

风力发电系统的储能技术研究

李燕飞 杨 磊

内蒙古华电辉腾锡勒风力发电有限公司 内蒙古 包头 014010

摘 要：储能技术在平衡风功率波动和提高电能质量方面扮演着重要的角色，同时也是保证风力发电并网运行、促进风能利用的关键技术和主流方式。当前中国已形成“锂电主导、多元并存”的储能技术体系，通过政策引导与技术迭代，风电消纳率从2015年的82%提升至2025年的95%。未来需重点突破长时储能技术瓶颈，完善市场化交易机制，以支撑风电装机容量向5亿千瓦目标迈进。鉴于此，文章重点阐述储能技术类型和基础，分析储能技术在风力发电系统中的具体应用，以期风力发电技术的进一步发展提供有益一定的参考借鉴。

关键词：储能技术；风力发电系统；应用研究

风力发电是一种环保型能源技术，在全球能源结构中占据越来越重要的位置。然而，风力发电的输出功率受到风速、风向等自然条件的显著影响，导致电能输出具有较大的波动性和不确定性。为了保障风力发电系统的稳定性和可靠性，储能技术的引入显得尤为重要。

1 风力发电储能技术的重要性

风力发电储能技术的重要性主要体现在以下几个方面：

1.1 风电间歇性与不稳定性问题的储能技术解决方案如下：核心技术路径，平抑功率波动，储能系统通过毫秒级响应快速吸收或释放电能，可使风电输出功率波动率降低30%-50%。例如锂离子电池与超级电容器组成的混合系统，可同步应对秒级和分钟级波动。典型场景：当风速骤降时，飞轮储能可瞬时释放动能补偿功率缺口，维持电网频率稳定。能量时移调节，在风电出力高峰时段（如夜间）存储过剩电能，在用电高峰期释放，可将风电渗透率提升至20%以上。挪威已实现通过抽水蓄能电站将风电利用率提升18%。电网辅助服务，储能系统参与AGC调频时，调节精度可达0.1Hz，响应速度较传统机组快10倍，有效降低风电并网引发的频率偏差。创新方向与挑战，技术融合创新，锂电+超级电容复合系统实现0.5秒内功率响应，综合效率突破92%，光-风-储多能互补系统使供电稳定性提升40%。经济性突破。当前锂电池储能度电成本约0.6-0.8元，预计2030年可降至0.3元以下。国内新型储能项目投资回收期已缩短至6-8年。政策驱动，中国《新型储能发展实施方案》要求2025年储能装机超30GW，强制配储政策推动风电项目标配10%-20%储能容量。当前技术瓶颈主要集中于氢燃料储能的低转换效率（< 50%）和压缩空气储能的选址限制，但随着固态电池技术突破（能量密度提

升300%）和市场化交易机制完善，储能正成为风电系统不可或缺的稳定性支柱。

1.2 储能技术如何保证电力输出稳定性和连续性。储能技术通过多维度调控策略保障电力输出的稳定性和连续性，其核心实现路径与关键技术如下：动态调节机制，毫秒级功率补偿，锂离子电池与超级电容混合系统可实现15ms内响应功率波动，平抑风电/光伏出力偏差，使电网频率波动控制在 $\pm 0.1\text{Hz}$ 以内。例如沿海台风区域，储能电站通过瞬间释放功率填补电网缺口，维持关键负荷连续供电72小时。能量时空转移，储能系统在午间光伏出力高峰存储电能，于晚18-22时用电高峰释放，使可再生能源利用率提升18-25%。惯性支撑与黑启动，飞轮储能系统可提供虚拟同步惯性，使新能源场站惯量响应速度提升至传统火电的10倍。西北地区熔盐储热电站实现夜间6小时持续供电，区域新能源消纳率提升至95%。稳定性保障体系，智能管理系统，三级BMS系统实现电压精度 $\pm 1\%$ 、温度控制 $\pm 0.5^\circ\text{C}$ ，配合ZAM5404高精度采集模块，确保储能单元同步偏差 $< 0.5\%$ 。

冗余安全设计，采用N+1模块化架构，单模块故障时系统仍可维持80%出力，百兆瓦级电站可用率达99.99%⁴⁸。全钒液流电池采用水系电解液，杜绝热失控风险。多时间尺度协调，短时储能（4小时内）与长时储能（8小时以上）形成互补矩阵，应对不同波动场景。西北光热电站通过“熔盐储热+锂电池”组合，覆盖昼夜电力调节需求。发展趋势，技术融合：光储充一体化系统实现0.5秒内功率双向调节，综合效率突破92%。成本下降：锂电池储能成本预计2025年降至0.3元/Wh，投资回收期缩短至6年，政策驱动：中国强制配储比例提升至20%-30%，2025年新型储能装机超50GW。当前技术演进已使储能从被动调峰转向主动参

与电力交易，通过容量租赁、辅助服务等模式，支撑新能源渗透率突破50%。随着固态电池（能量密度提升300%）和氢储能技术突破，储能正成为新型电力系统的核心稳定器。

2 风力发电储能市场与技术现状分析

2.1 市场发展现状。市场规模与增速，中国风电新增装机容量达7982万千瓦，海上风电吊装规模达8GW，预计2025年海上风电新增装机增速超50%。新型储能累计装机74.66GW，首次超越抽水蓄能成为主流，其中风电配套储能占比超40%。区域布局特征，沿海地区：优先部署锂电+超级电容混合储能，应对台风等极端天气冲击。

技术类型	核心优势	应用场景	当前突破
锂离子电池	响应速度 < 100ms	秒级调频、峰谷套利	成本降至0.3元/Wh
压缩空气储能	单机容量300MW级	跨日能量时移	储能效率突破70%
飞轮储能	循环寿命 > 10 ⁶ 次	瞬时频率支撑	功率密度达8kW/kg
全钒液流电池	循环寿命 > 20,000次	周级别储能	电解质成本降50%

2.3 成本与效益分析。经济性指标，锂电储能项目投资回收期缩短至6-8年，度电成本降至0.6元。压缩空气储能系统成本下降40%，全生命周期度电成本0.4元。收益模式创新，参与电力现货市场交易，峰谷价差套利贡献50%以上收益，提供调频辅助服务，单项目年收益超3000万元。

2.4 核心挑战。技术瓶颈，氢储能转换效率仍低于50%，制约其规模化应用。

飞轮储能能量密度仅40Wh/kg，难以支撑长时储能需求。政策障碍，储能参与电力市场交易机制尚未完全打通，部分区域储能电站利用率不足60%。

2.5 未来趋势。技术突破方向，2025年固态电池能量密度突破500Wh/kg，循环寿命达10,000次，海上风电+氢储能模式预计2030年实现商业化运营。市场增长预测，2025年风电后市场规模将突破650亿元，储能运维服务占30%份额，全球风电设备出口量保持60%年增速，储能系统集成成竞争焦点。

3 风力发电储能技术类型

风力发电储能技术类型可分为以下核心类别，各类别技术特点与应用场景对比如下：

3.1 化学储能。锂离子电池，能量密度高（200-300Wh/kg），循环寿命达5000次以上，主要用于短时调频（2-4小时）与中小型风电项目配套，典型场景：东南沿海地区风电场配套的百兆瓦级储能电站。铅酸电池，成本低廉（0.3元/Wh），但能量密度仅为30-50Wh/kg，常用于早期离网型风力发电系统。钠硫电池，工作温度

击。西北地区：压缩空气储能主导，利用盐穴资源实现跨日调度。

中部山地：抽水蓄能装机占比25%，服务大型风电场调峰需求。政策驱动效应，强制配储政策要求新建风电场配置10%-20%储能容量。国家规划2025年新型储能装机超50GW，风光储一体化项目享受电价补贴。

2.2 技术发展格局。典型技术融合案例：某海域16MW漂浮式风电机组配套30MWh锂电储能系统，实现离网供电稳定性提升60%17300MW压缩空气储能电站，平抑区域风电出力波动率达±5%以内。

需维持300-350℃，适合大规模集中式储能，西北地区部分风电场用于8小时以上能量时移。

3.2 物理储能。压缩空气储能，单机容量可达300MW，储能效率60-70%，地下盐穴储气库建设周期5-8年，适合跨日能量调度。抽水蓄能，全球占比超90%的储能形式，转换效率75-85%，受限于地理条件，多配套中东部山地风电场。飞轮储能，毫秒级响应速度，功率密度达8kW/kg，用于瞬时频率调节，配合锂电池构成混合储能系统。

3.3 电磁储能。超级电容器，充放电循环超50万次，功率密度10kW/kg，平抑秒级功率波动，常与电池储能配合使用。超导储能，响应时间 < 5ms，瞬时功率支撑能力突出，因成本高昂（> 10万/千瓦），目前仅示范项目应用。

3.4 新兴技术。储氢技术，电解水制氢效率65-75%，适合季节性储能，内蒙古风光氢储一体化项目实现周级别储能。重力储能，采用30米落差混凝土模块，能量转换效率85%，山西某试验项目实现50MWh储能容量。

3.5 技术特性对比。当前中国风电储能市场形成“电池主导、多技术互补”格局，锂电池储能占比超60%，抽水蓄能占25%，其余技术占15%28。技术选择需综合考虑风资源特性、电网需求及经济性，如三北地区偏好压缩空气储能，东部沿海优先锂电池+超级电容混合系统。

技术指标	锂电储能	压缩空气	抽水蓄能	飞轮储能
循环寿命	6-12月	10000次	40年	10 ⁶ 次
建设周期	6-12月	5-8年	8-10年	3-6月
度电成本	0.6元	0.4元	0.3元	1.2元

4 风力发电储能技术未来发展趋势

4.1 技术突破方向。长时储能技术规模化，氢储能技术加速发展，预计近年实现商业化运营，电解水制氢效率突破75%。全钒液流电池循环寿命超25,000次，电解质成本进一步下降50%以上，支撑周级别储能需求。压缩空气储能单机容量提升至500MW级，储能效率突破75%。混合储能系统普及，锂电+超级电容组合响应速度达毫秒级，可平抑风电秒级波动，沿海地区渗透率将超60%。飞轮储能功率密度提升至15kW/kg，与锂电池协同实现瞬时调频与小时级能量时移。材料与工艺创新，固态电池能量密度2025年突破500Wh/kg，循环寿命达10,000次，适配极端气候风电场景。风电叶片采用碳纤维-热塑性复合材料，重量降低20%，配合储能系统提升发电效率15%。

4.2 成本与效率优化。经济性提升：锂电储能度电成本2025年降至0.3元/Wh，压缩空气储能全生命周期成本下降40%。循环寿命延长：新一代锂电池循环次数突破8,000次，储能系统投资回收期缩短至5-7年。运维智能化：AI预测算法使储能设备故障率降低30%，运维成本减少25%。

4.3 政策与市场驱动。强制配储升级，新建风电场配储比例提升至20%-30%，储能时长要求从2小时扩展至4小时。风光储一体化项目享受0.05-0.1元/kWh额外电价补贴。电力市场改革，储能参与现货市场交易比例提升至50%，调频辅助服务收益占比超60%。容量租赁模式普及，百兆瓦级储能电站年租金收益超2亿元。

4.4 国际化发展。技术输出：中国储能系统集成商全球市占率提升至45%，重点布局东南亚、中东市场。标准统一：IECRE认证体系覆盖80%出口项目，适配欧美电网

准入标准。未来五年，风电储能将形成“长时主导、多能协同”的技术格局，通过氢储能、液流电池等技术突破，支撑风电装机向5亿千瓦目标迈进18。政策驱动下，储能市场化交易机制完善，预计2025年后市场规模突破1,000亿元，成为新能源体系的核心调节单元。

在风力发电系统中，能量存储技术是一种非常关键的技术，它能够保证电网的稳定运行，提高电网整体的运行质量。必须加大对风电中储能技术的研究力度，因地制宜，合理地选择适合的储能技术，以便更好地推动其在风电领域的应用。

参考文献

[1]朱杨敏.电池储能技术在新能源发电系统中的应用与优化[J].储能科学与技术,2024,13(8):2737-2739.

[2]王珺峰.储能技术在光伏并网发电系统中的应用[J].集成电路应用,2024,41(8):334-335.

[3]金波.储能技术在光伏发电系统中的应用研究[J].光源与照明,2024(2):121-123.

[4]陈昕.储能技术在光伏发电系统中的应用[J].光源与照明,2023(12):105-107.

[5]赵燕.风力发电系统中储能技术的应用分析[J].节能与环保,2023(11):43-46.

[6]任宇.智能配电网中分布式储能布局优化配置研究[J].电气应用,2021,40(4):31-35.

[7]李钧.基于超级电容储能技术的CRH380BG动车组自力行走技术研究[J].电气应用,2022,41(5):67-72.

[8]李玉敏.探讨电池储能技术在新能源发电系统中的应用与优化[J].储能科学与技术,2024,13(8):2737-2739.