

DOI: 10.19666/j.rlfed.202406143

## 核电规模化储能集成技术进展

丁焯涛<sup>1,2</sup>, 焦立峰<sup>1</sup>, 郭岱峰<sup>1</sup>, 朱春宇<sup>2</sup>, 盛楠<sup>2</sup>, 李军义<sup>1</sup>, 杨慧军<sup>1</sup>

(1.北方联合电力有限责任公司达拉特发电厂, 内蒙古自治区鄂尔多斯 041399;

2.中国矿业大学低碳能源与动力工程学院, 江苏徐州 221100)

**[摘要]** 随着全球能源转型向清洁、高效和可持续方向发展, 核电作为替代化石燃料的关键基荷电源, 对能源结构转型至关重要。介绍了核电规模化储能集成技术的关键进展, 重点分析了热储、机械储能、电化学储能等技术与核电耦合的模式及其提升核电站性能的潜力; 探讨了储能技术与核电站耦合的不同方式, 包括传热、机械和电力耦合, 并讨论了这些方式对核电厂运行的影响; 此外, 提出了储能系统集成的解决方案, 例如汽轮机冗余设计和换热器式储能设计。研究指出, 储能技术的发展将为核电站提供更多的灵活性技术选择, 有助于核电在全球能源转型中发挥更加关键的作用。

**[关键词]** 核电; 储能技术; 系统集成; 灵活性; 能源转型

**[引用本文格式]** 丁焯涛, 焦立峰, 郭岱峰, 等. 核电规模化储能集成技术进展[J]. 热力发电, 2025, 54(1): 12-22.  
DING Xuantao, JIAO Lifeng, GUO Xueyi, et al. Advancements in scaled nuclear energy storage integration technology[J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(1): 12-22.

### Advancements in scaled nuclear energy storage integration technology

DING Xuantao<sup>1,2</sup>, JIAO Lifeng<sup>1</sup>, GUO Xueyi<sup>1</sup>, ZHU Chunyu<sup>2</sup>,  
SHENG Nan<sup>2</sup>, LI Junyi<sup>1</sup>, YANG Huijun<sup>1</sup>

(1.Northern United Power Co., Ltd., Dalate Power Plant, Erdos 041399, China;

2.School of Low-Carbon Engineering and Power Engineering, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221100, China)

**Abstract:** In the context of global energy transition towards cleaner, more efficient, and sustainable energy sources, nuclear power is recognized as a critical base-load power source that serves as a substitute for fossil fuels, playing a pivotal role in transformation of energy structure. Key advancements in integration of large-scale energy storage technologies with nuclear power are introduced, with an emphasis on analyzing the coupling modes of thermal storage, mechanical energy storage, and electrochemical energy storage with nuclear power, as well as their potential to enhance the performance of nuclear power stations. Various methods of coupling energy storage technologies with nuclear power stations are explored, encompassing thermal, mechanical, and electrical coupling, and the effects of these methods on operation of nuclear power plants are discussed. Additionally, solutions for the integration of energy storage systems are presented, such as the redundant design of turbines and the design of heat exchanger-based energy storage. The research points out that, the development of energy storage technologies will offer a broader array of flexible technological options for nuclear power stations, aiding nuclear power in playing an even more critical role in the global energy transition.

**Key words:** nuclear power; energy storage technology; system integration; flexibility; energy transition

为应对气候变化和环境挑战, 全球能源逐渐向更清洁、高效和可持续的能源体系转型。风能和光伏预计将成为取代化石燃料的主力, 但这需要大量可调度电力资源平衡供需关系。传统基荷电源将越来越多地充当灵活性资源, 核电作为传统基荷电源

之一<sup>[1]</sup>, 为全球能源转型做出重要贡献, 但其运行缺乏灵活性。目前, 我国能源结构正在经历绿色低碳转型和供给革命, “十四五”提出了到 2025 年非化石能源消费比重达到 20%左右的目标。2023 年上半年, 我国核能发电量占全国累计发电量的 5.08%,

收稿日期: 2024-06-30

通信作者简介: 丁焯涛 (2000), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为火电熔盐储能, 1527871845@qq.com。

全球核电发电量占比约 10%，我国核电建设发展还有很大的提升空间。

当前我国新能源规模保持快速增长态势，部分区域电网峰谷差已达 30% 左右，对电力系统灵活性资源的需求将进一步增长。核电机组调节负荷方式主要依靠控制棒位移和增降硼溶液浓度改变反应堆功率以实现负荷跟踪<sup>[2]</sup>；在运行方式上，根据电网的日负荷变化进行一定程度的功率调节，如单日“12-3-6-3”和“10-2-10-2”时段模式<sup>[3]</sup>。因此，核电机组的调节能力受安全性、经济性和设计特性限制，不仅负荷跟踪能力有限，还会导致机组寿命、安全、经济等受到负面影响。2022 年全国具有灵活调节能力的电源不足 20%，根据国网能源研究院预计，到 2035 年，源、网、荷、储 4 个环节灵活性资源比为 61%:12%:10%:17%，电源侧灵活性资源依然是重要发展方向<sup>[4]</sup>。考虑到火电灵活性改造目标完成，煤电提供的灵活性资源规模占比将超过 50%<sup>[5]</sup>，但距离需求仍有一定的差距，其他类型的调峰资源发展相对滞后，提升核电机组的灵活性调节能力显得十分迫切。

我国“双碳”目标战略以及资源环境限制使得电化学储能、压缩空气储能、储热、储氢等新型储能技术成为研究热点，是未来清洁能源规模化、稳定化、持续化的重要技术手段。考虑核电特点和电力系统灵活需求，可以通过将核电与储能相结合的方式，利用核电稳定能源供应优势和储能系统灵活调度能力，解决低碳转型过程中大规模核电建设面对的灵活性能力不足问题。

本文综述了核电规模化储能集成技术的最新研究进展，旨在评估储能系统在提升核电站灵活运行和促进能源转型中的潜力。主要分析了核电在新型电力系统中的作用，探讨了储能技术在增强核电灵活性和经济性方面的应用；通过综合考虑不同储能方式与核电耦合的适用性，为核能和储能技术的结合进行了分析，并展望这一领域的未来发展方向，期望为该领域的研究人员和政策制定者提供信息和参考。

## 1 储能技术概述

储能系统是用来储存能量的设备或物理系统，目前已广泛应用于电力系统的多个领域，尤其在电力供需关系调节、可再生能源整合和电网稳定性管理中扮演着重要角色<sup>[6]</sup>。储能技术按照存储能量的类型可分为热储能、机械储能、电化学储能、电气

储能。

### 1.1 热储能

热储能技术将能量以热量的形式存储到介质材料中，以温差换热控制能量传输。常用的储热介质包括水、导热油、熔盐、沙砾、岩石、混凝土、金属材料等<sup>[7-8]</sup>。其中，熔盐储热技术广泛应用于光热电站储能系统，技术成熟并已在火电机组领域建立了多个灵活性示范应用项目。

### 1.2 机械储能

机械储能技术是将电能或机械能通过旋转、压缩或重力势差储存能量，通常具有较快的冲放电响应速度和较高的循环寿命。抽水蓄能、压缩空气储能等大规模储能技术应用成熟，是电网现代化和能源转型的关键，但其建设维护成本较高，受地理地形限制。其延伸出的新型重力储能和液态空气储能对环境需求减弱；但液态空气储能对热管理、低温技术和储罐设计要求更高<sup>[9]</sup>。飞轮储能系统具有毫秒级响应速度、百万级循环寿命等优点，契合电力系统频率调节、应急防御等作业，但受成本高、能量密度低的限制无法大规模应用。

### 1.3 电化学储能

电化学储能可使电能和化学能通过电化学反应在电池的正负极材料中存储或释放。不同电池类型具有不同功能特点和技术突破方向。铅酸电池成本较低，但能量密度有限；锂离子电池能量密度高、循环寿命长，但其安全性有待提高；液流电池适于大型化应用，但其对热管理、电极材料、隔膜等关键材料的性能要求较高。尽管各类电池成本在逐渐降低，但其成本仍然是大规模部署的巨大障碍；另外，电池的生产和回收处理需要考虑对环境的影响。截至 2023 年底，我国锂离子电池在新型储能中的累计装机占比约 96.9%，年增长率超过 100%，在新型储能中占据绝对主导地位<sup>[10]</sup>。

### 1.4 电气储能

电气储能技术包括超级电容器和电磁储能 2 种重要形式。超级电容器可以在几秒至几分钟内完成充电，并能实现大功率放电，广泛应用于交通、电力、工业节能、国防军事等领域，但其能量密度较低、成本较高。电磁储能最常见的形式是超导磁储能，使用超导线圈在超导状态下循环电流来存储能量，利用超导材料的零电阻特性，实现接近 100% 理论转换效率和毫秒级响应速度，因受成本较高、技术复杂及超低温工作环境等因素限制，目前仍在



统的匹配性进行了分析，重点分析了储热过程参数和汽轮机系统最大抽汽量特性等，得到了热源蒸汽流量和放电输出的流量限制边界及 TES 容量上限。

相变材料因其固液转化特点，需要装置封装以避免相变而造成泄漏。Ali 等人<sup>[24]</sup>研究了基于 300 MW 高温熔盐堆的固基相变 TES 系统，将 TES 设计为换热器装置（图 2）。

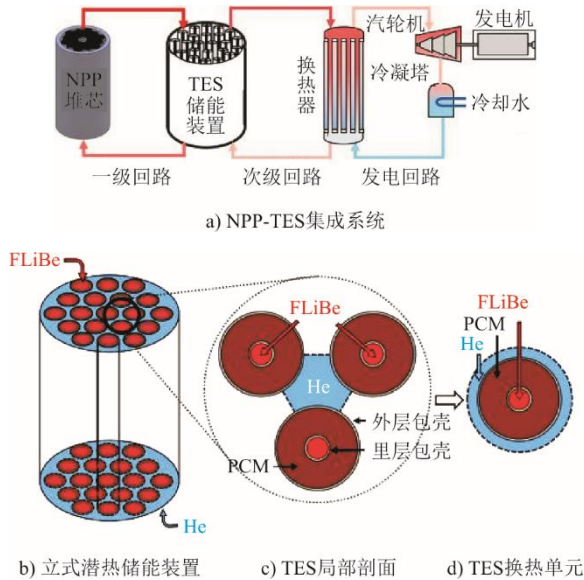


图 2 NPP-TES 集成系统  
Fig.2 The NPP-TES integrated system

该系统在工作温度 881~993 K 下一次循环与朗肯循环之间嵌入 1 个高温氦气循环，TES 系统与核反应堆、蒸汽循环同时工作，没有独立启停动作；

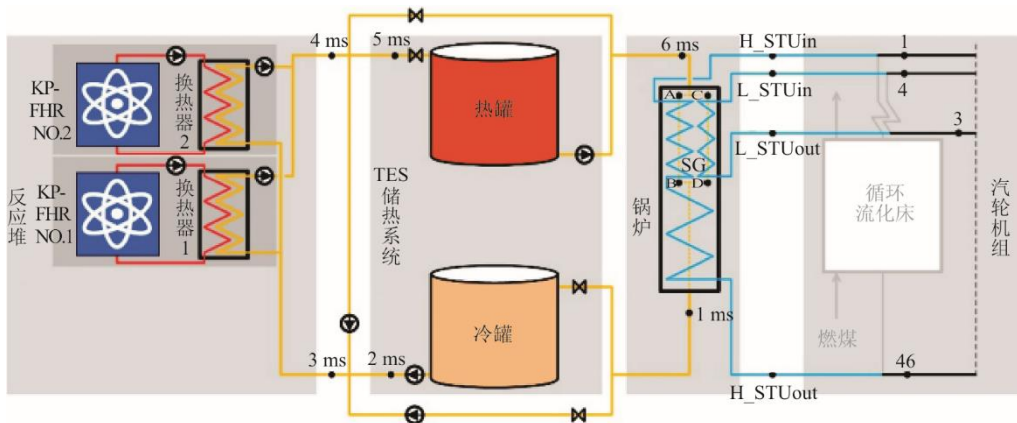


图 3 核反应堆、TES 系统与蒸汽循环的集成  
Fig.3 Integrated diagram of the nuclear reactor, TES system, and steam cycle

程然<sup>[27]</sup>为提高核电一、二次调频响应速率，将 TES 系统设计为电加热器形式，造成了大量高品质电能的消耗，不过调频调峰服务收益显著，年度总收益超过 1 000 万元。Soto 等人<sup>[28]</sup>也采用了电加热

在 TES 装置中将反应堆冷却剂、相变材料和氦气集成并做数值模拟换热仿真，计算 TES 极限充放电速率和时间得到储能容量和负荷跟踪能力分别为 8 100 MW·h 和 2.64%/min。但该研究并没有对氦气与蒸汽间的换热展开讨论。

Bartela 等人<sup>[23]</sup>研究了利用退役火电机组进行核岛改造的方案设计，将 TES 嵌入小型高温熔盐堆和蒸汽循环之间（图 3），TES 系统使用太阳盐作为储热介质，既链接核岛冷却剂，也对接二次侧 600 °C 以上的过热蒸汽循环。该系统在保持核岛功率稳定的同时也可满足蒸汽侧的灵活性出力要求。文献<sup>[23]</sup>还对储罐容量设计进行了分析，分别从最大储热需求预测和经济角度确定储热容量，容量 800 MW·h 的 TES 系统 经济性最理想，但综合负荷需求和价格波动，容量在 1 000~1 200 MW·h 的储热系统最合理。

Abdullah 等人<sup>[26]</sup>在双罐式潜热储能基础上对 TES 系统进行模块化设计优化，将单位容量储热器与单位容量次级蒸汽轮机集成（图 4）；模块化设计可以匹配任何容量的机组及需求，且不用担心 TES 出力影响原机组运行，尽管这样可以减少设计成本，但是新增设备较多，增加了投资成本。仿真结果表明，该设计方案可使核电安全约束范围内的极限出力功率增加 32%，尽管 TES 系统次级朗肯循环（SSRC）热效率分别为 24% 和 30%，较原设计主蒸汽循环低，但从长期年化收益上看，发电成本仍有所下降。

器设计方案，但将其作为辅助调节方式，可根据需求极限设计电加热器功率，系统经济性得以提高。在 TES 系统放热循环耦合接口的设计方面，各类方案通常选择集成到蒸汽循环，多以方案设计<sup>[27-30]</sup>、热

力学模拟分析<sup>[31]</sup>和经济性研究<sup>[23,31-32]</sup>为主,但上述研究均未对换热过程进行详细设计。此外,Liu、Abushamah、Ghazaie 等人<sup>[33-35]</sup>针对核电供热、供冷

应用场景进行了 TES 联产模型的研究,提升了现有核电机组的冷热电联供能力。

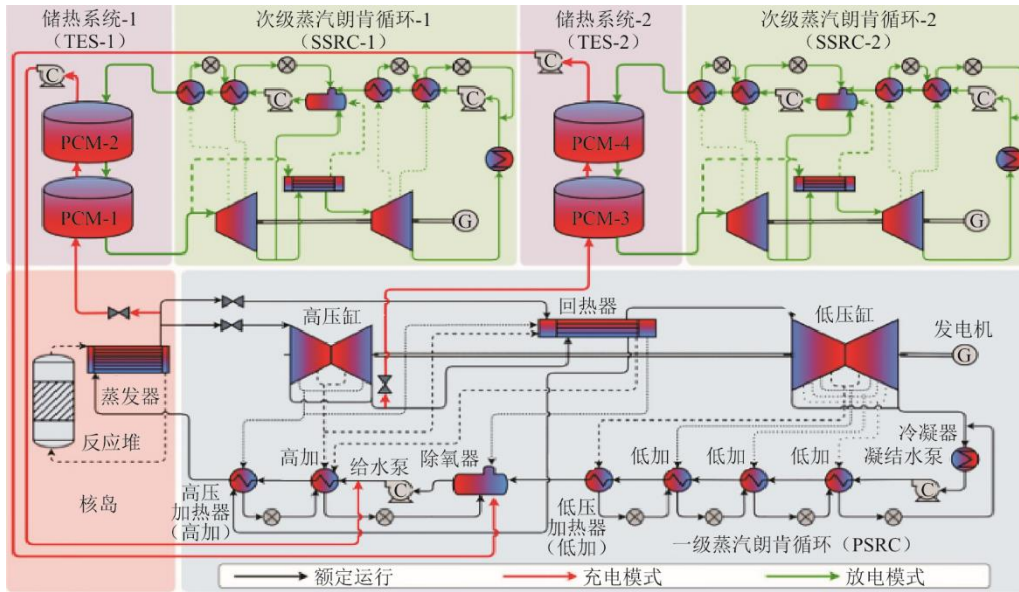


图 4 拟建核电站的布局与模块化 TES 集成系统  
Fig.4 Layout of the planned nuclear power station and modular TES integration system

### 2.2 核电耦合机械储能技术

不同形式的机械储能与核电机组的耦合方式差别较大,其中,基于压缩空气储能技术并增设冷却系统的液态空气储能技术 (LAES) 由于其能量

密度大幅提升<sup>[36]</sup>,且不受环境因素限制,在核储研究中受到了广泛的关注<sup>[37-38]</sup>。核电蒸汽循环集成 LAES 示意如图 5 所示<sup>[39]</sup>。

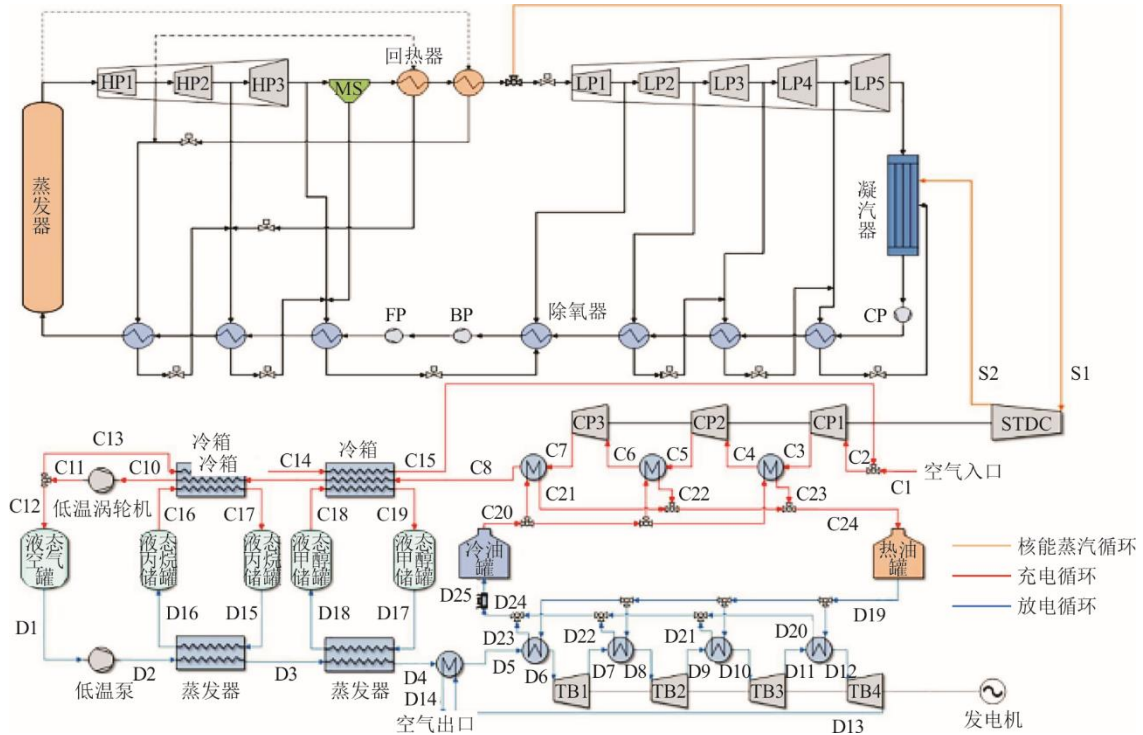


图 5 核电蒸汽循环集成 LAES 示意  
Fig.5 Schematic diagram of the nuclear power steam cycle integrated with LAES system

核储液态空气储能系统在空气压缩和膨胀过程均与导热油循环系统换热以提高系统效率。系统利用低参数蒸汽旁路压缩液化空气,采用涡轮机蒸发膨胀空气,直连发电机发电。文献[37-39]对储能系统进行优化设计,分析了系统循环效率,最终压缩压力越大、膨胀压降越多,循环效率和液态空气产率越高,研究表明,耦合系统的往返效率约为 51%,核电厂的容量因子提高约 3%,集成系统投资成本和运营成本比独立液化空气储能系统降低了 17%。

王鼎等<sup>[40]</sup>研究了飞轮储能与核电厂柴油发电机设备耦合,可为设备争取 5 s 启动时间。王晋<sup>[41]</sup>研究了与飞轮储能类似特征的电容器,为核电应急能源争取启动时间。武鑫等<sup>[42]</sup>研究了在核电一次调频作业中使用飞轮阵列储能技术,使用交流/直流变流器并联多个 1 MW/250 kW·h 飞轮(图 6),飞轮阵列与核电厂高厂变的耦合特性表明,耦合系统平均提高一次调频性能 2.48 倍,一次调频效果显著。

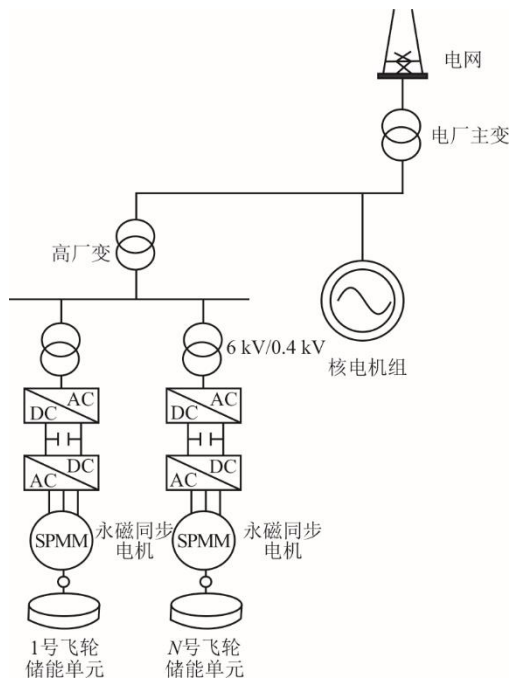


图 6 飞轮储能阵列接入核电机组拓扑结构

Fig.6 Topological structure of flywheel energy storage array integrated into NPP

Gong 等人<sup>[43]</sup>研究了核电站和抽水蓄能电站通过调度策略耦合后的运行特性和约束条件,分析结果表明,联合系统调峰能力从 13.439 MW 提高到了 15.926 MW,运行成本从 45.03 亿元降到 44.33 亿元。罗佑坤等<sup>[44]</sup>将抽水蓄能电站作为核电服务端,核电保持满功率运行,抽水蓄能电站则根据电网负荷的

变化进行抽水和发电,以此来承担调峰任务。国内抽水蓄能电站目前以电网经营企业全资建设和管理为主<sup>[44]</sup>,根据电源结构承担新能源消纳任务<sup>[45]</sup>,而核电没有调取蓄能电站能力。国家发改委 2014 年下发的《关于促进抽水蓄能电站健康有序发展有关问题的意见》提出若干投资意见,为核蓄联营电站打开了政策窗口。

### 2.3 电化学储能技术

Chen 等人<sup>[46]</sup>基于未来电池成本下降、循环寿命提升等因素的影响,对核储耦合电池技术进行了经济性分析,结果表明其与抽水蓄能电站相比具有初始投资更低、资本回收周期更短的优势。郑睿敏等<sup>[47]</sup>以深圳电网(核电和天然气发电为主)需求为样本,提出根据局部需求建设不同容量的城市分布式电池储能电站的设想。除了调峰作业外,电化学储能还可作为核电应急防御动力源<sup>[41,48-49]</sup>,从而提高核电站的安全性和应急电源系统的可靠性。Lowe 等人<sup>[50]</sup>采用核电集成电池储能系统结合光伏发电满足电力系统负载需求,优化的太阳能光伏和核能混合发电方案相较于没有核电参与的方案,储能容量需求减少约 92%,为可再生能源-核电-储能联合运行提供理论基础,有利于核电稳定输出、新能源消纳和提高储能系统利用率。

### 2.4 氢储

Xiang 等人<sup>[51]</sup>将可再生能源电解、核电电解、高温气冷堆制氢等低碳制氢技术和传统制氢技术的成本趋势进行对比分析,预测到 2050 年,高温气冷堆是最低成本的制氢技术。考虑到氢能广泛适用性和存储运输难度,Liu 等人<sup>[52]</sup>采用介质出口温度在 950 °C 以上的高温气冷堆配合高温条件的碘硫循环制氢,副产品高温氧气(800~900 °C)为 Haber-Bosch 循环提供高温热源将氢转化为安全性较高且便于存储运输的氨,同时高温余热为核电的蒸汽循环提供动力,完成高温气冷堆热源的梯级利用。Ahmed 等人<sup>[53]</sup>论证了以液氢、金属氢化物等为储能介质的可行性。

An 等人<sup>[54]</sup>为应对核电灵活性不足的问题,提出了核电集成盐穴氢储系统(NHES),建立负荷动态数学模型,开发集成控制系统,探究集成系统灵活性能(图 7)。集成系统利用耦合的电解槽消耗额外电力,并在电力负荷峰值提取氢气在燃气轮机中燃烧提供额外出力。该研究以实际负荷需求为样本进行了 1 年期的动态联合调峰仿真,结果显示控



输出。在压缩空气、液态空气储能系统中气体需经过预热,即上文提到的部分传热耦合,这一过程可以使用蒸汽、废热或独立的小型热储循环。单纯的压缩空气储能对周边环境要求较高,尤其是储气洞穴的条件,因此,其与核电耦合的可能性非常小。液态空气储能对环境要求较低,一定程度上具备与核储耦合的潜力,但相适应的技术仍处于研发阶段,总体可行性取决于未来该液态空气储能技术的发展情况。

此外,为发挥热能耦合与汽轮机联动的优势,针对未来传统火电逐渐退役的趋势,利用退役机组基础设施和电力输送条件,将小型核电站与储热系统集成,将是未来规模化核储的理想发展模式之一。

### 3.2 核储电能耦合技术

电能几乎可与所有型式的电源耦合,与核能耦合也非常匹配,唯一需要考虑的是其耦合成本问题。电能耦合通过电力设备例如变压器、逆变器、整流器和电解器等将储能系统直接与核电厂耦合,包括电解制氢、电池、电磁储能、抽水蓄能、新型重力储能和飞轮储能等,上述储能方案均直接使用电力驱动,能量输出方式也直接为电能。电能耦合方式对原机组的要求均非常小,且功率响应快、灵活性高,调峰深度理论上可到达零出力状态。核储电能耦合技术应关注系统控制约束和调度策略研究,一旦经济性提升到可接受的程度,其必然飞速发展。

### 3.3 核储集成技术经济可行性

核储集成的目标是为电力系统建设灵活性核电,在打造稳定的核反应堆输出基础上提供高质量的调度服务。就成本而言,核储集成系统除了建设投资成本外,还有在技术性能基础上的运行成本。建设投资主要由设计规模容量、配置设备、系统类型及选用材料等决定,储能系统运行在功能、热能等转换过程中必经品位下降、逸散等过程,储能系统循环效率、热效率、烟效率和集成系统核电因子等将间接增加燃料消耗,降低热经济性。核储系统的经济属性在于保障核反应堆稳定持续输出,以及为电力系统提供辅助服务和消纳新能源等方面。Bartela 等人<sup>[23,30,46]</sup>根据集成系统性能、电力市场价格、负荷预测、储能系统容量及降碳排放等条件评估集成系统收益,不论是调峰调频辅助服务方面,还是集成系统增发电量,其收益均显著提升。

储能系统设计目标之一<sup>[23,26]</sup>就是保障核反应堆的安全输出,调度指令不会对其恒定运行产生影

响,所以集成设计应充分考虑核反应堆可能出现的停堆、跳机等状况。在热能耦合中,相对于蒸汽侧耦合,与冷却剂一次循环有热交换的储能系统设计风险更高;另外,在汽水参数控制方面,最终给水温度、旁路最大抽汽、回汽流量将影响动力设备运行,间接增加运行风险。热储能、机械储能等方式的长时运行安全性高,而电池、化学能本身的安全性有待提高,与集成设计关系较小,建议在选址建设方面隔离核反应堆和发电机组以提高整体安全性。

## 4 结 语

本文介绍了规模化核储技术研究进展,探讨了耦合储能系统对提升核电机组运行灵活性和在未来能源结构体系中的作用。对于现阶段研究的各类储能系统,其与核电系统的耦合方式可分为热能耦合和电能耦合2类。其中,热能耦合技术方案的成本低,技术方案成熟,但相对限制条件颇多,限制了技术的推广应用。电能耦合技术方案耦合难度低,对原核电机组限制条件少,但投资成本太高,短期内推广应用的难度也非常大。

在热能耦合技术方案中,采用汽轮机冗余设计或模块化设计方案,在短期内具有很强的可行性和技术推广性。在电能耦合技术方案中,电解制氢技术方案的可行性较强。但如果未来电化学技术可以取得突破性进展,尤其是设备造价大幅降低时,其可行性将取代氢储技术方案。此外,基于退役火电机组基础设施、具备电力输送条件的小型核电站与储热系统集成改建技术方案,将是未来规模化核电发展的理想模式之一。

### [参 考 文 献]

- [1] 王永中. 全球能源格局发展趋势与中国能源安全[J]. 人民论坛·学术前沿, 2022(13): 14-23.  
WANG Yongzhong. The development trend of global energy pattern and China's energy security[J]. People's Forum Academic Frontier, 2022(13): 14-23.
- [2] 杨晓. 多模块式核反应堆负荷跟踪下的协调控制方法研究[D]. 合肥: 中国科学技术大学, 2021: 39-42.  
YANG Xiao. Research on coordinated control method of multi-module nuclear reactor load tracking[D]. Hefei: University of Science and Technology of China, 2021: 39-42.
- [3] 崔怀明, 周金满. 压水堆核电厂运行模式总体设计研究[J]. 核动力工程, 2020, 41(4): 203-207.  
CUI Huaiming, ZHOU Jinman. Research on the overall design of operating mode of pressurized water reactor nuclear power plant[J]. Nuclear Power Engineering,

- 2020, 41(4): 203-207.
- [4] 张宁, 卢静, 代红才. 源网荷储协调发展下我国电力系统灵活性资源展望[J]. 中国电力企业管理, 2020(16): 44-47.  
ZHANG Ning, LU Jing, DAI Hongcai. Prospect of China's power system flexibility resources under the coordinated development of source-network-load-storage[J]. China Electric Power Enterprise Management, 2020(16): 44-47.
- [5] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于开展全国煤电机组改造升级的通知[R/OL]. (2021-11-03)[2024-06-25]. [https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-11/03/content\\_5648562.htm](https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-11/03/content_5648562.htm).  
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Notice on carrying out the transformation and upgrading of coal-fired power units nationwide[R/OL]. (2021-11-03)[2024-06-25]. [https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-11/03/content\\_5648562.htm](https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-11/03/content_5648562.htm).
- [6] 姚良忠, 邓占锋, 李建林, 等. 规模化储能技术进展及其在高比例可再生能源和电力电子设备电力系统中的应用[J]. 全球能源互联网, 2021, 4(5): 425-426.  
YAO Liangzhong, DENG Zhanfeng, LI Jianlin, et al. Progress of large-scale energy storage technology and its application in power systems with high proportion of renewable energy and power electronics[J]. Global Energy Interconnection, 2021, 4(5): 425-426.
- [7] 龙惟定, 白玮, 范蕊, 等. 疫情之后: 能源总线与第5代区域供热供冷系统的发展[J]. 暖通空调, 2020, 50(10): 1-13.  
LONG Weiding, BAI Wei, FAN Rui, et al. After the pandemic: the development of energy bus and the 5th generation of district heating and cooling systems[J]. Heating, Ventilating and Air Conditioning, 2020, 50(10): 1-13.
- [8] 陈秋宇, 李文涛, 李竺豫, 等. 中高温热化学储热材料研究进展[J]. 热力发电, 2024, 53(6): 12-20.  
CHEN Qiuyu, LI Wentao, LI Zhuyu, et al. Research progress on high-temperature thermochemical thermal energy storage materials[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(6): 12-20.
- [9] QI M, PARK J, LEE I, et al. Liquid air as an emerging energy vector towards carbon neutrality: a multi-scale systems perspective[J]. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 2022, 159: 112201.
- [10] 中国储能网. CIES2024 重磅发布《2024 年中国新型储能产业发展白皮书》[R/OL]. (2024-03-10)[2024-06-25]. <https://www.escn.com.cn/20240310/e10cae3f35234a49b2da2c2aa2fc3235/c.html>.  
China Energy Storage Network. CIES2024 Major release *The White Paper on the Development of China's New Energy Storage Industry in 2024*[R/OL]. (2024-03-10)[2024-06-25]. <https://www.escn.com.cn/20240310/e10cae3f35234a49b2da2c2aa2fc3235/c.html>.
- [11] LI C, LI G, XIN Y, et al. A high-temperature superconducting energy conversion and storage system with large capacity[J]. Journal of Energy Storage, 2022, 53: 1-8.
- [12] 潘怡, 刘敦禹, 金晶. CaO/CaCO<sub>3</sub> 储能系统材料设计研究进展[J]. 动力工程学报, 2024, 44(5): 770-781.  
PAN Yi, LIU Dunyu, JIN Jing. Research progress on material design of CaO/CaCO<sub>3</sub> energy storage system[J]. Journal of Power Engineering, 2024, 44(5): 770-781.
- [13] 王洪明, 王观竹. 太阳能熔融盐供热的 CH<sub>4</sub>-CO<sub>2</sub> 重整热化学储能反应热力学分析[J]. 北京化工大学学报(自然科学版), 2024, 51(3): 57-65.  
WANG Hongming, WANG Guanzhu. Thermodynamic analysis of CH<sub>4</sub>-CO<sub>2</sub> reforming thermochemical energy storage reaction for solar thermal salt heating[J]. Journal of Beijing University of Chemical Technology (Natural Science Edition), 2024, 51(3): 57-65.
- [14] KUSHIDA T, WADA S, FURUKAWA Y. Thermochemical model for evaluating CO<sub>2</sub> regeneration energy for amine absorbents[J]. Chemical Engineering Science, 2023: 268: 118388.
- [15] LI J, CHAI X, GU Y, et al. Small-scale high-pressure hydrogen storage vessels: a review[J]. Materials, 2024, 17(3): 721.
- [16] VEREVKIN S P, KONNOVA M E, V ZHERIKOVA K V, et al. Sustainable hydrogen storage: thermochemistry of amino-alcohols as seminal liquid organic hydrogen carriers[J]. Journal of Chemical Thermodynamics, 2021: 163: 106591.
- [17] YANG J, WANG H, DONG X, et al. Performances comparison of adsorption hydrogen storage tanks at a wide temperature and pressure zone[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2023, 48(69): 26881-2693.
- [18] 赫广迅, 宋业琛. 基于火电站转型储能电站的超高温热泵及熔盐储换热系统工程设计[J]. 汽轮机技术, 2023, 65(2): 93-96.  
HE Guangxun, SONG Yechun. Engineering application design of ultra-high temperature heat pump and molten salt storage and heat exchange system based on the transformation of thermal power station to energy storage station[J]. Turbine Technology, 2023, 65(2): 93-96.
- [19] 庞力平, 张世刚, 段立强. 高温熔盐储能提高二次再热机组灵活性研究[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(8): 2682-2691.  
PANG Liping, ZHANG Shigang, DUAN Liqiang. Research on improving the flexibility of secondary reheated units with high-temperature molten salt energy storage[J]. Proceedings of the Chinese Society of Electrical Engineering, 2021, 41(8): 2682-2691.
- [20] BABU K S, KUMAR E A. Thermodynamic analysis of compressor operated resorption thermochemical energy storage system for heat storage, combined cooling and heat upgradation[J]. Energy Storage, 2022, 50: 104659.
- [21] CARLSON F, DAVIDSON J H, TRAN N, et al. Model of the impact of use of thermal energy storage on operation of a nuclear power plant Rankine cycle[J]. Energy Conversion and Management, 2019, 181: 36-47.
- [22] KLUBA A, FIELD R. Optimization and exergy analysis of nuclear heat storage and recovery[J]. Energies, 2019, 12(21): 4205.
- [23] BARTELA L, GLADYSZ P, OCHMANN J, et al. Repowering a coal power unit with small modular reactors and thermal energy storage[J]. Energies, 2022, 15(16): 5830.
- [24] ALI M, ALKAABI A K, ADDAD Y. Numerical investigation of a vertical triplex-tube latent heat storage/exchanger to achieve flexible operation of nuclear power plants[J]. Int J Energ Res, 2022, 46(3): 2970-2987.
- [25] FLETCHER C, DAVIDSON J H. Parametric study of thermodynamic and cost performance of thermal energy storage coupled with nuclear power[J]. Energy

- Conversion and Management, 2021, 236: 115484.
- [26] AUNEDI M, PANTALEO A M M, STRBAC G, et al. Thermo-economic assessment of flexible nuclear power plants in future low-carbon electricity systems: Role of thermal energy storage[J]. Energy Conversion and Management, 2022, 258: 114054.
- [27] 程然. 核电机组储能型附加循环及控制方法研究[D]. 哈尔滨: 哈尔滨工业大学, 2022: 27-42.  
CHENG Ran. Research on the storage-type auxiliary cycle and control method of nuclear power units[D]. Harbin: Harbin Institute of Technology, 2022: 27-42.
- [28] SOTO G J, LINDLEY B, NEISES T, et al. Dispatch optimization, system design and cost benefit analysis of a nuclear reactor with molten salt thermal storage[J]. Energies, 2022, 15(10): 3599.
- [29] LEE J Y, LEE J I. A study on steam cycle optimization for integrating energy storage system to nuclear power plant [J]. Annals of Nuclear Energy, 2021, 160: 108349.
- [30] SAEED R M, FRICK K L, SHIGREKAR A, et al. Mapping thermal energy storage technologies with advanced nuclear reactors[J]. Energy Conversion and Management, 2022, 267: 115872.
- [31] FORSBERG C W, MCDANIEL P J, ZOHURI B. Nuclear air-Brayton power cycles with thermodynamic topping cycles, assured peaking capacity, and heat storage for variable electricity and heat[J]. Nuclear Applications, 2021, 207(4): 543-557.
- [32] NOROUZI N, FANI M, TALEBI S. Exergetic design and analysis of a nuclear SMR reactor tetrageneration (combined water, heat, power, and chemicals) with designed PCM energy storage and a CO<sub>2</sub> gas turbine inner cycle[J]. Nuclear Engineering and Technology, 2020, 53(2): 677-687.
- [33] LIU W Q, SUN Z Y, LIU X M, et al. Control strategies and performance analysis for a novel nuclear heating system with heat storage[J]. Progress in Nuclear Energy, 2024, 168: 105031.
- [34] ABUSHAMAH H A S, BURIAN O, SKODA R. Design and operation optimization of a nuclear heat-driven district cooling system[J]. International Journal of Energy Research, 2023, 1: 7880842.
- [35] GHAZAIE S H, SADEGHI K, CHEBAC R, et al. On the use of advanced nuclear cogeneration plant integrated into latent heat storage for district heating[J]. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 2022, 50: 101838.
- [36] HEO J Y, PARK J H, CHAE Y J, et al. Evaluation of various large-scale energy storage technologies for flexible operation of existing pressurized water reactors[J]. Nuclear Engineering and Technology, 2021, 53(8): 2427-2444.
- [37] ANDY W, WILLIAM N J, BARTEK G A. A methodology for techno-economic evaluation of asymmetric energy storage systems: a nuclear energy case study[J]. Progress in Nuclear Energy, 2022, 147: 104127.
- [38] SONG S H, HEO J Y, LEE J I. Design considerations for the liquid air energy storage system integrated to nuclear steam cycle[J]. Applied Sciences-Basel, 2021, 11(18): 8484.
- [39] PARK J H, HEO J Y, LEE J I. Techno-economic study of nuclear integrated liquid air energy storage system[J]. Energy Conversion and Management, 2022, 251: 114937.
- [40] 王鼎, 邹琴, 赵文昊, 等. 核电应急飞轮储能系统转子设计及动力学特性分析[J]. 机械设计, 2023, 9(7): 2024.  
WANG Ding, ZOU Qin, ZHAO Wenhao, et al. Rotor design and dynamic characteristic analysis of emergency flywheel energy storage system for nuclear power plant[J]. Mechanical Design, 2023, 9(7): 2024.
- [41] 王晋. 超级电容作为核电厂应急柴油发电机组启动期间后备电源的可行性研究[J]. 核科学与工程, 2022, 42(1): 175-179.  
WANG Jin. Feasibility study on supercapacitors as backup power for emergency diesel generator sets during the startup period of nuclear power plants[J]. Nuclear Science and Engineering, 2022, 42(1): 175-179.
- [42] 武鑫, 杨威鹏, 熊星宇, 等. 辅助核电机组一次调频的飞轮储能阵列容量配置方法[J]. 动力工程学报, 2023, 43(7): 877-884.  
WU Xin, YANG Weipeng, XIONG Xingyu, et al. Capacity configuration method of flywheel energy storage array assisting primary frequency regulation of nuclear power units[J]. Journal of Power Engineering, 2023, 43(7): 877-884.
- [43] GONG Y, TAN C, ZHANG Y, et al. Peak shaving benefits assessment of renewable energy source considering joint operation of nuclear and pumped storage station[J]. Energy Procedia, 2018, 152: 953-958.
- [44] 罗佑坤, 钟鑫亮, 辛晟. 广东抽水蓄能电站与核电联营模式及效益研究[J]. 水电与新能源, 2022, 36(11): 5-7.  
LUO Youkun, ZHONG Xinliang, XIN Sheng. Research on the joint operation mode and benefits of Guangdong pumped storage power station and nuclear power[J]. Hydropower and New Energy, 2022, 36(11): 5-7.
- [45] 孙勇, 魏敏, 王磊, 等. 基于华北电网典型特征, 利用仿真模型分析抽水蓄能机组服务新能源消纳的研究与应用[J]. 电力大数据, 2022, 25(9): 84-92.  
SUN Yong, WEI Min, WANG Lei, et al. Research and application of pumped storage units serving the accommodation of new energy based on the typical characteristics of north China power grid[J]. Power Big Data, 2022, 25(9): 84-92.
- [46] CHEN X J, HUANG L S, LIU J B, et al. Peak shaving benefit assessment considering the joint operation of nuclear and battery energy storage power stations: Hainan case study[J]. Energy, 2022, 239: 121897.
- [47] 郑睿敏, 谭春辉, 侯惠勇, 等. 城市电网电池储能系统规划及潭头储能项目应用研究[J]. 供用电, 2020, 37(4): 86-91.  
ZHENG Ruimin, TAN Chunhui, HOU Huiyong, et al. Planning of urban power grid battery energy storage system and application research of tan tou energy storage project[J]. Power Supply and Demand, 2020, 37(4): 86-91.
- [48] 倪丹, 黄冬艳, 陈冬. 电池储能技术在核电厂的适用性分析[J]. 电源技术, 2021, 45(4): 519-520.  
NI Dan, HUANG Dongyan, CHEN Dong. Applicability analysis of battery energy storage technology in nuclear power plants[J]. Power Source Technology, 2021, 45(4): 519-520.
- [49] 王永年, 杜预, 王成铭. 基于蓄电池的大容量储能系统设计[J]. 电器与能效管理技术, 2014(24): 48-53.  
WANG Yongnian, DU Yu, WANG Chengming. Design of large-capacity energy storage system based on battery[J]. Electrical and Energy-saving Management

- Technology, 2014(24): 48-53.
- [50] LOWE C, STANLEY J, ALOSAIMI F, et al. Load following capability for hybrid nuclear and solar photovoltaic power plants with an energy storage system[C]//Proceedings of the 52nd North American Power Symposium (NAPS). Electr Network, F 2021: 1-6.
- [51] XIANG P P, JIANG K J, WANG J C, et al. Evaluation of LCOH of conventional technology, energy storage coupled solar PV electrolysis, and HTGR in China[J]. Applied Energy, 2024, 353(PA): 122086.
- [52] LIU B, HUANG J, CHEN W, et al. A study of ammonia-hydrogen-electricity cogeneration coupled to a very high-temperature heat source[J]. Nuclear Engineering and Design, 2023, 414: 112585.
- [53] ALABBADI A A, OBAID O A, ALZHRANI A A. A comparative economic study of nuclear hydrogen production, storage, and transportation[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2024, 54: 849-863.
- [54] AN H, KASRA M, MATTHEW M, et al. Dynamic simulation of a novel nuclear hybrid energy system with large-scale hydrogen storage in an underground salt cavern[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2021, 46(61): 31143-31157.
- [55] ZHANG T. Techno-economic analysis of a nuclear-wind hybrid system with hydrogen storage[J]. Journal of Energy Storage, 2022, 46: 103807.
- [56] 潘玺安. 含高比例核电电力系统调峰策略及低碳运行研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2020: 16-20.  
PAN Xi'an. Research on peaking strategy and low-carbon operation of power system with high proportion of nuclear power[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2020: 16-20.
- [57] GUO Q, WU X, CAI H, et al. Multi-power sources joint optimal scheduling model considering nuclear power peak regulation[J]. Energy, 2024, 293: 130678.
- [58] TEMIZ M, DINCER I. Solar and sodium fast reactor-based integrated energy system developed with thermal energy storage and hydrogen[J]. Energy, 2023, 284: 129275.
- [59] MASOTTI G C, CAMMI A, LORENZI S, et al. Modeling and simulation of nuclear hybrid energy systems architectures[J]. Energy Conversion and Management, 2023, 298: 117684.
- [60] FRICK K, DOSTER J M, BRAGG-SITTON S. Design and operation of a sensible heat peaking unit for small modular reactors[J]. Nuclear Technology, 2019, 205(3): 415-441.
- [61] 王伟, 许朋江, 常东锋, 等. 一种基于储热的火电机组抽汽辅助调频调峰系统: CN202110189339.0[P]. 2021-06-18[2024-04-10].  
WANG Wei, XU Pengjiang, CHANG Dongfeng, et al. A thermal energy storage-based auxiliary frequency modulation and peak regulation system for thermal power units: CN202110189339.0[P]. 2021-06-18 [2024-04-10].

(责任编辑 杨嘉蕾)