

储能电池复杂的应用场景，决定了储能电池技术多元化的发展方向。

电池技术：需求牵引下的多元化

文 / 陈永翀 冯彩梅

根据国际可再生能源署预测，到2050年，全球光伏发电的装机容量将达到8519吉瓦，风电的装机容量为6014吉瓦，二者合计占全球电力装机容量的72.5%。但风电和光伏发电存在间歇性和波动性，新能源发电输出的安全和稳定是亟待解决的问题。储能可用于解决因风光发电不稳定导致的并网安全及弃风弃光问题，在能源转型背景下具有广阔的市场发展空间。

与世界其他国家和地区相比，我国储能与新能源装机容量的比例（以下简称“储新比”）明显偏低：2020年中国的储新比约为6.7%，而中国以外其他国家和地区的储新比为15.8%，这个显著差异某种程度上反映了能源

电力结构的差异。由于中国具有“坚强电网”架构和高比例的调峰火电，在储新比较低的水平下，新能源仍然能够得到快速发展。在“双碳”目标下，火电行业面临转型，储能作为灵活性调节资源，将逐步部分替代火电，承担电网调峰调频职能，在高比例新能源的电力结构中发挥重要作用，储新比也将逐步增至国际平均水平。

技术类型：场景匹配

根据储能原理，可将储能技术分为四大类：物理储能、化学储能、电化学储能、储热蓄冷。电化学储能和狭义的化学储能是不同的，虽然化学反应都涉及电荷的转移：如果电荷对

外做功，可以称为电化学储能，例如电池和超级电容器；如果电荷仅仅是内部转移、不对外做功，则可以称之为化学储能，例如储氢和储碳。

不同储能技术有其不同的优劣势和技术特性，在储能产业发展中，也在不断涌现出新的技术。目前，抽水蓄能成本低、寿命长、技术成熟、装机比例最高，但其发展受到地理环境、投资成本、建设周期等因素的制约。电化学储能不受自然环境影响，装机便捷，使用灵活，已经进入商业化阶段，随着成本的降低，电化学储能发展将步入快车道。根据中国化学与物理电源行业协会储能应用分会的不完全统计，截至2020年年底，全球已投运储能项目中，抽水蓄能占比达



2020年中国的储新比约为6.7%，而中国以外其他国家和地区的储新比为15.8%，这个显著差异某种程度上反映了能源电力结构的差异。

89.6%；电化学储能的累计装机容量排在其后，占比7.1%；其他储能技术的应用规模较小。

广义来说，储能电池系统的功率至少要大于1千瓦，而狭义的电力储能电池系统，1兆瓦才是基本单位。从储能时长要求的角度来看，储能电池大致可以分为四大类：容量型电池、功率型电池、能量型电池和备用型电池。容量型电池的工作倍率一般小于0.25C（例如，额定容量为100安时的电池用25安放电4小时放电倍率为0.25C），主要应用于容量型储能，例

如调峰和削峰填谷场景；功率型电池的使用倍率一般大于2C，主要应用于功率型储能，例如辅助调频和平滑功率波动；能量型电池倍率则介于容量型与功率型，通常为1C左右，应用于复合储能场景；备用型电池在电网突然断电或电压跌落时，储能系统作为不间断电源立即提供紧急电力，持续时间不少于15分钟。

储能电池的应用场景复杂，决定了储能电池技术的多元化发展方向。没有任何一种电池路线适用于所有的场合，有时候需要功率型，有时候需

要容量型，有时候需要混合搭配。对于电力调峰、离网型光伏储能或用户侧的峰谷价差储能场景，一般需要储能电池连续充电或连续放电4小时以上，因此适合采用充放电倍率 $\leq 0.25C$ 的容量型电池；对于电力调频或平滑新能源波动的储能场景，需要储能电池在分钟级至半小时级的时间段快速充放电，所以适合 $\geq 2C$ 功率型电池的应用；而在一些同时需要承担调频和调峰的应用场景，能量型电池更适合，当然，这种场景下也可以将功率型与容量型电池配合在一起使用。

发展方向：需求牵引

提及电化学储能，很多人第一反应都是应用于新能源汽车的动力电池，但是储能电池与动力电池有很大的差别，主要集中在以下四个方面。第一是能量密度，储能电池对于能量密度没有直接的要求，而动力电池要求在保证安全性的前提下，尽量具有高的能量密度。第二是使用寿命，储能电池的寿命要求比动力电池更长，一般要求具有十年以上的日历使用寿命。第三是成本，储能电池需要比动力电池低得多的成本，尤其是全生命周期的度电成本。第四是安全要求，动力电池应用涉及乘客人身安全，因此要求当安全事故发生后能够给予乘客充分的逃离时间。储能电站体量巨大，为确保电力系统的安全性，不允许发生燃烧和爆炸。

储能的发展，核心是促进新能源的消纳。目前新能源侧配置储能系统

通常以1~2小时功率型或能量型应用为主，主要起到平滑功率波动的作用，未来将逐步过渡到4小时以上的长时储能，为电力系统提供削峰填谷的容量型服务功能。可以说，当前功率型及能量型电池储能的应用只是“开胃菜”，未来大规模容量型电池储能的应用才是“正餐”。预计2050年全球容量型电池储能的规模将达5000吉瓦时。

储能需要大容量或大功率工作的电池，应脱离小型电池的设计思路，这需要根本性的、颠覆性的创新突破，用以适应不同储能场景的应用需求。针对特定场景选择合适的储能电池技术进行应用将是未来很长时间内储能市场的主旋律。未来新型储能电池技术的研发方向也应遵循这一规律，针对特定场景放大其优点，以获得未来商业化应用的可能。

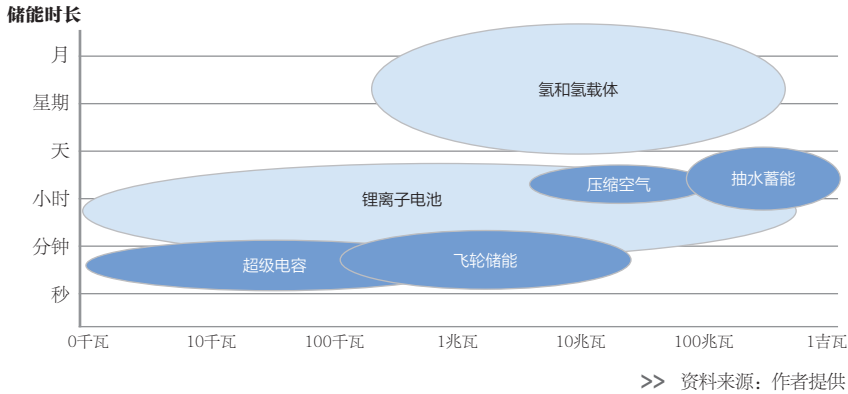
大型储能电池未来的发展，材料技术只是其中一个重要方面，还需要综合考虑结构技术、制造技术、应用技术、运维技术和回收技术等多个方面的内容，遵循“长效设计、低碳制造、安全运维、绿色回收”的发展原则。

产业前景：成本驱动

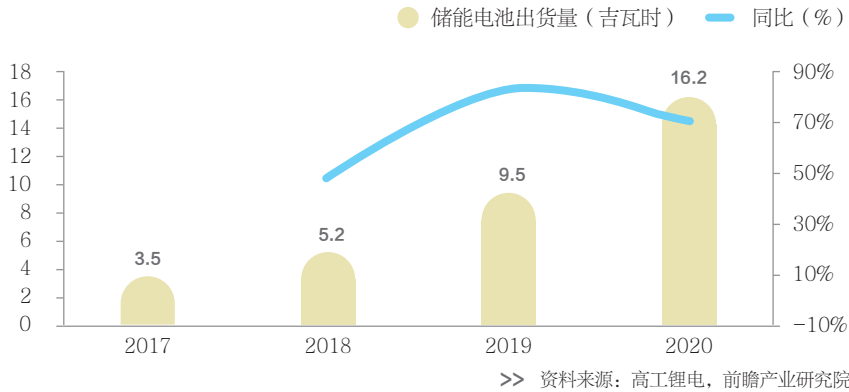
在风力、光伏等新能源快速发展的当下，电化学储能技术发展前景广阔。目前主流应用的电池储能系统的度电成本普遍高于0.5元/千瓦时，加之国内市场机制建设滞后，绝大部分缺少盈利模式，业主投资储能的收益无法保障，企业缺乏自愿安装储能的

储能的发展，核心是促进新能源的消纳。

储能技术路线展望



2017~2020年中国储能电池出货量及同比



积极性，因此影响了储能的规模化商业应用。未来储能度电成本还有较大下降空间，在电力市场改革和建设过程中，“新能源+储能”的模式也可以通过多种手段参与电力市场获益。

结合新能源发展及技术进步、成本下降的趋势分析，未来电化学储能的产业发展过程大致可分为四个阶

段。第一阶段，重点在开发非调峰功能的储能电池技术和市场，包括移动储能、调频储能等。第二阶段，在2025年之前，储能成本下降到低于峰谷电价差的度电成本，利用峰谷电价可以套利，能够吸引更多的资金，促使行业进入良性循环。第三阶段，2030年之前，储能成本有望降至

0.2~0.3元/千瓦时的水平，低于火电调峰和调度的成本，逐步规模应用于电网。第四阶段，2050年前，产业发展到较完善的阶段，储能成本低于同时期风光发电的成本。相对于光伏配储而言，理想的风电配储调峰对于储能时长的要求更高，连续储能时长或需达到10小时，这对于储能系统的度电成本要求也将更为苛刻。

“新能源+储能”方面，尽可能遵循集中共享原则，提升公共资源利用效率，降低设备应用成本。相关部门应对新能源的并网质量提出要求，由新能源业主根据质量要求，结合储能系统的安全性和经济性综合考虑，自行决定是否配置储能或配置多大规模的储能。中短期内，业主可根据储能系统发挥的不同功能价值以及新能源电力系统可接受的成本约束，按照备用型（离网黑启动）、功率型（平滑功率波动或调频）、能量型（平滑波动及不超过1小时的临时顶峰输出）、容量型（4小时以上的削峰填谷）的循序递进方式，逐步实现规模应用目标。

“高安全、低成本和可持续发展”是储能电池的综合发展目标。未来，储能系统的能耗计算方式也需要细化和规范化，把装备、生产环境的能耗一并计入。换言之，生产、装配风光发电系统及与之配套的储能设施的成本都纳入考虑，才能体现真正的能耗水平，用以评价其是否满足可持续发展要求。■

（作者均供职于中国科学院电工研究所）