

DOI: 10.19666/j.rlfed.202406124

# 液氮和液空复合型空气储能系统 热力学与经济性分析

刘纪云, 王新东, 林子, 江兆伟  
(中绿中科储能技术有限公司, 北京 100020)

**[摘要]** 可再生能源存在间歇性和波动性, 给电网的稳定运行造成了挑战, 储能技术是解决此问题的有效途径。液态空气储能技术具有储能密度高, 不受地理条件限制和常压储存的突出优势, 但往返效率相对较低。提出了一种液氮和液空复合型空气储能系统 (N-LAES), 通过充注液氮, 增加膨胀机中的气体流量, 同时也提高膨胀机前的气体压力, 从而提高系统往返效率。利用建立的热力学模型进行分析, 结果表明: 对于一个典型规模的 N-LAES, 其往返效率可以从单一液空储能系统的 56.90% 提高至 66.47%, 第 30 年的净现值从单一系统的 5 807.74 万元提高至 12 021.35 万元, 平准化储能成本从单一系统的 0.897 2 元/(kW·h) 降低至 0.809 4 元/(kW·h)。表明, N-LAES 的热力学性能和经济性能都优于单一系统, 为液空储能技术的发展提供了新思路。

**[关键词]** 液态空气储能; 液氮; 热力学分析; 经济性分析

**[引用本文格式]** 刘纪云, 王新东, 林子, 等. 液氮和液空复合型空气储能系统热力学与经济性分析[J]. 热力发电, 2024, 53(9): 85-91. LIU Jiyun, WANG Xindong, LIN Zi, et al. Thermodynamic and economic analysis of liquid nitrogen and liquid air hybrid energy storage system[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(9): 85-91.

## Thermodynamic and economic analysis of liquid nitrogen and liquid air hybrid energy storage system

LIU Jiyun, WANG Xindong, LIN Zi, JIANG Zhaowei  
(Zhonglv Zhongke Energy Storage Technology Co., Ltd., Beijing 100020, China)

**Abstract:** The intermittency and volatility of renewable energy poses significant challenges to stable operation of power grids. Energy storage technology can address these issues effectively. Liquid air energy storage technology offers significant advantages of high energy storage density, being unconstrained by geographical conditions and atmospheric pressure storage. However, its round-trip efficiency is relatively low. To solve this problem, a liquid nitrogen and liquid air hybrid energy storage system (N-LAES) is proposed. By charging liquid nitrogen during energy release process, the gas flow in the expander increases, and gas pressure in front of the expander rises as well, thus the system's round-trip efficiency increases. A thermodynamic model is developed, and the analysis results indicate that, for a typical scale N-LAES, the round-trip efficiency is increased to 66.47% compared with 56.90% for a standalone LAES. The net present value at the 30th year increases to 120 213 500 yuan, compared with 58 077 400 yuan for a standalone LAES, and the levelized cost of storage decreases to 0.809 4 yuan/(kW·h) from 0.897 2 yuan/(kW·h) for a standalone LAES. These findings demonstrate that both the thermodynamic and economic performance of the N-LAES is superior to that of the standalone LAES, offering a new approach for development of the liquid air energy storage technology.

**Key words:** liquid air energy storage; liquid nitrogen; thermodynamic analysis; economic analysis

收稿日期: 2024-06-10

基金项目: 中国绿发投资集团有限公司科技项目 (09CHDD020)

Supported by: Technological Innovation Project of CGDG (09CHDD020)

第一作者简介: 刘纪云 (1990), 男, 硕士, 工程师, 主要研究方向为液态空气储能技术, liujiyun@cgdg.com。

目前,居高不下的碳排放量对全球生态环境造成了很大的负面影响<sup>[1-2]</sup>。可再生能源具有清洁、无污染、资源丰富的特点,是未来能源的发展方向。然而,可再生能源具有间歇性和波动性,因此对电网的稳定运行提出了挑战<sup>[3-4]</sup>。储能技术被认为是解决上述问题的有效途径<sup>[5-6]</sup>。液态空气储能是一种有前景的大规模储能技术,具有储能密度高、不受地理条件限制和常压储存的突出优势<sup>[7-8]</sup>。储能时,经压缩机后的高压空气在蓄冷单元中被蓄冷工质冷却液化,再节流至常压后,液相储存于常压液空罐中,气相返流为压缩空气提供冷量。释能时,液态空气经液空泵加压后进入蓄冷单元,其冷量被蓄冷工质回收,温度升高后以高压空气形式进入膨胀机发电<sup>[9-10]</sup>。储能时期压缩空气获得的冷量来自于返流空气、蓄冷工质和加压液空。液态空气量增多或膨胀机前压力提高都可以提高往返效率。Wang 等人<sup>[11]</sup>提出了液态空气储能与空分耦合系统中将空分装置生产的液氧供给储能系统补冷,大大提高了液空加压压力。Park 等人<sup>[12]</sup>将液化天然气(LNG)的汽化过程与液态空气储能系统耦合,为压缩空气提供了冷量,将液空增压压力提高至 12 MPa,往返效率提升至 85.1%。Chen 等人<sup>[13]</sup>利用 LNG 冷量制氢,并为液态空气储能系统供冷,使得液空增压压力提高至 8 MPa,往返效率提升至 71.0%。

在液体空分市场,液氮存在供大于求的情况。对于液态空气储能技术,可以将液体空分厂的液氮在释能时期经加压后充注入蓄冷单元中,进一步增强液态空气储能系统的发电能力,并提高空分厂的收益。为此,本文提出了液氮与液空复合型空气储能系统(N-LAES),建立了系统的能量模型、经济性模型和调峰模型,并分析了其各项指标性能。

## 1 充注液氮的液态空气储能系统

图 1 为充注液氮的液态空气储能系统流程。系统一次充放电过程如下。

1) 在用电低谷时期或新能源发电期间,系统充电。电能供给压缩单元,空气被压缩至高压状态,压缩热储存于蓄热装置中。高压空气随后在蓄冷单元中被冷却、液化,并储存于液态空气储罐中。

2) 在用电高峰时期,系统放电。液态空气及液氮经加压后进入蓄冷单元中汽化,其冷量由蓄冷单元回收。在回收压缩热后,高温高压的空气在膨胀单元中膨胀至常压,并带动发电机发电。

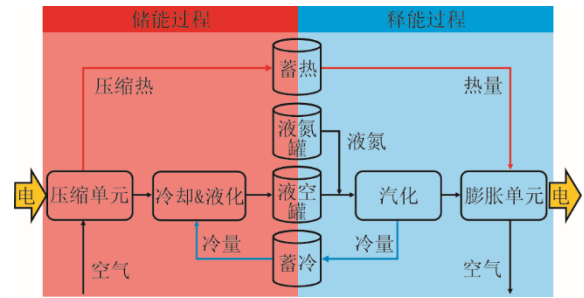


图 1 液氮和液空复合型空气储能系统的流程  
Fig.1 The flowchart of liquid nitrogen and liquid air hybrid energy storage system

压缩单元包括多级压缩机和多级级间冷却器。压缩机将空气增压至高压,级间冷却器将压缩热传递至蓄热工质,以降低下一级压缩能耗。蓄冷单元包括两级换热器及液体膨胀机。两级换热中采用的蓄冷工质分别为甲醇-水溶液和丙烷。蓄热单元采用的蓄热工质为 THEOL-66 导热油。膨胀单元包括多级膨胀机和多级级间加热器。空气在膨胀机中膨胀,可以输出大量功。空气在级间加热器中加热可以增强其输出功能力。

## 2 系统数学模型

为评价系统性能,建立了系统能量模型,并提出了能量、经济性和调峰能力的评价指标。

### 2.1 热力学模型

在充注液氮的液态空气储能系统中,所用到的设备有压缩机、膨胀机、泵、换热器和储罐。其中,压缩机将空气压缩至高压状态,使其更容易液化,其功耗为<sup>[14]</sup>:

$$W_{CP} = m_{CP} \times (h_{out} - h_{in}) \quad (1)$$

式中:  $W_{CP}$  为压缩机功率;  $m_{CP}$  为进入压缩机的气体质量流量, kg/s;  $h_{in}$  和  $h_{out}$  分别为压缩机进、出口气体的比焓, kJ/kg。

在 N-LAES 中,膨胀机分为 2 类,一种为高温高压空气膨胀发电的膨胀机,一种为液态空气膨胀至常压以便储存的液体膨胀机。两者用途不同,但是其模型一致,其输出功率为<sup>[15]</sup>:

$$W_{TB} = m_{TB} \times (h_{in} - h_{out}) \quad (2)$$

式中:  $W_{TB}$  为膨胀机输出功率;  $m_{TB}$  为进入膨胀机的气体质量流量, kg/s。

泵在 N-LAES 中广泛使用,包括液态空气泵、液氮泵、蓄冷工质泵、蓄热工质泵等,其功耗  $W_{Pumps}$  为<sup>[16]</sup>:

$$W_{Pumps} = m_{Pumps} \times (h_{out} - h_{in}) \quad (3)$$

式中： $m_{Pumps}$  泵中工质的质量流量，kg/s。

N-LAES 中使用的换热器按照用途分类分为级间冷却器、级间加热器和低温换热器，以实现热量传递，其模型为<sup>[11]</sup>：

$$\sum m_{hot} (h_{hot,in} - h_{hot,out}) = \sum m_{cold} (h_{cold,out} - h_{cold,in}) \quad (4)$$

式中： $m_{hot}$  和  $m_{cold}$  分别为热流体和冷流体的质量流量，kg/s； $h_{hot,in}$  和  $h_{hot,out}$  为热流体在换热器进出口处的比焓，kJ/kg； $h_{cold,in}$  和  $h_{cold,out}$  为冷流体在换热器进出口处的比焓，kJ/kg。

N-LAES 储能时耗电量为<sup>[11]</sup>：

$$W_{ES} = \sum W_{CP} - W_{LAE} \quad (5)$$

释能时发电量为<sup>[11]</sup>：

$$W_{ER} = \sum W_{ATB} - W_{LAP} - W_{LNP} \quad (6)$$

式中： $\sum W_{CP}$  为压缩机耗功之和，kW； $W_{LAE}$  为液体膨胀机输出功，kW； $\sum W_{ATB}$  为膨胀机输出功之和，kW； $W_{LAP}$  和  $W_{LNP}$  分别为液空泵和液氮泵耗功，kW。

则系统往返效率 $\eta_{RTE}$ 为<sup>[11]</sup>：

$$\eta_{RTE} = \frac{W_{ER} \times t_{ER}}{W_{ES} \times t_{ES}} \quad (7)$$

式中： $t_{ES}$  和  $t_{ER}$  分别为储能时期和释能时期的时长，h。

由于 N-LAES 中充注了大量液氮，为综合评价其性能，采用综合效率评价其能量指标。综合效率 $\eta_{com}$ 为：

$$\eta_{com} = \frac{W_{ER} \times t_{ER}}{W_{ES} \times t_{ES} + W_{LN} \times m_N \times t_{ER}} \quad (8)$$

式中： $m_N$  为释能时期液氮每小时用量，kg/h； $W_{LN}$  为制液氮能耗，本文为 0.258 kW·h/kg<sup>[17]</sup>。

## 2.2 经济性模型

采用净现值分析 (NPV) 和平准化储能成本 ( $E_{LCOS}$ ) 作为评价指标，检测系统经济性。N-LAES 年总成本 ( $C_{ATC}$ ) 包括维修运行成本、电力成本和液氮成本，则年总成本为<sup>[18]</sup>：

$$C_{ATC} = \alpha \times \sum C_i + C_E + C_N \quad (9)$$

式中： $\alpha$  为维修运行系数； $C_i$  为系统中各设备造价，其计算公式见表 1<sup>[14]</sup>； $C_E$  为电力成本，江苏省南京市峰谷电价见表 2<sup>[19]</sup>； $C_N$  为液氮成本。

由于系统所使用的电力全部为低谷电，则电力成本为<sup>[20]</sup>：

$$C_E = W_{ES} \times t_{ES} \times t_s \times P_{R_{E-valley}} \quad (10)$$

液氮成本为：

$$C_N = m_N \times t_{ER} \times t_s \times P_{R_N} \times \delta \quad (11)$$

式中： $t_s$  为系统年运行天数； $P_{R_{E-valley}}$  为低谷电价； $P_{R_N}$  为液氮市场价格； $\delta$  为 N-LAES 采购液氮折扣。

表 1 设备成本估算参考值

Tab.1 Reference values for equipment cost estimation

项目	数值
压缩机成本/(元·kW <sup>-1</sup> )	1 267.886
膨胀机成本/(元·kW <sup>-1</sup> )	743.414
液体膨胀机成本/(元·kW <sup>-1</sup> )	5 109.731
低温泵成本/(元·kW <sup>-1</sup> )	10 942.950
级间换热器成本/(元·kW <sup>-1</sup> )	352.453
低温换热器成本/(元·kW <sup>-1</sup> )	395.972
蓄冷储罐成本/(元·m <sup>-3</sup> )	2 005.689
蓄热储罐成本/(元·m <sup>-3</sup> )	7 124.170
液空罐成本/(元·m <sup>-3</sup> )	2 899.104
甲醇成本/(元·t <sup>-1</sup> )	2 555.000
丙烷成本/(元·t <sup>-1</sup> )	5 375.750
THEOL-66 导热油成本/(元·t <sup>-1</sup> )	17 447.646
液氮成本/(元·t <sup>-1</sup> )	455.000

表 2 南京市峰谷电价 单位：元/(kW·h)

Tab.2 The peak-valley price in Nanjing

时期	电价
高峰时期	1.137 2
平谷时期	0.661 3
低谷时期	0.276 8

N-LAES 的输出产品为高峰电力，则其收益为高峰电力收益，则其年总收入 ( $E_{ATI}$ ) 为<sup>[21]</sup>：

$$E_{ATI} = W_{ER} \times t_{ER} \times t_s \times P_{R_{E-peak}} \quad (12)$$

式中： $P_{R_{E-peak}}$  为高峰电力价格。则系统年总利润 ( $E_{ATP}$ ) 为年总收入和年总成本之差<sup>[21]</sup>：

$$E_{ATP} = E_{ATI} - C_{ATC} \quad (13)$$

净现值 ( $E_{NPV}$ ) 表示 1 个时期内现金流入和流出间的现值差，为<sup>[21]</sup>：

$$E_{NPV} = \sum_{j=1}^n \frac{E_{ATP_j}}{(1+\varphi)^j} - \sum C_i \quad (14)$$

式中： $n$  为 N-LAES 的服务时间； $E_{ATP_j}$  为 N-LAES 第  $j$  年的总利润； $\varphi$  为折现率。当  $E_{NPV}$  为 0 时，可以得到系统的动态投资回收期。考虑到资金的时间价值，系统收回初始投资的时间  $D_{PP}$  为<sup>[22]</sup>：

$$D_{PP} = y - 1 + \frac{|E_{NPV_{y-1}}|}{E_{ATP_y}} \quad (15)$$

式中： $E_{NPV_{y-1}}$  为负值； $E_{NPV_y}$  为正值； $E_{ATP_y}$  为系统在第  $y$  年的总利润。

此外，平准化储能成本  $E_{LCOS}$  表示系统每储 1 kW·h 所消耗的成本<sup>[23]</sup>：

$$E_{LCOS} = \frac{\sum C_i + \sum_{j=1}^n \frac{C_{ATC_j}}{(1+f)^j}}{\sum_{j=1}^n \frac{W_{ER} \times t_{ER} \times t_s}{(1+f)^j}} \quad (16)$$

式中： $C_{ATC_j}$ 为系统第 $j$ 年的总成本； $f$ 为通胀率。

系统各经济性参数见表3。

表3 系统经济性参数  
Tab.3 Economic parameters of the system

项目	数值
储能过程时长/h	8 <sup>[24]</sup>
释能过程时长/h	8 <sup>[24]</sup>
年运行天数/d	330 <sup>[25]</sup>
维修运行系数/%	6 <sup>[21]</sup>
折现率/%	6 <sup>[21]</sup>
液氮采购折扣	0.6
服务寿命/a	30 <sup>[26]</sup>
通胀率/%	2 <sup>[21]</sup>

### 2.3 调峰能力模型

为评价 N-LAES 的调峰能力，采用调峰系数  $P_{PSI}$  作为评价指标<sup>[27]</sup>：

$$P_{PSI} = \frac{\int_0^T (W_{NET} - W_{AV})^2 dt}{t \times W_{AV}} \quad (17)$$

$$W_{AV} = \frac{1}{T} \int_0^T W_{NET} dt \quad (18)$$

式中： $W_{NET}$ 为系统从电网获得的电量，kW； $W_{AV}$ 为系统每天平均能耗<sup>[28]</sup>，kW。

## 3 系统模拟与结果

### 3.1 系统模拟

对 N-LAES 系统进行技术经济分析，旨在综合考虑系统效率、调峰性能和经济性性能等方面。经济分析的目的是验证 N-LAES 集成系统的经济效益，并与独立的 LAES 系统进行比较。为更好地衡量系统的性能并评估其实际可行性，需要对其参数做出合理的假设。表4列出了模拟过程基本参数设置，并且这些参数在目前的技术水平下无需高昂的投资即可实现。

### 3.2 模型验证

为验证模型的合理性，将模型所计算数据与文献[29]的数据进行对比，结果见表5。由表5可见，本文模型计算数据与文献[29]数据误差小于1%，属于合理范围，因此该模型合理。

### 3.3 能量分析

在单一液态空气储能系统中，压缩空气在蓄冷

单元中被冷却、液化。高压液态空气经节流至常压后，其中液相储存于液空罐中，气相返流为压缩空气提供液态空气提供冷能。液态空气在释能时被加压后进入蓄冷单元，为蓄冷介质提供冷量，从而在储能时为压缩空气供冷。释能时，当液空加压的压力太小时，蓄冷介质获得的冷量超过压缩空气所需冷量，且空气的压力能较低，系统发电量较小；当液空加压的压力太大时，蓄冷介质获得的冷量不足。因此，存在一个最大加压压力值与系统匹配。N-LAES 向单一液态空气储能系统中注入液氮，可进一步提高液空增压的压力，从而增强系统发电能力。

表4 系统的工作参数  
Tab.4 Operating parameters of the system

项目	数值
环境温度/K	298.15 <sup>[30]</sup>
环境压力/MPa	0.1 <sup>[30]</sup>
压缩压力/MPa	7.0
级间换热器夹点温差/K	10.00 <sup>[31]</sup>
低温换热器夹点温差/K	2.00 <sup>[31]</sup>
压缩机绝热效率/%	85 <sup>[31]</sup>
膨胀机绝热效率/%	85 <sup>[31]</sup>
液体膨胀机绝热效率/%	75 <sup>[31]</sup>
低温泵绝热效率/%	75 <sup>[31]</sup>
液氮消耗量/(t·d <sup>-1</sup> )	100
入口干空气流量/(m <sup>3</sup> ·h <sup>-1</sup> )	101 500

表5 模型与文献[29]计算结果对比  
Tab.5 Calculation results of the model and reference [29]

项目	文献[29]	本文模型	误差/%
末级压缩级后温度/K	495.3	492.4	0.60
末级膨胀级后温度/K	307.8	309.0	0.38
液态空气储存温度/K	79.5	79.4	0.19
储能过程耗电量/MW	94.88	94.62	0.27
释能过程发电量/MW	47.77	47.76	0.02
液化率/%	60.5	60.6	0.13
往返效率/%	50.3	50.5	0.36

在单一 LAES 中，当压缩压力为 7.0 MPa 时，膨胀压力约为 4.3 MPa，增加液氮补冷后，膨胀压力可提升至 6.7 MPa。

为选择往返效率最高的机组配置，首先分析压缩级数和膨胀级数对系统往返效率的影响。图2为压缩级数和膨胀级数对单一 LAES 和 N-LAES 往返效率的影响。由图2可见：对于单一 LAES，在2级压缩、3级膨胀的配置下具有最高的往返效率，为56.90%；对于 N-LAES，也在2级压缩和3级膨胀的配置下具有最高的往返效率，为66.47%。

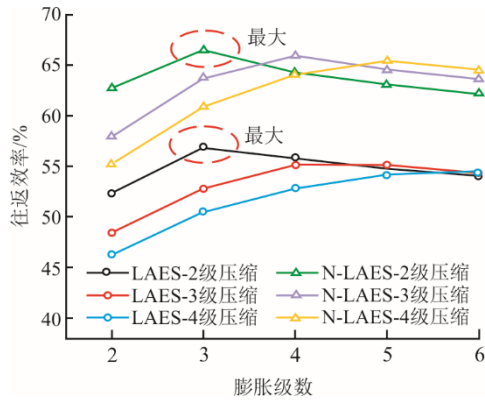


图2 不同压缩级数和膨胀级数下系统往返效率对比  
Fig.2 The round-trip efficiencies of the system with different numbers of compression and expansion stages

在N-LAES中，相比LAES注入了大量液氮。因此，本文引入了综合效率。图3为不同压缩级数和膨胀级数下N-LAES的综合效率。随着膨胀级数增加，系统综合效率升高后下降。在2级、3级、4级压缩中，其综合效率最高点对应的膨胀级数分别为3级、4级和5级，综合效率分别为57.83%、56.57%和55.70%。

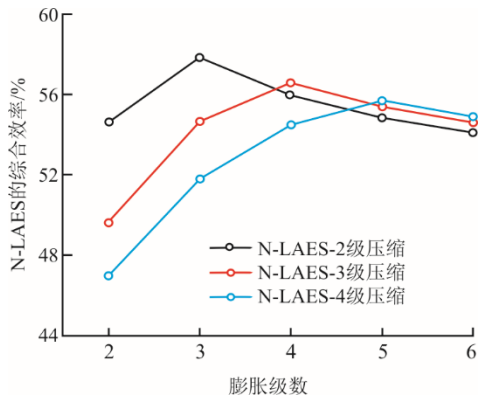


图3 不同压缩级数和膨胀级数下N-LAES综合效率  
Fig.3 Comprehensive efficiency of the N-LAES with different numbers of compression and expansion stages

### 3.4 经济性分析

为了分析N-LAES的经济性性能，在二级压缩和三级膨胀的配置下，表6对比了N-LAES和单一LAES设备造价及成本占比。由表6可见，单一LAES总造价为127 412 752.98元，N-LAES总造价为131 694 894.77元，相比单一LAES增加了4 282 141.89元，涨幅3.36%。

单一LAES的年总成本为23 426 685.29元，年利润为13 475 654.92元；N-LAES的年总成本和年利润分别为29 295 420.17元和13 796 368.46元。分析N-LAES和单一LAES的净现值和平准化储能

成本比较2系统的经济性性能，结果如图4、图5所示。

表6 N-LAES和单一LAES系统成本对比  
Tab.6 System cost comparison between the N-LAES and standalone LAES

项目	单一 LAES		N-LAES	
	造价/元	占比/%	造价/元	占比/%
压缩机	27 627 817.56	21.68	27 627 817.56	20.98
膨胀机	10 275 476.43	8.07	11 916 204.89	9.05
级间换热器	13 262 501.27	10.41	14 312 959.42	10.87
低温换热器	5 406 161.00	4.24	5 406 161.00	4.11
低温泵	2 181 383.73	1.71	3 772 339.91	2.86
储罐	35 204 100.92	27.63	35 204 100.92	26.73
蓄冷、热介质	33 455 311.07	26.26	33 455 311.07	25.40
总计	127 412 752.98	100.00	131 694 894.77	100.00

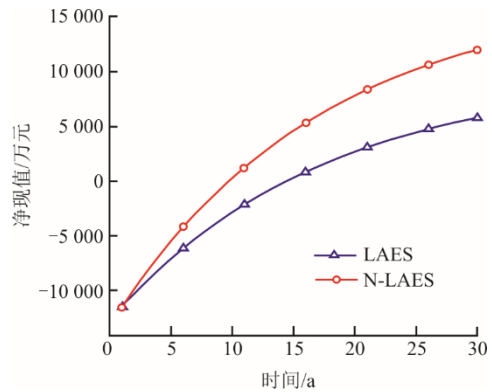


图4 N-LAES和单一LAES的净现值  
Fig.4 The net present values of the N-LAES and standalone LAES

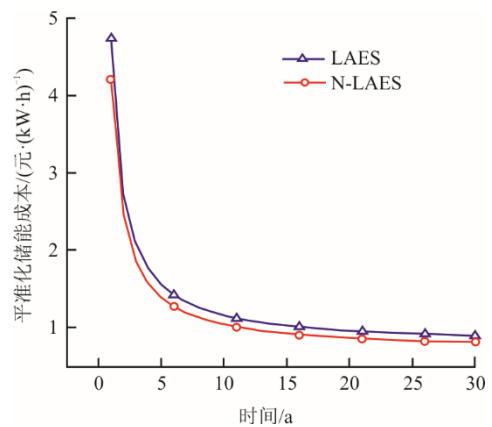


图5 N-LAES和单一LAES的平准化储能成本  
Fig.5 The leveled cost of energy storage of the N-LAES and standalone LAES

由图4可见，在第30年时，单一LAES和N-LAES的净现值分别为5 807.74万元和12 021.35万元。2系统的投资回收期分别为14.16年和9.52年。由图5可见，在第30年时，单一LAES的 $E_{LCOS}$ 为0.897 2元/(kW·h)，N-LAES的 $E_{LCOS}$ 为

0.809 4 元/(kW·h), 相比单一 LAES 降低了 9.79%。

在之前的经济性分析中, 假设液氮购买价格为市场价的 6 折。因此, 本节分析了液氮购价对系统经济性的影响。图 6 和图 7 为液氮购价折扣对净现值和平准化储能成本的影响。随着液氮购价折扣提高, 系统经济性降低, 第 30 年的净现值降低, 平准化储能成本升高。每当液氮购价折扣增加 1 成, 则第 30 年的净现值降低约 2 067 万元, 第 30 年的平准化储能成本增长 0.039 6 元/(kW·h)。当液氮购价折扣为 9 折时, N-LAES 在第 30 年的平准化储能成本已高于单一 LAES, 则在该购价下不应该施行 N-LAES。

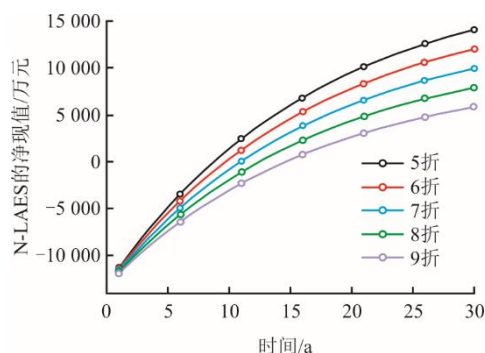


图 6 不同液氮购价折扣下净现值对比

Fig.6 Comparison of the net present value of N-LAES with different discounts on the purchase price of liquid nitrogen

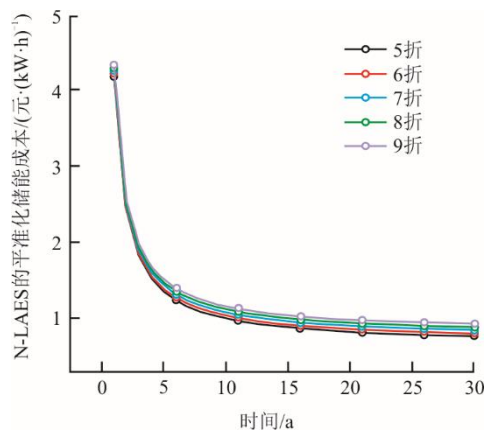


图 7 不同液氮购价折扣下 N-LAES 平准化储能成本对比

Fig.7 The levelized cost of energy storage of N-LAES with different discounts on purchase price of liquid nitrogen

### 3.5 调峰能力分析

在单一 LAES 中, 储能时用电功率为 21.60 MW, 释能时发电功率为 12.30 MW, 往返效率为 56.91%。N-LAES 储能时用电功率为 21.60 MW, 释能时发电功率为 14.35 MW, 往返效率为 66.46%。单一 LAES 的调峰系数为 63.26 MW, N-LAES 的调峰系数为

90.42 MW, 相比单一 LAES 提高了 42.93%。

## 4 结 论

液态空气储能技术作为一种不受地理条件限制的大规模储能技术, 可以有效解决可再生能源对电网稳定运行的影响。然而, 液态空气储能技术往返效率较低, 增加液态空气量可以有效提高液空增压压力, 从而增强系统的发电能力。N-LAES 将空分厂中多余的液氮充注于液态空气储能系统中, 一方面增加了用于膨胀发电的空气量, 另一方面也提高了膨胀空气的压力, 从而提高了系统的往返效率。

1) N-LAES 的往返效率为 66.47%, 相比单一液空储能系统 56.90%的往返效率提高了 9.57%。

2) N-LAES 在第 30 年的净现值为 12 021.35 万元, 高于单一 LAES 的 5 807.74 万元。N-LAES 的平准化储能成本为 0.809 4 元/(kW·h), 相比单一 LAES 的 0.897 2 元/(kW·h)降低了 9.79%。

3) N-LAES 的调峰系数为 90.42 MW, 相比单一系统的 63.26 MW 提高了 42.93%。

### [参 考 文 献]

- [1] FAN X, GUO L, JI W, et al. Liquid air energy storage system based on fluidized bed heat transfer[J]. Renewable Energy, 2023, 215: 118928.
- [2] CHEN J, AN B, YANG L, et al. Construction and optimization of the cold storage process based on phase change materials used for liquid air energy storage system[J]. Journal of Energy Storage, 2021, 41: 102873.
- [3] LI Y, CAO H, WANG S, et al. Load shifting of nuclear power plants using cryogenic energy storage technology[J]. Applied Energy, 2014, 113: 1710-1716.
- [4] AI C, ZHANG L, GAO W, et al. A review of energy storage technologies in hydraulic wind turbines[J]. Energy Conversion and Management, 2022, 264: 115584.
- [5] BARBOUR E, WILSON I A G, RADCLIFFE J, et al. A review of pumped hydro energy storage development in significant international electricity markets[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016, 61: 421-432.
- [6] CHAI L, LIU J, WANG L, et al. Cryogenic energy storage characteristics of a packed bed at different pressures[J]. Applied Thermal Engineering, 2014, 63(1): 439-446.
- [7] BORRI E, TAFONE A, ROMAGNOLI A, et al. A review on liquid air energy storage: history, state of the art and recent developments[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2021, 137: 110572.
- [8] DING X, DUAN L, ZHOU Y, et al. Energy, exergy, and economic analyses of a new liquid air energy storage system coupled with solar heat and organic Rankine cycle[J]. Energy Conversion and Management, 2022, 266: 115828.

- [9] FAN X, JI W, LI J, et al. Advancing liquid air energy storage with moving packed bed: development and analysis from components to system level[J]. *Applied Energy*, 2024, 355: 122236.
- [10] GANDHI A, ZANTYE M S, FARUQUE HASAN M M. Integration of cryogenic energy storage with renewables and power plants: optimal strategies and cost analysis[J]. *Energy Conversion and Management*, 2022, 269: 116165.
- [11] WANG Z, FAN X, LI J, et al. Coupled system of liquid air energy storage and air separation unit: a novel approach for large-scale energy storage and industrial gas production[J]. *Journal of Energy Storage*, 2024, 92: 112076.
- [12] PARK J, YOU F, CHO H, et al. Novel massive thermal energy storage system for liquefied natural gas cold energy recovery[J]. *Energy*, 2020, 195: 117022.
- [13] CHEN X, YUE J, 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.
- [14] FAN X, JI W, GUO L, et al. Thermo-economic analysis of the integrated system of thermal power plant and liquid air energy storage[J]. *Journal of Energy Storage*, 2023, 57: 106233.
- [15] LI Y, FAN X, LI J, et al. Novel liquid air energy storage coupled with liquefied ethylene cold energy: thermodynamic, exergy and economic analysis[J]. *Applied Thermal Engineering*, 2024, 245: 122909.
- [16] LI J, FAN X, LI Y, et al. A novel system of liquid air energy storage with LNG cold energy and industrial waste heat: thermodynamic and economic analysis[J]. *Journal of Energy Storage*, 2024, 86: 111359.
- [17] WU Y, XIANG Y, CAI L, et al. Optimization of a novel cryogenic air separation process based on cold energy recovery of LNG with exergoeconomic analysis[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2020, 275: 123027.
- [18] ZHANG X, ZENG R, DENG Q, et al. Energy, exergy and economic analysis of biomass and geothermal energy based CCHP system integrated with compressed air energy storage (CAES)[J]. *Energy Conversion and Management*, 2019, 199: 111953.
- [19] 江苏省发展与改革委员会. 省发展改革委关于进一步完善分时电价政策有关事项的通知: 苏发改价格发[2024]574号[A/OL]. (2024-05-22)[2024-06-09]. [http://fzggw.jiangsu.gov.cn/art/2024/5/27/art\\_284\\_11254116.html](http://fzggw.jiangsu.gov.cn/art/2024/5/27/art_284_11254116.html).  
Jiangsu Development and Reform Commission. Notice of the Provincial Development and Reform Commission on Matters relating to further improvement of time-sharing electricity tariff policy: SFGJGF [2024] No.574[A/OL]. (2024-05-22) [2024-05-27]. [http://fzggw.jiangsu.gov.cn/art/2024/5/27/art\\_284\\_11254116.html](http://fzggw.jiangsu.gov.cn/art/2024/5/27/art_284_11254116.html).
- [20] KIM J, NOH Y, CHANG D. Storage system for distributed-energy generation using liquid air combined with liquefied natural gas[J]. *Applied Energy*, 2018, 212: 1417-1432.
- [21] GAO Z, GUO L, JI W, et al. Thermodynamic and economic analysis of a trigeneration system based on liquid air energy storage under different operating modes[J]. *Energy Conversion and Management*, 2020, 221: 113184.
- [22] GUO H, XU Y, CHEN H, et al. Thermodynamic characteristics of a novel supercritical compressed air energy storage system[J]. *Energy Conversion and Management*, 2016, 115: 167-177.
- [23] WU S, ZHOU C, DOROODCHI E, et al. Techno-economic analysis of an integrated liquid air and thermochemical energy storage system[J]. *Energy Conversion and Management*, 2020, 205: 112341.
- [24] WANG C, AKKURT N, ZHANG X, et al. Techno-economic analyses of multi-functional liquid air energy storage for power generation, oxygen production and heating[J]. *Applied Energy*, 2020, 275: 115392.
- [25] LU Y, CHEN X, XU J, et al. Techno-economic analysis of an advanced polygeneration liquid air energy storage system coupled with LNG cold energy, solar energy, and hydrate based desalination[J]. *Energy Conversion and Management*, 2023, 297: 117726.
- [26] LI D, DUAN L. Techno-economic analysis of solar aided liquid air energy storage system with a new air compression heat utilization method[J]. *Energy Conversion and Management*, 2023, 278: 116729.
- [27] WANG K, TONG L, YIN S, et al. Novel ASU - LAES system with flexible energy release: analysis of cycle performance, economics, and peak shaving advantages[J]. *Energy*, 2024, 288: 129720.
- [28] LIU F, MO Q, YANG Y, et al. A nonlinear model-based dynamic optimal scheduling of a grid-connected integrated energy system[J]. *Energy*, 2022, 243: 123115.
- [29] SHE X, PENG X, NIE B, et al. Enhancement of round trip efficiency of liquid air energy storage through effective utilization of heat of compression[J]. *Applied Energy*, 2017, 206: 1632-1642.
- [30] 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.
- [31] FAN X, GAO Z, JI W, et al. Thermodynamic optimization with multi objectives and parameters for liquid air energy storage system based on the particle swarm optimization (PSO)[J]. *Journal of Energy Storage*, 2021, 41: 102878.

(责任编辑 杨嘉蕾)