

证券研究报告



中美欧引领储能腾飞、新能源开启第三赛道

——储能为何如此重要系列报告（三）

分析师：朱玥（SAC: S0190517060001）

孟杰（SAC: S0190513080002）

研究助理：范昭楠

报告发布日期：2021.7.25



核心摘要 (1/3)

- ◆ 本篇报告为“储能为何如此重要”系列深度报告第三篇，第一篇我们从国家电网与宁德时代的合作出发探讨了储能在电网侧的应用前景，第二篇我们提出储能是新能源上位的必经之路，本篇报告我们尝试系统性地回答储能行业的五个关键问题。
- ◆ **结论：作为新型电力系统不可或缺的核心要素，储能将成为能源革命浪潮中第三大超级赛道，新能源领域的投资将开辟第三战场，在中美欧三大市场的共同引领，2021年增长斜率将骤然陡峭。逆变器（变流器）环节由于储能单位价值量、单位利润均远高于光伏，因此将成为弹性最高，最核心的投资方向。**
- ◆ **问题1：储能的根本驱动来自哪里，近期有哪些新的催化？**
 - ✓ 两大驱动因素：一为“双碳”目标下，**构建新型电力系统对灵活性资源的刚性需求**，二为**用户不断提升的对低成本高质量用电的追求**。
 - ✓ 近期催化包括**中国首次公布十四五储能规划规模、有望逐步放开电网侧储能**；海外家庭储能市场已经启动、表前储能已初具经济效益。
- ◆ **问题2：储能市场空间如何拆解最为合理？**
 - ✓ 我们提出两大根本驱动力将共同推动三侧（发电、电网、用户）发力，并衍生出行业七种应用场景，我们将详细测算七种场景的需求。
 - ✓ 我们估算2020年全球储能新增装机约为10GWh，预计2025年新增需求约196GWh，对应市场空间约2200亿元；2030年新增需求约918GWh，对应市场空间约8000亿元；2050年累计空间约23TWh。
- ◆ **问题三：储能的商业模式有哪些，经济性又如何？**
 - ✓ 海外用户侧商业模式最为成熟，发电及电网侧伴随电力市场化脚步已临近。

核心摘要 (2/3)

◆ 问题四：储能的技术进步及降本空间如何展望？

- ✓ 直接及间接降本路径清晰，储备技术多样，2025年度电成本有望低至0.1-0.2元/kWh。

◆ 问题五：投资机会在哪些环节？

- ✓ 我们认为9大环节投资机会正渐次浮现。不同于传统认知，我们认为逆变器环节弹性最大，投资价值显著强于其他环节，是储能最值得配置。电池环节单位价值量最高，系统集成壁垒正逐步体现，长期有望培育BMS等细分赛道，此外应关注系统运维、梯次利用、电池回收、下一代电池技术（如钠离子电池及其产业链、固态电池及其产业链、飞轮储能、压缩空气储能等）、虚拟电厂等环节或场景化投资机会。

◆ 投资建议：

- ◆ 首推：弹性最大的逆变器环节：**阳光电源、锦浪科技、固德威**，储能电池龙头**宁德时代**。
- ◆ 推荐：由于专注海外户用细分市场故弹性更好的电池系统供应商**派能科技**，磷酸铁锂电池领先标的**亿纬锂能、比亚迪（汽车行业覆盖）**。
- ◆ 建议关注：海外储能户用逆变器领先供应商**德业股份**，绑定宁德时代将发力储能系统集成的民营勘察设计龙头**永福股份（建筑行业覆盖）**、南都电源、林洋能源、天合光能、海博思创（未上市），建议关注逆变器供应商科士达、上能电气、科华数据（通信行业覆盖），电池供应商国轩高科、鹏辉能源，电池组装及检测标的星云股份、磷酸铁锂供应商龙蟠科技、德方纳米。
- ◆ 风险提示：1、储能发展规模由于政策波动或者安全性事故导致不及预期；2、储能技术进步缓慢导致价格下降不及预期；3、国内电力辅助服务市场化不及预期；4、下一代电池技术迭代导致现有技术被颠覆的技术风险。

核心摘要 (3/3)

表、储能业务2025年相关标的公司净利润较2020年增速预计均在350%以上

2025年 市场空间	公司	业务	市占率	出货量	单位净利	2025年净利润估算 (亿元)			业绩增速 (较2020年)	储能业务贡 献比例 (%)
						分项利 润	其他业务	合计		
1. 中大型项目：电池需求：142GWh 逆变器需求：51GW	宁德时代	储能电池	40%	79GWh	0.07元/Wh	55	337	392	603%	14%
	亿纬锂能	储能电池	10%	20GWh	0.06元/Wh	12	177	189	1045%	7%
	阳光电源	储能系统	20%	39GWh	0.04元/Wh	16	50	89	354%	44%
		储能逆变器	20%	39GW	0.06元/W	23				
2. 户用市场：电池需求：55GWh 逆变器需求26GW	锦浪科技	储能逆变器	10%	8GW	0.14元/W	11	16	27	749%	41%
	固德威	储能逆变器	10%	8GW	0.14元/W	11	10	21	707%	52%
	德业股份	储能逆变器	15%	12GW	0.13元/W	16	7	23	502%	70%
	派能科技	家庭储能系统	20%	11GWh	0.13元/Wh	14	4	18	556%	78%



根本驱动一：解铃还须系铃人，“双碳”目标需要新型电力系统

- ◆ 电力既是当前碳排放的主要来源，也是实现碳减排的最重要途径。
- ◆ 电力作为重要的二次能源，是煤炭、天然气、石油的重要中转站，也是碳排放的最主要载体，虽然电力产品最终用于第一、二、三各个产业。然而“巧合”的是，能够替代含碳能源的非碳能源绝大部分又需要通过电力形式提供，如太阳能、风能、水电、核能。

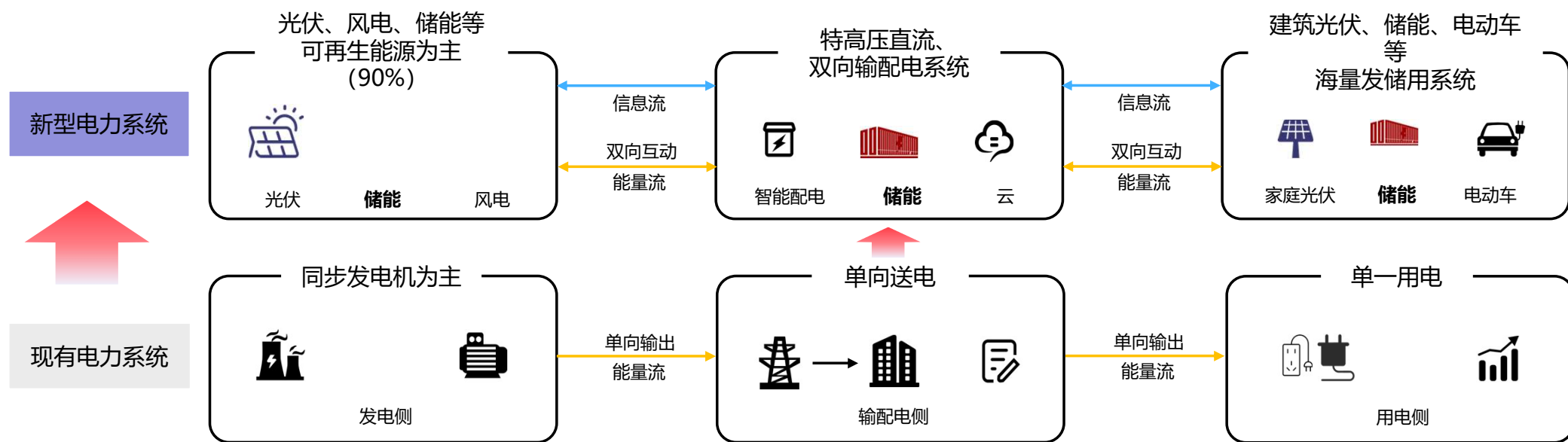
图、新型电力系统是双碳目标实现的关键

根本驱动一：新型电力系统需增加“储能”为新的基本要素

- ◆ 碳中和的关键是构建以新能源为主体的新型电力系统。
- ◆ 从“源-网-荷”到“源-网-荷-储”，储能有望成为新型电力系统的第四大基本要素。

图、新型电力系统具有“四高”特征

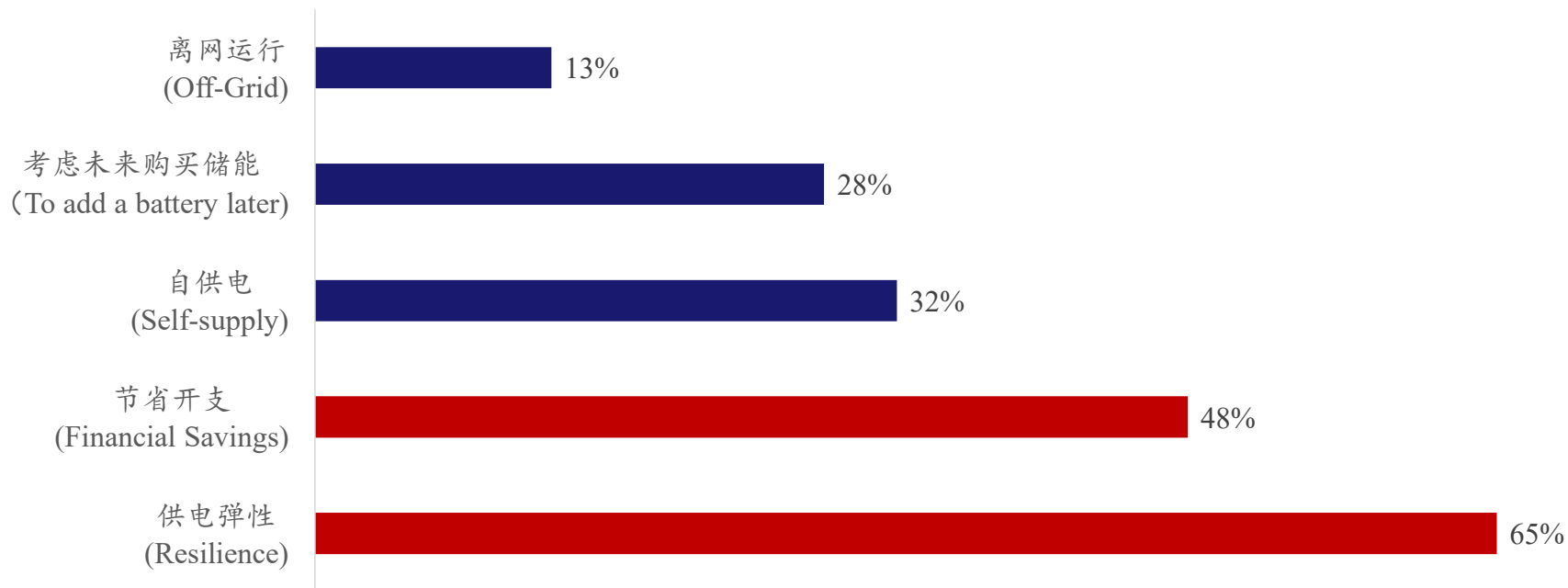
四高：高比例可再生能源、高比例电力电子装备、高度数字化、高度智能化



根本驱动二：用户对于低成本高质量用电的需求

- ◆ **供电弹性 (Resilience) 和节省开支 (Financial Savings)** 是美国家庭用户对储能感兴趣的两个最主要的原因。
- ◆ 美国电网稳定性不如中国，尤其近年来美国发生了多起停电事故，而储能恰恰可以作为紧急电能备用来应对电网事故。**因此，美国住宅消费者对购买储能实现能源自给自足的渴望日益高涨，这成为一股惊人的推动电表后端储能部署的力量。**

图、供电弹性和节省开支是美国家庭用户对储能感兴趣的两个最主要的原因。



注：每个调查对象可以选择多个选项

近期国内催化：政策首次给予储能规模指引，电网侧迎来“松绑”

- ◆ 7月23日，国家发改委、国家能源局联合印发了《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，文件明确，到 2025 年，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变，装机规模达 3000 万千瓦以上。到 2030 年，实现新型储能全面市场化发展。
- ◆ 该文件的另一重要措施是**放开电网侧储能，引导电网侧储能的成本向用户侧疏导。**

表、国家发改委、国家能源局联合印发《关于加快推动新型储能发展的指导意见（征求意见稿）》

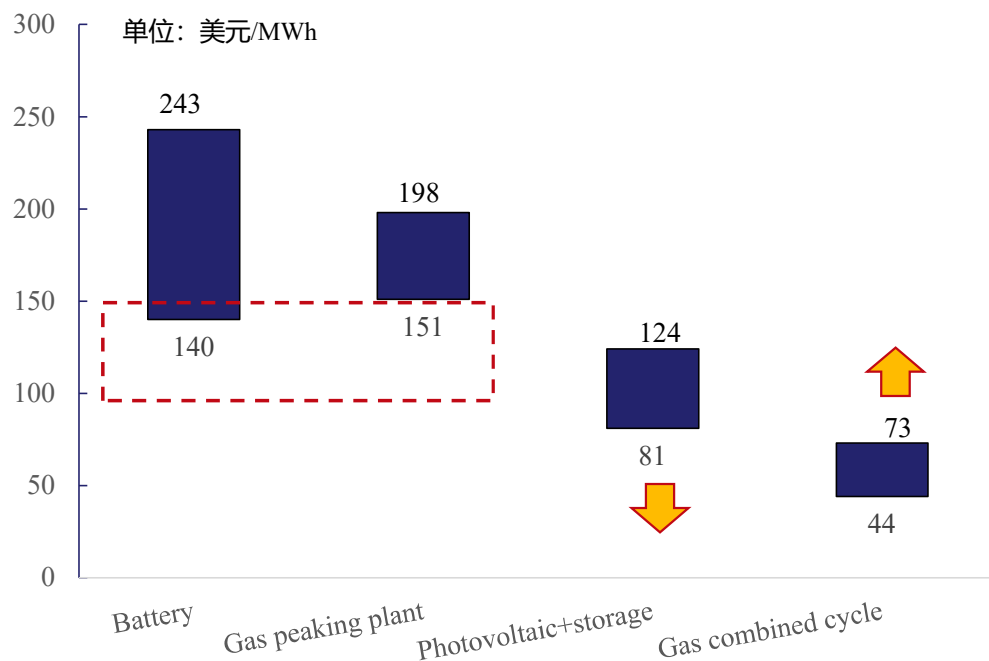
类别	主要内容
鼓励储能多元发展	发电侧： • 布局一批配置储能的新能源电站项目。 • 探索利用储能或风光储代替退役火电机组。 用户侧： • 鼓励UPS、电动汽车、大数据中心、5G基站、微电网、分布式新能源等多元化场景下的储能应用。 • 探索智慧能源、虚拟电厂等多种商业模式。
推动技术进步	推动 锂离子电池 成本下降和商业化规模应用；探索 氢储能 技术研究和应用。
完善市场机制	• 鼓励储能作为独立市场主体参与辅助服务；鼓励探索共享储能。 • 建立电网侧独立储能电站容量电价机制，推动储能参与电力市场。 • 将电网替代性储能设施成本纳入输配电价回收。 • 完善峰谷电价政策。

9

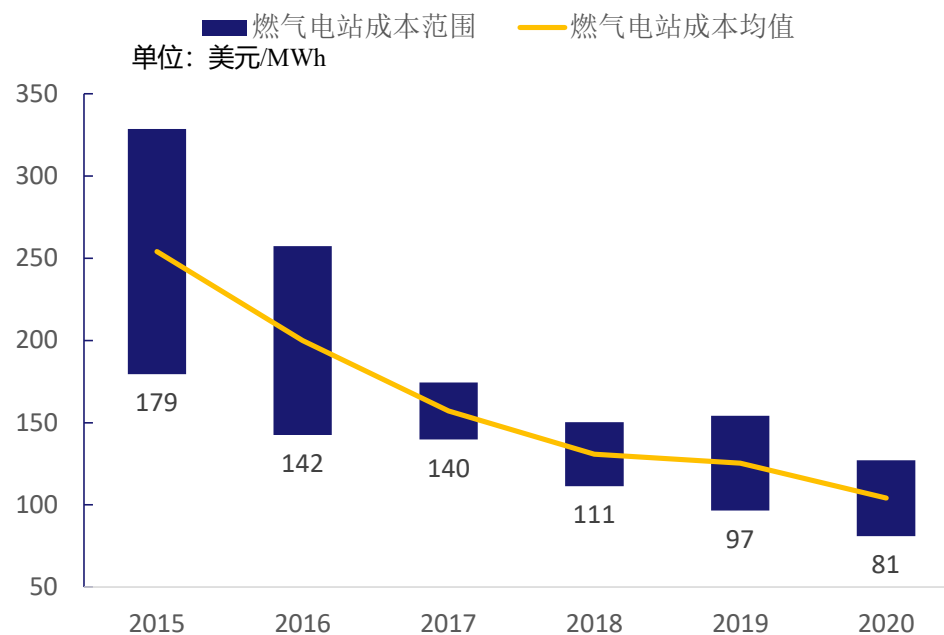
海外催化：储能较天然气发电已初具经济性

- ◆ 从调节成本来看：美国**储能度电成本已可低于峰值燃气电站**（OCGT），2-h电池储能调峰最低成本为140\$/MWh，低于OCGT的151\$/MWh。
- ◆ 从综合发电成本来看：**光伏+储能的综合成本也逼近燃气电站**，增长的可再生能源比例将持续增大燃气电站运行成本：频繁切换开/关机状态、损耗加重、运行寿命缩短造成燃气电站运行成本提高，而储能成本有望进一步降低。

图、电化学储能、燃气电站、光伏储能、峰值电站的成本对比



图、太阳储能成本逐渐降低，燃气电站成本稳中有增

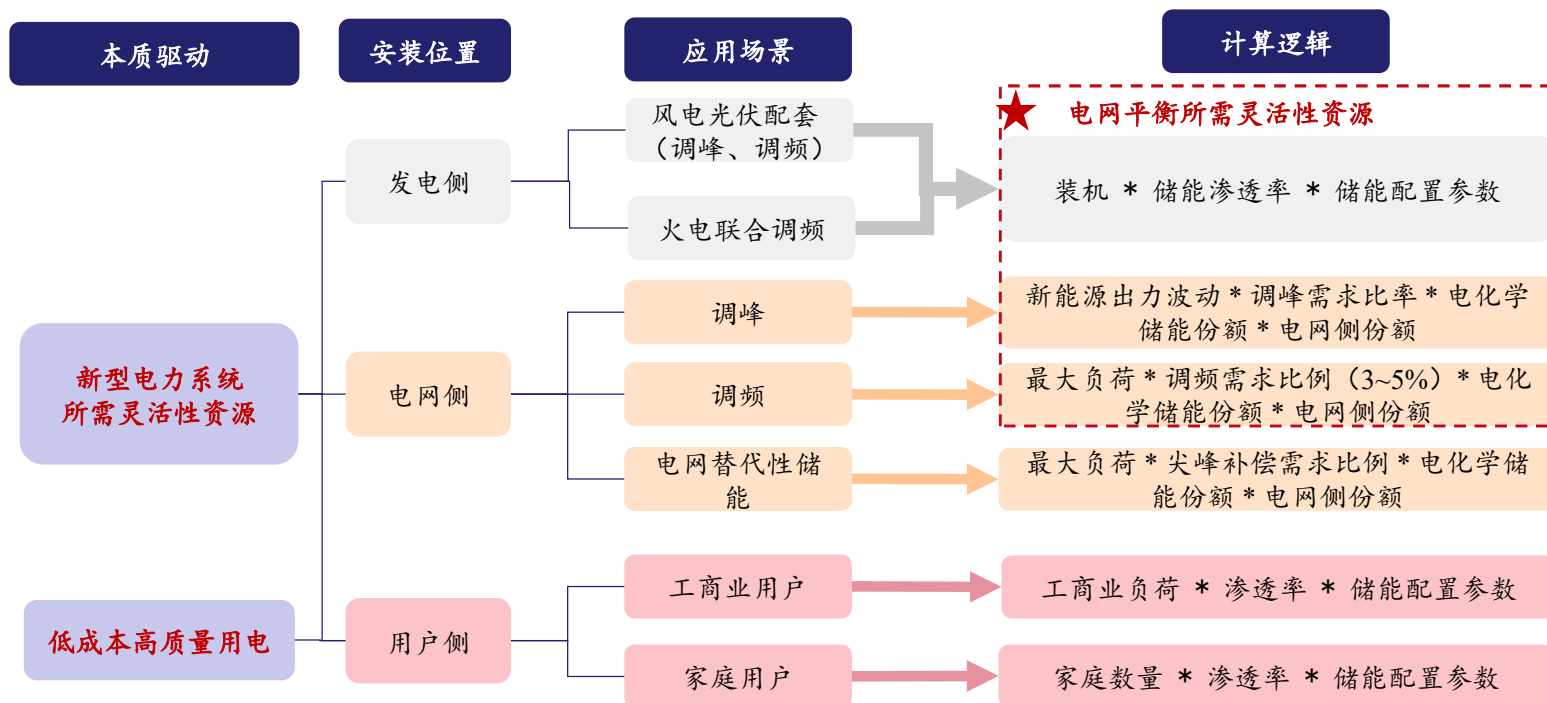


空间测算：两大根本驱动，衍生出七种场景

◆ 储能的本质驱动来自于新型电力系统所需灵活性资源及用户侧的低成本高质量用电需求，具体可分为发电侧、电网侧和用户侧共七种场景，需要注意的是这二者是互有交叉的。

- ✓ 发电侧：平抑发电波动，维持电网平衡，以新能源配套储能为主，从新能源装机角度测算
- ✓ 电网侧：以调峰调频等辅助服务维持电网平衡需求为主，另外还有延缓电网投资需求
- ✓ 用户侧：国内以工商业储能为主，海外包括户用储能和工商业储能。

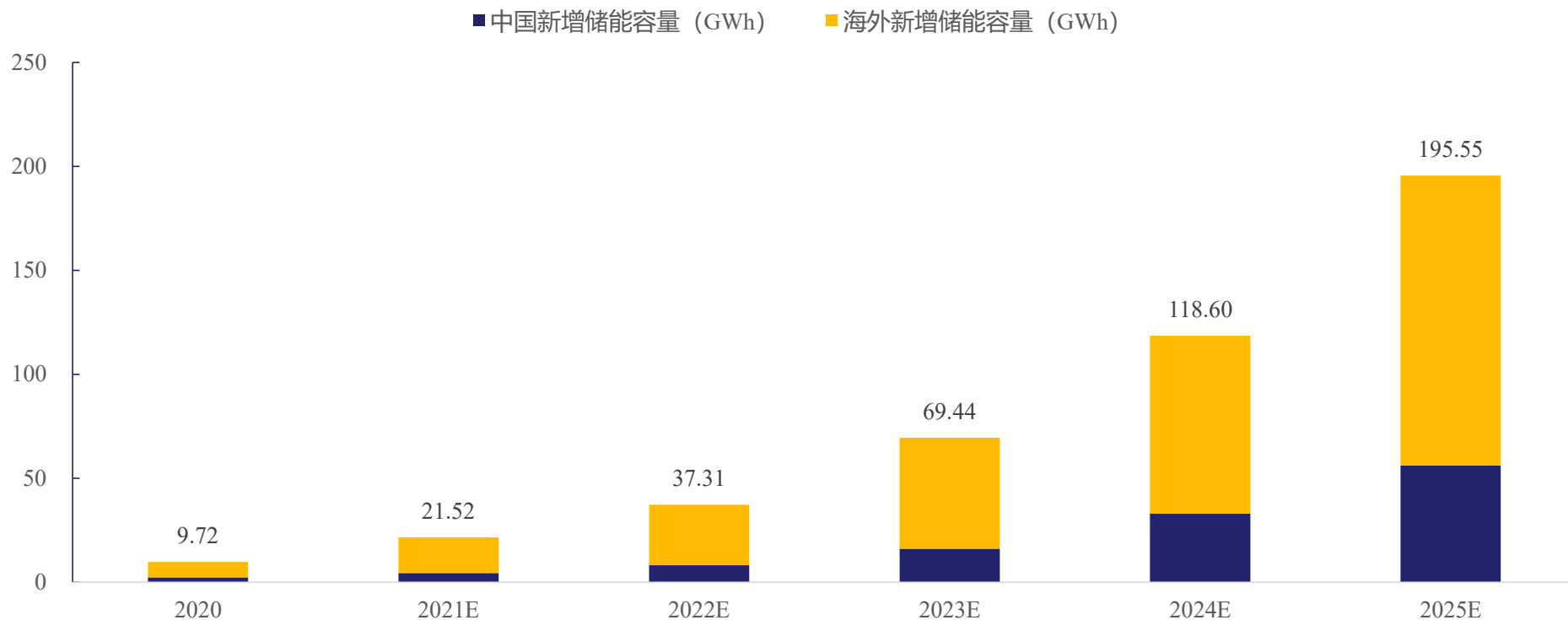
图、储能装机空间可从两种本质驱动衍生为三侧共七种场景



装机预测：2025年全行业新增装机有望达196GWh

- ◆ **装机预测：**2021年全球电化学储能装机21.52GWh，同比增长115%，2025年当年新增可达196GWh。
- ◆ **驱动因素：**中国2020年主要由新能源发电侧、电网侧推动，工商业用户侧受近期火灾事故影响短期内略有迟滞但长期无虞。美国的大型项目及用户侧储能均已实现市场化驱动，今年有望翻倍以上。欧洲、澳洲、日本、南非、南美等地的家庭储能正保持快速增长态势。

图、2021年全球电化学新增装机达9.7GW/21.52GWh



储能远期空间展望：2050年空间有望达23TWh

◆ 展望储能远期市场空间：基于2050年新能源配置储能渗透率70%，全球家庭配置储能渗透率16%假设，估算储能空间有望达23TWh。

表、储能远期空间展望

	2030E	2040E	2050E
新能源累计装机（GW）	6353	15148	25868
新能源储能渗透率	40%	50%	70%
新能源侧储能功率（GW）	235	924	2067
新能源侧储能容量（GWh）	681	3092	7665
电网侧储能功率（GW）	148	424	902
电网侧储能容量（GWh）	388	1312	3213
用户侧工商业储能功率（GW）	119	377	906
用户侧工商业储能容量（GWh）	345	1319	3625
户用侧储能渗透率	1.6%	7.3%	16.1%
户用储能功率（GW）	309	1549	3678
户用储能容量（GWh）	712	3563	8460
累计储能功率（GW）	812	3274	7554
累计储能容量（GWh）	2126	9286	22963

降本路径：直接、间接降本手段丰富

- ◆ **延长电池寿命**是LCOS下降的核心影响因素。根据宁德时代估算，对于6000次储能系统，若电池寿命延长到10000次，LCOS可下降60%以上。
- ◆ **降低损耗**是降本的有效路径。具体包括：**提升能量效率、改善冷却方式、提升能量密度**。

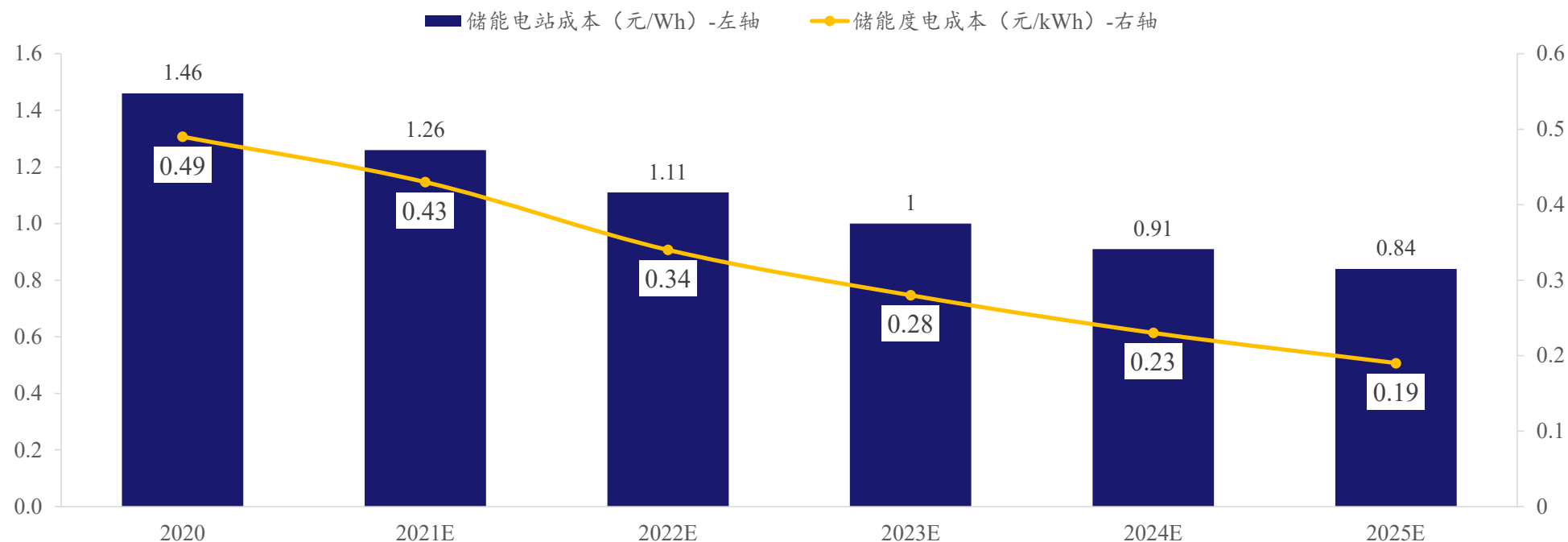
图、电池储能技术进步空间大

指标	目前水平	发展目标（2025）
系统成本（元/Wh）	1.5	0.6以下
循环寿命（次）	5000	10000以上
服役年限（年）	6-8	15以上
能量效率	80-85%	98%以上
冷却方式	风冷为主	液冷为主
能量密度（kWh/m ³ ）	137	180以上

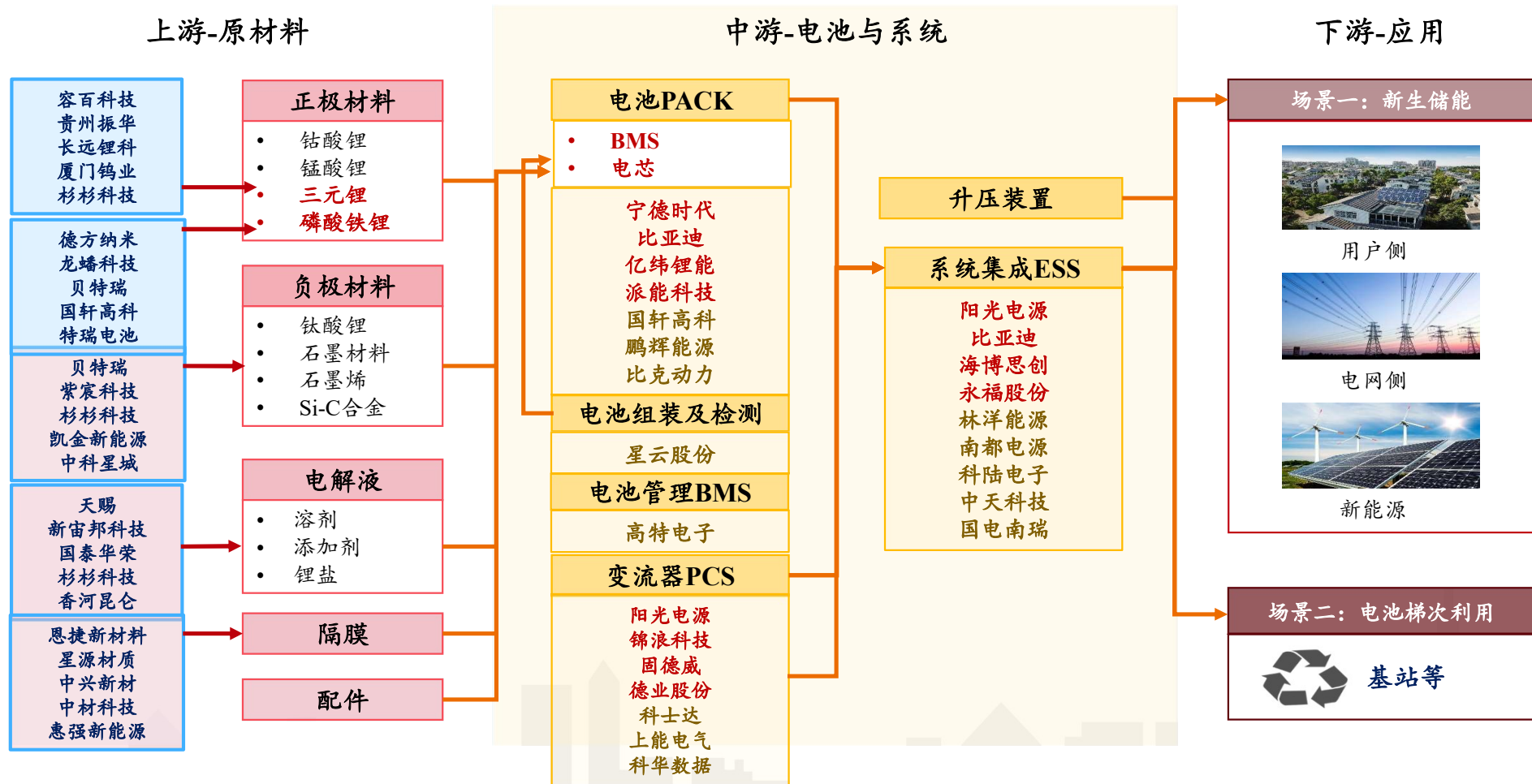
降本路径：2025年度电成本有望低于0.2元/kWh

- ◆ 储能系统降本将围绕两方面进行：降低初始系统成本、提高循环寿命。
- ◆ 目前国内储能系统成本约为2元/Wh。根据BNEF预计，到2025年系统初始成本有望降低至0.84元/Wh，一方面降低电芯成本至0.5元/Wh以下，另一方面降低土建、安装、接网等非技术成本。

图、国内储能度电成本有望降低至0.19元/kWh



储能产业链全景图



投资建议：2025、2030年市场空间分别有望超2200亿、8000亿

- ◆ 2025年全行业空间2200亿以上，其中储能PACK、变流器、系统集成环节分别有望达1341亿、410亿、568亿。
- ◆ 2030年全行业空间8000亿以上，其中储能PACK、变流器、系统集成环节分别有望达4590亿、1205亿、2203亿。
- ◆ 考虑储能PACK、变流器年均价格降幅为8%。储能PACK、变流器按大型电站与用户侧价格分别考虑。

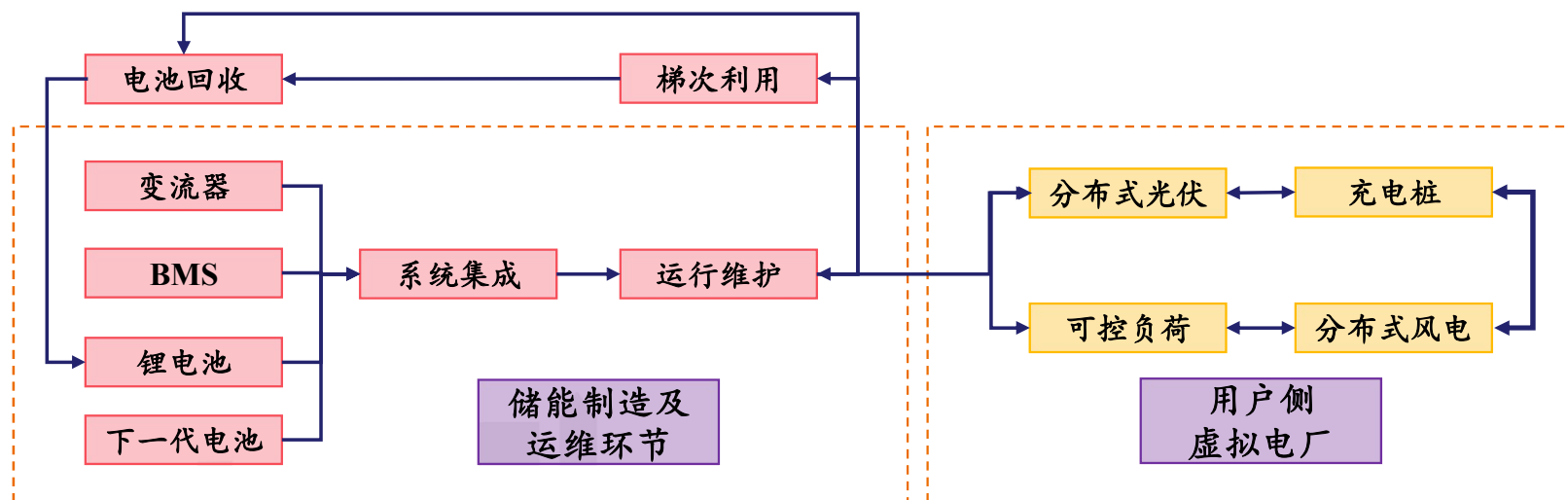
表、2025年储能PACK、变流器分别有望达1341亿、410亿

	2020E	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2030E
全球新增储能功率总计（GW）	4.85	9.4	15.01	24.94	47.71	76.96	317
全球新增储能容量（GWh）	9.72	21.52	34.67	62.05	116.9	196	918
电池PACK单位价值量（发电及电网侧、元/Wh）	0.7	0.64	0.59	0.55	0.5	0.48	0.38
电池PACK单位价值量（用户侧、元/Wh）	1.7	1.56	1.44	1.32	1.22	1.12	0.7
电池PACK单位价值量（综合，元/Wh）	1.03	0.95	0.87	0.8	0.74	0.684	0.5
电池PACK市场空间（亿元）	100	204	302	496	865	1341	4590
变流器单位价值量（发电及电网侧，元/W）	0.35	0.32	0.3	0.27	0.25	0.23	0.18
变流器单位价值量（用户侧，元/W）	1.5	1.38	1.27	1.17	1.07	0.99	0.7
变流器单位价值量（综合，元/W）	0.81	0.75	0.69	0.63	0.58	0.533	0.38
变流器市场空间（亿元）	39	71	104	157	277	410	1205
系统集成（含EMS，不含电池、变流器，元/Wh）	0.50	0.45	0.40	0.35	0.32	0.29	0.24
系统集成市场空间（亿元）	49	97	139	217	374	568	2203

投资建议：超级赛道开启，首推逆变器，9大环节投资机会将渐次浮现

- ◆ 我们推荐关注9大环节，涵盖制造、运维、后处理、衍生场景等多个领域。
- ◆ 制造部分：当前阶段**电池**环节价值量最高，**变流器**环节成本占比低但重要性极高。行业成熟度提升后，**系统集成能力**体现长期竞争力，远期**BMS**有望孵化出细分市场。
- ◆ **系统运维、梯次利用、电池回收**环节也将在行业空间展开后形成投资机会。
- ◆ **下一代电池技术**同样值得关注，我们认为更适合储能应用场景的高安全性、长寿命、低成本储能技术仍有望浮现。
- ◆ **虚拟电厂（用户侧分布式+综合能源+需求侧响应）**有望开辟全新应用场景，特斯拉已在澳洲、英国等地着手构建。

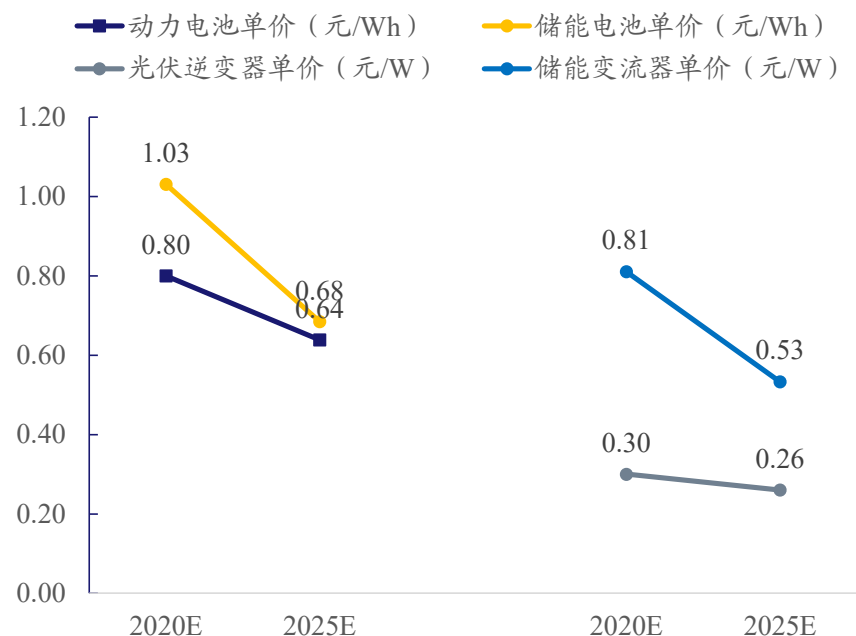
图、储能行业9大环节投资机会浮现



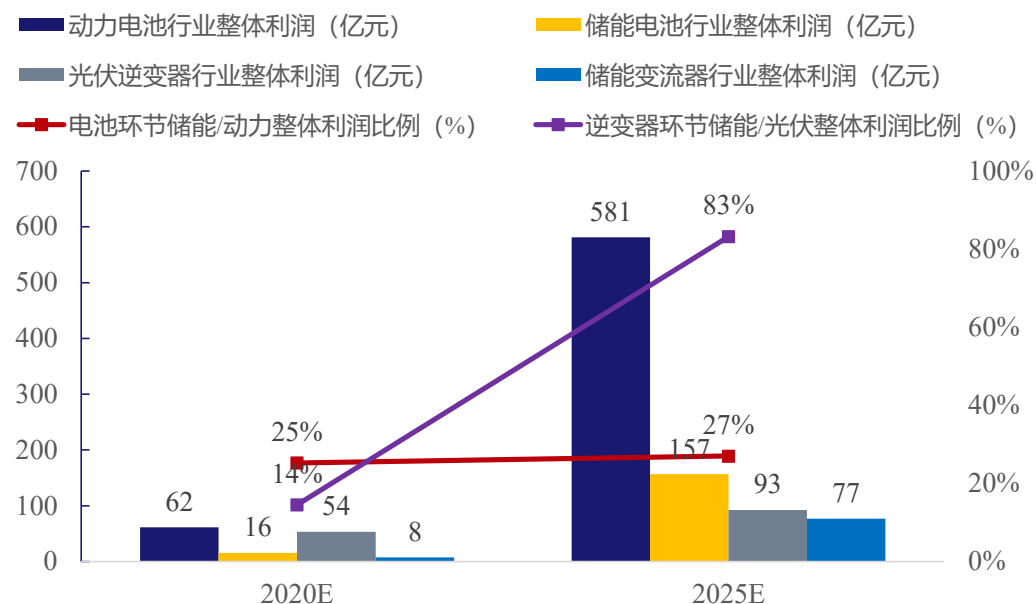
投资建议：逆变器环节利润弹性最高，受益最为明显

- ◆ 储能变流器的单W价值量、单W利润均为光伏逆变器的2-3倍，因此虽然储能变流器的绝对需求量在近几年仍低于光伏，但是其利润贡献比例相对光伏逆变器将大幅提升，**行业整体利润比例将从2020年的14%提升至2025年的83%**。
- ◆ 相比之下电池行业由于动力电池的超高增速、储能电池与动力电池的单位价值量、单位利润基本相当，因此相对弹性不特别明显。

图、储能变流器单价是光伏逆变器的2-3倍



图、2025年储能变流器整体利润将达到光伏逆变器的67%





- 1、碳中和大背景下，构建新型电力系统对灵活性资源的刚性需求；**
- 2、用户对低成本高质量用电的持续追求。**

根本驱动一：解铃还须系铃人，“双碳”目标需要新型电力系统

- ◆ 电力既是当前碳排放的主要来源，也是实现碳减排的最重要途径。
- ◆ 电力作为重要的二次能源，是煤炭、天然气、石油的重要中转站，也是碳排放的最主要载体，虽然电力产品最终用于第一、二、三各个产业。然而“巧合”的是，能够替代含碳能源的非碳能源绝大部分又需要通过电力形式提供，如太阳能、风能、水电、核能。

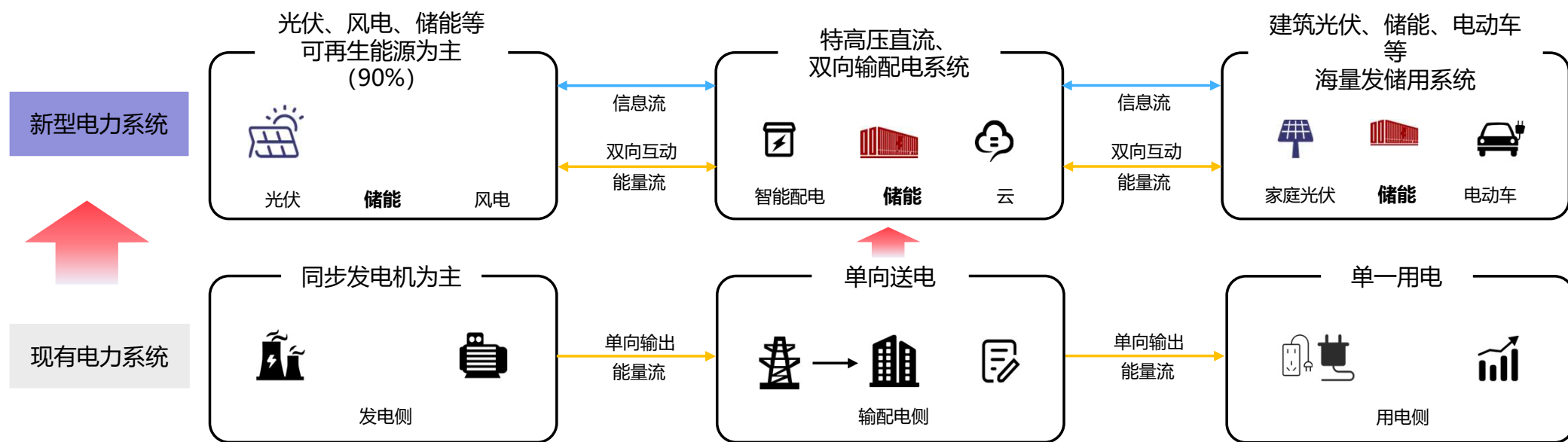
图、新型电力系统是双碳目标实现的关键

根本驱动一：新型电力系统需增加“储能”为新的基本要素

- ◆ 碳中和的关键是构建以新能源为主体的新型电力系统。
- ◆ 从“源-网-荷”到“源-网-荷-储”，储能有望成为新型电力系统的第四大基本要素。

图、新型电力系统具有“四高”特征

四高：高比例可再生能源、高比例电力电子装备、高度数字化、高度智能化



根本驱动一：新型电力系统以高比例非化石能源为根本特征

- ◆ 中科院院士周孝信提出为实现双碳目标，我国需建立以高比例高再生能源等4方面为主要特征的新型电力系统。
- ◆ 核心指标包括：大幅提高电力在终端能源消费比重（2060年至91.82%），大幅提高非化石能源发电量在总发电量中的比重（2060年至92.73%）。

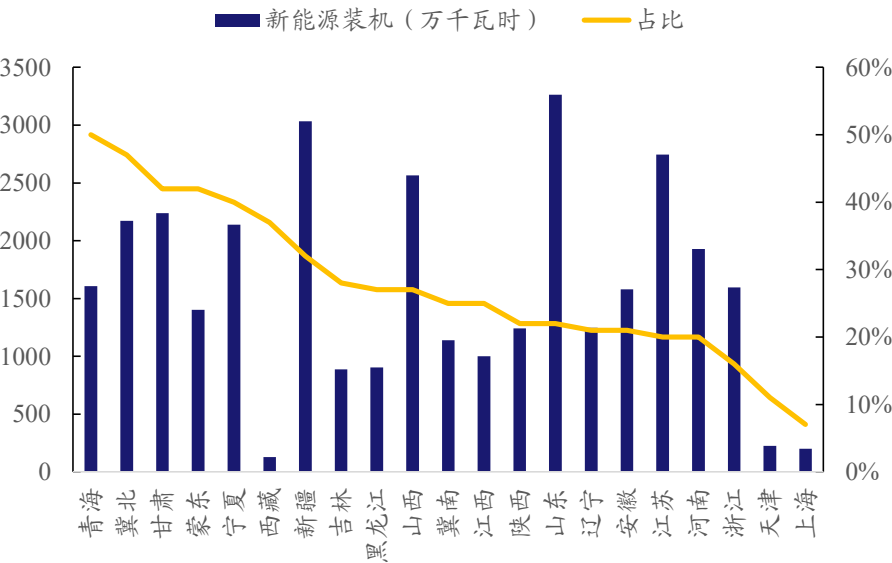
表、电气化程度极大提高，非化石发电比例极大提高

参数	2020	2025	2030	2040	2050	2060
能源消费总量（亿t标煤）	49.8	55	59	56	50	46
非化石能源占比（%）	15.8%	20%	25%	42%	59%	89%
终端电气化率（%）	26.74%	30.66%	33.86%	45.20%	65.05%	91.82%
全社会用电量（万亿kWh）	7.51	9.14	10.59	12.29	13.58	15
非化石发电量占比（%）	33.86%	39.66%	46.66%	65%	73.81%	92.73%
非化石发电量（万亿kWh）	2.54	3.62	4.94	7.99	10.02	13.91

新型电力系统的挑战——新能源天然的波动性、不可预测性

- ◆ 截至2020年7月，新能源已成为国家电网的第二大电源，新能源装机3.65亿千瓦，占比22.9%，发电量3390亿千瓦时，占比10.9%。
- ◆ 新能源在21个省区已成为第一、二大电源，青海等5个省区装机占比超过40%。
- ◆ 新能源出力波动性带来的电网运行安全风险增加，抗扰动能力下降，容易出现连锁脱网。

图、2019年青海等五个省区新能源装机占比超过40%



图、新能源装机及波动率展望

	2020	2025	2030
装机容量 (万千瓦)	41486	75000	134000
日最大波动 (万千瓦)	14132	27000	45000
波动率	34.1%	36.0%	33.6%

新型电力系统的挑战——调峰难度增大

- ◆ **电力需要实时平衡，而风电光伏具有天然波动性和不可预测性，高渗透率后必然需要更多的灵活性资源。**
- ◆ 风电：出力日内波动幅度最高可达80%，出力高峰出现在凌晨前后，从上午开始逐渐回落，午后到最低点，“逆负荷”特性更明显。
- ◆ 光伏：日内波动幅度100%，峰谷特性鲜明，正午达到当日波峰，正午前后均呈均匀回落态势，夜间出力为0。

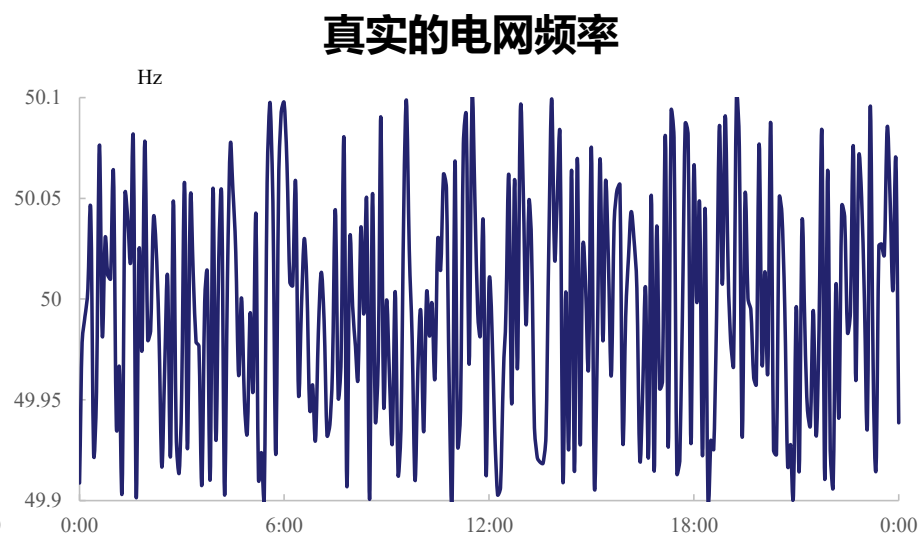
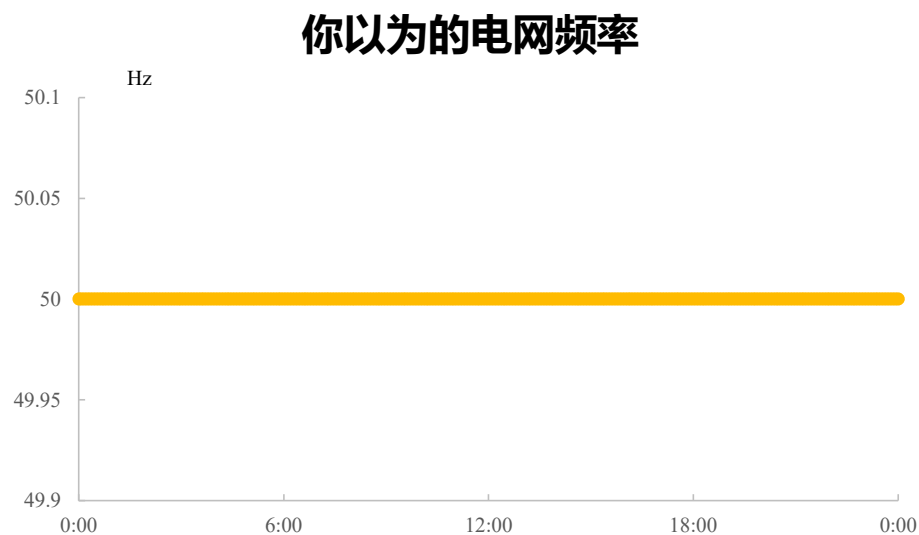
图、典型风电出力曲线与负荷曲线对比

图、典型光伏出力曲线与负荷曲线对比

新型电力系统的挑战——调频难度增大

- ◆ 我国的电网是世界上电压等级最高、输送容量最大、线路长度最长的电网，电网的稳定性要求极高。
- ◆ 最细微的供需失衡也会导致电网的频率波动，当供给大于需求则导致频率上升，供给小于需求则导致频率下降。
- ◆ 电网的频率只能限定在极小的范围内波动（国网规定不超过 $\pm 0.2\text{Hz}$ ），因此需要调度系统通过实时调节各类电源的发电出力维持频率不超过稳定极限。

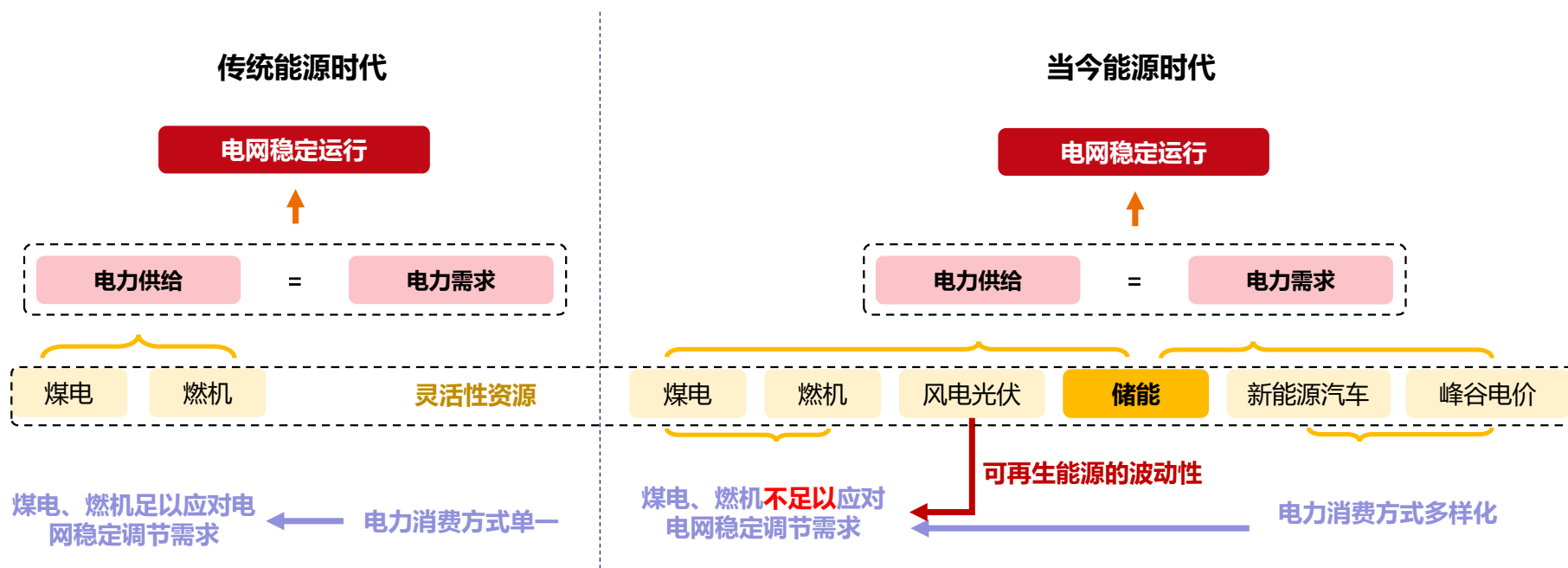
图、从电网真实频率看电力“天平”的动态稳定



新型电力系统的解决方案之一——更优质的灵活性资源

- ◆ 在传统能源时代，电力灵活性资源并不稀缺，煤电和燃机在发电的同时，也承担着灵活性资源的角色。
- ◆ 而当今以新能源高比例接入和新能源汽车爆发为代表的电力的生产和消费方式正在发生深刻变革，导致电力供需双侧的波动性增强，对灵活性资源提出了更多数量、更高质量的要求，**依靠传统资源已然难以为继，灵活性资源的价值必然需要单独体现。**

图、电力生产及消费革命促使电网需要更多、更优质的灵活性资源



储能作为灵活性资源的优势-调峰速率高、环保

◆ 储能调节速率和调节质量强于传统机组，在调峰应用中有巨大优势。并且在安装条件、功能种类、环保程度等方面都优于传统机组。

表、电化学储能调节性能优于传统机组

情形	煤机	燃机	水电	储能
容量	6MW-1000MW	1MW-600MW	100MW-1000MW	不限
成本	低	高	适中	较高
地理限制	较多，煤源、水源、送出条件	较多，气源、水源、送出条件	较多，水源、送出条件	无
原料	煤、水	燃气、水	水	无
环保程度	一般	较好	好	好
调节质量	低	较高	较高	高
调节速率（%/min）	5	20	30	毫秒级
不足	有碳排放	有碳排放	资源限制	成本较高

储能的优势-调频精度高、反应快

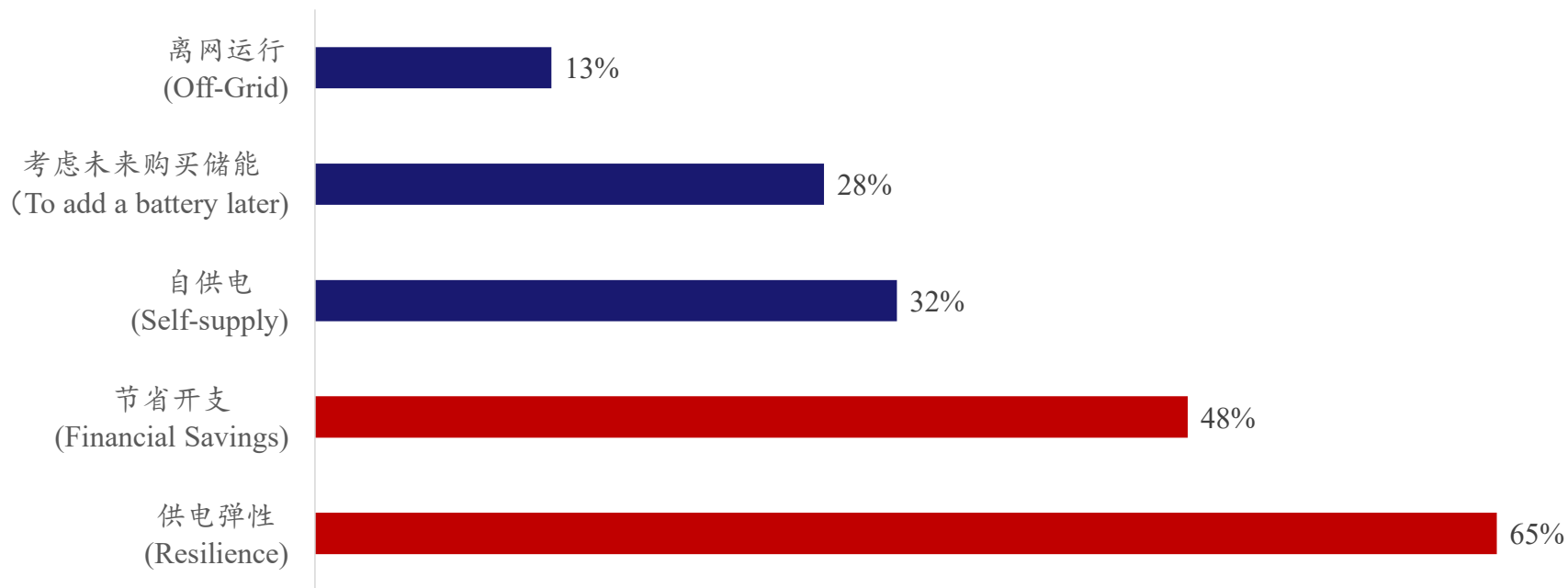
- ◆ **调频：**电网负载随机变化，当负载大于发电机组出力时，造成发电机组转速下降，从而电网频率下降，此时需要增大发电机组出力以维持电网频率稳定。反之亦然。
- ◆ **不同调频资源对比：**储能爬坡能力、跟踪能力都强于传统机组，在调峰调频应用中有巨大优势。

图、储能调频跟踪能力强于传统机组

根本驱动二：用户对于低成本高质量用电的需求

- ◆ **供电弹性 (Resilience) 和节省开支 (Financial Savings)** 是美国家庭用户对储能感兴趣的两个最主要的原因。
- ◆ 美国电网稳定性不如中国，尤其近年来美国发生了多起停电事故，而储能恰恰可以作为紧急电能备用来应对电网事故。**因此，美国住宅消费者对购买储能实现能源自给自足的渴望日益高涨，这成为一股惊人的推动电表后端储能部署的力量。**

图、供电弹性和节省开支是美国家庭用户对储能感兴趣的两个最主要的原因。

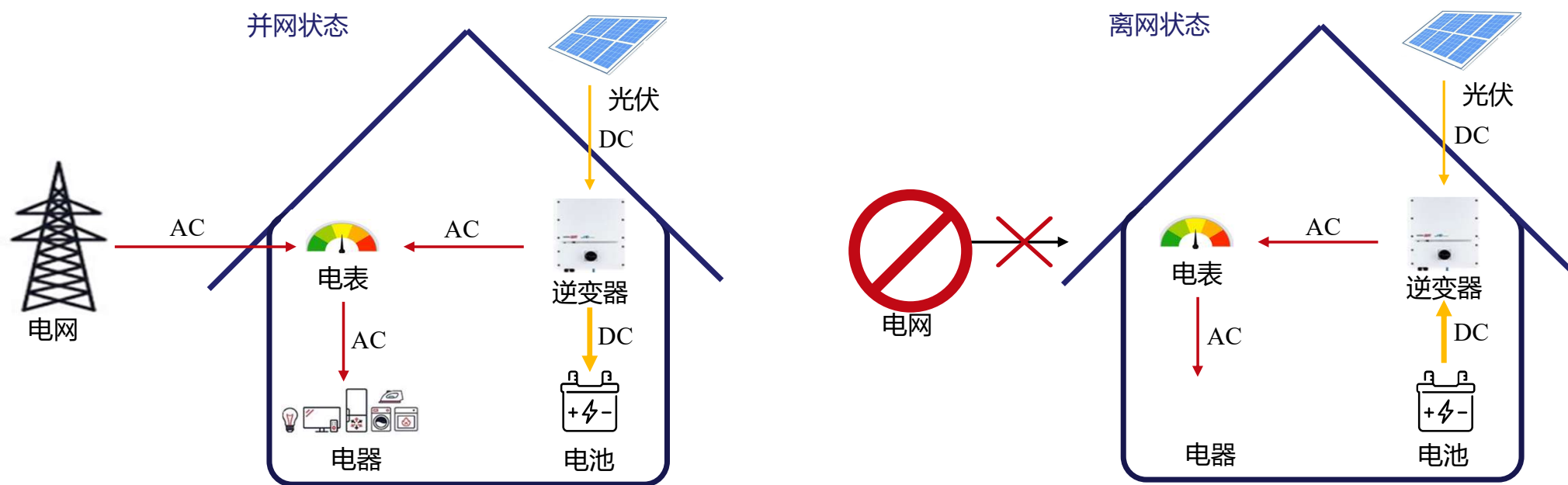


注：每个调查对象可以选择多个选项

低成本高质量用电驱动：离网支撑功能需求愈发增加

- ◆ 风暴、设备故障造成的突然停电会导致巨额维修费用，美国每年因停电造成数百亿美元损失，其中67%的停电时间不超过5分钟。
- ◆ 备用电池系统可在脱离电网时自动提供紧急离网支撑，可大幅度减少停电的次数和停电时间。

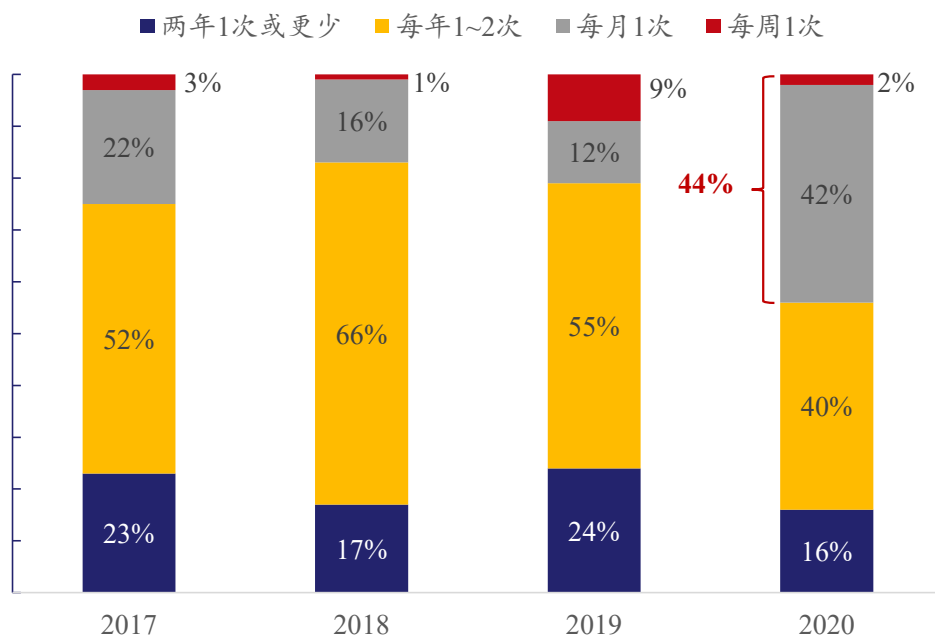
图、“储能”产品为居民用电提供离网支撑



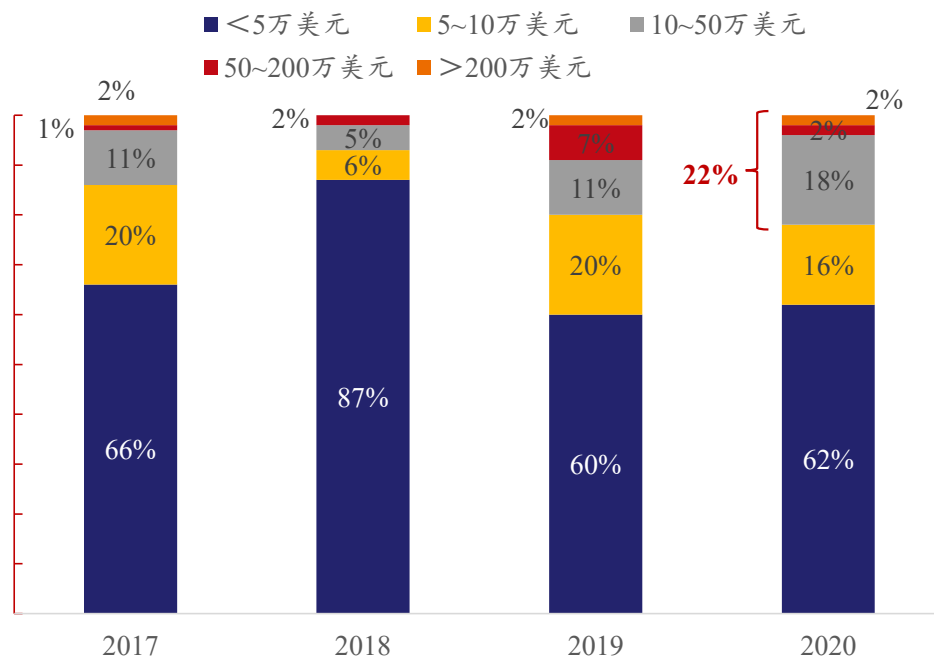
低成本高质量用电驱动：海外低电力可靠性刺激工商业需求

- ◆ 根据美国S&C电气公司和商业顾问公司Frost&Sullivan编制的《2021年美国工商业电力可靠性状况报告》，自2017年调查以来，**工商业的电力可靠性没有改善，甚至在某些方面恶化了。**
- ◆ 2020年，美国44%的公司经历了每月停电一次或更频繁的停电频率，是2019年占比（21%）的两倍多。22%的调查对象表示，一次典型停电的成本在10万美元以上，每年损失达到120万美元。

图、2020年美国44%的公司经历了每月停电一次或更频繁的停电频率



图、2020年美国22%的公司因停电损失达120万美元以上



近期国内催化：政策首次给予储能规模指引，电网侧迎来“松绑”

- ◆ 7月23日，国家发改委、国家能源局联合印发了《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，文件明确，到 2025 年，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变，装机规模达 3000 万千瓦以上。到 2030 年，实现新型储能全面市场化发展。
- ◆ 该文件的另一重要措施是**放开电网侧储能，引导电网侧储能的成本向用户侧疏导。**

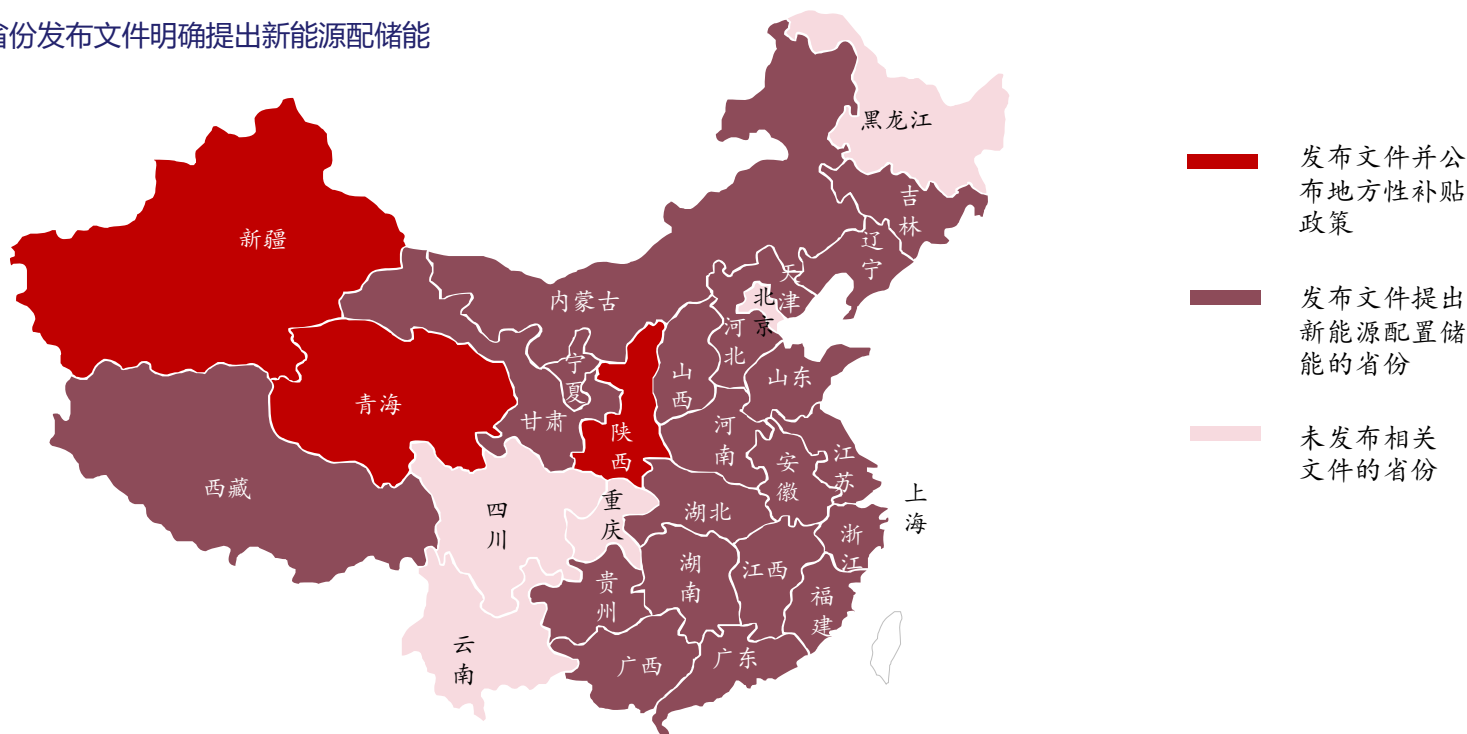
表、国家发改委、国家能源局联合印发《关于加快推动新型储能发展的指导意见（征求意见稿）》

类别	主要内容
鼓励储能多元发展	发电侧： • 布局一批配置储能的新能源电站项目。 • 探索利用储能或风光储代替退役火电机组。 用户侧： • 鼓励UPS、电动汽车、大数据中心、5G基站、微电网、分布式新能源等多元化场景下的储能应用。 • 探索智慧能源、虚拟电厂等多种商业模式。
推动技术进步	推动 锂离子电池 成本下降和商业化规模应用；探索 氢储能 技术研究和应用。
完善市场机制	• 鼓励储能作为独立市场主体参与辅助服务；鼓励探索共享储能。 • 建立电网侧独立储能电站容量电价机制，推动储能参与电力市场。 • 将电网替代性储能设施成本纳入输配电价回收。 • 完善峰谷电价政策。

国内催化：各省份推出政策支持新能源配置储能

- ◆ 继2020年年初多省发文鼓励或强制要求新能源配套储能之后，新能源配储能成为储能市场热议话题。截至2021年6月，我国已有**25省份**发布文件明确提出**新能源配储能**。其中新疆、青海、陕西西安三地区同时公布了地方性补贴政策。
- ◆ 从全面提升电力系统调节能力、和着力推动清洁能源消纳的需求来看，未来随着十四五规划的制定，**新能源发电侧还可能为储能带来更广阔市场。**

图、我国25省份发布文件明确提出新能源配储能



国内催化：各省份推出政策支持新能源配置储能

- ◆ 继2020年年初多省发文鼓励或强制要求新能源配套储能之后，新能源配储能成为储能市场热议话题。截至2021年6月，我国已有**25省份**发布文件明确提出**新能源配储能**。其中新疆、青海、陕西西安三地区同时公布了地方性补贴政策。
- ◆ 从全面提升电力系统调节能力、和着力推动清洁能源消纳的需求来看，未来随着十四五规划的制定，**新能源发电侧还可能为储能带来更广阔市场。**

表、我国25省份发布文件明确提出新能源配储能

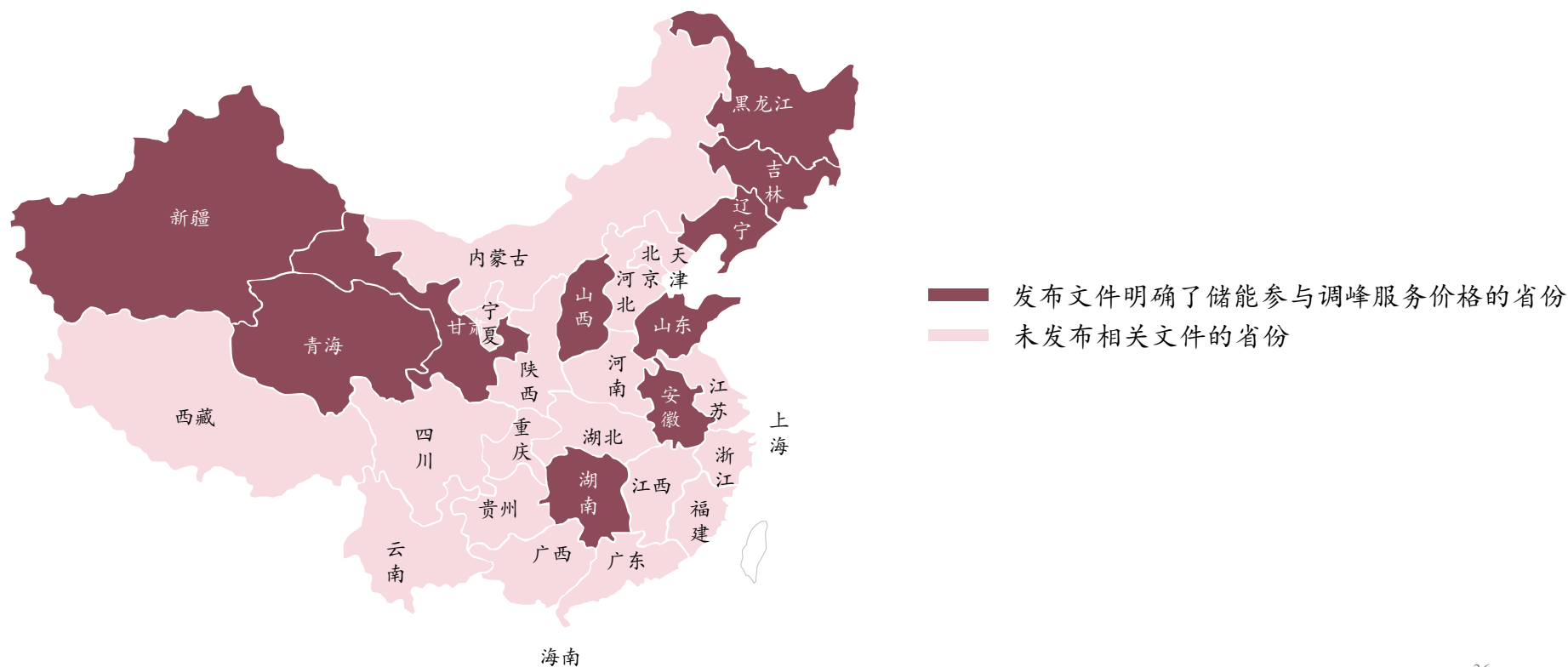
	鼓励配置	5%	10%	15%	20%
2小时		甘肃-河西5市除外 广西	甘肃-河西5市 河南-I, II, III类区域 河北		湖南 山东（2020竞价光伏） 陕西-榆林
1小时		内蒙古	陕西 青海 宁夏 山东 湖北（不足规模部分）		安徽
无时长限制	辽宁 天津 吉林 西藏 江苏 江西 广东	山西-大同	海南 贵州 新疆-阿克苏 浙江-海宁 福建(试点)	山西	新疆



国内催化：各省电网推出政策鼓励储能参与调峰服务

- ◆ 截止至2020年底，我国有青海、甘肃、湖南、新疆、山西、黑龙江、吉林、辽宁、安徽、山东等共计10个省份发布文件明确了储能参与调峰服务的价格。
- ◆ 电力系统辅助服务未来将成为储能市场的重要部分。

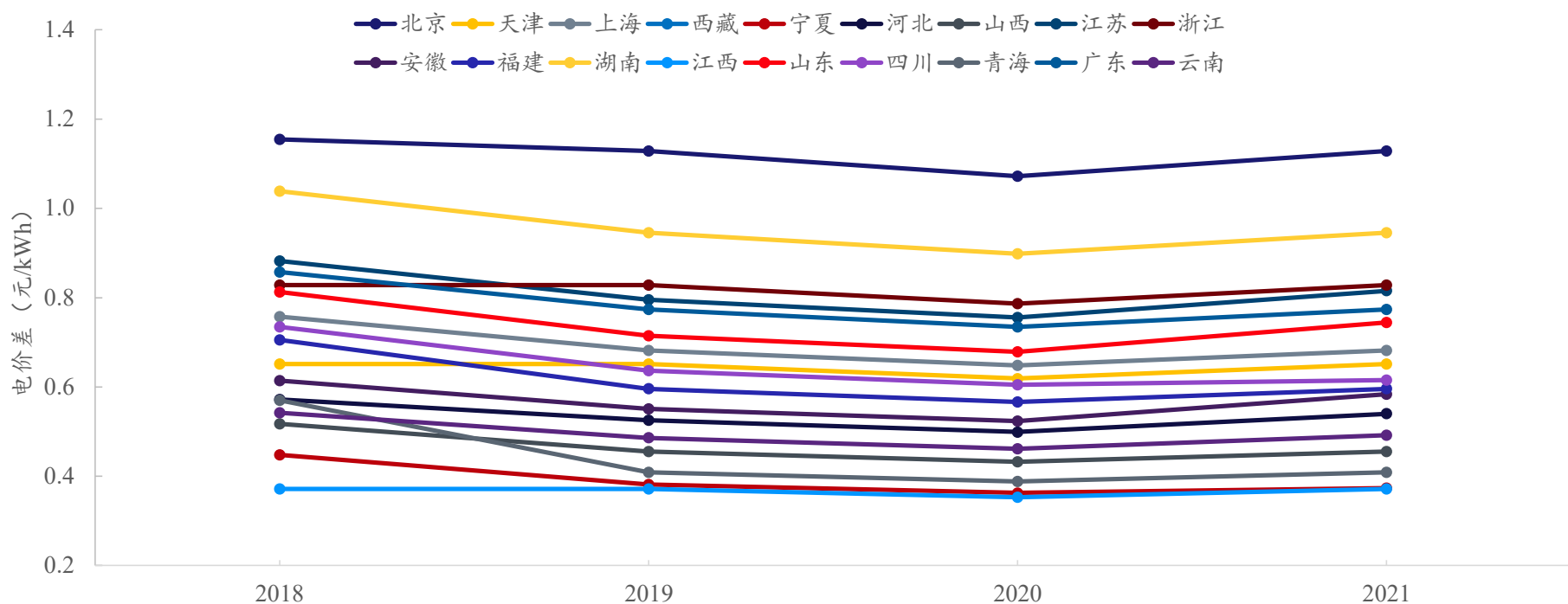
图、我国10个省份发布文件明确了储能参与调峰服务的价格



国内催化：2021年18省峰谷电价差进一步扩大利好工商业用户

- ◆ 各省工商业电价在2019-2020连续两年持续缩小之后，2021年出现逆转。
- ◆ 目前为止已有22个省公布了最新的2021年版峰谷电价，其中18个省份的峰谷电价差较2020年进一步扩大，最大的扩大了0.0657元，最小的扩大了0.003元。其他还有2个省份有峰谷电价差政策，但暂未公布最新数据。

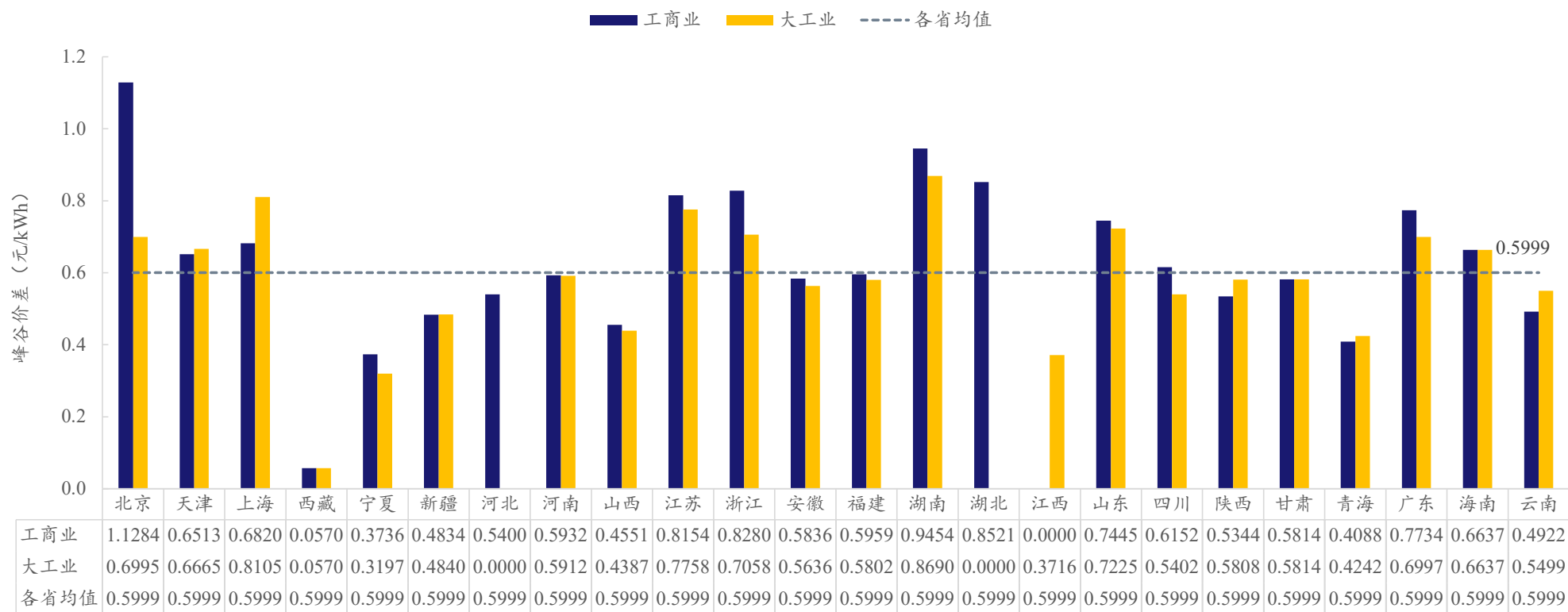
图、2021年北京、江苏、浙江、山东等多个省份峰谷电价差扩大



国内催化：2021年18省峰谷电价差进一步扩大

◆ 随着电力改革的不断深化，峰谷价差的扩大将成为市场化的必然趋势。

图、全国有24省份实行峰谷电价差政策



国内催化：湖南电网计划年内开工1.6GWh，建成1GWh

- ◆ **湖南电网**：推动电网侧电池储能工程三期，依托风光新能源支撑，电化学提供提供高峰负荷供电能力和新能源消纳能力。
- ◆ **建设目标**：“储备1000MW/2000MWh，年内开工建设800MW/1600MWh，年底投运500MW/1000MWh”。

图、国网湖南公司招标益阳黄茅洲等21个储能电站质量评估项目（已公示）

图、国网湖南公司招标储能电站可行性研究项目（已公示）

国内催化：多地电网公布储能规划，数量巨大

- ◆ 5月21日，山东省发布《山东省能源发展“十四五”规划（征求意见稿）》，提出到2025年建设4.5GW的储能。
- ◆ 6月10日，浙江省《浙江省电力发展“十四五”规划（征求意见稿）》，提出“十四五”期间配置1GW以上的新型储能。
- ◆ 5月15日，南方电网发布《南方电网公司建设新型电力系统行动方案(2021-2030年)白皮书》，将在“十四五”和“十五五”期间分别投产5GW和15GW抽水蓄能，分别投产20GW新型储能。

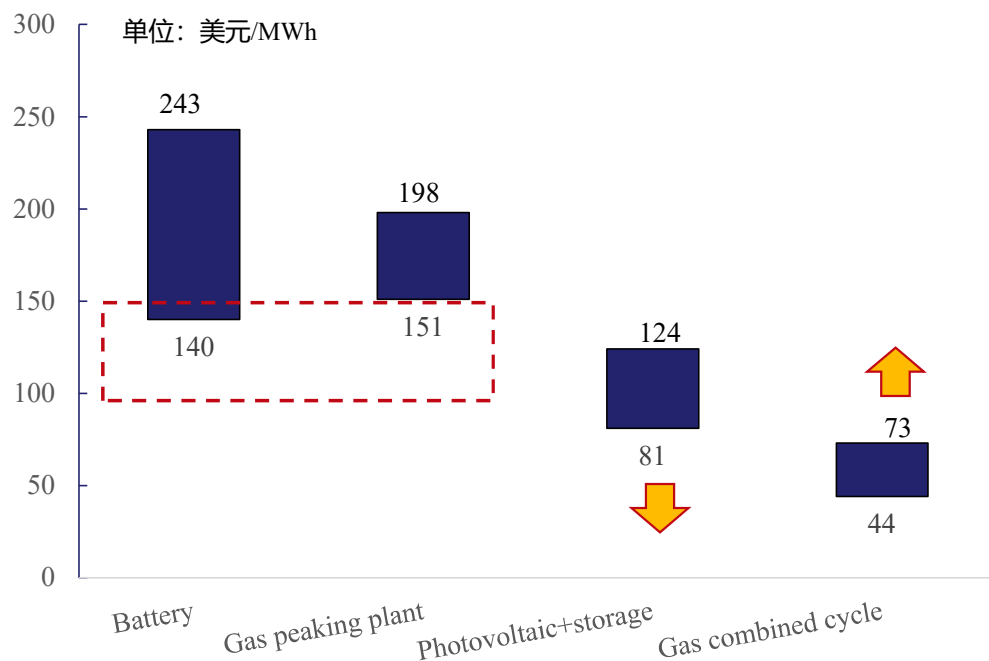
表、2021年度电网储能示范项目

地区	项目用途	项目名称	储能容量
山东	调峰	国家电投海阳100MW/200MWh储能电站	101MW/202MWh
山东	调峰	山东华电滕州100MW/200MWh电化学储能项目	101MW/202MWh
山东	调峰	华能济南黄台发电有限公司100MW/200MWh储能电站项目	100MW/200MWh
山东	调峰	莱芜孟家100MW/200MWh储能电站	100MW/228MWh
山东	调峰	三峡新能源庆云储能电站示范项目	100MW/200MWh
浙江	调峰	浙能集团萧山发电厂电化学储能电站项目	100MW/200MWh
山西	调峰	国网时代华电大同储能项目	300MW/600MWh
福建	调峰	国网时代福建吉瓦级宁德霞浦储能工程EPC总承包	200MW/400MWh
山东	调频	莱城发电厂储能联合机组调频	9MW/4.5MWh
山东	调频	大唐临清热电有限公司联合火电机组调频项目	9MW/4.5MWh

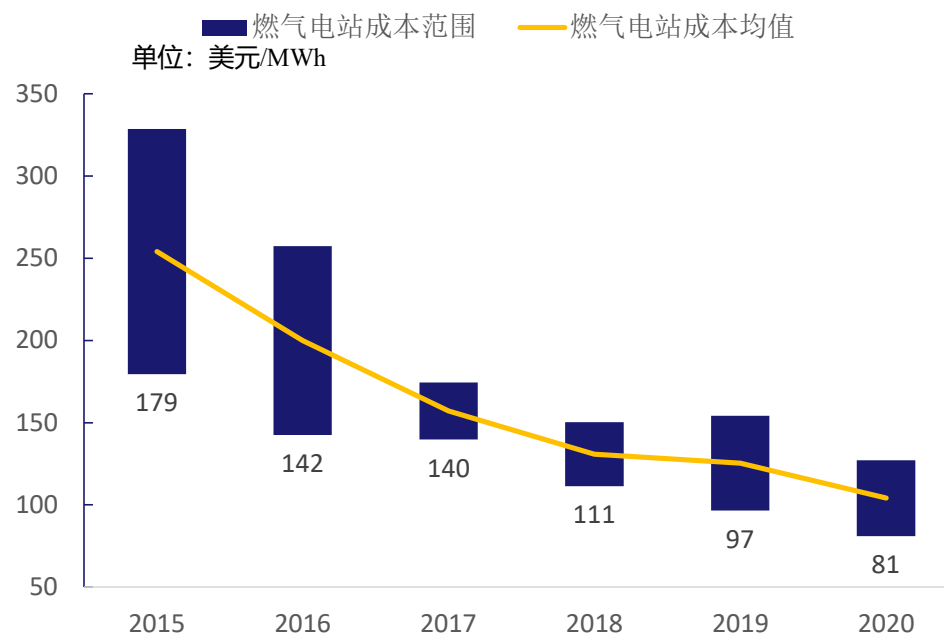
海外催化：储能较天然气发电已初具经济性

- ◆ 从调节成本来看：美国**储能度电成本已可低于峰值燃气电站**（OCGT），2-h电池储能调峰最低成本为140\$/MWh，低于OCGT的151\$/MWh。
- ◆ 从综合发电成本来看：**光伏+储能的综合成本也逼近燃气电站**，增长的可再生能源比例将持续增大燃气电站运行成本：频繁切换开/关机状态、损耗加重、运行寿命缩短造成燃气电站运行成本提高，而储能成本有望进一步降低。

图、电化学储能、燃气电站、光伏储能、峰值电站的成本对比



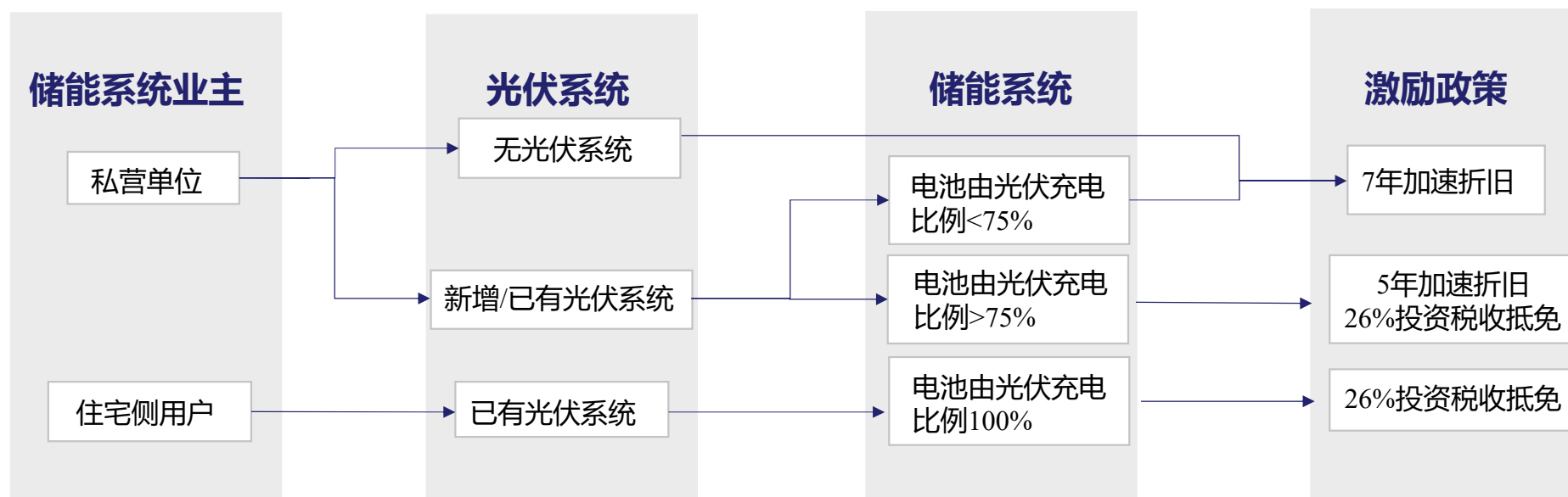
图、太阳储能成本逐渐降低，燃气电站成本稳中有增



海外催化：美国ITC政策扶持储能

- ◆ 2018年3月，美国发布“住宅侧储能系统税收抵免新规则”，针对住宅侧光储系统，如果用户在安装光伏系统一年后再安装电池储能系统，且满足存储的电能100%来自光伏发电的条件，则这套储能设备也可以获得26%的税收抵免。

图、美国储能系统激励政策示意图



海外催化：美国SGIP政策将储能纳入支持范围

- ◆ 2001年启动的自发电激励计划（SGIP）用于鼓励用户侧分布式发电，包括风电、燃料电池、内燃机、光伏等多个技术类型。2017年5月1日，新推出的SGIP将**激励资金的75%提供给储能**，这其中15%的储能预留基金保留给**住宅储能项目**。
- ◆ 新版SGIP将进行五轮（大型储能）或七轮（小型户用储能）的补贴资金发放。
- ◆ **补贴标准除了随着时间的推移而降低补贴标准，还随着储能系统的时长和能量规模的增加而减少。**

表、SGIP基础补贴随着时间推移而下降

单位：美元/kWh

	第一轮	第二轮	第三轮	第四轮	第五轮	第六轮	第七轮
大型储能 (大于10kW) (未申请ITC)	0.5	0.4	0.35	0.3	0.25	-	-
大型储能 (大于10kW) (申请ITC)	0.36	0.29	0.25	0.22	0.18	-	-
居民储能 (小于等于 10kW)	0.5	0.4	0.35	0.3	0.25	0.2	0.15

表、SGIP削减系数随储能系统的时长和能量规模的增加而减少

	0~2MWh	2~4MWh	4~6MWh
0~2小时	100%	50%	25%
2~4小时	50%	25%	12.50%
4~6小时	25%	12.50%	6.25%

*最后获得的补贴=基础补贴*削减标准系数

海外催化：美国迄今已规划储能容量约20GWh

◆ 美国加州、德州、纽约、南佛罗里达州已规划/在建的发电侧和电网侧储能超过20GWh，2021年预计装机11GWh。

表、美国市场规划储能容量约20GWh

供应商	州	电站名称/地点	容量	预计投运日期
PG&E	加州	Moss Landing	182.5MW/730MWh	2021H2
PG&E	加州	Contra Costa	150MW	2021.8
PG&E	加州	Blythe	63MW	-
PG&E	加州	Dynegy Marketing and Trade	100MW	2021.8
PG&E	加州	Coso Battery Storage	60MW/240MWh	2021.8
AES	加州	Alamitos Battery	100MW/400MWh	2021.1
LS Power	加州	Diablo Energy Storage	200MW/800MWh	2021H2
LS Power	纽约	Ravenswood	316MW/2528MWh	2021.3(1/3)
LS Power	加州	LeConte	125MW	-
Vistra	加州	Moss Landing, Oakland, Morro Bay等	836MW/3345MWh	2021.8
SCE	加州	Blythe, McCoy, Garland等	770MW/3080MWh	2021.8
Recurrent Energy	加州	Crimson, Slate, Mustang等	465MW/2261MWh	2021H2-2023
San Diego Community	加州	Vikings Energy Farm	150MW/600MWh	2023.8
TerraGen Power	加州	Sanborn	50MW	-
Vistra	德州	DeCordova	260MW/260MWh	2022
NextEra Energy	南佛罗里达州	Manatee	409MW/900MWh	2021.7
Enel	德州	Roseland, Throckmorton 等	456MW	2021.8-2022

资料来源：SEIA，兴业证券经济与金融研究院整理

海外催化：欧洲多重政策齐下利好储能发展

- ◆ 欧洲推出Clean Energy Package计划，促进储能项目的部署。
- ◆ 欧洲推出政策要求2050年之前实现碳中和目标，储能或将进一步迎来更大的发展机遇。

表、欧洲政策支持储能发展

政策措施	详细内容
补贴	2012年起，德国约250个项目获得合计约两亿欧元的补贴。
基金	早期储能技术符合欧盟排放交易体系（EU ETS）下的创新基金的应用资格
欧洲电池联盟	2017年10月，欧盟委员会与欧盟成员国以及企业一同成立欧洲电池联盟。
Clean Energy Package计划	欧盟委员会承诺通过全面实施Clean Energy Package 计划，促进储能项目的部署。
碳中和目标	欧盟委员会在“欧洲绿色协议”提出，2050年实现“碳中和”的目标

海外催化：德国补贴鼓励用户侧光储系统

- ◆ 德国EGG法案设立了光伏固定上网电价（FiT）机制，对用户侧家庭屋顶光伏给予**并网光伏补贴**和**自用光伏补贴**两种补贴。
- ◆ **并网光伏补贴**价格总体上呈下降趋势，主要驱动力是**光伏系统成本的下降使得光伏发电越来越具有市场竞争能力**。
- ◆ **自用光伏补贴**根据不同自用电的比例（以30%自用电率为界）给出相应的补贴。
- ◆ 2020年7月6日德国政府正式取消了52GW的补贴装机上限，极大刺激了用户侧光储系统的装机需求。

表、自用光伏补贴根据不同自用电的比例给出相应的补贴

单位：欧分/kWh

系统投运时间	2009	2010.1~2010.6	2010.7~2010.9	2010.10~2010.12	2011	2012.1~2012.3	2012.4之后
<30kW, 自用电率<30%	25.01	22.76	17.67	16.65	12.36	8.05	-
<30kW, 自用电率>30%	25.01	22.76	22.05	21.03	16.74	12.43	-
<100kW, 自用电率<30%	-	-	16.01	15.04	10.95	6.85	-
<100kW, 自用电率>30%	-	-	20.39	19.42	15.33	11.23	-
<500kW, 自用电率<30%	-	-	14.27	13.35	9.48	5.6	-
<500kW, 自用电率>30%	-	-	18.65	17.73	13.86	9.98	-

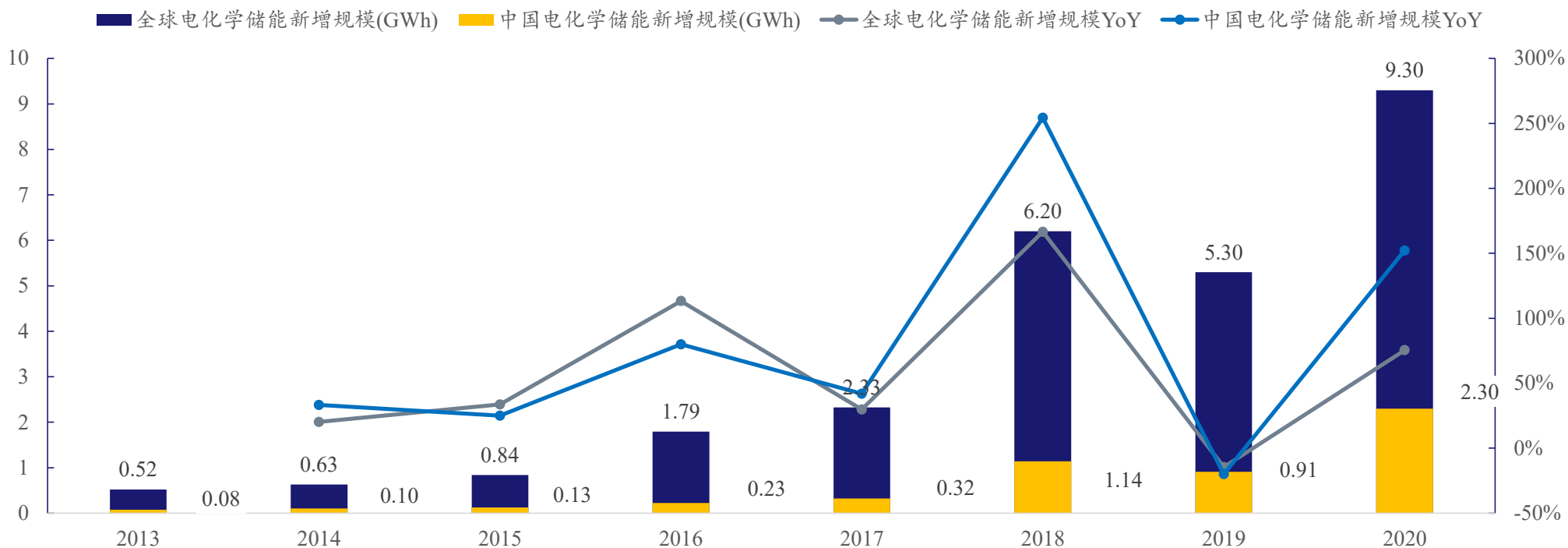


- 1、从两大本质驱动力入手，拆解成三侧（发电、电网、用户）、七种应用场景；
- 2、我们预计十四五期间复合增速83%，2025年新增需求约197GWh，2050年累计空间约23TWh。

全球装机回顾：2020年全球电化学储能新增装机容量约9.3GWh

◆ 从装机容量上看，2020年全球电化学储能新增装机达9.3GWh，同比增长75%。

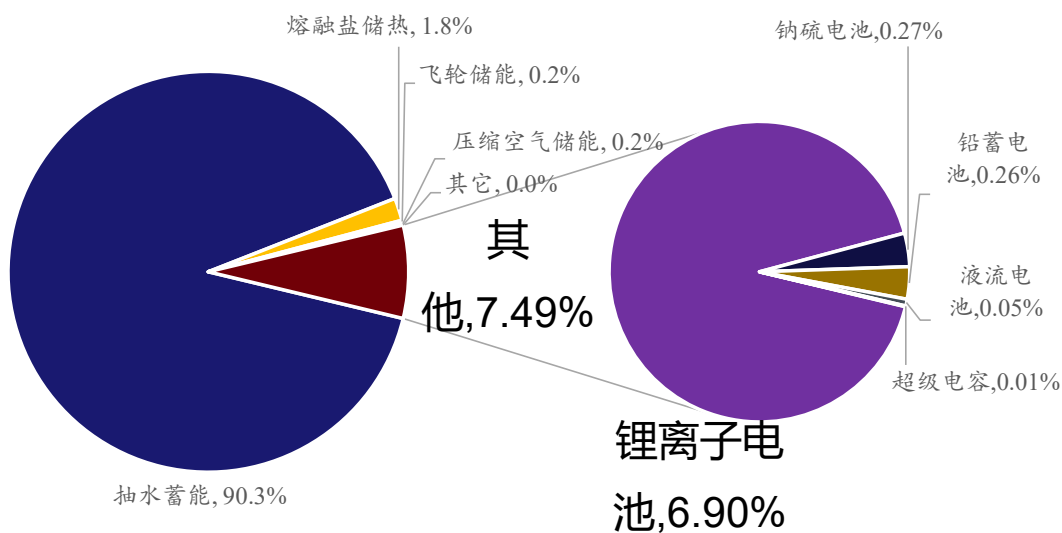
图、2020年全球电化学储能新增装机9.3GWh



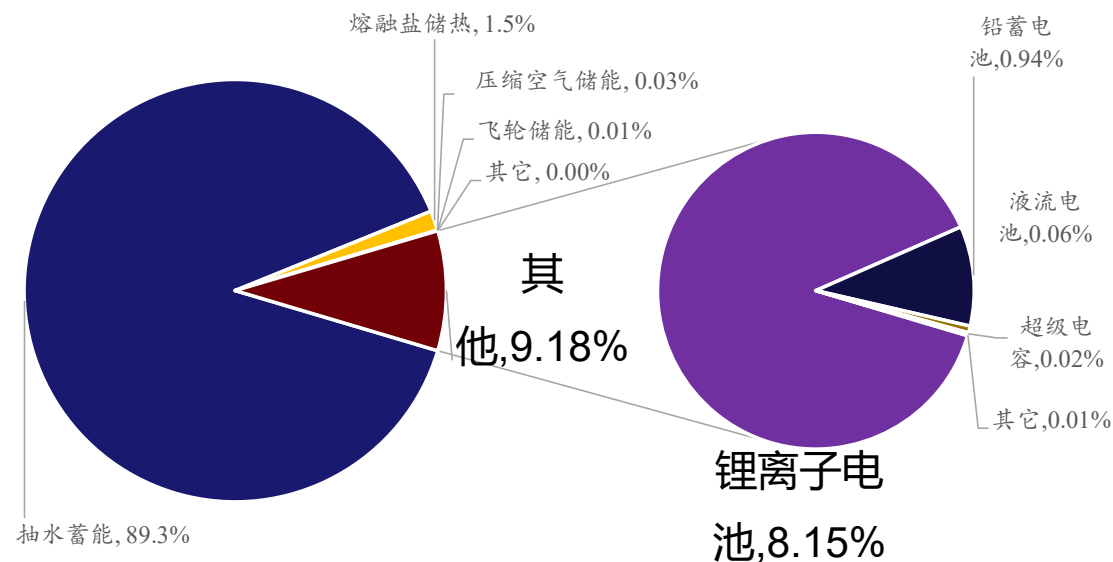
全球装机：锂电池是电化学储能最重要型式

◆ **电化学储能快速增长，发展空间大：**尽管抽水蓄能在储能总量上占优，但是未来其成本下降空间有限，而各类电池储能成本可望下降50%~60%，全球新增储能中大部分均为电化学储能。近年来全球**电化学储能新增占比迅速上升，从2017年的17.2%，迅速攀升至2019年的80.2%。**

图、2020年全球累计运行储能项目类型分布



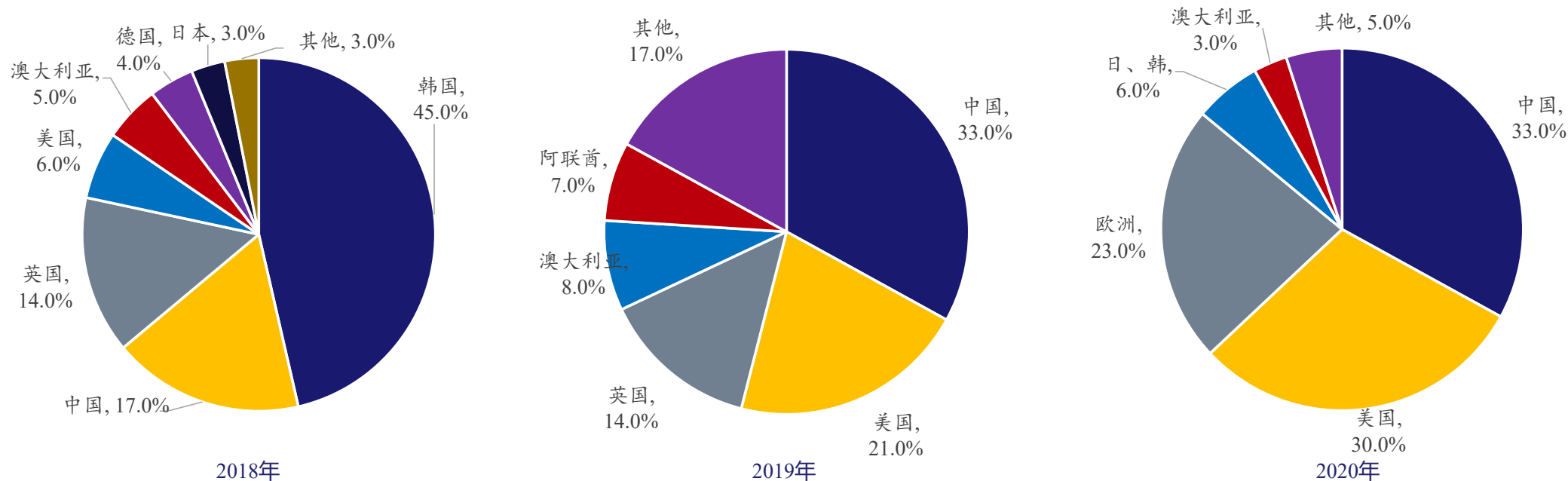
图、2020年中国累计运行储能项目类型分布



全球装机回顾：中美引领、各国均快速增长

- ◆ 我国储能市场发展空间巨大，全球新增储能占比飞速跃升：从2018年新增占比第二名的18%份额，跃升至2020年首位，所占份额更是达到33%，份额增长83.3%。
- ◆ 全球主要能源国美国、韩国、中国等不断加大储能投入。

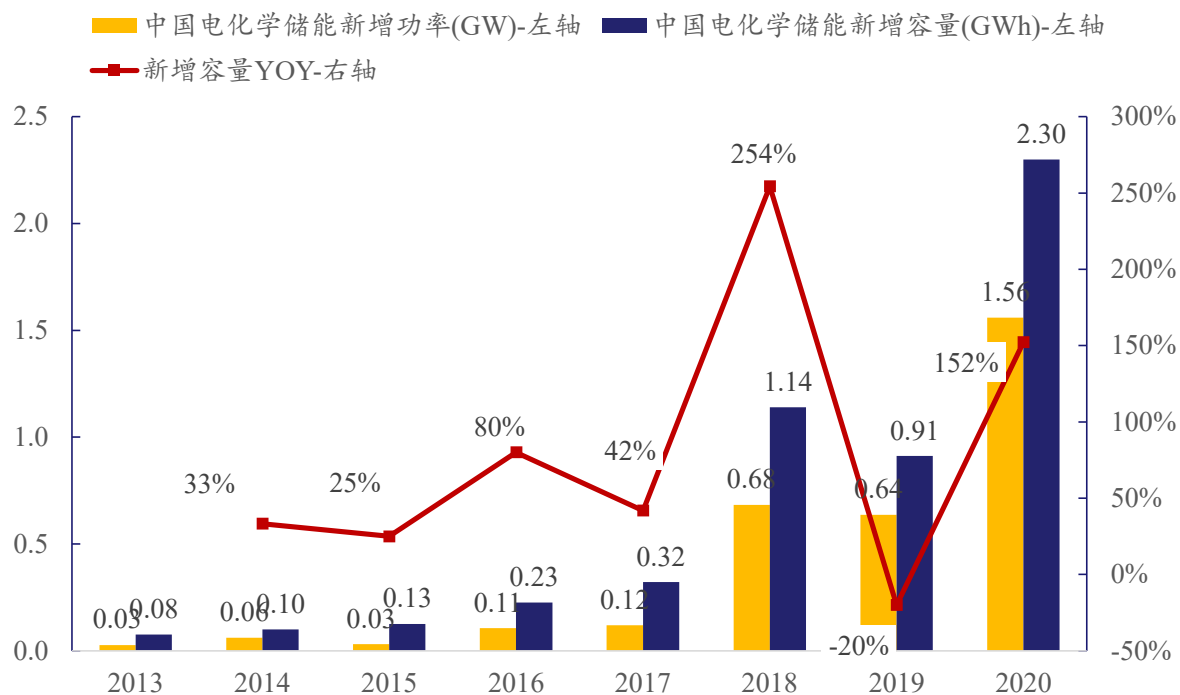
图、中、美为全球装机最主要贡献来源



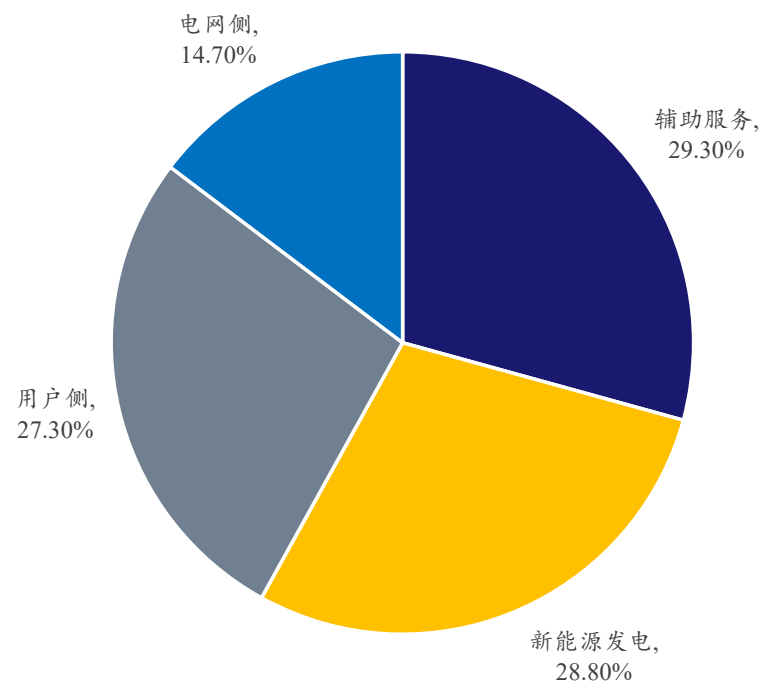
中国装机回顾：2020中国电化学储能新增1.56GW/2.30GWh

- ◆ **装机功率**：根据CNESA统计，截至2020年底，中国电化学储能累计装机规模为3269.2MW，同比增长91.2%。2020年中国新增投运1559.6MW，同比增长245%，占全球新增市场的33%
- ◆ **装机容量**：2020年中国新增电化学储能装机容量达2.30GWh，同比增长152%。
- ◆ 新增装机以**新能源发电侧**为主，主要是由于新能源强配储能政策的影响。

图、2020年中国电化学储能新增装机1.56GW/2.3GWh



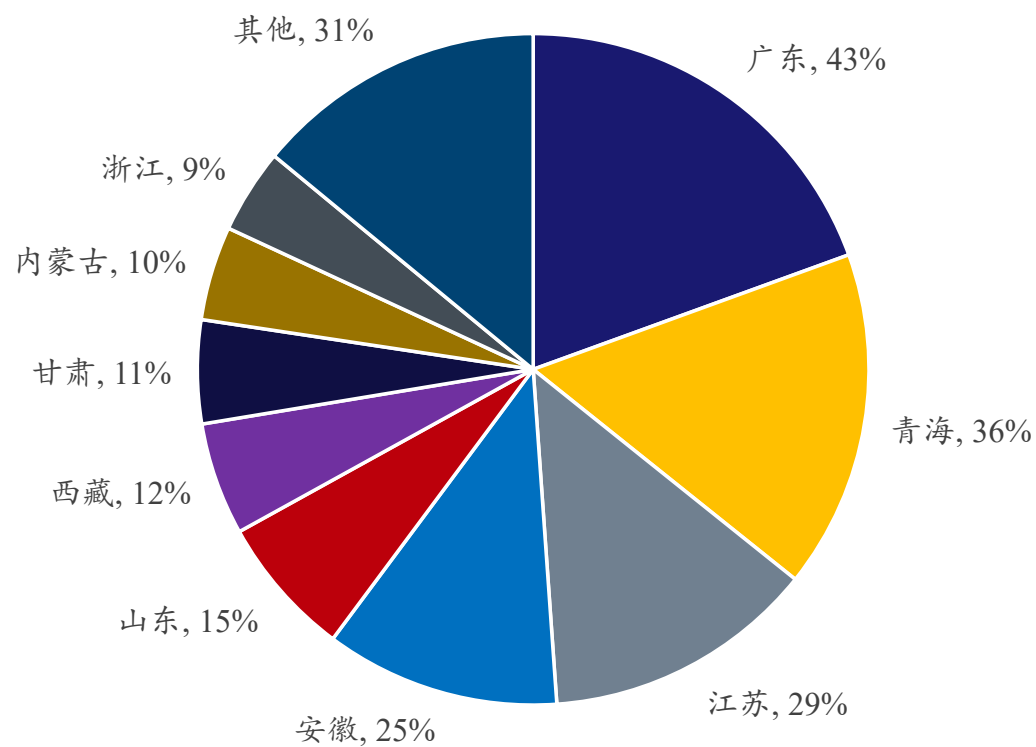
图、2020年中国电化学储能新增装机功率以新能源发电侧为主



中国装机回顾：广东、青海、江苏三省装机占比最大

◆ 2020年储能新增装机（MW）前三的省份分别为广东（43%）、青海（36%）、江苏（29%）。

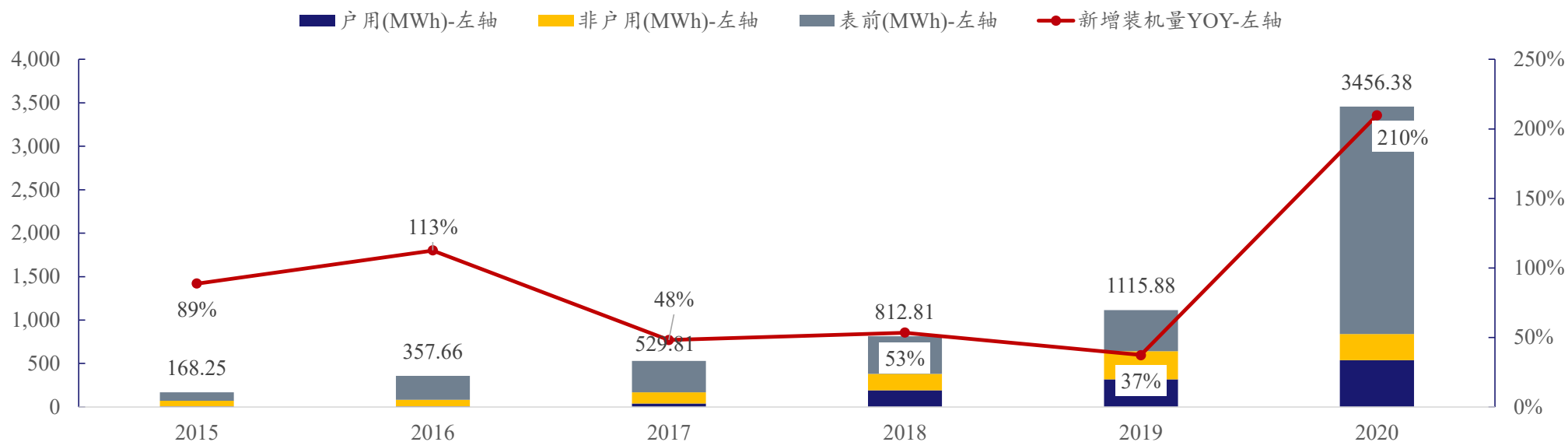
图、2020年中国电化学储能新增装机前三的省份为：广东、青海、江苏



美国装机回顾：表前大型储能及户用储能共促美国市场爆发

- ◆ 2020全年美国装机量达3.42GWh，同比增长206%。Q4单季度装机量达2.156GWh，同比增长491%，环比增长182%，超过了2018~2019年两年的装机量总和。
- ◆ Q4单季度的表前装机容量为1.818 GWh，是Q3的三倍以上。推动美国表前储能市场增长的主要因素是加州的两个大型四小时系统项目的落地。
- ◆ Q4单季度户用储能装机0.2GWh，环比增长74%，非户用储能装机环比增长15%。

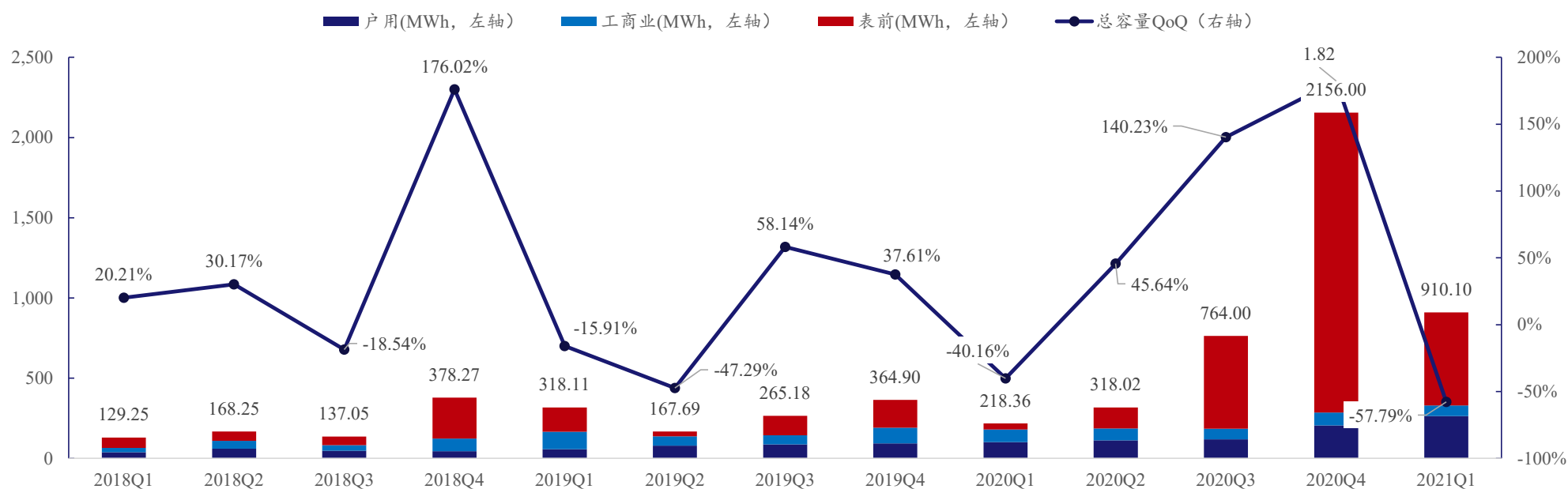
图、美国表前及户用储能共促美国市场爆发



美国装机回顾：2021年Q1淡季不淡，家储最为亮眼

- ◆ 2021Q1单季度装机量达0.91GWh，同比增长316.8%，环比下降57.8%。
- ◆ 2021Q1单季度的表前装机容量为0.581GWh，同比增长1456%。推动美国表前储能市场增长的主要因素是加州的大型四小时系统项目的落地。
- ◆ 2021Q1的家庭储能装机0.264GWh，环比增长28%，家庭储能已连续九个季度保持增长。

图、美国表前及户用储能共促美国市场爆发



美国现状：加州储能是美国2020全年储能增长的关键

- ◆ 2020年加州表前、户用、工商业储能的装机量均为全美第一。
- ◆ 2020年加州表前储能装机量达2.37GWh，占2020年全美储能装机量（3.42GWh）的69.3%。

表、2020全年加州储能装机为各州之最

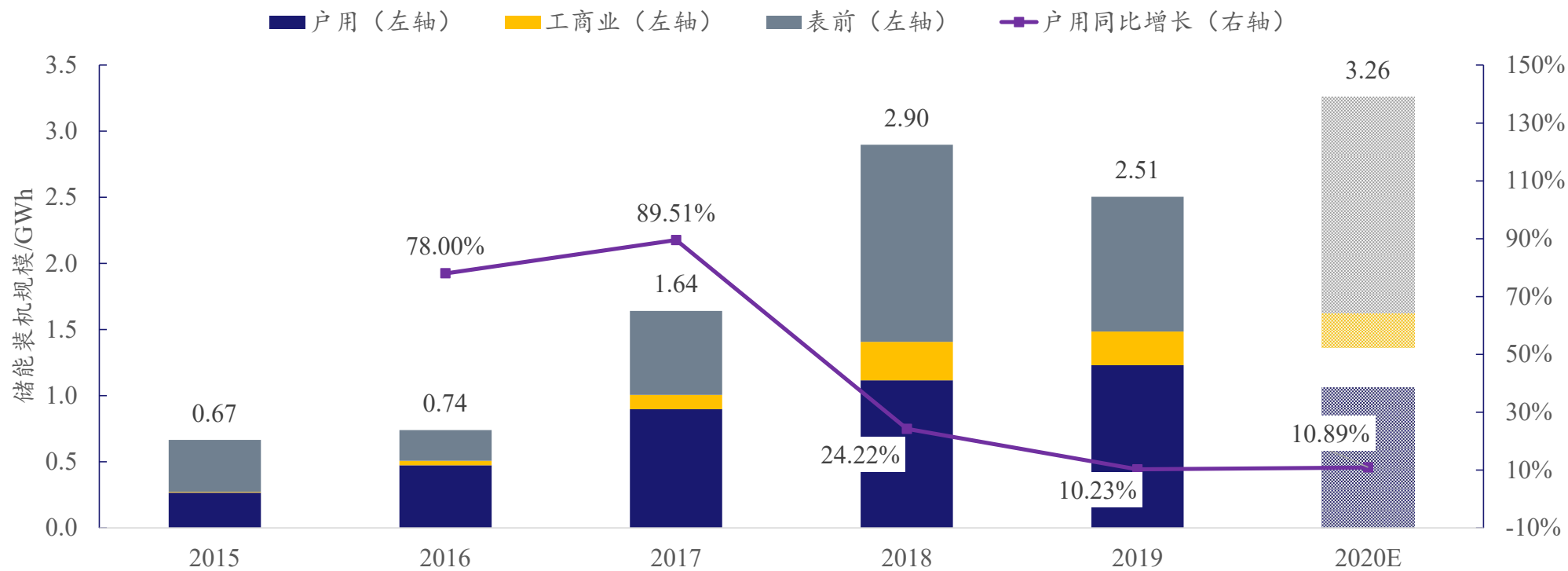
排名	家庭储能市场	部署容量 (MWh)	工商业储能市场	部署容量 (MWh)	表前储能市场	部署容量 (MWh)
1	加利福尼亚州	309	加利福尼亚州	139	加利福尼亚州	2372
2	夏威夷州	85	马塞诸塞州	94	得克萨斯州	116
3	其他州	64.9	夏威夷州	43	新泽西州	42

注：“其他州”包括除以下之外的所有美国州：AZ, CA, CO, CT, FL, HI, MA, NV, PJM各州（不包括MI），NY, TX和VA。值得注意的是，“其他州”包括密歇根州和卡罗来纳州。

欧洲装机回顾：2020年保持稳定增长

- ◆ **欧洲储能仍将保持增长趋势：**就欧洲整体而言（类似于全球总体情况），2015~2018年储能市场快速增长，2019年发展有所放缓，但预计会有进一步发展（需要妥善地应对最近爆发的新冠疫情危机）。
- ◆ **欧洲户用储能快速发展：**即使在总体储能装机量下降的2019年，欧洲户用储能装机量仍在提升，预计未来户用储能将加速发展。

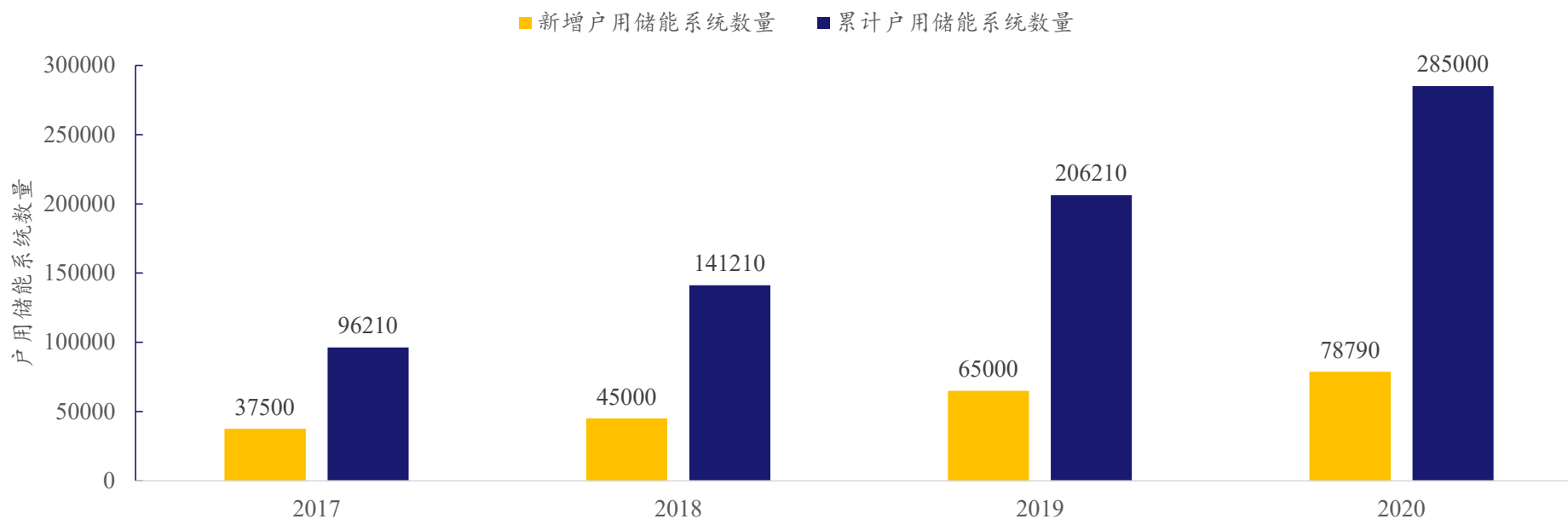
图、欧洲户用储能快速发展



德国装机回顾：装机以户用储能为主

- ◆ 截止至2020年底，德国累计户用储能系统数达**28.5万套**，平均每套储能设备约**8.5kWh**。2020年新增户用储能系统数约**7.9万套**。
- ◆ 至2020年德国家庭储能累计装机**2.3GWh**，约**7成**家庭在安装屋顶光伏的同时安装储能系统。

图、2020德国新增户用储能系统数约7.9万套

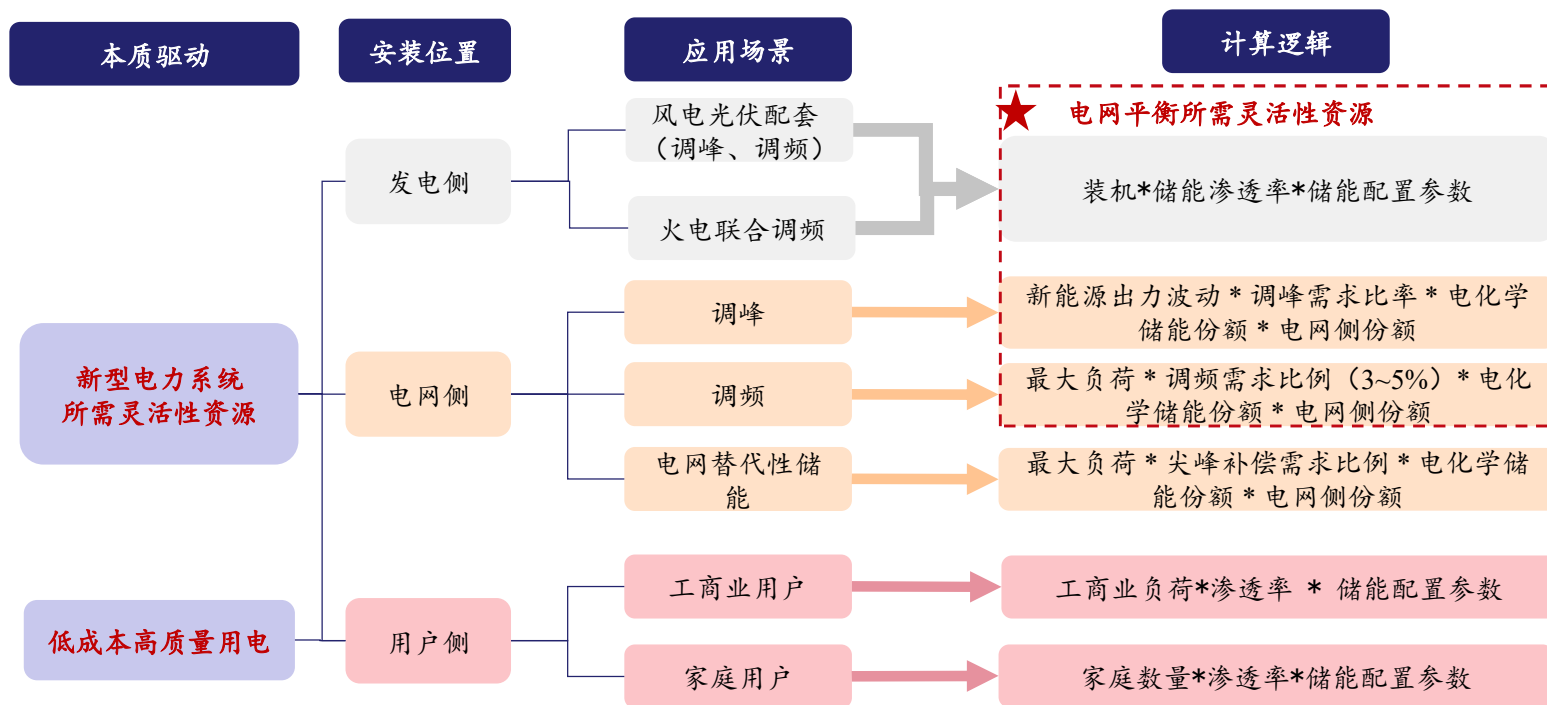


空间测算：两大根本驱动，衍生出七种场景

◆ 储能的本质驱动来自于新型电力系统所需灵活性资源及用户侧的低成本高质量用电需求，具体可分为发电侧、电网侧和用户侧共七种场景，需要注意的是这二者是互有交叉的。

- ✓ 发电侧：平抑发电波动，维持电网平衡，以新能源配套储能为主，从新能源装机角度测算
- ✓ 电网侧：以调峰调频等辅助服务维持电网平衡需求为主，另外还有延缓电网投资需求
- ✓ 用户侧：国内以工商业储能为主，海外包括户用储能和工商业储能。

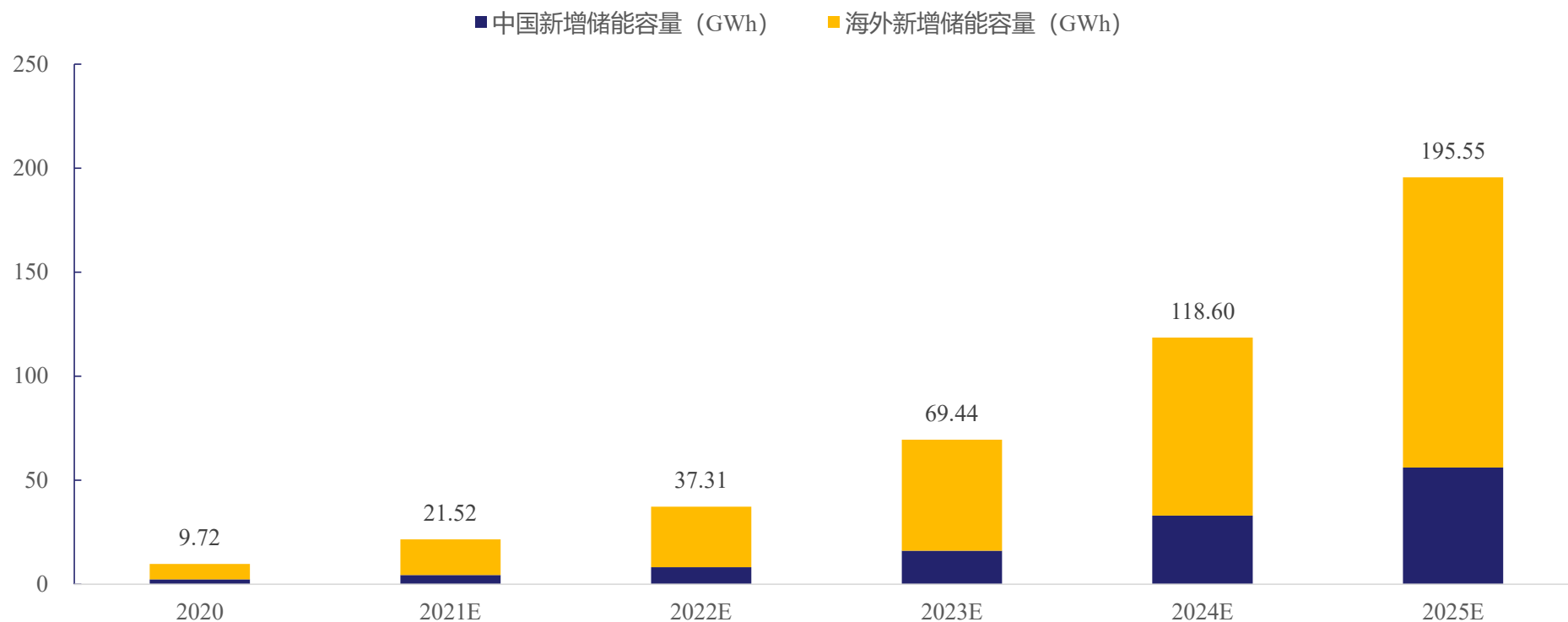
图、储能装机空间可从两种本质驱动衍生为三侧共七种场景



■ 装机预测：2025年全球新增装机有望达196GWh

- ◆ **装机预测：**2021年全球电化学储能装机21.52GWh，同比增长115%，2025年当年新增可达196GWh。
- ◆ **驱动因素：**中国2020年主要由新能源发电侧、电网侧推动，工商业用户侧受近期火灾事故影响短期内略有迟滞但长期无虞。美国的大型项目及用户侧储能均已实现市场化驱动，今年有望翻倍以上。欧洲、澳洲、日本、南非、南美等地的家庭储能正保持快速增长态势。

图、2021年全球电化学新增装机达9.7GW/21.52GWh



■ 装机预测：中、美率先引领，全球开启快速增长

- ◆ **装机预测：**2021年全球电化学储能装机21.52GWh，同比增长115%，2025年当年新增可达196GWh。
- ◆ **驱动因素：**中国2020年主要由新能源发电侧组成，后续电网侧及工商业用户侧均有爆发潜力，电网侧期待政策放开，工商业用户有待峰谷价差稳中扩大及储能成本降低。海外家庭储能正保持快速增长态势。

表、2021年全球电化学新增装机达9.7GW/21.52GWh

	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
中国发电侧新增功率（左轴）	0.45	0.94	2.07	3.66	6.37	11.23
中国电网侧功率（左轴）	0.24	0.64	1.03	2.19	5.73	8.51
中国用户侧新增功率（左轴）	0.43	0.35	0.78	1.01	1.41	2.45
中国新增储能功率总计（GW，左轴）	1.11	1.93	3.88	6.86	13.50	22.18
中国新增储能容量（GWh）	2.30	4.35	8.24	16.06	32.25	56.88
海外表前新增储能功率（GW）	1.46	4.26	6.33	10.87	17.64	29.72
海外表后新增储能功率（GW）	2.28	3.50	5.90	10.04	15.21	22.87
海外新增储能功率总计（GW，左轴）	3.74	7.76	12.23	20.90	32.85	52.59
海外新增储能容量（GWh）	7.42	17.17	29.07	53.39	85.63	139.40
全球新增储能功率总计（GW，左轴）	4.85	9.69	16.11	27.76	46.35	74.77
YOY	58.58%	99.82%	66.24%	72.31%	66.96%	61.32%
全球新增储能容量（GWh）	9.72	21.52	37.31	69.44	117.87	196
YOY	68.21%	121.52%	73.32%	86.14%	69.74%	66.51%
全球累计储能功率(GW)	14.51	24.20	40.31	68.07	114.42	189.20
全球累计储能容量（GWh）	29.83	51.35	88.66	158.10	275.97	472.25

分场景测算：发电侧配合风电光伏解决其波动性和不可预测性

◆ 装机预测：2021年发电侧储能装机5.09GWh，同比增长128%，2025年当年新增可达85.2GWh。

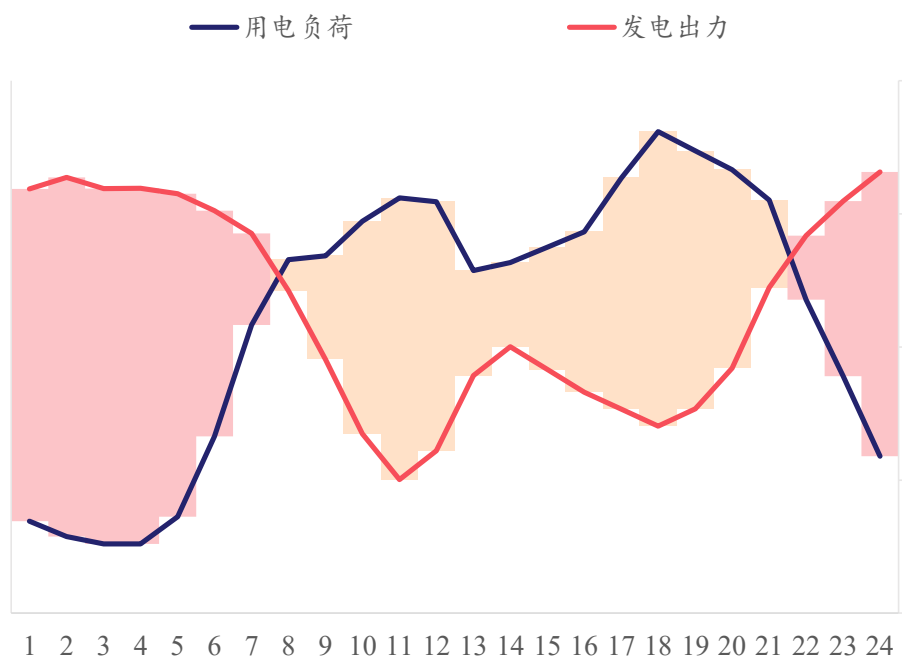
表、2021年发电侧电化学新增装机达2.54GW/5.09GWh

	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
中国新增风光装机(GW)	98	98	115	135	159	187
储能渗透率		8%	12%	15%	20%	30%
储能功率与发电装机比例		12%	15%	18%	20%	20%
中国新能源侧储能装机功率 (GW)	0.91	0.94	2.07	3.66	6.37	11.23
储能时长 (h)	1.5	2.0	2.0	2.3	2.5	2.5
中国新能源侧储能装机容量 (GWh)	1.4	1.9	4.1	8.4	15.9	28.1
海外新增风光装机(GW)	250	178	222	261	304	376
储能渗透率	3%	6%	11%	15%	19%	23%
储能功率与发电装机比例	15%	16%	17%	18%	20%	22%
海外新能源侧储能装机功率 (GW)	0.98	1.71	4.15	7.04	11.53	19.02
储能时长 (h)	1.6	1.6	2.0	2.5	3.0	3.0
海外新能源侧储能装机容量 (GWh)	1.6	3.4	10.4	21.1	34.6	57.1

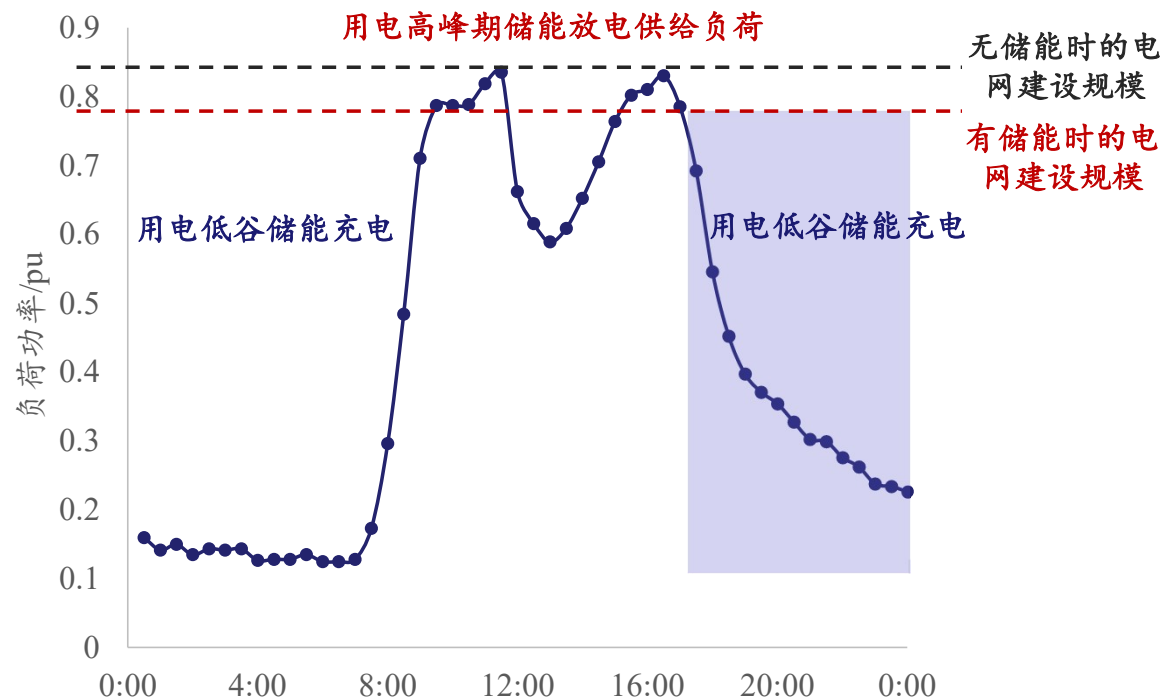
分场景测算：电网侧提供灵活性资源及尖峰负荷补充

- ◆ 电力辅助服务市场正日趋完善，主要向维持电网的稳定所必须的包括电压稳定、频率稳定以及事故备用等服务提供相应的对价。
- ◆ 电化学储能是优质的灵活性资源，可以实时调节电力的供需“天平”保证电网稳定。
- ◆ 电化学储能还可减少或延缓电网投资，因此将其纳入输配电成本，由电网公司建设也仍然是潜在的商业模式。

图、电网侧储能参与电力系统调峰、调频辅助服务



图、储能可提供尖峰负荷补偿服务，减少电网扩容成本



分场景测算：电网侧提供灵活性资源及尖峰负荷补充（中国）

◆ 辅助服务包括：调峰、调频、尖峰负荷补偿需求。

◆ 不同调频资源对比：储能爬坡能力、跟踪能力都强于传统机组，在调峰调频应用中有巨大优势。

图、电网侧储能空间测算，2025年中国电网侧储能新增装机 8.51GW/21.25GWh

	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
新能源累计装机容量（GW）	504	602	717	852	1012	1199
日波动率	30%	30%	30%	30%	30%	30%
日最大波动（GW）	151.20	180.60	215.10	255.72	303.48	359.61
调峰需求比率	35%	40%	45%	50%	60%	70%
调峰储能累计装机需求（GW）	52.92	72.24	96.80	127.86	182.09	251.73
电化学储能份额	2.1%	2.5%	3.5%	5.0%	15.0%	20.0%
调峰电化学储能累计装机需求（GW）	1.11	1.81	3.39	6.39	27.31	50.35
电网侧占比	50%	50%	50%	50%	50%	50%
电网侧调峰电化学储能新增装机功率（GW）	0.15	0.35	0.79	1.50	4.09	4.40
调峰储能新增装机（GWh）	0.29	0.78	1.66	3.48	9.72	12.47
全国最大负荷（亿kW）	10.76	12.37	14.23	18.50	25.90	38.85
调频需求比例	2.9%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
电化学储能份额	2.0%	2.3%	2.5%	3.0%	3.5%	5.0%
调频电化学储能累计需求（GW）	0.62	0.85	1.07	1.66	2.72	5.83
电网侧占比	40%	42%	44%	46%	48%	52%
电网侧调频电化学储能新增装机功率（GW）	0.05	0.11	0.11	0.30	0.54	1.72
调频储能新增装机（GWh）	0.07	0.38	0.23	0.70	1.19	3.79
尖峰负荷补偿需求比例	2.9%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
尖峰负荷补偿累计需求（GW）	31.20	37.12	42.69	55.50	77.70	116.54
电网侧尖峰负荷补偿电化学储能新增装机功率（GW）	0.04	0.19	0.13	0.39	1.10	2.38
尖峰负荷补偿储能新增装机（GWh）	0.06	0.43	0.26	0.82	2.31	4.99

分场景测算：电网侧提供电力系统辅助服务（海外）

- ◆ 海外电力市场辅助服务包括：调频、尖峰负荷补偿需求。
- ◆ 不同调频资源对比：储能爬坡能力、跟踪能力都强于传统机组，在调峰调频应用中有巨大优势。

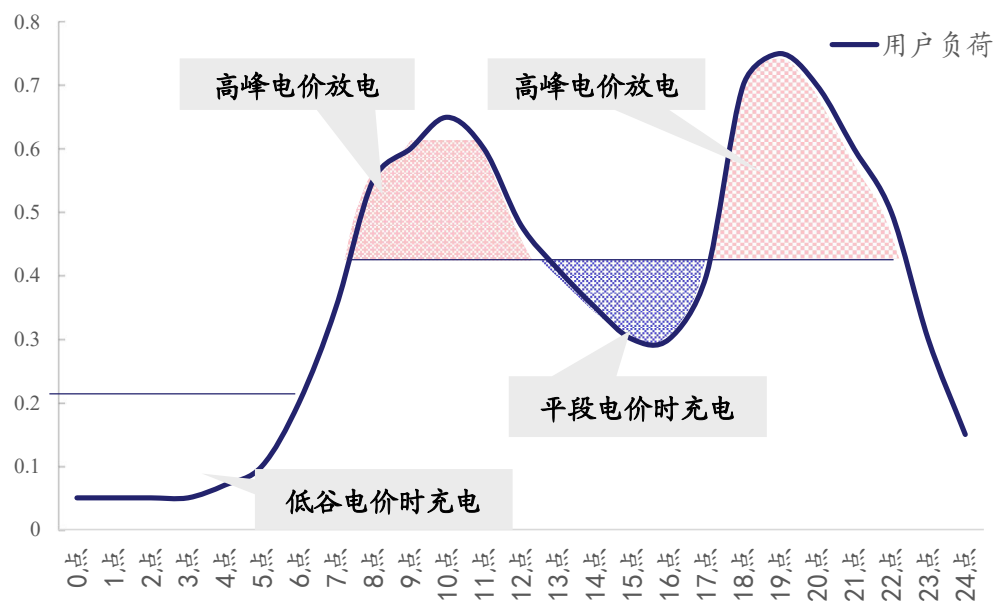
图、电网侧储能空间测算，2025年海外电网侧储能新增装机 23.54GWh

	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
美国电网最大负荷（GW）	916.96	962.81	1010.95	1061.49	1114.57	1170.30
欧洲电网最大负荷（GW）	796.18	835.99	877.79	921.68	967.76	1016.15
其他国家电网最大负荷（GW）	1949.93	2054.28	2164.23	2280.09	2402.19	2530.84
调频需求比例	6.5%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%
美国电化学储能份额	5.4%	6.3%	7.0%	8.4%	11.0%	16.0%
欧洲电化学储能份额	4.4%	5.3%	6.0%	7.4%	10.0%	15.0%
其他国家电化学储能份额	1.8%	2.4%	3.0%	4.0%	5.0%	6.0%
海外电网侧调峰电化学储能新增装机功率（GW）	0.42	1.85	1.52	2.68	4.27	7.48
调峰储能新增装机（GWh）	1.29	4.08	3.35	5.89	9.40	16.46
美国电网最大负荷（GW）	916.96	962.81	1010.95	1061.49	1114.57	1170.30
欧洲电网最大负荷（GW）	796.18	835.99	877.79	921.68	967.76	1016.15
其他国家电网最大负荷（GW）	1949.93	2054.28	2164.23	2280.09	2402.19	2530.84
尖峰负荷补偿需求比例	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
海外电网侧尖峰负荷补偿电化学储能新增功率（GW）	0.07	0.70	0.66	1.15	1.84	3.22
尖峰负荷补偿储能新增（GWh）	0.34	1.54	1.44	2.53	4.04	7.08

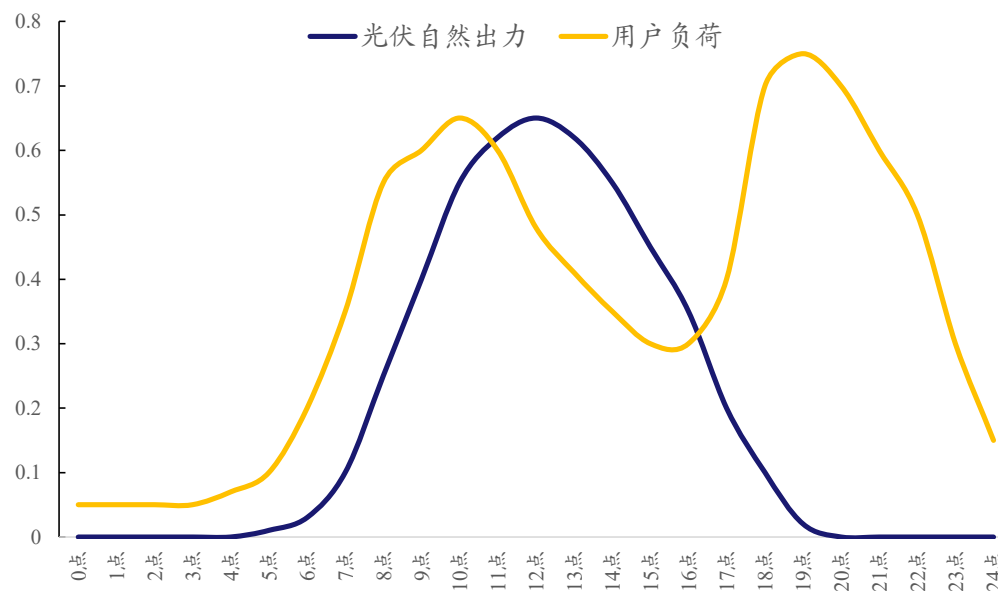
分场景测算：用户侧储能可减少外购电量+峰谷价差套利

- ◆ **国内：**大容量工商业用电实行“容量电费+电量电费”模式，储能在低谷电价时充电，高峰电价时放电可减少电量电费。
- ◆ **海外：**高昂的居民电价，让家庭“光伏+储能”系统的经济性更为直接。

图、国内工商业储能可峰谷价差套利、减少容量电费成本



图、海外居民“光伏+储能”可减少外购电量



分场景测算：峰谷价差套利（国内）

- ◆ **国内：**大容量工商业用电实行“容量电费+电量电费”模式，储能在低谷电价时充电，高峰电价时放电可减少电量电费。
- ◆ **装机预测：**2021年国内用户侧储能装机0.9GWh，同比增长34%，2025年当年新增可达6.83GWh，十四五复合增长率51%。

图、国内工商业储能空间测算逻辑

	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
总发电量（亿千瓦时）	71118	72666	74248	75865	77516	79204
工商业发电占比	84.3%	84.2%	84.0%	83.9%	83.7%	83.6%
工商业耗电量（亿千瓦时）	59952	61151	62373	63620	64892	66189
工商业功率（GW）	1067	1088	1110	1132	1155	1178
储能渗透率	0.10%	0.13%	0.20%	0.28%	0.40%	0.60%
储能功率（GW）	1.1	1.4	2.2	3.2	4.5	10.6
每套储能时长（小时）	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6
储能容量（GWh）	2.2	3.1	5.1	7.7	11.2	27.6
新增储能功率（GW）	0.43	0.35	0.78	1.01	1.41	2.45
新增储能容量（GWh）	0.65	0.87	1.94	2.65	3.84	6.83

分场景测算：减少外购电量+价差套利（海外）

- ◆ 海外：高昂的居民电价，让家庭“光伏+储能”系统的经济性更为直接。
- ◆ 装机预测：2021年户用储能装机4.8GWh，同比增长120%，2025年当年新增可达43.9GWh。

图、海外户用储能空间测算逻辑，2025年户用储能新增43.9GWh

	2020E	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
海外主要地区储能渗透率（%）	0.14%	0.24%	0.41%	0.71%	1.15%	1.75%
新增储能系统数量（万个）	24	40	65	112	168	230
每套储能功率（kW）	4.5	4.8	5.3	5.9	6.4	6.8
累计储能功率（GW）	2.3	4.3	8.0	14.3	24.9	41.4
每套储能时长（h）	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
累计储能容量（GWh）	5.3	9.9	18.3	32.8	57.4	95.3
新增功率（GW）	1.07	2.09	4.00	7.48	12.01	17.58
新增储能容量（GWh）	2.2	4.8	9.2	17.2	28.8	43.9

储能远期空间展望：2050年空间有望达23TWh

◆ 展望储能远期市场空间：基于2050年新能源配置储能渗透率70%，全球家庭配置储能渗透率16%假设，估算储能空间有望达23TWh。

表、储能远期空间展望

	2030E	2040E	2050E
新能源累计装机（GW）	6353	15148	25868
新能源储能渗透率	40%	50%	70%
新能源侧储能功率（GW）	235	924	2067
新能源侧储能容量（GWh）	681	3092	7665
电网侧储能功率（GW）	148	424	902
电网侧储能容量（GWh）	388	1312	3213
用户侧工商业储能功率（GW）	119	377	906
用户侧工商业储能容量（GWh）	345	1319	3625
户用侧储能渗透率	1.6%	7.3%	16.1%
户用储能功率（GW）	309	1549	3678
户用储能容量（GWh）	712	3563	8460
累计储能功率（GW）	812	3274	7554
累计储能容量（GWh）	2126	9286	22963

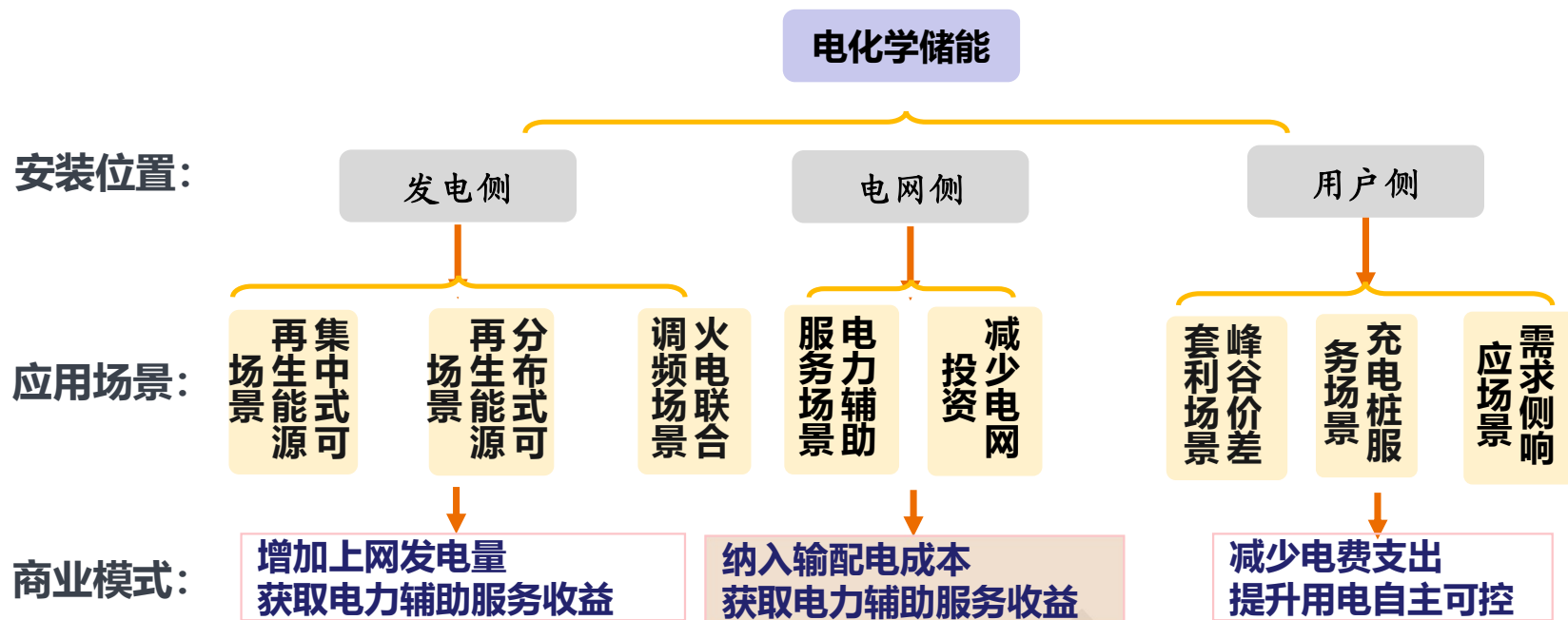


- 1、商业模式主要分为三种： 新能源减少弃电、电力辅助服务、减少用电成本；
- 2、海外用户侧商业模式最为成熟，发电及电网侧伴随电力市场化脚步已临近，各场景经济性正渐次实现。

储能不同场景下的商业模式差别较大

- ◆ 储能的商业模式主要分为三种：新能源减少弃电、电力辅助服务、减少用电成本。
- ◆ 从储能行业的不同应用场景入手，分析储能的三种商业模式，找到储能行业带来的独特价值与核心竞争力。

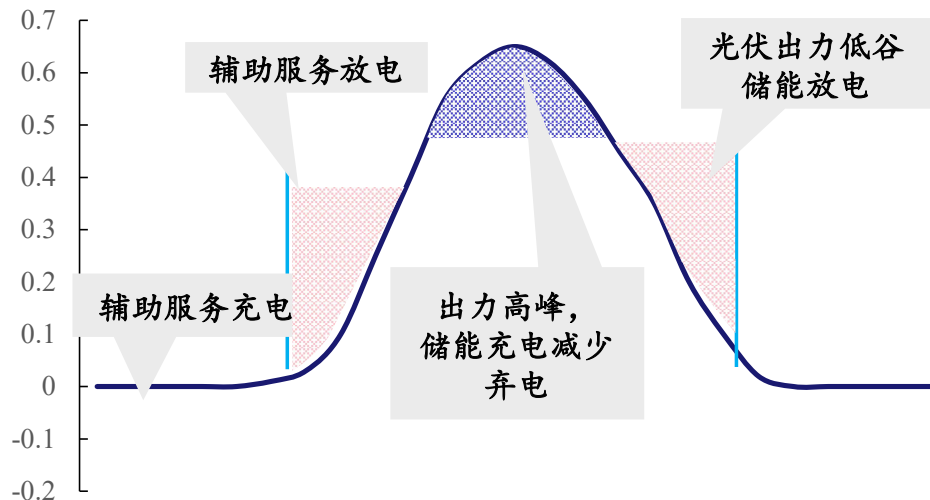
图、储能在电力系统各环节的应用



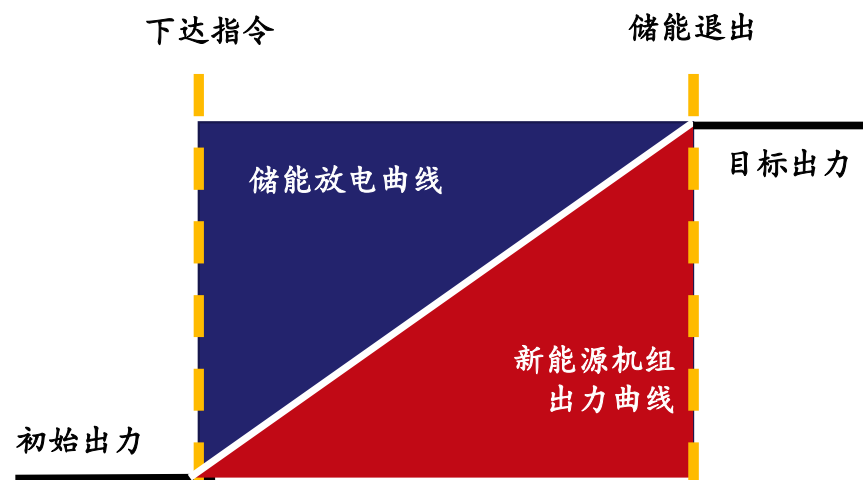
发电侧商业模式：发电侧减少弃电+电力辅助服务

- ◆ **减少弃电**：在出力大于负荷时，用发电机组给储能充电，减少弃电。
- ◆ **调峰策略**：负荷高峰放电，负荷低谷充电。
- ◆ **调频策略**：某时刻下达调频指令，储能系统实时响应，新能源机组有一定滞后，整个调频过程储能系统逐步减少放电功率，机组逐步增加功率。

图、储能减少弃电、调峰的运行策略



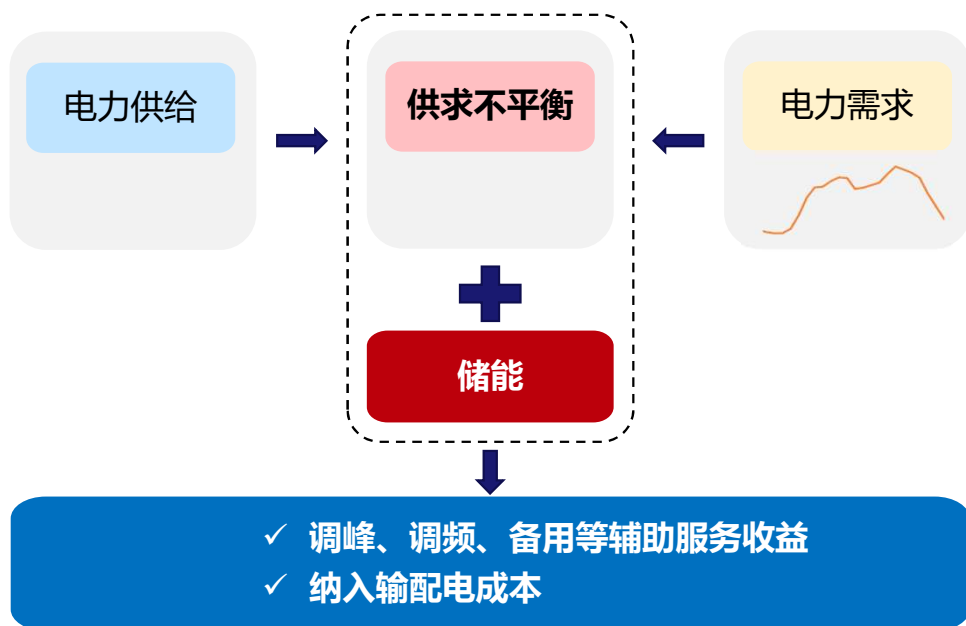
图、储能调频的运行策略



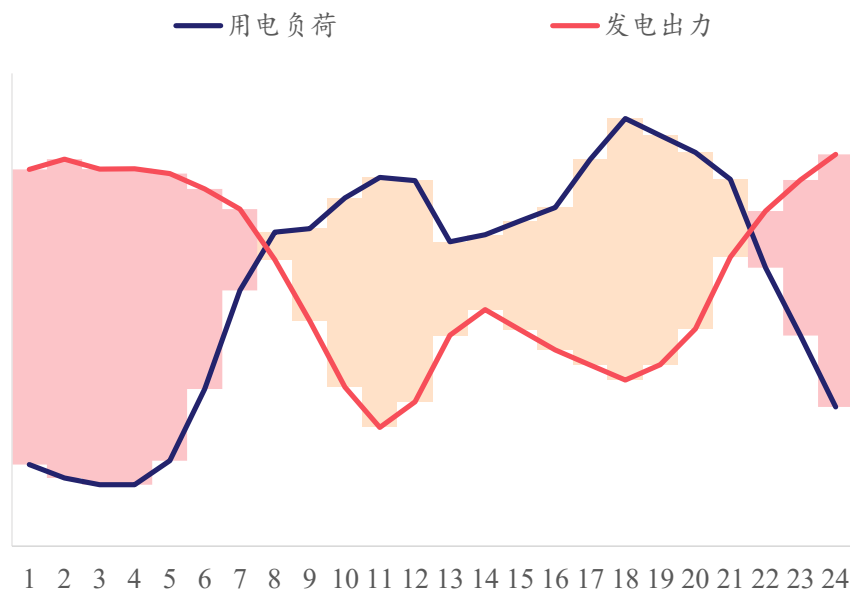
电网侧商业模式：电力辅助服务收益+纳入电网成本

- ◆ 电力辅助服务市场正日趋完善，主要向维持电网的稳定所必须的包括电压稳定、频率稳定以及事故备用等服务提供相应的对价。
- ◆ 电化学储能是优质的灵活性资源，可以实时调节电力的供需“天平”保证电网稳定。
- ◆ 电化学储能还可减少或延缓电网投资，因此将其纳入输配电成本，由电网公司建设也仍然是潜在的商业模式。

图、电网侧商业模式示意图



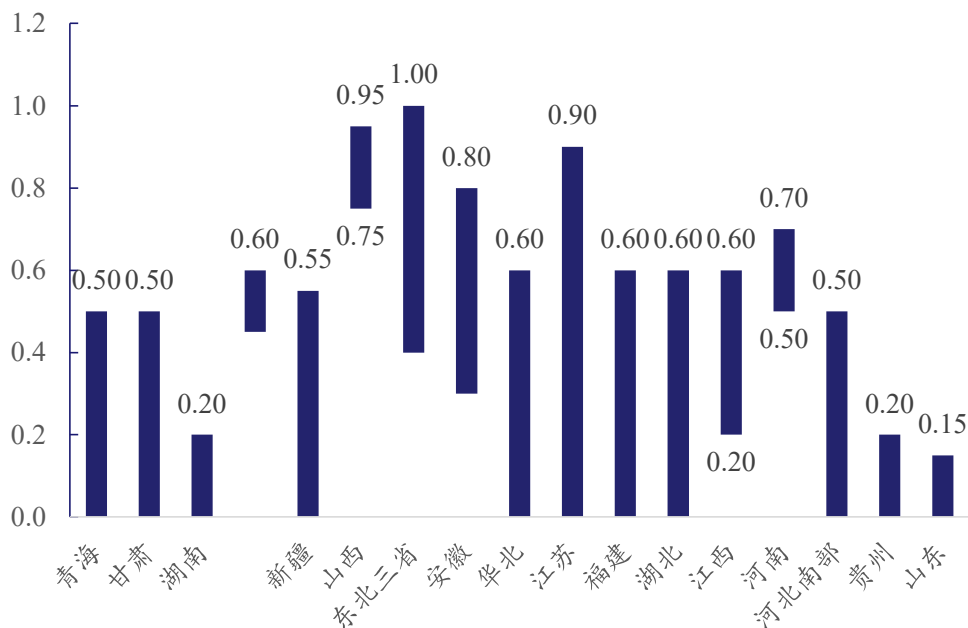
图、电网侧储能参与电力系统调峰辅助服务



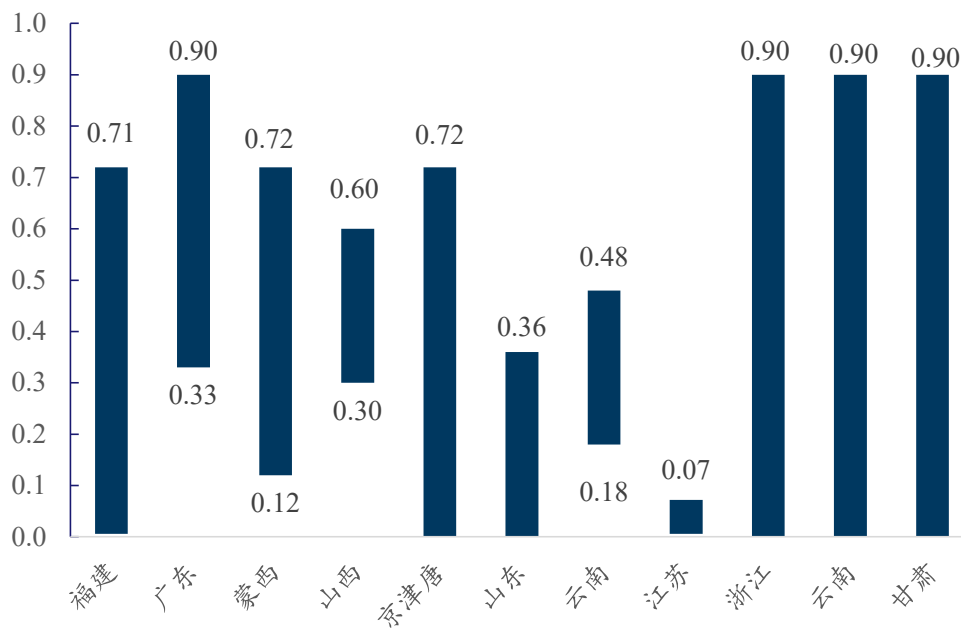
电网侧商业模式：电力辅助服务收益+纳入电网成本

- ◆ 在调峰服务方面，度电收益最高、最低的省份分别为东北三省（1元/kWh）、山东（0.15元/kWh）。
- ◆ 在调频服务方面，度电收益最高、最低的省份分别为广东（0.9元/kWh）、江苏（0.07元/kWh）。

图、各省份调峰服务补偿单价（元/kWh）



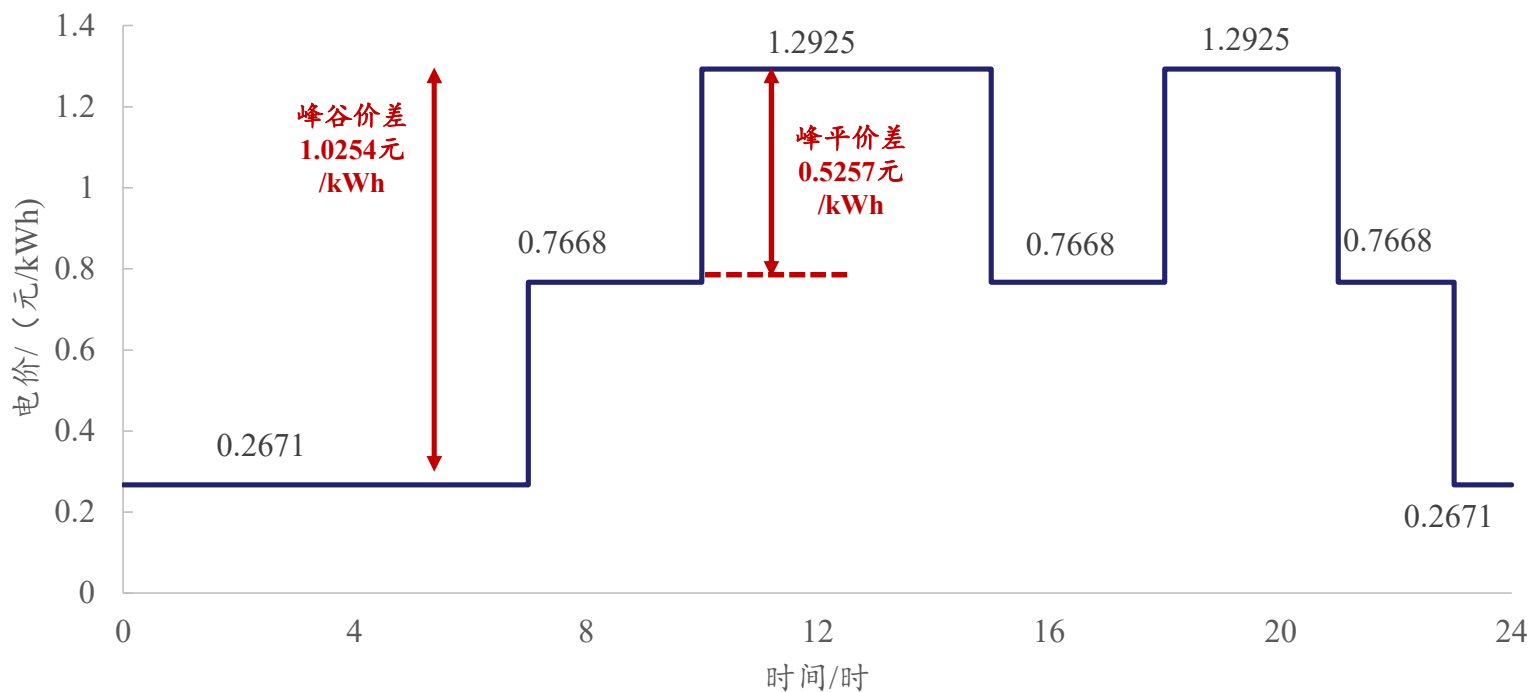
图、各省份调频服务补偿单价（元/kWh）



用户侧商业模式：工商业减少容量电费+峰谷价差套利（国内）

- ◆ 我国对工商业用电实行**分时电价**政策。将一天分为**谷段、平段、峰段**，不同时段按照不同价格收取电费。
- ◆ 北京普通工商业用电（1kV以内）**峰谷价差、峰平价差**分别为：**1.0254元/kWh、0.5257元/kWh**。
- ◆ 通过配置储能能在低谷电价充电，在高峰电价时放电，减少购买电网的高价电量。

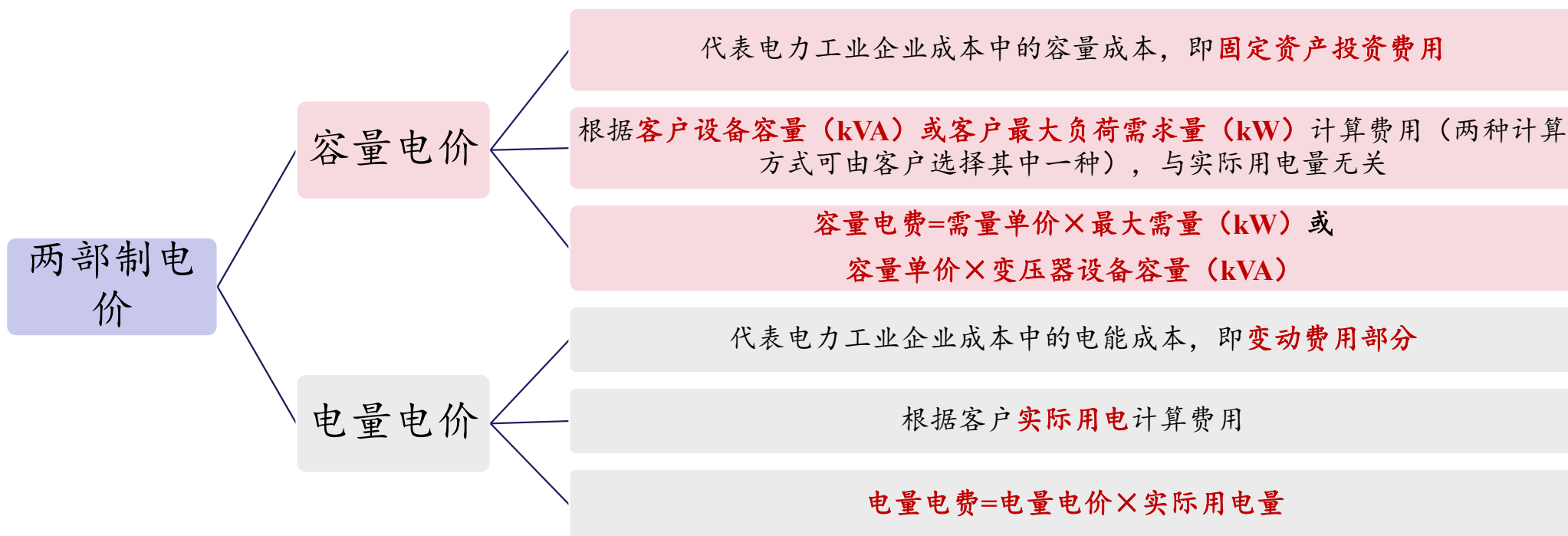
图、北京工商业用电（1kV以内）分时电价



用户侧商业模式：工商业减少容量电费+峰谷价差套利（国内）

- ◆ 我国对于大容量工商业用电实行**两部制电价**，即电费成本分为**容量电费**和**电量电费**两部分。
- ◆ 通过配置储能，一方面通过储能在低谷电价时充电，高峰电价时放电可减少**电量电费**，另一方面由于用电负荷的高峰用电时段一般时间很短，通过配置削减用电负荷的“高峰段”，可以减少**容量电费**成本。

图、我国对于大容量工商业用电实行“容量电费+电量电费”模式



用户侧商业模式：光、充、储一体化

- ◆ 光、充、储一体化模式可以最大程度的提升用电可控性，一方面通过储能在低谷电价时充电，高峰电价时放电可减少**电量电费**，另一方面由于用电负荷的高峰用电时段一般时间很短，通过配置削减用电负荷的“高峰段”，可以减少**容量电费**成本。
- ◆ 另一潜在应用场景是提供需求侧响应功能获取收益，即“虚拟电厂”概念。

图、“光、充、储”一体化潜在商业模式众多

用户侧商业模式：家庭“光伏+储能”减少外购电量（海外）

- ◆ 特斯拉针对家庭用户推出了Solar Roof/Solar Panel、Powerwall等产品。
- ◆ Solar Panel/Solar Roof利用白天太阳光进行发电供给家庭使用，并将多余电量存储进Powerwall。在晚上Powerwall中的电量释放出来供给家庭以及电动汽车充电使用。
- ◆ Powerwall储能系统的使用能够最大程度地**提高光伏发电利用率**，并在**紧急情况下（如电网停电等）**为家庭提供稳定供电。

图、特斯拉“光伏+储能”产品为家庭节省大量用电成本

Solar Panel
光伏发电



特斯拉电动车



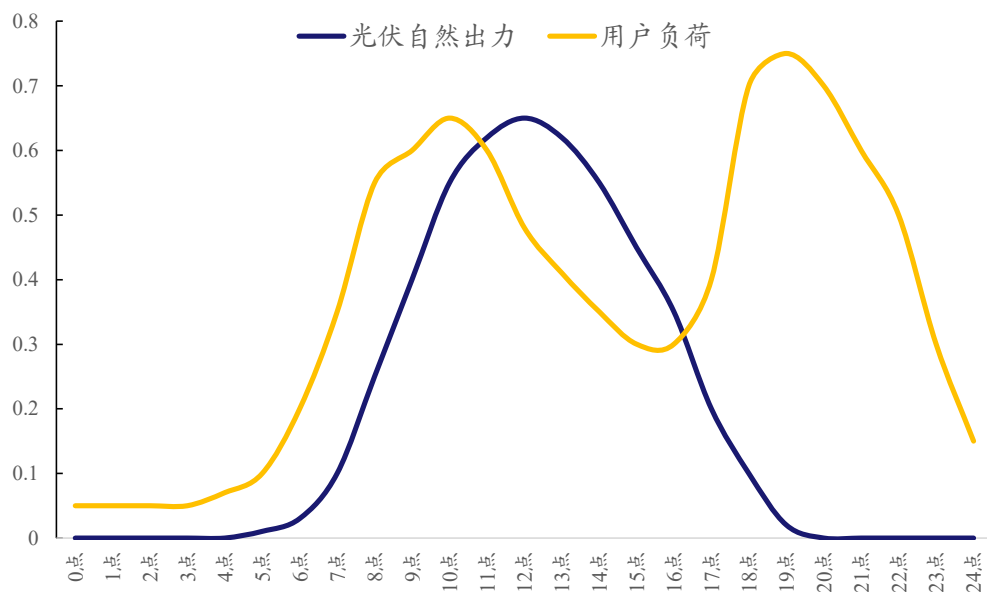
Powerwall
储能



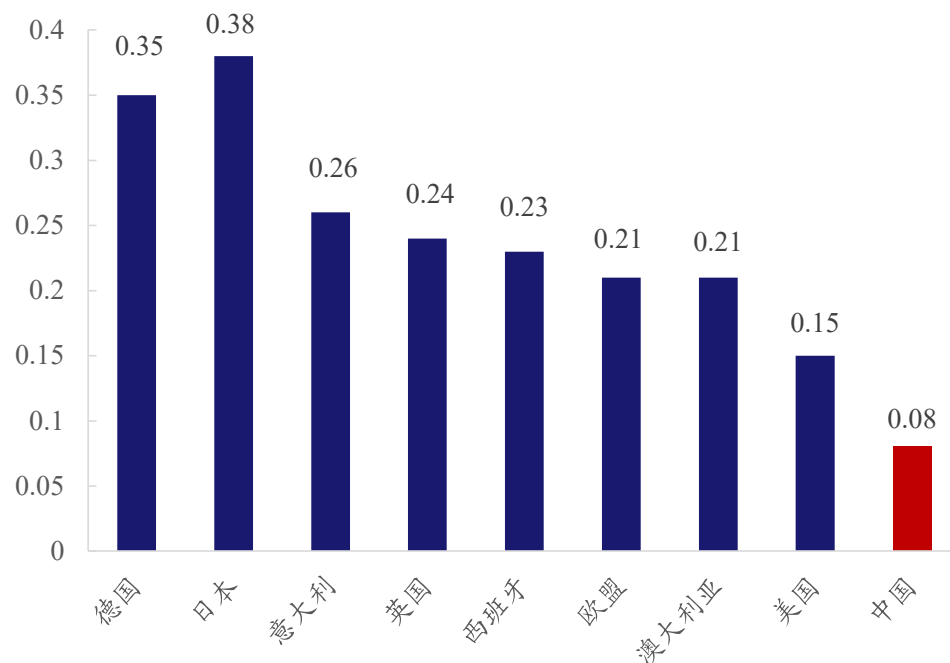
用户侧商业模式：家庭“光伏+储能”减少外购电量（海外）

- ◆ 全球家庭用电价格，中国电价显著低于全球平均水平，美国电价为中国的两倍，欧洲发达国家电价约为中国的3-4倍，日本电价相对最高，为中国的4.75倍。
- ◆ 海外高昂的居民电价，让家庭“光伏+储能”系统的经济性更为直接。

图、海外居民“光伏+储能”可减少外购电量



图、全球主要国家的家庭用电价格（美元/kWh）



国内发电侧储能：新能源电站配置储能的经济性已至临界点

- ◆ 2020年中国储能迈入“GW”时代，新增储能约1.133GW。
- ◆ 储能的应用场景主要包括新能源配备储能减少弃电，储能参与辅助服务市场和峰谷套利。
- ◆ 对三种场景下容量为10MW/20MWh的储能电站进行经济性测算
 - 场景1：仅有光伏系统。**无储能成本，但有弃电损耗（弃电率为5%）。
 - 场景2：光伏+储能系统。**储能每日一充一放，不享受储能补贴。
 - 场景3：光伏+储能系统+补贴。**储能每日一充一放，并享受0.1元/kWh储能补贴。
 - 场景4：光伏+储能系统+辅助服务。**储能每日两充两放，不享受储能发电补贴。
 - 场景5：光伏+储能系统+辅助服务+补贴。**储能每日两充两放，并享受0.1元/kWh储能补贴。

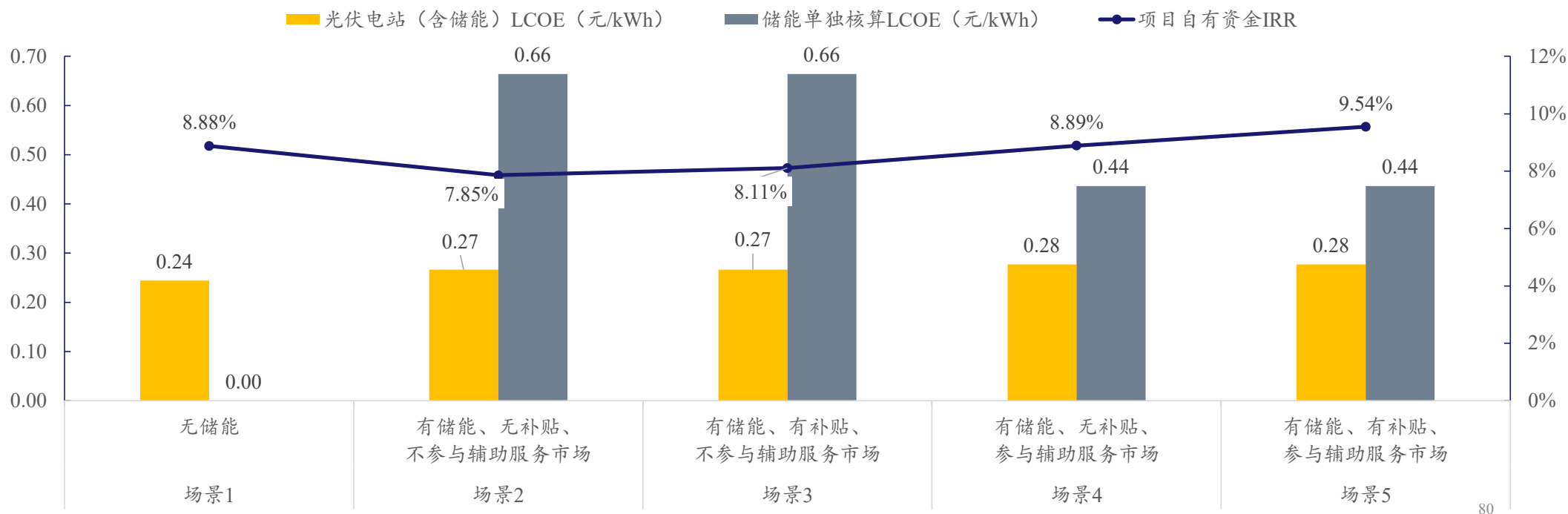
表、五种储能商业模式经济性测算

	场景1	场景2	场景3	场景4	场景5
	无储能	有储能、无补贴、 不参与辅助服务市场	有储能、有补贴、 不参与辅助服务市场	有储能、无补贴、 参与辅助服务市场	有储能、有补贴、 参与辅助服务市场
项目自有资金IRR	8.88%	7.85%	8.11%	8.89%	9.54%
相对场景1的变化值	-	-1.03pct	-0.77pct	+0.01pct	+0.66pct
光伏电站（含储能）LCOE（元/kWh）	0.24	0.27	0.27	0.28	0.28
储能单独核算LCOE（元/kWh）	0.00	0.66	0.66	0.44	0.44

国内发电侧储能：降低成本或提高辅助服务收益可实现经济性

- ◆ 当储能系统仅具备削峰填谷功能时，内部收益率难以满足8%的要求，因为弃电获得的额外收益不足以抵消储能成本。
- ◆ 储能参与调频市场后，可获得额外的辅助服务收入，内部收益率已高于无储能场景。随着储能成本进一步降低或者辅助服务收益提高，经济性也有望进一步提升。
- ◆ 考虑储能充放电量给予0.1元/kWh补贴，在储能日充放电一次的情况下，补贴能使得项目内部收益率**从7.79%提升至8.11%，提升幅度达0.31%**；若储能日充放电两次，则可将内部收益率**从8.89%提升至9.54%，提升幅度达0.65%**。

图、100MW光伏电站的五种场景成本及自有资金IRR比较



资料来源：智汇光伏，兴业证券经济与金融研究院测算

国内工商业储能：峰谷价差套利初具经济性

- ◆ 经过测算，对于2MW/8MWh工商业储能项目，通过峰谷价差套利可获得**资本金IRR达9.34%**。项目**度电成本**为0.48元/kWh，低于平均电价差（峰谷价差和峰平价差平均值）0.6元/kWh。
- ◆ **峰谷电价差、电池循环寿命和储能成本**是影响资本金IRR和度电成本的三大关键因素。
- ◆ 若系统初始安装成本降低到1.25元/Wh，同时电池循环寿命提升到8000次，则资本金IRR可高达34.48%。**由此可见，随着技术发展，用户侧储能将会迎来广阔市场空间。**

表、电池循环寿命和储能成本影响资本金IRR

资本金IRR	储能初投资（元/Wh）				
循环寿命（次）	1.25	1.4	1.55	1.7	1.85
4000	19.46%	8.97%	0.15%	-7.42%	-14.02%
5000	25.71%	6.68%	9.34%	3.24%	-1.95%
6000	31.46%	23.71%	17.58%	12.59%	8.43%
7000	32.88%	25.48%	19.68%	14.99%	11.09%
8000	34.48%	27.53%	22.15%	17.85%	14.31%

表、峰谷价差和储能成本影响资本金IRR

资本金IRR	储能初投资（元/Wh）				
峰谷价差（元/kWh）	1.25	1.4	1.55	1.7	1.85
0.6	10.96%	3.37%	-2.84%	-8.05%	-12.51%
0.7	18.36%	10.06%	3.30%	-2.35%	-7.17%
0.8	25.71%	16.68%	9.34%	3.24%	-1.95%
0.9	33.03%	23.25%	15.33%	8.75%	3.18%
1.0	40.34%	29.79%	21.27%	14.21%	8.25%

海外家庭储能：“光+储”已实现经济性

- ◆ 德国居民电价高达30欧分/kWh以上，居民配置储能与光伏联合运行可实现较好的经济性。
- ◆ 对某拥有电动汽车的家庭进行测算，配置4.5kW光伏、5kW/10Wh储能时，可最终每年节省支出951.89欧元，投资回收期约5年。

表、德国家庭配置光储系统已实现经济性

配置	场景一	场景二	场景三	场景四	场景五
	无光伏、无储能	有光伏、无储能	有光伏、有储能		
日均用电量 (kWh)	20	20	20	20	20
储能功率 (kW)	0	0	3	5	7
储能容量 (kWh)	0	0	6	10	14
光伏功率 (kW)	0	4.5	4.5	4.5	4.5
光伏日均发电时长 (h)	0	4	4	4	4
光伏日均发电量 (kWh)	0	18	18	18	18
光伏自用率	0%	35%	60%	80%	90%
购电价格 (欧分/kWh)			30.22		
光伏上网电价 (欧分/kWh)			8.64		
日均电网购电成本 (欧元)	6.04	4.14	2.78	1.69	1.15
年度总电费 (欧元)	2206.06	1511.15	1014.79	617.70	419.15
相比场景一节省电费 (欧元)	-	694.91	1191.27	1588.36	1786.91
光伏单位成本 (欧元/kW)	0	500	500	500	500
光伏系统成本 (欧元)	0	2250	2250	2250	2250
储能单位成本 (欧元/kWh)	0	600	600	600	600
储能系统成本 (欧元)	0	0	3600	6000	8400
光储系统总成本 (欧元)	0	2250	5850	8250	10650
年化节省支出 (欧元)	0	913.88	908.33	951.89	853.67
支出节省比例	0.00%	41.43%	41.17%	43.15%	38.70%
光储系统投资回收期 (年)		3	5	5	6

海外工商业储能：减少容量费用、峰谷价差套利

- ◆ 海外容量费用高，容量费用占电费的15%。而容量费用是按照工商业用户的峰值负荷进行收费的。
- ◆ 储能可以保证负荷平衡，帮助海外工商业实现削峰填谷，从而降低容量费用。
- ◆ 德国典型案例：安装240kW/264kWh储能系统可帮助工商业用户将峰值负荷减少240kW，从而每年可节省2.16万欧元。

图、德国工商业通过削峰填谷实现经济性

项目	内容
开发商	Jungheinrich AG
商业模式	降低容量费用、峰谷价差套利
峰值负荷（kW）	1400
安装储能后峰值负荷减小（kW）	240
光伏容量（kW）	240
储能容量（kWh）	264
收益	每年最高节省容量费用21600欧元

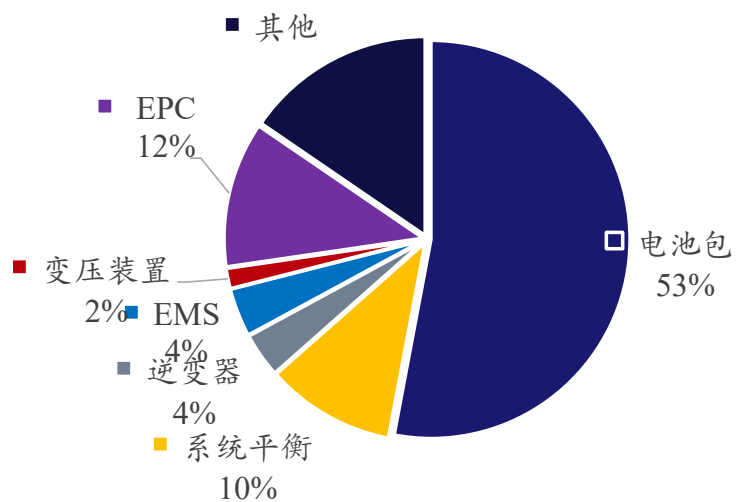


- 1、直接、间接降本路径清晰，我们预测2025年度电成本有望低至0.1-0.2元/kWh；
- 2、储备技术多样，以固态电池、钠离子电池和锂空电池为代表的电池储能与氢能是未来储能主体。

降本路径：电池成本占比最高、仍是降本主要驱动力

◆ 目前**电池成本**仍然占据电化学储能系统成本的大部分，**电池降本**仍是目前储能系统降本的主要驱动力。

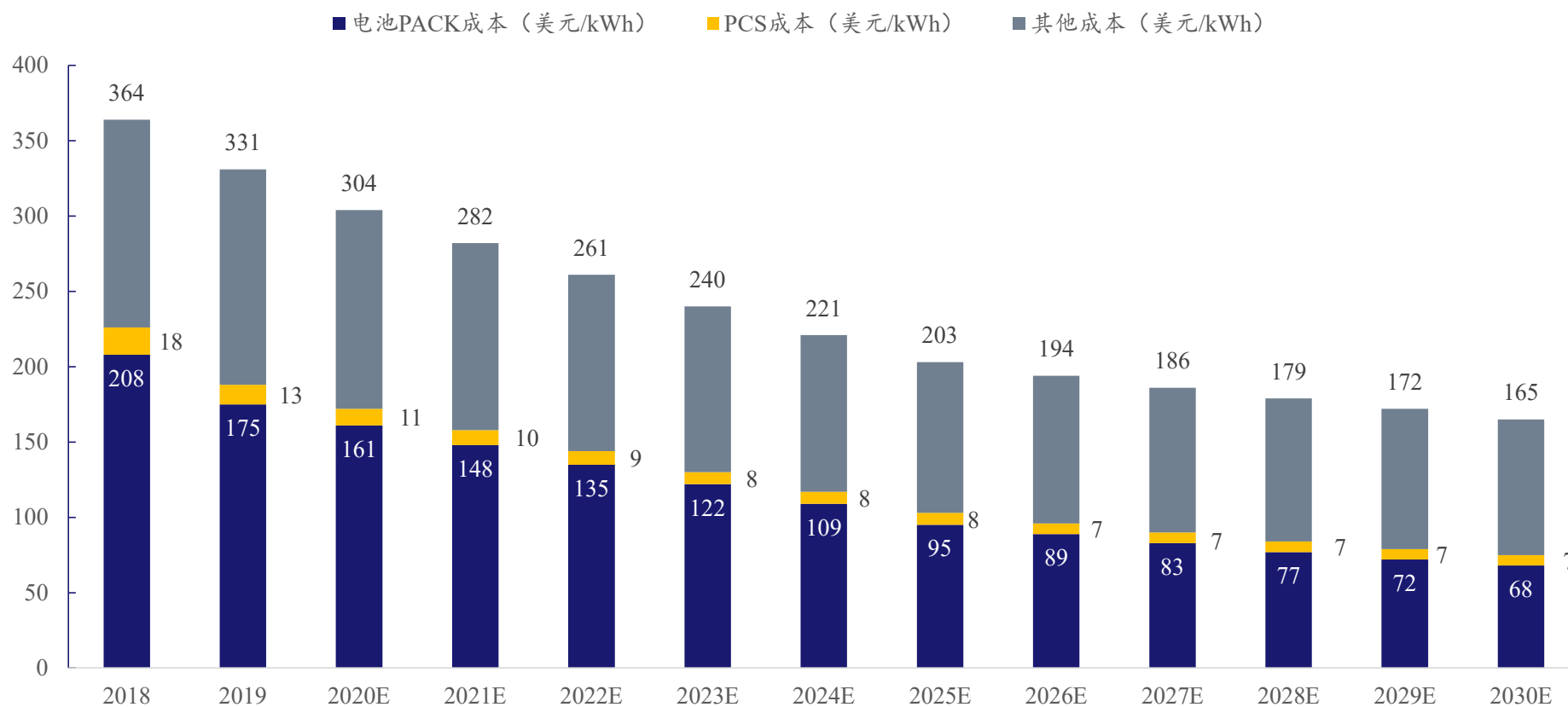
图、储能EPC主要由电池成本构成



EPC成本：储能EPC成本有望进一步快速下降

◆ 根据BNEF统计，目前全球平均储能EPC成本约为\$282/kWh，2030年有望下降到\$165/kWh

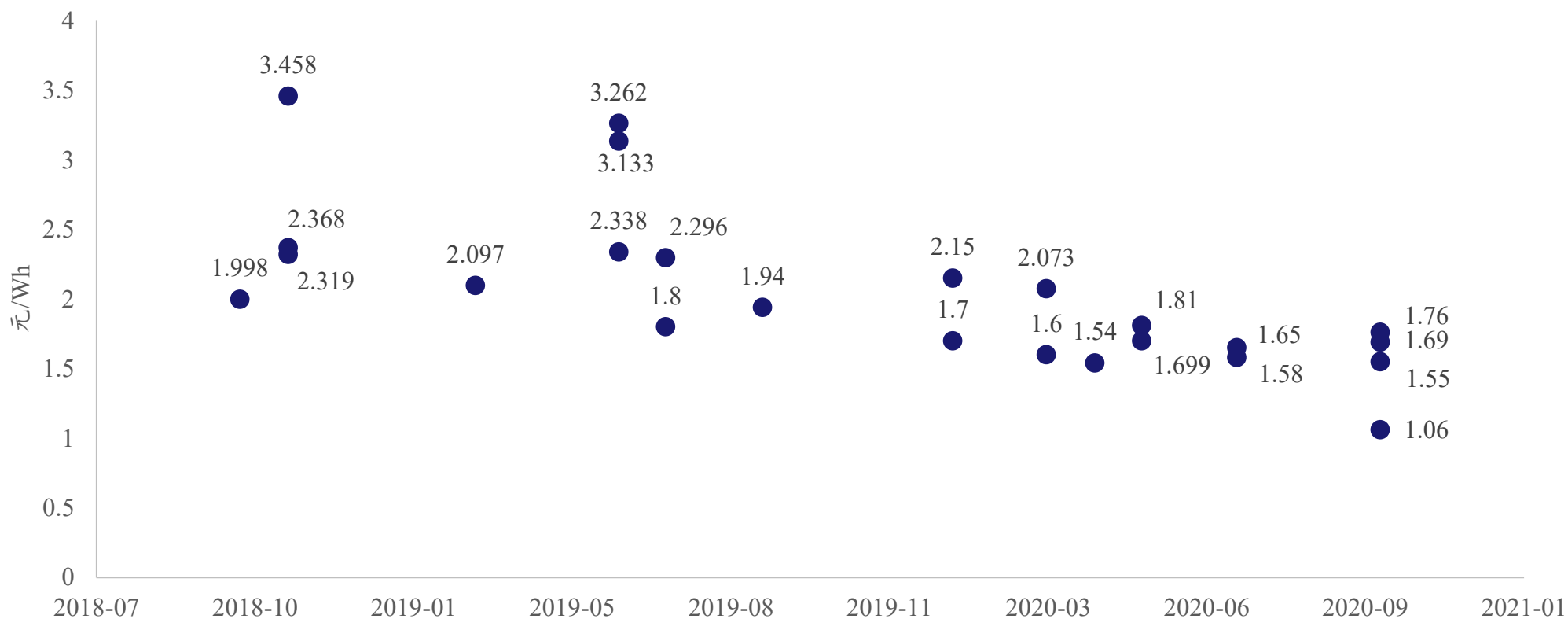
图、储能EPC成本有望进一步快速下降



EPC成本：我国储能EPC最低价已下探至1.06元/kWh

◆ 2020年青海光伏竞价项目对储能系统采购的公示中，比亚迪储能EPC价格最低单价为1.06元/Wh，让业界大为震动。

图、我国近期中标项目的EPC最低价已下探至1.06元/Wh



降本路径：直接、间接降本手段丰富

- ◆ **延长电池寿命**是LCOS下降的核心影响因素。根据宁德时代估算，对于6000次储能系统，若电池寿命延长到10000次，LCOS可下降60%以上。
- ◆ **降低损耗**是降本的有效路径。具体包括：**提升能量效率、改善冷却方式、提升能量密度**。

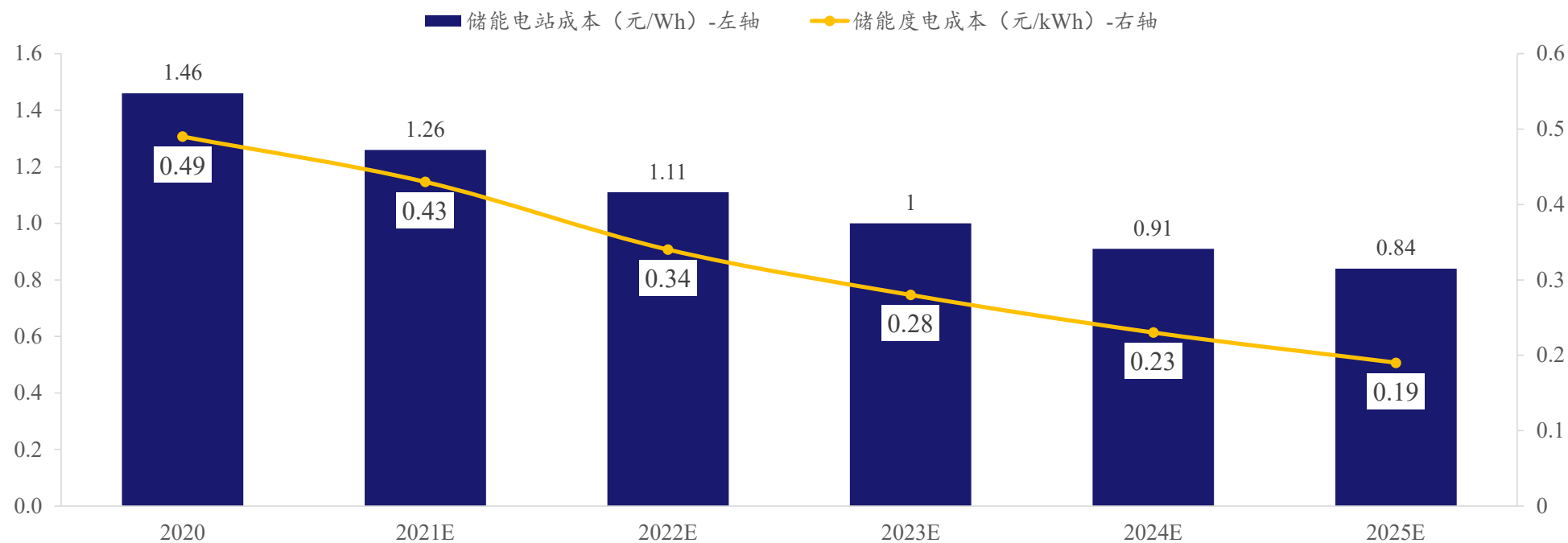
图、电池储能技术进步空间大

指标	目前水平	发展目标（2025）
系统成本（元/Wh）	1.5	0.6以下
循环寿命（次）	5000	10000以上
服役年限（年）	6-8	15以上
能量效率	80-85%	98%以上
冷却方式	风冷为主	液冷为主
能量密度（kWh/m ³ ）	137	180以上

降本路径：2025年度电成本有望低于0.2元/kWh

- ◆ 储能系统降本将围绕两方面进行：降低初始系统成本、提高循环寿命。
- ◆ 目前国内储能系统成本约为2元/Wh。根据BNEF预计，到2025年系统初始成本有望降低至0.84元/Wh，一方面降低电芯成本至0.5元/Wh以下，另一方面降低土建、安装、接网等非技术成本。

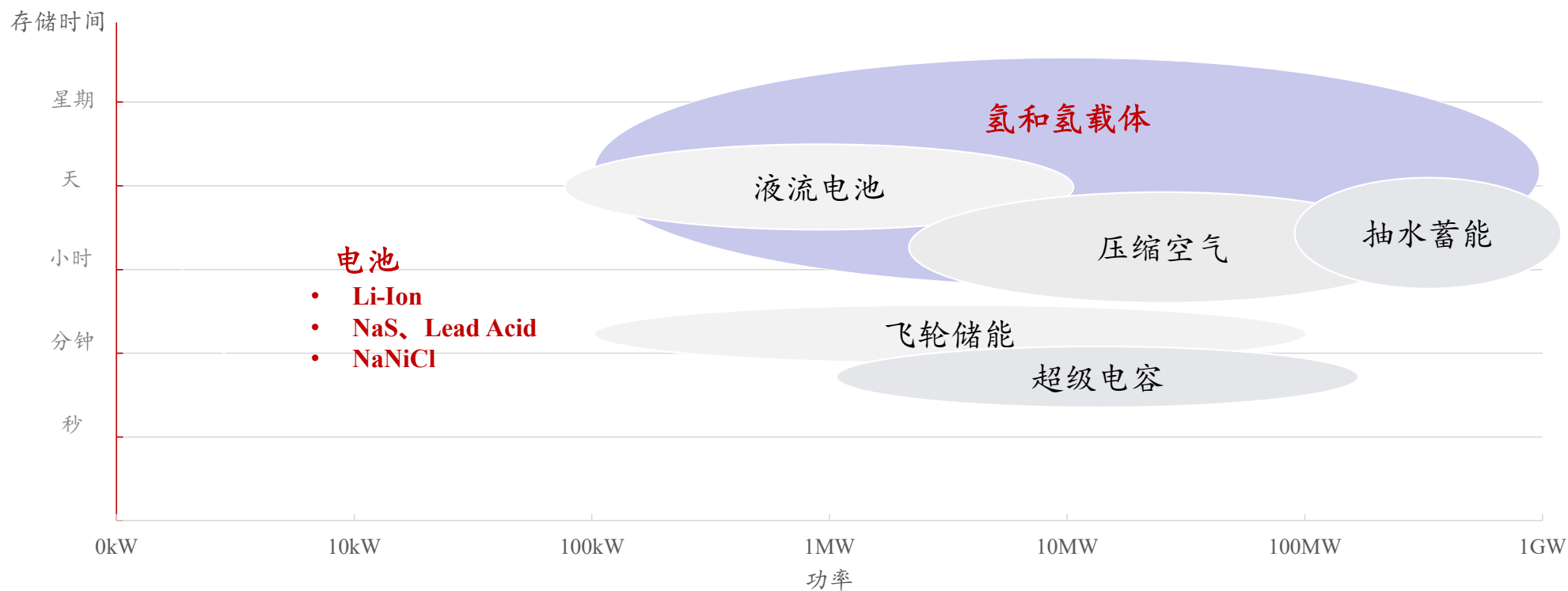
图、国内储能度电成本有望降低至0.19元/kWh



技术路线展望：未来以电池储能（h级）、氢能（天）为主

- ◆ 清华大学欧阳明高院士指出，未来储能以电池储能、氢和氢载体储能为主。电池储能在分布式短周期存储应用中更具优势，而氢能是集中式大规模长周期储存的最佳途径。

图、未来以电池储能、氢能储能为主体



下一代电池技术：钠离子电池

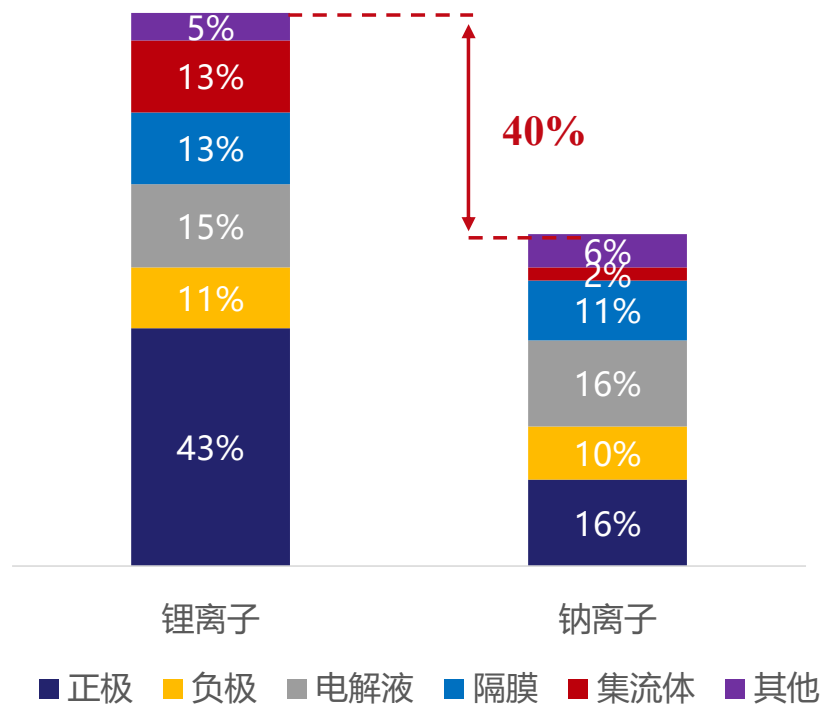
- ◆ 优点：全球广泛分布、成本低廉，比锂离子电池低30-40%。
- ◆ 缺点：钠离子半径大、传输扩散速率慢，能量密度、循环寿命与倍率性能有待改进。

图、钠元素分布广泛、成本低廉

性能参数	锂	钠
地壳丰度	0.0065%	2.75%
分布	75%在美洲	全球分布
价格，元/kg	150	2
负极集流体	铜(昂贵)	铝(便宜)

图、钠电池原理：放电（左）、充电（右）

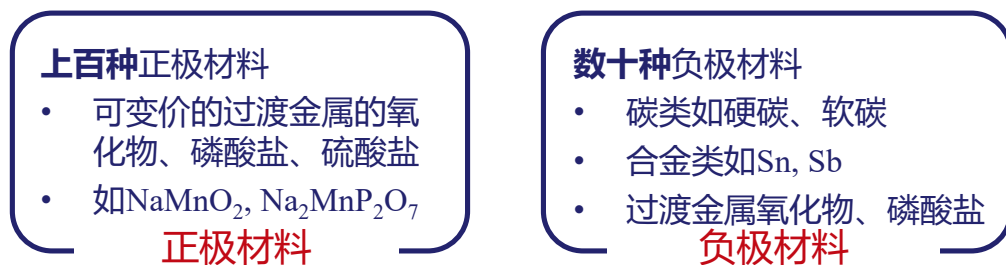
图、钠离子电池的材料成本比锂电池低30-40%



下一代电池技术：钠离子电池

- ◆ **钠离子电池**：1980s问世，研发进展慢于锂电池，近年来再次获得广泛关注。
- ◆ **应用场景**：光伏风电储能、物流车电动车电动船等低速交通工具。
- ◆ **研究方向**：更低成本、更高能量密度、更快充放电速度、更长寿命、更安全环保。

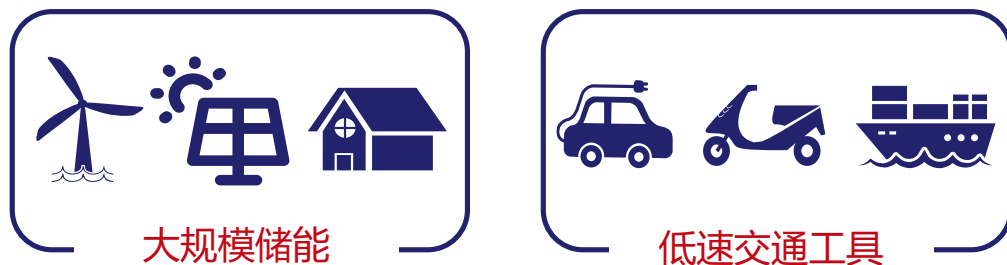
图、钠离子电池正负极材料种类多



图、钠离子电池综合性能优于铅酸电池，污染更小

电池种类	铅酸电池	钠电池	锂电池
能量密度Wh/kg	50-70	100-150	100-300
电压, V	2.1	2.8-3.5	3-4
寿命	500次	2000+次	3000+次

图、钠离子电池可广泛用于大规模储能和低速交通工具



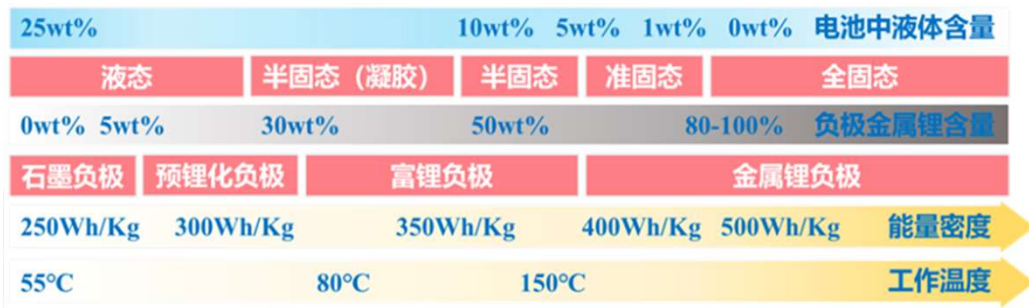
下一代电池技术：固态锂电池

- ◆ **固态锂电池**：正极、负极、电解质全部采用固态材料的锂二次电池。
- ◆ **优点**：安全性好、能量密度高、循环性能强、适用温度范围大、电压平台更高。
- ◆ **缺点**：界面阻抗高、快充性能差、成本高。

图、锂电池原理：传统液态电池（左）、全固态电池（右）



图、固态锂电池发展路径：液态→半固态→全固态



表、电池性能对比

性能参数	液统态锂电池	固态锂电池
能量密度，Wh/kg	100-300	300-500
安全性	锂枝晶刺破隔膜，易燃、易爆	抑制锂枝晶，不易燃、不易爆
循环性能	1000-3000	45000(理论)
适用范围	0°C-40°C	-25°C-60°C
电压平台，V	3-4	5

下一代电池技术：锂-空气电池

- ◆ **锂-空气电池**：又称金属燃料电池，是采用金属锂做负极，空气中的氧气做正极的锂电池。
- ◆ **优点**：**比能高**（理论>3000Wh/kg）、**绿色环保**（不含铅、汞）、**成本低**（正极用氧气，廉价）。
- ◆ **缺点**：空气过滤膜、循环寿命、能量效率、金属锂防护。

图、 锂空电池原理

表、 传统锂电池与锂空电池对比

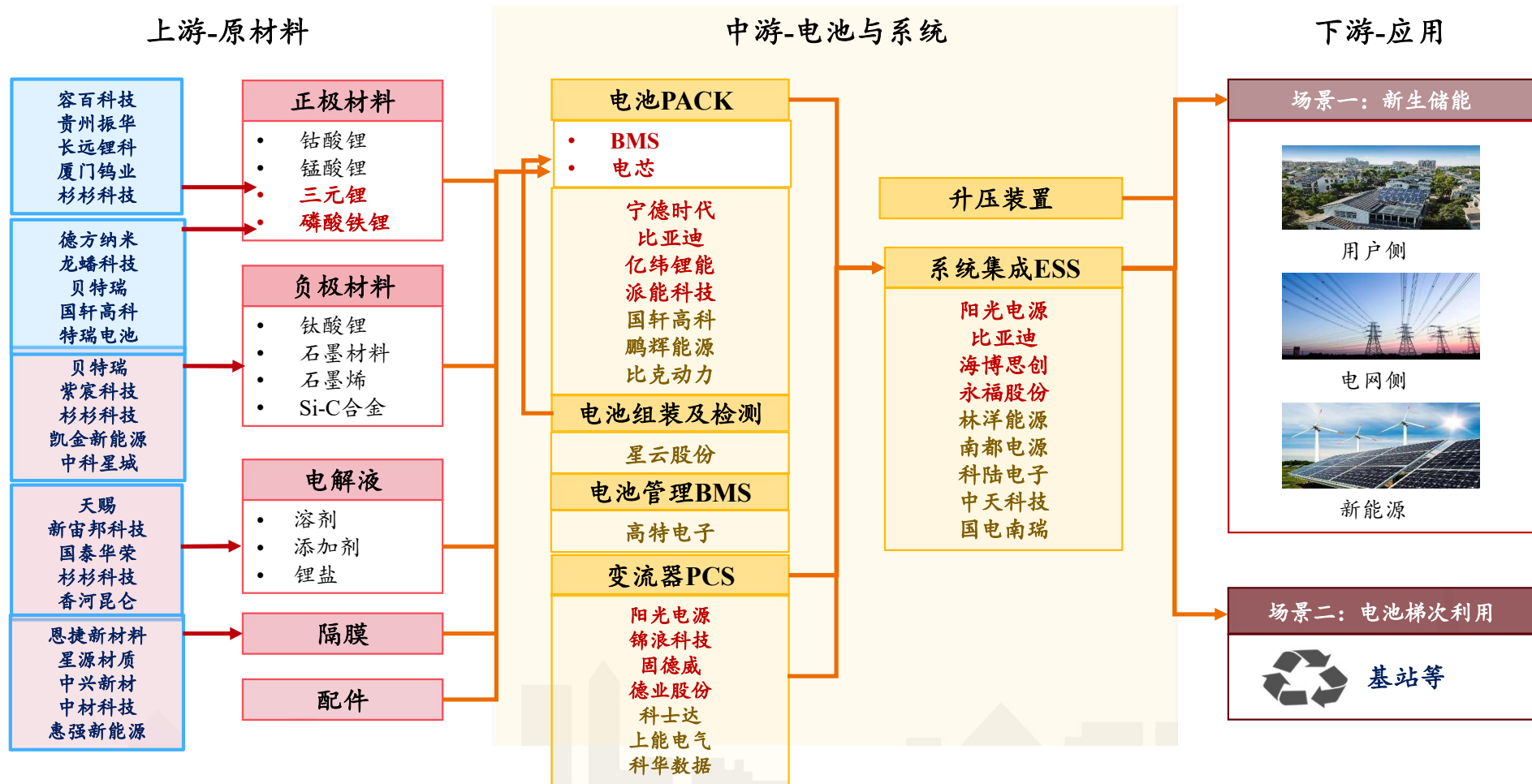
性能参数	传统锂电池	水体系-锂空	非水体系-锂空
理论比能，Wh/kg	387	3582	3505
理论能量密度，Wh/I	1015	2234	3436
电压平台，V	3-4	3.2	3
正极产物	LiCoO ₂	LiOH	Li ₂ O ₂



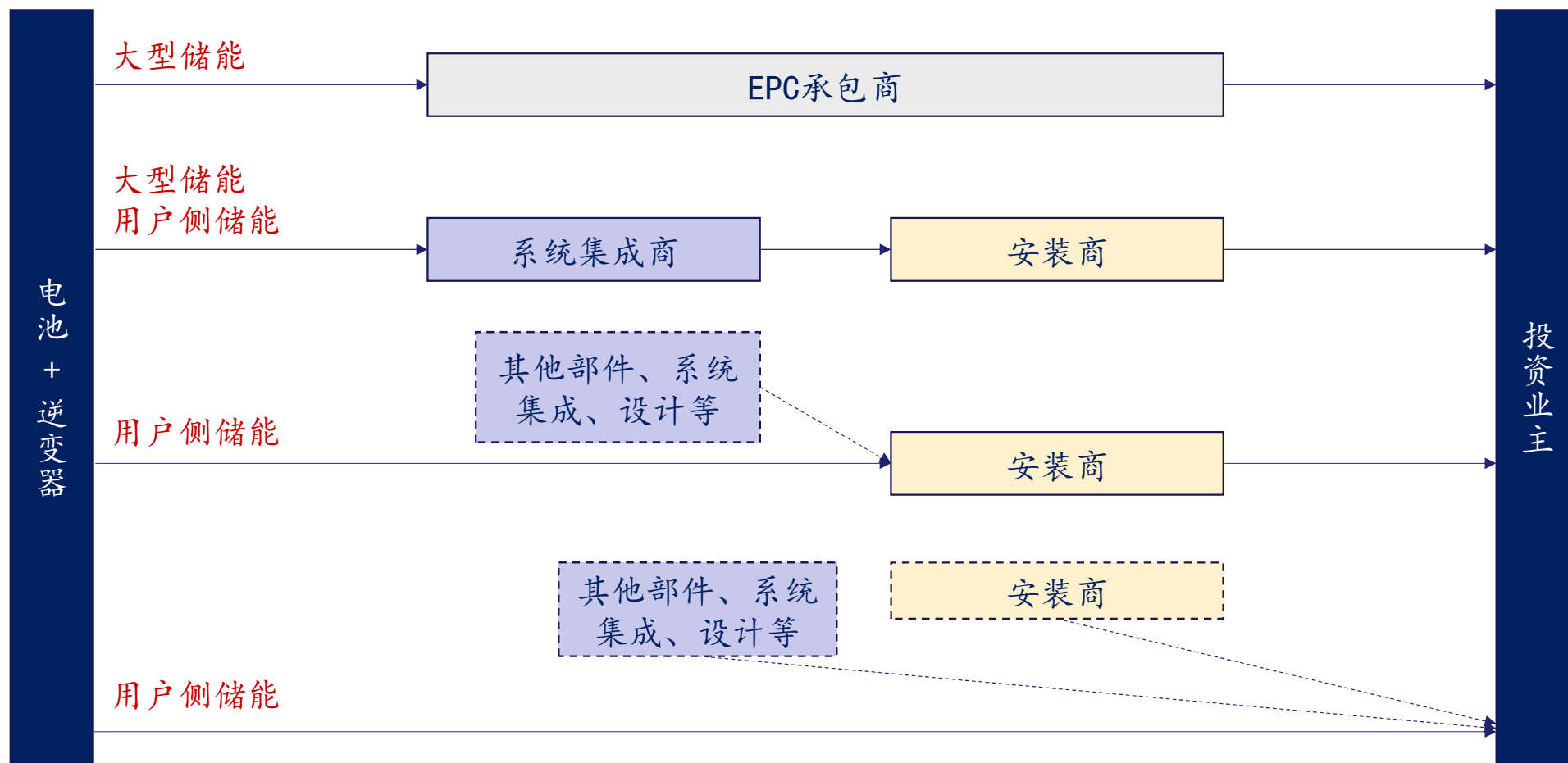


- 1、制造环节中，当前逆变器、电池仍为最先受益赛道，电池降本仍是目前储能系统降本的主要驱动力。
- 2、系统集成壁垒正逐步体现，长期有望培育BMS等细分赛道。
- 3、系统运维、电池梯次利用及回收等环节也将在行业空间展开后形成投资机会。
- 4、下一代电池技术同样值得关注。

储能产业链全景图



行业玩家画像——多下游、多渠道、多场景

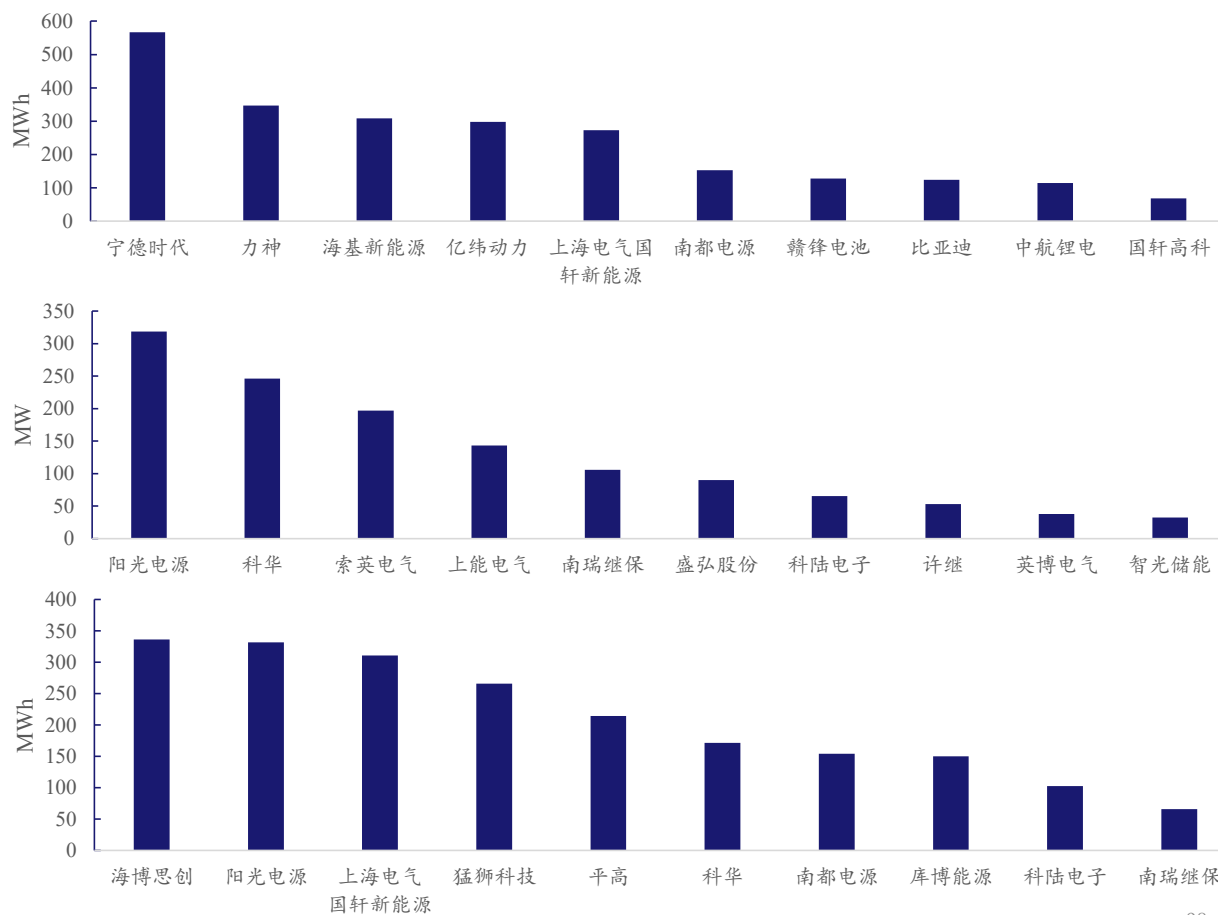


国内储能格局：市场萌芽期，竞争格局轮廓初现

随着储能产业链发展，国内储能行业的竞争格局已经初步显现。

- ◆ 2020年储能技术供应商（主要为电池）排名中：**宁德时代**名列第一，第二名第三名分别为**力神**、**海基新能源**。
- ◆ 2020年储能逆变器市场排名中：**阳光电源**名列第一，第二名第三名分别为**科华**、**索英电气**。
- ◆ 2020年系统集成商市场排名中**海博思创**名列第一，第二名第三名分别为**阳光电源**、**上海电气****国轩新能源**。

图、2020年储能技术供应商、逆变器市场、系统集成商市场排名



海外户用储能格局：特斯拉领衔，派能科技居前三

- ◆ 在全球自主品牌家用储能产品出货量前三名的企业中，特斯拉2019年出货约450MWh，市占率15%。
- ◆ 国内厂家派能科技自主品牌出货255MWh，含贴牌代工后出货量366MWh，市占率约12.2%。

图、2019年家用储能产品出货量前三名企业的电池型式

全球自主品牌家用储能产品出货量前三名	企业	出货量(MWh)	市场份额	电池型式
1	特斯拉	450	15%	圆柱锂电池
2	LG化学	330	11%	软包锂电池
3	派能科技	255/366	8.5%/12.2%	

注：派能科技不含代工出货的市占率为8.5%，含代工出货市占率12.2%

电池技术：从储能与动力场景对比看磷酸铁锂优势

- ◆ 典型的锂电池如磷酸铁锂电池及三元锂电池，都可同时应用于**储能与动力电池**两个行业，事实上目前储能市场用的锂电池多为动力电池产业链直接生产，但是我们也应该看到，需求侧的差异导致二者应用的场景不同，**技术指标倾向性不尽相同**。
- ◆ 储能电池一般安装在固定场地，空间相对宽裕，但容量一般远大于动力电池，充放电倍率跨度也较大，因此更加追求高循环寿命、高安全性及低成本，而用动力电池则要求高能量密度、高充放倍率、防震动等。

表、储能电池与动力电池的应用场景和技术指标对比

类型	项目	储能电池	动力电池
场景需求	应用领域	源-网-荷各环节	电动汽车、电动自行车
	布置空间	宽裕	受限
	防震动要求	低	高
	整体寿命	大于10年	5-8年
	安全性	高	较高
	成本要求	低	适中
技术指标	典型容量	100kWh-100MWh	15-100kWh
	循环寿命	2500-12000次	1000-2000次
	能量密度	135-150Wh/kg	150-200Wh/kg
	充放电倍率	0.25C-2C	1C
	BMS系统	2-3层集中式	1-2层分布式
	PCS系统	有	无

电池技术：从储能与动力场景对比看磷酸铁锂优势

◆ 磷酸铁锂电池凭借高安全性、高循环寿命、低成本优势已成为储能场景的首选，2019年新增储能锂电池中磷酸铁锂电池占比85%以上。

表、磷酸铁锂电池技术特点最适合储能场景

类型	电压（V）	磷酸铁锂（Wh/kg）	循环寿命	成本	优点	缺点
磷酸铁锂（LFP）	3.2	130-150	2500-12000	低	高安全、长寿命	低温性能较差、电压低
镍钴锰酸锂（NCM）	3.6-3.9	150-220	800-2000	较高	高能量密度、性能稳定	价格高
镍钴铝酸锂（NCA）	3.6	170-200	500-1000	较高	高能量密度、低温性能好	高温性能较差、安全性稍差
钴酸锂（LCO）	3.7-3.9	140-160	500-1000	高	充放电稳定、工艺简单	价格高、循环寿命低
锰酸锂（LMO）	3.8	80-100	500-1000	低	价格低、安全性好	能量密度低

封装形式：圆形、方形、软包型电池各具优势

◆ 封装形式来看，锂电池可分为**圆柱形、方形、软包电池**等。

图、不同封装类型电池各具优势

类型	实物图	单体能量密度（Wh/kg）	生产效率	寿命	优点	缺点	主要厂商	应用场景
圆柱形电池		243.3	最高	短	技术成熟、生产效率高、尺寸小、组成灵活	单体容量小、空间利用率低、重量重、成组后散热设计难度高	松下 比克电池 国轩高科	3C锂离子电池、灯具、后备电源、电动工具、玩具模型等、储能
方形电池		235.8	高	较长	散热好、成组易设计、可靠性好、安全性高	成本高、可替换性低	宁德时代 比亚迪 三星SDI 国轩高科 天津力神	新能源汽车、储能
软包型电池		251.7	低	最长	尺寸变化灵活、重量小、内阻小、安全性高	成本高、机械强度小、散热设计难度高、技术门槛高	LG Chem ASEC 万向A123 派能科技 孚能科技 亿纬锂能	智能手机、平板电脑、可穿戴设备等消费类电子产品、储能

BMS：决定电芯表现的关键器件

- ◆ BMS关键技术包括充放电状态管理、均衡控制及热管理。

图、BMS对电芯表现尤为关键



- 1、超级赛道已开启，9大环节投资机会将渐次浮现
- 2、首推储能电池龙头**宁德时代**，逆变器环节龙头**阳光电源、锦浪科技、固德威**；
- 3、推荐亿纬锂能、比亚迪（汽车行业覆盖），推荐海外户用电池细分龙头派能科技，建议关注**德业股份**。

投资建议：2025、2030年市场空间分别有望超2200亿、8000亿

- ◆ 2025年全行业空间2200亿以上，其中储能PACK、变流器、系统集成环节分别有望达1341亿、410亿、568亿。
- ◆ 2030年全行业空间8000亿以上，其中储能PACK、变流器、系统集成环节分别有望达4590亿、1205亿、2203亿。
- ◆ 考虑储能PACK、变流器年均价格降幅为8%。储能PACK、变流器按大型电站与用户侧价格分别考虑。

表、2025年储能PACK、变流器分别有望达1341亿、410亿

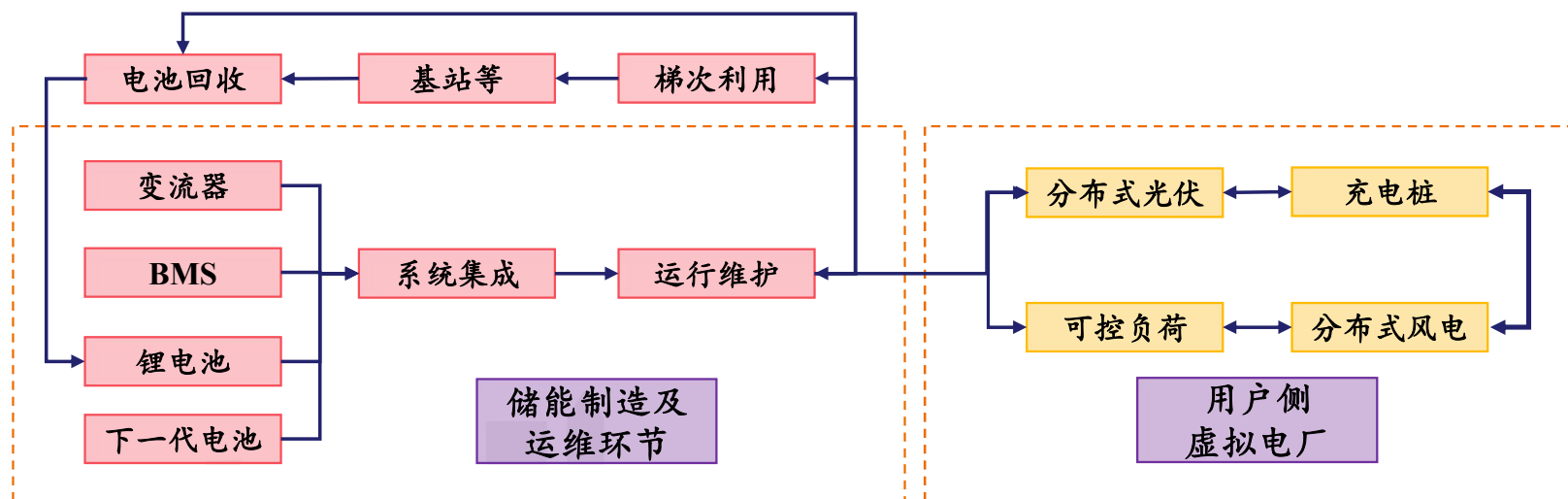
	2020E	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2030E
全球新增储能功率总计（GW）	4.85	9.4	15.01	24.94	47.71	76.96	317
全球新增储能容量（GWh）	9.72	21.52	34.67	62.05	116.9	196	918
电池PACK单位价值量（发电及电网侧、元/Wh）	0.7	0.64	0.59	0.55	0.5	0.48	0.38
电池PACK单位价值量（用户侧、元/Wh）	1.7	1.56	1.44	1.32	1.22	1.12	0.7
电池PACK单位价值量（综合，元/Wh）	1.03	0.95	0.87	0.8	0.74	0.684	0.5
电池PACK市场空间（亿元）	100	204	302	496	865	1341	4590
变流器单位价值量（发电及电网侧，元/W）	0.35	0.32	0.3	0.27	0.25	0.23	0.18
变流器单位价值量（用户侧，元/W）	1.5	1.38	1.27	1.17	1.07	0.99	0.7
变流器单位价值量（综合，元/W）	0.81	0.75	0.69	0.63	0.58	0.533	0.38
变流器市场空间（亿元）	39	71	104	157	277	410	1205
系统集成（含EMS，不含电池、变流器，元/Wh）	0.50	0.45	0.40	0.35	0.32	0.29	0.24
系统集成市场空间（亿元）	49	97	139	217	374	568	2203

资料来源：WIND，IRENA，兴业证券经济与金融研究院测算

投资建议：超级赛道开启，9大环节投资机会将渐次浮现

- ◆ 我们推荐关注9大环节，涵盖制造、运维、后处理、衍生场景等多个领域。
- ◆ 制造部分：**变流器**环节成本占比低但重要性极高，当前阶段**电池**环节价值量最高。行业成熟度提升后，**系统集成能力**体现长期竞争力，远期BMS有望孵化出细分市场。
- ◆ **系统运维、梯次利用、电池回收**环节也将在行业空间展开后形成投资机会。
- ◆ **下一代电池技术**同样值得关注，如钠离子电池及其产业链、固态电池及其产业链、飞轮储能、压缩空气储能等。
- ◆ **虚拟电厂（用户侧分布式+综合能源+需求侧响应）**有望开辟全新应用场景，特斯拉已在澳洲、英国等地着手构建。

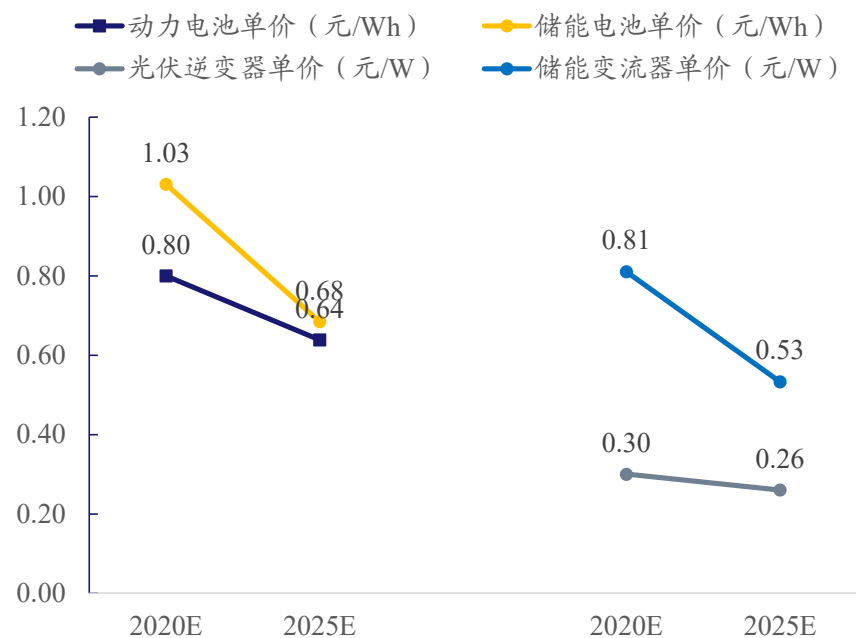
图、储能行业9大环节投资机会浮现



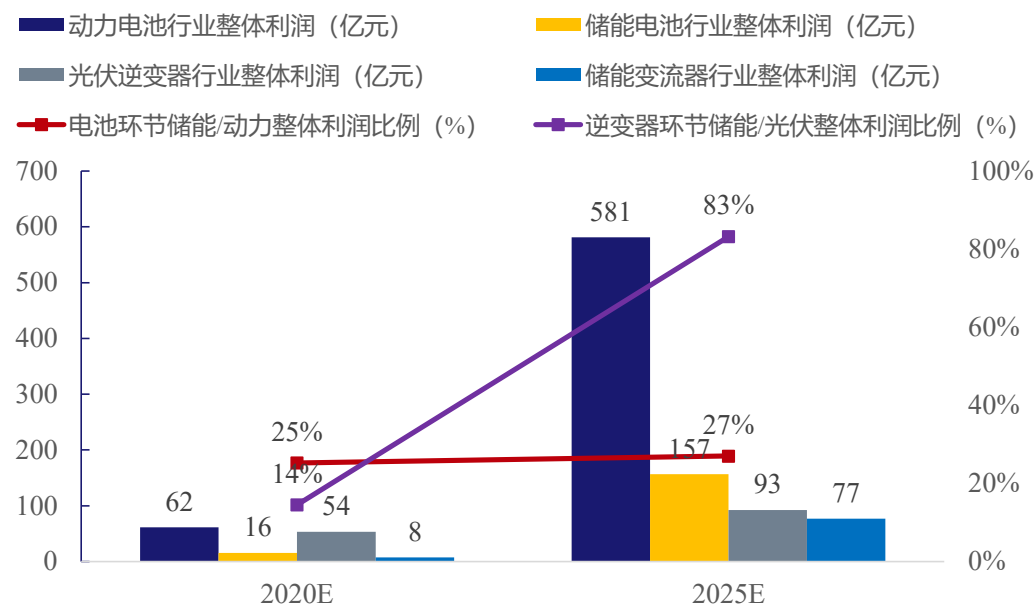
投资建议：逆变器环节利润弹性最高，受益最为明显

- ◆ 储能变流器的单W价值量、单W利润均为光伏逆变器的2-3倍，因此虽然储能变流器的绝对需求量在近几年仍低于光伏，但是其利润贡献比例相对光伏逆变器将大幅提升，**行业整体利润比例将从2020年的14%提升至2025年的83%**。
- ◆ 相比之下电池行业由于动力电池的超高增速、储能电池与动力电池的单位价值量、单位利润基本相当，因此相对弹性不特别明显。

图、储能变流器单价是光伏逆变器的2-3倍



图、2025年储能变流器整体利润将达到光伏逆变器的67%



投资建议：4大环节行业轮廓初现

- ◆ 储能变流器成本占比低而重要性高，因此更能获取高溢价，且单位价值量、单位利润均远高于光伏逆变器，因此对环节弹性最高。
- ◆ 电池环节与动力电池企业基本重合，整体格局初现，龙头较为突出，但需注意储能电池的技术需求及产线长期将与动力电池分开。
- ◆ 系统集成及BMS环节相对更为混沌，但长期将出现分化。

表、光伏产业链集中度逐步提升

环节	典型毛利率	当前行业现状	未来行业趋势
电池	36.03%	格局：龙头较为突出，整体格局初现。 技术：铁锂暂时占优 价值量：为价值量最高的环节	新技术将持续迭代，与动力电池形成差异化路线，是储能产品差异化的决定力量
变流器	35.03%/50.76%	成本占比低而重要性极高 技术与光伏逆变器同源 盈利能力强。	大型项目趋于标准化 用户侧形成渠道及产品壁垒
BMS	51.34%	属细分领域，仍在起步阶段	高技术壁垒，专业化公司享受超额收益
系统集成	24.56%	专业化程度较低，盈利能力一般	高度专业化，是储能产品差异化的决定力量

注：各环节参考龙头公司2020年水平，逆变器按大型项目及户用项目分开计列，储能BMS盈利水平参考了动力电池BMS供应商科列技术。

投资建议

- ◆ 首推：弹性最大的逆变器环节：**阳光电源、锦浪科技、固德威**，储能电池龙头**宁德时代**。
- ◆ 推荐：由于专注海外户用细分市场故弹性更好的电池系统供应商**派能科技**，磷酸铁锂电池领先标的**亿纬锂能、比亚迪（汽车行业覆盖）**。
- ◆ 建议关注：海外储能户用逆变器领先供应商**德业股份**，绑定宁德时代将发力储能系统集成的民营勘察设计龙头**永福股份（建筑行业覆盖）**、南都电源、林洋能源、天合光能、海博思创（未上市），建议关注逆变器供应商科士达、上能电气、科华数据（通信行业覆盖），电池供应商国轩高科、鹏辉能源，电池组装及检测标的星云股份、磷酸铁锂供应商龙蟠科技、德方纳米。

表、2025年相关标的公司净利润较2020年的增速预计均在350%以上

2025年 市场空间	公司	业务	市占率	出货量	单位净利	2025年净利润估算（亿元）			业绩增速 （较2020年）	储能业务贡 献比例（%）
						分项利润	其他业务	合计		
1. 中大型项目： 电池需求： 142GWh 逆变器需求： 51GW 2. 户用市场： 电池需求： 55GWh 逆变器需求 26GW	宁德时代	储能电池	40%	79GWh	0.07元/Wh	55	337	392	603%	14%
	亿纬锂能	储能电池	10%	20GWh	0.06元/Wh	12	177	189	1045%	7%
	阳光电源	储能系统	20%	39GWh	0.04元/Wh	16	50	89	354%	44%
		储能逆变器	20%	39GW	0.06元/W	23				
	锦浪科技	储能逆变器	10%	8GW	0.14元/W	11	16	27	749%	41%
	固德威	储能逆变器	10%	8GW	0.14元/W	11	10	21	707%	52%
	德业股份	储能逆变器	15%	12GW	0.13元/W	16	7	23	502%	70%
	派能科技	家庭储能系统	20%	11GWh	0.13元/Wh	14	4	18	556%	78%



◆ 1、储能发展规模由于政策波动或者安全性事故导致不及预期；

当前储能处于行业萌芽期，无论在经济性还是行业规范、标准等方面仍有不太健全的地方，因此受补贴或鼓励政策的影响较大，同时储能电池也偶有安全事故发生，如2021年4月北京的储能电站火灾事件，有可能造成当地部门从严处置，从而致使部分地区暂停项目推进。

◆ 2、储能技术进步缓慢导致价格下降不及预期；

储能当前成本仍在1.5元/Wh左右，折合度电成本在0.4-0.5元/kWh，经济性测算仍旧比较困难，需要依赖行业持续降本才能有力推动需求的增长，否则仅有少量应用场景，如海外家庭储能具备明确的经济性，因此我们认为如储能降本缓慢，不能快速降至0.2-0.3元/kWh，则部分地区经济性推动进程可能受到影响。

◆ 3、国内电力辅助服务市场化不及预期；

电力辅助服务市场是储能的重要价格机制之一，在海外成熟市场均已实行多年，其通过调频、容量辅助服务可以形成对储能调节作用的价值发现，因此如果国内辅助服务市场进程推广不利，将影响储能市场的经济收益测算，影响投资商的投资热情。

◆ 4、下一代电池技术迭代导致现有技术被颠覆的技术风险。

尽管锂电池仍是当前阶段储能的主要技术手段，但是我们也看到其他类型的电池技术，以及物理储能等也取得了相关进展，我们认为储能行业需要更安全、更长寿命、更具性价比的特点，也可能推动其他电池技术的推广和应用，比如钠离子电池、固态电池、飞轮储能等，因此当前主要聚焦于锂电池产业链的公司如不能及时储备下一代储能技术，亦有发生经营重大风险的可能。

免责声明 DISCLAIMER

分析师声明

本人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，独立、客观地出具本报告。本报告清晰准确地反映了本人的研究观点。本人不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收到任何形式的补偿。

投资评级说明

投资建议的评级标准	类别	评级	说明
报告中投资建议所涉及的评级分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后的12个月内公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅。其中：A股市场以上证综指或深圳成指为基准，香港市场以恒生指数为基准；美国市场以标普500或纳斯达克综合指数为基准。	股票评级	买入	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅大于15%
		审慎增持	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在5%~15%之间
		中性	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在-5%~5%之间
		减持	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅小于-5%
		无评级	由于我们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，致使我们无法给出明确的投资评级
	行业评级	推荐	相对表现优于同期相关证券市场代表性指数
		中性	相对表现与同期相关证券市场代表性指数持平
		回避	相对表现弱于同期相关证券市场代表性指数

信息披露

本公司在知晓的范围内履行信息披露义务。客户可登录www.xyzq.com.cn内幕交易防控栏内查询静默期安排和关联公司持股情况。

免责声明 DISCLAIMER

使用本研究报告的风险提示及法律声明

兴业证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告仅供兴业证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用，本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告中的信息、意见等均仅供客户参考，不构成所述证券买卖的出价或征价邀请或要约。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本报告所载资料的来源被认为是可靠的，但本公司不保证其准确性或完整性，也不保证所包含的信息和建议不会发生任何变更。本公司并不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此相关的其他任何损失承担任何责任。

本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据；在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告；本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

除非另行说明，本报告中所引用的关于业绩的数据代表过往表现。过往的业绩表现亦不应作为日后回报的预示。我们不承诺也不保证，任何所预示的回报会得以实现。分析中所做的回报预测可能是基于相应的假设。任何假设的变化可能会显著地影响所预测的回报。

本公司的销售人员、交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。本公司没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。本公司的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

本报告并非针对或意图发送予或为任何就发送、发布、可得到或使用此报告而使兴业证券股份有限公司及其关联子公司等违反当地的法律或法规或可致使兴业证券股份有限公司受制于相关法律或法规的任何地区、国家或其他管辖区域的公民或居民，包括但不限于美国及美国公民（1934年美国《证券交易所》第15a-6条定义为本「主要美国机构投资者」除外）。

本报告的版权归本公司所有。本公司对本报告保留一切权利。除非另有书面显示，否则本报告中的所有材料的版权均属本公司。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。未经授权的转载，本公司不承担任何转载责任。

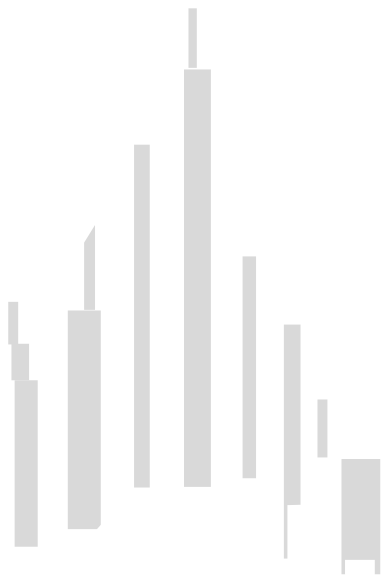
免责声明 DISCLAIMER

特别声明

在法律许可的情况下，兴业证券股份有限公司可能会持有本报告中提及公司所发行的证券头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行业务服务。因此，投资者应当考虑到兴业证券股份有限公司及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突。投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一信赖依据。

联系方式

上 海	北 京	深 圳
地址：上海浦东新区长柳路36号兴业证券大厦15层 邮编：200135 邮箱：research@xyzq.com.cn	地址：北京西城区锦什坊街35号北楼601-605 邮编：100033 邮箱：research@xyzq.com.cn	地址：深圳市福田区皇岗路5001号深业上城T2座52楼 邮编：518035 邮箱：research@xyzq.com.cn



H · NK