

江西分时电价机制对工商业储能项目经济性的影响研究

罗旭¹,周民星²,黄璐靖¹,吴文婕¹

(1.江西江投能源技术研究有限公司,江西 南昌 330096;2.江西省投资集团有限公司,江西 南昌 330006)

摘要:随着新能源大规模并网步伐,储能提升电网灵活性和促进新能源消纳中的作用日益凸显。然而,当前电化学储能面临利用率低、商业模式单一等挑战,以及峰谷套利是主要收益来源等问题。文中结合国内政策与市场实践,系统分析工商业储能的商业模式,并以江西省为例,构建典型工商业储能项目的财务模型。研究基于该省新旧分时电价政策下,分析工商业储能项目的经济性。测算结果表明,新机制虽显著提升了项目经济性,但资本金内容收益率仍偏低,且项目对电能量价格及储能系统成本高度敏感。因此,突破对单一峰谷套利的依赖,通过拓展需量管理、需求侧响应及参与虚拟电厂等多重收益路径,并辅以技术创新与政策支持,是推动江西乃至类似地区工商业储能健康有序发展的关键。

关键词:工商业储能;商业模式;峰谷套利;经济性分析

中图分类号:F 407.2 **文献标志码:**A **文章编号:**1006-348X(2025)06-0035-04

0 引言

“双碳”目标驱动下,我国新能源装机规模快速增大,但电力系统灵活性不足问题愈发突出。储能是解决可再生能源规模化消纳和实现能源革命的关键支撑技术,已成为构建新型电力系统的核心要素和基础装备^[1]。按接入电力系统环节划分,储能可分为电源侧储能、电网侧储能和用户侧储能。电源侧储能主要用于平滑新能源出力,促进新能源消纳;电网侧储能参与调峰、调频等辅助服务,提升电力系统灵活性与稳定性;用户侧储能提高供电可靠性、降低用电成本、提升新能源消纳比例等。中国电力企业联合会统计显示,截至2024年底,全国电化学储能累计装机62.13 GW/141.37 GWh,占全国电源总装机的1.86%,同比增长超100%。2024年,工商业配储平均利用率指数65%,与2023年持平;0.5~5 MW工商业配储日均满充满放仅0.78次,运行系数0.48,同比大幅增长^[2]。近年来,全国电力需求屡创新高,政府加快了对分时电价政策的调整步伐,以激励用户错峰用电。2025年6月,江西省发布

了新的工商业峰谷分时电价政策(以下简称“新分时电价机制”),分季节设置峰谷时段,拉大峰谷价差,引导削峰填谷,在改善电力供需状况的同时,为进一步提升工商业储能的经济性创造了新的政策条件^[3]。因此,文中着重分析了工商业配储的商业模式,并以江西区域的具体项目为案例,评估经济可行性,探讨其发展路径与优化策略,为江西区域工商业储能投资提供参考。

1 工商业储能商业模式

近年来,在政策引导及技术进步推动下,储能产业尤其是用户侧储能发展逐渐兴旺^[4-7]。用户侧在储能供电应用场景下主要作为可靠性应急保障电源,提高供电可靠性、改善电能质量,实现高比例新能源友好接入和高效消纳。随着高供电可靠性需求应用场景的不断增多,储能在重大国际、国内活动用电保障以及芯片、制药、化工、精密制造等工商业园区优质供电和大规模分布式新能源系统建设等方面具有广阔的应用前景。用户侧储能分为工商业储能和家庭储能,两者区别在于客户群体,受居民用电价格限制。

收稿日期:2025-09-12

作者简介:罗旭(1990),男,硕士,工程师,主要从事能源产业政策,企业能碳管理等研究与应用工作。

目前,国内用户侧储能以工商业为主,投资模式主要有包括业主自投、合同能源管理、融资租赁、融资租赁+合同能源管理四种。

对于商业与大工业用户而言,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、提高清洁能源利用率,亦可利用储能进行峰谷套利,或者参与需求侧响应;同时,企业在实际生产过程中,不免会出现一些频率低、时间短的高负荷,而采用储能技术减少自身高峰用电需求,可减少接入系统的增容投资,从而降低能源使用成本。

我国工商业储能项目在多个省份已具备较好经济性,特别是在浙江等地发展势头迅猛,工商业储能单日充放电的等效价差已超过1.2元/kWh,远远超过0.7元/kWh的盈亏平衡点,投资回报率优良^[8]。然而,受储能政策以及电力市场规则约束,工商业储能收益模式主要包括峰谷套利、光伏自发自用最大化、需量管理和需求响应^[9]。

1) 峰谷套利。峰谷套利,即通过在低谷时段充电、高峰时段放电,以降低用户用能成本,是工商业储能项目经济性的核心。江西省新分时电价机制将每日用电时段划分为“尖、峰、平、谷、深谷”五段,同时把峰谷价差比例调整为4:1,以充分发挥价格信号作用,引导用户削峰填谷,改善电力供需状况。此举既有助于工商业用户依据当前负荷特性主动参与调峰,加大新能源午间富电消纳,进而降低用电成本,又有利于通过打造“两充两放”应用场景,推动新型储能发展及新型电力系统建设。

2) 光伏自发自用最大化。在新能源全面入市背景下,当自发自用、余电上网的光伏场站发电量超出用户负荷所需时,多余电量将以较低价格送入电网或弃用。当光伏发电出力曲线和用户负荷曲线存在时空不匹配时,通过储能设施将无法自用的光伏发电存储至电池中,在光伏发电出力不足时放电,实现对光伏的削峰填谷,提升光伏发电消纳率,减少弃电比例,最大程度上实现用电利益最大化。

3) 需求响应。指储能参与电网对系统负荷供需平衡的调整,通过响应电网调度指令,实现用电负荷改变或推移获取收益,进而提高电网稳定性和可靠性。工商业储能参与需求侧响应依赖地方政策,目前,已有浙江、山东、江苏和江西等十余个省份出台了

相关政策,盈利水平取决于项目实际参与响应的次数与规模。然而,江西属非紧缺电省份,需求响应市场规模有限^[10-11]。

4) 需量管理。指储能设备在用户用电负荷较高时段实施放电,进而降低最大需求量,削减基础电费的模式。当前,我国针对受电变压器容量在315 kVA及以上的工商业用户实行两部制电价,即电量电费和基础电费。电量电费指用户当月实际的用电电量,而基础电费指工商业用户所用变压器电费,属固定费用。基础电费的计费方式既可以依据变压器容量进行计算,也能够按照最大需量来计费。用户在安装储能设施后,可以通过储能充放电调节自身用电曲线,降低用户每月最大需求量,从而削减基础电费。需量管理适用于容(需)量用电价格按最大需量计费的用户。单纯为降低需量电费而配置储能设备,不具备经济性。

2 江西省工商业储能经济性测算

2.1 江西分时电价时段划分

当前,在现货市场未正式运行前,峰谷时段划分和峰谷电价浮动比例是影响工商业储能系统经济性的两个关键指标。峰谷时段划分决定系统充放电策略,电价浮动比例影响峰谷价差。在新能源大发季节,新分时电价机制增设了“午间低谷时段”,常态化地设置午间深谷时段,增加了低谷时间、缩短了平段时间,并在迎峰度夏、迎峰度冬期间恢复尖峰电价政策。在峰谷电价浮动比例上,新的分时电价将峰谷浮动由 $\pm 50\%$ 扩大到 $\pm 60\%$,深谷电价较平段下浮由60%扩大到70%,但浮动基础由“电能量交易价格+输配电价”调整为“电能量交易价格”,绝对价差略有缩小。总之,新机制通过优化分时电价,充分发挥价格信号作用,引导用户削峰填谷,促进了电力资源的时空优化。

2.2 分时电价机制对充放电策略的引导

江西省新旧分时电价机制在时段划分上的显著差异,直接决定了储能不同的充放电策略配置。旧机制仅设峰、平、谷三段,价差有限,储能系统通常执行“一充一放”策略,即在夜间谷时段充电,白天高峰时段放电。新机制则进一步细分为“尖、峰、平、谷、深

谷”五段,并拉大峰谷价差至4:1,创造了更优的套利机会。尤其是在午间增设“深谷”时段,与晚高峰后的“尖峰”时段,为储能系统提供了二次充放电机机会,从而实现“两充两放”策略。这种策略转变是系统追求经济效益最大化的直接体现,下文的经济性策略均基于此优化策略。

2.3 边界条件假设

2.3.1 分时电价参数设置

文中选取江西省 2025 年 7 月份代理购电工商业用户电价表中,两部制(1-10 kV)电度用电价格作为平时段基准电价,并基于江西省新旧分时电价机制,分别测算分时电度用电价格。新旧电价机制下,峰谷价差分别为 0.5392 元/kWh(新机制)和 0.5998 元/kWh(旧机制),详见表 1。

表 1 江西省新旧电价机制下分时电度用电价格
元/kWh

地区	分时电度用电价格				
	尖峰时段	高峰时段	平时段	低谷时段	深谷时段
江西(新机制)	1.0221645	0.9322965	0.6626925	0.3930885	0.3481545
江西(新机制)	/	0.9626125	0.6626925	0.3627725	/

2.3.2 项目参数设置

文中以典型工商业储能项目为研究对象,假设测算期内分时电价机制保持不变,项目单位造价 1.1 元/Wh,资本金比例 20%,贷款利率 3.6%,还款期 15 年(等额本金方式)项目残值取 5%,中途考虑一次换电芯。储能系统基本参数见表 2。

表 2 储能系统基本参数设置表

参数名称	参数值
储能系统容量(kWh)	2 000
电池充放电深度(%)	90
系统充放电效率(%)	88
循环充放电次数(次)	6 000
电池退役容量阈值(%)	80
项目年限(年)	18
储能系统经济计算天数(天)	330

2.3.3 充放电策略设置

在上述电价机制引导下,工商业储能充放电策略得到显著优化,由原先的全年“一充一放”变为全年 11 个月的“两充两放”(仅 2 月执行“一充一放”)。值得注意的是,新策略充分利用了增设的深谷时段(电价为 0.3481545 元/kWh)进行深度充电,并在尖峰时段(电价为 1.0221645 元/kWh)进行放电,有效扩大了单次充放电的价差收益空间。新旧电价机制下的充放电策略设置见表 3、表 4。

表 3 江西省新电价机制下工商业储能充放电策略

时间	深谷时段	低谷时段	平时段	高峰时段	尖峰时段
1/12月	/	谷充	/	峰放	/
	/	0:00-6:00	/	9:00-12:00	/
	/	/	平充	/	尖放
	/	/	12:00-18:00	/	18:00-20:00
2月	/	谷充	/	峰放	/
	/	0:00-6:00	/	16:00-22:00	/
7-8月	/	谷充	平放	/	/
	/	1:00-5:00	5:00-11:30	/	/
	深谷充	/	/	/	尖放
	12:00-14:00	/	/	/	20:30-22:30
9月	/	谷充	/	峰放	/
	/	1:00-5:00	/	17:00-23:00	/
	深谷充	/	/	/	/
	12:00-14:00	/	/	/	/
3-6月、 10-11月	/	谷充	/	峰放	/
	/	1:00-5:00	/	16:00-22:00	/
	深谷充	/	平放	/	/
	12:00-14:00	/	5:00-11:30	/	/

表 4 江西省旧电价机制下工商业储能充放电策略

时间	深谷时段	低谷时段	平时段	高峰时段	尖峰时段
1/12月	/	谷充	/	峰放	/
	/	0:00-6:00	/	8:30-11:30	/
7-9月	/	谷充	/	峰放	/
	/	0:00-6:00	/	16:30-20:30	/
其他时间 (2-6月、10-11月)	/	谷充	/	峰放	/
	/	0:00-6:00	/	15:30-22:00	/

2.4 测算结果与讨论

经初步财务测算,新旧分析电价机制下,江西工商业储能项目的经济性呈现显著差异。在旧电价机制下,项目在全寿命周期内(税前/税后)均难以实现成本回收,税前/税后内部收益率仅 2.88%/1.43%,经济性较差;新电价机制实施后,得益于高峰/深谷电价机制引入以及充放电频次提升,税前/税后资本金投资回收期分别缩短至 13.5 年/16.5 年,资本金内部收益率提升至 6.71%/4.40%,经济性显著改善,但仍难以满足绝大多数公司要求的最低收益率。

2.4.1 敏感性分析

受江西省 2025 年下半年现货市场进入连续结算试运行、新能源全面入市、电芯价格触底回弹影响,本节基于新电价机制模型,从电能量价格和储能系统成本两方面对项目敏感性进行了分析,详见图 1、图 2。当电能量价格上浮 15% 时,项目税后资本金内部收益率提高至 7.21%,项目回收期缩短至 13 年;反之,当电能量价格下降 15% 时,项目税后内部收益率降低至 1.34%,全周期成本收回难度加大。类似地,当储能系统成本下降 15% 时,项目税后内部收益率提高至 9.02%,项目回收期缩短至 11.4 年;当储能系统成本上浮 15% 时,项目税后内部收益率降低至 0.47%,同样难

以覆盖成本。上述分析表明,项目经济性对电力市场价格波动及储能系统成本变动均具有高度敏感性,未来若电力市场价格上行或储能成本进一步下降,项目经济性将显著改善。然而,工商业储能项目严重依赖于用户用电负荷的稳定性,一般认为当此类项目的回本周期超过8年时(低于5年更好),须考虑投资风险。

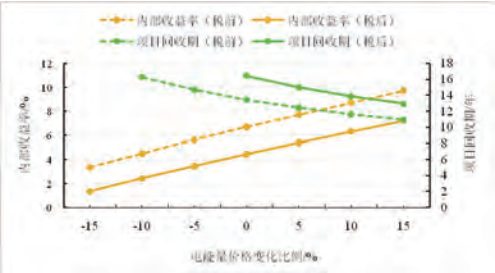


图1 电能量价格变化对项目经济性的影响

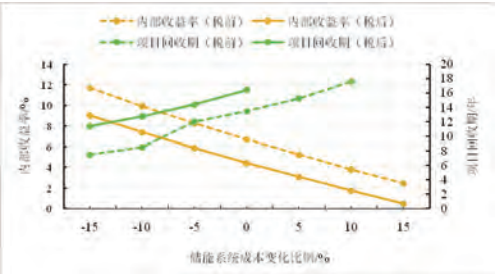


图2 储能系统成本变化对项目经济性的影响

3 结语

文中围绕江西省工商业储能项目,从政策、经济性等方面进行分析。江西省实行最新的工商业分时电价政策,旨在充分发挥价格信号作用,引导用户削峰填谷,改善电力供需状况,为工商业储能创造了更大的盈利空间。然而,当前工商业储能项目盈利模式主要依赖峰谷套利,在新的分时电价机制下,江西工商业储能项目的资本回收周期仍然较长,资本金内部收益率较低。为实现项目的经济可行与行业健康发展,亟待拓展多元化的收益路径。

为突破江西省工商业储能项目面临的经济性瓶颈,推动其健康有序发展,特提出以下对策建议:

1) 拓展多元收益渠道。积极推动储能参与需求

侧响应、虚拟电厂聚合,获取辅助服务收益。强化“光伏+储能+需量管理”协同,在峰谷套利基础上,降低用户最大需求/并网容量,削减基础电费,从而提升综合收益。

2) 推动降本与技术创新。鼓励采用长寿命、高能效的储能系统,并通过智能能量管理系统优化运行策略,以降低全生命周期成本,提升整体收益。

3) 完善政策与市场机制。研究出台初始投资补贴或税收优惠政策,并建立合理的容量补偿或参与现货市场的机制,保障其长期投资回报。

参考文献:

[1] 陈海生,李泓,徐玉杰,等.2024年中国储能技术研究进展[J].储能科学与技术,2025,14(06):2149-2192.

[2] 中国电力企业联合会.2024年电化学储能电站行业统计数据[EB/OL].(2025-3-27).

[3] 江西省发展和改革委员会.江西省发展改革委关于进一步完善分时电价机制有关事项的通知:赣发改价管〔2025〕463号[EB/OL].(2025-06-24).

[4] 国家发展改革委 国家能源局.“十四五”新型储能发展实施方案:发改能源〔2022〕209号[EB/OL].(2022-01-29).

[5] 国家发展改革委.关于进一步完善分时电价机制的通知:发改价格〔2021〕1093号[EB/OL].(2021-07-21).

[6] 国家发展改革委 国家能源局.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:发改办运行〔2022〕475号[EB/OL].(2022-05-24).

[7] 国家能源局.关于促进新型储能并网和调度运用的通知:国能发科技规〔2024〕26号[EB/OL].(2024-04-02).

[8] 季桐,刘建波.浙江省工商业储能政策及经济效益分析[J/OL].电力勘测设计,1-11[2025-08-01].

[9] 韩龙进.大工业用户侧储能项目的经济性评估[D].北京:华北电力大学,2023.

[10] 汪硕承,陈波,杨超,等.江西电网调峰调压形势分析及措施研究[J].江西电力,2025,49(02):1-4.

[11] 戴奇奇,戚沁雅,王翠.江西省分时电价政策对用户负荷特性影响分析及优化建议[J].江西电力,2025,49(04):19-24.