



Research and
Development Center

工商业储能：峰谷价差拉大带来量变，虚拟 电厂建设引发质变

—行业深度报告

武浩 电新行业首席分析师
S1500520090001
010-83326711
wuhao@cindasc.com

曾一贇 电新行业研究助理
15919166181
zengyiyun@cindasc.com

相关研究

证券研究报告

行业研究

行业深度报告

电力设备与新能源

投资评级 看好

上次评级 看好

武浩 电新行业首席分析师

执业编号: S1500520090001

联系电话: 010-83326711

邮箱: wuhao@cindasc.com

曾一贇 电新行业研究助理

联系电话: 15919166181

邮箱: zengyiyun@cindasc.com

信达证券股份有限公司
CINDA SECURITIES CO., LTD
北京市西城区闹市口大街9号院1号楼
邮编: 100031

工商业储能：峰谷价差拉大带来量变，虚拟电厂建设引发质变

2023年7月18日

本期内容提要：

◆**工商业储能方兴未艾，为虚拟电厂的关键一环。**新能源发电占比提升，储能刚需凸显，正值黄金发展时期，而工商业储能是储能市场的重要组成部分。工商业储能具有工业属性，经济性敏感，目前处于发展初期。应用场景看，工商业储能下游场景广阔但分散；收益模式看，工商业储能收益模式主要为价差套利、增加光伏自用比例；商业模式看，工商业储能可以分为业主直接投资、合同能源管理、融资租赁+合同能源管理、纯租赁四种；未来发展看，我们认为工商业储能是虚拟电厂的重要一环，收益模式有望逐步拓展，包括需量管理、电力现货市场交易、电力辅助服务，其核心在于电力现货市场、虚拟电厂的建设。

◆**多因素助力工商业储能经济性提升，2023年有望成为工商业储能元年。**工商业储能的收益模式主要为峰谷价差套利，核心指标为峰谷价差、投资成本，我们按江苏省的电力数据以及当前的造价成本测算，一充一放下工商业储能IRR达6.93%、LCOS为0.76元/kWh，两充两放下工商业储能IRR为16.29%、LCOS为0.44元/kWh。考虑到工商业储能并不一定能完成两个完整循环，因此在其他条件不变的情况下，0.7元/kWh（介于0.64-0.86元/kWh）以上的峰谷价差能较大概率实现较好收益。

我们判断23年有望成为工商业储能的发展元年，主要原因为23年工商业储能的经济性有望大幅提升。1) **收益端**：2023年7月，全国峰谷价差大于0.7元/kWh的省份已达24个，且价差呈扩大趋势。各地分时电价政策不断完善，实现两充两放的省份不断增加。2) **成本端**：碳酸锂价格进入下行通道，储能装机成本降低。我们测算得到碳酸锂价格每下降5万元/吨，两充两放下IRR提升约0.5%。另外，制造业降本为常态，其他成本仍具有降本空间。3) **政策端**：多地用户侧储能补贴落地，补贴方向与分布式光伏结合。“隔墙售电”在浙江率先破局，有望落地开花促成共享用户侧储能模式，促进未来工商业储能的规模化发展。4) **应急需求**：限电政策频发，限电损失催生工商业用户对电力保供需求，储能用作后备电源，有效保证供电稳定性。

◆**虚拟电厂为新型电力系统必要一环，或提升工商业储能的收益、改变工商业的资产属性。**虚拟电厂是较为有经济性的“削峰”投资，政策持续加速推进虚拟电厂建设，根据国家电网测算，通过火电厂实现电力系统削峰填谷，满足5%的峰值负荷需要投资4000亿；而通过虚拟电厂，在建设、运营、激励等环节投资仅需500-600亿元。工商业储能是体现虚拟电厂灵活性的核心，虚拟电厂有望拓展工商业储能盈利模式。从虚拟电厂建设进度来看，电力市场化改革是构建虚拟电厂的市场机制基础，第三轮输配电价改革启动，理顺电价传导机制，为电力市场的建设奠定基础，当前，电力辅助服务交易市场日益活跃。从虚拟电厂对工商业储能的影响来看，我们认为1) 虚拟电厂丰富了工商业储能的收益模式，或进一步拉开峰谷价差，降低工商业储能充电成本，进而增加收益率；2) 工商业储能或由当前可选性的资产投资品转为电力系统必要性投资品。

◆**工商业储能短期需求高速增长，远期需求空间广阔。**短期来看，工商业储能与分布式光伏装机量相关。工商业光伏装机量赶超户用光伏装机量，发展驶入快车道，2022年工商业光伏新增装机量同比增长236%，多地出

台分布式光伏配储政策，利好光伏配套工商业储能。我们测算得到工商业储能需求 2023-2025 年有望达 5.1 (+199%)、10.4、18.7GWh。虚拟电厂带来工商业储能远期需求超预期的可能。我们预计在虚拟电厂建设顺利的情况下，工商业储能 2025、2030 累计装机有望达 37GWh、189GWh。

◆**产业链与其他类型储能相似，偏下游的企业更具投资弹性。**产业链方面，工商业储能系统构成与储能电站基本一致，要求较储能电站低，工商业储能系统产业链完善，与大储、户储同源。格局方面，工商业储能处于 0-1 的阶段，格局还未形成，但因其制造的壁垒不高，更多的壁垒在于渠道、资源、服务、品牌等软性壁垒。我们认为客户资源、资源整合能力都偏向下游，因此偏产业链下游的企业更具有工商业储能的投资弹性。

◆**投资建议：**建议关注具有软件能源管理平台的企业，短期有望享受工商业储能量变带来业绩增量，远期虚拟电厂参与带来健康可持续发展：**安科瑞、苏文电能、南网能源**等；建议关注在峰谷价差较大的省份中，具有客户资源先发优势的企业：**苏文电能（江苏）、芯能科技（浙江）、南网能源（广东）**等；建议关注从电力系统等其它领域切入，传统业务客户具有协同效应的企业：**科林电气、津荣天宇**等；

◆**风险因素：**原材料价格波动风险、虚拟电厂建设不及预期、市场发展不及预期、国内外相关政策风险等

目录

投资逻辑	6
一、工商业储能方兴未艾，为虚拟电厂的关键一环	7
1.1 储能行业处于黄金发展时期，工商业储能目前处于初期	7
1.2 工商业储能收益模式未来有望逐步丰富	8
二、多因素助力工商业储能经济性提升，2023 年有望成为工商业储能元年	13
2.1 工商业储能经济性的核心指标为峰谷价差、投资成本	13
2.2 收益端：峰谷价差不断拉大，分时电价不断完善	15
2.3 成本端：碳酸锂价格大幅下降，投资成本大幅下降	17
2.4 政策端：政策不断催化，推进工商业储能建设	18
2.5 应急需求：高峰缺电形势下，工商业储能保证电力供应稳定	21
三、虚拟电厂为新型电力系统必要一环，打开工商业储能远期空间	22
3.1 虚拟电厂整合负荷侧灵活性资源，工商业储能是体现虚拟电厂灵活性的核心	22
3.2 虚拟电厂与工商业储能相互促进，提高收益率且或改变资产属性	26
3.3 工商业储能短期需求高速增长，或提升工商业储能的收益、改变工商业的资产属性	26
四、产业链与其他类型储能相似，偏下游的企业更具投资弹性	31
五、投资建议	33
六、风险因素	34

表目录

表 1: 储能类型划分	7
表 2: 工商业储能四大商业模式	10
表 3: 工商业储能收益来源	11
表 4: 工商业储能一充一放与两充两放经济性测算	13
表 5: 2022 年 11 月以来分时电价相关政策	16
表 6: 碳酸锂价格变化带来的储能成本以及 IRR 变化	18
表 7: 2022 年用户侧储能补贴政策	18
表 8: 隔墙售电相关政策梳理	20
表 9: 2021、2022 年部分省市限电政策	21
表 10: 虚拟电厂相关政策梳理	23
表 11: 辅助服务相关政策梳理	25
表 12: 分布式光伏配储具体要求	27
表 13: 分布式光伏配储补贴政策	28
表 14: 2023 年各省（市）光伏发电市场化交易政策	28
表 15: 以分布式光伏配储+独立工商业储能为逻辑测算工商业储能装机规模及市场空间预测	29
表 16: 以虚拟电厂为逻辑测算工商业储能装机规模及市场空间预测	30
表 17: 工商业储能与储能电站系统配置对比	31
表 18: 工商业储能相关标的估值	33

图目录

图 1: 全球新型储能累计装机 (GW)	7
图 2: 中国新型储能累计装机 (GW)	7
图 3: 2021 年我国已并网储能项目应用领域分类 (GW)	8
图 4: 2022 年我国已并网储能项目应用领域分类 (GW)	8
图 5: 商业储能电站	8
图 6: 广达科技园风光储绿色微电网项目	8
图 7: 工商业储能分类	9
图 8: 一充一放下工商业储能 IRR 敏感性分析	14
图 9: 两充两放下工商业储能 IRR 敏感性分析	14
图 10: 各省市一般工商业代理购电峰谷价差情况 (元/kWh)	15
图 11: 储能系统各部件价值量占比	17
图 12: 2022 年电芯成本结构占比	17
图 13: 电池级碳酸锂价格 (万元/吨)	17
图 14: 工商业共享储能模式	20
图 15: 虚拟电厂运作模式图	22
图 16: 虚拟电厂参与电力交易的主要模式	22
图 17: 我国电力市场体系各功能模块	23
图 18: 电价结构调整	24
图 19: 光储系统降低两部制电价示意图	25

图 20: 山东 6 月 27 日实时电价情况 (元/兆瓦时)	26
图 21: 2018-2022 年我国光伏新增装机情况 (GW)	27
图 22: 户用光伏和工商业光伏历年新增装机量情况 (GW)	27
图 23: 工商业储能系统生产工艺流程图	31
图 24: 工商业储能系统产业链示意图	32

投资逻辑

我们判断 2023 年为工商业储能发展元年。主要为工商业储能的经济性有望大幅提升：包括收益端的峰谷价差拉大、分时电价完善；成本端的碳酸锂价格下降、制造业降本；政策端不断推出补贴等；应急需求端，在限电政策频发背景下，工商业储能作为应急电源，保证供电稳定。

远期来看，虚拟电厂给工商业储能带来丰富的收益模式、更低的充电成本，进一步提高经济性。并且，工商业储能的普及性还不高，投资工商业储能的企业或将其作为锦上添花的可选投资品，用于节省电费。而虚拟电厂的建设作为新型电力系统用户侧改革的重要一环，或将“教育”工商业企业其储能的重要性，进而快速推广建设，这将有望给工商业储能带来资产属性的变化，由可选投资品变为必要性投资品的投资观念的改变，有望带动工商业储能快速发展。

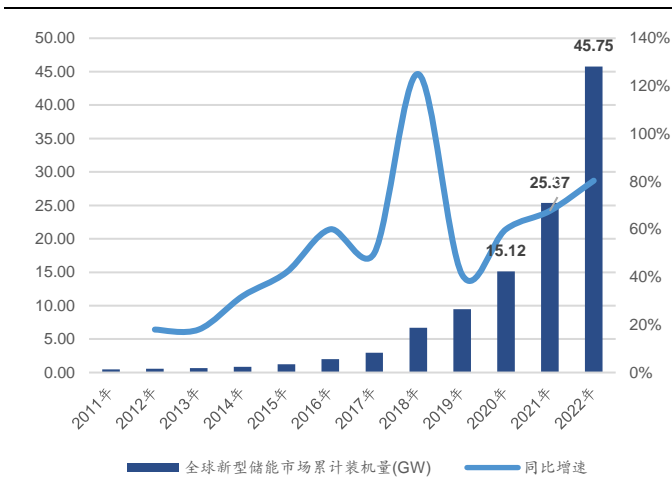
空间来看，工商业储能短期需求高速增长，远期需求空间广阔。我们测算得到 2023-2025 年有望达 5.1 (+199%)、10.4、18.7GWh。虚拟电厂带来工商业储能远期需求超预期的可能。我们预计在虚拟电厂建设顺利的情况下，工商业储能 2025、2030 年累计装机有望达 37GWh、189GWh。

一、工商业储能方兴未艾，为虚拟电厂的关键一环

1.1 储能行业处于黄金发展时期，工商业储能目前处于初期

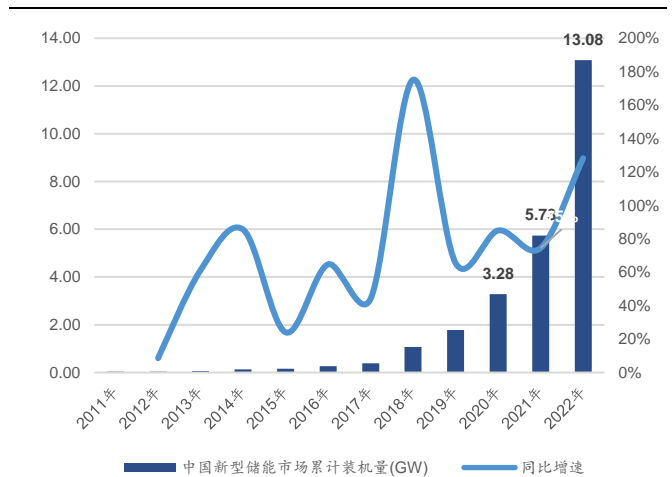
储能行业刚需凸显，正值黄金发展时期。全球“双碳”目标确定，新能源快速发展，而新能源的波动性、不稳定性也随着新能源发电占比提升不断放大，储能是解决此问题的重要方式，因此具有刚性需求。全球来看，2022年累计装机 45.75GW (YOY+80%); 中国来看，2022年累计装机 13.08GW (YOY+128%)。由此可见，储能行业目前保持高速增长态势，正值黄金发展时期。

图 1: 全球新型储能累计装机 (GW)



资料来源: CNESA, 电联新媒公众号, 信达证券研发中心

图 2: 中国新型储能累计装机 (GW)



资料来源: CNESA, 电联新媒公众号, 信达证券研发中心

工商业储能为储能市场的重要组成部分。储能按照应用场景可以分为电源侧、电网侧、用户侧储能，其中电源侧、电网侧储能又称为表前储能或大储，用户侧储能又称为表后储能。用户侧储能分为工商业储能与家庭储能，两者区别在于客户群体，而我国的用户侧储能基本为工商业储能。

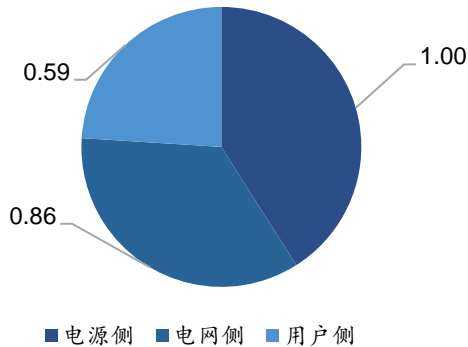
表 1: 储能类型划分

按电力系统环节划分		按需求场景划分	用途
表前储能	电源侧储能	大储	(1) 平滑风光发电出力，解决新能源消纳问题； (2) 为火电传统能源机组提供调频辅助服务。 (1) 实现系统调频； (2) 缓解电网阻塞，提高输配电能力：当线路负荷大于线路容量时，线路阻塞、无法输电。将储能系统安装在线路上游，能够储存无法输送的电能，当线路负荷小于线路容量时，储能系统再向线路放电； (3) 延缓输配电设备新建时间：在线路负荷与线路容量接近的输配电设备中，储能系统能够通过提高输配电能力，延缓输配电设备的扩容和新建。
	电网侧储能		
表后储能	用户侧储能	工商业储能 家庭储能	(1) 电力发自自用； (2) 保障用电的稳定性和可靠性； (3) 削峰填谷，可降低用电成本，并利用峰谷价差套利。

资料来源: 信达证券研发中心

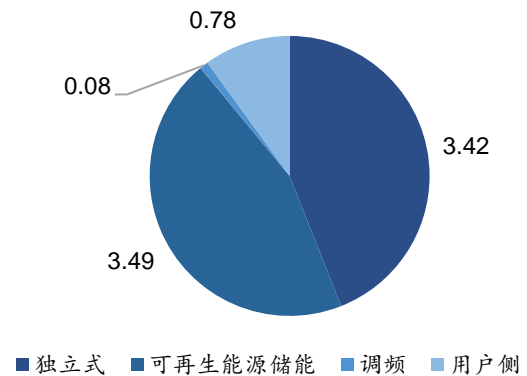
工商业储能经济性敏感，目前处于发展初期。我国工商业储能下游主要为工商业企业，具有工业属性：相比于家庭储能，工商业储能对于外观、产品力、品牌力、渠道商等要求更低，即消费属性更弱；相比于大储，工商业储能的资质要求、业绩积累、技术标准更低，即电力设备属性更低。我们认为工商业储能需求发展的核心在于工商业企业建设储能是否具有经济性。规模上看，工商业储能处于发展初期，并网规模从 2021 年 0.59GW 增加至 2022 年 0.78GW，2022 年仅占并网规模容量的 10%。

图 3：2021 年我国已并网储能项目应用领域分类（GW）



资料来源：CNESA《储能产业研究白皮书 2022》，信达证券研发中心

图 4：2022 年我国已并网储能项目应用领域分类（GW）

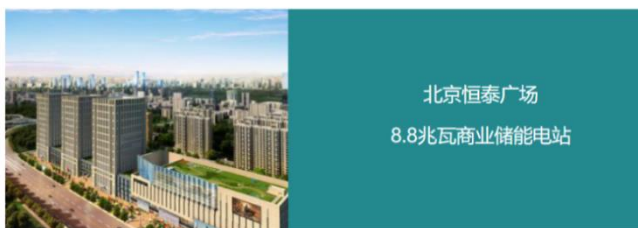


资料来源：储能与电力市场，信达证券研发中心

1.2 工商业储能收益模式未来有望逐步丰富

工商业储能应用场景广阔而分散。当前工商业储能的应用场景主要有以下四类。（1）**工厂与商场**：工厂与商场用电习惯明显，安装储能以进行削峰填谷、需量管理，能够降低用电成本，并充当后备电源应急；（2）**光储充电站**：光伏自发自用、供给电动车充电站能源，储能平抑大功率充电站对于电网的冲击；（3）**微电网**：微电网具备可并网或离网运行的灵活性，以工业园区微网、海岛微网、偏远地区微网为主，储能起到平衡发电供应与用电负荷的作用；（4）**新型应用场景**：工商业储能积极探索融合发展新场景，已出现在数据中心、5G 基站、换电重卡、港口岸电等众多应用场景。

图 5：商业储能电站



资料来源：乾源智慧能源，信达证券研发中心

图 6：广达科技园风光储绿色微电网项目



资料来源：瓦特台区储能，信达证券研发中心

工商业储能可分为光伏配套工商业储能与非光伏配套工商业储能。根据是否随工商业光伏安装，工商业储能可以分为光伏配套工商业储能与非光伏配套工商业储能。（1）**光伏配套工商业储能**：对于商业与大工业用户，能够通过安装光伏+储能实现电力自发自用，平抑光伏发电出力曲线、提高清洁能源的利用率。同时，亦可利用储能进行单独的峰谷套利；（2）**非光伏配套工商业储能**：对于商业楼宇、学校、医院等不适合安装大规模分布式光伏的场景，独立安装储能系统可以对用电负荷削峰填谷、峰谷套利。

图 7：工商业储能分类

分类	适用场景	主要目的
工商业储能	光伏配套工商业储能	商业、大工业用户 (1) 安装光伏+储能实现电力自发自用，平抑光伏发电出力曲线、提高清洁能源的利用率 (2) 峰谷套利
	非光伏配套工商业储能	商业楼宇、学校、医院等不适合安装大规模光伏发电的场景 对用电负荷削峰填谷，进行峰谷套利

资料来源：信达证券研发中心整理

目前工商业储能主要形成以下四大商业模式。

（1）**业主直接投资**：工商业用户自行安装储能系统，能够直接削峰填谷、减少用电成本，但需承担初始投资成本和每年的运维费用；

（2）**合同能源管理**：能源服务方投资购买储能，并以能源服务的形式提供给用户，与其按约定比例分享储能带来的收益。能源服务方通常是对储能建设运营经验丰富的能源集团、储能设备商等；

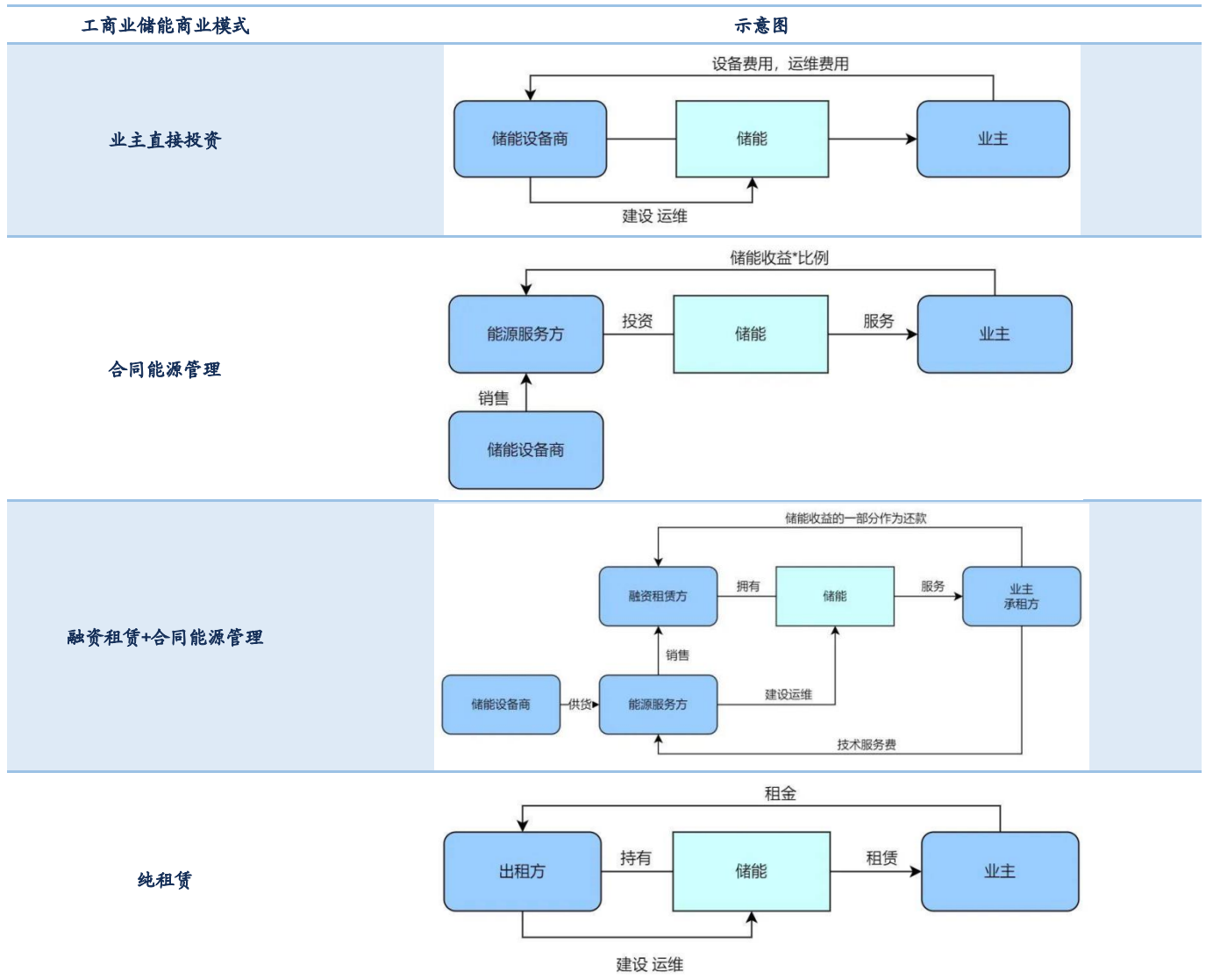
（3）**融资租赁+合同能源管理**：引入融资租赁公司作为储能设备的出租方，减少业主或能源服务方的资金压力。租赁期内，储能设备的所有权归融资租赁方、业主拥有使用权，到期后业主可获得储能的所有权；

（4）**纯租赁**：租赁期内，业主向储能设备出租方支付固定的租金，出租方提供维保服务，储能产生的收益由业主自享。到期后，储能设备归还出租方，或由业主出价买断。此模式适合轻资产运营或有临时用电需求的企业，对出租方储能设备的性能和移动便捷性要求较高。

合同能源管理、融资租赁有望成为工商业储能发展的主流商业模式。工商业储能尚处于发展早期，初始投资和资金压力可能削弱储能对业主或投资方的吸引力。合同能源管理模式下，业主无需投资，只需与投资方（能源服务方）按比例分享储能收益，这一比例通常为 10%：90%、15%：85%等。业主获得了部分峰谷套利、需求响应等收入，投资方则可在收回投资成本后继续获得额外收益；若在此基础上进一步引入融资租赁方，则可进一步降低能源服务方的资金压力。随着工商业储能日趋成熟，业主自投、纯租赁模式占比或将有

所上升。

表 2: 工商业储能四大商业模式



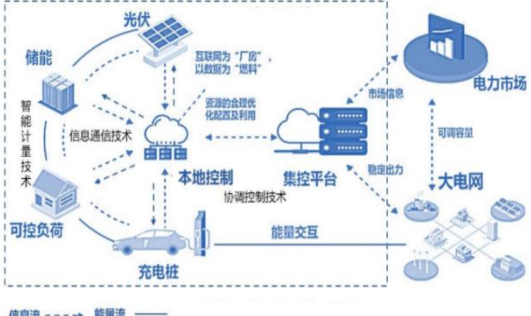
资料来源：巅峰储能，信达证券研发中心

工商业储能收益模式主要为价差套利、增加光伏自用比例。(1) 峰谷价差套利：在电价谷时从电网购买低价电价给储能系统充电，在电价峰时或尖峰时利用储能系统供给负载，降低企业用电成本；(2) 增加光伏自用比例：光伏发电与负载消耗存在时间上的错配。当光伏发电超出负载消耗时，工商业用户以低价出售余电给电网公司；当光伏发电小于负载消耗时，工商业用户需要以高价代理购电。通过安装储能系统，对光伏发电实现削峰填谷，在光伏发电量大时储存无法消耗的电量，在光伏发电量不足时释放储能系统中的电量供给负载，减少高价购电成本。

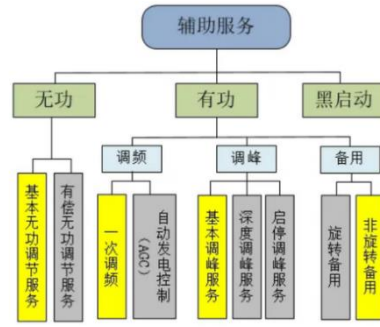
工商业储能是虚拟电厂的重要一环，收益模式有望逐步拓展。除上述两种收益模式以外，未来工商业储能还有望发展其他收益来源。收益来源包括：(1) 需量管理：我国针对受电变压器容量在 315kVA 及以上的大工业用电采用两部制电价，用户缴纳的电费中可以选择容量电费与需量电费。工商业储能系统在用电高峰时供给负载，可以抵消高峰负荷冲击、减少变压器出力，降低变压器容量需求电费；(2) 电力现货交易：在电力现货市场上，市场

主体开展日前、日内和实时的电能量交易。工商业储能由于容量较小，难以满足买方的一次性调用需求量，可以通过虚拟电厂（VPP）方式聚合参与电力现货交易；**（3）电力辅助服务**：工商业储能系统可以根据电网的调度指令，释放或存储电能，实现供需平衡，并提供调峰调频等电力辅助服务。这种作用方式允许工商业储能系统根据电力市场的价格信号或电网的需求变化，灵活地调整自己的操作模式，以获取相应的收益。**我们认为收益来源拓展的核心在于电力现货市场、虚拟电厂的建设。**

表 3：工商业储能收益来源

工商业储能收益来源	示意图
<p>峰谷价差套利</p> <p>在电价谷时从电网购买低价电价给储能系统充电，在电价峰时或尖峰时利用储能系统供给负载，降低企业用电成本。</p>	
<p>增加光伏自用比例</p> <p>对光伏发电实现削峰填谷，在光伏发电量大时储存无法消耗的电量，在光伏发电量不足时释放储能系统中的电量供给负载，减少高价购电成本。</p>	
<p>需量管理</p> <p>工商业储能系统在用电高峰时供给负载，可以抵消高峰负荷冲击、减少变压器出力，降低变压器容量需求和容量电费。</p>	<div style="border: 1px solid black; padding: 10px; text-align: center;"> <p>容量基本电费 vs 需量基本电费</p> <p>运行容量 × 容量电价 vs 最大需量 × 需量电价</p> </div>
<p>电力现货交易</p> <p>通过虚拟电厂（VPP）方式聚合参与电力现货交易。</p>	

电力辅助服务 提供调峰调频等电力辅助服务。



资料来源：古瑞瓦特光伏逆变器，浙电 e 家，巅峰储能，北极星售电网，钛媒体 APP，国网上海经研院，36 氪研究院，信达证券研发中心整理

二、多因素助力工商业储能经济性提升，2023 年有望成为工商业储能元年

2.1 工商业储能经济性的核心指标为峰谷价差、投资成本

工商业储能的收益模式主要为峰谷价差套利，两充两放下经济性凸显。

以江苏省为例，假设：1) 装机规模 500kw，连续运行时长 2h；2) 储能单位投资成本为 1.7 元/wh；3) 循环次数 6000 次、年运行天数 330 天；4) 运营年限为 20 年，两充两放在第 10 年更换电池；5) 放电深度 90%、充放电效率 92%；6) 一充一放与两充两放下年衰减系数分别为 1.3%、2.5%（对应 10 年换一次电池），其中两充两放为峰谷循环、峰平循环；7) 融资成本为 5%；8) 峰谷价差幅度为 0.84 元/kWh。

根据以上假设，我们测算得到：1) 一充一放下工商业储能 IRR 达 6.93%、LCOS 为 0.76 元/kWh，两充两放下工商业储能 IRR 为 16.29%、LCOE 为 0.44 元/kWh。2) 从敏感性分析看，其他条件不变，在 1.7 元/Wh 的 EPC 成本下，当峰谷价差大于 0.86 元时，一充一放下工商业储能 IRR 便可达到 8%，当峰谷价差大于 0.64 元/kWh，两充两放下工商业储能 IRR 达到 8%，具有经济性。3) 工商业储能对峰谷价差敏感性较高，峰谷价差提升 0.1 元/kWh，IRR 提升约 5%。

考虑到工商业储能并不一定能完成两个完整循环，因此在其他条件不变的情况下，0.7 元/kWh（介于 0.60-0.78 元/kWh）以上的峰谷价差能较大概率实现较好收益。工商业储能的经济性的核心指标为峰谷价差和投资成本。

表 4：工商业储能一充一放与两充两放经济性测算

投资数据									
单位装机投资	元/KWH	1700							
自有资金比例		30%							
分时电价指标									
峰谷电价	元/kWh	1.15							
平时电价	元/kWh	0.69							
谷时电价	元/kWh	0.31							
峰谷价差幅度	元/kWh	0.84							
一充一放		建设期	1	2	3	...	19	20	
套利收入预测	万元		18.98	18.74	18.50		14.71	14.47	
成本&管理费用预测	万元		15.03	15.03	15.03		0.89	0.89	
净现金流	万元	(51.00)	2.68	2.44	2.21		8.82	8.66	
IRR	6.93%								
LCOS	0.76								
两充两放		建设期	1	2	3	...	19	20	
套利收入预测	万元		27.16	26.48	25.80		21.05	20.37	
成本&管理费用预测	万元		8.03	8.03	8.03		8.03	8.03	
净现金流	万元	(51.00)	10.86	10.18	9.50		17.20	16.62	
IRR	16.29%								
LCOS	0.44								

资料来源：国家电网，信达证券研发中心测算

注：分时电价指标数据参考国网江苏 2023 年 5 月一般工商业及其他用电商户 35-110 千伏以下分时电度用电价格

图 8：一充一放下工商业储能 IRR 敏感性分析

一充一放下 IRR 敏感性分析 峰谷价差 (元/kWh)	单位装机投资 (元/Wh)					
	1.55	1.60	1.65	1.70	1.75	1.80
0.64	1%	0%	-1%	-1%	-2%	-2%
0.74	5%	4%	4%	3%	2%	2%
0.86	10%	9%	9%	8%	7%	6%
0.94	14%	13%	12%	11%	10%	9%
1.04	19%	18%	17%	15%	14%	13%
1.14	24%	23%	21%	20%	19%	18%

资料来源：信达证券研发中心测算

注：保持峰时-平时价差不变。

图 9：两充两放下工商业储能 IRR 敏感性分析

两充两放下 IRR 敏感性分析 峰谷价差 (元/kWh)	单位装机投资 (元/Wh)					
	1.55	1.60	1.65	1.70	1.75	1.80
0.58	7%	6%	6%	5%	4%	4%
0.64	10%	9%	8%	8%	7%	6%
0.74	15%	14%	13%	12%	11%	10%
0.84	20%	19%	18%	16%	15%	14%
0.94	26%	24%	23%	21%	20%	19%
1.04	32%	30%	28%	26%	25%	23%

资料来源：信达证券研发中心测算

注：保持峰时-平时价差不变。

我们判断 23 年有望成为工商业储能的发展元年，主要原因 23 年工商业储能的经济性有望大幅提升。工商业储能下游主要为工商业企业，投资是否具有经济性是工商业需求的核心因素之一，而 2023 年工商业储能经济性或将显著提升：**1、收益端**：预计峰谷电价差距将进一步拉大，分时电价机制也将得到完善，这可能为工商业储能提供更大的经济收益。**2、成本端**：由于碳酸锂等原材料价格的大幅下降以及制造业成本的持续下降，预计工商业储能的成本将大幅降低。此外，其他成本方面也仍然具有降低的空间。**3、政策端**：预计政府将进一步推进工商业储能的建设，包括提供补贴政策、调整输配电价政策，以及推广隔墙售电等政策措施。**4、应急需求**：在可能出现的顶峰缺电形势下，工商业储能有望保证电力供应的稳定，满足紧急需求。

2.2 收益端：峰谷价差不断拉大，分时电价不断完善

全国峰谷价差大于 0.7 元/kWh 的省份已达 19 个，且价差呈扩大趋势。根据图 8、9 测算结果以及分析，0.7 元/kWh 为工商业储能具备经济性的峰谷价差门槛值。数量变化上，2022 年 7 月至 2023 年 7 月，我国峰谷价差超过 0.7 元/kWh 的省份从 16 个增加至 19 个。价差变化上，共有 20 个地区的峰谷价差增大，如江西省从 0.3934/kWh 提升至 0.8225/kWh，山东省从 0.7036/kWh 提升至 0.8102/kWh。

图 10：各省市一般工商业代理购电峰谷价差情况（元/ kWh）

省市	一般工商业代理购电价格				
	2022年7月	2023年6月	2023年7月	高峰-低谷电价差	高峰-低谷电价差同
	高峰-低谷电价差	高峰-低谷电价差	高峰-低谷电价差	环比变化	比变化
江西	0.3934	0.6327	0.8225	↑ 0.1898	↑ 0.4291
四川	0.515	0.583	0.7582	↑ 0.1752	↑ 0.2432
河北南	0.5685	0.7607	0.7607	0	↑ 0.1922
广西	0.4859	0.4928	0.6406	↑ 0.1478	↑ 0.1547
青海	0.2843	0.3175	0.3616	↑ 0.0441	↑ 0.0773
河南	0.7112	0.7336	0.8972	↑ 0.1636	↑ 0.186
重庆	0.8024	0.7004	1.0119	↑ 0.3115	↑ 0.2095
湖北	0.777	0.8254	0.9692	↑ 0.1438	↑ 0.1922
广东(粤北山区)	0.8034	0.711	0.9664	↑ 0.2554	↑ 0.163
广东(东西两翼地区)	0.8924	0.7756	1.0519	↑ 0.2763	↑ 0.1595
广东(惠州)	0.9942	0.8537	1.1551	↑ 0.3014	↑ 0.1609
山东	0.7036	0.7786	0.8102	↑ 0.0316	↑ 0.1066
广东(珠三角五市)	1.0455	0.8885	1.2011	↑ 0.3126	↑ 0.1556
广东(江门市)	1.0455	0.8835	1.1945	↑ 0.311	↑ 0.149
湖南	0.9787	0.7463	1.0789	↑ 0.3326	↑ 0.1002
上海	0.9159	0.7565	1.0025	↑ 0.246	↑ 0.0866
陕西(榆林电网)	0.7006	0.6184	0.76	↑ 0.1416	↑ 0.0594
贵州	0.5015	0.5369	0.5399	↑ 0.003	↑ 0.0384
陕西(陕西电网)	0.744	0.6428	0.7906	↑ 0.1478	↑ 0.0466
江苏	0.8088	0.8091	0.8568	↑ 0.0477	↑ 0.048
吉林	0.736	0.5959	0.7742	↑ 0.1783	↑ 0.0382
北京	0.4802	0.4238	0.4895	↑ 0.0657	↑ 0.0093
福建	0.5438	0.5444	0.5495	↑ 0.0051	↑ 0.0057
辽宁	0.7083	0.7083	0.7103	↑ 0.002	↑ 0.002
冀北	0.571	0.5706	0.5712	↑ 0.0006	↑ 0.0002
云南	0.3165	0.3135	0.3164	↑ 0.0029	-1E-04
浙江	0.9435	0.9094	0.9371	↑ 0.0277	-0.0064
黑龙江	0.7437	0.5617	0.7306	↑ 0.1689	-0.0131
天津	0.8355	0.6069	0.8003	↑ 0.1934	-0.0352
安徽	0.8582	0.7513	0.8109	↑ 0.0596	-0.0473
海南	1.0815	1.0174	1.0176	↑ 0.0002	-0.0639
内蒙古东	0.6038	0.5389	0.5485	↑ 0.0096	-0.0553
山西	0.6856	0.4163	0.5343	↑ 0.118	-0.1513
宁夏	0.3971	0.2924	0.2917	-0.0007	-0.1054
新疆	0.6139	0.3423	0.438	↑ 0.0957	-0.1759
甘肃	0.1994	0.1522	0.1346	-0.0176	-0.0648

资料来源：北极星储能网，信达证券研发中心

注：仅统计单一制电价。

各地分时电价政策不断完善，实现两充两放的省份不断增加。为鼓励工商业用户改变用电模式，多地动态调整完善工商业用户分时电价政策，为峰谷套利提供重要支持。当前大部分地区设置两个高峰时段，能够进行两充两放。广东、江苏、山东、浙江、河南、河北等地在个别月份出台尖峰电价，江苏试行工业用电重大节日深谷价，多地高耗能企业电价涨至 1.5 倍，在实现两充两放之外进一步扩大套利空间。以广东省 7-9 月为例，10:00-11:00、14:00-15:00、17:00-19:00 为高峰段，11:00-12:00、15:00-17:00 为尖峰段，可在 0:00-8:00 谷时及 12:00-14:00 平时充电，高峰/尖峰放电。两充两放提高储能利用率、增加套利

收入、缩短投资回报期，其经济性使得工商业储能投资更具吸引力。叠加峰谷价差持续拉大趋势，储能套利空间广阔，收益有望进一步提升。

表 5: 2022 年 11 月以来分时电价相关政策

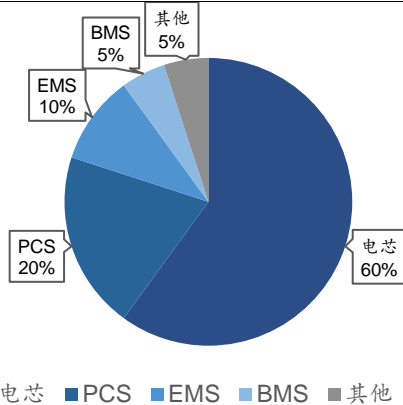
颁布时间	地区	政策文件	主要内容	执行时间
2023.5.24	江苏省	《关于进一步完善分时电价政策的通知》	1、优化工业用电季节性尖峰电价。为加大力度引导工业电力用户主动避峰，保障民生用电稳定供应，确保电力供需平稳，优化完善 315 千伏安及以上的工业用电夏、冬两季 尖峰电价政策 ：每年 7 至 8 月，14:00-15:00 和 20:00-21:00，执行夏季尖峰电价，同时将 17:00-18:00 从峰期调整为平期；12 月至次年 1 月，9:00-11:00 和 18:00-20:00，执行冬季尖峰电价。夏、冬两季尖峰电价，统一以峰段电价为基础，上浮 20%。 2、试行工业用电重大节日深谷电价。为适应以新能源为主体的新型电力系统建设，缓解重大节日期间电力阶段性供大于求的现象，鼓励和引导有调节能力的连续生产工业电力用户主动增加用电负荷，提升电力系统整体效能，对 315 千伏安及以上的工业用电 试行重大节日深谷电价 ，每年春节、“五一”国际劳动节、国庆节期间，11:00-15:00，在平段电价基础上，以峰段电价为计算基础，下浮 20%。前述三个节假日具体时间以国家公布为准。 3、尖峰电价增收资金，统筹用于需求响应、弥补试行深谷电价分时电费减收、采购区外电力现货“超支”购电成本等全省能源电力保供工作。	2023.7.1
2023.5.17	安徽省	《关于完善迎峰度夏（冬）期间用电峰谷时段划分等有关事项的通知》（征求意见稿）	每年 7、8 月期间，每日用电高峰时段调整为 16:00-24:00；低谷时段调整为 0:00-9:00；9:00-16:00 为平段。其他月份峰谷时段保持不变，每日 9:00-12:00、17:00-22:00 为高峰时段，23:00-次日 8:00 为低谷时段，其余时间为平段。	2023.7.1
2023.5.15	北京市	《关于进一步完善本市分时电价机制等有关事项的通知》（征求意见稿）	1、明确执行范围。本市分时电价政策执行范围为除地铁、无轨电车、电气化铁路牵引用电外的所有工商业用户；尖峰电价政策执行范围为变压器容量在 100 千伏安（千瓦）及以上的工商业用户。 2、优化时段划分。全年峰谷时段按 24 小时分为高峰、平段、低谷三段各 8 小时，并在夏季（7、8 月）、冬季（1、12 月）各执行 3 小时的尖峰电价。调整峰谷价差。一般工商业用电峰平谷电价比例统一调整为 1.8:1:0.3 ，大工业用电峰平谷电价比例统一调整为 1.6:1:0.4 。尖峰电价在高峰电价基础上上浮 20%。	2023.5.15
2023.4.28	四川省	《四川省发展和改革委员会关于调整我省分时电价机制的通知》	在 1 月、7 月、8 月和 12 月夏冬两季负荷高峰时期，为进一步促进大型商业用户挖掘空调柔性控制潜力、加大综合能源利用力度，对专用变压器容量在 2000 千伏安及以上的大型商业用户，不再参照全省商业用户原分时电价与目录电价平均差额执行平均电价， 须执行峰谷分时电价 。	2023.6.1
2022.12.16	上海市	《关于进一步完善我市分时电价机制有关事项的通知》	一般工商业及其他两部制、大工业两部制用电夏季（7、8、9 月）和冬季（1、12 月）高峰时段电价在平段电价基础上上浮 80% ，低谷时段电价在平段电价基础上下浮 60%，尖峰时段电价在高峰电价的基础上上浮 25% 。	2023.1.1
2022.11.5	河南省	《关于进一步完善分时电价机制有关事项的通知》	除国家有专门规定的电气化铁路牵引用电外， 工商业电力用户应执行分时电价 ，其中，商业和非居民照明电力用户可选择执行分时电价。鼓励工商业电力用户通过配置储能、开展综合能源利用等方式降低高峰时段用电负荷、增加低谷用电量，通过改变用电时段来降低用电成本。	2022.12.1

资料来源：江苏省发展和改革委员会，安徽省发展和改革委员会，北京市发展和改革委员会，四川省发展和改革委员会，上海市发展和改革委员会，河南省发展和改革委员会，信达证券研发中心

2.3 成本端：碳酸锂价格大幅下降，投资成本大幅下降

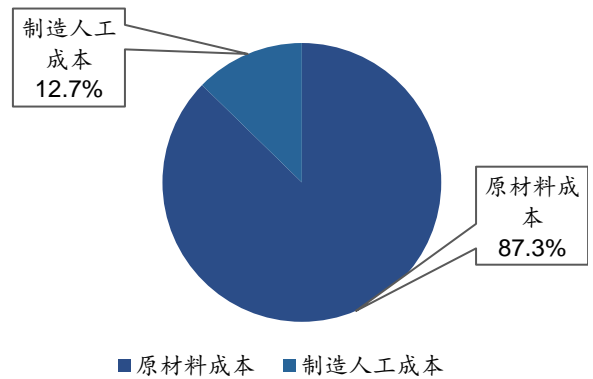
电芯占储能系统成本比重 60%，其正极主要材料为碳酸锂。在储能系统中，电芯是最大的成本支出，降本空间广阔，主要由正负极材料、电解液、隔膜等组成。原材料成本占电芯成本比重 87.3%，其中半数为正极材料。碳酸锂作为正极关键材料，据 SMM 统计，占储能电芯成本高达 30%-40%。

图 11：储能系统各部件价值量占比



资料来源：中国行业研究网，信达证券研发中心

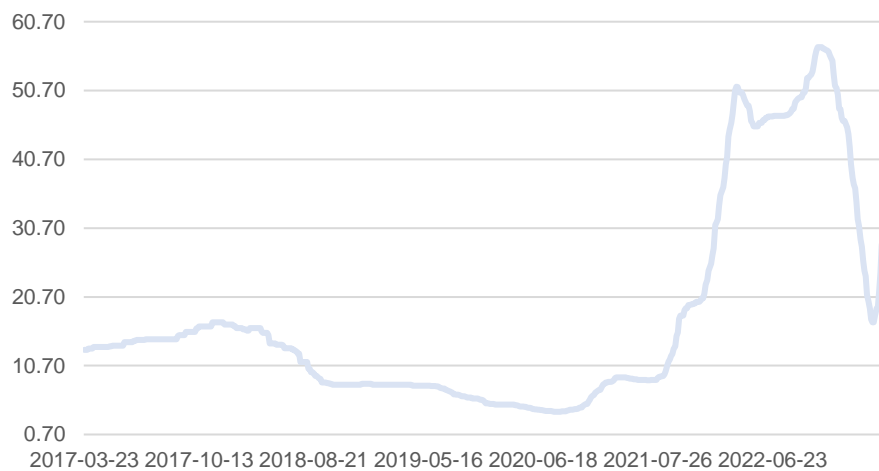
图 12：2022 年电芯成本结构占比



资料来源：江苏省储能行业协会，信达证券研发中心

碳酸锂价格进入下行通道，储能装机成本降低。2022 年碳酸锂价格大涨，11 月下旬一度高达 57 万元/吨，储能电池价格随之高涨，较 2021 年同期涨幅超一倍。2023 年 Q1 随国内盐湖和云母提锂释放产能、全球锂矿企业竞争加剧，碳酸锂价格进入下行通道，传导至下游储能系统，利好储能规模化发展。当前碳酸锂价格反弹回升、尚未企稳，或将震荡波动，未来随着供给端产能逐渐释放，碳酸锂价格仍有下降空间。

图 13：电池级碳酸锂价格（万元/吨）



资料来源：安泰科，iFinD，信达证券研发中心

碳酸锂价格每下降 5 万元/吨，两充两放下 IRR 提升约 0.5%。我们按照 55 万元/吨的碳酸锂价格测算电芯为 0.918 元/Wh，储能 EPC 价格为 2.00 元/Wh。碳酸锂价格每下降 5 万元/吨，电芯价格下降 0.029 元/Wh，两充两放下储能 IRR 提升约 0.5%。当碳酸锂价格从 55 万元/吨跌至 25 万元/吨，IRR 将从 10.7%提升至 13.7%。

制造业降本为常态，其他成本仍具有降本空间。除碳酸锂价格下降带来的成本下降之外，制造业会随着规模效应、技术不断成熟/更迭，成本持续下降，因此我们认为储能系统价格成本下降空间较大，有望进一步带来储能的收益率提升。

表 6: 碳酸锂价格变化带来的储能成本以及 IRR 变化

项目	碳酸锂价格下降带来的储能成本以及 IRR 变化								
	60	55	50	45	40	35	30	25	20
电芯单位成本 (元/Wh)	0.948	0.918	0.889	0.860	0.830	0.801	0.772	0.742	0.713
成本下降百分比		3.09%	3.19%	3.30%	3.41%	3.53%	3.66%	3.80%	3.95%
电芯成本下降 (元/Wh)		0.029	0.029	0.029	0.029	0.029	0.029	0.029	0.029
储能 EPC 价格 (仅考虑电芯成本下降) (元/Wh)	2.03	2.00	1.97	1.94	1.91	1.88	1.85	1.82	1.79
两充两放下 IRR (其他条件不变)	10.3%	10.7%	11.2%	11.6%	12.1%	12.6%	13.2%	13.7%	14.3%

资料来源: 信达证券研发中心测算

2.4 政策端：政策不断催化，推进工商业储能建设

多地用户侧储能补贴落地，补贴方向与分布式光伏结合。2022 年全年各地共发布 20 项储能补贴政策，涉及放电补贴、容量补贴与投资补贴，体现出与分布式光伏相结合的方向特点，是地方产业招商的重点项目。补贴政策直接降低初始投资、有望增加投资收益，提升工商业储能经济性。其中浙江、江苏、四川、广东等地政策出台密集，浙江省龙港市放电补贴力度最大，高达 0.8 元/千瓦时。

表 7: 2022 年用户侧储能补贴政策

补贴类型	省份	地区	政策文件	主要内容
放电补贴	安徽	合肥	《合肥市进一步促进光伏产业高质量发展若干政策实施细则》	对 1MW 以上的新型储能电站，按放电量给予投资主体不超过 0.3 元/kWh 补贴，连续补贴不超过 2 年，同一企业累计最高不超过 300 万元。
	安徽	芜湖	《芜湖市人民政府关于加快光伏发电推广应用的实施意见》	按实际放电量给予运营主体 0.3 元/kWh 补贴，同一项目年度最高补贴 100 万元。补贴年限为 5 年。
	广东	深圳	《深圳市关于促进绿色低碳产业高质量发展的若干措施(征求意见稿)》	鼓励数据中心、5G 基站、充电设施、工业园区等结合电网需求布局储能系统，对已并网投运且装机规模 1 兆瓦以上的电化学储能项目，按照实际放电量给予最高 0.2 元/kWh 的支持，每个项目支持期限 3 年，资助总额最高 300 万元。
	湖南	长沙	《长沙市人民政府办公厅关于支持先进储能材料产业做大做强的实施意见》	支持企业利用储能电站降低用电成本，按储能电站的实际放电量给予储能电站运营主体 0.3 元/kWh 的奖励，单个企业年度奖励额度不超过 300 万元。
	江苏	苏州工业园区	《苏州工业园区进一步推进分布式光伏发展的若干措施》	支持光伏项目配置储能设施，2022 年 1 月 1 日后并网、且接入园区碳达峰平台的储能项目，对项目投资方按项目放电量补贴 0.3 元/kWh，补贴 3 年。
	浙江	龙港	《关于进一步推进制造业高质量发展的若干政策》	对于实际投运储能项目，按照实际放电量给予储能运营主体 0.8 元/千瓦时的补贴。
	浙江	义乌	《推动源网荷储协调发展和加快区域光伏产业发展的实施细则》	根据峰段实际放电量给予储能运营主体 0.25 元/kWh 的补贴、补贴两年，补贴资金以 500 万元为上限。

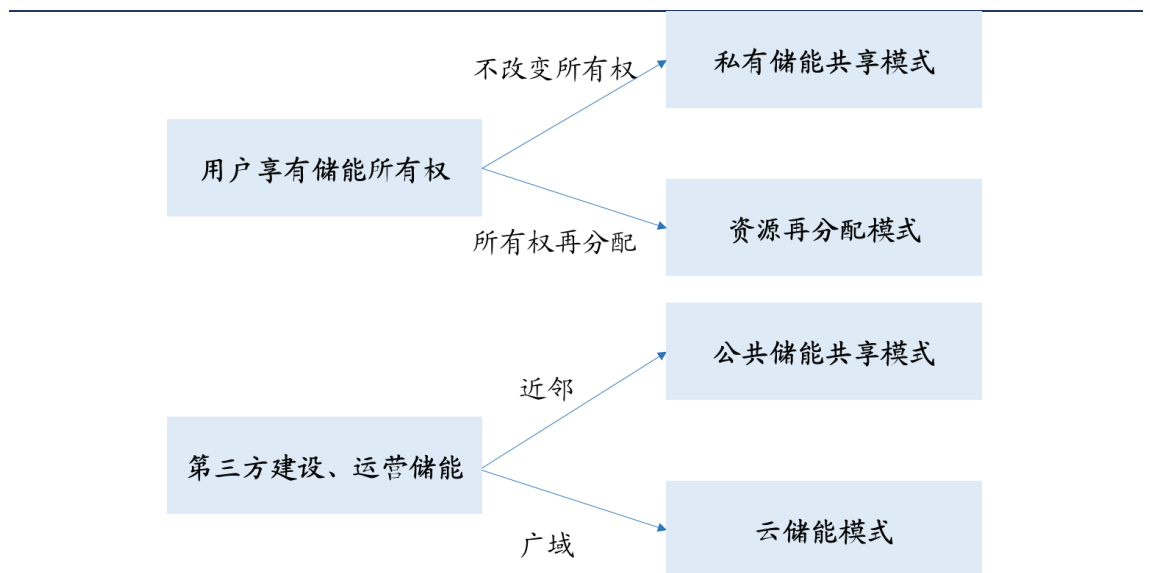
	重庆	铜梁区	《关于开展2022年铜梁区光储一体化示范项目申报工作的通知（征求意见稿）》	规模大于2MWh且年利用小时数不低于600小时。连续3年给予项目运营主体0.5元/kWh的资金补贴，新建光伏设施的，再补贴0.5元/kWh，两项补贴金额累计不超过1000万元。
	重庆	铜梁区	《关于开展2022年铜梁区光储一体化示范项目申报工作的通知（征求意见稿）》	按照储能设施规模给予1.3元/Wh的一次性补贴，如果在建设储能设施的同时新建光伏设备，对于新建的光伏设备按照2.9元/W进行一次性补贴。
	重庆	两江新区	《重庆两江新区支持新型储能发展专项政策》	对在新区备案且建成投运的用户侧储能、独立储能、 分布式光储、充换储一体化 等项目，储能配置时长不低于2小时的，按照储能设施装机规模给予200元/kWh容量补贴，单个项目补贴最高不超过500万元。
	广东	肇庆高新区	《肇庆高新区节约用电支持制造业发展补贴资金申报指南》	验收合格并已投入使用的储能、冰蓄冷项目，按150元/kW的装机容量补贴金额，发放给制造业企业（场地提供方和项目建设方按7:3比例分配），每个项目（企业）补贴金额总和不超过100万元。
			《肇庆高新区节约用电支持制造业发展补贴实施细则》	建设光伏、储能、冰蓄冷项目自用的企业可申报相关补贴，建成使用后给予150元/kWh补贴，每个区内企业最高补贴100万元。
	江苏	无锡高新区	《关于无锡高新区（新吴区）关于节能降碳绿色发展的政策意见》	对实际投运的新建储能项目，按照项目装机容量给予使用单位一次性补贴0.1元/瓦，单个项目最高上限50万元。对以合同能源管理模式投资区外的新建储能项目投资方按照项目装机容量给予一次性补贴，补贴标准为0.05元/瓦，单个项目最高上限25万元。
容量补贴	四川	成都	《成都市发展和改革委员会关于申报2022年生态文明建设储能领域市级预算内基本建设投资项目的通知》	对入选的用户侧、电网侧、电源侧、虚拟电厂储能项目，年利用小时数不低于600小时的，按照储能设施规模给予每年230元/千瓦补贴，单个项目最高不超过100万元，补贴3年。
			四川省成都市经信局公开征求《成都市能源结构调整十条政策措施》《成都市能源结构调整行动方案（2021-2025年）》意见建议	积极推进电源、电网、用户侧配套建设储能示范建设，按储能设施规模200元/千瓦给予补助。电池回收利用体系，按电池容量给予20元/千瓦时补助。
	永康		《永康市整市屋顶分布式光伏开发试点实施方案》	对非居民用户侧储能项目（年利用小时数不低于600小时），按照储能设施按150元、120元、100元每千瓦逐年退坡补贴。
	浙江	诸暨	《诸暨市整市推进分布式光伏规模化开发工作方案》	实施整市推进分布式光伏规模化开发四大工程，分布式光伏开发的同时，按不低于光伏装机容量10%的要求总体配套建设光伏储能设施容量。市财政给予储能设施投资单位一次性补贴200元/kWh，单个项目最高不超过100万元。
			嘉善	《关于推进分布式光伏发展的若干意见》
		金华婺城区	《关于加快推动婺城区新型储能发展的实施》	对于接受统一调度的调峰项目（年利用小时数不低于600小时）给予容量补偿，补偿标准逐年退坡，补贴期暂定3年（按200元、180元、170元/千瓦·年退坡），按照省级补偿的标准享受省级补偿。
投资补贴	浙江	舟山普陀区	《舟山市普陀区清洁能源产业发展专项资金实施管理办法》	对开发建设新型储能项目的企业，每建成投运1个新型储能项目，补助资金30万元。
	北京	朝阳区	《关于公开征集朝阳区2022年节能减碳项目的通知》	对储能技术项目给予不超过总投资额20%的补助。
	山西	太原	《太原市招商引资支持新能源产业发展措施》	对新型储能项目（化学、压缩空气等）给予补助，建成后，按投资额的2%补贴，最高不超过500万元。

资料来源：能源电力说，信达证券研发中心

“隔墙售电”在浙江率先破局，有望落地开花促成共享用户侧储能模式。“隔墙售电”指分布式能源可以直接通过配电网将电能销售给周边用户，省去先低价卖给电网、再由用户从电网高价买回的过程。2017年10月31日，《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》文件出台，标志着“隔墙售电”在我国正式启动。2022年9月29日，浙江省颁布《浙江省电力条例》，提出分布式发电企业可以与周边用户按规定直接交易，成为首个“隔墙售电”政策落地省份。2023年3月宁夏、广东先后出台政策，积极推行“隔墙售电”模式。“隔墙售电”给工商业储能带来共享储能的发展新机遇，可以视用户分布与储能归属分为私有储能共享模式、资源再分配模式、公共储能共享模式、云储能模式。资源方面，全民参与的共享储能模式整合了负荷侧储能、提供灵活性资源；收益方面，降低了储能投资成本、拓宽业主或运营商盈利边界。随着“隔墙售电”与共享储能发展完善，工商业储能未来规模可期。

- 1) **私有储能共享模式**: 适合用户数量少且均配备储能的情况。此模式下储能设备所有权仍归用户所有, 用户间可以交易储能设备的闲置容量, 将其视作可调动的灵活性电力资源。
 - 2) **资源再分配模式**: 适合用户数量多且均配备储能的情况。此模式下将区域用户储能相连接, 实现容量共享, 按容量需求再分配用户对储能设备的所有权。
 - 3) **公共储能共享模式**: 适合邻近的商业楼宇、工业园区。同一供电区域下的用户集资投资或由投资方出资建储, 由共享储能运营商统一管理、统一供电。
 - 4) **云储能模式**: 适合广域范围的工商业用户。云储能将分散的用户侧储能集中在云端, 由云储能提供商建设、调度和维护, 摆脱传统模式对距离的限制, 不仅能在邻近范围内实现共享, 亦可满足广域范围用户需求。
- 我们认为若“隔墙售电”促成用户侧共享储能模式, 工商业储能有望规模化降本, 增加管理效率, 还有望创造辅助服务收益的可能性, 进而促进未来工商业储能的规模化发展。

图 14: 工商业共享储能模式



资料来源: 绿创碳中和, 信达证券研发中心

表 8: 隔墙售电相关政策梳理

发布方/省份	颁布时间	政策文件	主要内容
国家发展改革委、国家能源局	2017.10.31	《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》	提出组织分布式发电市场化交易试点, 标志着隔墙售电正式启动。
国家能源局	2021.12.22	《能源领域深化“放管服”改革优化营商环境实施意见》	明确“支持分布式发电参与市场交易”。
国家能源局、农业农村部、国家乡村振兴局	2021.12.29	《加快农村能源转型发展助力乡村振兴的实施意见》	提出“创新发展新能源直供电、隔墙售电等新模式”; 国家政策层面首次出现了“隔墙售电”文字描述。
国家发展改革委、国家能源局	2022.1.18	《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》	提出“健全分布式发电市场化交易机制。鼓励分布式光伏、分散式风电等主体与周边用户直接交易”。
国家发改委、国家能源局	2022.1.29	《“十四五”现代能源体系规划》	提出“完善支持分布式发电市场化交易的价格政策及市场规则”。
浙江	2022.9.29	《浙江省电力条例》	提出分布式发电企业可以与周边用户按照规定直接交易。

宁夏	2023.3.2	《宁夏回族自治区能源领域碳达峰实施方案》	积极推动分布式发电市场化交易，推行分布式发电“隔墙售电”模式。
山东	2023.3.13	《山东省电力市场体系建设工作分工方案》	对于“隔墙售电”，方案明确健全分布式发电市场化交易机制，鼓励分布式光伏、分散式风电等主体与周边用户直接交易，完善微电网、存量小电网、增量配电网与大电网间的交易结算、运行调度等机制。

资料来源：发改委，国家能源局，信达证券研发中心整理

2.5 应急需求：高峰缺电形势下，工商业储能保证电力供应稳定

限电政策频发，限电损失催生工商业用户对电力保供需求。2021 年受煤电价格倒挂导致发电意愿大降、“能耗双控”目标驱动，全国大范围限电，严控高能耗高污染行业用电。2022 年高温高旱天气持续时间长、用电需求激增，多地发布有序用电方案，四川、重庆两地要求辖区内工业企业放高温假。限电甚至停电导致工商业企业减产、收益下滑，停电重启成本高昂的企业将蒙受更大损失。在此背景下，限电受损严重的工商业企业对于保障用电安全的需求迫切。

储能用作后备电源，有效保证供电稳定性。在用电连续性要求高的场景下，储能系统可先储存新能源发电设备余电或通过电力系统充电，在电网限电停电时替代传统 UPS 电源作为备用电源，为工商业用户提供紧急用电支持，保障用电稳定性、维持正常经营。

表 9：2021、2022 年部分省市限电政策

时间	地区	具体限电政策
2021.7	宁夏	吴忠市高耗能企业停限产一个月。
2021.8	河南	十千伏以下工业企业全部停产部分加工企业限电三周以上;郑州、洛阳部分铝加工企业接到通知，大型工业企业视情况限电 50%。
2021.9	山东	近期山东各个地区陆续接到限电通知:日照市发布紧急预警，电力供应缺口大，缺电时间可能持续至 9 月底;枣庄市发布通知，需求响应优先，有序用电保底;淄博广区限电政策不断升级，限电时间从 16:00-20:00 最终调整为 7:30-24:00。
2021.9	江苏	对辖区内重点用能企业实行用电降负荷，在确保安全的前提下对重点用能企业实施停产，预计将停产至 9 月 30 日。
2022.8	安徽	安徽省合肥市发改委、国网合肥供电公司发布《致全市电力用户节约用电倡议书》，称今夏全市电力供需形势紧张，倡导工业企业通过计划检修等方式错峰让电，主动支持缓解用电高峰时段供电压力。
2022.8	四川	取消主动错峰需求响应，在全省（除攀枝花、凉山）的 19 个市（州）扩大工业企业让电于民实施范围，对四川电网有序用电方案中所有工业电力用户（含白名单重点保障企业）实施生产全停（保安负荷除外），放高温假。
2022.8	重庆	重庆市经济和信息化委员会、国网重庆电力公司联合发布《关于扩大工业企业让电于民实施范围的紧急通知》，要求辖区内工业企业从 8 月 15 日到 8 月 24 日采取放高温假的方式，让电于民。此次重庆限电区域涉及两江新区、渝北区、北碚区、璧山区、巴南区、高新区、江津区等。

资料来源：中化新网、同花顺、金融投资报、新安晚报、澎湃新闻，界面新闻，信达证券研发中心整理

三、虚拟电厂为新型电力系统必要一环，打开工商业储能远期空间

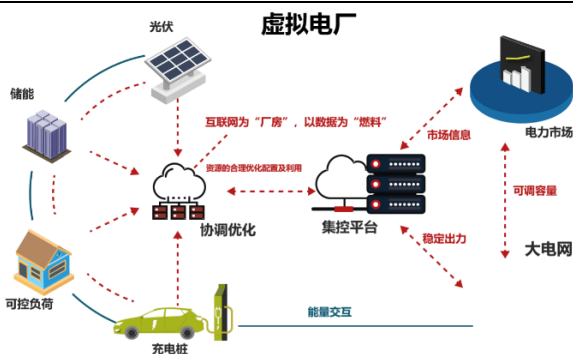
3.1 虚拟电厂整合负荷侧灵活性资源，工商业储能是体现虚拟电厂灵活性的核心

虚拟电厂的基础为灵活性资源，核心是智能化平台。虚拟电厂（VPP）实际是一个能量管理系统，指运用信息通信、物联网、先进计量等技术，将用户侧分散的清洁能源、储能系统、可控负荷、电动汽车等分布式能源聚合，作为一个特殊电厂参与电力市场交易、接受电网调度指令、参与需求侧响应、提供电网辅助服务。虚拟电厂的本质是整合一个区域内的分布式发电、灵活性调节资源，使发用电出力内部尽量平衡，进而作为一个整体（可以为发电、可以为负荷）参与电力系统。因此灵活性资源为虚拟电厂的“基础建设”，智能化调度平台是虚拟电厂的核心。

虚拟电厂是较为有经济性的“削峰”投资，政策持续加速推进虚拟电厂建设。根据国家电网测算，通过火电厂实现电力系统削峰填谷，满足 5% 的峰值负荷需要投资 4000 亿；而通过虚拟电厂，在建设、运营、激励等环节投资仅需 500-600 亿元，具有较大经济性优势。近年来国家层面、各省层面政策也在不断加速推进虚拟电厂的建设，广东明确提出在广州深圳推进虚拟电厂试点，逐步培育形成百万千瓦级虚拟电厂响应能力。

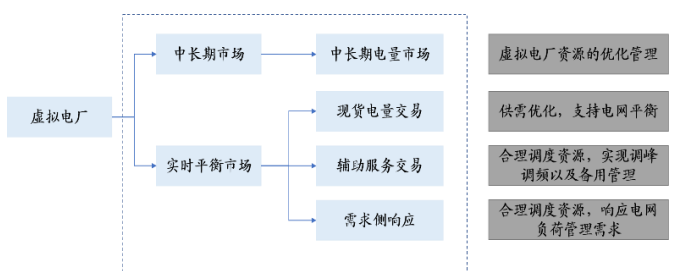
工商业储能是体现虚拟电厂灵活性的核心，虚拟电厂有望拓展工商业储能盈利模式。对于虚拟电厂而言，灵活性主要表现为为可调节负荷、用户侧储能。由于容量较小，或难以满足电力交易市场买方需求，可以通过聚合方式参与虚拟电厂，从市场交易获益。我国虚拟电厂产业起步晚，近两年政策不断加码，各地建立虚拟电厂试点示范项目，发展有望提速。以广东省为例，2023 年 6 月颁布的《广东省促进新型储能电站发展若干措施》中指出，在广东、深圳开展试点项目，统筹全省虚拟电厂接入、市场交易和协同控制，逐步培育形成百万千瓦级虚拟电厂响应能力。

图 15：虚拟电厂运作模式图



资料来源：能源电力说，信达证券研发中心整理

图 16：虚拟电厂参与电力交易的主要模式



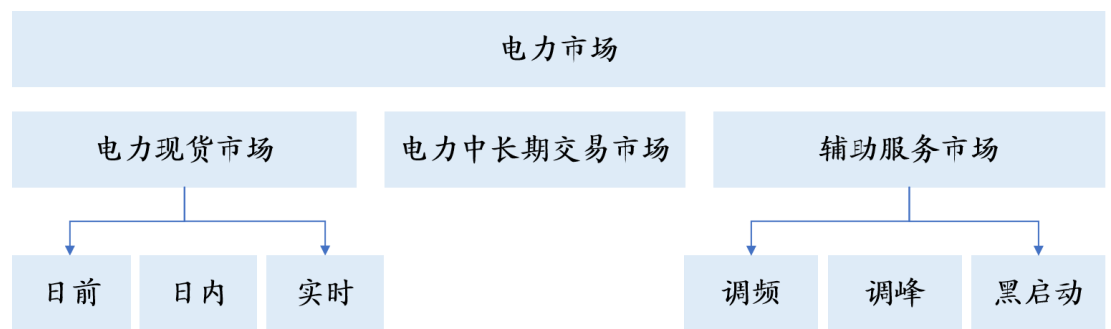
资料来源：能源电力说，信达证券研发中心

表 10: 虚拟电厂相关政策梳理

发布方/省份	颁布时间	政策文件	主要内容
国家发展改革委、国家能源局	2021.3	《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》	依托“云大物移智链”等技术，进一步加强源网荷储多向互动，通过 虚拟电厂 等一体化聚合模式，参与电力中长期、辅助服务、现货等市场交易，为系统提供调节支撑能力。
国家发展改革委、国家能源局	2022.1	《“十四五”现代能源体系规划》	开展工业可调节负荷、楼宇空调负荷、大数据中心负荷、用户侧储能、新能源汽车与电网（V2G）能量互动等各类资源聚合的 虚拟电厂 示范。
内蒙古	2022.2	《内蒙古自治区“十四五”能源发展规划》	在呼和浩特市、通辽市、乌兰察布市和鄂尔多斯市等地区，鼓励聚合可调节负荷资源、储能和分布式新能源，发展供需智能互动的 虚拟电厂 ，促进新能源消纳利用
河北	2022.4	《河北省“十四五”新型储能发展规划》	加快推动源网荷储融合建设，鼓励电网企业联合社会资本建设以大规模共享储能为支撑的区域性 虚拟电厂 。
湖北	2022.5	《湖北省能源发展“十四五”规划》	推动电动汽车、氢燃料电池、智慧节能建筑等能源与交通、建筑领域的跨界融合，探索推广 V2G、商业储能、 虚拟电厂 、“光伏+”等新型商业模式。
上海	2022.7	《上海市碳达峰实施方案》	完善用电需求响应机制，开展 虚拟电厂 建设，引导工业用电大户和工商业可中断用户积极参与负荷需求侧响应，充分发挥全市大型公共建筑能耗监测平台作用，深入推进黄浦建筑楼宇电力需求侧管理试点示范，并逐步在其他区域和行业推广应用。
国家发展改革委	2023.5	《电力需求侧管理办法（征求意见稿）》	支持各类电力需求侧管理服务机构整合优化可调节负荷、新型储能、分布式电源、电动汽车、空调负荷等需求侧资源，以负荷聚合商或 虚拟电厂 等形式参与需求响应，创新用电服务模式，培育用电服务新业态。
广东	2023.6	《广东省促进新型储能电站发展若干措施》	推动新型储能电站与工业可控设备负荷、充换电设施、分布式光伏等资源聚合应用，配置“智能量测终端+多芯智能电表”，完成独立计量和智能控制，在广州、深圳等地开展 虚拟电厂 试点。统筹全省虚拟电厂接入、市场交易和协同控制，逐步培育形成百万千瓦级虚拟电厂响应能力。

资料来源：内蒙古自治区能源局，河北省发改委，应城市人民政府，上海市人民政府，广东省发展改革委，广东省能源局，信达证券研发中心整理

电力市场化改革是构建虚拟电厂的市场机制基础。2022 年 1 月国家发改委、国家能源局出台《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，明确指出到 2025 年初步全国统一电力市场体系。电力市场改革围绕电力商品属性为核心，建立完善电力现货市场、电力中长期交易市场、辅助服务市场等功能模块，引入储能电站、虚拟电厂、分布式能源等新型市场主体参与市场交易，利用市场机制优化电力资源配置，有利于促进新能源消纳和能源结构转型。电力市场化也是虚拟电厂形成的市场机制基础，因此电力市场化改革在推进虚拟电厂的形成上有重要作用

图 17: 我国电力市场体系各功能模块


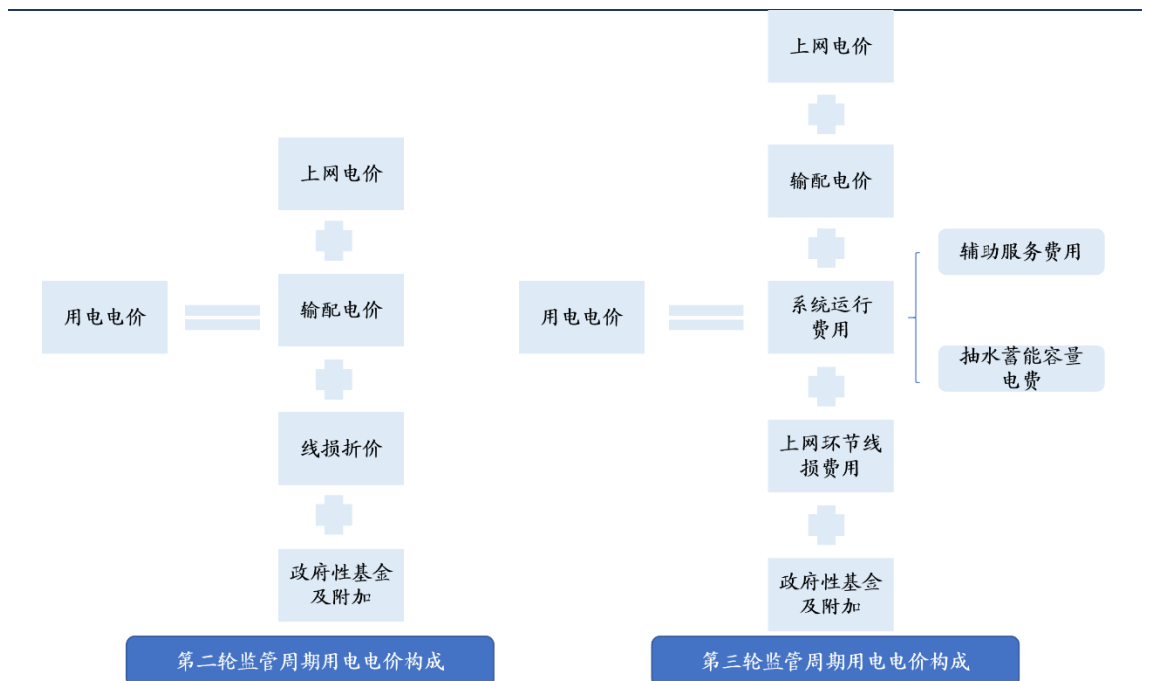
资料来源：潞安化工集团供电分公司，信达证券研发中心整理

第三轮输配电价改革启动，理顺电价传导机制，为电力市场的建设奠定基础。第三次输配电价主要包括：

1) 简化用户分类，首次推动实现工商业用户同价全覆盖：用户电价逐步归并为居民生活、农业生产和工商业用电三类，不再区分大工业用户、一般工商业用户。同电压等级工商业用户执行相同电价，避免交叉补贴、用电种类不同导致的同电压电价差，促进电力市场交易与竞争的公平性；

2) 输配电价按“准许成本+合理收益”原则核定：自2023年6月1日起，工商业用户用电价格由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等组成，新增上网环节线损费用、系统运行费用。其中，系统运行费用包括辅助服务费用、抽水蓄能容量电费等。此次电价结构调整突出了中间环节电价，清晰反映电力系统调节资源费用，引导用户为调节资源付费，利于工商业储能等市场主体参与电力市场辅助服务。

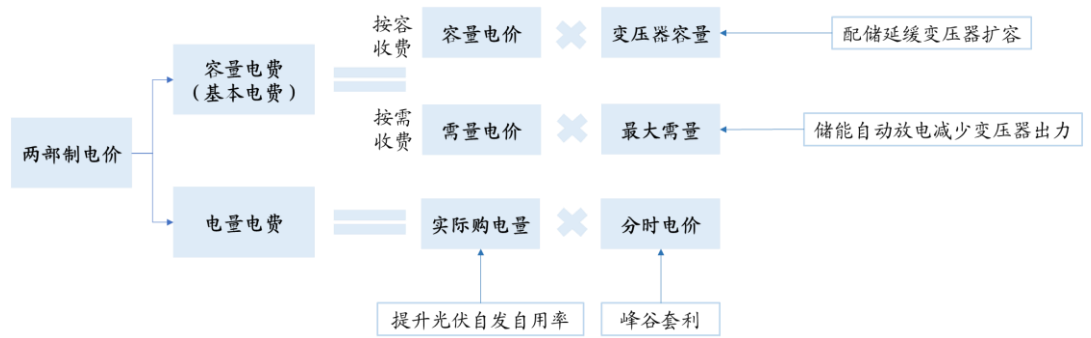
图 18：电价结构调整



资料来源：信达证券研发中心

3) 建立负荷率激励约束机制，利好安装工商业储能合理用电：对每月每千伏安用电量达到260千瓦时及以上的两部制用户，需量电价按90%执行，引导工商业用户合理确定用电报装容量，工商业用户亦可通过储能系统进行需量管理。

4) 扩大两部制电价工商业范围，增加需量管理需求。第三轮输配电价改革扩大了两部制电价执行范围，对于用电容量在100-315kVA的工商业用户，可选择执行两部制电价；用电容量在315kVA及以上的工商业用户，执行两部制电价，现执行单一制电价的用户可选择执行单一制电价或两部制电价。容量电费（基本电费）按用户变压器容量（按容收费）或运行的最大需要量（按需收费）计算，电量电费按用户实际购电量计算。工商业用户因此增加精细化管理电费的需求，比如安装光储系统可以同时降低容量电费与电量电费，节省用电支出。精细化管理需要布局能量管理系统，也为虚拟电厂的建设奠定基础。

图 19: 光储系统降低两部制电价示意图


资料来源：信达证券研发中心

电力辅助服务交易市场日益活跃，丰富工商业储能收益模式。当前我国辅助服务市场建设蓬勃发展，据中国能源报数据，2015年之前我国辅助服务费用占电费比例不足1.5%，近两年这一比重已经提升至2.5%。在电力市场改革浪潮中，负荷集成商、虚拟电厂、抽蓄、储能等新兴市场主体被纳入电力辅助服务交易，打开工商业储能盈利新渠道。

表 11: 辅助服务相关政策梳理

发布方/省份	颁布时间	政策文件	主要内容
国家能源局	2021.12.24	《电力辅助服务管理办法》	鼓励电化学、压缩空气、飞轮等新型储能、传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络等能够响应电力调度指令的可调节负荷（含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合）参与电力辅助服务。
南方能源监管局	2022.6.13	《南方区域电力并网运行管理实施细则》、《南方区域电力辅助服务管理实施细则》	具备调节能力负荷的纳入南方区域“两个细则”管理。可调节负荷包括南方区域地市级及以上电力调度机构直接调度的传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络等可调节负荷(含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合)。鼓励多个电力用户通过平台成为大容量直控型聚合平台。
浙江	2022.12.9	《浙江能源监管办关于开展浙江省第三方独立主体参与电力辅助服务第一次结算试运行的通知》	新型储能、电动汽车充电桩等容量5MW以上，持续响应时间1小时以上的第三方独立主体，可以为系统提供旋转备用、削峰调峰、填谷调峰辅助服务。其中削峰调峰价格上限为1000元/兆瓦时，下限为0元/兆瓦时。填谷调峰价格上限为320元/兆瓦时，下限为0元/兆瓦时。此外，旋转备用根据旋转备用容量、提供时间获取补偿。分为中标容量补偿和调用容量补偿两部分，调用补偿的补偿标准为10元/MWh。
	2023.2.1	《关于浙江省第三方独立主体参与电力辅助服务有关事项的通知》	经过2023年1月1日-2023年1月31日第三方独立主体参与电力辅助服务结算试运行，取得预期成效。自2023年2月1日转入常态化运行。
福建	2023.1.17	《福建电力市场运营基本规则（试行）》	包括储能企业、负荷集成商、可调节负荷等在内的新兴市场主体，都可参与福建电力市场。
广东	2023.3.21	《广东省新型储能参与电力市场交易实施方案》	在电力用户计量关口内并网的用户侧储能，保持与电力用户作为整体的运营模式，联合参与市场交易。

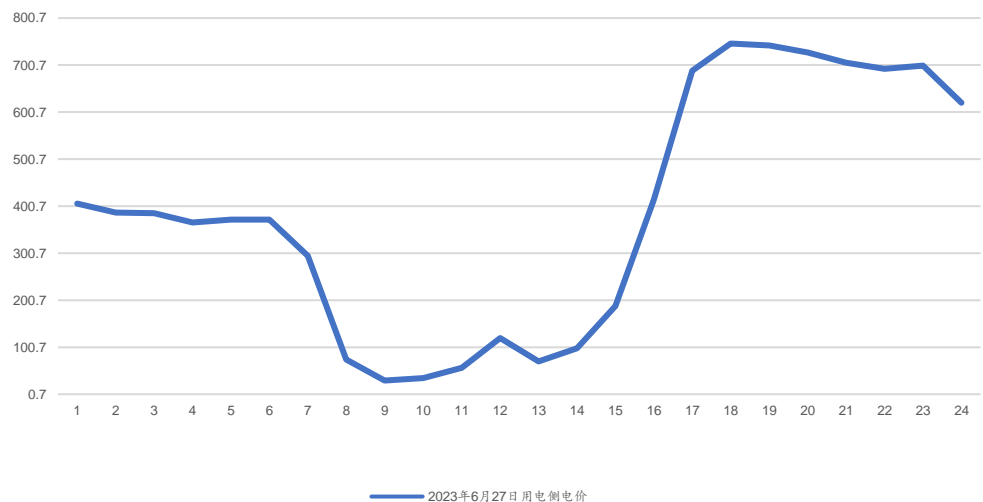
资料来源：国家能源局，浙江能源监管办，广东省能源局，国家能源局南方监管局，福建节能公众号，信达证券研发中心整理

3.2 虚拟电厂与工商业储能相互促进，提高收益率且或改变资产属性

虚拟电厂对工商业储能的影响是：

- 1) **收益率提升。**当前工商业储能的收益来源单一，主要为峰谷价差套利。而虚拟电厂的建设一方面带来了其他收益的可能性，如参与电力现货市场、提供辅助服务等，进而增加投资收益；另一方面，虚拟电厂的建设基础是电力市场化改革，而电力市场化后会放大光伏出力波动性的劣势，最终体现在光伏大幅出力的中午电价较低的情况（如山东的午时电价）、弃光率提升。而工商业储能对此受益，受益模式或从峰谷价差套利变为峰-零电价套利、甚至峰-负电价套利，减少了储能充电成本，进而增加收益率。

图 20：山东 6 月 27 日实时电价情况（元/兆瓦时）



资料来源：山东电力交易中心，信达证券研发中心

- 2) **工商业储能由可选性的资产投资品转为电力系统必要性投资品。**我们认为对于企业而言，工商业储能的普及性还不高，投资工商业储能的企业或将其作为锦上添花的可选投资品，用于节省电费。而虚拟电厂作为新型电力系统用户侧改革的重要一环，需要工商业储能的支撑，政策、市场机制或将“教育”工商业企业其储能的重要性，进而快速推广建设。这或将给工商业储能带来的是资产属性的变化，由可选投资品变为必要性投资品的投资观念的改变。

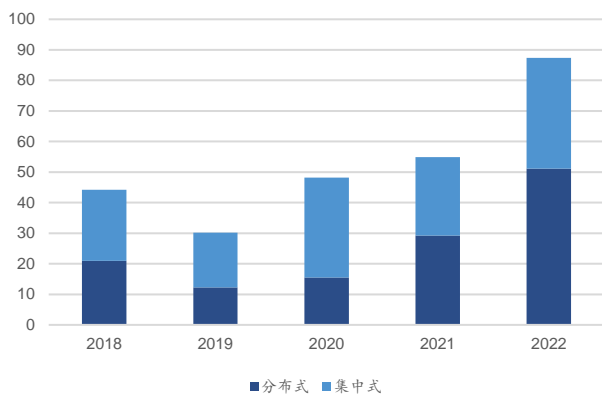
3.3 工商业储能短期需求高速增长，或提升工商业储能的收益、改变工商业的资产属性

短期来看，工商业储能与分布式光伏装机量相关。在虚拟电厂处于示范阶段的情况下，工商业储能的主要功能为降低用电成本，获得投资收益，其与分布式光伏功能类似，因此目前来看工商业储能与分布式光伏的相关性较强。

工商业光伏装机量赶超户用光伏装机量，发展驶入快车道。分布式光伏相较集中式光伏具有投资小、土地集约性高、应用场景广等特点，近年来发展迅速，可根据投资主体进一步划分为户用光伏、工商业光伏。在工业用电需求旺盛、电价中枢上升叠加政策支持背景下，2022年工商业光伏新增装机量赶超户用光伏，同比增长223%。2021年6月国家能源局发布《国家能源局综合司关于报送整县(市、区)屋顶分布式光伏开始试点方案的通知》，指出2023年底，工商业厂房屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于30%。展望今年，我们认为，

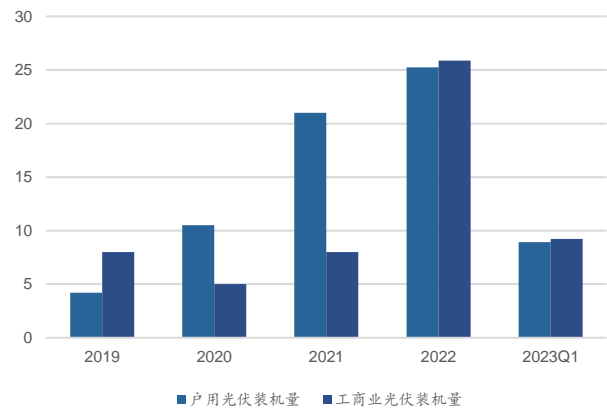
工商业光伏有望延续蓬勃发展态势。

图 21: 2018-2022 年我国光伏新增装机情况 (GW)



资料来源: CPIA, 国家能源局, 信达证券研发中心

图 22: 户用光伏和工商业光伏历年新增装机量情况 (GW)



资料来源: 国家能源局, 中商产业研究院, 财经十一人公众号, 信达证券研发中心

多地出台分布式光伏配储政策, 利好光伏配套工商业储能。截至目前, 已有江苏、浙江、山东、河北、河南五地对分布式光伏提出配储要求, 其中山东枣庄要求配储比例最高达 30%, 江苏、浙江同步出台分布式光伏配储补贴, 或推动配套工商业储能规模化发展。

表 12: 分布式光伏配储具体要求

省份	市区	政策名称	配储对象	储能配置要求
江苏	昆山	关于加快推进分布式光伏发电项目开发建设的工作意见	装机容量 2 兆瓦及以上的分布式光伏发电项目	不低于装机容量 8%
浙江	诸暨	诸暨市整市推进分布式光伏规模化开发工作方案	分布式光伏	不低于光伏装机容量 10%
江苏	苏州	关于加快推进全市光伏发电开发利用的工作意见 (试行) 的通知	2MW 以上的分布式光伏	不低于装机容量 8%
山东	枣庄	分布式光伏开发建设规范	分布式光伏项目	装机容量的 15%-30%、时长 2-4 小时
河北		屋顶分布式光伏建设指导规范 (试行)	屋顶分布式光伏项目	配套储能装置应满 10 年 (5000 次循环) 以上工作寿命, 系统容量 10 年衰减率不超过 20%
河南		分布式光伏接入电网技术指导意见	分布式光伏 (含户用)	绿色区域: 分布式光伏 (含户用) 需要配置不低于 10%、2 小时储能; 黄色区域: 分布式光伏 (含户用) 需要配置不低于 20%、2 小时储能; 红色区域: 暂停分布式光伏 (含户用) 项目的接入。

资料来源: 国际能源网, 光伏头条, 信达证券研发中心

注: 河南《分布式光伏接入电网技术指导意见》正在征求意见, 尚未正式实施。

表 13: 分布式光伏配储补贴政策

省份	市区	政策名称	补贴范围	补贴项目	补贴标准	补贴上限	补贴期限	备注
浙江	嘉兴市嘉善县	《嘉善县人民政府关于新一轮支持分布式光伏发展的若干意见》征求意见稿公示	2021年1月1日至2023年12月31日期间,在嘉善县境内建设并网的各类分布式光伏发电项目	实施的光伏发电项目配建储能系统并接受电网统筹协调的(经审批备案且年利用小时数不低于600小时),额外实行储能容量补贴	200元、180元、170元/千瓦·年		自2021年起暂定3年	本意见自2022年11月1日起施行,补助政策兑现期为2022年11月1日至2026年12月31日
浙江	绍兴市柯桥区	柯桥区整区屋顶分布式光伏开发试点实施方案		在柯桥区建设非户储能设施的分布式光伏项目配套	100元/千瓦时	储能一次性补助	5年	2021年1月1日-2025年12月31日期间
浙江	诸暨市	诸暨市整市推进分布式光伏规模化开发工作方案		“十四五”期间,诸暨建设新型储能	200元/千瓦时	一次性储能设施投资补贴,单个项目最高不超过100万元		
江苏	苏州市吴江区	苏州市吴江区人民政府关于印发苏州市吴江区分布式光伏规模化开发实施方案的通知	对2021年7月至2023年底期间并网发电,且接入全区光伏发电数字化管理平台的光伏和储能项目进行补贴	实际投运的储能项目	0.9元/千瓦时		2年	
江苏	苏州工业园区	园区管委会关于印发《苏州工业园区进一步推进分布式光伏发展的若干措施》的通知		支持光伏项目配置储能设施,2022年1月1日后并网、且接入园区碳达峰平台的储能项目	0.3元/千瓦时		3年	自公布之日起(2022年3月1日)施行,有效期3年

资料来源:国际能源网,光伏头条,信达证券研发中心

光伏发电市场化交易态势明确,光伏配储经济性有望凸显。各省市发布的2023年光伏发电市场化交易政策中,已有青海、云南、山东等6地明确要求光伏参与市场化交易,由电力市场供需情况决定售电价格,改变原先按固定不变电价上网的商业模式。在新能源消纳问题亟待解决的背景下,光伏发电市场化造成电力供应大幅增加,使得售电价格波动,甚至出现负电价,削弱仅装工商业光伏项目的经济性。我们认为,此前提下若配套建设工商业储能,或能降低充电机会成本,配储经济性将进一步凸显。

表 14: 2023 年各省(市)光伏发电市场化交易政策

政策文件	地区	市场化交易方案
《青海省2023年电力市场交易方案》	青海	集中并网新能源企业(扶贫、特许经营权、存量光热发电项目,光伏应用领跑者基地保障利用小时以内发电量除外)全部参与市场交易。
《关于做好2023年云南电力中长期合同签订履约工作的通知》	云南	(1) 存量新能源项目: ① 枯平期(1-5月、11-12月)全部上网电量参与市场化交易,价格按照市场机制形成 ② 汛期(6-10月)全部上网电量执行云南省城乡居民生活用电能替代政策,按当月月度集中竞价交易成交均价结算;
		(2) 新增新能源项目: 全部上网电量参与市场化交易,并可参与绿电交易,具体价格按照价格主管部门政策执行。
	山东	(1) 参与中长期交易的集中式新能源场站(不含扶贫光伏):全电量或50%电量参与市场;

《关于征求 2023 年全省电力市场交易有关工作意见的通知》		(2) 未参与中长期交易的集中式新能源场站 (不含扶贫光伏): 10%的预计当期电量参与现货市场。
《关于开展 2023 年电力市场交易工作的通知》	江苏	光伏发电年度绿电交易电量不超过 900 小时
《关于 2023 年广西电力市场交易实施方案的通知》	广西	风电、光伏超过等效上网电量的电量参与市场化交易, 风电发电企业等效利用小时数=800 小时, 光伏发电企业等效利用小时数=500 小时。
《2023 年辽宁省电力市场化交易方案》	辽宁	(1) 带新能源补贴的光伏机组优先发电小时数为 1300 小时, 折合上网小时数 1275 小时。 (2) 光伏优先发电以外的上网电量, 作为保量竞价上网电量参与市场化交易。

资料来源: 通威新能源, 信达证券研发中心

短期来看, 工商业储能需求 2023-2025 年有望达 5.1、10.4、18.7GWh。在收益不断提升、成本不断下降、政策持续推动、缺电焦虑持续的情况下, 我们预计未来两年经济性将推动工商业储能快速发展。我们基于: 1) 存量、新增分布式光伏配套储能渗透率不断提升, 23 年分别至 1%、20%。2) 配储比例逐步提升至 15%。3) 参考观研天下数据, 独立工商业储能新增装机逐步提升至 2023 年的 2.2GWh。我们测算工商业储能 2023-2025 年有望达 5.1、10.4、18.7GWh。

表 15: 以分布式光伏配储+独立工商业储能为逻辑测算工商业储能装机规模及市场空间预测

	单位	2021	2022	2023E	2024E	2025E
累计工商业光伏装机量		65.7	91.56	133.56	183.56	240.56
存量渗透率	%	0.15%	0.30%	1.00%	2.00%	3%
新增工商业光伏装机量	GW	7.4	25.86	42	50	57
新增渗透率	%	4%	8%	20%	40%	60%
配储比例	%	5%	10%	15%	17%	20%
配储时长	h	2	2	2	2	2
存量工商业光伏配套储能装机量	GWh	0.20	0.05	0.40	1.25	2.41
新增工商业光伏配套储能装机量	GWh	0.52	0.41	2.52	6.80	13.68
光伏配套工商业储能新增装机量	GWh	0.72	0.47	2.92	8.05	16.09
独立工商业储能新增装机功率	GW	0.20	0.62	1.09	1.19	1.31
独立工商业储能新增装机量	GWh	0.40	1.24	2.18	2.38	2.62
工商业储能新增装机量	GWh	1.12	1.71	5.10	10.43	18.71

资料来源: 国家能源局, 观研天下, 《中国工商业储能行业发展趋势分析与投资前景预测报告 (2023-2030 年)》, 《2022 中国分布式光伏行业发展白皮书》, 信达证券研发中心测算

虚拟电厂带来工商业储能远期空间以及需求超预期的可能。上述测算基于分布式光伏的装机并估计储能的渗透率, 由于目前量较小, 渗透率较低, 且工商业企业众多, 变化较大, 因此测算结果参考性一般。我们认为工商业储能提供给用户侧充足的灵活性资源, 奠定虚拟电厂的发展基础, 而虚拟电厂的建设增添未来收益增长的预期, 或将改变工商业储能的属性, 进而促进工商业储能的发展, 打开工商业储能的远期空间。这或将带来下游企业的观念的改变、储能的刚需属性凸显, 进而有望带动储能渗透率的快速提升, 我们认为虚拟电厂有望带来工商业储能需求超预期的可能。

我们预计在虚拟电厂建设顺利的前提下, 工商业储能累计装机 2030 有望达 189GWh。根据《电力需求侧管理办法 (征求意见稿)》, 2025 年的我国各省目标的需求响应能力为最大

用电负荷的 3-5%，根据中电联的测算 2025 年最大负荷为 16.3 亿千瓦，按需求响应能力为 5% 计算，对应的灵活性资源为 82GW。灵活性资源包括数据中心、储能、5G 基站、电动汽车、可调节负荷（如空调等）、电制氢等。其中储能是最为主要的灵活性资源，目前澳洲的虚拟电厂走在世界前列，澳洲的已有的虚拟电厂项目中，表后储能电池为主要的资源类型。我们预计在虚拟电厂建设前期可以挖掘较多的其他灵活性资源（比如空调等可调节负荷），工商业储能根据我们上表的测算，统计 2021-2025 年工商业总装机容量（2020 年之前容量较小，这里忽略）得到储能占灵活性资源的比例约 23%，但未来由于可调节负荷、电动车等跟人们用电习惯相关，调动有限，主要的灵活性由工商业储能贡献。天花板来看，根据郭永强等的《基于需求侧响应的广义储能容量配置方法研究》，微网的总负荷 5000KW 左右，可调节负荷约 800kW（包括电动汽车+空调，占比 16%），储能配置约 486-1243kW（占比约 10-25%），以此推测未来微网中维持电力稳定需要配置灵活性资源 26%-40%。假设 2030 年最大负荷调节能力占比 10%，工商业储能占灵活性资源的比例为 50%（相当于总负荷的 5%）。我们测算得到在虚拟电厂进展顺利的情况下，工商业储能 2025、2030 累计装机有望达 37、189GWh（累计装机 CAGR 为 38.5%），在此逻辑下工商业储能远期空间广阔。

表 16：以虚拟电厂为逻辑测算工商业储能装机规模及市场空间预测

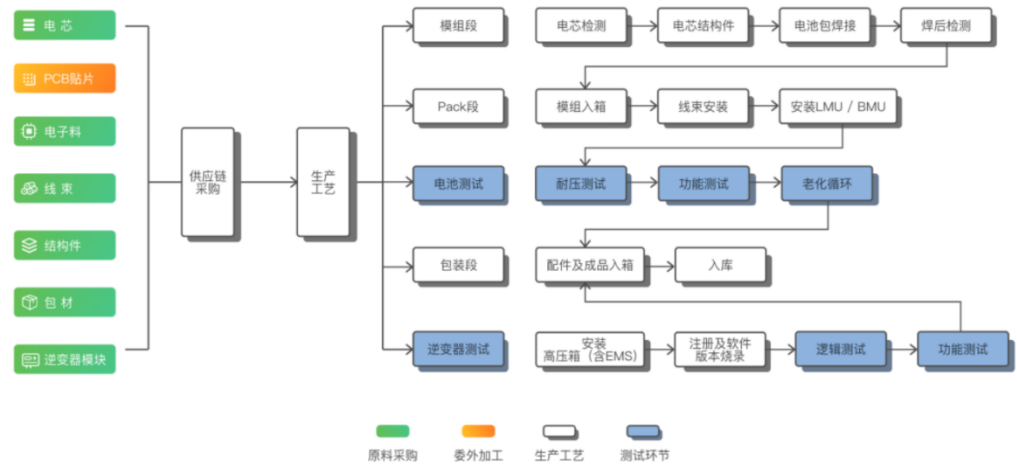
指标	单位	2025E	2030E
最大负荷	GW	1630	1890
负荷调节能力占比		5%	10%
调节负荷	GW	82	189
储能占可调节负荷的比例		23%	50%
储能功率	GW	18.5	94.5
配储时长	h	2	2
工商业储能需求	GWh	37.1	189.0
CAGR			38.5%

资料来源：中电联，国家发改委，郭永强等《基于需求侧响应的广义储能容量配置方法研究》，信达证券研发中心测算。注其中 2025 年累计装机为 2021-2025 年合计，因 2020 年之前工商业储能容量较小而忽略

四、产业链与其他类型储能相似，偏下游的企业更具投资弹性

工商业储能系统构成与储能电站基本一致，要求较储能电站更低。工商业储能系统主要由电池模组、逆变器、BMS（电池管理系统）、EMS（能量管理系统）和其他配件构成。工商业储能系统常用于 30kW 以上的应用场景，多采用集装箱一体式建造，但对于 MW 级别的大工业用户，其配置与储能电站一致。由于容量小、功能需求简单，工商业储能系统在电池响应速度、BMS 和 EMS 管理要求等方面要求均低于储能电站。

图 23：工商业储能系统生产工艺流程图



资料来源：沃太能源招股说明书，信达证券研发中心

表 17：工商业储能与储能电站系统配置对比

类型	电池	BMS	PCS	EMS
工商业储能	对响应时间要求相对较低，综合考虑成本和循环寿命、响应时间等因素。采用能量型电池。	对于中小工商业储能型电池系统，可对电池组提供过充、过放、过流、过温、欠温、短路及限流保护功能。还可以提供充电过程中的电压均衡功能，可以通过后台软件进行参数配置和数据监控，具备与多种不同类型的 PCS 进行通讯及联合对储能系统进行智能化管理。	工商业储能逆变器功能相对单一，以双向变流为基础，体积小，更容易与电池系统进行集成，可以根据自身需要进行灵活扩容；具备 150-750V 超宽电压范围，可满足铅酸电池、锂电池、LEP 等多种电池的串并联需求，单向充放电，适配多种类型的光伏逆变器。	工商业储能系统 EMS 大都不需要接受电网调度，功能较为基础，只需做好本地能量管理；需要支持储能系统电池均管理，保障操作安全，支持毫秒级快速响应，实现储能子系统设备集成管理和集中调控。
储能电站	储能电站收益主要来自于电力辅助服务，因此调频电站储能电池系统对循环寿命、响应时间要求较高，宁德时代、阳光电源等推出的电站电池系统循环次数在 8000 次左右。用于调频、紧急备用的电池可能会选用功率型，而目前大多储能采用的是能量型，与工商业储能类似。	储能电站对单体电池、电池组、电池堆进行分层、分级、统一的管理根据各层各级的特性对电池的各类参数及运行状态进行计算分析，实现均衡、报警、保护等有效的管理，使各组电池达到均等出力，确保系统达到最佳运行状态和最长时间；提供准确有效的电池管理信息，通过电池均衡管理可极大的提高电池能量利用效率，优化负荷特性。同时可最大程度地延长电池使用寿命，保障储能系统的稳定性、安全性及可靠性。	储能电站直流侧电压更宽，1500V 可满载运行；除却变流器的基本功能还需要具备电网支撑的功能，如具备一次调频、源网荷快速调度功能等，电网适应性强，能够实现功率快速响应 (<30ms)。	需要接受电网调度的储能电站对 EMS 系统要求较高，除了基本的能量管理功能，还需要具备为微电网系统提供电网调度接口及能量管理的功能。需要支持多种通信规约，具备标准电力调度接口，能够对能量搬移、微电网、电力调频等应用场合的能量进行管理和监控，支持源、网、荷、储等多能互补系统监控。

资料来源：和瑞电投，信达证券研发中心

工商业储能系统产业链完善，与大储、户储同源。上游部件环节中，储能电池模组由电芯经过串并联组成用以储存电力；逆变器进行交流电与直流电的转换，根据功率指令对电池进行充放电；BMS 是控制、管理电池各项功能并保护电池的核心部件，亦具备和 EMS、SCADA（能量管理系统及监控系统）通讯功能，目前也有部分电池厂家开始自主设计 BMS；EMS 控制逆变器并采集逆变器数据、控制电池模组并采集电芯数据、执行逻辑（各种应用）并与其他设备集成调度。**中游**集成商与品牌渠道商直接与**下游**工商业用户对接，需要对 BMS/EMS 系统及储能应用场景有着高理解，且 BMS/EMS 系统基本为自研，以完成对上游设备的高效整合。

格局尚未形成，核心竞争力为资源先发优势。工商业储能处于 0-1 的阶段，格局还未形成，但因其制造的壁垒不高，更多的壁垒在于渠道、资源、服务、品牌等软性壁垒。**1) 客户资源。**工商业储能下游客户较分散，客户资源为重要优势。客户资源来源于其他业务的积累、或者通过其他中枢机构（比如规划设计院等）来获取、或者通过已有的平台信息获取潜在客户。并且资源优势与公司所处的位置相关，峰谷价差较大的省份比如江浙沪、广东等地的企业具有先发优势。**2) 资源整合。**工商业储能未来需要向虚拟电厂服务，获取辅助服务、参与电力现货市场的收益，因此有资源整合平台布局的企业有望享受未来丰富的商业模式，也会形成一定的品牌壁垒。**我们认为客户资源、资源整合能力都偏向下游，因此偏产业链下游的企业或更具有工商业储能的弹性。**

图 24：工商业储能系统产业链示意图



资料来源：信达证券研发中心

五、投资建议

工商业储能装机规模尚处于初期阶段，各项利好政策频出，2023 年行业边际变化明显，有望迎来黄金发展时期。在峰谷价差拉大、工商业储能在电力市场的交易主体地位明晰等趋势下，工商业储能收益模式日益丰富、商业模式跑通。展望未来，工商业储能成长动力强劲，前景可期。投资机会方面，我们认为主要有：

- 建议关注具有软件能源管理平台的企业，短期有望享受工商业储能量变，有望带来业绩增量，远期虚拟电厂参与带来健康可持续发展：安科瑞、苏文电能、南网能源等
- 建议关注在峰谷价差较大的省份中，具有客户资源先发优势的企业：苏文电能（江苏）、芯能科技（浙江）、南网能源（广东）等
- 建议关注从电力系统及其它领域切入，传统业务客户具有协同效应的企业：科林电气、津荣天宇等

表 18：工商业储能相关标的估值

股票代码	股票简称	市值 (亿元)	归母净利润(亿元)				PE			
			2022A	2023E	2024E	2025E	2022A	2023E	2024E	2025E
003035.SZ	南网能源	262.12	5.53	8.40	12.65	16.94	47.36	31.19	20.72	15.47
300286.SZ	安科瑞	75.32	1.71	2.68	3.76	5.02	44.15	28.10	20.04	15.00
300982.SZ	苏文电能	114.82	2.56	4.71	6.27	8.16	44.83	24.40	18.32	14.07
603050.SH	科林电气	38.74	1.14	2.07	2.88	4.30	33.86	18.75	13.44	9.02
603105.SH	芯能科技	86.65	1.92	2.58	3.38	4.32	45.24	33.57	25.61	20.05

资料来源：Wind，信达证券研发中心。注：股价截至 2023 年 7 月 17 日

六、风险因素

原材料价格波动风险。原材料价格波动可能会影响工商业储能需求，进而影响行业的发展。

虚拟电厂建设不及预期。虚拟电厂给工商业带来的是质的改变，但虚拟电厂建设处于早期阶段，若建设进度不及预期，工商业储能发展或受到影响。

国内外相关政策风险。若未来国内外宏观经济环境及国家相关产业政策发生变化，下游行业景气度下降或者相关投资需求下降，将会影响行业发展。

市场发展不及预期。本文对工商业储能等市场空间测算是基于一定前提假设，存在假设条件不成立、市场发展不及预期等因素导致测算结果偏差。

研究团队简介

武浩，电力设备新能源首席分析师，中央财经大学金融硕士，6年新能源行业研究经验，曾任东兴证券基金业务部研究员，2020年加入信达证券研发中心，负责电力设备新能源行业研究。

黄楷，电力设备新能源行业分析师，墨尔本大学工学硕士，2年行业研究经验，2022年7月加入信达证券研发中心，负责光伏行业研究。

曾一赞，新能源与电力设备行业研究助理，悉尼大学经济分析硕士，中山大学金融学学士，2022年加入信达证券研发中心，负责新型电力系统和电力设备行业研究。

陈攻洁，团队成员，上海财经大学会计硕士，2022年加入信达证券研发中心，负责锂电材料行业研究。

孙然，新能源与电力设备行业研究助理，山东大学金融硕士，2022年加入信达证券研发中心，负责新能源车行业研究。

李宇霆，团队成员，澳洲国立大学经济学硕士，上海财经大学学士，2023年加入信达证券研发中心，负责光伏行业研究。

机构销售联系人

全国销售总监	韩秋月	13911026534	hanqiuyue@cindasc.com
华北区销售总监	陈明真	15601850398	chenmingzhen@cindasc.com
华北区销售副总监	阙嘉程	18506960410	quejiacheng@cindasc.com
华北区销售	祁丽媛	13051504933	qiliyuan@cindasc.com
华北区销售	陆禹舟	17687659919	luyuzhou@cindasc.com
华北区销售	魏冲	18340820155	weichong@cindasc.com
华北区销售	樊荣	15501091225	fanrong@cindasc.com
华北区销售	秘侨	18513322185	miqiao@cindasc.com
华北区销售	赵岚琦	15690170171	zhaolanqi@cindasc.com
华北区销售	张斓夕	18810718214	zhanglanxi@cindasc.com
华北区销售	王哲毓	18735667112	wangzheyu@cindasc.com
华东区销售总监	杨兴	13718803208	yangxing@cindasc.com
华东区销售副总监	吴国	15800476582	wuguo@cindasc.com
华东区销售	国鹏程	15618358383	guopengcheng@cindasc.com
华东区销售	朱尧	18702173656	zhuyao@cindasc.com
华东区销售	戴剑箫	13524484975	daijianxiao@cindasc.com
华东区销售	方威	18721118359	fangwei@cindasc.com
华东区销售	俞晓	18717938223	yuxiao@cindasc.com
华东区销售	李贤哲	15026867872	lixianzhe@cindasc.com
华东区销售	孙僮	18610826885	sunrong@cindasc.com
华东区销售	王爽	18217448943	wangshuang3@cindasc.com
华东区销售	石明杰	15261855608	shimingjie@cindasc.com
华东区销售	粟琳	18810582709	sulin@cindasc.com
华东区销售	曹亦兴	13337798928	caoyixing@cindasc.com
华东区销售	王赫然	15942898375	wangheran@cindasc.com
华南区销售总监	王留阳	13530830620	wangliuyang@cindasc.com
华南区销售副总监	陈晨	15986679987	chenchen3@cindasc.com
华南区销售副总监	王雨霏	17727821880	wangyufei@cindasc.com
华南区销售	刘韵	13620005606	liuyun@cindasc.com
华南区销售	胡洁颖	13794480158	hujieying@cindasc.com
华南区销售	郑庆庆	13570594204	zhengqingqing@cindasc.com
华南区销售	刘莹	15152283256	liuying1@cindasc.com
华南区销售	蔡静	18300030194	caijing1@cindasc.com
华南区销售	聂振坤	15521067883	niezhenkun@cindasc.com
华南区销售	张佳琳	13923488778	zhangjialin@cindasc.com
华南区销售	宋王飞逸	15308134748	songwangfeiyi@cindasc.com

分析师声明

负责本报告全部或部分内容的每一位分析师在此申明，本人具有证券投资咨询执业资格，并在中国证券业协会注册登记为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告；本报告所表述的所有观点准确反映了分析师本人的研究观点；本人薪酬的任何组成部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体分析意见或观点直接或间接相关。

免责声明

信达证券股份有限公司(以下简称“信达证券”)具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本报告由信达证券制作并发布。

本报告是针对与信达证券签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。信达证券不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。客户应当认识到有关本报告的电话、短信、邮件提示仅为研究观点的简要沟通，对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告是基于信达证券认为可靠的已公开信息编制，但信达证券不保证所载信息的准确性和完整性。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告最初出具日的观点和判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会出现不同程度的波动，涉及证券或投资标的的历史表现不应作为日后表现的保证。在不同时期，或因使用不同假设和标准，采用不同观点和分析方法，致使信达证券发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告，对此信达证券可不发出特别通知。

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，也没有考虑到客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测仅供参考，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人做出邀请。

在法律允许的情况下，信达证券或其关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能会为这些公司正在提供或争取提供投资银行业务服务。

本报告版权仅为信达证券所有。未经信达证券书面同意，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发布、转发或引用本报告的任何部分。若信达证券以外的机构向其客户发放本报告，则由该机构独自为此发送行为负责，信达证券对此等行为不承担任何责任。本报告同时不构成信达证券向发送本报告的机构之客户提供的投资建议。

如未经信达证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。信达证券将保留随时追究其法律责任的权利。

评级说明

投资建议的比较标准	股票投资评级	行业投资评级
本报告采用的基准指数：沪深 300 指数（以下简称基准）； 时间段：报告发布之日起 6 个月内。	买入 ：股价相对强于基准 20% 以上；	看好 ：行业指数超越基准；
	增持 ：股价相对强于基准 5%~20%；	中性 ：行业指数与基准基本持平；
	持有 ：股价相对基准波动在±5%之间；	看淡 ：行业指数弱于基准。
	卖出 ：股价相对弱于基准 5% 以下。	

风险提示

证券市场是一个风险无时不在的市场。投资者在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。建议投资者应当充分深入地了解证券市场蕴含的各项风险并谨慎行事。

本报告中所述证券不一定能在所有的国家和地区向所有类型的投资者销售，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，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专业顾问的意见。在任何情况下，信达证券不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，投资者需自行承担风险。