

成都储能产业发展研究报告



成都市经济和信息化局

2025年6月

CONTENTS

目录

前言	1
一、成都储能产业发展研究目的、背景及意义	3
(一) 研究目的	3
(二) 研究背景	3
(三) 研究意义	4
二、储能技术及产业发展概况	6
(一) 储能技术发展水平	6
(二) 储能应用场景分析	16
(三) 储能商业模式研究	19
三、国内外储能产业发展现状	24
(一) 全球储能市场概况	24
(二) 中国储能市场概况	28
四、国内外储能产业发展成功经验及启示	34
(一) 储能产业发展成功经验	34
(二) 成都储能产业发展启示	36
五、成都储能产业发展现状、需求及挑战	37
(一) 产业发展必要性	37
(二) 产业发展现状	37
(三) 产业发展需求	50
(四) 产业发展面临的挑战	54

六、成都储能应用分析	55
(一) 电源侧	55
(二) 电网侧	57
(三) 用户侧	59
七、成都储能产业发展路径	63
(一) 产业发展定位	63
(二) 产业发展任务	71
(三) 产业发展重点	73
八、成都储能产业发展建议	75
(一) 政策建议	75
(二) 市场建议	78
(三) 技术建议	79
九、成都市储能产业保障措施	82
附件 1 成都储能产业的“两图一表”	83
附件 2 承载成都储能产业规划的产业功能区	85

前言

2020 年 9 月，习近平主席在联合国大会上向世界宣布中国将力争在 2030 年前实现碳达峰，2060 年前实现碳中和（简称“双碳目标”）。“双碳目标”战略的提出，意味着中国将大力推动能源清洁替代、加速产业低碳转型步伐。储能作为推动高比例新能源（风光为主）快速发展、新型电力系统安全稳定运行、终端产业低碳转型的关键技术，是区域快速实现双碳目标的核心要素。截至 2024 年底，全球储能累计装机规模达 372GW，其中，抽水蓄能累计装机量约 207GW，占比约 56%；新型储能累计装机量约 165GW，占比为 44%。美国、欧洲、日韩、澳大利亚为代表的发达国家和地区将电化学储能技术视为能源领域战略性变革性技术。2023 年国际能源署预测，在未来新增储能中，电池将占据九成增量。

中国电化学储能市场从 2017 年开始迎来飞速发展的机会。截至 2024 年底，我国储能项目累计投运装机总功率约 132GW。其中，抽水蓄能累计装机功率约 58GW，占储能装机总量的 44%；新型储能累计装机功率 74GW，占储能装机总量的 56%。随着能源结构调整进程的提速和双碳目标的提出，2030 年之前的供给侧结构性改革以及需求侧电气化发展必将极度依赖储能技术带来的弹性空间。成都市作为成渝地区双城经济圈的主体城市，是国务院批复确定的西部地区重要的中心城市，是国家重要的高新技术产业基地、商贸物流中心和综合交通枢纽，也是位于能源“胡焕庸线”上的重要城市。成都市双碳目标的高质量实现对于国家其他重要城市的低碳转型发展有着重要的参考价值。成都市发展新能源装备技术并辐射供应西部地区及出口海外，对于西部地区新能源的规模发展具有重要的支撑意义，将在成都市建设国家战略大后方、高效承接东部地区制造产业转移、支持中国加快建设新型能源体系的进程中发挥重要价值。

在成都市碳达峰碳中和发展进程中，储能技术将承担不可或缺的角色，具体的：一是在电源侧，储能技术可助力成都市承载更高比例新能源发电和消纳，突出绿电输送，电力源头低碳减碳；二是在电网侧，储能技术可提升电力供应可靠性，保障清洁电力的稳定传输，助力成都市电网接纳更高比例新能源电力；三是在负荷侧，储能技术可解决集中供能园区供电卡脖子问题和应急需求问题，平衡低碳转型与经济发展之间的矛盾。特别地，储能技术是园区多能互补和清洁替代的核心技术，可支撑成都低碳微电网、局域网的协调发展。储能技术可降低工商业企业用能成本、为高端制造业提供电能质量治理服务，提升企业在能源双控、低碳转型战略发展进程中的弹性和竞争力。同时，储能技术还可对终端高耗能出行、快递物流、电动船舶、紧急备用等场景实施电能替代，降低终端对化石能源的依赖，促进终端产业低碳、高质量发展。总的来说，储能技术是清洁电力稳定供应、终端能源清洁替代的核心要素，是助力成都快速实现双碳目标的重中之重，也是四川省甚至西部地区能源清洁发展、产业低碳转型的关键。

本课题立足全球能源低碳转型发展和国家双碳目标战略的宏观大局，结合国际储能产业的发展趋势和成都市能源产业结构特点，明确成都储能产业发展路径，支撑成都市双碳目标的高质量实现和西部地区新能源产业的快速发展，构建具有中国和世界影响力的储能产业集群，促使成都成为世界能源变革发展的重要参与者和贡献者。

一、成都储能产业发展研究目的、背景及意义

（一）研究目的

双碳目标既是战略也是愿景，能源低碳转型是双碳目标得以如期达成的核心方向，储能技术是能源低碳发展的重要支撑。本课题研究着眼于成都储能产业发展规划，一方面，为建立全产业链条储能产业集群，支持成都能源装备制造业的高质量发展，提出成都市储能产业发展路径；另一方面，通过产业政策、项目示范、科技创新建议的提出，引导成都市储能市场应用，加快储能产业与成都市低碳转型及西部地区新能源产业规模发展方面的快速融合，促进 2030 年前碳达峰目标的高质量实现。

（二）研究背景

1. 储能是双碳战略的关键支撑技术。

全球范围能源低碳转型已进入快速发展期，双碳战略驱动能源清洁、低碳、高效、智慧转型发展的大幕已悄然开启。储能是智能电网、可再生能源高占比能源系统、“互联网+”智慧能源（以下简称能源互联网）的重要组成部分和关键支撑技术。储能是提升传统电力系统灵活性、经济性和安全性的重要手段，是推动主体能源由化石能源向可再生能源更替的关键技术，是构建能源互联网、推动电力体制改革和促进能源新业态发展的核心基础，是实现双碳目标伟大战略的重要载体。

2. 我国非常重视储能产业的健康有序发展。

2017 年，国家发改委、国家能源局等五部门联合印发《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》，明确了未来十年中国储能发展的目标和重点任务，聚焦发展储能技术、装备产品，开发先进储能系统，推广储能应用。2022 年 1 月 29 日，国家发改委、国家能源局印发的《“十四五”新型储能发展实施方案》指出，到 2025 年，新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段；到 2030 年，新型储能全面市场化发展。同时，近年来，我国各地陆续制定和出台储能相关政策。多个省份明确了新能源配置储能比例，分别在 5-20% 不等；部分省市（如山西、广东、内蒙等省）出台了有利于新型储能发展的电力辅助服务政策；江苏、广东、北京、上海等省/市调整了工商业峰谷价差并制定了有利于用户侧储能发展的并网规则。

储能特定应用场景及特定区域已具备了可复制应用的条件，并因此带动了区域储能产业的发展，江苏、广东等地已初步形成储能产业聚集效应。

3. 成都政府高度重视成都储能产业发展。

2018 年 7 月，市委主要领导在成都市经信局储能产业相关报告上做出重要批示，成都市储能产业要形成政策、鼓励集聚、储用结合，把清洁能源大省的优势发挥出来，为成都市储能产业发展指明了方向。《成都市新型储能项目建设实施方案（2023—2025 年）》提出，加快推动新型储能项目建设，助力电力系统顶峰、调峰、应急备用，明确了新型储能建设的目标和主要任务。长远来看，推动成都储能技术和储能产业发展将有利于构建更为平衡协调、可持续的现代能源产业体系，对推动成都市、四川省乃至西部地区能源供给侧改革、能源转型、能源生产和消费革命都具有重要的战略意义，对促进成都早日实现双碳目标意义深远。

（三）研究意义

1. 明确储能技术推动成都市高质量实现碳达峰的产业发展路径，锚定国家战略大后方使命职责。

以能源低碳转型发展为引领，在能源生产、传输、消费等层面明确储能对于能源低碳发展的关键作用和典型场景。通过市场牵引、补链强链等手段，构建一个储能助力低碳发展的完整应用体系，源网荷侧全面推动成都市能源低碳发展，助力高质量实现碳达峰。以国家重大战略需求为牵引，前瞻谋划重点发展方向，巩固提高一体化国家战略体系和能力，筑牢新时代战略大后方的功能支撑，高效承接东部地区产业转移，建设国家新型技术改造城市试点。

2. 构建成都储能产业新格局，推动四川水风光氢天然气互补及西部地区清洁能源大发展。

以风光为主的增量新能源电站按比例配置储能已成趋势，新能源与储能融合发展、相互促进模式已渐形成，未来风光水互补发展趋势明显。据统计，四川省太阳能、风能的资源技术可开发量分别达到 8500 万千瓦和 1800 万千瓦以上，大力推动储能应用，可保证新能源发电的稳定性和连续性，增强电网柔性并解决大规模新能源并网对电网带来的冲击。成都市立足本市，辐射整个西部，市场空间至少占据西部地区市场的 10-20%，且可面向全国及海外市场实施推广。通过本项目的研究，将明确成都市储能产业发展思路，为近远期四川及西部地区风光快速发展提供核心支撑。

3. 储能产业与电力供应多元融合，保障成都经济快速高质量发展。

近年来，成都市产业功能区建设如火如荼，产业功能覆盖电子、信息、医药、智能制造、轨道交通、现代物流等多个领域。产业的快速发展也给电力系统安全提出了更高要求，包括负荷快速增长情况下配电台区供电紧张问题、高端制造企业电能质量治理问题、储能装备低成本化发展问题等。发展储能有助于解决经济快速发展与电力稳定供应之间的矛盾，提升成都市电力系统的稳定性、可靠性，保障高端产业健康发展，并加速终端交通电动化的发展速度，对于实现能源系统灵活化、清洁化和智能化发展具有重要意义。

4. 培育成都储能产业发展新支点，促进成都新质生产力发展。

成都市轨道车辆、物流车辆、智能机器人、传统燃油备电等终端耗能场景都需要储能技术对其实施电能替代。储能产业与成都市其它产业可深度融合，降低企业尖峰能耗及用电成本，是成都市各产业协同发展的关键一环。课题研究将重点推动成都市储能产业快速发展，与国家“新基建”建设、交通、工业、港口等终端领域的电能替代等形成有机结合，为关联产业及新质生产力（如新能源、电动汽车、能源互联网、原材料、机械制造业等）发展提供新引擎。



二、储能技术及产业发展概况

（一）储能技术发展水平

1. 储能技术综合特性

储能技术主要分为物理储能（抽水蓄能、压缩空气、飞轮储能）、电化学储能、氢能和蓄热蓄冷储能。新型储能是指除抽水蓄能外，以输出电力为主要形式，并对外提供服务的储能技术。“发展新型储能”在 2024 年首次写入《政府工作报告》，各地也在加快新型储能产业布局和发展。

新型储能技术中，电化学储能技术因配置灵活，兼具成本快速下降优势，是未来新型储能发展的主流方向。电化学储能技术主要包括锂离子电池、铅炭电池、液流电池和超级电容等。各项技术中，锂离子电池作为产业规模最大、综合特性最优、发展潜力最大的电化学储能技术，市场占比逐年提升，2024 年全球新型储能新增装机中，锂离子电池占比大于 96%。

在过去十多年电动汽车产业发展的带动下，锂离子电池成本快速下降，基本形成了磷酸铁锂电池和三元锂电池为主要市场代表的格局。从安全角度来看，磷酸铁锂电池热失控所需温度比三元锂电池高，且电池内部基本不析氧，因此磷酸铁锂电池相对更安全，成为了电化学储能电站建设的主要电池类型。特别是最近两年，储能和动力开始“分道扬镳”，行业企业纷纷开发生产储能专用的高安全大容量磷酸铁锂电池。

2022 年 6 月，国家能源局综合司发布关于征求《防止电力生产事故的二十五项重点求（2022 年版）（征求意见稿）》意见的函，其中在防止电化学储能电站火灾事故的要求中提到，中大型电化学储能电站不得选用三元锂电池、钠硫电池，不宜选用梯次利用动力电池；选用梯次利用动力电池时，应进行一致性筛选并结合溯源数据进行安全评估。

表 2-1 电化学储能技术参数及特点

技术参数	铅蓄电池		锂离子电池		液流电池		超级电 容器	钠基电池	
	铅酸 电池	铅炭 电池	磷酸 铁锂	钛酸 锂	全钒液 流电池	锌溴液 流电池		钠镍 电池	钠离子 电池
能量密度 Wh/kg	25-50	25-50	160-180	70-110	20-25	65-70	5-10	80-100	100-150
能量转换 效率%	70-80	75-80	86-90	85-88	65-70	70-75	约 90	75-80	80-85
循环次数	500-1500	>2500	>6000	>8000	>10000	>5000	>50000	>3000	>2000
安全	优	优	中	良	优	优	优	良	中
环保	差	差	中	中	良	中	良	良	中

2. 储能技术经济性

目前，市场应用相对较多的储能技术包括抽水蓄能、锂离子电池、铅炭电池和液流电池，本节重点对上述技术的成本进行分析。

(1) 成本构成

储能技术全生命周期成本包括初始投资成本和运行成本。初始投资成本主要指土建成本、系统成本、功率转换成本；运行成本主要指运维成本、回收残值和其它附加成本（如检测费、入网费等）。其中，系统成本重点涉及储能单元、电池管理系统、能量管理系统、消防系统、相关耗材等。

度电成本，是对储能电站全生命周期内的成本和发电量进行平准化后计算得到的储能成本，即储能电站总投资 / 储能电站总处理电量。度电成本的计算对于在容量型场景应用的储能技术经济性评估具有重要指导意义。针对度电成本，除考虑储能技术的使用寿命外，还应该考虑电站能量效率以及（电化学储能技术的）放电深度和容量衰减等。

度电成本 = 总投资 / 总处理电量 = C_{sum} / E_{sum} = (C_{sys-e} + C_{pcs-e} + C_{bop-e} + C_{om-e} + C_{oth-e} + C_{rec-e}) / (n × DOD × η × ζ)

式中：

C_{sum} 为储能电站全生命周期的总成本；

E_{sum} 为储能电站全生命周期总处理电量；

C_{sys-e} 为储能系统能量成本（万元/MWh）；

C_{pcs-e} 电站功率转换成本（万元/MWh）；

C_{bop-e} 为电站土建成本（万元/MWh）；

C_{om-e} 为电站运维成本（万元/MWh）；

C_{oth-e} 为电站的其它成本；

为电站残值；

DOD（depth of discharge）为放电深度（%），对于物理储能，DOD 设为 100%；

n 为储能系统在设计 DOD 下的循环寿命（次），对于物理储能，n= 使用寿命（年）× 365 × 每天运行次数（次）× 年运行比例（%），单位为次；

η 为系统能量效率（%）；

ζ 为储能系统每次循环的等效容量保持率（%）。

(2) 成本水平

各类成熟电化学储能技术 2024 年初始投资成本见表 2-2。其中，铅炭电池和锂离子电池系统成本最低；各类技术功率转换成本相差不大；运维成本、其它成本、电站残值等与各类技术内部成本构成相关性较大，如铅炭电池和液流电池具有回收价值较高的材料，电站残值也较高。

表 2-2 各类成熟电化学储能技术初始投资成本基本情况

成本构成	锂离子电池	铅炭电池	液流电池
系统成本（元 /Wh）	0.8-1.2	0.8-1.0	2.5-3.5
功率转换成本（/ 系统成本）	20%	20%	20%
土建成本（/ 系统成本）	4-6%	4-6%	10-15%
运维成本（/ 系统成本）	7-10%	10%	15%
其它成本（/ 系统成本）	8-12%	5-10%	10-15%
电站残值（/ 系统成本）	6-10%	> 25%	> 40%

根据调研及文献数据，表 2-3 给出了不同储能技术度电成本计算的典型参数，结合储能技术发展现状设定成本参数，计算的度电成本见表 2-4。通过计算，磷酸铁锂电池度电成本最低，主要得益于最近两年电池成本的快速下降；铅炭电池和液流电池全生命周期度电成本基本相当。

表 2-3 储能技术度电成本计算用典型系统参数

技术名称	DOD(%)	η(%)	ζ(%)	n（次）
抽水蓄能	100	76	100	16000
磷酸铁锂电池	90	88	85	6000
铅炭电池	70	80	85	3500
全钒液流电池	90	72	85	8000

表 2-4 几类典型储能技术的度电成本（单位：元 /kWh）

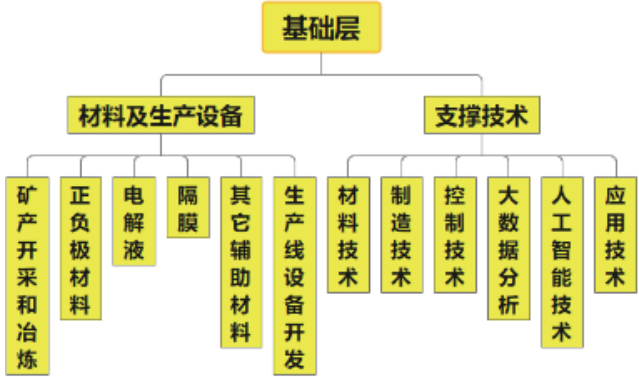
技术类型	系统成本	功率转换	土建	运维	其他	残值	总成本	度电成本
抽水蓄能	1700	0	0	1200	200	0	3100	0.25
磷酸铁锂电池	1000	200	100	100	120	-80	1440	0.36
铅炭电池	1000	200	50	100	60	-250	1160	0.70
全钒液流电池	3000	150	350	450	350	-1200	3100	0.70

2024 年抽水蓄能电站投资成本约 6500-7000 元 /kW，度电成本 0.25 元 /kWh 左右，未来随选址经济性降低，度电成本会有小幅上升。2024 年磷酸铁锂电池上游材料成本大幅降低，储能系统报价不断下降，度电成本随之降低至 0.40 元以下，未来产业发展还需持续关注市场供应的稳定性。

随着储能专用电池技术的发展，预估 2026 年后新型锂电储能的度电成本可降至 0.3 元 / kWh 以下；铅蓄电池储能电站的度电成本基本不变，约为 0.7 元 /kWh；液流电池储能电站的度电成本可降至 0.5-0.6 元 /kWh。

3. 储能装备发展现状

电化学储能产业链条可归纳为基础层、执行层、应用层、平台层四个维度（图 2-3）。基础层主要包括材料及生产设备、核心支撑技术。执行层主要包括软件支撑、智能装备。应用层主要包括系统集成、行业应用。平台层主要包括调度控制、智能运维、经济评估、退役管控在内的综合管理平台。



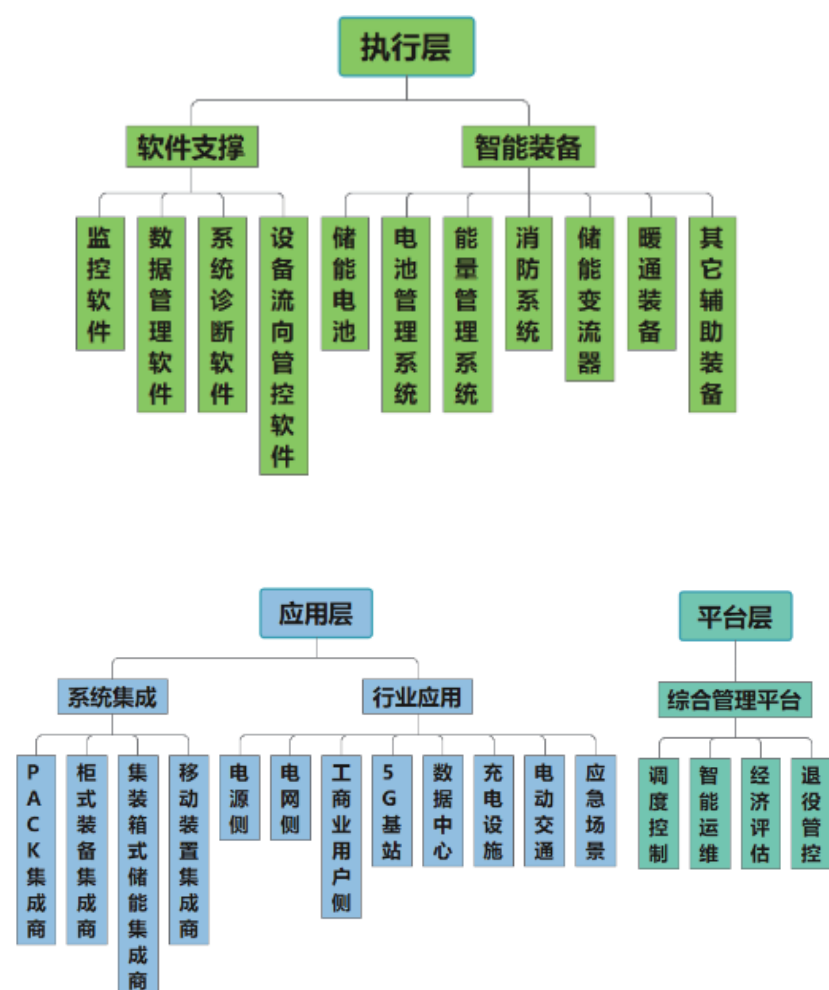


图 2-1 电化学储能产业链

电化学储能技术产业核心装备主要包括集成系统、储能电芯、储能逆变器、能量管理系统、电池管理系统、消防装备等。

现阶段，集成系统，按照电压等级分为 1500V 高压、1000V 及低压系统，按照温控方式分为水冷系统、空冷系统。以磷酸铁锂电池系统为例，标准 20 尺集装箱水冷系统为 2.5MW/5MWh 左右，2024 年开始有 6MWh 以上的新品陆续推出；储能电芯，根据技术不同有所差别，以我国主推的磷酸铁锂电芯为例，主流电芯标准有 3.2V/120Ah、280Ah、320Ah，电芯向大容量方向发展，2024 年底已有近 20 家电池企业披露 500+Ah 电芯研发计划；储能逆变器，根据电压等级划分与集成系统划分相同，主流的系列产品有 5kW、30kW、

100kW、500kW、630kW、1.25MW，包含组串分布式、传统塔式和 1500V 高压大 PCS 装备；能量管理系统，根据源网荷侧不同场景有所区别，区别主要体现在硬件安全保护及软件策略上；电池管理系统，分主动均衡和被动均衡产品，核心硬件是电源管理芯片，软件策略集中在保护和均衡两个方面；消防装备，储能电站消防介质以七氟丙烷为主，配合常规的烟感、温感报警器，部分储能电站配置了细水雾固定灭火系统、复燃抑制剂、可燃气体探测器（H₂、CO）等。

然而，结合不同应用场景的储能装备定制化水平仍有待加强。一是在集成系统方面，针对高海拔无人值守、高温高湿高盐等特殊环境的储能电站缺少创新方案；设备级、系统级全方位安全防护体系尚不完善；兼顾安全、经济、占地面积等条件的集成方案仍有待开发。二是在储能电芯方面，尽管市场上已有不同倍率特性的电芯，但电芯场景适应性并不强，市场缺乏储能专用电芯，电池成本、寿命、效率、安全等综合特性与场景的适配性有待加强。尤其是与新能源发电匹配的储能电芯要求更高，要频繁适应不同电流充放电场景。据报道，现阶段发生的储能电站起火爆炸事故 90% 以上都与新能源配置储能应用场景具有强相关性。三是在储能逆变器方面，面向源网荷侧不同电压等级不同功率段的逆变器刚刚起步，在逆变器保护、控制等方面仍需深耕细作，逆变器生产所需 IGBT 国产化进程速度较慢。四是在能量管理系统方面，现有的产品功能虽然能够结合储能电站应用需要部署基本满足功能的能量管理系统，但是，储能电站控制层面的要求已逐步开始从简单走向复杂，风光储一体化场站协调控制、区域一体化控制、源网荷储一体化控制等复杂场景的未来常态化应用都对能量管理系统的控制、交易、预测功能提出了更高要求。五是在电池管理系统方面，尽管电池管理系统可以获取储能电池的状态参数，但是在参数提取精准度、大数据运算能力和预警精确度上都难以满足规模储能电站的精准运维需求。具有集约管理、在线运维、统一调控、透明交易、退役管控功能于一体的储能大数据平台需求迫切，但产品开发刚刚起步，导致同一业主类型的储能电站管理不够规范、使用不够高效、收益较为模糊。六是在消防装备方面，气体灭火剂中七氟丙烷和全氟己酮是应用在电池储能系统里较为普遍的灭火介质，但是其对锂离子电池的针对性不强，在停止喷射后电池仍然存在复燃风险，既有灭火又有抑制复燃功能的灭火剂至关重要，储能电池热失控前 - 中 - 后期的事前预防、事中控制、事后复燃抑制仍然不成体系，需要开发安全剂注入电芯内部的本质安全新技术。

表 2-5 电化学储能装备水平及应用需求

装备类型	装备现状	开发需求
集成系统	1、1500V 高压、1000V 及低压系统； 2、水冷系统、空冷系统。标准 20 尺集装箱空冷系统容量为 1MW/2MWh，水冷系统为 2.5MW/5MWh。2024 年开始向 6MWh 以上发展。	1、针对高海拔无人值守、高温高湿高盐等特殊环境的储能电站； 2、设备级、系统级全方位安全防护； 3、兼顾安全、经济、占地面积等条件的集成方案。
储能电芯	1、以磷酸铁锂电芯为例，主流电芯标准有 3.2V/120Ah、280Ah、320Ah；500Ah 以上的大容量电芯是企业布局的重要方向。 2、PACK 设计既有 2P 也有全串联方案。	1、面向不同场景的专用电芯（包括长时储能技术）； 2、电芯和 PACK 在寿命、效率、安全层面的全面提升。
储能逆变器	1、1500V、1000V 装备； 2、主流的系列产品有 5kW、30kW、100kW、500kW、630kW、1.25MW 3、包含组串分布式、传统塔式和 1500V 高压大 PCS 装备。	1、加强逆变器保护和控制功能； 2、逆变器生产所需 IGBT 国产化。
能量管理系统	1、主体功能在展示和控制； 2、不同场景的硬件保护和控制策略相对成熟。	1、复杂场景的协同控制需求； 2、电力市场化条件下的控制、交易、供需预测协同功能。
电池管理系统	1、主动均衡和被动均衡； 2、核心硬件是电源管理芯片，软件策略集中在保护和均衡两个方面。	1、加强电池参数提取可靠性、重点参数计算精准度，提升均衡能力； 2、开发具有集约管理、在线运维、统一调控、透明交易、退役管控功能于一体的储能大数据平台。
消防装备	1、储能电站消防介质以七氟丙烷为主，配合常规的烟感、温感报警器； 2、部分储能电站配置了细水雾固定灭火系统、复燃抑制剂、可燃气体探测器（H ₂ 、CO）等	1、具有复燃抑制功能的复合型消防介质； 2、储能电池热失控前 - 中 - 后期消防装备和体系。

4. 储能企业基本格局

中国电化学储能市场需求方主要以两大电网（国家电网、南方电网）、五大四小发电集团（国能集团、华能集团、国电投、大唐集团、华电集团、三峡集团、浙能集团、深圳能投等）、新能源运营商、工商业用户为主。

系统集成商分为六大类，一是能源建设集团，如中电建、中能建；二是大型设计院，华北电力设计院、华东电力设计院等；三是风电主机厂，如联合动力、东方电气、上海电气；四是电网公司产业集团，如南瑞集团、山东电工、平高集团、南网科技等；五是电池企业，如比亚迪、宁德时代、海基新能源；六是储能逆变器企业，如阳光电源、科陆电子、科华数据、广州智光等。除此以外，还包括一些其它类型的民企。

储能电池企业共分为两种类型，一种是动力电池车企扩充储能电池板块，如宁德时代、比亚迪、亿纬锂能等；另一种是专业从事储能电芯或系统的研发、生产销售企业，如上海派能、好风光储能等。以目前的格局来看，已基本形成了三个梯队，第一梯队，宁德时代、比亚迪；第二梯队，亿纬锂能、天津力神、中创新航、赣锋锂业、上海派能等；第三梯队，其它电池企业。鉴于目前市场缺乏高安全、低成本、易回收的“三好”储能电池，未来储能电池产业格局还将发生大的变化，高安全超大容量储能专用电池技术创新企业将有可能脱颖而出。

储能逆变器企业按照功率段区别分为三种类型，一是主推 1500V 高压的大功率段（1.25MW 及以上）逆变器企业，如阳光电源、上能电气、科华数据；二是传统塔式 1000V 的常规功率段（500kW、630kW）逆变器企业，如索英电气、科陆电子、南瑞继保等；三是小功率段（50kW、100kW、250kW）组串分布式逆变器企业，如华为、盛弘电气等。

能量管理系统企业总体可分为三大类，一是电力系统内部产业集团，如南瑞继保、许继电科等，了解电网运行、调度策略，主推电网侧储能项目能量管理系统；二是长期开展发电侧电厂、电网公司控制方面业务的企业，如长园深瑞、天津天海源等，主推发电侧（火储联合调频、风光储项目）储能项目能量管理系统；三是主推用户侧储能项目集成的企业，自主开发用户侧储能项目能量管理系统，如上海煦达、上海攻克生等。

电池管理系统企业分为两种类型，一种是储能电池或 PACK 生产企业，自主开发电池管理系统与储能电池配套，如比亚迪、宁德时代；一种是专做储能电池管理系统的企业，如高特电子、协能科技、杭州科工、高泰昊能等。相关企业也在向上游电源芯片和下游储能大数据平台方向扩充产品线。

消防系统企业多数是原电力系统、动力电池消防扩充储能消防业务的企业，如烟台创为、中科中涣、中国电科院等。不仅着重开发消防介质、联动系统，也在开展复燃抑制剂、可燃气体探测相关装备。

电化学储能企业格局
——市场主体客户 两大电网（国家电网、南方电网）、五大四小发电集团（国家能源集团、中国华能、国家电投、中国大唐、中国华电、华润电力、国投电力、中广核、三峡集团）、地方能源投资集团（浙能集团、福建能投等）、新能源投资运营商（如协鑫科技、正泰集团等）、工商业用户。
——系统集成企业 中电建、中能建、区域及地方电力设计院、风电主机厂（联合动力、东方电气、上海电气、中车等）、电力系统产业集团（南瑞集团、山东电工、平高集团、南网科技等）、电池企业（比亚迪、宁德时代、海基新能源等）、储能逆变器企业（阳光电源、科陆电子、科华数据、广州智光等）、其它（睿能世纪、德升新能源、海博思创、华泰慧能、北控清洁能源等）。
——储能电池企业 宁德时代、比亚迪、亿纬锂能、天津力神、中创新航、赣锋锂业、上海派能、南都电源、中天储能、国轩高科、海四达、蜂巢能源、瑞浦能源、好风光储能等。
——储能逆变器 阳光电源、上能电气、科华数据、索英电气、科陆电子、南瑞继保、华为、盛弘电气、广州智光、汇川技术、四方股份、许继电气、国电南瑞、昆兰新能源、英博电气、禾望电气、深圳易事特、科士达、新艾电气、迈格瑞能、天诚同创、固德威、古瑞瓦特、英威腾、采日能源等。
——能量管理系统 南瑞继保、许继电科、长园深瑞、万克能源、天津天海源、上海煦达、上海攻克生等。
——电池管理系统 高特电子、协能科技、杭州科工、高泰昊能、海博思创、平旦科技、力高新能源、钜威动力、星云股份、蓝锂科技等。
——消防系统企业 烟台创为、中科中涣、中国电科院、哲弗智能等。

(二) 储能应用场景分析

新型储能近年来进入快速发展阶段，应用场景丰富，主要包括电源侧的集中式新能源配储和火电联合调频、电网侧储能、用户侧储能、分布式和微网储能。

1. 集中式新能源配储

主要解决风电和光伏发电的波动性、间歇性和随机性问题，提高新能源的消纳能力。新能源配储项目主要分布在青海、山东、内蒙古、西藏、新疆、甘肃等新能源装机较高的省份。2024 年之前，全国大多省份都发布了新能源配储政策，新能源配置储能比例在 5% ～ 30% 之间、储能时长 1 ～ 4 小时。新能源配储发展受政策驱动，收益模式没有完全成熟，储能与新能源未实现协调优化运行。2023 年发改委价格成本调查中心已将新能源配储模式中能被电力调度机构直接调用的储能项目归类为电网侧储能，而不是新能源发电侧储能，这也是一个重要的政策变化趋势。2025 年，国家发改委、国家能源局联合发布《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号），推动新能源发电全面入市，明确不得将配置储能作为新能源项目并网前置条件，将推动新型储能由政策驱动向市场驱动转变。

2. 火电联合调频

火储联调系统可以缩短火电机组响应时间，减少火电机组磨损和故障率，显著提升调频综合性能指标。广东、山东、江苏、山西的火电配储市场起步较早，山东、河南、甘肃、湖北等省份发布了关于火电机组参与电力辅助服务市场的政策，以鼓励提供调峰、调频等电力辅助服务为主。南方电网广东、广西等地区出台辅助服务政策，通过在燃气机组侧配置储能，向电网提供调频和黑启动服务，丰富机组的收益。火电调频项目通常早期投运项目具有丰厚收益，后期参与则市场竞争激烈，盈利情况受政策影响较大。另外，2024 年开始，煤电的灵活性改造会是一个重要方向，新型储能包括电化学储能和储热技术，都可以在该领域大显身手，得到重要应用。

3. 电网侧储能

指电力系统中接受电力调度机构统一调度、响应电网灵活性需求的储能资源，主要提供

调峰、调频、备用电源等电力辅助服务，维护电力系统安全稳定、保证电能质量、延缓或替代输变电设施升级改造等。电网侧储能可以作为独立结算主体，通过容量租赁、现货市场价差套利、容量电价补偿、辅助服务等方式获取收益，山东、湖南、宁夏、青海、河北等地的独立储能市场发展较快。将储能容量进行共享租赁是独立储能的重要盈利模式，但目前租赁价格和租赁率普遍不高。电网侧独立储能还面临电力现货市场不成熟、辅助服务收益无法达到预期、调度标准尚不完善、建设地点因受电网约束而选址相对受限等问题，还需深入研究其配置需求和商业模式。

4. 用户侧储能

工商业储能是我国用户侧储能的主要应用领域，通过峰谷价差套利、容量电费削减等方式获取收益，近两年备受关注。浙江、江苏、广东等峰谷电价差较大的省份是用户侧储能建设的热点地区，重庆、安徽、湖南等新兴市场逐步崭露头角。未来工商业储能可探索作为独立储能参与辅助服务市场、电力现货市场的商业模式，通过需求侧响应、需量容量管理、应急备用等渠道获取部分收益。户用储能主要使用对象为个人或家庭用户，欧洲和美国市场空间较大。我国居民用电电价较低，户用储能经济性不高，除部分偏远地区外，应对突发事件的需求紧迫性不高，因此市场发展相对缓慢，分布式光伏+储能是可以探索的主要应用领域。

5. 分布式和微网储能

微电网是指由分布式电源、储能装置、能量转换装置、负荷、监控和保护装置等组成的小型发配电系统，既可与大电网联网运行，也能在电网故障或需要时与主网断开单独运行。储能系统可以在模式转换过程中提供所需的额外功率，确保微电网的平稳过渡，确保供电的连续性和稳定性。当微电网需要进行维护检修或风光发电不足时，储能系统可以改善微电源的供电质量，确保持续稳定的电力供应，有助于实现分布式电源的灵活、高效应用，解决数量庞大、形式多样的分布式电源并网问题。

表 2-6 储能各应用场景类型及对储能特性需求

应用场景	功能	储能规模		放电时间	
		低值	高值	低值	高值
可再生能源并网	平滑输出	1kW	500MW	3h	5h
	多余电能存储	1kW	500MW	2h	4h
	即时并网（短时）	0.2kW	500MW	10sec	15min
	即时并网（长时）	0.2kW	500MW	1h	6h
辅助服务	电网调峰	1MW	500MW	1h	8h
	调频辅助	1MW	100MW	ms 级	30min
	加载跟随	1MW	500MW	2h	4h
	电压支持	1MW	10MW	15min	1h
	黑启动	1MW	500MW	1h	2h
电网输配	缓解输电阻塞	1MW	100MW	3h	6h
	延缓输配电升级	250kW	5MW	3h	6h
	变电站备用电源	1.5kW	5kW	8h	16h
分布式及微网	基于分布式电源的储能	1kW	50MW	1h	6h
用户侧	工商业削峰填谷	100kW	50MW	1h	8h
	需求侧响应	50kW	10MW	5h	11h
	能源成本管理	1kW	1MW	4h	6h
	电力服务可靠性	0.2kW	10MW	5min	1h

(三) 储能商业模式研究

源网荷侧不同应用场景储能电站站址、客户主体及配置原则都各不相同。总的来说，电源侧、电网侧客户主体以发电集团、电网公司、新能源投资企业为主，部分项目会考虑引入第三方投资主体或核心设备厂商参与共同投资。场站站址多数分布在新能源电场、火电厂、变电站或六站所属站址，属于原有场站的所属用地，一旦涉及农转建设用地，批复会成为困难。用户侧的客户主体要么是第三方投资机构，要么是集成厂商，部分收益较好的场景，业主方也会考虑投资，站址基本是业主所在地。

1. 集中式新能源配储

目前集中式新能源+储能主要包括以下两种商业模式：

1) 新能源发电场站业主投资运营模式。新能源场站业主作为储能系统的所有者，直接投资运营储能项目，收益来源以弃电存储为主，降低考核费用、参与调频市场获利为主。以甘肃省为例，甘肃省集中式新能源发电站投资回收期预计在9年左右，主要是通过吸纳目标新能源电站的弃电量争取差价获利，同时可以争取参与辅助服务获取收益，《甘肃省电力辅助服务市场运营规则（试行）》明确，参与调频服务的电储能用户申报价格上限、下限分别为0.2元/kWh、0.1元/kWh。国家电投集团黄河上游水电开发公司青海共和45万千瓦和乌兰10万千瓦风电配套储能系统45MW/90MWh和10MW/20MWh均采用此模式。

2) 合同能源管理模式。由新能源场站业主提供场地，储能企业投资建设运营储能电站，双方以合同能源管理的模式进行利益分成。华能格尔木光伏电站3.5MWh直流侧储能项目采用此模式。

商业模式推广较为困难，“共享储能”或许是现阶段较为理想的新兴商业模式，大规模平价上网之后“新能源+储能”还将面临新的形式。目前“新能源+储能”模式推广和被接受程度还较低，缺乏储能与新能源的利益分配机制，储能经济性还无法有效刺激新能源电站主动配置储能系统，相关储能项目仍以示范为主。商业模式较为单一，辅助新能源并网盈利点有待进一步挖掘；风电或光伏配套储能项目仅在弃电上网标杆电价较高的少数地区具备竞争力。

国网青海电力公司就“共享储能”模式进行了尝试，以电网为纽带，将独立分散的电网侧、电源侧、用户侧储能电站资源进行整合，由电网来进行统一协调，推动源网荷各端储能能力

的全面释放。当新能源场站出现弃光限电时，首先由新能源场站与储能电站进行双边协调，协调不成可在共享储能交易平台市场竞价，进行集中交易。如果协商和集中交易没有结果，将由电网直接调用，在出现弃风弃光的时候，电网直接下达指令给储能站进行充电，每度电按0.7元执行，产生的费用由全省所有的发电企业均摊。

日前，新能源发电企业和储能电站各自完成交易需求上报；日内，当新能源出力受限时，交易平台依次完成辅助服务出清。出清结果通过AGC系统实现自动匹配控制，执行合约和交易结果在区块链平台完成存证。参与交易的储能电站为鲁能海西100兆瓦时储能电站，交易为期10天，共减少弃光量80.36万千瓦时，创造直接经济效益75万元。储能电站收入主要来自两个方面：一个是市场交易，一个是电网调度。根据《青海电力辅助服务市场运营规则（试行）》中的储能调峰条款，政策在某种程度上起到了兜底的作用，2022年在锂电储能度电成本为0.6-0.8元的情况下，给储能电站一个保底的充电价格（0.7元/kWh）。

2. 火电联合调频

电源侧调频的商业模式为储能企业与发电企业双方以合同能源管理的模式进行利益分成，赢利点即辅助服务补偿收益。储能厂商负责投资、设计、建设、运维，并通过改善发电单元运行指标分享收益。分成比例则无定势，既有合同执行期内同一分成比例，亦有投资成本收回前后分成倒挂的模式，分成倒挂模式收回成本前投资方与发电企业分成比例有8:2、7:3、5:5。按照各区域电网《并网发电厂辅助服务管理实施细则》和《发电厂并网运行管理实施细则》等，配合火电机组进行调峰（解决机组出力上限不足问题和下限调节不下去问题）和AGC调频（提高机组AGC调节性能），赢利点主要是减少考核和增加补偿。在良好的市场机制下，以提供AGC服务为目的的储能电站通过合理的设备选型、参数配置和控制策略优化，能够实现纯商业化运营。

火电联合调频项目的投资回收期通常为2~5年，商业价值较高，但电源侧辅助服务市场受储能政策及辅助服务区域补偿力度影响较大，各省调频辅助服务申报价格规则不尽相同。2017年山西最高，调频报价的范围暂定为12-20元/MW，后续下调到5元/MW；广东上限15元/MW的价格为最高；福建调频里程报价上限最低，为8元/MW，但是每月还按照机组AGC的投运时间和可调节容量的乘积补偿240元/MW（华东网调度管辖范围）、960元/MW（省市调度管辖范围）。四川则以MWh为单位报价，上限为50元/MWh。未来随着

优质调频资源入场，市场空间可能逐步饱和；随着价格下降，火电调频储能项目的投资回报周期将逐步延长。

目前电源侧调频市场的障碍主要在于：一是市场竞争惨烈，投资收益被严重压缩；二是补偿价格降低引起的收益风险明显增加；三是高功率运行下的储能电站热安全问题相对突出。未来，电源侧辅助服务将呈现“试点区域电源侧辅助服务储能市场为引领，补偿力度大的区域电源侧辅助服务市场爆发”的发展趋势。

3. 电网侧储能

电网公司投资建设运营储能系统，用以缓解高峰时段供电压力，同时提高区域电网调频调峰能力等，整个储能系统按输配电资产划归电力公司，收益体现在最终的销售电价中。

我国电网侧储能商业模式主要有两种：一是电网公司辅业单位投资建设，主业单位租赁经营，主业单位支付租赁费，租赁成本疏导机制暂未落地；二是电网公司辅业单位投资建设，通过合同能源管理模式运营，电站收益按照一定比例分成，合同期满资产无偿移交给主业，第三方节能效益评估机构还未明确。

现阶段，电网公司储能领域的刚性需求是区域尖峰负荷调节和新能源消纳，上述刚性需求可从源网荷侧统筹考虑。一是基于刚性需求市场，稳妥考虑网源融合、网荷融合储能电站建设，降低输配电资产投资，合理分摊投资和收益，并以装备和集成商身份促进储能实体发展；二是引入第三方评估机构，抓紧研究电网侧储能投资回收机制，尽快向主管部门提出合理的电网侧储能规划建设原则以及价值量化方案，重新开启电网侧储能市场。对发电企业而言，如何利用好容量电费机制，捆绑电网并服务于公司发电业务发展，是新时期可以考虑的工作。

4. 用户侧储能

目前用户侧储能主要包括以下两种商业模式：

1) 用户自行建设运营模式。用户作为客户侧储能电站的所有者，自主投资建设和运行储能电站，为自己的用电企业供电。用户根据峰谷电价情况，自主操作储能电站进行充放电，从峰谷电价差获利。南通中天科技储能电站和苏州协鑫储能电站均采用该种商业模式。

2) 合同能源管理模式。由用电企业提供建站场地，储能电池生产企业投资建设储能电站，双方以合同能源管理的模式进行利益分成。一般情况，与不投入储能电站所用电费作比较，储能电站由电价差形成的电费收益（部分包含需求侧响应收益），10% 归用电企业，90%

由储能投资方作为建站回报。淮安淮胜储能电站、无锡星洲和镇江客户侧储能电站均采用此商业模式。

目前用户侧储能的盈利核心点在于峰谷电价差套利，未来只有当储能成本低于火电调峰成本后，储能装备才有可能作为重要补充，大规模纳入到电网调峰调度系统。2024 年电化学储能的度电成本已降至 0.4 元 / 度以下，如果仅依靠峰谷电价差来套利，用户侧储能系统投资回收周期大致在 5 年左右。

用于工商业用户侧，储能系统根据每日不同时段的电价差异进行计划充放电，仅通过峰谷套利作为主要盈利模式。一般认为峰谷价差大于 0.5 元 / 千瓦时即具备盈利条件，北京、江苏、浙江、广东等地区的峰谷价差较大，具有较好的应用价值。大工业用户峰谷价差小于一般工商业，仅通过峰谷套利模式难以盈利，因此在通过峰谷价差减少电度电费支出的同时，还可以利用储能减少最大需量电费。若通过峰谷套利 + 降低需量电费在部分省市具备盈利条件，按可降低最大负荷值为储能容量的 30% 测算，上海、湖北、江苏、北京的大工业用户侧储能可实现盈利。

5. 分布式及微网储能

分布式能源加储能是能源转型的重要路径，在世界主要发达经济体都受到广泛重视、得到迅猛发展，成为能源领域的应用热点之一。微网储能的主要商业模式和赢利点包括：（1）新能源自发自用，减少电费支出；（2）就地消纳分布式电能，减少输电线路损耗，抑制最大需量，降低扩容费用；（3）后备电源和黑启动电源，增加电网抗灾能力；（4）无电地区供电，偏远海岛和军事基地供电，具有社会效益。

微网一体化运营主体通过“源 - 网 - 荷 - 储”优化控制运行，保障微网内部能源供需实时平衡，减少弃风弃光率，降低微网运行成本，促进节能减排，实现技术、经济、环境等综合效益最大化。通过集成微网内部不平衡发、用电量，以“发售配售一体化售电公司”身份，代理微网内部分布式能源和用户参与外部电力市场购售电交易，获得购售电价差额的收益。通过远期双边合同或短期辅助服务市场竞价的方式，为外部电网提供辅助服务，并获得相应的辅助服务补偿。

微网一体化运营主体通过储能、主动控制等技术或经济手段，在一定范围内自由调节微网和外部电网的不平衡电量交换曲线，与电网企业开展自主协商，变压器容量费用根据微网

自平衡情况按最大需量申报缴纳。在微网内部，微网一体化运营主体制定精益化需求侧管理措施，引导用户削峰填谷，优化微网负荷特性；在微网外部，微网作为一个整体参与需求侧响应政策。内外需求侧响应差价即为微网一体化运营主体的投资回报。

储能除参与系统运行控制，还可以产生相应的经济效益，如在分时电价机制下，可以通过低储高发实现套利，在工商业用户两部制电价下，通过降低基本电价为用户节省电费，或通过提供用户需求响应能力，帮助用户降低高峰负荷的用电量，赚取需求响应服务费等。

国内对于分布式储能运营商业模式研究还处于起步阶段，相关的探讨和分析仍比较局限。随着政策引导和市场需求的增强，预期将发展形成一大批从事各类型储能技术研发、制造、建设、运营的相关企业，分布式储能将在电网中得到更广泛的应用，关于商业模式的研究有待进一步深入。

三、国内外储能产业发展现状

（一）全球储能市场概况

1. 全球储能装机规模

根据中国化学与物理电源行业协会储能应用分会《全球储能数据库》项目收录信息，截至 2024 年底，全球储能累计装机规模达 372GW，其中：抽水蓄能累计装机量约 207GW，占比约 56%；新型储能累计装机量约 165GW，占比为 44%。

中国、美国、欧洲、澳大利亚等国家和地区引领了全球新型储能市场的发展，合计超过全球市场的 90%。截至 2024 年底，美国新型储能累计装机 31.5GW/88.57GWh，容量规模全球占比达 24%，其中，电池储能累计装机规模 29.94GW，功率规模占比超 95%，主要为锂离子电池储能项目，以大储为主，累计规模 26.21GW。欧洲新型储能累计装机达 26.68GW/62.18GWh，其中电池储能累计装机 24.88GW/55.4GWh，功率规模占比 93.25%。德国储能市场份额最大，装机达 11.6GW/17.9GWh，占欧洲的 32.3%。

海外主要国家和地区电化学储能市场应用呈现出两个规律：一是电源侧、用户侧以电力市场和政策补贴联合推动为主；二是电网侧以电力运营商定向集中采购为主。以美国为例，商业运营方面，受美国《FERC841》法令推动，新能源+储能由发电企业（如传统发电商 Dynegy、EDP、NRG 等）采购为主，通过电力现货市场获取收益。

在美国，集中式光伏+储能全生命周期平准化度电成本已低于煤电和核电机组，媲美燃气机组；电源侧辅助服务通过美国 PJM 调频市场获取收益，采购方一般为传统发电商或独立储能运营商（如 RES/AES 等）；电网侧储能主要由美国各州电力运营商集中采购为主，包括 PJM、中部大陆独立系统运营商 MISO、西南电力池（SPP）、加州独立系统运营商（CAISO）、新英格兰独立系统运营商（ISO-NE）、纽约独立系统运营商（NYISO）等；分布式及微网、工商业储能以业主自主采购，自发自用、余量上网模式为主。综合来看，储能区域发展特征非常突出，储能产业发展必须充分考虑地区产业条件。



表 3-1 全球主要国家电化学储能应用场景

国家	典型场景
美国	政策率先推动电源侧调频市场，高昂电价助其用户侧储能发展迅速，随着新能源+储能系统成本的大幅下降，替代传统发电机组开启能源革命已见雏形，各州结合自身属性的政策及市场具有较强针对性。
英国	主要以构建本国智能灵活能源系统为目标，短期内以电源侧调频和容量服务为主，长期内随着新能源渗透率的逐步提高，新能源配置储能的需求将增加。
韩国	亚太地区的日本和韩国，通过推行可再生能源一体化政策，推动新能源配置储能方面的应用。
日本	
澳大利亚	地广人稀，输配网络建设成本过高，电源侧以及用户侧推行新能源+储能方案以解决电力供应稳定性问题。

2. 新型储能产业政策

储能政策的颁布以助力市场推广、促进产业发展、激励技术攻关为主要目标。国外通过相对完善的市场机制和财税支持，培育储能市场发展环境。市场机制方面，明确储能参与市场交易的合法地位，通过完善优化电力辅助服务、需求侧响应机制鼓励储能参与竞标，设计可体现储能价值的市场交易和价格机制；财税支持方面，主要包括专项资金和强制采购政策、项目初始投资补贴政策、税费减免政策。

典型案例如下：美国、德国、日本、澳大利亚等国家对户用光伏+储能及储能技术本体方面的资金补贴，加速了上述国家户用储能市场及相关储能技术的发展；美国、澳大利亚对户用储能项目进行财税补贴。国外储能发展主要依托于成熟的电力市场交易环境，投资补贴只是产业导入前期的辅助措施。国外多数典型政策在储能市场发展中起到重要作用，表 3-2 为国外典型政策案例具体实施效果。

表 3-2 国外典型储能政策案例具体实施效果

序号	领域		政策名称	主要内容	政策效果
1	市场政策	新能源+储能	美国 FERC841 号令	储能技术可以与传统发电机组竞争	推动 2600 万千瓦储能应用。
2		电源侧调频	德国调频定价交易	一次调频市场费用标准为每周 € 2,500(\$2,622)/MW	2016-2019 年间储能一次调频项目规模超过 300MW。
3	产业支持	定向采购	美国州储能目标	要求各州公共事业公司定向采购储能	加利福尼亚州 190 万千瓦储能获得合同。
4		示范项目资助	美国 ARRA 计划	1.85 亿美元资助 16 个储能项目	有效支持了储能产业发展。
5		储能安装补贴	美国自发电激励计划	固定资金按照系统功率予以补贴	支持储能系统安装。
6		税收优惠	美国《可再生能源存储技术法案》	支持家庭光储和商业储能项目	促进用户侧储能发展，提高储能成本竞争力。
7	技术攻关	技术攻关财政支持	美国长时储能系统开发支持政策	10-100 小时储能系统研发支持	资助 10 个开发长时储能系统项目。
8		技术攻关财政支持	锂离子电池回收技术研究支持政策	计划投资 2050 万美元支持电池回收技术研究	美国国家实验室建立锂离子电池回收中心，启动技术攻关。

3. 源网荷侧典型案例

(1) 欧洲电池储能系统 Pillswood 项目

2022 年 11 月，欧洲最大的电池储能系统——Pillswood 项目在英格兰东北部的赫尔附近投入运营。这个由 HarmonyEnergyLimited 开发并采用特斯拉 2 小时 Megapack 系统的 Pillswood 项目，能够在单个循环中存储高达 196MWh 的电力。该系统的电力足以为大约 300,000 户英国家庭供电两个小时。该站点毗邻英国国家电网的 CreykeBeck 变电站，是世界上最大的海上风电场 DoggerBank 的接入点。该储能项目使国家电网能够减少风电场因供需失衡或网络限制而需要弃风的时间，从而最大限度地提高风电场的效率。

(2) 南澳洲 HornsdalePowerReserve 储能项目

南澳洲的 HornsdalePowerReserve 储能项目由特斯拉开发，规模 100MW/29MWh。该项目靠近 Jamestown 的 309MW 风电场，是当时全球最大的储能电站项目。在 2016 年南澳洲停电事故后，该项目用于提供频率控制和短时电网安全服务，并于 2017 年 12 月进入运营。该项目总投资 8900 万澳元，约合 690 澳元 /kWh。

(3) 美国加利福尼亚州酒红 (Crimson) 储能电站

美国加利福尼亚州酒红 (Crimson) 用户侧储能电站是目前全球最大的单期投入商业运营的储能电站，也是目前全球第二大运营中的独立储能电站。该独立储能电站位于美国加利福尼亚州。每年储存并调度的电力预计可供超 47000 个家庭使用，每年可节约标准煤 47 万吨，可减少碳排放 27.5 万吨，相当于减少 53,000 辆汽车的温室气体排放。

(二) 中国储能市场概况

1. 中国储能装机规模

截至 2024 年底，我国储能项目累计投运装机总功率约 132GW。其中，抽水蓄能累计装机功率约 58GW，占储能装机总量的 44%；新型储能累计装机功率 74GW，占储能装机总量的 56%。以电化学储能技术为主的新型储能将是支撑中国双碳战略、能源转型的关键技术。

根据预测，我国储能市场发展将经历 3 个重要阶段：第一阶段是市场培育阶段（2021-2025 年），明确储能市场主体地位，培育先进技术，该阶段目标是抽水蓄能电站总装机 62GW，非抽水蓄能电站总装机超过 100GW；第二阶段是快速发展阶段（2026-2030 年），形成世界规模领先的储能产业，部分产业核心技术世界领先，该阶段目标是抽水蓄能电站总装机 120GW，非抽水蓄能电站总装机 300GW；第三阶段是产业爆发阶段（2031-2035 年），储能产业可支撑可再生能源快速发展，主流技术中国制造，并服务全球市场，形成满足新能源高比例大规模发展需求的，术先进、管理优质、国际竞争力强的现代化产业。

2. 主要区域应用现状

2024 年，我国电源侧储能新增装机 13.47GW/38.41GWh，主要集中于西北和华北区域，即新疆、内蒙、青海、甘肃等拥有丰富风力光伏资源储备的省份。

电网侧储能新增装机 26.32GW/64.82GWh，其中，江苏省 5.32GW/10.64GWh，容量占全国电网侧新增装机规模的 16.41%；内蒙古独立 / 共享储能新增装机 2.81GW/7.68GWh，容量占比 11.85%，排名第二；山东、青海、新疆电网侧储能新增装机均超 6GWh。

用户侧储能新增装机 2.67GW/6.35GWh，其中江苏省新增规模最大，为 744.38MW/1796.63MWh；浙江新增 380MW/988.14MWh，容量规模居全国第二；广东用户侧储能新增装机 384.97MW/825.23MWh，容量规模名列第三。

表 3-3 中国主要省份电化学储能应用概况

区域	典型场景
广东	火储联合调频市场为主，正在尝试跨省调频市场交易；工商业峰谷电价差调整后，用户侧储能具备市场条件。
江苏	江苏电网公司定向采购电网侧储能项目和工商业用户侧储能项目为主。
青海	主要应用聚集在区域新能源消纳及外送储能项目。
安徽	主推新能源配置储能及电网侧调峰示范电站。
甘肃	市场增量与“甘肃省国家电网大规模电池储能电站试验示范项目”密切相关。
西藏	区域离网、并网的光伏 + 储能项目解决区域供电可靠性需求为主。
山西	以火储联合调频及区域微网项目为主，近期批复了大量的百兆瓦级别及以上独立共享调峰电站。
内蒙古	以火储联合调频、光伏 + 储能项目为主。
辽宁	市场增量与“大连市 800MWh 大型全钒液流电池储能调峰电站示范项目”直接相关。
新疆	以光伏 + 储能项目为主。

3. 新型储能产业政策

国内产业政策的指导性作用逐渐显现，但针对性和落地性有待完善。2011 年以来，国家和地方频频出台储能产业利好政策。从国家层面看，一是注重顶层设计，明确产业发展路径规划；二是鼓励储能关键技术和核心装备研发；三是完善电力市场和价格机制，强化行业管理。地方层面，电力辅助服务市场建设持续推进，储能逐步成为促进区域产业升级的重要力量。虽然产业政策密集出台，但储能产业政策体系整体上仍有待完善。相较国外储能产业发达国家，落地性财税、资金支持政策仍然缺位，国家和地方在储能领域基本以科技研发支持为主。总体而言，国内电力市场环境尚不成熟，支持政策和市场规模虽然存在一定的不确定性，但储能产业已经开始逐步发展，储能装机规模也跃居世界第一。

表 3-4 国内典型储能政策案例

序号	领域	政策方向	政策名称	政策内容
1	市场政策	新 能 源 + 储能	新疆《关于开展发电侧光伏储能联合运行项目试点的通知》	光储联合项目中光伏电站每年增加 100 小时优先发电量
2		电源侧调频	《关于鼓励点储能参与山西省调峰调频辅助服务有关事项》	明确了电储能参与辅助服务的基本要求，给予收益补贴
3		用户侧	《关于创新和完善促进绿色发展价格机制的意见》	明确加大峰谷电价实施方案，运用价格信号引导削峰填谷
4		电动船舶	《广州港口船舶排放控制作战方案(2018-2020 年)》	要在清洁能源应用方面，实现约 5 艘纯电动船舶或混合动力客船投入运营
5	产业支持	指导意见	《关于促进储能技术与产业发展指导意见》	第一阶段实现储能由研发示范向商业化初期过渡；第二阶段实现商业化初期向规模化发展转变
6		行动计划	《贯彻落实 < 关于促进储能技术与产业发展的指导意见 >2019-2020 年 行 动 计 划》	提出从技术研发、智能制造、落实技术与产业发展政策、推进示范应用、推进动力电池储能化应用等方面落实相关工作
7		电网采购	《电网公司定向采购储能项目》	江苏、甘肃、河南、湖南、浙江先后采购电网侧储能项目
8		一体化	《关于开展“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”的指导意见》	区域两个一体化示范开启
9		指导意见	《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》	源网荷储一体化和多能互补示范项目征集及建设启动
10		新型储能	《关于加快推动新型储能发展的指导意见（征求意见稿）》	明确了“十四五”期间新型储能的发展规模。
11	技术攻关	储能专业	《储能技术专业学科发展行动计划(2020-2024 年)》	加快学科建设,完善专业布局,加强产教融合

2023 年发布的主要政策包括：

2023 年 3 月 9 日，国家能源局印发《防止电力生产事故的二十五项重点要求（2023 版）》，首次将电化学储能纳入到“反措”的范畴。“反措”提出发电侧和电网侧电化学储能电站站址不应贴邻或设置在生产、储存、经营易燃易爆危险品的场所，不应设置在具有粉尘、腐蚀性气体的场所，不应设置在重要架空电力线路保护区内。中大型储能电站应选用技术成熟、安全性能高的电池，审慎选用梯次利用动力电池。储能电站锂离子电池设备间不得设置在人员密集场所。

2023 年 6 月 2 日，国家能源局发布《新型电力系统发展蓝皮书》，全面阐述新型电力系统的发展理念、内涵特征，制定“三步走”发展路径，并提出构建新型电力系统的总体架构和重点任务。按照“三步走”的发展路径，新型储能从当前到 2030 年，实现多应用场景多技术路线规模化发展，重点满足系统日内平衡调节需求。

2023 年 9 月 15 日，国家发改委等多部门印发《电力需求侧管理办法（2023 年版）》和《电力负荷管理办法（2023 年版）》，文件丰富了需求侧管理工作内涵，强调了需求响应的重点任务，支持各类电力需求侧管理服务机构整合优化可调节负荷、分布式电源、新型储能等需求侧资源，以负荷聚合商或虚拟电厂等形式参与需求响应。

2023 年 9 月 18 日，国家发改委、国家能源局印发《电力现货市场基本规则（试行）》，文件的印发是我国电力市场建设的里程碑事件，标志着电力现货市场已从试点探索过渡到全面统一推进阶段。

2024 年发布的主要政策包括：

2024 年 1 月，国家发展改革委、国家能源局《关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》，鼓励新能源企业通过自建、共建和租赁等方式灵活配置新型储能，结合系统需求合理确定储能配置规模，提升新能源消纳利用水平、容量支撑能力和涉网安全性能。

2024 年 4 月，国家发改委发布《电力市场监管办法》，进一步明确监管实施主体和监管对象，其中电力交易主体增加储能企业、虚拟电厂、负荷聚合商。

2024 年 4 月，国家能源局印发《关于促进新型储能并网和调度运用的通知》，规范并网接入，优化调度方式，加强运行管理，促进新型储能行业高质量发展，为新型电力系统和新型能源体系建设提供有力支撑。

2024 年 11 月，第十四届全国人民代表大会常务委员会第十二次会议通过《中华人民共和国能源法》指出，国家合理布局、积极有序开发建设抽水蓄能电站，推进新型储能高质量发展，发挥各类储能在电力系统中的调节作用。

2025 年，工业和信息化部等 8 部门印发《新型储能制造业高质量发展行动方案》，提出到 2027 年，我国新型储能制造业全链条国际竞争优势凸显，优势企业梯队进一步壮大，产业创新力和综合竞争力显著提升，实现高端化、智能化、绿色化发展。

4. 源网荷侧典型案例

2024 年新增新型储能项目在不同应用场景的分布：电源侧储能项目共计 224 个，总规模为 13.47GW/38.41GWh，容量占比 35.06%。电网侧新型储能项目共 249 个，总装机规模为 26.32GW/64.82GWh，容量占比 59%。用户侧储能新增装机规模为 2.67GW/6.35GWh，容量占比 5.79%。

2024 年，西北地区新型储能新增装机规模最大，达 10.28GW/36.48GWh，容量占比 33.29%，其中电源侧装机 5.28GW/19.02GWh，电网侧装机 4.86GW/17.06GWh。华东地区新型储能新增装机 13.26GW/28.15GWh，容量占比 25.69%，容量规模位居全国第二，功率规模全国最大，其中用户侧新增 1.45GW/3.47GWh，居全国首位。华北地区新型储能新增装机 10.97GW/27.15GWh，容量占比 24.77%，在全国排第三。

源网荷侧具体项目案例如下：

（1）宁夏穆和 200MW/400MWh 储能电站

2022 年 12 月，宁夏穆和 200MW/400MWh 储能电站成功并网，该项目由上海融和元储能源有限公司提供全套产品解决方案。该项目是迄今为止全国已投运的单体最大独立储能电站，四个 50MW/100MWh 储能阵列，通过 35kV 线路汇流并升压至 110kV 并网送出，接入地区核心变电站 330kV 穆和变，将大规模储能带来的新型灵活性资源注入电网核心区域。

（2）湖北荆门新港储能电站

2022 年 12 月，国内首座大型构网型储能电站湖北荆门新港储能电站工程成功送电、并网运行。该项目总容量 50MW/100MWh，其中一期投产 12.6MW/26.8MWh。该项目由国网湖北电力、国网湖北综合能源公司负责项目建设管理，国网荆门供电公司承担建设任务，负责后期运行维护。该项目全容量投运后的储能站将充分发挥“能量海绵”作用，通过低谷时

段充电、高峰时段放电，每天最高可提供约 100MWh 错峰电量，极大程度地缓解用电高峰期间的变电站供电压力，也为迎峰度冬电力保供增添了一份保障。按一户家庭 3kW 负荷计算，这样一个大型“电池”可同时满足 1 万户家庭一天的用电需求。

(3) 国电龙源卧牛石全钒液流电池储能项目

国电龙源卧牛石 5MW/10MWh 全钒液流电池储能项目，由融科储能建设，位于辽宁法库国电龙源卧牛石风电场，规模 5MW/10MWh。该系统于 2012 年 12 月并网试运行，系统实际效率约 60%，主要是作为示范作用，实际运行次数较少，并没有每天正常充放电运行。

(4) 华严第一储能电站项目

2024 年 1 月，位于宁夏的华严第一储能电站项目并网投运，该项目采用奇点分布式模块化智慧储能系统解决方案，总投放 1076 台 eBlock-372 产品，项目规模 200MW/400MWh，是全球最大电网侧分布式模块化储能电站项目，标志着我国在电网侧大规模分布式储能电站领域取得了又一次突破性进展。

(5) 国能宁东光伏基地配套储能二期项目

2024 年 4 月，国能宁东光伏基地配套储能二期项目投运。该储能电站为全国首批 1 亿千瓦大型风电光伏基地配套项目，位于宁夏银川宁东镇石槽村，规划总容量为 200 兆瓦/400 兆瓦时，与国能宁东 200 万千瓦复合光伏基地项目配套建设而成。电站分两期建设，二期建设容量为 100 兆瓦/200 兆瓦时，建设内容包含储能区域、110 千伏升压站 1 座以及 110 千伏送出线路 1 回，长度 0.16 公里。

(6) 华电海西托格若格共享储能电站

项目位于青海海西州德令哈市，总建设规模为 27 万千瓦，配套容量为 108 万千瓦时，共 8 个储能区域 56 个储能单元，采用户外预制舱式磷酸铁锂电池储能系统和锌溴液流电池储能系统，是目前国内一次性投产的最大电化学储能项目，同时也是高寒、高海拔地区建成投产规模最大的智慧化共享储能电站。

四、国内外储能产业发展成功经验及启示

(一) 储能产业发展成功经验

1. 市场及政策方面

“碳达峰、碳中和”宏观大背景下，集中和分布式高比例新能源发展提速，终端电能替代进程纵向加强，源网荷侧储能市场发展正在摸索中快速前行。

在电源侧，美国（美国 PJM 调频政策）、欧洲（德国调频定价交易、英国频率响应和容量服务政策）、澳大利亚通过市场和价格机制引导储能参与容量和电量市场正走向市场化，对区域新能源发展和电力系统供电可靠性的提升初见成效。与此同时，日本（日本可再生能源一体化）、韩国（韩国可再生能源证书）、国内多数省份风光强制配置也是支撑高比例新能源及储能发展的重要过渡型市场体制。

在源网融合侧，美国（美国州储能目标）、我国青海、山西、江苏、浙江、山东、河南、湖南等国家和省份通过电力系统定向采购或共享储能有效解决了高比例新能源接入或燃煤机组退役带来的供电可靠性问题。

在用户侧，美国、欧洲、日本光储项目补贴，我国浙江、江苏、广东、湖南、河南等省份工商业分时电价政策调整极大提升了区域电网供电自愈能力和调峰水平。上述国家和地区源网荷侧储能市场应用都在特定场景特定区域取得了一定成功经验。

2. 产业及技术方面

在具有市场空间和具备市场条件的前提下，大产业基地模式及综合要素匹配更容易造就储能产业的成功。以我国为例，广东、福建、江苏是典型的储能产业大基地模式。广东，产业链条最为完善，拥有储能电池龙头企业比亚迪和亿纬锂能，储能逆变器行业知名企业科陆电子、广东智光、盛弘电气、迈格瑞能等，电池管理系统企业比亚迪、钜威动力，以及储能电池上游关键材料企业；福建储能产业相对聚焦，以宁德时代为龙头带动其它关联装备企业发展，聚集了各类上下游企业；江苏储能产业既有电池企业（如中天科技、海基新能源、蜂巢能源），也有能量管理系统企业（如南瑞集团、中国电科院南京分院），也包括储能电池上游关键材料企业。与此同时，上述地区企业与高校之间的合作也非常紧密，以共同参与国家、省级科技项目或企业自主经费支持的方式专攻技术短板，形成了良性的循环。

3. 商业模式方面

丰富储能商业模式，更有助于储能产业及项目落地。在源网荷侧，各地已经探索除了适合火储联合调频、共享储能、用户侧储能等市场推进的商业模式。合同能源管理是最为典型储能商业模式，我国电源侧调频、用户侧削峰填谷基本都采用合同能源管理模式。随着电网侧储能市场的兴起，融资租赁模式也逐渐被市场接受，尤其是逐步将电池企业纳入到融资租赁模式，投资方、业主方、电池企业共享收益和风险。随着虚拟电厂的快速发展，用户侧广域分布式能源系统参与电网调节和市场化售电模式也陆续清晰，极大影响着电力市场化改革。

国内储能市场“生产在内，产品出口”的外向型特点在 2023 年愈演愈烈，中国具备相对成熟的以锂离子电池为核心的储能产业链，国内企业在成本控制、电池性能、安全和技术演变趋势等方面拥有先发优势，但“产品出口”的外向型模式很容易因为国际局势变化造成产能过剩局面，以及时刻面临着海外的“双反”风险，因此需要中国企业未雨绸缪，积极推动“产品出口”模式向“产业出口”模式的转变。

（二）成都储能产业发展启示

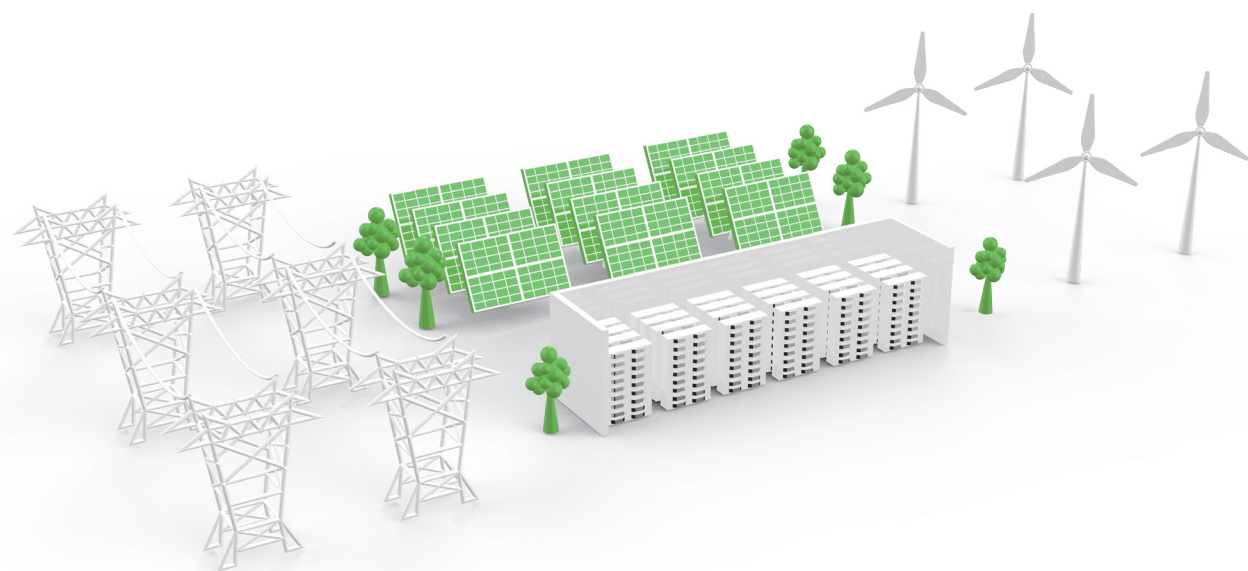
通过对全球主要国家及中国典型省份储能市场、技术、产业、政策等方面的深入研究，基本形成了对成都储能产业发展有核心助力的发展思路。

首先，在技术层面，鉴于近中远期储能市场对技术的需求，建议成都市初期重点考虑锂离子电池本体技术，尤其要重点发展高安全大容量储能专用电池储能本体技术，顺应市场发展要求，布局低成本、长寿命、高安全和易回收的电化学储能技术方向，并在锂离子电池储能技术发展基础上，适时考虑向液流电池、储热技术、氢能等长时储能技术方向拓展。

其次，在产业层面，成都在原材料供应、核心装备产业、配套产业及市场需求方面具备构建储能产业大基地条件，优先考虑招引及培育高安全大容量储能专用电池企业，依托成都市锂离子电池产业基础，整合关键材料、PACK、集成领域已有优势，并充分发挥成都市电力电子及信息产业的优良条件，在储能逆变器、能量管理系统等储能辅助核心装备方面发力，补链强链。

第三，在市场层面，要充分结合成都市双碳战略发力的着力点，挖掘成都市储能市场空间，尤其是要针对高比例外送新能源的消纳、局部区域供电卡脖子、用户侧工商业、光储充一体、通讯基站和数据中心备用电源、应急储能系统等领域开拓市场空间，以示范为引领并结合成都市电力储能实际需求，为成都市储能产业奠定良好基础。

最后，在政策层面，要尽可能明确电源侧、电网侧储能电站市场机制，厘清容量和电量服务补贴模式；发挥电网公司公共事业机构服务定位，推动通过定向采购政策解决区域供电问题；紧随国家电力市场政策，合理调整工商业峰谷电价，推动用户侧储能发展；同时，政府层面要为储能产业配套项目补贴、科技支持、产研融合等产业政策。



五、成都储能产业发展现状、需求及挑战

（一）产业发展必要性

成都市着力储能产业是市场驱动和产业强化的双向选择。我国万亿级储能市场空间需要多个储能大产业基地支撑行业发展，东南（广东）、华东（福建、江苏）储能大基地格局已经形成，华中（湖南、湖北）、华北（北京、河北）产业聚合正在发力，西部地区尚无而且需要产业聚合大基地。另外，西部地区是我国重要的清洁能源发展基地，也正在承载着核心产业及经济崛起重任，在双碳目标下，新能源、储能是平衡区域能源转型和经济发展之间矛盾的关键支撑技术。

建立成都储能产业大基地，既可支撑西部地区高比例新能源的消纳和外送，还可以加速新型能源与成都市核心产业的快速融合，在双碳目标、能源双控的新形势下找出一条引领全国的能源发展和经济提速新模式。更为重要的是，在产业层面，储能产业作为新兴领域，市场空间巨大，且与交通、新材料、智能制造、电力电子、环保、大数据等产业领域紧密相关，对成都市优势产业聚集及紧密协同意义重大。

基于以上考虑，成都市具有实施储能产业布局的必要性和迫切性。从产业基础来看，成都市储能产业市场空间资源禀赋和配套支持产业资源优良，源网荷侧市场需求明确且市场空间较大，面向西部地区的新能源配置储能市场牵引空间巨大，基本具备产业发展关键要素，如储能材料、锂离子电池、储能逆变器、电池管理系统等产业。但是，总体来说，成都市储能产业龙头聚集效应欠缺，产业聚集协作条件尚未形成，政府引导下的市场条件还不具备，倾斜性的科研、人才、产业支持性政策尚未到位。

（二）产业发展现状

1. 总体概况

以现阶段全国储能产业初期发展情况来看，广东、福建、江苏三省份几乎分掉全部市场份额。从产业基础来看，除了上述三个省份，上海、安徽、湖南、河南等省份要优于四川及成都，成都市储能产业目前处于全国中游偏下水平。从城市定位、市场空间、产业结构等角度分析，成都市未来具备储能产业发展的广阔空间。

成都市储能市场需求广泛，包括面向西部地区新能源+储能、支撑电网安全稳定运行的电网侧储能、园区用户侧储能、应急储能、通信储能等。产业要素基本具备，如储能材料、锂离子电池、变流器、电池管理系统等产业，但基本以电动汽车产业为主，随着中创新航、宁德时代、清陶和好风光储能等企业的引进，电池产业龙头效应初步显现。在规划设计、系统集成、配套装备、数字平台等领域短板效应较为显著，亟需补链强链。

2. 市场现状

成都已建成锂电储能示范应用主要聚焦用户侧分布式光伏配储、园区配网储能、备用电源等场景，电网侧调峰配储、微网配储、“储能+”一体站正在建设/拟建。截至2024年9月，全市已并网投运新型储能项目21个，总装机2.8万千瓦、总容量5.6万千瓦时。对比成都与东部沿海城市锂电储能示范应用情况，一方面，目前成都电力负荷缺口已达到杭州的4.5倍（深圳、上海由于保供特殊性，通过外来供电可基本实现供需平衡）；另一方面，成都储能应用装机规模却显著落后于先发城市，储能总装机（不含通信备用电源）占电网负荷的比值仅为杭州的1/5、深圳的1/6、上海的1/4。成都储能推广应用已严重落后于电力安全保障需要，亟需对标先发城市、加快发展步伐。

3. 技术现状

成都市在抽水蓄能、飞轮储能、压缩空气储能、液流电池、锂离子电池储能等储能本体技术领域都有所布局 and 涉及。此外，四川省氢气来源多样，成都已初步形成“制备—存储—运输—加注—应用”完整氢能产业链条。

抽水蓄能方面，产业链条在国内已非常成熟，核心技术基本被国网新能源公司掌握。

飞轮储能方面，国内装备技术仍处初期阶段，四川省二重德阳储能科技有限公司已开发出“100kW飞轮储能装置”，但飞轮储能在储能领域的应用市场多局限于电网快速调频及UPS后备电源，市场空间相对局限。

压缩空气储能方面，清华四川能源互联网研究院压缩空气储能及能源高效利用研究中心梅生伟教授团队已主持建成了世界首座500kW非补燃压缩空气储能示范电站，参与开发的非补燃压缩空气储能电站已于2022年5月在江苏金坛并网运行。受限于压缩空气储能核心装备国产化进程及综合效率提升方面的短板，压缩空气储能在我国储能市场领域的应用仍需时间，且存在不确定性。

液流电池方面，2023 年 12 月，四川天府储能科技有限公司百兆瓦全钒液流电池产业化生产项目投产。全钒液流电池储能系统采用水系电解液，运行安全，无燃烧爆炸风险；输出功率和储能容量相互独立，设计和安置灵活，具有强过载能力和深放电能力。高纯 VO（纯度 99.9%）制备的钒电解液是全钒液流电池系统总成本中占比最大的部分（占比 40%～60%）。因此全钒液流电池的降本及大规模发展，首先取决于低成本钒资源的供应。四川省攀枝花市是我国重要的战略资源富集区，钒储量世界第三，为四川省发展全钒液流电池产业提供了资源基础。全钒液流电池在关键材料、系统集成和运维管理等方面还需进一步提升研发生产能力，并降低项目投资成本，提高市场竞争力。

氢储能领域已具有一定产业基础，但氢能存储和运输、氢能燃料电池电堆生产成本、功率、可靠性、耐久性、环境适应性等距离到商业化应用要求还存在差距。

从支撑区域碳达峰、碳中和，促进风光等新能源发电高质量快速发展的角度来看，储能专用锂离子电池无疑是未来十年全球新型储能市场的主导技术。2023 年，好风光储能技术（成都）有限公司在武侯区建设 100MWh 半开放锂浆储能专用电池中试放大线，这是世界上首个针对长时储能开发的“高安全、低成本、易回收”储能专用锂离子电池技术。半开放锂浆储能专用电池是一种采用多孔超厚浆料电极的大容量长时储能锂离子电池，电池壳体设有管道与外部安全系统和再生系统连接，2019 年该技术入选科技部“国家变革性技术方向”。半开放锂浆储能专用电池解决了现有锂电储能的产业痛点问题：创新的安全剂注入电芯内部技术可以确保储能电站达到电芯级别的本质安全，电池不会发生热失控，不燃烧不爆炸，从而真正解决电池储能的安全问题。电池的原位修复延寿技术使得全生命周期储能度电成本大大降低（低于 0.3 元 / 度电）。另外，易回收的电池设计解决了传统锂离子电池回收的污染风险问题。半开放锂浆储能专用电池适合 4 小时以上的容量型长时储能市场，主要应用于光伏储能、风电储能、工商业储能、数据中心储能和网侧储能等场景，尤其适合应用于与人群密切接触的用户侧储能电站和大规模站房建筑式储能电站的建设。目前好风光储能公司已基本完成 100MWh 中试放大线的建设，开始商业示范应用和 GW 规模产线建设，预计未来可以在长时储能领域获得广泛应用。

2023 年，蜂巢能源（成都）动力电池制造及西南研发基地首款 325Ah 储能专用电池产品下线，清陶能源（半）固态电池储能产业基地已建成 1GWh 生产线。因此，成都市储能产业发展规划可以重点围绕以新型储能专用锂离子电池为代表的电化学储能技术。

成都市储能产业核心技术主要围绕材料及装备层面，如锂离子电池制备技术、正负极材料及电解液制备技术、电池管理技术以及运行控制技术，主要面向电动汽车、快递物流等移动电源市场，中创新航、宁德时代、蜂巢能源、清陶和好风光储能等电池龙头企业一定程度上补齐了储能电池行业短板。产业规划层面，储能市场容量优化配置技术仍停留在科研阶段；电站运行层面，并网检测技术、能量管理技术、电站运维技术尚无电站实例予以验证；系统及装备层面，集成技术、电芯精细化管理技术、变流器多级并联技术、专用消防技术仍需由电动汽车向储能领域过渡。

4. 产业链现状

成都市储能产业链条要素基本成型，但产业聚集有待加强。成都市储能产业以锂离子电池为主，由基础层关键材料支撑产业（锂原材料、正负极材料、电池隔膜、电解液、生产线设备等）、执行层智能装备（储能电池、电池管理系统、电池控制系统等）、应用层系统集成及部分应用构成。

锂电储能装备产业主要分布在邛崃市、金堂县、龙泉驿区、新津区、青白江区、东部新区等地，开展“基础锂盐 - 正负极材料 - 隔膜 - 电解液 - 辅材 - 储能电池 - 管理系统及系统集成”全产业链布局。

表 5-1 成都市储能产业链企业基本情况

产业链	企业名称	所在地	主要产品
基础 锂盐	天齐锂业	高新区	碳酸锂
			氢氧化锂
			金属锂
	四川雅化实业集团	高新区	总部在成都
	长和华锂	都江堰市	碳酸锂
			氢氧化锂
	成都融捷锂业科技有限公司	邛崃市	碳酸锂
			单水氢氧化锂

产业链	企业名称	所在地	主要产品
	成都开飞高能化学工业有限公司	温江区	碳酸锂、氢氧化锂
正极材料	成都巴莫科技有限责任公司	金堂县	高镍
			三元
			高电压氧化钴锂
	华鼎国联四川电池材料有限公司	青白江区	三元正极材料
	成都市博伦沃德新能源科技有限公司	新津县	三元正极材料
	成都金堂时代新材料科技有限公司	金堂县	磷酸铁锂
	成都融捷锂业科技有限公司	邛崃市	磷酸铁锂
	拓米（成都）应用技术研究院有限公司	郫都区	硅基负极材料
负极材料	四川紫宸科技有限公司	邛崃市	20 万吨负极材料
		邛崃市	8 万吨石墨负极
	成都爱敏特新能源技术有限公司 / 天津爱敏特电池材料有限公司	邛崃市	负极材料
	四川金汇能新材料股份有限公司	青白江区	负极材料
			人造石墨材料为主
	四川卓勤新材料科技有限公司	邛崃市	锂离子电池隔膜（PE） 涂敷
隔膜	中创新航科技（成都）有限公司	龙泉驿区	动力电池及储能电池
	四川鑫唐新能源科技有限公司	双流区	LFP-200AH
			LFP-280AH
	成都市新津时代新能源科技有限公司	新津区	磷酸铁锂 280Ah 储能电芯（储能）

产业链	企业名称	所在地	主要产品
动力电池及储能电池	成都格力钛新能源有限公司	新津区	磷酸铁锂电池
			钛酸锂电池
	蜂巢能源	东部新区	磷酸铁锂电池
	惠州亿纬锂能股份有限公司	龙泉驿区	9GW 小圆柱 21GW 大圆柱
		简阳市	动力电池
	好风光储能技术（成都）有限公司	武侯区	100MWh 半开放锂浆储能专用电池
	汉玉能源（深圳）有限公司	简阳市	大圆柱型储能电池和消费电池（12 万颗）、锂动力电池（7GWH）
	华鼎国联四川动力电池有限公司	青白江区	动力电池
	成都建中锂电池有限公司	双流区	锂电池与电池组及其配件
	成都清陶新能源科技有限公司	郫都区	固态 / 半固态
	九远锂能科技（成都）有限公司	邛崃市	聚合物锂电池
	中科海纳	邛崃市	5 万吨正极材料和 3 万吨负极材料
			10GWh 电芯
	四川安高特电固态电池有限公司	东部新区	固态电池
电池管理与控制系统	成都智邦科技有限公司	武侯区	储能双向变流器
			系统集成
	东方日立（成都）电控设备有限公司	郫都区	储能变流器

产业链	企业名称	所在地	主要产品
	四川凯迈新能源有限公司	东部新区	电池包（包括电池管理系统）
	成都特隆美储能技术有限公司	新都区	储能电池
系统集成	四川科陆新能电气有限公司	温江区	储能变流器
	四川中兴能源有限公司	成华区	系统集成
	四川航电微能源有限公司	成华区	储能式飞机地面静变电源、PCS 储能变流器、储能系统、
辅助材料	德方纳米	金堂县	补锂剂
	成都昱泰新材料科技有限公司	彭州	负极包覆材料
	成都硅宝科技股份有限公司	高新区	密封胶
	四川中德新能源科技有限公司	新津区	壳体结构件
	成都乾硕科技有限公司	崇州	绝缘膜、铜排、铝排
	鑫东恒新材料科技有限公司	新津区	壳体结构件
	四川纳拓新材料技术有限公司	金堂县	铝箔、铜箔
	江苏普正精密科技有限公司	简阳市	精密模具及结构件、连接件
专用设备	成都市博涛智能装备制造有限公司	邛崃市	正极材料装备、锂电池窑炉装备
	四川嘉拓智能设备有限公司	邛崃市	电池生产材料设备
	四川中科贝特纳米科技有限公司	金堂县	惰性气体保护气流粉碎分级装置
			气流分级机
			机械粉碎机

产业链	企业名称	所在地	主要产品
电池回收、拆解与梯次利用	成都兴原资源再生科技有限公司	龙泉驿区	电池回收
	成都雅骏新能源科技有限公司	龙泉驿区	梯次利用
	北京赛德美资源再利用研究院有限公司	简阳市	电池梯级开发及综合回收利用
	品胜电子	温江区	新能源汽车废旧动力蓄电池回收及梯次利用（不含危险废物经营）
	四川长虹润天能源科技有限公司	金堂县	废旧动力电池回收与拆解及梯次利用

对成都市而言，基础层关键材料、执行层储能电池装备已初具规模效应。

（1）基础锂盐方面现有电池级碳酸锂、氢氧化锂产能 2.3 万吨，拥有国内锂盐行业头部企业融捷锂业（2 万吨）及其子公司长和华锂（0.3 万吨），坐落天齐锂业总部和四川雅化总部。另外，已签约融捷锂业 2 万吨二期锂盐项目。

（2）正极材料现有三元（高镍）、磷酸铁锂产能超 20 万吨，拥有行业头部企业巴莫科技（10 万吨）和金堂时代（10 万吨），同时华鼎国联布局有磷酸铁锂产能 0.3 万吨。此外，融捷锂业 8 万吨磷酸铁锂正极材料项目、德方纳米 0.5 万吨正极补锂剂项目已签约落地。

（3）负极材料现有石墨负极产能超 10 万吨，形成昱泰科技 1.8 万吨负极包覆材料产能，拥有行业头部企业上海璞泰来，其子公司紫宸科技 10 万吨负极一期项目正加快建设，爱敏特一期 1 万吨负级项目已投产，爱敏特二期 2 万吨负极项目正在建设中。此外，还布局有紫宸科技 10 万吨负极二期项目。

（4）隔膜现有聚乙烯隔膜产能 4 亿平方米，拥有行业头部企业上海璞泰来，其子公司卓勤新材料 4 亿平方米一期项目处于产能爬坡阶段。另外，还布局有卓勤新材料 18 亿平方米二期项目。

(5) 电池制造拥有宁德时代、中创新航、蜂巢能源、亿纬锂能等头部企业，以及好风光储能专用电池、清陶能源固态电池、中科海纳钠离子电池等新型电池企业。

(6) 电池管理系统、能量管理系统及系统集成现有特隆美（系统集成、储能变流器）、智邦科技（储能变流器）、凯迈新能源（电池管理系统）等企业。

(7) 回收利用环节拥有长虹润天、雅骏新能源等企业，其中长虹润天锂电池回收能力1GWh。

2024 年上半年，成都市已并网投运新型储能总装机达 2.8 万千瓦 /5.6 万千瓦时，电力运行灵活性可靠性逐步提升。随着锂离子电池、正负极材料等一批高能级项目相继建成投产，成都锂电储能装备产业集群不断壮大。

在动力及储能电池方面，已经形成了由宁德时代、亿纬锂能、蜂巢能源、中创新航、清陶固态、好风光储能等电池企业聚集的良好形势。考虑到近年来锂离子电池基础锂盐价格大幅波动对正极材料和锂电池成本的影响，为增强成都市动力及储能电池产业链的国内外竞争力，建议形成由政府基金干预的锂矿及原材料产业形态，增加合理价格区间原材料供应渠道，构建产品及价格核心竞争力。

表 5-2 成都市动力及储能电池产能产值情况测算

序号	企业或项目	产品	预计产能	2025 年预计产值
1	中创新航	动力电池、储能电池	20GWh	80 亿元
2	蜂巢能源	动力电池	20GWh	80 亿元
3	亿纬锂能	动力电池、储能电池	20GWh	80 亿元
4	宁德时代	储能电池	15GWh	60 亿元
5	华鼎国联	动力电池 (含三元正极材料)	10GWh	40 亿元
6	格力钛 (银隆新能源)	动力电池、储能电池	10GWh	40 亿元
电池总计			95GWh	380 亿元

序号	企业或项目	产品	预计产能	2025 年预计产值
1	巴莫科技	三元正极材料	10 万吨	100 亿元
2	融捷锂业	基础锂盐	1.2 万 吨 碳 酸 锂、0.8 万 吨 氢 氧 化 锂	15 亿元
3	璞泰来	负极材料	20 万吨	40 亿元
4	长虹润天	回收利用	1GWh	0.4 亿元
5	金堂时代	磷酸铁锂正极材料	10 万吨	30 亿元
材料总计				185.4 亿元
合计				565.4 亿元

以上产值测算为根据预计产能及最新市场平均价格情况进行估算。未来可能由于储能产品价格的下降或实际产能不达预期等情况，导致实际产值低于前期预期。

现阶段来看，我国正在迫切发展锂电池回收行业。据预测，我国锂电池回收行业预计将在 2025 年左右迎来高峰期，在 2030 年前将会达到千亿元级别。从 2018 年开始，工信部陆续公布过四批符合《新能源汽车废旧动力蓄电池综合利用行业规范条件》企业名单，以“正规军”身份从事电池梯次利用和再生利用，也就是业内俗称的“白名单”，共有 88 家企业入选。2023 年，工信部公示了第五批符合《新能源汽车废旧动力蓄电池综合利用行业规范条件》企业名单，此批名单共有 68 家企业，其中 45 家列为梯次利用企业，20 家企业列入再生利用企业，3 家双资质企业。此次第五批名单公布后，电池回收白名单企业已达 156 家。但是，必须正视的是，全球动力及储能电池回收仍处于一个技术较为薄弱的阶段，尽管受到原材料成本波动因素影响，锂电池回收受到了龙头企业的重点关注和布局，但相关企业普遍存在回收成本高昂、回收产率不高、存在环境污染等问题。建议成都市政府的支持长虹润天做好成都及四川区域内锂电池回收产业的基础上，加大回收技术研发的投入，勇夺技术高地占领万亿级市场山峰。

而在平台层，因市场尚未形成规模，基于调度控制、智能运维、经济评估、退役管控的管理平台尚未开启建设，可考虑由新能源产业管理平台复制并定制开发；应用层、执行层和基础层亟需市场牵引，扩大内需，补齐产业链条缺失部分，针对储能产业需求增强产业链条薄弱部分。

5. 产业载体现状

成都目前为 8 个产业生态圈：电子信息、数字经济、航空航天、现代交通、绿色低碳、大健康、新消费、现代农业。储能属于绿色低碳产业生态圈。成都市新型材料、汽车、人工智能等产业生态圈涵盖储能产业重要的产业要素，如储能材料及电芯、生产线设备、电池管理系统、电池控制系统、PACK 设计及制造、系统集成等；电子信息、航空航天、轨道交通、碳中和等产业生态圈是储能产业重要的交叉产业和市场载体。储能产业涉及电力电子、电气工程、新能源、材料、电化学、大数据、控制技术等多个行业，跨学科产业融合极其重要。储能产业与电子信息产业融合发展将极大促进储能领域电力电子装备、大数据平台开发、智能运维、规划决策等方向的发展，部分高能耗且电能质量要求较高的产业公司也是天然的用户侧储能市场主体。产业功能区方面，支撑成都市储能产业发展重要的产业功能区包括邛崃市天府新区半导体材料产业功能区、金堂淮州新城、青白江高性能纤维材料产业功能区、龙泉汽车城等，各自定位略有差异，是成都市储能产业发展重要的功能载体。

6. 政策现状

成都市正在研究出台专项储能产业支持政策，与储能产业发展间接相关的政策主要涉及能源发展规划、电能替代、电力辅助服务、工商业峰谷电价、大数据产业发展、5G 产业发展、新能源汽车等。

表 5-3 四川省及成都市储能相关产业政策情况

序号	政策	与储能相关的部分
1	《四川省“十四五”能源发展规划》	风电、光伏发电装机容量分别达到 1000 万千瓦、1200 万千瓦。推动大规模、大容量、高安全性和经济性的化学储能技术发展，探索推进化学储能在电源侧、电网侧、用户侧多场景商业化应用，不断提升化学储能电站全生命周期安全管理水平。加快构建节约高效、清洁低碳的用能模式。进一步扩大电能替代范围，不断提高电气化水平。
2	《成都市“十四五”能源发展规划》	加快金堂、大邑等地抽水蓄能电站前期工作，争取在“十四五”末开工、“十五五”末投运。推动新型储能设施示范应用，在电源、电网、用户侧运用锂离子电池、压缩空气储能、飞轮储能等新型储能技术。鼓励新都区、金堂县等开展电化学储能示范。围绕重大赛事、重要负荷用户等需求，积极探索储能应用商业模式，建设移动式或固定式储能设施，提升应急供电保障能力。积极发展新型储能，推进电化学储能、飞轮储能研发应用，探索压缩空气储能、氢储能等示范应用。
3	《四川自动发电控制辅助服务市场交易细则（试行）》	目前尚未明确储能是否具备参与 AGC 调频资格。
4	四川省发改委《关于进一步完善我省分时电价机制的通知》	四川电网，峰谷时段各为 8 个小时，大工业峰平谷电价比例为 1.6：1.0：0.4，大工业峰谷电价差超过 0.8 元 / kWh。
5	成都市大数据产业发展规划（2017-2025 年）	2016 年底，标准机柜容量近 20000 个。未给出 idc 机房标准机柜发展规划。
6	《成都市 5G 产业发展规划纲要》	到 2020 年，实现城区重点区域 5G 网络连续覆盖，在全国率先实现 5G 规模商用。到 2022 年，建设 5G 基站 4 万个以上，实现重点城镇以上 5G 网络全覆盖。
7	《成都市新能源汽车产业发展概况及规划》	到 2020 年，力争新能源汽车整车年产量达到 10 万辆，新能源汽车产业主营业务收入达到 800-1000 亿元，把成都市建设成为国家西部重要的新能源汽车生产基地。

序号	政策	与储能相关的部分
8	《成都市氢能产业发展规划（2019-2023 年）》	到 2023 年，成都氢能产业力争实现主营业务收入超过 500 亿元，建设全国知名的氢能产业高端装备制造基地。重点开展燃料电池电堆及动力系统、氢气储运与加注等关键技术协同攻关。
9	《成都市新能源汽车动力蓄电池回收服务示范企业试点工作实施细则（试行）》	加快建设成都市新能源汽车动力蓄电池回收利用体系，有序开展新能源汽车动力蓄电池回收利用示范企业试点工作。细则中明确，在成都市范围内从事梯次电池使用量能力达到 25MWh/ 年。
10	《成都市人民政府办公厅关于印发成都市优化能源结构促进城市绿色低碳发展行动方案、成都市优化能源结构促进绿色低碳发展政策措施的通知》	示范推进电源、电网、用户侧配建储能设施，对年利用小时数达到一定标准的给予补助。 支持建设溯源管理信息平台，废旧动力电池规模回收、梯次、和再生利用，给与相应资金补助。
11	成都市发展和改革委员会支持储能项目建设政策	对年利用小时数不低于 600 小时的储能项目，按照储能设施规模给予 230 元 /kW，且单个项目最高不超过 100 万元的市级预算内资金补助，补助周期为连续 3 年。
12	《成都市发展和改革委员会关于申报 2023 年污染治理和节能减碳领域（储能专项）市预算内投资项目的通知》	对入选的用户侧、电网侧、电源侧、虚拟电厂储能项目，年利用小时数不低于 600 小时的，按照储能设施规模给予每千瓦每年 230 元且单个项目最高不超过 100 万元的市预算内资金补助，补助周期为连续 3 年。
13	《成都市新型储能项目建设实施方案（2023—2025 年）》	提出 2023 年 -2025 年的工作目标和重点任务。
14	《成都市虚拟电厂建设实施方案（2023—2025 年）》	到 2025 年成都基本实现对分布式电源、储能设施、可调用电负荷等能源资源的“应接尽接”，构建形成以虚拟电厂为主导的新型电力系统。

我国储能产业尚处初期发展阶段，储能电池、储能变流器、能量管理系统、集成设计水平、运行监控技术、价值评估体系等方面都不完善，技术和产业提升空间巨大。成都市拥有足够的市场需求空间，具备一定优势的电池产业基础，与其它城市相比拥有更为完备的融合性产业；而政策引领的市场释放、储能领域的产学研用纽带、储能专业人才的培养体系则相对欠缺，需要政府发挥引导作用。

（三）产业发展需求

1. 低碳发展需求

成都市正处在迈上三万亿经济总量攻坚期，解决好能源消耗总量与经济高质量发展的矛盾关系是一定时期内成都市的重点任务。这一进程中，成都市必须更大比例的使用绿色能源并提升终端电力消费总量。发展储能技术，不仅能够提升成都市电源侧可再生能源的消纳比例，更能够最大程度提升成都市终端用能清洁化替代比重，降低成都市化石能源的使用比例，进而降低二氧化碳排放总量。

2. 经济发展需求

首先，成都市需要补强新型储能核心产业。新能源产业自身是未来我国最为重要的支柱产业，也是我国降低对外能源依存度的核心技术。发展储能产业，是成都市主动寻求产业转型、补充新能源产业链条的关键布局，是成都发挥中心城市功能定位、辐射东南亚及环西部地区、助力区域能源清洁发展的核心产业。

其次，成都市关联核心产业发展需要储能，储能将强有力支撑关联上下游产业发展。储能产业发展将显著带动下游产业（新能源发电领域、微电网领域）规模的快速提升，并提升新能源发电领域的经济效益。全面带动中游装备制造产业（储能电池、储能变流器、电池管理系统、能量管理系统等）的发展；而且，将带动电池材料（正负极、电解液、隔膜等）、电缆材料、传感材料、消防材料以及其它硬件装备所需材料的开发及生产产业的发展。不仅如此，还将带动生产必要装备和材料所需的设备产业、更上游的采矿业、基础设施建筑业等产业发展。

储能产业有力保障电力稳定供应。成都拥有 66 个产业功能区，电子信息产业规模已突破万亿，经济发展迅速。高比例的用电负荷与电力生产和传输之间的矛盾成为了制约成都

经济发展的症结。目前成都用电以外部水电输入为主，本地电源（以火电为主）自给率仅20.5%，约为国内典型受端电网北京（40.1%）的一半、上海（54.7%）的三分之一，未来全市最大用电负荷缺口呈波动上升趋势，面对未来极端天气的影响，成都能源供给安全挑战不断加剧，局部区域输、变电容量不足的问题仍然存在。为支撑成都及川东地区电网的安全稳定和经济运行，有必要配套建设一定规模储能电站以应对电网输配容量的不足。

储能产业极大助力经济高速发展。成都市拥有芯片、显示、航空、信息等丰富的高精尖智能制造企业，企业自动化生产设备对电能质量要求极高，短暂的电压、频率等重要电力参数的不稳定都会对生产线运行造成影响，日计的损失多达百万元甚至千万元级，储能是提升上述类型企业电能质量的关键技术。另外，电力费用支出占制造型企业日常支出的份额比重较大，未来储能或光储系统则是企业降低电费支出的有效手段。因此，储能产业与成都市其它重要型企业的融合发展会给成都市经济带来新的景象。

储能产业广泛融入新基建的建设。2022年，工业和信息化部印发的《“十四五”信息通信行业发展规划》明确提出，到2025年，基本建成高速泛在、集成互联、智能绿色、安全可靠的新型数字基础设施。新基建包括5G基建、特高压、城际高速铁路和城际轨道交通、新能源汽车充电桩、大数据中心、人工智能、工业互联网等七大领域，涉及到通信、电力、交通、数字等多个社会民生重点行业。新基建建设中，5G基站、大数据中心、人工智能、新能源汽车充电桩都需要特定的储能电源作为支撑。

3. 市场发展需求

成都市储能产业规模可考虑瞄准4个空间维度。一是面向成都市，建议侧重在电网侧和负荷侧，电网侧储能主要解决成都市电力负荷缺口问题，负荷侧储能重点结合成都市分时电价机制开展园区分布式储能建设。同时，布局规划面向电力应急保电的固定式或移动式（配网检修及增容、大型公共建筑应急保电）、面向5G基站/数据中心/光储充/梯次利用等领域的储能电站或装置；二是面向四川省，建议侧重在电源侧和电网侧，支撑四川省高比例风光电站消纳及尖峰负荷需求；三是面向西部地区，建议侧重在电源侧，发挥成都市西部地区超大城市定位，瞄准整个西部风光配置储能市场，激发储能产业内生动力。四是面向全球市场，引领“产品出口”向“技术出口，产业共享”模式的转变，与韩国光阳湾圈经济自由区及中东地区和东南亚地区建立国际合作关系，推动中国储能技术服务全球储能市场。

中国西部地区包括12省市及自治区，依据地区《国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》及《能源发展“十四五”规划》，基本明确西部地区各个省市截止2025年的非水可再生能源装机规模，依次是：四川（20GW）、重庆（3.6GW）、贵州（40GW）、甘肃（50GW）、云南（15GW）、西藏（10GW）、陕西（65GW）、青海（58.5GW）、宁夏（40GW）、新疆（82.4GW）、内蒙（50GW）、广西（40GW）。按照全额装机按比例配置的原则，到2025年，西部地区风光配置储能装机规模需求为47GW/94GWh。

四川省及成都市电网调峰（尖峰负荷缺口）需求难以预知，仅能提出示范项目建议。面向四川省，非水储能装机需求为2.5GW/5GWh，其中电源侧风光配置储能装机需求为2GW/4GWh，建议电网调峰规模0.5GW/1GWh（具体以四川省电网公司规划为准）；抽水蓄能装机需求约为17GW。

面向成都市，储能装机需求2024年约500MW，2025年约1000MW。其中，2024年，电网侧储能需求为300MW/600MWh（具体以成都电网公司规划为准），用户侧储能为200MW/500MWh。

表 5-4 成都市储能市场重点领域市场匹配

面向区域	侧重市场	细分市场	市场规模
西部地区	电源侧	风光配置储能	47GW/94GWh
四川省	电源侧	风光配置储能	2GW/4GWh
	电网侧	电网调峰 (尖峰负荷需求)	建议规划 5 座 100MW/200MWh 调峰电站
成都市	电网侧	电网调峰 (尖峰负荷需求)	建议考虑 3 座 100MW/200MWh 调峰电站
	用户侧	包括工商业储能、移动应急储能等	200MW/500MWh

4. 技术研发需求

储能专用材料的定制开发。重点包括基于储能锂离子电池储能技术的关键正负极及匹配材料改性研究。

储能电芯及配套装备研发。面向未来，开发新型高安全、低成本、长寿命、易回收储能电池，如半开放锂浆储能专用电池、高安全水性电池、长寿命液流电池、高安全固态电池或半固体电池等，以及电池管理系统主动均衡技术、储能变流器多级并联技术、能量管理系统优化控制技术、本质安全控制技术等。

集成技术及应用技术研发，面向各类应用场景的储能系统集成技术，包括温度精准仿真技术、电力仿真技术、电池模块设计技术、储能与电网交互技术等，以及融合大数据分析的储能电站数字化运维技术，光储充（储充）一体化、梯次利用和回收技术。

5. 地方特色需求

成都市是国务院批复确定的西部地区重要的中心城市，国家重要的高新技术产业基地、商贸物流中心和综合交通枢纽。高新技术产业领域汇聚了芯片、显示、航空、信息等产业公司，相应生产线对电能质量要求极高且能耗巨大，相关产业储能市场需求具有显著独特性和必要性；作为重要的商贸物流中心及历史文化名城，快递物流及景区交通设施需求旺盛，相较其它地区成都移动电源需求规模大。

成都市拥有完备的电子信息产业链条，电力电子领域实力雄厚，与储能产业深度融合，可在储能电站能量管理、数字服务领域发挥成都优势，打造成成都储能名片。

成都加快打造千亿级光伏产业集群，储能产业发展有助于促进光伏在建筑、工业、交通、农业等领域的应用，推动探索光伏“研制在成都，应用在市州”发展模式。

成都市加快建设新型能源体系，提高电网稳定性和电网柔性调节能力，启动建设国家算力网络枢纽节点和天府数据中心集群，都离不开储能产业的支撑。

（四）产业发展面临的挑战

1. 顶层设计尚不健全，缺乏可盈利的储能商业模式。

在双碳目标下，储能产业发展需要进行深入的研究，并制定详细的战略发展构架。然而，目前储能产业发展的系统性规划还需完善，储能安全、质量等重点技术标准体系建设和检测认证需要进一步提升和健全。另外，成都市源网荷侧可盈利的储能商业模式几乎空白，迫切需要政策及电力市场机制牵引，支撑储能产业发展。

2. 服务配套体系单一，跨领域融合发展要素薄弱。

成都市储能产业已具备基础支撑体系，但是在储能关键支撑技术、配套软硬件装备、系统集成产业及储能管理平台等跨领域融合发展要素方面仍较为薄弱。储能产业涉及多个行业，基础产业升级、配套产业集聚、集成水平提升等方面的工作需要进一步加强。

3. 产业链短板待补齐，产业功能区优势整合需规划。

产业链要素基本成型，但以锂离子电池为主，储能电站运维及管理平台建设等方面有待加强，亟需打造总部型高端企业及具有本地特色的储能品牌。储能产业功能区与锂电产业园区可进行共用，但目前缺乏产业功能区共用推广经验，影响了储能产业发展规划编制，导致储能产业链供应链短板补齐和产业功能区布局受阻，成都储能产业发展优势和投资吸引力难以充分发挥。另外，电解液等上游原材料产业及锂电池材料回收产业涉及危化品，需要进入化工园区，制约了项目落地。

4. 专业人才分散稀缺，产学研用协同发展待加强。

成都市储能产业人才储备多为电动汽车产业复用人才，以动力电池材料与制造、部分配套装备（如电动汽车电池管理系统、充电桩）为主，专业储能人才较为缺乏。且高校研发人才分散在各个学科，跨专业聚合发展尚未形成，产学研用体系仍需加强。

六、成都储能应用分析

本章重点对成都市储能应用项目需求、项目可行性以及在具备实施条件的前提下其技术经济性进行了详细说明。

（一）电源侧

1. 水电站穿越振动

以二滩水电站为例，二滩水电站共安装有 6 台单机额定容量为 550MW 的发电机组。针对需要频繁调整负荷的机组仍需考虑可行的措施有效避免水电机组运行的振动区或频繁穿越振动区。高效储能设备与水电站机组配合使用，调度要求增加负荷时，将高效储能设备出力调增，调度要求减少负荷时，将高效储能设备出力减少，可以减少机组跨越振动区的次数。

技术经济性：在 184m 水头下，二滩机组振动区为 [150450]MW，全厂开三台机组运行：#1 机组带 140MW、#2 机组带 550MW、#3 机组带 550MW。

●如果此时调度要求二滩水电站增加 300MW 负荷，将高效储能设备出力调增 300MW，那么将减少 #1 机组向上跨越振动区一次。

●如果此时调度要求二滩水电站减少 400MW 负荷，二滩水电站保持原有出力不变，将 400MW 负荷转移至高效储能设备进行储能，那么将减少 #2 机组或 #3 机组向下跨越振动区一次。

按照上述设定，需配置 400MW 储能电站，储能系统可根据每次调用需要持续充放电的时间进行配置，利用储能系统解决穿越振动难题不存在收益考量。考虑到抽水蓄能电站也是一种特殊形式的水电站，也存在穿越振动问题，并不适合应用于这一场景中。磷酸铁锂储能电池较为适合应用于解决水电站机组穿越振动难题，按照 1h 进行配置，储能电站建设成本按照 120 万元 /MW 计算，则 400MW 电站需投资成本约 48000 万元（包含系统投资成本、土建成本）。

2. 光伏配置储能

考虑到光伏电站后期可能存在出力变化，针对冕宁大田 10MW 光伏电站限电率 5% 和 10% 两种情况下出具了配置储能的经济性分析数据。根据当地气候，四川凉山年均光照天

数约为 250 天，平均年等效满负荷利用小时数 1268.35h，日均等效满负荷利用数为 5h，上网电价按照 0.4012 元 / 千瓦时，上网补贴电价 0.5488 元 / 千瓦时。现以 10MW 光伏电站为例，假设限电率 5% 时储能出力天数为 220 天 / 年，限电率 10% 时储能出力天数为 170 天 / 年，分析配置储能可行性。电池采用高安全大容量储能专用磷酸铁锂电池，交流侧集中并网。

储能电站规模为限电率 5% 时，共计可运行约 16 年（按循环次数 3500 次计算，不考虑电池维修更换），储能配置规模为 0.5MW/2.5MWh，内部收益率 6.1%，静态投资回报期为 10.2 年；储能电站规模为限电率 10% 时，共计可运行约 20 年，储能配置规模为 1.0MW/5.0MWh，内部收益率 4.5%，静态投资回报期为 13.2 年。以限电率 5% 为例，若要实现内部收益率 8%，边界条件为：磷酸铁锂电池储能系统初始投资成本降至 150 万元 / MWh（目前已达到）；或储能发电收益达到 1.08 元 / kWh。

成都市平均年等效满负荷利用小时数约 800h，日均等效满负荷利用数按 4h 分析。光伏补贴政策逐渐退出，实现平价上网，电价按照 0.4012 元 / 千瓦时计算。以 10MW 光伏电站为例，假设限电率 5%，储能出力天数 200 天 / 年，储能配置规模为 0.5MW/2MWh。按照 1000 元 / kWh 的储能系统初始投资成本计算，系统使用寿命同样按照 3500 次分析，不考虑电池更换及运维投入等成本的情况下，项目可使用寿命为 17.5 年。项目内部收益率约 4%，静态投资回收期约 12.5 年。成都市出台相关政策，对于入选的储能项目给予示范项目建设补贴和储能项目运营补贴。仅考虑项目运营补贴，符合条件的储能项目可根据发电量获得 0.3 元 / kWh 的运营补贴，装机规模 5 万千瓦以下的项目年度最高补贴 500 万元，连续补贴 3 年。该情况下项目的内部收益率可提高至 6%，静态投资回收期缩短至 10.2 年。

3. 风光水互补储能建设及规划

判断是否需要配置电化学储能的依据主要在于风光发电是否能够充分消纳或外送。按照风光装机 3000 万千瓦的规模，日运行 8 小时计算，可发电约 1.6 亿度电 / 日，按照当地用电和外送情况，基本可充分消纳。考虑风光建设规模存在逐步发展的过程，近期风光装机规模相对较小，且储能成本较高的情况下，可不针对弃风弃光问题进行电化学储能系统的配置。但长期来看，电化学储能系统对于提高风光发电的稳定性具有较大价值，尤其在未来系统成本大幅下降的前提下，可适当配置半开放锂浆储能专用电池等高安全、低成本的大容量电化学储能系统。

建立电化学储能电站的边界条件：

1) 政策机制：开放投资市场，支持储能参与电力现货市场，建立储能资源市场化回报机制和价格形成机制，通过产业政策支撑和市场监管评估，使储能能在电力市场中的价值逐步得到体现。

2) 电价机制：参考抽水蓄能发展经验，探索建立容量电费及两部制电费机制，按照合理成本加准许收益的原则核定，其中成本包括建设成本和运行成本，准许收益按照无风险收益率（长期国债利率）加 1% ~ 3% 的风险收益率进行核算。

3) 技术路线：成本方面除考虑一次成本外，还应考虑全生命周期成本，以度电成本低于 0.3 元 / 度作为中期目标。寿命方面可综合考虑系统的在线维护和修复能力，实际日历使用寿命应不低于 15 年（含修复再生）。安全性方面以具备安全剂注入电芯内部技术的本质安全电池，或固态电池为重点发展方向，同时考虑在线安全监控平台的建设。回收方面，优先考虑环境友好型储能材料和回收技术的应用，磷酸铁锂材料体系不含重金属和高污染材料，结合易拆解电池结构设计的大容量半开放电池可降低电池回收成本，提高回收利用率。

4) 运行条件：电化学储能系统配置灵活，不受地域、环境等条件的限制，目前已部分实现商业化运行，因此运行条件方面无特殊要求。

（二）电网侧

1. 储能参与电力辅助服务

针对储能参与调峰辅助服务市场，政策依托为《华中区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》和《华中区域发电厂并网运行管理实施细则》（简称华中区域“两个细则”）。假定电储能参与辅助服务市场参照燃煤机组辅助服务制定的规则。

调峰补偿： $F_{\text{调峰}} = F_{\text{运行}} + F_{\text{启停}}$

式中： $F_{\text{调峰}}$ 为有偿调峰补偿费用； $F_{\text{运行}}$ 为运行调峰补偿费用； $F_{\text{启停}}$ 为启停调峰补偿费用。

运行调峰补偿费用： $F_{\text{运行}} = W_{\text{运行调峰}} \times C_{\text{调峰}}$ ， $W_{\text{运行调峰}}$ 为运行调峰深度贡献电量， $C_{\text{调峰}}$ 为调峰电量补偿价格。对于参与深度调峰的电储能电站， $C_{\text{调峰}} = 500$ 元 / MWh。

启停调峰指每日 24 小时内因电力调度机构要求同一台机组启停一次，记为一次启停调峰，水电机组无补偿。补偿标准如下：

燃煤机组（单机容量 $\leq 100\text{MW}$ ）： $F_{\text{启停}} = \text{启停调峰次数} \times \text{机组容量} \times 500$ 元 / MW；

燃煤机组（单机容量 $> 100\text{MW}$ ）： $F_{\text{启停}} = \text{启停调峰次数} \times \text{机组容量} \times 1500$ 元 / MW。

技术经济性：调峰电站按照 4h 配置，容量配置为 101MW，按照燃煤机组启停调峰补偿方案，单机容量大于 100MW，补偿标准为 1500 元 / (MW·次)，启停调峰次数按照 350 次 / 年计算。

分析的主要边界条件为：磷酸铁锂储能电站的运营期为 10 年，电池衰变率为 2.0%，储能效率 88%，每日满充满发；抽水蓄能电站运营期 60 年，单位造价约 6500 元 / kW，发电效率 75%，以建设 101MW/404MWh 规模的磷酸铁锂和抽水蓄能电站的效益分析。

对于磷酸铁锂储能系统，投资回报期为 6.3 年，10 年内部收益率为 9.8%；对于抽水蓄能电站，投资回报期为 6.2 年，10 年内部收益率为 9.8%。

显然，假如按照燃煤机组参与调峰辅助服务的政策，无论是磷酸铁锂储能系统还是抽水蓄能电站都具有较好的内部收益率，具体执行还需四川省发改委针对电储能单独下发参与电力辅助服务政策。

2. 储能应对深度调峰考核

假定应对深度调峰考核储能电站采用磷酸铁锂电池，装机 100MW/200MWh，参考两部制电价，电量电价覆盖抽发损耗成本，容量电价按照内部收益率 8% 进行反向计算。参照保底 350 次深度调峰核算，容量电价补偿达到 1700 元 / MW 时，内部收益率能够达到 8%。

3. 负荷中心选建抽水蓄能

成都负荷中心选建抽水蓄能从功能上也属于电力辅助服务范畴，但毕竟属于针对负荷侧输配电容量不足导致顶峰供电不足而有序配置的储能设施，储能系统电网接入和调度、运行方式、商业模式等可与省发改委、电网公司申报协商。成都是四川省省会，西南地区唯一的副省级市、特大城市，是四川最大的负荷中心。为支撑成都及川东地区电网的安全稳定和经济运行，有配套建设一定规模抽水蓄能电站的需求。

成都电网 2023 年全口径最大负荷突破 1900 万 kW，尽管成都电网将不断新增输配电扩容线路，但仍不可避免峰值负荷缺口有进一步扩大的趋势。

技术经济性：站在企业投资角度，建议可考虑围绕天府新区，接入 220kV 变电站，投资建设 300MW 抽水蓄能电站。具体的电网接入和调度、运行条件和商业模式建议如下：

●为满足抽水蓄能电站并网投产需要，建议参照国家发改能源〔2017〕1701号文件“电网企业应将联合体（储能电站）作为特殊电厂对待，在政府指导下签订并网调度协议和购售电合同”精神，协调电网企业先以抽水蓄能电站的适应性进行把关，对满足技术要求的抽水蓄能电站先予接入电网并将其纳入电网调度管理，政府相关部门明确抽水蓄能电站运营方式和调度原则后，再以补充协议和合同的方式对并网调度协议和购售电合同进行补充完善，并进行费用结算。

●建议定义抽水蓄能电站主要功能为调峰、调频，主要参与电力辅助服务，尤其是在高峰负荷时段顶峰发电，其运营原则为：谷、平段充电，峰段放电，采用两部制电价经营方式，通过容量电费予以固定补偿。

●抽水蓄能电站按照电网侧调用，充电电价按照燃煤上网标杆电价 75% 电价政策（刚好保证抽发盈亏平衡），向省发改委辅助服务调峰电价补贴。

按照大容量抽水蓄能电站的配置原则、建设运维情况、充电、发电效率、使用年限等指标，本报告分析了 300MW 抽水蓄能电站的投资收益情况。

分析的边界条件为：抽水蓄能电站运营期 60 年，单位造价约 6500 元 /kW，发电效率 75%。

按照 15 年内部收益率不低于 8% 作为收益边界，参照保底 350 次深度调峰核算，容量电价补偿需达到 2150 元 /MW，内部收益率才能够达到 8%。

（三）用户侧

国内经过 5 年左右时间的发展，已衍生出较多类型综合能源服务业务，如建筑能效、电能替代、工业节能、分布式光伏、智慧电务、园区能源规划、储能式充电站等。其中，围绕成都负荷中心，雅砻江水电售电公司可以考虑以分布式光伏、园区能源规划、电能替代、储能式充电站等业务为切入点，开展综合能源服务业务试点及推广应用。

1. 分布式光伏

分布式光伏作为能源体系的重要组成部分，也是能源企业综合能源服务业务重点布局领域。随着电力体制改革的不断深化，用户端电源资产的价值将进一步凸显。

公司可充分挖掘成都市甚至四川省境内优质屋顶资源，收集包括企业用电量、经营状况、

征信、房屋及土地使用权等信息，前往现场对屋面结构、厂区配电系统等进行勘察，对项目装机容量、自用电比例等数据展开分析，最终形成项目实施方案。公司可作为投资方，与业主通过合同能源管理的商业模式进行利益分成。

工商业用户屋顶分布式光伏发电以自发自用为主，业主正常缴纳电费，参考大工业电价峰时电价水平（110kV，0.89765 元 /kWh），投资方以 10% 比例让与业主利润，发电时长按年平均小时数 1000 核算，初步估算 25 年的总利润约为 1063.8 万元，内部收益率为 11.7%，静态投资回收期为 8 年。

2. 园区配网储能

独立结算的园区配电网内应用储能，主要可依托需求侧管理相关政策措施，开展范围内的电量甚至能量优化管理，减少对输电网的电力需求，获得园区用电最优方案。本报告中国园区配网储能主要指含分布式发电项目的园区，其经济效益体现在分布式发电项目的就近消纳，减少与共用电网的电力电量交换取得的效益。

投资和规模按照配电网内分布式发电项目的规划配置，产生的效益等同于投资方与工业用户的效益，一般按照合同能源管理的模式开展此类项目。此时的电量效益主要为减少的与外部电网的购电量，输配电价的减少部分；另一部分是按照综合结算电价与共用电网结算减少的基本电费部分。

园区配网储能可主要采用磷酸铁锂电池，接入 110kV（输配电价：0.0958 元 /kWh），以投资 5MW/20MWh 的储能配置来看（电池年衰减率 2%），10 年服役周期难以收回成本。当单位投资成本降至 1050 元 /kWh 时，内部收益率可达到 8%，静态投资回收期降低至 6.8 年（目前已基本具备）。

3. 大工业用户储能

用户侧工商业削峰填谷以大工业用户为例进行分析，主要的盈利模式暂时考虑移峰填谷和需量电费管理两个方面。

根据《四川省发展和改革委员会关于进一步完善我省分时电价机制的通知》（川发改价格规〔2021〕499 号），四川省直供区大工业平段电价为 0.60077 元 /kWh（110kV），高峰时段和低谷时段电价分别在平段电价的基础上上浮、下浮 60%。

储能系统单位容量综合造价投资为 1800 元 /kWh（此价格目前已降至 1300 元 /kWh），转换效率按 88% 考虑。以用户配置储能容量为 1MW/4MWh，初步估算总投资为

680 万元。根据经济效益和投资方面，初步测算该案例下，单纯依靠峰谷电价差，不具备实施条件。结合需量电费管理，10 年服役周期内的内部收益率 8.3%，静态投资期 6.8 年。基本满足项目投资回收的需要。反推适用于安装储能设施的用户条件，以 1MW/4MWh 配置需求来看，一年内单日最高负荷均高于 1MW，峰谷电量差 140 万千瓦时以上的用户才适用以上的分析标准。下一步可根据成都市甚至四川省工商业用户的实际用电负荷和峰谷电量进行用户名单筛选，并按照行业逐步推行。

工商业储能项目的建设除考虑经济性以外，还受到建设场地、消防安全等多方面因素的约束，因此项目规划阶段需要充分考虑实施可行性，以满足安全管理要求为前提。

4.5G 基站备用电源

我国正在大力推进新基建建设，储能可有力支撑新基建建设，提升数据中心与 5G 基站通信的稳定性及不间断性，降低数据中心与 5G 基站的尖峰能耗，缓冲电动汽车充电对电网的冲击，降低电网企业和充电桩运营企业的总体投资成本。

备用电源较大的需求主要来源于新建 5G 基站，5G 基站的平均功耗是 4G 基站的 2~3 倍，按照主流的 5G 宏站配置（包含 3 路 5G 和 2 路 4G），单站容量约 50kVA。备用电源按照备电 3h 进行计算，需要的 UPS 电源容量为 150kWh。按照《成都市 5G 产业发展规划纲要》，到 2022 年，建设 5G 基站 4 万个以上，实现重点城镇以上 5G 网络全覆盖，仅 5G 基站的备用电源需求就将达到 6GWh。

5G 基站备用电源属于业主自主投资性市场，投资费用由业主自行承担。

5. 储能式充电站

储能式充电站与工业用户未来的盈利模式基本一致，均需要通过低谷时段充电，高峰时段放电来平抑电力电量需求。展望 2030 年，全市共需建设基本充电桩超过 47 万个，2025 年取中间值为 29 万个。

考虑到电动汽车的保有量将逐步提升，其充电负荷造成的冲击也日趋明显。同时结合储能成本下降趋势，建议在中期适时对全市十三区期间建设的集中式充电站进行相应改造，通过配套储能设施及配套群充策略，减少充电负荷对电网的冲击，并进一步改善片区负荷特性。此外，充电桩也可以依托相关电价政策形成更丰富的盈利模式。

结合实际情况，预计十三五期间建设的 11 万个充电桩约有 80% 存在于集中建设的充电站中，按照单个充电站平均桩数约 15 个，且单个桩功率均为 60kW 测算，全市约可形成

264MW 功率需求的储能规模。参照企业储能应用规划相关估算原则，储能系统配置的充放电时间为 1-8h 不等，取平均值 4h 作为估算值，预计全市结合十三五充电站规模配置的储能需求规模约为 264MW/1056MWh。

远期随着电动汽车技术、充电技术的进步和普及，公共服务领域充电桩规模将逐步增大，储能配置需求也随之逐步增长。储能式充电站与工业用户未来的盈利模式基本一致，均需要通过低谷时段充电，高峰时段放电来平抑电力电量需求，因此不再单独分析经济效益。

提示：2023 年锂离子电池上游材料价格下跌带动了储能电池系统成本的下降，截至 2024 年底，以主流的 280Ah 大容量电芯为例，厂家报价达到 0.30 元 /Wh 左右，系统报价跌破 0.50 元 /Wh，项目整体实施工程价格平均约 1.2 元 /Wh。项目投资收益与储能系统初始投资密切相关，未来需持续关注储能系统尤其是锂离子电池的成本变化情况。



（一）产业发展定位

围绕成都市高质量实现碳达峰、碳中和的目标，以电源侧风光配置储能、电网侧电网调峰（尖峰负荷需求）、负荷侧工商业储能 / 备用电源 / 移动电源 / 其它等储能应用需求为引领，面向西部地区、四川省、成都市，在源网荷侧对成都市储能产业实施市场牵引；发挥政府引导及市场主体功能，在政策、机制、金融、平台、人才体系等方面建立储能产业发展体系，以电化学储能本体作为龙头产业，吸引关键材料、配套装备、集成应用、信息平台等领域产业集聚并协同发展，构建储能产业功能区，支撑储能产业健康有序发展。

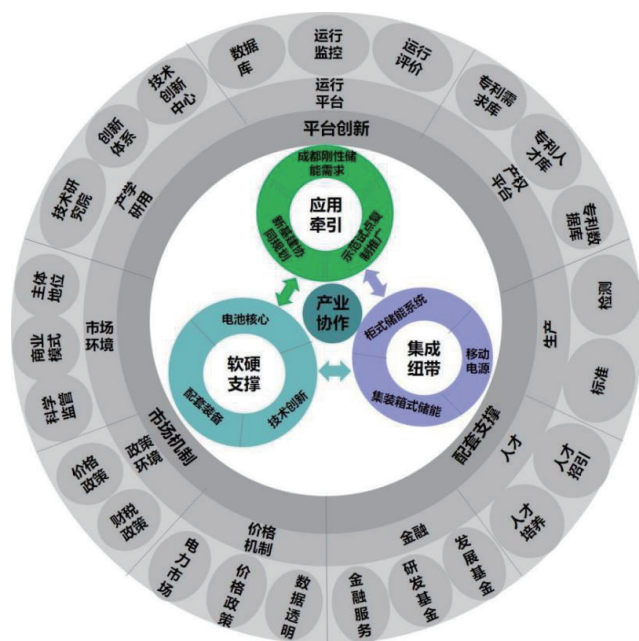


图 7-1 成都市储能产业规划架构

示范先行、市场牵引。充分挖掘成都市电力应急、通信储能等领域的刚性市场需求，推动电网公司、通信运行商等主体单位实施专项规模采购。结合储能实际需求，响应国家层面示范号召，在新能源配置储能、电网输配、园区配网储能、船舶航运、储能式充电站、

立足需求、抢抓机遇。抢抓国家新一轮设备更新和消费品以旧换新、实施新型技改、产业备份等重大机遇，立足成都超大城市多元化需求应用，大力推动储能电芯、变流器、电池管理系统、能量管理系统等核心设备的广泛应用；巩固传统产品市场，大力延伸拓展储能电站数字化运维服务、虚拟电厂、碳交易等新兴市场，形成多元化市场格局。

产业引领、协调发展。围绕储能专用电池本体，通过外部引进和内部培育结合的方式，建立颠覆性技术引领的储能领域龙头企业，以此为核心构建成都市储能全产业链。加强储能产业与关联新质生产力产业（如新材料、新能源、电子信息、大数据、人工智能等）的技术和产品融合发展，提升储能产业与用能需求产业之间的应用融合发展。

创新支撑、技术推动。市场层面鼓励储能商业模式及市场机制创新，技术层面加大基础材料科学、结构设计技术、均衡技术、控制技术、集成技术、运维技术创新。力争形成一批国内外首创、技术上先进、知识产权自主的成果，推动一批先进技术和首台首套设备的研发与应用。突出专业融合，聚焦谋划储能领域大工程、大成果，推动成都市储能产业先进技术从“首台首套”向“首面首域”发展。

改革驱动、科学监督。紧随电力市场化改革步伐，尽快形成开放灵活的价格机制和市场机制，政府层面助推灵活合理的用户侧峰谷电价和电力市场化的辅助服务机制等政策落地。通过建立第三方监督机构及储能信息化平台，对储能产业相关的工程项目、政策支持、金融保障、人才引进等实施科学地监督，提升储能项目及产业的监管水平。

面向成都市及周边区域储能市场需求，重点整合储能产业并实施产业规划，以“十五五”作为成都市储能产业发展重要的机会窗口期，合理布局，推动产业发展。

提升成都市清洁电力消费指数，有效提升四川甚至西部地区风光水互补协调发展水平；解决重要电力输送通道电力供应卡脖子问题，保障重要产业区域、机场等重要航空场所、大型活动及赛事等不发生大停电事故；提高终端电能替代比例，提升社会清洁出行、高效用能等方面的参与度；助力 5G 基站、数据中心、充电桩等新基建建设的顺利实施。

根据成都市“十四五”能源发展规划，到“十四五”末，新能源及其他基础设施 92 亿元以上；充电桩 16 万个、充（换）电站 3000 座；规划建设加氢站 40 座（含油氢一体、油电氢一体、气氢一体等综合能源站）。发挥新型储能灵活调节作用规划建设“新能源+储能”设施对新增风电、光伏发电项目原则上按不低于装机容量 10%、储能时长 2 小时以上配置新型储能设施为电源顶峰提供备份。根据《四川省电源电网发展规划（2022—2025 年）》，在电网末端及偏远地区建设电网侧储能电站鼓励聚合利用不间断电源、电动汽车、用户侧储能等分散式储能设施向电力系统发输配用各环节提供服务，到 2025 年力争全省新型储能规模达 200 万千瓦以上。根据《成都市新型储能项目建设实施方案（2023—2025 年）》，成都市 2024 年建成新型储能总装机 50 万千瓦以上，2025 年建成新型储能总装机 100 万千瓦以上。

预计到 2025 年，储能技术应用将显著提升清洁电力消费指数、增加新能源消纳收益、降低区域二氧化碳排放。直接增加四川省、成都市 18.25 亿度、4.1 亿度绿电消费，增加四川省、成都市新能源消纳收益 1.8-5.5 亿元、0.4-1.2 亿元，对应降低四川省、成都市二氧化碳排放 143.3 万吨 / 年、32.2 万吨 / 年（按照 1 度电对应 0.785 千克二氧化碳）。

（2）产业发展目标

到 2025 年，培育从事储能相关业务企业 200 户，业务范围覆盖关键材料、装备器件、储能产品、规划设计、运维服务、回收利用、辅助元件，龙头企业 10 户（重点在储能材料、储能电池、储能逆变器、回收利用企业方面），“专精特新”小巨人企业 20 户（重点在储能设备、电池管理系统、能量管理系统、消防装备企业、原材料企业、储能数字化企业方面）。发挥成都市电子和信息产业优势，实现储能电池、控制设备双核心竞争力显著提升，建立健全覆盖全市、全省的储能产业体系，提升产业核心竞争力及产业配套能力。

到 2025 年，成都市储能产业对外及对内规模输出超过 5GW/10GWh，全市储能产业力争实现主营业务收入超过 250 亿元。带动储能电池产业规模 150 亿元，带动储能变流器、电池管理系统、能量管理系统产业规模各 25 亿元，带动其它装备（如消防装备、暖通装备、集装箱等）产业规模 25 亿元。在上游原材料方面，以电池材料为例，产业规模预计占电池产业规模的 75%，预计约为 112.5 亿元。

（3）技术创新目标

安全是基础，经济是核心，绿色是保障。储能电池技术与动力电池技术路线已开始分道扬镳，开发高安全、低成本、易回收的储能专用电池是未来重要的技术创新目标。

安全方面，锂离子电池电芯级别的本质安全控制有两个思路，一个是车用动力电池的半固态或全固态电解质技术，另一个是电力储能电池的安全剂注入电芯内部技术，也就是半开放锂浆储能专用电池可以实现的技术。该技术原理是在电池的热失控之前通过注入安全剂到电芯内部直接进行降温，防止电芯发生热失控，从而杜绝电池燃烧和爆炸。这是目前能够彻底解决锂电储能本质安全问题的重要技术创新。

成本方面，锂电储能度电成本已经由原来 2022 年 0.6 元 / 度电降到目前的 0.4 元 / 度电，未来希望度电成本还能够降到 0.2 元 / 度电左右。如果一味靠压榨上游材料配件的价格来降低储能度电成本，整个产业链的发展将是不可持续的。因此，需要发展修复延寿技术，延长储能系统寿命至 15~25 年，降低储能的全生命周期度电成本。

回收方面，结合储能电池易回收设计的绿色回收技术是重要的发展方向。现在有很多团队都在开发绿色修复回收技术，将废旧磷酸铁锂颗粒修复再生后，重新应用于新电池的制造。然而现在的问题在于回收材料粉体的杂质含量太多了，导致没有办法直接用修复颗粒的方式进行绿色回收。因此，需要开发电池的自愈性材料设计，确保里面的关键材料颗粒回收时不能受到污染，可以通过水洗回收粉体后，再进行颗粒修复。

到 2025 年，力争实现高安全大容量储能专用电池技术达到国际领先水平，在国际上首先实现首台套的示范应用，实现电芯级别的本质安全，储能系统标准化寿命突破 8000 次（90%DOD），全生命周期度电成本降至 0.3 元 / 度电，电池可以水洗绿色回收，源网荷侧储能产品全覆盖。

（4）应用推广目标

到 2025 年，成都市储能产业向四川省、西部地区甚至全国输送产品规模 10GWh 以上。储能可在成都市电源侧储能、电网侧储能、负荷侧工商业、备用电源及其它（储充式充电站、梯次利用、船舶、物流等）领域开展示范及商业应用。

表 7-1 成都市已建及在建储能示范项目

序号	示范项目名称	项目业主	示范地点	装机容量
一、建成投运项目（不完全统计）：总装机容量：33.2MWh				
1	四川晟天新能源大厦智能微电网示范项目	隆基绿能科技股份有限公司	天府新区晟天新能源大厦	211.35kWh
2	华阳中学发电项目	华阳中学	双流区华阳中学	20.12kWh
3	硅宝科技总部屋顶光伏项目	硅宝科技有限公司	硅宝科技总部	600kWh
4	硅宝科技新津基地屋顶光伏项目	硅宝科技有限公司	新津区工业园	486kWh
5	四川税务局热电联供项目	四川税务局	四川省税务局	20kWh
6	青羊区政府光伏发电工程项目	青羊区政府	青羊区政务中心	20.12kWh
7	成都新都区经信局锂电储能系统	新都经信局	新都区	30.72kWh
8	四川能投分布式能源储能系统	四川能投公司	新都区	17.28kWh
9	清华四川能源互联网研究院项目	清华四川能源互联网研究院	四川天府新区	50kWh
10	麻石桥 100kW/200kWh 箱式储能系统	中国移动四川分公司	成华区	200kWh
11	清华院 38.4V/50AH 电池模组项目	清华四川能源互联网研究院	四川天府新区	1.92kWh
12	顶力 1080W 光伏 +1kW/7.2kWh 磷酸铁锂电池系统	银隆新能源股份有限公司	成都高新区	7.2kWh
13	中国移动通讯四川分公司市电基站分布式储能系统	中国移动四川分公司	锦江区、金牛区、彭州市等	2500kWh

序号	示范项目名称	项目业主	示范地点	装机容量
14	中国铁塔四川分公司光伏基站分布式储能系统	中国铁塔四川分公司	郫都区、温江区、简阳市等	10000kWh
15	中国铁塔四川分公司世警会应急储能	中国铁塔四川分公司	双流区	2000kWh
16	中国电信成都分公司移动式锂电储能系统	中国电信成都分公司	成华区、金牛区、大邑县等	100kWh
17	四川能投金石租赁应急储能系统	四川能投公司	成都高新区	600kWh
18	四川宏华科技公司动力储能	四川宏华科技公司	金牛区	100kWh
19	5.6MW/2MWh 新型钛酸锂用户侧园区级储能电站	银隆新能源股份有限公司	新津区	5600kWh
20	四川交投新能源有限公司 V12 创意体育基地储能站	四川交投新能源有限公司	锦江区	1000kWh
21	成都特隆美工业园区储能示范项目	成都特隆美储能技术有限公司	新都区	690kWh
22	特隆美新都香体中心储能保电项目	成都特隆美储能技术有限公司	新都区	2000kWh
23	金牛区特来电金牛长江储能项目	成都特来电新能源有限公司	金牛区	200kWh
24	武侯区特来电太平园西路储能项目	成都特来电新能源有限公司	武侯区	200kWh
25	成都吉瓦特科技有限公司光伏储能项目	成都吉瓦特科科技有限公司	温江区	100kWh
26	特来电抚琴西北街储能项目	成都特来电新能源有限公司	金牛区	200kWh
27	武侯区特来电新翼储能项目	成都特来电新能源有限公司	武侯区	200kWh

序号	示范项目名称	项目业主	示范地点	装机容量
28	大唐四川生产调度指挥中心智慧分布式光伏项目	大唐四川发电有限公司	青羊区	60kWh
29	四川交投新能源有限公司港通北三路储能站	四川交投新能源有限公司	郫都区	1000kWh
二、在建 / 拟建投运项目：总装机容量：413.98MWh				
1	川开电气新能源储能系统建设项目	川开电气有限公司	双流区	1200kWh
2	成都蔚特理新能源 220kWh 储能系统示范项目	中自环保科技股份有限公司	郫都区	200kWh
3	天府软件园 C 区光储充放智慧微网示范项目	成都特来电新能源有限公司	高新区	300kWh
4	高新区特来电神仙树新阵地储能项目	成都特来电新能源有限公司	高新区	200kWh
5	四川大运会场馆供电服务保障 380V 移动式储能车	国网成都供电公司	龙泉驿区、新都区等大运场馆	1000kWh
6	四川成都锦江 10 千伏塔芷线中压集中式储能项目	国网成都供电公司	锦江区	2000kWh
7	四川成都高新 110 千伏新桂溪站站用变压器中压集中式储能项目	国网成都供电公司	高新区	2000kWh
8	四川新津 10 千伏河水线静水楼台 1 号变压器台区分布式储能项目	国网成都供电公司	新津区	200kWh
9	四川成都新津 10 千伏河水线祥泰小区 2 号变压器台区分布式储能项目	国网成都供电公司	新津区	200kWh
10	四川成都简阳 10 千伏清龙二线中压集中式储能项目	国网成都供电公司	简阳市	2000kWh

序号	示范项目名称	项目业主	示范地点	装机容量
11	四川成都都江堰 10 千伏青普线河口支新河口 3 号变压器台区分布式储能项目	国网成都供电公司	都江堰市	200kWh
12	四川成都都江堰 10 千伏白虹路深溪一组 2 号变压器台区分布式储能项目	国网成都供电公司	都江堰市	200kWh
13	四川成都新都 10kV 江流一线广泉 17 社变压器台区分布式储能项目	国网成都供电公司	新都区	200kWh
14	四川成都温江 10 千伏柳踏线黄石七组公变台区分布式储能项目	国网成都供电公司	温江区	200kWh
15	四川成都郫都 10 千伏三唐路中平 2 社公变台区分布式储能项目	国网成都供电公司	郫都区	200kWh
16	四川成都郫都 10 千伏店团路太和 2 号公变台区分布式储能项目	国网成都供电公司	郫都区	200kWh
17	四川成都锦江 220 千伏蓉东站长集中式储能站项目	国网成都供电公司	锦江区	200MWh
18	四川成都高新集中式储能站项目	国网成都供电公司	高新区	200MWh
19	新津区睿思恒公司普兴铁路牵引站储能调峰项目	四川睿思恒新能源科技发展有限公司	新津区	2000kWh
20	成都市大邑县四川鑫能动力科技有限公司储能项目	四川蜀电集团有限公司	大邑县	440kWh
21	成都市大邑县闪电家新能源科技有限公司储能项目	四川蜀电集团有限公司	大邑县	440kWh
22	成都市武侯工业园储能项目	好风光储能技术（成都）有限公司	武侯区	800kWh

（二）产业发展任务

1. 聚焦低碳应用，构建可复制的储能市场体系

锚定双碳目标，重点围绕电源侧新能源发电高比例消纳、电网侧调峰降阻、负荷侧分布式新能源+储能应用、终端电能替代等低碳场景，挖掘储能市场化应用空间，加快储能应用降本增质，以示范应用为抓手，大力构建可复制的储能应用市场体系，加大自身产品对外复制推广，尤其是推动成都储能产品在西部、全国乃至全球的低碳能源市场领域应用，贡献成都储能力量。

2. 聚焦产业协作，推动储能产业链融合发展

以集成作为纽带，打造全景式储能产品应用体系。强化软硬件装备与市场应用的纽带关系，面向细分场景，研制集成产品，攻克应用技术。

软硬件为支撑，推动全产业链融合一体发展。扶持壮大一批本土企业；吸引短链重点企业集聚，吸引一批具有行业影响力、技术先进的高端项目及企业落户成都；推动软硬件装备技术创新。

3. 聚焦平台创新，支撑储能产业健康有序发展

建立产学研用创新平台。整合成都市储能产业相关企业、高校及科研院所等优势资源，构建政府、科研与产业紧密结合的运行机制，共建储能产业技术研究院，争取更多国家级、省级技术创新中心、重点实验室落户成都，营造以创新为主要特征的产业生态竞争优势，减少储能领域同类型产品的同质化竞争。

建设储能项目运行大数据平台。建立储能项目数据库，开展储能大数据分析研究。鼓励建设基于互联网的智慧运行云平台，涵盖储能电站前期规划、建设过程管理、运营调度、运行维护等全流程。形成储能项目运行评估机制，建立运行监控及评价中心，形成完善的信息反馈机制。

建立储能产业知识产权平台。建立产业专利数据库、专利人才库和专利需求库并持续更新，为企业提供行业专利技术信息交流平台。深入推进成员企业、高校、科研院所知识产权贯标工作，规范知识产权工作管理制度和体系，实现对知识产权的科学管理和战略运用。

4. 聚焦配套支撑，构建完善的功能性服务体系

健全生产性配套功能。加快发展储能第三方检验检测认证，推进检验检测认证机构社会化、市场化运作。加强储能标准体系建设，提高国家及国际标准参与度，加大储能标准化工作宣传力度，积极促进国内外的储能技术交流，推动储能标准应用实施和技术进步。

夯实产业人才支撑。聚焦成都储能产业链关键环节、重点领域，编制人才需求目录，实现精准引才。全力引进高层次储能技术人才，加大创新创业政策、产业功能区等宣传力度，组织企业赴川内外高校、科研院所开展推介，吸引储能产业高层次人才落户。

强化金融要素保障。发挥财政资金的引导作用，分阶段设立规模适度的储能产业基金，吸引金融、投资机构，汇集社会资本，激发市场活力。充分发挥资本市场的支撑作用，鼓励通过金融创新降低储能发展准入门槛和风险，引导更多的社会资本投向储能产业。

5. 聚焦市场机制，构建专业化市场政策和电价机制

构建有利储能发展的市场环境。明确储能市场主体地位，完善储能相关市场价格机制，着重为储能发展提供良好的市场生存环境。建立科学的监管机制和有效的监管指标，对储能项目进行考核。帮助储能建立合理价值发现方式和回收机制，为储能提供良好的市场生存环境。通过创新型的商业模式去引导和支持市场健康稳定的发展，协调投资机构或第三方解决融资难、融资贵等难题。

构建可推动储能发展的政策环境。聚焦产业链核心环节，制定长期稳定、可预期的储能激励政策，形成可预期的投资回报机制。营造各储能企业、不同储能技术路线公平竞争的市场环境，减少直接选择企业和点对点资助，让市场机制引导创新要素配置。

推动省级电力市场价格机制的实施。积极配合四川省电力现货市场建设，在储能参与电力现货市场的机制探索中率先研究试点方案，尽快形成反映灵活性资源价值的辅助服务交易品种；降低电储能直接参与电力辅助服务市场和电力批发市场的门槛，如放电容量及持续时间方面要求等；完善电力市场价格出清机制，充分发挥储能灵活性调节潜力，减少宏观调控政策对零售电价的影响，提高电网调频、调峰等相关数据透明度，降低社会资本投资储能门槛。

（三）产业发展重点

1. 产业打造

成都市储能产业布局以高安全大容量储能专用锂离子电池为核心技术方向，近期重点加强储能电池领域技术攻关和产业发展支持。通过政策引导、财政支持等多种措施，推动当地重点企业在新型储能锂离子电池关键技术实施、系统示范应用方面的布局，提升企业实力；吸引新型储能锂离子电池龙头企业、储能变流器、能量管理系统企业入驻成都，带动上下游产业链共同发展，形成高质量储能产业集群。

发挥新津时代、中创新航、蜂巢能源、亿纬锂能、特隆美、清陶、好风光储能等头部企业引领集聚作用、“以企招企”，积极招引行业头部企业；不断完善产业链供应链，提高本地企业配套能力。

推动重点企业、科研院所、重点高校之间建立长效的合作创新机制，重点支持产品集成企业加快不同类型储能系统集成产品研发及设计。支持企业开发储能专用电芯、电源管理系统等核心装备，结合储能专用电芯需求定制开发储能专用材料。支持储能专用电芯关键正负极材料、电解液材料制备技术研究，加快开发高安全、大容量、低成本、长寿命储能电池。加快攻克储能系统核心装备关键技术，重点突破 BMS 主动均衡技术、PCS 多机并联和无缝衔接技术、专用消防灭火技术。促进大数据分析技术与电池管理技术融合发展，推动检测技术与储能电站运维技术深度融合。

研制小型柜式储能系统、车载移动电源车、标准化集装箱式储能集成产品。攻克温度精准仿真技术、电力仿真技术、电池模块设计技术、储能与电网交互技术等，发展融合大数据分析的储能电站数字化运维技术，研究光储充（储充）一体化、梯次利用和回收技术。

2. 市场推广

针对成都市储能市场广阔、用电需求快速增长的特点，近期加快推进储能在快递物流、大型建筑应急储能、电力应急等领域的规模应用。结合新基建发展热点，引导成都 5G 基站、大数据中心等新基建建设的储能应用，园区配网储能、电网侧储能、储充式充电桩等重点领域实施示范试点应用，培育一批有竞争力的储能企业。

随着成都市电动交通产业发展规模的扩大，后期可适当关注动力电池梯次利用和储能系统回收产业。通过整合上下游产业要素，推动从研发、生产、应用到服务的产业链深层次互动和协作，打造高质量储能产业集群。

长期规划重点突出对接成都市新能源发电配备储能的市场需求，基于当地特色制定市场交易机制，针对容量型、功率型、能量型和备用型等不同应用场景需求的差异性进行储能系统的配置和产业规划，扩大成都储能产业竞争力和影响力。

3. 应对挑战

产业竞争方面，锂离子电池储能系统的技术进步和成本下降带动了产业高速发展，同时也形成了国内企业同质化竞争激烈的局面，二三线企业产能利用率低于 50%，面临较大的市场压力。面对百花齐放的技术路线以及迭代速度快、竞争激烈的市场现状，成都市需要发挥创新引领效应，培育一批具有自主知识产权和国际竞争能力的领先企业、知名品牌，掌握核心技术和新技术发展趋势。通过对创新技术的支持，实现差异化发展路径，打造成成都特色品牌和国际化发展路径。

产业链建设方面，在双碳背景下，储能产业应全面建设长效设计、低碳制造、高效运维、绿色回收的绿色产业链和供应链，提高产品全生命周期管理运营能力，大幅提升储能装备影响力和核心竞争力，促进新型储能产业形成规模化效应，带动产业集群与产业基地建设。企业招商引资改变传统税收补贴模式，重点完善产投基金引领的发展模式，构建具有特色的股权投资生态圈。

储能应用方面，目前储能商业模式有待拓展，市场应用仍以示范为主，各场景经济性有待提升。成都市储能产业发展除落实国家和四川省相关支持政策外，还需积极推动储能与成都市新能源电力及其他产业的融合发展。储能应用的根本目的是为新能源电力的消纳提供支撑，提高新能源发电比例有助于推动新型储能应用。因此，成都市在储能产业发展和规划的同时应关注新能源电力市场的发展情况，积极推动虚拟电厂为代表的分布式能源发展。

国际化发展方面，新型储能领域的一线企业均积极布局海外市场，虽然国际市场环境较为复杂，企业面临海外本土保护政策和绿色贸易壁垒等诸多挑战，但国际化发展仍是重要发展方向。储能产业出口模式的探索主要包括产品出口和技术出口两个层面。产品出口方面，中国企业在海外储能市场具有显著优势，具备成熟的以锂电池为核心的储能产业链，拥有众多大规模锂电池生产基地，产业链和成本优势突出。技术出口方面，中国企业需要提升知识产权意识和海外布局能力，加强与海外企业的沟通和合作，充分了解各国政策、电力市场，与国外的储能产业园区、储能产业协会、当地开发商、集成商等建立战略合作关系，开拓“技术出口，产业共享”的共赢局面。

八、成都储能产业发展建议

结合成都储能产业实际情况，为推动成都市储能产业的发展，下面从政策、市场、技术、人才、管理等方面提出相关建议。

(一) 政策建议

1. 关注新能源电力为主的新型电力系统发展态势，提高新能源电力的装机和发电比例，带动新型储能产业发展。

在”新能源 + 储能“度电成本快速下降的驱动下，能源电力系统正在发生以下变化：

发电侧：已有火电机组逐步由主力电源向调峰电源过渡，更多的光伏和风力发电机组将涌入发电环节。与此同时，以电化学储能为代表的新型储能系统，以及以就地消纳新能源为主要目的的新质生产力产业（例如，算力中心、新型制造业、可再生能源制氢等）将会围绕新能源发电侧布局，形成多能互补的局面，传统意义上的发电侧将逐渐由虚拟电厂为代表的分布式能源替代。

输电侧：我国幅员辽阔，能源生产和消费存在地理空间上的错位，国内新能源丰富地区基本上在“胡焕庸线”的西部和北部，而能源消费则以东南地区为主，东西部之间的资源禀赋与能源消费需求存在巨大差异，因此大电网架构将一直存在，并将持续推进柔性电网技术的发展，包括高压和特高压输电网络的智能控制技术改造，以及电网侧抽水蓄能电站和大型的、独立新型储能电站的建设与调用。

用电侧：传统的用电侧也将因地制宜地引入分布式电源和储能设施，在配电网基础上发展以工商业微电网为代表的分布式能源系统，并与输电网进行双向互动。通过峰谷价差等价格信号实施需求响应，微电网的电力用户可根据电力价格信号和有关激励机制以及电网对负荷调整的需求做出响应，电动汽车及工商业储能系统也可根据需要参与系统的削峰填谷。

上述能源电力系统发展趋势，正是未来能源革命的趋势，体现了能源新质生产力的崛起和变化。储能应用场景丰富，包括发电侧、电网侧和用户侧，而且随着分布式光伏风电以及储能设备的接入，传统意义上的发电侧和用户侧将逐渐模糊消失，取而代之的分别是以虚拟电厂和工商业微网为代表的分布式能源系统。

尽管火电同样具有灵活性调节功能，但它只能放电，不能储电，因此在新能源发展规模较小时可以起到很好的调节作用，但若新能源大规模发展，仅仅依靠火电的“放电”调节是远远不够的，必须要有具备“储电”和“放电”功能的储能技术参与调节。另外，火电与新能源发电存在发电量占比的直接竞争关系。因此，这就是新能源大规模发展的同时，火电必须有序退出（但不是完全退出）的技术原因。

2. 针对成都市产业特点打造储能应用场景，通过市场机制和价格机制有序引导成都市储能产业发展。

表 8-1 成都市储能产业发展政策建议及参考

领域	细分领域	针对性政策建议	政策参考
装机应用	电源侧 电网侧	推动电源侧独立调峰电站、电网侧储能电站试点应用，建立成本疏导机制	美国州目标采购，江苏、河南电网侧储能采购；《贯彻落实〈关于促进储能技术与产业发展的指导意见〉2019-2020 年行动计划》
	工商业负荷侧	考虑园区及县区分布式光伏 + 储能的集中推广；开展工商业园区储能示范应用	四川省《关于进一步完善我省分时电价机制的通知》
	电能替代负荷侧	针对港口船舶、快递物流、柴发备用等场景，实施广泛的电能替代	国家能源局《管理行业应急能力建设行动计划》；广州市《广州港口船舶排放控制作战方案（2018-2020 年）》
	储能与新基建	价格机制引导 5G 基站、大数据中心实施储能备用融合，参与负荷调峰	山东省《关于 5G 基站低谷电价有关事项的函》
	虚拟电厂建设	加快虚拟电厂建设，实现对分布式电源、储能设施、可调用电负荷等能源资源的“应接尽接”	国家发展改革委、国家能源局《关于新形势下配电网高质量发展的指导意见》

领域	细分领域	针对性政策建议	政策参考
产业发展	财税	在产业基金、绿色债券、低息贷款等方面给予政策支持	《美国 ARRA 计划》、美国《可再生能源存储技术法案》《国家能源科技重大示范工程管理办法》《关于调整重大技术装备进口税收政策的通知》
	人才	推进成都储能专业学科建设，建设储能研究院	《储能技术专业学科发展行动计划（2020-2024）》
	基金	发布储能技术专项研发计划，成立储能发展专项基金	《浙江省发展与改革专项资金管理办法（征求意见稿）》
	中心	建立储能技术研究中心	--

在装机应用方面：

一是建议电网公司、发电企业、第三方企业共同制定独立储能、电网侧储能项目规划，政府层面出台《成都市新型储能项目成本疏导办法（暂行）》，在四川省辅助服务市场机制尚不成熟的基础上，针对有助于新能源消纳、解决区域供电卡脖子问题的电网侧储能电站给予上网电价补贴，由发电、电网、用户三方承担。示范项目运行阶段，明确储能电站投资收益机制，构建可复制的电网侧储能商业推广体系。

二是基于《关于进一步完善我省分时电价机制的通知》，四川省及成都市大工业峰谷电价差已超过 0.8 元 /kWh，具备推广负荷侧工商业储能应用的条件，建议考虑加快推动工商业储能应用，优化区域配电网网络，有助于提升新能源消纳水平、降低峰谷容量差进而优化电源结构。

三是支持电力需求响应政策的实施，建立用户侧可调可控储能资源需求侧响应机制，引导成都电网建立负荷响应机制及结算机制，电网与用户电力资源之间形成互动。

四是建议成都市出台《成都市关于推进电能替代的指导意见》，明确全面实施港口船舶、快递物流、柴发备用等领域的电能替代，推动储能电池替代原有燃油应用场景，终端降低碳排放，助力成都市早日实现碳达峰。

五是建议成都市出台 5G 基站电价优惠政策及退役动力电池基站备用电源应用相关政策，一定程度降低 5G 基站一般工商业低谷电价（如降低低谷电价 0.05-0.1 元 /kWh），鼓励梯次备用电源储能应用。

在产业发展方面，一是建议政府组织设立用于支持鼓励储能发展的专项基金，支持储能关键技术、装备及系统开发，支持有代表性的储能项目应用并考虑分阶段设立规模适度的储能产业基金；二是建立储能技术研究中心，聚合材料、装备、系统、数字化等各方面人才，攻坚核心技术难题。在重点高校成立储能专业学科，构建可持续的人才培养机制。

在招引企业方面，通过能耗指标上予以支持和引导。考虑到储能电池企业多为高能耗企业，以 2025 年 10GWh 储能电池出货量计算（假设产线利用率 70%），单位 GDP 能耗为 0.2 吨标准煤 / 万元（年用电能耗预计为 5 亿度，对应能源消耗总量为 15.4 万吨煤，生产总值预计 75 亿元）。在国家严格控制能源消耗总量及碳排放的宏观政策下，建议政府引导企业购买绿色电力，通过绿色基金鼓励企业自建绿色分布式能源（光伏、集中式冷热、储能、绿色建筑等），降低企业能耗。

（二）市场建议

1. 围绕电源侧、电网侧、负荷侧工商业储能、储充（光储充）、应急储能等重点领域实施定向储能采购或示范应用。

以《成都市新型储能项目建设实施方案（2023—2025 年）》政策为指导，全面推广应用新型储能设施，打造智能灵活调节、安全保障有力、供需实时互动、源网荷储深度融合的新型电力系统，建成新型储能总装机 100 万千瓦以上。其中，电源侧，在成都东南部、东北部电源缺乏、电网供需形势偏紧区域新增新型储能装机 10 万千瓦以上；电网侧，以独立储能电站为主，实现电网侧新型储能总装机达到 600 万千瓦以上；用户侧，包括工业园区、大数据中心、基站等新型基础设施，总装机达到 30 万千瓦以上。

2. 用户侧储能市场重视不同细分领域的发展需求以及与分布式能源的结合。

用户侧储能市场具体领域包括：

- 1) 在供电卡脖子地区且对电能质量要求较高的园区实施用户侧储能示范应用；
- 2) 在全市储能式充电站需求规模基础上，安排 30 ~ 50 个典型充电站开展示范工作；

3) 强化电力突发事件应急装备保障，提升极端条件下电力突发事件应对能力，推进关键电力应急装备产业化发展，23 个区（市）县规划 65 辆移动储能车；

4) 支持大型建筑应急储能系统的建设和示范应用，考虑在会展中心、西博城、体育馆、音乐厅、剧院、机场等场所开展示范应用，在“十四五”期间安排 10 个建筑主体实施储能项目建设；

5) 发挥铁塔 5G 基站建设契机，实施“汇聚成都市万座 5G 基站支撑成都负荷调节”战略，打造全国第一个 5G 新基建与电网负荷调节弹性互动的网荷体系。

用户侧储能的核心价值在于用户用电的应急需求，以及与分布式光伏风电匹配的支撑价值；峰谷价差套利并不是用户侧储能的核心价值诉求，而是需求侧响应的核心价值诉求。因此偏离核心价值诉求的用户侧储能布局可能会误导产业的发展，在未来形成一地鸡毛。此外，随着新能源接入规模的变化，峰谷价差也会发生变化，这是必然趋势。因此，用户侧储能和新能源的发展，需要从生产关系方面打破隔墙售电壁垒，输配分离，因地制宜、因时制宜发展以工商业微网为代表的分布式能源，加大推动“分布式光伏+储能”、台区配储、离网配储、海岛多能互补、园区微电网、光储充、通信基站、数据中心等典型细分应用场景建设。

（三）技术建议

1. 储能与电子信息融合发展

发挥成都市电力电子及信息产业优势，结合储能产业布局需要，加大力度扶持储能电站能量管理及数字服务产业，发展壮大相关产业，如能量管理系统开发、能量路由器生产制造、数字化服务平台开发等企业，在国际上打造有特点的成都储能名片。

2. 技术研发专项基金

建议发布储能技术专项研发计划，成立储能发展专项基金，支持储能领域颠覆性新技术研究。重点支持低成本、高安全及环境友好型储能技术和相应修复延寿技术，解决实现产业化过程中所需的内部结构设计、关键设备生产及规模化使用等问题。

3. 建立储能技术研究中心

发挥企业在技术研究中的需求主体地位，整合成都市高校、科研院所、企业研发机构等技术研究资源，针对储能产业发展过程中的应用技术、制造技术、材料技术、前瞻性技术进

行研究深入研究，发挥政府的政策引导、组织协调、配套服务支撑的价值定位，构建市场应用导向的、以关键技术和产品工程化为主线的绿色储能技术创新体系。

4. 分阶段发展任务

短期：优先支持成熟技术示范应用项目的落地，推动商业化发展进程，以本质安全的半开放锂浆储能专用电池和半固态电池为主，同时在具备地理条件的场所建设抽水蓄能和压缩空气储能。另外，需要关注锂离子电池绿色回收技术的发展和回收监管政策的落实，跟踪国际市场对于碳排放和碳足迹的相关政策要求，提高全产业链的低碳制造水平。

中期：支持成都建设成为新能源储能技术的原创策源地和总部基地，促进“专精特新”储能企业集群发展，为成都和西部地区的储能市场提供绿色储能技术装备，引领行业发展。

长期：充分发挥四川省清洁能源资源优势 and 制造产业发展基础优势，支持国家“一带一路”建设战略的实施，引领“产业出口”模式的发展。另外，持续跟踪及支持氢能在制氢、储氢、运氢以及燃料电池等环节的技术水平提升，促成氢能交通物流和分布式发电应用场景的示范落地。

（四）人才建议

联合成都市重点高校、科研院所、储能产业企业、专业协会推进成都市储能专业学科建设，地方成立储能产业研究院，高校成立储能专业，推动人才培养与产业发展有机结合，加强产教融合创新平台建设，深化多学科人才交叉培养，夯实储能技术专业条件建设，完善产教融合支撑体系。

储能专业人才纳入成都市紧缺人才体系，对储能领域的高层次人才、创业型人才给与落户、住房、医疗、技能培训等全方位的激励政策，吸引储能专业人才落户成都，推动成都储能产业发展。

（五）管理层面

1. 规范项目前期管理

一是采取分级备案制度，对于并网且参与电力辅助服务的储能系统，由市发改委分级备案管理。考虑储能电站的电网友好程度，可适当放宽离网、或是不参与电力辅助服务的储能系统的准入门槛，鼓励和支持储能电站的建设。二是示范先行，搭建绿色并网通道。为示范站接入提供并网便利条件，鼓励和支持符合市场准入条件和行业技术标准的储能站并网。

2. 健全项目运行管理

一是健全考核监督机制，制定储能设施考核和监管办法，明确运行效果考核指标、标准及监管措施和要求。二是完善调度运行规程，对于并网且参与电力辅助服务的储能电站，电网公司应明文规定电力调度机构调度原则、管理要求和具体运行指标。三是建设储能项目运行状态监测平台和评价中心，开展储能示范项目的数据整理，建立储能项目数据库，开展储能大数据分析研究。

3. 强化储能安全管理

相关部门根据储能有关标准及要求，建立储能安全管理体系。依法依规对各类储能电站设置场所实施消防设计审核、消防验收及备案抽查，督导企业设立安全管理制度，制定应急预案，并加强消防监督检查。



九、成都市储能产业保障措施

（一）加强组织领导

成立储能产业推进工作领导小组，负责统筹领导、协调推进成都市储能产业发展工作。成员单位根据整体规划制定年度推进方案，明确不同阶段发展目标和重点任务，将产业发展与示范应用工作任务纳入考核，确保各项工作任务高效完成。

（二）开展试点示范

围绕促进可再生能源消纳、提升电力系统灵活性和供电可靠性、配网电能质量支撑、电力应急、新基建储能等领域需求，布局一批具有引领作用的储能试点示范工程。跟踪试点示范项目建设运营情况，建立健全促进行业可持续发展的体制机制。在技术创新、运营模式、发展业态和体制机制等方面深入探索，先行先试，总结积累可推广的成功经验。

（三）引导社会投资

落实简政放权精神，研究建立程序简化、促进投资的储能投资管理机制。充分发挥政府财政科技计划（专项、基金）作用，支持开展储能基础、共性和关键技术研发。研究通过地方基建投资实施先进储能示范工程，引导社会资本加快先进储能技术的推广应用。鼓励通过金融创新降低储能发展准入门槛和风险，支持采用多种融资方式，引导更多的社会资本投向储能产业。

（四）加强人才培养

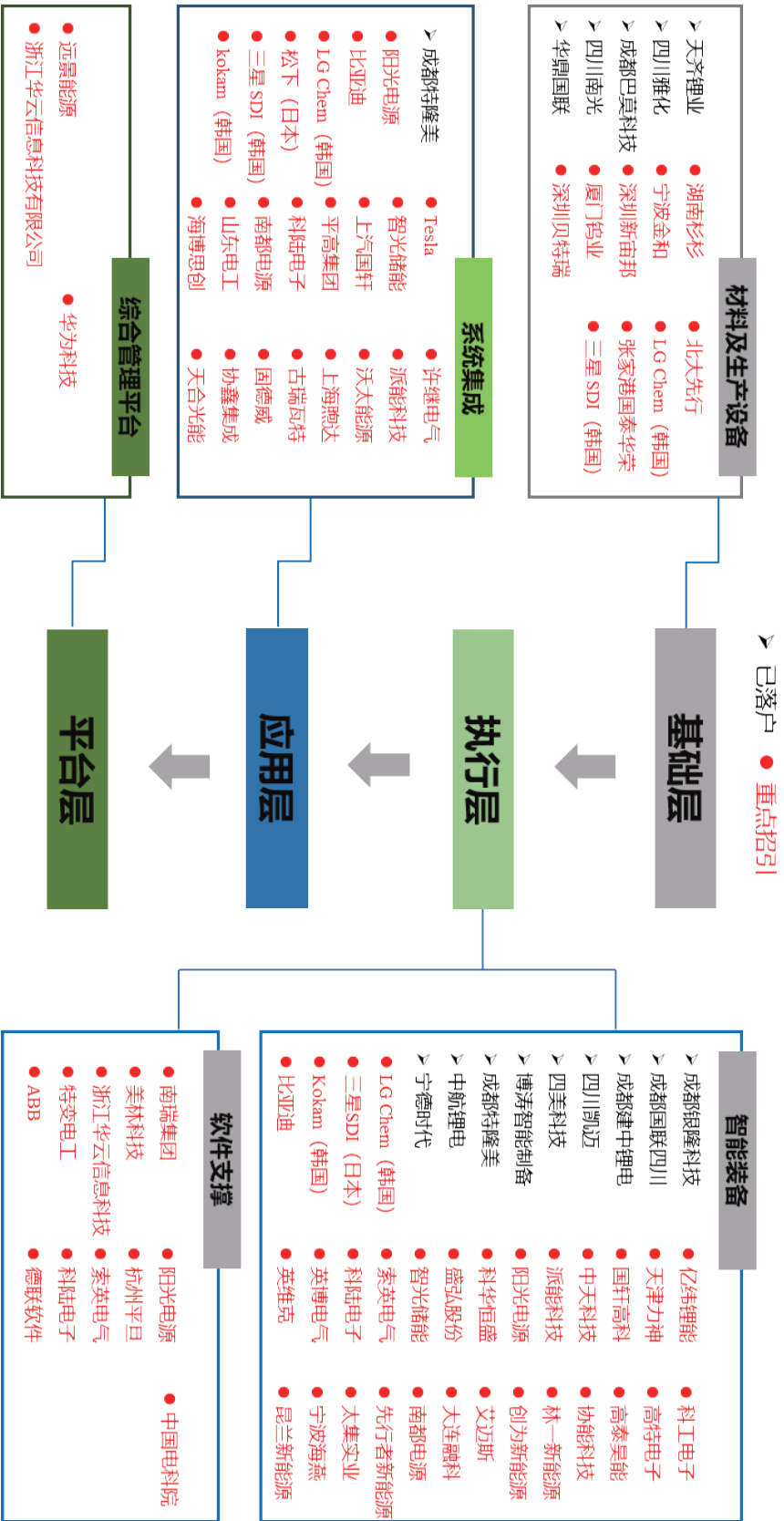
创新人才引进培养机制，引进一批国内外领军人才及团队，培育一批专业人才，形成支持储能产业的智力保障体系。支持加强宣传，扩大示范带动效应，吸引更多社会资源参与储能技术研究和产业创新发展。

附件 1 成都储能产业的“两图一表”

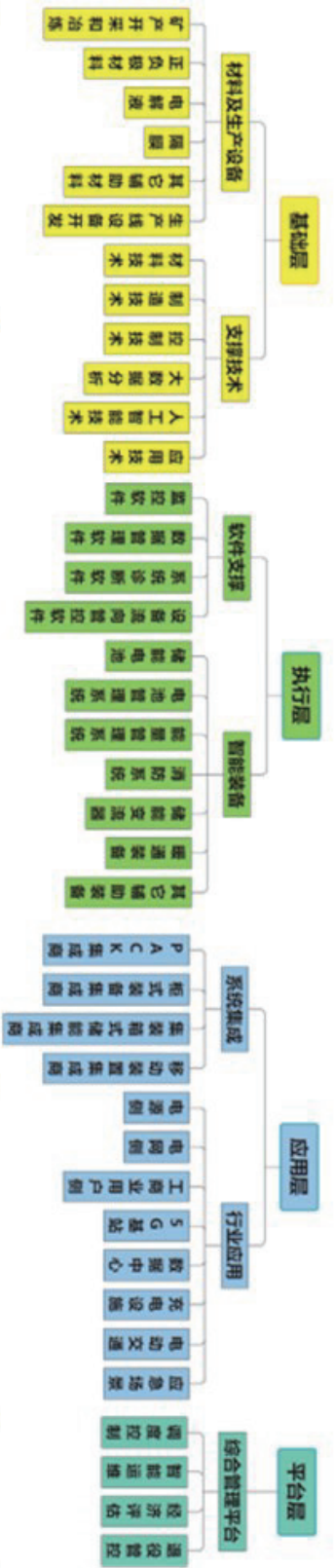
附件 2 承载成都储能产业规划的产业功能区

附件 1 成都储能产业的“两图一表”

成都市储能重点企业和配套企业招商名录



成都市储能产业链全景图



行业领军企业	湖南杉杉、北大先行、厦门钨业、宁波金和、湖南长远锂科、赣锋锂业、深圳新宙邦、张家港国泰华荣、深圳贝特瑞	宁德时代、LG化学、三星SDI、Tesla、比亚迪、亿纬锂能、国轩高科、天津力神、中航锂电、科华恒盛、许继、科陆电子、阳光电源、中天科技、盛弘电气、海博思创、南都电源、南瑞集团、上海玖宏生、杭州科工、高特电子、科列技术、高泰昊能、欣旺达、圣阳电源、华云科技、平高集团、山东电工电气、中国电科院、东莞钜锐	国家电网、华能集团、大唐集团、华润电力、国家电网投、国投集团、黄河水电、铁塔公司、公交集团、船舶企业	华云科技、浙江电网公司、华能储能技术研究院	
成都企业	天齐锂业、四川雅化、成都巴莫科技、四川南光、华鼎国联、成都晶元、四川科能、四川思博瀚宇、成都宏泰	成都银隆科技、华鼎国联四川凯迈、四川四美科技、博涛智能制备、建中锂电、四川凯迈、四川峰景云祥通讯	华鼎国联 成都特隆美 四川凯迈	成都铁塔、成都快递物流	暂无
关键短板	一是储能关键技术，如关键材料技术、制造技术、控制技术较为薄弱；二是配套软硬件装备基本空白，电池管理系统、电池控制系统基本以电动汽车为主，需重点招引和定制开发；三是系统集成产业有待加强，针对性集成装备有待开发；四是储能产业跨专业人才较为稀缺，对开展储能相关工作造成阻碍。				
突破方向	扶持本土电池企业，面向储能产业集中突破关键材料及储能电芯定制化关键技术；实施产业精准招商，吸引一批具有产品核心竞争力的企业入驻成都；成立储能学科，建立储能研究中心，构建协同创新机制。				

附件 2 承载成都储能产业规划的产业功能区

功能	产业功能区	定位	发展重点	所在区（市）县
创新策源地	成都科学城	总部基地、技术创新研发中心	总部机构、各类锂电储能技术研发	四川天府新区
核心区	淮州新城	配套装备功能区	各类储能关键材料、电力电子装备（电池管理系统、能力管理系统、变流器）、配套装备及回收产业	金堂县
	龙泉汽车城	应用技术功能区	发展储能产业与汽车产业融合技术，退役动力电池梯次利用及回收技术	龙泉驿区
协同区	天府新区半导体材料产业功能区	先进储能材料及装置装备	各类储能关键材料、储能电芯及各类装备用芯片	邛崃市
	简州智能装备制造新城	储能核心装备制造生产基地	储能锂电池电芯、电池管理系统、电池控制系统、系统集成	成都东部新区
	天府智能制造产业园	储能产业电池与集成纽带集聚区	储能电芯、系统集成	新津区
	成都高性能纤维材料产业功能区	先进储能材料及装置装备	面向各类储能应用场景的新型关键材料，针对现代物流行业的储能装备。	青白江区
	成都空天产业功能区	高端装备及智能制造基地	围绕锂电池、关键辅材、回收利用等细分领域建链补链。	简阳市

