

# 源网荷侧新型储能商业模式及成本回收机制研究

任畅翔<sup>✉</sup>, 刘娇, 谭杰仁

(中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司, 广东 广州 510663)

**摘要:** [目的]在“双碳”目标下,以新能源为主体的新型电力系统在“源网荷”侧均赋予了储能重要战略地位,在灵活电力市场机制下,挖掘储能商业模式及成本回收机制,完善储能相关市场规则和支撑政策机制,对促进储能可持续发展,推进新型电力系统的建设和双碳目标的实现有着重要意义。[方法]基于国内外储能收益定价经验,采用经营期定价法、成本+合理收益、电力失负荷价值等多种方法对储能收益来源及成本回收机制进行了测算。[结果]基于现有政策路径,全面梳理了“源网荷”侧新型储能应用场景、商业模式及成本回收机制,总结了现存问题及政策建议。[结论]研究成果具备较好的可操作性和参考性,可为储能大规模发展和政策制定提供有益参考。

**关键词:** 新型储能; 商业模式; 定价机制; 成本回收; 支撑政策

**中图分类号:** TM91; TM756.2 **文献标志码:** A

**文章编号:** 2095-8676(2022)04-0094-09

**开放科学(资源服务)二维码:**



## Research on the Business Model and Cost Recovery Mechanism of New Energy Storage on Source-Grid-Load Side of Power System

REN Changxiang<sup>✉</sup>, LIU Jiao, TAN Jieren

(China Energy Engineering Group Guangdong Electric Power Design Institute Co., Ltd., Guangzhou 510663, Guangdong, China)

**Abstract:** [Introduction] Under the goal of "carbon peak and neutrality" goal, the new power system with new energy as the main body has attached great importance to energy storage on the "source-grid-load" side. Exploring the energy storage business model and cost recovery mechanism, and improving the energy storage related market rules and supporting policy mechanism are of great significance to promote the sustainable development of energy storage, the construction of new power system and the realization of the "carbon peak and neutrality" goal. [Method] The source of energy storage income is calculated by using various methods such as operation period pricing method, cost + reasonable income and power load loss value based on energy storage pricing at home and abroad. [Result] The application scenarios, business models and cost recovery mechanism of new energy storage on the "source-grid-load" side were sorted out, and the existing problems and policy suggestions were summarized. [Conclusion] The research results are of good operability and reference value, and can provide useful reference for the development and policy-making of energy storage.

**Key words:** new energy storage; business model; pricing mechanism; cost recovery; support policy

2095-8676 © 2022 Energy China GEDI. Publishing services by Energy Observer Magazine Co., Ltd. on behalf of Energy China GEDI. This is an open access article under the CC BY-NC license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>).

## 0 引言

在我国“碳达峰、碳中和”目标背景下,以新能源为主体的新型电力系统建设将成为“十四五”期间的重点建设任务。新型电力系统的建设关键是保

障新能源的大规模消纳和能源安全,提高系统灵活调节能力,平抑新能源的短时波动,提高较长时段的系统平衡能力。由此,具备响应速度快、建设周期短、开发规模受资源条件约束小等优势储能被赋予了极为重要的战略地位,使“源-网-荷-储”成为新型电

收稿日期: 2020-12-01 修回日期: 2022-04-19

基金项目: 中国能建广东院科技项目“基于能源行业的应对气候变化国家战略背景下投融资政策标准及评估体系研究”(EV06261W)

力系统中不可或缺的四类要素。

## 1 储能发展现状分析

### 1.1 装机规模及应用现状分析

现有的储能主要包括抽水蓄能及飞轮储能等物理储能、锂离子电池等电化学储能、热储能等。其中, 将除抽水蓄能外的储能技术称为新型储能, 以电化学储能为主。相较于传统储能, 新型储能在能量密度、功率性能、双调节能力、响应速度、精准控制等方面具备多重优势, 已有较为广泛的应用<sup>[1]</sup>。截至 2020 年底, 我国累计装机规模达到 35.1 GW, 占全球比重的 18.5%。其中, 抽水蓄能规模占比 90.5%, 电化学储能占比为 8%(锂离子电池占比 87%)。具体如图 1 所示。我国电化学储能分布还是以电源侧为主, 装机 2068.5 MW, 占比 62%; 电网侧和用户侧装机差距相对较小, 分别为 711 MW、541.5 MW, 如图 2 所示。

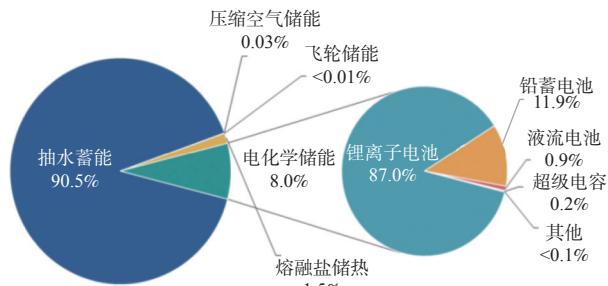


图 1 2020 年底我国储能项目的累计装机规模

Fig. 1 Cumulative installed capacity of China's energy storage projects by the end of 2020

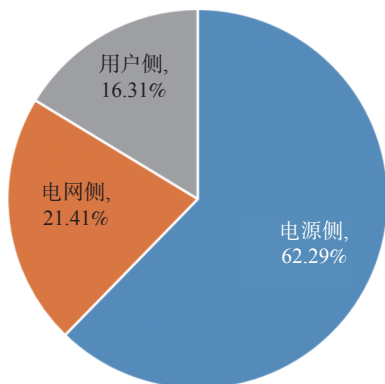


图 2 我国电化学储能电池的应用场景分布

Fig. 2 Distribution of application scenarios of electrochemical energy storage batteries in China

### 1.2 储能技术经济分析

选取电化学储能中的应用最广泛的锂离子电池

和抽水蓄能电站开展度电成本测算, 如表 1 所示, 磷酸铁锂电化学储能度电成本约为 0.27~0.39 元, 抽水蓄能电站约为 0.24~0.29 元。电化学储能成本水平取决于储能造价的水平 and 循环次数, 从经济性而言, 抽水蓄能为目前成本最低的储能方式。

表 1 储能度电成本测算

Tab. 1 The calculation of electrochemical energy storage LCOE

费用明细	磷酸铁锂电储能		抽水蓄能电站	
储能造价	1200	2500	5500	7000
	元/kWh	元/kWh	元/kW	元/kW
循环次数或循环年限	5000次	5000次	40年	40年
造价成本/[元·(kWh) <sup>-1</sup> ]	0.12	0.25	0.1	0.12
运维成本/[元·(kWh) <sup>-1</sup> ]	0.024	0.03	0.06	0.07
税金及损耗成本/[元·(kWh) <sup>-1</sup> ]	0.13	0.11	0.08	0.1
成本/[元·(kWh) <sup>-1</sup> ]	0.27	0.39	0.24	0.29

## 2 储能商业模式国际经验及我国的探索

### 2.1 国际经验

从国际经验看, 受益于灵活的电力市场机制, 储能商业模式多样, 典型的地区包括美国和欧洲。国外储能分为表前储能和表后储能, 美国表前市场主要用于调峰、调频等电力辅助服务和发电侧能量存储, 收益方式主要有能量市场、电力辅助服务、峰谷套利和输配电价。如 PJM(Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection, 宾夕法尼亚州-新泽西州-马里兰州) 市场的大型储能系统主要用于电网调频; 加州则用于电网调峰、负载管理等; MISO(Midcontinent Independent System Operator, 美国中部独立电力系统运营商) 的储能系统主要针对于调峰调频; 阿拉斯加、夏威夷等地因其本身电网系统较为独立, 储能系统的作用更加多样化, 致力于提高电网的可靠性。根据 EIA(Energy Information Administration, 美国能源信息署) 统计, 2019 年度美国储能累计 73% 的能量容量用于调频。美国表后储能主要安装于家庭和工商业用户侧, 近年发展迅速。这得益于美国税收政策的激励和峰谷价差逐渐拉大提高了表后储能的经济性。另外, 由于美国电网系统相对独立, 不能跨区进行大规模调度, 且超过 70% 的部分已经建成 25 年以上, 系统老化明显, 出现了供电不稳定、高峰输电阻塞、难以抵抗极端天气等问题, 叠加 2021 年疫情和暴风雪叠加造成的德

州大面积长时间停电的影响,居民提升用电可靠性的需求提高,户用储能需求也随之大幅提升。

欧洲表前储能以英国为代表,表后储能以德国为代表。英国储能表前市场收益多样化。表前市场的储能作用主要有调峰、调频、旋转备用、备用电源、存储过剩的可再生能源发电、平滑可再生能源出力、负载管理等,英国部分储能电站的多重收益多达十余种。英国储能中,以调频市场和备用市场为主,调频市场包括增强型频率响应、固定频率响应、动态遏制、需求响应等,备用市场包括快速储备容量,短期运行储备容量,容量市场等。调频服务和快速储备容量的价值最高,但总需求相对较小,短期运行储备(Short-tme Operating Reserve, STOR)和容量市场提供的收益较低,但对系统的响应时间要求不高,且可与其他服务相兼容<sup>[2]</sup>。

对德国而言,表后储能市场的发展,与政府大力补贴与居民电价高昂相关。2013—2018年间德国的光储补贴计划,促使户用光伏和储能系统的安装。另一方面,由于德国较为激进的能源转型目标,预计到2022年关闭所有核电站,采取提高税收的方式,零售电价上升幅度较大,2021年德国国家用电价超过30欧分/kWh,是全欧洲大陆户用电价最高的国家。户用储能可以使家用电价从全额上网电价转至自用电价,有效降低户用电费。

## 2.2 中国的探索及研究

目前我国在储能商业模式以及市场交易方式等方面的探索及研究已经较为丰富。青海,湖南,湖北等地区已经积极探索了共享储能的建设模式,并发布了储能的支持政策。在相关研究方面,李东辉等<sup>[3]</sup>总结分析了国内外储能在配套新能源、微电网、辅助服务等多个应用领域中的商业模式;董凌等<sup>[4]</sup>提出了面向可再生能源消纳的共享储能商业运营模式,并对共享储能交易的可行性和存在的问题进行了分析;薛金花等<sup>[5]</sup>构建了面向电力需求响应、电储能调峰和跨省跨区新能源现货交易等互动套餐,基于共

享储能理念,提出了客户侧分布式储能的多元化商业模式;胡静等<sup>[5]</sup>考虑投资主体、成本、电价等因素,研究提出中国电网侧储能潜在的典型商业模式及相关政策建议;陈大宇<sup>[6]</sup>研究了电储能参与辅助服务补偿机制的控制策略,提出了在不同类型的调峰市场中,储能的参与方式以及经济性评估模型;南国良等<sup>[7]</sup>针对高比例可再生能源并网引起的调峰问题,提出了一种电网侧储能参与调峰辅助服务市场的交易模式,建立了储能参与调峰辅助服务市场出清模型。

基于对各地区储能支持政策的梳理,中国的储能商业模式的探索还存在以下问题:(1)市场机制支持力度不足,独立储能的市场主体地位需进一步明确,以便在辅助服务市场获利;(2)源网荷侧储能应用场景的收益来源及收益标准不清晰,亟需结合储能的度电成本和提供的服务确定储能的价值,并开展储能成本的回收机制研究。

基于2021年7月15日国家发展改革委、国家能源局发布的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》<sup>[8]</sup>,结合电改背景下灵活市场机制完善,文章在“源网荷”侧对新型储能合理的建设模式、灵活多样的商业模式及其回收机制、市场体制机制等内容开展研究创新,以期对储能在新型电力系统建设下的可持续发展提供有益参考。

## 3 新能源侧新型储能商业模式及回收机制研究

### 3.1 研究背景

截至2021年底,我国大部分省份均发布了新能源项目配置储能的相关政策,但在新能源平价上网趋势下,储能配置额外增加新能源发电成本。对于2021年后新增新能源项目,满足7%收益率对项目造价下降率测算如表2所示。

在目前新能源和储能造价情况下,新能源配置储能积极性不高。如何合理疏导新能源侧储能成本,

表2 新能源项目加装储能承受能力的测算表  
Tab. 2 The affordability of new energy projects with energy storage

项目造价	盈利分析	造价下降测算
光伏造价	降至2.7元/W,安装10%容量的储能,光伏项目可满足7%的收益率	现规划项目造价约为4元/W,需下降33%
风电项目造价	降至6.5元/W,安装10%容量的储能,风电项目可满足7%的收益率	现规划项目造价约为7元/W,需下降7%

注:以上造价数据为2021年底数据。

是发电侧储能商业模式设计核心。

### 3.2 商业模式设计

**建设模式:** 建设模式主要以集中式为主, 分散式为辅, 推荐在新能源汇集站或并网点进行选址, 储能电站与新能源企业共用电网输送通道, 提高电网通道利用效率。投资建设方为新能源企业在内的各类市场主体, 新能源企业可通过自建、合建或按配比要求租赁储能设施, 租赁容量视同其配建储能容量。

**盈利模式:** 文章基于“市场+非市场”思路构建的发电侧储能盈利模式, 如图 3 所示。

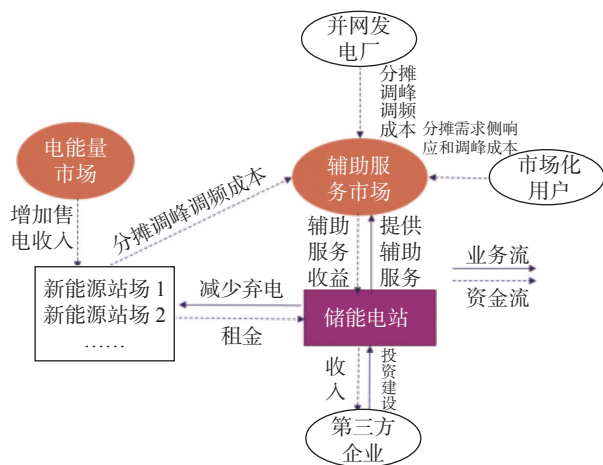


图 3 集中式新能源侧储能商业模式

Fig. 3 The business model of energy storage in generation side

市场收入考虑灵活参与辅助服务市场的收益, 辅助服务费用由并网发电厂和市场化用户共担。

非市场部分考虑新能源租金收入, 费用由新能源企业按照容量分摊。

发电侧储能成本回收机制如表 3 所示。

## 4 电网侧新型储能商业模式及回收机制研究

### 4.1 应用场景及建设模式

电网侧布局储能应用场景主要有三个方向<sup>[10]</sup>: 一是在关键节点布局, 提升大规模高比例新能源及大容量直流接入后系统灵活调节能力和安全稳定水平; 二是电网末端及偏远地区, 建设电网侧储能或风光储电站, 提高电网供电能力; 三是围绕重要负荷用户需求(微电网、大数据中心、5G 基站、充电设施、重要工业园区等重要大工业用户)需求, 建设一批移动式或固定式储能, 提升应急供电保障能力或延缓

表 3 发电侧储能主要应用场景及其商业模式

Tab. 3 Main application scenarios and business models of energy storage on the power generation side

	收益模式	市场化机制	非市场化机制	费用承担方
减少弃电收益	在用电低谷期, 利用储能集蓄新能源弃电, 在用电高峰期再放上网, 解决新能源弃电问题	建立发电侧调峰市场, 采用新能源与储能双边协商或集中竞价的价格确定充放电价格	基于项目经营期法, 按既定的收益率反算年度收入, 由新能源电站按容量支付租金	新能源
深度调峰	电力系统存在调峰需求, 发电侧储能申报独立容量参与系统调峰服务	按地区调峰市场化机制执行	设定区域调峰补偿价格, 按充电电量补偿	并网发电厂及市场化用户
调频	发电侧储能申报独立容量参与调频服务	按地区调频市场化机制执行	无市场化机制区域按两个细则执行	并网发电厂
需求侧响应	发电侧储能申报独立容量参与需求侧响应	按地区需求侧响应机制执行	无市场化机制区域按固定电价补偿	市场化用户

输变电升级改造需求。

关键节点布局储能建设主要以分散式为主, 推荐布局在大规模高比例新能源接入站点和大容量直流接入站点等关键性节点, 宜建在变电站内。电网末端及偏远地区布局储能多以集中式为主, 多在负荷聚集区, 包括办公区和厂区、传统电力系统的供电成本较高的远郊居民区、农村地区、孤岛等区域。围绕重要负荷用户配置固定式或移动式储能, 以分散式为主。电网企业、新能源企业、综合能源服务公司在内的各类市场主体均可参与储能电站建设<sup>[9]</sup>。

### 4.2 商业模式

电网侧储能商业模式基于“谁收益, 谁承担”和“按效果付费”的机制, 依然基于“市场+非市场”思路, 电网替代性投资设定两部制电价机制, 通过输配电价回收; 非替代性投资设定市场化机制, 储能通过电能量市场和辅助服务市场获利<sup>[10]</sup>。非市场和市场收益分别由电网企业和市场主体承担。主要商业模式及机制如图 4~图 6 所示。成本回收机制如表 4 所示。

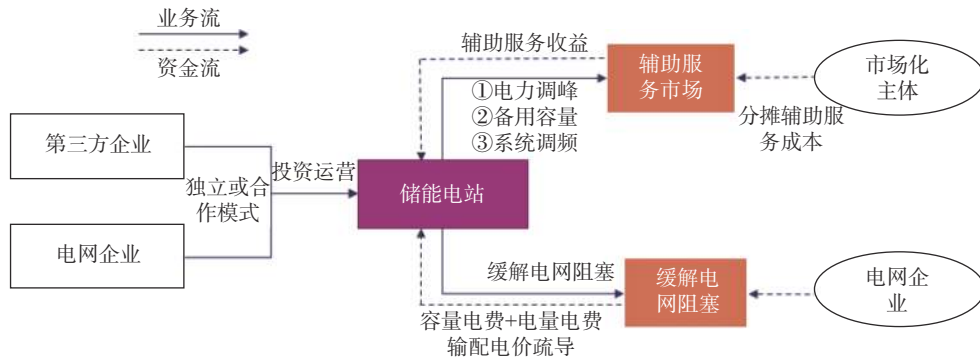


图 4 关键节点布局储能商业模式

Fig. 4 The business model of distributing energy storage on key node

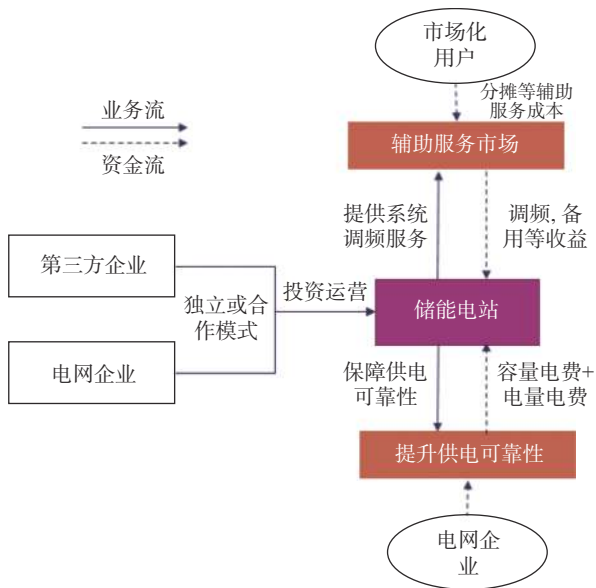


图 5 电网末端及偏远地区配置储能商业模式

Fig. 5 The business model of energy storage at the end of power grid and remote areas

具体收益测算方式如下所示：

1)缓解电网阻塞收益: 储能缓解电网阻塞服务是将储能电站作为电网替代性投资, 优先解决变电站供电能力。现有政策鼓励储能作为电网替代性投资并纳入输配电价回收, 但尚没有具体的成本回收机制。这里考虑成本+合理收益原则, 参考《抽水蓄能容量电价核定办法》<sup>[11]</sup> 经营期法和储能充放电损耗, 采用容量电费+电量电费模式, 研究探索储能合理收益及其输配电价疏导机制, 如表 5 所示。

2)辅助服务收益: 提供系统调峰、备用容量、调频辅助服务, 获取辅助服务收益。

(1)电力调峰服务, 根据前述储能技术经济分析, 调峰储能度电成本为 0.27 ~ 0.39 元。现货市场运行区域, 充放电价按照现货市场峰谷价格执行, 非现货市场运行区域, 设定调峰补偿或充放电价获取价差收益。根据 2022 年版南方区域两个细则<sup>[12]</sup>, 将独立

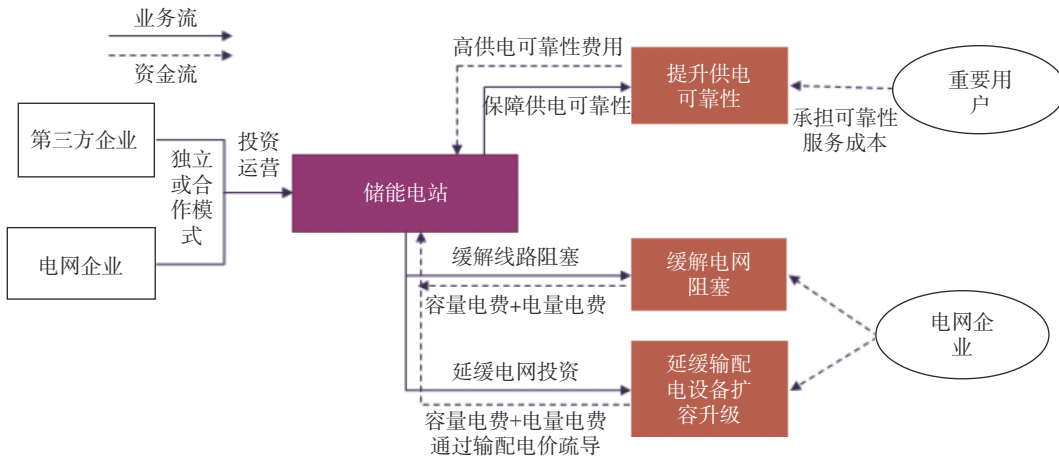


图 6 重要负荷用户配置储能商业模式

Fig. 6 The business model of energy storage configured by important load users

表 4 电网侧储能主要应用场景及其商业模式

Tab. 4 Main application scenarios and business models of grid side energy storage

应用场景	主要用途	成本回收机制
关键节点	电力调峰, 系统调频,	
布局储能	备用容量, 缓解电网阻塞	
电网末端及偏远地区	系统调频, 备用容量, 提升供电可靠性	市场化收益由市场主体共摊; 非市场化收益由电网公司支付, 再从输配电价回收
重要负荷用户需求	缓解电网阻塞、延缓输配电设备扩容升级, 提升供电可靠性	

表 5 电网替代性储能定价方法及资金来源机制设定建议

Tab. 5 Suggestions on pricing method and fund source mechanism of alternative energy storage in power grid

储能价格机制	定价方法	备注	成本回收机制
容量价格	按经营期法, 设定固定的收益率, 涵盖储能的建设成本, 运维成本, 财务及税金成本等, 测算容量电价	鼓励储能参与市场化服务获取收益, 在下一个监管周期计算容量电费时, 考虑扣除一定比例市场化收益	市场化及输配电价回收
电量电价	按照储能充放电损耗, 测算电量电价, 一般取 15% ~ 20% 的充放电价差	电量电价按储能的实际综合效率确定	计入电网线损回收

储能纳入并网调度管理, 参照煤机深度调峰第二档的补偿标准补贴。以广东为例, 储能深度调峰补偿标准约为 0.792 元/kWh, 较 2020 年版提高了 0.292 元/kWh; 新疆按 0.55 元/kWh 补偿; 山西省独参现货市场火电机组深度调峰第四档区间, 为 0.75 ~ 0.95 元/kWh。从调峰单价看, 电储能参与部分地区调峰辅助服务的价格并不低<sup>[13]</sup>。

(2) 备用容量服务: 虽然储能尚未纳入我国备用服务市场补偿范围, 但储能对于系统备用支撑意义重大<sup>[14]</sup>。储能提供备用服务包括的三类费用成本: 容量成本、电能成本、机会成本。文章探索研究储能备用服务合理成本及其回收机制, 如表 6 所示。

(3) 系统调频服务, 目前全国共有 9 个省份和地区发布相关文件支持储能电站作为独立主体或者与发电机组联合参与调频服务市场, 在交易方式方面, 多采用集中竞价、统一出清和边际价格定价的方式开展, 但调频收益的具体计算方式仍在不断调整。

表 6 储能备用服务定价方法设定建议

Tab. 6 Suggestions on setting pricing method of energy storage standby service

储能价格机制	定价方法	备注
容量成本	$C_1 = I / (T \cdot C)$ 式中: $C_1$ 为储能单位容量成本, $I$ 为储能系统投资, $T$ 为备用容量期望利用小时数, $C$ 为储能额定容量。	指储能提供备用容量所发生的折旧费、维护费等固定费用。
电能成本	$C_2 = P_c$ 式中: $P_c$ 为储能充电价格。	储能的电能成本约等于充电费用, 这部分成本可以通过电量价格来反映, 在备用容量被真正调用时按发电效益进行补偿。
机会成本	在给定的时段 $t$ 内, 备用储能容量参与有功市场的运行: $C_3 = P_t \cdot t \cdot (P_c - C_c)$ 式中: $C_3$ 为储能备用机会成本; $P_c$ 为储能单位售电收益; $C_c$ 为储能充放电单位电量成本。	指储能因提供备用而减少的发电量收益。假设储能将部分容量 $P_t$ 用作备用, 若不参与备用市场, 那备用容量将有机会投入运行。

储能作为独立主体参与调频收益根据不同地区规则收益差异较大。

3) 提升供电可靠性收益: 储能通过自身容量储备满足必要时电网应急供电需求, 避免供电中断。因此从提升电网整体可靠性的角度, 建议采用容量电费+电量电费获取收益。

## 5 用户侧新型储能商业模式及回收机制研究

### 5.1 应用场景及建设模式

用户侧储能支持多元化发展, 主要分为两类应用场景: 一是围绕分布式新能源、微电网、大数据中心、5G 基站、充电设施、工业园区等终端用户, 构建终端用户储能融合发展场景; 二是聚合不间断电源、电动汽车等分散式资源, 依托大数据、云计算、区块链等技术, 结合体制机制综合创新, 构建智慧能源、虚拟电厂等多种供需互动储能应用场景。

终端用户储能融合发展场景主要建设模式为围绕终端用户配置固定式或移动式储能, 以分散式建设为主。供需互动储能应用场景主要以自投自建为主, 可作为集中储能的补充, 采用需求侧响应的形式参与需求响应市场。鼓励终端用户在内的各类市场主体参与储能电站建设<sup>[15]</sup>。

## 5.2 商业模式

用户侧储能商业模式如表7和图7所示,终端用户储能融合发展场景主要基于“非市场”模式,通过峰谷套利、需量管理以及提升供电可靠性获取收益,由终端用户共摊储能成本。供需互动储能应用

场景则基于“市场”模式,通过峰谷套利以及参与需求响应市场获利,由分散式储能主体和市场化用户共担储能成本,一部分费用通过分散式储能用户峰谷套利回收,另一部分费用通过需求侧响应地区市场化用户承担。

表7 用户侧储能主要应用场景及其商业模式

Tab. 7 Main application scenarios and business models of user side energy storage

应用场景	主要用途	成本回收机制
终端用户储能融合发展场景	工商业用户、分布式新能源、微电网、大数据中心、5G基站、充电设施、工业园区等终端用户	峰谷套利,节省电费,提高供电可靠性电费
供需互动储能应用场景	聚合不间断电源、电动汽车、用户侧储能等分散式资源作为虚拟电厂	峰谷套利,参与需求侧响应收益
		由分散式储能主体和市场化用户共担储能成本

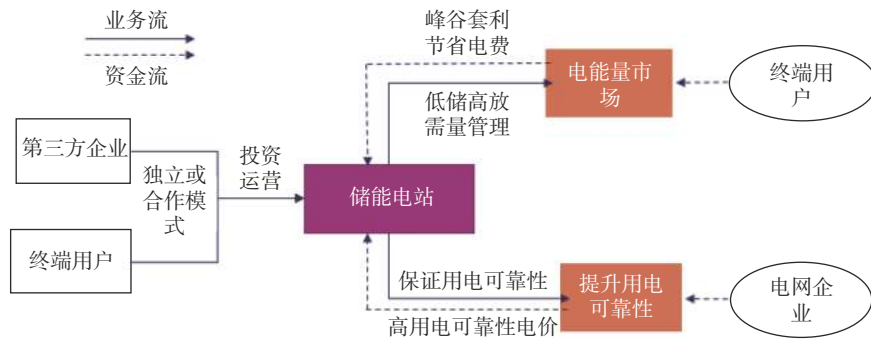


图7 终端用户储能融合发展商业模式

Fig. 7 The business model of energy storage integrated development with end user

具体收益测算方式如下所示:

1) 峰谷套利收益: 基于低储高放实现峰谷套利。

峰谷价差套利是目前商业化应用占比最大的用户侧储能盈利模式, 储能低储高放, 利用峰谷分时电价表中的峰谷平价差实现套利, 同时降低用户用电成本, 适用于峰时段用电量大的用户。

2) 需量管理收益: 消减用电尖峰, 降低用户容量费用, 减少电量费用。

需量管理通过削减用电尖峰, 在用户选择按照需量电费计价(最大需量一般取一个月中每15 min平均负荷的最大值)的情况下, 有效减少最大需量, 降低需量电费, 减少用能成本。同时在分布式电源自发自用余电上网的模式下, 储能低充高放提高分布式电源利用率, 从而降低用户的电费支出<sup>[16]</sup>。

3) 提高供电可靠性收益: 建议基于终端用户电力失负荷价值衡量收益水平。

终端用户配置储能后能够在电网发生故障时为保障自身供电, 减少停电损失。终端用户配置储能

涉及到国民经济各行各业, 其收益测算可基于统计年鉴中各行业经济增加值和用电量情况, 利用电力失负荷价值(Value of Lost Load, VOLL)进行衡量。

4) 参与需求侧响应辅助服务收益: 通过市场规则获取收益。

目前我国大部分地区还未正式施行需求侧响应, 这里基于参与资源的成本来测算来探索研究需求侧响应价格的确定。储能参与需求侧响应价格上限不低于充电成本与度电成本之和。

参与需求侧响应的分散式储能为电力供需平衡做出贡献, 保障了其他用户的正常用电, 基于“谁收益, 谁承担”的原则, 按该时段需求地区市场主体代理用户实际用电量(参与批发市场的电力大用户按自身实际用电量)比例对需求响应成本进行分摊。

## 6 结论及建议

文章基于国内外储能发展现状, 结合储能“源网荷”侧的不同应用场景, 从建设模式、商业模式、

成本回收机制等方面对储能发展机制进行了深入的研究,以期为新能源的高效消纳和构建以新能源为

主体的新型电力系统提供参考。“源网荷”侧新型储能应用场景及其商业模式设计建议总结如表8所示。

表8 “源网荷”侧新型储能应用场景及商业模式汇总

Tab. 8 Summary of new energy storage application scenarios and business models on the "source-grid-load" side

发电侧储能商业模式汇总	
建设模式	集中式共享储能
商业模式	自用容量新能源使用,独立容量可参与系统辅助服务申报。
收益来源	自用容量由新能源通过租金或新能源侧市场化调峰机制获取收益。独立系统辅助服务由系统并网发电厂及市场化用户承担。
电网侧储能商业模式汇总	
建设模式	分散式或集中式储能
商业模式	电网替代性储能投资采用非市场模式,通过两部制电价回收;其他独立储能采用市场化模式回收,辅助服务收益为主要收益来源。
收益来源	容量电费+电量电费纳入输配电价回收,全网用户分摊;辅助服务市场费用,按谁收益,谁承担的原则,由用电用户和发电侧共担。
用户侧储能商业模式汇总	
建设模式	集中式共享储能或分散式储能
商业模式	非市场模式:峰谷套利、需量管理、保证自身用电可靠性;市场模式:参与需求侧响应
收益来源	主要来源峰谷价差套利,其次需求侧响应收益通过需求侧响应地区市场化用户承担。

我国储能产业的发展正处在起步探索阶段,初始投资大,在短期内很难回收成本,获得可观的利润。国内相关扶持及激励政策和办法相对较少,现有补贴政策中存在较大的模糊性和多变性,导致储能参与提供辅助服务的积极性并不高。

目前储能市场化定价机制和成本回收机制的不明朗,成为影响储能发展的关键因素。文章提出以下储能发展机制及政策建议:

1)建议政府出台相关政策,对配建储能的新能源企业在项目核准(备案)、并网时序、系统调度运行安排、保障利用小时数等方面给予政策倾斜,完善“谁收益谁承担”,设定合理储能充放电价格,研究梳理用户侧成本分摊机制和电价政策。

2)在独立储能发展初期,可以借鉴光伏产业发展初期的做法,通过电价补贴或容量补贴等政策,促进储能产业的发展。

3)明确储能以独立市场主体为系统提供能量服务、容量服务和各种辅助服务的地位,将具备调节能力,能够接受调度指令的装置均视为辅助服务供应主体,并根据性能进行定制化设计并网调度规则,尽早实现调频、备用与电能量的联合优化出清,以提高市场效率。建立储能参与中长期交易、现货和辅助服务等各类电力市场专门的出清机制,完善辅助服务补偿机制,明确按效果付费的价格机制。

#### 参考文献:

- [1] 陆昊. 新型电力系统中储能配置优化及综合价值测度研究 [D]. 北京: 华北电力大学(北京), 2021. DOI: 10.27140/d.cnki.ghbbu.2021.000086.  
LU H. Research on energy storage plan optimization and comprehensive value measurement in the new power system [D]. Beijing: North China Electric Power University (Beijing), 2021. DOI: 10.27140/d.cnki.ghbbu.2021.000086.
- [2] 朱寰, 徐健翔, 刘国静, 等. 英国储能相关政策机制与商业模式及对我国的启示 [J]. 储能科学与技术, 2022, 11(1): 370-378. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2021.0290.  
ZHU H, XU J X, LIU G J, et al. UK policy mechanisms and business models for energy storage and their applications to China [J]. Energy Storage Science and Technology, 2022, 11(1): 370-378. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2021.0290.
- [3] 李东辉, 时玉莹, 李扬. 储能系统在能源互联网中的商业模式研究 [J]. 电力需求侧管理, 2020, 22(2): 77-82. DOI: 10.3969/j.issn.1009-1831.2020.02.014.  
LI D H, SHI Y Y, LI Y. Research on business model of energy storage system in energy Internet [J]. Power Demand Side Management, 2020, 22(2): 77-82. DOI: 10.3969/j.issn.1009-1831.2020.02.014.
- [4] 董凌, 年珩, 范越, 等. 能源互联网背景下共享储能的商业模式探索与实践 [J]. 电力建设, 2020, 41(4): 38-44. DOI: 10.3969/j.issn.1000-7229.2020.04.005.  
DONG L, NIAN H, FAN Y, et al. Exploration and practice of business model of shared energy storage in energy internet [J]. Electric Power Construction, 2020, 41(4): 38-44. DOI: 10.3969/j.issn.1000-7229.2020.04.005.
- [5] 胡静, 李琼慧, 黄碧斌, 等. 适应中国应用场景需求和政策环境的电网侧储能商业模式研究 [J]. 全球能源互联网, 2019, 2(4): 367-375. DOI: 10.19705/j.cnki.issn2096-5125.2019.04.007.  
HU J, LI Q H, HUANG B B, et al. Business model research of



- energy storage on grid side adapted to application scenarios and policy environment in China [J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2019, 2(4): 367-375. DOI: 10.19705/j.cnki.issn2096-5125.2019.04.007.
- [6] 陈大宇. 含电储能系统的新型辅助服务市场研究 [D]. 北京: 华北电力大学(北京), 2016.  
CHEN D Y. Market research on new ancillary services for electric energy storage systems [D]. Beijing: North China Electric Power University (Beijing), 2016.
- [7] 南国良, 张露江, 郭志敏, 等. 电网侧储能参与调峰辅助服务市场的交易模式设计 [J]. *电气工程学报*, 2020, 15(3): 88-96. DOI: 10.11985/2020.03.012.  
NAN G L, ZHANG L J, GUO Z M, et al. Design of trading mode for grid-side energy storage participating in Peak-shaving assistant service market [J]. *Journal of Electrical Engineering*, 2020, 15(3): 88-96. DOI: 10.11985/2020.03.012.
- [8] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于加快推动新型储能发展的指导意见 [EB/OL]. (2021-07-15) [2022-04-15] [https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/gxwj/202107/t20210723\\_1291321.html?code=&state=123](https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/gxwj/202107/t20210723_1291321.html?code=&state=123).  
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Guidance on accelerating the development of new energy storage [EB/OL]. (2021-07-15) [2022-04-15]. [https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/gxwj/202107/t20210723\\_1291321.html?code=&state=123](https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/gxwj/202107/t20210723_1291321.html?code=&state=123).
- [9] 朱寰, 程亮, 陈琛, 等. 多重应用场景下的电网侧储能需求评估方法 [J]. *电力建设*, 2019, 40(9): 35-42. DOI: 10.3969/j.issn.1000-7229.2019.09.005.  
ZHU H, CHENG L, CHEN C, et al. Assessment method for grid-side storage demand under multiple application scenarios [J]. *Electric Power Construction*, 2019, 40(9): 35-42. DOI: 10.3969/j.issn.1000-7229.2019.09.005.
- [10] 赵玉婷, 赵永生. 电网侧储能电站投资收益分析 [J]. *湖南电力*, 2019, 39(5): 4-8. DOI: 10.3969/j.issn.1008-0198.2019.05.002.  
ZHAO Y T, ZHAO Y S. Analysis of investment income of power grid side energy storage power station [J]. *Hunan Electric Power*, 2019, 39(5): 4-8. DOI: 10.3969/j.issn.1008-0198.2019.05.002.
- [11] 国家发展改革委. 国家发展改革委关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见 [EB/OL]. (2021-04-30) [2022-04-15]. [http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-05/08/content\\_5605367.htm](http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-05/08/content_5605367.htm).  
National Development and Reform Commission. Opinions of the National Development and Reform Commission on further improving the price formation mechanism of pumped storage [EB/OL]. (2021-04-30) [2022-04-15]. [http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-05/08/content\\_5605367.htm](http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-05/08/content_5605367.htm).
- [12] 国家能源局南方监管局. 关于公开征求《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》(征求意见稿)意见的通告 [EB/OL]. (2022-03-24) [2022-04-15]. <http://nfj.nea.gov.cn/adminContent/initViewContent.do?pk=4028811c7d55f39b017fba04675201b9>.  
South China Energy Regulatory Office of National Energy Administration. Notice on publicly soliciting opinions on the *Implementation Rules for the Operation and Management of Grid-Connected Electricity in the Southern Region and the Implementation Rules for the Management of Auxiliary Services in the Southern Region* (draft for comments) [EB/OL]. (2022-03-24) [2022-04-15] <http://nfj.nea.gov.cn/adminContent/initViewContent.do?pk=4028811c7d55f39b017fba04675201b9>.
- [13] 陈大宇, 张粒子, 王立国. 储能调频系统控制策略与投资收益评估研究 [J]. *现代电力*, 2016, 33(1): 80-86. DOI: 10.19725/j.cnki.1007-2322.2016.01.013.  
CHEN D Y, ZHANG L Z, WANG L G. Control strategy of energy storage system for frequency regulation and evaluation of investment income [J]. *Modern Electric Power*, 2016, 33(1): 80-86. DOI: 10.19725/j.cnki.1007-2322.2016.01.013.
- [14] 郭树锋, 杨雅兰, 罗美玲, 等. 光伏发电储能系统对电网潜在经济效益的研究 [J]. *宁夏电力*, 2017(5): 45-49. DOI: 10.3969/j.issn.1672-3643.2017.05.007.  
GUO S F, YANG Y L, LUO M L, et al. Study on the influence of photovoltaic power storage system on the potential economic benefit of power grid [J]. *Ningxia Electric Power*, 2017(5): 45-49. DOI: 10.3969/j.issn.1672-3643.2017.05.007.
- [15] 薛金花, 叶季蕾, 许庆强, 等. 客户侧分布式储能消纳新能源的互动套餐和多元化商业模式研究 [J]. *电网技术*, 2020, 44(4): 1310-1316. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2019.1224.  
XUE J H, YE J L, XU Q Q, et al. Interactive package and diversified business mode of renewable energy accommodation with client distributed energy storage [J]. *Power System Technology*, 2020, 44(4): 1310-1316. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2019.1224.
- [16] 丁逸行, 徐青山, 吕亚娟, 等. 考虑需量管理的用户侧储能优化配置 [J]. *电网技术*, 2019, 43(4): 1179-1186. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2018.2123.  
DING Y X, XU Q S, LÜ Y J, et al. Optimal configuration of user-side energy storage considering power demand management [J]. *Power System Technology*, 2019, 43(4): 1179-1186. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2018.2123.

---

作者简介:



任畅翔

任畅翔 (第一作者, 通信作者)  
1989-, 女, 湖南益阳人, 硕士, 经济师, 主要从事电网经济咨询工作 (e-mail) renchangxiang@gedi.com.cn。



刘娇

刘娇  
1994-, 女, 重庆忠县人, 硕士, 主要从事电网经济咨询工作 (e-mail) liujiao@gedi.com.cn。

(编辑 叶筠英)