

DOI: 10.19666/j.rlfed.202305090

基于氢储能的直流微电网系统 功率分配策略研究

王宇轩, 江路毅, 范雪飞

(上海发电设备成套设计研究院有限责任公司, 上海 200240)

[摘要] 基于光伏发电、锂电池-超级电容混合储能、电解水制氢和燃氢微型燃气轮机耦合的直流微电网系统, 提出了一种综合考虑锂电池荷电状态 (SOC) 和储氢罐氢状态 (LOH) 的功率分配策略。构建了光伏-制氢-微型燃气轮机直流微电网系统模型; 设计了协调控制层功率判断模块的分配逻辑, 给出了直流网内存在剩余功率时的 3 种运行模式。使用 MATLAB/SIMULINK 软件对该功率分配策略进行仿真验证, 结果表明, 基于氢储能的直流微电网系统功率分配策略能够使得锂电池荷电状态逐渐趋于合理存储区间, 可以提升锂电池的使用寿命。

[关键词] 直流微电网; 荷电状态; 微型燃气轮机; 功率分配策略

[引用本文格式] 王宇轩, 江路毅, 范雪飞. 基于氢储能的直流微电网系统功率分配策略研究[J]. 热力发电, 2023, 52(11): 105-114. WANG Yuxuan, JIANG Luyi, FAN Xuefei. Research on power distribution strategy of DC microgrid system based on hydrogen energy storage[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(11): 105-114.

Research on power distribution strategy of DC microgrid system based on hydrogen energy storage

WANG Yuxuan, JIANG Luyi, FAN Xuefei

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

Abstract: Based on a DC microgrid system coupled with photovoltaic power generation, lithium battery-supercapacitor hybrid energy storage, electrolysis tank and hydrogen-burning micro gas turbine, a power allocation strategy that integrates the lithium battery state of charge (SOC) and hydrogen storage tank hydrogen state (LOH) is proposed. A PV-electrolysis tank-micro gas turbine DC microgrid system model is constructed. The allocation logic of the power judgment module of the coordination control layer is designed, and three operation modes are given when the residual power exists in the DC network. The power allocation strategy is simulated and verified using MATLAB/Simulink software. The simulation results show that the power allocation strategy of DC microgrid system based on hydrogen energy storage can make the lithium battery charge state gradually converge to a reasonable storage interval and can improve the service life of lithium battery.

Key words: DC microgrid; state of charge; micro gas turbine; power allocation strategy

在国家“碳达峰”和“碳中和”的背景下, 光伏发电快速发展。光伏发电的间歇性、随机性和波动性会导致电力供应不稳定, 光伏发电与储能装置组合构成微电网系统是解决上述问题的有效手段^[1-2]。氢能作为未来理想的能源之一, 利用光伏电

解水制氢可以实现光伏发电与燃氢微型燃气轮机发电的互补转化, 同时可以改善弃光问题。

为了保证直流微电网系统稳定运行, 国内外学者对光氢储微电网系统的功率分配与协调控制方法开展了一系列研究工作。文献[3]搭建了光伏-超

收稿日期: 2023-05-25

基金项目: 航空发动机及燃气轮机基础科学中心项目 (P2021-A-I-003-002)

Supported by: Science Center for Gas Turbine Project (P2021-A-I-003-002)

第一作者简介: 王宇轩 (1997), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为分布式发电技术, yxwang97@163.com。

级电容-制氢-并网混合系统模型,并对其运行控制方法进行了研究,给出了3种运行工况及对应控制策略,利用超级电容(super capacitor, SC)平抑系统功率,但没有对储氢装置进行建模。文献[4]搭建了PEM电解槽和储氢罐的数学模型,仿真验证了光、氢、储耦合系统能够稳定制氢、储氢,但功率分配没有考虑储氢罐氢状态。文献[5]构建了包括光伏发电设备、电解槽、高压储氢罐以及燃料电池在内的光伏发电制氢储能系统仿真模型,对系统内部气液两相传输以及能量传输效率进行了预测和分析,但没有考虑系统内储能装置的状态。

文献[6-9]提出了微电网系统在并/离网运行模式切换时储能设备与直流母线的协调控制方法,设计了功率分配型二阶滤波控制策略,结合储能元件的荷电状态来控制对应变换器的工作状态。文献[10]提出风、储、氢、燃混合孤岛系统双层协调控制方法,以高风速、低风速以及无风3种情况划分了8种运行模式,并考虑了负荷管理策略。文献[11]使用双重遗传算法优化直接耦合系统工作温度,保持接近光伏阵列最大功率点的运行条件,最小化过剩发电量。文献[12]理论分析了光伏阵列和电解槽的实验特性,实现了电解槽和光伏阵列伏安特性相匹配。

上述文献对光伏耦合制氢系统的研究主要集中在其结构设计上,而对调节策略分析得较少,导致系统无法适应太阳能的随机性和波动性,动态调节性差,光伏消纳功率不稳定。传统方法在直流微电网内功率不平衡时,由电解水制氢消纳全部剩余功率,锂电池平抑系统功率,没有兼顾锂电池荷电状态(state of charge, SOC)及储氢罐氢状态(level of hydrogen, LOH)^[13-14]。同时,固定的电解槽运行数量导致膜电极电流存在较大波动,影响电解槽寿命^[15-17]。为了维持直流微电网系统稳定运行,同时延长微电网内装置使用寿命,本文提出一种综合考虑锂电池SOC和储氢罐LOH的功率分配策略,防止锂电池长期工作在深度充/放电区域,延长锂电池的使用寿命;同时,根据直流微电网内剩余功率确定投运电解槽数量,以减小电解槽膜电极电流波动范围,延长电解槽使用寿命。

1 直流微电网系统模型建立

1.1 直流微电网系统结构

基于氢储能的直流微电网系统如图1所示。

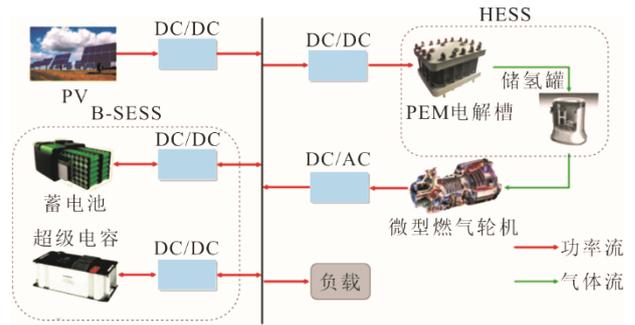


图1 直流微电网系统结构示意图
Fig.1 Schematic diagram of DC microgrid system

B-SESS 包括锂电池、超级电容以及对应的双向DC/DC变换器; HESS 包括质子交换膜(proton exchange membrane, PEM)电解槽以及储氢罐, PEM电解槽同样配置了双向DC/DC变换器,电解槽消纳剩余功率制得的氢气储存在储氢罐中。微型燃气轮机发电单元通过AC/DC变换器连接到直流母线,当光伏发电单元停止工作时,由微型燃气轮机燃氢为用电负荷供电。

1.2 光伏与锂电池和超级电容模型

光伏的输出电流特性表达式^[7]以及锂电池和超级电容的数学模型^[6]为:

$$\begin{cases} I = I_{sc} \left\{ 1 - C_1 \left[\exp\left(\frac{U}{C_2 U_{oc}}\right) - 1 \right] \right\} \\ C_1 = \left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}} \right) \exp\left(\frac{-U_{mp}}{C_2 U_{oc}}\right) \\ C_2 = \left(\frac{U_{mp}}{U_{oc}} - 1 \right) \left[\ln\left(\frac{-U_{mp}}{C_2 U_{oc}}\right) \right]^{-1} \end{cases} \quad (1)$$

$$\begin{cases} U_{bat} = U_{oc} - IR_0 - U_{c1} - U_{c2} \\ I = \frac{U_{c1}}{R_1} + C_1 \frac{dU_{c1}}{dt} \\ SOC_t = SOC_{t-1} - \frac{1}{C_t U_{bat,t}} \int P_{bat,t} dt \end{cases} \quad (2)$$

$$\begin{cases} C_{sc} = \frac{B}{A} C_f \\ r = \frac{A}{B} r_f \end{cases} \quad (3)$$

式中: C_1 、 C_2 为光伏特定参数; I_{sc} 为光伏电池短路电流; U 为光伏电池输出电压; U_{oc} 为光伏电池开路电压; I_{mp} 为最大功率点处的工作电流; U_{mp} 为最大功率点处的工作电压; R_0 为动态电路内阻; U_{c1} 与

U_{c2} 为 2 个串联 RC 电路两端电压; SOC_t 、 SOC_{t-1} 为对应 t 、 $t-1$ 时刻的储能荷电状态; C_t 、 $U_{bat,t}$ 和 $P_{bat,t}$ 分别为锂电池 t 时刻的标定电容、电池电压、电池功率; A 和 B 分别为 SC 串联和并联个数; C_{SC} 为 SC 等效总电容; C_f 为 SC 的单体电容; r 为 SC 等效总电阻; r_f 为 SC 单体电阻。

1.3 PEM 电解槽模型

电解槽端电压 U_{el} 由可逆电压、欧姆过电势、活化过电势和扩散过电势组成:

$$U_{el} = U_{rev} + U_{ohm} + U_{act} + U_{diff} \quad (4)$$

式中: U_{rev} 为可逆电压; U_{ohm} 为欧姆过电势; U_{act} 为活化过电势; U_{diff} 为扩散过电势。

可逆电压、欧姆过电势、活化过电势和扩散过电势的表达式见文献[8]。电解槽单元内部各电解单元参数一致, 数学模型为:

$$\begin{cases} U_{stack} = n_s U_{el} \\ I_{stack} = n_p I_{el} \end{cases} \quad (5)$$

式中: n_p 和 n_s 分别为电解槽并联数和串联数; U_{el} 为单个电解槽端电压; I_{el} 为流过单个电解槽的电流; U_{stack} 为电解槽单元端电压; I_{stack} 为流过电解槽单元的电流。

图 2 为 PEM 电解槽模型的工作特性曲线, 即 PEM 电解槽端电压随膜电极电流密度的变化。

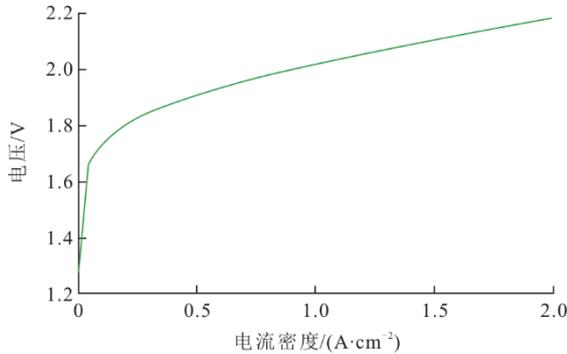


图 2 PEM 电解槽工作特性曲线

Fig.2 PEM electrolyzer operating characteristic curve

1.4 储氢罐模型

根据文献[8], 储氢罐氢状态的表达式为:

$$LOH(t) = \frac{n_{H_2}(t)}{n_{H_2,max}} \times 100\% \quad (6)$$

式中: $n_{H_2}(t)$ 为 t 时刻储氢罐的储氢量; $n_{H_2,max}$ 为储氢罐最大储氢量。

1.5 燃氢微型燃气轮机模型

燃氢微型燃气轮机采用回热循环方式可提高

能量利用率。微型燃气轮机数学模型为^[9]:

$$\begin{cases} T_2 = T_1 \cdot \left(1 + \frac{\pi^{\frac{k-1}{k}} - 1}{\eta_c} \right) \\ T_3 = T_0 + \frac{G_a c_{pa} (T_{2a} - T_0) + G_f H_u \eta_b + G_f c_{pf} (T_f - T_0)}{G_g c_{pg}} \\ T_4 = T_3 \cdot \left[1 - \left(1 - \pi_t^{\frac{k_b-1}{k_b}} \right) \cdot \eta_t \right] \\ P_t = G_g \cdot c_{pg} \cdot T_3 \cdot \left(1 - \pi_t^{\frac{k_b-1}{k_b}} \right) \cdot \eta_t \end{cases} \quad (7)$$

式中: T_1 和 T_2 分别为压气机的入口和出口温度; k 为空气比热比; η_c 为压气机的绝热效率; T_3 为燃烧室出口温度; T_{2a} 为回热器出口空气温度; c_{pf} 为氢气的定压比热容; T_0 、 T_f 分别为环境温度和氢气的进口温度; c_{pg} 为燃气的定压比热容; π 为膨胀比; η_t 为透平效率; T_4 为透平排烟温度; k_b 为燃气比热比; P_t 为透平输出功率。

2 混合系统协调控制

直流微电网控制分为协调层控制和底层控制。协调层控制是分布式电源和储能单元协同工作; 底层控制是各设备与直流母线之间相互独立的控制方式^[18-21]。

2.1 协调控制层

协调控制层负责控制模式切换和系统功率分配。

2.1.1 混合系统运行模式

混合系统包括 4 种运行工况。

1) 工况 1 PV 发电且出力大于负荷用电需求, 定义系统剩余功率为:

$$P_C = P_{PV} - P_{Load} \quad (8)$$

电解槽消纳全部剩余功率电解水制氢, B-SESS 维持直流母线电压稳定。此时 PEM 电解槽消纳功率为:

$$P_{EL} = P_{PV} - P_{Load} \quad (9)$$

式中: P_C 为剩余功率; P_{PV} 为 PV 发出的功率; P_{Load} 为用电负荷所需功率; P_{EL} 为 PEM 电解槽消纳功率。

2) 工况 2 PV 阵列发电且出力大于负荷用电需求, 电解槽以设计工况点功率运行, 不完全消纳剩余功率。此时, B-SESS 的运行情况分为 2 种: 功率剩余时用于 B-SESS 充电; 功率缺额时由 B-SESS 放电补足。此时, 混合储能系统吸收功率为:

$$P_{B-SESS} = P_{PV} - P_{Load} - P_{NEL} \quad (10)$$

式中： P_{B-SESS} 为混合储能系统吸收功率； P_{NEL} 为投运的电解槽设计工况点总功率。工况 1 和工况 2 由锂电池 SOC 和储氢罐 LOH 确定。

3) 工况 3 白天短时遮阳 PV 出力小于用电负荷需求时，由 B-SESS 补足缺额功率，维持直流母线电压稳定，此时混合储能系统吸收功率为：

$$P_{B-SESS} = P_{PV} - P_{Load} \quad (11)$$

4) 工况 4 长时间阴雨天或夜晚时，微型燃气轮机出力并且跟随用电负荷需求改变。此时微型燃气轮机的功率 P_{GT} 为：

$$P_{GT} = P_{Load} \quad (12)$$

上述运行工况系统管理流程如图 3 所示。

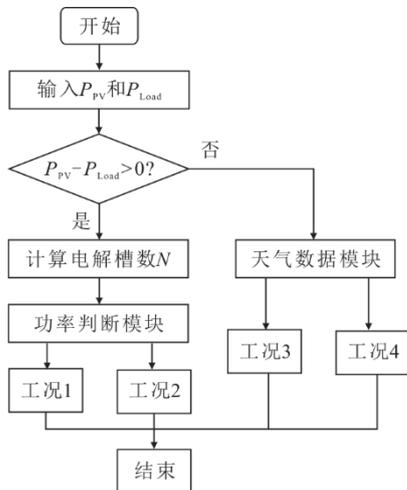


图 3 系统功率管理流程

Fig.3 Schematic diagram of DC microgrid system

2.1.2 功率分配总体架构

基于工况 2 的 2 种电能流动路径，功率分配总体架构如下。

投运电解槽数 N 或 $N+1$ 的计算规则： N 为满足 $N \times P_{NEL,1} < P_C$ 的最大值。其中， $P_{NEL,1}$ 为单个 PEM 电解槽的设计工况点功率。

1) 当锂电池 SOC 和储氢罐 LOH 均处于合理存储区间时，剩余功率全部用于电解水制氢，投运电解槽数由 P_C 确定，单个电解槽的膜电极电流不会产生大范围波动。

2) 当锂电池 SOC 较低时，需要根据储氢罐 LOH 进行功率分配。当储氢罐 LOH 处于合理存储区间或 LOH 较高时，单个电解槽以设计工况点功率运行，电解槽单元总功率小于剩余功率，B-SESS 充电使锂电池 SOC 上升；当储氢罐 LOH 较低时， N 个电解槽消纳全部剩余功率。

3) 当锂电池 SOC 较高时，同样根据储氢罐 LOH 进行功率分配。当 LOH 处于合理存储区间或 LOH 较低时， $N+1$ 个电解槽以设计工况点功率运行，电解槽单元总功率大于剩余功率，B-SESS 放电使锂电池 SOC 降低；当 LOH 较高时， N 个电解槽消纳全部剩余功率。

直流微电网功率分配方法如图 4 所示。

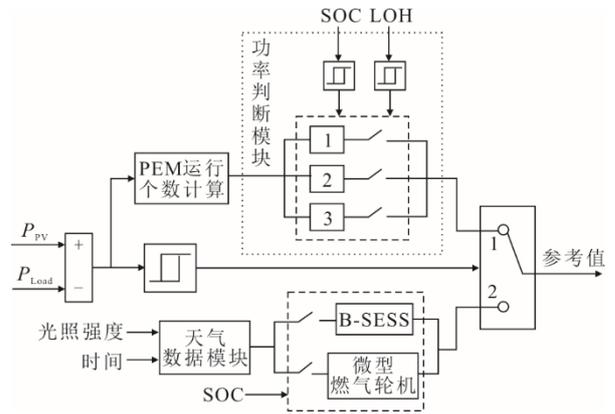


图 4 系统功率管理流程

Fig.4 Schematic diagram of DC microgrid system

当 $P_C > 0$ 时，开关接入通路 1，根据单个电解槽的设计工况点功率，由剩余功率计算取整得到运行电解槽数 N 。随后进入功率判断模块，该模块根据锂电池 SOC 和储氢罐 LOH 判断选择 3 种输出结果： N 个电解槽以设计工况点功率运行，B-SESS 充电； $N+1$ 个电解槽以设计工况点功率运行，B-SESS 放电；电解槽单元完全消纳剩余功率。

当 $P_C < 0$ 时，开关接入通路 2 经过天气数据模块。若白天遮阳导致光照强度极低，B-SESS 补充功率缺额；若长时间阴雨天或夜间导致光照强度极低，则由微型燃气轮机向用电负荷供电。

2.1.3 功率分配策略

图 4 通路 1 中的功率判断模块逻辑见表 1。表 1 中：LS 表示锂电池位于深度放电区， $SOC_{Bat_min} < SOC_{Bat} \leq SOC_{Bat_L}$ ；MS 表示锂电池处于合理存储区间， $SOC_{Bat_L} < SOC_{Bat} < SOC_{Bat_H}$ ；HS 表示锂电池位于深度充电区， $SOC_{Bat_H} \leq SOC_{Bat} < SOC_{Bat_max}$ ；LL 表示储氢罐 LOH 在 LOH_{min} 和 LOH_L 范围内；ML 表示储氢罐位于合理存储区间，LOH 在 LOH_L 和 LOH_H 范围内；HL 表示 LOH 在 LOH_H 和 LOH_{max} 范围内；LP 表示 N 个电解槽以设计工况点功率运行，B-SESS 充电；MP 表示电解槽单元完全消纳剩余功率；HP 表示 $N+1$ 个电解槽以设计工况点功率运行，B-SESS 放

电。其中, SOC_{Bat_min} 为锂电池最低放电值; SOC_{Bat_L} 为锂电池合理存储区间下限设计值; SOC_{Bat_H} 为锂电池合理存储区间上限设计值; SOC_{Bat_max} 为锂电池最高充电值; LOH_{min} 为储氢罐最低氢水平值; LOH_L 为储氢罐合理存储区间下限设计值; LOH_H 为储氢罐合理存储区间上限设计值; LOH_{max} 为储氢罐最高氢水平值。

表 1 功率判断模块逻辑

Tab.1 Power judgment module logic

SOC	LOH	运行模式
LS	LL	MP
LS	ML	LP
LS	HL	LP
MS	LL	MP
MS	ML	MP
MS	HL	MP
HS	LL	HP
HS	ML	HP
HS	HL	MP

由表 1 可知, 当 SOC 为 LS 且 LOH 为 ML 或 HL 时, 系统以 LP 模式运行, 表明 SOC 接近下限值而 LOH 较高或处于合理区间时, 系统分配剩余功率同时用于 B-SESS 充电和电解水制氢。同理, 当 SOC 为 HS 且 LOH 为 LL 或 ML 时, 系统以 HP 模式运行, 表明 SOC 接近上限值而 LOH 较低或处于合理区间时, 除剩余功率全部用于制氢外, B-SESS 也放电用于制氢, 使锂电池 SOC 趋近于合理存储区间。

当 SOC 为 LS 且 LOH 为 LL 时, 系统以 MP 模式运行, 表明 SOC 和 LOH 同时接近下限值时, 优先保证储氢罐 LOH 趋向合理存储区间, 全部剩余功率由电解槽消纳, 在 LOH 位于合理区间后系统随之分配功率用于储能系统充电。同理, 当 SOC 为 HS 且 LOH 为 HL 时, 系统以 MP 模式运行, 表明 SOC 和 LOH 同时接近上限值时, B-SESS 维持直流母线电压稳定, 电解槽消纳剩余功率。

当 SOC 为 MS 时, LOH 的状态不会影响系统运行模式, 运行模式为 MP, 电解槽消纳全部剩余功率, B-SESS 维持直流母线电压稳定。

由上述不同的运行模式可知, 系统存在 SOC_{Bat_L} 、 SOC_{Bat_H} 、 LOH_{Bat_L} 和 LOH_{Bat_H} 4 个临界点, 电解水制氢使氢储量单向上升, 而锂电池 SOC 可能在合理存储区间上/下限设计值处产生振荡, 因此加入滞环环节 (图 4 通路 1)。LP、MP、HP 3 种运行模式功率分配情况如图 5—图 7 所示。

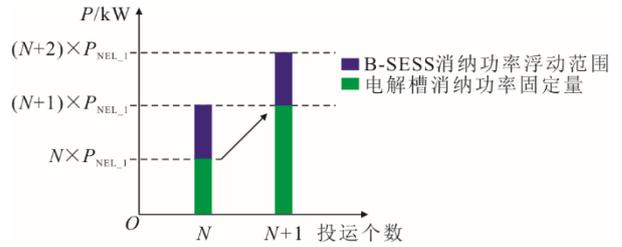


图 5 LP 运行方式下功率分配情况
Fig.5 Power distribution in LP operation mode

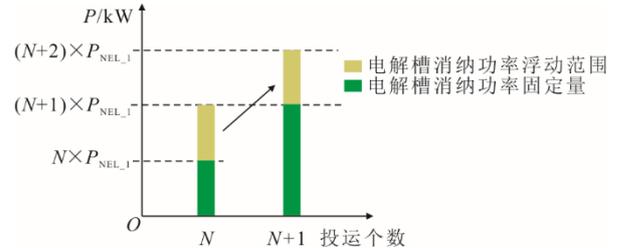


图 6 MP 运行方式下功率分配情况
Fig.6 Power distribution in MP operation mode

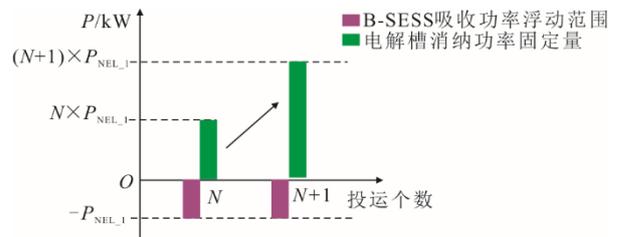
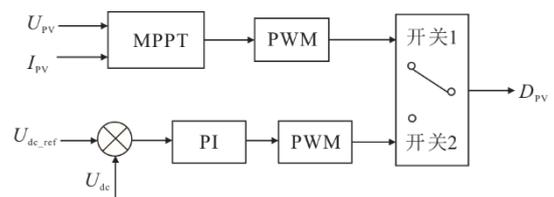


图 7 HP 运行方式下功率分配情况
Fig.7 Power distribution in HP operation mode

2.2 底层控制

直流微电网底层设备控制方式如图 8 所示^[22-23]。图 8 中: U_{pv} 、 I_{pv} 为光伏阵列输出电压和输出电流; U_{dc_ref} 、 U_{dc} 为直流母线的参考电压和实际电压; D_{pv} 为变换器控制信号; D_{bat1} 、 D_{bat1} 为锂电池对应的双向 DC/DC 变换器的控制信号; D_{SC1} 、 D_{SC2} 为超级电容对应的双向 DC/DC 变换器的控制信号; U_{EL_ref} 、 U_{EL} 为电解槽电压参考值和实际端电压值; I_{EL_ref} 、 I_{EL} 、 I_{EL} 为电解槽电流参考值和实际电流值; D_{EL} 为 DC/DC 变换器控制信号; T_4 、 T_{4_ref} 为透平排烟温度和透平排烟温度限值; n 、 n_{ref} 为微型燃气轮机实际转速和转速基准值; \dot{n}_{ref} 为加速度基准值; G_f 、 G_{f_n} 为氢气实际基准流量。



a) PV 控制方式

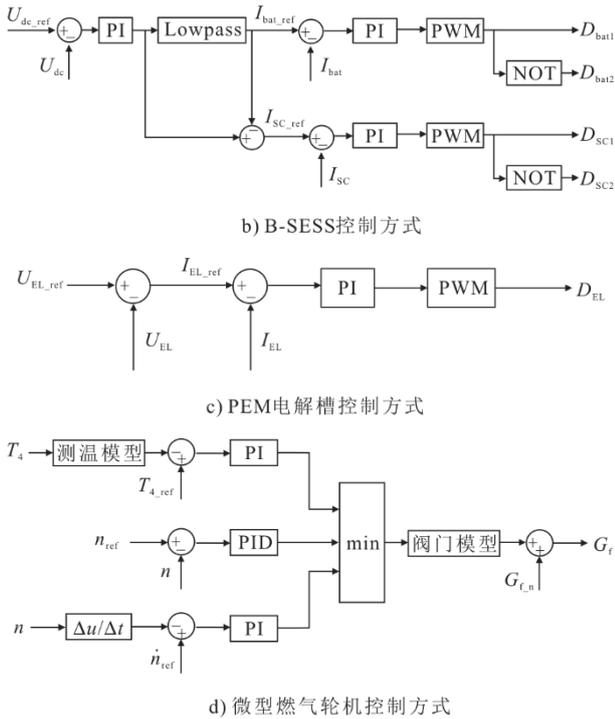


图 8 底层接口设备控制方式
Fig.8 Bottom interface device control method

由图 8a)可知,光伏发电单元包含最大功率跟踪(maximum power point tracking, MPPT)和恒压 2 种控制方式。锂电池承担长期与系统进行功率交换的任务,SC 负责快速响应系统波动功率中的高频分量。由图 8b)可知,将母线电压实时采集值与参考值的差值送入 PI 调节器中,经过低通滤波器分别得到锂电池和 SC 的电流参考值^[6]。由图 8c)可知,电解槽单元控制方式中的电压参考值由协调控制层获取。由图 8d)可知,燃气轮机控制系统包括转速、温度和加速度控制系统。3 种控制方式分别生成相应的氢气流量基准值,由最小值选择器选择最小流量值对应的控制方式,一般情况下,转速控制系统起主要作用。

3 仿真验证

本文基于 MATLAB/SIMULINK 仿真软件搭建了光-氢-微型燃气轮机系统模型。

3.1 光伏制氢系统仿真测试

基于图 2 电解槽工作特性曲线,PEM 电解槽单片膜电极的设计工况点参数为 1 A/cm² 和 2 V,单片膜电极的面积为 0.25 m²,则单个 PEM 电解槽的设计工况点功率为 5 kW。锂电池 SOC 和储氢罐 LOH 临界设计值见表 2,光伏制氢系统各组成单元主要参数见表 3—表 5。

表 2 锂电池 SOC 和储氢罐 LOH 临界设计值
Tab.2 SOC and LOH critical design values

项目	设计数值
锂电池最低放电值 SOC _{Bat_min}	0.2
锂电池合理存储区间下限设计值 SOC _{Bat_L}	0.3
锂电池合理存储区间上限设计值 SOC _{Bat_H}	0.7
锂电池最高充电值 SOC _{Bat_max}	0.8
储氢罐最低氢水平值 LOH _{min}	0.2
储氢罐合理存储区间下限设计值 LOH _L	0.4
储氢罐合理存储区间上限设计值 LOH _H	0.6
储氢罐最高氢水平值 LOH _{max}	0.8

表 3 PV 单元参数
Tab.3 PV unit parameters

项目	数值
最大功率点电压/V	29.00
最大功率点电流/A	7.35
开路电压/V	36.30
短路电流/A	7.84
组件串联个数	10
组件并联个数	47
恒压控制比例系数	4.00
恒压控制积分系数	0.01

表 4 B-SESS 单元参数
Tab.4 B-SESS unit parameters

项目	数值
SC 并联个数	5
SC 额定容量/F	30.00
锂电池额定电压/V	300.00
锂电池额定容量/(Ah)	100.00
电压控制比例系数	10.00
电压控制积分系数	2.00
SC 电流控制比例系数	0.70
SC 电流控制积分系数	500.00
锂电池电流控制比例系数	0.70
锂电池电流控制积分系数	1 000.00

表 5 EL 单元参数
Tab.5 EL unit parameters

项目	数值
阳极交换电流密度/(A·cm ⁻²)	1×10 ⁻⁶
阴极交换电流密度/(A·cm ⁻²)	1×10 ⁻³
电压控制比例系数	0.90
电压控制积分系数	100.00
电流控制比例系数	0.10
电流控制积分系数	100.00

3.1.1 光伏 MPPT 仿真测试

基于上述搭建的光伏 MPPT 模型,设置辐照度为 750 W/m²,3 s 时改变辐照度为 900 W/m²,8 s 时改变辐照度为 800 W/m²,仿真时间 10 s。辐照度变化及光伏 MPPT 控制结果如图 9 所示。

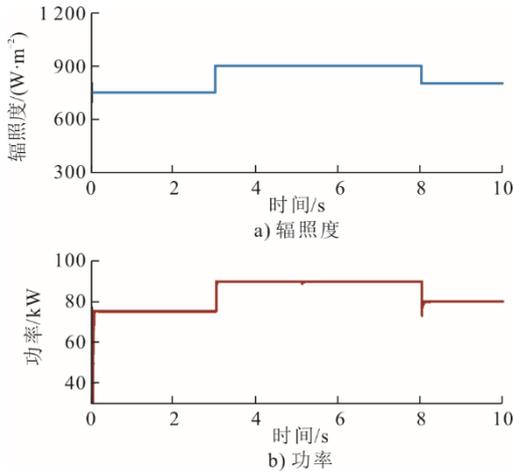


图 9 辐照度及光伏 MPPT 控制结果
Fig.9 Light intensity and PV MPPT control results

由图 9 可知：当系统开始运行时，PV 功率迅速上升稳定至 75 kW 左右；在 3 s 辐照度突变后，PV 在短时间内跟踪至最大功率处且跟踪速度良好；在 8 s 辐照度再次改变，光伏功率迅速跟踪至 80 kW。可见，当辐照度发生突变后，光伏系统也能在短时间内实现 MPPT，验证了光伏 MPPT 功能。

3.1.2 混合系统工况 1 运行仿真测试

设置直流母线电压为 400 V；直流侧初始阻值为 4 Ω 即用电负荷 40 kW，5 s 时用电负荷突变至 50 kW；SC 和锂电池初始 SOC 均为 50%，储氢罐 LOH 为 50%；0~3 s 辐照度为 750 W/m^2 ，3~8 s 辐照度为 900 W/m^2 ，8 s 时辐照度改变为 800 W/m^2 ，仿真时间 10 s。工况 1 运行时直流母线电压及 B-SESS 的 SOC 仿真曲线如图 10 所示。由图 10 仿真结果可知：在 3 s 和 8 s 光伏输出功率发生波动时，直流母线电压基本保持 400 V；在初始 SOC 为 50%的条件下 SC 和锂电池的 SOC 比较稳定，没有明显变化趋势，工作稳定度、灵敏度良好。

图 11 为工况 1 运行的混合系统功率曲线。由图 11 可知，当锂电池 SOC 和储氢罐 LOH 均位于合理区间时，PEM 电解槽消纳全部剩余功率，SC 和锂电池运行功率基本为 0，此时满足工况 1 的功率分配。

3.1.3 深度放电区运行仿真测试

按照功率判断模块分配逻辑，当锂电池 SOC 为 LS 即处于深度放电区，储氢罐 LOH 上升超过 40% 由 LL 改变为 ML，运行模式由 MP 改变至 LP。设置直流母线电压为 400 V，初始用电负荷 40 kW，5 s 时增加 10 kW 用电负荷；锂电池初始 SOC 为 29.997%，储氢罐初始 LOH 为 39.999%；0~8 s 辐照度为 750 W/m^2 ，8 s 时辐照度改变为 770 W/m^2 ，仿真

时间 10 s。为了能够在 10 s 仿真时间内包括尽可能多的系统运行模式，设置功率分配模块中锂电池 SOC 连接的滞环阈值区间上限为 30.005%，下限为 29.999%。图 12、图 13 为深度放电区条件下本文方法和传统方法的仿真曲线。由图 12 可知：在 0~4 s 内，储氢罐 LOH 由 39.99% 上升，初始运行模式为 LS-LL-MP；在 4 s 时，储氢罐 LOH 达到 40%，运行模式改变为 LS-ML-LP，N 个电解槽以设计工况点功率运行，B-SESS 充电，锂电池 SOC 上升明显；在 6 s 后，系统运行方式改变为 MS-ML-MP，锂电池 SOC 再次趋于平缓。

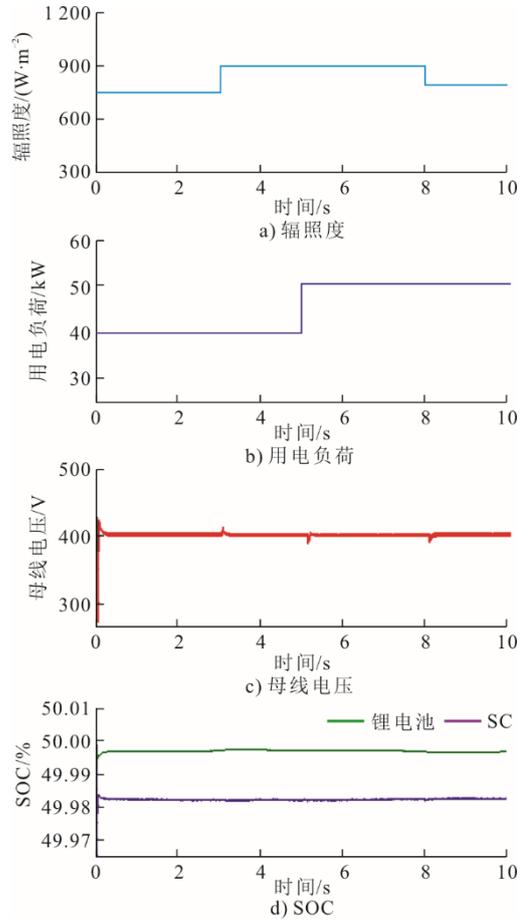


图 10 工况 1 直流母线及 SOC 曲线
Fig.10 Case 1 DC bus and SOC curve

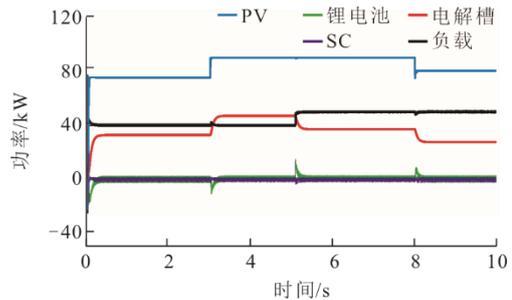


图 11 工况 1 混合系统功率曲线

Fig.11 Case 1 Power curve of the hybrid system operating

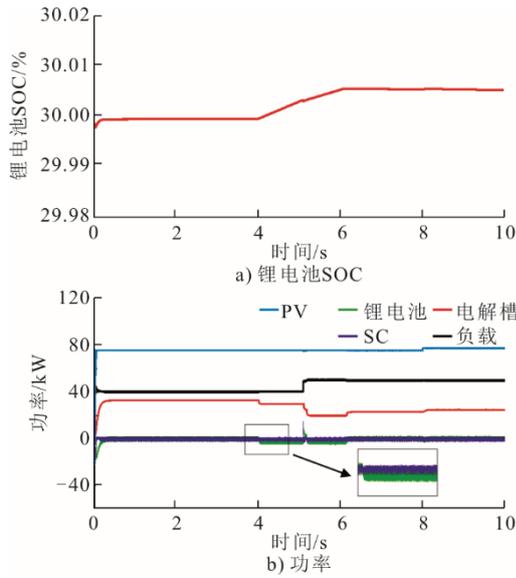


图 12 深度放电区条件下本文方法仿真曲线
Fig.12 Simulation curves of this method under deep discharge zone conditions

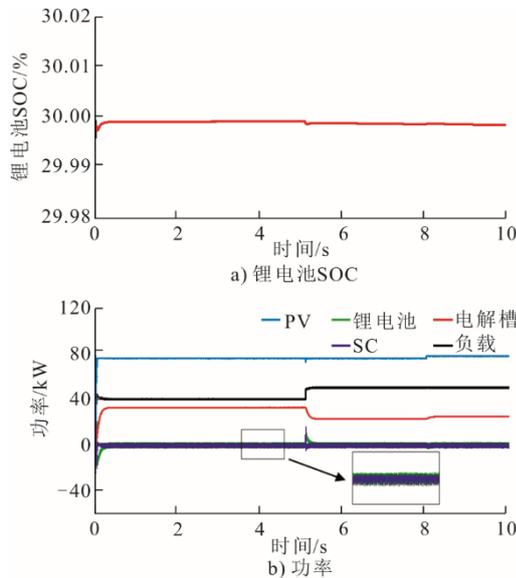


图 13 深度放电区条件下传统方法仿真曲线
Fig.13 Simulation curves of conventional method under deep discharge zone conditions

从图 13 传统方法结果可以看出，储氢罐 LOH 达到 40%时，锂电池 SOC、锂电池功率和 SC 功率没有明显变化趋势。对比图 12 和图 13 可以看出，图 12 中 4~6 s 内电解槽消纳功率明显小于图 13 中电解槽消纳的功率，该部分差值功率用于锂电池充电，减少了锂电池处于深度放电区的时间。

3.1.4 深度充电区运行仿真测试

按照功率分配模块逻辑，当锂电池 SOC 为 HS 即处于深度充电区，储氢罐 LOH 为 LL，运行模式为 HP，B-SESS 放电，当锂电池 SOC 下降到 MS，功率分配方式变为 MP，N 个电解槽完全消纳剩余

功率。设置直流母线电压为 400 V，直流侧初始用电负荷 40 kW，5 s 时增加 10 kW 用电负荷；锂电池初始 SOC 为 70.004%，储氢罐 LOH 为 40%；0~8 s 辐照度为 750 W/m²；8 s 时辐照度改变为 770 W/m²，仿真时间 10 s。将功率分配模块中锂电池 SOC 连接的滞环阈值区间上限设置为 70.002%，下限设置为 69.998%。图 14、图 15 为深度充电区条件下本文方法和传统方法的仿真曲线。

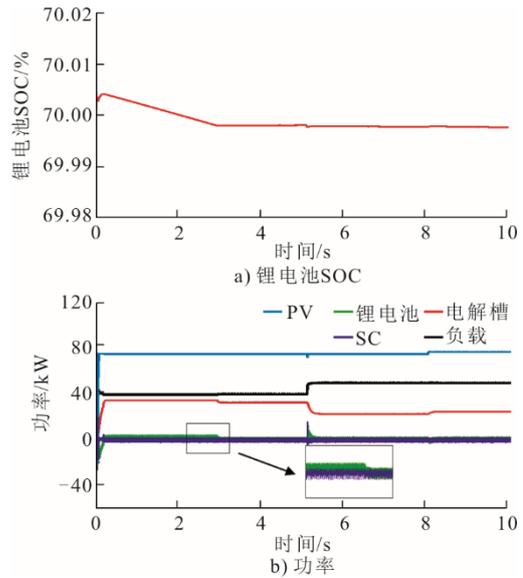


图 14 深度充电区条件下本文方法仿真曲线
Fig.14 Simulation curves of this method under deep charging area conditions

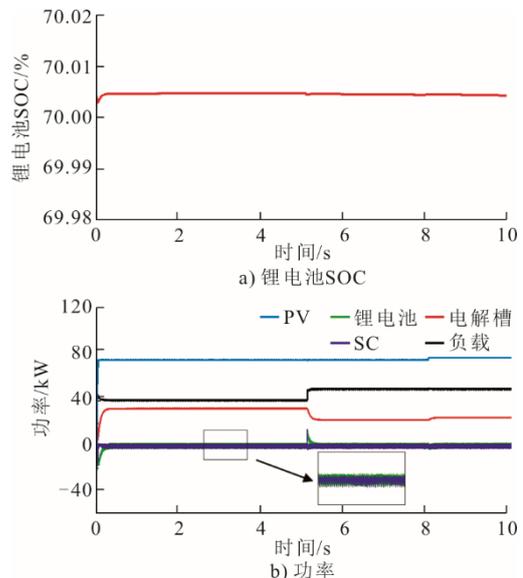


图 15 深度充电区条件下传统方法仿真曲线
Fig.15 Simulation curves of conventional method under deep charging zone conditions

由图 14 可知：在 0~3 s 内，锂电池 SOC 高于滞环阈值区间下限 69.998%，储氢罐 LOH 为 ML，

系统运行模式为 HS-ML-HP, B-SESS 放电, 锂电池 SOC 下降明显; 在 3 s 时, 锂电池 SOC 达到滞环阈值区间下限 69.998%, 系统运行模式改变为 MS-ML-MP, 锂电池 SOC 趋于平缓。从图 15 传统方法的结果可以看出, 锂电池始终处于深度充电区, SOC 没有明显下降趋势。对比图 14 和图 15 可以看出, 图 14 中 0~3 s 内电解槽消纳功率明显高于图 15 中电解槽消纳的功率, 该部分差额功率由锂电池放电补充, 减少锂电池处于深度充电区的时间。

3.2 燃氢微型燃气轮机发电系统仿真测试

当光伏制氢系统停止工作时, 直流微电网内电负荷需求由燃氢微型燃气轮机提供。因此, 需要验证在电负荷突变时微型燃气轮机的输出响应。

设置初始用电负荷为 35 kW, 在 10 s 时用电负荷突变到 50 kW, 随后在 20 s 时突降到 45 kW, 得到燃气轮机所消耗的氢气燃料流量、透平出口温度、机组输出功率、机组热效率和转速的动态响应, 结果如图 16 所示。图 16 中各参数值为额定工况相应的相对值。

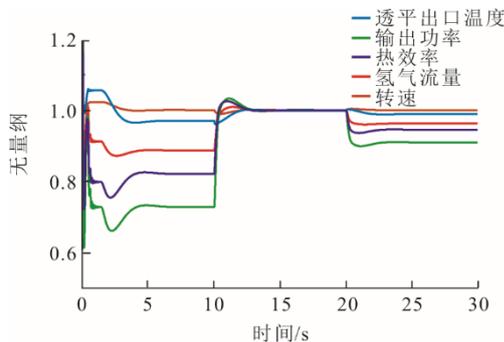


图 16 负荷改变时微型燃气轮机主要输出响应

Fig.16 The main output response of the micro gas turbine when the load changes

从图 16 可以看出, 在微型燃气轮机提供负荷 35 kW 功率稳定后, 10 s 时用电负荷突变到 50 kW, 微型燃气轮机的转速先降低, 在控制系统的调节下, 相对氢气流量由 35 kW 工况下的 0.886 1 升高到额定工况下的 1.000 0, 燃烧室和透平出口温度升高, 机组热效率升高。在 20 s 时, 电负荷从 50 kW 突降到 45 kW, 微型燃气轮机转速小幅度升高, 在控制系统的调节下, 相对氢气流量减少到额定工况下的 0.960 8, 并使机组输出功率与电负荷平衡, 微型燃气轮机转速重新稳定到额定转速, 此时的机组热效率降低到额定工况的 0.948 0。

4 结 论

1) 计及锂电池 SOC 和储氢罐 LOH 通过协调控制层功率判断模块改变系统运行模式, 能够实现 B-SESS 与 HESS 的功率优化分配。

2) 锂电池处于深度充电区域且直流微电网内存在剩余功率时, 使得 PEM 电解槽分配更高功率, B-SESS 放电, 迅速降低锂电池 SOC。锂电池处于深度放电区域且直流微电网内存在剩余功率时, 使得 PEM 电解槽分配更低功率, B-SESS 充电, 迅速升高锂电池 SOC。

3) 通过本文提出的基于氢储能的直流微电网系统功率分配策略, 能够保证锂电池 SOC 向合理存储区间内调节, 减少了锂电池位于深度充/放电区域的时间, 延长锂电池使用寿命。

4) 基于燃氢微型燃气轮机控制仿真模型, 研究了负荷扰动时微型燃气轮机主要输出变量的动态响应特性。降负荷时微型燃气轮机转速先升高, 在控制系统的作用下减小氢气流量, 2 s 后稳定至额定转速; 升负荷时微型燃气轮机转速先降低, 在控制系统的作用下增加氢气流量, 转速升高, 2 s 后稳定至额定转速。当扰动存在时, 控制系统能够使机组迅速达到新的稳定状态, 满足直流微电网要求。

[参 考 文 献]

- [1] 葛磊蛟, 崔庆雪, 李明玮, 等. 风光波动性电源电解水制氢技术综述[J]. 综合智慧能源, 2022, 44(5): 1-14.
GE Leijiao, CUI Qingxue, LI Mingwei, et al. Review on water electrolysis for hydrogen production powered by fluctuating wind power and PV[J]. Integrated Intelligent Energy, 2022, 44(5): 1-14.
- [2] 李晓霞, 丁业良, 位召祥, 等. 光伏制氢工程项目经济性影响因素分析[J]. 电力勘测设计, 2022, 173(11): 6-11.
LI Xiaoxia, DING Yeliang, WEI Zhaoxiang, et al. Analysis of economic influencing factors of photovoltaic hydrogen production projects[J]. Electric Power Survey & Design, 2022, 173(11): 6-11.
- [3] 陈玉芳, 周立丽. 光伏-超级电容器-制氢混合系统的建模与控制[J]. 现代电力, 2017, 34(3): 88-94.
CHEN Yufang, ZHOU Lili. Modeling and control of hybrid PV-supercapacitor-hydrogen system[J]. Modern Electric Power, 2017, 34(3): 88-94.
- [4] 李建林, 赵文鼎, 梁忠豪, 等. 光储一体化耦合制氢系统控制策略及仿真分析[J]. 热力发电, 2022, 51(11): 148-155.
LI Jianlin, ZHAO Wending, LIANG Zhonghao, et al. Control strategy and simulation ansys of coupled optical storage systems for hydrogen production[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(11): 148-155.
- [5] 张帆, 王博文, 樊林浩, 等. 光伏发电制氢储能系统仿真及性能分析研究[J]. 工程热物理学报, 2022, 43(10): 2653-2658.

- ZHANG Fan, WANG Bowen, FAN Linhao, et al. Development of photovoltaic-electrolyzer-fuel cell system for hydrogen production and power generation[J]. *Journal of Engineering Thermophysics*, 2022, 43(10): 2653-2658.
- [6] 卢锦玲, 张伟, 张祥国, 等. 含混合储能的光伏微电网系统协调控制策略[J]. *电力系统及其自动化学报*, 2021, 33(8): 102-108.
LU Jinling, ZHANG Wei, ZHANG Xiangguo, et al. Coordinated control strategy for photovoltaic micro-grid system with hybrid energy-storage[J]. *Power of the CSU-EPSA*, 2021, 33(8): 102-108.
- [7] 苏昕, 徐立军, 胡兵. 考虑多变量因素影响的光伏 PEM 制氢系统建模与分析[J]. *太阳能学报*, 2022, 43(6): 521-529.
SU Xin, XU Lijun, HU Bing. Modelling and analysis of photovoltaic pem hydrogen production system considering multivariable factors[J]. *Acta Energetica Solaris Sinica*, 2022, 43(6): 521-529.
- [8] 戴凡博. PEM 电解水制氢催化剂及直接耦合光伏发电系统建模研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2020: 70-77.
DAI Fanbo. Study of catalyst in pem water electrolysis and directly coupling photovoltaic system simulation[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2020: 70-77.
- [9] 张小桃, 慕昊良, 刘祥, 等. 生物质气微型燃气轮机运行性能分析[J]. *热能动力工程*, 2022, 37(4): 25-31.
ZHANG Xiaotao, MU Haoliang, LIU Xiang, et al. Analysis of operating performance of biomass gas micro-turbine[J]. *Journal of Engineering for Thermal Energy and Power*, 2022, 37(4): 25-31.
- [10] HARUNI A M O, NEGNEVITSKY M, HAQUE M E, et al. A novel operation and control strategy for a standalone hybrid renewable power system[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2013, 4(2): 402-413.
- [11] KHALILNEJAD A, SUNDARARAJAN A, SARWAT A. Performance evaluation of optimal photovoltaic electrolyzer system with the purpose of maximum Hydrogen storage[C]//2016 IEEE/IAS 52nd Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS). Detroit: IEEE, 2016: 1-9.
- [12] 吴奇, 徐正宏. 太阳能燃料能源系统光伏阵列与电解槽优化连接[J]. *电测与仪表*, 2017, 54(7): 59-63.
WU Qi, XU Zhenghong. Optimization connection between photovoltaic array and electrolytic cell about the solar fuel energy system[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2017, 54(7): 59-63.
- [13] HUANGFU Y G, TIAN C Y, ZHUO S R, et al. An optimal energy management strategy with subsection bi-objective optimization dynamic programming for photovoltaic/battery/hydrogen hybrid energy system[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023, 48(8): 3154-3170.
- [14] ZHAO D Q, XIA Z P, GUO M T, et al. Capacity optimization and energy dispatch strategy of hybrid energy storage system based on proton exchange membrane electrolyzer cell[J]. *Energy Conversion and Management*, 2022, 272: 142-159.
- [15] BIDI F, DAMOUR C, GRONDIN D, et al. Multistage power and energy management strategy for hybrid microgrid with photovoltaic production and hydrogen storage[J]. *Applied Energy*, 2022, 323: 119549-119562.
- [16] ZHAO Z H. Improved fuzzy logic control-based energy management strategy for hybrid power system of FC/PV/battery/SC on tourist ship[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022, 47(16): 9719-9734.
- [17] XU X, HU W H, LIU W, et al. Optimal operational strategy for a future electricity and hydrogen supply system in a residential area[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022, 47(7): 4426-4440.
- [18] KUMAR K, ALAM M, DUTTA V. Energy management strategy for integration of fuel cell-electrolyzer technologies in microgrid[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2021, 46(68): 33738-33755.
- [19] FATHY A, YOUSRI D, ALANAZI T, et al. Minimum hydrogen consumption based control strategy of fuel cell/PV/battery/supercapacitor hybrid system using recent approach based parasitism-predation algorithm[J]. *Energy*, 2021, 225: 120316-120325.
- [20] YU Y J, CAI Z F, LIU Y C. Double deep Q-learning coordinated control of hybrid energy storage system in island micro-grid[J]. *International Journal of Energy Research*, 2020, 45(2): 3315-3326.
- [21] BEHZADI A, SADRIZADEH S. A rule-based energy management strategy for a low-temperature solar/wind-driven heating system optimized by the machine learning-assisted grey wolf approach[J]. *Energy Conversion and Management*, 2023, 277: 116590-116606.
- [22] GUGULOTHU R, NAGU B, PULLA-GURAM D. Energy management strategy for standalone DC microgrid system with photovoltaic/fuel cell/battery storage[J]. *Journal of Energy Storage*, 2023, 57: 106274-106290.
- [23] ARSALIS A, GEORGHIOU G E, PAPANASTASIOU P. Recent research progress in hybrid photovoltaic-regenerative hydrogen fuel cell microgrid systems[J]. *Energies*, 2022, 15(10): 3512-3535.

(责任编辑 杨嘉蕾)