



电化学储能电站出力置信度对电网不同场景运行效果的影响分析

王上行, 官亦标, 李相俊
(中国电力科学研究院有限公司, 北京 100192)

摘要: 随着我国电网中具有波动性与间歇性的新能源渗透率不断提升, 电网安全稳定运行面临着愈发严峻的挑战。电化学储能电站作为提升系统灵活性与可靠性的关键手段, 其出力能力的可靠性将直接影响电网调度运行效果。本工作提出了一种基于核密度估计的储能电站出力置信度评估方法, 并结合调频、紧急功率支撑与调峰等典型电网场景, 从功率响应偏差、响应时间、可调控能量3个维度分析了不同置信度对电网运行效果的影响。相关分析结果表明, 功率响应偏差置信度对电网调频、响应时间置信度对紧急功率支撑以及可调控能量置信度对电网调峰会造成显著影响。本研究可为规模化电化学储能接入下的电网安全经济运行提供理论和实践指导, 推动电化学储能可靠经济调用。

关键词: 储能电站; 置信度评估; 电网运行影响分析

doi: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2025.0940

中图分类号: TM 911

文献标志码: A

文章编号: 2095-4239 (2026) 02-570-09

Analysis on the influence of output reliability of electrochemical energy storage power station on operation effect of different scenarios in power grid

WANG Shangxing, GUAN Yibiao, LI Xiangjun
(China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China)

Abstract: With the increasing penetration of volatile and intermittent renewable energy in China's power grid, ensuring safe and stable grid operation has become increasingly challenging. As a key technology for enhancing system flexibility and reliability, the output performance of electrochemical energy storage power stations, and its reliability, directly affects grid dispatch performance and operational efficiency. This paper develops a confidence-level assessment method for the output capability of energy storage power stations based on kernel density estimation. Combined with typical grid operation scenarios, including frequency regulation, emergency power support, and peak shaving, the impacts of different confidence levels on grid operation are systematically analyzed from three dimensions: power response deviation, response time, and adjustable energy. The analysis results indicate that the confidence level of power response deviation has a significant impact on grid frequency regulation, whereas the confidence level of response time predominantly affects emergency power support, and the confidence level of adjustable energy plays a key

收稿日期: 2025-10-22; 修改稿日期: 2025-11-24。

基金项目: 国家电网有限公司科技项目 (5419-202323785A-3-8-KJ)。

第一作者及通信联系人: 王上行 (1990—), 男, 博士, 高级工程师, 从事储能规划与运行, E-mail: 415792354@qq.com。

引用本文: 王上行, 官亦标, 李相俊. 电化学储能电站出力置信度对电网不同场景运行效果的影响分析[J]. 储能科学与技术, 2026, 15(2): 570-578.

Citation: WANG Shangxing, GUAN Yibiao, LI Xiangjun. Analysis on the influence of output reliability of electrochemical energy storage power station on operation effect of different scenarios in power grid[J]. Energy Storage Science and Technology, 2026, 15(2): 570-578.

role in grid peak shaving. This research can provide both theoretical and practical guidance for the safe and economic operation of power grids under large-scale integration of electrochemical energy storage, thereby promoting the reliable and economical dispatch of energy storage resources.

Keywords: energy storage power station; confidence evaluation; power grid operation impact analysis

为实现2030年“碳达峰”目标,我国能源清洁转型正加速推进,新能源将在“十五五”期间持续快速发展^[1]。具有波动性和间歇性的新能源高比例接入,一方面增加了电网调峰、顶峰等调节压力,电网保供应和促消纳压力愈发凸显;另一方面也会导致维持系统频率稳定的转动惯量不足,系统稳定水平降低^[2]。电化学储能的大规模应用在提升电力系统灵活性、促进新能源消纳、保障电网安全等方面具有显著优势,对于推动能源结构转型和保障能源供应安全意义重大^[3]。然而,受电池健康状态、环境条件和控制策略等影响,现阶段储能电站的出力能力仍有较大的不确定性,在影响电网调度运行可靠性的同时,也会给电站业主带来费用考核等风险。

电化学储能电站的出力能力可以从功率响应偏差、响应时间、可控能量等方面进行综合衡量,不同指标对于电网调峰、调频、紧急功率支撑等不同场景运行效果的影响程度各异,国内外研究者从不同应用场景需求出发,对储能电站的出力能力评估开展了不同角度的针对性研究工作。文献[4]通过层次分析法对储能系统调节速度、调节精度和响应时间等指标进行观测与评价,支撑了光储联合调频场景的储能设备选型;文献[5-7]融合机器学习、深度学习等方法,为储能电站运行状态监测与基于电池健康状态(SOH)的可控能量评估提供了一种人工智能分析思路,从而提升了储能参与调峰等场景的可靠性;文献[8]基于电化学储能电站的等值参数模型以及并网测试数据,实现了对储能电站在故障穿越及电网支撑等场景中的出力能力评价。上述研究从设备模型、工况及在/离线运行数据出发,基于确定性的视角对储能电站的出力能力进行了客观评估,但是在实际运行过程中,储能设备状态、环境条件、运行工况等不确定因素均会对储能电站的实际出力带来影响^[9-11],确定性的评估结果难以确保调控运行的可靠性,亟须建立针对不确定性的储

能电站出力能力评估方法,帮助调度运行人员更好地刻画储能电站运行边界,支撑高可靠电网调度运行。

针对不确定性的储能电站出力能力评估问题,本工作引入基于核密度的置信度求取方法对储能电站出力能力进行计算表征,并结合各类场景,针对不同储能电站出力置信度开展其对电网运行效果的影响分析,并对后续置信度研究进行了展望。

1 储能电站出力置信度计算方法

1.1 基于核密度的储能电站出力能力置信度计算方法

为对储能各方面出力能力进行概率统计角度的科学分析评估,提出了基于核密度的储能出力置信度分析计算方法。核密度估计(kernel density estimation, KDE)是一种非参数估计方法,用于从有限的样本数据中估计出随机变量的概率密度函数,它不需要事先假设数据服从何种分布(如正态分布、韦伯分布等),因此非常适用于实际工程中复杂且未知的分布形态。该方法的核心思想是将每个样本数据点视为一个微小的、连续的概率分布(即“核”)的中心,然后将所有数据点对应的这些微小的分布叠加起来,就得到了一个平滑的、连续的整体概率密度估计。

以储能电站响应功率偏差为例进行说明,假设有一组历史监测到的储能功率响应数据样本 $X=[x_1, x_2, \dots, x_n]$,其中 x_i 是第 i 次功率响应值与功率指令值的比值,针对储能功率响应偏差的评估目标是计算 $P(a \leq X \leq b)$,其中 $[a, b]$ 是评估的置信区间,例如功率指令的95%~105%。

为了开展核密度估计,首先需要确定核函数类型,它决定了每个数据样本周围概率分布的形状。常见的核函数有高斯核、均匀核等。在本研究中可根据实际数据特性选择高斯核作为核函数,其函数形式为

$$K(u) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}u^2} \quad (1)$$

接下来需要选择带宽(bandwidth, h): 带宽 h 是KDE中最重要的参数, 它控制了核函数的宽度, 即平滑程度: h 太大会使得核密度曲线过度平滑, 掩盖数据的真实结构(如多峰性); h 太小会使得核密度曲线欠平滑, 变得粗糙、多刺, 对噪声敏感。工程领域通常可使用Silverman经验公式来寻找最优 h 。对于高斯核, 一个常用的初始带宽选择是

$$h = 1.06\hat{\sigma}n^{-1/5} \quad (2)$$

式中, $\hat{\sigma}$ 是样本数据的标准差。

在选定了合适的核函数和带宽后, 就可以计算储能电站响应功率偏差的核密度估计。对于任意出力值 x , 其概率密度的估计值为

$$\hat{f}_h(x) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n K_h(x - x_i) = \frac{1}{nh} \sum_{i=1}^n K\left(\frac{x - x_i}{h}\right) \quad (3)$$

式中, $K(\cdot)$ 是核函数, h 是带宽, x_i 是第 i 个样本数据点, n 是样本总数。该公式的意义是: 要估计 x 点的密度, 先看每个样本点 x_i 与 x 的距离, 根据距离为每个 x_i 分配权重(由带宽为 h 的核函数 K 计算), 最后将所有权重求和后归一化(除以 nh 就得到 x 点的密度了)。

得到了概率密度函数 $\hat{f}_h(x)$ 后, 就可以计算储能出力落在区间 $[a, b]$ 内的概率, 即求密度函数在该区间上的积分。

$$P(a \leq X \leq b) = \int_a^b \hat{f}_h(x) dx \quad (4)$$

该积分结果就代表了储能电站响应功率偏差在指定区间内的出力置信度。

对于储能电站响应时间、可控能量等其他出力能力指标, 同样可以采用上述基于核密度的计算流程: 收集相应的历史监测数据样本, 按照相同的步骤确定核函数和带宽, 计算概率密度函数并进行区间积分, 从而得到各指标在不同区间内的出力置信度。通过这种计算方法, 能够从概率统计的角度对储能电站各方面的出力能力进行科学、全面的评估, 为后续分析其对电网不同场景运行效果的影响提供准确的数据基础。

1.2 案例分析

结合第1.1节提出的核密度估计方法, 对3个不同规模锂离子电池储能电站A、B、C的出力偏差历史运行数据开展置信度分析评估。

首先, 根据出力偏差历史运行数据, 按照第

1.1节方法求取概率密度函数曲线, 如图1所示。理论上储能电站出力偏差概率密度函数呈正态分布, 但通过实际储能电站出力统计分析, 出力偏差概率分布可能呈现双峰甚至多峰, 多峰一般出现在欠出力区间(即充放电时实际功率小于指令功率), 部分储能电站甚至出现了超出5%区间的概率密度波峰。电站实际运行过程中, 部分舱内会出现SOC过高或过低、部分电芯过热等一致性差的问题, 导致限功率或降功率运行的情况, 致使整站功率响应值低于指令值, 因此, 实际工程中出力偏差概率密度函数常会向欠出力方向进行偏移。

进一步分析出力偏差在 $\pm 5\%$ 区间的置信度, 如表1所示。目前部分储能电站出力偏差较大, 其中出力偏差在 $\pm 5\%$ 区间的置信度高于95%的仅有储能电站A。相关研究将为后续开展储能电站运行综合评测提供理论和数据支持。

2 出力置信度对电网运行效果的影响分析

2.1 功率响应偏差置信度对调频场景运行效果的影响

电网频率的稳定依赖于所有调频资源精准地按指令出力。如果储能电站的响应存在不可预测的偏差, 其实际提供的调频功率就会与需求不符。出力置信度作为衡量储能系统在调频任务中可靠性的关键指标, 直接影响到储能系统在二次调频中的表现。当储能响应不足或响应过度时, 将无法有效抑制频率下降, 甚至可能加剧频率波动, 进而降低整个区域的调频控制性能, 增大区域控制偏差(ACE), 使电网频率偏离标准值, 最终影响电网的控制性能标准(CPS)考核得分^[12-14]。

为分析储能电站功率响应偏差置信度对区域电网调频效果的影响, 首先建立含储能系统参与二次调频的区域电网调频动态模型。为聚焦储能响应偏差带来的影响, 本小节采用标准的单区域电网负荷频率控制(LFC)模型进行分析:

$$\Delta f(s) = [\Delta P_m(s) - \Delta P_d(s) - \Delta P_L(s)] / (2Hs + D) \quad (5)$$

式中, Δf 表示频率偏差, ΔP_m 为机械功率变化, ΔP_d 为负荷扰动, ΔP_L 为储能功率, H 为电网惯性常数, D 为电网阻尼系数。为了模拟储能功率响应偏差置信度对电网经负荷扰动后的频率控制偏差影响, 采用蒙特卡洛仿真的方法对不同储能功率响

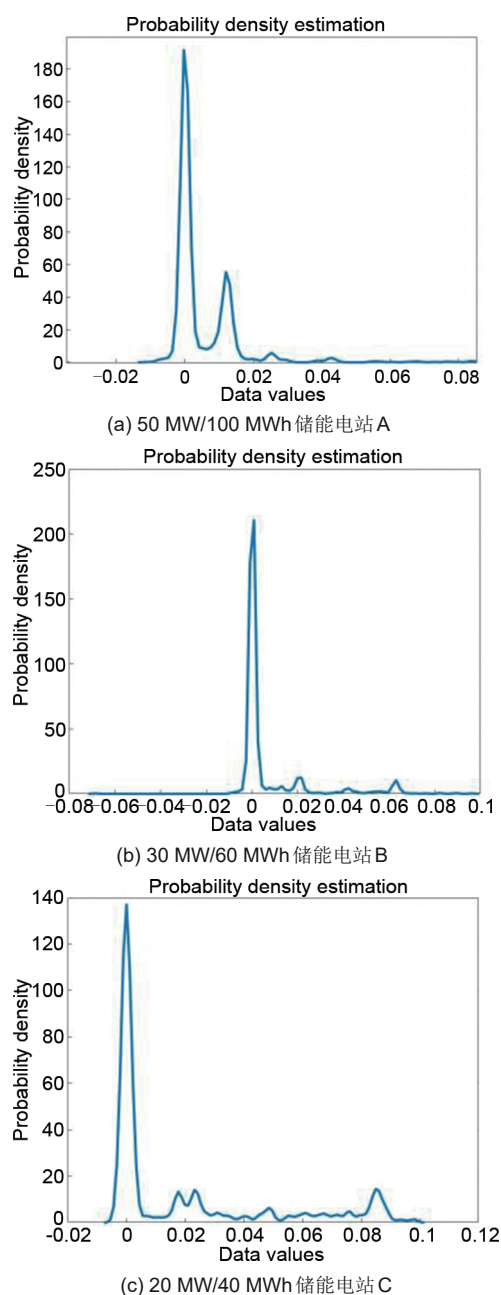


图1 2023年9月不同锂离子电池储能电站出力偏差概率密度函数曲线

Fig. 1 Curve of deviation probability density function for different lithium-ion battery energy storage power stations in September 2023

表1 3个储能电站出力偏差在±5%区间的置信度
Table 1 Confidence interval of output deviation of three energy storage power stations within ±5%

储能电站	出力偏差±5%区间置信度
50 MW/100 MWh 储能电站 A	96.31%
30 MW/60 MWh 储能电站 B	93.28%
20 MW/40 MWh 储能电站 C	91.66%

应偏差置信度(±5% 区间内的置信度为70%~99%)下的储能出力及电网影响进行仿真分析,每个置信度下的蒙特卡洛仿真次数设定为100,记录不同置信度下的储能电站功率响应偏差均值和电网区域频率控制偏差的均方根值,得到的结果分别如图2和图3所示。

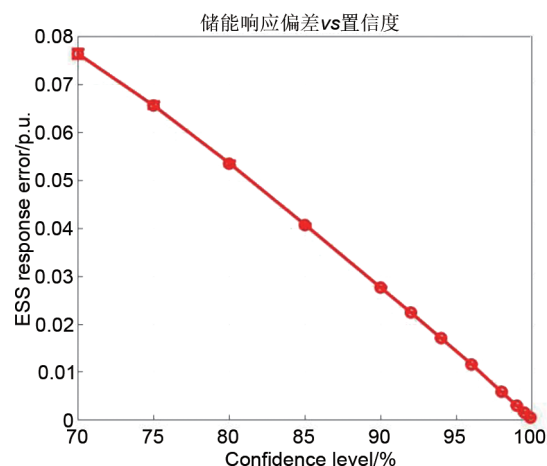


图2 不同置信度下的储能电站功率响应偏差均值
Fig. 2 Mean power response deviation of energy storage power stations under different confidence levels

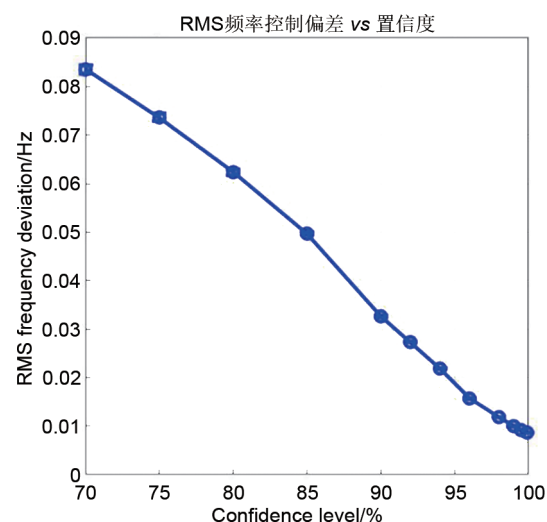


图3 不同置信度下的电网区域频率控制偏差的均方根值
Fig. 3 Root mean square (RMS) value of regional frequency control deviation in power grid under different confidence levels

由图2可以看出,随着储能功率响应偏差置信度的提升,储能电站功率响应偏差以接近线性的方式快速下降。而从图3中可知,电网区域频率控制偏差并不会随着储能功率响应偏差置信度的提升单

调线性下降,而是在置信度高于90%以后呈现出了一定的饱和效应,这与功率响应偏差的非线性概率分布有关,符合正态分布的储能电站出力响应偏差均会呈现类似规律。因此,在考虑提升储能功率响应偏差置信度来提升电网CPS指标时,需要充分考虑这种饱和效应带来的技术经济性影响。

2.2 响应时间置信度对紧急功率支撑场景运行效果的影响

储能电站配置在电网当中,可发挥紧急功率支撑的作用,当电网因受入直流双极闭锁等严重故障产生较大功率缺口时,可快速响应稳控指令,在接到指令后的200 ms左右,实现全功率支撑,避免电网频率跌落到允许值以下。为了分析响应时间置信度对紧急功率支撑场景运行效果的影响,需要建立故障后电网频率响应动态分析模型。

特高压直流线路发生双极闭锁等严重故障后,电力系统的电源与负荷平衡遭到破坏,系统频率将发生快速跌落,而系统内发电机组也将随之改变出力以实现系统频率的支撑。传统发电机组参与电网调频按时间顺序可分为惯量响应、一次调频响应和二次调频响应,在不同时间尺度上采用不同的方法对功率不平衡量进行调整。如图4所示,将系统的频率响应过程分为3个阶段。其中, $t_0 \sim t_{\text{nadir}}$ 为系统惯量响应阶段, $t_d \sim t_{\text{ss}}$ 为一次调频响应阶段, t_{ss} 后为二次调频响应阶段。在上述频率动态过程中,考虑冗余等待时间的储能电站的功率响应时间一般为0.8 s左右,频率下降已经超过调频死区阈值,所以储能电站的介入时间点介于 $t_d \sim t_{\text{nadir}}$ 之间,记为 t_{Bess} 。不同

阶段的电网频率动态响应函数如下式所示:

$$\Delta f(t) = \begin{cases} \frac{\Delta P_0}{D} \left(1 - e^{-\frac{D}{2H}t} \right), & 0 < t \leq t_d \\ A_m e^{-\alpha t} \sin(\omega t + \varphi) + \frac{\Delta P_0 + K_G \Delta f_d}{D + K_G}, & t_d < t < t_{\text{Bess}} \\ A_m e^{-\alpha t} \sin(\omega t + \varphi) + \frac{\Delta P_0 - P_{\text{Bess}} + K_G \Delta f_d}{D + K_G}, & t \geq t_{\text{Bess}} \end{cases} \quad (6)$$

式中, H 为系统等效惯性时间常数; D 为系统阻尼系数; Δf 为系统频率偏差标幺值; ΔP_0 为直流线路发生双极闭锁等严重故障后系统初始功率扰动量标幺值; P_{Bess} 为储能电站最大支撑功率; K_G 为发电机组功频静态特性系数; α 、 ω 、 A_m 为与电网特性相关的系列参数。由式中可见,储能电站的切入响应时间 t_{Bess} 会直接影响到频率动态变化过程,置信度低的响应时间甚至会导致频率越限等严重问题。

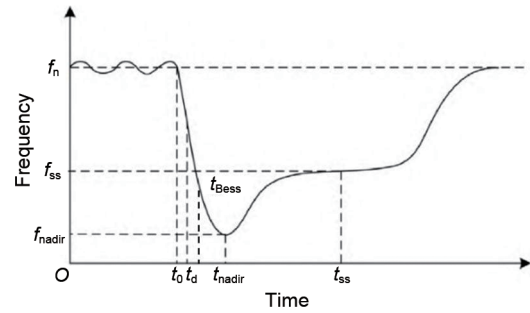


图4 故障后系统频率动态响应过程示意图
Fig. 4 Schematic diagram of system frequency dynamic response process after fault

为了模拟储能响应时间置信度对电网经负荷扰动后的频率控制偏差影响,针对一个储能装机占负荷比例10%的区域电网,采用蒙特卡洛仿真的方法进行故障后的频率动态过程仿真,对不同储能响应时间置信度($\pm 5\%$ 区间内的置信度从70%~99%)下的储能响应时间及电网故障后最低频率的影响进行仿真分析,故障选取出力占负荷比例20%的直流线路双极闭锁,每个置信度下的蒙特卡洛仿真次数设定为100,记录不同置信度下的储能电站响应时间标准差和故障后电网最低频率(故障暂态过程中电网频率的最小值)标准差。得到的结果分别如图5和图6所示。

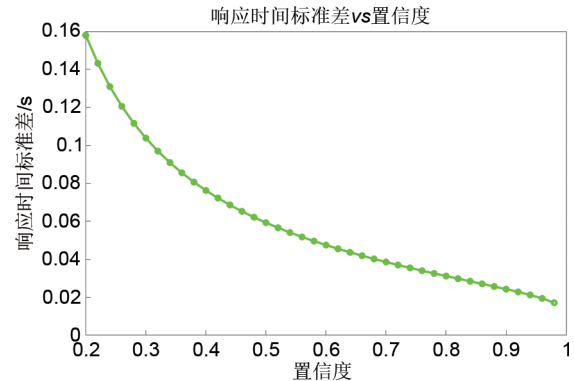


图5 不同置信度下的响应时间标准差
Fig. 5 Standard deviation of response time under different confidence levels

由图5可以看出,随着响应时间置信度的提升,储能电站响应时间标准差逐渐下降,储能电站的响应时间趋于确定。而从图6中可知,针对储能装机占负荷比例10%的电网来说,不同置信度下的储能响应时间会对电网暂态过程中的最低频率造成超过0.005 Hz的显著差异。在不同储能装机占比、不同电源结构、不同故障类型下,储能响应时

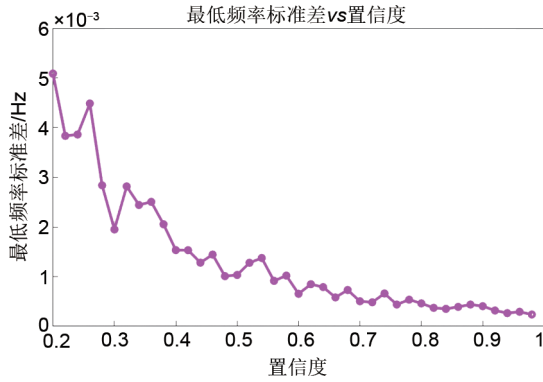


图6 不同置信度下的电网最低频率标准差

Fig. 6 Standard deviation of grid minimum frequency under different confidence levels

间置信度对电网故障后最低频率的影响不一，在相同的电源结构和电网故障下，若是储能装机占比进一步提升，储能响应时间对于电网最低频率的影响还会更加突出。因此，提高储能响应时间的置信度对于增强储能的电网安全支撑作用具有重要意义。

2.3 可调控能量置信度对电网调峰场景运行效果的影响

可调控能量置信度是独立储能在参与电网调峰时，考察其实际可调控能量与承诺可调控能量差异的关键核心指标，该参数直接影响储能参与电力系统调峰的可靠性与经济性。从调峰可靠性来看，高置信度可确保储能按计划消纳多余新能源或填补负荷缺口，减少电网需紧急调用燃机等备用资源的概率。相反，低置信度会导致实际出力低于预期，致使峰谷差扩大，需额外调用甚至启停火电来参与调峰，增加系统运行成本^[15-17]。为了分析不同可调控能量置信度对电网调峰经济性的影响，首先建立一个含储能电池的区域电网调峰机组组合模型。

假设区域电网包含常规机组(如燃煤、燃气机组)、储能系统(电池储能)、负荷和新能源(如风电、光伏)。新能源出力视为“负负荷”融入净负荷。储能用于在负荷高峰时放电、低谷时充电，以平滑负荷曲线、减少峰谷差。设储能的额定能量为 E_{rated} ，实际可调控能量 E_{actual} 为随机变量。可调控能量置信度 γ 定义为

$$\gamma = P(E_{\text{actual}} \geq \alpha E_{\text{rated}}) \quad (7)$$

式中， α 为可信能量区间阈值(例如 $\alpha=0.95$ ，表示我们关注储能能量在 95% 额定值以上的概率)。置信度 γ 越高，储能越可靠。储能实际可调控能量 E_{actual} 在调峰关键时段服从已知分布，为简化，假设

E_{actual} 在调峰开始时服从正态分布，其累积分布函数(CDF)已知。含储能电池的区域电网调峰机组组合模型的目标函数以最小化系统总运行成本为目标，主要是常规机组的发电成本、启停成本和备用成本：

$$\min \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{i=1}^{N^G} [C_i^F(P_{i,t}) + C_i^{\text{SU}} u_{i,t}^{\text{SU}} + C_i^{\text{SD}} u_{i,t}^{\text{SD}}] + C^R R_t \right\} \quad (8)$$

式中， N^G 为常规机组数量； $P_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的有功出力； $C_i^F(P_{i,t}) = a_i P_{i,t}^2 + b_i P_{i,t} + c_i$ 为机组 i 的发电成本函数； $C_i^{\text{SU}}, C_i^{\text{SD}}$ 为机组 i 的启动和停机成本； $u_{i,t}^{\text{SU}}, u_{i,t}^{\text{SD}}$ 为机组 i 在时段 t 的启动/停机状态二进制变量； C^R 为单位备用容量的成本，元/MW； R_t 为时段 t 系统预留的备用容量，MW，用于覆盖储能可能的容量短缺。

约束条件包括系统平衡约束、常规机组出力约束、储能系统运行约束等。

(1) 系统功率平衡约束， $\sum_{i=1}^{N^G} P_{i,t} + P_t^{\text{dis}} - P_t^{\text{ch}} = D_t$ ， $\forall t$ 。其中， $P_t^{\text{dis}}, P_t^{\text{ch}}$ 为储能的放电和充电功率， D_t 为时段 t 的净负荷。

(2) 常规机组出力约束，包括出力上下限约束 $P_i^{\min} I_{i,t} \leq P_{i,t} \leq P_i^{\max} I_{i,t}$ ，爬坡速率约束 $-RD_i \leq P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq RU_i$ ，以及最小启停时间约束。其中， $I_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的运行状态二进制变量。

(3) 储能系统运行约束，包括充放电功率限制约束：

$$0 \leq P_t^{\text{ch}} \leq P_{\max}^{\text{ch}} u_t^{\text{ch}}, \quad 0 \leq P_t^{\text{dis}} \leq P_{\max}^{\text{dis}} u_t^{\text{dis}}, \quad u_t^{\text{ch}} + u_t^{\text{dis}} \leq 1 \quad (9)$$

能量状态约束：

$$E_t = E_{t-1} + \eta^{\text{ch}} P_t^{\text{ch}} \Delta t - \frac{P_t^{\text{dis}} \Delta t}{\eta^{\text{dis}}}, \quad E_t^{\min} \leq E_t \leq E_t^{\max}, \quad E_0 = E_T \quad (10)$$

以及基于置信度的机会约束：在调峰关键时段，储能计划放电能量必须满足可靠性要求。设时段 t 的放电能量为 $E_t^{\text{dis}} = P_t^{\text{dis}} \Delta t$ ，实际可用能量为 E_t ，要求：

$$P\left(E_t \geq \frac{E_t^{\text{dis}}}{\eta^{\text{dis}}}\right) \geq \beta \quad (11)$$

根据置信度 $\gamma = P(E_t \geq \alpha E_{\text{rated}})$ ，可进一步将机会约束转化为确定性约束，如 E_t 服从正态分布 $N(\mu_t, \sigma_t^2)$ ，则有：

$$\frac{E_t^{\text{dis}}}{\eta^{\text{dis}}} \leq \mu_t - \Phi^{-1}(1 - \beta) \sigma_t \quad (12)$$

其中， Φ 为标准正态分布函数。

在安排调峰时段机组出力时，为了保障调峰可

靠性,可引入可信放电功率 $P_t^{\text{dis,cre}}$,确保在调峰时段储能电站能够可靠持续出力,避免能量不足引发大量功率缺口。

$$P_t^{\text{dis,cre}} = \kappa P_{\max}^{\text{dis}} \quad (13)$$

式中, κ 为可信容量因子,取决于置信度 γ 和可信能量区间阈值 α 。例如:

$$\kappa = \begin{cases} 1 & \gamma \geq 0.95 \\ \frac{\gamma}{0.95} & \gamma < 0.95 \end{cases} \quad (14)$$

因此,在调峰时段,放电功率约束加强为

$$P_t^{\text{dis}} \leq \kappa P_{\max}^{\text{dis}} \quad (15)$$

(4) 备用需求约束,由于储能可能无法提供计划能量,系统需要备用容量来覆盖其容量短缺,同时考虑负荷存在一定的随机不确定性,系统负荷备用率还需要留有一定裕度,常取5%。备用需求与置信度相关:

$$C_t + R_t + (1 - \kappa) P_{\max}^{\text{dis}} \geq D_{t,\max} / 0.95 \quad (16)$$

式中, C_t 为煤电机组最大容量, R_t 为开启的燃气机组最大容量, $D_{t,\max}$ 为一天当中的最大负荷。

通过上述模型,我们可以分析出,如果储能电站置信度不高,系统在调峰时段运行时将不得不安排额外的备用容量来满足可靠性要求,从而增加大量运行成本。因此,提升储能电站的可调控能量置信度对于提高系统运行经济性非常重要,必要时甚至可对场站进行可调控能量置信度相关的考核,以

提升电网调峰的可靠性和经济性。

为了验证所提出模型的有效性,构建一个最大净负荷为1300万kW的区域电网来进行案例分析,该电网配置有150万kW/4h储能,以及1000万kW煤电机组(10台×100万机组)和200万燃气机组(20台×10万机组)共同保障电网电力供应,其中煤电机组发电成本为0.3元/kWh,燃气机组发电成本为0.5元/kWh,储能的充放电成本为0.15元/kWh。构建如下4种情况进行电网可靠性与经济性比对分析:

Case1: 储能可调控能量采用本文提出的置信度模型,在可信能量区间阈值 α 为0.95的情况下,储能可调控能量置信度评估结果为0.9。

Case2: 储能可调控能量采用本文提出的置信度模型,在可信能量区间阈值 α 为0.95的情况下,储能可调控能量置信度评估结果为0.8。

Case3: 储能可调控能量采用确定性模型,储能实际可调控能量分布与Case1相同,但在调度计划安排时采用100%额定能量作为可调控能量。

Case4: 储能可调控能量采用确定性模型,储能实际可调控能量分布与Case1相同,但在调度计划安排时采用70%额定能量作为可调控能量。

采用混合整数线性规划求解工具求解机组出力与储能调度,使得总成本最小,优化后系统运行曲线如图7所示,相关分析结果如表2所示。

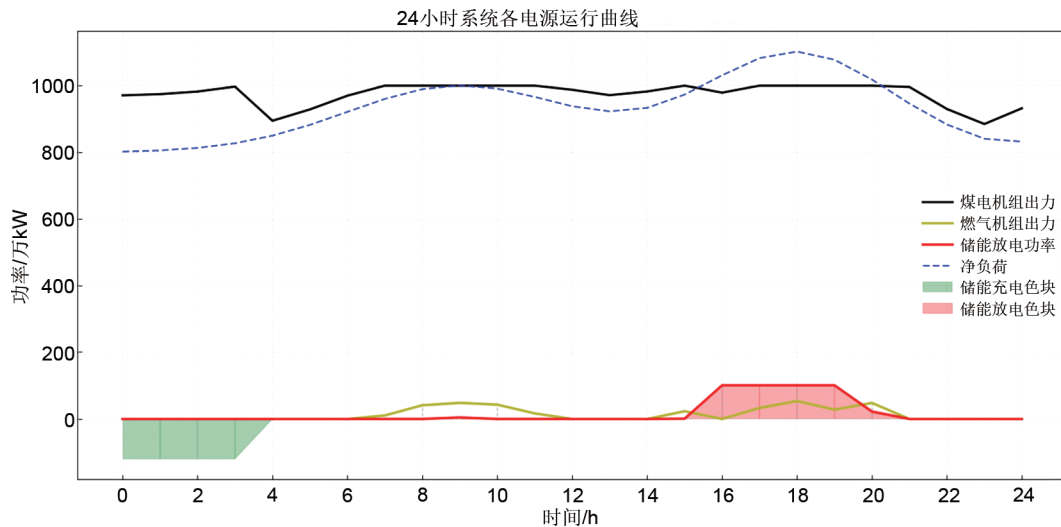


图7 系统运行曲线

Fig. 7 System operating curve

对比Case1和Case2可知,随着储能可调控能量置信度的提高,系统运行成本显著降低,置信

度提升10%可节约日运行成本4.1万元;对比Case1和Case3可知,若无视储能系统实际可调控

表 2 不同模型和置信度下的分析结果

Table 2 Analysis results under different models and confidence levels

案例	储能所采用模型	置信度或可信能量比例	系统日运行成本/万元	系统实际负荷备用率
Case1	置信度模型	90%	7551.4	5.3%
Case2	置信度模型	80%	7555.5	5.3%
Case3	确定性模型	100%	7550.2	4.1%
Case4	确定性模型	70%	7561.8	6.2%

能量可能小于额定能量的事实，基于传统确定性储能可调控能量模型，仍采用额定能量作为可调控能量，会降低系统实际负荷备用率，增加区域电网运行风险，在储能占比高、系统备用不足的区域甚至会给电网带来严重的供电缺口问题；对比Case1和Case4可知，基于传统确定性储能可调控能量模型，采取偏保守的储能可调控能量可信比例(目前实际电网调控中常取70%)，会降低储能的利用水平，大幅增加系统运行成本。总之，传统基于确定性的可调控能量评估模型难以在系统经济性和可靠性的博弈之间找到优化运行方案，而本文提出的基于置信度模型的储能可调控能量评估方法能够在保证系统安全性的同时获得最佳经济性，在未来储能调度运行中具有良好的借鉴意义。

3 结论与展望

本工作围绕电化学储能电站出力置信度对电网不同场景运行效果的影响展开研究，主要结论如下：

- (1) 提出了基于核密度估计的储能电站出力置信度计算方法，该方法能够有效刻画储能功率响应偏差、响应时间与可调控能量等方面的不确定性，适用于实际工程中复杂、非理想分布的数据特征。
- (2) 功率响应偏差置信度的提升可改善电网调频性能，但存在一定的饱和效应。响应时间置信度对于故障后系统频率最低点会造成显著影响，提升响应时间置信度对增强电网频率稳定具有重要意义。可调控能量置信度关系着电网调峰的可靠性和经济性，低置信度将导致系统需配置更多备用容量，增加运行成本。
- (3) 基于置信度模型的储能出力能力评估方法能够帮助电网规划和运行人员在系统经济性和可靠性的博弈之间通过量化的方式找到系统最优解，避免了传统基于确定性的储能出力能力评估方法所带

来的经济性或可靠性不足问题。

未来，针对储能出力置信度的研究可进一步结合多类型储能协同运行、多时间尺度调度策略，以及基于人工智能的实时置信度预测方法，提升储能电站在全场景下的运行可靠性。同时，建议制定与置信度挂钩的储能运行考核机制，推动储能技术标准化与运行精细化，支撑新型电力系统安全高效发展。

参考文献

[1] 周孝信, 赵强, 张玉琼, 等. "双碳"目标下我国能源电力系统发展趋势分析: 绿电替代与绿氢替代[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(17): 6707-6721. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.240634.

ZHOU X X, ZHAO Q, ZHANG Y Q, et al. Analysis of the development trend of China's energy and power system under the dual carbon target: Green electricity substitution and green hydrogen substitution[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(17): 6707-6721. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.240634.

[2] 范越, 李永莱, 舒印彪, 等. 新型电力系统平衡构建与安全稳定关键技术初探[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(1): 14-25. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.241519.

FAN Y, LI Y L, SHU Y B, et al. Preliminary study on key technologies of balancing and stabilizing of renewable-energy-dominated power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(1): 14-25. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.241519.

[3] 李相俊, 赵珊珊, 惠东. 面向新型电力系统的大型储能电站关键技术的发展趋势分析与展望[J]. 供用电, 2022, 39(7): 2-8, 24. DOI: 10.19421/j.cnki.1006-6357.2022.07.001.

LI X J, ZHAO S S, HUI D. Development trend analysis and prospect of key technologies of large energy storage station in new type power system[J]. Distribution & Utilization, 2022, 39(7): 2-8, 24. DOI: 10.19421/j.cnki.1006-6357.2022.07.001.

[4] 黄辉, 曹宇, 高巳爽, 等. 基于层次分析法的光储电站储能AGC调频性能评估[J]. 科技创新与应用, 2024, 14(36): 71-76. DOI: 10.19981/j.CN23-1581/G3.2024.36.016.

HUANG H, CAO Y, GAO S S, et al. Performance evaluation of AGC frequency regulation for energy storage in photovoltaic-storage power station based on analytic hierarchy process[J]. Technology Innovation and Application, 2024, 14(36): 71-76. DOI: 10.19981/j.CN23-1581/G3.2024.36.016.

[5] 张磊. 锂离子电池储能电站的运行状态监测与评估[J]. 储能科学与

- 技术, 2025, 14(9): 3538-3540. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2025.0536.
- ZHANG L. Operating status monitoring and evaluation of lithium-ion battery energy storage power stations[J]. Energy Storage Science and Technology, 2025, 14(9): 3538-3540. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2025.0536.
- [6] 陈飞, 李志强, 翟飞飞, 等. 基于GBDT算法的电化学储能站SOH高效评估[J]. 自动化应用, 2025, 66(15): 137-141. DOI: 10.19769/j.zdhy.2025.15.038.
- CHEN F, LI Z Q, ZHAI F F, et al. Efficient evaluation of SOH in electrochemical energy storage stations based on GBDT algorithm[J]. Automation Application, 2025, 66(15): 137-141. DOI: 10.19769/j.zdhy.2025.15.038.
- [7] 耿萌萌, 范茂松, 魏斌, 等. 基于片段数据的储能电池SOH估计[J]. 全球能源互联网, 2025, 8(1): 57-66. DOI: 10.19705/j.cnki.issn2096-5125.2025.01.007.
- GENG M M, FAN M S, WEI B, et al. SOH estimation of energy storage batteries based on fragmented data[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2025, 8(1): 57-66. DOI: 10.19705/j.cnki.issn2096-5125.2025.01.007.
- [8] 赵博超, 李明, 张文煜, 等. 大容量电化学储能电站储能评价平台设计[J]. 全球能源互联网, 2022, 5(4): 356-364. DOI: 10.19705/j.cnki.issn2096-5125.2022.04.006.
- ZHAO B C, LI M, ZHANG W Y, et al. Design of energy storage evaluation platform for large-capacity electrochemical energy storage power station[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2022, 5(4): 356-364. DOI: 10.19705/j.cnki.issn2096-5125.2022.04.006.
- [9] 耿萌萌, 范茂松, 杨凯, 等. 基于EIS和神经网络的退役电池SOH快速估计[J]. 储能科学与技术, 2022, 11(2): 673-678. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2021.0503.
- GENG M M, FAN M S, YANG K, et al. Fast estimation method for state-of-health of retired batteries based on electrochemical impedance spectroscopy and neural network[J]. Energy Storage Science and Technology, 2022, 11(2): 673-678. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2021.0503.
- [10] 胡振恺, 彭鹏, 孙万洲, 等. 环境应力对电化学储能系统中锂离子电池安全影响的研究[J]. 电源技术, 2025, 49(9): 1813-1823. DOI: 10.3969/j.issn.1002-087X.2025.09.004.
- HU Z K, PENG P, SUN W Z, et al. Research progress on influence of environmental stress on lithium ion batteries in electrochemical energy storage systems[J]. Chinese Journal of Power Sources, 2025, 49(9): 1813-1823. DOI: 10.3969/j.issn.1002-087X.2025.09.004.
- [11] 杨启明, 赵子宁, 朱琼, 等. 基于容量动态修正的锂电池电热耦合SOC估计[J]. 电源技术, 2025, 49(9): 1915-1925. DOI: 10.3969/j.issn.1002-087X.2025.09.017.
- YANG Q M, ZHAO Z N, ZHU Q, et al. Estimation of lithium battery electro-thermal SOC based on dynamic capacity[J]. Chinese Journal of Power Sources, 2025, 49(9): 1915-1925. DOI: 10.3969/j.issn.1002-087X.2025.09.017.
- [12] 李建林, 牛萌, 王上行, 等. 江苏电网侧百兆瓦级电池储能电站运行与控制分析[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(2): 28-35. DOI: 10.7500/AEPS20190711001.
- LI J L, NIU M, WANG S X, et al. Operation and control analysis of 100 MW class battery energy storage station on grid side in Jiangsu power grid of China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(2): 28-35. DOI: 10.7500/AEPS20190711001.
- [13] 邹燕, 于国强, 罗凯明, 等. 基于改进粒子群的火储联合AGC调频控制仿真[J]. 计算机仿真, 2022, 39(7): 128-136. DOI: 10.3969/j.issn.1006-9348.2022.07.025.
- ZOU Y, YU G Q, LUO K M, et al. Simulation of improved particle swarm optimization-based thermal power-energy storage combined AGC frequency regulation control[J]. Computer Simulation, 2022, 39(7): 128-136. DOI: 10.3969/j.issn.1006-9348.2022.07.025.
- [14] 李欣然, 黄际元, 陈远扬, 等. 大规模储能电源参与电网调频研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(7): 145-153. DOI: 10.7667/PSPC150958.
- LI X R, HUANG J Y, CHEN Y Y, et al. Review on large-scale involvement of energy storage in power grid fast frequency regulation[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(7): 145-153. DOI: 10.7667/PSPC150958.
- [15] DE OLIVEIRA E J, NEPOMUCENO L S, DE OLIVEIRA L W, et al. A novel framework for co-expansion planning of transmission lines and energy storage devices considering unit commitment[J]. Technologies, 2025, 13(6): DOI: 10.3390/technologies13060241.
- [16] JAIN S, KANWAR N. Optimized unit commitment for peak load management with solar PV and storage under load uncertainty[J]. Scientific Reports, 2025, 15: 19819. DOI: 10.1038/s41598-025-04341-5.
- [17] LARI D S, NAFAR M, ABBASI A R, et al. Probabilistic scheduling of microgrid resilience: Integrating renewables, storages and demand response in unit commitment and reconfiguration[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2025, 168: 110710. DOI: 10.1016/j.ijepes.2025.110710.