

文章编号:1672-3961(2025)05-0030-10

DOI:10.6040/j.issn.1672-3961.0.2024.143

基于 M^3C 自适应虚拟惯量的海上低频风电系统协调惯量响应控制

周前¹, 李群¹, 朱丹丹^{1*}, 李仪博²

(1. 国网江苏省电力有限公司电力科学研究院, 江苏 南京 211103; 2. 山东大学电气工程学院, 山东 济南 250061)

摘要:针对大规模海上风电场经模块化多电平矩阵换流器(modular multilevel matrix converter, M^3C)频率解耦控制并入电网,造成海上低频风电系统惯性水平下降的问题,提出一种基于 M^3C 自适应虚拟惯量的海上低频风电系统协调惯量响应控制策略。提出 M^3C 的自适应虚拟惯量控制策略,根据 M^3C 子模块电容电压变化调整虚拟惯性时间常数;提出 M^3C 工频侧频率与低频侧频率之间的线性耦合方法,使海上风电场通过低频侧频率响应系统频率变化,与 M^3C 共同为系统提供惯量支撑。仿真结果表明,所提策略能够增强 M^3C 的惯量响应能力,避免系统频率发生二次跌落,提高系统频率稳定性。

关键词:海上风电场;模块化多电平矩阵换流器;低频输电系统;自适应虚拟惯量;惯量支撑

中图分类号:TM732

文献标志码:A

引用格式:周前,李群,朱丹丹,等. 基于 M^3C 自适应虚拟惯量的海上低频风电系统协调惯量响应控制[J]. 山东大学学报(工学版), 2025, 55(5):30-39.

ZHOU Qian, LI Qun, ZHU Dandan, et al. Coordinated inertia response control for offshore low frequency wind power system based on adaptive virtual inertia of M^3C [J]. Journal of Shandong University (Engineering Science), 2025, 55(5):30-39.

Coordinated inertia response control for offshore low frequency wind power system based on adaptive virtual inertia of M^3C

ZHOU Qian¹, LI Qun¹, ZHU Dandan^{1*}, LI Yibo²

(1. State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Research Institute, Nanjing 211103, Jiangsu, China; 2. School of Electrical Engineering, Shandong University, Jinan 250061, Shandong, China)

Abstract: Aiming at the problem that large-scale offshore wind farms were connected to the grid through the frequency decoupling control of modular multilevel matrix converter (M^3C), which caused the inertia level of offshore low frequency wind power system to decrease, a coordinated inertia response control strategy for offshore low frequency wind power system based on adaptive virtual inertia of M^3C was proposed. The adaptive virtual inertia control strategy of M^3C was proposed, which used the change information of the capacitor voltage of M^3C submodule to adjust the size of the virtual inertia time constant. The linear coupling method between the frequency of the grid frequency side of M^3C and the frequency of the low frequency side of M^3C was proposed, so that the offshore wind farm could respond to the change of the system frequency through the frequency of the low frequency side, which provided the inertia support of the system together with M^3C . The simulation results showed that the proposed adaptive control strategy could enhance the inertia response capability of M^3C , avoid the system frequency second fall, and improve the frequency stability of the system.

Keywords: offshore wind farm; modular multilevel matrix converter; low frequency power transmission system; adaptive virtual inertia; inertia support

收稿日期:2024-06-25

基金项目:国家电网公司总部科技资助项目(4000-202218073A-1-1-ZN)

第一作者简介:周前(1978—),男,江苏宜兴人,研究员级高级工程师,硕士,主要研究方向为新能源接入电网运行控制。

E-mail: xjtu@js.sgcc.com.cn

* 通信作者简介:朱丹丹(1991—),女,江苏南通人,高级工程师,博士,主要研究方向为新能源接入电网运行控制。

E-mail: zdd_life@126.com

0 引言

海上风电作为可再生能源的重要技术方向,具有丰富稳定、不占用土地、适合大规模开发等优势,近年来成为发展重点。传统基于模块化多电平换流器的高压直流输电(modular multilevel converter based high voltage direct current, MMC-HVDC)技术面临一些局限性,如线路损耗、电磁干扰和走廊成本等。这些挑战促使低频输电技术的研究和发展^[1]。在电力系统中,低频输电技术是一种用于远距离、大容量电能传输的技术^[2],通过降低输电频率,可减少线路电容效应,降低线路损耗,提高输电效率,有助于实现能源的优化配置和高效利用^[3]。

随着海上风电通过低频输电技术接入电网的规模日益扩大,新型技术逐渐取代传统同步发电机^[4]。这种转变导致传统调频资源日益匮乏^[5]。同时,海上风电场的交流频率与电网频率解耦,海上风电场无法对电网频率变化做出有效响应,导致系统整体惯性减少,对电网安全稳定运行构成严重威胁^[6]。因此,探索一种方法,使海上风电场能够独立对电网频率波动做出反应,消除扰动引起的频率偏差,已成为提高系统频率稳定性的迫切需求^[7]。目前,关于风机及换流器对电网进行惯量支撑的研究主要基于高压直流海上输电系统,对低频风电系统惯量支撑技术的研究尚少。

在惯量支撑方面,文献[8]利用远距离通信技术,将电网频率的波动信号传至风电场,通过调整风电场的有功功率提供惯量支撑,但存在延时和可靠性问题;文献[9-10]在双端柔性直流联网的海上风电系统中,通过直流电压传递频率信息至送端,调整送端换流站交流侧频率,实现风电场的惯量支撑,但可能会影响送端交流系统的频率稳定性;文献[11-12]提出一种多端柔性直流联网系统中的联合频率下垂控制方法,通过直流电压传递频率信息,依靠各换流站协调提供系统惯量和频率支撑。

在频率偏差调节方面,文献[13]针对双馈风机出力骤降带来的频率波动问题,提出一种改进虚拟惯量法的频率综合控制策略,结合超速控制,使双馈风机调频效果更优;文献[14]提出一种海上风电场经MMC-HVDC并网的协调控制策略,在主电网和海上风电场之间建立一个不需要远程通信的人工频率耦合,利用直流电容器电能和风机转子动能,在负荷突变的情况下为主电网提供一次频率支撑;文献[15]提出的协调控制策略通过陆上和海上

电网之间的通信有序施加高压直流输电(high voltage direct current, HVDC)电容器能量和风机转子惯性,可以在保证频率支撑的前提下收集更多风能;文献[16]针对多端柔性直流互联系统,提出一种分布式协调频率控制策略,通过协调控制多个海上风电场出力,减小由多端柔性直流系统隔离的异步交流区域电网频率偏差;文献[17]在海上风电机组与柔性直流输电系统采取虚拟惯量控制的基础上,对岸上换流站附加功率-电压辅助控制,同时对直流侧控制器主要参数进行分析和整定,所提控制方法能够提升系统等效惯量,进一步改善最大频率偏差,具有良好的适应性。

低频风电系统只需建立岸上交流-交流换流站,通过模块化多电平矩阵换流器(modular multilevel matrix converter, M³C)实现工频与低频系统间的频率交换,关键变频设备换流器的特性与直流输电换流器有较大差别^[18]。其中,M³C是低频输电系统中频率转换的核心元件。由于M³C输入及输出侧为不同频率的交流系统,不同频率电压及电流分量将直接在桥臂内部实现功率的双频耦合,桥臂功率模组电容电压出现较为复杂的波动现象^[19-20]。在确保M³C输入和输出电流正弦的基础上,为实现各子换流器桥臂功率模组电容电压的均衡,需要对M³C进行数学建模,通过解耦控制方法对工频侧和低频侧进行解耦控制^[21]。但这隔绝了海上风电场与岸上电网频率之间的联系^[22]。在传统海上风电控制下,海上风电场以固定频率运行,需要建立单独的通信链路,将工频侧频率变化信息传递给海上风电场。但这种做法会因传输距离长产生较大的通信延迟,影响风电场惯量支撑能力。因此,需要根据低频风电系统特点,针对正常运行情况制定合适的惯量支撑策略。文献[23]基于交直流接口耦合特性分析,提出M³C虚拟惯量支撑控制策略,使M³C具备惯量响应能力,但只适用于系统频率在较小范围内波动,大扰动下会使M³C子模块电容电压快速下降至最小阈值,失去惯量支撑能力;文献[24]分析尾流效应对海上低频风电系统中风电机组有功调节能力和功率指令响应持续性的影响,提出一种基于有功功率闭环的优化分配策略,提高低频风电系统功率指令响应的可靠性,但未考虑系统频率变化信息的传输延迟问题。

当M³C的虚拟惯性时间常数固定时,M³C的惯量支撑能力有限,大扰动下使M³C子模块电容电压增量快速达到保护限值,进而退出惯量响应过程。为避免M³C子模块电容电压在调频期间失去

惯量响应能力,增强系统惯量响应能力,本研究提出一种基于 M^3C 自适应虚拟惯量的海上低频风电系统协调惯量响应控制策略。该策略由3部分组成:建立 M^3C 虚拟惯量控制模型,基于 M^3C 电容电压变化调整虚拟惯性时间常数,提出自适应虚拟惯量控制策略;提出频率映射方法,根据工频侧频率变化调整低频侧频率,通过 M^3C 低频侧控制调整海上风电场的运行频率,使海上风电场可以响应系统频率变化;风电场采用综合惯量控制,在系统频率出现跌落时,释放风电机中存储的转子动能, M^3C 释放子模块电容中存储的能量,二者共同为系统提供惯量支撑。在 MATLAB/Simulink 中搭建仿真模型,对所提控制策略进行仿真验证。

1 低频输电系统结构与控制策略

海上低频风电系统的拓扑结构如图1所示,海上风电场与工频电网通过低频输电系统相连。海上风电场由直驱机组组成,风电机发出 20 Hz 低频电能,经 M^3C 变频至 50 Hz 工频后汇入电网系统。

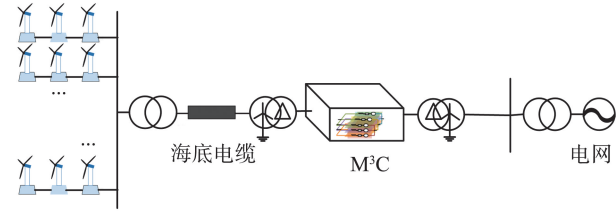


图1 风电场经低频输电系统并网的拓扑结构图

Fig.1 Topology structure diagram of wind farm grid connected by low frequency transmission system

1.1 M^3C 数学模型及控制策略

M^3C 是低频输电系统实现交流-交流变换的核心装置,其拓扑结构如图2所示,其中, i_a, i_b, i_c 为工频侧三相电流, i_u, i_v, i_w 为低频侧三相电流。在 M^3C 中,低频侧三相与工频侧三相之间通过9条桥臂相连,每条桥臂包含 N 个全桥子模块(submodule, SM)和1个串联电感。根据图2,由基尔霍夫电压定律可得

$$\begin{bmatrix} u_a & u_a & u_a \\ u_b & u_b & u_b \\ u_c & u_c & u_c \end{bmatrix} = \left(L_0 \frac{d}{dt} + R_0 \right) \begin{bmatrix} i_{au} & i_{av} & i_{aw} \\ i_{bu} & i_{bv} & i_{bw} \\ i_{cu} & i_{cv} & i_{cw} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} u_{au} & u_{av} & u_{aw} \\ u_{bu} & u_{bv} & u_{bw} \\ u_{cu} & u_{cv} & u_{cw} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} u_u & u_v & u_w \\ u_u & u_v & u_w \\ u_u & u_v & u_w \end{bmatrix}, \quad (1)$$

式中: u_x 为工频侧 x 相电压, $x \in \{a, b, c\}$, 其中 a, b, c 分别为工频侧三相名称; u_y 为低频侧 y 相电压,

$y \in \{u, v, w\}$, 其中 u, v, w 分别为低频侧三相名称; u_{xy} 为桥臂 xy 的电压; i_{xy} 为桥臂 xy 的电流; L_0 为电感; R_0 为串联电感的等效电阻。

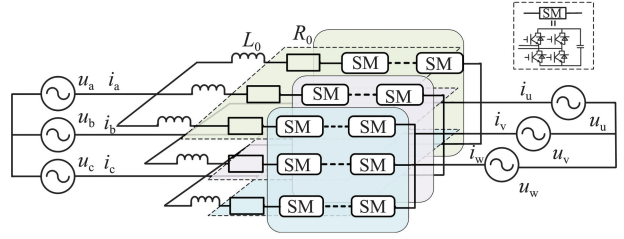


图2 M^3C 拓扑结构图

Fig.2 Topological structure diagram of M^3C

为分离工频与低频电气量,对式(1)进行 $\alpha\beta 0$ 坐标变换,并将不同频率分量分别进行工频、低频频率的 dq 旋转变换,由此得到 dq 坐标系下 M^3C 工频侧和低频侧的数学模型为

$$\begin{cases} \begin{bmatrix} u_{sd} \\ u_{sq} \end{bmatrix} = \frac{1}{3}(R_0 + L_0 \frac{d}{dt}) \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix} + \frac{1}{3}\omega_s L_0 \begin{bmatrix} -i_{sq} \\ i_{sd} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} u_{scmd} \\ u_{scmq} \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} u_{ld} \\ u_{lq} \end{bmatrix} = \frac{1}{3}(R_0 + L_0 \frac{d}{dt}) \begin{bmatrix} i_{ld} \\ i_{lq} \end{bmatrix} + \frac{1}{3}\omega_l L_0 \begin{bmatrix} -i_{lq} \\ i_{ld} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} u_{lcmd} \\ u_{lcmq} \end{bmatrix} \end{cases}, \quad (2)$$

式中, i_{sd} 和 i_{sq} 分别为工频侧相电流在 d, q 轴的分量, i_{ld} 和 i_{lq} 分别为低频侧相电流在 d, q 轴的分量, u_{sd} 和 u_{sq} 分别为工频侧相电压在 d, q 轴的分量, u_{ld} 和 u_{lq} 分别为低频侧相电压在 d, q 轴的分量, u_{scmd} 和 u_{scmq} 分别为工频侧共模电压在 d, q 轴的分量, u_{lcmd} 和 u_{lcmq} 分别为低频侧共模电压在 d, q 轴的分量, ω_s 和 ω_l 分别为工频侧和低频侧的运行角频率。

由式(2)可知,通过解耦变换, M^3C 两侧可以分别等效为电压源换流器,能够沿用经典的双闭环控制策略。根据 M^3C 实际应用场景,工频侧外环采用定电容电压控制,负责维持桥臂总电压的稳定并与工频电网进行无功交互,其中工频侧控制的电压外环与电流内环的关系式为

$$\begin{cases} i_{sd}^{\text{ref}} = G_{so}(u_{dc}^{\text{ref}} - u_{dc}) \\ i_{sq}^{\text{ref}} = G_{so}(Q_s^{\text{ref}} - Q_s) \end{cases}, \quad (3)$$

式中, i_{sd}^{ref} 和 i_{sq}^{ref} 分别为工频侧内环参考电流在 d, q 轴的分量, u_{dc}^{ref} 和 u_{dc} 分别为 M^3C 总参考电压与总测量电压, Q_s^{ref} 和 Q_s 分别为工频侧参考输出无功功率与测量输出无功功率, G_{so} 为工频侧外环控制系数。低频侧外环采用定交流电压控制,负责为海上风电场建立同步电源,其中低频侧控制的电压外环和电流内环的关系式为

$$\begin{cases} i_{ld}^{\text{ref}} = G_{lo}(u_{ld}^{\text{ref}} - u_{ld}) + i_{ld2} - \omega_l C_1 u_{lq} \\ i_{lq}^{\text{ref}} = G_{lo}(u_{lq}^{\text{ref}} - u_{lq}) + i_{lq2} + \omega_l C_1 u_{ld} \end{cases}, \quad (4)$$

式中, i_{ld}^{ref} 和 i_{lq}^{ref} 分别为低频侧参考电流在 d 、 q 轴的分量, i_{ld2} 和 i_{lq2} 分别为低频侧负载电流在 d 、 q 轴的分量, u_{ld}^{ref} 和 u_{lq}^{ref} 分别为低频侧参考电压在 d 、 q 轴的分量, G_{lo} 为低频侧外环控制系数, C_1 为低频侧交流电容。

M³C 电流内环采用 dq 坐标系解耦控制策略, 根据式(2)可得 M³C 电流内环控制方程为

$$\begin{cases} u_{scmd}^{ref} = G_{si} (i_{sd}^{ref} - i_{sd}) - \frac{\omega_s L_0}{3} i_{sq} - u_{sd} \\ u_{scmq}^{ref} = G_{si} (i_{sq}^{ref} - i_{sq}) - \frac{\omega_s L_0}{3} i_{sd} - u_{sq} \\ u_{lcmd}^{ref} = G_{li} (i_{ld}^{ref} - i_{ld}) - \frac{\omega_1 L_0}{3} i_{lq} - u_{ld} \\ u_{lcmq}^{ref} = G_{li} (i_{lq}^{ref} - i_{lq}) - \frac{\omega_1 L_0}{3} i_{ld} - u_{lq} \end{cases}, \quad (5)$$

式中, u_{scmd}^{ref} 和 u_{scmq}^{ref} 分别为工频侧参考共模电压在 d 、 q 轴的分量, u_{lcmd}^{ref} 和 u_{lcmq}^{ref} 分别为低频侧参考共模电压在 d 、 q 轴的分量, G_{si} 和 G_{li} 分别为工频侧和低频侧内环电流控制系数。

综上所述, 通过对工频侧和低频侧进行解耦控制, 能够实现 M³C 稳态运行。M³C 控制策略框图如图3所示。

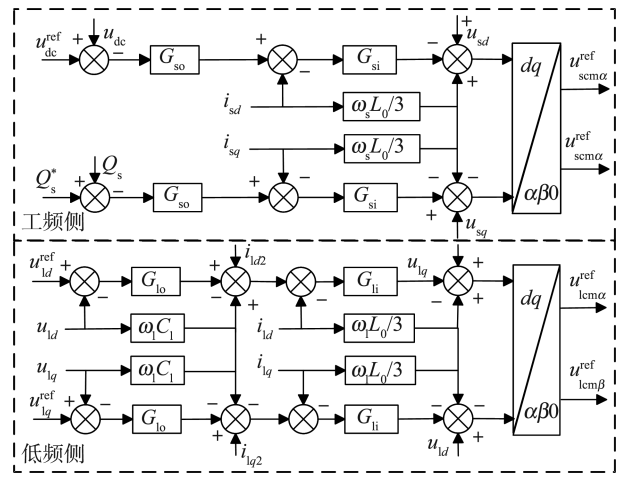


图3 M³C 控制策略框图

Fig.3 Control strategy block diagram of M³C

1.2 海上风电场控制策略

海上直驱风电场中风电机组控制如图4所示, 其中 v 为风速, ω_r 为风机转子转速, P_{MPPT}^* 为风机在最大功率跟踪 (maximum power point tracking, MPPT) 控制下的参考有功功率, $u_{g,abc}$ 和 $i_{g,abc}$ 分别为风电机组网侧的三相电压和电流, $U_{w,dc}$ 为交直交变换器中直流电容电压。永磁同步发电机经背靠背全功率换流器与低频输电系统相连。正常情况下, 机侧换流器通过控制风机转子转速保持最佳叶尖

速比, 进行最大功率跟踪; 网侧换流器采用定电容电压控制, 维持直流电容电压不变, 通过直流-交流变换发出低频电能。

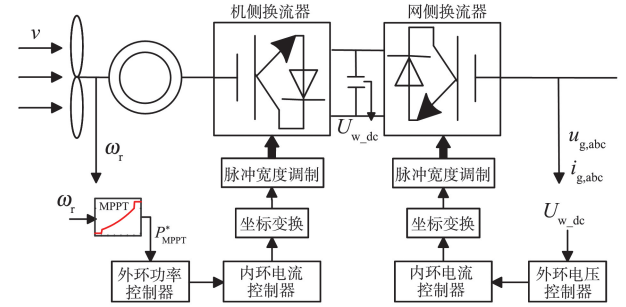


图4 永磁直驱风机控制框图

Fig.4 Control block diagram of permanent magnet synchronous generator

2 系统惯量响应

正常控制方式下, 由于 M³C 的频率解耦效果, 海上风电场不参与电网的频率响应。为此, 本研究提出一种协调控制策略, 利用 M³C 直流电容中静电能量与风电场中转子动能提供频率支撑, 包括 M³C 的虚拟惯量控制与风电场的综合惯量控制。

2.1 M³C 的虚拟惯量控制

同步发电机的惯量响应方程为

$$\Delta P_1 = P_{M^*} - P_{E^*} = \frac{2H_G}{f_{s0}} \cdot \frac{df_s}{dt}, \quad (6)$$

式中, ΔP_1 为同步发电机惯量响应过程中吸收或释放的功率, P_{M^*} 和 P_{E^*} 分别为同步发电机的机械功率与电磁功率, H_G 为同步发电机惯性时间常数, f_{s0} 和 f_s 分别为工频电网的额定频率与实际频率。

在海上低频输电系统中, M³C 直流电容电压幅值变化反映工频侧与低频侧之间的功率平衡关系, 忽略 M³C 内部的有功损耗。直流电容的动态特性可以表示为

$$\Delta P_2 = P_{in^*} - P_{out^*} = \frac{C_{eq} U_{dc}}{S_{M^3C}} \cdot \frac{dU_{dc}}{dt}, \quad (7)$$

式中, ΔP_2 为直流电容储存或释放的静电功率, P_{in^*} 为 M³C 低频侧输入功率, P_{out^*} 为 M³C 工频侧输出功率, C_{eq} 为 M³C 的等效电容, S_{M^3C} 为 M³C 的额定容量, U_{dc} 为直流电容电压幅值。

当海上风电场发出的能量经 M³C 传输至电网时, 以子模块电容为端口, 从 M³C 工频侧看, 电路以逆变状态运行, 子模块电容相当于一台虚拟同步发电机。为使直流电容能够模拟同步发电机进行惯量响应, 建立直流电容电压与电网频率的耦合关系, 即

$$\frac{C_{eq} U_{dc}}{S_{M^3C}} \cdot \frac{dU_{dc}}{dt} = \frac{2H_{M^3C}}{f_{s0}} \cdot \frac{df_s}{dt}, \quad (8)$$

式中 H_{M^3C} 为 M^3C 的虚拟惯性时间常数。对式(8)两侧进行积分可得

$$\int_{U_{dc0}}^{U_{dc}} \frac{C_{eq} U_{dc}}{S_{M^3C}} dU_{dc} = \int_{f_{s0}}^{f_s} \frac{2H_{M^3C}}{f_{s0}} df_s, \quad (9)$$

$$\Delta U_{dc} = -U_{dc0} + \sqrt{\frac{4H_{M^3C} S_{M^3C}}{f_{s0} C_{eq}} \Delta f_s + U_{dc0}^2}, \quad (10)$$

式中: ΔU_{dc} 为频率变化量对应的 M^3C 子模块电容电压偏差; U_{dc0} 为直流电容额定电压; Δf_s 为工频电网频率偏差, $\Delta f_s = f_s - f_{s0}$ 。

为保障 M^3C 的安全稳定运行, 直流电容电压波动需要限制在一定范围内 ($\pm 10\%$)。在电压稳定运行点将式(10)利用泰勒公式进行展开, 可得

$$\Delta U_{dc} = \frac{M}{2U_{dc0}} \Delta f_s - \frac{M^2}{8U_{dc0}^3} \Delta f_s^2 + \dots, \quad (11)$$

式中, M 为比例系数, 与 M^3C 参数和工频侧额定频率有关, $M = \frac{4H_{M^3C} S_{M^3C}}{f_{s0} C_{eq}}$ 。忽略式(11)中的二次项, 可得 M^3C 的虚拟惯量线性控制方程为

$$U_{dc}^{ref} = U_{dc} + k_{dc} \Delta f_s, \quad (12)$$

式中: U_{dc}^{ref} 为直流电容参考电压; k_{dc} 为控制参数, $k_{dc} = \frac{2H_{M^3C} S_{M^3C}}{C_{eq} U_{dc0} f_{s0}}$ 。

由式(10)可知, M^3C 的虚拟惯量控制实质为直流电容电压的下垂控制方案, 其中 H_{M^3C} 与控制参数及等效电容的选取有关。

根据式(12), 可以得到 ΔU_{dc} 与 H_{M^3C} 和 Δf_s 之间的关系如图5所示。

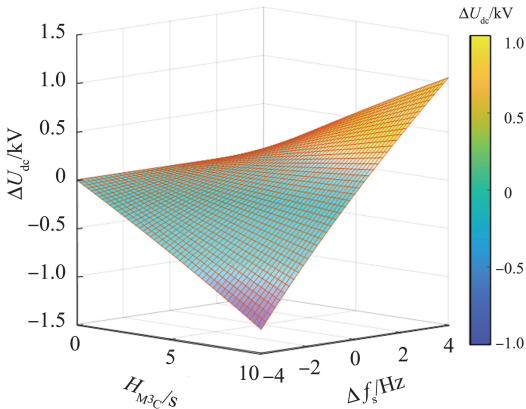


图5 电压变化量与虚拟惯性时间常数和系统频率变化量关系图

Fig.5 Diagram of voltage variation versus virtual inertia time constant versus system frequency variation

2.2 风电场的综合惯量控制

受限于直流电压变化范围及直流电容, M^3C 能

够提供的惯量有限, 需要结合风电场提供更大的惯量支撑。

正常运行时, 风电场中风机运行于 MPPT 模式。为使风电机组能够响应系统频率变化, 调节输出的有功功率, 将风电机组参与调频期间增发的有功功率 ΔP_{ad} 与 MPPT 模式下的有功功率 P_{MPPT} 叠加, 得到新的风电机组参考有功功率

$$P_{WT}^{ref} = P_{MPPT} + \Delta P_{ad}. \quad (13)$$

式(13)中, ΔP_{ad} 可以通过引入比例-微分型 (proportional and derivative, PD) 控制器得到, 微分型控制器和比例型控制器分别用以模拟同步发电机的惯量响应和一次调频过程, 由此可得风电机组的综合惯量控制方程为

$$\Delta P_{ad} = -k_p \Delta f_1 - k_d \frac{df_1}{dt}, \quad (14)$$

式中, k_p 和 k_d 分别为风电机组的比例控制参数和微分控制参数, f_1 为海上低频系统频率, Δf_1 为低频频率偏差。

由式(14)可知, 当风电场检测到低频频率变化时, 通过综合惯量控制将释放自身转子动能参与系统的调频过程, 提供系统频率稳定性。

3 自适应虚拟惯量的协调控制策略

3.1 M^3C 自适应虚拟惯量控制策略

由图5可知, H_{M^3C} 是衡量 M^3C 惯量支撑的重要指标, H_{M^3C} 越小, M^3C 对系统的惯量支撑能力越弱; 反之, H_{M^3C} 越大, M^3C 对系统的惯量支撑能力越强。在电容电压最大允许偏差确定的情况下, 传统的固定参数控制策略在频率出现较大偏差时, M^3C 子模块电容电压会迅速下降到最低阈值, 失去惯量支撑能力, 导致 M^3C 的惯量响应能力不能充分发挥。因此, 可以根据电容电压偏差调整 H_{M^3C} , 设计虚拟惯量响应控制策略。

实际工程中, M^3C 的最大虚拟惯性时间常数 $H_{M^3C, max}$ 与 M^3C 子模块的等效电容和电容电压最大允许偏差有关。等效电容过大会导致 M^3C 体积过大, 降低经济效益; 电容电压最大允许偏差过大会导致 M^3C 出现过调制甚至系统不稳定现象。因此, 需要合理选择 H_{M^3C} 。本研究电容电压最大允许偏差取参考电压的 10%。根据文献[25], 电力系统正常运行条件下频率偏差限值为 ± 0.2 Hz, 当系统容量较小时, 偏差限值可以放宽到 ± 0.5 Hz。当频率偏差为 ± 0.5 Hz 时, 由式(10)可得 M^3C 的最大虚拟惯性时间常数

$$H_{M^3C, \max} = (\Delta U_{dc, \max}^2 + 2\Delta U_{dc, \max} U_{dc0}) \frac{C_{eq} f_{s0}}{2S_{M^3C}}, \quad (15)$$

式中 $\Delta U_{dc, \max}$ 为电容电压最大允许偏差。

由 M³C 子模块电容电压偏差可得自适应虚拟惯性时间常数

$$H_{M^3C} = H_{M^3C, \max} \left[1 - \left(\frac{|\Delta U_{dc}|}{\Delta U_{dc, \max}} \right)^3 \right]. \quad (16)$$

随着电容电压偏差逐渐增大, H_{M^3C} 逐渐减小。当电压偏差较小时, 电压可变范围充裕, 可采用较大的 H_{M^3C} 提供更强的惯性支撑。M³C 的自适应虚拟惯量控制策略如图 6 所示。

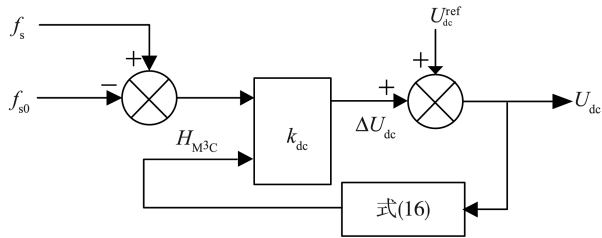


图6 M³C 的自适应虚拟惯量控制策略

Fig.6 Adaptive virtual inertial control strategy of M³C

3.2 频率映射方法

海上风电场经低频输电系统并网, 由于低频输电系统的阻隔, 风电场侧的频率与电网频率解耦, 风电场无法主动响应电网频率变化。M³C 低频侧输入控制的目标是在维持 M³C 桥臂功率模组电容电压稳定的前提下, 通过电压电流双序闭环控制建立低频侧交流电压。由于低频侧属于电压/频率主动构网控制, 需要通过自产锁相环构建低频电网相位, 自产锁相环的控制逻辑可表示为

$$\theta_1^{ref} = 2\pi f_{10} t, \quad (17)$$

式中, θ_1^{ref} 为低频侧参考电压相位, f_{10} 为低频侧给定频率, t 为时间。

为使海上风电场能够进行频率支撑, 需要将电网频率变化信息传递至低频侧。低频侧频率与子模块电容电压变化之间的关系为

$$\int_{U_{dc0}}^{U_{dc}} \frac{C_{eq} U_{dc}}{S_{M^3C}} dU_{dc} = \int_{f_{10}}^{f_1} \frac{2H_{M^3C}}{f_{10}} df, \quad (18)$$

$$\Delta U_{dc} = -U_{dc0} + \sqrt{\frac{4H_{M^3C} S_{M^3C}}{f_{10} C_{eq}} \Delta f_1 + U_{dc0}^2}. \quad (19)$$

在电压稳定运行点将式(19)利用泰勒公式进行展开, 忽略式中的二次项, 可得 M³C 低频侧频率与电容电压之间的变化关系为

$$f_1^{ref} = \frac{2U_{dc0}}{M'} \Delta U_{dc} + f_{10}, \quad (20)$$

式中: f_1^{ref} 为低频侧参考频率; M' 为比例系数, 与 M³C 参数和低频侧额定频率有关, $M' = \frac{4H_{M^3C} S_{M^3C}}{f_{10} C_{eq}}$ 。结合式(12)、(20)可得低频侧频率与工频侧频率之间耦合关系方程为

$$f_1^{ref} = k_1 \Delta f_s + f_{10}, \quad (21)$$

式中, k_1 为电网工频侧频率变化映射到低频侧频率变化的系数, $k_1 = \frac{M}{M'} = \frac{f_{10}}{f_{s0}}$ 。根据式(21)可以设计出低频侧频率控制框图, 如图 7 所示。当工频侧频率发生变化, 相应调整低频侧频率, 从而调整风电场发出的有功功率提供频率支撑。

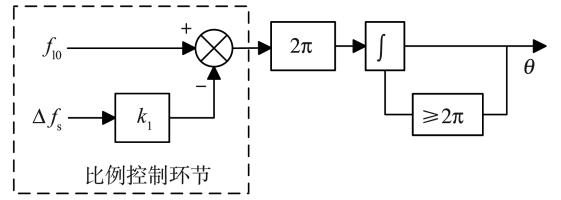


图7 频率下垂控制环节

Fig.7 Frequency droop control link

综上所述, 海上低频输电系统的协调控制框架如图 8 所示, 其中 $\Delta P_{e,i}^{ref}$ 为经综合惯量控制后生成的第 i 台风机的参考有功功率增量。通过协调控制策略, 海上风电场的转子动能与 M³C 子模块电容的能量共同为工频电网提供惯量支撑, 有效提升系统的惯性水平。

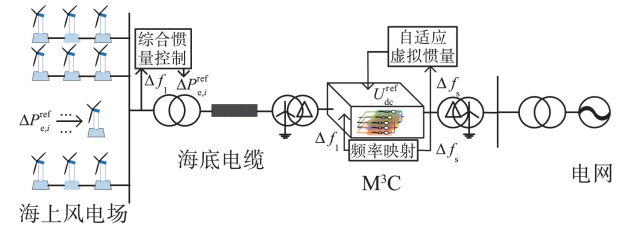


图8 协调惯量响应控制策略

Fig.8 Coordinate inertia response control strategy

4 仿真分析

在 MATLAB/Simulink 中搭建的低频海上风电并网系统如图 9 所示。低频输电系统参数如表 1 所示, 其中风电场由 50 台额定容量为 2 MW 的风机组组成。为充分发挥 M³C 惯量支撑能力, 所提控制策略中的 M³C 初始虚拟惯性时间常数由式(15)计算得到, 固定参数控制中 M³C 恒为初始虚拟惯性时间常数。参考文献[26], 海上风电场运行频率取 20 Hz。仿真中电网由同步发电机和相关负载组成, 同步发电机参数如表 2 所示。固定负载和可变负载的视在

功率分别由 $P_{L1}+jQ_{L1}$ 和 $P_{L2}+jQ_{L2}$ 表示。负载所需能量由同步发电机和风电场共同提供。

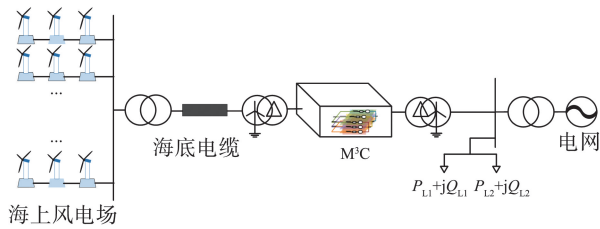


图9 仿真模型结构图

Fig.9 Structure diagram of simulation model

表1 低频输电系统参数

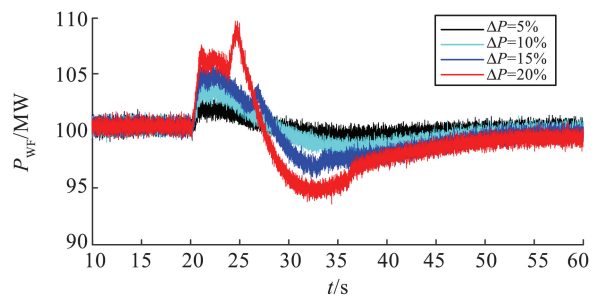
Table 1		Parameters of low frequency transmission system			
风电场 额定容量/MW	海缆 长度/ km	低频系统		工频系统	
		额定线 电压/kV	额定 频率/Hz	额定线 电压/kV	额定 频率/Hz
100	28	35	20	35	50
M³C					
额定容量/MW	子模块 电容/mF	额定电容 电压/V	桥臂模块 数/个	桥臂 电感/mH	
200	14	2 150	86	14	

表2 同步发电机参数

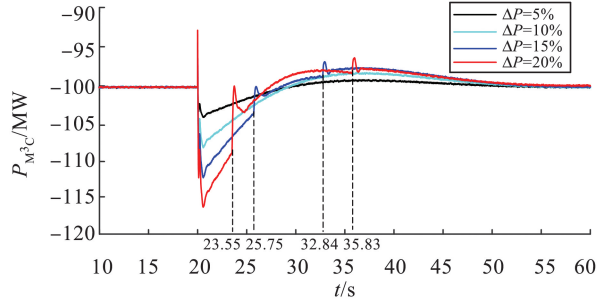
Table 2 Parameters of synchronous generator

额定容量/ MW	机端电压/ kV	惯性时间 常数/s	励磁调节器 增益	励磁时间 常数/s	原动机 调差参数	伺服时间 常数/s	直轴电抗 分量标么值	直轴暂态电抗 分量标么值
200	13.8	6.4	300	0.001	0.4	0.5	1.305	0.296
直轴次暂态 电抗分量标么值	交轴电抗 分量标么值	交轴暂态 电抗分量标么值	交轴次暂态 电抗分量标么值	直轴暂态 时间常数/s	直轴次暂态 时间常数/s	交轴暂态 时间常数/s		
0.252	0.474	0.243	0.180	1.010	0.053	0.100		

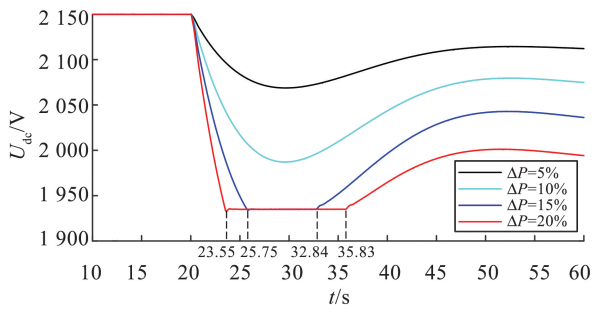
为验证协调策略的有效性,在仿真模型中采用本研究所提控制策略,固定负载设置为 300 MW,可变负载分别设置为同步发电机组额定容量的 5%、10%、15%、20%。在 20 s 时, $P_{L2}+jQ_{L2}$ 突然接入,模拟不同程度频率扰动情况。在不同扰动下,传统固定虚拟惯性时间常数参数控制的系统响应曲线如图 10 所示,采用本研究所提控制策略的系统响应曲线如图 11 所示。图 10、11 中, ΔP 为可变负载变化量的标么值, P_{WF} 为海上风电场输出有功功率, P_{M^3C} 为 M^3C 输出有功功率。



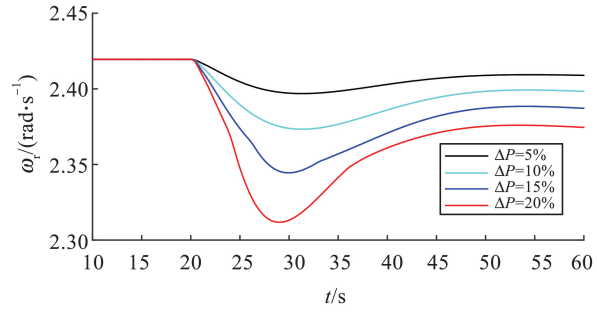
(c) 风电场输出有功功率



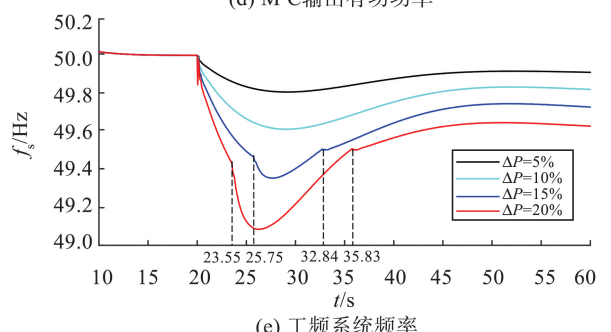
(d) M³C输出有功功率



(a) M³C子模块电容电压



(b) 风机转子转速



(e) 工频系统频率

图10 不同扰动下,固定虚拟惯性时间常数参数控制系统响应曲线

Fig.10 Response curves of fixed virtual inertia time parameter control system under different perturbations

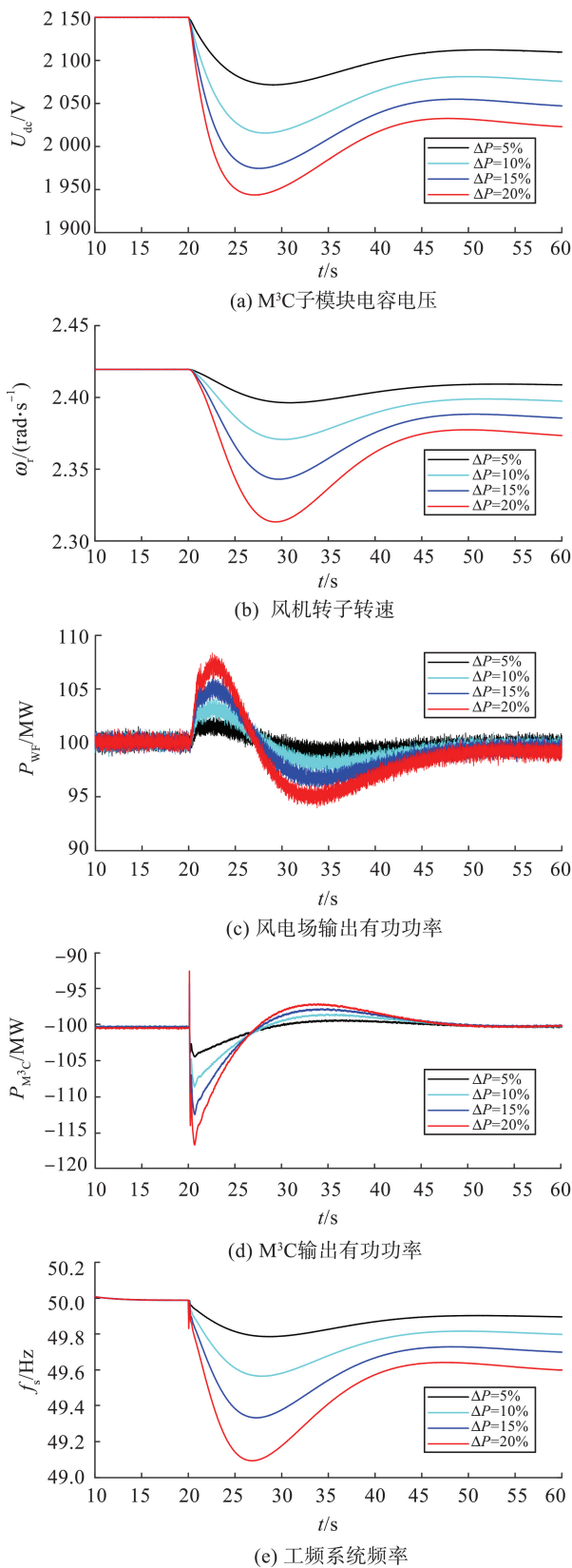


图 11 不同扰动下,自适应参数调整控制策略的系统响应曲线

Fig.11 System response curves of adaptive parameter tuning control strategy under different perturbations

由图 10 可以看出,传统固定参数控制下,大扰动会使 M³C 子模块电容电压快速下降至最小阈值,

过早释放能量,从而失去惯量响应能力,仅海上风电场为系统提供频率支撑。由图 10(a)~(d)可知,23.55 s 时,M³C 子模块电容电压下降至最小阈值,之后,海上风电场需提高输出有功功率弥补 M³C 缺失的部分有功功率,造成风机转子转速下降速率突然增大,M³C 向电网输出的有功功率发生较大波动;由图 10(e)可以看出,系统频率在 23.55 s 时出现二次跌落现象,对系统稳定性产生较大影响。

由图 11 可以看出,在大扰动下,M³C 的子模块电容电压在所提自适应控制策略下仍能维持在最小阈值以上,持续为系统提供惯量支撑。由图 11(a)~(d)可知,采用自适应控制时,随着系统频率跌落深度不断增加,虚拟惯性时间常数从最大值逐渐减小,M³C 的子模块电容电压逐渐接近最小值。

对比图 10、11 可知,在 $\Delta P = 5\%$ 和 $\Delta P = 10\%$ 情况下,两种控制的 M³C 子模块电容电压均在最小阈值以上,但传统固定参数控制下电压下降深度更大;在 $\Delta P = 15\%$ 和 $\Delta P = 20\%$ 情况下,传统固定参数控制下 M³C 子模块电容电压快速下降至最小阈值,自适应参数控制下 M³C 仍然具备惯量响应能力。相比于传统固定参数控制,所提自适应控制策略下 M³C 的子模块电容电压在惯量响应初期时的变化率更大,系统初始频率变化率更小。因此,本研究所提自适应参数控制使 M³C 具有更强的惯量支撑能力,能够提升海上风电系统的频率稳定性。

5 结论

本研究提出基于 M³C 自适应虚拟惯量的海上低频风电系统协调惯量响应控制策略。利用 M³C 子模块电容电压变化设计自适应控制参数调整器,通过改变虚拟惯性时间常数提高 M³C 惯量响应能力,进而提高海上风电场与 M³C 对系统的频率支撑能力,增强系统频率稳定性。本研究控制策略相较于传统控制策略有如下优势:提出基于频率映射的 M³C 与海上风电场协调惯量响应控制策略,使海上风电场无需单独的通信链路也能响应电网频率变化;提出 M³C 的自适应虚拟惯量控制策略,利用 M³C 子模块电容电压调整虚拟惯性时间常数,提高 M³C 的惯量支撑能力;提出基于 M³C 自适应虚拟惯量的海上低频风电系统协调控制策略,海上风电

场通过综合惯量控制与 M^3C 共同为系统提供惯量支撑。

参考文献:

- [1] 汤广福,贺之渊,庞辉. 柔性直流输电工程技术研究、应用及发展[J]. 电力系统自动化,2013,37(15):3-14.
TANG Guangfu, HE Zhiyuan, PANG Hui. Research, application and development of VSC-HVDC engineering technology[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(15): 3-14.
- [2] HIMKER R, MERTENS A. Operating-point-optimized control strategy for modular multilevel converters in low-frequency AC transmission systems[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2024, 39(2): 2334-2350.
- [3] XU Q M, MA F J, LUO A, et al. Analysis and control of M^3C -based UPQC for power quality improvement in medium/high-voltage power grid[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2016, 31(12): 8182-8194.
- [4] SEHLOFF D, ROALD L A. Low frequency AC transmission upgrades with optimal frequency selection[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(2): 1437-1448.
- [5] 张恒旭,高志民,曹永吉,等. 高比例可再生能源接入下电力系统惯量研究综述及展望[J]. 山东大学学报(工学版), 2022, 52(5): 1-13.
ZHANG Hengxu, GAO Zhimin, CAO Yongji, et al. Review and prospect of research on power system inertia with high penetration of renewable energy source[J]. Journal of Shandong University (Engineering Science), 2022, 52(5): 1-13.
- [6] NGO T, LWIN M, SANTOSO S. Steady-state analysis and performance of low frequency AC transmission lines[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(5): 3873-3880.
- [7] 张恒旭,曹永吉,张怡,等. 电力系统频率动态行为衍变与分析方法需求综述[J]. 山东大学学报(工学版), 2021, 51(5): 42-52.
ZHANG Hengxu, CAO Yongji, ZHANG Yi, et al. Review of frequency dynamic behavior evolution and analysis method requirements of power system[J]. Journal of Shandong University (Engineering Science), 2021, 51(5): 42-52.
- [8] LIU H Z, CHEN Z. Contribution of VSC-HVDC to frequency regulation of power systems with offshore wind generation[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2015, 30(3): 918-926.
- [9] ZENG X Y, LIU T Q, WANG S L, et al. Coordinated control of MMC-HVDC system with offshore wind farm for providing emulated inertia support[J]. IET Renewable Power Generation, 2020, 14(5): 673-683.
- [10] 李宇骏,杨勇,李颖毅,等. 提高电力系统惯性水平的风电场和 VSC-HVDC 协同控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(34): 6021-6031.
LI Yujun, YANG Yong, LI Yingyi, et al. Coordinated control of wind farms and VSC-HVDC to improve inertia level of power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(34): 6021-6031.
- [11] WEN Y F, ZHAN J P, CHUNG C Y, et al. Frequency stability enhancement of integrated AC/VSC-MTDC systems with massive infeed of offshore wind generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(5): 5135-5146.
- [12] 袁志昌,吴志力,金强,等. 含直流电压二次调节的 VSC-MTDC 互联系统频率稳定控制[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(23): 9-13.
YUAN Zhichang, WU Zhili, JIN Qiang, et al. Frequency stabilization control strategy with DC voltage secondary regulation of VSC-MTDC based interconnected systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(23): 9-13.
- [13] 马欢,杨冬,高志民,等. 基于改进虚拟惯量法的双馈风机频率综合控制策略[J]. 山东大学学报(工学版), 2022, 52(5): 102-110.
MA Huan, YANG Dong, GAO Zhimin, et al. Integrated frequency control strategy of DFIGs based on improved virtual inertia method[J]. Journal of Shandong University (Engineering Science), 2022, 52(5): 102-110.
- [14] LI Y J, ZHANG Z R, YANG Y, et al. Coordinated control of wind farm and VSC-HVDC system using capacitor energy and kinetic energy to improve inertia level of power systems[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2014, 59: 79-92.
- [15] LI Y J, XU Z, ØSTERGAARD J, et al. Coordinated control strategies for offshore wind farm integration via VSC-HVDC for system frequency support[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2017, 32(3): 843-856.
- [16] 刘巨,姚伟,文劲宇,等. 大规模风电参与系统频率调整的技术展望[J]. 电网技术, 2014, 38(3): 638-646.
LIU Ju, YAO Wei, WEN Jinyu, et al. Prospect of technology for large-scale wind farm participating into power grid frequency regulation[J]. Power System Technology, 2014, 38(3): 638-646.
- [17] 闫家铭,毕天姝,胥国毅,等. 海上风电经 VSC-HVDC 并网改进频率控制策略[J]. 华北电力大学学报(自然

- 科学版), 2021, 48(2): 11-19.
- YAN Jiaming, BI Tianshu, XU Guoyi, et al. An improved frequency control strategy for offshore wind farm connected by VSC-HVDC [J]. Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition), 2021, 48(2): 11-19.
- [18] LIU Y T, PENG F Z. A modular multilevel converter with self-voltage balancing part II: Y-matrix modulation [J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2020, 8(2): 1126-1133.
- [19] LIU S Q, WANG X F, MENG Y Q, et al. A decoupled control strategy of modular multilevel matrix converter for fractional frequency transmission system [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2017, 32(4): 2111-2121.
- [20] YU Z Y, ZHANG Z R, XU Z. Electromechanical transient modeling of the low-frequency AC system with modular multilevel matrix converter stations [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2024, 39(1): 921-933.
- [21] HIMKER R, MERTENS A. Operating-point-optimized control strategy for modular multilevel converters in low-frequency AC transmission systems [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2024, 39(2): 2334-2350.
- [22] 吴小丹,李建春,董云龙,等. 面向低频海上风电送出的模块化多电平矩阵变换器综合解耦控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(8): 3177-3190.
- WU Xiaodan, LI Jianchun, DONG Yunlong, et al. Comprehensive decoupling control strategy for modular multilevel matrix converter for low frequency offshore wind power transmission [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(8): 3177-3190.
- [23] LI Y B, JIANG Y F, WU Q W, et al. Control strategy for frequency support based on modular multilevel matrix converter with emulation inertia [C]//2023 8th International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE). Shanghai, China: IEEE, 2023: 1258-1263.
- [24] 李强,汪成根,唐伟佳. 考虑尾流效应的分频海上风电系统有功功率控制策略[J]. 南京理工大学学报, 2023, 47(3): 373-381.
- LI Qiang, WANG Chenggen, TANG Weijia. Active power control of offshore wind power system integrated via fractional frequency transmission system considering wake effect [J]. Journal of Nanjing University of Science and Technology, 2023, 47(3): 373-381.
- [25] 全国电压电流等级和频率标准化技术委员会. 电能质量: 电力系统频率偏差: GB/T 15945—2008 [S]. 北京: 中国标准出版社, 2008: 1.
- [26] LU Y, CHEN A W, ZHAO G L, et al. Low frequency AC transmission for offshore wind power [C]//2024 27th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS). Fukuoka, Japan: IEEE, 2024: 3750-3756.

(编辑:孙亚彤)