

引用格式:时帅,路晓萌,李媛媛,等.基于功热并储的含水下压缩空气储能的综合能源系统优化运行[J].电力科学与技术学报,2026,41(1):205-217.

Citation: SHI Shuai, LU Xiaomeng, LI Yuanyuan, et al. Optimized operation of integrated energy system with underwater compressed air energy storage based on power and heat storage [J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2026, 41(1): 205-217.

基于功热并储的含水下压缩空气储能的综合能源系统优化运行

时 帅¹, 路晓萌¹, 李媛媛¹, 龚春阳¹, 宋 巍², 王晓亮³

(1. 上海电力大学电气工程学院, 上海 200090; 2. 上海海洋大学信息学院, 上海 201306; 3. 自然资源部东海海域海岛中心, 上海 200136)

摘 要:当前水下恒压压缩空气储能主要用于岛屿或港口的孤岛电网中,首先,利用内陆废弃矿坑湖建立大型水下压缩空气储能储气室,构建陆上含水下压缩空气储能的综合能源系统。其次,提出新型的供热模式,通过储热罐与热泵之间协调供热,实现储能系统功热并储一体化。最后,综合考虑矿坑湖区综合能源系统的运行成本、系统效益、风电消纳、低碳排放的影响,对模型进行多目标优化,并通过IEEE 6节点配电网和8节点供热网进行算例仿真。结果表明,将含水下压缩空气储能的综合能源系统应用至内陆并网运行,解决了传统恒容压缩空气储能因压缩机和透平机偏离额定变比工作而导致的储能效率较低的问题,同时有效减少了燃煤机组的出力,降低了系统碳排放量;新型供热模式将多余风电经热泵转化为热能,并经储热罐重新回收利用,提高了系统风电消纳能力,降低了弃风率;储热罐中回收的热能供给热负荷,减少了热泵向电网购电供给热负荷的频率,从而降低了能源站的购电成本,提高了能源站的净收益,具有良好的经济性。

关 键 词:水下压缩空气储能;功热并储;综合能源;风电消纳;并网运行;新型供热模式

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2026.01.020 **中图分类号:** TM732 **文章编号:** 1673-9140(2026)01-0205-13

Optimized operation of integrated energy system with underwater compressed air energy storage based on power and heat storage

SHI Shuai¹, LU Xiaomeng¹, LI Yuanyuan¹, GONG Chunyang¹, SONG Wei², WANG Xiaoliang³

(1. College of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China; 2. College of Information Technology, Shanghai Ocean University, Shanghai 201306, China; 3. East China Sea Area and Island Center, Ministry of Natural Resources, Shanghai 200136, China)

Abstract: At present, underwater compressed air energy storage (UW-CAES) is mainly used in isolated island power grids of islands or ports. Firstly, inland abandoned mine pit lakes are utilized to establish large-scale UW-CAES gas storage chambers, and an integrated energy system on land with UW-CAES is constructed. Secondly, a new heat supply mode is proposed, which realizes the power and heat storage integration of the energy storage system through the coordination of heat supply between the heat storage tank and the heat pump. Finally, the effects of operating cost, system benefit, wind power consumption, and low-carbon emissions of the integrated energy system in the pit lake area are considered comprehensively, and the model is optimized with multiple objectives. The test case simulation is carried out through the IEEE 6-node distribution network and 8-node heat supply network. The results show that the integrated energy system with UW-CAES is applied to inland grid-connected operation, solving the problem of low energy storage efficiency of traditional constant-volume compressed air energy storage caused by the compressor and turbine operating at off-rated variable ratios. At the same time, it effectively reduces the output of coal-fired units and the system's carbon emissions. The new heat supply mode converts excess wind power into heat energy through the heat pump and recycles it

收稿日期:2025-01-04;修回日期:2025-04-07

基金项目:国家重点研发计划(2021YFC3101602)

通信作者:时 帅(1987—),男,博士,讲师,主要从事综合能源系统、储能等方面的研究;E-mail:shishuai@shiep.edu.cn

through the heat storage tank, improving the system's wind power consumption capacity and reducing the wind curtailment rate. The heat energy recovered in the heat storage tank is supplied to the heat load, reducing the frequency of the heat pump purchasing electricity from the power grid to supply the heat load, thereby reducing the power purchase cost of the energy station and increasing the net profit of the energy station, which has good economic performance.

Key words: underwater compressed air energy storage; power and heat storage; integrated energy; wind power consumption; grid-connected operation; new heat supply mode

截至 2023 年末,中国累计发电装机容量约为 29.2 亿千瓦,同比增长 13.9%。其中,风电装机容量约为 4.4 亿千瓦,同比增长 20.7%^[1]。随着间歇性可再生能源渗透率的不断增加,可再生能源电力上网的“弃风弃光”问题日益突出,综合能源系统(integrated energy systems, IES)的调度优化因此面临严峻挑战^[2]。储能技术及其优化^[3-5]是解决上述问题的有效途径之一。

中国首套蓄热式压缩空气储能^[6]示范系统于 2013 年在廊坊建成,其装机容量为 1.5 MW;国际首套 10 MW 示范系统于 2016 年在贵州毕节建成^[7-8]。当前国际所采用的压缩空气储能的储气室均为恒容储气室,但恒容储气室常使压缩机/透平机偏离设计工况^[9]运行,导致压缩机/透平机的效率较低;其次,恒容储气室需维持储气室内的最低压强,导致储气室的气体不能得到充分的利用。因此,本文提出了水下恒压压缩空气储能(underwater compressed air energy storage, UW-CAES),利用水的静压特性,保持储气室内的压力恒定,从而确保压缩机/透平机在额定工况下工作,提高储能效率^[10]。

恒压压缩空气储能具有储能密度高、储能效率高^[11]等优点。近年来,相关学者对 UW-CAES 进行了研究。文献[12]提出了一种基于超弹性橡胶材料的柔性等压应变能压缩空气储气室,通过实验证明该储气装置等压性良好,具有稳定的储/释能特性;文献[13]描述了 3 种储气室的设计和测试,为水下压缩空气储能提供了技术上的支持;文献[14-15]以海洋为场景,对水下压缩空气储能的性能及优势进行了全面分析,为该技术的发展提供了理论支撑;文献[16-17]对水下压缩空气储能进行了能量分析,结果表明其循环效率与系统主要部件的结构和参数密切相关。综上所述,UW-CAES 系统的开发具有相关理论支撑。

文献[18]将先进绝热式压缩空气储能(advanced adiabatic compressed air energy storage, AA-CAES)用于生活小区,对小区进行冷热电的供应,通过仿真实验验证了含压缩空气储能的小区供

能成本比不含压缩空气储能的小区降低 23%。文献[19]对 AA-CAES 建立变工况模型,对其整体运行情况进行分析。结果显示:在储能过程中,恒容储气室的内部压力会随储存/释放过程波动,这将导致压缩机出口气体压力逐步上升,释能过程的透平机出口压力逐步下降,从而对储能系统的特性产生不利影响。文献[20]介绍了活塞式压缩空气储能和重力块式压缩空气储能。由于活塞密封技术和重力块式各零部件精度装配的限制,这两种储能方式主要适用于微型和小型储能系统。文献[21]对水下压缩空气储能的可行性进行了相关探索,认为 UW-CAES 可作为海洋空间的大型储能技术。文献[22]在大型港口中配置恒压压缩空气储能,验证了其具有储/释能稳定的特点,并将低于压气机启动功率的能量通过储热系统存储,扩大了储能范围,降低了弃风率,但未对电热功率的优化运行以及经济性进行分析。文献[23]将水下压缩空气储能与海上风电结合,模拟海岛用户运行模式进行仿真,验证了所提模型的风电消纳能力,但未考虑用户的热能需求。

综上所述,目前中国内陆并网的压缩空气储能受限于地理与技术条件,存在较大局限性,而水下压缩空气储能能在储能效率和容量上具备显著的优势。当前中国对水下压缩空气储能的研究尚处于起步阶段,主要集中在岛屿或港口的离网系统中,尚未开展针对内陆地区并网运行的系统性研究。因此,本文利用内陆矿坑湖建立水下压缩空气储能储气室,提出陆上含 UW-CAES 热电联供的综合能源系统,解决了传统恒容压缩空气储能因压缩机和透平机偏离额定变比工作,导致的储能效率较低的问题。由于储能效率的提高,UW-CAES 在释能时能够向系统提供更多电能,有效削减燃煤机组的出力,从而降低系统碳排放量。本文提出了一种新型供热模式,以风电富余情况与热负荷需求之间的关系为变量,动态匹配热网供热与电网储能。通过储热罐与热泵之间的协调运行,进一步消纳弃风,实现了储能系统功-热并储一体化。储热罐将回收的

余热用于供热,减少了热泵向电网购电的频率,从而降低了 UW-CAES 能源站的购电成本,提高了其净收益,显示出良好的经济性。

1 矿坑湖区综合能源系统模型

1.1 水下压缩空气储能内陆应用场景

恒压储气室主要基于水的静压特性来维持储气室内的压力恒定,水作为一种流体,遵循帕斯卡定律。在静止状态下,流体内部任意一点所受的压强在各个方向上都相等。其压强 P 的大小根据公式 $P = \rho gh$ 来计算,其中 ρ 为液体密度, g 为重力加速度, h 为深度。水下压缩空气储能通常将储气室放置在几百米深的湖底,由于湖底位置相对固定,湖水密度在正常环境条件下较为稳定,可近似看作常数,且地球上同一地区的重力加速度基本恒定。基于这些因素,储气室周围水所产生的静压能够维持储气室内的压力恒定。

通常水下恒压储气室中的恒压等级范围为 0.3~1.5 MPa^[24],根据液体内部压强与水深的关系,粗略估计恒压储气室需放置于 30~150 m 的水深处。中国某些大型的内陆湖/水库/废弃矿坑湖满足相应条件,可作为水下压缩空气储能的选址地。部分选址地如表 1 所示。相较于海洋空间的 UW-CAES,内陆湖泊等区域不存在海洋生物附着、输气管道过长、能量损耗严重等问题;内陆水体的盐度低于海水,腐蚀程度较小;其位于国家内陆地区,建设和维护成本较低,在法律和政策支持上更具优势。充分利用废弃矿坑湖或水库建立大型水下储气室,使空间资源得到合理利用。将废弃矿坑湖作为水下压缩空气储能的选址地,实现了废弃矿坑的绿色开发再利用。

表 1 各选址地水深情况

Table 1 Depth of water in each site

选址地	水深/m
抚仙湖	89~157
泸沽湖	45~93
万峰湖水库	70~150
茂名露天矿坑湖	90
白垩矿坑湖	150
寿阳矿坑湖	120
营城子矿坑湖	122

1.2 矿坑湖区综合能源系统结构

UW-CAES 系统流程如图 1 所示,CAES 系统

主要由 2 级压缩机、2 级透平机、2 级间冷器、2 级再热器、低温油储冷罐、高温油储热罐、恒压储气室、电动机、发电机组成。工作过程如下。

1) 储能过程:在电网低谷期间,利用风力发电机组产生的多余电能驱动压缩机工作,实现空气的压缩。压缩后的高温空气经级间冷却器冷却后存储于恒压储气室中,压缩过程中产生的显热则通过换热器传递给导热油,并存储于高温油储热罐中,以待后续使用。

2) 释能过程:在用电高峰期,UW-CAES 系统释放储存的能量。常温高压空气首先通过再热器,利用储热罐中储存的导热油进行加热,以提升空气温度并增加其膨胀做功能力。随后,空气进入透平机做功,完成两级再热、两级膨胀后排入大气。完成能量传递后,导热油经冷却器降温,存储于低温油储罐中,完成整个循环。

为实现恒压储气,充分利用内陆湖泊或废弃矿坑的地理条件,将柔性储气室安置于数百米深的水体底部。该储气室通过缆绳固定于水下,利用水体的静水压力维持室内压力恒定。当储气室内气体量增加时,室体积有膨胀趋势,但周围水体的静水压抑制了该膨胀,使储气室内压力与外部水压相平衡,从而维持压力恒定;反之亦然,防止了因外部压力变化导致的收缩或膨胀。

相比于传统恒容储气室,恒压储气室因压力恒定,气体压缩和释放过程更接近等温变化,减少了不必要的能量损耗,提高了能源利用效率;降低了压力异常升高带来的风险,提高了储气设施的安全性。恒压储气室利用水的静压维持压力,无需复杂的压力调节设备,减少了设备购置、安装和维护成本;恒压储气室可利用内陆湖与废弃矿坑等天然地理资源,节省了大规模建设储气设施的土地成本。

将 UW-CAES 接入电网热网系统,构成含源网荷储的综合能源系统,如图 2 所示。该系统包括发电机组、电/热网、电/热负荷、储能系统和热泵机组等。当风力发电有剩余时,一部分电能由 UW-CAES 存储于储气室中,另一部分电能经热泵转化为热能,供给热负荷或存储于 UW-CAES 储热罐中,实现了功热并储。在用电高峰期,电能来源于风力发电机组、燃煤机组和透平机;热负荷的热能来源于热泵和 UW-CAES 高温储热罐;UW-CAES 既可以向电网供电,也可以向热网供热,实现了热电联供。

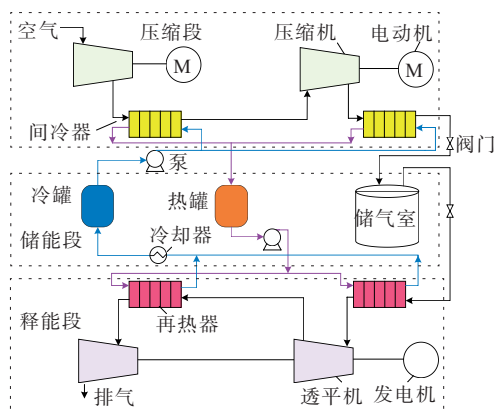


图1 UW-CAES系统

Figure 1 UW-CAES system

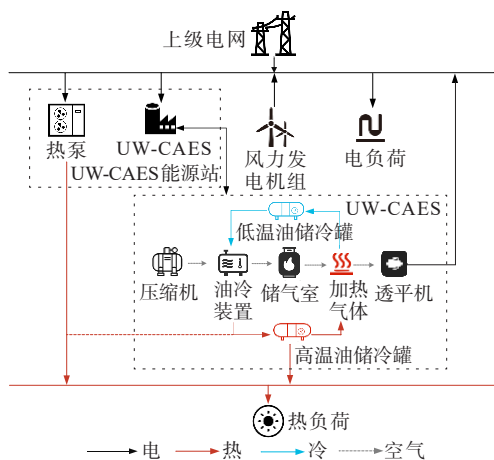


图2 综合能源系统结构

Figure 2 Integrated energy system structure

1.3 CAES建模

为了简化模型,提出了以下假设:

- 1) 将空气视为符合理想气体状态方程的理想气体;
- 2) 压缩机和透平机的压缩/膨胀过程采用绝热模型;
- 3) 工质的热容量与储热介质的热容量相同^[25];
- 4) 现代间冷器和再热器设计较为高效,压力损失通常控制在较低水平,因此本模型忽略流经间冷器与再热器的压力损失^[26];

5) 在理想情况下,管道系统和储气室设计的密封性很好,泄漏量极小,同时现代储热罐通常使用高效绝缘材料,因此储热罐的热损失、管道和储气室的泄漏损失可以忽略不计^[27]。

1.3.1 电能存储模块

本文考虑了压缩/透平机变比对压缩空气储能的压缩/透平机效率的影响,传统恒容压缩空气储能中,压缩/透平机变比随储气室压力不断变化,导

致压缩/透平机偏离额定变比工作,效率降低。

当压缩/透平机偏离额定变比工作时,压缩/透平机效率分别为

$$n_{j,t}^c = n_j^c - \alpha^c (\beta_r - \beta_{j,r}) \quad (1)$$

$$n_{j,t}^g = n_j^g - \alpha^g (\gamma_r - \gamma_{j,r}) \quad (2)$$

式中, $n_{j,t}^c$ 、 $n_{j,t}^g$ 分别为 t 时刻压缩/透平机的效率; n_j^c 、 n_j^g 分别为压缩/透平机在额定变比下的效率; α^c 、 α^g 分别为压缩/透平机效率的折减系数; β_r 、 γ_r 分别为第 r 级压缩/透平机的额定变比; $\beta_{j,r}$ 、 $\gamma_{j,r}$ 分别为压缩/透平机的实际变比。

1) 压缩/透平机。

压缩空气储能系统中的各级压缩机的运行功耗和各级透平机的发电功率分别为

$$p_{j,r,t}^c = \frac{1}{n_{j,t}^c} \frac{\kappa}{\kappa - 1} q_{j,t}^c R_g \tau_{j,r,t}^{c,\text{in}} \left(\beta_{j,r}^{\frac{\kappa}{\kappa-1}} - 1 \right) \quad (3)$$

$$p_{j,r,t}^g = n_{j,t}^g \frac{\kappa}{\kappa - 1} q_{j,t}^g R_g \tau_{j,r,t}^{g,\text{in}} \left(1 - \gamma_{j,r}^{-\frac{\kappa}{\kappa-1}} \right) \quad (4)$$

式中, $p_{j,r,t}^c$ 为 t 时刻第 r 级压缩机的功率需求; $p_{j,r,t}^g$ 为各级透平机 t 时刻发出的电量; $q_{j,t}^c$ 、 $q_{j,t}^g$ 分别为流经压缩/透平机的空气质量流量; $\tau_{j,r,t}^{c,\text{in}}$ 、 $\tau_{j,r,t}^{g,\text{in}}$ 为 t 时刻流入第 r 级压缩/透平机的气体温度; R_g 为气体常数; κ 为空气绝热指数。

各级压缩机消耗功率和透平机发电功率的界限分别为

$$\omega_{j,t}^c p_{j,r,t}^{c,1} \leq p_{j,r,t}^c \leq \omega_{j,t}^c p_{j,r,t}^{c,u} \quad (5)$$

$$\omega_{j,t}^g p_{j,r,t}^{g,1} \leq p_{j,r,t}^g \leq \omega_{j,t}^g p_{j,r,t}^{g,u} \quad (6)$$

式中, $\omega_{j,t}^c$ 、 $\omega_{j,t}^g$ 为0-1变量,分别代表压缩/透平机的工作状态; $p_{j,r,t}^{c,u}$ 、 $p_{j,r,t}^{c,1}$ 分别为 t 时刻 r 级压缩机功率需求的上、下限; $p_{j,r,t}^{g,u}$ 、 $p_{j,r,t}^{g,1}$ 分别为 t 时刻 r 级透平机发电功率的上、下限。

压缩空气储能系统采用两级压缩机进行压缩,两级透平机进行膨胀, $n_c = n_g = 2$,压缩机的总功率需求和透平机发出总功率分别为

$$P_c = \sum_{r=1}^{n_c} p_{j,r,t}^c \quad (7)$$

$$P_g = \sum_{r=1}^{n_g} p_{j,r,t}^g \quad (8)$$

流入压缩/透平机的空气质量流量应保持在限定范围,即

$$\omega_{j,t}^c q_j^{c,1} \leq q_{j,t}^c \leq \omega_{j,t}^c q_j^{c,u} \quad (9)$$

$$\omega_{j,t}^g q_j^{g,1} \leq q_{j,t}^g \leq \omega_{j,t}^g q_j^{g,u} \quad (10)$$

式中, $q_j^{c,u}$ 、 $q_j^{g,u}$ 分别为流入压缩/透平机空气质量流量的上限; $q_j^{c,1}$ 、 $q_j^{g,1}$ 分别为流入压缩/透平机空气质

量流量的下限。

压缩机出气口温度 $\tau_{j,r,t}^{c,out}$ 与进气口温度 $\tau_{j,r,t}^{c,in}$ 之间的关系为

$$\tau_{j,r,t}^{c,out} = \tau_{j,r,t}^{c,in} \frac{1}{\eta_{j,r}^c} \left(\beta_{j,r}^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 + \eta_{j,r}^c \right) \quad (11)$$

透平机出气口温度 $\tau_{j,r,t}^{g,out}$ 与进气口温度 $\tau_{j,r,t}^{g,in}$ 之间的关系为

$$\tau_{j,r,t}^{g,out} = \tau_{j,r,t}^{g,in} \eta_{j,r}^g \left(\gamma_{j,r}^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 + \frac{1}{\eta_{j,r}^g} \right) \quad (12)$$

式中, $\eta_{j,r}^c$ 、 $\eta_{j,r}^g$ 分别为压缩机和透平机的绝热效率。

2) 传统恒容储气室。

在 t 时刻储气室中高压气体的压力可以用荷电状态 (state of charge, SOC) 模型来表示, 即

$$p_{t+1}^{st} = p_t^{st} + \frac{1}{V} R_g \tau_t^{st} (\omega_{j,t}^c q_{j,t}^c - \omega_{j,t}^g q_{j,t}^g) \quad (13)$$

式中, p_t^{st} 为恒容压缩空气储气室在 t 时刻的压力; V 为储气室的容积; τ_t^{st} 为储气室在 t 时刻的温度。

储气室的压力需限制在一定范围内, 即

$$p^l \leq p_t^{st} \leq p^u \quad (14)$$

式中, p^u 、 p^l 分别为储气室压力的上、下限。

3) 水下恒压储气室。

由于水的静压特性, 水下压缩空气储能的储气室内部空气压力保持恒定, 体积只与流入储气室的空气质量流量相关。柔性储气室固定放置在水下, 储气室中的空气与周围的水环境之间存在强烈的热传导和对流, 可设储气室中的空气温度 τ^{am} 与周围水的温度一样保持恒定。因此, 水下压缩空气储能的储气室采用恒温恒压模型。

储气室的体积 V^g 与空气质量 M^g 之间的关系为

$$\frac{dV^g}{dt} = \frac{1}{\rho^g} \frac{dM^g}{dt} \quad (15)$$

$$V_{\min}^g \leq V^g \leq V_{\max}^g \quad (16)$$

式中, ρ^g 为储气室内空气的密度, kg/m^3 ; V_{\min}^g 、 V_{\max}^g 分别为储气室的最小、最大储气量。

储气室中的空气质量 M^g 可通过质量守恒方程求得:

$$\frac{dM^g}{dt} = q_{\text{in}}^g - q_{\text{out}}^g \quad (17)$$

式中, q_{in}^g 为 t 时刻进入储气室的空气质量流量; q_{out}^g 为 t 时刻流出储气室的空气质量流量。

1.3.2 热量存储模块

1) 冷却/再热装置。

在压缩过程中, 第 r 级压缩机被压缩后冷却装

置吸收的热量为

$$h_{g,r,t}^g = c_a q_{j,t}^c (\tau_{j,r,t}^{c,out} - \tau_{j,r,t}^{c,in}) \quad (18)$$

$$h_{j,n_e,t}^g = c_a q_{j,t}^c (\tau_{j,n_e,t}^{out} - \tau^{am}) \quad (19)$$

式中, $h_{g,r,t}^g$ 、 $h_{j,n_e,t}^g$ 分别为第 r 、 n_e 级压缩机压缩功耗时换热冷却装置所吸收的热能; $\tau_{j,r,t}^{c,out}$ 为 t 时刻流出第 r 级压缩机的气体温度; $\tau_{j,r+1,t}^{c,in}$ 为 t 时刻流入第 $r+1$ 级压缩机的气体温度; $\tau_{j,n_e,t}^{out}$ 为 t 时刻流出第 n_e 级压缩机的气体温度; c_a 为空气的恒压比热, $c_a = 1.007 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$ 。

两次压缩后, 各冷却装置吸收的总热能 $H_{j,t}^g$ 为

$$H_{j,t}^g = \sum_{r=1}^{n_e} h_{j,r,t}^g \quad (20)$$

高压常温气体在进入透平机发电过程前需要进行加热, 增加其膨胀做功的能力。加热装置在 t 时刻需要的热能为

$$h_{j,r,t}^c = c_a q_{j,t}^g (\tau_{j,r,t}^{g,in} - \tau^{am}) \quad (21)$$

$$h_{j,n_e,t}^c = c_a q_{j,n_e,t}^g (\tau_{j,n_e,t}^{g,in} - \tau_{n_e-1}^{g,out}) \quad (22)$$

式中, $h_{j,r,t}^c$ 、 $h_{j,n_e,t}^c$ 分别为第 r 、 n_e 级透平机工作前再热器吸收的热量; $\tau_{j,r,t}^{g,in}$ 为 t 时刻第 r 级透平机的进气口温度; $\tau_{j,n_e,t}^{g,in}$ 为 t 时刻流入第 n_e 级透平机的气体温度; $\tau_{n_e-1}^{g,out}$ 为 t 时刻流出第 n_e-1 级透平机的气体温度。

透平机工作过程所需总热能 $H_{j,t}^c$ 为

$$H_{j,t}^c = \sum_{r=1}^{n_e} h_{j,r,t}^c \quad (23)$$

2) 高低温油储热/冷罐。

t 时刻高低温油储热罐的热功率为

$$H_{j,t}^{st} = H_{j,t-1}^{st} + \omega_{j,t}^c H_{j,t}^g - \omega_{j,t}^g H_{j,t}^c - u_t^s h_{j,t}^{c, AES} \quad (24)$$

$$u_t^s + u_t^c \leq 1 \quad (25)$$

式中, $H_{j,t}^{st}$ 为 t 时刻高温油储热罐中存储的热量; $h_{j,t}^{c, AES}$ 为 t 时刻储热罐可对热网供给的热量; u_t^s 、 u_t^c 为 0-1 变量, 代表 t 时刻储热罐的工作状态; $u_t^s = 1$ 代表储热罐向热网供热, $u_t^c = 1$ 代表储热罐存储热泵的热量。

$$H_j^{st, l} \leq H_{j,t}^{st} \leq H_j^{st, u} \quad (26)$$

式中, $H_j^{st, l}$ 、 $H_j^{st, u}$ 分别为储热罐储热功率的上、下限。

2 综合能源系统优化模型

2.1 目标函数

为协调综合能源系统各部分单元出力, 充分发挥储能系统作用, 本文综合考虑矿坑湖区综合能源系统的经济效益、风电消纳、低碳排放的影响, 对所提模型进行多目标优化。

综合能源系统的优化总目标函数为

$$\min f_{\Sigma} = f_1 + f_2 + f_3 \quad (27)$$

式中, f_1 、 f_2 、 f_3 分别为系统的经济效益、碳排放量、弃风量归一化指标, 并设置相等的权重, 旨在量化评估系统在经济效益、环境影响及能源利用效率方面的综合表现。

2.1.1 经济效益最优

经济目标包括: CAES 运行成本、电网热网运行成本、弃风惩罚成本、CAES 能源站收益。

$$f_1 = f_{11} + f_{12} + f_{13} + f_{14} \quad (28)$$

式中, f_{11} 为 CAES 运行成本; f_{12} 为电网热网运行成本; f_{13} 为弃风惩罚成本; f_{14} 为 CAES 能源站收益。

1) CAES 运行成本。

运行成本主要包括储热维护成本、储气维护成本、压缩机/透平机运行成本, 即

$$f_{11} = C_{\text{hst}} + C_{\text{gst}} + C_g + C_c \quad (29)$$

$$C_{\text{hst}} = c_{\text{hst}} \sum_{t=1}^{24} (H_{j,t}^g - H_{j,t}^c) \quad (30)$$

$$C_{\text{gst}} = c_{\text{gst}} \sum_{t=1}^{24} q_{\text{in},t}^g \quad (31)$$

$$C_c = n_{j,t}^c q_{j,t}^c \beta \ln \beta \quad (32)$$

$$C_g = n_{j,t}^g q_{j,t}^g (1 + e^{0.0367 \frac{P_{j,t}^g}{P_{j,t}^g} - 54.4}) \ln \gamma_{j,t} \quad (33)$$

式中, C_{hst} 、 C_{gst} 分别为储热维护成本和储气维护成本; C_c 、 C_g 分别为压缩机成本和透平机成本; c_{hst} 为单位储热成本; c_{gst} 为单位储气成本。

2) 电网热网运行成本。

电网运行成本来源于燃煤机组的耗煤成本、机组启停成本; 热网成本来源于热泵向电网购电产热的成本。

$$f_{12} = C(P_{Gi,t}) + S_o + S_c + C_{\text{HP}} \quad (34)$$

$$C(P_{Gi,t}) = \sum_{t \in T_i \in N_c} \sum (c_1 + c_2 P_{Gi,t} + c_3 P_{Gi,t}^2) \quad (35)$$

$$\begin{cases} S_o = C_{s_o} u_{i,t} \\ S_c = C_{s_c} v_{i,t} \end{cases} \quad (36)$$

$$C_{\text{HP}} = C_{\text{E,buy}} P_{\text{HP}}(t) \quad (37)$$

式中, $C(P_{Gi,t})$ 、 S_o 、 S_c 分别为燃煤机组的耗煤成本和机组启、停成本; $P_{Gi,t}$ 为电网中发电机组在 t 时刻的出力值; c_1 、 c_2 、 c_3 均为发电机组的成本系数; C_{s_o} 为机组开机费用; C_{s_c} 为机组关机费用; $u_{i,t}$ 、 $v_{i,t}$ 分别为 t 时刻机组 i 的开、关机状态; $P_{\text{HP}}(t)$ 为 t 时刻 UW-CAES 能源站中热泵的购电量; $C_{\text{H,buy}}$ 为热泵向电网购电的价格。

3) 弃风惩罚成本。

$$f_{13} = \sum_{t=1}^{24} \sigma_{\text{curt}} (P_{\text{int},t}^W - P_t^W) \quad (38)$$

式中, $P_{\text{int},t}^W$ 为 t 时段风电机组输出功率值; P_t^W 为 t 时段风电机组被利用的功率值; σ_{curt} 为弃风惩罚成本系数。

4) CAES 能源站收益。

CAES 能源站收益包括能源站向电网售电收益(透平机向电网供电的收益)和能源站向热网售热收益。

$$f_{14} = C_E + C_H \quad (39)$$

$$\begin{cases} C_E = \sum_{t=1}^{24} C_{\text{E,sell}} P_g \\ C_H = \sum_{t=1}^T C_{\text{H,sell}} H_{\text{load},t} \end{cases} \quad (40)$$

式中, C_E 、 C_H 分别为电网售电收益和热网售热收益; $C_{\text{E,sell}}$ 为储能系统向电网售电价格; $P_g(t)$ 为 t 时刻透平发电功率; $C_{\text{H,sell}}$ 为热泵/压缩机售热价格; $H_{\text{load},t}$ 为 t 时刻热负荷。

2.1.2 碳排放最小目标

通过 CAES 功热并储, 可以充分利用可再生能源热电联供, 减少电网中燃煤机组出力, 从而有效降低碳排放。碳排放量为

$$f_2 = \sum_{N_c=1}^2 \epsilon_c P_{Gi,t} \quad (41)$$

式中, $P_{Gi,t}$ 为电网中发电机组 t 时刻的发电功率; ϵ_c 为发电机的碳排放系数。

2.1.3 弃风量最小目标

弃风量是衡量 CAES 风电消纳能力的指标。其中, 将 24 h 内风电输出功率与风电被利用功率作差, 可得到系统弃风量^[28]。

$$f_3 = \sum_{t=1}^{24} P_{\text{curt}}(t) = \sum_{t=1}^{24} (P_{\text{int},t}^W - P_t^W) \quad (42)$$

2.2 约束条件

2.2.1 电网约束

电网约束中发电机的启停约束式为

$$u_{i,t} + v_{i,t} \leq 1 \quad (43)$$

$$\begin{cases} u_{i,t} - v_{i,t} = n_{i,t} - n_{i,0}, & t=1 \\ u_{i,t} - v_{i,t} = n_{i,t} - n_{i,t-1}, & t>1 \end{cases} \quad (44)$$

式中, $n_{i,t}$ 为 t 时刻机组 i 的运行状态; $n_{i,0}$ 为机组 i 的初始运行状态。

发电机的爬坡约束式为

$$\begin{cases} P_{Gi,t} - P_{Gi,t-1} \leq R_i^{\text{up}} \\ P_{Gi,t-1} - P_{Gi,t} \leq R_i^{\text{dn}} \end{cases} \quad (45)$$

式中, $P_{Gi,t}$ 为发电机组 i 发出的功率; R_i^{up} 为发电机组 i 上行爬坡功率的最大值; R_i^{dn} 为发电机组 i 下行爬坡

功率的最大值。

风电出力约束式为

$$0 \leq P_t^w \leq P_{int,t}^w \quad (46)$$

线路传输功率约束式为

$$\begin{cases} P_{l,t} = (\theta_{l1,t} - \theta_{l2,t}) / x_l \\ P_{l,\min} \leq P_{l,t} \leq P_{l,\max} \\ \theta_n = 0 \end{cases}, \forall l, \forall t \quad (47)$$

式中, x_l 为传输线路 l 的电抗; $\theta_{l1,t}$ 为传输线路 l 首端电压的相位; $\theta_{l2,t}$ 为传输线路 l 末端电压的相位; $P_{l,\min}$ 、 $P_{l,\max}$ 为输电线路 l 的传输功率的上、下限; θ_n 为平衡节点处的电压相位^[27]。

电功率平衡约束式为

$$P_{Gi,t} + P_g + P_t^w = P_c + P_t^{hp} + P_{load} \quad (48)$$

式中, $P_{Gi,t}$ 为燃煤机组的出力; P_g 为透平机发电功率之和; P_t^{hp} 为热泵消耗的电功率; P_c 为压缩机消耗的功率; P_{load} 为电负荷。

2.2.2 热网约束

本文采用恒流-变温^[29]的方式为热网供热,其相关约束如下。

1) 热源、热负荷。

$$H_{HP,x,t} = P_t^{hp} C_{hp}^{OP} \quad (49)$$

式中, $H_{HP,x,t}$ 为热泵产热量; C_{hp}^{OP} 为热泵的效率,取值为 4。

热泵和压缩空气储能中的高温油储热罐为热网提供热能, $m_{i,t}^g$ 为流经 UW-CAES 能源站的质量流量,相关约束为

$$\begin{cases} H_{HP,x,t} + h_{j,t}^{CAES} = c_w m_{i,t}^g (\tau_{i,t}^S - \tau_{i,t}^R) \\ \tau_{i,t}^{S,l} \leq \tau_{i,t}^S \leq \tau_{i,t}^{S,u} \\ \tau_{i,t}^{R,l} \leq \tau_{i,t}^R \leq \tau_{i,t}^{R,u} \end{cases} \quad (50)$$

$$H_{i,t}^d = c_w m_{i,t}^d (\tau_{i,t}^S - \tau_{i,t}^R) \quad (51)$$

式中, $\tau_{i,t}^S$ 、 $\tau_{i,t}^R$ 分别为节点 i 的供水管和回水管温度; $\tau_{i,t}^{S,l}$ 、 $\tau_{i,t}^{S,u}$ 、 $\tau_{i,t}^{R,l}$ 、 $\tau_{i,t}^{R,u}$ 分别为节点 i 供水温度和回水温度的上、下限; $H_{i,t}^d$ 为热负荷需求; $m_{i,t}^d$ 为流经负荷节点的质量流量;

2) 供热管道。

节点 i 温度与热管道 b 温度之间的关系为

$$\begin{aligned} \sum_{b \in T(i)} (\tau_{b,t}^{S,out} m_{b,t}^S) &= \tau_{i,t}^S \sum_{b \in T(i)} m_{b,t}^S \\ \sum_{b \in F(i)} (\tau_{b,t}^{R,out} m_{b,t}^R) &= \tau_{i,t}^R \sum_{b \in F(i)} m_{b,t}^R \end{aligned} \quad (52)$$

式中, $\tau_{b,t}^{S,out}$ 、 $\tau_{b,t}^{R,out}$ 分别为 t 时刻供热系统和回水系统中管道 b 的出口温度。

供回管道质量流量约束为

$$\begin{cases} \tau_{b,t}^{S,in} = \tau_{i,t}^S \\ \tau_{b,t}^{R,in} = \tau_{i,t}^R \\ 0 \leq m_{b,t}^S \leq m_b^u \\ 0 \leq m_{b,t}^R \leq m_b^u \end{cases} \quad (53)$$

式中, m_b^u 为循环水通过管道 b 的质量流量上限。

3 功热并储的综合能源系统

3.1 新型供热模式

传统供热模式为热泵向电网购电,驱动热泵产热供给热网,高温油储热罐中的少量热能作为热负荷的补充。本文提出的新型供热模式如图 3 所示。本文改变传统供热方式,以风电富余情况与热负荷需求之间的关系为变量,分情况讨论各场景下的供热方案:

- 1) 当富余风电通过热泵产热的热量大于热负荷需求时,富余风电驱动热泵产热优先供给热网,富余热量储存于压缩空气储能的储热罐中;
- 2) 当富余风电产热小于热负荷需求,风电产热的热能不足以供应热负荷,此时需要压缩空气储热罐向热负荷补充供热;
- 3) 当系统风电不足时,热负荷热能来源于压缩空气储热罐中的热能和热网向电网购电产热的热能。

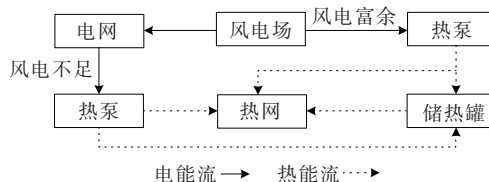


图 3 新型供热模式
Figure 3 New heating supply model

水下压缩空气储能满足供电需求的情况下,又将富余风电经热泵以热能的方式存储到压缩空气的高温油储热罐中,实现了储能系统功热并储一体化。

3.2 改进储热罐模型

与传统储热罐相比,本文压缩空气储能的高低温油储热罐增加了对热泵中热能的回收。在满足供电需求的情况下,将富余风电经热泵以热能的方式存储到高温油储热罐中,因此高温油储热罐中的热能来源于冷却装置吸收的热能和从热泵中回收的热能。其中,热泵回收的热能为

$$h_{j,t}^{ch} = H_{HP,x,t} - H_{load,t} \quad (54)$$

$$h_{j,t}^{ch} \geq 0 \quad (55)$$

式中, $h_{j,t}^{ch}$ 为 t 时刻储热罐从热泵回收的热量; $H_{load,t}$

为 t 时刻热负荷。当热泵产热量大于热负荷需求时,将此部分热量存储于高温储热罐中。

t 时刻高低温油储热罐的热功率为

$$H_{j,t}^{st} = H_{j,t-1}^{st} + \omega_{j,t}^c H_{j,t}^g - \omega_{j,t}^g H_{j,t}^c - u_t^s h_{j,t}^{CAES} + u_t^c h_{j,t}^{ch} \quad (56)$$

$$u_t^s + u_t^c \leq 1 \quad (57)$$

4 算例分析

4.1 参数设置及算例系统

本文采用 IEEE 6 节点电网系统和 8 节点热网系统进行算例仿真,如图 4 所示。系统中包含风力发电机组、CAES 能源站、燃煤机组,算例采用 CPLEX 求解器进行寻优。AA-CAES 和 UW-CAES 的压缩机、透平机、油冷装置参数保持一致,储气室分别为恒容储气室与恒压储气室。

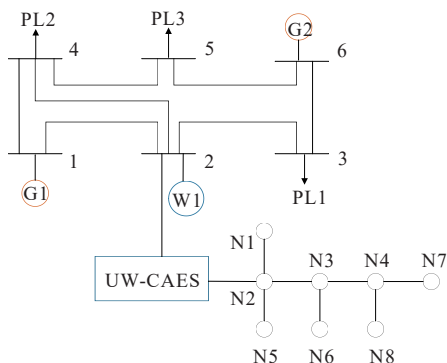


图 4 IES 节点系统配置

Figure 4 Node system configuration of IES

4.2 算例场景设置

为了验证所提综合能源系统优化运行方法的有效性,本文设计 3 种场景对含 CAES 能源站的综合能源系统优化方法进行性能分析,场景设置如表 2 所示。其中,●代表有,○代表无。

表 2 场景设置
Table 2 Scene setting

场景	传统恒容储气室	水下恒压储气室	传统储热罐	改进储热罐
1	●	○	●	○
2	○	●	●	○
3	○	●	○	●

注:压缩机、透平机、冷却装置、电网、热网为各场景公共构成部分

场景 1 采用 AA-CAES 综合能源系统及传统供热模式。

场景 2 采用 UW-CAES 综合能源系统及传统供热模式。

场景 3 采用功热并储的 UW-CAES 综合能源系统及新型供热模式。

4.3 仿真结果分析

本文选取某地区典型日进行仿真分析,风力发电机组出力、电负荷、热负荷如图 5 所示。

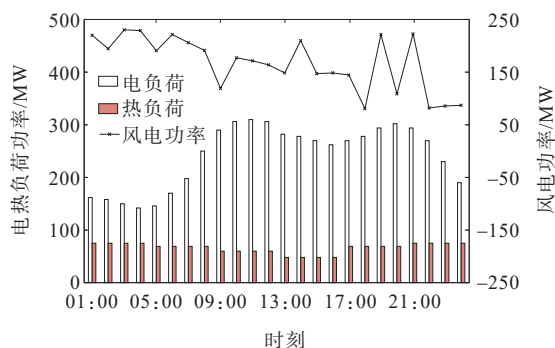


图 5 电热负荷和风电功率数据图

Figure 5 Data of electric load, heat load, and wind power

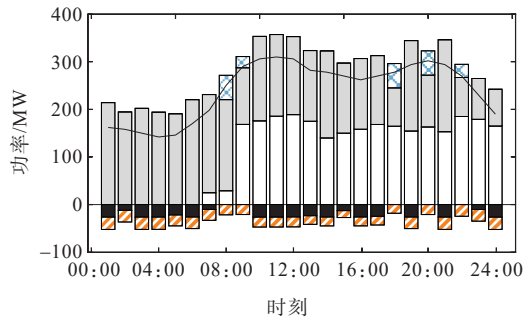
由图 5 可知,01:00—06:00 时段为一天中的用电低谷期,风力发电量多于系统电负荷。此时压缩空气储能系统开始储能,多余风电驱动压缩机将空气压缩存储在储气室中,有效消纳了风电。在 07:00—24:00 时段,系统负荷较多,且风电波动性较大,风电出力无法满足用电负荷的需求,此时需要储能系统配合电网中燃煤机组进行调峰。

4.3.1 电功率分析

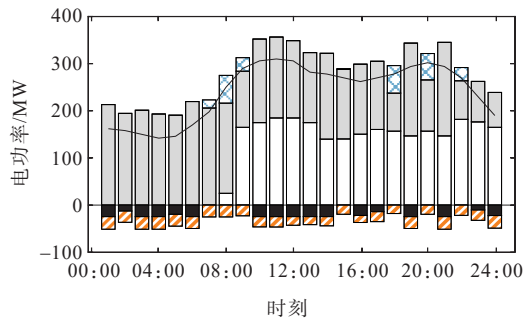
对 3 种场景进行优化,3 种场景下电功率优化运行结果如图 6 所示。

对比图 6(a)、(b)可以看出,场景 1 中恒容储气室的变压运行导致压缩机/透平机效率受到负面影响,且储气室的气体为维持最小气压未能完全利用,而场景 2 采用了恒压储气室,压缩机/透平机以额定变比运行。相较于场景 1,场景 2 提高了储能系统的效率,透平机向电力系统提供了更多的电能,从而有效减少了电网中燃煤机组的出力。

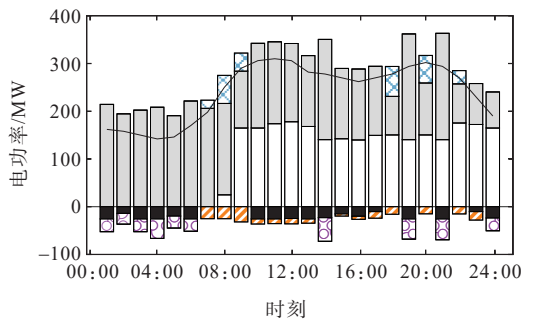
结合图 5 可知,在 14:00、19:00、21:00 时,虽然风电出力有小高峰,但仅靠风电和储能无法满足电热负荷需求,必须启动燃煤机组来补充电力缺口。燃煤机组 1 即便是在其最大出力值为 52 MW 的情况下,依然无法填补电力的供需差距。燃煤机组 1 不得不暂时停止出力,由燃煤机组 2 承担起供电的重任。然而,燃煤机组 2 的最小出力值为 140 MW,这导致在供电过程中出现了风电出力过剩的现象,进而造成了弃风的情况。在 24:00 时,用电负荷降低,风力发电开始增大,此时也存在少量弃风。



(a) 场景 1



(b) 场景 2



(c) 场景 3

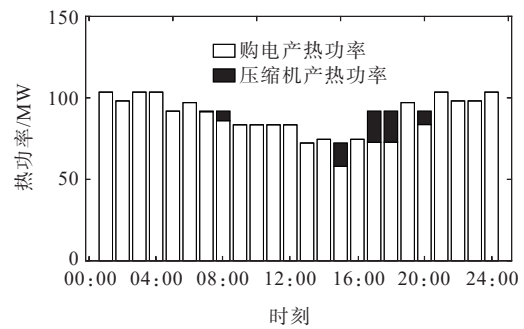
图 6 电功率平衡

Figure 6 Electric power balance

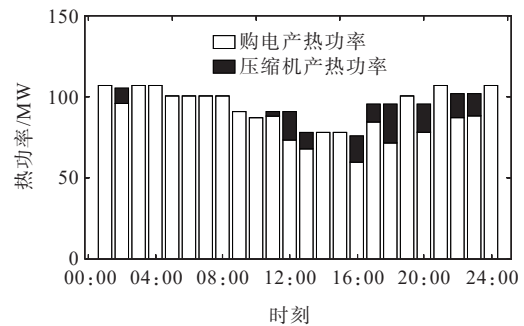
对比图 6(b)、(c)可以看出,由于供热方案改变,在风电富余时,风电经热泵产热直接供给热网,减少了热网向电网的购电;并在 01:00、03:00—06:00、14:00、19:00、21:00、24:00 时(此时存在弃风并且储热罐有丰富存储热能的空间)将风电产热中的富余热能存储在压缩空气储热罐中,进一步消纳了风电;在系统风电不足时,储热罐释放存储的热量供给热负荷,减少了热网向电网的购电,进而减少了燃煤机组的出力。

4.3.2 热功率分析

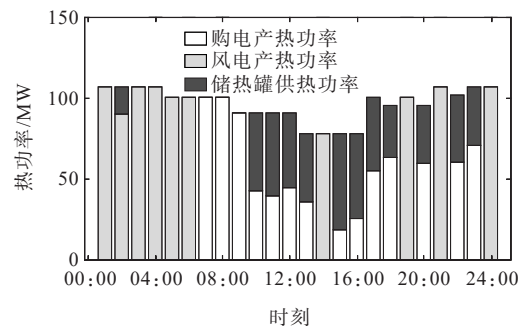
对 3 种场景进行优化,3 种场景下热功率优化运行结果如图 7 所示。可知,场景 1、2 的热网热量来源于储热罐供热和热泵购电产热。对比图 7(a)、(b)可以看出,在场景 2 中,储热罐向热负荷提供了更多的热量。相较于场景 1 来说,场景 2 的储热罐发挥了更大的作用,有效地增加了对热负荷的热量输出。这一变化直接导致了热泵向电网购买电力以产生热量的需求降低。因此,在场景 2 中,热泵的购电产热功率有了明显的减少。水下恒压压缩空气储能在一定程度上减轻了电网的供热压力。



(a) 场景 1



(b) 场景 2



(c) 场景 3

图 7 供热功率

Figure 7 Heat supply power

场景 3 的热网热量来源于储热罐供热以及风电经热泵产热。其中,储热罐供热的热量来源于于压缩过程中回收的压缩热和风电产热中的富余热能。

在 01:00—06:00 时,电负荷较少,风力发电出现弃风现象,此时场景 3 的富余风电为热泵供电,热泵将这部分电能转换成热能,这些热能的一部分被直接用来满足热负荷的需求,从而有效减少了系统向电网的购电量,剩余的热能则被存储在储热罐中,以备后续使用;在 07:00—24:00 时,用电负荷较多,此时段系统将储热罐中预先存储的热量释放出来,供给热负荷,同时,为了满足更高的热能需求,系统还需要向电网购电以产生额外的热量;在 14:00、19:00、21:00、24:00 时,风力发电出现小高峰造成较多弃风,此时热负荷的热量由风电产热和储热罐供热提供。对比图 7(b)、(c)可以看出,场景 2 与场景 3 相比,场景 3 风电产热功率与储热罐供热功率能够大量为热负荷供能,大幅度减少了能源站向电网购电产热的功率。

4.3.3 储能状态分析

1) 储气室荷电状态。

3 种场景的储气室荷电状态如图 8 所示。其中场景 1 为恒容储气室,在 01:00—07:00、10:00—17:00、19:00、21:00、23:00、24:00 时,系统储能,压缩机不断压缩空气至恒容储气室,场景 1 的储气室压强增加;在 08:00、09:00、18:00、20:00、22:00,系统释能,此时恒容压缩空气储能的透平机工作,储气室中的气体释放,场景 1 的储气室压强减小。场景 2、3 为恒压储气室,在储能与释能阶段储气室压强均保持恒定,但储气室的体积随储气量不断变化。

通过对比场景 1 和场景 2 的透平功率可以看出,场景 2 在典型日发出的透平功率大于场景 1 发出的透平功率,表明恒压储气室可以提高储能效率,释放更多电能。通过对比场景 2 和场景 3 可以看出,由于供热模式的改变,场景 3 相较于场景 2 的透平机在释放能量时的功率略有提升,使得原本可能被浪费的弃风得到了更充分地利用。在新的供热模式下,场景 3 能够更有效地捕获和利用风电,进而使透平机释放更多的电能。

2) 储热罐荷电状态。

3 种场景的储热罐荷电状态如图 9 所示。储能阶段,压缩机将空气压缩为高温高压的气体,冷却装置中的冷却介质与气体换热,将吸收来的热量存储在储热罐中;当系统进行释能时,储热罐中的热量被用于加热储气室中的气体,储热罐中的余热部分向热负荷供热。因此场景 1 与场景 2 储热罐热量变化趋势与储能系统充放电变化一致。

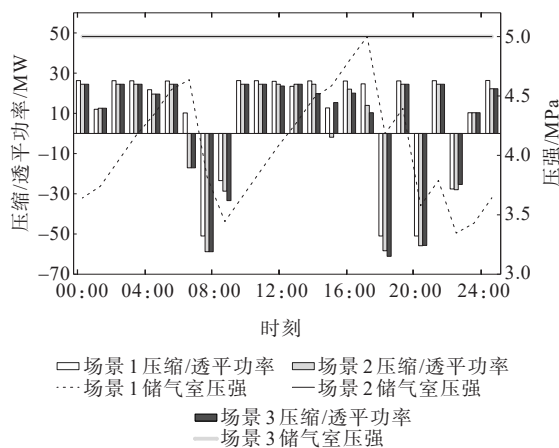


图 8 储气室荷电状态

Figure 8 State of charge of gas storage chamber

在新型供热模式下,需要增加场景 3 中的储热容量,用来回收热泵中的热能。01:00—06:00 时,储热罐的热量持续增加。这一增加主要归功于压缩机在压缩空气过程中回收的压缩热,以及弃风期间风电转换成热能的成果。这两部分热能被有效地存储在储热罐中,为后续的热能供应提供了保障;07:00—09:00 时的储能系统开始释能,利用了储热罐中存储的较多热量。这一过程导致了储热罐内热量的降低,因为存储的热能被释放出来,用以满足热负荷的需求。由图 7(c)可知,在 10:00—13:00、15:00—18:00 时,储热罐向热网提供热量,储热罐的热量下降;在 14:00、19:00、21:00 时,风电产热过程中产生了富余的热能,这些额外的热能被迅速存储在储热罐中,储热罐的热量迅速增加。

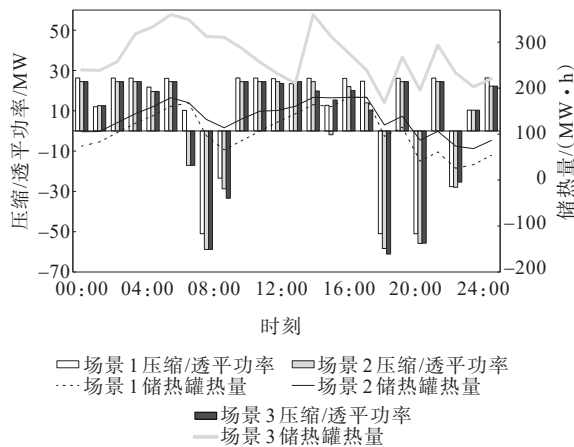


图 9 储热罐荷电状态

Figure 9 State of charge of heat storage tank

4.3.4 经济性分析

1) 成本分析:CAES 能源站。

3 种场景下的成本比较如表 3 所示。场景 1 与

场景 2 相比,场景 2 恒压压缩空气储能下透平机发电量增加,从而使透平机的运行成本增加;场景 2 的可再生能源利用率高,一定程度上减少了弃风,使弃风惩罚成本降低。场景 2 与场景 3 相比,场景 3 回收热泵热量储存在储热罐中,造成储热成本增加,但场景 3 充分利用了富余风电产热,其买电成本与弃风惩罚成本都大幅度降低,从而使能源站总成本大幅降低。

表 3 成本对比

Table 3 Cost comparison 万元

场景	压缩/透平机运行成本	储气储热维护成本	热泵买电成本	弃风惩罚成本	总成本
1	1 889	333	110 123	42 170	154 515
2	2 301	326	112 747	40 957	156 331
3	2 327	2 020	43 325	18 701	66 373

2) 收益分析:CAES 能源站。

3 种场景下的各类收益比较如表 4 所示。场景 1 与场景 2 相比,场景 2 的透平机产电收益增加,能源站的总收益和净收益增加。场景 2 与场景 3 相比,在新型供热模式下,场景 3 中热泵向电网购电产热减少,买电售热收益减少;但场景 3 储热罐从热泵中回收了较多热能,使储热罐售热收益大大增加,同时富余风电产热获得了较多收益。总体来看,场景 3 的 UW-CAES 能源站的总成本最低,总收益最高,净收益最高。

表 4 收益对比

Table 4 Profit comparison 万元

场景	透平机产电收益	买电售热收益	储热罐售热收益	风电产热收益	总收益	净收益
1	61 225	254 130	8 022		323 377	168 862
2	74 582	245 726	16 426		336 734	180 403
3	75 426	97 736	59 637	121 360	354 159	287 786

4.3.5 综合性能分析

3 种场景下的综合性能比较如表 5 所示。场景 1 与场景 2 相比,储能效率由 47.54% 提高至 67.21%;场景 2 储能效率和气体利用率的提高,使透平机发电量增加,减少了电网中燃煤机组的出力,碳排放量相应降低;气体利用率的提高使储能系统可以存储更多能量,从而弃风量与弃风率有所降低。

场景 3 与场景 2 相比,在富余风电产热的处理上,场景 3 采取了更为高效的策略,富余的风电产热被 UW-CAES 系统的储热罐有效地存储并利用。

通过将富余风电产热存储在 UW-CAES 储热罐中,场景 3 显著降低了综合能源系统的弃风率,使原本可能因供需不平衡而不得不放弃的风电资源得到了充分利用,从而提高了风电的整体利用效率;由于风电产热的有效存储和利用,场景 3 中燃煤机组的出力需求得到了进一步的降低;场景 3 的综合能源系统在减少燃煤机组出力的同时,也显著降低了系统的碳排放量。

表 5 综合性能比较

Table 5 Comprehensive performance comparison

场景	储能效率/%	燃煤机组出力/MW	碳排放量/t	弃风量/MW	弃风率/%
1	47.54	2 728.8	2 455.9	168.7	4.21
2	67.21	2 632.6	2 369.3	163.8	4.09
3	67.21	2 549.0	2 294.1	74.8	1.87

5 结语

本文以面向废弃矿坑湖/水库等深水地区的 UW-CAES 为研究对象,为充分研究 UW-CAES 的储能特性以及 UW-CAES 对综合能源系统经济低碳运行和可再生能源消纳的影响,本文提出了含 UW-CAES 的综合能源系统架构。为进一步消纳可再生能源、提高 UW-CAES 能源站收益,本文提出了分场景的新型供热模式,实现了 UW-CAES 功热并储。最后以风电消纳、经济运行、低碳排放为目标建立了多目标优化模型。通过场景对比分析,验证了所提模型的有效性。

1) 对比典型日下,恒容与恒压两种不同储能方式下综合能源系统的运行成本、系统效益、风电消纳、低碳排放,得出了以下仿真结果:恒压综合能源系统中能源站的净收益为 180 403 万元,相较于恒容综合能源系统中能源站的净收益 168 862 万元,提高了 6.83%;储能效率由 47.54% 提高至 67.21%;燃煤机组出力由 2 728.8 MW 降至 2 632.6 MW;碳排放量由 2 455.9 t 降至 2 369.3 t;同时,弃风率由 4.21% 降至 4.09%。UW-CAES 在综合能源系统中的优势得到了充分显示。

2) 为分析新型供热模式下的综合能源系统的效果,对改进供热方式前后的恒压综合能源系统进行仿真分析。仿真结果显示:在新型供热模式的作用下,综合能源系统中能源站的净收益达到了 287 786 万元,相比传统供热的综合能源系统中能源站的净收益 180 403 万元,实现了 59.52% 的显著提升;由于储能

方式未改变,储能效率仍保持 67.21%;燃煤机组出力由 2 632.6 MW 降至 2 549 MW;碳排放量由 2 369.3 t 降至 2 294.1 t,弃风率由 4.09% 降至 1.87%。

本文研究内陆湖场景下的含水下压缩空气储能的综合能源系统,对推动新型储能技术规模化应用具有重要指导意义。从技术层面看,将内陆湖 UW-CAES 工程的选址标准量化,为工程设计提供了核心指导,内陆湖的特殊水文地质条件为水下储气提供了天然压力环境,为大规模储能工程选址提供了新思路;实践价值方面,内陆湖储能的开发可实现土地资源集约利用,避免陆上储能设施对生态空间的占用。此外,该技术还可与渔业、旅游等产业协同发展,形成“储能+”复合应用场景,助力地方经济绿色转型,为未来内陆水域储能工程的推广奠定了理论与应用基础。

参考文献:

- [1] 国家能源局. 国家能源局发布 2023 年全国电力工业统计数据 [EB/OL]. https://www.nea.gov.cn/2024-01/26/c_1310762246.htm,2024-01-26.
National Energy Administration. National Energy Administration releases national power industry statistics for 2023 [EB/OL]. https://www.nea.gov.cn/2024-01/26/c_1310762246.htm,2024-01-26.
- [2] 张姝, 江洪辉, 臧天磊, 等. 考虑热储扩展碳排放流的多园区综合能源系统低碳经济调度 [J]. 电力系统保护与控制, 2025, 53(19): 13-24.
ZHANG Shu, JIANG Honghui, ZANG Tianlei, et al. Low-carbon economic dispatch of multi-park integrated energy systems considering augmented carbon emission flow of thermal storage [J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(19): 13-24.
- [3] 张凌浩, 肖小龙, 史明明, 等. 基于储能调控的配电台区光伏负荷功率平衡协调控制方法 [J]. 供用电, 2024, 41(5): 36-45.
ZHANG Linghao, XIAO Xiaolong, SHI Mingming, et al. Coordinated control method of power balance between PV and load in distribution station based on energy storage regulation and control [J]. Distribution & Utilization, 2024, 41(5): 36-45.
- [4] 孙靓雨, 林泽源, 李伟. 考虑氢储能的多目标综合能源优化配置方案研究 [J]. 高压电器, 2024, 60(7): 88-96.
SUN Jingyu, LIN Zeyuan, LI Wei. Research on multi-objective comprehensive energy optimization configuration scheme considering hydrogen storage [J]. High Voltage Apparatus, 2024, 60(7): 88-96.
- [5] 黄呈帅, 梁健, 李波, 等. 基于掺氢燃气轮机的综合能源系统热经济学性能研究 [J]. 中国电力, 2024, 57(1): 195-208.
HUANG Chengshuai, LIANG Jian, LI Bo, et al. Study on the thermo-economic performance of a integrated energy system based on hydrogen-fueled gas turbine [J]. Electric Power, 2024, 57(1): 195-208.
- [6] 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.
- [7] 万明忠, 王元媛, 李峻, 等. 压缩空气储能技术研究进展及未来展望 [J]. 综合智慧能源, 2023, 45(9): 26-31.
WAN Mingzhong, WANG Yuanyuan, LI Jun, et al. Research progress and prospect of compressed air energy storage technology [J]. Integrated Intelligent Energy, 2023, 45(9): 26-31.
- [8] 李季, 黄恩和, 范仁东, 等. 压缩空气储能技术研究现状与展望 [J]. 汽轮机技术, 2021, 63(2): 86-89+126.
LI Ji, HUANG Enhe, FAN Rendong, et al. Research status and development prospects of compressed air energy storage technology [J]. Turbine Technology, 2021, 63(2): 86-89+126.
- [9] 何良策, 张逸飞, 卢志刚, 等. 考虑 CCGT-P2HH-CAES 与需求响应的电-热综合能源系统低碳经济调度 [J]. 电力建设, 2025, 46(3): 48-59.
HE Liangce, ZHANG Yifei, LU Zhigang, et al. Low-carbon economic dispatch of electric-thermal integrated energy system considering CCGT-P2HH-CAES and demand response [J]. Electric Power Construction, 2025, 46(3): 48-59.
- [10] 赵星源, 谢芳毅, 刘乙学, 等. 压气储能电站智能建造体系及其关键技术 [J]. 发电技术, 2024, 45(5): 899-909.
ZHAO Xingyuan, XIE Fangyi, LIU Yixue, et al. Intelligent construction system and key technology for compressed air energy storage power plant [J]. Power Generation Technology, 2024, 45(5): 899-909.
- [11] MAZLOUM Y, SAYAH H, NEMER M. Exergy analysis and exergoeconomic optimization of a constant-pressure adiabatic compressed air energy storage system [J]. Journal of Energy Storage, 2017, 14: 192-202.
- [12] DU H W, BIAN X, XIONG W. Design and energy characteristic analysis of a flexible isobaric strain-energy compressed-air storage device [J]. Journal of Energy Storage, 2022, 50: 104312.
- [13] PIMM A J, GARVEY S D, DE JONG M. Design and testing of Energy Bags for underwater compressed air energy storage [J]. Energy, 2014, 66: 496-508.
- [14] 王志文, 熊伟, 王海涛, 等. 水下压缩空气储能研究进展 [J]. 储能科学与技术, 2015, 4(6): 585-598.
WANG Zhiwen, XIONG Wei, WANG Haitao, et al. A

- review on underwater compressed air energy storage[J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2015, 4(6): 585-598.
- [15] GUO H, XU Y J, ZHU Y L, et al. Coupling properties of thermodynamics and economics of underwater compressed air energy storage systems with flexible heat exchanger model[J]. *Journal of Energy Storage*, 2021, 43: 103198.
- [16] SZABLOWSKI L, KRAWCZYK P, BADYDA K, et al. Energy and exergy analysis of adiabatic compressed air energy storage system[J]. *Energy*, 2017, 138: 12-18.
- [17] EBRAHIMI M, CARRIVEAU R, TING D S, et al. Conventional and advanced exergy analysis of a grid connected underwater compressed air energy storage facility[J]. *Applied Energy*, 2019, 242: 1198-1208.
- [18] 夏琦, 何阳, 徐玉杰, 等. 绝热压缩空气储能系统冷热电联供与负荷匹配特性[J]. *储能科学与技术*, 2021, 10(5): 1494-1502.
- XIA Qi, HE Yang, XU Yujie, et al. Matching performance between the trigeneration of an adiabatic compressed air energy storage system and load[J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2021, 10(5): 1494-1502.
- [19] 郭欢, 许剑, 陈海生, 等. 一种定压运行AA-CAES的系统效率分析[J]. *热能动力工程*, 2013, 28(5): 540-546+558.
- GUO Huan, XU Jian, CHEN Haisheng, et al. Analysis of the efficiency of a AA-CAES system operating at a constant pressure[J]. *Journal of Engineering for Thermal Energy and Power*, 2013, 28(5): 540-546+558.
- [20] 张遥, 张依伦, 苏传奇, 等. 恒压压缩空气储能技术研究[J]. *热力发电*, 2024, 53(9): 19-28.
- ZHANG Yao, ZHANG Yilun, SU Chuanqi, et al. Study on constant pressure compressed air energy storage technology[J]. *Thermal Power Generation*, 2024, 53(9): 19-28.
- [21] 王晰, Jan SHAIR, 谢小荣. 水下储能技术综述与展望[J]. *电网技术*, 2023, 47(10): 4121-4130.
- WANG Xi, SHAIR Jan, XIE Xiaorong. Underwater grid-scale energy storage: review and prospect[J]. *Power System Technology*, 2023, 47(10): 4121-4130.
- [22] 肖旻逾, 杨承, 肖润珂, 等. 非稳定电源驱动的恒压绝热压缩空气储能系统设计[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(6): 2168-2179.
- XIAO Minyu, YANG Cheng, XIAO Runke, et al. Design on isobaric adiabatic compressed air energy storage system for unstable input at power source-side[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(6): 2168-2179.
- [23] 刘扬波, 陈俊生, 李全皎, 等. 海上风电水下压缩空气储能系统运行及变工况分析[J]. *南方电网技术*, 2022, 16(4): 50-59.
- LIU Yangbo, CHEN Junsheng, LI Quanjiao, et al. Operation and varying load analysis of offshore wind-underwater compressed air energy storage system[J]. *Southern Power System Technology*, 2022, 16(4): 50-59.
- [24] 任锐鹏, 齐向东. 利用海水底恒压空气储能资源开发设计研究[J]. *计算机仿真*, 2018, 35(4): 227-230.
- REN Ruipeng, QI Xiangdong. Research on development and design of constant pressure air energy storage resources under sea water bottom[J]. *Computer Simulation*, 2018, 35(4): 227-230.
- [25] HAN Z H, SUN Y, LI P. Research on energy storage operation modes in a cooling, heating and power system based on advanced adiabatic compressed air energy storage[J]. *Energy Conversion and Management*, 2020, 208: 112573.
- [26] LI R, CHEN L J, YUAN T J, et al. Optimal dispatch of zero-carbon-emission micro Energy Internet integrated with non-supplementary fired compressed air energy storage system[J]. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2016, 4(4): 566-580.
- [27] 杨莹, 曹美萱, 赵为光, 等. 煤层气和压缩空气储能复合的矿区综合能源系统优化运行模型[J]. *中国电机工程学报*, 2024, 44(6): 2257-2270.
- YANG Ying, CAO Meixuan, ZHAO Weiguang, et al. Optimal operation model of complex integrated energy system for mining areas with coalbed methane and compressed air energy storage[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(6): 2257-2270.
- [28] 胡晓静, 李慧, 崔晖, 等. 考虑灵活爬坡辅助服务和弃风惩罚的现货电能量市场出清模型[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(4): 133-143.
- HU Xiaojing, LI Hui, CUI Hui, et al. Cleaning model of a spot electric energy market considering flexible ramping auxiliary services and wind curtailment penalty [J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(4): 133-143.
- [29] 张金良, 潘敏, 庄颖. 基于合作电碳交易的多园区综合能源系统两阶段优化调度方法[J]. *智慧电力*, 2025, 53(8): 29-36.
- ZHANG Jinliang, PAN Min, ZHUANG Ying. A two-stage optimal scheduling approach for multi-park integrated energy systems based on cooperative electricity and carbon trading[J]. *Smart Power*, 2025, 53(8): 29-36.