

化工企业电化学储能项目削峰填谷运营与合同能源管理效益分析

赵子明

宁波富德能源有限公司 浙江 宁波 315200

摘要: 化工企业是用电大户, 峰谷电价差持续扩大为电化学储能项目提供了盈利空间。本文以化工企业为应用场景, 分析电化学储能系统削峰填谷的运营模式与经济机理, 探讨合同能源管理机制在储能项目中的适用性与实施路径。通过构建投资回报模型, 测算典型工况下的收益水平与投资回收期, 识别影响效益的关键因素, 并从政策、技术、管理三个维度提出优化建议, 旨在为化工企业科学决策储能项目提供参考依据。

关键词: 电化学储能; 削峰填谷; 合同能源管理; 化工企业; 效益分析

引言: 化工行业是电力消耗强度最高的工业部门之一。随着各地峰谷电价差扩大至每千瓦时0.7元以上, 电化学储能项目的经济性显著改善。储能系统可在低谷充电、高峰放电, 通过削峰填谷获取价差收益, 同时降低企业基本电费。合同能源管理作为市场化节能机制, 可解决化工企业一次性投资压力大的问题。本文从化工企业用电特性出发, 分析储能削峰填谷的运营模式与经济效益, 探讨合同能源管理的实施路径, 为化工企业科学配置储能提供决策参考。

1 电化学储能技术与化工企业用电特性

1.1 电化学储能技术概述

电化学储能是以电池为载体实现电能与化学能相互转换的技术。主流路线包括磷酸铁锂、三元锂、液流电池等, 其中磷酸铁锂电池凭借安全性高、循环寿命长(可达6000次以上)、成本较低等优势, 在工商业储能领域占据主导地位。完整储能系统由电池簇、储能变流器、电池管理系统、能量管理系统及温控消防系统构成。电池管理系统监控电池状态参数保障安全运行, 能量管理系统根据电价信号和企业负荷自动决策充放电策略。随着技术进步和规模化生产, 储能系统初始投资已从早期每千瓦时3000元以上降至1200至1500元, 经济可行性显著提升。

1.2 化工企业用电负荷特性

化工企业用电负荷具有鲜明的行业特征。连续生产特征显著, 化工装置多为24小时运行, 全年负荷相对稳定, 峰谷时段均可充分利用储能系统充放电。用电容量大, 大中型企业变压器装机容量常在5000千伏安以上, 基本电费支出占比高。电价敏感度高, 电费占生产成本10%至20%, 降电价诉求强烈。负荷波动具有规律性,

除计划检修外, 日常生产负荷波动较小, 便于储能充放电策略优化。这些特性决定了化工企业是储能削峰填谷的理想应用场景。以日用电量20万千瓦时的中型企业为例, 配置储能后可实现两充两放, 年转移高峰电量约500万千瓦时, 按每千瓦时0.7元价差计算, 直接收益可达350万元。

1.3 削峰填谷运营的经济机理

削峰填谷的核心经济机理在于利用峰谷电价差套利。电力系统实行分时电价政策, 高峰时段电价远高于低谷时段。储能系统在低谷时段低价充电, 高峰时段高价放电, 获取价差收益。同时, 储能系统可有效降低企业最大需量, 减少基本电费支出。基本电费按变压器容量或最大需量计收, 储能的高峰时段放电可削减企业从电网取电的最大功率, 使最大需量下降, 月基本电费随之降低。此外, 储能还可参与需求响应, 获取额外补偿^[1]。对于化工企业, 储能削峰填谷的年综合收益率可达8%至15%, 投资回收期通常为5至8年。随着峰谷价差拉大和储能成本下降, 项目经济性将进一步改善。

2 合同能源管理机制与储能项目适用性

2.1 合同能源管理的基本模式

合同能源管理是市场化节能投资机制, 节能服务公司出资建设节能项目, 通过节能效益回收投资并获取利润, 合同期满后资产无偿移交用户。主要模式有三种: 节能效益分享型, 双方按约定比例分享节能收益; 节能量保证型, 服务公司保证节能量, 用户分期支付费用; 能源费用托管型, 服务公司管理能源费用, 节约部分按约定分配。对于储能削峰填谷项目, 节能效益分享型最为适用。服务公司承担全部或大部分初始投资, 化工企业无需或仅需少量投入, 双方按约定比例分享峰谷

价差收益,合同期通常为5至10年。该模式有效降低了化工企业的投资门槛和决策风险。

2.2 储能合同能源管理的适用性分析

储能项目具备合同能源管理的适用条件。收益来源清晰明确,峰谷价差收益可量化计算;收益稳定性较高,分时电价政策相对稳定,化工企业负荷规律性强;技术成熟度高,磷酸铁锂储能系统可靠性已充分验证。合同期限与项目寿命匹配良好,储能设计寿命10至15年,合同期5至10年,期满后设备仍可继续使用,化工企业可获得超额收益。但该模式也面临挑战:初始投资大,要求服务公司资金实力强;电价政策调整可能使价差收窄;电池衰减问题需合同明确责任划分。综合来看,在电价政策稳定、价差充足、负荷特性匹配的条件下,储能合同能源管理具有良好的可行性和推广价值^[2]。

3 储能削峰填谷效益测算模型

3.1 效益测算的基本框架

储能削峰填谷效益测算应建立系统的分析框架,收益端主要包括峰谷价差套利收益、基本电费节约收益、需求响应补偿收益三个部分。成本端涵盖初始投资成本、运维成本、电池更换成本、财务成本等。核心评价指标包括投资回收期、内部收益率、净现值等。测算需基于化工企业实际用电数据,包括日负荷曲线、峰谷时段划分、各时段电价水平、变压器容量或最大需量等参数。典型化工企业用电峰谷时段一般为:高峰时段为9:00至12:00和17:00至22:00,低谷时段为23:00至次日7:00,其余为平段。以典型地区分时电价为例,高峰电价约为每千瓦时1.10元,低谷电价约为每千瓦时0.35元,价差为0.75元。储能系统每日可安排两个充放电循环,低谷充电、高峰放电,平段视情况灵活调整。通过合理配置储能容量,可在不干扰正常生产的前提下实现效益最大化。

3.2 典型工况效益测算

以一个日用电量20万千瓦时的中型化工企业为例进行效益测算。配置储能容量为2兆瓦/4兆瓦时,即额定功率2兆瓦,额定容量4兆瓦时。系统初始投资按每瓦时1.3元计算,总投资约为520万元。年运维费用按初始投资的3%计算,约为15.6万元。每日充放电策略:低谷时段充电4兆瓦时,高峰时段放电4兆瓦时,每日循环一次。年运行天数按330天计算,年放电量为132万千瓦时。按峰谷价差0.75元每千瓦时计算,年价差套利收益约为99万元。基本电费节约方面,储能系统在高峰时段放电可降低企业最大需量约1.5兆瓦,按每千瓦每月30元计算,年基本电费节约约为54万元。两项合计年收益约为153万元。扣除年运维费用15.6万元,年净收益约为137.4万

元。静态投资回收期约为520除以137.4等于3.8年。考虑设备寿命10年,项目全生命周期净收益约为137.4乘以10减去520等于854万元,内部收益率约为24%,经济效益显著。

3.3 合同能源管理模式下方收益分配

合同能源管理模式下,节能服务公司与化工企业按约定比例分享年净收益。常见的分配方式为:合同期前5年,节能服务公司分享70%,化工企业分享30%;后3年,分享比例调整为50%对50%。仍以上述典型项目为例,合同期为8年。前5年,节能服务公司年收益约为137.4乘以0.7等于96.2万元,5年累计约481万元,可收回初始投资并获取一定利润;化工企业年收益约为41.2万元,5年累计约206万元。后3年,双方年收益各为68.7万元,化工企业3年累计约206万元。合同期内化工企业累计收益约为412万元,节能服务公司累计收益约为549万元。合同期满后,储能资产无偿移交给化工企业,剩余寿命期内化工企业可获得额外收益约400至500万元。这种分配方式既解决了化工企业一次性投资压力大的问题,又为节能服务公司提供了合理的投资回报,实现了互利共赢。

3.4 影响效益的关键因素

影响储能削峰填谷效益的关键因素包括峰谷价差、充放电次数、系统效率、电池衰减等。峰谷价差是决定性因素,价差每增加0.1元每千瓦时,年收益可提升约13万元。充放电次数直接影响年收益总量,每日从一充一放提升为两充两放,收益可翻倍,但需注意电池循环寿命消耗相应加快。系统效率决定了充放电过程中的能量损耗,效率每提升1个百分点,年收益增加约1.5万元。电池衰减是长期运营的重要变量,锂电池在循环6000次后容量保持率通常为70%至80%,实际可用容量逐年下降,需在测算模型中予以考虑。此外,电价政策稳定性、化工企业负荷波动、储能系统故障率等因素也会对实际效益产生影响^[3]。化工企业在决策储能项目时,应审慎评估上述因素,采用保守原则进行效益测算,为投资决策提供可靠依据。

4 化工企业储能项目落地实施的优化策略

4.1 科学确定储能配置方案

储能配置方案应基于化工企业实际用电数据,避免盲目追求大容量。建议采集企业至少一年的用电负荷数据,分析峰谷时段的用电特征,精准测算储能系统的最优功率和容量。配置过大将导致设备闲置、投资浪费;配置过小则无法充分获取价差收益。对于连续生产的化工企业,推荐配置满足2至4小时高峰时段用电需求的储能容量,即以企业平均高峰负荷的20%至40%作为储能

额定功率,以该功率乘以2至4小时作为储能额定容量。同时应预留一定裕度,应对企业未来负荷增长。电池选型方面,磷酸铁锂电池是目前工商业储能的优先选择,应重点关注电池的循环寿命、安全性、环境适应性等指标。储能变流器应选用具备电网支撑功能的智能型设备,支持孤岛运行和无功补偿。能量管理系统需具备负荷预测、电价优化、自动充放电控制等功能,实现储能的智能化运营。

4.2 审慎选择合作模式

化工企业应根据自身资金状况和技术能力,审慎选择自投自营或合同能源管理模式。资金充裕、具备储能运维能力的大型化工企业可考虑自投自营,享受全部收益,但需承担全部投资风险。资金紧张或对储能技术不熟悉的中小化工企业,建议优先选择合同能源管理模式,由专业节能服务公司投资建设并负责运营,企业以零投入或少量投入获取节能收益分成。选择合作方时,应重点考察节能服务公司的资金实力、技术能力、行业经验和信用状况,优先选择具有多个成功案例的专业机构。合同谈判应重点关注收益分配比例、合同期限、设备性能保证、运维责任划分、资产移交条件、提前解约条款等核心内容,确保合同公平合理。同时应约定电价政策重大调整等不可抗力情况下的风险分担机制,避免因政策变化导致合作纠纷^[4]。

4.3 强化安全风险管控

储能系统安全是化工企业必须高度重视的问题,化工企业生产环境中可能存在易燃易爆物质,对储能系统的安全要求更为严格。选址方面,储能系统应布置在远离生产装置、储罐区、危险化学品仓库等高风险区域的位置,保持足够的安全间距。设备选型方面,优先选用通过权威机构安全认证的产品,电池模组应具备阻燃、防爆、防泄漏等安全特性。消防系统方面,应配置气体灭火、水喷淋等多级消防设施,并与化工企业现有消防系统联动。监控系统方面,应部署电池状态实时监控、温度异常预警、气体浓度检测等功能,实现对安全隐患的早期识别。运维管理方面,应制定储能系统安全操作规程,定期开展安全检查、设备维护和应急演练,确保系统安全稳定运行。化工企业应将储能系统纳入厂区统

一的安全管理体系,明确管理责任,落实安全措施。

4.4 合理应对政策风险

储能项目的经济效益高度依赖分时电价政策,政策调整风险不容忽视。化工企业和节能服务公司应采取多措并举的方式应对政策风险。首先,在投资决策阶段进行敏感性分析,测算峰谷价差收窄至不同幅度时的收益水平和投资回收期,评估项目对电价政策的依赖程度。建议以相对保守的价差假设作为决策依据,为可能的政策变化预留安全边际。其次,探索多元化收益模式,除削峰填谷外,积极参与需求响应、辅助服务、电力现货交易等,拓宽收入来源,降低对峰谷价差的依赖程度。再次,在合同能源管理协议中设置政策调整条款,明确电价政策发生重大变化时的处理方式,如收益分配比例调整、合同期限延长、提前终止补偿等。最后,密切关注国家和地方电价政策动态,提前预判政策走向,及时调整运营策略,最大限度降低政策变化带来的不利影响。

结束语

电化学储能削峰填谷为化工企业降低用电成本提供了有效途径,合同能源管理机制则解决了初始投资压力大的现实问题。本文分析了化工企业用电特性与储能技术匹配度,测算了典型工况下的经济效益,识别了影响效益的关键因素。未来,随着新型电力系统建设深入推进,峰谷价差有望进一步扩大,储能系统成本将持续下降,化工企业储能应用将迎来更大发展空间。企业应把握机遇,科学决策,稳步推进储能项目落地,实现经济效益与绿色转型的双重目标。

参考文献

- [1]汪菲娜.电化学储能项目投资构成及经济指标分析[J].价值工程,2022,41(14):22-25.
- [2]权朝明,李凯明,张生娟,等.电化学储能行业标准体系建设现状及发展建议[J].储能科学与技术,2025,14(11):4384-4398.
- [3]金伟初,安鑫,李丹彤.基于全生命周期的独立电化学储能电站投资评估分析[J].广东电力,2025,38(2):20-27.
- [4]陈建国,李强.化工企业用电负荷特性与储能配置优化[J].化工自动化及仪表,2024,51(3):321-327.