

文章编号:1674-7607(2026)05-0013-10

DOI:10.19805/j.cnki.jcspe.2026.250053

压缩空气储能系统变工况仿真及运行优化研究

刘传亮, 张天博, 郝宁, 陈东, 刘佳

(上海发电设备成套设计研究院有限责任公司, 上海 200240)

摘要: 压缩空气储能是解决可再生能源波动性问题的长时储能技术。研究其变工况特性及运行方式优化对压缩空气储能的科学调控具有重要意义。以 10 MW 压缩空气储能系统为研究对象, 采用模块化的建模方法, 基于 Modelica 语言建立了压缩空气储能系统储能过程和释能过程仿真模型, 并采用粒子群算法对不同工况下系统的运行方式进行优化。结果表明: 所建立的压缩空气储能系统模型可以准确模拟储能、释能运行过程, 且将其应用于不同工况下的运行策略优化时具有良好的效果, 变工况优化可显著降低储能功耗和释能气耗, 提升系统循环效率, 研究成果可支撑压缩空气储能系统变工况运行特性分析及运行策略优化。

关键词: 压缩空气储能; 变工况; 建模仿真; Modelica; 运行优化

中图分类号: TK37 **文献标志码:** A **学科分类号:** 480.40

Research on Variable Operating Condition Simulation and Operation Optimization of Compressed Air Energy Storage System

LIU Chuanliang, ZHANG Tianbo, HAO Ning, CHEN Dong, LIU Jia

(Shanghai Power Equipment Research Institute Co., Ltd., Shanghai 200240, China)

Abstract: Compressed air energy storage is a long-duration energy storage technology that solves the volatility problem of renewable energy. It is of great significance to study the characteristics of variable operating conditions and the optimization of operation modes for the scientific regulation and control of compressed air energy storage. A 10 MW compressed air energy storage system was taken as the research object, a modular modeling method was used to establish simulation models of the energy storage process and energy release process of the compressed air energy storage system based on Modelica language, and the operation modes of the system under different working conditions were optimized based on the particle swarm optimization algorithm. Results show that the established compressed air energy storage system model can accurately simulate the operation processes of energy storage and energy release, and have good results when applied to the optimization of operation strategies under different working conditions of the system. The optimization of variable operating conditions can significantly reduce the power consumption of energy storage and air consumption of energy release, and improve the round-trip efficiency of the system. The study results can support the analysis of the characteristics of variable operating conditions and the optimization of operation strategies of compressed air energy storage system.

Key words: compressed air energy storage; variable operating conditions; modeling and simulation; Modelica; operation optimization

收稿日期: 2025-01-21 修订日期: 2025-02-25

基金项目: 国家电力投资集团有限公司集团 B1 类课题项目 (KYB12022CN01)

作者简介: 刘传亮 (1984—), 男, 江苏宿迁人, 正高级工程师, 硕士研究生, 研究方向为储能、风电、新型电力系统集成及应用等,

E-mail: liuchuanliang@speri.com.cn.

构建以新能源为主体的新型电力系统是降低碳排放的关键措施,也是“十四五能源领域科技创新规划”的重点任务之一。然而,太阳能、风能等可再生能源的间歇性和不稳定性给电力系统稳定性带来挑战。长时储能技术是解决此问题的有效途径,同时有望缓解电网的削峰填谷问题。目前,商业化的大规模储能技术主要包括抽水蓄能及压缩空气储能(CAES)技术,这些是目前装机占比最高的长时储能技术^[1]。抽水蓄能成为与电网调峰结合的主要储能形式,但受到地理和环境限制。压缩空气储能具有大容量、长寿命、本质安全等优点,并且可以提供转动惯量,因此迎来快速发展机遇。另外,压缩空气储能由于占地面积小、经济性高和成本低等优势,展现出广阔的应用前景^[2]。

压缩空气储能系统包括储能过程和释能过程,涉及压缩机、透平、换热器和发电机等主要部件。系统的效率在很大程度上取决于储能过程和释能过程的控制运行。由于机组经常处于变工况运行状态,研究和优化压缩空气储能的变工况运行特性是提升机组安全性和经济性的关键所在。

目前,针对压缩空气储能系统的建模主要分为机理建模和经验建模^[3]。例如,Raju等^[4]详细研究了储气库模型,以Huntorf电站为对象,分析了压缩空气储能系统的运行特性。Khaitan等^[5]采用实际传统CAES系统中压缩机和涡轮的变工况运行数据进行模拟,发现压缩机功耗及透平发电量的模拟结果与德国Huntorf电站运行数据符合较好。王成山等^[6]提出了一种微型压缩空气储能系统,并通过仿真平台与实验对比验证了模型的正确性。

针对压缩空气储能变工况特性及性能优化,文贤堃等^[7]利用Aspen软件建立系统模型,研究了进气温度和流量比对先进压缩空气储能系统效率的影响,结果表明各级压缩机采用定压比时压缩机消耗功率大于压缩机采用变压比工况,压缩机定压比、透平定膨胀比条件下的系统效率低于压缩机采用变压比、透平变膨胀比条件下的系统效率。陈辉等^[3]通过MATLAB和Simulink构建了压缩空气储能系统的动态模型,对系统的启动、并网和变工况进行了仿真,分析了不同工况下输出功率及效率的变化。胡博^[8]以TICC-500的系统数据为基础,对压缩空气储能系统特性进行分析,采用粒子群算法进行优化,结果表明粒子群算法可有效提高系统的效率。何青等^[9]针对压缩空气储能系统,通过正交设计以及数值模拟研究了级间冷却温度、储气库最低压力等参数,并进行了焓分析,发现降低级间冷却温度和提高

回热度可有效提高系统焓效率。李鹏等^[10]对先进绝热压缩系统的不同储能和输出方式进行组合,以焓密度和年利率为目标函数进行优化,探讨了储能功率、压缩机进口温度对各方案年收益和焓效率的影响。郭欢等^[11]建立了压缩空气储能系统变工况运行模型,研究了压缩空气储能系统的变工况特性,将系统分为压缩侧、膨胀侧及系统整体,模拟了不同参数在运行周期内的变化规律,发现滑压运行的效率比定压运行高2.08%。张斌等^[12]构建了一种集成恒压压缩空气储能的燃气轮机系统,分析了不同调节策略的运行特性。Adams等^[13]以周期内收益最高为目标,分析了传统压缩空气储能系统的变工况运行策略,优化了压缩机及透平流量。曹福毅等^[14]探讨了全工况下不同配气方式对大容量压缩空气储能系统的影响,结果表明“节流+补气”调节方式的压力高效运行区间最大,在此区间相较其他方案气耗率最低。

以上研究表明:当前针对压缩空气储能系统的研究主要聚焦于系统特性研究、结构及方案设计、运行参数优化和运行特性分析,然而针对系统变工况特性的研究不足,关于全工况下系统参数寻优研究较少,并且上述模型中对膨胀侧多采用固定效率。维持压缩空气储能系统在各工况下的高效运行是压缩空气储能技术的关键,这既需要模型能够支持储能过程和释能过程的变工况特性分析,又能够进行系统在某一工况下的运行方式优化,以达到系统在各工况下都能实现高效运行的目的。

针对以上问题,本文以某10 MW压缩空气储能系统为研究对象,基于多领域统一建模平台MWORKS.Sysplorer构建了压缩机、透平、换热器和储气库等组件模型,并基于构建的组件模型集成储能系统模型和释能系统模型,对储能过程和释能过程的系统动态特性变化进行了详细的分析。在此基础上,基于建模平台的响应优化工具箱,采用粒子群算法对压缩空气储能冬、夏季及不同储气压力工况进行优化,以寻求系统在不同工况下更优运行策略。

1 系统简介

压缩空气储能系统主要由压缩机、透平、换热器、储热罐、储冷罐、储气室和阀门等部件组成。系统拓扑图如图1所示。该系统工作流程主要包括储能过程和释能过程,2个流程单独运行。在储能过程中,空气经多台压缩机压缩至高温高压状态,经换热降温后进入储气室中,储热介质吸收压缩空气产生的热量并进入储热罐中。在释能过程,储气库将高压空气释

$$\epsilon = \frac{(q_m c_p \cdot (T_{h,in} - T_{h,out}))_{hot}}{(q_m c_p)_{min} (T_{h,in,hot} - T_{h,in,cold})} = \frac{(q_m c_p (T_{h,out} - T_{h,in}))_{cold}}{(q_m c_p)_{min} (T_{h,in,hot} - T_{h,in,cold})} \quad (6)$$

$$(q_m c_p)_{min} = \min[(q_m c_p)_{hot}, (q_m c_p)_{cold}] \quad (7)$$

式中: ϵ 为换热器效能; q_m 为换热器质量流量; c_p 为质量定压热容; T_h 为换热器温度;下标 hot、cold 分别指热侧、冷侧,min 为最小值。

换热器压损计算公式为

$$\frac{\Delta p_{h,1}/p_{h,1,in}}{\Delta p_{h,0}/p_{h,0,in}} = \frac{(q_{m,h,1,in} \sqrt{T_{h,1,in}/p_{h,1,in}})^2}{(q_{m,h,0,in} \sqrt{T_{h,0,in}/p_{h,0,in}})^2} \quad (8)$$

式中: Δp_h 为换热器的压损; $p_{h,in}$ 为换热器进口压力; $T_{h,in}$ 为换热器进口温度。

2.4 储气库

储气库质量和能量平衡公式分别为

$$\frac{d\rho_{air}}{dt} = \frac{q_{mE} - q_{mL}}{V} \quad (9)$$

$$\frac{dh_L}{dt} = \frac{q_{mE}(h_E - h_L)}{V\rho_{air}} \quad (10)$$

式中: t 为时间; V 为储气库体积; ρ_{air} 为储气库气体密度; q_{mE} 、 q_{mL} 分别为储气库进、出口质量流量; h_E 、 h_L 分别为流入、流出储气库的流体焓。

2.5 阀门

阀门相当于一个阻性元件,当流体流过阀门时会受到压力,产生压损,使得阀门两端的压力不相等,产生压降,阀门主要通过改变有效流通面积来实现调节功能。

采用层流阻尼模式,阀门实际流量方程为

$$\dot{m} = A \cdot C_q \sqrt{\frac{2|\Delta p|}{\rho}} \quad (11)$$

$$A = u \cdot A_{max} \quad (12)$$

式中: Δp 为阀门两端压差; A 为阀门截面积; u 为阀门开度; A_{max} 为阀门最大截面积; ρ 为阀门内流体密度; C_q 为流量系数; $\dot{m}$ 为质量流量。

3 计算分析

3.1 系统模型及参数设置

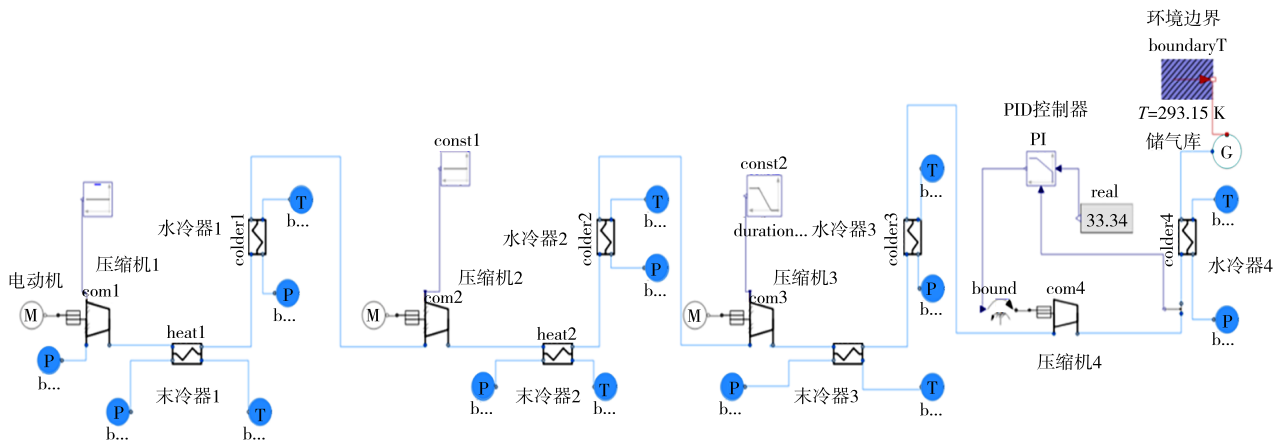
以某 10 MW 压缩空气储能系统为例进行研究,其系统拓扑如图 1 所示,系统设计参数见表 1。

表 1 压缩空气储能设备参数

Tab. 1 Parameters of compressed air energy storage equipment

参数	数值
储气库最低压力/MPa	6.5
储气库最高压力/MPa	10.0
输出功率/MW	10
压缩机入口质量流量/(kg·s ⁻¹)	40.00
透平入口质量流量/(kg·s ⁻¹)	24.41
储热温度/℃	185
储气库容积/m ³	30 000
充电时长/h	8
放电时长/h	12
补气阀 1 开启拐点压力/MPa	7.96
补气阀 2 开启拐点压力/MPa	6.83

在上述压缩空气储能系统拓扑结构、数学模型及系统参数的基础上,基于 Modelica 语言完成对上述压缩空气系统的组件模型、储能系统模型、释能系统模型的搭建及调试,储能系统模型和释能系统模型如图 2、图 3 所示,其中储能系统模型用于储能充气过程的模拟仿真,释能系统模型用于释能放气过程的模拟仿真。



注:蓝色圆圈为边界条件,其中“P”字蓝底圆形为压力边界,“T”字为温度边界,T为环境温度。

图 2 储能系统模型

Fig. 2 Energy storage system model

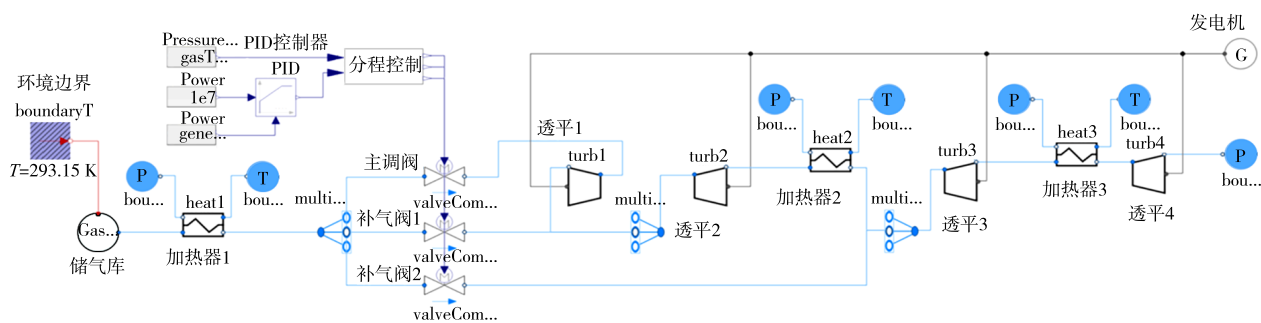


图3 释能系统模型

Fig. 3 Energy release system model

需要注意的是,本系统采用“节流+补气”的配气运行方式,按照设置的拐点压力开启补气阀,随着气库压力的变化,节流阀、补气阀1和补气阀2依次开启。

3.2 模型验证

针对上述储能和释能模型,分别对储能和释能模型的额定工况进行模拟验证,验证结果如表2、表3所示,其中仿真值为模型模拟结果,模拟和系统设计值符合效果较好,压缩侧误差约为1%,膨胀侧误差约为0.5%。

表2 储能模型额定工况仿真验证

Tab. 2 Simulation verification of energy storage model under rated working conditions

参数	设计值	仿真值	偏差
压缩机1进口压力	1.00 bar	1.00 bar	0
压缩机1进口温度	25.00 °C	25.00 °C	0
压缩机1进口质量流量	40.00 kg/s	39.63 kg/s	-0.92%
压缩机1出口压力	4.00 bar	3.97 bar	-0.85%
压缩机1出口温度	191.14 °C	189.96 °C	-0.62%
末冷器1水侧质量流量	9.56 kg/s	9.47 kg/s	-0.90%
末冷器1换热量	5.74 MW	5.64 MW	-1.74%
水冷器1水侧质量流量	9.61 kg/s	9.52 kg/s	-0.92%
压缩机2进口压力	3.70 bar	3.67 bar	-0.92%
压缩机2进口温度	25.13 °C	25.13 °C	0
压缩机2出口压力	14.84 bar	14.71 bar	-0.90%
压缩机2出口温度	191.66 °C	191.69 °C	0.02%
末冷器2水侧质量流量	9.56 kg/s	9.47 kg/s	-0.92%
末冷器2换热量	5.76 MW	5.71 MW	-0.90%
水冷器2水侧质量流量	9.61 kg/s	9.52 kg/s	-0.92%
压缩机3进口压力	14.50 bar	14.37 bar	-0.92%
压缩机3进口温度	25.13 °C	25.13 °C	0
压缩机3出口压力	59.75 bar	59.60 bar	-0.25%
压缩机3出口温度	195.58 °C	196.56 °C	0.50%
末冷器3水侧质量流量	9.55 kg/s	9.46 kg/s	-0.94%
末冷器3换热量	5.92 MW	5.91 MW	-0.25%
水冷器3水侧质量流量	9.61 kg/s	9.52 kg/s	-0.92%
压缩机4进口压力	59.45 bar	59.30 bar	-0.25%
压缩机4进口温度	25.13 °C	25.13 °C	0
压缩机4进口质量流量	40.00 kg/s	39.63 kg/s	-0.92%
压缩机4出口压力	100.20 bar	100.20 bar	0
压缩机4出口温度	80.50 °C	80.80 °C	0.37%
水冷器4水侧质量流量	9.62 kg/s	9.54 kg/s	-0.92%

表3 释能模型额定工况仿真验证

Tab. 3 Simulation verification of energy release model under rated working conditions

参数	设计值	仿真值	偏差
气库压力	7.96 MPa	7.96 MPa	0
气库温度	25.00 °C	25.00 °C	0
气库出气质量流量	24.41 kg/s	24.49 kg/s	0.34%
透平1进口压力	77.09 bar	76.48 bar	-0.79%
透平1出口压力	42.90 bar	42.97 bar	0.15%
透平1进口温度	184.97 °C	184.97 °C	0
透平1出口温度	124.26 °C	125.17 °C	0.73%
透平1进口质量流量	24.41 kg/s	24.49 kg/s	0.34%
加热器1质量流量	5.80 kg/s	5.82 kg/s	0.34%
加热器1功率	3.95 MW	3.96 MW	0.34%
透平2进口压力	42.90 bar	42.97 bar	0.15%
透平2出口压力	19.05 bar	19.11 bar	0.33%
透平2进口温度	124.26 °C	126.10 °C	1.48%
透平2出口温度	52.97 °C	54.64 °C	3.14%
加热器2质量流量	5.78 kg/s	5.80 kg/s	0.32%
加热器2功率	3.26 MW	3.23 MW	-0.92%
透平3进口压力	18.65 bar	18.71 bar	0.34%
透平3出口压力	4.02 bar	4.03 bar	0.28%
透平3进口温度	184.97 °C	184.97 °C	0
透平3出口温度	36.69 °C	36.65 °C	-0.11%
加热器3质量流量	5.79 kg/s	5.81 kg/s	0.34%
加热器3功率	3.66 MW	3.68 MW	0.37%
透平4进口压力	3.62 bar	3.63 bar	0.31%
透平4出口压力	1.00 bar	1.00 bar	0
透平4进口温度	184.97 °C	184.97 °C	0
透平4出口温度	54.59 °C	54.32 °C	-0.48%
功率	10.00 MW	10.00 MW	0

3.3 系统变工况仿真结果分析

3.3.1 储能过程结果分析

在储能系统仿真模型中,设置环境温度为25 °C,环境压力为0.1 MPa,气库初始压力为6.5 MPa。储能模型采用末段压缩机转速控制,使充气质量流量始终保持在40 kg/s。对仿真的起止时间、积分算法和积分步长等进行设置,如表4所示。

表 4 储能过程仿真设置

Tab. 4 Simulation settings for energy storage process

仿真参数	数值
开始时间/s	0
终止时间/s	28 800
仿真求解算法	Dassl
仿真输出步长/s	1

随着储能充气过程的进行,气库压力不断上升,气库内的气体质量也不断增加,气库压力和气库内气体质量的变化情况如图 4、图 5 所示。可以看到,气库的起始压力为 6.5 MPa,充气约 8 h 后,气库压力上升至 10 MPa,此时,气体质量达 3 430.45 t,8 h 总充气量达 1 152 t。

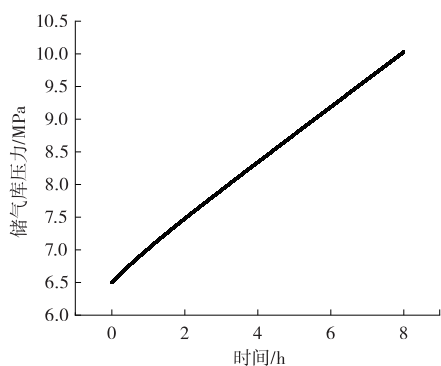


图 4 储能过程储气库压力变化

Fig. 4 Pressure change of storage tank during energy storage process

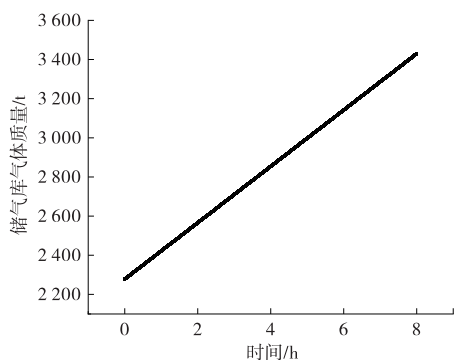


图 5 储能过程储气库气体质量变化

Fig. 5 Mass change of air in storage tank during energy storage process

图 6 为储能充气过程储气库内气体温度变化曲线。可以看到,储气库内气体温度先快速上升,之后升温速度逐渐变缓,最终趋于稳定。这是因为随着充气过程的进行,储气库压力不断上升,储气库内气体被压缩,部分压力能转化为热能,导致储气库内气体温度上升。但由于储气库与外界环境换热,随着储气库内气体温度不断增加,储气库内

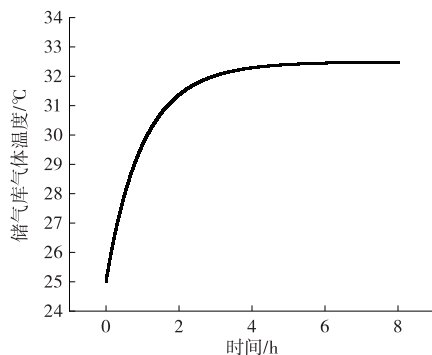


图 6 储能过程储气库气体温度变化

Fig. 6 Temperature change of air in storage tank during energy storage process

外温差变大,气体温度上升速度逐渐变慢,最终基本稳定在 32.5 °C。

图 7 为储能过程系统消耗功率及系统总耗功变化情况。从图中可以看到,随着储能充气过程的进行,系统消耗功率不断增加,由 21.02 MW 上升至 22.88 MW,储能过程系统总耗功为 175.82 MW·h。

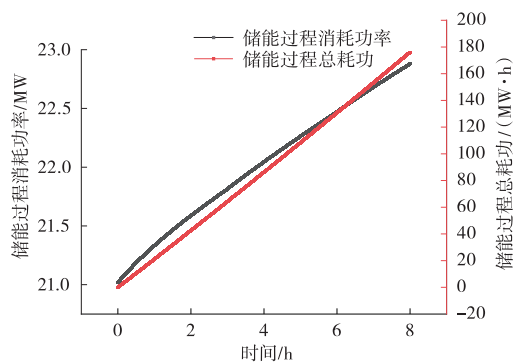


图 7 储能过程消耗功率及总耗功变化

Fig. 7 Change of power consumption and total power consumption during energy storage process

3.3.2 释能过程结果分析

在释能系统仿真模型中,设置环境温度为 25 °C,环境压力为 0.1 MPa,气库初始压力为 10 MPa。释能模型采用调节阀开度的方式,通过气库压力分程开启阀门,控制系统保持 10 MW 的输出功率。仿真的起止时间、积分算法、积分步长等设置见表 5。

表 5 释能过程仿真设置

Tab. 5 Simulation settings for energy release process

仿真参数	数值
开始时间/s	0
终止时间/s	43 200
仿真求解算法	Dassl
仿真输出步长/s	1

随着释能放气过程的进行,气库压力不断降低,气库内的气体质量也不断减少,如图8、图9所示。可以看到,气库的起始压力为10 MPa,放气约12 h后,气库压力下降至6.5 MPa,此时总放气量达1 080 t。

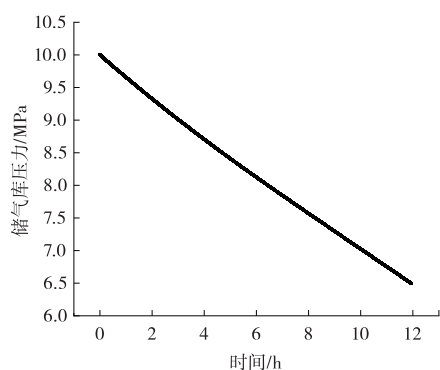


图8 释能过程储气库压力变化

Fig. 8 Pressure change of storage tank during energy release process

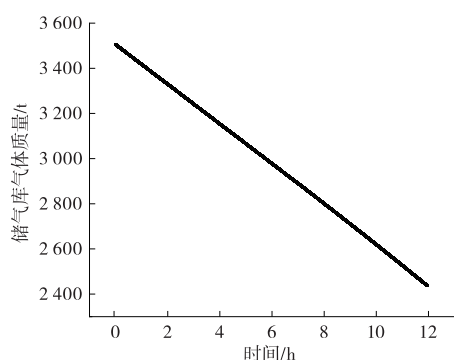


图9 释能过程储气库气体质量变化

Fig. 9 Mass change of air in storage tank during energy release process

图10为释能放气过程储气库内气体温度变化曲线。可以看到,储气库内气体温度随着放气过程的进行不断下降,放气12 h后,气体温度下降至10℃。

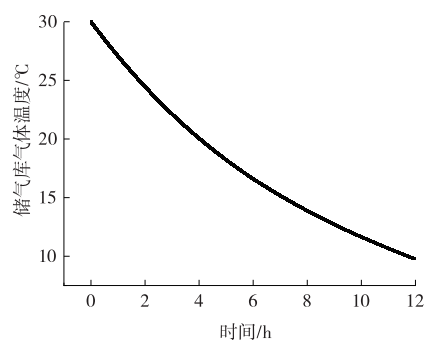


图10 释能过程储气库气体温度变化

Fig. 10 Temperature change of air in storage tank during energy release process

为保证释能过程10 MW的输出功率,通过分程控制实现释能过程调节阀的开启,进而实现放气流量调控。图11为各调节阀开度的变化情况。可以

看到,随着放气过程的进行,主调阀开度不断增加,在6.61 h时开度达到最大,此时补气阀1开启,在10.73 h补气阀1开度达到最大,此时补气阀2开启。

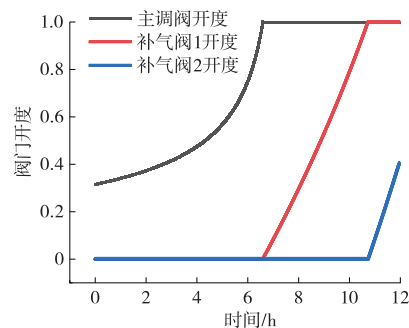


图11 释能过程阀门开度变化

Fig. 11 Valve opening change during energy release process

释能过程放气流量变化情况如图12所示。从图中可以看到,开始时放气流量保持24.4 kg/s不变,此时各透平均保持额定工况运行;当压力下降至7.9 MPa以下时,透平无法保持额定工况运行,此时需要通过补气满足10 MW的功率约束。所以,在6.61 h后开启补气阀,总放气流量不断增加。

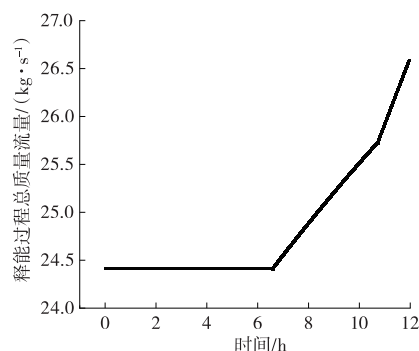


图12 释能过程放气流量变化

Fig. 12 Flow rate change of air during energy release process

图13为释能过程系统发电功率及系统总发电

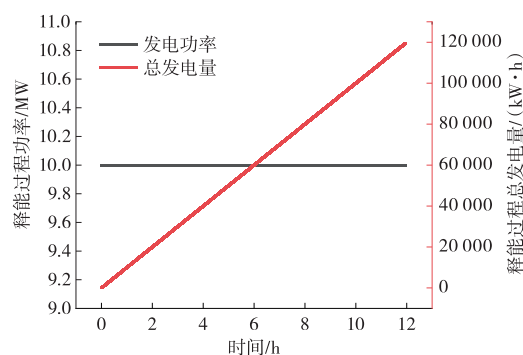


图13 释能过程发电功率及总发电量变化

Fig. 13 Change of generation power during energy release process and total generation power

量变化情况,从图中可以看到,系统发电功率始终保持 10 MW 不变,随着释能放气过程的进行,系统发电量不断增加,释能过程系统总发电量为 119.58 MW·h。结合储能过程总耗电量 175.82 MW·h,可以得到系统电-电效率为 68.01%。

3.4 变工况优化结果分析

为确定压缩空气储能系统在不同工况下的运行方式,以上述 10 MW 压缩空气储能模型为例,使用粒子群算法对储能系统和释能系统在不同工况下的运行策略进行优化。

粒子群优化(PSO)最早由 Kennedy 等^[19-20]提出。该算法起源于对鸟类种群觅食行为中迁移和聚集的模拟,如果一组鸟类随机觅食,并且该区域只有一种食物,最有效的觅食策略是在离当前猎物最近的鸟类周围搜索。PSO 算法基于该模型,多用于解决各种优化问题。

假设在多维搜索空间中,种群中有 m 个粒子,并且在第 t 次迭代中,第 i 个粒子的位置和速度分别为 $X_{i,t}$ 和 $V_{i,t}$,并且通过监督两个极端来更新粒子:第一个是粒子本身找到的最佳解,称为个体极值点(用 p_{best} 表示),另一个是当前种群找到的最佳解决方案,称为全局极值点(由 g_{best} 表示)。粒子速度和位置更新方程^[20]为

$$V_{i,t+1} = c_1 \times \text{rand}_1 \times (p_{besti} - X_{i,t}) + \omega \times V_{i,t} + c_2 \times \text{rand}_2 \times (g_{best} - X_{i,t}) \quad (13)$$

$$X_{i,t+1} = X_{i,t} + \lambda \times V_{i,t+1} \quad (14)$$

式中: ω 为惯性系数; c_1 和 c_2 为调节飞行到全局最佳粒子和单个最佳粒子的最大步幅的学习因子; rand_1 和 rand_2 为介于[0,1]之间的随机数; λ 为速度系数。

优化算法设置如表 6 所示。

表 6 优化算法设置

Tab. 6 Optimization algorithm settings

仿真参数	数值
计算开始时间/s	0
计算终止时间/s	10
仿真求解算法	Dassl
允许仿真失败次数	1 000
收敛迭代次数	20
最大迭代次数	100
粒子数	20
ω	0.60
c_1	1.50
c_2	2.00
相对容差	0.001
精度	0.000 1
仿真输出步长/s	0.01

3.4.1 储能系统优化分析

在储能系统的优化中,取气库压力分别为 10.00、8.25 和 7.00 MPa,环境温度为 $-14\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。以耗电量最小为优化目标,以 40 kg/s 的充气流量为约束条件,压缩机的导叶开度、转速为决策变量,决策变量设置见表 7。

表 7 储能模型决策变量设置

Tab. 7 Decision variable settings for energy storage model

优化参数	初始值	最小值	最大值
压缩机 1 导叶开度/ $(^{\circ})$	0	-10	60
压缩机 2 导叶开度/ $(^{\circ})$	0	-10	60
压缩机 3 导叶开度/ $(^{\circ})$	0	-10	60
压缩机 4 转速/ $(\text{rad}\cdot\text{s}^{-1})$	157.08	136.50	167.50

优化迭代过程见图 14。可以看到,随着不断优化迭代,消耗功率不断下降。储能过程优化结果如表 8 所示。在储气库压力分别为 10.00、8.25、7.00 MPa 的工况下,消耗功率分别下降 1.94、1.87、1.85 MW,下降了 8.22%~8.50%,优化效果明显。

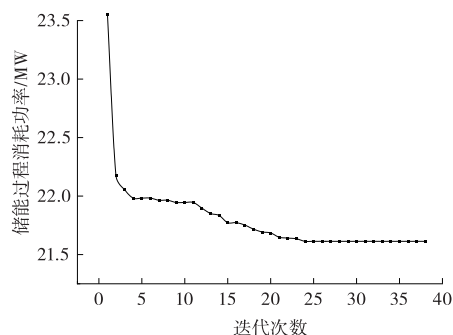


图 14 10.00 MPa 储气压力下储能过程优化迭代过程

Fig. 14 Optimization iteration of energy storage process under 10.00 MPa storage pressure

表 8 储能过程优化结果

Tab. 8 Optimization results of energy storage process

储气库压力/ MPa	优化前消耗 功率/MW	优化后消耗 功率/MW	优化效果/%
10.00	23.55	21.61	8.22
8.25	22.50	20.63	8.34
7.00	21.73	19.88	8.50

3.4.2 释能系统优化分析

在释能系统的优化中,取气库压力分别为 10.00、8.25 和 7.00 MPa。以耗气量最小为优化目标,阀门开度为优化变量,优化参数设置见表 9。以 10 MW 的发电功率为约束条件进行系统优化,迭代过程见图 15。

表9 释能模型决策变量设置

Tab. 9 Decision variable settings for energy release model

优化参数	初始值	最小值	最大值
主调阀开度	1	0	1
补气阀1开度	0	0	1
补气阀2开度	0	0	1

不同压力工况下的优化结果如表10所示。由于补气阀开启前各级透平均在设计工况附近运行,因此,当气库压力大于7.96 MPa时,系统处于最优的运行方式,优化空间不足。而当气库压力小于7.96 MPa时,系统变工况运行,可以发现,采用粒子群算法控制阀门开度的策略优化结果优于由PID控制器控制功率的策略,以7.00 MPa工况为例,优化后耗气量可减少0.63 kg/s,优化前能效为每千克工质发电0.382 1 MW,优化后每千克工质发电量为0.391 6 MW。

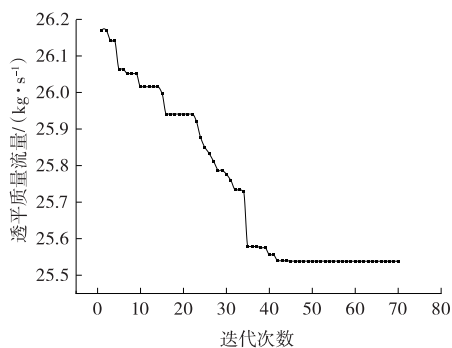


图15 7.00 MPa压力下释能过程优化迭代过程

Fig. 15 Optimization iteration of energy release process under 7.00 MPa pressure

表10 释能过程优化结果

Tab. 10 Optimization results of energy release process

储气库压力/ MPa	优化前耗气量/ (kg·s ⁻¹)	优化后耗气量/ (kg·s ⁻¹)	优化效果/%
10.00	24.407 60	24.407 10	0.002
8.25	24.407 60	24.407 10	0.002
8.00	24.407 60	24.407 11	0.002
7.75	24.678 10	24.665 50	0.051
7.50	25.302 10	24.965 50	1.330
7.25	25.308 60	25.257 30	0.203
7.00	26.170 60	25.538 30	2.416
6.75	26.387 70	25.927 70	1.743

4 结论

(1) 在储能过程中,系统储气压力从6.5 MPa上升至10 MPa,此时系统消耗功率随着气库压力的增加而不断增大,储能过程系统总耗功为175.82

MW·h。

(2) 在释能过程中,通过补气的方式保持系统10 MW的发电功率,释能过程气库压力从10 MPa下降至6.5 MPa,放气时长为12 h,总发电量为119.58 MW·h,系统循环效率为68.01%。

(3) 分别对储气库压力为10.00、8.25和7.00 MPa时储能系统和释能系统的运行方式进行优化,结果表明所建立的仿真模型可应用于压缩空气储能系统运行方式优化中,且优化效果明显。

参考文献:

- [1] 梅生伟,李瑞,陈来军,等. 先进绝热压缩空气储能技术研究进展及展望[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(10): 2893-2907, 3140.
MEI Shengwei, LI Rui, CHEN Laijun, et al. An overview and outlook on advanced adiabatic compressed air energy storage technique [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(10): 2893-2907, 3140.
- [2] 郭文宾. 压缩空气储能系统离心压缩机变工况特性及调节规律研究[D]. 北京: 中国科学院大学(中国科学院工程热物理研究所), 2021.
- [3] 陈辉,李文,盛勇,等. CAES释能过程多工况动态仿真及效率分析[J]. 动力工程学报, 2023, 43(7): 869-876, 892.
CHEN Hui, LI Wen, SHENG Yong, et al. Dynamic simulation and efficiency analysis of energy release process in compressed air energy storage under multi conditions[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2023, 43(7): 869-876, 892.
- [4] RAJU M, KUMAR KHAITAN S. Modeling and simulation of compressed air storage in caverns: a case study of the Huntorf plant[J]. Applied Energy, 2012, 89(1): 474-481.
- [5] KHAITAN S K, RAJU M. Dynamic simulation of air storage-based gas turbine plants[J]. International Journal of Energy Research, 2013, 37(6): 558-569.
- [6] 王成山,武震,杨献莘,等. 基于微型压缩空气储能的混合储能系统建模与实验验证[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(23): 22-26.
WANG Chengshan, WU Zhen, YANG Xianshen, et al. Modeling and verification of hybrid energy storage system based on micro compressed air energy storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(23): 22-26.
- [7] 文贤馥,刘石,李翔,等. 先进压缩空气储能系统模拟与效率分析[J]. 动力工程学报, 2021, 41(9): 802-808.
WEN Xiankui, LIU Shi, LI Xiang, et al. Simulation

- and efficiency analysis of advanced compressed air energy storage system[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2021, 41(9): 802-808.
- [8] 胡博. 含压缩空气储能的 CCHP 系统多目标优化设计与运行研究[D]. 南昌: 南昌大学, 2022.
- [9] 何青, 刘辉, 张军良, 等. 基于正交设计的压缩空气储能系统效率分析[J]. 动力工程学报, 2016, 36(4): 313-319.
- HE Qing, LIU Hui, ZHANG Junliang, et al. Analysis on exergy efficiency of a compressed-air energy storage system based on orthogonal design[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2016, 36(4): 313-319.
- [10] 李鹏, 李国能, 苏航, 等. 不同运行方案下 AA-CAES 系统性能分析及优化[J]. 动力工程学报, 2022, 42(9): 843-851.
- LI Peng, LI Guoneng, SU Hang, et al. Performance analysis and optimization of AA-CAES system under different operation schemes[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2022, 42(9): 843-851.
- [11] 郭欢, 徐玉杰, 张新敬, 等. 蓄热式压缩空气储能系统变工况特性[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(5): 1366-1376.
- GUO Huan, XU Yujie, ZHANG Xinjing, et al. Off-design performance of compressed air energy storage system with thermal storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(5): 1366-1376.
- [12] 张斌, 王光磊, 徐震, 等. 集成恒压压缩空气储能的燃气轮机 CCHP 系统特性研究[J]. 动力工程学报, 2024, 44(3): 369-375.
- ZHANG Bin, WANG Guanglei, XU Zhen, et al. Study on system characteristics of gas turbine CCHP integrated with constant-pressure compressed air energy storage[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2024, 44(3): 369-375.
- [13] ADAMS II T A, NEASE J, TUCKER D, et al. Energy conversion with solid oxide fuel cell systems: a review of concepts and outlooks for the short- and long-term[J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2013, 52(9): 3089-3111.
- [14] 曹福毅, 张旭, 王廷举, 等. 大容量压缩空气储能系统空气透平工艺结构及运行特性研究[J]. 汽轮机技术, 2024, 66(1): 53-55.
- CAO Fuyi, ZHANG Xu, WANG Tingju, et al. Research on technological process and dynamic running of big-capacity air turbine of compressed air energy storage system[J]. Turbine Technology, 2024, 66(1): 53-55.
- [15] ZHOU Yujie, PAN Lei, HAN Xu, et al. Dynamic modeling and thermodynamic analysis of lithium bromide absorption refrigeration system using Modelica[J]. Applied Thermal Engineering, 2023, 225: 120106.
- [16] HINKELMAN K, WANG Jing, ZUO Wangda, et al. Modelica-based modeling and simulation of district cooling systems: a case study[J]. Applied Energy, 2022, 311: 118654.
- [17] 谢心喻, 鲁业明, 王晓放, 等. 基于不同压气机特性曲线预测方法的单轴燃气轮机动态性能仿真研究[J]. 热能动力工程, 2021, 36(3): 26-34.
- XIE Xinyu, LU Yeming, WANG Xiaofang, et al. Simulation investigation on dynamic performance of single shaft gas turbine based on different compressor characteristic curve prediction methods[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2021, 36(3): 26-34.
- [18] 程堃, 万祥, 孙海军, 等. 弗留格尔公式的改进及其在汽轮机湿蒸汽级组中的应用[J]. 汽轮机技术, 2020, 62(2): 104-106, 131.
- CHENG Kun, WAN Xiang, SUN Haijun, et al. The improvement of Flugel formula and its application in wet steam stage groups of steam turbine[J]. Turbine Technology, 2020, 62(2): 104-106, 131.
- [19] KENNEDY J, EBERHART R. Particle swarm optimization [C]//ICNN'95-International Conference on Neural Networks. Perth, WA, Australia: IEEE, 1995. 1942-1948.
- [20] 熊伟, 王琪. 基于神经网络和改进粒子群算法的电涡流传感器探头参数优化[J]. 武汉大学学报(工学版), 2025, 58(6): 999-1007.
- XIONG Wei, WANG Qi. Optimization of eddy current sensor probe parameters based on neural network and improved particle swarm optimization algorithm[J]. Engineering Journal of Wuhan University, 2025, 58(6): 999-1007.