

# 考虑寿命衰减及电价机制的电池储能系统 技术经济研究

田玉婷<sup>1,2</sup>, 魏巍<sup>1</sup>, 孙昕炜<sup>1,3</sup>, 刘俊勇<sup>3</sup>, 梅生伟<sup>2</sup>

(1. 国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610041;

2. 清华大学电机工程与应用电子技术系, 北京 100084;

3. 四川大学电气工程学院, 四川 成都 610065)

**摘要:**文中提出了一个电池储能系统技术经济分析框架。在此框架中嵌入了一个详细的电池退化模型,该模型可对电池衰减过程中的放电深度、温度、充电/放电速率以及荷电状态等影响因素进行建模分析。在不同的运行条件下,评估了电池储能系统在整个寿命期内的能量吞吐量和平准化储能成本,分析了不同电价机制下电池储能系统的技术经济性。

**关键词:**储能系统; 电池寿命衰减; 技术经济; 电价机制

**中图分类号:** TM 731 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2022)05-0001-05

**DOI:** 10.16527/j.issn.1003-6954.20220501

## Techno-economic Analysis of Battery Energy Storage System Considering Degradation and Pricing Mechanism

TIAN Yuting<sup>1,2</sup>, WEI Wei<sup>1</sup>, SUN Xinwei<sup>1,3</sup>, LIU Junyong<sup>3</sup>, MEI Shengwei<sup>2</sup>

(1. State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China;

2. Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China;

3. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, Sichuan, China)

**Abstract:** A comprehensive techno-economic analysis framework of battery energy storage system (BESS) is proposed. In this framework, a detailed battery degradation model is embedded, which models the influencing factors, such as depth-of-discharge, temperature, charging/discharging rate, and state of charge in the battery aging process. Total energy throughput and levelized cost of storage of BESS over the whole lifespan are evaluated under different operating conditions. Also, the techno-economic performance of BESS under different electricity price mechanisms is analyzed, including the time-of-use plan and the real-time pricing mechanism.

**Key words:** energy storage; battery degradation; techno-economics; electricity price mechanism

## 0 引言

随着可再生能源装机的日益增多,储能系统正受到世界各国的高度重视。由于光伏和风电等新能源的发电量具有不确定性和随机性,高比例新能源电力系统可能存在频率波动及电压波动等问题。储能系统作为发电供应和负荷需求之间的中转站,可

基金项目:国网四川省电力公司科技项目(B3199722000L)

以提高系统的可靠性和稳定性。

目前有多种类型的储能系统可用于支持电力系统。例如,抽水蓄能和压缩空气储能等大型储能设施以及锂离子电池、钠硫电池和全钒液流电池等电化学储能。随着锂离子电池性能的提高和成本的降低,锂离子电池,尤其是磷酸铁锂电池成为目前使用最多的电池。

储能系统的投资成本仍较高,因此在规划运行时准确评估其盈利能力并优化运行策略至关重要。

文献[1]开展了智能家庭中光伏和电池储能系统(battery energy storage system, BESS)容量配置的研究,建立了基于优化算法的家庭能源管理系统,可为不同电费机制下的用户提供配置参考。文献[2]提出了一个储能系统提供多种服务时的综合价值评价方法,包括能源套利、频率调节和可靠性提升等。文献[3]研究了分时电价下用户响应行为的模型与算法。文献[4]提出了考虑需量管理的用户侧储能优化配置方法。文献[5]研究了计及分时电价下用户需求响应的分布式储能多目标优化运行方法。

不同存储技术的寿命衰减过程不尽相同。例如,抽水蓄能和压缩空气储能等物理储能系统容量可能会随着机械磨损而缓慢衰减。锂离子电池的循环寿命与循环次数、放电深度等密切相关。全钒液流电池的寿命也与运行状态相关,但深度循环不会像影响锂离子电池那样显著恶化全钒液流电池的健康状态。容量衰减过程是电池相关研究的一个关键课题。文献[6]对锂离子电池衰减的基本因素进行了提炼,包括内部老化机制和影响因素。文献[7]提出了一种用于估计电池寿命损失的半经验模型。文献[8]提出了一种考虑电池循环寿命的 BESS 在电力市场中的最优竞价策略。文献[9]讨论了电池衰减对提供多场景应用的储能系统的经济性影响,并提出了一个经济性-衰减模型来综合量化运行策略带来的影响。文献[10]梳理了电网侧大规模电化学储能运行效率及寿命衰减建模方法。

储能系统的盈利能力与其应用场景和运行状态密切相关。峰谷套利是储能系统最常见的应用之一,在不同的定价机制下其盈利能力可能会有很大差异。因此,在评估储能项目经济性时需要一个完整的考虑具体运营策略和电价机制的综合技术经济评价框架。基于上述研究现状,首先,总结了不同电价机制运行模型以及电池衰减模型;然后,提出了不同电价机制下的电池储能系统经济分析指标和方法;最后,基于实际的电价数据,分析了电池储能系统的经济性。

## 1 储能系统模型

储能系统可实现的套利润与充放电价格之间的差异密切相关。储能系统运营商需要优化充放电策略,确定何时对电池进行充电和放电以最大化利

润。下面介绍不同电价机制下储能电站的运行方式,包括固定费率、分时电价和实时电价 3 种模式,以及储能系统的运行约束条件和寿命衰减模型。

### 1.1 固定费率

固定费率模式下的消费者在指定期限内以每千瓦时的固定费率支付电费。这种支付方式可以使用户免受能源价格上涨带来的影响。但是储能系统在该方式下无法为用户带来利润,并且由于功率转换过程中的能量损失,反而会增加用户的电费支出。在此方式下,用户安装储能系统的好处主要体现在提高用户用电可靠性或提升电能质量等。

### 1.2 分时电价

分时电价机制(time-of-use, TOU)的实行可以鼓励人们将部分用电负荷从高峰期转移到非高峰期。在此电价机制下,消费者在低谷时段、平段、高峰时段和尖峰时段按不同费率支付。通常消费者在低谷时段支付的费用低于标准固定费率,而在高峰时段和尖峰时段支付的费用更高。如果消费者在高峰和尖峰期间能够减少用电,或者他们可以在这些时间使用存储在储能系统中的电能,则可降低电费节省开支。

在分时电价机制下的储能运营策略简单明了,即在低谷时段或平段充电,在高峰时段或尖峰时段放电。储能系统一天产生的利润或节省的电费可以表示为

$$C_{\text{TOU}} = \sum_{t=1}^{T_1} \lambda_1 E_{d,t} + \sum_{t=1}^{T_2} \lambda_2 E_{d,t} - \sum_{t=1}^{T_3} \lambda_3 E_{c,t} - \sum_{t=1}^{T_4} \lambda_4 E_{c,t} \quad (1)$$

式中: $\lambda_1$ 、 $\lambda_2$ 、 $\lambda_3$  和  $\lambda_4$  分别为尖峰、高峰、平段、低谷时段的电价; $T_1$ 、 $T_2$ 、 $T_3$  和  $T_4$  分别为尖峰、高峰、平段、低谷时段的总小时数; $E_{d,t}$  和  $E_{c,t}$  为  $t$  时刻的放电和充电电量。

### 1.3 实时电价

实时电价(real-time pricing, RTP)可反映电能的供需关系,在采用实时电价的地区,电价会在很短的时间间隔内变化,例如 1 h。用户支付的电费根据售电公司或其他代理机构在批发市场上结算的实时电价而有所不同。当用电需求很高时电价也相对较高,因顶峰电厂必须发电以满足用电需求,此类电厂的运行成本往往高于提供基本负荷电厂的运行成本。

用户通常会提前 1 天或在更短时间内收到报

价。储能系统使用者可以通过电价预测来优化电池运行情况,从而以相对较低的价格为电池充电,在价格较高时放电。储能电池在实时电价机制下 1 天的利润为

$$C_{\text{RTP}} = \sum_{t=1}^{24} \lambda_t (E_{d,t} - E_{c,t}) \quad (2)$$

式中, $\lambda_t$  为实时电价机制下  $t$  时刻的用电价格。

#### 1.4 运行约束

电池的荷电状态(state of charge, SOC)是监测电池运行的重要指标,它代表电池剩余容量与额定容量  $E_r$  之比,取决于电池先前状态的容量和当前的运行状态。 $t$  时刻的荷电状态  $S_t$  用式(3)~式(6)表示。

$$S_t = S_{t-1} + \Delta E_t / E_r, \quad \forall t \in T \quad (3)$$

$$\Delta E_t = E_{c,t} - E_{d,t} \quad (4)$$

$$E_{c,t} = P_{c,t} \tau \gamma_c \quad (5)$$

$$E_{d,t} = P_{d,t} \tau / \gamma_d \quad (6)$$

式中: $\gamma_c$  和  $\gamma_d$  分别为电池的充电和放电效率; $P_{c,t}$  和  $P_{d,t}$  分别为充电和放电功率; $\tau$  为时间间隔。电池的运行受到其储能容量、充电功率和放电功率限制等约束,这些约束用式(7)~式(10)表示。

$$S_{\min} \leq S_t \leq S_{\max}, \quad \forall t \in T \quad (7)$$

$$0 \leq P_{d,t}, \quad \forall t \in T \quad (8)$$

$$0 \leq P_{c,t}, \quad \forall t \in T \quad (9)$$

$$P_{d,t} + P_{c,t} \leq P_{\max}, \quad \forall t \in T \quad (10)$$

式中: $S_{\min}$  和  $S_{\max}$  为 SOC 的最小值和最大值,可能因存储技术和运行策略而异; $P_{\max}$  为最大充放电功率,由功率转换系统的限制决定。

#### 1.5 电池衰减模型

这里采用文献[7]中提出的电池衰减模型。该模型考虑了循环次数、放电深度(depth of discharge, DOD)、循环的平均 SOC 等对电池寿命的影响。该模型如式(11)~式(18)所示<sup>[7,11-12]</sup>。

$$L = 1 - \alpha_1 e^{(-\alpha_2 f_d)} - (1 - \alpha_1) e^{(-f_d)} \quad (11)$$

$$f_d = f_{\text{cyc}} + f_{\text{cal}} \quad (12)$$

$$f_{\text{cyc}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{cyc}}} f_D(x_{D,i}) f_S(x_{S,i}) f_C(x_{C,i}) f_T(x_{T,i}) \quad (13)$$

$$f_{\text{cal}} = tk_T f_S(\bar{x}_S) f_T(\bar{x}_T) \quad (14)$$

$$f_D(x_D) = (k_{D1} x_D^{k_{D2}} + k_{D3})^{-1} \quad (15)$$

$$f_S(x_S) = e^{k_S(x_S - S_{\text{ref}})} \quad (16)$$

$$f_C(x_C) = e^{k_C(x_C - C_{\text{ref}})} \quad (17)$$

$$f_T(x_T) = e^{k_T(x_T - T_{\text{ref}}) \frac{T_{\text{ref}}}{x_T}} \quad (18)$$

式中: $f_D(x_D)$ 、 $f_S(x_S)$ 、 $f_C(x_C)$  和  $f_T(x_T)$  分别为电池衰减与 DOD、SOC、充放电倍率以及温度之间的关系; $N_{\text{cyc}}$  为循环次数; $k_{D1}$ 、 $k_{D2}$ 、 $k_{D3}$ 、 $k_S$ 、 $k_C$  和  $k_T$  为对应压力模型的系数; $S_{\text{ref}}$ 、 $C_{\text{ref}}$  和  $T_{\text{ref}}$  为压力模型中的参考值。更多细节见文献[12]。

## 2 经济性分析

本章描述了储能系统的经济分析模型及相关指标,包括资金成本、运维成本、平准化储能成本、投资回收期、净现值等<sup>[4,13-15]</sup>。

### 2.1 资金成本

资金成本包括储能系统在采购、安装和交付过程中产生的固定费用,主要包括电池、电源转换系统(power conversion system, PCS)和平衡系统(balance of system, BOS)的成本等,计算式为

$$C_0 = C_{\text{bat}} + C_{\text{pcs}} + C_{\text{bos}} \quad (19)$$

式中, $C_{\text{bat}}$ 、 $C_{\text{pcs}}$  和  $C_{\text{bos}}$  分别为电池、电源转换系统、平衡系统的单位成本。 $C_{\text{bat}}$  由电池每千瓦时的单价决定; $C_{\text{pcs}}$  包括电池系统将电力从 DC/AC 转换为 AC/DC 的电力电子设备价格,与每千瓦的价格相关; $C_{\text{bos}}$  一般包括电气平衡系统、结构平衡系统等产生的费用。

### 2.2 运维成本

电池储能系统的运维成本包括设备状态监测、故障检测和清理、部件更换等。年度运维成本  $C_{\text{om}}$  可以按固定运维成本  $C_{\text{fom}}$  和可变运维成本  $C_{\text{vom}}$  之和来计算,或者用资金成本的百分比来表示。

$$C_{\text{om}} = C_{\text{fom}} + C_{\text{vom}} \quad (20)$$

### 2.3 平准化储能成本

平准化储能成本(levelized cost of storage, LCOS)可以定义为整个生命周期的总成本除以生命周期结束时提供的总能量或总功率,即

$$\left[ C_0 + \sum_n \frac{C_{\text{om},n}}{(1+r_n)^n} + \sum_n \frac{C_{\text{ch},n}}{(1+r_n)^n} + \frac{C_{\text{eol}}}{(1+r_n)^{N+1}} \right] / E_{\text{total}} \quad (21)$$

式中: $C_{\text{om},n}$  为第  $n$  年的运维成本; $C_{\text{ch},n}$  为第  $n$  年的充电成本; $C_{\text{eol}}$  为报废成本; $r_n$  为第  $n$  年的贴现率; $E_{\text{total}}$  为整个生命周期的能量吞吐量。

这里在计算 LCOS 时没有考虑充电成本,因为充电成本在不同的价格机制下会有所不同。因此,

平准化储能成本  $C_{LCOS}$  为

$$C_{LCOS} = \left[ C_0 + \sum_n^N \frac{C_{om,n}}{(1+r_n)^n} + \frac{C_{eol}}{(1+r_n)^{N+1}} \right] / E_{total} \quad (22)$$

所定义的 LCOS 可用于计算可获取利润的最小充放电差价,即用 LCOS 除以往返效率。

## 2.4 投资回收期

投资回收期代表收回投资成本所需的时间,表示为

$$T_{pp} = C_0 / C_{ap} \quad (23)$$

式中,  $C_{ap}$  为年度投资回报。折现回收期是衡量投资的另一个指标,它可计及货币的时间价值。

## 2.5 净现值

净现值 (net present value, NPV) 是一个考虑货币时间价值,并将未来现金流量转化为今天货币价值的常用评价指标,它为项目的潜在盈利能力提供了有用的衡量标准。储能项目的净现值  $V_{NPV}$  为

$$V_{NPV} = -C_0 + \frac{C_1}{1+r_1} + \frac{C_2}{(1+r_2)^2} + \dots + \frac{C_n}{(1+r_n)^n} \quad (24)$$

式中,  $C_n$  为净现金流,可用每年获得的收益减去运维成本来计算。

# 3 算例分析

## 3.1 电价

采用两组分时电价数据和一组实时电价数据进行案例研究。表 1 列出了与美国 conEdison 公司签订分时电价合同下的小型商业用户每个时间段需支付的电费费率<sup>[16]</sup>。该合同下,高峰时段为周一至周五早上 8:00—10:00,其他所有时间都被视为非高峰时段。表 2 列出了 2020 年中国江苏省 100 kVA 及以上商业用户的分时电价费率。

对于参与电力市场现货交易的电池储能系统,可通过历史节点边际电价 (locational marginal price, LMP) 来估算最大收益。这里采用美国 PJM 区域的历史数据来评估储能系统在实时电价机制下的套利情况<sup>[17]</sup>。

## 3.2 选址定容

在规划储能系统容量时,应同时分析容量需求和功率需求。储能系统的容量受变电站承载能力、客户需求、资金规模以及占地面积等条件限制。根据美国

国家可再生能源实验室最近的预测和电池厂商的报价<sup>[18]</sup>,资金成本约为 300 美元/kWh,运维成本约为资金成本的 2.5%。

表 1 conEdison 分时电价表

时段	电价/(美元·(kWh) <sup>-1</sup> )
高峰时段(夏季)	0.348 4
高峰时段(除夏季)	0.171 6
低谷时段(全年)	0.012 8

表 2 2020 年江苏省用户分时电价表

时段	电价/(美元·(kWh) <sup>-1</sup> )
高峰时段(8:00—12:00, 17:00—21:00)	0.161
平段(12:00—17:00, 21:00—24:00)	0.096
低谷时段(0:00—8:00)	0.044

注:按 1 美元=6.4 元折算。

算例中电池储能系统装设在商业用户侧,且安装的首要目的是为了节省电费。在算例 1—3 中,电池的 SOC 均被限制在 10%~90% 的范围内。算例系统的参数以及不同电价机制下每个案例的收益情况如表 3 所示。根据收益分析结果,投资者从现货市场获得的收益远低于分时电价合同下的收益。主要原因是在分时电价机制下,若峰谷电价差足够大,储能系统就能持续稳定地获得较大套利收益;而在实时电价机制下,根据市场供需平衡情况和出清机制,绝大部分时间的日内价差低于所对比的分时电价合约下的价差,从而导致现货市场日平均峰谷价差较低,盈利能力较差。但是不同的电力市场及地区可能有不同的电价波动情况,因此在一些地区储能系统从现货市场中取得的套利收益可能会高于分时电价机制下的套利收益。每日运行的循环次数也是影响收益的重要因素,并且不同电池类型也具有不同

表 3 不同电价机制下收益情况

参数	算例 1	算例 2	算例 3
系统功率/MW	1	1	1
系统容量/MWh	1	2	4
充放电倍率	1	0.5	0.25
资金成本/美元	300 000	570 000	1 110 000
运维成本/(美元·a <sup>-1</sup> )	7500	15 000	30 000
分时电价机制 (ConEdison) 收益/美元	547 796	1 108 887	2 230 769
分时电价机制 (江苏省) 收益/美元	310 506	628 548	1 264 462
实时电价收益/美元	58 954	171 508	258 659

的收益情况。此算例中采用锰酸锂电池衰减数据进行分析,其他类型的电池可能具有更长的循环寿命和更好的经济回报。

### 3.3 储能系统运行策略

与传统发电机不同,电池的寿命衰减与其运行状况密切相关。本算例通过调整最大和最小 SOC 约束来比较不同运营策略下的寿命和能量吞吐量,结果如表 4 所示。

表 4 不同运行策略下的衰减及能量吞吐量

策略	SOC 约束/%	分时电价机制			实时电价机制		
		寿命/a	能量吞吐量/MWh	1年后 SOH/%	寿命/a	能量吞吐量/MWh	1年后 SOH/%
策略 1	0~80	10	2 920.0	98.0	6	5 002.8	96.4
策略 2	5~85	10	2 902.1	98.0	5	4 794.9	96.0
策略 3	10~90	10	2 850.0	97.9	5	3 995.4	95.9
策略 4	15~95	10	2 709.5	97.8	5	3 789.2	95.7
策略 5	20~80	10	2 190.0	98.1	7	4 359.6	97.0

通过比较策略 1—4 的寿命和第 1 年后的健康状态 (state of health, SOH), 可知 SOC 运行值越小, 衰减越慢。但是值得注意的是, SOC 越低, 从电池中可释放的备用能量就越低, 可提供的可靠性价值越低。通过比较策略 1 和策略 5 的结果, 可知 SOC 运行区间越小, 即 DOD 越小, 则寿命越长。但总能量吞吐量可能会更小, 这将会导致利润降低。因此用户在制定电池运行策略时, 需要综合考虑相关约束条件及运行目标。

### 3.4 经济性分析

根据上述分析, 在美国 PJM 市场中的储能收益远小于初始投资, 即储能仅参与现货市场并不足以回收投资成本。因此对储能系统在 conEdison 和江苏省分时电价机制下的经济性进行进一步分析, 计算流程如图 1 所示。假设一个 1 MW/1 MWh 的电池储能系统每天充放电一次, SOC 限制在 10%~90% 的范围内, 经计算分析可得, 该项目的 LCOS 为 0.122 9 美元/kWh。conEdison 客户的投资回收期 and 折现回收期分别为 6.3 年和 9.1 年。而江苏省投资者的投资回收期将长于电池系统的寿命, 投资者应同时寻求其他应用场景来赚取收益。表 5 列出了分析结果。需注意的是各地的实时电价政策可能会发生变化, 投资者应按照最新政策估算利润。

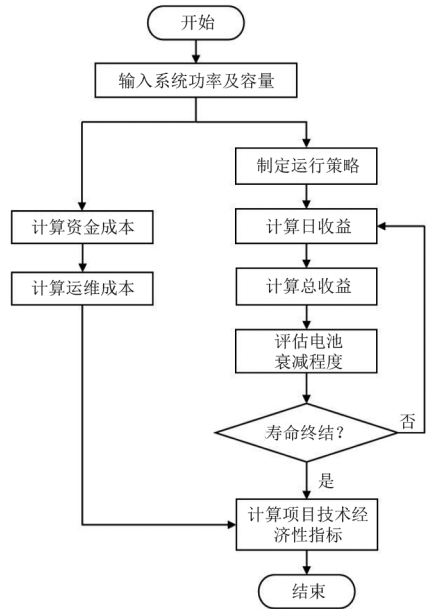


图 1 项目技术经济性评估流程

表 5 conEdison 合约下 BESS 技术经济分析

指标	数值
资金成本/美元	300 000
运维成本/(美元·a <sup>-1</sup> )	7500
贴现率/%	8
能量吞吐量/MWh	2850
平准化储能成本/(美元·(kWh) <sup>-1</sup> )	0.122 9
寿命/a	10
总收益/美元	547 796
投资回收期/a	6.3
折现回收期/a	9.1
项目净现值/美元	19 398

## 4 结论

上面提出了一个考虑电池寿命衰减的电池储能系统技术经济分析模型, 可以使用该模型研究不同电价机制及运行策略下电池储能系统的能量吞吐量、平准化储能成本和项目盈利能力等。基于实际电价和成本数据的算例分析表明: 1) 实时电价机制下的套利空间可能低于分时电价机制下的套利空间, 即使现货市场的单日最高峰谷电价差远高于分时电价机制下的电价差。但由于高电价差持续时间不够长, 将不足以产生足够的利润。2) 对于具有相同功率的系统, 容量越高, 衰减速度越慢。并且对于所研究的锂离子电池类型, 最大和最小荷电状态的限值越低, 寿命越长。本研究可为电池储能系统的规划和运行提供参考。 (下转第 13 页)

- [16] LI Guo, LIU Wenjia, CAI Jiejun, et al. A two-stage optimal planning and design method for combined cooling, heat and power microgrid system[J]. Energy Conversion and Management, 2013, 74: 433-445.
- [17] 林俐, 张玉, 王世谦. 计及微电源效率约束的多源微网优化调度[J]. 现代电力, 2019, 36(4): 17-23.
- [18] 王文静, 于立涛, 撒奥洋, 等. 基于 MOABC 算法的冷

热电联供系统优化调度研究[J]. 电力需求侧管理, 2019, 21(4): 48-53.

- [19] 戚建文, 任建文, 渠卫东, 等. 冷热电联供微网环保经济调度研究[J]. 电测与仪表, 2016, 53(16): 90-95.

#### 作者简介:

杜晓婷(1982), 女, 硕士, 副教授, 从事智能控制研究。

(收稿日期: 2022-04-22)

(上接第 5 页)

#### 参考文献

- [1] ZHOU Lai, ZHANG Youjun, LIN Xiaoming, et al. Optimal sizing of PV and BESS for a smart household considering different price mechanisms[J]. IEEE Access, 2018, 6: 41050-41059.
- [2] TIAN Yuting, BERA Atri, BENIDRIS Mohammed, et al. Stacked revenue and technical benefits of a grid-connected energy storage system[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2018, 54(4): 3034-3043.
- [3] 刘继东, 韩学山, 韩伟吉, 等. 分时电价下用户响应行为的模型与算法[J]. 电网技术, 2013, 37(10): 2973-2978.
- [4] 丁逸行, 徐青山, 吕亚娟, 等. 考虑需量管理的用户侧储能优化配置[J]. 电网技术, 2019, 43(4): 1179-1186.
- [5] 王守相, 张善涛, 王凯, 等. 计及分时电价下用户需求响应的分布式储能多目标优化运行[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(1): 125-132.
- [6] HAN Xuebing, LU Languang, ZHENG Yuejiu, et al. A review on the key issues of the lithium ion battery degradation among the whole life cycle [J]. eTransportation, 2019, 1: 100005.
- [7] XU Bolun, OUDALOY Alexandre, UIBIG Andreas, et al. Modeling of lithium-ion battery degradation for cell life assessment[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 9(2): 1131-1140.
- [8] HE Guannan, CHEN Qixin, KANG Chongqing, et al. Optimal bidding strategy of battery storage in power markets considering performance-based regulation and battery cycle life[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 7(5): 2359-2367.
- [9] PEREZ Aramis, MORENO Rodrigo, MOREIRA Roberto, et al. Effect of battery degradation on multi-service portfolios of energy storage[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016, 7(4): 1718-1729.

- [10] 贺鸿杰, 张宁, 杜尔顺, 等. 电网侧大规模电化学储能运行效率及寿命衰减建模方法综述[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(12): 193-207.

- [11] XU Bolun, ZHAO Jinye, ZHENG Tongxin, et al. Factoring the cycle aging cost of batteries participating in electricity markets [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 33(2): 2248-2259.

- [12] XU Bolun. Degradation-limiting optimization of battery energy storage systems operation [D]. Zürich: ETH Zürich, 2013.

- [13] ZAKERI Behnam, SYRI Sanna. Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2015, 42: 569-596.

- [14] POONPUN Piyasak, JEWELL Ward T. Analysis of the cost per kilowatt hour to store electricity [J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2008, 23(2): 529-534.

- [15] LI Weilin, HE Kun, WANG Yaqiang. Cost comparison of AC and DC collector grid for integration of large-scale PV power plants [J]. The Journal of Engineering, 2017(13): 795-800.

- [16] C. E. Company. conEdison Time-of-Use Rates [EB/OL]. [2021-10-18]. <https://www.coned.com/en/accounts-billing/your-bill/time-of-use>.

- [17] PJM Interconnection LLC. PJM Data Miner2 [DB/OL]. [2021-10-18]. <http://www.pjm.com/markets-and-operations/etools/data-miner-2.aspx>.

- [18] COLE Wesley, FRAZIER A Will, AUGUSTINE Chad. Cost projections for utility-scale battery storage: 2021 update [R]. National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), 2021.

#### 作者简介:

田玉婷(1991), 女, 博士, 研究方向为电力系统规划与运行、储能系统、电力市场、电力系统可靠性等。

(收稿日期: 2022-05-31)