



中国新型储能产业创新联盟

China Energy Storage Industry Innovation Alliance



电力规划设计总院

China Electric Power Planning & Engineering Institute

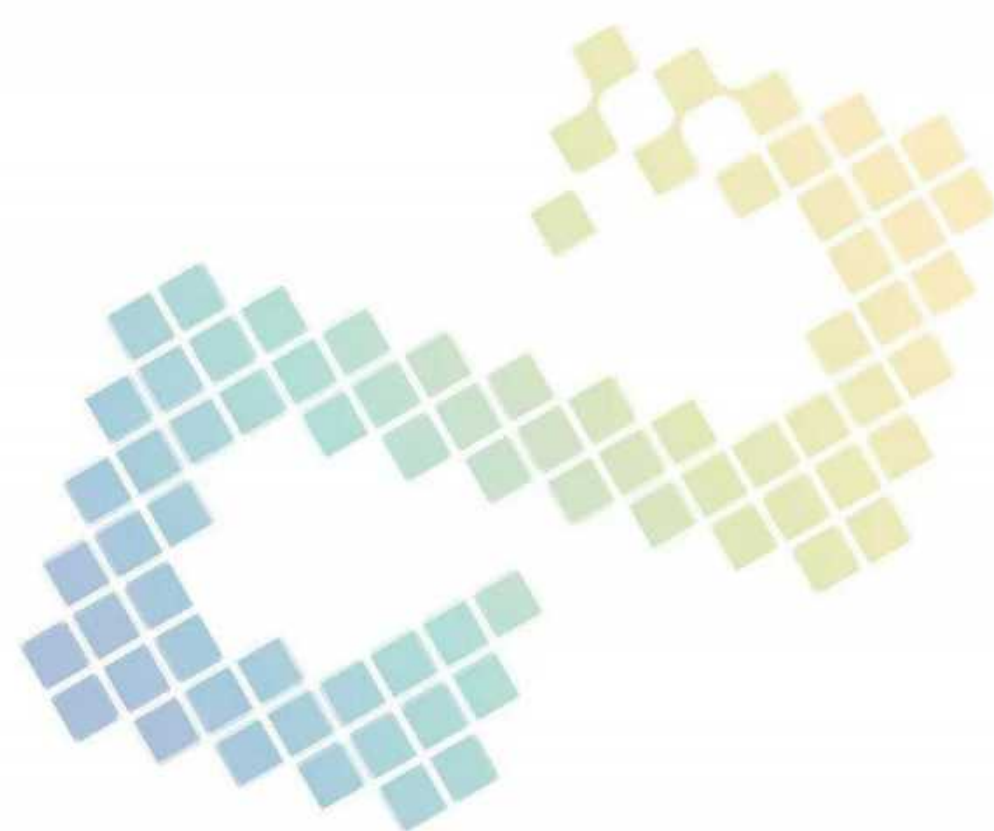
新型储能行业2025年发展回顾及未来形势展望

中国新型储能产业创新联盟秘书处

2026年1月



一、2025年新型储能发展概况



总体概况-2025年新型储能装机规模

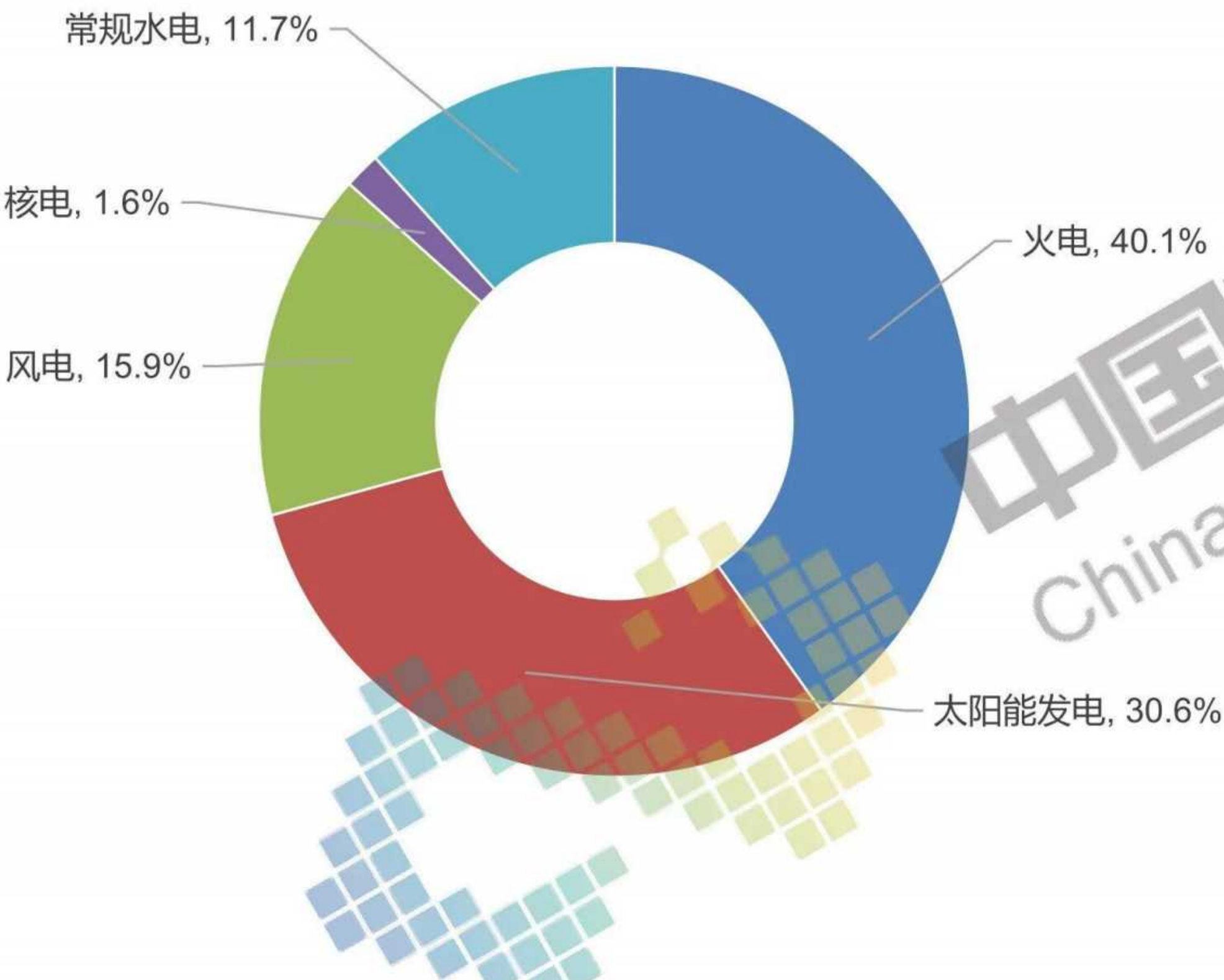


中国新型储能产业创新联盟
China Energy Storage Industry Innovation Alliance

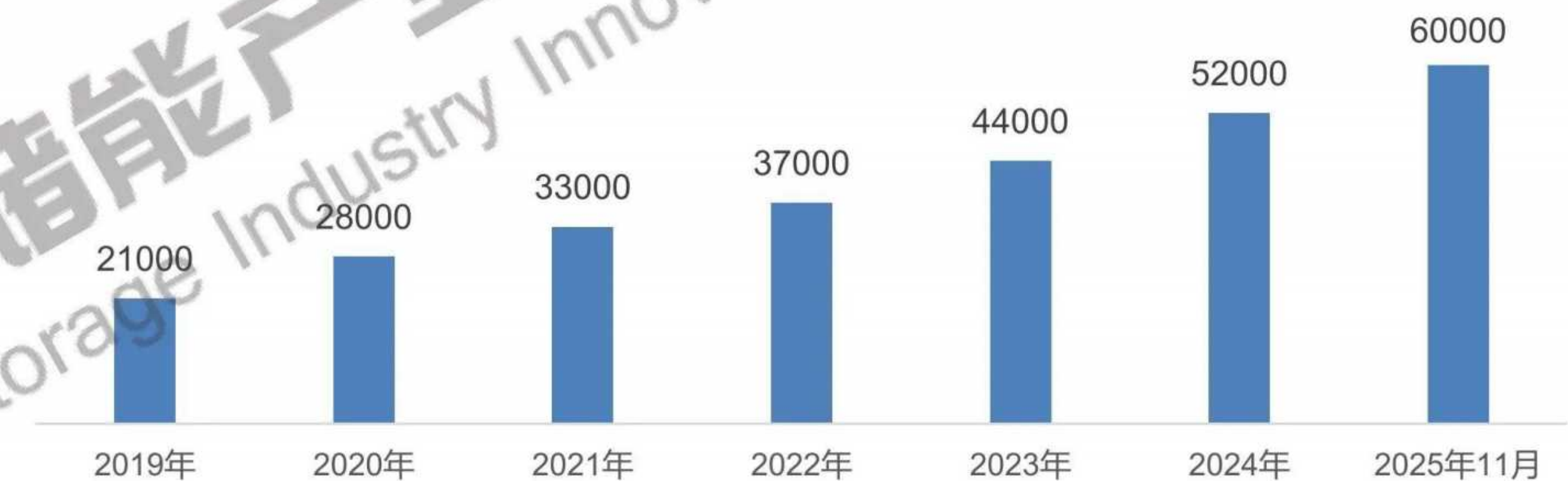


电力规划设计总院
China Electric Power Planning & Engineering Institute

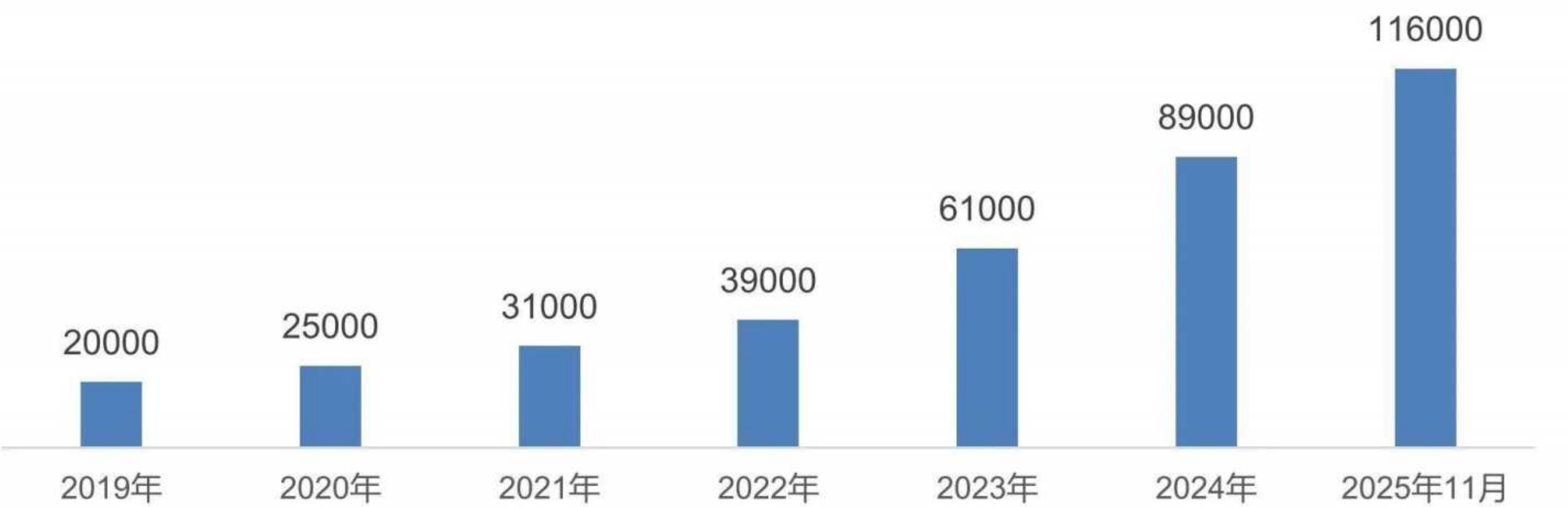
截至2025年11月底，我国风电和太阳能发电装机合计达到17.6亿千瓦，占全部电源装机比重达45.8%。
2025年1-11月份，新增新能源装机近3.5亿千瓦，风电和太阳能发电装机分别同比增长22.4%、41.9%。随着
新能源规模的快速增长，**电力系统对新型储能等调节资源的需求愈发强烈。**



我国电源装机结构（截至2025年11月底）



2019-2025年11月全国风电装机容量（万千瓦）



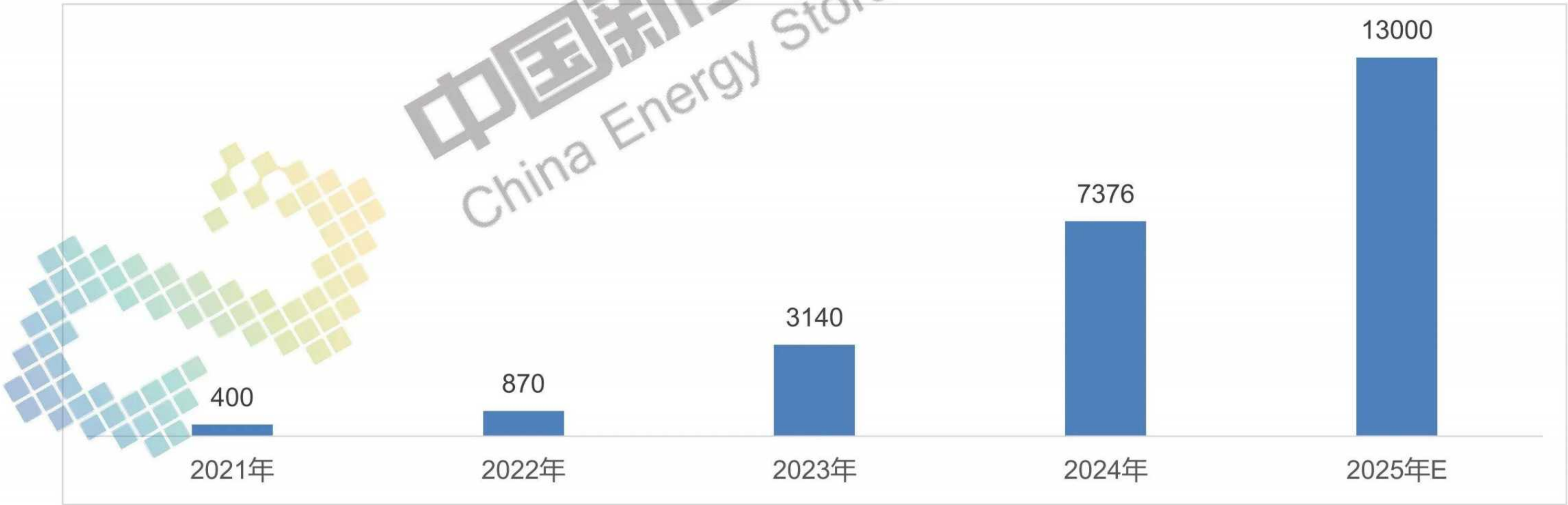
2019-2025年11月全国光伏装机容量（万千瓦）

数据来源：电力行业规划研究与监测预警中心



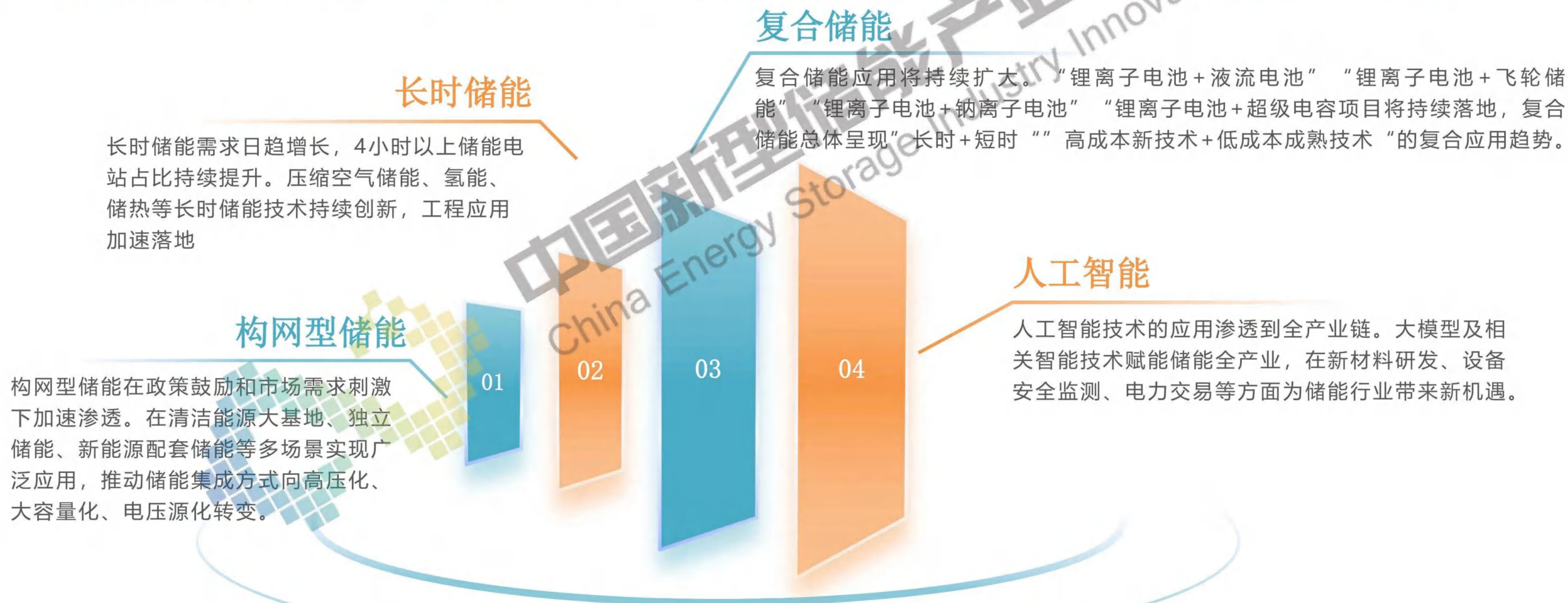
2025年，**新型储能保持平稳较快发展态势**，全国新型储能装机规模预计达1.3亿千瓦以上。内蒙古、新疆、山东等省份装机规模超1000万千瓦，河北、江苏、宁夏、云南、甘肃、浙江、河南、广东等省份装机规模超过500万千瓦。

高效调用发挥促消纳保供应作用。迎峰度夏期间，江苏、山东、云南先后开展全省新型储能电站用电高峰期间集中调用，调用同时率达到95%以上。用户侧储能在华东、华中地区应用较多，服务电力用户灵活高效用能。



“十四五”以来我国新型储能装机规模 (单位：万千瓦)

2025年新型储能技术持续突破、工程应用持续深入，去年展望的四个整体技术趋势不断加速。 构网型储能有多场景实现广泛应用，以压缩空气储能、氢储能为代表的长时储能技术产业化不断提速，两种以上形式的复合储能成为多数项目建设储能的新选择，人工智能技术持续赋能储能产业链。



锂离子电芯大容量化、长时化，场站大型化趋势明显。 锂离子电池大容量电芯暨大容量电池系统成为市场主流，4小时及以上需求逐年增加。场站大型化趋势明显，多个吉瓦时级电站投运。



587Ah

大容量电芯



6.25MWh+

大容量电池系统



400MW/2.4GWh

GWh级储能电站

2025年12月，内蒙古包头卜尔汉图400MW/2400MWh电网侧储能电站顺利并网。该电站搭载了近100万颗宁德时代587Ah储能专用电芯，率先实现了500Ah+储能电芯的GWh级电站应用并网。大容量电芯和大容量电池系统面对长时需求和GWh级场站规模具有多维度的显著优势。

- 2025年1月9日，**全球首座300MW湖北应城压缩空气储能电站全容量投产**，创造了单机功率、储能规模、转换效率3项世界第一，以及6个行业示范、数十项国际首创。截至目前，累计**充放电236次**，发电**1.3亿kWh**，技术指标全面达标，成功验证了技术先进性可靠性，为新型电力系统构建提供有力支撑。
- 2025年12月25日，**中国能建大型人工硐室储气原位试验圆满成功**，完成世界最高等级**18兆帕**超高压储气与**超长周期“500小时”连续稳定运行**验证，日泄漏率在千分之一以下，创造了该领域运行时长与可靠性新的世界纪录。应用该技术的**全球首座甘肃酒泉300MW人工硐室型压缩空气储能电站**也在持续推进。



“能储一号” 湖北应城项目



湖南长沙人工硐室储气原位试验平台



“源储一号” 甘肃酒泉项目

全钒液流电池仍为主流选择，各路线并行突破。 2025年液流电池技术呈现“主流稳固+多点突破”的格局，全钒液流电池领跑行业，非钒体系加速追赶。全年新增投运项目中全钒占比超八成，采招项目容量占比更是高达96%；非钒液流电池路线多点突破，在成本、资源优势等方面展现潜力，形成差异化竞争格局。



基于 400 mA/cm^2 高功率密度电堆的
1MW/5MWh全钒液流电池系统

高功率密度电堆成为主要发展方向，最高电流密度达到 400 mA/cm^2



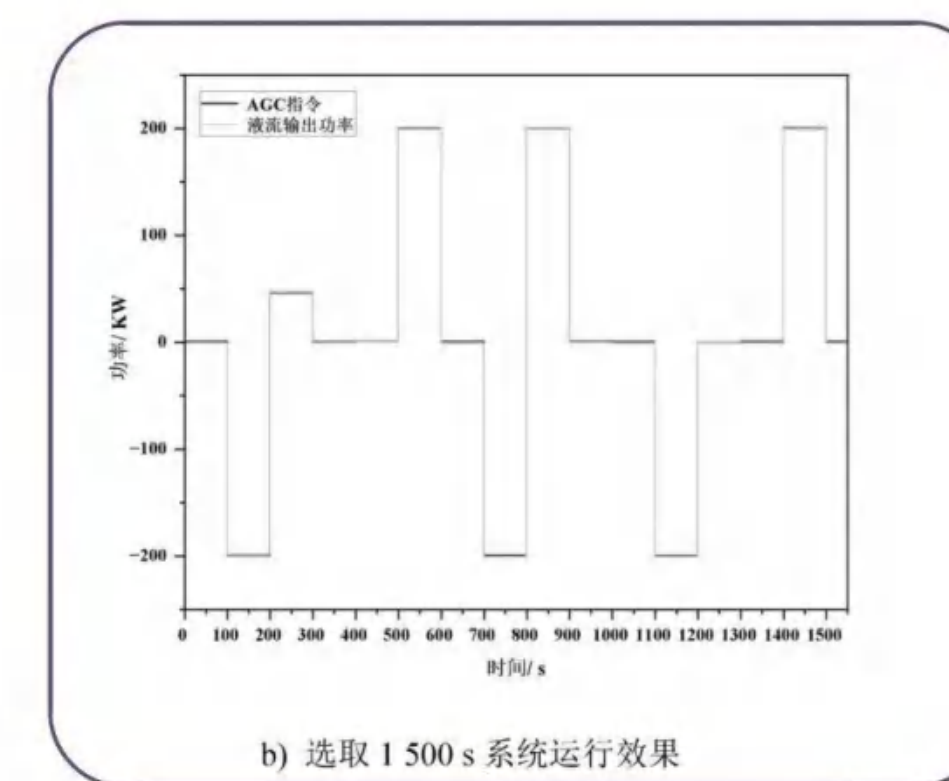
500kW 铁铬液流电池储能模块

铁铬液流电池推出500kW储能模块，并启动50MW/300MWh电网侧储能项目等多个大规模储能项目



MW 级锌溴液流电池储能系统

MW级锌溴液流电池储能系统获得国家能源领域第五批首台套重大装备认定，并开发出新型溴基多电子转移体系



水系有机液流电池储能系统
总输出跟随AGC指令曲线

水系有机液流电池系统在火储联合调频项目中首次应用，在电厂验证期间，每天调节次数达1000次以上。

液流电池工程项目规模化、复合化、多模式协同推进。项目规模化，百兆瓦级、吉瓦级项目成为市场主流，通过规模效应推动系统成本下降。2025年全国新增**5个百兆瓦级**全钒液流电池储能电站并网。“**液流电池+锂电池**”复合储能路线成为常态，我国2025年液流招标项目中该组合占比近**六成**；随着技术成熟度提升，液流电池应用场景从传统电网侧、电源侧向用户侧深度延伸，商业模式从单一产品销售向“投资+运营+服务”转型。复合型、构网型、数字孪生及AI技术与液流电池的深度融合。



01 全国最大全钒液流电池储能电站

5月28日，在新疆昌吉州吉木萨尔200MW/1000MWh全钒液流储能项目并网发电。这是目前全国最大的全钒液流储能项目。



02 全球最大的构网型复合储能电站

12月，全球最大的构网型复合储能电站，鄂尔多斯谷山梁300MW/1200MWh储能电站正式投运，采用“锂电+全钒”技术路线



03 水系液流电池储能兆瓦级验证

6月30日，内蒙古鄂尔多斯200MW/800MWh（195MWh/780MWh锂电+5MW/20MWh水系有机液流电池）的电网侧储能电站投运。

钠离子电池在示范验证中持续探索。 2024年，钠离子电池储能完成了从‘0到1’的技术验证，2025年逐步开始走向‘从1到N’的规模化应用。锂钠复合电站成为新趋势，大规模锂离子电池电站+小规模钠离子电池储能验证成为多数项目的选择。钠离子电池储能示范工程持续推进，聚阴离子技术路线完成全球首套兆瓦级工程验证。

我国首个大型锂钠复合储能站投产

5月，国家新型储能试点示范工程——南方电网宝池储能站在云南文山州投产运行。这是国内首座大型锂钠复合储能站。装机容量为200兆瓦/400兆瓦时，其中锂电池180兆瓦/360兆瓦时，钠电池20兆瓦/40兆瓦时



聚阴离子路线实现工程验证

2月，由上海交通大学与唐山三友集团联合研发和组织实施、钠创新能源与比亚迪储能联合体完成的2.3MWh聚阴离子型（NFPP）钠离子电池储能示范装置安装和联调联试。

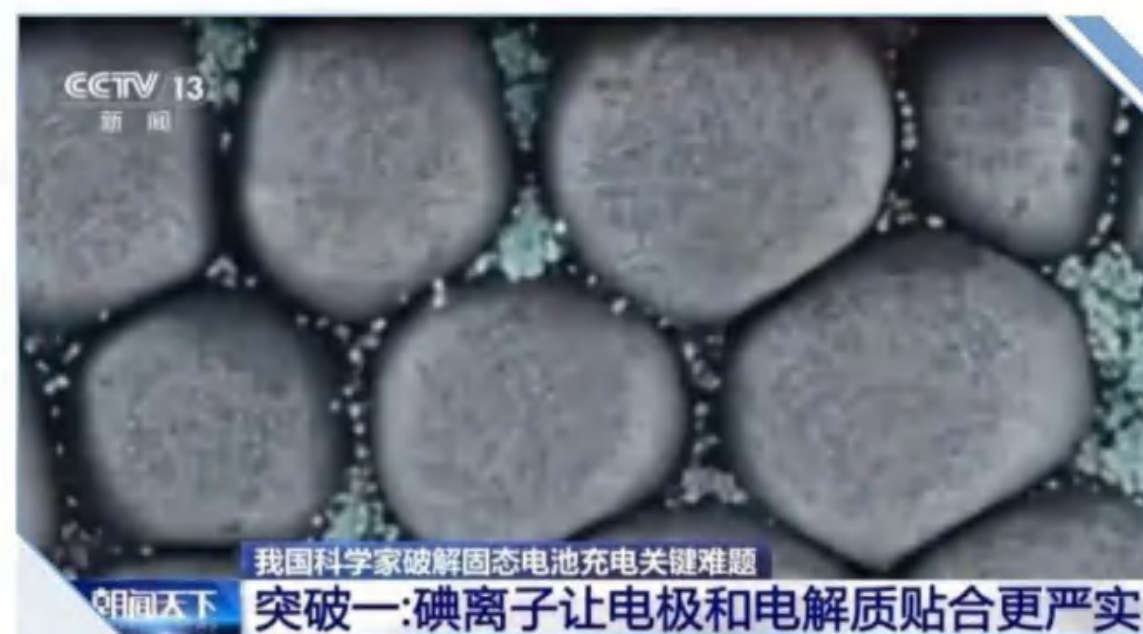


全国首个大容量钠离子储能电站扩容工程投运

伏林钠离子电池储能电站二期工程在一期10兆瓦时投产规模的基础上，规划建设40兆瓦时，投运后项目规模达到50兆瓦时。采用新研发的240安时钠离子储能电池，容量较一期提升14%。单舱容量也从一期的2.5兆瓦时跃升至3.7兆瓦时。

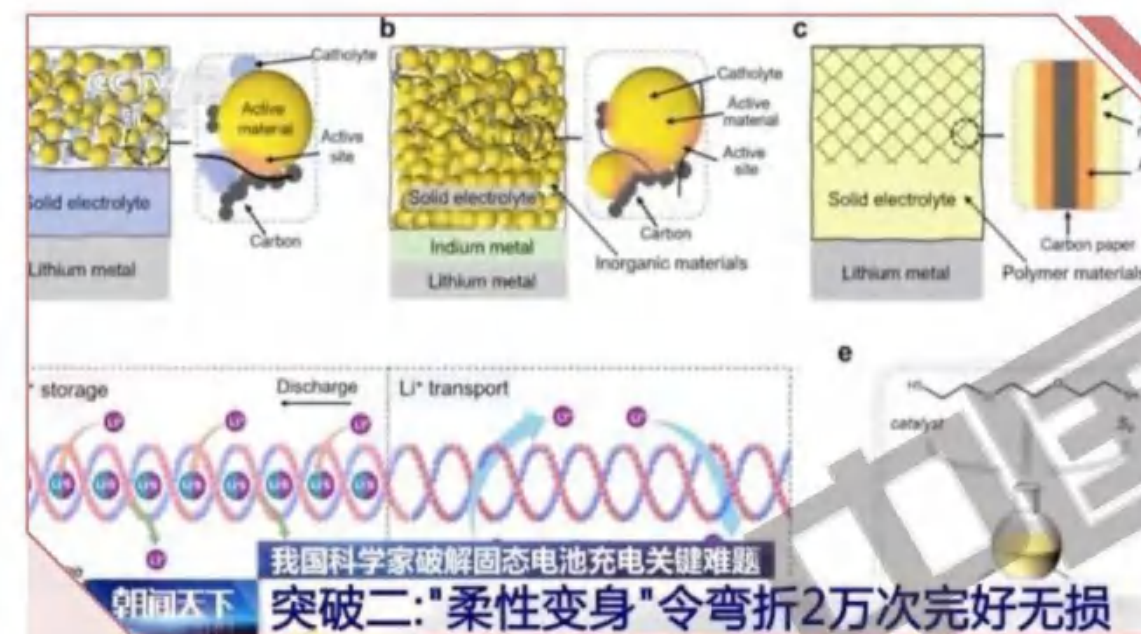


固态电池产业化持续提速，工程应用持续突破。 科研方面，我国多个科研团队的多项关键技术突破有望解决固固界面的接触难题。工程应用方面，我国建成全球最大半固态电池储能电站，固态电池实现百兆瓦级应用。



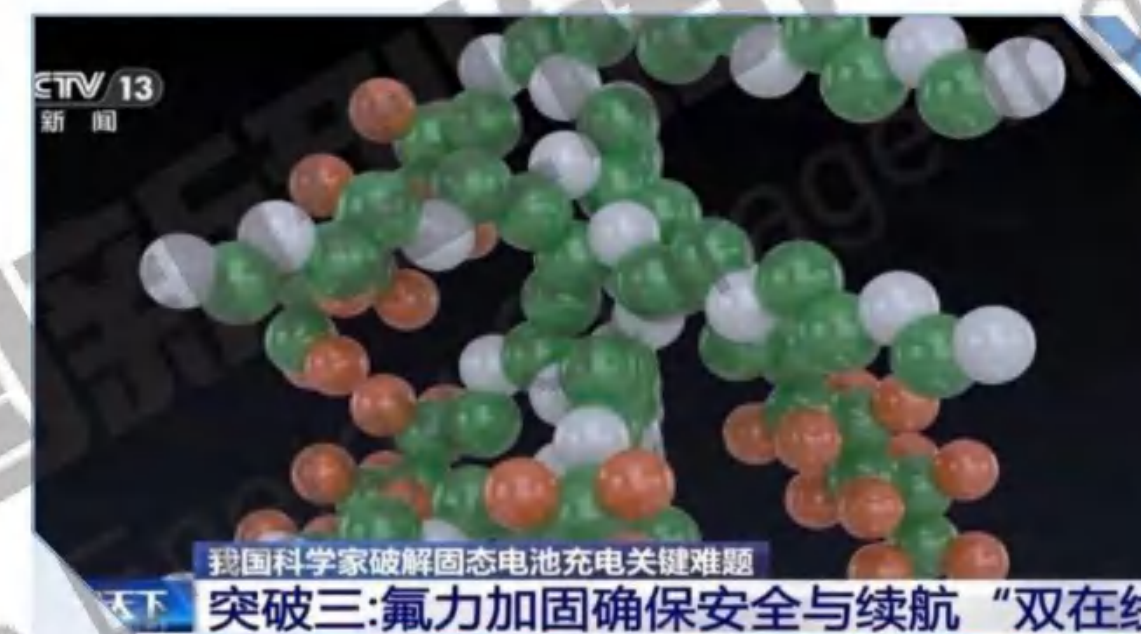
“特殊胶水”——碘离子

中国科学院物理研究所联合多家科研团队提出阴离子调控技术，引入碘离子形成富碘界面主动吸引锂离子，让电极和电解质始终保持紧密贴合。



“一体化柔性电池”

中国科学院金属所的制备的新型聚合物材料，在主链上同时引入具有离子传导功能的乙氧基团和具备电化学活性的短硫链，可使复合正极能量密度提升达86%，可承受20000次反复弯折。



“氟力加固”

清华大学科研团队用含氟聚醚材料改造电解质，电极表面的“氟化物保护壳”，能够防止高电压“击穿”电解质。这项技术在满电状态下经过针刺测试、120℃高温箱测试都不会爆炸。



2025年11月29日，位于内蒙古乌海的**20万千瓦/80万千瓦时半固态电池储能项目**正式实现并网发电。

构网型储能在政策推动下，持续验证、迭代升级。 华为推出全国首个构网型光储解决方案：FusionSolar9.0，从储能构网升级到光储构网，从发电侧构网升级到发输配用全场景构网，从站点的可视可管升级到“端-边-云”的全链路智能化、全生命周期的智能管理。**构网型技术在非锂技术路线中加速渗透。** 国家电投成功示范应用具备物理转动惯量的构网型飞轮储能系统。新疆阿克苏乌什储能电站构网型全钒液流储能项目，一次性成功通过人工短路试验。

“围绕构网型技术等七个方向开展试点工作”

——2025年5月，国家能源局发布《关于组织开展新型电力系统建设第一批试点工作的通知》

“加快推进构网型储能在高比例新能源电网、弱电网及孤岛电网的示范应用”

——2025年8月，国家发展改革委 国家能源局印发《新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027年）》



新疆阿克苏乌什250MW/1000MWh储能电站构网型全钒液流储能项目成功通过人工短路试验



富源西风电场高惯量新型飞轮储能示范项目

复合储能成为新型储能项目建设新风向。采用复合储能形式的项目逐步增长，总体呈现“功率型+能量型”、“高成本新技术+低成本成熟技术”、“短时+长时”的应用趋势。复合储能通过多种技术深度耦合，可实现全时间尺度调控覆盖（毫秒级至数小时），并为新型技术提供试验验证的平台。



山东蓬莱电厂101MW/205MWh复合储能电站项目

我国首个集成磷酸铁锂、钠离子、全钒液流及飞轮**四类储能技术**的共享储能电站商业化运营，实现了电力市场常态化交易，验证了复合储能系统在复杂电力市场环境下的技术可行性和经济竞争力。



青海大柴旦100万千瓦风光储项目配套储能电站工程

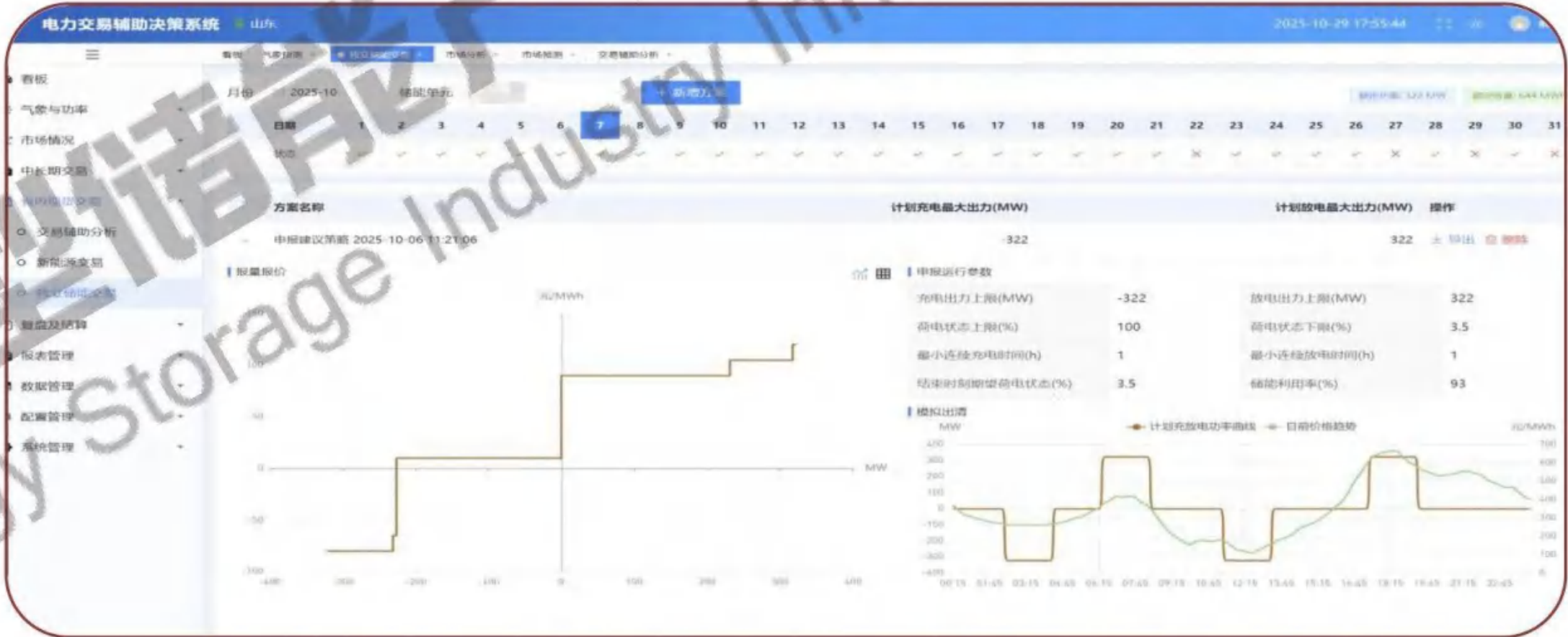
项目总装机容量200兆瓦/800兆瓦时，包含集中式和高压直挂式磷酸铁锂电池、钠离子电池、半固态磷酸锂电池、钛酸锂电池、全钒液流、超级电容、磁悬浮真空飞轮储能等**八类储能技术**，为目前国内储能类型最多、涵盖主流电化学储能类型最全的储能电站。

人工智能持续赋能储能产业链。国家发展改革委 国家能源局引发《关于推进“人工智能+”能源高质量发展的实施意见》，明确提出“加强人工智能技术在新型储能与电力系统协同优化调度，以及全生命周期安全中的应用”。在政策鼓励和市场需求的推动下，AI技术在储能电站运维、电力交易等领域应用不断深入。



储能智能运维 01

宁德时代发布智慧储能管理平台——“天恒·智储”，融合AI与机理算法，可实现故障提前7天预警。

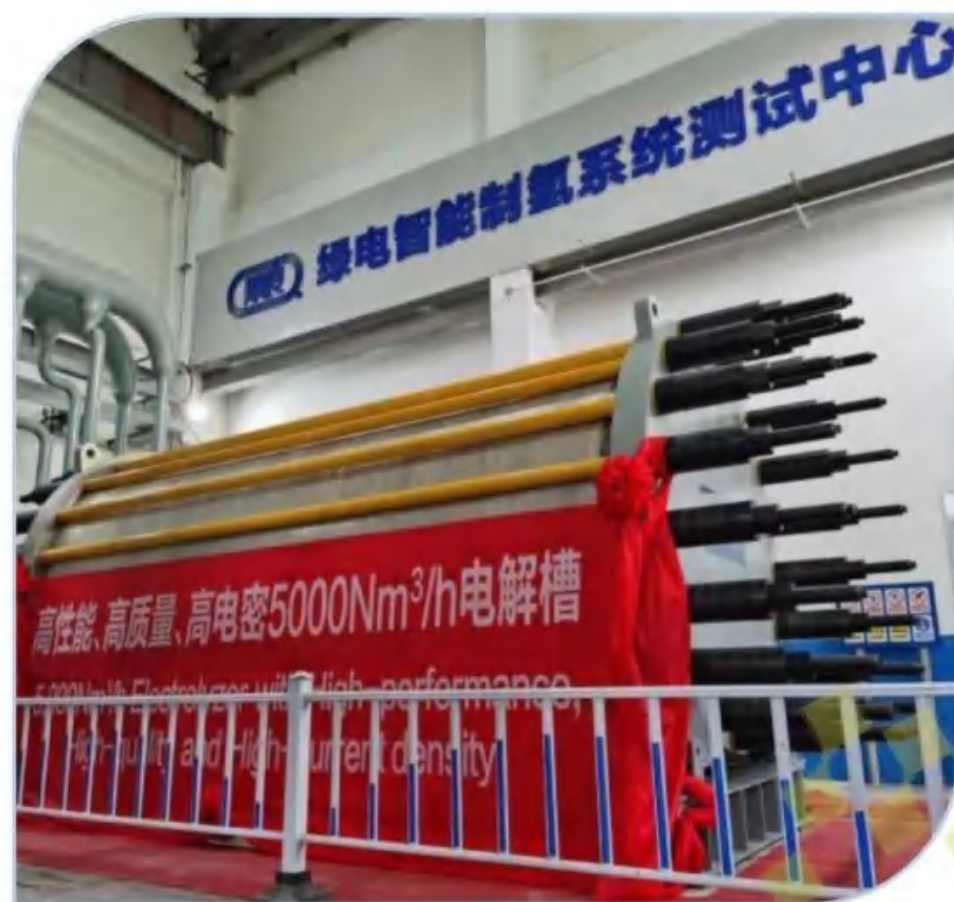


AI助力电力交易 02

通过AI 辅助决策算法，平台不仅能“看懂”电力市场价格走势，更能“算准”最优交易时机，自动生成高收益申报策略，真正实现了从“人工经验”向“智能决策”的跨越。某储能场站应用人工智能储能辅助交易决策技术后，收益提升至 1200万元，为同时段该省 10个独立储能场站 中最低的近2倍。

2025 年，电解水制氢技术呈现 “主力领跑、新锐破局” 的多路线并进态势

- 碱性电解水制氢设备（ALK）凭借成熟的商业化能力，贡献超 90% 的规模化应用，成为绿氢产业发展的核心支柱；
- 质子交换膜电解水制氢设备（PEM）聚焦示范应用，加速向规模化场景渗透；
- 阴离子交换膜（AEM）与高温固体氧化物（SOEC）电解水制氢设备，成功实现工程化交付、小批量订单落地的关键跨越。



ALK: 5000Nm³/h走向实证

新疆阿勒泰福海县光储氢氨醇一体化项目开工，绿氢产能为72000Nm³/h，配置5000Nm³/h、3000Nm³/h、2000Nm³/h的碱性电解槽



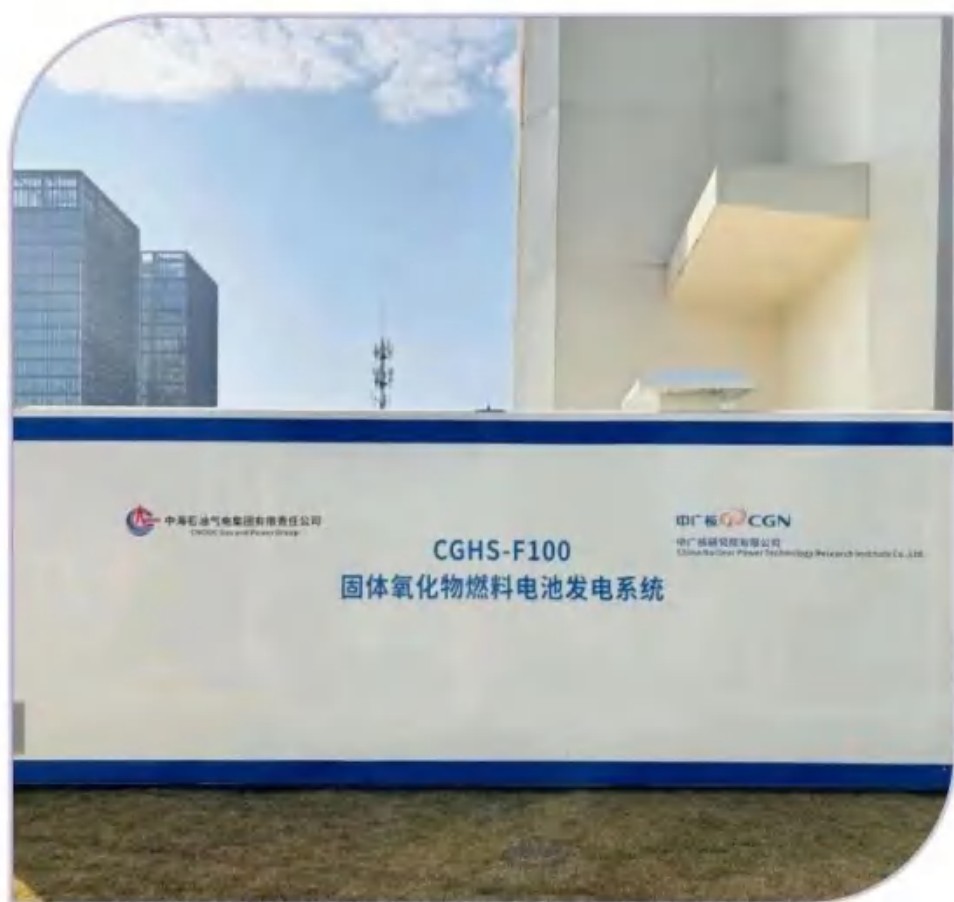
PEM: 500Nm³/h电解槽发布

华电科工、中车株洲相继发布500Nm³/h电解槽
项目应用：将应用于华电调兵山项目/陕西示范项目等



AEM:单堆达到1MW

宿迁绿能氢创发布首台单堆1MW AEM电解槽。该电解槽具备宽泛的运行温度范围，可在 4℃低温环境下瞬时启动，可30秒内冷启动出氢。



SOFC:100kW系统研制成功

由中广核研究院和中海石油气电集团有限责任公司联合研发的100kW SOFC发电系统完成测试，标志着国内首套最大单机功率百千瓦级高温燃料电池发电系统研制成功。

兆瓦级氢能燃气轮机完成运行验证。11月8日，国家电投集团北京重燃能源科技发展有限公司自主研发的国内首台套兆瓦级纯氢燃机（额定功率1.7兆瓦，型号BGT-H017）顺利**通过72+24小时满负荷连续运行验证**，整体性能处于国际先进水平，NOx排放控制在7-20ppm@15% O₂之间。这是国内首个自主研发并经历完整产品验证流程的纯氢燃机，标志着我国在氢能燃机领域实现重要突破。



产品参数	
单机出力	1.7MW等级
燃料流量	2352Nm ³ /h
燃氢能力	100%氢燃烧能力
兼容劣质氢	对氢纯度要求不高
NOx排放(15%O ₂ ,干式)	<50mg/Nm ³

示范工程

中国能建松原氢能产业园



中国能建松原氢能产业园项目一期投产，创造了规模最大、储氢量最大、最宽负荷柔性工艺和最大规模碱性电解制氢设备四项世界纪录。松原项目通过“风光直供+储能调峰+高效电解制氢+动态氨合成一体化”模式实现绿色氢能生产。项目配置64套1000标方碱性电解槽系统。球罐储氢规模45万立方米，为全球最大。项目一期可年产4.5万吨绿氢、20万吨绿氨和绿色甲醇。

熔盐储热。政策支持方面，国家发改委发布《关于促进光热发电规模化发展的若干意见》，作为光热电站的重要环节，熔盐储热迎来发展新机遇。塔式熔盐光热发电技术入选工信部国家节能降碳技术推荐目录。**工程应用方面**，熔盐储热在煤电改造、光热储热领域深入应用。全国最大“煤电+熔盐”储能项目及多个光热电站投运。



全国最大“火电+熔盐”储能项目

2025年8月30日，国家能源集团安徽公司宿州电厂建设的1000兆瓦时全国最大“火电+熔盐”储热项目投入运行，这是全国**首台套GWh级煤电熔盐储换热成套装备及控制系统**、国家首批绿色低碳先进技术示范项目，该项目创新提出“主蒸汽+热再+四抽”三路抽汽方案，打破传统煤电“以热定电”的刚性约束，通过**390°C高温熔盐罐与190°C低温熔盐罐**的协同运行，实现1000兆瓦时热能跨时段存储与释放。



全球首个“双塔一机”光热储能电站

2025年10月2日，全球首个“双塔一机”光热储能电站全系统成功试运行。该光热储能电站装机容量10万千瓦，首次采用“**两座吸热塔+一套汽轮发电机组**”的创新配置。在储能发电环节，吸热塔将太阳能转化的热能储存在**565°C的高温液态熔盐**中，实现稳定储热。当电站接到电网调度指令后，高温熔盐通过换热系统加热水产生蒸汽，驱动汽轮发电机组运行发电。该光热储能电站的熔盐储热系统，可储存满足10万千瓦机组6小时满负荷发电的热能，具备储能时间长、响应速度快、输出功率稳定的优势，可实现24小时不间断供电。

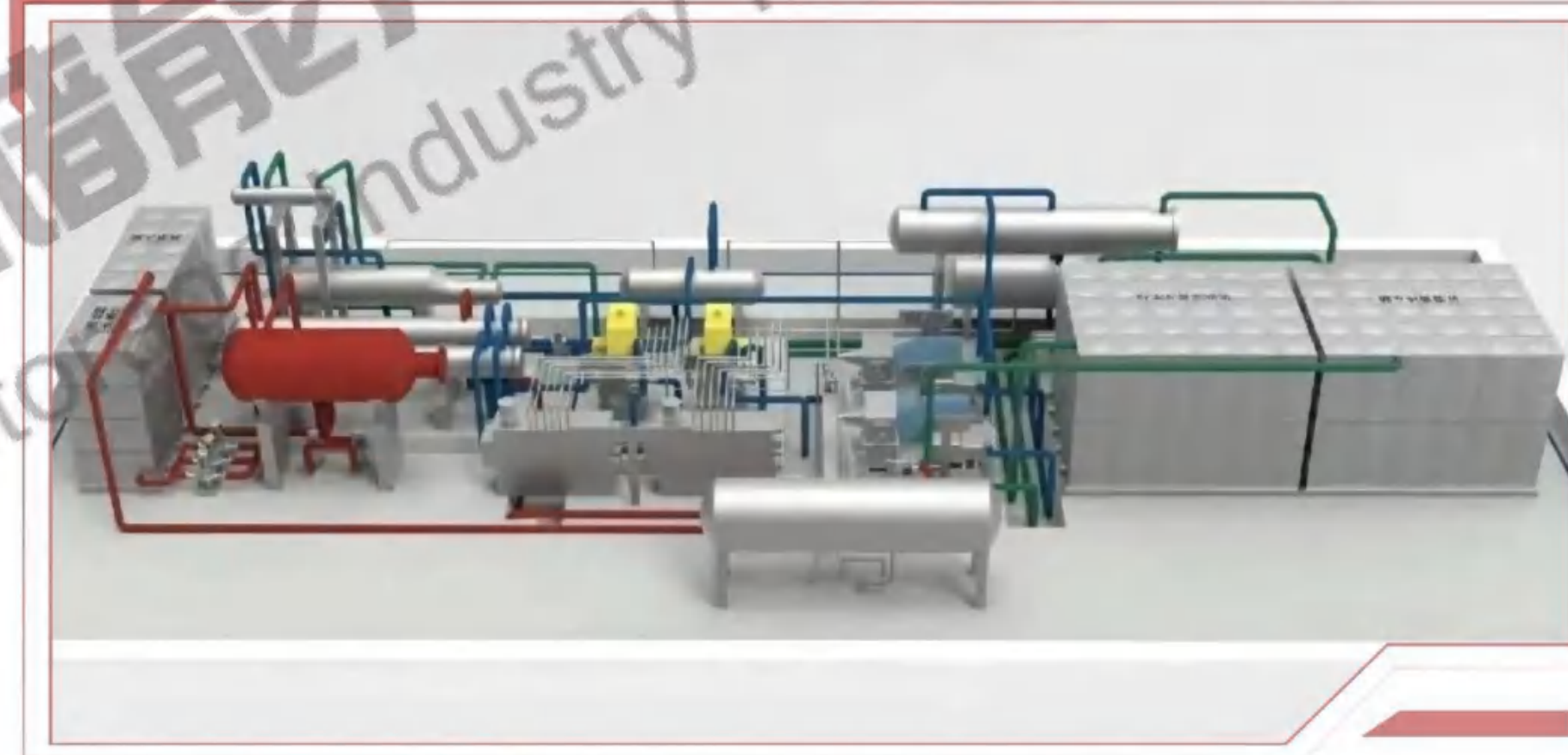
超高温热泵储能技术 国家电投集团发布全球首套“储诺”超高温热泵储能技术。

超高温大容量压缩CO₂ 电热储能技术 哈电集团自主开发世界首套兆瓦级压缩CO₂ 电热储能中试系统。



全球首套“储诺”超高温热泵储能系统

规模化电电转化效率65%以上，储热高温560℃以上，低温可达零下60℃，储能密度可达80~120 kWh/m³

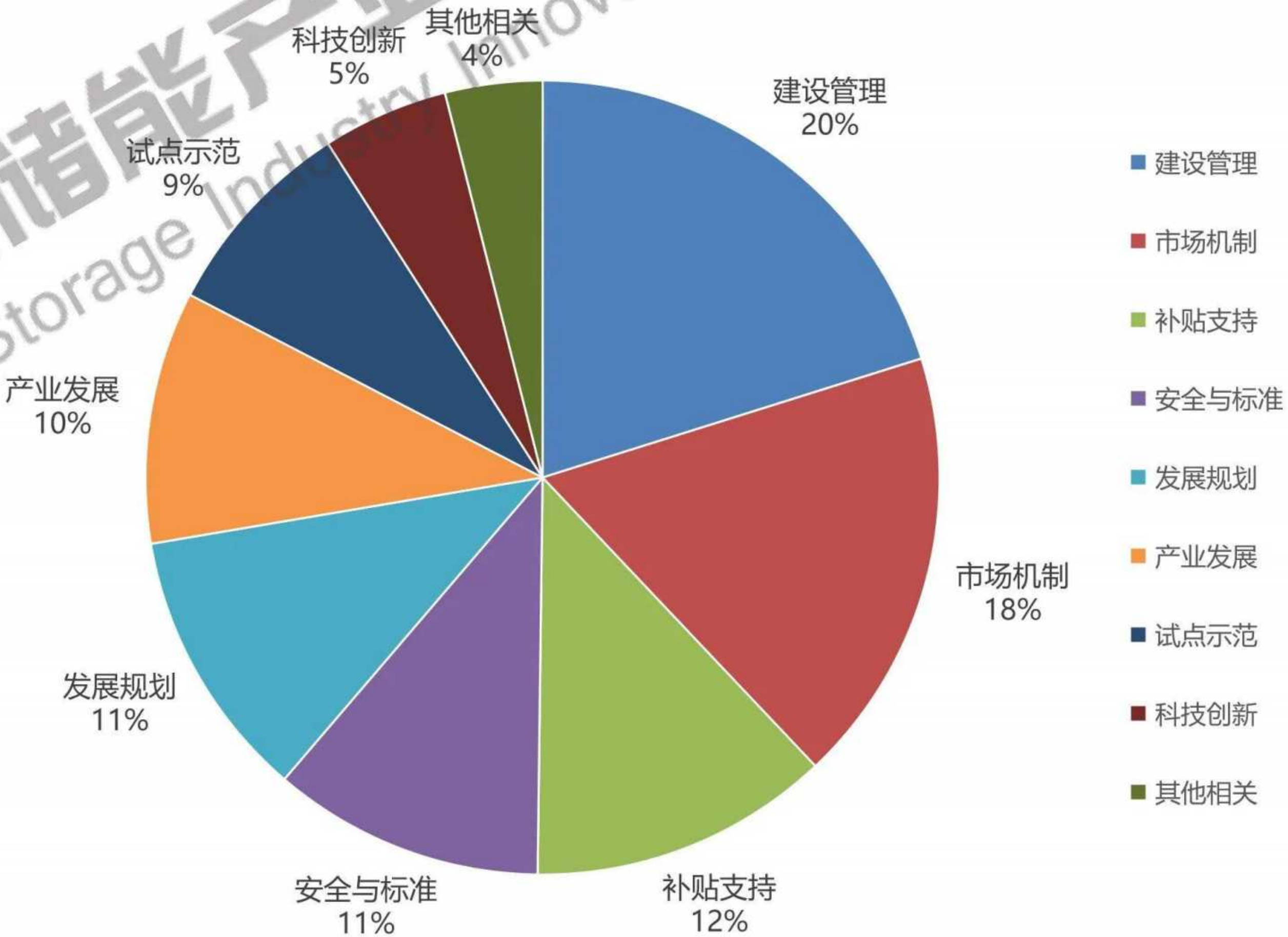


世界首套兆瓦级压缩CO₂电热储能中试系统

压缩CO₂ 电热储能系统是以CO₂ 为循环工质，创新性耦合超高温热泵储电和布雷顿循环发电双闭式循环动力系统。在系统集成方面，采用“无储气”设计，以高温热能作为能量载体，实现储能端特高温热泵系统和释能端超临界CO₂ 布雷顿循环系统的融合。在核心装备方面，成功研发出口温度突破570℃、压比超高7的跨临界CO₂ 离心压缩机组，实现离心叶轮精准设计、三维气动高精度数值仿真、抗碳氧腐蚀复合防护、超高温下叶轮强度考核体系开发、复杂轴系稳定性分析等多项核心技术创新。通过运行参数自适应及变频技术，机组可在50%-105%宽工况下灵活高效运行。

1.3亿以上 新增装机 快速增长	超1200h 调度利用水 平持续提高	蒙新鲁 超1000万千瓦			
近40次 技术创新工 程化破记录	300MW 人工硐室压 缩空气带电	超96小时 1.7MW自主纯氢燃 机满负荷连续运行	5000Nm³ ALK最大单 槽走向实证	500+Ah 锂离子电池 GWh级并网	1MW AEM电解槽 单体电堆
8类技术 单个复合储 能电站	1.26倍 AI储能交易 年度收益差异	4项 制氢储氢世 界纪录	560度 热泵储能最 高实现温度	GWh级 火电+熔盐 储热	MW级 CO₂ 电热储能

国家和地方政策促进新型储能发展。“发展新型储能”连续两年写入政府工作报告。《中共中央关于制定国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议》指出**大力发展新型储能**。2025年，国家和有关地方部门累计发布新型储能强相关政策253项。



2025年新型储能政策涉及内容类型占比图

2025年发布的新型储能强相关政策，国家级75项，地方级178项，“换挡加速”落地。

取消配储

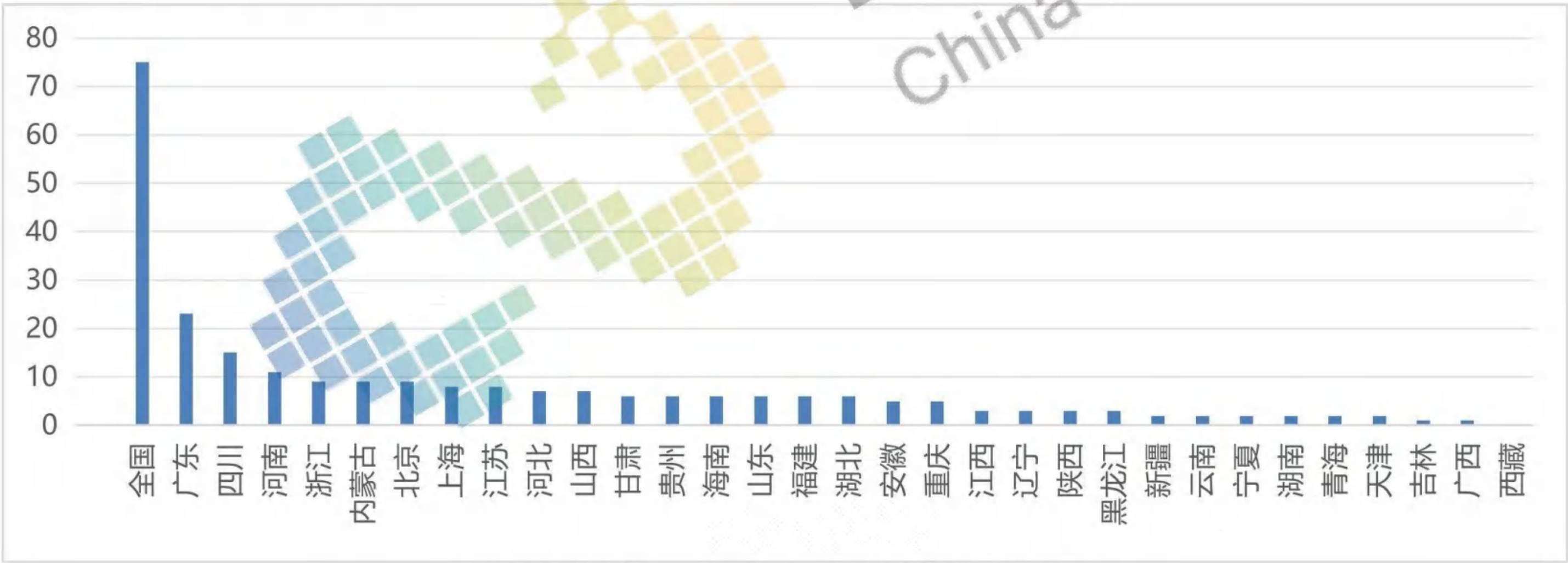
2025年2月，国家发展改革委印发《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号），不得向新能源不合理分摊费用，不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件。

产业发展

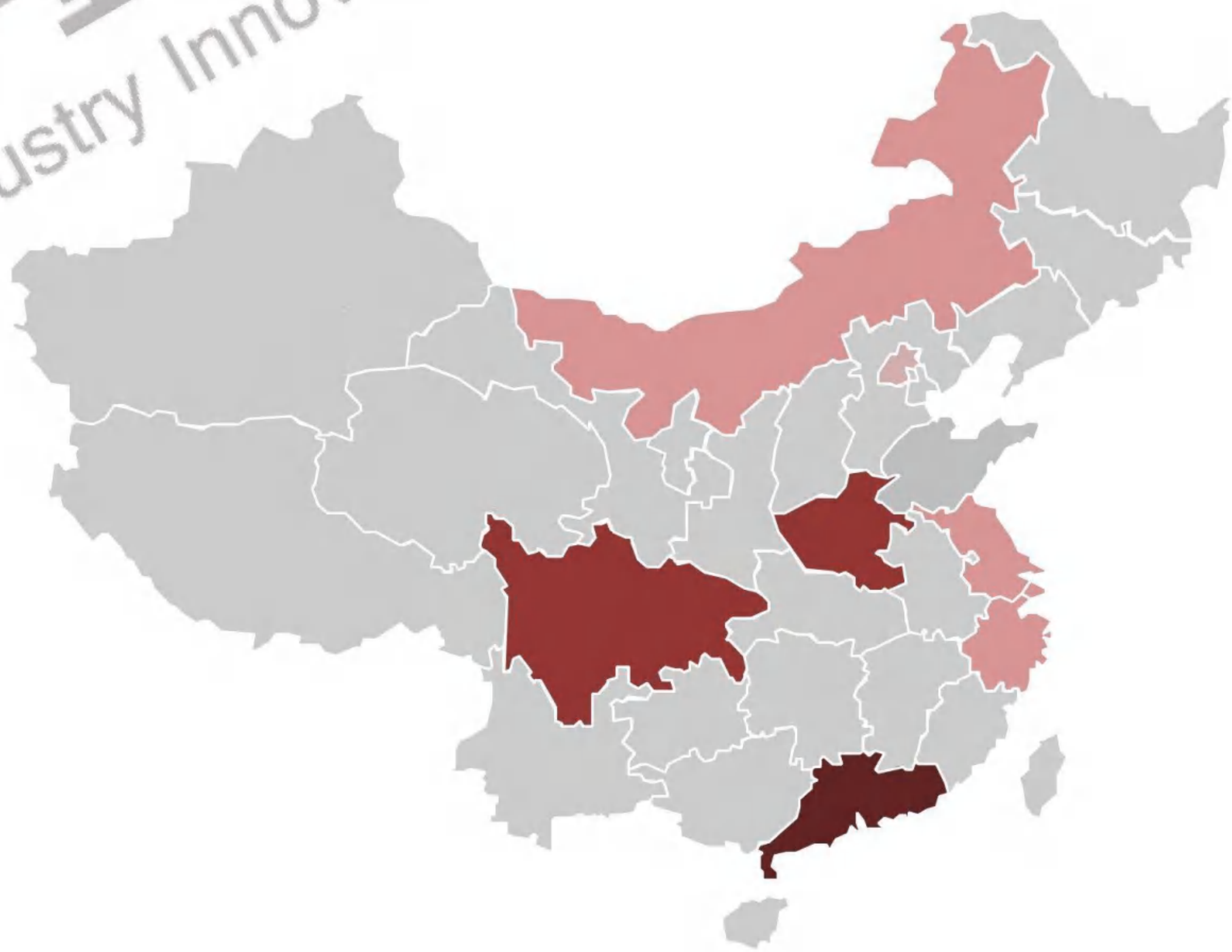
2025年9月，国家发展改革委、国家能源局联合印发了《新型储能规模化建设行动方案（2025—2027年）》，提出到2027年，新型储能技术路线及应用场景进一步丰富，培育一批试点应用项目，打造一批典型应用场景，有力支撑我国能源绿色低碳转型和经济社会高质量发展。

安全全管

2025年4月，五部门联合印发《关于加强电化学储能安全管理有关工作的通知》，提升电池本质安全水平，开展安全条件和设施论证评价，完善相关标准规范，落实安全监管责任，加强部门工作联动和信息共享，落实企业安全生产主体责任。



2025年分地区储能相关政策出台数量





136号文的出台标志着新型储能发展将从政策引导向市场驱动转变。随着“十五五”期间中长期现货、辅助服务市场和容量补偿机制逐步完善，新型储能的各项价值可通过不同交易品种更好体现，也将加速其从“项目配套”向“独立市场主体”的转型。

中华人民共和国国家发展和改革委员会
National Development and Reform Commission

首页

机构设置

新闻动态

政务公开

关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知(发改价格〔2025〕136号)

发布时间: 2025/02/09 来源: 价格司 [打印]

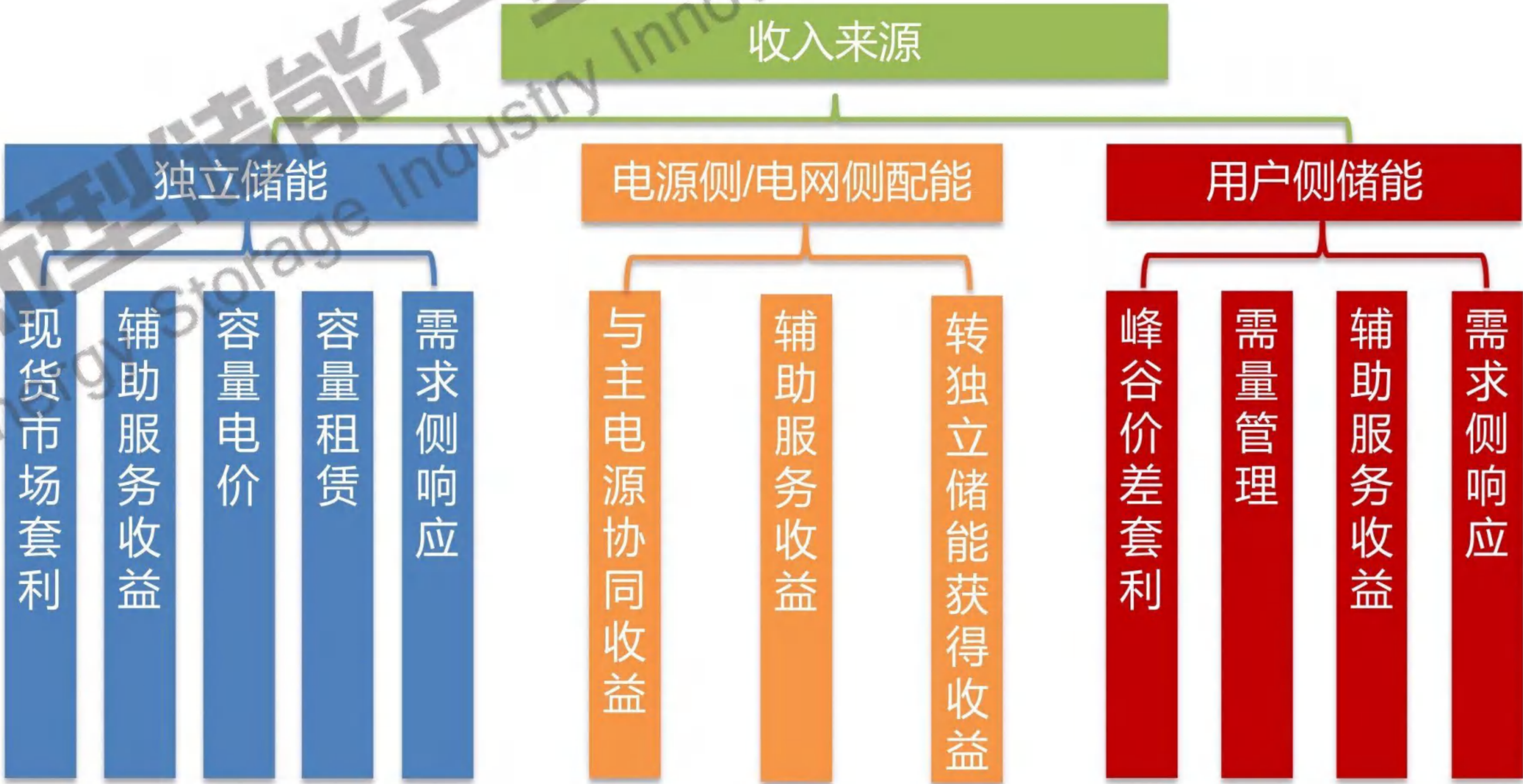
国家发展改革委 国家能源局关于
深化新能源上网电价市场化改革 促进
新能源高质量发展的通知

发改价格〔2025〕136号

各省、自治区、直辖市及新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，天津市工业和信息化局、辽宁省工业和信息化厅、重庆市经济和信息化委员会、甘肃省工业和信息化厅，北京市城市管理委员会，国家能源局各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司、中国核工业集团有限公司、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司、国家能源投资集团有限公司、国家开发投资集团有限公司、华润（集团）有限公司、中国广核集团有限公司：

为贯彻落实党的二十届三中全会精神和党中央、国务院关于加快构建新型电力系统、健全绿色低碳发展机制的决策部署，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，大力推动新能源高质量发展，现就深化新能源上网电价市场化改革有关事项通知如下。

一、总体思路





政策	相关内容
《关于促进我省新型储能示范项目健康发展的若干措施》	明确 电量交易、容量补偿、容量租赁 三种盈利渠道。 电量交易收益 通过参与现货市场，根据市场分时价格信号“低买高卖”获取电能量差价收益，其相应 充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加 。
《山东电力市场规则（试行）》	独立新型储能电站以报量报价方式参与电能量市场，实时市场执行日内市场出清结果。新型储能电站可以报价参与 调频辅助服务市场 。新能源场站（ 含配建储能 ）原则上以项目为交易单元参与市场交易。
《关于贯彻发改价格〔2023〕1501号文》	自2024年1月1日起，现行市场化容量补偿电价用户侧收取标准由每千瓦时0.0991元（峰平谷）暂调整为 0.0705元（峰平谷） ，并明确 独立储能示范项目补偿标准为月度补偿的2倍 。
关于印发《山东省2025年新能源高水平消纳行动方案》的通知	支持储能自主参与实时电能量市场和调频、爬坡、备用等辅助服务市场。 存量新能源场站继续实施容量租赁 ，按并网承诺落实配储责任。

✓ **配储机制创新：**山东省将允许新能源场站将配储容量在“场内自用”与“独立参与市场”之间灵活分配，针对配储“建而不用”问题，在规则层面先行先试。

以10万千瓦/20万千瓦时独立新型储能电站为例。

- 电量交易收益：**2025年平均不足一充一放。
- 容量补偿收益：**全年容量补偿收益约500万元。
- 容量租赁收益：**目前独立储能租赁费用呈下降趋势，按照每年每千瓦150元计算，考虑实际租赁率约20%，10万千瓦的独立储能电站年度可获收益约300万元。
- 调频辅助服务收益：**2025年8月试运行，2026年正式运行。火电为主，电化学储能最高允许全容量参与，和电能量同时申报调频优先。
- 爬坡辅助服务收益：**正在规则建设和运行测试。

商业模式：2025年12月31日前有电能量交易、调频辅助服务、独立储能调峰容量补偿、共享储能容量租赁等。**调频收益比例高，电能量和调频交易同时参与同时结算。**

政策	相关内容
《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则》 (甘监能市场〔2022〕238号文)	明确了辅助调频收益的相关要求，调频申报价格为6-12元/兆瓦；综合K值均值为上限1.5。
《甘肃省内现货市场运行规则》(V3.1)	甘肃省内当前现货市场运行价格区间为0.04元/千瓦时-0.65元/千瓦时。
《甘肃省发展和改革委员会国家能源局甘肃监管办公室关于实施煤电容量电价机制有关事项的通知》(甘发改价格〔2024〕14号文)	确定了容量电费与现货电价的具体规定，调峰容量费出清价格为300元/兆瓦/日，乘以申报功率乘以充放电小时数。

10万千瓦/20万千瓦时独立新型储能电站。

- 电量交易收益：**2025年充放电价差河西约0.17元/千瓦时，全年收益约900万元；河东约0.12元/千瓦时，全年收益约600万元。
- 调频辅助服务：**每日调频里程约4000MW，综合K值按1.3，出清单价11元/MW核算。
- 调峰容量补偿：**300元/兆瓦/日，年度收益最高约2100万元。
- 容量租赁收益：**自136号文下发后不再强制配储，共享储能已签约容量租赁的合同到期后不再续签。

商业模式：2025年充放价差由中长期价差决定，具备多充多放条件，收益来源有电能
量交易、容量租赁、容量补偿等。

商业模式	相关内容
电能量交易 《2024年河北南部电网独立储能参与电力 中长期交易方案》	独立储能参与中长期分时段交易及现货交易，在低谷时段充电、高峰时段放电（ 平均充放电价差约为0.5元/KWh ），利用峰谷价差空间来获取收益。 河北省政策明确，独立储能电站向电网送电的，其相应充电电量不承担输配电价、 系统运行费用和政府性基金及附加
容量电价补偿 《关于完善独立储能先行先试电价政策有 关事项的通知》	按照河北省相关政策，按照 每年100元/千瓦 的标准对独立储能进行补偿，保障独立 储能合理收益。（执行24个月）

10万千瓦/20万千瓦时独立新型储能电站。

电量交易收益：按照全年400次充放，平均充放价差0.5元/千瓦时。

容量电价收益：全年收入约1000万元。

调频辅助服务：预计2026年开放

得益于内蒙古2021年开始的一系列积极的新型储能发展政策，目前其装机规模位居全国第一。截至2025年底，蒙西电网累计投运新型储能电站98座，累计装机容量1365万千瓦/4697万千瓦时。独立储能以4小时为主，部分配置6小时时长。商业模式为电能量价差和容量补偿费用。

政策	相关内容
《内蒙古自治区人民政府办公厅关于印发自治区支持新型储能发展若干政策(2022—2025年)的通知》（内政办发[2022]88号）	建立市场化补偿机制，纳入自治区示范项目的独立新型储能电站享受容量补偿，补偿上限为 0.35元/千瓦时，补偿期不超过10年 。容量补偿费用按放电量计算，根据实际调用电量，由未提供有偿调峰服务的市场主体分摊。
《内蒙古自治区能源局关于加快关于加快新型储能建设的通知》（内能源电力字〔2025〕120号）	明确补偿标准一年一定，每年9月底前公布次年补偿标准， 补偿标准明确后执行时间为10年。该容量补偿标准创下了补偿标准最高、补偿时间最长两个全国第一。 明确独立新型储能电站可"双重身份"参与交易，可自主选择参与电力市场的运行模式。
《内蒙古自治区能源局关于规范独立新型储能电站管理有关事宜的通知》（内能源电力字〔2025〕656号）	2026年度独立新型储能电站向公用电网放电量的补偿标准为 0.28元/千瓦时 。独立新型储能电站应切实发挥对电力系统的调节作用， 在新能源消纳困难时段不得向电网放电、在电网供电紧张时段不得充电。原则上清单内储能电站日内全容量充电次数不得超过1.5次。

10万千瓦/20万千瓦时（按4小时折算）独立新型储能电站。

电量交易收益：按照1.5次充放，平均充放价差0.22元/千瓦时。

容量补偿收益：按照1.5次充放。

调频辅助服务：2025年暂未开放。

商业模式：2025年经历了三段商业模式变化，目前收入来源为电能量交易及辅助服务交易，调峰市场不再运行。

《西北能监局关于对储能项目参与宁夏电力辅助服务市场等有关事项的意见》
《自治区发展改革委关于新型储能项目参与辅助服务市场有关事项的复函》
《自治区发展改革委关于促进储能健康发展的通知》
《自治区发展改革委关于做好2025年电力中长期交易有关事项的通知》
《自治区发展改革委关于开展宁夏电力市场连续结算试运行工作的通知》等政策

10万千瓦/20万千瓦时独立新型储能电站。

调峰辅助服务市场：2023年1月~2025年7月1日，**储能调峰辅助服务补偿价格为0.6元/千瓦时（调试期补偿价格为0.48元/千瓦时）**。储能电站下网电量、上网电量**执行火电基准电价（259.5元/千千瓦时）**。

中长期市场+调峰辅助服务市场：2025年1月~2025年10月，独立储能参与中长期电能量市场，获得差价收益并同步享受调峰辅助服务收益。

中长期市场+调频辅助服务市场：2025年10月起，独立储能可参与中长期、现货电能量交易及调频、爬坡辅助服务交易，调峰市场不再运行，以“报量报价”方式参与市场。



政策依据：《关于加快推动我省新型储能项目高质量发展的若干措施》（苏发改能源发〔2023〕775号），提出可落地、可操作、有实效的支持政策。

优化调用结算方式

- 1. 在迎峰度夏（冬）期间（1月、7-8月、12月），独立新型储能项目按照电网调度指令安排调用充放电，原则上全容量充放电调用次数不低于160次或放电时长不低于320小时，**不结算充电费用**，放电上网电量价格为江苏燃煤发电基准价（0.391元/千瓦时）。
- 2. 在非迎峰度夏（冬）期间（2-6月、9-11月），独立新型储能项目可根据自身需求进行充放电，原则上采取“低充高放”模式，放电电量上网价格为我省燃煤发电基准价，充电电量按江苏燃煤发电基准价的60% 进行结算。

顶峰费用支持

在2023年至2026年1月的迎峰度夏（冬）期间（1月、7-8月、12月），依据其放电上网电量给予顶峰费用支持，顶峰费用逐年退坡，具体为：2023年至2024年0.5元/千瓦时，**2025年至2026年1月0.3元/千瓦时。**

建立容量租赁机制

需要配建储能容量的新能源企业按照自愿原则，可在省内租赁或购买独立新型储能项目容量的方式落实配建储能要求,相关价格和费用由各投资主体自主协商确定。

以10万千瓦/20万千瓦时独立新型储能电站为例，在全年迎峰度夏（冬）期间，可获得收益1251.2万元，非迎峰度夏（冬）期间收益视实际充放电情况而定。同时，在2025年至2026年1月期间，可获得顶峰费用960万元。

收益来源		收益
充放电差价	迎峰度夏（冬）期间	$0.391 \times 10 \times 4 \times 80 = 1251.2 \text{万元}$
顶峰费用支持	按2025年至2026年1月0.3元/千瓦时	$0.3 \times 10 \times 4 \times 80 = 960 \text{万元}$

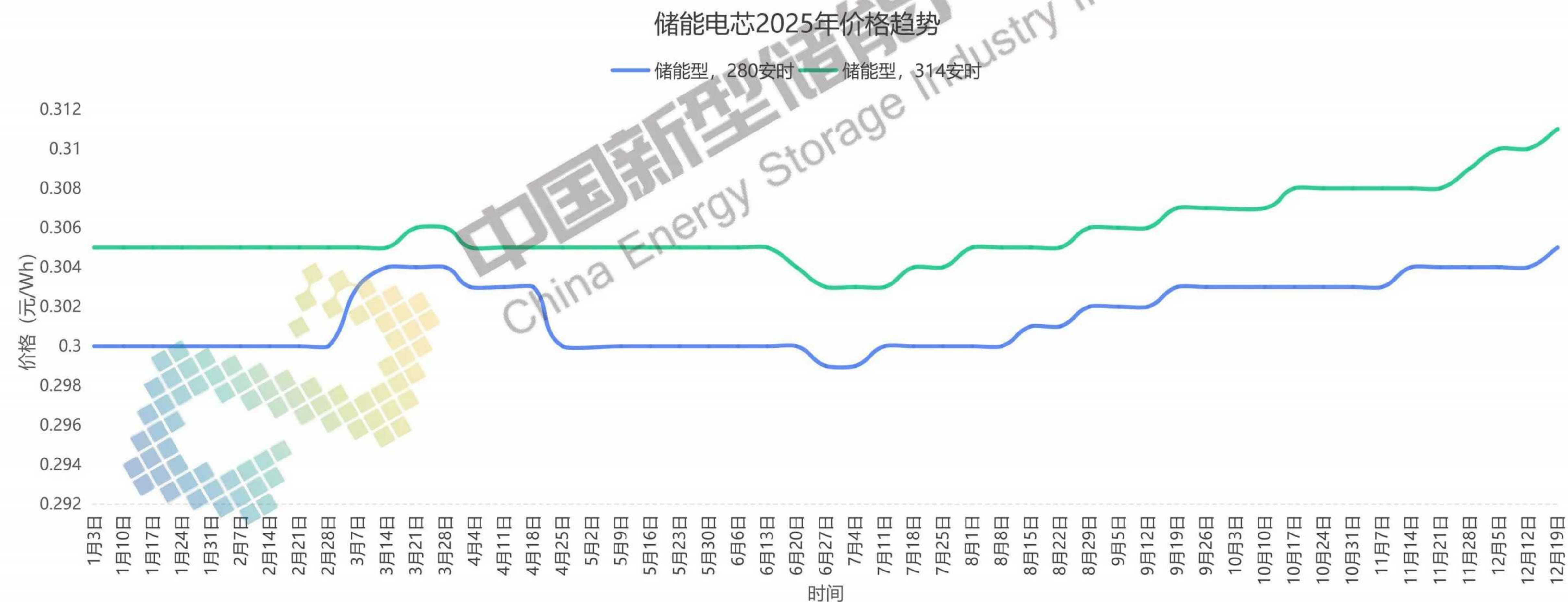


2025 年碳酸锂价格呈 W 型波动，上半年从年初均价约 7.5 万元 / 吨跌至年中 5.99 万元 / 吨的历史低点，8 月反弹至 8.57 万元 / 吨，随后再次下跌至 7.25 万元 / 吨，四季度受高成本产能出清、矿山减产供应收缩，及储能与新能源汽车需求爆发拉动，价格强势反弹，年末突破 11 万元 / 吨，较年内低点涨幅超 110%。



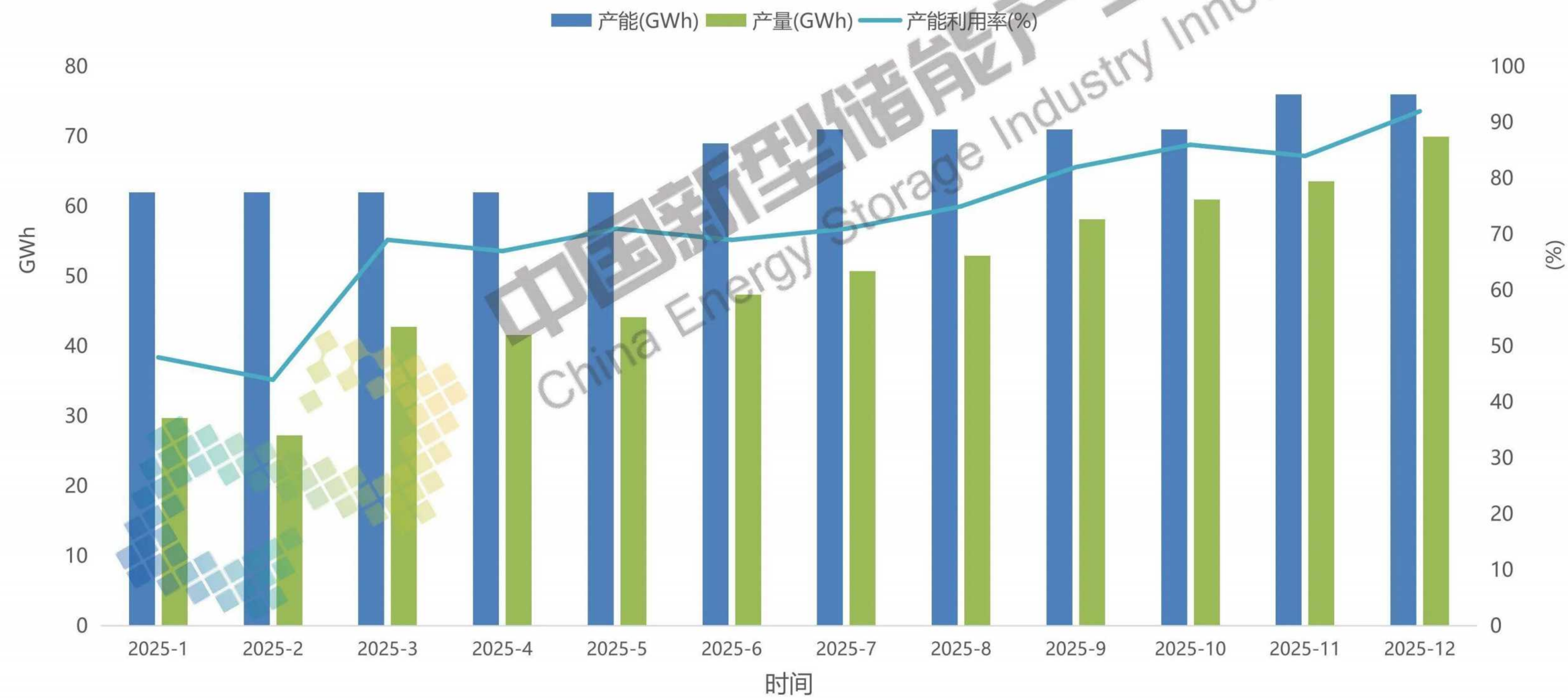
数据来源：上海有色网

2025 年方形磷酸铁锂电芯价格呈 V 型反转：上半年从 0.30-0.32 元 / Wh 跌至 6 月底 0.28-0.30 元 / Wh 的年内低点，下半年受上游碳酸锂价格回升和储能需求爆发推动，12 月底回升至 0.31-0.35 元 / Wh，高端产品达 0.37-0.38 元 / Wh，全年涨幅 10-15%。



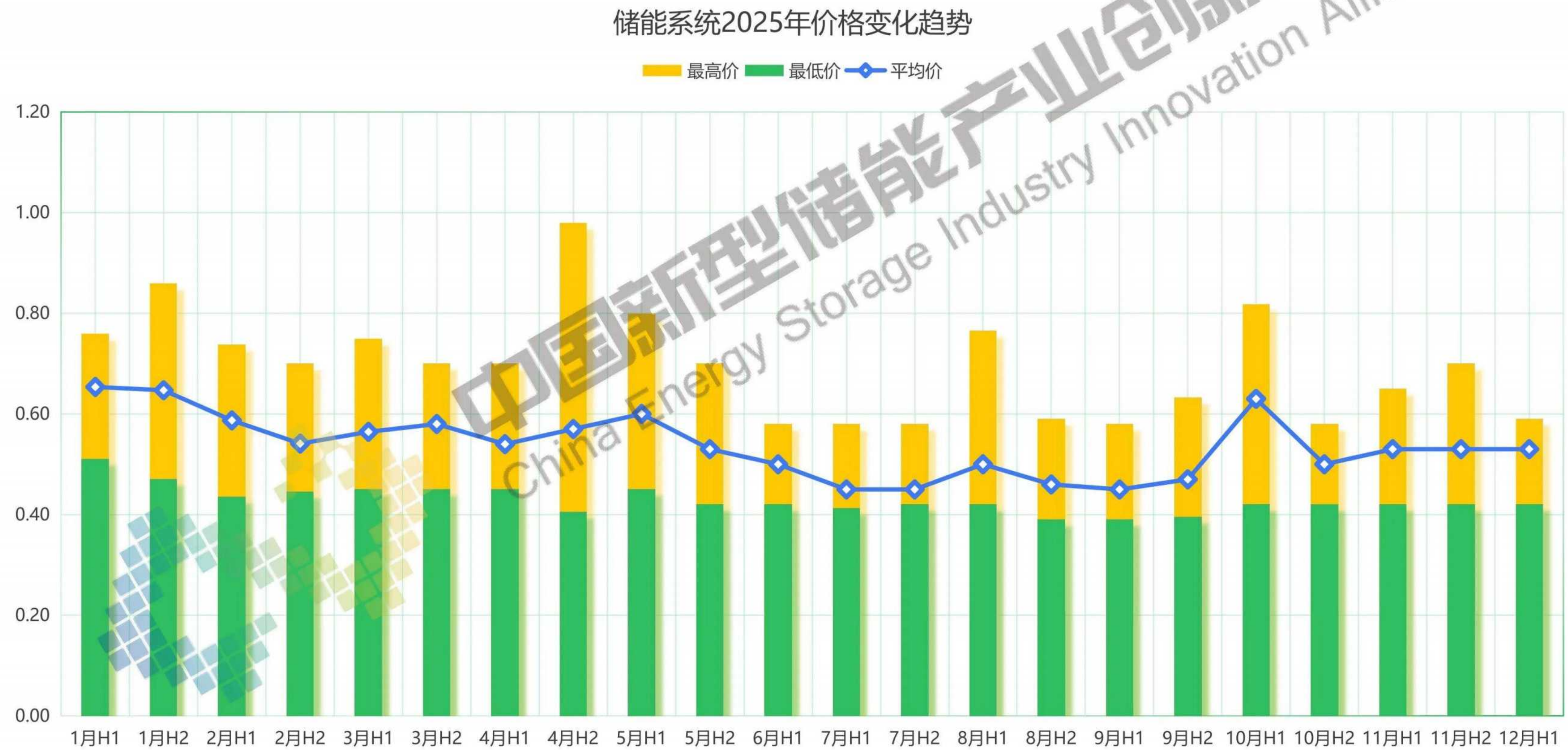
锂离子储能电池产能、产量近年来持续提升，已处于供大于求状态。2025年，锂离子电池总产能约815GWh,总产量近590GWh，平均产能利用率约72%，较2024年平均产能利用率55%呈上升趋势。

我国2025年度各月份锂离子电池产能、产量及利用率变化趋势图



数据来源：鑫椤锂电

2025年，锂离子电池储能系统中标价格呈**波动下降**趋势，全年平均价格0.47元/Wh。



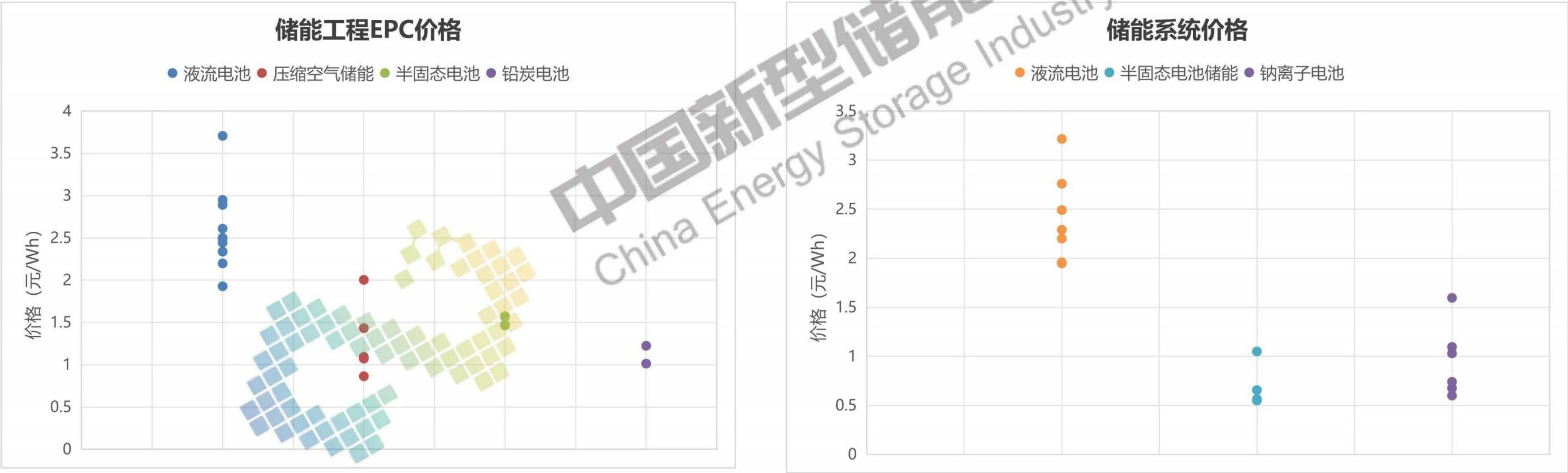
数据来源：中国招标投标公共服务平台

2025年全年锂离子电池储能EPC中标价格呈**波动下降**趋势，全年平均价0.97元/Wh。



数据来源：中国招标投标公共服务平台

2025年，联盟秘书处持续跟踪液流电池、压缩空气储能、半固态电池储能、铅炭电池储能、钠离子电池储能等技术路线系统价格和工程造价。经统计，全钒液流储能系统平均中标价格2.15元/Wh，全钒液流电池储能EPC中标价格2.46元/Wh。压缩空气储能EPC平均中标价格1.19元/Wh，半固态储能系统平均中标价格0.56元/Wh，钠离子储能系统平均中标价格0.81元/Wh。



数据来源：中国招标投标公共服务平台

0.578元/Wh



0.47元/Wh

锂离子电池
储能系统

1.1元/Wh



0.81元/Wh

钠离子电池
储能系统

2.2元/Wh



2.15元/Wh

液流电池
储能系统

1.2~1.5元/Wh

1.1~1.5元/Wh

压缩空气
储能电站



据BNEF统计，2025年全球新增新型储能装机92GW/247GWh，同比增长22.7%/34.4%。

CN

中国：全球增长的引擎

US

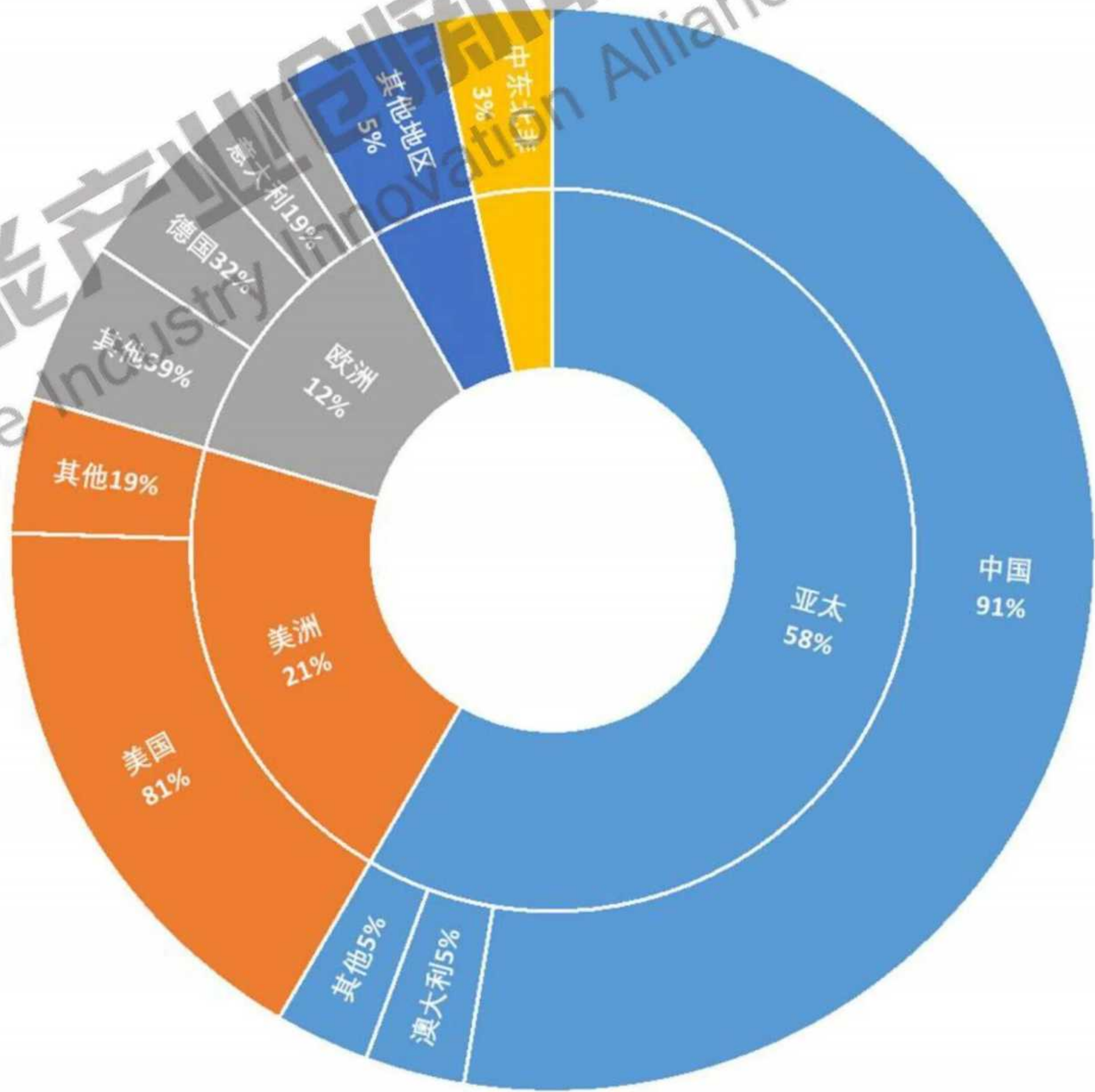
美国：AI驱动储能第二增长曲线，25年新增约13GW/42GWh

EU

欧洲：多点开花，25年新型储能装机为24GW/31GWh。

Oth.

新兴市场：澳大利亚、中东、智利大规模爆发，亚非拉工商业储能迎来替代柴发的经济红利。



2025年全球各地区及主要国家新增新型储能装机占比



储能系统电池包均价

70美元/千瓦时 (同比↓45%)

中国储能专用电芯产能

可以满足全球需求



中国：全球价格洼地

价格：约 55美元/千瓦时

- 近年产能快速增加
- 磷酸铁锂LFP技术主导，具有完整产业链优势
- 拥有全球最成熟的储能供应链



美国：政策驱动下的高成本

价格：约 108美元/千瓦时

- 大而美法案（OBBBA）和IRA法案推高供应链成本。
- AI数据中心和可再生能源并网需求旺盛
- 供应链本土化产能利用率不足

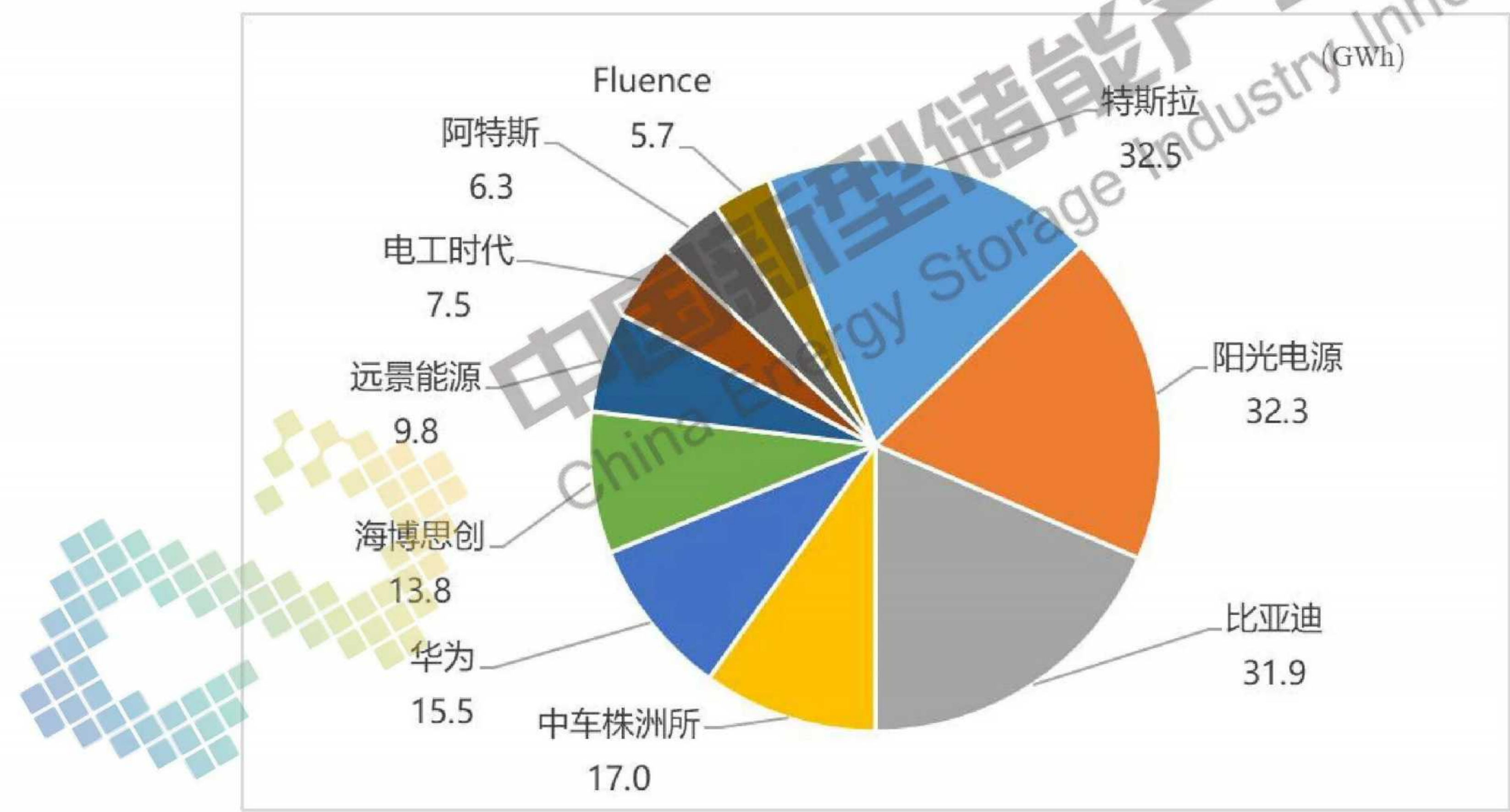


欧洲：转型中的竞争市场

价格：约 92美元/千瓦时

- 进口依赖与价格竞争激烈
- 能源转型推动储能需求快速增长
- 严格的环保和安全标准提升产品合规成本

从储能供应链市场集中度来看，当前全球储能行业呈现 “高集中、无垄断” 特征：前十大供应商合计占据约60%的市场份额，头部阵营格局已较为清晰，但尚未出现单一企业垄断市场的情况，前三名企业竞争异常激烈，排名处于动态调整中。

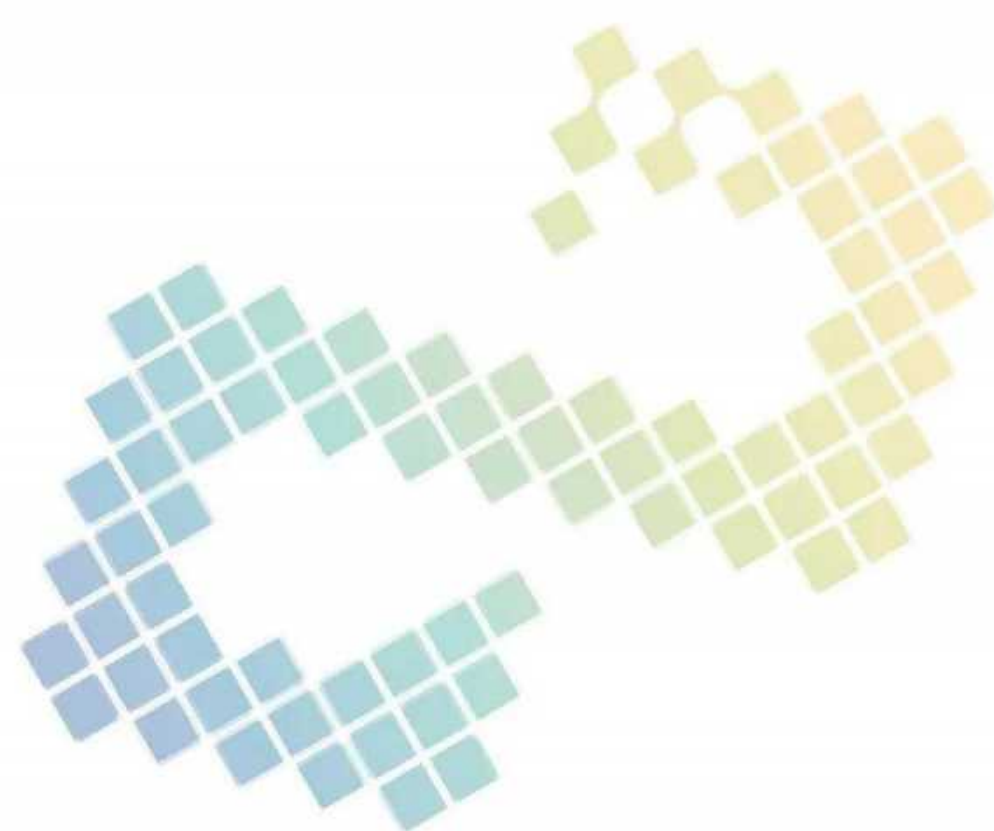


2025年前三季度，全球储能系统出货量TOP10企业

数据来源： infolink数据库

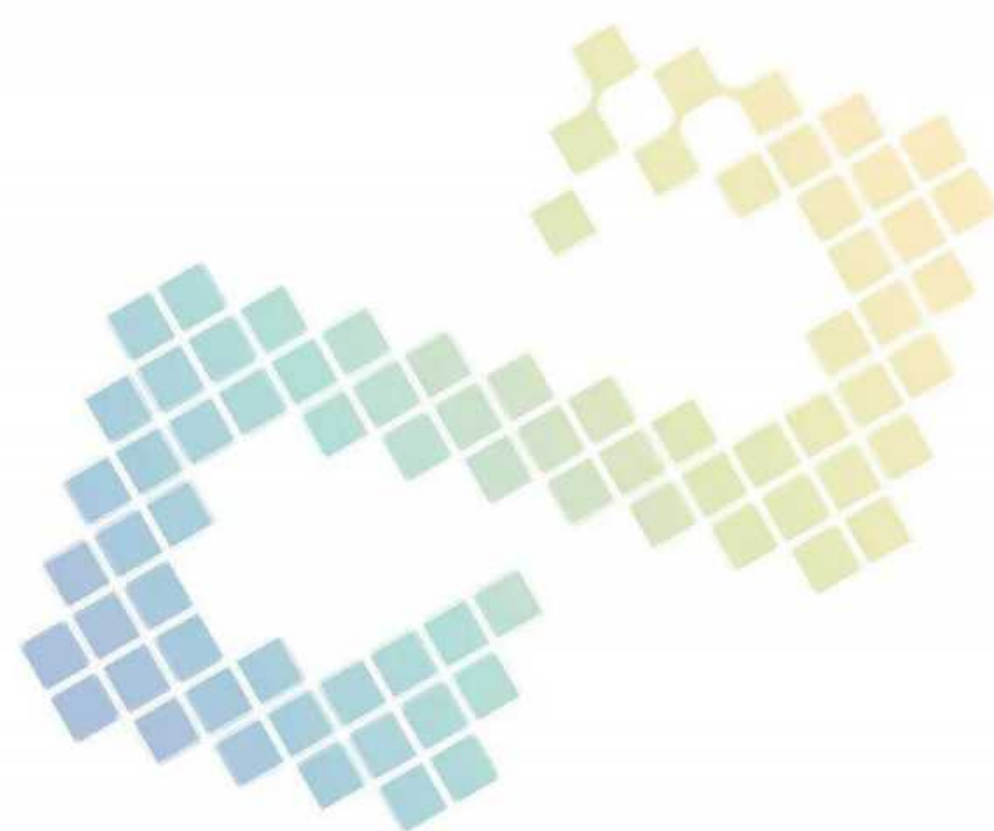


二、新型储能“六个”发展趋势展望





趋势一：新型储能地位将从“配套”向“基石”转变





时代机遇打开规模上限

- 国际能源转型，新三样需求旺盛
- 国内应用场景丰富，产业链完备
- 全国统一电力市场建设加速
- AI时代增加需求并助力技术创新加速

政策框架乘数效应叠加

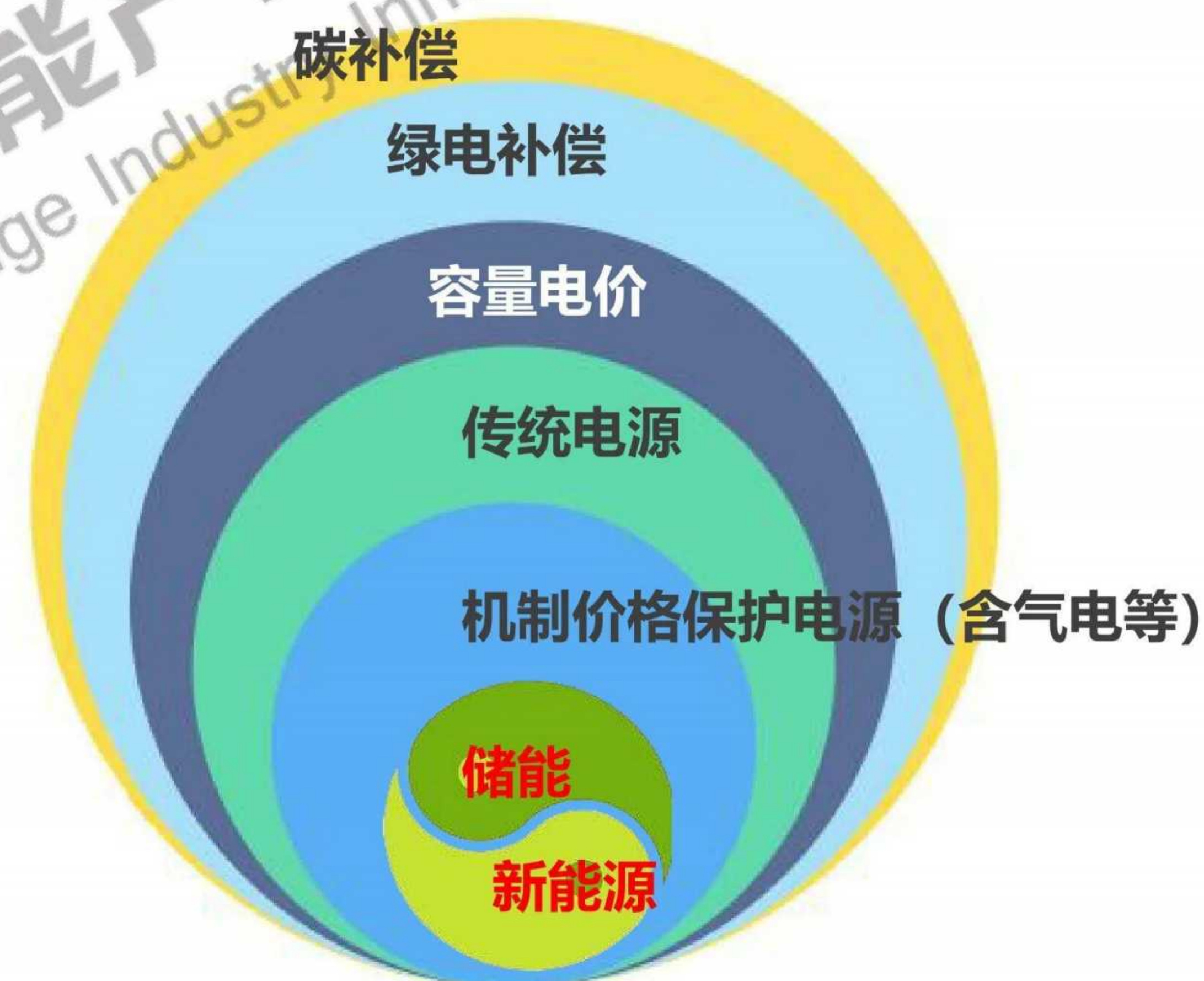
- 能源法，政府工作报告，独立市场主体
- 一体多用，分时复用，价值细分
- 绿电配额拓展、绿电直连、零碳园区
- 安全、反内卷监管发力推动高质量发展

技术创新奠定基本面

- 技术路线百花齐放
- 基础研究不断突破
- 成本快速迭代下降



电力市场建设目的：优化规划和运营，引导推动发电侧、输电网、储能合理布局投资匹配电力需求，确保安全经济绿色高效的电力供应，保障合理投资成本回收，保障投资信心，是**不确定性**收益中最大的**确定性**。



2025年12月30日、31日，《甘肃省电力辅助服务市场运营规则》（甘监能市场〔2025〕213号）、《关于建立发电侧可靠容量补偿机制的通知（试行）》（甘发改价格规〔2025〕4号）对甘肃省内独立储能运行政策进行了重大调整。

经过2025年的实践探索，2026年各省电力现货市场机制将更加成熟，规则调整会更加及时有效，“容量补偿机制”有望在更多省份落地，“电能量+辅助服务+容量补偿机制”的盈利模式清晰，灵活配合下将成为新型储能的主流盈利途径。

政策	相关内容
《甘肃省电力辅助服务市场运营规则》（甘监能市场〔2025〕213号）	明确了辅助调频收益的相关要求，调频申报价格上限暂定为 15 元/兆瓦，申报价格的最小单位是0.1 元/兆瓦；综合K值均值为上限2。
《关于建立发电侧可靠容量补偿机制的通知（试行）》（甘发改价格规〔2025〕4号）	电网侧新型储能容量电价标准暂按每年每千瓦330元执行，执行期限2年；现货市场申报价格下限设置为0.04元/千瓦时，上限设置为0.5元/千瓦时。

发展模式

独立储能发展将成为主流

共享储能模式将逐步消失

新能源配储将重新成为发展方向之一

新型储能发展确定性空前增强，2025年发布的多个政策效果将在2026年爆发，新型储能市场规模与新能源装机量深度绑定，具备了长期、稳定的增长预期。

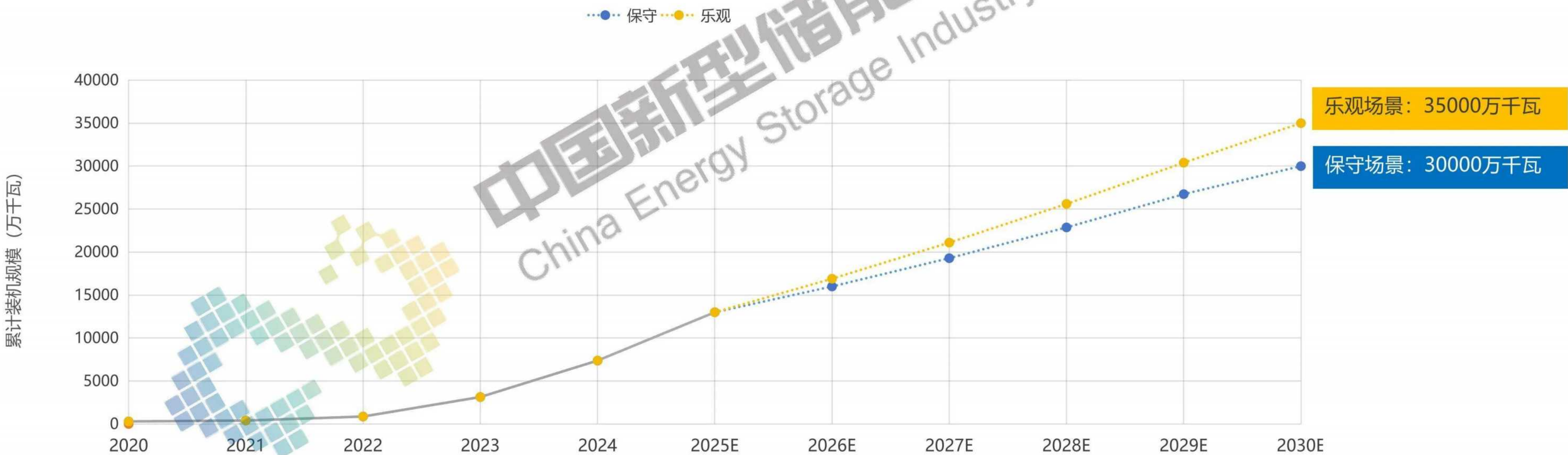
绿电配额、绿电直联、零碳园区从需求侧拉动。

新型储能独有的时空灵活性还将使其成为绿电直联、零碳园区等建设运营的必须。

新型储能将成为绿色发展基石之一

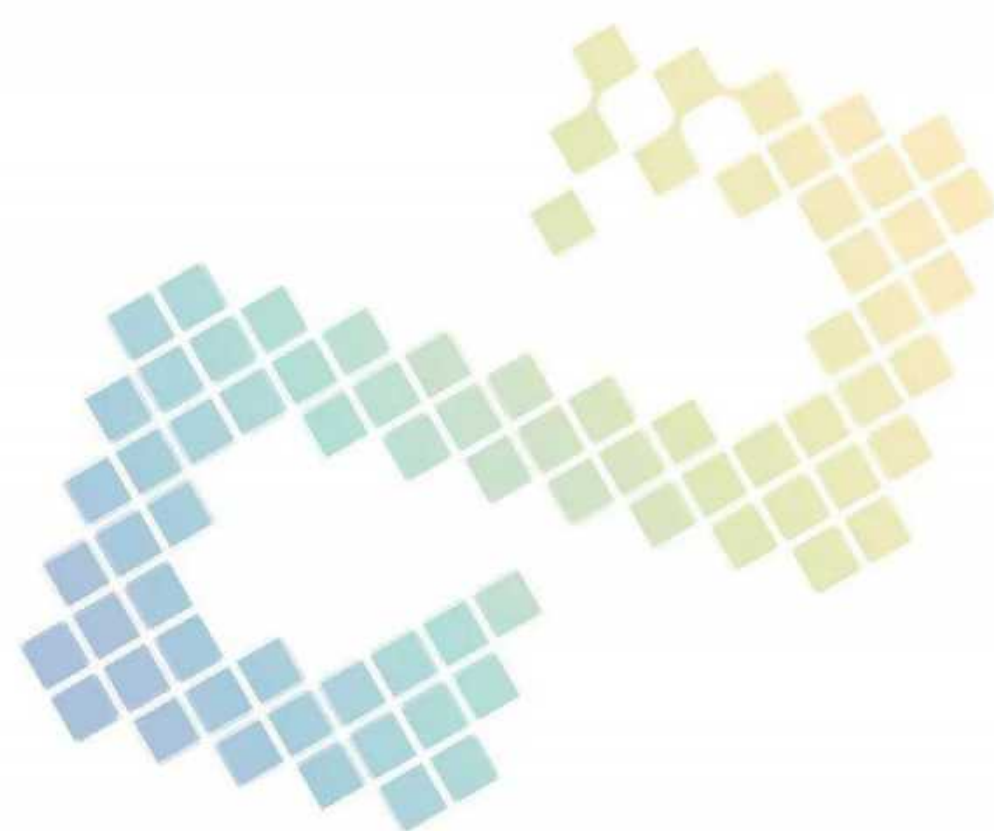


新型储能地位将从“配套”向“基石”转变。即使考虑“十五五”抽蓄容量、省间互济能力的大幅提升，联盟预测新型储能在多个乘数效应加持下，2030年新型储能累计装机规模仍将达到3亿千瓦以上。





趋势二：发展逻辑从“建设期决定”转向“全生命周期决定”



中国新型储能产业创新联盟
China Energy Storage Industry Innovation Alliance

多元技术和机会成本驱动差异化商业模式。 新型储能各技术路线需寻找合适的应用场景和需求特性，在**日内长时、周内长时、跨季长时、电能量、调频、备用**等细分市场寻求差异化发展。



新型储能产业链竞争焦点从“制造产能”转向“全生命周期技术与服务能力”

01

装备制造企业

竞争焦点从“制造产能”转向“全生命周期技术与服务能力”，装备制造企业竞争超越单纯的电芯价格战，聚焦于长寿命、高安全、低衰减的核心材料与电芯技术。

02

设计企业

设计企业的核心价值体现在按照电力系统规划和电力市场规划选址、进行资源条件评估和前期测算、以全生命周期收益最大化为目标，确定设计原则和设备选型重要参数。

03

系统集成商

系统集成商的核心价值体现在基于AI的智能调控、寿命管理、安全预警等软件与算法能力。

04

运营服务商

运营服务商的核心竞争力在于通过聚合与优化策略，在复杂市场规则中实现收益最大化。

电力市场下，面对现货市场量价的不确定性，电力规划设计行业积极建设**风光储项目前期技术评估体系**，分析全生命周期综合收益，评估项目发展下限，为新能源和新型储能项目提供投资决策参考。



中国电力规划设计协会团体标准 《新能源项目投资分析报告编制指南》预计一季度发布！

标准范围

- 本文件提供了参与省级电力市场的集中式新能源项目（**含配储**）投资分析报告的内容和深度编制指南，包括总体原则、研究依据、主要内容和编制方法、项目概述、电力系统现况及发展规划、电力市场现况及发展规划、**项目量价全生命周期预测**、投资经济性分析、结论和建议。
- 本文件适用于通过110（66）kV及以上电压等级接入电网的集中式陆上风力发电项目、海上风力发电项目和太阳能光伏发电项目，其他电压等级的新能源发电项目参照执行。



电规总院
Electric Power Planning & Engineering Institute



三峡能源



ChinaCoal



华能清能院

HUANENG CLEAN ENERGY RESEARCH INSTITUTE



中国能建
ENERGY CHINA

华北电力设计院



中能智新
EPPEI SMART ENERGY



峰频能源

Xi'an FPA Energy Technology Co. Ltd.



中国能源建设集团投资有限公司
CHINA ENERGY ENGINEERING INVESTMENT CORPORATION LIMITED



中国能建
ENERGY CHINA



CPECC
中电工程

中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司
SOUTHWEST ELECTRIC POWER DESIGN INSTITUTE CO., LTD. OF CHINA POWER ENGINEERING CONSULTING GROUP

“前期决定下限，运营决定上限” 独立储能可通过**电能量市场、辅助服务市场、容量补偿**等方式实现多元化收益，储能电站的运营能力将是决定储能电站收益上限的重要因素。

市场主体	上网侧电量现货收益(万元)	上网电量现货度电均价 (元/MWh)	下网侧电量现货收益(万元)	下网电量现货度电均价 (元/MWh)	峰谷价差收益 (万元)
场站1	2068.60	487.70	869.20	169.52	1199.40
场站2	1989.72	462.47	944.09	175.94	1084.42
场站3	2060.25	452.45	1020.35	180.65	1039.89
场站4	1954.63	457.72	989.03	185.51	965.60
场站5	2068.22	451.51	1091.58	187.24	976.52
场站6	1753.24	428.49	1041.75	193.20	711.49
场站7	1969.05	463.82	1174.05	215.85	794.99
场站8	1960.79	506.80	987.25	203.79	882.07
场站9	1689.26	462.92	1023.79	214.45	665.47
场站10	1790.50	452.19	1129.21	216.73	661.29

数据来源：中国新型储能产业创新联盟调研整理某省数据

REITs/ABS将成为新型储能投资的重要助力

支持政策：《关于全面推动基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）项目常态化发行的通知》（发改投资〔2024〕1014号），**首次将储能设施纳入REITs发行行业范围。**

案例：1.宁德时代“宁储一号绿色ABS”基础资产为安徽、山东三个独立储能电站未来5年收入；

2.远景能源持有型REITs，底层资产100MW风电项目，及30MWh/0.5C智慧交易型储能系统。

✓**核心作用：**将已建成运营、能产生稳定现金流的储能项目进行打包证券化，实现轻资产运营和资金快速回笼。



其他金融工具：多元化支持体系

政策性资金：由财政、政策性银行等，支持国家重点项目、战略性新兴产业。“国家电投江苏睢宁100MW/200MWh储能电站，通过农发行取得5亿元政策性贷款，期限8年，贴息2%。”

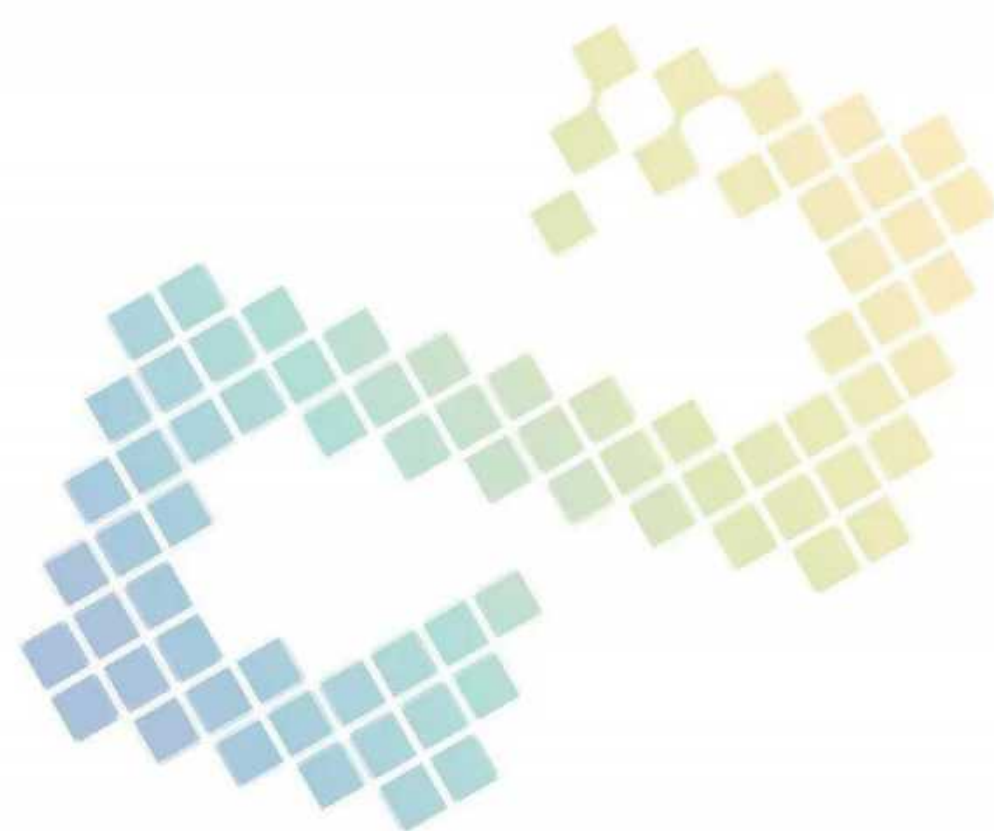
绿色贷款/绿色债券：直接为储能项目提供低成本资金。“中国农业银行为临港绿创公司智算中心储能项目提供绿色评价挂钩贷款。”

绿色租赁：融资+融物，减少采购资金压力。

“中信金租与国电投、隆基绿能合作“光伏+储能”项目”。



趋势三：安全和高质量从“门槛”成为“核心竞争力”



中国新型储能产业创新联盟
China Energy Storage Industry Innovation Alliance

新型储能将在监管和市场需求推动下实现高质量发展。 随着新型储能安全与质量标准要求持续提升，产业将逐步向头部集中。安全、质量正在从“门槛”变为“核心竞争力”。



政策监管趋严

2025年密集出台的安全强监管政策将在2026年全面落实，推动行业规范发展。



产业集中度提升

低质产能将被淘汰，行业逐步向头部企业集中，促进高质量可持续发展。

新型储能安全、质量、环保标准全面提升

安全、质量成为核心竞争力

不同场景应用的安全需求分级
不同场景应用的高质量和高收益挂钩

全周期管理要求

实施全生命周期安全监测、电池护照与碳足迹溯源、强制回收等系统化管理措施。

燃烧测试或将成为验证产品安全性的标配。北美储能系统安装标准NFPA 855（2026版）已明确将**大规模燃烧测试（LSFT）**纳入评估体系。LSFT要求在极端条件下，完全禁用消防系统，故意点燃整舱储能设备，以评估最坏情况下的燃烧行为与扩散风险。国内虽尚无相关标准，但是在安全监管的压力下，头部企业必将通过燃烧测试证明自身产品的竞争力。2025年以来，已有比亚迪、阳光、华为、海辰、远景等多家企业开展燃烧测试，可以预见，燃烧测试未来可能成为行业准入的隐形门槛。



燃烧测试

储能系统大规模火烧测试需要**上千万元**成本，一般以4个5MWh集装箱储能系统按真实场站摆放，关闭消防系统，人为点燃一个储能集装箱直至烧尽，以不发生燃爆，不影响其他三个集装箱为测试通过，主要是为了测试极端火灾条件下，锂电池储能仍然可以实现影响控制在单个集装箱内，不影响场站和周边环境。



典型案例

2025年，海辰储能围绕“开门燃烧 + 双15cm极限间距 + 主动消防关闭 + 100% SOC满电状态”四大极限条件展开燃烧测试。测试结果显示，所有相邻集装箱内的电芯温度均远低于UL9540A电芯层级测试测定的电芯热失控触发阈值温度。触发预制舱未发生结构变形或坍塌，相邻三个箱体均未发生燃烧和热失控传播。

储能反内卷：从价格战到价值战

党中央、国务院已将反内卷作为重点工作持续部署推进，习近平总书记主持召开的中央财经委员会第六次会议明确强调，要依法依规治理企业低价无序竞争，引导企业提升产品品质，推动落后产能有序退出；《中共中央关于制定国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议》提出消除招标投标方面壁垒，综合整治“内卷式”竞争，形成优质优价、良性竞争的市场秩序；中央经济工作会议也连续作出部署，2024年首提“综合整治‘内卷式’竞争”，2025年再提“深入整治‘内卷式’竞争”，一系列举措构建起治理“内卷式”竞争的政策闭环。

2025年11月和2026年1月，工信部两次召开动力和储能电池行业座谈会，规范产业竞争秩序。



中华人民共和国工业和信息化部
Ministry of Industry and Information Technology of the People's Republic of China

阳光小信 无障碍 手机端 邮箱 微信

请输入关键字

首页 组织机构 新闻发布 政务公开 政务服务 互动交流 工信数据

首页 > 新闻发布 > 部领导活动

工业和信息化部召开动力和储能电池行业制造业企业座谈会

发布时间：2025-11-28 16:43 来源：装备工业一司、办公厅、工信微报

2025年11月28日，工业和信息化部组织召开动力和储能电池行业制造业企业座谈会，深入学习贯彻习近平总书记重要指示批示精神，落实党中央、国务院决策部署，围绕规范动力和储能电池产业竞争秩序、推动产业高质量发展，听取相关企业情况介绍及意见建议。工业和信息化部党组书记、部长李乐成出席会议并讲话，部党组成员、副部长辛国斌主持会议。





中华人民共和国工业和信息化部
Ministry of Industry and Information Technology of the People's Republic of China

阳光小信 无障碍 手机端 邮箱 微信

请输入关键字

首页 组织机构 新闻发布 政务公开 政务服务 互动交流 工信数据

首页 > 新闻发布 > 部领导活动

工业和信息化部等部门联合召开动力和储能电池行业座谈会 部署规范产业竞争秩序工作

发布时间：2026-01-08 10:01 来源：装备工业一司、电子信息司、办公厅、工信微报

2026年1月7日，工业和信息化部、国家发展改革委、市场监管总局、国家能源局联合召开动力和储能电池行业座谈会，深入学习贯彻习近平总书记重要指示批示精神，落实党中央、国务院决策部署，研究部署进一步规范动力和储能电池产业竞争秩序工作。工业和信息化部党组成员、副部长辛国斌主持会议。

新能源配储的劣币驱逐良币现象将发生根本转变

存量储能资产盘活

存量的新能源配储当时作为外部成本进行配置，劣币驱逐良币现象明显，但在电力市场机制下，在电力市场机制下，尽管存量的新能源配储在所有权、使用权、收益权上还有诸多争议，充分有效利用存量的新型储能资产仍是共识。

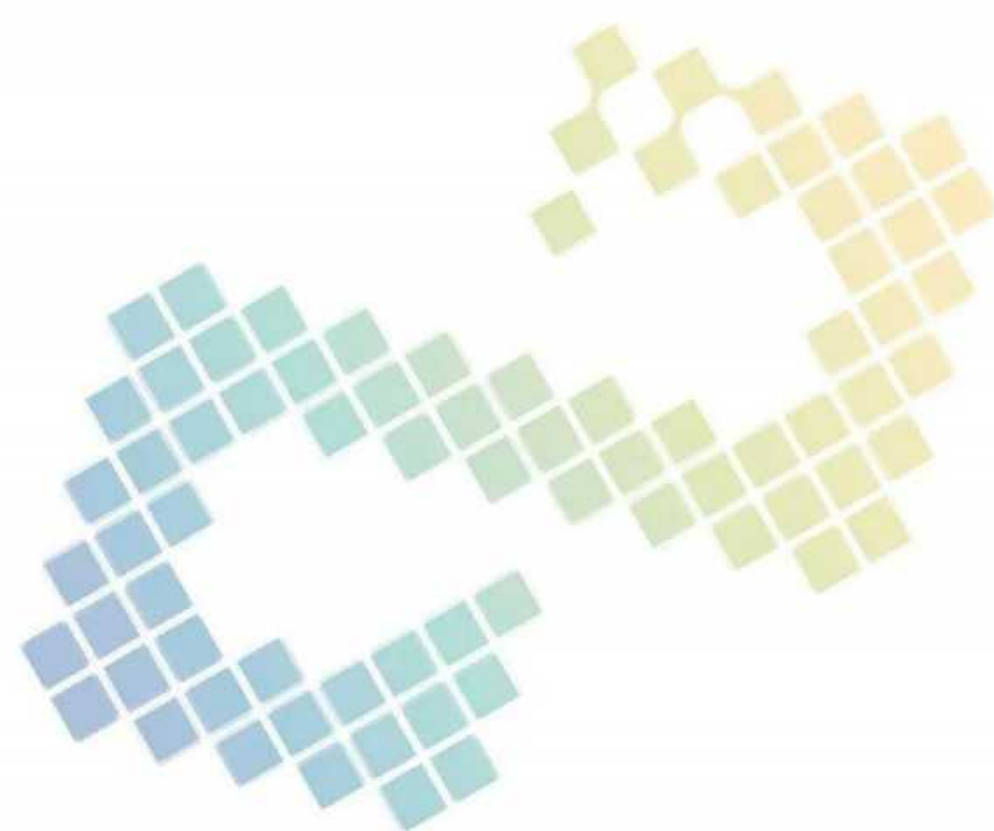


配储有望确立新商业模式

“一体多用，分时复用”的山东模式有可能逐步在各省得到不同程度的确认，高质量配储将成为协助新能源项目规避电力市场收益风险的重要方式。



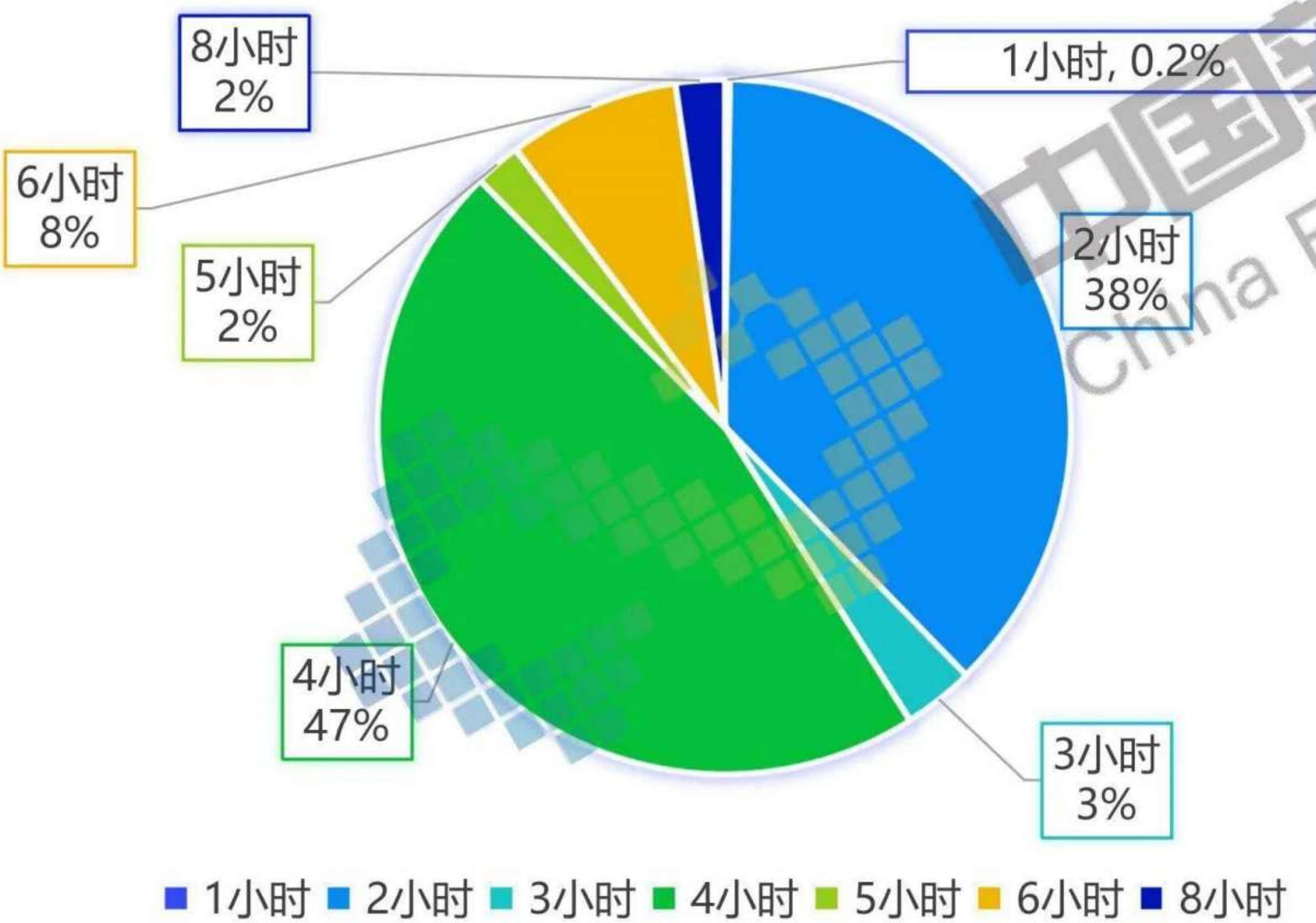
趋势四：从时长增长延伸到支撑系统安全稳定运行能力的提升



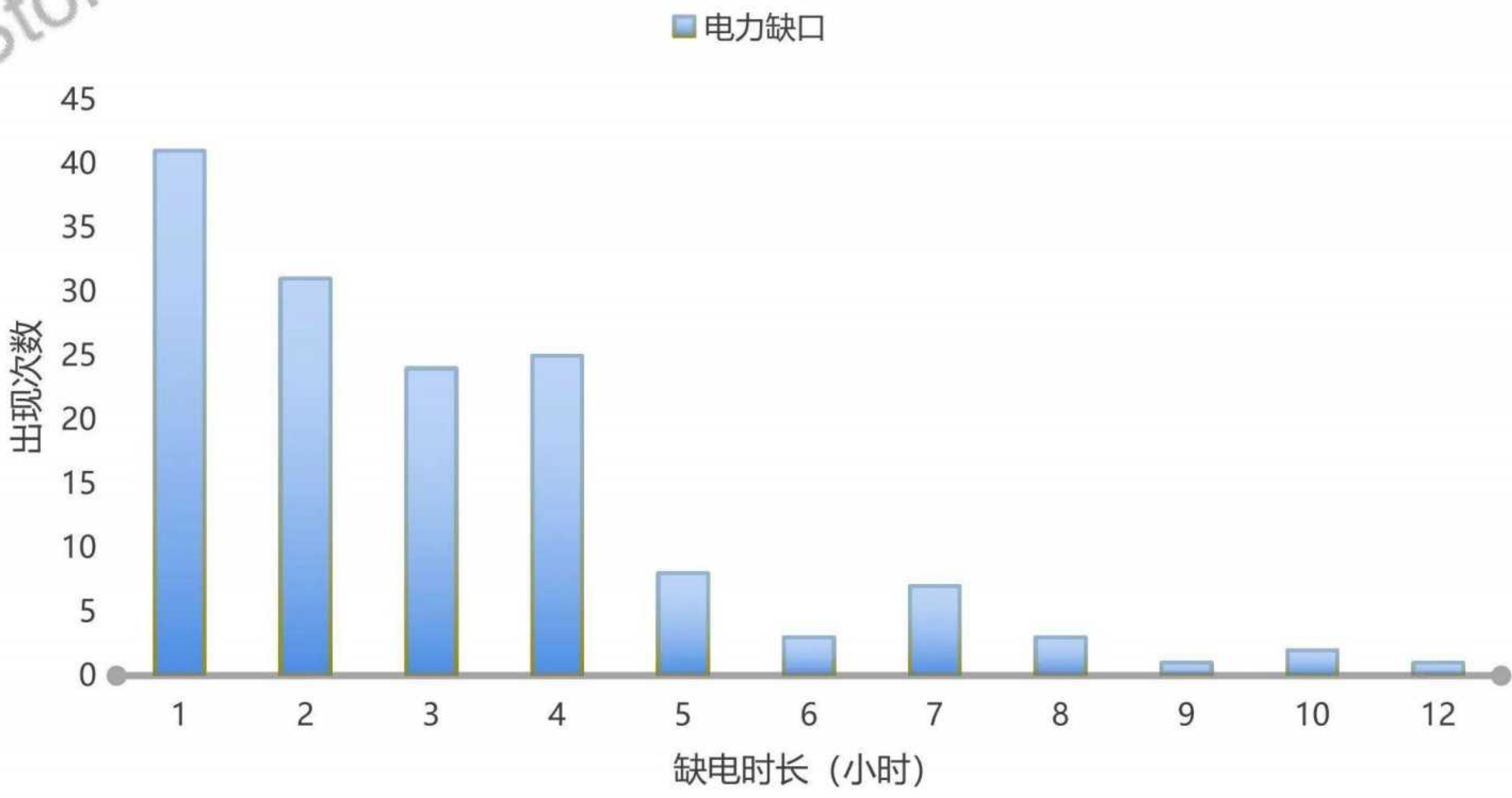
中国新型储能产业创新联盟
China Energy Storage Industry Innovation Alliance

长时储能需求逐渐增加 储能时长持续增长，4~6小时储能将成为主流。随着“十五五”电力规划发布，各省对不同时段的需求将逐渐明确，在快速发展期，储能时长将会超需求配置。

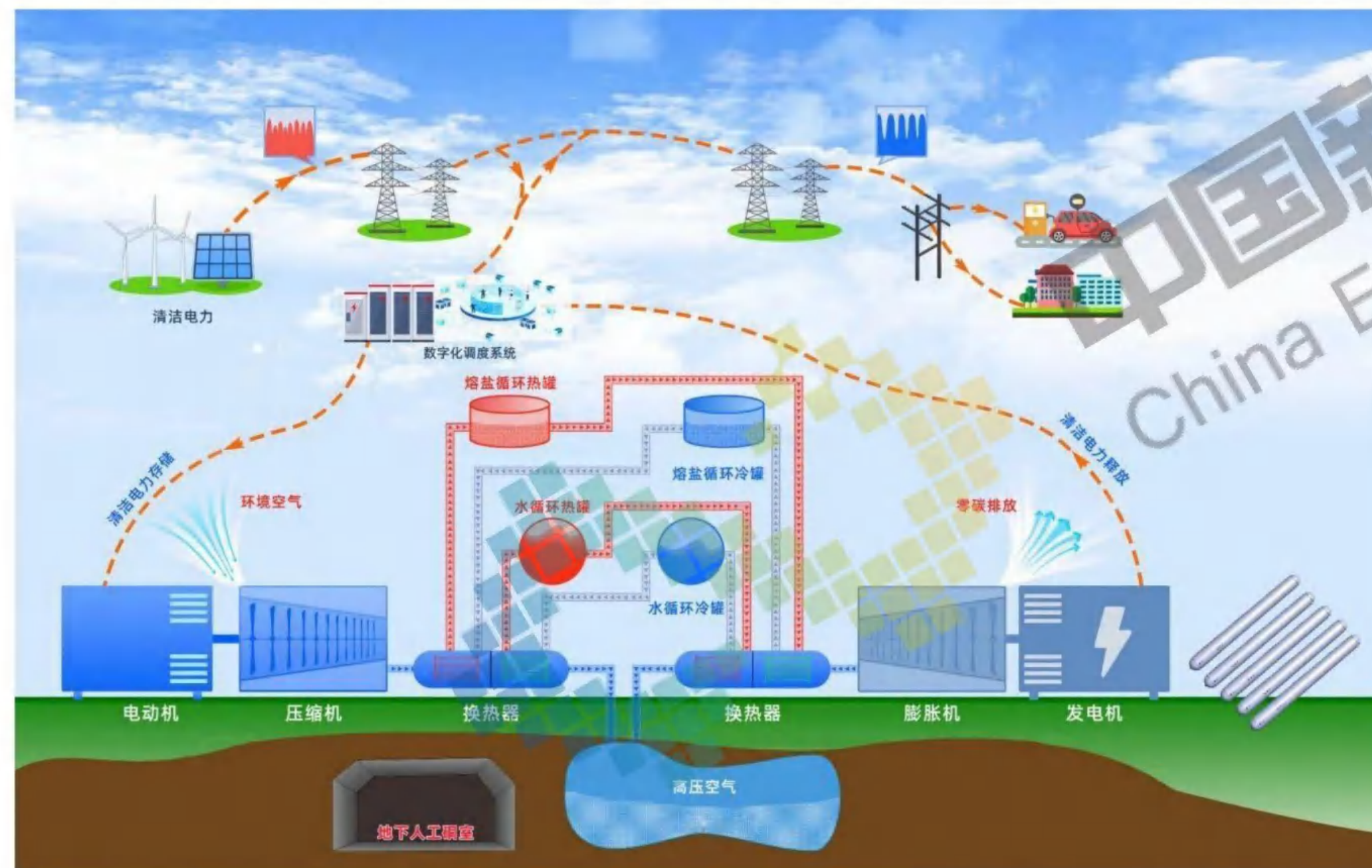
2025年中标储能工程储能时长分布



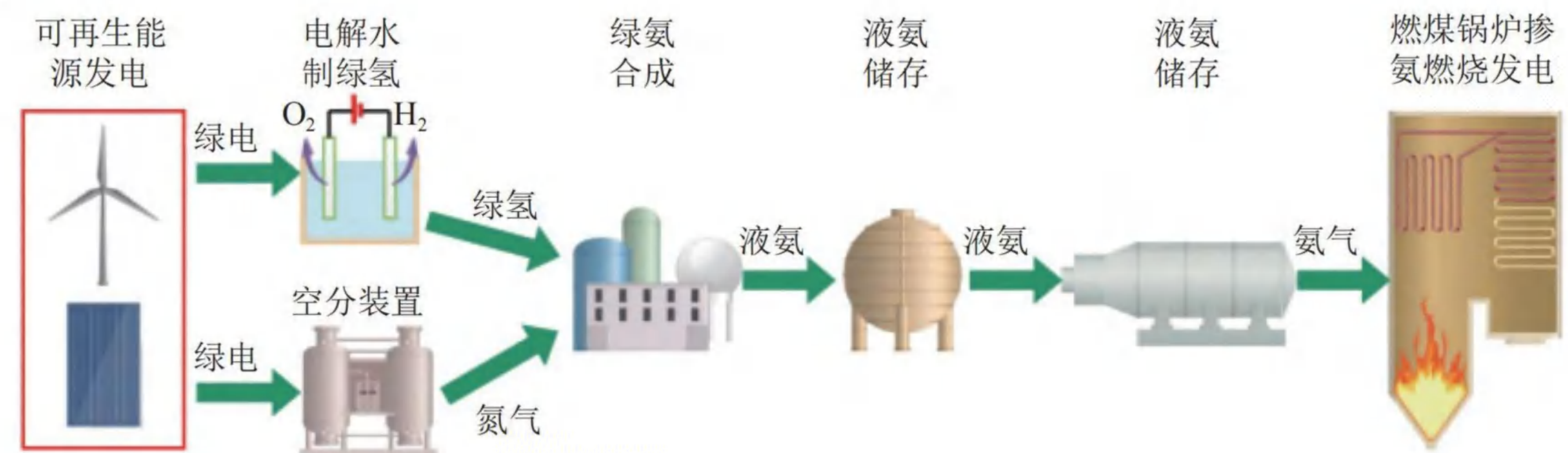
某省未来缺电时长预测



物理储能的惯量和阻尼能力在较长一段时间内仍将是稀缺能力 传统电力系统从“同步旋转系统”转向“同步旋转+换流器静止系统”的新型电力系统，较长一段时期同步机将仍是安全裕度支撑的基本面，压缩空气、重力储能等物理储能的惯量和阻尼能力将是稀缺能力，“火电+绿色燃料”也可能在“十五五”成为可提供惯量和阻尼的**全天候长时储能**。



压缩空气储能原理示意图



“绿电-绿氢-绿氨-燃煤锅炉掺氨燃烧发电”工艺流程

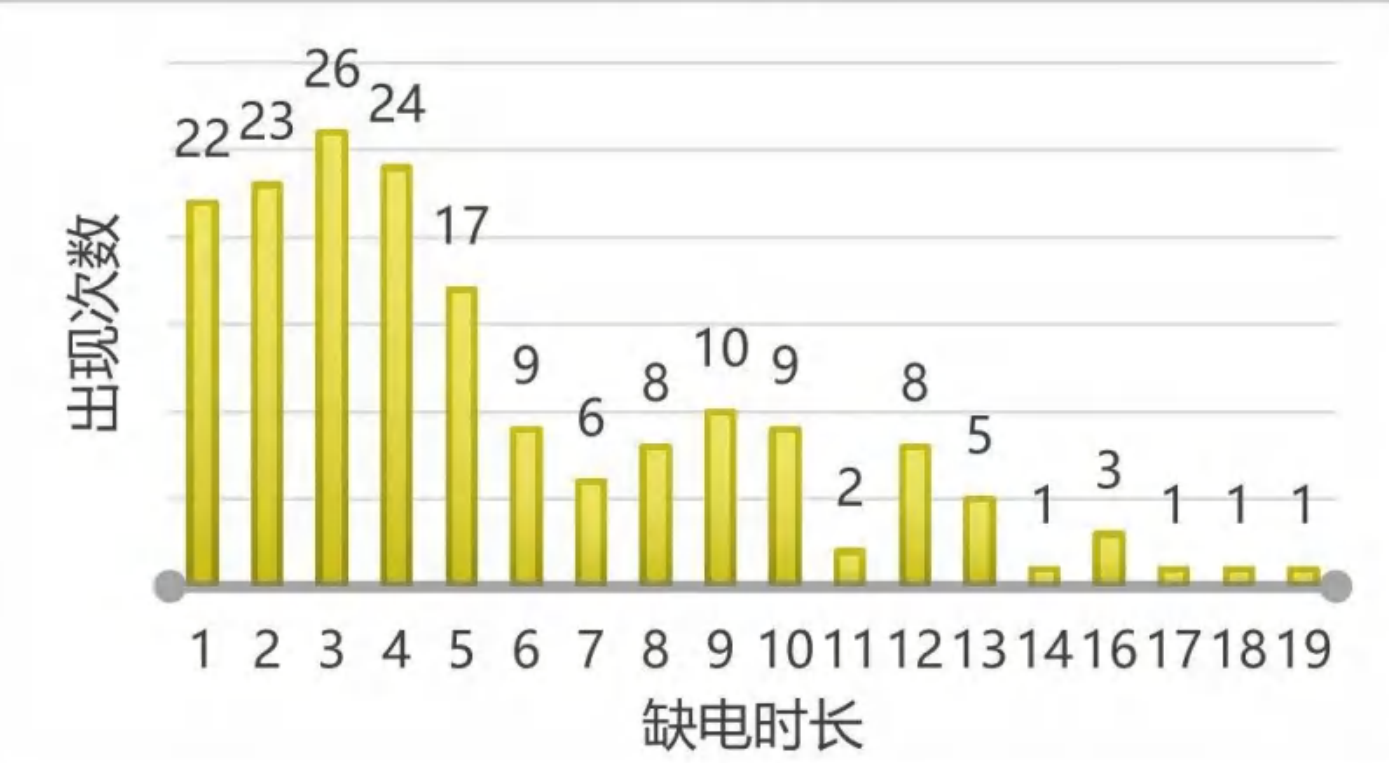
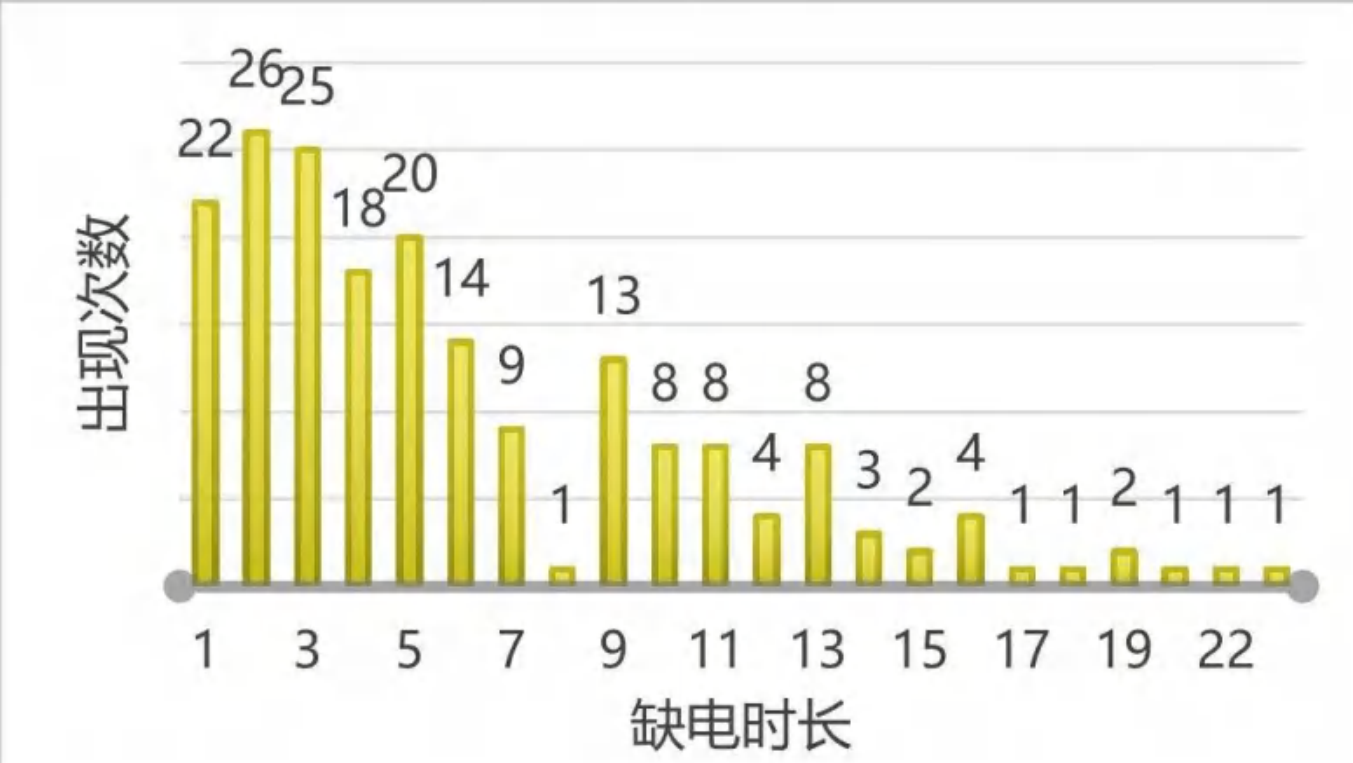
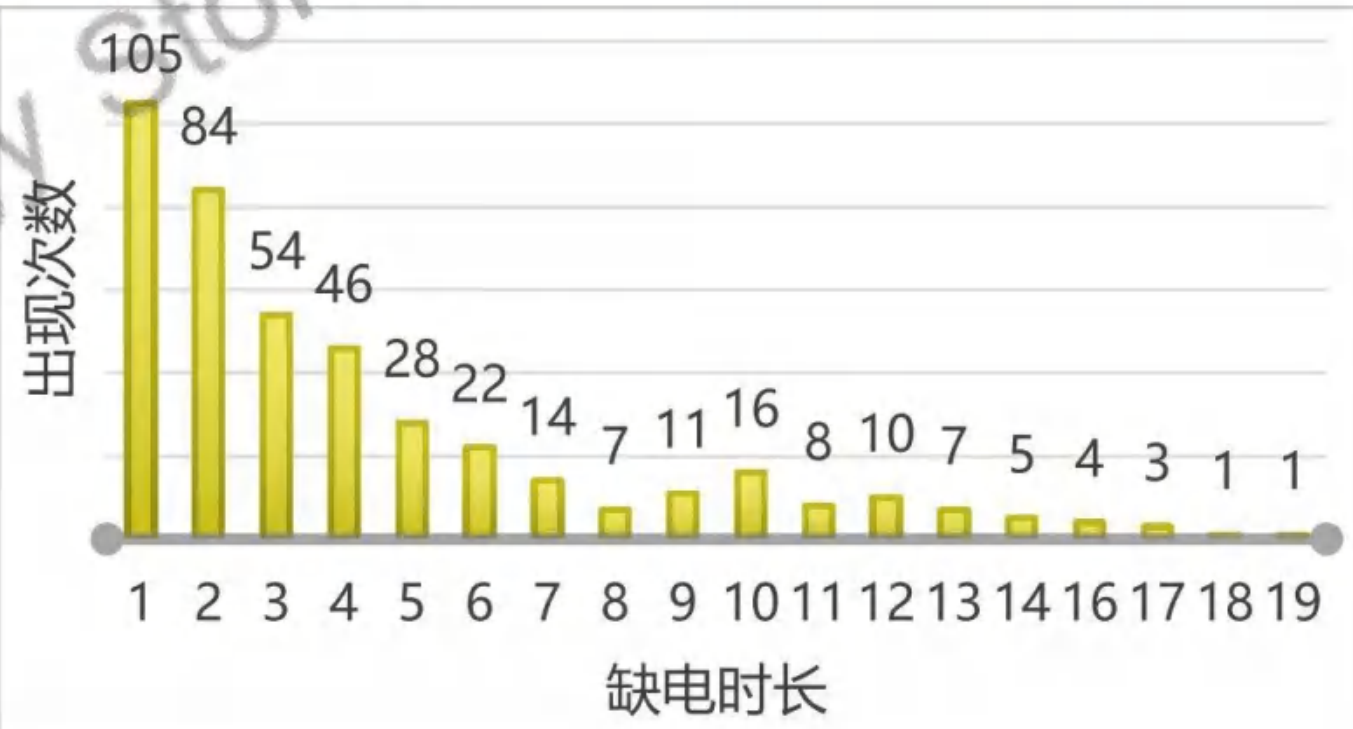
构网型、长短时和高低功率转换 构网型电化学储能技术持续迭代创新后，将成为同步旋转机组的有效补充，并提供多种辅助服务功能，未来随着新的安全稳定机理逐步明确，将可能发挥更重要作用。储能时长持续增长，但短时的搬运需求仍然占多数，顶峰能力在部分高比例新能源省份仍是安全保供的稀缺资源，将激发部分新建电化学储能项目兼具可调节的长短时和高低功率切换能力，配合运营商的报价策略获取最大收益。

有功频率支撑

电压无功支撑

短路比提升

惯量和阻尼



长时储能



容量机制

- 从全社会福利最大化考虑投资激励
- 连续长时放电的安全保供价值
- 需不同于短时储能逻辑的容量价格政策
- 和传统机组进行经济性比较（火+CCS）

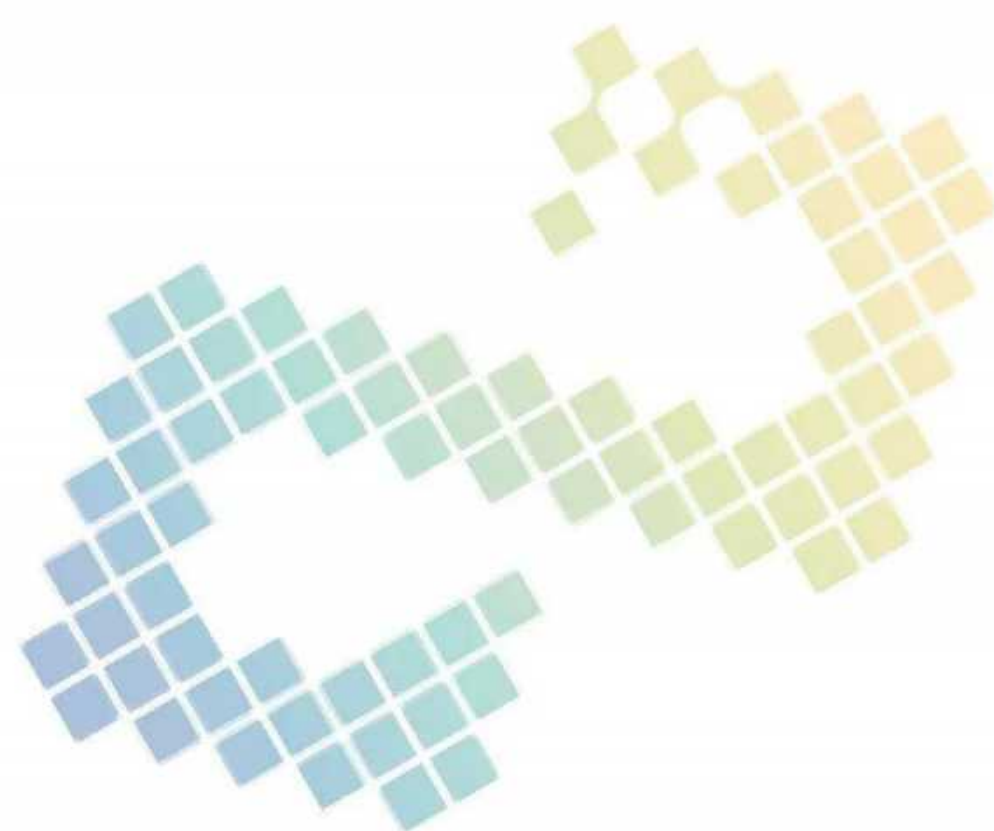
电能量市场

- **周转率低**
- 单位度电成本和其他储能方式无明显优势
- 单独电能量市场化竞争下难以迭代发展
- 由调度部门按照全局优化调用





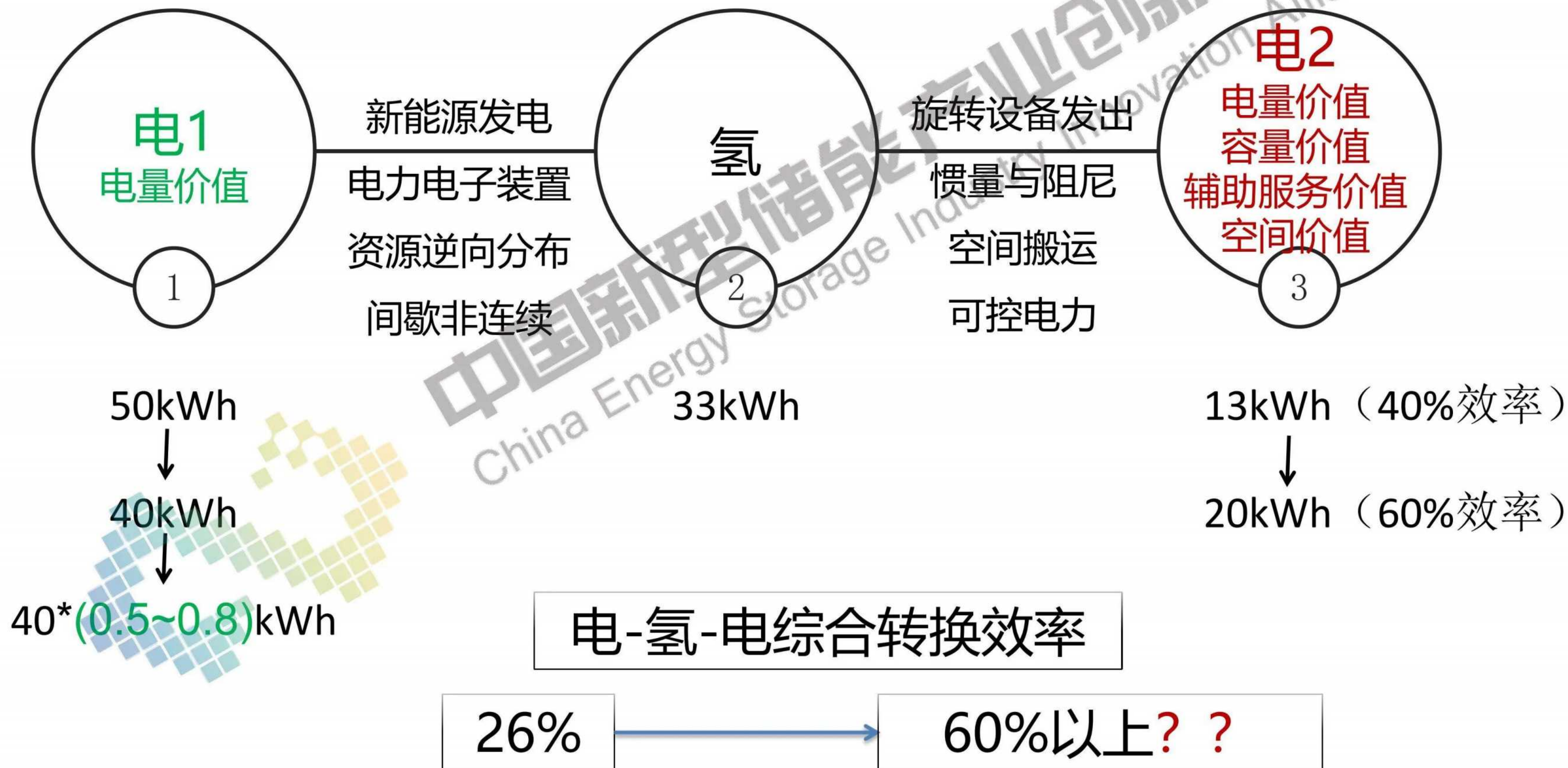
趋势五：“电氢电”和“电热电”将成为颠覆性的新型储能非电应用

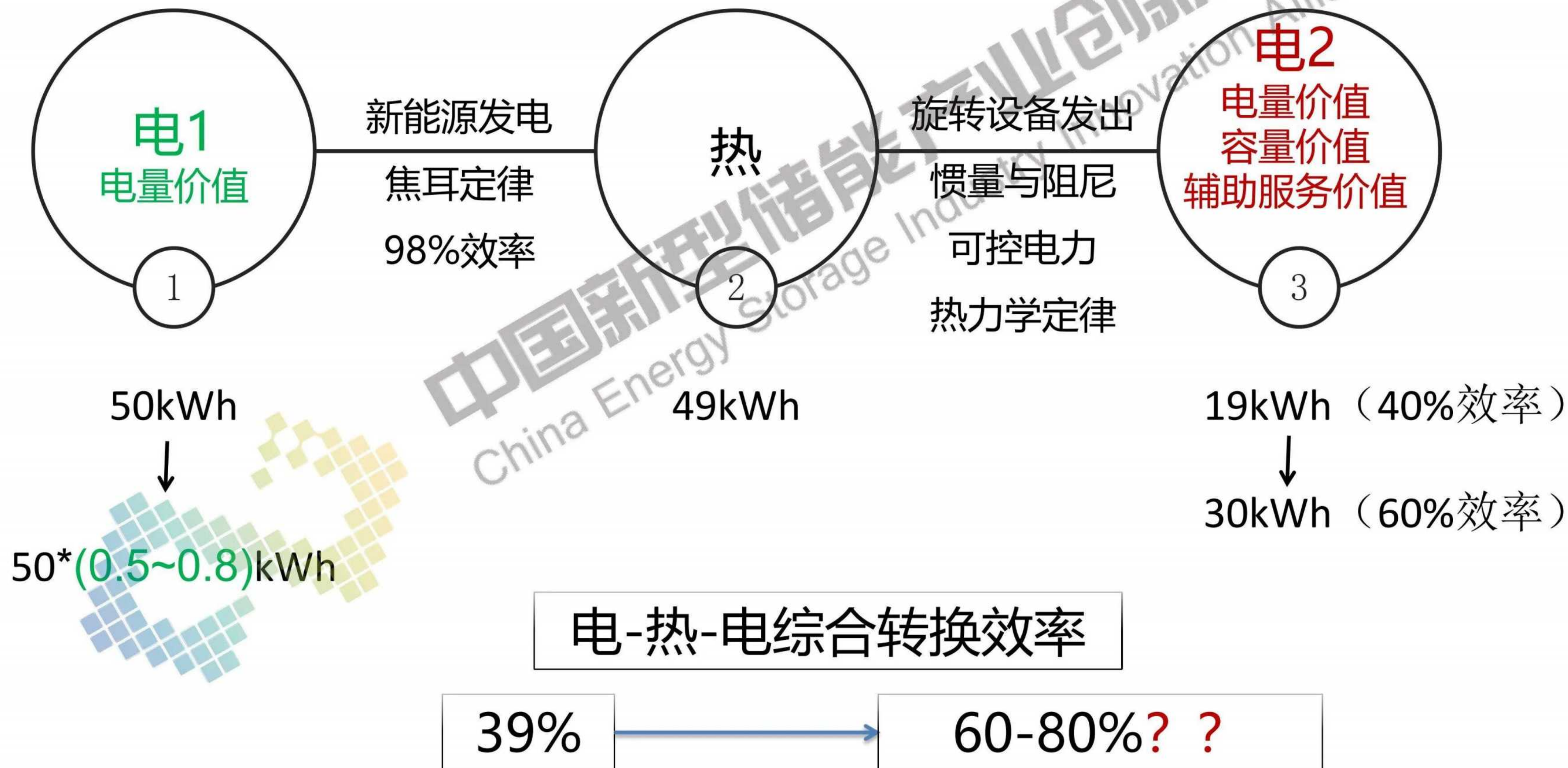


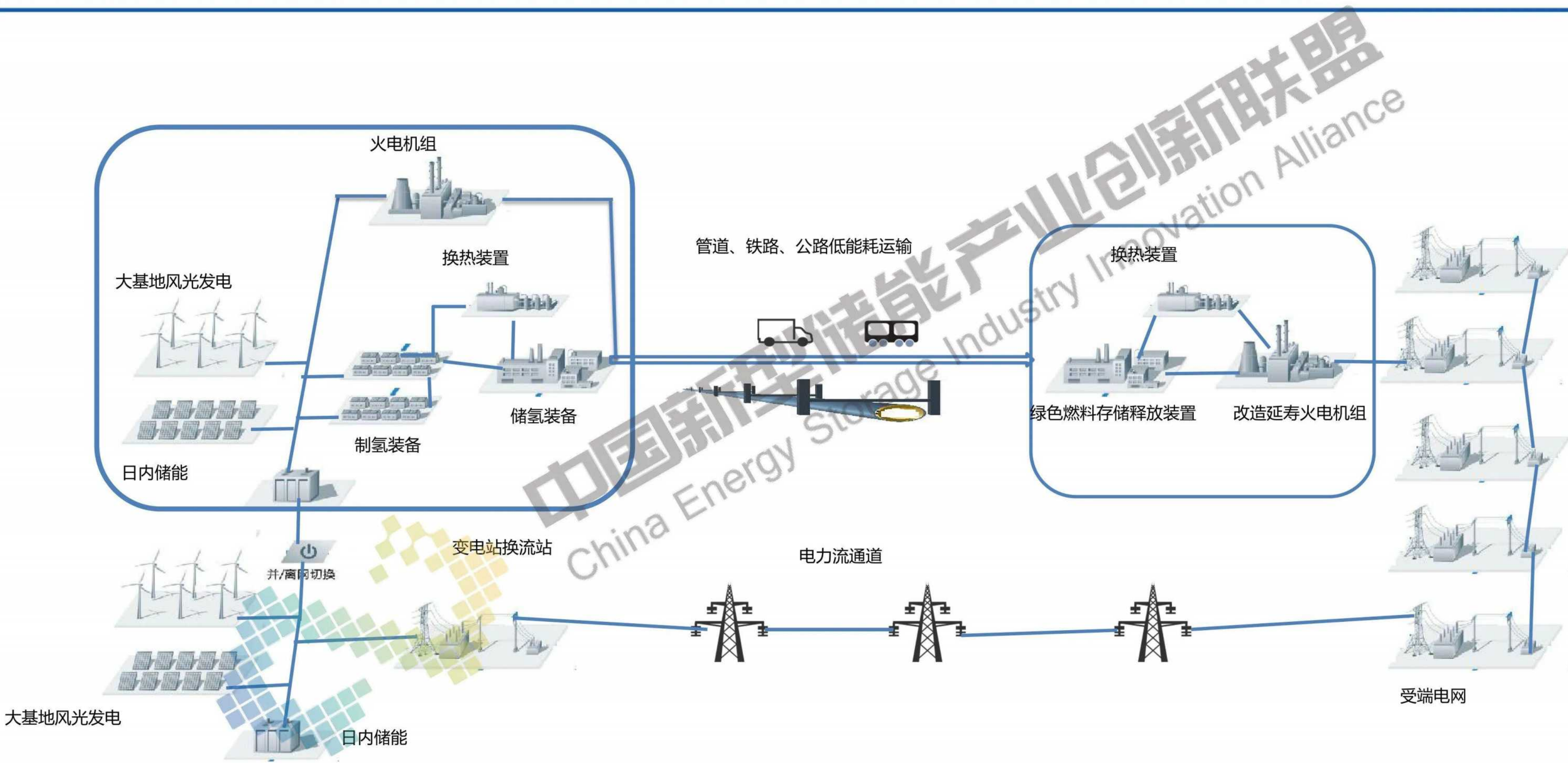
中国新型储能产业创新联盟
China Energy Storage Industry Innovation Alliance

新发展阶段，新能源电量转换利用效率的重新思考：

- 电力商品属性：电量、容量、辅助服务、空间位置单独定价
- 新能源发电：交流大系统中主要为电量价值，**0.5~0.8的系数？**
- 新能源消纳成本：随渗透率提升呈非线性提升趋势
- 绿电机会成本：有效利用才能获得，需**加大新能源发电的应用场景**
- 空间搬运是稀缺功能：固定式储能不具备的能力
- 技术进步：纯氢燃机、特高温热泵、相变储热、材料创新等技术突破原有边界







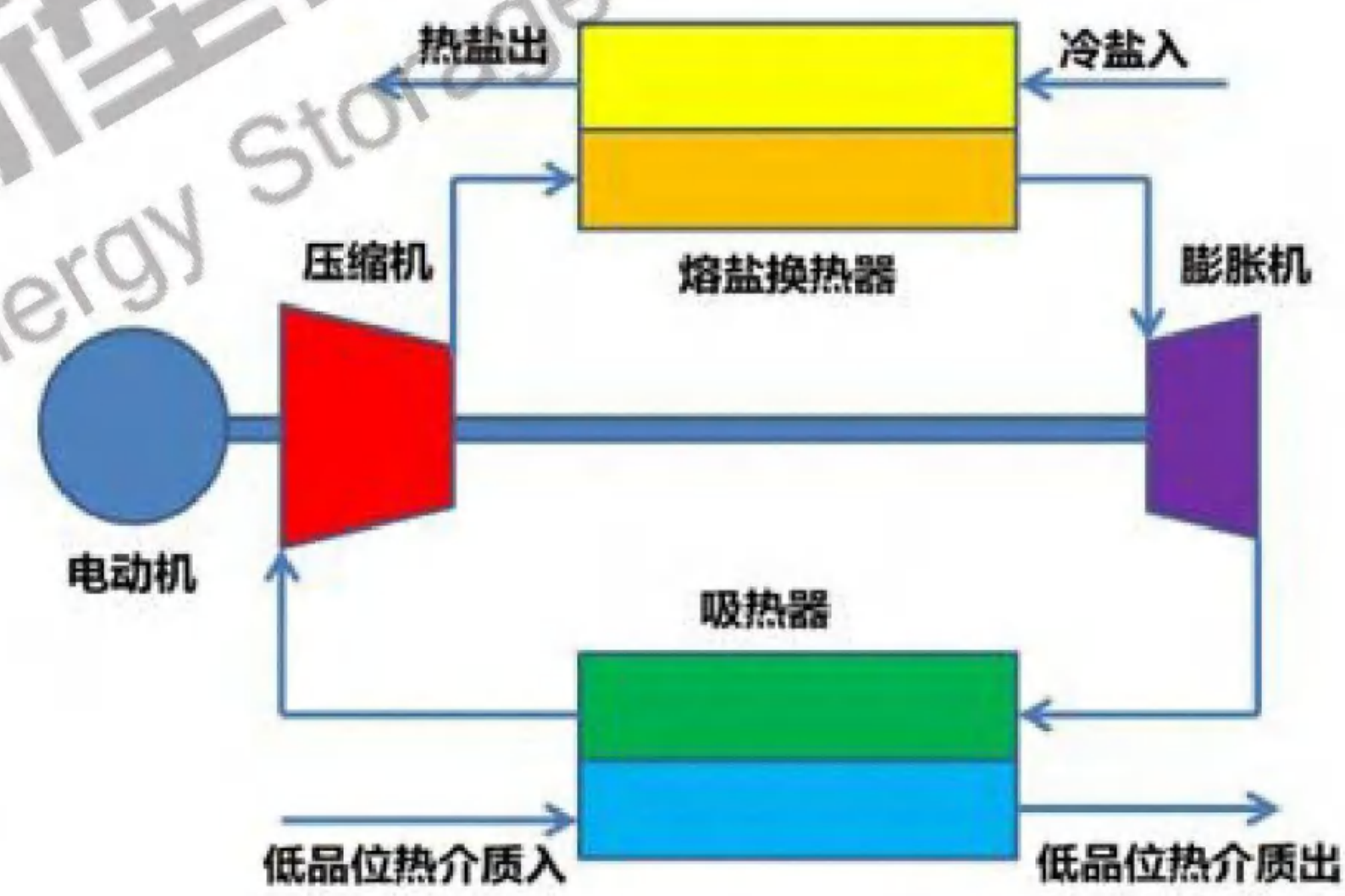
电力系统中，氢能将在政策支持、技术创新的驱动下进入发展机遇期。 氢能未来降本路径清晰，随着产业链各环节试点验证成熟，将逐步走向规模化发展。



新发展阶段赋予"电热电"新的非电应用场景 特高温热泵、相变储热、材料创新等技术的不断进步和发展，和新能源消纳结合，赋予火电新的应用场景，随着产业链各环节试点验证成熟，预计也将在"十五五"走向规模化发展。

技术路线	温度/℃	适用熔盐
塔式	565	Solar 盐
槽式	398	Solar 盐、低熔点盐
线性菲涅尔式	530	Solar 盐
S-CO ₂ 光热系统	700	高温熔盐

不同光热技术路线适用的熔盐储能技术

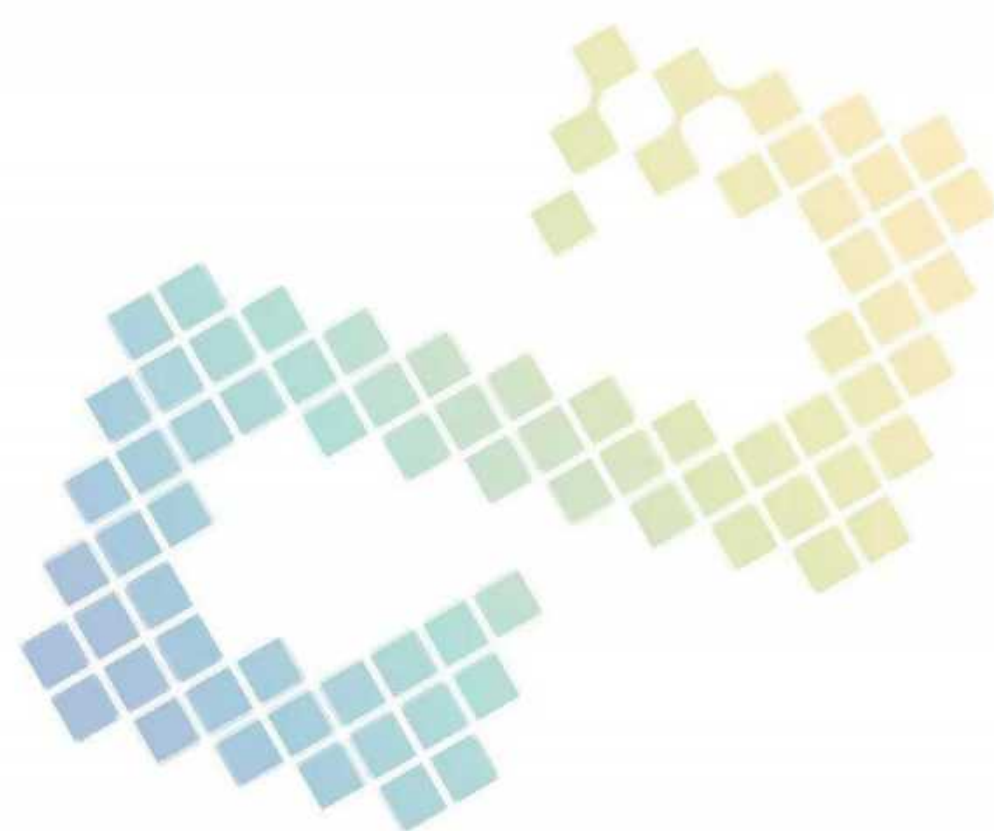


高温热泵储能

主要指标	设计值	实测值
压缩机出口温度/℃	590	596.2
熔盐加热温度/℃	560	569.1
蒸汽温度/℃	550	556.1
热功率/MW	2.0	2.024
COP	1.4	1.434



趋势六：国内产业链将加速“出海”



中国新型储能产业创新联盟
China Energy Storage Industry Innovation Alliance

01 能源转型：电力时代与可再生能源催生储能刚需

电气化进程的稳健推进，离不开可再生能源、储能与电网的协同支撑。同时，以太阳能为主导的可再生能源持续崛起，其间歇性、波动性特征对储能系统的灵活性和容量提出了刚性需求。

02 AI算力基建：AI与数字经济重塑能源格局

2025年全球数据中心投资约8800亿美元，首次超过原油供应投资。能源安全的核心已转向电网灵活性、储能体系建设及关键矿物供应链稳定。

03 电网阻塞：电网灵活性不足，储能成关键

多国电网投资滞后于发电侧，导致新能源消纳困难。电池储能的兴起有效缓解了这一风险。



到2035年，不同IEA情景下全球电池储能总装机

数据来源：： IEA《2025年世界能源展望》报告
BloombergNEF数据库

STEPS：正常路径场景；CPS：保守场景；NZE：积极场景。

预计2026年美国新增近50 GWh装机容量，AI驱动储能刚性增长。



大负荷并网提案有望落地

联邦能源管理委员会（FERC）大负荷并网提案已于2025年10月启动。若该法案落地，将加速负荷端自建发电机组，有利于风光储发电落地。



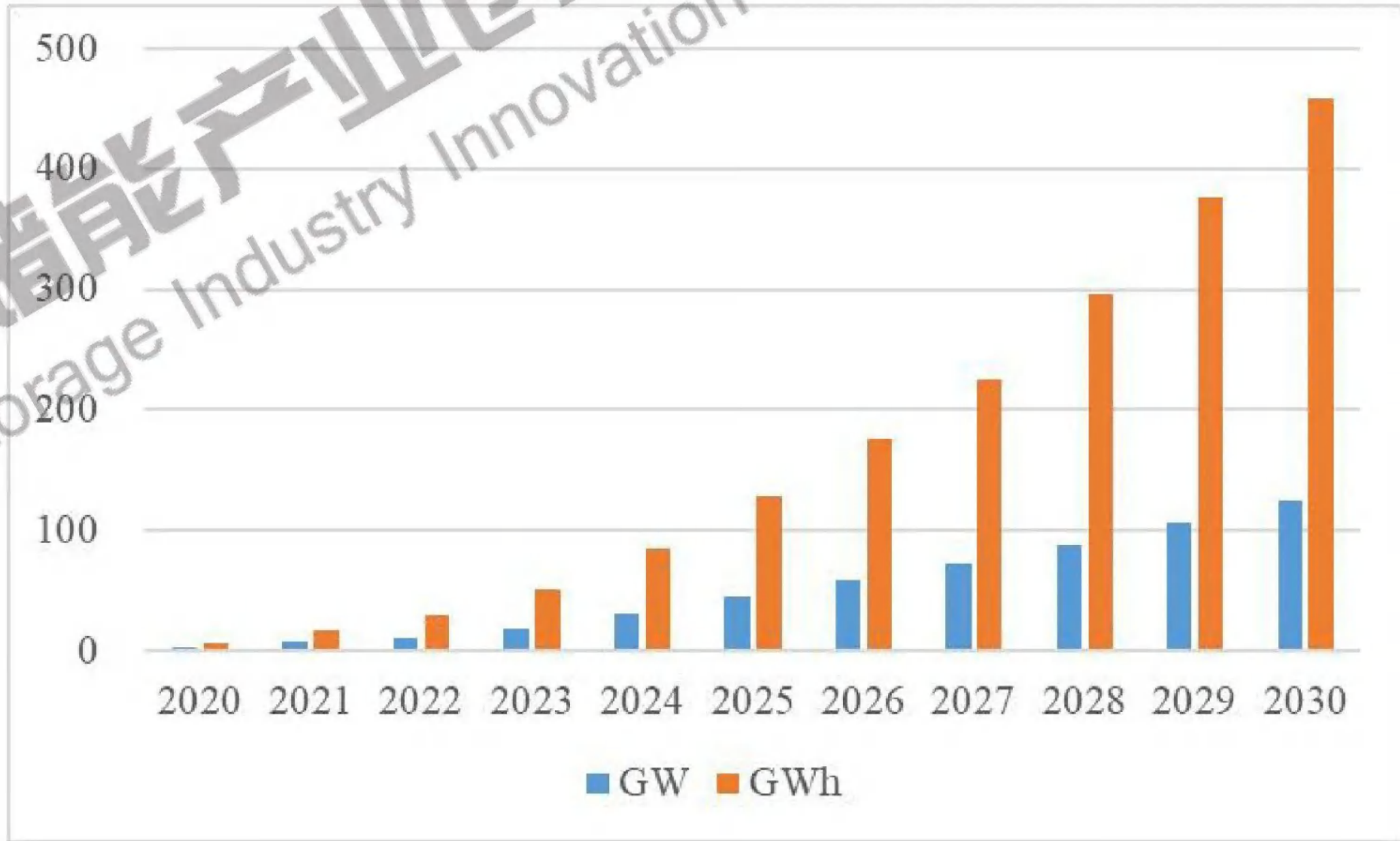
AIDC需求爆发

电力需求激增，绿电+储能+电网交易为AIDC供电的主要趋势；



光储度电成本具有竞争力

根据Lazard的2025年能源度电成本分析报告，基于过去1年分析，在不考虑补贴情况下，光储度电成本为0.05~0.13美元/KWh（0.35~0.91元/KWh），在美国具备一定经济性优势。



美国新型储能预测累计装机容量

预计2026年欧洲新型储能新增装机约50 GWh。

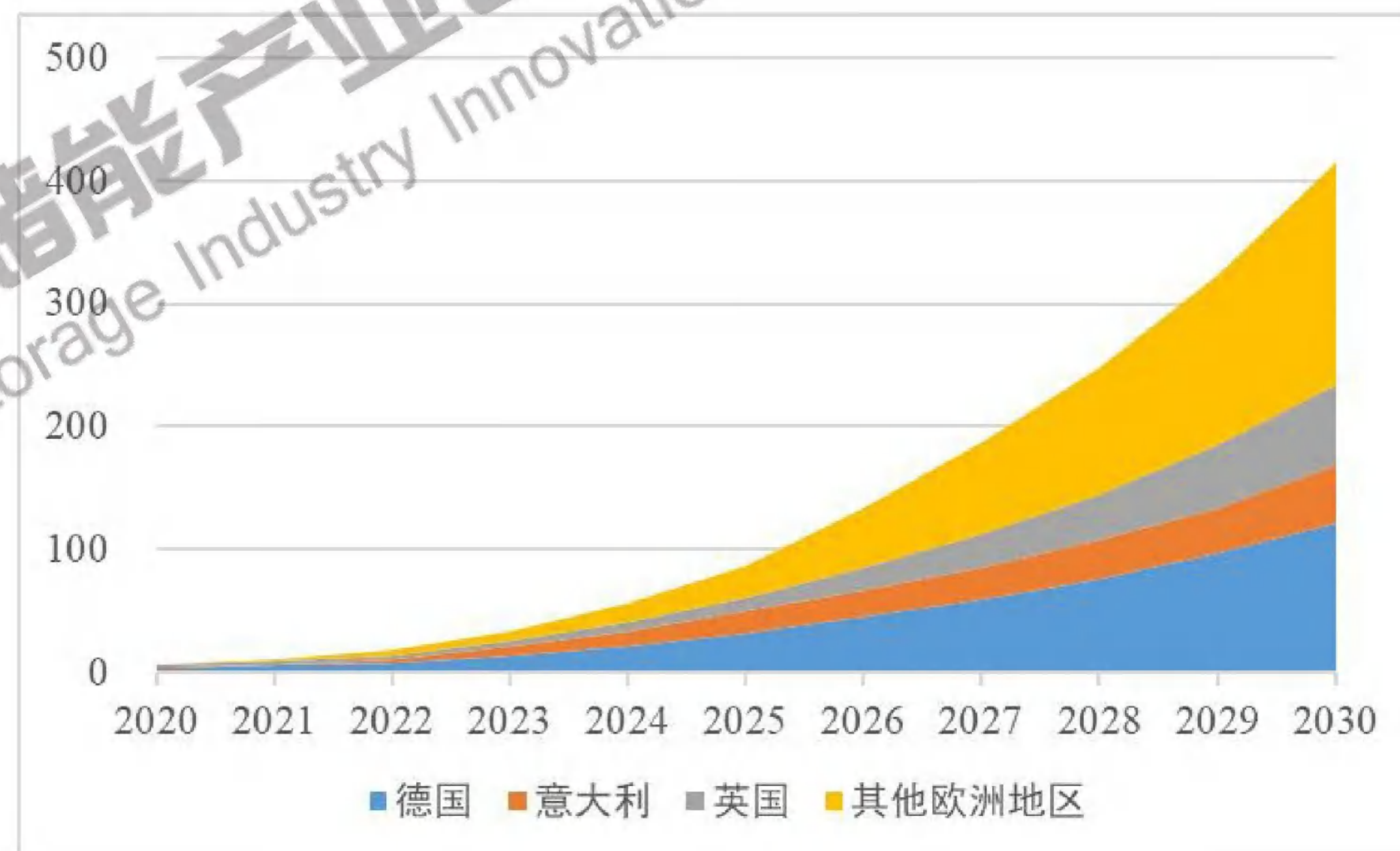
其中德国新增装机量6GW/10GWh，意大利约2GW/6GWh，英国约1.5GW/3GWh。

《净零工业法案》细则落地，政策支持力度大

- 1、欧盟委员会通过《净零工业法案》次级立法，进一步明确了将非价格标准纳入可再生能源拍卖的执行细则。
- 2、欧盟电改进入全面实施阶段，聚焦可再生能源并网与系统灵活性，明确鼓励电网引入储能、需求侧响应等灵活性技术，并通过容量机制、长期购电协议、双向差价合约等工具提供稳定回报。
- 3、德国批准了一项宪法改革，允许该国为基础设施和气候投资承担新债务并拨款1000亿欧元专门用于气候行动和能源转型项目。
- 4、欧盟委员会批准7亿欧元支持西班牙部署大规模储能系统。
- 5、欧盟批准意大利177亿欧元的储能计划，援助该国建设超过9GW/71GWh储能设施。

可再生能源装机占比增高，电网灵活性不足突显

欧洲可再生能源发电占比持续大幅提升，25年4月28日西班牙发生了大规模停电，储能重要性日益突出。



欧洲及其主要国家新型储能系统预测累计装机容量

2025年澳大利亚新型储能新增装机约3GW/7GWh，装机容量同比激增253%，预计2026年将再增加近10 GWh。



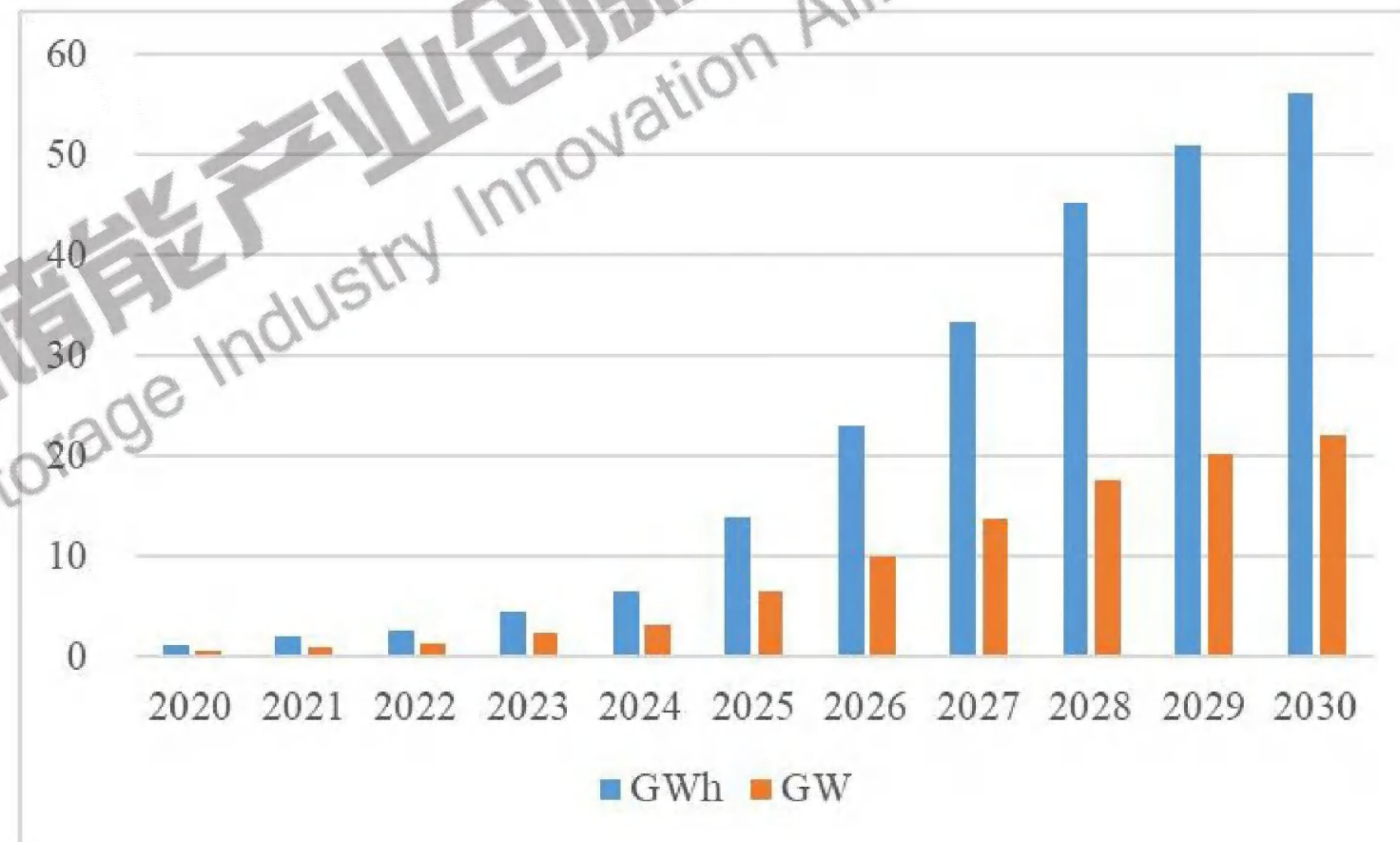
规划规模庞大，大储高度景气

- 1、2025年7月澳大利亚联邦政府对容量投资计划（CIS）进行了里程碑式的战略扩容，将总目标从32GW正式上调至 40GW。
- 2、根据澳大利亚能源市场调度中心（AEMO）发布的最新统计数据，截至2025年10月底，澳大利亚处于“已承诺”或“筹备中”阶段的电池储能项目总规模已达到12.6GW/36.6GWh。



补贴加码，户用光伏配储渗透率跃升

澳大利亚联邦政府于2025年7月1日正式实施“更便宜的家用户电池计划”及西澳大利亚州“住宅电池计划”的政策。受益于此，澳大利亚屋顶光伏系统的配储渗透率显著跃升。



澳大利亚新型储能系统预测累计装机容量

2025年中东新型储能新增装机约16GWh，同比暴涨了8倍，其中沙特新增装机约15GWh。预计2026年中东地区新增储能规模将达到40GWh。

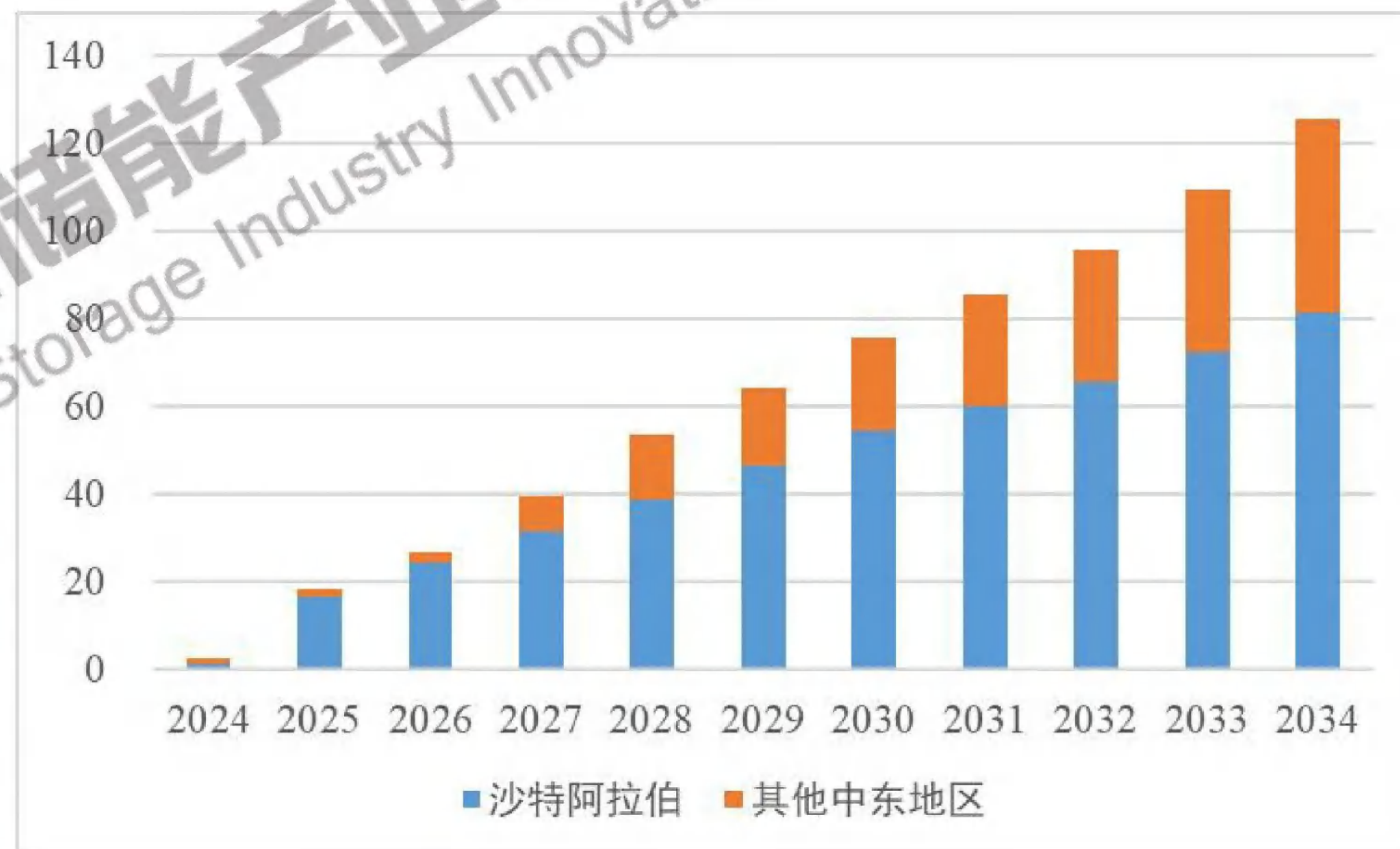
大规模电力系统升级，沙特正崛起为全球重要市场

- 1、过去五年间，中东地区太阳能光伏和风能系统的装机容量已从15GW翻倍至30GW，储能重要性日益重要，尤其是沙特，正崛起为全球最重要的电池储能系统市场。目前，沙特境内已有超过10GWh的储能项目在运行或建设中，并计划到2026年底前再增加33.5GWh。
- 2、单体项目规模大。如2025年并网的阳光电源7.8GWh沙特项目，2026年计划并网的项目有阿布扎比19GWh，比亚迪的SEC12.5GWh储能等。



价格接近中国市场水平，未来竞争可能进一步加剧

相比美国的本地化要求、欧洲的供应链限制，中东门槛限制较少。中东对成本和交付速度敏感，对供应链来源不敏感，是中国厂商必争之地，目前二线厂商正在跑步进场。



中东地区及沙特的新型储能预测累计装机容量

新型储能将贯彻高质量发展基调创新发展：

趋势一：新型储能地位将从“配套”向“基石”转变

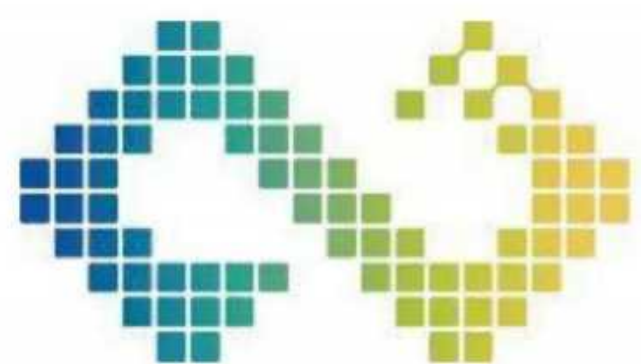
趋势二：发展逻辑从“建设期决定”转向“全生命周期决定”

趋势三：安全 and 高质量从“门槛”成为“核心竞争力”

趋势四：从时长增长延伸到支撑系统安全稳定运行能力的提升

趋势五：“电氢电”和“电热电”将成为颠覆型的新型储能非电应用

趋势六：国内产业链将加速“出海”



中国新型储能产业创新联盟
China Energy Storage Industry Innovation Alliance



电力规划设计总院
China Electric Power Planning & Engineering Institute

谢谢!