

新型储能发展路径与前景展望

2023年5月



国家发展和改革委员会能源研究所

Energy Research Institute National Development and Reform Commission

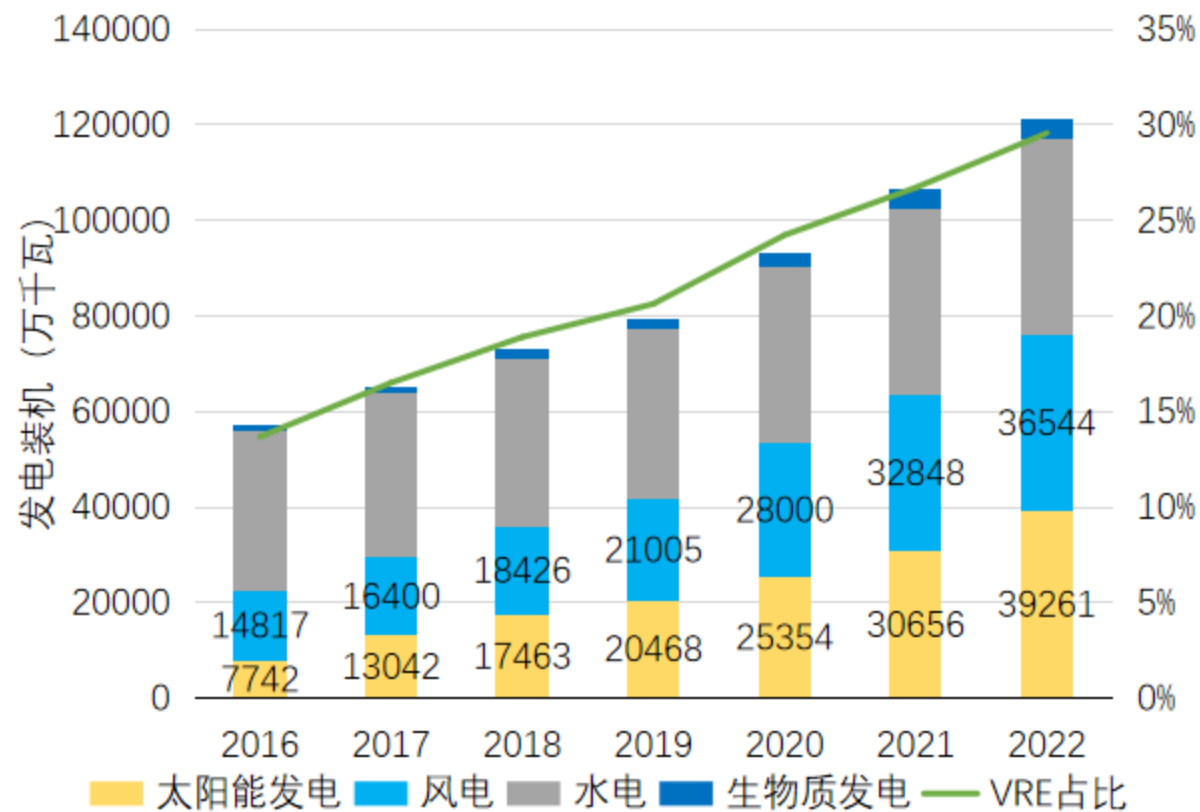


主要内容

- 新型储能发展背景
- 新型储能技术进展
- 政策回顾与商业模式探索
- 问题与措施建议

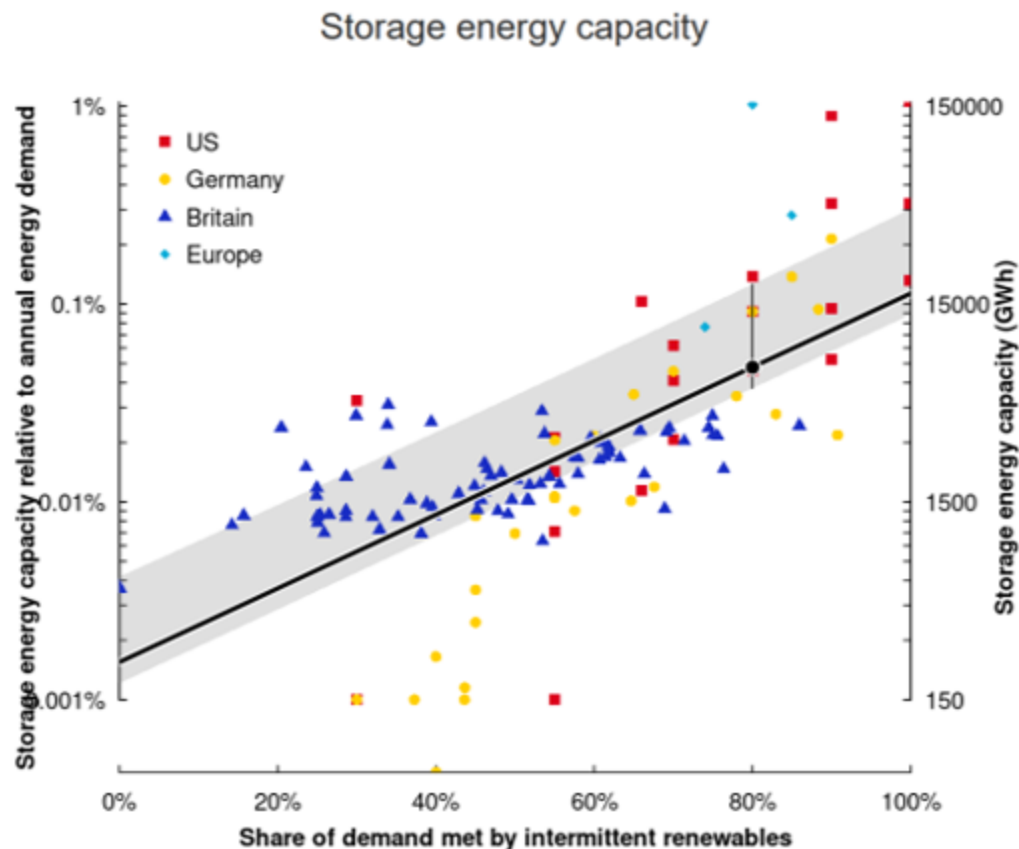
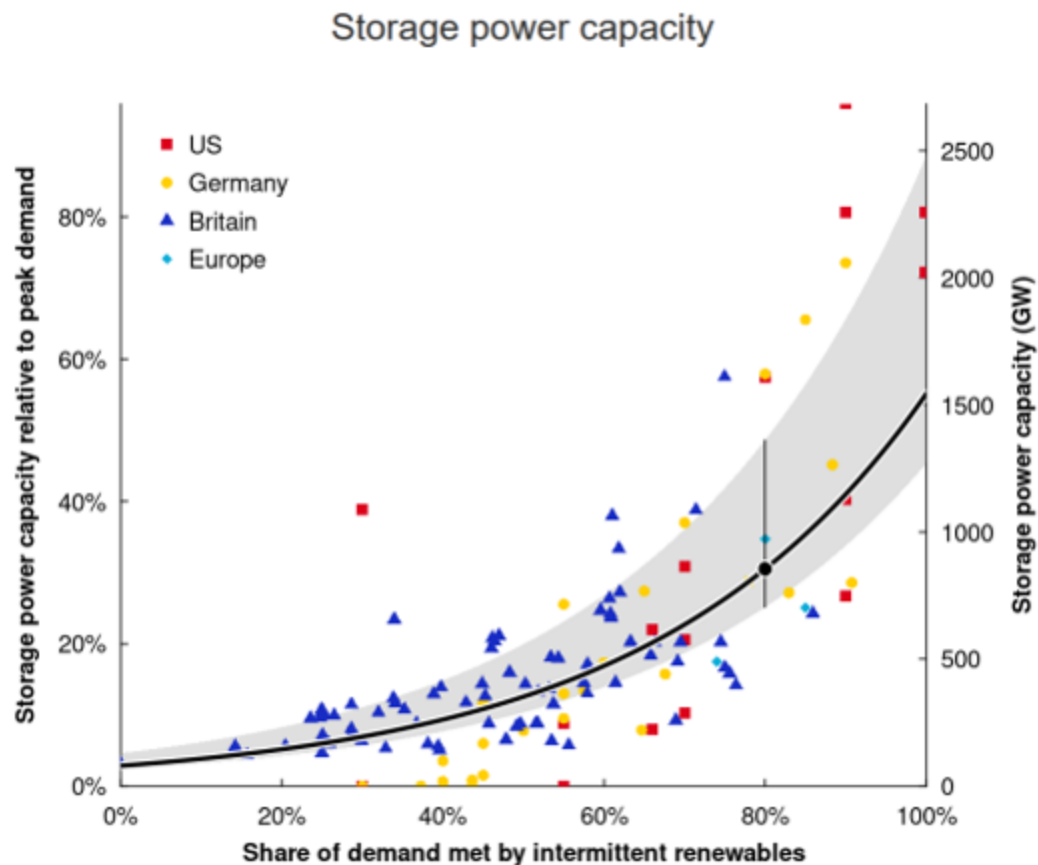
新型储能发展背景

- 中国2022年风电、光伏发电装机7.6亿千瓦，发电容量占比30%，发电量占比13.7%。
- 2060年碳中和下风电、光伏发电装机容量达到60亿千瓦，占比接近70%。



- 新型储能**建设周期短、选址简单灵活、调节能力强**，与新能源开发消纳的匹配性更好，优势逐渐凸显，加快推进先进储能技术规模化应用势在必行。

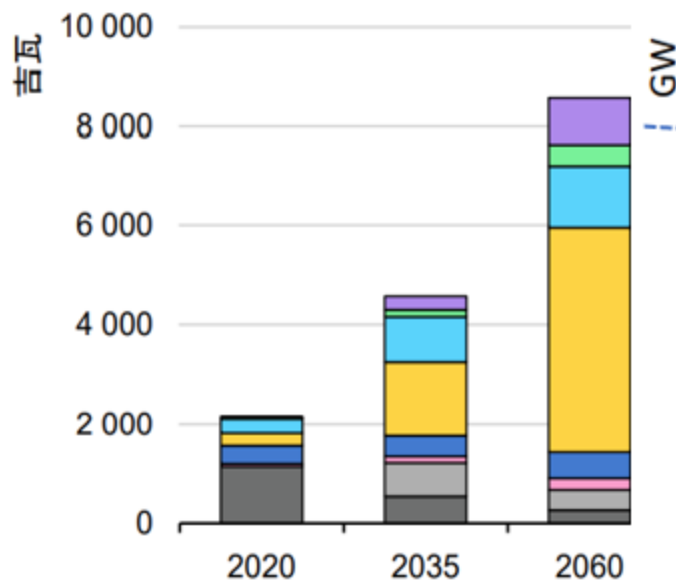
储能与波动性可再生能源关系



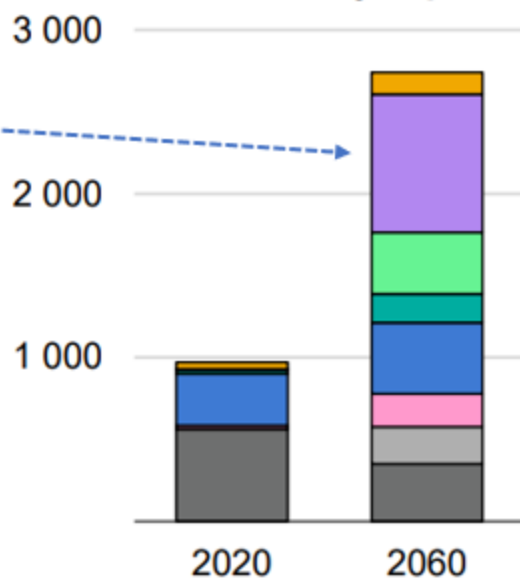
- VRE发电量占比、电力消费总量、电力负荷特性决定储能资源需求。
- VRE电量<20%，储能增速平缓；VRE电量>40%，储能需求增速加快；碳中和阶段VRE电量60-70%，储能功率占负荷高峰1/3以上（主要灵活性资源），容量需求为日均用电量10-20%，放电时长7-10小时。

中国碳中和电力系统：灵活性资源与储能

装机结构



负荷高峰

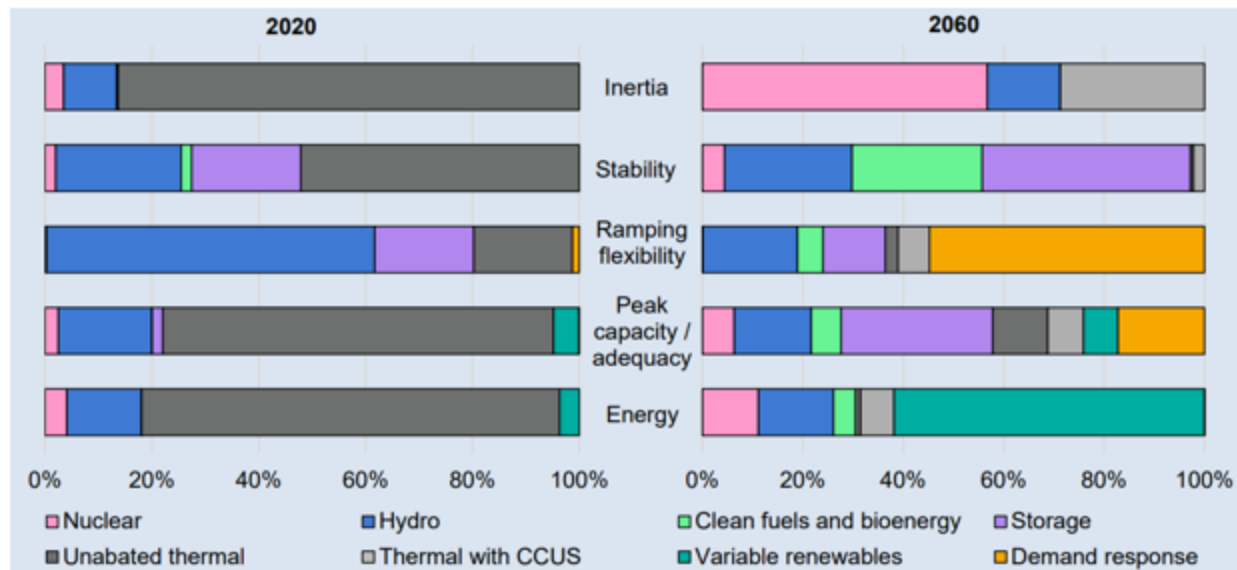


8亿kW

2020-2060 年灵活性资源转变

- 调频：火电-储能
- 调峰：火电-储能、需求响应
- 容量：火电-储能、核电、可控新能源
- 惯量：火电-核电、储能
- 爬坡：水电-需求响应

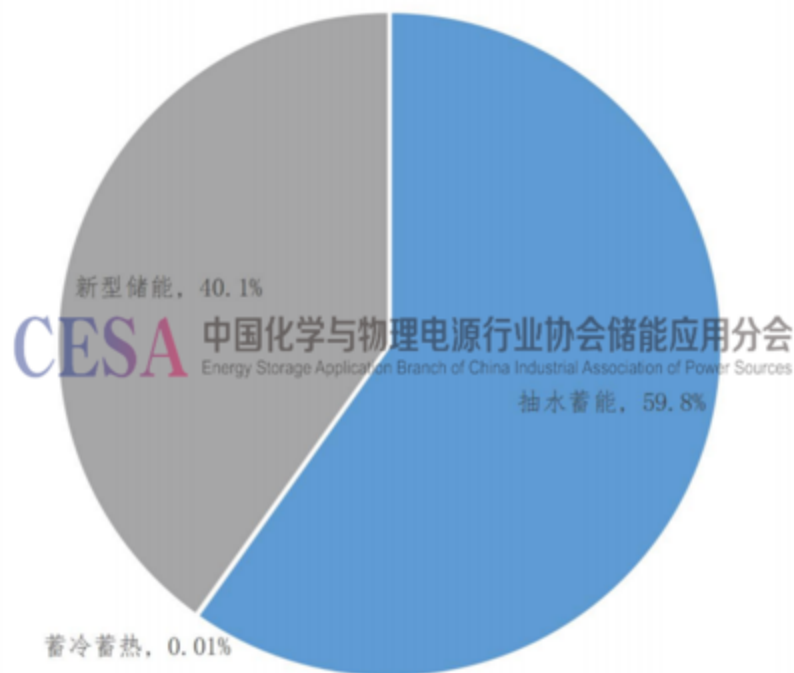
- 2060年光伏发电装机>40亿kW，风电装机>10亿，VRE装机56亿kW，装机占比接近70%。
- 煤电发电装机3.6亿kW（1.7亿kW备用），发电量占比5%（超期服役）。
- 抽水蓄能1.6亿kW，电池储能8亿kW。



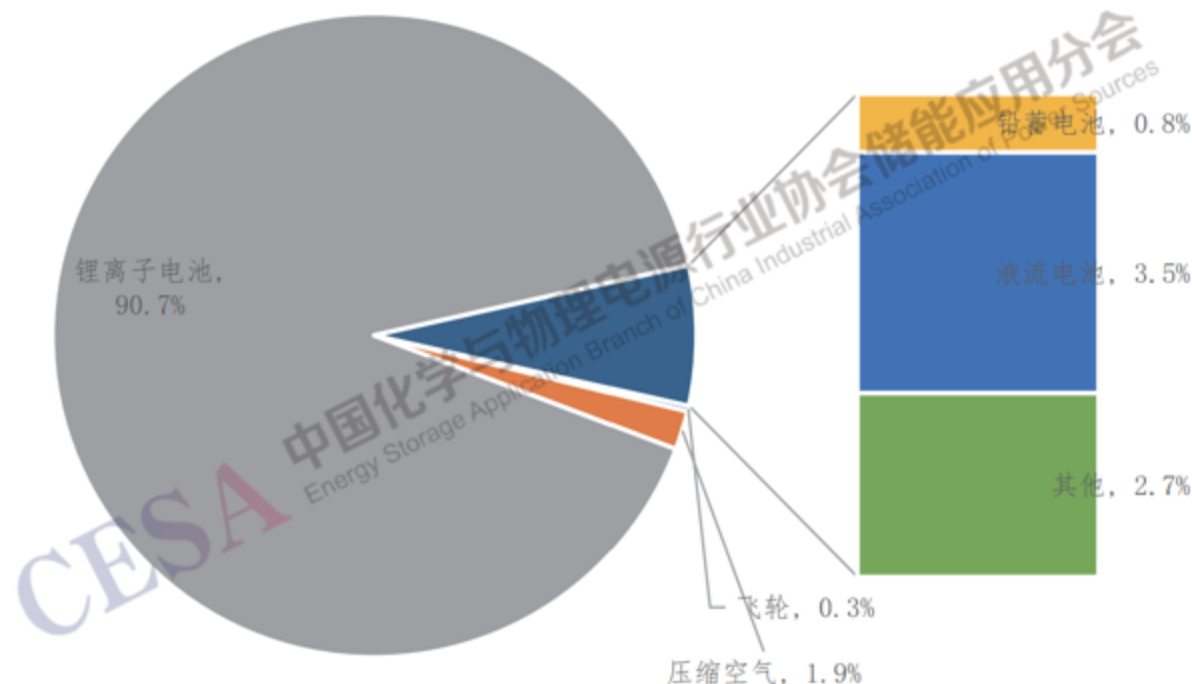
来源：国际能源署

新型储能新增5.9GW，累计11.2GW

- 2022年我国新型储能新增装机量约5.9GW，占比为40.1%。锂离子电池占比为90.7%，液流电池占比为3.5%，压缩空气占比为1.9%。
- 2022年储能累计装机功率为56.9GW，其中：新型储能累计装机11.2GW，占比19.8%；抽水蓄能45.1GW，占比79.3%；蓄冷蓄热累计装机功率约为0.5GW，占储能装机总量的0.9%。



2022年中国储能新增装机结构

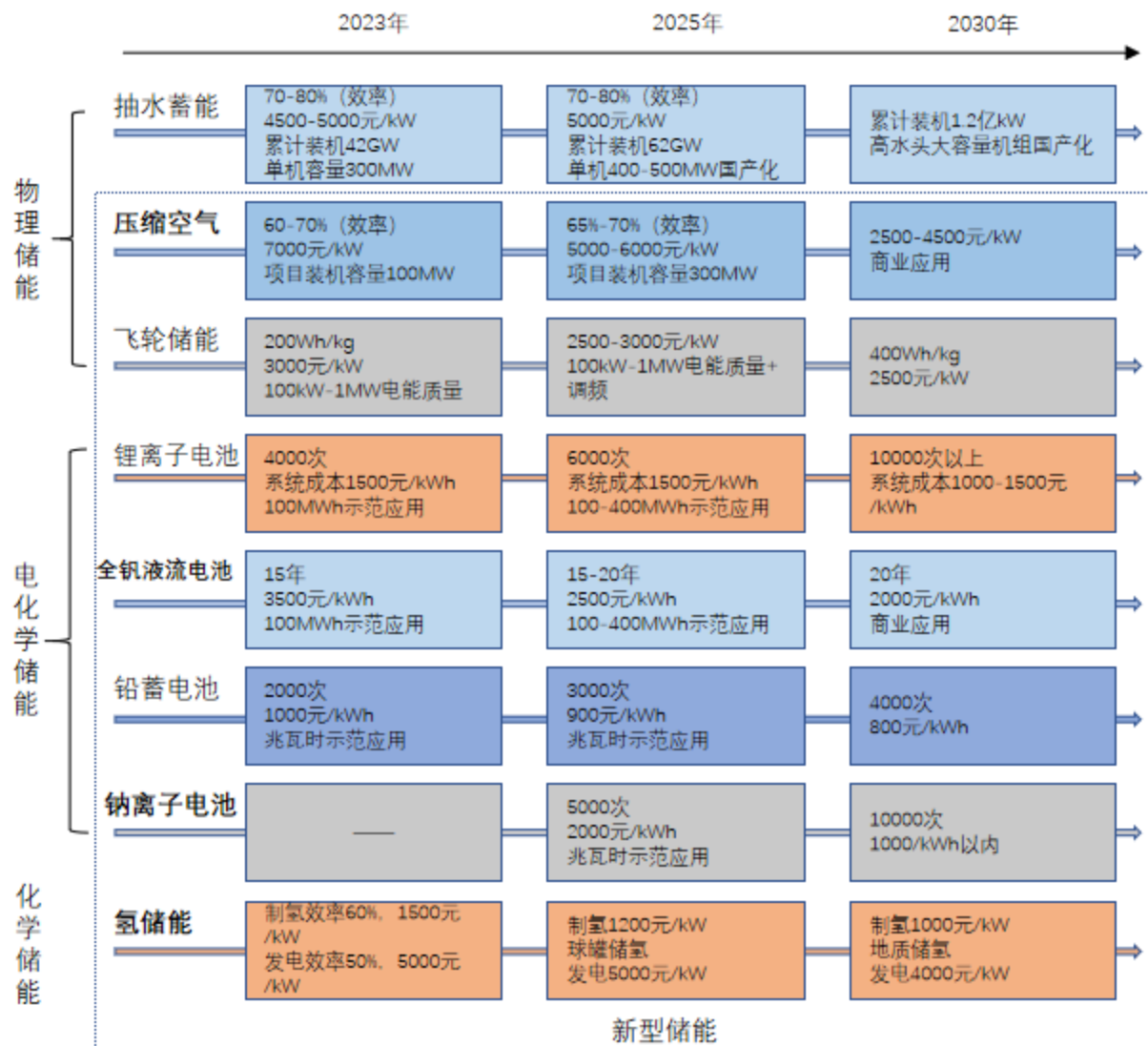


2022年中国新型储能新增装机技术分布

新型储能技术进展

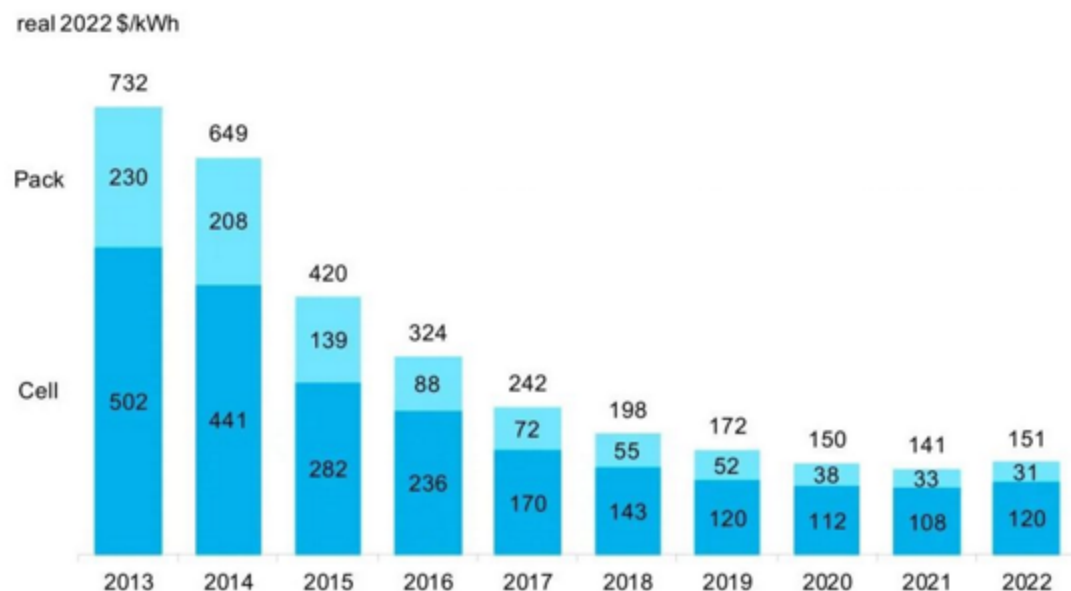
技术特征

- 锂电池：**动力电池产业带动成本快速下降，关键资源成本占比上升，且存在较大波动。
- 钠离子：**破解关键资源约束瓶颈，2023年启动量产，应用于小型乘用车，未来储能应用潜力巨大。
- 液流电池：**电解液寿命长，中长时间尺度 (>4h)调节场景具有显著竞争力。
- 压缩空气：**10~100MW集成示范取得进展（盐穴储气为主）；部分规划项目投资5000~6000元/kW接近抽蓄。
- 重力储能：**使用寿命长，选址灵活，适合长周期储能。
- 氢储能：**制氢-发电能效偏低，储氢容器（地质存储）成本较低，具备大规模长周期储能潜力。



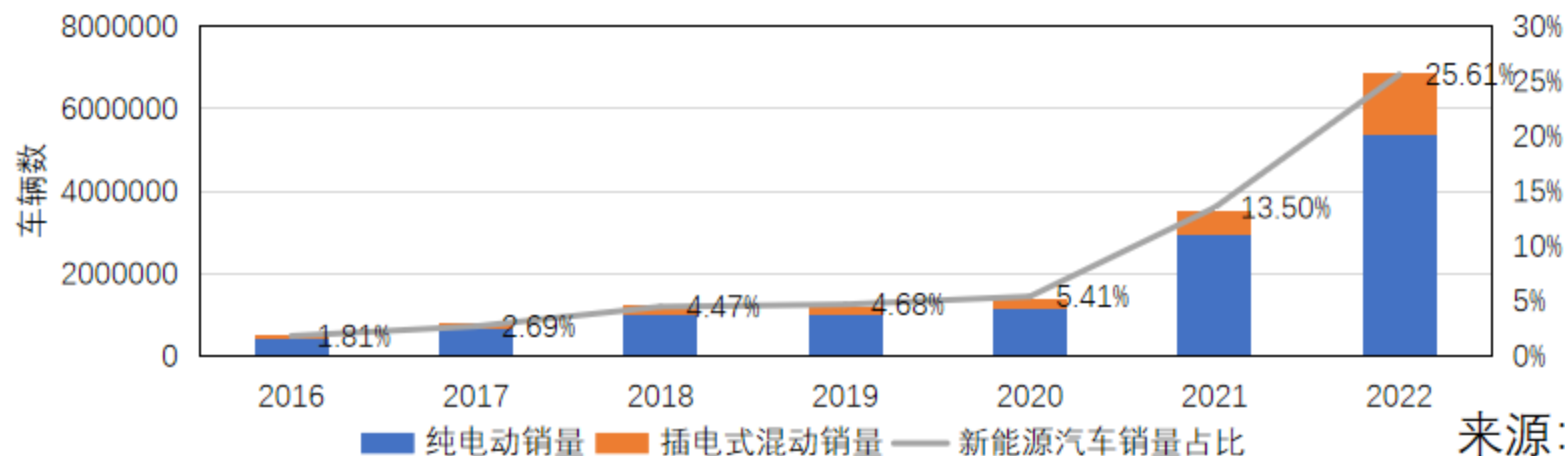
锂电池价格走势

2013-2022年锂离子电池组和电芯的容量加权均价



锂电池价格上涨

- 尽管如磷酸铁锂（LFP）等低成本材料体系在加速普及，但仍不足以抵消整体电池成本的上涨压力。
- 2022年LFP电池组价格比2021年上涨27%。

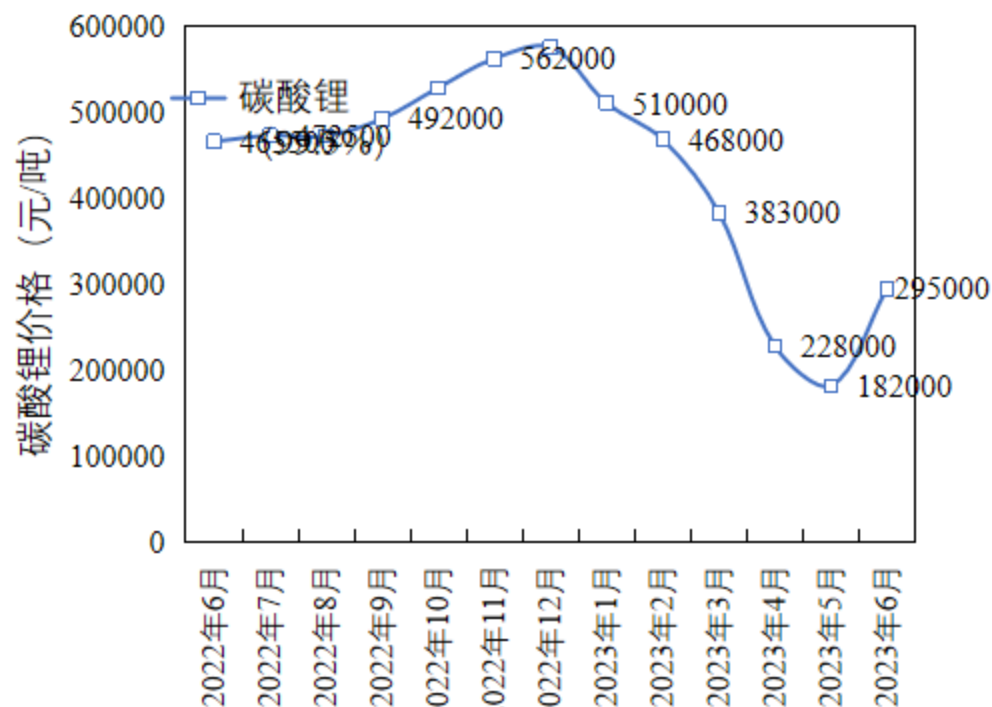


新能源汽车销量
近2倍

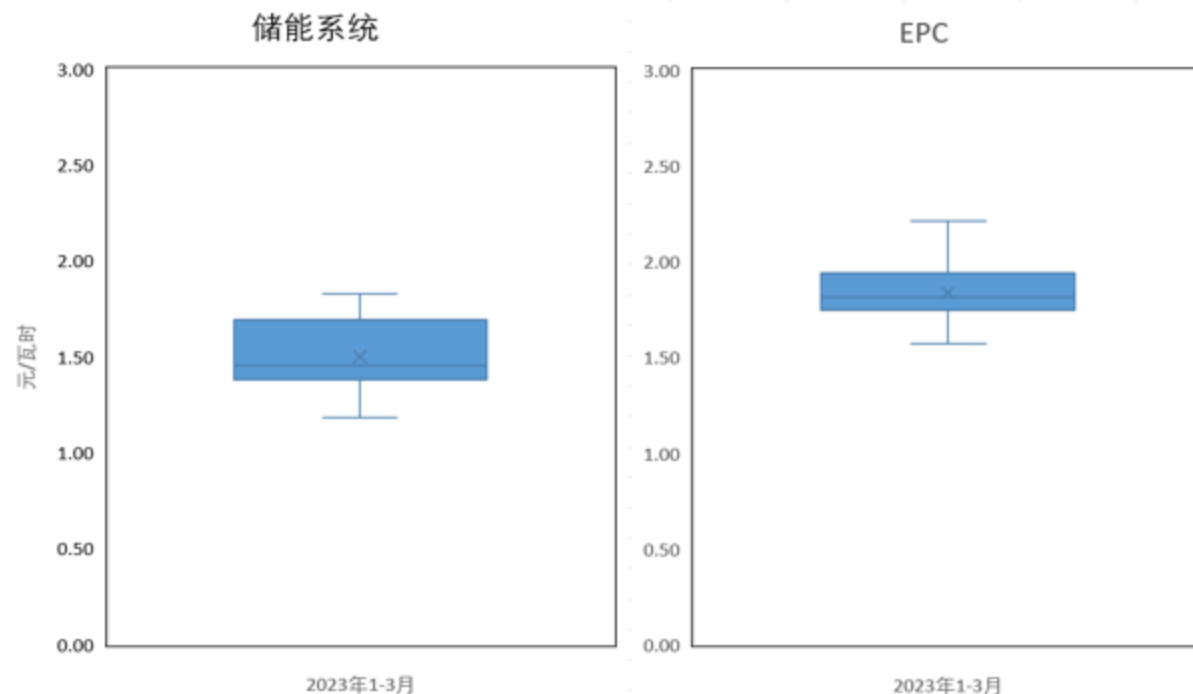
来源：彭博新能源财经、中国汽车工业协会

新型储能价格下降

- 2022年底电池级碳酸锂60万元/吨，2023年4月快速回落至**20万元/吨**以下，5月回升至接近**30万元/吨**。
- 2023年1-3月，系统平均中标价1.5元/Wh，**EPC平均中标价1.8元/Wh**（来源：物理化学电源协会储能分会）。
- 2023年4月，2h系统平均报价**1.3元/Wh**，4h系统1.1元/Wh，**EPC报价1.4-2.2元/Wh**（来源：储能与电力市场）。
- 280Ah产品成为主流，储能电芯标准化有助于降低系统投资。

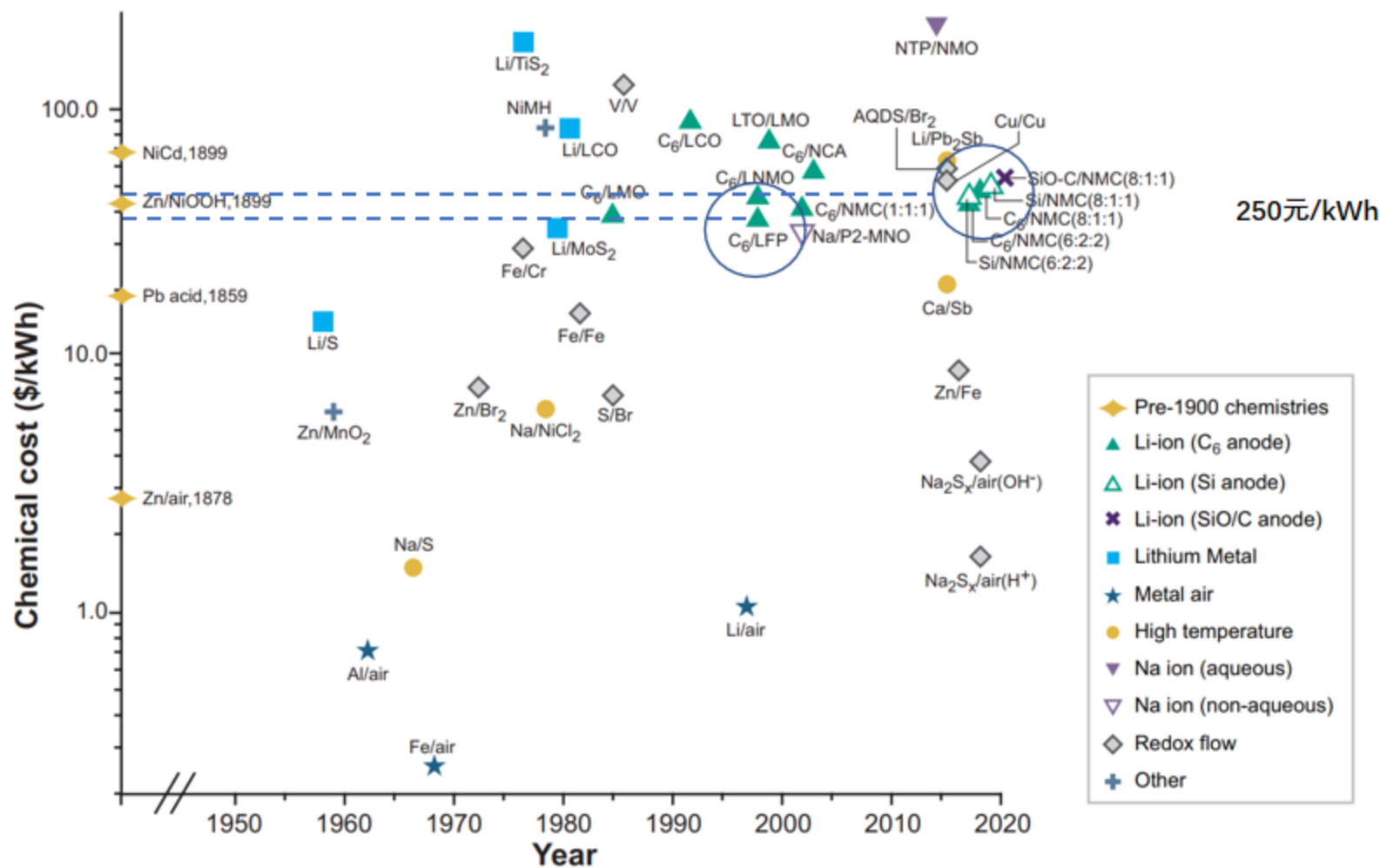
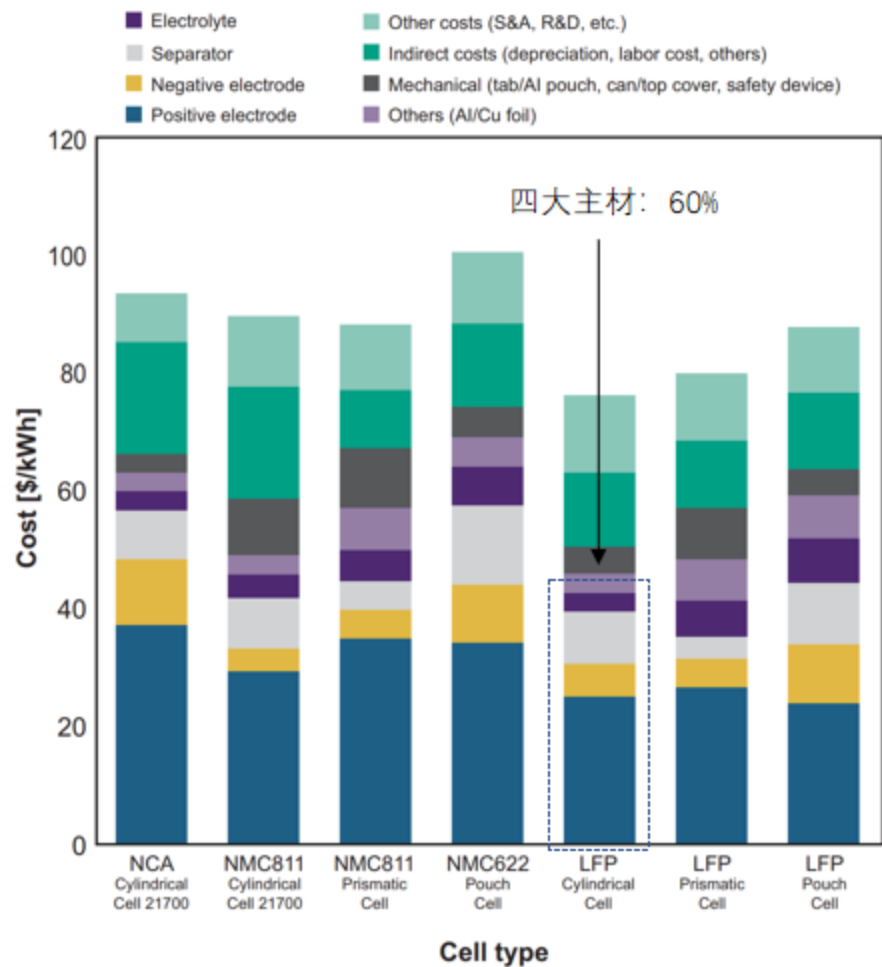


数据来源：马利亚纳锂电



数据来源：物理化学电源协会储能分会

锂电池成本下降潜力



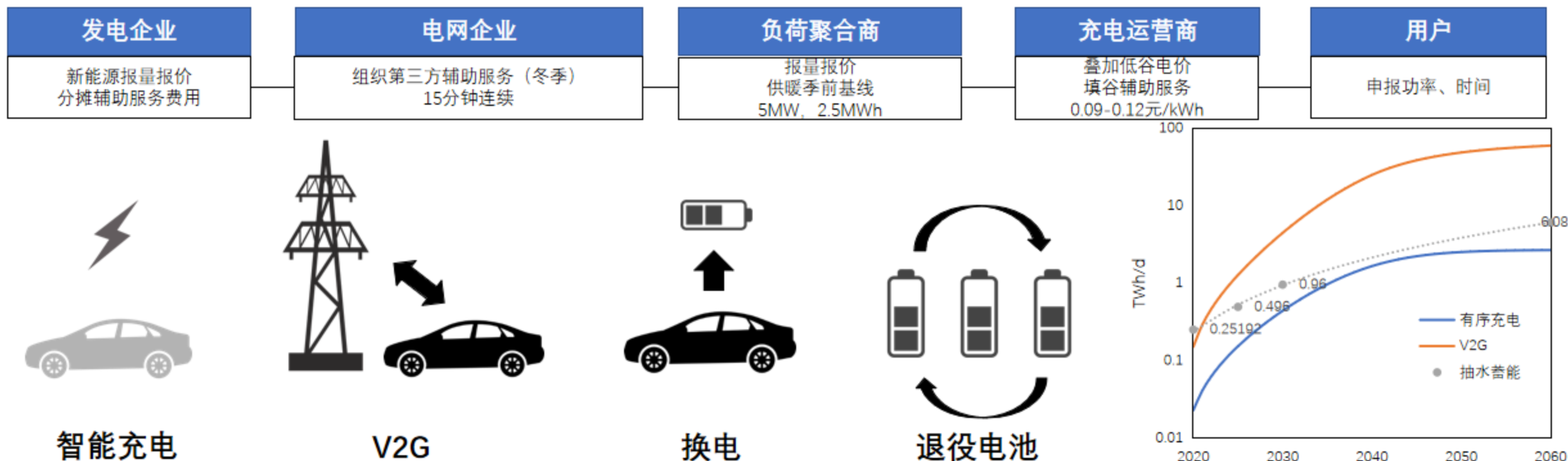
来源: MIT. The-Future-of-Energy-Storage.

新型储能技术：移动储能

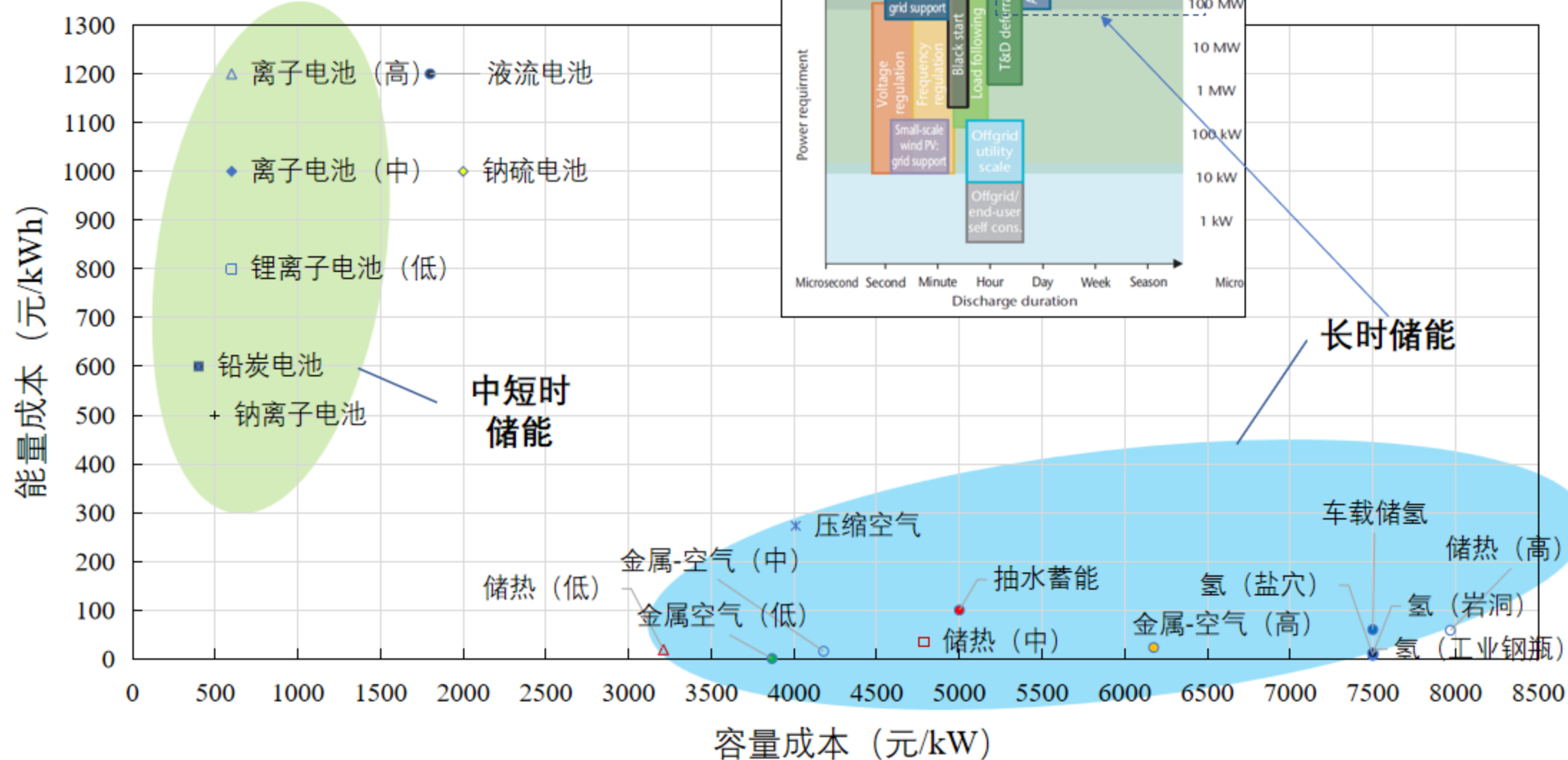
- 电动汽车车网互动（VGI）：日历寿命内动力电池充放电能力 $\gg$ 车辆出行需求，边际储能成本接近于 0。
- 2022年NEV保有量超过1300万辆，销量渗透率25.6%；2030年保有量8000万-1亿辆，2060年4-5亿辆。

华北能源监管局开展第三方独立主体参与华北电力调峰辅助服务市场试点工作（华北监能市场〔2020〕208号）：

- 第三方独立主体可报量报价参与华北电力调峰辅助服务市场。
- 调度机构按日在辅助服务市场运行平台公布第三方主体参与容量、调节容量、参与时段、出清价格及获益情况。



储能技术路线与经济性

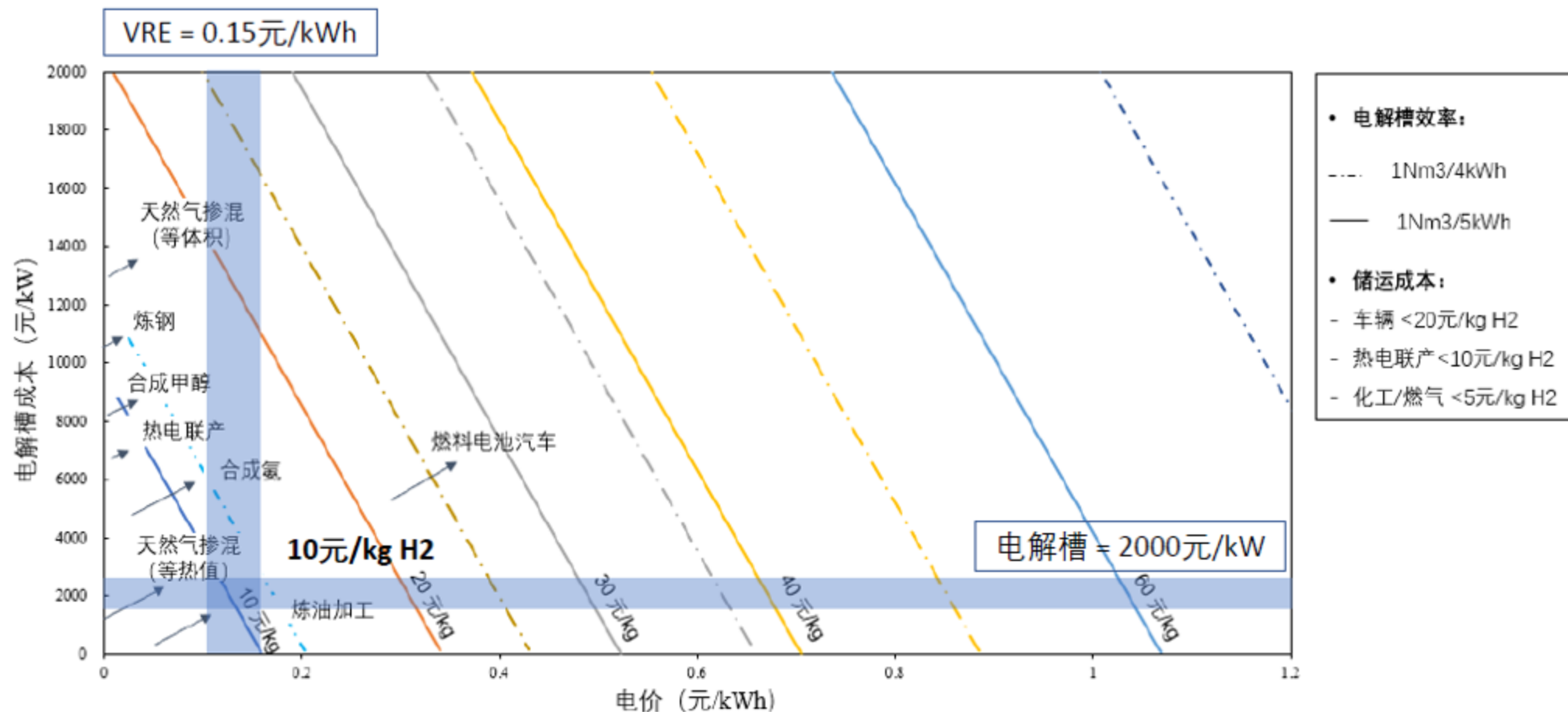


熔融盐储热成本

- 熔盐储热工作温度290-560摄氏度，提高储热温度可提升热电效率，600摄氏度以上进入超临界CO₂热发电，效率比蒸汽机组高3-5%，使光热发电效率提高10%，**发电成本下降20%以上。**

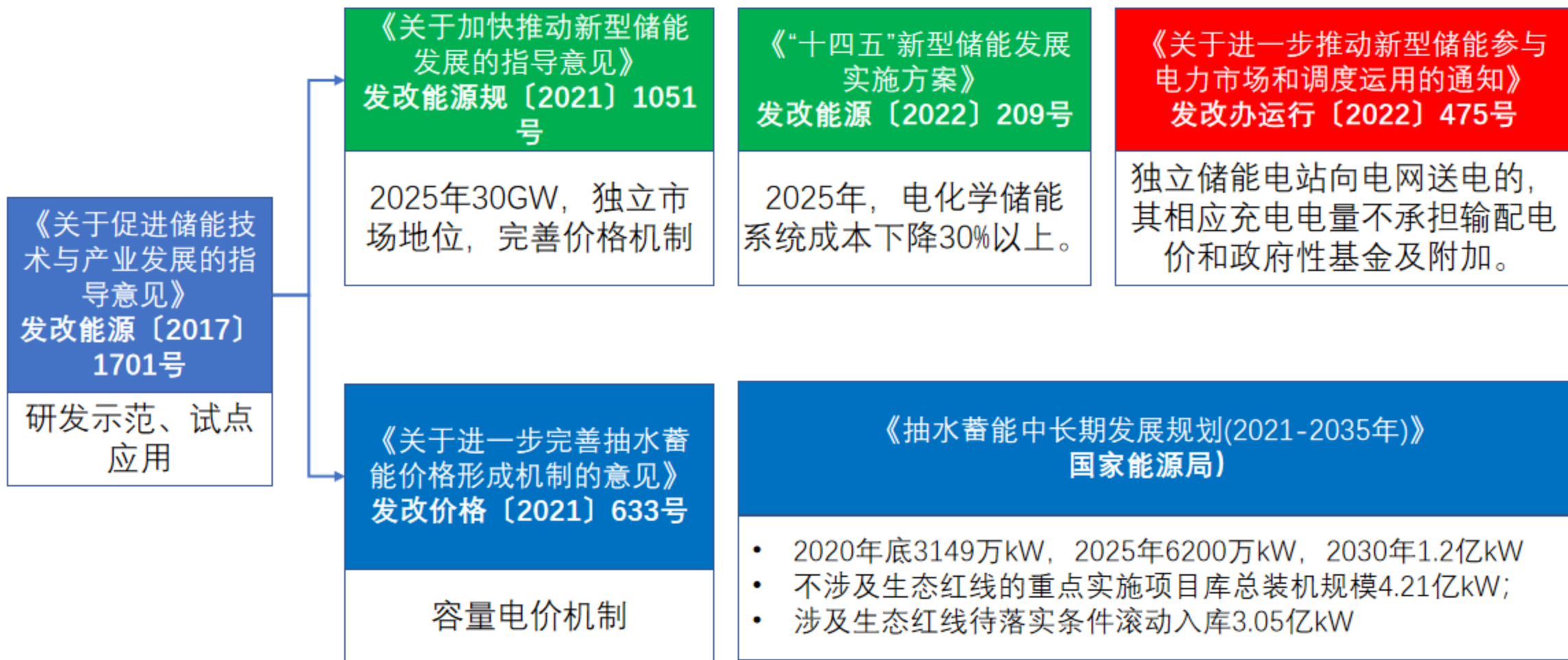
	储能时长 (小时)	储能容量 (MWh)	熔盐用量 (吨)	单位储能容量成本 (元/kWh)
大成敦煌50MW线性菲涅尔	15	750	24000	112
中能建哈密50MW塔式	13	650	16000	86
鲁能格尔木50MW塔式	12	600	16000	93
首航敦煌100MW塔式	11	1100	30000	95
乌拉特100MW槽式	10	1000	73130+7500吨导热油	-
中广核德令哈50MW槽式	9	450	36000+2000吨导热油	-
中控德令哈50MW塔式	7	350	10093	101
中电建共和50MW塔式	6	300	9300	108

绿氢经济性

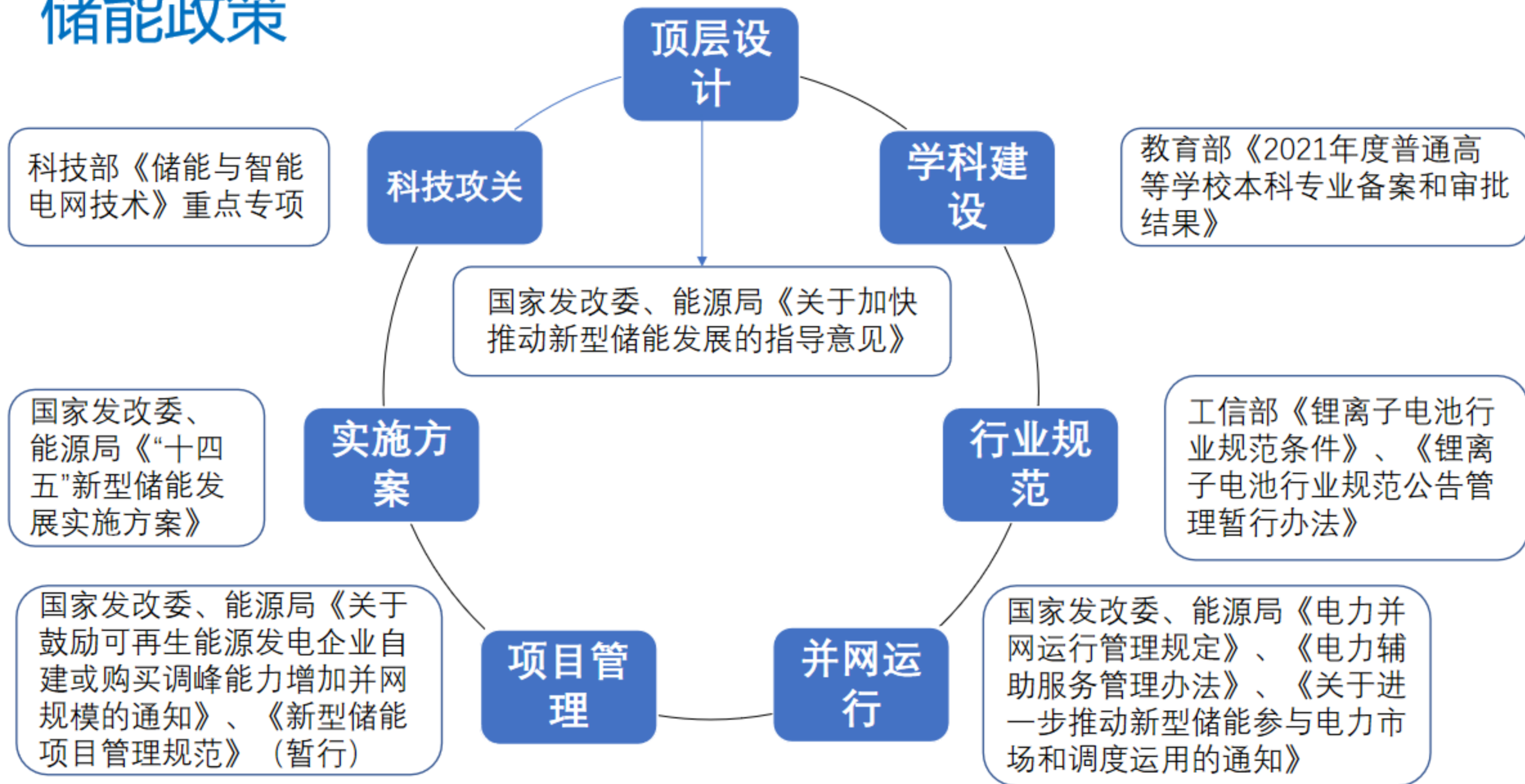


- P2X: 综合考虑设备投资、电价、转换效率、用氢需求、价格接受度, 作为灵活负荷可降低弃电量, 降低系统成本。
- X2P: 设备投资更高、转换效率更低, 用氢需求较少, 导致成本较高, 或增大系统成本。以目前的技术发展趋势, P2X的规模远高于X2P, 长周期储能需要技术突破。

储能政策



储能政策



储能商业模式

		电量消纳	辅助服务	现货市场	容量补偿	容量租赁	峰谷电价
发电侧储能	新能源配储	减少弃电					
	火储联合		调频				
	独立储能 (暂无)		调峰、调频	峰谷价差	容量电价	租金	
用户侧储能	电价管理	自发自用					峰谷价差 容量电价
	聚合商		调峰、调频	峰谷价差	容量电价 (暂无)		
电网侧储能	共享储能		调峰		容量电价		
	独立储能		调峰、调频	峰谷价差	容量电价	租金	

应用拓展与成本疏导

国家发展改革委关于第三监管周期 省级电网输配电价及有关事项的通知

发改价格〔2023〕526号

- 工商业用户用电价格由上网电价、上网环节线损费用、**输配电价**、**系统运行费用**、政府性基金及附加组成，系统运行费用包括**辅助服务费用**、**抽水蓄能容量电费**等。有利于更加及时、合理体现用户购电线损变化，清晰反映电力系统调节资源费用。

国家发展改革委关于向社会公开征求 《电力需求侧管理办法（征求意见稿）》 《电力负荷管理办法（征求意见稿）》 意见的公告

- 积极拓宽需求响应主体范围…鼓励推广**新型储能**、分布式电源、电动汽车、空调负荷等主体参与需求响应。
- 进一步加强…技术研发和推广重点。推进**新型储能**、虚拟电厂、车网互动、微电网等技术的创新和应用。

前景展望

	现状	高比例VRE电力系统	碳中和电力系统
电力供给	常规电源（煤电、燃气、水电、核电）+抽水蓄能	常规电源+新能源（风电、太阳能发电为主+生物质能发电）+电化学储能+新型物理储能+V2G	常规电源+新能源（风电、太阳能发电为主+生物质能发电）+V2G+电化学储能+新型物理储能
电力需求	传统负荷	传统负荷+灵活负荷+抽水蓄能+电化学储能+新型物理储能+V2G	传统负荷+灵活负荷+抽水蓄能+电化学储能+P2X+V2G+新型物理储能
平衡尺度	秒-分钟	毫秒-分钟-日尺度	毫秒-周-年尺度
应用价值	调频	削峰填谷 调频、爬坡、惯量 容量支撑 输配电服务	跨界协同：电-车/氢/热
融合方式	火储、新能源配储联合体为主	联合体+独立主体相结合	用户侧、聚合储能为主

政策措施

主要内容

建议

- 降低新型储能市场准入门槛。在政策上做好迎接更多小规模储能参与市场的准备，并优化出清算法、提升算力以应对更多投标（FERC、英国）。
- 推进辅助服务与现货市场建设。在供给侧建立调峰竞价机制（FERC/广东、华北等），在更多省份推广按调频效果付费的机制。
- 完善电力市场交易模型。建立完善的能量市场出清模型，使之适应储能的荷电状态约束、老化成本等特性。（加州/PJM）
- 探索储能容量定价与交易机制。差异化考虑不同能量功率比储能的容量价值，可开展以储能容量的使用权为标的的交易机制。（加州/PJM/英国）
- 探索管制渠道补偿可行性。分析储能从被管制渠道获取收益的可行性，研究储能通过输配电价回收成本的比例，形成一揽子解决方案。（澳大利亚/加州/PJM）
- 完善分布式储能市场参与机制。开展聚合商聚合分布式资源（国内新能源配储）的试点项目，探索研究储能参与配电网侧直接交易的机制。（澳大利亚/加州）

敬请批评指正！