

基于燃气轮机的双工质气体压缩储能系统

郑开云[✉], 池捷成, 张学锋
(势加透博(上海)能源科技有限公司, 上海 201815)

摘要: [目的] 现有的压缩空气储能效率不足, 选址也受到储气条件的限制, 不利于压缩空气储能的大规模部署。为了提高压缩空气储能的效率, 提出了基于燃气轮机的双工质气体压缩储能系统。[方法] 将燃气轮机的压缩过程和膨胀过程解耦, 借助储气腔恒压储气变容运行方式的双工质储气库, 通过空气工质储能回路和 CO₂ 工质储能回路的协同运行实现储能和发电。对基于 50 MW 级工业燃气轮机的双工质气体压缩储能系统进行初步的热力学计算和工程可行性分析。[结果] 结果表明: 系统的储能效率可达 80%, 达到抽水蓄能的水平, 高于常规气体压缩储能, 但低于锂电池储能。系统的造价水平介于抽水蓄能和锂电池储能, 略低于盐穴压缩空气储能。[结论] 对于天然气、氢能等燃料资源丰富的地区, 可将基于燃气轮机的双工质气体压缩储能系统应用于诸如高载能工业、新能源基地和电网等储能场景, 具有良好的工程可行性和商业竞争潜力。

关键词: 双工质气体压缩储能; 燃气轮机; 非绝热压缩空气储能; 压缩 CO₂ 储能; 储能效率

DOI: 10.16516/j.ceec.2024-292

文章编号: 2095-8676(2025)

CSTR: 32391.14.j.ceec.2024-292

中图分类号: TK02; TK47

Gas Turbine-Based Binary Cycle Gas Compression Energy Storage System

ZHENG Kaiyun[✉], CHI Jiecheng, ZHANG Xuefeng

(Xeca Turbo (Shanghai) Energy Technology Co., Ltd., Shanghai 201815, China)

Abstract: [Introduction] The efficiency of existing compressed air energy storage is not high enough, and the site selection is limited by the gas storage condition, which is not beneficial to the large-scale replication of compressed air energy storage. In order to improve the efficiency of compressed air energy storage, a gas turbine-based binary cycle gas compression energy storage system was proposed. [Method] The compression and expansion process of the gas turbine was decoupled, and dual-working substance gas storage system with constant pressure variable volume operation method in a gas chamber was utilized. Energy storage and power generation could be realized through coordinated operation of the air working substance energy storage loop and CO₂ working substance energy storage loop. Preliminary thermodynamic calculations and engineering feasibility analysis were conducted on the binary cycle gas compression energy storage system based on 50 MW industrial gas turbine. [Result] The results show that the energy storage efficiency of the system is about 80%, reaching the level of pumped hydro energy storage, higher than that of conventional gas compression energy storage, but lower than that of lithium-ion battery energy storage. The cost level of the system is between pumped hydro energy storage and lithium-ion battery energy storage, slightly lower than that of salt cavern compressed air energy storage. [Conclusion] For regions with abundant fuel resources such as natural gas and hydrogen energy, the gas turbine-based binary cycle gas compression energy storage system can be applied in the scenarios such as high energy consuming industries, new energy bases, and electricity grid, and it has good engineering feasibility as well as commercial competitiveness potential.

Key words: Binary cycle gas compression energy storage; gas turbine; diabatic compressed air energy storage; compressed CO₂ energy storage; energy storage efficiency

收稿日期: 2024-09-02 修回日期: 2024-09-22

基金项目: 南通市重点研发计划(关键核心技术攻关)项目“刚性气浮轴承无油制冷压缩机的研发”

0 引言

燃气轮机具有启动速度快、发电效率高、调峰能力强等优势,且其转动惯量大,有利于维持电力系统稳定性,在基础电力供应、调峰和分布式能源中应用广泛,是我国新型电力系统的重要支撑之一^[1]。对于使用天然气的燃气轮机,其碳排放强度不到煤电的一半,未来还可通过掺氢或纯氢燃烧,推动风、光等新能源制氢的大规模发展^[2]。

燃气轮机系统采用简单布雷顿循环,其系统包括压缩机、燃烧室、涡轮机、发电机等,压缩机将大气压缩后送入燃烧室并被注入其中的燃料燃烧加热形成高温燃气,燃气再进入涡轮机膨胀做功,并驱动压缩机和发电机^[3]。通常,涡轮机输出功率的一半以上用于驱动压缩机,剩余的功率用于驱动发电机。如果将燃气轮机中同时进行的压缩机的压缩过程与涡轮机的膨胀过程解耦,比如利用无法消纳的新能源电力或谷电驱动压缩机以获取压缩空气,并将其储存,需要调峰的时候再将压缩空气释放出来提供给燃烧室和涡轮机进行发电,那么涡轮机的输出功率全部用于驱动发电机发电,即调峰功率翻倍,或者说仅用约一半的燃料即可获得同等的发电功率^[4]。

压缩空气储能是根据燃气轮机原理发展起来的。德国 Huntorf 和美国 McIntosh 两座商业化压缩空气储能电站于二十世纪下半叶先后问世^[5-6]。近年来,科研人员又在此基础上,通过取消燃烧室、回收并储存压缩热,发展绝热式压缩空气储能,我国已建成多座百兆瓦以上等级的示范电站^[7-9]。

现有的压缩空气储能技术的不足之处主要是储能效率不够高,显著低于抽水蓄能和锂电池储能,导致这种状况的因素除了透平机械、换热器和储热装置的不可逆损失外,还有一个重要的原因是定容储气变压运行方式的影响^[10]。郑开云等^[11]提出了一种双工质气体压缩储能系统和恒压储气变容运行方案,使得较低压力下的储气具备应用优势。当储气压力与燃气轮机工作压力相当时,即可直接与燃气轮机耦合,并借助燃气轮机的高效率优势,使双工质气体压缩储能系统的储能效率得到有效提升。

有鉴于此,本文提出了基于燃气轮机的双工质气体压缩储能系统,分析其储能效率潜力,并对工程可行性进行研究。

1 总体方案

双工质气体压缩储能系统,是将压缩空气储能与压缩 CO₂ 储能结合,两者共享恒压的双工质储气库^[11]。在此基础上,引入燃气轮机系统,并且将燃气轮机的压缩过程和膨胀过程解耦,从而获得如图 1 所示的基于燃气轮机的双工质气体压缩储能系统的总体流程。

图 1 的系统包括空气回路、CO₂ 回路和双工质储气库。空气回路为开式循环,采用间冷和回热的燃气轮机系统,空气压缩机分为低压空气压缩机和高压空气压缩机两部分,其排气温度较高,通过换热器回收并用高压水储热,涡轮机排气由双工质储气库空气腔排出的压缩空气回热。CO₂ 回路为闭式循环,采用间冷压缩,CO₂ 压缩机分为低压 CO₂ 压缩机和高压 CO₂ 压缩机两部分,排气温度不高,通过换热器回收并用常压水储热,利用 CO₂ 临界点(30.98 °C/7.38 MPa)的物性^[12],高压 CO₂ 冷凝液化过程利用从周围环境中获取的冷量,冷凝后的 CO₂ 液体可由增压泵进一步提高压力并储存,CO₂ 膨胀机的进气回热由空气回路的高压水储热提供热量,常压水储热、CO₂ 膨胀机排气余热以及系统内其他余热共同用于储液罐输出的液体 CO₂ 的气化,不需要额外的外部热量。双工质储气库的外层为常规的压力容器结构,其内部采用内置隔膜分隔成空气腔和 CO₂ 气腔,内置隔膜可自由舒张和收缩,空气腔与空气回路连通,CO₂ 气腔与 CO₂ 回路连通,空气腔与 CO₂ 气腔的压力相等并在运行过程中保持恒压^[11]。本文双工质储气库的压力即为燃气轮机的工作压力。

基于燃气轮机的双工质气体压缩储能系统的运行过程如下:

初始时系统处于能量放空状态,双工质储气库空气腔处于无气状态且 CO₂ 气腔充满给定储气压力的 CO₂ 气体,并使内置隔膜处于近乎完全收缩状态。

储能阶段包括同时进行的空气压缩储气过程和 CO₂ 压缩液化过程:环境空气经电动机驱动下的低压空气压缩机和高压空气压缩机压缩后,转换的高压空气储存至空气腔,期间利用空气/水换热器回收压缩热并储存于高压热水;与此同时,电动机驱动低压 CO₂ 压缩机和高压 CO₂ 压缩机将来自 CO₂ 气腔

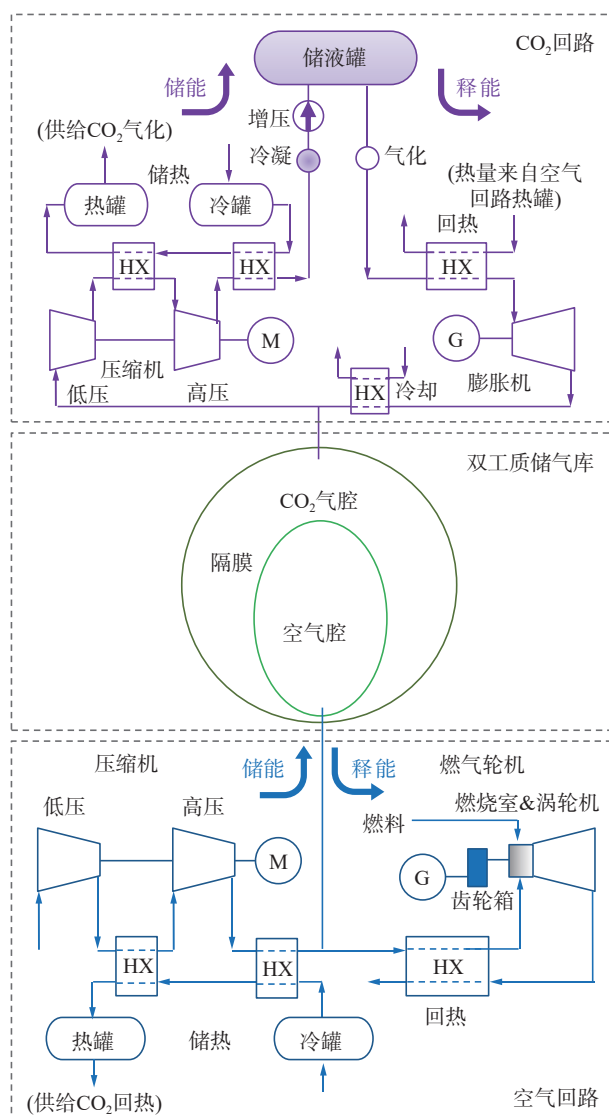


图 1 基于燃气轮机的双工质气体压缩储能系统总体流程

Fig. 1 Overall process of gas turbine-based binary cycle gas compression energy storage system

的 CO_2 压缩至液化压力, 期间利用 CO_2 /水换热器回收压缩热并储存于常压热水, 再将 CO_2 冷凝液化后泵入储液罐。储能过程中, 双工质储气库始终维持恒压, 内置隔膜由收缩状态逐渐舒张, 直至空气腔充满压缩空气, CO_2 气腔全部放空。

释能阶段包括同时进行的液体 CO_2 气化膨胀过程和压缩空气释放膨胀过程: 高压液体 CO_2 从储液罐输出并经气化和回热后, 输入至 CO_2 膨胀机发电, 膨胀降压至储气压力的 CO_2 释放余热后输入 CO_2 气腔; 空气腔输出压缩空气经回热器加热后进入燃烧室燃烧加热, 再进入涡轮机膨胀发电, 膨胀至大气压后再经回热器排放至大气环境。释能过程中, 双工

质储气库始终维持恒压, 内置隔膜由舒张状态逐渐收缩, 直至 CO_2 气腔充满压缩 CO_2 气体, 空气腔全部放空。

2 热力学分析

2.1 系统配置

考虑百兆瓦级的中等规模储能电站, 基于燃气轮机的双工质气体压缩储能系统可与工业型或重型燃气轮机耦合。

本文参考西门子的非绝热压缩空气储能解决方案, 相关介绍资料的案例中配置的是 SGT-800 燃气轮机^[13], 见图 2。原西门子 SGT-800(50 MW 版)燃气轮机为单轴结构, 简单循环输出电功率 49.9 MW, 转速 6600 r/min, 压比 19.8, 排气质量流量 124.7 kg/s, 排气温度 560 $^{\circ}\text{C}$ ^[14]。图 2 中的燃气轮机保留原燃气轮机的燃烧室和涡轮机部分, 不带压缩机部分, 如图 2 方框所示。

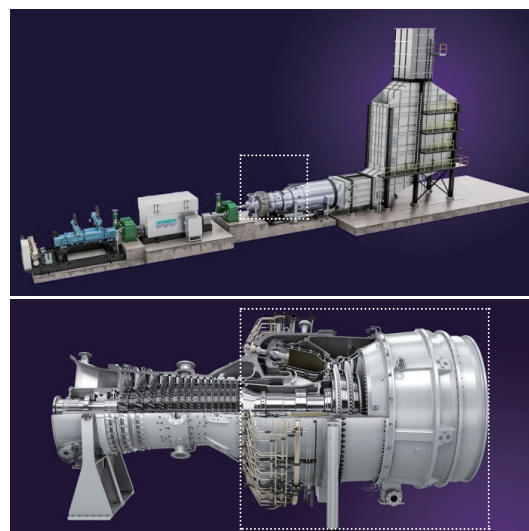


图 2 西门子非绝热压缩空气储能解决方案的膨胀机组配置

Fig. 2 Expansion train of Siemens diabatic compressed air energy storage solution

双工质储气库的工作压力选约 2 MPa.a, 与燃气轮机的压比相适应。

空气回路的低压空气压缩机压比约 5, 高压空气压缩机压比约 4, 可采用轴流+轴流、轴流+离心或离心+离心等机型, 两段空气压缩机采用同轴布置配置一套电动机, 空气压缩机与电动机转速相同, 中间不配置齿轮箱。轴流式燃气轮机配置一套减速齿轮箱和发电机。

CO₂ 回路的低压 CO₂ 压缩机压比约 2.2, 高压 CO₂ 压缩机压比约 1.8, 可采用离心+离心的机型, 压缩至约 8 MPa.a, 两段压缩机同轴布置, 压缩机与电动机转速相同配置一套电动机, 中间不配置齿轮箱。压缩机出口 CO₂ 经液化后再由增压泵压至约 10 MPa.a, 输入储液罐储存, 增压压力不宜过高以控制储液罐成本, 同时避免过高压力的跨临界膨胀机的成本和技术难度^[15]。轴流式或向心式 CO₂ 膨胀机与电动机转速相同配置一套发电机, 中间不配置齿轮箱。

2.2 分析计算

根据参考文献^[11, 16], 选取设备性能参数, 主要包括透平机械和换热器, 其中透平机械相关性能参数见表 1。其他次要设备能耗对系统影响很小, 忽略不计。

储能过程时长 6 h, 释能过程时长 4 h。按表 1 参数, 运用 REFPROP 数据库中的干空气和 CO₂ 物性数据, 对系统额定工况下的储能效率、能量密度及其他技术指标进行计算。

通过热力学分析计算, 得到上述双工质气体压缩储能系统额定工况下流量、温度、压力等关键状态参数, 以及透平设备做功参数, 相关数据列于表 2。表 2 中的数据也给出了换热温差和压损的情况。涡轮机进气温度取 1 300 ℃。涡轮机排气质量流量比空气质量流量高大约 2%。空气回路冷、热罐水温分别取 20 ℃ 和 200 ℃, CO₂ 回路冷、热罐水温分别取 20 ℃ 和 75 ℃。储液罐内液体 CO₂ 的储存温度取 30 ℃。

基于燃气轮机的双工质气体压缩储能系统的储能效率为^[17]:

$$\eta_{es} = (E_t - E_f \cdot \eta_{gt}) / E_m \quad (1)$$

式中:

η_{es} ——储能效率(%);

E_t ——发电过程总输出电量(kWh);

E_f ——发电过程输入燃烧热量(kWh);

η_{gt} ——燃气轮机循环发电效率(%);

E_m ——储能过程输入电量(kWh)。

其中, $(E_f \cdot \eta_{gt})$ 为输入燃烧热量通过该燃气轮机单独发电可产生的电量。燃气轮机循环发电效率, 参考 SGT-800, 其简单循环发电效率 39.4%^[14], 燃气-蒸汽联合循环发电效率 57.7%^[14], 这里取后者代入式(1)。所以, 式(1)中的分子 $(E_t - E_f \cdot \eta_{gt})$ 为基于燃气轮机的双工质气体压缩储能系统在发电过程中总输出

表 1 基于燃气轮机的双工质气体压缩储能系统设备性能
Tab. 1 Performance of equipment for gas turbine-based binary cycle gas compression energy storage system

设备性能参数	数值
低压空气压缩机等熵效率	0.845
低压空气压缩机机械效率	0.990
高压空气压缩机等熵效率	0.845
高压空气压缩机机械效率	0.990
空气压缩机的电动机效率	0.980
涡轮机等熵效率	0.910
涡轮机机械效率	0.990
涡轮机的齿轮箱机械效率	0.980
涡轮机的发电机效率	0.980
低压CO ₂ 压缩机等熵效率	0.830
低压CO ₂ 压缩机机械效率	0.980
高压CO ₂ 压缩机等熵效率	0.830
高压CO ₂ 压缩机机械效率	0.980
CO ₂ 压缩机的电动机效率	0.970
CO ₂ 膨胀机等熵效率	0.880
CO ₂ 膨胀机机械效率	0.980
CO ₂ 膨胀机的发电机效率	0.970

表 2 基于燃气轮机的双工质气体压缩储能
系统额定工况状态参数

Tab. 2 State parameters of rated condition for gas turbine-based binary cycle gas compression energy storage system

额定工况状态参数	数值
空气压缩流量/(kg·s ⁻¹)	81.35
低压空气压缩机进口温度/℃	20.00
低压空气压缩机进口压力/MPa.a	0.098
低压空气压缩机出口温度/℃	223.80
低压空气压缩机出口压力/MPa.a	0.50
高压空气压缩机进口温度/℃	35.00
高压空气压缩机进口压力/MPa.a	0.47
高压空气压缩机出口温度/℃	222.78
高压空气压缩机出口压力/MPa.a	2.03
空气压缩机的电动机功率/MW	33.31
空气回路冷罐储水温度/℃	20.00
空气回路热罐储水温度/℃	200.00
CO ₂ 压缩流量/(kg·s ⁻¹)	138.74
低压CO ₂ 压缩机进口温度/℃	20.00
低压CO ₂ 压缩机进口压力/MPa.a	2.00
低压CO ₂ 压缩机出口温度/℃	88.77
低压CO ₂ 压缩机出口压力/MPa.a	4.45
高压CO ₂ 压缩机进口温度/℃	35.00

储能工况

表 2 (续) 基于燃气轮机的双工质气体压缩储能系统额定工况状态参数

Tab. 2(Cont.) State parameters of rated condition for gas turbine-based binary cycle gas compression energy storage system

额定工况状态参数		数值
储能工况	高压CO ₂ 压缩机进口压力/MPa.a	4.40
	高压CO ₂ 压缩机出口温度/℃	88.16
	高压CO ₂ 压缩机出口压力/MPa.a	8.05
	CO ₂ 压缩机的电动机功率/MW	12.60
	增压泵进口温度/℃	28.00
	增压泵进口压力/MPa.a	8.00
	增压泵出口压力/MPa.a	10.00
	增压泵功率/MW	0.46
	CO ₂ 回路冷罐储水温度/℃	20.00
	CO ₂ 回路热罐储水温度/℃	75.00
	储液罐内液体CO ₂ 温度/℃	30.00
	储能总功率/MW	46.38
	输入电量/MWh	278.26
	储气库排放空气流量/(kg·s ⁻¹)	122.03
	储气库排放空气温度/℃	20.00
释能工况	燃烧室进口温度/℃	530.00
	燃烧室输入燃烧热功率/MW	112.31
	涡轮机进口温度/℃	1 300.00
	涡轮机进口压力/MPa.a	1.96
	涡轮机出口温度/℃	561.68
	涡轮机出口压力/MPa.a	0.103
	涡轮机排气流量/(kg·s ⁻¹)	124.71
	涡轮机的发电机功率/MW	102.72
	储液罐排放流量/(kg·s ⁻¹)	208.11
	CO ₂ 膨胀机进口温度/℃	185.00
	CO ₂ 膨胀机进口压力/MPa.a	9.95
	CO ₂ 膨胀机出口温度/℃	60.35
	CO ₂ 膨胀机出口压力/MPa.a	2.01
	CO ₂ 膨胀机的发电机功率/MW	18.40
	发电总功率/MW	121.12
系统指标	总输出电量/MWh	484.49
	气体压缩储能贡献的发电功率/MW	56.32
	气体压缩储能贡献的电量/MWh	225.27
	储能效率/%	80.96
	储气库容量/m ³	7.35×10 ⁴
	储液罐容量/m ³	5.36×10 ³
	能量密度/(kWh·m ⁻³)	2.86

电量扣除输入燃烧热能通过该燃气轮机联合循环发电可产生的电量,此差值即为气体压缩储能贡献的电量。

从表 2 的结果可见,如果将基于燃气轮机的双工质气体压缩储能系统视为一种燃气-CO₂ 联合循环,则发电效率仅为 45.25%,远低于燃气-蒸汽联合循环或燃气-超临界 CO₂ 联合循环^[18]。当式(1)中的燃气轮机循环发电效率取 45.25%,则储能效率约 100%,说明储能过程完成压缩空气储存、高压 CO₂ 储存的功能,且在发电过程等压释放,几乎没有能量损失。反之,当燃气轮机循环发电效率的损益摊给储能效率时,由式(1)求得的储能效率降至约 80%。

抽水蓄能的综合储能效率为 75%,最高储能效率可达 80% 以上,锂电池储能效率可达 85% 以上^[19]。基于燃气轮机的双工质气体压缩储能系统的设计工况储能效率约为 80%,达到抽水蓄能的水平,低于锂电池储能的水平,高于已报道的绝热式压缩空气、压缩 CO₂、双工质气体压缩储能效率(约 70%)^[11]。可见,基于燃气轮机的双工质气体压缩储能系统的储能效率远高于现有的气体压缩储能,主要是得益于双工质气体压缩储能循环与燃气轮机循环的耦合作用。一方面,空气回路的功能可视为储存压缩空气并为燃气轮机供气,其能量损失仅发生在空气压缩过程,空气腔恒压释放压缩空气,输送至燃气轮机的过程几乎没有能量损失,压缩空气膨胀发电过程的能量损失均由燃气轮机承担,而燃气轮机通过回热器利用排气预热进气,避免了排气热量损失;另一方面,CO₂ 回路虽然在压缩过程有能量损失,但是在发电过程中充分利用所储存的空气压缩热量和 CO₂ 压缩热量进行发电,增加发电量,也避免压缩热量损失。

基于燃气轮机的双工质气体压缩储能系统的储能能量密度近似为:

$$D_{\text{es}} = (E_{\text{t}} - E_{\text{f}} \cdot \eta_{\text{gt}}) / (V_{\text{g}} + V_{\text{l}}) \tag{2}$$

式中:
 D_{es} —— 储能能量密度(kWh/m³);
 V_{g} —— 储气库容量(m³);
 V_{l} —— 储液罐容量(m³)。

式(2)也同样地扣除燃烧热能贡献的电量,只考虑气体压缩储能贡献的电量。

由表 2 可见,基于燃气轮机的双工质气体压缩储能系统的能量密度为 2.86 kWh/m³,其能量密度高于抽水蓄能(0.5 ~ 2 kWh/m³),但远低于锂电池储能(100 ~ 500 kWh/m³)^[20]。

3 工程可行性探讨

3.1 系统集成

德国 Huntorf 压缩空气储能电站的储气库工作压力为 4.6 ~ 6.6 MPa.a, 美国 McIntosh 压缩空气储能电站的储气库工作压力为 4.5 ~ 7.4 MPa.a, 两者均采用地下盐穴储气库, 为定容变压运行方式^[4-6]。相比之下, 本文提出的基于燃气轮机的双工质气体压缩储能系统的储气压力等于燃气轮机的工作压力, 压力较低, 且为恒压储气变容运行方式, 储气库既可采用地面压力容器, 也可采用非硬岩地质条件的常规地下人工硐室, 储气库建设完全避免依赖地理条件^[21]。双工质储气库的压力容器为成熟工业产品, 内置隔膜为柔性气膜材料制成, 广泛应用于工业和建筑领域, 以及用于 CO₂ 储能系统的储气仓, 也属于成熟技术, 两者为简单的组合结构, 不存在技术难题^[22]。

基于燃气轮机的双工质气体压缩储能系统中, 最关键的设备为燃气轮机, 且与压缩机解耦, 保留原燃烧室和涡轮机。针对储能用途, 比较适合选用简单循环的容量 50 ~ 80 MW 等级的单轴燃气轮机, 包括: 通用电气 6F、安萨尔多 AE64.3A、西门子 SGT-800、东方电气 G50 等小 F 级燃气轮机。其他的透平机械、换热器、储罐等设备也均未突破已商业运行的气体压缩储能电站的设备参数。系统的工艺流程比较简单, 原理与常规气体压缩储能相同, 可视为空气回路与 CO₂ 回路的级联组合。得益于双工质储气库的缓冲作用, 系统的状态波动平缓, 便于通过流量、压力、温度等参数进行过程控制。

根据前文表 2 的数据, 双工质储气库容积约 $7.35 \times 10^4 \text{ m}^3$, 若采用地面布置的钢制球罐, 可判断双工质储气库区域占地面积约 1.33 hm^2 , 整个储能电站的总占地面积不超过 3.33 hm^2 , 适合全部地面布置, 以便于分布在工业园区等场景。

因此, 整个系统的集成具备良好的工程可行性。由于系统是基于燃气轮机循环, 所以本身也可以独立发电, 发挥类似于燃气轮机联合循环的功能。

3.2 电站造价

以本文所研究时长 4 h 的百兆瓦级(约 121 MW × 4 h)基于燃气轮机的双工质气体压缩储能系统的数据为例(表 2), 通过咨询有关设备制造企业及工程公司, 按新建储能电站, 进行分模块造价估算, 并考虑

适当余量, 结果如下:

1) 空气回路参考基于天然气燃料的 50 MW 燃气轮机, 单位造价约 4500 元/kW, 空气回路总造价约 2.250 亿元。

2) CO₂ 回路, 按 CO₂ 膨胀发电功率的单位造价估计约 2000 元/kW, CO₂ 回路总造价约 3700 万元。

3) 双工质储气库, 采用钢制球罐内置隔膜, 单位造价约 2200 元/m³, 总造价约 1.617 亿元。

4) 储液罐单位造价约 7000 元/m³, 总造价约 3750 万元。

5) 储热装置按热功率的平均单位造价约 350 元/kW, 总造价约 1620 万元。

所以, 整个电站的总造价 4.774 亿元, 折算到 121 MW 发电功率的单位造价约 3940 元/kW 或 985 元/kWh。

另外一种算法, 如果扣除相当于燃气轮机联合循环的空气回路和 CO₂ 回路, 储能部分仅包括双工质储气库、储液罐和储热装置, 则储能部分(仅考虑气体压缩储能贡献的电量约 56 MW × 4 h)的总造价约 2.156 亿元, 折算到 56 MW 发电功率的单位造价约 3830 元/kW 或 960 元/kWh。

两种算法得到的单位造价基本接近。

以上数据表明, 基于燃气轮机的双工质气体压缩储能系统的造价水平显著低于抽水蓄能, 略低于盐穴压缩空气储能, 但高于锂电池储能。

未来随着燃气轮机产业趋于成熟, 特别是燃气轮机自主国产化的拉动作用, 机组的造价将会有大幅降低。同时, 双工质储气库的大量用钢需求和隔膜材料需求, 会驱动相关材料技术进步和降本。因此, 在规模化建设的条件下, 基于燃气轮机的双工质气体压缩储能系统的单位造价有望与锂电池储能持平, 特别是对于长时储能应用场景, 时长越长, 其单位造价就越能显现出竞争力。

3.3 应用场景

基于燃气轮机的双工质气体压缩储能系统避免了复杂的厂址条件, 但是配套的燃料条件和核心机电设备是需要重点考虑的因素。我国的天然气基础设施日益完善, 互联互通水平显著提升, 储气设施建设加快推进, “全国一张网”基本形成, 天然气管道里程 $1.24 \times 10^5 \text{ km}$, 未来还将加速天然气与新能源融合发展^[23]。同时, 我国燃气轮机技术不断突破国外垄

断, G50、太行 110 等型号国产重型燃气轮机已投放市场, 成功完成自主研发 300 MW 级 F 级重型燃气轮机首台样机。这些有利条件可确保基于燃气轮机的双工质气体压缩储能系统的应用不受任何限制。贴近高载能工业, 包括传统冶金、化工、建材等产业, 以及新兴的汽车、光伏、数据中心等产业, 进入工业园区和负荷中心, 利用现有的天然气供给设施, 布置中等规模的分布式储能电站, 是最有优势的应用模式。进一步地, 未来通过配置大容量的重型燃气轮机, 可建设服务电网的大型集中式储能电站, 以及结合氢储能建设服务新能源大基地的共享式储能电站。

相比抽水蓄能、锂电池储能和压缩空气储能等现有储能方式, 基于燃气轮机的双工质气体压缩储能系统更为灵活、安全、可靠和连续, 所以其潜在的应用场景将会更加广泛、综合效益更加优越。

4 结论

基于燃气轮机的双工质气体压缩储能系统耦合燃气轮机和双工质气体压缩储能系统, 具有电力储能和调峰发电的功能, 通过空气回路和 CO_2 回路协同运行实现电力储能, 并通过燃气轮机发电和 CO_2 膨胀发电联合实现调峰发电。双工质储气库的空气腔供给燃气轮机发电所需的压缩空气, 从而使燃气轮机运行时不进行压气过程, 输出功率全部用于驱动发电机发电。 CO_2 膨胀过程利用系统所回收的空气压缩热量发电, 提升发电功率。

与 50 MW 级工业燃气轮机耦合, 可构建发电时长 4 h 的百兆瓦级基于燃气轮机的双工质气体压缩储能系统, 设计工况下总的发电功率 121 MW, 约为燃气轮机联合循环发电功率的 1.7 倍(相当于减少燃料用量 40%), 气体压缩储能贡献的发电功率 56 MW, 储能效率约 80%, 达到抽水蓄能效率水平, 高于常规气体压缩储能, 但低于锂电池储能。

现有的燃气轮机和气体压缩储能技术提供了基于燃气轮机的双工质气体压缩储能系统集成所需的设备和运行经验, 具有良好的工程可行性, 初步估算的系统造价水平介于抽水蓄能和锂电池储能, 略低于盐穴压缩空气储能。

对于天然气、氢能等燃料资源丰富的地区, 可将基于燃气轮机的双工质气体压缩储能系统应用于高

载能工业、新能源基地和电网等储能场景, 结合气电发展规划, 建设这种类型的储能调峰电站, 以弥补抽水蓄能选址限制或锂电池储能安全风险, 具有良好的商业竞争潜力。

参考文献:

- [1] 成明, 项阳阳, 杨光伟, 等. H 级燃气轮机掺氢发电技术应用现状及关键问题分析 [J]. *发电技术*, 2024, 45(5): 814-825. DOI: [10.12096/j.2096-4528.pgt.24106](https://doi.org/10.12096/j.2096-4528.pgt.24106).
CHENG M, XIANG Y Y, YANG G W, et al. Analysis of application status and key issues of hydrogen blending power generation technology for H-class gas turbine [J]. *Power generation technology*, 2024, 45(5): 814-825. DOI: [10.12096/j.2096-4528.pgt.24106](https://doi.org/10.12096/j.2096-4528.pgt.24106).
- [2] 唐红君, 李洋, 李欣瑶, 等. 天然气在新型电力系统中的重要作用与发展对策 [J]. *石油科技论坛*, 2023, 42(5): 7-12 DOI: [10.3969/j.issn.1002-302x.2023.05.002](https://doi.org/10.3969/j.issn.1002-302x.2023.05.002).
TANG H J, LI Y, LI X Y, et al. Important role of natural gas in new power system and development strategy [J]. *Petroleum science and technology forum*, 2023, 42(5): 7-12. DOI: [10.3969/j.issn.1002-302x.2023.05.002](https://doi.org/10.3969/j.issn.1002-302x.2023.05.002).
- [3] BOYCE M P. Gas turbine engineering handbook (4th ed.) [M]. Oxford: Butterworth-Heinemann, 2011.
- [4] TER-GAZARIAN A G. Energy storage for power systems (2nd ed.) [M]. London: The Institution of Engineering and Technology, 2011.
- [5] CROTOGINO F, MOHMEYER K U, SCHARF R. 2001. Huntorf CAES: more than 20 years of successful operation [C]//Spring 2001 Meeting, Orlando, Florida, USA, 2001.
- [6] NAKHAMKIN M, ANDERSSON L, SWENSEN E, et al. AEC 110 MW CAES plant: status of project [J]. *Journal of engineering for gas turbines and power*, 1992, 114(4): 695-700. DOI: [10.1115/1.2906644](https://doi.org/10.1115/1.2906644).
- [7] TONG Z M, CHENG Z W, TONG S G. A review on the development of compressed air energy storage in China: technical and economic challenges to commercialization [J]. *Renewable and sustainable energy reviews*, 2021, 135: 110178. DOI: [10.1016/j.rser.2020.110178](https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110178).
- [8] 梅生伟, 张通, 张学林, 等. 非补燃压缩空气储能研究及工程实践——以金坛国家示范项目为例 [J]. *实验技术与管理*, 2022, 39(5): 1-8, 14. DOI: [10.16791/j.cnki.sjg.2022.05.001](https://doi.org/10.16791/j.cnki.sjg.2022.05.001).
MEI S W, ZHANG T, ZHANG X L, et al. Research and engineering practice of non-supplementary combustion compressed air energy storage: taking Jintan national demonstration project as an example [J]. *Experimental technology and management*, 2022, 39(5): 1-8, 14. DOI: [10.16791/j.cnki.sjg.2022.05.001](https://doi.org/10.16791/j.cnki.sjg.2022.05.001).
- [9] WAN M Z, JI W D, WAN J F, et al. Compressed air energy storage in salt caverns in China: development and outlook [J].

- Advances in geo-energy research*, 2023, 9(1): 54-67. DOI: 10.46690/ager.2023.07.06.
- [10] POTTIE D, CARDENAS B, GARVEY S, et al. Comparative analysis of isochoric and isobaric adiabatic compressed air energy storage [J]. *Energies*, 2023, 16(6): 2646. DOI: 10.3390/en16062646.
- [11] 郑开云, 池捷成, 张学锋. 一种双工质气体压缩储能系统及其可行性分析 [J]. *南方能源建设*, 2024, 11(2): 154-161. DOI: 10.16516/j.geed.issn2095-8676.2024.2.15.
- ZHENG K Y, CHI J C, ZHANG X F. An energy storage system with binary cycle gas compression and its feasibility analysis [J]. *Southern energy construction*, 2024, 11(2): 154-161. DOI: 10.16516/j.geed.2024.2.15.
- [12] 郑开云. 超临界工质布雷顿循环热力学分析 [J]. *南方能源建设*, 2018, 5(3): 42-47. DOI: 10.16516/j.geed.issn2095-8676.2018.03.006.
- ZHENG K Y. Thermodynamic analysis of supercritical working fluid Brayton cycle [J]. *Southern energy construction*, 2018, 5(3): 42-47. DOI: 10.16516/j.geed.issn2095-8676.2018.03.006.
- [13] Siemens Energy. Longtime storage-thermal mechanical storage solutions [EB/OL]. (2024-09-13) [2024-09-22]. <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/product/caes.html>.
- [14] Siemens Energy. SGT-800 gas turbine [EB/OL]. (2025-03-18) [2025-04-01]. https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/product/sgt-800.html#.
- [15] 郑开云. 超临界 CO₂ 循环应用于火力发电的研究现状 [J]. *南方能源建设*, 2017, 4(3): 39-47. DOI: 10.16516/j.geed.issn2095-8676.2017.03.008.
- ZHENG K Y. Current status of research on the application of supercritical carbon dioxide power cycle in fossil fired power generation [J]. *Southern energy construction*, 2017, 4(3): 39-47. DOI: 10.16516/j.geed.issn2095-8676.2017.03.008.
- [16] 郑开云, 池捷成, 张学锋. 耦合抽水蓄能的压缩空气储能电站概念研究 [J]. *南方能源建设*, 2023, 10(2): 18-25. DOI: 10.16516/j.geed.issn2095-8676.2023.02.003.
- ZHENG K Y, CHI J C, ZHANG X F. Concept research of compressed air energy storage power plant coupled with pumped hydro storage [J]. *Southern energy construction*, 2023, 10(2): 18-25. DOI: 10.16516/j.geed.issn2095-8676.2023.02.003.
- [17] JANKOWSKI M, PALAC A, SORNEK K, et al. Status and development perspectives of the compressed air energy storage (CAES) technologies—a literature review [J]. *Energies*, 2024, 17(9): 2064. DOI: 10.3390/en17092064.
- [18] 郑开云. 燃气-超临界 CO₂ 联合循环发电系统 [J]. *南方能源建设*, 2019, 6(3): 87-91. DOI: 10.16516/j.geed.issn2095-8676.2019.03.015.
- ZHENG K Y. Gas-supercritical CO₂ combined cycle power generation system [J]. *Southern energy construction*, 2019, 6(3): 87-91. DOI: 10.16516/j.geed.issn2095-8676.2019.03.015.
- [19] SELÄNNIEMI A, HELLSTRÖM M, BJÖRKLUND-SÄNKIAHO M. Long-duration energy storage—a literature review on the link between variable renewable energy penetration and market creation [J]. *Energies*, 2024, 17(15): 3779. DOI: 10.3390/en17153779.
- [20] OLABI A G, WILBERFORCE T, RAMADAN M, et al. Compressed air energy storage systems: components and operating parameters—a review [J]. *Journal of energy storage*, 2021, 34(2): 102000. DOI: 10.1016/j.est.2020.102000.
- [21] PERAZZELLI P, ANAGNOSTOU G. Design issues for compressed air energy storage in sealed underground cavities [J]. *Journal of rock mechanics and geotechnical engineering*, 2016, 8(3): 314-328. DOI: 10.1016/j.jrmge.2015.09.006.
- [22] MANDLEKAR N, JOSHI M, BUTOLA B S. A review on specialty elastomers based potential inflatable structures and applications [J]. *Advanced industrial and engineering polymer research*, 2021, 5(1): 33-45. DOI: 10.1016/j.aiepr.2021.05.004.
- [23] 《中国天然气发展报告 (2024)》编委会. 中国天然气发展报告 (2024) [M]. 北京: 石油工业出版社, 2024.
- Editorial Board of China Natural Gas Development Report (2024). China natural gas development report (2024) [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2024.

作者简介:



郑开云

郑开云(第一作者, 通信作者)

1980-, 男, 正高级工程师, 博士, 主要从事洁净动力材料研发工作(e-mail) zhengzky@hotmail.com。

(编辑 徐嘉铨)