



华安证券

HUAAN SECURITIES

证券研究报告

# 工商业储能行业专题报告（二）： 盈利模式大拆解，虚拟电厂拓宽收益边界

分析师：尹沿技（SAC执业证书号S0010520020001）

2023年7月25日



## 报告要点

- **合同能源管理是目前较常见的运营模式。**工商业储能主要有四种运营模式：合同能源管理、融资租赁+合同能源管理、业主自投资和纯租赁，在市场早期，合同能源管理模式较为常见，即由能源服务方投资购买储能并以能源服务形式提供给用电企业，二者多以85%：15%等比例分享收益，进入市场主流期后，自投资和纯租赁模式或将占有更高比重。
- **峰谷价差拉大，工商储投资收益可观。**23年7月共20地峰谷价差高于0.7元/kWh，多地延续峰谷价差扩大趋势。以浙江23年7月工商业单一制电价为例，平均峰谷价差0.7993元/kWh，考虑合同能源管理模式，按两充两放策略进行测算，投资寿命10年的1MW/2MWh储能系统项目预计6.08年收回投资成本，IRR约8.83%，经济性可观。随着初始投资成本下降、峰谷价差持续加大和自有资金比例提升，工商储项目投资经济性有望进一步凸显。
- **电改鼓励用户需量管理，拓宽收益空间。**23年6月起浙江执行最新电价政策，100-315千伏安之间及目前执行单一制电价的315千伏安及以上工商业用户，可选择执行两部制电价。较单一制电价，两部制单位电价更低，但按需（容）交基本电费，当企业用电量大于临界点时，工商储可降低最高用电负荷，从而降低需量电费。两部制电价下，该项目平均每年节约需量电费约9.23万元，IRR约10.96%，预计5.52年收回投资成本，经济性持续提升。
- **积极参与虚拟电厂，经济激励显著。**工商储因容量较小难以满足电力交易市场中买方对于一次性调用量的需求，故通过虚拟电厂参与电力市场交易。虚拟电厂本质是软件平台系统，其本身不发电，而是通过整合大量散落电力负荷，聚合优化分布式资源，其主要盈利方式是需求侧响应，即在政府发出要约后，组织协调用户调节电力市场供需并获得补贴收入。假设浙江省每年组织需求侧响应80次，用户通过虚拟电厂参与程度按10%/30%/50%计，考虑需量管理，项目IRR达11.68%/13.07%/14.42%，较未参与虚拟电厂时+0.72/2.11/3.46pct，预计5.37/5.09/4.85年收回投资成本，经济激励显著。我国虚拟电厂仍处于初级阶段，未来随着机制完善与规模扩大，工商储有望通过虚拟电厂将电力现货交易和辅助服务作为新的盈利渠道。
- **投资标的：金盘科技、南网能源、芯能科技、安科瑞、苏文电能、科林电气、长高电新、华自科技**
- **风险提示：峰谷电价差持续力度不及预期、电价改革效果不及预期、虚拟电厂推广不及预期、行业竞争超预期等**



## 目录

1 运营模式：合同能源管理为主

2 峰谷套利支撑工商储经济性

3 需量管理拓宽收益空间

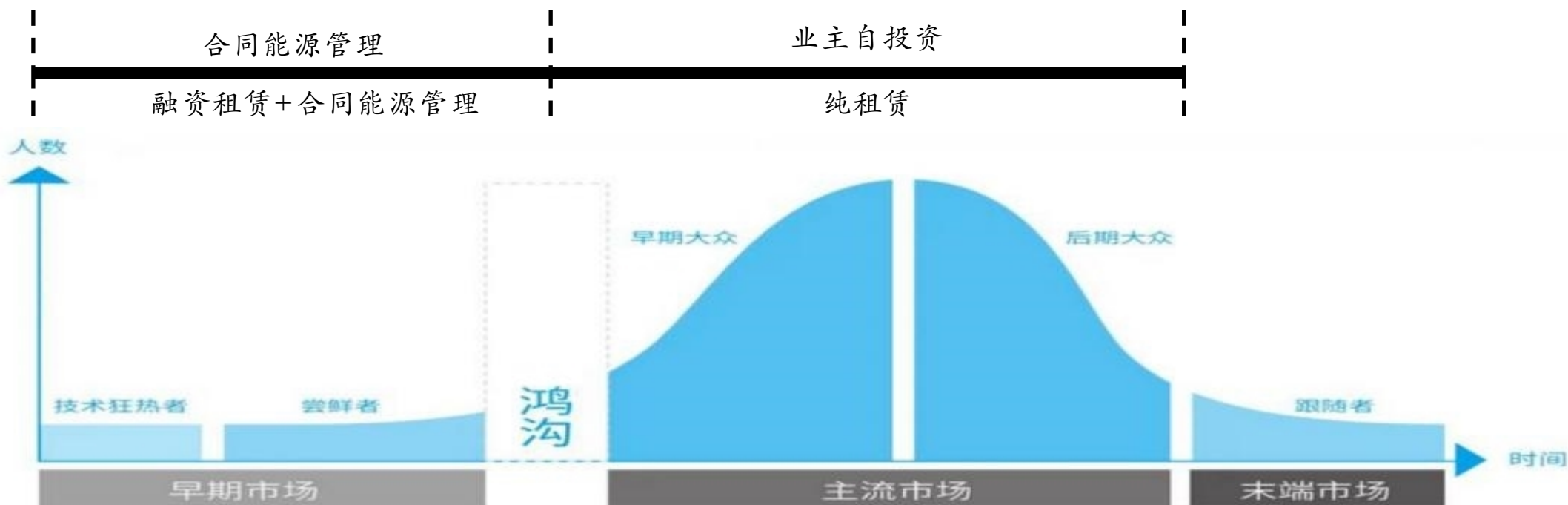
4 虚拟电厂成重要盈利渠道

5 投资标的

## 1.1 运营模式

- 工商业储能运营模式早期以合同能源管理为主。工商业储能尚属新兴事物，投资成本相对较高，用户存在一定安全顾虑，因此产品技术发展曲线目前还处于尝鲜者向早期大众的鸿沟跨越当中。目前工商业储能主要有四种运营模式，在市场早期，合同能源管理、融资租赁等模式有利于推动用电企业决策和使用储能。在市场主流期，业主自投资和纯租赁模式或将占有更高比重。

工商业储能运营模式

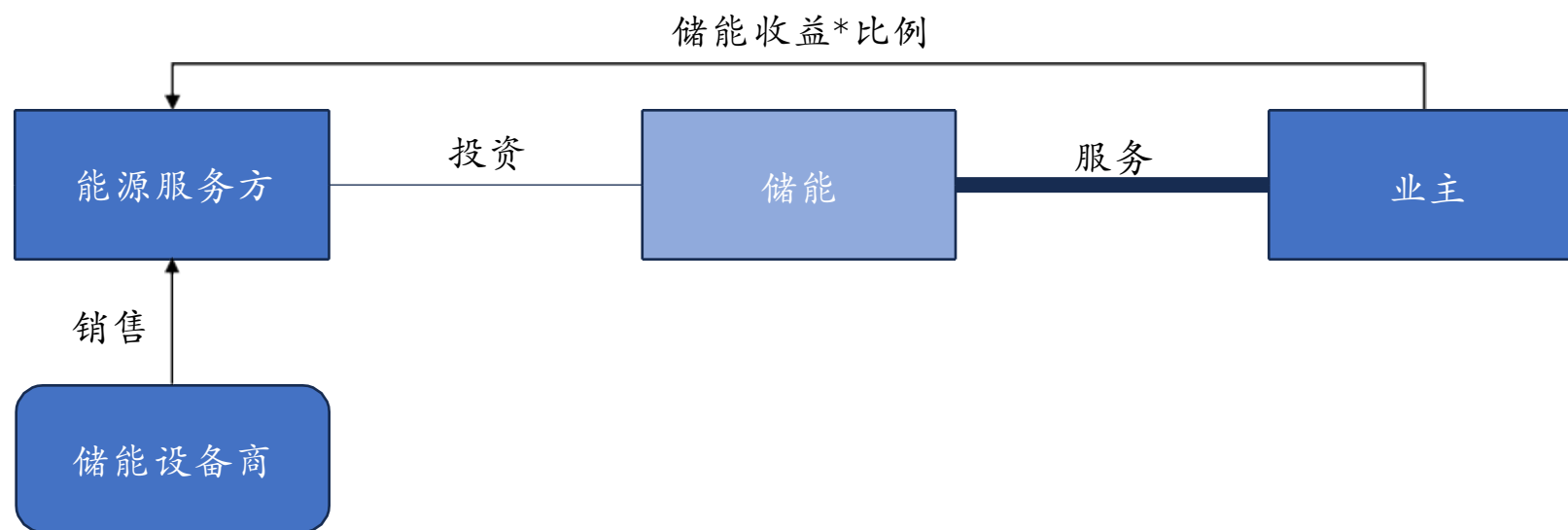




## 1.2 合同能源管理

- **合同能源管理是目前比较常见的运营模式。**即由能源服务方投资购买储能，以能源服务的形式提供给用电企业，与其分享储能收益，一般按照90%：10%、85%：15%等比例分享，能源服务方通过储能收益（大约5-6年）达到回本后，继而获得额外回报。其中储能收益，当前主要是峰谷套利和需求管理给用电企业节约的电费及需求侧响应获得的补贴，未来可能拓展其他收益方式，如电力现货交易和电力辅助服务等。
- **合同能源管理主要解决部分早期用户对储能的尝鲜问题。**早期储能用户大多具有对投资成本较高和安全的担忧心理，故选择能源服务方常以综合能源公司、能源集团、储能设备商等为主，其储能建设和运营经验丰富并对储能价值非常认可。对业主而言，试错成本低，只需提供对应场地，按照服务效果付费即可。但对投资方而言，则存在资金压力大，储能收益波动和安全运行等风险，具备一定资金及产品服务壁垒。

### 合同能源管理

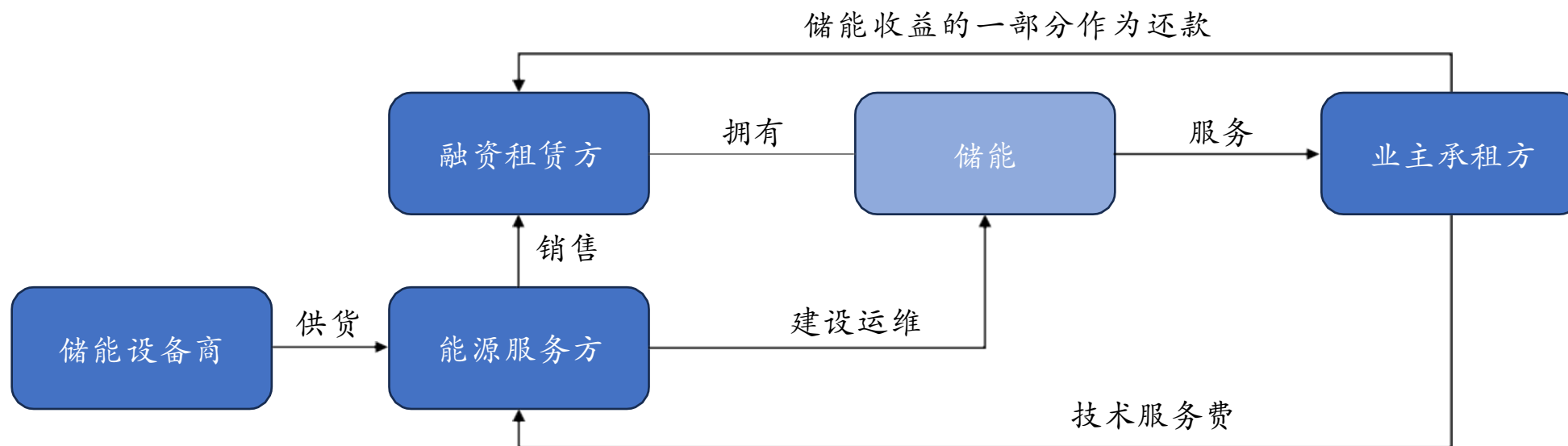




## 1.3 融资租赁+合同能源管理

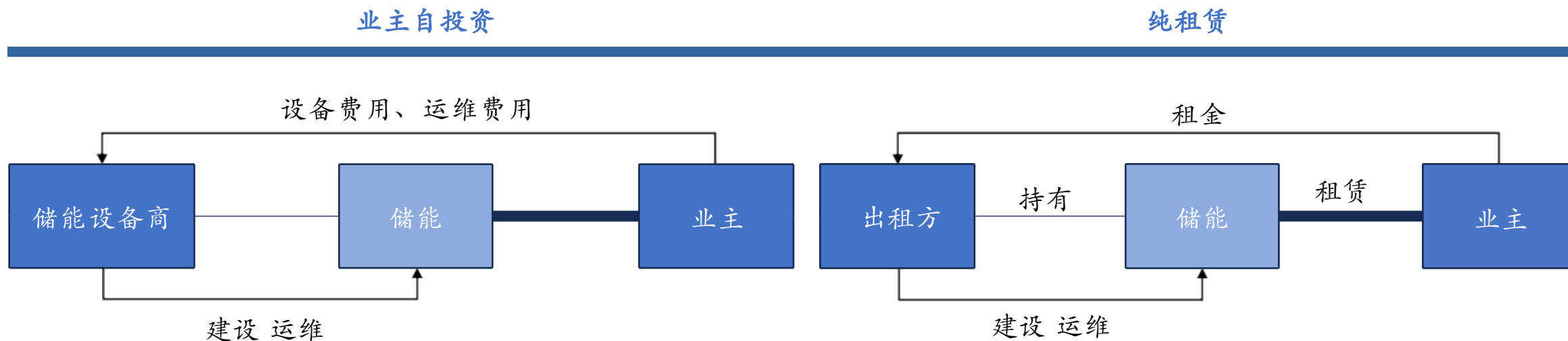
- **融资租赁+合同能源管理盘活多方利益。** 这种模式相对比较复杂，较合同能源管理，引入融资租赁方作为储能资产的出租方，借此降低业主或能源服务方的资金压力。租赁期内，储能资产所有权归融资租赁方，业主拥有使用权，到期后业主可获得储能所有权。此模式基于对储能运营收益的信心，引入资金方来盘活多方利益：融资租赁公司获得预期内的资金利息回报，业主或能源服务方降低了现金流压力，利于刺激和推动储能场景落地。但此模式相对涉及多方，合同签订、财务开票等较为复杂，且其中子模式演变灵活多样。

### 融资租赁+合同能源管理



## 1.4 业主自投资&纯租赁

- **业主自投资或成未来主流方式。**即由业主（用电企业）自己投资购买储能，这种模式下，工商业储能往往已经发展到主流市场阶段，无论是性能、安全、价值均已得到市场的验证和认可，业主购买投资毫无决策压力，自投自用，价值自享。这种模式下，业主通常还需要向储能设备销售方定期支付维保费用，以获得相关运维和技术服务，保障储能的正常运行。
- **纯租赁适用于动态扩容和轻资产运营。**用电企业向储能资产拥有方租赁并支付租金，资产方提供维保服务，用电企业自享储能收益。这种模式往往适合于用电企业临时使用储能，如使用储能动态扩容来临时增加产线，或初创阶段用电企业出于轻资产运营考虑，对重资产基本会使用租赁形式。







## 目录

1 运营模式：合同能源管理为主

2 峰谷套利支撑工商储经济性

3 需量管理拓宽收益空间

4 虚拟电厂成重要盈利渠道

5 投资标的





## 2.1 峰谷套利为主，需量管理+虚拟电厂增厚收益

- **工商储盈利主要源于峰谷套利。** 对于未使用光伏用户，盈利主要是利用储能进行峰谷套利；对于光伏用户而言，可以通过自发自用节省购电成本，达到能量时移的效果。同时，工商储在缺电限电时段可作为后备电源使用，虽不产生直接经济流入，但可有效避免停工停产损失。
- **需量管理+虚拟电厂成盈利重要补充手段。** 电改背景下，对于执行两部制电价的用户，工商储可通过需量管理达到降低电费目的。目前工商储可通过虚拟电厂（VPP）以聚合方式参与电力市场交易，需求侧响应已成为提高经济性的重要渠道，未来有望在电力市场上参与现货交易并提供辅助服务。

### 工商业储能盈利渠道

盈利渠道		内容
峰谷套利		低谷时段从电网买入低价电能，尖峰或高峰时段供给负荷使用，从而减少企业电费支出
能量时移		在光伏发电输出较大时，将暂时无法自用的电能储存到电池中，在光伏发电输出不足时，将电池中的电能释放给电力负荷使用，实现对光伏电源的削峰填谷，最大化提升光伏发电的自发自用比例，降低用电成本
后备电源		对电网连续性要求较高的应用场合，工商业储能系统在电网停电时，可以作为备用电源，替代传统的UPS电源，为工商业园区内的不断电负载提供后备电源保障，应对突发停电事故
需量管理		在执行两部制电价的工商业园区安装储能系统后，可以监测到用户变压器的实时功率，在实时功率超过超出需量时，储能自动放电监测实时功率，减少变压器出力，保障变压器功率不会超出限制，从而达到降低用户需量电费，减少工商业园区用电成本的目的。
虚拟电厂	需求侧响应	一般由政府组织，在电力用电紧张时，号召企业主动减少用电，通过削峰等方式，响应供电平衡，并由此获得经济补偿。
	电力现货交易	全国以实行一、二批试点，预计不久后全国统一电力市场也将运行，相关政策已明确将适时引入储能等市场主体参与绿色电力交易
	电力辅助服务	辅助服务将成为电力市场交易品种的重要组成部分，工商业储能也可以通过在电力市场上提供辅助服务作为新的盈利渠道

## 2.2 完善分时电价，拉大峰谷价差

- ▶ **优化分时电价机制。** 2021年7月26日，国家发改委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》，指出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；合理确定尖峰时段，尖峰电价在峰段电价基础上上浮比例原则上不低于20%；分季节划分峰谷时段，合理设置季节性峰谷电价价差。
- ▶ **强化分时电价机制执行。** 鼓励工商业用户通过配置储能、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；适时调整目录分时电价时段划分、浮动比例。

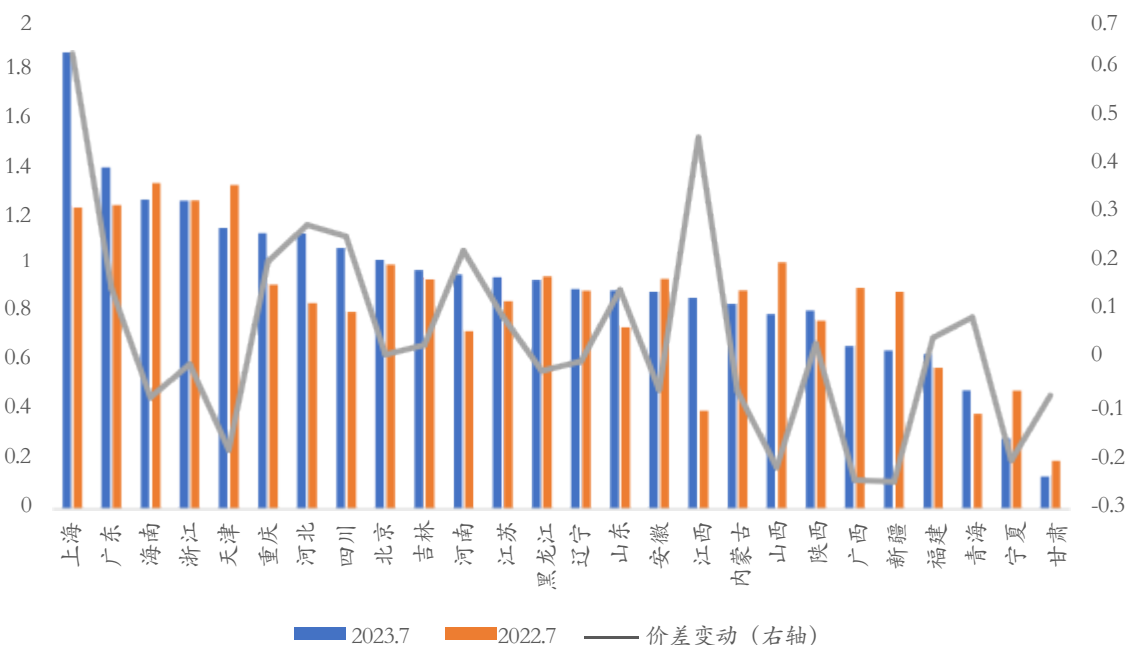
### 国家发改委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》

要点	主要内容
优化分时电价机制	<p>(一) 完善峰谷电价机制：合理确定峰谷电价价差，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。</p> <p>(二) 建立尖峰电价机制：尖峰时段根据前两年当地电力系统最高负荷95%及以上用电负荷出现的时段合理确定并灵活调整，尖峰电价在峰段电价基础上上浮比例原则上不低于20%。</p> <p>(三) 健全季节性电价机制：日内用电负荷或电力供需关系具有明显季节性差异的地方，要进一步建立健全季节性电价机制，分季节划分峰谷时段，合理设置季节性峰谷电价价差。</p>
强化分时电价机制执行	<p>(一) 明确分时电价机制执行范围：鼓励工商业用户通过配置储能、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。</p> <p>(二) 建立分时电价动态调整机制：各地要根据当地电力系统用电负荷或净负荷特性变化，参考电力现货市场分时电价信号，适时调整目录分时电价时段划分、浮动比例。</p> <p>(三) 完善市场化电力用户执行方式：市场交易合同未申报用电曲线或未形成分时价格的，结算时购电价格应按目录分时电价机制规定的峰谷时段及浮动比例执行。</p>
加强分时电价机制实施保障	从组织实施、效果评估和宣传引导等方面着手，确保分时电价机制平稳实施。

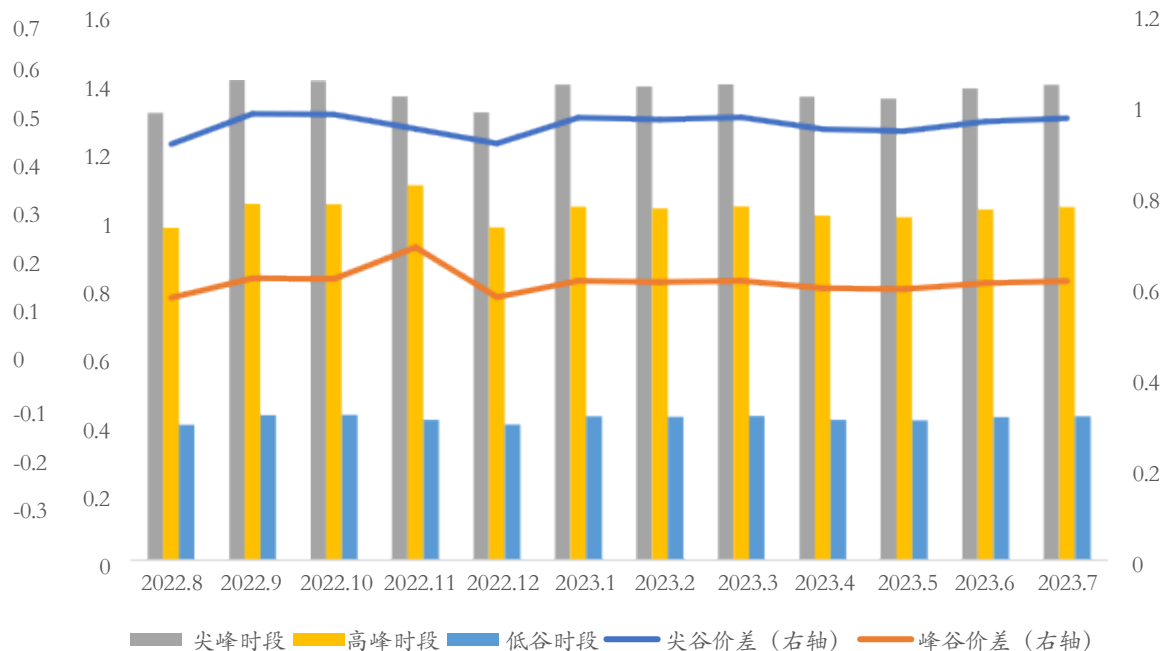
## 2.2 完善分时电价，拉大峰谷价差

- ▶ **峰谷电价差扩大趋势延续。** 横向来看，2023年7月共20个省市区峰谷电价差高于0.7元/kWh，高于工商业储能峰谷套利的盈亏平衡点，其中上海市峰谷电价差全国最高，达1.89元/kWh。纵向来看，共15省市区峰谷电价差较去年同期有所上升，其中上海市峰谷电价差上升幅度最大，约0.64元/kWh。总体来看，多省市区峰谷电价差继续呈现扩大趋势，助力工商业储能在全国范围内推广。
- ▶ **浙江峰谷价差持续高位。** 2022.8-2023.7期间，浙江省一般工商业平均尖谷价差为0.965元/kWh，平均峰谷价差为0.617元/kWh，10个月尖谷价差超0.95元/kWh，8个月峰谷价差超0.61元/kWh。

各省市2022/2023年7月峰谷价差变动（元/kWh）



浙江一般工商业分时电价变化（1~10千伏）

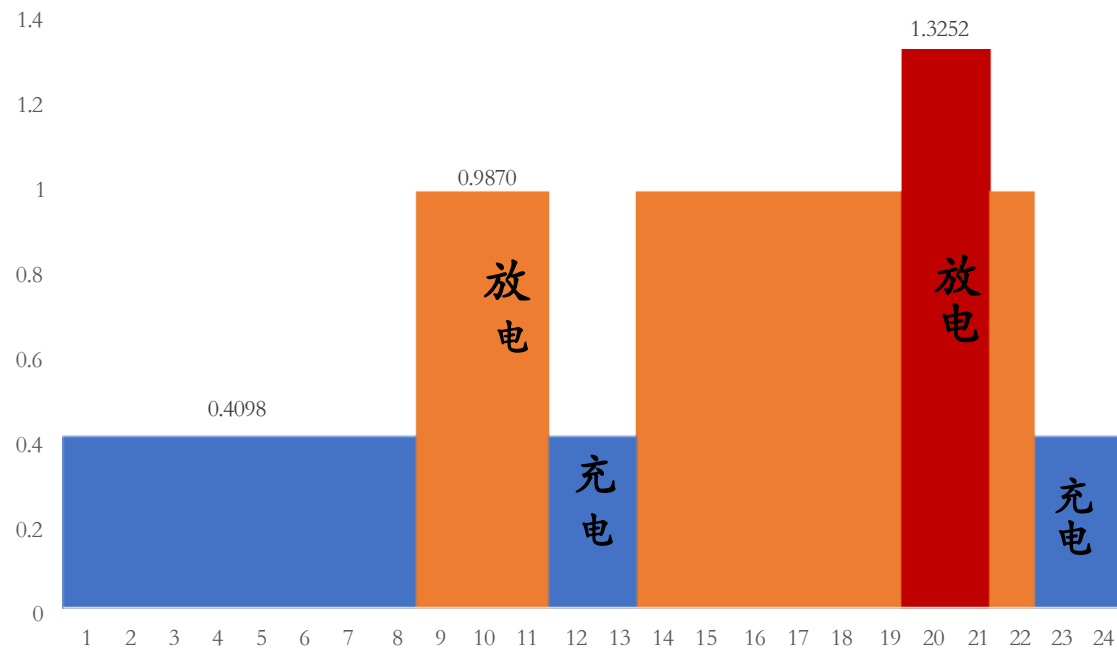




## 2.3 峰谷套利收益可观，工商储投资如日方升

- **两充两放策略贴合峰谷时段。** 考虑工厂休息及设备检修，储能设备每年运行330天，每天两充两放，10年可充放6600次，基本符合锂电池寿命。第一次在谷时22:00-24:00充电，在次日高峰段9:00-11:00放电；第二次在谷时11:00-13:00充电，在尖峰段19:00-21:00放电，可实现平均峰谷电价最大化。
- **合同能源管理分享储能收益。** 以1MW/2MWh规模为例，用户和运营商按15%：85%分享储能收益，假设储能系统单价1.8元/Wh，放电深度90%，充放电效率92%，储能系统年衰减4%，残值率5%；初始投资自有资金比例30%，贷款年限10年，贷款利率4.5%，年运维费用2%。

浙江省工商业用电峰谷时段划分（单位：元/kWh）



工商业储能投资回报测算设定

参数名称	单位	设定值
储能系统功率	MW	1MW
储能系统容量	MWh	2MWh
储能系统单价	元/Wh	1.8元/Wh
放电深度	%	90%
充放电效率	%	92%
全年运行天数	天	330天
每天充放电次数	次/天	2次/天
自有资金比例	%	30%
贷款利率	%	4.5%
运维费用	%	2%

基本假设

## 2.3 峰谷套利收益可观，工商储投资如日方升

- **单一制电价下，峰谷套利为主要盈利渠道。** 以工商业发达的浙江省为例，储能系统升压至10kV接入厂区母线，工厂白天负荷稳定可完全消纳储能放电，且变压器容量满足储能充电需求。以浙江省2023年7月单一制电价进行测算，尖谷价差为0.9800元/kWh，峰谷价差为0.6185元/kWh，平均峰谷电价差为0.7993元/kWh。
- **峰谷套利经济性可观。** 当用户未使用光伏时，考虑合同能源管理方式，即能源服务方投资购买储能并向业主供应电能，其主要盈利渠道为峰谷套利，经合理测算，投资一项寿命为10年的1MW/2MWh的储能系统项目并以等额本金方式偿还银行贷款，平均每年产生峰谷套利收入64.49万元，IRR为8.83%，预计6.08年收回投资成本，经济性可观。

1MW/2MWh工商业储能峰谷套利收益测算（单一制电价）

年份	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
单位容量 (MWh)		2.00	1.92	1.84	1.77	1.70	1.63	1.57	1.50	1.44	1.39
峰谷套利收入 (万元)		76.97	73.89	70.93	68.10	65.37	62.76	60.25	57.84	55.52	53.30
增值税 (万元)		8.85	8.50	8.16	7.83	7.52	7.22	6.93	6.65	6.39	6.13
不含增值税收入 (万元)		68.11	65.39	62.77	60.26	57.85	55.54	53.32	51.18	49.14	47.17
运维费用 (万元)		7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2
系统折旧 (万元)		34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2
毛利润 (万元)		26.71	23.99	21.37	18.86	16.45	14.14	11.92	9.78	7.74	5.77
净现金流 (万元)	-108	20.53	19.34	18.23	17.19	16.24	15.35	14.54	13.79	13.10	12.48
IRR		8.83%									





## 2.3峰谷套利收益可观，工商储投资如日方升

- 储能LCOS为0.639元/kWh。LCOS（平准化储能成本）是描述储能经济性时普遍采用的一项核心参数，其计算方式为储能全生命周期成本除以累计传输的电能量，在该模式下，储能LCOS为0.639元/kWh，平均峰谷电价差为0.799元/kWh，平均每kWh电可套利0.16元，保守来看，取峰谷价差0.7元/kWh为盈亏平衡点较为合理。

LCOS测算

年份	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
衰减系数		100%	96.0%	92.2%	88.5%	84.9%	81.5%	78.3%	75.1%	72.1%	69.3%
年发电量 (MWh)		1291.30	1239.65	1190.07	1142.46	1096.76	1052.89	1010.78	970.35	931.53	894.27
年充电量 (MWh)		1403.59	1347.45	1293.55	1241.81	1192.14	1144.45	1098.67	1054.73	1012.54	972.03
发电量现值 (MWh)	8491.77	1229.81	1124.40	1028.02	939.91	859.34	785.69	718.34	656.77	600.47	549.01
运维费用 (万元)		7.20	7.20	7.20	7.20	7.20	7.20	7.20	7.20	7.20	7.20
还本付息支出 (万元)		36.54	35.41	34.27	33.14	32.00	30.87	29.74	28.60	27.47	26.33
年费用投入 (万元)	252	43.74	42.61	41.47	40.34	39.20	38.07	36.94	35.80	34.67	33.53
成本现值 (万元)	542.80	41.66	38.64	35.83	33.19	30.72	28.41	26.25	24.23	22.35	20.59
LCOS (元/kWh)	0.639										

资料来源：《储能的度电成本和里程成本分析》，华安证券研究所测算



## 2.3峰谷套利收益可观，工商储投资如日方升

- **IRR敏感性分析：** 在仅考虑峰谷套利收入的情况下，随着初始投资成本下降及平均峰谷价差持续加大，工商业储能项目投资经济性有望进一步凸显。据测算，当初始投资成本为1.70元/Wh，峰谷价差超过0.80元/kWh时，IRR将有望达到15%以上。自有资金比例若提升至40%，LCOS可降至0.525元/kWh，每度电套利空间进一步扩大。

工商业储能IRR敏感性分析

	初始投资成本 (元/Wh)					
		1.70	1.75	1.80	1.85	1.90
峰谷价差 (元/kWh)	0.90	20.78%	18.84%	16.97%	15.16%	13.41%
	0.85	16.80%	14.89%	13.04%	11.25%	9.51%
	0.80	12.63%	10.73%	8.89%	7.09%	5.33%
	0.75	8.19%	6.28%	4.41%	2.57%	0.71%
	0.70	3.37%	1.39%	-0.69%	-2.90%	-5.32%

工商业储能LCOS敏感性分析

	初始投资成本 (元/Wh)					
		1.70	1.75	1.80	1.85	1.90
自有资金 比例 (%)	45%	0.485	0.499	0.513	0.528	0.542
	40%	0.525	0.540	0.555	0.571	0.586
	35%	0.564	0.581	0.597	0.614	0.630
	30%	0.604	0.621	0.639	0.657	0.675
	25%	0.643	0.662	0.681	0.700	0.719





## 目录

1 运营模式：合同能源管理为主

2 峰谷套利支撑工商储经济性

3 需量管理拓宽收益空间

4 虚拟电厂成重要盈利渠道

5 投资标的

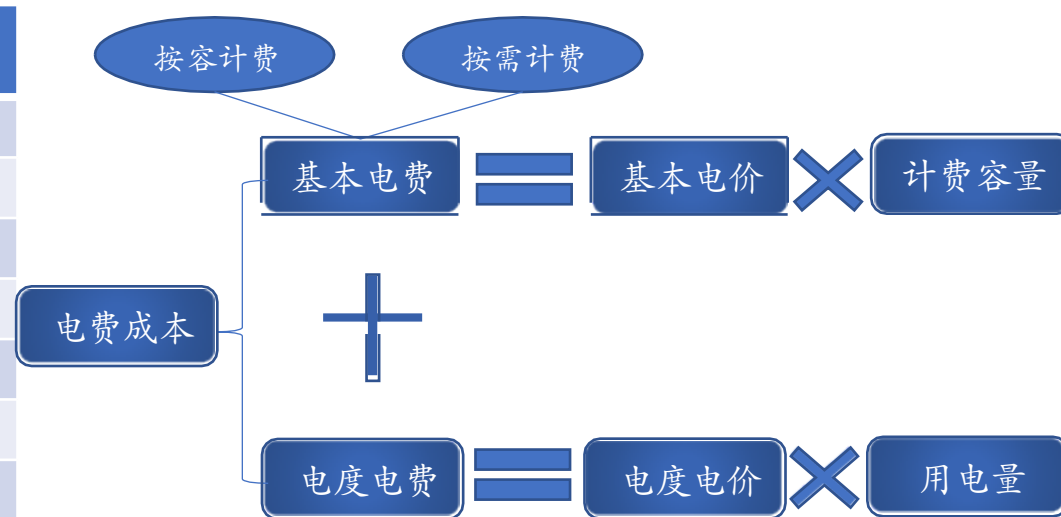
## 3.1 输配电价改革，同电压工商用户执行统一电价

- 工商业用户执行电价二选一。** 近日，浙江省发改委印发《关于转发<国家发展改革委关于第三监管周期省级电网输配电价及相关事项的通知>的通知》，明确浙江电网新输配电价自2023年6月1日起执行，即6月用电产生电费按最新电价政策执行。6月1日后，新增用电容量在315千伏安及以上的工商业用户执行两部制电价，100-315千伏安之间及目前执行单一制电价315千伏安及以上的工商业用户，可选择执行两部制电价。
- 电费成本=基本电费+电度电费。** 在两部制电价下，电费被分为基本电费和电度电费，其中基本电费按用户受电变压器（按容计费）或最大需量计算（按需计费）的电价收费，电度电费按用户实用电量计算收费。

执行电价调整

两部制电价

调整前			调整后				
分类	单一制	两部制	分类	单一制	两部制		
一般工商业用电及其他	✓		100千伏安及以下	✓			
			100千伏安~315千伏安	✓	✓		
大工业用电		✓	315千伏安及以上	存量	大工业用电		✓
					单一制一般工商业用电	✓	✓
				增量	大工业用电		✓
					一般工商业用电		✓



## 3.2 输配电价改革，推动用户管理负荷

- 提高需（容）量电价，降低电度电价。** 2023年5月15日，国家发改委印发《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》，此次改革使得大多地区提高容（需）量电价，降低电度电价。对比浙江省2023年7月两部制和单一制1~10（20）千伏一般工商业用电，尖峰/高峰/低谷电价分别下降0.1547/0.1149/0.0469元/kWh，加收需（容）量电费，旨在推动工商业用户重视用电负荷管理。相比单一制电价，两部制单位电价更低，但按需（容）交基本电费，当企业用电量大于电量临界点时，工商储可降低最高用电负荷，以达到降低需量电费的效果。

浙江省2023年7月代理用户购电价格

用电分类		电压等级	分时电度用电价格（元/千瓦时）			容（需）量用电价格	
			尖峰时段	高峰时段	低谷时段	最大需量 （元/千瓦·月）	变压器容量 （元/千伏安·月）
两部制	大工业用电	1~10（20）千伏	1.2583	1.0710	0.3160	48.0	30.0
		35千伏	1.2251	1.0330	0.2880	44.8	28.0
		110千伏	1.2025	1.0154	0.2673	41.6	26.0
		220千伏及以上	1.1905	1.0066	0.2563	38.3	24.0
	一般工商业用电	1~10（20）千伏	1.2511	0.9294	0.3789	48.0	30.0
		35千伏	1.2046	0.8966	0.3559	44.8	28.0
		110千伏	1.1757	0.8731	0.3474	41.6	26.0
		220千伏及以上	1.1576	0.8616	0.3420	38.3	24.0
单一制	一般工商业用电	不满1千伏	1.4251	1.0626	0.4448		
		1~10（20）千伏	1.4058	1.0443	0.4258		
		35千伏及以上	1.3481	1.0034	0.3983		

资料来源：北极星储能网，华安证券研究所

### 3.3 电改鼓励需量管理，拓宽收益空间

- **削减最大需量以降低基本电费。** 用户配置储能后，容量电费不变，但由于高峰负荷降低、变压器负荷率降低，需量电费会减少。若用户此前采用容量计费法更经济，则配置储能后可以削减用户高峰负荷，在有效负荷较低时可以换用需量计费法。若用户此前已采用需量计费法，则配置储能直接减少高峰负荷，从而减少基本电费。
- **以浙江省1~10（20）千伏一般工商业用电为例，** 容量计费电价30元/kVA/月，需量单价48元/kW/月，若用户装设有10000kVA的变压器，充/放电时段负荷率分别为50%/70%，则按容计费时，基本电费为 $10000 \times 30 = 300000$ 元/月，按需量计费时，基本电费为 $10000 \times 70\% \times 48 = 336000$ 元/月，此时采用容量计费法更加经济。若配置1000kW×2h的储能，实际负荷削减1000kW，此时容量计费法仍为300000元/月，而需量计费法则降低到 $6000 \times 48 = 288000$ 元/月，此时采用需量计费法更加经济。现实中，用户用电负荷特性曲线各异，降需实际效果取决于个体用电特征。

**工商业用户基本电费与最大需量有关，配置储能（1000kW×2h）可降低需量电费**

变压器容量 (kVA)	容量电费 (元/月)	放电时段			充电时段			需量电费计价标准 (kW)			需量电费 (元/月)		储能降需 贡献度
		负荷比例	实际最大需量 (kW)		负荷比例	实际最大需量 (kW)		配储前	配储后	降低量	配储前	配储后	
			配储前	配储后		配储前	配储后						
10000	300000	70%	7000	6000	50%	5000	6000	7000	6000	1000	336000	288000	100%
10000	300000	70%	7000	6000	52.5%	5250	6250	7000	6250	750	336000	300000	75%
10000	300000	70%	7000	6000	55%	5500	6500	7000	6500	500	336000	312000	50%
10000	300000	70%	7000	6000	57.5%	5750	6750	7000	6750	250	336000	324000	25%
10000	300000	70%	7000	6000	60%	6000	7000	7000	7000	0	336000	336000	0%
10000	300000	60%	6000	5000	40%	4000	5000	6000	5000	1000	288000	240000	100%
10000	300000	60%	6000	5000	42.5%	4250	5250	6000	5250	750	288000	252000	75%
10000	300000	60%	6000	5000	45%	4500	5500	6000	5500	500	288000	264000	50%
10000	300000	60%	6000	5000	47.5%	4750	5750	6000	5750	250	288000	276000	25%
10000	300000	60%	6000	5000	50%	5000	6000	6000	6000	0	288000	288000	0%

### 3.3 电改鼓励需量管理，拓宽收益空间

- **工商储通过降低最高用电负荷以减少需量电费。**在执行两部制电费的工商业园区安装储能系统后，可以监测到用户变压器的实时功率，当实时功率超出最大需量时，储能自动放电监测实时功率，减少变压器出力，保障变压器功率不会超出限制，从而达到降低用户需量电费，减少工商业园区用电成本的目的。
- **需量管理成重要收益来源。**以上述浙江1MW/2MWh工商业储能为例，假设储能降需贡献度为25%，即配置储能后最大需量降低250kW，储能系统工作期间可降低变压器实时功率，减少变压器出力，节约需量电费，**两部制电价下**，该项目平均每年产生峰谷套利收入57.40万元，节约需量电费约9.23万元，IRR由8.83%提升至10.96%，预计5.52年收回投资成本，经济性进一步提升。

1MW/2MWh工商业储能峰谷套利收益测算（两部制电价）

年份	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
单位容量 (MWh)		2.00	1.92	1.84	1.77	1.70	1.63	1.57	1.50	1.44	1.39
峰谷套利收入 (万元)		68.51	65.76	63.13	60.61	58.18	55.86	53.62	51.48	49.42	47.44
增值税 (万元)		9.15	8.78	8.43	8.09	7.77	7.46	7.16	6.87	6.60	6.36
不含增值税收入 (万元)		70.37	67.56	64.86	62.26	59.77	57.38	55.08	52.88	50.77	48.74
运维费用 (万元)		7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2
系统折旧 (万元)		34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2
毛利润 (万元)		28.97	26.16	23.46	20.86	18.37	15.98	13.68	11.48	9.37	7.34
<b>节约需量电费</b>		<b>11.02</b>	<b>10.58</b>	<b>10.15</b>	<b>9.75</b>	<b>9.36</b>	<b>8.98</b>	<b>8.62</b>	<b>8.28</b>	<b>7.95</b>	<b>7.63</b>
净现金流 (万元)	-108	22.22	20.96	19.79	18.69	17.68	16.73	15.86	15.06	14.32	13.65
IRR						10.96%					



## 目录

1 运营模式：合同能源管理为主

2 峰谷套利支撑工商储经济性

3 需量管理拓宽收益空间

4 虚拟电厂成重要盈利渠道

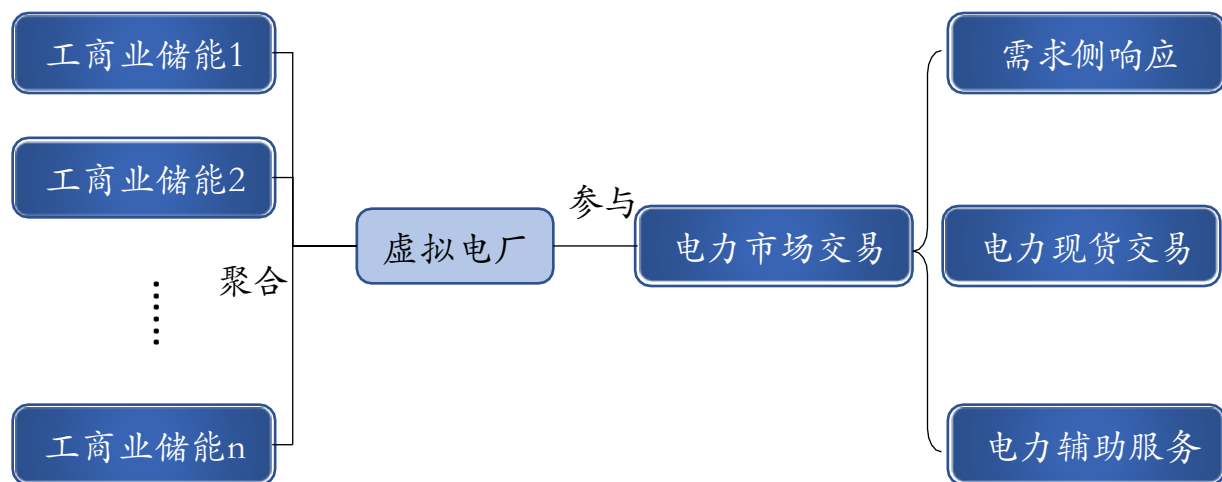
5 投资标的



## 4.1 积极参与虚拟电厂，经济激励显著

- ▶ **工商业储能通过虚拟电厂参与电力市场交易。** 工商业储能系统因容量较小难以满足电力交易市场中买方对于一次性调用量的需求，可通过虚拟电厂（VPP）以聚合方式参与电力市场交易。
- ▶ **虚拟电厂本质是软件平台系统。** 虚拟电厂是一种通过先进信息通信技术和软件系统，实现分布式电源、储能系统、可控负荷、电动汽车等分布式能源资源的聚合和协调优化，以作为一个特殊电厂参与电力市场和电网运行的电源协调管理系统。其本身不发电，而是将电网中大量散落的、可调节的电力负荷整合起来，加入电网调度，实现削峰填谷。同时，还可以提供调频、调压、备用等电力辅助服务，增强电网安全性。

工商储通过VPP方式参与电力市场交易



虚拟电厂

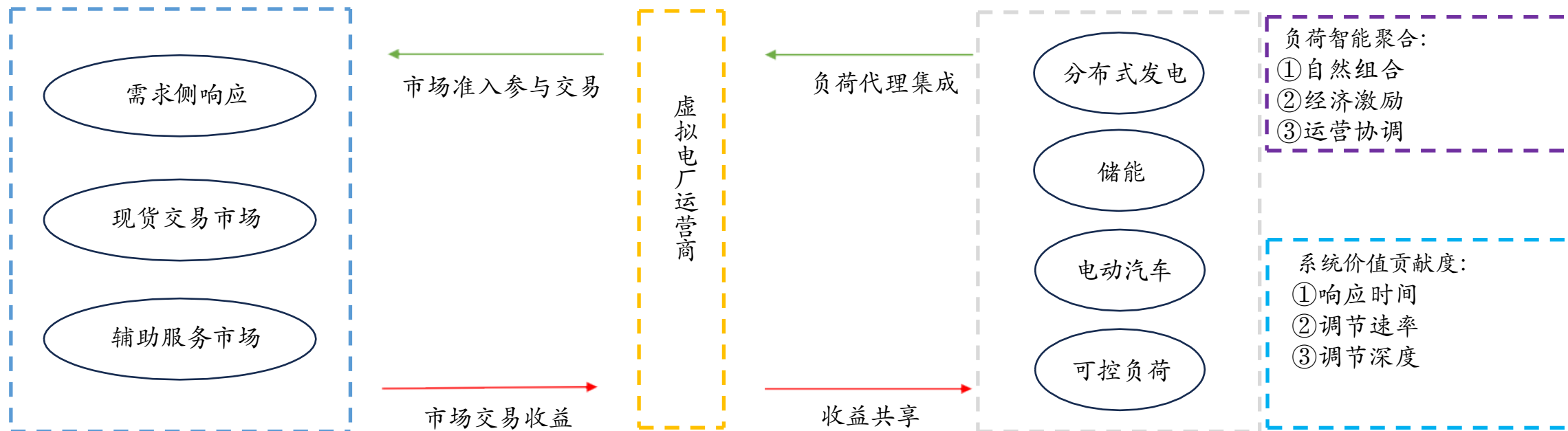




## 4.1 积极参与虚拟电厂，经济激励显著

- ▶ **虚拟电厂主要盈利方式为需求侧响应。** 我国虚拟电厂仍处于初级阶段，运行主要通过政府部门或调度机构发出要约，虚拟电厂组织响应，以调节电力市场供需。虚拟电厂运营商和负荷聚合商通过聚合电力用户可调负荷，利用可控负荷进行需求侧响应或参与辅助服务，响应收入和容量补贴即为总体收入，运营商获得收入后需与电力用户进行分成。
- ▶ **需求侧响应旨在调整用电行为。** 需求侧响应指为应对短时电力供需紧张、可再生能源电力消纳困难等情况，通过经济激励为主的措施，引导电力用户根据电力系统运行的需求自愿调整用电行为，实现削峰填谷，提高电力系统灵活性，保障电力系统安全稳定运行，促进可再生能源电力消纳的效果。

虚拟电厂交易体系



资料来源：《泛在电力物联网下虚拟电厂运营机制及关键技术》，储能领跑者联盟，华安证券研究所



## 4.1 积极参与虚拟电厂，经济激励显著

- **政策助力虚拟电厂参与需求侧响应。**5月19日，国家发改委发布《电力需求侧管理办法（征求意见稿）》和《电力负荷管理办法（征求意见稿）》，对新形势下需求侧管理政策进行整合和提升。意见稿指出，要逐步逐步将需求侧资源以虚拟电厂等方式纳入电力平衡，支持各类电力需求侧管理服务结构整合优化资源，以负荷聚合商或虚拟电厂等形式参与。

### 《电力需求侧管理办法（征求意见稿）》中需求侧响应相关要点

要点	细则
需求侧管理服务机构	逐步将需求侧资源以虚拟电厂等方式纳入电力平衡
	支持各类电力需求侧管理服务结构整合优化资源，以负荷聚合商或虚拟电厂等形式参与
	支持地方电网、增量配电网、微电网开展需求响应
	支持区域乡村需求侧资源由管理服务机构代理参与
需求响应主体	各类经营性用户均可参与需求响应，鼓励推广新型储能、分布式电源、电动汽车、空调负荷等主体参与需求响应
需求响应能力	到2025年，各省需求响应能力达到最大用电负荷的3%—5%，年度最大用电负荷峰谷差率超过40%的省份达到5%或以上
	到2030年，形成规模化的实时需求响应能力
市场化措施	鼓励常态化参与电能量和辅助服务市场
	鼓励相关主体作为辅助服务提供方
	遴选主体提供系统应急备用服务，签署中长期合约并优先调用
	支持参与容量市场交易或纳入容量补偿范围
	建立并完善与电力市场衔接的需求响应价格机制

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/506205111050010224>