

探索多元储能技术 构建新型电力系统 助力碳达峰碳中和目标

——“碳中和技术论坛”第二期论坛“面向碳中和的储能技术”观点精华

2022年7月11日，在能源基金会支持下，由清华大学碳中和研究院主办、清华大学化学工程系承办的“清华大学碳中和技术论坛”第二期“面向碳中和的储能技术”顺利召开，研究探讨储能技术发展过程中的当前进展及关键问题，探索面向碳中和的多元储能技术，预测并分析未来大规模储能技术发展路线，助力构建新型电力系统构建，推动中国碳中和目标实现。



图片来源：清华大学碳中和研究院

致辞

能源基金会首席执行官兼中国区总裁 邹骥

邹骥总裁指出，构建以新能源为主体的新型电力系统可为实现碳达峰、碳中和目标提供重要支撑。储能是将大规模、高比例、间歇式的新能源电力转换成安全、平稳、持续电源的重要技术。未来随着更高比例的新能源电力接入电网，储能的战略地位将进一步凸显。

储能建设是一项系统性工程，在电源侧、电网侧、负荷侧需配置不同储能技术，以实现新能源高效率消纳，支撑能源结构转型。因此，需加强统筹规划，充分考量特定电源、用电地区的特点，并根据抽水蓄能、空气储能、化学储能等技术的适用场景，优化资源配置，因地制宜发展和建设储能设备。此外，储能发展还需健全的管理体制机制，完善的政策制度体系，特别是要科学合理分配储能的成本与收益，以充分调动各利益相关方的积极性。

能源基金会自1999年进入中国开展工作，致力于发展可再生能源，提高能源利用效率，助力实现碳中和目标。在储能方面，能源基金会持续关注并将大力支持其发展，目前已与地方政府、科研机构开展合作。下一步，能源基金会将更开展更广泛、深入的工作，支持储能发展的政策制定、技术研发、试点示范等方面，以期快速推动储能大规模、市场化发展，助力中国能源转型，实现碳中和目标。



邹骥致辞图片

致辞

清华大学碳中和研究院院长、中国工程院院士 贺克斌

贺克斌院士提到，实现碳达峰、碳中和目标，需加快调整优化能源结构，构建以新能源为主体的新型电力系统。发展源网荷储一体化和多能互补是推动电力系统高质量发展、促进能源结构转型的重要举措。储能在非化石能源大规模稳定使用中扮演重要角色，规模化发展势在必行。

储能技术是当前科学研究的热点领域。欧洲专利局统计显示，全球低碳技术专利申请方向正发生变化，从太阳能、风能利用等传统技术逐渐向储能、电池等交叉技术方向转变。目前，相关国际专利中，中国申

请的数量相对较小，亟需加强具有自主知识产权的核心技术研发与国际专利的申请。

清华大学碳中和技术论坛第二期聚焦储能技术，研究探讨储能技术发展过程中的当前进展及关键问题，探索面向碳中和的多元储能技术，预测并分析未来大规模储能技术发展路线，以期充分发掘中国储能发展潜力，推动储能规模化应用，为全球储能技术发展贡献中国力量，助力中国及世界实现碳中和目标。



贺克斌致辞图片

特邀报告：可持续发展的储能技术

中国科学院物理研究所研究员 李泓

储能技术在发展可再生能源、电动汽车、构建以新能源为主体的新型电力系统中扮演关键角色，其发展应用将推动能源结构转型，助力实现碳达峰、碳中和目标。各类储能技术与其他配套技术在电源侧、电网侧、负荷侧协调配合，支撑构建新型电力系统，实现高效率消纳高比例的集中/分布式风力发电和光伏发电。

储能技术发展中仍面临诸多挑战。以锂离子电池为例，其可持续发展受资源约束等问题影响。为解决锂资源对未来储能发展的资源约束问题，可考虑从以下几方面开展工作：提高库伦效率和电池循环寿命以提高锂的利用率；推广使用预锂化技术，提高其循环性；加强电池梯次利用；加强动力/储能电池回收利用等。

因此，需分析各储能技术发展面临的挑战，从可持续发展角度推动其多元发展。未来除持续发展锂离子电池外，还可发展资源压力较小的磷酸铁锂、锰酸锂等储能电池技术，以及无资源压力的钠离子电池等电化学储能、物理储能、储热储能、储氢技术，推动形成储能技术多元技术体系。

“十四五”国家重点研发计划支持多个储能相关的重点专项，涉及储能材料技术、储能本体技术、储能支撑技术，推动储能材料、装备和软硬件方面实现100%自主可控，助力形成全产业链关键技术完整布局。

为加速中国能源转型，储能技术的发展将助力规模储能向多目标迈进：高安全、长寿命、高功率、高效率、低成本大规模、智能化、环境

适应性、长时间尺度、可持续发展，以支撑建设可实现50%以上占比的可再生能源发电装机友好并网和全额消纳、度电成本低于0.2元、服役寿命大于20年、循环周次大于1.5万次、安全可靠的GWh级规模储能技术体系。

此外，一方面需加快打造强大的研发和工程人才队伍，助力中国形成完整的储能产业链和创新链，具备完整自主知识产权体系，推动中国储能实现发展目标。另一方面，还需制定全生命周期生产、服役和退役的标准化体系，形成国际标准，引领世界储能发展。



李泓报告图片

特邀报告：先进压缩空气储能技术进展与趋势

中国科学院工程热物理研究所研究员 陈海生

压缩空气储能是最具发展潜力的大规模储能技术之一。在用电低谷时，压缩机将空气压缩，存储于储气洞穴中；在用电高峰，高压空气释放，同燃料燃烧后驱动膨胀机发电。压缩空气储能具有规模大、寿命长、储能周期不受限制等优点，并且是目前投资成本和全生命周期度电成本最低的储能技术之一。

为解决传统空气储能难以大规模发展的难题，研究团队开发先进压缩空气储能系统，通过系统过程耦合，匹配超临界蓄冷蓄热，提高系统效率；通过空气液压/高压存储，提高储能密度，消除对大型储气洞穴的依赖；通过压缩热回收再利用，消除对化石燃料的依赖。

该技术研发中存在系统关键过程耦合特性复杂、高压压缩膨胀过程损失大、流动与传/蓄热特性不清晰等三个问题。研究团队开展了大量工作，针对过程耦合和能量传递机理、叶轮机械内部流动与损失机理、蓄热换流器内部流动及传/蓄热特性与机理三个科学问题开展深入研究。

基于上述科学问题研究进展，研究团队开发多种关键技术，并逐步推动压缩空气储能系统集成示范。一是系统全工况优化与设计技术。研究团队建立了系统动态仿真平台，进行全工况动态优化，设计提出了蓄热式压缩空气储能系统、液化空气储能系统、超临界空气储能系统等。二是叶轮机械全三维设计技术。研究团队开发了适用于压缩空气储能多级复杂叶轮机械的全三维设计体系，并进一步发明了多种压缩空气储能多级高负荷压缩机和膨胀机。三是超临界蓄冷（热）换热器技术。研究

团队建立了高效紧凑式蓄冷（热）换热器设计体系，在此基础上设计发明了多种新型蓄热（冷）换热器。

经过多年积累，先进压缩空气储能从基础研究，到关键技术研究，逐步发展至工程示范，其规模从一兆瓦（2013年）发展至十兆瓦（2016年），并进一步跨越到百兆瓦（2021年）。其中，中国首个压缩空气储能商业电站于2021年8月实现并网运行，系统额定效率达到60.7%。下一步，研究团队将持续研发新型压缩空气储能系统，并推动其向大型化发展，持续开展试点示范工作，助力压缩空气储能规模化、商业化运用。



陈海生报告图片

特邀报告：液流电池储能技术研究进展

中国科学院大连化学物理研究所研究员 李先锋

液流电池安全性高、无爆炸着火隐患；功率容量可独立设计；寿命长、可深度充放电，是大规模储能的首选技术之一。目前，液流电池经多次迭代，其中全钒液流电池已进入商业化推广阶段；无机多电子转移体系和有机液流电池等新体系具有在成本、能量密度等方面的优势，均具有极大发展潜力，受到广泛关注。

经多年研究，中国科学院大连化物所在液流电池储能技术方面取得诸多进展，申请发明专利370余件，授权150余件，产、学、研深度融合，从基础研究、中试放大到产业转化，形成完整自主知识产权体系。目前和企业合作已开展近四十项商业化试点示范工程。

全钒液流电池中的膜材料用于传导质子、阻隔钒离子，因此，高性能、低成本膜材料是全钒液流电池产业化的关键。非氟离子交换膜具有离子选择性好、离子传导性高、成本低的优点，是重要的膜材料之一。但由于全钒液流电池处于强酸性和强氧化性环境中，该环境下非氟离子交换膜稳定性较差，制约其大规模发展应用。

为解决上述问题，研究团队开展了非氟离子交换膜的氧化机理降解研究。研究发现，离子交换基团的引入是导致非氟离子交换膜稳定性下降的根本原因。研究团队提出不含离子交换基团的“离子筛分传导”概念，突破离子交换传导机理的束缚，利用“孔径筛分效应”，从分子尺度上实现对钒离子和质子的筛分传导。此外，研究团队还突破离子选择

性与质子传导性的Trade-off效应，研发出高选择透过性超薄分离层复合离子传导膜。

除开展膜材料研究外，研究团队还在电解液、电流结构设计等方面开展大量工作，同时与相关企业开展密切合作，推动全钒液流电池不断更新迭代，提高其可靠性，降低成本，推动其大规模快速产业化应用。

锌基液流电池指锌作为负极侧活性物质的液流电池，具有成本低、电池电位低、能量密度高的优点。类型主要包括锌-溴、锌-铁、锌-镍、锌-铈、锌-碘液流电池等。但该技术面临锌枝晶、循环寿命低，功率密度低、电堆成本高等关键科学问题，亟需解决。中国科学院大连化物所研究团队开展大量工作，解决多类制约锌基液流电池发展的关键科学问题。在下一步研究中，需持续提高液流电池的稳定性和能量密度，并加快开发锌碘液流电池等多电子转移水系电池，促进液流电池快速发展，在多应用场景大规模使用。



李先锋报告图片

特邀报告：氢储能技术应用进展与创新展望

清华大学能源与动力工程系教授 史翊翔

氢能是一种灵活、清洁、零碳的二次能源，可大规模存储和运输，实现长时间甚至跨季节的储能。目前，世界已有多个国家（地区）出台相关政策文件，加速推动氢能产业发展。中国同样高度重视氢能产业发展。中国氢能联盟预计，2060年氢能将占中国用能终端能源体系的20%，年使用量可达1.3亿吨。

氢能和电能之间可以通过电制氢、加/售氢、氢发电/热、规模化氢载体制取等关键技术环节相互转化。基于此，氢及衍生气体可在保证经

济性的条件下实现大规模长周期储能，存储规模从百千瓦到吉瓦，存储时间从小时到季节。因此，发展氢能有助于实现我国大规模可再生能源的高比例消纳，提高可再生能源利用效率，有效支撑新型电力系统建设。

针对氢储能的全产业链“制、储运、用”持续开展研究，将推动技术快速进步及规模应用。氢的制备方面，绿氢（使用可再生能源制取的氢气）是支撑氢能发展、实现碳中和目标的核心。需进一步降低绿氢制取成本，在经济性方面取得竞争优势。氢的储运方面，低温液体储氢储运简单安全，体积占比小。但氢液化过程能耗高，容器体积较大，且液氢易挥发损失；高压气体储氢技术成熟，结构简单，压缩氢气制备能耗低，且氢充装和排放速度快。但该技术储氢量较小，安全性能需进一步提高；储氢材料技术安全，储氢密度大，运输方便，成本较低，具有发展潜力。理论储氢量较大，技术成熟度有待提升。应用方面，氢可在质子交换膜燃料电池、固体氧化物燃料电池、氢燃气轮机、氢内燃机等众多动力技术中使用。目前，可再生电力氢储能系统一方面向电-热-氢联产方向发展，实现多元协同存储，提升系统能效与波动适应性；另一方面正向模块化、紧凑型发展，灵活满足多场景用户需求，兼顾经济性、高效性和安全性。



史翊翔报告图片

特邀报告：全球储能发展回顾与展望

中关村储能产业技术联盟常务副理事长 俞振华

目前，中国储能市场已进入规模化发展阶段。截止2021年，中国新型储能累计装机规模达5.73GW。2021年度新增规模首次突破2GW，同比增长74.5%，项目分布于全国30个省（市），山东、江苏、广东、内蒙古等省份装机量较大。目前，中国共有70余个百兆瓦储能项目处于规划、建设中，主要为独立储能和共享储能。此外，中国首个百兆瓦压缩空气储能项目处于并网调试运行阶段，首个百兆瓦液流电池项目正在建设。

受政策、供应链、应用趋势、电力市场和电化学储能安全问题的影响，2021年我国储能市场发生深刻变化：1.政策发布实施有力推动储能发展。2.供应链竞争推动储能产业链布局变化。3.可再生能源大规模发展提高储能需求。4.现货市场价格波动频繁，资本市场表现突出。5.需提高储能安全性，加快其规模化发展。

储能在我国电源侧、电网侧和用户侧等领域皆有应用，国家层面也陆续出台了一系列相关发展规划和政策文件：1. 电源侧储能政策环境。目前，中国共有22个省份印发鼓励或强制新能源配置储能的政策，但在新能源平价上网的压力下，强制按固定比例配置储能将提高新能源发电的固定成本，且成本缺少回收途径，可能加大新能源发电企业经济负担。2. 电网侧储能政策环境。《关于加快推动新型储能发展的指导意见》提出，建立电网侧独立储能电站容量电价机制；研究探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收。3. 用户侧储能政策环境。《关于进一步完善分时电价机制的通知》《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》等政策印发，推动用户侧储能发展。

中关村储能产业技术联盟研究团队预测，在保守情景下，2026年中国新型储能装机总规模将达48.5GW，5年复合年均增长率为53.3%。因此，新型储能有望形成一个技术含量高、增长潜力大的全新产业，在推动经济发展和实现碳达峰、碳中和目标中扮演更重要角色。



俞振华报告图片