

【能源人都在看，点击右上角加“关注”】

北极星储能网讯:储能系统按照安装位置的不同，可分为发电侧储能、输配电侧储能和用户侧储能，相对前两者，用户侧储能系统的单体项目相对更小，也更接近电力用户。截至2017年底，用户侧储能占全部应用规模的27%，其中工商业削峰填谷占用户侧储能的73%，是目前中国唯一进入商业化运行的电池储能领域[1]。

当前，已有相关文献对用户侧储能的经济性进行了研究[2-13]。文献[2]通过分析与计算，确定了储能产品的目标成本，分析了降低成本的主要途径。文献[3-7]在成本方面只考虑了投资成本和年运行维护费用，没有考虑置换成本、废弃处置成本。文献[3]考虑了用户侧电池储能系统在减少用户配电站建设容量和降低购电费用方面为用户带来的经济价值，对上海地区某企业安装的钠硫电池储能系统进行了分析，但没有定量分析各影响因素对储能经济性的影响。文献[4]虽然考虑了储能系统在减少电网扩建容量、削峰填谷降低总网损成本、低储高发套利、作为新能源发电备用容量和提高可靠性效益5个主要方面的经济价值，但没有区分利益主体。文献[5]建立了包括发电侧、电网侧、用户侧以及政府补贴的储能电站收益计算模型，但用户侧经济效益只考虑了减少电量电费。文献[6]建立了评价储能系统投资经济性的数学模型，但只从削峰填谷方面分析了储能系统的效益。文献[7]结合大型企业用户对电能质量和用电可靠性的需求，对配置柴油发电机和电池储能进行了成本/效益分析。文献[10]分析负荷侧电池储能系统在延缓设备投资收益、直接收益、环境效益、政府补贴4个方面的经济价值，但成本方面也只考虑了投资成本和运行维护成本。文献[11]提出了适用于不同类型电池储能的全寿命周期成本模型，但没有区分不同用户类型，没有考虑市场经济环境对用户侧电池储能年均成本的影响。文献[13]分析了储能在不同应用领域的价值收益模式，初步建立了储能在不同收益模式下的收益模型，但没有针对用户侧储能进行分析。文献[16]分析了储能系统在用户侧的应用模式和经济效益，但没有进行定量计算。

由以上分析可知，当前对用户侧储能的研究存在以下问题：储能系统的成本收益模型考虑不全面，成本收益模型针对多个效益主体，没有对用户进行细分，没有定量分析其投资风险。

本文建立了储能全寿命周期成本模型和用户侧收益模型，基于浙江两部制电价及分时电价政策，考虑不同的充放电策略，以不同类型的工商业用户储能项目为例，对储能项目的经济性进行计算，并采用Crystal Ball 软件对投资风险进行了评估。

## 1 用户侧储能系统成本收益模型

### 1.1 全寿命周期成本模型

各类蓄电池储能的成本结构相同，全寿命周期成本包括初始投资成本、运行维护成本、置换成本和退役成本。

#### (1) 初始投资成本

储能系统主要包括电池组、PCS（功率变换系统）、BMS（电池管理系统）、监控系统等。初始投资费用主要与系统的存储容量和传输功率有关[2]，初设投资成本计算公式如下：

式中： $C_1$  为储能系统初始投资成本； $P_{es}$  为储能系统额定功率； $Q_{es}$  为储能系统容量； $k_p$  为与储能系统输入、输出的峰值功率相关的成本系数； $k_q$  为与储能系统容量相关的成本系数。

#### (2) 年运行维护费用

储能系统的年运行维护成本包括储能系统运行成本和维护成本，主要是电池日常、定期的人工维护，如电池及其管理系统故障预防及消除、电池定期人工巡检等。年运行维护成本可根据式（2）计算[14]：

式中： $C_2$  为储能系统运行维护成本； $k_{om}$  为单位容量年运行维护成本系数。

#### (3) 置换费用

当电池储能寿命周期小于实际项目周期时，需对其进行更换，置换费用主要来源于电池本体。电池储能的置换成本为：

式中： $C_3$  为电池每次置换成本； $\alpha$  为电池成本的年均下降比例； $k$  为电池更换次数； $n$  为电池寿命。

#### (4) 废弃处置成本

废弃处置成本指储能设备的寿命周期结束后，为处理该设备所需支付的费用，主要包括设备残值和环保费用支出两方面。设备残值与初始投资成本和回收系数有关，为负值；环保费用支出主要指回收电池所付出的成本。

随着电池储能回收机制的建立和日益完善，回收价值对电池储能的经济性影响越来越大。对铅炭电池来说，随着铅回收技术的进一步提升，目前铅炭电池可实现100%回收，设备残值可达到初始投资的20%。废锂电池的处理，首先要对其进行放电、拆解、粉碎、分选，拆解之后的塑料以及铁外壳可以回收，然后再对电极材料进行碱浸出、酸浸出，多种程序之后再进一步进行萃取。锂电池的回收技术复杂，成本高昂，目前尚无很好的回收方案，没有明确的回收价值，设备残值可看作零。环保费用支出目前无相关数据参考，暂不考虑。

式中： $C_4$  为储能系统废弃处置成本； $\gamma$  为储能系统回收系数。

## 1.2 收益模型

### 1.2.1 减少变压器容量投资

采用专用变压器（简称“专变”）供电的工商业用户，根据自身最大负荷确定专变容量，考虑建设储能系统，则可减少专变容量投资。

式中： $E_1$  为减少变压器容量而节省的费用； $p_{tr}$  为专变单位容量造价； $S_T$  为没有储能时的变压器规划容量； $p_{\text{pagenumber\_ebook}}=48, p_{\text{pagenumber\_book}}=45$  为增加储能后的变压器规划容量； $P_{\text{max}}$  为不安装储能装置时用户最大计算负荷。

### 1.2.2 减少电费收益

#### (1) 减少基本电费

采用两部制电价的工商业用户，基本电价按变压器容量或最大需量计费。对于新投产用户，考虑安装储能系统，则变压器规划容量可适当降低，利用储能的削峰填谷作用可减小用户的最大需量，也就相应减少了用户每月所交纳基本电费。

基本电价按变压器容量计费时，则每年减少基本电费 $E_2$  为：

式中： $e_T$  为按变压器容量收取的基本电价。

基本电价按最大需量计费，则每年减少基本电费 $E_2$  为：

式中： $e_{es}$  为按最大需量收取的基本电价。（2）减少电量电费

在分时电价机制下，用户通过储能系统在低谷电价时段充电，在高峰、尖峰电价时段放电，从而实现峰谷差套利，减少购电费用。

每年价差收益 $E_3$  为：

式中： $m$  为一天内 $m$  个放电时段； $n$  为一天内 $n$ 个充电时段； $W_{fi}$  为第 $i$  个放电时段放电电量； $e_i$ 为第 $i$  个放电时段用户用电电价； $W_{ci}$ 为第 $i$  个充电时段充电电量； $e_j$  为第 $j$  个充电时段用户用电电价； $n_d$  为储能系统年平均运行天数； $P_{fi}$  为第 $i$ 个放电时段放电功率； $P_{ci}$  为第 $i$  个充电时段充电功率； $t_{fi}$  为第 $i$  个放电时段放电时长； $t_{ci}$  为第 $i$  个充电时段充电时长； $\eta_f$  为平均放电效率； $\eta_c$  为平均充电效率。

### 1.2.3 降损收益

储能系统的削峰填谷作用可减少专变损耗和用户配电网损耗。由文献[15]可推导，在负荷功率因数和负荷点电压不变的情况下，2条负荷曲线所引起的有功损耗之差为：

$$E_T = E_1 + \sum_{i=2}^5 E_i C_{PA}(i, n) \quad , \quad (19)$$

$$C_T = C_1 + C_2 C_{PA}(i, n) + C_4 C_{PF}(i, n) \quad , \quad (20)$$

$$NPV = E_T - C_T \quad , \quad (21)$$

$$C_{PA}(i, n) = [(1+i)^n - 1] / i(1+i)^n \quad , \quad (22)$$

式中： $E_T$  为储能系统生命周期内收益净现值； $C_T$  为储能系统生命周期内成本净现值； $C_{PA}(i, n)$  为年金现值系数； $C_{PF}(i, n)$  为一次支付现值系数。

### 2.3 投资收益及投资风险分析

由NPV 计算公式可知，影响储能系统经济性的因素有：储能系统额定功率、储能系统容量、单位容量成本、单位功率成本、寿命、电池回收系数、基本电价、峰谷电价、储能系统年平均运行天数、用户单位容量单位时间停电损失等。

随着技术的进步，储能系统单位容量成本、单位功率成本会逐渐下降，

电池寿命也会逐渐增长，同时峰谷电价、基本电价等政策变动也会给储能项目投资带来风险，在投资决策时需定量评估这些风险。

储能项目经济指标计算流程如图1所示。本文基于储能系统成本收益模型，通过识别风险因素，采用Crystal Ball 软件进行投资收益及投资风险分析。

用电分类	电压等级 kV	电度电价 /(元·kWh <sup>-1</sup> )	分时电价/(元·kWh <sup>-1</sup> )			每月基本电价/(元·kWh <sup>-1</sup> )	
			尖峰电价	高峰电价	低谷电价	变压器容量	最大需求
大工业用电	1-10	0.664 4	1.082 4	0.900 4	0.416 4	30	40
	20	0.664 4	1.057 1	0.877 1	0.400 4	30	40
	35	0.634 4	1.044 4	0.865 4	0.392 4	30	40
	110	0.612 4	1.011 4	0.836 4	0.372 4	30	40
	220 及以上	0.607 4	1.001 4	0.820 4	0.368 4	30	10

分时电价时段划分见图2：尖峰时段为19:00-21:00；高峰时段为8:00-11:00，13:00-19:00，21:00-22:00；低谷时段为11:00-13:00，22:00-次日8:00。

图2 浙江工商业六时段分时电价

技术参数	铅炭电池	磷酸铁锂电池
能量转换效率/%	90	95
DOD/%	70	80
服役年限/a	10	12
循环次数/次	3 700~4 200	3 000~5 000
每月自放电率/%	1	1.5
3.2 投资收益计算 (元·kWh <sup>-1</sup> )	1 200	1 600

(1) 大工业用户

以10 kV 大工业用户建设100 kW 的储能系统为例，在浙江当前充放电条件下，采取低谷充电、尖峰放电，在充放电时长各为2 h 时收益最大，计算结果见表3。

由表3 计算结果可知，在浙江当前的峰谷电价条件下，10 kV 大工业用户建设磷酸铁锂电池、铅炭电池储能均能实现盈利。

(2) 一般工商业用户



以10 kV 一般工商业用户建设100 kW 储能系统为例，在浙江当前充放电条件下，采取低谷充电、尖峰放电，在充放电时长各为2 h 时收益最大，计算结果见表4。

由表4 计算结果可知，在浙江当前的峰谷电价条件下，由于缺少基本电费收益，10 kV 一般工商业用户建设磷酸铁锂电池储能无法盈利，铅炭电池储能可勉强实现盈利，内部收益率为4.23%。

表3 10 kV 大工业用户储能系统投资收益

参 数	铅炭电池	磷酸铁锂电池
基准收益率( $i_0$ )/%	8	8
年平均运行天数/d	360	360
$S_T$ /kVA	1 000	1 000
$S'_T$ /kVA	900	900
$P_{es}$ /kW	50	50
$Q_{es}$ /kWh	142.9	125
$p_v$ /(元·kVA <sup>-1</sup> )	380	380
$\Delta r$ (元·kWh <sup>-1</sup> )	80	80
$\Delta t$ /h	1	1
充电时长( $t$ )/h	2	2
最大计算负荷( $P_{max}$ )/kW	500	500
$C_1$ /万元	23.1	36
$C_2$ /万元	0.3	0.5
$C_3$ /万元	—	—
$C_4$ /万元	4.6	0
$E_1$ /万元	3.8	3.8
$E_2$ /万元	0	0
$E_3$ /万元	2.6	2.8
$E_4$ /万元	—	—
$E_5$ /万元	0.4	0.4
3.3 投资风险分析	2.7	12.4

考虑各种影响因素的不确定性，分析大工业用户储能项目投资风险。各假设变量的分布和决策变量取值范围见表5，其中 $N(\mu, \sigma^2)$ 表示变量服从正态分布。

表5 假设变量分布及决策变量范围

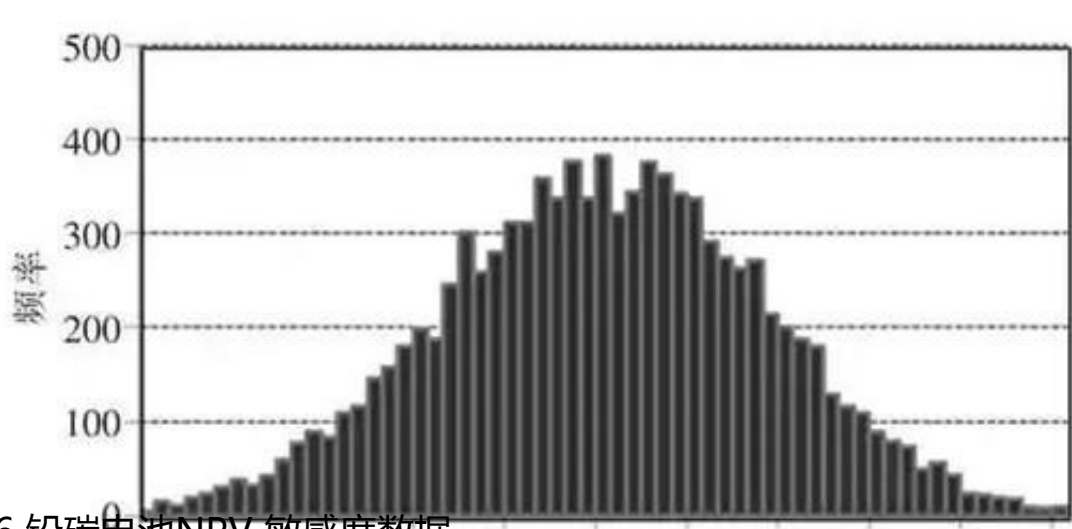


表6 铅碳电池NPV 敏感度数据

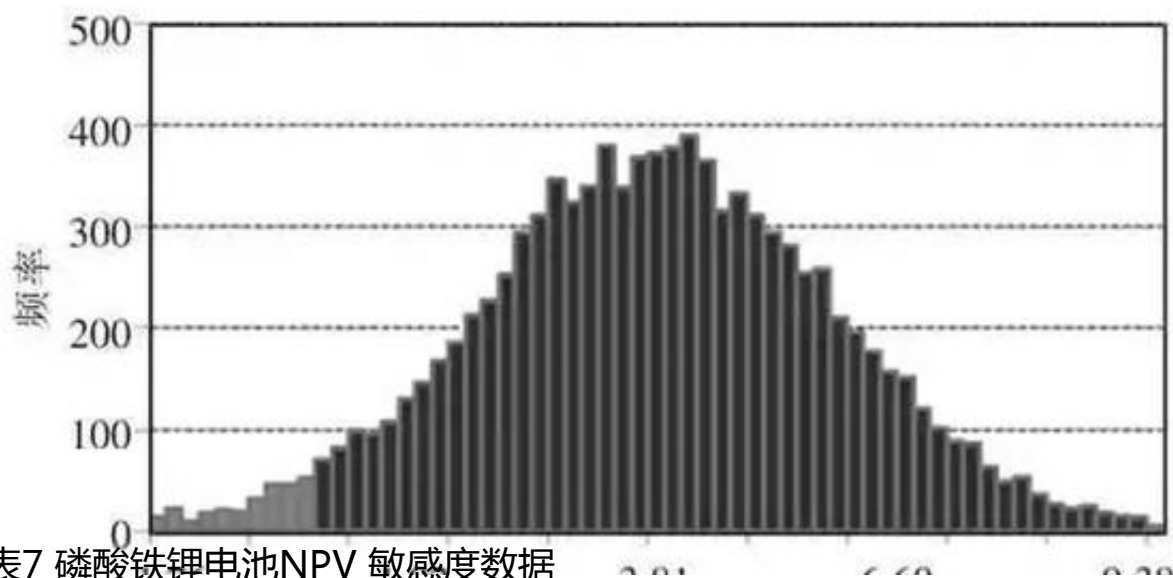


表7 磷酸铁锂电池NPV 敏感度数据