



基于电池老化评估与运行风险推演的配电网储能容量配置方法

刘乃胜¹, 王 一¹, 马贵波¹, 李晓乐¹, 褚天舒¹, 王晓龙², 颜 宁²

(¹国网阜新供电公司, 辽宁 阜新 123000; ²沈阳工业大学电气工程学院, 辽宁 沈阳 110870)

摘 要: 为提升高比例可再生能源接入下配电网的运行韧性, 延长储能系统服役寿命, 本工作提出一种基于电池老化评估与运行风险推演的储能容量优化配置方法。首先, 构建储能系统接入配电网的运行架构, 基于电池健康状态 (state of health, SOH) 与容量衰减机制, 建立描述不同运行阶段下电池寿命边界的多因素动态评估模型。其次, 构建面向典型负荷变化、新能源波动与设备故障的多场景模拟体系, 通过时序功率流计算与状态评估, 推演节点电压越限、馈线过载与储能功率不足等关键运行风险的发生概率与空间分布特征。最后, 考虑电池老化、电压越限概率、过充过放频率, 构建电池寿命最大、系统风险最小与配电网运行成本最小的储能系统配置模型, 通过多场景仿真, 验证本工作配置方法, 有效提高容量配置科学性、延长储能系统寿命及增强配电网运行可靠性。

关键词: 储能容量配置; 电池老化; 风险推演; 多场景模拟

doi: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2025.1170

中图分类号: TM 734

文献标志码: A

文章编号: 2095-4239 (2026) 06-2258-11

The energy storage capacity allocation method for distribution networks based on battery aging assessment and operational risk simulation

LIU Naisheng¹, WANG Yi¹, MA Guibo¹, LI Xiaole¹, CHU Tianshu¹, WANG Xiaolong², YAN Ning²

(¹State Grid Fuxin Power Supply Company, Fuxin 123000, Liaoning, China; ²School of Electrical Engineering, Shenyang University of Technology, Shenyang 110870, Liaoning, China)

Abstract: To enhance the operational resilience of distribution networks amid high penetration of renewable energy and extend the service life of energy storage systems (ESS), we propose an optimal ESS capacity configuration method based on battery aging assessment and operational risk delineation. First, we construct the operational architecture of the ESS incorporated into a distribution network. Drawing on the battery state of health and capacity degradation mechanism, we establish a multifactor dynamic evaluation model that delineates the lifespan boundaries of batteries across different operational phases. Second, we develop a multiscenario simulation system accounting for typical load variations, renewable energy fluctuations, and equipment failures. Through time-series power flow calculation and state assessment, we delineate the occurrence probability and spatial

收稿日期: 2025-12-30; 修改稿日期: 2026-01-27。

基金项目: 国网科技部项目 (2025YF-35)。

第一作者: 刘乃胜 (1988—), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为储能系统优化配置, E-mail: liunaisheng666666@126.com; 通信作者: 颜宁, 副教授, 研究方向为电池状态估计、储能系统控制方法, E-mail: yanning@sut.edu.cn。

引用本文: 刘乃胜, 王一, 马贵波, 等. 基于电池老化评估与运行风险推演的配电网储能容量配置方法[J]. 储能科学与技术, 2026, 15(6): 2258-2268.

Citation: LIU Naisheng, WANG Yi, MA Guibo, et al. The energy storage capacity allocation method for distribution networks based on battery aging assessment and operational risk simulation[J]. Energy Storage Science and Technology, 2026, 15(6): 2258-2268.

distribution characteristics of key operational risk factors, including node voltage deviations, feeder overloads, and ESS power inadequacy. Finally, considering battery aging, voltage deviation probability, and overcharging frequency, we formulate an ESS configuration model to optimize battery lifespan, system risk, and distribution network operational cost. Multiscenario simulations verify that the proposed ESS configuration method effectively enhances the scientific rigor of capacity configuration, extends ESS lifespan, and strengthens the operational reliability of distribution networks.

Keywords: energy storage capacity allocation; battery aging; risk simulation; multi-scenario simulation

随着高比例可再生能源接入配电网, 配电网的运行特性愈发复杂, 系统运行韧性保障与储能系统服役寿命延长的需求愈发迫切。传统储能容量配置方法场景模拟体系单一, 动态适应性弱, 也未纳入电池老化导致的储能系统容量衰减, 经济性评估片面。基于电池老化评估与运行风险推演的储能容量优化配置方法, 可支撑电池寿命边界的动态评估、多场景运行风险的精准推演。因此, 该储能容量优化配置方法能更好地适应高比例可再生能源接入下配电网安全高效运行与储能系统长效服役的发展趋势。

目前阻碍储能系统大规模应用的主要因素是其建设成本和运行成本较高, 因此现有对配电网的容量配置的研究普遍聚焦经济性与可靠性, 通过构建多目标、多时间尺度或多层级优化模型, 并计及风光出力、负荷等随机性或不确定性因素, 实现储能容量的优化配置。文献[1]基于改进条件生成对抗网络与分布鲁棒优化方法构建配电网-多微电网协同调度模型, 在新能源出力不确定性下显著提升系统经济性、鲁棒性与运行安全性。文献[2]针对微网源荷随机性和预测偏差不确定性, 提出多时间尺度双层储能容量优化模型, 上层规划规模, 下层优化运行。文献[3]构建高比例光伏接入下的配电网多层级反向重过载风险评估体系, 从不同层级量化线路重过载风险, 强化了配电网的可靠性评估。文献[4]在考虑负荷时序、分布式光伏出力及储能运行约束的基础上, 建立综合经济性与可靠性的优化模型, 使储能配置兼顾削峰填谷与可靠性提升。文献[5]提出分层优化配置模型, 在确定配电网中电池储能系统的数量、位置和容量时, 通过电压调节等约束保障系统可靠性, 同时最小化全生命周期成本, 以实现能源成本降低。文献[6]提出考虑需求侧响应的混合

储能容量配置方法, 通过不同类型储能的互补特性提升系统可靠性并兼顾经济性。文献[7]面向风光可再生能源消纳问题, 提出储能容量优化配置及功率优化分配双层运行策略, 提高风光消纳率并保障系统经济性与安全运行。以上文献考虑了不确定性、经济性与可靠性方面对配电网进行规划, 但未考虑电池老化与运行失效风险对储能容量配置与调度评估的影响, 导致容量配置方案在长期运行场景下的有效性与鲁棒性仍存在不确定性。

当前配电网运行风险推演多围绕设备状态与外部因素的耦合影响展开, 且常采用多方法融合思路以提升评估准确性。文献[8]针对特高压交直流混联大电网发展及新能源、电力电子设备大规模接入带来的系统不确定性增加, 提出了基于概率预测的电网安全运行风险评估与主动调控方法, 先构建由长短期记忆网络和支持向量机组成的滚动概率预测模型, 再从系统充裕度角度建立电压越限、线路过载、变压器越限三类风险事件的严重度函数, 同时构建以调度周期内成本最小为目标、含传统经济调度约束与风险约束的主动调控优化模型。文献[9]则针对配电网用户侧异构电力物联设备大规模接入后, 分析网络威胁对电力系统安全的严重影响, 以及现有防护多应对攻击、未从根源消除风险的问题, 提出信息物理融合的网络风险量化评估方法。然而上述研究或侧重设备故障与停电风险的关联推演, 或聚焦新能源设备故障的触发分析, 均未构建起面向典型负荷变化、新能源波动与设备故障的多场景模拟体系, 无法进一步通过时序功率流计算与状态评估, 系统推演节点电压越限、馈线过载与储能功率不足等关键运行风险的发生概率与空间分布特征, 难以全面适配配电网复杂运行场景下的动态风险管控需求。

当前对电池老化的研究均以电池健康状态为核心关联点,或结合SOH演变规律优化配置与更换策略,或通过建模、特征提取、指标分析等方式明确老化对SOH的影响机制。文献[10]考虑电池老化过程中的健康状态演变与更换策略,提出一种两阶段混合整数线性规划方法,用于微电网中电池储能系统的优化规划。文献[11]从寿命退化特性出发,建立了面向储能系统的运行可靠性建模与评估方法,为寿命-可靠性关联分析提供了模型基础。文献[12-13]分别基于特征提取、阻抗谱与温度影响分析,对SOH评估精度及老化机理辨识能力进行了提升,有助于揭示容量衰减的关键影响因素。文献[14]研究锂离子电池在长时间电化学循环过程中,其关键健康指标的演变,提出了电池利用全过程状态变化特性。文献[15]基于充电容量计算SOH的可行性,建立充电容量SOH模型,解决片段充电数据的实时全充时间估算问题。文献[16]在容量规划模型中引入电池生命周期老化过程,通过建立SOH演化与电池更换策略,将寿命退化成本纳入微电网场景下的电池规划框架,提升了容量配置结果对电池生命周期经济性的反映能力。根据以上分析,上述研究多侧重于风险评估或电池老化建模本身,鲜有文献关注电池老化和运行风险储能容量配置及运行调度之间的决策耦合关系。现有研究尚未将电池寿命演化过程、运行风险暴露水平与容量配置结果进行联合建模与一体化评估。

为提升高比例可再生能源接入下配电网的运行韧性,延长储能系统服役寿命,本工作提出一种基于电池老化评估与运行风险推演的储能容量优化配置方法。首先,构建储能系统接入配电网的运行架构,基于电池健康状态(state of health, SOH)与容量衰减机制,建立描述不同运行阶段下电池寿命边界的多因素动态评估模型。其次,构建面向典型负荷变化、新能源波动与设备故障的多场景模拟体系,通过时序功率流计算与状态评估,推演节点电压越限、馈线过载与储能功率不足等关键运行风险的发生概率与空间分布特征。最后,考虑电池老化、电压越限概率、过充过放频率,构建电池寿命最大、系统风险最小与配电网运行成本最小的储能系统配置模型,通过多场景仿真,验证本工作配置方法,有效提高容量配置科学性、延长储能系统寿命及增强配电网运行可靠性。

1 储能电站接入配电网运行模型

1.1 储能电站接入配电网运行架构

构建储能电站接入配电网运行架构,如图1所示,储能电站主要由储能电池、电池管理系统(battery management system, BMS)、功率变换系统(power conversion system, PCS)构成。PCS是储能电池与配电网连接的中枢,是实现储能电池与配电网之间功率转换与调节、储能电池并网与离网等功能的主要工具。通过储能电站对配电网进行充放电操作可以实现削峰填谷、电网频率调节、提高电网稳定性、提高可再生能源消纳、参与电力市场调度等功能^[17]。

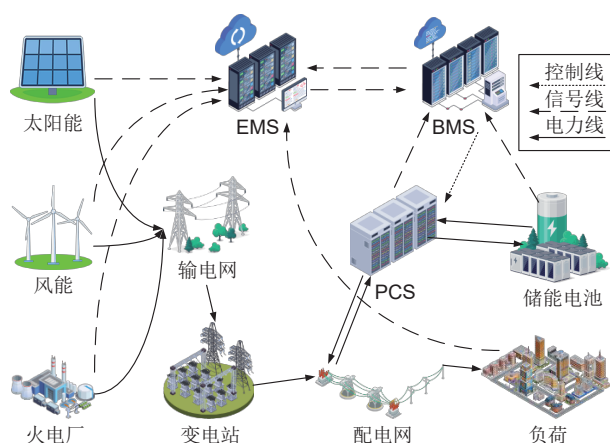


图1 储能电站接入配电网运行架构

Fig. 1 Operation architecture of energy storage power station connected to distribution network

能源管理系统(energy management system, EMS)是电力系统中能源优化与调度的智能化平台, BMS负责对电池簇的SOH、SOC、温度及充放电倍率等运行状态进行在线监测与估算,其输出变量分别作为后续寿命演化模型的初始状态量、SOC运行边界约束以及寿命边界约束的重要输入参数; PCS模块提供充放电功率调节能力、额定容量与转换效率等设备级运行特性,对应于模型中功率上下限约束、充放电损耗建模及调节能力约束; EMS承担负荷预测、运行状态监测与调度计划下发等功能,其生成的运行工况数据与典型负荷/新能源曲线被用于构建多场景时序功率流仿真与运行风险识别过程。

1.2 电池寿命边界的多因素动态评估模型

电池寿命边界是指电池在运行周期中,因容量

衰减、健康状态降低等因素导致的电池无法再使用的边界点。寿命边界的定义和评估依据电池的设计要求和实际运行条件而变化，一旦电池达到这一临界点，它的性能将显著下降，无法继续满足运行需求，需要更换或进行维护。为更好地评估电池寿命边界，在基于电池健康状态与容量衰减机制的基础上，结合环境温度、电池充放电深度等因素对电池状态的影响，建立电池寿命边界多因素动态评估模型。

电池健康状态定义为电池当前容量与初始容量的比值，具体如式(1)所示。

$$\text{SOH}(t) = \frac{C_{\text{cur}}(t)}{C_{\text{ini}}} \times 100\% \quad (1)$$

式中， $C_{\text{cur}}(t)$ 为电池当前最大可用容量； C_{ini} 为电池初始容量； $\text{SOH}(t)$ 为电池当前健康状态。

电池的容量衰减主要由电池充放电循环导致，与电池充电深度（depth of charge, DOC）、放电深度（depth of discharge, DOD）、环境温度、充放电倍率等工况运行因素有关。由于电池放电过程对电池容量衰减的影响远大于充电过程^[19]，忽略充电影响，将一个充放电循环周期的容量衰减全部计算于放电过程中，使用雨流计数法将实际的非规则工况转化为等效全循环数（equivalent full cycle, EFC）：

$$E_{\text{FC}} = \sum_j \left(\frac{\text{DOD}_j}{D_{\text{ref}}} \right)^\gamma \quad (2)$$

式中， j 为雨流计数的循环索引，对应雨流计数输出的第 j 个循环； DOD_j 为第 j 个循环的放电深度； D_{ref} 为放电深度参考值； γ 为深度加权指数。

通过非线性拟合方法对电池放电数据进行拟合，为刻画循环老化的温度敏感性，本工作采用阿伦尼乌斯形式的加速因子：

$$\phi_{T_w} = e^{\frac{E_a}{R} \left(\frac{1}{T_{\text{ref}}} - \frac{1}{T_w} \right)} \quad (3)$$

式中， T_{ref} 为温度倍率参考值； T_w 为电池温度； E_a 为表观活化能参数； R 为气体常数。

得到电池容量衰减与 E_{FC} 、放电倍率 C_{rate} 、温度 T_w 之间关系的数学模型，具体如式(4)所示。

$$\Delta C = A \cdot \left(\frac{E_{\text{FC}}}{E_{\text{ref}}} \right)^B \left(\frac{C_{\text{rate}}}{C_{\text{ref}}} \right)^D \phi_{T_w} \quad (4)$$

式中， ΔC 为一个充放电循环的电池容量衰减； A 为实验拟合得到的电池容量衰减的基准系数； C_{rate} 为每次放电倍率； B 为拟合得到的等效循环数 E_{FC} 对容量衰减影响的指数系数； D 是充放电倍率

C_{rate} 对电池容量衰减影响的指数系数； E_{ref} 与 C_{ref} 为等效循环与放电倍率参考值。

在电池使用的全寿命周期中，由于电池的不断老化，在不同的运行阶段，电池容量衰减受到不同因素的影响程度会逐渐变化，因此要对电池全寿命周期进行运行阶段划分。运行阶段主要包括新电池SOH、中期使用、老化三个阶段，设定电池SOH衰减到70%作为退役标准^[19]，具体如式(5)所示。

$$\begin{cases} 90 < \text{SOH}(t) \leq 100 & , \text{ 新电池阶段} \\ 80 < \text{SOH}(t) \leq 90 & , \text{ 中期运行阶段} \\ 70 < \text{SOH}(t) \leq 80 & , \text{ 老化阶段} \end{cases} \quad (5)$$

寿命边界不再是静态区间阈值判断，而是随SOH演化、温度环境及倍率应力水平共同作用而持续更新的动态过程，更加符合电池退化的渐进性特征。

1.3 储能电池运行模型

储能电池在运行中需要考虑自身状况及实际工作状态，如当前荷电状态（state of charge, SOC）、充放电可用容量、不同运行场景下的工作需求等。这些因素直接影响储能电池的充放电能力、能量管理以及系统的应急响应能力。电池的SOC是电池运行的核心参数之一，定义为电池当前的电量与电池总容量的比值。SOC的变化直接影响储能电池的充放电能力。在充放电过程中，电池的SOC计算如式(6)所示^[20]：

$$\text{SOC}(t) = \text{SOC}(t-1) + \frac{[I_{\text{char}}(t) - I_{\text{dis}}(t)] \Delta t}{C_{\text{battery}}} \quad (6)$$

式中， $\text{SOC}(t)$ 是 t 时刻电池的SOC； $I_{\text{char}}(t)$ 与 $I_{\text{dis}}(t)$ 是 t 时刻的充电电流与放电电流； C_{battery} 是电池的总容量。

随着电池的使用，电池的容量会不断衰减，根据式(4)可得电池容量的计算公式为：

$$C_{\text{cur}}(T) = C_{\text{cur}}(T-1) - \Delta C_{T-1} \quad (7)$$

式中， $C_{\text{cur}}(T)$ 为电池第 T 个充放电循环时的最大可用容量； T 为循环次数； ΔC_{T-1} 为第 $T-1$ 次循环的容量衰减。

为保证储能系统的安全，防止过充过放，需对电池SOC进行约束：

$$\text{SOC}_{\min} \leq \text{SOC}(t) \leq \text{SOC}_{\max} \quad (8)$$

式中， $\text{SOC}_{\min}$ 为电池允许的最小SOC； $\text{SOC}_{\max}$ 为电池允许的最大SOC； $\text{SOC}(t)$ 为电池当前荷电状态。

电池储能电站在使用过程中是通过功率控制来实现储能电站的充放电运行的, 储能电池输入或输出功率 P_b 的计算如式(9)所示:

$$P_b = I_b V_b \quad (9)$$

式中, V_b 为电池电压; I_b 为电池充放电电流。

将式(9)代入式(6)中可得:

$$\text{SOC}(t) = \text{SOC}(t-1) + \frac{P_b(t)\Delta t}{V_b(t)C_b} \quad (10)$$

建立电池一阶 RC 模型, 通过混合动力脉冲能力特性 (hybrid pulse power characteristic, HPPC) 试验获取电池等效参数, 电池端电压计算模型如式(11)所示:

$$V(t) = V_{\text{OCV}}\text{SOC}(t) - I(t)R_0 - V_{\text{RC}} \quad (11)$$

式中, V_{OCV} 为开路电压, 通过 OCV-SOC 曲线获得; R_0 为电池内阻; V_{RC} 为 RC 网络电压。

采用该一阶 RC 模型进行运行状态评估与寿命退化计算, 对 SOH 演化和有效可用容量进行修正, 从而给定规划过程中储能容量配置的安全裕度, 保证储能系统运行的可靠性。

2 多场景运行风险推演

在电力系统中, 存在多种潜在的运行风险, 这些风险来自负荷波动、能源出力不稳定、设备故障等因素。为了有效评估这些风险, 本工作提出了一种多场景运行风险推演体系, 通过构建典型场景、进行时序功率流计算和关键风险指标评估, 提供系统运行的安全性评估和优化决策依据。通过典型负荷变化、新能源出力波动、设备故障场景设计, 模拟电力系统在常见运行情况下可能遇到的风险。关键风险指标可以量化系统的运行安全性和可靠性, 并为电网的优化调度、应急响应及维护决策提供数据支持。

(1) 节点电压越限概率。节点电压越限问题是电网中的一个常见问题, 电压超出规定范围会影响电力设备的运行, 电压越限包括上下越限两种情况, 电压越限概率计算如式(12)所示。

$$\begin{cases} \xi_v^i = \max\{0, V^i - V^{\max}, V^{\min} - V^i\} \\ P_{vp} = \frac{\sum_{i,t} 1\{\xi_v^i > 0\}}{N_{\text{tot}}} \end{cases} \quad (12)$$

式中, ξ_v^i 为电压越限幅值; V^i 为节点 i 电压; $V^{\max}$ 与 $V^{\min}$ 为节点电压允许浮动的上下限; t 为节点运行时段; N_{tot} 是总计算时刻数; P_{vp} 为电压越限

概率。

(2) 馈线过载事件概率。馈线过载事件是指电力系统中的馈线电流超过其承载能力, 馈线过载事件的统计概率可以表示为:

$$\begin{cases} \xi_{k,t}^l = \max\{0, |I_{k,t}| - I_k^{\max}\} \\ P_{op} = \frac{\sum_{k,t} 1\{\xi_{k,t}^l > 0\}}{N_{\text{tot}}} \end{cases} \quad (13)$$

式中, $\xi_{k,t}^l$ 为线路过载幅度; k 为支路标号; $I_{k,t}$ 为支路 k 电流; $I_k^{\max}$ 为支路允许最大电流; P_{op} 为馈线过载事件概率。

(3) 储能功率不足频次。储能功率不足是指在需要储能支持时, 储能系统无法提供足够的功率, 导致电网无法满足负荷需求。储能电池的充放电功率受额定功率、SOC 影响, 其充放电可允许最大功率如式(14)所示:

$$\begin{cases} p_{ch}^{i,t} = -\min\left(p_{ch}^i, \frac{\text{SOC}_{\max} E_i - e_{i,t}}{\eta_c \Delta t}\right) \\ p_{dis}^{i,t} = \min\left(p_{dis}^i \eta_d, \frac{e_{i,t} - \text{SOC}_{\min} E_i}{\Delta t}\right) \end{cases} \quad (14)$$

式中, $p_{ch}^{i,t}$ 为充电允许最大功率; $p_{dis}^{i,t}$ 为放电允许最大功率; p_{ch}^i 与 p_{dis}^i 分别为充放电额定功率; $e_{i,t}$ 为电池当前电量; η_c 与 η_d 分别为充放电效率; E_i 为电池当前最大容量。

储能功率不足的频次概率可以用公式(15)表示:

$$\begin{cases} \xi_p^{i,t} = \max\{0, p_{\text{need}}^{i,t} - p_{dis}^{i,t}, p_{ch}^{i,t} - p_{\text{over}}^{i,t}\} \\ P_{sp} = \frac{\sum_{i,t} 1\{\xi_p^{i,t} > 0\}}{N_{\text{tot}}} \end{cases} \quad (15)$$

式中, $\xi_p^{i,t}$ 为储能电池缺失功率; $p_{\text{need}}^{i,t}$ 与 $p_{\text{over}}^{i,t}$ 为节点 i 处 t 时段功率缺失与富余; P_{sp} 为储能功率不足的频次概率。

(4) 过充过放频次。由于新能源电力系统的波动性与负荷的不稳定性, 为保证电力系统的安全性与稳定性, 有时会让储能电站处于过充或过放的状态, 通过构造储能系统过充过放幅值模型计算储能系统过充过放概率:

$$\begin{cases} \xi_o^{i,t} = \max\{0, e_{i,t} - (\text{SOC}_{\max} E_i - \delta), (\text{SOC}_{\min} E_i + \delta) - e_{i,t}\} \\ P_{cp} = \frac{\sum_{i,t} 1\{\xi_o^{i,t} > 0\}}{N_{\text{total}}} \end{cases} \quad (16)$$

式中, $\xi_o^{i,t}$ 为储能系统过充过放幅值; δ 为允许过充过放缓冲值, 取最大容量的 2%; P_{cp} 为储能系统

过充过放概率。本工作中，过充过放并非指储能系统实际违反安全运行边界，而是用于衡量储能SOC在安全区间边缘附近运行的频度，反映电池调节能力紧张、运行安全裕度不足的风险水平。

3 基于老化与风险的储能容量优化配置模型

储能系统接入配电网可有效减少能源浪费并提高系统稳定性，但电池使用寿命、系统运行风险、全生命周期成本仍需考虑并优化以最大化系统收益。

3.1 优化目标

在储能容量配置问题中，电池使用寿命长、系统运行风险低与全生命周期成本低三个目标之间存在天然的相互制约关系。一方面，适度提高储能容量或降低运行深度有助于显著降低系统运行风险并减缓电池衰减，但同时会增加投资与运维成本。另一方面，若为了降低投资而减少容量配置，则会使电池处于更频繁的深充深放状态，加速老化过程，并可能提高储能系统运行风险。因此，本工作采用多目标优化框架，以综合考虑寿命、风险与经济性之间的权衡。

(1) 电池寿命。电池寿命衰减会导致储能系统在全生命周期内可用容量下降并进一步导致储能系统调节能力降低，从而影响配电网运行韧性，单纯以生命周期经济性指标难以全面反映电池性能退化对系统运行的物理影响。因此，本工作将电池使用寿命作为独立的优化目标，以避免单一经济性目标低估电池性能退化对系统运行能力的长期影响。

电池寿命通过电池健康状态表征，如式(1)定义的电池健康状态损耗主要与电池容量衰减有关，通过式(4)构建电池健康状态损耗模型如式(17)所示。

$$\Delta\text{SOH}(t) = \frac{\Delta C(t)}{C_{\text{ini}}} \quad (17)$$

式中， $\Delta\text{SOH}(t)$ 为电池健康状态损耗。

通过式(17)可得到在多场景多节点电力系统中多储能系统总的健康状态损耗：

$$J_{\text{deg}} = \sum_s \sum_i \pi_s \sum_t \Delta\text{SOH}^{s,i,t} \quad (18)$$

式中， s 为储能应用场景； i 为储能所在节点； t 为储能运行时段； π_s 为场景概率； $\Delta\text{SOH}^{s,i,t}$ 为储能在场景 s 、节点 i 、时段 t 的健康状态损耗。

(2) 系统运行风险。电力系统运行风险包括电压越限、馈线过载与储能功率不足，过充过放频率，为整体衡量各项风险，构建越限幅度风险期望：

$$J_{\text{risk}} = \sum_s \pi_s \sum_t \left(\alpha_v \sum_i \xi_v^i + \alpha_l \sum_i \xi_{k,t}^i + \alpha_p \sum_i \xi_p^{i,t} + \alpha_o \sum_i \xi_o^{i,t} \right) \quad (19)$$

式中， α_v ， α_l ， α_p ， α_o 为权重系数。

(3) 生命周期成本。储能电站接入配电网全周期运行成本包括投资成本、运维成本、换购成本及未供电惩罚，构建储能电站全生命周期成本模型如式(20)所示：

$$J_{\text{cost}} = \sum_i (c_E E_i + c_P P_i + c_S S_i + c_{\text{fix}} Y_i + \sum_s \pi_s \sum_t (c_{\text{ene}}^{t,s} p_{\text{grid}}^s + c_{\text{yw}}) + \sum_s \pi_s \sum_t c_{\text{ENS}} \text{ENS}_t^s) \quad (20)$$

式中， c_E 、 c_P 、 c_S 分别为储能单位容量、功率、变流器视在容量成本； c_{fix} 为站点固定成本； $c_{\text{ene}}^{t,s}$ 为电价； p_{grid}^s 为购电功率； c_{yw} 为运维成本； ENS 为未供电量； c_{ENS} 为未供电量惩罚。

3.2 模型约束条件

通过设定模型约束条件 X 使电网模型满足实际运行工况，配电网LinDistFlow简化线性模型是在经典DistFlow潮流方程的基础上，通过合理的线性化近似得到的，能够在保持较高精度的同时显著降低计算复杂度。通过LinDistFlow得到节点 i 处功率平衡潮流模型为：

$$P_{i,t}^s = p_{G,i,t}^s + p_{i,t}^s - p_{L,i,t}^s - p_{\text{curt},i,t}^s \quad (21)$$

式中， $P_{i,t}^s$ 为节点 i 的有功功率注入； $p_{G,i,t}^s$ 为火电与新能源总出力； $p_{i,t}^s$ 为储能出力； $p_{L,i,t}^s$ 为负荷； $p_{\text{curt},i,t}^s$ 为弃电。

支路间遵循功率潮流守恒：

$$P_{j,t}^s = \sum_{m \in \Omega(j)} P_{j,m,t}^s + P_{\text{inj},j,t}^s \quad (22)$$

式中， $P_{j,t}^s$ 为在时间 t 和场景 s 下，从节点 i 流向节点 j 的有功功率； $P_{j,m,t}^s$ 为从节点 j 流向节点 m 的有功功率； $\Omega(j)$ 为以节点 j 为上端的所有下游节点集合； $P_{\text{inj},j,t}^s$ 为时间 t 和场景 s 下注入到节点 j 的有功功率。

储能系统需遵循能量守恒：

$$e_{i,t+1}^s = e_{i,t}^s + \eta_c p_{i,t}^s \Delta t - \frac{1}{\eta_d} p_{i,t}^{*,s} \Delta t \quad (23)$$

式中， $e_{i,t}^s$ 为 s 场景下 i 节点储能系统 t 时刻的能量。

3.3 储能电站容量配置

为研究储能电站在配电网中合理容量优化配置,选取的优化目标为储能电站运行寿命、电力系统运行风险、储能电站接入配电网全周期运行成本。设储能配置的决策向量为:

$$\theta = \{E_i, P_i\}_{i \in N} \quad (24)$$

式中, N 为配置储能的站点集合; 可行域 X 由网架、功率平衡、潮流、安全与设备边界约束给定。

对目标函数采用归一化+权重自适应的标量化处理, 对每个子目标采用极差归一化:

$$\tilde{J}_k = \frac{J_k(\theta) - J_k^{\min}}{J_k^{\max} - J_k^{\min}} \quad (25)$$

式中, $\tilde{J}_k$ 为原始目标函数; $J_k^{\min}$, $J_k^{\max}$ 由多场景基线上下界得到。

多目标优化的目标函数为:

$$J(\theta) = \min [\lambda_1 J_{\text{deg}}(\theta) + \lambda_2 J_{\text{risk}}(\theta) + \lambda_3 J_{\text{cost}}(\theta)] \quad (26)$$

式中, λ_1 , λ_2 , λ_3 为权重系数, 且 $\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 = 1$ 。

采用 NSGA-II 在 X 上搜索得到离散的 Pareto 解集:

$$F = \{\theta^{(q)}\}_{q=1}^{Q_p} \quad (27)$$

式中, Q_p 为 Pareto 解集规模。

考虑运行阶段与管理偏好的多样性, 事先给定包含常态、迎峰、应急三种状态的一组候选权重如式(28)所示, 具体设置为: ①常态 $\lambda^{(1)} = (0.3, 0.35, 0.35)$, 此时系统处于平稳运行时的状态, 没有任何突发事件影响; ②迎峰 $\lambda^{(2)} = (0.2, 0.4, 0.4)$, 此时电力需求或负荷接近峰值时, 储能响应电力需求; ③应急 $\lambda^{(3)} = (0.2, 0.6, 0.2)$, 此时储能主要应对突发事件及降低系统风险。

$$\Lambda = \{\lambda^{(r)} = (\lambda_1^{(r)}, \lambda_2^{(r)}, \lambda_3^{(r)})\}_{r=1}^3 \quad (28)$$

对任意的 $\lambda \in \Lambda$, 定义加权满意度:

$$u(\theta, \lambda) = -\sum_k \lambda_k \tilde{J}_k(\theta) \quad (29)$$

在 Pareto 集 F 上, 选取对所有权重情形都表现不差的稳健方案:

$$\theta^* = \arg \max_{\theta \in F} \min_{\lambda \in \Lambda} u(\theta, \lambda) \quad (30)$$

当出现并列时, 采用膝点准则作为并列打破:

$$\theta^c = \arg \max_{\theta \in F} \frac{\|(\tilde{J}(\theta) - \tilde{J}^{\min})(\tilde{J}^{\max} - \tilde{J}^{\min})\|}{\|\tilde{J}^{\max} - \tilde{J}^{\min}\|} \quad (31)$$

为把储能电站能量 E_i 与功率 P_i 落到电芯层面的串联数 N_s 与并联数 N_p , 基于 PCS 直流侧电压等级

与单体电池极限电流、能量约束, 推导出电站的电池串并联结构。以节点 i 为例, 为确保极端工况仍处于 PCS 直流容许电压内, 串联数需满足:

$$\begin{cases} N_s (V_{\text{cell}}^{\min} - I_{\text{dis}} R_{\text{cell}}^{\max}) \geq \frac{V_{\text{dc}}^{\min}}{k_v} \\ N_s (V_{\text{cell}}^{\max} + I_{\text{char}} R_{\text{cell}}^{\max}) \geq k_v V_{\text{dc}}^{\max} \end{cases} \quad (32)$$

式中, $V_{\text{cell}}^{\min}$ 为电池在 $\text{SOC}_{\min}$ 时的开路电压; $V_{\text{cell}}^{\max}$ 为电池在 $\text{SOC}_{\max}$ 时的开路电压; $R_{\text{cell}}^{\max}$ 为单体电池等效内阻的老化边界; $V_{\text{dc}}^{\min}$ 与 $V_{\text{dc}}^{\max}$ 为 PCS 直流侧允许工作电压范围; k_v 为电压裕度系数。

基于无载近似得到 N_s 的可行区间:

$$[N_s^L, N_s^U] = \left[\frac{V_{\text{dc}}^{\min}}{V_{\text{cell}}^{\min} k_v}, \frac{k_v V_{\text{dc}}^{\max}}{V_{\text{cell}}^{\max}} \right] \quad (33)$$

根据 PCS 低端电压下的直流母线电流约束可得:

$$N_p \geq \left(\frac{P_i}{k_l \eta_{\text{dc}} V_{\text{dc}}^{\min} I_{\text{max}}} \right) \quad (34)$$

式中, k_l 为直流母线电流裕度系数; I_{max} 为单体电池允许的最大电流; η_{dc} 为直流侧效率。

根据储能电站 SOC 窗口 ΔSOC 可得储能电站可用能量近似为:

$$E_{\text{avail}} \approx \frac{N_s N_p C_i V_{\text{cell}}^{\text{nom}} \Delta \text{SOC}}{k_E} \quad (35)$$

式中, $V_{\text{cell}}^{\text{nom}}$ 为电池在荷电状态区间中点时的开路电压; k_E 为能量裕度系数。

由此可得:

$$N_p \geq \left(\frac{E_i k_E}{N_s C_i V_{\text{cell}}^{\text{nom}} \Delta \text{SOC}} \right) \quad (36)$$

并联数取式(34)与式(36)中的最大值。为处理 N_p 与 N_s 的耦合, 先取初始 N_p 与 N_s , 进行额定放电电流检测, 通过公式(32)进行低端欠压、高端过压检测调整, 获取最终串并联数。

为求解本研究中的多目标优化问题, 本工作采用了 NSGA-II 多目标进化算法求解 Pareto 最优解, 同时结合 LinDistFlow 与 CVaR 方法处理不确定性风险。具体流程如图2所示。

4 仿真验证

本工作以 IEEE 24 节点作为储能电站接入配电网模型, 此结构中共计 24 个节点, 在节点 7、13、18 节点设置风力发电、设置节点 9、16、22 接入光伏发电, 在 1~24 节点处设置负荷, 在节点 6、12、18 处安装储能系统, 通过对风光、负荷典型

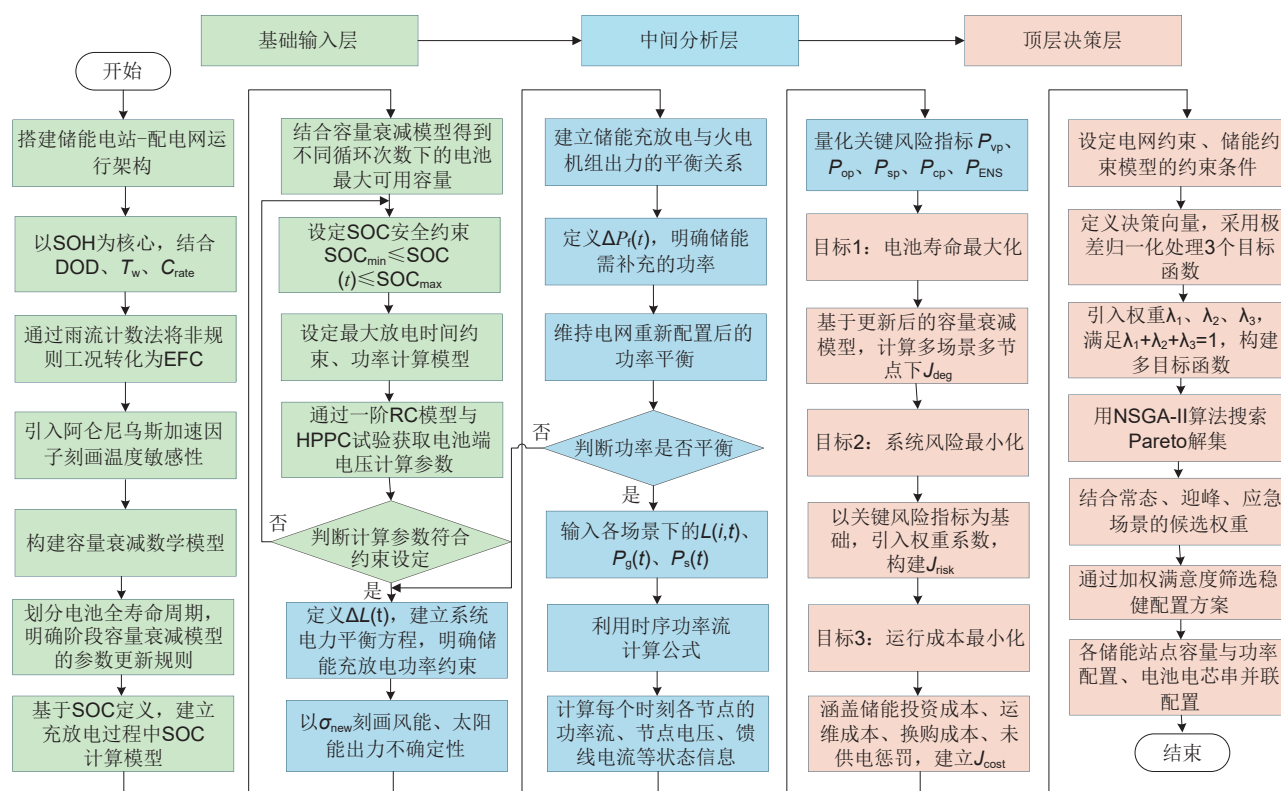


图2 容量配置求解流程图

Fig. 2 Capacity configuration solution flow chart

数据进行随机扰动以生成更多场景数据，电芯参数及储能电站基本配置如表1所示。

表1 储能电站及电芯参数

Table 1 Parameters of energy storage power station and cell

参数	数值
SOC运行范围	[0.10, 0.90]
风险评估SOC范围	[0.15, 0.85]
储能电站参数	
充放电效率	0.92
容量范围	[500, 30000] kWh
标称电压	3.6 V
电芯参数	
电压范围	[3.0, 4.2] V
最大电流	100 A
PCS直流电压范围	[700, 1000] V

电池老化参数选取如表2所示，电芯采用磷酸铁锂电池，老化阶段一共分为3个阶段且老化速度逐步递增，假设每个老化阶段衰减系数保持不变，当电池SOH降到0.7以下时认为电池处于退役阶段，此时更换新电池继续运行，对应配电网配置及储能成本参数如表3所示。

电力系统拟仿真运行时间设置为15年，其间

表2 电池老化衰减参数表

Table 2 Battery aging attenuation parameters

参数	SOH _{min}	A	B	D	E _a
老化阶段1	0.9	4.00×b ⁻⁴	2.48	0.23	5.0×b ⁴
老化阶段2	0.8	4.96×b ⁻⁴	2.92	0.31	5.7×b ⁴
老化阶段3	0.7	6.04×b ⁻⁴	3.52	3.52	6.9×b ⁴

表3 配电网配置及储能成本参数

Table 3 Distribution network configuration parameters

参数	数值	参数	数值
基准电压	1.0 pu	风险电压限值	[0.983, 1.017] pu
电压限值	[0.95, 1.05] pu	线路容量限值	480 kW
线路过载因子	0.85	c _E	1000 元/kWh
c _P	500 元/kW	c _S	300 元/kVA
c _{fix}	20 万元	c _{yw}	7.6 万元

如果电池达到退役状态时更换新的电池继续运行，即SOH更新为1。通过对典型真实数据进行随机扰动生成更多场景数据以满足数据随机性。进行只考虑风险、只考虑成本、考虑风险与成本以及考虑成本、风险与储能寿命三种目标综合优化仿真，选取第一周仿真运行结果进行储能电站运行SOC变化、

输出功率变化对比如图3、图4所示,其中储能SOC、 ΔSOH 分别取3节点储能电站平均SOC与平均 ΔSOH 。从图3、图4可知,在日峰值附近的放电尖峰都接近700~800 kW,表明四种策略都通过储能在进行“削峰”。四种策略中,只考虑风险的策略为了降低系统风险选择了较大的容量配置,整体SOC区间较窄。只考虑成本策略为了降低成本同时更多地获利选择了较小的储能容量配置,SOC摆动最大,考虑风险+成本策略兼顾成本与风险,SOC波动居于两者之间,而全考虑策略为了兼顾多种目标选择了更加适中的容量配置,容量高于考虑风险+成本策略的容量配置,减小SOC波动以适当减少电池寿命衰减,但仍然有较大的SOC波动区间,同时兼顾多种目标。

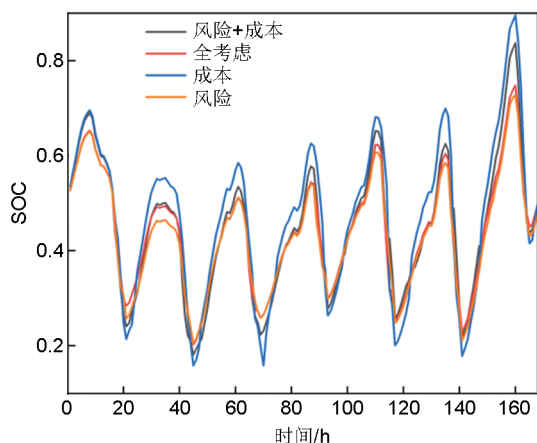


图3 不同优化策略SOC变化

Fig. 3 SOC change of different optimization strategies

四种不同优化目标15年仿真结果具体数据如表4所示,各策略节点储能容量配置情况如表5所示,从表中可以看出,只考虑成本策略容量配置最小,考虑风险+成本与只考虑风险策略容量配置相对较大,全考虑策略容量配置居中。对比另外三种策略,考虑成本、风险与储能寿命三种目标综合优化可以有效地提高储能电站的寿命,15年总累计SOH衰减只有47.44%,相对于只考虑成本与考虑

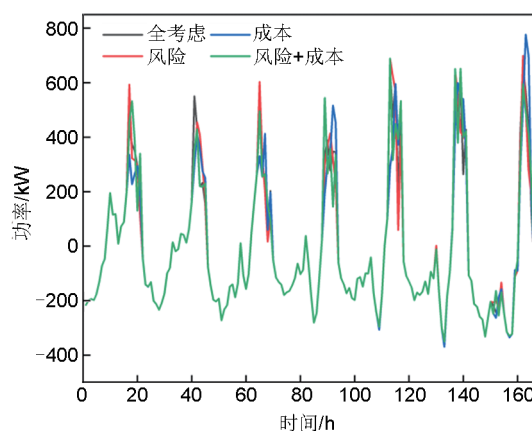


图4 不同优化策略储能功率变化

Fig. 4 Energy storage power change of different optimization

风险+成本策略有效减少SOH衰减分别为5.43%与3.33%,相比只考虑风险 ΔSOH 高了2.71%。

产生上述情况的主要原因为全考虑策略由于考虑电池寿命衰减,会更合理地利用储能进行充放电,但只考虑风险策略配置了更高的储能容量,同时会减少电池过充过放以降低运行风险,这种极端的方式会减少电池的寿命衰减速度,具体SOH衰减如图5所示。

在多风险概率下,只考虑成本的策略配置容量最小,为降低弃电惩罚频繁过充过放,虽成本最低但运行风险最高;只考虑风险的策略为降低风险显著增大容量,导致总成本最高。全考虑策略兼顾成本、风险与寿命衰减,容量配置更合理,风险明显降低。总体来看,三目标优化策略在容量配置与成本控制上实现了最优平衡,兼具经济性与安全性。

5 结论

本工作提出的方法显著提高了电池储能电站的寿命、有效减少了储能电站的运行成本,同时具有较好的抗风险能力,所提出全考虑策略的配置容量为6527.3 kWh,介于单一目标优化结果之间,略高于风险-成本双目标策略的6148.7 kWh。同时该

表4 四种策略对比结果

Table 4 Comparison results of four strategies

策略	总容量配置/kWh	ΔSOH	P_{vp}	P_{op}	P_{sp}	P_{cp}	J_{cost}
全考虑	6527.3	47.44%	2.697%	0.846%	1.549%	4.031%	4.776e+7
风险	7401	44.73%	2.740%	0.237%	1.046%	2.030%	5.679e+7
成本	5472.3	52.87%	3.423%	2.690%	5.074%	13.046%	4.463e+7
风险与成本	6148.7	50.77%	3.237%	0.954%	2.388%	6.286%	4.954e+7

表 5 四种策略节点容量配置结果

Table 5 Node capacity configuration results for four strategies

策略	总容量配置/kWh	节点 6/kWh	节点 12/kWh	节点 18/kWh
全考虑	6527.3	1845.9	1917.7	2763.7
风险	7401	2131.7	2308.9	2960.3
成本	5472.3	1601.8	1516.3	2354.2
风险与成本	6148.7	1799.4	1823.4	2525.9

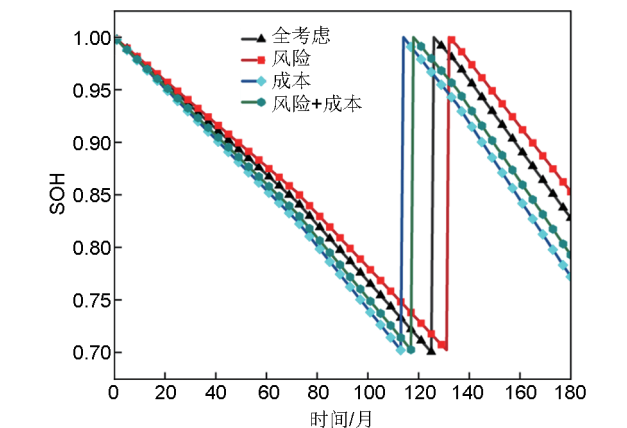


图 5 不同优化策略 SOH 变化

Fig. 5 SOH change of different optimization strategies

策略将电池健康状态衰减控制在 47.44%，显著低于成本单目标策略的 52.87% 与风险-成本双目标策略的 50.77%。在经济性方面，全生命周期成本为 4.776×10^7 ，虽略高于单一成本策略，但显著低于单一风险策略的 5.679×10^7 ，并优于风险-成本双目标策略的 4.954×10^7 。全考虑策略能够有效地在 3 目标优化中求解得到相对于其他三种策略折中的容量配置，实现了成本与风险的最优平衡，配置容量相对合理，既避免了过度投资，又有效降低了运行风险与惩罚成本，体现出整体优化的优越性，为储能电站的工程设计提供了有效的多目标兼容方法。本工作基于典型运行场景与代表性参数进行分析，未来工作将结合实际项目运行数据与市场情景开展模型校核与扩展研究，并进一步引入价格波动、运维策略差异及多物理场退化机理等因素，对方法的鲁棒性与普适性进行深入研究。

参考文献

[1] 李虹, 韩雨萌. 计及新能源不确定性的配电网-多微电网协同优化调度[J]. 电工技术学报, 2025, 40(17): 5571-5588.

LI H, HAN Y M. Coordinated optimization scheduling of

distribution networks and multiple microgrids considering the uncertainty of new energy[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2025, 40(17): 5571-5588.

[2] 卢颖辉. 计及微网储能系统多尺度不确定性容量协调优化[J]. 储能科学与技术, 2021, 10(6): 2235-2243.

LU Y H. Capacity coordination and optimization considering multi-scale uncertainty of micro-grid energy storage system[J]. Energy Storage Science and Technology, 2021, 10(6): 2235-2243.

[3] 于雨彤, 王灿, 李勇, 等. 高比例光伏接入的配电网多层级反向重过载风险评估[J]. 高电压技术, 2024, 50(10): 4540-4549. DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.20230527.

YU Y T, WANG C, LI Y, et al. Multi-level reverse heavy overload risk assessment for distribution system with high percentage of photovoltaic access[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(10): 4540-4549. DOI:10.13336/j.1003-6520.hve.20230527.

[4] 侯美倩, 牛启帆, 邢洁, 等. 计及可靠性的含源配电网储能系统的优化配置[J]. 储能科学与技术, 2023, 12(2): 504-514. DOI:10.19799/j.cnki.2095-4239.2022.0621.

HOU M Q, NIU Q F, XING J, et al. Optimal configuration of energy storage system in active distribution network with the consideration of reliability[J]. Energy Storage Science and Technology, 2023, 12(2): 504-514. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2022.0621.

[5] ZHENG Y, SONG Y, HUANG A, et al. Hierarchical optimal allocation of battery energy storage systems for multiple services in distribution systems[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(3): 1911-1921. DOI:10.1109/tste.2019.2946371.

[6] YAN N, ZHANG B, LI W, et al. Hybrid energy storage capacity allocation method for active distribution network considering demand side response[J]. IEEE Transactions on Applied Superconductivity, 2019, 29(2): 5700204. DOI: 10.1109/TASC.2018.2889860.

[7] 栗占伟, 樊东方, 曾超, 等. 考虑风光消纳的储能系统容量优化配置及运行策略研究[J]. 储能科学与技术, 2024, 13(8): 2713-2725. DOI:10.19799/j.cnki.2095-4239.2024.0165.

LI Z W, FAN D F, ZENG C, et al. Research on capacity optimization configuration and operation strategy of energy storage system considering wind and solar consumption[J]. Energy Storage Science and Technology, 2024, 13(8): 2713-2725. DOI:10.19799/j.cnki.2095-4239.2024.0165.

[8] 徐浩, 姜新雄, 刘志成, 等. 基于概率预测的电网静态安全运行风险评估及主动调控策略[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(1): 182-191.

XU H, JIANG X X, LIU Z C, et al. Probability prediction based risk assessment and proactive regulation and control strategy for static operation safety of power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(1): 182-191.

[9] 严康, 陆艺丹, 覃芳璐, 等. 配电网用户侧异构电力物联设备网络风险量化评估[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(11): 64-76. DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.221139.

YAN K, LU Y D, QIN F L, et al. Network security risk assessment of UPIDs in the distribution system[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(11): 64-76. DOI:10.19783/j.cnki.pspc.221139.

- [10] MASAUD T M, EL-SAADANY E. Optimal battery planning for microgrid applications considering battery swapping and evolution of the SOH during lifecycle aging[J]. *IEEE Systems Journal*, 2023, 17(3): 4725-4736. DOI:10.1109/jsyst.2023.3285147.
- [11] CHENG L, WAN Y X, ZHOU Y L, et al. Operational reliability modeling and assessment of battery energy storage based on lithium-ion battery lifetime degradation[J]. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2022, 10(6): 1738-1749. DOI: 10.35833/mpce.2021.000197.
- [12] 顾菊平, 蒋凌, 张新松, 等. 基于特征提取的锂离子电池健康状态评估及影响因素分析[J]. *电工技术学报*, 2023, 38(19): 5330-5342. DOI:10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.231085.
- GU J P, JIANG L, ZHANG X S, et al. Estimation and influencing factor analysis of lithium-ion batteries state of health based on features extraction[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2023, 38(19): 5330-5342. DOI: 10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.231085.
- [13] 董明, 范文杰, 刘王泽宇, 等. 基于特征频率阻抗的锂离子电池健康状态评估[J]. *中国电机工程学报*, 2022, 42(24): 9094-9104. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.212036.
- DONG M, FAN W J, LIU W, et al. Health assessment of lithium-ion batteries based on characteristic frequency impedance[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2022, 42(24): 9094-9104. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.212036.
- [14] MICHELINI E, HÖSCHELE P, ELLERSDORFER C, et al. Impact of prolonged electrochemical cycling on health indicators of aged lithium-ion batteries for a second-life use[J]. *IEEE Access*, 2024, 12: 193707-193716. DOI:10.1109/access.2024.3520226.
- [15] 周颀, 宋显华, 卢文斌, 等. 基于日常片段充电数据的锂电池健康状态实时评估方法研究[J]. *中国电机工程学报*, 2019, 39(1): 105-111. DOI:10.13334/j.0258-8013.pcsee.181026.
- ZHOU D, SONG X H, LU W B, et al. Real-time SOH estimation algorithm for lithium-ion batteries based on daily segment charging data[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2019, 39(1): 105-111. DOI:10.13334/j.0258-8013.pcsee.181026.
- [16] FALLAHIFAR R, KALANTAR M. Optimal planning of lithium ion battery energy storage for microgrid applications: Considering capacity degradation[J]. *Journal of Energy Storage*, 2023, 57: 106103. DOI:10.1016/j.est.2022.106103.
- [17] 朱新华, 李肖辉, 斯建东, 等. 锂离子电池容量衰减原理研究进展[J]. *电源技术*, 2023, 47(11): 1387-1393. DOI: 10.3969/j.issn.1002-087X.2023.11.002.
- ZHU X H, LI X H, SI J D, et al. Research progress on capacity attenuation principle of lithium ion battery[J]. *Chinese Journal of Power Sources*, 2023, 47(11): 1387-1393. DOI: 10.3969/j.issn.1002-087X.2023.11.002.
- [18] RAHMAN T, ALHARBI T. Exploring lithium-ion battery degradation: A concise review of critical factors, impacts, data-driven degradation estimation techniques, and sustainable directions for energy storage systems[J]. *Batteries*, 2024, 10(7): DOI:10.3390/batteries10070220.
- [19] ETXANDI-SANTOLAYA M, CANALS CASALS L, CORCHERO C. Extending the electric vehicle battery first life: Performance beyond the current end of life threshold[J]. *Heliyon*, 2024, 10(4): e26066. DOI:10.1016/j.heliyon.2024.e26066.
- [20] 许卓, 李希超, 贾隆舟, 等. 过充循环对锂离子电池容量衰减及安全性影响[J]. *储能科学与技术*, 2022, 11(12): 3978-3986.
- XU Z, LI X C, JIA L Z, et al. Effect of overcharge cycle on capacity attenuation and safety of lithium-ion batteries[J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2022, 11(12): 3978-3986.