



国家电网
STATE GRID
国网新能源云技术有限公司
State Grid New Energy Cloud Technology Co., Ltd.



HYPER STRONG
海博思创



株洲中车时代电气股份有限公司
ZHUSHOU CRRC TIMES ELECTRIC CO., LTD.



电化学储能行业发展报告 2026

中国电力企业联合会电动交通与储能分会
国网新能源云技术有限公司
北京海博思创科技股份有限公司
株洲中车时代电气股份有限公司
上海天炜能源科技有限公司

2026 年 6 月

作者与鸣谢

作者

马晓光 马海伟 马小琨 王 强 王少婷 张 楠
周丽波 孟令胜 高 慈 郭星星 黄 萌 景惠静
蒋李晨昕 韩 冬

注：作者姓名按姓氏笔画顺序排列

联系方式

孟令胜： 010-63415365

前 言

随着“双碳”战略纵深推进和新型电力系统加速构建，作为支撑新能源高比例消纳、提升电网灵活调节能力的关键技术，新型储能在“十四五”时期迎来爆发式发展。截至 2025 年底，全国已建成投运新型储能装机规模达 1.36 亿千瓦/3.51 亿千瓦时，较“十三五”末增长超 40 倍，装机规模稳居世界第一。

2025 年，国家及地方层面政策持续加码，明确取消强制配储、建立容量电价、健全市场参与机制、优化分时电价政策，推动新型储能从规模化发展向全面市场化运营跨越。电化学储能在技术创新、利用水平、场景拓展等方面持续突破，行业迈入高质量市场化发展新阶段。

中国电力企业联合会电动交通与储能分会作为储能行业发展的桥梁纽带，联合国网新能源云技术有限公司编撰《电化学储能行业发展报告 2026》。报告从政策环境、市场发展、运营模式、安全管理、标准建设等维度，全面分析行业现状，并展望未来趋势。希望本报告能为政府决策、企业战略制定、行业研究提供参考，助力电化学储能产业高质量发展。

目 录

一、政策情况.....	1
（一）宏观政策.....	1
（二）储能规划政策.....	4
（三）电力市场政策.....	5
（四）电价政策.....	14
（五）需求响应/虚拟电厂.....	16
（六）补贴政策.....	18
二、发展情况.....	23
（一）发展现状.....	23
（二）技术路线.....	32
三、运行情况.....	35
（一）电力电量情况.....	35
（二）能效情况.....	43
四、典型省份盈利预期分析.....	45
（一）江苏.....	45
（二）宁夏.....	46
（三）蒙西.....	47
（四）广东.....	48
（五）山东.....	50
（六）河北.....	51
（七）甘肃.....	52

五、安全情况.....	55
（一）可靠性情况.....	55
（二）典型安全事故.....	56
（三）安全监测平台.....	58
六、标准情况.....	59
七、发展展望.....	69

一、政策情况¹

（一）宏观政策

新型储能战略地位已上升为新型能源体系的核心基础设施，并被正式纳入国家战略性新兴产业。自 2024 年起，“发展新型储能”连续三年写入《政府工作报告》。

《中华人民共和国能源法》以立法形式，将“推动新型储能高质量发展、充分发挥其电力灵活调节作用”确立为法定制度安排。“十五五”规划建议明确提出“大力发展新型储能”。2026 年全国两会明确将新型储能列入六大新兴支柱产业。多重高层政策同向发力，为新型储能产业规模化、高质量发展筑牢坚实政策根基。

同时，随着政策体系日趋完善，我国新型储能产业发展迈入全新阶段，2025 年正式实现从政策驱动向市场引领的深度转型。行业发展逻辑随之迭代，取消新能源项目强制配储、电网侧独立储能容量电价机制等关键市场化政策先后落地，产业发展重心全面转向深挖系统调节价值、提升项目实际运行效能、健全市场化盈利模式的高质量发展路径。

（1）储能发展模式转型，高质量发展中长期路径明确

2025 年 2 月，国家发展改革委、国家能源局印发《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》，明确取消新能源项目强制配储要求，推动储能发展向市场驱动转变。8 月出台《新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027 年）》，确立 2027 年全国新型储能装机

¹ 本报告中涉及政策主要为 2025 年发布的政策。

1.8 亿千瓦以上的发展目标，并从应用场景拓展、利用水平提升、创新融合、标准体系建设、市场机制完善等方面作出系统部署，为新型储能中长期规范发展提供清晰指引，全面引领行业发展重心从粗放式规模扩张，稳步转向提质增效的高质量发展新阶段。

（2）电力市场顶层架构持续完善，全国统一电力市场规则体系基本建立

2025 年，我国初步构建以《电力市场运行基本规则》为基础，电力中长期、现货、辅助服务规则为主干，信息披露、市场注册、计量结算规则为支撑的全国统一电力市场“1+6”基础规则体系。

国家发展改革委、国家能源局以《电力市场运行基本规则》为总纲，年内陆续印发《电力辅助服务市场基本规则》、《电力市场计量结算基本规则》，并修订《电力中长期市场基本规则》等核心文件。结合此前印发的《电力现货市场基本规则（试行）》（2023 年）、《电力市场信息披露基本规则》（2024 年）、《电力市场注册基本规则》（2024 年）共同构建起层次清晰、体系完备的全国电力市场规则制度体系，为电力市场平稳规范、高效有序运行筑牢制度根基。

（3）推动储能技术多元化发展，拓展多场景规模化应用

2025 年 2 月，工业和信息化部等八部门印发《新型储能制造业高质量发展行动方案》，部署六大专项行动，引导行业面向多时间尺度、多应用场景需求，加快本体技术多元化

发展以及新产品、新模式应用推广；9月，国家能源局公布《第五批能源领域首台（套）重大技术装备名单》，储能领域10项装备入选，覆盖锂离子、钠离子、液流电池、压缩空气、熔盐等多元技术路线。

在强化技术供给的同时，政策也在持续拓宽储能应用场景。《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》、《关于开展零碳园区建设的通知》等政策相继出台，明确储能为核心调节资源，绿电直连、零碳园区等成为储能规模化应用新阵地。此外，工信部等六部门印发的《关于组织开展2025年度国家绿色数据中心推荐工作的通知》，首次将储能利用水平纳入国家绿色数据中心评价指标体系，带动储能在数据中心场景的规模化应用。

（4）构建全链条安全监管体系，加强电化学储能安全管理

2025年4月，国家能源局等五部门发布《关于加强电化学储能安全管理有关工作的通知》，从提升电池系统本质安全水平、开展安全条件和设施论证评价、完善相关标准规范、落实安全监管责任、加强部门联动和信息共享、落实企业主体责任等方面提出要求，要求各地构建安全监管体系，将安全管理融入到电化学储能发展各个环节，为行业绘制了系统化的安全升级路线图。

在国家整体政策的框架下，2025年各区域相继出台超800项与储能相关的政策，涵盖储能规划政策、电力市场（中长期市场、现货市场、辅助服务市场等）、电价政策、需求

响应、补贴支持等。这些政策在推动储能装机规模持续增长的同时，也在加速我国储能商业化模式的形成。

（二）储能规划政策

2025 年底，各省相继发布了“十五五”规划建议，其中有 20 多个省份在“十五五”规划建议中提及“新型储能”，为“十五五”时期产业发展明确了总体基调。

表 1-1 各省“十五五”储能规划建议

省份	内容要点
北京	加强新型能源基础设施建设，因地制宜布局一批新型储能设施，增强新能源安全可靠替代能力。
天津	推动生物制造、低维材料、脑机接口、具身智能、智算超算、氢能及新型储能等成为新的经济增长点。
河北	加强新型储能设施建设，积极安全有序发展核电。
山西	加快构建新型电力系统，大力发展新型储能，前瞻布局发展能源互联网，加快智能电网建设，积极推进分布式新能源、微电网、虚拟电厂等开发建设，推动“源网荷储”一体化发展，全面提升电力系统互补互济和安全韧性水平。
内蒙古	开展大规模风光制氢，新型储能技术攻关，扩大储能规模。
黑龙江	积极发展新型储能和分布式能源，加快智能电网和微电网建设。
吉林	抢占人工智能、氢能与新型储能、空天信息、生物制造、原子级制造等未来产业发展新赛道。
辽宁	完善风电、光伏规划布局，安全有序推动徐大堡、庄河等核电项目建设，积极布局新型储能，打造海上风电、沿海核电、辽西风光、储能等千万千瓦级清洁能源基地。
上海	加强智能电网和虚拟电厂建设，推动中长时储能规模化应用。
江苏	加强电网侧储能项目规划。
浙江	推进新型储能有序发展。统筹推进电源、电网、储能、天然气管网等现代能源基础设施建设。
福建	持续推进“电动福建”建设，抢占电化学储能发展制高点，加力推广应用新能源车船。
山东	科学布局压缩空气、电化学等储能设施。

省份	内容要点
安徽	合理布局源网荷储新型储能。
江西	推动新型储能多场景应用，科学构建源网荷储结构，提升新能源消纳能力。
广东	推动“绿电+储能”一体化发展。
贵州	因地制宜布局发展新型储能、氢能等，促进新能源增长、消纳同储能协调发展。
云南	因地制宜推动生物制造、人工智能、氢能及新型储能等成为新的经济增长点。
西藏	稳步集约发展新型储能，促进清洁能源与新型储能一体化发展。
陕西	着力构建新型电力系统，大力发展新型储能，加快智能电网和微电网建设。
甘肃	建设超大型风光电基地，推进“源网荷储制”协同布局、一体发展，壮大风电、光伏、光热、氢能、储能装备和新能源电池产业集群。
青海	构建新型储能多元化发展实践地。培优育强生物医药、高原康养、节能环保、低空经济、新型储能等新兴产业。
宁夏	推动新型储能多元化发展。提升新能源场站、新型储能的系统友好性能，保障高比例新能源电力系统安全稳定运行。

（三）电力市场政策

在国家政策的指引下，各地方陆续出台了多项电力市场建设方案或工作方案，储能参与电力中长期市场、电力现货市场以及电力调峰、调频、爬坡等辅助服务市场的规则开始建立，储能参与电力市场的整体框架逐渐清晰。

1. 中长期市场

随着全国统一电力市场体系建设持续深化，储能作为新型电力系统的核心调节资源，电力中长期市场也成为其锁定稳定收益、实现常态化运营的重要赛道。结合现有各省已出台实施细则来看，国内各地区储能参与电力中长期交易的政策框架整体趋于统一，同时结合本地市场建设进度形成了明

显的区域差异化安排。

整体共性上，各地通常明确储能采用充电按用电主体、放电按发电主体的模式参与中长期交易，基本放开多年、年度、月度、月内等全周期中长期交易品种，为储能常态化参与电能量交易建立了基础准入规则。同时，在交易管控、规模管控、扶持政策等方面各省的实操规则存在一定差异。

表 1-2 部分区域储能参与电力中长期市场的相关规则

省份	储能参与要求	政策
内蒙古 (蒙东)	独立储能电站可自愿选择参与中长期交易，可作为发电侧、用电侧两种角色参与市场，分别采用相应的中长期方式参与交易。	《关于做好 2026 年内蒙古东部电力交易市场中长期交易有关事宜的通知》
内蒙古 (蒙西)	完成市场注册的独立储能电站可按照发电、用电单元分别参与电力中长期交易，其中，发电单元参照燃煤火电、用电单元参照一般行业用户参与交易及结算。	《关于做好 2026 年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》
河北 (冀北)	独立储能可自愿参与年度、月度、月内等中长期电能量交易。独立储能在放电时段按发电企业身份参与火电交易，在充电时段按电力用户身份参与火电、绿电交易。在同一时段只能以发电企业或电力用户一种身份参与交易。	《冀北电网 2025 年电力中长期交易工作方案》
河北 (河北南)	独立储能主体根据电力系统运行需要，在放电时段按发电企业身份参与交易，在充电时段按电力用户身份参与交易，不能由售电公司代理参与交易。	《河北南部电网 2025 年电力中长期交易工作方案》
江苏	虚拟电厂、独立储能等新型主体可按有关政策规定办理注册并参与市场交易。	《关于开展 2025 年电力市场交易工作的通知》
山东	独立储能可作为新型经营主体参与中长期电力市场。	《山东电力市场规则（试行）》
宁夏	独立储能参与中长期电力市场期间以发电（放电）和用户（充电）双重身份分别参与市场交易，初期不参与零售市场。现货市场连续运行前，参与中长期市场的同时，可同步享受调峰辅助服务补偿。	《关于做好 2025 年电力中长期交易有关事项的通知》

省份	储能参与要求	政策
甘肃	独立储能等具备发电和用电两种特性的新型主体在放电时段按发电企业身份参与交易，在充电时段按电力用户身份参与交易。同一笔交易同一时段内不能同时以用户和发电企业两种身份参与交易。	《甘肃省电力中长期交易实施细则》
广东	中长期交易采用双边协商交易和集中交易两种方式。独立储能可同时作为合约的买方、卖方参加交易。其中，挂牌交易在同一场次交易中遵循单向交易原则。	《广东电力市场中长期电能量交易实施细则（2025 年修订）》

2. 现货市场

当前全国电力现货市场已实现省级区域基本全覆盖，形成国家顶层规则引领、各省梯度落地的发展格局。国家《电力现货市场基本规则（试行）》明确了储能独立市场主体地位，以及“充电视同电力用户、放电视同发电企业”的双身份核心参与模式。截至 2025 年底，全国共 25 个电力现货市场运行地区，覆盖省份和地区 30 个，其中包括山西、山东、甘肃、蒙西、湖北、浙江 6 个现货正式运行地区和 19 个现货连续结算试运行地区²。除京津唐和西藏外，现货市场实现全覆盖。

目前，各省普遍放开储能参与日前、实时全周期现货交易，执行规则呈现明显梯队分化：正式运行省份多以“报量报价”模式赋予储能完全竞价权限；试运行省份多提供“报量报价/不报价”双模式，兼顾市场培育与风险防控。同时，各地在充放电循环约束、价格管控、风险对冲配套机制上也形成了差异化设计。部分区域储能参与电力现货市场的相关规则如下。

² 南方区域市场连续结算运行期间，广东省纳入南方区域市场，不再单独运行。

表 1-3 部分区域储能参与电力现货市场的相关规则

省份	参与方式及充放电规定	政策
山西	独立储能可以按月自主选择以“报量报价”或“报量不报价”的方式参与现货市场。初期，储能暂时仅参与日前现货市场，上网电量按照日前现货市场的分时节点电价进行结算，下网电量按照日前现货市场统一结算点电价进行结算。	《电力现货市场实施细则（V16.0）》
广东	独立储能可按照“报量报价”或“报量不报价”的方式参与日前电能量交易，在电力供应紧张、调峰或断面调控困难等时段，电力调度机构可根据系统运行需要要求独立储能按照“报量报价”方式参与。	《广东电力市场现货电能量交易实施细则（2025 年修订）》
山东	独立新型储能电站以报量报价方式参与现货市场，自愿参与日前市场经济出清。现阶段，以所在物理节点的节点电价作为现货市场结算价格。	《山东电力市场规则（试行）》
甘肃	在实时市场运行中按需申报自调度计划曲线。 放电电量为正、充电电量为负，以节点边际电价作为其该时段的结算价格，节点边际价格超过限价时按市场限价进行结算。	《甘肃电力现货市场规则（V3.1）》
内蒙古（蒙西）	独立新型储能等新型主体初期申报运行曲线、作为价格接受者参与现货市场，逐步实现报量报价参与现货市场。	《内蒙古电力多边交易市场电力现货交易实施细则》
内蒙古（蒙东）	独立储能按自然月自愿选择“报量报价”或“报量不报价”参与现货市场。市场初期，同时参与中长期和现货市场时，放（发）电结算电价为所在电气节点的节点电价，充（用）电现货结算电价为用户侧统一结算点电价，且需参与各项市场运营费用相关结算科目的分摊或返还；参与现货未参与中长期市场时，实际放（发）、充（用）电量现货结算电价为所在电气节点的节点电价，且无需参与各项市场运营费分摊或返还。	《蒙东电力现货市场交易实施细则（试行）》
湖北	独立参与交易的新型储能以“报量不报价”方式参与现货市场，在竞价日申报运行日充放电曲线，电网侧新型储能按结算单元所在节点的实时节点电价作为现货电能量市场结算价格。市场申报价格上限 1000 元/MWh、下限 0 元/MWh。	《湖北省电力现货市场运行实施细则（V1.0）》

省份	参与方式及充放电规定	政策
浙江	自愿入市的电网侧储能以自计划方式参与市场。	《2026 年浙江电力现货市场运行方案》
河北 (河北南)	独立储能电站采取“报量不报价”的方式，分别作为用电/发电市场主体申报次日 96 点充电/放电曲线，参与现货电能量市场。本次结算试运行电能量申报价格的限价范围为 0~1200 元/MWh。	《河北南部电网电力现货市场连续结算试运行方案》
江苏	电网侧储能以场站为单位报量报价参与现货市场。初期，储能电站可不参与实时现货出清，视情况参与日前现货市场，储能放电部分按发电侧价格结算，充电部分按用电侧价格结算。电能量申报价格上限 1500 元/MWh、下限 0 元/MWh。	《江苏省电力现货市场运营规则（V2.1 版）》
宁夏	独立储能以“报量报价”方式参与。储能放电以所在节点电价进行结算，充电以发电侧加权平均价进行结算。市场申报价格与出清价格限价范围为 40~800 元/MWh。	《关于开展宁夏电力现货市场连续结算试运行工作的通知》

3. 辅助服务市场

国家明确结合电力市场建设进展，有序引导新型储能参与调频、备用等辅助服务市场，鼓励各地区因地制宜研究探索爬坡、转动惯量等辅助服务品种，逐步扩大新型储能参与辅助服务规模。目前，新型储能主要参与调峰、调频辅助服务市场，然而随着电力现货市场的连续运行，调峰辅助服务将与电力现货市场融合发展，调频市场的总体市场容量较为有限，独立储能大规模进入不可避免地会造成市场饱和。

与此同时，各地区积极探索新型储能辅助服务多元化应用模式，为储能开辟更广阔的市场空间。山西出台了国内首个正备用辅助服务市场交易实施细则，允许储能等新型主体参与备用市场交易；山东建立全国首个爬坡辅助服务市场，独立储能通过“日前申报、实时出清”与电力现货市场联合

出清；山西、东北分别将新型储能纳入一次调频辅助服务市场及一次调频辅助服务补偿范畴，按实际贡献给予补偿；云南出台了黑启动辅助服务市场交易规则，新型储能与火电机组执行统一的申报价格上下限与补偿标准。

表 1-4 各地储能参与调频市场的相关规则

省区	参与方式	准入门槛	补偿方式 (K 为调频性能指标)
广东	电力交易市场	额定功率充电/放电同向指令持续响应时间应不小于 1 小时	里程补偿：调频里程 × 出清价格 × K 容量补偿：调频容量 × 3.56 元/MW·h (2025 年 9 月起取消)
广西			
贵州			
海南			
云南	电力交易市场	容量 30MW 及以上（自 2025 年 12 月取消容量要求），充放电持续时间 1 小时	里程补偿：调频里程 × 出清价格 × 性能指标 容量补偿：中标容量 × 容量补偿价格（中标被调用 5 元/MW，中标未被调用 4 元/MW；2025 年 9 月起取消容量补偿）
浙江	电力交易市场	未规定	里程补偿：调频里程 × 出清价格 × K
福建	电力交易市场	充放电功率不小于 10MW 且持续时间不小于 1 小时	里程补偿：调频里程 × 出清价格 × 调节系数 × K（调节系数=1） 容量补偿：AGC 投运率 × 可调节容量 × 补偿标准（960 元/MW·月）
安徽	电力交易市场	充放电功率 10MW，持续时间 1 小时以上	里程补偿：调频里程 × 主体报价 × K 容量补偿：AGC、APC 投运率 × 可调节容量 × 补偿标准（AGC、APC 基本补偿标准分别为 360、240 元/MW·月）
上海	非电力交易市场	未规定	里程补偿：调频里程 × 补偿标准（3 元/MW） 容量补偿：AGC、APC 投运率 × 可调节容量 × 补偿标准（240 元/MW）
江苏	电力交易市场	充电/放电功率 10MW 以上、持续时间 2 小时以上	里程补偿：调频里程 × 出清价格 × 性能指标 容量补偿：可调节容量 × K × AGC 投运率 × 补偿标准（2 元/MW）

省区	参与方式	准入门槛	补偿方式 (K 为调频性能指标)
			(2025 年 10 月新版交易规则征求意见稿中取消容量补偿)
辽宁	电力交易市场	充放电功率 5MW 以上 (2026 年起为 6MW), 时间 2 小时	里程补偿: 调频里程 $\times$ 出清价格 $\times$ 性能指标 $\times$ 调频单元里程贡献系数 (2026 年起取消贡献系数)
蒙东	电力交易市场	未规定	里程补偿: 调频里程 $\times$ 出清价格 $\times$ K (2025 年 10 月起)
吉林	电力交易市场	未规定 (2025 年 11 月新版调频细则征求意见稿新增准入值: 额定功率不低于 5MW, 充放电持续响应时间不低于 2 小时)	里程补偿: 调频里程 $\times$ 出清价格 $\times$ K
黑龙江	电力交易市场	未规定	里程补偿: 调频里程 $\times$ 出清价格 $\times$ K
四川	非电力交易市场	容量不低于 10MW/20MWh	里程补偿: 调节幅度 $\times$ K $\times$ 6 元/MW (0.9 $\leq$ K $\leq$ 2 或 K $<$ 0 时补偿; 0 $\leq$ K $<$ 0.9 时无补偿)
	电力交易市场	充放电功率不低于 5MW	里程补偿: 调频里程 $\times$ 出清价格 $\times$ K
湖北			
江西	电力交易市场	未规定	里程补偿: 调频里程 $\times$ 出清价格 $\times$ K
重庆			
河南	电力交易市场	额定功率不低于 10MW、连续储能时长 2 小时及以上	里程补偿: 调频里程 $\times$ 出清价格 $\times$ K
湖南	电力交易市场	容量不小于 10MW, 持续时间不低于 1 小时	里程补偿: 调频里程 $\times$ 出清价格 $\times$ K $\times$ 调节系数 (调节系数=已纳入调频市场分摊的日电量/调度总发受电日电量)
陕西	电力交易市场	未规定	里程补偿: 调频里程 $\times$ 出清价格 $\times$ K
宁夏	电力交易市场	充电功率在 10MW 及以上,	里程补偿: 调频里程 $\times$ 出清价格 $\times$ K

省区	参与方式	准入门槛	补偿方式 (K 为调频性能指标)
		持续充电时间 2 小时以上	
青海	电力交易市场	充放电功率 10MW 及以上、持续充放电时间 2 小时及以上	里程补偿：调频里程 × 出清价格 × K 可用率补偿：月可用率达 98% 以上，每提高 1% 补偿 1 积分/10MW（每分结算金额 1000 元，即 100 元/MW）。
甘肃	电力交易市场	充电功率不低于 10MW、持续充电 2 小时及以上	里程补偿：调频里程 × 出清价格 × K
新疆	电力交易市场	容量不少于 10MW	里程补偿：调频里程 × 出清价格 × K
河北	电力交易市场	未规定	里程补偿：调频里程 × 出清价格 × K（2026 年 1 月起）
山东	电力交易市场	未规定	里程补偿：调频里程 × 出清价格 × K
山西	电力交易市场	未规定	里程补偿：调节深度 × 出清价格 × K

4. 容量市场

2026 年 1 月，国家发展改革委、国家能源局正式印发《关于完善发电侧容量电价机制的通知》，首次在国家层面将电网侧独立新型储能纳入容量电价体系，为储能项目确立了稳定的保底收益（底薪）机制。政策明确以各省煤电容量电价为基准核定储能容量电价，并按储能满功率放电时长折算执行；各地结合区域电力供需、系统调节需求，出台了差异化落地细则，目前已形成容量型、电量型、市场化规则型三类主流执行模式。

1）容量型（按 kW·年计费）

以储能装机容量为核算基数，按年度支付固定补偿费用，收益与实际充放电行为无关，投资回报确定性最强，是当前

最主流的兜底模式。代表省份及标准：甘肃 330 元/kW·年、湖北 165 元/kW·年、宁夏 165 元/kW·年、河北 100 元/kW·年、浙江 170 元/kW·年、广东 100 元/kW·年。

2) 电量型（按 kWh 计费）

以储能实际顶峰放电量为核算依据，补偿额度与运行频次、放电规模直接挂钩，可有效激励储能提升利用率，但收益受电网调用情况影响，投资回收确定性相对较弱。代表省份及标准：内蒙古 0.28 元/kWh、新疆 0.128 元/kWh。

3) 市场化规则型

以山东省为典型代表，依托电力现货市场框架，通过容量补偿系数（K 值×H 值）核算、长时储能两倍补偿等机制，市场化体现储能容量价值，是储能容量电价与电力市场化改革深度融合的标杆性探索。

表 1-5 典型区域 2025 年发布/执行储能容量电价相关规则

省份	政策名称	补偿标准	计算方式	资金来源
甘肃	《关于建立发电侧可靠容量补偿机制的通知（试行）》	330 元/千瓦·年	以当地煤电容量电价为基准；可靠容量系数=最大功率发电持续时长÷系统净负荷高峰持续时长（暂定 6 小时），最高不超过 1；放电时长≥6 小时可获全额补贴	省内全体工商业用户按月度用电量分摊
湖北	《关于建立新型储能价格机制的通知》	165 元/千瓦·年	以当地煤电容量电价（约 165 元/千瓦·年）为基准；月度平均可用容量=Σ（日可用放电功率×单次可持续放电时长÷10 小时）/当月总天数	工商业用户分摊
宁夏	《建立发电侧容量电价机制的通知》	2025 年 10-12 月：100 元/千瓦·年； 2026 年 1	容量电费=有效容量×容量电价标准×容量供需系数（最高为 1）；有效容量=最大功率放电时长÷6 小时×额定功率（扣除厂用电）	工商业用户分摊

省份	政策名称	补偿标准	计算方式	资金来源
		月起：165 元/千瓦· 年		
河北	《关于完善独立储能先行先试电价政策有关事项的通知》	100 元/千瓦·年（月度 8.3333 元/千瓦·月）	月度平均可用容量=Σ [0.5 ×（日可用充电容量×充电时长+日可用放电容量×放电时长）] ÷ 4 小时 ÷ 当月天数；年充放电次数 ≥ 330 次	全体工商业用户按月分摊
内蒙古	《关于加快新型储能建设的通知》	0.28 元/千瓦时（按放电量）	按实际向公网放电量计算补偿	工商业用户及系统运营费用分摊
浙江	《关于印发新型储能容量补偿资金分配方案的通知》	2024 年 200 元/千瓦·年；2025 年 180 元/千瓦·年；2026 年 170 元/千瓦·年	按核定容量 × 当年标准；按月电费抵扣发放；后续年度年利用小时数 ≥ 600 小时	省级专项补偿资金，按月电费抵扣支付
山东	《加快新型储能产业高质量发展的指导意见》	长时储能（≥ 4 小时）2025 年前享 2 倍容量补偿	日市场化可用容量=核定放电功率 × K 系数 × 充放电小时数/24 小时	工商业用户分摊
新疆	《关于建立健全支持新型储能健康有序发展配套政策的通知》	2023 年 0.20 元/kWh；2024 年 0.16 元/kWh；2025 年 0.128 元/kWh	按实际放电量补偿；国家统一政策前试行	全区工商业用户按月用电量分摊

（四）电价政策

工商业分时电价是影响用户侧储能电站充放电收益的核心变量。2025 年，13 个地区调整了工商业分时电价政策，调整方向聚焦于午间谷段设置、浮动项构成、节假日深谷机制等方面；另有浙江、贵州、山西 3 个地区就新版分时电价

机制征求意见。其中江苏、安徽、江西、湖南、河北南网、云南、陕西、天津等 8 个地区新增午间谷段或深谷时段；江苏、江西、湖南、陕西、吉林调整了电价浮动基数，明确输配电价等固定成本不再参与峰谷浮动。此外，新疆兵团以第八师电网作为首个试点单位，正式推行分时电价政策。

表 1-6 2025 年分时电价政策调整情况

地区	调整项													
	新增		暂停 执行 尖峰 电价	浮动 项构 成变 化	峰谷时序 构成变化			尖高平谷深 时长变化			浮动比例变化			
	午间 低谷	深谷			春秋	夏	冬	春秋	夏	冬	尖峰	高峰	低谷	深谷
山东	×	×	×	×	×	✓	✓	×	✓	✓	×	×	×	×
江苏	✓	×	×	✓	✓	✓	✓	✓	×	×	✓	✓	✓	✓
安徽	✓	✓	×	×	✓	✓	✓	✓	×	×	×	×	×	✓
江西	✓	✓	×	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	×	✓	✓	✓
湖南	✓	×	×	✓	✓	✓	✓	×	✓	×	×	×	×	×
河北南	✓	✓	×	×	✓	✓	✓	✓	×	×	×	×	×	×
冀北	×	✓	×	×	✓	×	✓	✓	×	✓	×	×	×	×
四川	×	×	×	×	✓	×	×	✓	✓	×	×	×	×	×
云南	✓	×	✓	×	✓	✓	✓	✓	×	✓	×	×	×	×
陕西	✓	×	×	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	×
天津	✓	×	×	×	✓	✓	✓	×	×	✓	✓	✓	✓	×
吉林	×	×	✓	✓	×	✓	✓	✓	✓	✓	×	×	×	×

2025 年，分时电价浮动计价基数改革在全国范围进一步落地，使得大部分地区峰谷价差呈明显收窄态势，工商业储

能单纯依赖峰谷套利的收益空间被显著压缩。根据中关村储能产业技术联盟统计数据，2025 年全国 32 个地区最大峰谷价差平均值为 0.616 元/kWh，同比下降 9.4%，其中 17 个地区价差超过 0.6 元/kWh。

此外，2025 年 12 月，《电力中长期市场基本规则》明确自 2026 年 3 月起，直接参与市场交易的经营主体，不再人为规定分时电价水平和时段。我国已执行 40 多年的固定分时电价政策开始退出历史舞台，用户侧市场化步伐加快，电网代理购电用户将衔接现货市场价格。未来，工商业储能的价差收益将由实际的市场供需决定，依赖固定的价差套利模式将不可持续，“市场化运营+多市场叠加”成为必然趋势。

（五）需求响应/虚拟电厂

2025 年 4 月，国家发展改革委、国家能源局出台《关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》，**这是我国首部虚拟电厂领域专项政策文件**，明确提出到 2027 年，虚拟电厂建设运行管理机制成熟规范，参与电力市场的机制健全完善，全国虚拟电厂调节能力达到 2000 万千瓦以上。到 2030 年，虚拟电厂应用场景进一步拓展，各类商业模式创新发展，全国虚拟电厂调节能力达到 5000 万千瓦以上。

在国家政策引导下，各地陆续出台配套政策支持虚拟电厂发展。2025 年，全国 **20 多个地区发布了需求响应或虚拟电厂建设运营相关文件**，涵盖省级实施方案、市场交易细则、财政补贴办法以及试点项目申报等多个层面，各地政策汇总

如表所示。

表 1-7 2025 年各地需求响应及虚拟电厂政策

省	市（区）	政策文件
四川	全省	《四川省虚拟电厂建设运营管理实施方案》
	全省	《四川省 2025 年电力需求侧市场化响应实施方案》
内蒙古	全区	《内蒙古电力多边交易市场虚拟电厂交易实施细则》
甘肃	全省	《甘肃省虚拟电厂建设与运营管理实施方案》
山西	全省	《虚拟电厂建设与运营管理暂行办法》
	全省	《山西新型经营主体电力响应交易实施细则》
河南	全省	《河南省电力市场化需求响应工作方案》
湖南	全省	《湖南省虚拟电厂管理工作细则（试行）》
	长沙经开区	《长沙经济技术开发区虚拟电厂精准响应管理办法（试行）》
江西	全省	《江西省推动虚拟电厂高质量发展工作方案》
湖北	全省	《湖北省虚拟电厂入市服务指南》
	武汉市	《武汉市虚拟电厂精准响应实施细则》
浙江	全省	《2025 年浙江省迎峰度夏电力需求侧管理工作实施方案》
	江山市	《江山市 2025-2026 年度电力移峰填谷、需求响应等需求侧管理补贴实施办法》
陕西	全省	《创新支持虚拟电厂参与电力市场促进高质量发展实施方案》
	全省	《陕西省服务虚拟电厂建设运营实施方案》
上海	全省	《上海市用户侧虚拟电厂建设实施方案》（2025-2027 年）
	松江区	《上海市松江区虚拟电厂精准响应管理办法（试行）》
	临港新片区	《中国（上海）自由贸易试验区临港新片区虚拟电厂精准响应实施方案》
		《中国（上海）自由贸易试验区临港新片区虚拟电厂精准响应管理办法》

省	市（区）	政策文件
江苏	全省	《关于促进我省虚拟电厂高质量发展的通知》
	全省	《关于做好 2025 年电力需求响应有关工作的通知》
	南京市	《关于加快推进全市虚拟电厂能力建设的通知》
广东	全省	《广东省市场化需求响应实施细则》
	全省	《广东虚拟电厂参与电能量交易实施细则（试行）》
	广州市	《广州市虚拟电厂高质量发展实施方案》
	广州市	《广州市虚拟电厂运行实施细则》
重庆	全省	《2025 年重庆市电力需求响应实施方案》
海南	全省	《海南省电力需求响应实施细则（试行）》
青海	全省	《青海省虚拟电厂建设与运行管理方案》
安徽	全省	《安徽省电力需求响应实施方案（2025 年版）》
河北	全省	《河北省虚拟电厂建设运营实施意见》
	全省	《虚拟电厂建设运营管理办法（暂行）》
	全省	《关于组织开展虚拟电厂第一批试点项目申报的通知》
	全省	《河北省 2025 年电力负荷管理工作方案》
贵州	全省	《贵州省电力需求响应交易方案》
云南	全省	《云南省虚拟电厂参与电力市场交易实施方案》
	全省	《云南省虚拟电厂建设管理办法（试行）》
	全省	《关于印发云南省电力需求响应方案的通知》
福建	全省	《福建省虚拟电厂常态化参与电能量市场交易相关事宜（试行）》
广西	全省	《加快推进广西虚拟电厂发展方案》

（六）补贴政策

2025 年，全国各省市出台 30 余项储能补贴相关政策。

从补贴类型看，主要包括放电补贴、投资补贴两大类。其中放电补贴主要是按照储能项目实际放电量给予补贴，建设补贴主要根据储能项目的投资额或装机规模给予一定标准的补贴。

从补贴对象来看，主要面向用户侧储能、独立储能以及不区分应用场景的储能项目，另外新能源配储，包括分布式光伏配储也有补贴政策出台。

从补贴出台的区域来看，江苏、浙江、广东、四川、重庆、安徽、上海等省市或其下辖市（区）超 30 个地区正式发布了针对储能的补贴政策。

表 1-8 各省储能补贴政策

省份	地市	区县	补贴对象	按放电量补贴	按出投资/项目规模补贴	其他补贴类型	补贴上限	补贴时段（频次）
江苏	常州市	全市	新型储能	0.3 元/kWh				3 年
	苏州市	苏州工业园区	光伏配储	0.3 元/kWh				3 年
浙江	温州市	平阳县	用户侧电化学储能	1 元/kWh				2025 年迎峰度夏（冬）
	宁波市	前湾新区	用户侧储能聚合商项目	1 元/kWh				2025 年迎峰度夏（冬）
	宁波市	余姚市	用户侧储能	0.8 元/kWh				2025 年迎峰度夏（冬）
	衢州市	江山市	用户侧储能	0.5 元/kWh				2025 迎峰度夏（冬）
	温州市	瑞安市	用户侧电化学储能	1 元/kWh				2025 年迎峰度夏（冬）
	嘉兴市	海盐县	接入虚拟电厂的用户侧储能	0.25 元/kWh				2025 年迎峰度夏
	金华市	永康市	用户侧新型储能	0.8 元/KWh	1 元/Wh（按充电容量）		购置设备实际支出（不含	一次性

税)的 26%									
广东	瓯海区	全区	用户侧储能	0.8 元/kWh				2 年	
	广州市	全市	国家、省级新型储能试点示范项目			1000 万元、500 万元奖励		一次性	
		白云区	国家、省级新型储能试点示范项目			100 万元、50 万奖励	100 万元		
		花都区	国家、省级新型储能试点示范项目		固定资产投资额的 20%		100 万元、50 万元	一次性	
		南沙区	新型储能设施		≤ 设备购置额 15%		300 万元		
	深圳市	福田区	电化学储能	0.5 元/KWh			200 万元	3 年	
		光明区	大科学装置集聚区储能示范项目		实际投资额的 20%		500 万元		
			工商业园区新型储能示范项目		实际投资额的 20%		500 万元		
		坪山区	改造接入虚拟电厂的新型储能项目		改造实际投资额的 20%		100 万元		
			新型储能示范项目		200 元/kWh		100 万元		
		龙岗区	工商业储能示范项目		实际投资额的 10%		100 万元		
			改造接入虚拟电厂的新型储能项目		实际投资额的 10%		100 万元		
			充储放智能化改造示范项目		实际投资额的 10%		100 万元		
	东莞市	全市	用户侧新型储能示范项目	0.3 元/kWh			300 万元	2 年	
四川	全省	全省	用户侧新型储能			容(需)量电费(因储能运行而新增的部分)		2 年	

			独立新型储能		≤总投资额的 15%		2000 万元	
成都市	全市		电化储能		230 元/kW		100 万元	3 年
宜宾市	全市		新型独立储能示范项目				400 万元	
			用户侧储能（铅蓄项目除外）		100 元/kW		100 万元	
重庆	铜梁区	全区	“新能源+储能”一体化项目		设备投资额的 5%			4 年
			独立储能		设备投资额的 5%			4 年
			用户侧储能	0.5 元/kWh		光伏放电补贴 0.5 元/kWh(建设储能设施时同步新建光伏)	1000 万元（光伏+储能）	
安徽	全省	全省	独立新型储能	0.2 元/kWh（2025 年）； 0.1 元/kWh（2026 年）				2025 年 7、8、12 月； 2026 年 1、7、8、12 月
			用户侧储能	0.2 元/kWh（每年下降 10%）			600kWh/年	3 年
上海	全市	全市	独立储能（技术先进性、产业带动性）	0.35 元/kWh			600kWh/年	3 年
			独立储能（用地集约性）	0.2 元/kWh			600kWh/年	3 年
			独立储能（先进技术应用比例 ≥ 75%）			5000 万元奖励	5000 万元	一次性

	浦东新区	全区	新型储能	≤固定资产投资额 30%	500 万元	一次性
	静安区	全区	获市级扶持的储能项目	市级扶持资金的 50 %	200 万元	
北京	北京经济技术开发区	全区	新型储能标杆示范场景项目	≤采购投入的 30%	500 万元	
	通州区	全区	储能项目	投资额的 30%	200 万元	
陕西	西安市	全市	光储项目	0.1 元/W	100 万元	一次性
贵州	全省	全省	煤矿储能应急电源项目	储能系统投资额的 30%	200 万元	
吉林	全省	全省	充电站配建新型储能	100 元/kWh		一次性
湖南	全省	全省	算力基础设施配储	≤项目投资总额的 10%	1000 万元	

二、发展情况

（一）发展现状

1. 整体装机情况

根据国家能源局发布数据，2025 年新型储能保持快速发展态势，装机规模突破 100GW。截至 2025 年底，全国已建成投运新型储能项目累计装机规模达 136GW/351GWh，较“十三五”末增长超 40 倍，较 2024 年底增长 84%，实现跨越式发展。

根据中电联统计数据³，截至 2025 年底，累计投运电化学储能电站 1998 座、总装机 109.29GW/276.22GWh，相当于全国电源总装机的 2.81%，相当于新能源总装机的 5.73%⁴。2025 年，新增投运电化学储能电站 525 座、总装机 47.16GW/134.85GWh、同比增长 27%，相当于全国电源新增装机的 8.63%，相当于新能源新增装机的 10.40%。

3 电源侧、电网侧数据来源于全国电力安全生产委员会 24 家企业成员单位，在国内投资或使用或运维的电化学储能电站，以及接入国家电网、南方电网的部分电化学储能电站，用户侧数据来源于中国电力企业联合会电动交通与储能分会收集数据。本章节后续数据口径均为中电联统计数据。

24 家成员单位包括：国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团公司、中国电力建设集团有限公司、中国能源建设集团有限公司、中国核工业集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司、国家开发投资集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司、中国安能建设集团有限公司、中国广核集团有限公司、华润电力控股有限公司、浙江省能源集团有限公司、广东省能源集团有限公司、北京能源集团有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司、中国中煤能源集团有限公司、内蒙古能源集团有限公司、晋能控股集团有限公司、深圳能源集团股份有限公司、江苏省国信集团有限公司。

4 相当于新能源装机比例不含用户侧储能及电源侧火电配储装机。

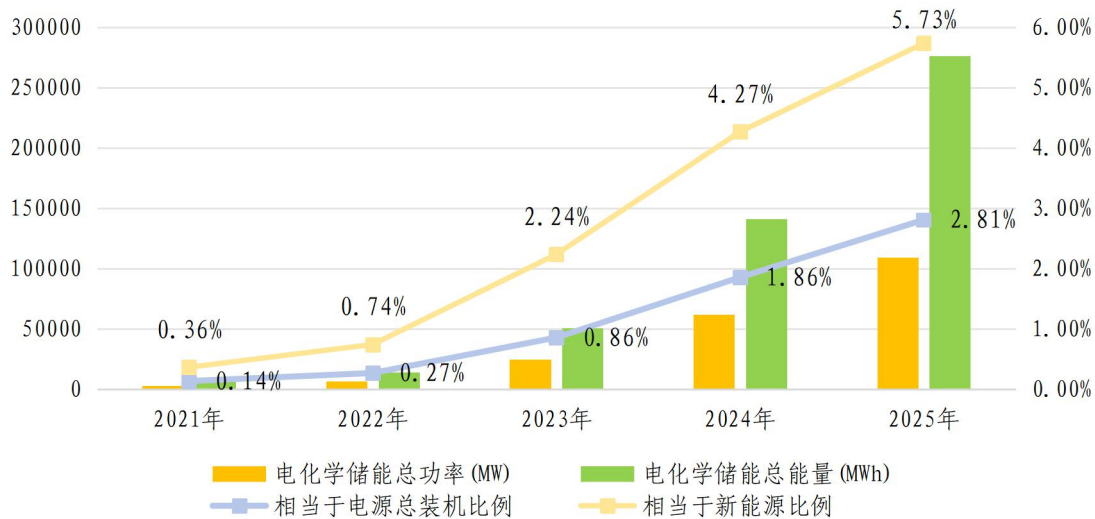


图 2-1 “十四五”时期电化学储能发展情况

2. 区域分布情况

2025 年，新增投运的电化学储能电站分布在 30 个省份，新增投运总装机排名前十的省份依次是：内蒙古、新疆、云南、河北、广东、宁夏、青海、甘肃、江苏、浙江，总装机 41.18GW、占比 87.33%。

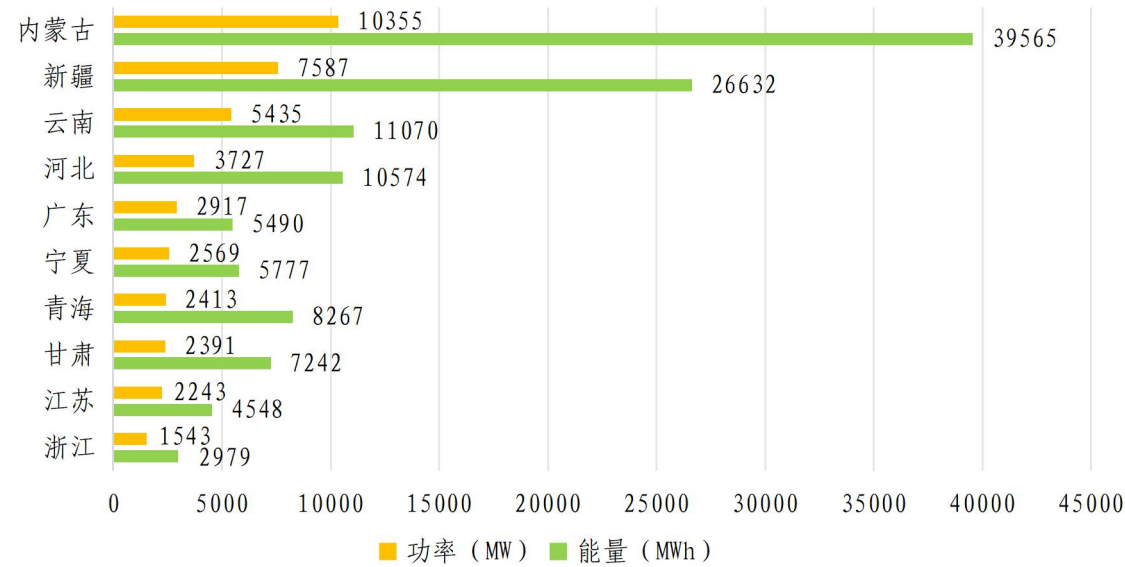


图 2-2 电化学储能电站新增总装机排名前十的省份

截至 2025 年底，20 个省份累计投运总装机均超 1GW，其中其中内蒙古、新疆总装机达 15GW 以上，山东、江苏、

宁夏、河北、甘肃、云南、广东 7 个省份总装机已超 5GW。



图 2-3 电化学储能区域分布情况

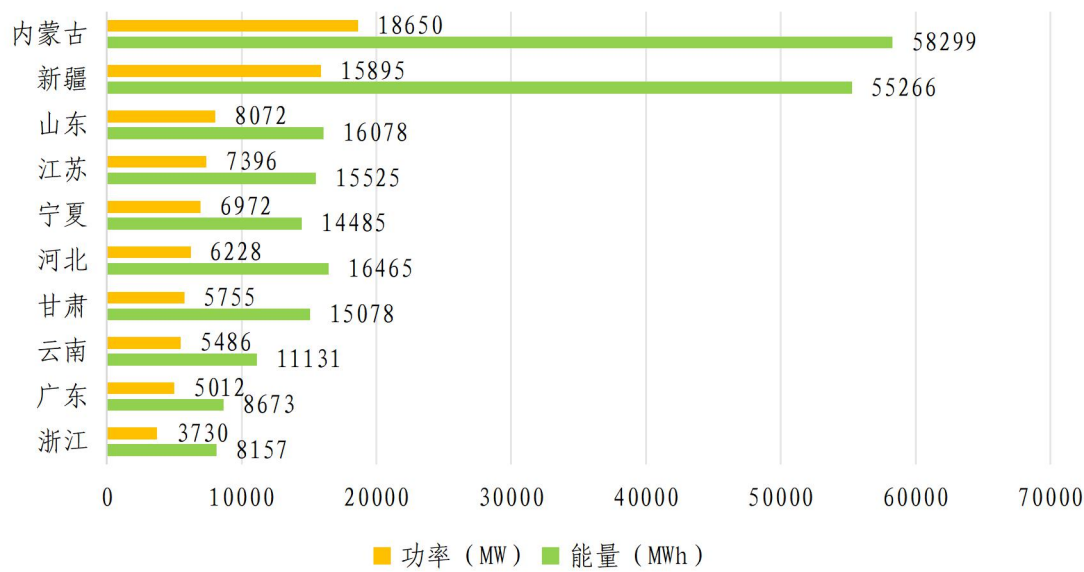


图 2-4 电化学储能电站累计总装机排名前十的省份

3. 应用场景分布情况

截至 2025 年底，电源侧、电网侧、用户侧电化学储能装机占比分别为 35.58%、62.10%、2.32%，主要应用场景为独立储能和新能源配储，合计占比 95%。

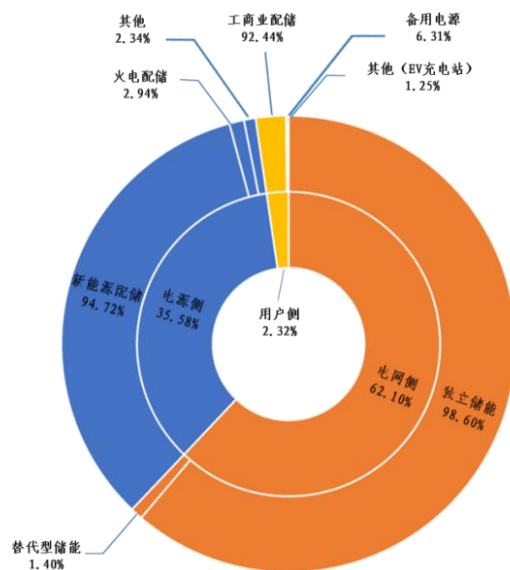


图 2-5 电化学储能应用场景分布情况

独立储能是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，主要用于提供调峰、调频、调压、事故备用、爬坡、黑启动等辅助服务。截至 2025 年底累计投运独立储能总装机 66.92GW，主要分布在内蒙古、宁夏、江苏、山东、云南等省份，总装机均在 5GW 以上。



图 2-6 独立储能区域分布情况

近年来，随着电力市场机制逐步完善，独立储能市场主体地位逐渐明确，区域特殊电价机制、容量补偿机制、储能补贴机制等陆续出台，独立储能逐渐成为增长主力军，2025 年新增装机 32.33GW，同比增长 39%，占新增总装机的 69%。

新能源配储是指接入风、光等电源并网点以内，与电源联合运行的储能，主要用于平滑新能源功率曲线，促进新能源消纳。截至 2025 年底累计投运新能源配储总装机 36.83GW，主要分布在新疆、内蒙古、甘肃、河北、青海等省份，总装机均在 2GW 以上。2025 年 1 月，国家发展改革委、国家能源局联合印发了《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号），提出“不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件”，储能的建设由政策指引逐步向市场化发展过渡。2025 年新能源配储新增装机 12.60GW，增量同比下降 4%。



图 2-7 新能源配储区域分布情况

火电配储是指接入火电并网点以内，与电源联合运行的储能，主要用于提升火电机组调频能力，降低“两个细则”考核费用。截至 2025 年底累计投运火电配储总装机 1.14GW，主要分布在广东、浙江、山西等省份。

工商业配储是指建设在大工业和一般工商业用户的场地内的储能，主要用于降低电量电费或容量电费成本，支持用户可靠经济用能。截至 2025 年底累计投运工商业配储总装机 2.34GW，主要分布在浙江、江苏、广东等峰谷价差较大省份。2025 年，全国多个省份调整了分时电价政策，对工商业配储产生一定影响，如安徽增设午间低谷时段、山东优化推行“五段式”分时电价，拓宽储能套利窗口；江苏、浙江因调整计价基数、取消早高峰时段等，储能价差收益趋于收窄。

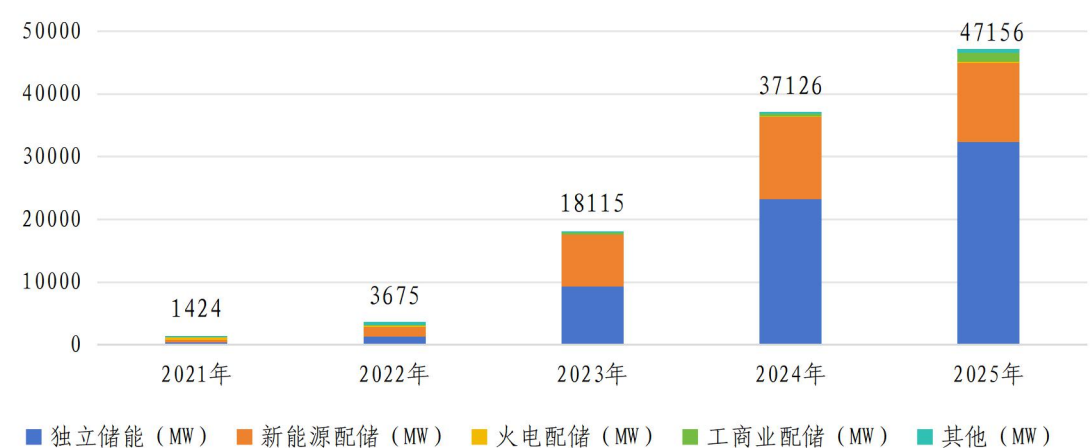


图 2-8 “十四五”时期电化学储能主要应用场景新增情况

4. 储能时长情况

截至 2025 年底，电化学储能平均储能时长 2.53h，较 2024 年提高约 0.25h。整体来看，长时储能项目逐渐增多，

截至 2025 年底,储能时长为 2h 的电化学储能总功率 72.67GW、占比 66.49%,总能量 145.60 GWh、占比 52.71%; 4h 及以上储能累计投运总功率占比 28.42%、同比增长 12 个百分点,总能量占比 45.36%、同比增长 15 个百分点,主要分布在新疆、内蒙古、青海、河北、甘肃等省份。

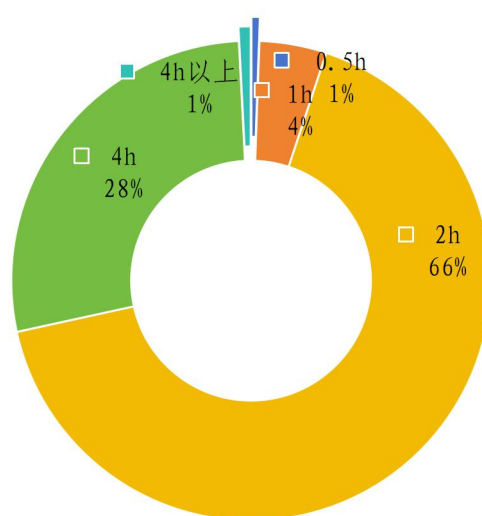


图 2-9 电化学储能储能时长分布情况

从应用场景看,独立储能主要储能时长为 2h,占独立储能总功率的 71.86%、占独立储能总能量的 57.03%;新能源配储主要储能时长为 2h、4h,合计占新能源配储总功率的 90.24%、占新能源配储总能量的 94.17%;火电配储主要储能时长为 1h 及以下,占火电配储总功率的 97.89%、占火电配储总能量的 94.56%;工商业配储主要储能时长为 2h 及以上,合计占工商业配储总功率的 99.27%、占工商业配储总能量的 99.68%。

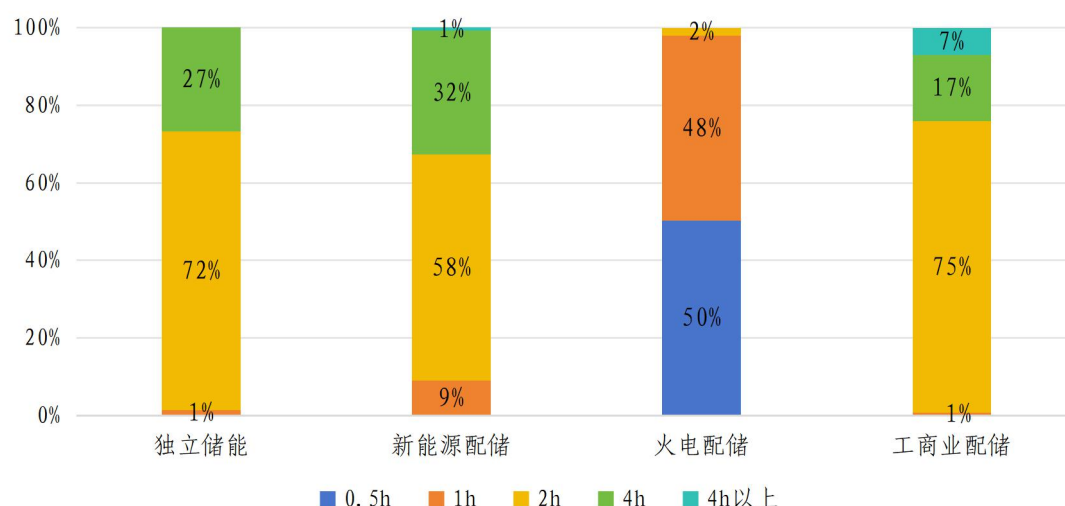


图 2-10 电化学储能典型应用场景储能时长分布情况

5. 电站规模分布情况

2025 年，新增电站主要是百兆瓦级以上大型电站⁵，总装机 38.28GW、同比增长 39%以上、装机占比 81.18%。与此同时，内蒙古、新疆、甘肃、河北、云南等省份 GWh 储能电站项目陆续投运，电化学储能单站规模迈向了“GWh 时代”。大型电站集成复杂，电芯数量庞大、电气设备数量多，对电站集成技术、消防安全、日常运维等带来更大的挑战。

截至 2025 年底，大型、中型、小型及以下电化学储能电站总装机分别为 78.62GW、30.01GW、0.65GW。百兆瓦级以上大型电站装机占比由 2021 年的 25%提升至 72%，电化学储能逐步向集中式、大型化发展，其应用场景主要为独立储能，占大型电站总装机的 78%。

⁵ 小型及以下：储能电站功率 < 5MW；中型：5MW ≤ 储能电站功率 < 100MW；大型：储能电站功率 ≥ 100MW。

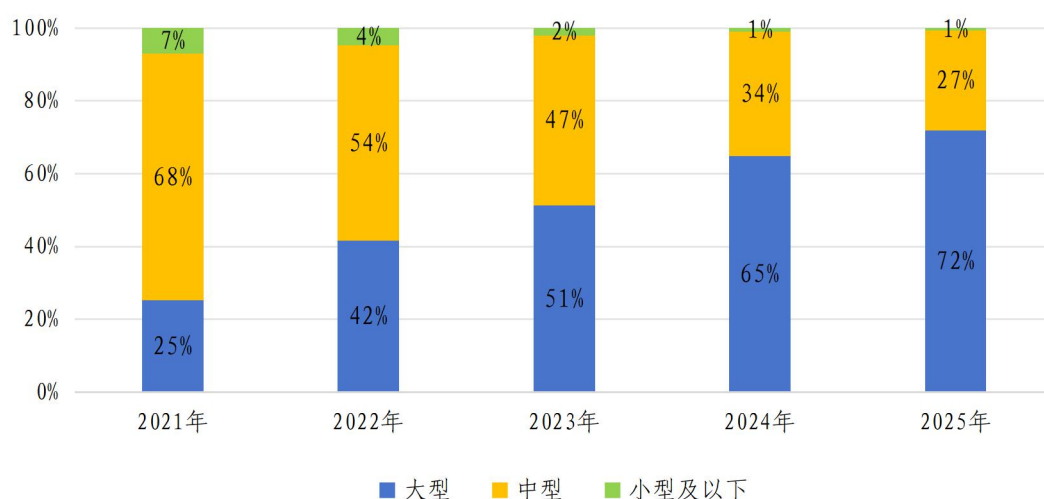


图 2-11 “十四五”时期电化学储能规模分布情况

6. 接网电压等级

2025 年，新增投运电化学储能电站主要接网电压等级为 35kV ~ 110kV、220kV 及以上，合计新增装机占比 97.72%。

截至 2025 年底，已投运的电化学储能电站**主要**接网电压等级为 220kV 及以上，累计投运 63.69GW、占比 58.27%；其次为 35kV ~ 110kV 电站，累计投运 41.44GW、占比 37.92%；并网电压等级 6kV ~ 20kV、220V/380V、未并网电站装机占比分别为 2.61%、0.97%、0.23%。

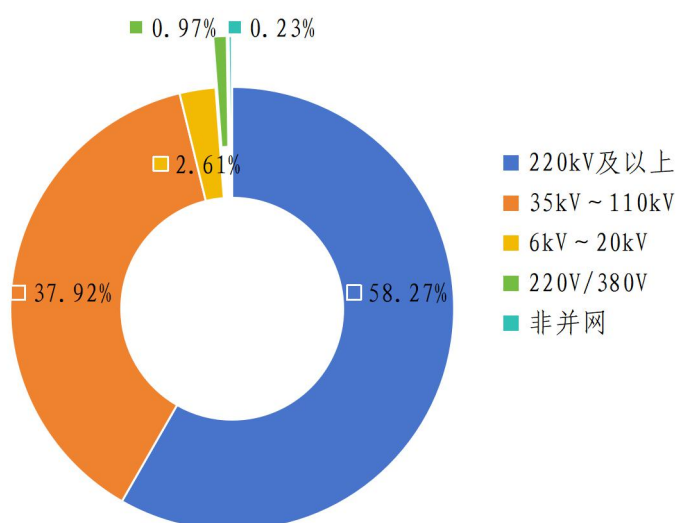


图 2-12 电化学储能电站接网电压等级分布情况

(二) 技术路线

1. 不同技术路线发展情况

锂离子电池仍占据已投运电化学储能技术应用主导地位，全钒液流、铅炭电池进入规模化应用初期，钠离子电池步入初步商业应用阶段。截至 2025 年底，累计投运的锂离子电池项目总能量 270.00GWh、占比 97.75%（锂离子电池项目中 99.96%为磷酸铁锂），其次为液流电池（1.10%）、铅酸/铅炭电池（0.90%）、钠离子电池（0.10%）。

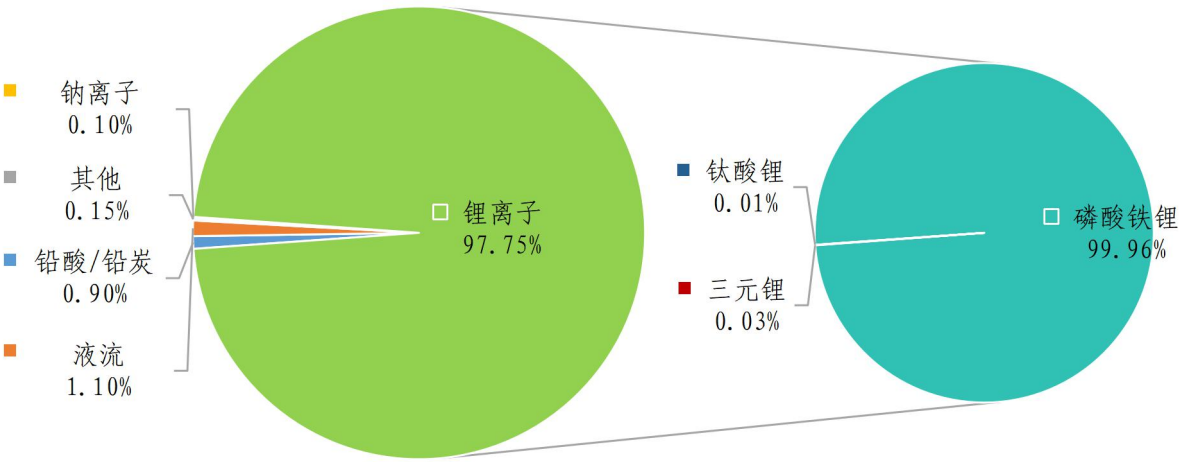


图 2-13 各类技术路线装机分布情况

表 2-1 不同技术路线对比

电池类型	锂离子电池 (磷酸铁锂)	铅炭电池	全钒液流电池	钠离子电池 (聚阴离子化合物)
优点	能量、功率密度大 响应速度快 集成方式灵活	技术成熟 安全性高	容量大 寿命长 安全性高	安全性高 成本低 (大规模量产预期)
缺点	存在热失控等安全问题	能量密度低 寿命短 存在环保问题	转换效率低 成本高 环境要求高	能量密度较低 循环寿命较低
能量密度 (Wh/Kg)	120 ~ 180	50 ~ 80	50 ~ 100	100 ~ 110
循环寿命 /次	5000 ~ 12000	2000 ~ 4000	10000 ~ 15000	>8000

能量效率 (%)	≥ 93%	≥ 80%	~ 70%	>85%
响应时间	毫秒级	毫秒级	百毫秒级	毫秒级
应用	调峰调频、备用电 源、UPS	调峰调频、备用 电源	调峰调频	调峰调频

2. 锂离子电池

①优化电池正负材料及结构设计，在提升单体容量的同时提高电池能量密度。电芯厂商已陆续发布 500Ah 乃至 600Ah 以上的第三代储能电芯，能量密度达到 430Wh/L 以上。

表 2-2 三代锂离子电芯性能对比

代际	第一代	第二代	第三代
容量	280Ah	314/306/320Ah	500+/600+Ah
能量密度	350Wh/L	390Wh/L	430+Wh/L
循环次数	12000	12000	15000

数据来源：欣旺达

②随着技术迭代及原材料价格下降，自 2024 年起电芯成本整体处于 0.3 ~ 0.4 元/Wh 低位区间。根据 CNESA Datalink 全球储能数据库的不完全统计，1 小时、2 小时和 4 小时磷酸铁锂储能电站 2025 年 EPC 中标均价分别为 1.280 元/Wh、1.044 元/Wh 和 0.935 元/Wh，其中储能系统年均中标价格分别为 0.715 元/Wh、0.554 元/Wh 和 0.479 元/Wh。

3. 钠离子电池

①钠离子电池的能量密度逐渐突破，在 100Wh/kg ~ 300Wh/kg 区间，最高为 300Wh/kg；循环寿命以 3000 次居多。

②2024 年 6 月，大唐湖北 100 兆瓦时钠离子新型储能电

站正式投运，这是我国首个百兆瓦时级钠离子储能电站，也是目前投运的全球最大钠离子电池储能电站。2025 年 5 月，南方电网宝池储能电站在云南投运，这是国内首座大型锂钠混合构网型储能站，实现了全球首套构网型钠离子电池储能系统的工程应用。

③钠离子系统成本年内有所下降，但整体仍高于锂电池储能。根据中国新型储能产业创新联盟统计，2025 年钠离子电池储能系统平均中标价格为 0.81 元/Wh。

4. 液流电池

①目前液流电池存在多种技术路线，根据电解液活性物质，可分为铁/铬体系、锌/溴体系、全钒体系、多硫化钠/溴体系。其中全钒液流电池储能进入规模化应用初期，在技术方面取得了显著突破，电流密度由早期的 60~80mA/cm²提高到 200~400mA/cm²，显著降低了液流电池的体积、重量和系统成本。锌铁液流、锌溴液流、铁铬液流等其他技术路线的扩产建设也在快速推进。

表 2-3 液流电池不同技术路线对比

技术路线	全钒	锌溴	铁铬	锌镍	锌铁	锌空	全铁
循环寿命（h）	>20000	>6000	>10000	>10000	>15000	>20000	>20000
能量效率	70~75%	60~70%	70~75%	80%	80%	65~75%	75%
能量密度（Wh/kg）	12~40	75~85	10~20	50~100	20~50	>200	研究阶段

数据来源：EESA 数据库

②2025 年 9 月，全球首个 GWh 级液流储能系统在新疆阿

克苏转商业运行，同时也是全球首个构网型全钒液流电池储能项目。

③随着技术进步和产能提升，2025 年全钒液流电池储能系统中标价格首次跌破 2 元/Wh，到 2030 年系统成本有望突破 1 元大关。据 CESA 储能应用分会产业数据库不完全统计，2025 年液流电池储能系统中标均价 2.28 元/Wh，价格主要集中在 1.946 ~ 2.76 元/Wh。

5. 铅炭电池

①2025 年 11 月，宁夏银川吉洋绿储 200MW/400MWh 共享储能电站投运，是国内已投运规模最大的电网侧铅碳储能项目。

②据了解，铅炭电池储能系统价格约为 0.6 ~ 1 元/Wh，其中电池成本约为 0.4 ~ 0.6 元/Wh。

三、运行情况

（一）电力电量情况

1. 整体电力电量情况

《国家能源局关于促进新型储能并网和调度运用的通知》（国能发科技规〔2024〕26 号）印发后，电化学储能运行水平持续提升。2025 年，电化学储能运行情况相较 2024 年有较大提升⁶，年均运行小时数 1940h，比 2024 年提高约 291h；年均利用小时数⁷1084h，比 2024 年提升约 173h；年均等效充放电次数⁸248 次（相当于每 1.5 天完成一次完整充

6 统计口径：仅包括全国电力安全生产委员会企业成员单位，投资或使用或运维的电化学储能电站。

7 利用小时数=统计期间实际传输电量(包括充电量和放电量)折合成额定功率时的运行小时数。

8 等效充放电次数=统计期间实际充放电量与 2 倍额定能量的比值，等效充放电次数为 1 则表示按照额定能量完成一次完整的充放电。

放电)，比2024年提升约27次；平均利用率指数⁹49%，比2024年提升8个百分点。

2025 年新能源利用率保持高位，同时夏季最大电力负荷创历史新高。迎峰度夏期间，国网经营区开展了新型储能集中调用试验，验证了新型储能顶峰能力及应急支撑能力，电化学储能促进新能源消纳和电力保供等方面的作用逐步增强。

2. 区域电力电量情况

2025 年，累计投运总功率在 500MW 以上的省份¹⁰中，浙江、西藏、江苏、云南、青海、新疆、山西、重庆、四川、河北、湖北、贵州、宁夏、广东、湖南 15 个省份年均利用小时数达到 1000h 以上；年均等效充放电次数排名前五的省份依次为：山西、江苏、云南、浙江、广东；平均利用率指数排名前五的省份依次为：贵州、广东、青海、江苏、云南。



图 3-1 各区域电化学储能年均利用小时数

9 利用率指数=统计期间利用小时数与统计期间电站设计充放电小时数比值 $\times 100\%$, 利用率指数为 100% 时则满足电站设计, 不含火电配储电站。

10 累计投运功率 500MW 以上的省份共计 22 个。

表 3-1 2025 年不同区域电化学储能电力电量情况

省份	总功率 (MW)	充电电量 (GWh)	放电电量 (GWh)	年均利用 小时数 (h)	年均等效充放电 次数 (次)	平均利用率 指数
内蒙古	18650	1318.03	1174.88	586	141	20%
新疆	15895	2617.58	2362.42	1572	256	51%
山东	8072	1871.61	1655.77	910	229	43%
江苏	7396	1551.28	1409.71	1721	435	63%
宁夏	6972	677.78	631.02	1012	253	60%
河北	6228	617.39	536.79	1102	250	53%
甘肃	5755	918.70	804.04	996	213	53%
云南	5486	239.86	204.85	1692	423	62%
广东	5012	694.71	613.46	1012	363	73%
浙江	3730	327.69	286.51	1930	367	61%
青海	3724	1120.53	966.72	1619	254	70%
湖南	3087	616.03	558.02	1010	257	60%
安徽	3041	432.93	369.97	716	222	27%
河南	2939	353.14	321.97	891	226	53%
广西	2775	672.61	608.31	956	239	54%
湖北	1871	380.91	350.21	1091	275	50%
贵州	1870	753.13	693.88	1070	267	74%
山西	1519	155.56	143.28	1500	436	29%
四川	1044	126.17	108.51	1172	335	56%
西藏	1008	536.11	478.33	1724	256	58%
重庆	924	420.97	372.26	1277	290	50%
江西	771	216.60	183.55	773	259	55%
海南	481	112.95	100.99	639	160	38%
福建	253	3.41	2.97	213	53	7%
黑龙江	211	19.09	16.85	444	115	24%
辽宁	181	12.64	9.72	542	124	12%
吉林	130	0.05	0.04	9	3	0.4%
陕西	104	0.57	0.36	266	66	18%
天津	101	8.69	7.79	640	230	45%

省份	总功率 (MW)	充电电量 (GWh)	放电电量 (GWh)	年均利用 小时数 (h)	年均等效充放电 次数 (次)	平均利用率 指数
北京	31	0.07	0.06	84	10	2.9%
上海	27	19.62	18.18	3024	518	73%

3. 应用场景电力电量情况

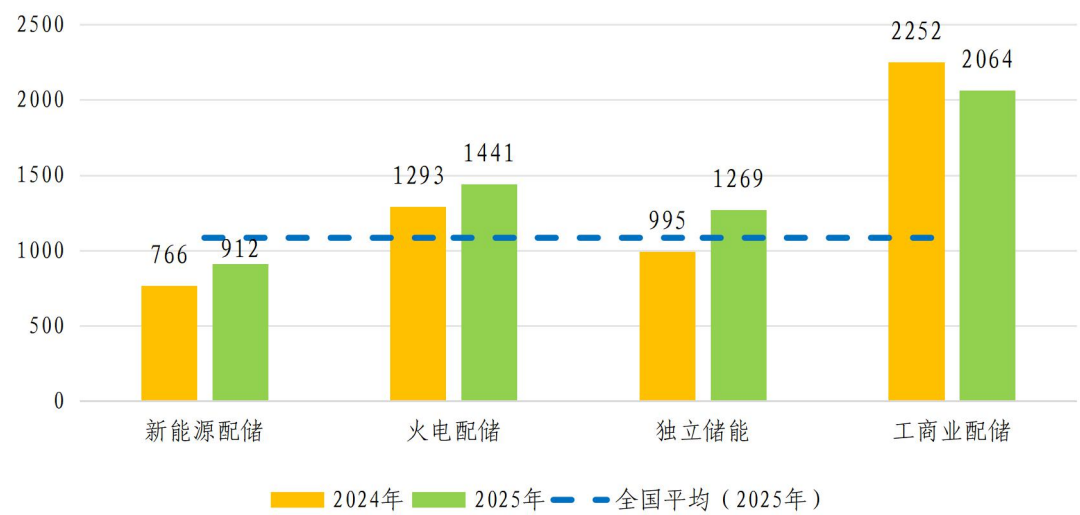


图 3-2 典型应用场景下电化学储能年均利用小时数

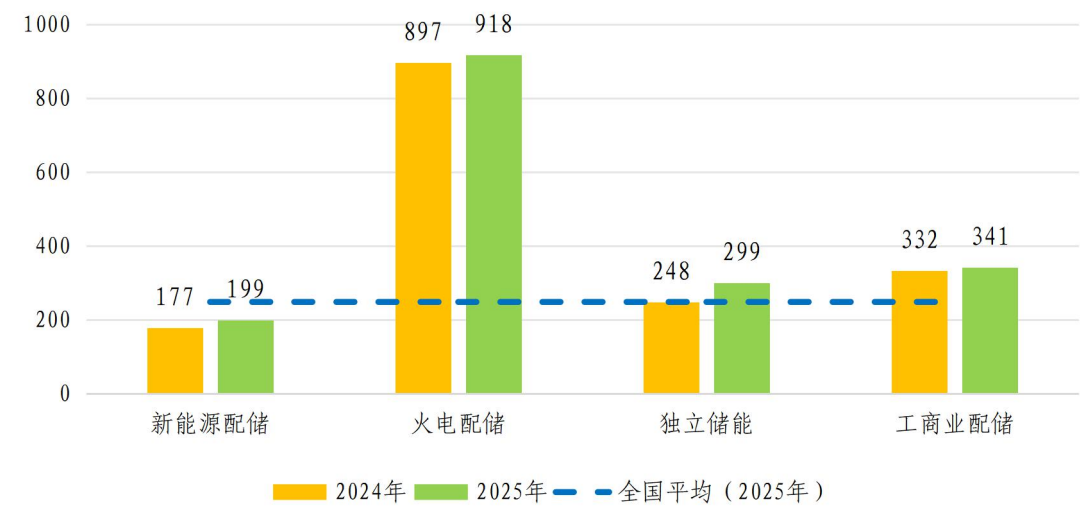


图 3-3 典型应用场景下电化学储能年均等效充放电次数

(1) 新能源配储

新能源配储大多为满足指标建设，近年来利用情况虽有所提高，但整体利用情况低于其他应用场景。2025 年新能源配储年均运行小时数 1759h，比 2024 年提高约 320h；年均

利用小时数 917h，比 2024 年提高约 151h；年均等效充放电次数 199 次（相当于每 1.8 天可完成一次完整充放电），比 2024 年提升约 21 次；平均利用率指数 40%，比 2024 年提升 8 个百分点。

分区域看，2025 年新能源配储累计投运总功率在 500MW 以上的省份¹¹中，西藏、新疆、青海平均利用小时数达到 1000h 以上；年均等效充放电次数排名前五的省份依次为：新疆、江西、西藏、湖北、青海；平均利用率指数排名前五的省份依次为：青海、西藏、江西、新疆、甘肃。



图 3-4 各区域新能源配储年均利用小时数

表 3-2 2025 年不同区域新能源配储电力电量情况

省份	总功率 (MW)	充电电量 (GWh)	放电电量 (GWh)	年均利用 小时数 (h)	年均等效充放电 次数 (次)	平均利用率 指数
新疆	11085	2376.41	2146.45	1624	264	55%
内蒙古	7265	1196.38	1065.45	549	133	18%

11 新能源配储累计投运功率 500MW 以上的省份共计 11 个。

省份	总功率 (MW)	充电电量 (GWh)	放电电量 (GWh)	年均利用 小时数 (h)	年均等效充放电 次数 (次)	平均利用率 指数
甘肃	3377	733.02	639.38	872	193	47%
河北	3079	285.86	250.08	789	191	38%
青海	2480	872.54	755.48	1469	241	67%
山东	1707	287.42	252.39	555	139	21%
河南	1063	64.37	57.22	365	95	22%
西藏	1006	536.11	478.33	1724	256	58%
安徽	923	103.26	89.59	527	209	15%
江西	725	215.15	182.54	779	259	55%
湖北	554	183.24	169.06	974	247	40%
宁夏	497	22.89	20.71	422	105	17%
广西	496	117.77	109.26	609	152	26%
广东	493	27.47	24.21	172	76	19%
海南	456	105.57	94.10	635	159	37%
江苏	309	20.45	18.26	444	125	7%
云南	266	17.16	15.44	798	199	42%
四川	243	112.39	96.76	1195	348	54%
黑龙江	211	19.09	16.85	444	115	24%
贵州	170	31.20	27.72	1114	279	73%
山西	109	2.68	1.85	106	45	13%
天津	89	8.67	7.77	665	236	46%
浙江	67	1.26	0.77	54	26	6%
辽宁	66	4.65	4.16	282	88	2%
湖南	49	4.73	4.04	246	61	3%
福建	33	3.41	2.97	213	53	7%
吉林	15	0.05	0.04	9	3	0.4%
陕西	1	0.10	0.09	192	96	26%

（2）火电配储

火电配储参与调频服务补偿机制相对成熟，利用情况好
于全国平均水平。2025 年，火电配储整体运行情况好于 2024

年，年均运行小时数 3894h，比 2024 年降低约 419h；年均利用小时数 1398h，比 2024 年提高约 105h；年均等效充放电次数 918 次（相当于平均每天可完成 2.5 次完整充放电），比 2024 年提升约 21 次，整体运行效率有所提升。

（3）独立储能

2025 年，独立储能整体运行情况好于 2024 年，年均运行小时数 2025h，比 2024 年提高约 424h；年均利用小时数 1246h，比 2024 年提高约 251h；年均等效充放电次数 299 次（相当于每 1.2 天完成一次完整充放电），比 2024 年提升约 52 次；平均利用率指数 60%，比 2024 年提升 7 个百分点。

分区域看，独立储能累计投运总功率在 500MW 以上的省份¹²中，内蒙古、青海、浙江、甘肃、山西、河北、云南、江苏、新疆 9 个省份平均利用小时数达到 1500h 以上，广东、河南、湖北、广西、贵州、宁夏、重庆、湖南、四川 9 个省份平均利用小时数达到 1000h 以上；年均等效充放电次数排名前五的省份依次为：浙江、山西、云南、江苏、河北；平均利用率指数排名前五的省份依次为：广东、甘肃、内蒙古、浙江、青海。

¹² 独立储能累计投运功率 500MW 以上的省份共计 20 个。



表 3-3 2025 年不同区域独立储能电力电量情况

省份	总功率 (MW)	充电电量 (GWh)	放电电量 (GWh)	年均利用 小时数 (h)	年均等效充放 电次数 (次)	平均利用率 指数
内蒙古	11308	110.98	100.89	2802	350	96%
宁夏	6475	654.88	610.31	1064	266	66%
江苏	5937	1122.72	1027.98	1712	428	66%
山东	5843	1359.69	1200.79	988	246	49%
云南	5220	222.7	189.41	1857	464	64%
新疆	4400	127.45	111.59	1637	205	28%
广东	3367	330.57	299.75	1465	379	100%
河北	3023	329.99	285.28	1908	380	68%
湖南	3008	583.9	528.23	1014	253	62%
浙江	2823	215.45	193.56	2502	622	89%
甘肃	2368	185.68	164.66	2257	357	97%
广西	2226	523.55	471.16	1088	272	75%
安徽	1720	272.7	231.88	787	224	33%
贵州	1700	721.93	666.16	1068	267	74%
河南	1550	280.34	257.11	1303	326	75%

省份	总功率 (MW)	充电电量 (GWh)	放电电量 (GWh)	年均利用 小时数 (h)	年均等效充放 电次数 (次)	平均利用率 指数
湖北	1293	197.67	181.15	1229	307	64%
山西	1290	143.78	133.58	1970	492	29%
青海	1243	247.99	211.24	2541	318	87%
四川	800	13.78	11.75	1013	253	69%
重庆	750	248.02	220.85	1031	258	39%
海南	25	7.36	6.87	709	177	49%

(4) 工商业配储

2025 年,工商业配储整体运行情况与 2024 年基本持平,年均运行小时数 4371h,比 2024 年降低约 464h;年均利用小时数 2064h,比 2024 年降低约 187h;年均等效充放电次数 341 次(相当于每天可完成一次完整充放电),比 2024 年提升约 8 次(工商业配储平均储能时长¹³比 2024 年降低 0.8h);平均利用率指数 63%,比 2024 年下降 2 个百分点。

(二) 能效情况

2025 年,电化学储能总充电电量 16796GWh、总放电电量 14991GWh、平均转换效率¹⁴89.23%,电网侧储能下网电量¹⁶8823GWh、上网电量¹⁷7254GWh、平均综合效率¹⁸82.21%。

¹³ 2024 年、2025 年工商业配储平均储能时长分别为 3.6h、2.8h。

¹⁴ 铅酸/铅炭电池、锂离子电池转换效率=统计期间储能单元总放电电量与总充电电量的比值;全钒液流电池转换效率=统计期间储能单元净放电电量与充电电量加上充电过程辅助能耗之和的比值。

¹⁶ 下网电量仅电网侧储能。

¹⁷ 上网电量仅电网侧储能。

¹⁸ 综合效率=统计期间储能电站生产运行过程中上网电量与下网电量的比值,仅电网侧储能。

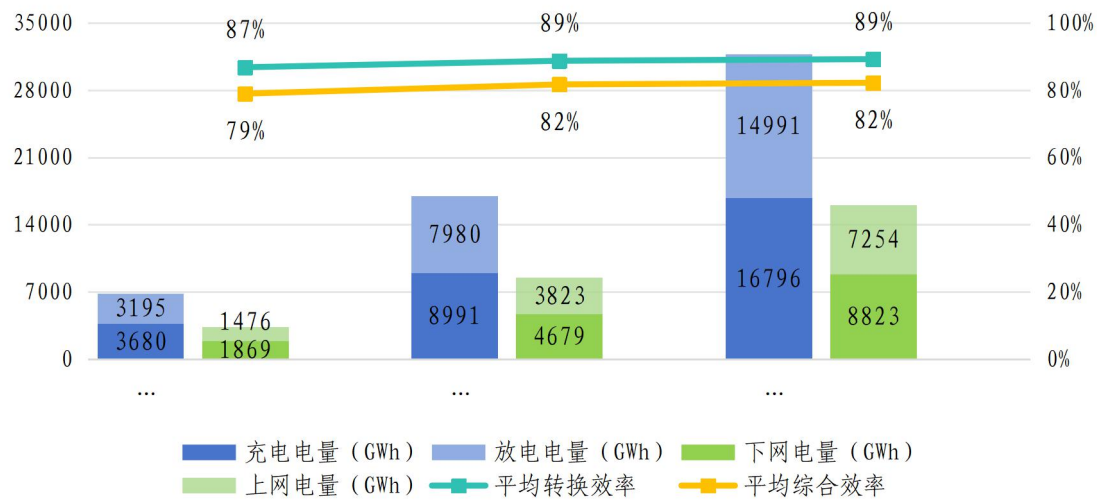


图 3-6 近 3 年电化学储能能效情况

结合 2025 年电化学储能电站运行情况可以看出，随着近年来储能技术的迭代升级，以及投运年限对电站能效的整体影响，新投运电站的能效水平较好。

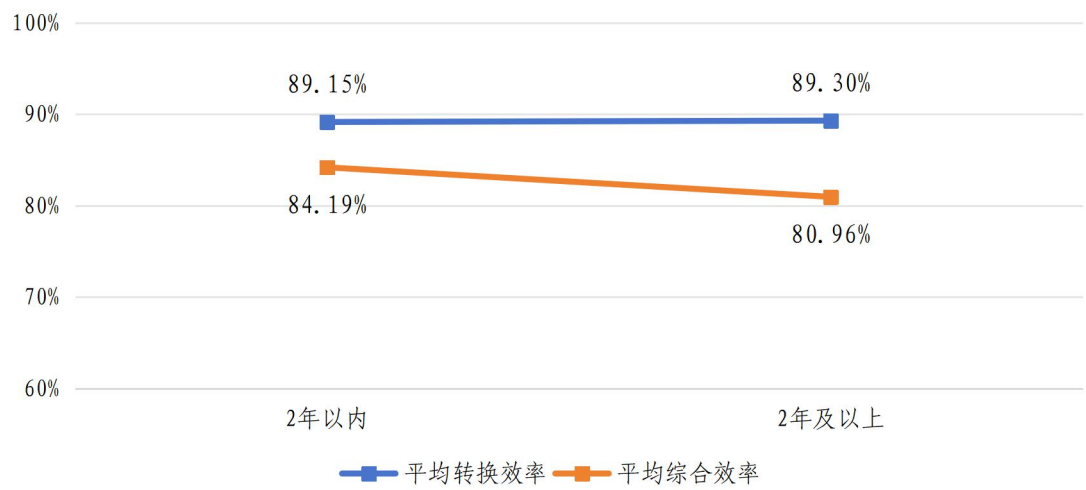


图 3-7 2025 年各投运年限下电化学储能电站能效情况

四、典型省份盈利预期分析

当前国内新能源配储尚未形成成熟的商业模式，火电配储主要依靠联合调频获取收益，工商业配储则以峰谷价差套利为核心收益来源，而独立储能凭借更为丰富的商业模式脱颖而出，可通过价差套利、辅助服务、容量电价（补偿）等多种途径实现盈利，其中地方政策的支持力度与市场机制的完善程度，是决定独立储能电站盈利水平的关键因素。为深入探究独立储能的区域运营特色与发展规律，下面将重点对江苏、宁夏、内蒙古、广东、山东、河北、甘肃等7个省份的独立储能2025年运营模式展开详细分析。

（一）江苏

江苏独立储能主要收益模式为“充放电价差+顶峰补贴+容量租赁+储能补贴”。以江苏某100MW/200MWh独立储能电站为例，2025年（1-12月）项目总收益2725万元，其中充放电价差收入1290万元，容量租赁收入730万元（租赁容量100MWh），顶峰补贴收入705万元¹⁹。江苏具体政策市场情况如下：

①充放电价差。独立储能在迎峰度夏（冬）期间充电不结算电费，非迎峰度夏（冬）期间充电按60%燃煤基准价（0.391元/千瓦时）结算，放电均为省燃煤发电基准价。此外，2024年12月江苏发展改革委、江苏能源监管办发布了《关于开展2025年电力市场交易工作的通知》，独立储能

19 本研究涉及的储能投资收益测算数据参考由华能天成融资租赁有限公司、中国电力企业联合会、国家电化学储能电站安全监测信息平台运营中心共同发布的《储能电站运营与投资策略白皮书》。

可作为市场主体参与电力市场交易，2025 年 9 月起，江苏现货市场已进入连续结算试运行阶段。

②**顶峰补贴**。迎峰度夏（冬）期间依据独立储能上网电量给予逐年退坡顶峰费用支持，2023 年至 2024 年 0.5 元/kWh，2025 年至 2026 年 1 月 0.3 元/kWh，顶峰费用从尖峰电价资金中列支。

③**容量租赁**。容量租赁也是江苏独立储能项目主要收益模式之一，江苏政府未出台容量租赁指导价格，相关价格和费用由各投资主体自主协商确定。自《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》发布之后，各省取消强制配储，容量租赁的价格与需求受到直接冲击。

④**地市补贴**。南京、苏州、无锡等多个市区发布了储能投资补贴或放电补贴政策，叠加地市补贴独立储能收益增厚。

（二）宁夏

宁夏独立储能主要收益模式为“电能量收益+容量租赁+调峰收入”。以宁夏某 100MW/200MWh 独立储能电站为例，2025 年项目总收益 1913.7 万元，其中储能充放电价差收入 229.5 万元（10-12 月），调峰辅助服务收入 1241.5 万元（1-9 月），容量租赁收入 442.7 万元（租赁容量 100MWh）。宁夏具体政策市场情况如下：

①**调峰辅助服务**。结合《宁夏电力辅助服务市场运营规则》、《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》相关政策要求，2025 年 1 月宁夏储能调峰辅助服务补偿价格为 0.6 元/kWh，2-9 月补偿价格与燃煤标杆上网电价相同，

为 0.2595 元/kWh。同时，自 2025 年 10 月 1 日起，随着现货市场连续结算试运行正式启动，省内调峰辅助服务市场暂停运行。

②容量租赁。宁夏未出台容量租赁指导价格。根据市场信息显示,2025 宁夏独立储能租赁价格约为 88.54 元/kW·年。尽管 136 号文已出台并取消了新能源项目强制配储等相关要求，但《宁夏电力现货市场连续结算试运行工作方案 V2.0》中仍作出明确规定：“未配置储能的新能源场站，按自治区“储七条”政策，同价情况下优先弃电”。由此可见，储能容量租赁业务在宁夏新能源市场仍具备一定需求。

根据 2024 年 11 月宁夏回族自治区发展改革委印发《自治区发展改革委关于促进储能健康发展的通知》（宁发改能源（发展）〔2024〕816 号）²⁰，未来独立储能运营模式将分为三个阶段发展。

第一阶段（当前阶段）：调峰辅助服务+容量租赁；

第二阶段（现货市场连续运营前）：调峰辅助服务²¹+中长期市场²²+容量租赁；

第三阶段（现货市场连续运营后）：中长期市场/现货市场+调频辅助服务+容量补偿+容量租赁。

（三）蒙西

20 2024 年 11 月，宁夏回族自治区发展改革委印发《自治区发展改革委关于促进储能健康发展的通知》（宁发改能源（发展）〔2024〕816 号），明确现货市场连续运营前，独立储能参与中长期电能量市场的，可同步享受调峰辅助服务收益。现货市场连续运行后，储能可参与现货电能量交易及调频辅助服务交易，推动建立储能容量补偿机制。

21 此根据按照《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》（发改价格〔2024〕196 号）文件，现货市场连续运行后，调峰及顶峰等具有类似功能的市场不再运行。

22 独立储能参与中长期市场，按照《自治区发展改革委关于做好 2025 年电力中长期交易有关事项的通知》（宁发改运行〔2024〕952 号）执行。

2025 年，内蒙古独立储能主要收益模式为“容量补偿+充放电价差”。以蒙西地区某 100MW/200MWh 独立储能电站为例，2025 年项目总收益约 4467.7 万元，其中充放电价差收入约 2182.5 万元，容量补偿收益约 2285.02 万元。具体政策市场情况如下：

①容量补偿。2025 年 3 月，自治区能源局发布的《关于加快新型储能建设的通知》，对于纳入内蒙古自治区储能规划的独立新型储能电站投产后向公网的放电量，按照补贴标准 1 年一定、一定 10 年的原则实施补偿，其中 2025 年 6 月底前开工并在年底前投产的新型储能电站放电量补偿标准为 0.35 元/kWh，（每年 9 月底前公布次年补偿标准），补偿执行时间为 10 年。同年 11 月，自治区能源局发布《关于规范独立新型储能电站管理有关事宜的通知》，明确 2026 年度独立新型储能电站向公用电网放电量的补偿标准为 0.28 元/kWh。

②充放电价差（现货）。蒙西电力现货市场在连续结算试运行 32 个月后于 2025 年 2 月 24 日转入正式运行。根据自治区能源局发布的《内蒙古电力多边交易市场电力现货交易实施细则（2026 年修订版征求意见稿）》等相关通知，独立新型储能按月通过电力现货市场技术支持系统自主选择“报量报价”或“报量不报价”的方式参与现货市场。独立储能日内全容量充放电次数原则上不得超过 1.5 次。

（四）广东

2025 年，广东独立储能主要收益模式为“调频辅助服务

+容量租赁”。以广东某 100MW/200MWh 独立储能电站为例，2025 年项目总收益约 6,078.25 万元，其中调频总收益约为 5332 万元，容量租赁收益约 746.25 万元。广东具体政策市场情况如下：

①**充放电价差（现货）**。2023 年广东现货市场转入正式运行，独立储能可按照“报量报价”或“报量不报价”方式参与。充放电价格按节点电价结算，充电电量免收输配电价和政府性基金及附加。然而，目前广东省电力现货市场价差较小，根据广东电力交易中心发布的《2025 年广东电力市场年度报告》显示，现货市场日前充放电平均价差仅为约为 0.152 元/kWh，电能量收益尚未成为独立储能主要收益来源。

②**调频补偿**。2024 年 2 月，广东省内独立储能作为首批试点参与南方区域调频辅助服务，容量补偿标准为 12 元/MWh，调频里程申报价格区间为 3.5 ~ 15 元/MW。依据 2024 年 12 月南方能源监管局发布的“两个细则”修订版，2025 年起广东省调频容量补偿标准将由 12 元/MWh 调整为 3.56 元/MWh。

此外，广东积极探索储能参与中长期市场、爬坡辅助服务等市场机制，逐步建立“中长期市场+现货市场+辅助服务+容量补偿”的市场交易体系，独立储能商业模式不断丰富。

①**首次参与中长期市场**。2024 年广东首次完成独立储能中长期交易，3 家独立储能首次参与了 2025 年度双边协商与挂牌交易，通过锁定部分电量平滑现货价格波动。

②**探索建立爬坡辅助服务市场**。在 2025 年初试运行的爬坡辅助服务市场中，已引入储能、煤电、气电等多元主体

同台竞争。

③**研究建立容量补偿机制**。根据广东省发布的《关于调整我省煤电气电容量电价的通知》要求，自 2026 年 3 月 1 日起，广东电网侧独立新型储能（含台区储能相关独立项目）执行容量电价 200 元/千瓦·年（含税）。

（五）山东

山东独立储能主要收益模式为“充放电价差+容量补偿+容量租赁”。以山东某 100MW/200MWh 独立储能电站为例，2025 年该项目总收益 2488.2 万元，其中现货市场充放电价差约 888.2 万元、容量补偿约 400 万元、容量租赁约 1200 万元。山东具体政策市场情况如下：

①**充放电价差（现货）**。2024 年 6 月山东现货市场转入正式运行，目前独立储能按照“报量报价”方式参与现货市场出清。截至 2025 年底，山东电力交易平台注册的现存生效独立储能 59 家。

②**容量补偿**。独立储能按可用容量给予容量补偿，2024 年起，容量补偿电价标准由 0.0991 元/kWh 调整为 0.0705 元/kWh。2024 年 4 月《山东电力市场规则（试行）》印发，首次引入储能日可用系数 K，优化独立新型储能电站日市场化可用容量及日可用等效小时数 H 的计算规则。K 值与电站运行状态直接关联，运行可靠性高、在线时长充足的储能电站可获得更高 K 值，从而提升容量补偿收益。

③**容量租赁**。山东暂未出台容量租赁指导价格。

④**爬坡辅助服务**。2024 年 2 月，山东能源监管办印发了

我国第一个针对爬坡辅助服务的政策，独立储能电站可通过山东电力交易平台申报参与爬坡辅助服务意愿时段和爬坡服务速率，爬坡辅助服务市场与现货市场联合出清，价格上限暂定为现货电能量市场出清价格上限。

（六）河北

河北独立储能主要收益模式为“充放电价差+容量补偿+容量租赁”。以河北某 100MW/200MWh 独立储能电站为例，该项目 2025 年总收益 2312.98 万元，其中充放电价差约 1312.98 万元、容量补偿约 500 万元、容量租赁约 500 万元。河北具体政策市场情况如下：

①**充放电价差**。目前，河北南网已进入连续结算试运行阶段，独立储能可按照“报量不报价”的方式参与现货市场。在中长期市场方面，对直接参与市场交易的经营主体，不再人为规定分时电价水平和时段。中长期电能量交易应明确结算参考点。现阶段，结算参考点选择实时市场统一结算点。

②**容量补偿**。独立储能电站可获得的容量电费根据月度平均可用容量²³和容量电价确定。**独立储能电站**按月申报次月分日可用充、放电容量及时长，**电力调度机构**根据实际执行情况，按月统计月度平均可用容量，统一以 4 小时充放电时长为基准折算。根据 2025 年 3 月河北发展改革委发布的《关于完善独立储能先行先试电价政策有关事项的通知》，容量补偿力度进一步加强，补偿标准全部提高至 100 元

²³ 月度平均可用容量 = $\sum 0.5 \times (\text{日可用充电容量} \times \text{可持续充电时长} + \text{日可用放电容量} \times \text{可持续放电时长}) / 4 \text{ 小时} / \text{当月总天数}$ 。

/kW·年，享受时间提升至两年。

③容量租赁。河北省独立储能容量租赁依托冀北/河北电力交易平台进行交易申报及出清，容量租赁交易纳入电力中长期市场管理范畴，采用双边协商或集中交易方式，原则上以年度、月度为周期组织开展。冀北电网、河北南网相继在 2025 年电力中长期交易工作方案中明确 2025 年独立储能容量租赁上、下限暂定 400、200 元/kW·年。

（七）甘肃

甘肃独立储能主要收益模式为“电能量收入+容量租赁+调频辅助服务”。以甘肃某 100MW/200MWh 独立储能为例，2025 年项目总收益为 3754.8 万元，其中充放电价差（参与现货市场）收益 1459.6 万元，容量租赁收入 2213.165 万元，调频收益为 82 万元。甘肃具体政策市场情况如下：

①充放电价差（现货）。甘肃现货规则允许独立储能申报自调度曲线，以节点边际价格结算，节点边际价格超过限价时按市场限价进行结算。根据甘肃电力交易中心发布的《2025 年甘肃电力市场交易信息报告》，2025 年现货市场日前、实时市场加权均价分别为 23 元/兆瓦时和 238 元/兆瓦时，同比下降 7.23%和 11.52%。从分时来看，现货价格与新能源出力密切相关，新能源大发时段价格低，小发时段价格高，现货市场运行价格充分反应了供需关系。2025 年，峰时段（6:00-8:00、18:00-23:00）现货市场平均价格 313 元/兆瓦时，中午光伏大发时段（10:00-16:00）现货市场平均价格 110 元/兆瓦时，平均峰谷价差达到 203 元/兆瓦时。

②**调频辅助服务**。调频辅助服务市场与现货市场独立运行，储能可以参与调频辅助服务，采用日前报价、日内出清模式，报价上限暂定为 12 元/MW，申报价格的最小单位是 0.1 元/MW。根据甘肃电力交易中心发布的《2025 年甘肃电力市场交易信息报告》，2025 年调频市场随现货市场全年运行，累计贡献调频里程 276 万兆瓦，累计收益 3.38 亿元。

③**调峰容量补偿**。依据《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，每月申报次月调峰容量和申报价格，申报和补偿标准上限暂按 300 元/MW·日执行，依据市场出清结果按日获取调峰容量补偿。根据甘肃电力交易中心发布的《2025 年甘肃电力市场交易信息报告》，2025 年，调峰容量市场出清调峰容量共计 31234.03 兆瓦，累计收益 2.02 亿元。

④**区域辅助服务收入**。西北能源监管局发布的两个细则²⁴，明确了储能可享受一次调频服务补偿、自动有功控制（AGC）服务补偿、转动惯量补偿、有偿无功服务补偿、自动电压控制（AVC）补偿、黑启动服务补偿、稳控装置切负荷补偿 7 类辅助服务补偿。

展望 2026 年，随着电力市场化改革的全面加速，国家层面《关于完善发电侧容量电价机制的通知》（114 号文）等政策落地实施，独立储能在电力系统中的功能价值将通过市场化手段被充分激发，组合式收益模式将全面铺开，容量

²⁴ 2023 年 11 月，西北能源监管局发布《西北区域电力并网运行管理实施细则》、《西北区域电力辅助服务管理实施细则》。

电价、市场交易、辅助服务、政策补贴等多元收益方式，正逐步成为独立储能商业模式的标准配置，推动独立储能产业从“政策驱动”向“市场驱动+政策引导”的双轮发展模式转型。

五、安全情况

（一）可靠性情况

2025 年电化学储能电站整体安全运行良好，未发生重大安全事故，可用系数²⁵达 0.98。全年计划停运 1126 次、单次平均计划停运时长²⁶98.80h，非计划停运 1922 次、单次平均非计划停运时长²⁷34.62h。电站关键设备、系统以及集成安装质量问题是导致电站非计划停运的主要原因，非计划停运次数占比达 75%以上。从投运年限看，投运 2 年以上电站发生非计划停运占比较高，2025 年投运 2 年以上电站平均非停次数（2.25 次）比投运 2 年以内（1.75 次）的高 29%。从利用情况看，电站非停次数跟利用情况没有直接关系。

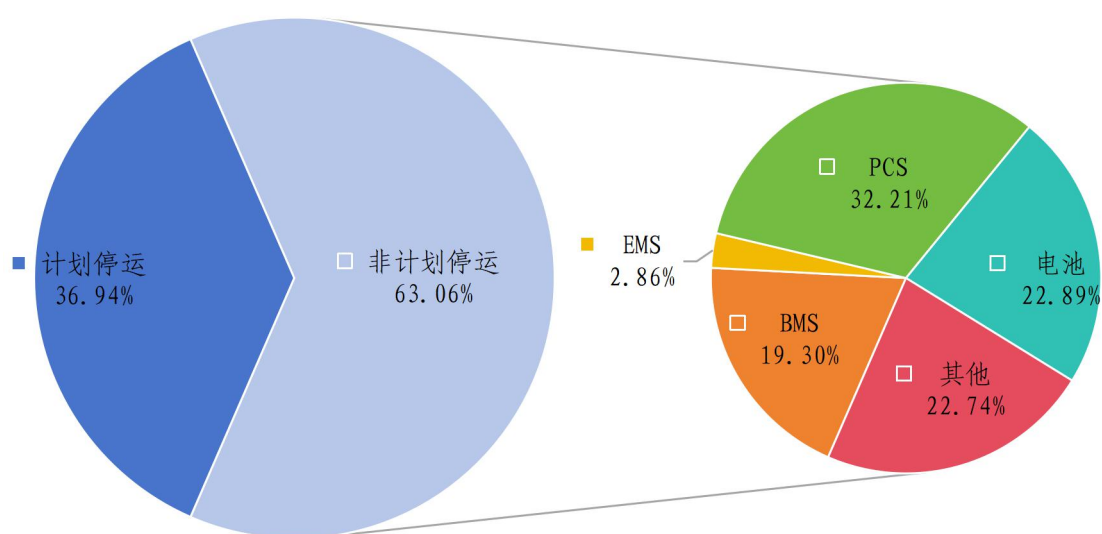


图 5-1 2025 年电化学储能停运次数分布情况

25 可用系数=统计期间电化学储能电站可用小时数与统计期间小时数的比值，可用小时数=统计期间小时数-计划停运小时数-非计划停运小时数。

26 单次平均计划停运时长=统计期间电化学储能电站计划停运小时数与计划停运次数的比值。

27 单次平均非计划停运时长=统计期间电化学储能电站非计划停运小时数与非计划停运次数的比值。

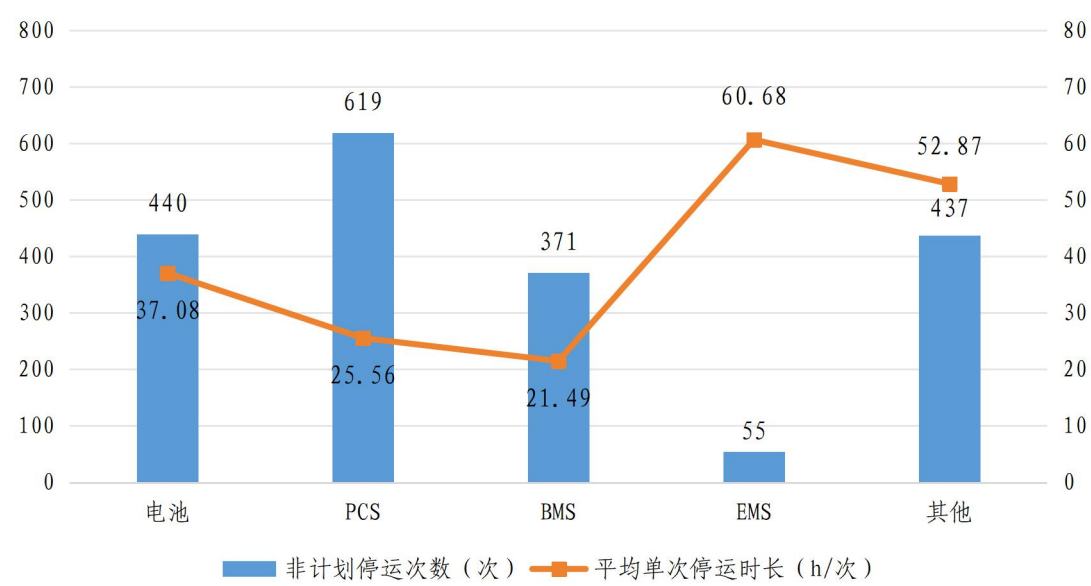


图 5-2 2025 年电化学储能非计划停运情况

（二）典型安全事故

2025 年，全球储能电站安全事故进入高发期。据不完全统计，2025 年全球发生储能相关火灾事故近 20 起，涉及中国、美国、德国、英国、韩国等多个国家与地区，韩国年内发生多起储能火灾，其中康津洞光伏储能设施火灾致 500 多平方米的储能设施和 3852 个储能模块全部烧毁，经济损失约 100 亿韩元。

从事故深层原因来看，储能电站的安全事故往往是多因素交互作用的系统性结果。根据美国电力研究院（EPRI）电池储能系统故障事件数据库统计结果，电池管理系统（BMS）故障、电池单体一致性差异以及运行参数设置不当，是引发放电阶段热失控的三大关键风险因素。2025 年发生的多起重重大事故印证了上述结论：美国内华达州博尔德市特斯拉 Megapack 储能火灾，初步调查认定事故根本原因为冷却系统内部泄漏导致的短路；而加州莫斯兰丁储能电站火灾则暴露

出三元锂电池热稳定性差、BMS 预警机制漏洞以及叠层式建筑设计缺陷等多重问题。由此可见，电池本体安全性、辅助系统可靠性及系统集成水平共同决定了储能电站的本质安全。以下是 2025 年典型电化学储能电站安全事故介绍。

2025 年 1 月 16 日，全球最大的电池储能设施之一——美国加州莫斯兰丁储能电站发生重大火灾，周边近两千人被紧急疏散。因该项目采用三元锂电池热稳定性差、BMS 预警监测存在漏洞、叠层式建筑设计不合理等多重因素，引发大范围热失控，初期近半数电池模块烧毁。后续废墟内又发生多次复燃，设备整体损毁率超 70%，成为 2025 年全球最严重的储能安全事故。

2025 年 2 月 19 日，德国北部石勒苏益格—荷尔斯泰因州一处别墅三元锂户用光储一体化系统发生过充爆炸，冲击波损毁整栋建筑，结构完全破坏，最终需整体拆除重建。事故直接诱因为 BMS 保护失效导致电池持续过充，引发电芯内部短路、热失控瞬间能量集中释放。

2025 年 3 月 29 日，英国格洛斯特郡赛伦塞斯特光储电站（23MWp 光伏+51MWh 锂电池）发生锂电池热失控火灾，火势燃烧了两个储能集装箱。40 多名消防员使用大容量泵与高压水炮对储能集装箱持续喷水降温，历时约 7 小时火灾最终得到控制。

2025 年 9 月 23 日，美国内华达州博尔德市 Townsite 光伏储能设施发生火灾，火情自当晚 19 时起持续燃烧至次日凌晨转入“阴燃阶段”。据初步调查报告，事故原因为电站

配置的特斯拉 Megapack 箱式储能系统的冷却系统内部泄漏引发电气短路，导致电子元件起火。随后局部过热造成了热失控，引燃了同一集装箱内相邻储能电池，而后火势又蔓延到第二个集装箱。

（三）安全监测平台

2022 年，在国家能源局指导下，中国电力企业联合会联合全国电力安委会企业成员单位共同建设国家电化学储能电站安全监测信息平台。

平台旨在辅助政府科学决策及安全监管；服务行业数据统计及对标分析，促进储能产业安全可持续发展，服务新型电力系统建设；助力电站业主单位开展风险隐患排查治理，提高安全生产管理水平；助力设备企业实现智能制造，优化提升产品质量及安全性能，助力科研机构开展安全模型研究，提升储能电站安全运行技术。

2023 年 6 月平台正式对外开放应用，提供电站管理、运行分析、信息报送、风险隐患排查、线上调研、辅助分析、信息发布、储能课堂、全景展示 9 大服务，助力健全安全生产保障体系和监督体系，健全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制。



图 5-3 国家电化学储能电站安全监测信息平台

截至 2025 年底，平台累计汇集电化学储能电站 1998 座、总装机 109.29GW/276.22GWh，制定了《电化学储能电站安全监测信息系统技术导则》国家标准，统一了电化学储能通讯规范、数据规范、编码规范，提出了典型电站改造方案及接入方式，为电站批量接入提供技术遵循；发布了《电化学储能运行评价指标对标技术方案》、《电化学储能电站运行评价指标》，形成电力电量、能效、可靠性 3 大类、27 项指标，支撑行业科学客观对标评价；发布了 11 期《电化学储能电站行业统计数据》，辅助行业全面掌握电化学储能发展情况。

六、标准情况

我国储能领域标准体系建设持续深化、全面提速，覆盖电化学、压缩空气、飞轮、氢储能等多元技术路线，贯穿规划设计、设备制造、并网运行、安全环保、运维检修全链条。截至 2025 年底，全国电力储能标委会累计发布国家标准约

50 余项、行业标准超 70 项，其中 2025 年新增国家标准 9 项、行业标准 20 余项，重点完善压缩空气储能、氢储能、钠离子电池、户用储能等细分领域规范，安全与并网类标准密集落地。标准体系的细化与统一，为储能产业规模化、规范化、安全化发展筑牢技术根基，有力支撑新型电力系统构建与能源结构低碳转型。2025 年发布主要标准如下：

GB/T 46371-2025《储能电站安全标志技术规范》规定了规定了储能电站的生产区域、设备设施、现场作业以及道路交通安全标志的技术、设置、使用与维护、试验检测等要求；适用于电化学储能电站、压缩空气储能电站、飞轮储能电站安全标志的设计、设置、使用与维护、试验检测管理，其他类型储能电站可参照执行。

GB/T 51048-2025《电化学储能电站设计标准》规定了电化学储能电站的站址选择、系统配置、电气、建筑结构、消防及热管理等设计要求，全面覆盖电站建设全生命周期各关键环节，并针对锂离子电池、钠离子电池等不同类型储能电池，分别明确厂房设置、防火间距、消防车道等安全技术要求；适用于新建、扩建或改建的功率为 500kW 且容量为 500kWh 及以上的电化学储能电站的设计，不适用于移动式电化学储能电站的设计。

GB/T 46957-2025《电力储能系统 并网储能系统安全通用规范》规定了接入公用电网的各类电力储能系统在全生命周期中的危险源辨识、风险评估、风险应对、系统测试等方

面的安全要求，并界定了用户手册相关内容。该标准适用于接入电网的各类电力储能系统的通用安全管理。

GB/T 46261-2025《电化学储能电站火灾监测预警系统通用技术要求》规定了电化学储能电站火灾监测预警系统的术语、分类、要求、检验规则和标志，并描述了相应的试验方法，涵盖多参数监测（气体、温度、烟雾、压力等）功能与性能要求；适用于电化学储能电站和储能装置中安装使用的火灾监测预警系统各类设备的设计、制造和检验。

GB/T 46443-2025《储能热管理 电化学储能用制冷（热泵）机组》规定了电化学储能用制冷（热泵）机组的型式与基本参数、技术要求，检验规则以及标志、包装、运输和贮存要求，并描述了相应的试验方法；适用于采用蒸气压缩循环、为电化学储能电池热管理配套的制冷（热泵）机组，包括空调机组和冷热水机组。

GB/T 46812-2025《风光储联合发电站运行控制技术规范》规定了风光储联合发电站的运行方式、功率控制、运行适应性、电能质量、继电保护与安全自动装置、自动化与通信、网络安全、电能计量、运行管理等技术要求，其中包括储能系统运行控制的相关技术规范；适用于通过 35kV 及以上电压等级并网的风光储联合发电站的运行控制。

GB/T 46372-2025《飞轮储能电站调试导则》规定了飞轮储能电站的分系统和整站联合调试的项目、方法、技术要求与验收准则，明确调试总体要求、内容、流程及记录报告格式；适用于新建、改建、扩建的飞轮储能电站的调试工作。

GB/T 46373-2025《压缩空气储能电站接入电网技术规范》规定了压缩空气储能电站接入电网的总体要求，以及功率控制、一次调频、运行适应性、电能质量、继电保护与安全自动装置、调度自动化与通信、仿真模型和参数、并网测试和评价等方面的技术要求；适用于通过 10（6）kV 及以上电压等级接入公用电网的新建、改建和扩建的压缩空气储能电站的建设、运行、维护和检修。

GB/T 46898-2025《户用光储一体机技术要求》规定了户用光储一体机的分类和编码、正常工作条件、外观和防护等级，以及基本功能、电气性能、安全性能、电磁兼容、环境适应性、试验规则、标志、包装、运输和贮存等方面的要求；适用于通过 220V/380V 电压等级接入电网的单相或三相户用光储一体机的设计、制造、试验、检测、运行、维护和检修。

NB/T 33015—2025《用户侧电化学储能系统并网验收规范》规定了用户侧电化学储能系统并网验收的验收准备、资料检查、现场复核、验收报告等要求。该标准适用于接入电力用户内部电网新建、改建和扩建的以锂离子电池、钠离子电池、铅酸（炭）电池、液流电池为载体的用户侧电化学储能系统的并网验收，其他类型的电化学储能系统可参照执行。

NB/T 42090—2025《电化学储能电站监控系统现场验收试验规程》规定了电化学储能电站监控系统现场验收试验的总体要求，以及通信、数据采集、报警、控制与调节、事件

顺序记录和事故追忆、人机接口等项目的试验方法。该标准适用于电化学储能电站监控系统的现场验收试验。

DL/T 2919-2025《电化学储能电站经济评价导则》规定了电化学储能电站的财务评价、国民经济评价与方案经济比选要求，明确了不同应用场景下的收益模式和成本构成；适用于额定功率为 500kW 且额定能量为 500kWh 及以上的锂离子电池、钠离子电池、液流电池、铅酸/铅炭电池、水电解制氢/燃料电池等电化学储能电站的经济评价工作。

DL/T 2920-2025《储能电站环境保护技术监督规程》规定了储能电站从规划设计、施工、运行维护、检修到退役全生命周期的环境保护技术监督内容及要求，涵盖废水、废气、噪声、电磁辐射和固废等污染防治，明确了环保设施的运行维护、监测方法及数据管理要求；适用于以锂离子电池、钠离子电池、铅酸（炭）电池、液流电池、水电解制氢/燃料电池、压缩空气、飞轮为载体的储能电站的环境保护技术监督工作。

表 6-1 电力储能现行主要国家标准

序号	标准编号	标准名称
1	GB/T 34120-2023	电化学储能系统储能变流器技术要求
2	GB/T 34131-2023	电力储能用电池管理系统
3	GB/T 34133-2023	储能变流器检测技术规程
4	GB/T 36276-2023	电力储能用锂离子电池
5	GB/T 36280-2023	电力储能用铅炭电池
6	GB/T 36545-2023	移动式电化学储能系统技术要求

序号	标准编号	标准名称
7	GB/T 36558-2023	电力系统电化学储能系统通用技术条件
8	GB/T 42288-2022	电化学储能电站安全规程
9	GB/T 42312-2023	电化学储能电站生产安全应急预案编制导则
10	GB/T 42313-2023	电力储能系统术语
11	GB/T 42314-2023	电化学储能电站危险源辨识技术导则
12	GB/T 42315-2023	电化学储能电站检修规程
13	GB/T 42316-2023	分布式储能集中监控系统技术规范
14	GB/T 42317-2023	电化学储能电站应急演练规程
15	GB/T 42318-2023	电化学储能电站环境影响评价导则
16	GB/T 42715-2023	移动式储能电站通用规范
17	GB/T 42716-2023	电化学储能电站建模导则
18	GB/T 42717-2023	电化学储能电站并网性能评价方法
19	GB/T 42726-2023	电化学储能电站监控系统技术规范
20	GB/T 42737-2023	电化学储能电站调试规程
21	GB/T 43462-2023	电化学储能黑启动技术导则
22	GB/T 43512-2023	全钒液流电池可靠性评价方法
23	GB/T 43522-2023	电力储能用锂离子电池监造导则
24	GB/T 43526-2023	用户侧电化学储能系统接入配电网技术规定
25	GB/T 43528-2023	电化学储能电池管理通信技术要求
26	GB/T 43540-2023	电力储能用锂离子电池退役技术要求
27	GB/T 36547-2024	电化学储能电站接入电网技术规定
28	GB/T 36548-2024	电化学储能电站接入电网测试规程
29	GB/T 43687-2024	电力储能用压缩空气储能系统技术要求

序号	标准编号	标准名称
30	GB/T 43686-2024	电化学储能电站后评价导则
31	GB/T 43868-2024	电化学储能电站启动验收规程
32	GB/T 44111-2024	电化学储能电站检修试验规程
33	GB/T 44112-2024	电化学储能电站接入电网运行控制规范
34	GB/T 44113-2024	用户侧电化学储能系统并网管理规范
35	GB/T 44114-2024	电化学储能系统接入低压配电网运行控制规范
36	GB/T 44117-2024	电化学储能电站模型参数测试规程
37	GB/T 44026-2024	预制舱式锂离子电池储能系统技术规范
38	GB/T 44133-2024	智能电化学储能电站技术导则
39	GB/T 44134-2024	电力系统配置电化学储能电站规划导则
40	GB/T 44265-2024	电力储能电站 钠离子电池技术条件
41	GB 44240-2024	电能存储系统用锂蓄电池和电池组安全要求
42	GB/T 44767-2024	电化学储能电站安全监测信息系统技术导则
43	GB/T 44803-2024	电化学储能电站应急物资技术导则
44	GB/T 46261-2025	电化学储能电站火灾监测预警系统通用技术要求
45	GB/T 46371-2025	储能电站安全标志技术规范
46	GB/T 46372-2025	飞轮储能电站调试导则
47	GB/T 46373-2025	压缩空气储能电站接入电网技术规定
48	GB/T 46443-2025	储能热管理 电化学储能用制冷（热泵）机组
49	GB/T 46898-2025	户用光储一体机技术要求
50	GB/T 46812-2025	风光储联合发电站运行控制技术规范
51	GB/T 46957-2025	电力储能系统 并网储能系统安全通用规范
52	GB/T 51048-2025	电化学储能电站设计标准

数据来源：SAC/TC 550 归口管理标准

表 6-2 电力储能现行主要行业标准

序号	标准编号	标准名称
1	DL/T 1815—2018	电化学储能电站设备可靠性评价规程
2	DL/T 1816—2018	电化学储能电站标识系统编码导则
3	NB/T 42089—2016	电化学储能电站功率变换系统技术规范
4	NB/T 42091—2024	电力储能用锂离子电池状态评价导则
5	DL/T 1989—2019	大容量电池储能站监控单元与电池管理系统通信协议
6	NB/T 33014—2014	电化学储能系统接入配电网运行控制规范
7	NB/T 33016—2014	电化学储能系统接入配电网测试规程
8	DL/T 5810-2020	电化学储能电站接入电网设计规范
9	DL/T 2315-2021	电力储能用梯次利用锂离子电池系统技术导则
10	DL/T 5816-2020	分布式储能系统接入配电网设计规范
11	DL/T 2080-2020	电力储能用超级电容器
12	DL/T 2081-2020	电力储能用超级电容器试验规程
13	DL/T 2082-2020	电化学储能系统溯源编码规范
14	DL/T 2313-2021	参与辅助调频的电厂侧储能系统并网管理规范
15	DL/T 2314-2021	电厂侧储能系统调度运行管理规范
16	DL/T 2316-2021	电力储能用锂离子梯次利用动力电池再退役技术条件
17	DL/T 2528-2022	电力储能基本术语
18	DL/T 2579-2022	参与辅助调频的电源侧电化学储能系统并网试验规程
19	DL/T 2580-2022	储能电站技术监督导则
20	DL/T 2581-2022	参与辅助调频的电源侧电化学储能系统调试导则

序号	标准编号	标准名称
21	DL/T 5860—2023	电化学储能电站可行性研究报告内容深度规定
22	DL/T 5861—2023	电化学储能电站初步设计内容深度规定
23	DL/T 5862—2023	电化学储能电站施工图设计内容深度规定
24	DL / T 2864-2024	电池储能系统储能协调控制器技术规范
25	DL / T 2865-2024	液流电池储能电站检修规程
26	NB/T 11779—2025	液流电池电解液循环系统技术规范
27	NB/T 11809—2025	光伏与熔盐储能一体化发电工程设计导则
28	NB/T 33015—2025	用户侧电化学储能系统并网验收规范
29	NB/T 42090—2025	电化学储能电站监控系统现场验收试验规程
30	DL/T 2913-2025	电化学储能系统模型参数测试规程
31	DL/T 2914-2025	电化学储能系统建模导则
32	DL/T 2915-2025	氢储能电站储氢系统运行规程
33	DL/T 2916-2025	压缩空气储能电站效率指标计算方法
34	DL/T 2917-2025	电化学储能电站并网验收技术规范
35	DL/T 2918-2025	电力储能用电池管理系统监造导则
36	DL/T 2919-2025	电化学储能电站经济评价导则
37	DL/T 2920-2025	储能电站环境保护技术监督规程
38	DL/T 2921-2025	压缩空气储能电站经济评价导则
39	DL/T 2922-2025	新型储能电站统计技术导则
40	DL/T 5893-2025	压缩空气储能电站地下储气库设计规范
41	DL/T 5895-2025	压缩空气储能电站设计规范
42	DL/T 2957-2025	光储系统接入配电网继电保护技术要求
43	DL/T 2959-2025	风光储联合发电站继电保护技术规范

序号	标准编号	标准名称
44	DL/T 5903-2025	户用电化学储能系统设计规范

数据来源：SAC/TC 550 归口管理标准

七、发展展望

（一）全面市场化进程持续加快，行业迈入高质量发展新阶段

随着顶层市场化改革政策密集落地，新型储能行业发展格局加速重塑。《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》取消强制配储要求，正式拉开储能市场化改革序幕，《新型储能规模化建设专项行动方案》明确支持“新能源+储能”一体化参与电能量市场，《关于完善发电侧容量电价机制的通知》确立电网侧独立新型储能容量电价机制，行业初步形成“容量电价+电能量收入+辅助服务收益”三位一体的市场化盈利体系。当前新能源全面参与电力市场，装机规模稳步攀升，电力系统对灵活性资源的需求将持续提升，伴随电力市场规则体系日趋完善，电化学储能等灵活资源的应用场景与价值空间持续拓展，预计 2026 年底全国电化学储能装机规模将突破 1.65 亿千瓦。行业整体将进入政策托底、市场驱动、可靠优先的高质量发展新阶段。

（二）储能多场景融合纵深发展，混合业态加速规模化普及

“储能+”跨界融合应用持续深化，产业覆盖场景不断拓宽，应用模式日趋多元。生产端，新型储能与风光新能源深度绑定，有效平抑发电侧出力波动，提升新能源并网消纳水平，助力新能源迭代为系统友好型电源，加速能源生产低碳化转型。消费端，依托就地消纳相关扶持政策，工业、建

筑、交通、数据中心等领域绿电替代进程加快，零碳园区、绿电直供等模式快速推广，强化终端能源双向互动，提升全社会综合能源利用效率。此外，多技术融合的混合型储能成为产业升级重要方向，针对单一储能技术存在的应用短板，国家多部门出台政策并在行业发展报告中明确，鼓励功率型与能量型储能协同配套，加快复合型储能示范落地。2025 年国内混合储能示范项目密集投产，业态模式愈发丰富，代表性项目包括国内首个大型锂钠混合储能——云南宝池储能电站，依托钠离子低成本优势与锂电池高倍率特性互补运行；以及年内并网的四川绵阳“电化学+飞轮”储能电站，分别匹配长时储能与短时调频需求。同时行业逐步探索电储与储热、储氢耦合应用，依托虚拟电厂、孤岛微电网打造多能互补体系，持续丰富储能应用生态，全面释放新型储能产业综合价值。

（三）技术创新多点突破，长时储能与构网储能加速普及

依托新能源长周期调节需求与容量补偿政策双重利好，长时储能技术迎来快速发展期，行业储能配置时长稳步抬升，2025 年行业平均储能时长提升至 2.5 小时，预计 2026 年 4 小时及以上长时储能应用占比持续扩大，行业平均储能时长将突破 2.8 小时。

与此同时，构网型储能进入规模化应用快车道，2025 年成为行业规模化应用元年，《新型储能规模化建设行动方案（2025—2027 年）》明确要求加快推进构网型储能在高比例

新能源电网、弱电网及孤岛电网的示范应用。2025 年 12 月，内蒙古阿荣旗 1GW/4GWh 项目实现吉瓦级构网型储能工程落地，刷新全球单体最大构网型储能项目纪录。预计 2026 年下半年，《构网型变流器通用技术规范》、《电化学储能构网型变流器技术规范》两项国家标准正式实施，进一步补齐行业技术标准短板，助力构网型储能实现标准化、规模化落地。在技术迭代升级驱动下，新型储能技术路线愈发多元。全钒液流、钠离子、飞轮储能等新型储能技术商业化进程提速，多品类融合的混合储能电站实现投运，2026 年非锂离子电池储能项目装机占比将持续提升，全面形成长短时互补、多路线并行的储能技术发展新格局。

（四）安全监管体系持续健全，数智化赋能全产业链条

2025 年新增投运百兆瓦级以上大型电站装机占比超 80%，多个单体吉瓦级储能电站建成投运。系统集成复杂度不断提升，行业在日常运营、现场运维、风险防控等方面压力显著加大，各类安全运行隐患与管理风险随之增多。为有效应对行业发展新形势，一方面将持续健全全链条安全监管体系，压实安全生产主体责任，强化电站常态化安全巡查、实时风险监测与专业运维管理，全面补齐安全管控短板。另一方面充分依托人工智能、大数据、数字孪生等前沿数字技术深度赋能产业发展，将数字化手段贯穿储能规划布局、项目建设、调度运行、运维管理全流程。通过智能算法科学统筹储能布局规模与电网消纳能力精准适配，有效缓解并网受限、利用率偏低等问题；精准预判电价走势、用电负荷及新能源出力

态势，动态优化充放电运行策略；依靠全域数据采集分析实现设备故障提前预警、隐患精准排查处置；依托智慧调度平台完成多站点协同优化调度，全方位提升储能系统安全运行水平、灵活调节效能与市场营销效益，以数智化转型筑牢安全防线、激活发展动能，助力新型储能产业实现长期平稳健康发展。