集中式共享储能商业模式与政策分析

文/北京和瑞储能科技有限公司/张国强　郭文怡　杨瑞琳　王　含

首先，探讨了共享储能的研究背景及意义，分析了国内共享储能产业的发展，梳理了国家、省市层面支持共享储能的相关政策，并对政策进行了分析；其次，探讨了青海、山东和新疆等地区共享储能建设现状，对典型地区的共享储能运营模式进行了分析；最后，对共享储能的发展进行了总结并提出相关意见。

实现碳达峰碳中和，提升电力系统调节能力，促进新能源消纳和能源结构优化调整，努力构建清洁低碳、安全高效能源体系，是党中央、国务院作出的重大决策部署。共享储能作为支撑新型电力系统建设的重要举措之一，可有效提升能源电力系统调节能力、综合效率和安全保障能力，在电力系统中拥有广泛的应用场景。

目前，我国主要由发电企业、电网企业及用户投资建设各应用场景下的储能电站，现有的发电侧储能、电网侧储能及用户侧储能通常仅为单一主体服务，然而该类储能运营模式普遍存在利用效率、成本效益等方面的问题，制约了储能商业化发展与运行。储能利用效率较低，尚未实现平均每日一次满充满放。一般的配套储能项目往往只服务于单一的可再生能源电站，不同的储能电站之间没有直接的联系，商业模式简单，无法实现储能的经济运营。

共享储能可整合电网侧、电源侧和用户侧的资源，为区域范围内的可再生能源电站和电网提供服务，可实现新能源发电企业和储能电站的共赢。

研究背景及意义

共享储能模式与服务单一主体的储能运营模式相比，共享储能具有灵活性强、适用场景广、分布广泛及投资主体与结算界面清晰等优势，可以有效提升高渗透率下电网的稳定特性和对新能源的消纳能力，提高储能利用率和储能项目收益率，已成为能源互联网框架中储能应用的重要研究方向之一。大规模集中式共享储能结构如图1所示。

共享储能的投资主体清晰，有利于提升资本对储能电站投资积极性。共享储能与发电设备、用户侧微电网等建设彻底分开，在投资界面上，主体清晰明确。一方面，第三方资本有更多机会参与储能投资建设；另一方面，产权与收益的明晰将有效降低储能投资评估的难度。同时，共享储能与传统储能电站相比，经济效益有所提高，有利于提升各类资本投资储能电站的积极性，促进储能项目的开展。共享储能的结算界面清晰，有利于促进共享储能运营商市场主体发展。发电侧与用户侧储能相比，共享储能参与辅助服务的结算界面清晰，所提

基金项目：国家电投集团科学技术研究院有限公司电源侧创新课题项目（电源侧创新课题研究）。

供的辅助服务种类与调节电量计量相对容易，有利于促进储能形成共享的辅助服务提供商身份，并推动储能电站根据电力市场相关机制探索形成一定的商业模式。

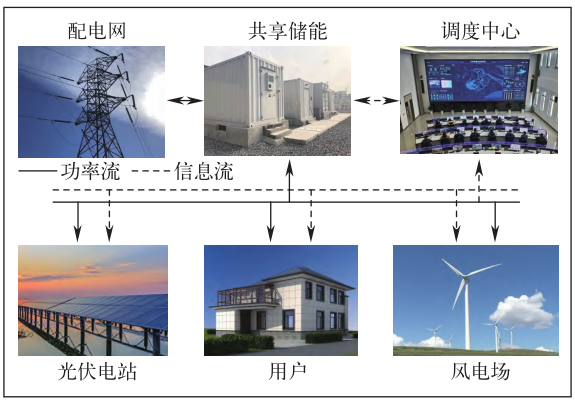

图1　集中式共享储能结构

随着电力市场化改革的不断加深，可再生能源配套储能电站或独立储能设备以共享储能的形式参与辅助调峰市场将成为可能。如何合理地设计共享储能商业模式、建立高效的储能交易平台，将成为我国未来储能电站发展建设的关键因素。

国内共享储能支持政策研究

1. 国家层面共享储能支持政策

近几年来，国家出台了一系列探索建设共享储能商业模式的政策。2021年7月，国家发展改革委、国家能源局印发了《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》（发改能源规〔2021〕1051号）。文件中明确了新型储能独立市场主体地位，鼓励探索建设共享储能。建立“按效果付费”的电力辅助服务补偿机制，深化改革电力辅助服务市场机制，鼓励不同储能作为独立市场主体参与电力市场。鼓励结合源、网、荷不同需求探索储能多元化发展模式。

2021年7月，国家发展改革委、国家能源局印发了《国家发展改革委　国家能源局关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》（发改运行〔2021〕1138号）。为促进风电、太阳能发电等可再生能源大力发展和充分消纳，鼓励各发电企业自建或购买调峰储能能力，增大新能源发电装机，扩大并网规模。其中最关键的是允许发电企业购买储能或调峰能力，增加并网规模。

2017年，国家能源局印发的《完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案》（国能发监管〔2017〕67号）通知中指出：建立电力中长期交易涉及的电力用户参与电力辅助服务分担共享机制。开展电力用户与发电企业中长期交易的地区应建立电力用户参与电力辅助服务分担共享机制。国家共享储能支持政策见表1。

表1　国家共享储能支持政策

序号	政策名称	时间
1	《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》	2021年7月
2	《国家能源局关于2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》	2021年5月
3	《国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知》	2021年7月
4	《国家发展改革委　国家能源局关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》	2021年7月
5	《完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案》	2017年11月

2. 省市共享储能支持政策

2021年青海、宁夏等六省先后在政策中明确提出建设发展共享储能。青海省率先响应共享储能支持政策。国家能源局西北监管局发布了《青海省电力辅助服务市场运营规则（征求意见稿）》，指出要不断深化辅助服务分担共享新机制。进一步通过市场机制提升电网调峰能力和新能源电量消纳水平，明确共享储能电站的准入条件。规则中阐述了共享储能如何参与调峰服务市场。明确了共享储能调峰服务市场化交易模式：双边协商交易和市场竞价交易。

山东省对共享储能的发展也格外重视。山东省发展改革委、能源局和山东监管办公室联合印发《关于开展储能示范应用的实施意见》。文件中指出要创新储能发展模式，支持各类市场主体投资建设运营共享储能设施，鼓励风电、光伏发电项目优先租赁共享储能设施，租赁容量视同其配建储能容量。健全支撑体系，根据电力系统调节能力，按年度发布储能容量需求信息，依托山东电力交易平台，培育储能辅助服务和容量租赁市场。

山东省能源局发布的《山东省能源发展“十四五”规划（征求意见稿）》指出，鼓励新建集中式风电、光伏项目按照一定比例配建或租赁储能设施。支持建设运营共享储能设施，鼓励风

电、光伏项目优先租赁共享储能设施。建立健全储能配套政策，完善储能市场化交易机制和价格形成机制，支持储能设施参与辅助服务市场和电力现货市场。

2021年10月，湖南省发展改革委发布的《关于加快推动湖南省电化学储能发展的实施意见》明确了以发展电网侧独立储能为重点，集中规划建设一批电网侧储能电站。风电和集中式光伏发电项目应分别按照不低于装机容量15%和5%的比例（储能时长2 h）配建储能电站，对于没有条件配建储能电站的项目，可通过市场租赁方式按上述比例落实储能容量，其中，新增项目在申报时应明确配建或租赁方案，积极推动分布式光伏发电项目配建储能电站或购买储能服务。积极推动电网侧储能合理化布局，以建设大规模集中式共享储能为主，统筹项目选点，优先在新能源资源富集的地区建设一批电网侧独立储能项目。

共享储能支持政策见表2。

表2　部分地区共享储能支持政策

地区	政策名称	内容
青海	《青海省电力辅助服务市场运营规则（征求意见稿）》	明确了共享储能电站的准入条件，确定了共享储能参与调峰服务市场化的交易模式
山东	《关于开展储能示范应用的实施意见》	支持各类市场主体投资建设共享储能设施，支持风电、光伏发电项目采用租赁方式租借共享储能设施，租赁容量等同于配建储能容量
	《山东省能源发展“十四五”规划（征求意见稿）》	激励风电、光伏项目按照一定比例租赁储能设施。支持建设共享储能设施，鼓励风电、光伏项目优先租赁共享储能设施
湖南	《关于加快推动湖南省电化学储能发展的实施意见》	以发展电网侧独立储能为重点。对于没有条件配建储能电站的风电、光伏发电项目，可通过市场租赁方式按上述比例落实储能容量，积极推动分布式光伏发电项目配建储能电站或购买储能服务
宁夏	《自治区发展改革委关于加快促进储能健康有序发展的通知》	支持在可再生能源丰富、电网送出受限地区建设共享储能设施，探索共享储能电站的盈利模式

典型地区共享储能现状分析

1. 青海省共享储能现状分析

青海省的可再生能源资源富足并大力发展新能源产业。青海省可再生能源装机比例每年不断攀升，传统的单个可再生能源场站配建储能面临调峰调频、电量平衡及安全运行等严峻的挑战。

青海最早对共享储能模式展开了一系列实践探索。2020年11月，国内第一个商业化独立储能电站——格尔木美满闵行储能电站在青海省海西州格尔木市建成并网运营。该项目投资约1.2亿元,规模为16 MW，容量64 MW·h，是由第三方独立市场主体投资建设并参与市场化运营的共享储能电站，第三方独立市场主体拥有运维团队，储能电站获取的全部收益归自身所有。项目建成后接受青海省调直接调度，主要参与辅助调峰服务市场化交易。通过共享储能创新商业模式，实现能量时移，从而提高当地电网新能源消纳和外输能力，有效降低周边地区可再生能源站的弃光率。独立储能电站的运营模式为自投资、自运营。

2019年，青海省电网采用市场合约方式，对多家新能源企业进行了共享储能调峰辅助服务试点，该试点交易的市场主体有鲁能海西多能互补电站、龙源格尔木光伏电站和国投华靖格尔木光伏电站。鲁能海西多能互补储能电站为配建自用电站，在此次共享储能交易中首次作为电网侧储能电站纳入电网调峰，受电网侧统一调度。

试点成功验证了面向可再生能源消纳的共享储能辅助服务交易模式的可行性。共享储能提高了光伏电站发电量的同时，也提高了对风电和光伏发电的消纳水平以及电力系统运行的稳定性。青海省共享储能利用区块链技术，合理地建设了共享储能交易平台，整合了源-网-荷的储能资源。以电网为枢纽，将电源侧、用户侧和电网侧储能资源进行了优化配置，创新了储能的商业运营模式，有效激发了储能电站参与调峰辅助服务的积极性，丰富了储能电站的盈利模式，实现源网储三方以至多方共赢。

2. 山东省共享储能现状分析

山东电网调峰、新能源消纳严重不足，截至2021年底，山东电网已无新项目消纳空间，平均每天有8 h阶段性弃电，电网安全运行面临较大压力。目前，山东电网现有调整能力已发挥到极致。预计“十四五”期间,山东的新能源装机比例还会进一步提升。根据山东电力规划数据，2021年系统调峰容量缺少约1 209万kW。

山东模式采用单方或多方融资的形式建设共享

储能电站，投资方参与运营维护，以租赁的模式给发电企业与用户提供储能服务。积极引导社会资本进入储能电站建设领域，减少储能电站初始资金投入，实现多方合作共赢。

华电滕州集中共享式储能电站是目前全国最大的集中共享式电化学调峰类储能项目。总体建设规模101 MW/202 MW·h，其中包括100 MW/200 MW·h磷酸铁锂电池储能系统，同步建设1 MW/2 MW·h液流电池储能系统，设计年限25年。可实现顶峰发电、迎峰发电，能承担负荷调整和满足日负荷曲线陡坡部分的变化，有效平抑地区电网负荷波动，稳定电网频率，提高电能质量。

三峡能源庆云独立储能电站是山东省首批储能示范项目，该项目位于山东省德州市庆云县。项目规划总容量300 MW/600 MW·h。该项目单次充电可储存20万kW·h的清洁电能，可实现新能源“错峰收储”和“移峰填谷”，有效提升新能源资源综合利用率和电网安全稳定运行水平。

山东省共享储能电站见表3。

表3　山东省共享储能电站

地区	储能电站名称	装机功率/MW	装机容量/MWh
滕州	华电滕州集中共享式储能电站	101	202
德州	三峡能源庆云独立储能电站	300	600
海阳	国家电投海阳集中式共享储能电站	100	200

3. 新疆共享储能现状分析

新疆电网在新能源汇集且网架条件较好的区域拟建设共享储能电站，通过市场化手段调控模式，实现储能电站的共享。在电网与负荷有需求和接纳空间时释放电量，增发新能源，增加储能电站的利用率，减少弃电比，同时增加电网的平衡能力，减少事故备用，降低共享储能电站投资风险。

新疆推进的储能模式为电源侧的“新能源+储能”运营模式和“单体+共享”储能模式，目前在新疆电网已接入发电侧储能电站6座，全部在南疆地区，共计6万kW/12.3万kW·h，均为光伏电站内集中布置。2021年计划在博州、哈密、乌鲁木齐、和田、阿克苏和巴州地区投运9座储能电站，见表4。

表4　2021年计划并网共享储能电站

地区	储能电站名称	装机功率/MW	装机容量/MW·h
哈密 90 MW/90 MW·h	沃能十三间房变储能电站	180	180
巴州 53 MW/106 MW·h	库尔勒市猛狮睿达储能电站	26	52
	和静县猛狮春达储能电站	27	54
阿克苏 53 MW/106 MW·h	伟力得阿瓦提储能一电站	4.5	13.5
	中节能柯坪储能二电站	12.5	25
和田 70 MW/140 MW·h	洛浦县	40	80
	策勒县	30	60
博州 5.5 MW/11 MW·h	国能温泉储能一电站	5.5	11

结束语

共享储能以第三方资本为主投资建设，直接接入电网运行，将储能容量、调节能力出售/租赁给发电企业、电网企业和电力用户等具有储能需求的主体，或作为独立市场主体参与辅助服务市场交易，实现为多场景、多主体服务和储能价值共享的储能运营模式。

目前共享储能是储能商业模式研究的一大热点，各省也正在积极探索共享储能商业运营模式，但共享储能发展还面临着以下问题亟需解决。

1）共享储能的盈利模式不清晰，如何参与辅助服务市场、现货市场获得收益？如何通过市场化的方式回收共享储能电站的成本？以及电价机制对共享储能盈利的影响。

2）如何对多方主体的收益进行合理的分配？多个利益主体之间如何进行博弈？

3）各省须出台相关政策完善共享储能发展机制。加快共享储能商业模式建设，积极探索共享储能参与现货市场规则。**EA**

参考文献

[1] 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.

[2] 李建林，李光辉，郭丽军，等.“十四五”规划下氢能应用技术现状综述及前景展望[J]．电气应用，2020，40（6）：10-16.