

DOI:10.3969/j.issn.2097-0706.2022.10.010

海上风电-水下压缩空气储能系统建模及经济性分析

Modeling and economic benefit analysis of an offshore wind power-underwater compressed air energy storage system

余思贤^a,周允康^a,刘雷伟^b,何婷^{b*}

YU Sixian^a,ZHOU Yunkang^a,LIU Leiwei^b,HE Ting^{b*}

(暨南大学 a.国际能源学院;b.能源电力研究中心,广东 珠海 519070)

(a.School of International Energy;b.Energy and Electric Power Research Center,Jinan University,Zhuhai 519070,China)

摘要:为实现“双碳”目标,加快发展风电和太阳能等新能源是我国能源绿色低碳转型的必然选择。风能的波动性和随机性会对电网的安全稳定运行造成威胁,实际应用中往往将风力发电与储能技术相结合,相比于传统的风力发电,可在一定程度上减小系统输出电能对电网的冲击。建立了海上风电-水下压缩空气储能系统模型并以此作为研究对象进行系统模型的仿真与分析,采用随机概率和真实数据拟合相结合的方法对系统的能效、经济性进行分析。结果显示:在风速随机波动的条件下,系统发电效率可达65%,理论平均收益为11 675元/d,在有效寿命期20 a内总利润可达1 346万元。

关键词:碳中和;新能源;海上风电;水下压缩空气储能;能效;经济效益

中图分类号:TK 89:TM 744

文献标志码:A

文章编号:2097-0706(2022)10-0071-12

Abstract: On the path of dual carbon target, developing new energy, such as solar power and wind power, is the inevitable approach to realize the green and low-carbon transformation of the energy industry in China. But the volatility and randomness of wind energy will threaten the stability and security of power grids. Thus, energy storage technology is applied in combination with wind power in practical applications, to smooth the power output from wind farms and alleviate the impact on power grids. The model of an offshore wind power-underwater compressed air energy storage system is established and simulated. The energy efficiency and economic benefit of the system are analyzed by combining random probability calculation and real data fitting. The results show that under volatile wind speeds, power generation rate and theoretical average return of the system can reach 65% and 11 675 yuan/d, respectively, and the total profit of the system can be 13.46 million yuan in its 20-year service life.

Keywords: carbon neutrality; new energy; offshore wind power; underwater compressed air energy storage; energy efficiency; economic benefit analysis

0 引言

在日益严峻的能源需求现状下,我国于2020年正式提出“双碳”目标^[1-2]。根据国家统计局的数据,我国的电力结构仍然以火力发电为主^[3]。2021年,火电在发电总量中的占比为71.13%,而清洁能源发电总和占比为28.87%,其中风电占比仅为6.99%。因此,为如期实现“双碳”目标,需要提高清洁能源

发电的占比,增加风电、太阳能、水电等清洁能源的装机容量。风能具有随机性和波动性,无法人为控制风电场输出功率,因此大规模风电直接并网会对电网电能质量造成极大的影响,如导致电网频率和电压波动、对谐波产生影响等^[4-5]。

应对风电并网问题,目前一般采取2种方法:利用传统补偿调节装置,利用储能技术^[6-10]。传统补偿装置一般指静止无功补偿装置、静止同步补偿器等,其工作可靠稳定、维护方便^[11]。相较于传统的补偿调节装置,利用储能技术具有响应迅速、可以吞吐电能、可实现削峰填谷的优点。储能系统与风电场配合,可有效降低风电的随机性对电网电能质

收稿日期:2022-06-17;修回日期:2022-08-20

基金项目:广东省基础与应用基础研究基金项目(2021A1511110398);暨南大学中央高校基本科研业务费项目(21621047)

量的影响,减少弃风现象,从而提高风电场的经济效益。风电储能系统包括飞轮储能^[8]、锂电池储能^[9,12]、海水蓄能^[13]、压缩空气储能^[14-16]等。

压缩空气储能的基本原理是利用电网负荷低谷时的剩余电力驱动压缩机压缩空气并将其储存在储气罐里面;需要放电时,通过压缩空气推动膨胀机,驱动透平发电^[17]。目前,国内外对压缩空气储能技术的研究已经趋于成熟,但压缩空气储能仍属于非主流的储能技术。Barbour等^[18]指出,任何偏离设计工况的操作和不稳定的条件都会使得压缩效率降低。为了解决这个问题,第1代压缩空气储能技术^[19]采用消耗燃料的方式来确保系统运行在设计工况下,如德国 Huntorf 压缩空气储能电站和美国阿拉巴马州的 McIntosh 压缩空气储能电站,二者的效率均在 50% 左右。第2代压缩空气储能技术,如等温压缩空气储能、先进绝热压缩空气储能等^[19],其效率均有较大提升,并且省去了燃烧室,降低了碳排放量。

压缩空气储能通常都是陆上储气,储藏空间一般为岩石洞穴、盐洞、废弃矿井或人造刚性金属储气罐等。天然储气空间受地理条件限制,而人造刚性容器则要求有良好的耐高压性与气密性,因此储气成本较高。

而在水下进行压缩空气储能的优势是:依靠海底静压便可完成压缩空气的长时间存储,对水下储气装置的刚性、耐高压性要求不高,从而降低了储

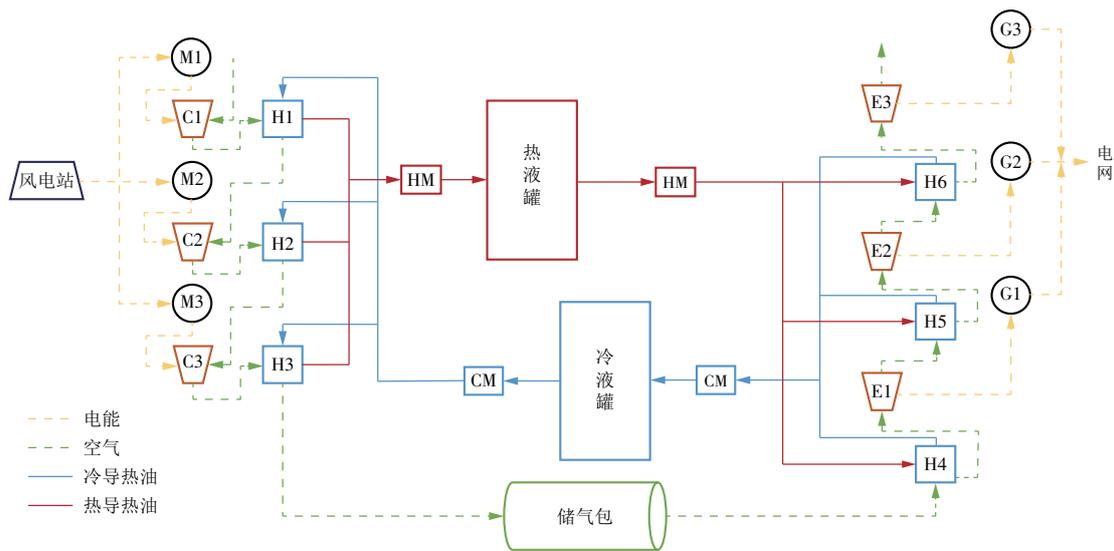
气成本;同时,海底空间巨大,储气空间丰富。大连海事大学王志文^[20]设计了一个适用于海岛用户的水下压缩空气储能系统,基于焓分析方法对系统进行了能效分析和敏感度分析。该系统利用海岛上可再生能源与柴油发电机发电的过剩电能驱动空气压缩机压缩空气,将高压空气储存在海底深处的柔性储气包中,过剩电能转化为存储在水下的空气机械能,从而平滑了海岛电力系统的低频波动。

本文在前人研究的基础上,将水下压缩空气储能技术应用到海上风能的储存中,设计了一个海上风电-水下压缩空气储能(Offshore Wind Power-Underwater Compressed Air Energy Storage, OWP-UWCAES)系统模型。系统的主要设计思路是:利用海上风电机组发电,将海上风能转化为电能以驱动空气压缩机压缩空气,储存在海洋下的柔性储气包中,用电高峰时将高压空气释放,推动发电机发电,输出稳定的电能。该系统可将随机性大、波动性强的海上风能转化为可稳定输出的电能,避免风力发电系统直接并入电网带来的冲击,保障电网的运行安全,并且在一定程度上减少弃风现象。

1 OWP-UWCAES 系统数学建模

1.1 OWP-UWCAES 系统结构与原理

OWP-UWCAES 系统主要由风力发电机组、空气压缩系统、空气存储装置、空气膨胀系统、换热系统以及发电机组 6 个子系统构成,如图 1 所示。



M. 电动机; C. 压缩机; H. 热交换器; E. 膨胀机; G. 发电机; HM. 集热单元; CM. 集冷单元。

图 1 OWP-UWCAES 系统结构

Fig. 1 Structure of the OWP-UWCAES system

储能时,风力发电机输出电能驱动电动机 M1, M2, M3 以及空气压缩机 C1, C2, C3 将空气压缩至高压状态;压缩过程中会产生大量热,为了提高压缩

机效率,系统采用三级压缩和中间冷却的方法;导热油来自冷液罐,冷导热油在换热器 H1, H2, H3 中冷却高温的压缩空气,换热后导热油汇集到热液罐

中储存起来,高压空气则储存在储气包中。

定容压缩空气储能是将压缩空气储存在固定容积的储气装置中,容器内气体压力随着充放气过程变化。但OWP-UWCAES系统的压缩空气压力保持不变,只是储气包内储气容积发生变化。需要释能发电时,储气包内的压缩空气释放出来,热液罐中储存的导热油进入换热器H4,H5,H6内与压缩空气进行热交换,高温高压空气驱动空气膨胀机E1,E2,E3和发电机G1,G2,G3发电。空气膨胀装置采用三级膨胀和中间加热方式来提高发电效率。

1.2 OWP-UWCAES系统热力学模型

1.2.1 海上风力发电机组

海上风力发电机组是将自然界的风能转化为电能的装置,海风具有随机性和波动性,随机性表现为海面上有无风的不确定性,波动性表现为风速的不稳定性。结合目前风力发电现状,对某海上风电场一个月的风电功率数据进行拟合,将整体风电功率划分为10个等级^[21]并求出相应概率(见表1),通过指定概率的随机函数来对单次风电功率进行拟合。

表 1 风电功率等级及概率

Table 1 Levels of wind power and their probabilities

风电功率等级	概率	风电功率等级	概率
R1	0.06	R6	0.15
R2	0.11	R7	0.15
R3	0.13	R8	0.06
R4	0.11	R9	0.11
R5	0.07	R10	0.05

一般情况下,5 min内风电功率不会出现大幅波动,因此人为指定相邻两次风电功率等级之差不超过2。图2为较接近现实情况的海上风电机组模型输出功率。

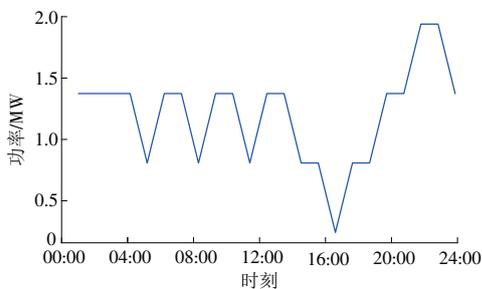


图 2 海上风电机组模型输出功率

Fig. 2 Output power model of the wind-power station

1.2.2 空气压缩机和空气膨胀机

压缩机和膨胀机是系统的关键装置,其种类较多,本系统拟采用离心式压缩机和膨胀机。假设各级压缩机有相同的压缩比且各级膨胀机有相同的

膨胀比,用等熵效率评价透平机械的能效。

压缩机实际压缩终温为

$$T_{f,c} = T_{in} \left[1 + \frac{1}{\eta_c} \left(p_f / p_i \right)^{\frac{r-1}{r}} \right], \quad (1)$$

式中: $T_{f,c}$ 为压缩机实际压缩终温; T_{in} 为初始温度; η_c 为压缩机效率; r 为绝热指数; p_i, p_f 分别为入口端压力和最终压力。

膨胀机实际膨胀终温为

$$T_{f,e} = T_{in} \left\{ 1 - \eta_e \left[1 - \left(p_f / p_i \right)^{\frac{r-1}{r}} \right] \right\}, \quad (2)$$

式中: $T_{f,e}$ 为膨胀机实际膨胀终温; η_e 为膨胀机效率。

压缩机各级压缩比 β_c 为

$$\beta_c = \sqrt[3]{\frac{\rho_s gh + p_a}{p_a}}, \quad (3)$$

膨胀机各级膨胀比 β_e 为

$$\beta_e = \sqrt[3]{\frac{\rho_s gh + p_a}{p_a}}, \quad (4)$$

式中: ρ_s 为海水密度; p_a 为大气压力; h 为额定水下储存深度。

系统各个环节空气质量守恒,即不考虑气动管路微量损失,压缩机和膨胀机不考虑可变导叶的影响,因此,透平机械的实际效率 η_p 可以认为是实际质量流量和实际压缩比的函数

$$\eta_p = f(q_{m,p}, \beta_p), \quad (5)$$

式中: $q_{m,p}$ 为实际质量流量; β_p 为实际压缩比。

上式中,透平机械效率可通过多项经验公式展开

$$\eta_p = a_1 + a_2 q_{m,p} + a_3 \beta_p + a_4 q_{m,p} \beta_p + a_5 q_{m,p}^2 + a_6 \beta_p^2 + a_7 q_{m,p}^2 \beta_p^2, \quad (6)$$

式中: a_1 — a_7 为系数。

定义无量纲化的质量流量 $q_{m,n}$ 、压缩比/膨胀比 β_n 和效率 η_n 分别为

$$q_{m,n} = \frac{q_{m,p}}{q_{m,r}}, \quad (7)$$

$$\beta_n = \frac{\beta_p}{\beta_r}, \quad (8)$$

$$\eta_n = \frac{\eta_p}{\eta_d}, \quad (9)$$

式中: $q_{m,r}$ 为压缩机/膨胀机额定质量流量; β_r 为额定压缩比/膨胀比; η_d 为设计工况点的额定效率。

结合式(7)—(9),式(6)可转化成无量纲形式

$$\eta_n = b_1 + b_2 q_{m,n} + b_3 \beta_n + b_4 q_{m,n} \beta_n + b_5 q_{m,n}^2 + b_6 \beta_n^2 + b_7 q_{m,n}^2 \beta_n^2. \quad (10)$$

根据文献[20], $b_1 = -0.0354800$, $b_2 = 0.1528811$, $b_3 = 0.1936395$, $b_4 = 0.1096184$, $b_5 =$

$-0.1302482, b_6 = -1.0224731, b_7 = -0.0107012$ 。此时透平机械效率与空气质量流量和压缩比/膨胀比的无量纲化关系如图 3 所示。

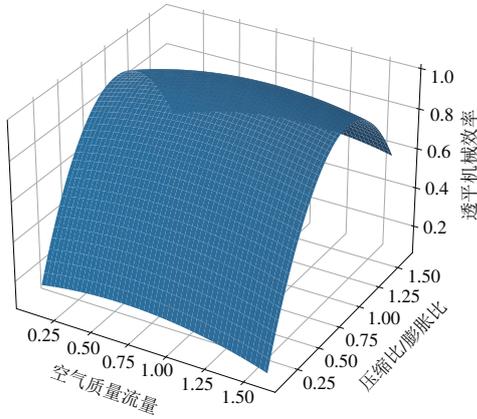


图 3 典型的透平无量纲化机械效率

Fig. 3 Dimensionless mechanical efficiency of a typical turbine

对于透平机械而言,空气压力损失会造成透平的压缩比/膨胀比略微变化,在本系统中,连接各环节的气动管路造成 0~1 kPa 的微小压力损失,远小于空气压强,故可忽略不计,因此可以假设本系统中的压缩比和膨胀比的无量纲物理量 $\beta_n \approx 1$,即式(10)可化简为式(11)。此时,图 3 可转换为图 4。

$$\eta_n = b_1 + b_2 q_{m,n} + b_3 + b_4 q_{m,n} + b_5 q_{m,n}^2 + b_6 + b_7 q_{m,n}^3 \quad (11)$$

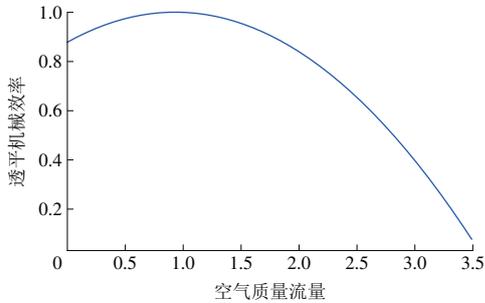


图 4 透平机械效率与空气质量流量无量纲化关系

Fig. 4 Relationship between dimensionless mechanical efficiency and mass flow rate of a typical turbine

压缩机/膨胀机对空气的压缩功率 P_c 及膨胀功率 P_e 分别为

$$P_c = q_{m,c} (h_{out} - h_{in}), \quad (12)$$

$$P_e = q_{m,e} (h_{in} - h_{out}), \quad (13)$$

式中: $q_{m,c}, q_{m,e}$ 分别为压缩过程和膨胀过程的空气质量流量; h_{in}, h_{out} 分别为进、出口空气的比焓。

空气比焓 h 可由文献[22]通过数值表拟合得到的经验公式进行计算

$$h = 4.6020 + 0.9705T + 3.3955 \times 10^{-5}T^2 + 3.3955 \times 10^{-8}T^3 + 1.6970 \times 10^{-11}T^4, \quad (14)$$

式中: T 为空气温度。

1.2.3 换热系统

换热系统由换热器和储热单元组成,其中换热器是连接压缩/膨胀空气子系统的核心设备,换热器的性能通常用有效度来衡量。有效度 ε 定义为实际换热量与最大可能换热量的比值

$$\varepsilon = \frac{q_m c \Delta T}{\min[(q_{m,a} c_a), (q_{m,o} c_o)]} \times \frac{1}{T_{hot,in} - T_{cold,out}}, \quad (15)$$

式中: ΔT 为流体的温差; $q_{m,a}, q_{m,o}$ 分别为空气和导热油的质量流量; c_a, c_o 分别为空气和导热油的比热容; $\min[(q_{m,a} c_a), (q_{m,o} c_o)]$ 为空气和导热油热焓率中的小者; $T_{hot,in}$ 为热流体流入时的温度; $T_{cold,out}$ 为冷流体流出时的温度; 本系统 $\varepsilon = 0.9$ 。

假设某级压缩机对空气做压缩功 $W_{c,i}$ ($i = 1, 2, 3$), 使得空气内能增加 $\Delta Q_{c,i}$, 则经过与换热器中的低温导热油换热后, 空气温度为

$$c_a q_{m,a} (T_{a,in} - T_{a,out}) = \varepsilon \Delta Q_{c,i}, \quad (16)$$

式中: $T_{a,in}, T_{a,out}$ 分别为空气进、出口温度。

c_a 可由文献[22]通过数值表拟合得到的经验公式计算

$$c_a = 0.9705 + 6.791 \times 10^{-5}T + 1.658 \times 10^{-7}T^2 - 6.788 \times 10^{-11}T^3. \quad (17)$$

导热油吸收热量后经储热小单元汇聚到热液罐中储存起来, 热液罐是利用热绝缘材料建造的, 热量损失可以忽略不计。热液罐中导热油的热量增量为

$$\sum \varepsilon \Delta Q_{c,i} = c_o q_{m,o} (T_{o,out} - T_{o,in}), \quad (18)$$

式中: $T_{o,in}, T_{o,out}$ 分别为导热油进、出口温度。

c_o 可由式(19)计算^[23]

$$c_o = 1.2266 + 0.0014(T - 273.15). \quad (19)$$

对于与膨胀机相连的换热器, 空气经过与换热器中的高温导热油换热后, 空气温度为

$$T_{a,out} = \varepsilon \frac{\min[(q_{m,a} c_a), (q_{m,o} c_o)]}{q_{m,a} c_a} (T_{o,in} - T_{a,in}) + T_{a,in} \quad (20)$$

换热完成后, 导热油流入冷液罐储存起来。冷液罐是采用导热性良好的材料建造的, 其温度可保持与所处海域温度相同, 为 290 K。

1.2.4 空气储存装置

空气储存装置的作用是存储压缩空气, 本系统拟采用圆球状柔性储气装置, 利用水的静压特性对压缩空气进行定压存储。储气装置内压缩空气温度和压强与所处水体位置的温度与压强基本一致。

压缩空气温度 T_g 为

$$T_g = T_s, \quad (21)$$

式中: T_s 为海水温度。

压缩空气压强 $p_{a,g}$ 为

$$p_{a,g} = p_s = \rho_s gh + p_a, \quad (22)$$

式中: p_s 为水下储气装置压强; h 为海水深度。

1.2.5 电动机和发电机

如图 1 所示,系统中共有 3 台电动机和 3 台发电机,其耗电、发电功率分别为

$$P_{m,i} = c_i P_w (i = 1, 2, 3), \quad (23)$$

$$P_{g,i} = \eta_g P_{e,i} (i = 1, 2, 3), \quad (24)$$

其中: P_m 为电动机功率; P_g 为发电机功率; P_w 为风电输入功率; c_i 为风电能分配系数; η_g 为发电机效率。

经过仿真运行,当 $c_1 = 32.24\%$, $c_2 = 33.06\%$, $c_3 = 34.7\%$ 时,系统负荷分配处于较理想的水平,因此之后的计算采用该值。本系统 $\eta_g = 95\%$ 。

系统电动机耗电总功率 $P_{m,t}$ 和发电机发电总功率 $P_{g,t}$ 为

$$P_{m,t} = P_{m,1} + P_{m,2} + P_{m,3}, \quad (25)$$

$$P_{g,t} = P_{g,1} + P_{g,2} + P_{g,3} \quad (26)$$

2 系统热力学模型求解

OWP-UWCAES 系统运行可以分为 4 种基本工作过程:海上风电、压缩储能、存储和膨胀释能。海上风机将风能转化为电能驱动电动机来带动压缩机压缩空气进行储能,存储压缩空气和高温导热油;膨胀释能过程释放存储的压缩空气,驱动膨胀机和发电机发电,同时释放导热油中的热能。在 Python 中建立系统模型进行求解,系统基本参数见表 2。

压缩储能过程电能总消耗量 $W_{m,t}$ 为

$$W_{m,t} = W_{m,1} + W_{m,2} + W_{m,3} = \int_0^{t_1} (P_{m,1} + P_{m,2} + P_{m,3}) dt, \quad (27)$$

式中: $W_{m,i} (i = 1, 2, 3)$ 为 3 个压缩阶段消耗的电能; t_1 为压缩空气所耗费的时间。

膨胀释能过程生产的总电能 $W_{g,t}$ 为

$$W_{g,t} = W_{g,1} + W_{g,2} + W_{g,3} = \int_0^{t_2} (P_{g,1} + P_{g,2} + P_{g,3}) dt. \quad (28)$$

式中: $W_{g,i} (i = 1, 2, 3)$ 为 3 个膨胀阶段释放的电能; t_2 为膨胀释能所耗费的时间。

系统效率 η_s 为

$$\eta_s = \frac{W_{g,t}}{W_{m,t}} = \frac{\int_0^{t_2} \eta_g \left[q_{m,e,a} \sum_{i=1}^3 (h_{in,i} - h_{out,i}) \right] dt}{\int_0^{t_1} P_w dt}, \quad (29)$$

式中: $q_{m,e,a}$ 为膨胀过程的空气质量流量; $h_{in} - h_{out}$ 为进出口空气的比焓差。

表 2 系统基本参数

Table 2 Basic parameters of the system

参数	单位	数值
大气压力	Pa	101 325
大气温度	K	298.15
额定空气流速	kg/s	8.5
风电站额定输出功率	MW	2.45
电动机 1,2,3 额定输入效率	%	90
电动机 1 额定输入功率	MW	0.79
电动机 2 额定输入功率	MW	0.81
电动机 3 额定输入功率	MW	0.84
压缩机 1,2,3 额定等熵效率	%	90
压缩机 1,2,3 额定等压缩比		2.154 4
压缩储能总时间	h	9
额定水下储存深度	m	100
储存压强	Pa	1 013 201
储存空气总质量	kg	275 400
储存空气密度	kg/m ³	10.99
储存空气总体积	m ³	25 036.4
储气包规格	m ³	30 000
存储时间	h	3
额定膨胀空气流速	kg/s	25.5
热液罐额定温度	K	388
冷液罐额定温度	K	290
膨胀释能总时间	h	3
膨胀机 1,2,3 额定等熵效率	%	90
膨胀机 1 额定膨胀比		2.154 4
膨胀机 1 膨胀功率	MW	1.76
膨胀机 2 膨胀功率	MW	1.77
膨胀机 3 膨胀功率	MW	1.77
发电机 1,2,3 额定发电效率	%	95
发电机 1 额定输出功率	MW	1.67
发电机 2 额定输出功率	MW	1.68
发电机 3 额定输出功率	MW	1.68
换热器额定有效度		0.9
换热器 1 额定换热功率	MW	0.64
换热器 2 额定换热功率	MW	0.68
换热器 3 额定换热功率	MW	0.68
换热器 4 额定换热功率	MW	2.27
换热器 5 额定换热功率	MW	1.81
换热器 6 额定换热功率	MW	1.77
压缩过程导热油流速	kg/s	1.7
膨胀过程导热油流速	kg/s	1.7
系统循环效率	%	68.46

比焓差是关于温差的函数,所以比焓差与膨胀机 1,2,3 的膨胀终温和换热器 4,5,6 的出口温度之差有关。

首先讨论与膨胀终温有关的因素,根据式(2),膨胀终温与膨胀比和膨胀效率有关。因为气动管

路压力损失可忽略不计,故膨胀比近似额定膨胀比,膨胀机出口温度与入口温度比值可化为近似关于膨胀机效率的一次函数,膨胀机膨胀效率越大,膨胀机出入口温度比值越小。其次,讨论与换热器 4,5,6 出口温度有关的因素,根据式(20),换热器 4,5,6 出口温度与高温导热油的温度成正比

$$T_{o,out} = \frac{\sum_{i=1}^3 (h_{out,c,i} - h_{in,c,i})}{q_{m,o}} \times \varepsilon q_{m,c,a} + T_{o,in} \quad (30)$$

可见,高温导热油的温度与压缩过程中出入口空气比焓差 $\sum_{i=1}^3 (h_{out,c,i} - h_{in,c,i})$ 和压缩过程空气质量流量和导热油质量流量的比值 $q_{m,c,a}/q_{m,o}$ 有关。

$q_{m,c,a}/q_{m,o}$ 越大, $T_{o,out}$ 越大。 $\sum_{i=1}^3 (h_{out,c,i} - h_{in,c,i})$ 与压缩机的压缩比和压缩效率有关。因为气动机路压力损失可忽略不计,故压缩比近似额定压缩比,压缩机出口温度和入口温度的比值可近似于压缩机效率的反比例函数,即压缩机出入口温度比值与压缩效率近似可看作反比关系。

综上所述,影响 OWP-UWCAES 系统效率的主要因素有压缩比和压缩效率、膨胀比和膨胀效率、风力发电机输出功率、压缩过程空气质量流量和导热油质量流量的比值 $q_{m,c,a}/q_{m,o}$ 。

因此,若想提高系统效率,可从提高压缩比、压缩效率和 $q_{m,c,a}/q_{m,o}$ 方面入手。通常情况下采用提高压缩比的措施,即增加压缩空气在海底的存储深度。

3 OWP-UWCAES 系统不同工况运行特性

设计工况下,系统各组件工作在设计工况点,系统效率较高,因此,通常希望系统能够保持在设计工况点或设计工况点附近运行,从而获得最佳的系统效率和工作性能。但系统不可避免地会工作在非设计工况,这在供能和负荷波动的储能系统中表现得尤为突出。对于这类非设计工况比例很大的系统而言,研究其非设计工况下的系统特性对系统的设计优化是十分重要且必要的。

3.1 系统设计工况运行

系统设计工况下一个完整的运行周期包括:

- (1) 储能,压缩储能设备完成对储气包的完全充气;
- (2) 释放能量,膨胀发电设备将储气包内的压缩空气完全释放。

系统基本参数以表 2 为参考,暂定一个周期内压缩储能持续约 9 h,中间进行 3 h 的存储,释放能量持续约 3 h。释放能量时间远小于储能时间是因为

发电功率远大于储能用电功率;另外,本系统存储能量过程中的气体损失可忽略不计。

图 5 为设计工况下一周期中储气装置内储气质量变化情况,可以看出,相比于储气装置的容量,气体损失非常小,甚至可以忽略不计,这也是 OWP-UWCAES 系统可以作为长期储能系统的重要原因之一。

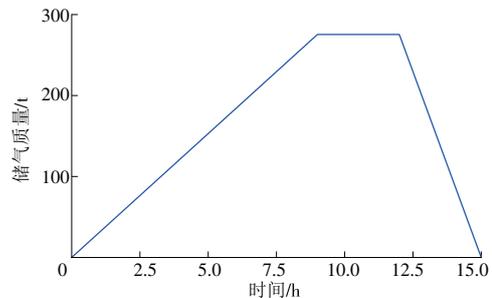


图 5 设计工况下一周期中储气装置内压缩空气质量变化
Fig. 5 Weekly variation of the compressed air mass in the air storage device under system design condition

图 6 为设计工况下一周期中导热油质量变化情况,因为高温导热油和低温导热油在设计工况下稳定循环流动,故二者质量变化曲线是互补的。

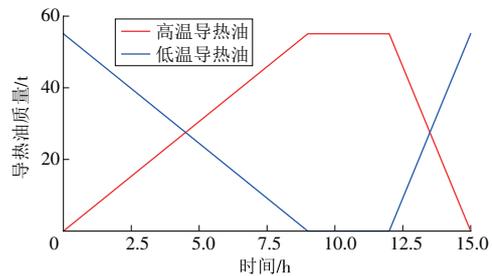


图 6 设计工况下一周期中导热油质量变化
Fig. 6 Weekly variation of the heat transfer oil mass under system design condition

3.2 系统变工况运行

3.2.1 系统变工况分析思路

根据热力学模型分析,假设本系统在变工况下进行压缩储能,膨胀释能过程因受控程度比压缩储能过程更高,故膨胀释能过程工作在设计工况下。

海上风电机组输出功率随海上风速变化,其输出功率范围为 0~3.06 MW。由表 2 可知,海上风电机组在设计工况下的输出功率为 2.45 MW,电动机 M1, M2, M3 在设计工况下的输入功率分别为 0.79, 0.81, 0.84 MW,后续计算将以这些数值作为电动机输入功率的基准值。

风力发电机组输出功率 $P_{w,out,n}$ 与电动机输入功率 $P_{m,in,n}$ 的关系近似于直线,可以用公式 $P_{m,in,n} = \eta_g P_{w,out,n}$ 计算,取发电效率 $\eta_g = 95\%$ 。

电动机 M1, M2, M3 分别驱动空气压缩机 C1,

C2, C3 对空气进行压缩,当电动机实际输入功率变化时,进入空气压缩机的空气质量流量也随之变化,其关系近似于线性关系,可用公式 $q_{m,a} = \alpha P_{m,in,n}$ 计算。本计算中比例系数 α 取 $1 \text{ kg}/(\text{s} \cdot \text{MW})$, $q_{m,a}$ 的基准值取 8.5 kg/s 。

当进入空气压缩机的空气质量流量变化时,空气压缩机的压缩效率也随之变化,可用式(11)进行计算。

通过上述方式可求解出压缩储能过程中的空气质量流量,进行积分运算即可得出储气包中的气体质量,再根据式(29)求解系统整体效率。

3.2.2 系统变工况分析实例

根据 3.2.1 的思路,先对压缩储能过程进行一周 24 h 的变工况分析。图 7 为某日风电机组以 2.45 MW 为基准值的输出功率百分比,变工况分析以该模拟风电输出为基础进行计算。

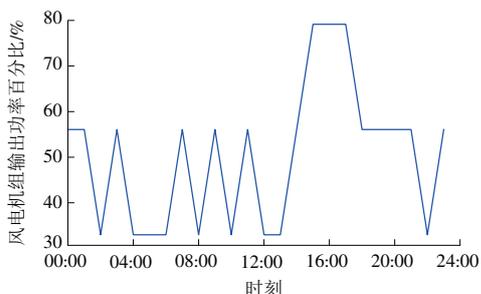


图 7 00:00—24:00 风电机组输出功率百分比

Fig. 7 Percentage value of the power output of the wind turbine from 00:00 to 24:00

电动机 M1, M2, M3 输入的电能比分别为 32.24%, 33.06%, 34.70%, 驱动空气压缩机 C1, C2 和 C3 对空气进行三级压缩。

将风电站输出功率以及空气质量流量输出对时间积分,可以得到图 8 与图 9 的结果。

根据数据统计,工业用电和居民用电高峰期为

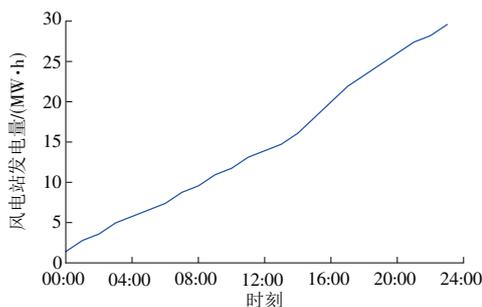


图 8 00:00—15:00 风电机组总发电量变化

Fig. 8 Total power output of wind turbines from 00:00 to 15:00

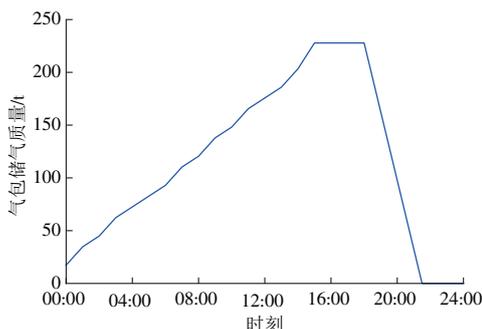


图 9 00:00—24:00 储气装置内压缩空气总质量变化

Fig. 9 Mass variation of the compressed air in the air storage system from 00:00 to 24:00

每天 18:00—20:30^[24],因此规定本系统中 00:00—15:00 为压缩储能时段,15:00—18:00 为高压空气存储时段,18:00—20:30 为膨胀释能时段。这样规定的目的是在非用电高峰期进行压缩储能,而在用电高峰期膨胀释能,使系统输出的电能被最大化利用,减轻其他常规发电机构的负荷。在本系统中假设以下 2 个条件:高压空气储存阶段储气包空气气压损失忽略不计;膨胀释能过程运行在系统设计工况下。

综合上述分析可得系统变工况下运行各时段参数,见表 3。根据式(29)可得,变工况下整个运行周期内的综合系统效率 $\eta_s = 64.99\%$ 。

表 3 变工况下系统各运行时段参数

Table 3 Parameters of the system in different time intervals under variable working condition

运行时段	时段	发电机组总发电量/(MW·h)	储气总质量/kg	G1 输出功率/MW	G2 输出功率/MW	G3 输出功率/MW	输出总电能/(MW·h)
压缩储能	00:00—15:00	19.348	229 500	0	0	0	0
储存空气	15:00—18:00	0	229 500	0	0	0	0
膨胀释能	18:00—20:30	0		1.67	1.68	1.68	12.575

4 系统经济性分析

水下压缩空气储能技术虽然具有不受地理条件限制、使用周期较长、成本低、环境友好、综合效率较高等特点,但能否实现规模应用,主要取决于其技术经济性。

4.1 OWP-UWCAES 系统经济效益计算模型

4.1.1 储能系统投资回收周期

投资回收期是指使累计的经济效益等于最初投资费用所需的时间^[25]

$$\sum_{t=0}^{P_1} (C_1 - C_0)_t = 0, \quad (31)$$

式中： P_i 为储能系统投资回收期； C_1, C_0 分别为该年的现金流入和现金流出。

取基准投资回收周期为 P_0 ，若 $P_i \leq P_0$ ，则项目可以考虑接受，反之则应拒绝。

4.1.2 储能系统的盈亏模型

收入为

$$R_s = W_g p, \quad (32)$$

成本为

$$C = C_a + C_v, \quad (33)$$

利润为

$$P = R_s - C, \quad (34)$$

式中： R_s 为年销售收入； W_g 为发电量； p 为电量单价； C, C_a 和 C_v 分别为成本、固定成本、可变成本； P 为净利润。

4.1.3 储能系统收入模型

由于该系统针对的主要是海岛，因此提出以下 2 种发电模型来计算收入。

(1) 按固定时间发电。根据文献[24]，18:00—20:30 为用电高峰期，因此本系统在 21:00 一次日 17:00 储能，18:00—20:30 释能。

(2) 按日负荷曲线发电。参考文献[25]，可根据该系统情况得出图 10 所示的海岛日负荷曲线，此时采取的发电策略为：发电功率大于日负荷曲线时进行储能，发电功率小于日负荷曲线时则根据负荷量进行放能。

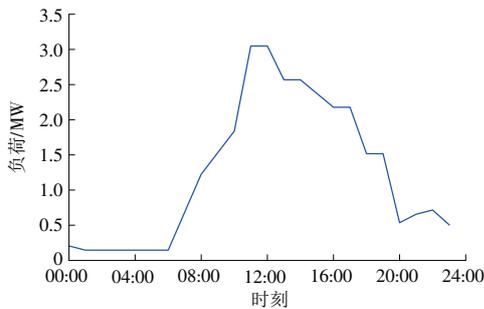


图 10 模拟海岛日负荷曲线

Fig. 10 Simulated daily load curve of an island

4.1.4 储能系统成本模型

本系统所需成本主要包括系统部件购买成本、系统部件安装成本、系统部件维护保养成本及系统部件维修成本。依据当前市场数据，系统成本见表 4。TSG Z8001—2019《TSG 特种设备安全技术规范》^[26] 规定，系统自运行起每月至少需进行一次维护保养。

下面对故障维修成本建模^[27-28]。特种设备的月故障次数为

$$N = 0.00251y^2 - 0.02759y + 0.32508, \quad (35)$$

式中： N 为月故障次数； y 为设备使用时间。

表 4 系统成本

Table 4 Costs of the system

项目	所需容量	数量	购买成本/万元	安装成本/万元
风力发电机	5 MW	1	500	50.00
电动机	1 MW	3	20	2.00
空气压缩机	1 MW	3	60	6.00
空气膨胀机	2 MW	3	120	12.00
发电机	2 MW	3	100	10.00
换热器		6	10	1.00
柔性储气包	30 000 m ³	1	900	90.00
管路、线路		若干	176	2.36
热液罐		1	10	1.00
冷液罐		1	10	1.00
合计			2 556	240.36

注：本系统的整体维护保养成本为 24 980 元/次，故障维修成本为 48 600 元/次。

根据式(35)可计算出设备日故障概率为

$$p = 8.366 \times 10^{-5}y^2 - 0.0009317y + 0.010836, \quad (36)$$

式中： p 为设备日故障概率。

根据式(35)，(36)可以得出设备月故障次数曲线，如图 11 所示。使用该式即可得出系统使用年限内的总故障维修成本。

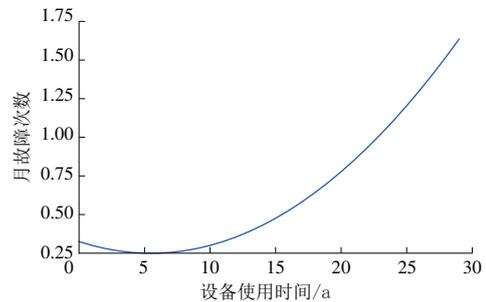


图 11 设备月故障次数

Fig. 11 Monthly failure number of the equipment

4.1.5 奖惩考核机制模型

根据《南方区域风力发电场并网运行及辅助服务管理实施细则(2020年版)》^[29]制定本系统储放能的奖惩考核机制：功率变化按一日进行考核，取 10 min 内每分钟平均功率变化差 P_i 来计算考核量，超出限值则记录，否则本次功率记为 0。据此得到以下公式

$$P_c = \sum_{i=1}^{1440} \max(P_i - P_{lim}, 0) \times 10 \times 1/60, \quad (36)$$

$$P_i = \sum_{j=i-10}^i \frac{|P_{i+j-1} - P_{i+j}|}{10}, \quad (37)$$

式中： P_i 为第 i 分钟的功率变化值； P_{lim} 为功率变化极值， $P_{lim} = P_{all}/3$ ， P_{all} 为系统装机容量。

4.1.6 奖惩金额计算模型

每日奖惩结算费用 $C_{0,t}$ 为

$$C_{0,t} = C_c - C_e, \quad (38)$$

$$C_e = P_e p_o. \quad (39)$$

式中: C_c 为机组补偿费用,本系统定为 30 元/MW; C_e 为考核费用。

4.2 系统经济效益分析确定性计算

4.2.1 根据收入模型 1 进行计算

不同用电类型的电价不同,根据收入模型 1 进行经济效益计算时按某市售电单价计算,工业用电和居民用电价格分别为 0.77,0.42 元/(kW·h)。

根据文献[24],用电高峰期居民用电占比约为 22%,工业用电占比约为 78%,此时可根据变工况模型计算出系统无故障条件下的日发电量及日收入,见表 5。根据 4.1 中的模型可计算出系统平均收入为 8 551.4 元/d。将上述数据代入盈亏模型可得系统运行成本及收入,如图 12 所示,此时在系统有效寿命 20 a 内不能收回成本。

表 5 系统无故障条件下的日发电量及日收入

Table 5 Daily power generation and income of the system without fault

项目	参数
发电总功率/kW	5 040
日发电时长/h	2.5
日发电量/(kW·h)	12 600
工业用电收入/(元·d ⁻¹)	7 567.56
居民用电收入/(元·d ⁻¹)	1 164.24
总收入/(元·d ⁻¹)	8 731.80

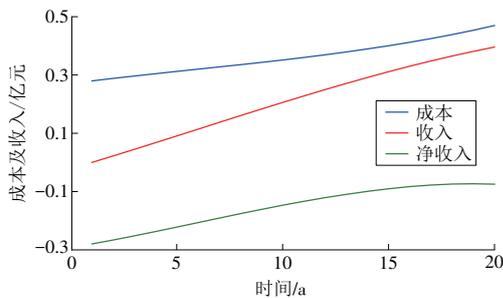


图 12 收入模型 1 下系统运行成本及收入

Fig. 12 Operation cost and revenue of the system taking revenue model 1

4.2.2 根据收入模型 2 进行计算

由于收入模型 2 中的售电单价为储能电价,因此以 0.8 元/(kW·h)计算。使用上文建立的风电站模型,模拟风电站运行 2 000 年后,得到一般情况下风电站日负荷曲线及储能、释能曲线,如图 13—14 所示。图 14 中蓝色部分为储能,红色部分为释能,可以看到一天内储能与释能的时间大致相近,均约为 12 h。使用变工况分析得到的平均系统发电效率约为 65%,根据盈亏模型计算得平均收入为 11 675 元/d。

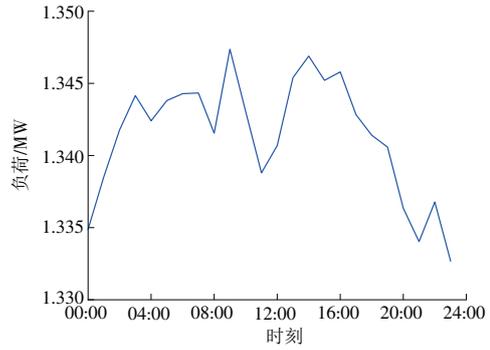


图 13 风电站日负荷曲线

Fig. 13 Daily power output of the wind-power station

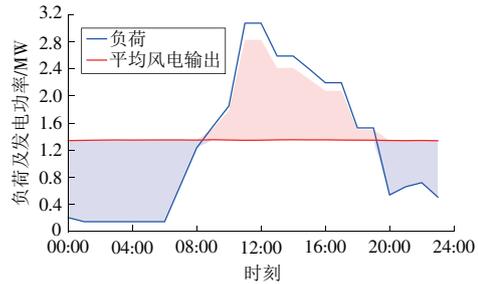


图 14 系统储能、释能曲线

Fig. 14 Energy storage and release curves of the system

将上述数据代入盈亏模型得到收入模型 2 下系统运行成本及收入,如图 15 所示。此时 $P_1 = 11.93$ a,在系统寿命 20 a 内利润约为 1 346 万元。

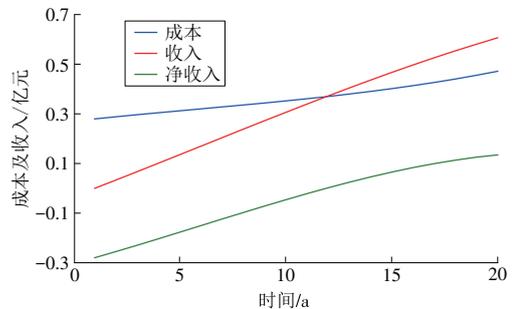


图 15 收入模型 2 下系统运行成本及收入

Fig. 15 Operation cost and revenue of the system taking revenue model 2

4.3 系统经济效益敏感性分析

敏感性分析法是指从众多不确定性因素中找出对投资项目经济效益指标有重要影响的敏感性因素,通过测算、分析其对项目经济效益指标的影响程度和敏感性程度来判断项目承受风险能力的一种不确定性分析方法。

4.3.1 敏感性分析在本系统中的应用

评价系统经济效益时,其不确定因素较多,因此使用敏感性分析找出对规划方案影响较大的因素,有助于更好地进行决策。本系统中有许多指标能够评判系统的经济效益,如投资回收年限、净现值等。选取指标的原则为^[30]:与确定性分析指标一

致;最能反映该项目的经济效益。本文选用投资回收周期 P_i 作为评判指标。

本文采用售电单价、初期资产投资成本、系统运行成本 3 个指标进行敏感性分析。

$$s = \frac{A - A_0}{A_0} \times 100\%, \quad (40)$$

式中: s 为敏感度; A 为某一指标实际计算值; A_0 为某一指标基准值。

后续分析中,每种不确定因素的敏感度均在 $\pm 40\%$ 的范围内波动,以 5% 间隔进行计算。

4.3.2 根据收入模型 1 进行分析

收入模型 1 在工业和居民售电单价分别为 0.77, 0.42 元/(kW·h)的情况下不能在 20 a 中回收成本。根据 4.1 所建立的模型可知,系统初期投资成本在 $\pm 40\%$ 范围内变动时均不能在使用年限 20 a 中回收成本。

以 $P_i = 11.93$ a 为基准值,收入模型 1 的系统运行成本及售电单价对系统投资回收周期的影响如图 16 所示。

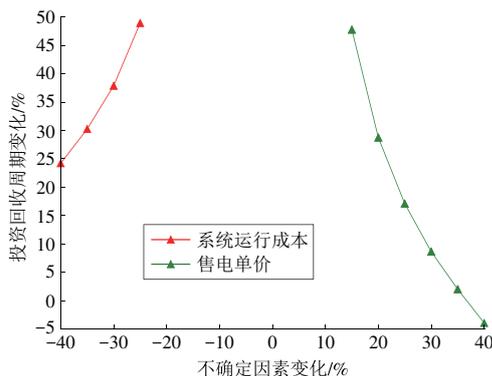


图 16 收入模型 1 的敏感性分析

Fig. 16 Sensitivity analysis of revenue model 1

由图 16 可以看出:系统运行在收入模型 1 时,仅在系统运行成本下降 20% 及以上、售电单价上涨 15% 及以上时才能在 20 a 内回收成本;售电单价较系统运行成本的敏感度高。因此,上述 3 个指标中最有可能成为高风险指标的是售电单价,其次是系统运行成本。

4.3.3 根据收入模型 2 进行分析

以 11.93 a 为基准值,收入模型 2 下系统投资回收期的敏感性分析如图 17 所示。

由图 17 可见:系统运行在收入模型 2 时对初期投资成本并不敏感;售电单价对回收周期影响较大,当售电单价变化 -15% 及以下时,系统在其设计工作年限 20 a 内将无法回收初期投资成本;当售电单价下降或系统运行成本上升时,投资回收周期都会增加,其中售电单价与投资回收周期近似成反比

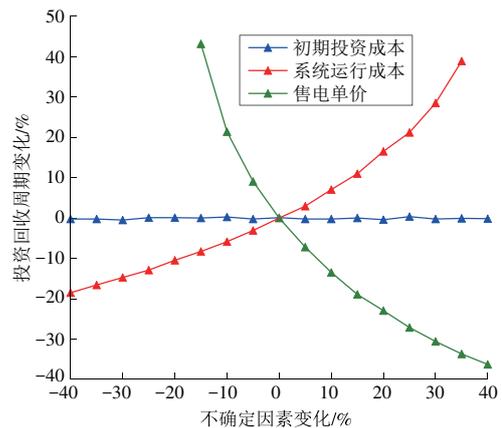


图 17 收入模型 2 的敏感性分析

Fig. 17 Sensitivity analysis of revenue model 2

且敏感度较大。因此,上述 3 个指标中最有可能成为高风险指标的是售电单价,系统运行成本其次。

5 结论

由海上风电机组、空气压缩机、柔性储气包、空气膨胀机、换热器等主要机械部件构成的 OWP-UWCAES 系统可以将随机性、强波动性大的海上风能先转化为压缩空气,再转化为稳定输出的电能,实现了能量从不稳定输出到稳定输出的转变,相比于传统的风力发电,在一定程度上减小了系统输出电能对电网的冲击,保障了电网和安全;同时,柔性储气包设置在海下水深 100 m 的环境时,在风速随机波动的条件下系统效率仍可达 65% 左右。

整个系统在确定性运行状态下,按照日负荷曲线进行储能,在有效寿命期 20 a 内可获得近 1 346 万元的总利润。售电单价与系统运行成本均为敏感性因素,对系统运行影响较大,因此在决策中需要对未来这两者的趋势做出准确预估与判断,以降低风险,达到最大盈利的目的。

参考文献:

- [1]张晋宾,周四维.碳中和体系解读[J].华电技术,2021,43(6):1-10.
ZHANG Jinbin, ZHOU Siwei. Interpretation on carbon neutrality system [J]. Huadian Technology, 2021, 43 (6) : 1-10.
- [2]彭欢.碳达峰、碳中和“3060”目标的战略高度和实现路径[N].重庆日报,2021-04-13(004).
- [3]付凌晖,刘爱华.中国统计年鉴[M].北京:中国统计出版社,2021.
- [4]郭俊飞,顾文龙.探讨风电场并网运行对电网电能质量的影响[J].工业 C,2015(20):134.
- [5]管馨,陈涛,高赐威.适应风电参与电力市场的需求侧

- 储能负荷运行优化研究[J]. 综合智慧能源, 2022, 44(2): 35-41.
- GUAN Xin, CHEN Tao, GAO Ciwei. Study on optimal operation of the demand-side energy storage system for wind power participating in electricity market [J]. Integrated Intelligent Energy, 2022, 44(2): 35-41.
- [6]周皓,李军徽,葛长兴,等.改善风电并网电能质量的飞轮储能系统能量管理系统设计[J].太阳能学报,2021,42(3):105-113.
- ZHOU Hao, LI Junhui, GE Changxing, et al. Research on improving power quality of wind power system based on energy management system of flywheel energy storage system [J]. Acta Energetica Sinica, 2021, 42(3): 105-113.
- [7]刘林鹏,陈嘉俊,朱建全,等.风储联合参与电能量与快速调频市场的优化投标策略[J].华电技术,2021,43(9):46-53.
- LIU Linpeng, CHEN Jiajun, ZHU Jianquan, et al. Optimization bidding strategy for wind power and energy storage participating in energy market [J]. Huadian Technology, 2021, 43(9): 46-53.
- [8]张维煜,朱焜秋.飞轮储能关键技术及其发展现状[J].电工技术学报,2011,26(7):141-146.
- ZHANG Weiyu, ZHU Huangqiu. Key technologies and development status of flywheel energy storage system [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2011, 26(7): 141-146.
- [9]李军徽,范兴凯,穆钢,等.10 kW/20 kW·h 锂电池储能协同风电一次调频备用的实验验证[J].太阳能学报,2018,39(5):1373-1379.
- LI Junhui, FAN Xing kai, MU Gang, et al. Experimental analysis of 10 kW/20 kW·h lithium battery energy storage system with combined with wind power as primary frequency modulation reserve [J]. Acta Energetica Sinica, 2018, 39(5): 1373-1379.
- [10]沈冠冶,李琛,徐冰亮,等.考虑风电并网系统的储能优化配置[J].东北电力大学学报,2018,38(4):27-34.
- SHEN Guanzhi, LI Chen, XU Bingliang, et al. Economic allocation for energy storage system considering wind power [J]. Journal of Northeast Electric Power University, 2018, 38(4): 27-34.
- [11]田广青.静止无功补偿技术与应用——第二讲 静止补偿装置的类型及其工作特性(之二)[J].电工技术,1996(3):31-34.
- [12]魏东辉,赵清华,于舜尧,等.一种新型双电池风力发电储能系统及控制策略[J].太阳能学报,2021,42(3):259-267.
- WEI Donghui, ZHAO Qinghua, YU Shun yao, et al. A novel dual-battery energy storage system and control strategy for wind power application [J]. Acta Energetica Sinica, 2021, 42(3): 259-267.
- [13]武荷月,邓长虹,李定林,等.海上风电与海蓄联合运行多时间尺度优化调度方法[J].武汉大学学报(工学版),2021,54(4):361-368.
- WU Heyue, DENG Changhong, LI Dinglin, et al. A multi-time scale optimal dispatching method for combined operation of offshore wind power and seawater pumped storage [J]. Engineering Journal of Wuhan University, 2021, 54(4): 361-368.
- [14]童家麟,洪庆,吕洪坤,等.电源侧储能技术发展现状及应用前景综述[J].华电技术,2021,43(7):17-23.
- TONG Jialin, HONG Qing, LYU Hongkun, et al. Development status and application prospect of power side energy storage technology [J]. Huadian Technology, 2021, 43(7): 17-23.
- [15]蒋文坤,韩颖慧,薛智文,等.多能互补能源系统中储能原理及其应用[J].综合智慧能源,2022,44(1):63-71.
- JIANG Wenkun, HAN Yinghui, XUE Zhiwen, et al. Energy storage technologies and their applications in multi-energy complementary power system [J]. Integrated Intelligent Energy, 2022, 44(1): 63-71.
- [16]ABOUZEID S I, GUO Y F, ZHANG H C. Cooperative control frame-work of the wind turbine generators and the compressed air energy storage system for efficient frequency regulation support [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2021, 130: 106844.
- [17]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.
- [18]BARBOUR E R, POTTIE D L, EAMES P. Why is adiabatic compressed air energy storage yet to become a viable energy storage option? [J]. IScience, 2021, 24(5): 102440.
- [19]INTRATOR J, DUNN B S. 2020 strategic analysis of energy storage in California [R]. California: California Energy Commission, 2011.
- [20]王志文.水下压缩空气储能系统设计与能效分析[D].大连:大连海事大学,2018.
- [21]艾欣,周树鹏,赵阅群.考虑风电不确定性的用户侧分时电价研究[J].电网技术,2016,40(5):1529-1535.
- AI Xin, ZHOU Shupeng, ZHAO Yuequn. Study on time of use pricing of user side considering wind power uncertainty [J]. Power System Technology, 2016, 40(5): 1529-1535.
- [22]严家驷,王永青.工程热力学[M].北京:中国电力出版社,2010.
- [23]FORNARELLI F, CAMPOREALE S M, FORTUNATO B, et al. CFD analysis of melting process in a shell-and-tube latent heat storage for concentrated solar power plants [J]. Applied Energy, 2016, 164: 711-722.

[24]李建民. 夏季用电高峰期间电气设备运行重点[J]. 农村电气化, 2006(8):19-21.

[25]张宏志. 面向远洋海岛微网的短期负荷预测方法及离散能量优化调度策略研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2018.

[26]TSG 特种设备安全技术规范: TSG Z8001—2019[S].

[27]梁森. 自动检测技术及应用[M]. 北京: 机械工业出版社, 2006.

[28]王化详. 自动检测技术[M]. 北京: 化学工业出版社, 2009.

[29]南方监管市场. 关于印发《南方区域发电厂并网运行管理实施细则》及《南方区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》(2020年版)的通知[Z]. 2020-12-06.

[30]贺静, 韦钢, 张一尘, 等. 电网规划方案经济评估方法研究[J]. 华东电力, 2004(7):1-4.

HE Jing, WEI Gang, ZHANG Yichen, et al. Study of economy assessment method for electric power grid planning[J]. East China Electric Power, 2004(7):1-4.

(本文责编: 刘芳)

作者简介:

余思贤(2000), 男, 从事港区水电管理方面的研究, yuu_verne@foxmail.com;

周允康(1999), 男, 从事数据分析方面的研究, 2354754830@qq.com;

刘雷伟(1998), 男, 在读硕士研究生, 从事能源系统建模与仿真方面的研究, liulw@stu2021.jnu.edu.cn;

何婷*(1992), 女, 副教授, 博士, 从事能源系统建模、仿真与控制设计等方面的研究, heting@jnu.edu.cn。

*为通信作者。

征 订 启 事

《综合智慧能源》立足电力能源领域, 刊载综合能源系统和智慧能源技术等能源科技前沿信息, 传播综合智慧能源领域新技术、新产品、新工艺, 服务国家能源安全战略。

本刊为月刊, 大 16 开本, 全年 12 期, 每册国内定价 24 元, 国外定价 10 美元。

为便于读者订阅, 已开通线上、线下、电脑端、移动端等多渠道订阅, 现明确以下订阅途径, 欢迎广大读者订阅。

一、线下订阅

请至中国邮政各营业网点线下咨询订阅, 邮发代号: 36-254。

二、移动端手机订阅

(一) 微信关注“中国邮政微邮局”公众号, 点击“微商城”, 搜索栏输入“综合智慧能源”, 搜索到《综合智慧能源》, 即可进行官微订阅。

(二) 微信搜索“中国邮政商城”小程序, 搜索栏输入“综合智慧能源”, 搜索到《综合智慧能源》, 即可进行小程序订阅。

三、电脑端在线订阅

登录中国邮政报刊在线订阅网址: BK.11185.CN, 搜索栏输入“综合智慧能源”, 搜索到《综合智慧能源》, 即可进行电脑端在线订阅。

四、电话订阅

通过中国邮政 11185 电话订阅。

五、国外订阅

请联系中国国际图书贸易集团有限公司(北京 399 信箱)订阅, 海外发行代号: MO1842。

六、编辑部直接订阅

本刊除邮政发行外自办发行, 读者可联系编辑部直接订阅。

联系电话: 0371-58501042。

联系人: 齐老师。

更多订阅方式, 请至官网(www.hdpower.net 或 www.iienergy.cn)“期刊订阅”菜单下查询订阅。