



Environmental
Defense
Fund

前沿产业 发展现状、 挑战及机遇

系列报告之一

长时储能篇

目 录

要点	01
现状	03
➤ 国内外政策规划	04
➤ 长时储能技术路线及发展现状	06
挑战	11
➤ 储能成本相对较高，新型长时储能的成本回收机制有待建立	11
➤ 储能项目利用率较低	11
➤ 长时储能多元发展仍需技术突破	12
机遇及建议	13
➤ 机遇	13
➤ 建议	13
参考文献	15

要 点

现 状

- 储能技术是解决以风、光为主的新能源系统波动性、间歇性的有效技术，对建立新型电力系统具有关键的支撑作用，具有重大的战略意义。随着新能源装机容量和发电比例的提升，对储能时长的要求越来越高，容量型储能的需求日益增长。容量型长时储能可以提供数小时、数天、数周乃至更长时间的电力供应技术方案，减小峰谷差，提升电力系统效率和设备利用率，提高电力系统的稳定性，为清洁能源的稳定输出和消纳提供有力保障。
- 国内外都将长时储能视为实现能源转型的重点技术，出台多种政策支持长时储能发展。国内发布的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》、《“十四五”能源领域科技创新规划》、《“十四五”新型储能发展实施方案》等都从不同角度提到了发展长时储能。国际上美国、英国、德国、法国、意大利等多国也相继表示对长时储能技术提供资金和政策支持，推动长时储能装机增长。
- 长时储能技术种类较多，包括抽水蓄能、压缩空气储能、液流电池储能、储热蓄冷、储氢等，这些技术为可再生能源的大规模利用提供强有力的支撑。

挑 战

- 新型长时储能投资建设成本相对较高，相关的政策和市场机制还不够完善，成本回收机制有待建立。
- 当前储能项目中存在着利用率偏低的普遍问题，许多储能电站建而不用，造成资源浪费。
- 新型长时储能技术目前仍处于发展中，多数技术仍面临技术瓶颈。



机遇及建议

“十四五”时期是我国实现碳达峰目标的关键期和窗口期，也是新型储能发展的重要战略机遇期，多项国家政策和市场交易机制陆续出台，新型长时储能市场化进入快车道。具体建议如下：

- 建立新型长时储能的成本回收机制，通过采取“两部制”电价政策、完善电力现货市场政策和电力辅助市场政策，提高储能项目经济性。
- 提高储能项目利用率，因地制宜配置储能规模和型式，推广“共享储能”的商业模式，实现多方共赢。
- 通过技术示范，推动长时储能多元化、产业化发展，突破技术瓶颈，提升储能的经济性和安全性。



报告作者：

李蕴洁

liyunjie@cet.net.cn

张梦云

zhangmengyun@cet.net.cn

冉泽

ranze@cet.net.cn

现状

为了应对气候变化和实现全球能源转型，可再生能源在整个能源体系中的占比增加，带动了储能快速发展。国际能源署发布的《2022 年可再生能源报告》^[1] 指出，世界各国可再生能源装机量显著提升，可再生能源全球装机增量未来五年有望翻番，预计到 2025 年初，可再生能源将超过煤炭成为全球第一大电力来源。在 COP28 上，有 100 多个国家同意了 2030 年**三倍可再生能源的目标**，可再生能源发展预计将进一步加速。截至 2022 年底，中国可再生能源装机 **12.13 亿千瓦**，超过了煤电装机规模，在全部发电总装机占比上升到 **47.3%**；可再生能源年发电量 **2.7 万亿千瓦时**，占全社会用电量的 **31.6%**。

储能技术是解决以风、光为主的新能源系统波动性、间歇性的有效技术，对建立新型电力系统具有关键的支撑作用，具有重大的战略意义。《储能产业研究白皮书 2023》^[2] 指出，截至 2022 年底，全球已投运电力储能项目累计装机规模 **237.2GW**，年增长率 **15%**，中国已投运电力储能项目累计装机规模 **59.8GW**，占全球市场总规模的 **25%**。

根据不同的时长要求和应用场景



随着新能源装机容量和发电比例的提升，对储能时长的要求越来越高，容量型储能的需求日益增长。容量型长时储能可以提供数小时、数天、数周乃至更长时间的电力供应技术方案，减小峰谷差，提升电力系统效率和设备利用率，提高电力系统的稳定性，为清洁能源的稳定输出和消纳提供有力保障。

长时储能是在普通储能系统的基础上，可实现跨天、跨月，乃至跨季节充放电循环的储能系统，但目前国内外对于长时储能的充放电时长暂未达成统一标准，一般将持续放电 4 小时以上的称作长时储能。

长时储能技术种类较多，包括抽水蓄能、压缩空气储能、液流电池储能、储热蓄冷、储氢等，这些技术为可再生能源的大规模利用提供强有力的支撑。

► 国内外政策规划

► 中国

自双碳目标提出以来，中国启动了对储能发展的整体规划部署，密集出台了一系列储能相关政策。

► 《关于加快推动新型储能发展的指导意见》

2021 年 7 月，国家发改委、国家能源局联合发布。明确了到 2025 年实现累计装机容量达到 3000 万千瓦的目标。

► 《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》

2021 年 8 月，国家发改委、国家能源局发布。提出超过电网企业保障性并网以外的规模初期按照功率 15% 的挂钩比例（时长 4 小时以上）配建调峰能力，按照 20% 以上挂钩比例进行配建的优先并网。

► 《“十四五”能源领域科技创新规划》

2021 年 11 月，国家能源局和科技部发布。将开发能量型 / 容量型储能技术列为重点任务之一，针对电网削峰填谷、集中式可再生能源并网等储能应用场景，开展大容量长时储能器件与系统集成研究。

► 《“十四五”新型储能发展实施方案》

2022 年 1 月，国家发改委与国家能源局联合印发。提出，针对新能源消纳和系统调峰问题，推动大容量、中长时间尺度储能技术示范。重点试点示范压缩空气、液流电池、高效储热等日到周、周到季时间尺度储能技术，以及可再生能源制氢、制氨等更长周期储能技术，满足多时间尺度应用需求。

世界各国也积极部署长时储能技术支撑能源转型

➤ 美国



美国能源部 2021 年公布了“长时储能攻关计划”，目的是在未来将电网规模储能系统的成本降低 **90%**，使其能够提供 **10** 小时以上的储能时间。



2022 年发布的《通胀削减法案》首次将独立储能纳入了投资税收抵免的补贴范围，不再限制与太阳能发电配合使用，最高可获得 **70%** 的投资税收抵免，同时将原计划于 2023 年开始的补贴退坡延后了十年，至 2033 年后才开始逐渐退坡。



2022 年 11 月，美国能源部宣布，将为长时储能项目提供至少 3.5 亿美元的资金支持，充放电循环时长在 10 小时以上的零碳且低成本的长时储能技术都有望获得资助。

➤ 英国



2022 年 2 月宣布拨款 **3960 万**英镑，用于支持英国的创新性长时储能技术项目，覆盖无隔膜绿氢电解槽、重力储能、全钒液流电池、先进压缩空气储能、海水 + 压缩空气联合储能等技术路线。



2023 年 4 月，英国宣布通过“长时储能竞赛”投入 **2980 万**英镑，支持 **3** 个长时储能前沿技术研发示范项目，包括抽水蓄热、全钒液流电池、储热和压缩空气储能。

此外，德国、法国、意大利等多国也相继表示对长时储能技术提供资金和政策支持，推动长时储能装机的增长，支撑高比例可再生能源电网的稳定性。

➤ 长时储能技术路线及发展现状

储能应用场景的多样性决定了储能技术也向着多元化发展。储能技术按照技术原理可分为 5 类：机械储能、化学储能、电化学储能、热储能。传统储能技术以抽水蓄能和电化学储能为主，随着国家对于储能产业的重视以及技术更新速度的加快、制造工艺的发展，多种新型储能技术已经在实际工程中得到应用，而且在电力系统各个环节发挥重要作用。虽然长时储能技术多处于商业化早期阶段，仍未大规模普及应用，但近年在规模上有所突破，应用模式也逐渐增多，技术各有千秋。

图 1：长时储能不同技术路线对比

分 类	储能技术	能量效率	持续充放电时间	响应时间	寿 命	特 点
机械储能	抽水蓄能	70-80%	8-10h	分钟级	>30年	技术成熟、成本低、寿命长
	压缩空气储能	50-70%	4-10h	分钟级	40-50年	性能稳定、寿命长
电化学储能	锂离子电池	85-98%	0.5-4h	百毫秒级	5-10年	能量密度大
	全钒液流电池	75-85%	4-24h	百毫秒级	5-15年	安全性高、寿命长、容量大
化学储能	氢储能	55-75%	数小时-数周	分钟级	10-15年	大容量、长周期、跨季节、远距离
热储能	熔盐储能	70%	10小时以上	-	20-30年	规模大、储能时间长、寿命长

数据来源：《电力储能技术发展现状及走向分析》^[3]、《长时储能技术及典型案例分析》^[4]



➤ 压缩空气储能技术

压缩空气储能是大规模超长时间尺度的储能技术，具有**规模大、寿命长、单位成本低、清洁无污染等优势**，同时可以实现**调峰、调频、调相等功能** [5]。压缩空气储能技术的基本原理为在非用电高峰期消耗多余电能，将空气压缩并储存在储气设备内，在用电高峰期将高压空气释放，推动电机发电，从而实现电网削峰填谷、提高电网稳定性和可靠性。压缩空气可以呈现气态、液态、超临界态储存。压缩空气储能具有本质上的高安全性，空气扩散能力强，不具可燃性，无爆炸和燃烧风险 [6]。目前，压缩空气储能从规模、效率，成本，及使用寿命上，能够对标同为物理储能的抽水蓄能 [3]，西北、北京等缺水地区可以用压缩空气储能替代抽水蓄能。

压缩空气储能

传统压缩空气储能

传统压缩空气储能在释放能量时需要将高压空气从储气室导入燃烧室，利用燃料燃烧加热升温后，驱动涡轮机发电，需要消耗天然气等化石燃料。

新型压缩空气储能

新型压缩空气储能一般带有蓄热系统，能够将压缩储能阶段产生的热量回收，并用于加热释能阶段膨胀做功的高压空气。由于蓄热系统的加入，压缩热得到回收利用，储能效率获得提高。

目前，国际上德国和美国已经有商业化的传统压缩空气储能电站，但存在依赖化石燃料、效率低、能量密度低等缺点。近年来，中国积极发展压缩空气储能技术，已建成多个示范项目。2022 年，中国科学院工程热物理研究所储能研发团队在河北张家口市张北县建设了国际首套 **100MW 新型压缩空气储能系统** 并实现并网发电，系统效率达 **70.2%**，在国际上处于领先地位。



► 液流电池储能

液流电池通过电解液内离子价态变化产生的能量差实现电能存储和释放，可实现电化学反应与能量储存场所的分离，使得电池功率与储能容量设计相对独立，适合大规模蓄电储能需求。液流电池具有储能规模大、安全性高、效率高、寿命长、生命周期的性价比高等特点。

目前主要的液流电池包括全钒液流电池、锌基液流电池、铁铬液流电池，其中全钒液流电池是技术成熟度最高，商业化进程最快，度电成本最低的技术路线，其余类型的液流电池还有待进一步的技术突破。

全钒液流电池优势

- ◎ 具有本质安全、设计灵活、充放电效率高、寿命长、成熟度高等特征，
- ◎ 能够满足大规模跨天甚至跨月的充放电需求，是长时储能领域首选的电化学储能技术路线^[7]。

国内在全钒液流电池领域也已建成多个示范项目，2022 年中国科学院大连化学物理研究所提供技术支撑的迄今全球功率最大、容量最大的百兆瓦级液流电池储能调峰电站正式并网发电。该项目是国家能源局批准建设的首个国家级大型化学储能示范项目，本次并网的是该电站的一期工程，规模为 **100 兆瓦（MW）/400 兆瓦时（MWh）**。

全钒液流电池成本主要来自电堆和电解液，受到隔膜等电堆材料及钒价格的影响，目前全钒液流电池的市场规模较小，其初装成本仍然较高，而随着技术进步和规模化发展，未来全钒液流电池的成本仍有下降空间。尽管全钒液流电池一次性投入成本较高，未来或可通过租赁电解液建立新的商业模式，从而降低投入成本。



► 锂电池储能

锂离子电池优势

- 具有储能密度高、充放电效率高、响应速度快、产业链完整等优点，
- 是近几年发展最快的电化学储能技术。

锂离子电池缺点

- 普遍价格高，体积小，且具备安全风险，不适宜大型储能场景。

为了适应储能应用需求，中国开始自主研发大容量电力储能专用电池，探索出了锂浆料电池，降低了电池制造成本。在锂浆料电池的基础上，进一步发展出半开放锂浆储能专用电池。半开放锂浆储能专用电池主要适用于光伏发电，储能时长可达 4 小时以上。工作原理与锂电池类似，但具备三个优势。一是安全性更高。半开放意味着有管路跟大容量电芯直接连接，一旦电池如果出现故障可以直接往电芯内部注入安全剂，达到电芯内部的本质安全。而锂电的安全性控制只能喷淋到模组级别，到不了电芯内部。二是对电池进行修补，而锂电池不能修补。三是易于回收。可以直接用高压水枪把极片整体冲洗，通过锂补充修复受损晶格。

➤ 氢储能

氢能在中国能源转型的地位逐渐凸显，在难以深度脱碳的领域发挥重要作用，此外，氢能具有较高的能量密度，也可以作为一种储能的方式，与传统的电池储能技术相比，氢气储能可以实现更大规模的能量储存，对于电力系统调峰、应对突发能源需求等需要大规模能源储备的场景具有重要意义。



氢气可以实现较长时间的储存，也能通过管道、船舶等方式进行长距离运输，满足不同地区的能源需求。然而，氢气也具有易燃易爆易扩散的特征，传统高压气态氢气储运模式氢气储运量低，高压下存在安全隐患，卸载环节因压差导致氢气残余，运输效率较低，难以满足氢能行业的发展需求。而**固态储氢**可以提高体积储氢密度、在常温常压下储存安全性好、可长距离运输、实现跨季节储存等优点，逐渐受到关注。固态储氢是指利用材料对氢气的物理吸附和化学吸附作用将氢气存储在固体材料中。根据固态储氢材料不同可分为物理吸附储氢材料和化学吸附储氢材料。目前，化学吸附储氢材料中金属氢化物最为成熟，如镁基固态储氢技术。

镁基固态储氢技术的基本原理是利用氢与镁合金材料在常温常压下进行反应，将氢储存在镁基材料中。镁基固态储运氢技术具有以下优势：

- 体积储氢密度高（液氢的 1.4 倍、高压气氢的 5 倍以上），不需要高压容器和隔热容器，可在常温常压下进行储氢，安全性好，无爆炸危险，且放氢纯度高。
- 适合长距离的储运氢气且运输成本低，相比于长管拖车运输效率更高，运输距离更长。
- 镁矿资源丰富，是常见金属，价格便宜且不限进出口。
- 上下游应用范围广，可以兼容多种制氢途径，适用于氢能产品的下游应用场景如电力行业、化工行业、氢贸易等领域。

目前，镁基固态储氢技术在交通、风电、冶金等领域已开始逐步探索应用。

挑 战

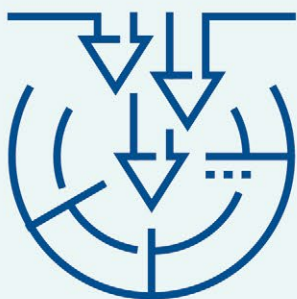
► 储能成本相对较高，新型长时储能的成本回收机制有待建立



当前，除抽水蓄能外，大多数新型长时储能技术仍处于技术发展初期，投资建设成本仍然较高，同时，新型长时储能相关的政策和市场机制还不够完善，投资回报机制不够清晰，缺乏稳定、可持续的盈利机制，制约了储能的商业化发展。

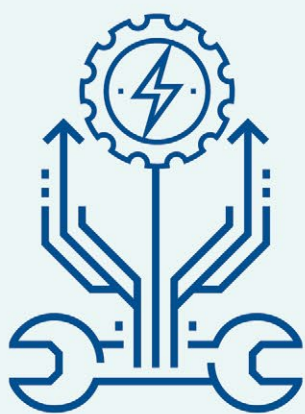
2021 年，国家发改委发布了《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，提出探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收，为储能成本疏导提供政策支持，但目前相关的实施细则和成本疏导的具体方式都有待进一步明确。

► 储能项目利用率较低



当前，储能的装机规模和速度都在不断上升，但是实际项目中却存在着利用率偏低的普遍问题。据中国电力企业联合会数据显示，2021 年中国电化学储能电站的利用率较低，电化学储能项目平均等效利用系数为 **12.2%**，新能源配储等效利用系数仅为 **6.1%**，火电厂配储能为 **15.3%**，电网储能为 **14.8%**，用户储能为 **28.3%**，总体利用率较低。目前，一些地区要求新能源的建设强制配储，然而，各地的风光资源和弃风弃光问题都存在着显著的差异，部分储能项目效率低，难以充分发挥储能的作用。此外，储能项目的盈利能力有限也是其利用率低的原因之一，目前储能只有峰谷电价差有相对明确的计算方式，缺乏成熟的盈利模式，导致储能电站大量闲置。

► 长时储能多元发展仍需技术突破



新型长时储能技术目前仍处于发展中，需加强长时储能的基础性和关键共性技术研究，发展自主知识产权储能技术以及多种储能技术集成应用示范。长时储能技术多元，多数技术仍面临技术瓶颈，压缩空气储能系统需要兼顾高效率和易调节等特征，在高效高负荷压缩 / 膨胀机、系统全工况优化与集成、高效超临界蓄热换热器技术等方面仍面临挑战。全钒液流电池目前成本较高，能量密度较低，需要进一步优化电池运行以提高整体电池性能并降低关键部件的成本。锂离子电池需进一步提高电池循环寿命，在低产热功率、高能量效率、高安全储能用电池和模块技术开发等方面加强攻关。此外，各类储能技术都需要持续创新提升电池材料热稳定性、电池的安全性。储能技术企业需要构建全链条高安全性的系统设计方案，保障安全、高效运行，以具备更强的市场竞争力。



机遇及建议

► 机 遇

“十四五”时期是实现碳达峰目标的关键期和窗口期，也是新型储能发展的重要战略机遇期。2022 年 3 月，国家发改委、国家能源局发布《“十四五”新型储能发展实施方案》，提出“针对新能源消纳和系统调峰问题，推动大容量、中长时间尺度储能技术示范。重点试点示范压缩空气、液流电池、高效储热等日到周、周到季时间尺度储能技术，以及可再生能源制氢、制氨等更长周期储能技术，满足多时间尺度应用需求。”2022 年 6 月，国家发改委等部委印发《“十四五”可再生能源发展规划》，明确了针对电网削峰填谷、集中式可再生能源并网等间歇性的储能应用场景，需要发展更大容量的长时储能技术。

► 建 议

► 建立新型长时储能的成本回收机制

对于抽水蓄能项目，2021 年《国家发展改革委关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》已经明确“建立容量电费纳入输配电价回收的机制”，但是新型长时储能的成本回收机制依然有待建立，对此有如下建议：

01

电网侧大型长时储能采取“两部制”电价政策，作为独立市场主体参与市场交易，执行“电量电价 + 容量电价”两部制上网电价机制，参与多样化的辅助服务市场，从更多渠道获得收益，同时扩大峰谷价差，提高储能项目经济性。

02

完善电力现货市场政策。2023 年 9 月，国家发展改革委、国家能源局印发《电力现货市场基本规则（试行）》，其中提到推动分布式发电、负荷聚合商、储能和虚拟电厂等新型经营主体参与交易，独立储能等电力市场新型交易主体将迎来新的机遇。未来需进一步完善储能参与电力市场的交易机制，扩充储能项目的收益来源，提升经济性。

03

完善电力辅助市场政策，让长时储能参与电网的调峰需求，形成更加灵活的电网调峰机制，同时也可更大限度地发挥储能的经济性效应。未来，可以增加电力辅助服务种类，开放调频、转动惯量、黑启动等市场，进一步推动储能参与电力辅助市场。

► 提高储能利用率



因地制宜配置储能规模和型式。结合当地新能源消纳、资源特性、网架结构、负荷特性、电网安全、电源结构等因素，具体分析各地系统调频、调峰需求，合理确定新能源配置储能的规模和型式，避免资源浪费。



进一步推广“共享储能”的商业模式，将储能设施开放给多个用户使用，储能设施的使用权和收益权被分割为多份，不同用户可以根据自己的需求和能力购买相应的份额，各取所需，提高了储能项目的利用率，实现多方共赢。

► 通过技术示范，推动长时储能技术创新发展

当前长时储能技术仍处于发展阶段，技术路线众多，且各有优缺点，适用于不同行业 and 不同需求，呈现多元化发展。未来，可以通过长时储能的技术示范推动储能多元化、产业化发展，突破技术瓶颈，提升储能的经济性和安全性。此外，还可以通过加强国际合作，增加储能技术交流，实现储能技术和产业的高质量引进来和高水平走出去，加速长时储能发展。

参考文献

- [1] IEA (2022), Renewables 2022, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/renewables-2022>, License: CC BY 4.0
- [2] 中关村储能产业联盟储能专委会, 储能产业研究白皮书2023, http://www.esresearch.com.cn/report/?category_id=26
- [3] 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.
- [4] 李建林, 邱文峰, 李雅欣等. 长时储能技术及典型案例分析[J]. 热力发电, 2023, 52(11): 85-94. DOI: 10.19666/j.rlfd.202301003.
- [5] 陈海生, 李泓, 马文涛等. 2021年中国储能技术研究进展[J]. 储能科学与技术, 2022, 11(3): 1052-1076.
- [6] 中国能源报, 我国新型压缩空气储能技术走在世界前列, http://paper.people.com.cn/zgnyb/html/2021-06/14/content_3053887.htm
- [7] 中国科学院金属研究所, 高性能全钒液流电池储能技术研究取得新进展, http://imr.cas.cn/xwzx/kydt/202304/t20230404_6726990.html
- [8] 郑琼, 江丽霞, 徐玉杰, 高嵩, 刘涛, 曲超, 陈海生, 李先锋. 碳达峰、碳中和背景下储能技术研究进展与发展建议. 中国科学院院刊, 2022, 37(4): 529-540

了解我们



EDF中国官网二维码



EDF中国公众号二维码