



重庆市 储能技术与产业发展 白皮书 2023

WHITE PAPER ON
ENERGY STORAGE TECHNOLOGY
AND INDUSTRIAL DEVELOPMENT
IN CHONGQING 2023

2023.08

重庆市储能与智慧能源产业技术创新联盟
重庆储安科技创新中心有限公司

《重庆市储能技术与产业发展白皮书》

顾问委员会

主任： 欧阳明高

副主任： 刘永东 李德胜

委员： （按姓氏笔画排名）

尹 勇 王 益 石茂国 王沅旭 李相俊 甘邦华 冯守旺

田海波 李卫春 李立国 李杨扬 阳如坤 张 林 吴 刚

姚 骏 保志璞 赵志刚 秦 岭 徐剑虹 曹 辉 蒋世用

董立春 褚政宇 缪楠林

《重庆市储能技术与产业发展白皮书》

编写组

主 编：李德胜

主要撰稿人：（按姓氏笔画排名）

田潇涵 张 雄 程 杨 傅榆森

参编人员：（按姓氏笔画排名）

仇智珩 刘 川 刘 翀 刘 博 李志强 李明尧 华俊哲

吕诗晨 何 选 吴 刚 杨 强 邱仲良 杨泰贤 张论文

张殿亮 易梓琦 贺 轩 徐剑虹 梅若愚

前 言

当前，全球经济下行，国际局势复杂多变，但人们对能源转型的坚定决心和实现社会可持续化发展的初心却从未改变。在能源转型这个宏大课题上，人类是命运共同体，需共同直面各个亟需解决的问题，因而有了“碳达峰、碳中和”的宏伟畅想。

新能源作为能源转型的主角，虽填补了能源的可持续性这一空白，却在能源供给的稳定性和可靠性上带来了新的挑战。消减化石能源固然作为一个根本手段被反复讨论，但现代社会对于稳定、可靠能源的刚性需求，以及新能源暂时无法完全弥合这一需求的客观情况，成为了化石能源退出历史舞台的最大阻碍。

新型储能技术致力于减少新能源供能的随机性、间歇性和波动性，已经成为了全球能源转型中极为关键的一环，并在过去几年迎来了关键技术进步、规模化应用和各项政策的强力助推。其中，电化学储能技术保持领先优势，成为了全面支撑改善电力系统稳定性的重要手段。一方面，我国明确了新型储能产业的重大战略主导地位，另一方面，新型储能产业继续保持迅猛发展态势，国内新型储能新增 7.3GW/15.9GWh，（CNESA2023），同比增速超过 200%。新型储能企业出海也正式迈入了诸多百兆订单的时代，覆盖全球市场。

重庆作为享誉已久的老牌工业城市，拥有雄厚的产业基础、完备的产业体系与成熟的产业人才培养机制，铸造了许多产业辉煌。在“碳中和，碳达峰”的时代大背景下，重庆如何构建新型储能特色产业集群、完善新型储能产业体系并加快建设新型储能产业发展示范区形成典范效应，成为每一位重庆能源相关人士亟需思考的问题。

乘着双碳时代的东风，带着零碳未来的使命，重庆市储能与智慧能源产业技术创新联盟牵头编写了重庆首部储能技术与产业发展白皮书。此白皮书涵盖新型储能产业基础概览、上下游产业链全景、主流的商业模式，也包括了新型储能涉及的标准、政策、典型案例。一方面，希望通过分享新型储能技术与产业的专业知识，为希望获得对新型储能产业整体认知的朋友提供整体产业概览和较为全面的技术知识图谱。另一方面，也希望通过分享新型储能产业在发展现状和未来趋势方面的数据信息，为储能相关从业者提供决策参考和扩充知识储备。值得强调的是，此白皮书聚焦了重庆市新型储能产业现状，并针对性的提出了重庆市新型储能产业、政策、标准、商业模式等建议和展望，对于如何建设新型储能基

基础设施、产业链、制定政策、推广应用等多方面做了一些回答，期以绵薄之力推动重庆市新型储能产业向前发展。同时，我们在编写白皮书的过程中也存在能力和视野上的局限性，我们诚邀各位伙伴积极交流和指正，碰撞思维火花，共同助推重庆市新型储能产业蓬勃发展！

目 录

1. 新型储能技术概论及产业综述	1
1.1 发展背景	1
1.1.1 全球新型储能产业发展背景	1
1.1.2 国内新型储能产业发展背景	4
1.1.3 重庆新型储能发展背景	5
1.2 行业概览	7
1.3 技术概论	9
1.3.1 新型储能技术	9
1.3.2 电化学储能	10
1.3.3 电磁储能	11
1.3.4 热储能	12
1.3.5 机械储能	13
1.3.6 化学储能	15
1.4 产业综述	16
1.4.1 新型储能上游产业链综述	17
1.4.2 新型储能中游产业链综述	17
1.4.3 新型储能下游产业链综述	17
1.5 市场综述	18
1.5.1 全球市场综述	18
1.5.2 国内市场综述	21
2. 新型储能电池及制造装备	25

2.1 原材料及制造装备综述	25
2.1.1 锂电池原材料	25
2.1.2 制造装备	26
2.2 国内外技术及产业发展现状	27
2.2.1 锂电池正极材料技术及产业发展现状	28
2.2.2 锂电池负极材料技术及产业发展现状	33
2.2.3 锂电池隔膜材料技术及产业发展现状	37
2.2.4 锂电池电解液技术及产业发展现状	39
2.2.5 储能电池技术及产业发展现状	41
2.2.6 锂电池制造装备技术及产业发展现状	44
2.3 重庆市储能材料产业发展现状	46
2.4 国内专利总结与分析	48
2.5 小结	53
3. 新型储能关键部件及系统集成	54
3.1 关键部件及系统集成综述	54
3.2 国内外关键部件、系统产业及技术现状	56
3.2.1 全球关键部件及系统产业现状	56
3.2.2 全球关键部件及系统技术现状	58
3.2.3 国内关键部件及系统产业现状	61
3.2.4 国内关键部件及系统技术现状	63
3.3 重庆市新型储能产业及技术现状	68
3.4 国内专利总结与分析	71
3.5 小结	76

4. 新型储能应用场景及后市场	77
4.1 应用场景及后市场综述	77
4.1.1 新型储能应用场景分类	77
4.1.2 新型储能后市场	78
4.2 全球新型储能应用及后市场现状	79
4.2.1 全球新型储能应用现状	79
4.2.2 全球后市场现状	82
4.3 国内新型储能应用及后市场现状	88
4.3.1 国内新型储能应用现状	88
4.3.2 国内新型储能后市场现状	91
4.4 小结	96
5. 新型储能相关标准	97
5.1 国内新型储能相关标准	97
5.2 国际新型储能相关标准	106
5.2.1 国际电工委员会（IEC）相关标准	106
5.2.2 电气和电子工程师协会（IEEE）相关标准	108
5.2.3 美国保险商试验所（UL）相关标准	109
5.2.4 美国国家消防协会（NFPA）	110
5.2.5 德国技术监督协会（TÜV）	110
5.2.6 欧洲联盟指令(CE)	110
5.2.7 其他相关标准	111
5.2.8 市场准入	112
5.3 重庆市新型储能标准建设现状	113

5.4 小结	114
6. 新型储能商业模式	115
6.1 国内典型商业模式	115
6.1.1 发电侧储能	115
6.1.2 电网侧储能	116
6.1.3 用户侧储能	119
6.2 全球典型商业模式	121
6.2.1 欧洲储能	121
6.2.2 美国储能	123
6.2.3 澳洲储能	125
6.3 重庆市典型商业模式	126
6.3.1 重庆电网侧储能	126
6.3.2 重庆用户侧储能	128
6.4 小结	131
7. 新型储能产业政策	132
7.1 全球主要国家和地区的储能政策	132
7.1.1 美国储能相关政策	132
7.1.2 欧盟储能相关政策	133
7.1.3 日本储能相关政策	133
7.1.4 澳大利亚储能相关政策梳理	134
7.2 国家新型储能政策	134
7.3 重庆市新型储能政策	135

7.4 其他省市储能政策	136
7.4.1 华东地区	137
7.4.2 华南地区	138
7.4.3 西南地区	139
7.4.4 西北地区	140
7.4.5 华北地区	141
7.4.6 东北地区	142
7.4.7 华中地区	143
7.5 小结	144
7.5.1 政策总结	144
7.5.2 政策建议	145
8. 新型储能典型解决方案与应用案例	147
8.1 典型解决方案	147
8.1.1 发电侧辅助新能源并网	147
8.1.2 发电侧火储联合调频	147
8.1.3 电网侧调峰调频	148
8.1.4 用户侧工商业储能	149
8.2 典型应用案例	149
8.2.1 科学谷电网侧储能电站	149
8.2.2 松溉/龙盛电网侧储能电站	150
8.2.3 合川电网侧储能电站	151
8.2.4 璧山比亚迪用户侧储能项目	151
8.2.5 重庆铜梁淮远储能电站	152

8.2.6 长寿望变综合智慧零碳园区用户侧储能电站	153
8.2.7 重庆金华电器用户侧储能电站	154
8.2.8 成都鑫众泰零碳示范园用户侧储能电站	154
8.2.9 广东惠州光储充智能备电项目	155
8.2.10 西藏林芝电源侧储能电站	156
8.3 小结	156
9. 新型储能技术与产业展望	157
9.1 技术发展展望	157
9.1.1 正极材料	157
9.1.2 负极材料	158
9.1.3 电解液	159
9.1.4 隔膜	160
9.1.5 储能系统集成	161
9.1.6 储能电池	162
9.1.7 电池管理系统（BMS）	163
9.1.8 能量管理系统（EMS）	163
9.1.9 储能变流器（PCS）	164
9.2 产业发展展望	164
9.2.1 国内产业发展趋势	164
9.2.2 全球产业发展趋势	166
9.3 市场发展展望	167
9.3.1 国内市场展望	167
9.3.2 全球市场展望	168

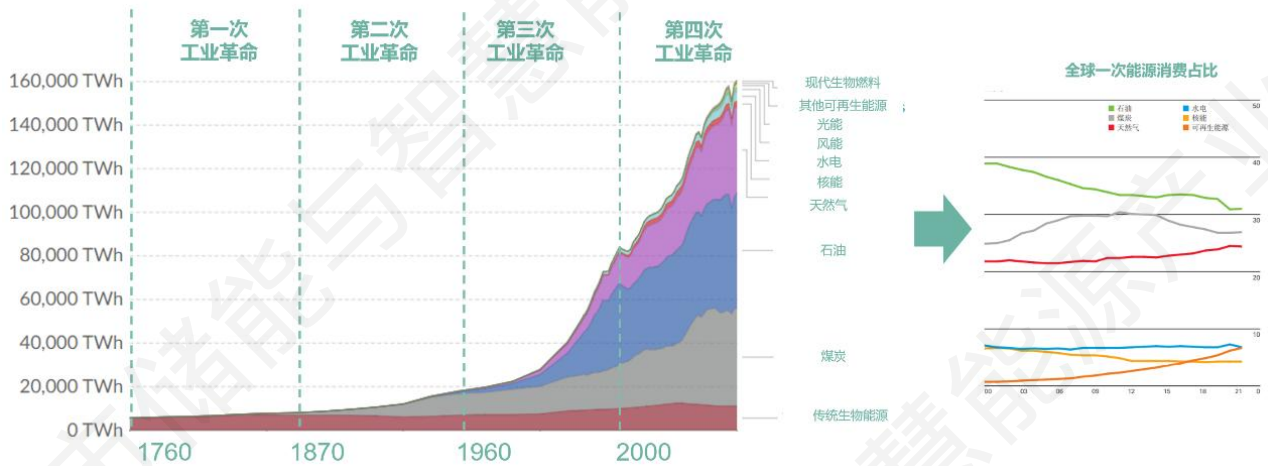
9.4 标准发展展望	170
9.5 商业模式展望	171
9.6 政策展望	172
政策附件	173
结 语	188
版权与免责声明	189

1. 新型储能技术概论及产业综述

1.1 发展背景

1.1.1 全球新型储能产业发展背景

第一次工业革命拉开了化石能源的大规模利用的序幕。由此，全球经济发展在化石能源稳定供能的支撑下，站上了过去几千年来人类社会发展都不曾有过的高点。在经济发展一路高歌猛进的岁月里，化石能源带来的一系列的环境问题在全球生态环境的不断恶化的大背景下，近年来被一次次摆上世界的讨论桌。如果从根源上来分析如何解决化石能源的大规模利用导致的环境问题，消减化石能源的使用总是一个被首先想到的解决方案。然而，社会对于稳定供能的刚性需求，使上述解决方案无法消除其对于经济发展可能会带来的负面影响的疑虑，始终存在的意见分歧和缓慢的执行进展让环境问题进一步恶化。积极探索能源转型，已经成为了 21 世纪人类社会绕不过去的一个课题。截止到 2022 年，全球以石油和煤炭为代表的化石能源利用持续呈下降趋势，同时，对可再生能源的利用保持持续增长，逐年更新历史最高记录。

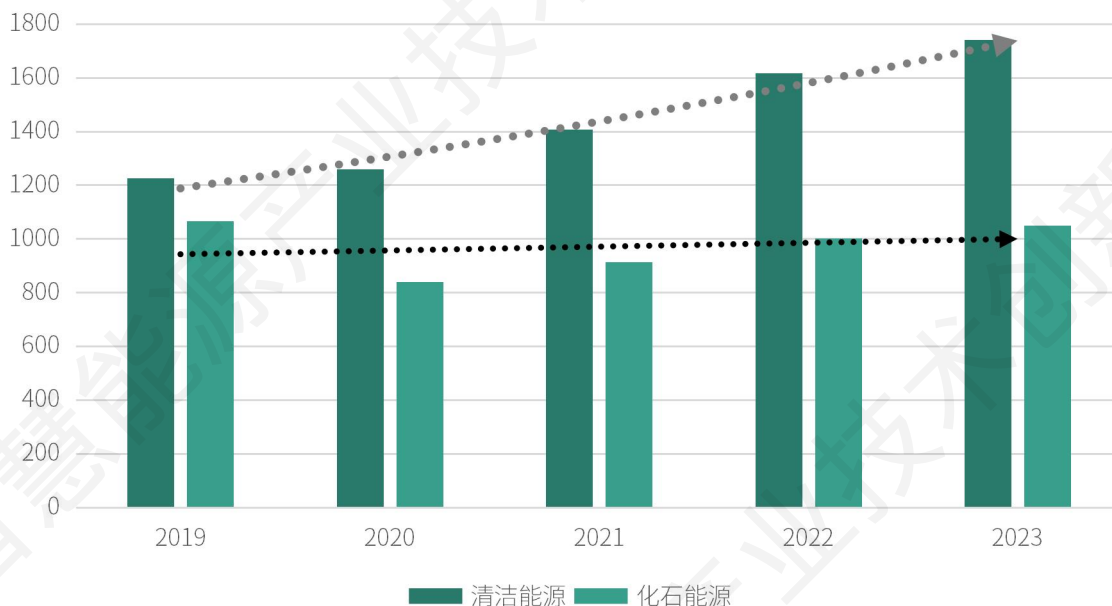


数据来源: Energy Institute Statistical Review of World Energy (2023); Vaclav Smil (2017); (BP 世界能源统计年鉴 2022)

图 1.1 能源革命历程

近五年（2019-2023），如图 1.2 所示，全球经济在清洁能源上的投资节节攀升，总体呈大幅增长趋势。化石能源方面，因疫情因素及国际形势影响，对化石能源的总体投资

下降趋势有所反复。然而，在全球经济对清洁能源发展的长远规划和信心提振面前，相信对于化石能源的总体投资在经历短暂振荡之后，会呈持续下降趋势。



数据来源：国际能源署

图 1.2 近五年全球能源投资（十亿美元）

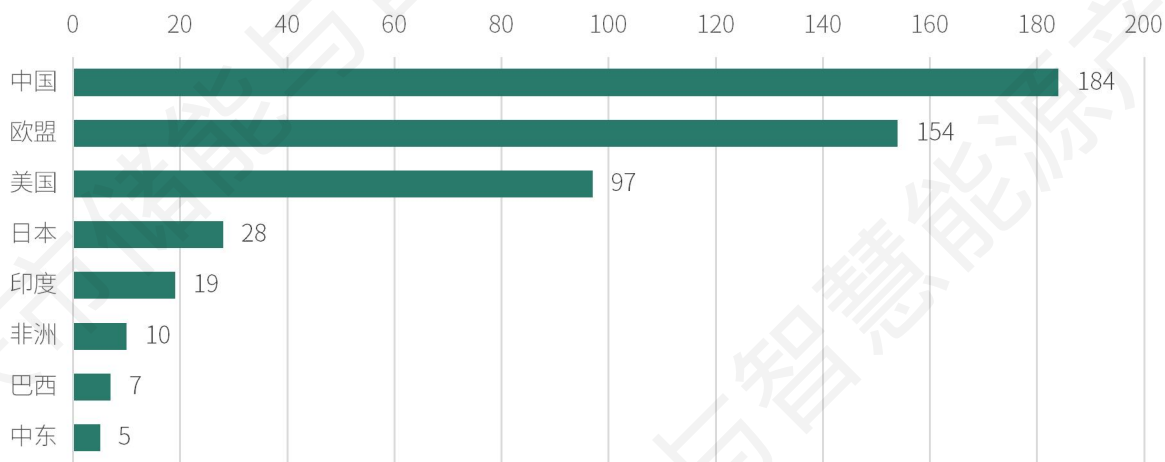
以风、光、水为主的新能源发电本身具有随机性、间歇性和不确定性，进而导致的供能的不确定，也正是这样的不确定，为新能源逐步替代化石能源这一行动目标指明了需要解决的技术难题。所以，从克服供能系统的不稳定性出发，储能技术应运而生。从传统储能的视角上看，1882 年世界上第一座抽水蓄能电站在瑞士建立，抽水蓄能通过将电能和势能的灵活转换，成为了全球各国提高电力系统的运行稳定性的主要手段，是传统储能的代表。虽然抽水蓄能在某些地区可能减少了对化石能源的需求，但并未完全消除化石能源的出场机会。同时，抽水蓄能的建设对于地理环境、项目建设、运维方资源的高度依赖和需求，使抽水蓄能项目多以政府及大型国企为主要参与者，因此，新型储能理论上存在较大的发展空间。



图 1.3 世界在建最大水电站白鹤滩水电站

新型储能，在很大程度上减少了对地理环境的依赖，并且在项目建设和项目运维上也带来了更多的灵活性，从而产生了新能源关键支撑技术上更多的可能性。目前，以电化学储能为主的新型储能技术在储能电池技术的高速发展下，具备了广泛应用的基础和巨大进步的潜力，在聚焦电化学储能的同时，如何解决材料成本与能量密度、电池寿命与性价比、电池能量转化与效率、电池安全性等问题，指明了电化学储能长足发展的主要前进方向。

放眼全球，在洞悉了新型储能在能源转型上的巨大潜力之后，各国政府积极出台各项指导政策和激励措施，从行业规划，技术研发到应用补贴的各个环节，全方位助推新型储能产业的发展。加之 2022 年欧洲能源危机的出现，不仅深刻影响到了欧洲社会生活的各个方面，也在全世界面前把能源转型问题推到了风口浪尖。其中，近五年来，如图 1.4 所示，中国在清洁能源方面的年平均新增投资方面领先全球，随后是欧洲及美国。



数据来源：国际能源署

图 1.4 全球主要国家清洁能源年平均新增投资（十亿美元）

1.1.2 国内新型储能产业发展背景

回到国内，在实现“碳达峰、碳中和”的国家战略大背景下，从国家层面到各个地方政府纷纷积极响应，从指导性政策到行动性方案实现多维覆盖，其中以浙江，山东，山西和广东，江苏等省份最为活跃，新型储能产业在真正意义上迎来了百花齐放，2021 年被标记成为了中国新型储能元年。

2023 年 2 月，国家能源局和国家标准化管理委员会联合印发《新型储能标准体系建设指南》，指南明确指出将在 2023 年制定及修订超过 100 项新型储能重点标准，到 2025 年，在目前大规模商用的电化学储能基础之上，对压缩空气储能，可逆燃料电池储能，超级电容储能，飞轮储能及超导储能等其他新型储能技术路线形成较为完善的标准体系。《指南》的印发，标志着我国新型储能行业将从初期产业链上下游企业主动积极探索阶段，逐步迈入行业大规模规范化发展进程。

2023 年 6 月，国家能源局印发《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与内涵特征，并明确了新型电力系统建设“三步走”的发展路径。蓝皮书指明了新型储能在新型电力系统建设当中所发挥的支撑电力保供，提升系统调节能力的重大战略地位，进一步明确了新型储能作为灵活性电力资源的属性，以及在各个用电场景所能发挥的应用价值。

同时，2023 年 6 月，国家能源局南方监管局印发《南方区域电力市场运营规则（试行）》，为建设统一开放，竞争有序的区域电力市场体系，进一步规范电力市场运营管理注入了强心针。同时，也在进一步系统性明确新型储能的市場价值上走出了颇为坚实的重要一步。

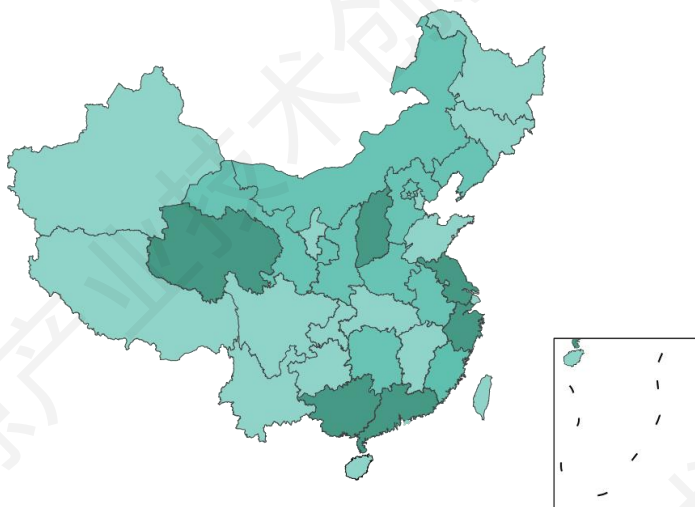
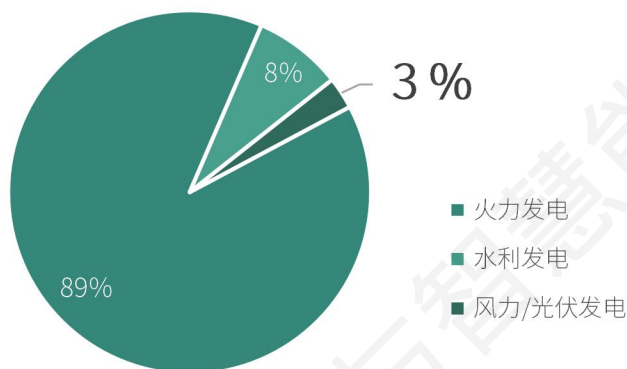


图 1.5 全国新型储能相关政策密度地图

全国方面，以山东、浙江、青海、广东、广西等地出台新型储能产业相关政策最为密集，而各个省市根据当地电力需求及发电结构不同，在政策制定上各有所侧重，本白皮书选取了几大代表性省市区域，并对其相关政策进行了深度剖析（详情请见第 7 章）。

1.1.3 重庆新型储能发展背景

聚焦重庆，2022 年重庆山火的爆发，将持续攀升的重庆电网负荷以一种的过于直接的方式推到了所有人的面前。重庆能源结构以火电和水电为主，然而本地水电开发潜力极小，又因煤电资源条件较差，导致重庆火电的再开发成本较高，同时需要付出的环境代价也较大。因此，重庆只是通过电网调峰来降低负荷有很大的实现难度。截止到 2022 年，重庆市水力发电仅占 8%，风力及光伏发电占比仅占 3%。



数据来源：国家统计局

图 1.6 2022 年重庆市发电结构



资料来源：国家发改委

图 1.7 2022 年重庆市典型负荷曲线

与此同时，根据国家能源局数据，重庆典型负荷曲线呈双峰模式，最大峰谷负荷差可达 40%，全国排名第八，呈现十分庞大的用电需求。截止到 2023 年 1 季度，重庆市用电量结构方面，市外购电比例长期超过 30%，巨大的电力供需缺口一览无遗。



数据来源：储能与电力市场

图 1.8 2022 年-2023Q1 重庆市用电量结构

改变迫在眉睫。针对重庆的用电、电网、电源特性，新型储能被认定为是行之有效的解决方案。从 2021 年起，重庆有超过 20 个行政区域，明确将新型储能列入其“十四五”重点发展产业方向，并出台了一系列如电价补贴等相关政策（详情见第 7 章）。并在 2023 年率先实现了分时电价的全面执行。

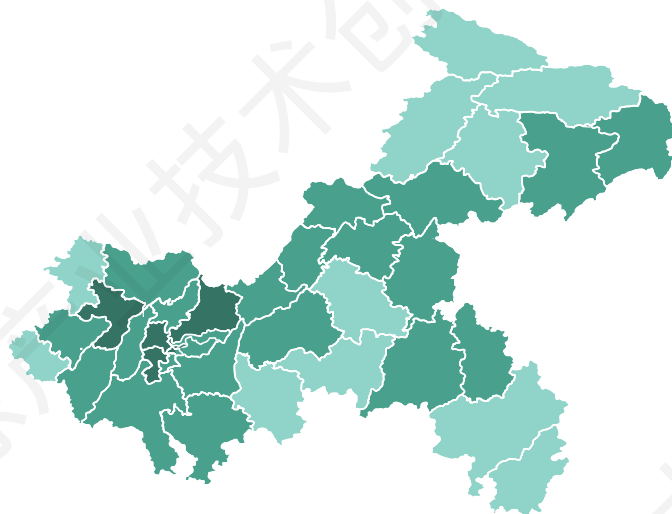


图 1.9 2022 年重庆市新型储能相关政策密度地图

2023 年 5 月，重庆市发改委正式批复《重庆市新型储能设施建设方案》，方案进一步明确了全市“十四五”及中长期电源侧、电网侧、用户侧新型储能产业发展支持政策体系，健全了新型储能价格及激励机制，明确了储能项目备案并网和建设运行管理要求，并规划了全市储能项目布局及建设时序。在支持新型储能产业发展上，重庆市正在快马加鞭、竭尽全力为新型储能产业发展的各个阶段注入强心剂。新型储能之于重庆，是实现“双碳”目标的关键支撑技术，也是持续增进民生福祉的重要手段，新型储能产业的蓬勃发展也必将全面助力重庆市经济发展。

1.2 行业概览

新型储能行业，指以实现新型储能应用场景为目的的相关技术路线和技术手段，及利用和推进以上技术路线和手段的产业链上中下游参与者。

根据国家能源局在 2021 年 9 月印发的《新型储能项目管理规范（暂行）》，新型储能被定义为“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项目”。这一定义突出了新型储能的特点，即以输出电力为主要形式，为电力系统提供服务和支持。储能在电力系统背景下的一般含义是通过化学或物理手段将电能储存或转换为其他形式，并存储于特定装备中，以便在未来释放出来，满足电力系统供能需求的一项关键技术。与传统抽水蓄能相比，新型储能技术更加灵活多样，具备更广泛的应用前景。

新型储能技术，从实现手段为物理或者化学技术手段出发，目前主流的技术路线大致可分为以下 5 种。机械储能：其中最典型的为“抽水蓄能”，即利用多余电能抽取水至高处，在电能需求高峰时，释放水产生电能。另外，还有飞轮储能技术，通过保持飞轮的旋转来储存能量；电磁储能：主要代表为超级电容器和超导磁储能。超级电容器介于传统电池和电容器之间，能实现快速充放电，适用于短时高功率应用。电化学储能：例如现代锂离子电池和固态电池，此类电池具有高能量密度、长寿命等特点。液流电池也属于此类，允许独立设计能量和功率；热储能：如熔盐储能，将太阳能或其他热能转化为热量储存于熔盐中，待需要时再将热量转化为电能；化学储能：通过化学反应储存能量，如氢气储能，即通过电解水制取氢，再通过燃料电池或燃烧转化为电能。目前，电化学储能拥有最广的应用范围和最多元的应用场景。

新型储能产业链



图 1.10 新型储能产业链及相关学科

新型储能产业链，涵盖了上游的新型储能原材料及制造装备、中游的新型储能关键部件及系统集成，以及下游的新型储能应用场景及后市场。在储能原材料领域，我国积极推动稀土材料、锂电池材料、钠离子电池材料等的研发与生产。在储能系统集成方面，国内企业在电池管理系统（BMS）的精度和性能、能量管理系统（EMS）的智能调度和优化控制、功率转换系统（PCS）的转换效率和稳定性等方面不断的提升，以优化综合集成品质。进一步的，新型储能技术在电动汽车、智能电网、微电网等领域得到广泛应用，对能源领域的转型和升级具有重要意义。

如上所述，新型储能行业从技术手段上涉及学科从基础物理到基础化学出发，再延伸到细分学科如电子电力，电化学等，范围颇广，具有跨学科交叉融合特性。同时，新型储能实现走出实验室，走进实际应用场景，解决实际能源优化利用及调节问题，进而下一步实现与数字化智能化技术的全面融合，高速实现产品及技术迭代，新型储能行业所覆盖的产业链上下游领域也达到了空前的规模。

1.3 技术概论

1.3.1 新型储能技术

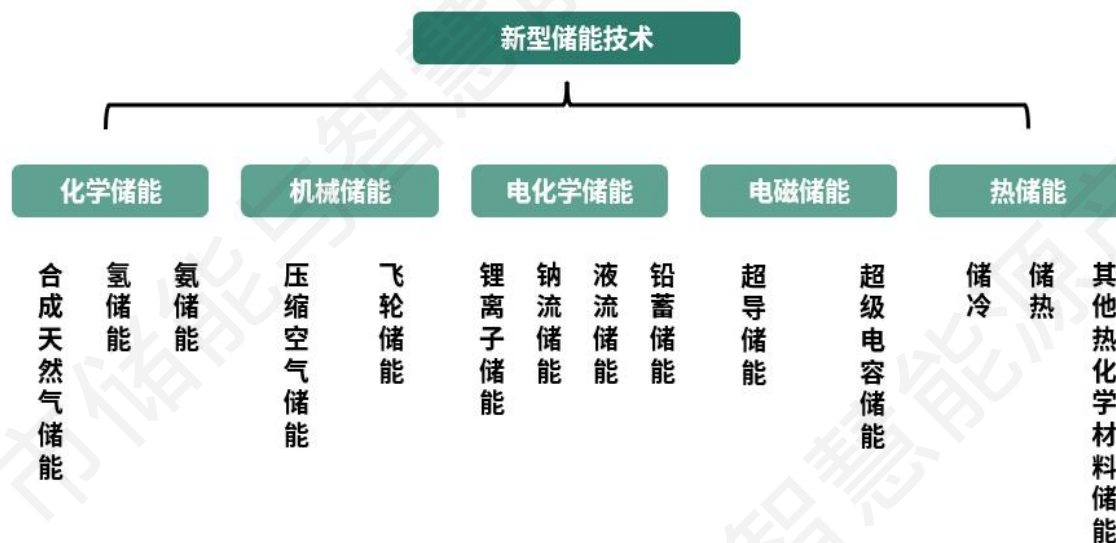


图 1.11 新型储能技术

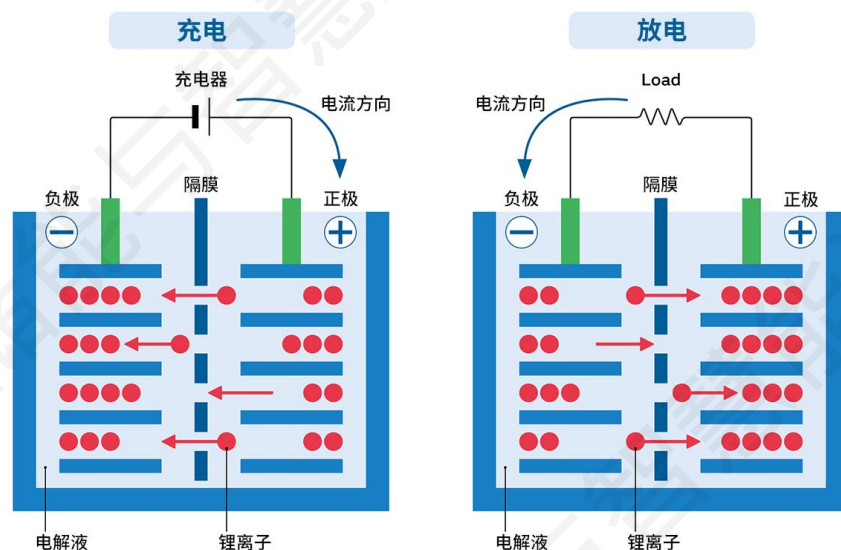
如图 1.11 所示，新型储能技术可主要分为：机械储能、电磁储能、电化学储能、热储能及化学储能 5 个大类。其中，压缩空气储能所需单位投资小，飞轮储能所能量转换

效率高，电磁储能充放电时间极快，热储能运维成本较低，化学储能无需储能和发电分时进行，电化学储能因储能电池的迅猛发展而收获举世瞩目和行业领头羊的地位，在新型储能的共同议题上各种储能技术正携手拓宽新型储能产业的蓬勃发展。

1.3.2 电化学储能

(1) 概念及定义

电化学储能，实质上就是指利用电化学电池作为储能装备的一种储能技术手段，通过电池正负极材料的充放电，同时依赖于化学元素作为储能介质，来实现电能的储存和释放。目前主流的电化学储能技术方向主要有锂离子电池、铅蓄电池、液流电池和钠硫电池。其中，电池的名称大致表明了发挥主要作用的化学元素。如锂离子电池是指采用锂的化合物作为电极材料，并通过锂离子在电池正负极之间的移动来实现充放电功能的一种电池；铅蓄电池的电极材料为铅及其氧化物，其正负极之间的隔板可筛选其电解液中的特定离子通过，使正负极极板的活性物质发生化学反应进而实现充放电；钠硫电池的正极材料为硫，负极材料为金属钠，其充放电过程主要由钠离子透过其电解质隔膜在电极材料之间的移动，使其发生可逆反应来实现电能的储存和释放；液流电池是利用电解液中的多种离子发生电化学反应，使电能和化学能实现转换来达到充发电的目的。



图片来源：村田制作所

图 1.12 锂离子电池充放电原理

(2) 优势及挑战

锂离子电池受环境制约少、寿命长、高效率、能量密度高、响应速度快，被认为在电化学储能领域应用上具有巨大的开发和进步潜力，因此全球主流的顶尖研发资源和力量在此聚集。而其他种类的电化学储能电池，受制于能量密度、充放电倍率、环境制约等各类因素，仍需要进一步提高技术成熟度，探索更多的应用场景，从而使其他类型的电化学储能电池真正落地应用。

(3) 发展现状及趋势

锂离子储能电池受益于近年来新能源汽车行业的飞速发展带来的动力电池技术进步和成本下降。据 CNESA 统计，储能电池中，锂离子电池是目前主流的技术手段，占比超过了 90%。动摇锂电池在世界储能电池的领先地位有三种情况，分别是：固态电池技术取得突破性进展、备落地的成熟度、大规模量产的成本可控，在这三种情况完成前，锂离子电池仍将继续领跑储能电池界。

1.3.3 电磁储能

(1) 概念及定义

电磁储能是指利用磁场或者电场来储存电能的一种储能技术手段。本白皮书中所讨论的代表性电磁储能技术为超级电容储能和超导储能。其中，超级电容储能是指，根据电化学的双电层理论，通过采用特殊电极结构搭建一个极大电容来产生静电场，来实现电能储存的一种储能手段。而超导储能是由超导材料制成的，通过将直流电流在超导线圈中循环流动的方式，直接将电能转换为磁能并储存在电磁场的储能技术。

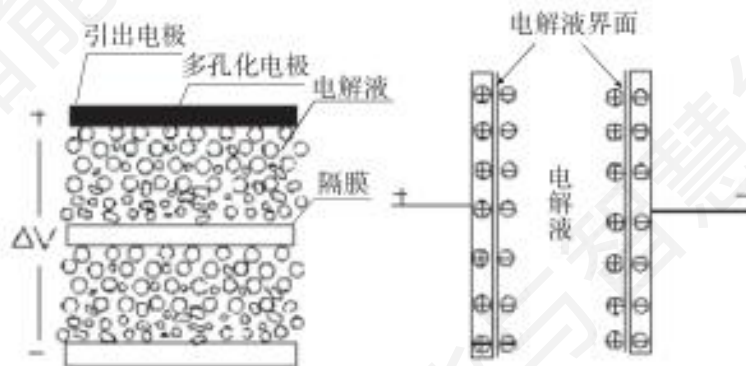


图 1.13 超级电容器工作原理

(2) 优势及挑战

超级电容储能具备充放电时间及响应速度快、效率高等优势，又因其特殊结构，带来了寿命长、运维成本低、运行温度范围广及环境友好的优势。超导储能方面，因超导线圈电阻为零的技术特点，大幅度减少了能量转换带来的能量损耗，直接实现了极快的充放电速度和功率密度，并输出高质量电能。然而，大规模推广和应用超级电容储能和超导储能所要面对的主要挑战是过高的投入成本，尤其是超导材料价格昂贵。二者过低的能量密度，需要使其与其他储能方配合使用，而配合使用过程中产生的未知问题也会带来挑战。同时，超级电容储能因其电介质耐压水平较低，储能水平受到了很大的挑战，目前可以存储的能量相对有限。

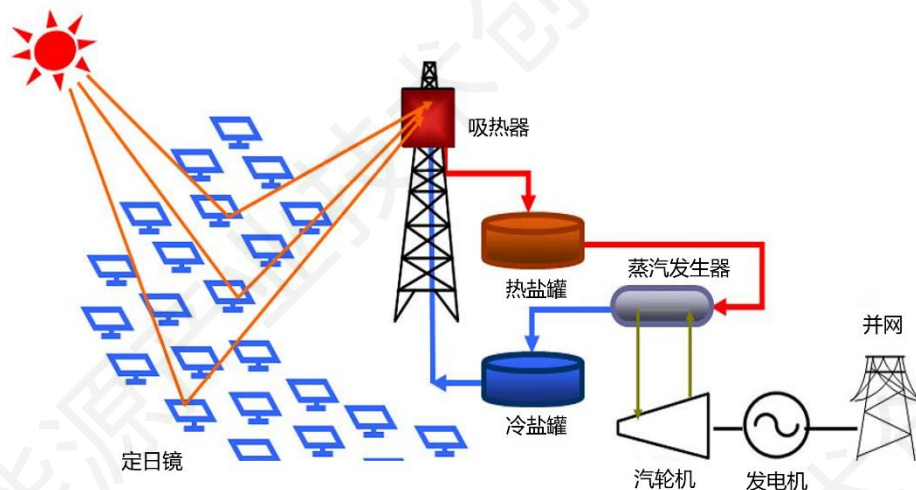
(3) 发展现状及趋势。

超级电容储能方面，高能量密度石墨烯超级电容已经研制完成，预计后续会逐渐进入量产和商用之中。超导储能的运行所需要的特定温度本身需要耗费许多的能量，让超导储能的应用目前仍处于小规模试验阶段，短期内商业化的难度较大。值得注意的是，2023 年 7 月 26 日韩国科研团队发现的 LK-99 室温超导材料相关论文发表，如果通过权威验证和其他科研团队重复性试验验证，未来超导储能可能会颠覆储能行业。

1.3.4 热储能

(1) 概念及定义

热储能是指以工业余热为代表的低品位余热、太阳能光热、地热直接或者将电能转换为热能储存在储热介质当中的一种储能技术手段。储存和利用低于环境温度的热能也是热储能的重要实现方式，即“储冷”也是热储能的一种。



图片来源：国家太阳能光热产业技术创新战略联盟

图 1.14 熔盐塔式光热储能

(2) 优势及挑战

热储能具备大规模建设可行性及运营经济性，热储能给提高长时储能的经济性也提供了更多的选择。并且，热储能在应对极端天气时的紧急用电及对其他充放周期相对较短的储能技术是很好的补足。另外，热储能在储放过程中全程绿色，对环境友好的技术手段也大幅度降低了热储能系统的安全风险。长时储能中所要面临热损失导致的储能损耗，是目前热储能技术需要攻克的难题之一。与此同时，提高储能密度和能量转换效率是热储能集中攻关的技术方向。

(3) 发展现状及趋势

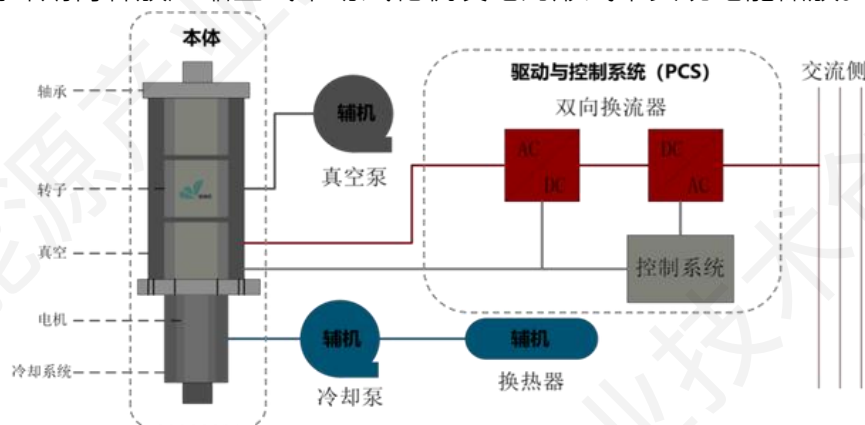
前热储能的主流技术手段是熔盐塔式光热储能。其利用熔盐作为传热介质和储能介质，通过光能→热能→机械能→电能之间的转换来实现储放过程。但是因其造价昂贵，大规模投用还需静待时机。预计未来，投用成本会随技术进步迎来大幅度下降，在传统火电厂储能改造，风光发电互补调节方面的应用实现长足发展。

1.3.5 机械储能

(1) 概念及定义

机械储能是指利用机械系统将电能转换为能量并储存起来的一种储能技术手段。在新型储能的范畴中，机械储能主要包括飞轮储能和压缩空气储能。其中，飞轮储能源自航天

技术，是指在真空环境下，通过电动机带动飞轮本体飞速旋转，将电能转换为机械能并储存起来，随后通过飞轮带动电动机实现发电来满足功能需求。而压缩空气储能，是通过在电网负荷低谷期，将电能用于压缩空气并高压封闭储存形成压力势能和热能于地下储气库或储气罐中，高峰期再释放压缩空气带动汽轮机发电的形式来实现电能储放。



图片来源：中国储能网

图 1.15 飞轮储能原理图

(2) 优势及挑战

机械储能延续了传统机械储能技术的寿命长的优势，在目前各种分类的储能技术当中拥有最长的运行寿命。其中，飞轮储能的全寿命周期中拥有维护成本极少、运行温度范围广、充电次数极多（一般可达 10 万-100 万次以上）的独特优势。此外，因飞轮储能拥有极高的输入和输出功率，使其具备了短时间充放电的能力。飞轮储能需要超高速运行来实现其放电过程的特性也放大了其机械应力和疲劳问题，也同时带来了一定的安全风险，是目前需要解决的主要挑战之一。压缩空气储能具备的大规模储能实力和进一步扩大规模的潜力，在大规模储能场景中，可与抽水蓄能形成互补。压缩空气储能的大规模应用，其项目选址存在局限性，储能过程中的热能损耗及能量密度较小也是目前压缩空气储能需要解决的问题。

(3) 发展现状及趋势

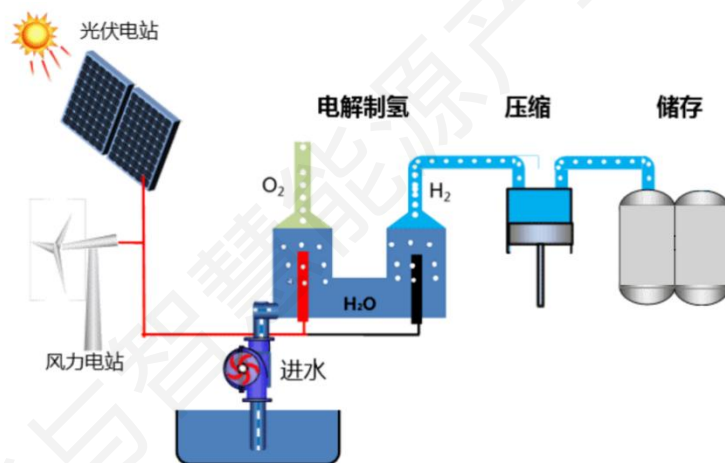
飞轮储能，目前在新型储能市场中的占比较低，在我国仍处于发展示范的初期阶段，但目前已经出现了具备完全知识产权的兆瓦级装置。随着新型储能产业的蓬勃发展和各项政策助推，预计未来会有更多的科研力量参与到飞轮储能技术研发过程中，助力其更好的

商业化落地。压缩空气储能作为大型长时储能的主要发展方向之一，得益于近年来的技术进步引发的单位建设成本下降，最新签约项目的单位建设成本区间已进入抽水蓄能的单位建设成本区间范围内。预计未来，压缩空气储能的发展将充分利用建设地下储气库所带来的经济性较优的特质，继续为长时储能贡献力量。

1.3.6 化学储能

(1) 概念及定义

化学储能泛指将物质通过化学反应得到适合储存的形态，在需要时通过化学反应将其能量释放出来的过程。本白皮书中的化学储能特指储氢（氨）和合成天然气储能。其中，储氢是指将氢气与其他金属或化合物反应，生成可以储存和释放氢气的化合物来达到储放能的一种技术手段。合成天然气储能是通过将氢气生成合成天然气储存起来并在需要的时候释放的一种储能技术手段。



图片来源：叶明哲

图 1.16 储氢原理图

(2) 优势及挑战

储氢和合成天然气储能都与氢气直接相关，因此也共同分享氢气本身自带的一些优势。因氢气具有很高的能量密度，为高能量密度储能提供了更多的可能性。同时，因氢气制备过程中具有可通过水电解、生物质转换等多种方式去充分利用可再生能源，让储氢具备了可再生性、环境友好的优势。此外，与电化学电池相比，储氢的储放能所需时间较短、可存放时间长。而合成天然气储能，可利用已经建设的天然气输送和储存设备，具备了较高

的建设成熟度。目前，化学储能主要面临的挑战同样来自于氢气本身的化学特性，氢气的易燃易爆性对储氢系统的安全性提出了极严格的要求。同时，储氢系统需要特定的压力和温度才能保证较高的储能密度，这对储氢设备提出很高的要求。同时，如何进一步提高可再生能源、氢气、电能之间的能源转换效率，也是化学储能需要攻克的难关。

(3) 发展现状及趋势

目前，安全的储氢技术已经实现了零到一的突破，而且氢燃料动力电池一直是新能源行业主要热门技术研发方向。预计未来，氢气的储运安全问题会随技术进步得到进一步解决，同时氢燃料动力电池性能全面的提升，也会为储氢技术与产业化的全方位进步贡献力量。

1.4 产业综述

本白皮书在归纳整理新型储能产业链的过程中，以拥有最广泛应用前景和最大技术进步电化学储能为例，来划定产业链上游及中游所涵盖的范围。电化学储能产业链见图 1.17（详情请见本白皮书第 2-4 章）。

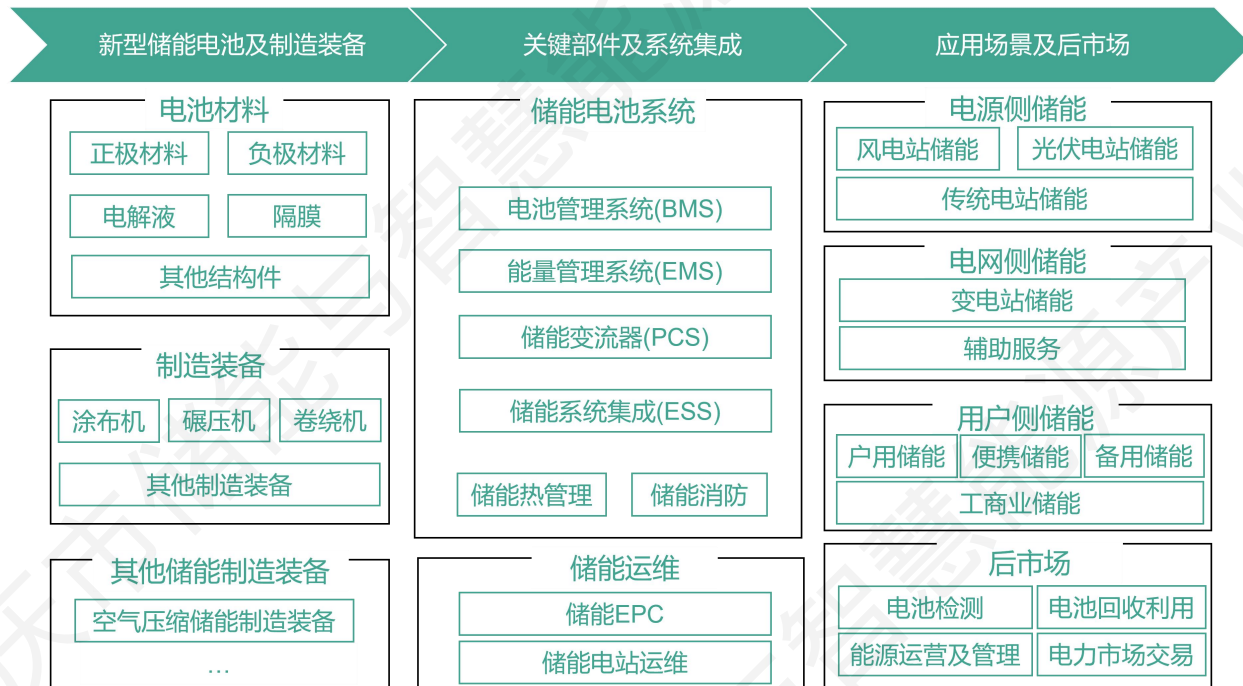


图 1.17 新型储能产业链

1.4.1 新型储能上游产业链综述

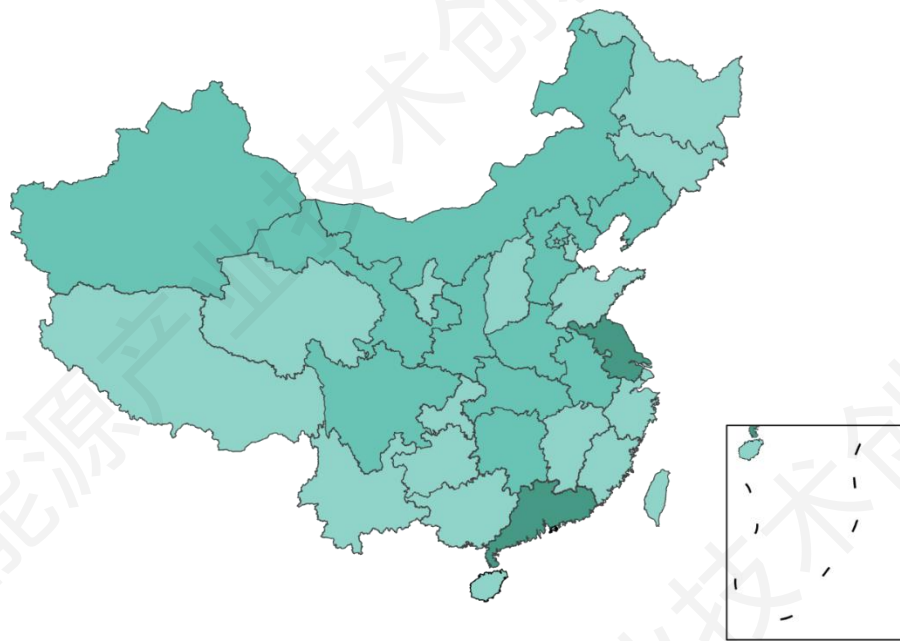
上游环节，或者被称为原材料和制造装备环节，是电化学储能技术中至关重要的一环。主要包括电池材料和储能电池的制造设备，主要涵盖锂、钴、镍、石墨等重要的电池原材料，以及电解液、隔膜和其他关键的电池组件。同时，制造设备也起着关键的作用，包括电池组装、电池化成以及电池测试设备等。这一环节的发展对于提高电池的性能、降低成本以及提升产品的可靠性和寿命都具有重要的意义。

1.4.2 新型储能中游产业链综述

中游环节主要是关键部件和系统集成部分，包括电池管理系统（BMS）、热管理系统、电池模块和包、以及其他电子设备。这些部件和系统集成技术对于保证电池系统的安全性、稳定性和效率至关重要。此外，储能运维是一个日益重要的部分，包括远程监控、故障诊断、预测性维护、以及电池终生管理等，都是新型储能中游产业的重要组成部分。

1.4.3 新型储能下游产业链综述

下游环节主要是储能的应用及后市场，包括电源侧储能，电网侧储能和用户侧储能。这些应用领域的发展将直接推动电化学储能技术的实际应用，推动电力系统的可靠性、灵活性和稳定性。此外，后市场服务也是新型储能产业链的重要环节，包括电池检测、电池回收、再利用，能源运营及管理，电力市场交易，这对于构建循环绿色经济和新型储能产业的可持续发展具有重要的意义。



数据来源：根据公开资料整理

图 1.18 全国新型储能产业密度地图

全国新型储能产业分布呈地域型产业集群趋势，以长三角，珠三角地区最为密集。其中，江苏省与广东省新型储能产业覆盖上中下游多家龙头企业，产业链趋于完善。同时，四川省充分发挥锂矿资源优势，锂离子电池生产制造实力不断壮大的同时，也逐渐聚集了产业链上下游多家企业。重庆市目前新型储能产业建设奋战正酣，目前已经聚积了产业链上中下游企业超过 20 家，产业集群效应初步形成。

1.5 市场综述

1.5.1 全球市场综述

(1) 全球新型储能市场概况。

根据 BNEF 的数据，全球新型储能的累计装机规模在 2022 年刷新了历史记录，新增装机规模达到 16GW，同比增长达到了 68%。这表明新型储能领域在全球范围内的应用和普及已取得了显著的进展。

在全球主要国家中，美国的新增新型储能装机规模受到了大型储能项目交付延期的影响，结果并未达到预期，新增装机规模为 7.2GW。然而，这并未阻碍美国在新型储能领域的持续投入和发展，未来的增长前景依然看好。与此同时，欧洲、中东及非洲市场开始

崭露头角，其新增新型储能装机规模达到了 4.5GW。这反映了新型储能技术在全球范围内的接受度和应用正在持续扩大。

在电化学储能中，如图 1.19 所示，锂离子电池继续保持其领先的技术地位，其市场份额接近 90%。这进一步证明了锂离子电池在电化学储能技术中的重要地位，未来的发展潜力巨大。综上，全球新型储能领域在 2022 年实现了显著的增长，各类技术和市场的发展都表现出强大的活力。无论是各国的装机规模，还是不同技术路线的市场占比，都揭示了新型储能领域的巨大潜力和广阔前景。

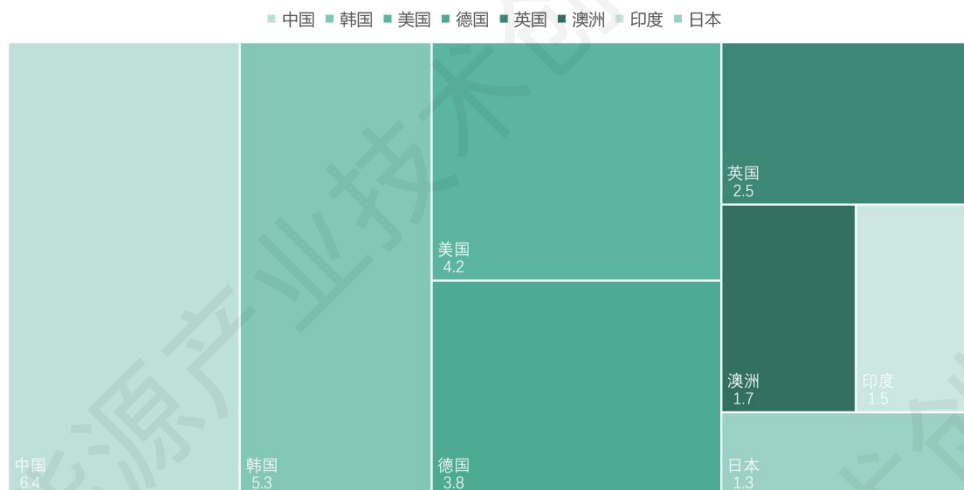


数据来源：BNEF

图 1.19 2022 全球累计装机新型储能技术路线占比

(2) 全球电化学储能电站投运情况

根据全球数据(Global Data)的统计，2022 年，全球主要国家的电网侧电化学储能电站呈现出持续增长的势头。其中，中国和美国以其强劲的增长速度引领全球，而韩国也以 5.3GW 的新增装机规模占据了全球市场的 20%份额，展现出其在电化学储能领域的强大实力，见图 1.20。



数据来源：Global Data

图 1.20 2022 全球主要国家电化学储能电站新增装机规模

——美国。在美国，2022 年新增了大约 4.2GW 的电化学储能电站，其中最大的贡献者是加利福尼亚州和德克萨斯州。根据美国能源信息管理局的数据，这两个州共同占据了美国电池安装量的 90%，在 2022 年分别新增了 2.4GW 和 1.3GW 的电化学储能设施，其在推动美国储能技术发展上的贡献不可忽视。2023 年上半年，根据 Wood Mackenzie 的数据，美国电网侧电化学储能电站新增规模超过 2GW，同比增长超过 8%。
Wood Mackenzie. [https://www.woodmac.com/press-releases/us-energy-storage-market-continues-to-expand-rapidly/\[EB/OL\].2023-03-15\[2023-06-10\].](https://www.woodmac.com/press-releases/us-energy-storage-market-continues-to-expand-rapidly/[EB/OL].2023-03-15[2023-06-10].) [https://www.woodmac.com/press-releases/us-energy-storage-market-continues-to-expand-rapidly/.](https://www.woodmac.com/press-releases/us-energy-storage-market-continues-to-expand-rapidly/)

——欧洲。在欧洲地区，德国和英国表现突出，以 3.8GW 和 2.5GW 的新增电化学储能电站装机规模，分别占据了全球市场的 14%和 9%。这显示出这两个欧洲大国在电化学储能领域的影响力与日俱增，为全球储能技术的发展做出了重要贡献。同时，根据 CNESA 的数据，2022 年欧盟地区户用储能新增装机规模接近 4GWh，同比增速超过 70%。2023 年 7 月 19 日，欧洲议会正式通过电力市场设计改革方案，进一步明确新型储能作为灵活性资源的市场地位和市场价值，电化学储能电站装机规模有望迎来进一步爆发。

中国能源网. 欧洲电改方案落地，大储有望迎来爆发[EB/OL]. 2023-08-04[2023-08-10].

<https://www.china5e.com/news/news-1156216-1.html>.1.5.1.3 澳洲市场

——澳洲。2022 年，澳洲电化学储能电站新增装机规模达到 1.7GW。同时，根据 Sunwiz 的数据表明，户用电化学储能系统增长接近 600MWh，同比增加了 55%。同时，

Sunwiz 还指出，由于澳洲居民普遍具有较高的环境保护意识，与该国一些地区超过 20% 的户用光伏设施相比，户用储能目前市场渗透率仅为其潜力市场的 5% 以下，还具有广阔的成长空间。

Sunwiz. 2023 ANNUAL SUNWIZ AUSTRALIAN BATTERY REPORT[EB/OL]. [2023-08-10].

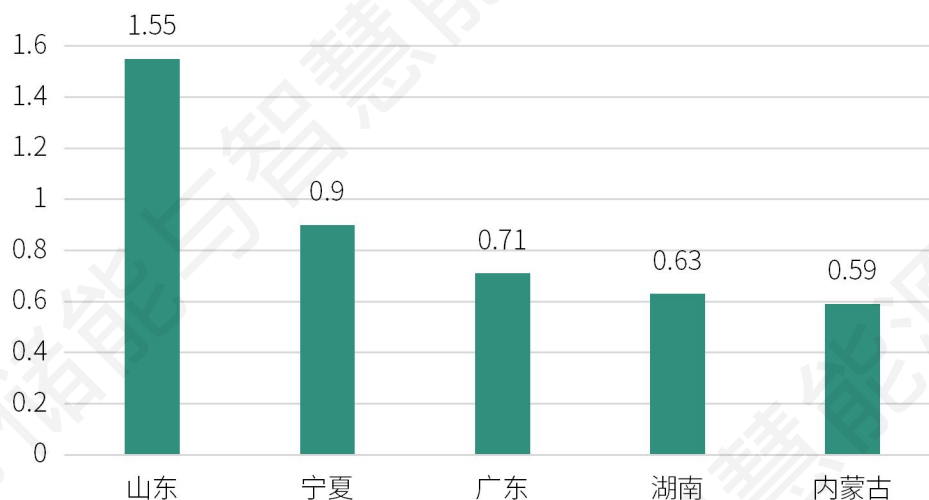
<https://www.sunwiz.com.au/battery-market-report-australia-2023/>.

整体来看，全球电化学储能市场在 2022 年呈现出强劲的增长势头，并在 2023 年上半年保持迅猛增长优势，各主要国家在推动储能技术发展上的努力得到了显著的成果。尤其是中国、美国以及欧洲地区，其在储能领域的领先地位将对全球储能技术的未来发展产生深远影响。同时，澳洲和韩国新型储能市场也展现出紧随其后的高速发展态势。

1.5.2 国内市场综述

在本节通过对国内市场的电化学储能，机械储能，热储能，化学储能和电磁储能综述，来重点呈现 2022 年国内新型储能市场概况。同时，在新型储能中，将重点关注 2022 年电化学储能电站投运情况，同时本节还将呈现 2023 年上半年国内新型市场概况及电化学储能电站投运情况。

(1) 2022 年国内新型储能市场概况

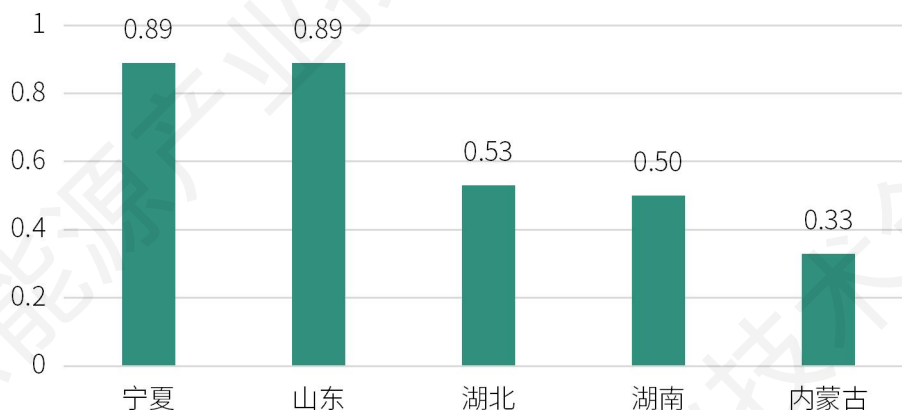


数据来源：国家能源局

图 1.21 2022 年全国新型储能累计装机规模前五省份 (GW)

根据国家能源局公布的数据显示，2022 年全国已投运新型储能项目累计装机规模超过 8.7GW，平均储能时长为 2.1 小时，同比增长 110% 以上。如图 1.21 所示，截至年

底，累计装机规模排名前 5 的省份分别为：山东 1.55GW、宁夏 0.90GW、广东 0.71GW、湖南 0.63GW、内蒙古 0.59GW。



数据来源：国家能源局

图 1.22 2022 全国新型储能新增装机规模前五省份 (GW)

在 2022 年新增装机规模方面，宁夏和山东继续领跑，为 0.89GW。湖南、内蒙古也持续保持迅速增长趋势，分别为，0.50GW 和 0.33GW。另外，湖北以 0.53GW 进入新增装机规模前五之列，见图 1.22。



图 1.23 2022 全国新增装机新型储能技术路线占比



图 1.24 2022 年全国累计装机新型储能技术路线占比

在新型储能技术路线占比方面，2022 年全国累计新型储能装机中，电化学储能保持主导地位，其中锂离子电池占比达 94.5%，压缩空气储能 2%，见图 1.24。此外，飞轮、重力、钠离子等多种创新型储能技术也已进入工程化示范阶段，首次达到 0.2% 占比。电化学储能当中，锂离子电池以 94.5% 占比保持一马当先、液流电池和铅蓄电池也以 1.6% 和 1.7% 占比齐头并进。而在新增新型储能装机当中，电化学储能绝对主导地位不变，锂离子电池占比 94.2%，与累计装机趋势保持一直。压缩空气储能也以 3.4% 占比成为另一增长方向，见图 1.23。

(2) 2022 年全国电化学储能电站投运情况

根据全国电力安委会 19 家企业成员单位提供的数据，编纂的《2022 年度电化学储能电站行业统计数据》揭示了该行业的显著增长。统计数据显示，到 2022 年底，全国累计已投运的电化学储能电站数量达到 472 座，总功率为 6.89GW，总能量达到 14.05GW 时，同比增长率高达 126.79%。这一数据不仅展示了电化学储能电站领域的强劲增长态势，也反映了电化学储能技术在新型储能领域的重要应用价值。与此同时，该报告也显示，在建的电化学储能电站数量已达 300 座，预计总功率和总能量将达到 11.70GW 和 29.03GW 时。这意味着在未来一段时间，随着这些在建电站的投入使用，电化学储能电站的数量将有望继续保持快速增长。在全国范围内，电化学储能电站的分布具有一定的地域性特点，主要集中在一些特定的省份，如山东、江苏、宁夏、湖南和青海。

(3) 2023 年上半年国内新型储能市场概况及电化学储能电站投运情况

截止到 2023 年 6 月底,根据国家能源局的数据,全国累计装机并已经投运的新型储能项目已经超过 17.33GW/35.8GWh,储能平均时长达 2.1 小时。其中,2023 年上半年新增投运规模达到 8.63GW/17.7GWh,此新增规模已经达到过去 10 年我国新型储能累计装机规模,这也使抽水蓄能在已投运储能项目占比首次降低到 70%以下。其中,电化学储能项目投运规模达 6.93GW/14.58GWh,占比 98.3%。同时,国内电化学储能电站容量规模屡创新高,2023 年 7 月,国内最大电化学储能电站,新华发电莎车光储一体化项目(200MW/800MWh)实现全容量并网投运。



图 1.25 新华发电莎车光储一体化项目 (200MW/800MWh)

2. 新型储能电池及制造装备

2.1 原材料及制造装备综述

电池储能系统主要包含电池（能量存储）、储能变流器(PCS 或 DC/DC 等功率变换器)、本地控制器、配电单元、预制舱及其他温度、消防等辅助设备。关键材料为电池相关部分，其他多为成熟的工业材料。

目前，上游材料还有一些关键环节仍有“卡脖子”风险，尤其是半导体，如储能变流器所需的 IGBT 模块、BMS 核心芯片等。有数据显示，2022 年全球风光储 IGBT 市场规模为 72.3 亿元，其中中国风光储 IGBT 市场规模达到 23.8 亿元，约占全球 33%，2021 年及以前，我国 8、9 成 IGBT 产品均需要进口，2022 年整体 IGBT 国产化率提升至 30%-35%。BMS 芯片市场长期被 TI、ADI、NXP 等欧美企业垄断。不管是消费级、工业级还是车规级，90%多为进口，国产化率不高。

2.1.1 锂电池原材料

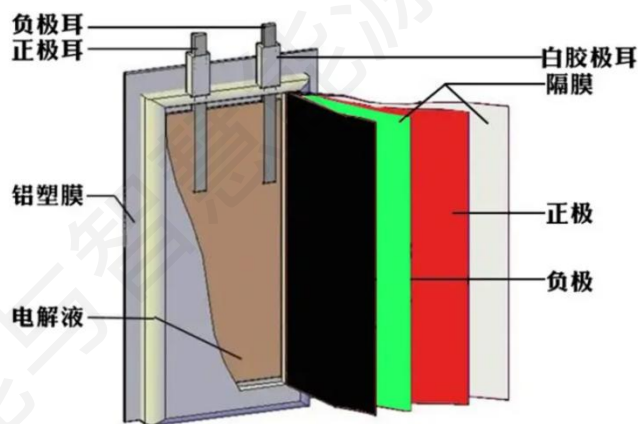


图 2.1 锂电池构成图

(1) 正极材料。正极是电池中的一个极性，它接收自负极经由外部电路传导来的电子和经电解液传导过来的锂离子，从而实现电池的充放电过程。正极材料在锂离子电池的充放电过程中充当能量储存和释放的关键角色，决定了电池的性能、能量密度和安全性。磷酸铁锂电池中正极活性材料以磷酸锂为主要原料。在正极活性物质中再加入导电剂、树脂黏合剂，并涂覆在铝基体上，呈稀薄层分布。

(2) 负极材料。负极是电池中的一个极性，它释放电子并向正极输送锂离子，从而实现电池的充放电过程。负极活性物质是由硬碳、石墨或硅等材料与黏合剂的混合物再加上有机溶剂调和制成糊状，并涂覆在铜基上，呈薄状层分布。

(3) 隔膜。隔膜位于正负极之间，其作用是将正负极有效地隔离以防止短路，只允许锂离子在充放电过程中通过。在电池出现异常温度上升，隔膜收缩作为离子通道的细孔，可阻塞或阻断离子传输，使电池停止充放电反应。一般使用聚乙烯或聚丙烯材料的微多孔膜

(4) 电解液。电解液在锂离子电池中扮演着重要的角色，连接着正负极，使锂离子能够在充放电过程中进行传输。电解液通常是由溶解在碳酸酯类、碳酸醚类、芳香烃类、酯类等有机溶剂中的锂盐六氟磷酸锂（LiPF₆）组成，以及添加一些稳定剂、抑制剂、浓度调节剂等添加剂来增强电池性能和安全性。

(5) 其他结构及辅助材料。除了上述主要部件，还有一些辅助材料和结构件，如导电剂、粘结剂、集流体（用于收集电流）、电解液添加剂、电池壳体、防爆阀、内置电压传感器、压力传感器等，这些材料在电池的性能、稳定性及智能感知方面也起到重要作用。

2.1.2 制造装备

锂离子电池的生产流程涉及多个环节，包括材料制造、电芯制造、模组制造等多个阶段，包括以下的关键设备：

(1) 材料制造设备。用于生产锂离子电池所需的关键材料，如正负极材料、电解液和隔膜等。这些设备根据不同材料类型和制造工艺进行设计和定制，确保所生产的材料符合电池性能和质量要求。

(2) 锂电池制造前端设备。主要用于电极制片工序，包括涂布、辊压和分切等。涂布工艺要求将材料浆料均匀地涂覆在电极基片上，分切则需要保证电极切片表面的平整和质量，以确保电池后续工艺的顺利进行。

(3) 锂电池制造中端设备。这一阶段涵盖了电芯的组装过程，包括卷绕或叠片、电芯封装、注液和封口等。各个工序的设备保证了电芯的结构和性能在组装过程中得到维持和优化。

(4) 锂电池制造后端设备。后端设备主要处理电芯的激活成形、分容检测以及最终组装成电池组的工艺。这些步骤保证了电池的质量和性能得到检验和保障。

(5) 锂电池 PACK 成组设备。这一阶段涵盖了电池模组的制造过程，包括电芯上料、涂胶、焊接、检测、传送和装箱等工序。成组设备的自动化程度直接影响了产品质量和生产效率。

电池制造装备是电池产业发展的母机，锂电装备的国产化率达到了 95%以上，这非常有力地支撑了中国电池产业世界领先的优势地位，然而，电池作为典型的中国制造业，同样面临制造合格率低，材料利用率低，成本高，产业标准体系有待建立等问题。整个生产流程的每个环节都需要精密的设备和严格的工艺控制，以确保锂离子电池的性能、安全性和可靠性。不同设备的协同工作将整个制造过程串联起来，形成了一个完整的生产线，从原材料到最终产品的交付。

2.2 国内外技术及产业发展现状

锂离子电池主要由正极、负极、电解液、隔膜构成，依靠锂离子在正极和负极之间移动来工作，具有反复充电的能力，随着材料种类、性能技术不断突破和生产成本的有效控制，锂离子电池质轻、续航里程长、适用范围广、能量密度高、输出功率高的优势将逐步得到体现。

储能电池对成本，安全性和使用寿命均提出了较高要求。在电池寿命和安全问题上，独特的橄榄石结构使磷酸铁锂具有优异的循环性能和安全性。磷酸铁锂电池技术成熟并在安全性、使用寿命、成本等多方面具有突出优势，恰好满足储能的各方面需求，相比其他正极材料具有显著的优势，逐渐成为储能及小动力电池企业的优先选择。因此本章节主要介绍磷酸铁锂电池为主。

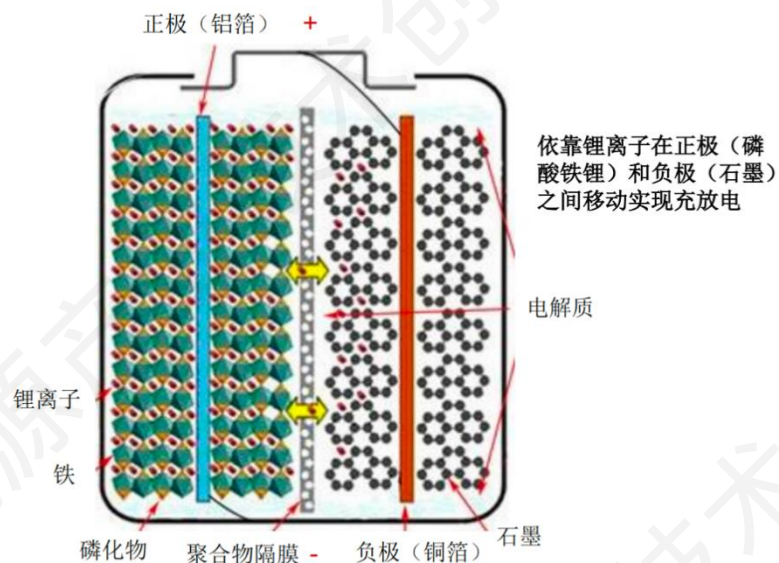


图 2.2 锂电池充放电过程图

2.2.1 锂电池正极材料技术及产业发展现状

锂离子电池的正极材料是电池性能和稳定性的重要决定因素之一。在充放电过程中，正极材料需要承担多项关键功能，如提供锂离子的嵌脱，形成 SEI 膜，以及维持电池的稳定性。一般而言，锂离子电池的正极材料应满足以下要求：

——高氧化还原电势和稳定输出电压：正极材料应具有较高的氧化还原电势，以确保电池的输出电压高且稳定。同时，正极材料的氧化还原电势变化应尽可能小，以维持电池的输出电压稳定性。

——高容量和锂离子位置接纳：正极材料需要提供足够多的位置来接纳锂离子，从而实现高容量的电池性能。这意味着材料的晶格结构需要能够容纳大量的锂离子。

——离子通道和可逆性：正极材料应具有足够的离子通道，以容许锂离子在充放电过程中可逆地嵌入和脱嵌。层状结构化合物通常在这方面表现出色，因为它们具有适合锂离子传输的通道。

——结构稳定性：正极材料在锂离子的嵌入和脱嵌过程中，不应对其结构产生显著的影响，以保持电池性能的稳定性。

——电子和离子导电性：正极材料需要具有良好的电子和离子导电性，以减小充放电过程中的极化现象，提高电池的充放电速率。

——化学稳定性：正极材料应在整个充放电电压范围内具有高的化学稳定性，以避免与电解质发生不可逆的反应。

——实用性和环保：实际应用中，正极材料还应具备资源丰富、制备工艺简单、生产成本低以及对环境没有二次污染的特点。

过渡金属氧化物和聚阴离子化合物是研究较多的正极材料类别，它们通常具有较高的电压和容量。一些常见的锂离子电池正极材料基于以下 3 种典型晶体结构：

——橄榄石型磷酸铁锂(LFP)：具有较高的安全性和稳定性，适用于动力电池和储能系统。

——尖晶石型锰酸锂(LMO)：具有较高的电压和能量密度，广泛用于便携式电子设备。

——钴酸锂(LCO)基材料：具有高电压和较高的能量密度，常用于电动汽车和其他高性能应用。

这些正极材料的选择取决于特定应用的需求，包括电池性能、安全性、成本和可持续性等方面的考虑。正极材料的研究和开发在锂离子电池技术的进步和创新中起着至关重要的作用。

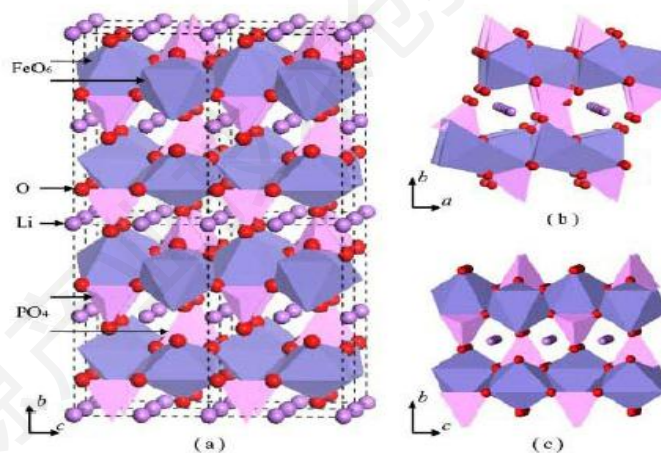
(1) 磷酸铁锂离子电池正极材料的现状

LiFePO_4 正极材料的晶体结构呈现出正交的橄榄石结构，其晶格空间群为 $pnma$ 。在 LiFePO_4 的结构中，铁离子 (Fe) 和锂离子 (Li) 分别位于氧原子 (O) 八面体的中心，形成了 FeO_6 和 LiO_6 八面体。磷酸根离子 (PO_4) 则占据氧原子四面体的位置，形成了 PO_4 四面体。

LiFePO_4 的晶体结构在 c 轴方向上呈链式排列，其中一个 PO_4 四面体与一个 FeO_6 八面体和两个 LiO_6 八面体共边连接。这样的排列方式形成了三维空间网状结构，赋予材料特定的电化学性质。

在 bc 面上，相邻的 FeO_6 八面体共用一个氧原子，连接形成 Z 字形的 FeO_6 层。在这些 FeO_6 层之间，相邻的 LiO_6 八面体通过氧原子连接，形成了与 c 轴平行的连续 Li^+ 链，为锂离子提供了二维扩散通道。

PO_4 四面体位于 FeO_6 层之间，部分阻碍了锂离子的扩散运动。这可能限制了 LiFePO_4 在高倍率电流密度下的充放电性能。

图 2.3 LiFePO₄ 晶体结构

在充放电过程中，LiFePO₄ 的脱锂产物是 FePO₄，两者的结构和体积相似，仅相差 6.81%。由于结构和体积变化很小，LiFePO₄ 具有良好的循环性能，适合于长周期的循环使用。

磷酸铁锂本体性能在基础研究方面已没有太大技术冲破空间，其能量密度和重要技术指标已接近使用极限。针对其锂离子的扩散系数小，电子导电率低等缺点，通过包覆导电层、离子掺杂、提高比表面积、界面稳定性等手段来改善其导电性能和稳定性。

包覆导电层：使用碳包覆等方法可以提高正极材料的导电性能，同时碳的加入还可以作为成核剂，减小产物的粒径，从而改善电池性能。此外，使用聚合物包覆或 RuO₂ 包覆等也可以实现类似的效果。

离子掺杂：通过引入高价态的金属阳离子（如 Mg²⁺、Al³⁺、Ti⁴⁺、Mn^{3+/4+}等）进行掺杂，可以改善材料的可移动性，提高导电性能。这些掺杂后的阳离子在材料中形成空穴，表现出比电子更好的迁移性能。

增大比表面积：通过优化加工工艺，可以增大材料的比表面积，从而增加扩散界面面积，减少 Li⁺在颗粒内部的扩散路径，提高活性材料的利用率。制备纳米颗粒或高比表面积的多孔材料是实现这一目标的方法。

复合正极材料：通过将不同性能的正极材料进行复合，可以充分发挥各材料的优点，获得更好的综合性能。复合材料的设计和制备需要考虑材料的相容性、电化学性能以及微观结构等因素。

界面稳定性提升：改进电解液成分和界面保护层等方法可以降低正极材料与电解液之间的界面反应，从而提高电池的循环寿命和稳定性。优化界面的稳定性有助于减少电池的衰减和损耗。

这些方法的应用可以帮助改善磷酸铁锂电池正极材料的性能，提高其导电性能、稳定性和循环寿命，从而使其在不同应用领域具有更广泛的应用前景。

(2) 其他锂电池正极材料技术现状

锰酸锂 (LiMn₂O₄)：锰酸锂具有资源丰富、成本较低以及良好的安全性等优点。它可以存在尖晶石和层状结构，尖晶石锰酸锂的三维隧道结构有利于锂离子的嵌入和脱出，因此其性能相对稳定。然而，尖晶石锰酸锂存在容量衰减较快、高温循环性能较差等问题。层状锰酸锂容量较高，但循环性能不佳，高温下也不够稳定。

钴酸锂 (LiCoO₂)：钴酸锂具有较高的比容量 (140mAh/g)、平稳的充放电电压、高电导率以及相对简单的生产工艺等优点。然而，钴酸锂的高原材料价格、热稳定性较差和严重的环境污染问题限制了其在电动汽车等领域的应用。

镍酸锂 (LiNiO₂)：镍酸锂的比容量较高 (190-210mAh/g)，具有较低的自放电率和简单的合成方法。但它的热稳定性差，容量衰减较快。

镍钴锰、镍钴铝三元材料：这些三元材料将锰酸锂、钴酸锂和镍酸锂等混合，综合了各种材料的优势并在一定程度上弥补了各自的不足之处。三元材料的性能较为平衡，能量密度和容量较高，循环寿命较好，续航能力强。然而，三元材料在安全性和低温性能方面可能存在一些问题，合成难度较大，充放电效率相对较低。

总体而言，锂离子电池正极材料的选择需要在不同应用领域中平衡各种因素，包括能量密度、循环性能、安全性、成本等。目前，镍钴锰、镍钴铝三元材料在电动汽车等领域中有着广泛的应用前景，磷酸铁锂适合应用于储能等对能量密度、倍率性能要求不太讲究的领域。

表 2.1 常见锂离子电池正极材料及其性能比较

名称	磷酸铁锂	锰酸锂		钴酸锂	镍酸锂	镍钴锰三元材料
材料主成分	LiFePO ₄	LiMn ₂ O ₄	LiMnO ₂	LiCoO ₂	LiNiO ₂	LiNiCoMnO ₂
理论能量密度 (mAh/g)	170	148	286	274	274	278
实际能量密度 (mAh/g)	130-140	100-120	200	135-140	190-210	155-165

电压 (V)	3.2-3.7	3.8-3.9	3.4-4.3	3.6	2.5-4.1	3.0-4.5
循环性 (次)	>6000	>1500	差	>300	差	>2000
过渡金属	非常丰富	丰富	丰富	贫乏	丰富	贫乏
环保性	无毒	无毒	无毒	钴有毒	镍有毒	钴、镍有毒
安全性能	好	良好	良好	差	差	尚好
适用温度(°C)	-95	>50 快速衰减	高温不稳定	-75	N/A	-75

(3) 锂电池正极材料产业发展现状

磷酸铁锂是一种重要的锂离子电池正极材料，其制备方法多种多样。其中，固相合成法和液相合成法是两种常见的制备方法。固相合成法通过固体原材料的物理化学反应生成产物，如高温固相反应法、碳热还原法等。液相合成法则通过溶液中的化学反应生成产物，如溶胶-凝胶法、水热合成法等。这些方法各有优势和局限性，如固相法工艺简单但能耗高，液相法产品均匀一致性好但工艺较复杂。

根据不同制备方法，磷酸铁锂的制备流程有所差异，对应设备也有所区别。以目前多数企业采用的固相法-碳热还原法和液相法-自蒸发液相合成法为例，两种制备方法制备流程和设备有所差异。相比而言，碳热还原法制备流程较长，但设备更加常规，且制备条件更加可控。自热蒸发液相合成法制备流程较短，但反应釜等设备在制备过程中的控制条件更严苛，且该设备一次性产出物较少，因此设备需求量大，设备投资更大。

不同的制备方法对应着不同的制备流程和设备。例如，碳热还原法制备流程较长，但设备常规且易于控制。自蒸发液相合成法制备流程较短，但需要更严格的设备控制条件，同时一次性产出较少，需要更大的设备投资。

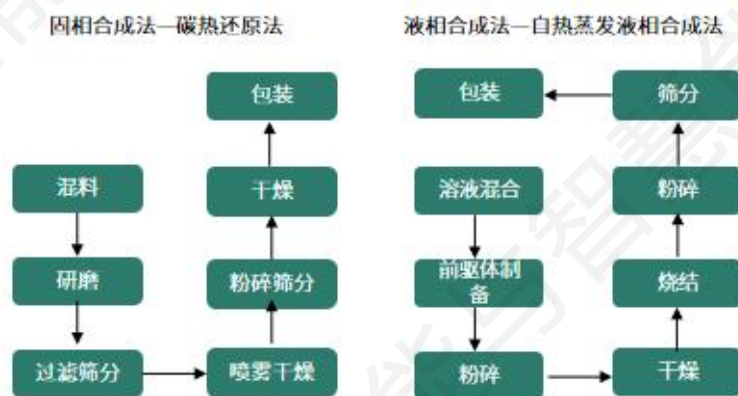


图 2.4 磷酸铁锂制备方法与制备流程图

在锂电池正极材料领域，磷酸铁锂生产企业主要分为专一化产能、电池厂后向整合和磷化工、钛白粉化工前向整合等几类。专一化产能指的是专门从事磷酸铁锂生产的企业，如德方纳米、湖南裕能等。电池厂后向整合则是电池企业自建磷酸铁锂材料产能，以满足其电池生产需求。而磷化工和钛白粉化工则通过协同发展磷酸铁锂产能，如安达科技、龙佰集团等。

全球锂资源丰富但分布不均，主要分布在阿根廷、玻利维亚、智利、澳大利亚、中国和美国等。我国锂矿种类丰富，有盐湖卤水锂矿、锂辉石矿和锂云母矿，但总体品位较低，优质锂资源较少，主要分布在江西、青海、四川和西藏等省区。国内资源开发市场较为集中，产量排名前 5 位的企业份额合计达 93%。主要开采公司有宜春钽铌矿有限公司、青海盐湖工业股份有限公司、西部矿业集团有限公司、融达锂业有限公司、青海恒信融锂业科技有限公司、西藏矿业发展股份有限公司等。在冶炼加工端形成了大量进口矿产资源进行冶炼加工、出口下游产品的基本格局，生产集中度较高，前 5 家企业的市场份额占比超过 80%，代表性企业有江西赣锋锂业股份有限公司、天齐锂业股份有限公司、盛新锂能集团股份有限公司、四川雅化实业集团股份有限公司等。

2.2.2 锂电池负极材料技术及产业发展现状

(1) 锂电池负极材料技术发展现状

负极材料在锂离子电池中扮演着重要的角色，它是储存和释放能量的关键组成部分。在电池成本中，负极材料约占了 5%-15%，是锂离子电池的重要原材料之一。作为锂离子嵌入的载体，锂电池负极材料需要满足多重要求，以保障电池性能、稳定性和可靠性。这些要求包括提供足够的容量、良好的电子和离子传导性能、稳定的氧化还原电位、化学稳定性、良好的表面结构与电解质的相容性等。同时，由于电池的充放电过程涉及到锂离子的插入和脱出，负极材料的结构需要保持稳定，以确保循环寿命和性能的稳定。

目前，大部分商业化的锂离子电池使用石墨作为负极材料。石墨具有良好的导电性和循环稳定性，而且相对较为成熟的制备工艺。它的嵌锂化学反应可以在电压范围内进行，从而满足电池的需要。然而，石墨材料的比容量有限，限制了电池的能量密度提升。

其他负极材料：为了提高电池的能量密度和性能，研究人员正在探索其他类型的负极材料，如硅基材料、钛酸锂材料和锡基材料等。这些材料在理论上具有更高的比容量，可以实现更高的能量密度。然而，这些材料也面临着挑战，如体积膨胀问题、循环稳定性等。因此，研究人员正在努力解决这些问题，以实现这些材料在商业化电池中的应用。

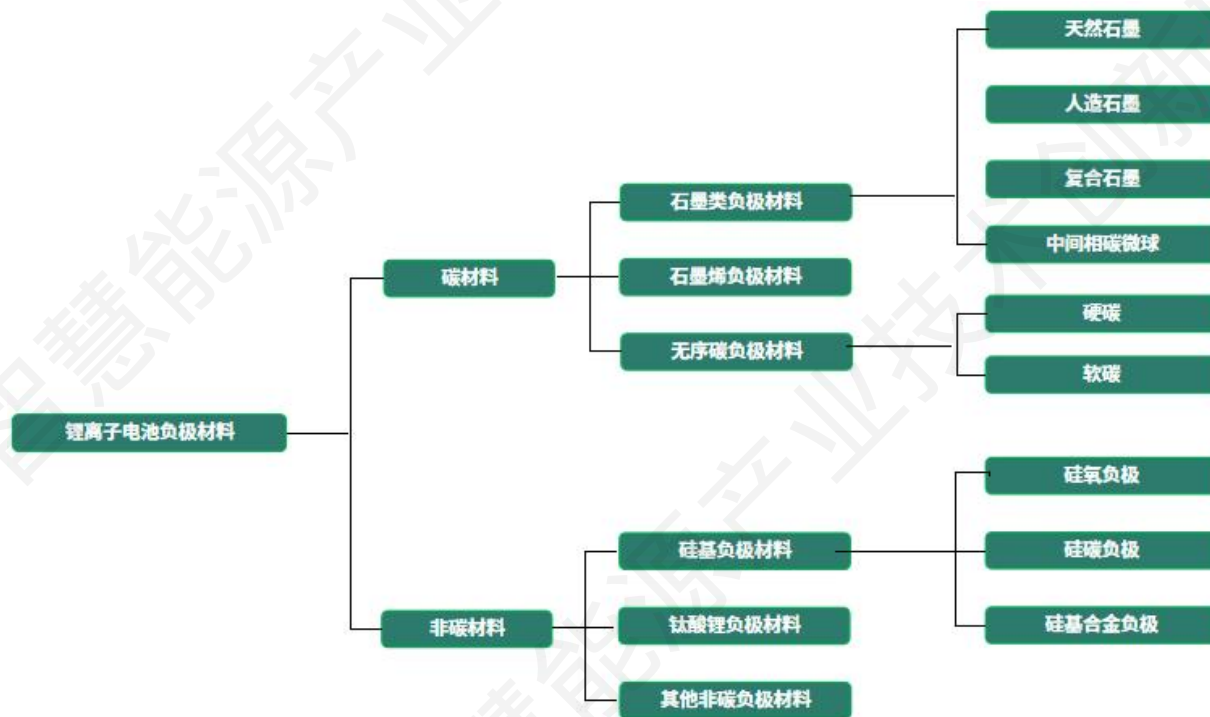


图 2.5 负极材料分类图

1) 碳素负极材料

锂离子电池负极材料以石墨类为主，主要包括人造石墨、天然石墨、软/硬碳和中间相碳微球。石墨理论容量 372mAh/g，当然只有石墨化度非常高的材料才可以达到这个值，行业头部公司的产品已可实现 365mAh/g 的能量密度，逼近理论极限，未来的提升空间极为有限，急需寻找下一代替代品。

——人造石墨和天然石墨：石墨类负极材料是目前锂离子电池中最常用的负极材料。天然石墨和人造石墨都具有片层结构，能够实现锂离子的可逆插入和脱嵌。人造石墨的制备技术成熟，可以通过有机物热解等方式制备，其孔隙结构有利于电解液渗透和锂离子扩散，提高了电池的性能。

——中间相碳微球：中间相碳微球具有球形片层颗粒结构，循环性能较好，但由于容量较低，制造成本较高，因此在一些特定应用中使用。

——软碳材料：软碳材料可以在较低温度下发生石墨化，具有较好的电解液相容性，但首次充放电不可逆容量较高，输出电压较低，通常用于制备天然石墨的原料。

——硬碳材料：硬碳材料难以发生石墨化，具有高容量、高倍率、循环性能好等特点。由于硬碳材料不会引起显著的体积膨胀，因此具有较好的充放电循环性能。然而，硬碳材料的首次效率较低，成本较高，目前在应用中使用较少。

2) 非碳负极材料

在寻找替代石墨类负极材料方面，研究人员正在探索硅基材料、硫基材料、金属氧化物等。这些材料具有更高的理论容量，可以实现更高的能量密度，但也面临着挑战，如容量衰减、体积变化等问题。未来的发展将继续关注如何平衡能量密度、循环稳定性和安全性，以实现更高性能的锂离子电池负极材料。

——硅基负极材料：硅基负极材料具有极高的理论能量密度，远超过传统石墨材料。然而，硅基材料在充放电过程中会发生严重的体积膨胀（高达 300%），导致材料破裂和粉化，从而影响电极的性能。为了解决这个问题，硅碳复合材料被提出，其中硅颗粒提供储锂容量，碳颗粒用于缓冲体积变化并提高导电性。

——钛酸锂负极材料：钛酸锂负极材料具有高功率特性、良好的结构稳定性和循环性能，以及卓越的高低温性能。然而，由于其电压平台较低，应用范围受到限制，且成本较高。

——其他负极材料：过渡金属氧化物也被视为有潜力的高容量负极材料，但其在放电过程中容易出现体积膨胀和导电性差等问题。为了解决这些问题，可以调控其尺寸和形貌，或将其与其他性能优越的材料复合，以提高其整体性能。

性能指标	天然石墨	人造石墨	中间相碳微球	石墨烯	硅碳复合材料	钛酸锂
比容量 (mAh/g)	340-370	310-360	300-340	400-600	4200	165-170
首次效率 (%)	90%	93%	94%	30%	84%	-
循环寿命 (次)	>1000	>1500	>1000	10	300-500	>30000
工作电压	0.2V	0.2V	0.2V	0.5V	0.3-0.5V	1.5V
快充性能	一般	一般	一般	差	好	好
倍率性能	差	一般	好	差	一般	好
安全性	良好	良好	良好	良好	差	好
优点	技术及配套工艺成熟, 成本低	技术及配套工艺成熟, 循环性能好	技术及配套工艺成熟, 倍率性能好, 循环性能好	电化学储能性能优异, 充电速度快, 可提高锂电池的负载能力	理论比能量高	倍率性能优异, 高低温性能优异, 循环性能优异, 安全性能优异
缺点	比能量已到极限, 循环性能及倍率性能较差, 安全性较差	比能量低, 倍率性能差	比能量低, 安全性性能较差, 成本高	技术及配套技术不成熟, 成本高	技术及配套技术不成熟, 成本高, 充放电体积变形, 导电率低	技术及配套工艺不成熟, 成本高, 能量密度低
发展方向	低成本化, 改善循环	提高容量, 低成本化, 降低内阻	提高容量, 低成本化	低成本化, 解决与其他材料的配套问题	低成本化, 解决与其他材料的配套问题	解决钛酸锂与正极、电解液的匹配

图 2.6 不同类型的材料性能指标

随着对电动汽车、储能系统等高能量密度应用的需求增加, 负极材料的研究和开发仍在不断进行。在未来, 可能会看到更多新型负极材料的涌现, 以满足不同应用的需求, 并进一步提高锂离子电池的性能、安全性和循环寿命。

总的来说, 锂电池负极材料的技术发展一直在不断演进, 研究人员持续努力改进现有材料, 同时探索新型材料, 以推动锂离子电池技术的进一步发展和创新。

(2) 锂电池负极材料产业发展现状

随着储能市场的迅速增长, 锂电池负极材料的需求持续增加。2023 年, 储能市场需求显著增长, 使得负极材料企业保持了满负荷生产状态。市场规模不断扩大, 2022 年中国负极材料市场规模达到 308.3 亿元, 同比增长 77.2 亿元, 出货量达到 137 万吨, 同比增长 90%。

全球锂电池负极材料产业集中度较高, 主要集中在中国和日本。中国是负极材料的主要生产国, 占全球负极材料出货量的三四分之一。中国的一线企业主要有贝特瑞、杉杉股份、璞泰来等, 而日本也有一些重要的企业如日立化成和三菱化学。

中国负极材料行业的竞争格局逐渐形成, 传统的一线梯队包括贝特瑞、杉杉股份和璞泰来, 这些企业在市场占有率方面占据主导地位。然而, 由于动力电池和储能电池需求的

急剧增长，新兴负极材料企业也有机会崭露头角。在高速增长的环境下，成本性企业可能会取得更有利的竞争地位。

商业化的负极材料主要是人造石墨，制备工艺基本一致，但不同企业可能有细微的差异。制备过程包括预处理、热解、磨球、石墨化、混料、包覆、筛分、计重和包装等步骤，需要精细和复杂的操作。部分设备可能与正极材料的设备通用或具有相似的原理。

总的来说，锂电池负极材料产业正迅速发展，受到市场需求、技术创新和竞争格局的共同影响。随着储能市场的扩大和技术的进步，负极材料领域将继续为锂离子电池技术的发展提供重要支持。

2.2.3 锂电池隔膜材料技术及产业发展现状

(1) 锂电池隔膜材料技术发展现状

隔膜在锂离子电池中起到重要作用，防止正负极直接接触，同时允许锂离子通过。为确保电池安全稳定运行，隔膜需具备化学稳定性、浸润性、热稳定性、机械强度和合适的孔隙率。

最初锂电池使用的隔膜主要是聚乙烯（PE）和聚丙烯（PP）微孔膜，因其高孔隙率、低电阻、高抗撕裂强度等优点。PE 隔膜具有柔韧性但熔点较低，而 PP 隔膜则具备较好的力学性能和高熔点。将两者结合可以创造出具有高闭孔温度和熔断温度的复合隔膜。

针对锂离子电池技术需求，研发了多种新型隔膜材料。其中包括天然材料如纤维素及其衍生物，合成材料如聚对苯二甲酸乙二酯（PET）、聚偏氟乙烯（PVDF）、聚偏氟乙烯-六氟丙烯（PVDF-HFP）、聚酰胺（PA）、聚酰亚胺（PI）以及芳纶等。

隔膜的性能也可以通过改性得到提升。其中一种方法是无机涂层改性，通过在隔膜表面涂覆无机陶瓷材料如 Al_2O_3 、 SiO_2 、 TiO_2 和 $BaTiO_3$ 来改善性能。另一种是聚合物涂层改性，使用聚合物纳米颗粒或纤维作为涂层材料，以增强隔膜的润湿性和离子电导率。还有有机/无机杂化涂层改性，通过在聚合物涂层中引入无机粒子来提升隔膜性能。

总的来说，锂电池隔膜材料技术在不断创新和发展，以满足电池高性能、高安全性和环境友好等要求。新型材料和改性方法的引入为锂离子电池的发展提供了更多的可能性。

(2) 锂电池隔膜材料产业发展现状

随着新能源汽车和储能领域的迅速增长，锂电池隔膜材料市场迎来了巨大的市场机遇。特别是储能市场的快速发展，进一步加速了锂电池隔膜材料产业的发展。

目前中国、日本和韩国是全球锂电池隔膜市场的主要供应国家。中国在全球隔膜市场占据主导地位，国内企业恩捷股份是行业龙头，2021 年的全球市场份额达到 31%。其他国家如日本和韩国也在该领域有一定的市场份额。中国锂电池隔膜企业的供应能力不断提高，出货量大幅增长。数据显示，2022 年中国锂电隔膜出货量同比增长 59%，达到 124 亿平米。中国隔膜企业的产能扩张受到了市场需求的推动。

锂电池隔膜产业的营业成本主要由原材料、能源动力、制造费用（含折旧）和人工部分组成。隔膜制造是一项资金密集型、技术密集型的行业，其中原材料和制造费用占据较大比重。隔膜的生产过程涉及多个环节，每个环节都需要高精度控制和专门的设备。然而，国内隔膜企业在设备国产化方面进展较慢，主要依赖进口设备。设备国产化的进程受到了技术要求和设备供应的制约。

中国锂电池隔膜产业在全球市场中具备竞争优势，国内企业在产能扩张、客户响应速度和性价比等方面具备优势。隔膜有望成为继负极和电解液之后，中国锂电产业出口的第三个主要中游材料。

综合而言，锂电池隔膜材料产业在新能源汽车和储能市场的推动下，呈现出高速发展的趋势。中国在全球市场中占据主导地位，国内企业正不断提高产能并寻求技术创新，以满足不断增长的市场需求。

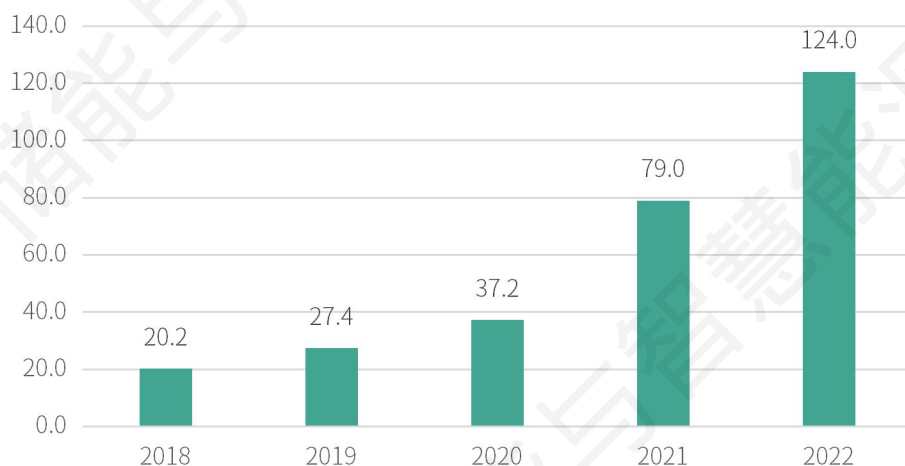


图 2.7 2018-2022 年中国锂电池隔膜出货量统计图

2.2.4 锂电池电解液技术及产业发展现状

(1) 锂电池电解液技术发展现状

电解液在锂离子电池中起着关键作用，它不仅提供了离子导电通道，还影响了电池的循环寿命、安全性、功率密度和温度稳定性等性能。因此，电解液的性能和特性对锂电池的整体性能至关重要。锂电池电解液材料主要分为非水有机液体电解质和固态电解质两大类。

1) 非水有机液体电解质

非水有机液体电解质是目前商业化应用最广泛的电解液，其中包括电解质锂盐、溶剂和添加剂。电解质锂盐的种类多样，常见的有六氟磷酸锂（LiPF₆）、四氟硼酸锂（LiBF₄）、双氟磺酰亚胺锂（LiFSI）等。

电解液材料需要满足一系列要求，包括高离子电导率、良好的电化学稳定性、与电极的兼容性、低温性能、化学稳定性、热稳定性等。此外，电解液还应该具备制备容易、成本低廉、无毒、无污染等特性。

电解液的溶剂是至关重要的组成部分，常见的有机溶剂包括碳酸酯类溶剂和有机醚类溶剂。这些溶剂具有不同的介电常数、熔点、黏度和化学稳定性，通过合理的溶剂配比，可以调整电解液的性能以满足不同应用需求。

电解液中的添加剂能够显著改善锂电池的性能和安全性。添加剂的种类多样，包括导电添加剂、过充保护添加剂、阻燃添加剂、SEI 成膜添加剂等。这些添加剂可以提高电池的可逆容量、循环性能、安全性等。

随着对电池安全性要求的不断提高，固态电解液作为一种潜在的替代方案得到了广泛关注。固态电解液具有高离子导电性、较好的机械强度和更高的安全性，但目前仍面临制备工艺和性能稳定性等方面的挑战。

总的来说，锂电池电解液技术正朝着提高性能、安全性和可靠性的方向不断发展。在新能源汽车和储能领域的推动下，电解液技术将继续创新和进步，以满足不断增长的市场需求。

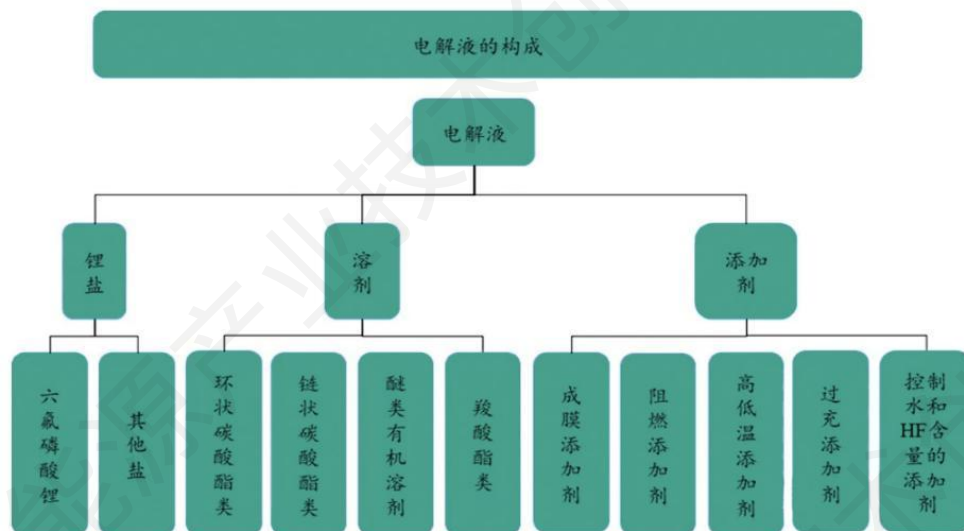


图 2.8 电解液构成图

2) 固态电解质

固态电池内部不含液态溶剂（一般是易燃的有机溶剂）、电解质与添加剂等易燃物，它不存在爆炸或火灾的危险，还具有以下几个主要方面的特点和优势：

——安全性优势：固态电池内部不含易燃的液态溶剂、电解质和添加剂，因此不会产生液体电解液导致的火灾或爆炸风险。这使得固态电池在安全性方面具有明显的优势，有望大幅降低电池事故的风险。

——宽电化学窗口：固态电池具有宽广的电学位窗口，这意味着它们能够适应更多种类的电池材料，包括正负极材料。这为电池的性能和能量密度提供了更大的提升空间。

——制造工艺简化：相较于传统的液态电池，固态电池的制造工艺更为简化。由于不需要液态电解液，固态电池可以减少外壳和电池组装过程中的复杂性，从而降低生产成本。

——高放电电压：通过层叠多个电极，固态电池可以在单个电池单元内实现串联，从而实现较高的放电电压，如 12V 或 24V，为某些应用提供更大的灵活性。

——材料选择范围扩展：由于不受液态电解质的限制，固态电池有望使用更高比容量的正负极材料，从而实现更高比能量的电池体系，提供更好的性能。

然而，固态电池技术目前还面临一些挑战，其中一个主要挑战是界面问题。为了解决界面问题，一种常见的方法是在固态电池中添加部分电解液，从而产生不同类型的固态电池，如凝胶态、半固态、准固态电池等。虽然半固态电池在一定程度上改善了界面问题，

但其并未从根本上解决安全性问题。因此，全固态电池被认为是最终的解决方案，其电解质通常由聚合物、无机陶瓷和它们的复合体系构成。

总体而言，固态电池技术在提高安全性、性能和制造工艺方面具有巨大的潜力，但仍需要进一步的研究和发展以克服其目前面临的挑战。随着技术的不断进步，固态电池有望在未来成为新一代电池技术的重要代表。

(2) 锂电池电解液产业发展现状

全球新能源产业的高速发展，尤其是电动汽车和储能领域的快速增长，推动了锂电池电解液市场需求的持续扩大。据统计数据，2021 年全球锂电池电解液市场需求量同比增长 83%，达到约 55 万吨，预计到 2025 年市场出货量将有望达到 200 万吨以上。

在锂离子电池电解液的各类原材料中，锂盐、有机溶剂和添加剂的成本占比较高。这些原材料的价格波动会直接影响到锂电池电解液厂商的盈利水平。供应紧张和原材料价格波动可能导致生产成本上升，进而影响企业盈利能力。

锂离子电池电解液厂商面临来自上游原材料供应链的不稳定性。供应链中的供给紧张问题可能导致原材料的短缺，影响电解液厂商的供应能力。为了降低供应链风险，一些厂商逐步将产业布局延伸至上游核心原材料领域，以便更好地掌握原材料的供应。

锂电池电解液的性能和稳定性对电池的整体性能和安全性至关重要。因此，企业需要不断进行技术创新和研发投入，以提高产品质量和性能，满足不断增长的市场需求。

随着锂电池电解液行业产能的迅速扩张，行业内部竞争也在加剧。技术领先、质量管控严格、规模效益较大的企业更容易获得下游头部企业的订单，并与客户进行战略合作。市场份额逐渐集中于少数优秀的厂商，行业的竞争格局有望逐步趋于集中。

总体而言，锂电池电解液作为锂离子电池的核心组成部分，其市场前景广阔，但同时也面临着原材料成本波动、供应链不稳定性等挑战。在这一竞争激烈的行业中，具备技术优势、质量控制严格、供应链稳定的企业将更有可能获得市场份额，并推动行业的发展。

2.2.5 储能电池技术及产业发展现状

(1) 储能电池技术发展现状

新型电化学储能主要使用磷酸铁锂电池，是一种以磷酸铁锂为正极材料的锂离子电池，其具有比能量高、重量轻、体积小、环保、无污染、免维护、寿命长、高低温适应性能好、无记忆效应、安全性高等优点。各种材料的技术已经比较成熟，更多的注重工艺技术的开发和优化，尤其是针对高安全、长寿命、低成本开展。

1) 安全性

储能电池的安全性一直是重要关注点。为了提升锂离子储能电池的安全性，从材料、设计、工艺和系统层面进行了多方面的改进和优化。

——材料方面：通过改进正负极材料、隔膜和电解液的配方，提高电池材料的热稳定性和抗过充、过放能力，减少发生热失控的风险。

——设计方面：在电芯设计中采用 overhang 设计、NP 比设计、电极设计等措施，以增强电芯的稳定性和安全性。

——工艺制造方面：通过制造工艺的优化，减少内部异物和边缘毛刺等缺陷，降低电池制造过程中的安全隐患。

——系统层面安全：引入被动安全设计，如多层冗余电气安全保护、机械设计的强度保证等，以应对电池在各种复杂工况下的潜在安全问题。

——主动安全：通过 BMS、PCS、EMS 等系统的智能管理，实时监测电池状态，进行早期故障预警，确保电池在安全范围内运行。

——消防安全：引入消防预警探测、被动防爆泄压、主动排风、自动灭火等多重保护措施，应对火灾等安全风险。

2) 长寿命

储能系统对电池使用寿命的要求很高，因此在延长锂离子电池的寿命方面进行了多方面的研究和创新。

——电芯层面补锂技术：通过正负极补锂技术，如正极补锂技术，来弥补电池在循环充放电过程中的容量衰减，延长电池的使用寿命。正极补锂技术通过添加补锂材料，来补偿电池化成过程中产生的不可逆容量损失。

——热管理：严格控制电池的工作温度，采用精准的热管理系统，确保电池在适宜的温度范围内运行，以减缓容量衰减的速度。

——荷电状态管理：通过精准估计电芯荷电状态，实施主被动均衡，避免电池的过充、过放和过流使用，从而延长电池的寿命。

——环境控制：确保电池在稳定的环境中运行，避免电池受到过大的温度波动和湿度变化，从而减缓电池老化速度。

总的来说，储能电池技术的发展不仅注重于材料的改进，还在设计、制造、系统管理等多个方面进行了创新，以提高安全性和延长使用寿命，从而推动储能电池的广泛应用。

(2) 储能电池产业发展现状

2020 年之前，韩国厂商（三星 SDI 和 LG 新能源）在全球储能市场市占超 50%。自 2021 年开始，随着锂电池综合成本的逐步下降，储能系统应用的经济性提升，储能电池市场也迎来了快速发展阶段，全球储能电池市场竞争逐渐加剧。

得益于双碳目标的积极推进，中国各地陆续发布可再生能源配置储能政策，中国储能市场需求日益扩张。越来越多的动力电池企业加码储能业务布局，储能领域出货迅速攀升。2022 年以来，中国已成为全球储能电池的主要供给及应用地区。宁德时代、比亚迪、亿纬锂能储能电池出货量处于全球前三的领先地位，合计已超全球储能电池出货量的 62%，行业头部效应明显。宁德时代作为储能电池环节的龙头，地位持续稳固。

1) 锂电池电芯制造产业现状

锂电池电芯制造涉及前、中、后三大工艺环节，每个环节都包含多个细分工序。前道工艺中，涂布是核心环节，其中涂布机是重要设备，约占前道设备价值的 80%。中道工艺中，卷绕/叠片是核心环节，卷绕/叠片机是关键设备，约占中道设备价值的 70%。后道工艺中，化成和分容是核心环节，化成分容设备是重要设备，约占后道设备价值的 30%。

锂电设备的供应商需根据客户需求进行定制设计和生产，且因其为非标产品，具有一定技术门槛。在前段工艺中，日韩企业在涂布机领域具有一定优势。然而，中国在锂电设备的中后段制造方面具备技术领先地位，已达到国际先进水平，而且价格上具有优势。随着国内锂电设备企业不断提高服务质量、反应速度以及成本竞争力，国内锂电设备市场份额不断提高，自 2019 年以来，国内锂电设备的国产化率已达到 95%。

目前锂电电芯制造合格在 90-94%，材料利用率 92%左右，锂电制造技术面临基于制造的电芯结构优化，制造规模化升级，用产业标准化、智能化提升制造合格率、制造安全性等。

2) 锂电池模块制造产业现状

锂电池模块制造通常由锂离子电池包（PACK）厂进行，这些厂家拥有自主的 PACK 结构设计、电子设计和生产车间，能够根据客户需求进行开发设计。锂电池模组 PACK 生产线的关键设备包括电芯组装机、焊接机、综合测试仪等，以及一些辅助设备。

锂电池模块 PACK 生产线是一个复杂的系统工程，需要从设计、采购、生产、测试、质量控制等多个方面进行规划和实施。为了确保生产线的稳定运行和产品质量的一致性，需要关注员工培训和管理、设备维护和保养、供应链管理和协调、质量认证和合规性等方面的工作。

总体而言，锂电池电芯制造和锂电池模块制造在中国都有显著的发展。国内企业在锂电设备的中后段制造方面取得了技术领先地位，而且在锂电池模块制造方面也有一定的自主设计和生产能力。这些发展有助于推动锂电池产业在国内的快速发展和竞争力提升。

2.2.6 锂电池制造装备技术及产业发展现状

(1) 锂电池制造装备技术发展现状

锂电池生产设备是指制造锂电池所需的所有生产机械设备。鉴于锂电池制造过程中的多个步骤、独特和多种的材料以及对工艺参数的高要求，智能化的制造技术已经被广泛采纳。从功能上来分类，锂电池生产设备可分为专用机械和整体生产线。专用机械可以进一步细分为单一功能设备和集成设备，这些设备只能完成部分生产任务，如叠片机、包装机或焊接封装机等。而整体生产线则是为了达到某一生产阶段的完全自动化，如电芯的生产线或电池组装线。从锂电池的生产流程来看，可以将其分为四大部分：电芯制造、电芯组装、电芯测试和电池组装。电芯制造是生产过程的起始阶段，主要是制备电池的正负极片；接着是中间阶段的电芯组装，涵盖了电芯的卷绕/叠片、焊接，壳体封装以及注液；最后是电芯测试与电池组装，包括电池的化成、检测、组合以及 PACK 环节。



图 2.9 锂电池生产设备

技术发展现状：锂电制造装备围绕固态电池制造新工艺、制造回收技术、产业标准化规范大规模制造技术革新等方面的升级和完善。锂电制造装备本身面临单机制造效率提升，制造产品质量进一步提升，设备运行可靠性提升。

(2) 锂电池制造装备产业发展现状

据高工产业研究院数据，锂电池制造设备国产率已达 95%以上，剩下 5%包含电芯制造环节中，涂布机的涂布模头；电芯装配环节中激光设备所使用的激光器等。锂电池生产“卡脖子问题”已经得到极大程度缓解，未来有望实现制造设备的全面国产化替代。同时，2020 年以来，随我国新能源汽车的飞速发展，动力锂电池的巨大需求推动了锂电池设备市场进行快速洗牌和更新换代。行业头部效应日趋明显，头部企业如涂布机制造商赢合科技；卷绕/叠片机制造商先导智能；注液机制造商铂纳特斯等等，通过深度绑定全球头部锂电池厂商如宁德时代，比亚迪等，已经实现了长足发展，同时一些实力较弱的企业出现了产能停滞或是退出了行业。

2022 年，我国锂电池设备市场规模约为 860.9 亿元，同比增长超过 30%。其中，动力锂电池是主要应用领域，需求约占总规模的七成。



图 2.10 锂电池设备市场规模

2.3 重庆市储能材料产业发展现状

较沿海和西北地区而言，重庆的风电、光伏等新能源资源禀赋不算好，相应的新型储能产业起步较晚，龙头企业较少。但从另一角度看，重庆作为我国重要的工业基地、制造业大市，装备制造、材料、新能源汽车等产业基础雄厚，为储能产业发展提供了扎实的技术支撑，打下了一定基础。通过招商引资，近年逐步引入锂电池及产业链上下游企业，共同推进重庆新能源发展。

表 2.2 重庆市储能材料产业发展现状

序号	类型	公司名称	所属区域	成立时间	内容
1	正极材料	重庆特瑞新能源材料有限公司	忠县	2016	年产 13 万吨磷酸铁锂正极材料
2		重庆红马天泰新材料有限公司	九龙坡	2023	年产 8 万吨三元锂电池正极材料
3		五龙动力(重庆)锂电材料有限公司	两江新区	2021	年产 0.96 万吨三元锂电池正极材料
4	负极材料	重庆森仟焯新材料科技股份有限公司	秀山县	2009	年产 100kt/a 锂电池石墨负极材料
5		重庆金汇能新材料有限公司	铜梁区	2022	年产 10 万吨锂离子电池一体化石墨负极材料
6		重庆天齐锂业有限责任公司	铜梁区	2017	年产 600 吨产能的金属锂
7		重庆科达新能源材料有限公司	铜梁区	2023	年产 5 万吨人造石墨负极材料
8	隔膜	重庆恩捷新材料科技有限公司	长寿区	2021	年产 12-13 亿平方米锂离子电池隔膜年
9		重庆厚生新材料科技有限公司	铜梁区	2023	年产湿法基膜和湿法涂覆隔膜 25 亿立方米
10	电解液材料	重庆新宙邦新材料有限公司	长寿区	2022	年产 10 万吨锂离子电池电解液及材料

11		重庆中润新材料股份有限公司	长寿区	2022	年产 NMP10 万吨、甲胺 10 万吨
12	锂电池	重庆弗迪锂电池有限公司	璧山区	2020	年产 35GWh 刀片电池
13		重庆海辰储能科技有限公司	铜梁区	2022	年产储能锂电池 50GWh、储能模组 18GWh
14		时代长安动力电池有限公司	/	/	年产将达到 25GWh
15		重庆太蓝新能源有限公司	两江新区	2021	年产 12.2GW 固态锂电池
16		重庆赣锋锂电科技有限公司	两江新区	2022	年产 10GWh 固态锂电池
17		重庆瑞浦兰钧能源有限公司	涪陵区	2023	年产 30GWh 的储能与动力电池及电池 PACK
18		驰航新能源（重庆）有限公司	涪陵区	2021	年产 12GWh 的动力电池
19		重庆冠宇动力电池有限公司	万盛经开区	2022	年产 15GWh 的高性能新型锂离子
20		领新（重庆）新能源有限公司	长寿区	2023	年产 0.5GWh 大容量固态电池
21		储安智能装备（重庆）有限公司	高新区	2023	年产 2.8GWh 高安全储能 PACK 模组

这些企业的发展代表了重庆市在储能材料和锂电池产业方面的努力和进展，虽然起步较晚，但通过引进技术、招商引资等方式，逐步形成了一定规模的产业基础。这将有助于重庆在新能源和储能领域的持续发展和竞争力提升。



图 2.11 重庆市储能产业地图

2.4 国内专利总结与分析

在本小节针对新型储能原材料及制造装备的专利检索部分，本白皮书使用了磷酸铁锂电池正极，锂电池负极、隔膜、电解液、锂电池传感器等多个检索关键词，作为在标题、摘要、权利要求及说明书等 4 个方面的专利检索。同时，专利检索时间段为限定为 2019-2023 年，包含专利申请和专利公开，并且检索状态在有效和审中的专利数为 163505 件。需要说明的是，本小节的专利分析中，我们注意到了多家以日本韩国为首的海外企业，如 LG 新能源和丰田汽车株式会社等，积极在我国进行知识产权方面的布局，并已经取得了丰硕的成果。在本小节的专利分析当中，我们将聚焦于国内企业的技术创新与发展。

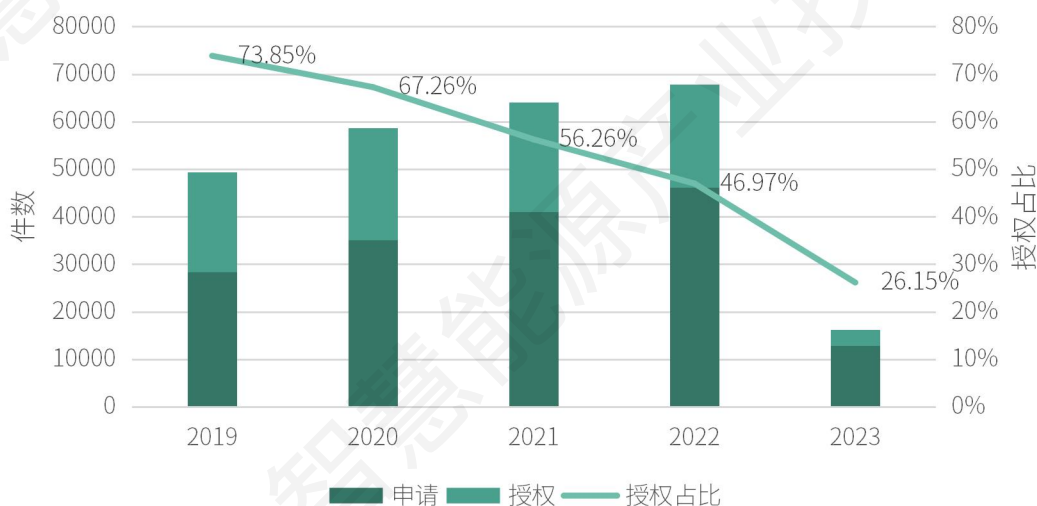


图 2.12 新型储能原材料及制造装备专利申请及授权趋势

从专利趋势来看（见图 2.12），2019 年-2023 年新型储能原材料及制造装备专利趋势整体呈上升趋势，2022 年有所下降。其主要原因为，2018 年我国新能源汽车首次销量破百万台，关键研发力量开始大幅转向同为其产业链上游的锂电池设计及制造相关方面，而在 2022 年，受疫情管控影响，原材料及制造装备的关键研发成果转化开始放缓。专利授权率方面，有较为明显的下降趋势，其主要原因可能是因为新能源赛道热度持续提升，入局者激增使成果转化速度不断提高，政策监管的不断完善双管齐下，专利授权周期明显变长。

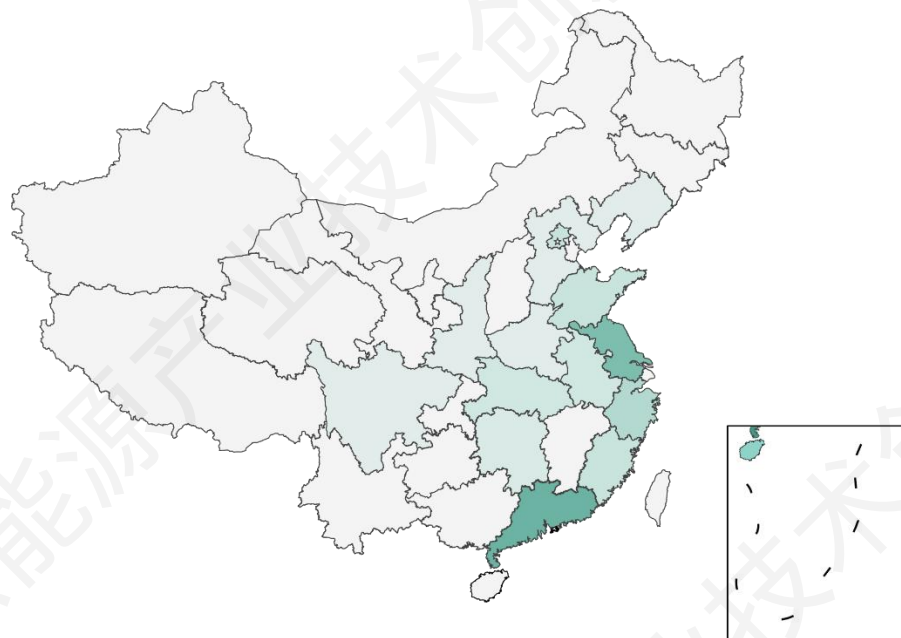


图 2.13 新型储能原材料及制造设备专利申请地区分布

图 2.13 中区域颜色深浅表示专利申请数量的多少。在专利申请省市分布方面，广东省、江苏省、浙江省、北京市和山东省分列前五，因原材料及制造装备的重点技术集群主要位于以上区域。图 2.14 以专利申请人前 10 的方式来说明了以上技术集群的组成。在原材料及制造装备专利申请方面，宁德时代新能源科技股份有限公司拥有全面领先优势，珠海冠宇电池股份有限公司位列第二。蜂巢能源，国轩高科，亿纬动力及比亚迪紧随其后。学术界方面，中南大学充分发挥了其传统王牌专业材料科学的优势，积极实现了科研成果转化，而中科院大连化学物理研究所则充分实现了其承担国家和企业的重大项目为主，应用研究与基础研究并重的愿景，新设立的能源学院将有望继续在新型储能原材料方面实现更多科研突破。

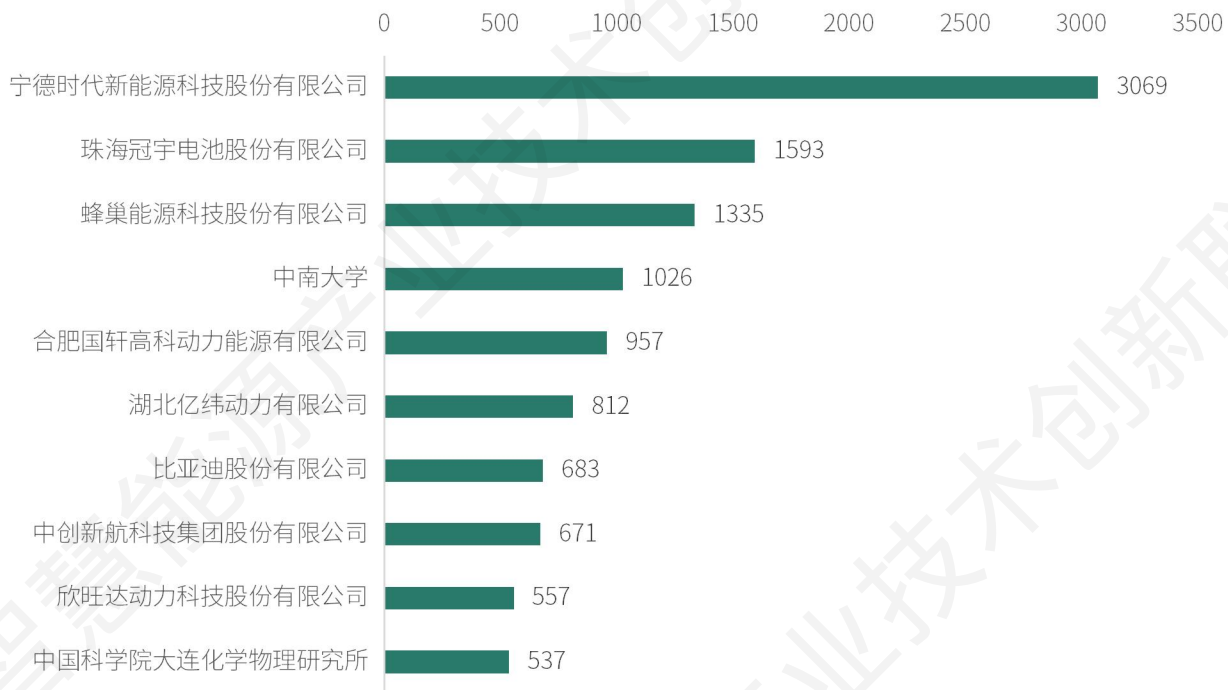


图 2.14 新型储能原材料及制造设备专利申请人排名



图 2.15 新型储能原材料及制造设备专利申请关键词

如图 2.15 所示，金属锂、复合材料和电解液是当前锂电池研发创新的核心领域。金属锂是理想的负极材料，其高比容量、轻质和低电位引发了广泛应用，但其使用中的挑战也引发了对其稳定性和安全性的深入研究。复合材料在提高电池能量密度、充放电效率以及延长电池寿命方面发挥了重要作用，对新型高效复合材料的研发成为科研焦点。电解液

在锂离子传递中扮演关键角色，其性质对电池性能影响重大，因此新型电解液的研发同样重要。总体来说，针对这三个方向的深入研究将推动下一代锂电池技术的重大进步。另外值得注意的是，钠离子电池出现在了关键词当中，表明虽然在效率性能上还有很大的提升空间，钠离子电池仍然是主流研发方向之一。

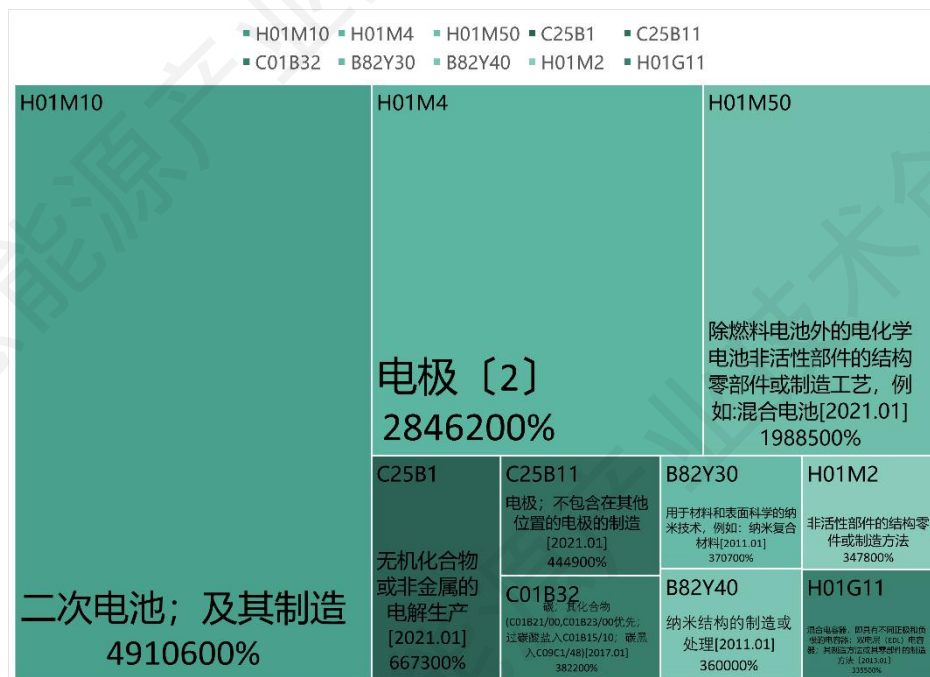


图 2.16 新型储能原材料及制造装备关键技术占比

图 2.16 通过分析相关专利申请排行前 10 的国际专利分类（IPC）情况，展示了原材料及制造装备技术占比。其中，H01M 系列，用于直接转变化学能为电能的方法或装置，如 H01M4, 电极，反映了电极材料和设计的创新对于提高电池性能，如提高能量密度、电池效率等，具有至关重要的作用；H01M2，涉及非活性部件的结构零件或制造方法，这可能涉及电池设计的创新，包括电池结构、组装技术等，以提高电池的稳定性和安全性；H01M50，涉及除燃料电池外的电化学电池非活性部件的零部件或制造工艺，这可能关注的是电池其他非活性部件的创新，包括隔膜、集流体等，这些部件对电池的性能也有重要影响。

C25B1 涉及无机化合物或非金属的电解生产及电池电解质的研发或优化，因为电解质是电池内离子传输的介质，对电池性能有重要影响。C25B11 涉及电极及其制造。这映

射了电极材料和设计在电池性能提升中的核心角色，包括提高电池的能量密度、充放电效率和稳定性等。

H01G11 涉及混合电容器，即具有不同正极和负极的电容器，以及双电层（EDL）电容器及其制造方法。这类电容器，特别是双电层电容器（也称为超级电容器或超级电容），在储能领域有着广泛的应用。它们与传统电池相比，具有更高的功率密度，充放电速度快，寿命长等优势。因此，H01G11 反映了在储能设备设计和制造方面的技术创新，特别是关注于提高功率密度和寿命等关键性能参数的技术研发。

B82Y30 涉及用于材料和表面科学的纳米技术，如纳米复合材料；B82Y40，纳米结构的制造或处理。反映了纳米技术在改善电池性能，如提高能量密度、改善充放电效率、提高电池稳定性等方面的重要作用。C01B32 涉及碳及其化合物的研究。考虑到碳材料（例如石墨烯、碳纳米管等）在电池电极和超级电容器中的广泛应用，这一类别包括对这些材料的新型设计或应用的研发。

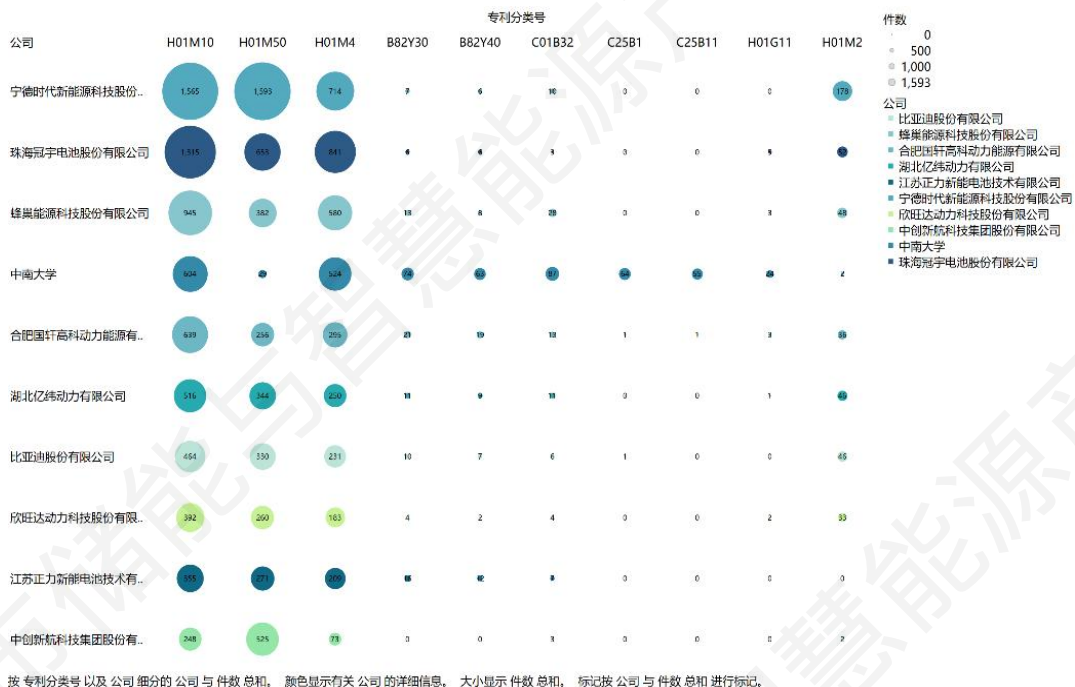


图 2.17 关键技术主要申请人分布图

图 2.17 展示了关键技术的主要申请人分布。结合主要专利申请人排名来看，基本分布保持不变，排名前列的专利申请人，除开个别在 C25B1, 无机化合物或非金属的电解生产及电池电解质；和 C25B11, 电极及其制造。这映射了电极材料和设计在电池性能提升

中的核心角色，包括提高电池的能量密度、充放电效率和稳定性,有所缺席以外，基本在关键技术上都布局，在关键技术侧重上分布大致相同，而这些专利申请人在这两个领域的缺席可能基于他们的战略考虑，市场和技术预测，或是他们的资源配置策略。

另外，尽管江苏正力新能电池技术有限公司并未跻身专利申请前 10 之列，其在 H01M 系列的全方位布局及在纳米技术(B82Y30, B82Y40)和碳及其化合物领域(C01B32)的投入却显示了其深度和宽度的技术策略。H01M 系列涵盖电池各关键部件，如电极、非活性部件等，这揭示了比亚迪对电池性能提升的全面关注。而纳米技术和碳材料的研发，如石墨烯或碳纳米管，有助于提升电池的能量密度和稳定性。正力新能的这种技术布局策略体现了其作为电池新势力对于技术创新的执着追求。

2.5 小结

新型储能技术的发展离不开关键的原材料和制造装备支持。锂离子电池作为最主要的储能设备之一，其正极材料如锂铁磷酸铁锂、钴酸锂等，以及负极材料如石墨、硅等，是储能产业的重要原材料。同时，稀有金属如钴、镍、锂等也是不可或缺的储能材料，需要进行资源合理开发和再利用。

制造装备方面，电池制造设备、电池模组装备和储能系统装备等在储能产业链中扮演重要角色。高精度的电池生产线和自动化装备，可以提高生产效率和一致性，降低制造成本。同时，储能系统的设计和装备，如逆变器、能量管理系统、智能控制系统等，直接影响着储能系统的性能和可靠性。

储能产业的发展离不开优质的原材料供应和先进的制造装备支持。产业各环节的不断创新和提升，将促进储能技术的持续进步和应用拓展，为能源领域的可持续发展做出积极贡献。同时，也需要加强资源管理和环保措施，确保储能产业的可持续性和环保性。

3. 新型储能关键部件及系统集成

3.1 关键部件及系统集成综述

本白皮书所讨论的新型储能系统主要指电化学储能系统，由储能电池系统、储能变流器（PCS）、电池管理系统（BMS）、能量管理系统（EMS）、热管理系统和消防系统六个部分集成而成。图 3.1 是新型储能系统的构成图。图 3.2 展示了各关键部件的逻辑关系。



图 3.1 新型储能系统构成图

(1) 储能电池系统

电池管理系统 (Battery Management System)，是一套通过对电池组进行监控和管理，以实现提升电池组综合性能和安全性为目的的系统。其实现主要通过对电压、电流、温度等参数的实时采集，并分析估算荷电状态 SOC (State of Charge)、电池健康状态 SOH (State of Health)，来实时调控电池组充放电，从而实现对电池组的保护和维护。

(2) 电池管理系统(BMS)

电池管理系统（Battery Management System），是一套通过对电池组进行监控和管理，以实现提升电池组综合性能和安全性为目的的系统。其实现主要通过对电压、电流、温度等参数的实时采集，并分析估算荷电状态 SOC（State of Charge）、电池健康状态 SOH（State of Health），来实时调控电池组充放电，从而实现对电池组的保护和维护。

（3）能量管理系统（EMS）

能量管理系统（Energy Management System），集软硬件系统于一体，从能源供给端，对系统设备的运行环境、运行状态、电价情况、电网负荷等参数的实时监控和分析，综合能源供给和需求两个方向，来实现对能量的智能调度，运行管理和安全预警。另外，其亦可通过云平台等技术手段，来实现对系统设备的远程管理。

（4）储能变流器（PCS）

储能变流器（Power Conversion System），通常安装于电网与电池系统之间用于实现电能的双向转换，即包括将来自电网的交流电整流为直流电，用以电池系统充电，同时将电池系统的直流电整流为交流电供电网使用。另外，储能变流器亦可在无电网的情况下，直接辅助电池系统为交流电荷供电。

（5）热管理系统

储能热管理系统（Thermal Management System），是根据储能电芯特性，将电池组在运行中产生的热量带走，使电芯温度控制在合理区间内，从而降低热失控风险和电池寿命衰减风险。先进的储能热管理系统，能有效降低高温下锂离子电池损失，提高低温下锂离子传输性能，保证系统容量；此外，储能热管理系统通过技术手段，降低电芯间温差，提高系统一致性，延长系统寿命，降低热失控风险。

（6）消防系统

消防系统由火灾报警系统、自动灭火系统和可燃气体排风系统等组成，当电池发生热失控迹象时可燃气体排风系统中的探测器会识别并及时启动排风扇，避免可燃气体堆积造成爆炸隐患。火灾报警系统内部安装有烟雾探测器和温度传感器，对火源进行早期检测和预警。当异常发生时，自动灭火系统会在储能系统电池舱内或 PACK 内释放灭火剂，常用介质如全氟己酮、七氟丙烷或气溶胶等。

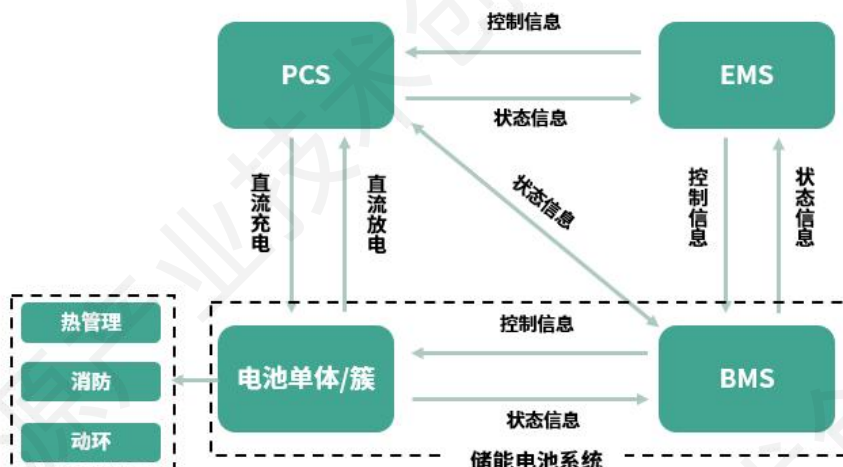
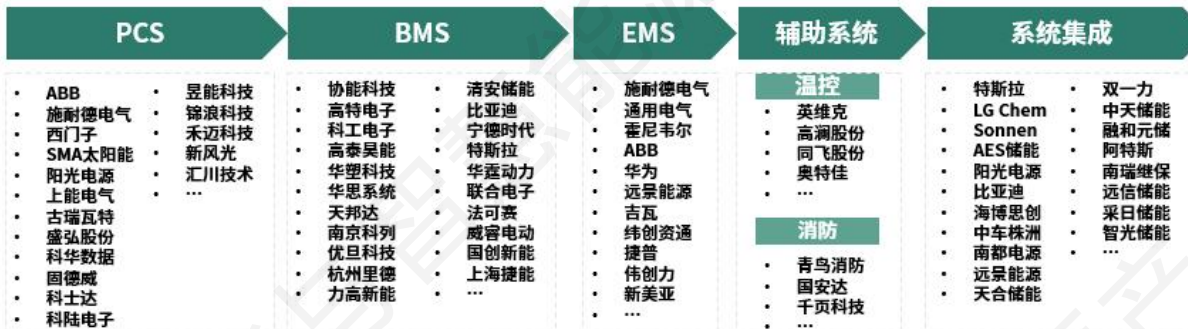


图 3.2 新型储能系统关键部件逻辑图

3.2 国内外关键部件、系统产业及技术现状

3.2.1 全球关键部件及系统产业现状

在全球市场中，电化学储能系统已经在各个行业中得到广泛的应用，其市场规模在过去几年中增长显著。清安储能梳理了产业链上部分典型企业如图 3.3 所示。



注：清安储能整理

图 3.3 全球国内新型储能产业现状图

全球新型储能系统(ESS)集成商领域中，特斯拉以其在电动汽车、家庭及商业储能领域广泛应用的电化学储能产品独树一帜，如 Powerwall 和 Powerpack。另外，全球储能市场上还有许多其他重要的参与者。例如，LG Chem 和 Sonnen 是住宅和商业储能产品的主要供应商，其产品已广泛应用于全球市场。在大规模电力储能解决方案领域，AES 储能公司作为全球领先的供应商，在全球部署了多个大规模项目。根据 SMM 统计，2023 年上半年全球储能系统出货规模达到 72.4GWh，排名前十的分别是特斯拉、比亚

迪、阳光电源、海博思创、NextEra Energy、华为、FLUENCE、POWIN、科华技术和南都电源。

全球电池管理系统（BMS）供应商方面，协能科技作为领域 TOP1，是产业中不可或缺的中坚力量。作为第三方 BMS 头部企业，协能科技一直致力于研发行业领先的 BMS 技术，通过不断深入和突破 BMS 技术边界，力求为客户提供更专业、更安全可靠、更有前瞻性的电池管理解决方案及产品。2022 年，协能科技累计储能 BMS 出货量超 13GWh，第三方 BMS 出货量第一，遍布全球 50 多个国家和地区。高特科技将 BMS 主机和本地 EMS，包括中心管理机进行了融合设计，同时具备边缘计算、实时诊断能力，可有效进行数据清晰，数据上云，提高云边端协同能力。

全球能源管理系统（EMS）提供商方面，施耐德电气是全球能源管理和自动化解决方案的领先者，其 EcoStruxure 能源管理系统在提高运营效率、降低成本和管理风险方面广受赞誉。西门子提供全面的能源管理解决方案，服务于各类电力需求。通用电气的 Grid Solutions 方案，通过提高电网的稳定性和效率，为公用事业提供了支持。霍尼韦尔的 EMS 解决方案以其创新性和对推动可持续性的承诺而备受赞誉。ABB 的 Ability™ 能源管理系统（EMS）则提供了灵活且全面的解决方案，以提高电网的可靠性和效率。南瑞集团（NARI）专注于电力自动化和智能电网解决方案，提供全面的 EMS 解决方案，包括电网自动化、电力传输和配电、新能源以及能源管理等领域。长园深瑞致力于能源管理和智能电网技术的领先企业，提供灵活的 EMS 解决方案，包括电力调度、能源计量、储能系统集成等领域。GWROUTER 是吉瓦科技自研用于新能源电站级的 EMS 控制设备，具备检测并网点电压、频率和功率等功能。这些公司的技术进步推动了全球电化学储能技术的发展。2022 年，全球排名前列的 EMS 企业包括：和硕、伟创资通、捷普、比亚迪电子等。

在储能变流器（PCS）供应商方面，ABB、施耐德电气、西门子、SMA 太阳能技术公司以及伊顿等公司提供的高效率 PCS 被广泛应用于全球各种电化学储能系统中。他们利用深厚的行业经验和世界领先的技术，推动了电力调节技术的发展，使得电化学储能系统具有更高的电能转换效率，从而有助于平衡电力供需、提高电网稳定性和灵活性。这些

公司的产品在全球范围内得到广泛应用，包括电力市场、商业和工业设施以及家庭等各种应用场景。

3.2.2 全球关键部件及系统技术现状

(1) 电池管理系统(BMS)

在全球电池管理系统（BMS）行业中，有以下几个关键的技术发展趋势：首先，现代的 BMS 开始支持远程监控和更新，以实时优化系统性能。这一功能对于持续监控电池健康状况和预测故障具有重要意义，同时也有助于延长电池的使用寿命。其次，BMS 的智能能源管理成为一项重要技术。通过使用先进的数据分析和机器学习算法，BMS 可以根据电网需求和天气预报自动调整电池充放电，以优化电池使用和提高能源效率。再次，预防性维护和故障预测防护已经被广泛引入到 BMS 中。通过先进的故障诊断技术，BMS 能够及时检测并预防电池故障，大大提高了系统的可靠性和安全性。最后，越来越多的 BMS 开始采用故障预测和防护功能，以确保系统的安全运行，这对于大规模的电网服务和工业应用尤其重要。从全球视角看，电池管理系统行业的技术趋势和发展显示出明显的方向：远程监控和更新、智能能源管理、先进的故障诊断和预防，以及故障预测和防护。这些技术的发展不仅可以提高电池的性能和寿命，也可以提高系统的可靠性和安全性。

(2) 能量管理系统（EMS）

在全球能量管理系统（EMS）行业中，有以下几个关键的技术发展趋势：首先，现代的 EMS 越来越依赖于云技术和物联网（IoT）技术。云技术使 EMS 可以实时监控和分析各种能源使用数据，以优化能源利用效率。物联网技术则使各种设备和系统能够相互通信，实现更智能和自动化的能源管理。其次，数据分析和机器学习在 EMS 中的应用也越来越广泛。通过对大量能源数据的分析，EMS 可以预测能源需求，自动调整设备的运行状态，以最大限度地节约能源和降低运营成本。再次，EMS 也开始引入人工智能（AI）技术。通过 AI，EMS 可以自动学习和改进自己的性能，从而提供更准确的能源使用预测，更智能的设备控制，以及更有效的故障预防和处理。最后，可持续性和环保也成为 EMS 的重要考虑因素。许多 EMS 都开始优化自己的操作，以减少碳排放，增加可再生能源的使用，以应对全球气候变化的挑战。总的来说，全球 EMS 行业的技术趋势和发展主要包

括云技术和物联网技术的应用，数据分析和机器学习的广泛使用，人工智能技术的引入，以及对可持续性和环保的重视。这些技术的发展不仅有助于提高能源效率，降低运营成本，也有助于实现更环保和可持续的能源管理。

(3) 储能变流器 (PCS)

全球储能变流器 (PCS) 行业的一些关键的技术发展趋势：首先，随着可再生能源的广泛使用，PCS 开始增加对并网和离网工作模式的支持。这使得 PCS 能够更好地适应不同的能源环境，如光伏或风能发电系统，并有效地管理和控制能源的转换和分配。其次，PCS 正在进一步提高其能效和性能。通过使用更先进的半导体材料（如硅碳化物和氮化镓）和优化电力转换拓扑，PCS 能够在更宽的负载范围内保持高效率，同时提供更好的电力质量。再次，为了应对电力系统的复杂性和动态性，许多 PCS 开始采用更智能的控制策略。例如，使用模糊逻辑、神经网络或预测控制等先进的控制方法，可以实现更精确和灵活的电力转换和管理。最后，随着能源系统的数字化和网络化，PCS 也开始加强其与能源管理系统 (EMS) 和电池管理系统 (BMS) 的集成。这使得 PCS 能够更好地响应 EMS 和 BMS 的指令，提供更优化和个性化的电力解决方案。总的来说，全球 PCS 行业的技术趋势和发展主要包括支持多种工作模式，提高能效和性能，采用智能控制策略，以及加强与 EMS 和 BMS 的集成。这些技术的发展不仅有助于提高电力转换的效率和数量，也有助于实现更智能和个性化的电力管理。

(4) 热管理系统

在全球储能温控领域中，随着行业的快速发展，电池组的密度越来越大，相应地，电池组的散热需求也越来越高，需要对电池组进行快速散热，以便达到理想工作温度，避免因电池组温度过热导致电池寿命缩短等不良后果。由于可制造性的限制，电池温度的采集没法深入到电池内部，当电池表面温度过高时，电池内部温度往往早已超过可允许温度的上限，因此，容易影响电池组的使用和寿命，甚至降低电池健康状态而引发热失控。现有的电池组冷却设备采用风冷强制对流散热方式，难以对电池组内部进行冷却，且很难将风均匀分散，存在一定的死区。风冷热管理适用于低倍率、能量密度要求低的场景，特点是维护便利、成本低。

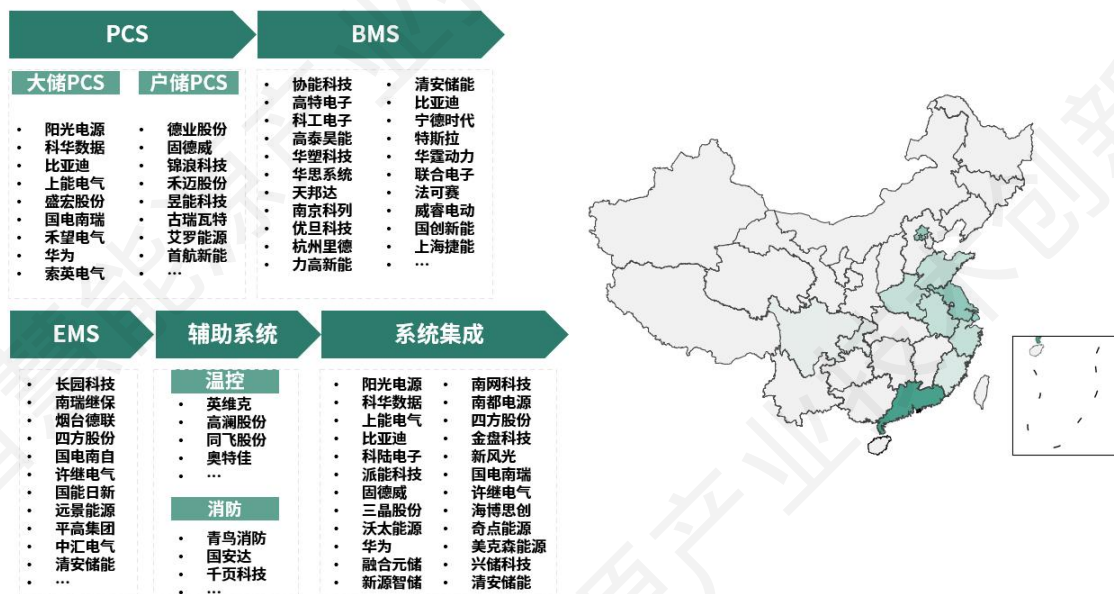
先进的液冷技术由于较高的对流换热能力，大大降低电池到冷源的热阻，从而使电池获得良好的散热效果，根据锂电池的特性，当电池处于长期高温下，其内部隔膜或者正负极容易发生异变，降低电池健康状态，出现容量衰减、变形、内短路等问题，较好的散热效果能有效抑制以上问题，使得电池的寿命和健康得到保障。在国家碳中和与碳达峰大方向指引下，储能将会有大幅度增长，兆瓦级储能集装箱在大型储能电站的应用会更加频繁，单柜电池数量也急剧增多，储能系统遵循“木桶效应”，容量状态最差的电池影响这个系统的状态，所以迫切要求电池的散热温升和电池间温差控制在合理范围，保障系统安全可靠运行，液冷技术在其中起到关键性作用。

(5) 消防系统

作为新型电力系统的重要支撑，电化学储能装机迅速的实现了规模化的扩张，伴随着这种极速的扩张，储能系统消防安全问题日益受到重视。在全球储能消防行业中，以下是一些关键的技术发展趋势：首先，随着复合类探测器的广泛应用，不同探测参量的探测器组合越来越重要。一方面，为了控制消防系统的成本，各大厂家都在不断寻找价格低、效果更好的传感器。另一方面，为了实现更早期的预警以及明确灭火装置动作点的判断，本身就需要将电池热失控不同时期适宜的探测器进行组合。其次，消防技术也在不断发展和升级。为了应对储能系统的火灾风险，许多储能系统已经开始采用早期警报系统，自动灭火系统，浸没消防系统以及阻燃材料等消防设施。同时，也有更多的研究和开发正在进行，以找到更有效的防火和灭火方法。再次，储能系统的设计也开始更加注重安全性。例如，通过使用更安全的电池材料，优化电池结构设计，以及加强电池的隔离和保护，可以有效地降低火灾的风险。最后，为了更好地管理和防止火灾，许多储能系统也开始引入更智能的火灾管理系统。通过使用先进的火灾检测和预测技术，以及自动化的火灾处理和策略，这些系统可以在火灾发生时迅速并有效地响应。总的来说，全球消防行业的技术趋势和发展主要包括更合理的复合探测技术，更高级的消防设施，更安全的设计策略，以及更智能的火灾管理系统。这些技术的发展不仅有助于提高电池的性能和寿命，也有助于实现更安全的储能环境。

3.2.3 国内关键部件及系统产业现状

在我国，新型储能产业链中游关键部件及系统部分较为完善，图 3.4 展示了全国新型储能关键部件及系统产业重点企业分布以及产业链。



数据来源：CNESE,公开资料

图 3.4 全国新型储能关键部件及系统产业重点企业分布

其中，广东省拥有多家新型储能关键部件及系统环节重点企业，覆盖最为全面。从电池管理系统（BMS），以天邦达，科列技术，亿能电子为代表的 BMS 企业已经成为主流第三方 BMS 提供商。同时，广东涌现了多家 PCS 头部企业，如汇川技术，古瑞瓦特，盛弘电气，智光储能，和禾望电气等。在储能热管理方面，广东亦有多家企业布局，涵盖液冷解决方案和风冷解决方案，如英维克科技，高澜股份和派沃股份及三河同飞制冷等。储能消防方面，恩华消防推出了储能系统定制解决方案。另外在储能 EPC 方面，盛弘电气亦有所布局的同时，南网科技也迎来储能 EPC 业务全面拓展。

尹沿技. 南网科技：重塑业务结构，引领电力变革[EB/OL]. 2022-12-20[2023-05-15].

同时，江苏省紧随其后，也呈现产业链中游各个环节企业多点开花趋势，其中以蜂巢能源，南瑞继保，中天科技为代表的 EMS 提供商发展迅猛，已经成为行业标杆企业。同时，根据 CNESE 的数据，PCS 方面，上能电气在 2022 年收获国内出货量第一，全

球出货量第三，充分发挥行业领军效应。在 ESS 储能系统集成方面，作为光伏头部企业天合光能旗下储能公司，天合储能已经实现多个光储项目出海。

天合储能. 智慧储能解决方案[EB/OL]. [2023-05-16].

<https://www.trinasolar.com/cn/energy/trinaenergystorage>

中国能源研究会储能专委会 中关村储能产业技术联盟. 储能产业研究白皮书 2023[M]. , 2023-04-07.

浙江省在 BMS 企业布局方面保持领先优势。BMS 头部企业如协能科技和高特电子，不仅在技术创新方面保持领先优势，聚焦“卡脖子”问题，在 BMS 芯片国产替代化课题上迎来捷报连连。而且在出货量方面，协能科技在 2022 年居全球第三方 BMS 出货量之首，高特电子在国内储能 BMS 交付占比达 38.5%，居行业第一。

储能网. 2022 年储能 BMS 企业出货量排名[EB/OL]. 2023-02-27[2023-06-17].

安徽省，阳光电源作为全球光伏逆变器龙头，在储能方面的布局也不容忽视，已经实现了全面开花。根据 CNESA 的数据，2022 年，阳光电源在储能 PCS 方面实现了国内市场出货量前五的同时，在一众储能 PCS 头部企业当中，实现了国内 PCS 企业全球出货量第一。

中国能源研究会储能专委会 中关村储能产业技术联盟. 储能产业研究白皮书 2023[M]. , 2023-04-07.

上海市拥有多家在 EMS，ESS，储能热管理，储能消防及储能 EPC 布局的企业。其中，ESS 提供商方面，远景能源作为全球风电整机提供商龙头企业和全球最大的智慧能源资产管理服务公司，充分利用和迁移其在新能源方面的行业经验与领先优势，推出了一系列多元场景（包含楼宇，家庭，工业）的能源管理解决方案。储能消防方面，哲弗智能在目前锂离子电池热失控解决方案国内市场占有率保持领先。

远景能源. 远景智慧储能[EB/OL]. [2023-06-18].

AWS. AWS 案例研究：远景能源[EB/OL]. [2023-06-18].

清洁能源博览会. 储能消防安全企业大盘点[EB/OL]. [2023-06-18].

北京市在 PCS 方面拥有头部企业索英电气，同时在 ESS 方面，也有头部企业海博思创和新源智储能。根据 CNESA 的数据，2022 年，索英电气在国内出货量及全球出货量方面都位列前十。海博思创保持国内出货量第一的同时，新源智储的国内出货量也位列前十。值得注意的是，因储能 EPC 承包商多为大型央企，其总部多位于北京市。储能消

防方面，青鸟消防作为国内消防龙头企业，充分活用其深耕多年的传统消防行业经验与领先优势，推出了储能消防全面解决方案。

中国能源研究会储能专委会 中关村储能产业技术联盟. 储能产业研究白皮书 2023[M]., 2023-04-07.

其他省市方面，福建省的科华数能，2022 年在 ESS 国内出货量高居第一的同时，其 PCS 出货量在国内及全球出货都位列第二，在新型储能产业链中游环节多点开花取得的成就不容忽视。山东省及湖北省，涌现了如创为新能源等提供新能源安全防护的企业，和及安盾等由传统消防行业出发，积极涉足储能消防的企业。西南地区，四川省随锂电行业蓬勃发展的同时，在新型储能产业链中游反面，涌现了如千页科技等专注储能消防整体解决方案的企业。重庆市目前新型储能行业发展呈如火如荼态势，各大电芯头部企业积极布局重庆的同时，清安储能作为重庆市高新区重点引进的新型储能系统集成提供商，所打造的清洁能源安全解决方案，立足重庆放眼全球。同时，清安储能牵头成立的重庆市储能与智慧能源产业技术创新联盟，致力于推动重庆市新型储能行业蓬勃发展，打造全国范围内新型储能行业规范及规模效应。

中国能源研究会储能专委会 中关村储能产业技术联盟. 储能产业研究白皮书 2023[M]., 2023-04-07.

3.2.4 国内关键部件及系统技术现状

(1) 电池管理系统(BMS)

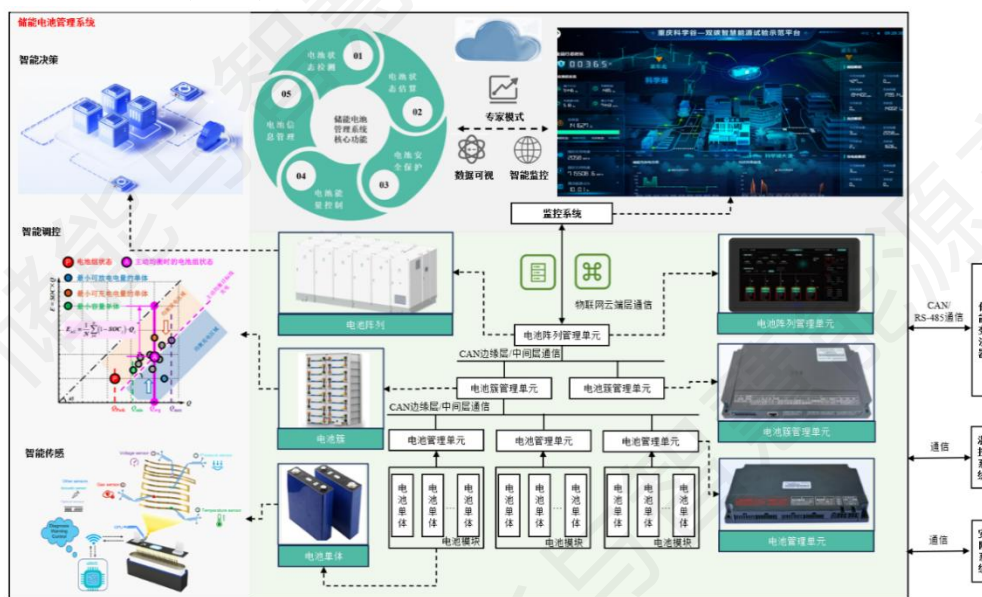


图 3.5 电池管理系统(BMS)

我国已经拥有大量致力于电池管理系统（BMS）的研发和生产的企業。目前，大部分 BMS 产品具有实时、高精度的监控能力，包括电压、电流、温度、充放电状态等，具备了过充、过放、过热等多重保护机制，提供了有效的安全保障。同时，BMS 产品强大的数据处理能力，能有效地收集和分析电池的运行数据，为电化学储能系统的优化运行和维护管理提供了重要支持。在提供远程监控和故障诊断功能的同时，BMS 产品也采用了主动均衡和被动均衡等多种技术，实现单体电池的有效平衡，延长电池使用寿命。BMS 产品的创新方向包括更智能化、网络化和模块化。这些产品的设计灵活，能快速适应不同类型和规模的电化学储能系统。通过与云平台的连接，实现大数据分析，以优化电池使用效率和延长电池使用寿命。协能科技作为储能产业链中 BMS 领域 TOP1，是产业中不可或缺的中坚力量。作为为数不多深耕储能 BMS 领域的企业，高特电子在 25 年间积累了电池失效核心算法，掌握储能核心技术及芯片技术，并持续加大研发创新投入，突破了大规模储能系统在安全、能效等方面的技术瓶颈，已成为储能行业的电池管理系统的领军企业。

(2) 能量管理系统（EMS）

在我国，能源管理系统（EMS）的发展已经取得了长足的进步。传统的 EMS 系统的主要功能是硬件控制和设备监控，而现代的 EMS 系统则集智能化、高度集成、云服务以及大数据和人工智能等先进技术于一体，实现了从硬件控制到数据分析，从设备管理到策略执行的全方位能源管理。



图 3.6 能量管理系统 (EMS)

当前的 EMS 系统通过实时监控和数据分析，能够根据设备运行状态和环境情况智能地制定和执行能源策略。并且，一些先进的系统还具备学习和适应的能力，能够根据环境和设备运行情况的变化，自动调整能源策略，实现了真正的智能化管理。此外，随着互联网和物联网技术的发展，EMS 系统已经可以与其他系统实现高度集成，形成统一的设备管理和数据分析平台。例如，EMS 系统可以与建筑自动化系统、环境监控系统、安全系统等进行集成，实现了数据的统一管理和分析。在云服务方面，许多 EMS 系统已经实现了云化，用户可以通过云平台实现远程访问和管理，大大提高了系统的使用便利性和工作效率。而在大数据和人工智能方面，EMS 系统利用历史数据和当前数据，预测未来的能源需求和供应情况，为制定最优的能源策略提供了强大的支持。EMS 技术在我国得到了广泛的应用，包括工业、建筑、电力、交通等领域，为实现能源的高效利用和环境的可持续发展提供了强大的技术支持。

(3) 储能变流器 (PCS)

在我国，PCS 供应商积极致力于相关产品的研发和生产，大量先进的电力电子技术和控制算法被运用在 PCS 产品的设计和制造中，旨在打造高效且智能的 PCS 产品。这类产品能够在保证电化学储能系统整体效率的基础上，实现对电流和电压的精准控制，确

保电池在充放电过程中的稳定性，有效延长电池使用寿命。再者，良好的并网性能使得 PCS 产品可以无缝对接电网，从而为电网的稳定运行提供了重要保障。在安全保护方面，众多国内优秀的 PCS 供应商产品均具备过电压、过电流、短路等多重保护功能，这些功能在电力系统出现异常时能立即切断电源，确保系统安全运行。此外，PCS 产品的远程监控和远程故障诊断功能，为降低运维成本和提高系统运行效率提供了有效手段。在技术创新上，我国 PCS 供应商正持续推动 PCS 技术的革新，发展出更智能化、网络化和模块化的新型 PCS 产品，以满足未来电化学储能系统的更高需求。通过模块化设计，新型 PCS 产品可以快速适应不同类型和规模的电化学储能系统。在智能化方面，通过与云平台的连接，实现大数据分析，以优化电力转换的效率和稳定性。2022 年度，国内市场，储能 PCS 出货量排名前十位的中国储能 PCS 提供商，依次为：上能电气、科华数能、索英电气、阳光电源、汇川技术、南瑞继保、盛弘股份、禾望电气、智光储能和平高。

(4) 热管理系统（英维克）

在我国，新型储能温控技术方面，风冷技术和液冷技术是当前主要的两大技术路线。风冷技术因其相对低的成本和简单的维护在一些场合曾经占据主导地位。然而，液冷技术在能耗、体积和散热均匀性方面拥有明显优势，因而在新型储能产品的迭代中越来越受到青睐，并逐渐取代风冷技术的主导地位。液冷技术在新型储能系统中展现出了卓越的性能。其通过导热剂的循环流动，将电池的热量传导到冷却系统中，从而实现对电池温度的精确控制。这种方式能够有效降低电池温度，提高电池的循环寿命，并保证储能系统的安全性和稳定性。另外，液冷技术在体积方面也具有优势。相比风冷技术需要较大的散热风扇和散热片，液冷技术的冷却设备体积更小巧，这有助于减小储能系统的整体体积，提高储能设备的集成度。液冷技术在散热均匀性方面表现出色。通过液冷系统，能够将冷却剂均匀地分布到每个电池单体或电池组中，确保整个储能系统内部温度的均匀分布。这对于提高电池的充放电效率和稳定性至关重要，尤其是在高功率充放电过程中，液冷技术能有效地抑制电池的热斑现象，保障电池的安全性和性能表现。因此，随着对新型储能系统性能和稳定性要求的不断提高，液冷技术在新能源领域和电动汽车行业等储能应用场景中已经成为主流解决方案。其先进的散热性能、小巧的体积和优越的温控效果将持续推动新型储能温控技术的发展和應用。

深圳市英维克科技股份有限公司，A 股上市公司，国内精密温控领域龙头企业；国内最早从事液冷电池热管理技术，全球最大的储能电池热管理供应商，早在 2010 年储能概念尚未成熟时，其温控产品就开始应用于储能领域；2011 年公司推出电力储能专用产品，同年储能温控产品实现海外应用；2018 年推出行业首款机柜储能液冷机组；2020 年推出行业首款集装箱储能液冷机组。利用多元化、多学科融合的技术平台，构建从热源到冷源的全链条散热能力，并在一些核心链条构建壁垒，规模优势和平台协同效应显露，成为储能热管理唯一从研发、生产、交付到服务，四维一体，全链条自主的综合解决方案提供商。

作为全球储能温控领导者，英维克储能系列温控产品和解决方案，已广泛应用于传统能源、电力、光伏、风电等行业；风冷与液冷产品齐全，方案成熟，全球市场份额领先。基于多年储能领域应用积累，英维克相关产品适用高海拔、高低温度等条件，满足多种环境应用要求。借助于先进的自主研发控制系统，优秀的机组控制策略，多种控制方式并支持与 BMS 联合控制机组，实现机组更高效，更稳定，更节能的运行；机组友好型操作界面，产品模块化的设计实现便捷维护，缩短维护时间；液冷机组搭配具备“9 重防护”和“5 倍耐腐技术”的自主研发储能液冷工质，实现储能液冷系统长效，稳定，安全运行。

(5) 消防系统

在新型储能消防方面，新型储能消防解决方案和传统消防解决方案呈现明显的差异。传统消防解决方案，如气体自动灭火系统，在扑灭电气明火方面具备一定的效果，但对于由电池热失控引发的储能电池舱火灾，其应对效果相对有限。新型储能消防解决方案则更加高效和精准。首先，在探测感知端，新型储能消防解决方案要求具备更细致、更及时的监测能力，能够实时感知单体电池或电池组的工作状态和温度变化。通过精确监测，可以提前发现潜在的电池异常情况，以便及时采取预防措施，避免火灾事故的发生。其次，在灭火端，新型储能消防解决方案需要采用专用的灭火抑制剂，以实现有效灭火和长效抑制。这些专用灭火抑制剂能够迅速吸收并降低电池的温度，抑制火势蔓延，从而迅速将火灾扑灭，并防止火势反复。此外，新型储能消防解决方案还强调整个消防系统的智能化和自动化。通过与储能系统的监控系统相连接，新型储能消防解决方案可以实现

远程监控和智能诊断。一旦系统检测到异常，消防系统能够立即做出响应并启动灭火措施，最大程度地减少火灾对储能系统的损害。因此，新型储能消防解决方案的技术要求更高，更专业，能够更有效地保障储能系统的安全运行。随着新型储能技术的不断发展，对储能消防方案的需求也将不断提升，这将推动储能消防技术的持续创新和进步。

四川千页科技股份有限公司是一家专注电池热失控监测预警和火灾防控研究的高新技术企业，为电化学储能电站、工商业储能、家庭储能、电力电网、数据中心及 4G/5G 基站电源、新能源汽车等行业，提供个性化电池防控消防技术解决方案。

千页科技有一批立志于消防事业、精通电子预警技术、熟悉消防规范的专业研发团队，先后与四川大学、电子科技大学、西南交通大学等高等院校有密切合作，与西南交通大学消防工程系共同成立储能安全联合创新中心，在灭火抑制药剂，防火隔离，储能安全预警方面，为储能消防产品开发提供有力的理论支撑。

北京市正天齐消防设备有限公司是一家跨地区经营、专业生产并销售各类灭火设备的技术密集型企业。公司成立于 2001 年 12 月 12 日，2012 年 10 月并入青岛消防股份有限公司，成为青岛消防的控股子公司。正天齐在气体灭火产品的技术开发领域长期处于行业的前沿，目前主营产品包括：柜式七氟丙烷气体灭火装置及七氟丙烷灭火设备(HFC-227ea)、高压二氧化碳灭火设备(CO₂)、IG-541 气体灭火设备等四大类十余种型号；同时经营各种气体灭火设备配套的管材管件、泄压装置；并承接气体灭火系统设计、安装及维保等服务，竭诚为广大客户提供气体灭火设备整体解决方案。

3.3 重庆市新型储能产业及技术现状

目前，重庆市作为国内首批售电侧改革试点之一，在逐步建设完善新型储能全产业链的过程中，积极引进了多家新型储能关键部件及系统集成的重点企业，如表 3.1 所示，图 3.7 展示了 2019 年以来重庆各行政区域储能产业链项目数量分布情况。

在电池管理系统（BMS）和 Pack 电池组方面，铜梁区签约储能电芯龙头企业厦门海辰储能科技股份有限公司，打造海辰西南智能制造中心及研发中心项目，计划总投资 130 亿元，建设 50GWh 新一代储能锂电池生产基地和研发中心，大幅提高重庆在电化学储能产业由研发到投产的综合实力。签约以来，海辰储能充分发挥了龙头企业的虹吸作

用，吸引了多家产业链上游企业来渝落户。目前，海辰储能项目一期已完成封顶，预计 2023 年内投产；两江新区引进了赣锋锂业固态电池生产基地、电池 Pack 项目等十余个项目，旨在提升重庆在固态电池研发方面的全方位实力，预计建成电池产能和 Pack 电池组项目产能都将达到 10GWh，成为国内最大的固态电池生产基地。届时也将同时提供包括电芯，模组，BMS 及 Pack 在内的系统解决方案。万盛经开区引进浙江冠宇电池公司，计划总投资 40 亿元，将建设 6 条高性能新型锂离子电池智能化生产线，预计在 2025 年前建成 15GWh 高性能新型锂离子储能电池项目。2023 年 8 月，清安储能在重庆高新区科学谷建成首个储能试制中心，年均产能达到 1GWh，远期产能将扩充至 2GWh 以上。

在新型储能系统解决方案提供商方面，2021 年，高新区引进了清安储能技术有限公司，预计通过项目三期建设，聚焦储能安全开展技术攻关和产业转化，以多层级安全为核心技术，面向源网荷多个场景需求，深耕新型储能系统关键部件及系统的研发、制造与技术服务等领域，实现新型储能系统从技术研发到成果转化，建设一批示范性项目，形成产、学、研的有机结合和高效闭环。

目前，产业界技术研发力量方面，清安储能自主研发的电池管理系统（BMS）通过先进精准算法可实现面向单个电芯的状态和参数评估，全面提升电池寿命和安全性。海辰储能规划建设的锂离子储能电池研发中心，预计其投用将带来 BMS 主动均衡及系统安全多级防控等方面的技术创新。赣锋锂业规划建设的固态锂电池技术研究院，预计其投用也将带来在固态锂电池 BMS 方面的全新技术视角。在能量管理系统（EMS）方面，清安储能自主研发的能量管理系统（EMS）拥有工业级储能控制器，深度适配多种业务场景。

在团结学术界力量促进新型储能技术发展方面，由两江新区与重庆大学共建的重庆新型储能材料与装备研究院，新型储能关键部件及系统集成方面是其重点关注的科研方向之一，具体细分领域将围绕镁离子电池、金属空气电池、其他新型电池、储能装备、储能系统管理与安全等方向进行技术攻关和科研创新。2023 年 5 月，两江新区围绕打造新型储能产业集群，组建了由 5 位院士专家领先的专家咨询委员会，旨在推进两江新区成为重庆市新型储能产业集聚区、创新引领区、应用示范区，力争成为全国具有重要影响力的新型储能产业发展高地。

另外，由清安储能在 2022 年牵头成立的重庆市储能与智慧能源技术创新联盟，现有成员 30 余家，由市内外企业（包含 3 家上市公司）、科研机构（包含 1 个院士工作站）、投资机构、高等学府等构成。旨在以重庆市储能与能源管理基础设施的建设需求为基础，积极发挥科技的支撑作用，促进科技资源优势互补和协同创新，研发一批具有自主知识产权的产品，预计未来在关键部件及系统集成方面会带来更多技术创新。

表 3.1 新型储能关键部件及系统集成的重点企业

序号	项目类型	公司	区域	成立时间	内容
1	技术与产业化	重庆标能瑞源储能技术研究院有限公司	江津区	2020	储能电池回收相关技术开发
2		重庆大学广东省国研科技研究中心有限公司	两江新区	2021	镁基体储能材料开发应用
3		清安储能技术（重庆）有限公司	高新区	2021	储能全产业链生态链及全产业链电化学储能系统研究
4		重庆储安科技创新中心有限公司	高新区	2022	储能与智慧能源产业研究
5		重庆新型储能材料与装备研究院	两江新区	2022	前沿技术研发、综合测试和工程化验证、成果转化为一体的高水平的国家级储能科技创新平台
6		厦门海辰储能科技股份有限公司	铜梁区	2022	新一代储能锂电池研发中心
7		孚能科技（赣州）股份有限公司、吉利科技集团有限公司	涪陵区	2022	动力电池电芯、模组、PACK 的研发
8		重庆新百转储能技术研究院有限责任公司	高新区	2022	汽车储能技术开发
9		江西赣锋锂电科技股份有限公司	两江新区	2023	固态电池技术研究
10		重庆瑞浦兰钧能源股份有限公司	涪陵区	2023	动力电池相关技术研究

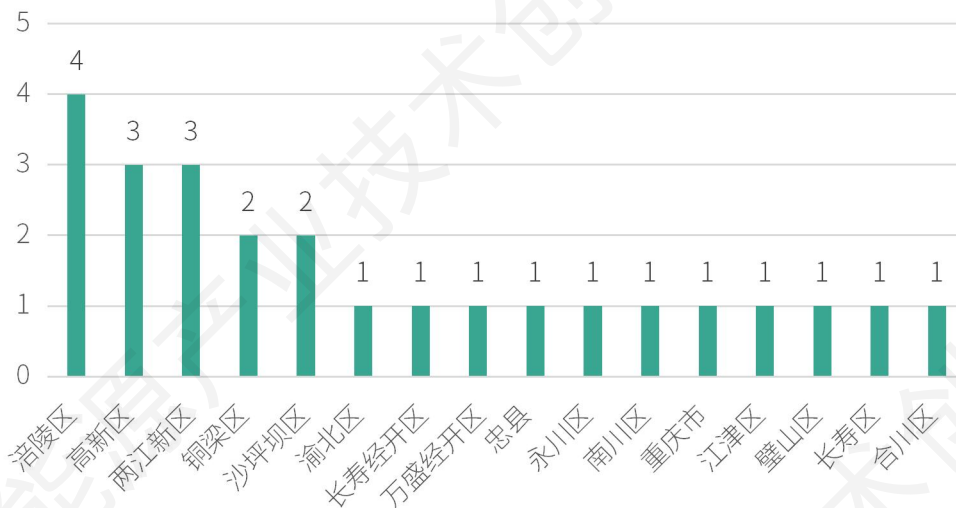


图 3.7 重庆市涉及储能产业链项目的行政区域及数量

3.4 国内专利总结与分析

为掌握更为全面的国内电化学储能相关专利情况，且突出各技术路线在储能方面的应用，本白皮书使用了储能变流器、储能电池能量管理系统、储能电池管理系统、以及电化学储能安全及电化学储能消防等多个检索关键词，作为在标题，摘要，权利要求及说明书等 4 个方面的专利检索。其中，因 2023 年 7 月《电化学储能电站安全规程》国家标准的实施，区别于目前主流电化学储能电站所配备的传统消防解决方案，针对电化学储能的安全及消防被单独列为了检索关键词。同时，专利检索时间段为限定为 2019-2023 年，包含专利申请和专利公开，并且检索状态在有效和审中的专利数为 3804 件。

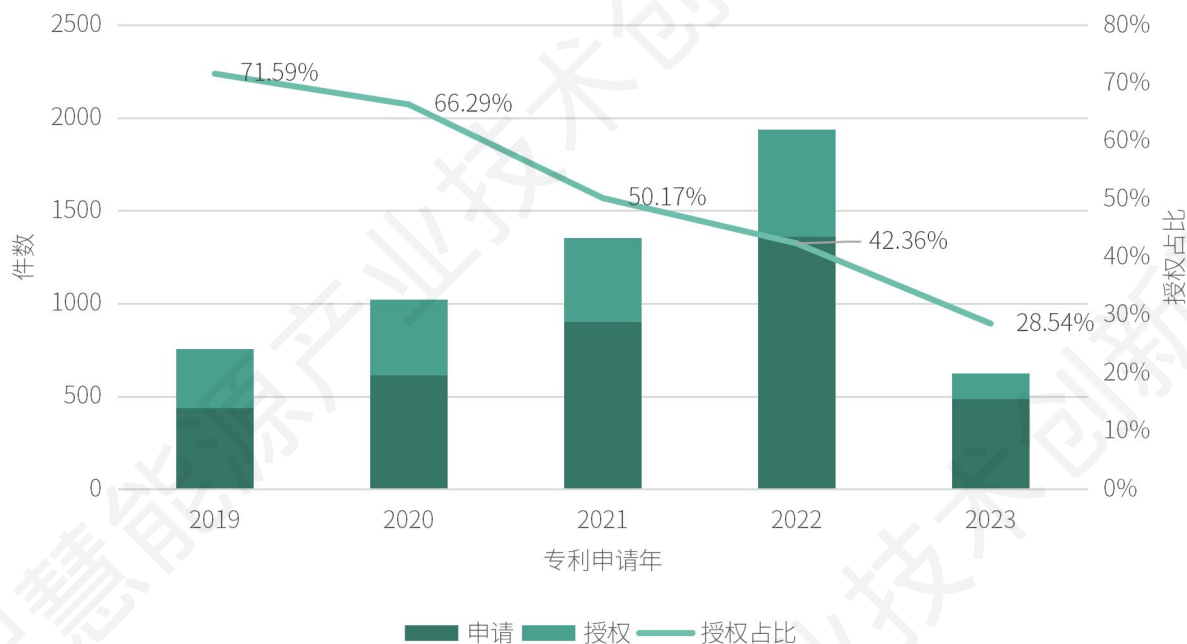


图 3.8 电化学储能关键部件及系统集成专利趋势

从专利趋势来看（见图 3.8），其中 2019 年-2022 年电化学储能关键部件及系统集成专利趋势整体呈上升趋势。专利授权率却下降趋势，同时截止到 2023 年上半年，2023 年专利情况虽还未见分晓，其与 2022 年同比呈下降趋势，主要原因可能是因为随着电化学储能赛道逐渐变得火热，入局者激增和政策监管的不断完善同时作用下，使专利授权周期变长。

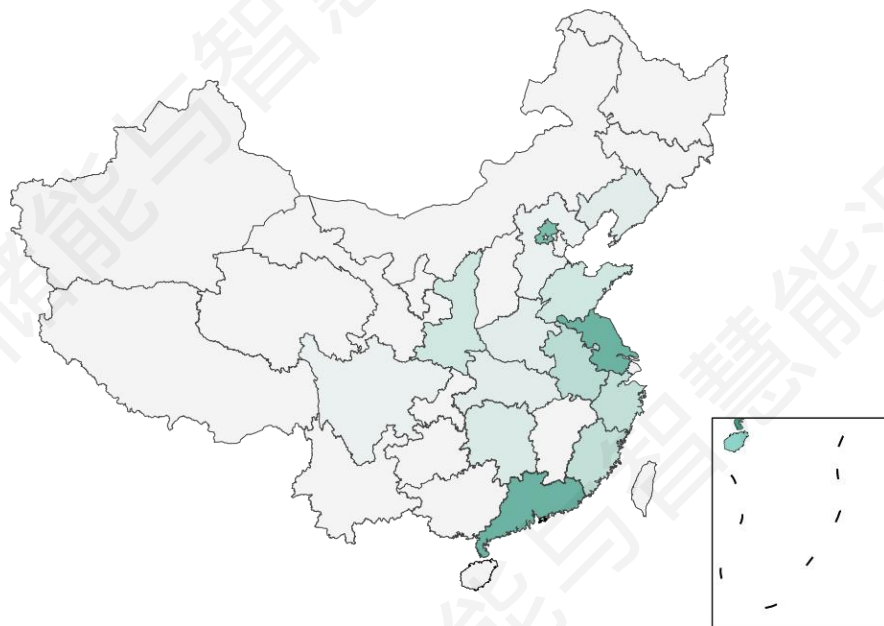


图 3.9 国内电化学关键部件及系统集成专利布局图

图 3.9 中区域颜色深浅表示专利申请数量的多少。在专利申请省市分布方面，广东省、江苏省、北京市、上海市和安徽省分列前五，因电化学储能关键部件与系统集成重点技术集群及多家头部企业主要位于以上区域。



图 3.10 国内电化学关键部件及系统集成专利申请关键词

从图 3.10 专利申请关键词来看，逆变器和操作系统是技术创新的主要方向。其中，控制系统和系统方面的专利申请占比超过 70%，这表明，在逆变器作为电化学储能关键部件及系统集成的传统创新方向以外，近年来关键研发力量将数字化、智能化和系统集成化作为下一代技术创新的主要方向。

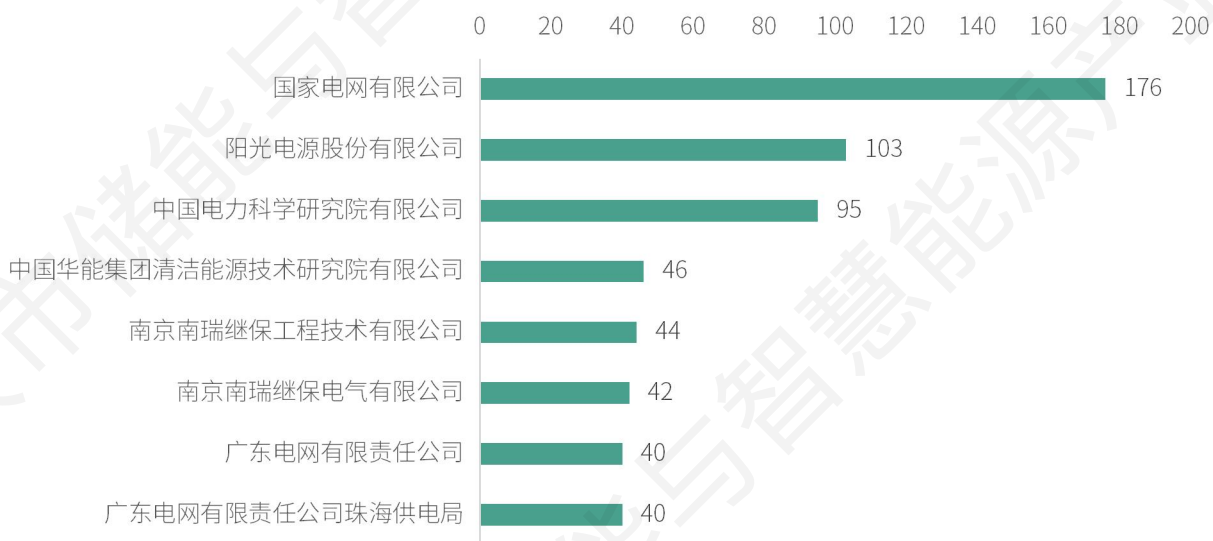


图 3.11 国内电化学关键部件及系统集成专利主要申请人排名

图 3.11 以专利申请人前 10 的方式来说明了以上技术集群的组成。在电化学储能关键部件及系统集成专利申请方面，大型央企及国企，如国家电网有限公司，中国电力科学研究院有限公司，中国华能集团清洁能源技术研究院有限公司及广东电网占据了绝对领先地位，充分发挥了科技创新的引领带动作用。与此同时，民营企业如南瑞继保电气有限公司及南京南瑞继保工程技术有限公司也在增强企业的科技创新能力和核心竞争力方面，充分扮演了万众创新中的重要角色。

图 3.12 通过分析相关专利申请排行前 10 的国际专利分类（IPC）情况，展示了电化学储能关键部件及系统集成关键技术占比。其中，H02J3，交流干线或交流配电网的电路装置，占比超过 25%，是绝大部分电化学储能关键部件及系统集成的研发项目基调。而与电池组直接相关的关键技术占比超过 50%，如 H02J7,用于电池组的充电或去极化或用于由电池组向负载供电的电池装置；H02M10,二次电池及其制造，表明目前重点研发力量仍集中于改善及提升电池组性能。同时，储能安全方面占比超过 4%，具体为，H02J9，用于紧急或备用电源的回路装置；表明储能安全始终是中游环节的重要议题。而与 BMS 直接相关的技术，G01R31，电性能的测试装置；电故障的探测装置，和与 EMS 直接相关的技术，H02J13,对网络情况提供远距离指示的电路装置，占比超过 10%，表明 BMS 和 EMS 方面的技术创新的成熟优势在逐渐扩大。最后，值得注意的是，柜体相关的技术占比超过 4%，具体为 H05K7,对各种不同类型电设备通用的结构零部件，表明柜体方面的技术进步也成为了关键部件及系统集成技术创新的一个重要方向。

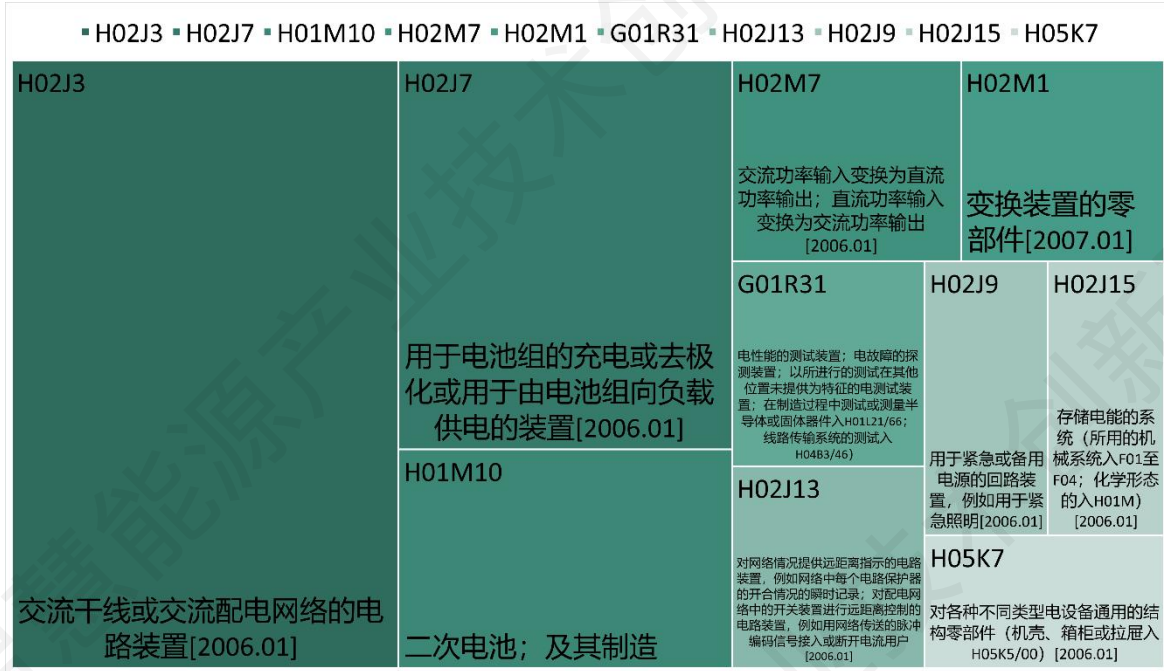


图 3.12 电化学关键部件及系统集成关键技术占比图



图 3.13 关键技术的主要申请人分布图

图 3.13 展示了关键技术的主要申请人分布。结合主要专利申请人排名来看，基本分布保持不变，各主要专利申请人基本在关键技术上都布局，在关键技术侧重上分布大致相同。另外，华为数字能源技术有限公司和宁德时代新能源科技股份有限公司虽不在主要申请

人分布之列，其在 H02J 系列方面的大量布局,从包含 EMS 和 BMS 相关技术出发，同时在其他关键技术如柜体设计制造上的积极涉及，凸显了电化学关键部件及系统集成环节的新进入局者在技术革新上的积极态度。

3.5 小结

新型储能技术的成功应用与关键部件和系统集成的完善密不可分，不断优化和创新这些部件可以提升电池性能、安全性和寿命。需要储能相关企业重点关注的是储能系统的安全性。储能系统安全是不可忽视的关键因素。防火、防爆设计、过充过放保护等措施对于储能系统的安全稳定运行至关重要。系统的设计、组装和安装需要遵循严格的安全标准和规范。

总体而言，新型储能技术的关键部件和系统集成是保障储能系统性能和安全性的核心。通过不断改进关键部件的材料和设计，以及精细化的系统集成和智能化管理，可以实现储能技术的高效利用，推动清洁能源的应用，为能源领域的可持续发展做出贡献。

4. 新型储能应用场景及后市场

4.1 应用场景及后市场综述

4.1.1 新型储能应用场景分类

随着技术与产业的不断发展，新型储能已在电力“发、输、配、用”各环节得到全面的场景应用，如图 4.1 所示。在国内主要根据储能系统所处环节分为发电侧、电网侧和用户侧，而在国外则按用户电表前后位置分为表前储能和表后储能。其中，国外表前储能包括发电侧和电网侧。

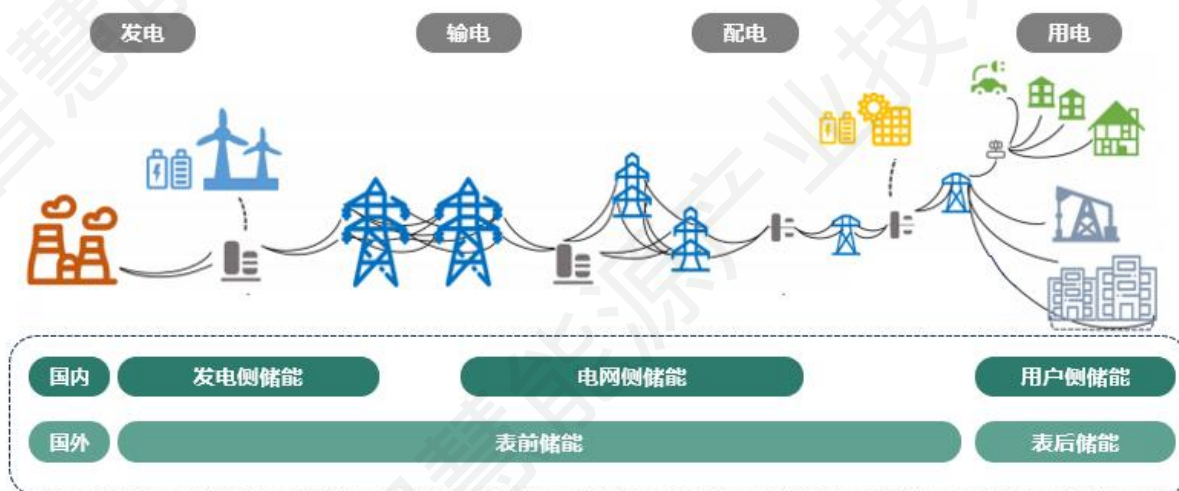


图 4.1 储能系统的应用场景

(1) 发电侧储能

又称电源侧储能，指位于电力系统供电端的能源储存设备或系统，通常用于在需求较低或发电量较高的时期储存能源，然后在需求较高或发电量较低的时期释放这些能源供电。这类储能系统的目的是提高电网的可靠性和灵活性，并更好地整合可能具有变化不定和无法预测的发电特性的可再生能源。

(2) 电网侧储能

指位于电力系统电网端的能源储存设备或系统，主要用于平衡电网的供需关系，改善电网运行质量和稳定性。在需求较高或供电不足的时期，电网侧储能设备可以释放之前储存的能源，满足电网的供电需求。在需求较低或供电过剩的时期，这些设备则可以储存多

余的能源，以备后用。这类储能系统也能够提升电网对可再生能源的接纳能力，从而支持可持续能源的广泛应用。

(3) 用户侧储能

指位于电力系统用户端的能源储存设备或系统，主要用于用户侧平衡能源需求和供应，提高能源利用效率。这种储能方式可以帮助用户在电网供电不足或电价较高的时期使用储存的能源，而在电网供电充足或电价较低的时期，用户则可以将多余的电能储存起来。用户侧储能可以使用户更灵活地管理他们的能源使用，降低能源成本，同时也能提升电网的稳定性和可靠性。

4.1.2 新型储能后市场

新型储能后市场覆盖了新型储能技术全生命周期的各种服务，旨在确保新型储能技术的高效、安全和经济运行，主要包括以下内容：

(1) 数字化管理服务。指通过数字技术（如云计算、大数据、人工智能等）管理储能系统，提高储能系统的效率和可靠性。服务可能包括数据收集、分析、优化控制等。

(2) 电池检测。指对储能电池进行性能测试和安全检查，以确保其可靠性和效率。服务包括电池的测试、维护、性能分析等。

(3) 电池回收利用。指电池在使用一定年限后需要回收处理，服务主要包括电池的回收、再生、再利用等。

(4) 能源综合服务。指包括以上所有服务以及其他相关服务，如咨询、设计、财务策划等。

(5) 电力交易。指以独立市场主体地位，公平参与各类细分市场，如电量市场、辅助服务市场和容量市场等，从而实现收益。

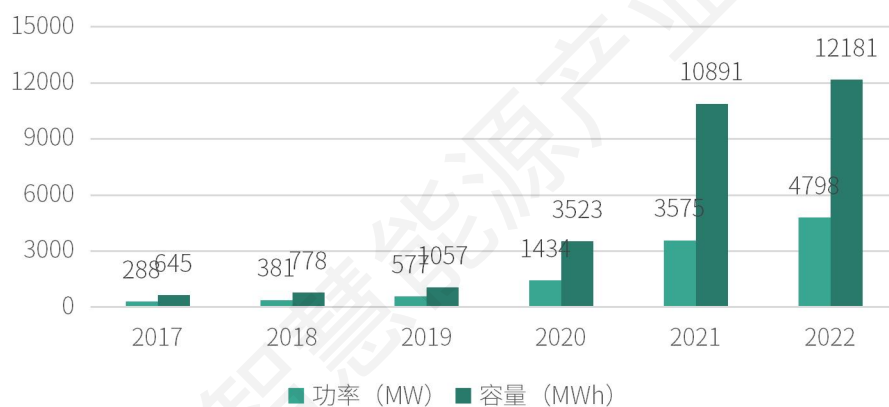
(6) 虚拟电厂。简称 VPP，指把各类分散可调电源和负荷汇聚起来，通过数字化的手段形成一个虚拟的“电厂”来做统一的管理和调度，同时作为主体参与电力市场。

4.2 全球新型储能应用及后市场现状

4.2.1 全球新型储能应用现状

(1) 表前储能（发电侧+电网侧）

——美国。美国是全球新型储能装机规模最大的国家，Wood Mackenzie 和美国清洁能源协会(ACP)表示 2022 年美国新增储能装机 4.8GW/12.2GWh（见图 4.2），其中表前储能占比高达 84%，预计 2023-2027 年美国新增储能装机规模将达 74.2GW/241GWh，主要增量市场为德州和加州，见图 4.3。2023 年 1 季度，由于磷酸锂价格回调导致的观望情绪蔓延，美国电网侧储能仅新增 0.8GW/2.1GWh，环比下降 27%和 29%，东吴证券预测在 2023 年 7-8 月美国将迎来电网侧储能装机高峰，环比数值将出现反弹。



资料来源：东吴证券

图 4.2 2017-2022 年美国储能装机功率及容量

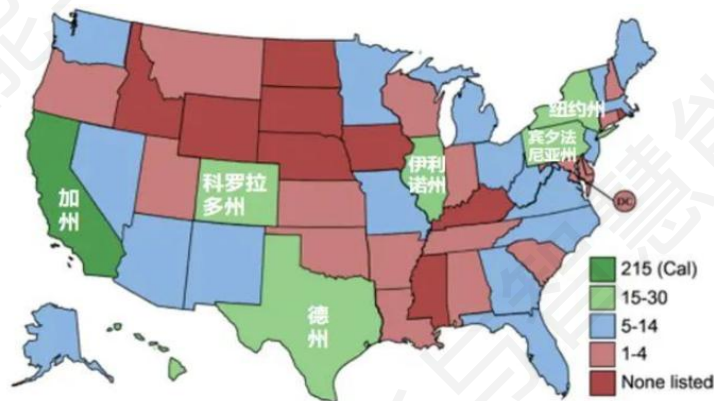


图 4.3 美国各州表前储能发展情况

——欧洲。欧洲的表前市场已经开始形成规模。据欧洲储能协会（EASE）的数据显示，2022 年欧洲储能新装机总量约为 4.5GW，其中表前装机量为 2GW，占总装机量的 44%。英国、意大利、德国、西班牙等国是表前市场的主导力量。可再生能源装机的增长和收益模式的逐步完善推动了欧洲表前市场的发展。其中，英国在表前市场上独领风骚，其装机量增长迅速，项目储备充足。根据 EASE 的数据，2022 年，英国的表前新装机量为 830MWh，这是迄今为止年度新增装机量最多的一年，累计装机量达到 2.4GW/2.6GWh，位居欧洲首位。据 SolarMedia 数据，截至 2022 年底，英国已有 20.2GW 的表前项目获得批准，预计在未来 3-4 年内完成建设；已规划或部署的储能系统达到 61.5GW，展示了广阔的增长空间。英国急需保障电力供应和提高电网稳定性，这使得表前系统的发展具有强大的驱动力。由于英国是岛国，与欧洲大陆的国家相比，其电力供应能力和电网灵活性存在一定的局限性。一方面，煤电的逐步退出导致电力供应出现缺口，电力供应依赖进口。另一方面，风电、光伏等可再生能源对电网形成了冲击，极大地增加了英国电力系统的平衡成本。在一些拥堵时段，英国只能被迫从法国、比利时等国购入高价的平衡电量。为了实现碳中和、增加电力供应能力，并提高电网稳定性，英国在大力发展可再生能源的同时，需要持续推进表前系统的建设，以为大规模接入电力系统的可再生能源提供充足的支撑。

（2）表后储能（用户侧）

——美国。根据 USITC 的数据，2020 年，美国户储装机达到了 235MW/540MWh，对应的 2017-2020 年复合增速为 162%/165%，美国户储系统在太阳能系统中的使用比例正在急速上升。EnergySage 的调查显示，2021 年在全美安装的太阳能系统中，有 28% 安装了储能系统，这个比例比 2017 年的 7% 有了大幅提升。同样，这项调查发现，2021 年有 50% 的潜在太阳能客户对储能表现出了兴趣，而在 2022 年上半年，这个比例进一步飙升到了 68%。随着美国家庭太阳能系统的持续发展，户储装机还有巨大的增长潜力。WoodMackenzie 预计，随着户储系统的快速发展，到 2023 年，美国有望超过欧洲，成为全球最大的户储市场，并将占据全球户储市场的大部分份额。

目前，加利福尼亚州是美国户储市场的最大份额持有者。在 2020 年，加利福尼亚州的户储装机量占全美国的 57%，位列第一，其次是夏威夷州，占全美国的 16%。加利

福尼亚州在户储市场的领先地位，一方面得益于该州丰富的太阳能资源，使得太阳能发电装机量居全美之首，这为户储配置创造了条件；另一方面，加利福尼亚州出台的自发电激励计划（SGIP）也有效地刺激了户储装机的增长。

——欧洲。欧洲是全球最大的户用储能市场，其中进口能源（主要是天然气）依赖性强，与高电价及政府支持政策一起，推动了储能市场的发展。2022 年，欧洲户用储能新增装机量达 5.68GWh，占全球市场的 36.4%，累计装机量超过 10GWh。其中，俄乌冲突引发的能源短缺和电价上涨进一步加剧了欧洲户用储能的需求。欧洲高度依赖传统化石能源，2021 年，欧洲石油和天然气对外依赖度分别为 97%和 60%，其中大部分能源来自俄罗斯。在这种背景下，光伏和风能等新能源的开发和储能技术的应用，被视为实现能源独立的关键手段。虽然市场发展受到供应链的阻碍和安装人员短缺的影响，但解决这些问题后，储能市场将有更大的发展空间。

欧洲的市场对全球供应商日趋重要，德国、意大利、奥地利和英国是其四大户用储能市场，其中德国在未来五年有望保持其市场主导地位。此外，配备户用储能系统的屋顶光伏比例在欧洲正在迅速增加。至 2021 年，已有 27%的屋顶光伏安装了储能系统，其中德国的比例最高，达到了 70%，使得户用储能系统几乎成为屋顶光伏的标准配置。鉴于电费的高涨，更多的人选择安装光伏储能系统，既包括购买新的光伏储能系统，也包括在现有的屋顶光伏系统上增加储能设备。随着公众对能源独立性的认识不断提升，对户用储能的兴趣也在大幅度上升。

——澳洲。户用储能在澳大利亚的储能应用中占据主导地位。同时，其户用储能多以分布式光伏发电系统为主，这一现象的主要推动因素如下：首先，自然条件优越，澳大利亚拥有全球最丰富的阳光资源，其 80%以上的国土的光照强度超过了 2000kW/m²/hour。因此，在相同的系统成本下，澳大利亚的光伏发电成本仅为德国的一半。其次，澳大利亚的房屋所有权率和独立住宅的比例都相对较高。

据概算，澳大利亚 2022 年总共部署了大约 47,100 个户用储能系统，总储能容量大约为 589MWh。自 2015 年以来，澳大利亚累计安装了约 180,000 个户用储能系统，总储能容量约为 1920MWh。根据 SunWiz 公司去年发布的报告，澳大利亚在 2021 年安装的户用储能系统的总储能容量为 333MWh。报告显示，澳大利亚部署的户用储能系

统的平均储能容量为 12.5kWh。尽管各个州的市场动态存在显著差异，如州级激励计划及其实施方式，但 SunWiz 公司发现，澳大利亚每个州和地区在 2022 年部署的户用储能系统的储能容量都大幅增加。实际上，在 2022 年，除南澳大利亚州外，所有州的户用储能系统部署记录都被刷新，而南澳大利亚州在全国储能市场上一直处于领先地位。澳大利亚居民开始对环保和气候变化变得非常关注，这从他们多年来在许多地方广泛安装和使用屋顶太阳能发电设施就可以看出。然而，在最近几年，对于许多人来说，部署户用太阳能发电设施并配备储能系统已经成为了经济上不可忽视的驱动因素。

4.2.2 全球后市场现状

(1) 新型储能数字化管理服务

全球方面，数字化和技术整合的趋势正在储能行业中被看到，推动着该行业的快速进步。特别是物联网和边缘计算技术的整合，以及大数据和人工智能技术的应用。以下是一些在这些领域的领先公司如何开创新应用的示例。

①物联网和边缘计算的发展

——特斯拉。其 Powerwall 家用电池系统整合了物联网技术，可使用户能够实时监控其 Powerwall 的性能，包括充电水平，功率输出等。实时监控和调整 Powerwall 的操作提高了效率，降低了故障率。通过物联网技术，预测性维护和故障预警成为可能，有助于提高可靠性和寿命。

——GE 可再生能源。利用边缘计算进行实时数据分析。GE 的边缘计算解决方案在数据产生点直接处理数据，减少了延迟，使操作更快，更有效。结合他们的 Predix 物联网平台，GE 能够收集、存储和分析大量设备操作数据，提供预测性维护和故障预防能力，从而提高设备效率和寿命。

②大数据和人工智能的应用

——IBM。利用其在大数据和人工智能方面的丰富经验优化能源存储系统。IBM 的 Watson 平台能够收集、管理和分析大量数据，提供洞察，帮助预测电力需求并控制能源存储设备的运行。这不仅增强了运行效率，还延长了设备的寿命，提高了新能源系统的总体性能和可靠性。

——谷歌。利用其 DeepMind AI 在预测和管理电力需求方面取得了显著的进步。通过收集和分析大量数据，包括电力使用情况、天气条件和季节性因素，DeepMind 可以预测能源需求，帮助电网运营商做出更准确的决策。此外，通过 AI 实时监控，它可以调整能源系统以更有效、稳定地运行。

——恩费斯能源。利用 AI 和大数据分析传感器收集的设备运行数据，如电池状态和环境参数。这些信息使他们能够实时监控设备状态，预测潜在故障，并根据需要进行预防性维护或更换。通过从历史数据中学习，恩费斯可以预测不同条件下的设备性能，并精确控制设备运行策略，以提高效率并延长设备寿命。

(2) 电池检测

全球锂电池检测设备行业目前正在快速发展中，其原因主要受到两个因素的驱动：一是由电动汽车、可再生能源、便携式电子设备等市场快速发展带来的需求增加；二是检测设备的精度和可靠性的技术进步。

——阿里乌斯科技 (Aries Technology)。采用了先进的电子负载技术和自主开发的测试软件，可以提供精确的电池性能参数。

——科尼卡美能达 (Konica Minolta)。能够对电压、电流、内阻、电容等参数进行全面测量的设备，以确保电池质量和性能。

——日立 (Hitachi)。可以进行电池充放电测试、电池寿命测试等多种测试的设备，配备了先进的数据分析技术，能够对电池性能进行深入评估。

——菲森 (Phytronix)。可以实时监测电池生产过程中的各项参数，有助于提高生产效率和电池质量。

虽然全球锂电池检测设备行业总体上发展迅速，但在一些发展中国家，由于技术和资金等问题，该行业的发展可能仍面临一些挑战。这些挑战包括：技术研发能力不足，无法跟上全球行业的发展步伐；由于资金缺乏，无法投入足够的资金进行设备的更新和维护；本地市场规模较小，无法吸引全球厂商投资。因此，为了推动这些国家的锂电池检测设备行业发展，可能需要寻求国际合作，引进先进技术和设备，同时也需要政府的政策支持和资金援助。

(3) 电池回收利用

——日本。从 2000 年起，日本政府开始推动“电池生产-销售-回收-再生处理”的回收系统，并明确电池生产商应承担电池回收利用的主要责任。生产商需要负责镍氢和锂电池的回收，并且需要在设计产品时考虑到资源回收。政府会给予处理废旧电池的生产企业相应的补贴，以提高回收的积极性。2018 年 10 月，丰田、日产等多家日本汽车制造商共同启动了一个项目，回收电动汽车的废弃锂离子电池，以共同推进电动汽车电池的回收利用。该项目最初在日本的七个都道府县设立工厂，之后计划在全国建立更多的电池回收设施。在这个操作模式下，汽车拆卸点在收到废旧电动汽车后，会拆解出废弃的电池，然后将电池转交给上述回收工厂进行处理。汽车制造商需要向日本汽车循环利用协作机构支付一定的处理费用。

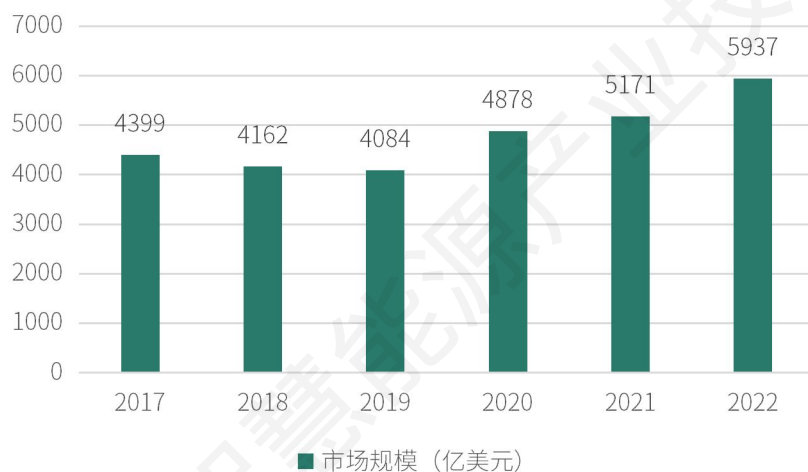
——美国。政府规定电池生产企业应负责主要的电池回收责任，并推动建立电池回收利用网络。美国国际电池协会还制定了押金制度，以鼓励消费者主动上交废旧电池。在立法方面，美国针对废旧电池的立法涉及联邦、州、地方三个层面，分别颁布了《资源保护和再生法》、《含汞电池和充电电池管理法》等，对废旧二次电池的生产、收集、运输、储存等过程提出了相应的技术规范。2017 年 12 月，特朗普签发第 13817 号行政命令，确定“开发关键矿物回收和后处理技术”的必要性，作为“确保关键矿物的安全可靠供应”的更广泛战略的一部分。2019 年 2 月，美国能源部推出了第一个锂离子电池回收中心——ReCell 中心，其目标是推动闭环回收，废旧电池的材料可以直接回收利用，从而消除采矿和加工步骤，尽可能地减少能源消耗和浪费。2020 年，美国储能协会（ESA）发布的锂离子电池储能系统在使用寿命结束时的处理措施指南，强调了从储能项目开始部署时就需要对电池的回收和报废管理进行考虑，同时对其相关成本进行预计的重要性。

——德国。根据法规，电池的生产和进口商必须在政府进行登记，而经销商则需要组织回收机制，用户也有义务将废旧电池交给指定的回收机构。这种生产者责任延伸的制度在德国得到了实施，并建立了完善的电池回收体系。在立法方面，德国已经建立了相当完善的回收利用法律制度。同时，德国环境部资助了两个动力电池回收利用示范项目，即 LiBRi 项目和 LithoRec 项目。LiBRi 项目的目标是建立一种经济有效的方法来回收和再利用废旧锂离子电池，而 LithoRec 项目的目标是开发一种新的、全面的方法来回收和再

利用废旧锂离子电池。这些项目都在尝试找到更有效、更环保的方法来回收和再利用电池，以此推动德国和全球的可持续发展。

(4) 能源综合服务

近年来，全球综合能源服务行业整体保持平稳发展势头，据相关统计机构数据显示，2021 年全球综合能源服务行业市场规模已达到 5171 亿美元，2022 年全球综合能源服务行业市场规模已达到 5937 亿美元，见图 4.4。全球节能服务市场主要集中在北美地区，北美地区的节能服务市场规模在全球占比达 33.8%；其次是欧洲地区和亚洲地区，市场规模占比分别为 27.9%和 26.2%。从市场规模看，那些较早涉足该领域的一些国家已经形成了较为稳定发展的节能服务产业，尤其是美国，有些公司已形成跨国集团。



数据来源：中国新能源服务行业现状深度研究发展战略报告（2023-2029）

图 4.4 2017-2022 年全球综合能源服务行业市场规模（亿美元）

(5) 电力交易

目前，全球已经有多个国家建立相对完善的电力市场，在此基础上也成立了许多电力交易所。纵观全球，欧洲、北美以及大洋洲的电力市场最为发达，而新兴市场国家的电力市场发展较快，也形成了一定的规模。

在电力市场中，按照交易标的的不同，可以将市场交易分为电能交易、辅助服务交易、输电权交易、绿色证书交易、发电权交易等多种交易品种。从交易周期来看，主要包括中长期交易（一般为日以上交易，如周、旬、月、季、年、多年等）和现货交易（一般指相

对实时运行提前二天或日内进行的电力交易) 两大类型, 其中中长期交易是主要的电力交易类型, 见表 4.1。

表 4.1 典型国家中长期交易占比

国家	中长期交易占比	国家	中长期交易占比
法国	87%	西班牙	33%
英国	85%	巴西	90%
荷兰	68%	匈牙利	90%
丹麦	6%	美国	75%
挪威	33%	俄罗斯	53%
芬兰	45%	日本	99%
意大利	42%	斯洛文尼亚	89%

资料来源: 国际能源网

以美国为例, 1996 年, 美国加州成立了第一个电力市场——加州电力交易系统 (CalPX)。其常见的市场结构为“独立系统运营商模式” (Independent System Operator, ISO)。其主要特点是由 ISO 独立运营电力市场, 包括调度、市场监管和市场清算等职能, 而具体的发电、输电和配电则由各个企业负责。美国电力市场包括日前市场和实时市场, 均采用全电量竞价模式, 且用节点边际电价法 (LMP) 进行出清 (供需平衡的价格), 也就是用电网中特定的节点上新增单位负荷产生的新增供电成本为基础来核算电价。在日前电力市场中, 买卖双方需要在特定的时间内向电力市场交易中心报价, 然后交易中心会根据双方的报价计算出第二天的交易量和价格。实时电力市场是以日前市场为基础的实时功率调节, 将会员实际交易量与日前市场中交易量作对比, 差额作为结算基础, 交易中每隔 5 分钟根据节点边际价格进行加权平均, 以此计算出结算价格。

(6) 虚拟电厂

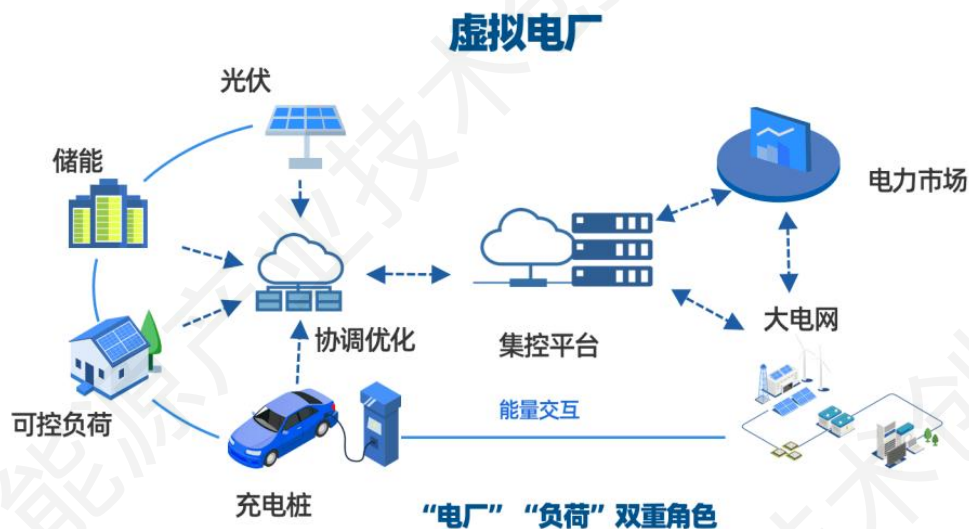


图 4.5 虚拟电厂示意图

虚拟电厂是通过先进信息通信和监测控制技术，聚合优化海量分布式新能源、储能系统、可控负荷、电动汽车，作为一个特殊电厂参与电网运行和电力市场的电源协调管理系统，对外表现为一个可控电源。它既可作为“正电厂”向系统供电，又可作为“负电厂”通过负荷侧响应以配合系统填谷。按照发展阶段，可划分为合约型、市场型和自主型三大类。合约型（邀约型）阶段为虚拟电厂初始阶段，通过专项资金、特定合同、激励政策引导聚合商参与，完成邀约、响应和激励流程。在不同牵头单位和市场的驱动下，虚拟电厂的组织方式将逐步从邀约型转变为市场型，在市场型阶段主体通过参与电能现货市场、辅助服务市场获得收益。自主型阶段是高级发展阶段，将能实现跨空间自主调度，既包含可调负荷、储能和分布式能源等基础资源，也包含由这些基础资源整合而成的微网、局域能源互联网。

——Next Kraftwerke。NextKraftwerke 是德国一家大型的虚拟电厂运营商，同时也是欧洲电力交易市场认证的能源交易商，参与能源的现货市场交易。涉及虚拟电厂业务涵盖数据采集、电力交易、电力销售、用户结算等全链条，同时也可以为其他能源运营商提供虚拟电厂的运营服务。

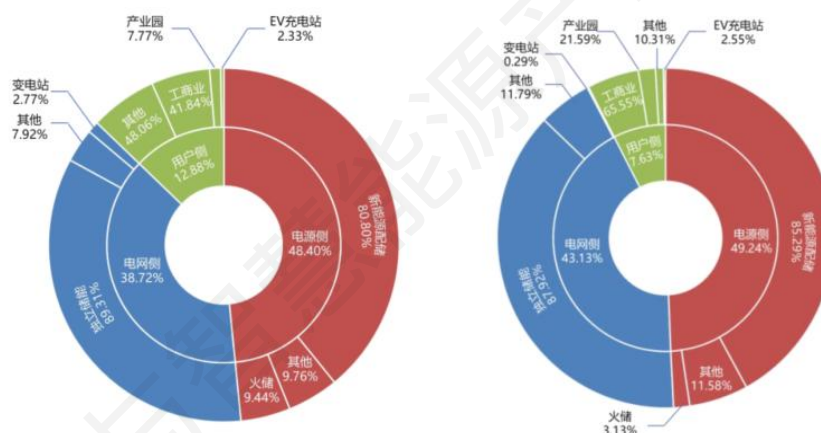
——特斯拉 Autobidder。Autobidder 不仅仅是电力交易的数字化软件，特斯拉还赋予它分布式能源交易管理系统、虚拟电厂交易和控制平台，以及开源复杂算法库等更多涵

义。可以在车辆、电池、光伏设备等特斯拉生态系统、甚至电网中自动调度能源电力，以实现高效的资源分配和最大的商业效益。

4.3 国内新型储能应用及后市场现状

4.3.1 国内新型储能应用现状

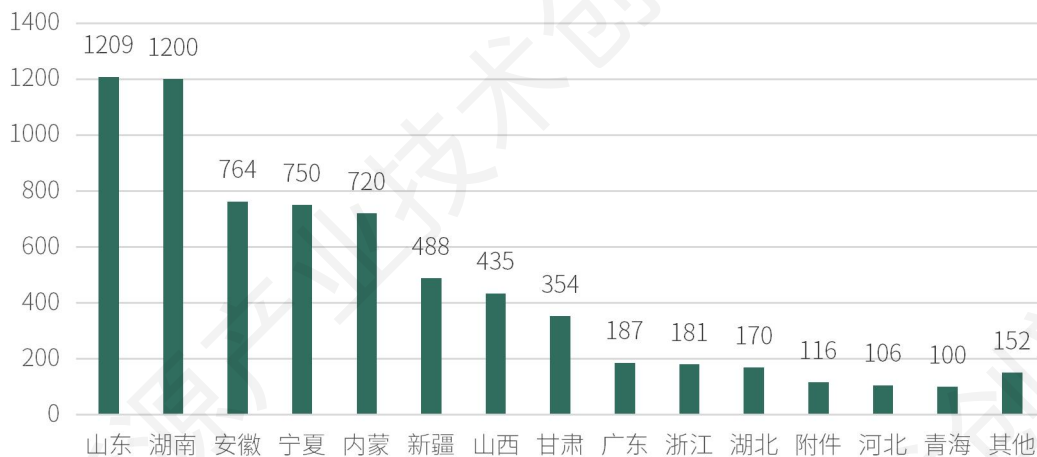
中电联在《2022 年度电化学储能电站行业统计数据》中统计了全国 19 家单位 500kW/500kWh 以上的项目，表示在 2022 年底的发电侧，全国已投运的新型储能电站累计装机达到 6.8GWh，占比 48.40%，领先于电网侧和用户侧储能。2022 年全年，电网侧储能快速发展，新增装机容量占比直追发电侧储能。其中，发电侧新增装机量达到 3.87GWh，占比维持在 49.24%；电网侧新增装机量达到 3.39GWh，占比 43.13%；用户侧新增装机量则为 0.6GWh，占比为 7.63%，如图 4.6 所示。



资料来源：《2022 年度电化学储能电站行业统计数据》

图 4.6 2022 年国内新型储能装机量占比及新增装机量占比

2023 年 1-6 月磷酸铁锂储能项目高达 133 个，装机规模为 6.848GW/13.798GWh，主要分布在山东、湖南、安徽、宁夏等地，如图 4.7 所示。其中，发电侧储能、电网侧储能和用户侧储能占比分别为 69%、29%和 2%。



资料来源：储能网

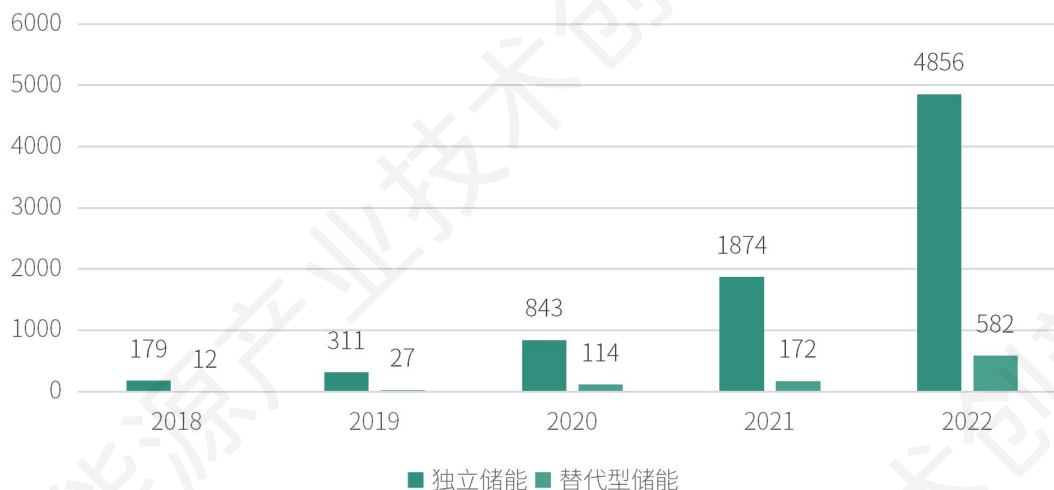
图 4.7 2023 年 1-6 月各省电化学储能装机规模分布图

(1) 发电侧储能

在中国，发电侧储能主要分为新能源电站配储和火电联合调频配储，其中新能源电站配储是其主要的形式。为加大可再生能源的消纳，提高电力输出稳定性，超过 27 个省市出台新能源电站强制配储政策（多在 $\geq 10\%$ ，2h 系统），其在发电侧储能应用的占比中持续提高。2022 年，新能源电站配储累计投运容量达到 5.5GWh，占比发电侧储能的 80.80%，同比增长 150.15%。相应地，在 2022 年的新增装机容量中，新能源电站配储占据发电侧储能应用的 85.29%，表现为持续提高趋势。2023 年 1-6 月，发电侧储能项目共投运 42 个，装机规模为 2.02GW/4.55GWh，其中大部分为新能源侧储能项目。

然而，从实际项目运行情况来看，中国当前新能源电站配储项目的运行状况相对不理想。其主要原因为其调用频次远不及火电联合调频配储项目（主要参与 AGC 调度），甚至在部分地区几乎不被调用。据中国电力企业联合会的统计，当前新能源电站配储的日均运行时间仅为 1.44h。而火电联合调频配储则因其频繁地参与火电站调频调度，被调用的频次更多。当前主要在火电机组装机较多、水电较少、电源系统灵活性不足的地区应用较多，如山西、内蒙古、山东、安徽等地。

(2) 电网侧储能

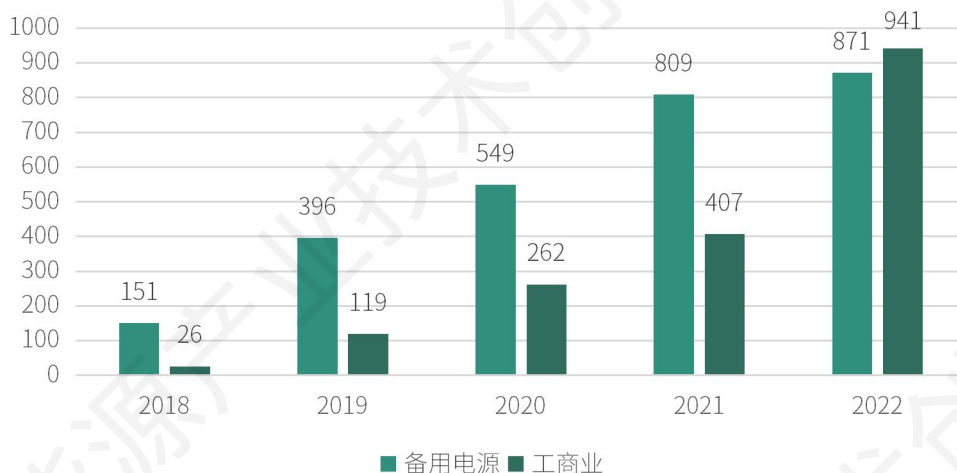


资料来源：《2022 年度电化学储能电站行业统计数据》，清安储能整理

图 4.8 中国电网侧储能逐年发展情况 (MWh)

电网侧储能主要分为电网侧独立储能（含共享储能）和电网侧替代型储能（包括变电站、应急电源等）两类。如图 4.8 所示，2022 年电网侧配置储能总容量约 5.44GWh、同比增长 165.87%，2022 年新增总容量 3.39GWh。电网侧储能以独立储能为主，2022 年投运总容量 4.86GWh、占比 89.31%，同比增长 159.13%；2022 年新增容量 2.98GWh、占比 87.91%。目前独立储能主要分布在山东、湖南、宁夏、青海、河北，累计总能量占独立储能总能量的 74.29%。2019 年 4 月，青海在鲁能海西州多能互补集成优化国家示范工程储能电站中构建了国内第一个的“共享储能电站”商业模式，为电网侧储能提供了新的解决方案。共享储能商业模式拓展了独立储能的收益形式，极大地刺激了电网侧储能项目的落地。据统计，2022 年并网投运的共享储能电站数量为 38 座，总规模达到 3GW/6GWh，启动建设和 EPC/设备招标的共享储能电站数量为 109 座，总规模为 16.5GW/35GWh。2023 年 1-6 月，电网侧储能项目共投运 59 个，装机规模为 4.77GW/9.58GWh，包括 17 个共享储能项目。

(3) 用户侧储能



资料来源：《2022 年度电化学储能电站行业统计数据》，清安储能整理

图 4.9 用户侧储能逐年发展情况 (MWh)

用户侧储能应用场景包括用户侧配储（包括产业园等）和备用电源（包括海岛、校园、医院等）。2022 年，用户侧配置储能总容量约 1.81GWh，同比增长 49.00%，2022 年新增总容量 0.60GWh。用户侧以工商业配置储能为主，2022 年投运总容量 0.94GWh、占比 51.93%，同比增长 49.01%；2022 年新增容量 0.53GWh、占比 89.60%。目前，工商业配储主要分布在江苏、广东、浙江等工商业大省，累计总容量占工商业总容量的 81.67%。据储能产业网的数据，工商业储能的需求正在快速增长，预测到 2025 年，工商业储能的装机容量有望达到约 66GW。2022 年用户侧储能运行较为充分，其日均运行小时为 7.67h，年运行小时达到 2800h。业内认为，随着分时价差的不断扩大以及各地区补贴政策的出台，用户侧储能（尤其是工商业储能）将在 2023 年迎来前所未有的大爆发。2023 年 1-6 月全国用户侧储能装机规模为 137.5MW/452.5MWh，项目个数总及为 42 个，主要分布在浙江、江苏、山东。

4.3.2 国内新型储能后市场现状

(1) 新型储能数字化管理服务

——比亚迪。比亚迪通过集成物联网技术，实现了设备的智能监控和管理，用户能够实时获取储能设备的关键运行数据，包括电量、功率、温度等，为储能设备的优化运行提供了可能，可以及时调整设备状态，提高效率，降低故障率。同时，比亚迪的物联网技术还可以为预防性维护和故障预警提供数据支持，使设备能够在发生故障前就进行及时的维

修和调整，极大地提高了设备的可靠性和使用寿命。

——国电南瑞。通过将物联网技术融入其储能解决方案，实现对设备数据的实时收集和分析。利用边缘计算，在设备端进行数据处理，大大减少数据处理的延迟，提高设备反应速度和运行效率。同时，他们通过云计算技术收集和存储大量的设备运行数据，通过深度分析优化设备的运行策略，提升设备效能，延长设备寿命。此外，通过机器学习算法，国电南瑞的系统还能实现设备的预防性维护和故障预警，降低设备运行风险。

——华为。华为的智慧光伏解决方案 FusionSolar 也应用了物联网和边缘计算技术。这套解决方案能收集设备的实时运行数据，包括功率、电量、温度等，而后利用边缘计算在设备端对这些数据进行处理，大大缩短了数据处理的时间，提升了设备响应速度和整体效率。通过深度分析数据，FusionSolar 能对设备性能进行实时优化，从而提高能源的使用效率。更重要的是，通过对历史数据的学习和分析，这套系统还能预测可能出现的设备故障，从而进行预防性维护，避免或降低设备故障带来的损失，这是华为在储能设备智能化方面的一个重要突破。

——阿里巴巴。利用其在大数据和人工智能领域的技术优势，投身于新能源行业，尤其是储能系统的优化工作。阿里的云计算平台可以有效地搜集、管理和分析海量的储能设备运行数据，提供深度的数据洞察，从而有助于企业更准确地预测电力需求，并更有效地控制储能设备的运行。通过精准预测和优化设备运行，阿里巴巴的技术不仅可以提高储能系统的运行效率，还可以延长设备的寿命，从而在整体上提升新能源系统的性能和可靠性。

——腾讯。利用其在人工智能和大数据处理方面的优势，正致力于通过预测电力需求和供应来优化电力系统的运行。通过收集和分析大量电力系统运行数据，包括电力使用情况、气候变化、季节性因素等，实现了预测电网的供需状况，帮助电力系统准确地制定和调整运行策略。此外，他们还通过人工智能技术实时监控电力系统的运行状态，实时调整电力设备的工作模式，以最大程度地提高电力系统的效率和稳定性。这一切的目标都是为了使电力系统运行更加智能，高效和环保；

(2) 电池检测

在我国，产品检测认证行业虽然起步较晚，但已经形成了相当的规模和技术实力。随着可再生能源、储能技术、新能源汽车等行业的迅速发展，以新能源和储能为主的检测服

务业务正在迎来一个黄金发展期。

——谱尼测试。PONY 集团创立于 2002 年，拥有 20 多个大型实验基地、30 多家全资子公司，服务网络遍布各地的大型综合性检验检测认证集团。可提供综合的检验检测、认证、监测、校准、评价、咨询等服务，具备 CMA、CNAS、食品复检机构、CATL、CCC、DILAC、计量、认证等资质，检测报告获得 90 多个国家和地区的公认。

——昇科能源。昇科自主研发的伏龙（VLOONG）电池 AI+算法引擎，实现了高检出率、低误报率、超早期的锂电异常检测、故障诊断、安全预警功能，并且昇科提供算法开发工具链，支持算法深度定制和二次开发，同时也希望共建高质量数据集和精细化标签。

——安博检测。2016 年，安博检测成功登陆新三板，是深圳市首家登陆新三板的综合性检测机构。获得中国合格评定国家认可委员会 CNAS 资质、中国计量认证 CMA、中国 CCC 实验室、中国 CQC 委托性检测实验室认可、美国消费品安全委员会 NVLAP 认可，等众多国际著名机构和组织的能力认可和授权。检测证书报告得到美国、英国、德国等 100 余个国家和地区的认可，具备向社会出具公正数据的资格，检测结果与报告得到国际公认。

(3) 电池回收利用

当前，超过 90% 的新型储能路线均是以锂电池为代表，后期将面临大量的电池回收利用场景。据预测，到 2023 年，中国储能电池回收行业总市场规模将达到 3500 亿元，随着新型储能的进一步利用，电池回收的市场规模将进一步扩大。2022 年，从事相关业务的企业数量超过 3.8 万家，主要分布在广东、江苏、山东和浙江等省份。目前，国内比较出名的企业主要有格林美、光华科技、华友钴业、赣锋锂业、中伟股份等。

在技术层面，多数参与者仍使用较为落后的手工或半机械化处理方式，如简单的拆解和破碎等方法，这些都对回收效率和安全性带来很大挑战。首先，由于锂电池的组成复杂，其内部含有锂、钴、镍、锰等多种重要的元素，需要特殊的设备和技术才能有效回收。然而，现有的回收工艺往往不能将这些元素完全提取出来，而且这些工艺往往会产生一些有害的废弃物，如含有重金属的废水和废气，这就需要严格的环保措施和设施来防止这些废弃物对环境造成污染。其次，锂电池在拆解过程中，如果操作不当，可能会引发火灾或爆炸。这就需要专业的设备和技术来确保拆解过程的安全。

此外，由于锂电池中含有大量的有毒有害物质，所以在处理过程中也需要严格的健康和安全措施来保护工人的健康。综上，对于锂电池回收行业来说，提升技术水平，引进专业化的设备和管理手段，强化环保和安全措施，是其必须面对和解决的重要问题。同时，政府和社会也需要对此行业进行有效的监管，促进其健康、规范的发展。

(4) 能源综合服务

国内综合能源服务尚处于起步阶段。开展能源服务的企业类型包括售电公司、服务公司和技术公司等。国内典型的综合能源服务供应商有南方电网综合能源有限公司、广东电网综合能源投资有限公司、华电福新能源股份有限公司、新奥泛能网、协鑫分布式微能源网、远景能源、阿里云新能源等。广东电网综合能源投资有限公司、华电福新能源股份有限公司、华润电力、科陆电子等都在向综合能源服务转型。

我国经济快速发展带来的能源压力越来越突出，节能减排作为一项长期战略和任务，使得我国节能服务行业潜力巨大。综合能源服务作为节能服务的再升级，在能源体制变革、“碳中和”目标明确、技术发展等背景下，有望在“十四五”期间进入快速成长期。据测算，2022 年我国综合能源服务市场规模为 7790 亿元左右，处于快速增长阶段，市场空间有望在未来充分打开，如图 4.10 所示。



数据来源：中国综合能源服务行业市场分析报告（2023 版）

图 4.10 2017-2022 年中国综合能源服务行业市场规模（亿元）

(5) 电力交易

2023 年 1-6 月，全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 26501.1 亿 kWh，同比增长 6.7%，占全社会用电量比重为 61.5%，同比提高 0.9 个百分点。省内交易电

量合计为 21317.6 亿 kWh，其中电力直接交易 20557.9 亿 kWh（含绿电交易 213.4 亿 kWh、电网代理购电 4267.7 亿 kWh）、发电权交易 698 亿 kWh、其他交易 61.6 亿 kWh。省间交易电量合计为 5183.6 亿 kWh，其中省间电力直接交易 584 亿 kWh、省间外送交易 4557.1 亿 kWh、发电权交易 42.4 亿 kWh。

2023 年 1 月，国家发改委、国家能源局印发《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》。《意见》明确，充分发挥北京、广州电力交易中心作用，完善电力交易平台运营管理和跨省跨区市场交易机制，加快建设国家电力市场。同年 7 月，国家能源局紧急发布《贯彻落实加快建设全国统一电力市场体系若干举措（征求意见稿）》，指出研究推动适时组建全国电力交易中心。

（6）虚拟电厂

国内虚拟电厂仍处于概念验证和试点示范阶段，以合约型为主。从 2016 年前后开始，上海主要以聚合商业楼宇空调资源为主开展虚拟电厂试点；广东主要以点对点项目测试为主；山东试点开展了日前现货交易；冀北主要以参与华北辅助服务市场为主。其中，冀北虚拟电厂是国内少有的完全市场化运营模式。2022 年 6 月 23 日，山西省能源局发布全国首个省级“虚拟电厂”方案，即《虚拟电厂建设与运营管理实施方案》。国内虚拟电厂与国外相比仍有较大差距，主要体现在以下四个方面：

——聚合资源类型不同。国外聚合资源类型丰富，包括源、荷、储等各类资源（如德国 Next Kraftwerke 公司分布式资源占比达 97%），而国内以负荷侧资源为主，类型单一，难以形成规模效益；

——市场成熟度不同。国外辅助服务市场和电力现货市场已经较为成熟，相关配套机制较为健全，而国内仍未形成稳定的电力市场机制，配套机制仍不完善；

——核心技术发展程度不同。国外核心技术更加成熟，尤其是虚拟电厂中核心的协调控制技术，已经可以实现大规模资源的协调优化控制，而国内对发电侧分布式能源尚不可控，协调控制技术有待完善；

——商业模式成熟度不同。国外虚拟电厂商业化已较成熟，通过电力市场交易、参与调峰调频、配置储能等获得收益，而国内虚拟电厂的商业模式不清晰，仍处于探索阶段。

4.4 小结

在国外，新型储能主要分为表前储能和表后储能。表前储能在美国占据主要地位，而表后储能在多在欧洲、澳洲市场。随着全球新型储能市场的蓬勃发展，催生了数字化管理服务、电池检测、回收利用、综合能源服务、电力交易以及 VPP 的市场增长。而在国内，新型储能被应用在发电侧、电网侧和用户侧，当前主要以发电侧、电网侧为首，用户侧储能潜力巨大。在全国新型电力系统的构建过程中，在后市场方面国内多处于发展早期，随着各在各方向上的技术进步，中国正在追赶领先国家的脚步，不断完善后市场服务。

综上所述，新型储能技术的多样化的应用场景，为能源转型和可持续发展提供了强大支持。储能后市场也将随着技术的发展和市场的成熟逐步壮大，为产业链上的各个环节带来新的商机和发展空间。

5. 新型储能相关标准

储能对于全球节能减排与优化能源结构目标的实现有着积极的推动作用，是构建新型电力系统的重要技术和手段，其应用贯穿电力系统的发电、输电、配电、用电各个环节，是实现碳达峰、碳中和目标的重要支撑，也是改善国内外能源新业态的重要领域。储能产业的健康有序发展离不开标准化工作的支撑。加强电力储能标准体系建设，加强储能标准体系与现行能源电力系统相关标准的有效衔接，积极推进关键储能标准实施落地，对于发挥标准的规范和引领作用，推进储能产业高质量发展具有重要基础性作用。国际上，IEC、IEEE、UL、TÜV等标准化组织制定了储能相关标准。从2011年开始，我国陆续开展电力储能技术标准的编制。2014年，全国电力储能标准化技术委员会（SAC/TC550）成立，组织开展了一批储能核心标准的编制，逐步建立储能技术标准体系。

5.1 国内新型储能相关标准

为规范储能行业的发展，2013年我国开始电力储能国家标准的编制，并于2014年成立了全国电力储能标准化技术委员会（SAC TC550），归口管理电力储能领域国家标准、行业标准和中电联团体标准，逐步规范建立我国储能体系。

从标准层级上划分，标准体系包含国家、行业和团体标准，国家、行业和团体标准协调统一、衔接配套，共同组成新型储能标准体系。国家标准定位在满足基础通用、与强制性国家标准配套、对各行业起引领作用的技术标准。行业标准定位于行业有特殊要求的领域，没有国家标准又需要在能源行业范围内统一的，涉及重要产品、工程技术、服务和行业管理需求的技术标准。团体标准定位于新技术领域以及现有国家、行业标准技术条款的细化和实施等领域标准。

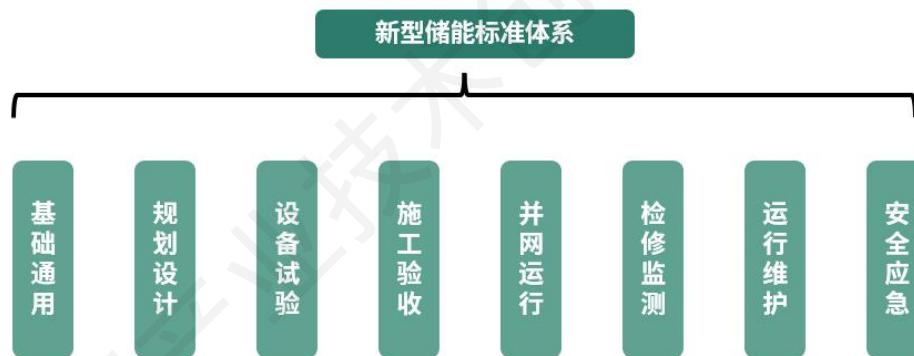


图 5.1 新型储能标准体系

经过10余年储能行业的发展，结合国内外标准建设和新型电力系统建设思路，逐步建立适应我国国情并与国际接轨的新型储能标准体系。2023年2月，国家标准化管理委员会、国家能源局联合印发《新型储能标准体系建设指南》。按照新型储能电站的建设逻辑，综合不同的功能要求、产品和技术类型、各子系统间的关联性，将新型储能标准体系框架分为基础通用、规划设计、设备试验、施工验收、并网运行、检修监测、运行维护、安全应急八个方面，如图5.1所示。

(1) 基础通用。基础通用类标准主要对新型储能标准体系中的共性技术进行规定。其中，基础类主要涉及新型储能领域的术语图形、符号、编码等方面标准。通用类主要根据不同的储能应用场景，提出涉及全局性的要求，国家标准已发布3项，计划制定1项；行业标准已发布2项，如表5.1所示。

表 5.1 基础通用标准

序号	标准类别	储能类别	标准名称	标准类型	标准号/计划号
1	基础通用	各类型储能	电力储能系统术语	国家标准	GB/T42313-2023
2			电力储能 电气图形及文字符号	国家标准	待计划
3		电化学储能	电化学储能电站标识系统编码导则	行业标准	DL/T1816-2018
4			电化学储能系统溯源编码规范	行业标准	DL/T2082-2020

(2) 规划设计。规划设计类标准主要对新型储能电站规划研究、勘察设计、评估、工程建设和生产运行全过程技术管理以及对储能系统的建设条件、选型配置进行规定，从电站规划、电站勘察、系统集成、电站设计、电站节能与环保评估以及电站各专业及关键

设备技术监督、运行指标评价、后评价、设备监造、项目管理以及技术经济等方面提出相关要求。已发布国家标准4项，待发布5项；行业标准已发布6项，待发布1项；已发布地方标准1项，团体标准1项，待计划制定28项，如表5.2所示。电站规划设计阶段应执行的核心标准包括国家标准GB/T51048《电化学储能电站设计规范》、《电化学储能电站接入电网设计规范》。

表 5.2 规划设计类标准

序号	标准类别	储能类别	标准名称	标准类型	标准号/计划号
1	规划设计	电化学储能	风光储联合发电站设计标准	国家标准	GB/T-51437-2021
2			电化学储能电站设计规范	国家标准	GB/T-51048-2014
3			电化学储能电站运行指标及评价	国家标准	GB/T-36549-2018
4			电化学储能电站环境影响评价导则	国家标准	GB/T-42318-2023
5			电化学储能电站后评价规范	国家标准	20212968-T-524
6			电力系统配置电化学储能电站规划导则	国家标准	20214764-T-524
7			电力储能用锂离子电池监造导则	国家标准	20214480-T-524
8			智能电化学储能电站技术导则	国家标准	20214749-T-524
9			电化学储能电站安全监测信息系统技术规范第 1 部分：总体要求	国家标准	20221624-T-524
10			电化学储能电站接计规范	行业标准	DL/T-5810-2020
11			分布式储能接入电网设计规范	行业标准	DL/T-5816-2020
12			集装箱式锂离子电池储能电站防火规范	地方标准	DB14/T-2490-2022
13			电化学储能电站可行性研究报告内容深度规定	行业标准	DL/T-5860-2023
14			电化学储能电站初步设计内容深度规定	行业标准	DL/T-5861-2023
15			电化学储能电站施工图设计内容深度规定	行业标准	DL/T-5862-2023
16			储能电站技术监督导则	行业标准	DL/T-2580-2022
17			新能源基地跨省区送电配置新型储能规划技术导则	行业标准	能源 20220266
18			用户侧电化学储能系统设计技术导则	地方标准	DB42/T2001-

				2023
19		电化学储能电站技术监督导则	团体标准	T/CEC-680-2022
20		电网侧储能项目规划设计技术导则	团体标准	征求意见
21		电化学储能电站勘察规范	行业标准	待计划
22		电力储能用变流器监造导则	行业标准	待计划
23		储能电站项目管理规范	行业标准	待计划
24		储能电站测量技术监督规程	行业标准	待计划
25		储能电站电能质量技术监督规程	行业标准	待计划
26		储能电站环保技术监督规程	行业标准	待计划
27		储能电站化学技术监督规程	行业标准	待计划
28		储能电站绝缘技术监督规程	行业标准	待计划
29		储能电站监控及自动化技术监督规程	行业标准	待计划
30		储能电站节能技术监督规程	行业标准	待计划
31		储能电站继电保护技术监督规程	行业标准	待计划
32		电化学储能电站技术监督导则	行业标准	待计划
33		电化学储能电站概算编制导则	行业标准	待计划
34		电化学储能电站概算定额	行业标准	待计划
35		电化学储能电站工程预算定额	行业标准	待计划
36		电化学储能电站工程建设预算项目划分导则	行业标准	待计划
37		电化学储能电站工程工程量清单计价规范	行业标准	待计划
38		电化学储能电站工程工程量清单计算规范	行业标准	待计划
39		电化学储能电站工程建设预算编制与计算规定	行业标准	待计划
40		电化学储能电站工程估算指标	行业标准	待计划
41		电化学储能电站工程可行性研究投资估算编制导则	行业标准	待计划
42		电化学储能电站工程初步设计概算编制导则	行业标准	待计划
43		电化学储能电站工程施工图预算编制导则	行业标准	待计划
44		电化学储能电站工程结算编制导则	行业标准	待计划
45		电化学储能电站工程经济评价导则	行业标准	待计划
46		电化学储能电站检修工程量清单计价规范	行业标准	待计划
47		电化学储能电站检修工程量清单计算规范	行业标准	待计划

48			电化学储能电站经济评价导则	行业标准	待计划
----	--	--	---------------	------	-----

(3) 设备试验。设备试验类标准主要对新型储能电站主要设备及系统的技术要求、试验检测等进行规定，主要包括各种储能设备本体、管理系统、功率控制系统、监控系统等主要设备技术要求及储能系统、储能电站接入电网技术要求，梯次利用电池及系统技术要求等方面标准。已发布国家标准10项，待发布7项；行业标准已发布4项，待发布1项，如表5.3所示。

电站关键设备采购、试验、检测阶段应执行的核心标准包括国家标准GB/T36276《电力储能用锂离子电池》、GB/T34131《电力储能用电池管理系统》、GB/T34120《电化学储能系统储能变流器技术规范》、行业标准NB/T42090《电化学储能电站监控系统技术规范》等。对于规范设备采购和检验，保障电站建设及验收，保证电化学储能电站全寿命周期运行的安全性和可靠性具有重要指导意义。

表 5.3 设备试验类标准

序号	标准类别	储能类别		标准名称	标准类型	标准号/计划号
1	设备试验	电化学储能	设备	电力系统电化学储能系统通用技术条件	国家标准	GB/T36558-2018
2				电化学储能电站设备可靠性评价规程	行业标准	DL/T1815-2018
3				电力储能用电池管理系统	国家标准	GB/T34131-2023
4				电化学储能电站用锂离子电池技术规范	行业标准	NB/T42091-2016
5				电化学储能电站监控系统技术规范	国家标准	GB/T42726-2023
6				分布式储能集中监控系统技术规范	国家标准	GB/T42316-2023
7				电力储能用锂离子电池退役技术要求	国家标准	20214481-T-524
8				电化学储能电站建模导则	国家标准	GB/T42716-2023
9				智能电化学储能电站技术导则	国家标准	20214749-T-524
10				移动式电化学储能系统技术要求	国家标准	GB/T36545-2018
11				移动式储能电站通用规范	国家标准	GB/T42715-2023
12				电化学储能电池管理通信技术要求	国家标准	20214767-T-524
13				电力储能用锂离子电池	国家标准	GB/T36276-2018
14				电化学储能系统储能变流器技术要求	国家标准	20214762-T-524
15				电能存储系统用锂蓄电池和电池组 安全要求	国家标准	20214450-Q-339
16				预制舱式锂离子电池储能系统技术规范	国家标准	20214759-T-524
17				电化学储能电站监控单元与电池管理系统通信协议	行业标准	DL/T1989-2019
18				电池储能系统储能协调控制器技术规范	行业标准	能源 20210256
19				电力储能用直流动力连接器通用技术要求	行业标准	能源 20210258
20				电化学储能系统接入电网测试规范	国家标准	GB/T36548-2018
21				电化学储能电站并网性能评价方法	国家标准	GB/T42717-2023

22				电化学储能电站模型参数测试规程	国家标准	20214752-T-524
23				参与辅助调频的电源侧电化学储能系统并网试验规程	行业标准	DL/T2579-2022
24			梯次利用	电力储能用锂离子电池退役技术要求	国家标准	20214481-T-524
25				电力储能用梯次利用锂离子电池系统技术导则 (加铅酸、铅碳)	行业标准	DL/T2315-2021
26					电力储能用梯次利用锂离子电池再退役技术条件	行业标准

(4) 施工验收。施工及验收类标准主要对新型储能电站工程施工、安装、验收进行规定，包括电站土建及各系统设备安装调试、启动验收、项目交接、施工质量评定等方面标准。待发布国家标准3项；行业标准已发布1项，待发布1项，计划制定1项；已发布团体标准1项，如表5.4所示。

目前，大多数储能设备的施工及验收要求已有相关标准覆盖，如国家标准GB50172《电气装置安装工程蓄电池施工及验收规范》、GB50255《电气装置安装工程电力变流设备施工及验收规范》等。针对电化学储能电站建设的特殊要求，正在组织制定工程建设国家标准《电化学储能电站施工及验收规范》，标准主要规定了电化学储能电站在施工、设备安装、验收三个方面的要求，针对电化学储能特点及安全要求，提出了储能装置安装与调试的专用技术要求，储能电站整体系统调试的技术要求，环境与水土保持、安全与职业健康要求等。

表 5.4 施工验收类标准

序号	标准类别	储能类别	标准名称	标准类型	标准号/计划号
1	施工验收	电化学储能	电化学储能电站施工及验收规范	国家标准	建标〔2013〕6号 文,序号 32
2			电化学储能电站调试规程	国家标准	20214763-T-524
3			电化学储能系统现场验收通用要求	团体标准	T_CIAPS0022-2023
4			参与辅助调频的电源侧电化学储能系统调试导则	行业标准	DL/T2581-2022
5			电化学储能电站启动验收规程	国家标准	20214757-T-524
6			电化学储能电站绿色施工评价标准	行业标准	拟制定

(5) 并网运行。并网运行类标准主要对新型储能系统接入电网技术要求以及测试方法、运行控制进行规定，包括储能系统接入电网电能质量、功率控制、电网适应性、接入

电网测试等技术要求。已发布国家标准1项，待发布5项；行业标准已发布17项，如表5.5所示。

电站并网阶段应执行的核心标准包括国家标准GB/T36547《电化学储能系统接入电网技术规定》和GB/T 36548《电化学储能系统接入电网测试规范》，规定了电化学储能系统接入电网的电能质量、功率控制、电网适应性、保护与安全自动装置等技术要求，以及电化学储能电站接入电网的测试条件、测试设备、测试项目及方法等，保障储能系统并网质量及电化学储能系统安全稳定运行。

表 5.5 并网运行类标准

序号	标准类别	储能类别	标准名称	标准类型	标准号/计划号
1	并网运行	电化学储能	电化学储能系统接入电网技术规定	国家标准	GB/T36547-2018 (修订)
2			用户侧电化学储能系统接入配电网技术规定	国家标准	20214750-T-524
3			电化学储能系统接入电网运行控制规范	国家标准	20214761-T-524
4			电化学储能系统接入配电网运行控制规范	国家标准	20214758-T-524
5			储能电站黑启动技术导则	国家标准	20214756-T-524
6			电厂侧储能系统调度运行管理规范	行业标准	DL/T2314-2021
7			用户侧电化学储能系统并网管理规范	国家标准	20214748-T-524
8			参与辅助调频的电厂侧储能系统并网管理规范	行业标准	DL/T2313-2021
9			电化学储能电站并网运行与控制技术规范 第 1 部分： 并网运行调试	行业标准	DL/T2246.1-2021
10			电化学储能电站并网运行与控制技术规范 第 2 部分： 并网运行	行业标准	DL/T2246.2-2021
11			电化学储能电站并网运行与控制技术规范 第 3 部分： 并网运行验收	行业标准	DL/T2246.3-2021
12			电化学储能电站并网运行与控制技术规范 第 4 部分： 继电保护	行业标准	DL/T2246.4-2021
13			电化学储能电站并网运行与控制技术规范 第 5 部分： 安全稳定控制	行业标准	DL/T2246.5-2021
14			电化学储能电站并网运行与控制技术规范 第 6 部分： 调度信息通信	行业标准	DL/T2246.6-2021
15			电化学储能电站并网运行与控制技术规范 第 7 部分： 惯量支撑与阻尼控制	行业标准	DL/T2246.7-2021
16			电化学储能电站并网运行与控制技术规范 第 8 部分： 仿真建模	行业标准	DL/T2246.8-2021

17			电化学储能电站并网运行与控制技术规范 第 9 部分： 仿真计算模型与参数实测	行业标准	DL/T2246.9-2021
18			电化学储能电站调度运行管理 第 1 部分：调度规程	行业标准	DL/T2247.1-2021
19			电化学储能电站调度运行管理 第 2 部分：调度命名	行业标准	DL/T2247.2-2021
20			电化学储能电站调度运行管理 第 3 部分：调度端实时 监视与控制	行业标准	DL/T2247.3-2021
21			电化学储能电站调度运行管理 第 4 部分：调度端与储 能电站监控系统检测	行业标准	DL/T2247.4-2021
22			电化学储能电站调度运行管理 第 5 部分：应急处置	行业标准	DL/T2247.5-2021
23			移动车载式储能电站并网与运行 第 1 部分：并网技术 条件	行业标准	DL/T2248.1-2021
24			移动车载式储能电站并网与运行 第 2 部分：运行规程	行业标准	DL/T2248.2-2021

(6) 检测监测。检测监测类标准主要对电力储能电站及主要设备检验、监测进行规定，包括型式试验、出厂检验、现场试验等检测试验方法和状态监测等标准，如5.6所示。

表 5.6 检测监测类标准

序号	标准类别	储能类别	标准名称	标准类型	标准号/计划号
1	检验监测	电化学储能	电化学储能用锂离子电池状态评价导则	行业标准	能源 20200491
2			电力储能用锂离子电池箱欧姆内阻检测技术规范	国家标准	DB43/T 2550-2023
3			新能源场站及接入系统短路电流计算 第 3 部分：储能 电站	国家标准	20221274-T-524
5			电力储能用锂离子电池箱极化电容检测技术规范	地方标准	DB43/T 2551-2023
6			电力储能用锂离子电池箱极化电阻检测技术规范	地方标准	DB43/T 2552-2023
7			电力储能用锂离子电池簇恒流充电时间检测技术规范	地方标准	DB43/T 2553-2023

(7) 运行维护。运行维护类标准主要对电力储能电站运行、维护检修进行规定。包括电站运行监视、运行操作、巡视检查、异常运行及故障处理等方面运行要求、设备及系统维护要求等方面要求，如表5.7所示。

电站运行维护阶段应执行的核心标准包括国家标准GB/T40090《电化学储能电站运行维护规程》，标准对大中型的电化学储能电站运行维护进行了规范，包括电站运行监视内容、操作和巡检项目等要求。结合电化学储能电站特点，提出了异常运行和故障情况的处理方法以及储能电站储能设备维护的具体要求和建议维护周期，对于提升电化学储能电站长期安全稳定运行具有指导意义。

表 5.7 运行维护类标准

序号	标准类别	储能类别	标准名称	标准类型	标准号/计划号
1	运行维护	电化学储能	电化学储能电站运行维护规程	国家标准	GB/T 40090-2021
2			电化学储能电站检修规程	国家标准	20203859-T-524
3			电化学储能电站检修试验规程	国家标准	20214754-T-524
4			风光储联合发电站运行导则	行业标准	NB/T 10625-2021
5			风光储联合发电站监控系统技术条件	行业标准	NB/T 10630-2021

(8) 安全应急。安全应急类标准主要对新型储能电站建设、运行阶段的安全等进行规定，提出电化学储能电站设备设施安全、操作安全、运行安全、专属安全设施配置和维护等方面技术要求以及储能电站应急管理方面相关要求，涵盖储能电站建设、运行、维护、检修、消防、试验等方面，如表5.8所示。

电化学储能电站安全应以全链条、全过程安全管理为核心，强化储能电站本质安全。最核心的标准是《电化学储能电站安全规程》，涵盖了电化学储能电站设备设施、运行、维护、检修、试验等方面的安全要求，提出了避免、防范及应对电化学储能电站安全问题宜遵循的安全技术原则、宜满足的安全技术要求，引导电化学储能电站在设计、施工、运行维护等多个阶段从安全角度采取相关技术措施、制定安全技术预案，从储能全过程着眼，降低电化学储能电站安全风险。

表 5.8 安全应急类标准

序号	标准类别	储能类别	标准名称	标准类型	标准号/计划号
1	安全应急	电化学储能	电化学储能电站安全规程	国家标准	GB/T 42288-2022
2			电化学储能电站安全规程《第 1 号修改单》	国家标准	GB/T42288-2022 审查中
3			电化学储能电站生产安全应急预案编制导则	国家标准	GB/T42312-2023
4			电化学储能电站施工安全规程	行业标准	待计划
5			电化学储能电站危险源辨识技术导则	国家标准	20214483-T-524
6			电化学储能电站应急预案编制导则	国家标准	20214746-T-524
7			电化学储能电站应急演练规程	国家标准	20214751-T-524
8			电化学储能电站事故风险分级管控标准	行业标准	拟制定

9			电化学储能电站应急能力建设评估标准	行业标准	拟制定
10			电化学储能电站安全验收规程	行业标准	拟制定
11			电化学储能电站安全预评价导则	行业标准	拟制定

截至目前，电力储能标准体系规划项目200项，其中，已发布标准近百项，在编标准70余项。当前，我国储能技术发展及应用面临新的形势。一是已投运储能电站安全问题突出；二是梯次利用电池储能电站、光储充一体化电站、预制舱式储能装置及其他新型储能技术等；三是储能应用场景包括海底、高海拔、极寒、极热等快速扩展。目前的标准体系及已有技术标准不能完全覆盖新形势下的技术与应用发展需求，国家标准、行业标准、团体标准相互存在交叉与重叠，亟待梳理，着眼于我国电力储能长远发展的需求，根据现有体系框架，补充完善、及时修订，建立一套完整、统一的、符合我国电力储能发展的标准体系，指导我国电力储能产业高质量发展。

5.2 国际新型储能相关标准

国外储能相关标准由国际标准化组织(ISO)、国际电工委员会(IEC)美国电气和电子工程师协会(IEEE)、美国机动车工程师协会(SAE)、美国保险商实验室(UL)、德国技术监督协会(Technischer Überwachungs Verein, TÜV)等国内外标准化机构制定，关注储能的性能、可靠性和安全性领域等3个大方面。IEC从市场亟须的标准入手，开展储能标准制定，IEEE关注储能与更大规模电网之间互联的标准，UL关注储能的安全试验标准，TÜV侧重于用户储能和大型储能的电气安全、并网符合性和储能电池的安全要求等。

5.2.1 国际电工委员会（IEC）相关标准

IEC成立于1906年，是由各国电工委员会组成的世界性标准化组织，其目的是为了促进世界电工电子领域的标准化。IEC关于储能系统产品的标准主要由标准工作组TC21/SC21A和TC120制定和颁布。TC21/SC21A关注所有二次电池的安全标准，TC120关注电网应用的电化学储能(EES)系统相关标准。目前制定和发布储能电池、储能逆变器、EMC、储能系统等20余项标准，如表5.9所示。

表 5.9 IEC 相关标准

序号	标准类别	标准名称	标准号
1	储能电池	Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes-Safety requirements for secondary lithium cells and batteries for use in industrial applications 蓄电池和含碱或其他非酸性电解质蓄电池组-工业应用中使用的二次锂电池和蓄电池组的安全要求	IEC62619:2017
2		Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes-Secondary lithium cells and batteries for use in industrial applications 可充电电池和电池组包括碱性或其他非酸性电解质-工业设备用可充电锂电池	IEC63056:2020
3		Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes- Safety requirements for secondary lithium cells and batteries for use in electrical energy storage systems 蓄电池和含碱或其他非酸性电解质蓄电池组-电力储能用二次锂电池和蓄电池组的安全要求	IEC62620:2014
4		Secondary cells and batteries for renewable energy storage-General requirements and methods of test-Part 1:photovoltaic off-grid application 可再生能源储能用蓄电池和蓄电池组第 1 部分：光伏离网应用	IEC61427-1:2013
5		Secondary cells and batteries for renewable energy storage-General requirements and methods of test-Part 2:On-grid applications 可再生能源储能用蓄电池和蓄电池组第 2 部分：并网应用	IEC61427-2:2015
6	电磁兼容性	Electromagnetic compatibility(EMC)-Part 6-1:Generic standards-Immunity standard for residential, commercial and light-industrial environments 电磁兼容性(EMC)第 6-1 部分：通用标准住宅，商业和轻工业环境的抗扰性	IEC61000-6-1:2016
7		Electromagnetic compatibility (EMC)-Part 6-2:Generic standards-Immunity for industrial environments 电磁兼容性(EMC)第 6-2 部分：通用标准-工业环境的抗扰性	IEC61000-6-2:2016
8		2020 Electromagnetic compatibility(EMC)-Part 6-3:Generic standards-Emission standard for equipment in residential environments 电磁兼容性(EMC)第 6-3 部分：通用标准-居住商业和轻工业环境设备的发射标准	IEC61000-6-3
9		Electromagnetic compatibility (EMC)-Part 6-4:Generic standards-Emission standard for industrial environments 电磁兼容性(EMC)第 6-4 部分：通用标准-工业环境设备的发射标准	IEC61000-6-4:2018
10	储能逆变器	Safety of power converters for use in photovoltaic power systems-Part 1:General requirements 光伏电力系统用电源转换器的安全性第 1 部分：一般要求	IEC62109-1:2010
11		Safety of power converters for use in photovoltaic power systems-Part 2:Particular requirements for inverters 光伏电力系统用电源转换器的安全性第 2 部分：逆变器的特殊要求	IEC62109-2:2011
12		Safety requirements for power electronic converter systems and equipment-Part 1:General 电力电子转换器系统和设备用安全性要求第 1 部分：总则	IEC62477-1:2012
13		Safety requirements for power electronic converter systems and equipment-Part 2:Power electronic converters from 1000 V AC or 1500 V DC up to 36 kV AC or 54 kV DC 电力电子转换器系统和设备用安全性要求第 2 部分：从 1000VAC 或 1500VDC 到 36kVAC 或 54kVDC 的电力电子转换器	IEC62477-2:2018
14		Bi-directional grid connected power converters-Part1:General requirements 双向并网换流器第 1 部分：一般要求	IEC 62909-1:2017

15	储能系统	Electrical energy storage (EES) systems- Part 1: Vocabulary 电能存储系统第 1 部分: 术语	IEC62933-1:2018
16		Electrical energy storage (EES) systems-Part 2-1:Unit parameters and testing meters and testing methods-general specification 电能存储系统第 2-1 部分: 单元参量与测试方法-通用要求	IEC 62933-2-1:2017
17		Electrical energy storage (EES)systems- Part 3-1: Planning and performance assessment of electrical energy storage systems-General specification 电能存储系统第 3-1 部分: 规划与性能评估-通用要求	IECTS62933-3-1:2018
18		Electrical energy storage (EES)systems- Part 4-1:Guidance on environmental issues General specification 电能存储系统第 4-1 部分: 环境问题指南-通用要求	IEC62933-4-1:2017
19		Electrical energy storage (EES) systems- Part 5-1:Safety considerations for grid-integrated (EES) systems-General specification 电能存储系统第 5-1 部分: 并网型电力储能系统安全要求-通用要求	IEC62933-5-1:2017
20		Electrical energy storage (EES) systems- Part 5-2:Safety requirements for grid-integrated (EES) systems-Electrochemical-based systems 电能存储系统第 5-2 部分: 并网型电力储能系统安全要求-电气系统	IEC62933-5-2:2020
21		Electrical energy storage(EES)systems-Part 2-200:Unit parameters and testing21methods-Case study of electrical energy storage (EES) systems located in EV charging station with PV 电力储能系统-2-200 部分: 设备参数和测试方法-电力储能系统在光储充电站的案例研究	IECTR62933-2-200:2021

5.2.2 电气和电子工程师协会 (IEEE) 相关标准

IEEE成立于1963年，是一个国际性的电子技术与信息科学工程师的协会，致力于电气、电子、计算机工程和与科学有关的领域的开发和研究。IEEE不对何种储能技术会成为全球市场的主流技术关心，更加关注储能与更大规模电网之间的互联，以及对各种储能技术的系统要求，目的是为电网提供庞大的可用潜在资源。IEEEP2030.2-和IEEE P2030.3是两个涉及储能系统的标准制定项目。

表 5.10 IEEE 相关标准

序号	标准类别	标准名称	标准号
1	储能系统及设备	Guide for the interoperability of energy storage systems integrated with the electric power infrastructure 接入电力系统的储能系统互操作性指南	IEEEP2030.2:2015
2		Standard test procedures for electric energy storage equipment and systems for electric power systems applications 储能设备和系统接入电网测试标准	IEEEP2030.3:2016
3		Standard for smart energy profile protocol 智能能源配置应用协议标准	IEEE2030.5:2018
4		Standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces 分布式能源与电力系统相关接口的互联互通要求	IEEE1547:2018
5		Standard conformance test procedures for equipment interconnecting distributed energy resources with electric power systems and associated interfaces	IEEE1547.1:2020

		互联分布式能源与电力系统相关接口的设备一致性测试规程	
6		Standard for electric power systems communications-distributed network protocol(DNP3) 电力系统通信标准.分布式网络协议 (DNP3)	EEE1815:2012
7		Recommended practice on characterization of surges in low-voltage (1000V and less) AC power circuits 低压 (1000V 和其以下) 的交流电路的电涌特性推荐规范	IEEE62.41.2:2002
8		Recommended practice on surge testing for equipment connected to low-voltage 1000 V and less)AC power circuits 与低压 (小于等于 1000V) 交流电路连接的设备的电涌试验推荐实施规程	IEEE62.45:2002

5.2.3 美国保险商试验所 (UL) 相关标准

UL成立于1894年，从事公共安全检验和在安全标准的基础上经营安全证明业务，其目的是使市场上得到安全的商品，使消费者的人身健康和财产安全得到保证。迄今发布了将近1800部安全、质量和可持续性标准，是世界上从事安全检验和鉴定的最有声誉的民间机构。UL为了帮助制造商和系统集成商满足国际消防法规IFC 2018和美国国家防火委员会NFPA855通过评估火灾蔓延进行大规模火灾和故障测试的要求，开发了UL 9540A电池储能系统热失控蔓延评估测试方法。此外，UL与储能相关的标准还有储能系统、蓄电池梯次利用、储能逆变器、移动式电源系统等相关标准。很多储能产品的国际制造商使用UL标准测试电池性能和评估安全风险。目前已颁布储能相关标准主要如表5.11所示。

表 5.11 UL 相关标准

序号	标准类别	标准名称	标准号
1	储能电池及设备	Standard for energy storage systems and equipment (储能系统和设备安全标准)	UL9540:2020
2		Standard for test method for evaluating thermal runaway fire propagation in battery energy storage systems 电池储能系统热失控评估测试方法	UL9540A:2019
3		Standard for safety lithium batteries 锂电芯安全标准	UL1642:2020
4		Standard for safety household and commercial batteries 锂电池安全标准	UL2054:2004
5		Standard for safety evaluation for repurposing batteries 梯次利用电池安全标准	UL1974:2018
6		Standard for batteries for use in stationary Vehicle auxiliary power and light electric rail (LER) applications 固定车辆辅助动力和轻电铁路 (LER) 用电池安全标准	UL1973:2018
7		Standard for safety portable power packs 便携式电源安全标准	UL2743:2018
8		Standard for inverters converters controllers and interconnection system equipment for use with distributed energy resources	UL1741SA:2018

		用于分布式能源的逆变器、变流器、控制器和互连系统设备标准	
--	--	------------------------------	--

5.2.4 美国国家消防协会 (NFPA)

NFPA成立于1896年，属非盈利性国际民间组织，一个多世纪以来，一直是消防界的先导。NFPA的宗旨是：推行科学的消防规范和标准，开展消防研究、教育和培训；减少火灾和其它灾害，保护人类生命财产和环境安全，提高人们的生活质量。目前已颁布发布了“固定式储能系统安装”标准NFPA 855，对UL 9540A标准的内容作了特别引用。

表 5.12 NFPA 相关标准

序号	标准类别	标准名称	标准号
1	储能系统及设备	Standard for the installation of stationary energy storage systems 固定式储能系统安装标准	NFPA 855:2020
2		Fire code 防火规范	NFPA 1:2018
3		National electrical code 美国国家电气规程	NFPA70:2020
4		Standard on clean agent fire extinguishing systems 洁净气体灭火系统标准	NFPA 2001:2018

5.2.5 德国技术监督协会 (TÜV)

TÜV专为元器件产品定制的安全认证标志，得到全球广泛认可。目前已颁布储能相关标准主要覆盖了新能源储能系统电气安全、并网符合性和储能电池的安全要求；以及针对大型储能系统的技术标准，包含子系统的技术要求，整体的机械机构、电气安全、并网、消防和应急要求。

表 5.13 TÜV 相关标准

序号	标准类别	标准名称	标准号
1	储能系统	Technical standard for household energy storage system 户用储能系统的技术标准	TUV SUD PPP 59034A:2014
2		Technical standard for large scale energy storage system 大型储能系统的技术标准	TUV SUD PPP 59044A:2015

5.2.6 欧洲联盟指令(CE)

欧盟指令面向的是欧盟内的国家立法机构，这些机构受邀将欧盟指令融入国家法律，欧盟指令的目的是保证商品在欧盟内的自由流通。目前已颁布储能相关标准，2023年7月10日，欧盟理事会正式通过《新电池法规》，并废除了2006/66/EC指令。

表 5.14 CE 指令

序号	标准类别	标准名称	标准号
1	储能系统及设备	The LowVoltage Directive LVD 低电压指令	2014/35/EU
2		Electromagnetic compatibility EMC 指令	2014/30/EU
3		Restriction of the use of certain hazardous substances RoHS 指令 (在电子电气设备中限制使用某些有害物质指令)	2011/65/EU
4		Council adopts new regulation on batteries and waste batteries 电池和废电池的法规	2023/1542/EU

5.2.7 其他相关标准

JISC (日本工业标准调查会)、JET (日本电气用品试验所)、CSA (加拿大标准协会)、VDE (德国电气工程师协会)、KATS (韩国技术标准署)、AS(澳大利亚国际标准公司)针对储能电池、逆变器、并网等标准。

表 5.15 其他标准

序号	机构	标准名称	标准号
1	JISC	Safety requirements for portable sealed secondary cells and for batteries made from them for use in portable applications 用于便携设备的密封二次电芯或电池-安全要求	JISC 8712:2015
2		Safety tests for portable Lithium Ion secondary cells and batteries for use in portable electronic applications 适用于便携式设备、小型锂离子电池和电池安全性测试	JISC 8714:2007
3		Secondary lithium cells and batteries for use in industrial applications- Part 1:Tests and requirements of performance 工业用锂二次电池单电池及电池系统-第 1 部分:性能要求	JISC 8715-1:2018
4		Secondary lithium cells and batteries for use in industrial applications- Part 2:Tests and requirements of safety 工业用锂二次电池单电池及电池系统-第 2 部分:安全要求	JISC 8715-2:2019
5		Uninterruptible power systems (UPS) - Part 2:Electromagnetic compatibility EMC requirements 不间断电源 (UPS) -第 2 部分:电磁兼容性 (EMC) 要求	JISC 4411-2:2019
6		Safety requirements for electric energy storage equipment- Part 1:General requirements 低压蓄电系统的安全要求事项-第 1 部分:一般要求	JISC4412-1:2014
7		Safety requirements for electric energy storage equipment- Part 2: Particular requirements for Separation type power conditioner 低压蓄电系统的安全要求事项-第 2 部分:隔离功率调节器的特定要求	JISC 4412-2:2019
8	JET	General test methods for grid connection protection devices for small distributed power generation systems 小型分布式发电系统并网保护装置等试验方法通则	JETGRO002-1-9.0:2018
9		Individual test methods for grid protection devices for solar power generation systems (太阳能发电系统用并网保护装置的个别测试方法)	JETGRO003-1-10.0:2019

10		Individual test methods for multiple connected grid protection devices for corresponding solar power generation systems 多台联系对应型太阳能发电系统用并网保护装置等的个别测试方法	JETGRO003-4-9.0:2019
11		Battery systems-Individual test methods for system connection protection devices 蓄电池系统系统连接保护装置的个别测试方法	JETGRO003-5-7.0:2017
12		Individual test methods for connection protectors of multiple DC inaitsgtegb (PV+BS) 多直流输入系统 (PV+BS) 系统连接保护装置等的个别测试方法	JJETGRO003-6-8.0:2019
13	AS	Electrical installations - Safety of battery systems for use with power conversion equipment 电气安装-电力转换设备用电池系统的安全	AS/ NZS 5139:2019
14		Grid connection of energy systems via inverters Inverter requirements 逆变器并网要求	AS/NZS 4777.2:2020
15	CSA	Power conversion equipment 加拿大电气法规电力转换设备	C22.2 NO 107.1:2016
16		Interconnecting inverter-based micro-distributed resources to distribution systems 基于逆变器的微电源接入配电网标准	C22.2 NO.257:2006
17		Interconnection of distributed energy resources and electricity supply systems 分布式电力供应系统并网标准	C22.3N92020
18	VDE	Stationare Energiespeichersysteme mit Lithium-Batterien 固定式锂离子电池储能系统标准	VDE-AR-E2510-50:2017
19		Power generating plants in the low voltage network 低压并网标准	VDE-AR-N-4105:2019
20		Technical connection rules for medium voltage 中压并网标准	VDE-AR-N-4110:2018
21		Technical requirements for the connection and operation of customer installations to the high voltage network TAR high voltage 高压并网标准	VDE-AR-N-4120:2018
22	KSC	Safety standards establishment for industrial lithium secondary batteries 工业用大容量锂电池安全标准	KSC 62619:2019
23		Small scale photovoltaic inverter(grid-tied grid-tied type, stand-alone type) 小型太阳能发电用逆变器 (并网系统, 独立发电系统)	KSC 8564:2015
24		Medium and large size photovoltaic inverter(grid-tied type stand-alone type) 中大型太阳能发电用逆变器 (并网系统, 独立发电系统)	KSC 8565:2015

5.2.8 市场准入

储能产品进入不同国家和地区，涉及规定、标准、法规和程序等一系列市场准入流程，以确保储能系统的安全、性能和可靠性，同时促进市场竞争和可持续发展，主要设计安全、EMC、并网以及运输等测试认证。中国、北美、欧洲、澳洲等区域/国家储能市场准入如下所示（仅供参考），具体根据不同客户及不同的应用场景需求会有差异。

表 5.16 市场准入标准

国家/区域/项目	安规	EMC	并网	运输
中国	GB/T 36276	GB/T34131	GB/T36547	/

	GB/T34131		GB/T34120	GB/T36548	
	GB/T34120		/	/	
欧洲	IEC62619、IEC62620	2014/35/EULVD	IEC/EN61000-6-1~4	EN50438	UN38.3
	IEC62477-1	IEC63056	2014/30/EUEMC	CEI021	SDS
	IEC62933-5-2	IEC62109-1~2	/	OVEE-8001-4-712	运输鉴定报告
	VDE-AR-E2510-50	IEC62477-1~2	/	RD1663	危包证
	2011/65/EURoHS	/	/	RD1699	CCS
英国	BS/EN/IEC62933		BS/EN55011	G99、G98	/
	BS/EN62619		IEC/EN61000-6-1~4		/
德国	BS/EN/IEC62933		IEC/EN61000-6-1~4	VDE-AR-N-4105	/
	VDE-AR-E2510-50			VDE-AR-N-4110	/
	IEC62619			VDE-AR-N-4120	/
	2PfG2698				/
北美	UL9540、9540A		FCCPart15	IEEE1547	/
	UL1973			IEEEC62.41.2	/
	NFPA855			IEEEC62.45-Surge	/
	UL1741S			IEEEC90.2-EMI	/
	/			C22.2NO.257	/
	/			C22.3NO.9	/
澳洲	AS/NZS5139		IEC/EN61000-6-1~4	AS/NZS4777.2	/
	ASIEC62619				/
日本	JISC4412		JISC4412.2	JETGR0002-1	/
	JISC8715-2		IEC/EN61000-6-1~4	JETGR0003-1/4/5/6	/
	SBAS1101			JEAC9701	/
韩国	SPS-CKBIA-10104-03-7312		SPS-SGSF-025-4-1972	KSC8564	/
	SPS-SGSF-025-4-1972			KSC8565	/
非洲	参考欧洲 IEC 标准				

5.3 重庆市新型储能标准建设现状

在全国新型储能产业建设中，重庆新型储能产业建设呈现如火如荼的态势，目前已经聚集了超过 20 家新型储能产业链上下游企业和科研院所，产业集群初具规模，科技成果初成气候，同时，针对重庆市用电需求的新型储能应用场景也在全市范围内多点开花。因此，重庆市新型储能产业亟需总结现有的经验教训并尽快形成地方性标准体系，一方面为更好地服务和落实地方新型储能应用实际打下坚实基础，另一方面也为重庆新型储能产业的意向加入者提供规范性意见和发挥指导性作用。

同时，由清安储能（重庆）技术有限公司牵头成立的重庆市储能与智慧能源产业技术创新联盟，作为西南地区首个新型储能产业技术联盟，预计将发挥好带头作用，协同成员单位，凝练产业智慧，抓实重庆市储能应用场景特点，为重庆新型储能标准体系建设添砖加瓦，尽绵薄之力。

5.4 小结

新型储能标准建设是一项漫长且系统性的工程，我们对国内外新型储能相关标准的整理提炼过程中发现，储能标准制定与推广方面仍然面临着一系列挑战：

(1) 新形势下的技术标准难以满足需求。随着技术不断进步，原有的技术标准难以满足不断变化的应用需求。从发电侧、电网侧到客户侧，储能应用模式和要求存在较大差异。此外，储能的安全性能和管控要求也日益受到关注，而储能全寿命周期后期的应用管控标准尚未完善，还需跟进新型储能技术的发展。

(2) 核心内容与关键参数编制难度。储能标准编制涉及的核心内容和关键参数复杂且繁多，而可参照的国外标准或其他领域标准逐渐减少。储能装备技术的迭代升级速度加快，然而标准的制定需要相对较长的周期。此外，技术储备不足，需要深入展开专项研究，融合科学凝练的应用实践，以及开展深入的技术实证。

(3) 标准应用推广困难。标准的应用组织体系和要求相对不够有力。例如，在电化学储能领域，对储能和电动汽车应用的技术要求认知不足，缺乏强有力的监管机构。另外，储能工程的实施周期较短，而产品的检测和认证过程时间较长。

标准建设需充分考虑技术变革和市场需求，不断修订和完善，以适应新兴储能技术和应用场景。

6. 新型储能商业模式

6.1 国内典型商业模式

新型储能在快速发展的同时，面临经济性、效率、安全性等问题，探索新型储能参与市场的商业模式，积极寻找破局点已格外迫切。当前，新型储能商业模式可较为系统地概括为电源侧储能商业模式、电网侧储能商业模式和用户侧储能商业模式。

6.1.1 发电侧储能

自2021年以来，全国27个省市发布了新能源配储政策，其中包括山东、内蒙、青海在内的22个省市明确了新能源配置储能比例，整体的比例要求在10%-20%、配储时长多要求在2h以上，新疆、甘肃等5个省份在政策中提出引导或鼓励配储，未做强制性要求。

新能源配储电站的主要收益来自于电力辅助服务市场和财政补贴。一是可参与电力辅助服务市场获得可观收益。国家发展改革委2022年印发的《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》提出，新能源场站配建的储能项目，在完成相关技术要求情况下，与所属新能源场站合并视为一个整体，按照相关规则参与电力辅助服务市场。当前，已有如安徽、贵州、河南等12个省份发布了新能源配储参与电力辅助服务市场交易的政策，交易品种主要包括调峰、调频、备用等；二是可从各地方政府拿到相应的补贴。目前，广东、青海、四川等11个省市发布了新能源配储补贴政策，补贴方式与独立储能类似，主要包括放电补贴、容量补贴、投资补贴。

火电联合调频配储是指在火电厂通过加装储能提升其调节性能，以弥补火电机组爬坡速度慢的劣势，实现火电机组灵活性改造的电站，其主要为参与电力辅助服务市场。这主要受益于国家能源局此前公布的《电力辅助服务管理办法》《电力并网运行管理规定》等文件，为火电联合调频配储项目确立了补偿机制。目前山东、河南、甘肃、湖北等12个省市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。近几年随着新型储能调频项目的数量增多，火电联合调频配储提供调频等辅助服务已成为当前经济性最高的储能应用模式之一。但和电能量调节相比，调频辅助服务市场空间较小，大量储能技术涌入调频市场必然对调频价格造成较大冲击。从短期来看，

一些装机规模较大、自身调节能力较强的火电机组在进行储能配置的改造后，收益也会更有保障。从长期来看，随着顶层设计、配套机制的不断完善，火储联调未来还会拓展到一次调频市场，从而进一步拓宽盈利渠道，收益空间也会更加明朗。

6.1.2 电网侧储能

电网侧储能主流的形式以独立储能为主。独立储能主要是指以独立主体身份直接与电力调度机构签订并网调度协议，纳入电力并网运行及辅助服务管理的储能电站。其主要功能为电网提供调峰、调频、系统备用、黑启动等辅助服务。当前，全国已有约28个省市发布了独立储能相关的支持政策，主要可归纳为以下几个方面：

- (1) 确立新型储能的独立市场主体身份，鼓励独立储能建设；
- (2) 鼓励独立储能向共享储能转化以提高其经济性；
- (3) 鼓励独立储能参与电力现货交易以导向市场化发展；
- (4) 鼓励独立储能参与调峰和调频等辅助服务市场；
- (5) 给予独立储能补贴支持，补贴方式包括放电补贴、容量补贴、投资补贴等。

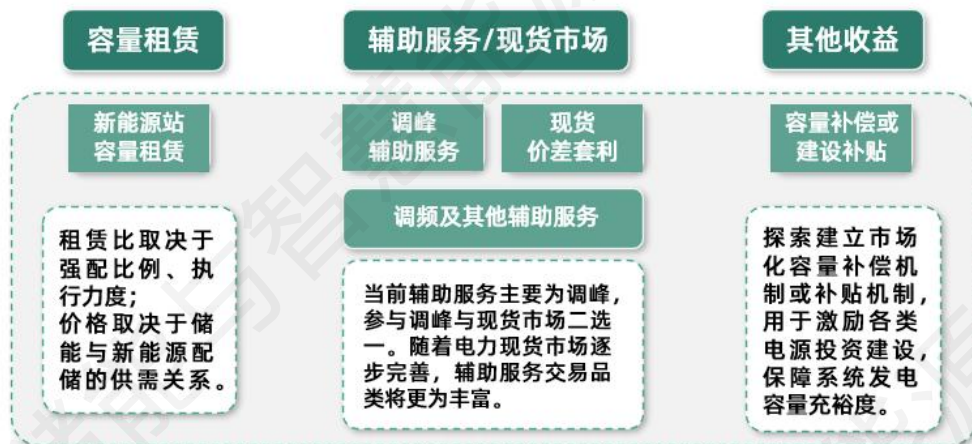


图 6.1 电网侧独立储能电站收益模式汇总

在政策和市场的双重推动下，中国电网侧新型储能正在被激活。我们将电网侧独立储能的收益模式主要归纳容量租赁、辅助服务/现货市场和其他收益三个方面，如图6.1所示。其中：

- (1) 容量租赁。指电网侧独立储能电站被多个新能源发电站以指标形式租赁，容量租赁收入取决于租赁容量和租赁价格。

(2) 辅助服务。主要包括调峰服务和调频服务。调峰服务多按调峰电量和电价确定收入，调频则分为一次调频和二次调频两类，不同的省市的计算方法多有差异。

(3) 现货市场。指以实时或近期的电力需求和供给为基础，通过竞价或协商的方式确定交易价格和交易量的一种交易方式。主要分为中长期、日前、实时等交易方式。2022年，《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》中已明确要求“现货市场运行期间由现货电能量市场代替调峰市场”。即，现货市场为调峰辅助服务市场的未来时。

(4) 其他收益。指各省市为确保独立储能电站的经济性，而确立的兜底手段。包括容量补偿、建设补贴等。

区域	容量租赁	调峰辅助服务	调频辅助服务	现货市场	投资补贴	容量补偿
山东	✓	✓	✓	✓		✓
山西	✓		✓	✓		
河南	✓	✓	✓	✓		
宁夏	✓	✓				
甘肃	✓	✓	✓	✓		✓
湖南	✓	✓		✓		
广东			✓	✓		✓
内蒙古	✓	✓	✓	✓		✓
广西	✓	✓		✓		✓
浙江		✓	✓	✓		✓
重庆		✓	✓		✓	
河北	✓	✓	✓	✓		✓
湖北	✓		✓			

图 6.2 典型地区电网侧独立储能电站收益组合差异

然而，值得注意的是并不是每个地区的电网侧独立储能电站均可获得如此多元化的收益。图6.2展示了典型地区的独立储能电站的收益模式异同。可知，容量租赁、调峰辅助服务/现货市场、调频辅助服务是目前最主流的盈利模式。

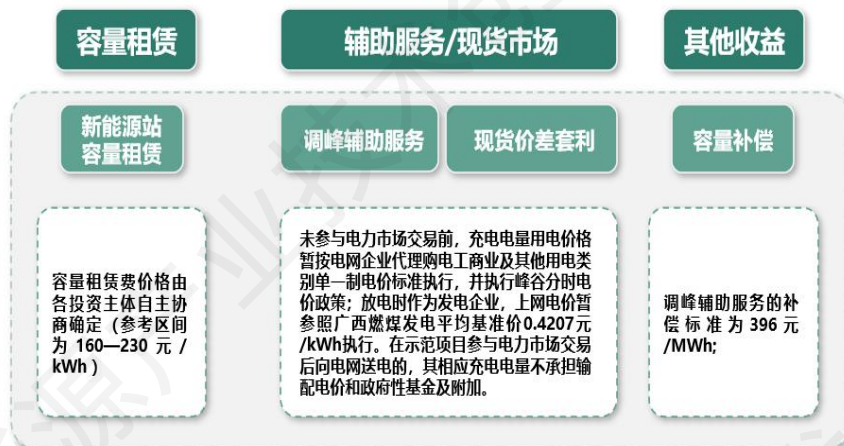


图 6.3 广西《加快推动广西新型储能示范项目建设的若干措施（试行）》

电站规模	100MW/200MWh	EPC成本	1.65元/Wh
电芯循环次数	6000次	出租率	100%
年调用次数	300次/年	租赁价格	200元/kWh
DOD	90%	补偿标准	0.396元/kWh
充放电效率	95%	调峰上网电价	0.4207元/kWh
综合效率	86%	调峰购电电价	0.3455元/kWh
保险费用	0.20%	折旧方式	10年线性折旧
运维费用	1%	税率	增值税13%，所得税25%
税后全投IRR			8.31%
全投回收周期			8.60年

注：电站全周期20年，在第10年换电芯；现货市场开放时间假设在第6年；

图 6.4 广西电网侧独立储能电站核心假设及测算结果

以广西为例，在2023年4月广西发改委印发的《加快推动广西新型储能示范项目建设的若干措施（试行）》（桂发改电力规（2023）217号）的通知中，明确规定了以上盈利模式的标准。由图6.3可知，广西电网侧独立储能示范项目收益模式为“容量租赁+调峰/现货市场+容量补偿”。在其边界条件下，按100%容量出租，规模为100MW/200MWh储能电站项目的税后全投资IRR为8.31%，资本金回收周期8.60年，具备较好的经济效益，如图6.4所示。然而，需要指出的是：

(1) 容量租赁是市场化行为，出租率与租赁价格取决于当地新能源场站对储能指标的需求。根据部分地区的反馈，由于市场对其指标需求的不足，租赁价格及出租率均低于预期。因此，在电网侧项目前期阶段是否能完成容量租赁的落地，是众多投资方顾虑的核心因素。近期，包括内蒙古、广东、河南等地区明确表示“新能源不配储不得上网”，在

此类强制性政策的引导下，未来容量租赁将成为电网侧独立储能电站较为确定的收益，从而改变当下“租不出去”的尴尬的局面。

(2) 电力现货交易同样是市场化行为，其盈利程度主要取决于交易团队的专业性。对于电网侧独立储能电站投资方/运营商而言，此部分收益将在开启后取缔调峰市场，盈利水平将随市场出现波动，从而对电站的经济性给予一定冲击。

(3) 大量的行业研究表明，独立储能电站参与调频市场的经济性远高于仅参与调峰市场。这将衍生出多个需要在前期研判时把握的风控问题，如频繁参与调频是否会影响电芯的更换频率，调峰与调频两个市场参与的程度分配比例等；

(4) 租赁出去的容量权属，这将直接影响投资方与租赁方关于租赁容量的利润分配，不过此类场景双方应可通过租赁价格等方式提前实现利润和风险的转移；

6.1.3 用户侧储能

用户侧储能的商业模式主要依赖于峰谷套利，辅以需求侧响应、需量管理、动态增容、应急备用、资金补贴等直接或间接收益。

(1) 峰谷套利。利用峰谷价差套利是目前用户侧储能最主要的盈利方式。它通过晚上电网低谷时期为储能电站充电，白天用电高峰时放电，来达到节约用电成本的目的，如图6.5。东吴证券研究表明，峰谷价差达到0.7元/kWh时，用户侧储能的收益率达到9.82%。截至2023年7月，全国已有22个地区峰谷价差超过上述数值，对用户侧储能项目的刺激显著提升。

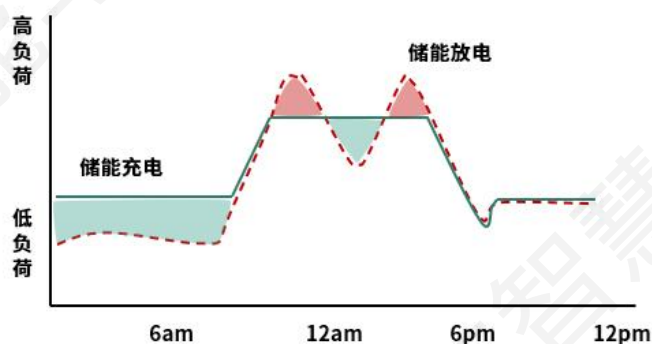


图 6.5 用户侧峰谷套利示意图

(2) 需求侧响应。指储能电站接受电网调度，参与对整体负荷供需平衡的调节。以广州为例，《广州市虚拟电厂实施细则》明确将安排补贴资金 3000 万元，鼓励用户参与虚拟电厂需求响应市场，并逐步形成约总市最高负荷 3%左右的需求响应能力，补贴费用=有效响应电量×补贴标准×响应系数，削峰补贴最高 5 元/度，填谷补贴最高 2 元/度。补贴标准如图 6.6 所示。

序号	响应类型		提前通知时间	补贴标准	响应系数
1	削峰	邀约	提前1天	0-5元/kWh	1
2			>4h		1.5
3		实时	/		3
4	填谷	邀约	提前1天	0-2元/kWh	1
5			>4h		1.5
6		实时	/		3

图 6.6 广州需求侧响应补贴标准

(3) 需量管理。利用储能系统在峰段负荷平滑出力，消除尖峰负荷，平滑用电曲线，降低最大需量，从而减少需量电费。

(4) 动态增容。用户的变压器容量是固定的，当用户出于其需求造成变压器满负荷运行时，则需要进行变压器扩容。而储能系统可实现容量扩增，明显降低变电器压器负荷率，延缓新增变压器的投产时间，通过延缓工厂变压器的增容，减少变压器的增容费，如 6.7所示。

(5) 应急备用。在厂区、校园、医院等场景下，电力的安全保障至关重要。储能系统可作为备用电源，减少UPS或柴油发电机的期初投资和运行费用。

(6) 资金补贴。全国范围内，用户侧储能补贴政策遍地开花。补贴形式主要分为投资补贴和发电量补贴，辅以容量补贴、充电量补贴等形式。以重庆为例，《重庆两江新区支持新型储能发展专项政策》明确，鼓励新型储能应用示范，对在新区备案且建成投运的用户侧储能、分布式光储、充换储一体化等项目，按照储能设施装机规模给予200元/kWh补助，单个项目的补助最高不超过500万元。



图 6.7 动态扩容示意图

6.2 全球典型商业模式

俄乌冲突以来，天然气危机+煤炭价格不断上升，推高了以欧洲为代表的国家电价，因而刺激了新型储能的装机量。全球范围内，新型储能的应用场景主要分为表前储能（电源侧、电网侧）和表后储能（工商业、户储）。表前储能主要以美国、英国、澳洲为主，表后储能主要以德国、意大利、西班牙、澳洲等为主。

6.2.1 欧洲储能

2021年7月，欧盟提出“Fit for 55”计划，明确欧盟地区2030年可再生能源发电量达到40%以上。2022年5月，欧盟通过的REPowerEU计划将该数值提升至45%，带动可再生能源装机容量目标从1067GW提升至1236GW。在可再生能源发展目标的激励下，欧洲各国开始制定储能发展规划，大力推进新型储能的商业化应用。2022年6月，德国联邦议院通过法律修正案，赋予储能系统法律定义可以简化储能系统的注册程序，为大规模储能项目参与电力市场扫除身份障碍。2020年7月，英国取消电化学储能项目容量限制，允许英格兰和威尔士地方规划部门分别部署规模超过50MW和350MW的储能项目（此前只有中央政府可以批准），使英国电网中电化学储能项目数量快速增加。

欧洲市场中，英国引领了欧洲表前储能的发展。2022年，英国电化学储能累计装机1.6GW，大部分储能时长为1小时。目前，英国电力市场较为成熟，电化学储能收益来源多样，主要收益来源包括：容量市场、批发市场、平衡备用和调频辅助服务市场，如图6.8所示。



图 6.8 英国表前储能典型收益模式

以80MW/320MWh独立储能电站为例，项目总投资约1.42亿英镑，储能电站工作年限15年，每天充放电2次，放电深度为80%，储能年衰减为1%，按4%贷款利息投入资本金50%，可得资本金项目IRR为5.5%，投资回收期10.15年，具有一定经济效益。

表后储能占据欧洲储能规模的50%，主要通过与光伏系统配合自发自用，帮助用户节约电费。欧盟家用光储系统的安装量从2014年起一直保持高速增长，欧洲家用储能快速发展的主要动力有以下4点：

(1) 用电成本高，且持续上涨。能源危机下，欧洲电价逐年攀升，叠加俄乌冲突等事件影响，天然气成本飙升，电价成本短期内快速上涨，欧洲各国2022年5月的电价较2021年初上涨100-330%。根据ING预测，2022年全年法国、德国、比利时和荷兰等欧洲经济体的基础能源价格将保持在约150-170欧元/MWh以上的高位。

(2) 税收减免等政策支持逐步落地。相关政策主要可以分为两类，一是实行相关税收的减免，如意大利将户储设备税收减免提升到110%；二是实施资金补贴，如德国巴伐利亚州为每个容量3kWh以上的储能系统提供500欧元补贴。

(3) 高收益率、短回收期。户储收益率较高，不考虑补贴收益率可以达到15%以上，回收期6-9年以内。德国等全球户用储能发展前列的国家由于其高昂的电价收益率较高，1)以德国为例，假设规模5kW，配储50%*2h，户用光伏+储能成本为2.06欧元/W，以0.4欧元/kWh零售价以及0.06欧元/kWh上网电价测算后IRR达22.55%。

(4) 上网电价低于用电电价。并网型户用光伏电价政策逐步转向自消费，推动居民在光伏基础上配置储能。当前，并网型户用光伏电价主要有上网电价政策（FiT）、净计量和自消费三类政策。德国等国家近年来FiT补贴价格不断下降，其FiT余电上网电价过去15年下降超过80%，荷兰、意大利等国家也将退出净计量政策。德国自消费模式下，上网电价仅0.06欧元/kWh，而自用的部分相当于以电价0.4欧元/kWh盈利，因此配储后自用更能提高收益率，在FiT与净计量政策逐渐退坡的同时，自消费政策逐步推广，居民布局光+储经济性继续提升。

6.2.2 美国储能

从2006年到2021年，美国储能政策经过多年更新完善，已形成联邦到各州的储能政策矩阵。美国联邦投资税收抵免（ITC）政策实施多年，并在2020年8月通过IRA法案得到延长，该政策允许对新能源配置储能项目抵减30%投资额和加速折旧（MACRS），这奠定了美国储能发展的基础，见图6.9。在ITC的基础上，各州分别出台储能补贴和储能采购计划等，见图6.10，储能市场得到极大激活。

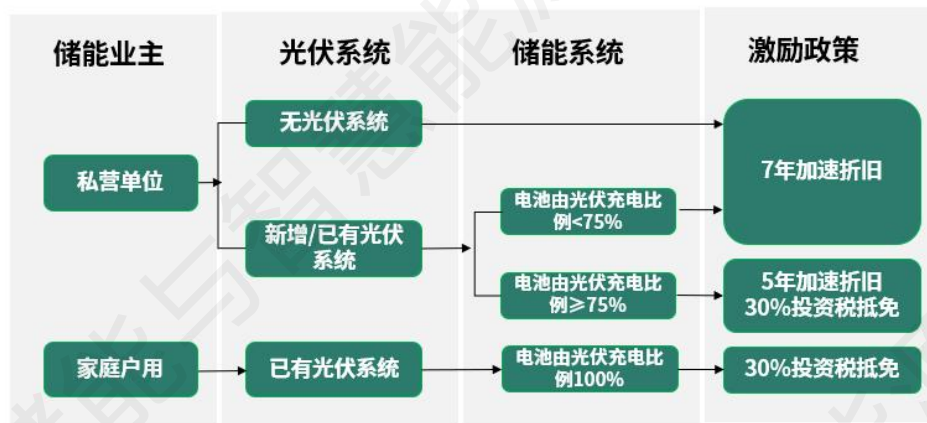


图 6.9 美国联邦投资税收抵免（ITC）政策

政策类别	地区	主要内容	发布时间
储能激励政策	联邦	加速折旧和投资税收抵免	2009年起
储能市场化政策	联邦	发布841法案，致力于消除储能在电力批发市场中进行公平竞争障碍	2018年1月
	联邦	批准2222号命令，有助于小型储能系统的规模化部署和虚拟电厂商业模式推广	2020年11月
安装补贴	加州	纳入自发电激励计划（SGIP）支持范围，如户储项目（≤10KW）可获得0.5元/Wh补贴	2011年9月
	纽约州	宣布总投资2.8亿美元“市场加速桥激励计划”	2019年4月
	康涅狄格州	为用户储提供资助，最高7500美元	2021年8月
采购目标	新泽西州	发布A3723法案，2021年实现600MW、到2030年实现2GW储能采购目标	2018年5月
	科罗拉多州	Xcel Energy发布资源计划，提出新增275MW储能	2018年8月
	弗吉尼亚州	通过《清洁经济法案》，批准了到2023年部署3.1GW储能目标	2020年4月
	康涅狄格州	通过SB952法案，到2030年部署1GW储能目标	2021年6月
	加州	批准总规模达11.5GW的清洁能源采购计划，包括1GW储能目标	2021年8月
	纽约州	2030年储能装机目标由3GW提高到6GW	2022年1月

图 6.10 美国各州储能补贴和储能采购

从各州的层面看，美国有多个州对储能系统的所有者提供了直接的财政激励措施，如亚利桑那州、加利福尼亚州、佛罗里达州、马里兰州、内华达州、纽约州和威斯康星州。其中一些财政激励措施是以税收抵免或免税的形式提供。例如，马里兰州根据储能系统的成本提供储能税收抵免，纽约州则提供财产税免税措施，其范围包括住宅用户的储能项目。除了提供税收优惠外，还为亚利桑那州、加利福尼亚州、佛罗里达州和内华达州以及夏威夷州的储能系统所有者提供了退税或使用时间(TOU)费率计划以作为财政激励。威斯康星州提供了一个独特的资助储能项目补助计划，即能源创新补助计划，在2019年为太阳能或储能行业一些开发商或制造商提供500万美元资助。

在储能市场化方面，2008年联邦政府开始为储能进入电能批发市场提供制度保障，2013年提出输电网运营商可以选择从第三方直接购买辅助服务并明确了电储能提供辅助服务的结算机制。2018年联邦能源管理委员会（FERC）发布841号法案，要求系统运营商消除储能参与容量、能量和辅助服务市场的障碍，允许电储能参与容量、电量和辅助服务市场，并基于市场价格对其服务进行相应补偿。与中国相比，美国电力市场机制完善，表前储能主要通过套利、容量补偿以及辅助服务等获得收益。根据测算，预计美国表前

独立储能LCOS将从78.1美元/MWh下降至39.5-61.6美元/MWh，IRR从11%提升至16.5%-38%，项目经济性显著。

美国表后储能主要包括户用储能和工商业储能，以分布式光伏配储能的形式为主，其收益来源包括：减少从电网高价购电的收益、备用电源的价值和余电上网的收益。根据美国能源信息署的预测，2024年美国储能项目平准化成本为14.01美分/kWh（假设ITC补贴为30%），相较于2022年美国居民平均电价15.12美分/kWh，在ITC补贴下安装储能已经具有一定经济性。以美国加州户储为例，假设规模5KW，配储30%*4h，户用光伏+储能成本为4.63美元/W，以0.6美元/kWh峰值电价以及0.23美元/kWh平均用电电价测算后IRR达18.9%。

此外，根据美国中西部独立系统运营商MISO最新规定，超过100kW的分布式储能可以在MISO注册，并于2022年6月之后可以参与电力市场（包括电能量市场、辅助服务和容量市场）获得额外收益。

6.2.3 澳洲储能

澳大利亚表前和表后储能均发展较快。2021-2022年，澳大利亚新增557MW表前储能项目，累计规模达到822MW。在澳大利亚，表前储能可以参与电能量市场和调频辅助服务市场（FCAS），后者带来的收益占据80%以上（2021年）。2022年6月，澳大利亚国家电力市场（NEM）现货价格突破了累计价格阈值（CPT），首次触发了300澳元/MWh的管理价格上限（APC）。12月，澳大利亚修订《国家电力规则》，将每个地区的该价格上限提高至600澳元/MWh，为澳大利亚电能量市场提供了更大的套利空间。由于电力供应紧缺、电价大涨，2022年第三季度，澳大利亚储能电能量市场收益首次超过FCAS市场。四季度，随着电力供需紧张缓和，储能电能量市场收益出现回调。

表后储能方面，根据澳大利亚能源委员会（AEC）的数据，2022年澳大利亚新增安装屋顶光伏系统29万套，平均有6%的屋顶光伏配置了新型储能，而维多利亚州和南澳州的这一配置比例分别达到了24%和21%。表后储能主要收益来源为光储系统自发自用，带来的电费节约收益。零售电价的上涨以及储能成本的降低，将促使更多用户配置屋顶光伏及

储能。根据澳大利亚能源市场委员会（AEMC）数据，2022年澳大利亚户用储能净收益达到0.24澳元/kWh，具有一定经济性。

政策方面，2022年6月，澳大利亚能源市场运营商（AEMO）发布综合系统计划（ISP），提出到2050年需要公用事业规模的可再生能源容量增加九倍，分布式光伏容量增加近五倍。ISP的发布，可以更好的引导储能投资方向，降低可再生能源消纳成本，提升电力系统可靠性和安全性。7月，澳大利亚政府推出了《2022年澳大利亚可再生能源机构修正案》，拓宽了澳大利亚可再生能源署（ARENA）的任务范围，允许该机构支持能源效率和电气化技术。未来，ARENA将持续支持超低成本太阳能、大规模储能、灵活性需求、绿氢等可再生能源技术。10月，澳大利亚政府宣布在2022-2023年联邦预算中为ARENA提供新的资金，包括推动国家基金、支持能源安全和可靠性、家用光伏社区电池、原住民社区微电网计划四个方向。其中，支持能源安全和可靠性这一方向将获得6000万澳元以支持大规模电网侧储能电池项目；家用太阳能社区方向，储能获得约1.89亿澳元支持，以帮助澳大利亚各地推出342个社区储能。2022年12月，ARENA宣布向全国范围内8个电网侧储能项目提供1.76亿澳元的有条件资金支持。

澳大利亚通过修订APC管理价格上限，为澳大利亚电价带来了更大的波动空间，为储能在电能量市场套利提供了便利条件。通过为储能项目提供资金支持，降低储能成本，可以使储能获得更好地经济性，增加储能建设积极性。

6.3 重庆市典型商业模式

当前，受制于新型储能技术与产业在国内的发展，重庆新型储能商业模式处于发展早期。在电源侧，重庆因没有强制配储的政策导向，当前并无电源侧储能项目落地。然而，在补贴政策、调频规则的刺激下，重庆电网侧和用户侧储能正如火如荼的进行商业模式探索，并已初具较好的经济性。

6.3.1 重庆电网侧储能

重庆是我国西部唯一直辖市，也是西部唯一电力净输入地区。据统计，重庆每年需外采约30%左右电量，预计2023年的电量缺口达21.3亿kWh。为缓解如此巨大的电力缺口，

重庆除了在电源侧和用户侧加强保供和错峰引导之外（如：加强煤电储备、居民峰谷电价等），也在电网侧出台了较为强劲的刺激政策。

一是在辅助服务方面。2022年1月，华中能监局发布了《重庆电力调频辅助服务市场运营规则》（后称《规则》），这奠定了重庆独立储能电站可为电力系统提供调频辅助服务的基础。在调峰辅助方面，重庆并未发布正式的执行标准和政策，在实际执行中多是采用与供电局签订调度协议从而获得调峰收益。二是在其他收益方面。重庆铜梁区和两江新区对独立储能电站相继制定了差异化的投资补贴政策，如图6.11所示。



图 6.11 重庆铜梁区和两江新区电网侧独立储能电站补贴

以铜梁区为例，一个100MW/200MWh独立储能项目，按1.55元/Wh的EPC单价，总投资约3.1亿元，每年可获得资金补贴约1550万元（5年总补贴约7750万元）。若按资本金30%投资（1.05亿元），叠加独立电站运营期利润，此电站基本可在5年内完成资本金回收。而在两江新区，类似规模独立储能电站可获得一次性建设补贴仅约3000万元，补贴力度有限。

基于以上补贴刺激，截至7月18日，重庆已有6个电网侧独立储能电站开工建设（共计0.84GW/1.68GWh），如图6.12所示。

项目名称	区县	规模
科学谷储能电站项目	高新区	100MW/200MWh
合川发电公司电站项目	合川区	240MW/480MWh
铜梁准远新区电站项目	铜梁区	100MW/200MWh
两江龙盛储能电站项目	两江新区	100MW/200MWh
永川松溉储能电站项目	永川区	200MW/400MWh
南川储能电站项目	南川区	100MW/200MWh

图 6.12 重庆 6 个电网侧独立电站项目

然而，政策补贴只是“强心针”，并非长久之计。与全国电网侧储能电站盈利模式相比，重庆具备诸多特点。

一是在容量租赁方面，重庆需求存疑。重庆地处中国西部、风光资源有限，新能源发电厂少且多在渝东北等偏远地区，跨越几百公里的租赁指标是否能得到相关部门认可以及能否实现充分调用均面临巨大的不确定性。

二是在现货/中长期市场方面，重庆已然开始。2022年9月，华中能源监管局印发《重庆市电力中长期交易规则》，指出现阶段中长期交易的市场主体包括各类发电企业、电网企业、配售电企业、电力交易机构、电力调度机构、电力用户、储能企业等。2023年5月24日，重庆电力现货市场首次调电试运行，开启了跨越式发展的历程。

可以看到，重庆在独立储能在参与市场交易的发展进程中，并未规划经历竞价式的调峰辅助服务市场，而是跨越式地进入了市场化更高的中长期、现货市场，这样的发展在国内是超前的。

6.3.2 重庆用户侧储能

重庆分时电价差长期稳定在0.7元/kWh以上，单纯的峰谷套利模式储能项目的经济性已较为可观。此外，重庆两江新区、铜梁区为刺激用户侧储能项目落地，分别出具了力度较强的补贴政策。为对标重庆用户侧储能的商业可行性，我们在大工业1-10kV、两部制电价前提下，以清安分布式储能产品为例，见图6.13，考虑1MW/2MWh储能系统的2充2

放运营策略，在重庆、广东（五市）和浙江三大区域仅考虑峰谷价差收益进行了经济性测算对比，如表3所示。根据我们的测算，在当前电价政策、考虑一定分润差异且不考虑补贴情况下，同一项目在三大区域的经济性表现存在一定差异。

低压风冷户外柜



- 采用能量型磷酸铁锂电芯
- 标准化室外机柜

- 集所有储能系统部件于一体
- 高防腐等级，满足多种环境

产品特点

- ① **高度集成**：能量密度高达150kWh/m²，一站式运输及交付
- ② **安全可靠**：多层次监控及联动防护，热失控预警及物理隔离
- ③ **智能友好**：内置削峰填谷，需求响应，应急备电等多种功能
- ④ **配置灵活**：可多机柜并联实现储能系统扩容，适应不同场景

直流侧参数		
电芯	280Ah/3.2V	280Ah/3.2V
电池类型	磷酸铁锂	
额定放电倍率	≤0.5C	
额定电压	716.8V	716.8V
工作电压范围	627.2V-806.4V	627.2V-806.4V
标称能量	200kWh	2MWh
交流侧参数		
额定输出功率	100kW	100kW*10
交流接入方式	三相三线/四线	三相三线/四线
额定并网电压	400Vac	
允许电网电压范围	-20%~15%	
额定电网频率	50Hz/60Hz	
功率因数	0.99（额定输出功率）	
功率因数可调范围	-0.99~0.99	
隔离变压器	无	
交流电流谐波	<3%	

图 6.13 清安储能分布式储能系统及参数

图6.14显示，经济性最好的是浙江区域，税后IRR超过17%，回收周期4.71年，投资收益率达到12.74%；广东（五市）经济性表现则位于其他两区域之间，税后IRR为12.89%，可在5.95年内回收期初投资，投资收益率达到8.81%。而重庆区域的经济性在考虑实际分润的情况下，税后IRR为12.00%，远高于资方8%的定案标准，回收周期为6.24年，投资收益率8.14%。在长期运营下，重庆虽然较浙江、广东（五市）经济性弱，但仍高于投资方的项目研判标准，具备投资价值。值得注意的是，虽然重庆和广东（五市）在分时电价政策上存在差异，但在考虑业主实际分润的情况下，重庆的用户侧储能经济性已逼近广东（五市）。

核心假设			
标称容量	1MW/2MWh	运营周期	15年
电芯循环次数	8000次	运营成本	初投资1%
运行策略	2充2放	电池衰减率	2% (首年5%)
综合效率	86%	残值率	≈5%
停运容量	70%	充放电倍率	0.5C
运行天数	320天	充放电深度	95%
测算结果 (无补贴)			
区域	税后IRR	回收周期 (年)	投资收益率
重庆	12.00%	6.24	8.14%
广东 (五市)	12.89%	5.95	8.81%
浙江	17.76%	4.71	12.74%

图 6.14 三大区域用户侧储能经济测算假设及结果

注：投资收益率=年均利润/投资总额；测算电价取 2023 年 1-7 月国网公布购电价的均值。

据统计，以上三大区域共计出台24条补贴政策，主要以投资补贴、发电量补贴、容量补贴为主。在以上边界条件下，考虑将政策补贴纳入测算，图6.15显示项目回收周期均在5.73年以内。尤其是浙江出台储能补贴政策的小区域，用户侧储能项目回收周期均进入4.7年以内，其中浙江龙港和温州回收周期甚至突破3.5年。对于广东，用户侧项目经济性表现最好的为深圳福田区（4.2年），经济性表现较差的广州回收周期为5.73年。在重庆市，当前仅有铜梁区和两江新区出台用户侧储能补贴，其回收周期分别为3.20年和5.39年。铜梁区因其较大力度的补贴政策，即使在重庆分时电价差较小的情况下，仍将项目经济性拉入了用户侧储能开发区域的第一梯队，是当前用户侧储能尚未被完全开发的价值洼地。两江新区在补贴政策的加持下，经济性表现优于广州。

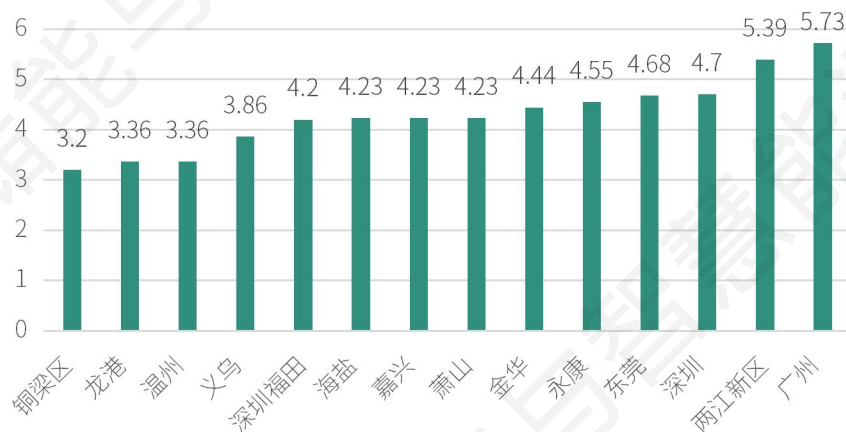


图 6.15 纳入储能补贴后各区域的回收周期 (年)

6.4 小结

通过对全球、国内、重庆市的典型商业模式进行梳理和总结，并针对性的分析了国内和重庆市的商业模式，其特征如下：

(1) 在发展阶段上，国内新型储能的商业化应用较国外而言处于早期发展阶段。为推动新型储能的落地，在电源侧国内主要以新能源电厂强制配储政策为导向，并给予一定的资金补贴。

(2) 在电网侧，国内主要在调峰调频辅助服务的基础上，叠加容量租赁等多元化收益基本实现了项目的经济性，然而受限于现货市场的不成熟，整体电力交易市场化程度较国外有一定差距。

(3) 在补贴形式上，国内主要以建设补贴和运营补贴为主，国外则主要以“税收抵免”等形式为代表。

(4) 在用户侧，国内新型储能主要依赖于工商业现行两部制分时电价政策，通过峰谷套利、需求侧响应等获得经济收益。然而，不同于国外户储市场的火爆，中国居民电价较低，户用光伏系统装机需求较低，户用储能市场处于尚待开发状态。

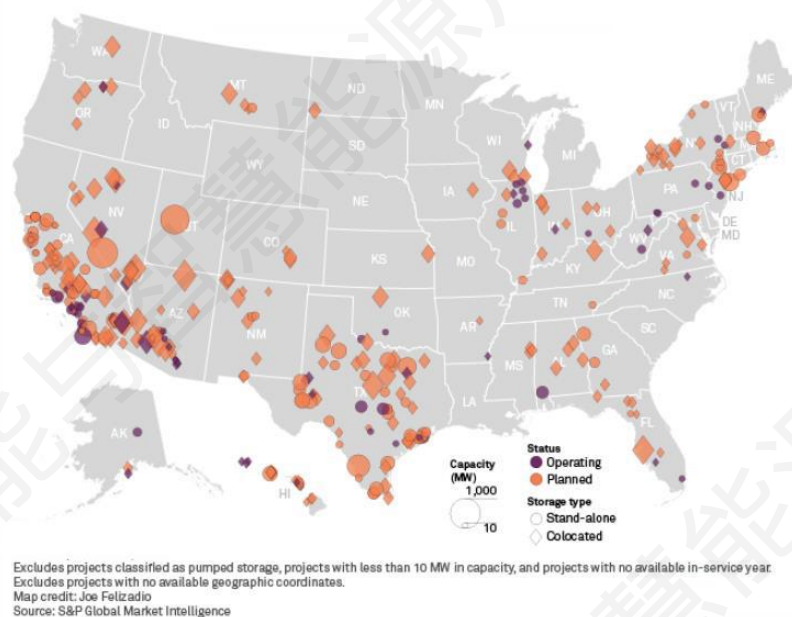
7. 新型储能产业政策

7.1 全球主要国家和地区的储能政策

2022年，中国、美国、欧盟、日本、澳大利亚的新型储能新增装机容量占全球比重超过80%，在全球主要国家和地区的储能政策中，着重梳理以上几个国家和地区，后文中的政策列表在附件中单独罗列。

7.1.1 美国储能相关政策

美国在这一领域的起步较早，在2009年就出台了《可再生与绿色能源存储技术法案（2009）》对储能产业进行规划实施。并在2009年、2011年、2017年、2022年、2023年陆续出台了多项与新能源、储能密切相关的政策法案。美国通过技术产业优势、政策资金扶持、示范项目建设等多种手段扶持了一大批典型的储能企业抢占全球新能源产业链市场，美国主要储能项目分布和企业详见图7.1、7.2。美国的储能政策详见附表7.1。



图片来源：美国能源局官网（截止2022年）

图7.1 美国主要储能示范项目分布图



图7.2 美国主要储能企业

7.1.2 欧盟储能相关政策

欧盟主要通过公共资金支持和长期研究计划来推动储能技术的发展，欧盟特别关注电池技术的研发和进步。在《巴黎协定》签署后，欧盟各国都推出了各自的政策支持储能发展，特别是支持光伏+储能的发展和项目落地，来促进本国的能源结构转型。如德国明确了可再生能源补贴计划并制定相关法律，英国提出“法拉第挑战计划”、“净零创新组合政策”等。欧盟各国为推动实现本国碳中和承诺，相继提出火电淘汰计划，甚至核能关闭计划。欧盟各国成员国均有相关的储能支持政策，因篇幅限制，不一一罗列成员国的储能政策，只选取代表性国家政策进行整理。欧盟的主要政策详见附表7.2。

7.1.3 日本储能相关政策

日本强调可再生能源与储能技术的融合，日本将电动汽车视为分布式储能资源，鼓励电动汽车与储能技术的融合，提高能源系统的灵活性。日本政府注重技术创新，通过大量的资金支持和示范项目，推动储能技术的进步。从已落地的项目来看，目前日本较大的储能电站有GS汤浅北丰富变电站（2021、720MW）、南相马变电站(2016、40MW)、西仙台变电站（2015、40MW）、Aquila Capital苦小牧太阳能光伏园区（2018、11.4MW）、

尻内太阳能光伏园区（2019、1.25MW）等。日本政府通过政策设定了购电价格优惠、税收减免等激励措施，吸引投资者参与储能项目，促进技术商业化和市场竞争力的提升。日本的主要政策详见附表7.3。

7.1.4 澳大利亚储能相关政策梳理

澳大利亚具备成熟的自由电力市场，为储能构建商业模式提供了基础和条件，同时近年来澳大利亚针对制约储能发展的政策与市场规则进行修改，为其规模化应用及参与电力市场逐步扫清了障碍。目前澳大利亚呈现出户用电池储能和大规模储能并驾齐驱的发展趋势。与美国相似，澳大利亚为了促进储能的快速发展，在财税支持、市场机制和发展规划等方面制定了较为全面的支持政策，但澳大利亚政府对户用光储的补贴力度较大，因此户用储能的发展规模明显快于大型储能。因澳大利亚各个州出台不同的储能政策，受篇幅限制在政策附表中不一一罗列。澳大利亚的主要政策详见附表7.4。

7.2 国家新型储能政策

2017年，国家能源局等部门联合出台了《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》，明确了促进我国储能技术与产业发展的重要意义，并提出了总体要求、重点任务和保障措施。此后，国内各类储能政策相继出台。2021年7月，国家发改委发布了《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，提出至2025年，新型储能从商业化初期向规模化发展转变，装机规模达30GW以上。同月发布了《关于进一步完善分时电价机制的通知》，明确到2025年的储能装机规模和分时电价指导原则。截至2023年月，国家和地方陆续出台了多项政策鼓励储能产业发展，储能技术路径与商业模式不断明晰，新型储能独立市场地位得以确定。详细政策见附表7.5。

从国家层面来看，国家级储能政策具有明确的战略地位和支持力度，强调多元化应用场景，鼓励市场化机制建立，提供激励措施，促进技术创新和产业链发展作，为储能产业的发展提供了全面支持和指导。此外，与地方性政策不同的是，国家级政策强调国际合作与开放，倡导与国际储能领域进行交流与合作，其内涵在于传达各个国家应以人类命运共同体的全球价值观，共同应对节能减排的全球性挑战，实现共同繁荣与可持续发展。

7.3 重庆市新型储能政策

重庆市市级储能政策方面，重庆市委市政府高度重视新型储能产业，并在政策支持、产业规划、项目扶持、产业合作等方面高度重视新型储能产业的发展。重庆市出台的《重庆市能源发展“十四五”规划》《重庆市“十四五”电力发展规划》已将新型储能产业作为能源领域新产业、新业态，列为重点发展方向出台了分时电价等政策支持储能产业发展。2023年6月5日，重庆市召开推动制造业高质量发展大会，袁家军书记提出要着力打造“33618”现代制造业集群体系，其中新型储能是创新打造6大千亿级特色优势产业集群等，为推动新型储能产业的繁荣发展创造了良好的环境和条件。重庆市储能详细政策见附表7.6。

重庆市各个区县储能政策方面，重庆市有市辖区26个、县8个、自治县4个，拥有1个国家新区，4个国家级高新技术产业开发区。区级储能支持政策以一区两群为分类，选取了26个市辖区、8个县、4个自治县和1个国家级新区和1个国家级高新技术产业开发区进行政策梳理，重庆市各个区县的政策强度分布见图7.3，各个区县出台的储能相关政策见附表7.7。

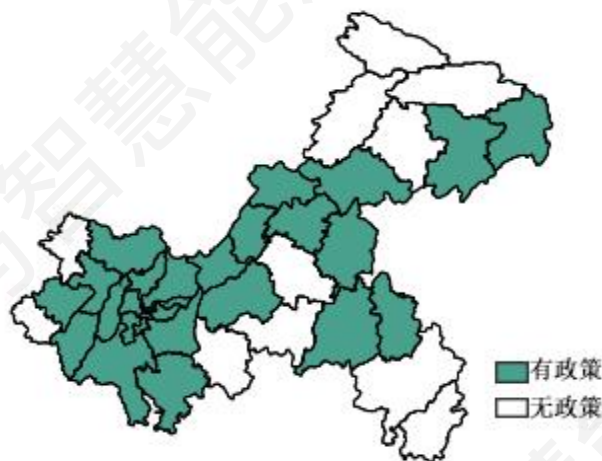


图7.3 重庆市储能专项政策分布图

图7.3中，有颜色的代表出台了相关储能政策的区域，无颜色的代表尚未出台相关储能政策的区域。分析重庆市市级和各个地区的储能政策，有以下特点：

(1) 从市级层面来看，2020年是政策和项目分水岭，2020年后无论是支持政策还是项目落地均进入爆发期。尤其是在2023年1-8月份，百兆瓦级以上的电网侧项目半年多时

间增加6个，用户侧储能项目装机容量同比增长50倍。究其原因，重庆市的储能的经济性逐步凸显、且储能逐渐成为实现“双碳”目标必由之路的意识深入，另一方面在于市级政策的支持和鼓励。

(2) 从区级政策层面来看，出台新型储能相关政策的有25个区县、2个功能区，没有出台新型储能相关政策的有13个区县。没有出台新型储能相关政策的区县有13个，分别为：大渡口区、南川区、潼南区、荣昌区、开州区、丰都县、云阳县、巫溪县、城口县、武隆区、酉阳土家族苗族自治县、秀山土家族苗族自治县，而九龙坡区政策布局则围绕氢能开展。

(3) 从各个区支持政策和项目转化落地来看，2021年最早出台新型储能相关政策的6个区县分别为北碚区、江北区、沙坪坝区、长寿区、璧山区、石柱土家族自治县。在这6个区县中，可查的有较大体量新型储能落地的有3个，分别为沙坪坝区、长寿区、璧山区；明确把新型储能作为发展重点且出台详细的储能政策，但在市场端暂无可查询新型储能落地项目信息的区县有7个，分别为綦江区、万州区、梁平区、垫江县、忠县、奉节县、石柱土家族自治县。

7.4 其他省市储能政策



图7.4 全国储能政策密度分布图

从各个省级地区层面来看，省级的储能政策更偏向于产业导向和产业落地，在迎接亿级储能市场爆发前的规划布局意味浓厚。青海、山西风光和火电资源丰富，具有配储的支撑基础。广东、广西、浙江、江苏等省份的储能政策支持力度大、支持面广、覆盖面全、指导性强。并且在政策的加持下，以上地区在产业链全面性、储能技术先进性、储能企业规模上与其他地区有明显的领先。为了政策梳理更具有逻辑性、选取的省份更具代表性，本节以国家政策为基础，划分华东地区、华南地区、西南地区、西北地区、华北地区、东北地区、华东地区。每个地区选取典型储能企业所在的省为例，列举典型企业所在的省级政策。

7.4.1 华东地区



图7.5 华东地区及代表性储能企业

华东地区包括安徽省、福建省、江西省、江苏省、浙江省、山东省、台湾省和上海市。华东地区经济发达，储能应用场景丰富、经济性较好，且上下游产业链完整。华东地区当前不仅在电网侧大量部署了储能电站，在储能产在技术创新方面也取得了不少突破。特别是锂离子电池技术在电动汽车应用的推动下得到了广泛发展，同时也为储能电站提供了可靠的电池组件。与此同时，华东地区是储能商业模式创新力度最大的区域，如储能与分布

式能源资源结合、探索并提供灵活的电力交易服务等，极有效地利用清洁能源，降低能源成本，同时为储能产业带来更多商机。华东地区典型代表企业较多，如安徽省的阳光电源股份有限公司、合肥国轩高科动力能源有限公司，福建省的厦门海辰储能科技股份有限公司，江苏省的南京南瑞继保电气有限公司，浙江省的浙江南都电源动力股份有限公司等，市场知名度高、发展时间长、产业链覆盖广，对储能企业未来的发展具有较强的借鉴意义。因此，在华东地区的政策梳理上，着重梳理安徽省、福建省、江苏省、浙江省等四地的储能政策。华东地区代表性省份的储能政策详见附表 7.8。

7.4.2 华南地区



图7.6 华南地区及代表性储能企业

华南地区包括广东省、海南省、广西壮族自治区、香港特别行政区、澳门特别行政区。华南地区的储能发展正处于蓬勃发展阶段，呈现出多样化、智能化特点。华南地区的储能产业丰富，尤其近几年，得益于锂离子电池技术的不断进步，为储能电站提供高效可靠的能源存储，同时为电动汽车的普及和推广提供强有力的支持。政府对储能产业的支持政策也在华南地区积极推进。实施优惠政策和补贴措施，鼓励企业投资兴建储能电站，促进储

能技术的创新和应用，推动产业的健康发展。与其他区域不同的是，华南地区鼓励分布式储能的发展，将储能电站布局到城市和乡村，提高清洁能源的自给自足程度，为能源供应链的灵活性和可持续性作出贡献。随着人工智能、大数据等技术的应用，华南地区的储能产业正朝着智能化方向发展。需要注意的是，华南地区的储能产业挑战在于其技术成本、储能电站与电力系统的协调和电力市场机制等问题需要进一步加以解决。在华南地区，典型代表企业是广东省的深圳库博能源股份有限公司、欣旺达电子股份有限公司、格力钛新能源股份有限公司、深圳市首航新能源股份有限公司，因此梳理了广东省的储能政策。华南地区代表性省份的储能政策详见附表7.9。

7.4.3 西南地区



图7.7 西南地区及代表性储能企业

西南地区包括四川省、云南省、贵州省、西藏自治区、重庆市。西南地区水电站众多的储能发展以抽水蓄能为主导。但随着锂电技术进步，电化学为代表的新型储能系统在近三年内应用，也为储能产业带来了新的商机。虽然西南地区的储能技术发展较华东较慢、技术和产业链发展成熟度相比还是较低，储能实施规模较方面相较其他地区较小，但西南

地区正在快步追赶，尤其是2023年，仅前三个季度仅重庆市交付电网侧、用户侧项目装机规模超过历史装机规模的50倍以上。总而言之，随着技术的不断突破和市场的不断拓展，储能产业将在西南地区发挥重要作用，为推动清洁能源利用、能源转型和经济可持续发展做出积极贡献。在西南地区，典型代表企业是兴储世纪科技股份有限公司、清安储能技术（重庆）有限公司、重庆三峡时代能源科技有限公司等。西南地区代表性省份的储能政策详见附表7.10。

7.4.4 西北地区



图7.8 西北地区及代表性储能企业

西北地区包括陕西省、甘肃省、青海省、宁夏回族自治区、新疆维吾尔自治区。西北地区能源禀赋丰富，拥有大量的风能、光能、水能和天然气资源。随着可再生能源的不断推广和普及，储能技术的重要性逐渐凸显，成为实现清洁能源高效利用的关键环节。目前，中国西北地区的储能产业正在迅速发展。一方面，风电、光伏电站等可再生能源装机容量的不断增加引导储能电站在西北地区得到了广泛部署。另一方面，随着电动汽车的普及和发展，西北地区的储能产业在急速扩大。然而，西北地区储能产业也面临一些挑战。

首先，技术成本仍然是一个制约因素，特别是在大规模储能项目方面。其次，储能电站的运营和维护也需要更加完善和专业的管理体系。此外，储能技术的标准化和产业链的完善也需要进一步加强，以降低储能系统的风险和提高整体效益。综合来看，中国西北地区储能产业正处于快速发展阶段，储能产业势必将为西北地区的清洁能源发展做出更大贡献。在西北地区，典型代表企业是陕西省的西安奇点能源股份有限公司、甘肃省首航高科能源技术有限公司。与此同时，重庆市储能与智慧能源产业技术创新联盟成员单位之一的清安储能也将在甘肃布局西北产品中心，因此西北地区针对性的梳理了陕西省和甘肃省的储能政策。西北地区代表性省份的储能政策详见附表7.11。

7.4.5 华北地区



图7.9 华北地区及代表性储能企业

华北地区包括北京市、天津市、河北省、山西省、内蒙古自治区。政策支持是推动华北地区储能产业发展的关键驱动力之一。华北地区各级政府出台了支持新型储能发展的财政补贴、税收优惠、项目审批快捷通道等，鼓励储能项目的投资和建设。政策的支持使得储能产业在华北地区拥有了良好的发展环境。华北地区丰富的风能、光照资源给新型储能

提供了丰富的应用场景，华北地区的锂离子电池、钠硫电池、压缩空气储能技术及产业链发展成熟度较高，使新型储能项目更具吸引力。然而，华北地区新型储能产业在发展过程中还面临一些挑战。电力市场体制的改革仍在进行中，市场机制尚未完善，不同储能技术的参与和激励机制有待优化。同时，华北地区新型储能技术应用场景的安全性、稳定性和环境影响等问题也需要不断改进和解决。在华北地区，典型代表企业是北京海博思创科技股份有限公司。华北地区代表性省份的储能政策详见附表7.12。

7.4.6 东北地区



图7.10 东北地区及代表性储能企业

东北地区包括辽宁省、黑龙江省、吉林省。东北地区曾是我国主要的能源产区和能源输出地，但由于近百年的高强度开采和消耗，辽宁省和吉林省的煤炭和石油资源都处于枯竭状态，黑龙江省的煤炭也进入稳产阶段，大庆油田持续减产。因此，东北地区在新能源技术方面加码，并不断的取得突破，在风电、太阳能技术研究方面取得了一定的进展，并诞生了一批自主研发能力较强的企业，并且东北地区风电+储能电站的建设较早、规模比西南地区大。虽然东北地区风能、太阳能资源丰富，但整体开发水平偏低，其不稳定的电

源特点成为其大规模发展的掣肘，并且，东北地区存在的新能源并网、新能源补贴政策环境变动、投资环境不稳定等问题亟需解决。东北地区典型的新型储能代表企业是大连融科储能技术发展有限公司。东北地区代表性省份的储能政策详见附表7.13。

7.4.7 华中地区



图7.11 华中地区及代表性储能企业

华中地区包括河南省、湖北省、湖南省等3个省。华中地区的新型储能产业积极推动技术创新，不断提高储能设备的性能和效率。特别是在电池储能领域，新一代锂离子电池、钠离子电池等技术的研发和应用取得了重要突破。储能+可再生能源融合应用，提升了提高了可再生能源的利用率。与此同时，在华中地区，多家大型能源企业、科研院所和新兴科技公司积极参与储能产业发展。一些地方政府也加大了对储能产业的扶持力度，鼓励项目建设和创新投入。华中地区的储能产业不断推进政企合作，促进产学研用深度融合。这种合作模式加速了科技成果转化和产业化进程。总体而言，华中地区的新型储能产业发展正处于蓬勃发展的阶段。在华中地区，典型代表企业是河南省的猛狮新能源科技（河南）股份有限。华中地区代表性省份的储能政策详见附表7.14。

7.5 小结

本章聚焦新型储能政策，分别梳理全球主要国家、地区和重庆市的新型储能政策，并通过对新型储能政策现状梳理，总结提炼针对重庆市的新型储能产业政策。

7.5.1 政策总结

(1) 从全球来看，欧美国家储能政策有以下几个典型特征：

首先，主要的欧美国家通过政策引导形成储能稳定、长期的获利通道，在政策的规划和设计上科学、持续，长久的支持本国储能企业技术发展和项目落地，并且在资本引流，扩大市场需求，促进本国储能市场快速发展；

其次，储能市场的主体地位清晰、明确，拥有成熟稳定的电力现货市场、辅助服务市场，能放宽市场准入限制，提供多元化电力产品为储能融入奠定基础，形成储能持续可靠的收益来源；

再次，得益于前期投资和市场因素，其储能项目目前已经具有较强的经济竞争性，形成收益高、补贴稳定、预期成本持续下降的市场形态，整体获利显著，市场积极性高昂，促进了本国储能快速发展；

最后，通过对欧美储能政策的梳理，我们也注意到一些问题。以美国为例，对于美国东部、西部和德克萨斯州各自运营电网以及实施不同法规的美国来说，在全国范围内建立一套标准的储能部署规则很困难，这是欧美国家储能市场进一步繁荣发展的掣肘，也是国内储能企业出海会遇到的现实问题。

(2) 从全国范围来看，国家及华东、华南、西南、华北、东北及华东各个地区的代表性省份的储能产业政策有以下几个特点：

首先，突出了政策支持引领。国家和各级政府高度重视储能产业的发展，出台的政策，涵盖了财政奖补、税收优惠、电价优惠、土地政策等，旨在和企业相互配合降低储能项目的投资风险和成本；

其次，展示了新型储能的多元化技术应用。电化学储能（如锂离子电池、钠离子电池）、抽水蓄能、压缩空气储能等各类新型储能技术均受到政策支持，以满足不同场景和需求的储能要求；

再次，以推动能源转型为目的。储能产业政策强调可再生能源与储能技术的融合应用，旨在通过新型储能技术的政策支持，提高可再生能源的利用率，促进清洁能源的发展和能源转型；

然后，注重技术创新和产业链完善。一方面，国家和各级政府政策中可以看出，各级政府鼓励技术创新，支持新型储能技术的研发和应用、支持储能技术的研究与示范项目，推动新型储能技术的不断创新和推广应用。另一方面，各级政府的储能产业政策鼓励建立完整的储能产业链，包括储能上游材料、中游关键设备、技术和集成、下游场景应用等，在产业链各个环节都有涵盖，促进产业链的协同发展和提升。

最后，强调了区域协同发展。各级政府政策鼓励区域间协同发展和资源共享。通过产业合作、政策衔接等方式，促进不同地区的储能产业共同发展，形成区域储能产业发展的合力。

(3) 从重庆市政策和产业实际情况来看，有以下特点：

首先，政策措施丰富。重庆市以调整能源结构、满足新型储能迫切需求、缓解电力供需紧张入手制定了一系列激励措施，包括财政支持、税收优惠、电价优惠等，以吸引企业和投资者参与电化学储能项目，降低投资风险，推动技术应用。

其次，跨区域完善产业链。通过重庆市市内的不同区域协同，完善储能产业链上下游，政府鼓励电化学储能产业链的发展，包括电池材料、组件制造、系统集成等环节。政策支持企业在不同环节的技术创新和产业协同，实现产业链的完整发展。

再次，在创新研发领域已有相关的科研项目支持。从新能源专项科研项目支持、重大新产品认定、储能软件开发、虚拟电厂研究等，重庆市政策鼓励企业与高校、科研机构合作，开展电化学储能技术的创新研发，促进产学研紧密合作，推动技术的进步。

最后，重庆市政府大力支持建设电化学储能示范项目，以实际案例证明技术的可行性和效益。这不仅推动了电化学储能技术在实际应用中的落地，还为其他项目提供了借鉴。

7.5.2 政策建议

结合全球、全国和重庆市现有的储能产业实际，有以下几点产业政策建议：

(1) 统筹布局激励政策，推动政策协同：重庆市可以制定激励政策，包括财政奖补、税收优惠和电价优惠等，以吸引更多的企业投资储能产业。鼓励企业在重庆市投资兴建储能电站和储能设施，支持新技术、新产品的研发和应用。重庆市政府可以与国家能源政策保持协同，与国家相关政策衔接，提高政策的针对性和有效性。同时，与周边地区进行产业合作和资源共享，形成区域协同发展的合力。

(2) 注重产业布局，强调重庆市内小区域统一产业链市场和产业协同：一区两群涉及各个招商部门间建立信息同步机制、研究一区两群涉及各个区县的资源禀赋、产业禀赋情况，对新型储能市场的容量情况有清晰的测算和饱和估计，新型储能产业链虽长，但是要避免一窝蜂集中在产业链某个阶段扎堆上项目，要关注细分市场，补齐产业链空白区域。

(3) 关注资本市场，建立绿色低碳金融支持：众所周知，重庆市的金融地位远远的低于重庆市的政治和经济地位。在万亿级新型储能市场，重庆市可以依托已建立的产业母基金，规划建立更具针对性的绿色低碳产业金融支持体系，为储能项目提供融资和资金支持。并可以在重庆高新区、两江新区和铜梁区等具有优势技术依托区域设立专项基金，支持储能产业的技术创新和示范项目，降低企业和项目融资成本。

(4) 加强优势企业、高校、协会合作，建立示范项目：重庆市政府可以促进政企合作，引导大型电力企业、科研院所和新兴科技企业加强合作，共同推进储能产业发展。鼓励电力企业与储能设备制造商、技术提供商、高校合作，推动技术成果的产业化应用。基于现有的储能产业示范项目和储能与智慧能源技术创新联盟进行拓建、推介和宣传，提高新型储能技术的应用水平，促进新型储能产业的规模化发展。

(5) 建立从研发到产业化全周期的立体、多层次的人才培养体系：高层次教育上依托重庆本土高等院校、重庆市储能产教融合平台，推动开设、建设储能等特色专业学科，在职业教育上鼓励新建立的储能职业教育集团开展储能职业教育，建立针对性的储能产业人才的培养体系，并基于现有的重庆市储能产教融合平台、重庆储能与智慧能源技术创新联盟、重庆储能职业教育集团三大平台提供专业技术培训和交流平台，探索一体化建设方案、培植储能人才沃土、培养高素质的研发、技术人才，提升新型储能产业的创新能力和竞争力。

8. 新型储能典型解决方案与应用案例

8.1 典型解决方案

8.1.1 发电侧辅助新能源并网

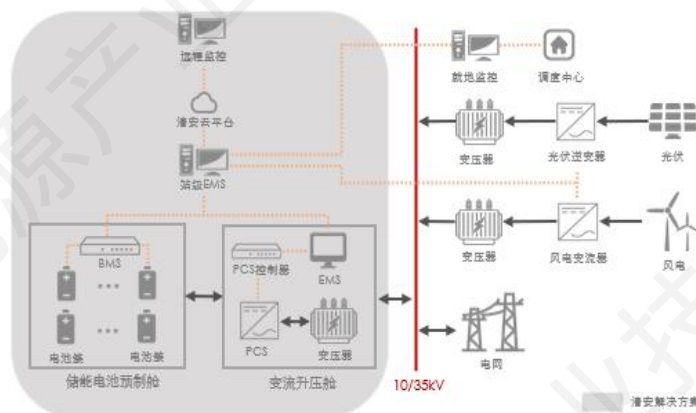


图 8.1 发电侧辅助新能源并网示意图

场景说明：以风光为代表的可再生能源发电具有间歇性、波动性和难预测等特点，大规模集中计入将导致大量弃风弃光问题及电网稳定性问题，辅助新能源并网方案适用于新建风电和光伏项目，可有效缓解弃风弃光现象，提高电网供电质量和可靠性。

方案特点：1) 缓解弃风弃光现象，提高经济性。2) 提高新能源发电预测精度，改善计划性。3) 平滑出力波动，提高并网电能质量

8.1.2 发电侧火储联合调频

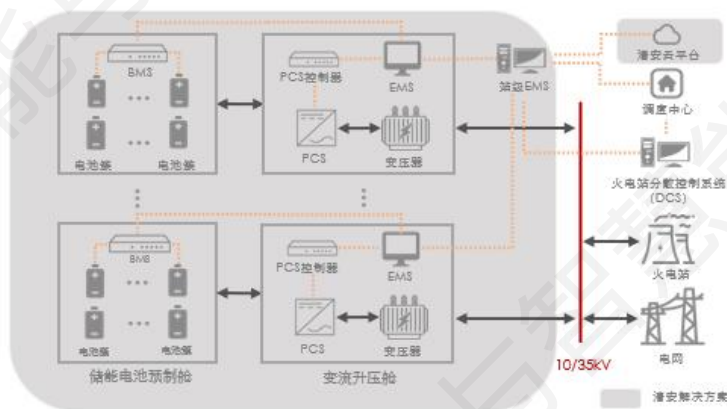


图 8.2 发电侧火储联合调频示意图

场景说明：火电机组在进行 AGC 调频时具有响应时间长，调节速率慢，调节精度差等缺点，配合储能系统共同响应 AGC 指令，可有效提升调频能力，降低机组频繁调节损耗，增加机组灵活性，提高电网频率稳定性。

方案特点：1) 响应速度快、调节精度高。2) 提升调频综合性能 Kp 值。3) 兼顾黑启动功能，提高供电可靠性。

8.1.3 电网侧调峰调频

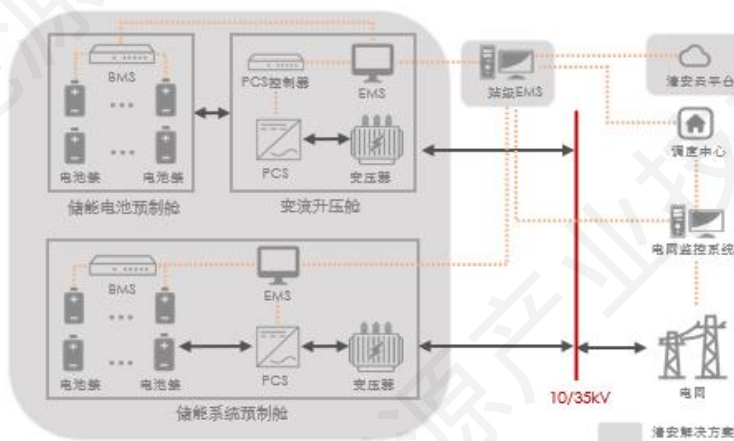


图 8.3 电网侧调峰调频示意图

场景说明：当电网侧出现负荷不均匀或频率不稳定情况时，往往需要投入额外的发电机组进行同步调整，以维持功率平衡，保持系统频率稳定，传统机组存在电网调节能力差等问题，储能系统能显著改善调节能力，且在配电网建设薄弱等区域进行增容扩容，实现电力转型升级。

方案特点：1) 减少电网冲击，缓解负荷压力。2) 独立一次调频，有功支持或吸纳。3) 系统动态响应速度快。

8.1.4 用户侧工商业储能

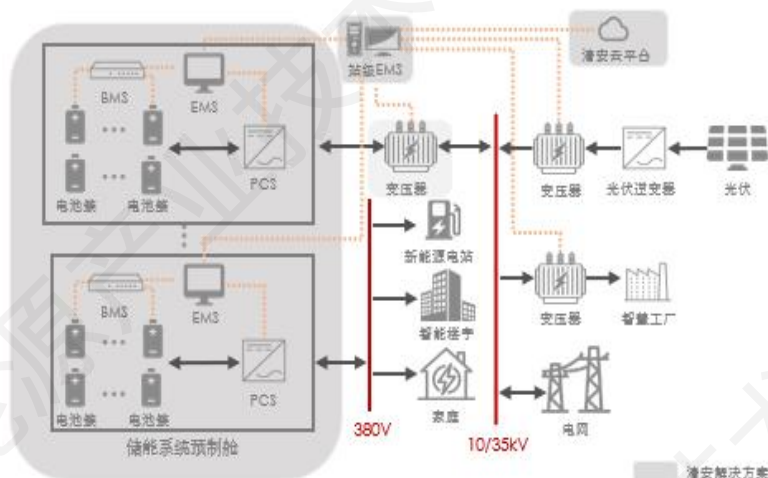


图 8.4 户用工商业储能示意图

场景说明：在日用电负荷较大场所如商业中心、工厂等，可接入储能系统，在电价谷值期充电，在电价高峰期放电，实现峰谷转移和套利。对于原有配电容量不足的场所可使用储能系统进行扩容，同时可对关键场所提供应急备电服务。

方案特点：1) 灵活配置削峰填谷。2) 支持系统并/离网运行。3) 智能充放电管理。

8.2 典型应用案例

8.2.1 科学谷电网侧储能电站



图 8.5 科学谷电网侧储能电站图

科学谷储能电站规模/容量为 100MW/200MWh，总占地约 31 亩，位于重庆高新区含谷镇华月路，是 2023 年重庆市能源局为保障迎峰度夏电力供需平衡、优化电力资源

配置，是西南地区首个成功并网的百 MW 级电网侧独立储能电站，也是重庆市首批新型集中式储能示范项目之一。全站投资约 4 亿元，定位打造“集中储能示范站”“安全储能规范站”“智慧储能创新站”“绿色储能典范站”。

8.2.2 松溉/龙盛电网侧储能电站



图 8.6 三峡水利总规模 300MW/600MWh 电网侧共享储能电站图

松溉储能电站项目位于重庆市永川区港桥园区，占地约 50.25 亩，为 2023 年重庆市级重点项目之一，也是重庆市首批独立储能示范项目，项目规模为 200MW/400MWh，批复投资 7.82 亿元。龙盛储能电站项目位于重庆市鱼复工业开发区 110 千伏双溪站北侧，目前建设储能容量为 100MW/200MWh，占地约 26.5 亩，批复投资 4 亿元。两座储能电站一次“满充满放”能提供 60 万度电，投产后若按照每天“两充两放”计算，全年可调用约 700 次，在用电峰(尖)时段提供约 4.2 亿度电。永川松溉储能电站和两江龙盛储能电站的电气设备与保护设备经过试验，具备长时间在最大额定功率下可靠运行的能力，现已全力投入重庆迎峰度夏电力保供。

8.2.3 合川电网侧储能电站



图 8.7 国家电投重庆公司 240MW/480MWh 电网侧共享储能电站

合川电网侧新型储能项目于 2023 年 7 月 27 日全容量投运，由国家电投重庆公司投资建设，属于国家电投重庆公司三大迎峰度夏保供项目之一，是目前西南区域单体规模最大的电网侧独立储能项目。项目建设规模 240MW/480MWh，顶峰能力 240MW，可为重庆区域高峰时段保供提供有力支撑。

8.2.4 璧山比亚迪用户侧储能项目



图 8.8 璧山比亚迪工厂 60MW/240MWh 用户侧储能项目

璧山比亚迪工厂 60MW/240MWh 用户侧储能项目由国家电投重庆公司投资建设，是国内最大规模的单体用户侧储能项目。该项目是国家电投首个集光伏、储能、生产线能量回收、智慧管控平台一体化的综合智慧能源零碳工厂示范项目，立足比亚迪大客户合作，通过不同时段充放电功率调整，提升用能效率，建立协调互补的绿色用能模式，缓解电网

保供压力。项目能量回收系统还首次运用于电芯生产环节，创新性采用回馈式直流微网储能系统，电能回收效率由 45%提升至 90%以上。

8.2.5 重庆铜梁淮远储能电站



图 8.9 大唐重庆铜梁淮远 100MW/200MWh 储能电站

该项目是中国大唐在渝投资建设的首个规模化、集中式化学电池储能大型项目，也是重庆市 2023 年迎峰度夏重点保供项目和铜梁区重点建设工程。项目投产有效补强了重庆区域电网侧储能项目的储能容量，可以有效提升重庆电网系统的灵活性、稳定性，为电网运行提供调峰、调频、备用、需求响应支撑等多种服务。通过谷充峰放能够有效地平衡电力的供需关系，提高电网电力保供自主可控能力和新能源消纳水平。在最大功率下 2 小时就可充满或者放电 20 万度，就像给电网装了一个“超级充电宝”，在用电低谷时段将电量储存起来，在用电高峰时再把电能释放回电网，在储能电站满电状态下，能满足约 4 万余户普通家庭一天的用电需求或供工业园区内 200 余户规模化企业午高峰、晚高峰近 4 小时的可靠用电。

8.2.6 长寿望变综合智慧零碳园区用户侧储能电站



图 8.10 长寿望变综合智慧零碳园区用户侧储能电站图

长寿望变综合智慧零碳园区用户侧储能电站，位于重庆市长寿区望变电气厂区内，由国家电投集团重庆狮子滩发电有限公司投资，国核电力规划设计研究院重庆有限公司承建，清安储能提供储能系统及智慧能源云平台。规模/容量为 5MW/16.396MWh，是重庆首批“迎峰度夏”储能重点项目之一。全站由 2 组 1.5MW/5.2MWh 液冷储能单元和 2 组 1MW/2.9MWh 液冷储能单元组成，储能单元 1 由 2 个 2.6MWh 储能电池舱和 1 个 2MW 升压变流一体机组成。储能单元 2 由 1 个 2.9MWh 和 1 个 2MW 升压变流一体机组成。储能电池舱经 PCS 交直流转换舱逆变升压后接入望变厂区 10kV 母线进行消纳。项目配备“智能系统预警+可燃气体检测+系统级全氟己酮消防+PACK 模块化消防+水喷淋消防”等多重安全防线，可实现快速检测，靶向触发喷洒，防止仓内热失控蔓延，极大降低事故损失；同时通过高冷散热，同步提升电池寿命和系统发电量，高效控制系统内电芯温升温差，全面保障电池系统安全。

8.2.7 重庆金华电器用户侧储能电站

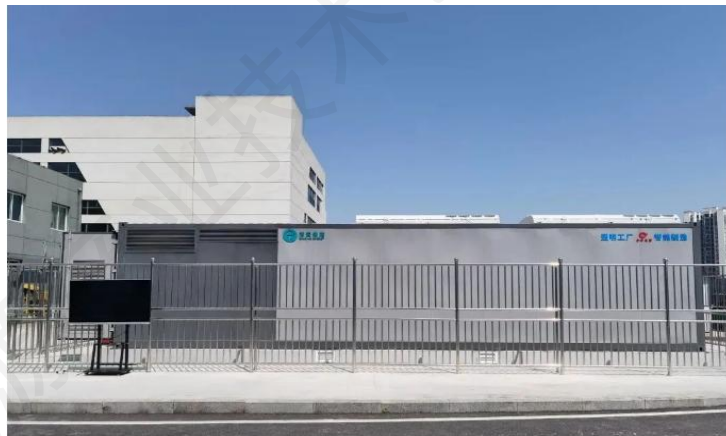


图 8.11 重庆金华电器用户侧储能电站图

金华电器用户侧储能电站位于重庆市高新区金华电器产业园，是重庆市首个用户侧自投的 MW 级储能项目。电站设计规模/容量为 1MW/2.45MWh，采用 1 套 20 尺清安储能 1MW/2.45MWh 储能箱产品，由用户企业自主投资建设。储能电池舱经 PCS 交直流转换至 400V，接入产业园 400V 低压母线。电站主要在夜间完成充电，高/尖峰期完成放电，每日循环 2 次，以实现在产业园内“峰谷套利”和“需量管理”降低用户用电成本。此外，本产品还可提供大于 2h 的备电功能，保障业主方充分释放产能，成为了厂区一个不可或缺的“充电宝”。2023 年 1 月，该项目还荣获了“2022 西部（重庆）科学城十大科技创新事件”，也标志着重庆用户侧储能的市场正式到来。

8.2.8 成都鑫众泰零碳示范园用户侧储能电站



图 8.12 成都鑫众泰零碳示范园用户侧储能电站图

电站设计规模/容量为 500kW/1MWh（已投运 200 kWh），位于四川省成都市温江区科兴路，是成都鑫众泰公司向产业低碳转型的重要战略项目。基于用户的场景需求，清安储能为其提供光储充一体化系统解决方案。其中，光伏发电 1MW（已投运 186kW）、储能电站 500kW/1MWh（已投运 200 kWh）、充电桩 27 桩 54 枪（共 4500kW），配套清安自主研发的综合能源管理系统——云平台。项目集光伏发电、储能、微网控制、电动汽车充电于一体，利用电池储能系统吸收低谷电，并在高峰时期支撑快充负荷，同时以光伏发电系统进行补充。“光储充”在有限的土地资源里建设发输配售一体化系统，通过能量存储和优化配置实现本地能源生产与用能负荷基本平衡，解决配电容量不足难题。有效减少充电高峰期的电网负荷，减小对区域电网冲击，提高系统运行效率和能源利用率的同时，为电网提供辅助服务功能。

8.2.9 广东惠州光储充智能备电项目



图 8.13 广东惠州光储充智能备电项目电站图

惠州光储充智能备电项目项目位于广东省惠州市，全站配储规模/容量 100kW/193kWh，由清安储能定制化开发，项目具备智能备电功能，搭配智能并离网切换装置，实现毫秒级备电需求响应，储能设备增加实现的附加功能，协助光储充一体化构建，配合光伏、充电桩等，利用光伏生产的清洁能源，储存到储能设备中，电动车充电使用，做到清洁能源的循环利用。

8.2.10 西藏林芝电源侧储能电站



图 8.14 西藏林芝电源侧储能电站图

西藏林芝电源侧储能电站规模/容量为 200kW/400kWh，位于西藏林芝多布水电站，是国家能源集团西藏公司首个分布式光伏发电配储项目，也是清安储能首个高海拔地区储能项目（海拔 3050m），年预估储能发电量约 6.4 万 kWh。电站采用清安储能自研低压风冷储能户外柜，基于高电芯循环次数和多项热管理专利技术，具有高安全、长寿命、低成本和易交付等显著优势。此外，其小体积、轻量化的高能量密度设计可满足单柜/多柜的灵活配置需求，并通过满载运输，实现“一站式”便捷交付。

8.3 小结

本章聚焦新型储能典型的解决方案及应用案例。其中，主流的解决方案主要分为4大类，分别是发电侧辅助新能源并网、发电侧火储联合调频、电网侧调峰调频以及用户侧工商业储能。在应用案例中，我们列举了电源侧、电网侧以及用户侧的典型项目，覆盖了电网调峰调频、发电侧新能源消纳、光储充、工业园区配储等场景。

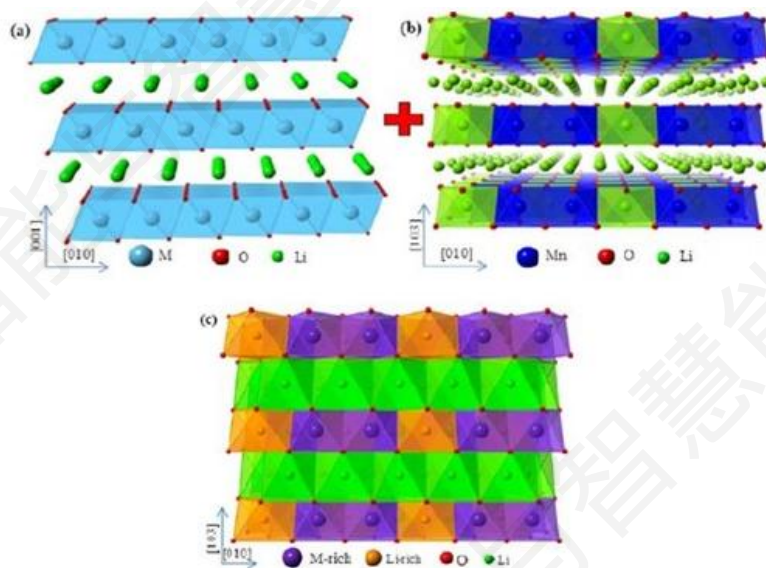
9. 新型储能技术与产业展望

9.1 技术发展展望

9.1.1 正极材料

正极材料将围绕进一步提升电池能量密度为核心加速产品迭代。我国目前拥有大量的正极材料生产企业，市场布局大多集中于低端产品，产品同质化的问题十分明显。考虑到核心矿产原料价格的持续上涨和电池过热问题在实际应用中的频繁出现，国内外研究机构以及下游企业已纷纷开发出新兴的技术路线，如燃料电池、半固态电池、固态电池和金属电池等。

目前看来，提升能量密度依然是锂离子电池未来发展的主要目标。利用正极补锂、掺硅及固液混合电解质等技术进行改进，有望将磷酸铁锂电池单体能量密度得到进一步提升。值得注意的是，磷酸锰铁锂并非全新的技术，但随着磷酸铁锂由于其安全性和经济性的优势越来越受到关注，能量密度高出 20% 的磷酸锰铁锂正在再度引起热议。相较于当前主流的正极材料，磷酸锰铁锂不仅能量密度更高，而且在安全性和成本上都比三元材料有优势。同时，其有望在未来短期内能量密度达到 500Wh/L 的研发规划，将使其真正成为磷酸铁锂的替代品。



图片来源：翟鑫华. 富锂锰基层状正极材料制备与改性研究

图 9.1 富锂锰基层状正极材料 $x\text{Li}_2\text{MnO}_3 \cdot (1-x)\text{LiMO}_2$ ($M = \text{Ni}, \text{Co}, \text{Mn}$) 的结构示意图

另外，富锂锰基正极材料也展现出了一定的革命性特性，被认为可能是下一代电池的突破点，尽管其产业化之路仍面临挑战。这种材料由 Li_2MnO_3 与 LiMO_2 (M=镍钴锰) 两种组分构成的层状氧化物。即便与高镍三元材料相比，富锂锰基正极材料凭借其高电压和高放电比容量的优势，已经开始向提升现阶段锂电池能量密度到 400Wh/kg 的目标迈进。据统计，目前主流电池及材料企业已有超过 30 家积极布局富锂锰基材料，预计未来有望加入正极材料的千亿竞争格局当中。

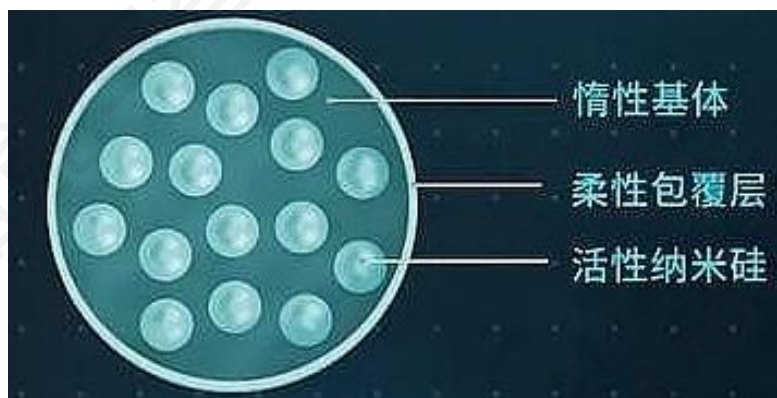
起点研究院. 2023 钠电池及正负极产业发展白皮书[M]., 2023-06-30..

梁小婧. 来点“锰”料！谁在推动磷酸锰铁锂商业化[EB/OL]. 2023-06-30 [2023-07-30].

罗曼. 我国电化学储能产业链分析与展望（2022）[EB/OL]. 2022-09-14 [2023-07-30].

9.1.2 负极材料

硅碳负极材料已成为了主要研发方向。虽然碳基类材料在技术成熟度、原料来源广泛和价格低廉等方面具有优势，使其在性价比方面表现出色，但随着市场对锂离子电池性能需求的升高，碳基类材料的缺点也逐渐暴露。尤其是理论质量比容量方面，成为了碳基类负极材料的短板，作为原材料来源的天然石墨的理论质量比容量基本已达上限。与碳基负极材料相比，硅碳负极材料的嵌锂能力更强，其理论质量比容量高达 4200 毫安/克，同时还具有环保、储量丰富和成本较低的优势。目前，为了提升电池的能量密度，国内很多企业已经开始加大对硅碳负极材料的研发和应用的投入，目前氧化亚硅和纳米硅碳领衔主流研发方向。



图片来源：广汽集团官网

图 9.2 纳米复合硅技术

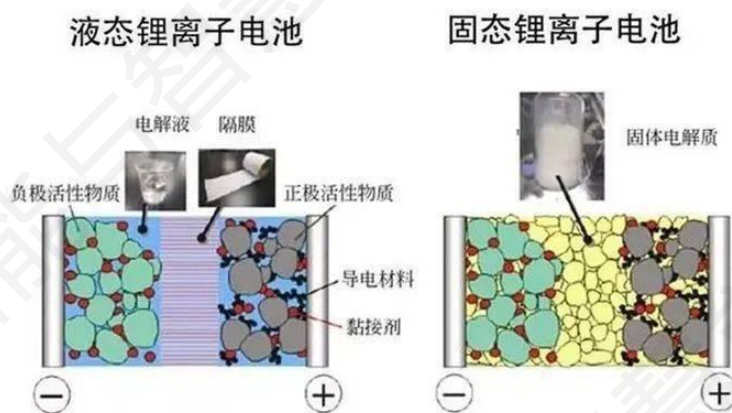
虽然硅基负极材料在比容量上明显优于碳基材料，但由于硅材料的膨胀大、导电性能差等特点，其大规模商业应用仍然面临技术问题，如材料性能的技术突破、材料成本，以及整体生产工艺的成熟度。目前，硅基负极材料的生产集中度很高，头部企业优势明显，二三线大部分企业仍处于研发和小试阶段。

罗曼.我国电化学储能产业链分析与展望 (2022) [EB/OL]. 2022-09-14 [2023-07-30].

华经产业研究院. 2023 年中国硅碳负极材料行业市场研究报告[M]., 2023-06-17.

9.1.3 电解液

电解液的研发方向将聚焦于其稳定性和安全性。经过多年的发展，国产电解液已经成为锂离子电池四大材料中技术最为成熟的一种。双氟磺酰亚胺锂（LiFSI）成为一个重要的研究对象。LiFSI 具有高于六氟磷酸锂的优良物化性能，例如，它具有更好的热稳定性，溶解温度可以达到 200 摄氏度，这比六氟磷酸锂的溶解温度高出 80 摄氏度。这意味着在电池工作过程中，LiFSI 可以提供更大的安全操作温度范围，从而减少电池在高温下的性能衰退和安全风险。因此，LiFSI 被视为最具发展潜力的新型锂盐。然而，要注意的是，尽管 LiFSI 在性能上具有诸多优势，但其生产成本却远高于六氟磷酸锂。目前，LiFSI 的价格近 50 万元/吨，这大约是六氟磷酸锂价格的五倍。因此，在实际应用中，LiFSI 通常作为一种添加剂与六氟磷酸锂混合使用，以在保证电池性能的同时，控制成本的增加。



图片来源：公开资料

图 9.3 固液态锂离子电池结构

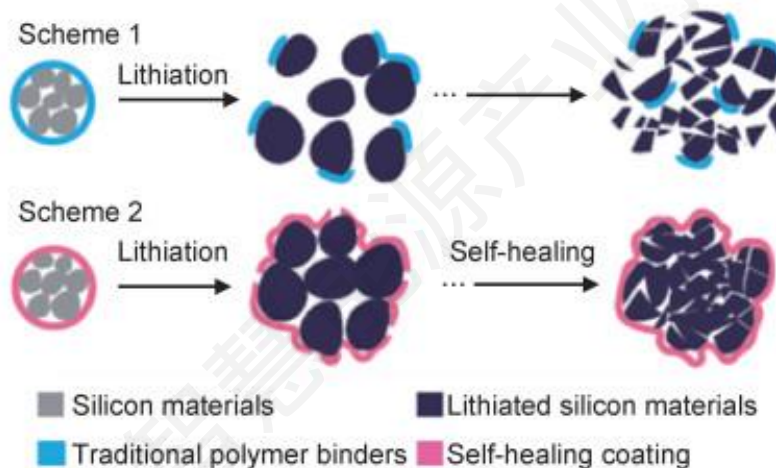
另外，必须关注的一种新型电解材料是固态电解质。由于固态电解质能够有效解决高温分解问题，它已经成为了锂离子电池电解材料的重要发展方向。固态电解质具有高的离子传导率、良好的热稳定性以及优越的安全性。不同于液态电解质，固态电解质在电池工

作过程中不会产生气体，从而降低了电池热失控的风险，增加了电池的安全性。而且，固态电解质可以与锂金属负极直接接触，从而提高了电池的能量密度。然而，固态电解质的大规模商业应用还需要解决如离子传导性、制备工艺、与电极材料的匹配性等一系列问题。

罗曼. 我国电化学储能产业链分析与展望 (2022) [EB/OL]. 2022-09-14 [2023-07-30].

9.1.4 隔膜

电池隔膜制备研发重点将继续围绕优化电池性能与安全性。电池隔膜的制备工艺主要有干法拉伸和湿法拉伸两种，其中干法拉伸还可以进一步细分为单向拉伸和双向拉伸。聚乙烯（PE）材料因其低密度特性，通常会采用湿法拉伸工艺进行处理，这种工艺目前主要应用于三元锂电池的制造。相比之下，聚丙烯（PP）材料由于其特性，更适合使用干法拉伸工艺，这一工艺目前在磷酸铁锂电池生产中得到了广泛的应用。



图片来源：WANG C, WU H, CHEN Z, et al. Self-healing chemistry enables the stable operation of silicon microparticle anodes for high-energy lithium-ion batteries[J]. Nat Chem, 2013, 5(12): 1042-1048. DOI:10.1038/nchem.1802

图 9.4 自修复电极的设计与结构

从当前的技术趋势来说，有以下 3 个代表性方向，自修复技术: 当前研发趋势正在探索能够自我修复的隔膜。在电池过度放电或热失控的情况下，这些隔膜可以自我修复，增加电池的安全性；多层结构: 随着技术的进步，隔膜会继续优化多层结构，例如提高离子传输、增强热稳定性或提供机械强度；绿色制造: 为了降低电池制造的环境影响，新的隔膜制造技术正在寻找更可持续的原料和更环保的生产方法。

湿法拉伸隔膜相对于干法拉伸隔膜在力学性能、透气性能以及理化性能上都展现出了优越性。然而，湿法拉伸隔膜的一个明显短板是其相对较差的热稳定性。为了改善这一问题，一种提升湿法拉伸隔膜热稳定性的涂覆技术正在成为研发的热点和未来的发展方向。另外使用纳米技术制造的陶瓷涂层方面，继续探索实现更高的精度和一致性，从而进一步提高电池的性能和安全性是重点关注方向。除了传统的陶瓷材料，研发人员还在探索添加其他功能性材料，例如导电聚合物，以增强隔膜的多功能性。目前，涂覆材料主要选择陶瓷（如氧化铝、勃姆石）等高热稳定性材料。陶瓷涂覆技术，有效提高湿法拉伸隔膜的热稳定性，并降低其在高温下的收缩率，从而实现隔膜性能的全面优化也将迎来进一步发展。

罗曼.我国电化学储能产业链分析与展望（2022）[EB/OL].2022-09-14 [2023-07-30].

9.1.5 储能系统集成

标准化设计正在成为储能系统集成的关键技术方向。随着新能源如风能和太阳能的大规模并网运作，大规模储能设施的需求也日益增长。然而，当前大规模储能电站的快速建设和系统集成设计面临着一些挑战，包括标准不一致，维护困难，接入不方便等问题，这些都源于标准体系的不足。

采用标准化设计，不仅可以解决不一致的问题，还能简化维护和接入流程，使整个系统更高效、可靠。标准化设计可以推动储能行业的健康发展，提高新能源的接入和使用效率，为解决能源问题提供更有效的方案。同时，标准化设计也有利于降低储能系统的整体成本，提高储能设施的经济效益。

实施标准化设计需要政策支持和技术创新。政府部门目前正在规划制定相应的政策和标准，引导和促进储能行业的标准化发展，相信在未来短期内会迎来一系列的指导性文件和行动性措施出台。同时，探索和创新更有效、更高效的储能系统集成设计方案将继续成为主要研发方向，从而确保新能源大规模并网的同时，能源系统的安全、稳定和高效运行。

罗曼.我国电化学储能产业链分析与展望（2022）[EB/OL].2022-09-14 [2023-07-30].

罗曼.我国电化学储能产业链分析与展望（2022）[EB/OL].2022-09-14 [2023-07-30].

9.1.7 电池管理系统（BMS）

液冷系统进一步成本下降，智慧化 BMS 将迎来长足发展。目前，液冷是电池热管理中最有效的方法之一，也已经实现了逐步代替风冷系统，成为了目前主要的技术路线。相较于风冷系统，液冷系统具有更高的热传导效率和更好的密封性，因此更适合在高功率密度的应用场合中使用，并达到更好的控制性。至于热管冷却和相变冷却，虽然理论上的冷却效率很高，但由于设计和制造复杂度以及成本较高，目前在实际应用中使用的情况相对较少。故而，提高风冷系统的密封性和降低液冷系统的设计制造成本已经成为目前主要的技术攻关方向。

电池管理系统的另一个重要任务是根据收集的数据评估电池状态。这需要高精度的数据采集设备实现全方位数据监测收集，如单个电芯电流、电压及温度等等监测收集，和先进的算法对收集数据进行精细化分析和处理，从而实现优化热管理的目的。展望未来，随着人工智能及大数据分析在储能场景方面进一步实现技术落地及一系列传感器、芯片的进步发展，期待看到更高效、更安全、更可靠的电池热管理系统的出现。

罗曼.我国电化学储能产业链分析与展望（2022）[EB/OL].2022-09-14 [2023-07-30].

9.1.8 能量管理系统（EMS）

储能电站的智能化运维和精细化管理将迎来全面技术绽放。随着数字技术和人工智能的进步，储能电站的管理与维护变得更为简化和高效。通过高度集成的传感器和先进的数据分析工具，电站在实时监测系统的健康状况，预测潜在的故障方面将会迎来阶段性进步，从而进一步减少停机时间并提高整体效率。此外，大数据和机器学习技术在动力电池方面取得的丰硕成果将会逐步迁移到储能应用场景下，电站能够对电池的使用模式进行深入分析，确保其在最佳状态下运行，延长电池寿命并降低维护成本。

同时，近年来，云计算和边缘计算的应用也加速了智能化运维的推进。这些技术为储能系统提供了强大的数据处理能力，确保数据的即时性和安全性。区块链技术也开始在能量管理系统中得到应用，为交易提供透明度，确保数据的真实性和不可篡改性。与此同时，

物联网(IoT)技术会使得远程监控和自动化控制真正实现多场景落地，进一步减少了人工干预的需要。

更为重要的是，这些技术的集成使得能量管理系统可以更好地适应复杂的电网环境，如分布式发电、可再生能源的接入等，从而确保电网的稳定和可靠运行。预计在不远的未来，随着技术的进一步成熟和降本，储能电站的智能化运维和精细化管理将为能源领域带来革命性的变革。

罗曼.我国电化学储能产业链分析与展望(2022)[EB/OL].2022-09-14[2023-07-30].

9.1.9 储能变流器(PCS)

大功率大容量集中式储能变流器将继续迎来全面增长。目前储能变流器产业发展正受到电池储能系统发展需求的驱动，随着未来储能电站的容量不断增长，分布式储能变流器(也就是多台小功率变流器汇流后进行升压并接入电网和负荷)将继续服务于各种体量较小的应用场景的同时，大功率、大容量的集中式储能变流器将全面回应储能电站不断增长的场景需求。

在应用层面上，实现光储充一体化的储能变流器的应用已经初具规模。这种光储充一体化的储能变流器可以将太阳能转换为电能供电网和负荷使用，可提高了整个系统的能源利用效率。未来，光储充一体化的应用场景的进一步拓展铺开，也将对光储充一体化储能变流器在效率和性能上提出更高的要求，也必将促进其产品迭代升级。

罗曼.我国电化学储能产业链分析与展望(2022)[EB/OL].2022-09-14[2023-07-30].

德勤管理咨询.中国锂电行业发展 德勤观察 2.0“电池风云”[EB/OL].2022-04[2023-06-25].

9.2 产业发展展望

9.2.1 国内产业发展趋势

(1) 产业链核心元器件国产化水平不断提升

电化学储能的“心脏”部分是电池管理系统和储能变流器，两者都具有较高的技术门槛。在电池管理系统中，关键的芯片，如 AFE、MCU、ADC，主要受到国外公司的控制。目前各类芯片设计制造被确立为我国几大主要“卡脖子问题”之一，已经迎来了大批科研力量注入，政策导向及资金支持。至于储能变流器，它的核心技术聚焦于拓扑设计和 IGBT

技术，与光伏逆变器有许多共同之处。因此，众多供应商往往也是光伏逆变器的生产商，像阳光电源和华为这样的国内大公司已经在市场上获得了稳定的地位。展望未来，“十四五”规划确立了新型储能的重大战略主导地位的大背景下，国内储能行业将经历重大转型，其关键组件，如电池管理系统中的关键芯片和储能变流器，预计将抢先实现全面国产化代替。

及安盾. 储能电站——火灾隐患与消防[EB/OL]. 2022-12-27[2023-06-23].

(2) 市场机制不断完善打通盈利瓶颈

成熟的电力市场规则将助推储能繁荣发展。2022 年 6 月，南方先行先试，在《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》及配套专项实施细则中首次明确独立储能电站参与电力辅助服务补偿标准。市场机制的丰富完善，将推动电化学储能在源、网、荷各端的潜力加速释放，为新能源消纳作出贡献。

确立储能在电力市场交易中的地位对于储能项目的未来发展至关重要。在这一领域，山东一直处于领先地位。2023 年 7 月，山东首次允许新能源与相应的储能作为一个统一实体参与电力的市场交易。令人瞩目的是，山东岛南国投的海上风电场也开创了配备储能的新能源场站与其主要风电生产设施共同进入市场的先河。这标志着山东在电力市场中储能的市场化交易进入了新纪元，并为全国各地树立了典范。预计未来将有更多省市地区积极完善电力市场机制，充分发挥带头和示范性作用。

北极星储能网. 25 次新型储能座谈调研！“储能参与电力市场”或成为下一趋势[EB/OL]. 2023-07-18[2023-06-24].

(3) 数字技术助力电化学储能产业发展

储能电池管理系统硬件源于电动汽车系统，不具备本地边缘计算能力，通讯效率较低、数据刷新较慢，与储能变流器、能量管理系统等“各自为政”。但随着百兆瓦级乃至吉瓦级项目时代的到来，电化学储能各系统间信息孤岛难题导致的安全风险也随之放大。数字技术的发展应用，在储能系统原有子系统基础上增加了协调控制功能，可以支持百万级的数据采集，控制决策速度由秒级提升至毫秒级，还可以实现对运行参数和各项性能的全过程管控。

同时，锂/钠离子电池等储能电池作为能源互联网的关键环节，正与信息产业深度融合。当前的挑战包括电池的能量密度低、安全性差、大电流充放电能力不足和使用寿命短

等问题。电池的综合性能受到电极、电解质等各类材料的复杂构效关系影响，使研发和性能提升面临挑战。随着材料科学、物理学和计算机科学的交叉与融合，微观-介观-宏观尺度的计算模拟方法开始兴起，但这些方法的计算速度和准确性仍有限，且往往只能对材料的单一性能进行研究与优化。近年来，随着实验、理论和计算数据的大量积累以及人工智能技术在材料科学方面的迅速发展，将有望实现储能电池的高效研发。

施思齐, 涂章伟, 邹欣欣, 孙拾雨, 杨正伟, & 刘悦. (2022). 数据驱动的机器学习在电化学储能材料研究中的应用. 储能科学与技术, 11(3), 739.

9.2.2 全球产业发展趋势

(1) 新型储能的比例在迅速增加

2022年，全球新型储能的发展呈现出前所未有的繁荣，新投运储能项目装机规模首次突破20GW，达到了惊人的20.4GW。这一数字比前一年增长了98%，凸显出新型储能市场的强大活力和无限潜力。这种增长趋势预计将在未来几年持续。根据美国国家可再生能源实验室的研究报告，电池储能系统的成本将在未来的十年内持续并迅速地大幅下降，这种下降趋势可能一直持续到2050年才会放缓。电池成本的大幅降低无疑将进一步推动新型储能的普及和发展，使其在全球能源体系中的地位更加稳固。在全球趋势的推动下，美国已经完全停止新建抽水蓄能发电设施，考虑到保护水资源的紧迫性，预计全球的主要经济体也将逐渐停止新建抽水蓄能发电设施。这可能意味着，随着新型储能技术的发展和成本降低，传统的储能方式将最终退出市场，为新型储能技术的大规模应用和发展铺平道路。

张锐. 全球储能的演进趋势[R]. 中国市场学会, 2022-12-12

(2) 头部效应日益显著

全球能源储存市场的领导者正在变得越来越强大。到了 2022 年底，美国、中国和欧洲这三大经济体在全球已投运储能项目中的份额显著增长，分别达到了 24%、36%和 26%，他们共同占据了整个市场的 86%份额。这种由少数头部经济体主导的格局强度正在增强，形成了一个清晰的趋势。根据彭博新能源财经(BNEF)的预测，这三大经济体的储能市场在未来五年中仍将以惊人的速度增长。美国储能系统新增装机规模的复合增长率将达到 118.3%，表明该国的储能技术和基础设施正在快速扩展，以满足日益增长的可再生能源需求。

此外，中国的储能市场预计将以更快的 174.3%的复合增长率飞速发展，这反映出中国在新能源和电力系统改革中的决心和投资规模。同样，欧洲的储能市场复合增长率也将达到 76.3%，尽管这个速度比美国和中国要慢，但欧洲依然在积极推动绿色能源转型，储能技术是其关键组成部分。这些数据揭示出全球储能市场正在发生的重大变革，那就是头部效应正在逐渐加强。而且，这种效应并不仅仅表现在市场份额的分配上，还体现在技术进步、政策引导和市场影响力等多个方面。这些头部经济体不仅在推动自身的储能发展，同时也在塑造全球储能市场的发展方向，进一步加强了他们在全球储能领域的领导地位。

张锐. 全球储能的演进趋势[R]. 中国市场学会, 2022-12-12

(3) 长时储能日益重要

当前，全球新型储能所能提供的服务响应需求大多数仅限于短期的 4 小时，甚至更短。这是由于现有的储能技术和设备的技术限制和经济考虑。然而，随着科技的进步和新型储能技术的研发，比如压缩空气储能、流电池、热储能等，我们预计在未来会有更多的超长时间尺度和中长时间尺度的储能项目被实施。

美国能源部已经意识到了这个发展趋势，并在其“Energy Earthshots”计划中提出，预计在 2030 年前，通过研发和推广高效、可靠和安全的储能技术，将长时储能（时长 10 小时以上甚至以天为单位）的成本降低 90%。这样的目标如果能够实现，这将大大提高储能的经济效益，推动储能技术的广泛应用，从而实现可再生能源的大规模储存和使用，为全球能源转型做出重要贡献。

展望未来，我们预计将看到更多的新型储能技术迎来全面技术进步和大规模商业化，如压缩空气储能、固态电池、热储能等。这些新型储能技术不仅能满足长时间的储能需求，而且还具有更高的安全性和更低的环境影响，有望成为推动全球能源转型的重要力量。

张锐. 全球储能的演进趋势[R]. 中国市场学会, 2022-12-12

9.3 市场发展展望

9.3.1 国内市场展望

根据中关村储能产业技术联盟(CNESA)的测算数据，新型储能的发展潜力巨大。在保守的预测场景下，2027 年新型储能的累计装机量预计将达到 97.0GW，2023-2027 年的复合年增长率（CAGR）为 49.3%。而在更为理想的预测场景下，2027 年新型储能的累

计装机量将可能达到 138.4GW，其 CAGR 将高达 60.3%。这样的增长趋势预计将在未来五年内继续，年度新增储能装机将呈现稳步上升的趋势。在保守的预测场景下，预计年平均新增储能装机将为 16.8GW；而在理想的预测场景下，该数据将达到 25.1GW。

从应用场景来看，自 2014 年以来，中国的表前储能（包括发电侧和电网侧）装机占比一直在持续上升。从 2014 年的 27.8%，已经提高到 2022 年的 82.5%。预计在未来五年内，新能源配储和独立储能将继续作为中国新型储能的主要应用场景，表前储能的装机占比还有望进一步提升。

中国能源研究会储能专委会 中关村储能产业技术联盟. 储能产业研究白皮书 2023[M]., 2023-04-07.

9.3.2 全球市场展望

根据 Statista 的数据预计，电化学储能领域将在未来几年内继续全面迎来蓬勃发展。2023 年，全球电化学储能市场规模预计将达到 54 亿美元，这主要受益于不断增长的可再生能源行业和需求侧管理的推动。

随着全球对清洁能源的日益迫切需求，电化学储能市场预计将继续保持持续增长趋势。政府的支持政策、对碳排放减少的承诺以及企业的可持续发展战略都将推动电化学储能技术的广泛应用。同时，随着电动汽车行业的迅速发展和普及，电池技术的不断进步也将为电化学储能市场带来更多机遇。在已完成装机的电化学储能装置发电量方面，预计全球电化学储能发电量将在 2025 年达到 11GW（见图 9.6）。这反映了电化学储能技术在能源行业中扮演着越来越重要的角色。电化学储能系统能够灵活调节能源供需平衡，提高电网稳定性，降低电能传输损耗，因此在实现能源转型和构建智能电网方面具有巨大潜力。

未来 10 年内，预计电化学储能发电量将实现 10 倍增长，达到 134GW（见图 9.7）。这一预期增长彰显了电化学储能技术的强大前景。随着技术的进步和成本的不断降低，电化学储能将成为主流能源储存解决方案，为清洁、可持续能源的大规模应用提供支持。

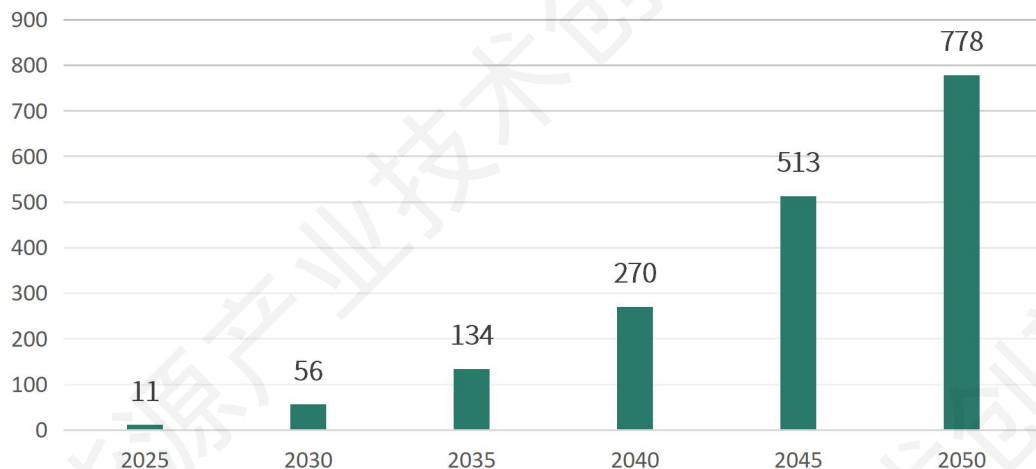


图 9.6 全球电化学储能市场规模预测 (亿美元)

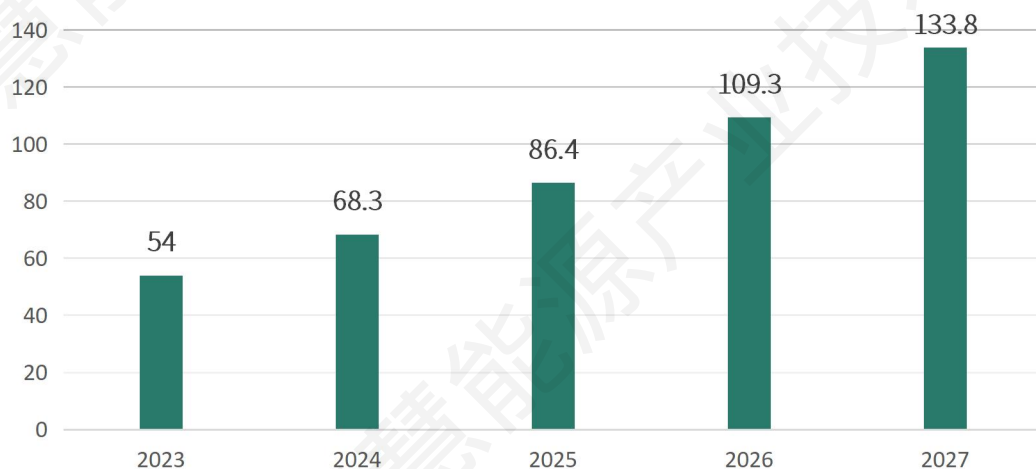


图 9.7 全球电化学储能预计发电量预测 (GW)

到了 2050 年，电化学储能发电量预计将增长至 778GW。这将使电化学储能技术在全球能源转型中发挥更加关键的作用。随着电化学储能系统规模的扩大，能源供应将变得更加稳定可靠，减少对传统化石能源的依赖，推动实现全球清洁能源目标，减缓气候变化。

总体而言，电化学储能技术的快速发展和市场增长为实现清洁、可持续能源的愿景提供了有力支持。不过，也要注意技术标准化、安全性和环保等挑战，需要政府、产业界和学术界通力合作，推动电化学储能技术的创新和进步，实现能源转型的可持续发展。

Statista. Energy storage worldwide[M]. , 2023-07.

9.4 标准发展展望

新型储能标准建设是推动储能技术发展与应用的重要举措。标准化促进了储能产业的规范化和可持续发展。通过制定统一的技术规范和测试方法，标准提高了储能设备的互操作性，降低了市场准入门槛，促进了技术创新与产业竞争。标准化还有助于确保储能设备的安全性和可靠性，增强了用户信心，推动了市场需求的增长。为了促进储能技术的发展与实际应用，下一步的工作可以有以下几个方向：

(1) 加强与主管单位、相关标委会的协调合作：主动接受国标委、能源局、中电联等主管单位的指导，与全国电网运行与控制标委会以及各类电池标委会进行紧密合作，明确标准制定的界面，避免标准交叉重复，同时确保关键技术指标协调一致，与实际需求相契合。

(2) 持续完善电力储能标准体系：根据储能技术发展和新形势下的应用需求，以储能电站为核心，注重电站安全规划、建设和运维，确保不同层级标准之间的协调一致。倡导“创新引领、重点推进、急用先行”的基本原则，逐步修订电力储能标准体系，以引导储能领域的标准制定与修订工作。

(3) 加强重点领域标准制定：加大力度制定储能电站安全、梯次利用、预制舱式储能、储能并网测试等领域的标准，以弥补现有标准的不足。

(4) 加快储能标准应用推进：持续推广标准应用，让更多的应用方和厂家认识到采用储能技术标准的重要性和好处。建立国家级储能检测实验基地，提供完善的试验检测设施，开展储能系统设备及并网的全体系试验检测与认证综合试验评价。

(5) 积极参与国际储能标准化工作：加强中国在 IEC TC120 国际专家力量的建设，培养国际标准化人才，为国际标准制定工作提供强有力的支持。积极领导或参与相关标准的专题研究，为标准的制定和修订提供有力的支持，提升中国在国际标准化领域的影响力。

(6) 加强标准制定的基础研究：结合国家、地方、企业的科研项目，深入研究储能系统全寿命周期性能演变规律、储能载体安全与消防等基础问题，为标准制定提供坚实的基础支持。

总之，随着标准逐步完善，储能技术在电力系统调度、可再生能源消纳、智能能源应用等方面发挥更大作用。同时，各国合作也至关重要，通过国际标准化合作，促进全球储能产业的协同发展，共同推动清洁能源转型和可持续发展。电力储能标准体系的建设任重而道远。在实施方案的指导下，加强基础研究，增强储能标准化技术组织之间的协调与沟通，不断完善体系架构，加速关键领域标准制修订工作，以更好地服务于“双碳”目标、新型电力系统建设，推动电力储能领域的高质量发展。

9.5 商业模式展望

新型储能作为构建新型电力系统的重要支撑，对改善新能源电源的系统友好性、改善负荷需求特性、推动新能源大规模高质量发展起着关键作用。结合国际国内新型储能发展现状，我们提出以下展望：

(1) 增加财税补贴路径，逐渐脱离投资/建设补贴模式，导向以税收优惠为代表的运营补贴模式。一是通过建立系统的考核标准给予运营期项目税收返还、优惠等政策，有利于推动新型储能商业应用的市场化程度；二是通过将短期或一次性的集中式补贴资金分散到项目运营期的税务核算阶段，有利于缓解各地方政府财政压力，同时避免如新能源汽车“骗补”等资源浪费事件的发生。

(2) 加快电力现货市场进度，完善电力交易市场化引导和同一管理。电力现货市场可以反映实际电力供需情况，更好地削峰填谷，也更能体现储能的能量价值，已经成为英国、美国、澳大利亚等国家表前储能项目的主要收益来源之一。中国电力现货市场尚处于早期阶段，目前仅有山东、山西等少数省份推进储能参与现货市场，且峰谷电价差较小，应加快电力现货市场建设，完善储能参与电力现货市场规则，通过市场化的手段提升储能收益。

(3) 增加储能可参与的电力市场服务种类，推动收益模式的更加多元化。以英国为例，英国目前已运行或正在制定的储能可以参与的电力市场服务品种超过 20 种，且还在根据电力系统的变化不断探索新的服务品种；而国内，目前大部分省份的储能项目可参与的电力市场服务品种较少，主要为以后将不复存在的调峰市场。增加储能可参与的电力市场服务种类，可以更大化的体现储能可以提供多种服务的灵活性和优异性，同时提高储能收益。

(4) 推动国内户用光储系统利用，探索户用储能多元化收益蓝海。当前，国内居民电价便宜且电网稳定性较高，户储市场难以开拓。但随着国外市场的饱和，户储产能将大概率向国内转移。为推动户储在国内的应用，一方面需推动户用光伏系统在国内（尤其在农村）的普及，另一方面是亟需探索中国户用储能的额外收益模式，如居民分时电价、建设补贴等。

9.6 政策展望

基于重庆市新型储能产业和政策现状，结合现有的政策出台力度及频率提出以下几点展望：

(1) 加强市区两级政府政策的统一性，区级政策倾斜重点做好与市级政策的平衡，避免政策力度和支持方向差异过大；

(2) 市区两级新型储能支持政策将进一步加大支持力度，制定更具针对性的激励政策，包括财政奖补、税收优惠等，以吸引更多企业投资兴建储能项目，并通过政策引导提高储能效率和成本竞争力，助力产业规模扩大。

(3) 市区政府在政策层面还将加强区域内和跨区域协同，推动重庆市内与重庆市周边地区储能产业合作，实现资源共享，形成产业合力。与此同时，在政策引导储能与智能能源系统融合，构建智慧电网，提升电力系统的灵活性和可持续性。

随着重庆新型储能市场的不断扩大，预计在未来几年内，重庆储能产业将逐步壮大，为能源结构优化、电力供应安全以及可持续发展做出积极贡献。我们坚信，重庆储能产业在政策引导下，将迎来更为广阔的发展前景。

政策附件

政策列表中的检索和整理的储能政策是基于各个国家、地区、省市政府的公开文件信息，可能存在遗漏。以下整理的政策仅供参考，如需使用，请以各个国家、地区、省政府发布的官方文件为准。

表 7.1 美国国家层面新型储能主要政策梳理

发布时间	政策名称	发布部门	主要内容
2005.8	美国国家节能政策法案	参众两院	鼓励国内石油和天然气的生产,鼓励石油、天然气、煤气和电力企业等采取节能、洁能措施。
2009.5	可再生与绿色能源存储技术法案 (2009) (2010 年进行了再修订)	美国国会	对于额定容量在 1MW 并可维持 1 小时用于家庭、工厂和商业中心的储能项目可享受 20-30%的投资税收抵免。
2011.2	储能电池计划 (2011-2015)	能源部	该计划规划到 2015 年美国锂离子电池储能项目系统集成投资为 250 美元/kWh, 度电平均化成本在 0.2 美元/kWh/循环, 系统效率达到 75%, 系统寿命达到 4000 循环。在同类指标的远期目标设定为 150 美元/kWh、0.1 美元/kWh/循环、80%和 5000 循环。
2017.5	美国国家节能政策法案 (第四次延展)	参众两院	纳税人可通过对用于提供电力生产、在符合条件的基础上的电力设备进行投资以获得 ITC 享有资格。
2019.10	BESTAct 法案	参议院能资委	拨款 10.8 亿美元用于储能等项目。
2020.12	储能大挑战路线图	能源部	到 2030 年建立并维持美国在储能利用和出口方面的全球领导地位, 建立弹性、灵活、经济、安全的能源系统。
2021.3	2 万亿美元基础建设计划	白宫	2035 年实现 100%无碳电力, 清洁能源发电和储能投资税收抵免及生产税收抵免期限延长 10 年。
2021.9	“长时储能攻关”计划	能源部	在未来 10 年内, 将数百吉瓦的清洁能源引入电网, 将储能时间超过 10h 的系统成本降低 90%。
2022.8	ITC 新政	白宫	针对储能方面主要为延长 ITC 十年、提高税收基础抵免比例至 30%; 新政相对之前不再要求储能必须配套光伏, 独立储能 (包括大储/工商业储能、户储) 均可享受; 另外部分州提供储能补贴政策, 如加州 SGIP 针对非户储补贴 (含工商业储能) 0.18-0.36/Wh。
2023.4	IRA 法案细则	白宫	<p>(1) 户储方面: 税收抵免额度提升至 30%并延迟至 2032 年, 满足本土要求再加 10%; 首次提出超过 3KWh 的独立储能也可享受税收抵免, 之前则要求必须与太阳能绑定且 100%能量源于太阳能。</p> <p>(2) 工商业储能方面: 大于 5KWh 的独立储能也可享受税收抵免, 之前则要求必须与太阳能绑定且 75%能量源于太阳能; 基础抵免提升至 30%并延迟至 2032 年; 满足以下条件可获额外抵免——满足本土制造要求+10%, 项目位于能源社区+10%, 位于低收入社区或印第安保留地的 5MW 以下项目+10%, 满足合格的低收入住宅建筑项目或合格的低收入经济效益项目+20%。</p> <p>(3) 不满足条件的表前储能: 大于 5KWh 的独立储能也可享受税收抵免; 基础抵免降至 6%; 满足条件可获额外抵免: 满足本土制造要求+2%, 项目位于能源社区+2%。</p>

表 7.2 欧盟涉及新型储能主要政策梳理

发布时间	政策名称	发布地区/国家/部门	主要内容
2020.3	电池 2030+计划	欧盟委员会	旨在召集欧洲大陆顶尖的学术机构，研究所和工业领域的相关人士，通过合作，在性能、使用寿命、可靠性以及生产工艺方面对电池进行长期的研究。为欧洲电池行业不断实现技术突破提供助力。“电池 2030+”的总体目标是研究具有高性能和可持续的电池以适用于每个电力系统的应用场景。高性能是指能量和功率密度接近理论极限，可持续是指出色的使用寿命、可靠性、安全性和环境友好性，以及实现具有成本竞争力的大规模化电池生产。
2021.1	EBA 框架下的电池研发项目	欧盟委员会	由奥地利、比利时、克罗地亚、芬兰、法国、德国、希腊、意大利、波兰、斯洛伐克、西班牙和瑞典 12 个国家政府共同出资 29 亿欧元开展电池项目研发。项目的资金将用于整个电池产业链，从原材料的提取，电芯到电池 Pack 的设计和制造，到最后电池的回收和废弃处理等产业链环节。筹集的 29 亿欧元资金将会资助由 42 家公司发起的 46 个项目。
2017.7 2018.10 2020.11	法拉第挑战计划/Upgrading Our Energy System: Smart Systems and Flexibility Plan/净零创新组合	英国	(1) 法拉第挑战计划：划拨 2.46 亿英镑，旨在全面推动电池技术从研发走向市场。 (2) Upgrading Our Energy System: Smart Systems and Flexibility Plan，将储能作为发电主体的单一分类，而不是终端消费用户，强调了储能在削峰填谷和电力供应保障等方面的作用，计划在储能定义、规划、并网、补贴、交易机制等方面进行调整，消除储能在市场监管等方面的障碍，构建灵活电力市场机制，推动英国储能产业的快速发展。 (3) 净零创新组合：除了法拉第电池计划，为了实现净零系统转型，英国政府于 2020 年 11 月发布“十项关键计划”并在此计划中推出 10 亿英镑“净零创新组合”项目用于加速低碳技术创新，降低英国低碳转型付出的成本。“净零创新组合”项目主要关注十大关键领域，“储能及电力灵活性”是其中之一。
2022.7	可再生能源法 (EEG 第七次修订版)	德国	免除部分表前储能税收。
2016.4	法国能源法典	法国	用于电力公共服务的储能允许抵消一部分成本。
2020.3	绿色电力计划	奥地利	提供 3600 万欧元的激励计划，用于支持小型太阳能+储能设备的应用。其中 2400 万欧元的资金将用于支持屋顶光伏系统，1200 万欧元则用于支持储能系统。拥有屋顶光伏系统的户主可以申请 250 欧元/kW 的资金补贴，储能系统则可以申请 200 欧元/kWh 的补贴，合计 450 欧元/kWh。500 kW 以下的光伏系统和 60 MWh 以下的储能系统均可以申请参与补贴计划。

表 7.4 日本国家层面涉及新型储能主要政策梳理

时间	政策名称	发布部门	主要内容
2016.1	能源效率和存储技术激励方案	经济产业省	针对中小企业推出 7790 万美元的再生能源和储能专项支持和补贴资金。
2018.7	第五次基本能源计划	内阁	是能源政策的基准法律文件，首次提出到 2050 年将可再生能源发展成为日本的主要电力能源之一。

2022.3	能源使用合理化法（修正案）	内阁	<p>(1)日本将持续推动电网级大型储能技术，并将电网级储能技术定位为发电业，并认为未来储能系统从业者应该遵守输电公司规定，在未来新能源发电量低于预期时，通过储能系统补充电量。</p> <p>(2)要求售电业者制定费率计划，计划内容应具有电力供应无虞时低价，电力供应紧张时高价的基本精神，鼓励民众和企业使用白天电费较低的再生能源。</p>
--------	---------------	----	---

表 7.4 澳大利亚国家层面涉及新型储能主要政策梳理

时间	政策名称	发布机构	主要内容
2020.5	“清洁复苏”计划	清洁能源委员会	用资金推动可再生能源和储能领域的投资增长，在计划实施周期内，预期使可再生能源的发电规模增长 3 倍。
2021.2	储能专项资助政策	可再生能源署	资金支持各种应用场景的储能示范项目。
2022.1	综合能源计划	能源市场运营机构（AEMO）	计划到 2049 年储能规模接近 60GW，其中，户用型储能（含光储）占比 70%，大型电池储能占比 20%，抽蓄等其他储能占比 10%。

7.5 中国国家层面涉及新型储能主要政策梳理

时间	政策名称	发布机构	主要内容
2017.10	《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》	国家发改委 国家能源局	“十三五”期间，建成一批不同技术类型、不同应用场景的试点示范项目；研发一批重大关键技术与核心装备，主要储能技术达到国际先进水平；初步建立储能技术标准体系，形成一批重点技术规范 and 标准；探索一批可推广的商业模式；培育一批有竞争力的市场主体。
2021.3	《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》	国家发改委	优化整合本地电源侧、电网侧、负荷侧资源，探索构建源网荷储深度融合的新型电力系统发展路径，主要包括区域（省）级、市（县）级、园区（居民区）级“源网荷储一体化”等具体模式。
2021.7	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	国家发改委 国家能源局	2025 年，新型储能从商业化初期向规模化发展转变，装机规模达 30GW 以上。2030 年，新型储能全面市场化发展，新型储能装机规模基本满足新型电力系统相应需求。
2021.7	《关于进一步完善分时电价机制的通知》	国家发改委	合理拉大峰谷电价价差，系统峰谷差率超过 40%的地方，峰谷电价价差原则上不低于 4:1，其他地方原则上不低于 3:1。分时电价机制执行范围扩大到工商业电力用户（个别有专门规定的除外）。
2021.8	《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》	国家发改委 国家能源局	明确了在电网企业承担消纳主体责任的基础上，企业自建或购买调峰能力增加并网规模的具体方式。
2021.12	《电力系统辅助服务管理办法（征求意见稿）》	国家发改委	将新型储能纳入提供辅助服务的主体范围，提出了按照“谁提供、谁获利，谁受益、谁分担”的原则。
2022.2	《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》	国家发改委 国家能源局	引导储能、分布式能源、新能源汽车、虚拟电厂、能源综合体等新型市场主体，以及增量配电网、微电网内的市场主体参与现货市场，充分激发和释放用户侧灵活调节能力。
2022.3	《“十四五”新型储能发展实施方案》	国家发改委 国家能源局	到 2025 年，新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段，具有大规模商业化应用条件，新型储能技术创新能力显著提高，核心技术装备自主可控水平大幅提升，标准体系基本完善，产业体系日趋完备，市场环境和商业模式基本成熟；到 2030 年，新型储能全面市场化发展。
2022.4	《完善储能成本补偿机制助力构建以新能源为主体的新	国家发改委	为目前储能成本补偿相关工作提出具体方向，提出研究确立各类储能在构建新型电力系统中的功能定位和作用价值、加快制定成本疏导机制及强化

	型电力系统》		经济性比较研究。
2022.5	《“十四五”可再生能源发展规划》	国家发改委 国家能源局	明确新型储能独立市场主体地位，完善储能参与各类电力市场的交易机制和技术标准，发挥储能调峰调频、应急备用、容量支撑等多元功能，促进储能在电源侧、电网侧和用户侧多场景应用。创新储能发展商业模式，明确储能价格形成机制，鼓励储能为可再生能源发电和电力用户提供各类节服务。
2022.6	《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》	国家发改委 国家能源局等	新型储能可作为独立储能参与电力市场，鼓励配建新型储能与所属电源联合参与电力市场，加快推动独立储能参与电力市场配合电网调峰，充分发挥独立储能技术优势提供辅助服务，优化储能调度运行机制等。
2022.7	征求国家标准《电力储能用锂离子电池》意见	国家能源局	在电池能量效率方面要求，从 2018 年的不应小于 90%、提升到不应小于 93%。
2022.8	《科技支撑碳达峰碳中和实施方案（2022—2030 年）》	国家发改委 科技部等	研发压缩空气储能、飞轮储能、液态和固态锂离子电池储能、钠离子电池储能、液流电池储能等高效储能技术；研发梯级电站大型储能等新型储能应用技术以及相关储能安全技术。
2022.10	《能源碳达峰碳中和标准化提升行动计划》	国家能源局	加快完善新型储能技术标准，根据新能源发电并网配置和源网荷储一体化需要，抓紧建立涵盖新型储能项目建设、生产运行全流程以及安全环保、技术管理等专业技术内容的标准体系。

表 7.6 重庆市涉及新型储能主要政策梳理

时间	政策名称	发布机构	主要内容
2021.11	《重庆市完善分时电价机制方案》	重庆市发改委	峰谷电价价差为 4.2:1，峰平谷电价比值为 1.6:1:0.38，尖峰时段在高峰时段基础上上浮 20%。与平段电价比，高峰时段上浮 60%，低谷时段下浮 62%。
2022.6	《重庆市能源发展“十四五”规划（2021—2025 年）》	重庆市人民政府 办公厅	单位 GDP 二氧化碳排放量累计下降 23%。能源消费结构加快优化，煤炭消费占比下降为 44.3%，较全国平均水平低 12.5 个百分点；可再生能源在电力消费中占比达到 51.4%，风光新能源发电量全额消纳。
2022.11	《重庆市新型储能示范项目建设方案（征求意见稿）》	重庆市能源局	采用集中式储能电站与用户侧分布式储能相结合的方式，力争 2023 年迎峰度夏前形成 100 万千瓦/200 万千瓦时新型储能规模。集中式新型储能示范电站，市级财政一次性给予 200 元/kWh 补助。
2022.11	《重庆电力市场运营基本规则及配套实施细则（征求意见稿）》	重庆市经济和 信息化委员会	为规范重庆电力市场的运营与管理，构建安全高效、竞争有序、风险可控的市场结构和市场体系，保障电力市场交易的公开、公平、公正，维护市场成员合法权益，促进重庆电力市场稳定、健康、有序、协调发展，助力重庆新型电力系统建设。
2023.1	《重庆市建设绿色金融改革创新试验区实施细则》	重庆市人民政府 办公厅	开展金融服务制造业绿色转型升级试点，持绿色供应链、清洁能源替代、生产清洁改造、无害低排原辅材料替代、废气废物治理及资源化综合利用、零碳工业研发和示范、新型储能技术攻关和氢能关键技术研发、示范和规模化应用
2023.6	《关于促进民营经济高质量发展的实施意见》	重庆市人民政府 办公厅	降低生产经营成本。全面落实延续和优化实施的阶段性税费优惠政策。继续实施集装箱车辆通行费优惠、鲜活农产品车辆免费通行等高速公路通行费优惠政策。打造一批生产、生活、生态共融的中小企业集聚区，为中小企业提供低成本发展空间。鼓励工业企业合理优化调整生产时序错峰用电，支持民营企业投资建设分布式光伏和分布式储能项目，综合降低用电成本。
2023.7	《重庆市先进制造业发展“渝西跨越计划”（2023—	重庆市人民政府 办公厅	新能源及新型储能。面向清洁能源开发利用需求，做强做大电化学储能规模，加快智能变压器、智能开关柜等智能电网装备迭代，积极引育光伏组

2027 年)》

件、抽水蓄能水轮机等技术装备产品。紧盯清洁能源及新型储能最新趋势，加强氢气制备储运、机械储能、超级电容储能等领域技术储备和企业引育，培育新型电力系统解决方案，更好支撑能源绿色低碳转型。以清洁能源和新型储能成套装备为牵引，延伸发展锂电材料、空气滤料等相关原材料。到 2027 年，渝西地区新能源及新型储能产业集群实现营业收入 1500 亿元。

表 7.7 重庆市各个区县涉及的储能相关政策

区划	序号	发布机构	时间	政策名称	主要内容
选取 1 个国家级新区和 1 个国家级高新技术产业开发区为代表	1	重庆高新区	2022.1	《西部科学城重庆高新区支持用户侧储能产业发展办法(试行) (征求意见稿)》	对于 2023 年 12 月 31 日前并网运行且设计年利用小时数不低于 600 小时以及装机容量 1 兆瓦及以上的储能设施，按照储能设施建设规模给予投资主体 0.4 元/Wh 的一次性补贴，单个项目不超过 300 万元。
	2	两江新区	2022.11	《重庆两江新区支持新型储能发展专项政策》	对在新区备案且建成投运的用户侧储能、独立储能、分布式光储、充换储一体化等项目，储能配置时长不低于 2 小时的，按照储能设施装机规模给予每千瓦时 200 元的容量补贴，单个项目补贴最高不超过 500 万元。
	1	渝中区	2023.3	《渝中区深入开展公共机构绿色低碳引领行动促进碳达峰实施方案》	鼓励有条件的公共机构建设连接光伏发电、储能设备和充放电设施的微网系统，实现高效纳纳利用。
中心城区	2	南岸区	2022.12	《南岸区公共机构节约能源资源“十四五”规划》	结合南岸区实际，加大太阳能、空气能、地热能等可再生能源和高效储能技术推广力度，大力推进建筑太阳能光伏发电和光热项目建设，提高可再生能源在电力消费中的比重。
	3	渝北区	2023.4	《渝北区推动城乡建设绿色发展实施方案》	大力发展新能源和可再生能源等清洁能源项目，利用生物质能发电，因地制宜发展水电，聚焦分布式屋顶光伏发电、充换电设施、新型储能、氢能、智慧能源等新能源项目加大招引力度。
	4	巴南区	2023.5	《重庆市巴南区以制造业为重点促进外资增量稳存量提质质量实施方案》	重点引导外商投资智能网联新能源汽车、高端电子，智能装备、先进材料、绿色食品、现代轻纺、清洁能源与新型储能，以及人工智能、生命科技、“卫星互联网+”等产业领域。在现代服务业方面，重点引导外商投资研发设计、现代物流等领域。在节能环保方面，重点引导外商投资新能源、绿色低碳关键技术创新和示范应用等领域。
	5	北碚区	2021.8	《重庆市北碚区科技创新“十四五”规划》	重点发展动力电池模块、BMS、结构系统、电气系统、热管理系统五个领域，提升动力电池电芯研发水平，打造动力电池产业集群。进一步拓展建筑一体化节能市场、分布式能源、储能等新应用领域
	6	大渡口区	无	无	无
	7	江北区	2021.4/2021.7	《重庆市江北区建设智造强区“十四五”规划》、《重庆市江北区国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》	在深入推进数字化智能化与各产业各领域融合发展过程中培育新技术、新产品、新业态、新模式，前沿布局量子信息、未来网络、储能等先导产业，密切跟踪全球最新科技动态，前沿布局基因技术、量子信息、未来网络、氢能与储能等先导产业。

	8	沙坪坝区	2021.9	《重庆市沙坪坝区国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》	聚焦电子信息产业升级延链，协同联动重庆高新区，重点发展量子技术、集成电路、新型计算机及信息终端设备制造、新型电子元器件及设备制造、网络设备制造、储能和关键电子材料制造等。
	9	九龙坡区	无	无	重点在氢能
	1	涪陵区	2023.3	《重庆市涪陵区“十四五”节能减排综合工作实施方案》	深化能源市场体制机制改革。全面推进电力需求侧管理。推进电力辅助服务市场化，推动储能、调峰作为独立主体参与电力辅助服务市场。推广绿色电力证书交易。通过发电权交易、合同转让交易等鼓励新能源替代火电机组发电。
	2	长寿区	2021.12	《长寿经济经济技术开发区“十四五”规划》	储能装备领域，探索设立储能装备产业专项发展基金，着重引进电化学储能项目，培育氢能、压缩空气储能等清洁储能产业。加强本地储能产业与汽车产业联动，推动储能电池多场景应用。
	3	江津区	2022.1	《以实现碳达峰碳中和目标为引领深入推进江津区制造业高质量绿色发展行动计划（2022—2025 年）》	打造清洁能源及储能产业特色优势，推动风电装备、水电装备和智能电网装备领域企业加快产品迭代升级，更好适应清洁能源发展装备需求。积极引进培育新能源汽车充电技术装备领域企业。加快锂离子电池重大项目引进、建设，做好正/负极材料、电解材料、隔膜领域企业引进培育，加强新型材料和钠硫电池、液流电池、镁电池、飞轮储能、压缩空气储能、超级电容储能、储热等储能路线技术研发布局，促进储能产业与清洁能源产业互动发展。以氢燃料电池汽车为切入打造氢燃料电池产业链，积极引进培育氢气提纯、储氢等环节技术装备。
主城新区	4	合川区	2022.1	合川区加快建立健全绿色低碳循环经济体系重点任务清单》	推动能源体系绿色低碳转型，支持容量储能技术研发推广，提升电网汇集和外送能力。
	5	永川区	2022.12	《永川区绿色低碳发展行动实施方案》	积极发展非化石能源，充分利用可再生能源资源，加快推进新型储能规模化应用，融入“成渝氢走廊”建设，有序推进永川区整区屋顶分布式光伏试点。
	6	南川区	无	无	无
	7	綦江区	2023.1、2023.4	《重庆市綦江区“十四五”工业转型升级高质量发展规划（2021—2025 年）》、《綦江区以实现碳达峰碳中和目标为引领深入推进制造业高质量绿色发展实施方案（2022—2025 年）》	发展新能源储能装备。重点培育 CTP、高镍、超薄基材、钝化阴极、超导电解液、高孔隙隔膜、耐高温阴极、安全涂层、大数据预警、单电芯能量管理、无线 BMS 等关键核心零部件企业，探索引进固态电池、锂离子电池、燃料电池等新型动力电池行业内重点企业，补齐高性能动力电池、储能电池、储能技术应用等动力及储能电池产业链短板。
	8	大足区	2022.11	《重庆市大足区工业和信息化“十四五”发展规划》	鼓励区内新建风电、分布式光伏电站配套建设储能设施，扩大氢燃料电池与储能电池市场容量。
	9	璧山区	2021.6	《重庆市璧山区国民经济和社会发展第十四个五年规划	储能锂电池回收领域、重点发展钛酸锂基储能陶瓷项目、镍基复合氧化物超级电容器电极材料、镍基复合氧化物储能材料等项目
					加快发展氢燃料电池汽车电池、加氢等技术，形成从源头创新到产业化全链条的产品研发生产体系，打造

			和二〇三五年远景目标纲要》	燃料动力电池、储能电池、消费电池和超级电容等产业集群。	
10	铜梁区	2022.7、2022.8	《关于开展 2022 年铜梁区光储一体化示范项目申报工作的通知（征求意见稿）》、《铜梁区支持新型储能发展八条措施（试行）（征求意见稿）》	按照储能设施规模给予 1.3 元/Wh 的一次性补贴，如果在建设储能设施的同时新建光伏设备，对于新建的光伏设备按照 2.9 元/W 进行一次性补贴。 鼓励优先采购区内工业企业生产的储能产品来实施储能项目。项目年利用小时数不低于 600 小时的，在项目投产运营后，按照储能设施每年实际发电量，连续 3 年给予项目运营主体 0.5 元/千瓦时的资金补贴。	
11	潼南区	无	无	无	
12	荣昌区	无	无	无	
渝东北三峡库区城镇群	1	万州区、两江新区	2023.4、2023.5	《万州区加快推动川渝万达开地区统筹发展带动双城经济圈北翼发展行动方案（2023—2027 年）》、《关于印发万州区两江新区对口协同发展 2023 年度工作要点的通知》	持续探索绿色转型发展新模式。积极探索三峡绿色发展新模式，培育发展智能网联新能源汽车、新一代信息技术产业、清洁能源及储能等新兴产业、绿色低碳循环利用等关键核心技术研发与推广应用，加快推进万州经开区循环化改造建设。 共育新型能源产业，依托两江新区国家氢能动力质检中心、“三峡电”等优势，携手引进氢能产业、电化学储能项目。
	2	开州区	无	无	无
	3	梁平区	2023.6	《重庆市梁平区落实〈重庆市推动成渝地区双城经济圈建设行动方案（2023—2027 年）〉工作方案》	布局 1—2 个大型沼气发电项目，落地分布式风力发电项目。建成装机容量 9 兆瓦的垃圾焚烧发电厂 1 座，配套建成海螺水泥厂储能电站 1 座，力争落地蟠龙银河抽水蓄能电站。
	4	丰都县	无	无	无
	5	垫江县	2022.5	《垫江县“十四五”能源发展规划》	引进国内知名企业，促进分布式光伏发电和储能项目落地。鼓励和协调金融机构对分布式光伏建筑项目给予优惠金融支持政策。推动多种能源的智能定制，合理引导电力需求，鼓励发展用户侧分布式储能，鼓励用户参与调峰，培育智慧用能新模式。
	6	忠县	2022.1	《忠县工业高质量发展“十四五”规划》	提出新能源产业集群抢抓储能电池、储能产业、光伏发电及设备，有序发展氢能源、其他新型电池及相关材料，打造重庆最大锂电材料基地。重点发展分布式能源等领域电池前沿技术发展方向，积极布局固态电池和钠电池等其他技术路线电池，同时集聚正极材料、隔膜、辅材、设备制造等上下游企业。加快推进阳光电源 100 兆瓦光伏电站和海螺水泥光伏电站及储能项目建设，引导现有企业利用厂区、廊道等构建筑物，建设建筑光伏、光伏建筑一体化、光储一体化等项目。
	7	云阳县	无	无	无
	8	奉节县	2022.3	《奉节县科技创新“十四五”规划（2021—2025 年）》	科技支撑能源发展。鼓励引导清洁能源企业应用新技术、新工艺、新设备，推进资源综合利用和能源梯级提升利用效率；；鼓励风电企业应用风机大型

					化、叶片材料轻量化等技术，鼓励光伏企业应用氧化铝钝化硅表面、叠瓦封装等新技术，推进新能源场站储能系统建设，支持应用多种储能促进可再生能源消纳。
9	巫山县	2022.9	《巫山县工业园区（边贸中心）“十四五”发展规划（征求意见稿）》		6.智能制造。依据国家政策，同时围绕巫山县新能源储能需求，提前布局发展储能装备制造产业；积极承接产业转移，聚焦发展智能终端制造和特种车辆为主的汽车改装制造领域，打造渝东北智能制造配套创新基地。
10	巫溪县	无	无	无	无
11	城口县	无	无	无	无
1	黔江区	2023.5	《黔江区“十四五”节能减排综合工作实施方案》、《重庆市黔江区建设绿色金融改革创新试验区实施方案》		进电力辅助服务市场化，推动储能、调峰作为独立主体参与电力辅助服务市场。 实施新型储能技术攻关、示范和规模化应用。鼓励大企业通过资本并购、产业联盟、联合技术攻关等方式带动中小企业开展绿色改造。
2	武隆区	无	无	无	无
3	石柱土家族自治县	2021.12	《重庆市石柱土家族自治县“十四五”能源发展规划》		依托新能源、储能和微网等技术，实现分布式能源的高效、灵活接入以及生产、消费一体化。推进清洁能源发电大容量储能、数字电网的应用，提高清洁能源的接入和利用效率。建设 5-10 个光储充直流快充站，集成车棚光伏发电、大容量储能、大功率智能直流充电桩等功能。
4	彭水苗族土家族自治县	2022.3	《彭水族自治县公共机构节约能源资源“十四五”规划》		结合我县实际，加大党政机关、教育、卫生类公共机构太阳能、空气能、地热能等可再生能源和高效储能技术推广力度，大力推进建筑太阳能光伏发电和光热项目建设，提高可再生能源在电力消费中的比重。
5	酉阳土家族苗族自治县	无	无	无	无
6	秀山土家族苗族自治县	无	无	无	无

表 7.8 华东地区代表性省份储能政策

地区	发布时间	发布部门	政策名称	主要内容
安徽省	2022.8	安徽省能源局	安徽省能源局关于印发安徽省新型储能发展规划（2022-2025 年）的通知	从推动新型储能规模化发展、优化项目布局、创新发展模式、完善市场环境、规范行业管理、加强安全管理、促进技术进步等 7 个方面明确了支持新型储能发展的重点清单任务，并且从加强统筹协调、加大政策支持和加强运营监管等 3 个方面提出了保障措施。
	2022.12	安徽省能源局	安徽省电力中长期交易实施方案（2023 年版）	方案提出，独立储能设施参与市场，应签订并网调度协议，具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足要求，充电功率暂定为不低于 5 兆瓦，持续充电时间不低于 1 小时。独立储能可参加月度分时段交易与月内连续交易。

	2021.6	福建省人民政府	福建省“十四五”制造业高质量发展专项规划	积极引导宁德时代、亚南电机等企业带动供应链与生态伙伴企业集聚发展，推动储能专用锂电池产品的技术迭代与产品升级，针对工商业储能、电网侧储能和发电侧储能等不同应用场景和需求，分别开发适用于长时间大容量、短时间大容量、分布式以及高功率等模式应用的先进压缩空气储能、梯次利用电池储能等高效光储、风储设备，加快风光火储互补、先进燃料电池、高效储能等关键技术和智能控制系统研发及产业化。大力发展电池管理系统（BMS）、储能变流器（PCS）、能量管理系统（EMS）、储能 PACK、充电桩及“光储充”一体化等终端产品。配套发展真空搅拌机、涂布机、强力轧膜机、高速分切机等电池极片制造装备及 PACK 检测设备制造。推进储能电池正极材料、负极材料、隔膜、电解液等储能材料企业集聚。
福建省	2022.6	福建省人民政府	福建省“十四五”能源发展专项规划	科学研究新型储能发展路径，有序推进新型储能设施发展。鼓励风电、光伏等新能源配置电化学储能优化运行；鼓励核电等电源配置储能开展联合调峰、调频；在可再生能源送出集中区选点推进大型电网侧储能电站示范，提升可再生能源消纳能力；鼓励工商业用户、学校、医院等用户配置储能，有效参与需求侧管理；合理布局电网侧大容量储能电站。积极探索储能商业模式，协助促进技术应用成熟及市场规则形成，打造储能标杆项目。
	2022.8	福建省人民政府	福建省人民政府办公厅关于印发福建省推进绿色经济发展行动计划（2022—2025 年）的通知	稳步推进整县（市、区）屋顶分布式光伏试点。积极安全有序发展核电，在确保安全的前提下，推进“华龙一号”机组示范应用。促进抽水蓄能发展，推进省内相关抽水蓄能项目加快前期、加快开工。有序推进新型储能设施发展，到 2025 年新型储能装机容量达到 60 万千瓦以上。
	2023.5	福建省发展和改革委员会	《关于福建省完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》	鼓励“新能源+储能”一体化开发模式发展。推动市场主体参与电力需求响应，多途径挖掘各类需求侧资源并组织其参与需求响应，促进负荷高峰时段全省电力供需平衡。积极拓宽电力需求响应实施范围，支持分布式储能、电动汽车（充电桩、充换电站）等可调节负荷资源，以及负荷聚合商、虚拟电厂运营商、综合能源服务商等参与电力市场交易和系统运行调节。加强分布式能源、智能电网、储能等技术的深度融合，提高智慧能源协同服务水平。
江苏省	2022.8	江苏省发展改革委员会	江苏省“十四五”新型储能发展实施方案	支持新型储能与电力系统各个环节融合发展，装机规模达到 260 万千瓦左右，由商业化初期步入规模化发展阶段，具备大规模商业化应用条件，为新型电力系统提供容量支撑和灵活调节能力，促进能源清洁低碳转型。提出重点发展电源侧新型储能、有序发展电网侧新型储能、灵活发展用户侧新型储能、推进新型储能技术示范应用、探索新型储能商业模式等 5 大重点任务。
	2023.6	江苏省发展改革委员会	《新型储能项目高质量发展的若干措施》（征求意见稿）	快发展新型储能，到 2027 年，全省新型储能项目规模达到 500 万千瓦左右。重点发展电网侧储能。到 2027 年，全省电网侧新型储能项目规模达到 350 万千瓦左右。支持发展电源侧储能。综到 2027 年，全省电源侧新型储能项目规模达到 50 万千瓦左右。提高绿电应用水平。支持“新能源+储能”一体化开发，依规推进新能源项目配建新型储能，提高绿电上网能力。
浙江省	2021.11	浙江省发展改革委员会、浙江能源局	《关于浙江省加快新型储能示范应用的实	2021-2023 年，全省建成并网 100 万千瓦新型储能示范项目，“十四五”力争实现 200 万千瓦左右新型储能示范项目发展目标。

		施意见》	与新型电力系统发展相适应，重点支持集中式较大规模（容量不低于 5 万千瓦）和分布式平台聚合（容量不低于 1 万千瓦）新型储能项目建设，为电力系统提供容量支持及调峰能力。鼓励探索开展储氢、熔盐储能及其他创新储能技术的研究和示范应用。
2022.6	浙江省发展改革委员会、浙江能源局	《浙江省“十四五”新型储能发展规划》	到 2025 年，全省新型储能技术创新能力显著提高，核心技术装备自主可控水平大幅提升，标准体系基本完善，产业体系日趋完备，商业模式基本成熟，参与电力市场机制基本健全，有效提升高比例新能源接入后系统灵活调节能力和安全稳定水平。“十四五”期间，建成新型储能装机规模 300 万千瓦左右。提出了支持多元应用、推动储能规模发展，鼓励试点示范、推动核心技术进步，完善体制机制、营造良好市场环境，规范行业管理、提升建设运行水平，加大政策扶持、壮大关联产业体系 5 个方面重点内容
2023.6	国家能源局浙江监管办公室	《浙江能源监管办关于浙江第三方独立主体参与电力辅助服务常态化运行的补充通知》	文件明确若上一日同时段现货均价高于 1000 元/兆瓦时、则当日削峰调峰价格上限为 1000 元/兆瓦时，否则削峰上限为 650 元/兆瓦时。此外，文件提出对电网侧储能参与削峰调峰给予补偿，并提出了相关计算公式，根据政策规定，新型储能、电动汽车（充电桩）、高载能企业、负荷侧调节资源、负荷聚合商、虚拟电厂等，具备计量条件，且符合准入资格的新型市场主体均可作为第三方独立主体参与电力辅助服务。
2021.1	台湾省相关经济及能源管理部门	《一定契约容量以上之电力用户应设置再生能源发电设备管理办法》	此办法引导使用容量达 5000kw 的用电大户（再生能源义务人），可自行或提供场所设置一定装置容量以上再生能源发电设备或储能设备，亦可采用购买一定额度的再生能源电力及凭证，且办法发布后义务人需要在 5 年内完成使用契约容量百分之十的再生能源义务装置能量。
2023.6	台湾省相关经济及能源管理部门	《再生能源发展条例》	台湾省相关主管机构应该置再生能源发展基金，作为可再生资源发展之用，并规定了基金在储能领域的五项补贴：（1）再生能源设备补贴；（2）再生能源资源盘点、示范补助、推广利用及辅导成立相关认证机构；（3）再生能源发电、储能研发补助；（4）执行本条例有关的再生能源发电设备认定及查核支出及补助；（5）其他用途。

表 7.9 华南地区代表性省份储能政策

地区	发布时间	发布部门	政策名称	主要内容
广东省	2018.8	国家能源局南方监管局、广东省经济和信息化委员会、广东省发展改革委员会	广东调频辅助服务市场交易实施细则	市场主体包括调频服务提供者和调频服务补偿费用缴纳者，允许第三方辅助服务提供者与上述发电单元联合作为调频服务提供者；第三方辅助服务提供者指具备提供调频服务能力的装置，包括储能装置、储能电站等。调频市场费用缴纳者包括容量为 2MW.0.5 小时及以上的电气化学储能电站。

2023.3	广东省能源局	《广东省新型储能参与电力市场交易实施方案（征求意见稿）》	独立储能可作为独立主体参与电力市场交易。独立储能指满足接入条件的、接入公共电网的新型储能项目（包括在发电企业、电力用户计量关口外并网）。电源侧储能项目，与发电企业作为整体，联合参与电力市场交易。电源侧储能项目指在发电企业计量关口的并网的储能项目。用户侧储能项目，与电力用户作为整体联合参与市场交易。独立储能可参与的电力市场、电力现货市场可全电量参与等多方面支持内容。
2023.6	广东省发展改革委	《广东省发展改革委广东省能源局关于印发广东省促进新型储能电站发展若干措施的通知》	推进新能源发电配建新型储能。按照分类实施的原则，2022 年以后新增规划的海上风电项目以及 2023 年 7 月 1 日以后新增并网的集中式光伏电站和陆上集中式风电项目，按照不低于发电装机容量的 10%、时长 1 小时配置新型储能；鼓励存量新能源发电项目按照上述原则配置新型储能。配置新型储能电站投产时间应不晚于项目本体首次并网时间，原则上不跨地市配置。争取到 2025 年，全省新能源发电项目配建新型储能电站规模 100 万千瓦以上，到 2027 年达到 200 万千瓦以上，“十五五”期末达到 300 万千瓦以上。

表 7.10 西南地区代表性省份的储能政策

地区	发布时间	发布部门	政策名称	主要内容
四川省	2022.3	四川省人民政府	《四川省“十四五”能源发展规划》	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。
	2022.5	四川省发展改革委员会、四川省能源局	《四川省“十四五”可再生能源发展规划》	加快新型储能示范推广。
	2022.5	四川省发展改革委员会、四川省能源局	《四川省“十四五”电力发展规划》	因地制宜布局建设新型储能设施，促进新型储能多元化发展和多场景应用。积极发展“新能源+储能”、源网荷储一体化和多能互补，支持分布式新能源合理配置储能系统，推进大容量和分布式储能技术示范工程。
	2022.6	四川省经济和信息化厅	《四川省“十四五”工业绿色发展规划》	支持高效储能材料等先进工艺技术研发，鼓励园区和企业加快储能一体化系统开发。
	2022.12	四川省人民政府	《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。
	2023.1	四川省发展改革委员会、四川省能源局	《四川省能源领域碳达峰实施方案》	加强大容量电化学、压缩气体等新型储能技术攻关、示范和产业化应用，研发熔盐储能供热和发电、飞轮储能、高温相变材料储热等关键技术，开展百兆瓦级高原光储电站智能运维技术与示范。

表 7.11 西北地区代表性省份的储能政策

序号	发布时间	发布部门	政策名称	主要内容
	2021.6	陕西省发展和改革委员会	《陕西省新型储能建设方案(暂行)(征求意见稿)》	陕西发改委印发《陕西省新型储能建设方案(暂行)(征求意见稿)》，文件提出，从 2021 年起，新增集中式风电项目，陕北地区按照 10%装机容量配套储能设施；新增集中式光伏发电项目，关中地区和延安市按照 10%、榆林市按照 20%装机容量配套储能设施。储能系统应按照连续储能时长 2 小时及以上，系统工作寿命 10 年及(5000 次循环)以上，系统容量 10 年衰减率不超过 20%，锂电池储能电站交流侧效率不低于 85%、放电深度不低于 90%、电站可用率不低于 90% 的标准进行建设。
陕西省	2022.3	陕西省发展和改革委员会	《关于征求陕西省 2022 年新型储能建设实施方案意见的函》	文件提出，单个共享储能项目容量不低于 5 万千瓦，放电时长不低于 2 小时。原则上按照区县或 330 千伏供电区确定集中共享式储能电站布点及服务范围，优先在升压站、汇集站、变电站附近布局独立共享储能电站。文件提出，对于独立共享储能电站的运营，明确地指出了其充、放电电价机制，并制定了额外的补偿机制。且提出初期建设规模 1030MW.2060MWh；远期规模为 2000MW.4000MWh。
	2023.2	陕西省人民政府	《陕西省碳达峰实施方案》	在方案的主要任务中提出加快建立清洁低碳安全高效能源体系，推进多元储能系统建设与应用。加快多元化储能技术及装备的研发、示范和产业化应用。积极推进抽水蓄能电站项目的规划和建设，到 2025 年，开工建设的抽水蓄能装机达到 300 万千瓦左右。加快陕北风光储氢多能融合示范基地建设。加快压缩空气储能示范推广应用。鼓励企业、园区推进“多能互补”和“源网荷储”一体化示范项目建设，示范引领省内相关产业发展。积极推动电化学储能发展。加强储能电站安全管理。
	2021.12	甘肃省人民政府	《甘肃省“十四五”能源发展规划》	支持不同类型的储能示范。提高常规电源调节能力，综合运用储能和需求侧管理等技术，提高系统灵活性，力争在储能和多能集成等技术领域达到领先水平。联合风光电项目开发，建设风光储输配一体的绿色能源体系，增强调峰能力，平滑电力输出曲线，提升绿色能源消纳能力和外送水平。通过关键节点布局电网侧储能，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。积极支持用户侧储能多元化发展，探索储能与物联网融合发展，建设分布式储能绿色能源系统。争取率先开展推动重力压缩空气储能应用示范。预计到 2025 年，全省储能装机规模达到 600 万千瓦。

甘肃省	2023.1	国家能源局甘肃能源监管办	《甘肃省电力辅助服务市场运营规则（试行）》	独立储能按其额定容量参与调峰容量市场交易，储能设施还可以参与调频辅助服务，负荷调节能力在 1000 千瓦及以上的市场化电力用户、负荷调节能力在 5000 千瓦及以上的负荷聚合商可直接参与需求响应市场交易。需求响应市场交易，市场初期，须建立需求响应资源库，资源库内的削峰响应总量应达到当年预计响应负荷的 150%及以上，作为需求响应能力储备。原则上，约定削峰响应的时间段为 7:00-9:00、18:00-23:00，约定填谷响应的时间段为 11:00-17:00；应急响应时段根据电网实际运行情况发布。
-----	--------	--------------	-----------------------	---

表 7.12 华北地区代表性省份的储能政策

序号	发布时间	发布部门	政策名称	主要内容
	2021.11	北京市人民政府	《北京市“十四五”时期国际科技创新中心建设规划》	在率先实现碳达峰目标后，积极落实国家 2060 年前实现碳中和战略目标，推进氢能、先进储能、智慧能源系统等领域减排降碳关键技术研发攻关。先进储能领域突破大容量电化学储能材料、组件及系统能量管理技术，推动吉瓦时级固态锂离子电池等规模储能装备研制和产业化。智慧能源系统领域开展能源数字化支撑技术、百兆瓦级虚拟电厂和分布式能源智能化供需调度技术、传感器件与专用芯片等方面的研发和应用，推动数字能源系统、综合能源控制、多能互补交易等技术的产业化发展，支撑低碳能源系统和综合智慧能源园区建设。
北京市	2022.4	北京市人民政府	《北京市“十四五”时期能源发展规划》	到 2025 年，本市形成千万千瓦级的应急备用和调峰能力，电力应急资源配置能力大幅提升，进一步提高新能源消纳水平。发挥电力在能源互联网中的纽带作用，挖掘需求响应资源，聚集大型商务楼宇、电动汽车和储能设施等资源，建设虚拟电厂。建立市场响应的交易政策，完善辅助服务市场机制，积极引导用户参与电力需求侧响应。鼓励支持先进电化学储能、大规模压缩空气储能等高效率、长寿命、低成本储能技术研发，推动实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变。在确保满足消防等安全标准前提下，积极拓展新型储能技术与智能微网、大数据中心、充电设施、工业园区等融合应用新场景。
	2022.8	北京市生态环境局	《北京市“十四五”时期应对气候变化和节能规划》	规划中提出，推进分布式发电就地并网使用，积极发展“新能源+储能”“源网荷储”和多能互补。落实国家新型储能价格机制，完善新型储能价格政策，鼓励市场主体利用峰谷电价差、辅助服务补偿等机制促进储能发展。

2022/10/25	北京市城市管理委员会	《北京市新型储能电站运行监督管理办法（试行）》（征求意见稿）	大、中型储能电站应建立状态运行及预警预测平台，宜配置主动安全系统，并与消防控制室设置在同一场所。小型储能电站应实现状态运行监测，实时监控运行工况。监控数据存储时间应不少于 1 年。储能电站应配置视频监控系统，视频图像信息应实时记录，存储时间应不少于 90 天。
------------	------------	--------------------------------	--

表 7.13 东北地区代表性省份的储能政策

序号	发布时间	发布部门	政策名称	主要内容
	2022.7	辽宁省人民政府	《辽宁省“十四五”能源发展规划》	积极推动新建集中式风电、光伏项目按照一定比例配置储能设施，改善新能源场站出力特性。不断完善电力调峰辅助服务市场建设，理顺新型储能价格机制，保障本地电化学储能示范项目并网运行。到 2025 年，抽水蓄能、新型储能规模分别达到 300 万千瓦、100 万千瓦，省级电网削峰能力达到尖峰负荷的 5%左右，并强调加大能源科技创新力度。
辽宁省	2022.9	辽宁省人民政府	《辽宁省加快推进清洁能源强省建设实施方案》	明确提出要助推储能产业发展壮大，推动抽水蓄能电站建设、开展新型储能技术试点示范、加快新型储能市场化步伐、推进新型储能规模化发展。推动新型储能与新能源、常规电源协同优化运行，充分挖掘常规电源储能潜力，提高系统调节能力和容量支撑能力，推广新型储能多元化应用。推进源网荷储一体化协同发展，探索不同技术路径和发展模式。加快跨领域融合发展，结合国家新型基础设施建设，积极推动新型储能与智慧城市、乡村振兴、智慧交通等领域的跨界融合，不断拓展新型储能应用模式。拓展多种储能形式应用，结合各地区资源条件，以及对不同形式能源需求，推动长时间电储能、氢储能、热（冷）储能等新型储能项目建设，促进多种形式储能发展，支撑综合智慧能源系统建设。
	2023.1	辽宁省工业与信息化厅、辽宁省发展改革委员会	《2023 年辽宁省电力市场化交易方案》	推动电力需求相应市场化建设，健全分时电价、峰谷电价及分时段电价有效衔接，根据市场发展需要，研究储能电站、充电桩（站）、虚拟电厂、符合聚合商、微电网等新型市场主体参与电力市场交易，通过价格信号引导各类市场主体灵活调节、多向互动，推动新兴市场主体逐步通过市场实现可持续发展。

表 7.14 华中地区代表性省份的储能政策

序号	发布时间	发布部门	政策名称	主要内容
----	------	------	------	------

河南省	2023.5	河南省发展和改革委员会 河南省财政厅 等 8 部门	《河南省新能源和可再生能源发展“十四五”规划》	加快新型储能在电源侧、电网侧与用户侧多场景应用。明确新型储能独立市场地位和价格形成机制，推动储能参与辅助服务，合理补偿调峰服务方收益，发挥储能调峰调频、应急备用、容量支撑等多元功能。创新储能发展商业模式，鼓励探索建设区域性共享储能电站，开展可再生能源制氢项目示范，支持利用油气矿井、岩穴、退出煤矿场区等因地制宜建设压缩空气储能项目。
河南省	2023.6	河南省人民政府	《关于加快新型储能发展的实施意见》	意见指出，对于新能源项目配建非独立储能和用户侧的非独立储能规模在 1000 千瓦时以上的储能项目，投入使用并通过核查验收后，给予一次性奖励，2023 年、2024 年、2025 年奖励标准分别为 140 元/千瓦时、120 元/千瓦时、100 元/千瓦时；建立健全储能金融体系，强化新型储能项目技术监督，加强储能容量配置情况考核，加快独立储能项目建设。完善电力辅助服务交易、电力调度等相关配套政策实施细则。

结 语

本白皮书的撰写过程中，我们通过新型储能技术的深入研究和综合分析，深感新型储能技术在能源领域的巨大潜力和应用前景。新型储能技术的不断创新与发展，为人类应对能源挑战和环境问题提供了全新的方向，从电力系统调度到交通运输，从智能家居到工业生产，新型储能技术展现出了多样化的应用场景，通过优化能源管理、提高电力系统的灵活性、推动可再生能源的利用等方式，新型储能技术正引领着能源领域的转型和升级。然而，我们也要清醒地认识到，新型储能技术的发展仍面临一系列挑战和难题，如成本、安全性、环境影响等。同时，我们在梳理全球、国内的产业、技术、政策、标准的同时也关注到重庆市在新型储能产业的薄弱环节和不足，这些薄弱环节和不足也为每一位重庆能源人指出了未来努力的方向。在此，我们呼吁各界共同关注和参与，共同推动重庆市储能技术的创新和应用，为国家实现“双碳”目标及能源可持续发展贡献一份重庆力量。

因参编小组人员经验和学识的局限，白皮书的某些观点未免偏颇，加之成书仓促，疏忽与错误亦难避免，编写组对由此给读者造成的不便深表歉意，并敬请同行朋友与读者指正。

最后，我们要向所有为本白皮书提供支持和帮助的人们表示衷心的感谢。正是有了你们的支持，我们才得以顺利完成这份白皮书。我们相信，通过共同的努力，新型储能技术将继续迈向更加辉煌的未来，为人类创造更美好的明天。

重庆市储能技术与产业发展白皮书编写组

2023 年 8 月

版权与免责声明

重庆市储能与智慧能源产业技术创新联盟各参编单位负责撰写本报告的相关部分，各参编单位拥有报告其负责部分及其后续修改的著作权和其他相关知识产权。

本报告中的信息仅供一般参考之用既不可视为详尽的说明也不构成其他专业建议。本文仅为提供一般性信息之目的，不应用于替代专业咨询者提供的咨询意见。任何人引用白皮书内容对外使用，所产生的误解和诉讼均由使用者自己承担。如用作商业或其他用途，未经同意不得以任何异于本报告原始的电子，装订或包装形式将本报告出借、转售、出租或在网上发布。凡使用本报告者均受本条款及本报告一切有关版权条款约束。

报告内的所有图片，表格及文字内容的版权重庆市储能与智慧能源产业技术创新联盟成员单位共同所有。其中，部分图表及数据的在有明确数据来源的标注下，版权归属原公司。

凡有侵权行为的个人、法人或其他组织，必须立即停止侵权并对其因侵权造成的一切后果承担相应的法律责任和赔偿。否则我们将依据中华人民共和国《著作权法》等相关法律，法规追究其经济 and 法律责任。

重庆市储能与智慧能源产业技术创新联盟

2023 年 8 月