

聚势前行，如日方升，开启万亿蓝海新篇章

——储能行业深度报告

证券分析师：曾朵红

执业证书编号：S0600516080001

联系邮箱：zengdh@dwzq.com.cn

联系电话：021-60199798

2021年08月11日

- **一、全球储能市场快速增长，中国新增装机跃居第一**

- **二、储能经济性拐点到来，万亿市场潜力庞大**

- **三、海外市场率先迸发，公共项目与户用需求共振**

- **四、储能技术多元化发展，锂电池为业界主流方向**

- **五、储能产业方兴未艾，竞争格局逐渐优化**

- **六、投资建议与风险提示**

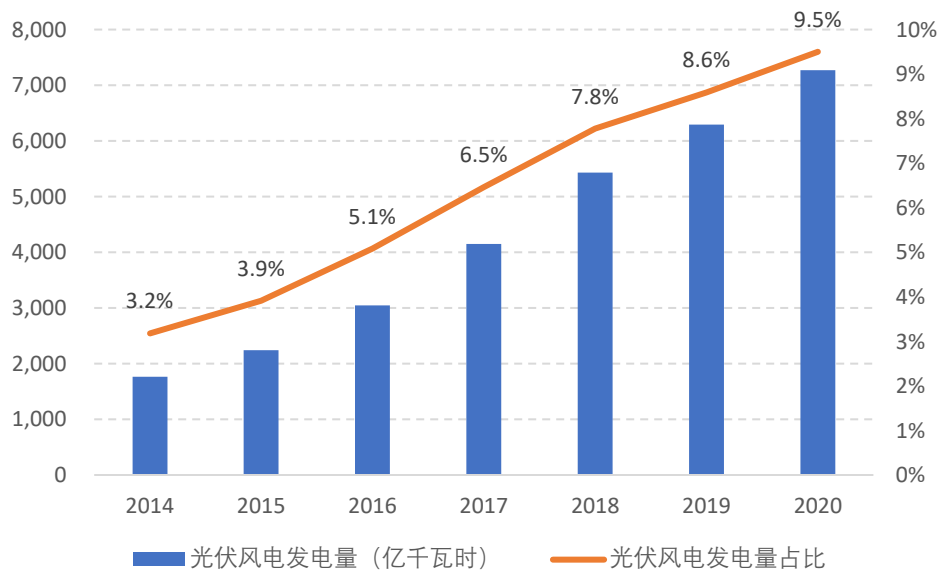
- ◆ **全球储能市场快速增长，中国新增装机跃居第一。**随可再生能源发电占比提升，消纳、输配、波动等问题显现，储能的刚性需求逐渐显现。2020年全球新增电化学储能5.3GW/10.7GWh，同比+57%，主要得益于中国（新增1.2GW/2.3GWh，同比+168%）和美国（新增1.1GW/2.6GWh，同比+207%）储能市场的迸发，全球累计装机16.5GW/33.1GWh。
- ◆ **拐点已至！光储一体化和峰谷套利未来潜力庞大。**2020年全球新增电化学储能中可再生能源并网的装机量占比最大，达48%，2021年储能系统成本降至1.5元/Wh左右，是储能经济性拐点，我们预计2030年集中式新增风光储能需求达179GW/443GWh。用户侧主要指分布式的自发自用及峰谷价差套利，海外高电价推动储能自发自用需求增长，随电力市场化发展，峰谷套利空间打开，价差在0.7元/kWh以上具备经济性，我们预计到2030年全球分布式光伏储能新增需求达336GW/1091GWh。电网侧主要指根据电网指令进行电力市场的调峰调频服务，我们预计到2030年调峰调频服务带来储能新增需求超19GW/38GWh。另外因5G基站产业化带来的储能辅助服务需求，我们预计到2030年5G基站储能累计需求约30GW/112GWh。综上，国内外利好政策出台，且储能经济性拐点已至，储能市场迎来迸发，我们预计到2030年新增储能需求将达536GW/1575GWh，2021-2030年复合增速为55%，其中国内约176GW/534GWh，2021-2030年复合增速为61%。
- ◆ **海外市场率先进发，公共项目与户用需求共振。**2020年美国储能市场迸发，成为全球第三大储能市场，公共事业储能项目集中落地，是2021-2024年的重要增量，同时电力供应不稳定刺激户用储能需求，我们预计2030年美国新增储能需求将达138GW/441GWh。欧洲2019年开启储能元年，2020年再创新高，跃居全球累计储能的最大市场，其中德英领跑，德国是全球最大户用储能市场，主要是居民电价高企及补贴政策转向家用储能所致，英国则主要是由大型储能项目部署拉动增长，我们预计2030年欧洲储能需求达131GW/394GWh。韩国储能电池安全性影响，新增装机下滑，但2020年仍是全球第二大储能市场。
- ◆ **海外拓展+技术降本两大趋势，储能产业方兴未艾。**储能产业链主要由电芯+PCS+BMS+EMS等构成，其中电芯成本占比67%，是储能系统降本的关键。产业链两大趋势明确：1、高毛利吸引下海外成为兵家必争之地，各环节加速海外市场拓展；2、低成本、高安全、长寿命是储能技术发展趋势，降本提效推动储能产业发展，竞争格局逐渐优化。2021年磷酸铁锂已成为主流技术方向，电池竞争格局逐渐显现，宁德有望复刻动力电池龙一地位。逆变器方面阳光电源保持国内储能逆变器+储能系统龙头，海外出货加速渗透。储能系统方面电池厂、逆变器厂商、电站厂商均进入储能系统竞争，其中比亚迪实现储能全产业链覆盖，海外市场表现亮眼；阿特斯在手储备项目近1.5GWh，美国高端市场储备充足。
- ◆ **投资建议：**考虑到储能经济性拐点已至，且目前国内外多项支持政策密集落地，万亿蓝海市场空间广阔。国内储能产业蓬勃发展，推动技术降本+海外拓展，供应链将充分受益，**重点推荐储能逆变器及集成商（阳光电源、锦浪科技、固德威），储能电池及集成商（宁德时代、比亚迪、亿纬锂能），材料（德方纳米、恩捷股份、天赐材料、星源材质、科达利），关注德业股份、阿特斯太阳能、盛弘股份、百川股份、星云股份、永福股份、四方股份、合康新能、上海电气、科士达等。**
- ◆ **风险提示：**政策支持不及市场预期，成本下降不及市场预期，电网消纳问题限制，行业竞争加剧等。

一、全球储能市场快速增长，中国新增装机跃居第一

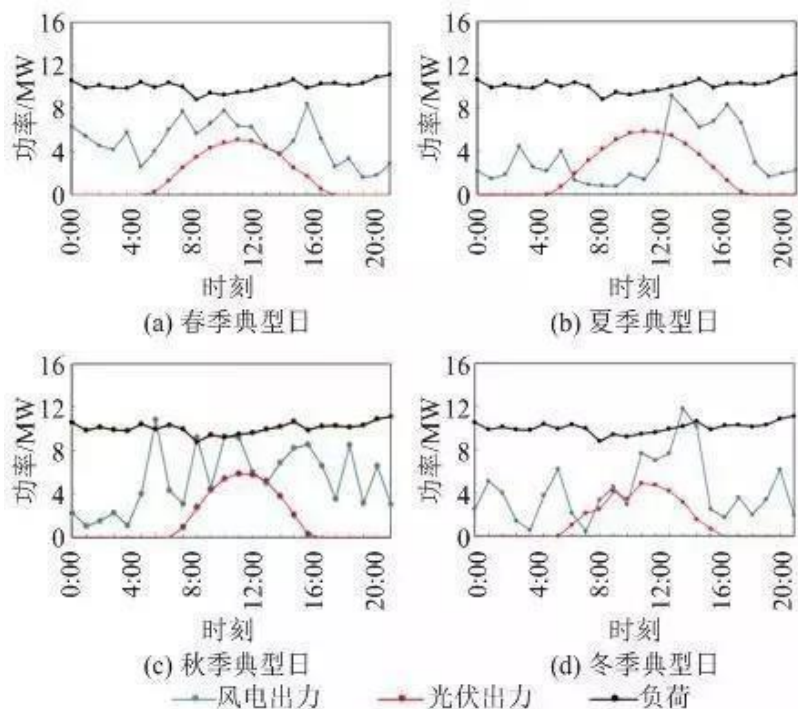
1 背景：可再生能源发电占比提升，输配、波动等问题显现

- ◆ 可再生能源发电量占比提升，电网在输配、波动性调控等方面的难度增大。碳排放趋严+全球平价到来，光伏风电、水电等可再生能源发电占比快速提升，2020年光伏风电发电量达7270亿千瓦时，发电占比9.5%，但可再生能源发电具有不稳定性、间歇性的问题，提高了电网在输配容量、电频波动控制等方面的要求，需要依赖储能形成可控制、可调度的电网运营模式。

图表：2020年光伏风电占发电量比重为9.5%



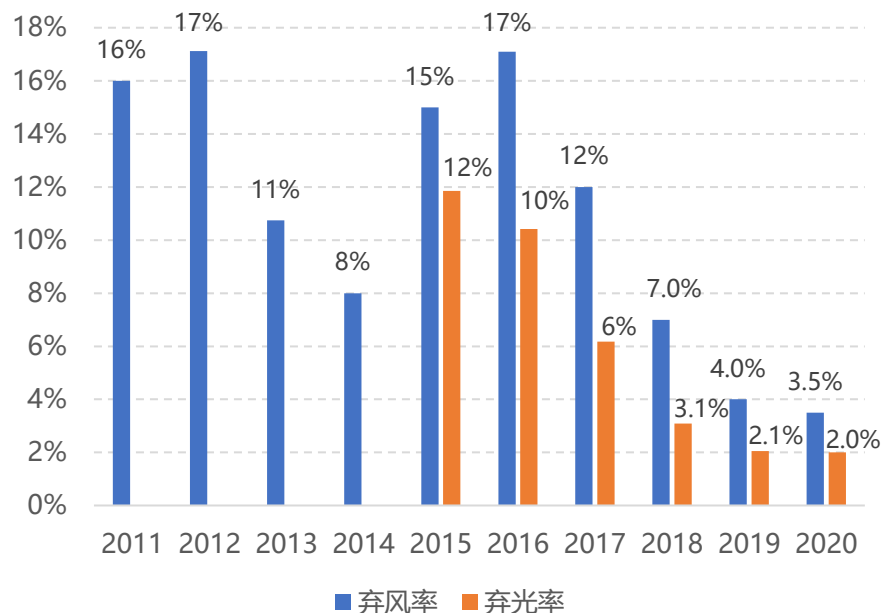
图表：可再生能源发电具备不稳定性



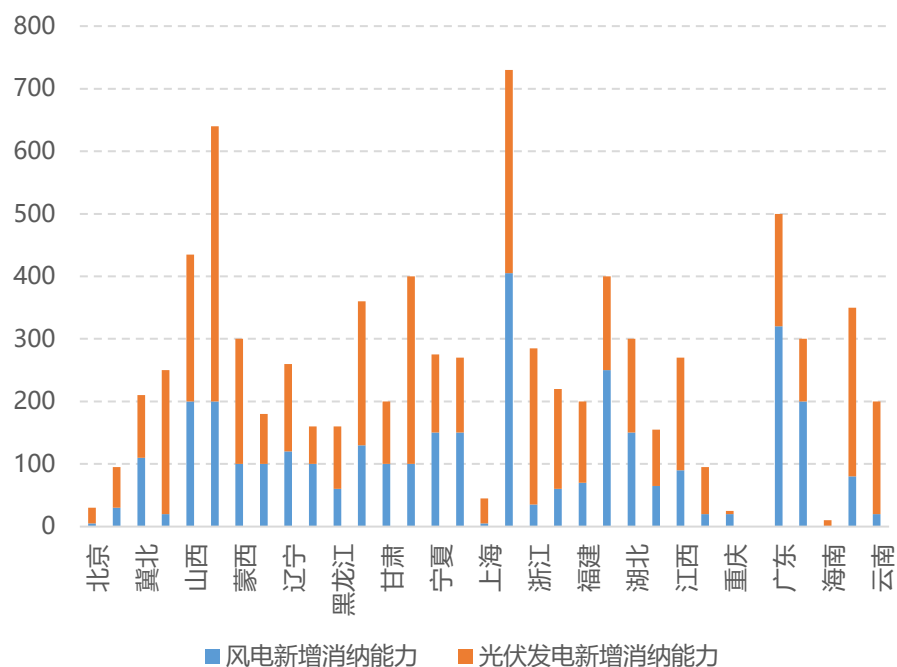
1 背景：弃风弃光率或，电网消纳空间有限

◆ 因电网消纳有限，弃风弃光率或因光伏风电快速上量有所回升。电力即发即用，无法直接存储的能源形态，发电和用电的波动性造成资源浪费。2020年全国弃光率为2.0%、弃风率为3.5%，可以预见光伏风电快速上量后电网消纳有限、参与调峰能力不足、传输容量有限等问题显现。我们认为弃风弃光率或有所回升。弃风弃光造成资源浪费，亟需提升配储能的比重、输配网络逐渐健全等。

图表：弃风弃光率降幅趋缓



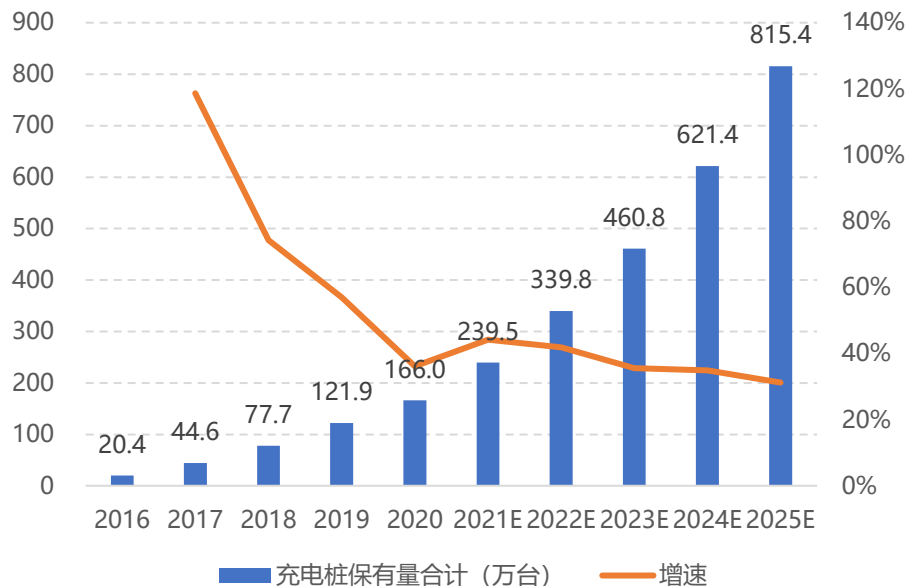
图表：电网新增光伏风电的消纳空间有限（万千瓦）



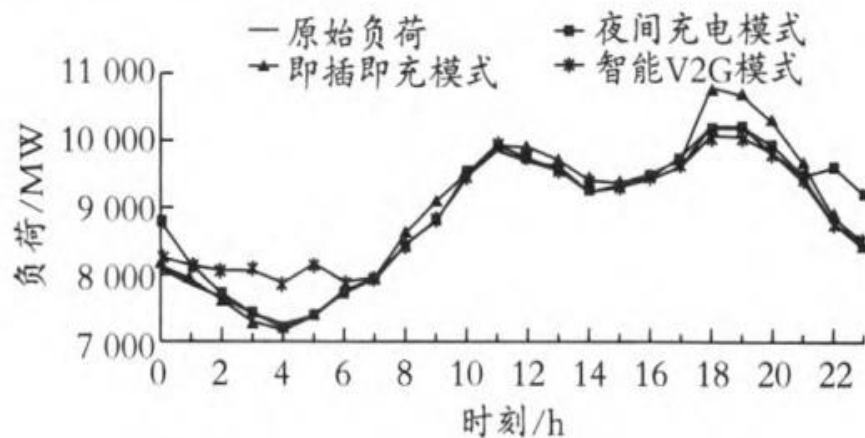
1 背景：电动车保有量上升，快充增大电网负荷

◆ 新能源汽车保有量上升，快充电站的快速渗透，增加电网的控制难度和失稳风险。我们预计到2021/2025年全国新能源汽车保有量将分别达759/2676万辆，充电桩保有量将分别达240/815万台，即插即充、大电流快充都对电网运行提出了新的要求。根据中国电力科学研究院预计2025年电动车、空调机、轨道交通等新兴负荷达5.6亿kW以上，超过电网最大负荷的35%。电网需改变运行方式，推动源-网-荷-储多方资源的智能协同互动。

图表：工信部预计2025年充电桩保有量达815.4万台



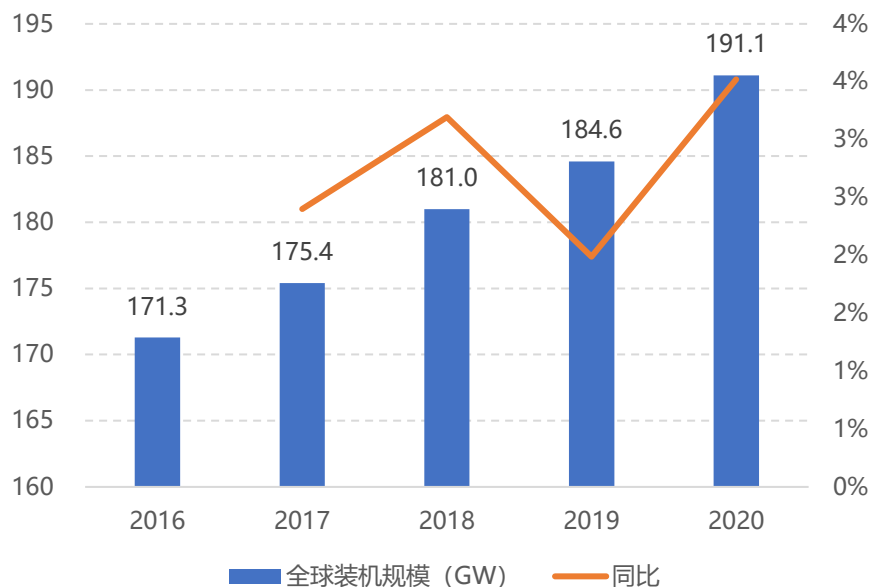
图表：快充对电网负荷的影响表现



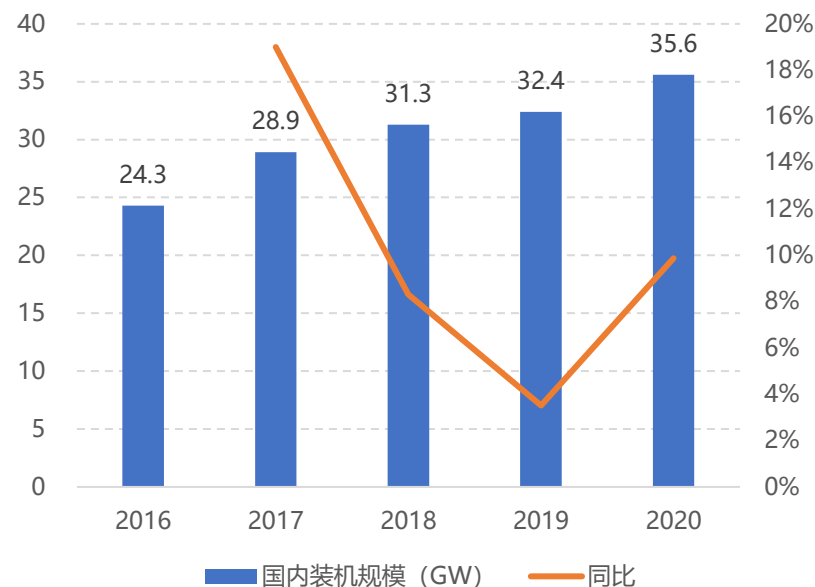
2 装机：全球储能累计装机量191GW，稳步提升

- ◆ 截至2020年底全球储能装机量191.1GW，同增3.5%；中国储能装机量35.6GW，同增9.9%。根据CNESA，截至2020年底全球已投运储能项目的累计装机量达191.1GW，同比增长3.5%，其中，中国的累计装机量达到35.6GW，占全球的18.6%，同比增长9.9%，涨幅同比提升6.4pct，回归高速增长。

图表：全球储能累计装机量（GW）



图表：中国储能累计装机量（GW）

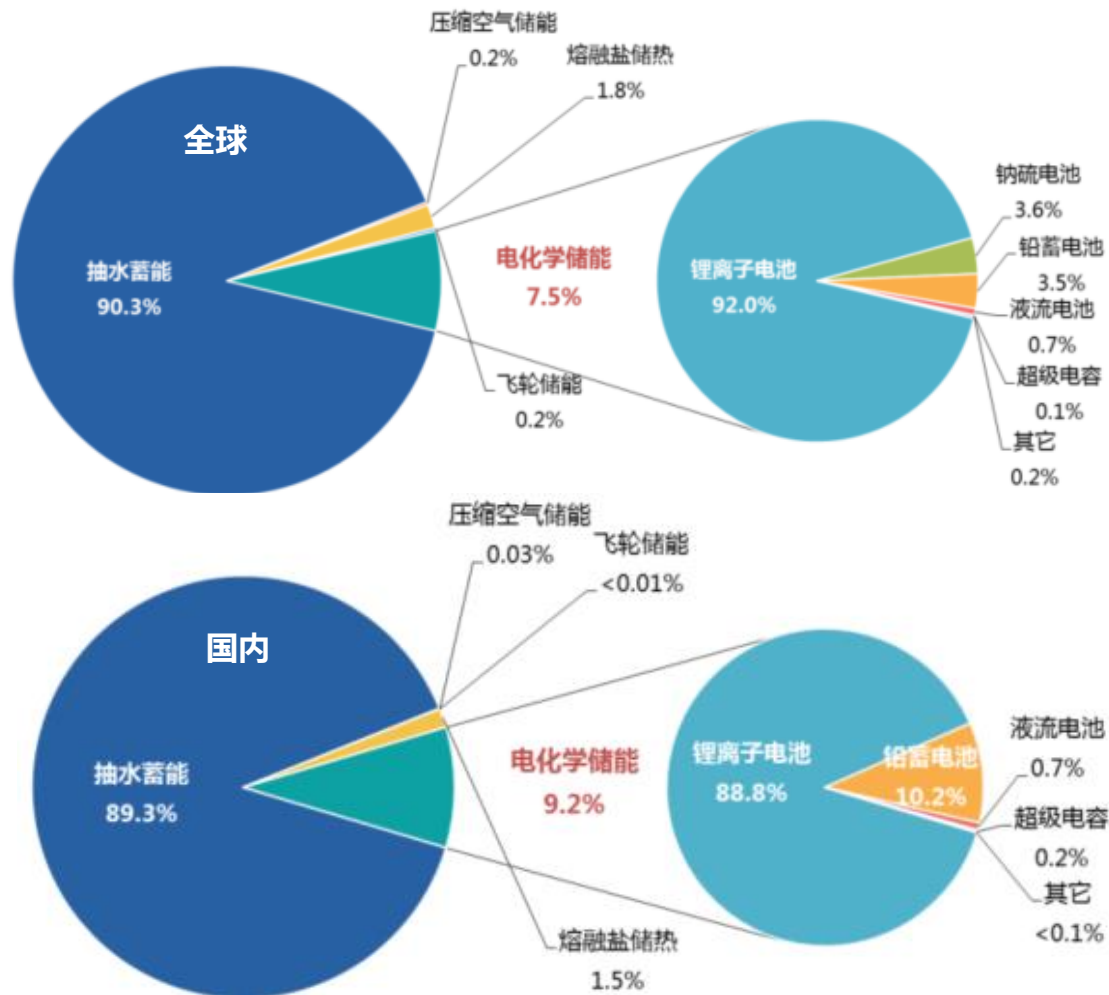


2 装机：抽水蓄能为主，锂电池储能比重逐渐提升

◆ **全球：电化学储能装机占比约7.5%，主要为锂离子储能。**截至2020年底，全球已投运储能项目中抽水蓄能的累计装机占比90.3%，同比下降2.3pct；电化学储能的累计装机占比提升2.3pct至7.5%，对应装机量14.2GW，且锂电池比重首次突破90%，约13.1GW。

◆ **国内结构与全球一致，锂离子电池装机占比快速提升。**截至2020年中国已投运储能项目中抽水蓄能的累计装机占比89.3%，同比下降4.1pct；电化学储能的累计装机占比提升3.9pct至9.2%，对应装机容量3.3GW，其中锂离子电池装机占比快速提升至89%，同增8.2pct，对应累计装机量约2.9GW。

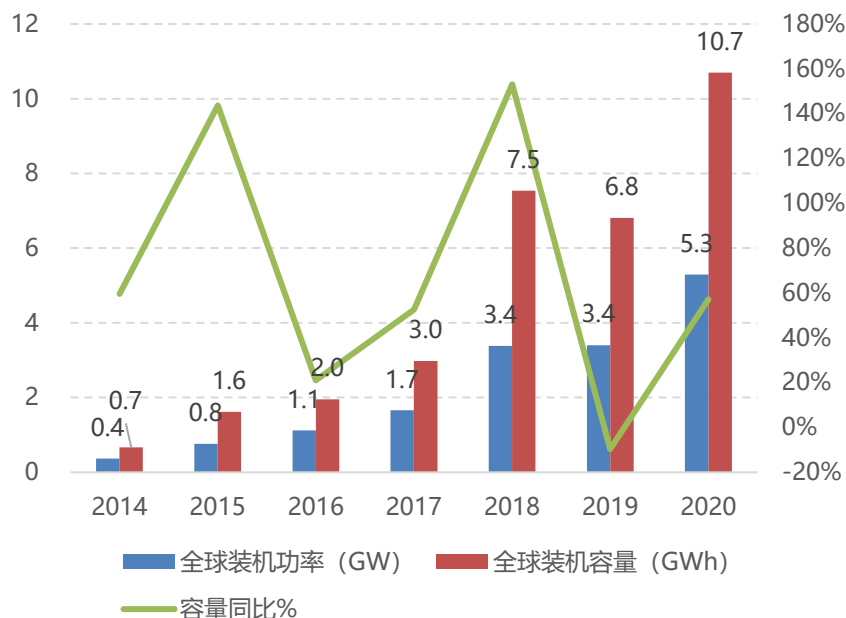
图表：2000-2020年全球及国内储能累计装机分类占比



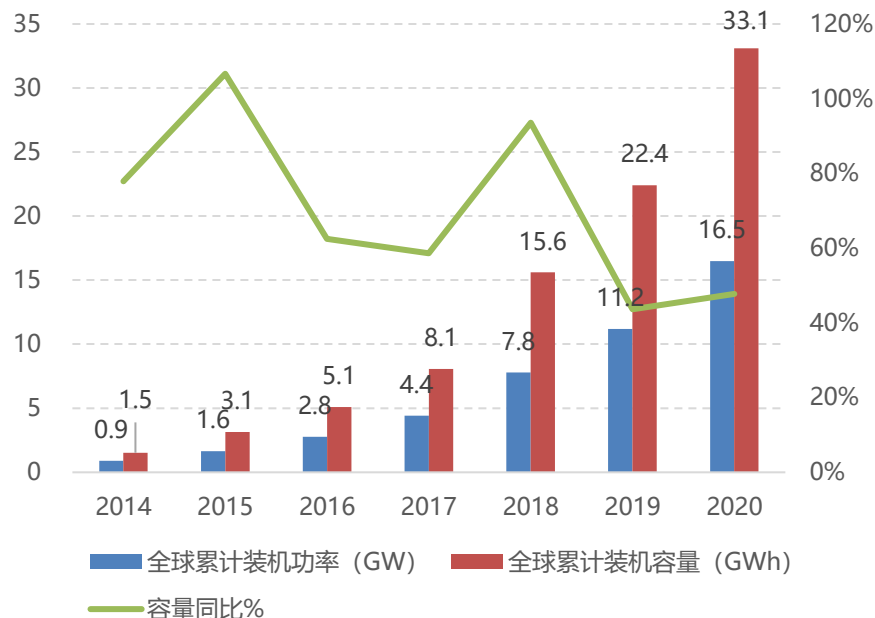
2 装机：全球电化学储能累计装机稳步增长

- ◆ **全球电化学储能装机持续增长，累计达16.5GW/33.1GWh**：2020年全球新增电化学储能5.3GW/10.7GWh，同比+57%，主要得益于中国（新增1.2GW/2.3GWh，同比+168%）和美国（新增1.1GW/2.6GWh，同比+207%）储能市场的迸发。截至2020年底全球已投运电化学储能累计装机16.5GW/33.1GWh，同比+57%，占光伏累计装机的2.3%。

图表：全球电化学储能市场新增装机



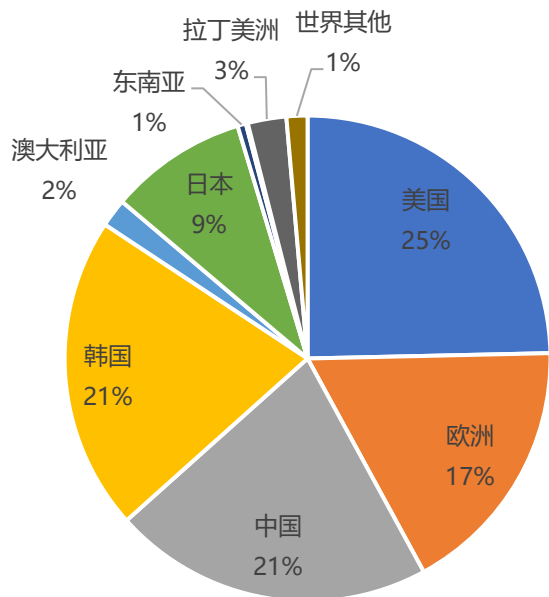
图表：全球电化学储能市场累计装机



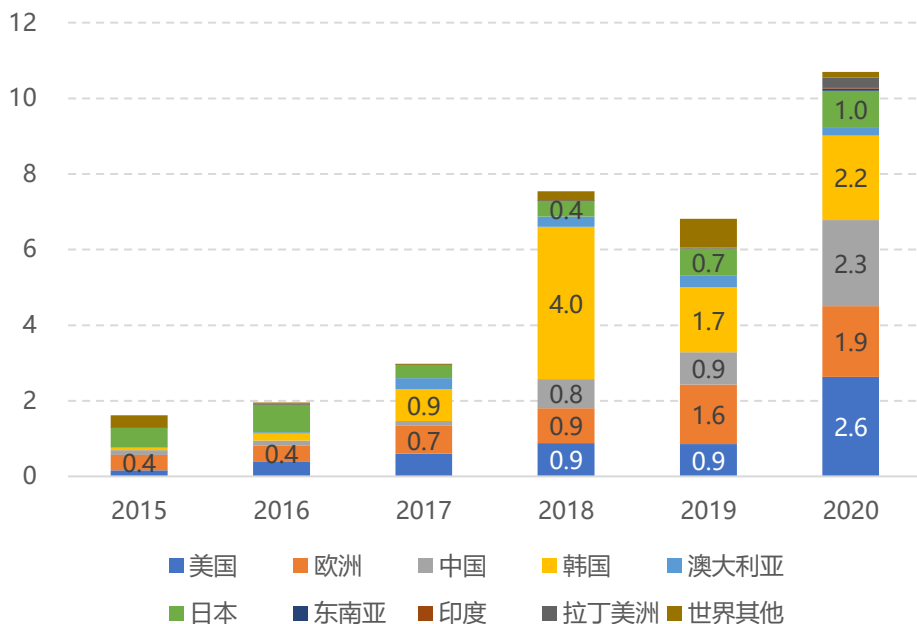
2 装机：中欧美电化化学储能新增装机量居全球前三

◆ 分国家来看，2020年新增电化化学储能装机中国（新增1.2GW/2.3GWh，同比+168%）跃居首位，欧洲（新增1.2GW/1.9GWh，同比+19%）、美国（新增1.1GW/2.6GWh，同比+207%）分列全球第二、第三，合计装机达3.5GW/6.8GWh，同比+107%，占全球新增的63%。另外，韩国新增0.85GW/2.24GWh，同比+30%，日本新增0.55GW/0.98GWh，同比+36%，居全球第四、第五。

图表：2020年全球各国储能新增装机容量占比



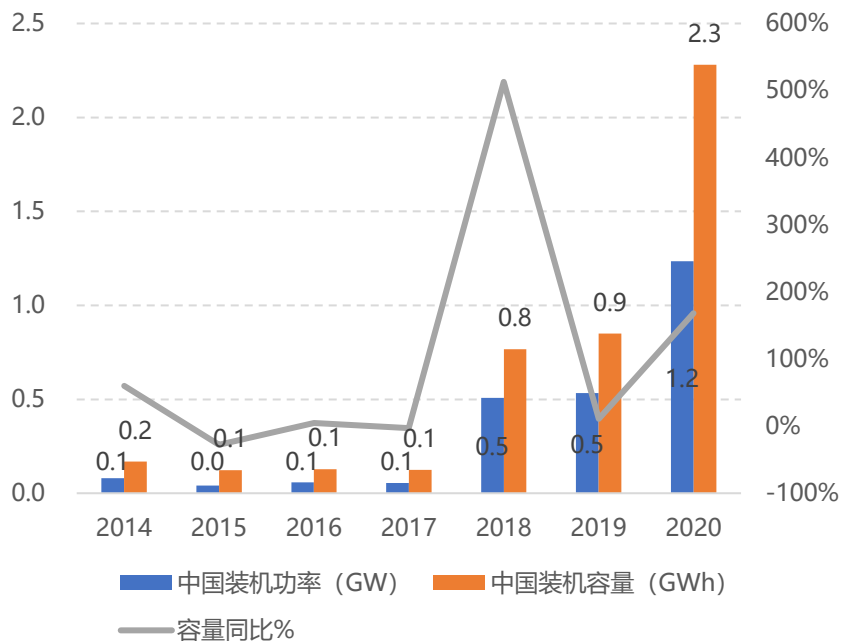
图表：全球电化化学储能市场新增装机-分国家（GWh）



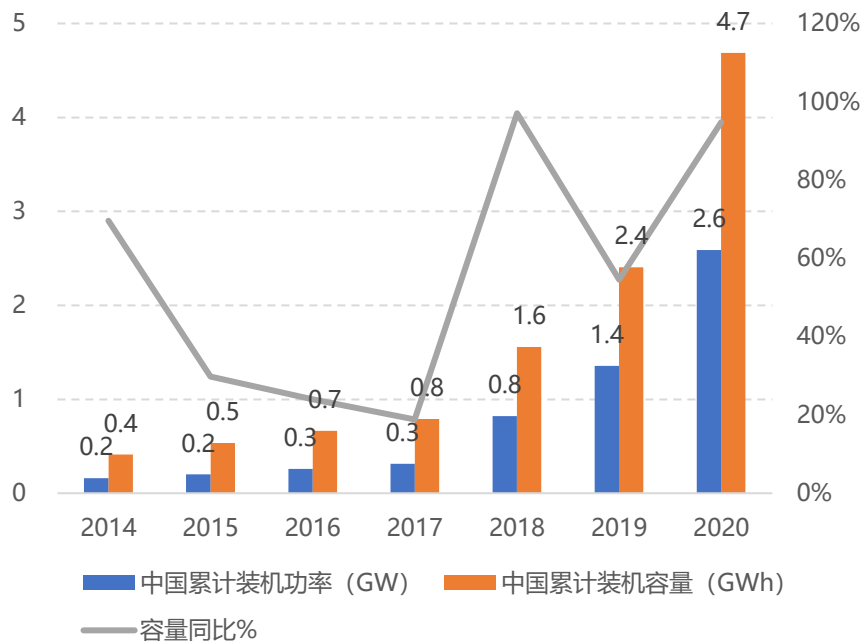
2 装机：2020年国内电化学储能快速上量，首次突破1GW

- ◆ **2020年国内电化学储能装机重回快速增长，新增首次突破1GW。** 2019年由于国家发改委明确电网侧储能不能计入输配电价成本等因素影响，储能发展遭遇急刹车，2020年因储能成本下降+政策支持+电网侧投资加大，储能重回高速增长，国内新增电化学储能1.2GW/2.3GWh，同比+168%，累计装机2.6GW/4.7GWh，同比+95%，占光伏累计装机的1.0%，发展空间庞大。

图表：中国电化学储能市场新增装机



图表：中国电化学储能市场累计装机



3 应用：储能全面应用于电力系统的各个环节

- ◆ 储能是电力系统中的关键一环，可以应用在“发、输、配、用”任意一个环节。电力即发即用，无法直接存储，配储则可以平滑电力波动性，减少资源浪费。按应用场景可分为用户侧（自发自用、峰谷价差套利），发电侧（可再生能源并网、减少弃光弃风）、电网侧（电力调峰、调频）、输配侧以及辅助服务（5G基站备用电源）等多种用途。不同用途的电力系统对应储能的应用类型和放电需求也存在差异。

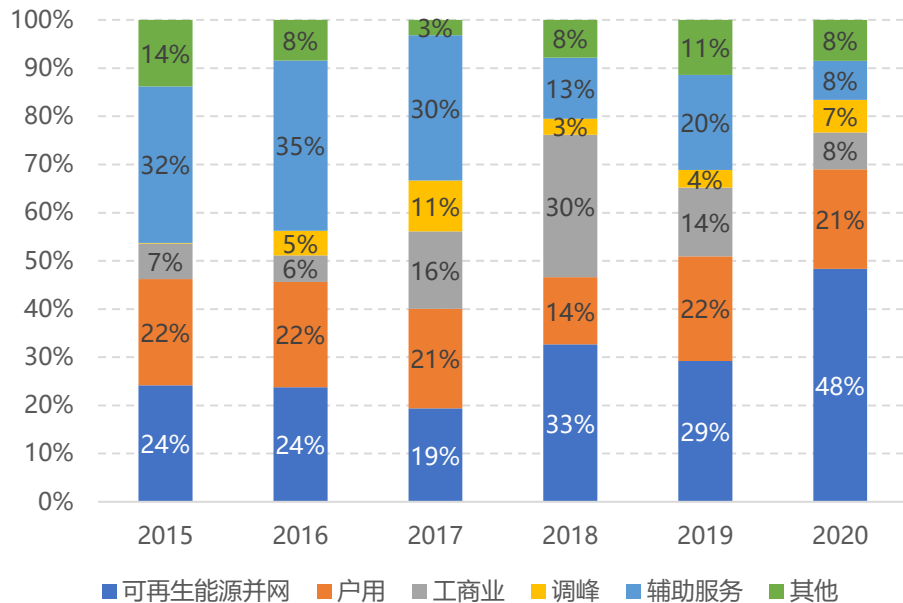
图表：储能的应用场景

应用场景	主要用途	应用类型	放电时长	运行频率（次/年）	响应时间
用户侧	电力自发自用	能量型	8h	300	小时级
	峰谷价差套利	能量型	1h	200	分钟级
	容量费用管理	能量型	1h	200	分钟级
	提升电能质量	功率型	10min	100	毫秒级
	提升供电可靠性	能量型	1h	100	秒级
发电侧	可再生能源并网	能源/功率型	5min	4000	秒级
	减少弃光弃风	能量型	8h	300	小时级
电网侧	电力调峰	能量型	8h	300	小时级
	系统调频	功率型	15min	4000	秒级
	备用容量	能量型	4h	200	小时级
输配侧	缓解电网阻塞	能量型	3h	50	分钟级
	延缓输配电设备扩容	能量型	3h	10	分钟级
	无功支持	功率型	<1min	1000	秒级
辅助服务	辅助动态运行	功率型	2h	1000	分钟级

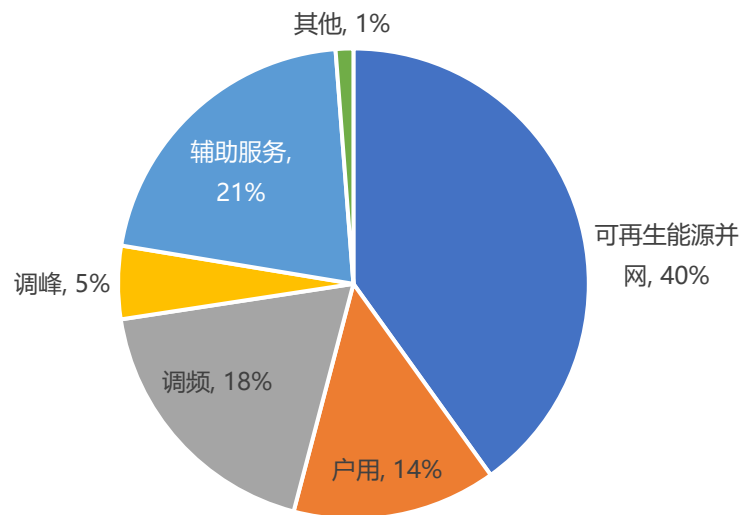
3 应用：可再生能源并网是主要应用方向

- ◆ **2020年储能主要应用于可再生能源并网，全球装机占比40-50%。**全球来看，2020年全球新增电化学储能项目在可再生能源并网的装机占比最大，达到48%，户用和工商业装机占比29%，辅助服务装机占比下降至8%。国内来看，2020年国内新增电化学储能用于可再生能源并网装机占比达40%，辅助服务、调频和户用端装机分别占21%、18%、14%。

图表：2015-2020年全球新增电化学储能项目分应用装机占比



图表：2020年中国新增电化学储能项目分应用装机占比

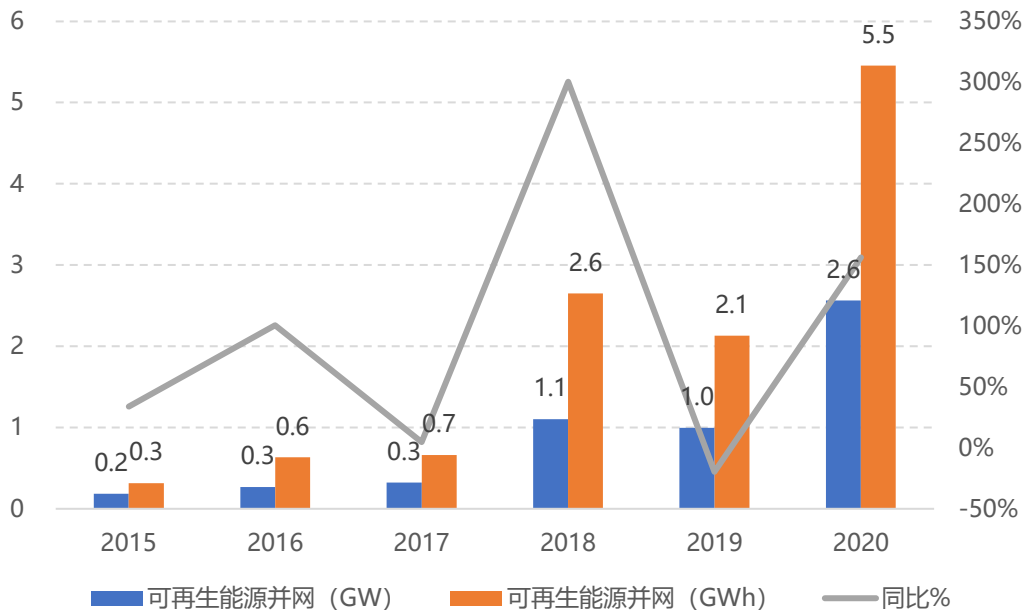


二、储能经济性拐点到来，万亿市场潜力庞大

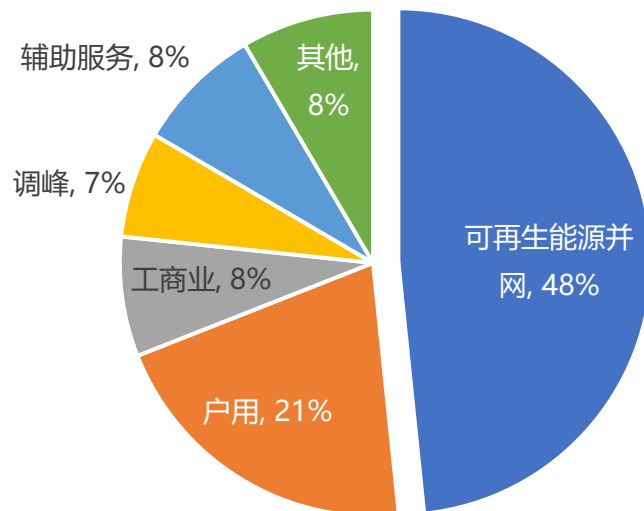
1 并网侧：分应用装机占比48%，主要为大电站配储

- ◆ 并网侧主要是指大电站配储，2020年全球分应用装机占比48%，是截至2021年最大的应用方向。通过在风光电站配置储能，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，一方面，可以提高可再生能源利用率；另一方面，可以对随机性、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。2020年全球并网侧新增储能装机2.6GW/5.5GWh，同比+156%，得益于储能成本下降+配储政策规定，大电站配储规模提升迅速。

图表：2015-2020年全球并网侧新增储能项目装机



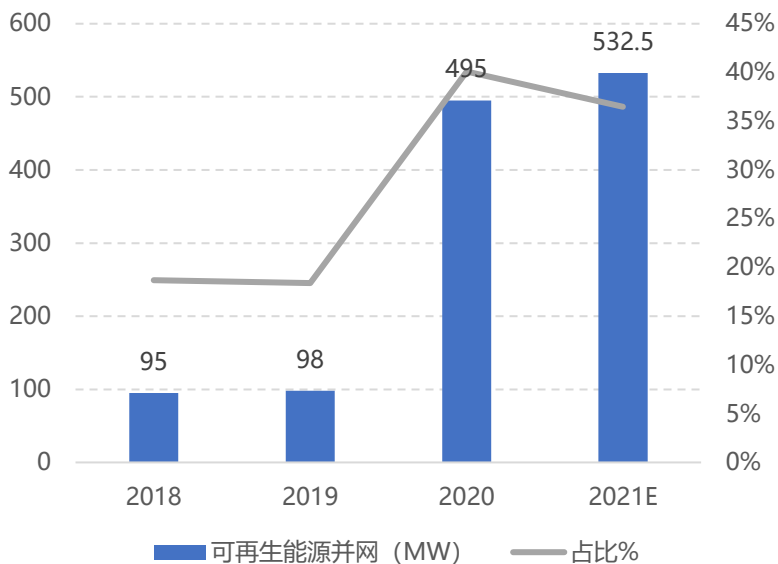
图表：2020年全球新增锂电储能装机占比 (按容量统计)



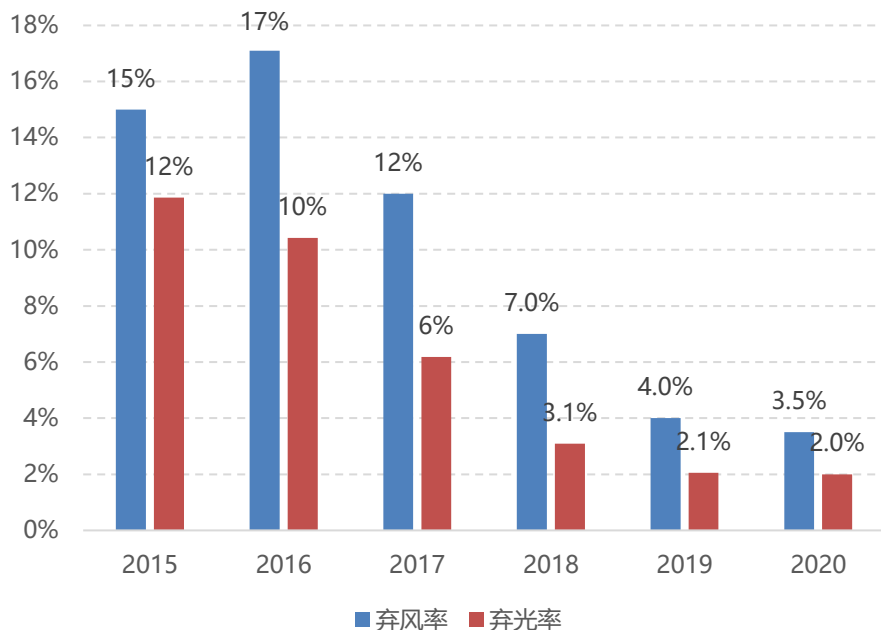
1 并网侧：降低弃风弃光率，减少资源浪费

- ◆ 从弃风弃光角度考虑，大电站配储在电网消纳满负荷时，储存电量，适当时机再并网消纳，提升光伏风电利用，减少资源浪费。以我国为例，2020年我国并网侧新增储能0.5GW，同比+405%，全球分应用装机占比40%，随大电站配储比例的提升，2020年我国风电/光伏利用小时为2097h/1160h，弃风弃光率分别为3.5%/2.0%，风光发电的利用水平进一步改善。

图表：2018-2020年全国并网侧新增储能装机及占比



图表：2020年弃风弃光率分别为3.5%/2.0%



1 并网侧：大电站配储经济性测算

- ◆ 2021年储能系统成本1.5元/Wh左右，是储能经济性的拐点，大电站配储在某些地区具备较强的经济性。假设100MW的运营规模，配储20%*2h，循环次数为7000次，每天充放一次，按照配储后电站4.5元/W的综合成本计算，1) 一类地区发电小时为1100h，上网电价为0.51元/kWh以上具备经济性；2) 二类地区发电小时为1300h，上网电价为0.42元/kWh以上具备经济性；3) 三类地区发电小时为1600h，上网电价为0.36元/kWh以上具备经济性。

图表：不同场景下大电站配储经济性弹性测算

模拟运算1-不同电价	
电价 (元/度)	内部收益率
0.27	-1.07%
0.3	0.73%
0.33	2.51%
0.36	4.28%
0.39	6.05%
0.42	7.84%
0.45	9.66%
0.48	11.52%
0.51	13.41%
0.54	15.35%

模拟运算2-发电小时	
发电时间 (小时)	内部收益率
1100	-0.11%
1200	1.44%
1300	2.98%
1400	4.51%
1500	6.05%
1600	7.60%
1700	9.18%
1800	10.77%
1900	12.40%
2000	14.06%

模拟运算3-电价提高+发电小时增加			
发电时间 (小时) 电价 (元/度) 内部收益率	1100	1300	1600
	0.27	-3.65%	-1.07%
0.3	-2.06%	0.73%	4.82%
0.33	-0.51%	2.51%	7.01%
0.36	1.00%	4.28%	9.24%
0.39	2.51%	6.05%	11.52%
0.42	4.00%	7.84%	13.86%
0.45	5.50%	9.66%	16.26%
0.48	7.01%	11.52%	18.75%
0.51	8.54%	13.41%	21.30%
0.54	10.09%	15.35%	23.93%

1 并网侧：提高循环次数和降低成本来提升经济性

- ◆ 继续提升大电站配储的经济性，需要从提高循环次数和降低成本两方面入手。我们以100MW的运营规模，配储20%*2h为例，假设发电小时为1300h，上网电价为0.34元/kWh，1) 若配储后电站单瓦成本4.5元/W，则循环次数提升为9000次以上比较具备经济性；2) 若循环次数为7000次，配储后电站成本下降至3.6元/W以下具备经济性。

图表：不同场景下大电站配储经济性弹性测算

模拟运算1-循环次数提升	
循环次数 (次)	内部收益率
4000	-13.51%
5000	-4.96%
6000	-0.96%
6500	1.42%
7000	2.98%
7500	3.57%
8000	4.07%
8500	4.49%
9000	5.17%
9500	5.44%

模拟运算2-成本下降	
成本 (元/W)	内部收益率
4.8	1.73%
4.6	2.55%
4.4	3.43%
4.2	4.41%
4	5.48%
3.8	6.67%
3.6	8.00%
3.4	9.51%
3.2	11.24%
3	13.24%

模拟运算3-循环次数提升+成本下降						
成本 (元/W) \ 循环次数 (次) \ 内部收益率	5000	6000	7000	8000	9000	
	4.8	-6.85%	-2.52%	1.73%	2.91%	4.11%
4.6	-5.61%	-1.50%	2.55%	3.66%	4.80%	
4.4	-4.28%	-0.40%	3.43%	4.49%	5.56%	
4.2	-2.85%	0.80%	4.41%	5.39%	6.39%	
4	-1.29%	2.11%	5.48%	6.40%	7.32%	
3.8	0.42%	3.56%	6.67%	7.51%	8.35%	
3.6	2.30%	5.16%	8.00%	8.77%	9.52%	
3.4	4.38%	6.95%	9.51%	10.19%	10.86%	
3.2	6.71%	8.98%	11.24%	11.83%	12.40%	
3	9.33%	11.30%	13.24%	13.74%	14.22%	

1 并网侧：2025国内并网侧新增储能需求15GW/34GWh

- ◆ 根据我们对中国集中式光伏风电新增装机量的判断，假设按照新建项目配储比例和配储时长逐步提升，同时因储能经济性提升，存量端储能渗透率缓慢提高，我们预计到2025年我国集中式光伏和风电储能新增装机分别为9.6GW/23.0GWh、5.5GW/10.9GWh，合计15.1GW/33.9GWh，到2030年合计58.9GW/161.8GWh，2021-2030年复合增速58%。

图表：并网侧储能市场

	2019	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2030E	
集中式 光伏	新增 (GW)	22.0	33.3	27.0	41.8	48.7	57.4	66.4	161.6
	占比	73.3%	69.1%	54.0%	55.7%	56.5%	55.5%	53.5%	47.0%
	新增配储比例	0.4%	1.5%	2.5%	6.0%	7.5%	9.0%	12.5%	24.0%
	存量 (GW)	146.6	168.5	201.3	227.5	266.5	310.9	362.4	744.2
	存量配储比例			0.1%	0.1%	0.3%	0.3%	0.4%	0.7%
	储能新增装机 (GW)	0.1	0.5	0.9	2.7	4.3	5.9	9.6	44.0
	配储时长 (h)	1.6	1.8	1.8	2.0	2.2	2.2	2.4	3.0
储能新增规模 (GWh)	0.2	0.9	1.6	5.5	9.5	13.1	23.0	131.9	
集中式 风电	风电新增装机 (GW)	26	72	45	40	46	53	61	102
	风电累计装机 (GW)	307	379	424	464	510	563	624	1051
	新增配储比例			0.2%	1.0%	3.0%	4.5%	6.0%	10.0%
	存量 (GW)	307	379	424	468.5	507.6	551.2	600.6	937.7
	存量配储比例			0.1%	0.1%	0.2%	0.2%	0.3%	0.5%
	风储新增装机 (GW)			0.5	0.9	2.4	3.5	5.5	14.9
	配储2h规模 (GWh)			1.0	1.7	4.8	7.0	10.9	29.9

1 并网侧：2025年全球并网侧新增储能需求61GW/131GWh

- ◆ 根据我们对全球集中式光伏风电新增装机量的判断，考虑到利好政策不断出台，我们预计到2025年集中式光伏和风电储能新增装机分别为46.2GW/101.5GWh、15GW/30GWh，合计61.2GW/131.5GWh，到2030年合计178.7GW/442.7GWh，2021-2030年复合增速43%。

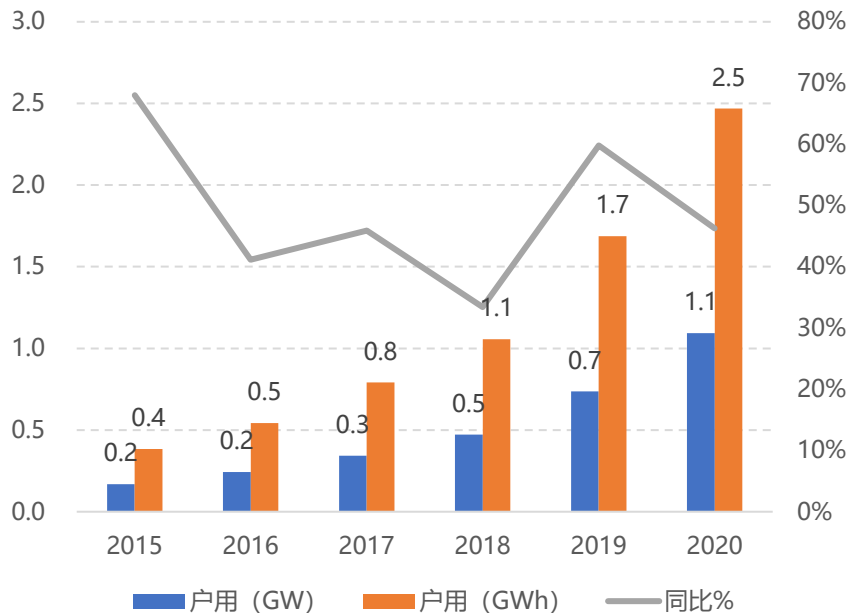
图表：并网侧储能市场

	2019	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2030E	
集中式 光伏	新增 (GW)	79.9	85.0	105.6	133.4	157.3	184.0	217.3	480.0
	占比	70.1%	67.2%	66.0%	63.5%	60.5%	57.5%	55.0%	48.0%
	新增配储比例	2.5%	4.1%	6.0%	8.0%	10.0%	12.0%	14.0%	22.0%
	存量 (GW)	459.5	537.4	618.9	717.2	837.0	971.9	1124.1	2306.3
	存量配储比例			0.2%	0.4%	0.8%	1.0%	1.4%	1.6%
	储能新增装机 (GW)	2.0	3.5	7.3	13.5	22.4	31.8	46.2	142.5
	配储时长 (h)	1.9	1.9	2.0	2.0	2.2	2.2	2.2	2.6
	储能新增规模 (GWh)	3.8	6.8	14.5	27.1	49.3	70.0	101.5	370.5
集中式 风电	风电新增装机 (GW)	60	114	78	90	100	115	130	256
	风电累计装机 (GW)	650	764	842	932	1032	1147	1277	2267
	新增配储比例			1%	2%	4%	5%	6%	8%
	存量 (GW)	650	764	842	918.2	1004.6	1098.1	1202.9	1952.5
	存量配储比例			0.1%	0.2%	0.3%	0.4%	0.6%	0.8%
	风储新增装机 (GW)			1.8	3.6	6.5	10.1	15.0	36.1
	配储2h规模 (GWh)			3.6	7.3	13.0	20.3	30.0	72.2

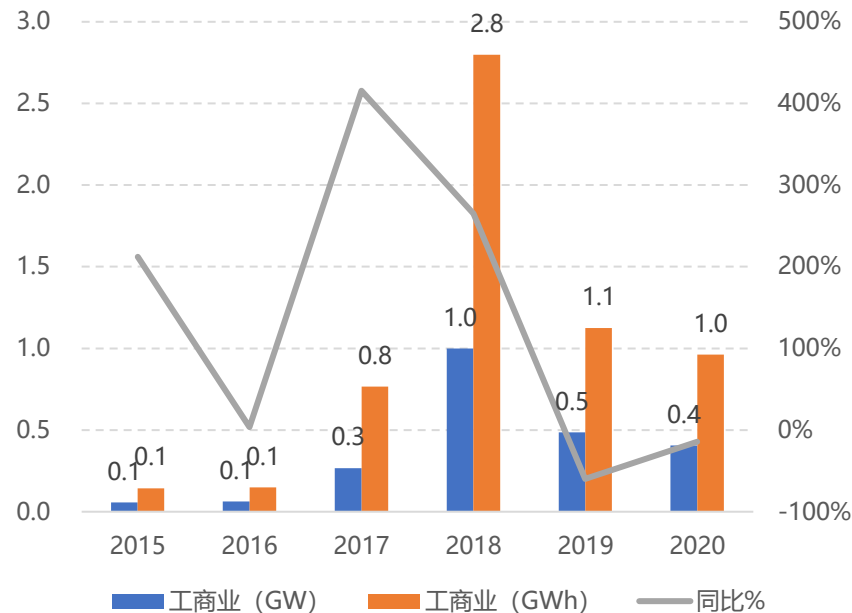
2 用户侧：分应用装机占比29%，主要为自发自用+峰谷价差套利

- ◆ **用户侧分应用装机占比29%，主要盈利模式在于自发自用、峰谷价差套利。** 储能在用户侧主要是指与工商业、户用等分布式电源配套或作为独立储能电站应用，2020年全球户用、工商业新增装机1.1GW/2.5GWh、0.4GW /1.0GWh，合计1.5GW/3.5GWh，分应用装机占比约29%，主要用于满足电力自发自用、峰谷价差套利、节约容量电费、提升电能质量，以及在新能源车充电时平滑负荷、保障供电可靠性等。

图表：2015-2020年全球户用新增储能装机



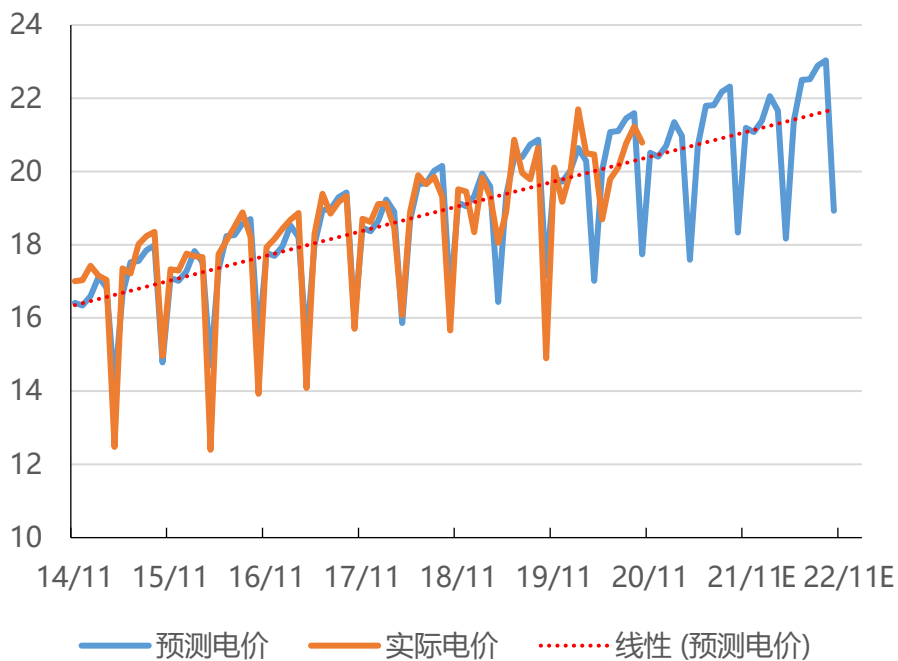
图表：2015-2020年全球工商业新增储能装机



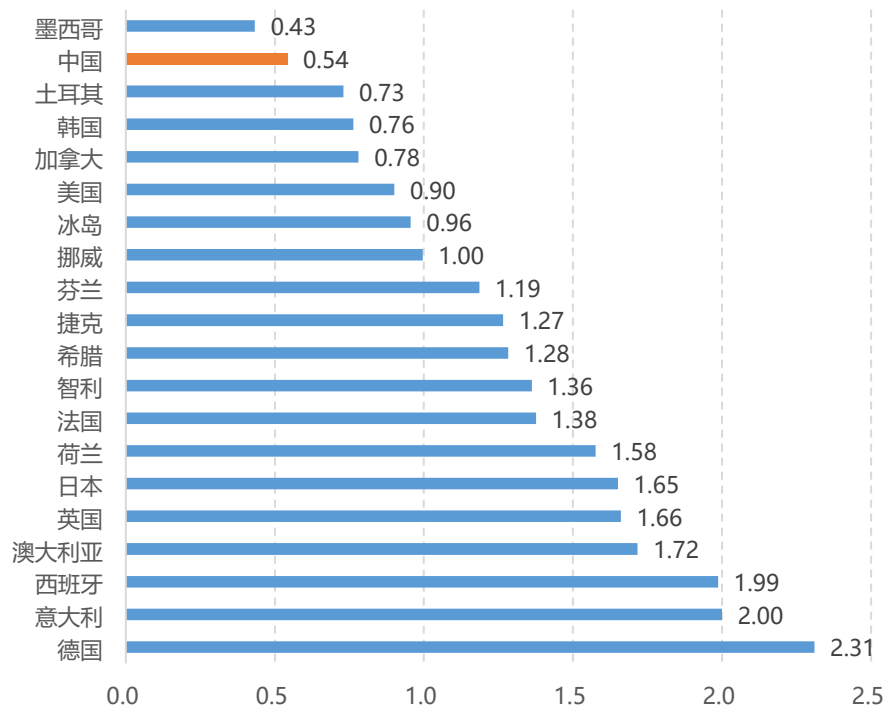
2 用户侧：海外自发自用高经济性，刺激储能高需求

- ◆ **海外市场化电价，自发自用具备高经济性。**当地的用电电价越高，储能自发自用的经济性越强，通过自发自用来减少用电外采。从全球电价对比来看，英法日德意等国家和地区的电价远高于国内且居民电价呈现上升趋势，自发自用经济性强。以美国加州地区为例，当地平均居民电价呈现明显的波动上升趋势，自发自用模式的经济性显著，刺激储能需求增长。

图表：美国加州平均居民电价（美分/度）



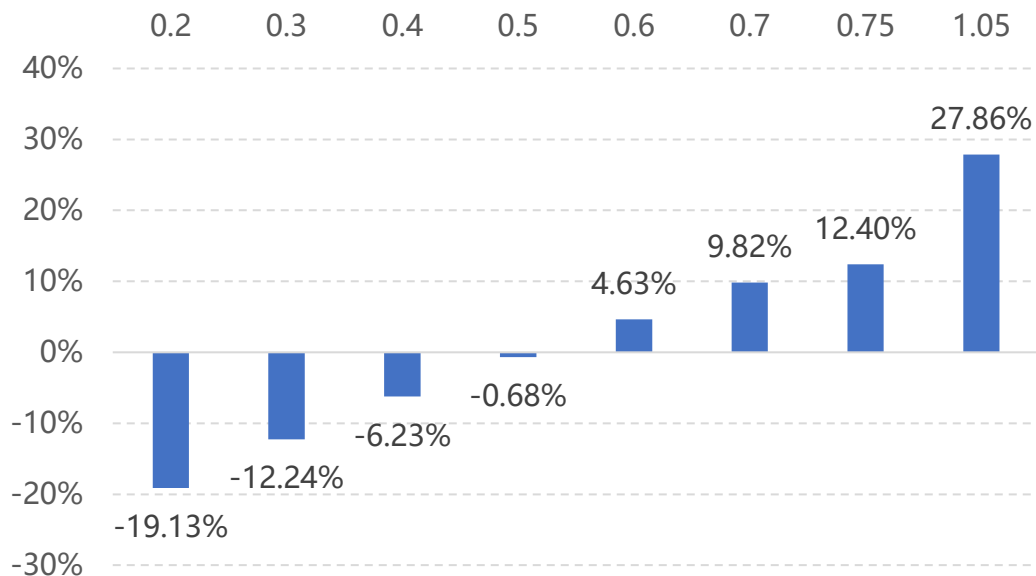
图表：海外电价远高于国内（2019年，元/kWh）



2 用户侧：峰谷价差套利，价差0.7元/kWh+具备经济性

- ◆ 峰谷价差在0.7元/kWh以上具备配储经济性。
- ◆ 假设循环寿命为5000次，储能固定成本1.55元/Wh，在电价谷值0.25元/kWh时充电，在电价峰值0.95元/kWh时放电，即峰谷价差达到0.7元/kWh时，储能的收益率达到9.82%，具备经济性。

图表：储能峰谷价差套利弹性测算



图表：基础数据假设

运营数据假设：	
运营规模(MW)	100
储能配比	20%
储能时长 (h)	2
循环寿命	5000
一天充放电次数	1
运营年限 (年)	14
首年衰减率	2.00%
年衰减率	1.50%
放电深度	90.00%
年租金 (万元)	0.3
城市土地使用税	0
逆变器折旧年限	10
年通胀率	3.00%
年运营费用 (万元)	1
购电电价 (元/kWh)	0.25
售电电价 (元/kWh)	0.95
峰谷价差 (元/kWh)	0.70
金融数据假设：	
贷款比例	70.00%
贷款利率	5.00%
贷款期限	10
融资金额 (万元)	4,326
贴现率	5.00%
等额本金偿还	¥560.24
项目内部收益率	9.82%

2 用户侧：国内政策出台拉大峰谷价差，推动需求加速释放

- ◆ 2020年全国浙江、江苏、山东等省市陆续出台相关政策调整峰谷价差推动用户侧储能发展。2021年7月29日国家发改委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》，此次分时电价机制设定峰谷电价价差为4:1或3:1以上，拉大峰谷电价，刺激用户侧储能发展。

图表：国内峰谷电价最新政策规划

地区	时间	政策	内容
国家发改委	2021年7月29日	《关于进一步完善分时电价机制的通知》	上年或当年电网预计最大系统峰谷差率超过40%的地方， 峰谷电价价差原则上不低于4:1；其他地方原则上不低于3:1 ，尖峰电价在峰段电价基础上上浮比例原则上不低于20%。
国家发改委、能源局	2020年12月2日	《关于做好2021年电力中长期合同签订工作的通知》	要拉大峰谷价差 ，峰谷差价作为购售电双方电力交易合同的约定条款，在发用电两侧共同施行
甘肃	2020年12月21日	《关于调整销售电价及优化峰谷分时电价政策有关事项的通知》	大幅度调整峰谷时段，进一步拉大峰谷电价
浙江	2020年11月26日	《关于浙江电网2020-2022年输配电价和销售电价有关事项的通知》	在降低大工业用电成本基础上， 进一步降低谷段电价，拉大了峰谷价差 ，充分发挥峰谷电价移峰填谷作用，鼓励储能等产业发展
山东	2020年11月25日	《关于山东电网2020-2022年输配电价和销售电价有关事项的通知》	对现行工商业及其他用电峰谷分时电价时段进行优化
	2020年6月1日	《关于开展储能峰谷分时电价政策试点的通知》	电力储能技术装置低谷电价在现行标准基础上，每千瓦时再降低3分钱
湖北	2020年11月25日	《关于湖北电网2020-2022年输配电价和销售电价有关事项的通知》	优化峰、谷、平时段设置首次增设尖峰时段，并调整各时段电价价差
安徽	2020年11月23日	《2021年安徽省电力双边交易执行细则》	鼓励拉开峰谷价差
江苏	2020年11月3日	《关于江苏电网2020-2022年输配电价和销售电价有关事项的通知》 《江苏省发展改革委核定第二监管周期输配电价和销售电价》	明确 进一步降低谷期电价，拉大峰谷价差 ，充分发挥峰谷电价移峰填谷作用，鼓励储能产业发展

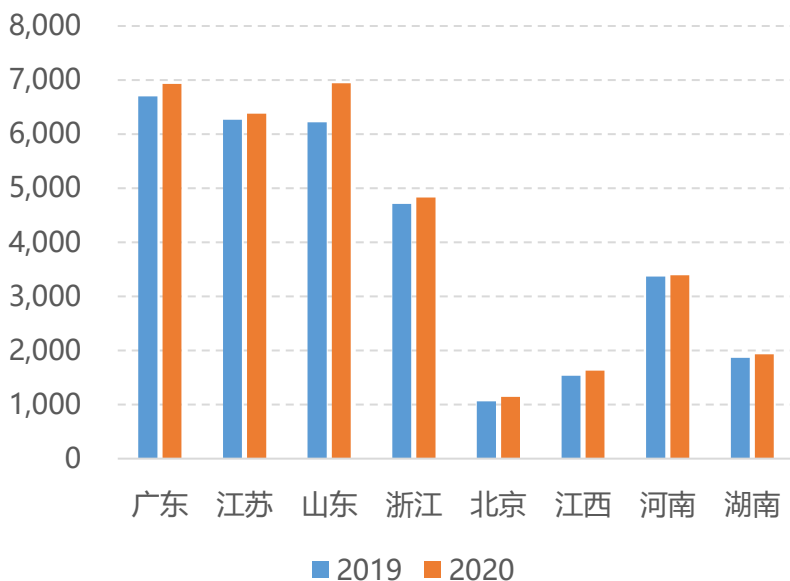
2 用户侧：峰谷价差套利，开辟储能新空间

- ◆ 从2021年国内工商业电价来看，50%的地区可以达到3:1峰谷价差要求，价差值在0.5-0.7元/kWh，我们测算套利收益率为-0.6%~9.8%；若峰谷电价价差提高至4:1，即价差值在0.75-1.05元/kWh，则峰谷价差套利收益率为12.4%~27.9%，具备较高的经济性。我们根据最大系统峰谷差率超过40%的要求统计有江苏、广东、浙江等8个省或直辖市可以满足，打开储能削峰填谷套利空间。

图表：2021年全国部分地区工商业峰谷电价及价差情况（元/kWh）

地区	不满1KV				1-10KV			
	峰值	谷值	价差	比例	峰值	谷值	价差	比例
北京	1.42	0.29	1.1	4.8	1.40	0.28	1.1	4.9
新疆	0.66	0.17	0.5	3.8				
江苏	1.11	0.30	0.8	3.7	1.07	0.29	0.8	3.7
广东	1.10	0.32	0.8	3.5	1.07	0.31	0.8	3.5
青海	0.62	0.19	0.4	3.3	0.61	0.19	0.4	3.3
山东	1.04	0.32	0.7	3.2	1.01	0.32	0.7	3.2
浙江	1.21	0.38	0.8	3.2	1.16	0.35	0.8	3.3
云南	0.74	0.25	0.5	3.0	0.72	0.24	0.5	3.0
甘肃	0.90	0.31	0.6	2.9	0.88	0.31	0.6	2.9
河南					0.94	0.32	0.6	2.9
上海	0.88	0.33	0.6	2.7	0.86	0.31	0.5	2.7
安徽	0.97	0.37	0.6	2.6	0.95	0.36	0.6	2.6
河北	0.86	0.34	0.5	2.5	0.84	0.33	0.5	2.5
山西	0.77	0.31	0.5	2.5	0.74	0.30	0.4	2.4
宁夏					0.60	0.27	0.3	2.2
天津	0.68	0.39	0.3	1.7	0.66	0.39	0.3	1.7
平均	0.88	0.32	0.5		0.85	0.29	0.3	

图表：满足系统峰谷差率超过40%的省份用电量统计（亿kWh）



2 用户侧：2025年峰谷套利的储能需求为27GW/ 80GWh

- ◆ 我们预计随储能成本下降，峰谷价差套利的要求可以放宽至0.6元/kWh以上，越来越多的地区的峰谷价差可以满足储能收益率。我们假设谷电价用电量占比15%，其中可用于储能套利的空间为5%，测算国内2021年峰谷套利的储能需求为3GW/7GWh。我们预计到2025年全球峰谷套利的储能需求将达到27GW/80GWh。

图表：峰谷价差套利的市场空间测算

	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2030E
可套利市场用电量 (亿kWh)	26,210	27,258	35,864	37,298	38,790	51,628	62,813
谷电价用电量 (亿kWh)	3,932	4,089	5,380	5,595	5,819	7,744	9,422
可套利市场用电量 (GWh)	2,621,000	2,725,840	3,586,380	3,729,835	3,879,029	5,162,757	6,281,283
谷电价用电量 (GWh)	524,200	545,168	717,276	745,967	775,806	1,032,551	1,256,257
配储能空间 (GWh)	131,050	136,292	179,319	186,492	193,951	258,138	314,064
储能渗透率%	0.00%	0.01%	0.01%	0.01%	0.02%	0.03%	0.29%
国内 存量峰谷套利储能需求 (gwh)		7	13	22	47	87	906
新增市场需求 (GWh)		7	6	10	24	40	305
同比增长			-16%	71%	146%	66%	45%
-加上储能谷用电量占比		20%	20%	20%	20%	20%	20%
配储时长h		2	2	2.5	2.5	3	3.5
新增市场需求 (GW)		3	3	4	10	13	87
				37%	146%	39%	45%
全球 新增市场需求 (GWh)			11	20	48	80	611
配储时长h			2	2.5	2.5	3	3.5
新增市场需求 (GW)			6	8	19	27	174
				37%	146%	39%	45%

2 用户侧：我们预计2025年分布式新增需求63GW/174GWh

- ◆ 根据我们对全球户用/工商业光伏新增装机量的判断，考虑到国内外均加大对储能发展的支持力度，储能配比逐步提升至20%+，叠加峰谷价差空间放大，我们预计到2025年全球分布式光伏储能新增装机将达到63.2GW/173.5GWh，到2030年达336.4GW/1090.6GWh，2021-2030年复合增速70%。

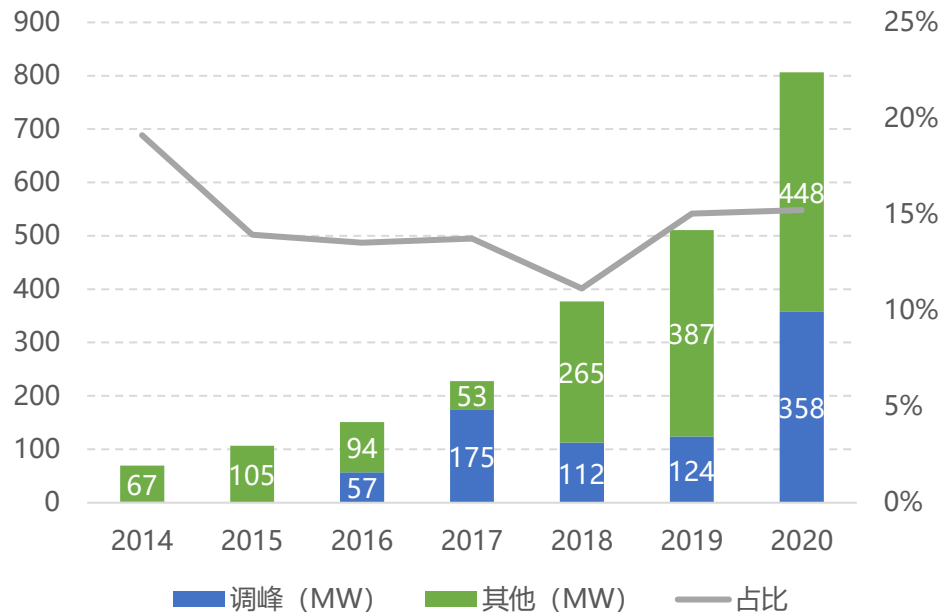
图表：分布式市场应用空间测算

	2019	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2030E	
户用	新增 (GW)	16.7	22.4	28.8	41.0	55.9	75.2	98.8	300.0
	占比	14.7%	17.8%	18.0%	19.5%	21.5%	23.5%	25.0%	30.0%
	新增配储比例	4.5%	5.2%	8.0%	12.0%	14.0%	18.0%	20.0%	30.0%
	存量 (GW)	91.8	107.8	129.1	155.2	190.3	236.5	295.8	867.7
	存量配储比例			0.3%	0.6%	1.0%	1.0%	1.3%	2.0%
	储能新增装机 (GW)	0.8	1.2	2.7	5.8	9.7	15.9	23.6	107.4
	配储时长 (h)	2.3	2.2	2.2	2.3	2.5	2.5	2.7	3.2
	储能新增规模 (GWh)	1.8	2.6	5.9	13.4	24.3	39.8	63.7	343.5
工商业	新增 (GW)	17.4	19.0	25.6	35.7	46.8	60.8	79.0	220.0
	占比	15.3%	15.0%	16.0%	17.0%	18.0%	19.0%	20.0%	22.0%
	新增配储比例	2.7%	2.7%	4.0%	5.5%	6.5%	8.0%	10.0%	18.0%
	存量 (GW)	138.6	155.5	174.0	198.0	230.8	272.7	325.5	829.9
	存量配储比例			0.3%	0.5%	0.8%	1.2%	1.5%	1.8%
	储能新增装机 (GW)	0.5	0.5	1.5	3.0	4.9	8.0	12.8	54.5
	配储时长 (h)	2.3	2.3	2.2	2.2	2.2	2.3	2.3	2.5
	储能新增规模 (GWh)	1.1	1.2	3.4	6.5	10.8	18.4	29.4	136.3
峰谷套利	新增市场需求 (GW)			0.0	5.7	7.9	19.3	26.8	174.5
	配储时长h			0.0	2.0	2.5	2.5	3.0	3.5
	新增市场需求 (GWh)			0	11	20	48	80	611

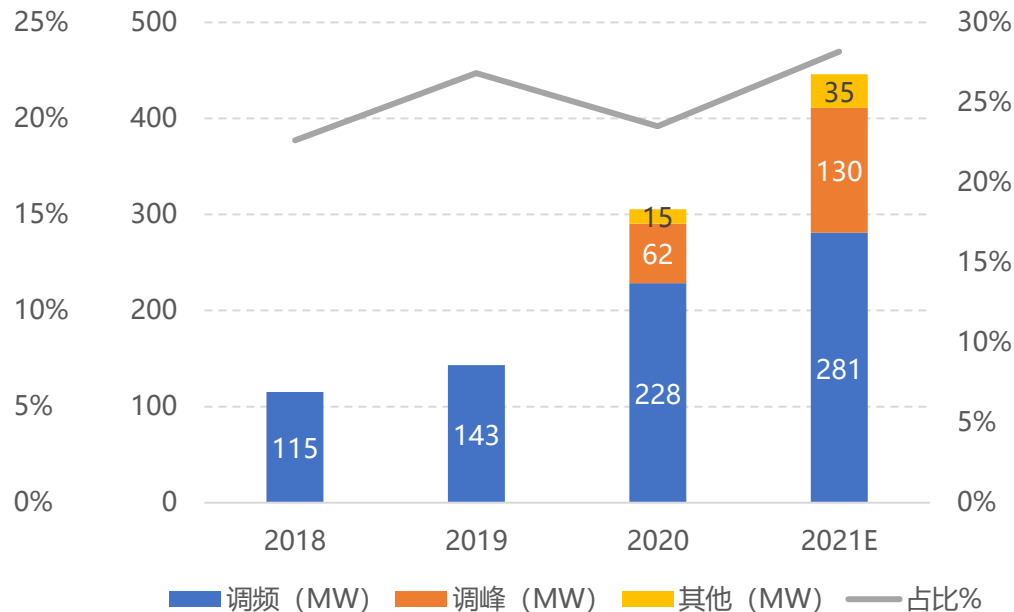
3 电网侧：分应用装机占比15%，主要为调峰调频

◆ **电网侧分应用装机占比15%，主要指电力市场的调峰调频服务。**随可再生能源发电占比提升，电网发电频率、波动稳定的要求提高。储能连接电网后可直接接收电网下发的调峰调频指令，按照调度指令充放电。由于全球和国内的应用分类不同，此处将调峰调频和其他一起列入。2020年全球电网侧新增储能装机806MW，同比+58%，分应用装机占比15%，其中国内电网侧分应用装机占比更高，为27%，2020年新增装机446MW，同比+46%。

图表：全球电网侧新增投运电化学储能项目装机量



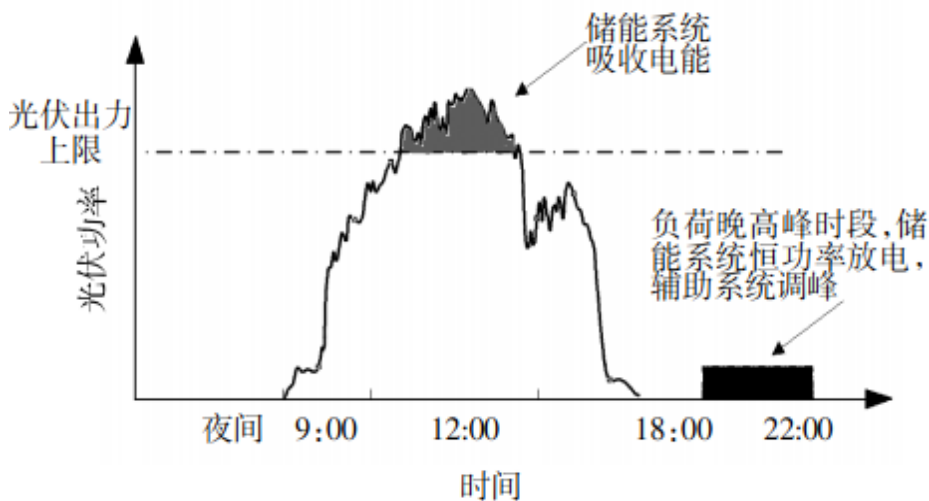
图表：中国电网侧新增储能装机量及分应用装机占比



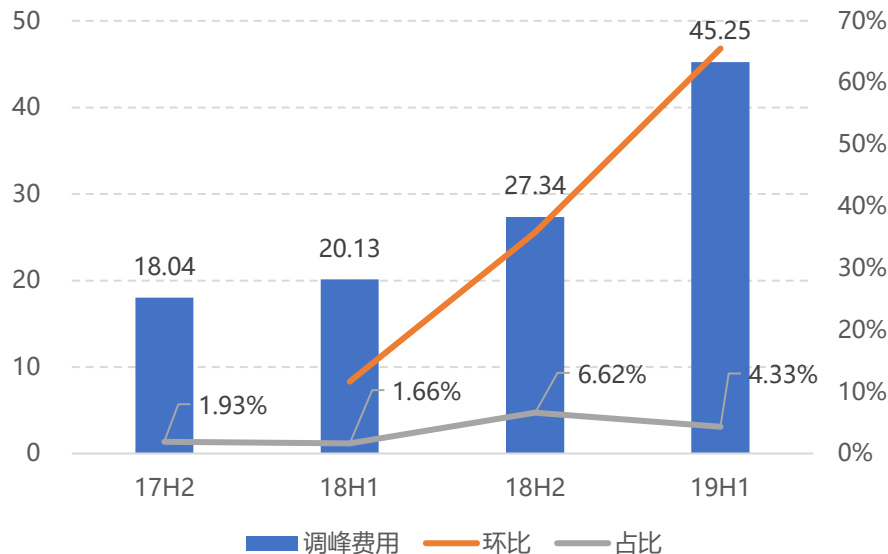
3 电网侧-调峰：储能调峰应用日益增多

- ◆ **调峰**是指由于用电负荷和用电量是不均匀的，需要投入在正常运行以外的发电机组，在并网时的同步调整，以维持用功率平衡，保持系统频率稳定，2021年常用的调峰机组有燃气轮机机组和抽水蓄能机组，随储能成本下降，电化学储能调峰的应用日益增多。
- ◆ **调峰市场逐渐扩大，电化学储能替代市场广阔。**国内调峰费用快速增长，根据国家能源局数据，2019上半年调峰费用45.25亿元，同环比+125%/+66%，占全部补偿费用的34.7%，占总电费的比重为4.33%。2021年调峰调频中95%是火电进行的，电化学储能替代市场广阔。

图表：储能系统调峰模式



图表：国内调峰费用（亿元）及占总电费的比重



3 电网侧-调峰：磷酸铁锂储能度电成本对比测算

- ◆ 根据储能系统成本和等效容量保持率 $\xi = \frac{\int_1^n [1 - (N-1)\frac{1-\epsilon}{n}] dN}{n}$ ，我们对比计算抽水蓄能、磷酸铁锂、三元和铅蓄电池储能的度电成本分别为0.27/0.59/0.78/0.94元/kWh，2021年来看抽水蓄能仍有明显优势，磷酸铁锂2021年在服务费0.7元/kWh以上的收益率可观，若成本下降到0.3元/kWh以内，或将大量参与电网调峰调频。

图表：储能全生命周期的度电成本测算

1MWh储能项目	抽水蓄能	磷酸铁锂	三元电池	铅蓄电池
DoD放电深度	100%	90%	90%	70%
η 系统效率	76%	88%	90%	80%
ϵ 系统终止时容量	100%	70%	70%	70%
N循环次数	16000	5000+	3000~3700	2500~3500
n中值	16000	5000	4000	3000
年充放次数	365	365	365	365
使用寿命 (年)	43.84	13.70	10.96	8.22
ξ 等效容量保持率	85%	85%	85%	85%
总处理电量 (MWh)	10,335	3,365	2,753	1,428
储能系统单价 (元/Wh)	1.2-1.7	1.5-1.85	1.65-2.13	0.95-1.25
储能系统单价 (元/Wh)	1.45	1.50	1.70	1.10
储能系统成本 (百万元)	1.45	1.50	1.70	1.10
全生命周期成本 (百万元)	2.79	1.99	2.16	1.34
度电成本 (元/kWh)	0.270	0.590	0.784	0.936

3 电网侧-调峰：逐渐向自主参与的方向发展

- ◆ **储能调峰经济性较高，服务费以0.4-0.6元/kWh为主。**储能跟踪负荷能力强，响应速度快，控制精确，具有充放电“双向”调节功效。从国内政策来看，调峰服务费以0.4-0.6元/kWh为主，各省上调储能电站功率及规模，适当下降调峰申报价格，使储能调峰向自主参与的方向发展。

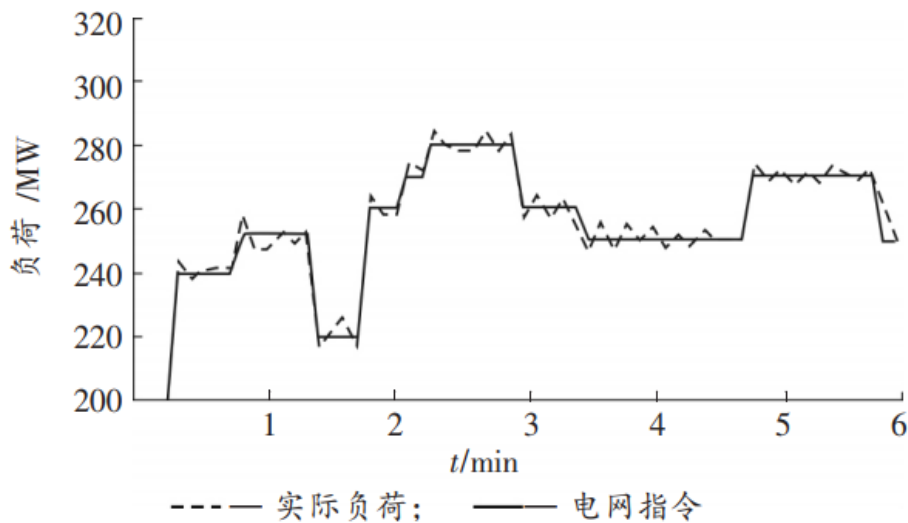
图表：全国多省下调调峰申报价格

省份	准入条件	服务费
福建	要求参与调峰交易的储能装机不小于10MW/40MWh。	按充放电价结算
青海	准入条件要求充电功率在10MW及以上、持续充电时间在2小时及以上。	调峰：0.5元/kWh
湖南	储能参与紧急短时调峰的装机容量要求是10MW及以上。	深度调峰：0-0.2元/kWh 即时调峰：0.45-0.6元/kWh
山东	储能设施可以参与调峰辅助服务，门槛标准暂定为5MW/10MWh。	普通调峰：0.15元/kWh 特殊调峰：0.40元/kWh
东北三省	1) 鼓励发电企业、售电企业、电力用户、独立辅助服务提供商投资建设电储能设施10MW/40MWh以上的电储能设施，可参加发电侧调峰辅助服务市场。2) 用户侧电储能设施须在省级及以上电力调度机构能够监控、记录其实时充放电状态的前提下参与辅助服务市场，不得在尖峰时段充电，不得在低谷时段放电。	深度调峰：0.4元-1元/kWh 用户侧调峰：0.1元-0.2元/kWh
安徽	电化学电站可作为安徽省电力调峰辅助服务的市场主体（可被电力调度机构管辖，接入35千伏电压等级）。	调峰：0.3元-0.8元/kWh
江苏	1) 中长期可调负荷调峰：谷段报价上限：250元/兆瓦时；平段报价上限：600元/兆瓦时；峰段报价上限：900元/兆瓦时。 2) 短期可调负荷调峰：调度发布的需求时段大于或等于4小时，申报价格上限为1元/千瓦时；调度发布的需求时段小于4小时，申报价格上限为2元/千瓦时。	
江西		调峰：0.2-0.6元/kWh。
陕西	按照实际响应量给予补偿，单次实际响应量超过申报响应量的120%，按照申报响应量的120%给予补偿，单次实际响应量低于申报响应量80%的不享受补偿。	普通调峰：15元/kW·次 紧急削峰：35元/kW·次
湖北	独立储能调峰要求10MW/40MWh及以上的独立电储能设施企业。	调峰服务费用=∑调用电量×申报价格
山西	电力用户准入条件为最小调节能力不低于10MW，响应持续时间不小于2小时，辅助服务聚合商准入条件为总调节能力不低于20MW，单日累计响应持续时间不低于2小时，独立储能准入条件为不小于20MW/40MWh。	

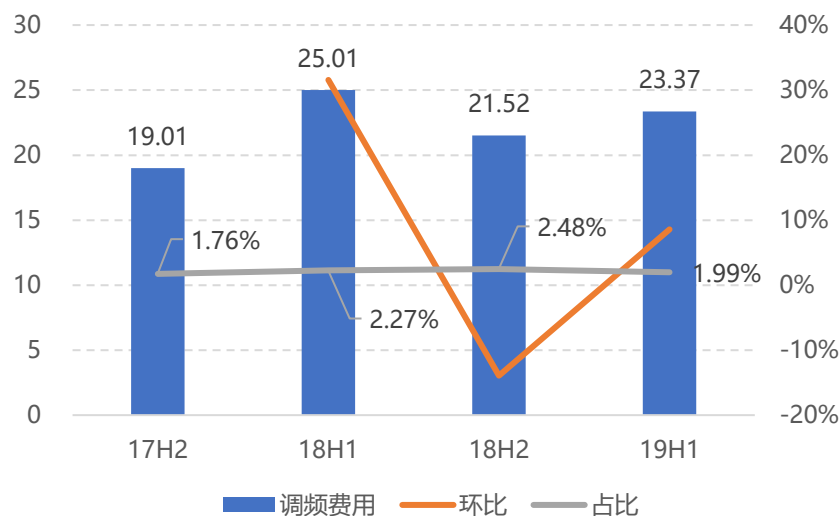
3 电网侧-调频：根据电网指令调频，电化学储能具备优势

- ◆ **调频**是指当电力系统负荷或发电出力发生较大变化时电网需要二次调频，一般由火电厂负责提供场地和接入，独立运营商来负责投资和运营，双方按照商定的比例对调频收益进行分成。传统调频控制偏差较大，而储能具有快速的功率响应能力，且能实现功率的正反双向调节，调频效果优于火电，具备更好的经济性。
- ◆ **调频市场后续增长空间庞大**。国内调频费用保持基本稳定，根据国家能源局数据，2019上半年调频费用23.37亿元，同环比-7%/+9%，占全部补偿费用的17.9%，占总电费的比重为1.99%。随可再生能源发电占比提升和快充需求增长，我们预计调频需求将逐步提升。

图表：储能装置和机组联合响应 AGC 曲线



图表：国内调频费用（亿元）及占总电费的比重



3 电网侧-调频：磷酸铁锂储能里程成本对比测算

- ◆ 里程成本指在功率型调频储能电站的生命周期内，平均到单位调频里程的电站投资成本。从里程方面来测算， $\text{电站总调频里程} = \text{系统效率}\eta * \text{有效AGC调频响应系数}\alpha * \text{调频出力系数}\beta * \text{调频响应次数}$ ，**磷酸铁锂、三元电池、超级电容的历程成本分别为5.13/6.42/13.29元/W，功率型磷酸铁锂电池已能够在局部地区的电力辅助服务市场获得较好收益。**

图表：储能全生命周期的里程成本测算

	磷酸铁锂	三元电池	超级电容
响应系数 α	0.8	0.8	0.8
系统效率 η	0.88	0.88	0.95
出力系数 β	0.8	0.8	0.55
年运行比例 (%)	0.9	0.9	0.9
响应持续时间 (min)	1.8	1.8	1.8
响应间隔时间 (min)	2	2	1.5
储能系统寿命 (年)	5	5	4
调频响应总次数 (次)	622421	622421	573382
总调频里程 (MW)	350548	350548	239674
储能系统单价 (元/W)	1.5	1.8	2.4
全生命周期成本 (元/W)	1.8	2.3	3.2
里程成本 (元/MW)	5.13	6.42	13.29

3 电网侧-调频：服务补贴支持调频储能发展

- ◆ **容量补偿+里程补偿，多地提升调频参与空间。**国内多地采用容量补偿和里程补偿相结合的AGC调频服务补偿方式，并根据储能调节速率和调节精度等性能表现，在申报价格基础上调整调频里程价格，补偿价格为5-8元/MW。2021年储能参与火电调频，一般由独立运营商来负责投资和运营，功率配置为火电机组额定功率的3%，容量一般按半小时配置。

图表：各省市陆续出台政策调整AGC调频补偿价格

地区	补偿方式	补偿价格	准入门槛	时间
四川	调频里程	0.1-100元/MWh	充电/放电功率在10MW以上，持续时间4小时以上的储能装置	2020.12
云南	容量补偿+里程补偿	容量补偿5元/MW； 里程报价3-8元/MW	容量为30MW及以上风电场、10kV以上并网的集中式光伏电站； 允许第三方储能装置和储能电站与发电厂联合提供调频服务	2020.09
甘肃	里程补偿	0-15元/MWh	/	2020.01
浙江	容量补偿+里程补偿	调频容量0-10元/MWh， 调频里程 0-15元/MW	/	2020.07
京津唐	调节里程	0-12元/MWh	/	
蒙西	调频里程+调频容量	调频里程2-12元/MWh	/	2020.12
山西	投运时间+调频里程	5-10元/MWh	独立储能调节容量不小于40MWh，最大充放电功率不小于20MW	2020.12
广东	容量补偿+里程补偿	调频里程报价5.5-15元/MWh	容量为2MW/0.5小时及以上的电化学储能电站	2020.09
山东	调频里程	调频里程报价上限6元/MWh	参与AGC调频辅助服务的储能设施不再参与有偿调峰交易竞价	2020.12
福建	容量补偿+里程补偿	调频里程报价上限12元/MWh	暂定储能设备、电站容量不小于10MW	2020.06
江苏	根据调频性能、调频容量及投运率确定基本补偿费用和调用费用	调频里程报价0.1-1.2元/MWh 基本服务补偿标准：2元/MW	充电/放电功率10MW以上、持续时间2小时以上的储能电站可直接注册；鼓励汇集单站容量达到充电/放电功率5MW以上，汇集总容量达到充电/放电功率10MW/20MWh以上的储能电站注册	2020.07

3 电网侧：到2025年调峰调频服务储能需求累计超120GWh

- ◆ **调峰调频服务2021-2025年累计储能装机超5GW。**考虑到储能调峰调频的政策支持，我们根据国家能源局披露的社会用电量和最大负荷测算出调峰调频的需求，假设储能渗透率逐渐提升，配储市场为2小时，则我们测算2025年国内新增储能装机为6.9GW/13.72GWh，2025年全球新增储能装机为18.9GW/37.9GWh，2021-2025年累计新增储能装机62.3GW/124.5GWh。

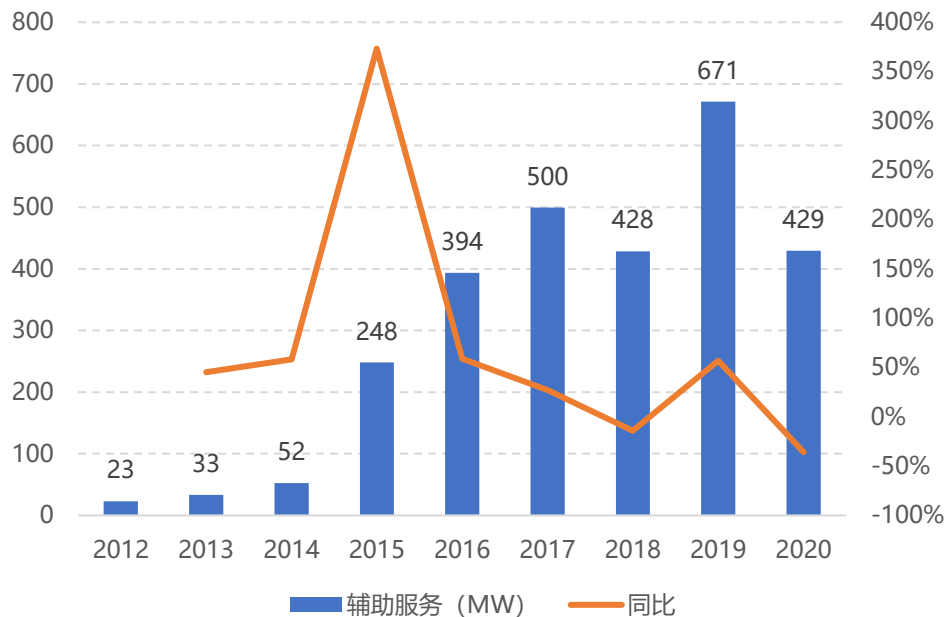
图表：调峰调频需求市场空间情况

调峰		2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2030E
国内	社会用电量 (亿kwh)	75110	78866	82809	86949	91297	95862	122346
	同比	4.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%
	调峰占比	1.5%	2.0%	2.4%	2.9%	3.1%	3.5%	3.8%
	调峰需求 (亿kwh)	1127	1577	1987	2478	2830	3355	4649
	电化学储能渗透率	1.6%	2.6%	3.6%	4.8%	5.8%	6.5%	7.0%
	储能需求 (GWh)	0.17	0.41	0.72	1.19	1.64	2.18	3.25
	储能需求 (GW)	0.09	0.21	0.36	0.59	0.82	1.09	1.63
全球	储能需求 (GWh)	0.26	0.82	1.43	2.38	3.28	4.36	6.51
	储能需求 (GW)	0.13	0.41	0.72	1.19	1.64	2.18	3.25
调频		2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2030E
国内	最大负荷 (亿kw)	10.8	17.9	20.6	23.6	27.2	32.6	91.8
	同比		66.2%	15.0%	15.0%	15.0%	20.0%	25.0%
	调频占比	2.9%	3.0%	2.4%	2.9%	3.1%	3.5%	3.8%
	调频需求 (亿kw)	0.3	0.5	0.5	0.7	0.8	1.1	3.5
	电化学储能渗透率	0.4%	0.7%	0.8%	0.9%	1.0%	1.1%	1.5%
	储能需求 (GWh)	0.25	0.75	0.79	1.21	1.69	2.51	10.46
	储能需求 (GW)	0.12	0.38	0.39	0.61	0.84	1.26	5.23
全球	储能需求 (GWh)	0.75	2.25	2.37	3.64	5.06	7.54	31.39
	储能需求 (GW)	0.37	1.13	1.18	1.82	2.53	3.77	15.69

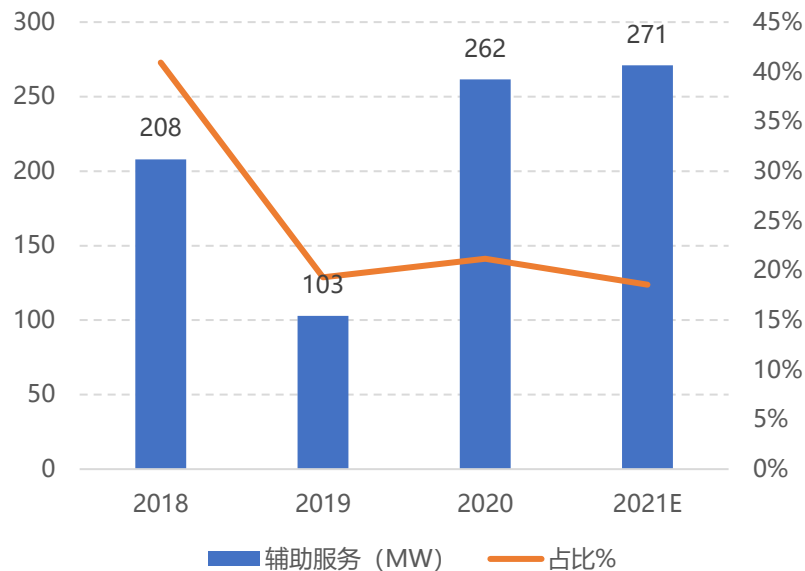
4 辅助服务：分应用装机占比10%，主要是5G基站配储

◆ **辅助服务侧分应用装机占比10%左右，主要指5G基站的储能。**辅助服务指除正常电能生产、输送、使用外，由发电企业、电网经营企业和电力用户提供的服务，其中5G基站的产业化建设迅速，将带来基站备用电源端的增量储能需求。2020年全球在辅助服务应用场景新增储能429MW，分应用装机占比由2019年的20%下滑至8%，主要是因为并网侧增长迅速，稀释了辅助服务的全球装机份额，其中国内新增271MW，全球装机占比11%。

图表：全球辅助服务侧新增储能装机



图表：中国辅助服务侧新增储能装机



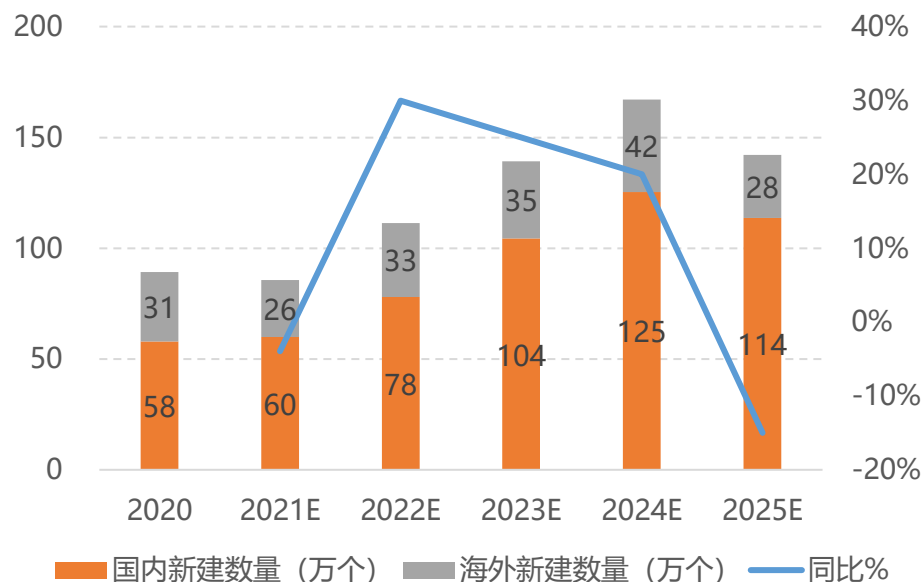
4 辅助服务：5G基站功耗较大，配储具备必要性

- ◆ **单站功耗大幅提升，带来大量储能需求。**5G具有高宽带、高流量和高发射功率等特点，同时收发通道数量明显增加，导致其单站功耗是4G单站的2.5-3.5倍，2021年主流厂家的单站满载功率为3700W左右，致90%存量电源需扩容改造。5G基站功率过大导致直供电难度较大，一般需要配储3-4小时，磷酸铁锂电池因其安装成本低、使用寿命长等特点成为5G基站储能的首选。

图表：主要的5G基站设备尺寸及功率

厂家	AAU规格		设备典型功耗/W		
	频段/GHz	尺寸/mm	BBU功耗	AAU功耗	系统功耗
华为	2.6	965×470×200	500	970	3410
	4.9	795×395×220	500	921	3263
中兴	2.6	860×490×180	315	1050	3465
	3.5	880×450×140	315	980	3255
大唐	3.5	895×490×142	800	1380	4940
诺基亚贝尔	2.6	900×540×205	425	1141	3848
	3.5	900×400×144	425	1127	3806
爱立信	4%	810×400×216	435	900	3135

图表：全球5G基站新建数量及预测



4 辅助服务：到2025年5G基站储能装机累计超70GWh

- ◆ 根据工信部的统计，截至2020年底，我国已建设超71.8万个5G基站，占全球的70%左右。2021年规划新建5G基站60万个，我们预计全球新建85.7万个，则2021年全球新增5G基站的储能装机为2.1GW/7.4GWh。2021-2025年建设进入高峰期，**假设2025年全球新建5G基站140万个，且单站功耗与配储时长逐渐提高，则2025年新增储能装机为4.2GW /16.6GWh，累计储能装机超70GWh。**

图表：主要的5G基站储能空间

	2019	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2030E
全球新建数量 (万个)	30.7	89.2	85.7	111.4	139.3	156.0	140.4	38.0
同比%			-4%	30%	25%	12%	-10%	0%
国内新建数量 (万个)	13.8	58.0	60.0	78.0	104.5	117.0	112.3	30.4
海外新建数量 (万个)	16.9	31.2	25.7	33.4	34.8	39.0	28.1	7.6
累计数量 (万个)	30.7	119.9	205.6	317.0	456.3	612.3	752.7	1089.2
单站功耗 (W)	3000	3000	3500	3500	3500	3700	3700	3700
配储时长 (h)	3.0	3.0	3.5	3.5	3.5	4.0	4.0	4.0
单站储能需求 (kWh)	9	9	12.25	12.25	12.25	14.8	14.8	14.8
新增储能装机 (GW)	0.9	1.7	2.1	2.7	3.7	4.3	4.2	1.1
新增储能规模 (GWh)	2.8	5.2	7.4	9.6	12.8	17.3	16.6	4.5

5 政策：国内外多项政策推动储能发展

- ◆ 国内外多国实行了多项推动、鼓励储能发展的政策。2017-2021年受益于电价定价体系、能源结构的差异性以及政府给予适当补贴，国内外储能发展迅速。中国2021年7月提出到2025年国内装机达3000万千瓦以上，到2030年实现新型储能全面市场化发展，利好政策不断出台。

图表：海外大部分国家已发布储能支持政策

国家	时间	政策	政策内容
中国	2021	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》 《关于报送“十四五”电力源网荷储一体化和多能互补工作方案的通知》	到2025年国内装机达3000万千瓦以上，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变，到2030年实现新型储能全面市场化发展。 重点支持每年不低于20亿kWh新能源电量消纳能力的多能互补项目及2亿kWh新能源电量消纳能力且 新能源电量消纳占比不低于整体电量50%的源网荷储项目
美国各州	2013-2020	投资税收抵免 (ITC)	给予私营单位、住宅侧用户安装光伏系统同时配套储能，30%的投资税抵或税收抵免。 ITC延期退出，到2022年投资税收抵免 (ITC) 的优惠为26%，到2023年的优惠为22%，最终到2026年1月1日结束。
美国	2020	储能大挑战路线图 (ESGC)	联邦层面和各州“双管齐下，实施税收优惠和补贴鼓励储能产业发展。发布ESGC，加快储能领域技术从实验室向市场的转化， 目标到2030年，长时固定式储能应用的平准化成本将比2020年下降90%，达到0.05美元/kWh。
英国	2020	取消储能部署容量限制要求	取消储能部署容量限制要求， 提供1,000万英镑（合1,253万美元）的拨款来支持储能部署。 允许储能开发商在英格兰地区部署装机容量50MW以上储能系统，威尔士部署装机容量为350MW以上储能项目。
澳大利亚	2020	太阳能+储能项目激励计划	为电网级、住宅以及社区级太阳能+储能项目提供资助， 截至2018年澳大利亚可再生能源署对14个储能项目进行资金支持，支持资金总额达5724万澳元 ，主要涉及储能技术的研发与示范应用。
韩国	2019	电费折扣计划	对储能设备充电的容量电费和电量电费给予一定的折扣 ，在高峰负荷时段使用储能设备中储存的电力，可在容量电费和电量电费上获得一定折扣。
意大利	2017	太阳能储能返利方案	20千瓦以上容量带储能光伏可申请返利，提供高达3000欧元的返利，最高可补偿储能系统购买及部署成本的50% ，同时，政府只接受电化学和机械存储技术，且光伏系统需按CEI 0-21规范入网。

5 政策：国内外多项政策推动储能发展

图表：国内多省份出台储能支持政策

省份	时间	文件	内容
宁夏	2021/1/11	《关于加快促进自治区储能健康有序发展的指导意见(征求意见稿)》	在新能源富集的宁东、吴忠、中卫地区先行开展储能设施建设。“十四五”期间，储能设施 按照容量不低于新能源装机的10%、连续储能时长2小时以上的原则逐年配置
江西	2021/3/19	《关于做好2021年新增光伏发电项目竞争优选有关工作的通知》	2021年新增光伏发电竞争优选的项目， 可自愿选择光储一体化的建设模式，配置储能标准不低于光伏电站装机规模的10%容量/1小时 ，储能电站原则上不晚于光伏电站同步建成
甘肃	2021/3/25	《关于加快推进全省新能源存量项目建设工作的通知》	鼓励配置储能设施，鼓励全省在建存量600万千瓦风光电项目按河西5市 配置10%-20%、其他地区按5%-10%配置配套储能设施，储能设施连续储能时长均不小于2小时
陕西	2021/4/20	《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补项目示范有关工作的通知》	多能互补示范项目应提出充分发挥电源侧灵活调节作用或合理配置储能的具体方案， 确保项目不占用系统调峰能力且每年提供清洁能源电量不低于20亿千瓦时
山西	2021/5/14	《山西省“十四五”新业态规划》	开展“新能源+储能”试点示范。 优先发展新能源,利用存量常规电源,合理配置储能,加快大容量储能技术研发推广,构建以新能源为主体的新型电力系统,提升电网汇集和外送能力。
福建	2021/5/24	《关于因地制宜开展集中式光伏试点工作的通知》	优先落地一批试点项目，总规模为30万千瓦，储能配置不低于开发规模的10%。
天津	2021/6/7	《2021-2022年风电、光伏发电项目开发建设和2021年保障性并网有关事项的通知》	规模超过50MW的项目要承诺配套建设一定比例的储能设施或提供相应的调峰能力，光伏为10%，风电为15%，且储能设施须在发电项目并网后两年内建成投运。
山东	2021/6/7	《关于开展储能示范应用的实施意见》	2021年起，新增集中式风电、光伏发电项目 原则上按照不低于装机容量10%配建或租赁储能设施，配套储能设施按照连续充电时间不低于2小时，到2025年，风光储一体化基地力争建成投运容量2000万千瓦左右，鼓励自身消纳困难的分布式光伏配置储能设施。
河南	2021/6/21	《关于2021年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》	要求I类区域消纳规模为3GW，要求配置项目10%*2小时的储能设备，总规模300MW/600MWh；II类区域消纳规模为1GW，要求配置项目15%*2小时的储能设备，预计储能总规模150MW/300MWh；III类区域可协商规定消纳规模，要求配置项目20%*2小时的储能设备
青海	2021/7/13	《关于印发支持储能产业发展若干措施(试行)的通知》	实行新能源+储能一体化开发模式，新建新能源项目， 储能容量不低于新能源项目装机量的10%，储能时长2小时以上，“十四五”末，青海新型储能装机规模达到600万千瓦左右。

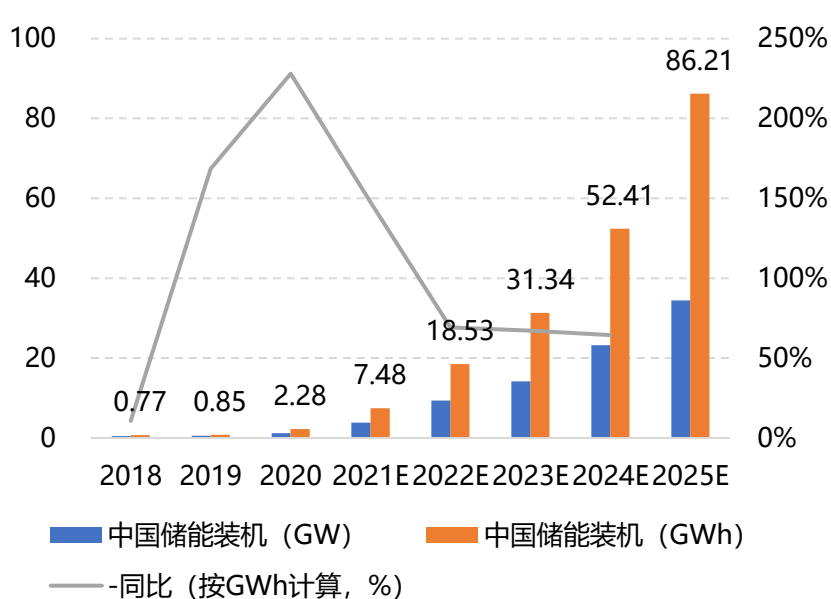
6 储能空间：到2025年国内新增储能需求达34GW/86GWh

- ◆ 2021年7月底至今国内政策频繁落地，用户侧拉大峰谷价差，最大系统峰谷差率超过40%的地方，峰谷价差超过4:1；并网侧超过电网保障性规模的按照20%*4h的挂钩比例进行配建的优先并网。**我们预计到2025年国内新增储能装机达到34.4GW/86.2GWh，2021-2025年复合增速为84%；到2030年国内新增储能装机达到175.6GW/534.4GWh，2021-2030年复合增速为61%，国内储能市场占全球市场的1/3左右。**

图表：国内储能支持政策频繁落地

应用场景	时间	文件	内容
总纲要	2021/7/23	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	到2025年，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变。新型储能技术在高安全、低成本、高可靠、长寿命等方面取得长足进步，市场环境和商业模式基本成熟，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。
用户侧	2021/7/29	《关于进一步完善分时电价机制的通知》	上年或当年预计最大系统峰谷差率超过40%的地方，峰谷电价价差原则上不低于4:1；其他地方原则上不低于3:1。尖峰电价在峰段电价基础上上浮比例原则上不低于20%。
并网侧	2021/8/11	《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》	超过电网企业保障性并网以外的规模初期按照功率15%的挂钩比例（时长4小时以上，下同）配建调峰能力，按照20%以上挂钩比例进行配建的优先并网。

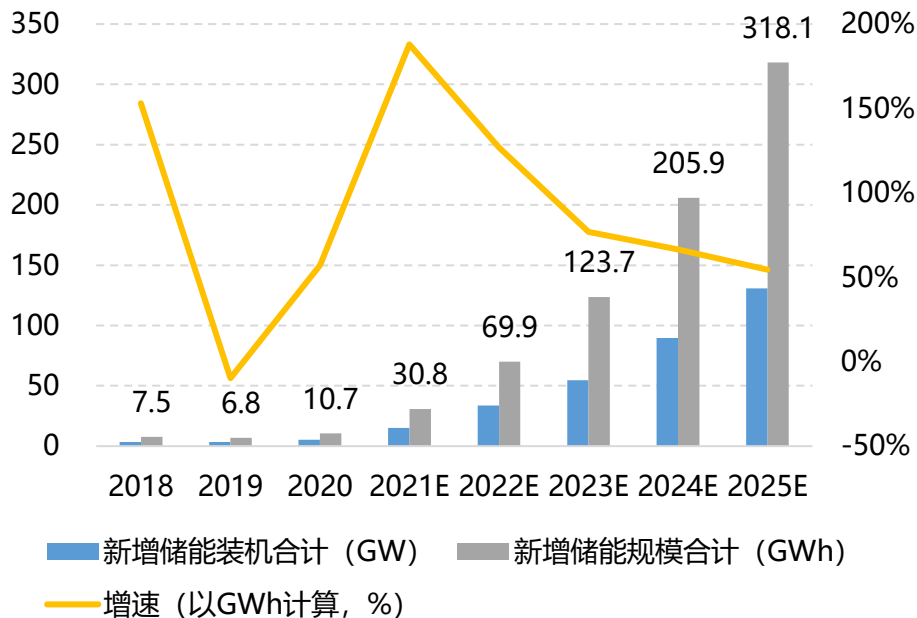
图表：国内储能新增快速增长



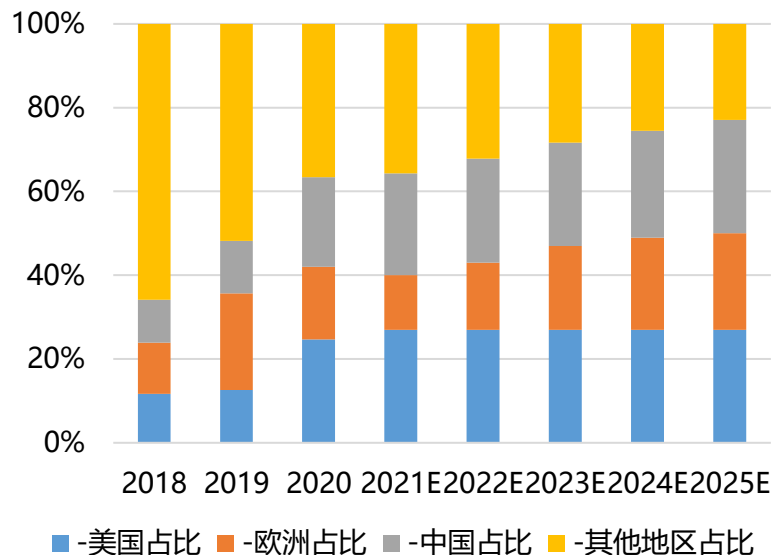
6 储能空间：到2025年全球新增储能需求达130GW/318GWh

- ◆ 基于国内外储能政策不断出台，鼓励储能发展，且随储能经济性拐点到来，储能市场迎来迸发，**我们预计到2025年全球新增储能装机达到130.9GW/318.1GWh**，2021-2025年复合增速为79%，**到2030年新增储能装机达到535.8GW/1575.0GWh**，2021-2030年复合增速为55%，中国美国欧洲将是最大增量市场。

图表：我们预计2025年全球储能新增装机
130.9GW/318.1GWh



图表：我们预计2025年中美欧市场占全球储能
市场比重达77%



6 储能空间：全球储能空间测算

图表：全球储能空间测算

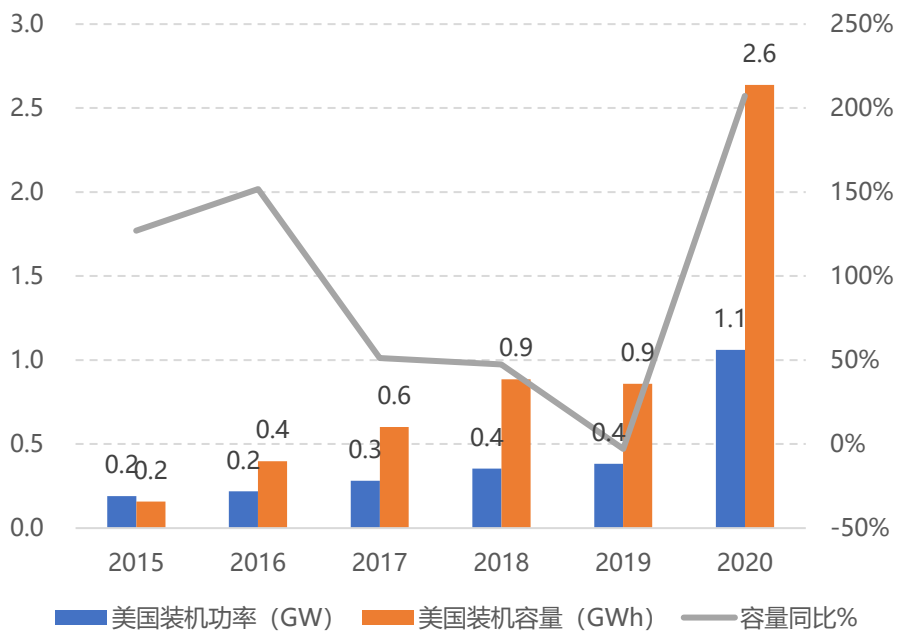
	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
分布式-新增储能装机 (GW)	4.2	16.8	23.9	43.2	63.2	93.5	133.6	173.9	243.0	336.4
分布式-新增储能规模 (GWh)	9.3	36.0	58.3	106.5	173.5	264.7	381.4	538.0	784.4	1090.6
光储+ 峰谷套利 集中式-新增储能装机 (GW)	7.3	13.5	22.4	31.8	46.2	58.8	76.1	91.3	112.8	142.5
集中式-新增储能规模 (GWh)	14.5	27.1	49.3	70.0	101.5	147.1	190.2	237.5	293.2	370.5
新增储能装机 (GW)	11.5	30.4	46.3	75.0	109.3	152.4	209.7	265.3	355.8	478.9
新增储能规模 (GWh)	23.9	63.1	107.7	176.4	275.0	411.8	571.6	775.5	1077.6	1461.1
风储 新增储能装机 (GW)	1.8	3.6	6.5	10.1	15.0	19.4	21.7	26.4	31.9	36.1
新增储能规模 (GWh)	3.6	7.3	13.0	20.3	30.0	38.8	43.3	52.8	63.9	72.2
其他 新增储能装机 (GW)	1.7	2.1	3.3	4.6	6.5	7.9	9.8	13.1	16.8	20.8
新增储能装机 (GW) -含5G基站	3.8	4.8	7.0	8.9	10.7	11.3	12.5	14.8	17.9	22.0
-调峰调频	1.5	1.9	3.0	4.2	5.9	7.2	8.9	11.9	15.2	18.9
-5G基站	2.1	2.7	3.7	4.3	4.2	3.3	2.7	1.7	1.1	1.1
新增储能规模 (GWh)	3.4	4.2	6.6	9.2	13.1	15.9	19.6	26.2	33.5	41.7
新增储能规模 (GWh) -含5G基站	10.7	13.7	19.4	26.5	29.7	29.2	30.3	33.1	38.0	46.2
新增储能装机合计 (GW)	15.0	36.1	56.2	89.8	130.9	179.7	241.2	304.8	404.5	535.8
增速	183%	141%	56%	60%	46%	37%	34%	26%	33%	32%
新增储能规模合计 (GWh)	30.8	74.5	127.3	205.9	318.1	466.6	634.6	854.5	1175.0	1575.0
增速 (以GWh计算, %)	188%	142%	71%	62%	55%	47%	36%	35%	38%	34%
新增储能装机合计 (GW) -含5G基站	17.1	38.8	59.8	94.1	135.0	183.1	243.8	306.5	405.6	536.9
增速	143%	127%	54%	57%	44%	36%	33%	26%	32%	32%
新增储能规模合计 (GWh) -含5G基站	38.2	84.1	140.1	223.2	334.8	479.9	645.2	861.4	1179.5	1579.5
增速 (以GWh计算, %)	140%	120%	67%	59%	50%	43%	34%	34%	37%	34%

三、海外市场率先进发，公共项目与户用需求共振

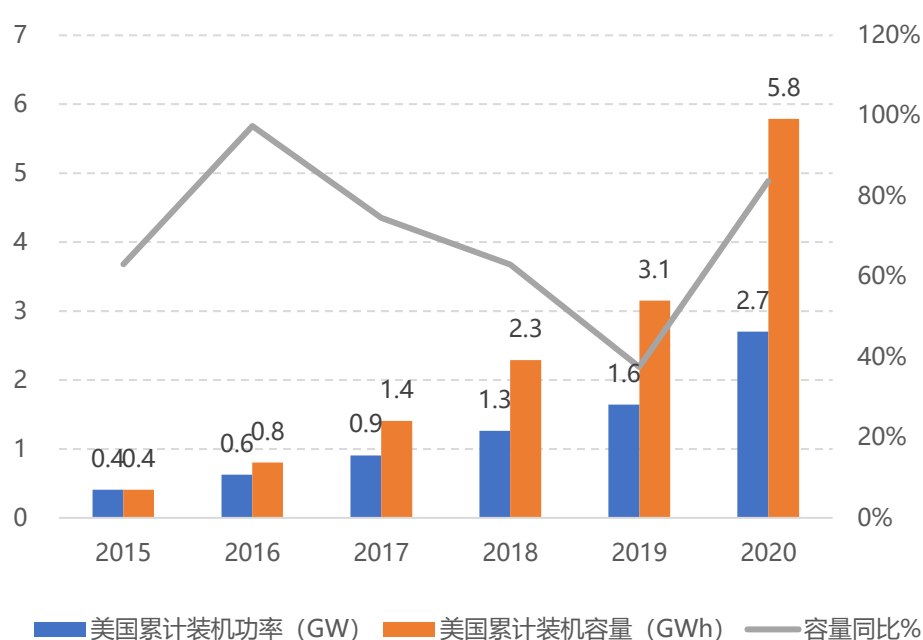
1 美国：2020年储能市场迸发，成为全球第三大储能市场

◆ **美国2020年新增储能市场迸发，首次突破1GW。**根据BNEF统计，2020年美国电化学储能新增装机1.1GW/ 2.6GWh，同比增加207%，首次突破单年新增1GW，2020年储能市场迸发主要得益于美国公用事业端的大规模储能部署以及极端天气下户用储能需求的大幅提升。到2020年美国累计储能装机为2.7GW/5.8GWh，同比增加84%，已成为仅次于欧洲、韩国的全球第三大储能市场。

图表：美国电化学储能新增装机 (GW)



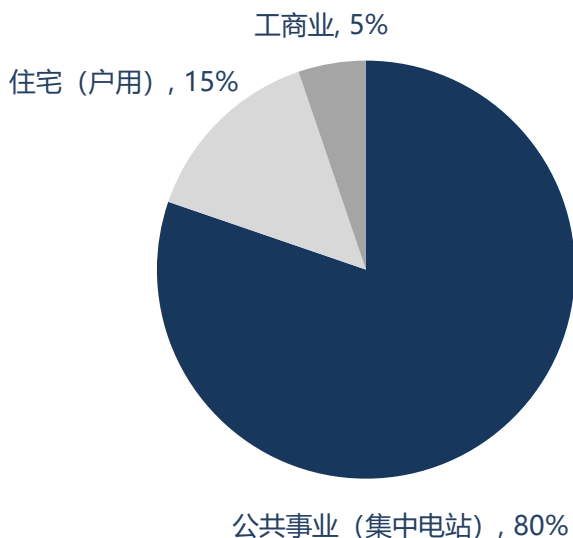
图表：美国电化学储能累计装机 (GW)



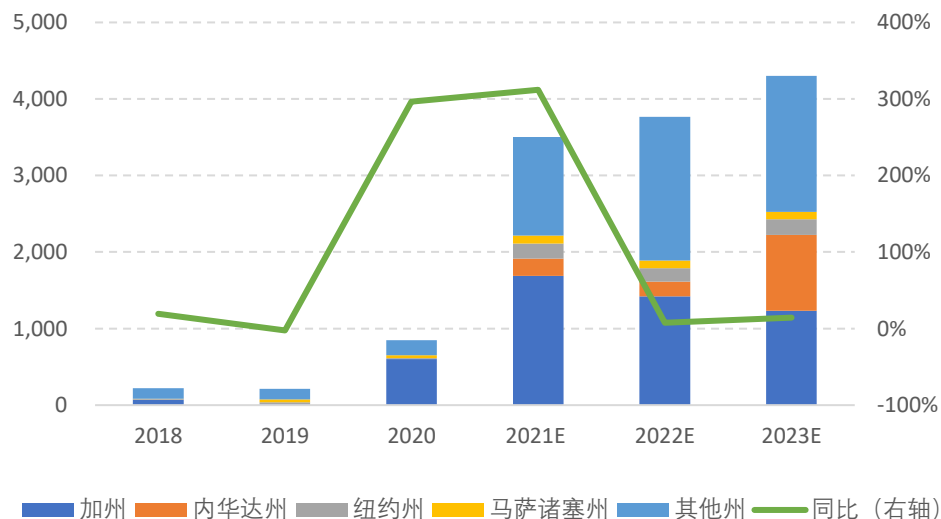
1 美国：公共事业储能项目落地，带来主要增量空间

◆ 分应用场景看，2020年美国新增储能主要来自公共事业，装机占比高达80%。2020年美国新增电化学储能项目规模中，公共事业装机量852MW，同比+297%，装机占比80%居首位。2019年NV Energy、太平洋天然气和电力公司等宣布部署近3GW得储能项目，根据BNEF预计2021年起公用事业将大规模进行储能建设，带来庞大增量空间。户用增长迅速，2020年新增装机154MW，同比+63%，装机占比15%，主要是疫情叠加暴风雪断电刺激户用储能装机需求。工商业2020年新增装机55MW，同比-24%，装机占比5%。

图表：美国2020年新增电化学储能分应用装机占比



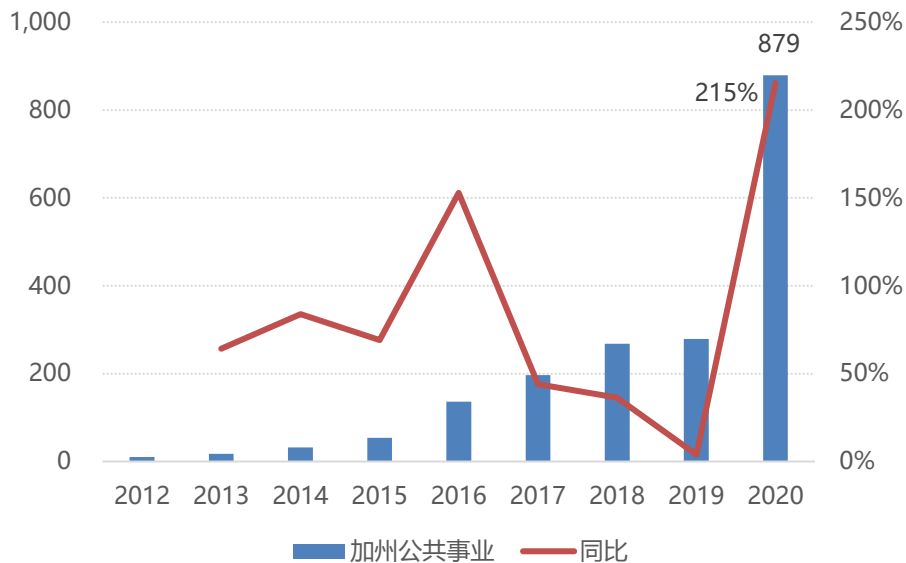
图表：美国2020年新增电化学储能应用装机量 (MW) 和占比



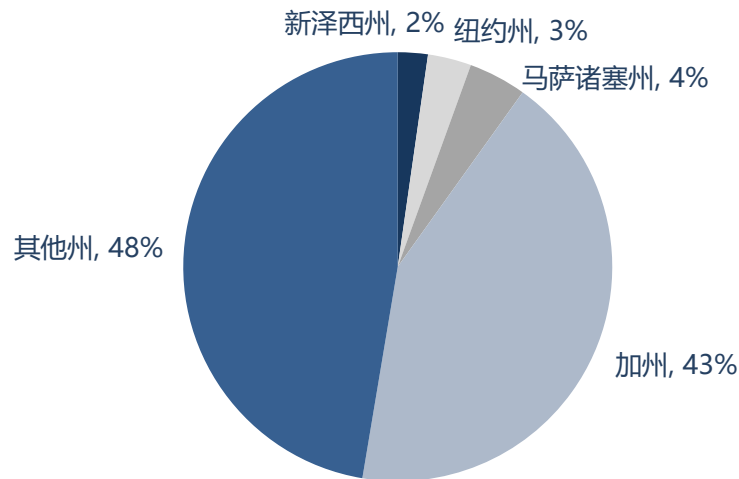
1 美国：加州成为全球储能发展标杆

◆ **加州引领美国市场，成为行业发展标杆。** 2020年加州公共事业新增储能全美分地区装机占比43%，同比+20%；累计装机量达到879MW，同比+215%。加州储能得到快速发展原因在于大部分天然气电站老化面临淘汰，同时疫情之下暴露了电网负荷过重、供电稳定不足、运营商协调能力差等问题，为维持用电稳定，政府要求公共事业公司加速储能的建设，自2001年推出自我发电SGIP激励政策，2011年起将储能纳入SGIP激励范围，居民自发配储的积极性也快速提高。

图表：加州公共事业储能累计装机量 (MW)



图表：美国各州2020年公共事业新增储能分地区装机占比



1 美国：储能高速增长，或为2021-2024年全球最大的储能市场

- ◆ 原因一：电力供应不稳定，储能成为刚需，公用事业储能大规模规划。
- ◆ 美国电网系统跨州和跨区联系薄弱、高峰输电阻塞、电路老化、以及遭遇极端天气等问题，多个地区频繁遭遇长时间停电。例如：2019-2020年夏季高温席卷加州，天然气发电侧调峰不足，导致多次分区轮流停电；2021年2月德州遭遇寒潮来袭，电力供应失衡导致停电长达两周。为减少电力供应不稳定的情况发生，各州通过招标扩建储能设施，其中7个州储能规划超过1000MW。

图表：美国主要州储能规划目标

州	储能规划	目标年份
加州	1325 MW	2024E
马萨诸塞州	1000 MWh	2025E
纽约州	3000 MW	2030E
新泽西州	2000 MW	2030E
内华达州	1000 MW	2030E
康乃狄克州	1000 MW	2030E
弗吉尼亚州	3100 MW	2035E

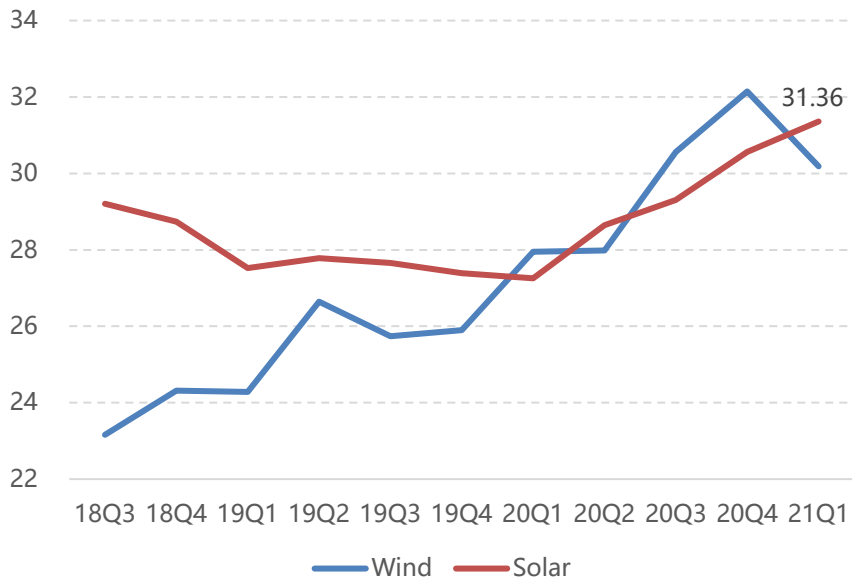
图表：美国电网系统分布情况



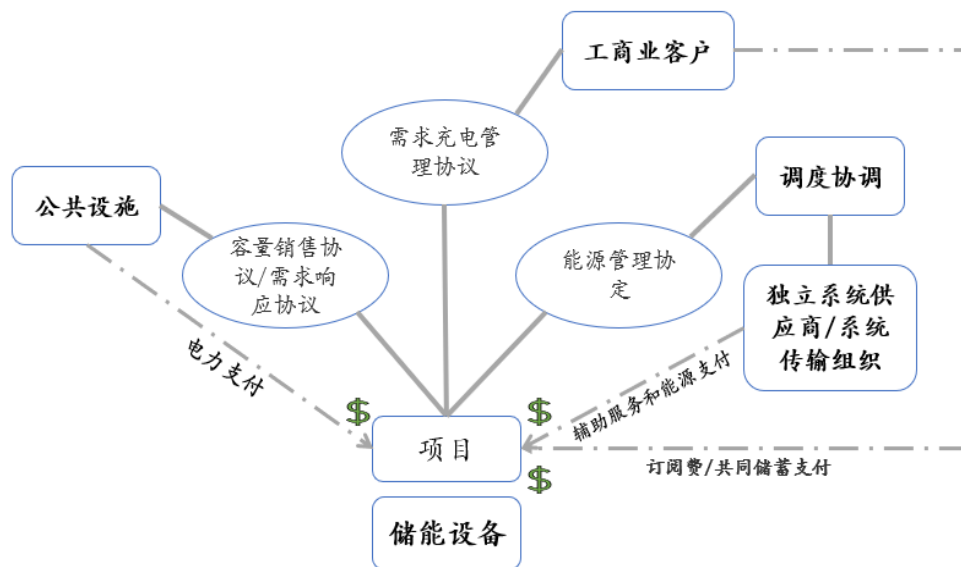
1 美国：储能高速增长，或为2021-2024年全球最大的储能市场

- ◆ 原因二：PPA高电价提升储能经济性，且储能交易模式成熟，市场化程度高。
- ◆ 根据LevelTen，美国PPA光伏电价2021Q1达到31.36\$/MWh，同比增15.1%。PPA电价2021年远低于市场电价，仍有很大的爬升空间，美国的谷峰电价差往往超过0.1\$/kWh，收益率达9%以上；同时美国储能交易模式成熟，项目可作为非发电资源或需求响应资源参与电力市场，通过峰谷套利、辅助服务、备用电源、输配电价等多种方式从工商业、公共事业、电网侧获得叠加收益。

图表：美国PPA电价 (\$/MWh)



图表：美国储能市场交易模式



1 美国：储能高速增长，或为2021-2024年全球最大的储能市场

- ◆ 原因三：国家及各州层面出台储能政策支持，布局储能助力碳中和。
- ◆ 美国对储能行业支持力度空前，国家层面拜登提出2万亿基建计划，延长ITC光伏补贴至2024年，推出BEST Act法案21年起拨款10.8亿美元支持储能及分布式能源建设。另外，各州政府也提出了储能激励计划，减免税收或提供补贴的方式刺激储能建设。

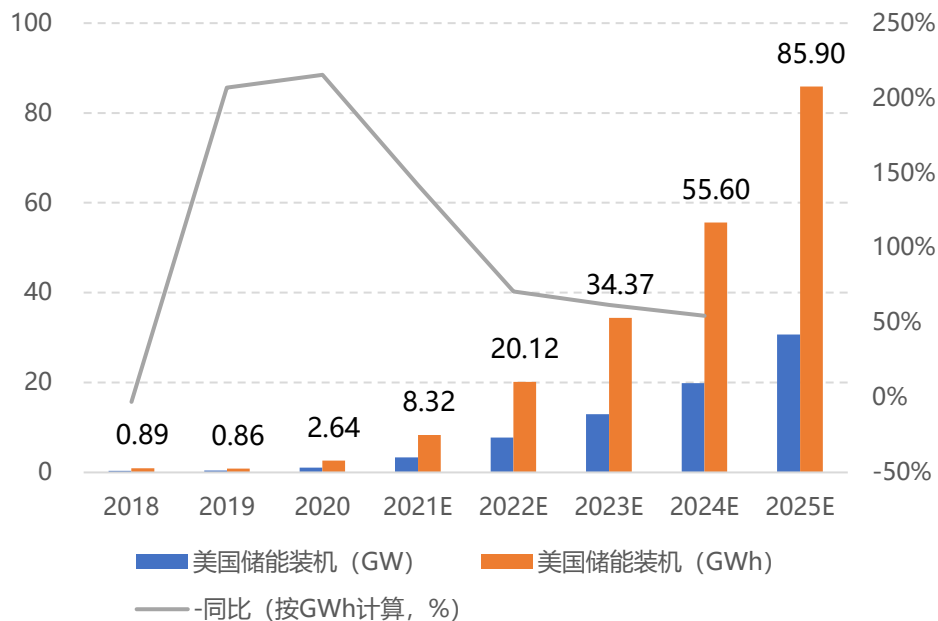
图表：美国储能激励政策梳理

	激励政策	年份	具体实施方案
美国	2万亿美元基础建设计划	-	2035年实现100%无碳电力以及清洁能源发电和储能的直接支付投资税收抵免及生产税收抵免期限延长10年
美国	ITC光伏补贴延期	2020-2024年	2021-2022年开始建设的光伏项目税收抵免将保持26%，2023年下降到22%，2024年将下降至商业项目10%
美国	更好的储能技术法案(BEST Act)	2021-2025年	在五年内拨款10.8亿美元，用于能源储存、微电网和分布式能源项目
加州	自发电激励计划 (SGIP)	2018-2024年	为储能和其他清洁能源提供8亿美元支持，用户侧储能总投资达12亿美元
亚利桑那州	公共事业补贴计划	2017年起	帮助大型商业客户部署储能以减少高峰需求，每年200万美元的补贴计划
纽约州	储能激励计划	2019-2030年	授权总计3.5亿美元的桥梁激励措施，以加快储能市场的发展及另外5300万美元的RGGI基金
马萨诸塞州	Smart可再生能源计划	2019年起	太阳能获得固定费率的补贴，额定功率容量超过25%的光伏系统必须搭配储能系统
俄勒冈州	太阳能+储能折扣计划	2019年起	每年分配200万美元用于住宅客户和低收入服务提供商光伏存储系统折扣
内华达州	储能激励计划	2019年起	根据基础设施类型的不同，对安装储能设备的客户奖励50,000美元到300,000美元不等
马里兰州	储能所得税抵免计划	2021年起	对住宅用户储能系统州所得税抵免上限5000美元，对商业用户上限30%

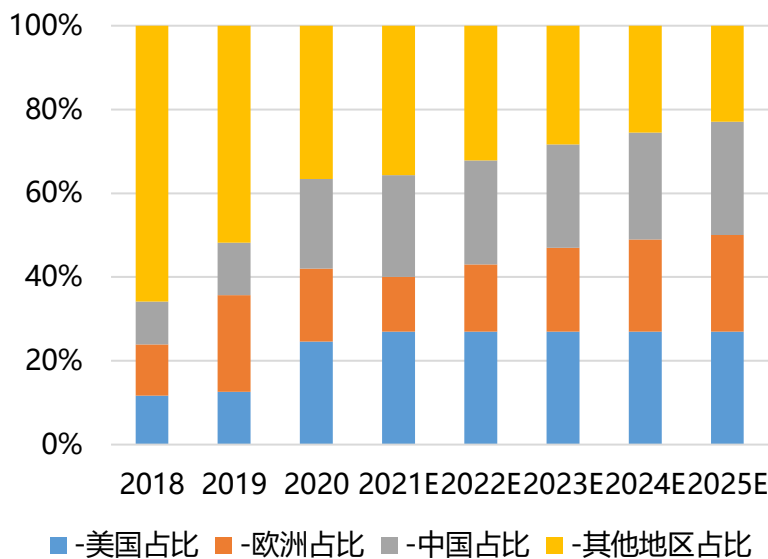
1 美国：到2025年美国将新增31GW/86GWh储能需求

- ◆ 考虑到美国电力供应不稳定、国家及各州层面政策支持、储能的成熟交易模式及高经济性，美国公用事业储能项目快速上量，我们测算到2025年美国储能需求将达30.7GW/85.9GWh，2021-2025年复合增速为79%，到2030年美国储能需求将达137.8GW/441.0GWh，2021-2030年复合增速为55%，美国2021-2024年将成为全球最大储能市场。

图表：美国储能新增装机量预测



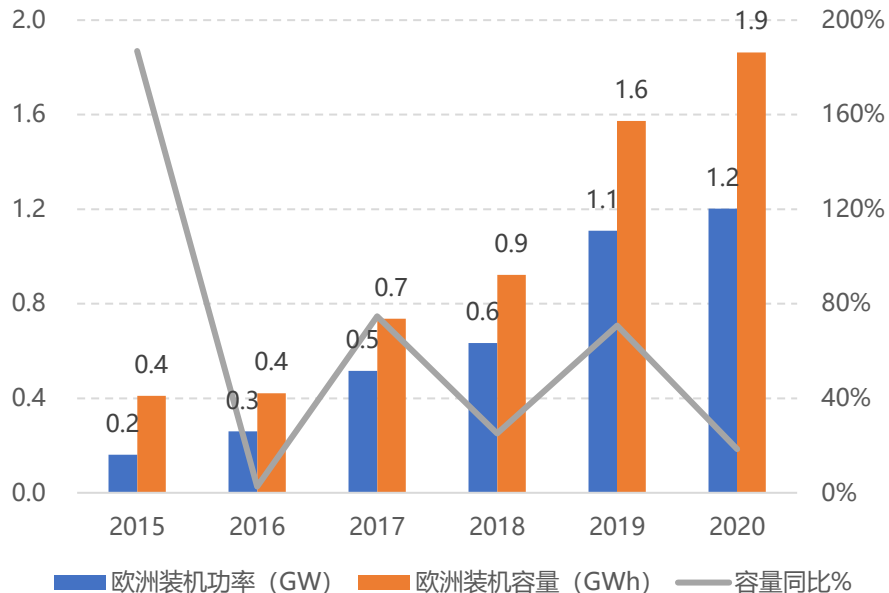
图表：美国储能在全球储能市场装机份额提升



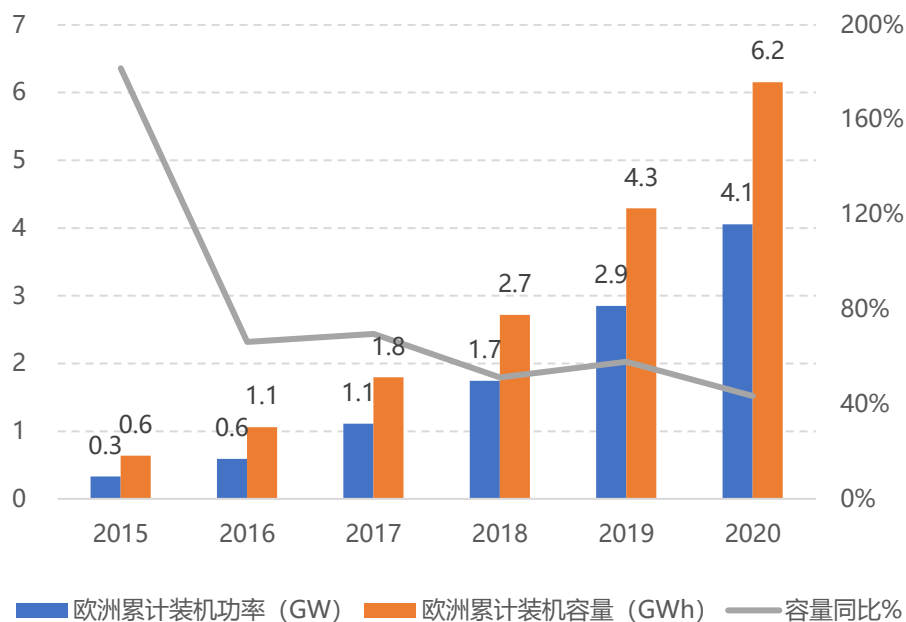
2 欧洲：2020年跃居全球累计电化学储能的最大市场

◆ 欧洲2019年开启储能元年，2020年再创新高，累计装机4.1GW/6.2GWh。根据BNEF统计，2019年欧洲储能市场迎来迸发，英国德国引领增长，储能元年到来。2020年欧洲储能装机再创新高，实现电化学储能新增装机1.2GW/1.9GWh，同增19%，新增装机居全球第二，截至2020年底欧洲累计储能装机为4.1GW/6.2GWh，同增43%，累计全球分地区装机占比19%，超越韩国成为全球最大储能市场。

图表：欧洲电化学储能新增装机情况



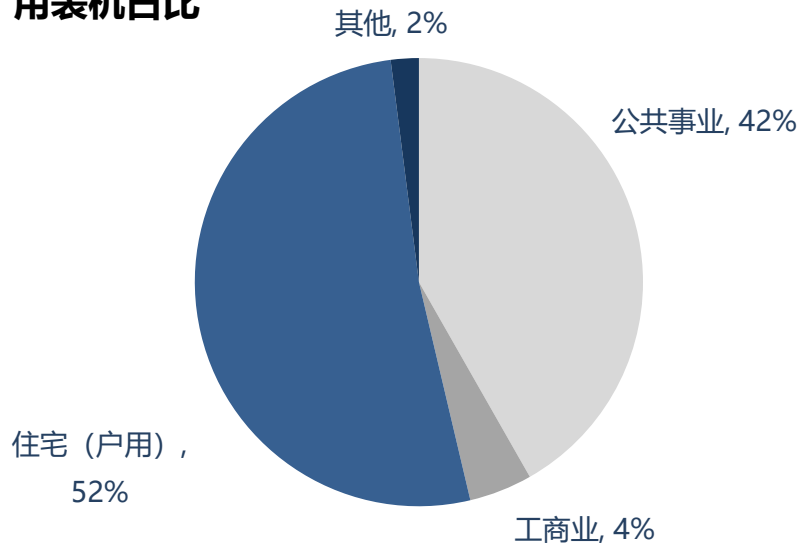
图表：欧洲电化学储能累计装机情况



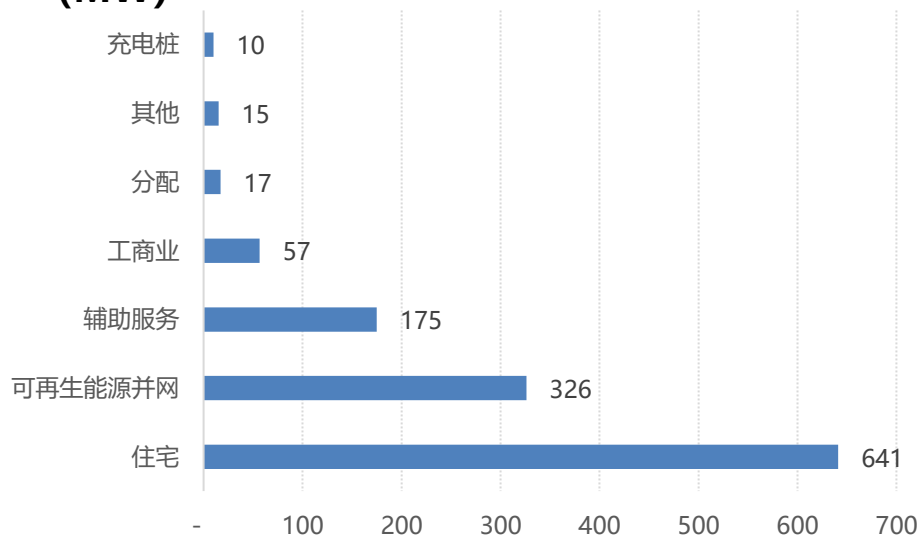
2 欧洲：全球最大户用市场，累计达1.6GW左右

- ◆ 欧洲为全球最大户用市场，2020年新增装机量641MW。2020年欧洲新增户用侧储能装机641MW，同比+90%，欧洲分应用占比52%为最高，截至2020年底欧洲户用储能累计1.6GW左右。2020年户用储能快速增长，一方面在于欧盟推出绿色复苏计划支持新能源发展，另一方面疫情刺激民众对能源独立和电力稳定的强烈需求。其次是公共事业装机518MW，欧洲分应用装机占比42%。2018年起欧洲多国部署大型电池储能系统，带来公共事业端增量。

图表：2020年欧洲新增电化学储能装机分应用装机占比



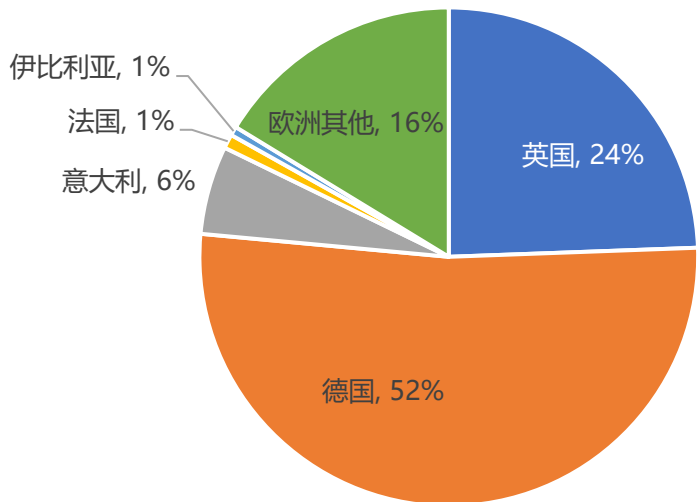
图表：2020年欧洲新增电化学储能分应用装机分布 (MW)



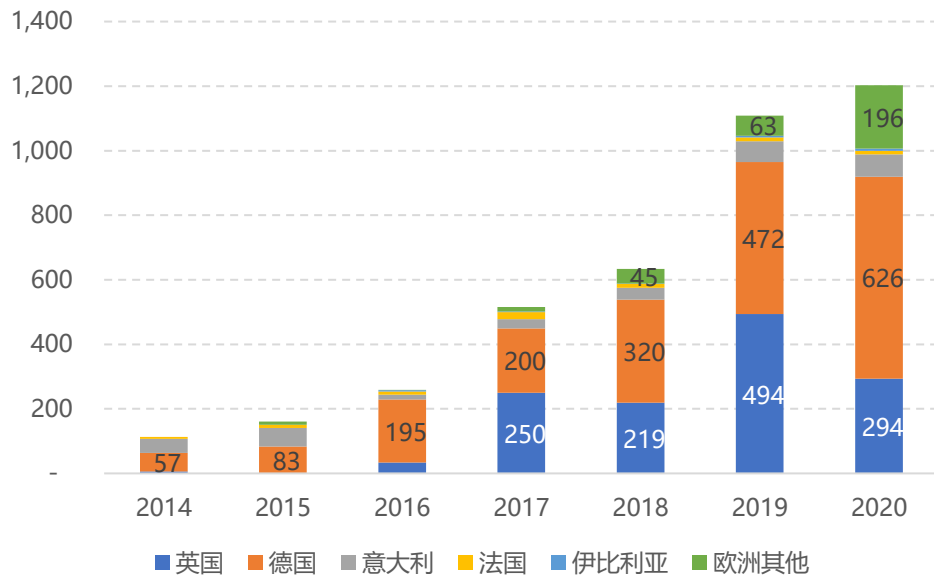
2 欧洲：德英领跑，持续发力

◆ **德英贡献主要增量，2020年合计欧洲装机占比76%。**分国家看，2020年欧洲新增储能装机中德国和英国装机分别占比52%、24%，合计装机占比高达76%，其中德国是最大的户用市场，英国是最大的地面储能市场。从2014-2020年欧洲累计电化学储能市场来看，德国和英国仍占据主导地位，合计欧洲装机占比超过80%。随可再生能源发电占比提升，意大利、法国、西班牙、荷兰等新兴市场也在快速增长。

图表：2020年欧洲新增电化学储能分国家占比



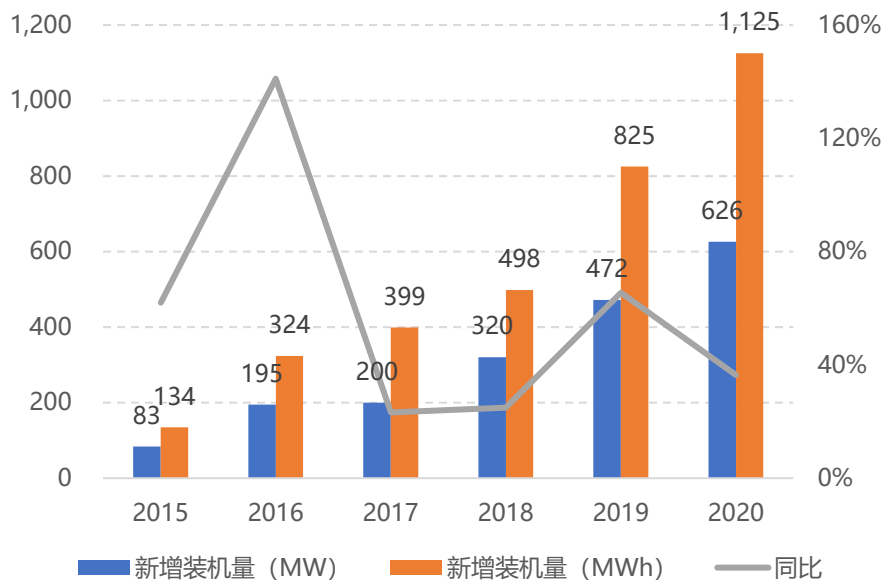
图表：2014-2020年欧洲电化学储能新增装机 (MW)



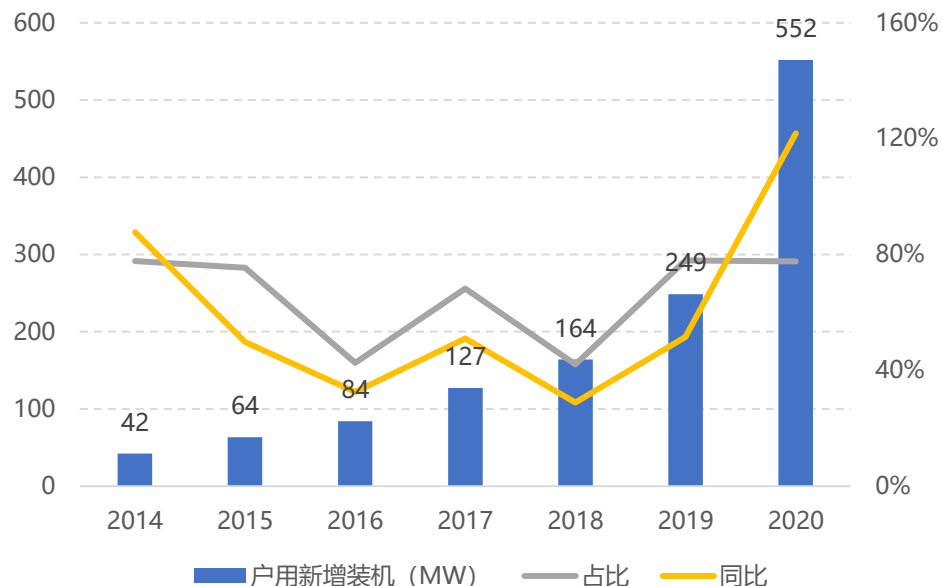
2 欧洲-德国：全球最大户用储能市场

◆ **德国截至2020年户用储能累计1.3GW，是全球最大的户用储能市场。**2020年德国电化学储能新增装机626MW /1.1GWh，同比+36%，其中户用储能新增装机为552MW/1.02GWh，同比+122%，德国国内分应用装机占比达78%，截至2020年底户用累计装机超1.3GW/2.4GWh。2020年德国家庭中安装的电池储能系统超过30万套，是全球最大的户用储能市场，得益于1) 德国家庭购电成本从2015年的29欧分/kWh上升至2019年的31欧分/kWh，叠加疫情影响，自给自足的能源形式受推崇；2) 随光伏FIT下降，补贴政策转向家用储能：安装30kWp以上的户用储能系统，可免收碳税和EEG附加费，刺激户用储能增长。

图表：德国2020年新增电化学储能装机



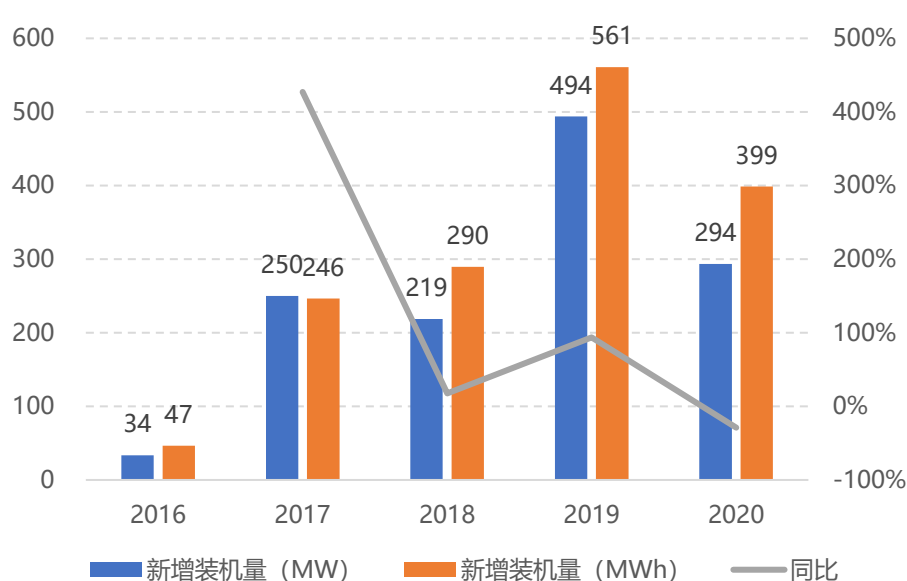
图表：德国2020年新增户用储能装机



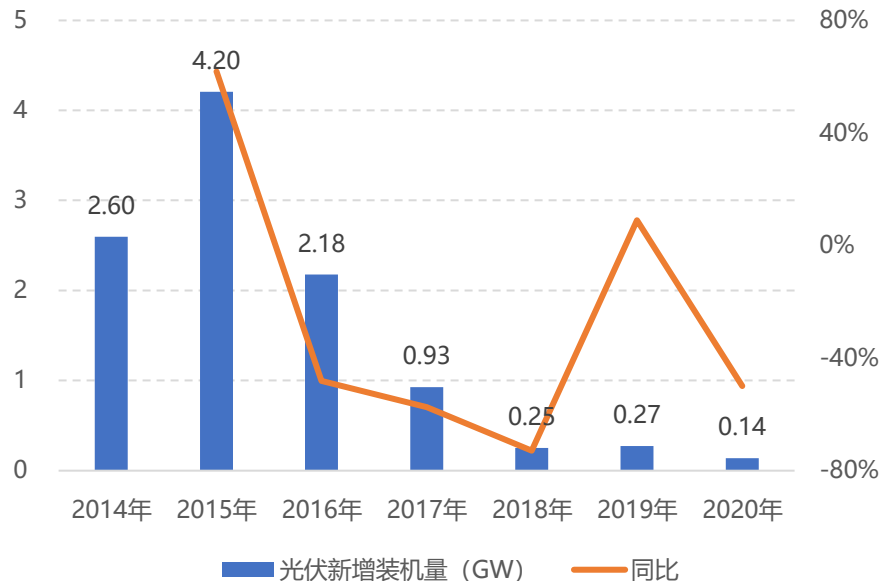
2 欧洲-英国：大型储能项目部署拉动增长

◆ **英国是欧洲最大公用事业储能市场。**2020年英国电化学储能新增装机为294MW/399MWh，同比-29%，截至2020年底累计装机达到1.3GW/1.6GWh。2019年是英国储能发展元年，一方面EFR一期招标项目大规模落地，另一方面英国开始向分布式发电资源开放平衡市场，推动储能商业模式转换。但2020年受疫情影响部分储能项目施工延期，项目部署量低于计划，部分延期项目计划在2021年上半年完工，同时随分布式商业模式完善，将带来新增量。

图表：英国新增电化学储能装机



图表：英国新增光伏装机量



2 欧洲：户用储能成为欧洲市场最大看点

- ◆ **户用市场空间大、发展快，是欧洲市场最大看点。** 1) 欧盟及各国户用储能利好政策频出，多样化政策包括直接补贴、税收减免、程序优化等；2) 欧洲各国居民电价持续走高，德国、比利时、意大利等居民电价超2元/kWh，光储自发自用具备高经济性；3) 倡导绿色能源和能源安全稳定，尤其是疫情之下激发了居民对储能装配的积极性，因此户用储能迎来高速发展。

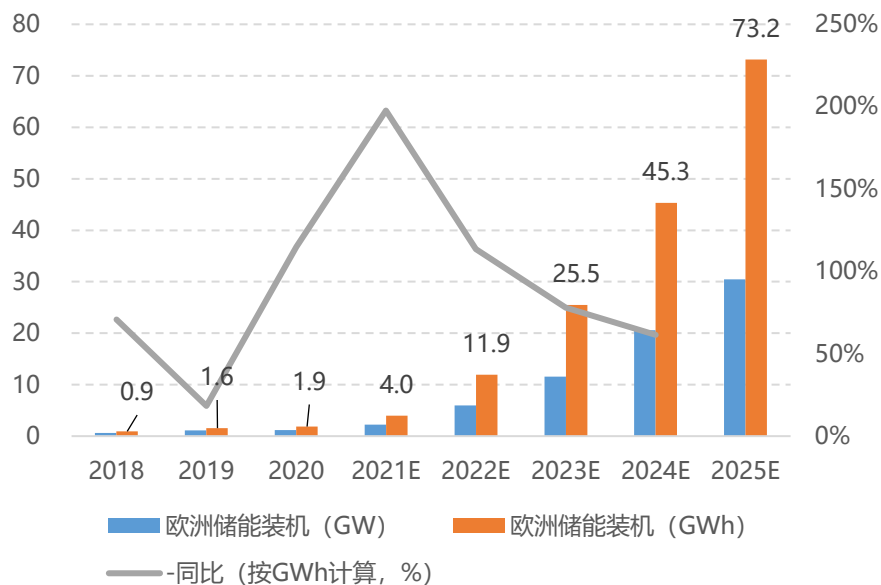
图表：欧洲户用储能利好政策不断

国家	时间	政策	政策内容
欧盟	2019	CEP计划	CEP计划中，2019/943 法规与 2019/944 指令提到，将 大力支持家用储能市场发展，消除发展中可能存在的财务障碍。
英国	2020	取消储能部署容量限制要求	取消储能部署容量限制要求， 提供1,000万英镑（合1,253万美元）的拨款来支持储能部署。 允许储能开发商在英格兰地区部署装机容量50MW以上储能系统，威尔士部署装机容量为350MW以上储能项目。
	2017	英国智能灵活能源系统发展战略	17年7月英国燃气与电力市场办公室和英国商业、能源与工业战略部共同研究并制定《英国智能灵活能源系统发展战略》，计划 消除包括储能在内的智慧能源的发展障碍、建立灵活的电力市场机制。
意大利	2020	提升新生态奖励政策补贴	20年7月为缓解新冠疫情，意大利政府启动了财政刺激计划，原有新生态奖励政策补贴全面提升， 与翻新项目相关的光伏和储能系统的税收减免从50%提高至110%。
	2017	太阳能储能返利方案	20千瓦以上容量带储能光伏可申请返利，提供高达3000欧元的返利，最高可补偿储能系统购买及部署成本的50%， 同时，政府只接受电化学和机械存储技术，且光伏系统需按CEI 0-21规范入网。
德国	2019	德国可再生能源法	德国可再生能源法（EEG 2021）修订案，将住宅太阳能发电设施所有者支付EEG税费的装机容量上限从10kW提高到30kW。
	2017	光储补贴计划	德国联邦经济事务和能源部、德国复兴信贷发展银行(KfW)重新调整并发布 新一轮“光伏+储能”补贴计划，补贴总额约3000万欧元； 同时地方层面的储能激烈政策主要魏储能安装补贴。

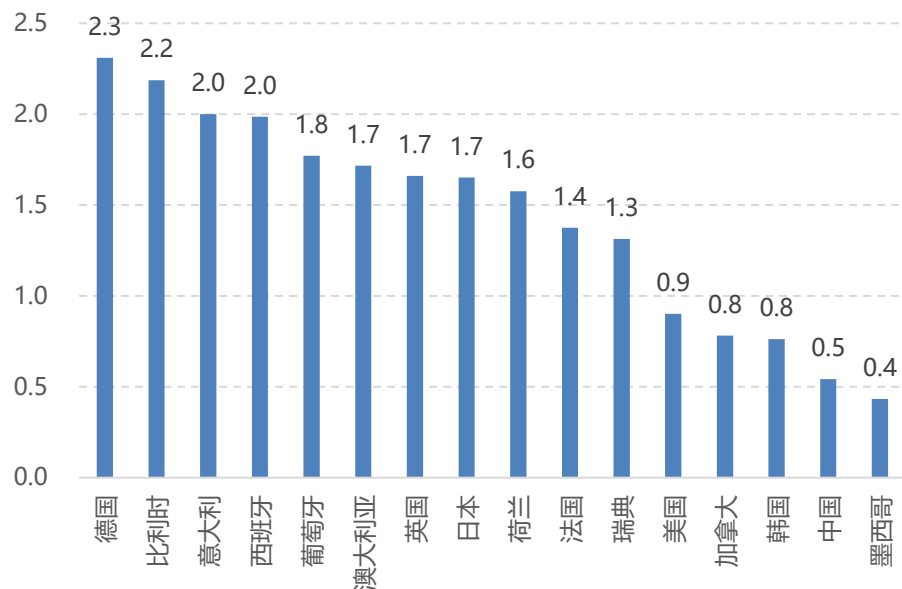
2 欧洲：到2025年欧洲将新增31GW/73GWh储能需求

- ◆ 考虑到在各国政策的支持以及高电价的刺激下，欧洲户用储能迎来高速发展；同时，欧洲规划到2030年碳减排55%，2050年碳中和，推动大型储能项目启动，我们测算到2025年欧洲储能需求将达30.5GW/73.2GWh，2021-2025年复合增速为107%，到2030年欧洲储能需求将达131.3GW/393.7GWh，2021-2030年复合增速为67%，是全球第三大储能市场。

图表：欧洲储能新增装机量预测



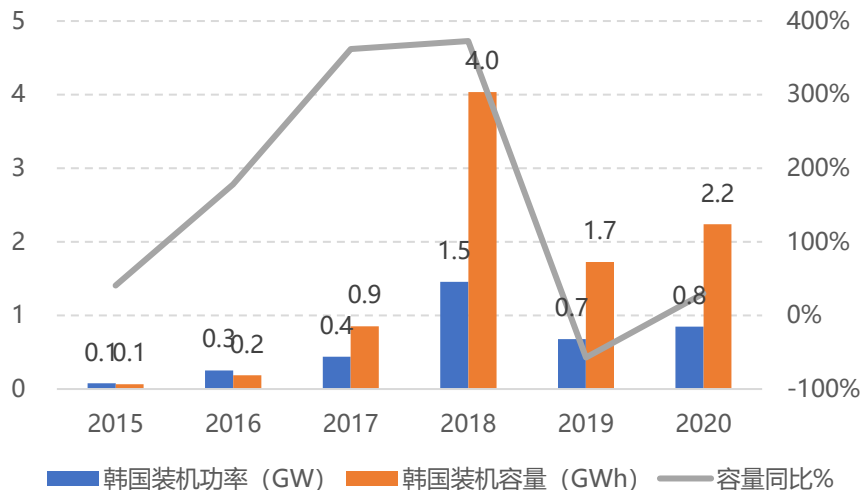
图表：2019年欧洲国家电价显著高于其他地区 (元/kWh)



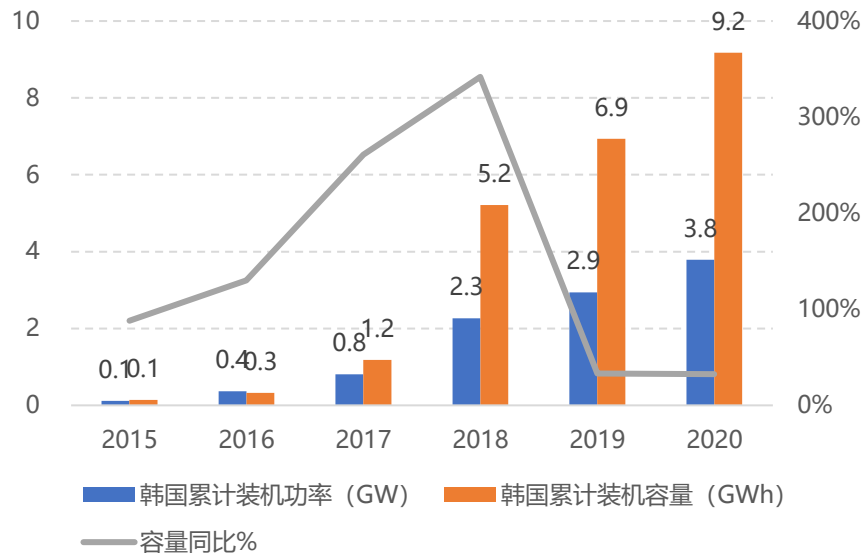
3 韩国：储能电池安全性影响，新增装机量下滑

◆ 截至2020年底韩国累计电化学储能装机达3.8GW/9.2GWh，是全球第二大市场。新增电化学储能装机0.8GW/2.2GWh，同增30%，截至2020年底韩国累计电化学储能装机达3.8GW/9.2GWh。韩国2019-2020年新增装机量较2018年明显下降，主要原因是2018-2019年韩国发生27起储能电池起火事故，给行业带来庞大负面影响。2021年韩国逐步取消可再生能源权重REC补贴以及工商业储能电价折扣，我们预计2021年储能新增装机将继续面临下滑。国有电力公司Kepco计划2021-2025年安装1.8GWh储能系统，主要用于延期输电投资，这将是到2023年韩国储能市场最大驱动力。

图表：韩国2020年新增电化学储能装机



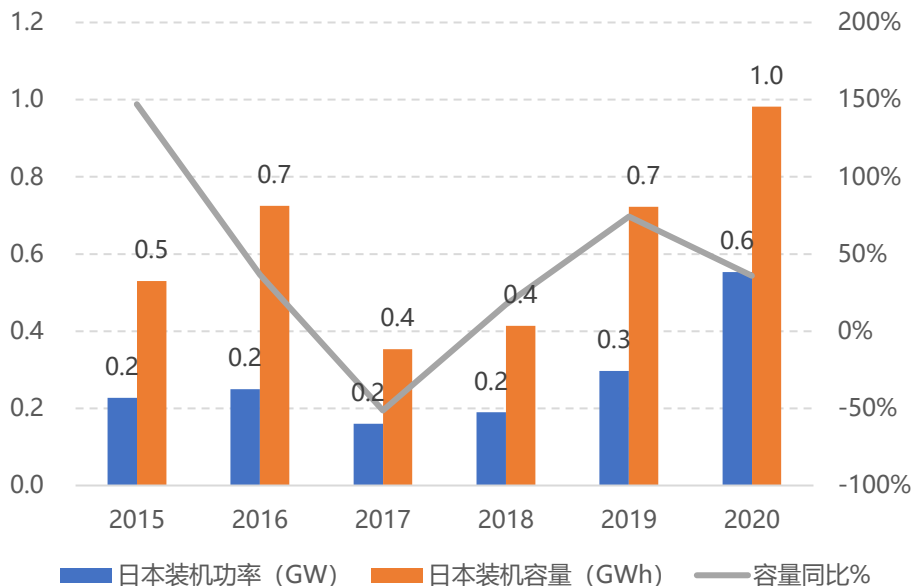
图表：韩国累计电化学储能装机



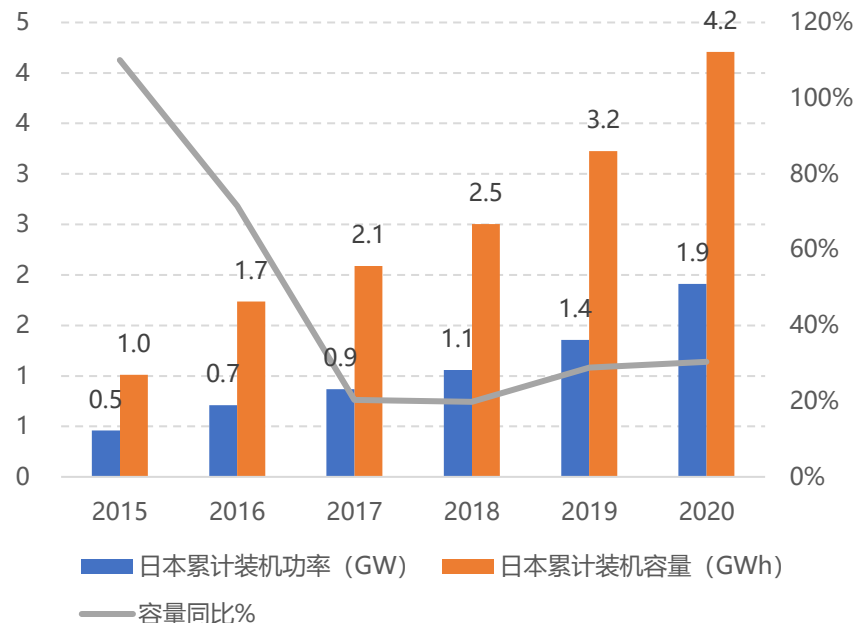
4 日本：部分FIT认定延期至2021年，退坡抢装仍有增长

◆ 截至2020年底日本累计电化学储能装机达1.9GW/4.2GWh，全球装机占比13%。2020年日本新增电化学储能装机为0.6GW/1.0GWh，同比+36%，截至2020年底日本累计电化学储能装机达到1.9GW/4.2GWh，同比提升30%，占全球比重13%。2020年快速增长主要得益于FIT上网电价退坡抢装。但受疫情影响部分FIT认定延期至2021年，且日本居民电价在1.7元/kWh左右价格较高，储能发展依然具备较强吸引力。

图表：日本2020年新增电化学储能装机



图表：日本累计电化学储能装机

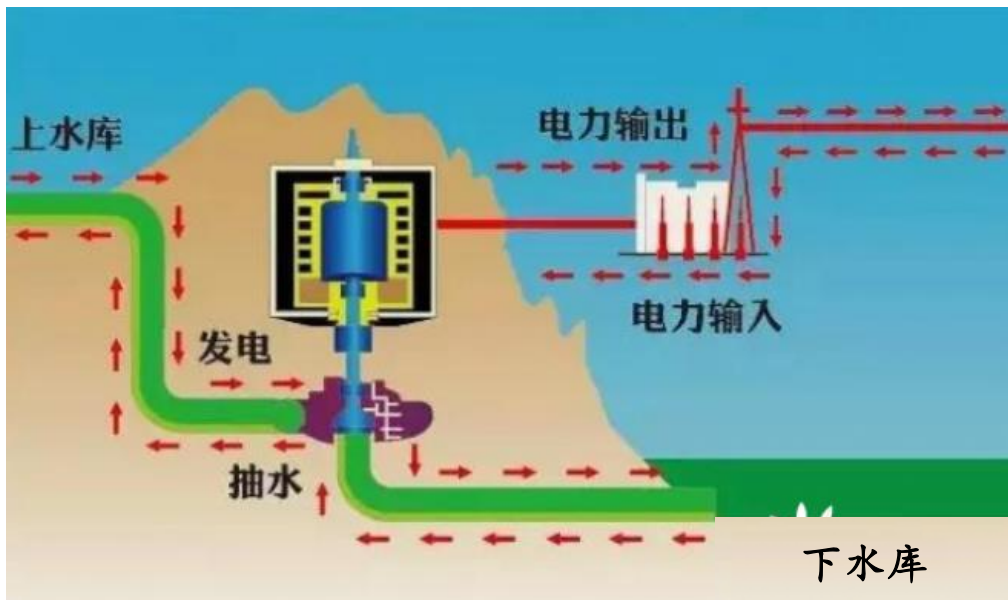


四、储能技术多元化发展，锂电池为业界主流方向

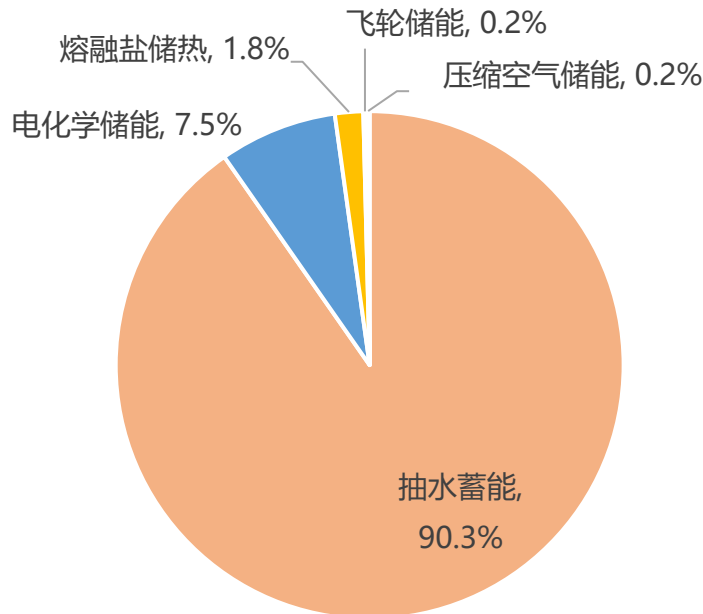
1 抽水蓄能-应用广泛，十四五期间我国仍有一定规模建设

- ◆ 抽水蓄能应用广泛，十四五期间抽水蓄能投产超20GW，到2030年运行装机将超70GW。抽水蓄能电站被称为电力系统的稳定器、调节器，应用广泛，2020年全球储能装机占比90%以上，我国是全球抽水蓄能电站在运、在建规模最大的国家，我国国家电网在运抽水蓄能电站22座，在建抽水蓄能电站30座，并规划十四五期间抽水蓄能投产超20GW，到2030年运行装机将超70GW。抽水蓄能规模的持续扩大能够促进新能源快速发展，配备足够容量的抽水蓄能可有效提升大电网综合防御能力，保障电网安全稳定运行。

图表：储能方式对比



图表：2020年全球抽水蓄能占比储能装机达90%以上



2 电化学储能-性价比凸显，商业化前景大

◆ **电化学储能已经入商业化，或成未来发展重点。**因成本低、寿命长、技术成熟，物理机械储能，尤其是抽水蓄能应用广泛，但受地理环境制约、投资高、建设周期长等影响发展渐缓；电磁储能和光热储能综合效率高，但尚处于技术开发阶段，电化学储能性价比高，已经进入商业化阶段，随成本的逐渐降低，我们认为电化学储能-锂离子电池将是储能主要的应用类型。

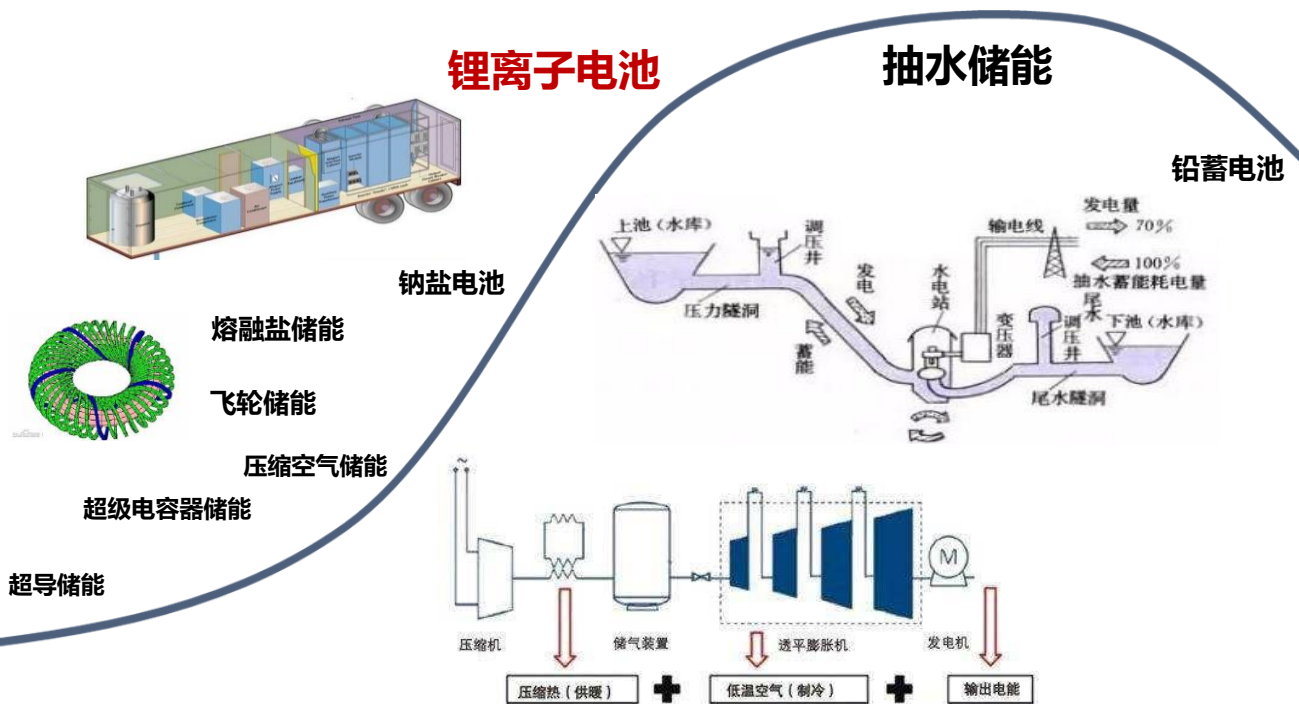
图表：储能方式对比

储能类型	响应时间	放电时间	综合效率	优势	缺点	技术	
物理机械储能	抽水储能	数分钟	数小时-数天	70-85%	高效；技术成熟；大规模储能；成本低；寿命长	启动速度慢；受地理环境、土木工程技术制约；建设周期长	成熟
	压缩空气储能	数分钟	数小时	40-50%	占地面积小；容量大；成本低	效率较低；响应慢；选址受限	成熟
	飞轮储能	数秒	数秒-数分钟	80-90%	结构化程度高；场地要求低；运维成本低；能量密度大	能量释放时间短；成本高；自放电率高；噪声污染	商业化早期
电化学储能	铅蓄电池	数秒	数小时	60-70%	性价比高；可靠性强；技术成熟	寿命短；比能量和比功率低；污染严重	商业化
	全钒液流电池	数毫秒	数小时	65-75%	安全性高；循环寿命长；能量与功率分开控制	能量密度低；运维成本高；系统效率低	商业化早期
	钠硫电池	数毫秒	数小时	70-80%	响应速度快；储能密度高；规模化应用	需要维持300°C高温条件；价格高；存在安全隐患；运维成本高	商业化
	锂离子电池	数秒	数小时	70-80%	比功率和比能量高；自放电小；污染小；单体电压高	成本较高；一致性差；循环寿命较低	商业化
电磁储能	超级电容	数毫秒	数秒	90%-95%	极其稳定；超快充放电	比能量和比密度低	开发期
	超导储能	数毫秒	数秒	95%以上	瞬间响应；极低能量损耗	储能时间短；条件苛刻	开发期
光热储能	熔融盐储热		数小时	90-99%	清洁；平均成本低；寿命长	高腐蚀性；质量鱼龙混杂；自然损耗	商业化

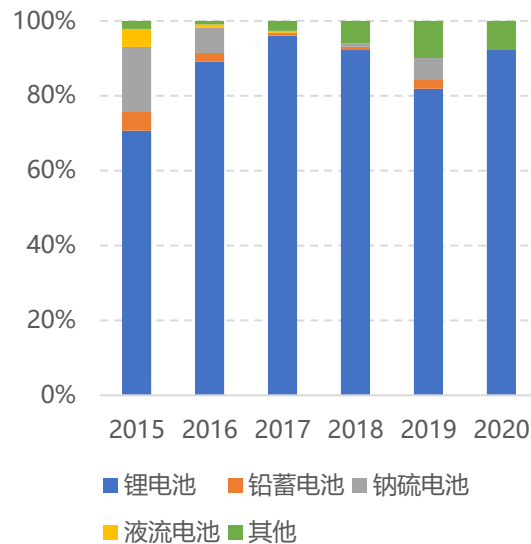
2 电化学储能-磷酸铁锂将成为主流技术方向

◆ 从2015-2020年电化学储能的电池来看，锂离子电池尤其是磷酸铁锂电池，从安全性、能量密度、成本、发展路径等方面性价比最高的技术方向，我们测算2021年磷酸铁锂储能已达到1.5元/Wh的系统成本，储能经济性的拐点到来，随电池成本和BOS成本的进一步降低，打开庞大潜在市场。

图表：锂电池储能将会是下一个主流技术方向



图表：电化学储能中锂电池技术分电池类型装机占比最高



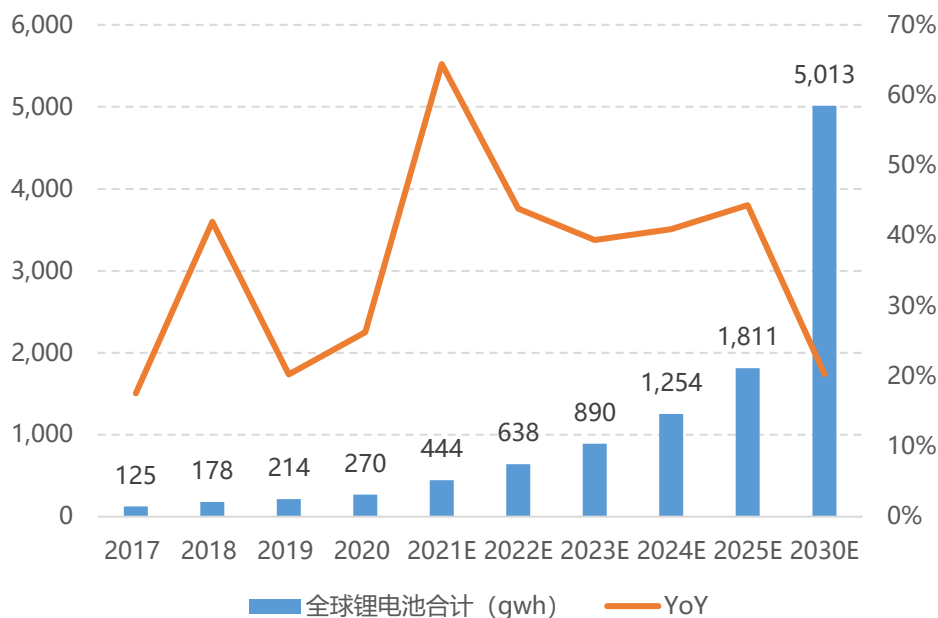
2 电化学储能-动力电池梯次利用为储能电池

- ◆ **退役的动力电池可以被二次利用为储能电池。**动力电池由于受到汽车的启动加速、体积重量限制等要求，动力电池比普通的储能电池有更高的性能要求，若动力电池的容量低于80%就不能再用在新能源汽车了，但仍具有70-80%的容量，把电池取出，并进行切割分拆、检测分组、重新配置，仍可以用在储能系统中持续稳定工作超过10年，但目前改造的成本仍较高，需进一步降本。

图表：动力电池梯次利用



图表：动力电池需求量测算



2 电化学储能-钠离子电池或成为后续技术方向

- ◆ **钠电池成本低，循环寿命有待提高，或成为未来技术方向。**钠电池实现材料体系创新，2021年研究逐渐走向成熟。由于钠离子储量为锂储量420倍，存量丰富、价格低廉，理论Bom成本较锂电池可减低30%-40%，且钠电池安全性、高低温、快充性能更优异，因此在储能市场具备广阔应用空间。但钠电池循环寿命和能量密度相较锂电池偏低，一般在1000次左右，宁德2021年7月底发布的第一代钠电池，循环次数可达到3000次以上，我们测算若循环次数提升到4500次，则比较具备经济性。

图表：钠离子电池vs.锂电池储能技术指标对比

	钠离子电池 宁德时代	磷酸铁锂电池	三元电池
能量密度	单体能量密度达160Wh/kg，二代提升至200Wh/kg	150-220Wh/kg	200-300Wh/kg
系统集成效率	80%，可使用AB系统解决方案	<80%	70%左右
循环次数	3000+	6000+	3000+
安全性	好		一般
快充性能	常温下充电15分钟，电量可达80%以上		
低温性能	-20°C拥有90%以上的放电保持率	60-70%	70%+
正极材料	克容量较高的普鲁士白材料，对材料体相结构进行电荷重排	磷酸铁锂	NCM、NCA
负极材料	具有独特孔隙结构的硬碳材料，具有克容量高、易脱嵌、优循环的特性，克容量350mAh/g	石墨，克容量350-400mAh/g	
电解液	开发适配电解液	六氟磷酸锂为主盐	
产业布局	2023年形成基本产业链	成熟	
制作工艺	设备兼容		

图表：钠离子电池经济性弹性测算

循环次数	内部收益率
2000	-13.81%
2500	-4.39%
3000	-1.64%
3500	1.85%
4000	6.48%
4500	9.15%
5000	12.19%

3 飞轮储能-新型储能技术

- ◆ **飞轮储能是新型储能技术之一，处于商业化早期。**通过电动/发电互逆式双向电机，电能与高速运转飞轮的机械动能之间的相互转换与储存。飞轮储能具有使用寿命长、储能密度高、不受充放电次数限制、安装维护方便、对环境危害小等优点，可用于不间断电源、应急电源、电网调峰和频率控制。但截至2021年飞轮储能还具有很大的局限性，相对能量密度低、静态损失较大，现仅处于商业化早期。

图表：飞轮储能优缺点

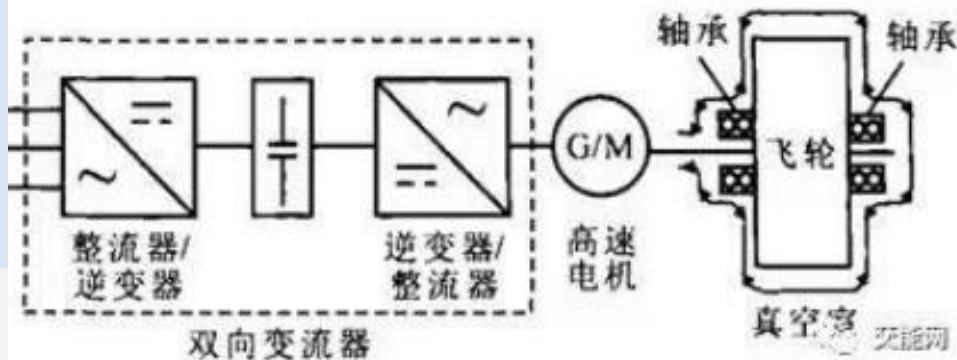
图表：飞轮储能装置原理

优势

1. 寿命长，所有储能技术中寿命最长的技术之一；
2. 绝对能量密度和功率密度高
3. 充放效率高，超过90%；
4. 适应性强，对工作温度和运行环境没有太大要求；
5. 启动速度快，毫秒级，在所有储能系统中排名前列；
6. 无污染；
7. 维护成本低，运行时几乎没有损耗；
8. 模块化。

缺点

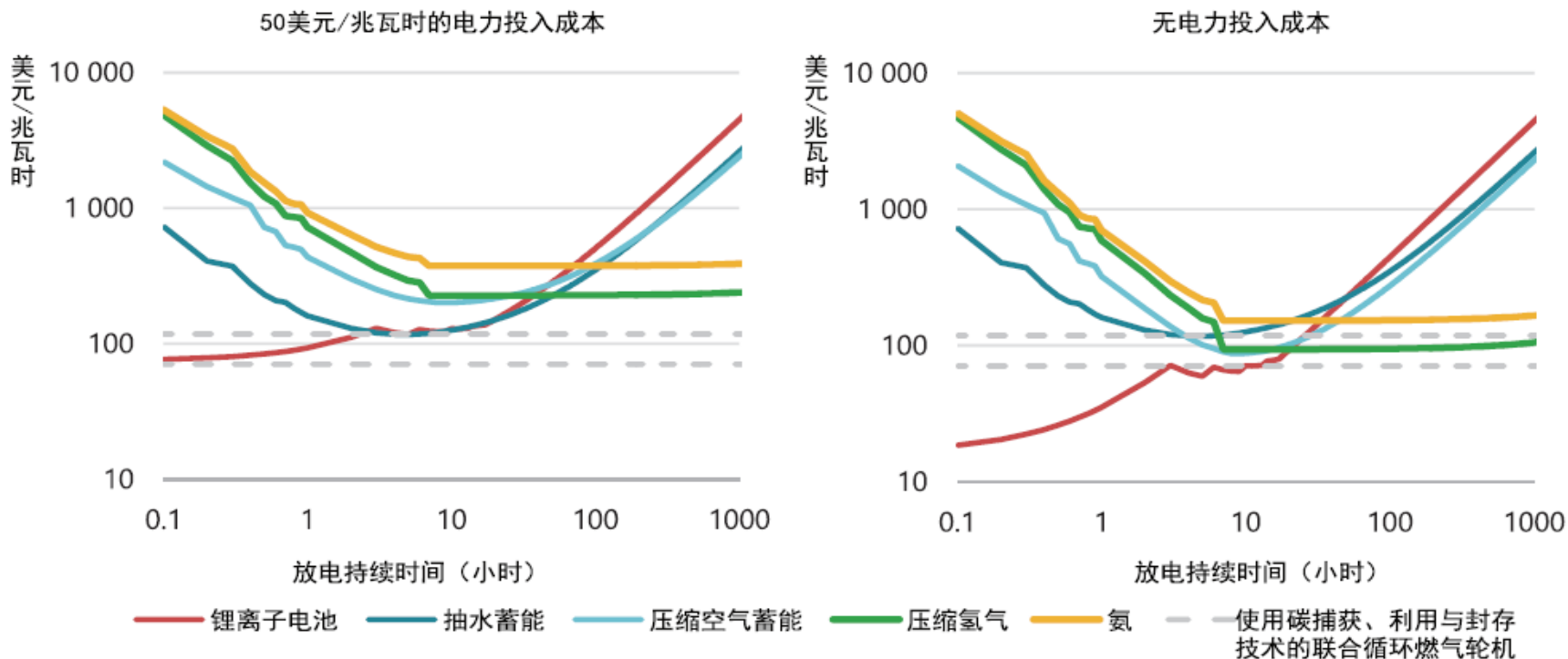
1. 静态损失较大，自放电率高。一般每个充满状态下静态损失超过10%/小时；
2. 相对能量密度低，在功率密度要求高的场所飞轮储能一般只能保持几秒到几分钟的放电。



4 氢储-“新能源+氢储能”是未来能源发展大方向

- ◆ **氢储是极具潜力的新型大规模储能技术。**氢能能量密度高，运行维护成本低，可同时适用于极短或极长时间供电的能量储备，是少有的能够储存上百GWh以上的储能形式，被认为是极具潜力的新型大规模储能技术。但2021年氢储的往返效率较低，储能周期中约60%的初始电能会损失，而锂电池损耗约为15%，当放电时间在50小时内，锂电池和抽水蓄能的成本更低，随着放电时间的延长，氢储的将变得更具吸引力。

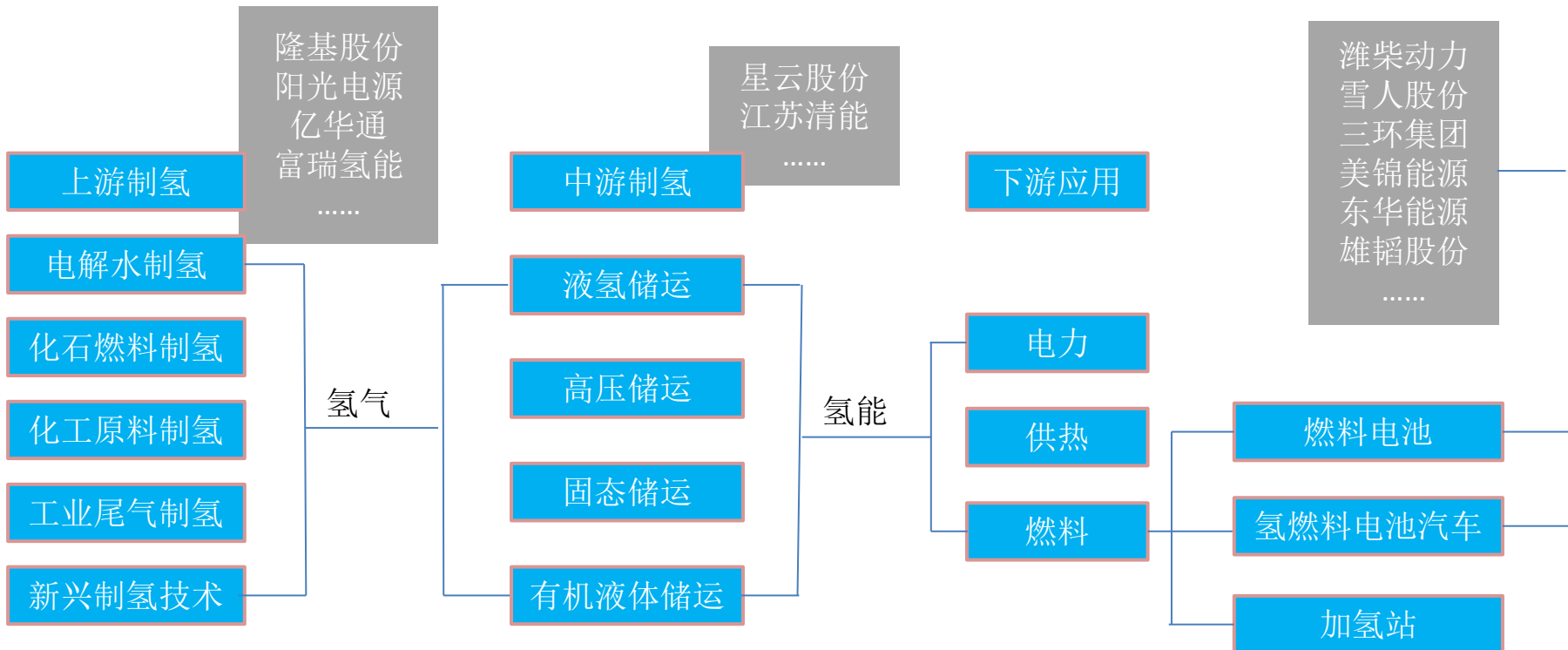
图表：平准化储能成本随放电持续时间的变化情况



4 氢储- “新能源+氢储能” 是未来能源发展大方向

- ◆ “新能源+氢储能” 是未来能源发展大方向。氢气发电建设成本仅580美元/kW，远低于光伏、风能、天然气、石油等众多方式，能量密度是其他化石燃料的3倍多，我们预计“新能源+氢储能” 是未来能源发展大方向。氢能产业链包括制氢、储运、加氢、氢能应用等方面，2021年多家企业开始布局氢能氢储产业链。

图表：氢产业链梳理

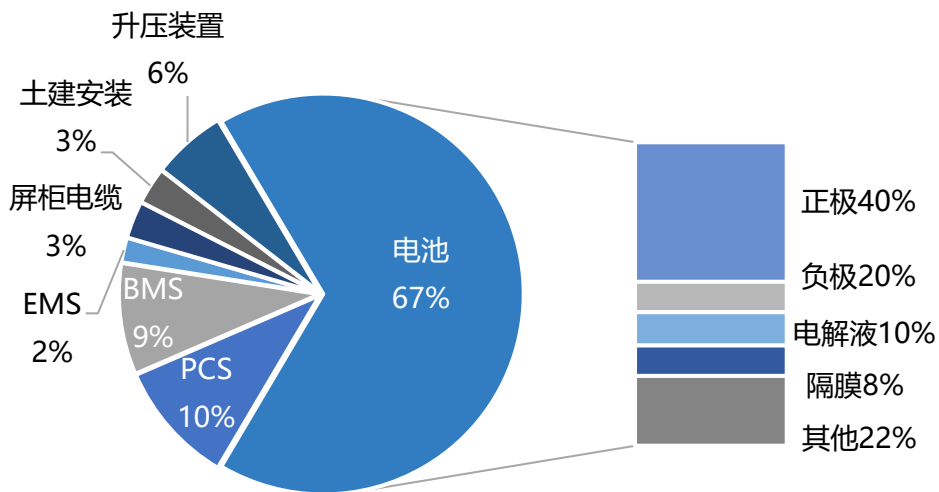


五、储能产业方兴未艾，竞争格局逐渐优化

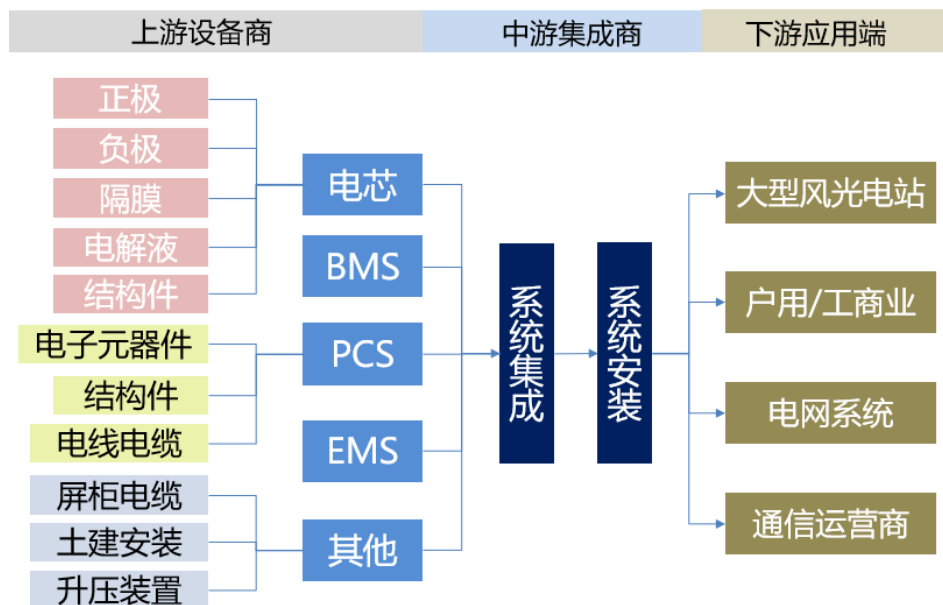
1 储能产业链：电芯+PCS+BMS+EMS+其他

- ◆ **储能系统是以电池为核心的综合能源控制系统。** 主要包括电芯、EMS（能量管理系统）、BMS（电池管理系统）、PCS（双向变流器）等多个部分，其中电芯是储能系统的核心，成本占比约67%，2021年锂电池主要包括磷酸铁锂和三元电池两类。BMS主要负责电池的监测、评估、保护及均衡等；能量管理系统（EMS）负责数据采集、网络监控和能量调度等；储能变流器（PCS）可以控制储能电池组的充电和放电过程，进行交直流的变换。

图表：储能系统成本拆分



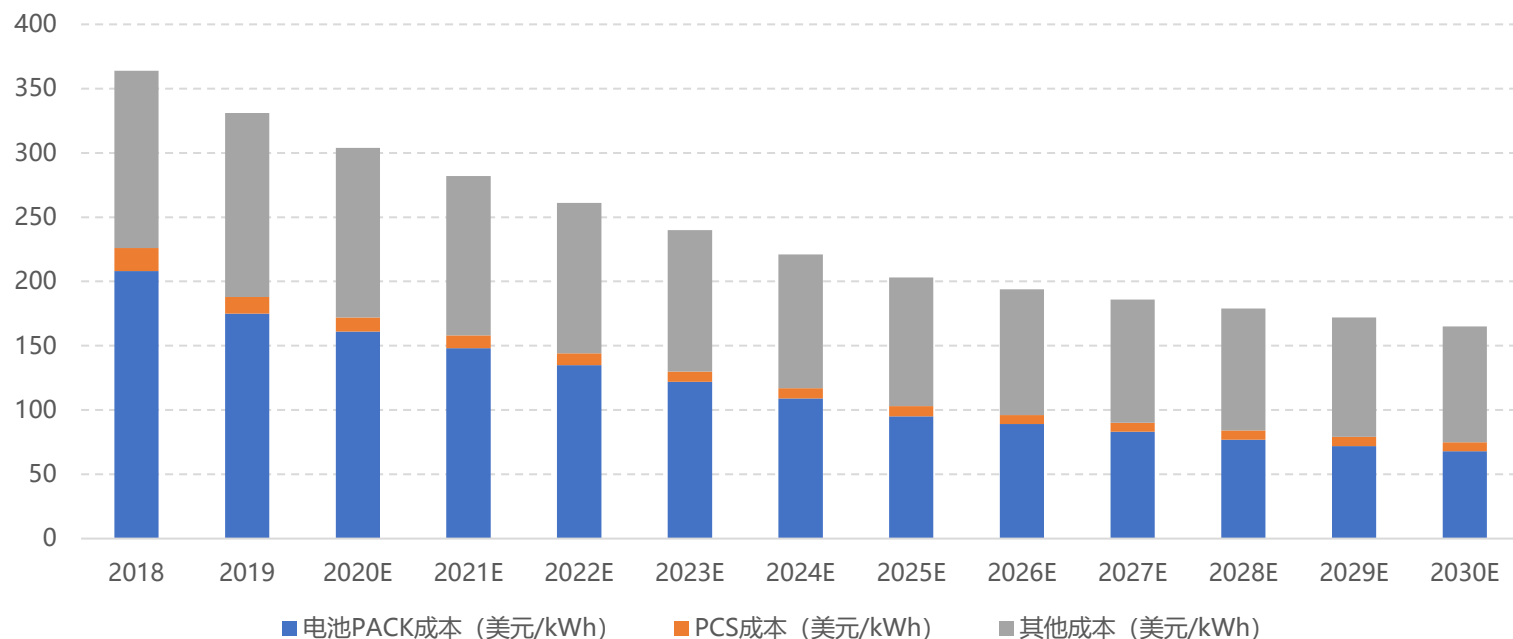
图表：储能系统产业链



2 储能电站成本2021-2030年内降幅达71%

- ◆ **储能电站成本2021-2030年内降幅达71%**。从储能电站来看，根据BNEF预计，目前全球储能电站成本在300美元/kwh左右，到30年将下降到165美元/kwh，降幅达46%。随储能应用逐渐起量，2021-2030年储能项目成本将快速下降，技术进步下，电芯成本下降+循环寿命提升带来电池PACK成本下降，2021-2030年降幅58%，储能逆变器成本下降36%，其他土建、安装、维护等其他成本的下降46%。

图表：储能电站成本快速下降



2 电芯成本下降是储能系统降本的关键

- ◆ **电芯成本约占储能系统六成。**以10MWh项目为例，20年底储能系统的成本为1.55元/Wh，其中电芯成本占比达61.5%，PCS、BMS分别成本占比11.3%、9.7%。电芯成本占储能系统比重高，将成为储能系统降本重要环节。
- ◆ **电芯成本下降推动储能系统降本。**我们预计10MWh项目的电芯成本将从0.95元/Wh下降至0.5元/Wh，降本幅度达到47%，带动储能系统整体降本至1.0元/Wh以内，降本38%左右。

图表：2020年储能系统成本拆分-以10MWh项目为例

	单价	规格	金额 (万元)	占比
磷酸铁锂电池	0.95元/Wh	10MWh	950	61.49%
PCS双向变流器	0.35元/W	5MW	175	11.33%
BMS电池管理系统	60000元/套	25套	150	9.71%
EMS能量管理系统		1套	50	3.24%
配件（接口、线路、集装箱等）			90	5.83%
其他（含建安）			130	8.41%
合计			1545	100%

则储能系统的成本为1.55元/Wh

图表：我们预计2025年储能系统成本-以10MWh项目为例

	单价	规格	金额 (万元)	占比
磷酸铁锂电池	0.5元/Wh	10MWh	500	52.08%
PCS双向变流器	0.25元/W	4MW	100	10.42%
BMS电池管理系统	50000元/套	25套	125	13.02%
EMS能量管理系统		1套	35	3.65%
配件（接口、线路、集装箱等）			80	8.33%
其他（含建安）			120	12.50%
合计			960	100%

则储能系统的成本为0.96元/Wh

3 储能产业链布局情况

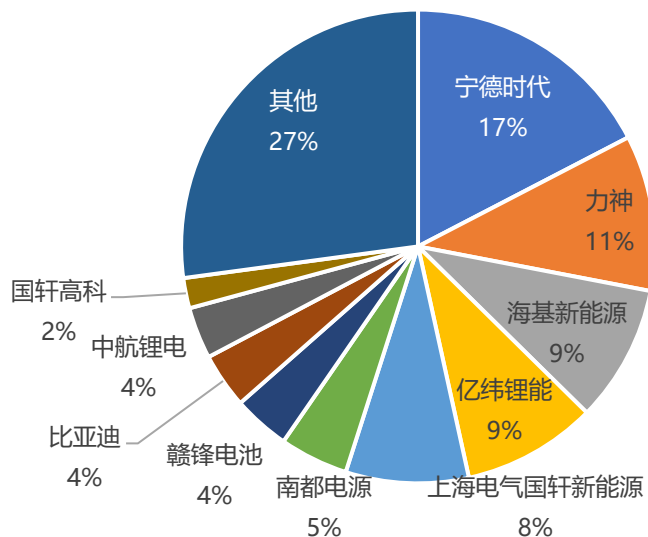
图表：国内储能企业情况概览

相关标的	储能电池	BMS	PCS	EMS	系统集成	运营服务	简介
比亚迪							<p>储能系统全产业链覆盖，户用储能产品欧洲出货量市占率第二，绑定金风科技开发国内市场。利用与LG化学合资企业无锡陆金实现储能产品交付，拥有完善的储能系统集成能力</p> <p>电池成本技术全球领先，国内储能与电网开展深度合作，外国市场与逆变器企业科士达合作。核心研发磷酸铁锂电池，规划将储能业务发展成为占据公司超30%营业收入的支柱性产业</p> <p>专业从事锂离子蓄电池以及动力电池的技术研发，是新能源汽车、储能市场主力供应商</p> <p>进军布局家用储能系统、大型离并网式储能系统等领域，并完成国际市场兆瓦级系统交付</p> <p>致力于智能电网储能系统的开发应用，已投运储能项目40余个，项目订单累计超过300MWh</p> <p>2015年进军Solar roof及Powerwall市场，20年储能总装机超3GWh</p> <p>铅蓄电池长期布局，通信储能深耕已久，逐渐转向户用、电网储能</p> <p>专注铅酸蓄电池，以储能系统解决方案及铅炭电池的综合优势，多元化满足用户需求</p> <p>全球家用储能电池系统的龙头企业。深耕海外家庭储能，19年全球出货量市占率第三</p> <p>全球最大的蓄电池生产企业之一，铅酸蓄电池业务连续多年位列出口量前列</p> <p>逆变器龙头，国内最大储能系统集成商</p> <p>锂电池储能集成及应用技术为核心，专注于电网、工商业、家庭储能</p> <p>凭借在动力电池的积累，推出RESU系列家庭储能系统，是2021年最大的家庭能源存储系统</p> <p>2019年开始进入储能领域，与宁德时代合资建立时代星云，围绕储能产业链进行研发和生产</p> <p>澳洲发布自主开发的家用储能E-kWBe，将不断推出商储能、储能电站等产品</p> <p>储能是公司战略板块业之一，提出光储充一体化解决方案</p> <p>具有储能逆变器、锂电池系统、铅酸电池等产品，提供发电侧、家庭储能体系等方案</p> <p>面向5G市场推出一体化能源系统解决方案；与宁德时代携手开拓海外储能市场</p> <p>连续四年中国储能产业最佳逆变器供应商</p> <p>户用储能逆变器全球出货量市占率超15%，位列全球第一</p> <p>老牌逆变器企业，切入储能系统提供大型储能系统解决方案</p> <p>品牌背景支持，18年发布首款储能系统，与多家厂商合作储能业务</p> <p>较早开展大容量锂电池储能相关业务，对锂电池充放电控制技术等方面有深入研究</p> <p>公司注重储能电站业务，积累了用电侧、电网端、发电站端项目</p> <p>专注于分布式储能等业务，2021年已合计构造超100MWh分布式储能系统</p> <p>依靠在电站侧的渠道优势，储能项目总量达17GWh，主要覆盖海外市场</p>
科陆电子							
宁德时代							
国轩高科							
力神							
鹏辉能源							
海博思创							
Tesla energy							
南都电源							
圣阳股份							
派能科技							
雄韬股份							
阳光电源							
欣旺达							
LG							
星云股份							
协鑫集成							
易事特							
科华恒盛							
科士达							
锦浪科技							
固德威							
SMA							
GE Energy Storage							
四方股份							
中恒电气							
库博能源							
阿特斯							

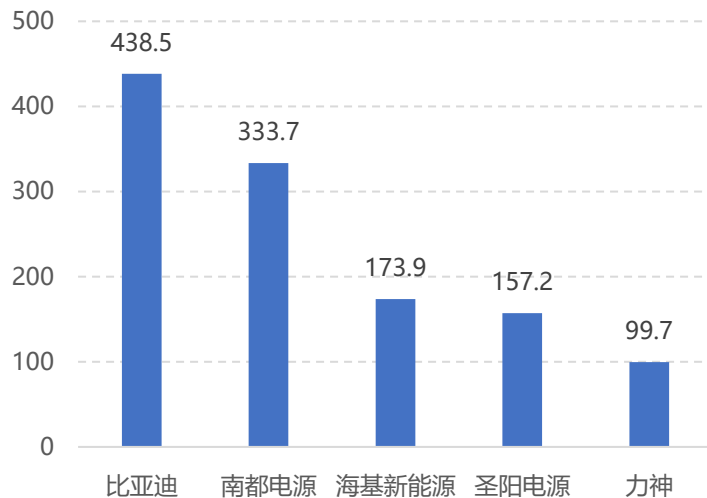
4 电池：竞争格局逐渐集中，宁德龙头地位显现

◆ 国内储能电池竞争格局正逐渐集中，国内出货量CR5为54%，宁德2019-2020年位居首位。因储能电池与动力电池同源，但对能量密度和循环次数的要求不同，所有生产动力电池的企业均可做储能电池。国内来看，随磷酸锂铁电芯的成本下降和循环次数的增加，铅蓄电池（南都电源）国内出货量份额下降，宁德、力神、海基、亿纬、上气国轩等依靠磷酸锂铁开始崛起，前期因技术路线不同带来的差异化竞争逐渐减弱，占领2020年中国市场储能电池的前五名，国内出货量CR5为54%，其中宁德2019-2020年位居首位，2020年国内出货量市占率17%。国内企业中2020年比亚迪海外出货量领先，但海外份额仅6%，海外市场仍有庞大替代空间。我们预计后续在动力电池具备较强积累的宁德、亿纬等海外出货份额将继续提升。

图表：2020年中国市场储能电池竞争格局情况（按出货量）



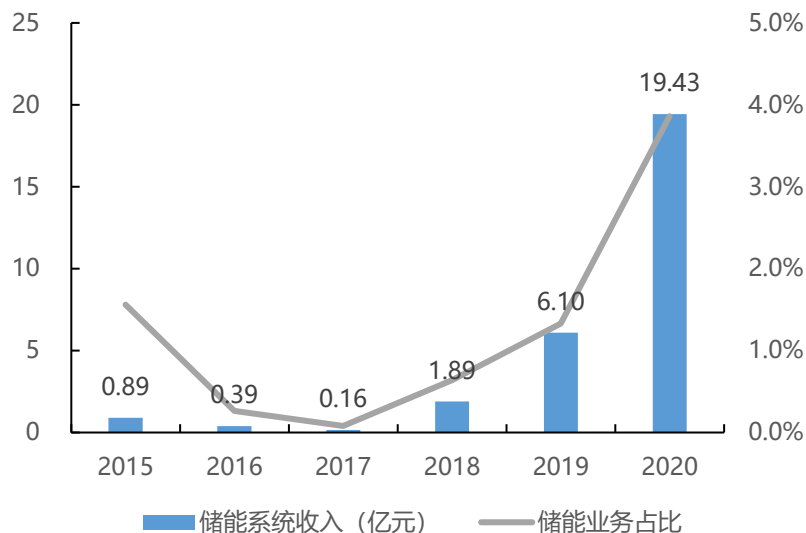
图表：2020年中国储能电池海外市场销量（MW）



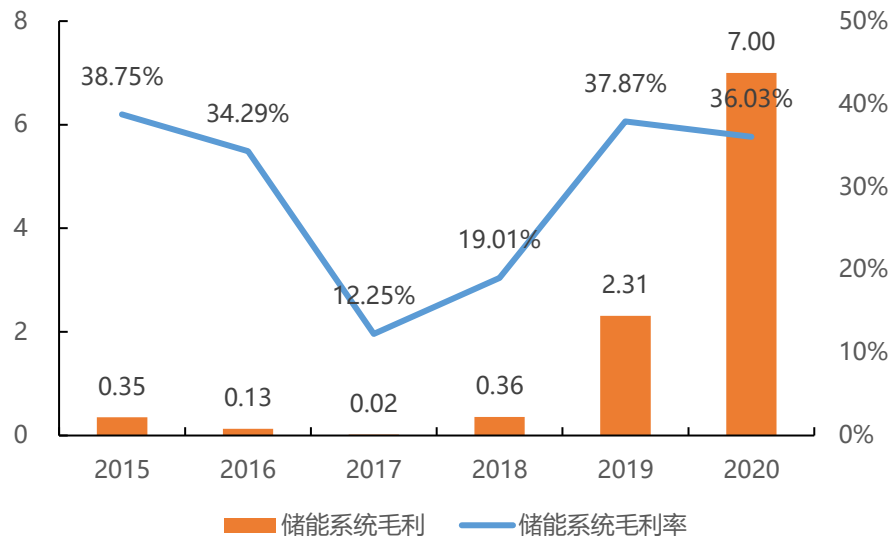
4-1 电池-宁德时代：储能业务崛起，有望复刻动力电池龙一地位

- ◆ **宁德储能业务开始崛起，盈利能力强劲：**宁德是国内率先进入储能领域的电池制造商之一，2018年设立单独的储能事业部开始大力发展储能业务，2020年宁德储能电池销568MWh，同增47%，2021年国内出货量市占率17%，实现收入19.43亿元，同增219%，营收占比4%，2019-2020年储能系统保持36%以上的毛利率水平，高于公司整体毛利率。宁德大力发展储能，计划2021年将做到8GWh出货，2025年做到100GWh。

图表：宁德时代储能业务收入（亿元）及营收占比



图表：宁德时代储能系统毛利（亿元）与毛利率



4-1 电池-宁德时代：储能业务崛起，有望复刻动力电池龙一地位

- ◆ **宁德积极拓展储能业务，有望复制动力电池龙一地位。** 宁德发展储能电池具备强大优势：1) 利用动力电池的品牌开拓市场，2020年宁德在动力电池全球出货量市占率25%，国内出货量市占率48%，积累了深厚的研发、技术优势和市场地位；2) 储能与动力技术同源、供应链基本一致，可以发挥动力电池的资源整合和成本管理优势；3) 与国电、南电及五大发电集团的开展合作，进行全国化基础设施建设，利用其数据资源，扩大储能布局。

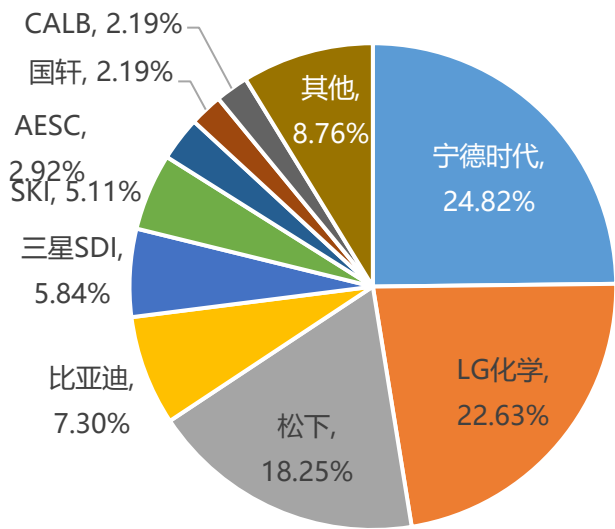
图表：宁德时代储能重大事件梳理

时间	新闻
2020/1/19	福建晋江储能电站试点项目一期 (30MV/108NWh) 启动并网
2020/2/17	宁德时代动力及储能电池研发项目：承诺投资金额20亿，截至19年已完成投资19.62亿
2020/2/27	投资30亿建设电化学储能前沿技术储备研发项目
2020/3/2	与百城新能源成立上海快卜新能源科技有限公司
2020/4/3	与国网综能出资三千万成立新疆国网时代储能发展公司
2020/4/3	与易事特合资成立新能易事特 (扬州) 科技有限公司
2020/4/4	与科士达合资储能设备制造项目正式开工，总投资10亿元
2020/5/3	中标青海特高压外送基地200MW储能
2020/6/22	与科士达推出LFP储能系统
2020/9/24	与科士达合作在欧洲提供“一体化”家用单相储能解决方案 (ESS)，并开始进军荷兰家庭储能市场
2021/4/28	与ATL合作设立合资公司的公告
2021/5/6	与明阳智能在风光储一体化和源网荷储一体化领域建立全面的战略合作伙伴关系
2021/6/21	国网时代福建吉瓦级宁德霞浦储能项目开工，总投资9亿元，建设总装机为200MW/400MWh
2021/7/4	与科士达合资储能一期项目将于近期投产，项目建设储能设备PCS生产线2条、储能PACK生产线1条、充电桩整桩生产线2条，建成后年产储能PACK 1GWh，充电桩整桩1.2万套。
2021/7/10	国网时代华电大同300MW/600MWh储能项目正式开工

4-1 电池：供应链充分受益宁德储能业务崛起

- ◆ **宁德储能业务逐渐崛起，供应链充分受益。** 储能电池和动力电池技术同源，供应链基本一致，宁德现有供应链体系完备，从正极来看，由于磷酸铁锂技术路线明确，德方纳米、湖南裕能将充分受益储能出货增长，其余零部件与动力电池完全一致，受益于储能扩张带来的总量扩大。
- ◆ **退役的动力电池可以被二次利用为储能电池，带来新需求。** 动力电池的容量低于80%就不能再用在新能源汽车，但仍具有70-80%的容量，把电池取出，并进行切割分拆、检测分组、重新配置，仍可以用在储能系统中持续稳定工作超过10年，考虑到环保利用，后续改造需求将逐渐提升。

图表：2020年全球动力电池企业市场份额（按装机量）



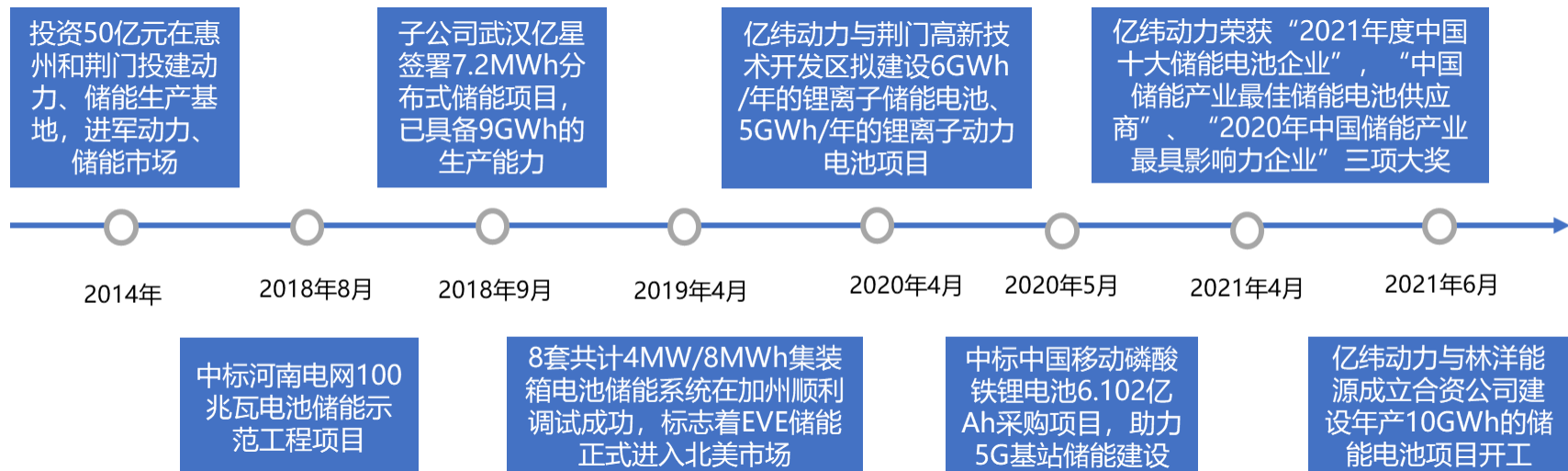
图表：2020年全球动力电池企业市场份额

结构	供应商	份额	结构	供应商	份额
正极	德方纳米	50%	隔膜-基膜	恩捷股份	50%
	湖南裕能	30%		中材中锂	30%
负极	东莞凯金	30%		星源材质	20%
	璞泰来	20%	隔膜-涂覆膜	璞泰来	80%
电解液	中科电气	20%		恩捷股份	20%
	天赐材料	50%	结构件	科达利	60%
	心脏病	30%		震裕科技	20%

4-2 电池-亿纬锂能：在5G储能和风光储能领域发展迅速

- ◆ **高度重视储能发展，尤其是5G通信储能和风光储能领域发展迅速。**公司磷酸铁锂电池在工程动力市场和储能领域取得了良好成绩，聚焦大客户的策略效果明显，特别是5G通信储能和风光储能领域，成功获得多个大客户的重点项目。1) 助力5G基站储能建设，亿纬中标中国移动磷酸铁锂电池采购项目，采购通信用磷酸铁锂电池共计6.102亿Ah（规格3.2V）；2) 亿纬动力与林洋能源简利合资公司，投资30亿元建设年产10GWh的储能电池项目，开发储能的梯次利用技术，利用在新能源汽车运营中产生的退役锂离子动力电池，改造进行二次利用。公司高度看好储能方向，公司预计2021年出货5GWh+，到2025年出货20GWh+。

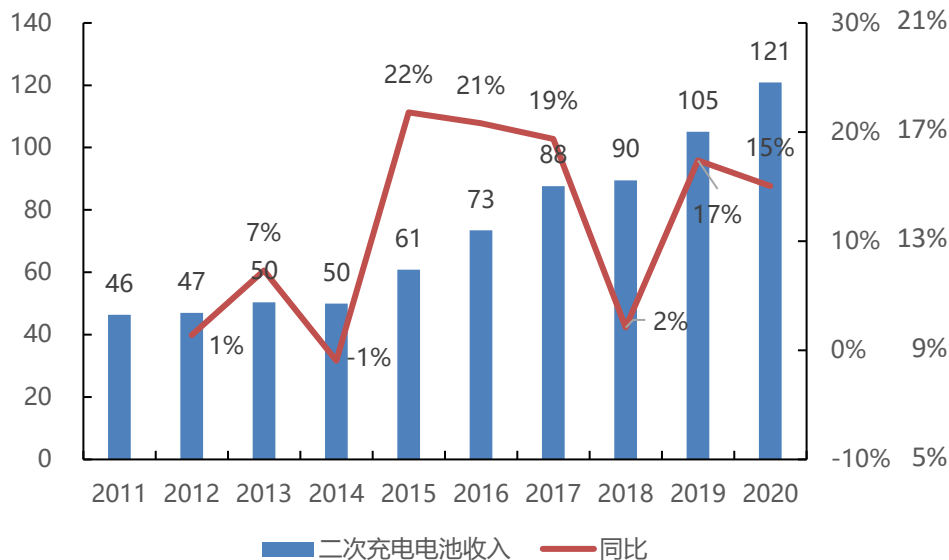
图表：公司储能电池布局和发展大事件



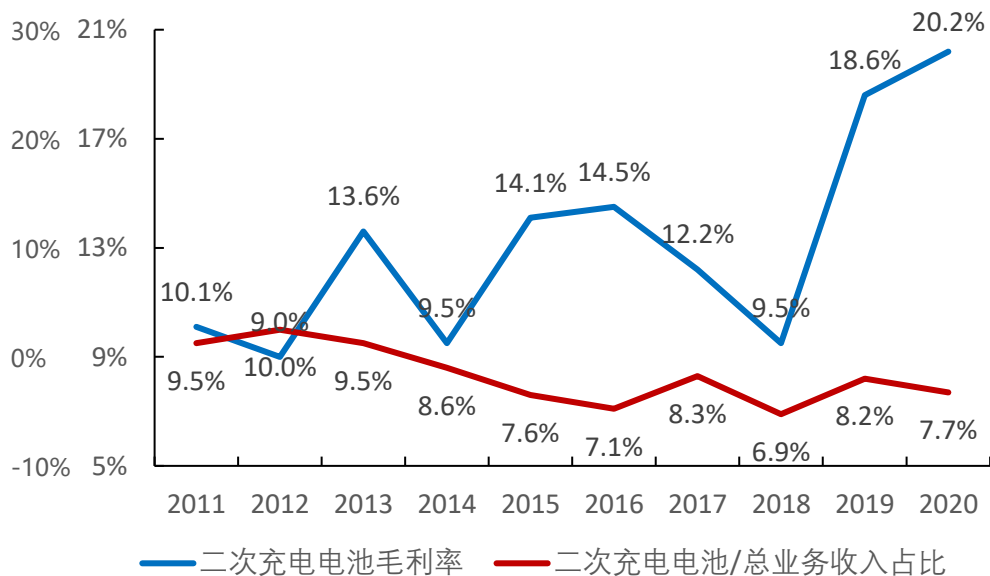
4-3 电池-比亚迪：全产业链覆盖，海外市场表现亮眼

- ◆ **电动车领军，积极布局新能源全景。** 比亚迪积极布局新能源全场景。业务在三大领域开展：1.电动汽车、2.太阳能发电、3.储能，重点推光储一体化。2020年公司二次充电电池收入121亿元，同增15%，营收占比总业务8%左右。随储能项目逐渐起量和海外出货量占比的提升，毛利率逐步提升至20%以上。
- ◆ **海外市场开拓顺利，欧洲市场抢眼。** 公司储能产品出口至美德日澳等多个国家和地区，其中比亚迪户用储能在欧洲市场出货量市占率排名第二，仅次于 Sonnen。2020年公司储能电池海外出货438MWh，国内领先；储能系统出货213MW，仅次于阳光电源。国内储能市场种公司与金风科技达成战略合作，对储能技术等新能源解决方案等进行积极的探索和实践，跨界共赢。

图表：比亚迪二次电池业务收入（亿元）



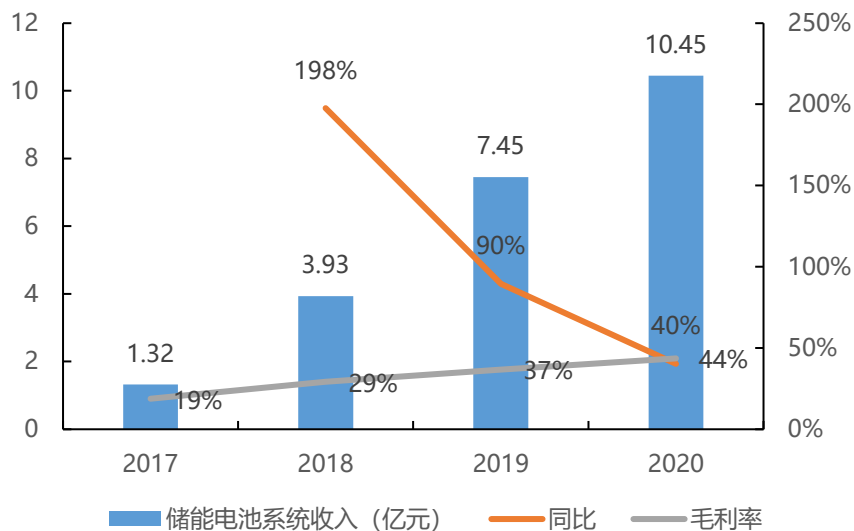
图表：比亚迪二次电池收入占比及毛利率情况



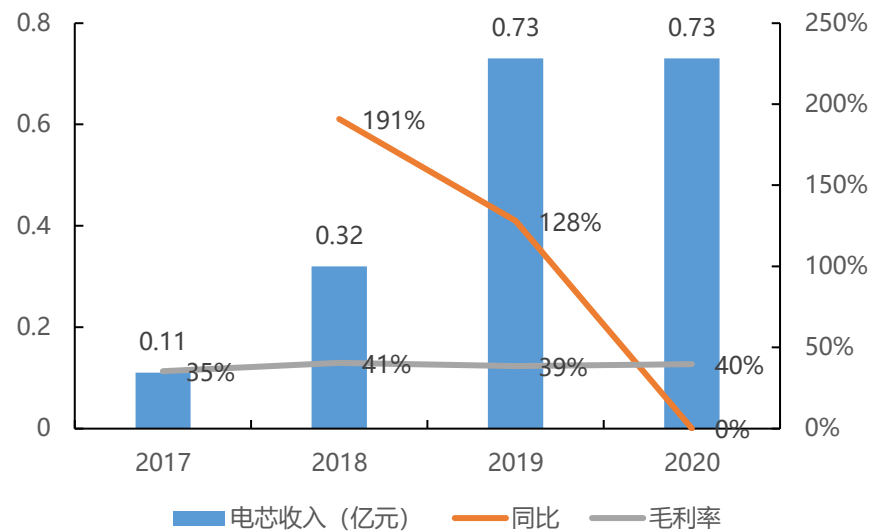
4-4 电池-派能：国内质地最纯的储能龙头，户用储能引领者

- ◆ **国内质地最纯的储能龙头，引领全球户用储能市场。** 2019年公司储能电池系统销493MWh，自主品牌家用储能产品出货量市占率8.5%，位居全球第三，公司具备储能电芯和系统的生产能力，2020年分别实现收入0.73/10.45亿元，截至2020年底具备1GWh电芯和1.15GWh系统产能，另外募投项目规划4GWh电芯和5GWh系统产能。
- ◆ **背靠中兴康讯，深度绑定海外储能系统集成商巨头。** 公司兼具技术优势+渠道优势，深度绑定国内5G基站和海外储能系统集成商巨头，公司前五大客户销售占比50%以上，主要客户有欧洲第一大储能系统集成商 Sonnen GmbH、英国最大光伏产品提供商Segen Ltd等，全球电信市场的主导通信设备供应商中兴康讯，充分受益于海外可再生能源发展带来的储能市场快速增长。

图表：派能储能系统收入（亿元）



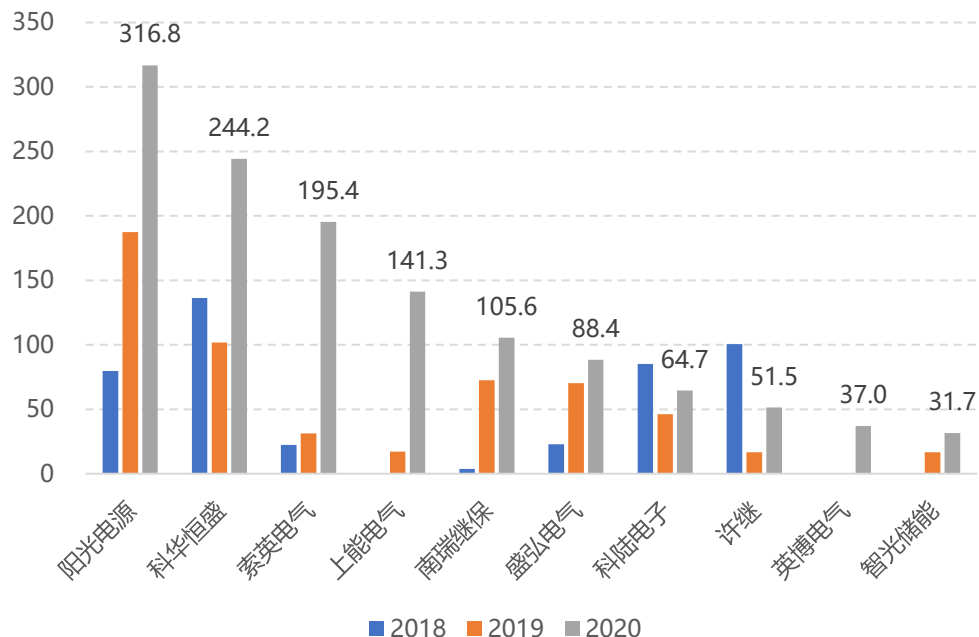
图表：派能储能电芯收入（亿元）



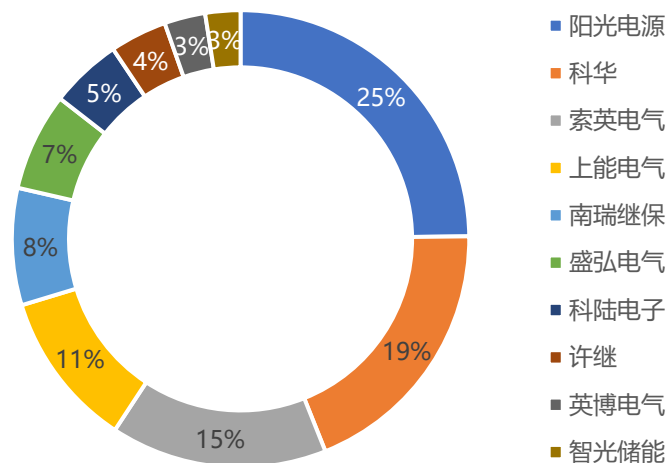
5 逆变器：阳光龙头地位稳定，国内海外出货加速渗透

◆ **阳光龙头地位稳定，锦浪、固德威、德业等户用储能龙头受益户用储能进发。** 2020年中国储能电池国内市场中阳光、科华、索英位列前三甲，国内出货量CR3为59%，国内出货量CR5为78%，且从2018-2020年数据统计来看，前十厂商变化不大，格局比较集中稳定。其中阳光凭借在并网逆变器的技术及渠道积累，2019-2020年国内储能逆变器出货首位，2020年国内出货量市占率17%，较2019年提升6pct。作为并网逆变器户用龙头的锦浪、固德威、德业在储能逆变器方面强化研发和出货，受益于户用储能进发，我们预计后续出货和国内出货量市占率将有所提升。

图表：2020年中国储能逆变器国内市场销量（MW）



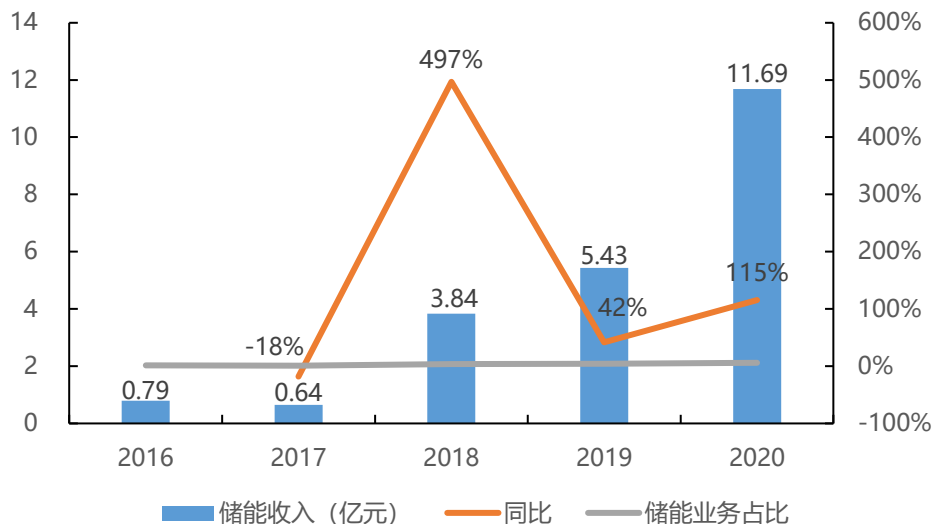
图表：2020年中国储能逆变器竞争格局（按出货量）



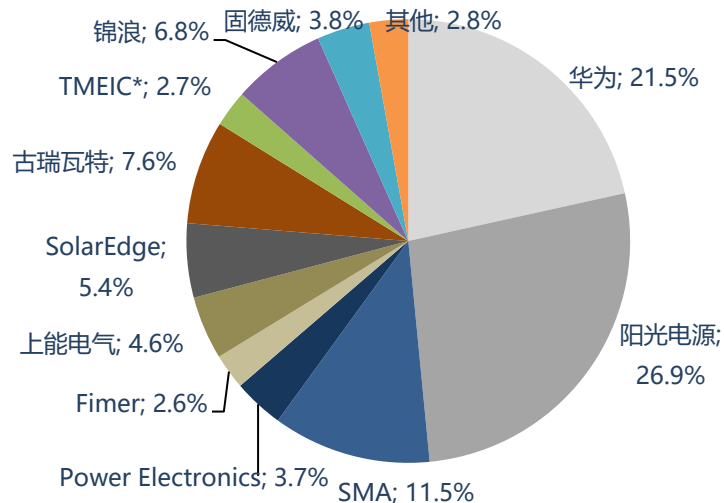
5-1 逆变器-阳光电源：双龙头地位稳固，海外加速布局

◆ **储能逆变器+储能系统双龙头地位稳固，海外加速布局。** 2014年阳光与三星SDI合资建厂进军储能行业，2015年成立三星阳光进军储能系统集成，业务开始从PCS向电池PACK、BMS、整个集装箱储能系统延伸。2020年公司储能逆变器出货672MW，储能系统出货655MW，海外出货均略高于国内，阳光在国内和海外市场均处于龙头地位。2020年储能业务实现收入11.7亿元，同比+115%，毛利率保持在30%左右。截至2020上半年公司参与全球重大储能项目超1000个。我们预计阳光将继续保持双龙头地位，储能业务高速发展。

图表：阳光电源储能业务收入及营收占比



图表：2020年逆变器行业竞争格局（按出货）



5-1 逆变器-阳光电源：双龙头地位稳固，海外加速布局

- ◆ **储能逆变器+储能系统双龙头地位稳固，海外加速布局。**系统集成具备高壁垒：1. 技术工艺壁垒；2. 品牌渠道壁垒、资格认证壁垒；3. 产品研发及迭代升级壁垒。阳光电源依靠在光伏逆变器的技术、渠道、品牌优势，2018年以来加速海外的储能布局，打开新增长点。1) 产品类型不断优化，覆盖0.5C到4C的能量型、功率型等各类储能应用场景需求；2) 海外拓展不断加速，公司取得了进入美国、加拿大等北美储能市场的“绿卡”，截至2020年底公司储能系统在北美工商业储能出货量市占率超20%；在澳洲户用光储系统出货量市占率超24%。

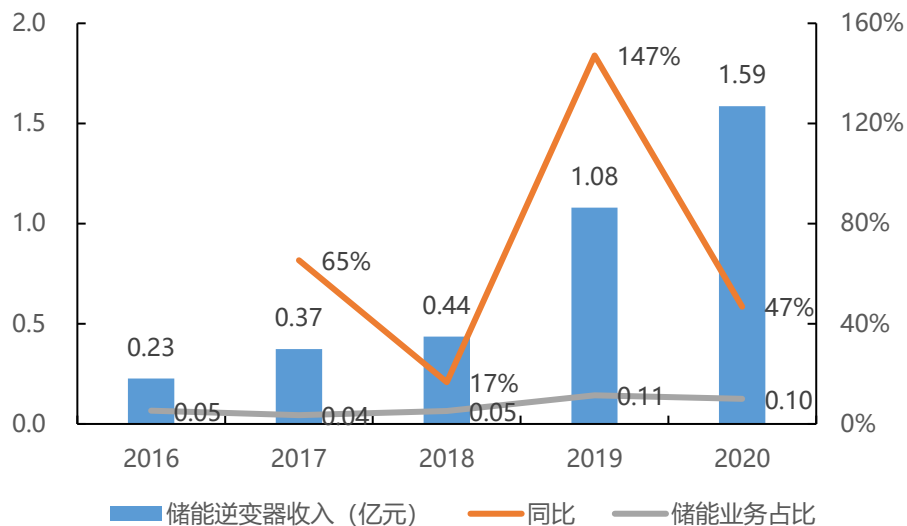
图表：阳光电源储能产品

分类	产品介绍
储能集成系统	阳光电源在储能系统集成方面具有突出优势，是行业内为数不多可以提供拥有自主知识产权储能集成系统集成商，常见产品有ST525kWh(L)-250/ST1050kWh(L)-250、ST2275kWh(L)-1000、ST5250kWh(L)-2500-MV
锂电池系统	阳光电源储能业务依托全球领先的新能源电源变换技术和全球一流的锂电池技术，阳光电源锂电池，电芯采用多重保护，具有循环寿命长，能量密度大等优点
储能变流器	适合智能电网建设，应用在储能环节，以双向逆变为基本特点，具有一系列特殊性能、功能的变流器
直流变换器	阳光电源储能业务依托全球领先的新能源电源变换技术和一流的锂电池技术，不仅能提供储能变流器、锂离子电池、能量管理系统等储能核心设备，还能提供直流变换器、智能开关柜等储能配件
能量管理系统	能量管理系统作为能量调度的中枢系统，包括了能量管理控制器、数据采集装置、本地监控系统，智慧云监控平台以及离线仿真分析，能量管理系统在系统运行过程中，不仅确保了技术的可靠，同时实现了经济最优
辅助新能源并网解决方案	储能系统应用于能量搬移，分为集中型和分散型。能够改善光伏、风电限发问题，提高经济性：减少瞬时功率变化率，减少电网冲击
微电网应用解决方案	微电网系统是一个能够按照预定目标，实现自我控制、保护和管理的发配电系统，既可以与外部电网并网运行组成联网微电网，也可以孤立运行组建独立微电网。储能系统是微网中不可或缺的单元，实现微网内部电力平衡，为负荷提供平稳电力，提高用电可靠性：实现并网和离网之间无缝切换
电力辅助服务解决方案	储能系统能够实现一次调频和二次调频控制，实时监测负荷波动，快速响应电网调度，提高电网频率稳定性。储能系统也能够根据电网功率因数变化，动态调整电网无功，减少系统损耗，保障电网可靠运行

5-2 逆变器-固德威：全球户用储能龙头

◆ **全球户用储能龙头，海外出货量占比高，盈利能力强劲。**2019年来，公司加大研发投入，储能产品全面发展，2020年出货2.2万台，同比+51%，实现收入1.59亿元，同比+47%，2019-2020年公司储能逆变器毛利率维持50%+的高位，明显高于同行，主要原因在于公司储能逆变器布局较早，90%销售都在海外，价格和毛利更高。19年户用储能逆变器出货量全球排名第一，全球出货量市占率达到15%，处于行业领先地位。公司计划在储能行业快速发展过程中，保持户用储能龙头的位置，储能业务将跟随行业继续保持高增态势。

图表：公司储能业务收入及营收占比



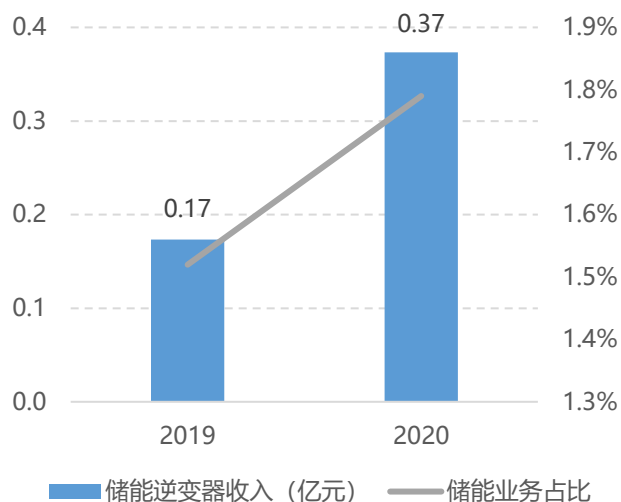
图表：国内储能逆变器龙头毛利率对比

储能业务毛利率 (%)	2017	2018	2019	2020
阳光电源	28.93	28.98	36.51	21.96
固德威	44.31	43.83	52.64	50.76
锦浪科技	-	-	43.51	-

5-3 逆变器-锦浪科技：储能加速，将成为新增长点

- ◆ **研发强大，储能逆变器加速发展。**公司依托新能源并网逆变器的相关技术，强化小功率储能逆变器方面自主研发，公司研发团队300-400人中，其中一半均投入到储能逆变器的研发中，具备长期的储能逆变器技术储备。现有储能产品集中在单机功率3kW-10kW的储能逆变器。受益于户用储能快速发展，2020年储能业务实现收入0.37亿元，同比+115%，2021Q1公司储能逆变器出货量与2020年全年持平，收入近4000万，公司长期国内出货量市占率期望到20%。

图表：公司储能业务收入及营收占比



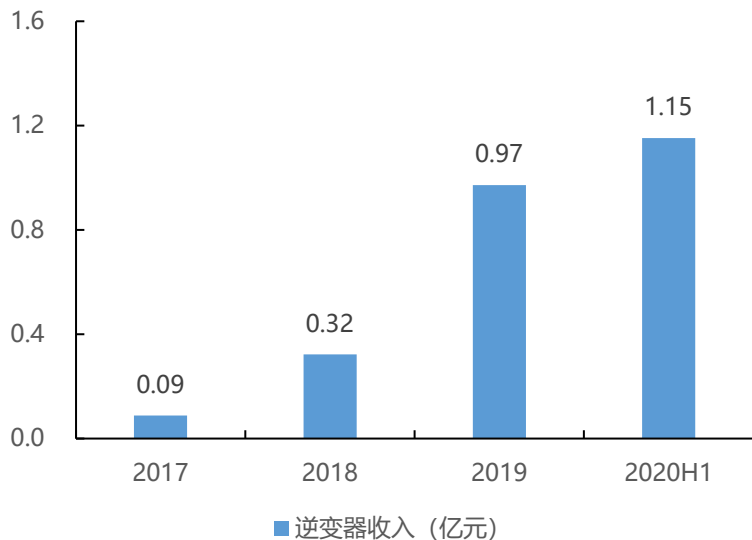
图表：国内储能逆变器龙头产品



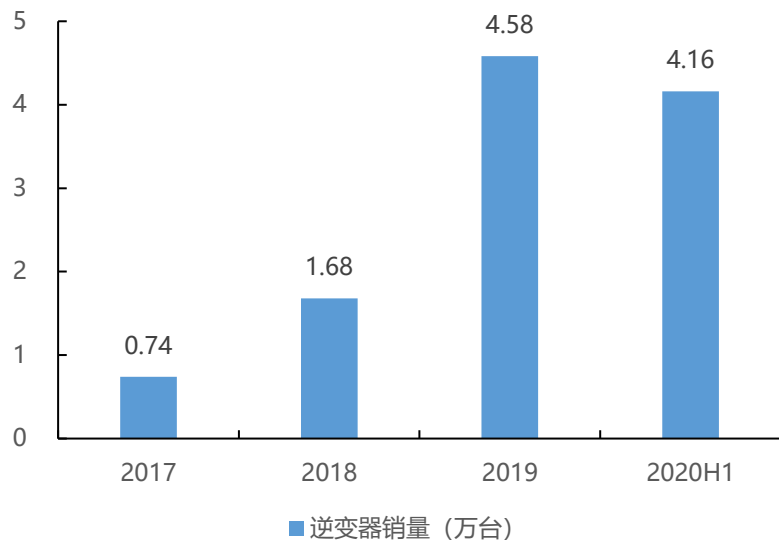
5-4 逆变器-德业股份：储能逆变器新星

- ◆ **户用储能逆变器增长迅速，海外出货高占比。**公司是逆变器领域新星，逆变器业务增速亮眼，2020上半年逆变器收入已超2019年全年，达到1.15亿元，其中储能逆变器收入占比约45-55%，发展尤其迅速，截至2020年底户用储能逆变器海外出货量市占率接近15%。公司储能逆变器功率范围在3-12kW，市场以外销为主，采取自有+贴牌两种模式，巴西、南非、墨西哥为自有品牌，美国市场是贴牌销售。公司主营的热交换器业务稳健发展，研发及销售均向逆变器尤其是储能逆变器业务倾斜，2021-2025年随行业扩张将迎来快速发展期。

图表：公司储能业务收入及营收占比



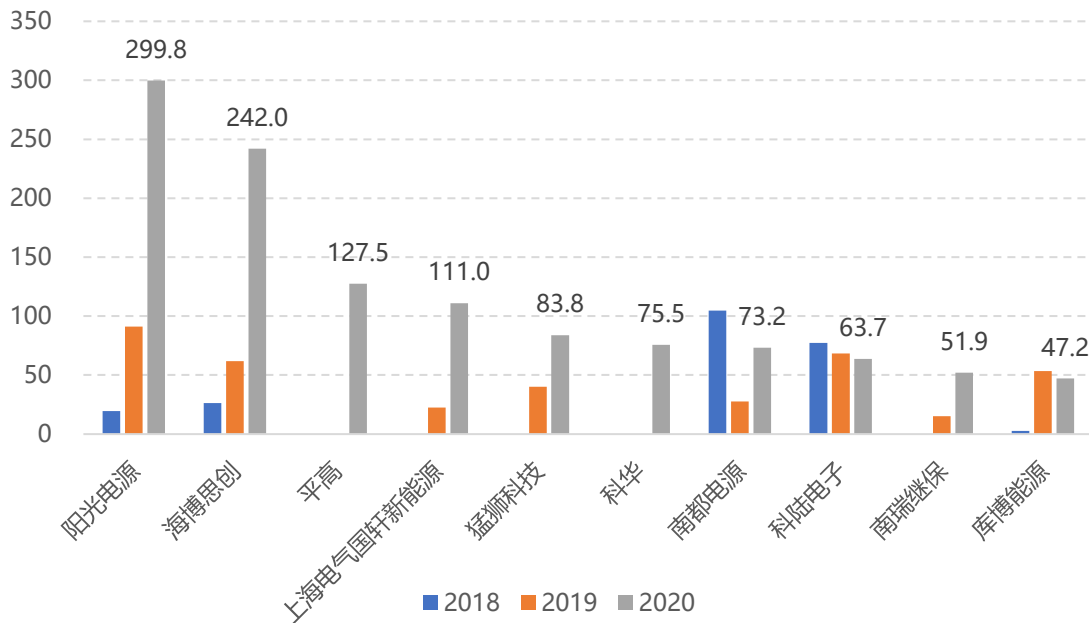
图表：国内储能逆变器龙头产品



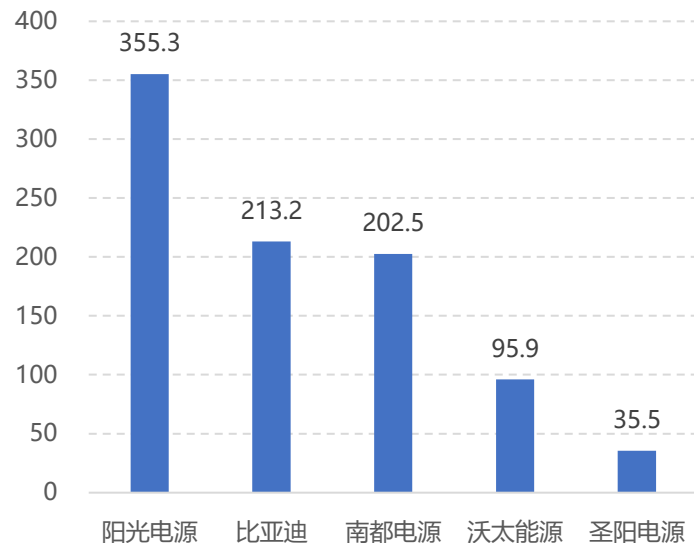
6 储能系统：竞争格局未定，多方进行市场拓展布局

◆ **储能系统竞争格局未定，电池厂、逆变器厂商、电站厂商均进入储能系统竞争。** 储能产业链中大部分厂商都具备系统集成的能力，电芯厂商以宁德时代为代表，基于电芯制造向下游拓展至系统集成环节；PCS厂商以阳光电源为代表，采取与电芯厂合作模式、借助逆变器渠道优势展开布局；另外还有阿特斯依靠在海外电站的布局获得大批量储能项目订单。竞争格局来看，2020年国内储能系统出货量CR5仅26%，2021年各方均处于市场拓展和布局中，因此格局未定。其中阳光电源占据国内+海外双龙头，但国内、海外出货量市占率仅9%、6%。

图表：2020年中国储能系统国内市场销量 (MW)



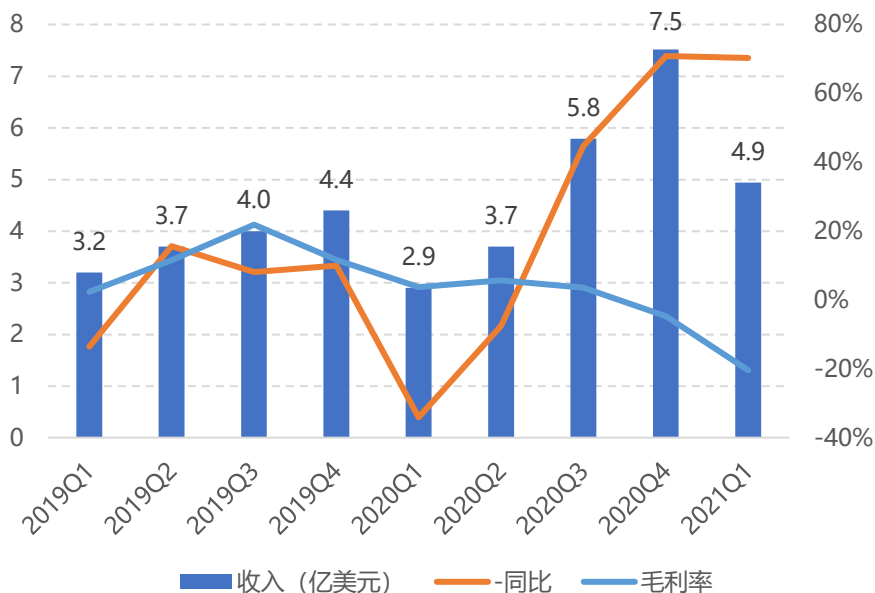
图表：2020年中国储能系统竞争格局 (按出货量)



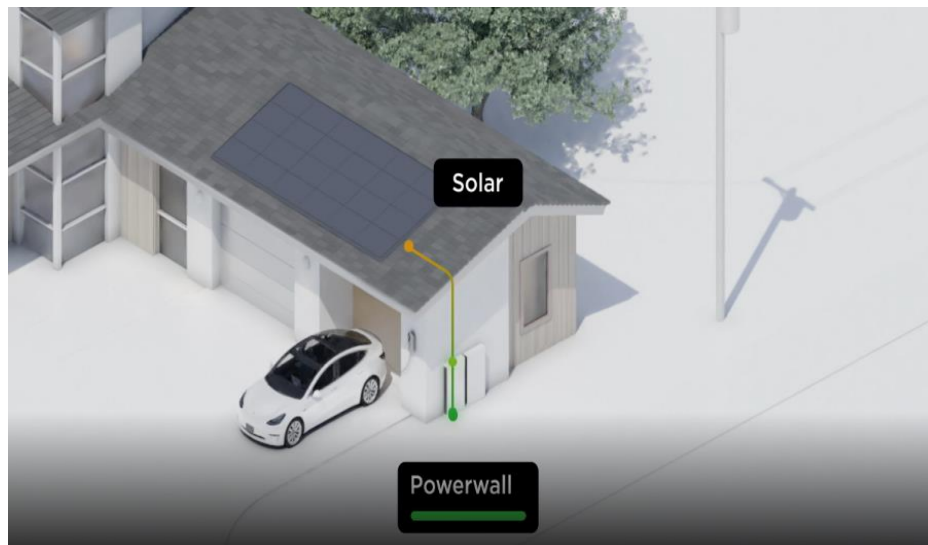
6-1 系统-特斯拉：规模持续扩大，出货量市占率全球第一

- ◆ **储能业务规模持续扩大，出货量市占率全球第一。**2015年起特斯拉进军储能市场，推出Powerwall通过存储太阳能实现自发自用，可节省开支、减少碳排放、增强电力供应稳定和独立性。产品种类不断丰富，Powerwall主要针对家庭用户，内置电池容量7~13.5kWh，Powerpack则针对工商业和公共场所，内置电池容量100kWh。2020年特斯拉储能业务实现收入19.9亿美元，同增30%，储能业务规模持续扩大，2020年出货量市占率位列全球首位，但因光伏成本上涨和户用安装问题致使毛利率有所下滑。

图表：公司储能收入及毛利率情况



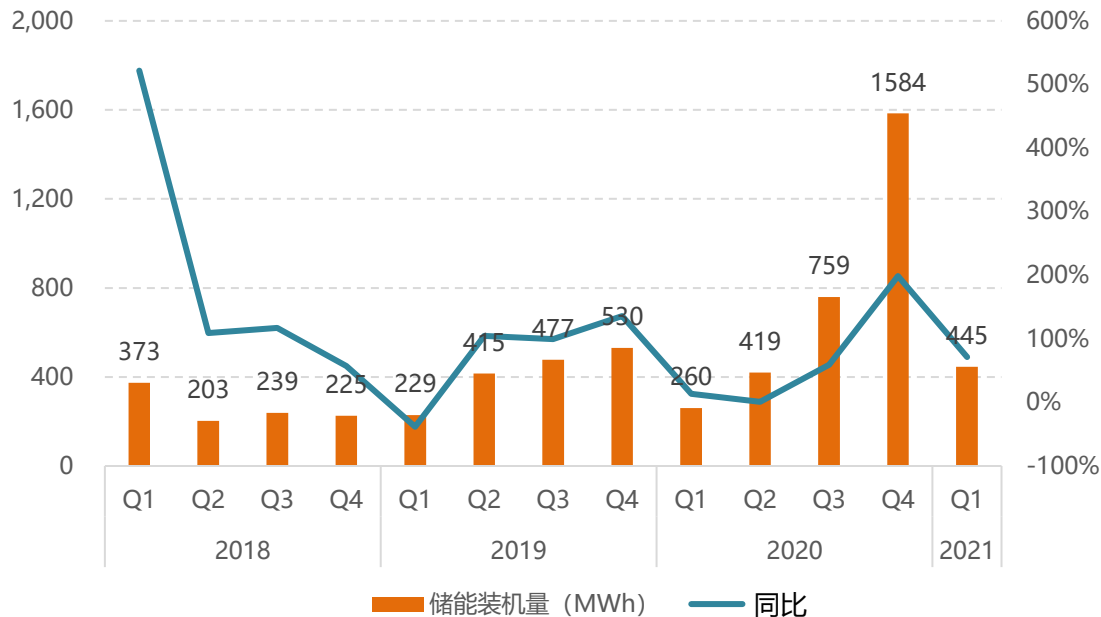
图表：公司powerwall能源供应系统



6-1 系统-特斯拉：规模持续扩大，出货量市占率全球第一

- ◆ **装机量同比快速增长，在手订单超8万份。**2020年特斯拉储能装机量3.02GWh，同增83%，2021Q1装机445MWh，同比增71%，截至2021年5月底Powerwall累计安装量超20万台。随海外储能户用市场快速增长，特斯拉Powerwall订单爆满，已高达8万份，总价值超过5亿美元。但由于2021年全球芯片短缺，特斯拉无法提高产量来满足这一需求，单季仅能生产3-3.5万组Powerwall，后续将进一步优化供应链管理和扩大产能以保持全球龙头地位。

图表：公司分季度储能装机量情况



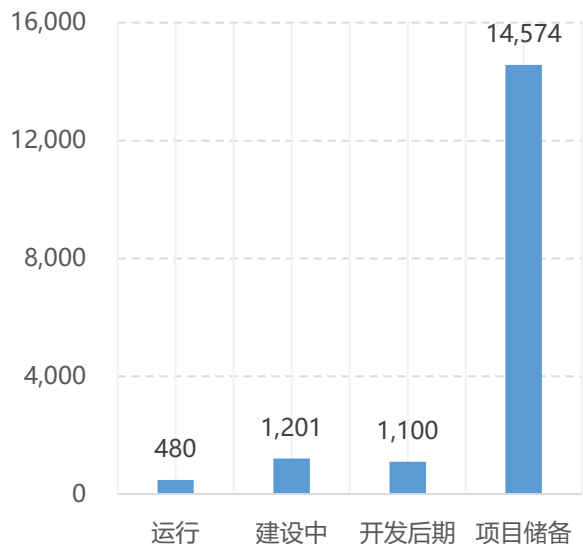
图表：特斯拉powerwall



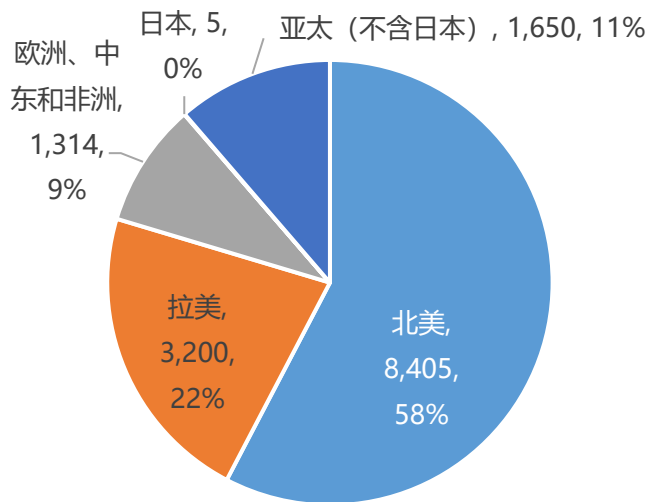
6-2 系统-阿特斯：美国高端市场的储能项目储备充足

◆ **储能储备项目近1.5GWh，美国高端市场储备充足。**公司2018年组建储能业务团队，布局大型储能系统业务，2020年7月将大型储能系统业务置入发行人合并报表范围。2021年公司大型储能系统业务尚处于发展早期，2020年形成收入0.53亿元，毛利率13.44%，营收占比0.23%，金额和占比均相对较小。但公司储备项目充足，2021年公司在运行项目0.48GWh，在建项目1.2GWh，处于开发后期项目1.1GWh。另外有15GWh的项目储备，大部分处于美国高端市场，具备高盈利性，后续成长可期。

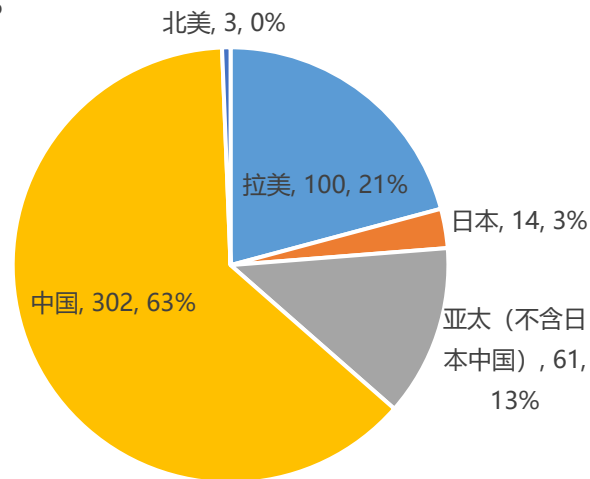
图表：2021年公司储能项目储备(MWh)



图表：2021年公司储能储备项目地区分布(MWh)



图表：2021年在运储能项目地区分布(MWh)



六、投资建议及风险提示

- ◆ 考虑到储能经济性拐点已至，万亿蓝海市场空间广阔，且目前国内外多项支持政策密集落地，我们预计到2030年全球新增储能达536GW/1575GWh，2021-2030年复合增速为55%，国内储能产业蓬勃发展，推动技术降本+海外拓展，供应链将充分受益，**重点推荐储能逆变器及集成商（阳光电源、锦浪科技、固德威），储能电池及集成商（宁德时代、比亚迪、亿纬锂能），材料（德方纳米、恩捷股份、天赐材料、星源材质、科达利），关注德业股份、阿特斯太阳能、盛弘股份、百川股份、星云股份、永福股份、四方股份、合康新能、上海电气、科士达等。**

表：公司估值表（截至2021年8月10日）

	名称	证券代码	股价 (元)	市值 (亿元)	归母净利润 (亿元)			EPS (元)			PE			评级
					2020	2021E	2022E	2020	2021E	2022E	2020	2021E	2022E	
逆变器	阳光电源	300274.SZ	154.46	2,250	19.54	30.55	40.50	1.34	2.10	2.78	115	74	56	买入
	锦浪科技	300763.SZ	284.21	704	3.18	6.08	9.11	1.28	2.46	3.68	221	116	77	买入
	固德威	688390.SH	498.00	438	2.60	4.48	6.29	2.96	5.09	7.15	168	98	70	买入
电池	宁德时代	300750.SZ	510.50	11,890	55.83	108.18	188.58	2.40	4.64	8.10	213	110	63	买入
	亿纬锂能	300014.SZ	110.40	2,085	16.52	36.80	55.15	0.87	1.95	2.92	126	57	38	买入
	比亚迪	002594.SZ	292.00	7,353	42.34	50.78	76.14	1.48	1.86	2.79	197	165	110	买入
电解液	天赐材料	002709.SZ	118.00	1,124	5.33	18.02	30.65	0.56	1.89	3.22	211	62	37	买入
隔膜	星源材质	300568.SZ	45.66	336	1.21	3.08	4.36	0.16	0.42	0.59	277	109	77	买入
	恩捷股份	002812.SZ	260.17	2,320	11.16	25.12	41.39	1.25	2.82	4.64	208	92	56	买入
正极	德方纳米	300769.Sz	260.30	232	-0.28	3.85	5.76	-0.32	4.30	6.43	-813	61	40	买入
负极	璞泰来	603659.SH	145.30	1,009	6.68	16.67	25.85	0.96	2.40	3.72	151	61	39	买入
结构件	科达利	002850.SZ	130.61	304	1.79	5.02	10.45	0.77	2.16	4.48	170	60	29	买入

- ◆ **政策支持不及市场预期。** 电价价差缩小或上网电价下降，后续补贴退坡或带来需求不及市场预期。
- ◆ **成本下降不及市场预期。** 储能还处于快速降本过程中，若成本下降缓慢，或影响需求。
- ◆ **电网消纳问题限制。** 光伏风电消纳或受电网消纳的影响，光伏和风力发电波动性大，对电网稳定性负荷要求高，基于电网消纳问题，并网或受到客观限制和干预。
- ◆ **行业竞争加剧。** 储能系统有多方参与，行业竞争者较多，产能扩产旺盛，竞争格局较为分散。若竞争进一步加剧，将对业内公司的盈利能力产生影响。

免责声明

东吴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。

本研究报告仅供东吴证券股份有限公司（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。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，本公司不对任何人因使用本报告中的内容所导致的损失负任何责任。在法律许可的情况下，东吴证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

市场有风险，投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息，本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性，也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，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。

本报告的版权归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用、刊发、转载，需征得东吴证券研究所同意，并注明出处为东吴证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

东吴证券投资评级标准：

公司投资评级：

买入：预期未来6个月个股涨跌幅相对大盘在15%以上；

增持：预期未来6个月个股涨跌幅相对大盘介于5%与15%之间；

中性：预期未来6个月个股涨跌幅相对大盘介于-5%与5%之间；

减持：预期未来6个月个股涨跌幅相对大盘介于-15%与-5%之间；

卖出：预期未来6个月个股涨跌幅相对大盘在-15%以下。

行业投资评级：

增持：预期未来6个月内，行业指数相对强于大盘5%以上；

中性：预期未来6个月内，行业指数相对大盘-5%与5%；

减持：预期未来6个月内，行业指数相对弱于大盘5%以上。

东吴证券研究所

苏州工业园区星阳街5号

邮政编码：215021

传真：（0512）62938527

公司网址：<http://www.dwzq.com.cn>

东吴证券 财富家园