

# 商业化落地加快，新型储能旭日东升

## ——储能行业深度报告

### 投资要点

#### □ 储能系统贯穿电力生产及消纳各环节，是新型电力系统必要配置

储能下游应用场景主要可分为发电侧、输配电侧、用户侧等，在发电侧主要起到匹配电力生产和消纳、减轻电网压力等作用，在输配电侧主要作为扩容装置及后备装置来缓解线路阻塞、增加变电站稳定性，在用户侧则帮助用户实现削峰填谷或光伏自发自用等模式，降低电费支出。在能源清洁化转型过程中，储能系统可提升风、光伏发电可消纳性及经济性。

#### □ 全球双碳目标加速推进，储能需求空间广阔

碳中和系全球确定性命题，近30国积极响应完成目标制定，多以2050年左右为限，随着碳中和目标陆续推进，储能支持型政策力度有望延续或进一步提升。我们预计2022-2025年全球储能新增需求量约629.9GWh，其中发电侧、电网侧、用户侧、5G基站、其他辅助服务新增储能需求量分别为190GWh、34.4GWh、364.9GWh、30.3GWh、10.4GWh。国内多地出台风光电站配置储能的政策标准，强制配储比例多在10%、时长为2小时。我们预计2022-2025年国内储能新增需求量约179GWh，其中发电侧、电网侧、用户侧、5G基站、其他辅助服务新增储能需求量分别为41.1GWh、26.2GWh、77.9GWh、27.9GWh、5.7GWh。

#### □ 经济性较以往有所提升，资方意愿显著加强

按应用场景分类，储能可分为电源侧、电网侧和用户侧，其中用户侧的工商业储能由于市场活跃度和参与度较高，发展前景更优。在现有系统成本下，我们测算得工商业分布式光储电站IRR约11.7%，较电源侧和电网侧盈利性更优。2022年6月7日国家发改委、国家能源局发布《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》，独立储能电站可双向盈利，享受容量租赁的同时可参加辅助服务。储能电站经济性较以往有所提升，社会资本方投资意愿加强。伴随着政府制定强制配比、增加财政补贴、丰富收入来源，储能的需求有望快速爆发。

#### □ 技术、资本、渠道各自为据，产业链竞争格局初显

储能产业链上游系电池组原材料，中游是储能核心设备，下游指储能系统的安装和运营。其中中游是储能产业链的核心部分，包括电池组、PCS、BMS、系统集成商等。从价值量来看，电池组和PCS占据了储能产业链中游的绝大部分，分别占比约60%、20%，市场空间最为广阔。目前储能市场格局呈现三点特征：1) 市场尚处于发展初期，竞争格局未定，技术、资本、渠道方各自为据。2) 储能各环节均有对应的相类似的成熟市场，现有主要厂商大多是从成熟市场横向扩展业务线切入储能行业。3) 纵向一体化延伸布局是国内储能市场的大趋势。我们判断随着下游需求量井喷式增长，更多行业龙头将切入储能新赛道。

#### □ 投资建议

储能市场涉及的产业链交叉环节较多，建议关注五条投资主线：1) 价值量占比高且技术壁垒较高的储能电池公司，如宁德时代、亿纬锂能、比亚迪、鹏辉能源、派能科技等；2) 占据技术优势的PCS厂商，如阳光电源、锦浪科技、固德威、盛弘股份、星云股份、德业股份、禾望电气、上能电气、科士达等；3) 具备资金或渠道优势的系统集成商，如天能股份、南网科技、文山电力、南都电源、永福股份、万里扬、宝光股份等；4) 布局储能新技术的公司，受益钠电池布局的传艺科技、鼎胜新材等，重力储能中国天楹等；5) 温控设备：英维克、同飞股份等。

#### □ 风险提示

储能政策端扶持力度不及预期；成本下降幅度不及预期；海外政策风险。

### 行业评级：看好(维持)

分析师：张雷

执业证书号：S1230521120004  
15601682595

zhanglei02@stocke.com.cn

分析师：陈明雨

执业证书号：S1230522040003

chenmingyu@stocke.com.cn

分析师：王婷

执业证书号：S1230522080003

wangting02@stocke.com.cn

### 相关报告

1 《旺季已到继续高增，出口环比超两倍增长——动力电池行业2022年9月数据点评》

2022.10.12

2 《地方政策加码充换电网络建设，快充、V2G引领行业高质量发展——充换电行业点评》

2022.10.10

3 《充换电设施支持政策加码，22Q4硅料产能迎释放高峰——电力设备新能源行业周报(第38-39周)》

2022.10.09

## 正文目录

<b>1 储能系新型电力系统必选项，多种储能技术路线各具千秋</b>	<b>5</b>
<b>2 全球：政策与市场双重驱动，全球储能需求加速提升</b>	<b>9</b>
2.1 全球电力储能需求空间广阔，户用储能需求提速	9
2.2 美国：全球最大储能市场，政策端持续发力支撑	13
2.3 欧洲：用户侧发展较成熟，高电价凸显储能经济性	15
2.4 澳洲：储能配置比例较高，市场潜在空间广阔	17
<b>3 国内：政策驱动发电侧先行，需求拐点即将来临</b>	<b>19</b>
3.1 双碳目标加速能源结构专家，新型储能需求爆发在即	19
3.2 政策叠加技术降本，商业模式逐步清晰	27
3.3 需求拐点即将来临，未来广阔市场空间	31
<b>4 储能市场方兴未艾，产业链竞争格局初显</b>	<b>33</b>
4.1 储能电池：产业链核心技术体现，磷酸铁锂渗透率有望提升	36
4.2 PCS：逆变器龙头具技术优势，产品逐步实现细分化	37
4.3 系统集成：竞争厂商众多，第三方体系逐步建立	40
<b>5 重点标的梳理</b>	<b>42</b>
<b>6 风险提示</b>	<b>44</b>

## 图表目录

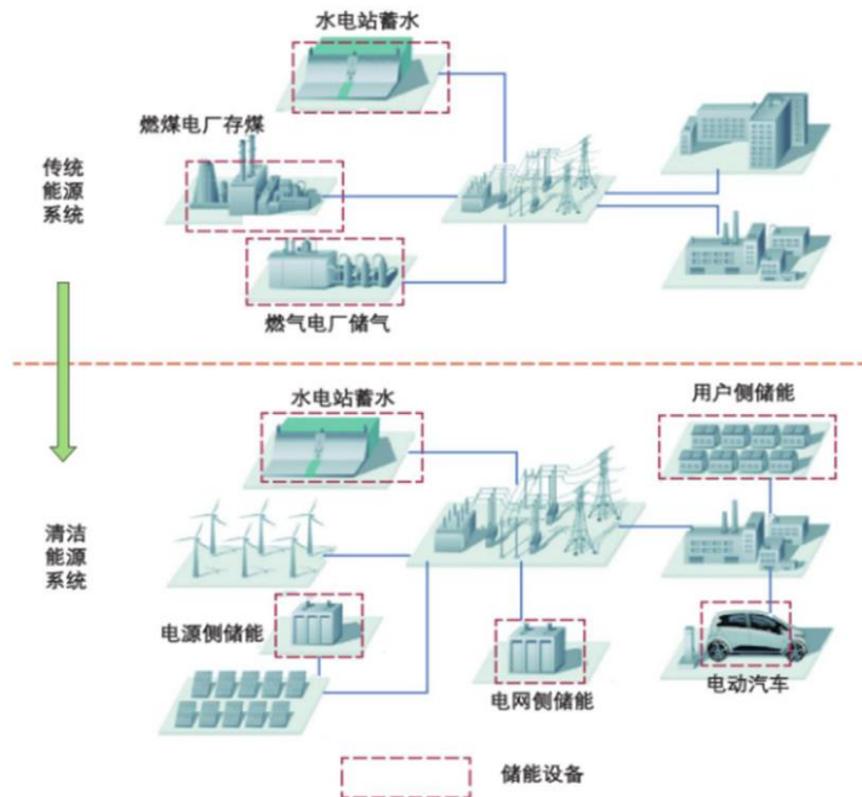
图 1: 储能形式向电力储能转变.....	5
图 2: 调峰储能系统原理图.....	6
图 3: 调频储能系统原理图.....	6
图 4: 储能各应用场景示意图.....	7
图 5: 不同电源出力特性对比图.....	7
图 6: 储能技术类型.....	8
图 7: 不同储能技术适用的应用领域.....	8
图 8: 2021 年全球电力储能市场累计装机结构 (单位: %) .....	9
图 9: 2017-2021 年全球电力储能累计装机规模 (单位: GW、%) .....	9
图 10: 2017-2021 年全球电力储能新增装机规模 (单位: GW、%) .....	9
图 11: 2018-2021 年全球电力储能市场不同技术路线累计装机占比 (单位: %) .....	10
图 12: 2016-2021 年全球新型电力储能新增及累计装机规模 (单位: GW、%) .....	10
图 13: 2017-2021 年全球电化学储能新增装机规模 (单位: GW、%) .....	10
图 14: 2021 年全球新增投运新型储能项目应用分布 (单位: %) .....	11
图 15: 2020-2021 年全球新增新型储能装机规模分区域占比 (单位: %) .....	11
图 16: 截至 2021 年新型储能装机规模排名前列的国家 (单位: GW) .....	11
图 17: 2018-2025E 美国非抽水储能年新增装机 (单位: MW) .....	14
图 18: 2020 年底美国累计储能装机结构 (单位: %) .....	14
图 19: 美国各州电池储能政策.....	14
图 20: 美国针对储能的 ITC 税收抵免政策.....	15
图 21: 2015-2020 欧洲储能年新增装机 (单位: MWh) .....	16
图 22: 2019 年欧洲分国家电池储能装机占比 (单位: %) .....	16
图 23: 2015-2020 年欧美户用电价及光伏+储能度电成本 (单位: 欧元/kWh) .....	16
图 24: 美国、欧洲、澳洲储能渗透率情况 (单位: GW, GWh, %) .....	17
图 25: 澳洲目前运行或在建电池储能项目规模 (单位: MW) .....	18
图 26: 各地区光伏及风电能源潜力相对于需求的倍数.....	19
图 27: 2019-2060E 我国一次能源消费量及增速 (单位: 亿吨标准煤、%) .....	19
图 28: 2019-2060E 年我国非化石能源消费量及占一次能源消费比重预测 (单位: %) .....	19
图 29: 2019-2060E 我国电源累计装机结构 (单位: %) .....	20
图 30: 2019-2060E 我国发电量结构 (单位: %) .....	20
图 31: 2015-2021 年中国储能累计、新增装机规模及全球占比 (单位: GW、%) .....	21
图 32: 2018-2021 年国内储能装机应用场景分布 (单位: %) .....	21
图 33: 2011-2021 年中国电化学储能累计装机规模 (单位: MW、%) .....	21
图 34: 截至 2021 年底中国电化学储能不同技术路线应用占比 (单位: %) .....	21
图 35: 各地燃煤基准电价 (单位: 元/kWh) .....	28
图 36: 储能产业链.....	34
图 37: 中国储能电站成本结构图.....	34
图 38: 储能行业产业链全景图.....	35
图 39: 2018-2030 年储能系统成本下降趋势 (单位: 美元/kWh) .....	35
图 40: 宁德时代第一代钠离子电池.....	37
图 41: 宁德时代第一代钠离子电池性能指标对比.....	37
图 42: 2018 年中国新增投运电化学储能电池提供商排名 (单位: MWh) .....	37

图 43:	2020 年中国新增投运电化学储能电池提供商排名 (单位: MWh) .....	37
图 44:	储能变流器不同应用场景对应的功率等级 .....	38
图 45:	2018 年中国新增投运电化学储能变流器提供商市占率 (单位: %) .....	38
图 46:	2020 年中国新增投运电化学储能变流器提供商市占率 (单位: %) .....	38
图 47:	一体化储能集成系统 .....	40
图 48:	2018 年中国新增投运电化学储能系统集成商排名 (单位: MW) .....	41
图 49:	2020 年中国新增投运电化学储能系统集成商排名 (单位: MW) .....	41
图 50:	系统集成商布局情况 .....	41
表 1:	储能应用场景分类 .....	7
表 2:	2020-2025E 全球储能配置规模预测 (单位: GW, GWh, h, %) .....	12
表 3:	美国各州电池储能部署目标 .....	15
表 4:	欧盟对电池储能的统筹规划政策 .....	17
表 5:	澳洲储能相关激励政策 .....	18
表 6:	我国国家层面主要储能政策统计 .....	22
表 7:	各省份新能源发电配储能相关政策 .....	24
表 8:	《关于加强储能标准化工作的实施方案》重点任务 .....	26
表 9:	我国储能国家及行业标准汇总 .....	26
表 10:	不同储能系统成本、光伏系统成本下的集中式光储电站 LCOE 测算 (单位: 元/kWh、元/Wh、元/W) .....	28
表 11:	不同储能系统成本、光伏系统成本下的工商业分布式光储电站 LCOE 测算 (单位: 元/kWh、元/Wh、元/W) .....	29
表 12:	全国 2021 年各地工商业单一制销售电价 (单位: 元/kWh) .....	29
表 13:	不同储能系统成本、光伏系统成本下的工商业分布式光储电站 IRR 测算 (单位: 元/kWh、元/Wh、%) .....	30
表 14:	不同储能系统成本、光伏系统成本下的户用分布式光储电站“自发自用、余电上网”IRR 测算 (单位: 元/kWh、元/Wh、%) .....	31
表 15:	2020-2025E 中国储能配置规模预测 (单位: GW, GWh, h, %) .....	32
表 16:	磷酸铁锂及三元电池性能对比 (单位: Wh/kg, V) .....	36
表 17:	2021 年全球各地光伏逆变器出货量 top10 排行 .....	39
表 18:	各公司储能变流器型号功率 (单位: kW) .....	39
表 19:	重点公司储能业务布局 .....	42
表 20:	重点公司盈利预测与估值 .....	44

## 1 储能系新型电力系统必选项，多种储能技术路线各具千秋

储能即能量储存，实现能量跨时、空转化。储能从广义上而言，即通过一种介质或者设备，把一种能量形式用同一种或者转换成另一种能量形式存储起来，基于未来应用需要以特定能量形式再释放出来的循环过程，实现能量跨时间、空间的传递或转移。传统电力储能设施主要配置在一次能源环节，包括煤场存煤、储气罐储气、水库存水等，随着能源结构向清洁化转型，一次能源储存难度提升，电力储能的重要性逐步凸显，预计成为未来能源体系中主要的储能形式。

图1： 储能形式向电力储能转变



资料来源：《大规模储能技术发展路线图》，浙商证券研究所

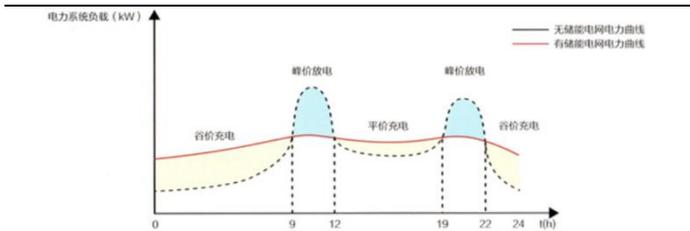
**储能系能量系统调节器，主要起调峰调频功能。**储能核心作用即在能源系统中起到调节作用，确保能源生产和消费平衡，同时提升能源系统整体经济性，降低用能成本。储能系统的日常功能可大致归为调峰、调频两类。

1) **储能可通过削峰填谷匹配发电端及负荷端，实现调峰功能。**调峰指在较长的时间跨度下维持用电负荷与发电量的平衡，在用电高峰期投入更多的发电机组以满足需求，在用电低谷期则关闭相应机组。储能系统具有能量可双向流动特性，在用电低谷时蓄能，在用电高峰期释放电能，实现削峰填谷，可有效降低电力系统的负荷峰谷差，在时间跨度上匹配发电端及负荷端，维持系统稳定性。

2) **储能可优化调频精度，延长电力系统使用寿命。**电力系统频率系最为敏感且能直接反映系统稳定性的运行参数，日常运作中须将其维持在固定的可控范围内。当电力系统发电

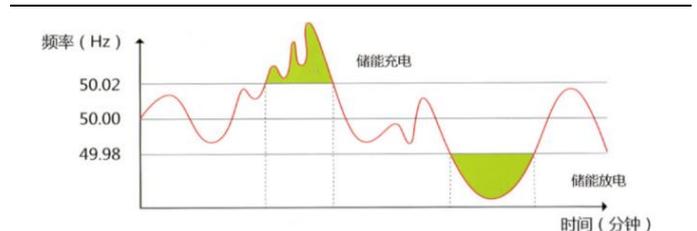
量与用电负荷不平衡时，频率将随之变化，发电量供不应求时系统频率降低，反之升高。调频即在瞬时根据用电负荷水平调配相应的发电机组以提供合适的发电量，对机组的快速响应速度提出高要求。储能可优化电力系统调频功能，一方面储能的实时响应速度可加强电力机组的调节速度及精度，另一方面储能的瞬时充放电功能可承担部分微小波动的调频功能，避免机组频繁动作从而延长整体电力系统使用寿命。

图2：调峰储能系统原理图



资料来源：科德建筑公司官网，浙商证券研究所

图3：调频储能系统原理图



资料来源：科德建筑公司官网，浙商证券研究所

**储能系统贯穿电力生产及消纳各环节，系新型电力系统必要配置。** 储能下游应用场景主要可分为发电侧、输配侧、用户侧等，在发电侧主要起到匹配电力生产和消纳、减轻电网压力等作用，在输配侧主要作为扩容装置及后备装置来缓解线路阻塞、增加变电站稳定性，在用户侧则帮助用户实现削峰填谷或光伏自发自用等模式，降低电费支出。在能源清洁化转型过程中，储能系统可提升风、光伏发电可消纳性及经济性。

**1) 发电侧配套储能直击新能源发电痛点，成能源结构清洁化必经之路。** 新能源发电不同于传统火电可通过人工调节发电效率，天然高度依赖自然环境从而导致了明显的不可控性和不稳定性，在并网时会对电网造成巨大电流冲击损伤电网，因而解决不稳定性成为清洁能源发展的核心瓶颈。在发电侧，储能系统大多配备于大型集中式电站，用以缓解这一技术瓶颈。一方面，储能系统可以通过将不能消纳的多余电量存储起来，按需求调度放电时点来实现“削峰填谷”，解决弃风问题。另一方面，储能系统可以频繁充放电或快速响应调频信号，来实时调整新能源发电的短时输出及功率，缓解电网短时间内的调频、调峰压力。

**2) 输配侧储能作为扩容装置或后备装置，提升线路可调节性及安全性。** 输配侧配置储能能够扩充线路容量，在日常应用中缓解线路阻塞，并且储能的暂时性扩容作用能够延缓或免去对老旧线路的替换需求，减少支出。同时，储能设备也可作为后备装置应用于变电站中，在外部交流电中断时提供后备直流电，提高可靠性及安全性。

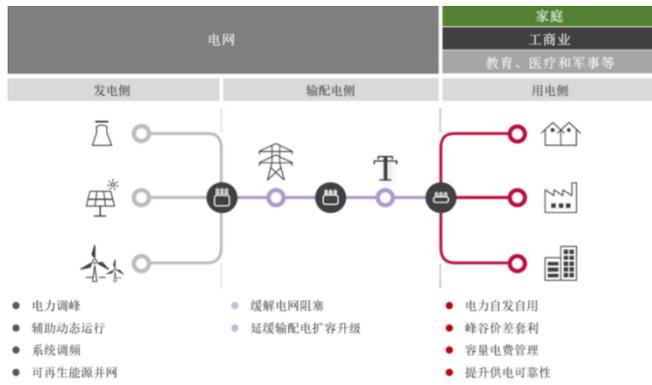
**3) 用户侧储能可有效利用电价差异，降低用电成本。** 在用户侧，储能多应用于分布式光伏或风电装置。基于分时电价体系或容量费用体系，用户在电价较低的时段发电储存，以满足电价较高时段的用电需求，以此来实现总体用电成本的降低。此外，用户侧另一重要应用即“微电网”，将分布式电源、储能、能量转换装置等汇集成小型发配电系统，与总电网相分离，起到就近消纳、减少对总电网冲击等作用。

表1: 储能应用场景分类

类型	名称	作用
发电侧	可再生能源大面积接入	电量转移和固化输出, “削峰填谷”
	爬坡率控制	解决可再生能源发电的间歇性问题, 促进清洁能源的并网; 降低火电调峰的成本
	常规电力发电端	辅助动态运行
	取代或者延缓新建机组	解决可再生能源发电的波动性问题, 促进清洁能源的利用; 提高供电质量和可靠性
输配侧	无功支持	提高火电机组效率, “节能减排”; 使备用容量更可控
	缓解线路阻塞	降低或延缓新建机组投资, “节能减排”
	延缓输配电扩容升级	提高供电质量, 提高供电可靠性
	变电站直流电源	提高供电质量, 延缓电网建设性投资
用户侧	商业储能, 家用储能	延缓电网建设性投资
	用户分时电价、容量费用、电能质量管理	提高供电质量和可靠性
辅助服务	调频	降低用户侧用电成本, 提高供电质量, 可靠的备用电源
	电压支持	通过“削峰填谷”降低用户侧用电成本, 提高供电可靠性、供电质量
	调峰	稳定输出, 提高电力容量; 降低火电机组调频压力并提高经济性
	备用容量	提高电力质量, 降低火电机组提供无功补偿压力并提高经济性
		稳定输出, 使备用容量更可控
		保证供电可靠性, 提高供电质量

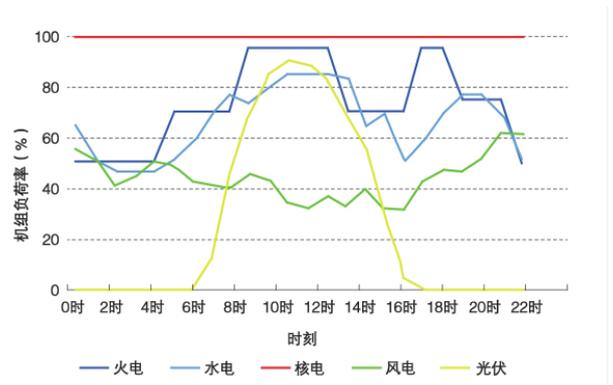
资料来源: 储能与电力市场公众号, 浙商证券研究所

图4: 储能各应用场景示意图



资料来源: 派能科技公告, 浙商证券研究所

图5: 不同电源出力特性对比图



资料来源: 《大规模储能技术发展路线图》, 浙商证券研究所

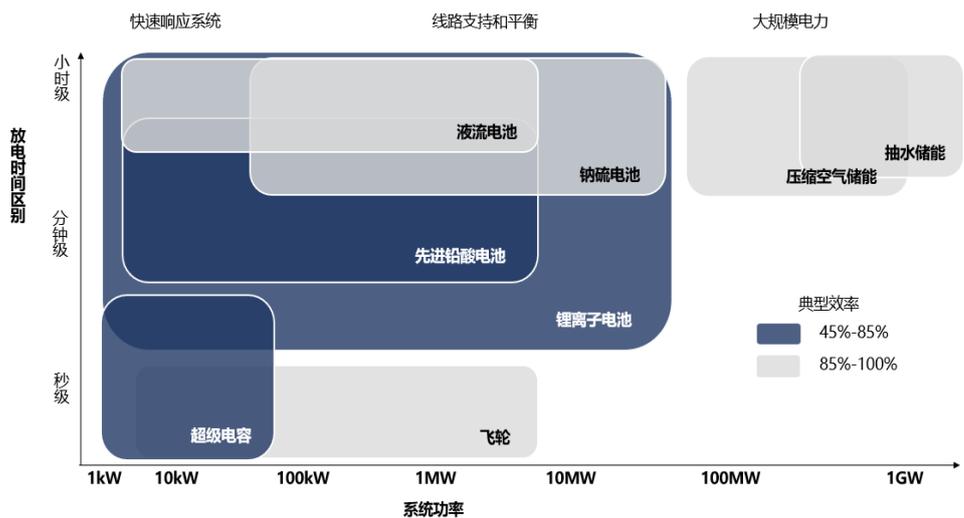
**储能多种技术路线并存, 技术特点、应用场景多元化。**按技术角度分, 储能可分为机械储能、电化学储能、电磁储能、化学储能及储热等多种路线。抽水储能及压缩空气储能容量大且放电时间长, 适用于大规模可再生能源并网、电网调峰等能量型应用场景; 超级电容和飞轮储能拥有较高的转换效率且能提供短时的功率输出, 适用于需要快速响应的领域, 如调频等功率型应用场景; 电化学储能相较之下放电时间及储能容量的跨度都较大, 且可以通过模块化实现规模化应用, 适用领域更广泛多样。

图6: 储能技术类型



资料来源: CNESA, 浙商证券研究所

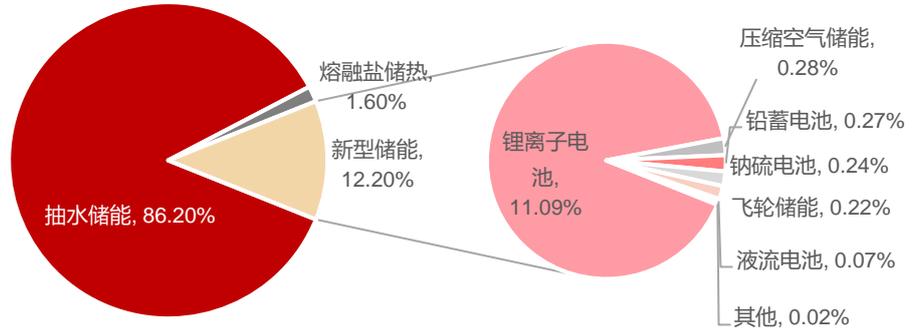
图7: 不同储能技术适用的应用领域



资料来源: 《储能产业发展蓝皮书》, 浙商证券研究所

**抽水蓄能占据主要电力储能装机份额, 电化学储能为最具潜力应用领域。** 电化学储能本身性能优势明显, 一方面对比传统压缩空气储能技术, 电化学储能具备更优的响应速度和功率密度; 另一方面电化学储能对地理条件限制较低、初期投资成本较低, 可缓解抽水储能等传统储能方式开发接近饱和的问题, 具备商业化推广条件, 应用空间有望快速提升。截至2021年底, 全球电力储能累计装机中抽水蓄能占比达86.2%。而以电化学储能为主的新型储能则为增速最快的技术类型, 2021年全球新增投运规模为10.2GW, 同比增长117%, 在全球储能累计装机占比达到12.2%。

图8: 2021年全球电力储能市场累计装机结构(单位: %)



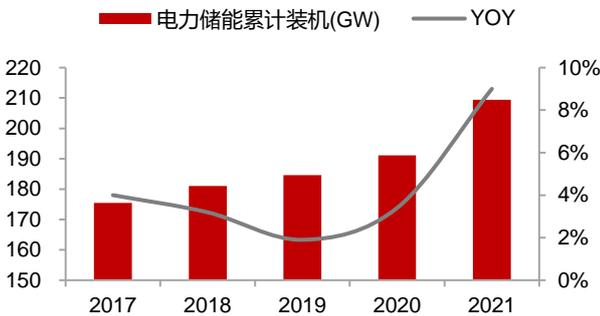
资料来源: CNESA, 浙商证券研究所

## 2 全球: 政策与市场双重驱动, 全球储能需求加速提升

### 2.1 全球电力储能需求空间广阔, 户用储能需求提速

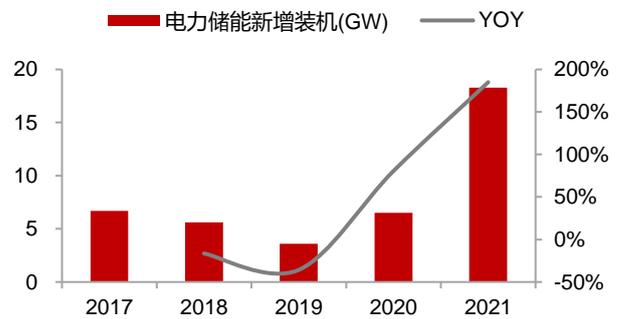
全球电力储能装机保持高增速, 抽水蓄能为主要存量应用方式, 新型储能占比快速提升。全球电力储能累计装机规模从2017年的175.4GW增长到2021年的209.4GW, CAGR为4.5%。2021年起, 全球电力储能装机明显提速。2021年, 全球新增投运电力储能项目装机规模达到18.3GW, 同比增长185%, 其中, 新型储能的新增投运规模最大, 并且首次突破10GW, 达到10.3GW, 同比增长119%。从技术路线来看, 2021年抽水蓄能在全球电力储能累计装机中所占比例为86.2%, 仍为主要装机技术路线。新型储能累计装机在全球电力储能占比从2.2%提升至12.1%, 为最具潜力的技术路线。

图9: 2017-2021年全球电力储能累计装机规模(单位: GW、%)



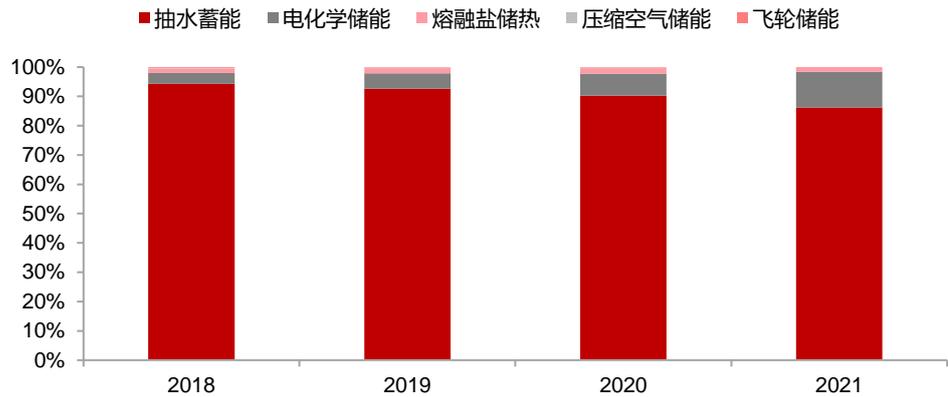
资料来源: CNESA, 浙商证券研究所

图10: 2017-2021年全球电力储能新增装机规模(单位: GW、%)



资料来源: CNESA, 浙商证券研究所

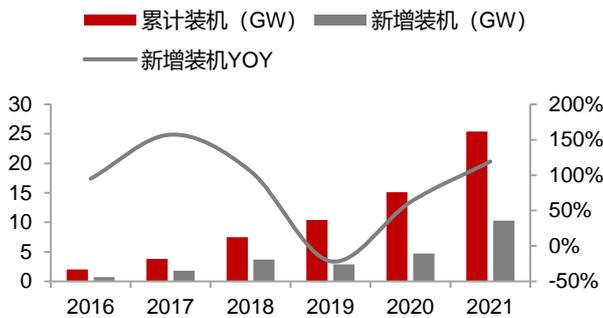
图11: 2018-2021年全球电力储能市场不同技术路线累计装机占比(单位: %)



资料来源: CNESA, 浙商证券研究所

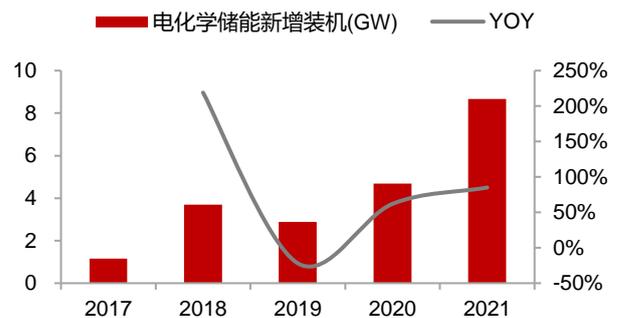
**新型储能装机规模保持高速增长, 电化学为主要装机形式。**全球新型储能累计装机规模从2017年的3.8GW增长到2021年的25.4GW, CAGR为60.8%。截至2021年底, 全球新型储能的累计装机规模为25.4GW, 同比增长67.7%, 其中, 锂离子电池占据绝对主导地位, 市场份额超过90%。全球新型储能新增装机规模从2017年的1.8GW增长至2021年的10.3GW, CAGR为54.7%, 保持高速增长态势。其中, 全球电化学储能新增装机规模从2017年的1.16GW, 增长至2021年的8.66GW, CAGR为65.3%。

图12: 2016-2021年全球新型电力储能新增及累计装机规模(单位: GW、%)



资料来源: CNESA, 浙商证券研究所

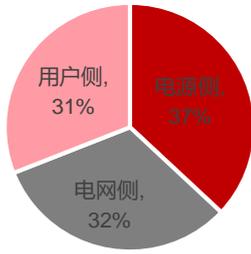
图13: 2017-2021年全球电化学储能新增装机规模(单位: GW、%)



资料来源: CNESA, 浙商证券研究所

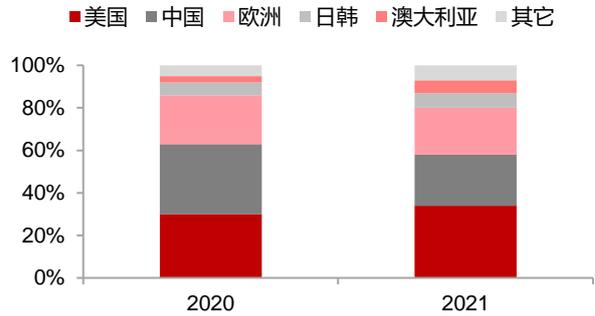
**新型储能在电源侧、用户侧、电网侧分布相对均衡, 美国、中国、欧洲为前三大新型储能装机市场。**从应用分布看, 2021年电源侧、电网侧和用户侧中的新增装机占比分别为37%、32%、31%, 相对比较均衡。从新增新型储能市场区域分布来看, 美国、中国、欧洲为前三大新型储能新增装机市场, 2021年新增新型储能装机占比分别为34%、24%、22%。截至2021年, 全球电力系统中已投运新型储能项目累计装机规模排名前七位的国家分别是美国、中国、韩国、英国、德国、澳大利亚和日本, 上述国家2021年新增装机规模合计8.6GW, 约占全球新增装机总量的84%。

图14: 2021 年全球新增投运新型储能项目应用分布 (单位: %)



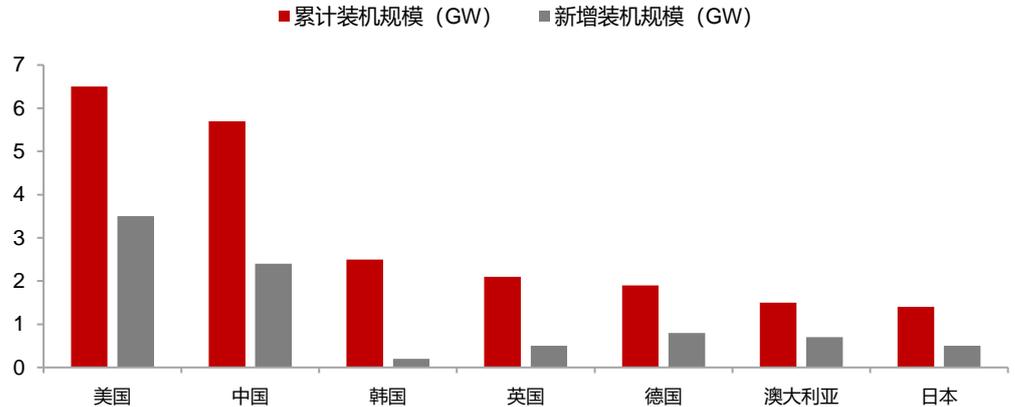
资料来源: CNESA, 浙商证券研究所

图15: 2020-2021 年全球新增新型储能装机规模分区域占比 (单位: %)



资料来源: CNESA, 浙商证券研究所

图16: 截至 2021 年新型储能装机规模排名前列的国家 (单位: GW)



资料来源: CNESA, 浙商证券研究所

全球碳中和主题支撑长期储能需求, 2022-2025 年全球储能新增需求量约 630GWh。据测算, 全球 2022-2025 年发电侧、电网侧、用户侧、5G 基站、其他辅助服务新增储能需求量分别为 190GWh、34.4GWh、364.9GWh、30.3GWh、10.4GWh, 总共约 630GWh。

**发电侧: 利好政策加速需求增量释放, 2025 年新增需求量达 50.6GWh。**发电侧以新能源发电配套为主, 我们假设 2022-2025 年: 1) 全球光伏新增装机容量分别约 250GW、330GW、400GW、480GW, 其中集中式占比约 60%, 对应 150GW、198GW、240GW、288GW; 全球风电新增装机容量分别约 98.8GW、107GW、115.9GW、133.3GW。2) 风电光伏电站配置储能的渗透率分别为 20%、30%、40%、60%。3) 发电侧功率配置比例分别为 13%、15%、17%、20%。3) 储能配置时长均为 2 小时级别。测算得出 2022 年发电侧储能新增容量规模及能量规模分别为 6.5GW/12.9GWh, 2025 年分别达 50.6GW/101.1GWh, 容量规模三年 CAGR 为 98.4%。

**电网侧: 电网侧存量与新增双轮并行, 2025 年新增需求量约为 16.3GWh。**电网侧以辅助服务 (即调频调峰) 为主, 分存量及增量市场。截止 2021 年底全球可再生能源装机存量市场约 2807GW, 我们假设 2022-2025 年: 1) 全球可再生能源装机每年增量约为 440GW、

573GW、690GW、823GW。2) 2022-2025 年存量装机储能配备渗透率分别为 1.3%、1.5%、2.0%、3.0%；增量装机储能配备渗透率分别为 7%、9%、12%、15%。3) 电网侧功率配置比例为 3%。4) 储能配置时长均为 1 小时。则预计 2022 年电网侧储能新增容量规模及能量规模分别为 3.5GW/3.5GWh，2025 年分别达 16.3GW/16.3GWh，容量规模三年 CAGR 为 67.5%。

**用户侧：高电价持续驱动用户侧高增，2025 年新增需求量约为 147.7GWh。** 我们假设 2022-2025 年：1) 全球分布式光伏新增装机量分别约为 100GW、132GW、160GW、192GW。2) 分布式光伏储能配备渗透率分别为 13%、20%、23%、27%。3) 用户侧功率配置比例为 95%。3) 海外户用储能配置时长一般为 2-4 小时，取 3 小时平均值进行估算。则预计 2022 年用户侧储能新增容量规模及能量规模分别为 12.4GW/37.1GWh，2025 年分别达 49.2GW/147.7GWh，容量规模三年 CAGR 为 58.6%。

**5G 基站：辅助服务空间需求可观，2025 年新增需求量约为 15.1GWh。** 5G 基站配置的储能除作为应急电源外，其本身也是一个以辅助服务角色，参与电网调频调峰的储能站。我们假设 2022-2025 年：1) 全球 5G 基站新建数量分别为 110、140、170、210 万个；2) 5G 基站配置储能的渗透率分别为 18%、27%、45%、60%；3) 储能功率配置比例为 100%；4) 储能配置时长由 3.5 小时增加到 4 小时。则测算可得 2022 年 5G 基站配置储能新增容量规模及能量规模分别为 0.6GW/2.1GWh，2025 年分别达 3.8GW/15.1GWh，容量规模三年 CAGR 为 85.3%。

表2: 2020-2025E 全球储能配置规模预测 (单位: GW, GWh, h, %)

指标	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E	2025E
<b>发电侧</b>						
光伏新增装机容量 (GW)	127.4	150.0	250.0	330.0	400.0	480.0
集中式光伏新增装机容量 (GW)	76.4	90.0	150.0	198.0	240.0	288.0
风电新增装机容量 (GW)	95.3	93.6	98.8	107.0	115.9	133.3
储能配置渗透率 (%)	11%	15%	20%	30%	40%	60%
配置比例 (%)	11%	12%	13%	15%	17%	20%
配置时长 (h)	2	2	2	2	2	2
光伏储能新增容量规模 (GW)	0.9	1.6	3.9	8.9	16.3	34.6
光伏储能新增能量规模 (GWh)	1.8	3.3	7.8	17.8	32.6	69.1
风电储能新增容量规模 (GW)	1.2	1.7	2.6	4.8	7.9	16.0
风电储能新增能量规模 (GWh)	2.3	3.4	5.1	9.6	15.8	32.0
<b>发电侧储能新增容量规模 (GW)</b>	<b>2.1</b>	<b>3.3</b>	<b>6.5</b>	<b>13.7</b>	<b>24.2</b>	<b>50.6</b>
<b>发电侧储能新增能量规模 (GWh)</b>	<b>4.2</b>	<b>6.7</b>	<b>12.9</b>	<b>27.5</b>	<b>48.4</b>	<b>101.1</b>
<b>电网侧</b>						
可再生能源装机存量 (GW)	2807	2807	2807	2807	2807	2807
可再生能源装机增量 (GW)	257	275	440	573	690	823
存量装机储能配置渗透率 (%)	0.3%	0.5%	1.3%	1.5%	2.0%	3.0%
增量装机储能配置渗透率 (%)	3%	4%	7%	9%	12%	15%
功率配置比例 (%)	3%	3%	3%	3%	3%	3%
配置时长 (h)	1	1	1	1	1	1
存量新增配储需求 (GW)	0.3	0.6	2.6	3.8	6.7	12.6
增量新增配储需求 (GW)	0.2	0.4	0.9	1.5	2.5	3.7
<b>电网侧储能新增容量规模 (GW)</b>	<b>0.5</b>	<b>1.0</b>	<b>3.5</b>	<b>5.3</b>	<b>9.2</b>	<b>16.3</b>

电网侧储能新增能量规模 (GWh)	0.5	1.0	3.5	5.3	9.2	16.3
<b>用户侧</b>						
分布式光伏新增装机容量 (GW)	51.0	60.0	100.0	132.0	160.0	192.0
储能配置渗透率 (%)	3%	7%	13%	20%	23%	27%
配置比例 (%)	95%	95%	95%	95%	95%	95%
配置时长 (h)	3	3	3	3	3	3
用户侧储能新增容量规模 (GW)	1.5	4.2	12.4	25.1	35.0	49.2
用户侧储能新增能量规模 (GWh)	4.6	12.7	37.1	75.2	104.9	147.7
<b>5G 基站</b>						
新建 5G 基站数量 (万个)	89	100	110	140	170	210
累计 5G 基站数量 (万个)	120	220	330	470	640	850
单站功率 (W)	3000	3000	3000	3000	3000	3000
新建基站规模 (GW)	2.7	3.0	3.3	4.2	5.1	6.3
储能配置渗透率 (%)	10%	12%	18%	27%	45%	60%
配置比例 (%)	100%	100%	100%	100%	100%	100%
配置时长 (h)	3	3.2	3.5	3.5	4	4
5G 基站储能新增容量规模 (GW)	0.3	0.4	0.6	1.1	2.3	3.8
5G 基站储能新增能量规模 (GWh)	0.8	1.2	2.1	4.0	9.2	15.1
<b>其他辅助服务</b>						
其他辅助服务新增容量规模 (GW)	0.3	0.5	0.7	1.0	1.5	2.0
其他辅助服务新增能量规模 (GWh)	0.6	0.9	1.4	2.0	3.0	3.9
<b>总计</b>						
全球储能新增容量规模 (GW)	4.7	9.4	23.6	46.3	72.2	121.9
全球储能新增能量规模 (GWh)	10.7	22.4	56.9	114.0	174.7	284.3

资料来源: GWEC, CNESA, CIAPS, IRENA, 浙商证券研究所

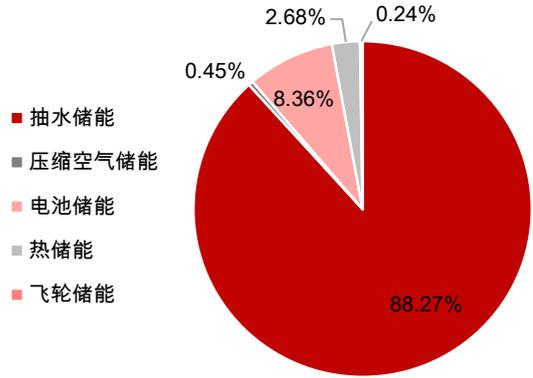
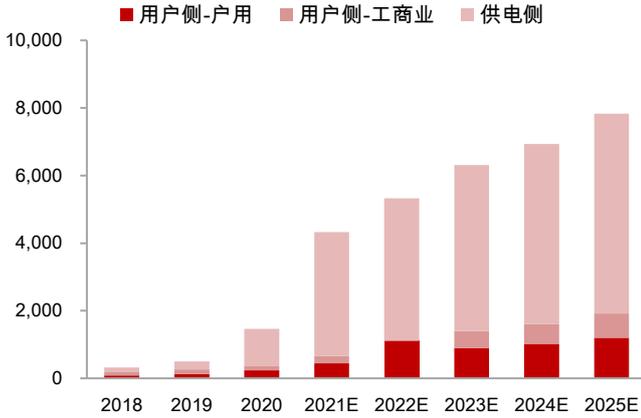
## 2.2 美国: 全球最大储能市场, 政策端持续发力支撑

美国储能市场迎来增长爆发期, 2025 年新增储能装机量预计达 7.3GW。2020 年起, 美国储能市场迎来增长爆发期, 2021 年新增储能装机量约 3.53GW (按照配置 2 小时估算, 约合 7.06GWh), 同比增长 138%。据 Wood Mackenzie 预测, 2025 年美国年度新增储能装机量预计达 7.3GW (按照配置 2 小时估算, 约合 14.6GWh)。2020-2025 年, 五年 CAGR 达 40%。细分储能技术路线来看, 现存储能装机依旧以抽水储能为主, 占比 88.2%, 但低于全球平均水平, 电化学储能技术发展领先。

公用事业公司是美国储能布局主力军, 供电侧储能占据主导地位。供电侧包括发电侧及输配侧, 是美国储能新增装机的主要组成部分。美国储能新增装机量主要由大型电力公司负责执行, 2019 年 NV Energy 公司、洛杉矶水电局、PG&E 等电力公司先后部署 1200MW 太阳能发电项目的配套电池储能、300MW 电池储能系统及 567MW 的三个电池储能项目。2020-2025 年预计美国供电侧新增储能装机量占总体新增储能规模的 75.6%、84.7%、79.2%、77.9%、76.8%、75.6%, 长期稳定在 3/4 的高位水平。

图17: 2018-2025E 美国非抽水储能年新增装机 (单位: MW)

图18: 2020 年底美国累计储能装机结构 (单位: %)

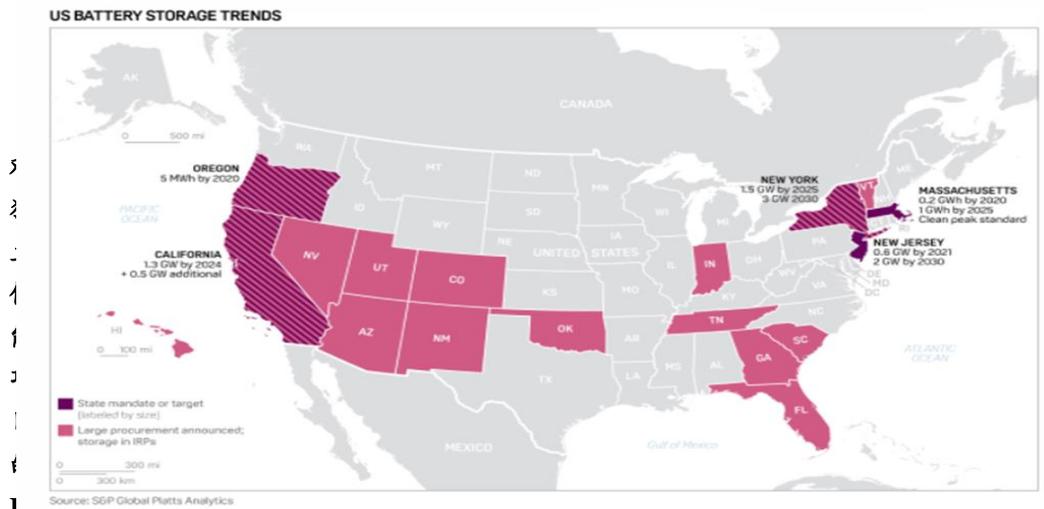


资料来源: Wood Mackenzie, 浙商证券研究所

资料来源: EEI, 浙商证券研究所

政策是美国供电侧储能发展一大驱动力，布局力度全球领先。美国作为全球最大的储能市场，长期依靠积极政策驱动储能市场高速发展。其中，美国储能政策多从电力公司装机量入手制定目标，可解释上述美国供电侧储能装机占比较高的特点。纽约州、新泽西州、加利福尼亚州、俄勒冈州、马萨诸塞州等州均已制定了明确的储能装机目标数量，并配备相应行政约束或法律约束条款，且这类州级目标政策均面向特定的电力公司，由电力公司统一执行，促进供电侧储能规模实现确定性增长。除此之外，内华达州、犹他州、科罗拉多州等十多个区域虽没有制定明确具有约束力的储能装机目标，也宣告了大规模采购的公告，稳定发电侧储能装机需求。

图19: 美国各州电池储能政策



资料来源: S&P Global Platts, 浙商证券研究所 (注: 此图截至 2020 年 1 月)

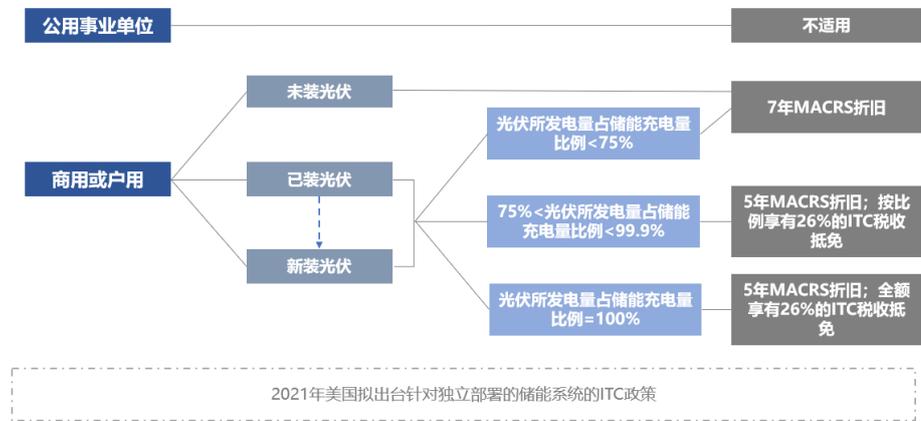
表3: 美国各州电池储能部署目标

地区	部署目标
纽约州	2030年储能部署目标从3GW翻倍提升至6GW
新泽西州	到2030年储能容量达到2GW
加利福尼亚州	到2026年部署1GW长时储能系统
内华达州	到2030年部署1GW储能系统
马萨诸塞州	到2024年部署1000MWh的储能容量
弗吉尼亚州	到2035年部署3.1GW储能系统
康涅狄格州	2030年底前部署1GW储能系统, 中期目标是2024年底部署300MW储能系统, 2027年底部署650MW储能系统
缅因州	到2025年部署300MW储能系统, 到2030年部署400MW储能系统

资料来源:《全球储能市场新动向及趋势分析(2022)》, 浙商证券研究所

**政策有望出台, 助力用户侧储能装机。** ITC 政策原针对光伏等清洁能源装机, 个人或商业机构安装清洁能源可抵扣所得税, 以此为户侧装机提供经济支持。长期以来储能作为清洁能源的附属装置, 必须与符合条件的可再生能源装置配套部署, 且由可再生能源产生的电量占比超过75%时才可享受 ITC 税收优惠。2021年5月, 拜登提出的预算方案中, 首次包括了制定针对独立部署储能项目的 ITC 政策, 政策力度向储能倾斜, 预计用户侧储能项目需求将稳步提升。

图20: 美国针对储能的 ITC 税收抵免政策



资料来源: NREL, 浙商证券研究所

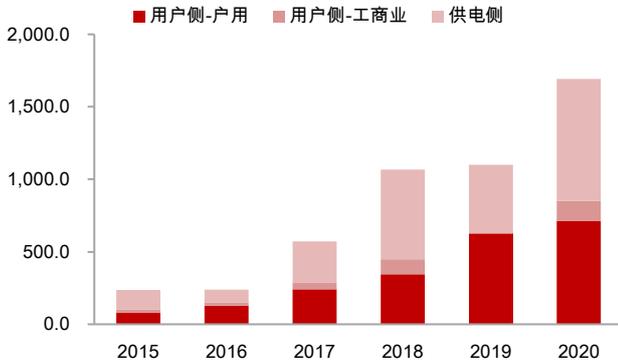
### 2.3 欧洲: 用户侧发展较成熟, 高电价凸显储能经济性

**欧洲储能市场成熟, 年装机量保持稳定增长。** 欧洲储能市场经过近十年的发展, 取得了显著而稳定的增长。据欧洲储能协会统计, 2018-2020年欧洲年度非抽水储能新增装机量分别约为1067MWh、1099MWh、1693MWh, 同比增速87.0%、3.0%、54.0%。2015年欧洲非抽水储能累计装机量约0.6GWh, 至2021年达8.3GWh, 六年CAGR约54.94%。

**用户侧储能市场蓬勃发展, 个别国家实现高渗透率。** 2020年欧洲非抽水储能装机中, 户用装机约712MWh, 工商业装机约140MWh, 供电侧装机约841MWh, 用户侧占比达50.3%。相较于美国不到1/4的占比水平, 2017-2020年欧洲用户侧非抽水储能占比分别为49.9%、

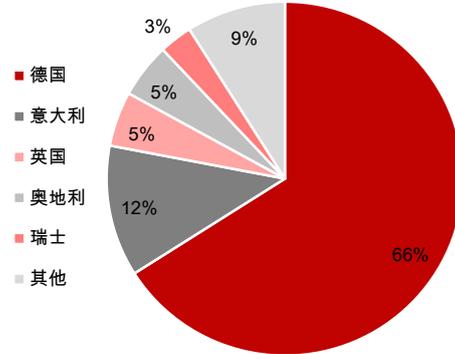
42.0%、56.9%、50.3%，长期占据储能市场关键地位，且其中以住宅户用为主。分国家来看，德国、意大利、英国系欧洲住宅户用储能前三大国，装机量占欧洲总量的66%、12%、5%，其中德国近70%的户用光伏系统配备了储能装置，实现高渗透率。

图21: 2015-2020 欧洲储能年新增装机 (单位: MWh)



资料来源: DELTA-EE, 浙商证券研究所

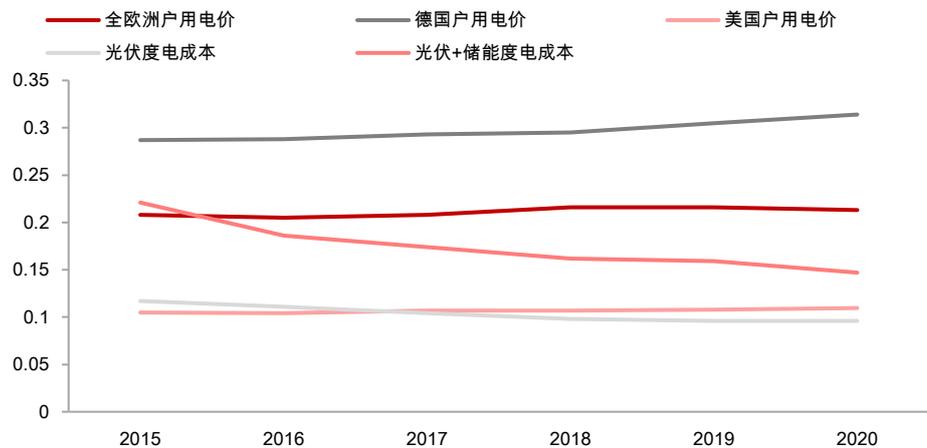
图22: 2019 年欧洲分国家电池储能装机占比 (单位: %)



资料来源: SolarPower Europe, 浙商证券研究所

**欧洲高电价支持储能系统经济性。**据 EuPD Research 测算，2018-2020 年欧洲光伏度电成本约 0.098 欧元/kWh、0.096 欧元/kWh、0.096 欧元/kWh，光伏+储能系统度电成本约 0.162 欧元/kWh、0.159 欧元/kWh、0.147 欧元/kWh。欧洲长期以来户用电价较高，2018-2020 年欧洲平均户用电价约为 0.216 欧元/kWh、0.216 欧元/kWh、0.213 欧元/kWh，作为对照美国平均户用电价约为 0.107 欧元/kWh、0.108 欧元/kWh、0.110 欧元/kWh，因而在欧洲储能系统具备经济性，驱动住宅自发采用储能装备。其中，德国是全欧洲电价最高的国家，2020 年户用电价达 0.314 欧元/kWh，从而解释了其储能高渗透率的原因。

图23: 2015-2020 年欧美户用电价及光伏+储能度电成本 (单位: 欧元/kWh)



资料来源: SolarPower Europe, EuPD Research, EIA, Eurostat, 浙商证券研究所

注: 以 1 美元=0.83 欧元换算

欧洲储能主要依靠经济性驱动，政策端统筹力度不足。对比美国强有力的确切目标或长期税收补贴政策，欧盟政策停留在建设示范性项目或支持研发支出等，政策端力度相对薄弱。同时，不同于美国储能项目大多由电网运营商统一采购，欧洲为了保持储能市场具有竞争性将储能设施归储能厂商所有，禁止作为电网运营商的资产。供电侧储能系统一定程度上带有公共物品性质，储能厂商过度竞争可能会导致效率下降，遏制了供电侧储能市场的发展。

表4: 欧盟对电池储能的统筹规划政策

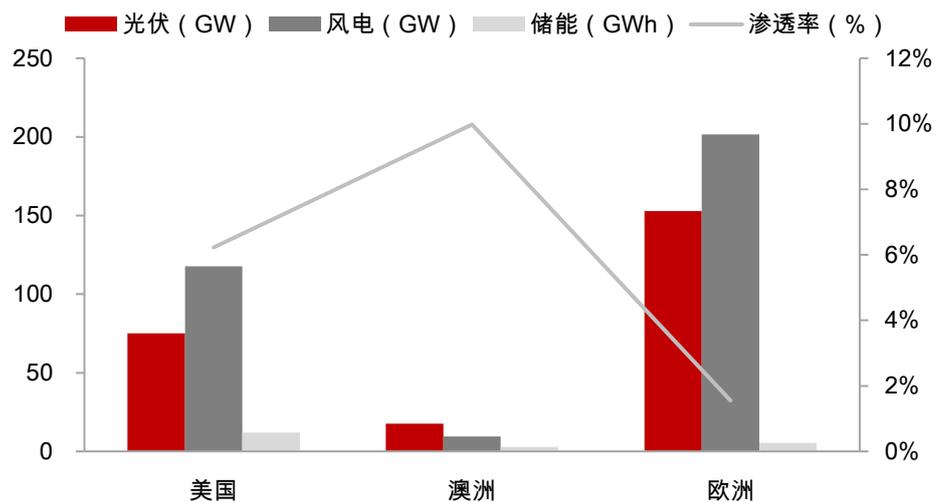
统筹项目	项目具体规划
Batteries Europe	一个研发和创新平台，由欧盟委员会统一制定储能电池未来发展方针
SET Plan action 7	为储能电池的技术指标、规模等提出要求，覆盖 40 个国家或组织
BRIDGE 项目	将 Horizon 2020 资助的智能电网及储能项目联合起来，作为示范性项目
BATSTORM 项目	用于资助储能电池领域的研发支出

资料来源：欧盟委员会，浙商证券研究所

## 2.4 澳洲：储能配置比例较高，市场潜在空间广阔

澳洲储能特点系小总量、高渗透率。据 Wood Mackenzie 统计测算，2020 年澳洲新增储能装机量约 1.2GWh，同比增长 140.5%，累计储能装机达到 2.7GWh。其中，发电侧及输电侧新增装机量 672MWh，用户侧新增装机量约 581MWh，在规模上小于欧洲及美国。但从渗透率，即储能累计装机占光伏及风电累计总装机量的比值来看，澳洲光伏、风电、储能累计装机量分别为 17.6GW、9.5GW、2.7GWh，比值约为 0.10；而美国与欧洲的这一比值分别为 0.06、0.016，可见澳洲给可再生能源配备储能装备的渗透率较高。

图24: 美国、欧洲、澳洲储能渗透率情况（单位：GW，GWh，%）



资料来源：Wood Mackenzie，IRENA，美国电池储能技术展览会，浙商证券研究所

澳洲储能兼备经济性及政策驱动，项目趋于大型化。一方面，澳洲 2020 年居民电价约为 0.21 欧元/kWh，与欧洲平均电价相仿，光伏+储能度电成本约为 0.15 欧元/kWh，在澳洲具备经济性，推升用户侧储能需求。另一方面，澳洲相较于欧洲积极布局利好政策，各州在

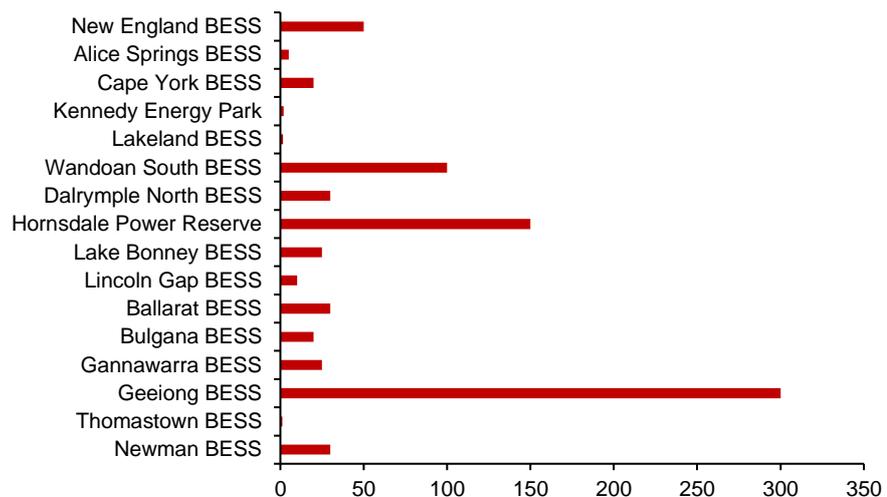
用户侧出台切实的补贴及奖励政策，在供电侧建立补贴基金建设电网级别储能项目，为储能需求提供有力支撑。政府统筹规划促使澳洲储能项目趋于大型化，2020年电网侧项目平均容量约50MW，去除100MW以上的三个新项目后平均约为19.2MW，作为对照美国PJM电力市场大型储能项目平均容量约12MW，澳洲储能项目大型化趋势明显。

表5: 澳洲储能相关激励政策

州/区域	政策/激励措施	可再生能源目标
堪培拉	2500万澳元下一代电池储能计划，用户获得的补贴最高可达825美元/kW	到2020年100%
新南威尔士州	对购买并按照电池储能系统的家庭提供最高9000美元的贷款，对购买屋顶光储系统的家庭用户提供高达14000美元的贷款。高额的FIT的关闭刺激着户用电池储能的投资	到2030年增加12GW可再生能源
北领地	Home Improvement Scheme 为购买光伏和电池的人提供4000澳元的代金券，参与者被要求必须支付系统价格的50%以上	到2030年50%
昆士兰州	2018年提供免息贷款和返款以刺激电池的使用；凡是在州数据库上注册他们储能系统的所有者能获得50澳元奖励；为1000个家庭，提供最高3000澳元的退税和1万澳元的免息贷款	到2030年50%
南澳	家庭电池计划 HBS:1亿澳元补助计划促进电池在4万个家庭的使用；1亿澳元CEFC贷款；1.5亿澳元Renewable TechnologyFund支持大量的可调度的可再生能源项目；5千万澳元大规模储能基金	到2030年100%
塔斯马尼亚	“国家之电池”抽水蓄能可行性调查，提出20万澳元的微网试验项目。	已经达到100%可再生能源
维多利亚州	针对典型项目，ARENA提供2500万澳元的支持，维多利亚政府提供2500万澳元的支持。光伏家庭包：为年收入低于18万澳元的10万个家庭，提供50%的电池安装成本补贴，每个家庭不高于4835澳元	到2030年50%
西澳	拨款600万美元建立一个未来电池工业合作研究中心	支持国家可再生能源目标

资料来源：《澳大利亚储能相关政策与电力市场机制及对我国的启示》，浙商证券研究所

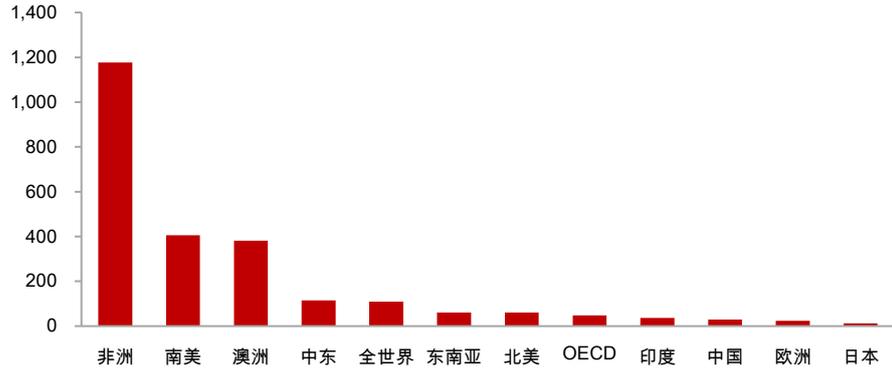
图25: 澳洲目前运行或在建电池储能项目规模(单位: MW)



资料来源：Energetics，浙商证券研究所

**澳洲可再生能源潜力巨大，储能市场空间广阔。**澳洲的可再生能源资源具有天生优势，光照资源排名世界第一，80%以上的地面光照强度超过2000kWh/平方米，且澳大利亚中部地区地广人稀，适合大规模太阳能项目的建设。据 Carbon Tracker Initiative 计算，在可再生能源供需关系上，澳洲潜在可开发的光伏及风电能源远大于居民需求，居于世界第三。由此推测，目前澳洲储能总量偏小可能系人口密度较低，用电需求少所致，随着未来跨国跨地区电力输送机制的成熟，预计澳洲储能市场空间将进一步打开。

图26：各地区光伏及风电能源潜力相对于需求的倍数



资料来源：Carbon Tracker Initiative，浙商证券研究所

### 3 国内：政策驱动发电侧先行，需求拐点即将来临

#### 3.1 双碳目标加速能源结构专家，新型储能需求爆发在即

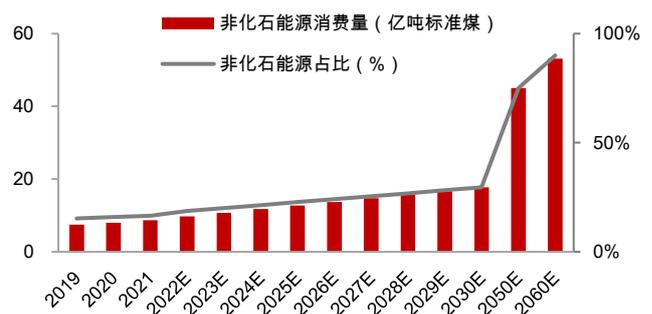
**2060 碳中和目标下非化石能源成为主要能源供给。**中国制定目标在 2030 年前二氧化碳排放量达到峰值，2060 年前实现碳中和。我国实现碳中和核心在于能源结构的清洁化、低碳化，能源结构将加速向非化石能源转变，根据全球能源互联网发展合作组织的数据，预计一次能源需求峰值 61 亿吨标准煤左右，2035 年后能源消费出现负增长，2050、2060 年能源消费总量预计分别为 60.0、59.0 亿吨标准煤，其中非化石能源消费占一次能源消费比重有望达 75%、90%。

图27：2019-2060E 我国一次能源消费量及增速（单位：亿吨标准煤、%）



资料来源：全球能源互联网发展合作组织，浙商证券研究所

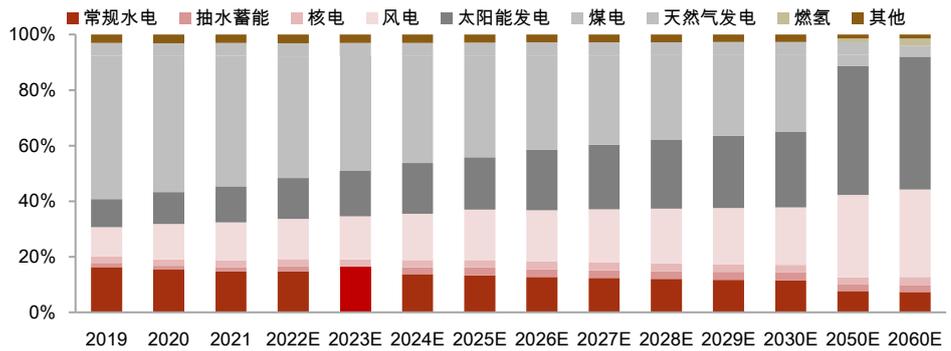
图28：2019-2060E 年我国非化石能源消费量及占一次能源消费比重预测（单位：%）



资料来源：全球能源互联网发展合作组织，浙商证券研究所

远期清洁能源装机占比超过90%，风电光伏装机成为电源装机增量主体。长期目标实现能源装机全面脱碳，清洁能源占据绝对体量，根据全球能源互联网发展合作组织预测，至2050、2060年，我国电源总装机分别可达74.3亿kW、79.4亿kW，非化石能源装机占比有望提升至92%、97%，风电累计装机分别达到22.0亿kW、25.0亿kW，光伏累计装机分别达到34.5亿kW、38.0亿kW。新增装机结构中，至2050年，光伏、风电新增装机分别有望达到120GW、70GW，清洁能源成为能源结构的绝对主体。

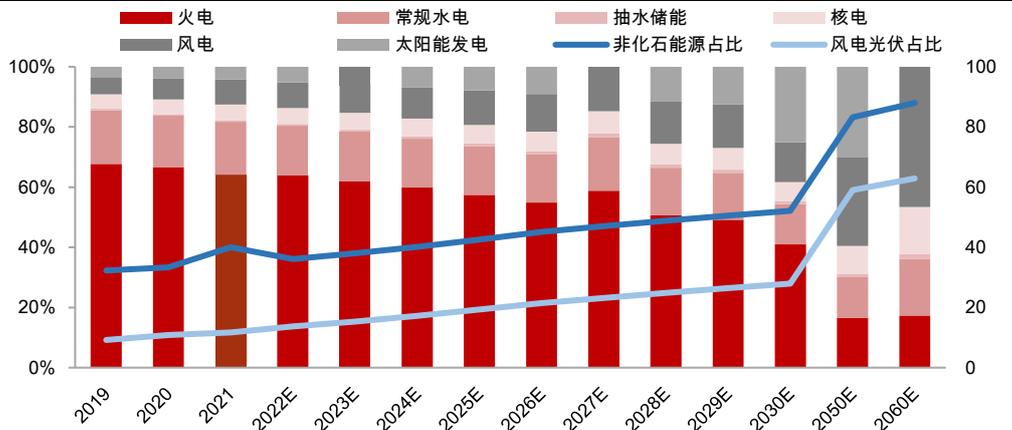
图29： 2019-2060E 我国电源累计装机结构（单位：%）



资料来源：中电联、全球能源互联网发展合作组织，浙商证券研究所

2060年，非化石能源发电量占比有望达到88%，风电光伏发电量占比有望达到63%。2021年，非化石能源发电量占比为40%，其中风电、光伏发电量占比分别为7.79%、3.89%。随着清洁能源成为主导电源，非化石能源发电量占比持续提升。根据全球能源互联网发展合作组织数据，预计至2025年，非化石能源发电量占比有望达到42.6%，其中光伏、风电发电量占比分别为7.9%、11.4%。至2060年，非化石能源发电占据主要地位，非化石能源发电量占比有望达到88.0%，其中光伏、风电发电量占比分别为30.5%、32.4%。

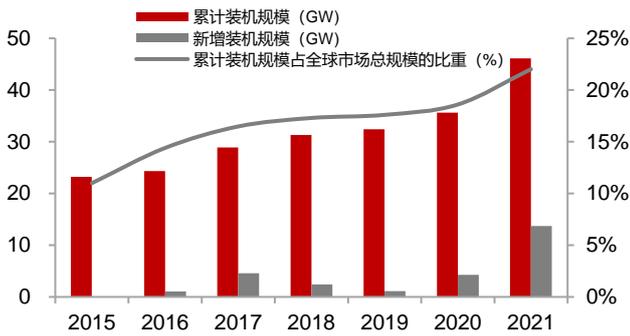
图30： 2019-2060E 我国发电量结构（单位：%）



资料来源：中电联、全球能源互联网发展合作组织，浙商证券研究所

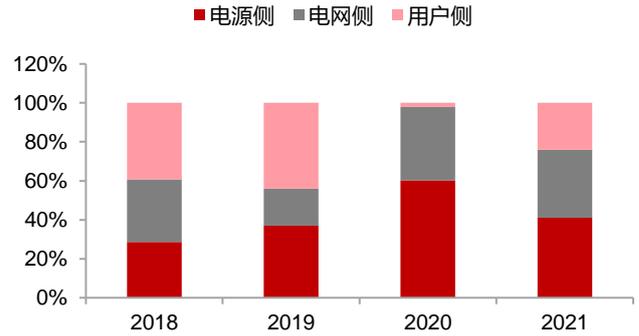
我国储能市场尚处于起步阶段，可再生能源并网储能装机占比快速提升。根据 CNESA 统计，截至 2021 年底，中国已投运储能项目累计装机规模 46.1GW，同比增长 29.5%。2015-2021 年中国累计投运储能规模占全球市场总规模比值由 11.0% 提升至 22.0%，重要性逐年凸显。从细分结构来看，2021 年我国电源侧、电网侧、用户侧储能占比分别为 41%、35%、24%，工商业的盈利性较好驱动用户侧储能装机占比快速提升，较 2020 年提升 22 个百分点。

图31: 2015-2021 年中国储能累计、新增装机规模及全球占比 (单位: GW、%)



资料来源: CNESA, 浙商证券研究所

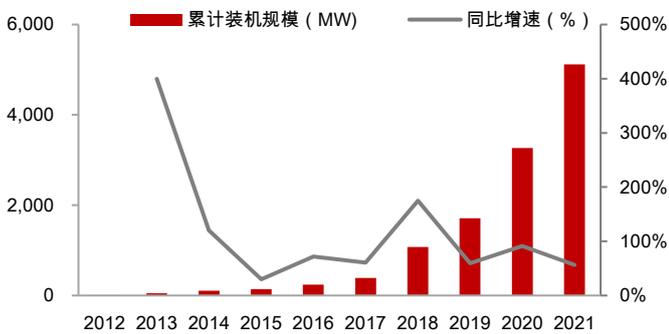
图32: 2018-2021 年国内储能装机应用场景分布 (单位: %)



资料来源: CNESA, 浙商证券研究所

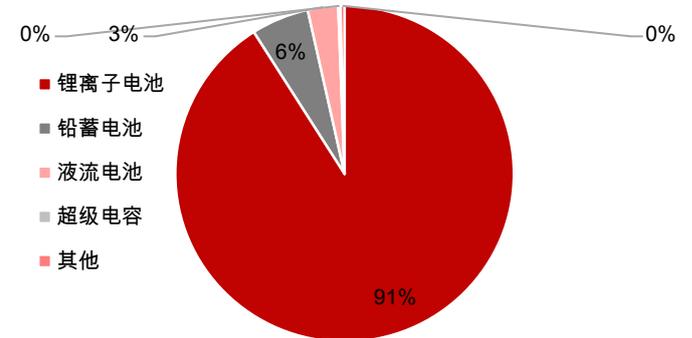
电化学储能市场发展迅速，累计装机量已居世界前列。截至 2021 年底我国电化学储能的累计装机规模位居世界第二，为 5.12GW，同比增长 56.5%，在各类储能技术中占比 11.8%，相较 2020 年底的 9.2% 提升 2.6 个百分点；在各类电化学储能技术中，其中锂离子电池储能占比 91%，累计装机规模为 4.67GW。

图33: 2011-2021 年中国电化学储能累计装机规模 (单位: MW、%)



资料来源: CNESA, 浙商证券研究所

图34: 截至 2021 年底中国电化学储能不同技术路线应用占比 (单位: %)



资料来源: CNESA, 浙商证券研究所

国家及各省份层面积极出台储能支持政策，发力储能建设。2015 年起，无论是国家层面还是各省份层面，都从支持政策、配置比例、市场要求、市场化交易机制等多方面对我国储能发展提供支撑。

**(1) 国家层面:** 2021年7月, 国家发改委、国家能源局联合发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见》, 指出到2025年实现新型储能商业化初期向规模化发展, 装机规模需达到30GW, 2030年实现新型储能全面市场化, 正式提出具体的数值规划目标。并且, 此次政策发布主要从电源侧切入, 规划布局一批配置储能的大规模新能源电站。预计政策端发力推进电源侧先行起量, 逐步带动用户侧实现储能系统的全面布局。2022年2月, 国家发改委、国家能源局联合发布《“十四五”新型储能发展实施方案》, 要求2025年电化学储能技术性能进一步提升, 系统成本降低30%以上。2022年6月, 国家发改委、国家能源局联合发布《“十四五”可再生能源发展规划》, 明确新型储能独立市场主体地位, 促进储能在电源侧、电网侧、用户侧多场景应用。

**(2) 地方层面:** 部分地区通过度电补贴的形式对储能建设提供支持。例如: 西安市对2021年1月1日至2023年12月31日期间建成运行的光伏储能系统, 自项目投运次月起对储能系统按实际充电量给予投资人1元/千瓦时补贴; 新疆对符合要求的电储能设施充电量进行补偿, 标准为0.55元/kWh。部分地区要求/建议新能源发电项目配置储能。例如: 内蒙《2020年光伏发电项目竞争配置方案》优先支持光伏+储能项目建设, 光伏电站储能容量不低于5%, 储能市场在1h以上; 甘肃《关于加快推进全省新能源存量项目建设工作的通知》(2021)鼓励在建存量项目按河西5市(酒泉、嘉峪关、张掖、金昌、武威)配置10%-20%储能, 其他地区按5%-10%配置配套储能设施。

表6: 我国国家层面主要储能政策统计

时间	文件	发文单位	政策要点
2015年3月	《中共中央、国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》	中共中央、国务院	积极发展分布式电源。分布式电源主要采用“自发自用、余量上网、电网调节”的运营模式, 在确保安全的前提下, 积极发展融合先进储能技术、信息技术的微电网和智能电网技术, 提高系统消纳能力和能源利用效率。
2015年11月	《关于推进电力市场建设的实施意见》	国家能源局	建立辅助服务交易机制, 按照“谁受益、谁承担”的原则, 建立电力用户参与的辅助服务分担共享机制, 积极开展跨省跨区辅助服务交易。在现货市场开展备用、调频等辅助服务交易, 中长期市场开展可中断负荷、调压等辅助服务交易。
2017年10月	《关于促进我国储能技术与产业发展的指导意见》	发改委、财政部、科技部、工信部、能源局	明确了储能行业发展的两个阶段: 在“十三五”期间和“十四五”期间分别实现储能由研发示范向商业化初期过渡和实现商业化初期向储能规模化发展。支持“在关键技术、运营模式、发展业态和体制机制等方面开展深入探索”, 推动在重点应用领域进行试点示范工作。强调储能的市场化发展, 探索建立储能规模化发展的市场机制和价格机制; 强调储能的发展要与我国电力体制改革、能源互联网产业发展相结合。
2017年11月	《完善电力辅助服务补偿(市场)机制工作方案》	国家能源局	建立电力中长期交易涉及的电力用户参与电力辅助服务分担共享机制, 分类型推进跨省跨区电力辅助服务补偿。鼓励采用竞争方式确定电力辅助服务承担机组, 按需扩大电力辅助服务提供主体。鼓励储能设备、需求侧资源参与提供电力辅助服务, 允许第三方参与提供电力辅助服务。
2019年12月	《关于进一步严格控制电网投资的通知》	国家电网	严禁以投资、租赁或合同能源管理等方式新建电网侧电化学储能设施, 且不再安排抽水蓄能新开工项目。
2020年1月	《关于加强储能标准化工作的实施方案》	国家能源局	积极推进关键储能标准制定, 鼓励新兴储能技术和应用的标准研究工作。

2020年2月	《储能技术专业学科发展行动计划（2020—2024年）》	教育部、国家发改委、国家能源局	储能产业和储能技术是新能源发展的核心支撑。拟经过5年左右努力，增设若干储能技术本科专业、二级学科和交叉学科，推动建设若干储能技术学院（研究院），建设一批储能技术产教融合创新平台，推动储能技术关键环节研究达到国际领先水平，形成一批重点技术规范 and 标准。
2020年5月	《关于建立健全清洁能源消纳长效机制的指导意见（征求意见稿）》	国家能源局	对加快形成有利于清洁能源消纳的电力市场机制、全面提升电力系统调节能力、着力推动清洁能源消纳模式创新方面，都提出鼓励推动电储能的建设 and 参与。
2020年6月	《电力中长期交易基本规则》	国家发改委、国家能源局	明确市场主体包括各类发电企业、电网企业、配售电企业、储能企业等。电力用户拥有储能，或者电力用户参加特定时段的需求侧响应，由此产生的偏差电量，由电力用户自行承担。
2020年9月	《关于加快推进电化学储能产业发展的建议》	国家能源局	分别就储能的顶层设计、价格机制、标准管理、建设吉瓦时级大型储能示范站等方面做出了答复，并明确了下一步工作重点。
2020年12月	《关于加快能源领域新型标准体系建设的指导意见》	国家能源局	在智慧能源、能源互联网、风电、太阳能、地热能、生物质能、储能、氢能等新兴领域，率先推进新型标准体系建设，发挥示范带动作用。
2021年2月	《关于推进电力源网荷储一体化和多元互补发展的指导意见》	国家发改委、国家能源局	合理配置储能，统筹各类电源规划、设计、建设、运营，优先发展新能源，积极实施存量“风光水火储一体化”提升，稳妥推进增量“风光水（储）一体化”，探索增量“风光储一体化”，严控增量“风光火（储）一体化”。
2021年5月	《关于“十四五”时期深化价格机制改革行动方案的通知》	国家发改委	深入推进能源价格改革，继续推进输配电价改革，持续深化上网电价市场化改革，完善风电、光伏发电、抽水蓄能价格形成机制，建立新型储能价格机制。
2021年7月	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	国家发改委、国家能源局	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。明确新型储能独立市场主体地位，健全新型储能价格机制和“新能源+储能”项目激励机制。
2021年8月	《关于进一步完善分时电价机制的通知》	国家发改委	完善峰谷电价机制，合理确定峰谷电价价差，建立尖峰电价机制。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%。
2022年2月	《“十四五”新型储能发展实施方案》	国家发改委、国家能源局	到2025年，新型储能技术创新能力显著提高，核心技术装备自主可控水平大幅提升，标准体系基本完善，产业体系日趋完备，市场环境和商业模式基本成熟。其中电化学储能技术性能进一步提升，系统成本降低30%以上。
2022年3月	《“十四五”现代能源体系规划》	国家发改委	要求大力推进电源侧储能发展。
2022年4月	《“十四五”能源领域科技创新规划》	国家能源局	引领新能源占比逐渐提高的新型电力系统建设。
2022年6月	《“十四五”可再生能源发展规划》	国家发改委、国家能源局	明确新型储能独立市场主体地位，促进储能在电源侧、电网侧、用户侧多场景应用。

资料来源：国家能源局、国家发改委等，浙商证券研究所

表7: 各省份新能源发电配储能相关政策

省份	政策名称	发布时间	发布部门	政策要求
陕西	《关于进一步促进光伏产业持续健康发展的意见(征求意见稿)》	2020.12.25	西安市工信局	支持光伏储能系统应用。对2021年1月1日至2023年12月31日期间建成运行的光伏储能系统,自项目投运次月起对储能系统按实际充电量给予投资人1元/千瓦时补贴
江西	《江西省新能源产业高质量跨越式发展行动方案(2020-2023)》	2020.1.13	工信厅	推进储能市场发展。充分发挥江西省全钒液流电池及其储能系统产业基础,建设培育稳定的、与分布式新能源应用及区域智能微电网建设融合的新能源领域储能市场。
安徽	《关于建立安徽省可再生能源发展三年行动计划项目库(2021-2023年)的通知》	2021.3.9	能源局	鼓励发电企业、电网企业及第三方社会资本采取新能源+储能、独立储能电站、风光储一体化等多种方式,共同参与储能项目建设
湖北	《关于2020年风电和光伏发电项目建设有关事项的通知》	2020.4.15	能源局	在落实电力送出和消纳等各项建设条件的基础上,积极推进2020年无补贴平价上网风电项目建设,申报范围包含风光互补、风光储一体化等多能互补平价项目
湖南	《关于组织申报2020年光伏发电平价上网项目的通知》	2020.4.8	发改委	2020年湖南电网新增建设规模80万千瓦。2020年拟新建平价项目,单个项目规模不超过10万千瓦,鼓励同步配套建设储能设施
新疆	《新疆电网发电侧储能管理暂行规定》	2020.5.26	发改委	鼓励发电企业、售电企业、电力用户、独立辅助服务提供商等企业投资建设电储能设施,要求充电功率在10,000kW以上、持续充电时间2h以上,电储能设施根据电力调度结构指令进入充电状态的,对其充电量进行补偿,标准为0.55元/kWh
西藏	《关于申报我区首批光伏储能示范项目的通知》	2019.8.14	能源局	优先支持拉萨、日喀则、昌都已建成光伏电站侧建设储能系统,规模不超过200MW/1GWh。鼓励在阿里地区建设20MW光伏+120MWh储能项目
内蒙古	《2020年光伏发电项目竞争配置方案》	2020.3.26	能源局	优先支持光伏+储能项目建设,光伏电站储能容量不低于5%,储能市场在1h以上
河南	《关于组织开展2020年风电、光伏发电项目建设的通知》	2020.4.7	发改委	将实行新增项目与存量项目挂钩,对存量项目并网率低的区域,暂停各类新能源增量项目。而在平价风电项目中,优先支持已列入以前年度开发方案的存量风电项目自愿转为平价项目,优先支持配置储能的新增平价项目
山西	《关于2020年拟新建光伏发电项目的消纳意见》	2020.6.3	国网山西	新增光伏发电项目应统筹考虑具有一定用电负荷的全产业链项目,配备15%-20%储能,落实消纳协议
吉林	《吉林省2020年风电和光伏发电项目申报指导方案》	2020.4.27	能源局	大力支持为落户吉林储能、氢能等战略性新兴产业及装备制造业等有带动作用的项目
辽宁	《辽宁省风电项目建设方案》、《辽宁省光伏发电项目建设方案》	2020.5.14	发改委	优先考虑附带储能设施,有利于调峰的项目;光伏风电需承诺在项目整体平价上网基础上,拿出一部分利用小时数实行低价结算(0.1元/kWh);且低价光伏、风电项目的低价电量(0.1元/kWh)不参与东北电力辅助服务市场
青海	《关于印发支持储能产业发展若干措施(试行)的通知》	2021.1.18	发改委等	积极推进储能和可再生能源协同发展,试行“新能源+储能”一体化开发模式
山东	《关于开展储能示范应用的实施意见(征求意见稿)》	2021.3.29	发改委等	新增集中式风电、光伏发电项目,原则上按照不低于10%比例配建或租赁储能设施,连续充电时间不低于2小时。鼓励风电、光伏发电项目优先租赁共享储能设施,租赁容量视同其配建储能容量,鼓励风电、光伏发电制氢,制氢装机运行容量视同其

## 配建储能容量

江苏	《关于进一步促进新能源并网消纳有关意见的通知》	2019.12.10	能监办	鼓励新能源发电企业配置一定比例的电源侧储能设施，支持储能项目参与电力辅助服务市场，推动储能系统与新能源协调运行，进一步提升系统调节能力
河北	《关于推进风电、光伏发电科学有序发展的实施方案（征求意见稿）》	2020.9.25	发改委	积极谋划分布式供电、一体化储能、智能微电网、多能互补集成优化等示范项目，支持风电光伏按 10% 左右比例配套建设储能设施。大力推广应用储能新技术，积极开展风光储能试点，探索商业化储能方式，逐步降低储能成本。积极推进分布式发电与能源智能微网多能互补，实现多能协同供应和能源综合梯次利用
贵州	《贵州省风电光伏发电项目管理暂行办法（征求意见稿）》	2021.3.5	能源局	已投产的风电、光伏发电项目应在投产一年内配套储能；新增的风电、光伏发电项目应按照“同步规划、同步设计、同步建设、同步投产”的原则配套储能
福建	《“电动福建”建设三年行动计划（2020-2022 年）》	2020.7.15	工信厅	鼓励风力、光伏电站等配备储能设备，提升电能质量。加快完善电力现货市场、辅助服务市场政策体系，健全电力市场交易机制。推进一批风光储一体化、光储充一体化和储能电站项目建设，大力推动储能商业化应用
广东	《广东省培育新能源战略性新兴产业集群行动计划（2021—2025 年）》	2020.9.29	发改委等	提出先进储能应用工程等八大重点工程，推动电网侧储能布局，推进电源侧火电联合储能和“可再生能源+储能”发电系统建设
甘肃	《关于加快推进全省新能源存量项目建设工作的通知》	2021.3.25	发改委	鼓励在建存量项目按河西 5 市（酒泉、嘉峪关、张掖、金昌、武威）配置 10%-20% 储能，其他地区按 5%-10% 配置配套储能设施
广西	《关于征求 2021 年度平价风电、光伏项目竞争性配置办法有关意见的函》	2021.3.18	能源局	在本次项目配置储能 5%-10%、10% 以上得分；已投运项目上配置 5%-10%、10% 以上得分。储能设施连续储能时长不小于 2 小，满足 10 年（5000 次）以上使用寿命，系统容量 10 年衰减率不超过 20%，需与发电项目同时投运
宁夏	《关于加快促进储能健康有序发展的通知》	2021.7.14	发改委	新能源项目储能配置比例不低于 10%、连续储能时长 2 小时以上，从 2021 年起，原则上新核准/备案项目储能设施与新能源项目同步投运，存量项目在 2022 年 12 月底前完成储能设施投运，对于达到以上要求的储能项目，支持参与电力辅助服务市场。
湖北	《2021 年平价新能源项目开发建设有关事项的通知》	2021.7.26	能源局	优先支持源网荷储和多能互补百万千瓦基地等新能源项目建设，对于可配置规模小于基地规模（1GW）的按照容量的 10%、2 小时以上、充放电 6000 次以上的标准配置储能
山西	《关于组织首批“新能源+储能”试点示范项目申报的通知》	2021.8.9	发改委	首批试点示范项目储能总规模 50 万~100 万 kW。其中独立储能单体项目额定功率不低于 1kW，额定功率下连续充放电时间原则上调峰项目不低于 2 小时，调频项目不低于 15 分钟。
西北地区	《西北区域省间调峰辅助服务市场运营规则》	2022.3.2	能源局	储能调峰的报价区间为 0-0.6 元/kWh，参与储能调峰的储能设施要求规模 10MW/20MWh 以上，并具备自动发电控制功能（AGC）。
湖北	《湖北省关于征集新型储能示范试点项目的通知》	2022.4.28	能源局	项目包括技术攻关类、创新平台类、技术应用类、场景应用类、重点区域类、产业发展类以及其他。在技术攻关类型的项目中，分别侧重多元化技术、安全智慧调控三个方面。
河北	《全省电网侧独立储能布局指导方案》和《全省电源侧共	2022.5.20	发改委	在“十四五”期间，河北省电网侧独立储能电站和共享储能电站将达到 22GW。

享储能布局指导方案(暂行)》

《关于开展 2022 年新能源发

 湖南 电项目配置新型储能试点工  
作的通知》

2022.9.2

发改委

 湖南省内风电、集中式光伏发电项目应分别按照不低于装机容量  
容量的 15%、5%比例(储能时长 2 小时)配建储能电站。

资料来源：各省份能源局、发改委，浙商证券研究所

**国内储能行业标准体系仍需完善，标准化进程有望提速。**2020 年 1 月，国家能源局综合司印发《关于加强储能标准化工作的实施方案》，方案指出储能标准化建设工作重点任务包括建立储能标准化协调工作机制、建设储能标准体系、推动储能标准化示范、推进储能标准国际化。到 2021 年，形成政府引导、多方参与的储能标准化工作机制，推进建立较为系统的储能标准体系，加强储能关键技术标准制修订和储能标准国际化。

表8: 《关于加强储能标准化工作的实施方案》重点任务

序号	重点任务	具体要求
1	建立储能标准化协调工作机制	国家能源局会同应急管理部、市场监管总局(标准委)等建立储能标准化协调工作机制，指导储能标准化建设，协调解决储能标准化工作中的重大问题。加强储能标准化技术组织体系建设，促进协调相关行业标准化管理机构，以及储能领域相关标准化技术组织间的沟通及协作。
2	建设储能标准体系	跟踪储能技术与产业发展，针对储能设施在能源系统的应用，建立涵盖储能系统与设备及其应用，相互支撑、协同发展的标准体系。积极推进关键储能标准制定，鼓励新兴储能技术和应用的标准研究工作。
3	推动储能标准化示范	推进储能技术创新与标准研制有效结合，鼓励在储能工程示范项目中开展标准应用、验证、研制，将成功的工程应用经验转化为标准。开展储能标准化试点示范，促进企业运用标准化方式组织储能工程应用，发挥标准化对储能产业的支撑和引领作用。
4	推进储能标准国际化	积极承担储能技术国际标准制修订任务，实质性参与储能技术领域的国际标准化工作。在国际标准研究和验证的基础上，进一步提升储能国际标准的转化率。通过双边、多边能源国际合作，促进储能标准国际化。

资料来源：《关于加强储能标准化工作的实施方案》，浙商证券研究所

表9: 我国储能国家及行业标准汇总

序号	标准编号	标准名称	适用范围
1	GB/T 36276-2018	《电力储能用锂离子电池》	本标准规定了电力储能用锂离子电池的规格、技术要求、试验方法和检验规则等内容。
2	GB/T 36545-2018	《移动式电化学储能系统技术要求》	本标准规定了移动式电化学储能系统的结构、基本要求、系统性能、试验、标志、储存以及运行维护要求。本标准适用于 380V 及以上接口电压等级的移动式电化学储能系统。
3	GB/T 36547-2018	《电化学储能系统接入电网技术规定》	本标准规定了电化学储能系统接入电网的电能质量、功率控制、电网适应性、保护与安全自动装置、通信与自动化、电能计量、接地与安全标识、接入电网测试等技术要求；本标准适用于额定功率 100kW 及以上且储能时间不低于 15min 的电化学储能系统。
4	GB/T 36548-2018	《电化学储能系统接入电网测试规范》	本标准规定了电化学储能系统接入电网的测试条件、测试设备、测试项目及方法等；本标准适用于额定功率 100kW 及以上且储能时间不低于 15min 的电化学储能系统。

5	GB/T 36549-2018	《电化学储能电站运行指标及评价》	本标准规定了电化学储能电站运行指标的内容和统计方法,以及运行效果评价的原则和要求;适用于额定功率不小于 500kW 且额定能量不小于 500kWh 的电化学储能电站,其它规模的储能电站可参照执行。
6	DL/T 5810-2020	《电化学储能电站接入电网设计规范》	本标准适用于通过 35kV 及以上电压等级接入公共电网的新建、改建和扩建电化学储能电站接入电网设计。
7	DL/T 5816-2020	《分布式储能系统接入配电网设计规范》	本规范适用于通过 10kV 及以下电压等级接入公共配电网的新建、改建和扩建分布式储能项目。
8	DL/T 2080-2020	《电力储能用超级电容器》	本标准规定了电力储能用超级电容器的规格、技术要求和检验规则等内容。本标准适用于电力储能用超级电容器单体和模组。
9	DL/T 2081-2020	《电力储能用超级电容器试验规程》	本标准规定了电力储能用超级电容器的基本规定、试验准备和试验方法等内容。本标准适用于电力储能用超级电容器单体及模组的型式试验和出厂检验。对于其它类型的试验如定期抽检等可参照执行。
10	DL/T 2246-2021	《电化学储能电站并网运行与控制技术规范》	本系列标准适用于 10(6)kV 及以上电压等级且由电网调度机构调度管理的电化学储能电站,其他电化学储能电站可参照执行。
11	DL/T 2247-2021	《电化学储能电站调度运行管理》	本标准适用于 10(6)kV 及以上电压等级并入电网,由电网调度机构调度管理的储能电站。
12	DL/T 2248-2021	《移动车载式储能电站并网与运行》	本标准将适用范围限定在接入 380V 至 35kV 电压等级电网的移动车载式电化学储能电站,其他电压等级接入的储能电站可以参考本标准执行。

资料来源: 储能标准化信息平台, 浙商证券研究所

### 3.2 政策叠加技术降本, 商业模式逐步清晰

**现阶段对政策依赖性较高, 经济性有待发掘。**从经济性测算角度出发, 发电侧主要考虑电站配置储能是否达到收支平衡, 用户侧储能分工商业光储自发自用、住宅光储自发自用+余电上网等应用场景测算电费的节省程度。由于度电成本还有较大下降空间, 且中国户均用电量较少而销售电价又远低于欧美国家, 因此在无政府补贴的情况下, 安装户用储能的经济性尚弱。对标美国、欧洲、澳洲三大储能市场, 中国储能市场的电价水平、用电需求更类似于美国, 需要依赖强有力的政策驱动。

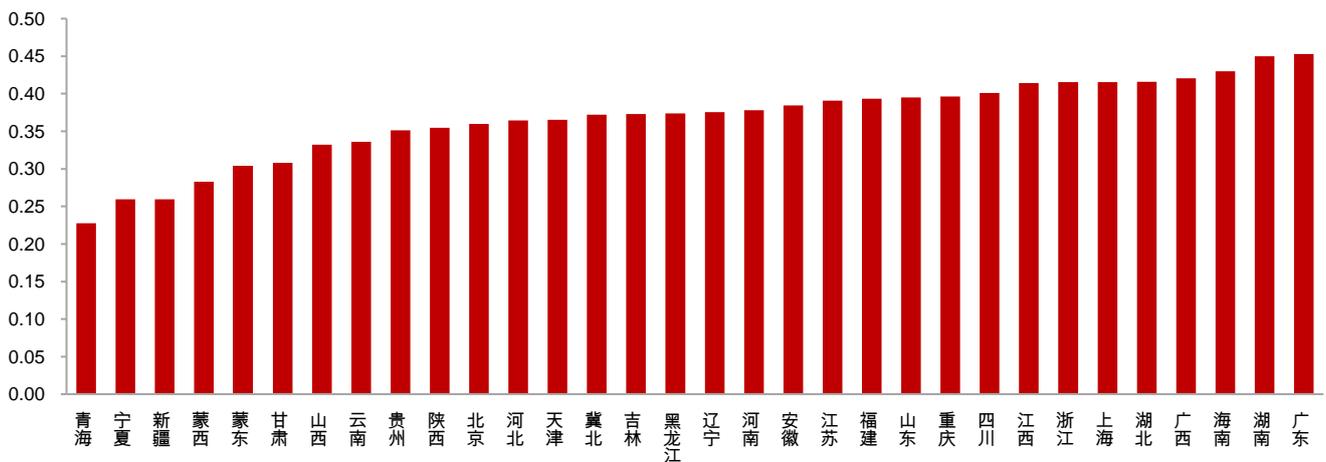
**1) 发电侧: 电站配置储能提升消纳能力及稳定性。**在当前组件、电芯价格下, 集中式光伏电站系统建设成本约 4.1 元/W、储能系统建设成本约 2.1 元/Wh、光伏平均有效年发电小时数约 1200 小时, 假设按照 10% 比例配置储能、配置储能时长约 2 小时, 100MW 集中式光储电站度电成本约 0.46 元/kWh。据国家发改委政策, 2021 年后取消对光伏发电上网补贴, 新建项目按照当地燃煤电价平价上网, 我国各地燃煤电价区间约在 0.2 -0.45 元/kWh 之间, **发电侧安装储能尚未达到经济性拐点。当光伏电站系统成本降至 3.5 元/W、储能系统成本降至 1.7 元/Wh 以下时, 度电成本可降至 0.4 元/kWh 以下, 部分地区具备经济性。**

表10: 不同储能系统成本、光伏系统成本下的集中式光伏电站 LCOE 测算 (单位: 元/kWh、元/Wh、元/W)

储能系统成本 光伏系统成本	2.40	2.30	2.20	2.10	2.00	1.90	1.80	1.70	1.60	1.50	1.40	1.30
4.30	0.482	0.481	0.479	0.478	0.476	0.474	0.473	0.471	0.470	0.468	0.466	0.465
4.20	0.473	0.472	0.470	0.469	0.467	0.465	0.464	0.462	0.461	0.459	0.458	0.456
4.10	0.464	0.463	0.461	0.460	0.458	0.457	0.455	0.453	0.452	0.450	0.449	0.447
4.00	0.456	0.454	0.452	0.451	0.449	0.448	0.446	0.444	0.443	0.441	0.440	0.438
3.90	0.447	0.445	0.443	0.442	0.440	0.439	0.437	0.436	0.434	0.432	0.431	0.429
3.80	0.438	0.436	0.435	0.433	0.431	0.430	0.428	0.427	0.425	0.423	0.422	0.420
3.70	0.429	0.427	0.426	0.424	0.422	0.421	0.419	0.418	0.416	0.415	0.413	0.411
3.60	0.420	0.418	0.417	0.415	0.414	0.412	0.410	0.409	0.407	0.406	0.404	0.402
3.50	0.411	0.409	0.408	0.406	0.405	0.403	0.401	0.400	0.398	0.397	0.395	0.394
3.40	0.402	0.400	0.399	0.397	0.396	0.394	0.393	0.391	0.389	0.388	0.386	0.385
3.30	0.393	0.392	0.390	0.388	0.387	0.385	0.384	0.382	0.380	0.379	0.377	0.376
3.20	0.384	0.383	0.381	0.379	0.378	0.376	0.375	0.373	0.372	0.370	0.368	0.367
3.10	0.375	0.374	0.372	0.371	0.369	0.367	0.366	0.364	0.363	0.361	0.359	0.358
3.00	0.366	0.365	0.363	0.362	0.360	0.358	0.357	0.355	0.354	0.352	0.351	0.349
2.90	0.357	0.356	0.354	0.353	0.351	0.350	0.348	0.346	0.345	0.343	0.342	0.340
2.80	0.349	0.347	0.345	0.344	0.342	0.341	0.339	0.337	0.336	0.334	0.333	0.331
2.70	0.340	0.338	0.336	0.335	0.333	0.332	0.330	0.329	0.327	0.325	0.324	0.322

资料来源: Solarzoom, 浙商证券研究所

图35: 各地燃煤基准电价 (单位: 元/kWh)



资料来源: 光伏们, 国家发改委, 浙商证券研究所

2) 用户侧商业模式一: 用户侧工商业光储自发自用。在当前组件、电芯价格下, 分布式工商业光伏电站系统建设成本约 4.2 元/W、储能系统建设成本约 2.4 元/Wh、光伏平均有

效年发电小时数约 1200 小时，假设按照 40% 比例配置储能、配置时长为 2 小时、尖峰电价上浮 20% 进行计算，10MW 工商业分布式光储电站度电成本约 0.52 元/kWh。2021 年我国各地工商业销售电价在 0.39-0.75 元/kWh 之间，在国内大部分地区工商业发自自用这一模式下具备经济性。

表11: 不同储能系统成本、光伏系统成本下的工商业分布式光储电站 LCOE 测算 (单位: 元/kWh、元/Wh、元/W)

储能系统成本 光伏系统成本	2.60	2.50	2.40	2.30	2.20	2.10	2.00	1.90	1.80	1.70	1.60
4.50	0.556	0.550	0.543	0.537	0.531	0.524	0.518	0.512	0.505	0.499	0.493
4.40	0.547	0.541	0.535	0.528	0.522	0.515	0.509	0.503	0.496	0.490	0.484
4.30	0.538	0.532	0.526	0.519	0.513	0.507	0.500	0.494	0.488	0.481	0.475
4.20	0.529	0.523	0.517	0.510	0.504	0.498	0.491	0.485	0.479	0.472	0.466
4.10	0.520	0.514	0.508	0.501	0.495	0.489	0.482	0.476	0.470	0.463	0.457
4.00	0.512	0.505	0.499	0.492	0.486	0.480	0.473	0.467	0.461	0.454	0.448
3.90	0.503	0.496	0.490	0.484	0.477	0.471	0.465	0.458	0.452	0.446	0.439
3.80	0.494	0.487	0.481	0.475	0.468	0.462	0.456	0.449	0.443	0.437	0.430
3.70	0.485	0.478	0.472	0.466	0.459	0.453	0.447	0.440	0.434	0.428	0.421
3.60	0.476	0.469	0.463	0.457	0.450	0.444	0.438	0.431	0.425	0.419	0.412
3.50	0.467	0.461	0.454	0.448	0.442	0.435	0.429	0.423	0.416	0.410	0.404
3.40	0.458	0.452	0.445	0.439	0.433	0.426	0.420	0.414	0.407	0.401	0.395
3.30	0.449	0.443	0.436	0.430	0.424	0.417	0.411	0.405	0.398	0.392	0.386
3.20	0.440	0.434	0.427	0.421	0.415	0.408	0.402	0.396	0.389	0.383	0.377
3.10	0.431	0.425	0.419	0.412	0.406	0.400	0.393	0.387	0.381	0.374	0.368
3.00	0.422	0.416	0.410	0.403	0.397	0.391	0.384	0.378	0.372	0.365	0.359
2.90	0.413	0.407	0.401	0.394	0.388	0.382	0.375	0.369	0.363	0.356	0.350

资料来源: Solarzoom, 浙商证券研究所

表12: 全国 2021 年各地工商业单一制销售电价 (单位: 元/kWh)

地区	单一制 1-10 千伏销售电价	单一制 35 千伏销售电价
北京	0.7523	0.7373
吉林	0.7072	0.6922
黑龙江	0.7065	0.6922
湖南	0.6803	0.6603
湖北	0.6707	0.6507
浙江	0.6656	0.6413
天津	0.6586	0.6042
广西	0.6478	0.6328
江苏	0.6414	0.6164
重庆	0.6378	0.6178
辽宁	0.6262	0.6127
江西	0.6161	0.6011
山东	0.6089	0.5951
安徽	0.6048	0.5898
四川	0.6022	0.5892

甘肃	0.5943	0.5843
福建	0.5759	0.5559
贵州	0.5706	0.5625
陕西榆林	0.5647	0.5447
陕西	0.5607	0.5407
河北	0.5494	0.5394
冀北	0.5192	0.5092
山西	0.5109	0.4959
宁夏	0.4683	0.4483
云南	0.4001	0.3901

资料来源：北极星售电网，浙商证券研究所

**工商业分布式光伏电站配储能必要性较弱。**在上述电站假设下进一步计算工商业分布式光储电站的资本金内部收益率（IRR）。在当前系统价格下，全国工商业用电平均电价0.6元/kWh，工商业分布式光储电站IRR约为11.7%。但考虑到工商业分布式电站的应用场景特点，光伏发电高峰与工商业用电高峰重合度较高、工商业用电需求较大，工商业配置储能的必要性较弱。

表13：不同储能系统成本、光伏系统成本下的工商业分布式光储电站IRR测算（单位：元/kWh、元/Wh、%）

储能系统成本 光伏系统成本	2.60	2.50	2.40	2.30	2.20	2.10	2.00	1.90	1.80	1.70	1.60
4.5	8.8%	9.3%	9.7%	10.2%	10.7%	11.2%	11.7%	12.2%	12.7%	13.3%	13.8%
4.4	9.4%	9.9%	10.4%	10.8%	11.3%	11.9%	12.4%	12.9%	13.5%	14.0%	14.6%
4.3	10.1%	10.5%	11.0%	11.5%	12.0%	12.6%	13.1%	13.6%	14.2%	14.8%	15.4%
4.2	10.7%	11.2%	11.7%	12.2%	12.7%	13.3%	13.8%	14.4%	15.0%	15.6%	16.2%
4.1	11.4%	11.9%	12.4%	12.9%	13.5%	14.0%	14.6%	15.2%	15.8%	16.4%	17.0%
4.0	12.0%	12.6%	13.1%	13.6%	14.2%	14.8%	15.4%	16.0%	16.6%	17.2%	17.9%
3.9	12.7%	13.3%	13.8%	14.4%	15.0%	15.6%	16.2%	16.8%	17.4%	18.1%	18.8%
3.8	13.5%	14.0%	14.6%	15.2%	15.7%	16.4%	17.0%	17.6%	18.3%	19.0%	19.7%
3.7	14.2%	14.8%	15.3%	15.9%	16.6%	17.2%	17.8%	18.5%	19.2%	19.9%	20.6%
3.6	15.0%	15.5%	16.1%	16.8%	17.4%	18.0%	18.7%	19.4%	20.1%	20.8%	21.6%
3.5	15.7%	16.3%	17.0%	17.6%	18.3%	18.9%	19.6%	20.3%	21.1%	21.8%	22.6%
3.4	16.5%	17.2%	17.8%	18.5%	19.1%	19.8%	20.6%	21.3%	22.1%	22.9%	23.7%
3.3	17.4%	18.0%	18.7%	19.4%	20.1%	20.8%	21.5%	22.3%	23.1%	23.9%	24.8%
3.2	18.2%	18.9%	19.6%	20.3%	21.0%	21.8%	22.5%	23.3%	24.2%	25.0%	25.9%
3.1	19.1%	19.8%	20.5%	21.2%	22.0%	22.8%	23.6%	24.4%	25.3%	26.2%	27.1%
3.0	20.0%	20.7%	21.5%	22.2%	23.0%	23.8%	24.7%	25.5%	26.4%	27.3%	28.3%
2.9	20.9%	21.7%	22.5%	23.3%	24.1%	24.9%	25.8%	26.7%	27.6%	28.6%	29.6%

资料来源：Solarzoom，浙商证券研究所

**3) 用户侧商业模式二：住宅用户侧光储“自发自用、余电上网”模式。**居民用电相对工商业场景用电量较小。我们假设10%发电量自用、90%并入电网，且自用部分通过储能储存下来之后用于峰值电价时段使用。在当前组件、电芯价格水平下，假设按照90%比例配置

储能、配置时长为 2 小时、尖峰电价上浮 30% 进行计算，光伏系统初始建设成本约 3.8 元/W，储能系统初始建设成本约 2.3 元/Wh，年度光储系统运维费用约 1000 元，20kW 户用分布式光储电站度电成本约 0.59 元/kWh，内部收益率为 0.99%。在当前价格下，不配置储能的户用分布式 IRR 约为 8.2%，户用分布式光伏配置储能的经济性较弱。

盈利改善预期：1) 当光伏系统成本降至 3 元/W，储能系统成本降至 2 元/Wh 时，IRR 可提升至 3.7%；2) 当峰时电价上浮幅度超过 100% 时，内部收益率可达到 8% 以上，经济性相对可观。

表14: 不同储能系统成本、光伏系统成本下的户用分布式光储电站“自发自用、余电上网”IRR 测算(单位: 元/kWh、元/Wh、%)

储能系统成本 光伏系统成本	2.50	2.40	2.30	2.20	2.10	2.00	1.90	1.80	1.70	1.60	1.50
4.10	0.0%	0.2%	0.5%	0.7%	1.0%	1.3%	1.6%	1.9%	2.2%	2.5%	2.9%
4.00	0.1%	0.4%	0.6%	0.9%	1.2%	1.5%	1.8%	2.1%	2.4%	2.8%	3.1%
3.90	0.3%	0.6%	0.8%	1.1%	1.4%	1.7%	2.0%	2.3%	2.6%	3.0%	3.4%
3.80	0.5%	0.7%	1.0%	1.3%	1.6%	1.9%	2.2%	2.5%	2.9%	3.3%	3.6%
3.70	0.6%	0.9%	1.2%	1.5%	1.8%	2.1%	2.4%	2.7%	3.1%	3.5%	3.9%
3.60	0.8%	1.1%	1.4%	1.7%	2.0%	2.3%	2.6%	3.0%	3.4%	3.8%	4.2%
3.50	1.0%	1.3%	1.5%	1.9%	2.2%	2.5%	2.9%	3.2%	3.6%	4.0%	4.5%
3.40	1.2%	1.4%	1.7%	2.1%	2.4%	2.7%	3.1%	3.5%	3.9%	4.3%	4.8%
3.30	1.3%	1.6%	1.9%	2.3%	2.6%	3.0%	3.3%	3.7%	4.1%	4.6%	5.1%
3.20	1.5%	1.8%	2.2%	2.5%	2.8%	3.2%	3.6%	4.0%	4.4%	4.9%	5.4%
3.10	1.7%	2.0%	2.4%	2.7%	3.1%	3.4%	3.8%	4.3%	4.7%	5.2%	5.7%
3.00	1.9%	2.2%	2.6%	2.9%	3.3%	3.7%	4.1%	4.5%	5.0%	5.5%	6.0%
2.90	2.1%	2.5%	2.8%	3.2%	3.5%	3.9%	4.4%	4.8%	5.3%	5.8%	6.4%
2.80	2.3%	2.7%	3.0%	3.4%	3.8%	4.2%	4.6%	5.1%	5.6%	6.1%	6.7%
2.70	2.6%	2.9%	3.3%	3.6%	4.0%	4.5%	4.9%	5.4%	5.9%	6.5%	7.1%
2.60	2.8%	3.1%	3.5%	3.9%	4.3%	4.8%	5.2%	5.7%	6.3%	6.9%	7.5%
2.50	3.0%	3.4%	3.8%	4.2%	4.6%	5.1%	5.5%	6.1%	6.6%	7.2%	7.9%

资料来源: Solarzoom, 浙商证券研究所

### 3.3 需求拐点即将来临，未来广阔市场空间

长期来看可再生能源发电占比提升，将有效释放储能广阔需求空间，2022-2025 年国内储能新增需求量约 179GWh。据测算，国内 2022-2025 年发电侧、电网侧、用户侧、5G 基站、其他辅助服务新增储能需求量分别为 41.1GWh、26.2GWh、77.9GWh、27.9GWh、5.7GWh，总共约 179GWh。

1) 发电侧：政策驱动清洁能源配备率提升，2025 年新增需求量达 20.3GWh。发电侧以新能源发电配套为主，我们假设 2022-2025 年：1) 国内光伏新增装机容量分别约 80GW、90GW、100GW、110GW，其中集中式占比 50%，对应约 40 GW、45 GW、50 GW、55GW；我国 2022-2025 年风电新增装机容量分别约 55 GW、60GW、70GW、80GW。2) 储能配置渗透率分别为 17%、21%、24%、30%。3) 发电侧功率配置比例分别为 12%、15%、18%、25%。4) 储能配置时长均为 2 小时级别。从而测算得出 2022 年发电侧储能新增容量规模及

能量规模分别为 1.9GW/3.9GWh，2025 年分别达 10.1GW/20.3GWh，容量规模三年 CAGR 为 73.5%。

**2) 电网侧：满足电力调峰调频需求，2025 年新增需求量约为 14.6GWh。** 电网侧以辅助服务（即调频调峰）为主，分存量及增量市场。截止 2021 年底我国可再生能源装机存量规模 930GW，我们假设 2022-2025 年：1) 电力装机增量分别约为 150 GW、170 GW、195 GW、220 GW；2) 2022-2025 年存量装机储能配备渗透率分别为 2.2%、3.5%、5.5%、8.0%；增量装机储能配备渗透率分别为 7%、8%、12%、18%。3) 电网侧功率配置比例为 3%。4) 储能配置时长均为 1 小时。则预计 2022 年电网侧储能新增容量规模及能量规模分别为 1.7GW/1.7GWh，2025 年分别达 14.6GW/14.6GWh，容量规模三年 CAGR 为 102.8%。

**3) 用户侧：降本逐渐释放用户侧空间，2025 年新增需求量约为 36.6GWh。** 用户侧主要考虑光储系统的普及。我们假设 2022-2025 年：1) 我国分布式光伏新增装机量分别约为 40 GW、45 GW、50 GW、55 GW。2) 分布式光伏储能配备渗透率分别为 8%、16%、25%、37%。3) 用户侧功率配置比例为 90%。4) 储能配置时长均为 2 小时。则 2022 年用户侧储能新增容量规模及能量规模分别为 2.9GW/5.8GWh，2025 年分别达 18.3GW/36.6GWh，2022-2025 容量规模三年 CAGR 为 85.3%。

**4) 5G 基站：功耗相对 4G 基站大幅增加，储能备用电源成为必选项，2025 年新增需求量约为 13.4GWh。** 我国是目前 5G 基站配置储能的巨大需求市场，目前我国 5G 基站储能累计装机量占到全球比例约 60%，2021 年国内新增 5G 基站超过 60 万个，我们假设 2022-2025 年：1) 我国 5G 基站新建数量分别为 80、100、120、140 万个；2) 5G 基站配置储能的渗透率分别为 25%、35%、60%、80%；3) 储能功率配置比例为 100%；4) 储能配置时长由 3.5 小时增加到 4 小时。则测算可得 2022 年 5G 基站配置储能新增容量规模及能量规模分别为 0.6GW/2.1GWh，2025 年分别达 3.4GW/13.4GWh，容量规模三年 CAGR 为 85.7%。

表15： 2020-2025E 中国储能配置规模预测（单位：GW，GWh，h，%）

指标	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
<b>发电侧</b>						
光伏新增装机容量 (GW)	48.2	54.9	80.0	90.0	100.0	110.0
集中式光伏新增装机容量 (GW)	32.7	25.6	40.0	45.0	50.0	55.0
风电新增装机容量 (GW)	72.0	47.6	55.0	60.0	70.0	80.0
储能配置渗透率 (%)	5%	9%	17%	21%	24%	30%
配置比例 (%)	10%	11%	12%	15%	18%	25%
配置时长 (h)	2	2	2	2	2	2
光伏储能新增容量规模 (GW)	0.2	0.3	0.8	1.4	2.2	4.1
光伏储能新增能量规模 (GWh)	0.3	0.5	1.6	2.8	4.3	8.3
风电储能新增容量规模 (GW)	0.4	0.5	1.1	1.9	3.0	6.0
风电储能新增能量规模 (GWh)	0.8	0.9	2.2	3.8	6.0	12.0
<b>发电侧储能新增容量规模 (GW)</b>	<b>0.6</b>	<b>0.7</b>	<b>1.9</b>	<b>3.3</b>	<b>5.2</b>	<b>10.1</b>
<b>发电侧储能新增能量规模 (GWh)</b>	<b>1.1</b>	<b>1.4</b>	<b>3.9</b>	<b>6.6</b>	<b>10.4</b>	<b>20.3</b>
<b>电网侧</b>						
可再生能源装机存量 (GW)	930	930	930	930	930	930
可再生能源装机增量 (GW)	130	112	150	170	195	220
存量装机储能配置渗透率 (%)	0.8%	1.0%	2.2%	3.5%	5.5%	8.0%
增量装机储能配置渗透率 (%)	4%	6%	7%	8%	12%	18%

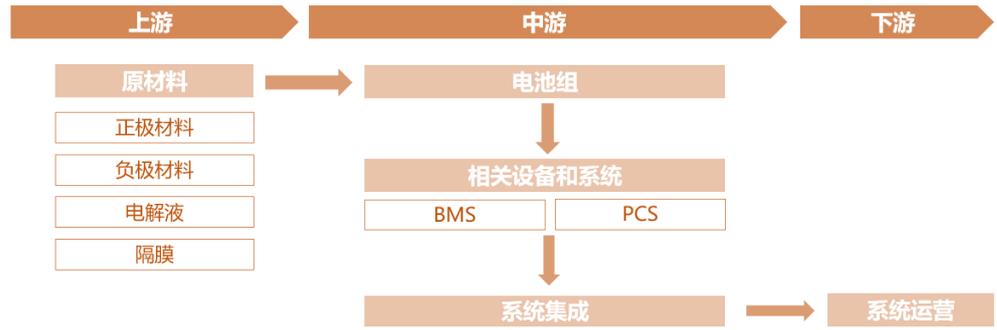
功率配置比例 (%)	3%	3%	3%	3%	3%	3%
配置时长 (h)	1	1	1	1	1	1
存量新增配储需求 (GW)	0.3	0.6	1.4	2.6	6.1	13.4
增量新增配储需求 (GW)	0.2	0.2	0.3	0.4	0.7	1.2
<b>电网侧储能新增容量规模 (GW)</b>	<b>0.4</b>	<b>0.8</b>	<b>1.7</b>	<b>3.0</b>	<b>6.8</b>	<b>14.6</b>
<b>电网侧储能新增能量规模 (GWh)</b>	<b>0.4</b>	<b>0.8</b>	<b>1.7</b>	<b>3.0</b>	<b>6.8</b>	<b>14.6</b>
<b>用户侧</b>						
分布式光伏新增装机容量 (GW)	15.5	29.3	40.0	45.0	50.0	55.0
储能配置渗透率 (%)	1.0%	1.0%	8.0%	16.0%	25.0%	37.0%
配置比例 (%)	90%	90%	90%	90%	90%	90%
配置时长 (h)	2	2	2	2	2	2
<b>用户侧储能新增容量规模 (GW)</b>	<b>0.1</b>	<b>0.3</b>	<b>2.9</b>	<b>6.5</b>	<b>11.3</b>	<b>18.3</b>
<b>用户侧储能新增能量规模 (GWh)</b>	<b>0.3</b>	<b>0.5</b>	<b>5.8</b>	<b>13.0</b>	<b>22.5</b>	<b>36.6</b>
<b>5G 基站</b>						
新建 5G 基站数量 (万个)	58	60	80	100	120	140
累计 5G 基站数量 (万个)	72	132	212	312	432	572
单站功率 (W)	3000	3000	3000	3000	3000	3000
新建基站规模 (GW)	1.7	1.8	2.4	3.0	3.6	4.2
储能配置渗透率 (%)	16%	18%	25%	35%	60%	80%
配置比例 (%)	100%	100%	100%	100%	100%	100%
配置时长 (h)	3	3.2	3.5	3.5	4	4
<b>5G 基站储能新增容量规模 (GW)</b>	<b>0.3</b>	<b>0.3</b>	<b>0.6</b>	<b>1.1</b>	<b>2.2</b>	<b>3.4</b>
<b>5G 基站储能新增能量规模 (GWh)</b>	<b>0.8</b>	<b>1.0</b>	<b>2.1</b>	<b>3.7</b>	<b>8.6</b>	<b>13.4</b>
<b>其他辅助服务</b>						
国内储能新增容量规模 (GW)	0.2	0.2	0.3	0.5	0.8	1.2
国内储能新增能量规模 (GWh)	0.3	0.5	0.7	1.0	1.6	2.4
<b>总计</b>						
国内储能新增容量规模 (GW)	1.6	2.3	7.5	14.4	26.2	47.6
国内储能新增能量规模 (GWh)	3.0	4.2	14.2	27.3	49.9	87.3

资料来源：国家能源局，CPIA，CWEA，GWEC，浙商证券研究所

## 4 储能市场方兴未艾，产业链竞争格局初显

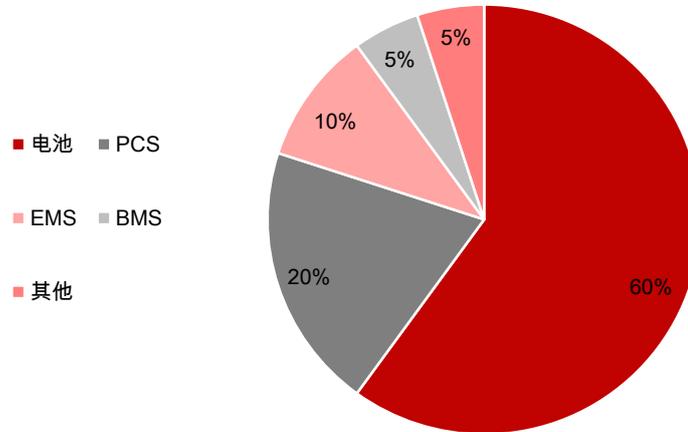
储能产业链结构清晰，电池及变流器占据绝大部分价值量。储能产业链上游系电池组原材料，中游是储能核心设备，下游指储能系统的安装和运营。中游是储能产业链的核心部分，包括电池组、PCS、BMS、系统集成商等。从价值量来看，电池组和 PCS 占据了储能产业链中游的绝大部分，分别占比约 60%、20%，市场空间最为广阔。

图36: 储能产业链



资料来源: 前瞻产业研究院, 浙商证券研究所

图37: 中国储能电站成本结构图



资料来源: 阳光电源公告, 前瞻产业研究院, 浙商证券研究所

近几年储能市场格局变化明显，未来预计有其他领域巨头公司切入。储能产业链整体来看具备以下特点：1) 市场尚处于发展初期，竞争格局未定，两年内各家厂商排名调整较大。2) 储能各环节均有对应的相类似的成熟市场，现有主要厂商大多是从成熟市场横向扩展业务线切入储能行业。3) 纵向一体化延伸布局是国内储能市场的大趋势。

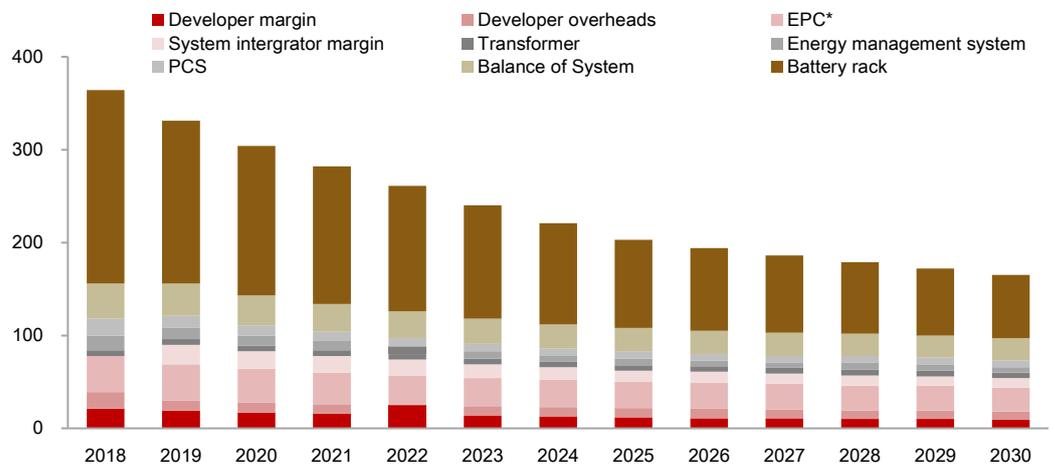
图38: 储能行业产业链全景图

设备供应商	电芯	300750.SZ	宁德时代	688063.SH	派能科技	600152.SH	维科技术	温控设备	002837.SZ	英维克
		002594.SZ	比亚迪	688819.SH	天能股份	301327.SZ	华宝新能		300990.SZ	同飞股份
		300014.SZ	亿纬锂能	688772.SH	珠海冠宇	600869.SH	远东股份		002239.SZ	奥特佳
		300207.SZ	欣旺达	002444.SZ	巨星科技	002733.SZ	雄韬股份		300499.SZ	高澜股份
		002074.SZ	国轩高科	002324.SZ	普利特	002866.SZ	传艺科技		002454.SZ	松芝股份
		300438.SZ	鹏辉能源	000049.SZ	德赛电池	300565.SZ	科信技术		301018.SZ	申菱环境
		688226.SH	威腾电气	002580.SZ	圣阳股份					
	PCS	300274.SZ	阳光电源	300827.SZ	上能电气	688390.SH	固德威	消防设备	300902.SZ	国安达
		300763.SZ	锦浪科技	002139.SZ	拓邦股份	603063.SH	禾望电气		002960.SZ	青岛消防
		605117.SH	德业股份	002518.SZ	科士达	002335.SZ	科华数据			
		300693.SZ	盛弘股份	600522.SH	中天科技	300376.SZ	易事特			
		300648.SZ	星云股份							
集成商	设备集成商	600995.SH	南网储能	605286.SH	同力日升	688819.SH	天能股份	300068.SZ	南都电源	
		688248.SH	南网科技	002434.SZ	万里扬	002518.SZ	科士达	300274.SZ	阳光电源	
		300712.SZ	永福股份	600379.SH	宝光股份	002169.SZ	智光电气	688663.SH	新风光	
		002121.SZ	科陆电子	300490.SZ	华自科技	688517.SH	金冠电气	000035.SZ	中国天楹	

资料来源: 各公司官网, 浙商证券研究所

**储能系统成本下降空间较大。**储能时长、项目规模、电池材料体系以及项目部署国家均是影响储能项目成本的因素。根据 BNEF 数据, 2020 年一个完成安装的、4 小时电站级储能系统的成本范围为 235-446 美元/千瓦时。截至 2020 年底, 全球储能系统成本约 299 美元/kWh, 其中电池成本占比 55%, BOS 成本占比 12%、PCS 成本占比 3%、EPC 成本占比 10%; 预计至 2025 年、2030 年储能系统成本分别有望下降至 209 美元/kWh、167 美元/kWh, 相比 2020 年下降幅度达到 30%、44%。

图39: 2018-2030 年储能系统成本下降趋势 (单位: 美元/kWh)



资料来源: BNEF, 浙商证券研究所

#### 4.1 储能电池：产业链核心技术体现，磷酸铁锂渗透率有望提升

储能电池是储能系统核心技术所在，锂离子电池系长期技术路线。储能电池在系统成本结构中占比达 60%，占据了价值链的主要部分。按技术路线储能电池可分为锂离子电池、铅酸电池、钠硫电池、液流电池等，其中锂离子电池由于能量密度高、适用温度范围广、使用寿命长等优势成为市场主流，2000-2020 年累计装机规模占比达到 92%。

磷酸铁锂电池具高安全性、长寿命及低成本优势，符合储能领域要求。根据电池的正极化学物质不同，现行储能领域应用较多的锂离子电池有磷酸铁锂电池及三元锂电池，前者以磷酸铁锂为正极，后者以镍钴锰酸锂或镍钴铝酸锂为正极。对比而言，磷酸铁锂电池热稳定温度范围大、电池循环寿命长且原材料简单易得，因此具有高安全性、长寿命及低成本等显著优势；三元电池则具有能量密度高这一核心优势点。在动力电池领域，汽车空间有限因而三元电池的高能量密度能有效提升续航里程，而储能领域放宽这一要求，凸显了磷酸铁锂电池的安全性及成本优势。

表16：磷酸铁锂及三元电池性能对比（单位：Wh/kg，V）

	磷酸铁锂电池	三元电池
能量密度	140Wh/kg	240Wh/kg
额定电压	3.2V	3.65V
安全性	分解温度 700-800℃，热稳定温度 300℃以上，难以分解从而避免了连锁反应	分解温度 200-300℃，热稳定温度 150-200℃，释放氧气从而进一步加剧反应
电池循环寿命	目前行业平均循环次数达 5500-6000 次，使用寿命可达 10 年左右，未来磷酸铁锂的循环次数会大幅提升	循环次数 2000~3000 次，使用寿命大约 6 年
抗低温性能	冬季衰减 30%以上	冬季衰减不到 15%
原材料成本	正极为磷酸铁锂，用铁作为电池原料，且不含任何重金属及稀有金属，国内产业链稳定	正极为镍钴锰酸锂或镍钴铝酸锂，受国际钴、锂价格影响较大

资料来源：功夫汽车，全国能源信息平台，浙商证券研究所

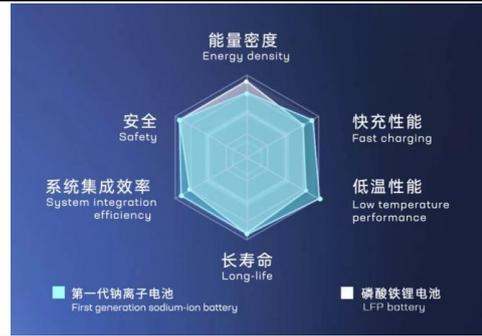
钠离子电池部分性能已具备一定优势，但目前仍处于产业化初期。早在 20 世纪 70 年代，钠离子电池概念便被提出，但目前仍处于产业化初期。2021 年 7 月，宁德时代发布第一代钠离子电池。与锂离子电池相比，钠离子电池拥有四大优势：一是钠离子资源丰富且分布均匀，钠的地壳元素含量排名第六，这就意味着在开发供应和成本方面，钠有着一定的优势；二是钠离子化合物价格稳定且低廉；三是钠离子电池电化学性能相对稳定，热稳定性、循环性能、充电及低温性能综合实力较为均衡，更具安全性；四是在制造工艺方面，钠离子电池可以与目前的锂离子电池制造工艺和设备相兼容。但是目前钠离子电池在能量密度以及循环次数上仍存在一定瓶颈。

图40: 宁德时代第一代钠离子电池



资料来源: 宁德时代官网, 浙商证券研究所

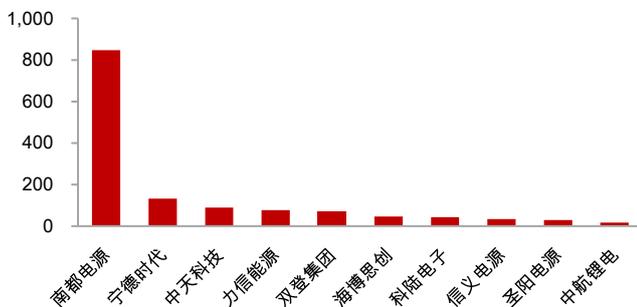
图41: 宁德时代第一代钠离子电池性能指标对比



资料来源: 宁德时代官网, 浙商证券研究所

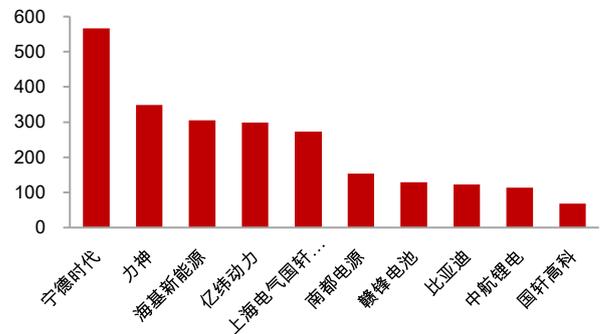
**动力厂商进军储能领域, 市场格局调整明显。**一方面储能电池对于能量密度及技术的要求低于动力电池, 另一方面储能电池生产普遍可直接沿用动力电池产线, 因此动力电池厂商进入储能电池领域具有天生优势。2020年各大动力电池厂商通过成立合资公司等方式布局储能领域, 对比2018年与2020年中国新增投运电化学储能电池供应商情况, 两年内亿纬动力、国轩高科、比亚迪等头部动力电池厂商实现了市占率的大幅提升, 宁德时代也从第二名一跃成为颇具领先优势的储能电池出货量第一。同时, 由于储能电池技术壁垒低于动力电池, 预计未来竞争程度会更加激烈, 市场格局在短期内仍存在大幅调整可能。

图42: 2018年中国新增投运电化学储能电池提供商排名(单位: MWh)



资料来源: CNESA, 浙商证券研究所

图43: 2020年中国新增投运电化学储能电池提供商排名(单位: MWh)



资料来源: CNESA, 浙商证券研究所

## 4.2 PCS: 逆变器龙头具技术优势, 产品逐步实现细分化

**储能变流器(PCS)系储能系统核心零部件, 成本占比约20%。**储能变流器(PCS)处于蓄电池组和电网之间, 实现电能的双向转换, 放电时可以将蓄电池的直流电转变为交流电输送给电网, 充电时可以将电网的交流电整流为直流电实现充电。现行市场上PCS产品可分为单相PCS和三相PCS, 在装置组成、系统电压等方面均有所区别。

**不同应用场景对应不同功率等级的储能变流器。**户用PCS多与户用光伏配合使用, 作为电量搬移、电费管理、应急电源等, 对安规、ECM及噪声等要求较高, 功率通常 $\leq 10\text{kW}$ (单相); 工商业PCS与分布式光伏发电结合, 发自自用余电上网或削峰填谷利用峰谷电价差异获利, 部分用户也用其扩容, 多设计为可并联扩展的标准功率单元, 功率通常为20/30, 50/100kW(三相); 大功率集中式PCS采用大功率IGBT模块设计的变流器, 同功率下体积

可做到最小、变换效率相对较高、使用功率器件较少，系统可靠性得到保证，功率通常为200/500/1250kW（三相）；储能电站用PCS系统方案一般采用IGBT模块设计，变流器安装到集装箱内部，放置于室外，功率通常为1~200MW（三相）。

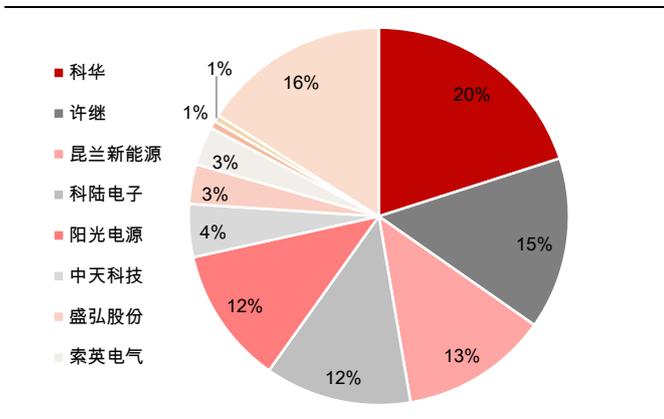
图44: 储能变流器不同应用场景对应的功率等级



资料来源: infineon, 浙商证券研究所

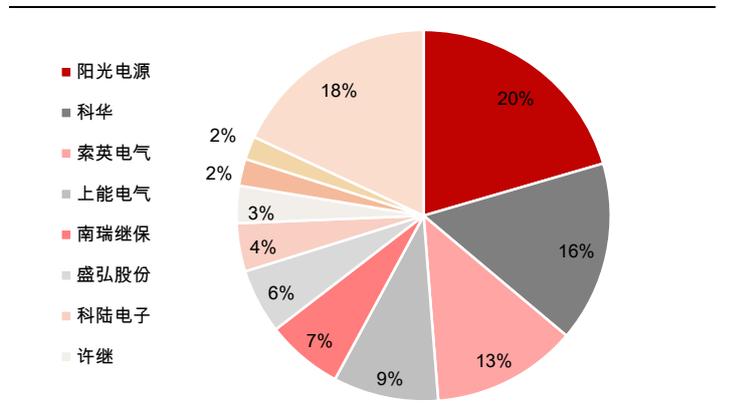
PCS 市场集中度相对较高，竞争格局仍存变数。以2020年中国新增投运电化学储能项目的储能变流器供应商来看，我国储能变流器CR3约为49%，2018年CR3约为48%，市场集中度相对较高且保持稳定。进一步从内部竞争排名来看，格局仍存在较大变数。2020年前三大供应商分别为阳光电源、科华、索英电气，市占率分别为20%、16%、13%，其中阳光电源及索英电气在2018年市占率仅为12%、3%，排名第五及第八，两年内实现了市占率的快速提升，市场格局重新调整。

图45: 2018年中国新增投运电化学储能变流器提供商市占率 (单位: %)



资料来源: CNESA, 浙商证券研究所

图46: 2020年中国新增投运电化学储能变流器提供商市占率 (单位: %)



资料来源: CNESA, 浙商证券研究所

储能变流器厂商多为原光伏逆变器制造商，光伏逆变器龙头有望实现产业链延伸。储能目前的发展阶段与光伏具有高度关联性，在技术原理及下游客户上都有较高的重叠度，阳

光电源、科华、上能电气等现行的头部储能变流器厂商均同时布局光伏逆变器产品。但同时，中国光伏逆变器出货量龙头与储能变流器出货量龙头之间存在一定差异，如锦浪科技光伏逆变器全球市占率居前十但并未大幅度出货储能变流器。考虑到储能变流器厂商排行仍存在较大调整，其余光伏逆变器龙头厂商有望发力布局储能变流器，实现市占率提升。

表17: 2021年全国各地光伏逆变器出货量 top10 排行

全球	中国	亚太地区
华为	华为	华为
阳光电源	阳光电源	阳光电源
古瑞瓦特	锦浪科技	锦浪科技
锦浪科技	古瑞瓦特	固德威
固德威	固德威	古瑞瓦特
SMA	上能电气	上能电气
Power Electronics	爱士惟	爱士惟
上能电气	科华	科华
SolarEdge	正泰电源	TMEIC
TMEIC	SofarSolar	SMA

资料来源: Wood Mackenzie, 浙商证券研究所

**产品大型化、细分化预计成储能变流器未来发展趋势。**随着储能电站容量不断扩大，储能变流器的功率也随之升高。目前市场上 PCS 的主流功率包括 200kW、250kW、500kW、630kW，但自 2020 年起已有厂商推出 2-3MW 功率水平的产品。科陆电子 2020 年 5 月推出业界首个单机功率达 3MW 的储能变流器，阳光电源现有并网交流输出功率 3450kVA、3465kVA 级别的 PCS 产品，功率不断提升。另一方面，不同应用场景对储能变流器提出了不同的要求，工商业用户侧要求灵活高效，调频应用要求稳定可靠大容量，大型储能电站用 PCS 要求体积小利于集成。因此未来储能变流器产品趋于多样化，针对细分应用领域实现差异化。

表18: 各公司储能变流器型号功率 (单位: kW)

	<100kW	100-250kW	250-500kW	500-1000kW	1000-1500kW	1500-2000kW	2000-3000kW	>3000kW
阳光电源				✓	✓	✓	✓	✓
科华	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
索英电气	✓		✓	✓				
上能电气		✓	✓	✓	✓		✓	✓
盛弘股份	✓	✓		✓				
科陆电子	✓	✓	✓	✓	✓	✓		

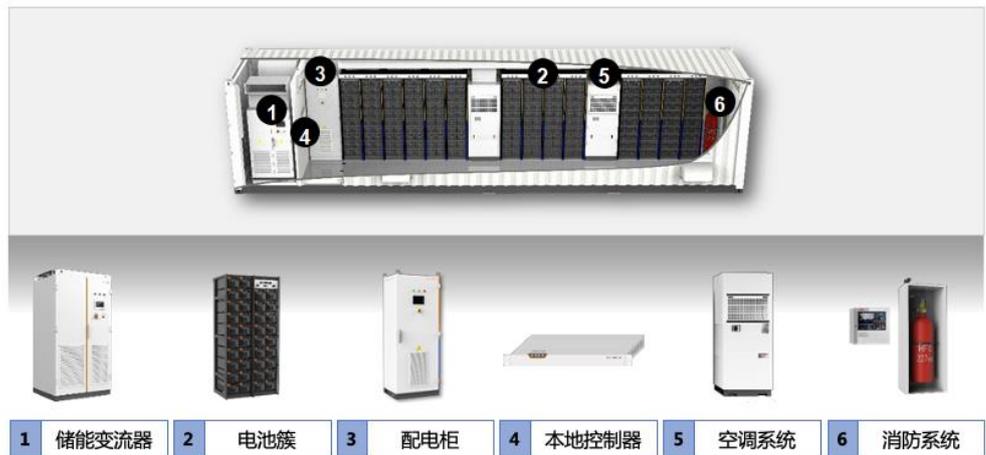
资料来源: 各公司官网, 浙商证券研究所

### 4.3 系统集成：竞争厂商众多，第三方体系逐步建立

系统集成提供一站式解决方案，上游厂商多向这一环节实现业务延伸。系统集成是指按照客户的要求，选择合适的储能技术和产品，将各个单元组合起来，打造“一站式”解决方案。现行储能市场主要存在三类集成厂商，一类是全链发展模式，厂商包揽电池组、EPC等零部件的生产制造，并负责整合成为整体的解决方案。第二类是专业化集成模式，企业从外部采购零部件，专注于系统集成方案的设计和和实施。第三类是转型期厂商，即原本的电池或EPC厂商等向下游系统集成环节延伸。

系统集成是对企业多维度综合能力的考量。系统集成是一项较为庞杂的业务，不仅涉及到电化学、电力电子、IT、电网调度等诸多领域和技术，还要深度理解下游不同行业的应用场景。系统集成的重要性日益凸显，需要同时具备四大能力：第一，不同应用场景对电池充放电倍率的要求不同，要有识别电池性能的能力，综合把握、甄选合作伙伴，做好供应链管理；第二，采购电芯后，在集成过程中实现高效率、低成本；第三，安全性，系统设计对于最大程度降低风险十分关键；第四，随着定制化需求成为常态，如何建立高效的研发机制，考验企业的组织架构和响应能力。

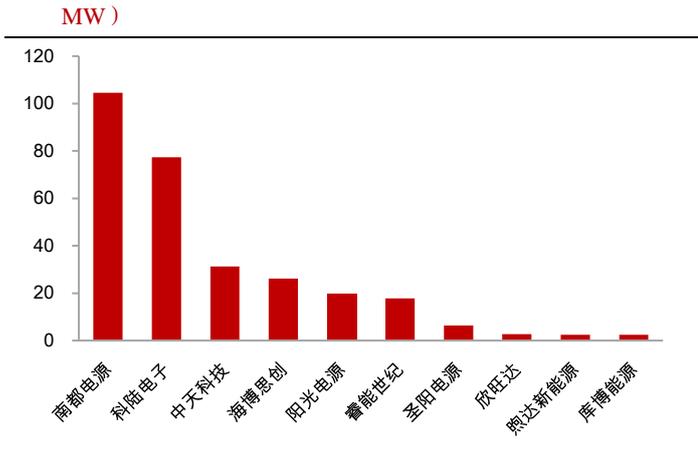
图47：一体化储能集成系统



资料来源：阳光电源官网，浙商证券研究所

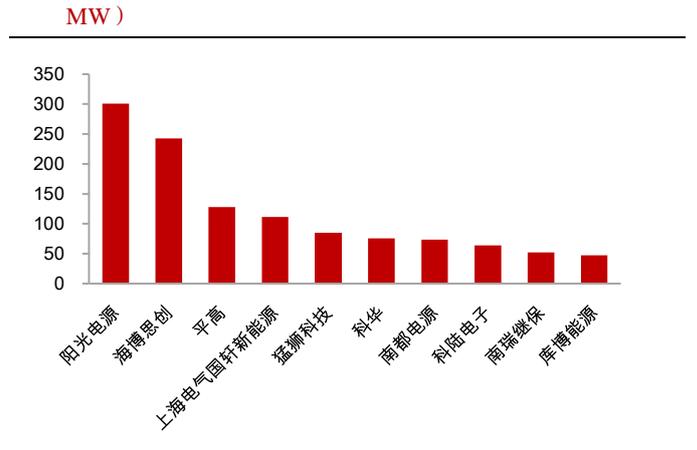
阳光电源与海博思创跃居第一梯队，市场竞争格局快速调整。按照装机功率规模来看，2020年系统集成商中阳光电源与海博思创属于第一梯队，分别投运了300.8MW及242.8MW。对比2018年的市场竞争格局，两年内系统集成环节的格局调整速度与其他环节相类似，两年内阳光电源与海博思创从第二梯队跃居第一梯队，而原本领先的南都电源与科陆电子在2020年已落后至第7、8名的位置，仍未出现确定性较强的龙头企业。

图48: 2018年中国新增投运电化学储能系统集成商排名(单位:



资料来源: CNESA, 浙商证券研究所

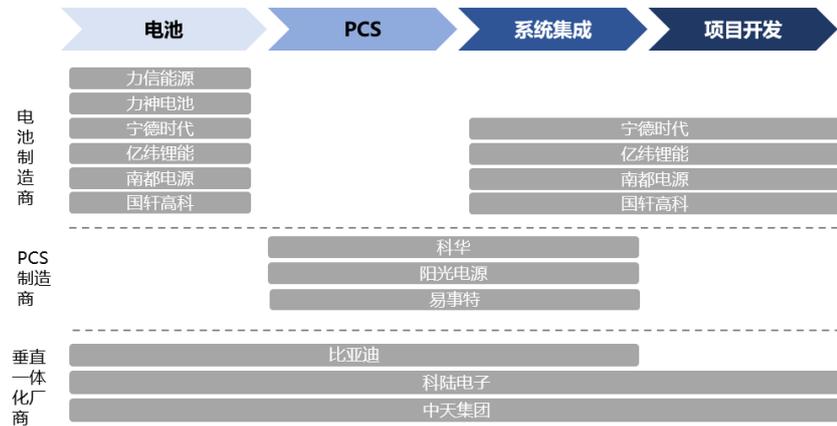
图49: 2020年中国新增投运电化学储能系统集成商排名(单位:



资料来源: CNESA, 浙商证券研究所

纵向一体化延伸成目前国内储能市场大趋势, 第三方系统集成体系逐渐建立。在系统集成领域, 国内外市场体现出不同特征, 国内上游厂商争相抢占系统集成环节份额, 前十大系统集成商中大多都是由电池环节或 PCS 环节延伸过去。而海外系统集成环节主要由第三方专业系统集成公司负责, 两者的差异化主要原因系国内商业模式经济性不高, 还不能支撑独立第三方集成商市场。长远来看, 系统集成环节技术壁垒较高, 需要高度的理解和整合能力, 因此资金或技术不够成熟的厂商预计会逐渐退回专业设备供应商的位置, 逐渐形成实力更强的第三方系统集成商体系。

图50: 系统集成商布局情况



资料来源: BNEF, 浙商证券研究所

## 5 重点标的梳理

表19: 重点公司储能业务布局

序号	代码	简称	业务布局	所属环节
1	300274.SZ	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储能系统集成技术, 可提供储能变流器、锂电池、能量管理系统等储能核心设备。	PCS
2	300763.SZ	锦浪科技	公司现有7项与储能逆变器相关的产品, 已推出多种离网储能新品机型, 提供了离网储能光伏系统应用解决方案, 储能逆变器的产能已达1000台/天。	PCS
3	688390.SH	固德威	公司拥有较齐全的储能产品系列和能源解决方案, 涵盖单相、三相、高压、低压、直流耦合、交流耦合等全系逆变器和储能电池产品。公司在原有光伏及储能逆变器基础之上, 正积极加码布局储能电池。	PCS
4	603063.SH	禾望电气	公司储能产品涵盖PCS(AC/DC型, DC/DC型)、PCS箱变一体机、EMS、户外工商业储能系统一体机、离网控制器等多种设备及相关系统。已经在发电侧、电网侧、用户侧等全部储能应用场景批量应用。	PCS
5	605117.SH	德业股份	公司主打低压储能逆变器, 与高压电池系统相比更加安全可靠, 且可支持“智能负载”应用, 并离网自动切换时间远低于同业, 交流耦合功能可轻松升级现有光伏系统。目前, 开始布局工商业储能场景。	PCS
6	300827.SZ	上能电气	公司储能产品分为交流储能变流器和直流储能变流器, 分别应用于发电侧新能源并网和火电储能联合调频领域、电网侧调频调峰领域、用户侧工商业储能、辅助分布式新能源并网领域及微电网领域和新建光伏电站及现有光伏电站升级改造。	PCS
7	002335.SZ	科华数据	公司除销售储能变流器产品以外, 还为客户提供包括弃风弃电/计划发电和电力调频调压系统在内的发电侧储能系统解决方案, 以及商用和户用型的用户侧储能解决方案。在电网侧, 科华数能建设了国内首例采用储能系统实现9E机组黑启动的项目和首个百兆瓦级电网侧分布式储能示范工程。在用户侧, 科华数能江苏泰州10MW/54.2MWh用户侧储能项目是当时国内最大的用户侧储能项目。	PCS
8	300376.SZ	易事特	公司已研制开发出了全系列储能变流器产品、双向直流变换器产品、储能电站能量管理系统等核心关键产品, 公司储能核心产品包括全系列储能变流器产品(50KW-1MW)、DC/DC产品、能量管理监控系统软件EMS系统、集装箱式储能系统产品、电池PACK、BMS产品等	PCS
9	002518.SZ	科士达	公司现有储能产品包括: 模块化储能变流器、集中式储能变流器、第二代储能系统能量管理及监控平台、调峰调频系统、大型集装箱式储能集成系统、光储充系统、户用储能一体机方案等	PCS
10	300648.SZ	星云股份	公司开发储能变流器(PCS)系列产品及智能电站控制系统, 并与锂电池、储能行业头部企业进行战略合作向电力企业、充电运营商等下游客户推广储充检一体化储能电站系列产品。	PCS
11	300750.SZ	宁德时代	公司储能电池产品包括电芯、模组/电箱和电池柜等, 可用于发电、输配电和用电领域, 涵盖太阳能或风能发电储能配套、工业企业储能、商业楼宇及数据中心储能、储能充电站、通信基站后备电池、家用储能等。	储能电池
12	002594.SZ	比亚迪	公司从2008年即开始布局储能业务, 产品可覆盖从几千瓦小型家庭储能到吉瓦级的电网储能解决方案。	储能电池
13	688063.SH	派能科技	公司的储能电池系统生产工艺流程可以分为软包电芯生产、电池管理系统生产以及电池系统组装三个环节。储能技术主要应用于电力系统以及在通信基站、数据中心和UPS等领域作为备用电源。储能系统产品主要为家用储能电池系统和通信备电系统。	储能电池
14	301327.SZ	华宝新能	公司致力于锂电池储能类产品及其配套产品的研发、生产及销售。主要产品为不同容量规格的便携储能产品及充电宝, 以及可与便携储能产品配套使用的太阳能板及相关	储能电池

			配件，可应用于户外旅行、应急备灾等场景。	
15	300014.SZ	亿纬锂能	公司大力布局储能与动力电池建设，截至 2022 年，亿纬锂能至少披露了五个规模较大的动力储能电池投资项目或建设项目，投资金额合计不低于 665.21 亿元，涉及产能不低于 262.61GWh，合作方包括荆门市人民政府、成都管委会、云南省玉溪高新技术产业开发区管理委员会、曲靖市人民政府及曲靖经济技术开发区管理委员会、沈阳市政府及沈阳经开区管委会等。	储能电池
16	002324	普利特	2022 年公司通过现金重组收购海四达电源，布局储能领域。公司针对海四达电源的规划中，“年产 12GWh 方形锂离子电池一期项目”和“年产 2GWh 高比能高安全动力锂离子电池及电源系统二期项目”分别将于 2023 年 Q4 与 2022 年 Q4 建成投产。2022 年 9 月，海四达电源中标约 7.64 亿的储能项目订单	储能电池
17	300207.SZ	欣旺达	公司致力于进一步扩大储能电池规模，截至 2022 年 9 月，欣旺达已在惠州（4GWh）、南京（30GWh）、南昌（50GWh）、枣庄（30GWh）、珠海（30GWh）、什邡（20GWh）、宜昌（20GWh）、义乌（50GWh）八地建设动力电池及储能电池生产基地，合计产能规划已达 234GWh。	储能电池
18	300438.SZ	鹏辉能源	目前储能业务涵盖储能电芯、通信基站电池标准模块、便携式储能箱、家用储能一体机、大型储能（含电池簇、储能机柜、集装箱储能系统）等诸多产品，应用场景丰富。家庭储能方面，公司业务面向 to B 端，主要供货经销商和集成商，现有客户 SAJ、古瑞瓦特等，在手订单充裕。便携式储能领域，客户正浩科技贡献大批量订单。在通信储能领域拥有优质大客户中国铁塔、中国移动。大型储能领域，与南方电网、阳光电源、天合光能等积极推进合作。	储能电池
19	002837.SZ	英维克	储能温控市场龙头公司，进入储能温控时间最早。自身业务覆盖面广，除了储能领域，还涉及数据中心、通信行业。由于海外占比较高，故利润率高于行业其他公司。	温控设备
20	300990.SZ	同飞股份	工业温控背景，近年大力拓展储能温控领域，下游大客户包括阳光电源。	温控设备
21	600995.SH	南网储能	公司深耕抽水蓄能和电网侧独立储能业务领域，高质量服务构建新型电力系统。目前运营管理 7 座抽水蓄能电站、4 座电化学独立储能站、2 座调峰水电站，正建设 4 座抽水蓄能电站和 3 座电化学储能站。	集成商
22	688248.SH	南网科技	公司主要开展电网、电源、用户侧大型储能项目的 EPC 建设及储开发、系统集成及技术服务工作，是南网体系储能项目核心承建平台。目前，正在加速布局储能，正式开启了系统集成业务，构建涉及储能电池 PACK 和系统集成、项目开发和 EPC 建设的全方位发展布局。	集成商
23	002169.SZ	智光电气	公司主攻高压级联型储能系统，光高压级联型储能系统的运行业绩达 300MWh。目前，公司 1.5GWh 储能系统集成产线项目一期已进入施工阶段，预计年底实现投产。	集成商
24	688819.SH	天能股份	公司明确切入储能赛道的战略目标，与法国帅得福成立合资子公司并签订双排他协议，进军欧洲户储工商业储能市场。国内通过工业园区释放项目推进工商业地面大储业务。公司 2025 年储能产能有望达 30GWh。	集成商
25	300068.SZ	南都电源	公司在储能业务方面布局了新型电力储能、工业储能和户用储能等领域。目前，公司与大型 EPC 工程方、能源开发商及设备集成商等深入战略合作，形成了 0.2C-5C 五大系统解决方案，覆盖容量型、功率型、混合型和能量型应用。	集成商

资料来源：公司公告，浙商证券研究所

表20: 重点公司盈利预测与估值

代码	简称	最新收盘价	总市值	EPS (元/股)				PE			
		2022/10/12	(亿元)	21A	22E	23E	24E	21A	22E	23E	24E
300274.SZ	阳光电源	126.00	1,871	1.07	1.99	3.39	4.52	118	63	37	28
300763.SZ	锦浪科技	204.61	772	1.91	2.77	5.16	7.44	107	74	40	27
688390.SH	固德威	314.97	388	3.18	4.02	8.46	13.49	99	78	37	23
603063.SH	禾望电气	27.73	122	0.64	0.88	1.27	1.71	43	32	22	16
605117.SH	德业股份	419.50	1,002	3.39	4.69	7.86	11.42	124	89	53	37
300827.SZ	上能电气	50.40	120	0.45	0.67	1.58	2.61	113	75	32	19
002335.SZ	科华数据	46.91	217	0.95	1.09	1.44	1.82	49	43	33	26
300376.SZ	易事特	6.93	161	0.22				31			
002518.SZ	科士达	48.93	285	0.64	0.87	1.15	1.43	76	57	43	34
300648.SZ	星云股份	36.84	54	0.51	1.02	1.64	2.50	72	36	22	15
300750.SZ	宁德时代	437.83	10,685	6.84	11.00	17.42	23.66	64	40	25	19
002594.SZ	比亚迪	262.34	6,696	1.05	3.42	6.23	8.96	251	77	42	29
688063.SH	派能科技	388.00	601	2.04	4.96	10.98	15.39	190	78	35	25
301327.SZ	华宝新能	279.00	268	3.91	3.97	7.17	10.37	71	70	39	27
300014.SZ	亿纬锂能	93.13	1,768	1.53	1.71	3.30	4.94	61	55	28	19
002324.SZ	普利特	15.67	159	0.02	0.22	0.56	0.86	670	71	28	18
300207.SZ	欣旺达	24.65	424	0.53	0.71	1.43	1.89	46	35	17	13
300438.SZ	鹏辉能源	74.74	345	0.42	1.40	2.39	3.45	178	53	31	22
002837.SZ	英维克	36.39	158	0.61	0.58	0.81	1.08	59	63	45	34
300990.SZ	同飞股份	111.00	104	2.31	1.66	2.83	4.10	48	67	39	27
600995.SH	南网储能	14.79	379	0.03	0.05	0.05	0.06	450	317	271	229
688248.SH	南网科技	58.50	330	0.25	0.37	0.77	1.14	231	160	76	51
002169.SZ	智光电气	8.87	70	0.43	-0.06	0.27	0.55	21	-140	33	16
688819.SH	天能股份	37.10	330	1.41	2.01	2.58	3.43	26	18	14	11
300068.SZ	南都电源	22.11	191	-1.58	0.80	1.12	1.65	-14	28	20	13
平均值								<b>134</b>	<b>64</b>	<b>44</b>	<b>33</b>

资料来源: Wind, 浙商证券研究所

## 6 风险提示

**储能政策端扶持力度不及预期:** 国内长期以来电价较低, 用户侧经济性尚未凸显, 短期内依赖政策端补贴或装机量目标等推动行业发展。目前国家及各省层面积极出台储能政策进行支撑, 但总体而言仍处于发展初期, 缺乏统一部署和规划。若后期储能政策规划力度或执行力度不及预期, 则行业发展将缺乏驱动力, 对整体业绩产生负面影响。

**成本下降幅度不及预期:** 长期来看, 储能行业驱动力将从政策端补贴向经济性转变, 储能系统度电成本下降速度是经济性体现的关键指标。度电成本取决于技术迭代、设备国产化等因素, 某种程度上存在不确定性。若未来度电成本下降速度不及预期, 则用户侧储能装机进程将慢于预期, 对整体业绩造成负面影响。

**海外政策风险:** 目前以美国、欧洲、澳洲等地区为代表的海外储能相对成熟,是短期内国内储能企业主要的出货市场,出口产品能否保持在海外市场的稳健出货,受到关税、海运、疫情波动等方面的影响较大。

## 股票投资评级说明

以报告日后的6个月内，证券相对于沪深300指数的涨跌幅为标准，定义如下：

1. 买入：相对于沪深300指数表现+20%以上；
2. 增持：相对于沪深300指数表现+10%~+20%；
3. 中性：相对于沪深300指数表现-10%~+10%之间波动；
4. 减持：相对于沪深300指数表现-10%以下。

## 行业的投资评级：

以报告日后的6个月内，行业指数相对于沪深300指数的涨跌幅为标准，定义如下：

1. 看好：行业指数相对于沪深300指数表现+10%以上；
2. 中性：行业指数相对于沪深300指数表现-10%~+10%以上；
3. 看淡：行业指数相对于沪深300指数表现-10%以下。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重。

建议：投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者不应仅仅依靠投资评级来推断结论。

## 法律声明及风险提示

本报告由浙商证券股份有限公司（已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格，经营许可证编号为：Z39833000）制作。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但浙商证券股份有限公司及其关联机构（以下统称“本公司”）对这些信息的真实性、准确性及完整性不作任何保证，也不保证所包含的信息和建议不发生任何变更。本公司没有将变更的信息和建议向报告所有接收者进行更新的义务。

本报告仅供本公司的客户作参考之用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本报告仅反映报告作者的出具日的观点和判断，在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议，投资者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。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。

本公司的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。本公司的资产管理公司、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。

本报告版权均归本公司所有，未经本公司事先书面授权，任何机构或个人不得以任何形式复制、发布、传播本报告的全部或部分内容。经授权刊载、转发本报告或者摘要的，应当注明本报告发布人和发布日期，并提示使用本报告的风险。未经授权或未按要求刊载、转发本报告的，应当承担相应的法律责任。本公司将保留向其追究法律责任的权利。

## 浙商证券研究所

上海总部地址：杨高南路729号陆家嘴世纪金融广场1号楼25层

北京地址：北京市东城区朝阳门北大街8号富华大厦E座4层

深圳地址：广东省深圳市福田区广电金融中心33层

上海总部邮政编码：200127

上海总部电话：(8621) 80108518

上海总部传真：(8621) 80106010

浙商证券研究所：<https://www.stocke.com.cn>