



简版报告

负荷中心储能潜力及发展机制研究 ——南部区域



版权说明

版权归自然资源保护协会（NRDC）、中关村储能产业技术联盟（CNESA）所有，转载或引用请注明来源。对报告如有建议或疑问，请联系 hhuang@nrdc-china.org 或 esresearch@cnesa.org。

项目单位及研究人员

中关村储能产业技术联盟：岳芬、宁娜、孙佳为、陈静

自然资源保护协会：黄辉、林明彻、王杨、吴婧涵



自然资源保护协会（NRDC）是一家国际公益环保组织，成立于1970年。NRDC拥有700多名员工，以科学、法律、政策方面的专家为主力。NRDC自上个世纪九十年代中起在中国开展环保工作，中国项目现有成员40多名。NRDC主要通过开展政策研究，介绍和展示最佳实践，以及提供专业支持等方式，促进中国的绿色发展、循环发展和低碳发展。NRDC在北京市公安局注册并设立北京代表处，业务主管部门为国家林业和草原局。



中关村储能产业技术联盟（CNESA）创立于2010年3月，是中国第一个专注于储能领域的非营利性行业社团组织，致力于通过影响政府政策的制定和储能技术的应用推广，促进产业的健康有序可持续发展。联盟聚集了优秀的储能技术厂商、新能源产业公司、电力系统以及相关领域的科研院所和高校，覆盖储能全产业链各参与方，共有国内、国际800余家成员单位。同时，联盟还负责承担中国能源研究会储能专业委员会秘书处的相关工作。联盟在支撑政府主管部门研究制定中国储能产业发展战略、倡导产业发展模式、确定中远期产业发展重点方向、整合产业力量推动建立产业机制等工作中，发挥着举足轻重的先锋作用。请访问网站了解更多详情 <http://www.cnesa.org/>

所使用的方正字体由方正电子免费公益授权

封面图片：广西梧州市藤县和平镇华润电力春笋储能站 | 图源：何华文 / 中新社

目录

前言	1
第一章 南部区域储能发展现状	2
第二章 南部区域储能需求分析	5
2.1 多场景规模潜力推演	5
2.2 新型储能规模潜力分析	9
2.3 新型储能发展路径	10
第三章 现有政策机制及面临的挑战	12
3.1 配储政策驱动“表前”储能发展	12
3.2 分时电价驱动“表后”储能发展	13
3.3 独立储能市场机制对比分析	14
3.4 面临的挑战	15
第四章 结论及建议	17
参考文献	20
附表1 典型储能技术性能对比	21
附表2 新型储能应用分类	22
附表3 2024年南部五省区工业储能不同运行策略下的充放电相关数据	23

前言

南部区域（广东、广西、贵州、云南、海南）作为我国用电负荷中心，也是国内首个落地的区域电力市场，拥有丰富的水电、海上风电等清洁能源，省间电力资源互联互通程度高，通过深入挖掘储能、负荷侧、省间互济等低碳灵活性资源潜力，加强源、网、荷、储互动来保障电力供应安全和促进新能源消纳，具有良好的现实基础，不仅对推动地区经济绿色低碳发展具有重要意义，同时也能为国内其他地区电力转型提供借鉴。

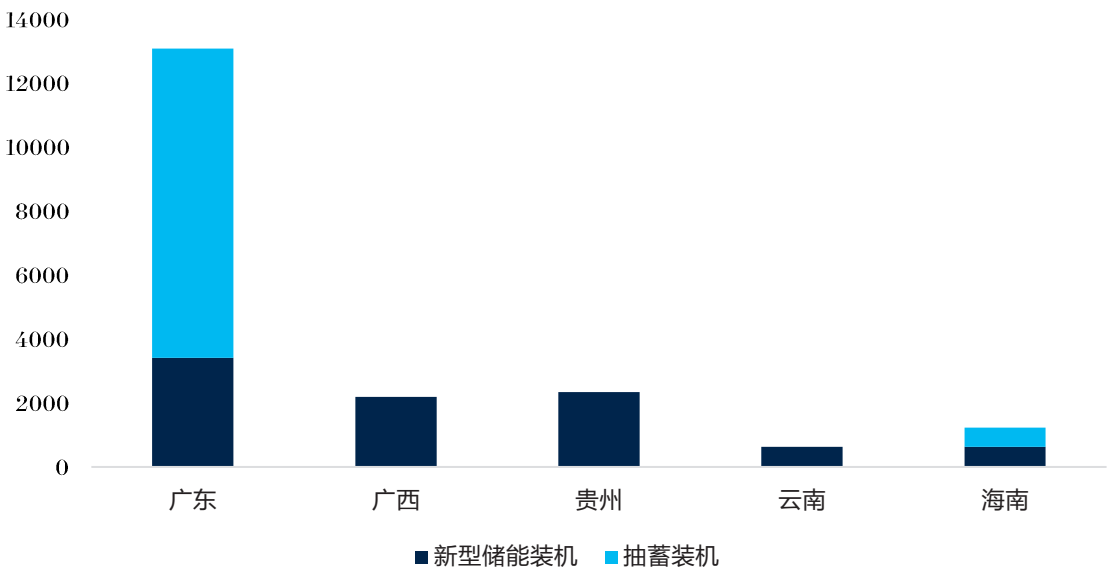
随着波动性可再生能源（VRE）渗透率不断提升，电源的出力可控性逐渐降低，系统对灵活性资源的需求剧增。作为可提供不同时间尺度和不同类型灵活性的资源，新型储能在电源侧、电网侧、用户侧已实现规模化发展。南部区域除贵州省外，均出台了支持新型储能发展的专项规划。未来在南部区域，新型储能在保供应、促消纳和保障电网安全方面将发挥愈加重要的作用。

本项目的主报告《负荷中心低碳保供与灵活性资源潜力研究——南部区域》基于南部五省当前的源、网、荷特性，考虑未来的负荷增长和电力规划，定量分析了该区域低碳电力保供及灵活性资源潜力，研究了支撑相关低碳灵活性资源发展的配套机制设计，为负荷中心电力低碳转型提供了可以借鉴的经验。本报告作为项目研究框架下的子报告，侧重于分析南部区域储能资源的灵活性潜力及配套发展机制。

第一章

南部区域储能发展现状

根据中关村储能产业技术联盟（CNESA）全球储能项目库的不完全统计，截至2024年底，南部区域已投运新型储能9201MW/17474MWh，功率装机占全国总装机比例为11.7%；南部区域抽水蓄能电站分布在广东、海南两省，已建抽水蓄能装机为10280MW，功率装机占全国总装机比例为17.5%。



图I-1 南部区域已投运储能装机（截至2024年底，单位：MW）

按技术类型分布统计，已投运新型储能中锂电池占比达 99.5%，位居首位；铅蓄电池占 0.2%，位列次席；其余类型储能合计占比 0.3%。典型储能技术性能对比见附表1。

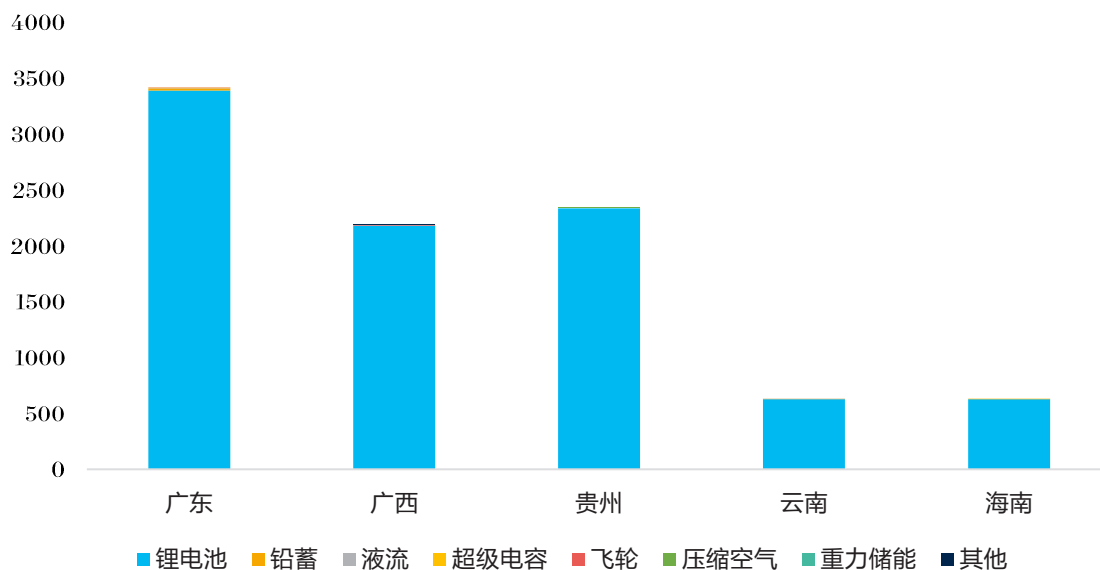


图1-2 南部区域已投运新型储能技术分布（截至2024年底，单位：MW）

按场景分布统计，已投运新型储能中电网侧占比达62.3%，其中独立储能占电网侧储能的98.3%；电源侧占比25.2%，储能+光伏、储能+常规机组占比最高，分别占电源侧的47.9%、32.9%；用户侧占比最小，为12.6%，其中工商业/产业园占用户侧的92.4%。

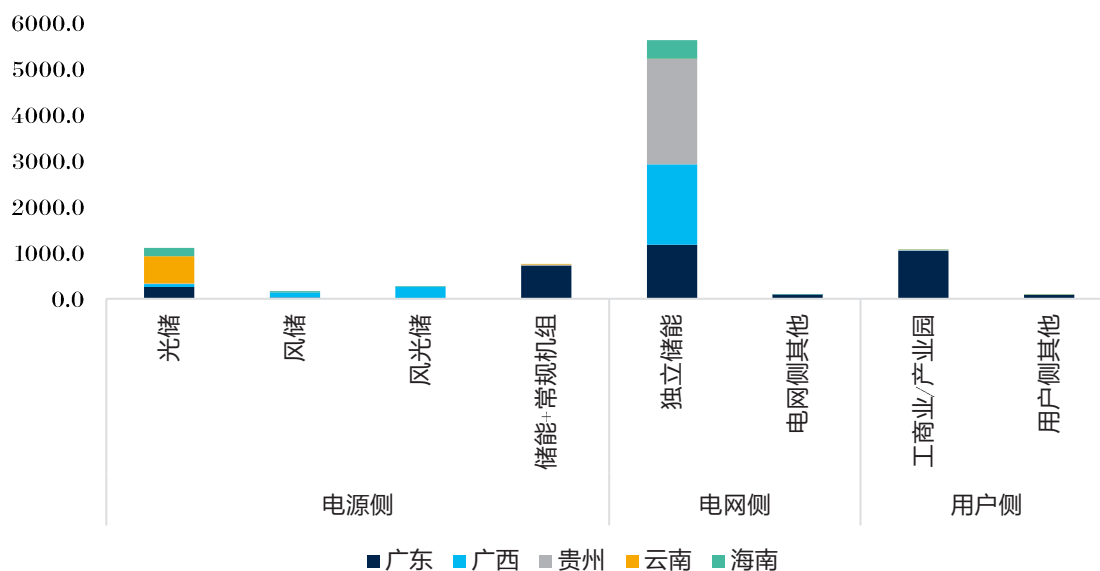


图1-3 南部区域已投运新型储能场景分布（截至2024年底，单位：MW）

按应用分布统计，已投运新型储能中已投运新型储能中支持可再生能源并网、能量时移+容量服务、配电基础设施服务位居前三，装机规模分别达7784 MW、4210 MW、3332MW。

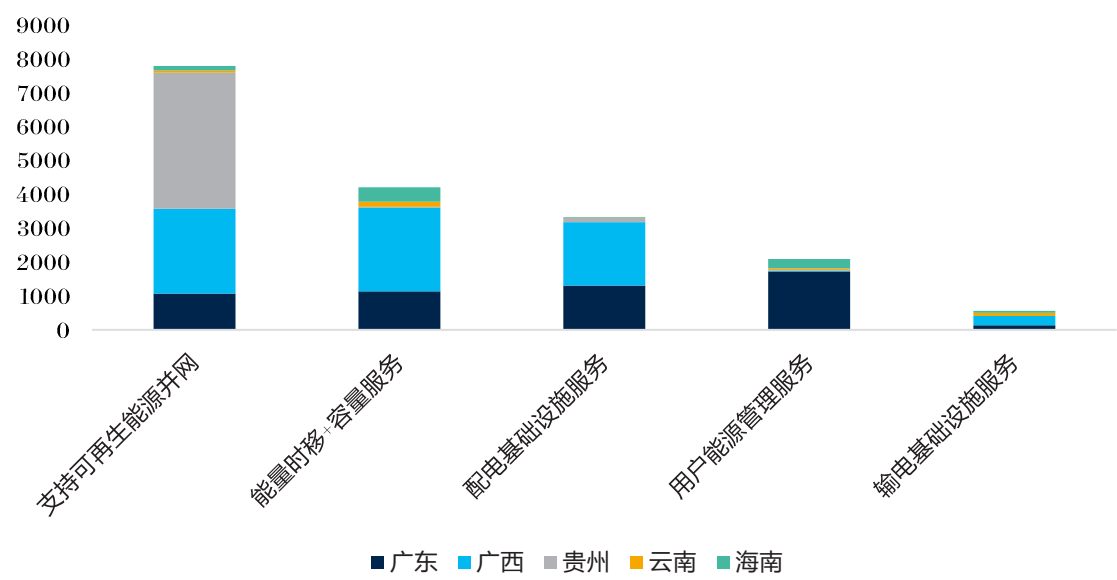


图1-4 南部区域已投运新型储能应用分布（截至2024年底，单位：MW）

注：某一项目可能具备多项应用，新型储能应用分类见附表2。

第二章

南部区域储能需求分析

2.1 多场景规模潜力推演

主报告《负荷中心低碳保供与灵活性资源潜力研究——南部区域》重点考量日内调峰与保供时段灵活性需求，本储能报告则聚焦惯量支撑、一次调频两类灵活性需求。

2.1.1 主报告灵活性资源规划装机

主报告采用时序生产模拟法对规划年8760小时逐时段评估，统筹优化南部区域未来电力保供目标下的煤电、新能源、新型储能、需求侧响应、省间电力互济等资源需求。

抽水蓄能、新型储能、需求侧资源3类灵活性资源的优化结果见下图。在满足保供需求的前提下，2025、2030、2035年新型储能最优规划装机分别为11.74、23.68、39.83GW，从装机规模来看，落后于抽蓄，和需求响应规模接近。

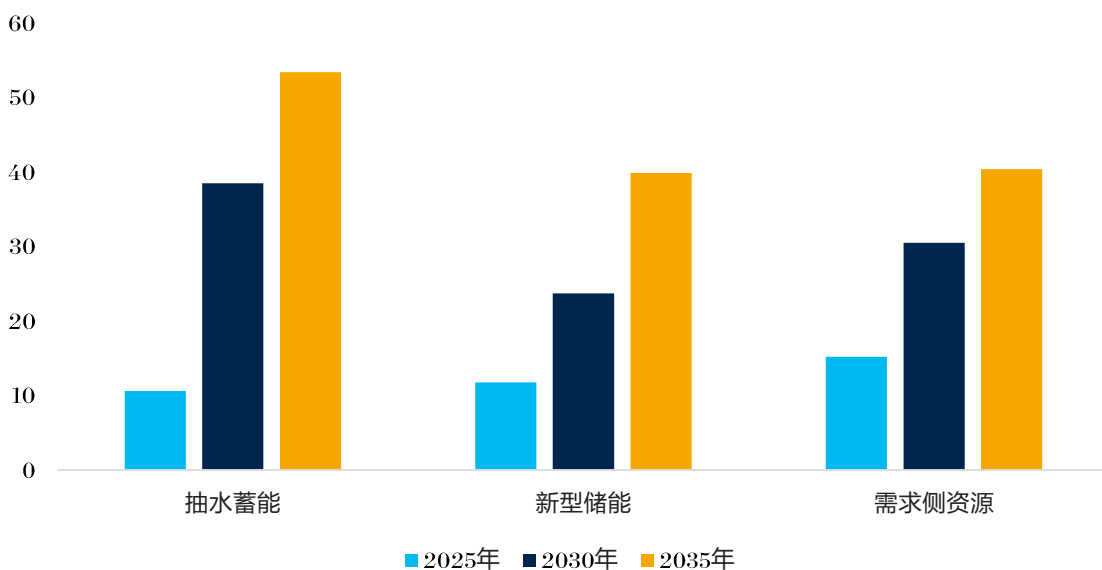


图2-1 南部区域三类灵活性资源需求优化结果（单位：GW）

注：抽蓄电站未来规划装机作为边界条件，新型储能为电网侧新型储能装机。

2.1.2 惯量及调频需求预测方法

文献[1]总结了国内外常用于表征系统惯量需求（system inertia requirement, SIR）的指标，包括：非同步电源渗透率 R_{SNSP} 、惯量比 R_{IR} 、安全运行惯量 E_{SOLoI} 、最小惯量阈值 E_{MTLoI} 、最小惯性常数 H_{min} 等。

本报告采用非同步电源渗透率（ R_{SNSP} ）指标估算惯量，其定义为系统非同步电源出力与总负荷的比值^[2]。

$$R_{SNSP} = \frac{P_{RE} + P_{IN}}{P_L + P_{EX}} \times 100\%$$

式中： P_{RE} 为新能源发电功率； P_{IN} 为外来电馈入功率； P_L 为负荷功率； P_{EX} 为外送功率。

$R_{SNSP} < 50\%$ ，系统频率对同步惯量不敏感，无需优化； $50\% \leq R_{SNSP} \leq 75\%$ ，需通过增大同步惯量（调相机、电压源虚拟惯量）或快速频率响应（电流源虚拟惯量）改善性能； $R_{SNSP} > 75\%$ ，系统无法稳定运行。

常用调频容量预测方法有历史负荷统计法和经验比例法。国内外经验表明，调频容量通常按全网最大负荷的一定比例确定，并随新能源渗透率动态调整：电网互联规模越小、新能源占比越高，所需调频容量越大。以广东为例，调频市场总规模需求空间约1~1.5GW，占统调负荷的1%左右¹。

2.1.3 南部区域惯量供需平衡分析

基于主报告2025、2030、2035年典型日典型时刻（消纳最困难时刻）的电力平衡数据，计算南部电网 R_{SNSP} 指标变化情况。

1 数据来自2025年广东电网公司发布的《关于做好我省2025年度新型储能电站项目建设论证及并网接入有关工作的复函》文件

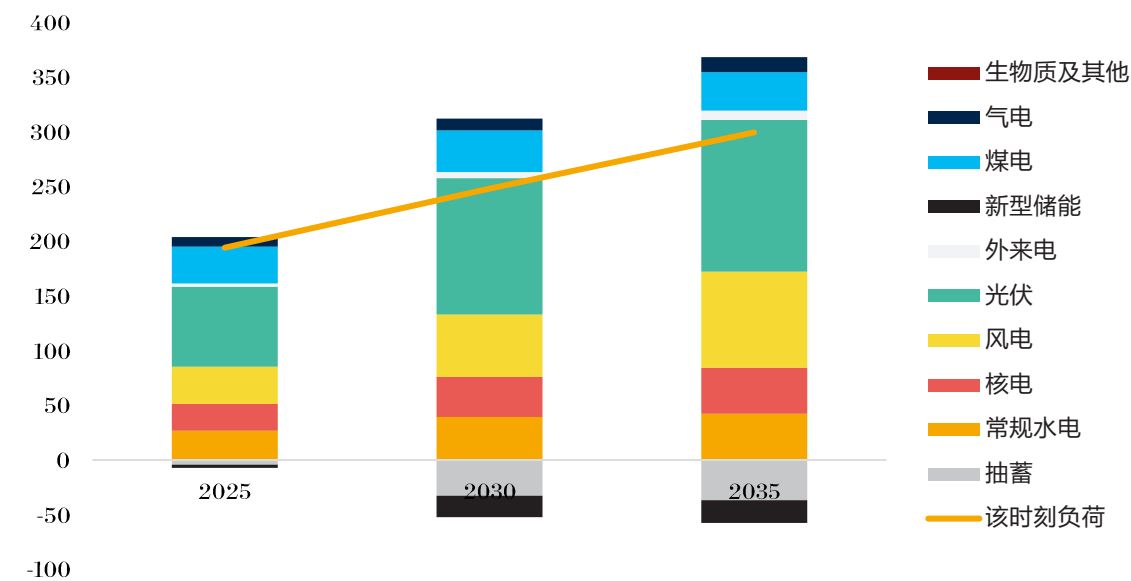


图2-2 南部区域2025、2030、2035年典型日典型时刻的电力平衡（单位：GW）

表2-1 南部区域典型日的 R_{SNSP} 指标

参数 \ 预测年	2025年(预测)	2030年(预测)	2035年(预测)
本地负荷（GW）	194.09	248.11	299.51
抽蓄充电功率（GW）	4.26	32.54	36.87
新型储能充电功率（GW）	2.96	19.65	20.65
填谷需求侧响应功率（GW）	2.63	11.89	11.43
考虑储能、需求响应后的负荷（GW）	203.94	312.19	368.46
本地新能源发电功率（GW）	107.28	181.56	226.61
直流馈入功率（GW）	2.85	5.70	8.55
非同步电源瞬时渗透率（ R_{SNSP} ）	54.0%	60.0%	63.8%
新能源出力占负荷比例	55%	73%	76%

由 R_{SNSP} 指标可知，2025年， R_{SNSP} 为54.0%；2030、2035年， R_{SNSP} 分别为60.0%、63.8%，随着新能源逐渐成为主体电源，系统惯量水平呈下降趋势。若增大常规电源出力，使得抽蓄、新型储能、需求响应满容量响应，可将 R_{SNSP} 降低到55%以下。另外也可以通过采取增大同步惯量措施改善电网动态频率响应性能。

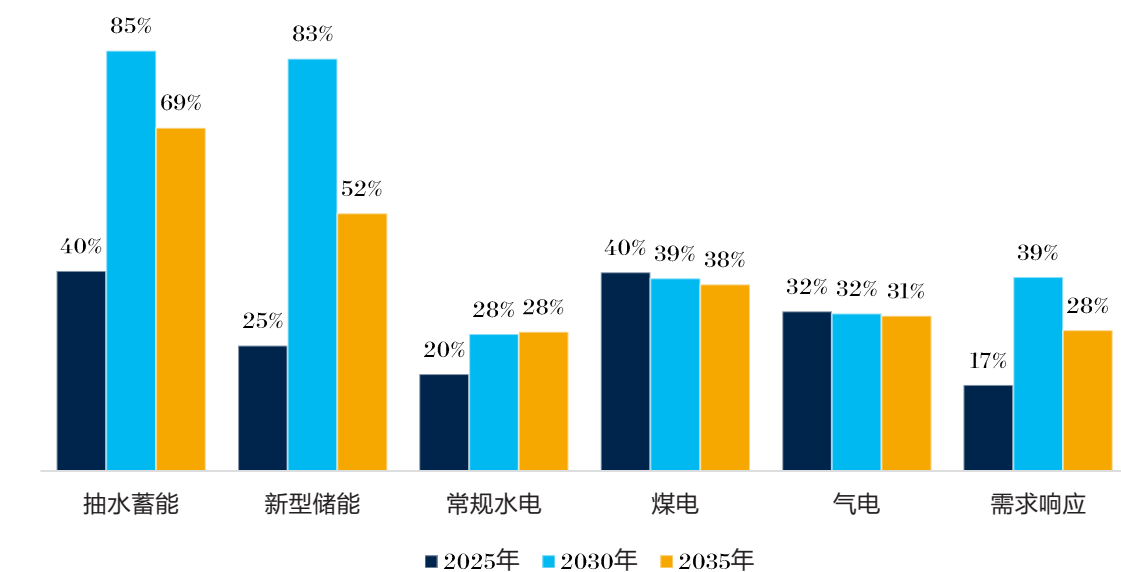


图2-3 南部区域2025、2030、2035年典型日发电、储能、需求响应容量利用率

注：核电处于满发状态

2.1.4 南部区域一次调频供需平衡分析

考虑发生直流双极闭锁事故，失负荷8GW。采取同样典型日，一次调频供需如下。

表2-2 南部区域典型日的一次调频需求

参数 \ 预测年	2025年(预测)	2030年(预测)	2035年(预测)
故障容量 (GW)	8	8	8
1. 一次调频需求 (GW)	8	8	8
2. 提供一次调频的在线总装机(GW)	249.61	275.54	288.73
2.1 常规水电装机 (GW)	137.62	143.16	150.75
2.2 煤电在线装机 (GW)	84.43	98.21	93.29
2.3 气电装机 (GW)	27.46	34.17	44.69
3. 常规机组一次调频出力 (GW)	14.97	16.53	17.32

做如下假设：水电、煤电、气电在线机组均可提供一次调频，一次调频能力按装机容量的6%估算（核电处于满发状态，不考虑核电一次调频能力）。在该典

型日，2025、2030和2035年南部区域本地机组具备的一次调频能力即可满足事故下的一次调频需求。

2.1.5 南部区域灵活性平衡总结

灵活性资源规划：主报告通过时序生产模拟优化得出，2025-2035年新型储能规划装机（11.74/23.68/39.83GW）虽低于抽蓄但接近需求响应规模，三者共同支撑电力保供目标。

惯量需求与平衡：南部区域2025/2030/2035年 R_{SNSP} 达54%/60%/63.8%，显示惯量水平随新能源占比提升而下降。当抽蓄、新型储能和需求响应满容量响应时，可有效将 R_{SNSP} 降至55%以下，说明二者即使不直接提供惯量，也能通过调节负荷间接保障系统稳定性。

一次调频需求与平衡：针对800万千瓦直流闭锁事故，分析表明常规电源（水电/煤电/气电）在线机组按装机6%提供的一次调频出力（14.97-17.32GW）已能满足需求。抽蓄与新型储能未参与一次调频响应，仅依靠传统机组即可覆盖调频缺口，突显其在事故场景下的非必要性。

2.2 新型储能规模潜力分析

随着《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）政策发布，未来新能源配储将由“政策驱动”向“价值驱动”转变。下面从集中式新能源配储能、分布式光伏配储、工商业储能3个方面预测未来储能装机。

2.2.1 集中式新能源配储装机预测

截至2024年底，南部五省新能源装机超过190GW，提前一年半完成2021-2025年新增新能源装机100GW目标。根据相关规划²，2030、2035年南部区域新能源装机将达到250GW、400GW。假设集中式新能源占比为70%，且按10%配置储能（参考当前的配储比例），则2030、2035年应用于集中式新能源的储能规模将达到17.5GW、28GW，低于主报告的23.7 GW、39.8 GW。由此可见，南部区域需要进一步推动储能建设规模。

2.2.2 分布式光伏配储装机预测

截至2024年底，南部五省分布式光伏装机为43.7GW，占光伏总装机的

2 《南方电网公司建设新型电力系统行动方案(2021-2030年)白皮书》、《南方电网公司新型电力系统建设行动方案(2024-2035年)》

34.7%，过去6年，年复合增长率超过50%。假设2025~2030年、2031~2035年保持20%、15%的年均增长速度，2030、2035年分布式光伏累计装机将达到130GW、260GW。若新增分布式光伏有10%需配置储能，配储比例为10%，则2030、2035年分布式光伏配储规模将达到0.9GW、2.2GW。

2.2.3 工商业储能装机预测

截至2023年底，南部区域工商业储能累计装机581.1MW，过去5年复合增长率为49%，假设2024~2030年、2031~2035年保持32%、20%的年均增长速度，2030、2035年累计装机达到4.1GW、10.1GW。

综上，2030、2035年南部区域新型储能总装机将达到22.5GW、40.3GW，其中电网可直接调用储能装机17.5GW、28GW，装机占比分别为77.8%、69.5%。

2.3 新型储能发展路径

2.3.1 现阶段（初步建立阶段）

现阶段，南部区域新型储能的应用聚焦于调峰、保供等单一场景，技术体系中锂电池占据主导地位，其充放电时长适配于1-2小时区间，人工智能技术也开始进入初步探索阶段。这一时期的发展特征与需求、技术、市场环境深度绑定：调峰与保供需求的发生频次较低，锂电池在当前技术条件下的显著优势成为核心支撑，而尚未成熟的电力市场则构成了基础环境约束。市场建设层面，区域现货市场处于试运行阶段，容量机制尚未建立，省际间的协同能力也相对薄弱，整体处于初步探索状态。

2.3.2 2026~2030年（完善提升阶段）

随着发展进入2026-2030年，新型储能的应用场景逐步拓展，在原有调峰、保供基础上，惯量支撑的需求开始显现并融入核心应用场景。技术层面，长时储能技术实现关键突破，打破了此前以锂电池为主的单一格局，部分新兴技术逐步走向商业化应用，而人工智能技术的融合也从初步探索迈向深度渗透，形成“数据驱动 + 机理建模”的复合应用模式。这一阶段的驱动因素更为多元：惯量需求的出现推动技术向更广泛的适配性发展，现货市场的逐步成熟与辅助服务市场的不断完善，也为储能应用提供了更健全的市场环境。市场建设层面，区域现货市场与调频服务从试运行转入正式运行，容量补偿机制开始试点推行，省际间的协同能力较此前明显增强，整体呈现从分散探索向协同推进的过渡特征。

2.3.3 2031-2035年（协同成熟阶段）

到2031-2035年，新型储能的应用场景实现全面协同，调峰、保供、惯量支撑与调频服务深度融合，形成多场景协同响应的综合应用模式。技术体系已进入成熟阶段，各类储能技术均实现规模化、商业化应用，不再依赖单一技术路径，而人工智能与储能的融合则迈向自主化阶段，成为全场景协同的核心支撑。此时的发展驱动要素形成合力：惯量、调频、爬坡及长时储能等多元化需求持续增长，成熟的技术体系与完备的市场体系相互赋能，共同推动行业向高质量发展迈进。市场建设方面，区域现货市场、调频服务与备用服务均进入正式运行阶段，容量市场全面建立，省际间形成强协同机制，实现了跨区域资源的高效整合与优化配置，新型储能在电力系统中的综合价值得到充分释放。



图2-4 南部区域新型储能分阶段发展路径

第三章

现有政策机制及面临的挑战

3.1 配储政策驱动“表前”储能发展

南部区域五省（广东、广西、贵州、云南、海南）对 2022 年及以后新增或特定时间并网的集中式新能源项目（风电、光伏等）强制配储^[3-9]，可自建、共建或租赁，配置比例多为 10%及以上（广西陆上风电 20%），时长1-2 小时及以上，广西、云南、贵州三省还明确提出了储能租赁的参考价格区间，为市场提供了更具体的指导。

表3-1 南部区域集中式新能源配储能政策					
省（市） 项目	广东	广西	贵州	云南	海南
配储对象	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	自2024年1月1日起并网的近海风电、集中式光伏项目	集中式风电、光伏发电项目	光伏发电项目	全省集中式光伏发电平价上网项目
配储性质	强制要求	强制要求	强制要求	强制要求	强制要求
配储方式	新能源发电项目可采用众筹共建（集群共享）、租赁或项目自建等方式落实储能配置。	租赁、共建或自建，租赁和共建为主，自建为辅	可由企业自建、共建或租赁	鼓励采用共享模式	未明确
配置比例	10%及以上	陆上风电项目20%，集中式光伏项目10%	暂按不低于装机容量10%的比例	10%及以上	不低于10%
配置时长	1小时/2小时	2小时	2小时	2小时及以上	不少于2小时
租赁年限要求	每期租赁期限一般为5年	原则上不少于2年	鼓励签订3-5年及5年以上中长期协议。	未明确	未明确
租赁价格	未明确	参考区间为160—230元/千瓦时	年容量租赁价格参考150-200元/千瓦时	220元/kW·年上下浮动30%	未明确

南部区域“表前”储能占比为87.4%，高于东部区域近10个百分点，未来“表前”储能仍是南部区域新型储能的发展重点。随着《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号文）出台，南部区域也将从“行政强制配储”转向“市场驱动配储”。

3.2 分时电价驱动“表后”储能发展

南部区域用户侧储能仍以工商业/产业园为主要场景，97.8%的装机集中在广东省，主要得益于工商业发达、充放电价差较高。

统计2024年南部五省区工商业储能运行数据，结果显示：广东有4种运行策略，充放电价差均价0.47~1.02元/kWh；广西2种策略，均价0.23~0.45元/kWh；云南4种策略，均价0.12~0.33元/kWh；贵州2种策略，均价0.36~0.73元/kWh；海南3种策略，均价0.45~0.83元/kWh（详见附表3）。

五省均实现日均“两充两放”操作，但**价差水平差异显著**：广东等效平均价差最高（0.73元/kWh），海南次之（0.67元/kWh），贵州（0.54元/kWh）、广西（0.34元/kWh）居中，云南最低（0.19元/kWh）。总体来看，南部区域价差低于东部区域，尤其是广西、云南价差较低，这也是南部区域工商业储能占比低于东部区域的原因。

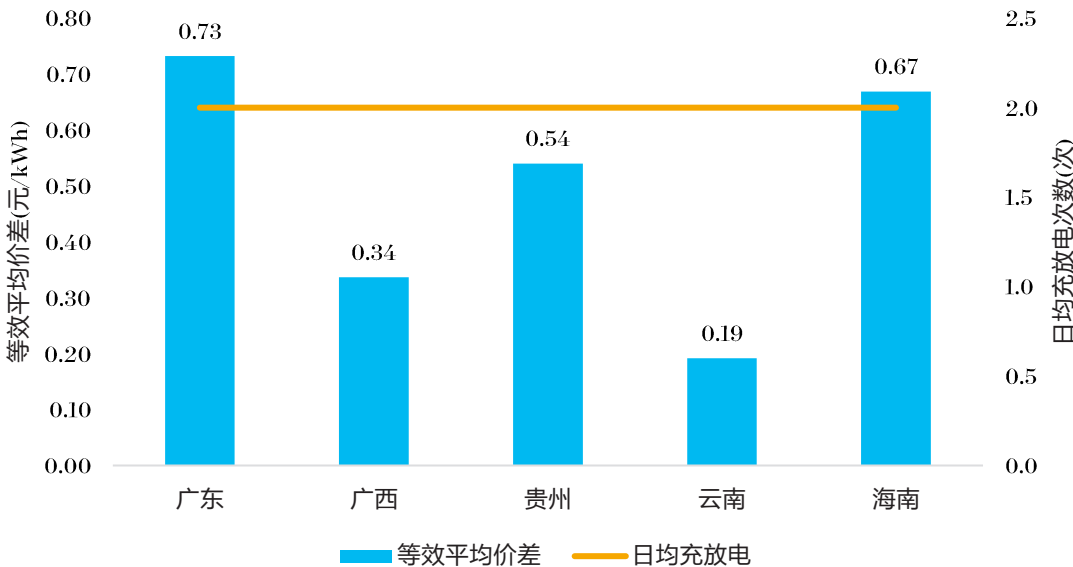


图3-1 2024年南部5省区工商业用户储能日均充放电次数和等效平均价差³

3 等效平均价差：按充放电次数对不同价差进行加权平均得到的充放电价差

从参与浮动的电价构成来看，云南浮动范围仅含上网电价；海南将上网电价与输配电价一并纳入浮动；广西上网电价、政府性基金及附加参与浮动；广东、贵州参与浮动的电价涵盖上网电价、输配电价、上网环节线损费用及系统运行费。浮动电价构成直接影响价差绝对值，从而影响工商业储能的发展。广东、贵州浮动范围较广，价差空间大；云南、广西输配电价未纳入浮动导致峰谷价差小，削弱了工商业储能套利能力。

表3-2 南部五省区峰谷电价浮动构成					
省（市）	上网电价	输配电价	政府性基金及附加	线损	系统运行费
广东	√	√		√	√
广西	√		√		
贵州	√	√		√	√
云南	√				
海南	√	√			

3.3 独立储能市场机制对比分析

南部区域建立了覆盖广东、广西、贵州、云南、海南等南方五省区的区域性电力市场，包括电力中长期市场、现货市场和辅助服务市场。以下主要分析独立储能参与南部区域市场的相关机制。

中长期交易方面，新型储能和抽水蓄能电站可作为独立经营主体参与跨省中长期电量直接交易（（购/售电））、合同电量转让/置换/回购（调整合约）等交易品种，也可参与跨省绿色电力交易。交易时需根据实际充放电需求申报，交易限额不超过实际充放电能力，可依据额定容量和预计充放电循环次数确定。规则赋予储能与发用电企业同等地位，通过市场化机制实现跨省套利和合约灵活管理，但需严格遵循交易限额与系统安全约束。

现货电能量市场方面，南部区域现货市场处于连续结算试运行阶段。2023年3月，广东省能源局、国家能源局南方监管局印发了《广东省新型储能参与电力市场交易实施方案》，允许独立储能“报量报价”或“报量不报价”参与现货市场，充放电价格采用所在节点的分时电价。

辅助服务市场方面，南部区域调频辅助服务市场于2021年7月转入正式运行，储能可作为第三方独立主体参与（需省级及以上调度机构调管），或与发电企业联合体形式参与，以发电单元为单位参与日前集中竞价和预安排、日内

统一出清，申报调频里程价格（范围 3.5-15元/MW），按综合调频性能指标（ $k \geq 0.3$ ）归一化处理报价后参与排序出清，中标后按统一出清价格结算，并享受优于水电的结算政策。储能中标时段不得参与现货电能量市场及跨省备用市场。

跨省备用辅助服务方面，南部区域跨省备用市场目前处于结算试运行阶段，2022年下发的《南部区域跨省电力备用辅助服务市场交易规则（模拟试运行版）》明确省级及以上电力调度机构调管、具备提供备用服务能力的储能电站作为第三方辅助服务提供商可参与跨省备用市场交易，但储能参与市场的交易细则将另行制定。

独立储能参与南部区域各省区的相关市场规则^[10-13]如下表所示。

表3-3 南部区域独立储能参与市场机制对比	
市场类型	市场规则
中长期市场	新型储能和抽水蓄能电站可作为独立经营主体参与南部区域跨省中长期电量直接交易、合同电量转让/置换/回购等交易品种，也可参与跨省绿色电力交易。但未针对储能制定实施细则。
现货市场	按照“指定+自选”模式，电力调度机构可根据系统需要，按日事先指定有关独立储能采用“报量报价”方式全电量参与现货电能量交易，其余独立储能可按日自主选择以“报量不报价”或“报量报价”的方式全电量参与现货电能量交易。
辅助服务	独立储能按照南部区域两个细则、南部区域调频及备用服务市场交易规则、贵州电力调峰及黑启动辅助服务市场交易规则等规定，参与区域调频、跨省备用、调峰等辅助服务市场交易。
容量补偿机制	未建立 ⁴

南部区域储能市场规则机制创新性强，赋予储能主体地位实现跨省套利与灵活调节，但容量补偿缺失、跨省备用细则待定、中长期亟待进一步完善等短板制约发展潜力。

3.4 面临的挑战

3.4.1 规划方面：区域协同不足与技术路径单一

若南部区域集中式新能源按10%配储，2030年、2035年规模较主报告测算值存在显著缺口，反映出政策驱动下的配储规模难以匹配系统灵活性需求；南部区

⁴ 《南方(以广东起步)电力现货市场建设实施方案(试行)》提出，为促进储能电站等固定成本有效回收，研究建立容量补偿机制，后续研究建立容量市场机制。

域正在建设区域电力市场，各省储能规划普遍以本地电力供需平衡为核心目标，跨省统筹机制缺失，配置规模、布局和时序与电力系统需求缺乏精准匹配，导致资源配置难以适应区域电力流特性；南部区域新型储能装机中锂离子电池占比达99.5%，液流电池、压缩空气、氢能等长时储能技术应用不足，与云南、贵州的水电资源特性及海南的孤岛电网需求不匹配。

3.4.2 市场机制方面：市场机制不健全，成本回收困难

中长期交易的“刚性”与储能的“灵活性”冲突，中长期交易形成的分时段电价无法充分反映储能价值；储能既是电力“消费者”（充电）又是“生产者”（放电），在现有的发、用电分开结算机制下，存在重复支付费用或承担不合理的成本；储能需要严格按照合同曲线或日前出清曲线进行充放电操作，但日内运行中，受现货价格信号、系统调度指令、自身荷电状态（state of charge，简称SOC）限制等因素影响，面临严厉的偏差考核罚款，显著增加了运营风险和成本；南部区域工商业储能较电网侧储能规模差距显著，反映出用户侧储能价值挖掘不足与市场活力受限。

3.4.3 调度运行方面：调度规则不完善，协同调度不足

南部区域作为国内唯一连续运行的区域市场，与省级市场为主的体系相比，储能调度面临三大独特挑战：

调度规则不完善：新能源配储的调度权责划分模糊，部分项目因缺乏灵活调用策略无法充分参与电网调节；储能与火电、水电、新能源的协同控制策略不完善。

集群控制技术瓶颈：区域级新能源波动性与电网安全约束需规模化储能协同响应，但现有AGC控制权分散在省级调度，缺乏跨省集群协调算法与快速响应通道。

阻塞管理复杂：跨省断面潮流限制频繁触发，但省间阻塞成本分摊机制尚未建立，储能充放电策略需动态规避阻塞，却因缺乏区域级阻塞价格信号，无法优化跨省充放电时序。

跨省协调复杂性：需平衡多省级主体利益诉求，省间调度指令优先级冲突（如调峰需求错配）、跨省备用辅助服务机制未贯通，导致储能资源难以跨省优化配置。

第四章

结论及建议

1. 结论

1) 2024 年储能装机及结构现状

截至 2024 年底，南部区域已投运新型储能9201MW/17474MWh，功率装机占全国 11.7%，抽水蓄能 10280MW 占全国 17.5%。新型储能中锂电池占比 99.5%，电网侧场景占 62.3%（独立储能占 98.3%），主要应用于支持可再生能源并网（7784MW）、能量时移（4210MW）等。

2) 对储能的功能需求以调峰保供为主

2025-2035年南部区域新型储能规划装机11.74/23.68/39.83GW，需配置 2 小时锂电池储能，以兼顾调峰保供与惯量支撑。2025-2035 年系统非同步电源渗透率（ R_{SNSP} ）从54.0% 升至63.8%，需储能通过具备虚拟惯量改善电网频率响应；当前一次调频由常规电源（水电、煤电等）满足，但未来或需储能作为备用资源。

3) 集中式配储面临政策转型与规模缺口

南部五省对集中式新能源强制配储（比例10%-20%、时长1-2小时），未来将从“行政强制”转向“市场驱动”。但当前政策驱动下的配储规模与系统灵活性需求存在缺口，“表前”储能仍是发展重点。

4) 价差不足制约工商业储能发展

南部区域用户侧储能装机占比仅12.6%，其中工商业/产业园场景占92.4%，且97.8%的装机集中在广东省。发展不均衡的主因是电价差水平区域差异显著：广东等效平均价差最高（0.73元/kWh），海南次之（0.67元/kWh），云南最低（0.19元/kWh）。价差过低导致储能损耗成本难以回收（如云南、广西），抑制投资积极性。

5) 区域市场下储能的多方面挑战

规划层面区域协同不足、技术路径单一（锂电池占比超99.5%）；市场机制中中长期交易与储能灵活性冲突，成本回收困难；调度运行规则不完善，跨省集群控制与阻塞管理存在技术瓶颈，容量补偿机制尚未建立。

2. 建议

1) 规划优化建议：构建区域协同规划与技术多元化发展机制

成立五省联合规划机构：统筹跨省储能需求评估与布局，基于电力流特性编制统一规划方案；

滚动调整跨省重点断面配套储能：结合各省差异化的新能源装机增速（如广东、广西海上风电爆发式增长）、消纳瓶颈（如云南丰水期弃水、广东负荷中心消纳压力）、负荷特性（如海南旅游旺季负荷高峰）及跨省输电能力，滚动调整储能规模配置；

重点支持具有区域适用性的技术：云南/贵州（水电富集、调节需求大）重点推动4小时以上长时储能（如液流电池、压缩空气储能）示范项目落地，配套水电调节，解决丰枯矛盾；海南（孤网运行、系统惯性小、新能源渗透率目标高）重点试点压缩空气储能（提供长时支撑与惯性）+锂电（提供快速响应）混合储能系统；广东、广西（负荷中心、海上风电发展快、土地资源紧张）重点推进海上风电制氢（长时储能、氢能产业协同）示范项目，探索分布式储能聚合、用户侧储能规模化应用。

2) 市场机制优化建议：重构结算规则与完善经济激励体系

创新储能双重身份结算机制：设计适配储能“发用一体”特性的结算规则，探索容量与灵活性专属交易品种，区域统一框架下，允许各省试点细节差异；

动态豁免SOC安全区偏差考核：设置合理SOC运行区间，动态免考核日内电量偏差，保障运行自由度，各省电网公司根据本省系统特点和储能应用场景，制定具体的豁免细则和区间范围；

推出灵活差价合约机制：允许储能签订可日内调整的差价合约，豁免考核并锁定价差收益，初期可在电力现货市场较成熟的广东先行试点，积累经验后推广；

建立差异化的容量补偿机制：对云南/贵州服务于水电调节、保障跨省外送

稳定的长时储能，给予较高比例的容量补偿，对海南提供系统惯性、黑启动、电压支撑等关键辅助服务的储能，给予专项容量补偿，广东/广西容量补偿机制可更多与现货市场表现、提供调频等辅助服务能力挂钩，体现市场激励；

完善峰谷电价差机制：指导各省动态调整峰谷时段划分和价差幅度，使其真实反映本省不同季节、不同时刻的系统净负荷曲线变化，如云南丰枯期、海南旅游旺季淡季；

优化项目开发环境：建立工商业储能项目备案、并网快速通道，简化大型配套储能的环评、用地审批流程，解决城市区域用户侧储能的消防审批、场地限制等瓶颈，引导社会资本加速入局。

3）调度运行优化建议：构建区域协同控制与阻塞管理体系

建立跨省调度平台与协同机制：依托南部区域电力市场建设，建立跨省调度平台，实现五省储能资源实时监控与跨省协同调度；

构建“区域 - 省级”两级调度指令通道：优先保障区域级紧急指令（如频率紧急支援）执行，需明确指令优先级、冲突处理规则，并在各省调度规程中落实；

完善跨省断面阻塞管理机制：重点关注云南外送、广西送广东等关键断面的阻塞管理机制，通过实时阻塞电价引导储能充放电策略优化，如云南水电大发期且外送通道受限时，利用云南本地储能或贵州储能充电，减少弃水，待通道空闲或广西/广东需要时释放；

制定储能协同调度与紧急调控规则：明确不同场景（正常、阻塞、紧急）下储能的调度权限、响应要求、补偿标准，制定极端天气（台风）下的储能黑启动、孤网运行专项预案和补偿规则；

构建一体化运行体系：覆盖资源监控、调度指令下达与执行、阻塞响应和效果评估等功能。

参考文献

- [1] 文云峰,张武其,郭威.电力系统惯量需求:概念、指标及评估方法[J].电力系统自动化,2024,48(08):30-41.
- [2] ANDREJ G. D5.1 onshore wind supporting the Irish grid—Ireland case study [EB/OL]. [2018-09-16].http://www.reservicesproject.eu/wp-content/uploads/D5.1-ReserviceS_Ireland-case-study-Final.pdf.
- [3] 广东省人民政府办公厅.《关于印发广东省推动新型储能产业高质量发展指导意见的通知》(粤府办〔2023〕4号)
- [4] 广东省发展改革委.《关于调整新能源发电项目配置储能有关事项的通知》(粤发改能源函〔2024〕1075号)
- [5] 广西壮族自治区能源局.《关于进一步规范新能源发电项目配置储能的通知》(桂能新能〔2024〕11号)
- [6] 海南省发展和改革委员会,海南省工业和信息化厅.《关于振作工业经济运行推动工业高质量发展的行动方案的通知》(琼发改产业〔2022〕181号)
- [7] 云南省发展和改革委员会,云南省能源局.关于印发《云南省新型储能发展实施方案(2024—2025年)》的通知(云能源科技[2024]98号)
- [8] 云南省发改委,云南省能源局.《关于进一步推进新型共享储能发展的通知》(云能源科技[2024]251号)
- [9] 贵州省能源局.《贵州省新型储能项目管理暂行办法》(黔能源新〔2023〕81号)
- [10] 国家能源局南方监管局.《关于组织开展南部区域跨省电力备用辅助服务市场模拟试运行的通知》(南方监能市场函〔2022〕26号)
- [11] 南网电力调度控制中心.《关于印发独立储能等第三方独立主体参与调频辅助服务市场交易实施细则并启动结算试运行的通知》(总调市场〔2023〕14号)
- [12] 国家能源局南方监管局,国家能源局云南监管办,国家能源局贵州监管办.关于印发《南部区域电力市场运行规则(试行,2025年V1.0版)》的通知(南方监能市场〔2025〕65号)
- [13] 广州电力交易中心.关于印发《南部区域电力市场中长期电能量交易实施细则》等5项实施细则的通知

附表1 典型储能技术性能对比

类型 指标	全钒 液流	压缩 空气	重力储能	储热	氢能 (发电)	铅酸	磷酸铁锂	钠离子	飞轮	超级 电容
最大功率规模 (MW)	10	300	26(在建)	700	1	100	750	50	3	10
典型放电时长	4小时以上	4小时以上	4小时以上	8小时以上	可连续放电	8小时以上	2-4小时	2小时	30秒-15分钟	30秒-10分钟
日历寿命 (年)	15-25	30	30-40	25-30	10	5-10	8-15	5-8	20+	10-15
循环寿命 (次)	15000+	10000+	10000+	10000+	10000+	/	6000-8000	3000+	100万+	10-100万
系统循环效率	65%-75%	45%-75%	70%-85%	40%-50%	30%-40%	80%-90%	80%-90%	80%-90%	85%-90%	85%
技术成熟度	商业化初期	商业化初期	示范	商业化初期	示范	示范	规模化	示范	示范	示范

注：这里的氢能考虑电解水制氢-燃料电池发电双向能量转换

附表2 新型储能应用分类

新型储能项目按应用可分为支持可再生能源并网、输电基础设施服务、配电基础设施服务、辅助服务、能量时移+容量服务、用户能源管理服务六大类，各大类相应的二级分类见下表。

一级分类	二级分类
支持可再生能源并网	跟踪计划出力
	缓解送出线路阻塞
	减少弃电
	平滑输出
	削峰填谷
输电基础设施服务	保供电
	缓解输电线路阻塞
	延缓输电投资
配电基础设施服务	电压支持
	延缓配电投资
辅助服务	调频
能量时移+容量服务	能量时移（套利）
	容量服务
用户能源管理服务	备用电源
	促进可再生能源的自发自用
	电费管理
	电力可靠性
	电能质量
	需求响应
	削峰

附表3 2024年南部五省区工业储能不同运行策略下的充放电相关数据

省份	广东（珠三角5市）				广西		云南				贵州		海南		
	谷-峰	平-峰	谷-峰尖	平-尖	谷-平	平-峰	谷-峰尖	平-峰尖	谷-峰	平-峰	谷-峰	平-峰	谷-峰	平-峰	平-尖
运行策略															
充放电均价（元/kWh）	0.891	0.472	1.019	0.748	0.449	0.225	0.3262	0.178	0.2299	0.115	0.7263	0.3631	0.8339	0.4493	0.6659
充放电次数	273	273	92	92	365	365	90	90	275	275	365	365	365	273	92
总充放电次数	730				730		730				730		730		
日均充放电	2				2		2				2		2		
等效平均价差（元/kWh）	0.7325				0.3367		0.1921				0.5447		0.6688		

注：以1-10（20）千伏两部制工业用户为例，储能时长为2小时，未考虑节假日深谷电价



NRDC北京代表处

地址：中国北京市朝阳区东三环北路38号泰康金融大厦1706

邮编：100026

电话：+86 (10) 5332-1910



 关注我们