



中国储能领域化工新材料应用机会及投资机遇

银鞍资本 李昀宏

2023年9月. 宁波

1

中国中化&银鞍资本简介

2

储能行业背景与发展现状

3

储能领域化工材料应用机会

中国中化为国务院国资委监管的综合性化工企业

中国中化控股有限公司（Sinochem Holdings）由（原）中化集团与（原）中国化工集团联合重组而成
中国中化为国务院国资委监管的重要骨干企业，全球规模最大的综合性化工企业
公司员工22万人，在150余个国家&地区拥有生产基地及研发设施



中国中化涵盖八大业务版块，核心为化工新材料&生命科学

 <h2>生命科学</h2> <p>农化 动物营养</p>	 <h2>材料科学</h2> <p>工程塑料 硅材料 聚合物添加剂 氟化工 电子化学品 特种纤维 锂电池材料</p>	 <h2>基础化工</h2> <p>石油化工 氯碱化工 煤化工 无机化工</p>	 <h2>环境科学</h2> <p>水 大气 固废 土壤修复和检测 以咨询设计、工程服务等为主</p>	 <h2>轮胎橡胶</h2> <p>消费用轮胎 工业用轮胎</p>	 <h2>机械装备</h2> <p>塑料机械 橡胶机械 化工装备和现代制造服务解决方案</p>	 <h2>城市运营</h2> <p>地产开发 酒店经营</p>	 <h2>产业金融</h2> <p>FOTIC 中国外贸信托 信托 融资租赁 人寿保险 商业保理 证券投资基金 金融期货</p>
--	---	---	--	--	--	--	---

中国中化下属企业

 <p>syngenta 先正达</p>	 <p>中化国际(控股)股份有限公司 SINOCHEM INTERNATIONAL CORPORATION</p>	 <p>HALCYON</p>	 <p>AEOLUS 风神轮胎</p>	 <p>中化蓝天 SINOCHEM LANTIAN</p>	  <p>诺安基金管理有限公司 LION FUND MANAGEMENT CO.,LTD. 智汇财富 稳见未来</p>	
 <p>LUXI</p>	 <p>CHE</p>	 <p>Krauss Maffei Pioneering Plastics</p>	 <p>ADAMA 安道麦</p>	 <p>Elkem</p>	 <p>PIRELLI</p>	 <p>中化 SINOCHEM</p>  <p>中化环境控股有限公司 SINOCHEM ENVIRONMENT HOLDING CO.,LTD.</p>

银鞍资本

银鞍资本成立于2018年9月，由中国中化集团有限公司化工事业部和金融事业部联合发起，并联合业内领先的民营上市公司惠生工程、山西亚鑫集团，以及团队持股平台共同成立的混合所有制的专业股权投资和资产管理公司。



“看到本质，洞悉未来，尊重人性”



新材料基金
~10亿元



新能源基金
~5亿元



环保基金
~2亿元



先进制造基金
~2亿元

投资理念

- ✓ 专注有限产业领域，构建核心能力圈
- ✓ 以合理的估值理性投资，不盲目追逐热点
- ✓ 以专业视角寻找独具优势的领先硬科技企业
- ✓ 全力以赴做好投后服务，提升企业成长速度和质量
- ✓ 主要投资从VC到Pre-IPO阶段的成长型企业

重点投资领域



新材料

- 特种树脂、电子化学品、半导体材料、特种催化剂等细分领域



新能源

- 光伏、风电、锂电池、氢能等新能源产业的全产业链领域



生命科学

- 合成生物学材料、生物可降解材料等化工产业新型领域



先进制造

- 新能源汽车系统、工业SaaS、物联网等领域



绿色环保

- 锂电回收、高性能污水处理膜等领域

投资案例



中自科技
ZHONGZI TECH



氢晨科技
H-RISE



瑞浦能源
REPT



如舰新材
ROLECHEM



金凯循环
KEYKING RECYCLING



Benzo



OCA's
OIMIDE



ECTEK
Advanced Electronic Systems Co., Ltd.



习尚喜

1

中国中化&银鞍资本简介

2

储能行业背景与发展现状——创新无限

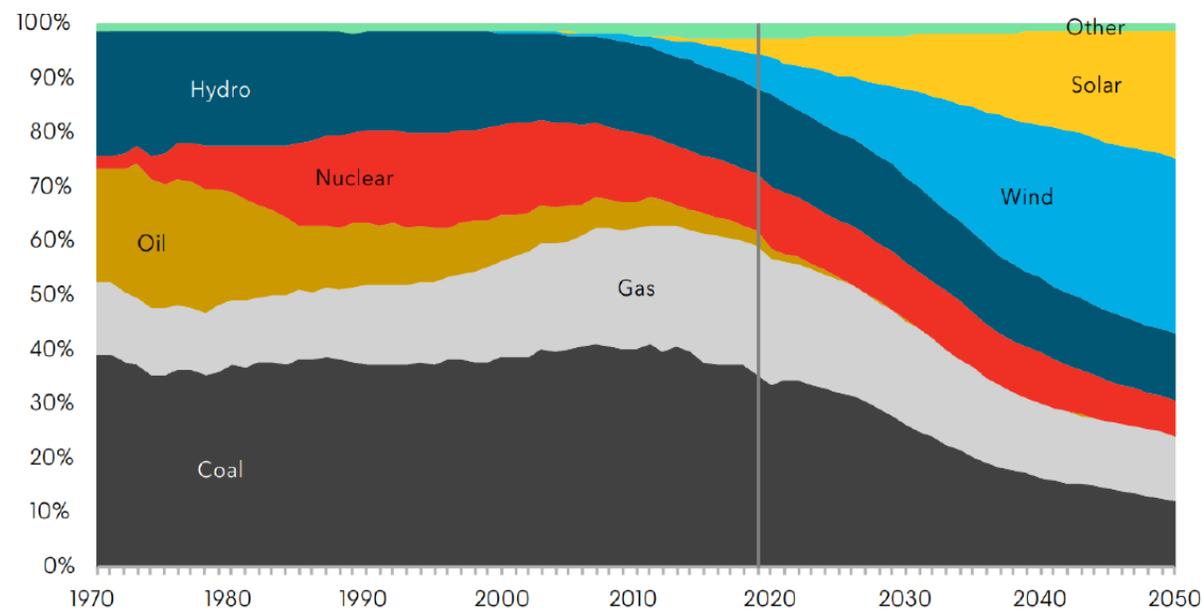
3

储能领域化工材料应用机会

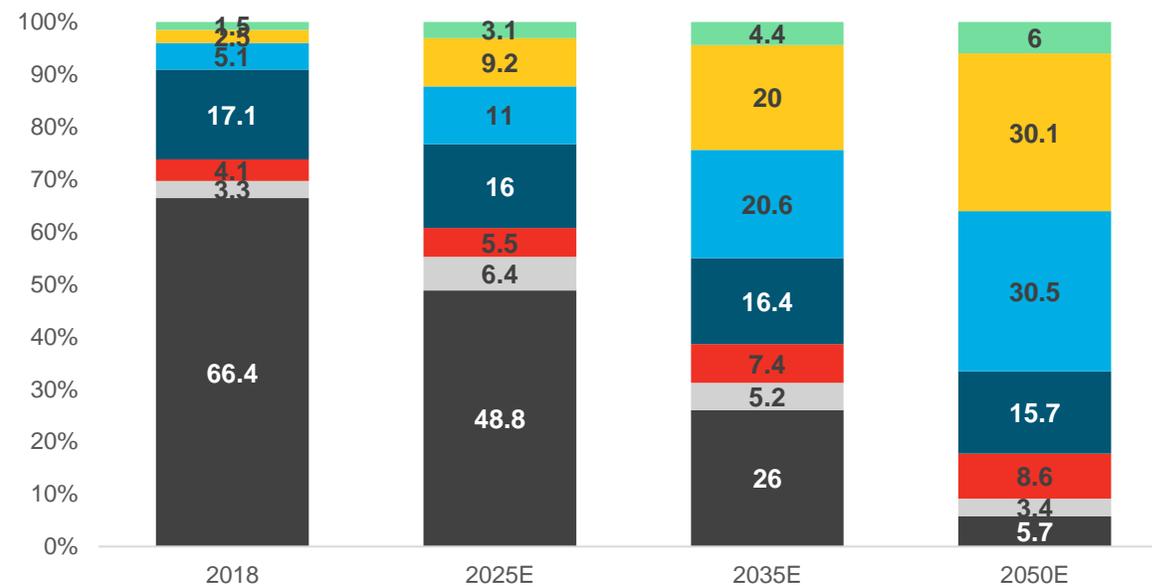
新能源革命势在必行，以风光发电为主的可再生能源将成为未来电力的主要来源

- 全球电力系统正在经历从传统能源向新能源转型的过程，据彭博新能源财经（BNEF）预测，2050年化石燃料占比将降至24%，风光发电将提供全球56%的发电量，较目前有6倍以上增长空间
- “双碳”目标下，中国将用30年左右时间来完成全球最高碳排放强度降幅，电力行业深度脱碳势在必行，最大限度地部署光伏和风电，是中国以最低成本实现电力供应脱碳的方式

全球电力结构预测



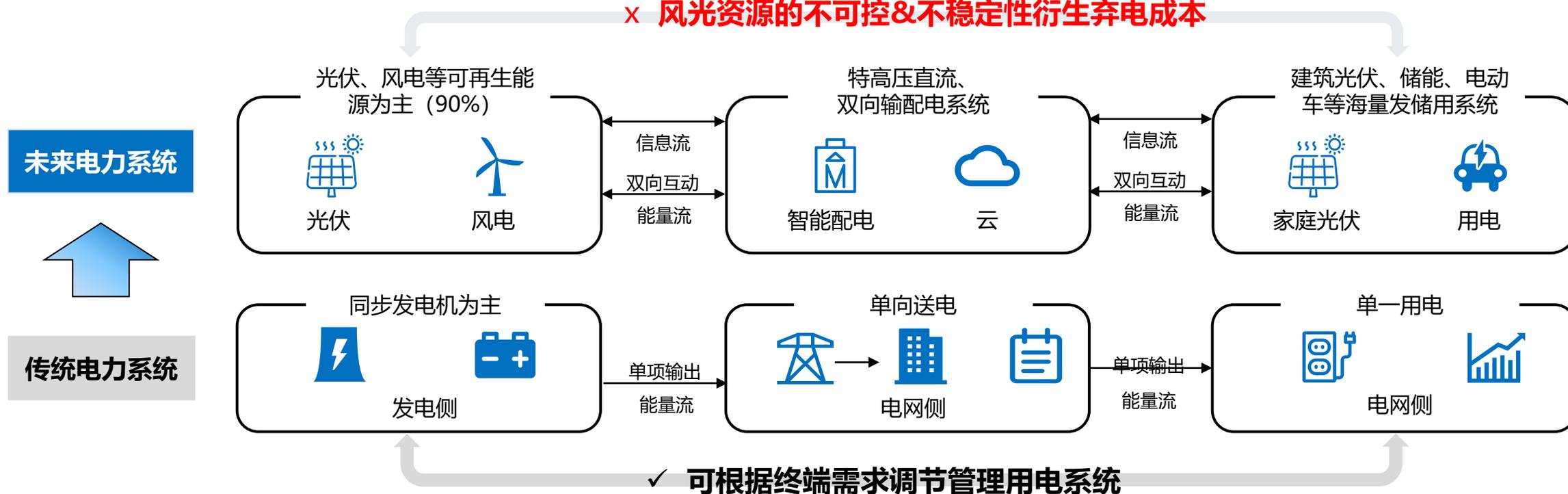
中国电力结构预测



风光资源的不可控&不稳定属性，对电网灵活性提出更高要求，电力系统迎来升级迭代

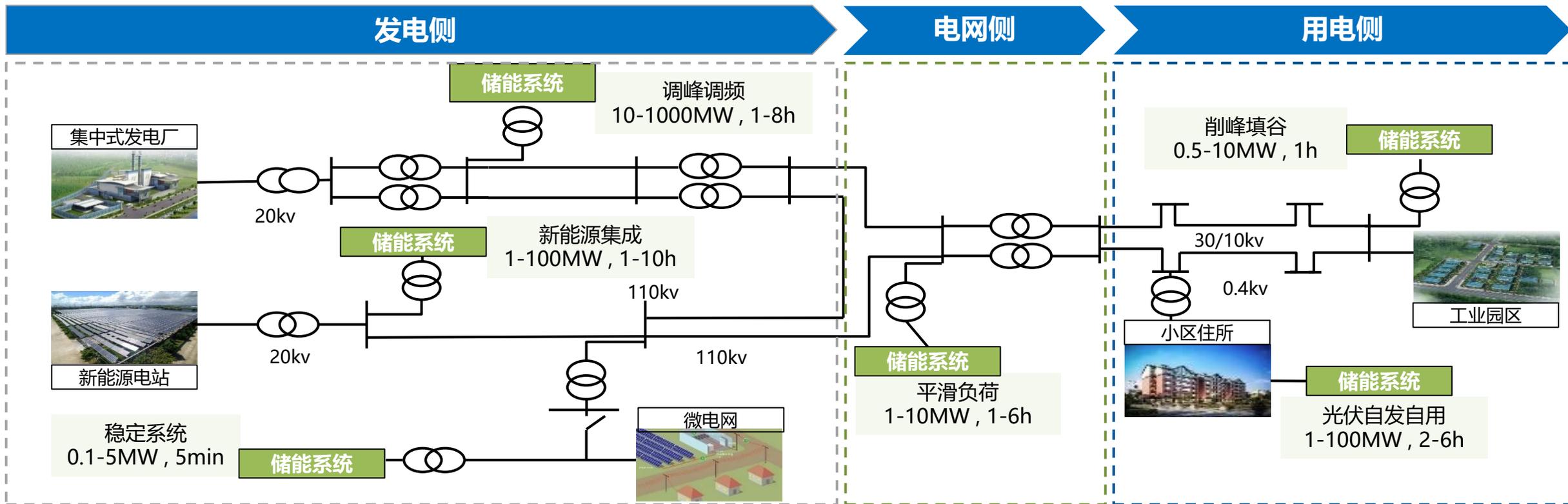
- 传统电力系统主要是发电端对用电端的单向输出，发电端可对用电情况进行较为准确的预测，同步匹配用电系统并在运行过程中滚动调节运行，实现电网系统的稳定运行
- 新型电力系统要求发电侧与用户侧双向互动，风光资源的不可控导致发电端难以在用电时间及用电负荷上与用户侧相匹配，产生弃电弃光等资源浪费现象；此外，风光电的短周期波动不稳定性还会对电网稳定和安全造成威胁

x 风光资源的不可控&不稳定性衍生弃电成本



应用场景：储能应用贯穿整个新型电力系统

储能是新型电力系统的关键支撑技术，广泛应用于发电侧、电网侧、用户侧



电源调频辅助服务

- 平滑出力波动及出力跟踪
- 事故应急，瞬时平滑出力

备用长时储能，补充用电缺口

- 长时电网调峰
- 提高用电可靠性

系统调峰，削峰填谷

- 提供快速功率缓冲
- 快速调频，稳定电网

峰谷套利，降低成本

- 光伏自发自用配套
- 用户侧事故应急

- 通讯基站
- 数据中心

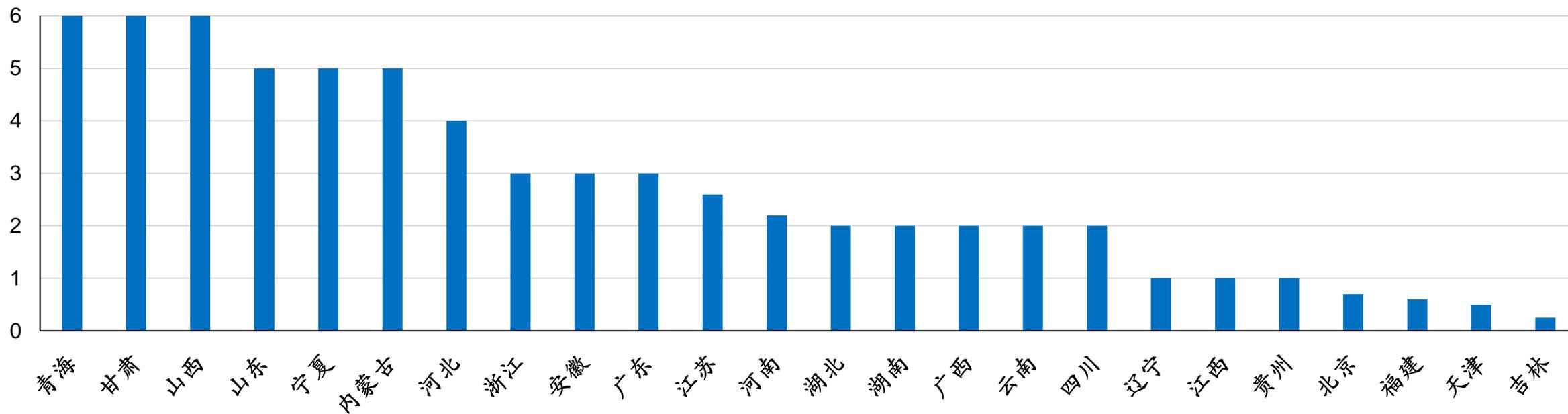
电力储能

其他

中央联合地方多维度推动储能产业发展，助力新型电力系统的维稳消纳

- 2022年6月，国家能源局等九部门联合印发《“十四五”可再生能源发展规划》，其中提到“十四五”期间可再生能源发电占比超过50%，可再生能源消纳责任权重达到33%，催生巨大的储能需求
- 截至2023年6月底，我国共计24个省市和自治区发布了“十四五”期间的储能发展目标，合计约67GW。按照大于等于2h装机时长估算，到2025年，这些地区将累计实现储能装机规模近130GWh

“十四五”期间各省市储能规划汇总 (GW)



发电侧占据新型储能主流地位，新能源并网侧配储需求持续提升

- 国家多项顶层政策均提出大力发展发电侧储能，各省也相继出台鼓励或强制新能源配建储能的政策，推动了发电侧储能装机快速增长。截至2022年底，发电侧储能累计装机规模超过6GW，同比增长137%，连续两年继续保持装机规模第一，累计装机所占比重超过40%
- 可再生能源并网配储受政策和需求双轮驱动。国内多地政府规定对可再生能源并网侧保障性规模内的强制配储要求及支持政策，加快了储能产业发展，且随着新能源在总发电量的应用比例加大，新能源并网侧配储需求持续提升

储能在发电侧的主要应用

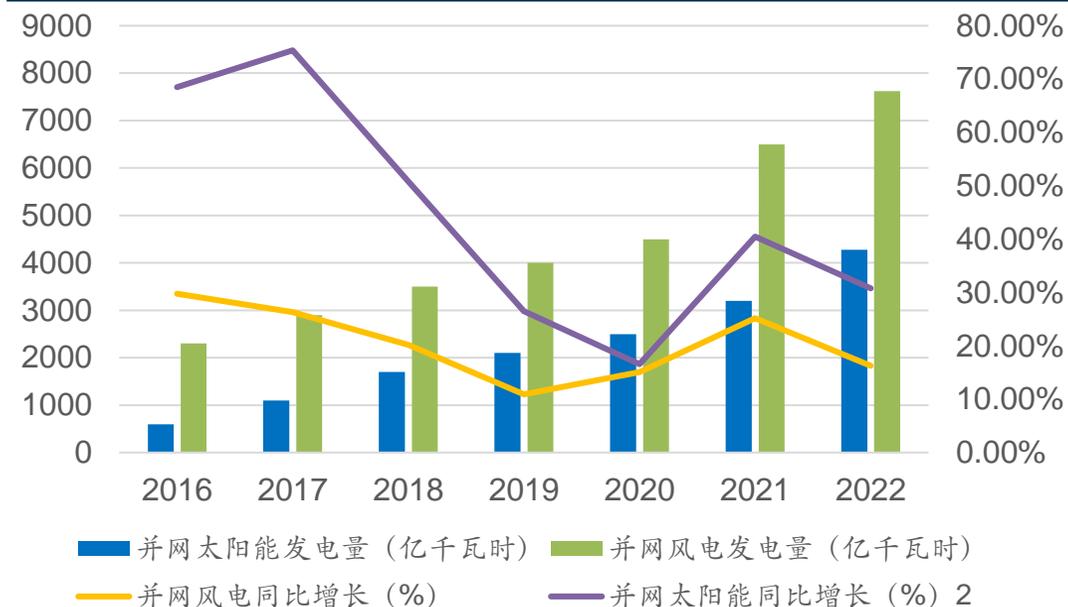
系统调频：频率的变化会对发电及用电设备的安全高效运行及寿命产生影响，储能调频速度快，可以灵活地在充放电状态之间转换

可再生能源并网：通过在风、光电站配置储能，基于电站出力预测和储能充放电调度，对随机性、间歇性和波动性的可再生能源发电出力进行平滑控制，满足并网要求

电力调峰：通过储能的方式实现用电负荷的削峰填谷

辅助动态运行：储能+传统机组联合运行，提供辅助动态运行、提高传统机组运行效率、延缓新建机组的功效

2016-2022 年并网太阳能、风能发电量情况



以独立储能形式通过调峰、调频获取市场收益，商业模式仍需探索

- 独立式储能电站以独立主体身份直接与电力调度机构签订并网调度协议，作为独立主体参与电力市场。2022年并网投运+启动项目总规模达16.5GW/35GWh，其中并网投运电站38座，总规模3GW/6GWh，启动建设和招标的电站109座，总规13.5GW/29GWh
- 电网侧储能商业模式尚未成熟，2022年国家发展改革委、国家能源局先后发布《“十四五”新型储能发展实施方案》，提出建立电网侧独立储能电站的容量电价机制，探索替代输配电的储能设施成本收益纳入输配电价，探索竞争性两部制电价机制，建议积极整合电源、电网和用户侧储能资源，采取共享储能模式，争取多重收益

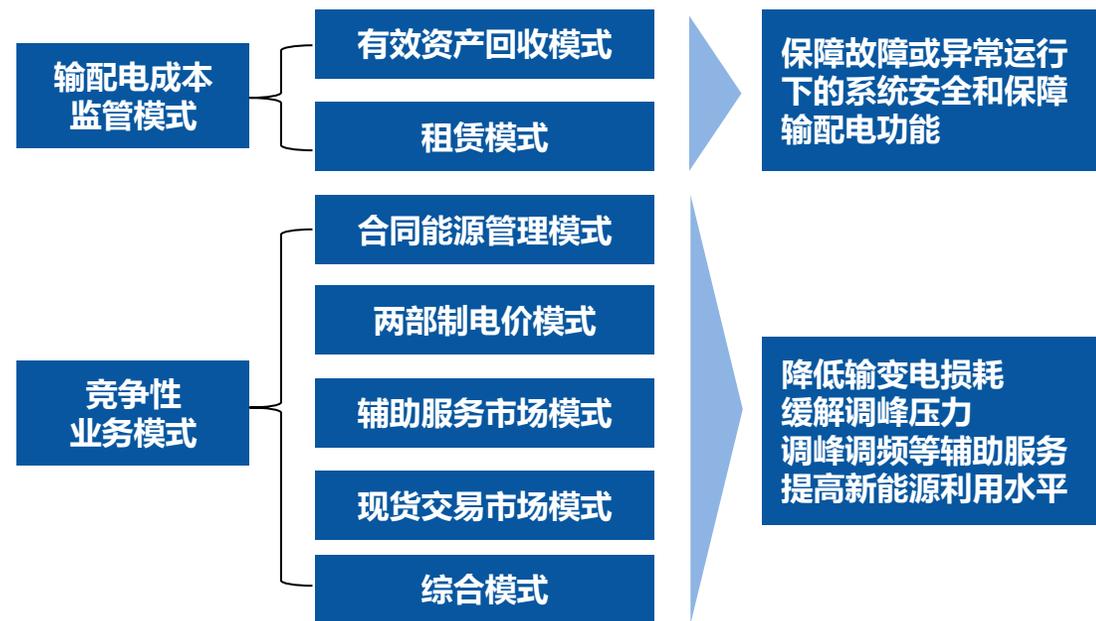
储能在电网侧的主要应用

可再生能源并网：将可再生能源的弃风弃光电量存储后再移至其他时段进行并网，提高可再生能源利用率

缓解电网阻塞：将储能系统安装在线路上游，当发生线路阻塞时可以将无法输送的电能储存到储能设备中，等到线路负荷小于线路容量时，储能系统再向线路放电

延缓输配电设备扩容升级：工业在负荷接近设备容量的输配电系统内，可以利用储能系统通过较小的装机容量有效提高电网的输配电能力，从而延缓新建输配电设施，降低成本

电网侧储能商业模式



独立/共享储能盈利模式逐步落地，储能成本逐步向用户侧疏导

➤ 2021年之前，我国主要依靠强制配储政策推进储能装机；2021年之后随着新型储能可作为独立的市场参与主体提供辅助服务后，独立/共享储能经济性逐步显现，主要系容量租赁作为主要获利来源基础上，辅助服务提供了“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”原则下的盈利模式，使得储能电站相应成本能够逐步向用户侧疏导

	2016年6月	2021年7月	2021年8月	2021年12月	2022年6月
政策	《关于促进电能参与“三北”地区电力辅助服务补偿(市场)机制试点工作的通知》	《关于进一步完善分时电价机制的通知》	《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》	《电力并网运行<电力辅助服务规定>管理办法》	《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》
适用范围	全国<试点>	全国	全国	全国	全国
鼓励主体	发电侧和用户侧电储能设施	工商业用户侧配储	发电侧配储	独立储能	独立储能+符合条件的新型储能 (可转为独储)
储能商业模式	参与调峰调频辅助服务市场交易	1、峰谷套利 2、容量电费管理 3、售电节约自用电成本,余电出售套利	1、自建/购买储能或调峰能力 2、配建/购买储能或调峰能力方可并网,挂钩比例>20%优先并网	新型储能可作为独立市场主体参与辅助服务交易,丰富交易品种	配储转为独储后,收益方式更丰富,包括容量租赁、辅助服务和峰谷套利等
盈利模式	电费补偿 电费结算	峰谷价差拉大,提升用户侧配储能经济性	不直接提升盈利能力但可提升并网优先级	“谁提供、谁获利,谁受益、谁承担”原则,疏导辅助服务成本,提高盈利能力	独立储能充电不再承担输配电价,进一步提升独储经济性

削峰填谷取决于地区峰谷电价差，价差拉大，工商业储能具备经济性

- 2023年3月，多个省区的一般工商业峰谷平均价差超过0.7元/kWh，跨过了用户侧储能实现经济性的门槛价差，广东、山东地区的工商业峰谷价差甚至超过1元/kWh，即使考虑到用户侧峰谷电价波动，工商业储能在部分省区已具备经济性
- 相较于电网侧和电源侧储能项目，用户侧储能项目投资回收期更短，在峰谷价差较大的地方用户侧储能具有更可观的经济性。据中关村储能产业技术联盟测算，广东省在执行尖峰电价以及2h储能系统的充放电策略情境下，每日两充两放的度电净收益为1.359元/kWh（有尖峰）和0.985元/kWh（无尖峰），静态回收周期约为5.58年

储能在用户侧的主要应用

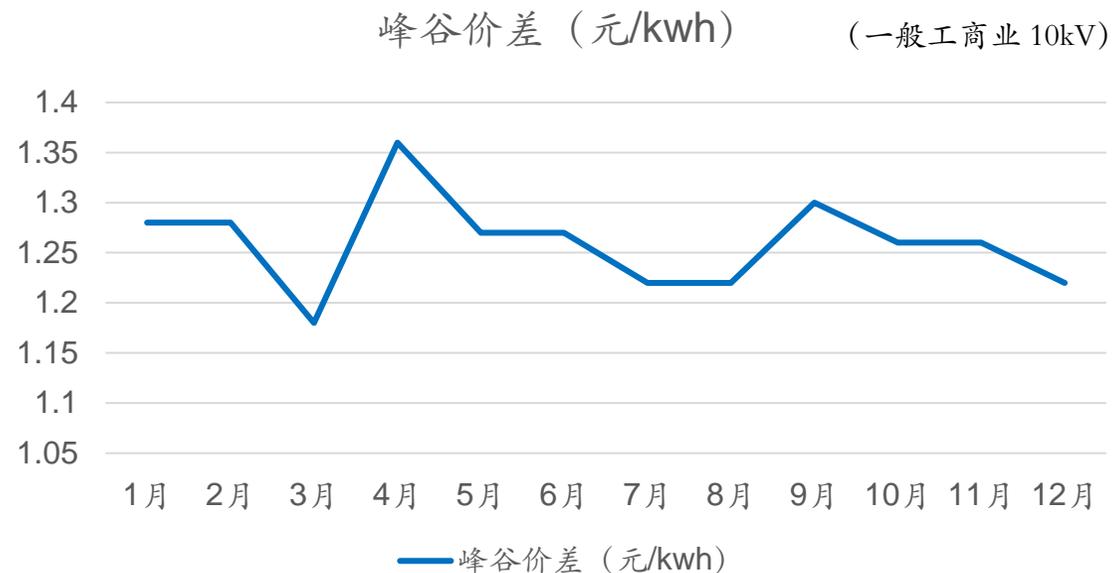
电力自发自用：对于安装光伏的家庭和工商业用户，考虑到光伏在白天发电，而用户一般在夜间负荷较高，通过配置储能可以更好地利用光伏电力，提高自发自用水平，降低用电成本

峰谷价差套利：在实施峰谷电价的电力市场中，通过低电价时给储能系统充电，高电价时储能系统放电，实现峰谷电价差套利，降低用电成本

容量费用管理：工业用户可以利用储能系统在用电低谷时储能，在高峰负荷时放电，从而降低整体负荷，达到降低容量电费的目的

提升供电可靠性：发生停电故障时，储能能够将储备的能量供应给终端用户，避免了故障修复过程中的电能中断，以保证供电可靠性

广东省（珠三角五市）2022年最大峰谷价差情况



海外居民电价及峰谷差价较高，户储拥有较好的经济性

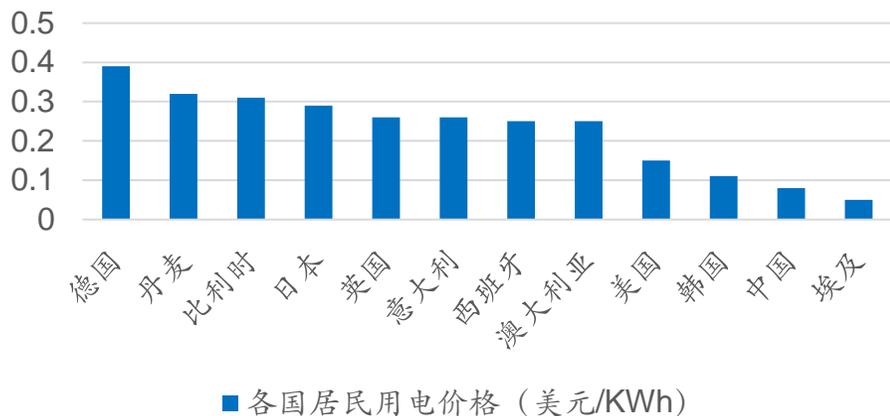
- 2022年能源危机叠加过高电价导致需求进一步激发，其中欧洲为户储最大市场。其中，德国占据70%以上的新增储能市场，是欧洲家用储能的主力军，2021年德国新增户用储能1.48GWh，同比增加45%，占全球的34%；累计装机3.92GWh，同比增加60%，占全球的32%。德国光储渗透率为3.60%，位居全球第一
- 未来随着居民电价以及光储系统成本的差额逐渐拉大，户储的经济性将会愈发显著

海外居民电价及峰谷差较高引发需求

海外的电力峰谷差价多数是3:1以上的比例

按照季节、时间区划分，高达10:1

各国居民用电价格（美元/KWh）



2021年至今德国电力现货月均价格变动情况

德国电力现货月均价格（欧元/MWh）



储能方式多样，可分为机械储能、电化学储能、热储能以及氢储能四大主线（物理+化学）

➤ 储能形式目前已呈现多元化局面，根据技术路径不同主要分为机械储能、电化学储能、热储能以及氢储能四大主线，其中电化学储能又可分为物理储能、电磁储能和电化储能。技术性质的不同影响了产品的响应和放电时间。根据使用场景和需求不同，按照响应速度和放电时间将储能方式分为长时和短时储能两大类

短时储能

主要方式：锂离子电池（中短时储能）、铅蓄电池、钠硫电池、超级电容等

核心特点：短时高频，调节精度高，响应时间可以达数秒或数毫秒，电化类当前已经进入商业化阶段

应用场景：备用电源、电网调频、微网调峰、UPS等

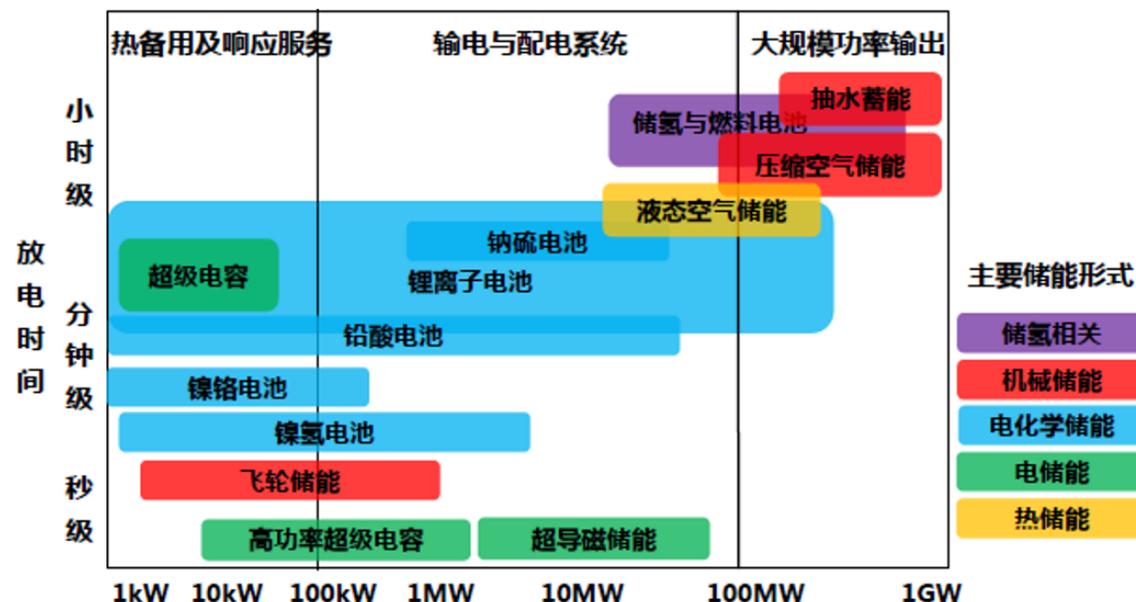
长时储能

主要方式：抽水蓄能、氢储能、压缩空气、液流电池等

核心特点：规模大，能量存储时间长可应对跨天/月需求

应用场景：长时段电网调峰、可再生能源并网、黑启动等

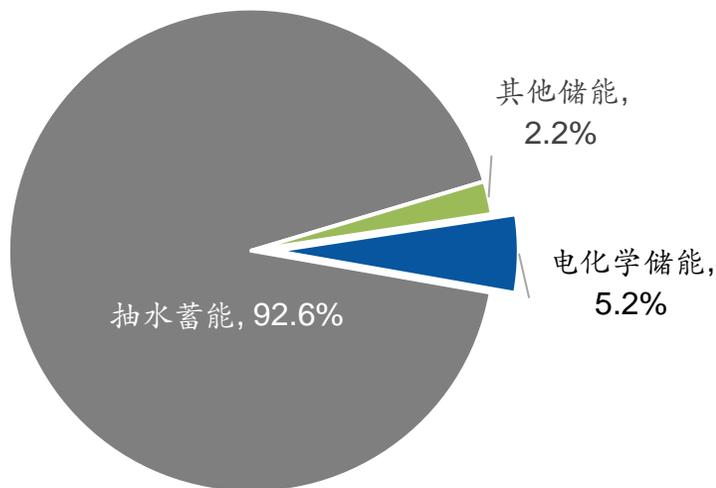
主要储能在功率、时间维度分布及应用图



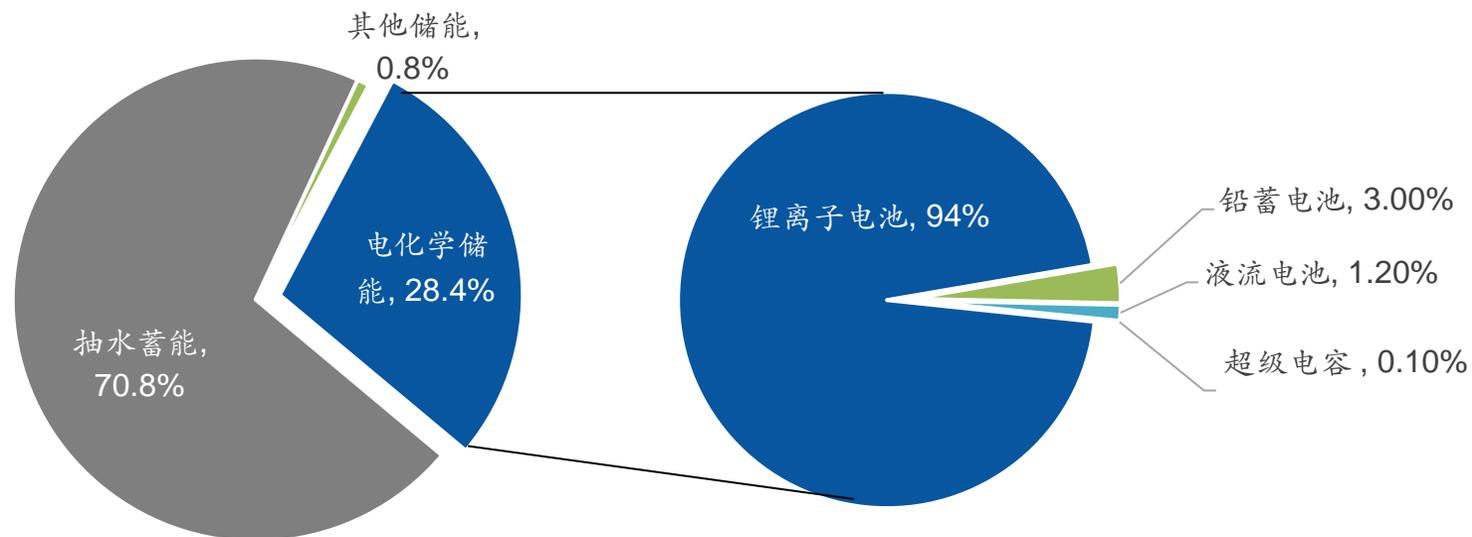
以抽水储能为代表的机械储能增量空间受限，电化学储能等新型储能需求快速增长

- 抽水储能技术成熟度高、度电成本低，仍为最主要长时储能模式，但存在地理限制、初始投资高、周期长等缺点，未来增量空间受限，2023年H1新装机储能项目中，抽水蓄能占比已降至70.8%
- 以锂电池为主的电化学储能具有灵活、快速等特点，近年来新装机占比持续上升。2023年H1新装机储能项目中，电化学储能占比已升至28.8%，未来仍将保持高速增长的趋势
- 熔盐储能、压缩空气储能、飞轮储能等新型储能技术持续发展，成为储能系统的重要组成部分

2020年各储能技术路线装机占比



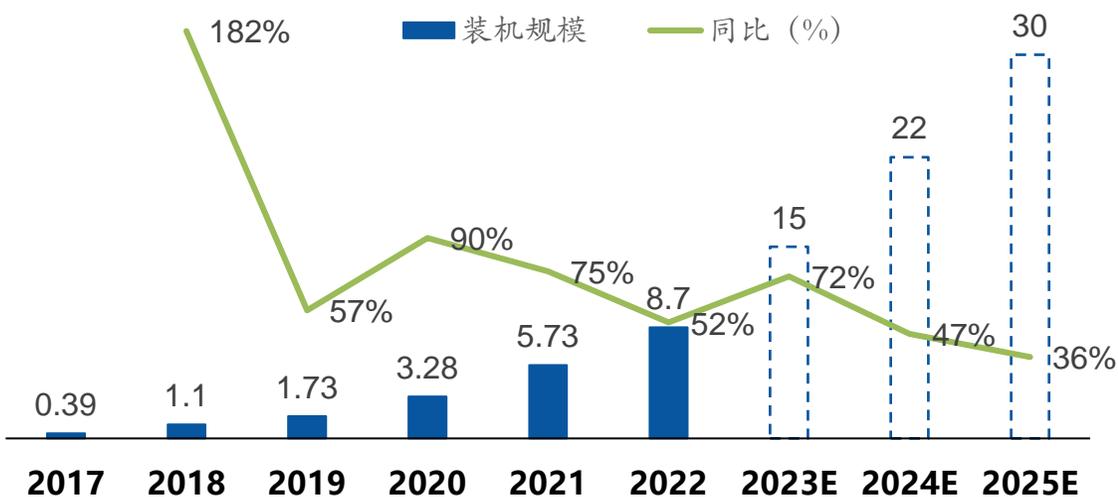
2023年H1各储能技术路线装机占比



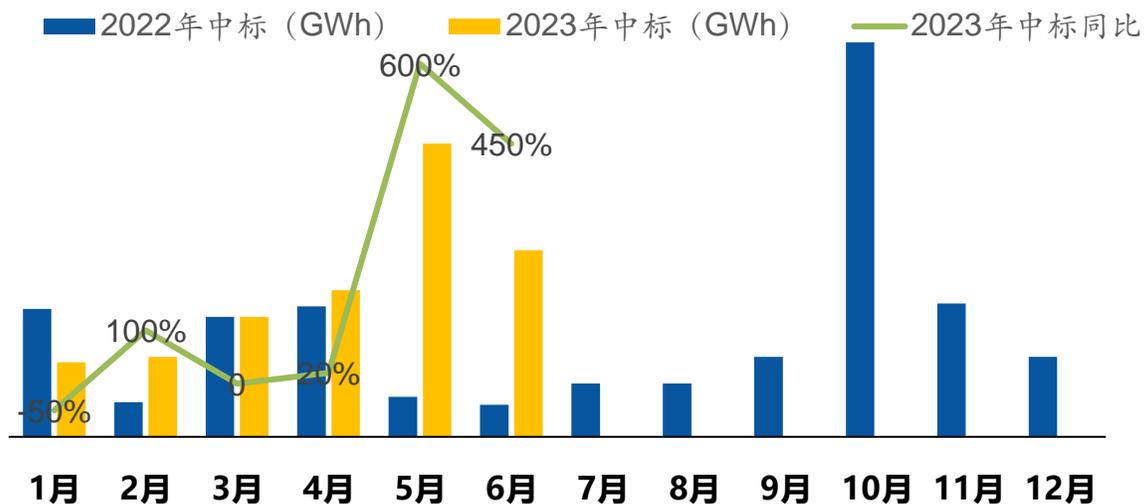
2023年国内新型储能市场规模有望实现翻倍增长，市场景气度超预期

- 投运与并网情况：2023年H1我国新增投运新型储能项目规模合计已达8.9GW/18.3GWh，已超过去年全年的7.3GW/15.9GWh；并网规模已达7.59GW/15.59GWh，逼近2022年全年并网总规模。预计2023年我国新型储能累计装机规模将达到15GW，2025年将增至30GW
- 招标与中标情况：2023年H1我国完成177项储能系统、直流侧和EPC招标工作，招标总量达到35.28GWh（2022年国内完成招标项目共计44.1GWh），上半年需求量已超去年实际采购的3/4。预计2023年全年招标规模同比2022年翻番。2023年H1储能中标28.7GWh，同比增幅553%，1-6月单月中标数量均高于去年同期水平

我国新型储能累计装机规模及同比



我国2022-2023年储能中标容量 (GWh) 及环比 (%)



1

中国中化&银鞍资本简介

2

储能行业背景与发展现状

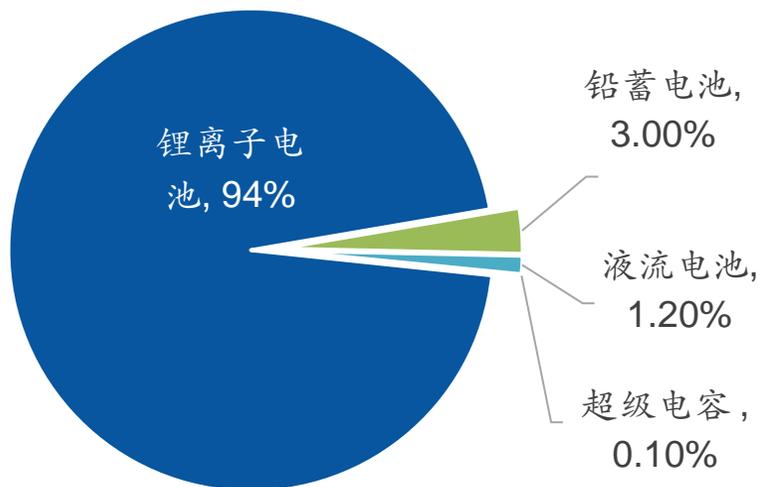
3

储能领域化工材料应用机会——材料是物质基础

新型储能占比提升, 电化学储能潜力巨大, 新型技术百花齐放

- 截止2022年底, 抽水蓄能仍是中国装机规模最大的储能技术, 除此之外, 中国新型储能技术中, 锂离子电池储能技术仍占据主导地位, 占比高达93.7%
- 从2022年新增装机技术分类来看, 新型储能技术中, **锂离子电池**新增储能撞击项目占比约为**94%**, 同时, 压缩空气、液流电池等新型储能技术新增占比也有所增长, 占比分别达到**1.14%**、**0.88%**

2023H1新型储能技术类型分布

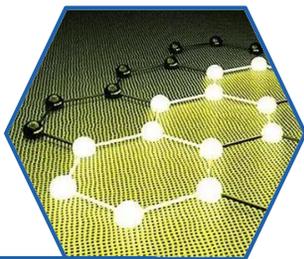


电化学储能技术	中国研发和应用进展	储能定位
锂离子电池	正负极材料、快充技术、固态电池等取得重要突破, 锂补偿技术、无模组技术和刀片电池是技术进展亮点	新型储能最主要技术路线
钠离子电池	最接近锂离子电池的电池技术, 基础研究、技术水平和集成示范均取得重要进展, 已处于国际领先水平	锂离子电池储能的重要补充
液流电池	全钒液流电池是主流技术, 解决规模化、成本、效率等问题是研究热点, 锌溴、铁铬液流电池正在探索	长时长寿命储能重要解决方案
铅蓄电池	技术研发主要集中在铅炭电池, 通过在负极添加高活性的碳材料, 抑制负极硫酸盐化引起的容量快速衰减	特定环境下储能解决方案
超级电容器	在关键材料、单体技术、成组管控、系统集成与应用和使役性能进行全链条技术攻关, 并实现规模示范	高功率高频率储能解决方案

化工领域不断涌现的材料及应用创新，推动了电池技术更新迭代

原料：人造石墨/天然石墨/硬碳/软碳/硅基
负极/锂金属

粘结剂：SBR/CMC/PAA/...



负极



正极

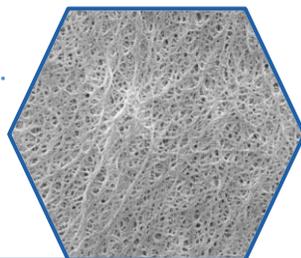
原料：NCM/LFP/LMFP/钠电正极/富锂锰基/硫/...

粘结剂：PVDF/PAA/PMMA/PTFE/...

溶剂：NMP

原料：PP/PE/超高分子量聚乙烯/PI/...

涂覆：氧化铝/勃姆石/芳纶/PI/...



隔膜



电解液

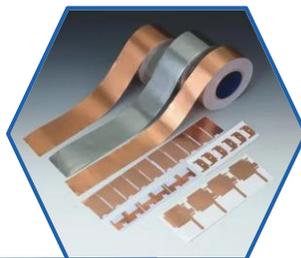
溶质：LiPF₆/LiFSI/LiTFSI/...

溶剂：EC/PC/DMC/DEC/EMC/...

添加剂：VC/FEC/LiFSI/LiBOB/...

固态电解质：硫化物/氧化物/PEO/...

复合集流体：PET/PP/...



集流体



辅材

绝缘蓝膜：聚氨酯/PET/...

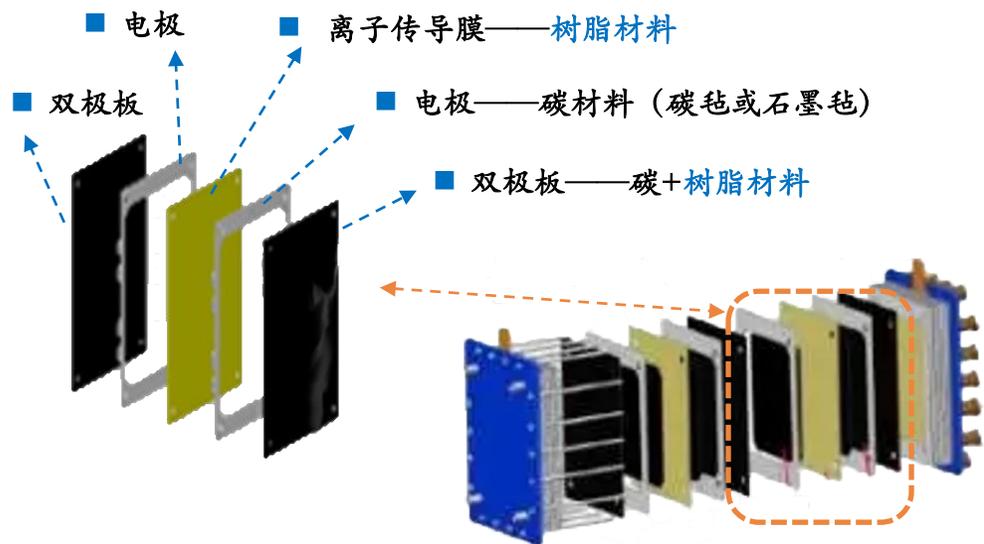
铝塑膜：铝箔、PA、PP...

电芯顶盖：铝极柱/铜极柱/PPS/...

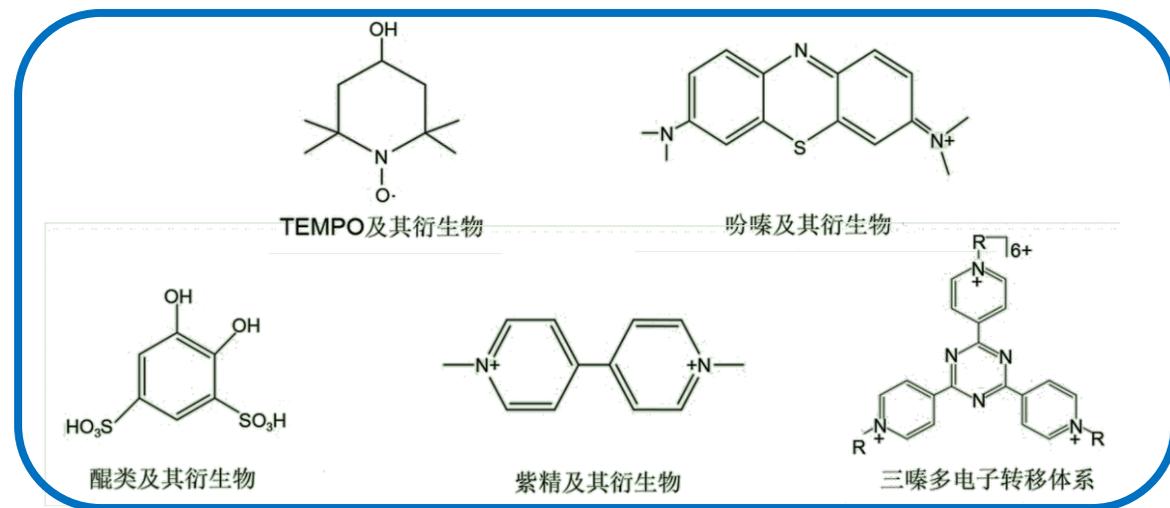
化工材料是液流电池核心电解质的主要材料，创新开发推动液流电池加速落地

- 液流电池具有本质安全、循环寿命长、效率高等优势，在储能领域具有很好的应用前景，主要可分为全钒液流电池、锌基液流电池、铁铬液流电池以及液流电池新体系等
- 目前，全钒液流电池储能技术以其突出的安全性能和技术成熟度等优势，成为大规模固定式储能领域的领头雁
- 我国液流电池储能技术还需要进一步提高大规模储能系统的性能、降低系统成本、开展不同应用场合的运行模式

2023H1新型储能技术类型分布



铁-铬	锌基液流	全铁液流	全钒液流	有机液流
1974	1977	1981	1984	2008

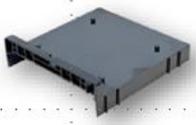


基于有机活性分子的液流电池体系

高阻燃、高强度、高CTI值的工程塑料产品为储能电柜的必要组成部分

➤ 工程塑料具备低成本、高性能等优势，在电化学储能系统中得到了广泛应用，为保障储能电柜的长效安全性，要求所用工程塑料产品具备高阻燃、高强度、高CTI值等特性

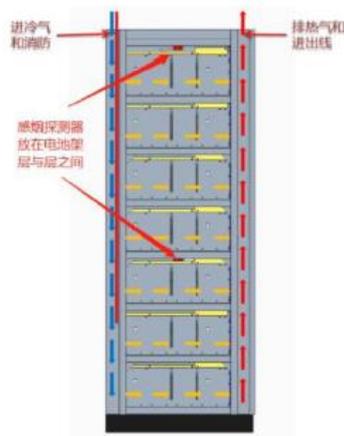


	支架	上盖	端盖	隔板	保护罩	风道风扇罩	BMS外壳
应用部件							
使用材料	PC/ABS V0 ABS 阻燃 非阻燃	PC/ABS V0 mPPO	PC/ABS V0	PC/ABS V0	ABS V0 PC/ABS V0	PC/ABS V0	PC/ABS V0

消防系统为储能柜刚需，全氟己酮等新型灭火剂需求有望大幅增长

- 电化学储能电池舱内的电池在过充、过载等条件下，电池内部发生化学反应而不断产热，热量聚集致热失控引起火灾甚至爆炸，具有较大的火灾危险性，消防系统是为电化学储能的刚需，起到预警和消灾的作用，价值量约占2%-4%
- 2022年12月30日《电化学储能电站安全规程》发布，提出自动灭火系统应满足扑灭火灾和持续抑制复燃的要求；规程还建议每个电池模块宜单独灭火介质喷头，传统七氟丙烷等灭火剂难以满足新规要求，带动新型灭火剂市场需求
- 全氟己酮是性能优异的新一代灭火剂，绝缘强度高、可持续抑制复燃、环境友好，在常温下为液体，普通容器在常压状态下进行安全地运输和储存，电化学储能安全新规下，全氟己酮等新型灭火剂需求有望大幅增长

储能电池柜消防系统（舱级&PACK级）



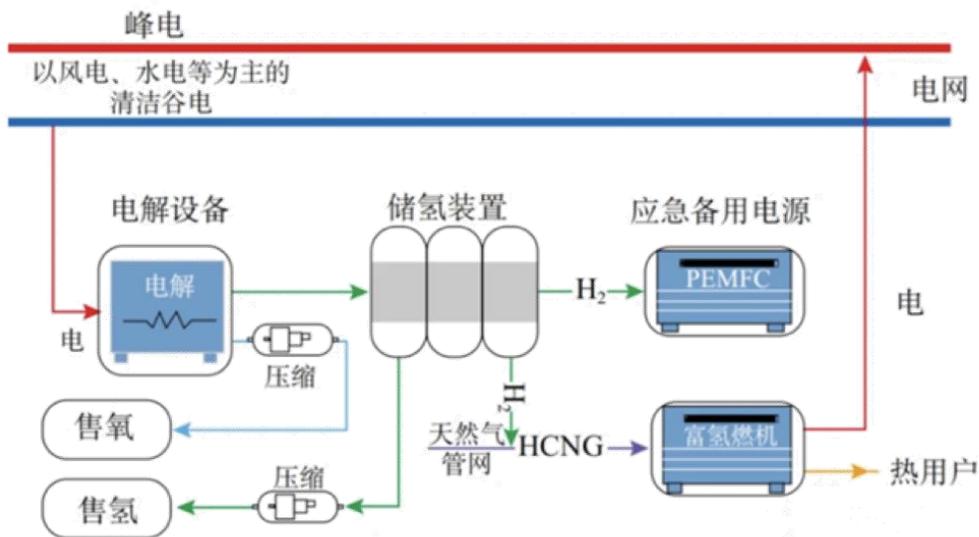
全氟己酮与七氟丙烷参数对比

性能	全氟己酮	七氟丙烷
贮存状态	液态	气/液
沸点(°C)	49.2	-16.4
灭火浓度(V/V)	4.0-6.0%	7.5-8.7%
全球温室效应潜能(GWP)	1	3800
大气中寿命(年)	0.014	36.5
无毒反应浓度/NOAEL(V/V)	10%	9%
LOAEL(V/V)	>10	10.5%
安全余量	67-150%	3-20%
毒性	无毒	低毒
发达国家生产和使用情况	快速增长	逐年减少
我国生产和使用情况	在用/逐渐占据市场	2024年开始冻结使用

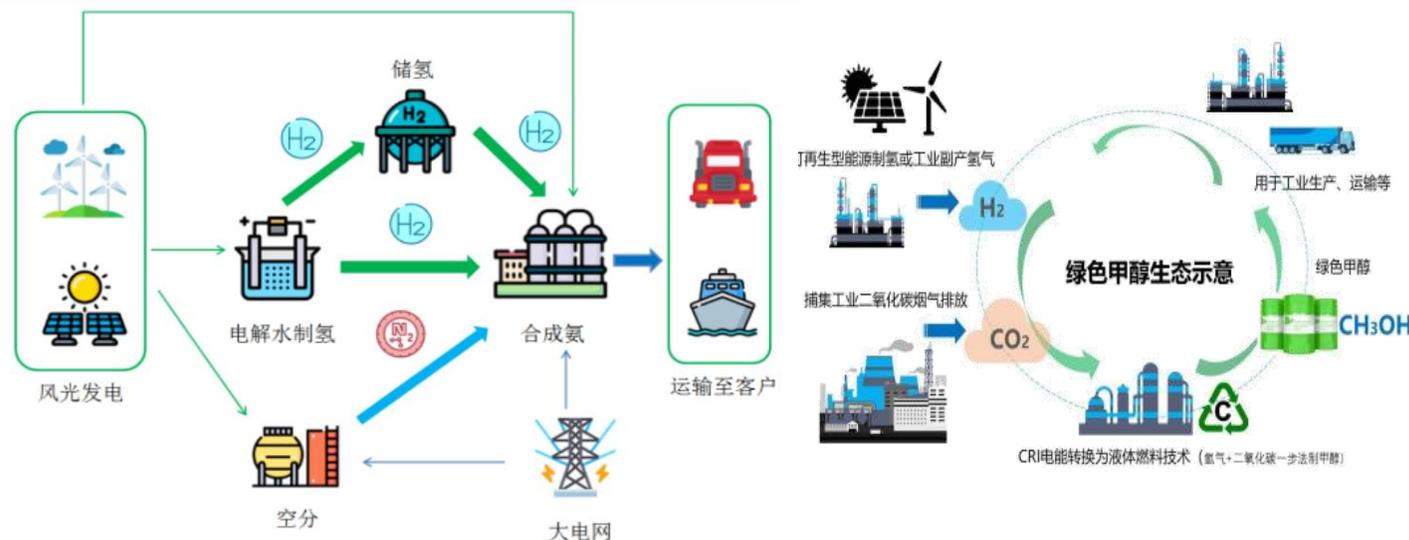
绿氢应用广泛，除了转换为电能之外，也被直接用于生产绿醇、绿氨；实现电氢耦合储能

- 氢储能技术是利用电力和氢能的互变性而发展起来的。氢储能既可以储电，又可以储氢及其衍生物(如氨、甲醇)
- 绿氢储能是利用光伏、风电等间歇性新能源发电所产生的富余电能或弃电，通过电解槽制氢，并经由压缩机储存在储氢罐中，在其他需要用电时段由燃料电池发电转换成电能，除了转换为电能之外，部分绿氢也被直接用于生产绿醇、合成绿氨等过程

绿氢制备、存储、发电



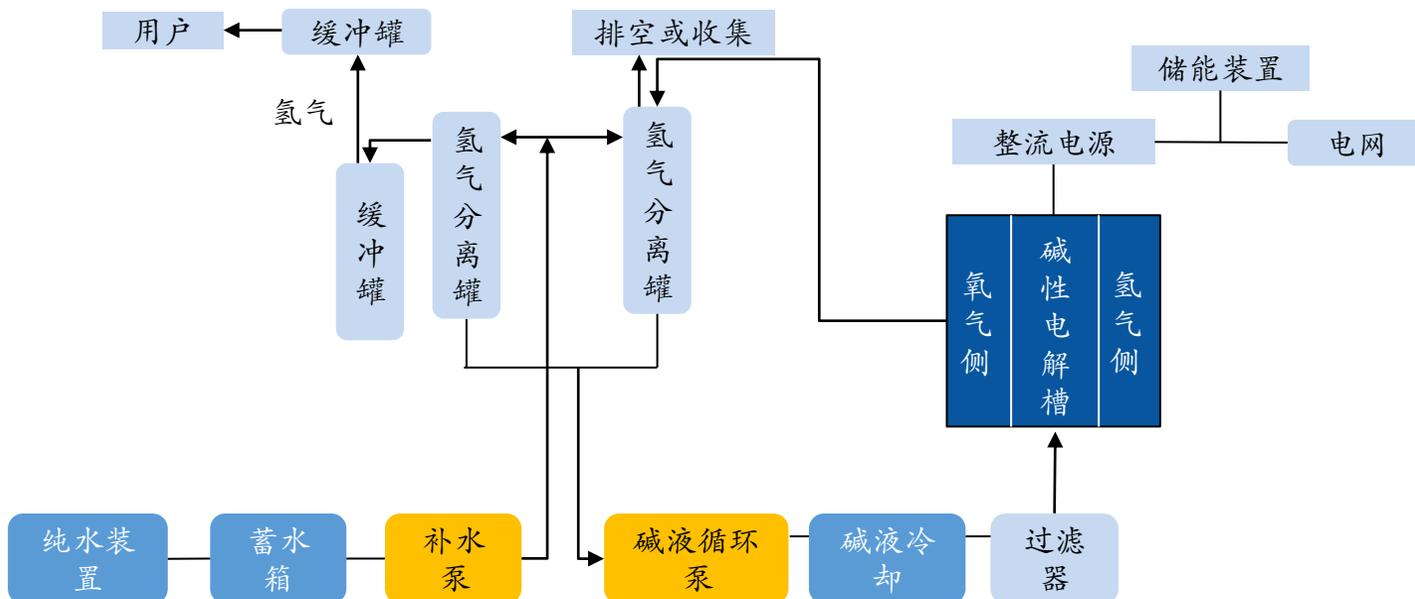
绿醇、绿氨生态图



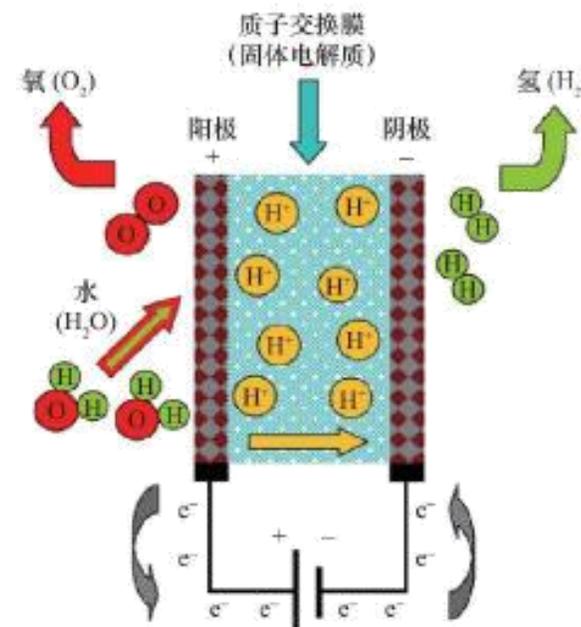
碱性电解槽为市场主流选择，质子交换电解槽未来具有较大的增长空间

- 电解槽是绿氢的核心设备，设备成本占比达到50%，在能耗、安全性、降本等方面对绿氢的制备产生十分重要的影响
- 2022年全球前20家电解槽企业产量合计达到14GW，碱性电解槽凭借商业成熟度高、成本低等优势为目前制氢企业的首选，未来逐步向复合隔膜、大标方方向迭代。质子交换膜电解槽由于其成本较高，目前应用规模较小，未来随着性能逐步提升，将具有较大的增长空间

碱性电解水制氢工艺流程示意图



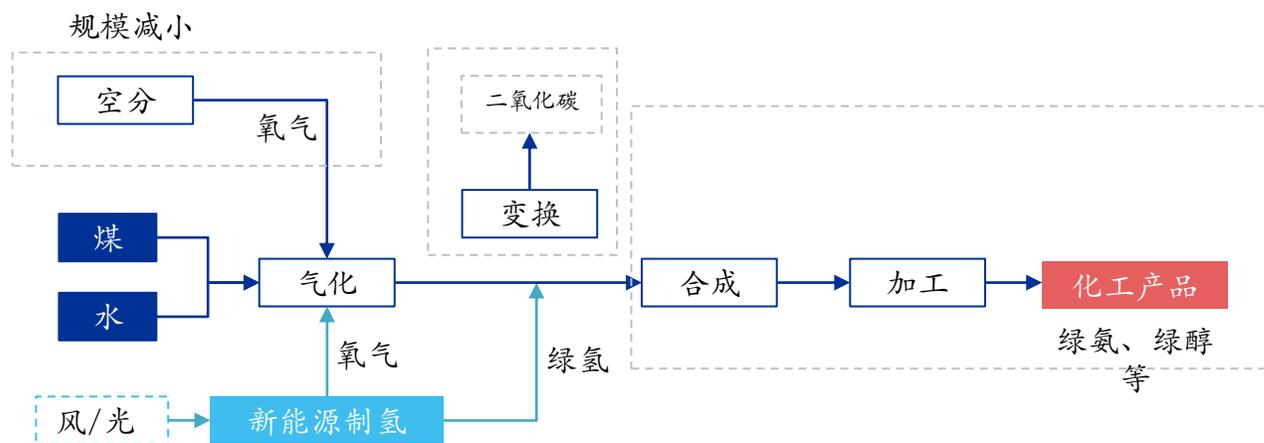
质子交换膜水电解制氢原理



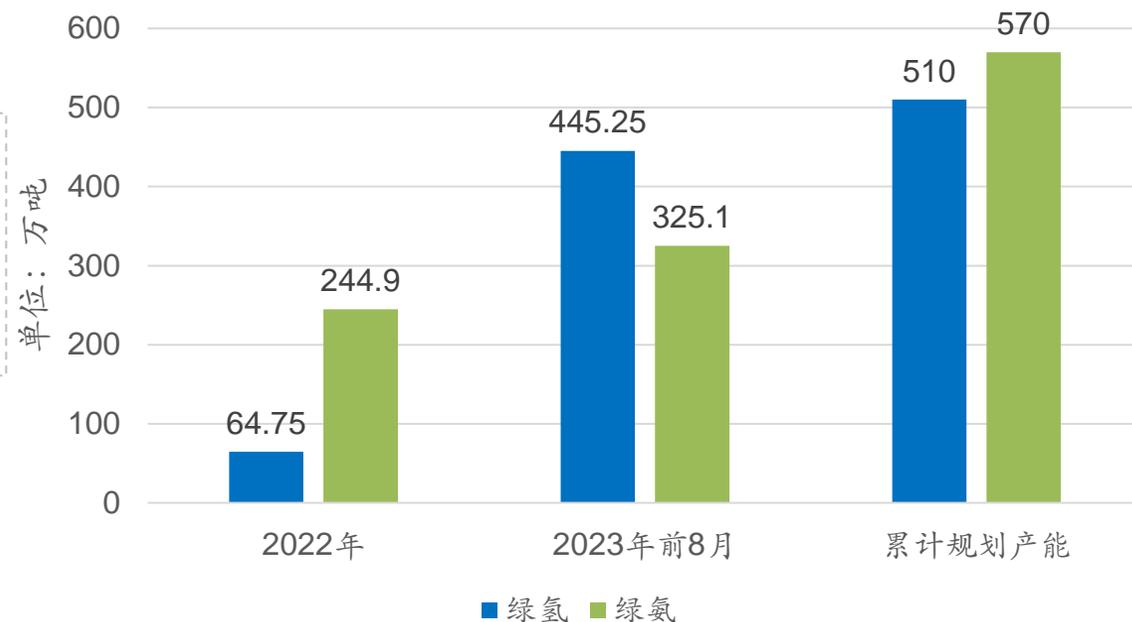
耦合绿氢，助力煤化工绿色发展

- “碳中和”背景下，煤基新材料正在向绿色、低碳和高端化方向发展。据数据统计，2022年-2023年8月，国内处于不同阶段的绿氢制甲醇或合成氨项目数量累计达到49个，其中绿色甲醇项目21个，绿氢合成氨项目28个，合计规划绿醇产能已超过510万吨，绿氢合成氨累计规划产能超570万吨。从项目分布上来看，国内绿色醇、氨项目集中度较高，多分布在风光资源丰富的三北地区，资源禀赋和地方政府支持占主导因素

煤化工制备绿氨、绿醇示意图



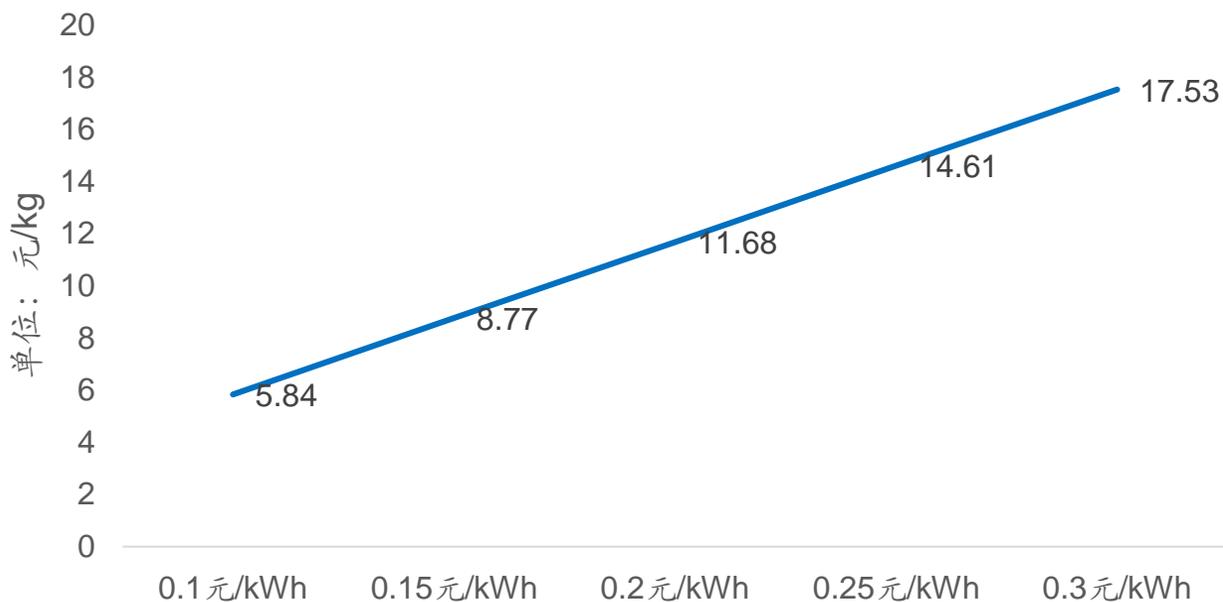
国内绿色醇、氨项目规划产能



电力成本为主要影响因素，绿氢大规模推广使用需可再生能源持续降本

- 在绿色甲醇项目生产成本结构中，绿氢和二氧化碳的成本占比约为90%；同样，绿色合成氨项目的成本结构中，原料成本占比约为80%。其中绿氢的成本结构中，电力成本约为77%，由此可见电力成本是影响绿氢合成甲醇/氨的最核心因素
- 现阶段，甲醇的市场价格为每吨2200-3000元左右，因此，只有在绿氢成本低于12元/kg的情况下，绿色甲醇才能与传统煤化工甲醇勉强打平，需要可再生能源电价降至0.2元/kWh以下；氨的市场价格为每吨3000-4000元左右，同样的，需要可再生能源电价降至0.2元/kWh以下，绿氨生产才具有经济性可言

不同电价下绿氢价格趋势图



不同电价下绿醇、绿氨成本

电价	绿醇成本	甲醇市场价格	绿氨成本	合成氨市场价格
0.1元/度	1675元/吨	2200-3000元/吨	2830元/吨	3000-4000元/吨
0.2元/度	2890元/吨		4120元/吨	
0.3元/度	4110元/吨		5400元/吨	

千帆竞发，万马奔腾，一时多少英雄豪杰！

新能源革命逐步走向深度阶段，发展基于科技，投资拥抱创新，储能材料是重要的物质基础，机会和信心都不缺。

储能大干快上中国特色局面下，储能新材料的研发、工艺成熟及工程化、产业化、商业应用成熟仍需不断上下游合作迭代、反复实验和改进，仍旧会遵从其发展和进化规律。投资需保持耐心和理性。

尊重专业、成于合作。



电话: 021-58560932

网址: www.sscapt.com



电话: (86) -18818264605

邮箱: sunchanglong@sscapt.com

办公地址: 上海市浦东新区博航路68号406室