

研究论文

DOI: 10.11949/0438-1157.

外部冷能耦合液态空气储能系统动态实验研究

范嘉堃^{1,2}, 孙娜³, 张金亚³, 张永学³

(¹ 中海石油气电集团有限责任公司, 北京 100028; ² 中国海洋石油集团有限公司液化天然气及低碳技术重点实验室, 北京 100028; ³ 中国石油大学(北京), 机械与储运工程学院, 北京 102249)

摘要: 液化天然气耦合液态空气储能技术能够有效提升系统往返效率。然而, 实际工程运行不可避免地伴随启停与多周期交变工况。目前, 该系统在动态运行下的全流程瞬态响应机制与多周期演变规律, 尚缺乏系统性的实验验证。为此, 本文搭建了采用分流膨胀制冷的 50 kW 级外部冷能耦合液态空气储能全流程实验平台, 探究了该系统的热动态运行特性。在实际工艺流程中, 需将 LNG 冷能先与氮气换热, 再将低温氮气用于空气液化, 实验中直接采用换热后的低温氮气作为冷源。实验结果表明: 热启动充分利用保留的低温梯度, 使空气液化起始时间提前 66.7%, 达到 91% 稳态液化率的耗时由 45 min 缩减至 15 min, 缩短了压缩机输入功率的动态调整时间, 使其更快回落并稳定在约 91 kW。系统释能发电响应迅速, 三台膨胀机组可在 5 min 内完成启机并稳定输出约 51.2 kW 的电功率, 关机响应仅需 3 min。多周期交替运行促使蓄冷填充床逐步建立稳定的动态热边界, 系统在约 15 次循环后进入稳定运行状态, 主要动力设备电-电往返效率和系统 ■ 效率分别稳定在约 54.2% 和 48.2%。

关键词: LNG 冷能; 液态空气储能; 实验平台; 蓄冷填充床; 动态响应

中图分类号: TE 09

文献标志码: AA

文章编号: 0438-1157 (XXXX) XX-0001-13

Experimental study on the dynamic characteristics of an external cold energy-coupled liquid air energy storage system

FAN Jiakun^{1,2}, SUN Na³, ZHANG Jinya³, ZHANG Yongxue³

(¹ CNOOC Gas & Power Group Co., Beijing 100028, China; ² CNOOC Key Laboratory of Liquefied Natural Gas and Low Carbon Technology, Beijing 100028, China; ³ School of Mechanical and Storage and Transportation Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China)

Abstract: Liquefied natural gas-coupled liquid air energy storage technology can effectively improve the system round-trip efficiency. However, practical engineering operations inevitably involve frequent start-ups, shut-downs, and multi-cycle alternating operating conditions. Currently, there is a lack of systematic experimental verification of the full-process transient response mechanisms and multi-cycle evolution characteristics of this system under dynamic operating conditions. Accordingly, a 50 kW-class full-process experimental platform for an external cold energy-coupled liquid air energy storage system employing split-flow expansion refrigeration was constructed to investigate its dynamic thermal behavior. In practice, LNG cold energy is first transferred to nitrogen via heat exchange, and the resulting low-temperature nitrogen is then used for air liquefaction. Therefore, the experiments directly employed the low-temperature nitrogen obtained after heat exchange as the external cold source.

收稿日期: 2026-06-11 修回日期: 2026-08-06

通信作者: 张金亚(1980—), 男, 博士, 教授, zhjinya@163.com

第一作者: 范嘉堃(1989—), 男, 高级工程师, fanjk@cnooc.com.cn

基金项目: 国家自然科学基金面上项目(U1162121)

引用本文: 范嘉堃, 孙娜, 张金亚, 张永学. 外部冷能耦合液态空气储能系统动态实验研究[J]. 化工学报, XXXX, XX(XX): 1–13

Citation: FAN Jiakun, SUN Na, ZHANG Jinya, ZHANG Yongxue. Experimental study on the dynamic characteristics of an external cold energy-coupled liquid air energy storage system[J]. CIESC Journal, XXXX, XX(XX): 1–13

Experimental results demonstrate that the hot start-up strategy fully utilizes the retained low-temperature gradient, advancing the onset of air liquefaction by 66.7% and significantly reducing the time required to achieve a 91% steady-state liquefaction yield from 45 minutes to 15 minutes. This shortened the dynamic adjustment duration of the compressor input power, allowing it to stabilize more rapidly at approximately 91 kW. Furthermore, the system exhibits a rapid power-generation response during the discharging phase, in which the three expander units can complete start-up within 5 minutes and steadily output approximately 51.2 kW of electrical power, with a shut-down response requiring only 3 minutes. Finally, multi-cycle alternating operation enabled the cold-storage packed bed to gradually establish a stable dynamic thermal boundary. After approximately 15 cycles, the system reached stable operation, with the main-equipment electric-to-electric round-trip efficiency and system exergy efficiency stabilizing at approximately 54.2% and 48.2%, respectively.

Keywords: LNG cold energy; liquid air energy storage; experimental platform; packed bed cold storage; dynamic response

引 言

随着全球能源需求增长与化石燃料消费带来的环境问题,加速推进能源系统向净零社会转型已显得尤为紧迫^[1-2]。风能和太阳能为代表的清洁能源已在全球范围内实现规模化发展^[3]。预计到2050年,可再生能源将主导全球电力量扩张,占有所有新增装机的75-80%,其中太阳能光伏和风能将成为主要驱动力^[4]。然而,可再生能源发电的可变性和间歇性会导致频率波动、电压偏差和供应可靠性下降,从而威胁到整体电网稳定性^[5]。储能技术对于提升可再生能源并网能力、支撑未来电力系统稳健发展,并进一步激励可再生能源领域投资的关键技术路径^[6-7]。

在各种储能技术中,液态空气储能(liquid air energy storage, LAES)因具有不受地域限制、扩展性强、能量密度高、环境友好、提供多向量能源服务等优点而受到广泛关注^[8]。该系统促进了冷能、热能和电三种形式的能量转换和存储,作为综合能源配置优化的有效能源枢纽^[9-10]。因此,LAES技术可以满足中长期储能需求,适应当前储能技术的发展趋势。然而,传统LAES系统的往返效率(round-trip efficiency, RTE)通常仅为50-60%,这种限制主要是由于空气液化过程中采用的单一源液态空气冷却,导致液化率通常低于70%^[11-12]。液化天然气(liquefied natural gas, LNG)再气化过程中释放出近830 kJ/kg的冷能^[13-14],其理想温度-162℃满足空气液化冷能需求,使其成为理想的外部来源。LNG冷能的应用已逐步拓展至工业园区烟气碳捕集^[15]、数据中心冷却^[16-17]、二氧化碳储能系统辅助液化^[18]、氢

气辅助液化^[19]和海水淡化^[20]等新兴领域。然而,此类应用通常未能充分发挥LNG冷能的高品位特性,导致其实际价值密度有限。从冷能梯级整合与系统耦合的角度看,将LNG冷能直接引入LAES系统的液化环节,结构性地减少了对独立制冷循环的依赖。因此,将LNG冷能与LAES系统相结合(LNG-LAES)被认为是提高系统效率、促进可再生能源消纳的一种具有应用潜力的技术路径。现有研究表明,LNG常压储存温度约为-162℃,与高压空气液化过程的低温冷能需求区间较为匹配^[21]。相关理论研究表明,通过耦合LNG冷能可显著改善空气液化过程,使空气液化率提升至90%以上,系统RTE突破70%^[22-23];同时,系统架构优化研究也验证了外部冷能耦合对LAES系统效率提升的积极作用^[24-25]。

尽管基于LNG冷能辅助的LAES系统在理论上展现出优越的性能,但当前的集成方案大多基于理想化假设,即默认LNG供冷温度恒为-162℃。在真实工程场景中,由于LNG在储运过程中不断产生蒸发气(boil-off gas, BOG),接收站需对BOG进行再压缩与再液化,这一过程不可避免地导致LNG真实供冷温度回升至-145℃至-135℃之间^[26-28]。这种非理想条件下的温差,导致LNG冷能品位无法独立满足空气液化的深冷需求。针对这一实际工况条件,本文提出了一种集成空气分流膨胀制冷的新型LNG-LAES集成系统,通过内部工质的膨胀做功提供冷能,有效弥补了高温化LNG供应下的高品位冷能缺口。

现有LNG冷能耦合LAES研究主要集中于系统稳态性能、流程优化、经济性分析及实验平台可行性验证等方面,相关工作已从理论分析和实验验证

角度证明了LNG冷能耦合对提升LAES系统性能的积极作用。然而,在外部低温冷源作用下,系统启动过程、多周期储释能运行以及释能过程快速响应等动态特性仍有待进一步实验研究。

基于上述研究背景,本文依托50 kW级低温氮气供冷LAES全流程实验平台,开展外部低温冷源耦合LAES系统动态运行实验研究。实验中采用低温氮气作为外部冷源,以复现LNG冷能经中间换热后向LAES系统提供的低温供冷边界。重点分析系统储能启动、多周期储释能稳定性以及释能过程快速响应特性。相关结果可为LNG冷能及其他外部低温冷源耦合LAES系统的工程设计与运行调控提供实验依据。

1 系统流程及性能评价指标

1.1 LNG冷能耦合LAES系统流程

LNG冷能耦合LAES系统由储能、释能与蓄冷三个子系统构成,系统示意如图1所示。在电力负荷低谷期,环境空气经过多级压缩机组增压,级间设置换热器以回收压缩热并存储于高温储热介质中,同时采用分子筛吸附塔深度脱除空气中的水分

和二氧化碳,确保后续液化过程的高效稳定。随后,高压空气进入冷箱中冷却和液化,液化后的空气经节流阀降压后以低温液相存储于低温储罐中,实现能量的高密度存储。

在电力负荷高峰期,液态空气通过低温往复泵加压后进入蓄冷气化器,与蓄冷填充床中的氮气进行换热,吸收冷能并完全气化。随后,利用存储的压缩热加热,最终驱动多级膨胀机做功发电,实现电能的高效释放。

蓄冷子系统作为系统的核心,在储能阶段以释冷模式运行,为高压空气的冷却与液化提供冷源;在释能阶段则切换至储冷模式,通过液态空气的气化过程将冷能存储于蓄冷介质氮气中,实现冷能的循环利用。该子系统的高效运行显著降低了系统的冷能损耗,提升了整体能量转换效率,使LNG-LAES系统在电网调峰、可再生能源消纳等领域具有广阔的应用前景。

上述流程体现了LNG冷能与LAES系统在储能、蓄冷和释能过程中的耦合关系。实验平台未直接引入LNG,而是采用低温氮气作为外部冷源,以复现LNG冷能经中间氮气回路传递后形成的温度品位和供冷边界,并开展系统动态运行特性验证。

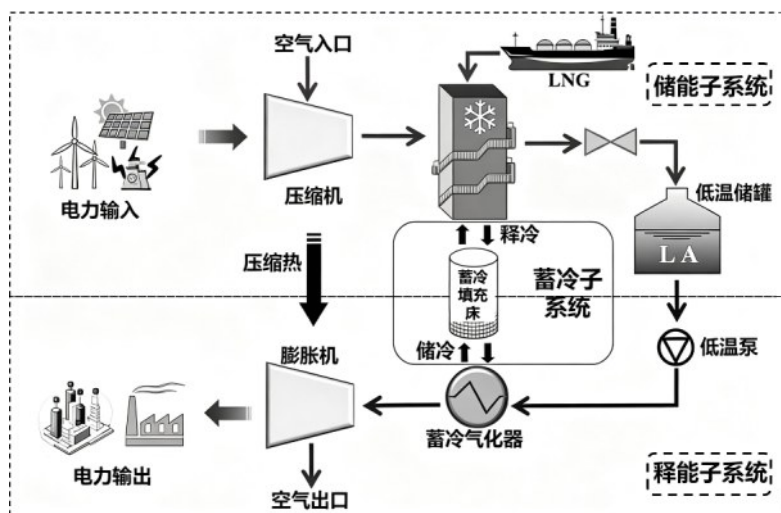


图1 基于固相蓄冷填充床的LNG-LAES系统示意图

Fig. 1 Schematic diagram of the LNG-LAES system based on solid-phase cold storage packed beds

1.2 低温氮气供冷实验平台性能评价指标

对于本文低温氮气供冷LAES系统,储能阶段空气液化率决定了释能过程中可用于加压、复热和膨胀做功的液态空气质量流量。因此,液化率是评价储能阶段液化效果的重要指标,其表达如式(1)所示:

$$Y = \frac{\dot{m}_{liq}}{(\dot{m}_{liq} + \dot{m}_{gas})} \quad (1)$$

式中, $\dot{m}_{liq}$ 是通过J-T阀之后的液态空气的质量流量,kg/s; $\dot{m}_{gas}$ 是通过J-T阀后返回上游的气相空气的质量流量,kg/s。

由于实验中储能和释能时间相同,系统往返效

率可简化为基于平均功率的计算形式。该指标仅考虑压缩机、低温泵和膨胀机等主流程动力设备功率,不包括控制系统、循环泵及阀门驱动等辅助功耗,因此定义为主要动力设备电-电往返效率,其表达式如式(2)所示:

$$\text{RTE} = \frac{\bar{P}_{\text{DIS}} - \bar{P}_{\text{CP}}}{\bar{P}_{\text{CH}}} \quad (2)$$

式中, $\bar{P}_{\text{DIS}}$ 为释能阶段膨胀机组机械轴功率经综合机电转换系数折算后得到的平均总等效电功率输出, kW; $\bar{P}_{\text{CP}}$ 为释能阶段低温泵的平均输入电功率, kW; $\bar{P}_{\text{CH}}$ 为储能阶段压缩机组的平均输入电功率, kW。

为进一步考虑外部低温冷源的热力学贡献,本文将低温氮气供冷过程中消耗的冷量率纳入输入边界,定义外部低温氮气供冷耦合 LAES 系统效率为:

$$\eta_{\text{Ex}} = \frac{\bar{P}_{\text{DIS}} - \bar{P}_{\text{CP}}}{\bar{P}_{\text{CH}} + \Delta \dot{E}x_{\text{N}_2}} \quad (3)$$

低温氮气供冷过程中消耗的冷量率由其进、出口物理量之差计算:

$$\Delta \dot{E}x_{\text{N}_2} = \dot{m}_{\text{N}_2} [(h_{\text{in}} - h_{\text{out}}) - T_0 (s_{\text{in}} - s_{\text{out}})] \quad (4)$$

式中, η_{Ex} 为系统效率; $\Delta \dot{E}x_{\text{N}_2}$ 为低温氮气供冷过程中消耗的冷量率, 即低温氮气进出口物流量之差, kW; $\dot{m}_{\text{N}_2}$ 为低温氮气质量流量, kg/s; h_{in} 和 h_{out} 分别为低温氮气进入和离开外部冷能回路时的比焓, kJ/kg; s_{in} 和 s_{out} 分别为相应状态下的比熵, kJ/(kg·K); T_0 为环境参考温度, K。计算以环境温度 $T_0=295.25\text{K}$ 和环境压力 $p_0=0.1\text{MPa}$ 。

2 50kW 实验平台的建立

2.1 全流程实验平台集成与关键参数

为研究外部低温冷源耦合 LAES 系统的全流程动态运行特性,本文面向 LNG 再气化冷能利用场景,搭建了 50 kW 级实验平台。考虑实验安全性、运行可控性及工况重复性,本文实验平台未直接采用 LNG 作为冷源,而是直接引入经换热获得的低温氮气,以表征 LNG 冷能经中间氮气回路传递后向 LAES 系统提供的温度品位和供冷边界;相关实验供冷方案及安全性分析见文献^[29]。本文实验平台直接采用低温氮气作为外部冷源,以复现 LNG 冷能经中间氮气回路传递后在 LAES 侧形成的温度品位和供冷边界,不涉及上游 LNG—氮气换热器内 LNG 气

化相变传热过程。由于 LNG 与氮气在物性及传热特性方面存在差异,工程应用中仍需结合实际 LNG 入口状态、气化过程及氮气循环参数,对 LNG—氮气换热器的传热性能和结构参数进行专门设计与校核。为保证全流程动态实验的可重复性,实验平台对各功能模块、工艺回路及运行边界进行了统一设计,整体划分为三个核心子系统,如图 2 所示。首先是承担高压空气制备与液化过程的储能子系统(空气储能回路),其储能阶段高压侧设计压力为 7.0 MPa。其次是采用固体填充床蓄冷方案的外部供冷与蓄冷子系统(外部冷能回路)。该回路通过空浴式气化器与调节阀开度的协同控制,使进入实验系统的低温氮气压力稳定在 1.6 MPa,标况体积流量维持在 664.8 Nm³/h。根据 Aspen HYSYS 换热匹配结果,在目标 LNG 温度为 -145 °C、最小换热温差为 10 °C 的条件下,对应的低温氮气供冷边界温度约为 -135 °C,由此建立低温氮气实验工况与目标 LNG 冷能利用工况之间的温度品位对应关系^[29]。为降低蓄冷填充床内的偏流风险,填充床上下两端设置多层多孔均流板,以促进气流在床层截面上的均匀分布。最后是负责液态空气复热与膨胀做功的释能子系统(热能回收与释能回路)。释能过程中,液态空气经低温泵增压至 12.0 MPa,并以 1.5 MPa、190 °C 的高温承压水作为再热介质。全流程实验的设计工况边界条件及主要设定参数汇总于表 1。

基于上述的工艺流程,在北京市怀柔区搭建了 50 kW 实验平台,整体实验平台占地约 300 m²,采用模块化布局,其中储能单元中的空气压缩过程的设备占地约 33.3%,空气液化过程中的设备占地约 23.3%。如图 3 所示,全流程实验平台主要由储能单元(空气压缩和液化过程)、释能单元(空气再气化和再加热)、蓄冷填充床、压缩热储存单元以及测控单元组成。

实验平台中所有节点(图 2 中的节点 A1 至 A24 及 N1 至 N2)均配备了温度和压力传感器。对压缩机、泵和膨胀机等关键设备实施了功率数据采集。试验系统的控制子系统由主机控制系统和中央控制柜组成。在试验过程中,中央控制柜从液化装置收集温度、压力、功率、流量和液位等信号,并输出 RS485 和 4~20 mA 信号。主机控制系统收集并存储中央控制柜传输的数据,以实现比例积分微分(PID)控制。温度传感器为 Pt100 热电阻。在低温段,测量范围 -200~100 °C,不确定度为 ±0.1 °C;在高

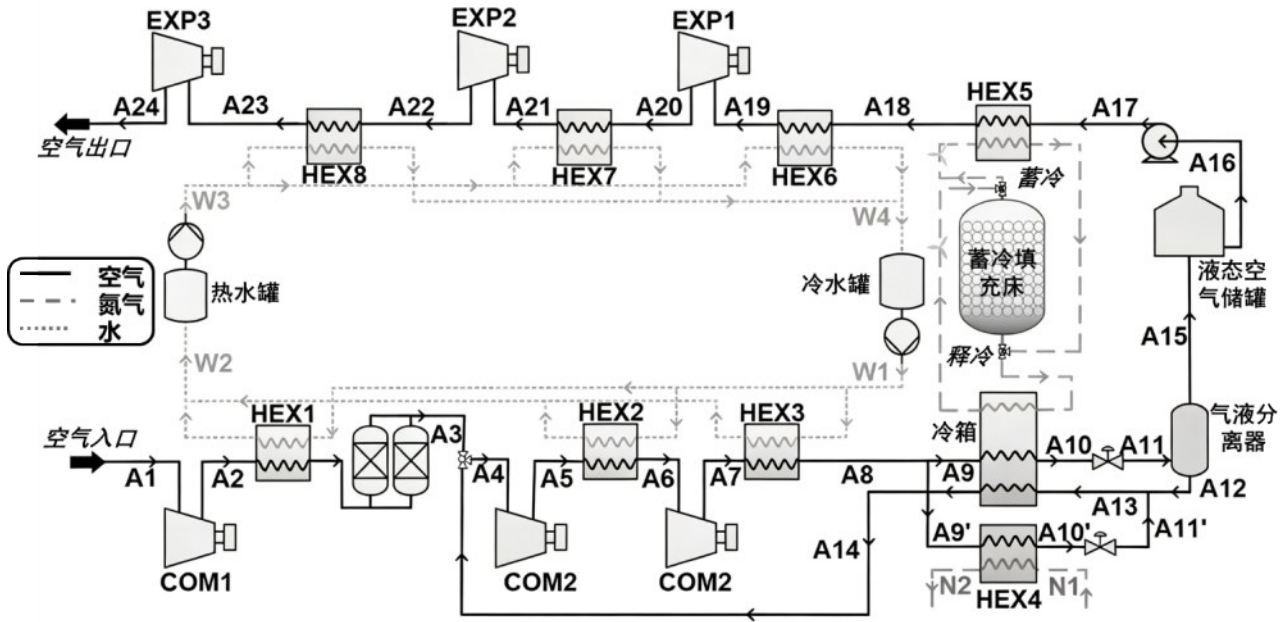


图2 低温氮气供冷 LAES 实验平台原理图

Fig. 2 Schematic diagram of the LAES experimental platform cooled by low-temperature nitrogen

表 1 实验设计工况边界条件与初始设定参数

Table 1 Boundary conditions and initial set parameters of experimental design working conditions

参数名称	设定值
环境温度	22.1 °C
环境压力	0.10 MPa
储能压力	7.0 MPa
主流空气流量	387.0 Nm ³ /h
分流空气流量	251.1 Nm ³ /h
液态空气储罐额定容量	6.4 m ³
冷源氮气入口温度	-135.0 °C
冷源氮气设计压力	1.6 MPa
冷源氮气体积流量	664.8 Nm ³ /h
释能设计压力	12.0 MPa
释能空气流量	773.4 Nm ³ /h
膨胀机设计入口温度	185.0 °C
膨胀机设计排气压力	0.12 MPa
承压热水初始温度	190.0 °C
承压热水设计压力	1.5 MPa
承压热水体积流量	0.47 m ³ /h

温段,测量范围为-100~250℃,不确定度相同。压力传感器为扩散硅变送器,测量范围为0~10.0 MPa,不确定度为 $\pm 0.075\%$ 。流速通过涡街流量计测量,其工作范围为0~800 Nm³/h,不确定度为 $\pm 0.1\%$ 。这些高精度传感器有效地保证了实验数据的可靠性。

2.2 机电转换特性独立测定方案

在全流程实验平台的释能过程中,膨胀发电机组是实现能量转换与输出的核心枢纽。然而,受限于全流程实验平台的搭建成本与多设备运行参数的匹配难度,释能单元内的三台膨胀机未配备发电机,仅能通过轴功率传感器采集其机械输出功。为了准确量化系统的最终等效电功率,同时排除全系统复杂耦合工况对核心部件性能评估的干扰,本研究搭建了一套独立于全流程系统的标定测试台,该独立测试台由一台高流量膨胀机与50 kW发电机耦合而成,如图4所示,并使用了全流程实验平台中兼容高流量工况的蓄冷蒸发器与再热换热器。此项独立解耦测试旨在测定代表性运行工况下的机电转换规律,从而为后续将全流程实验平台测得的动态机械轴功折算等效电能提供数据基准。

3 实验结果分析

3.1 储能过程冷/热启动时液化率的动态特性

在系统正式启机前,需对关键低温设备(包括冷箱及低温氮气管道)进行预冷处理,以确保系统在深冷工况下稳定运行。图5展示了低温氮气初始预冷冷箱中温度实时变化情况。本实验采用低温氮气预冷策略,具体流程如下:液氮首先通过气化器复温至环境温度,随后通入低温氮气管道;在混合罐内,氮气与液氮进行充分热交换,逐步降低其

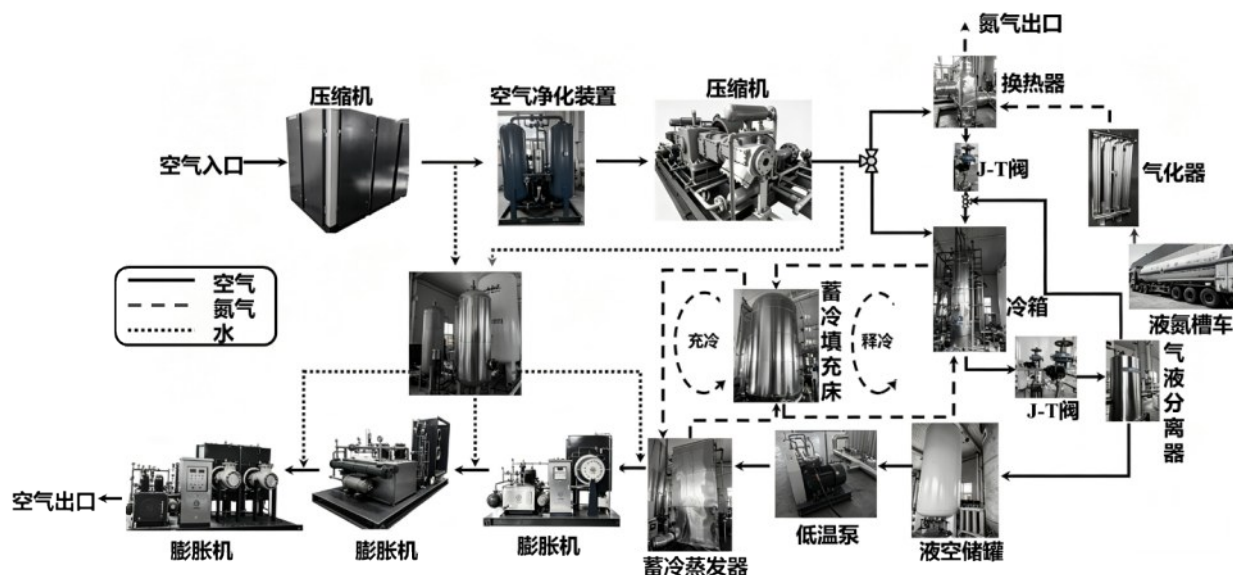


图3 50 kW级低温氮气供冷 LAES 全流程实验平台实物图

Fig. 3 Photograph of the 50 kW LAES full-process experimental platform cooled by low-temperature nitrogen

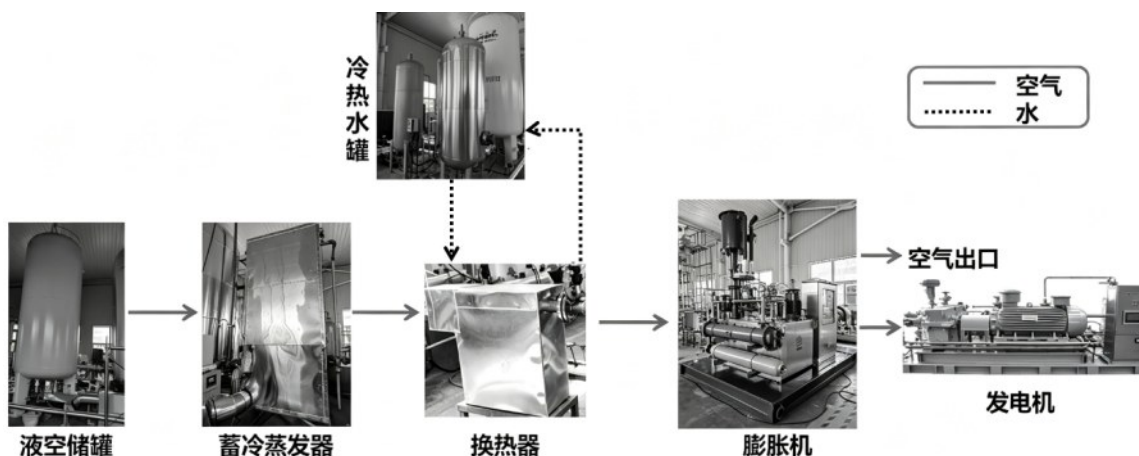


图4 膨胀发电机组解耦标定实验流程图

Fig. 4 Flowchart of the decoupling calibration experiment for the expansion generator set

温度。通过持续循环低温氮气,最终稳定在 $-110\sim-80^{\circ}\text{C}$ 区间并维持1小时,系统成功实现对冷箱及管道的预冷。监测数据显示,当冷箱氮气出口温度较环境温度下降 10°C 时,表明目标设备已达到初步预冷要求,此时冷箱内部已形成稳定的温度梯度分布。该预冷过程采用开式排放设计,确保氮气排空无环境污染。

上述预冷过程属于低温实验平台启动前的必要安全预冷,并不等同于本文所讨论的冷启动或热启动工况。为明确本文冷/热启动的实验边界,对两种启动方式定义如下:冷启动是指实验平台完成必要安全预冷后,冷箱、低温管路及蓄冷填充床等参与空气液化的关键低温部件尚未建立满足连续液

化要求的稳定低温温度场,系统由较低初始冷量状态开始建立空气液化过程。热启动是指前一储能循环结束后,上述关键低温部件中仍保留一定低温梯度和残余冷量,系统在此基础上再次启动储能过程。本文所称热启动特指低温系统在保留残余冷量条件下的再次启动,并非高温初始状态启动。

本文实验平台的储能过程与释能过程分时运行。储能启动阶段,高压侧压力主要通过缓冲罐稳压以及分流调节阀与J-T阀的顺序操作进行调控。高压空气首先进入缓冲罐,以削弱压缩机排气波动并逐步建立系统压力;当高压侧压力接近 7.0 MPa 时,调节分流阀,使主流空气与分流空气达到设计流量分配。待J-T阀前压力及分流状态基本稳定

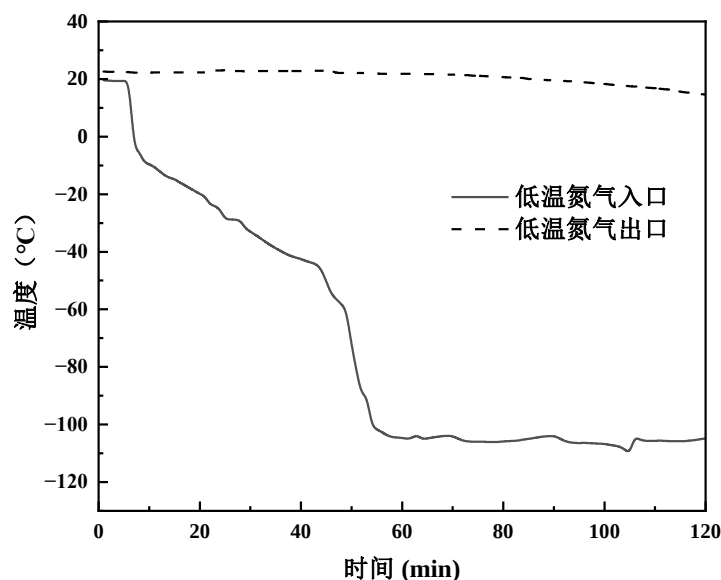


图5 冷箱预冷动态变化

Fig. 5 Dynamic changes of pre-cooling in the cold box

后,逐步开启J-T阀,建立高压空气冷却、节流液化及返气回流过程。在冷/热启动过程中,系统完成建压后,J-T阀前压力总体维持在6.5~7.1 MPa范围内。膨胀机入口调节阀仅用于释能阶段调节膨胀机入口压力和流量,不参与储能阶段的压力控制。

图6展示了低温氮气供冷LAES系统储能过程的动态响应特性。其中,图6(a)展示了冷启动和热启动过程中空气液化率随时间演变的变化规律。在两种启动过程中,外部低温氮气通过冷却分流空气向冷箱引入低温冷量,是高压空气降温 and 液化过程建立的基础。在系统冷启动初期(0~15 min),空气未液化,表明此时高压空气及低温系统的温度场尚未达到连续液化所需条件。这是由于冷启动阶段冷箱、低温管路及相关低温设备尚需降温,外部低温氮气经分流空气引入的冷量部分用于建立系统低温温度场,导致启动初期可直接用于空气液化的有效冷量相对不足。当运行超过15 min后,液化率呈现上升趋势,证实系统已成功建立有效的冷循环。液态空气产量的持续增长(15~45 min)反映了冷箱内温度梯度的动态建立。45 min后,液化率稳定在约91%,系统进入稳定动态储能阶段。相比之下,热启动过程充分利用了冷箱、低温管路及相关低温设备内保留的初始低温梯度,减少了再次启动时低温设备降温所需的冷量,使更多冷源冷量能够更早用于高压空气冷却和液化。因此,空气液化起始时间由15 min缩短至5 min,达到91%液化率所需的时间由45 min缩短至15 min。

随空气液化过程的建立,系统内部回流状态及压缩机组输入功率也发生相应变化。图6(b)展示了冷启动和热启动过程中压缩机组输入功率的动态响应。冷启动初期,冷箱及低温管路尚未形成稳定低温温度场,高压空气液化过程建立较慢,J-T阀后未液化气相空气及分流空气回流至末级压缩机的过程相对滞后。因此,在前约45 min内,压缩机组需经历较长的动态调节阶段,其输入功率随系统回流量和处理气量变化而波动。随着液化率逐步提高并趋于稳定,返气回流过程逐渐建立,压缩机组处理气量趋于稳定,输入功率最终稳定在约91 kW。相比之下,热启动过程中冷箱、低温管路及相关低温设备中保留了一定低温梯度,高压空气液化过程能够更快建立,J-T阀后返气及分流空气更早接入末级压缩机回流通道的。因此,压缩机组输入功率仅在启动初期出现短暂波动,约15 min后即回落并稳定在约91 kW。综上所述,图6(b)中冷启动和热启动压缩机功率动态差异主要源于两种启动方式下空气液化建立时间及返气回流接入末级压缩机时间的不同;热启动通过保留低温梯度缩短了液化建立和回流稳定时间,使压缩机组更快进入稳态运行区间。

3.2 释能过程运行特性分析

在机电转换特性独立测定实验中,首先完成了工作介质的热力学准备与稳态控制。1.6 MPa低温储罐中的液氮进入蓄冷蒸发器,与蓄冷介质换热气化后,经节流阀降压至0.7 MPa,随后与190 °C承压

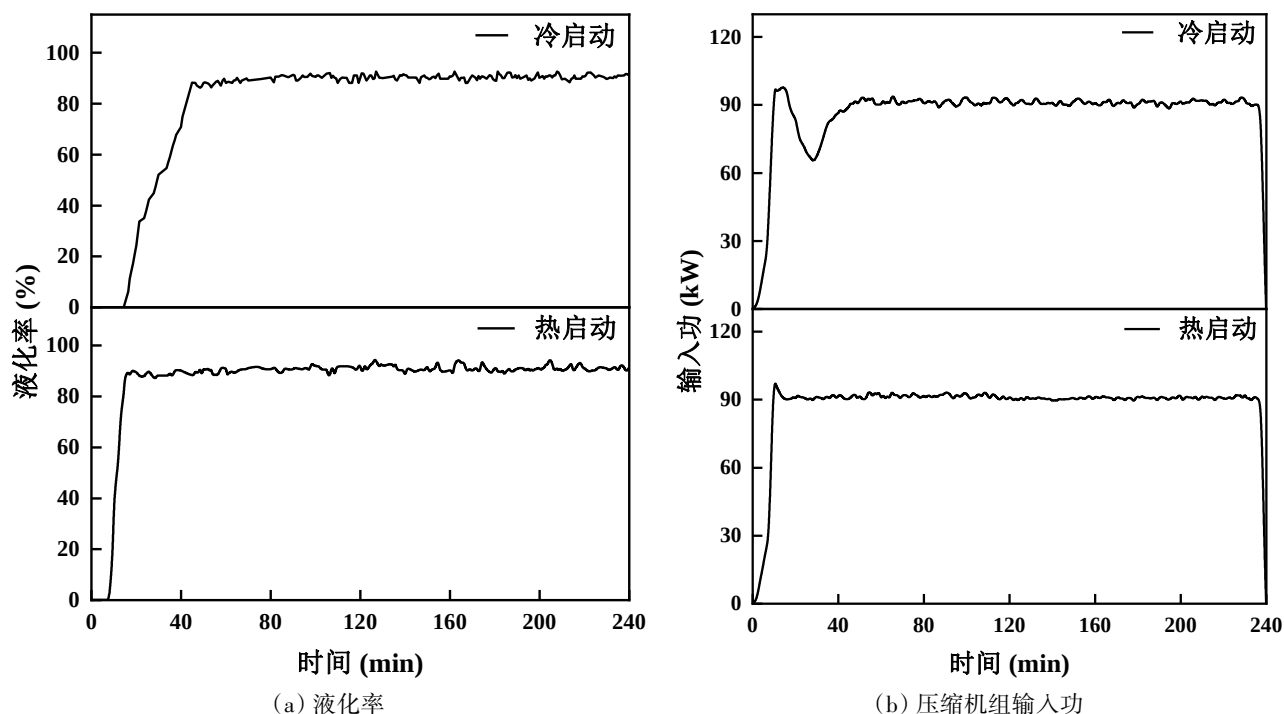


图6 储能过程的动态特性曲线

Fig. 6 Dynamic characteristic curve of the energy storage process

水换热升温。在确保氮气流量稳定的条件下,膨胀机入口压力和出口压力分别控制在约 0.7 MPa 和 0.12 MPa。

基于上述稳态工况,图7展示了独立测试台中单膨胀机的实际输出机械轴功与发电机端电功率的对比。数据显示,膨胀机的平均轴功率约 62.8 kW,而发电机实际测量到的电功率为 50.7 kW。由二者比值可得,轴功率向电功率折算的综合机电转换系数约为 0.81。该系数为后续将全流程实验中测得的机械轴功折算为等效电功率提供了关键的数据支撑。该综合机电转换效率由代表性工况标定得到,主要适用于稳定工况及接近设计工况下的等效电功率折算。在快速启动、停机及低负载变工况阶段,轴功率—电功率转换关系可能随转速和负载变化而偏离标定值,使瞬态等效电功率幅值存在一定不确定性。

针对全流程系统做功能力的验证,本文进一步开展了基于三台膨胀机组的全流程联合释能测试。如图8所示,三台膨胀机协同运行后,机组稳定运行阶段的平均总轴功率约为 63.2 kW。经前期标定的综合机电转换系数 0.81 折算,机组等效输出电功率稳定在约 51.2 kW。机组启动和停机响应时间依据实测机械轴功率曲线确定。由于恒定机电转换系

数仅改变功率幅值而不改变曲线中的特征时刻,其对启停响应时间的判断不产生影响;但受该系数适用范围的限制,快速瞬态阶段等效电功率的绝对值仍存在一定折算不确定性。该全流程系统在动态响应方面也表现出较好的运行特性。由于释能过程主要由液态空气加压、复热和膨胀做功过程决定,受前端蓄冷侧实时温度状态的影响相对较小,机组能够较快完成启动和停机过程。动态测试结果表明,整个机组从启动到满负荷输出约需 5 min,停机过程可在 3 min 以内完成,体现了系统分钟级快速响应能力,可为电网调峰及动态负荷响应提供实验依据。

3.3 全流程实验系统综合性能评估

蓄冷填充床并非单纯的被动组件,其内部斜温层的迁移会为系统引入随时间变化的动态热边界(相关的单循环瞬态温升漂移特性已在前期组件级测试中论证^[7])。为探究此动态热边界在长时间运行下的演变规律,本研究将工况扩展至连续的多周期系统储释能循环。研究发现,随着循环次数的增加,系统整体性能呈现出逐渐提升的趋势。这一系统级性能的提升,本质上源于蓄冷填充床跨循环热边界的逐步稳定。在初始的几个循环中,系统供应的部分冷能被消耗用于建立固体填料的内部冷量

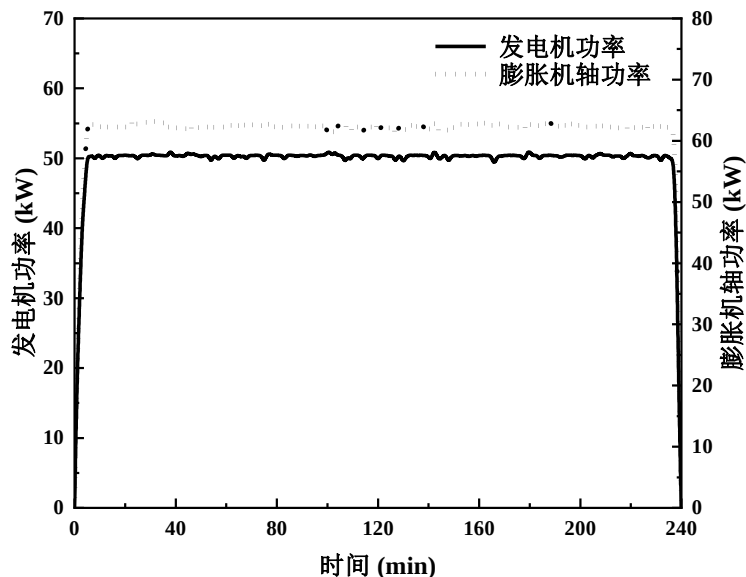


图7 单膨胀机试验中膨胀机轴功率与发电机电功率曲线

Fig. 7 The curve of the shaft power of the expander and the electric power of the generator in the single expander test

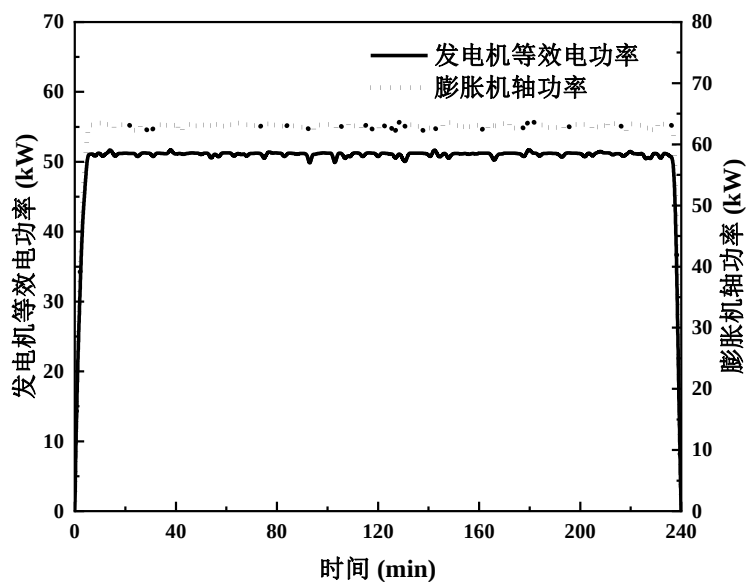


图8 全流程释能阶段三级膨胀机组总轴功与等效电功率变化曲线

Fig. 8 Variations in the total shaft power and equivalent electric power of the three-stage expander unit during the full-process discharging test

储备,此时斜温层仍处于发展阶段,温度场尚未具备完全的可重复性。

图9展示了蓄冷填充床在系统多周期储释能运行下的动态热响应特征。全系统运行工况与蓄冷填充床内部热力学过程存在对应关系:系统储能过程即对应蓄冷填充床释冷阶段,而系统释能过程对应蓄冷床充冷阶段。为准确捕捉上述交变工况下的温度特性,图9(a)为蓄冷填充床测点布置示意图,展示了用于提取数据的特定特征截面(即蓄冷床底端T5测点)的具体位置。记录该测点在连续循

环中的温度变化,图9(b)展示了连续30次循环中,上述两阶段末期特征温度的演变趋势。首次运行时,因填料尚未建立内部热平衡,两阶段特征温度偏移较大,温差高达约69.7℃。随着循环推进,流体往复换热促使填充床逐步建立起内部冷量储备,两条温度曲线呈现下降并平滑收敛的趋势。运行至第15次循环时,温度偏移幅度收窄,温差大幅缩小并稳定在约41.0℃。此后的循环中该温差基本保持不变。这一演变表明,经过约15次储释能循环后,蓄冷填充床的特征温度响应逐渐趋于稳定,并

与系统交替运行工况形成相对稳定的周期性热状态。实验完成后,对蓄冷填充床内填料状态进行了宏观检查,未发现明显粉化、破碎或床层整体沉降

现象,说明在本研究30次循环范围内填充床未出现明显宏观劣化。

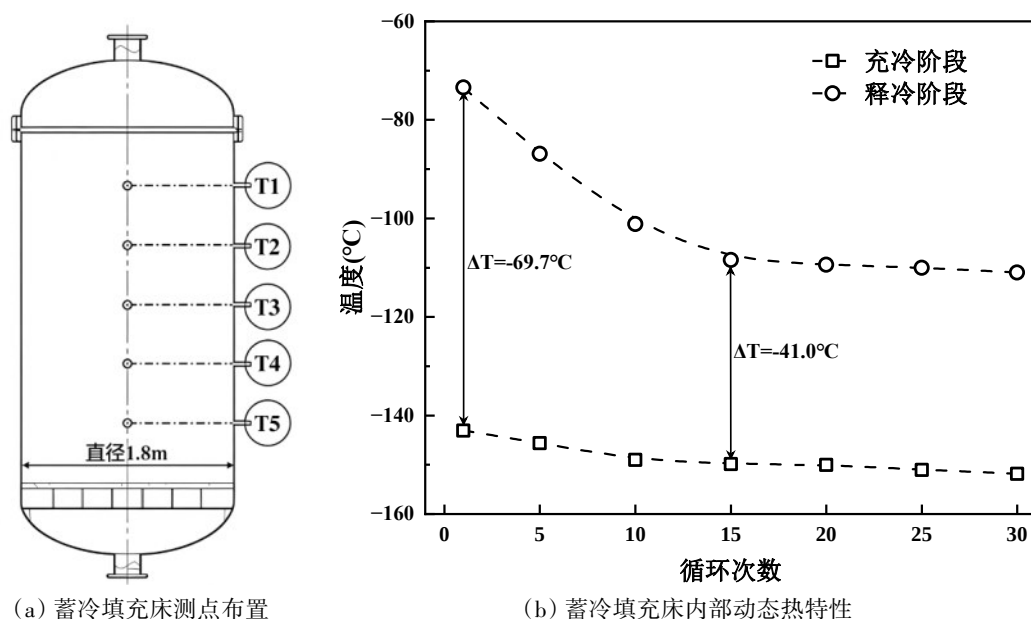


图9 蓄冷填充床测点布置及多周期运行动态热响应特征

Fig. 9 Temperature measuring point arrangement of the cold-storage packed bed and its dynamic thermal response during multi-cycle operation

因储释能循环使蓄冷填充床内的温度场动态平衡,为冷箱提供了稳定释冷边界,从根本上减少了空气液化过程的跨循环波动。这一核心组件的热边界演化,在系统层面上转化为往返效率的提升与收敛。如图10所示,在设计的核心工况下,系统的往返效率从首次循环的约51.8%呈现出逐渐增加的趋势。随着冷箱与蓄冷填充床内的热交换过程逐步平稳,在经历约15个完整的储释能循环后,整个实验平台进入多周期动态稳定运行状态,系统的往返效率收敛并稳定在约54.2%。该RTE为50 kW级实验平台在实际运行条件下的测量结果,已综合包含低温部件漏冷损失及运行波动的影响,未进行额外漏冷修正。进一步考虑低温氮气供冷过程中消耗的冷量后,如图10(b)所示,系统效率随循环次数增加逐步升高,并在约15次循环后稳定在约48.2%,表明系统考虑外部冷源输入后的热力学性能逐渐达到稳定。与传统LAES系统约50%的往返效率相比^[30],该系统实现了8.4%的相对性能提升。系统达到稳定状态后出现的微小波动,则主要归因于客观存在的流量偏差、系统节流调节迟滞以及测量不确定度。

为进一步明确本文工作与已有LNG冷能耦合LAES研究的区别,表2结合本文实验结果,对代表性研究进行了定量对比。已有研究多侧重于系统稳态性能、构型优化、经济性分析或实验平台可行性验证,而本文进一步关注外部低温冷源耦合LAES系统的动态运行特性。

由表2可知,已有LNG冷能耦合LAES研究的往返效率主要受系统构型、评价边界和运行条件影响,不同研究结果不宜直接作为系统性能高低的单一比较依据。与已有研究相比,本文基于50 kW级低温氮气供冷LAES全流程实验平台,进一步给出了冷/热启动、多周期储释能、蓄冷填充床热响应及膨胀机组快速启停过程的实验结果,从而补充了现有研究中对动态运行特性分析不足的问题。

4 结 论

本研究面向LNG接收站再气化过程中释放的低温冷能,提出了基于分流空气膨胀制冷的外部冷能耦合液态空气储能系统,并采用固相蓄冷填充床作为冷能储存介质。通过搭建50 kW级低温氮气供

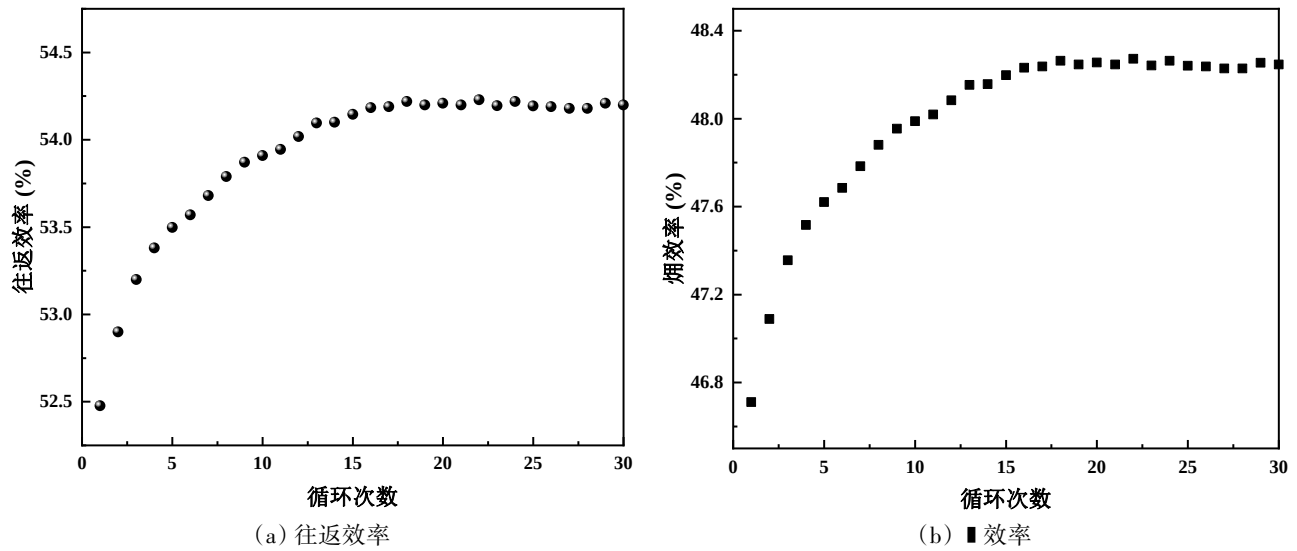


图10 实验平台的响应特性

Fig. 10 Response characteristics of the experimental platform

表2 已有LNG冷能耦合LAES研究与本文工作的定量对比

Table 2 Quantitative comparison of existing studies on LNG cold-energy-coupled LAES systems with the present work

研究	研究对象与方法	往返效率(%)	与本文区别
Xiang et al. [3]	LNG冷能耦合LAES系统热力学分析	71.1	主要关注系统稳态热力学性能及参数影响,未涉及冷/热启动和多周期实验动态响应
Jiang et al. [24]	LNG-LAES-ASU综合系统模拟与优化	72.9	侧重LNG冷能、LAES与空分系统的协同运行,研究对象与本文全流程实验平台不同
Wang et al. [28]	LNG冷能耦合LAES系统模拟、实验验证及经济性分析	74.4 - 77.3	主要关注系统稳态性能、压力影响及经济性评价,对冷/热启动和多周期动态响应分析不足
Sun et al. [29]	50 kW级LNG冷能耦合LAES全流程实验平台	54.2	主要验证实验平台可行性及基本运行性能,未重点分析冷/热启动、多周期收敛和膨胀机组快速启停特性
Kang et al. [31]	LNG冷能耦合LAES连续柔性储能流程优化	67.9	主要关注空气净化再生能耗降低及连续柔性储能流程优化
本研究	50 kW级低温氮气供冷LAES全流程实验平台	54.2	重点研究冷/热启动、连续30次循环、蓄冷填充床热响应及膨胀机组快速启停等动态运行特性

冷LAES实验平台,研究了该系统的热动态运行特性,获得以下主要结论:

(1)系统初始低温状态显著影响低温氮气供冷LAES系统的启动响应特性。在相同外部低温氮气供冷条件下,热启动利用系统内部保留的低温梯度,使高压空气液化起始时间由15 min缩短至5 min,缩短了66.7%;达到稳态液化率91%的时间由45 min缩短至15 min。同时,液化返气循环更快建立,压缩机输入功率更快回落并稳定在约91 kW,缩短了储能启动阶段的高负荷动态运行时间。

(2)全流程联合释能测试表明,三台膨胀机组由启动至稳定输出约需5 min,稳定运行阶段的平均总轴功率约为63.2 kW。依据0.81的综合机电转换系数折算,机组等效输出电功率稳定在约51.2 kW,

停机响应时间约为3 min。

(3)在历经约15次储释能周期循环后,蓄冷填充床内的温度场及冷量分布逐步稳定,充冷与释冷末期特征温差由初始约69.7℃逐渐收敛至约41.0℃。受稳定热边界逐步建立的影响,系统主要动力设备电-电往返效率和系统■效率均呈渐进增长趋势,并分别稳定在约54.2%和48.2%。

符号说明

$\Delta \dot{E}x_{N_2}$ ——低温氮气供冷过程中消耗的冷■率,即低温氮气进、出口物流物理■率之差,kW

h_{in}, h_{out} ——分别为低温氮气进入和离开外部冷能回路时的比焓,kJ/kg

$\dot{m}_{N_2}$ ——低温氮气质量流量, kg/s
 $\bar{P}_{CH}$ ——储能阶段压缩机组的平均输入电功率, kW
 $\bar{P}_{CP}$ ——释能阶段低温泵的平均输入电功率, kW
 $\bar{P}_{DIS}$ ——释能阶段膨胀机组机械轴功率经综合机电转换系数折算后得到的平均总等效电功率输出, kW
 p_0 ——环境参考压力, MPa
RTE——主要动力设备电-电往返效率, %
 s_{in}, s_{out} ——分别为相应状态下的比熵, kJ/(kg·K)
 T_0 ——环境参考温度, K
 η_{Ex} ——系统■效率, %

下角标

CH——储能过程
CP——低温泵
DIS——释能过程
gas——气态
in——输入/入口
liq——液态
 N_2 ——氮气
out——输出/出口

参考文献

- [1] 刘鑫, 辛团团, 李伟峰, 等. 耦合生物质超临界CO₂气化的半闭式循环热力学分析[J/OL]. 化工学报, 1-18[2026-05-26]. <https://link.cnki.net/urlid/11.1946.TQ.20260411.1300.006>.
Liu X, Xin T T, Li W F, et al. Thermodynamic analysis of a semi-closed cycle coupled with biomass supercritical CO₂ gasification[J/OL]. CIESC Journal, 1-18[2026-05-26]. <https://link.cnki.net/urlid/11.1946.TQ.20260411.1300.006>.
- [2] Zhang L M, Zhan J, Sun H L, et al. The impact of the government's new energy storage policy on carbon emission reduction of enterprises - Evidence from China[J]. Applied Energy, 2025, **399**: 126483.
- [3] Xiang J X, Chen K, Tang A K, et al. Thermodynamic analysis of a liquid air energy storage system integrated with liquefied natural gas cold energy recovery[J]. Applied Thermal Engineering, 2026, **283**: 128941.
- [4] Ritchie H, Rosado P, Roser M. Access to energy[EB/OL]. (2024) [2026-05-26]. <https://ourworldindata.org/energy-access>.
- [5] Zhu Z A, Xu Z W, Zhang B, et al. Shifting gears in thermal power: Displacement efficiency and environmental impact of wind and solar generation in China[J]. Resources, Conservation and Recycling, 2025, **212**: 107916.
- [6] Sun N, Zhang J Y, Zhang Y X, et al. A review of advancements in liquid air energy storage: system architecture, integration strategies, and thermodynamic analysis[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2026, **226**: 116240.
- [7] 王辰辰, 张金亚, 孙娜. 固体蓄冷填充床性能提升及保冷特性研究[J]. 化工学报, 2026, **77**(5): 2475-2484.
Wang C C, Zhang J Y, Sun N. Study on performance enhancement and cold retention characteristics of solid packed bed cold energy storage[J]. CIESC Journal, 2026, **77**(5): 2475-2484.
- [8] She X H, Wang H R, Zhang T T, et al. Liquid air energy storage - A critical review[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2025, **208**: 114986.
- [9] 卢昕悦, 陈锐莹, 姜夏雪, 等. 耦合LNG冷能的液态空气储能系统和液态CO₂储能系统对比分析[J]. 化工学报, 2024, **75**(9): 3297-3309.
Lu X Y, Chen R Y, Jiang X X, et al. Comparative study on liquid air energy storage system and liquid carbon dioxide energy storage system coupled with liquefied natural gas cold energy[J]. CIESC Journal, 2024, **75**(9): 3297-3309.
- [10] Agyekum E B, Odoi-Yorke F. Liquid air energy storage (LAES) - Systematic review of two decades of research and future perspectives[J]. Journal of Energy Storage, 2024, **102**: 114022.
- [11] Peng X D, She X H, Li C, et al. Liquid air energy storage flexibly coupled with LNG regasification for improving air liquefaction[J]. Applied Energy, 2019, **250**: 1190-1201.
- [12] Liang T, Zhang T T, Lin X P, et al. Liquid air energy storage technology: a comprehensive review of research, development and deployment[J]. Progress in Energy, 2023, **5**(1): 012002.
- [13] 杜旭, 陈煜, 巨永林. 液化天然气(LNG)的长距离输送及其冷能利用[J]. 化工学报, 2018, **69**(S2): 442-449.
Du X, Chen Y, Ju Y L. Long-distance transportation of liquefied natural gas (LNG) and cold energy utilization[J]. CIESC Journal, 2018, **69**(S2): 442-449.
- [14] Li J Y, Zhang Z Z, Zhang S S, et al. Life cycle assessment of liquefied natural gas production from coke oven gas in China[J]. Journal of Cleaner Production, 2021, **329**: 129609.
- [15] Deng W, Wu J J, Pan Z, et al. Design and multi-objective optimization of a zero-carbon CAES system utilizing LNG cold energy and high-temperature thermal storage[J]. Fuel, 2026, **405**: 136786.
- [16] Shangguan Z, Rui Z L, Zhang S L, et al. Energy efficiency and economic analysis of a novel polygeneration system based on LNG cold energy utilization and wet flue gas waste heat recovery[J]. Applied Thermal Engineering, 2025, **260**: 125055.
- [17] Yang T, Pan Z, Lv Z B, et al. Design, analysis, and multi-objective optimization of LNG cold energy cascade utilization CCHP system including ORC, cold storage, and data center cooling[J]. Cryogenics, 2025, **150**: 104152.
- [18] Sermasuk M, Sukjai Y, Rajoo S, et al. Feasibility of integrating small-scale liquefied natural gas (LNG) terminal with combined cycle power plant to reduce carbon emissions and costs for data centers[J]. Results in Engineering, 2025, **26**: 105612.
- [19] Liu Z Y, Shao J W, Guan H W, et al. Thermo-economic and advanced exergy analysis of a novel liquid carbon dioxide energy storage system coupled with solar energy and liquefied natural gas [J]. Energy, 2025, **315**: 134342.
- [20] Lan W C, Liu X, Ye K, et al. Comprehensive thermodynamic and economic analysis of an LNG cold energy recovery system using organic Rankine cycle and freezing-centrifugal desalination for power and water cogeneration[J]. Journal of Cleaner Production, 2024, **461**: 142677.
- [21] Park J, Cho S, Qi M, et al. Liquid air energy storage coupled with liquefied natural gas cold energy: Focus on efficiency, energy capacity, and flexibility[J]. Energy, 2021, **216**: 119308.
- [22] Chen X Y, Yue J X, Fu L, et al. Green hydrogen production and liquefaction using offshore wind power, liquid air, and LNG cold

- energy[J]. Journal of Cleaner Production, 2023, **423**: 138653.
- [23] 孙娜, 张金亚, 王辰辰, 等. LNG冷能耦合液态空气储能系统热力学特性研究[J]. 中国海上油气, 2026, **38**(2): 267–274.
- Sun N, Zhang J Y, Wang C C, et al. Thermodynamic characteristics of an LNG cold energy-coupled liquid air energy storage system[J]. China Offshore Oil and Gas, 2026, **38**(2): 267–274.
- [24] Jiang R, Ni H W, Jiang Q, et al. Integrated LNG cold energy-based system combining liquid air energy storage and air separation unit: a novel synergistic solution for supply-demand coordination and power grid peak-shaving[J]. Energy, 2025, **339**: 139051.
- [25] Zhou Y F, Zhang H F, Liu S, et al. A new application study of liquefied natural gas in assisting in the start-up of the liquid air energy storage system without sufficient cold storage energy[J]. Applied Energy, 2025, **401**: 126794.
- [26] Yin L, Ju Y L. Review on the design and optimization of BOG re-liquefaction process in LNG ship[J]. Energy, 2022, **244**: 123065.
- [27] Bouabidi Z, Almomani F, Al-musleh E I, et al. Study on boil-off gas (BOG) minimization and recovery strategies from actual baseload LNG export terminal: towards sustainable LNG chains [J]. Energies, 2021, **14**(12): 3478.
- [28] Wang C C, Zhang J Y, Sun N. Performance study and economic analysis of LNG cold energy integrated with liquid air energy storage: Simulation and experiment[J]. Energy, 2025, **339**: 139050.
- [29] Sun N, Zhang J Y, Wang C C, et al. Experimental investigation of a liquid air energy storage system integrated with liquefied natural gas cold energy[J]. Energy Conversion and Management, 2026, **349**: 120860.
- [30] Sciacovelli A, Vecchi A, Ding Y. Liquid air energy storage (LAES) with packed bed cold thermal storage – From component to system level performance through dynamic modelling[J]. Applied Energy, 2017, **190**: 84–98.
- [31] Kang Y Y, Liu Y X, Shen M H, et al. Improved liquid air energy storage process utilizing LNG cold energy: Continuous and flexible energy storage[J]. Renewable Energy, 2026, **256**: 124502.