研究论文

DOI：10.11949/0438-1157.

LNG冷能梯级利用耦合液化二氧化碳储能系统的设计与分析

汪程毅[1]，王治红[1]，汪贵[2]，高阳[3]

（[1]西南石油大学化学化工学院，四川 成都 610500；[2]中国石油工程建设有限公司西南分公司，四川 成都 610095；[3]中国石油西南油气田分公司川中油气矿，四川 遂宁 629000）

摘要： 针对液化天然气（LNG）接收站冷能利用不充分及电网调峰需求，本文构建了一种高效集成系统。该系统根据LNG气化过程中的温度区间，将冷能依次用于ORC1发电、液化二氧化碳储能（LCES）、ORC2发电和数据中心供冷，实现了不同温区冷能的分级利用，并通过“低谷储能—高峰释能”运行模式提高系统调峰能力。基于Aspen HYSYS构建热力学模型，结合循环效率分析和㶲分析进行研究。结果表明，在给定工况下，LCES子系统循环效率为85.03%，综合系统㶲效率为69.29%。在LNG冷能和ORC发电共同作用下，综合系统净电输出/净电输入比达到162.84%，体现了外部冷能辅助下的净电功增益。该系统实现了LNG冷能回收、CO_2储能、ORC发电和低温供冷的协同利用，可为LNG接收站“冷-电-储”一体化系统设计提供热力学参考。

关键词： 二氧化碳储能；LNG；热力学分析；冷能利用；ORC系统

中图分类号： TK 02；TE 64；TM 619　　**文献标志码：** A

文章编号： 0438-1157（XXXX）XX-0001-14

Design and analysis of an LNG cold energy cascade utilization system coupled with liquid carbon dioxide energy storage

WANG Chengyi[1], WANG Zhihong[1], WANG Gui[2], GAO Yang[3]

([1] *College of Chemistry and Chemical Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu* 610500, *Sichuan, China*; [2] *China Petroleum Engineering & Construction Corp., Southwest Branch, Chengdu* 610095, *Sichuan, China*; [3] *Central Sichuan Oil & Gas Field, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Suining* 629000, *Sichuan, China*)

Abstract: To address the insufficient utilization of cold energy at liquefied natural gas (LNG) receiving terminals and the demand for power grid peak shaving, this study proposes a highly integrated system. According to the temperature ranges during LNG regasification, the released cold energy is sequentially utilized for ORC1 power generation, liquid carbon dioxide energy storage (LCES), ORC2 power generation, and data center cooling, thereby realizing the cascade utilization of cold energy across different temperature levels. The system also adopts an off-peak energy storage and peak-load energy release operating mode to enhance its peak-shaving capability. A thermodynamic model is established using Aspen HYSYS, and the system performance is evaluated through cycle efficiency and exergy analyses. The results show that, under the specified operating conditions, the cycle efficiency of the LCES subsystem is 85.03%, and the exergy efficiency of the integrated system is 69.29%. With the combined contribution of LNG cold energy and ORC power generation, the net power output/input ratio of the integrated system reaches 162.84%, reflecting the net power gain assisted by external cold energy. The proposed system

收稿日期： 2026-06-25　　**修回日期：** 2026-09-17

通信作者： 王治红(1974—)，男，教授，wzhswpu@swpu.edu.cn

第一作者： 汪程毅(2002—)，女，硕士研究生，bychengyi_wang@163.com

引用本文： 汪程毅, 王治红, 汪贵, 高阳. LNG冷能梯级利用耦合液化二氧化碳储能系统的设计与分析[J]. 化工学报, XXXX, XX(XX): 1-14

Citation: WANG Chengyi, WANG Zhihong, WANG Gui, GAO Yang. Design and analysis of an LNG cold energy cascade utilization system coupled with liquid carbon dioxide energy storage[J]. CIESC Journal, XXXX, XX(XX): 1-14

achieves the synergistic utilization of LNG cold energy recovery, CO_2 energy storage, ORC power generation, and low-temperature cooling, providing a thermodynamic reference for the design of integrated cold-power-storage systems at LNG receiving terminals.

Keywords: CO_2 energy storage; LNG; thermodynamic analysis; cold energy utilization; ORC system

引 言

在“双碳”目标和能源结构低碳转型背景下[1]，天然气作为相对清洁的化石能源[2]，在电力调峰、工业燃料替代和城市能源供应中仍具有重要作用[3]。液化天然气(LNG)在再气化过程中释放的冷量约为830 kJ/kg[4]，若该部分冷能仅通过海水换热排放，不仅造成冷能浪费，也会降低整体能源利用效率[5]。因此，如何实现LNG冷能的高效、梯级和多场景利用，是LNG接收站综合能源系统设计中的重要问题。

目前，LNG冷能利用方式主要包括发电、空气分离、海水淡化、低温CO_2捕集及制冷等[6]。其中，冷能发电系统受到广泛关注[7]。学者围绕发电工艺的优化开展了大量研究，主要集中在系统结构改进与工质筛选两个方面。在系统结构优化方面：Choi等[8]系统研究了五种LNG冷能发电工艺方案，包括直接膨胀法、有机朗肯循环(ORC)、直接膨胀-ORC联合系统、二级串联ORC以及三级串联ORC系统；Bao等[9]开发了一种采用双冷凝器的两级冷OR系统，通过分级冷凝工质可显著降低㶲损失，与传统ORC系统相比净功率输出和热效率分别提升了45.27%和42.91%；Lee等[10]则提出了一种基于超结构优化方法ORC工艺设计方法，专门用于LNG冷能回收过程的系统优化。在工质优化选择方面：Xue等[11]针对LNG冷㶲回收，先后开发了采用单工质的双级级联系统与使用混合工质的三级循环系统，对比研究表明混合工质系统在输出功率和㶲效率均具有显著优势；Dutta等[12]将LNG直接膨胀和ORC结合，并通过筛选多种ORC工质来提高能源利用率与㶲效率；Ferreira等[13]采用遗传算法对ORC系统进行多目标优化，重点筛选最优工质以提高系统净输出功率，该研究通过建立热力学模型与优化算法，为工质选择提供了重要依据。然而，现有研究大多聚焦于发电工艺本身，鲜有研究考虑能源供需关系[14]。单一冷能发电系统通常难以充分利用LNG气化过程中的多品位冷能，且发电输出受LNG气化负荷制约，难以同时满足电网调峰和多能联供需求。因此，将LNG冷能利用与储能技术相结合，成为提高冷能利用价值和增强系统运行灵活性的重要方向[15]，是管理能源供需的关键技术[16]。

在LNG冷能耦合储能技术中，压缩空气储能(CAES)受限于地理位置，不能灵活应用[17]。而液态空气储能(LAES)因空气液化过程需要深冷条件[18]，与LNG气化释放的低温冷能具有较好的温度匹配性，已成为相关研究的重要方向。相比之下，液态二氧化碳储能(LCES)采用CO_2作为循环工质，具有储存密度较高、储罐体积相对较小、系统结构紧凑以及可与CO_2捕集和利用场景耦合等特点[19]，近年来也受到关注[20]。由于CO_2液化和储存温区与LNG高品位冷能之间存在一定温度品位差，若直接利用LNG冷能进行CO_2液化，易形成较大的传热温差和㶲损失[21]。因此，LNG冷能与LCES的耦合应从冷能品位分配、冷热流股匹配、系统边界和综合能源利用场景等角度进行分析[22]。现有研究对LNG冷能在ORC发电、CO_2液化储能和低温供冷之间的分配机制认识仍不充分，对综合系统效率评价边界的说明也有待进一步明确。

基于上述分析，本文面向LNG接收站冷能综合利用与电网调峰需求，提出一种LNG冷能梯级利用耦合液态CO_2储能和双级ORC发电的联合系统。系统将LNG气化过程释放的冷能依次用于高品位ORC发电、CO_2液化储能、低品位ORC发电及数据中心供冷，以实现不同品位冷能的分级利用。本文基于Aspen HYSYS建立系统热力学模型，分析系统关键状态参数、能量流和㶲流分布，重点讨论LNG冷能与CO_2液化过程的温度匹配关系、主要设备㶲损来源以及系统性能评价边界。研究结果可为LNG接收站冷能梯级利用、液态CO_2储能系统设计及“冷-电-储”综合能源系统优化提供参考。

1 系统设计

1.1 基础条件

系统模拟过程中进行如下假设，以便后续进行热力学分析：

(1)系统在储能模式与释能模式运行中均处于稳态;

(2)忽略系统管道、换热器和储罐中的压力损失和热损失[23][24];

(3)忽略环境与系统间的传热[25]。

本论文采用Aspen HYSYS软件对本系统进行了仿真模拟,采用Peng-Robinson方程进行物性计算[26][27]。表1总结了模拟过程中所需的基本参数。

表1 系统所需的基本参数

Table 1 Basic parameters required for the system

参数	数值
LNG温度/℃	-162.00
LNG进口压力/kPa	130.00
LNG质量流量/(kg/s)	1.00
LNG出口压力/kPa	7000.00
CO_2高压储存温度/℃	25.00
CO_2低压储存温度/℃	-55.00
海水进口温度/℃	25.00
数据中心冷却水进口温度/℃	14.00
数据中心冷却水出口温度/℃	7.00
膨胀机额定效率	88.00
压缩机额定效率	85.00
低温泵机额定效率	85.00
最小传热温差	5.00

LNG中甲烷占比较大,其摩尔分数占比如表2所示。

表2 LNG各组分的摩尔分数[28]

Table 2 Molar fraction of LNG components

LNG组分	摩尔分率/%
CH_4	91.15
C_2H_6	5.55
C_3H_8	2.16
i-C_4H_{10}	0.51
n-C_4H_{10}	0.51
N_2	0.12

LNG气化过程中温度跨度大,需要匹配不同沸点区间的工质回收冷能。根据工质的物理性质、环境友好程度、实用性以及价格,并结合参考文献与实际模拟结果,选定了ORC1、ORC2和LNG-LCES中间工质分别为乙烯、丙烷和甲醇。各工质热力学性质如表3所示。

表3 中间工质的热力学性质

Table 3 Thermodynamic properties of the intermediate working fluid

参数	乙烯	丙烷	甲醇
分子式	C_2H_4	C_3H_8	CH_3OH
临界温度(℃)	9.21	96.75	239.45
临界压力(MPa)	5.03	4.26	7.38
沸点(℃)	-103.75	-42.10	64.65
ODP	0	0	0
GWP(100年)	0	0.01	0.5
安全性	A3	A3	B2

1.2 系统流程

如图1所示,以LNG为冷源的二氧化碳储能系统由LCES系统、液化二氧化碳释能系统和两个ORC系统等模块组成。系统分为充电和放电两个阶段,其工作原理如下。

在非高峰阶段,系统运行储存模式。低压储罐(LPT)出口处液态CO_2被泵(P-C)加压,然后进入换热器(LCES-DATA)为数据中心提供冷能后升温,将CO_2由液态转变为气态。随后CO_2进入三个压缩机(Com1、Com2、Com3)进行压缩,三个中间冷却器(IC1、IC2、IC3)进行冷却后,高压CO_2变成液态后进入高压储罐(HPT)存储。在这个过程中,冷水罐(CWT)出口处的冷水被分为三流,分别进入三个中间冷却器进行加热。冷水被加热为热水,然后混合并储存在热水箱(HWT)中,热水箱存储压缩热。

同时,LNG经过泵(P-LNG)加压后,进入冷凝器(LNG-ORC1)与ORC1工质进行换热。随后进入换热器(LNG-LCES1),将冷能由甲醇回收储存于低温甲醇罐(LNT)中,再进入冷凝器(LNG-ORC2)与ORC2工质进行换热。最后进入换热器(LNG-DATA)为数据中心提供冷却能力后退出系统。对于ORC1系统,来自涡轮机(T-ORC1)出口的工质进入冷凝器(LNG-ORC1)与LNG交换热量,因此这些工质由蒸汽状态转化为液体状态。然后这些液体工质进入泵(P-ORC1)进行加压。经过加压后的工质进入蒸发器(ORC-DATA)为数据中心提供冷能。蒸发器内的工质由液体转化为蒸气,随后进入涡轮机(T-ORC1)发电。ORC2系统的工作原理和ORC1系统相同,区别在于蒸发器(Heater)以海水作为热源,且使用了不同的有机工作液。其中两个ORC系统发的电均供应给LCES系统的压缩机和泵。

在高峰阶段,系统运行释放模式。高压储罐(HPT)出口处液态CO_2进入三个中间加热器(IH1、IH2、IH3)加热,并进入相应的涡轮机(Tur1、Tur2、

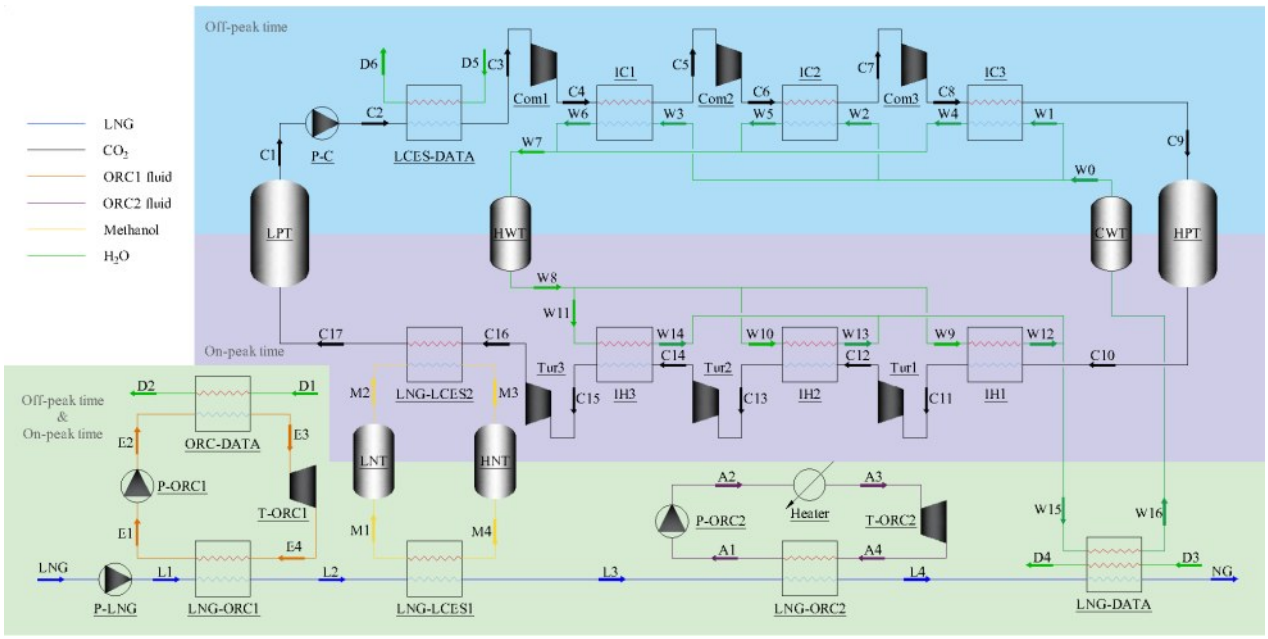


图1　总系统流程图

Fig. 1　Flowchart of the total system

Tur3)进行膨胀,从而转化成低温低压CO_2。随后低压CO_2经过换热器(LNG-LCES2)将气态CO_2转化为液态CO_2储存在低压储罐(LPT)中。在这个过程中,热水箱(HWT)出口处的热水被分为三流,分别进入三个中间加热器进行冷却。随后混合并经过换热器(LNG-DATA)进行冷却后储存在冷水罐(CWT)中,热水箱存储压缩热。

同时LNG经过前三个换热器(LNG-ORC1、LNG-LCES1、LNG-ORC2)的工作过程与储存模式相同,而进入换热器(LNG-DATA)不单为数据中心提供冷却能力,还需冷却加热液态CO_2的循环水。在此过程中,将LCES和两个ORC系统涡轮所做的功均提供给用户。

该系统的主要特征在于:该方案创新性地将液化天然气(LNG)持续气化过程中释放的冷能与储能系统相结合。通过设计两种分时段运行模式,该集成系统能够灵活响应电网负荷的动态变化。该方案通过LNG冷能梯级利用提高综合系统净电功输出能力:一方面,通过引入冷能来预冷压缩机入口处的工质,能够大幅削减压缩阶段的能耗,进而实现储能循环整体效率的显著提升;另一方面,实现了LNG冷能的梯级高效利用。具体而言,高等级冷能优先用于驱动ORC1系统发电,中等级冷能通过甲醇传递冷能用于CO_2的液化,低等级冷能则服务于ORC2系统发电与数据中心供冷需求。这种梯级利用方式不仅最大程度减少了冷能传递过程中的损失,同时降低了LNG气化升温过程对海水消耗量的依赖。

2　模型分析

2.1　热力学模型

根据热力学第一定律,可以建立各设备的数学模型。

泵的功耗表示为:

$$W_{Pump} = m_x\left(h_{Pump,out} - h_{Pump,in}\right) \tag{1}$$

式中,W_{Pump}为泵的消耗功率,kW;m_x为流体的质量流量,kg/s;$h_{Pump,out}$和$h_{Pump,in}$分别为泵出口和进口的工质焓值,kJ/kg。

压缩机的功耗表示为:

$$W_{Comp} = m_x\left(h_{Comp,out} - h_{Comp,in}\right) \tag{2}$$

式中,W_{Comp}为压缩机的消耗功率,kW;$h_{Comp,out}$和$h_{Comp,in}$分别为压缩机出口和进口的工质焓值,kJ/kg。

涡轮机膨胀做功表示为:

$$W_{Tur} = m_x\left(h_{Tur,out} - h_{Tur,in}\right) \tag{3}$$

式中,W_{Tur}为涡轮机产生的机械功率,kW;$h_{Tur,out}$和$h_{Tur,in}$分别为涡轮机出口和进口的工质焓值,kJ/kg。

根据热力学第二定律进行㶲分析,能够量化系统从初始状态过渡到与周围环境的热力学平衡的可用能变化,为优化系统中可用能薄弱环节提供理论依据。由于系统内部不存在化学组分变化,化学

▮的影响可忽略不计，因此本研究仅针对物理▮进行探讨。

参考状态的温度、压力取环境温度T_0=298.15K，P_0=101.325kPa。物质在某一状态点的▮可以定义为：

$$E = m\left[\left(h - h_0\right) - T\left(s - s_0\right)\right] \tag{4}$$

式中，E为▮，kW；m为质量流量，kg/s；h为焓值，kJ/kg；s为熵值，kJ/(kg·K)；T为温度，K；h_0和s_0分别为参考状态的焓和熵。

不可逆过程均会造成▮损失，▮损失计算公式如下：

$$I = E_{pay} - E_{gain} \tag{5}$$

式中，I为▮损失，kW；E_{pay}为消耗▮，kW；E_{gain}为有效▮，kW。

▮效率计算公式如下：

$$\eta = \frac{E_{gain}}{E_{pay}} \tag{6}$$

式中，η为▮效率，%。

2.2 性能指标

本论文以LCES子系统的循环效率、综合系统循环效率和▮效率作为主要评价指标。

在本系统研究中，综合系统循环效率，又称净电输出/净电输入比，用于表征在LNG冷能辅助下系统的电功增益。该指标不计入LNG冷能▮输入，因此主要用于同类LNG冷能耦合储能系统之间的对比，不等同于独立储能系统的传统循环效率。其中本系统储能阶段ORC发电为本系统供电，释能阶段ORC也对外输出发电，因此反映的是LNG冷能辅助下综合系统的净电功增益。组合系统的总循环效率$\eta_{RTE-Overall}$、LCES子系统的循环效率$\eta_{RTE-LCES}$计算如下：

$$\eta_{RTE-Overall} = \frac{W_{dischar}}{W_{char}} \tag{7}$$

$$\eta_{RTE-LCES} = \frac{W_{Tur1\sim3}}{W_{com1\sim3} + W_{P-C}} \tag{8}$$

LCES子系统在高峰时段的输出功率$W_{dischar}$计算公式为：

$$W_{dischar} = W_{Tur1\sim3} + W_{T-ORC} - W_{P-LNG} \tag{9}$$

LCES子系统在非高峰时段的净功耗W_{char}计算公式为：

$$W_{char} = W_{Com1\sim3} + W_{P-C} + W_{P-LNG} - W_{T-ORC} \tag{10}$$

ORC系统的净输出功率W_{ORC}的计算公式为：

$$W_{ORC} = W_{T-ORC1} + W_{T-ORC2} - W_{P-ORC1} - W_{P-ORC2} \tag{11}$$

▮效率是系统输出▮与系统输入▮之比。具体到该系统，其运行模式包含储能与释能两个完整周期，每个周期持续12小时。由于液化天然气(LNG)是连续供给的，即24小时不间断输入，而LCES的有效能量输出仅发生在释能时期。因此，在评估该系统全天(24小时)的▮效率时，必须将时间维度纳入考虑范围。输入▮应基于全天累计的LNG输入▮计算，而输出▮则对应整个释能与储能周期内的有效输出总和。本系统的▮效率η_{EX}计算如下：

$$\eta_{EX} = \frac{t_{LNG}E_{NG-out} + t_{dischar}W_{dischar} + t_{dischar}W_{ORC} + E_{data-out}}{t_{LNG}E_{LNG-in} + t_{char}W_{char} - t_{char}W_{ORC} + t_{LNG}W_{P-LNG}} \tag{12}$$

式中，t_{LNG}为LNG供给时间为24小时；$t_{dischar}$和t_{char}为释能和储能时间为12小时，$E_{data-out}$为系统每天为数据中心提供的冷量，kW；E_{LNG-in}和E_{NG-out}为LNG的▮输入和NG的▮输出，需注意系统在储能阶段与释能阶段E_{NG-out}不同。

其中$E_{data-out}$计算公式如下：

$$E_{data-out} = t_{LNG}\left(E_{D2} - E_{D1}\right) + t_{char}\left(E_{D4} - E_{D3}\right) + t_{LNG}\left(E_{D6} - E_{D5}\right) \tag{13}$$

3 结果与讨论

经过Aspen HYSYS模拟，系统中各状态模拟数据关键参数与对应运行模式如表4所示，状态点位置如图1所示。从温度区间看，LNG高品位冷能首先用于ORC1发电，中品位冷能用于LCES液化过程，低品位冷能用于ORC2和数据中心供冷。该分配方式避免了将-162 ℃附近的高品位冷能直接用于CO_2液化，在一定程度上缓解了LNG-LCES直接耦合时传热温差偏大的问题。

在本文设定工况下，LNG由-162 ℃、130 kPa升温加压至17.57 ℃、7000 kPa时，其可用冷能为409.58 kW。在LNG高品位冷能范围(-162.00~-106.10 ℃)，释放的冷能为198.52 kW，占总冷能的48.47%，该部分的冷量被ORC1子系统回收利用。如图2(b)所示ORC1子系统的T-s图。其次在LNG中品位冷能范围(-106.10~-60.82 ℃)，释放的冷能为122.95 kW，占总冷能的30.02%，该部分的冷量被LCES子系统吸收。如图2(a)所示LCES子系统的T-s图。最后在LNG低品位冷能范围(-60.82~-43.26 ℃)与(-43.26~17.57 ℃)为ORC2子系统和数据中心制冷系统供冷，释放的冷能分别为51.46 kW和36.65 kW，分别占总冷能的12.56%与8.95%。如图2(c)所示ORC2子系统的T-s图。

表4 关键状态点的热力学参数

Table 4 Thermodynamic parameters at the critical state point

编号	气相分率	温度/℃	压力/ kPa	摩尔流量/(kmol/h)	质量流量/(kg/h)	运行模式
LNG	0.00	−162.00	130.00	201.44	3600.00	均运行
L1	0.00	−159.18	7000.00	201.44	3600.00	均运行
L2	0.00	−106.12	7000.00	201.44	3600.00	均运行
L3	0.00	−60.82	7000.00	201.44	3600.00	均运行
L4	0.00	−43.26	7000.00	201.44	3600.00	均运行
NG	1.00	17.57	7000.00	201.44	3600.00	均运行
C1	0.00	−55.00	600.00	92.41	4067.08	储能模式
C2	0.00	−54.58	1600.00	92.41	4067.08	储能模式
C3	1.00	2.00	1600.00	92.41	4067.08	储能模式
C4	1.00	71.24	3713.27	92.41	4067.08	储能模式
C5	1.00	51.24	3713.27	92.41	4067.08	储能模式
C6	1.00	130.59	8617.74	92.41	4067.08	储能模式
C7	1.00	80.59	8617.74	92.41	4067.08	储能模式
C8	1.00	161.45	20000.00	92.41	4067.08	储能模式
C9	0.00	25.00	20000.00	92.41	4067.08	储能模式
C10	0.00	25.00	20000.00	92.41	4067.08	释能模式
C11	1.00	110.00	20000.00	92.41	4067.08	释能模式
C12	1.00	29.49	6600.00	92.41	4067.08	释能模式
C13	1.00	70.01	6600.00	92.41	4067.08	释能模式
C14	1.00	−10.15	2200.00	92.41	4067.08	释能模式
C15	1.00	70.01	2200.00	92.41	4067.08	释能模式
C16	1.00	−10.06	600.00	92.41	4067.08	释能模式
C17	0.00	−55.00	600.00	92.41	4067.08	释能模式
W0	0.00	20.00	200.00	211.31	3806.75	储能模式
W1	0.00	20.00	200.00	25.10	452.14	储能模式
W2	0.00	20.00	200.00	31.94	575.42	储能模式
W3	0.00	20.00	200.00	154.27	2779.19	储能模式
W4	0.00	66.24	200.00	25.10	452.14	储能模式
W5	0.02	120.17	200.00	31.94	575.42	储能模式
W6	0.00	120.00	200.00	154.27	2779.19	储能模式
W7	0.00	115.37	200.00	211.31	3806.75	储能模式
W8	0.00	115.37	200.00	211.31	3806.75	释能模式
W9	0.00	115.37	200.00	126.87	2285.63	释能模式
W10	0.00	115.37	200.00	48.77	878.56	释能模式
W11	0.00	115.37	200.00	35.67	642.56	释能模式
W12	0.00	30.45	200.00	126.87	2285.63	释能模式
W13	0.00	34.49	200.00	48.77	878.56	释能模式
W14	0.00	−5.13	200.00	35.67	642.56	释能模式
W15	0.00	25.37	200.00	211.31	3806.75	释能模式
W16	0.00	20.00	200.00	211.31	3806.75	释能模式
E1	0.00	−104.00	120.00	46.98	1318.02	均运行
E2	0.00	−103.31	1480.00	46.98	1318.02	均运行
E3	1.00	9.00	1480.00	46.98	1318.02	均运行
E4	1.00	−101.12	120.00	46.98	1318.02	均运行

续表

编号	气相分率	温度/℃	压力/ kPa	摩尔流量/(kmol/h)	质量流量/(kg/h)	运行模式
M1	0.00	−70.00	101.33	523.33	16768.33	均运行
M2	0.00	−70.00	101.33	1046.65	33536.66	均运行
M3	0.00	−55.82	101.33	1046.65	33536.66	均运行
M4	0.00	−55.82	101.33	523.33	16768.33	均运行
A1	0.00	−42.00	120.00	27.95	1232.50	均运行
A2	0.00	−41.64	780.00	27.95	1232.50	均运行
A3	1.00	20.00	780.00	27.95	1232.50	均运行
A4	1.00	−38.26	120.00	27.95	1232.50	均运行
D1	0.00	14.00	200.00	1464.39	26381.17	均运行
D2	0.00	7.00	200.00	1464.39	26381.17	均运行
D3	0.00	14.00	200.00	1287.48	23194.16	储能模式
D4	0.00	7.00	200.00	1287.48	23194.16	储能模式
D5	0.00	14.00	200.00	2900.85	52259.19	均运行
D6	0.00	7.00	200.00	2900.85	52259.19	均运行

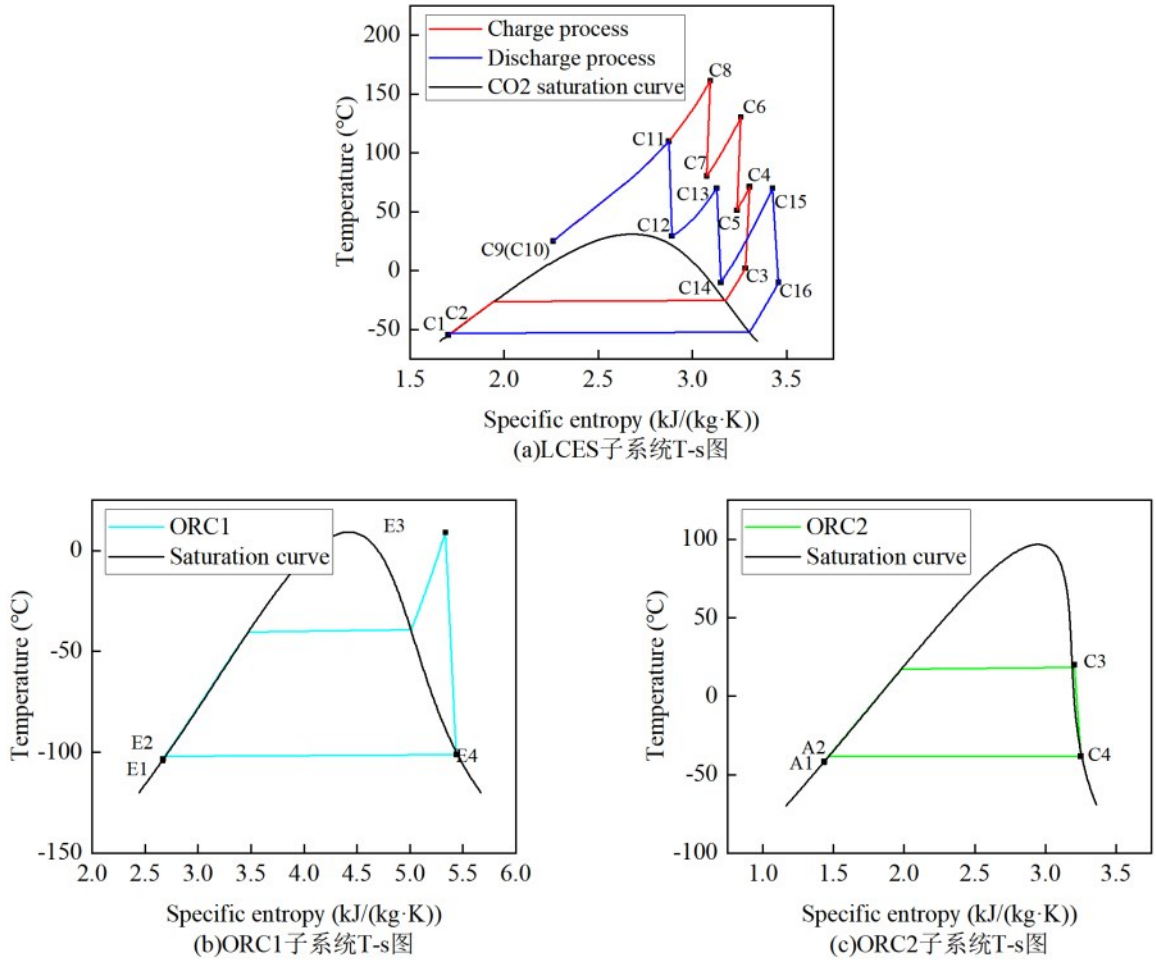


图2 (a) LCES子系统T−s图;(b) ORC1子系统T−s图;(c) ORC2子系统T−s图

Fig. 2 (a) T−s diagram of LCES subsystems; (b) T−s diagram of ORC1 subsystems; (c) T−s diagram of ORC2 subsystems

3.1 循环效率分析

衡量储能系统性能的关键指标是循环效率，传统大型储能系统通常不超过75%[29]。然而，当系统耦合外部能量输入时，其综合系统循环效率可能显著提升至100%以上。更高的综合系统循环效率表明在相同电功输入边界下系统具有更高的净电功输出能力。本研究涉及的新型LCES系统，其核心设备的模拟性能参数如表5所示。

表5 泵、压缩机和膨胀机的性能参数

Table 5 Performance parameters of pump, compressor and expander

设备	功率kW	设备	功率kW
P-LNG	17.60	Com3	61.98
P-ORC1	1.03	T-ORC1	47.80
P-ORC2	0.46	T-ORC2	25.20
P-C	1.14	Tur1	40.33
Com1	55.98	Tur2	47.01
Com2	63.01	Tur3	67.50

具体运行能耗如下：

储能阶段：泵组（P-LNG、P-ORC1、P-ORC2、P-C）与压缩机组（Com1-Com3）的总耗电功率为201.20 kW，膨胀机（T-ORC1、T-ORC2）发电功率为73.00 kW，综合计算得出净耗电功率128.19 kW。

释能阶段：泵组（P-LNG、P-ORC1、P-ORC2）的总耗电功率为19.09 kW，膨胀机组（Tur1-Tur3、T-ORC1、T-ORC2）的总发电功率为227.85 kW，综合计算得出净发电功率208.75 kW。

基于上述净功耗与净输出，计算得到综合系统净电输出/净电输入比为162.84%。效率超100%源于其独特的能量来源：不仅消纳电网富余电力，还充分利用了LNG汽化过程释放的冷能参与储能。相较于独立储能系统，该指标体现了外部LNG冷能和ORC发电参与下的净电功增益。而LCES子系统：储能阶段泵P-C与压缩机组（Com1-Com3）的总耗电功率为182.11 kW；释能阶段膨胀机组（Tur1-Tur3）的总发电功率为154.84 kW，计算得到LCES子系统循环效率为85.03%。

3.2 ▮效率分析

3.2.1 ▮流分析　图3展示LNG气化过程的▮流。储能模式下，泵P-LNG消耗17.60 kW轴功，将LNG由130 kPa加压至7 MPa；对应LNG流股▮增量为6.24 kW。高压LNG释放的198.52 kW高品位冷能用于ORC1发电，122.95 kW中品位冷能用于LCES系统，51.46 kW冷能驱动ORC2系统，另有36.65 kW冷能通过换热器LNG-DATA提供给数据中心制冷，最终天然气升温至17.57 ℃后排出系统。在释能模式下，原用于数据中心制冷的冷能也为循环水供冷，其余部分的冷能利用方式均与储能模式相同。

图4则描绘了二氧化碳储能与释能过程中的▮流分布。储能阶段，低压二氧化碳在中间介质提供的可用冷能(184.86 kW)和轴功输入(182.11 kW)共同作用下转化为高压液态二氧化碳，此过程LNG-LCES2换热产生了35.22 kW的▮损失；泵P-C与三级压缩机损失21.09 kW▮；LCES-DATA产生了70.43 kW的▮损失也为数据中心提供了22.45 kW的有效▮；IC1~IC3将CO_2压缩热传递至循环水，其中CO_2侧净▮减量为74.00 kW。随后，高压液态CO_2存在常温高压储罐中。释能阶段，循环水通过IH1~IH3提供51.31 kW▮加热常温高压二氧化碳；经换热后的高压高温CO_2驱动三级膨胀机组发电。该过程IH1~IH3加热器损失16.86 kW▮，膨胀机组损失23.39 kW▮，膨胀机对外发电154.84 kW；余下的低压CO_2含有113.68 kW▮值。

3.2.2 ▮损分析　系统中各设备根据式(5)和(6)计算得出能耗损失，结果如表6所示。各设备▮损占比如图5所示，设备总▮损为462.97 kW。由于冷热流股（LNG与ORC1工质、LNG与二氧化碳、LNG与ORC2工质、LNG与数据中心冷却剂等）之间的传热温差，本工艺流程的换热器▮损占比为84.4%是所有设备中最大的。其中LCES-DATA换热器▮损最大，占总▮损的15.21%，这是因为数据中心供冷介质带走了低温二氧化碳释放的冷能，造成了大量▮的损失，可以通过优化操作条件以及使用额外的冷能回收工艺，回收更多冷能。三台二氧化碳压缩机的轴功输入为180.97 kW，但由于使用循环冷却水对二氧化碳进行了级间冷却，二氧化碳压缩机能耗和▮损降低，故三台二氧化碳压缩机的▮损也仅为20.80 kW，占比为4.5%，每台压缩机的效率均在85%以上。膨胀机与泵▮损分别为39.05 kW与12.17 kW占比为8.4%与2.6%。

在确定各设备的▮损失后，可计算出各子系统和整个系统的▮效率。其中需注意由于系统的运行模式分为储能模式与释能模式，故系统▮效率也与时间有关，将时间因素也考虑到系统的▮效率之中，计算结果如表7所示。其中，在计算各子系统

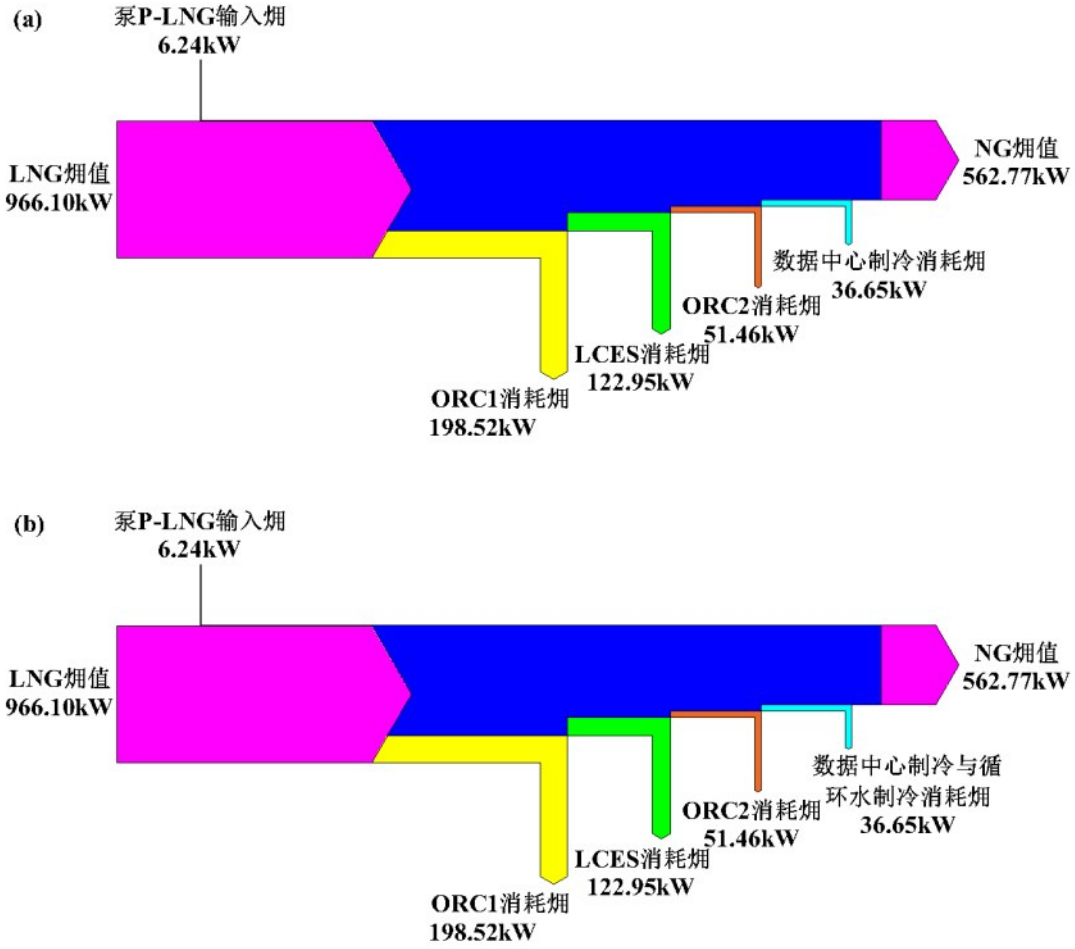


图3 LNG气化过程㶲流图:(a) 储能模式;(b) 释能模式

Fig. 3 Exergy flow diagram of LNG regasification: (a) energy storage process; (b) energy release process

的㶲效率时,将各子系统当作一个整体,系统的总有效㶲为出系统所有流股的有效㶲之和,总消耗㶲为进系统所有流股的消耗㶲之和。结果表明,子系统的㶲效率均较高,整个系统的总体㶲效率达到69.29%。

3.3 系统结果分析

为了表明LCES系统与LNG冷能耦合的必要性,模拟计算出将相同条件的LCES系统独立运行后的㶲效率与系统循环效率,与耦合LNG冷能得出的结果相比较,如表8所示。可知LCES系统耦合LNG冷能后㶲效率与系统循环效率分别提高了27.73和77.81个百分点。

当前,如何高效挖掘LNG冷能的储能潜力已成为学术界的关注焦点。为了客观评估本研究提出系统的性能优势,我们选取了现有的同类研究成果进行了横向对比分析,具体比较数据详见表9。

本研究提出一种耦合LNG冷能及ORC的新型LCES系统,通过LNG冷能梯级利用及“低谷储能(LNG冷能通过中间介质甲醇液化压缩二氧化碳)-高峰释能(液态二氧化碳发电、LNG冷能被中间介质甲醇回收)”灵活运行模式,有效应对电网负荷波动;热力学分析显示,综合系统循环效率在所列LNG冷能耦合储能系统中处于较高水平,说明ORC发电和LNG冷能梯级利用有助于提高净电功率输出能力。

将本系统与相近耦合LNG的LAES储能系统进行详细对比分析,如表10所示。可知CO_2储能密度较高、储罐体积较小且可与CCUS场景耦合,但LNG与CO_2液化温区匹配不如LAES,需要依靠中间介质换热。中间介质可以提高系统的鲁棒性,缓冲LNG气源波动对循环的影响,保障系统稳定运行。本系统采用甲醇作为中间介质。与丙烷相比,甲醇具有较好的温度匹配性和较低成本,但其毒性等级较高,工程应用中需加强泄漏监测与安全管理。

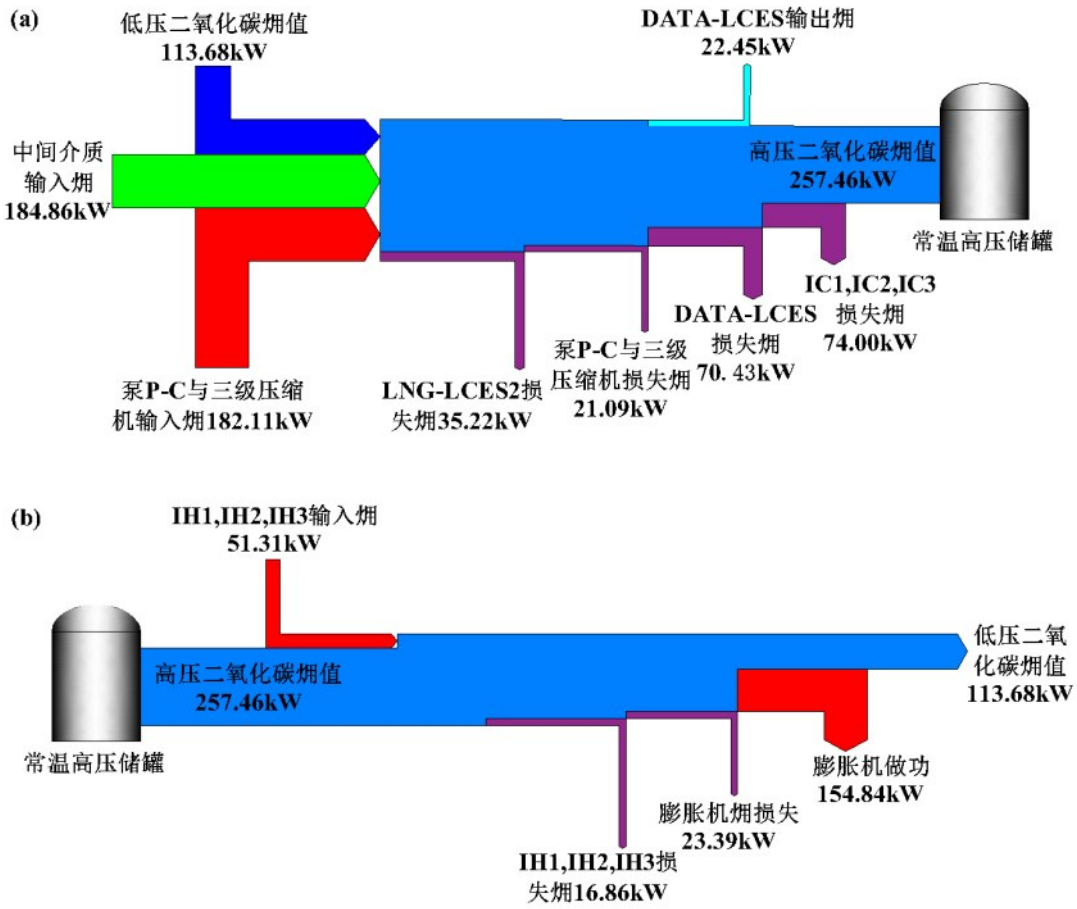


图4 二氧化碳▮流图:(a) 储能模式;(b) 释能模式

Fig. 4 Exergy flow diagram of CO_2: (a) energy storage process; (b) energy release process

4 结 论

本文面向LNG接收站冷能综合利用与电网调峰需求,构建了LNG冷能梯级利用耦合液态CO_2储能和双级ORC发电的联合系统,实现了能量高效转化与电网调峰功能的协同优化。主要结论如下:

(1)构建了LNG冷能梯级利用耦合LCES的系统流程。系统将LNG气化过程释放的冷能依次用于ORC1发电、CO_2液化储能、ORC2发电和数据中心供冷,实现了不同温区冷能的分级利用,为LNG接收站"冷-电-储"一体化利用提供了可行方案。

(2)▮分析表明,系统不可逆损失主要集中在换热过程,换热器▮损占设备总▮损的主要部分。其中,LNG与ORC工质、LNG与CO_2液化过程以及数据中心供冷过程中的传热温差是影响系统性能的重要因素。因此,冷热流股温度匹配和中间换热介质优化是后续提升系统性能的关键。

(3)在给定工况下,LCES子系统循环效率为85.03%,综合系统▮效率为69.29%。综合系统循环效率,即净电输出/净电输入比,为162.84%。该指标反映LNG冷能和ORC发电参与下的净电功增益,不等同于独立储能系统的传统循环效率。

综上,该系统适用于同时具有LNG气化冷能、CO_2储能、电网调峰和低温供冷需求的综合能源场景。后续可进一步结合T-Q温度匹配、关键参数敏感性和经济性评价开展系统优化。

表6 各设备的▮损失及▮效率

Table 6 Losses and efficiencies for each piece of equipment

设备	位号	消耗▮/kW	有效▮/kW	▮损失/kW	▮效率/%
泵	P-LNG	17.60	6.24	11.36	35.47
	P-ORC1	1.03	0.63	0.40	61.25
	P-ORC2	0.46	0.34	0.12	73.45
	P-C	1.14	0.84	0.30	74.01
压缩机	Com1	55.98	48.64	7.34	86.88
	Com2	63.01	55.97	7.04	88.83
	Com3	61.98	55.56	6.42	89.65
涡轮机	T-ORC1	59.10	47.80	11.30	80.88
	T-ORC2	29.57	25.20	4.36	85.25
	Tur1	45.76	40.33	5.43	88.13
	Tur2	54.35	47.01	7.34	86.50
	Tur3	78.12	67.50	10.62	86.41
换热器	LNG-ORC1	997.33	926.96	70.38	92.94
	LNG-ORC2	658.36	646.28	12.07	98.17
	LNG-LCES1	985.12	954.60	30.52	96.90
	LNG-LCES2	721.13	685.91	35.22	95.12
	LNG-DATA	606.07	579.58	26.49	95.63
	ORC-DATA	161.19	102.85	58.34	63.81
	Heater	47.20	38.53	8.68	81.62
	LCES-DATA	278.89	208.46	70.43	74.75
	IC1	219.96	218.65	1.31	99.40
	IC2	273.23	267.63	5.61	97.95
	IC3	312.73	257.69	55.04	82.40
	IH1	289.27	285.57	3.71	98.72
	IH2	251.83	245.57	6.26	97.51
	IH3	199.98	193.09	6.89	96.55

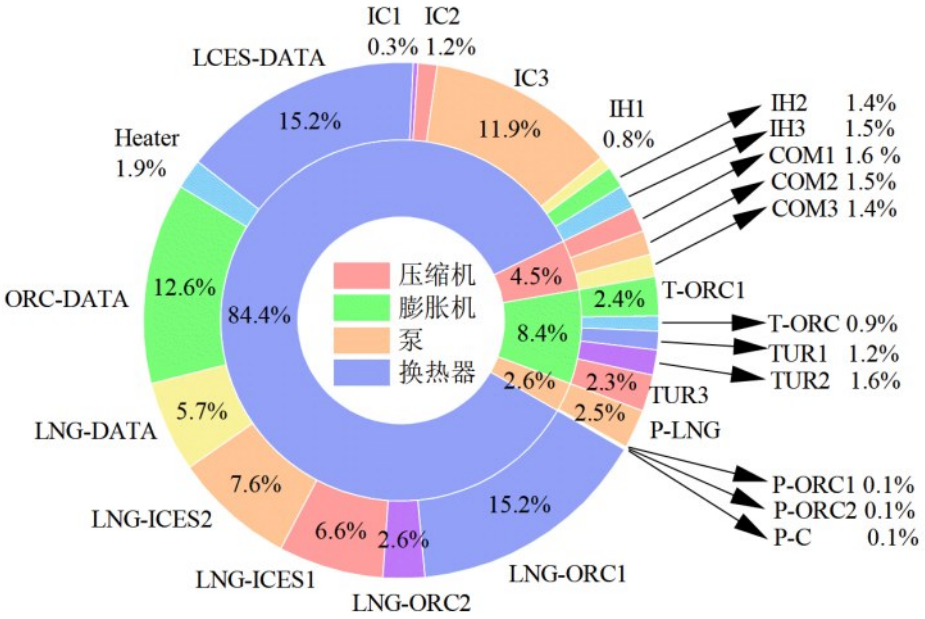


图5 不同设备的㶲损失占比

Fig. 5 Percentage of exergy losses for different devices

表7 各系统㶲损失和㶲效率

Table 7 Losses and efficiencies of the systems

系统	消耗㶲/kW	有效㶲/kW	㶲损失/kW	㶲效率/%
ORC1	973.38	832.96	140.42	85.57
ORC2	651.33	624.62	26.71	95.90
LCES	864.88	739.52	125.36	85.51
LNG-DATA	606.07	579.58	26.49	95.63
LNG气化	983.70	788.94	194.76	80.20
整个系统	1076.25	745.72	330.53	69.29

表8 是否耦合LNG冷能结果比较

Table 8 Comparison of results with and without LNG cold energy coupling

工况	CO_2液化方式	㶲效率/%	系统循环效率/%
独立LCES	常规制冷	41.56	85.03
LNG-LCES-ORC	耦合LNG制冷	69.29	162.84

表9 系统结果比较

Table 9 Comparison of system results

系统	参考文献	㶲效率/%	综合系统循环效率/%
LNG-LAES	[30]	66.68	67.60
LNG-LCES	[31]	67.16	132.89
LNG-LAES-ORC	[31]	70.31	122.89
LNG-LAES-ORC	[15]	59.71	110.20
LNG-LCES-ORC	本论文	69.29	162.84

表10 系统详细对比

Table 10 Detailed systematic comparison

项目	文献[15]	本文系统
系统	LNG-LAES-ORC	LNG-LCES-ORC
储能工质	空气	CO_2
冷媒中介	丙烷	甲醇
供冷对象	数据中心冷却水	数据中心冷却水
效率定义	LNG冷能辅助下净电输出/净电输入比	LNG冷能辅助下净电输出/净电输入比
主要优势	LNG与空气液化温度匹配较好	CO_2储存密度较高、储罐体积较小、可与CCUS场景耦合
主要代价	空气储存体积较大	LNG与CO_2液化温区匹配不如LAES,需要中间介质和梯级换热

参考文献

[1] Wang H L, He J K. China's pre-2020 CO_2 emission reduction potential and its influence[J]. Frontiers in Energy, 2019, **13**(3): 571-578.

[2] Lee I, Park J, Moon I. Key issues and challenges on the liquefied natural gas value chain: a review from the process systems engineering point of view[J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2018, **57**(17): 5805-5818.

[3] Kumar S, Kwon H T, Choi K H, et al. LNG: an eco-friendly cryogenic fuel for sustainable development[J]. Applied Energy, 2011, **88**(12): 4264-4273.

[4] 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**(A2): 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**(A2): 442-449.

[5] Song R, Cui M M, Liu J J. Single and multiple objective optimization of a natural gas liquefaction process[J]. Energy, 2017, **124**: 19-28.

[6] He T B, Chong Z R, Zheng J J, et al. LNG cold energy utilization: Prospects and challenges[J]. Energy, 2019, **170**: 557-568.

[7] Kanbur B B, Xiang L M, Dubey S, et al. Cold utilization systems of LNG: a review[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017, **79**: 1171-1188.

[8] Choi I H, Lee S, Seo Y, et al. Analysis and optimization of cascade Rankine cycle for liquefied natural gas cold energy recovery[J]. Energy, 2013, **61**: 179-195.

[9] Bao J J, Lin Y, Zhang R X, et al. Strengthening power generation efficiency utilizing liquefied natural gas cold energy by a novel two-stage condensation Rankine cycle (TCRC) system[J]. Energy Conversion and Management, 2017, **143**: 312-325.

[10] Lee U, Jeon J, Han C H, et al. Superstructure based techno-economic optimization of the organic Rankine cycle using LNG cryogenic energy[J]. Energy, 2017, **137**: 83-94.

[11] Xue F E, Chen Y, Ju Y L. Design and optimization of a novel cryogenic Rankine power generation system employing binary and ternary mixtures as working fluids based on the cold exergy utilization of liquefied natural gas (LNG)[J]. Energy, 2017, **138**: 706-720.

[12] Dutta A, Karimi I A, Farooq S. Economic feasibility of power generation by recovering cold energy during LNG (liquefied natural gas) regasification[J]. ACS Sustainable Chemistry & Engineering, 2018, **6**(8): 10687-10695.

[13] Ferreira P A, Catarino I, Vaz D. Thermodynamic analysis for working fluids comparison in Rankine-type cycles exploiting the cryogenic exergy in Liquefied Natural Gas (LNG) regasification[J]. Applied Thermal Engineering, 2017, **121**: 887-896.

[14] Lee I, You F Q. Systems design and analysis of liquid air energy storage from liquefied natural gas cold energy[J]. Applied Energy, 2019, **242**: 168-180.

[15] 苏要港, 吴晓南, 廖柏睿, 等. 耦合LNG冷能及ORC的新型液化空气储能系统分析[J]. 储能科学与技术, 2022, **11**(6): 1996-2006.
Su Y G, Wu X N, Liao B R, et al. Analysis of novel liquefied-air energy-storage system coupled with LNG cold energy and ORC[J]. Energy Storage Science and Technology, 2022, **11**(6): 1996-2006.

[16] Peng H, Zhang D, Ling X, et al. n-alkanes phase change materials and their microencapsulation for thermal energy storage: a critical review[J]. Energy & Fuels, 2018, **32**(7): 7262-7293.

[17] Diyoke C, Ngwaka U. Numerical comparison of two operating modes of thermal energy storage tank for compression heat storage in adiabatic compressed air energy storage[J]. Journal of Energy Storage, 2020, **30**: 101558.

[18] Peng X D, She X H, Cong L, et al. Thermodynamic study on the effect of cold and heat recovery on performance of liquid air energy storage[J]. Applied Energy, 2018, **221**: 86-99.

[19] Xu J X, Lin W S. A CO2 cryogenic capture system for flue gas of an LNG-fired power plant[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2017, **42**(29): 18674-18680.

[20] Kim Y, Lee J, Cho H, et al. Novel cryogenic carbon dioxide capture and storage process using LNG cold energy in a natural gas combined cycle power plant[J]. Chemical Engineering Journal, 2023, **456**: 140980.

[21] 向腾龙, 王治红, 汪贵, 等. 液化天然气冷能梯级利用的多功能集成系统研究[J]. 化工学报, 2024, **75**(10): 3401-3413.
Xiang T L, Wang Z H, Wang G, et al. Research on multifunctional integrated system for cold energy cascade utilization of liquefied natural gas[J]. CIESC Journal, 2024, **75**(10): 3401-3413.

[22] 杨玉, 黄斌, 孟欣, 等. 基于二氧化碳热力循环的储能研究综述[J]. 热力发电, 2023, **52**(6): 12-23.
Yang Y, Huang B, Meng X, et al. Research summary on the energy storage technologies based on carbon dioxide thermodynamic cycle[J]. Thermal Power Generation, 2023, **52**(6): 12-23.

[23] Wang H, Shi X J, Che D F. Thermodynamic optimization of the operating parameters for a combined power cycle utilizing low-

temperature waste heat and LNG cold energy[J]. Applied Thermal Engineering, 2013, **59**(1/2): 490–497.

[24] Ouyang T C, Tan J Q, Wu W C, et al. Energy, exergy and economic benefits deriving from LNG-fired power plant: Cold energy power generation combined with carbon dioxide capture[J]. Renewable Energy, 2022, **195**: 214–229.

[25] Zhao L, Dong H, Tang J J, et al. Cold energy utilization of liquefied natural gas for capturing carbon dioxide in the flue gas from the magnesite processing industry[J]. Energy, 2016, **105**: 45–56.

[26] Tafone A, Borri E, Comodi G, et al. Liquid Air Energy Storage performance enhancement by means of Organic Rankine Cycle and Absorption Chiller[J]. Applied Energy, 2018, **228**: 1810–1821.

[27] Dauber F, Span R. Modelling liquefied-natural-gas processes using highly accurate property models[J]. Applied Energy, 2012, **97**: 822–827.

[28] He T B, Lv H Y, Shao Z X, et al. Cascade utilization of LNG cold energy by integrating cryogenic energy storage, organic Rankine cycle and direct cooling[J]. Applied Energy, 2020, **277**: 115570.

[29] Ameel B, T'Joen C, De Kerpel K, et al. Thermodynamic analysis of energy storage with a liquid air Rankine cycle[J]. Applied Thermal Engineering, 2013, **52**(1): 130–140.

[30] 何子睿, 齐伟, 宋锦涛, 等. 耦合液化天然气的液化空气储能系统热力学分析[J]. 储能科学与技术, 2021, **10**(5): 1589–1596.
He Z R, Qi W, Song J T, et al. The thermodynamic analysis of a liquefied air energy storage system coupled with liquefied natural gas[J]. Energy Storage Science and Technology, 2021, **10**(5): 1589–1596.

[31] Lee I, Park J, You F Q, et al. A novel cryogenic energy storage system with LNG direct expansion regasification: Design, energy optimization, and exergy analysis[J]. Energy, 2019, **173**: 691–705.