

废弃矿地下空间储能方案及性能

卜宪标^{1,2}, 王一鸣^{1,2}, 刘石^{3,4}, 杨毅^{3,4}, 陈洪年⁵, 李华山^{1,2}, 舒杰^{1,2}, 王令宝^{1,2}

(1. 中国科学技术大学能源科学与技术学院, 510640, 广州; 2. 中国科学院广州能源研究所, 510640, 广州;

3. 南方电网电力科技股份有限公司, 510080, 广州; 4. 广东新型储能国家研究院有限公司, 510080, 广州;

5. 山东省鲁南地质工程勘察院(山东省地质矿产勘查开发局第二地质大队), 272100, 山东济宁)

摘要: 为高效利用废弃煤矿地下空间,提出了废弃矿地下巷道储存热能和电能的方案。基于气水互驱原理并利用沉降区人工湖,提出了定压压缩空气储能的新思路以高效利用地下空间并提高储能性能,构建了废弃地下巷道储热、抽水蓄能、定容和定压压缩空气储能的数学模型并进行了数值求解,分析了储热和储电性能,对比了储能密度和能量回收效率,探索了定压压缩空气储能的高值化利用方式。结果表明:①地下巷道储热可解决太阳能光热的不稳定性和跨季节储存难题,热回收效率大于98%,储能密度为 $653.42 \text{ kJ}/(\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$,折算电能为 $0.18 \text{ kW} \cdot \text{h}/(\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$;②地下巷道抽水蓄能、定容和定压压缩空气储能的能量回收效率和储能密度分别为70.56%、57.76%、67.64%和1.14、2.25、5.56 $\text{kW} \cdot \text{h}/(\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$,因残余气少,储释能过程总压比和膨胀比不变,定压压缩空气储能性能优异;③通过地上发电地下储能,可将废弃矿场打造为集发电储电和冷热淡水联产于一体的新能源供应中心。研究成果可为废弃矿地下空间储能工程提供决策依据,为可再生能源配储提供支撑。

关键词: 废弃矿储能;废弃矿地下空间;废弃矿储热;压缩空气储能;定压压缩空气储能

中图分类号: TK82;TK512 **文献标志码:** A

DOI: 10.7652/xjtuxb202410013 **文章编号:** 0253-987X(2024)10-0145-11

Energy Storage Scheme and Performance Evaluation in Underground Spaces of Abandoned Mines

BU Xianbiao^{1,2}, WANG Yiming^{1,2}, LIU Shi^{3,4}, YANG Yi^{3,4}, CHEN Hongnian⁵,

LI Huashan^{1,2}, SHU Jie^{1,2}, WANG Lingbao^{1,2}

(1. School of Energy Science and Engineering, University of Science and Technology of China, Guangzhou 510640, China;

2. Guangzhou Institute of Energy Conversion, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510640, China;

3. China Southern Grid Power Technology Co., Ltd., Guangzhou 510080, China; 4. National Institute

of Guangdong Advanced Energy Storage, Guangzhou 510080, China; 5. Shandong Provincial Lunan

Geo-Engineering Exploration Institute (The Second Geological Brigade of Shandong Provincial

Geology and Mineral Resources Bureau), Jinan, Shandong 272100, China)

Abstract: To efficiently utilize the underground spaces of abandoned coal mines, a comprehensive scheme is proposed for the storage of thermal and electrical energy in abandoned underground tunnels. The scheme is based on the gas-water displacement principle and makes use of an

收稿日期: 2024-03-19。 作者简介: 卜宪标(1979—),男,研究员,博士生导师。 基金项目: 山东省重点研发计划(重大科技创新工程)资助项目(2023CXGC010904);国家重点研发计划(中埃国际合作)资助项目(2022YFE0120700);广东省重点领域研发计划资助项目(2023B0909060004)。

网络出版时间: 2024-06-07

网络出版地址: <https://link.cnki.net/urlid/61.1069.T.20240607.1020.002>

artificial lake located in the subsidence area. A novel constant-pressure compressed air energy storage approach is introduced to maximize the utilization of underground space and enhance energy storage performance. Mathematical models are developed and numerically solved for thermal energy storage, pumped storage, constant-volume compressed air energy storage, and constant-pressure compressed air energy storage. The performance of thermal and electrical energy storage is thoroughly analyzed, comparing energy storage density and energy recovery efficiency. Furthermore, the high-value utilization of constant-pressure compressed air energy storage is explored. The results demonstrate that: ① Underground tunnel thermal energy storage proves to be a viable solution for addressing the challenges of instability and seasonal storage associated with solar thermal energy. The thermal recovery efficiency exceeds 98%, and the energy storage density reaches $653.42 \text{ kJ}/(\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$, which is equivalent to $0.18 \text{ kW} \cdot \text{h}/(\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$ of electrical energy. ② The energy recovery efficiency and energy storage density of underground tunnel pumped storage, constant-volume compressed air energy storage, and constant-pressure compressed air energy storage are determined to be 70.56%, 57.76%, 67.64%, and 1.14, 2.25, 5.56 $\text{kW} \cdot \text{h}/(\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$, respectively. Notably, the constant-pressure compressed air energy storage exhibits outstanding performance due to the limited residual gas, which ensures the constancy of the total pressure ratio and expansion ratio throughout the energy storage and release process. ③ By synergizing above-ground power generation with underground energy storage, the abandoned mine site can be transformed into a highly efficient energy supply center that integrates power generation, energy storage, and the production of cold, heat, and fresh water. The research findings provide valuable insights for decision-making in underground energy storage projects within abandoned mines and support for renewable energy distribution and storage solutions.

Keywords: energy storage in abandoned mines; abandoned mine underground space; thermal energy storage in abandoned mines; compressed air energy storage; isobar compressed air energy storage

2023年,我国的可再生能源总装机突破14亿kW^[1]。由于固有的间歇和不稳定性,可再生能源发电的大规模并网给电力系统的稳定性和可靠性带来了新的挑战^[2-3]。储能可有效解决可再生能源发电面临的间歇不稳定难题,可提高电网中可再生能源渗透率,但目前大容量、高效、低成本和长时的储能技术仍发展不充分^[4-6]。电能常用的储存方式主要包括电池储能、抽水蓄能和压缩空气储能^[7-9]。电池储能技术近几年发展迅速,但目前还尚难做到大容量和长时^[10-12]。抽水蓄能是目前电力储能市场的绝对主力,可以做到大容量、高效率和低成本运行,但选址难、建设周期长和建设费用高制约了其更大规模部署^[13]。压缩空气储能技术近几年发展迅速,世界各地多处相关工程在运营或者在建,但储气罐的建设费用是决定项目成本的最关键因素^[14-17]。另外,目前我国北方供暖面积已经超过200亿 m^2 ,80%以上采用煤基燃料,加重了北方冬季雾霾,对可再生能源采暖技术需求迫切^[18-20]。我国北方采暖区域太阳能资源

丰富,年均辐射量达到 $930 \sim 330 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{m}^2$,可在清洁采暖方面发挥重要作用^[21-22]。但是,由于缺乏应对太阳能不稳定性的大容量、高效率 and 低成本跨季节储热技术,严重制约了太阳能供暖的应用^[23-24]。

近年来,随着可再生能源占比扩大,煤炭的消耗量逐年降低,相应地我国废弃煤矿越来越多。文献^[25-26]指出:到2030年,我国关闭/废弃煤矿数量可达1.5万处,对应的废弃煤矿地下空间约为90亿 m^3 。废弃煤矿的地下空间不仅可以用来储存油、天然气和氢气等战略资源,还可以用来储存电能和热能,比如用作抽水蓄能的下库、压缩空气储能的储气罐以及跨季节储热罐^[27-29]。采用废弃矿的地下空间作为下库建设抽水蓄能电站,可大幅降低电站的建设费用并缩短工期^[30-32]。废弃矿抽水蓄能方面,研究者从可行性、选址、应力、投资、泄漏、地下空间多场耦合、系统设计、水动力学特性、储能性能等方面进行了研究^[33-35]。废弃矿压缩空气储能方面,研究者从地质安全稳定性、硐室变形渗漏机制、

储能的物理模型、热动力学性能和新型储能方式等方面开展了研究^[36-38]。废弃矿储热方面,研究者从储能工艺、采空区储热蓄冷数值模拟、地热能开发、冷热联供和工程实例方面进行了研究^[39-42]。

对于废弃矿地下空间,是储存电能还是储存热能,不同储能方案的储能容量和储能效率如何,这是决策者最关注的问题,但现有文献没有进行很好的回答。本文研究了废弃矿地下空间对应的各种储能方案以及相应的储能性能,重点分析了定压压缩空气储能的性能,提出了将废弃矿打造为集发电储电和冷热淡冰联产于一体的新能源供应中心的方案,研究成果可为废弃矿地下空间储能工程提供决策依据。

1 数学模型构建

以废弃矿的地下巷道作为储能空间。由于地下巷道体积大且密封性好,因此既可以储存热能也可以储存电能。储热时,非采暖季用太阳能加热热水储存在巷道内,采暖季取出供暖。储存电能时,可以采用抽水蓄能,也可以采用压缩空气储能。地下巷道按近似水平方向展布,横截面尺寸为 2.5 m×2.5 m,容积为 5 万 m³,地温梯度为 30 °C/km。

1.1 储热数学模型

水平巷道一端设为热水端,另一端为冷水端,储取热系统见图 1。初始时刻,巷道内充满地层水,水温为 30 °C。非采暖季,从巷道的冷水端抽出冷水,用太阳能加热到设定温度后从热水端再注入巷道,实现热量的储存。采暖季,从巷道的热水端抽取热水进行供暖(经过热泵提升温度),供暖后热水降到设定温度,然后再从冷水端注入,实现热量的提取。

数学模型主要包括水和岩石的对流换热以及岩石(围岩)内的导热^[39-40, 43]。水和岩石的对流换热公式如下

∂T_w/∂t + ∂(VT_w)/∂x = hP(T_R - T_w)/ρ_wAC_w (1)

式中: T_w 为水的温度, °C; V 为巷道中水的流速, m/s; T_R 为围岩的温度, °C; h 为水和岩石对流换热系数, W/(m² · °C); A 为巷道截面积, m²; P 为巷道截面周长, m; ρ_w 为水的密度, kg/m³; C_w 为水的比热容, J/(kg · °C)。岩石内的导热公式如下

∂T_R/∂t = λ_R/ρ_RC_R (∂²T_R/∂x² + ∂²T_R/∂y² + ∂²T_R/∂z²) (2)

式中: λ_R 为岩石的导热系数, W/(m · °C); ρ_R 为岩石的密度, kg/m³; C_R 为岩石的比热容, J/(kg · °C)。

对流换热系数请参考文献^[43]。储能密度用总储热量除以巷道容积计算, 能量(热)回收效率用总取热量除以总储热量计算。储热量和取热量均按进出口温差和流量进行计算。

1.2 抽水蓄能数学模型

抽水蓄能采用地下巷道作为下库, 采用地面沉降区人工湖作为上库。此处仅给出水泵和水轮机的做功公式, 其他请参考文献^[33-35]。水泵和水轮机的做功公式为

W_{wp} = ρ_wgh_{us}V_{wp}/η_{wp} (3)

W_{wt} = ρ_wgh_{us}V_{wt}η_{wt} (4)

式中: W_{wp} 为水泵的功率, W; V_{wp} 为水泵的流量, m³/s; h_{us} 为巷道的深度, m; g 为重力加速度, m/s²; η_{wt} 为水泵效率; W_{wt} 为水轮机的功率, W; V_{wt} 为水轮机的流量, m³/s; η_{wt} 为水轮机效率。

1.3 定容压缩空气储能数学模型

定容压缩空气储能(CVCAES)将地下巷道作为封闭的储罐进行储能, 系统如图 2 所示, 主要包括压缩机、膨胀机、级间冷却器、级间加热器、冷热水泵、冷热水箱、输气管、地下巷道和围岩。

CVCAES 的数学模型包括压缩空、膨胀机、级间冷却器、级间加热器、冷热水泵、冷热水箱等, 此处仅给出压缩机和膨胀机的功率计算方法, 其他请参考文献^[36-38]。压缩机和膨胀机的功率计算式为

W_c = m_c kR_g/k - 1 T_{c,in} (ε_c^{(k-1)/k} - 1) 1/η_c 1/η_{cm} (5)

T_{c,out} = T_{c,in} (1 + ε_c^{(k-1)/k}/η_c - 1/η_c) (6)

W_e = m_e kR_g/k - 1 T_{e,in} (1 - π_e^{(k-1)/k}) η_e η_{em} (7)

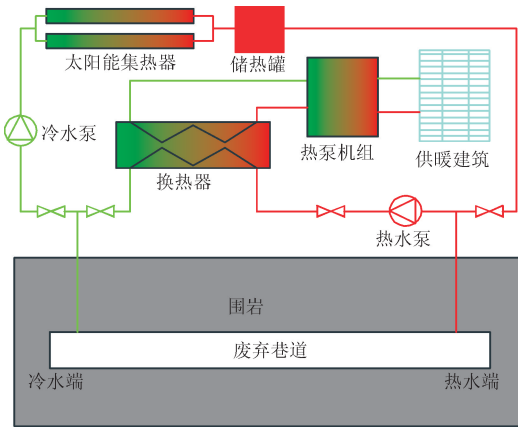
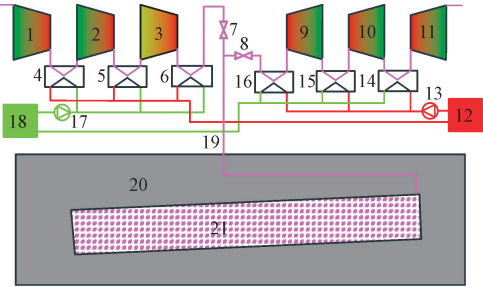


图 1 储取热系统图

Fig. 1 System diagram of thermal energy storage and release



1~3—压缩机;4~6—级间冷却器;7~8—阀门;9~11—膨胀机;
12—热水箱;13—热水泵;14~16—级间加热器;17—冷水泵;
18—冷水箱;19—输气管;20—围岩;21—地下巷道。

图 2 CVCAES 系统图

Fig. 2 System diagram of CVCAES

$$T_{e,out} = T_{e,in} [1 - (1 - \pi_e^{(k-1)/k}) \eta_e] \quad (8)$$

式中: $T_{e,in}$ 为压缩机进口温度, K; $T_{e,out}$ 为压缩机出口温度, K; η_e 为压缩机等熵效率; π_e 为压比; k 为空气绝热指数; W_e 为压缩机耗电功率, kW; m_e 为压缩机空气质量流量, kg/s; η_{em} 为电动机效率; R_g 为气体常数; $T_{e,out}$ 为膨胀机出口温度, K; $T_{e,in}$ 为膨胀机进口温度, K; η_e 为膨胀机等熵效率; π_e 为膨胀比; W_e 为膨胀机发电功率, kW; m_e 为膨胀机空气质量流量, kg/s; η_{em} 为发电机效率。

能量回收效率也叫循环效率或者电-电转换效率,反映了释能时的发电量与储能时的耗电量之比。储能密度定义为释能时的发电量与地下巷道容积之比。储能容量用膨胀机发电量表示。限于篇幅,级间冷却器和级间加热器换热、冷热水泵功耗、冷热水箱温度流量的计算公式没有给出,请参考文献[44]。

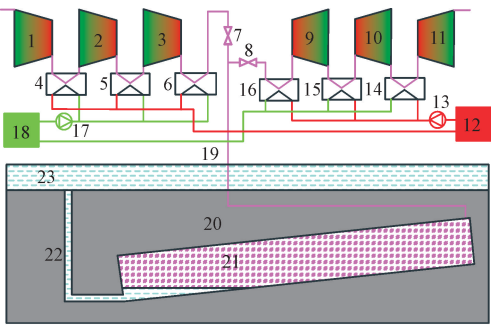
1.4 定压压缩空气储能数学模型

由于定容压缩空气储能储罐内压力总是变化的且残余气量大,导致能量回收效率和储能密度低。为此,提出了定压压缩空气储能(CPCAES)方案,系统如图 3 所示。与图 2 相比,图 3 仅增加了输水管和沉降区人工湖,通过输水管将地下巷道和沉降区人工湖进行联通。输水管连接地下巷道的最低点,输气管连接地下巷道的最高点。储能时,气体通过输气管进入地下巷道,将巷道内的水通过输水管驱离到沉降区人工湖内。释能时,沉降区人工湖的水通过输水管进入地下巷道,驱离巷道内的气体进入膨胀机做功。不论是储能还是释能,输水管内始终充满水,通过静水压力维持巷道内气体的压力。由于巷道近似水平展布,地下巷道和地面沉降区人工湖的高差变化不大,可近似认为是定压储能。定压储能确保了总压比和膨胀比基本不变,且残余气大

幅减少,因此可提高能量回收效率和储能密度。为解决储气装置容积庞大的问题,文献[45]提出了定压供气的方案,但在人造高压储罐中实施定压供气成本高,而且需要高位水箱或者定压泵,也会增加投资。沉降区人工湖和地下巷道为现有设施,用于储能改造费用低,而且地面沉降区人工湖面积和巷道容积大,可实现大规模长时储能。另外,定压储能时,巷道内的储气压力与围岩中的静水压力平衡,既不容易造成气体的泄漏,也不会对围岩造成应力破坏。定压储能时巷道内压力为

$$P_{us} = \rho_w g h_{us} + P_{atm} \quad (9)$$

式中: P_{us} 为定压储能时巷道内压力, Pa; P_{atm} 为大气压, Pa。



1~3—压缩机;4~6—级间冷却器;7~8—阀门;9~11—膨胀机;
12—热水箱;13—热水泵;14~16—级间加热器;17—冷水泵;
18—冷水箱;19—输气管;20—围岩;21—地下巷道;22—输水管;
23—沉降区人工湖。

图 3 CPCAES 系统图

Fig. 3 System diagram of CPCAES

1.5 已知参数

表 1 为计算过程中用到的已知参数。采用抽水蓄能和压缩空气储能,储能时长为 9 h,释能时长为 3 h。

表 1 已知参数

Table 1 Known parameters

参数	数值	参数	数值
环境温度/℃	20	发电机效率	0.94
地温梯度/(℃·km ⁻¹)	30	换热器效能	0.9
大气压力/MPa	0.1	水轮机效率	0.84
水密度/(kg·m ⁻³)	1 000	水泵效率	0.84
压缩机等熵效率	0.88	地下巷道容积/m ³	50 000
膨胀机等熵效率	0.90	巷道深度/m	500
电动机效率	0.94		

1.6 数学模型求解^[38, 40]

本研究中地下巷道的容积、抽水蓄能和压缩空气储能的储能和释能时长均按不变计算。采用

Matlab 软件进行编程,空气和水的物性调用 Refprop 软件。压缩空气储能方程的求解请参考文献[44]。储热计算,采用控制容积法离散方程(1)、(2),利用 SIMPLE 算法进行求解。抽水蓄能计算比较简单,在定流量工况下直接按照式(3)、(4)进行计算。压缩空气储能过程的求解,以级间冷却器的水流量与压缩机的空气质量流量之比作为自变量,以能量回收效率作为目标函数进行求解,求解过程请参考文献[44]。将压缩空气储能的计算结果与文献[46]进行了对比,发现两者计算结果一致,论证了数学模型和求解结果的正确性。

2 结果与讨论

下述讨论中,未说明的参数均按照表 1 执行。

2.1 地下巷道储热性能

按照地表温度 15℃、地温梯度 30℃/km 计算,500 m 深度的巷道,围岩温度为 30℃。非采暖季注入巷道的热水温度为 45℃,采暖季注入巷道的水温为 15℃。采暖季取热时间为 120 d,非采暖季储热时间为 240 d。采暖季水流量为 416.67 m³/d,非采暖季水流量为 208.33 m³/d。

图 4~6 为巷道储取热性能变化趋势。从图 4 可知,非采暖季从巷道采出水温度约为 26.0℃,经太阳能加热到 45℃后再储进巷道,储热功率约为 190 kW。采暖季从巷道采出水温度约为 33.7℃,经热泵提取热量后,水温降到 15℃再注入巷道,取热功率约为 378 kW。按供暖热负荷指标 30 W/m² 计算,378 kW 的热功率可以供暖 12 600 m²。

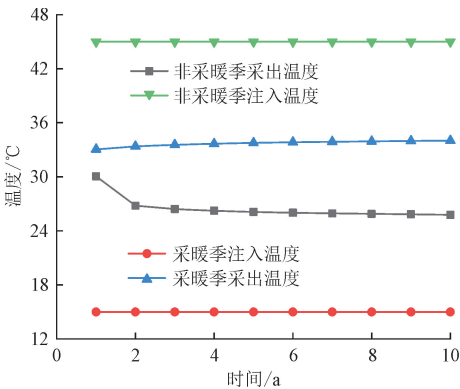


图 4 注采温度随时间的变化

Fig. 4 Variation of injection and extraction temperature with time

从图 5 可以看出,热回收效率随时间逐渐减小,但除第 1 a 外,其他年份热回收效率都接近 100%,第 10 a 的热回收效率最小,也达到 98.98%。这说

明热量在巷道内损失很小,这主要是因为:储热时注入 45℃的热水,温度高于 30℃的围岩,热量会以热传导的方式传递进围岩内,造成热损失;取热时,回注到巷道内的水温为 15℃,远低于围岩温度,围岩的热量又会以热传导的方式传递到水体内。由于设计的注入热水与围岩的温差等于围岩与注入冷水的温差,导致整个系统散热量小,热回收效率高。第一年的热回收效率大于 100%,这主要是因为未储取热操作前,巷道内充满 30℃的水体。第一次储热时,抽取的是 30℃水加热到 45℃(见图 4),导致第一次储热功率较其他年份小,仅为 151.11 kW(见图 5)。取热功率比较稳定,随时间变化不大,所以导致第一年的热回收效率大于 100%。从图 4 和图 5 总体来看,巷道储取热过程中,注入和采出流体温度比较稳定,储、取热功率也比较稳定,而且热回收效率高。

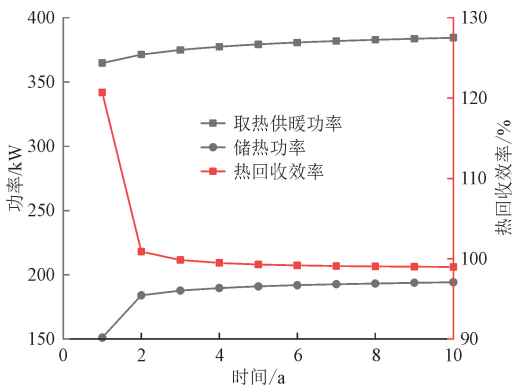


图 5 储、取热功率和热回收效率随时间的变化

Fig. 5 Variation of thermal storage and release power and thermal recovery efficiency with time

由图 6 可知,储能容量和储能密度随时间都在增加,但增加幅度很小。这主要是因为,热回收效率虽然很高,但每年仍有一小部分热量残存在围岩中无法取出,长时的累积导致储能容量和储能密度均小幅增加。10 a 的平均储能密度为每个采暖季 78.41 MJ/m³,平均每天的储热量为 653.42 kJ/m³,折算为电能为每天 0.18 kW·h/m³。

高温含水层储能由于注入水和地层水存在温度差和密度差,导致自然对流发生、冷热流体交界面倾斜以及冷热流体部分掺混,开采时容易采出温度低的地层水,致使热回收效率低^[47]。两个在运行的高温含水层储热工程,热回收效率均低于 50%。本研究中,500 m 地下巷道的围岩温度为 30℃,设计的注入热水温度为 45℃、注入冷水温度为 15℃,这种

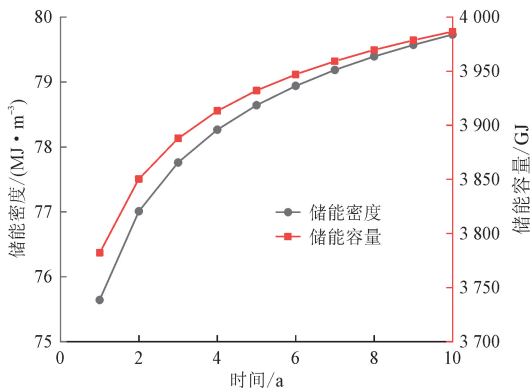


图 6 储能容量和储能密度随时间的变化

Fig. 6 Variation of energy storage capacity and density with time

工况下热回收效率大于 98%，但取热功率仅为 378 kW。为提高取热功率并保持高热回收效率，可以采用两个措施。一是在围岩温度仍为 30℃时，采用大温差注入，比如注入 50℃热水和 10℃冷水，或者注入 55℃热水和 5℃冷水。二是选择围岩温度较高的巷道来储热，比如围岩温度为 50℃，这时可以

采用注入 70℃热水和 30℃冷水，或者 80℃热水和 20℃冷水，或者 90℃热水和 10℃冷水。通过人为增大温差，提高单位容积的地下空间储能密度，增大取热功率和供暖面积。

2.2 抽水蓄能性能

抽水蓄能性能如表 2 所示。可以看出，在深度为 500 m、水泵水轮机效率为 0.84 工况下，50 000 m³ 地下巷道 3 h 的储电容量为 57.23 MW·h，能量回收效率为 70.56%，储能密度为 1.14 kW·h/m³。由式(3)、(4)可知，在储能容积和时间一定的工况下，抽水蓄能的性能主要由上下水库的高差和水泵水轮机的效率决定。对于废弃矿巷道抽水蓄能，高差主要由巷道的深度决定。由式(3)、(4)以及表 2 可知，能量回收效率仅由水泵水轮机的效率决定，与高差无关。在同样高差下，随水泵水轮机效率的提高，水轮机发电量增加，水泵耗电量降低，能量回收效率提高，储能密度增加。在水泵水轮机效率不变工况下，除能量回收效率外，水泵耗电量、水轮机发电量和储能密度均随高差的增减比例同等幅度变化。

表 2 抽水蓄能性能

Table 2 Performance of pumped hydro storage

巷道深度/m	水泵水轮机效率	水轮机发电量/ (MW·h)	水泵耗电量/ (MW·h)	能量回收效率/ %	储能密度/ (kW·h·m ⁻³)
500	0.84	57.23	81.10	70.56	1.14
500	0.90	61.31	75.69	81.00	1.23
750	0.84	85.84	121.65	70.56	1.72

2.3 CVCAES 性能

由式(5)~(8)可知，在动力设备效率不变的工况下，压缩耗功以及膨胀做功主要由进口空气温度、流量、压比或膨胀比决定。压比和膨胀比由储能压力确定，膨胀机和压缩机的进口空气温度由级间换热器(级间冷却器和级间加热器)进行调节。级间换热器的最核心参数之一为换热器效能，因此本小节主要讨论换热器效能和储能压力两个关键参数。

计算时，第一级膨胀机的最小进气压力按储气压力的一半计算。CVCAES 性能见表 3。表中，空气质量流量为压缩机空气质量流量，因储能 9 h 释能 3 h，所以膨胀机的空气质量流量是压缩机的 3 倍。由表 3 可知，在换热器效能和储罐容积不变的工况下，随储能压力的增加，空气质量流量、压缩机耗电量、膨胀机发电量、能量回收效率和储能密度均

增加。特别是储能密度，随储能压力的增加增幅最大。在储能压力相等时，随换热器效能的增加，能量回收效率和储能密度均增大。这主要是因为，换热器效能的增加降低了第 2 级和第 3 级压缩机的进口空气温度，提高了膨胀机进口空气温度，导致压缩机耗电量降低而膨胀机发电量提高，进一步导致能量回收效率和储能密度的增加。

将储能压力为 5.0 MPa 的压缩空气储能和巷道深度为 500 m 的抽水蓄能(静水压力 5 006 kPa)进行比较。在相同的巷道容积和储释能时间工况下，压缩空气储能的发电量为 112.40 MW·h，能量回收效率为 57.76%，储能密度为 2.25 kW·h/m³，而抽水蓄能相应的性能分别为发电量 57.23 MW·h、能量回收效率 70.56%、储能密度 1.14 kW·h/m³。可见，压缩空气储能的发电量和储能密度近似为抽水蓄能的 2 倍，但能量回收效率低于抽水蓄能。

表 3 CVCAES 性能
Table 3 Performance of CVCAES

储能压力/MPa	换热器效能	空气质量流量/ (kg·s ⁻¹)	膨胀机发电量/ (MW·h)	压缩机耗电量/ (MW·h)	能量回收效率/ %	储能密度/ (kW·h·m ⁻³)
5.0	0.90	42.35	112.40	194.38	57.76	2.25
7.5	0.90	63.21	193.30	329.34	58.64	3.87
10.0	0.90	83.51	280.23	473.87	59.09	5.60
5.0	0.95	42.35	114.19	190.95	59.74	2.28
7.5	0.95	63.21	196.57	322.75	60.85	3.93
10.0	0.95	83.51	285.14	463.59	61.46	5.70

压缩机和膨胀机的等熵效率与发电机和电动机的效率乘积为 $0.88 \times 0.9 \times 0.94 \times 0.94 = 69.98\%$ 。假设级间换热器效能为 100% 且没有任何热量损失,压缩空气储能的能量回收效率上限为 69.98% 。只有进一步提高动力设备本身的能量转换效率才可以再提高压缩空气储能的能量回收效率上限。由于级间换热器效能的限制和散热损失,导致压缩机的级间压缩热不能 100% 运用到加热膨胀机进气。即使级间压缩热总量上没有损失,换热端差也会导致能量品位降低。因此,动力设备效率制约、热量散失和热能品位降低,导致压缩空气储能的能量回收效率仅为 60% 左右。等温压缩可以解决热量散失及品位降低,是压缩空气储能未来的一个发展方向。

2.4 CPCAES 性能

以储能压力 5 MPa 和巷道深度 500 m 为例,将 CVCAES 与 CPCAES 进行性能对比。从表 4 可以看出,CPCAES 的各个指标均比 CVCAES 实现了大幅提升,空气质量流量、压缩机耗电量、膨胀机发电量、能量回收效率和储能密度分别由 42.35 kg/s 、 $194.38\text{ MW}\cdot\text{h}$ 、 $112.40\text{ MW}\cdot\text{h}$ 、 57.76% 、 $2.25\text{ kW}\cdot\text{h/m}^3$ 提高到 89.45 kg/s 、 $410.74\text{ MW}\cdot\text{h}$ 、 $278.10\text{ MW}\cdot\text{h}$ 、 67.64% 、 $5.56\text{ kW}\cdot\text{h/m}^3$ 。指标提升的主要原因有 3 个。一是在储能时间和储罐容积不变的工况下,由于释能结束时定容过程巷道内仍残余接近一半的气体量,而定压过程巷道内基本没有气体残余,导致定压压缩过程的空气质量流量近似定容过程的 2

倍,因此定压储能的压缩机耗电量较定容储能大幅提高。二是释能过程中,从压力的做功品位来说,定压过程的膨胀机是从 5 MPa 的压力膨胀到大气压,而定容过程是从 2.5 MPa 膨胀到大气压。从参与做功的空气质量来说,定压过程巷道内 5 MPa 压力的空气全部释放参与做功,而定容过程巷道内只是 5 MPa 到 2.5 MPa 压力范围的气体参与做功,压力低于 2.5 MPa 的气体在释能结束时仍残留在巷道内无法参与做功,导致定压过程膨胀机的发电量远大于定容过程。三是定压储释能过程中巷道的压力不变,压缩机的总压比和膨胀机的总膨胀比不变,系统工况稳定。对于定容过程,压缩过程巷道内压力总是上升的,导致压缩机的总压比不断增大,而释能过程,如果采用稳压阀控制的定压运行,膨胀机的总膨胀比不变,但减压阀的人为降压导致气体做功能力大幅降低,如果采用滑压运行,运行控制难,而且由于巷道压力的不断降低,总膨胀比也在不断减小。上述 3 个原因导致定压储能的性能较定容储能实现大幅提升,特别是定压压缩空气储能的储能密度实现了大幅提升,从抽水蓄能和定容压缩空气储能的 $1.14\text{ kW}\cdot\text{h/m}^3$ 和 $2.25\text{ kW}\cdot\text{h/m}^3$ 提高到 $5.56\text{ kW}\cdot\text{h/m}^3$,提高幅度分别为 387.72% 和 147.11% ,实现了地下空间的高效利用。表 4 为 CPCAES 性能,表中换热器效能为 0.90 。可以看出,空气质量流量、压缩机耗电量、膨胀机发电量和储能密度均随储能深度的增加大幅提高,而能量回收效率基本不受储能深度的影响。

表 4 CPCAES 性能
Table 4 Performance of CPCAES

巷道 深度/m	空气质量流量/ (kg·s ⁻¹)	膨胀机发电量/ (MW·h)	压缩机耗电量/ (MW·h)	能量回收效率/ %	储能密度/ (kW·h·m ⁻³)
500	89.45	278.10	410.74	67.64	5.56
750	129.54	453.89	673.76	67.31	9.08
1 000	166.74	633.26	943.70	67.05	12.67

表 4 中还给出了 3 个储能深度对应的储能密度。为了更直观地了解储能深度和储能密度的关系,可将储能密度整理成储能深度的函数

$$E_{\text{den}} = 14.22 \times 10^{-3} h_{\text{us}} - 1561.67 \times 10^{-3} \quad (10)$$

式中: E_{den} 为储能密度, $\text{kW} \cdot \text{h}/\text{m}^3$ 。另外,表 4 中的膨胀机发电量,也就是储能容量也可以整理成储能深度 h_{us} 的函数

$$Q_{\text{cap}} = 0.71 h_{\text{us}} - 77.66 \quad (11)$$

式中: Q_{cap} 为储能容量, $\text{MW} \cdot \text{h}$ 。当然,储能容量也可以整理成储能深度和巷道体积的综合函数,限于篇幅,不再详述。

定压储能时巷道内储气压力与围岩静水压力平衡,气体不易泄漏且不会破坏围岩。因此,CPCAES 既高效利用了地下空间,又巧妙利用了地面沉降区人工湖,做到了空间位置的巧妙利用与安全稳定高效运行的完美协同。

2.5 基于 CPCAES 的废弃矿区冷热电储淡水冰能源站

废弃矿场不仅地下有储能巷道,而且地面也有广阔的场地可用于布置风电、光伏或者光热,因此可将废弃矿场建设成为集发电储电于一体的分布式能源站。由于多地有冷、热、淡水和冰的需求,基于此,提出了基于定压压缩空气储能的废弃矿冷热电储淡水冰能源站的方案,以便将废弃矿场打造为新能源供应中心,系统见图 7。

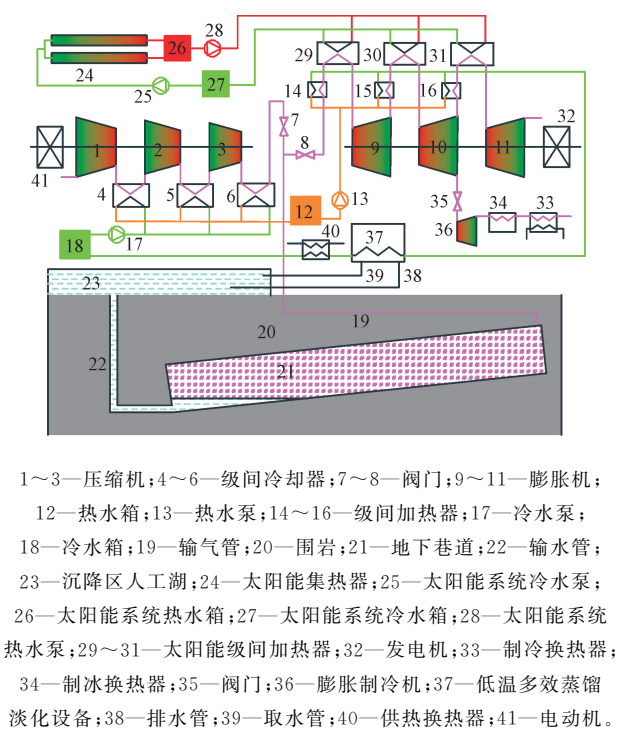


图 7 废弃矿能源站系统图

Fig. 7 System diagram of abandoned mine new energy station

图 7 中主要包括光伏或风电发电系统、太阳能光热系统、储能系统、膨胀制冰制冷系统、低温多效淡化系统、供暖和热水系统。具体工作原理为:在用电低谷时,风电光伏的电通过驱动压缩机将高压空气储存进地下巷道内,在用电高峰时,巷道内高压空气释放驱动膨胀机做功发电。进入膨胀机的空气经过了二级加热,首先回收的压缩机级间压缩热进入级间加热器对膨胀机进气进行第一级加热,然后太阳能系统热水箱的热水进入太阳能级间加热器对膨胀机进气进行第二级加热,以便进一步提升进气温度,提高膨胀机发电量。出级间加热器的热水首先进入低温多效蒸馏淡化设备生产淡水,然后再进入供热换热器用于供暖或者生产生活热水。利用空气膨胀制冷的特性,从第二级膨胀机的出口空气中引出一路进入膨胀制冷机,产生低温用于制冰和制冷。低温多效蒸馏淡化设备的热水进口温度设计为 $80\text{ }^{\circ}\text{C}$,出口温度设计为 $65\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。进入供热换热器的热水温度为 $65\text{ }^{\circ}\text{C}$ 、出水温度为 $40\text{ }^{\circ}\text{C}$,因此可以产生 $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的热水,用于供暖或者供应生活热水。

以巷道深度为 500 m 、巷道储能容积为 $500\text{ }00\text{ m}^3$ 的定压压缩空气储能为例。储能 9 h 释能 3 h ,膨胀机进口空气温度 $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。定压压缩空气储能性能如下。

(1)发电储电性能。释能期间膨胀机空气质量流量为 289.90 kg/s ,压缩机耗电量 $443.71\text{ MW} \cdot \text{h}$,膨胀机发电量为 $327.06\text{ MW} \cdot \text{h}$,储能密度为 $6.54\text{ kW} \cdot \text{h}/\text{m}^3$,能量回收效率为 56.21% (能量回收效率用膨胀机发电量除以压缩机耗电量与太阳能集热器热量之和,其中太阳能集热器加热量为 $138.14\text{ MW} \cdot \text{h}$)。

(2)级间冷却和加热。回收的级间压缩热首先储存在热水箱内,热水箱水温为 $178.03\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。释能期间,来自热水箱的热水总流量为 213.08 kg/s ,在级间加热器的总散热量为 $262.32\text{ MW} \cdot \text{h}$ 。太阳能级间加热器,进口水温为 $225\text{ }^{\circ}\text{C}$,总加热量为 $138.14\text{ MW} \cdot \text{h}$ 。

(3)制淡水、制热。回收的级间压缩热,首先进入级间加热器用来加热膨胀机进气,然后再进入低温多效蒸馏淡化设备生产淡水,最后进入供热换热器。进入低温多效蒸馏淡化设备的热水温度为 $80\text{ }^{\circ}\text{C}$,流量为 213.08 kg/s ,温度降为 $65\text{ }^{\circ}\text{C}$ 后,释放的总热量为 144.50 GJ ,淡水产量为 245.12 t/d 。从低温多效蒸馏淡化设备流出的热水流量为 213.08 kg/s ,温度为 $65\text{ }^{\circ}\text{C}$,然后进入供热换热器,释放热量用于供暖或者生活热水后,温度降为 $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ 后进入冷水箱。供热换热器内释放的总热量为 240.83 GJ ,可为

9.29 万m²建筑供暖。

(4)制冰制冷。图 7 中的第 3 级膨胀机,单位流量的空气发电能力为 375.30 kW·h/(kg·s⁻¹)。从第二级膨胀机的出口空气中,引出部分气体直接进入膨胀制冷机进行发电并产生冷能。进入膨胀制冷机的空气,释能期间单位流量空气的发电能力为 271.76 kW·h/(kg·s⁻¹)。制冷膨胀机出口空气温度为-29℃。空气在-29~-20℃内用于制冰,在-20~0℃内用于制取 5~7℃冷冻水。释能期间,单位流量的空气制冰能力为 291.94 kg/(kg·s⁻¹),制冷能力为 217.26 MJ/(kg·s⁻¹)。释能期间膨胀机总的空气质量流量为 289.90 kg/s,因此可根据制冰需求,合理设计进入膨胀制冷机的空气质量流量。

3 结 论

(1)废弃地下巷道可进行储热供暖。非采暖季将太阳能储存在巷道内,采暖季取出供暖,解决了太阳能的间歇不稳定性 and 跨季节储存难题。储取热性能稳定,储能容量为每个采暖季 3 920.69 GJ,可供暖面积为 12 600 m²,能量(热)回收效率大于 98%,储能密度为 653.42 kJ/(m³·d⁻¹),折算电能为 0.18 kW·h/(m³·d⁻¹)。

(2)废弃地下巷道可以进行抽水蓄能和压缩空气储能。抽水蓄能、定容和定压压缩空气储能的储能容量、能量回收效率和储能密度分别为 57.23、112.40、278.10 MW·h,70.56%、57.76%、67.64%,1.14、2.25、5.56 kW·h/(m³·d⁻¹)。定压压缩空气储能大幅降低了残余气体量,且储释能过程总压比和总膨胀比保持不变,提高了储能容量、能量回收效率和储能密度。

(3)地下巷道储能,地面布置风电光伏,可将废弃矿场建设成为集发电储电于一体的分布式能源站。太阳能光热加热膨胀机进气,级间压缩热驱动低温多效蒸馏淡化设备制取淡水,利用膨胀机的膨胀制冷特性制冰制冷,可将废弃矿场打造为冷热电储淡冰联产的新能源供应中心。

参考文献:

[1] 国家能源局. 新型能源体系建设提速[EB/OL]. (2024-01-12)[2024-02-01]. www.nea.gov.cn/2024-01/12/c_1310759961.htm.
[2] HE Yi, GUO Su, ZHOU Jianxu, et al. The quantitative techno-economic comparisons and multi-objective capacity optimization of wind-photovoltaic hybrid power system considering different energy storage technol-

ogies [J]. *Energy Conversion and Management*, 2021, 229: 113779.
[3] CONLON T, WAITE M, MODI V. Assessing new transmission and energy storage in achieving increasing renewable generation targets in a regional grid [J]. *Applied Energy*, 2019, 250: 1085-1098.
[4] SIMLA T, STANEK W. Reducing the impact of wind farms on the electric power system by the use of energy storage [J]. *Renewable Energy*, 2020, 145: 772-782.
[5] GUERRA O J, ZHANG Jiazi, EICHMAN J, et al. The value of seasonal energy storage technologies for the integration of wind and solar power [J]. *Energy & Environmental Science*, 2020, 13(7): 1909-1922.
[6] ABDALLA A N, NAZIR M S, TAO Hai, et al. Integration of energy storage system and renewable energy sources based on artificial intelligence: an overview [J]. *Journal of Energy Storage*, 2021, 40: 102811.
[7] SHI Jie, WANG Luhao, LEE W J, et al. Hybrid energy storage system (HESS) optimization enabling very short-term wind power generation scheduling based on output feature extraction [J]. *Applied Energy*, 2019, 256: 113915.
[8] WU Yunna, ZHANG Ting, GAO Rui, et al. Portfolio planning of renewable energy with energy storage technologies for different applications from electricity grid [J]. *Applied Energy*, 2021, 287: 116562.
[9] BULLICH-MASSAGUÉ E, CIFUENTES-GARCÍA F J, GLENNY-CRENDE I, et al. A review of energy storage technologies for large scale photovoltaic power plants [J]. *Applied Energy*, 2020, 274: 115213.
[10] DE SIQUEIRA L M S, PENG Wei. Control strategy to smooth wind power output using battery energy storage system: a review [J]. *Journal of Energy Storage*, 2021, 35: 102252.
[11] ROCHA L C S, ROTELLA JUNIOR P, AQUILA G, et al. Multiobjective optimization of hybrid wind-photovoltaic plants with battery energy storage system: Current situation and possible regulatory changes [J]. *Journal of Energy Storage*, 2022, 51: 104467.
[12] BOROUMANDFAR G, KHAJEHZADEH A, ESLAMI M, et al. Information gap decision theory with risk aversion strategy for robust planning of hybrid photovoltaic/wind/battery storage system in distribution networks considering uncertainty [J]. *Energy*, 2023, 278(Part A): 127778.
[13] LEHTOLA T, ZAHEDI A. Solar energy and wind power supply supported by storage technology: a review [J]. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 2019, 35: 25-31.
[14] JIN He, LIU Pei, LI Zheng. Dynamic modeling and

- design of a hybrid compressed air energy storage and wind turbine system for wind power fluctuation reduction [J]. *Computers & Chemical Engineering*, 2019, 122: 59-65.
- [15] PANDA A, MISHRA U, AVISO K B. Optimizing hybrid power systems with compressed air energy storage [J]. *Energy*, 2020, 205: 117962.
- [16] MENG Hui, WANG Meihong, OLUMAYEGUN O, et al. Process design, operation and economic evaluation of compressed air energy storage (CAES) for wind power through modelling and simulation [J]. *Renewable Energy*, 2019, 136: 923-936.
- [17] ZHANG Yi, XU Yujie, ZHOU Xuezhi, et al. Compressed air energy storage system with variable configuration for accommodating large-amplitude wind power fluctuation [J]. *Applied Energy*, 2019, 239: 957-968.
- [18] SU Chang, MADANI H, PALM B. Building heating solutions in China: a spatial techno-economic and environmental analysis [J]. *Energy Conversion and Management*, 2019, 179: 201-218.
- [19] ZHANG Zongxi, ZHOU Yuguang, ZHAO Nan, et al. Clean heating during winter season in Northern China: a review [J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2021, 149: 111339.
- [20] MA Sining, GUO Siyue, ZHENG Dingqian, et al. Roadmap towards clean and low carbon heating to 2035: a provincial analysis in northern China [J]. *Energy*, 2021, 225: 120164.
- [21] LI Mingquan, VIRGUEZ E, SHAN Rui, et al. High-resolution data shows China's wind and solar energy resources are enough to support a 2050 decarbonized electricity system [J]. *Applied Energy*, 2022, 306(Part A): 117996.
- [22] MA Zhiwei, BAO Huashan, ROSKILLY A P. Feasibility study of seasonal solar thermal energy storage in domestic dwellings in the UK [J]. *Solar Energy*, 2018, 162: 489-499.
- [23] YANG Tianrun, LIU Wen, KRAMER G J, et al. Seasonal thermal energy storage: a techno-economic literature review [J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2021, 139: 110732.
- [24] 石利军, 戎向阳, 司鹏飞, 等. 基于供暖应用的太阳能资源适宜性评价 [J]. *暖通空调*, 2022, 52(2): 12-15.
SHI Lijun, RONG Xiangyang, SI Pengfei, et al. Suitability evaluation of solar energy resource based on heating applications [J]. *Heating Ventilating & Air Conditioning*, 2022, 52(2): 12-15.
- [25] 袁亮, 姜耀东, 王凯, 等. 我国关闭/废弃矿井资源精准开发利用的科学思考 [J]. *煤炭学报*, 2018, 43(1): 14-20.
- YUAN Liang, JIANG Yaodong, WANG Kai, et al. Precision exploitation and utilization of closed/abandoned mine resources in China [J]. *Journal of China Coal Society*, 2018, 43(1): 14-20.
- [26] 袁亮. 关闭煤矿资源开发利用迫在眉睫 [N]. *中国能源报*, 2018-03-12(007).
- [27] 韩桂武, 郭书太, 张庆森, 等. 废弃矿井改建能源储库的发展现状及方法研究 [J]. *山西焦煤科技*, 2023, 47(9): 27-30.
- HAN Guiwu, GUO Shutai, ZHANG Qingsen, et al. Research on the development status and methods of energy storage reconstruction from abandoned mine [J]. *Shanxi Coking Coal Science & Technology*, 2023, 47(9): 27-30.
- [28] 崔冉, 徐向阳, 姜耀东. 国外废弃矿井可再生能源开发利用现状及展望 [J]. *煤炭科学技术*, 2019, 47(10): 267-273.
- HUO Ran, XU Xiangyang, JIANG Yaodong. Status and prospect on development and utilization of renewable energy in abandoned mines abroad [J]. *Coal Science and Technology*, 2019, 47(10): 267-273.
- [29] MATOS C R, CARNEIRO J F, SILVA P P. Overview of large-scale underground energy storage technologies for integration of renewable energies and criteria for reservoir identification [J]. *Journal of Energy Storage*, 2019, 21: 241-258.
- [30] FAN Jinyang, XIE Heping, CHEN Jie, et al. Preliminary feasibility analysis of a hybrid pumped-hydro energy storage system using abandoned coal mine goafs [J]. *Applied Energy*, 2020, 258: 114007.
- [31] 陈宁, 李琦, 袁亮. 废弃矿洞抽水蓄能地下储水空间多场耦合特性研究 [J]. *水电与抽水蓄能*, 2022, 8(1): 7-12.
- CHEN Ning, LI Qi, YUAN Liang. Study on multi field coupling characteristics of underground water storage space for pumped storage in abandoned mine [J]. *Hydropower and Pumped Storage*, 2022, 8(1): 7-12.
- [32] XUE Jingguo, HOU Xueliang, ZHOU Jianli, et al. Obstacle identification for the development of pumped hydro storage using abandoned mines: a novel multi-stage analysis framework [J]. *Journal of Energy Storage*, 2022, 48: 104022.
- [33] PUJADES E, ORBAN P, BODEUX S, et al. Underground pumped storage hydropower plants using open pit mines: how do groundwater exchanges influence the efficiency? [J]. *Applied Energy*, 2017, 190: 135-146.
- [34] TAO Yao, LUO Xu, ZHOU Jianli, et al. Site selection for underground pumped storage plant using abandoned coal mine through a hybrid multi-criteria decision-making framework under the fuzzy environment;

a case in China [J]. *Journal of Energy Storage*, 2022, 56(Part A): 105957.

[35] YONG Xingkai, CHEN Wenjun, WU Yunna, et al. A two-stage framework for site selection of underground pumped storage power stations using abandoned coal mines based on multi-criteria decision-making method: an empirical study in China [J]. *Energy Conversion and Management*, 2022, 260: 115608.

[36] CHEN Xiaohu, WANG J G. Stability analysis for compressed air energy storage cavern with initial excavation damage zone in an abandoned mining tunnel [J]. *Journal of Energy Storage*, 2022, 45: 103725.

[37] FAN Jinyang, LIU Wei, JIANG Deyi, et al. Thermodynamic and applicability analysis of a hybrid CAES system using abandoned coal mine in China [J]. *Energy*, 2018, 157: 31-44.

[38] QIN Chao, LOTH E. Isothermal compressed wind energy storage using abandoned oil/gas wells or coal mines [J]. *Applied Energy*, 2021, 292: 116867.

[39] 郭平业, 王蒙, 孙晓明, 等. 废弃矿井地下空间反季节循环储能研究 [J]. *煤炭学报*, 2022, 47(6): 2193-2206.

GUO Pingye, WANG Meng, SUN Xiaoming, et al. Study on off-season cyclic energy storage in underground space of abandoned mine [J]. *Journal of China Coal Society*, 2022, 47(6): 2193-2206.

[40] MENÉNDEZ J, ORDÓÑEZ A, ÁLVAREZ R, et al. Energy from closed mines: underground energy storage and geothermal applications [J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2019, 108: 498-512.

[41] LUO Pingjia, CHEN Ning. Abandoned coal mine tunnels: future heating/power supply centers [J]. *Mining Science and Technology (China)*, 2011, 21(5): 637-640.

[42] PERALTA RAMOS E, BREEDE K, FALCONE G. Geothermal heat recovery from abandoned mines: a systematic review of projects implemented worldwide and a methodology for screening new projects [J]. *Environmental Earth Sciences*, 2015, 73(11): 6783-6795.

[43] BU Xianbiao, JIANG Kunqing, LI Huashan. Performance of geothermal single well for intermittent heating [J]. *Energy*, 2019, 186: 115858.

[44] 卜宪标, 陈昕, 李华山, 等. 面向海上风电的水下压缩空气储能性能分析及提效技术 [J/OL]. *电力建设*. (2024-01-29) [2024-03-01]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2583.TM.20240126.1806.023.html>. BU Xianbiao, CHEN Xin, LI Huashan, et al. Performance analysis and efficiency improving technology of underwater compressed air energy storage used for offshore wind power [J/OL]. *Electric Power Construction*. (2024-01-29) [2024-03-01]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2583.TM.20240126.1806.023.html>.

[45] 陶永成, 王泽鹏, 郭兆君. 基于定压供气的压缩空气储能系统研究 [J]. *电力勘测设计*, 2023(12): 44-48. TAO Yongcheng, WANG Zepeng, GUO Zhaojun. Research on compressed air energy storage system with constant pressure gas supply [J]. *Electric Power Survey & Design*, 2023(12): 44-48.

[46] 程浙武. 低温绝热压缩空气储能系统变工况性能分析及设计优化研究 [D]. 杭州: 浙江大学, 2019. CHENG Zhewu. Research on off-design performance analysis and design optimization of low-temperature adiabatic compressed air energy storage system [D]. Zhejiang University, 2019.

[47] KABUS F, WOLFGRAMM M, SEIBT A, et al. Aquifer thermal energy storage in Neubrandenburg: monitoring throughout three years of regular operation [EB/OL]. [2024-03-01]. <https://www.researchgate.net/publication/267257193>.

(编辑 陶晴)