储能技术成本排序的时长与利用率条件

魏少康*

极天高科（云南）有限公司，云南 丽江 674100

摘 要：储能技术的经济性比较受到服务时长、调用频率和成本计量方式的共同影响。本文结合储能技术经济文献，建立统一输出边界下的成本分解模型，推导功率成本、能量成本和效率影响技术排序的条件。分析表明，延长放电时长能够摊薄单位交付电量中的功率费用，但能量费用仍受循环频率约束；高频调用提高效率收益，低频备用则使年化容量费用更为突出。两种技术的成本交点取决于固定费用差异能否被运行费用差异抵消，交点还须满足实际充电和放电条件。进一步比较表明，日内移峰、持续供电保障与季节性储备需要不同的评价口径。储能选择应先确定服务剖面，再开展寿命成本与系统配置分析，将容量可用性和能源交付成本分别纳入决策。

关键词：储能技术；平准化储能成本；放电时长；循环频率；系统价值

Duration and Utilization Conditions for Cost Rankings of Energy Storage Technologies

WEI Shaokang*

Jitian Hi-Tech (Yunnan) Co., Ltd., Lijiang, Yunnan 674100

Abstract: Economic comparisons of energy storage technologies depend on service duration, dispatch frequency, and cost accounting. Drawing on techno-economic literature, this article develops a cost decomposition with a common electricity delivery boundary and derives conditions under which power costs, energy costs, and efficiency alter technology rankings. Longer discharge duration spreads power-related expenditure over more delivered energy, while energy-related expenditure remains sensitive to cycling frequency. Frequent dispatch increases the value of efficiency, whereas infrequently used reserves place greater weight on annualized capacity costs. A cost crossover occurs when differences in fixed expenditure are offset by differences in operating expenditure, subject to feasible charging and discharging conditions. Intraday shifting, sustained supply adequacy, and seasonal reserves consequently require different evaluation criteria. Technology selection should begin with a service profile and then combine lifetime cost analysis with system planning, treating capacity availability and the cost of delivered energy as distinct decision quantities.

Keywords: energy storage technologies; levelized cost of storage; discharge duration; cycling frequency; system value

DOI：https://doi.org/10.65192/323zwd59

© 2026 作者

本文依据 CC BY 4.0 许可协议开放获取

1 引言

储能装置具有额定功率和可用能量两个基本规模。功率决定单位时间可以输出多少电力，可用能量决定这种输出能够持续多久。将项目投资只除以千瓦时，可能使较长时储能呈现较低单位费用；将同一投资除以千瓦，又可能得到相反的变化。NREL 的 2024 年年度技术基线分别讨论功率与能量费用，并针对不同持续时长给出系统假设[1]。因此，成本计量方式需要与装置提供的服务一致。

Schmidt 等将平准化储能成本置于具体应用中比较，分析不同技术在时长和调用条件下的竞争关系[2]。这使储能经济性从静态设备价格转向寿命期运行。同一技术在频繁移峰与低频应急中交付的电量不同，即使建设规模相同，单位交付电量承担的固定费用也会发生变化。技术名称无法单独决定成本排序。

工程比较还面临参数层级问题。电芯价格、储能系统投资和并网项目总投资包含不同费用。Ziegler 与 Trancik 对锂离子电池成本下降的研究说明，技术进步的衡量需要明确指标及数据口径[3]。

作者简介：魏少康（1992—），男，学士，总经理，主要研究方向为能源技术。
通讯作者：魏少康，电子邮箱：81438519@qq.com

历史电芯成本变化可以解释部分技术趋势，但用于项目比较时，需要再考虑变流、热管理、土建、接入以及寿命期替换等费用。

本文考察放电时长、循环频率与往返效率对储能技术成本排序的影响。以并网点交付电量为统一计量边界，将初始投资分解为功率相关费用和能量相关费用，结合年化费用与运行参数，推导两种方案的成本差异及交叉条件。在此基础上，结合日内移峰、持续供电保障和季节性储备的服务需求，分析不同运行条件下的技术取舍。

2 成本模型与基本假设

2.1 统一计量边界

对于能够以额定功率持续放电的装置，持续时长可写为式（1）。其中，D 为放电时长，单位 h；E 为并网点对应的可用能量，单位 kWh；P 为输出功率，单位 kW。额定能量若在直流侧定义，需要先换算为相同边界下的可用能量。辅助用电和运行保留容量也会影响装置实际可以交付的能量。

$$D = \frac{E}{P} \tag{1}$$

储能类型综述将电化学、机械、热和化学等技术按储存方式及应用特征进行组织[4]。这些技术的成本构成不同。电池增加能量容量通常需要增加相应器件，液流电池可以通过电解液和储罐扩展能量部分，抽水蓄能与压缩空气储能则受到场址和工程规模影响。功率与能量分解有助于比较，但它是一种局部近似，需在相应规模范围内使用。

接入工程、控制系统和部分土建具有固定或阶梯费用。本文将其按设计功率折算，并保持比较范围一致。扩容跨越设备规格或工程阈值时，需要重新计算费用。

2.2 将建设费用转化为年度负担

设 a 为每千瓦输出功率对应的年化功率费用，单位为元/（kW·年）；b 为每千瓦时可用能量对应的年化能量费用，单位为元/（kWh·年）。年化处理纳入投资、寿命、折现及固定维护，必要时将替换和残值按一致口径折算。则每千瓦输出功率的年度固定费用为 $a+bD$。a 与 b 分别保留了功率设备和能量容量对费用的影响。

设 n 为每年的等效满循环次数，则单位功率的年交付电量为 nD。等效满循环按并网点累计交付电量除以可用能量计算，用于将不同深度的调用换算到同一吞吐口径。n 既与可获得的充电时段有关，也与输出服务有关。对于长期储备，应按全年运行计入储存等待时间和待机损耗，再计算输入能量。

设 p 为输入电量的平均充电费用，单位元/kWh；η 为同一计量边界下的往返效率；v 为按交付电量计量的其他变动费用，单位元/kWh。在稳定年度运行、费用和效率可用平均值表示的条件下，单位交付电量成本 c 可表示为式（2）。若衰减、价格和调用逐年变化，应回到逐年折现的寿命现金流与交付电量计算。

$$c = \frac{a}{nD} + \frac{b}{n} + v + \frac{p}{\eta} \tag{2}$$

式（2）的三个费用项分别对应固定支出的摊销、交付相关的变动费用和输入能源费用。其量纲均为元/kWh。容量补充若已在年化能量费用中计入，就不再作为变动费用重复计算；退化费用若按吞吐量计入 v，年化费用中也须相应调整。保持这种一致性，是将不同来源参数代入同一模型的前提。

2.3 运行口径与寿命费用的一致性

稳定年度模型要求费用和运行之间具有相同口径。若以满容量交付电量计算 n，却以容量衰减后的输出计算效率，固定费用和能源费用就会对应不同服务。工程核算可以先指定评价期内的可

用容量，再根据逐年交付和替换安排计算年化费用。设备是否通过补充容量维持输出，也应在功率和能量费用中得到一致处理。

充电费用 p 应按实际输入电量加权。不同充电时段的电价与可用能量通常不同，简单平均各时段价格可能偏离项目实际支出。若相应价格中已经包含网络或交易费用，就不再重复计入 v。对多种充电来源，还需保留各自输入和费用记录。这样得到的平均值，才能与相同边界下的往返效率一起计算能源费用。

年化费用的比较还需要一致的评价年限与服务要求。寿命较短的部件可以在项目期内替换，寿命较长的设施可能在期末仍具有残值。将各自支出和残值折算到共同评价期，比直接采用设备标称寿命更适合方案比较。模型中的 a 和 b 由这些工程记录形成，其作用是将寿命费用转化为年度负担，保留技术之间的费用结构差异。

3 成本排序变化的解析条件

3.1 时长改变功率费用的摊销

由式（2）可见，在 n 保持不变时，增加 D 会降低 $a/(nD)$，而 b/n 不随 D 变化。这意味着较长时配置能够分摊功率设备费用，但增加能量容量本身仍有代价。若只看到按千瓦时表示的总投资下降，容易把功率费用被摊薄误读为所有费用同步下降。时长变化究竟带来多少收益，需要同时观察 a、b 和实际调用。

这一关系也解释了不同扩容方式的经济差异。功率设备费用较高、增加能量容量较便宜的方案，较可能在长时服务中改善相对位置；能量费用较高的方案，则需要足够调用来分摊容量投入。Sepulveda 等在低碳电力系统模型中发现，能量容量成本和放电效率对长时储能的系统作用具有重要影响[5]。该结果与成本分解在方向上相呼应，进一步说明时长选择需联系系统的供需事件。

实际运行中，n 和 D 往往不能独立改变。延长放电需要更多输入能量和更长充电时间，也可能减少一年内可以完成的循环。若额定容量增加而累计交付电量增长不足，n 便会下降。此时式（2）中的 b/n 可能上升，抵消部分功率摊销收益。因而，评价扩容应根据新的服务剖面重新计算可实现的调用次数。

3.2 效率优势如何抵消固定费用

比较提供相同功率、时长和调用次数的方案 A 与 B，并令两者面对相同的充电费用 p。记 $\Delta a=a_A-a_B$、$\Delta b=b_A-b_B$、$\Delta v=v_A-v_B$，则成本差 $\Delta c=c_A-c_B$ 如式（3）。下标 A 和 B 分别代表两种方案，Δc 小于 0 时方案 A 的单位交付电量成本较低。

$$\Delta c=\frac{\Delta a}{nD}+\frac{\Delta b}{n}+\Delta v+p\left(\frac{1}{\eta_A}-\frac{1}{\eta_B}\right) \tag{3}$$

若 A 的效率较高，即 $\eta_A>\eta_B$，其输入能源费用项低于 B。这个优势随 p 增加而扩大。与此同时，如果 A 的年化固定费用较高，低调用状态下仍可能由固定支出主导成本差。调用频率提高后，固定费用差被更多电量分摊，效率与变动费用的相对作用增强。高效率方案的经济价值因此取决于它能够节省多少实际付费的输入电量。

令 $g=p(1/\eta_B-1/\eta_A)-\Delta v$，表示 A 相对于 B 每单位交付电量的运行费用优势。在 $g>0$ 且 $\Delta a/D+\Delta b>0$ 的条件下，令式（3）等于 0，可以得到成本相等时的循环次数 n^*，如式（4）。在其余参数不变且运行可实现的范围内，$n>n^*$ 时 A 的成本较低，$n<n^*$ 时 B 的成本较低。

$$n^*=\frac{\frac{\Delta a}{D}+\Delta b}{g} \tag{4}$$

成本交点只有在条件满足时才存在。当 A 同时具有较低固定费用和较低运行费用，模型中无需通过提高循环次数实现排序反转。若 $g\le 0$ 而 A 固定费用较高，则增加循环也不会使其在该比较条件下形成优势。即使计算得到正交点，也需检查充放电时间、可用电价时段和衰减是否允许达到 n^*。数学交点与可实现的工程运行是两个相互衔接的判断。

将式（3）中的固定费用差记为 $K=\Delta a/D+\Delta b$，在 $K>0$、$g>0$ 的条件下，有 $\Delta c=K/n-g$，且 $n^*=K/g$。令 $x=n/n^*$、$y=\Delta c/g$，则成本差可以写为 $y=1/x-1$。图 1 据此表示循环次数相对于交点变化时的排序关系。图中坐标均为无量纲量，曲线由代数关系直接得到；横坐标为 1 时成本相等，小于 1 时 A 成本较高，大于 1 时 A 成本较低。

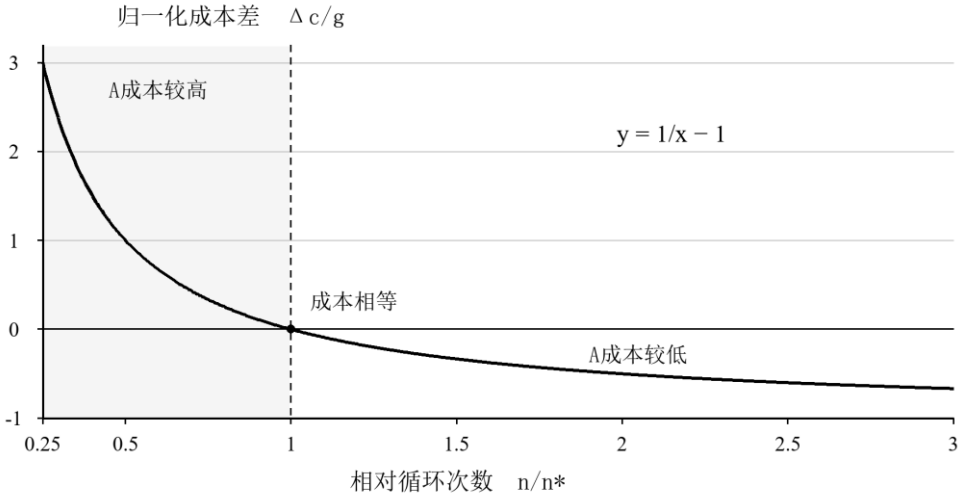


图 1 循环频率与归一化成本差的关系

归一化关系使交点的位置与曲线形状得到区分。设备费用、充电费用和效率会改变 n^*，而在上述条件下，循环增加对归一化成本差的作用遵循同一关系。越接近低循环端，增加调用对摊薄固定费用差的作用越强；调用已经较高时，成本差逐渐接近运行费用差。对于主要承担备用的装置，能否提高循环仍由服务和库存要求决定，图中的高循环区间需要通过运行条件检验。

3.3 调用与退化改变参数关系

频繁运行增加交付电量，也可能增加容量损失和维护。NREL 的 2024 年技术基线将部分容量补充费用纳入固定运行维护，并给出相应寿命和循环假设[1]。采用不同调用方式时，容量补充、替换和可用容量需要同步核对，利用率与费用由此形成相互联系的模型输入。

对于存在明显循环退化的系统，v 可以表示与吞吐相关的维护或损耗费用，年化费用则处理时间相关的支出。对于长期备用，日历变化、待机损耗及定期检测更为突出。工程计算应按技术和运维方式选择费用归属，并保持一致的有效寿命。装置寿命、项目评价年限和质保期限具有不同含义，直接混用会改变替换次数及成本结果。

IEA 的电池报告将储能部署与电力系统、供应链和制造条件相联系[6]。因此，技术性能还需要转化为稳定可获得的设备与服务。采购期的成本优势可能受到交付、维护和停运影响。对于需要在特定时段可用的装置，计划与非计划停机应进入服务评估，名义效率较高但关键时段不可用的方案无法按完整服务计算收益。

4 不同电力服务中的技术取舍

4.1 日内移峰

日内移峰以重复出现的供需错配为对象，运行通常具有相对稳定的充放电窗口。在这一服务中，较高 n 使充电费用和效率差异更有分量，但循环退化也随之进入评价。比较时需要使用同一输出功率和实际可交付能量，将温控与辅助损耗计入输入，并核对峰谷时段能否容纳所需充放电。

国内年度技术综述整理了锂离子、液流、压缩空气、热储能等路线的技术与示范进展[7]。这些进展扩大了方案选择范围，而具体取舍仍需沿式（2）的费用项展开。对于同一日内服务，不同方

案可能通过降低初始投入、减少输入损耗或延长有效寿命改善成本，其作用需要在相同运行口径下合并。

4.2 持续供电保障

持续低风低光或高负荷事件，需要储能在较长时间内提供可用容量。此时调用次数可能较低，年化容量费用和能量扩展方式更为重要。较低 η 增加输入需求，但如果服务一年只发生少数次，其对年度总费用的作用可能小于建设和维护。低频服务应同时报告年化容量费用与一次事件可持续输出能力。

Staadecker 等在不同电网条件下分析长时储能，发现其价值受输电条件、储能费用和其他资源配置共同影响[8]。装置时长的选择由此与输电条件及其他资源配置相联系。网络互联可以改变缺电事件的持续时间，其他可调度资源可以改变储能的调用频次。比较应先确定资源组合中的服务缺口，再计算储能满足该缺口的费用。

4.3 季节性储备与能量转换

季节性储备面对较长库存时间和较少完整循环。式（2）中较低 n 会提高能量容量的摊销费用，同时要求 η 包含等待期间损耗。低能量容量费用、可维持的库存以及场址条件成为关键。评价应采用与季节性储备相匹配的参数组合，并与日内高频调节的运行条件分别计算。

热泵型储电利用热状态储存能量，再通过动力过程输出电力，其构型、温度条件及设备匹配影响整体性能[9]。比较时应把“电—热—电”的全部转换计入输出边界。若终端需求为热，产品已经改变，就应与提供相同热服务的方案比较。跨部门利用可以增加价值，但需要明确哪些输出属于电力储存，哪些属于其他能源服务。

表 1 归纳不同服务中需要优先核对的条件。服务剖面决定成本模型输入，而成本分析帮助筛选满足服务的方案。方案筛选应依据服务所需的实际调用，综合比较建设投入、运行费用及可用性。

表 1 电力储能服务与比较条件

服务	主要运行特征	优先核对的条件
日内移峰	重复调用、相对稳定的窗口	效率、充电时段、循环退化
持续供电保障	较长事件、调用次数有限	年化容量费用、连续输出、可用库存
季节性储备	库存时间长、完整循环较少	能量费用、等待损耗、场址与转换路径

4.4 技术结构与场址条件的筛选

技术选择可以先从费用结构识别候选方案，再核对工程条件。增加能量容量相对便宜的路线，在较长时服务中可能改善相对位置，但储能介质、场址和接入仍决定这种扩展能否实现。抽水蓄能需要相应地形与水系统，压缩空气储能需要匹配储气方式与热过程，电化学系统则需要考虑设备布置、温控和维护。技术分类所提供的是筛选范围，项目条件决定实际可用的组合[4]。

对于功率与能量能够较独立扩展的方案，设计可以分别调整输出设备与储存介质；对于两者联系紧密的方案，延长时长可能同时改变系统规模和辅助设备。经济模型应跟随这种设计变化更新 a、b 和 η。若延长时长使设备运行偏离原有高效区间，原先采用的效率参数也需要调整。比较同一技术的不同构型，因而与比较不同技术一样需要保持服务和计量边界。

部署周期也是系统配置的组成部分。服务缺口发生在某一时间，而大型工程、场址调查和接入建设需要相应周期。即使长期费用较低，方案仍需满足预定投入运行时间。规划可以将近期需求与远期需求分别安排，再比较过渡资源和最终资源的共同费用。这样，经济性与可部署性才能在同一决策中衔接。

5 从装置成本到系统配置

系统规划需要进一步判断新增储能能够减少哪些支出，以及能否改善可靠性。弃电减少、备用能力和网络约束缓解对应不同价值，配置应在共同服务要求下比较储能、需求响应、输电与可调度资源的组合。

美国能源部 2024 年的长时储能报告分析不同技术降低成本的创新路径，并讨论实施时间和费用[10]。这种技术发展分析适合识别参数改善的方向，项目计算则需要使用当前可获得的技术条件。创新情景、工程报价和长期运行数据各自回答不同问题，进入比较时应分别标明年份、规模和对应费用项。

多服务运行可以提高利用，也产生容量冲突。日内套利后是否保留持续供电库存，需要在时序运行中判断。辅助与能量服务收入只有在共同功率、荷电状态和可用性约束下能够实现，才可计入联合方案。低频备用还需考虑保留容量对可靠性的作用。

工程应用需补入非线性费用、时序电价和天气变化。范围分析应保持参数的联系：高循环伴随退化，低价充电受时段限制，长时配置可能减少循环。技术排序的稳定性取决于比较条件能否同时实现。

参数分析可以围绕交点开展。先以服务允许的循环范围比较 n 与 n^*，再识别使 n^*发生明显移动的费用或效率条件。当全部可行运行都位于交点同一侧，排序相对清楚；可行范围跨越交点时，需要进一步获取充电、调用和维护资料。与分别改变每个参数相比，这种方法能够定位最影响方案选择的不确定性。

供电保障还需要关注多年天气中的连续事件。一个平均年度可以具有足够可充电量，但在持续低出力事件中，补充库存的机会可能很少。系统模型应检查事件之前的库存、事件期间的交付和事件之后的恢复，将储能同其他资源一起安排。Staadecker 等讨论电网条件下长时储能的价值，也说明这种时序联系需要进入资源组合评价[8]。

对于多服务方案，评价可以先确定必须保留的功率和能量，再计算可用于其他任务的部分。由此得到的循环次数才与库存约束一致。若成本优势主要来自提高利用率，运行计划应说明新增调用发生在何时，以及是否减少关键事件中的可用容量。成本分解和时序模型在这里承担相互衔接的任务：前者解释参数如何改变排序，后者检验形成该排序的运行是否可行。

6 结论

储能成本排序由功率费用、能量费用与运行费用在具体服务中的相对作用决定。延长时长能够摊薄功率费用，能量费用仍由调用频率分摊；效率优势能否抵消较高固定费用，则取决于充电费用、变动费用和可实现的循环次数。由成本分解得到的交点为技术比较提供了条件判断，工程运行决定这些条件能否满足。

日内移峰应重视效率与退化的共同影响，持续供电保障应同时评价容量费用和事件期间的可用性，季节性储备则需要关注能量扩展和长期库存。先确定服务剖面，再统一输出和寿命成本边界，最后将装置放入多资源系统中评价，有助于使技术选择与实际供电需求相一致。

参考文献

[1] NREL. 2024 Annual Technology Baseline: Utility-scale battery storage[DB/OL]. (2024)[2026-10-13]. https://atb.nrel.gov/electricity/2024/2023/utility-scale_battery_storage.

[2] SCHMIDT O, MELCHIOR S, HAWKES A, et al. Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies[J]. Joule, 2019, 3(1): 81-100. DOI: 10.1016/j.joule.2018.12.008.

[3] ZIEGLER M S, TRANCIK J E. Re-examining rates of lithium-ion battery technology improvement and cost decline[J]. Energy & Environmental Science, 2021, 14(4): 1635-1651. DOI: 10.1039/d0ee02681f.

[4] KOOHI-FAYEGH S, ROSEN M A. A review of energy storage types, applications and recent developments[J]. Journal of Energy Storage, 2020, 27: 101047. DOI: 10.1016/j.est.2019.101047.

[5] SEPULVEDA N A, JENKINS J D, EDINGTON A, et al. The design space for long-duration energy storage in decarbonized power systems[J]. Nature Energy, 2021, 6(5): 506-516. DOI: 10.1038/s41560-021-00796-8.
[6] IEA. Batteries and secure energy transitions[R/OL]. Paris: IEA, 2024[2026-10-13]. https://www.iea.org/reports/batteries-and-secure-energy-transitions.
[7] 陈海生, 李先锋, 胡勇胜, 等. 2024 年中国储能技术研究进展[J]. 储能科学与技术, 2025, 14(6): 2149-2192. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2025.0553.
[8] STAADECKER M, SZINAI J, SÁNCHEZ-PÉREZ P A, et al. The value of long-duration energy storage under various grid conditions in a zero-emissions future[J]. Nature Communications, 2024, 15(1): 9501. DOI: 10.1038/s41467-024-53274-6.
[9] 孙健, 陶建龙, 胡芸蓉, 等. 基于热泵型储电技术国内外研究综述[J]. 储能科学与技术, 2024, 13(6): 1963-1976. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2023.0938.
[10] U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. Achieving the promise of low-cost long duration energy storage[R/OL]. Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2024[2026-10-13]. https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-08/Achieving%20the%20Promise%20of%20Low-Cost%20Long%20Duration%20Energy%20Storage_FINAL_08052024.pdf.