

DOI: 10.19666/j.rlfed.202407164

基于 200 MW 等级压缩空气储能系统 中温与高温储热路线技术经济对比

陈珍¹, 杨壮², 林少波¹, 林旗力¹, 戚宏勋¹

(1.中国电力工程顾问集团有限公司中电储能工程技术研究院, 上海 200333;

2.中电智慧储能科技(上海)有限公司, 上海 200333)

[摘要] 压缩空气储能技术由于其规模大、效率高、环境友好等特点受到广泛关注, 其中非补燃式压缩空气储能技术成熟, 在运行过程中没有碳排放产生, 国内已有多座非补燃式绝热压缩空气储能电站投运、在建和在规划中。然而, 目前压缩空气储能系统的设计参数尚未形成统一的标准化体系, 使得压缩空气储能在系统设计和性能优化面临诸多挑战。为此, 对 200 MW 等级的压缩空气储能系统中温、高温储热系统方案设计, 确定了关键设备参数与系统边界条件, 并对中、高温储热系统方案进行了性能以及技术经济性分析对比。结果表明: 高温储热系统在性能指标上优于中温储热系统, 但在投资成本上高于中温储热系统。这表明在选择大容量压缩空气储能系统的储热技术路线时, 需要根据具体应用场景和经济预算综合考虑。

[关键词] 压缩空气储能; 中高温储热技术; 技术经济性; 工程应用

[引用本文格式] 陈珍, 杨壮, 林少波, 等. 基于 200 MW 等级压缩空气储能系统中温与高温储热路线技术经济对比[J]. 热力发电, 2024, 53(10): 58-65. CHEN Zhen, YANG Zhuang, LIN Shaobo, et al. Technical and economic comparison of medium/high-temperature thermal energy storage: based on a 200 MW-class compressed air energy storage system[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(10): 58-65.

Technical and economic comparison of medium/high-temperature thermal energy storage: based on a 200 MW-class compressed air energy storage system

CHEN Zhen¹, YANG Zhuang², LIN Shaobo¹, LIN Qili¹, QI Hongxun¹

(1.Engineering Technology Institute for Energy Storage of China Power Engineering Consulting Group Co., Ltd., Shanghai 200333, China;

2.CPECC Smart Energy Storage Technology (Shanghai) Co., Ltd., Shanghai 200333, China)

Abstract: Compressed air energy storage (CAES) technologies have garnered widespread attention due to their large scale, high efficiency, and environmental friendliness. Among them, the non-combustion compressed air energy storage technology is mature, and produces no carbon emissions during operation. There are already several adiabatic non-combustion compressed air energy storage power stations in operation, under construction, and in planning in China. However, the design parameters of the CAES system lack a unified standardization system, which poses many challenges in system design and performance optimization of CAES. To solve this problem, the design of medium-temperature and high-temperature thermal energy storage system schemes for a 200 MW class CAES system is presented, the key equipment parameters and system boundary conditions are determined. Moreover, the performance and technical economy of the medium- and high-temperature thermal energy storage system schemes is compared. The results show that, the high-temperature thermal energy storage system is superior to the medium-temperature thermal energy storage system in performance indicators, but it has a higher investment cost, indicating that when choosing the thermal energy storage technology route for large-capacity CAES systems, it is necessary to consider comprehensively based on specific application scenarios

收稿日期: 2024-07-12

基金项目: 中国电力工程顾问集团有限公司重大科技专项 (DG3-F01-2023)

Supported by: Major Science and Technology Projects of China Power Engineering Consulting Group Co., Ltd. (DG3-F01-2023)

第一作者简介: 陈珍 (1985), 女, 硕士, 高级工程师, 主要研究方向为储能系统及技术, zchen@cpecc.net.

通信作者简介: 戚宏勋 (1980), 男, 正高级工程师, 主要研究方向为电力储能集成与智能化技术, hxqi@cpecc.net.

and economic budgets.

Key words: compressed air energy storage; medium-and high-temperature thermal energy storage technology; technical economy; engineering application

随着国家“双碳”目标的逐步落地推进，中国能源结构不断调整，可再生能源未来将成为我国能源供应主力^[1-3]。然而，新能源发电具有随机性、波动性和不稳定性的缺点，这使得大规模储能的需求越来越大^[4]。其中，压缩空气储能（compressed air energy storage, CAES）具有规模大、成本低、建设快、绿色环保、环境友好等特点^[5]，具备抽水蓄能、电化学储能等储能形式所不具备的优势，发展潜力巨大^[6]。

压缩空气储能技术在电网负荷低谷期间，压缩机利用电能压缩空气获得高压空气并进行存储，将电能转换为空气的内能实现电能储存；在电网高负荷期间，释放存储的高压空气，经过燃烧室或换热器加热送至透平（膨胀机）做功发电，将高压空气的热能转换为电能实现电能的释放。在这个过程中，空气压缩时会释放热量，而在膨胀做功前则需要吸收热量，因此热处理是压缩空气储能的重要环节^[7-8]。

根据热处理方式，压缩储能技术分为补燃式压缩空气储能技术、绝热压缩空气储能、等温压缩空气储能、液态压缩空气储能和超临界压缩空气储能等技术路线^[9]。目前，等温压缩空气储能、液态压缩空气储能和超临界压缩空气储能等技术尚处于技术研发阶段^[10-14]，而补燃式压缩空气储能在过程中会造成碳排放，因此越来越多的工程聚焦在绝热压缩空气储能技术^[15]。国内已有多座绝热压缩空气储能电站投运、在建和在规划中，具体见表 1。

表 1 国内典型压缩空气储能电站
Tab.1 Domestic typical compressed air energy storage power stations

| 项目 | 发电规模/MW | 储热介质 |
|---|---------|------|
| 金坛盐穴压缩空气储能国家试验示范项目 ^[16] | 60 | 导热油 |
| 湖北应城 300 MW 级压缩空气储能电站示范工程 ^[17] | 300 | 水 |
| 酒泉压缩空气储能项目 | 300 | 熔盐+水 |
| 中能建山东泰安压缩空气储能创新示范项目 ^[18] | 350 | 水 |

目前，压缩空气储能系统与成熟的火电机组相比，压缩空气储能系统的设计参数尚未形成统一的标准化体系，这使得其在系统设计和性能优化面临

诸多挑战^[19-20]。本文依托具体工程项目的边界条件，研究 200 MW 等级非补燃式绝热压缩空气储能系统的具体配置，对比分析中温和高温储热技术路线的技术性和经济性，研究进气参数变化等设计边界对电站的性能和经济性影响，旨在为绝热压缩空气储能系统的设计和优化提供参考。

1 200 MW 等级压缩空气储能系统方案

压缩空气储能系统根据储热介质种类与运行温度分为中温储热技术和高温储热技术^[21]。中温储热系统运行温度一般为 100~200 °C，通常采用水或带压热水作为储热介质，系统运行稳定，但热损失相对较大^[22]。高温储热系统在高于 200 °C 的温度下运行，采用导热油或熔融盐等高温储热介质，具有热损失小、能量密度高的优点，但材料和维护成本较高^[23]。

本项目工程方案储换热系统按无外部热源方式配置，机组装机容量为 200 MW。主机参数、中温或者高温方案在技术层面均可行。由于储热介质以及系统运行温度的差异，中温和高温方案对于压缩机、换热器以及膨胀机的选型和系统布置存在差异。本项目中温和高温方案参数来源于主机厂计算得到的实际数据，并经过对主机厂调研后，目前市面上有对应的压缩机与膨胀机等关键设备，可以满足参数要求。

1.1 中温方案

中温储热方案选用的储热介质为带压热水。带压热水具有低成本、高比热容、易于处理和环境友好性，可以提高储能密度，减少储热设备体积，同时保持相对简单的系统设计和较低的运行维护成本^[24]。

中温储热技术路线选择的透平膨胀机参数为 12~14 MPa/210 °C/210 °C/210 °C 即单轴、二次再热，主气压力为 12~14 MPa，主气温度为 210 °C，一次再热气温度为 210 °C，二次再热气温度为 210 °C，机组出力 200 MW（图 1），详细参数见表 2。相应的压缩机参数为 4 段压缩、双线或单线布置、离心式，段间压缩机进口温度 40 °C，段间压缩机出口温度 235 °C，末段压缩机出口压力 12.8~14.8 MPa（表 3）。

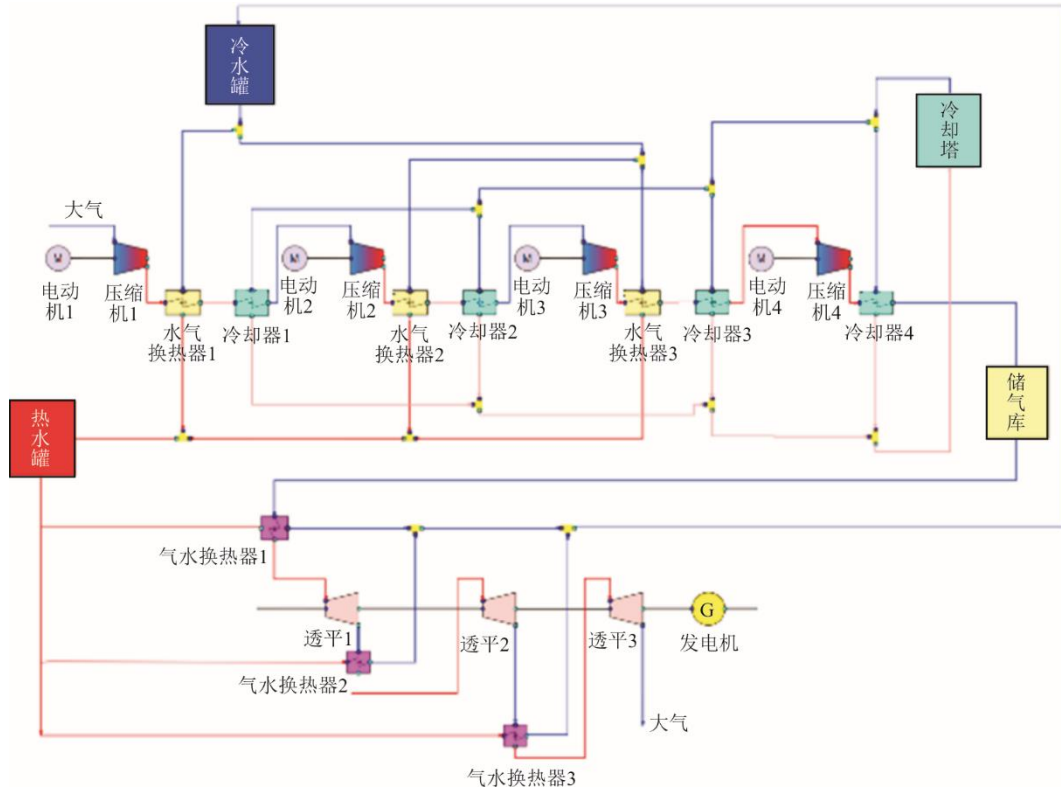


图1 中温储热系统四段压缩-三级膨胀布置

Fig.1 The medium-temperature thermal energy storage system with four-stage compression and three-stage expansion layout

设计中温储热系统时, 需要考虑储热中介质水的特性。饱和水压力-温度如图 2 所示。由图 2 可见, 当压力高于 1.6 MPa 时, 水的饱和温度随压力升高而升高, 趋势趋于平缓, 即提高相同的温度需要提高的压力等级随压力提高而增大, 系统管材壁厚相应增大。设计压力在 2.50 MPa 以下, 设计压力的抬升对工程投资的影响极小。查阅水和水蒸汽参数表可知, 220 °C 下饱和水对应压力为 2.32 MPa。随着中温绝热压缩方案储热介质温度的进一步提升, 管材、管件和设备的设计压力也相应提高, 设备对应的成本也会相应增加。因此, 采用 220 °C 级

间温度的中温绝热压缩方案, 可以在控制设备造价的同时尽最大可能提升系统效率。

表 2 中温与高温储热方案膨胀机参数对比
Tab.2 Parameters of the expander using medium-and high-temperature thermal energy storage scheme

| 项目 | 中温方案 | 高温方案 |
|----------|---------------|---------------|
| | (二次再热、两缸单排气) | (一次再热、单缸单排气) |
| 额定功率/MW | 200 | 200 |
| 主气压力/MPa | 12.000~14.000 | 12.000~14.000 |
| 主气温度/°C | 210 | 315 |
| 再热温度/°C | 210/210 | 315 |
| 背压/MPa | 0.103 | 0.103 |
| 各段再热压力 | 2.380/0.500 | 1.170 |

表 3 中温储热系统压缩机参数

Tab.3 Parameters of the compressor in medium-temperature thermal energy storage system

| 项目 | 1 段 | 2 段 | 3 段 | 4 段 |
|-------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| 压缩机型式 | 定频离心机 | 定频离心机 | 定频离心机 | 变频离心机 |
| 压气机入口压力/MPa | 0.100 | 0.475 | 2.212 | 10.262 |
| 压气机入口总温/°C | 30.00 | 35.00 | 35.00 | 35.00 |
| 压气机入口流量/(kg·s ⁻¹) | 158 | 158 | 158 | 158 |
| 压缩机段压比 | 4.97 | 4.70 | 4.65 | 1.37 |
| 压气机出口压力/MPa | 0.495 | 2.232 | 10.282 | 14.079 |
| 压气机出口温度/°C | 235.0 | 234.9 | 235.1 | 69.5 |
| 功率/MW | 32.9 | 32.0 | 32.2 | 5.5 |
| 转速/(r·min ⁻¹) | 3 000 | 5 000 | 11 000 | 13 000 |
| 压缩机尺寸 (长×宽×高)/(mm×mm×mm) | 7 200×3 400×3 600 | 6 100×2 700×2 900 | 3 000×1 800×1 900 | 2 300×1 400×1 400 |

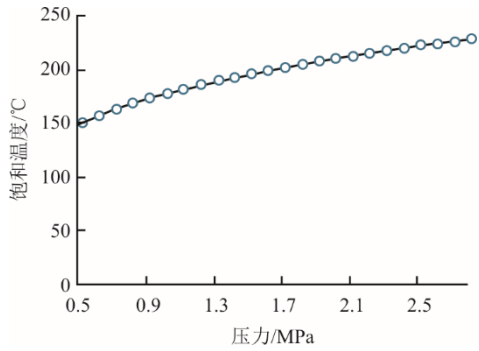


图 2 饱和水压力-温度

Fig.2 Saturated water pressure-temperature curve

1.2 高温方案

高温储热方案选用导热油/熔融盐为储热介质。高温储热技术路线选择的透平膨胀机参数为 12~14 MPa/315 °C/315 °C 即单轴、一次再热，主气压力为 12~14 MPa，主气温度为 315 °C，一次再热温度为 315 °C，机组出力 200 MW（图 3），详细参数见表 2。相应的压缩机参数为 3 段压缩、双线布置、离心式，段间压缩机进口温度 40 °C，段间压缩机出口温度 330 °C，末段压缩机出口压力 12.8~14.8 MPa（表 4）。

表 4 高温储热系统压缩机参数

Tab.4 Parameters of the compressor in high-temperature energy storage system

| 项目 | 1 段 | 2 段 | 3 段 |
|-------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| 压缩机型式 | 定频离心机 | 定频离心机 | 变频离心机 |
| 压气机入口压力/MPa | 0.100 | 0.875 | 7.518 |
| 压气机入口总温度/°C | 30.00 | 35.00 | 35.00 |
| 压气机入口流量/(kg·s ⁻¹) | 141 | 141 | 141 |
| 压缩机段压比 | 9.20 | 8.64 | 1.87 |
| 压气机出口压力/MPa | 0.915 | 7.558 | 14.080 |
| 压气机出口实际温度/°C | 339.00 | 339.10 | 107.00 |
| 功率/MW | 44.7 | 44.2 | 10.3 |
| 压缩机尺寸（长×宽×高）/(mm×mm×mm) | 7 650×4 000×4 100 | 3 100×1 850×1 950 | 2 300×1 500×1 600 |

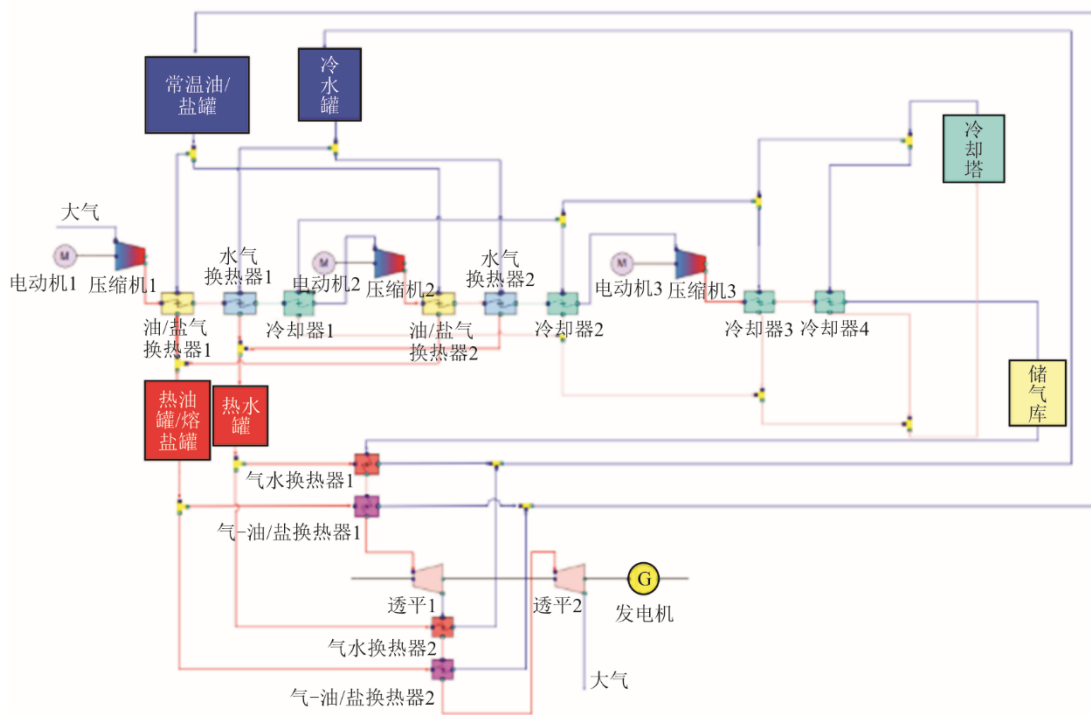


图 3 高温储热系统三段压缩-两级膨胀布置

Fig.3 The high-temperature thermal energy storage system with three-stage compression and two-stage expansion layout

在高温绝热压缩方案中，压缩机排气温度受制于储热介质和压缩机材料耐高温性能^[25]，暂定为

330 ℃。2 种方案的具体参数见表 5。

表 5 200 MW 级别中温高温方案参数
Tab.5 Parameters of the 200 MW scale
medium-temperature and high-temperature scheme

| 项目 | 中温方案 | 高温方案 | |
|------------|-------|-------|------|
| | | A | B |
| 储热介质类型 | 带压热水 | 导热油+水 | 熔盐+水 |
| 压缩过程 | 中温绝热 | 高温绝热 | |
| 发电机功率/MW | 200 | 200 | |
| 储气库压力/MPa | 12~14 | 12~14 | |
| 储气库温度/℃ | 40 | 40 | |
| 透平入口温度/℃ | 210 | 315 | |
| 储热介质温度/℃ | 220 | 330 | |
| 充放时间比 | 8/6 | 8/6 | |
| 压缩年小时数/h | 2 400 | 2 400 | |
| 发电年利用小时数/h | 1 800 | 1 800 | |

2 性能对比

电-电转换效率是压缩空气储能系统性能的重要指标之一，其为膨胀机输出功与压缩机输入功的比值。分析过程中将空气视为理想气体，其定压比热容视为常数，不计漏气损失和散热损失。

第 i 级压缩机消耗轴功率 $W_{c,i}$ 为：

$$W_{c,i} = \frac{G_c m_i R T_{c,i}}{\eta_{c,i} m_i - 1} \left[\frac{m_i - 1}{\varepsilon_i^{m_i}} - 1 \right] \quad (1)$$

$$\eta_{c,i} = \frac{m_i (k - 1)}{(m_i - 1)k}, \quad \varepsilon_i = \frac{p_{c,o,i}}{p_{c,i}} \quad (2)$$

式中：下标 c 、 c_i 、 c_o 分别表示压缩机、压缩机进口、压缩机出口； $p_{c,i}$ 、 $p_{c,o,i}$ 、 ε_i 分别为第 i 级压缩机的进、出口压力和压缩比，MPa； G_c 为储能过程空气质量流量，kg/s； $T_{c,i}$ 为第 i 级压缩机进口温度，K； k 为绝热指数，取 1.4； R 为空气气体常数，取 0.287 kJ/(kg·K)； m_i 、 $\eta_{c,i}$ 分别为第 i 级压缩机的多变指数和多变效率。

第 j 级膨胀机输出轴功率 $W_{e,j}$ 为：

$$W_{e,j} = \frac{G_e k R T_{e,j} \eta_{e,j}}{k - 1} \left[1 - \left(\frac{1}{\beta_j} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right] \quad (3)$$

$$\beta_j = \frac{p_{e,i,j}}{p_{e,o,j}} \quad (4)$$

式中：下标 e 、 e_i 、 e_o 分别表示膨胀机、膨胀机进口、膨胀机出口； $p_{e,i,j}$ 、 $p_{e,o,j}$ 、 β_j 分别为第 j 级膨胀机的进、出口压力和膨胀比，MPa； G_e 为释能过程空气质量流量，kg/s； $T_{e,j}$ 为第 j 级膨胀机进口温度，K； $\eta_{e,j}$ 分别为第 j 级膨胀机的等熵效率。

假定储能过程时间为 t_c ，释能过程时间为 t_e ，对于盐穴储气室有 $G_c t_c = G_e t_e$ ， n 级压缩机压缩过程消耗的功 W_i 为：

$$W_i = t_c \sum_{i=1}^n W_{c,i} \quad (5)$$

m 级膨胀机膨胀过程输出的功 W_e 为：

$$W_e = t_e \sum_{j=1}^m W_{e,j} \quad (6)$$

则电-电转换效率 η_s 为：

$$\eta_s = \frac{W_e}{W_i} = \frac{\sum_{j=1}^m T_{e,i,j} \eta_{e,j} \left[1 - \left(\frac{1}{\beta_j} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right]}{\sum_{i=1}^n T_{c,i} \left[\varepsilon_i^{\frac{m_i-1}{m_i}} - 1 \right]} \quad (7)$$

此时得到的转换效率并未考虑厂用电，考虑厂用电时的电-电转换效率 η'_s 为：

$$\eta'_s = \frac{W_e}{W_i + W_f} \quad (8)$$

式中： W_f 为厂用电转换的功。

压缩机消耗的输入电能 W_i 为：

$$W_i = \frac{W_e}{\eta} = \frac{P_e \times t_e}{\eta} \quad (9)$$

式中： P_e 为电能输出功率，本工程中为 200 MW； t_e 为发电利用小时，h。

根据式(7)、式(8)可得，在未扣除厂用电时，中温绝热储能方案的转换效率为 70.60%，高温绝热储能方案转换效率为 72.56%，相较于中温方案约高 2 个百分点；在扣除厂用电时，中温绝热储能方案的转换效率为 66.80%，高温绝热储能方案转换效率为 68.86%，相较于中温方案约高 2 个百分点。根据式(9)可得，中温绝热储能方案压缩过程年消耗的电能 50 991.5 万 kW·h，而高温绝热储能方案压缩过程年消耗的电能 49 614.1 万 kW·h，与中温绝热储能方案相比每年减少 1 377.4 万 kW·h。具体的性能对比结果见表 6。

表 6 2 种系统方案的关键参数对比

Tab.6 Key parameters comparison between the two system schemes

| 项目 | 中温方案 | 方高温案 | |
|----------------|----------|----------|---|
| | | A | B |
| 压缩过程 | 中温绝热 | 高温绝热 | |
| 电换电转换效率/% | 70.60 | 72.56 | |
| 供电效率(扣除厂用电)/% | 66.80 | 68.86 | |
| 年发电量/(万 kW·h) | 36 000.0 | 36 000.0 | |
| 年外购电量/(万 kW·h) | 50 991.5 | 49 614.1 | |

3 经济性对比

3.1 成本投资

压缩空气储能系统的初期投资成本主要来源于建筑工程投资成本、储热介质成本、压缩机膨胀机等主要设备成本^[10]。

3.1.1 建筑工程投资成本

中温储能系统方案膨胀机采用一次再热机组，高温储能系统方案膨胀机采用二次再热机组，按照膨胀机下排气方案，膨胀机采取高位布置。此种布置方案可利用膨胀机基座下面的区域，电控房间也可以多层布置，节省占地面积。根据膨胀机尺寸，高温方案膨胀机-发电机总长约 25 m，低温方案膨胀机-发电机轴系总长约 26 m，两者接近。膨胀机跨度方向，高温方案约需 9 m，中温方案约需 8 m，因此主厂房尺寸基本相同，主厂房投资成本相当。

3.1.2 储热介质成本

采用高温储能系统方案，需要用到熔盐或者导热油作为储热介质。如果以熔盐作为储热介质，其设备投资略高于以导热油作为介质，需要增加设备和管道的电伴热、电加热、化盐系统的投资。如果采用导热油作为储热介质，则存在导热油单价高，大规模用油需要配置氮封系统以及事故泄放系统等。针对高温储热方案需要用到的储热介质用量和成本对比见表 7。根据市场调研，市面上熔盐介质的价格存在较大变化，第一批光热示范工程建设阶段，太阳盐 ($\text{KNO}_3:\text{NaNO}_3=4:6$) 单价约为 4 000 元/t，目前价格约在 6 000 元/t 以上，这里选取 5 000 元/t。而导热油的市场价格在 15 000 ~25 000 元/t，这里选取 20 000 元/t。中温储能系统方案采用带压热水，结合水价与用量，其成本与高温储热介质相比可忽略不计。

表 7 高温储热方案储热介质用量和成本对比
Tab.7 The amounts and cost of thermal storage media in high-temperature thermal energy storage scheme

| 储热介质 | 用量/t | 单价/(万元·t ⁻¹) | 成本/万元 |
|------|--------|--------------------------|--------|
| 导热油 | 7 000 | 2.0 | 14 000 |
| 熔盐 | 17 500 | 0.5 | 8 750 |

3.1.3 主要设备成本

压缩空气储能系统主要设备包括压缩机、膨胀机以及换热器，以中温方案的设备成本为基准，主要设备造价初步估计值见表 8。

表 8 主设备和热力系统价格对比 单位：万元
Tab.8 The prices of main equipment and thermal systems

| 项目 | 中温方案 | 高温方案 |
|-----------|------|-----------------------------------|
| 压缩机价格 | 基准 | +2 000 |
| 膨胀机及发电机价格 | 基准 | 0 |
| 换热器系统价格 | 基准 | +1 890 |
| 储罐系统价格 | 基准 | +1 800 |
| 导热油价格 | 基准 | +14 000 |
| 熔盐价格 | 基准 | +8 750 |
| 合计 | 基准 | +19 690 (采用导热油) +14 440 (采用熔盐) |

3.2 中高温储热方案对比

对比中高温储能方案的主要成本后，高温储热方案的设备及介质投资比中温方案高 1.4~1.9 亿元。结合中温方案与高温方案的系统电-电转换效率，采用高温方案每年耗电量比中温方案节约 1 377.4 万 kW·h，压缩时段电价按标杆电价的 60%，即 0.234 6 元/(kW·h) 计算，全厂每年可节约运行成本 323.16 万元。然而和增加的初始投资相比，每年节约的运行成本非常有限，因此中温压缩空气储能系统方案更具经济性。

经过以上分析可得，提高压缩空气储能系统效率往往需要增加配套设备以及相关储热工质的投资成本。平衡二者的关系需要结合实际情况进行系统方案优化设计，以满足实际电力需求的同时降低成本。一方面，可以通过技术创新和优化设计来提高系统效率，如攻克全三维设计、复杂轴系结构、动态调节与控制等关键技术难题，研制出具有集成度高、效率高、启停快、寿命长、宽工况运行、易维护等优点的设备，开发低成本的储热工质材料；另一方面，在扩大系统规模时，要合理规划和配置资源，通过构成耦合其他热力系统来寻求更佳的热经济性。同时，加强产业链上下游的合作，降低核心设备如空气压缩机和透平膨胀机的成本。此外，充分利用现有的地理条件和资源，如天然盐穴作为储气库，降低建设和运营成本，同时结合政府的政策支持和合理的市场机制，如电价政策、税收优惠、研发补贴等，可以降低初期投资风险，促进技术发展和成本下降^[19,26-27]。

4 结 论

通过 200 MW 压缩空气储能系统案例，对采用中温与高温储热技术路线的技术经济性进行对比分析，在选择大容量压缩空气储能系统的储热技术路线时，需要根据具体的应用场景和经济预算进行综合考虑。

1) 高温绝热压缩方案中系统电-电转换效率 72.56% (未扣除厂用电) /68.86% (扣除厂用电), 比中温绝热压缩方案高约 2 百分点。与采用中温绝热压缩方案相比, 高温绝热压缩方案每年可节约 1 377.4 万 kW·h 耗电量, 节约运行成本 323.16 万元。

2) 高温储热方案的设备及介质投资比中温方案高约 1.4 亿元 (熔盐) 和 1.9 亿元 (导热油)。从投资角度考虑, 该 200 MW 压缩空气储能系统优先考虑采用中温储热方案。

3) 高温储热技术在运行效率方面具有优势, 但需要考虑初期投资成本和维护成本。高温储热介质采用熔盐和导热油都能达到相同的效率, 但是采用熔盐的成本相对更低。

[参考文献]

- [1] 林伯强, 谢永靖. 中国能源低碳转型与储能产业的发展[J]. 广东社会科学, 2023(5): 17-26.
LIN Boqiang, XIE Yongjing. The development of china's low-carbon energy transition and energy storage industry[J]. Guangdong Social Science, 2023(5): 17-26.
- [2] 武国梁. 储能技术及其在可再生能源发电中的应用[J]. 内蒙古科技与经济, 2017(20): 93-95.
WU Guoliang. Energy storage technology and its application in renewable energy power generation[J]. Inner Mongolia Science and Technology and Economy, 2017(20): 93-95.
- [3] 李相俊, 胥国毅, 赵珊珊, 等. 大型储能电站建模与应用展望[J]. 高电压技术, 2024, 50(6): 2397-2409.
LI Xiangjun, XU Guoyi, ZHAO Shanshan, et al. Large-scale energy storage power station modeling and application prospects[J]. High Voltage Technology, 2024, 50(6): 2397-2409.
- [4] 文军, 刘楠, 裴杰, 等. 储能技术全生命周期度电成本分析[J]. 热力发电, 2021, 50(8): 24-29.
WEN Jun, LIU Nan, PEI Jie, et al. Analysis of the levelized cost of electricity for energy storage technology throughout its life cycle[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(8): 24-29.
- [5] 李建林, 邸文峰, 李雅欣, 等. 长时储能技术及典型案例分析[J]. 热力发电, 2023, 52(11): 85-94.
LI Jianlin, DI Wenfeng, LI Yaxin, et al. Long-duration energy storage technology and case study analysis[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(11): 85-94.
- [6] 文贤馥, 张世海, 王锁斌. 压缩空气储能技术及示范工程综述[J]. 应用能源技术, 2018(3): 6.
WEN Xiankui, ZHANG Shihai, WANG Suobin. A review of compressed air energy storage technology and demonstration projects[J]. Applied Energy Technology, 2018(3): 6.
- [7] 路唱, 何青. 压缩空气储能技术最新研究进展[J]. 电力与能源, 2018, 39(6): 6.
LU Chang, HE Qing. The latest research progress of compressed air energy storage technology[J]. Electric Power and Energy, 2018, 39(6): 6.
- [8] 黄恩和, 宋传教, 金庆辉, 等. 基于储热介质和排气温度的绝热式压缩空气储能系统优化设计[J]. 热力发电, 2021, 50(8): 39-46.
HUANG Enhe, SONG Chuanjiao, JIN Qinghui, et al. Optimal design of adiabatic compressed air energy storage systems based on thermal storage medium and exhaust temperature[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(8): 39-46.
- [9] 何青, 时金凤, 贾明祥. 等温压缩空气储能系统技术研究综述[J]. 热力发电, 2024, 53(9): 10-18.
HE Qing, SHI Jinfeng, JIA Mingxiang. Review on the technology research of isothermal compressed air energy storage system[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(9): 10-18.
- [10] 张玮灵, 古含, 章超, 等. 压缩空气储能技术经济特点及发展趋势[J]. 储能科学与技术, 2023, 12(4): 1295-1301.
ZHANG Weiling, GU Han, ZHANG Chao, et al. Economic characteristics and development trends of compressed air energy storage technology[J]. Energy Storage Science and Technology, 2023, 12(4): 1295-1301.
- [11] 刘辉. 超临界压缩二氧化碳储能系统热力学特性与热经济性研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2017: 3.
LIU Hui. Research on thermodynamic characteristics and thermal economy of supercritical CO₂ energy storage system[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2017: 3.
- [12] 裴雅晴. 500 KW 压缩空气储能示范项目测控系统关键技术研究[D]. 郑州: 河南工业大学, 2024: 3.
PEI Yaqing. Research on key technologies of measurement and control system for 500 kW compressed air energy storage demonstration project[D]. Zhengzhou: Henan University of Technology, 2024: 3.
- [13] 张家俊, 李晓琼, 张振涛, 等. 压缩二氧化碳储能系统研究进展[J]. 储能科学与技术, 2023, 12(6): 1928-1945.
ZHANG Jiajun, LI Xiaoqiong, ZHANG Zhentao, et al. Research progress of compressed CO₂ energy storage system[J]. Energy Storage Science and Technology, 2023, 12(6): 1928-1945.
- [14] 何子伟, 罗马吉, 涂正凯. 等温压缩空气储能技术综述[J]. 热能动力工程, 2018, 33(2): 1-6.
HE Ziwei, LUO Maji, TU Zhengkai. A review of isothermal compressed air energy storage technology[J]. Thermal Power Engineering, 2018, 33(2): 1-6.
- [15] 郑明阳, 赖杰. 中盐金坛建压缩空气储能电站, 储能领域“前沿中的前沿”[J]. 中国盐业, 2019(9): 4.
ZHENG Mingyang, LAI Jie. Zhongyan Jintan Compressed Air Energy Storage Power Station, the "Frontier in the Frontier" of the energy storage field[J]. China Salt Industry, 2019(9): 4.
- [16] 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.
MEI Shengwei, ZHANG Tong, ZHANG Xuelin, et al. Research and engineering practice of non-combustion compressed air energy storage: taking Jintan National Demonstration Project as an example[J]. Experimental Technology and Management, 2022, 39(5): 1-8.
- [17] 刘昱佳, 李峻, 刘璟, 等. 湖北应城 300 MW 级压缩空气储能电站噪声控制研究[J]. 造纸装备及材料, 2023, 52(8): 148-150.
LIU Yujia, LI Jun, LIU Jing, et al. Research on noise control of Hubei Yingcheng 300 MW class compressed air energy storage power station[J]. Papermaking Equipment and Materials, 2023, 52(8): 148-150.

- [18] 胡兴昊, 秦承娇, 孙慧强, 等. 泰安: 以山川之名, 造储能之都[J]. 能源评论, 2023(5): 80-87.
HU Xinghao, QIN Chengjiao, SUN Huiqiang, et al. Taian: creating an energy storage capital in the name of mountains and rivers[J]. Energy Review, 2023(5): 80-87.
- [19] 袁照威, 杨易凡. 压缩空气储能技术研究现状及发展趋势[J]. 南方能源建设, 2024, 11(2): 146-153.
YUAN Zhaowei, YANG Yifan. Research status and development trend of compressed air energy storage technology[J]. Southern Energy Construction, 2024, 11(2): 146-153.
- [20] 徐高, 谢芳毅, 曹振瑞, 等. 压缩空气储能盐穴储气库技术及其智能建造工艺技术研究[J]. 热力发电, 2024, 53(9): 48-59.
XU Gao, XIE Fangyi, CAO Zhenrui, et al. Research on compressed air energy storage salt cavern gas storage technology and its intelligent construction process technology[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(9): 48-59.
- [21] 万明忠, 杨易凡, 袁照威, 等. 大容量压缩空气储能关键技术[J]. 南方能源建设, 2023, 10(6): 26-33.
WAN Mingzhong, YANG Yifan, YUAN Zhaowei, et al. Key technologies of large-capacity compressed air energy storage[J]. Southern Energy Construction, 2023, 10(6): 26-33.
- [22] 罗必雄, 张力, 张炳成, 等. 碳达峰碳中和能源系统解决方案[M]. 北京: 中国电力出版社, 2023: 199.
LUO Bixiong, ZHANG Li, ZHANG Bingcheng, et al. Energy system solution of carbon dioxide peaking and carbon neutrality[M]. Beijing: China Electric Power Press, 2023: 199.
- [23] 韩中合, 庞永超. 先进绝热压缩空气储能中蓄热系统的改进[J]. 分布式能源, 2016, 1(1): 22-27.
HAN Zhonghe, PANG Yongchao. Improvement of thermal energy storage system in advanced adiabatic compressed air energy storage[J]. Distributed Energy, 2016, 1(1): 22-27.
- [24] 李国俭. 相变储能材料开发与封装技术研究进展[J]. 热力发电, 2023, 52(2): 23-31.
LI Guojian. Research progress on the development and packaging technology of phase change energy storage materials[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(2): 23-31.
- [25] 孙劲飏, 姚少勇, 周新军, 等. 先进绝热压缩空气储能系统的优化研究[J]. 电力勘测设计, 2023(7): 89-94.
SUN Jinbiao, YAO Shaoyong, ZHOU Xinjun, et al. Optimization study on advanced adiabatic compressed air energy storage system[J]. Electric Power Survey and Design, 2023(7): 89-94.
- [26] 李佳佳, 李兴朔, 魏凡超, 等. 耦合火电机组的新型压缩空气储能系统技术经济性评估研究[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(23): 9171-9183.
LI Jiajia, LI Xingshuo, WEI Fanchao, et al. Technical and economic assessment research of a new compressed air energy storage system coupled with thermal power units[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(23): 9171-9183.
- [27] 郭祚刚, 马溪原, 雷金勇, 等. 压缩空气储能示范进展及商业应用场景综述[J]. 南方能源建设, 2019, 6(3): 17-26.
GUO Zuogang, MA Xiyuan, LEI Jinyong, et al. Review of demonstration progress and commercial application scenarios of compressed air energy storage[J]. Southern Energy Construction, 2019, 6(3): 17-26.

(责任编辑 杨嘉蕾)