

电化学储能商业化及应用现状分析

黎冲¹, 王成辉¹, 王高¹, 鲁宗虎², 马成智², 文晓容²

(1. 国家能源集团新疆能源有限责任公司, 新疆 乌鲁木齐 830027;

2. 新疆工业云大数据创新中心有限公司, 新疆 乌鲁木齐 830026)

摘要: 作为储能的主要表现形式之一, 电化学储能有着响应速度快、循环效率高和受地域因素影响较小等优势, 伴随其成本迅速下降, 在可再生能源发展需求下, 电化学储能将迎来快速发展。电化学储能项目增多, 市场接受度也在不断提高, 国家相关龙头企业相继发布了促进电化学储能发展的指导意见, 给储能产业商业模式的发展释放出积极信号。首先梳理了电化学储能商业模式, 然后对其商业化应用进行了分析, 最后根据所描述的内容, 给出了具体意见。

关键词: 电化学储能; 政策; 标准; 商业模式; 应用

Analysis of the commercialization and application status of electrochemical energy storage

LI Chong¹, WANG Chenghui¹, WANG Gao¹, LU Zonghu², MA Chengzhi², WEN Xiaorong²

(1. CHN Energy Xinjiang Energy Co., Ltd., Urumqi 830027, China;

2. Xinjiang Industrial Cloud & Big Data Innovation Center Co., Ltd., Urumqi 830026, China)

Abstract: As one of the main manifestations of energy storage, electrochemical energy storage has the advantages of fast response speed, high cycle efficiency, and less affected by regional factors. With its rapid decline in cost, electrochemical energy storage is rapid development. under the demand for renewable energy development. The number of electrochemical energy storage projects has increased and market acceptance has continued to increase. State Grid Corporation of China and China Southern Power Grid successively issued guidelines to promote the development of electrochemical energy storage, which released positive signals for the development of the energy storage industry's business model. The business model of electrochemical energy storage is sorted out, and then its commercial application is analyzed. Finally, specific opinions are given based on the content described.

Key words: electrochemical energy storage; policy; standard; business model; application

0 引言

随着全球可再生能源的应用越来越普及、智能电网和电动汽车产业的飞速发展, 使得储

能技术成为促进能源发展的关键要素^[1-3]。当前, 可再生能源包括风能、太阳能和潮汐能等, 为了应对它们的不可预测和多变特性, 有效缓解电网剧烈波动, 保证电网的可靠性, 需要配置适当的储能系统使得新能源变得尽可能可控^[4]。当前在储能领域中, 电化学储能技术更具优势。按类别划分, 电能储存技术可分

服务新能源的储能系统建模、规划与控制技术研究 (TC-CN2021-B-002)

为电化学储能、电磁储能和热储能等方式。抽水蓄能是全球范围内目前比较成熟的储能技术,但由于地理位置受限,增长规模比较缓慢。而电化学储能不但运行效率比抽水蓄能高,而且不受地理条件限制,应用范围很广。

电化学储能在电力系统中应用广泛,可应用于发电、输电、配电和送电四个环节^[5-6]。在发电侧可提高发电的稳定性,并提高发电质量^[7];在输电环节,可降低输电的成本^[8];在配电环节,可以缓解企业和用户用电压力,促进电网的升级扩容^[9];在送电环节,可通过峰谷差套利,进而减少企业和用户用电成本^[10]。

本文首先梳理了电化学储能在我国的应用现状,归纳了电化学储能相关政策和标准,然后对电化学储能商业模式进行了阐述,其次描述了电化学储能的商业化应用,最后对电化学储能的商业化和应用现状进行了展望,为广大相关研究人员提供借鉴作用。

1 电化学储能现状及概述

1.1 电化学储能现状

近年来,随着成本的快速下降,电化学储能的商业化应用逐渐成熟,逐渐成为储能技术应用方面的主流,而且随着国家大力支持发展电化学储能技术,未来仍有很大的成本下降空间,应用前景广阔。

如图1所示,我国电化学储能累计装机规模在2018年同比增长了16.9倍,截至2019年底,中国电化学储能累计装机规模达到1.89 GW,2020年底累计装机规模高达2.83 GW,同比增长49.7%,说明我国电化学储能产业进入高速发展阶段^[11]。

在新的激励政策出台情况下,各省、市级电力企业可依据需求参与多场景下的电化学储能投资建设,同时可解决技术创新和工程应用难题,开展多场景下电化学储能示范应用,近年来电化学储能在电力系统中的应用及示意图如图2所示。在电源侧,可在传统集中式发电

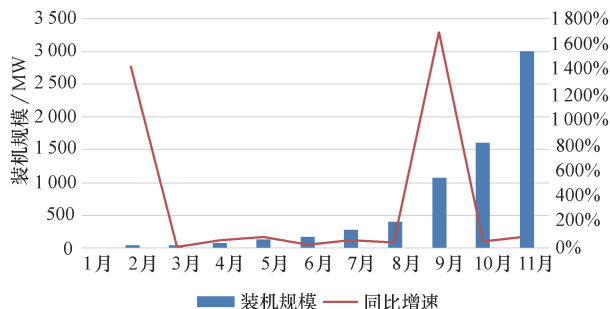


图1 我国电化学储能市场累计装机规模
Fig. 1 Cumulative installed capacity of electrochemical energy storage market in China

厂和新能源集中式电站等电力设施中配置储能系统,主要实现平滑能源出力等功能。在电网侧,可参与电网调峰调频等电力辅助服务、电网潮流分布优化和电能质量改善。在用户侧,为了通过套利峰谷价差,可将电化学储能用于社区储能、工业储能等。

从市场规模来看,电化学储能规模仍将保持高速增长。根据CNESA估计,在2020年,电化学储能规模延续超过70%的年增长速度,到2021年,储能应用将在全领域展开。电力体制变革的进一步推进,将会推动市场化机制和价格机制的储能政策和相关标准进一步落地,同时将为储能应用带来新一轮的高速发展。随着储能成本不断下降以及补偿机制的实施,电化学储能的规模将会实现两次飞跃:一是在2022年突破10 GW;二是在2023年接近或突破20 GW。从预测的数据可知,全球界对未来储能市场的繁荣发展具有信心。综上,电化学储能有着十分广阔的前景,国内储能电池将会逐步发展成熟。

1.2 政策

伴随着储能产业在我国逐渐焕发出的勃勃生机和电化学储能地域不受限、成本相对低等优势,电化学储能成为了国家在能源利用方面重点关注对象之一。为了对我国电化学储能进行长久部署,相关政策在近几年里频频出台,近五年典型电化学储能相关政策如表1所示^[12-14]。

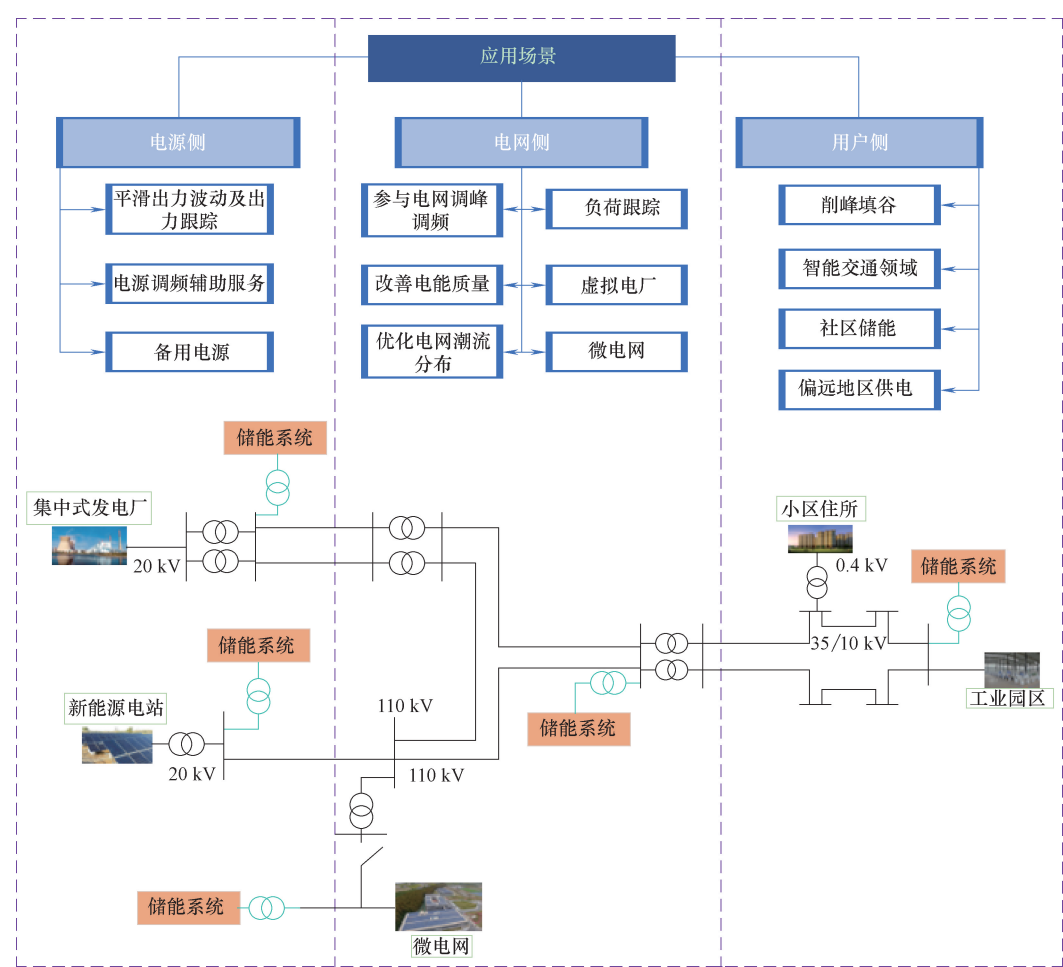


图 2 电化学储能应用场景图

Fig. 2 Application scenario diagram of electrochemical energy storage

表 1 近五年典型电化学储能相关政策

Tab. 1 Typical electrochemical energy storage related policies in the past five years

年份	主要部门	政策名称	主要内容
2016 年	三部委	《关于推进“互联网+”智慧能源发展的指导意见》	发展分布式能源、储能和电动汽车应用、绿色能源灵活交易等新模式和新业态。推动能源互联网核心设备研发和标准体系建设
	国家发改委	《能源技术革命创新行动计划（2016~2030 年）》	完善能源新技术和能源技术标准体系，推动能源创新成果及时转化为标准
2017 年	国家能源局	《关于促进我国储能技术与产业发展的指导意见》	明确加强先进电化学储能技术研发，推进新能源汽车动力电池等领域储能化应用
	国家发改委	《完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案》	可通过电化学储能实现电力辅助服务补偿项目全覆盖
2018 年	国家能源局	《2018 年能源工作指导意见》	加快推进能源革命示范县建设；积极推进充电桩建设
	国家发改委	《关于促进绿色发展价格机制的意见》	要求完善峰谷电价形成机制，通过峰谷价差削峰填谷获得收益，促进储能发展

(续)

年份	主要部门	政策名称	主要内容
2019 年	国家能源局	《关于加强能源互联网标准化工作的指导意见》	其中涵盖储能、电动汽车等技术标准,全面支撑能源互联网建设
	国家发改委	《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》	该计划涵盖电化学、新能源汽车动力电池储能等多项技术规划和应用场景
2020 年	国家能源局	《关于建立健全清洁能源消纳长效机制的指导意见(征求意见稿)》	加快形成有利于清洁能源消纳的电力市场机制着力推动清洁能源消纳模式创新,提出鼓励推动电储能建设和参与、以促进清洁能源高质量发展
	国家能源局	《关于加强储能标准化工作的实施方案》	建立储能标准化协调工作机制,并推进储能标准国际化
2021 年 1~4 月	国务院	《关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见》	构建市场导向的绿色技术创新体系。要鼓励绿色低碳技术研发,加速科技成果转化
	国家发改委	《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》	结合需求侧负荷特性、电源结构和电网调节能力,因地制宜确定电源合理规模与配比,促进能源转型和绿色发展。通过提高电力需求响应能力和存量电源调节能力

为了对我国电化学储能做出一系列顶层战略规划,国家有关部门发布《能源技术创新行动计划(2016~2030 年)》《关于促进我国储能技术与产业发展的指导意见》(2017 年版)和《关于加强储能标准化工作的实施方案》等政策,使得各个地区根据自身实际情况积极响应,建立地方政策及规划;国家有关部门下发《关于推进“互联网+”智慧能源发展的指导意见》《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》(2019 年版)政策,目的是为了利用技术创新引领电化学储能产业发展。《关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见》和《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》推动了产业发展,从环保、经济和用途三个方面出发,保障我国电化学储能向前发展。

通过对顶层规划、推动发展和技术创新这三个层面重点发力,加快建立适应科技创新规律、统筹协调和科学规范的科研机制,使科研更加聚焦我国社会发展重大需求,基础前沿研究、重大共性关键技术等研究显著提升,科研人员的积极性和创造性充分发挥,为实施创新驱动发展战略提供有力保障。

1.3 国家标准

从应用对储能标准过程建立的情况来看,电化学储能基本贯穿储能的规划、设计、设备实验、工程组织、施工验收和运行安排,包括维护检修、报废的过程。目前常用且大型的电化学储能装置为电化学储能电站,电站规模已达到百兆瓦级,应用非常广泛。随着电化学储能装机逐年增长,也暴露出一些安全性问题。储能电站出现了个别电池冒烟需要更换的情况,最严重的因为电池的问题导致了集装箱起火并烧毁。且全国有很多的储能项目,需要制定相关标准将储能相关的设备、实验和操作流程等规范化,因此对储能相关事项作出统一规定,为储能行业建立合理有效的标准是至关重要的。为推动储能产业健康发展,大力培育战略性新兴产业新兴设备、技术和流程,国家制定了相应标准,针对储能产业建立的典型标准如表 2 所示^[15-17]。

其中,《电化学储能电站用锂离子电池管理系统技术规范》针对电化学储能电站的电池充放电、温度管理等方面作出了相关规定;为了规范电化学储能系统与电网间的连接环节,国家制定了《电力系统电化学储能系统

通用技术条件》《电化学储能系统接入电网技术规定》和《电化学储能系统接入电网测试规范》等标准；未来应对科研机构给予激励，以推动其制定电化学储能系统安全、运维相关标准。

表 2 近年我国典型电化学储能相关标准

Tab. 2 Typical standards of related to electrochemical energy storage in recent years in China

序号	标准号	标准名称
1	GB/T 34131—2017	《电化学储能电站用锂离子电池管理系统技术规范》
2	GB/T 34120—2017	《电化学储能系统储能变流器技术规范》
3	GB/T 36558—2018	《电力系统电化学储能系统通用技术条件》
4	GB/T 36547—2018	《电化学储能系统接入电网技术规定》
5	GB/T 36548—2018	《电化学储能系统接入电网测试规范》

2 电化学储能商业模式

2.1 商业模式现状

近年来，中国电化学储能项目数量增多。截至 2019 年 6 月底，中国共发布了 61 个调频辅助服务项目，规模共计 813.3 MW。从区域分布上看，广东市场占有率最大，共计 25 个，规模合计 364 MW。单体项目中，华润海丰电厂项目规模最大，为 30 MW/15 MW·h。

国家发展改革委、国家能源局等部门积极探索适合储能发展的价格机制。目前，已启动东北、华北、西北、福建和山西等 15 个电力辅助服务市场试点，大部分已明确电储能设施参与调峰等交易相关要求和补偿费用标准。按照促进电网企业加强成本管理的基本原则，电储能设施、电网所属且已单独核定上网电价电厂的成本费用不得计入输配电定价成本。近年来，储能设施作为电力系统中的重要新型灵活调节手段，在电源侧、负荷侧和电网侧均发挥

了积极作用。其中，部分电网侧储能设施实现了对输电线路和变电设备的投资替代，使得建设经营成本以及电网企业提供输电服务的费用支出具有一定的合理性。下一步，将对已建成的电网侧储能设施运行数据进行梳理研究，定量分析其对输变电设施的投资替代作用。在此基础上，需要研究明确电网侧储能的合理疏导模式，促进电网侧储能规范发展。

然而，我国某些地区新能源发电侧储能还没有成熟的商业模式，已有多家公司领导提出要力推“新能源+储能”协同发展模式，建议出台与储能成本相关的财政税收补贴政策，成本通过提高新能源消纳比例等收益疏导。

2.2 度电成本分析

工商业套利场景的运行策略通常为两充两放，其中一部分一充一放在平段高峰，另一部分一充一放在低谷高峰。一般配置时长约 3 h。由于不同地区的峰谷时段差异较大，一般情况下划分为 6 个时段，分别为 2 个高峰、3 个平段和 1 个低谷。高峰时长约 3 h，2 个高峰之间掺入 3 h 的平段。全国工商业峰谷价差中位数分别为 0.49 元/kW·h、0.54 元/kW·h。当前我国用户侧主要利用储能进行峰谷价差套利和容量费用管理，截至 2020 年 12 月底已有 26 个地区发布新版销售电价表，其中 15 个地区制定了峰谷分时电价，工商业及其他峰谷价差平均值为 0.51~0.55 元/kW·h；中位值为 0.48~0.52 元/kW·h，其中北京是峰谷价差最大的地区，达到 0.99~1.00 元/kW·h，上海峰谷价差夏季达到 0.81~0.83 元/kW·h。对比上一轮销售电价，江苏、浙江和安徽峰谷价差拉大约 2 分钱。

储能度电成本约为 0.51 元/kW·h，在全国多数发达省份已基本具备套利空间。储能度电成本为国际通用的成本评价指标。作为目前国际上通用的储能成本评价指标，基于储能全生命周期建模的储能平准化成本，是对项目生命周期内的成本和放电量进行平准化后计算得到

的储能成本，即生命周期内的成本现值/生命周期内发电量现值。根据相关研究人员的测算，发现北京、上海和江苏等发达地区已具备套利空间。

2.3 里程成本分析

随着全国可再生能源装机规模快速增加，电网的冲击压力越来越大，各省份正在加快构建电力辅助服务市场体系。根据有关研究人员统计的数据显示，目前全国范围内除东北、山西、福建、山东、新疆、宁夏和甘肃等8个电力辅助服务市场改革试点之外，还有河南、安徽、四川、青海、湖北、湖南、贵州和重庆等电网发布了电力辅助服务市场运营和交易规则。自2020年以来，全国各省份至少出台23份相关政策文件，列举了与储能参与电力辅助服务市场的条款。截至目前，已有19个省份将点储能纳入交易体系，其中参与调峰与调频是储能获取收益的主要来源。

储能单位功率的调节效率较高，具有快速和精确的响应能力，里程成本是评价储能电站参与电网一次调频或二次调频经济性的重要指标。考虑时间价值后，其算法是对项目的成本和调频里程进行平准化后计算得到的储能成本，即生命周期内的成本现值/生命周期内调频里程现值。

储能里程成本约为3.93元/MW，多个省份参与调频服务已具备盈利空间。考虑到储能调频效率、响应调频时间远优于其他类型机组，补偿系数也应高于其他类型机组。在参与调频服务的应用场景中，在保证调频里程的前提下，目前在福建、广东、蒙西、山西、京津唐、甘肃和四川等多个省份已基本具备盈利空间。

2.4 盈利模式分析

储能行业应用场景丰富，可将其分为电源侧、电网侧和用户侧三类。电源侧对储能的需求场景类型较多，包括电力调峰、新能源并网等；电网侧储能主要用于缓解电网阻塞、延缓

输配电扩容升级等；用户侧储能主要用于峰谷价差套利等。

在“碳达峰”“碳中和”目标指引下，风电、光伏装机将迎来快速增长，快速发展的可再生能源为我国电力行业带来重要问题，即现阶段高比例的弃风弃光问题与未来电网对大比例可再生能源并网的调节问题。可再生能源的消纳问题重视程度不断升高，近几年弃风弃光已经得到了较好控制。2020年风电累计发电量4732亿kW·h，同比增长14.4%；光伏发电2605亿kW·h，同比增长16.9%。风电、光伏累计发电量占全部发电量的比重为9.5%，同比提升0.9%。

弃光、弃风率与装机量相互制约，将在2021年造成一定的消纳压力。由于新增装机对发电运行的结果反映在第二年，而弃风、弃光率高的地区，解决存量机组消纳的优先级也会高于开发新机组，弃光、弃风率和装机量存在非常明显的相互制约效果。2020年新能源的高装机量，势必让2021年消纳面临非常大的压力，特高压、储能等技术解决消纳问题的刚需特性增强。另外，储能系统参与电源侧的平抑波动，可从源头降低新能源发电并网功率的波动性，大幅提升新能源并网消纳能力。

在电网侧，储能电网侧应用的补偿费用普遍由发电厂均摊，具体盈利机制各地方有所不同。发电企业因提供有偿辅助服务产生的成本费用所需的补偿即为补偿费用，国家能源局南方监管局在2017年出台了《南方区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》和《南方区域发电厂并网运行管理实施细则》，两个细则制定了南方电力辅助服务的市场补偿机制，规范了辅助服务的收费标准，为电力辅助服务市场化开辟道路。以广东地区为例，目前AGC服务调节电量的补偿标准可以达到80元/MW·h，电力辅助服务存在盈利空间。

在用户侧，为了给储能套利带来可观空间，政府开始大力推行峰谷电价制度。目前我

国省市工业大户基本都实施了峰谷电价制，通过降低夜间低谷期电价、提高白天高峰期电价的策略来鼓励用户分时计划用电，有利于电力公司均衡供应电力，减少发电机组过度起停造成的损耗，降低生产成本，在一定程度上保证电力系统的安全与稳定。

3 电化学储能商业化应用

3.1 电化学储能商业化应用现状

新能源装机量的快速增加，同时也出现了较为明显的弃光、弃风问题，弃电率增高使得电化学储能为新能源消纳应用提供了商业运营条件。在新能源并网领域储能主要分为新能源发电站投资运营和合同能源管理这两种模式，新能源发电站投资运营模式收益来源主要来自弃电存储，还有一部分来自减少考核费用。合同能源管理模式就是新能源发电站和储能企业业主两方通过合同能源管理模式进行利益分成。

用户侧储能商业模式主要针对传统负荷，实施削峰填谷、需量电费管理和需求响应等。削峰填谷场景用于用电高峰期时用电量大的用户，为目前较普遍的商业化应用，通过“谷充峰放”方式降低用电成本；需量管理通过削减用电尖峰来降低需量电费；需求响应通过响应电网调度，帮助改变用电负荷取得收益。以 1 MW/2 MW·h 储能项目为例，若锂电池单价 1 100 元/kW·h，循环寿命能够达到 6 000 次，需量电费为 42 元/kW，按照峰、平和谷单价分别为 1.13 元/kW·h、0.70 元/kW·h 和 0.25 元/kW·h，电池按每天平均两次充放电循环套利计算，则项目动态投资回收期为 8.5 年，内部收益率为 9.5%。

除峰谷价差套利外，用户侧储能还可与分布式新能源结合开展光储一体等应用。针对已有或新建光伏系统的用户，光储一体能够平滑光伏出力波动、增加光伏发电自用比例等，从而最大限度地降低弃光率，促进光伏消纳。用

户侧储能还可在通信基站备用电源和不间断电源场景中提升供电可靠性。

3.2 电化学储能商业化应用示范

现阶段，在政策驱动电价无法一步到位的情况下，电化学储能商业化发展需要依靠国家和私营企业来带动，通过自上而下的国家示范推动和自下而上的商业化探索，建立多个大型商业化应用示范工程，进而能够在“十四五”期间实现商业化初期向规模化发展的转变。现总结了 2020 年部分地区商业化示范项目，如表 3 所示。

表 3 2020 年部分地区商业化示范工程

Tab. 3 Commercialization demonstration projects in some regions in 2020

序号	商业化应用示范工程	地区	参与企业
1	电网侧预制舱室储能电站	浙江宁波	国网宁波供电公司
2	液流电池一体化示范项目	河北承德	河钢承钢
3	风电储能一体化示范项目	安徽濉溪	华润电力
4	移动共享储能应急电源基地	浙江金华	国网金华供电公司
5	商业化运行独立储能电站	青海格尔木	上海电气
6	工商业储能系统	—	阳光电源

其中，序号 1、4、5 和 6 项目中储能电站的投用，不仅能优化区域网架结构、解决电网阻塞，还能强化电网调节能力，辅助调峰调频，显著提升附近区域的供电效率和供电安全。序号 2 项目中加入新研发的商用钒电解液检测技术，为商用钒电池和钒电解液进一步研究与规模化生产提供了完备的数据支撑，检测方法达到同领域国际先进水平。序号 3 项目在安徽率先开展“风力+储能”项目，可提升风电场的运行调节能力和电网的整体调峰、调频能力，对保障大电网安全和新能源消纳均能发挥重要作用。

企业响应国家颁布的政策和国家级示范工程，纷纷结合自身优势构建不同的能源系统应

用示范工程,既能够使其尽可能地发挥其效用,又能够减少成本,在一定程度上推动其商业化发展。

4 结束语

电化学储能的研究和发展一直以来都是各国关注的重点,可以说,储能商业化应用的深度和宽度决定了新能源发展状况。随着税收投资抵免、电池示范应用等因素驱动,全球电化学储能市场蓬勃发展,前景非常光明。现针对电化学储能商业现状提出以下几点意见,供电化学储能研究领域相关专家参考:

1) 电化学储能商业化进展离不开政策和标准体系的进一步完善。

2) 为了能够更加满足现代社会发展需求,广大科研工作者可以对场景套利等运行策略进行创新。

3) 未来想要得到大规模的应用,还有待于商业模式“投资+运营”等新模式的逐步探索以及示范工程的推广。

参考文献

- [1] 李建林,田立亭,来小康. 能源互联网背景下的电力储能技术展望[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(23): 15-25.
- [2] 张文建,崔青汝,李志强,等. 电化学储能发电侧的应用[J]. 储能科学与技术, 2020, 9(1): 287-295.
- [3] 饶宇飞,司学振,谷青发,等. 储能技术发展趋势及技术现状分析[J]. 电器与能效管理技术, 2020(10): 7-15.
- [4] 谢石晓. 混合储能系统控制策略与容量配置研究[D]. 杭州:浙江大学, 2012.
- [5] 苏小林,李丹丹,阎晓霞,等. 储能技术在电力系统中的应用分析[J]. 电力建设, 2016, 37(8): 24-32.
- [6] 周喜超. 电力储能技术发展现状及走向分析[J]. 热力发电, 2020, 49(8): 7-12.
- [7] 丁明,陈忠,苏建徽,等. 可再生能源发电

中的电池储能系统综述[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(1): 19-25, 102.

- [8] 郑静,文福拴,李力,等. 计及风电场和储能系统联合运行的输电系统扩展规划[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(1): 135-142.
- [9] 李先锋,张洪章,郑琼,等. 能源革命中的电化学储能技术[J]. 中国科学院院刊, 2019, 34(4): 443-449.
- [10] 徐斌,徐斌,刘红新,等. 基于需求响应的区域微电网优化调度[J]. 电力科学与技术学报, 2018, 33(1): 132-140.
- [11] 张静. 积极备战迎接储能的规模化发展[J]. 电力设备管理, 2019(7): 19-20.
- [12] 李建林,李雅欣,周喜超,等. 储能商业化应用政策解析[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(19): 168-178.
- [13] 胡静,黄碧斌,蒋莉萍,等. 适应电力市场环境下的电化学储能应用及关键问题[J]. 中国电力, 2020, 53(1): 100-107.
- [14] 钱伯章. 国内储能技术应用进展[J]. 电力与能源, 2014, 35(2): 204-207.
- [15] 汪免伶,侯朝勇,贾学翠,等. 电化学储能系统标准对比分析[J]. 储能科学与技术, 2016, 5(4): 583-589.
- [16] 朱伟杰,董缙,张树宏. 储能系统锂离子电池国内外安全标准对比分析[J]. 储能科学与技术, 2020, 9(1): 279-286.
- [17] 元博,张运洲,鲁刚,等. 电力系统中储能发展前景及应用关键问题研究[J]. 中国电力, 2019, 52(3): 1-8.

作者简介



黎冲

黎冲(1987—),男,高级工程师,主要研究方向为电化学储能

(收稿日期:2021-04-16)