

长时储能技术路线及在 新型电力系统中的应用

执行摘要

THE LONG-DURATION ENERGY STORAGE TECHNOLOGY PATHWAYS AND THEIR APPLICATIONS IN NEW ELECTRICITY SYSTEM

Executive Summary

2024.12



编写单位：中关村储能产业技术联盟

中关村储能产业技术联盟 (CHINA ENERGY STORAGE ALLIANCE, 简称CNESA) 成立于2010年3月, 是中国最早的专注于储能领域的非营利性行业社团组织, 被北京市民政局评定为中国社会组织5A级社团。截至2023年底有630+家会员单位和数百家合作单位, 覆盖重点研究院所、电网企业、发电企业、电池厂商和储能系统集成商等各个领域。CNESA致力于推进我国储能政策制定和实施、促进储能产业商业化发展、加强储能关键技术研发, 推动我国储能产业与技术的健康、有序发展。

编写人：

李晨飞、岳芬、孙佳为、宁娜



支持单位：美国环保协会 (EDF) 北京代表处

本研究立足长时储能, 通过对长时储能定义、长时储能在新型电力系统中的作用以及长时储能成本下降潜力的研究分析, 总结长时储能发展面临的挑战, 并提出相关建议, 以期支撑大规模可再生能源并网及消纳, 助力中国“碳达峰、碳中和”目标实现。鉴于编写者能力有限, 编写中难免有疏漏和不足, 望业内专家批评指正。





目录

一、长时储能定义	2
二、长时储能技术多元化发展	4
1. 抽水蓄能	5
2. 压缩空气储能	6
3. 重力储能	7
4. 液流电池	8
5. 储热	9
6. 氢储能	9
三、长时储能成本下降潜力较大	11
1. 各类技术性能对比	12
2. 各类技术全生命周期成本预测	12
四、长时储能将在新型电力系统中发挥重要作用	13
1. 长时储能在新型电力系统中的应用	14
2. 长时储能市场空间展望	15
五、新型电力系统背景下的长时储能发展建议	16
1. 制定长时储能技术路线图	17
2. 促进新型长时储能技术攻关	17
3. 推动试点示范项目建设	18
4. 促进长时储能商业化进程	19
5. 加强长时储能知识产权保护	19
6. 加快长时储能标准体系建设	20
7. 完善政策机制保障体系	20

第一章

长时储能 定义



长时储能尚处于发展早期阶段，仅有少数国家明确了长时储能定义。

表 1 | 不同国家对长时储能的界定

美国	澳大利亚	韩国	中国
• 跨日长时储能:10-36小时 • 多日/周长时储能:36-160小时 • 季节性储能:160+小时	• 日内长时储能:12-24小时 • 多日长时储能:24-100小时 • 季节性储能:100+小时	• 长时储能:4小时以上	• 暂无

来源：CNESA收集整理

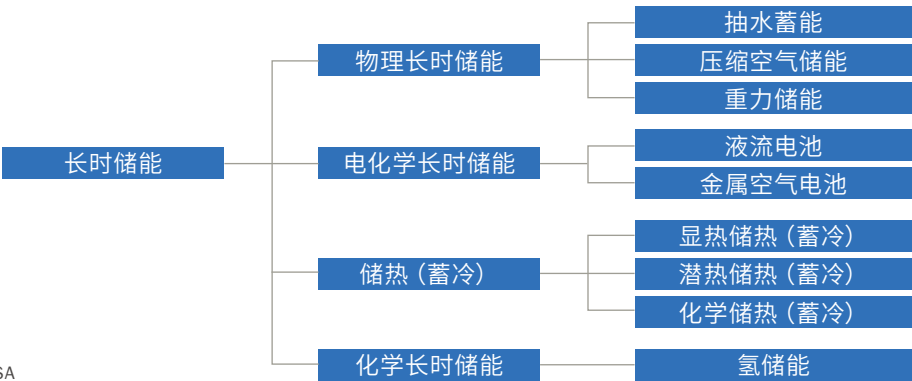
本课题基于我国可再生能源和电力系统的发展，将适合我国国情的长时储能定义为：在额定功率下能够实现持续放电4小时及以上，或者数天、数月的大规模低成本储能技术。

具体地，根据我国新型能源系统的发展阶段和灵活性储能的总体需求，长时储能技术又可以分为：

- (1) 中长时储能，主要是指在额定功率下持续运行（放电）4-10小时的储能系统；
- (2) 长时储能，主要是指在额定功率下持续运行（放电）10小时到1周的储能系统；
- (3) 超长时储能，主要是指在额定功率下持续运行（放电）1周以上的储能系统。

长时储能技术种类多样，包括物理长时储能、电化学长时储能、储热（蓄冷）和化学长时储能。新型储能是指除抽水蓄能外，以输出电力为主要形式的储能技术。因此除抽水蓄能外，其他长时储能技术可统称为新型长时储能技术。由于新型储能以输出电力为主要形式，因此电能转化为热能或氢能的单向技术应用场景，一般不列为新型长时储能。

图 1 | 长时储能技术分类



来源：CNESA

第二章

长时储能技术 多元化发展

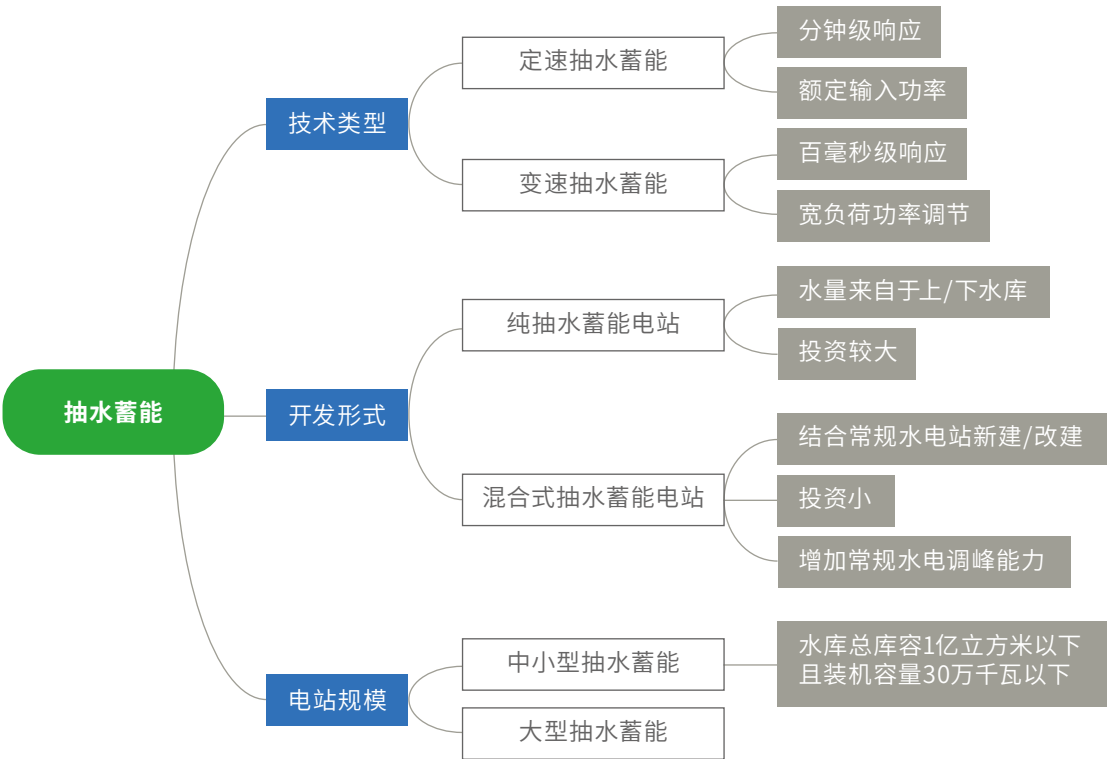


一、抽水蓄能

抽水蓄能电站由上水库、下水库、输水道、厂房及开关站等部分组成。抽水工况下，电网中的电能驱动电动发电机旋转，带动水泵水轮机把下水库的水抽至上水库，将电网中的电能以水势能的形式储存起来；发电工况下，上水库的水流向下水库推动水泵水轮机旋转，带动电动发电机发电并向电网传输，将水的势能转换为电能。

抽水蓄能根据技术类型、开发形式和电站规模可分为不同类型，目前主要为定速的大型抽水蓄能电站，目前主要研究方向为对电网更为友好的变速抽水蓄能，此外，随着大型抽水蓄能电站站址资源减少，中小型抽水蓄能电站逐渐增多。

图 2 | 抽水蓄能技术分类



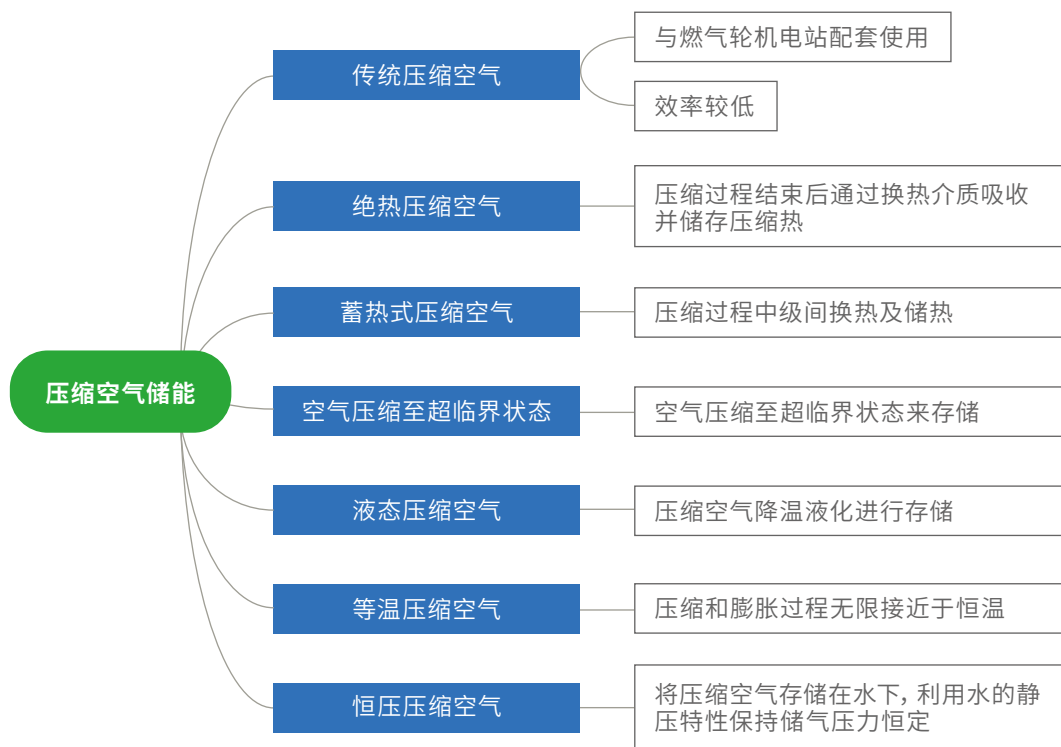
来源: CNESA

二、压缩空气储能

压缩空气储能是指利用压缩机将低谷电、不稳定的新能源弃电等电能转化为空气介质压力内能和储热介质的内能，并分别存储于储气单元和储热单元中，在用电需求高峰时释放高压空气经透平膨胀做功后发电的一种储能方式。压缩空气储能系统主要包括压缩子系统、储气子系统、膨胀发电电子系统和蓄热换热子系统等，其主要设备包括压缩机、透平膨胀机、储气装置、电动机、发电机、控制系统和辅助设备，其中压缩机和透平膨胀机是最主要的核心部件。

压缩空气储能包括传统补燃压缩空气储能、绝热压缩空气储能、蓄热式压缩空气储能、液态空气储能、等温压缩空气储能、空气压缩至超临界状态及恒压压缩空气储能等。目前大规模工程应用主要为蓄热式压缩空气储能，液态空气储能、等温压缩空气储能、恒压压缩空气储能等压缩空气储能技术也受到广泛关注。

图 3 | 压缩空气储能技术分类



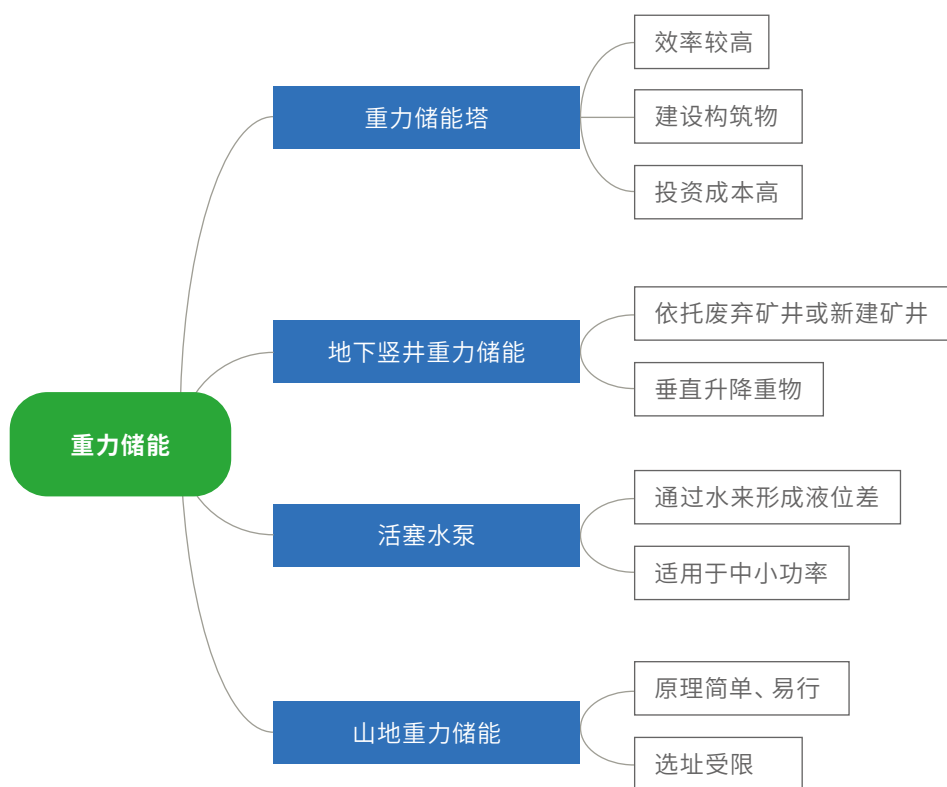
来源: CNESA

三、重力储能

重力储能原理与抽水蓄能类似，主要是将固体重物通过物理升降牵引发电设施，实现储电放电。储能载体可以是石头、沙子或其他密度较大且容易就地取材的物体，建造地点可以是天然的山体、矿井，也可以是自建塔架、地下洞穴等。重力储能存储和释放能量的多少，与落差高度、坡度、重物质量等有关。

重力储能主要有重力储能塔、地下竖井重力储能、山地重力储能、活塞水泵等。百兆瓦时级重力储能塔示范项目已经投运，但成本较高。

图 4 | 重力储能技术分类



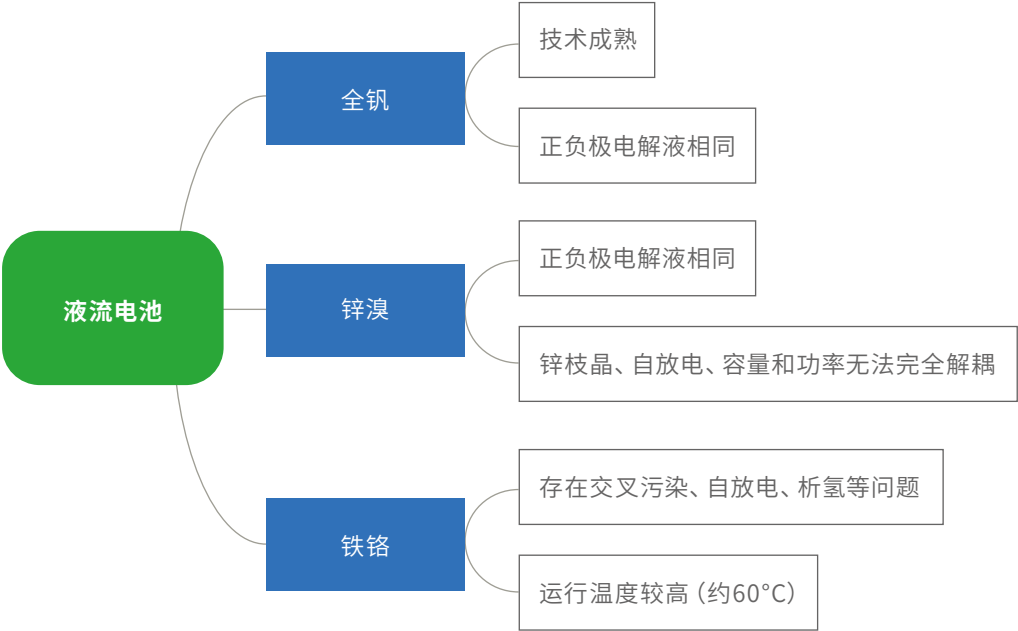
来源：CNESA

四、液流电池

液流电池是一种正、负极活性物质均为液体的电化学电池，其液态活性物质既为电极活性材料，又为电解质溶液，分别储存在独立的储液罐中，通过外接管路和流体泵使电解质溶液流入电池堆内进行反应。

根据电极活性物质的不同，液流电池可以分为全钒液流电池、锌溴液流电池、铁铬液流电池等技术。百兆瓦级全钒液流电池示范项目已经投运，但成本较高，一些机构正在开发锌溴液流电池、铁铬液流电池等新型液流电池技术。

图 5 | 液流电池技术分类



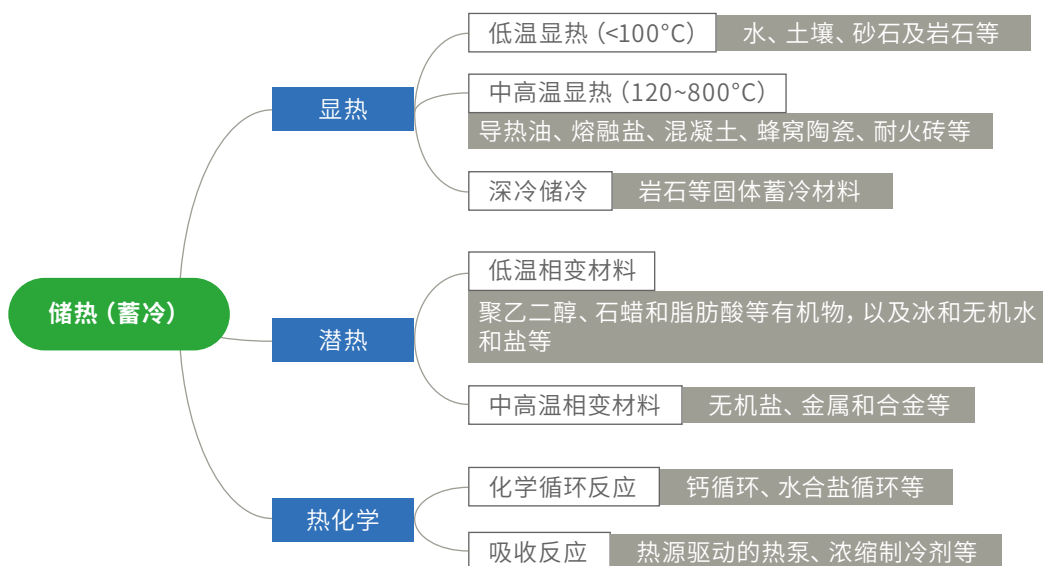
来源：CNESA

五、储热

储热技术是将太阳能光热、地热、工业余热、低品位废热等储存起来，在需要的时候释放，以解决由于时间、空间或强度的热能供给与需求间不匹配所带来的问题。在电力领域，主要指电到电的储热技术。

根据储热的原理，可以将储热技术分成显热、潜热和热化学三种形式，目前较为成熟的是热水、熔融盐、耐火砖等储热技术。储热技术已经广泛应用于火电灵活性改造、光热发电、风光+储热、用户侧供热（或蒸汽）、跨季储热、深冷储冷等领域。

图 6 | 储热技术分类



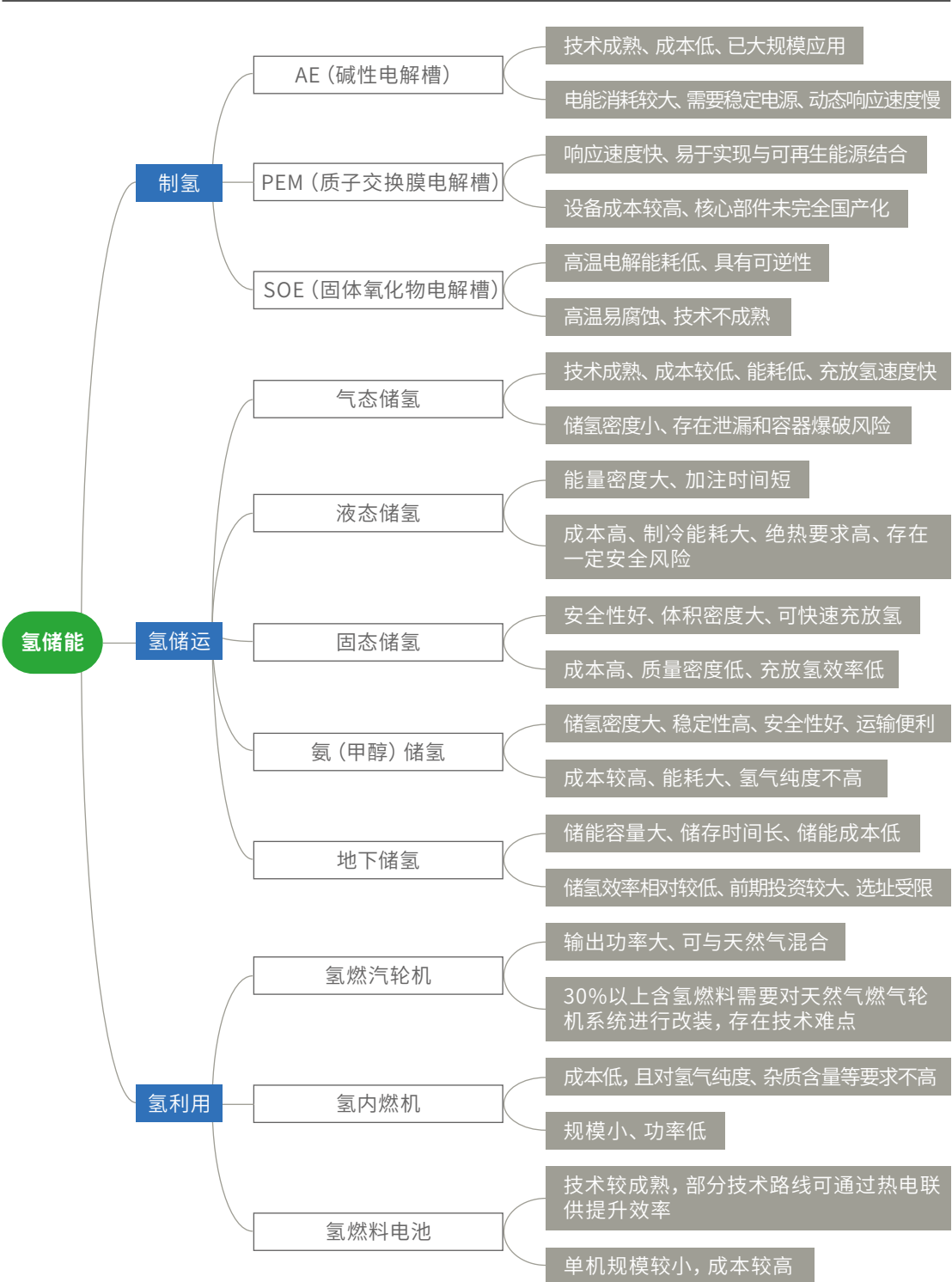
来源：CNESA

六、氢储能

氢储能是一种化学储能，可以实现大规模、长周期、跨地域储能，主要包括制氢、氢储运和氢利用三个环节。本文氢储能主要是指可再生能源生产的清洁氢，在可再生能源大发时通过电解水制氢促进可再生能源消纳，并在电网需要时向电网供电。

电解水制氢技术是在充满电解液的电解槽中通入直流电，水分子在电极上发生电化学反应，分解成氢气和氧气，技术路线有碱性电解槽（AE）、质子交换膜电解槽（PEM）和固体氧化物电解槽（SOE）等。氢储运的技术路线有气态储氢、液态储氢、固态储氢、氨（醇）储氢和地下储氢等。在电力领域，氢能主要通过氢燃气轮机、氢内燃机和氢燃料电池发电。

图 7 | 氢储能技术分类



来源: CNESA

长时储能成本 下降潜力较大



一、各类技术性能对比

各类长时储能技术性能特点各异。效率方面，抽水蓄能和重力储能效率较高，而熔盐储热和氢储能效率较低。寿命方面，抽水蓄能、压缩空气储能、重力储能等物理储能寿命较长。安全性方面，除氢能外，大部分长时储能安全性较高。环境适应性方面（综合考虑建设选址要求和运行环境要求），抽水蓄能和压缩空气储能环境适应性一般。响应速度方面，液流电池具有明显优势。

表 2 | 各类长时储能技术性能对比

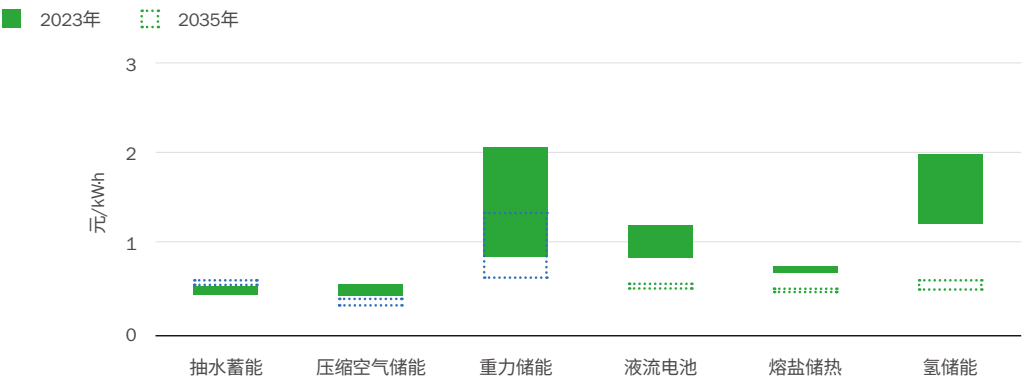
	效率	寿命	安全性	环境适应性	响应速度
抽水蓄能	75-80%	30-50年	好	一般	分钟级
压缩空气储能	60-75%	30-50年	好	一般	分钟级
重力储能	70-85%	30年+	好	较好	秒级
液流电池	60-75%	15000-20000次(20年)	好	较好	毫秒级
熔盐储热	40-50%	20年	好	好	分钟级
氢储能	25-35%	15-20年	一般	好	分钟级

来源：CNESA

二、各类技术全生命周期成本预测

基于现阶段及未来储能技术投资成本及性能参数调研，对不同储能技术全生命周期度电成本进行分析。当储能时长为8小时，目前盐穴压缩空气储能和抽水蓄能度电成本较低。预计未来新型长时储能随着技术不断成熟以及规模化应用，度电成本逐渐降低，预计2035年压缩空气储能、抽水蓄能、液流电池、熔盐储热等多个长时储能技术年利用次数为250次时全生命周期度电成本降至0.3-0.5元/kW·h。

图 8 | 长时储能成本预测



注：假设储能时长为8小时，年利用次数为250次。不同储能技术细分技术路线当前成本差异较大，导致各储能技术全生命周期度电成本范围较宽。

来源：CNESA

长时储能将在 新型电力系统中 发挥重要作用



一、长时储能在新型电力系统中的应用

长时储能对于实现“碳达峰碳中和”目标至关重要，未来长时储能有望在电源侧、电网侧、用户侧、源网荷储一体化、新能源大基地等应用领域发挥重要作用。其中电源侧可以提升火电灵活性以及运行效率，减少新能源弃电；电网侧可以减少或延缓输配电网升级投资，同时为大电网提供调峰、黑启动、惯量响应、备用等服务；用户侧可以减少用户电费，改善电能质量，减少紧急停电和电压不稳造成的经济损失，构建局域微电网的场景下，长时储能可以助力局域电网实现削峰填谷、减少分布式能源弃电和提升供电可靠性；源网荷储一体化场景下，可以通过能量时移减少供需错配以及维持局域电网稳定；新能源大基地场景下，可以通过能量时移减少弃风弃光电量，同时提升外送通道利用率，以及提高基地送电可靠性。

表 3 | 长时储能在新型电力系统中的作用

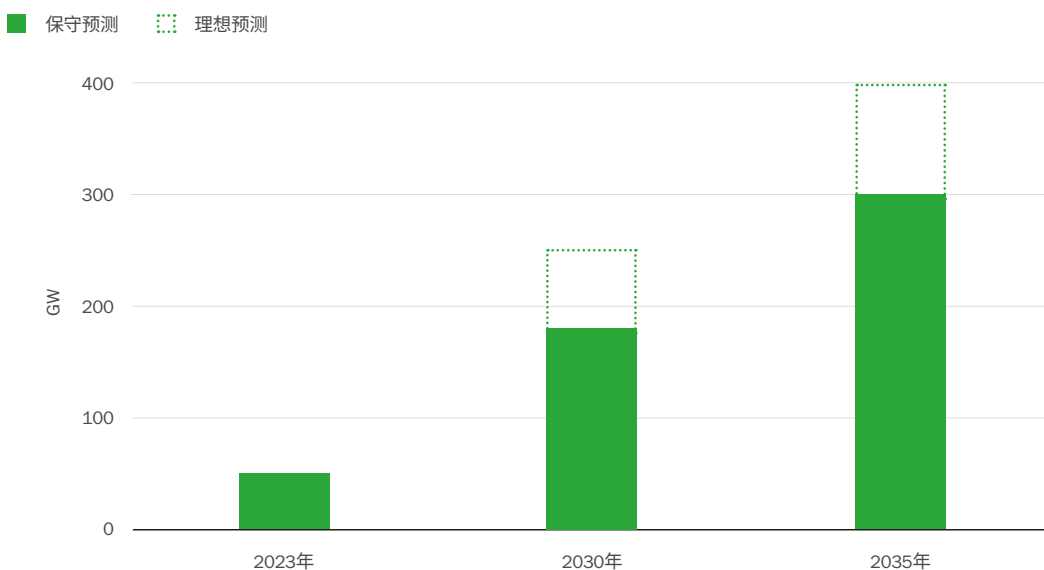
应用场景		功能	短时储能 (0-30MIN)	中时储能 (1-4H)	长时储能 (≥4H)
电源侧	火电配储	调频	●		
		灵活性改造			●
	风光配储	能量时移		●	●
		提高发电质量	●		
电网侧	减少/延缓输配电网升级			●	●
	调峰			●	●
	调频		●		
	爬坡			●	
	惯量响应		●		●
	黑启动			●	●
	调压		●		
	备用			●	●
用户侧	工商业配储	减少电费		●	●
		改善电能质量		●	●
		需求侧响应	●		
		削峰填谷		●	●
	局域微电网	减少分布式能源弃电		●	●
		提升供电可靠性	●	●	●
源网荷储一体化		维持局域电网稳定	●	●	●
		能量时移		●	●
新能源大基地	提高基地送电可靠性		●	●	●
	能量时移			●	●
	提高大基地对受端电网的支撑能力		●	●	

来源：CNESA

二、长时储能市场空间展望

根据国家能源局数据，2023年，全国风电、太阳能合计发电量14691亿千瓦时，在总发电量中占比15.8%。结合国家及地方政府抽水蓄能、新能源等发展规划，对长时储能规模进行预测。预计“十五五”期间，长时储能需求逐渐凸显，新增长时储能时长主要为4-10小时，保守场景下规模达到180 GW，理想场景下规模达到250 GW，仍以抽水蓄能为主，辅以压缩空气储能、电化学储能等新型长时储能，部分新能源占比高的西北地区省份首先出现24小时以上长时储能需求。2035年，预计长时储能需求规模进一步增加，保守场景下达到300 GW，理想场景下达到400 GW，时长以4-24小时为主，新型长时储能规模逐渐增加。

图9 | 长时储能规模预测



来源: CNESA

第五章

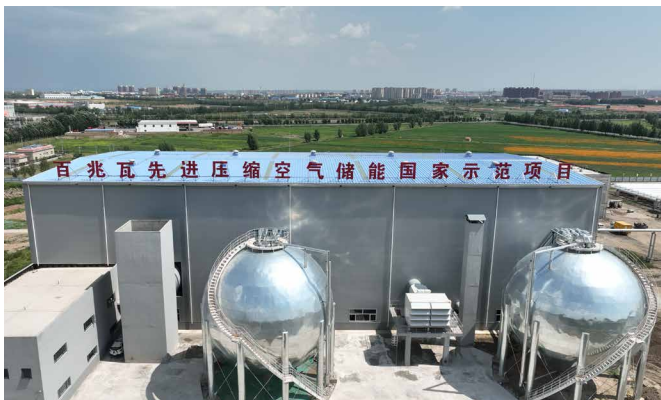
新型电力系统 背景下的长时 储能发展建议



1. 制定长时储能技术路线图

制定长时储能技术中长期发展目标 and 实施路径。美国、澳大利亚等国家已经制定了长时储能发展规划，对于长时储能不同时长范围需求规模做了详细测算。国内尚处于新型电力系统发展早期，且电力供需结构与其他国家有所差异，对于长时储能调节需求出现时间节点和需求量没有成熟经验借鉴。建议基于中国电网及电力供需结构特点，从场景出发推导长时储能新型电力系统中的作用和意义，

结合既有的火电、需求侧资源的调节能力及调节方式，分析长时储能的需求规模与时长，科学合理制定长时储能技术中长期发展目标和实施路径，支撑新型电力系统的建设。



从步骤上，由于2030年以前新型电力系统需求以日内长时储能为主，短期内建议重点制定日内长时储能成本性能提升目标及应用推广计划，周/月/季度长时储能以关键技术攻关为主，提出各储能技术重点性能指标目标。长期来看，新能源将成为新型电力系统的主力电源，长时储能应用场景将进一步扩展，建议细化不同应用场景下长时储能技术的发展目标，如源网荷储一体化以及工业、建筑、交通等Power-to-X应用领域的深度融合等。

2. 促进新型长时储能技术攻关

一是鼓励多元化长时储能技术攻关。目前国内长时储能技术路线中仅抽水蓄能属于成熟技术，全钒液流电池、压缩空气储能、熔盐储热、重力储能等技术处于技术示范或验证阶段，且部分技术路线度电成本较高，新型电力系统需要低成本高性能的新型长时储能作为支撑，仍需加大对新型长时储能技术攻



关投入。短期内加快实现盐穴/人工硐室压缩空气储能、全钒液流电池、铁铬液流电池、塔式重力储能、熔盐储热等技术的工程化及应用难点突破，满足构建新型电力系统日内调节需求；长期来看，应加大压缩空气储能低成本储罐、多电子转移液流电池、热化学储热、固体氧化物燃料电池等前沿技术的研发投入，满足构建新型电力系统周/月/季度调节需求。

二是积极开展国际合作与交流。目前国内在金属空气电池、铁基液流电池、固体氧化物燃料电池等前沿技术方面仍落后于国外，建议与国外机构共同开展长时储能技术研发，积极参与国际分工合作，推动长时储能全产业链关键核心技术、材料和装备的研究进展，加快全球“碳中和”目标进程。鼓励境外企业和科研机构在我国设立研发机构，支持符合条件的外商投资企业与国内企业、科研院所合作申请国家科研项目。

3. 推动试点示范项目建设

一是开展不同技术路线试点示范。目前新型长时储能尚无可以回收成本的商业模式，而新型长时储能项目由于技术不够成熟、产业链建设不完善，投资金额通常较大，导致目前试点示范项目仍以锂离子电池为代表的短时储能为主。应根据长时储能技术发展阶段，有序推进长时储能技术的示范应用。以示范项目推动新技术应用实施，促进长时储能技术成果落地，同时带动相关产业的技术升级，提升长时储能效率、寿命、成本等多维度市场竞争力。



二是深化不同应用场景、不同地区试点示范。新型电力系统下，不同应用场景对长时储能需求不尽相同，如东部发达城市对长时储能能量密度要求较高，西北沙戈荒、东部沿海、东北严寒地区等不同环境对长时储能温度、湿度、抗风沙等要求各不相同，需要结合试点示范项目，深化不同应用条件下储能装备、系统集成、安全防护等方面的关键技术研究。

三是加强试点示范项目的监督管理。目前示范项目管理评估并不严格，需要对试点示范项目进行长期跟踪监测，定期对试点示范项目建设及运行情况进行分析评估，验证其技术指标达成情况和对新型电

力系统的支撑作用是否符合预期。为新技术、新产品、新方案实际应用效果提供科学数据支撑，为国家制定产业政策和技术标准提供科学依据。



四是试点示范项目先行先试。受经济不景气、成本疏导困难影响，目前国家对电力市场价格、市场机制方面政策出台较为慎重，建

议对试点示范项目进行政策先行先试，在示范长时储能技术的同时，对长时储能商业模式进行创新和示范，同步推进长时储能技术与商业模式的进程。

4. 促进长时储能商业化进程

一是增强长时储能产业化能力。目前许多长时储能技术掌握在高校、研究机构以及创业企业手中，其产业化经验、资源整合能力较弱，长时储能的商业化进程较缓慢。建议具有自主知识产权和核心竞争力的骨干企业，通过引入具有产业化经验的战略伙伴，积极推动长时储能商业化发展。鼓励重点企业通过强强联合、兼并重组延伸产业链，提高附加值。重视发挥中小企业的创新作用，引导中小企业走“专精特新”发展道路，打造单项冠军企业，提高对大企业、大项目的配套能力。鼓励建立以优势企业为龙头，联合产业链上下游核心企业的创新联合体，形成以长时储能本体技术为主体、上下游紧密结合的产业体系，支撑新型电力系统建设。

二是统筹总体布局。建议建立健全长时储能产业统计监测体系，加强对长时储能产能规划实施的跟踪分析，把握行业运行动态，及时发布相关信息，促进长时储能与新型电力系统各环节融合发展。坚持以需定产，在能够支撑新型电力系统建设的前提下，避免重复建设，引导和规范长时储能产业有序发展。



5. 加强长时储能知识产权保护

加强长时储能企业和科研机构知识产权保护。中国创新主体数量多，主要以国内专利申请为主，国外专利申请较少，不利于国际市场竞争。此外，国内企业和科研机构缺乏专利战略布局经验，分散化的

专利申请对于知识产权保护效果较差。最后，国内创新以改进型创新为主，原始创新、颠覆性技术创新较少，容易导致产品同质化严重的问题。建议应加强企业和科研机构的专利保护意识，及时系统化地做好相关领域的专利申请和布局，同时加大原始创新，实现技术创新成果的市场价值最大化。



6. 加快长时储能标准体系建设

加快各类长时储能技术标准体系建设。长时储能发展尚处于早期阶段，标准体系尚不完善。需要根据各长时储能技术发展阶段，逐步完善和更新各类长时储能技术标准体系，涵盖长时储能基础通用、规划设计、设备试验、施工验收、并网运行、检测监测、运行维护、安全应急等领域的标准体系，促进长时储能健康有序发展。鼓励龙头企业积极参与各类标准研制工作，支持有条件的社会团体制定发布相关标准。

7. 完善政策机制保障体系

一是探索长时储能成本回收机制。长时储能具有储能规模大、时长长的特点，度电成本高，回收成本困难，需要尽可能的允许长时储能参与各类电力市场，包括现货市场，以及爬坡、黑启动、备用等辅助服务市场。同时，相比于短时储能，长时储能更多的体现的是容量价值，需要针对长时储能建立容量补偿机制，通过测算分析长时储能容量需求和经济补偿需求，给与长时储能适当的容量补偿，根据长时储能技术发展情况和成本下降情况，适时调整容量补偿标准。逐步推动建立市场化的容量成本回收机制，探索长时储能的容量价值评价原则，通过市场竞价的方式，引导经营主体合理投资，保障电力系统长期容量充裕。

二是完善长时储能成本疏导机制。目前新型储能成本主要由发电侧承担，然而长时储能可以提高新能源的消纳率和促进新型电力系统的安全稳定，发电、输电、配电和用电均能从长时储能的应用中受益。需要将长时储能成本合理疏导至各受益方，探索“谁提供、谁获利；谁受益、谁承担”的成本疏导机制，建立起长时储能投资成本回收的长效市场机制。此外，长时储能可以直接或间接地实现新能源对传统化石能源发电的替代量，显著降低全社会的碳排放量。建议加快绿电、绿证、碳交易的政策与市场体系建设，体现长时储能在推动能源转型和碳减排方面的作用，拓宽长时储能收益来源。



图片来源

中储国能10MW/100MW/300MW压缩空气储能示范项目

中广核德令哈50MW光热储热发电示范项目

大连恒流100MW全钒液流电池储能示范项目

CNESA 中关村储能产业技术联盟
China Energy Storage Alliance

北京市海淀区中关村东路66号世纪科贸大厦
B座25层2510室 (100190)
+86-10-65667066
member@cnesa.org



Environmental
Defense
Fund

美国环保协会北京代表处

中国北京市东城区安定门东大街28号C501室, 100007
+86-10-64097088
www.edf.org | www.cet.net.cn