

毋庸置疑，新型储能市场前景广阔，但眼下需要先找到生存的“钱景”。

在场景中寻找“钱景”

文 / 本刊记者 张琴琴

就商业化而言，目前的新型储能市场，“期望”与“现实”之间还存在不小差距。

7月23日，国家发展改革委、国家能源局印发《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，文件提出，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。

根据中国“双碳”目标的分阶段任务，到2030年，风电、太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上。如果按照15%的储能配备比例，2030年储能装机规模有望达到1.8亿千瓦以上。《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035）》也提出，到2030年，抽水蓄能投产总规模较“十四五”再翻一

番，达到1.2亿千瓦左右。如此算下来，到2030年，新兴储能装机规模将达到6000万千瓦以上。

截至2020年年底，我国新型储能装机规模在300万千瓦左右。从2020年的300万千瓦到2025年的3000万千瓦以上，再到2030年6000万千瓦以上，储能的装机规模不断扩张，市场前景不言而喻。

现实是，当下的储能产业发展尚不成熟，市场上独立的储能主体寥寥无几。储能要实现规模化发展，将广阔的市场前景变为“钱景”，还急需找到稳定的盈利模式。

产业链：中上游在盈利

新型储能产业链围绕电池开展，

主要包括上游的原材料及零部件供应商，中游的电池、变流器、管理系统、其他设备和系统集成商，以及下游的发电侧、电网侧、用电侧应用场景。

在这条产业链上，电池是核心。电池和变流器在系统成本中占比最高，超过60%，参与者主要是动力电池制造商、光伏逆变器厂商和电力企业。

动力电池制造商将动力电池的生产制造、系统集成经验迁移到储能电池；储能变流器与光伏逆变器需要的零部件高度相似，光伏逆变器厂商也具备生产储能变流器的能力；光伏企业、电池企业和电力企业则运用专业的知识和项目经验，将各个组件组合



受供需格局错配影响，2021年以来部分锂电池材料价格迎来大幅上涨，中游企业也面临储能电池成本上涨、盈利空间收窄的局面，目前市场已传出多家电池厂商涨价的消息。

成适用于不同运行场景的集成系统。

从近期上市公司披露的半年报中可以看到，坊间调侃的“储能产业，淘金的没挣到钱，卖铲子的倒先把钱挣了”有一定的现实性，做电池、变流器和系统集成企业市场遍布海内外，是储能产业链上赚到钱的一方。根据中关村产业技术联盟的统计，2020年国内储能变流器供应商前十名累计出货量1.27吉瓦。比如，宁德时代2021年上半年储能系统收入46.93亿元，同比增长727.36%，毛利率高达36.60%。

短期来看，受供需格局错配影响，2021年以来部分锂电池材料价

格迎来大幅上涨，中游企业也面临储能电池成本上涨、盈利空间收窄的局面，目前市场已传出多家电池厂商涨价的消息。国泰君安对此分析，一方面电池企业会通过长单模式进一步平滑后续价格波动的影响，另一方面龙头电池企业或将通过直接涨价或者建立终端售价与主要材料价格之间的联动机制，来传导成本压力，电池企业盈利能力后续有望逐步恢复。

长期来看，一系列政策将帮助新型储能实现市场化发展，这同时意味着行业的竞争也会更加激烈。一旦储能电池实现规模化商用，电池厂商需要在提高电池循环寿命、降低成本以

及提升电池安全性方面下功夫，以保持一定的竞争优势。

产业链：下游三大应用场景

储能的功能大致体现在四个方面：削峰填谷、电力辅助、容量支撑、输电资产。具体到储能的终端应用场景，可以从发电侧、电网侧和用户侧三个方面来看。

在发电侧，储能的市场客户主要是光伏电厂、风电厂以及火电厂。对于“新能源+储能”组合，储能可以有效平滑新能源场站出力波动，降低新能源随机性和波动性对电网运行的影响；对于“火电+储能”组合，储能也可以分担火电机组的调频压力，提高发电单元整体调节能力。

在电网侧，储能的市场客户是电网企业。储能系统可以实现削峰填谷以及调频、调压等功能，保证电力系统安全稳定运行；也可以作为事故备用电源，在突发电源或电网紧急事故时，借助储能本身的能量储备进行紧急功率支援和应急响应，提升电网安全性和稳定性。

在用户侧，储能市场客户主要是工商业用户和居民用户。工商业用户可以通过储能实现峰谷价差套利，这在客观上有利于缓解电力供需紧张，降低电网峰谷差，提高电网灵活调节能力；居民侧分布式能源和储能联合运行，即便在配电网发生故障的情况下，短时间内依然有可靠的电力供给，从而有效降低电网故障导致的停电影响。

从应用场景入手，电厂、电网和

工商业用户都对储能有需求，但这需求究竟是靠自建还是靠租赁储能项目来解决，还有个经济性的考量。

用户侧：商业模式明朗

与依靠补贴开启发展之路的电动汽车产业不同，新型储能市场的发展并没有依靠大规模补贴，一开始走的就是以市场化为主的路子。

用户侧储能是最先发展起来的。2018年之前，用户侧储能一直是我国储能市场增长的领头羊。工商业用户端的储能系统是我国用户侧储能的主要应用形式，其盈利方式体现在峰谷价差套利、减少基本电费、需求侧响应补贴、降低增容费用。基于这样的盈利方式，此前用户侧储能项目也主要集中在江苏、广东等一些峰谷电价差较高且工商业较为发达的省份。

峰谷价差套利是工商业用户端储能最主要的盈利来源，对于削峰填谷这种容量性储能场景，通常需要比较储能的度电成本和峰谷价差，以此来衡量储能项目投资是否有经济性。

从2020年12月底制定了峰谷分时电价的15个地区看，工商业及其他峰谷价差平均值为0.51~0.55元/千瓦时；中位值为0.48~0.52元/千瓦时，其中北京是峰谷价差最大的地区，达到0.99~1.00元/千瓦时，上海峰谷价差夏季达到0.81~0.83元/千瓦时。7月26日，国家发展改革委印发《关于进一步完善分时电价机制的通知》，峰谷价差进一步拉大。目前我国的电化学储能度电成本约为0.51元/千瓦时，与峰谷价差比较得出，用户侧储

对于削峰填谷这种容量性储能场景，通常需要比较储能的度电成本和峰谷价差，以此来衡量储能项目投资是否有经济性。

能的经济效应已经显现，但距离规模应用的0.3~0.4元/千瓦时的度电成本还有差距。

目前，多个省份已出台需求响应补贴，鼓励储能设施等负荷量大的用户和负荷集成商参与电力需求响应。比如，江苏的补贴标准为出清价格设置4元/千瓦时价格上限，填谷日前需求响应执行1.2元/千瓦时年度固定补贴单价，实时需求响应执行4元/千瓦时年度固定补贴单价。未来，用户侧储能参与需求响应的盈利性会更为凸显。

据上海申银万国证券研究所电力设备及新能源组主管韩启明介绍，未来在微电网、增量配电网、能源互联网与多能互补相继试点推进中，用户端储能商业模式将更加丰富。

源侧网侧：经济性待突破

新能源发电配备储能系统就是要解决弃风弃光问题，促进可再生能源的并网。电源侧储能的经济性就与上网电价、储能系统的日放电量和年工作天数有关。

而电网侧储能主要用于电力辅助服务，以调峰和调频为主。

调频属于功率型储能场景，对应比较的是储能的里程成本。调频指的是当用电负荷发生小幅度波动时，会导致发电机频率增加或减小，发电机组需要通过调速器和AGC（自动发电控制）调节发电频率，恢复到额定频率。根据一些学者的研究结果，锂电储能调频服务上已经具备经济性，里程成本为6.34~9.08元/兆瓦。

调峰属于容量型储能场景，对应

比较的是储能的度电成本。调峰指的是更长时间跨度、更大功率范围内调节发电量与用户负荷的匹配。在调峰服务上，锂电储能的度电成本为0.62~0.82元/千瓦时，是抽水蓄能的3~4倍，经济性竞争力较弱。但抽水储能受环境限制，若未来锂电储能成本再降，其在调峰服务上的竞争力将会有所提升。

有机构测算过发电侧储能和电网侧储能的经济性，发现两者都已经初步显现出经济性，有待储能系统成本降低后，经济性会有明显突破。

一个显著的问题是，储能项目多是采取“开发商投资+运营”的模式，开发商负责项目投资建设运行和维护，业主提供场地和电网接入，开发商投资压力大，推进项目缓慢。且容量电价机制、储能成本如何纳入输配电价回收等问题尚未解决，市场各方也在观望中。

8月10日，国家发展改革委、国家能源局联合发布《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》，鼓励发电企业自建储能或调峰能力增加并网规模，允许发电企业购买储能或调峰能力增加并网规模。这在一定程度上激发了新能源发电厂和电网企业投资储能项目的积极性，储能资产预计将从“政策要求”向“具备盈利模式”转变。

其实，对新型储能商业化的探索远不止这些，新型储能的多维应用能否完全施展出来，关键还在于经济性，这有赖于政策支持，也有待于电力市场价格的进一步理顺。■