DOI：10.13234/j.issn.2095-2805.2026.4.241 **中图分类号**：TM614 **文献标志码**：A

弱电网条件下海岛风氢系统建模与频率协同支撑策略研究

梁润东[1]，孟建辉[1]，王 毅[1]，杨 坚[2]，于 杰[2]
(1.新能源电力系统全国重点实验室(华北电力大学)，保定 071003；2.国网台州供电公司，台州 318000)

摘要：海岛供电下系统通常呈现弱电网特性，系统频率电压易失稳，根据不同的特性协同风电和氢储能的运行控制是解决该问题的关键。对此，提出了1种基于构网型的海岛风氢系统协同控制方法，通过将氢储能应用于构网型风机的并网系统中，以抑制系统的负荷波动并增强系统的频率调节能力，进而提高系统调频能力和安全稳定性。首先，对海岛场景下的风氢系统进行建模，对传统风机网侧构网型控制加以改进，提出考虑氢储能出力的构网型控制策略；其次，为更好地实现氢储能对系统频率的调节作用，设计氢储能自适应一次调频策略，以实现海岛风氢系统的频率协同支撑WHFCS(wind-hydrogen system frequency coordinated support)策略；最后，基于RT-LAB实时仿真平台搭建了系统模型，通过比较，验证了WHFCS策略对风氢系统的频率支撑能力，结果表明，该控制策略对于弱电网条件下海岛风氢系统具有良好的适用性，为提高海岛风氢系统的可靠性和稳定性提供了新的解决方案。

关键词：海上风电；构网型；弱电网；氢储能；一次调频；协同控制

Research on Modeling and Frequency Coordinated Support Strategy for Island Wind-hydrogen System Under Weak Grid Conditions

LIANG Rundong[1], MENG Jianhui[1], WANG Yi[1], YANG Jian[2], YU Jie[2]
(1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Baoding 071003, China; 2. State Grid Taizhou Electric Power Supply Company, Taizhou 318000, China)

Abstract: Island power supply systems typically exhibit weak grid characteristics, and the system frequency and voltage are prone to losing stability. The coordinated operation and control of wind power and hydrogen energy storage according to different characteristics are key solutions to this problem. On this basis, a grid-forming-based coordinated control method for an island wind-hydrogen system is proposed. By applying hydrogen energy storage into the grid-connected system of grid-forming wind turbines, the load fluctuations are suppressed and the frequency regulation capability of the system is enhanced, thereby improving the system's frequency regulation capability, safety and stability. First, the wind-hydrogen system in island scenarios is modeled, the grid-forming control of a traditional wind turbine on the grid side is improved, and a grid-forming control strategy considering the output from hydrogen energy storage is put forward. Second, to better achieve the frequency regulation effect of hydrogen energy storage on the system frequency, an adaptive primary frequency control strategy for hydrogen energy storage is designed, so as to realize a wind-hydrogen system frequency coordinated support (WHFCS) strategy for the island wind-hydrogen system. Finally, a system model was built on the RT-LAB real-time simulation platform, and the effectiveness of the WHFCS strategy in supporting the frequency of the wind-hydrogen system was verified through comparison. Results show that

收稿日期：2024-01-11；**修回日期**：2024-02-27，2024-03-06；
录用日期：2024-03-09；**网络首发日期**：2024-04-26
基金项目：国家电网浙江省电力有限公司科技资助项目(5211TZ230003)
This work is supported by Technology Project of State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd. under the grant 5211TZ 230003

the proposed control strategy has good applicability for island wind-hydrogen systems under weak grid conditions, providing a new scheme for improving the reliability and stability of island wind-hydrogen systems.

Keywords: Offshore wind power; grid-forming; weak grid; hydrogen energy storage; primary frequency regulation; coordinated control

近年来，随着对海洋资源的探索和利用，越来越多的海岛被开发利用。然而海岛的位置偏远，海岛上的风机供电系统通常表现为弱电网条件。弱电网的输电和分配能力较弱，当负荷增加时或电网发生故障时，很容易影响到电网的稳定性和可靠性，从而增加电网的安全风险[1]。针对海岛弱电网供电系统存在的问题，可以配置储能装置、使用构网型控制策略等[2-3]。随着新能源渗透率的提高，弱网条件下电力系统的发展面临挑战，采用构网型技术改进并网逆变器的下垂特性可以为系统提供必要的电压和频率支撑[4-5]。同时，氢储能作为备受推崇的二次能源，逐渐被应用于海岛的能源供应中。氢储能具有绿色无污染、可长时间存储等特点，氢储能系统可以实现氢能向电能、电能向氢能的双向转化[6]。文献[7]通过氢和超级电容组成的混合储能解决风电功率波动问题；文献[8]中针对电-氢交直流混合微电网系统提出多时间尺度分层协调控制策略，实现了氢储能和蓄电池储能系统的协调控制。

当海上风电系统的负荷突然变化时，会引起系统频率的变化，在弱电网条件下，这种频率的变化会更加明显。配置储能装置可以稳定系统频率，但目前缺少对氢储能参与系统调频策略的研究。文献[9]提出基于蓄电池荷电状态 SOC(state of charge)的自适应下垂控制用于功率管理，提高了低惯性电网的电压频率稳定能力；文献[10]引入蓄电池储能和超级电容器储能组成的混合储能系统，参与系统的一次调频，减小了电网频率偏差。目前的风氢系统协同控制策略相关研究中，针对场景多为直流微网系统，不能适用于弱电网下的海岛风氢系统[11-12]。文献[13]构建了风机、燃料电池、电解槽和超级电容器耦合于直流母线的系统，并提出了 1 种控制策略平滑系统功率波动。

以上研究均未针对海岛风氢系统场景，未提出相应的协同控制策略。由于海岛的气候环境复杂，风能的波动性和不确定的负荷扰动给系统的频率稳定带来巨大的挑战。为了进一步提高海岛风电系统的运行性能，缓解弱电网条件下风机出力与负荷波动的不确定性对电力系统频率稳定性的影响，本文在上述研究的基础上，针对弱网条件下的风机并网系统，提出了 1 种含氢储能的海岛风机系统运行方案，并对所提系统进行建模和控制策略研究。对不同短路比下的系统稳态、负荷突变状态和电网电压跌落故障状态 3 种情况分别进行算例分析，同时考虑了储氢罐压力达到限值时系统的调频效果，基于 RT-LAB 实时仿真平台验证了所提系统的原理可行性及其在频率协同支撑能力上的优越性。

1 海岛风氢系统结构与建模

1.1 海岛风氢系统结构

图 1 为海岛风氢系统的拓扑结构。海上永磁直驱风机通过背靠背电压源型换流器与海岛上的弱网系统相连，氢储能装置通过储能换流器与海上风机并联，实现“电-氢”能量相互转化。氢储能装置中包含了电解槽单元(EL)、质子交换膜燃料电池(FC)及储氢罐(TK)。合理配置氢储能可以有效减少弃风现象，平抑功率波动，维持系统频率电压的稳定。

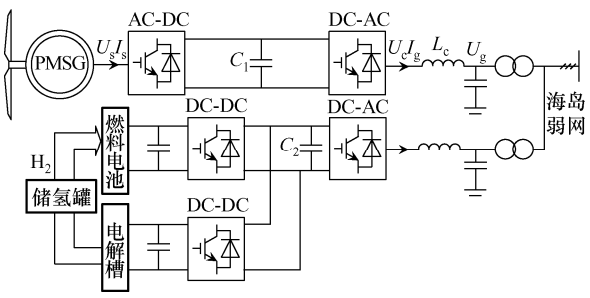


图 1 海岛风氢系统拓扑结构

Fig. 1 Topological structure of island wind-hydrogen system

1.2 质子交换膜燃料电池数学模型

质子交换膜燃料电池 PEMFC(proton exchange membrane fuel cell)单体模块实际输出电压的表达式[14-15]为

$$U_{\mathrm{FC}}=U_{\mathrm{nernset}}-U_{\mathrm{act}}-U_{\mathrm{conc}}-U_{\mathrm{ohm}} \tag{1}$$

式中：U_{FC} 为单体燃料电池的输出电压；U_{nernset} 为热力学电动势；U_{act} 为活化过电压；U_{conc} 为浓度差过电压；U_{ohm} 为欧姆过电压。

PEMFC 电池组的输出电压和输出功率分别为

$$U_{\mathrm{FCstack}}=N_{\mathrm{FC}}U_{\mathrm{FC}} \tag{2}$$

$$P_{\mathrm{FC}}=I_{\mathrm{FC}}U_{\mathrm{FCstack}} \tag{3}$$

式中：N_{FC} 为电池的串联数量；I_{FC} 为电池的输出电流。

1.3 电解槽数学模型

碱式电解槽的模型主要包括电化学解析模型和工程经验模型。由于单体电解槽的工作电压较低，需要对单体电解槽进行串联，在任意工作温度下，电堆的伏安特性[16]为

$$\begin{cases}U_{\mathrm{ELstack}}=N_{\mathrm{EL}}U_{\mathrm{EL}}\\ U_{\mathrm{EL}}=U_{\mathrm{rev}}+\dfrac{r_1+r_2T_{\mathrm{EL}}}{A_{\mathrm{EL}}}I_{\mathrm{EL}}+(s_1+s_2T_{\mathrm{EL}}+s_3T_{\mathrm{EL}}^2)\cdot\\ \qquad\log\left(\dfrac{t_1+\dfrac{t_2}{T_{\mathrm{EL}}}+\dfrac{t_3}{T_{\mathrm{EL}}^2}}{A_{\mathrm{EL}}}I_{\mathrm{EL}}+1\right)\end{cases} \tag{4}$$

式中：U_{ELstack} 为电解槽输出电压；N_{EL} 为电解槽串联数量；U_{EL} 为单电解槽输出电压；T_{EL}、I_{EL} 分别为电解槽的温度、电流；r_1、r_2 为电解槽电解液的内阻相关参数；s_1、s_2、s_3、t_1、t_2、t_3 为电解槽的电极电解液等极化引起的过电压相关参数；A_{EL} 为电解槽电极反应面积；U_{rev} 为可逆开路电压，可表示为

$$U_{\mathrm{rev}}=\frac{\Delta G}{zF} \tag{5}$$

式中：ΔG 为吉布斯自由能变值，表示反应中可逆的能量；z 为转移的电子数量；F 为法拉第常数。

整体消耗的电功率可表示为

$$P_{\mathrm{EL}}=N_{\mathrm{EL}}I_{\mathrm{EL}}U_{\mathrm{EL}} \tag{6}$$

1.4 储氢罐数学模型

燃料电池耗氢率为

$$v_{\mathrm{FCH_2}}=\frac{N_{\mathrm{FC}}P_{\mathrm{FC}}}{U_{\mathrm{FCstack}}zF} \tag{7}$$

电解槽制氢率为

$$v_{\mathrm{ELH_2}}=a_1\exp\left(\frac{a_2+a_3T_{\mathrm{EL}}+a_4T_{\mathrm{EL}}^2}{j_{\mathrm{EL}}}+\frac{a_5+a_6T_{\mathrm{EL}}+a_7T_{\mathrm{EL}}^2}{j_{\mathrm{EL}}^2}\right)\cdot\frac{N_{\mathrm{EL}}}{zF}I_{\mathrm{EL}} \tag{8}$$

式中：j_{EL} 为电流密度，$j_{\mathrm{EL}}=I_{\mathrm{EL}}/A_{\mathrm{EL}}$；$a_n$ 为法拉第效率系数，n=1, 2, …, 7。

储氢罐的储氢量为

$$n_{\mathrm{sto}}(t_0+\Delta t)=\int_{t_0}^{t_0+\Delta t}[v_{\mathrm{ELH_2}}(\tau)-v_{\mathrm{FCH_2}}(\tau)]\mathrm{d}\tau+n_{\mathrm{sto}}(t_0) \tag{9}$$

式中：τ 为时间常数；t_0 为初始时刻；Δt 为时间变化量。

由气体状态方程可得储氢罐的压力为

$$P_{\mathrm{sto}}=\frac{RT_{\mathrm{sto}}}{V_{\mathrm{sto}}}n_{\mathrm{sto}} \tag{10}$$

式中：V_{sto} 为储氢罐体积；R 为理想气体常数；T_{sto} 为储氢罐温度。

2 海岛风氢系统频率协同支撑策略

2.1 系统整体控制策略

在风电场中配置储能系统时，若单独使用储能将无法充分发挥风电机组的调频能力，考虑到储氢罐的压力限制，完全依靠氢储能实现海岛系统的频率支撑也是不现实的，因此需要氢储能配合构网型控制环，协同支撑风氢系统频率，由此本文提出了风氢系统频率协同支撑 WHFCS(wind-hydrogen system frequency coordinated support)策略。图 2 为海岛风氢系统整体控制结构。

为了合理配置储能充放功率，风机网侧构网型控制变流器应考虑氢储能出力对风氢系统调频的影响。首先需要对构网型控制进行改进，考虑氢储能出力对控制的影响，提出了考虑氢储能出力的构网型控制策略；针对如何通过氢储能实现系统调频

的问题，提出了氢储能自适应下垂系数一次调频控制策略，该策略可以根据系统的频率偏差值自适应调节氢储能进行功率充放，从而稳定系统频率，实现氢储与风机系统的协调配合，提高系统调频能力。

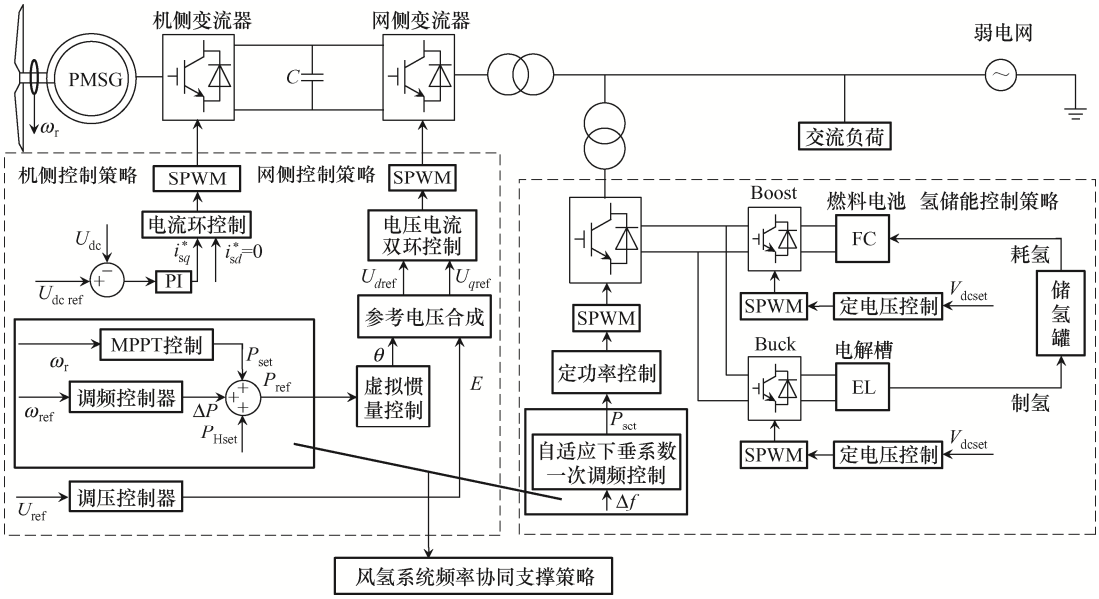


图 2 风氢系统整体控制结构

Fig. 2 Overall control structure of wind-hydrogen system

2.2 考虑氢储能出力的构网型控制策略

构网型控制策略具备电压源外特性，可为系统提供频率和电压支撑，在弱电网条件下的低惯量系统中，通常需要采用构网型控制策略。虚拟同步发电机 VSG(virtual synchronous generator)控制是构网型控制中常见的 1 种控制策略，VSG 可模拟同步机特性，在弱电网系统中较好地为电网提供惯性支持，稳定系统频率[17]。通过同步机数学模型可以计算得到 VSG 的数学模型，其中主要包括机械方程和电磁方程[18]，可表示为

$$\begin{cases} J\dfrac{\mathrm{d}\omega}{\mathrm{d}t}=T_{\mathrm{m}}-T_{\mathrm{e}}-D_{\mathrm{p}}(\omega-\omega_{\mathrm{ref}}) \\ L\dfrac{\mathrm{d}\boldsymbol{i}_{\mathrm{abc}}}{\mathrm{d}t}=\boldsymbol{e}_{\mathrm{abc}}-\boldsymbol{u}_{\mathrm{abc}}-R_{\mathrm{s}}\boldsymbol{i}_{\mathrm{abc}} \end{cases} \tag{11}$$

式中：J 为转动惯量；T_{m}、T_{e} 分别为机械转矩、电磁转矩；D_{p} 为阻尼系数；ω、ω_{ref} 分别为实际角速度、额定角速度；L 为虚拟定子电感；$\boldsymbol{e}_{\mathrm{abc}}$ 为 VSG 内电势；$\boldsymbol{i}_{\mathrm{abc}}$ 为三相定子电流；$\boldsymbol{u}_{\mathrm{abc}}$ 三相并网电压；R_{s} 为虚拟定子电阻。

最大功率点跟踪 MPPT(maximum power point tracking)控制下的永磁直驱风机总是保持最大功率 P_{set} 输出，氢储能发出的功率为 $P_{\mathrm{Hset}}=P_{\mathrm{FCset}}-P_{\mathrm{ELset}}$，其中 P_{FCset}、P_{ELset} 分别为燃料电池功率、电解槽功率，调频控制器输出需要补充的功率差值为 ΔP，三者相加共同作为 VSG 输出的有功功率参考值 P_{ref}，而 P 为网侧有功功率的实际值。最终 P_{ref} 与实际值 P 作差后经过虚拟同步控制，模拟同步机的惯性环节，输出参考电压的相位。VSG 输出的有功功率参考值 P_{ref} 可表示为

$$P_{\mathrm{ref}}=P_{\mathrm{Hset}}+P_{\mathrm{set}}+\Delta P=P_{\mathrm{FCset}}-P_{\mathrm{ELset}}+P_{\mathrm{set}}+\Delta P \tag{12}$$

对传统的海上风机网侧 VSG 控制策略改进后，考虑氢储能出力的构网型控制策略如图 3 所示。

2.3 氢储能自适应下垂系数一次调频控制策略

氢储能参与系统一次调频，以频率的偏差来表示氢储能的整定功率，通过改变氢储能发出和吸收的功率来维持系统频率稳定。当负荷突然增加时，系统的频率下降，FC 燃料电池消耗氢气并发出功率，补偿并网点的功率缺额。当负荷突然减小时，系统的频率上升，EL 电解槽产生氢气并吸收并网点多余的功率。由此可以平抑直流母线上的功率波

动，稳定系统频率，实现氢储能与风机系统的协同控制。

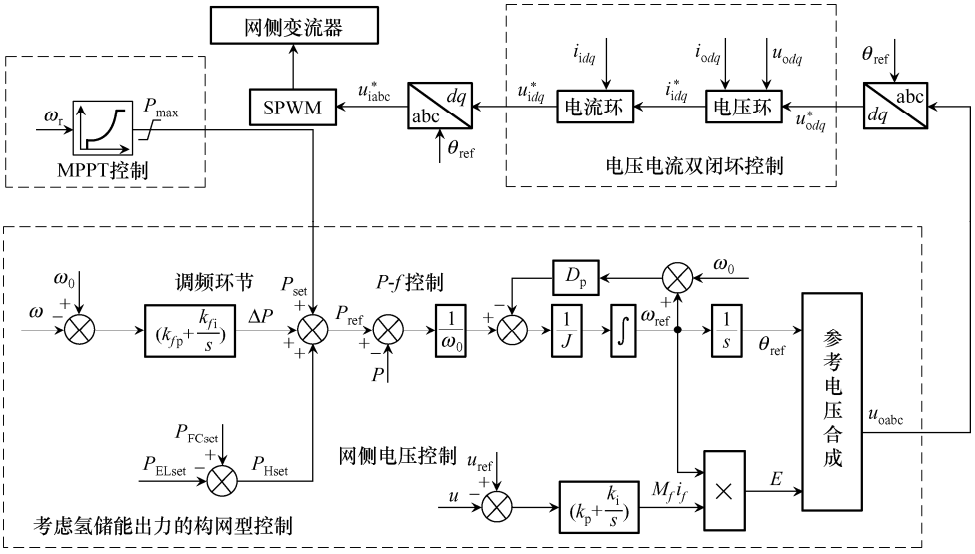


图 3　考虑氢储能出力的构网型控制策略

Fig. 3 Grid-forming control strategy considering output from hydrogen energy storage

由于系统频率波动情况复杂多变，需要根据频率偏差值的大小调整自适应下垂系数，实现自适应调整氢储能的输出功率。本文提出了氢储能自适应下垂系数一次调频控制策略，该策略根据频率波动的程度划定范围，在不同的偏差范围内采用不同的下垂系数，氢储能采用不同的功率出力，最大限度、快速准确地实现频率稳定。

根据我国对频率偏差的要求，并结合所搭建系统的实际情况，设定不同的调节区域。若频率偏差在 0.03~0.20 Hz 则进行常规调节；若频率偏差大于 0.20 Hz 则增大下垂系数，进行紧急调节；若频率偏差小于 0.03 Hz，则减小下垂系数，避免储能功率超调。所提出的氢储能自适应下垂系数一次调频控制策略可表示为

$$\begin{cases} P_{\mathrm{EL}}=\begin{cases}0 & \Delta f\geqslant 0\\ -k_1\Delta f & -0.03\leqslant\Delta f<0\\ -k_2\Delta f & -0.20\leqslant\Delta f<-0.03\\ -k_3\Delta f & \Delta f<-0.20\end{cases}\\ P_{\mathrm{FC}}=\begin{cases}0 & \Delta f\leqslant 0\\ k_1\Delta f & 0<\Delta f\leqslant 0.03\\ k_2\Delta f & 0.03<\Delta f\leqslant 0.20\\ k_3\Delta f & \Delta f>0.20\end{cases}\end{cases} \tag{13}$$

式中：k_1、k_2、k_3 为不同程度频率偏差所采用的下垂系数，具体数值依据多次仿真实验得出，取 k_1=0.05，k_2=0.3，k_3=0.4；Δf 为频率偏差值。

结合所提出的改进后的构网型控制策略和氢储能自适应一次调频控制策略，本文提出了 WHFCS 控制策略，结构框图如图 4 所示。

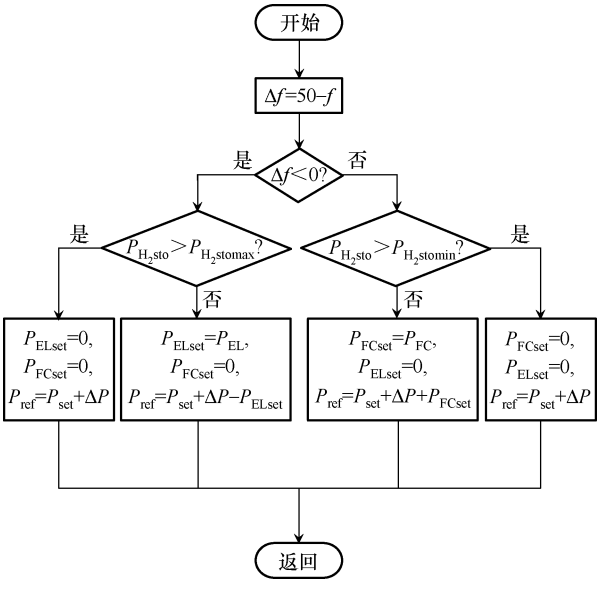


图 4　风氢系统协同调频策略框图

Fig. 4 Block diagram of coordinated frequency regulation strategy for wind-hydrogen system

该策略首先对频率偏差的正负进行判断：设置频率偏差 Δf =50−f（f 为工作频率）。当网侧负荷减

小时，系统频率增大，$\Delta f < 0$，机侧功率大于网侧功率，氢储能需要吸收不平衡功率，此时电解槽运行，燃料电池退出运行，$P_{\mathrm{ELset}} = P_{\mathrm{EL}}$，$P_{\mathrm{FCset}} = 0$；当网侧负荷增大时，系统频率减小，$\Delta f > 0$，网侧功率需求大于机侧送出的功率，氢储能需要向网侧补充功率，此时燃料电池运行，电解槽退出运行，$P_{\mathrm{FCset}} = P_{\mathrm{FC}}$，$P_{\mathrm{ELset}} = 0$。同时，储氢罐的压力上下限应满足 $P_{\mathrm{H_2stomin}} < P_{\mathrm{H_2sto}} < P_{\mathrm{H_2stomax}}$。若 $P_{\mathrm{H_2sto}} < P_{\mathrm{H_2stomin}}$，则燃料电池退出运行，$P_{\mathrm{FCset}} = 0$；若 $P_{\mathrm{H_2sto}} > P_{\mathrm{H_2stomax}}$，则电解槽退出运行，$P_{\mathrm{ELset}} = 0$，在储氢罐压力达到限值导致氢储能装置退出运行或不能再继续运行时，由 VSG 调频环节调节系统的功率出力，支撑系统频率。

若储氢罐的压力满足限制条件，则氢储能根据频率偏差的不同情况，采用氢储能自适应下垂系数一次调频策略对氢储能提供的功率进行整定。同时，构网型控制环配合氢储能同时对系统进行频率支撑，实现风氢系统的协调控制。

3 仿真算例分析

基于 RT-LAB 实时仿真平台建立所提系统模型。在实验中分别对比了有无协同控制策略下，不同短路比下的系统稳态、负荷突变状态和电网电压跌落故障状态 3 种算例对系统特性的影响，以及对储氢罐达到限值时的系统频率支撑能力进行仿真验证，实验波形由录波仪记录。为满足对弱电网系统的定义，通过改变线路阻抗、设置系统短路比 SCR(short circuit ratio)来改变电网的强弱。一般 IEEE 标准中认为 SCR< 3 时的电网为弱电网。系统的 SCR 为电网的短路容量与风机和氢储装置的额定容量的比值，可表示为

$$\delta_{\mathrm{SCR}} = \frac{S_{\mathrm{ac}}}{S_{\mathrm{N}}} = \frac{U_{\mathrm{g}}^2}{2\pi f_{\mathrm{N}} L_{\mathrm{g}} S_{\mathrm{N}}} \tag{14}$$

式中：S_{ac} 为交流电网的短路容量；S_{N} 为风机和氢储能的额定容量；U_{g} 为交流电网额定电压；f_{N} 为电网额定频率；L_{g} 为交流电网电感。可以看出 SCR 的大小与交流电网的线路阻抗成反比，通过改变 L_{g} 的取值便可改变交流电网的强弱。

设置风速恒定为 8 m/s，系统主要参数见表 1。

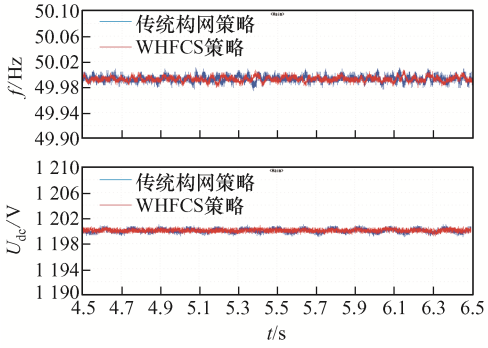
表 1 系统主要参数

Tab. 1 Main parameters of system

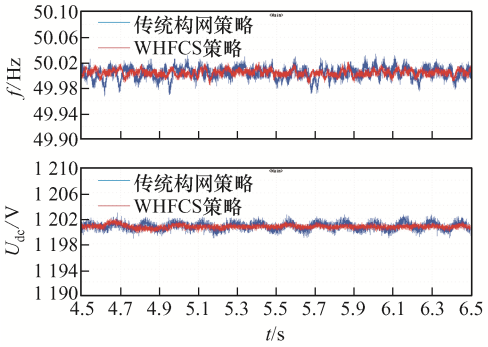
设备	参数	数值
PMSG	额定功率 P_{n}/MW	1.1
	额定电压 U_{n}/V	690
	dq 轴电感 L_d，L_q/H	0.001 4
	R_{s}/Ω	0.006 6
PEMFC	N_{FC}	850
	氢气分压 $p_{\mathrm{H_2}}$，氧气分压 $p_{\mathrm{O_2}}$/kPa	101.325
	工作温度 T_{FC}/K	353
	电流密度最大值 j_{FCmax}/(mA·cm^{-2})	1.5
EL	N_{EL}	72
	T_{EL}/K	298
TK	T_{sto}/K	303.15
	体积 V_{sto}/m^3	10
弱网系统	f_{N}/Hz	50
	三相电网电压 $U_{\mathrm{s_{abc}}}$/kV	35

3.1 不同短路比下系统的稳定运行状态分析

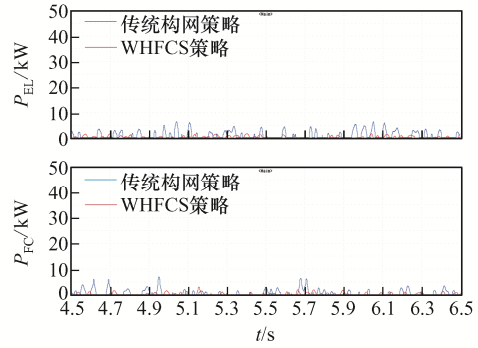
分别设置 SCR=6.0、SCR=2.8。SCR=6.0 时，系统运行在稳态的频率和储能逆变器 PCS(power conversion system)直流母线电压波形如图 5(a)所示；SCR=2.8 时，系统运行在稳态的频率和 PCS 直流母线电压波形如图 5(b)所示；稳定运行状态下 EL 和 FC 发出或吸收的功率波形如图 5(c)所示。在稳定运行状态下，系统频率和电压都趋于稳定，EL 和 FC 的功率设定值都接近 0。这表明海岛风氢系统可以正常稳定运行并能迅速准确地跟踪稳定值。SCR=6.0 时，2 种不同控制策略下系统频率和电压的波形相差不大；但 SCR=2.8 时，WHFCS 控制策略下的波形更加平稳。结果表明相比于传统的构网控制，WHFCS 控制策略在弱电网条件下对频率和电压具有更好的支撑和稳定能力。



(a) SCR=6.0时系统稳态波形



(b) SCR=2.8时系统稳态波形



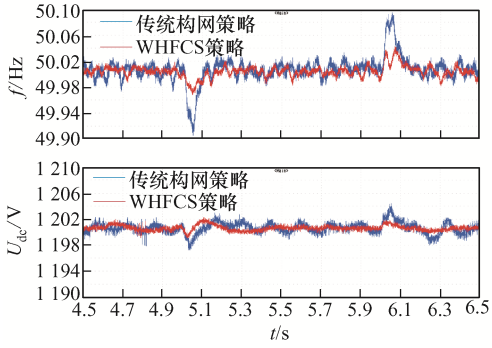
(c) 稳态时EL和FC的功率波形

图 5　稳态时系统的波形

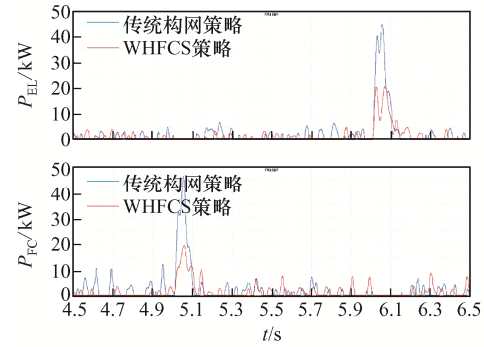
Fig. 5 Waveforms of system in steady state

3.2　负荷突变状态系统特性分析

设置 SCR=2.8。5 s 时设置 100 kW 的负荷阶跃，在 6 s 时该负荷退出，系统在负荷突变状态下的频率波形和 PCS 直流母线电压波形如图 6(a)所示，EL 和 FC 发出或吸收的功率波形如图 6(b)所示。经过负荷的突增突减后，系统依然能保持稳定运行，且频率的偏差不超过国家规定的频率偏差范围；在负荷突增时，FC 的功率增加，为系统补充功率，在负荷突减时，EL 的功率增加，吸收系统过剩的功率。结果表明，该系统能有效平抑功率波动，迅速维持系统的稳定，实现风氢系统的协同控制。



(a) 负荷突变时系统频率电压波形



(b) 负荷突变时EL和FC的功率波形

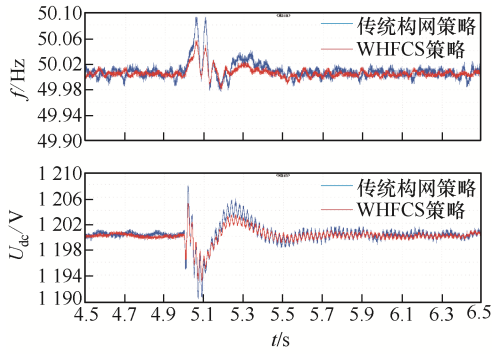
图 6　负荷突变时系统的波形

Fig. 6 Waveforms of system under load transients

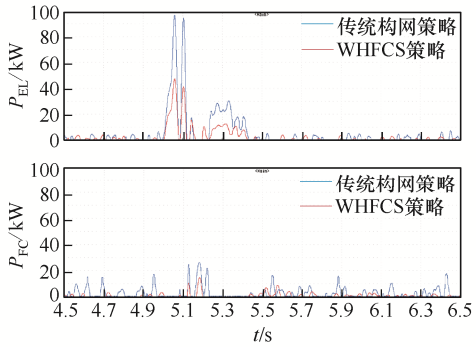
3.3　三相电压短路故障状态系统特性分析

设置 SCR=2.8。在 35 kV 弱电网母线处发生三相电压短路故障。设置 5 s 时发生故障，持续时间为 20 ms。故障下系统频率波形和 PCS 直流母线电压波形如图 7(a)所示，EL 和 FC 发出或吸收的功率波形如图 7(b)所示。结果表明，该系统在网侧发生短路故障后能迅速恢复到稳定运行状态，在电网电压跌落时，风机和储能侧的瞬时功率大于网侧的功率，导致并网点的频率迅速上升，电解槽迅速工作吸收不平衡功率，缓解瞬时功率冲击，维持海岛系统的电压和频率稳定。

以上 3 个算例对比了传统构网策略与 WHFCS 策略的控制效果与运行特性。实验结果表明，在弱电网条件下，WHFCS 策略可使频率和电压更加稳定，受扰动程度更小，优化了氢储能出力，该协同控制策略减少了直流母线两侧的功率不平衡，WHFCS 策略相比传统的构网型控制策略更具备优越性。



(a) 短路故障时系统频率电压波形



(b) 短路故障时EL和FC的功率波形

图 7 短路故障时系统的波形

Fig. 7 Waveforms of system under short-circuit fault

3.4 储氢罐达到限值且氢储能装置停止运行时的系统状态分析

当储氢罐压力达到上限，即电解槽不工作时，如果 $\Delta f>0$，说明此时需要燃料电池运行，这与 3.2 节中负荷突减的情况类似，运行波形可参考图 6 中 5 s 时的波形变化情况。当储氢罐压力达到下限，即燃料电池不工作时，如果 $\Delta f<0$，说明此时需要电解槽运行，这与 3.2 节中负荷突增的情况类似，运行波形可参考图 6 中 6 s 时的波形变化情况。

当储氢罐压力达到上限且 $\Delta f<0$ 时，系统需要储能吸收功率，但电解槽已经不能再继续工作；当储氢罐压力达到下限且 $\Delta f>0$ 时，系统需要储能释放功率，但燃料电池已经不能再继续工作。以上 2 种情况表明氢储能不能再继续工作，此时仅能依靠风机网侧 VSG 控制对系统频率进行调节，在 3.2 节负荷突增突减情况下，不依赖氢储能，仅依靠 VSG 控制时系统的频率波形如图 8 所示。结果表明，在储氢罐压力达到上下限且氢储能装置停止运行时，仅依靠 VSG 控制算法依然可以为海岛风氢系统的频率起到较好的支撑作用，但是相比氢储能共同参与频率调节的情况，仅依靠 VSG 控制时频率偏差值会增大。

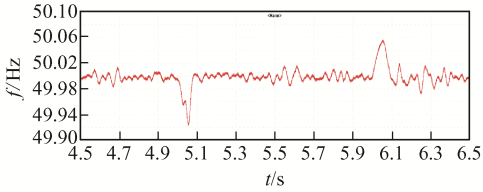


图 8 负荷突变时仅由 VSG 控制调节的系统频率波形

Fig. 8 Frequency waveform of system regulated only by VSG control under load transients

4 结语

本文将氢储能技术应用于海岛风电系统，并针对弱网条件下面临的频率电压不稳定问题，对传统构网型控制策略进行改进，提出了海岛风氢系统频率协同支撑策略，该策略由考虑氢储能参与系统出力的构网型控制策略和氢储能自适应下垂系数一次调频控制策略 2 个部分组成。通过对海岛风氢系统进行建模，对频率协同支撑策略进行实验平台仿真验证，结果表明，弱电网条件下的海岛风氢系统不仅可以实现协同运行，而且可以有效稳定系统频率和电压波动，保证系统可以持续稳定运行。但是氢储能还存在响应时间长、氢能存储和运输成本高等问题，在未来的研究需要考虑氢储能响应时间的影响，考虑加入其他储能设备与氢储能共同协调实现海上风机并网系统控制。

参考文献：

[1] Chen Jiahao, Sun Bing, Zeng Yuan, et al. A united credible capacity evaluation method of distributed generation and energy storage based on active island operation [J]. Frontiers in Energy Research, 2023, 10: 1043229.

[2] 禹红, 夏向阳, 彭梦妮, 等. 基于虚拟同步电机技术的混合储能平抑微网频率波动策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(22): 47-54.

Yu Hong, Xia Xiangyang, Peng Mengni, et al. Research

on strategy of micro-grid frequency control in hybrid energy storage system based on virtual synchronous generator technology [J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(22): 47-54. (in Chinese)

[3] 张哲任, 金砚秋, 徐政. 两种基于构网型风机和二极管整流单元的海上风电送出方案[J]. 高电压技术, 2022, 48(6): 2098-2107.
Zhang Zheren, Jin Yanqiu, Xu Zheng. Two offshore wind farm integration schemes based on grid forming wind turbines and diode rectifier unit [J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(6): 2098-2107. (in Chinese)

[4] 李翼翔, 田震, 唐英杰, 等. 考虑构网型与跟网型逆变器交互的孤岛微电网小信号稳定性分析[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(8): 11-18.
Li Yixiang, Tian Zhen, Tang Yingjie, et al. Small-signal stability analysis of island microgrid considering interaction between grid-forming converter and grid-following converter [J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(8): 11-18. (in Chinese)

[5] HosseinNataj S, Gholamian S A, Rezanejad M, et al. Virtual synchronous generator-based control of modular multilevel converter for integration into weak grid [J]. IET Renewable Power Generation, 2023, 17(12): 3097-3107.

[6] Luan Xiaoyu, Zheng Zhiqiang, Zhao Shuya, et al. Controlled growth of the interface of CdWOx/GDY for hydrogen energy conversion [J]. Advanced Functional Materials, 2022, 32(32): 2202843.

[7] 何平, 雷勇, 杜佳耘, 等. 基于 EWT-FC 方法的氢-超级电容混合储能功率分配[J]. 电源学报, 2023, 21(5): 191-199.
He Ping, Lei Yong, Du Jiayun, et al. Hydrogen-supercapacitor hybrid energy storage power distribution based on EWT-FC method [J]. Journal of Power Supply, 2023, 21(5): 191-199. (in Chinese)

[8] Cheng Pei, Chen Jiawei, Wang Pengfei, et al. Coordinate power control for wind-solar hydrogen production system [C]// 2023 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE). Nashville, TN, USA, 2023: 2008-2013.

[9] Kandari R, Gupta P, Kumar A. Battery state of charge based improved adaptive droop control for power management of a microgrid having large scale renewable generation [J]. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 2023, 57: 103146.

[10] Yan Laiqing, Shui Tao, Xue Tailin, et al. Comprehensive control strategy considering hybrid energy storage for primary frequency modulation [J]. Energies, 2022, 15(11): 4079.

[11] 蔡国伟, 陈冲, 孔令国, 等. 风氢耦合并网系统控制策略[J]. 太阳能学报, 2018, 39(10): 2970-2980.
Cai Guowei, Chen Chong, Kong Lingguo, et al. Control strategy of hybrid grid-connected system of wind and hydrogen [J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2018, 39(10): 2970-2980. (in Chinese)

[12] Li Zheng, Zhang Liping, Du Lei, et al. Grid-connected control strategy for controllable hybrid systems based on hydrogen storage [J]. Recent Advances in Electrical & Electronic Engineering (Formerly Recent Patents on Electrical & Electronic Engineering), 2020, 13(4): 580-594.

[13] 邓浩, 陈洁, 焦东东, 等. 风氢耦合并网系统能量管理控制策略[J]. 高电压技术, 2020, 46(1): 99-106.
Deng Hao, Chen Jie, Jiao Dongdong, et al. Control strategy for energy management of hybrid grid-connected system of wind and hydrogen [J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(1): 99-106. (in Chinese)

[14] Li Yang, Li Hongsheng, Zhang Hailong, et al. PEMFC modeling simulation and application [C]// 2023 International Conference on Smart Electrical Grid and Renewable Energy (SEGRE). Changsha, China, 2023: 404-409.

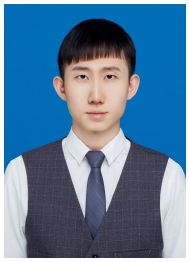
[15] 赵富强, 贾彦奎, 赵小军, 等. PEMFC 压差流道构型特征参数对电池性能的影响[J]. 电源学报, 2024, 22(1): 110-118.
Zhao Fuqiang, Jia Yankui, Zhao Xiaojun, et al. Influences of configuration characteristic parameters of PEMFC differential pressure channel on cell performance [J]. Journal of Power Supply, 2024, 22(1): 110-118. (in Chinese)

[16] Yuan Tiejiang, Wang Jinjun, Guan Yuhang, et al. Virtual inertia adaptive control of a doubly fed induction gene-

rator (DFIG) wind power system with hydrogen energy storage [J]. Energies, 2018, 11(4): 904.

[17] 聂永辉, 张丽丽, 张立栋, 等. 一种基于VSG的风电机组与飞轮储能协调控制方法[J]. 太阳能学报, 2021, 42(8): 387-393.
Nie Yonghui, Zhang Lili, Zhang Lidong, et al. A VSG-based coordinated control method for wind turbine and flywheel energy storage [J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2021, 42(8): 387-393. (in Chinese)

[18] 张冠锋, 杨俊友, 王海鑫, 等. 基于虚拟同步机技术的风储系统协调调频控制策略[J]. 电工技术学报, 2022, 37(S1): 83-92.
Zhang Guanfeng, Yang Junyou, Wang Haixin, et al. Coordinated frequency modulation control strategy of wind farm-storage system based on virtual synchronous generator technology [J]. Transactions of China Electro-technical Society, 2022, 37(S1): 83-92. (in Chinese)



梁润东

作者简介：

梁润东(1999—)，男，通信作者，硕士研究生。研究方向：新能源发电系统及其控制。E-mail：220212213056@ncepu.edu.cn。

孟建辉(1987—)，男，博士，高级工程师。研究方向：新能源发电系统及其控制。E-mail：mengjianhui2008@163.com。

王毅(1977—)，男，博士，教授。研究方向：柔性直流输电技术，电力电子技术在电力系统中的应用。E-mail：yi.wang@ncepu.edu.cn。

杨坚(1971—)，男，硕士，高级工程师。研究方向：电力系统自动化。E-mail：l948235732@163.com。

于杰(1982—)，男，硕士，高级工程师。研究方向：电力系统自动化。E-mail：82evandro@gmail.com。

(责任编辑：郭凯凯)