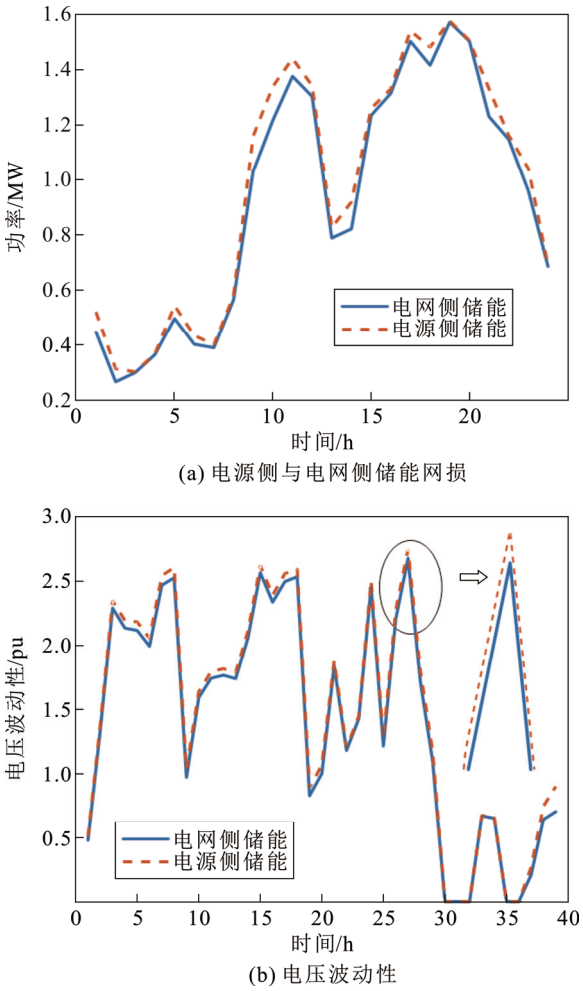


图 7 电源侧与电网侧储能网损及电压波动性

Fig.7 Power-side energy storage vs. grid-side energy storage network losses and voltage volatility

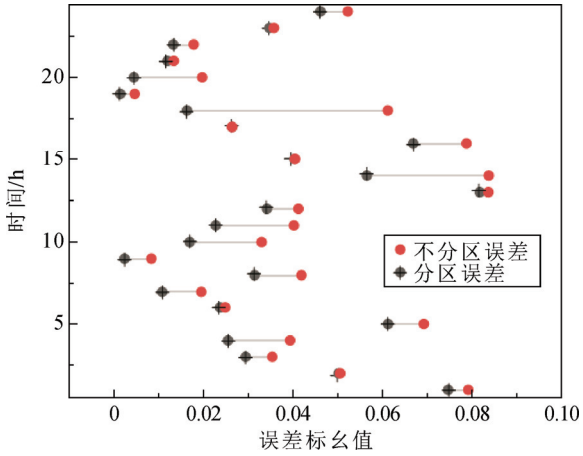


图 8 分区前后拟合误差

Fig.8 Fitting error before and after partitioning

由图 8 可知，采用分区间的拟合误差相较于不分区间的拟合误差更小，最大减少了 20.6%的误差，

平均减少了 0.9%的误差，验证了本文采用分区间拟合的方法可以使结果更加准确。

4.6　场景对比

本文选取以下 3 个场景进行对比。

场景 A：接入风电但是不配置储能。

场景 B：接入风电配置储能但是不采用优先选址。

场景 C：接入风电配置储能且采用优先选址(本文所用的方法)。

对比场景 A 和场景 C，得到配置储能与不配置储能的碳排放成本，如图 9 所示。

由图 9 可知，由于配置储能后储能参与风电的预测误差补偿，机组的出力减少，因此有效减少了机组的碳排放量，使碳排放成本总额减少了 9.71%，其中机组 2 减少的碳排放成本最高，减少了 1.65%，在总减少额中占比 16.98%。

对比场景 A 和场景 C，得到配置储能前后的弃风量与切负荷量，如图 10 所示。

由图 10 可知，配置储能前，系统的切负荷现象明显，弃风总量较大；配置储能后，系统无切负荷现象发生，由于储能的充放电约束，部分时刻弃风量增高，但是总弃风量减少，减少了 68.66%。

对场景 B 和场景 C 的配置结果以及求解时间进行对比。在场景 B 中，不采用优先选址，求解模型与 2.2.2 节及 2.2.3 节一致，储能选址的 0-1 变量 $\omega_p^{\text{ess_site}}$ 可以在网架中的任何节点取 1。对比结果见表 4。

由表 4 可知，采用优先选址在不改变结果的情况下可以有效的减少求解时间，求解时间减少了 29.51%，对算例的求解有很大的帮助。

5　结论

1）储能的总配置方案为 533.919 MWh，储能的具体配置方案为节点 28/171.92 MWh，节点 39/362 MWh。在电网侧配置储能不仅有效降低了系统全年的弃风量和切负荷量，提高海风利用率，还在减少网损的同时降低电压波动性，提升了电力系统的安全稳定性。

2）针对海上风电的预测出力误差，采用分区间拟合可以使拟合结果更加准确。

3）优先选址可以有效节省运算时间，为电网储能配置提供参考。

上述研究结论表明，在电网侧配置储能以应对大规模海上风电的接入具备一定的经济性，为电网系统在电网侧建设储能提供参考，但是本文在优先选址时仅考虑了电压波动性指标，下一步的研究计划将考虑通道传输容量、系统安全性及稳定性因素，并在储能的容量配置中考虑储能的多种商业模式。

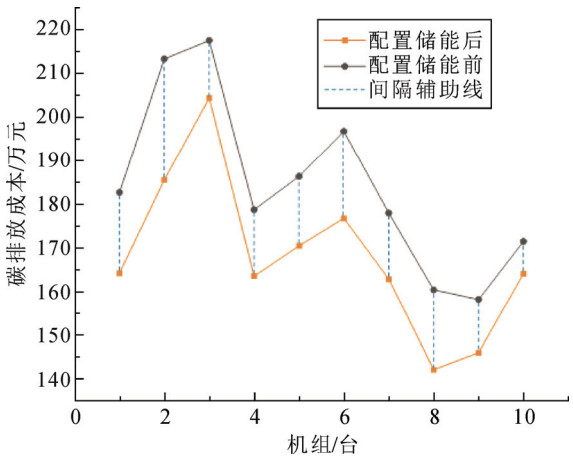


图 9　配置储能前后碳排放成本

Fig.9　Cost of carbon emissions before and after deployment of energy storage

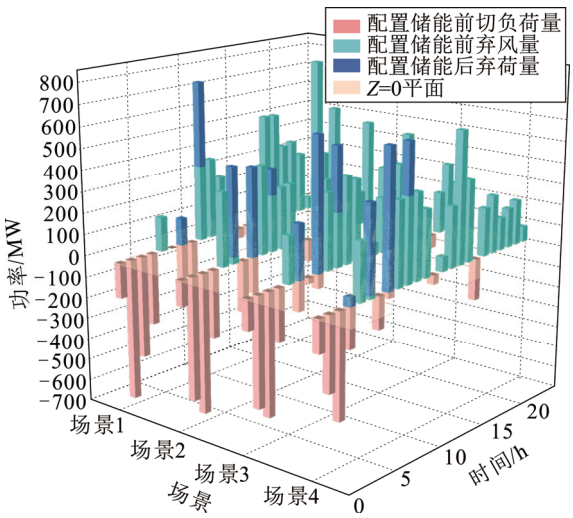


图 10　配置储能前后的弃风和切负荷量

Fig.10　Wind abandonment and load shedding before and after energy storage configuration

表 4　采用优先选址前后储能配置的结果

Table 4　Results of energy storage allocation before and after the use of priority siting

有无优先选址	求解时间/s	配置比例	
		配置节点 28	配置节点 39
有优先选址	23.192	0.322	0.678
无优先选址	32.903	0.322	0.678

参考文献 References

[1] 严新荣，张宁宁，马奎超，等. 我国海上风电发展现状与趋势综述[J]. 发电技术，2024，45(1)：1-12.
YAN Xinrong, ZHANG Ningning, MA Kuichao, et al. Overview of current situation and trend of offshore wind power development in China[J]. Power Generation Technology, 2024, 45(1): 1-12.

[2] 郭姝君，王建明，李传栋. 海上风电配置储能关键问题分析及建议[J]. 油气与新能源，2024，36(1)：28-33.
GUO Shujun, WANG Jianming, LI Chuandong. An examination and suggestions for the main concerns regarding offshore wind power energy storage configuration[J]. Petroleum and New Energy, 2024, 36(1): 28-33.

[3] 胡江溢，杨高峰，宋兆欧，等. 支持新型储能发展的国际政策与中国发展模式探讨[J]. 电网技术，2024，48(2)：469-479.
HU Jiangyi, YANG Gaofeng, SONG Zhaoou, et al. Preliminary discussion on the supporting policies and the China's development model of the new energy storage[J]. Power System Technology, 2024, 48(2): 469-479.

[4] 张 琦，谢丽蓉，王 威，等. 计及补偿风电预测误差和平抑波动的混合储能分区优化控制策略[J]. 太阳能学报，2023，44(7)：7-13.
ZHANG Qi, XIE Lirong, WANG Wei, et al. Optimal control strategy for hybrid energy storage zoning considering compensating wind power forecasting error and smoothing fluctuation[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2023, 44(7): 7-13.

[5] 张 琦，谢丽蓉，王 威，等. 考虑风电预测误差的混合储能荷电状态优化策略[J]. 新疆大学学报(自然科学版)(中英文)，2023，40(4)：505-512.
ZHANG Qi, XIE Lirong, WANG Wei, et al. An optimization strategy for hybrid energy storage with wind power prediction error[J]. Journal of Xinjiang University (Natural Science Edition in Chinese and English), 2023, 40(4): 505-512.

[6] 雷 旭，马鹏飞，宋智帅，等. 计及风电预测误差的柔性负荷日内调度模型[J]. 发电技术，2022，43(3)：485-491.
LEI Xu, MA Pengfei, SONG Zhishuai, et al. A flexible intraday load dispatch model considering wind power prediction errors[J]. Power Generation Technology, 2022, 43(3): 485-491.

[7] 郭 峰，王 悦，陆 鑫，等. 含高比例风电的新型电力系统的经济运行及储能配置[J]. 智慧电力，2023，51(11)：76-82.
GUO Feng, WANG Yue, LU Xin, et al. Economic operation and energy storage configuration of new power system with high penetration of wind power[J]. Smart Power, 2023, 51(11): 76-82.

[8] GUO Z J, WEI W, CHEN L J, et al. Impact of energy storage on renewable energy utilization: a geometric description[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2021, 12(2): 874-885.

[9] 刘小寨，徐 天，葛立坤，等. 含风电场的电网储能系统选址和优化配置[J]. 电网与清洁能源，2014，30(12)：119-125.
LIU Xiaozhai, XU Tian, GE Likun, et al. Location selection and optimal allocation for energy storage system of power system with wind farm[J]. Power System and Clean Energy, 2014, 30(12): 119-125.

[10] 李建林，郭斌琪，牛 萌，等. 风光储系统储能容量优化配置策略[J]. 电工技术学报，2018，33(6)：1189-1196.
LI Jianlin, GUO Binqi, NIU Meng, et al. Optimal configuration strategy of energy storage capacity in wind/PV/storage hybrid system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(6): 1189-1196.

[11] 杨立滨，曹 阳，魏 韡，等. 计及风电不确定性和弃风率约束的风电场储能容量配置方法[J]. 电力系统自动化，2020，44(16)：45-52.
YANG Libin, CAO Yang, WEI Wei, et al. Configuration method of energy storage for wind farms considering wind power uncertainty and wind curtailment constraint[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(16): 45-52.

[12] 吴玮坪，胡泽春，宋永华. 结合随机规划和序贯蒙特卡洛模拟的风电场储能优化配置方法[J]. 电网技术，2018，42(4)：1055-1062.
WU Weiping, HU Zechun, SONG Yonghua. Optimal sizing of energy storage system for wind farms combining stochastic programming and sequential Monte Carlo simulation[J]. Power System Technology, 2018, 42(4): 1055-1062.

[13] 宋柄兵，顾 洁. 考虑电网输电能力改善的超导储能装置优化选址定容[J]. 电力系统及其自动化学报，2017，29(11)：92-98.
SONG Bingbing, GU Jie. Optimal locating and sizing of superconducting magnetic energy storage device for transfer capability improvement of power grid[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2017, 29(11): 92-98.

[14] 郭 威，刘其辉. 一种输电网中基于网损灵敏度的储能选址方法：109818361A[P]. 2019-05-28.
GUO Wei, LIU Qihui. Energy storage site selection method based on grid loss sensitivity in power transmission network: 109818361A[P]. 2019-05-28.

[15] 李振坤，陈思宇，符 杨，等. 基于时序电压灵敏度的有源配电网储能优化配置[J]. 中国电机工程学报，2017，37(16)：4630-4640.
LI Zhenkun, CHEN Siyu, FU Yang, et al. Optimal allocation of ESS in distribution network containing DG base on timing-voltage-sensitivity analysis[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(16): 4630-4640.

[16] 田录林，张 欣，侯彤晖，等. 含风电接入的配电网储能系统优化配置[J]. 西北水电，2018(5)：1-7，13.
TIAN Lulin, ZHANG Xin, HOU Tonghui, et al. The optimizing arrangement of energy storage system for distribution network with wind power inclusion[J]. Northwest Hydropower, 2018(5): 1-7, 13.

[17] 王彦虹，邰能灵，嵇 康. 含大规模风光电源的配电网储能电池选址定容优化方案[J]. 电力科学与技术学报，2017，32(2)：23-30.
WANG Yanhong, TAI Nengling, JI Kang. Optimal battery storage allocation in distributed network with large-scale of wind and photovoltaic generation[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2017, 32(2): 23-30.

[18] 杨 楠，黄 禹，叶 迪，等. 基于 NACEMD 和改进非参数核密度估计的风功率波动性概率分布研究[J]. 电网技术，2019，43(3)：910-917.
YANG Nan, HUANG Yu, YE Di, et al. Study on probability distribution of wind power fluctuation based on NACEMD and improved nonparametric kernel density estimation[J]. Power System Technology, 2019, 43(3): 910-917.

[19] 饶 志，王 科，谭俊丰，等. 基于最优带宽的广东海上风电出力非参数核密度估计与分析[J]. 太阳能学报，2023，44(12)：274-282.
RAO Zhi, WANG Ke, TAN Junfeng, et al. Non-parametric kernel density estimation and analysis of Guangdong offshore wind power output based on optimal bandwidth[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2023, 44(12): 274-282.

[20] 李文升，魏 佳，曹永吉，等. 基于概率最优潮流的电力系统灵活性量化评估方法[J]. 现代电力，2024，41(5)：832-843.
LI Wensheng, WEI Jia, CAO Yongji, et al. A quantitative assessment method for power system flexibility based on probabilistic optimal power flow[J]. Modern Electric Power, 2024, 41(5): 832-843.

[21] 王 进，钟 啸，冯隆基，等. 基于蒙特卡洛法的用电信息采集系统可靠性评估模型[J]. 电力工程技术，2020，39(3)：173-179.
WANG Jin, ZHONG Xiao, FENG Longji, et al. Reliability evaluation model of electricity information acquisition terminal based on Monte Carlo method[J]. Electric Power Engineering Technology, 2020, 39(3):

173-179.

[22] 易锦桂，朱自伟，谢　青. 基于改进场景聚类算法的海上风电储能优化配置研究[J]. 中国电力，2022，55(12)：2-10.
YI Jingui, ZHU Ziwei, XIE Qing. Research on optimal configuration of offshore wind power energy storage based on improved scene clustering algorithm[J]. Electric Power, 2022, 55(12): 2-10.

[23] GUO S, KURBAN A, HE Y, et al. Multi-objective sizing of solar-wind-hydro hybrid power system with doubled energy storages under optimal coordinated operational strategy[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2023, 9(6): 2144-2155.

[24] 袁铁江，曹继雷. 计及风电-负荷不确定性的风氢低碳能源系统容量优化配置[J]. 高电压技术，2022，48(6)：2037-2044.
YUAN Tiejiang, CAO Jilei. Capacity optimization allocation of wind hydrogen low-carbon energy system considering wind power-load uncertainty[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(6): 2037-2044.

[25] 乔学博，杨志祥，李　勇，等. 计及两级碳交易和需求响应的多微网合作运行优化策略[J]. 高电压技术，2022，48(7)：2573-2583.
QIAO Xuebo, YANG Zhixiang, LI Yong, et al. Optimization strategy for cooperative operation of multi-microgrids considering two-level carbon trading and demand response[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(7): 2573-2583.

[26] 朱建全，刘海欣，叶汉芳，等. 园区综合能源系统优化运行研究综述[J]. 高电压技术，2022，48(7)：2469-2482.
ZHU Jianquan, LIU Haixin, YE Hanfang, et al. Review on optimal operation of park-level integrated energy system[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(7): 2469-2482.

[27] 郭毅成. 计及海上风电的“源-网-荷-储”调度优化研究[D]. 南昌：南昌大学，2022.
GUO Yicheng. Research on “Source-network-load-storage” scheduling optimization considering offshore wind power[D]. Nanchang, China: Nanchang University, 2022.

[28] DUI X W, ZHU G P, YAO L Z. Two-stage optimization of battery energy storage capacity to decrease wind power curtailment in grid-connected wind farms[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(3): 3296-3305.

[29] 李亚利. 基于层次分析-模糊综合评价法的新能源电力系统储能技术评价[J]. 自动化应用，2024，65(3)：109-111.
LI Yali. Energy storage technology evaluation of new energy power system based on AHP-fuzzy comprehensive evaluation method[J]. Automation Application, 2024, 65(3): 109-111.

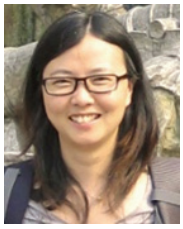
[30] 王彦峰，王春玲，潘柏崇，等. 多站融合中考虑可靠性及经济性的储能站两阶段优化配置方法[J]. 电力建设，2024，45(7)：134-143.
WANG Yanfeng, WANG Chunling, PAN Baichong, et al. Two-stage optimization configuration method for energy storage stations considering reliability and economy in multi-station fusion[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(7): 134-143.

[31] WU X N, HU Y, LI Y, et al. Foundations of offshore wind turbines: a review[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2019, 104: 379-393.



王春玲
2000—，女，硕士生
主要从事新型电力系统优化运行、储能选址定容优化配置方面的研究工作
E-mail: 202221015027@mail.scut.edu.cn

WANG Chunling



董　萍(通信作者)
1978—，女，博士，副教授，硕导，IEEE PES WIP 会员
主要从事电力市场需求响应、柔性交流输电系统技术及电力系统控制方面的研究工作
E-mail: epdping@scut.edu.cn

DONG Ping
Ph.D.
Associate professor
Corresponding author

收稿日期　2024-07-01　修回日期　2024-12-06　　编辑　曹昭君