

储能技术全生命周期度电成本分析

文军¹, 刘楠¹, 裴杰², 徐若晨², 刘大为²

(1.中国华能集团有限公司, 北京 100031; 2.中国华能集团清洁能源技术研究院有限公司, 北京 102209)

[摘要] 储能技术的复杂性和不同的应用场景, 对储能方案成本评估造成巨大的挑战。因此, 储能方案成本评估需要基于平准化电力成本, 即对储能技术每单位放电电量的成本进行量化。本文针对抽水蓄能、压缩空气储能和磷酸铁锂电池储能3种大规模储能应用系统, 结合储能系统全生命周期分析, 计算储能系统全生命周期成本, 为不同储电方案的成本评估提供了客观统一的标准, 可以帮助指导储能系统的发展和革新, 确保储能系统在全生命周期具备最佳的经济效益。

[关键词] 储能技术; 度电成本; 全生命周期; 放电电量

[中图分类号] TK02 **[文献标识码]** A **[DOI编号]** 10.19666/j.rlfid.202105094

[引用本文格式] 文军, 刘楠, 裴杰, 等. 储能技术全生命周期度电成本分析[J]. 热力发电, 2021, 50(8): 24-29. WEN Jun, LIU Nan, PEI Jie, et al. Life cycle cost analysis for energy storage technology[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(8): 24-29.

Life cycle cost analysis for energy storage technology

WEN Jun¹, LIU Nan¹, PEI Jie², XU Ruochen², LIU Dawei²

(1. China Huaneng Group Co., Ltd., Beijing 100031, China; 2. China Huaneng Clean Energy Research Institute Co., Ltd., Beijing 102209, China)

Abstract: The complexity of energy storage technology and different application scenarios pose huge challenges to the cost evaluation of energy storage solutions. Therefore, the cost evaluation of energy storage solutions needs to be based on the levelized cost of electricity, that is, the cost of energy storage technology per unit of electricity discharged is quantified. This article focuses on three large-scale energy storage application systems, such as pumped water storage, compressed air energy storage and LiFePO₄ battery energy storage. Combining with the full life cycle analysis of the energy storage system, this paper calculates the full life cycle cost of the energy storage system, which may provide objective and unified standard for the cost evaluation of different energy storage solutions. The work of this paper can also help guide the development and innovation of energy storage systems, and ensure that energy storage systems gain the best economic benefits during the entire life cycle.

Key words: energy storage technology, cost per kilowatt hour, full life cycle, discharge electricity

随着大规模风电、光伏发电并入电网, 其固有的间歇性、随机不确定性等因素对接入电网的安全稳定运行产生诸多不利影响。改善风电、光伏发电出力特性, 提高风电、光伏发电电网友好性和利用率是实现电力能源低碳化发展亟需解决的问题。

储能作为一种可调度资源, 凭借其可充可放的运行特性, 成为缓解新能源出力不确定性对电力系统影响的有效途径之一^[1]。多地也出台了多项政策, 推动储能技术的开发和应用, 鼓励新能源电站配套储能装置^[2-4]。储能技术按能量的转化机制不同, 可

分为物理储能(抽水蓄能、压缩空气储能、飞轮储能)、电化学储能(锂离子电池、钠硫电池、铅蓄电池和液流电池等)和电磁储能(超级电容器、超导储能)3类^[5-7]。各种储能技术的机理不同, 应用场景也有差异。为评估各种储能技术的成本, 分析不同应用场景下适宜的储能技术, 需建立适用于各种储能技术的成本分析模型。文献[8]提出对于容量型和功率型储能应用场景分别采用度电成本法和里程成本法评价储能经济性, 基于全生命周期内的各项成本建立了分析模型。但模型未考虑储能系统充

收稿日期: 2021-05-14

基金项目: 中国华能集团有限公司总部科技项目(HNKJ20-H09)

Supported by: Science and Technology Project of China Huaneng Group Co., Ltd. (HNKJ20-H09)

第一作者简介: 文军(1971), 男, 硕士, 高级工程师, 主要研究方向为储能技术, j_wen@chnng.com.cn。

电的电费和各项成本的时间价值。文献[9]建立了电池储能电站平准化成本模型，可用于梯次利用电池和新电池的储能电站经济性评估。文献[10]提出利用动态投资回收期、净现值（ V_{NPV} ）、内部收益率（ R_{IRR} ）3个经济评价指标对用户侧储能项目进行经济性评价。其方法与全生命周期度电成本类似。文献[11]建立了配电网电池储能系统全寿命周期的经济效益模型，成本方面只考虑了蓄电池固定投资成本和运行维护成本。综上可知，针对储能系统的经济性评价，普遍采用全生命周期度电成本法。

储能电站目前的主要盈利模式有：新能源电站配置储能减少弃电、参与调峰；电网侧参与调峰调频；用户侧“谷充峰放”的价差。根据我国已建储能电站的实际运行情况，储能电站的收益和储能的放电电量直接相关。因此本文提出了基于储能放电电量的全生命周期度电成本算法，可用于评估新能源配套储能、电网调峰和用户侧储能等应用场景下储能的经济性。

1 全生命周期度电成本算法

在电力项目经济评价的方法中，平准化电力成本（levelized cost of electricity, C_{LCOE} ）是一种用于分析各种发电技术成本问题的主要指标^[12-15]。美国国家再生能源实验室关于平准化电力成本的定义为发电项目在运营期内发生的所有成本与全部发电量的比值。采用平准化电力成本方法对研究对象的规模没有限制，可用于不同发电技术的横向比较，例如不同装机规模的常规的火力发电、风力发电、太阳能光伏发电等之间的发电成本比较。

对于各种储能技术，以储能系统的放电电量为基准，采用平准化电力成本方法来分析比较不同的储能技术的成本。

为体现投资的时间价值，采用净现值法计算储能电站的收益。净现值指把项目计算期内各年的净现金流量按照一个给定的标准折现率折算到计算期期初的现值之和，即项目总收入的现值总额和项目总支出的现值总额的差额^[9]，可表示为

$$V_{NPV} = \sum_{n=0}^N C_{1,n}(1+r)^{-n} - \sum_{n=0}^N C_{0,n}(1+r)^{-n} \quad (1)$$

式中， $C_{1,n}$ 为第 n 年的现金流入， $C_{0,n}$ 为第 n 年的现金流出， r 为标准折现率或基准收益率。

对于储能项目，现金流入为放电电量的电费收入和其他来源收入（补贴、两部制电价中的容量电

费收入等），可表示为

$$C_{1,n} = A_n P + B_n \quad (2)$$

式中， A_n 为第 n 年的上网放电电量， P 为放电电量的上网电价， B_n 为第 n 年的其他来源收入。

现金流出为第 0 年的初次投资支出，投运后每年的运营维护费支出、替换费用支出、充电电费支出、贷款的还款支出、税费支出以及寿命到期后的回收支出。

将式(2)代入式(1)，且令 $V_{NPV}=0$ ，可解得放电电量电价为

$$P = \frac{\sum_{n=0}^N (C_{0,n} - B_n)(1+r)^{-n}}{\sum_{n=0}^N A_n(1+r)^{-n}} \quad (3)$$

此放电电量电价即为全生命周期储能度电成本，其意义为全生命周期内支出成本和其他收入来源之差的净现值与能量产出的时间价值之比。全生命周期储能度电成本还可以理解为单位能量产出的价格，在这个价格上净现值等式可以实现，投资者的收益率正好达到基准收益率（折现率）。

1.1 成本算法

储能系统在全生命周期的成本（即支出）包括初次投资成本、维护运营成本、替换成本、充电成本和后续的回收成本^[16]。全生命周期储能度电成本的计算流程如图 1 所示。

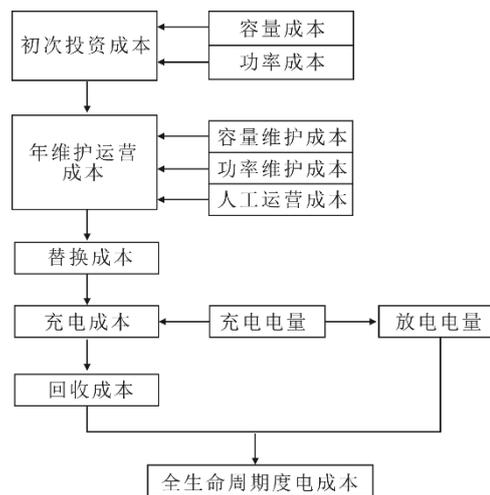


图 1 全生命周期储能度电成本计算流程
Fig.1 Calculation process of C_{LCOE}

1) 初次投资成本 C_{inv} 即储能系统建设时投入的成本，包括设计、硬件、软件、工程、采购、施工等所产生的总费用。根据储能技术的特点，初始投资成本可分为容量成本 C_E 和功率成本 C_P ，即

$$C_{\text{inv}} = C_E + C_P \quad (4)$$

容量成本指储能系统中与储能容量相关的设备和施工的成本,如电池储能中的电池、电池集装箱等的设备费用和相应的施工费用,抽水蓄能电站中水库的成本,压缩空气储能中储气室和储热系统的成本等,可用单位储能容量成本 U_E (元/(MW·h)) 和储能容量 Q_E (MW·h) 计算,即

$$C_E = U_E Q_E \quad (5)$$

功率成本指储能系统中与功率相关的设备和施工的成本,如电池储能系统中的变流器、变压器等设备,抽水蓄能电站中的水轮机,压缩空气储能中的压缩机和膨胀机等,可用单位功率成本 U_P (元/MW) 和装机容量 W_P (MW) 计算,即

$$C_P = U_P W_P \quad (6)$$

针对具体的项目,初始投资成本也可直接根据所有设备的采购和施工费用计算得到,即采用可行性研究报告中的总投资数据或已建成项目的实际投资数据。

2) 年维护运营成本 C_{OM} 指储能系统在每年运行和维护的过程中产生的费用,主要可以分为容量维护成本 $C_{\text{E,OM}}$ 、功率维护成本 $C_{\text{P,OM}}$ 和人工运营成本 C_{labor} , 即

$$C_{\text{OM}} = C_{\text{E,OM}} + C_{\text{P,OM}} + C_{\text{labor}} \quad (7)$$

容量维护成本指与容量相关的设备的维护成本,用单位储能容量维护成本 $U_{\text{E,OM}}$ (元/(MW·h)) 和储能容量 Q_E (MW·h) 计算,即

$$C_{\text{E,OM}} = U_{\text{E,OM}} Q_E \quad (8)$$

功率维护成本指与功率相关的设备的维护成本,用单位功率维护成本 $U_{\text{P,OM}}$ (元/MW) 和装机容量 W_P (MW) 计算,即

$$C_{\text{P,OM}} = U_{\text{P,OM}} W_P \quad (9)$$

人工运营成本指与运维人员相关的支出,可根据项目运维人员定员数量 n_{labor} 和每人每年的费用 U_{labor} 计算,即

$$C_{\text{labor}} = U_{\text{labor}} n_{\text{labor}} \quad (10)$$

针对具体的项目,年维护运营成本也可直接采用可行性研究报告中的年维护运营成本或实际运行项目的年维护运营成本。

3) 替换成本 C_R 指由于储能系统组件寿命等因素,需要按照指定的时间间隔进行更换,在替换组件过程中所产生的费用。在电池储能系统中,由于电池的性能在使用过程中会衰减,当衰减到报废的程度时,需进行电池的更换。替换成本可用单位

储能容量替换成本 U_R (元/(MW·h)) 和储能容量 Q_E (MW·h) 计算,即

$$C_R = U_R Q_E \quad (11)$$

4) 充电成本 C_C 指储能系统在全生命周期内从电网或者可再生能源电源处充电所需要花费的所有费用,用充电单价 U_C (元/(MW·h))、每次充电电量 Q_C (MW·h) 和年充电次数 N_y 计算,即

$$C_C = U_C Q_C N_y \quad (12)$$

其中

$$Q_C = Q_E \theta_{\text{DoD}} / \eta \quad (13)$$

式中, θ_{DoD} 为放电深度, η 为充放电效率。

5) 回收成本 C_{Rec} 指储能系统在使用寿命终止时项目拆除所产生的费用和设备二次利用带来的收入之差。若拆除成本大于二次利用带来的收入,则回收成本为正值;若拆除成本小于二次利用带来的收入,则回收成本为负值。定义报废成本率 (F_{EOL}) 为回收成本与初始投资的比值,其值可正可负,则

$$C_{\text{Rec}} = C_{\text{inv}} F_{\text{EOL}} \quad (14)$$

6) 总成本计算公式 上述各项成本中,初次投资成本为项目建设时的一次性投入成本,其余各项均为按年发生的成本。考虑以储能电站投运时刻作为折算起点,则全生命周期内的总成本的净现值 C_{total} 可表示为

$$C_{\text{total}} = C_{\text{inv}} + \sum_{n=1}^N \frac{C_{\text{OM}} + C_R + C_C + C_{\text{Rec}}}{(1+r)^n} \quad (15)$$

1.2 上网电量算法

年上网电量指储能系统的每年向电网输送的电量,与储能容量、自放电率、循环衰退率、年循环次数和放电深度有关。每年的放电总量 E 可表示为

$$E = \sum_{i=0}^{N_y} Q_E (1 - \eta_{\text{self}}) (1 - i \eta_{\text{deg}}) \theta_{\text{DoD}} \quad (16)$$

式中, i 为第 i 次放电, η_{self} 为自放电率, η_{deg} 为每次循环储能容量的衰退率。

全寿命周期内的总上网电量净现值 E_{total} 可表示为

$$E_{\text{total}} = \sum_{n=1}^N \frac{E_n}{(1+r)^n} \quad (17)$$

2 全生命周期度电成本计算案例

2.1 系统参数设置

以抽水蓄能、压缩空气储能和磷酸铁锂电池储能 3 种大规模储能技术为例,采用前述算法计算其全生命周期成本。3 种储能形式的全生命周期成本计算的输入参数见表 1。

表 1 3 种储能形式的全生命周期成本计算的输入参数
Tab.1 Input parameters for CLCOE calculation of 3 energy storage technologies

项目	抽水蓄能	压缩空气储能	磷酸铁锂电池储能
储能容量 Q_E /(MW·h)	500	300	10
装机容量 W_P /MW	100	60	10
初次投资成本 C_{inv} /万元	79 000	43 000	1 700
单位容量维护成本 $U_{E,OM}$ /(元·(MW·h) ⁻¹)	10 000	2 000	20 000
单位功率维护成本 $U_{P,OM}$ /(元·MW ⁻¹)	20 000	15 000	20 000
运营人工成本 C_{labor} /万元	1 140	300	15
年运行维护总成本 C_{OM} /万元	1 840	450	55
单位容量替换成本 U_R /(元·(MW·h) ⁻¹)	0	0	900 000
报废成本率 F_{EOL} /%	0	0	0
折现率 r /%	8	8	8
储能效率 η_{kt} /%	76	60	88
放电深度 θ_{DoD} /%	100	100	90
自放电率 η_{self} /%	0	0	0
循环寿命 N_{Cyc} /次	—	—	5 000
使用寿命 N/a	50	30	20
循环衰退率 θ_{Deg} /(%·次 ⁻¹)	0	0	0.004
年循环次数 N_y /(次·a ⁻¹)	330	330	330
充电电价/(元·(kW·h) ⁻¹)	0.288	0.288	0.288

注：抽水蓄能和磷酸铁锂电池储能的成本参数根据文献[8]确定，压缩空气储能成本参数根据文献[16-17]选取；抽水蓄能和压缩空气储能的储能时间均为 5 h，电站使用寿命分别按 50 年和 30 年设计，在寿命期内无需进行设备的替换，故不设置循环寿命；磷酸铁锂电池储能的储能时间为 1 h，电站使用寿命按 20 年设计，电池的循环寿命按 5 000 次计算，当电池使用次数达到 5 000 次后只更换全部电池，其他设备不更换；3 种储能技术均不考虑回收成本，等效充放电次数均按 1 天 1 次循环，年循环 330 次计算。

2.2 计算结果

抽水蓄能、压缩空气储能和磷酸铁锂电池储能全生命周期度电成本计算结果见表 2。

表 2 3 种储能形式的全生命周期度电成本 单位：元/(kW·h)
Tab.2 CLCOE of 3 energy storage technologies

项目	抽水蓄能	压缩空气储能	磷酸铁锂电池储能
考虑充电电价 (0.288 元/(kW·h)) 时度电成本	0.882	0.911	1.255
不考虑充电电价 (利用弃风弃光充电) 时度电成本	0.503	0.431	0.928
不考虑充电电价且折现率为 0 时度电成本	0.207	0.190	0.680

由表 2 可见，在不考虑充电电价的情况下，压缩空气储能的度电成本低于抽水蓄能。主要原因是在不考虑充电电价的情况下，各储能技术的度电成本与充放电效率无关，只与初投资成本和运维成本相关。压缩空气储能项目的单位储能容量的初始投资和年运维成本均低于抽水蓄能电站。

压缩空气储能电站的使用寿命按 30 年计算，而抽水蓄能电站按 50 年计算。若抽水蓄能电站使

用寿命也按 30 年计算，则其全生命周期度电成本为 0.919 元/(kW·h)，与压缩空气储能电站的全生命周期度电成本相当。比较压缩空气储能电站和抽水蓄能电站，充放电效率低的储能技术需有较低的初始投资成本和运维成本才可以和充放电效率高的储能技术有相当的全生命周期度电成本。

磷酸铁锂电池储能的全生命周期度电成本显著高于抽水蓄能和压缩空气储能，主要原因是电池储能的初始投资较高，且由于电池循环寿命的限制，在电站的全生命周期内需要至少更换一次全部的电池，增加了替换成本。对于磷酸铁锂电池储能，需进一步降低设备成本，提高电池的循环寿命，才能具有竞争力。

2.2.1 充电电价的影响

当充电电价为 0、0.1、0.3、0.4 元/(kW·h)时，其他参数采用表 1 中的数据，则 3 种储能形式全生命周期度电成本计算结果如图 2 所示。

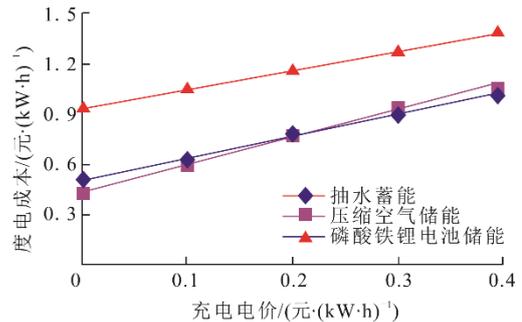


图 2 充电电价对全生命周期度电成本的影响
Fig.2 Influence of charging price on CLCOE

从图 2 可以看出，随着充电电价的增加，3 种储能技术的全生命周期度电成本均线性增加。抽水蓄能和压缩空气储能的全生命周期度电成本接近，在较低充电电价时，压缩空气储能的全生命周期度电成本低于抽水蓄能。原因在于低充电电价时，储能技术的投资成本在全部成本中占比大，压缩空气储能的投资成本低于抽水蓄能，故有较低的度电成本。在充电电价较高时，充电成本在度电成本中的占比增加，因抽水蓄能的充放电效率为 76%，大于压缩空气储能的 60%，在发电电量相同时，抽水蓄能的充电电量较压缩空气储能少 21%。

在充电电价为 0 时，抽水蓄能、压缩空气储能和磷酸铁锂电池储能全生命周期度电成本分别为 0.503、0.431、0.928 元/(kW·h)。当储能用于发电侧减少“弃风”、“弃光”等场景时，充电电价可按 0 计算，则当上网电价不小于前述度电成本时，配置

储能可获得不小于 8% 的收益率。相比充电电价为 0.288 元/(kW·h) 时, 抽水蓄能和压缩空气储能的全生命周期度电成本分别下降了 43% 和 53%, 而电化学储能的度电成本只下降了 26%。如再进一步不考虑折现(即全部采用自有资金, 且不考虑储能投资回报), 则抽水蓄能、压缩空气储能和电化学储能的全生命周期成本分别为 0.207、0.190、0.680 元/(kW·h), 3 种储能技术的全生命周期度电成本分别下降了 76%、79% 和 46%。由此可见, 在抽水蓄能和压缩空气储能的全生命周期度电成本中, 充电成本占比很大, 设备成本占比较小, 而电化学储能相反, 其全生命周期度电成本中设备成本占比较大。

充电电价为 0.4 元/(kW·h) 时, 抽水蓄能、压缩空气储能和磷酸铁锂电池储能全生命周期度电成本分别为 1.029、1.098、1.382 元/(kW·h)。相比充电电价为 0 时, 度电成本增加值分别为 0.526、0.667、0.454 元/(kW·h), 与充放电效率 76%、60% 和 88% 成反比。

2.2.2 电池储能年循环次数的影响

相比抽水蓄能和压缩空气储能等大规模储能技术, 目前磷酸铁锂电池储能的度电成本仍然较高。在前述计算中, 电池储能系统年循环次数为 330 次, 相当于 1 次/d。对于磷酸铁锂电池储能, 当年循环次数分别为 330、495、660 次时, 其他参数取表 1 数据, 则其全生命周期度电成本分别为 1.255、0.985、0.888 元/(kW·h), 如图 3 所示。

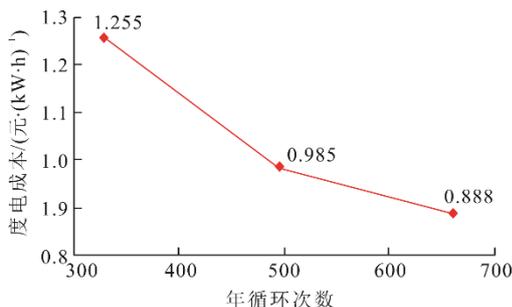


图 3 磷酸铁锂电池储能年循环次数对 CL_{COE} 的影响
Fig.3 Influence of annual energy storage cycles of $LiFePO_4$ battery on CL_{COE}

由图 3 可见, 随着年循环次数的增加, 磷酸铁锂电池储能的度电成本明显下降, 即提高储能系统的利用率可降低其全生命周期度电成本。

2.2.3 电池循环寿命的影响

目前的磷酸铁锂电池储能系统的循环寿命通常在 5 000 次左右, 根据储能系统的使用频率, 在

储能电站 20 年的寿命期内通常需要更换 1~2 次电池, 相比其他储能技术, 增加了替换成本。若进一步优化电池的设计, 提高电池的循环寿命, 使电池的使用寿命与储能电站的使用寿命一致, 则在储能电站的整个寿命期内无需更换电池。取电池循环寿命为 10 000 次, 则循环衰退率为 0.002%, 其他参数取表 1 数据, 则磷酸铁锂电池储能的全生命周期度电成本由 1.255 元/(kW·h) 降为 1.135 元/(kW·h), 下降 9.56%。因此, 开发新一代的万次级磷酸铁锂电池是降低电池储能电站成本的有效手段。

2.2.4 储能时长的影响

抽水蓄能和压缩空气储能等大容量储能技术的储能时间普遍较长, 前述计算中, 储能时间均为 5 h, 而目前建成的磷酸铁锂电池储能普遍为 1~2 h 的储能时间。对于磷酸铁锂电池储能, 增加储能时间即可增加储能时间, 当储能时间分别为 1、2、3、4、5 h 时, 其全生命周期度电成本如图 4 所示。从图 4 可以看出: 当储能时间增加时, 磷酸铁锂电池储能全生命周期度电成本降低; 当储能时间为 5 h 时, 度电成本为 0.897 元/(kW·h), 与同为 5 h 储能时长的抽水蓄能和压缩空气储能度电成本接近。

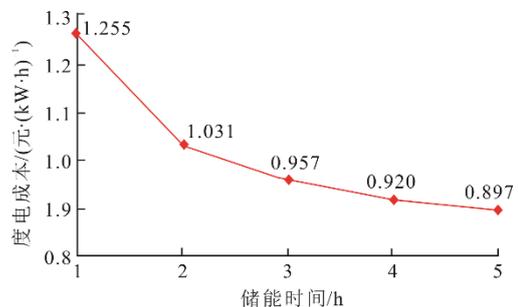


图 4 磷酸铁锂电池储能时间对 CL_{COE} 的影响
Fig.4 Influence of storage time of $LiFePO_4$ battery on CL_{COE}

3 结 论

相比抽水蓄能和压缩空气储能, 磷酸铁锂电池储能的成本较高。当考虑充电成本时, 储能技术充放电效率对全生命周期度电成本有较大影响。

对于磷酸铁锂电池储能, 提高每天的充放电次数可降低度电成本, 充放电次数由 1 次/d 提高到 1.5 次/d, 度电成本可降低 21.5%。将电池的循环寿命从 5 000 次增加到 10 000 次, 可降低度电成本 9.56%。开发新一代的万次级磷酸铁锂电池是降低电池储能电站成本的有效手段。增加储能时间也可降低度电成本, 储能时间从 1 h 增加到 5 h, 度电成本降低 28.5%。对于调峰应用场景, 适合配置长储

能时间的电池储能系统,其度电成本与同等储能时长的抽水蓄能和压缩空气储能基本一致。

压缩空气储能的全生命周期度电成本与抽水蓄能相当,其选址受地质限制较小,装机容量可大可小,布置灵活,即可以布置在发电侧,也可以布置在电网侧,甚至是用户侧,当利用“弃风”、“弃光”电量充电时,度电成本优势明显,具有大规模应用前景。

【参考文献】

- [1] 艾欣,董春发. 储能技术在新能源电力系统中的应用综述[J]. 现代电力, 2015, 32(5): 1-9.
AI Xin, DONG Chunfa. Review on the application of energy storage technology in power system with renewable energy sources[J]. Modern Electric Power, 2015, 32(5): 1-9.
- [2] 田浩毅,迟峰,齐晓曼,等. 储能技术发展及在城市电网的应用展望[J]. 电力与能源, 2018, 39(6): 867-871.
TIAN Haoyi, CHI Feng, QI Xiaoman, et al. Development of energy storage technology and application prospects in urban power grid[J]. Power & Energy, 2018, 39(6): 867-871.
- [3] 裴善鹏,朱春萍. 高可再生能源比例下的山东电力系统储能需求分析及省级政策研究[J]. 热力发电, 2020, 49(8): 29-35.
PEI Shanpeng, ZHU Chunping. Research of energy storage demand and province class policy in Shandong electric power system in a setting of high proportion renewable energy[J]. Thermal Power Generation, 2020, 49(8): 29-35.
- [4] 张宝锋,童博,冯仰敏,等. 电化学储能在新能源发电侧的应用分析[J]. 热力发电, 2020, 49(8): 13-18.
ZHANG Baofeng, TONG Bo, FENG Yangmin, et al. Application analysis of electrochemical energy storage technology in new energy power generation side[J]. Thermal Power Generation, 2020, 49(8): 13-18.
- [5] 周喜超. 电力储能技术发展现状及走向分析[J]. 热力发电, 2020, 49(8): 7-12.
ZHOU Xichao. Development status and trend analysis of electric energy storage technology[J]. Thermal Power Generation, 2020, 49(8): 7-12.
- [6] 张建军,周盛妮,李帅旗,等. 压缩空气储能技术现状与发展趋势[J]. 新能源进展, 2018, 6(2): 140-150.
ZHANG Jianjun, ZHOU Shengni, LI Shuaiqi, et al. Overview and development tendency of compressed air energy storage[J]. Advanced in New and Renewable Energy, 2018, 6(2): 140-150.
- [7] 中关村储能产业技术联盟. 储能产业研究白皮书 2021[R]. 北京: 中关村储能产业技术联盟, 2021: 1.
China Energy Storage Alliance. White paper on energy storage industry 2021[R]. Beijing: China Energy Storage Alliance, 2021: 1.
- [8] 何颖源,陈永翀,刘勇,等. 储能的度电成本和里程成本分析[J]. 电工电能新技术, 2019, 38(9): 1-10.
HE Yingyuan, CHEN Yongchong, LIU Yong, et al. Analysis of cost per kilowatt-hour and cost per mileage for energy storage technologies[J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy, 2019, 38(9): 1-10.
- [9] 李娜,刘喜梅,白恺,等. 梯次利用电池储能电站经济性评估方法研究[J]. 可再生能源, 2017, 35(6): 926-932.
LI Na, LIU Ximei, BAI Kai, et al. Research on the economic evaluation method of secondary battery energy storage[J]. Renewable Energy Resources, 2017, 35(6): 926-932.
- [10] 潘福荣,张建赟,周子旺,等. 用户侧电池储能系统的成本效益及投资风险分析[J]. 浙江电力, 2019, 38(5): 43-49.
PAN Furong, ZHANG Jianyun, ZHOU Ziwan, et al. Cost-benefit and investment risk analysis of user-side battery energy storage system[J]. Zhejiang Electric Power, 2019, 38(5): 43-49.
- [11] 向育鹏,卫志农,孙国强,等. 基于全寿命周期成本的配电网蓄电池储能系统的优化配置[J]. 电网技术, 2015, 39(1): 264-270.
XIANG Yupeng, WEI Zhinong, SUN Guoqiang, et al. Life cycle cost based optimal configuration of battery energy storage system in distribution network[J]. Power System Technology, 2015, 39(1): 264-270.
- [12] 陈荣荣,孙韵琳,陈思铭,等. 并网光伏发电项目的LCOE分析[J]. 可再生能源, 2015, 33(5): 731-735.
CHEN Rongrong, SUN Yunlin, CHEN Siming, et al. LCOE analysis of grid-connected photovoltaic power generation project[J]. Renewable Energy Resources, 2015, 33(5): 731-735.
- [13] 乐健,周谦,王曹,等. 无功补偿设备和分布式电源协同的配电网优化控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(18): 38-47.
LE Jian, ZHOU Qian, WANG Cao, et al. Research on distributed optimal control strategy for a distribution network based on the cooperation of DGs and var compensators[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(18): 38-47.
- [14] 苏伟,钟国彬,徐凯琪,等. 储能技术经济性评估方法综述[J]. 广东电力, 2019, 32(1): 29-35.
SU Wei, ZHONG Guobin, XU Kaiqi, et al. Review of evaluation method for economy of energy storage technology[J]. Guangdong Electric Power, 2019, 32(1): 29-35.
- [15] 高婕,沈梦宁. 平准化度电成本在国外风电项目中的应用[J]. 风能, 2020(8): 56-58.
GAO Jie, SHEN Mengning. Application of leveled electricity cost in foreign wind power projects[J]. Wind Energy, 2020(8): 56-58.
- [16] 傅旭,李富春,杨欣,等. 基于全寿命周期成本的储能成本分析[J]. 分布式能源, 2020, 5(3): 34-38.
FU Xu, LI Fuchun, YANG Xin, et al. Cost analysis of energy storage based on life cycle cost[J]. Distributed Energy, 2020, 5(3): 34-38.
- [17] 何青,罗宁,刘文毅. 基于全寿命周期成本的压缩空气储能系统储气装置经济性分析[J]. 化工进展, 2018, 37(增刊1): 67-74.
HE Qing, LUO Ning, LIU Wenyi. Economic analysis of gas storage devices for compressed air energy storage system based on life cycle cost[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2018, 37(Suppl.1): 67-74.

(责任编辑 刘永强)