DOI: 10. 3969/j. issn. 1674-1951. 2021. 07. 001

# 基于固体填料床的泵热储能系统热-经济性分析

Thermo-economic analysis on the pumped thermal energy storage system based on the solid packed beds

赵永亮,刘明,王朝阳,孙瑞强,种道形,严俊杰\*
ZHAO Yongliang,LIU Ming,WANG Chaoyang,SUN Ruiqiang,CHONG Daotong,
YAN Junjie\*

(西安交通大学 动力工程多相流国家重点实验室,西安 710049)

(State Key Laboratory of Multiphase Flow in Power Engineering , Xi'an Jiaotong University , Xi'an 710049 , China)

摘 要: 泵热储能技术因其具有大规模化、成本较低且无地理条件限制的优势,在未来电力系统中扮演着十分重要的角色。针对采用固体填料床且基于可逆焦耳-布雷顿循环的泵热储能系统,开展了不同设计参数对系统热-经济性的影响规律研究,结果表明: 系统综合效率随着最大充电温度、做功部件多级效率和填料床孔隙率的增加而升高; 当选取氦气为工质,磁铁矿为储热介质,且最大充电温度为850 K时,多级效率为92%,填料床孔隙率为46%时,得到最大综合效率72.45%。系统平准化储能成本随着最大充电温度和做功部件多级效率的增加而降低; 当选取氦气为工质,磁铁矿为储热介质,且最大充电温度为850 K时,多级效率为92%,填料床孔隙率为40%时,可获得最小平准化储能成本0.211美元/(kW·h)。

关键词:泵热储能;卡诺电池;热-经济性分析;平准化储能成本;热-机械储能技术;碳中和;储能技术

中图分类号:TK 11<sup>+</sup>4 文献标志码:A 文章编号:1674-1951(2021)07 - 0001 - 08

Abstract: Pumped thermal energy storage technology will play a critical role in the future electric power system due to its large scale, low capital cost and no geographical constraints. A pumped thermal energy storage system based on solid packed beds and the reversible Joule-Brayton cycles and the effects of distinct design parameters on the system's thermo-economic performance were investigated. It can be revealed that the system roundtrip efficiency increase with the gowing of the maximum charging temperature, polytropic efficiency of the machines and porosity of packed beds. Using helium as the working fluid and magnetite as the storage material, the system's maximum roundtrip efficiency can be as high as 72.45% when the maximum charging temperature, polytropic efficiency of the machines and porosity of packed beds are 850 K, 92% and 46%, respectively. The levelized energy storage cost of the system reduces with the rising of the maximum charging temperature and polytropic efficiency of the machines. Using helium as the working fluid and magnetite as the storage material, the minimum levelized cost energy storage will bottom at 0.211 dollar/(kW·h) when the maximum charging temperature, polytropic efficiency of the machines and porosity of packed beds are 850 K, 92% and 40%, respectively.

**Keywords:** pumped thermal energy storage; Carnot battery; thermo-economic analysis; levelized cost of storage; thermo-mechanical energy storage technology; carbon neutrality; energy storage technology

# 0 引言

在碳达峰、碳中和背景下,未来可再生能源发电在电力系统的占比将逐年攀升。然而,太阳能、风能发电等的间歇性和波动性势必会对电力系统的安全稳定造成巨大冲击[1]。为此,电力系统需提高运行灵活性来克服这一困难<sup>[2]</sup>,燃煤机组是发电源侧主要的灵活性调节资源<sup>[3]</sup>,目前已经应用到调

收稿日期:2021-05-01;修回日期:2021-06-30 基金项目:国家自然科学基金项目(51888103) 峰调频过程中[4-5],而储能技术也在其中发挥着越来越重要的作用[6]。现有的储能技术中,抽水蓄能和压缩空气储能是目前可实现大型商业化的大规模储能技术[7],但是其大都存在地理地质条件限制、易破坏生态环境且建设周期长等缺点。因此,开发新型可替代大规模储能技术是储能领域未来的发展方向,而热-机械储能技术因其无地理条件限制、低成本、长周期且可实现大规模化的特点备受大家关注[8]。泵热储能(也叫卡诺电池储能)技术是一种十分有潜力的热机械储能技术,其在用电低谷时通过

热泵循环进行充电,将电能转化为热能,储存在高温和低温储热介质中,最终在用电高峰时通过热机循环进行放电<sup>[9]</sup>。

显热储热的快速发展也为泵热储能技术的进 步提供了较强的可行性。光热电站中已经耦合了 不同的显热储热单元[10],并应用于跨季节供热 中[11]。利用固体填料床显热储热单元,文献[12-13]建立泵热储能系统模型,分析了不同工质和储 热介质对该系统热-经济性的影响规律。文献[14] 开展了泵热储能和液体空气储能技术的技术经济 性对比。文献[15-16]建立了泵热储能系统的动态 模型,研究了填料床的动态质量流量不平衡现象, 分析了不同因素对综合效率的影响。利用液体显 热储热单元,文献[17]提出了一种采用液体储罐的 泵热储能系统构型,分析了不同高温和低温储热流 体对系统效率和成本的影响。文献[18]建立了泵 热储能系统的热力学分析模型,分析了换热器效 能、内外部损失和夹点温差等对综合效率的影响。 文献[19]开展了基于液体储热的泵热储能系统的 先进㶲分析,探讨了做功部件和传热部件的性能改 进对综合效率的提升潜力。此外,研究者还开展了 集成中低温储热的基于朗肯循环的泵热储能系统 的性能分析[20-22]。

针对储能技术的技术经济性分析,文献[23]采用首例泵热储能工程示范机组的数据计算分析了该系统的平准化储能成本(Levelized Cost of Storage, LCOS),为0.027~0.050 欧元/(kW·h),并与其他储能系统进行了对比,验证了该储能系统的优势。文献[24]计算分析了液体空气储能集成有机朗肯循环系统的平准化储能成本,结果表明液态空气储能系统可以获得比锂电池储能更具成本竞争力。文献[25]采用平准化储能成本方法对比了不同储能技术的技术经济性。文献[26]则采用了年化生命周期储能成本和平准化储能成本,开展了不同储能技术的技术经济性分析。

文献综述表明,现有针对泵热储能系统的研究,主要集中在基于热力学性能的系统构型的优化,而针对循环工质和储热介质的选择研究相对较少,而且开展泵热储能系统的热-经济性分析的文献还存在不足。为此,本文针对采用固体填料床的泵热储能系统,建立了详细的热力学数学模型和平准化储能成本的评价模型,开展了不同工质、不同储热介质和不同设备设计参数的热-经济性分析,从而为大规模热-机械储能技术的开发和应用奠定坚实的理论基础。

# 1 系统构型与数学分析模型

#### 1.1 系统构型介绍

基于可逆焦耳-布雷顿循环的泵热储能系统构型如图1所示,对应的温度和比熵的关系示意如图2所示。充电过程,常温常压气体在压缩机中压缩形成高温高压气体,之后在填料床储热单元中将热量传递给固体储热材料,出口的常温高压气体在膨胀机内做功获得低温低压气体,进而在填料床储冷单元中将冷量传递给固体储热材料;放电过程,低温低压的气体在压缩机中首先升温升压,之后进入储热单元中吸收储热介质在充电过程中储存的热量,获得的高温高压气体在膨胀机中做功,对外输出电能,出口的常温常压气体吸收储冷单元在充电过程中储存的冷量,得到低温低压的气体。

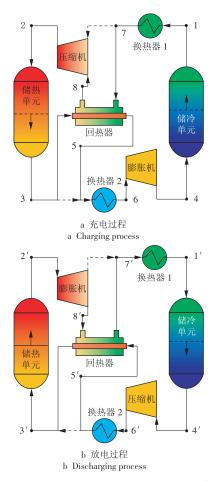


图 1 基于可逆焦耳-布雷顿循环的泵热储能系统构型示意 Fig. 1 Layout of the pumped thermal energy storage system based on reversible Joule-Brayton cycles

辅助换热器 1(HX1)和换热器 2(HX2)是为了保证充放电过程中储热单元的进出口温度一致。回热器的利用是为了在充电过程中提高压缩机人口温度,在放电过程中降低膨胀机出口温度,从而提高该储能系统的效率。

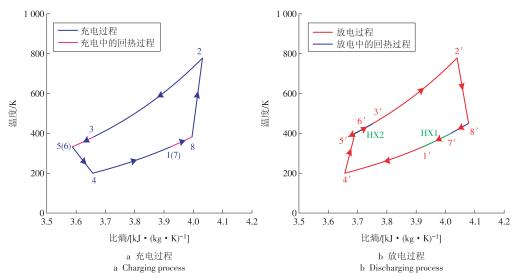


图 2 基于可逆焦耳-布雷顿循环的泵热储能系统温度和比熵的关系示意

Fig. 2 T-s diagram of the pumped thermal energy storage system based on reversible Joule-Brayton cycles

基于焦耳-布雷顿循环的泵热储能系统,常用的工质有氩气(Ar)和氮气(N<sub>2</sub>),常用的填料床固体储热材料有磁铁矿和矾土,后续也将开展不同工质和不同储热材料的对比分析。

#### 1.2 热力学分析模型

基于焦耳-布雷顿循环的泵热储能系统的主要 部件包括压缩机、膨胀机、填料床储热单元和换热 器,下文将介绍各自的热力学计算模型。

对于压缩机和膨胀机,选取多级效率来计算出口参数[15],计算公式如下

$$\frac{T_{\rm c,\,out}}{T_{\rm c,\,in}} = \left(\frac{p_{\rm \,c,\,out}}{p_{\rm \,c,\,in}}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}\cdot\frac{1}{\eta_{\rm p,\,c}}},\tag{1}$$

$$\frac{T_{e, \text{out}}}{T_{e, \text{in}}} = \left(\frac{p_{e, \text{out}}}{p_{e, \text{in}}}\right)^{\frac{\gamma - 1}{\gamma} \cdot \eta_{p, e}}, \tag{2}$$

式中: $T_{e,in}$ 和 $T_{e,out}$ 分别为压缩机进口和出口的温度,K; $p_{e,in}$ 和 $p_{e,out}$ 分别为压缩机进口和出口的压力,kPa; $T_{e,in}$ 和 $T_{e,out}$ 分别为膨胀机进口和出口的温度,K; $p_{e,in}$ 和 $p_{e,out}$ 分别为膨胀机进口和出口的压力,kPa; $\eta_{p,e}$ 和 $\eta_{p,e}$ 分别为压缩机和膨胀机的多级效率,%; $\gamma = c_p/c_v$ 为理想气体的比热容比。

假设充放电过程压缩机入口的压力均为 $p_0$ ,仅 考虑填料床内的压损,而忽略换热器的压损后,充 电和放电过程的压缩机和膨胀机的压比满足

$$p_0 \beta_{\text{CMP}}^{\text{chg}} - \Delta p_{\text{HR}}^{\text{chg}} = \left( p_0 + \Delta p_{\text{CR}}^{\text{chg}} \right) \beta_{\text{EXP}}^{\text{chg}}, \tag{3}$$

$$p_0 \beta_{\text{CMP}}^{\text{dis}} - \Delta p_{\text{HR}}^{\text{dis}} = \left( p_0 + \Delta p_{\text{CR}}^{\text{dis}} \right) \beta_{\text{EXP}}^{\text{dis}} , \qquad (4)$$

式中: $\beta_{\text{CMP}}^{\text{chin}}$ 和 $\beta_{\text{EXP}}^{\text{chin}}$ 分别为充电过程压缩机和膨胀机的压比; $\beta_{\text{CMP}}^{\text{dis}}$ 和 $\beta_{\text{EXP}}^{\text{dis}}$ 分别为放电过程压缩机和膨胀机的压比; $\Delta p_{\text{CR}}^{\text{thin}}$ 和 $\Delta p_{\text{CR}}^{\text{thin}}$ 分别为充电过程储热和储冷单元的压损,kPa; $\Delta p_{\text{thin}}^{\text{thin}}$ 和 $\Delta p_{\text{CR}}^{\text{thin}}$ 分别为放电过程储热

和储冷单元的压损,kPa。

对于填料床单元,其体积Vpack的计算如下

$$V_{\text{pack}} = \frac{q_m c_{\text{p,g}} t_{\text{N}}}{\rho_{\text{s}} (1 - \varepsilon_{\text{PB}}) \bar{c}_{\text{s}}}, \qquad (5)$$

式中: $q_m$ 为工质的质量流量,kg/s; $c_{p,g}$ 为工质的定压比热容, $kJ/(kg \cdot K)$ ; $t_N$ 为额定放电时间,s; $\rho_s$ 为储热材料的密度, $kg/m^3$ ; $\bar{c}_s$ 为储热材料的平均比热容, $kJ/(kg \cdot K)$ ; $\varepsilon_{PB}$ 为填料床内储热颗粒堆积的孔隙率,%。

填料床内的压损在孔隙率为33%~55%内可按如下公式计算[27]

$$\frac{\Delta p}{h} = \frac{150\mu}{d_{\rm p}^2} \frac{\left(1 - \varepsilon_{\rm PB}\right)^2}{\varepsilon_{\rm pR}^3} u_{\rm f} + \frac{1.75\rho_{\rm f}}{d_{\rm p}} \frac{\left(1 - \varepsilon_{\rm PB}\right)}{\varepsilon_{\rm pR}^3} u_{\rm f}^2, (6)$$

式中:h为填料床的高度,m; $d_p$ 为填料床内颗粒的直径,m; $\mu$ , $\rho_r$ 和 $u_r$ 分别为气体的动力黏度、密度和速度,单位分别为Pa·s, $kg/m^3$ 和m/s。

对于换热器,采用换热器效能 $\varepsilon_{\text{HEX}}$ 来反映换热器的性能 $^{[19]}$ ,计算公式如下

$$\varepsilon_{\text{HEX}} = \frac{\dot{Q}}{\dot{Q}_{\text{max}}} = \frac{\dot{Q}}{\left(q_{m}c\right)_{\text{min}}\left(T_{\text{h,in}} - T_{\text{c,in}}\right)},$$
 (7)

式中: $\dot{Q}$ 和 $\dot{Q}_{max}$ 分别为实际换热量和理论最大换热量,kW;  $T_{h,in}$ 和 $T_{c,in}$ 分别为热侧和冷侧流体入口温度,K; c为比热容。

将储能系统充放电作为一个整体的过程,从热力学的角度出发,定义系统综合效率为

$$\chi = \frac{W_{\rm dis}^{\rm net}}{W_{\rm chg}^{\rm net}} = \frac{q_{\rm m, dis} \, \cdot \left(w_{\rm e, dis} - w_{\rm c, dis}\right) \cdot t_{\rm dis}}{q_{\rm m, chg} \, \cdot \left(w_{\rm c, chg} - w_{\rm e, chg}\right) \cdot t_{\rm chg}} \times 100\% \ , (8)$$

式中: $q_{m,\text{chg}}$ 和 $q_{m,\text{dis}}$ 分别表示充放电过程的工质质量流量,kg/s; $w_{\text{c,chg}}$ 和 $w_{\text{c,chg}}$ 分别为充电过程压缩机和膨

胀机的比功,kJ/kg; $w_{e,dis}$ 和 $w_{e,dis}$ 分别为放电过程压缩机和膨胀机的比功,kJ/kg; $t_{ehg}$ 和 $t_{dis}$ 分别为充电和放电过程的持续时间,s。

# 1.3 技术经济性分析模型

针对泵热储能系统,首先基于热力学分析获得系统的热力参数,之后对每个部件设计得到其几何结构参数,进而采用文献[14]介绍的4种成本评估方法计算获得系统包含主要设备的总购买成本(Total Purchased Cost, TPC)。这里由于篇幅有限,具体计算模型暂未列出。

总投资成本(Total Capital Investment, TCI)包括 工程采购及施工成本(Engineering Procurement and Construction, EPC)和应急及所有者成本 (Contingencies and Owner's Costs, C&OC)。其中 EPC具体细分为总直接成本(Total Direct Plant Cost, TDPC)和间接成本(Indirect Cost, IDC)。总投资成本计算模型见表1。

表1 总投资成本计算模型

 Tab. 1
 Calculation models of the total capital investment

参数		成本计算
TDPC	TPC	TPC
	部件安装	25% TPC
	仪表安装	8% TPC
	管道安装	10% TPC
	电气安装	10% TPC
	建筑	10% TPC
	土地	4% TPC
IDC		14% TDPC
EPC		TDPC + IDC
C&OC	应急成本	10% EPC
	所有者成本	5% EPC
TCI		EPC + C&OC

LCOS 描述为一种储能技术整个生命周期N年内的投资总额除以该储能系统整个生命周期内每年的平均放电总量之和[24],计算方法为

$$LCOS = \frac{TCI + \sum_{t=1}^{N} \frac{A_{t}}{(1+i)^{t}}}{\sum_{t=1}^{N} \frac{E_{d}}{(1+i)^{t}}},$$
 (9)

式中: $A_i$ 为年度成本,百万美元; $E_a$ 为相同时间段内的放电总量,MJ;i为利率,%。

年度成本包括运行维护成本 OPEX,、年度购电成本 EC,和设备保险成本 IC,,计算公式为

$$A_t = OPEX_t + EC_t + IC_{t \circ} \tag{10}$$

OPEX<sub>r</sub>包含基于功率的年度运行费用 OPEX<sub>r</sub>和基于能量的年度维护费用 OPEX<sub>r</sub>, 计算公式为

 $OPEX_t = OPEX_P \cdot P_{dis}^{net} + OPEX_E \cdot E_{dis}^{net} \cdot n_{cycles}$ ,(11) 式中: $P_{dis}^{net}$ 为放电过程的净功率,MW; $E_{dis}^{net}$ 为单次循环的总输出电能,MJ; $n_{cycles}$ 为每年的循环次数。

年度购电成本 $EC_i$ 是综合效率 $\chi$ 和电价ET的函数,计算公式为

$$\frac{\sum_{t=1}^{N} \frac{EC_{t}}{(1+i)^{t}}}{\sum_{t=1}^{N} \frac{E_{d}}{(1+i)^{t}}} = \frac{ET}{\chi} . \tag{12}$$

与文献[23]提供的初始数据一致,选取储能系统的服役寿命为20 a, $OPEX_P$ 和 $OPEX_P$ 分别取11.2 欧元/(kW<sub>e</sub>·a)和2.64×10<sup>-3</sup> 欧元/(kW<sub>e</sub>·a),利率取8%,保险费占总投资成本TCI的0.5%。

### 1.4 计算流程

本文研究的计算流程如图 3 所示。首先,输入 泵热储能系统的充电功率和放电时间,选取循环工 质和储热介质,并给定本文研究的参数取值;进而, 根据已知参数,迭代计算充电过程和放电过程的热 力参数;之后,判断各相连设备进出口压力的偏差 绝对值是否符合要求,如果符合要求则进行下一步 计算,如果不符合要求,要进行迭代计算;最后,根 据热力参数,计算储能系统各部件的几何参数,获 得设备 TPC 和 LCOS。

# 2 热力学性能分析

泵热储能是一种可以实现大规模化的热-机械储能技术。这里取充电功率为10 MW,放电时间为6h的储能系统,同时取环境温度为298 K,填料床的高/径比为3.0,填料床内颗粒的直径为0.02 m。

#### 2.1 最大充电温度的影响

首先,选取泵热储能系统的填料床孔隙率为40%,做功部件的多级效率为92%,研究了最大充电温度对综合效率的影响规律,如图4所示。结果表明:随着最大充电温度的增加,系统综合效率逐渐增加;相同条件下,采用氦气为工质的系统,综合效率要大于采用氩气为工质的系统;采用磁铁矿为储热介质的系统,综合效率要大于采用矾土为储热介质的系统。相比而言,采用氩气为工质时,不同储热介质对综合效率的影响要大于采用氦气为工质时的系统。

#### 2.2 做功部件多级效率的影响

选取泵热储能系统的最大充电温度为850 K, 填料床孔隙率为40%,研究了做功部件多级效率对 综合效率的影响规律,如图5所示。结果表明:随着 做功部件多级效率的增加,系统的综合效率线性增

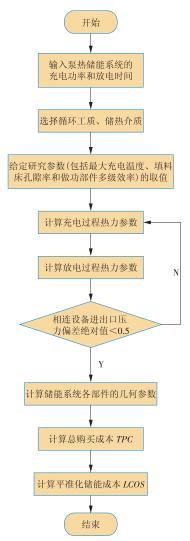


图 3 泵热储能系统计算流程

Fig. 3 Calculation flow of the pumped thermal energy storage system

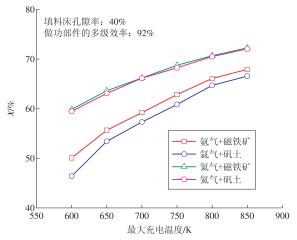


图 4 最大充电温度对泵热储能系统综合效率的影响规律 Fig. 4 Effects of the maximum charging temperature on the roundtrip efficiency of the pumped thermal energy storage system

加;相比而言,采用氩气为工质时,选用不同储热介质对综合效率的影响要大于采用氦气为工质时的情况。

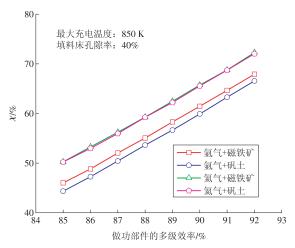


图 5 多级效率对泵热储能系统综合效率的影响规律 Fig. 5 Effects of the polytropic efficiency on the roundtrip efficiency of the pumped thermal energy storage system

#### 2.3 填料床孔隙率的影响

选取泵热储能系统的最大充电温度为850 K, 多级效率为92%, 研究了填料床孔隙率对综合效率的影响规律, 如图6所示。结果表明: 当选用氦气为工质时, 填料床的孔隙率对系统综合效率的影响很小; 而选用氩气为工质时, 系统综合效率随着填料床的孔隙率的增加而增加。

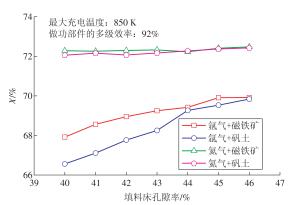


图 6 填料床孔隙率对泵热储能系统综合效率的影响规律 Fig. 6 Effects of the packed beds porosity on the roundtrip efficiency of the pumped thermal energy storage system

综上分析,当泵热储能系统选取氦气为工质, 磁铁矿为储热介质,且最大充电温度为850 K时,做 功部件的多级效率为92%,填料床孔隙率为46% 时,可获得最大的综合效率为72.45%。

# 3 技术经济性分析

根据热力学分析获得系统设计参数和主要部件的几何结构参数,采用1.3节提供的技术经济性分析模型,即可获得*TCI和LCOS*,这里采用*LCOS*作为主要经济性指标。研究中,选取购电价格为0.0859美元/(kW·h),1年该储能系统的循环次数为1000次。

## 3.1 最大充电温度的影响

选取泵热储能系统的填料床孔隙率为40%,做功部件的多级效率为92%,研究了最大充电温度对系统 LCOS 的影响规律,如图7所示。结果表明:随着最大充电温度的增加,系统 LCOS 逐渐降低;相同条件下,采用氦气为工质的系统,LCOS 要小于采用氩气为工质的系统;采用磁铁矿为储热介质的系统,LCOS 要低于采用矾土为储热介质的系统。相比而言,采用氩气为工质时,不同储热介质对综合效率的影响要大于采用氦气为工质的系统。

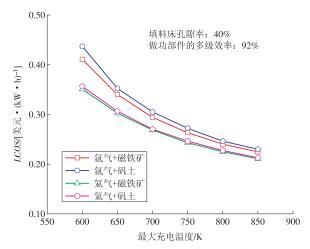


图 7 最大充电温度对泵热储能系统*LCOS*的影响规律 Fig. 7 Effects of the maximum charging temperature on the *LCOS* of the pumped thermal energy storage system

# 3.2 做功部件多级效率的影响

选取泵热储能系统的最大充电温度为850 K,填料床孔隙率为40%,研究了做功部件的多级效率对系统LCOS的影响规律,如图8所示。结果表明:随着做功部件多级效率的逐渐增加,系统LCOS呈现线性下降的趋势;相同条件下,选用氦气为工质的系统;选用磁铁矿为储热介质的系统,LCOS低于选用矶土为储热介质的系统。相比而言,选用氩气为工质时,做功部件的多级效率对系统LCOS的影响要明显大于选用氦气为工质的系统。

#### 3.3 填料床孔隙率的影响

选取泵热储能系统的最大充电温度为850 K,做功部件的多级效率为92%,研究了填料床孔隙率对系统 LCOS 的影响规律,如图9所示。结果表明:随着孔隙率的逐渐增加,选用氩气为工质的储能系统,LCOS逐渐下降到稳定;选用氦气为工质的储能系统,LCOS逐渐上升到稳定。相同条件下,选用氦气为工质的系统,LCOS低于选用氩气为工质的系统;选用磁铁矿为储热介质的系统,LCOS低于选用矾土为储热介质的系统。

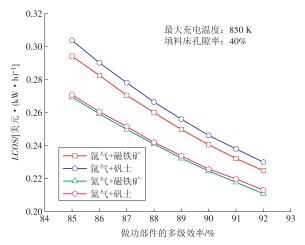


图 8 做功部件多级效率对泵热储能系统*LCOS*的影响规律 Fig. 8 Effects of the polytropic efficiency on the *LCOS* of the pumped thermal energy storage system

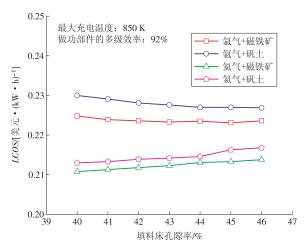


图 9 填料床孔隙率对泵热储能系统*LCOS*的影响规律 Fig. 9 Effects of the packed beds porosity on the *LCOS* of the pumped thermal energy storage system

综上分析,当泵热储能系统选取氦气为工质, 磁铁矿为储热介质,且最大充电温度为850 K,做功 部件多级效率为92%,填料床孔隙率为40%时,可 获得最小的系统*LCOS*为0.2108美元/(kW·h)。

# 4 结论

泵热储能作为一种可实现大规模化、成本较低 且无地理条件限制的热-机械储能技术,未来势必 在电力系统中发挥重要作用。本文针对采用固体 填料床且基于可逆焦耳-布雷顿循环的泵热储能系 统,建立了热-经济性分析模型,研究了不同设计参 数对系统热力学性能和技术经济性的影响规律,获 得的主要结论如下。

(1)系统综合效率随着最大充电温度、做功部件多级效率和填料床孔隙率的增加而升高;相同条件下,采用氦气为工质的系统综合效率要大于采用氩气为工质的系统;采用磁铁矿为储热介质的系

统,综合效率要大于采用矾土为储热介质的系统。 因此,当泵热储能系统选取氦气为工质,磁铁矿为储热介质,且最大充电温度为850 K,做功部件多级效率为92%,填料床孔隙率为46%时,可获得最大的综合效率为72.45%。

(2)LCOS随着最大充电温度和做功部件多级效率的增加而降低;相同条件下,选用氦气为工质的系统,LCOS低于选用氩气为工质的系统;选用磁铁矿为储热介质的系统,LCOS低于选用矾土为储热介质的系统。因此,当泵热储能系统选取氦气为工质,磁铁矿为储热介质,且最大充电温度为850 K,做功部件多级效率为92%,填料床孔隙率为40%时,可获得最小的LCOS为0.2108美元/(kW·h)。

# 参考文献:

- [1]ZHOU S, WANG Y, ZHOU Y Y, et al. Roles of wind and solar energy in China's power sector: Implications of intermittency constraints [J]. Applied Energy, 2018, 213: 22-30.
- [2]CRUZ M R M, FITIWI D Z, SANTOS S F, et al. A comprehensive survey of flexibility options for supporting the low-carbon energy future [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018, 97:338-353.
- [3]魏海姣, 鹿院卫, 张灿灿, 等. 燃煤机组灵活性调节技术研究现状及展望[J]. 华电技术, 2020, 42(4):63-69. WEI Haijiao, LU Yuanwei, ZHANG Cancan, et al. Status and prospect of flexibility regulation technology for coalfired power plants [J]. Huadian Technology, 2020, 42(4): 63-69.
- [4]王金星,张少强,张瀚文,等. 燃煤电厂调峰调频储能技术的研究进展[J].华电技术,2020,42(4):64-71. WANG Jinxing, ZHANG Shaoqiang, ZHANG Hanwen, et al. Progress on the peak load regulation, frequency regulation and energy storage technologies for coal-fired power plants [J]. Huadian Technology, 2020, 42(4):64-71.
- [5]王兴兴,孙建桥,陈明.储能火电联合调频系统设计与研究[J].华电技术,2020,42(4):78-82. WANG Xingxing, SUN Jianqiao, CHEN Ming. Design and research on energy storage and thermal power combined frequency modulation systems [J]. Huadian Technology, 2020,42(4):78-82.
- [6] RAHMAN M M, ONI A O, GEMECHU E, et al. Assessment of energy storage technologies: A review [J]. Energy Conversion and Management, 2020, 223. DOI: 10.1016/j. enconman.2020.113295.
- [7] ANEKE M, WANG M H. Energy storage technologies and real life applications—A state of the art review [J]. Applied Energy, 2016, 179: 350–377.

- [8]STEINMANN W D. Thermo mechanical concepts for bulk energy storage [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017, 75: 205-219.
- [9]OLYMPIOS A V, MCTIGUE J D, FARRES-ANTUNEZ P, et al. Progress and prospects of thermo-mechanical energy storage—A critical review [J]. Progress in Energy, 2020, 3. DOI: 10.1088/2516-1083/abdbba.
- [10]韩伟,崔凯平,赵晓辉,等.光热电站储热系统设计及储罐预热方案研究[J].华电技术,2020,42(4):42-46. HAN Wei, CUI Kaiping, ZHAO Xiaohui, et al. Design for CSP plants' energy storage system and research on preheating strategy with tanks [J]. Huadian Technology, 2020,42(4):42-46.
- [11]左春帅,樊海鹰,王恩宇.太阳能跨季节储热供热系统性能研究[J].华电技术,2020,42(11):50-56.

  ZUO Chunshuai, FAN Haiying, WANG Enyu. Study on the performance of a solar seasonal heat-storage and heating system[J]. Huadian Technology, 2020, 42(11):50-56.
- [12]BENATO A. Performance and cost evaluation of an innovative pumped thermal electricity storage power system [J].Energy, 2017, 138;419–436.
- [13] BENATO A, STOPPATO A. Heat transfer fluid and material selection for an innovative pumped thermal electricity storage system [J]. Energy, 2018, 147:155-168.
- [14] GEORGIOU S, SHAH N, MARKIDES C N. A thermoeconomic analysis and comparison of pumped-thermal and liquid-air electricity storage systems [J]. Applied Energy, 2018,226:1119-1133.
- [15] WANG L, LIN X P, CHAI L, et al. Cyclic transient behavior of the Joule-Brayton based pumped heat electricity storage: Modeling and analysis [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2019, 111:523-534.
- [16] WANG L, LIN X P, CHAI L, et al. Unbalanced mass flow rate of packed bed thermal energy storage and its influence on the Joule-Brayton based pumped thermal electricity storage [J]. Energy Conversion and Management, 2019, 185:593-602.
- [17] LAUGHLIN R B. Pumped thermal grid storage with heat exchange [J]. Journal of Renewable and Sustainable Energy, 2017, 9(4). DOI: 10.1063/1.4994054.
- [18] SALOMONE-GONZáLEZ D, GONZáLEZ-AYALA J, MEDINA A, et al. Pumped heat energy storage with liquid media: Thermodynamic assessment by a Brayton-like model [J]. Energy Conversion and Management, 2020, 226. DOI: 10.1016/j.enconman.2020.113540.
- [19]ZHAO Yongliang, LIU Ming, SONG Jian, et al. Advanced exergy analysis of a Joule-Brayton pumped thermal electricity storage system with liquid phase storage [J]. Energy Conversion and Management, 2021, 231. DOI: 10.1016/j.enconman.2021.113867.

- [20] DUMONT O, FRATE G F, PILLAI A, et al. Carnot battery technology: A state-of-the-art review [J]. Journal of Energy Storage, 2020, 32.DOI; 10.1016/j.est.2020.101756.
- [21] FRATE G F, FERRARI L, DESIDERI U. Multi-criteria investigation of a pumped thermal electricity storage (PTES) system with thermal integration and sensible heat storage [J]. Energy Conversion and Management, 2020, 208. DOI: 10.1016/j.enconman.2020.112530.
- [22] HU S Z, YANG Z, LI J, et al. Thermo-economic analysis of the pumped thermal energy storage with thermal integration in different application scenarios [J]. Energy Conversion and Management, 2021, 236. DOI: 10.1016/j. enconman. 2021.114072.
- [23] SMALLBONE A, JÜLCH V, WARDLE R, et al. Levelised cost of storage for pumped heat energy storage in comparison with other energy storage technologies [J]. Energy Conversion and Management, 2017, 152:221-228.
- [24] TAFONE A, DING Y L, LI Y L, et al. Levelised Cost of Storage (LCOS) analysis of liquid air energy storage system integrated with Organic Rankine Cycle [J]. Energy, 2020, 198.DOI: 10.1016/j.energy.2020.117275.
- [25] JULCH V. Comparison of electricity storage options using

- levelized cost of storage (LCOS) method [J]. Applied Energy, 2016, 183:1594–1606.
- [26] MOSTAFA M H, ABDEL ALEEM S H E, ALI S G, et al. Techno economic assessment of energy storage systems using annualized life cycle cost of storage (LCCOS) and levelized cost of energy (LCOE) metrics [J]. Journal of Energy Storage, 2020, 29.DOI: 10.1016/j.est.2020.101345.
- [27] CHEN L X, HU P, ZHAO P P, et al. Thermodynamic analysis of a high temperature pumped thermal electricity storage (HT-PTES) integrated with a parallel Organic Rankine Cycle (ORC) [J]. Energy Conversion and Management, 2018, 177:150-160.

(本文责编:张帆)

# 作者简介:

赵永亮(1991—),男,甘肃金昌人,在读博士研究生,从 事燃煤机组瞬态过程灵活高效运行与控制策略优化和大规 模泵热储能系统热-经济性优化方面的研究(E-mail;yl. zhao@stu.xjtu.edu.cn)。

严俊杰\*(1967—),男,湖北荆州人,教授,博士生导师, 工学博士,从事热力系统节能控制与仿真、汽液两相流方面 的研究(E-mail;yanjj@mail.xjtu.edu.cn)。