

行业研究

长时储能：百舸争流，谁主沉浮？

——储能行业深度报告

要点

长时储能，是碳中和时代的必然选择。储能的本质是实现能量在时间和空间上的移动，**让能量更加可控。储能的应用**可以让分布式的发电源更加“优质”，**让整个电力系统更加灵活。储能是高比例可再生能源下的必然要求**：以美国加州为例，2021 年可再生能源发电高峰时占比超 50%，在夏季早晚缺电高峰需要 30% 以上的进口电力才能支撑正常用电。在这样的情况之下，**长时储能成为了碳中和时代的必然呼唤**。对于长时储能而言，最重要的是为电力系统的灵活性调节提供支撑。在**推进节奏**上，整体将会是**循序渐进**的，可以分为三个阶段：**阶段 1**，主要由传统机组提供灵活性，抽水蓄能大力建设，新型储能补充灵活性缺口；**阶段 2**，抽水蓄能逐步落成，与传统机组一起成为灵活性调节主力；**阶段 3**，存量机组改进空间殆尽、抽水蓄能地理资源约束呈现，**只有依靠新型长时储能技术提供增量灵活性资源**。**分地域来看，推进节奏上先欧美，后国内**，当前已有很多欧美国家处于阶段 3，中国处于阶段 1 向阶段 2 过渡的过程中。

长时储能技术形式多样，抽水蓄能、锂离子电池储能发展领先。概况而言，长时储能技术可分为机械储能、储热和化学储能三大主线，其中机械储能、化学储能装机规模占比较高。**1) 抽水蓄能**：当前最成熟、最经济的大规模储能技术，但储能设备选址受限、项目开发周期较长；**2) 压缩空气储能**：效率提升下，极具潜力的大规模储能技术；**3) 锂离子电池储能**：当前最具代表性、最经济的化学储能技术，但面临着锂资源掣肘；**4) 钠离子电池储能**：比锂电理论成本更低的储能方式，循环寿命为当前最大劣势；**5) 液流电池储能**：容量与功率模块分离，适合长时储能，但处于产业化降本初期；**6) 熔盐储热**：适合大规模储热，但无法作为独立储能电站使用。

无资源约束的情况下，平准化度电成本（LCOE）是衡量各种技术优劣的最重要指标。我们针对五种长时储能技术，在当前情况下，计算其全生命周期成本，在配置时长为 5 小时的情况下，其 LCOE 由低到高分别为**抽水蓄能<压缩空气储能<锂离子电池储能<钠离子电池储能<液流电池储能**。影响 LCOE 的三大最重要的指标分别为：**初始投资成本、转换效率、循环寿命**。对其关键指标进行敏感性分析，**1) 抽水蓄能**：当前成本最优的长时储能方式，技术成熟，各项指标不会再发生明显的变动；**2) 压缩空气储能**：若实际**储能效率提升到 70%**，其经济性有望超过抽水蓄能；**3) 锂离子电池储能**：随产业化进程加速和原材料价格回落，锂离子储能初始投资成本将逐步下降；**4) 钠离子电池储能**：当**初始投资成本降低到 1.3 元/Wh**时，其经济性有望超过现在的锂电储能；**5) 液流电池储能**：当**初始投资成本降低到 2 元/Wh**时，其经济性有望超过现在的锂离子电池储能。

投资建议：长时储能技术在全球范围内空间广阔。从需求端：考虑到放量节奏和需求总量两方面因素，不应局限于国内，应放眼全球。考虑到中国企业会凭借着技术和成本优势在全球范围内占领份额，优选储能设备制造环节。（1）锂电：当前海外长时储能的主要选择，推荐宁德时代、阳光电源；关注比亚迪、国轩高科、亿纬锂能、星云股份、盛弘股份、科士达、科陆电子、英维克、青鸟消防、国安达；（2）压缩空气储能：技术进步加快，关注中储国能（未上市）、陕鼓动力；（3）钠离子电池：锂资源约束下的对冲技术，推荐宁德时代，关注华阳股份、中科海钠（未上市）、钠创新能源（未上市）、鼎胜新材、容百科技、当升科技。（4）液流电池储能：关注大连融科（未上市）、攀钢钒钛、河钢股份、上海电气、北京普能（未上市）、国网英大。（5）抽水蓄能：关注东方电气、哈尔滨电气、中国电建、浙富控股。（6）熔盐储热：关注西子洁能。

风险分析：储能技术成本下降不及预期风险；政策支持不及预期风险；新能源装机不及预期风险。

电力设备新能源
买入（维持）

作者

分析师：殷中枢

执业证书编号：S0930518040004

010-58452071

yinzs@ebsecn.com

分析师：郝骞

执业证书编号：S0930520050001

021-52523827

haoqian@ebsecn.com

分析师：黄帅斌

执业证书编号：S0930520080005

0755-23915357

huangshuaibin@ebsecn.com

联系人：陈无忌

021-52523693

chenwuji@ebsecn.com

联系人：和霖

021-52523853

helin@ebsecn.com

行业与沪深 300 指数对比图



资料来源：Wind

投资聚焦

随着碳中和的逐步推进，电力系统中可再生能源占比的逐步提升，对于长时储能的需求也日益迫切。当前的储能领域，各类技术呈现出百花齐放的局面。

我们的创新之处

- 1、我们深入研究了美国加州当前的能源结构现状，给中国及全球其他地区的长时储能发展提供了参考；
- 2、我们结合风光发电量的占比情况与电力系统的灵活性调节需求，推演了长时储能发展的三部曲。阶段 1：风光发电量 10%左右的水平：新型长时储能技术发展的战略窗口期；阶段 2：风光发电量 20%左右的水平：新型长时储能技术产业化降本的关键期；阶段 3：风光发电量 30%左右的水平：成本最优的长时储能技术装机量快速增长期。
- 3、我们采用全生命周期成本法测算 5 种主要储能技术的度电成本。在机械储能中以抽水蓄能为参照系、在化学储能中以锂离子储能为参照系，通过敏感性分析测算出压缩空气储能、液流电池储能、钠离子电池储能在经济性上获得比较优势的条件。

股价上涨的催化因素

- 1、全球风电光伏建设进程超预期，对长时储能的需求大幅提升；
- 2、长时储能技术进步、降本速度超预期。

投资观点

长时储能技术在全球范围内空间广阔。

从需求端：考虑到放量节奏和需求总量两方面因素，不应局限于国内，应放眼全球。考虑到中国制造业会凭借着技术和成本优势在全球范围内占领份额，此时应优选储能设备制造环节。

（1）锂电：当前海外长时储能的主要选择，推荐宁德时代、阳光电源；关注比亚迪、国轩高科、亿纬锂能、星云股份、盛弘股份、科士达、科陆电子、英维克、青鸟消防、国安达；

（2）压缩空气储能：技术进步加快，关注中储国能（未上市）、陕鼓动力；

（3）钠离子电池：锂资源约束下的对冲技术，推荐宁德时代，关注华阳股份、中科海钠（未上市）、钠创新能源（未上市）、鼎胜新材、容百科技、当升科技。

（4）液流电池储能：关注大连融科（未上市）、攀钢钒钛、河钢股份、上海电气、北京普能（未上市）、国网英大。

（5）抽水蓄能：关注东方电气、哈尔滨电气、中国电建、浙富控股。

（6）熔盐储热：关注西子洁能。

从供给端：考虑技术和成本两个角度，除了成熟的抽水蓄能与较为成熟的锂离子电池储能之外，其他各类新型长时储能技术中，技术进步相对较快、未来潜在的成本优势相对更优的为压缩空气储能。

目 录

1、长时储能：碳中和时代的必然选择	6
1.1、储能的本质：让能量更可控	6
1.2、储能的应用：让分布式更“优质”、让系统更灵活	6
1.3、储能的需求：高比例可再生能源下的必然要求	7
1.4、长时储能：碳中和时代的必然呼唤	9
1.5、长时储能的推进节奏：循序渐进、星辰大海	11
2、长时储能：百花齐放，百舸争流	14
2.1、抽水蓄能：当前最成熟、度电成本最低的储能技术	15
2.1.1、原理：依靠水的重力势能作为介质储能	15
2.1.2、优劣势：储能技术成熟，但选址受限、开发周期较长	15
2.1.3、产业链：主要涉及投资、承包、设备商	16
2.1.4、产业化：最早实现大规模商业化，装机总规模超 36GW	17
2.2、压缩空气储能：效率提升下，极具前景的大规模储能技术	19
2.2.1、原理：依靠高压气体作为介质储能	19
2.2.2、优劣势：已摆脱地理约束，但当前效率相对较低	20
2.2.3、产业链：压缩机、膨胀机为核心部件	20
2.2.4、产业化：百兆瓦级先进压缩空气储能系统并网调试	21
2.3、锂离子电池：优秀的中短时储能技术同样适用于部分长时场景	23
2.3.1、优劣势：储能技术较为成熟，但锂资源约束明显	23
2.3.2、产业链：发展成熟，电池价值量占比最高	24
2.4、钠离子电池：与锂电类似，但无资源约束的储能方式	25
2.4.1、原理：与锂离子电池类似	25
2.4.2、优劣势：更低的理论成本，更低的循环寿命	25
2.4.3、产业链：上中下游发展初具雏形	26
2.4.4、产业化：MWh 级钠离子电池储能系统投入运行	26
2.5、液流电池：功率与容量解耦的电化学储能方式	27
2.5.1、原理：依靠氧化还原液流电池进行储能	27
2.5.2、优劣势：容量、功率独立设计，规模易扩展，但成本较高	28
2.5.3、产业链：隔膜、电解液为影响性能的核心材料	28
2.5.4、产业化：百兆瓦级全钒液流电池储能系统整站调试	29
2.6、熔盐储热：光热电站的配储系统	31
2.6.1、原理：依靠熔盐介质储存热能	31
2.6.2、优劣势：热发电场景中的储能介质	31
2.6.3、产业链：光热发电市场促储热产业链成熟	32
2.6.4、产业化：百兆瓦级熔盐塔式光热电站并网发电	33
3、经济性是比较长时储能技术的最佳准绳	35
3.1、计算方法：测算各类长时储能技术的 LCOE	35
3.2、核心假设：基于当前时点的技术与成本情况	36
3.3、初始投资成本、储能效率与循环寿命是三大核心因素	37
3.3.1、最便宜的长时储能：抽水蓄能、压缩空气、锂离子电池储能	37
3.3.2、压缩空气：效率提升至 65%时，经济性有望超过抽水蓄能	37
3.3.3、锂离子电池：锂价回落后，仍是比较经济的长时储能方案	38
3.3.4、液流电池：初始投资成本和储能效率是两大掣肘因素	38
3.3.5、钠离子电池：极致降本后，可作为比较经济的长时储能方案	38
4、投资建议	40
5、风险分析	40

图目录

图 1：储能的应用梳理	7
图 2：2020 年五省区风电容量可信度	7
图 3：系统可靠容量供给图	7
图 4：波动性可再生能源并网阶段划分（2017 年）	8
图 5：加州夏季单日电力供给曲线（MW）	9
图 6：风电、光伏发电占比越高，储能时长越长	9
图 7：加州夏季单日电池储能设备充放电曲线	10
图 8：长时储能的推进节奏：循序渐进、星辰大海	11
图 9：欧洲各国可再生能源在电力供应中的比例目标	12
图 10：抽水蓄能电站工作原理	15
图 11：抽水蓄能电站开发流程	16
图 12：抽水蓄能产业链与相关公司情况	16
图 13：全国在运抽水蓄能投资企业分布（万 KW）	17
图 14：全国在建抽水蓄能投资企业分布（万 KW）	17
图 15：中国抽水蓄能装机规模显著增长	17
图 16：压缩空气储能系统工作原理	19
图 17：压缩空气储能技术类型	19
图 18：中储国能各项目转换效率	20
图 19：压缩空气储能产业链梳理	21
图 20：2021 年中国各储能技术装机规模占比	23
图 21：2021 年以来，锂资源价格大幅上涨	24
图 22：中国锂资源储量仅占全球 6%	24
图 23：锂离子电池产业链梳理	24
图 24：钠离子电池工作原理示意图	25
图 25：钠离子电池的优势	25
图 26：钠离子电池产业链梳理	26
图 27：钠离子电池商业化进展近年来加快	26
图 28：全钒液流电池工作原理	27
图 29：全钒液流电池反应原理	27
图 30：铁铬液流电池工作原理	27
图 31：液流电池输出功率调节方式	28
图 32：液流电池储能容量调节方式	28
图 33：液流电池产业链	29
图 34：全钒液流电池体系成本结构比例	29
图 35：铁铬液流电池商业化进程	30
图 36：熔盐储热原理示意图	31
图 37：储热技术类型	31
图 38：塔式光热发电系统示意图	32
图 39：熔盐储热清洁供热系统示意图	32

图 40：熔盐储热产业链梳理	32
图 41：首航高科敦煌 100MW 熔盐塔式光热电站	34
图 42：成本计算方法示意图	36

表目录

表 1：各类发电方式的储能介质	6
表 2：加州 4h 以上的锂电池储能项目	10
表 3：全球主要储能市场结构拆分	12
表 4：“十四五”可再生能源发展规划测算	13
表 5：储能技术路线对比	14
表 6：惠州、广州抽水蓄能电站基本情况	18
表 7：德国 Huntorf 电站成本结构拆分	21
表 8：国内外压缩空气储能电站对比	22
表 9：各类长时储能方式提供功率的装置与贮存能量的装置	23
表 10：国内全钒液流项目建设情况	30
表 11：50MW 德令哈储热 7h 熔盐电站参数	33
表 12：全生命周期成本计算的核心假设	37
表 13：5 种储能形式的全生命周期度电成本（元/kWh）	37
表 14：压缩空气储能中，“度电成本”对初始投资成本、储能效率的敏感性分析（元/kWh）	38
表 15：锂电储能中，“度电成本”对初始投资成本、储能效率的敏感性分析（元/kWh）	38
表 16：液流电池储能中，“度电成本”对初始投资成本、储能效率的敏感性分析（元/kWh）	38
表 17：钠电储能中，“度电成本”对初始投资成本、储能效率的敏感性分析（元/kWh）	39

1、长时储能：碳中和时代的必然选择

1.1、储能的本质：让能量更可控

储能的核心是实现能量在时间和空间上的移动，本质上是让能量更加可控。我们把各种发电方式的本质归一化，可以发现：火电、核电、生物质发电天然就有相应的介质进行能量的存储，并且介质适宜进行贮存和运输，即本身就配置了储能功能。而对于水力发电、风力发电、光热发电、光伏发电而言，发电借助的来源是瞬时的、不可贮存和转运的。相应地，如果我们想让这些能源更加可控，必须人为的添加储能装置。可以理解为，储能装置的添加，会使得水力、风力、光伏、光热成为更理想的发电形式。

表 1：各类发电方式的储能介质

发电方式	能量转换方式			储能介质	储能介质在时间和空间中的转移
	A→	B→	C		
燃煤	化学能	热能	电能	煤炭	贮存、运输煤炭
燃气	化学能	热能	电能	天然气	贮存、运输天然气
核电	原子能	热能	电能	铀	贮存、运输铀
水	机械能		电能	额外配置	
风	机械能		电能	额外配置	
光热	太阳能	热能	电能	额外配置	
光伏	太阳能		电能	额外配置	
生物质	生物质能		电能	生物质	贮存、运输生物质

资料来源：光大证券研究所整理

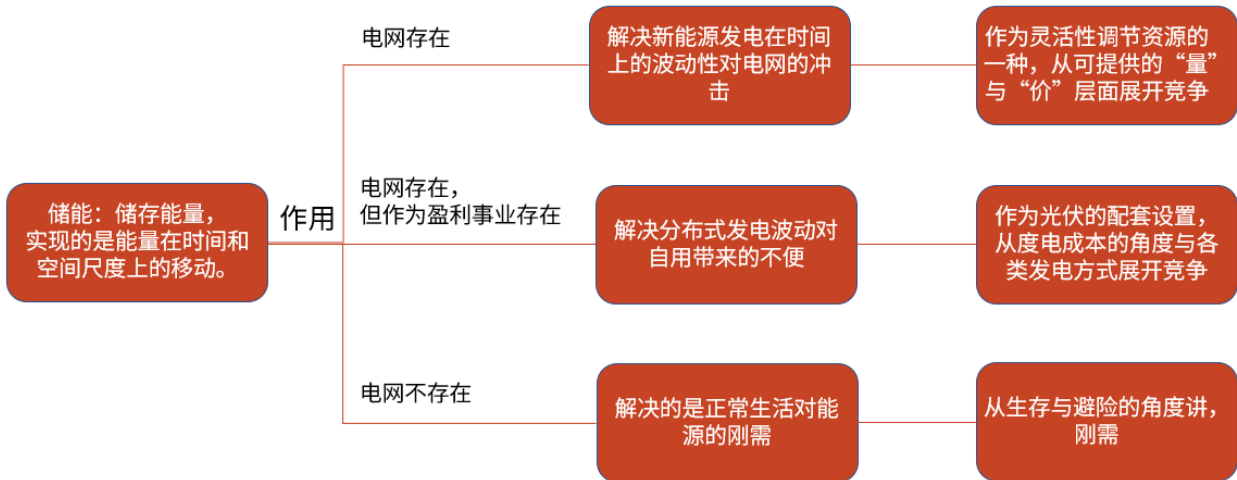
1.2、储能的应用：让分布式更“优质”、让系统更灵活

发电侧与电网侧一直承担着让能量更可控的任务，储能将作为一种方式提供灵活性资源。在抽水蓄能大建设、新型储能兴起之前，电网的灵活性资源更多的需要火电提供。而目前，在一个优质的电网存在的情况下，系统的灵活性调节资源是由抽水蓄能、新型储能、火电等共同提供的。此时，建设抽水蓄能和新型储能的节奏，要评估两个方面：（1）从经济性维度上，建设抽水蓄能、建设新型储能与进行火电灵活性改造何者最优；（2）从需求量维度上，火电灵活性改造存在存量机组数量约束、抽水蓄能存在地理资源约束，这两大约束会在什么时间点成为掣肘因素。

储能可以让分布式光伏发电更“优质”，使其有成为家庭用电主力的可能。储能的应用使得用户侧“自发自用”成为了可能，在一个更多偏向于盈利属性的电网环境下，储能加持下的分布式光伏发电更加“优质”。此时，分布式光储的推进核心变成了经济性考量：光储发电的成本与从电网买电的价格孰高孰低。

在没有可靠电力保障的情况下，储能是正常生活的刚需。储能装置储存的是能量，而充足的能源是保障生活正常进行的必要需求。而在户外、偏远地区，在有战争可能的地区，在电网保障不足的地区，从生存与避险的角度讲，配置储能是最基本的需求。此处储能推进的核心是：正常家庭能否负担得起一套储能设备，或者一套光储系统。

图 1：储能的应用梳理

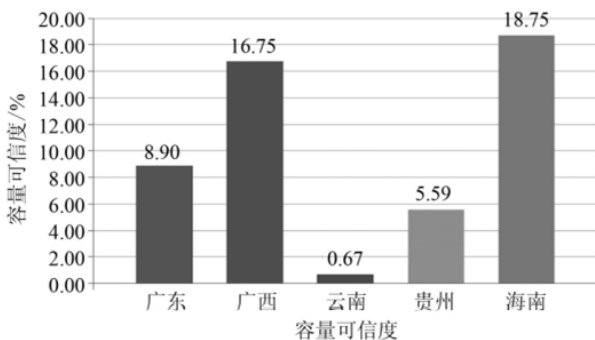


资料来源：光大证券研究所整理

1.3、 储能的需求：高比例可再生能源下的必然要求

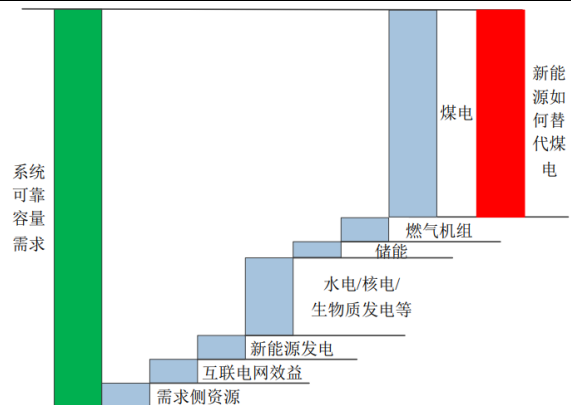
高比例可再生能源对系统的灵活性调节能力提出了更高的要求。长时间来看，新能源发电可以满足电量平衡需要，但由于出力波动，在短小时内无法满足电力平衡需要。新能源出力具有不确定性、间歇性以及不可控性的特点，为电力系统维持发电及负荷的实时平衡带来挑战。由于新能源机组出力具有间歇性，同样容量的新能源机组与常规火电或水电机组带负荷的能力并不相同，因此电力系统充裕度分析中新能源容量无法与常规机组同等对待。以风电为例，风电可信容量指等可靠性前提下风电机组可以视为的常规机组容量大小，风电容量可信度为其可信容量占其装机容量的比例，根据王彤等对南网的可靠性评估结果，南网 2020 年风电的容量可信度在 0.67%~18.75%之间。而方鑫等人在《并网光伏电站置信容量评估》一文中测算，光伏的容量可信度在 54%~56%之间。

图 2：2020 年五省区风电容量可信度



资料来源：王彤等，《风电并网对南方电网可靠性的影响评估》

图 3：系统可靠容量供给图



资料来源：刘永奇等，《能源转型下我国新能源替代的关键问题分析》

波动性可再生能源并网会对电力系统产生多种影响。这些影响并非突然出现，而是随着波动性可再生能源渗透率的提高而逐步增多。具体可根据波动性可再生能源渗透率的不同分为四个阶段：

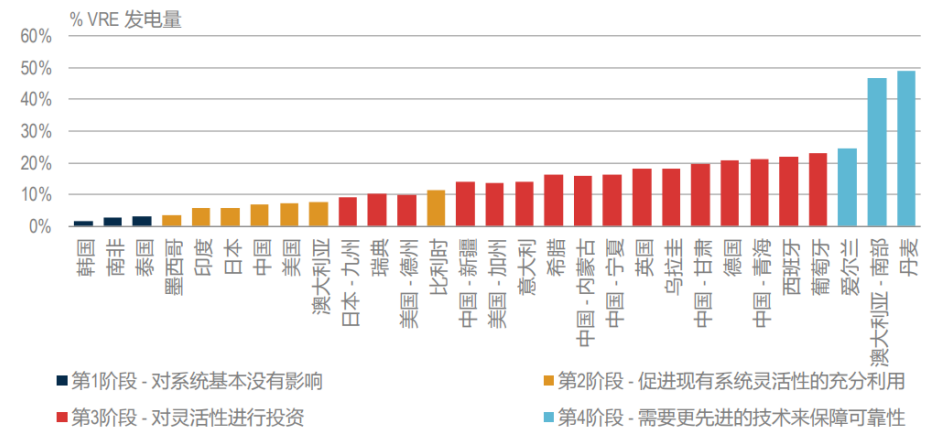
第 1 阶段：已部署第一批波动性可再生能源发电厂，但对系统基本没有影响；只会造成极少的局部影响，例如在发电厂的并网点。

第 2 阶段：随着波动性可再生能源发电厂数量的增加，负荷与净负荷之间的变化日益明显。改进系统运行方式以更充分地利用现有系统资源，通常足以满足系统并网要求。

第 3 阶段：供需平衡难度更大，需要系统性地提高电力系统灵活性，现有设施和改进运行方式难以满足这一要求。

第 4 阶段：在某些特定时段，波动性可再生能源发电量足以提供系统大部分电力需求，电力系统在系统受到扰动后迅速响应的方式发生变化。可能涉及到规则调整，使波动性可再生能源发电也要提供频率响应服务，如一次调频和二次调频。

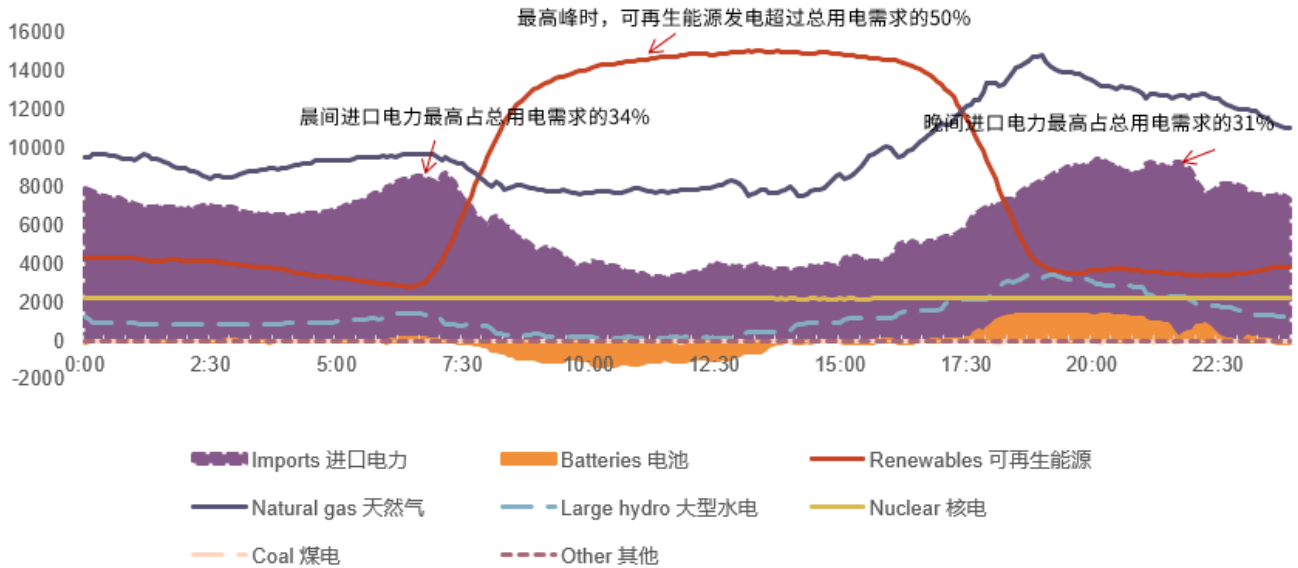
图 4：波动性可再生能源并网阶段划分（2017 年）



资料来源：IEA，《中国电力系统转型》

目前美国加州可再生能源发电高峰时占比超 50%，正处于第 4 阶段。根据 CAISO 数据，绘制 2021 年加州夏季单日电力供给调配曲线。分析发现，可再生能源能够满足 8-17 点左右的日间供电需求，而在 19 点以后的时间，可再生能源发电量骤降，此时电网中的灵活性调节资源发力，天然气大力发电，**但是仍有巨量的用电缺口需要通过从其他州进口电力补足。**对于美国加州而言，需要从其他州进口电力来补足的用电缺口，就是其对于储能的需求空间。

图 5：加州夏季单日电力供给曲线（MW）

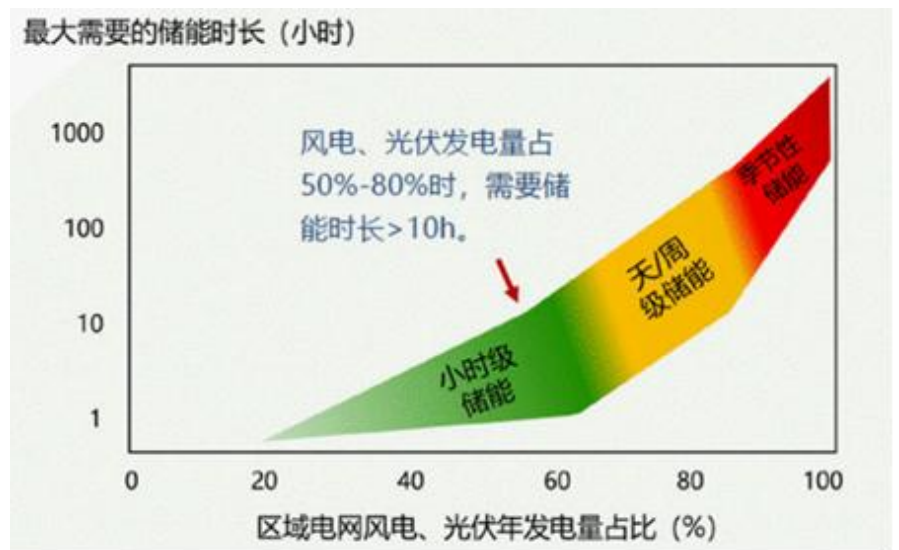


资料来源：CAISO，光大证券研究所整理

1.4、长时储能：碳中和时代的必然呼唤

长时储能 (long-duration energy storage)，一般指 4 小时以上的储能技术。长时储能系统是可实现跨天、跨月，乃至跨季节充放电循环的储能系统，以满足电力系统的长期稳定。**可再生能源发电渗透率越高，所需储能时长越长。**可再生能源发电具有间歇性的特点，主要发电时段和高峰用电时段错位，存在供需落差。随渗透率上升，平衡电力系统的负荷要求增加。相较于短时储能，长时储能系统可更好地实现电力平移，将可再生能源发电系统的电力转移到电力需求高峰时段，起到平衡电力系统、规模化储存电力的作用。

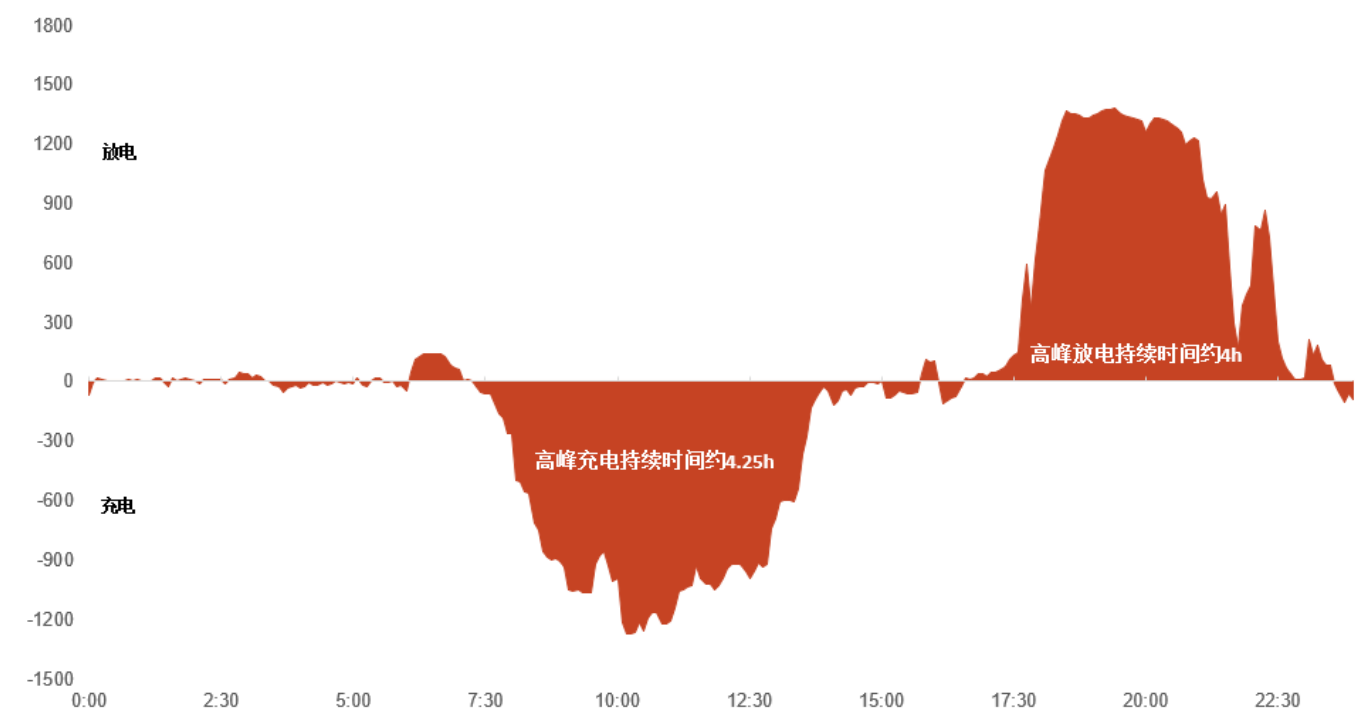
图 6：风电、光伏发电占比越高，储能时长越长



资料来源：Paul Albertus 等，《Long-Duration Electricity Storage Applications, Economics, and Technologies》

储能设备削峰填谷功能凸显，以 4h 为代表的长时储能设备具有发展必要性。根据 CAISO 数据，绘制 2021 年加州夏季单日电池储能设备的充放电曲线。由图可见，储能设备在白天以高功率储存电能，在晚间用电高峰高功率放电，高峰放电持续时间超 4h。根据 Strategen 的《Long Duration Energy Storage for California's Clean, Reliable Grid》研究报告，未来到 2045 年，太阳能将成为加州最主要的可再生能源，占比达 75%。为平衡太阳能发电，需要在白天存储 8 到 12 个小时的电能，晚间存储调度量也将增加，最多时需连续放电 12 小时，长时储能发展不可或缺。

图 7：加州夏季单日电池储能设备充放电曲线



资料来源：CAISO，光大证券研究所整理；以兆瓦为单位，以五分钟计算增量；单位：MW

美国加州由于较高的可再生能源发电比例，是最早大量部署持续放电时间 4 小时储能系统的地区之一。从 2019 年开始，加州地区就已经开始陆续部署 4 小时的储能系统。根据 Strategen 预测，加州到 2030 年将部署 2-11GW 的长时储能设备，到 2045 年将实现 45-55GW 的长时储能配置。

表 2：加州 4h 以上的锂电池储能项目

项目	地点	储能功率/容量	时间
RES (Renewable Energy Systems) America	圣地亚哥	30MW/120MWh	2019.12
AMS (Advanced Microgrid Solutions)	圣胡安卡皮斯特拉诺	4MW/16MWh	2019.12
RES (Renewable Energy Systems) America	圣地亚哥	30MW/120MWh	2019.12
Fluence (Siemens-AES joint venture)	佛布鲁克	40MW/160MWh	2021.03
Powin Energy	埃斯孔迪多	6.5MW/26MWh	2021.06
Terra-gen	圣地亚哥	140MW/560MWh	2021.12
Enel Green Power	波威	3MW/12MWh	2021.12

资料来源：Energy Storage，光大证券研究所整理

1.5、长时储能的推进节奏：循序渐进、星辰大海

对于长时储能而言，最重要的是为电力系统的灵活性调节提供支撑。概括而言，电力系统中，灵活性资源的需求方主要是风力、光伏发电设施；电力系统的灵活性主要来自于两个方面，一方面是原有发电机组的灵活发电，另一方面就是储能设施的配置。我们在分析推进节奏时，将灵活性提供方简化为三部分：存量机组；成熟的储能方式——抽水蓄能；新型储能技术。通过这种方式，可大致勾勒出随着风光发电量占比的逐步提升，储能的推进节奏。具体可分为三个阶段：

阶段 1：风光发电量 10%左右的水平（对应中国 2021 年前后所处的阶段）：新型长时储能技术发展的战略窗口期

在此阶段，存量的发电机组（煤电、气电）可以进行改造，提供更多的灵活性资源支持；传统的储能方式抽水蓄能由于建设周期较长（6-8 年），需尽快规划上马；新型储能项目成本仍然过高，但是如果仍存在灵活性缺口，需要新型储能项目尽快补上。

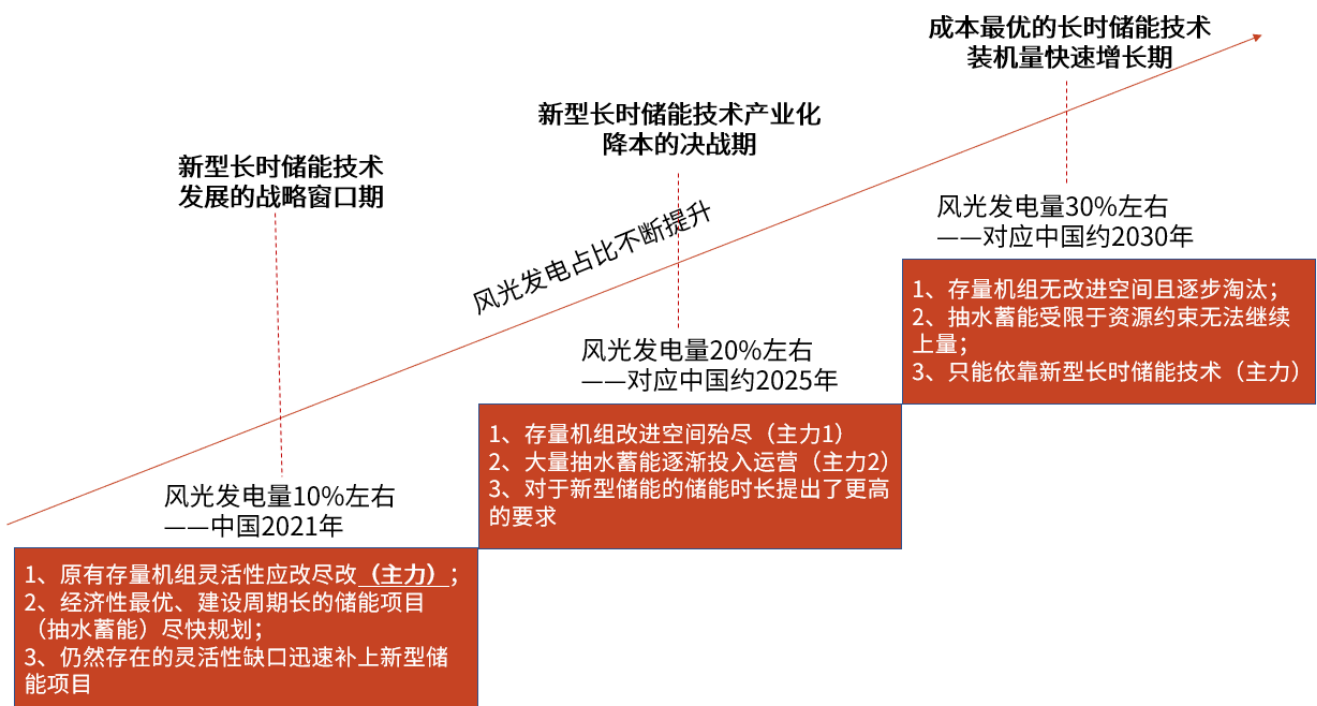
阶段 2：风光发电量 20%左右的水平（对应中国约 2025 年前后所处的阶段）：新型长时储能技术产业化降本的关键期

在此阶段，存量的发电机组改造基本完成，无法提供更多的增量灵活性；抽水蓄能项目逐渐落成，与存量机组一同成为灵活性调节主力；而此时，对于新型储能的需求量也进一步提升。

阶段 3：风光发电量 30%左右的水平（对应中国约 2030 年的阶段，对应美国加州约 2020 年所处的阶段）：成本最优的长时储能技术装机量快速增长期

在此阶段，存量机组无改进空间且逐步淘汰；抽水蓄能受限于地理资源约束无法继续上量；只能依靠新型长时储能技术提供增量的灵活性资源。

图 8：长时储能的推进节奏：循序渐进、星辰大海

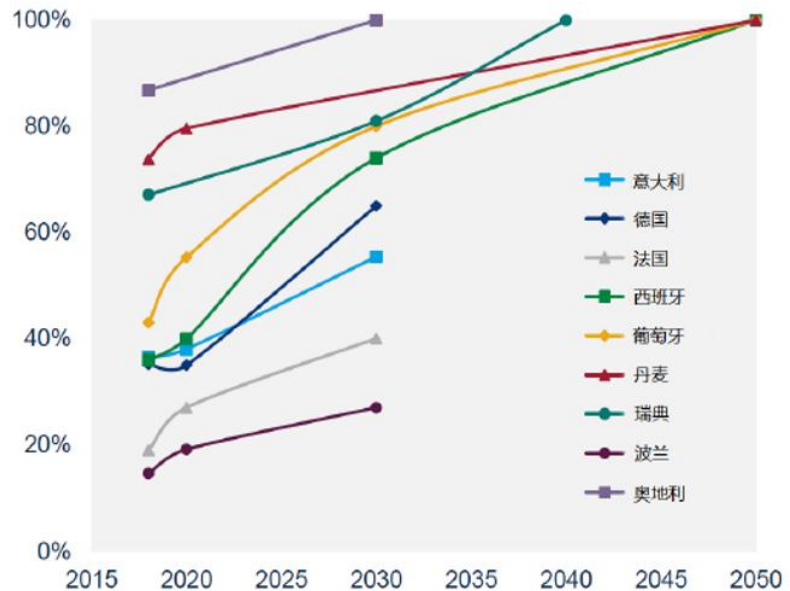


资料来源：光大证券研究所绘制

分地域来看：节奏上先欧美，后国内

以美国加州、德国、澳大利亚南部为代表的欧美地区，当前风光发电量占比已经很高，对于长时储能的需求也愈发迫切。考虑到当前各类新型储能的经济性，他们更多的选择配置锂电储能系统。以宁德时代、阳光电源为代表的中国锂电储能行业，正在全球范围内开疆拓土，占领份额。

图 9：欧洲各国可再生能源在电力供应中的比例目标



资料来源：Wood Mackenzie，派能科技招股说明书（2020 年 12 月）

表 3：全球主要储能市场结构拆分

区域	2021A	2022E	2022 年增速	相关假设依据
中国	5	15	200%	假设 100GW 的新增风电、光伏装机按照 10% 的功率配置 1.5 小时的储能
美国	10	28	180%	S&P 预计 2022 年新增装机 9.4GW，储能功率与储能容量按 1:3 配比计算
欧洲	5	8	60%	欧洲能源价格持续上涨，户用储能的经济性显著提升

资料来源：中关村储能产业技术联盟、CENSA 全球储能项目库、S&P Global Market Intelligence，光大证券研究所预测（美国储能功率与储能容量按 1:3 配比，其余国家按 1:2 配比）；单位：GWh

具体到中国：

预计从 2020 年到 2025 年，我国风光发电量占比将从 9.5% 提升到 16.4%。

根据《“十四五”可再生能源发展规划》的目标：2025 年可再生能源年发电量达到 3.3 万亿千瓦时，“十四五”期间可再生能源发电量增量在全社会用电量增量中的占比超过 50%，全国可再生能源电力总量消纳责任权重达到 33% 左右；“十四五”期间，风电和太阳能发电量实现翻倍，到 2025 年可再生能源电力非水电消纳责任权重达到 18% 左右。

我们假设：

- (1) 火电年利用小时数从 2020 年的 4290 小时下降到 4000 小时；
- (2) 2025 年燃气、其他火电、生物质发电占比与 2020 年保持一致；

- (3) 水电利用小时数不变；
- (4) 风电年均新增 50GW，利用小时数提升至 1700 小时；
- (5) 光伏年均新增 90GW，利用小时数提升至 1050 小时。

在此假设情况下，可以满足《“十四五”可再生能源发展规划》中的目标。根据此假设情景计算，从 2020 年到 2025 年，我国风光发电量占比将从 9.5% 提升到 16.4%。

表 4：“十四五”可再生能源发展规划测算

	装机					发电量						
	2020	占比	2025E	占比	5 年 CAGR	2020	占比	2025E	占比	5 年 CAGR	发电量增量	占比
单位	万千瓦		万千瓦			亿千瓦时		亿千瓦时				
燃煤	107912	49.0%	138561	41.4%	5.1%	46296	60.7%	55424	55.4%	3.66%	9128	38.5%
燃气	9972	4.5%	13076	3.9%	5.6%	2525	3.3%	3310.9	3.3%	5.57%	786	3.3%
其他火电	3829	1.7%	5020.7	1.5%	5.6%	1622	2.1%	2126.8	2.1%	5.57%	505	2.1%
核电	4989	2.3%	7000	2.1%	7.0%	3662	4.8%	5138.1	5.1%	7.01%	1476	6.2%
可再生能源	93501	42.5%	170642	51.0%	12.8%	22159	29.1%	34000	34%	8.94%	11841	49.9%
其中：水（含抽蓄）	37028	16.8%	43251	12.9%	3.2%	13553	17.8%	15831	15.8%	3.16%	2278	9.6%
其中：非水可再生能源	56473	25.6%	127392	38.1%	17.7%	8606	11.3%	18169	18.2%	16.12%	9563	40.3%
非水可再生能源中：风电	28165	12.8%	53165	15.9%	13.5%	4665	6.1%	9038.1	9.0%	14.14%	4373	18.4%
非水可再生能源中：光伏	25356	11.5%	70356	21.0%	22.6%	2611	3.4%	7387.4	7.4%	23.12%	4776	20.1%
非水可再生能源中：生物质	2952	1.3%	3870.8	1.2%	5.6%	1330	1.7%	1743.9	1.7%	5.57%	414	1.7%
汇总	220203		334299		8.7%	76264		100000		5.57%	23736	

资料来源：《“十四五”可再生能源发展规划》、中电联，光大证券研究所测算

在“十四五”期间，火电改造与抽水蓄能是灵活性增量的主力，这为新型储能加速发展提供了战略窗口期。在当前情况下，一方面中国存在着一批可以进行改造来增加灵活性的机组；一方面中国存在着一部分抽水蓄能资源储备。根据潘尔生等《火电灵活性改造的现状、关键问题与发展前景》，不同机组特征、改造目标、燃料特性等条件都将带来改造投资的巨大差别，通常投资按 30~90 元/千瓦计算，是最便宜的灵活性调节资源。其次为抽水蓄能，之后为以锂电为代表的新型储能。

据郭剑波院士《中国高比例新能源带来的平衡挑战》分析，我国“十四五”期间将完成存量煤电机组灵活性改造 2 亿千瓦，增加系统调节能力 3000~4000 万千瓦，新增煤电机组中具备灵活调节能力的达 1.5 亿千瓦；到 2025 年，新型储能装机容量达到 3000 万千瓦以上；抽水蓄能规模 2025 年达到 6200 万千瓦以上，2030 年达到 1.2 亿千瓦左右。新型储能将会在 2025 年以后，逐渐成为灵活性调节的主力。

2、长时储能：百花齐放，百舸争流

储能技术特点及降本情况各不相同，根据应用场景的不同，长时储能技术将呈现多线并举的格局。概括而言，长时储能技术可分为机械储能、储热和化学储能三大主线。其中，机械储能包括抽水蓄能、压缩空气储能；储热主要为熔盐储热；化学储能包括锂离子电池储能、钠离子电池储能以及液流电池储能。

表 5：储能技术路线对比

方式	适用条件	响应时间	循环次数	效率	储能介质	单位成本
抽水蓄能	长时储能	分钟级	50 年	76%	水	6-8 元/W, 1.2-1.6 元/Wh
压缩空气	长时储能	分钟级	30 年	50-70%	空气	6-8 元/W, 1.2-1.6 元/Wh
熔盐储能	长时储能	/	20-30 年	70%	熔融盐 (300-600°C)	3 元/Wh
锂离子电池	最好在 1-4h, 长时 亦可	百毫秒级	8000 次 (当前最高)	88%	锂离子电池	1.8 元/Wh (碳酸锂价格在 50 万元/吨) 1.2 元/Wh (锂价回归到 2020 年初的情况下)
钠离子电池	最好在 1-4h, 长时 亦可	百毫秒级	3500 次 (当前最高)	80%	钠离子电池	2 元/Wh 理想条件下可降低到 1 元/Wh
全钒液流电池	长时储能	百毫秒级	20000 次以上	70-80%	钒电解液 (常温)	3 元/Wh 若钒价在 15 万元/吨, 电解液中钒材料成本为 1.2 元/Wh
铁铬液流电池	长时储能	百毫秒级	20000 次以上	70-80%	铁铬电解液 (60°C)	2.5 元/Wh
氢储能	长时储能	秒级	10-15 年	电解水: 65~75%; 燃料电池: 55~60%	氢	3.75 元/Wh

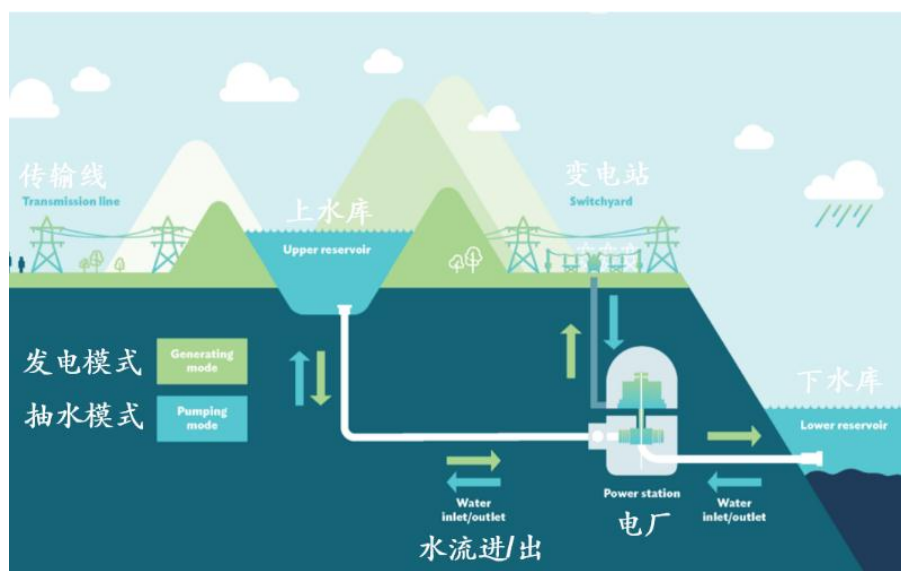
资料来源：国际能源网，中国科学院工程热物理研究所，CNESA，光大证券研究所整理；成本统计日期为 2022 年 6 月

2.1、 抽水蓄能：当前最成熟、度电成本最低的储能技术

2.1.1、原理：依靠水的重力势能作为介质储能

抽水蓄能仍然是当前最成熟、装机最多的主流储能技术。抽水蓄能是机械储能的一种：在电力负荷低谷期将水从下池水库抽到上池水库时将电能转化成重力势能储存起来，在负荷高峰时利用反向水流发电，综合效率在 70%到 85%之间。

图 10：抽水蓄能电站工作原理



资料来源：Hydro Tasmania

2.1.2、优劣势：储能技术成熟，但选址受限、开发周期较长

优势：当前最成熟的储能技术，度电成本最低。根据《储能技术全生命周期度电成本分析》（文军等，2021 年）中测算，在不考虑充电成本且折现率为 0 的情况下，抽水蓄能仅有 0.207 元/kWh 的度电成本，在各种储能技术中度电成本最低。

劣势 1：地理资源约束明显，远期来看无法足量的满足储能需求。虽然抽水蓄能不具有化学电池易老化和储能容量限制的问题，但是它对于地理因素的要求较高，一般来说只能建造在山与丘陵存在的地区，上下水库要求存在于较近的距离内，并有着较高的高度差。并且在高度差不明显的条件下，抽水蓄能电站所能达到的能量密度相对有限。

劣势 2：初始投资成本高、开发建设时间长，在风光建设超预期的时候，储能资源无法及时匹配。抽水蓄能电站的建造成本较高、开发周期约 7 年。根据《抽水蓄能电站建设与运营模式思考》（孙晓新，2020 年）数据，一个 120 万千瓦的电站通常需要 60-80 亿元的投资。根据《溧阳抽水蓄能电站工程设计变更与优化》（李建军等，2018 年）溧阳抽水蓄能电站建设周期约为 7 年，主体工程于 2011 年 4 月开工建设，2017 年 10 月 11 日最后第 6 台机组投产发电，工程全部竣工投产。

图 11：抽水蓄能电站开发建设流程



资料来源：水电水利规划设计总院、中国水力发电工程学会抽水蓄能行业分会，《抽水蓄能产业发展报告 2021》，光大证券研究所整理

2.1.3、产业链：主要涉及投资、承包、设备商

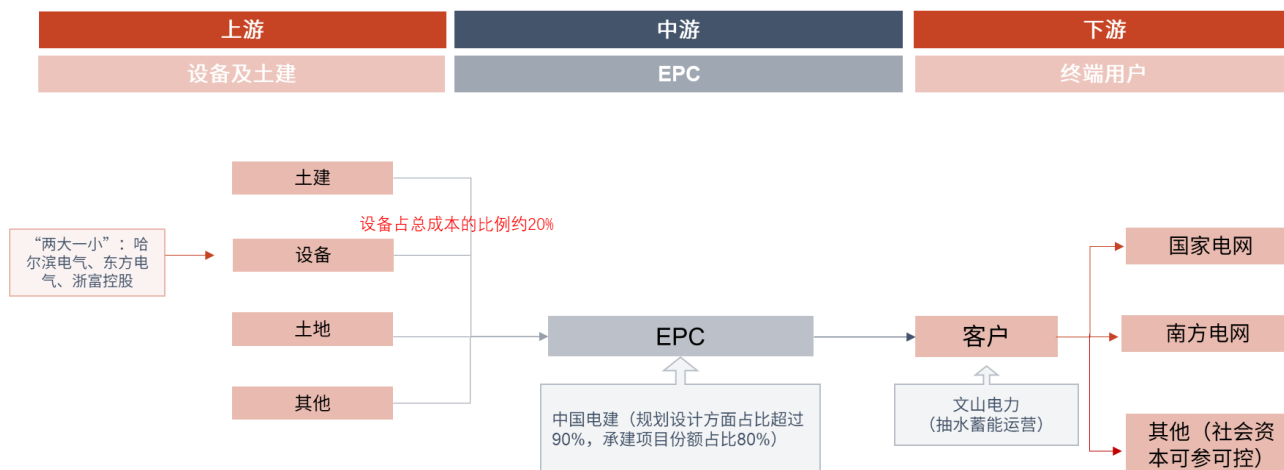
在抽水蓄能电站的建设中，涉及的主要公司为投资商、承包商、设备商。

在投资运营环节：国网、南网为主要投资运营企业。截至 2021 年底，国网在运和在建抽水蓄能规模分别为 2351 万千瓦、4587 万千瓦，占比分别为 64.6%、74.4%，在抽水蓄能开发建设和运营市场中处于领导地位。

在承包环节：中国电建份额占比最高。抽水蓄能项目主要采用 EPC 模式，由中国电建等建筑商规划设计，承担建设项目。根据中国电建 2021 年 5 月公告，公司在国内抽水蓄能规划设计方面的份额占比约 90%，承担建设项目份额占比约 80%。

在具体建设过程中，涉及上市公司的主要为设备环节：行业竞争格局长期较为稳固，主要参与公司有三家，“两大一小”，“两大”为哈尔滨电气、东方电气，“一小”为浙富控股。

图 12：抽水蓄能产业链与相关公司情况



资料来源：公司公告；光大证券研究所绘制

图 13：全国在运抽水蓄能投资企业分布（万 KW）

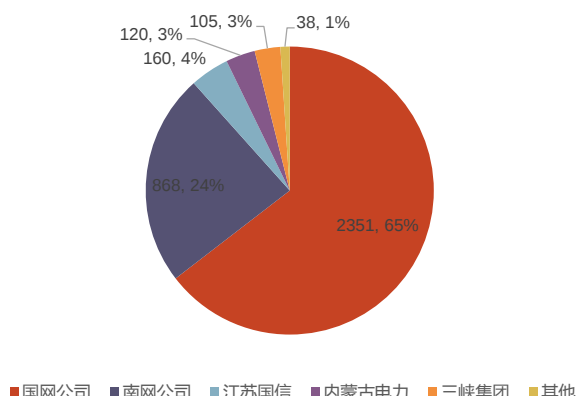
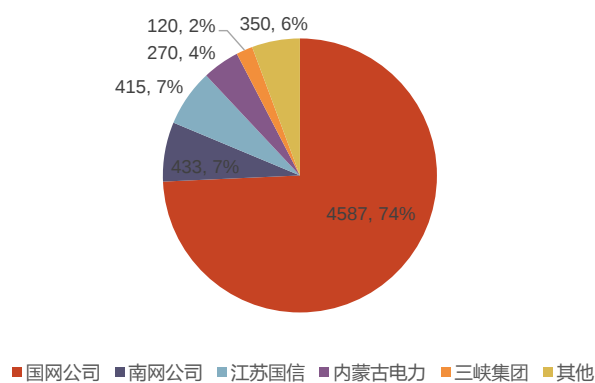


图 14：全国在建抽水蓄能投资企业分布（万 KW）

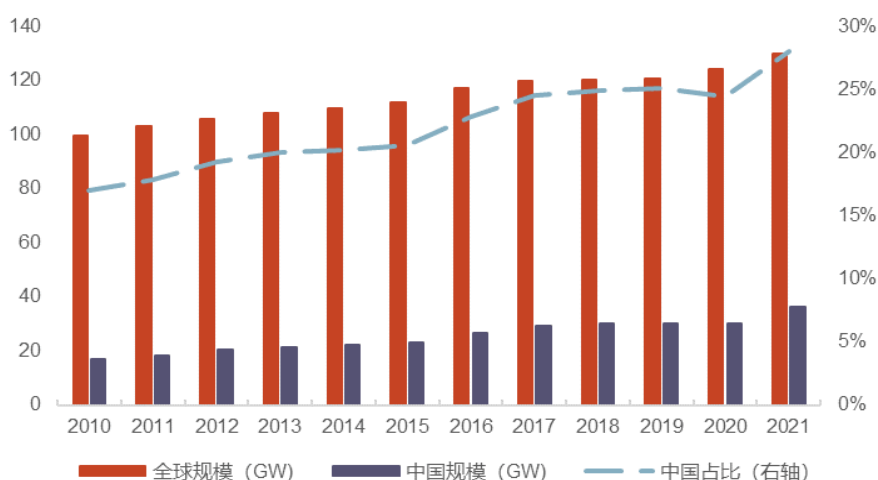


资料来源：水电水利规划设计总院、中国水力发电工程学会抽水蓄能行业分会，《抽水蓄能产业发展报告 2021》

2.1.4、产业化：最早实现大规模商业化，装机总规模超 36GW

中国抽水蓄能装机规模显著增长。根据国际可再生能源机构数据，截至 2021 年底，我国已投产的抽水蓄能电站总规模为 36.39GW，中国抽水蓄能电站总规模占全球的比例，从 2010 年的 17% 提升至 2021 年的 28%。

图 15：中国抽水蓄能装机规模显著增长



资料来源：国际可再生能源机构，光大证券研究所整理

从单个电站规模来看，目前国内最大的为惠州与广州的抽水蓄能电站，规模均为 2.4GW。竣工于 2011 年的惠州抽水蓄能电站工程总投资为 81 亿元，设计年发电量为 46 亿千瓦时；一期竣工于 1993 年、二期竣工于 1999 年的广州抽水蓄能电站工程总投资为 60 亿元，设计年发电量为 49 亿千瓦时。

表 6：惠州、广州抽水蓄能电站基本情况

	惠州抽水蓄能电站	广州抽水蓄能电站
规模	2.4GW	2.4GW
竣工时间	2011 年	(一期 1.2GW) 1993 年 (二期 1.2GW) 1999 年
工程总投资	81.34 亿元	60 亿元
投资方	广东省电力集团公司、广东核电投资公司、国家开发投资公司	
机组	8 台 30 万千瓦	8 台 30 万千瓦
设计年发电量	45.63 亿千瓦时	48.89 亿千瓦时
水位落差	531m	630m

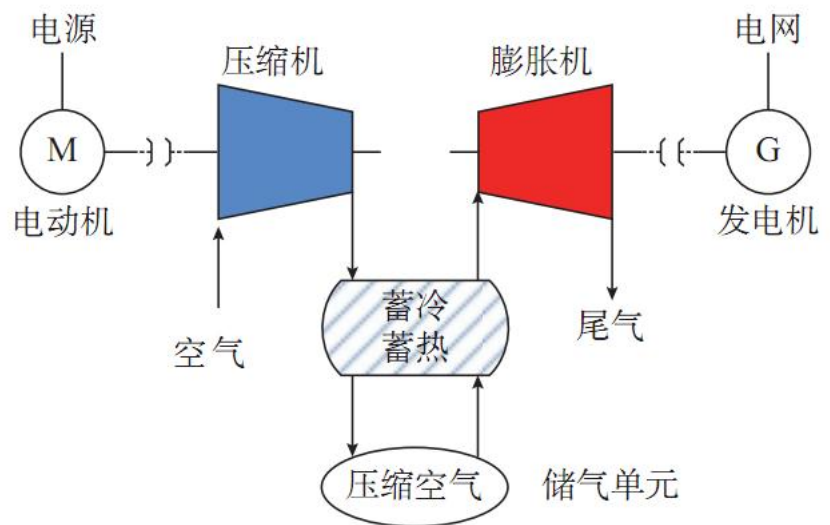
资料来源：南方日报，光大证券研究所整理

2.2、 压缩空气储能：效率提升下，极具前景的大规模储能技术

2.2.1、原理：依靠高压气体作为介质储能

压缩空气储能系统是一种能够实现大容量、长时间电能储蓄的电力储能系统。通过压缩空气存储多余的电能，在需要时，将高压气体释放到膨胀机做功发电。传统压缩空气储能技术原理脱胎于燃气轮机，其工作流程为：压缩、储存、加热、膨胀、冷却。

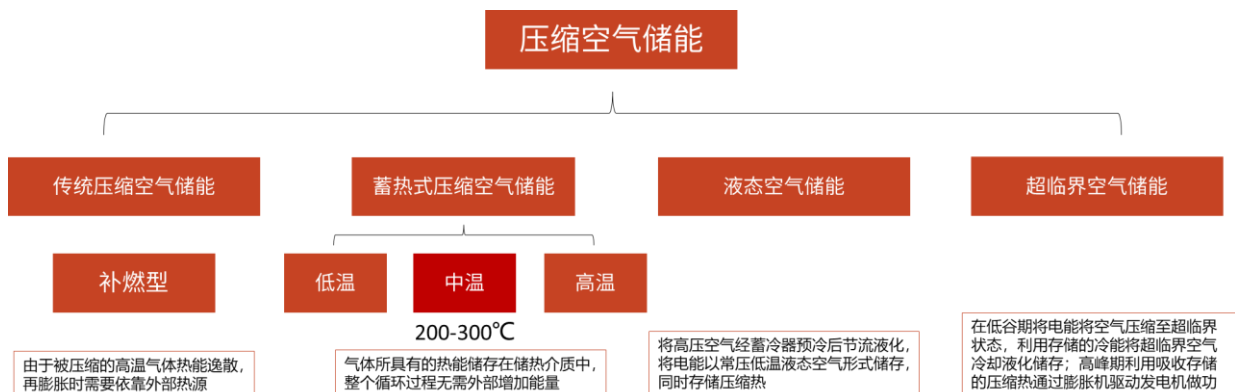
图 16：压缩空气储能系统工作原理



资料来源：《新型变速压缩空气储能技术——大规模压缩空气储能系统发电方式及运行控制的分析与构想》（王丹，毛承雄等）

当前压缩空气技术以中温蓄热式压缩空气储能为主。中温技术将压缩空气加热到 200-300℃，温度越高，转换效率就越高，最新压缩空气储能的电转换效率可以达到 60-70%。但高温对压缩机等设备材料的要求更高，当前产业化方向以中温为主。

图 17：压缩空气储能技术类型



资料来源：中储国能官网，光大证券研究所整理

2.2.2、优劣势：已摆脱地理约束，但当前效率相对较低

优势 1：随着技术的进步，可以通过储气罐的形式存储压缩气体，从而摆脱了地理约束，可以大规模上量。传统的压缩空气储能需要借助特定的地理条件建造大型储气室，如岩石洞穴、盐洞、废弃矿井等，从而大大限制了压缩空气储能系统的应用范围。当前随着技术的进步，可以通过建设大型储气罐来进行存储。

优势 2：单位成本相对较低。设备成本占系统成本的大部分，存在着随着大规模应用快速降本的可能。

劣势：整个系统的效率相对来说仍在较低的水平。当前涉及运行的项目效率在 50%-70% 之间，较成熟的抽水蓄能的 76% 左右还有一定的差距，这一定程度上影响了整个项目的经济性。

图 18：中储国能各项目转换效率

1.5MW 压缩空气储能系统
2013 年于河北廊坊建成国际首套 1.5MW 超临界压缩空气储能系统，电对电效率可达 **52.1%**

10MW 压缩空气储能系统
2016 年于贵州毕节建成国际首套 10MW 先进压缩空气储能系统，电对电效率可达 **60.2%**

100MW 压缩空气储能系统
河北张家口在建国际首套 100MW 先进压缩空气储能系统，电对电效率可达 **70.4%**

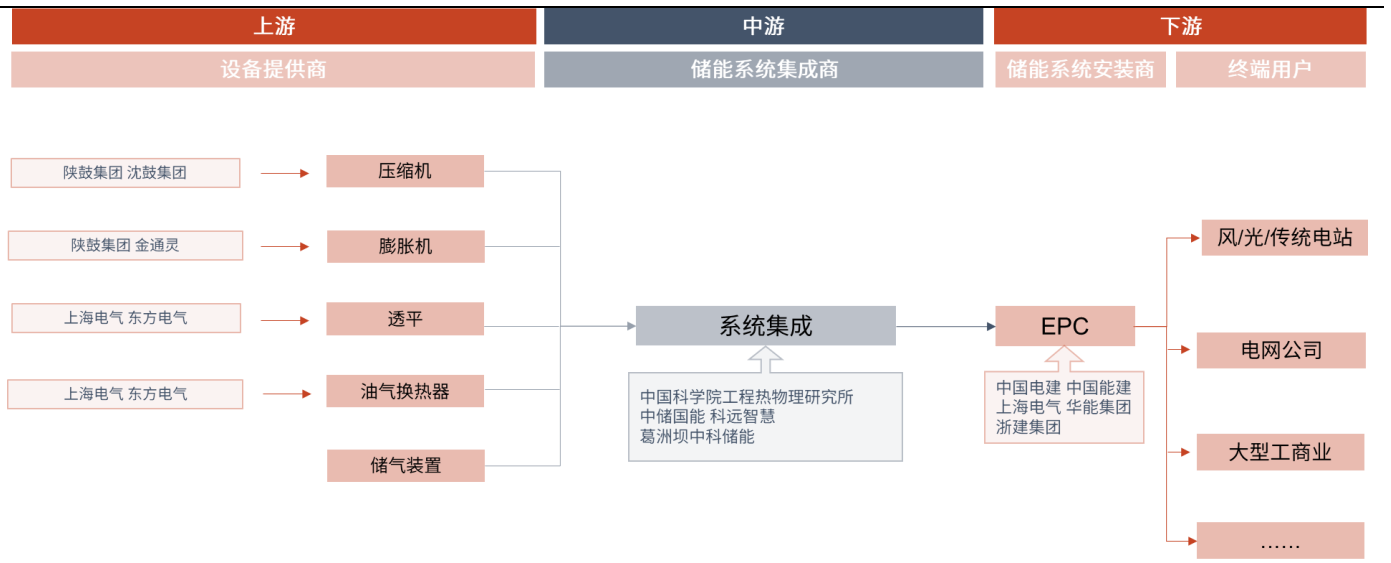
资料来源：中储国能官网，光大证券研究所整理

2.2.3、产业链：压缩机、膨胀机为核心部件

压缩机是压缩空气储能系统中最核心的部件之一，其性能对整个系统起决定性影响。大型压缩空气储能电站的压缩机多为轴流与离心压缩机结合机组的结构，压缩机压比需达到 40-80，甚至更高。根据美国电力研究协会报告，按 2002 年美元计价下，Huntorf 电站装配的压缩机成本大约在 170 美元/KW。

膨胀机同样是压缩空气储能系统中的核心部件。大型压缩空气储能系统中的膨胀机具有膨胀比大、负荷高等特点，一般采用多级膨胀加中间再热的结构。根据美国电力研究协会报告，按 2002 年美元计价，百兆瓦级大型电站中，透平膨胀机的投资成本大约在 185 美元/KW。

图 19：压缩空气储能产业链梳理



资料来源：光大证券研究所整理

表 7：德国 Huntorf 电站成本结构拆分

科目	成本	占比
压缩机成本	170\$/KW	42.5%
膨胀机成本	185\$/KW	46.3%
其他成本	45\$/KW	11.2%
系统总成本	400\$/KW	100%

资料来源：EPRI DOE 2003，光大证券研究所整理；注：根据 2002 年技术水平拆解成本结构，以 2002 年美元计价，该电站借助废弃矿洞，节省了大量建设成本，且实际运行效率不高

2.2.4、产业化：百兆瓦级先进压缩空气储能系统并网调试

自从 1949 年 Stal Laval 提出利用地下洞穴实现压缩空气储能以来，国内外对压缩空气储能系统的研究和开发十分活跃。

20 世纪 70 年代起，传统压缩空气储能系统进入商业化发展。目前唯二实现商业化运行的大型压缩空气储能电站是德国 Huntorf 和美国 Alabama McIntosh 电站，输出功率均达到百兆瓦级。作为传统压缩空气储能系统，其储气装置为地下洞穴或废弃矿洞，发电过程中均需使用燃料，能量转化率相对较低，在 45-55% 左右。

以中储国能为代表的中国企业持续推进先进压缩空气储能系统的研究。相较于传统压缩空气储能系统，先进压缩空气储能系统不依赖化石燃料、不使用储气洞穴，具有寿命长、清洁无污染、储能周期不受限制等优势。中储国能于 2021 年底实现并网的张家口 100MW/400MWh 先进压缩空气储能系统，设计效率达到了 70.4%，单位装机成本降低至 450-750 美元/KW。该项目将有效促进我国压缩空气储能技术产业化进程。

表 8：国内外压缩空气储能电站对比

项目	性质	投运时间	功率 /MW	储气装置	储气容积 /m ³	燃料	效率%
德国 Huntorf 电站	商业运营	1978	290	废弃矿洞	3.1*10 ⁵	天然气	44-46
美国 Alabama McIntosh 电站	商业运营	1991	110	地下洞穴	5.6*10 ⁵	天然气/油	52-54
日本上砂川町电站	示范机组	2001	2	废弃矿洞	1.6*10 ³	天然气	<40
英国液态空气储能电站	示范机组	2010	2	储罐	-	无	40
美国 SustainX 压缩空气储能系统	示范机组	2013.09	1.5	储罐	-	无	-
工程热物理所先进压缩空气储能电站	示范机组	2013.06	1.5	储罐	30	无	52.1
工程热物理所先进压缩空气储能电站	示范机组	2016.12	10	储罐	6000	无	60.2
张家口压缩空气储能示范项目	示范机组	2021.12	100	储罐	-	无	70.4

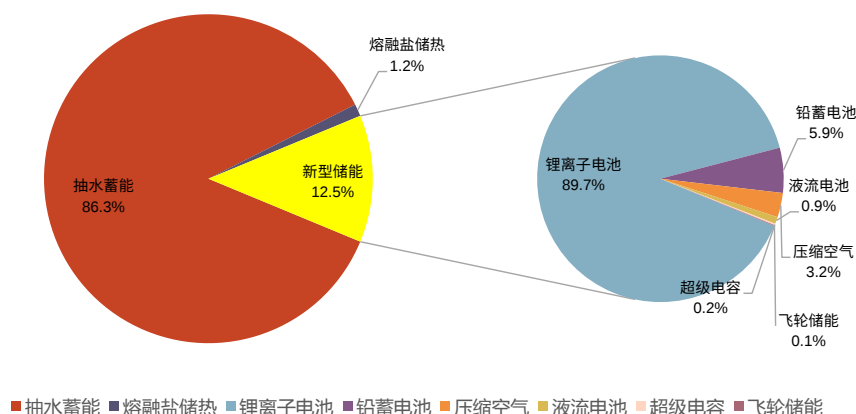
资料来源：陈海生等，《储能技术发展及路线图》、中储国能官网，光大证券研究所整理

2.3、 锂离子电池：优秀的中短时储能技术同样适用于部分长时场景

2.3.1、 优劣势：储能技术较为成熟，但锂资源约束明显

优势 1：锂电池储能是当前技术最为成熟、装机规模最大的电化学储能技术。根据中关村储能数据，2021 年锂离子电池占中国新型储能装机量的 89.7%，是最具代表性的新型储能技术，目前广泛应用于 1-2 小时的中短时储能场景中，在 4-8 小时的储能项目中也有应用。

图 20：2021 年中国各储能技术装机规模占比



资料来源：CNESA，光大证券研究所整理

劣势 1：锂离子电池提供功率与贮存能量的装置绑定在一起，在不提升功率，仅提升容量的情况下，电池成本等比例增加。即 4 小时储能系统的电池成本是 1 小时储能系统的 4 倍。而抽水蓄能、压缩空气、液流电池、熔融盐等储能方式，均可以实现功率装置和能量装置的解耦，若单纯增加储能时间，仅需等比例配置贮存能量的装置即可。

表 9：各类长时储能方式提供功率的装置与贮存能量的装置

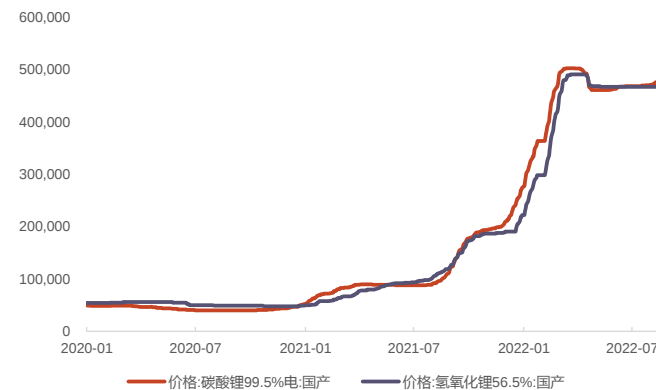
	提供功率的装置	贮存能量的装置
抽水蓄能	水泵	水库
压缩空气	压缩机	储气罐
锂离子电池	电极	电极
钠离子电池	电极	电极
液流电池	电极	电解液
熔融盐	换热器	熔盐罐

资料来源：光大证券研究所整理

劣势 2：随着全球电池需求量的迅速增长，锂资源开始面临着资源约束问题。一方面是锂资源的总量分布有限，地壳丰度仅为 0.006%；另一方面是锂资源的空间分布不均匀，锂矿主要分布在澳洲、南美地区，根据美国地质勘探局 2021 年报告，我国锂资源储量仅占全球 6%，且开采成本较高，现在的电池生产用锂对外依存度过高。同时，锂资源约束还带来锂资源在动力电池和储能电池间分配的问题。

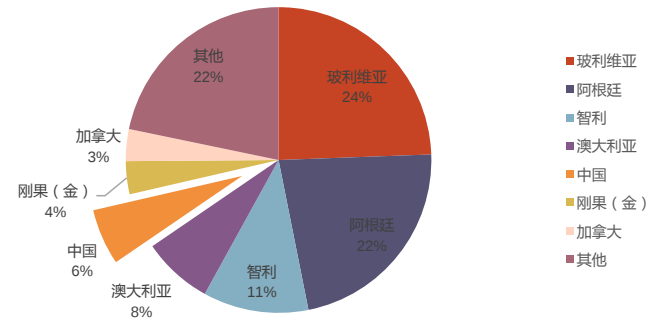
锂资源的供需紧张也使得 2021 年以来，锂资源大幅涨价，锂电池成本持续上升。根据 wind 数据，与 2021 年 1 月 1 日价格相比，最高点 2022 年 3 月 22 日碳酸锂价格上涨 849%，氢氧化锂价格上涨 883%。

图 21：2021 年以来，锂资源价格大幅上涨



资料来源：wind；单位：元/吨，截至 20220825

图 22：中国锂资源储量仅占全球 6%

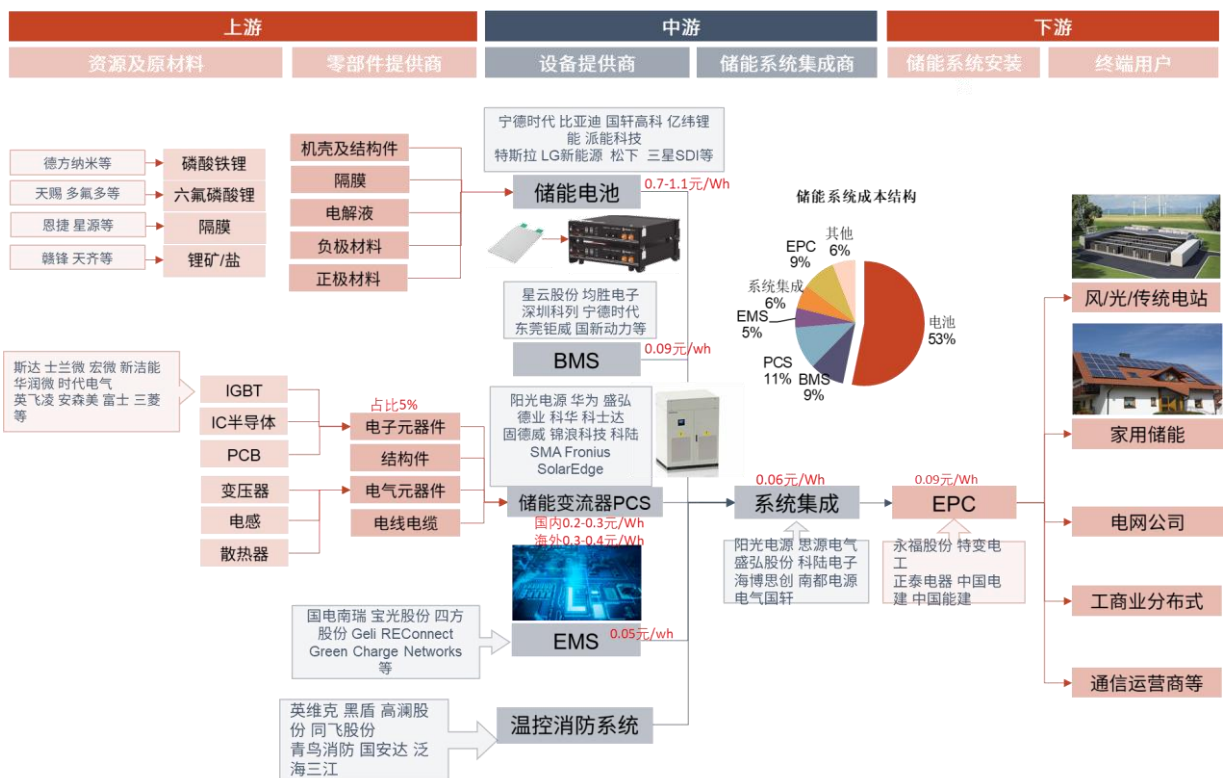


资料来源：美国地质勘探局（2021 年 2 月报告），光大证券研究所整理

2.3.2、产业链：发展成熟，电池价值量占比最高

锂离子电池储能产业链相对来说已经比较成熟。在整个系统中，电池成本占比最高。当前受限于上游锂资源价格居高不下，当前的整个锂离子电池储能系统成本与 2021 年初相比不降反升。

图 23：锂离子电池产业链梳理



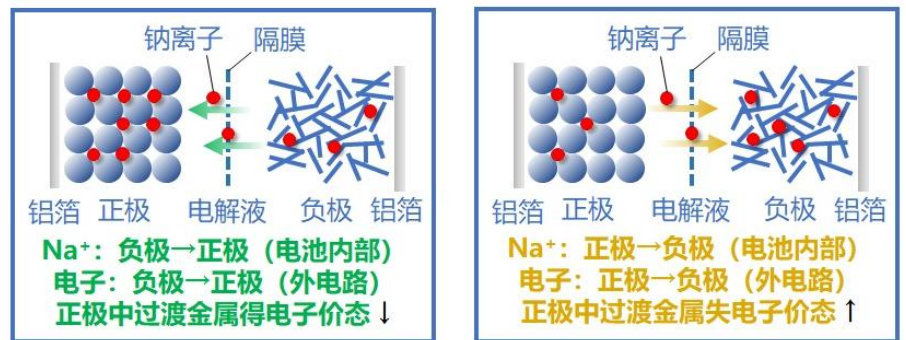
资料来源：引自光大证券报告《碳中和下的新兴赛道，万亿市场冉冉开启——碳中和深度报告（三）》（2021 年 3 月）

2.4、 钠离子电池：与锂电类似，但无资源约束的储能方式

2.4.1、原理：与锂离子电池类似

钠离子电池与锂离子电池的工作原理类似，为嵌脱式电池。充电时， Na^+ 从正极脱嵌，进入负极；放电时， Na^+ 从负极回到正极，外电路电子从负极进入正极，将 Na^+ 还原为 Na 。

图 24：钠离子电池工作原理示意图



资料来源：中科海钠官网

2.4.2、优劣势：更低的理论成本，更低的循环寿命

优势：与锂资源相比，钠资源储量非常丰富，所以在大规模应用的场景下，钠离子电池没有明显的资源约束。而且，钠离子电池的正极材料、集流体材料的理论成本比锂电更低，在完成产业化降本之后，其初始投资成本有望较锂电更低。

劣势：在电池性能上，由原理所决定的，钠离子电池的循环寿命和储能效率低于锂离子电池。钠离子电池循环寿命提升速度较快，2018 年商业化初期钠离子电池循环寿命在 2000 次左右，2020 年底胡勇胜研究团队研究出了循环寿命达到 4500 次的钠离子电池。但是当前主流的锂离子电池储能，循环寿命更高，2021 年，宁德时代研制出循环寿命超过 12000 次的锂离子电池。

图 25：钠离子电池的优势

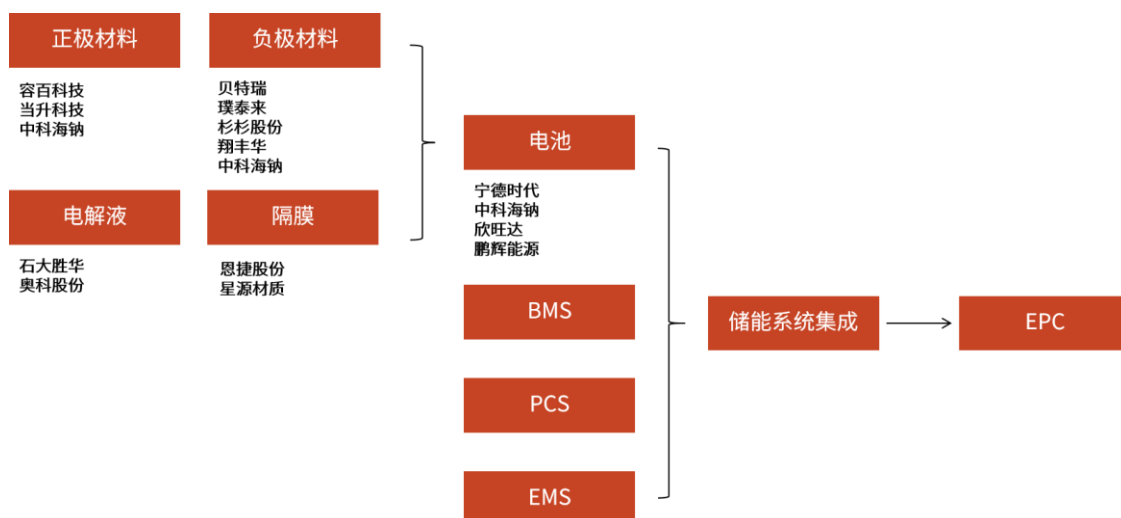


资料来源：储能科学与技术（《钠离子电池：从基础研究到工程化探索》，容晓晖等）

2.4.3、产业链：上中下游发展初具雏形

钠离子电池作为一种新的电池技术路线，产业链包括上游资源企业、中游的电池材料及电芯企业。钠离子电池与锂离子电池最大的区别在于正极材料。目前钠离子电池正极材料主要有钠过渡金属氧化物（如 NaMnO_2 ）、钠过渡金属磷酸盐（如 $\text{Na}_3\text{V}_2(\text{PO}_4)_3$ ）、钠过渡金属硫酸盐（如 $\text{Na}_2\text{Fe}_2(\text{SO}_4)_3$ ）、钠过渡金属普鲁士蓝类化合物（如 $\text{Na}_2\text{FeFe}(\text{CN})_6$ ）等几大类。层状金属氧化物是当前比较主流的正极材料。除正负极材料外，钠离子电池的电解液、隔膜、外形封装和相关制备工艺与锂电池相似，可利用现有锂离子电池产业链，加速产业化发展。

图 26：钠离子电池产业链梳理

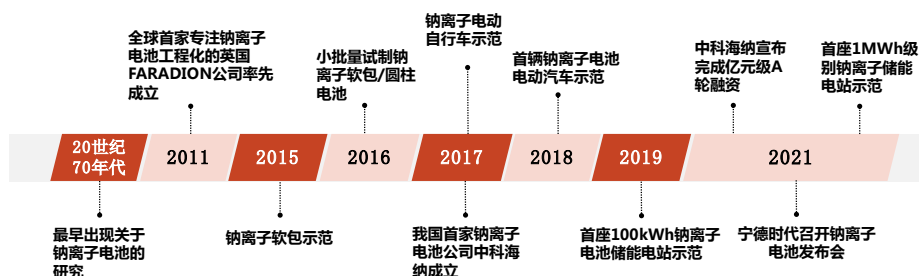


资料来源：光大证券研究所整理

2.4.4、产业化：MWh 级钠离子电池储能系统投入运行

钠离子电池商业化进展近年来加快。2021 年 7 月，宁德时代发布钠离子电池产品，行业龙头正式进入到钠离子电池领域。此外，中科海钠也在近年来先后推出钠离子电池电动自行车、电动汽车和储能电站的示范项目。2021 年 6 月 28 日，由中科海钠和中科院物理所联合打造的，全球首套 1MWh 钠离子电池光储充智能微网系统在山西太原综改区正式投入运行。

图 27：钠离子电池商业化进展近年来加快



资料来源：中科海钠官网、《基于氧变价的高容量钠离子电池正极材料研究》（容晓晖），光大证券研究所整理

2.5、液流电池：功率与容量解耦的电化学储能方式

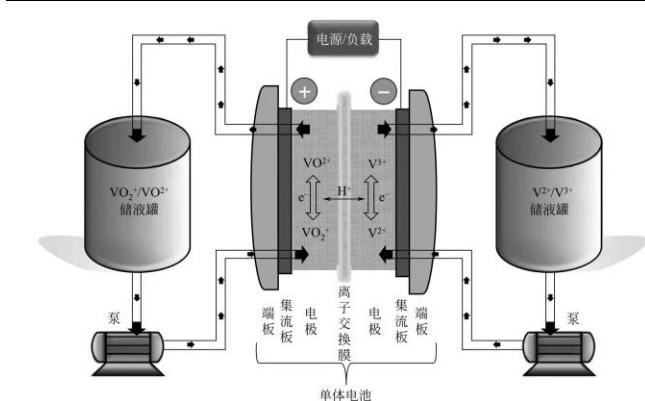
2.5.1、原理：依靠氧化还原液流电池进行储能

液流电池是一种大规模高效电化学储能装置。区别于其他电池储能装置，液流电池将反应活性物质储存于电解质溶液中，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。目前典型液流电池体系包括全钒液流电池、铁铬液流电池、锌溴液流电池、多硫化钠/溴电池等。

全钒液流电池

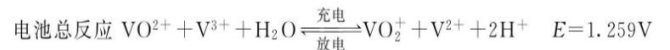
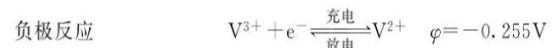
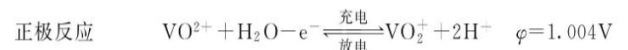
全钒液流电池（Vanadium Redox Battery, VRB），是一种活性物质呈循环流动液态的氧化还原电池。通过两个不同化合价的、被隔膜隔开的钒离子之间交换电子来实现电能与化学能的相互转化。钒电池充电后，正极为 VO_2^+ ，负极为 V^{2+} ；放电后，正负极分别为 VO_2 和 V^{3+} 溶液。正极和负极之间由隔膜隔开，该隔膜只允许 H^+ 通过， H^+ 也就起到了电池内部导电的作用。

图 28：全钒液流电池工作原理



资料来源：张华民，《液流电池技术》

图 29：全钒液流电池反应原理

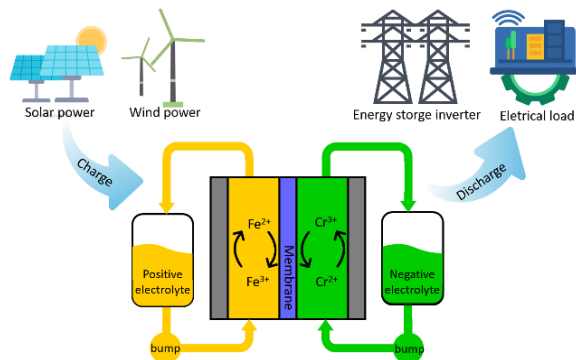


资料来源：张华民，《液流电池技术》

铁铬液流电池

铁铬液流电池（Iron-chromium flow battery），是最早被提出的液流电池体系。铁铬电池充电后，正极为 Fe^{3+} ，负极为 Cr^{2+} ；放电后，正极为 Fe^{2+} ，负极为 Cr^{3+} 。盐酸作为支持电解质，水为溶剂。

图 30：铁铬液流电池工作原理



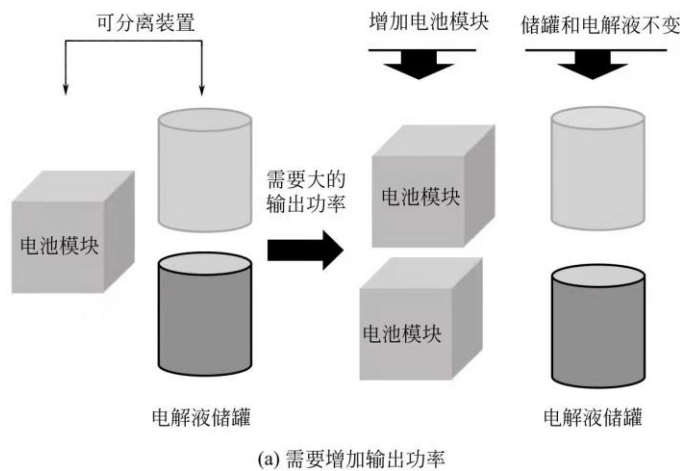
资料来源：房茂霖等，《铁铬液流电池技术的研究进展》

2.5.2、优劣势：容量、功率独立设计，规模易扩展，但成本较高

优势 1：在长时储能中，液流电池最大的优势为输出功率和储能容量可分开设计。通过增加单片电池的数量和电极面积，即可增加液流电池的功率，目前中国商业化示范运行的钒电池的功率已达 5MW。通过增加电解液的体积或提高电解液的浓度，即可任意增加液流电池的电量，可达百兆瓦时以上。

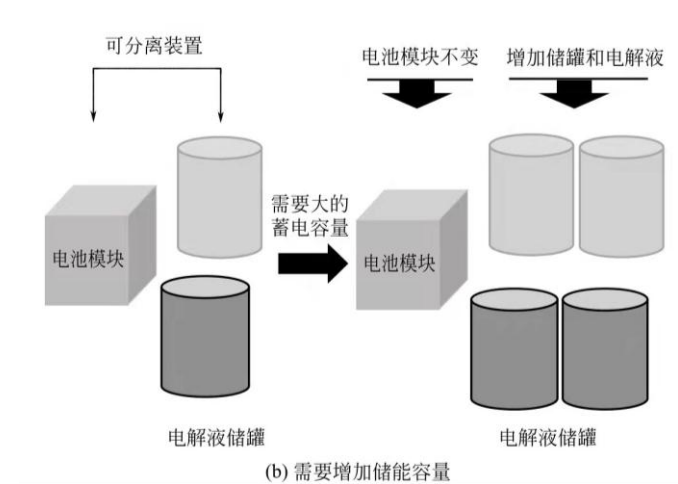
优势 2：循环寿命长。由于液流电池的正、负极活性物质只分别存在于正、负极电解液中，充放电时无其它电池常有的物相变化，可深度放电而不损伤电池，电池使用寿命长。

图 31：液流电池输出功率调节方式



资料来源：张华民，《液流电池技术》

图 32：液流电池储能容量调节方式



资料来源：张华民，《液流电池技术》

劣势：成本问题是当前液流电池最大的劣势。全钒液流电池当前的产业化进程较快，但是面临着钒资源约束的问题；铁铬液流电池没有明显的资源约束问题，但是当前产业化推进相对较慢。

2.5.3、产业链：隔膜、电解液为影响性能的核心材料

液流电池主要由电解液、隔膜、电极材料、泵、功率转换系统等部分组成。

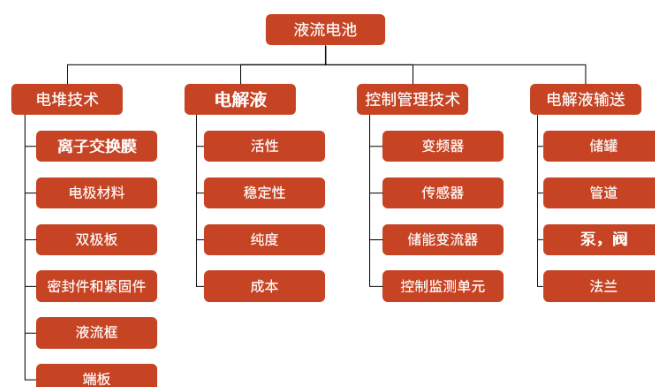
电解液是液流电池的核心材料，是整个化学体系中存储能量的介质。在全钒液流电池中，电解液成本占据了储能电池成本的一半以上。

隔膜是影响液流电池性能和成本的又一核心材料。它起着阻隔正极和负极电解液互混，隔绝电子以及传递质子形成电池内电路的作用。因此隔膜应该具备高的氢离子导电能力和高的离子选择性，尽量避免正负极电解液中不同价态的钒离子互混，以减少由此造成的电池容量损失。隔膜还应该具有优良的化学及电化学稳定性、耐腐蚀性、抗氧化性，满足电池长时间运行的要求。而且需要成本低廉，提高产品的市场竞争力，利于大规模商业化推广。

良好的化学稳定性，高的比表面积和电催化活性是电极的关键。

泵在钒电池中起到输送电解液的作用，需要具有较强的稳定性。

图 33：液流电池产业链

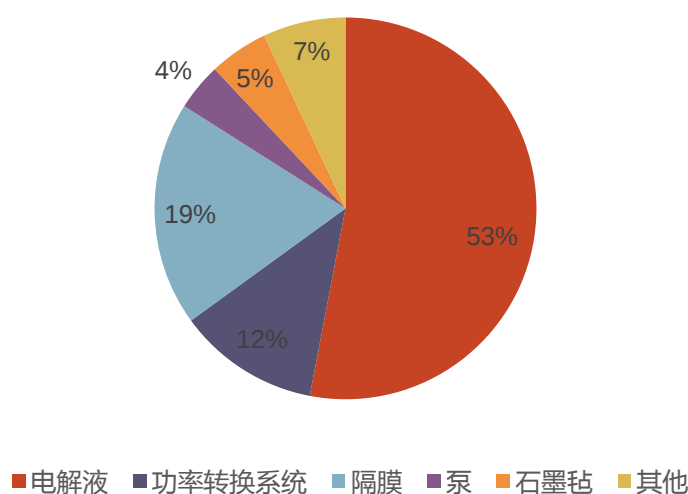


资料来源：光大证券研究所绘制

全钒液流电池

根据 Y.K. Zeng 的《A comparative study of all-vanadium and iron-chromium redox flow batteries for large-scale energy storage》测算，储能时长为 8h 的情况下，电解液的价值量占比 53%，隔膜的价值量占比 19%，石墨毡价值量占比 5%，泵价值量占比 4%，功率转换系统价值量占比 12%。

图 34：全钒液流电池体系成本结构比例



资料来源：《A comparative study of all-vanadium and iron-chromium redox flow batteries for large-scale energy storage》作者：Y.K. Zeng 等，光大证券研究所整理

2.5.4、产业化：百兆瓦级全钒液流电池储能系统整站调试

全钒液流电池

随着相关示范项目的带动，全钒液流电池成本有望降低，从而在产品技术端推进其商业化进程。2022 年 5 月，全球最大 100MW/400MWh 级全钒液流电池储能电站正式并网，将加速全钒液流电池商业化脚步。

表 10：国内全钒液流项目建设情况

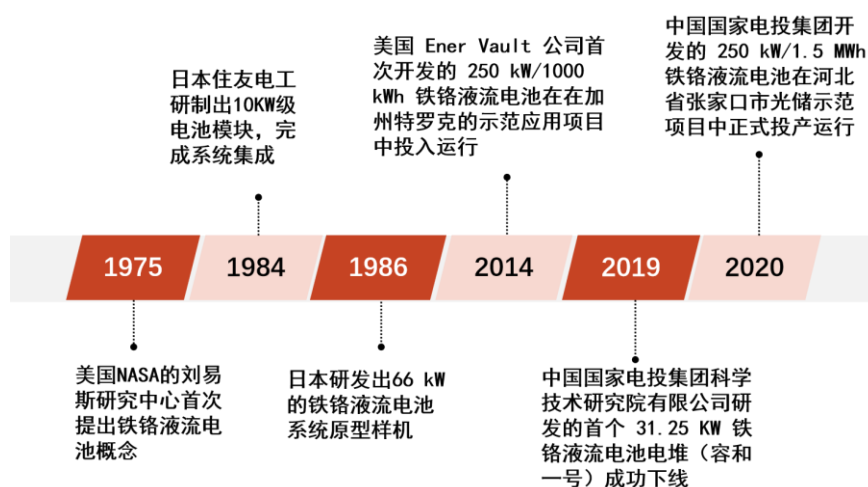
时间	项目	功率 MW	容量 MWh
2013 年	国电龙源卧牛石全钒液流电池储能电站	5	10
2020 年	河北石家庄赵县全钒液流电池储能电站项目	600	800
2020 年 1 月	福建省宁德总投资 150 亿元全钒液流电池储能电站项目	1000	-
2020 年 9 月	阿克苏全钒液流电池产业园项目	100	-
2020 年 10 月	上海电气全钒液流电池储能项目正式投产	200	1000
2021 年 3 月	北京普能世纪湖北襄阳全钒液流电池集成电站	100	500
2021 年 5 月	宁夏伟力得 200MW/800MWh 电网侧共享储能电站项目	200	800
2021 年 9 月	新疆阿克苏全钒液流电池产业园项目	100	-
2021 年 12 月	宁夏伟力得 GW 级全钒液流储能装备智能生产基地	1000	-
2022 年 6 月	200MW/800MWh 大连液流电池储能调峰电站国家示范项目预计完成并网调试	100(一期)/200	400(一期)/800

资料来源：北极星储能网，光大证券研究所整理

铁铬液流电池

2019 年以来，铁铬液流电池商业化进程逐渐加快。2019 年，中国国家电投集团科学技术研究院有限公司研发的首个 31.25KW 铁铬液流电池电堆（容和一号）成功下线。2020 年，中国国家电投集团开发的 250KW/1.5MWh 铁铬液流电池在河北省张家口市光储示范项目中正式投产运行，是我国首个百千瓦级的铁铬液流电池储能项目。

图 35：铁铬液流电池商业化进程



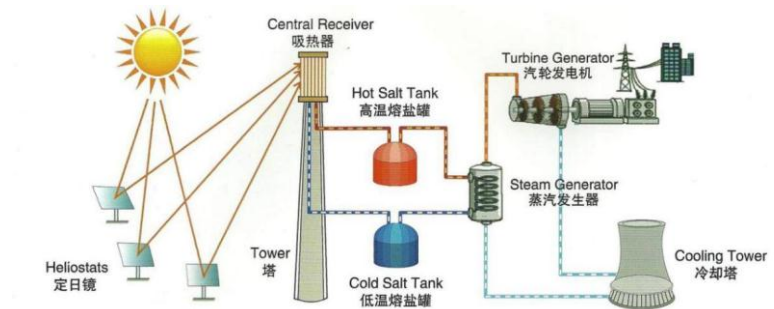
资料来源：房茂霖等，《铁铬液流电池技术的研究进展》，光大证券研究所整理

2.6、 熔盐储热：光热电站的配储系统

2.6.1、原理：依靠熔盐介质储存热能

熔盐储热通过储热介质的温度变化、相态变化或化学反应，实现热能的储存与释放。储热介质吸收电能、辐射能等能量，储蓄在介质内，当环境温度低于介质温度时，储热介质可将热能释放出来。

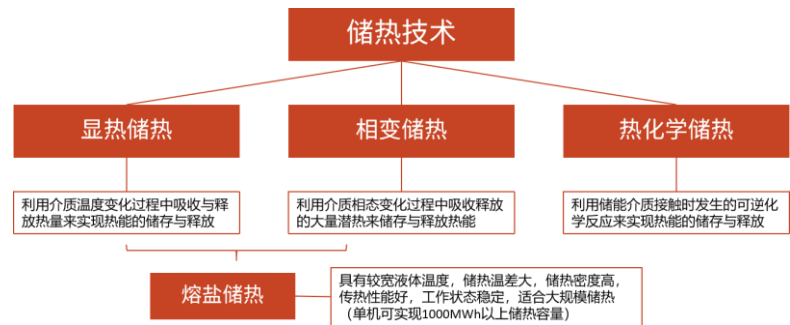
图 36：熔盐储热原理示意图



资料来源：CSPPLAZA 光热发电平台

熔盐储热是大规模中高温储热的主流技术方向。储热技术可分为显热储热、相变储热和热化学储热三类。目前，显热储热技术成熟度最高、价格较低、应用较为广泛；潜热储热是研究热点；而热化学储热尚未成熟。其中，熔融盐为常用的中高温显热储热介质，具备较宽的液体温度范围，储热温差大、储热密度高，适合大规模中高温储热项目。

图 37：储热技术类型



资料来源：CSPPLAZA 光热发电网，光大证券研究所整理

2.6.2、优劣势：热发电场景中的储能介质

优势：熔盐作为储热介质，成本较低，工作状态稳定，储热密度高，储热时间长，适合大规模中高温储热，单机可实现 100MWh 以上的储热容量。

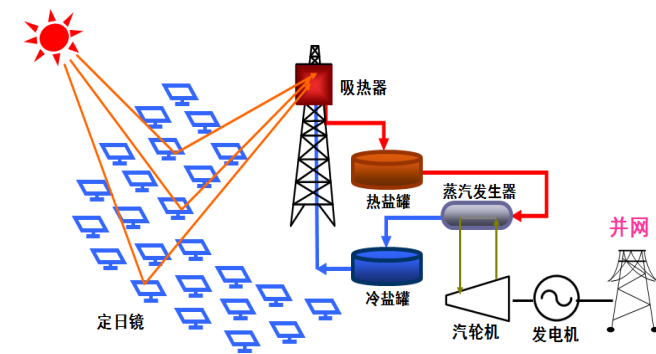
劣势：能量转换方式决定了熔盐储热只有应用在热发电的场景下才会有经济优势。熔盐是通过储存热量的方式来储存能量的，如果需要储存的是电能，那整个流程中需要完成“电能——热能——电能”的转换，效率很低。因此，熔盐储能只能应用在采用热能发电的场景中，作为能量的存储介质，如光热发电、火电厂改造等；或者应用在终端能量需求为热能而非电能的场景，如清洁供热。

(1) **光热发电**：熔盐储热将储热和传热介质合为一体，简化电站系统组成。作为光热发电的配套储能设施，熔盐储热系统可提高太阳能的利用率，减少功率波动，促进电网稳定输出。

(2) **清洁供热**：熔盐储热系统的热能利用效率高，可实现余热、废热的回收利用，为工业园区的食品加工、纺织等企业提供稳定持续的蒸汽、热风等高品质热源。

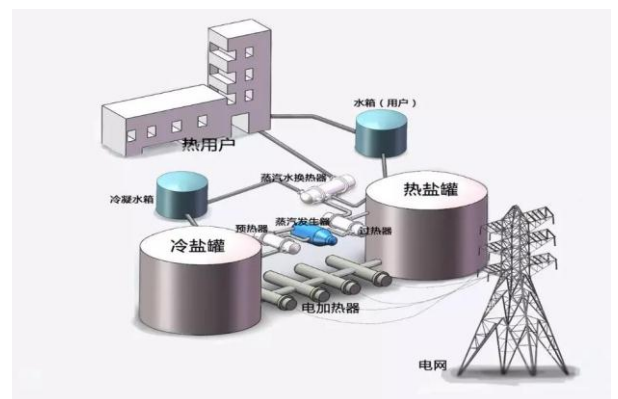
(3) **火电厂改造**：在火电厂加装熔盐储热设备，可将其改造为储能调峰电站，灵活输出电力，储热可转化成蒸汽为用户供热，提高电厂经济效益。

图 38：塔式光热发电系统示意图



资料来源：国家光热联盟

图 39：熔盐储热清洁供热系统示意图

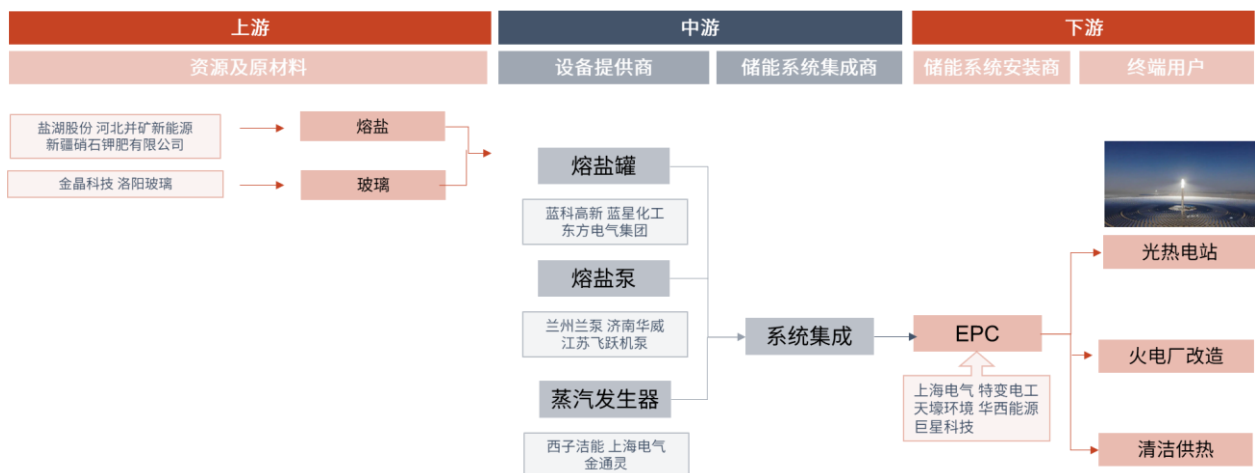


资料来源：CSPPLAZA 光热发电网

2.6.3、产业链：光热发电市场促储热产业链成熟

熔盐的主要成分为硝酸钠、硝酸钾盐，是较为常见的化学材料，目前国内熔盐供应和化盐服务较为成熟。同时，熔盐储热系统中还需配备熔盐泵、熔盐罐、蒸汽发生器、保温材料、玻璃等关键设备，以防止熔盐冻堵，因此一次性投资规模较大。经过光热发电配储市场培育，熔盐储热产业链发展较为成熟。若市场需求进一步扩大，产业链投资成本有望下降。

图 40：熔盐储热产业链梳理



资料来源：CHPlaza 清洁供热平台，光大证券研究所整理

2.6.4、产业化：百兆瓦级熔盐塔式光热电站并网发电

熔盐储热系统通常与光热发电联系在一起，1979 年开始的第二次石油危机使得光热发电等新能源研究兴起。1982 年美国 10MW 塔式光热发电站 Solar One 投入建设，其改进版本 Solar Two 装备了双罐熔盐储热系统，是熔盐塔式光热电站的鼻祖。但石油危机结束，光热电站资金支持力度减小，商业化进程放缓。

21 世纪初，西班牙在美国 Solar Two 技术基础上建设了 GemaSolar 电站，装配 15h 级双罐熔盐储能系统。随着 2012 年西班牙政府取消新建光热电站的电价补贴，其发展也偃旗息鼓。2016 年起，光热发电在中国迎来新的快速发展阶段，熔盐储热商业化步伐也随之加快。

中控德令哈 50 MW 塔式熔融盐太阳能热发电站项目是我国首批投入运行的以熔融盐为传热和储热介质的塔式项目，配备 7h 级熔盐储热系统，设计年发电量为 1.46 亿 KWh。项目于 2017 年 3 月 15 日正式开工建设，并于 2018 年 12 月 30 日并网发电。项目 95% 以上采用了国产设备，其运行表现良好验证了中国自主研发光热技术的先进性和国产设备的可靠性。

表 11：50MW 德令哈储热 7h 熔盐电站参数

科目	德令哈熔盐塔式光热发电项目
规模	50MW/350MWh
竣工时间	2018 年 12 月
工程总投资	10.5 亿元
储能时长	7h
单位投资额	3 元/Wh
设计年发电量	1.46 亿度
吸热器入口温度	熔盐：290 摄氏度
吸热器出口温度	熔盐：565 摄氏度

资料来源：可胜技术官网，中国新闻网，CSPPLAZA 光热发电网，光大证券研究所整理

首航高科敦煌 100MW 熔盐塔式光热电站是我国首个百兆瓦级光热发电项目，电站设计年发电量达 3.9 亿度。该电站由北京首航节能自主设计、投资和建设，是目前全球最高的熔盐塔式光热电站，于 2018 年 12 月 28 日成功并网投运。它是目前全球聚光规模最大、吸热塔最高、储热罐最大、建设周期最短、可 24 小时连续发电的 100 兆瓦级熔盐塔式光热电站。

图 41：首航高科敦煌 100MW 熔盐塔式光热电站



资料来源：CHPlaza 清洁供热平台

3、经济性是比较长时储能技术的最佳准绳

在第二章中，我们详细介绍了抽水蓄能、压缩空气储能、锂离子电池储能、钠离子电池储能、液流电池储能、熔盐储热六种储能方式。其中，抽水蓄能面临着一定的地理资源约束；锂离子电池储能和全钒液流电池储能面临着一定的矿产资源约束；熔盐储热面临着一定的应用场景制约。在本章中，我们暂时忽略资源约束问题，根据当前时点的情况，统一测算抽水蓄能、压缩空气储能、锂离子电池储能、钠离子电池储能、液流电池储能五种技术在长时储能场景下的平准化度电成本（Levelized Cost of Energy, LCOE）。以经济性作为各类长时储能技术的比较准绳。

3.1、计算方法：测算各类长时储能技术的 LCOE

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。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。令 NPV 等于 0 的放电电量电价即为全生命周期储能度电成本。 $NPV = \sum (\text{收入} - \text{成本}) / (1 + \text{折现率})^{\text{第}n\text{年}}$ 。令 $NPV=0$ ，得到上网电价，即度电成本。

收入计算方法

第 n 年的收入=第 n 年的上网放电电量*上网电价+第 n 年的其他收入来源

其中，年上网电量与储能容量、自放电率、循环衰退率、年循环次数和放电深度有关。

成本测算方法

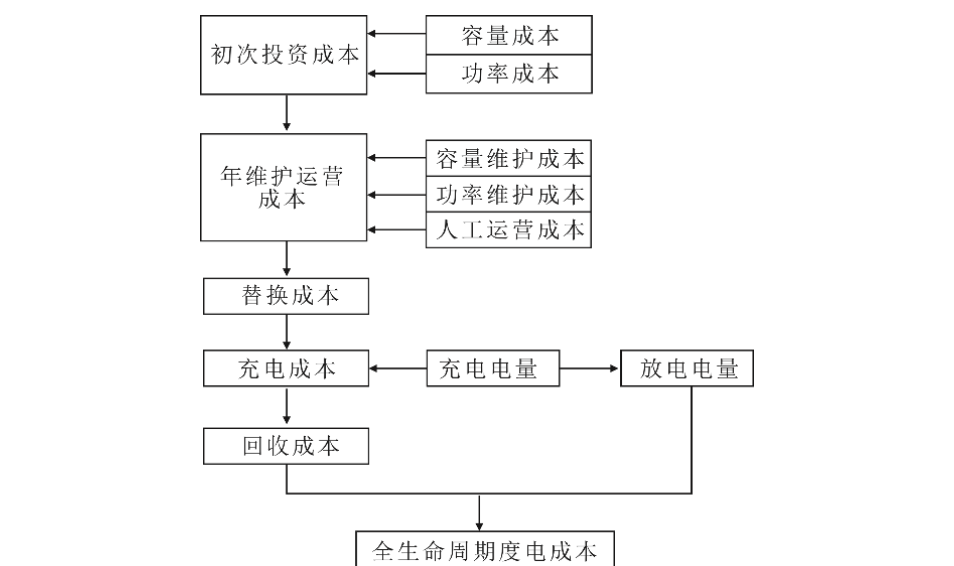
第 0 年的成本=初次投资成本

第 n 年的成本=年维护运营成本+替换成本+充电成本+回收成本（ $n \geq 1$ ）

细分成本结构如下：

- 1) **初始投资成本**，指储能系统建设时投入的总成本；
- 2) **年维护运营成本**，指储能系统每年运行和维护过程中产生的费用，可拆解为容量维护成本、功率维护成本和人工运营成本；
- 3) **替换成本**，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；
- 4) **回收成本**，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；反之则回收成本为负值。

图 42：成本计算方法示意图



资料来源：《储能技术全生命周期度电成本分析》文军等

3.2、核心假设：基于当前时点的技术与成本情况

在计算储能技术全生命周期成本之前，我们做出如下假设：

（注：关于抽水蓄能、压缩空气储能、磷酸铁锂电池储能的核心假设来自于论文《储能技术全生命周期度电成本分析》）

- 1) 假设储能电站仅依靠调峰获利，每年其他收入为 0。
- 2) 假设抽水蓄能和压缩空气储能技术的储能时间为 5h，电站的使用寿命分别按 50 年和 30 年设计，在生命周期内无需进行设备更换。
- 3) 假设锂离子电池、液流电池和钠离子电池的储能时间为 5h，电站的使用寿命均按 20 年设计，电池的循环寿命分别按 8000 次、20000 次和 3500 次计算。当电池达到使用寿命时，更换电池部分，其他设备无需更换。根据电化学性质决定，液流电池的循环寿命 > 锂离子电池的循环寿命 > 钠离子电池的循环寿命。
- 4) 假设抽水蓄能和压缩空气储能的装机功率分别为 100MW、60MW，锂离子电池、液流电池和钠离子电池储能的装机功率均为 10MW。
- 5) 假设抽水蓄能、压缩空气储能、锂离子电池、液流电池和钠离子电池的储能效率分别为 76%/60%/88%/75%/80%。
- 6) 假设抽水蓄能和压缩空气储能的放电深度均为 100%，锂离子电池、液流电池和钠离子电池的放电深度均为 90%。
- 7) 假设抽水蓄能、压缩空气储能、锂离子电池、液流电池和钠离子电池自放电率均为 0%。
- 8) 假设抽水蓄能和压缩空气储能无循环衰退，锂离子电池、液流电池和钠离子电池的循环衰退率分别为每次 0.004%/0.002%/0.004%。
- 9) 假设上述 5 种储能技术均不考虑回收成本（即使用寿命到期时，残值为 0），等效充放电次数均按 1 天 1 次循环，年循环 330 次计算。
- 10) 考虑充电电价为 0.288 元/kWh。

11) 以收益较好的光伏电站的 IRR 为参考，取折现率为 8%。

表 12：全生命周期成本计算的核心假设

项目	抽水蓄能	压缩空气储能	锂离子储能	液流电池储能	钠离子电池储能
储能容量/(MW·h)	500	300	50	50	50
装机功率/MW	100	60	10	10	10
单瓦时成本 (元/Wh)	1.6	1.4	1.7	3	2
初次投资成本/万元	79000	42000	8500	15000	10000
年运行维护成本/万元	1840	450	275	275	275
单位容量替换成本/(元·(W·h) ⁻¹)	-	-	0.9	-	1
报废成本率	0	0	0	0	0
折现率/%	8	8	8	8	8
储能效率/%	76	60	88	75	80
放电深度/%	100	100	90	90	90
自放电率/%	0	0	0	0	0
循环寿命/次	—	—	8000	20000	3500
使用寿命/a (日历)	50	30	20	20	20
循环衰退率/(%·次 ⁻¹)	0	0	0.004	0.002	0.004
年循环次数 Ny/(次·a ⁻¹)	330	330	330	330	330
充电电价/(元·(kW·h) ⁻¹)	0.288	0.288	0.288	0.288	0.288

资料来源：《储能技术全生命周期度电成本分析》文军等、中科海钠官网、中储国能官网，光大证券研究所整理

3.3、 初始投资成本、储能效率与循环寿命是三大核心因素

3.3.1、最便宜的长时储能：抽水蓄能、压缩空气、锂离子电池储能

在考虑充电成本情况下，抽水蓄能和压缩空气储能技术最为经济，而锂离子电池储能为现阶段度电成本最低的电化学储能技术，钠离子电池和液流电池度电成本较高。

表 13：5 种储能形式的全生命周期度电成本 (元/kWh)

项目	抽水蓄能	压缩空气储能	锂离子电池储能	液流电池储能	钠离子电池储能
考虑充电电价 (0.288 元/(kW·h)) 时度电成本	0.882	0.902	1.157	1.455	1.409
不考虑充电电价 (利用弃风弃光充电) 时度电成本	0.503	0.422	0.793	1.093	1.026
不考虑充电电价且折现率为 0 时度电成本	0.207	0.187	0.481	0.609	0.682

资料来源：光大证券研究所测算

3.3.2、压缩空气：效率提升至 65%时，经济性有望超过抽水蓄能

随储能效率提升，压缩空气储能技术的度电成本将持续下降，有望超过抽水蓄能，成为最经济的大规模储能技术。进行敏感性分析，初始投资成本为 1.4 元/Wh 时，假设储能效率提升至 70%/75%/80%，考虑充电电价的度电成本可下降至 0.834/0.806/0.782 元/kWh。目前，张家口 100MW/400MWh 先进压缩空气储能系统的设计效率已达到 70.4%，后续可持续观测其运营情况。

表 14: 压缩空气储能中, “度电成本” 对初始投资成本、储能效率的敏感性分析 (元/kWh)

		初始投资成本 (元/Wh)			
		1.4	1.3	1.2	1.1
储能效率	65%	0.865	0.838	0.812	0.785
	70%	0.834	0.807	0.78	0.753
	75%	0.806	0.779	0.752	0.726
	80%	0.782	0.755	0.728	0.702

资料来源: 光大证券研究所测算

3.3.3、锂离子电池: 锂价回落后, 仍是比较经济的长时储能方案

随产业化进程加速和原材料价格回落, 锂离子储能初始投资成本有望逐步下降, 将提升其储能经济性。进行敏感性分析, 储能效率为 88% 时, 假设 10MW/50MWh 锂离子电池储能系统的初始投资成本降至 1.5/1.2/1.0(元/Wh) 时, 考虑充电电价的度电成本为 1.081/0.966/0.890 元/kWh。

表 15: 锂电储能中, “度电成本” 对初始投资成本、储能效率的敏感性分析 (元/kWh)

		初始投资成本 (元/Wh)			
		1.7	1.5	1.2	1
储能效率	88%	1.157	1.081	0.966	0.890
	90%	1.149	1.072	0.958	0.882
	92%	1.141	1.065	0.950	0.874
	95%	1.130	1.054	0.939	0.863

资料来源: 光大证券研究所测算

3.3.4、液流电池: 初始投资成本和储能效率是两大掣肘因素

随产业化进程加速, 液流电池储能的初始投资成本有望下降, 其储能效率逐步上升, 将进一步改善液流电池的度电成本。进行敏感性分析, 储能效率为 75% 时, 假设 10MW/50MWh 液流电池储能系统的初始投资成本降至 2.5/2.0/1.5 (元/Wh) 时, 考虑充电电价的度电成本将下降为 1.293/1.132/0.971 元/kWh。

表 16: 液流电池储能中, “度电成本” 对初始投资成本、储能效率的敏感性分析 (元/kWh)

		初始投资成本 (元/Wh)			
		3	2.5	2	1.5
储能效率	75%	1.455	1.293	1.132	0.971
	79%	1.437	1.275	1.113	0.952
	83%	1.420	1.258	1.097	0.935
	87%	1.405	1.243	1.082	0.920

资料来源: 光大证券研究所测算

3.3.5、钠离子电池: 极致降本后, 可作为比较经济的长时储能方案

随产业化进程加速, 钠离子电池储能初始投资成本有望逐步下降, 大幅提升其储能经济性。进行敏感性分析, 储能效率为 80% 时, 假设 10MW/50MWh 钠离子电池储能系统的初始投资成本降至 1.6/1.3/1.0 (元/Wh) 时, 考虑充电电价的度电

成本为 1.263/1.153/1.044 元/kWh。当初始投资成本下降至 1.3（元/Wh）时，度电成本将低于当前锂离子电池。

表 17：钠电储能中，“度电成本”对初始投资成本、储能效率的敏感性分析（元/kWh）

		初始投资成本（元/Wh）			
		2	1.6	1.3	1
储能效率	80%	1.408	1.263	1.153	1.044
	83%	1.395	1.249	1.139	1.030
	86%	1.382	1.236	1.127	1.017
	89%	1.370	1.224	1.115	1.005

资料来源：光大证券研究所测算

4、投资建议

长时储能技术在全球范围内空间广阔。

从需求端：考虑到放量节奏和需求总量两方面因素，不应局限于国内，应放眼全球。考虑到中国制造业会凭借着技术和成本优势在全球范围内占领份额，此时应优选储能设备制造环节。

(1) 锂电：当前海外长时储能的主要选择，推荐宁德时代、阳光电源；关注比亚迪、国轩高科、亿纬锂能、星云股份、盛弘股份、科士达、科陆电子、英维克、青鸟消防、国安达；

(2) 压缩空气储能：技术进步加快，关注中储国能（未上市）、陕鼓动力；

(3) 钠离子电池：锂资源约束下的对冲技术，推荐宁德时代，关注华阳股份、中科海钠（未上市）、钠创新能源（未上市）、鼎胜新材、容百科技、当升科技。

(4) 液流电池储能：关注大连融科（未上市）、攀钢钒钛、河钢股份、上海电气、北京普能（未上市）、国网英大。

(5) 抽水蓄能：关注东方电气、哈尔滨电气、中国电建、浙富控股。

(6) 熔盐储热：关注西子洁能。

从供给端：考虑技术和成本两个角度，除了成熟的抽水蓄能与较为成熟的锂离子电池储能之外，其他各类新型长时储能技术中，技术进步相对较快、未来潜在的成本优势相对更优的为压缩空气储能。

5、风险分析

(1) 储能技术成本下降不及预期风险：若储能技术成本下降不及预期，储能行业整体的发展速度将受到较大的影响；

(2) 政策支持不及预期风险：当前储能行业的发展中，政策引领的效果显著，若储能行业未来政策支持力度不及预期，整个行业将会受到较大的影响；

(3) 新能源装机不及预期风险：新能源装机量的多少决定了对储能的需求量，若新能源装机不及预期，对于储能的需求也会不及预期，影响行业的整体发展。

行业及公司评级体系

评级		说明
行业及公司评级	买入	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 15%以上
	增持	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 5%至 15%；
	中性	未来 6-12 个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差-5%至 5%；
	减持	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 5%至 15%；
	卖出	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 15%以上；
	无评级	因无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使无法给出明确的投资评级。
基准指数说明：		A 股主板基准为沪深 300 指数；中小盘基准为中小板指；创业板基准为创业板指；新三板基准为新三板指数；港股基准指数为恒生指数。

分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

分析师声明

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的职业态度、专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观地出具本报告，并对本报告的内容和观点负责。负责准备以及撰写本报告的所有研究人员在此保证，本研究报告中任何关于发行商或证券所发表的观点均如实反映研究人员的个人观点。研究人员获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户反馈、竞争性因素以及光大证券股份有限公司的整体收益。所有研究人员保证他们报酬的任何一部分不与、不与，也将不会与本报告中的具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

法律主体声明

本报告由光大证券股份有限公司制作，光大证券股份有限公司具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格，负责本报告在中华人民共和国境内（仅为本报告目的，不包括港澳台）的分销。本报告署名分析师所持中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格编号已披露在报告首页。

中国光大证券国际有限公司和 Everbright Securities(UK) Company Limited 是光大证券股份有限公司的关联机构。

特别声明

光大证券股份有限公司（以下简称“本公司”）创建于 1996 年，系由中国光大（集团）总公司投资控股的全国性综合类股份制证券公司，是中国证监会批准的首批三家创新试点公司之一。根据中国证监会核发的经营证券期货业务许可，本公司的经营范围包括证券投资咨询业务。

本公司经营范围：证券经纪；证券投资咨询；与证券交易、证券投资活动有关的财务顾问；证券承销与保荐；证券自营；为期货公司提供中间介绍业务；证券投资基金代销；融资融券业务；中国证监会批准的其他业务。此外，本公司还通过全资或控股子公司开展资产管理、直接投资、期货、基金管理以及香港证券业务。

本报告由光大证券股份有限公司研究所（以下简称“光大证券研究所”）编写，以合法获得的我们相信为可靠、准确、完整的信息为基础，但不保证我们所获得的原始信息以及报告所载信息之准确性和完整性。光大证券研究所可能将不时补充、修订或更新有关信息，但不保证及时发布该等更新。

本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次发布时光大证券研究所的判断，可能需随时进行调整且不予通知。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本报告中的信息或所表述的意见并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及作者均不承担任何法律责任。

不同时期，本公司可能会撰写并发布与本报告所载信息、建议及预测不一致的报告。本公司的销售人员、交易人员和其他专业人员可能会向客户提供与本报告中所载观点不同的口头或书面评论或交易策略。本公司的资产管理子公司、自营部门以及其他投资业务板块可能会独立做出与本报告的意见或建议不相一致的投资决策。本公司提醒投资者注意并理解投资证券及投资产品存在的风险，在做出投资决策前，建议投资者务必向专业人士咨询并谨慎抉择。

在法律允许的情况下，本公司及其附属机构可能持有报告中提及的公司所发行证券的头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。投资者应当充分考虑本公司及本公司附属机构就报告内容可能存在的利益冲突，勿将本报告作为投资决策的唯一信赖依据。

本报告根据中华人民共和国法律在中华人民共和国境内分发，仅向特定客户传送。本报告的版权仅归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式、任何目的进行翻版、复制、转载、刊登、发表、篡改或引用。如因侵权行为给本公司造成任何直接或间接的损失，本公司保留追究一切法律责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

光大证券股份有限公司版权所有。保留一切权利。

光大证券研究所

上海

静安区南京西路 1266 号
恒隆广场 1 期办公楼 48 层

北京

西城区武定侯街 2 号
泰康国际大厦 7 层

深圳

福田区深南大道 6011 号
NEO 绿景纪元大厦 A 座 17 楼

光大证券股份有限公司关联机构

香港

中国光大证券国际有限公司
香港铜锣湾希慎道 33 号利园一期 28 楼

英国

Everbright Securities(UK) Company Limited
64 Cannon Street, London, United Kingdom EC4N 6AE