

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.240670

适用于混合风电场频率电压支撑的分布式自适应解耦控制

田晓煜¹, 赵海宇², 翟文辉¹, 姚伟², 常喜强¹, 亢朋朋¹, 杨桂兴¹

(1. 国网新疆电力有限公司, 新疆 乌鲁木齐 830018; 2. 强电磁技术全国重点实验室(华中科技大学电气与电子工程学院, 湖北 武汉 430074))

摘要: 跟网型风机与构网型风机共同构成的混合风电场具有宽短路比范围稳定运行的优势, 但是在弱电网下存在频率电压控制交互影响难以协同支撑的问题。在分析了跟/构网型变流器的频率电压动态耦合特性机理的基础上, 提出了一种适用于混合风电场频率电压支撑的分布式自适应解耦控制。该控制由风机间分布式协同控制和风机内部单元级频率电压解耦自适应控制的两个控制层级构成。分布式控制使得各风机保持一致性协同输出, 最大化利用各风机的转子动能。自适应控制从风机内部层级考虑混合风电场各风机的运行状态, 实现了风电场在保持稳定的基础上充分利用风电场的调节能力。最后, 解耦补偿控制对跟/构网型风机进行有功无功前馈解耦, 抑制了频率电压支撑过程中的交互影响。在 Matlab/Simulink 仿真平台搭建了混合风电场接入的四机两区域系统。仿真结果验证了混合风电场频率-电压支撑控制的可行性和先进性。

关键词: 分布式自适应控制; 频率电压协同; 相量动态过程; 混合风电场; 构网型控制

Distributed adaptive decoupling control for frequency-voltage support in hybrid wind farms

TIAN Xiaoyu¹, ZHAO Haiyu², ZHAI Wenhui¹, YAO Wei², CHANG Xiqiang¹, KANG Pengpeng¹, YANG Guixing¹
(1. State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd., Urumqi 830018, China; 2. State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Engineering and Technology (School of Electrical and Electronic Engineering, Huazhong University of Science and Technology), Wuhan 430074, China)

Abstract: Hybrid wind farms, composed of grid-following and grid-forming turbines, have the advantage of stable operation across a wide range of short-circuit ratio. However, the interaction of frequency and voltage control in a weak grid poses challenges in achieving coordinated support. Based on analyzing the mechanism of frequency-voltage dynamic coupling characteristics in grid-following and grid-forming converters, a distributed adaptive decoupling control suitable for frequency-voltage support in hybrid wind farms is proposed. The proposed control strategy consists of two control hierarchical levels: distributed cooperative control among turbines and adaptive frequency-voltage decoupling control at the unit level within individual turbines. The distributed control ensures coordinated and consistent output among turbines, maximizing the utilization of rotor kinetic energy. Meanwhile, the adaptive control considers the operating state of each turbine within the wind farm, enabling effective regulation while maintaining stability. Finally, the decoupling compensation control decouples the active and reactive power feedforward of the grid-following and grid-forming wind turbines. This suppresses the interaction effects during frequency-voltage support. A hybrid wind farm connected to a four-machine two-region system is built on the Matlab/Simulink simulation platform. The simulation results verify the feasibility and advancement of the proposed frequency-voltage support control for hybrid wind farms.

This work is supported by the National Key Research and Development Program of China (No. 2022YFB4202304).

Key words: distributed adaptive control; frequency-voltage synergy; phasor dynamic process; hybrid wind farm; grid-forming control

基金项目: 国家重点研发计划项目资助(2022YFB4202304); 国家重点研发配套项目资助(5230HQ23000D)“风电和光伏发电系统的频率快速响应和电压主动支撑协同优化”

0 引言

风能作为最重要的可再生能源发电方式之一已经引起了世界各地的广泛关注^[1-2]。大规模风电场远距离并入交流电网进一步造成了风电并入弱电网的场景。目前,在实际风电场中广泛使用的风机均采用跟网型控制(grid-following control, GFLC)的控制模式,已有研究表明跟网型风电场在弱电网下存在小干扰失稳问题^[3-5]。近年来,许多学者提出了具备电压源运行特点的构网型控制(grid-forming control, GFMC),与 GFLC 相比,GFMC 具备更好的弱电网下稳定运行的能力,但是已有研究表明,GFMC 在强电网条件下存在失稳风险^[6]。构网型风电机组(grid-forming wind turbine, GFM-WT)可与跟网型风电机组(grid-following wind turbine, GFL-WT)共同构成跟网型-构网型混合风电场(hybrid wind farm, HWF)^[7]。HWF 可结合 GFMC 的电压源控制优势与 GFLC 的电流源控制优势。混合风电场具有宽短路比范围稳定运行的优势,在未来有更广阔的应用前景,但存在 GFLC 与 GFMC 的频率电压控制动态不明、难以直接协同控制的问题。

此外,与传统同步机主导的电力系统相比,混合风电场并网系统不含旋转质量块,无法通过储存机械能的方式维持系统能量平衡,导致系统易存在惯量低、抗扰动能力差、电压和频率支撑能力不足的缺点。频率电压失稳的本质是有功功率、无功功率供需关系不平衡^[8]。大规模风电在并入电网之前,通常需要经过升压过程,从较低的电压等级升至较高的电压等级。这一过程可能会导致风电场并网时的电抗相对较大。且风电场多建设在偏远地区,风电并网的电气距离较大,会造成风电接入电网后形成弱电网^[9]。然而,由于在弱电网中跟网型控制存在电压定向暂态误差,最终会导致有功、无功功率相互耦合,从而影响变换器控制动态性能、加剧系统无功缺额^[10],进一步造成频率调节与电压调节之间互相影响^[11-12]。此外,构网型控制的接入进一步导致了频率、电压耦合的复杂性。构网型控制中的电压控制参数会对有功功率和频率响应产生影响,较大的电压控制比例和积分参数会使得系统频率动态恶化。因此,在弱电网下频率电压控制交互影响会造成混合风电场的频率电压协同支撑困难^[13]。

围绕上述问题,当前的研究主要集中在跟网型风电场(grid-following wind farm, GFL-WF)在电力系统中的频率调节和电压控制方面,探索其主动支撑功能的应用^[14],鲜有针对跟/构网混合风电场的主

动支撑方法的研究。且随着风电渗透率的提升,风电场需同时向电网提供频率支撑与电压支撑。当前风电场参与频率/电压支撑的方式较为单一,难以满足电网的频率/电压灵活支撑需求。且快速频率控制和主动电压支撑控制相互耦合,难以完全解耦并独立实现各自功能。现有研究鲜有涉及解决频率与电压协同支撑的问题。因此,有必要研究跟网型-构网型混合风电场的频率电压协同支撑。文献[15]提出包含风电场内优化分配层面和风机控制层面的集中式控制,但集中式的控制方法加大了对通信的需求。文献[16]中风电场采用了分布式控制,可以实现风电场内风机状态的一致跟随,但控制无法适应不同的事故程度及风电场状态,保证风机安全运行^[17]。文献[18]提出了一种基于领导者-追随者一致性算法的分布式控制,这种控制方法可以实现风场内不同转速风机的转子速度趋同,忽略了频率调节过程对风机并网电压的影响,在 HWF 场景中,该策略还需进一步考虑 GFM-WT 的作用。文献[19]分析了构网型电压控制对构网型变换器频率响应特性的影响,得到了电压控制参数对 GFMC 有功功率和频率响应能力的影响趋势,但未分析频率控制对电压响应的影响。文献[20]讨论了 GFMC 在电压稳定性与频率电压支撑中的作用特性,分析了 GFMC 的动态功率耦合效应,验证了 HWF 中 GFMC 的电压支撑提升电压稳定性的作用,这对 HWF 控制具有指导作用。文献[21]提出了一种频率电压调整的功率分配控制,实现频率电压的二次调节,但并未考虑主动支撑的动态交互影响过程。文献[22]关注了风电场的频率电压协同支撑问题,但该场景未含有 GFMC 的控制方式,也未考虑频率与电压的控制交互耦合影响。

综上所述,为了充分发挥 HWF 的主动协同支撑能力并解决频率电压协同过程中的功率耦合问题,本文提出了一种适用于 HWF 频率电压支撑的分布式自适应解耦控制。该控制由风机间分布式控制和单元级频率电压解耦自适应控制两个控制层级构成。分布式控制作为风机间控制层级使得跟网型风机与构网型风机保持一致性输出,最大化利用各风机的转子动能。此外,自适应控制在分布式控制的基础上分别从跟网型与构网型风机内部层级考虑 HWF 各风机的转子转速运行状态,实现了风电场在保持稳定的基础上充分利用风电场的调节能力。最后,解耦补偿控制在自适应分布式控制的基础上从风机内部层级对跟网型与构网型风机进行有功无功前馈解耦,抑制了频率电压支撑过程中的交互影响,扩展了 HWF 频率电压主动支撑的输出范围。

1 基于相量法的跟/构网型风电机组频率及电压动态定量关系分析

1.1 跟网型变流器典型控制策略

目前,实际工程中风机、光伏等新能源发电单元并网主要采用跟网型的控制方式^[23]。跟网型控制需利用锁相环使相角跟随公共耦合点(point of common coupling, PCC)电压采样结果,实现逆变器与外部电网同步。GFL-WT 由于其简单的控制结构、成熟的 PLL 技术以及在最大功率点确定电流下运行的特点,已被广泛应用于可再生能源并网^[24]。

各控制环节数学模型如式(1)所示。

$$\begin{cases} \frac{d\theta_{PLL}}{dt} = \omega_{PLL} = k_{pPLL} u_{pccq} + k_{iPLL} \int u_{pccq} dt \\ i_{dref_VSC} = k_{p1}(P_{ref} - P) + k_{i1} \int (P_{ref} - P) dt \\ i_{qref_VSC} = k_{p2}(Q_{ref} - Q) + k_{i2} \int (Q_{ref} - Q) dt \end{cases} \quad (1)$$

式中: θ_{PLL} 为跟网型锁相环的锁相角; ω_{PLL} 为风机锁相环的输出角频率; k_{pPLL} 与 k_{iPLL} 分别为跟网型锁相环的 PI 控制器的比例系数与积分系数; u_{pccq} 为 PCC 点电压的 q 轴分量; i_{dref_VSC} 、 i_{qref_VSC} 分别为风机 GSC 侧输出的 d 、 q 轴电流的参考值; k_{p1} 、 k_{i1} 、 k_{p2} 、 k_{i2} 为 PI 控制器的参数; P_{ref} 、 Q_{ref} 和 P 、 Q 分别为变流器的有功、无功功率参考值及实际值。

1.2 构网型变流器典型控制策略

基于转子运动方程和无功电压调节方程,构建典型虚拟同步机构网型变流器控制的主动支撑型变流器,主要由功率环、电压环和电流环及其输入限幅等环节构成^[25]。

$$\begin{cases} \frac{d\delta_c}{dt} = \omega_c \\ J \frac{d\omega_c}{dt} = \frac{P_{sref} - P_s}{\omega_c} - D_\delta(\omega_c - \omega_0) \\ \frac{dE_c}{dt} = k_q(Q_{ref} - Q_s) + k_u(U_{ref} - U_s) \end{cases} \quad (2)$$

式中: δ_c 、 ω_c 和 E_c 分别为构网型变流器功角、角频率和内电势幅值; ω_0 为同步基频角频率; J 为构网型的惯性系数; P_s 、 P_{sref} 和 Q_s 分别为控制输出至并网节点的有功功率及其参考值和无功功率; D_δ 为阻尼系数; k_q 、 k_u 为无功电压控制环路的无功、电压系数; U_s 、 U_{ref} 为并网节点电压幅值及控制参考值。

1.3 基于相量的跟网型、构网型控制等效方法

根据奇异摄动原理以及准稳态电路分析原理,

可以认为在有功功率-频率、无功功率-电压的准稳态变化过程中,内电势动态和电压电流动态均已到达稳定^[26],且准稳态下电路中的电压、电流均满足正弦变化。因此,电压和电流均采用相量模型。

由于混合风电场的电气量处于正弦变化中,可采用相量等效的分析方法,从每个等效稳态过程分析出发,对跟网型、构网型的准稳态变化过程进行分析。以电网的母线电压 U_g 的方向为 x 轴、与 x 轴垂直的方向为 y 轴建立直角坐标系, O 点代表相量空间平面的圆点,如图 1 所示。其中, A 点代表跟/构网型变流器的等效电动势 E_0 的末端端点, B 点代表电网的母线电压 U_g 的末端端点,定义跟/构网型变流器并网电压 U_s 的末端端点为 C 点,其坐标为 (x_U, y_U) ,为输出至并网节点的有功与无功功率及其参考值, U_s 与 U_g 的夹角为 δ_U , E_0 与 U_g 的夹角为 θ_0 。此外, ω 为变流器控制的同步转速。

$$I_s = I_{s, XL} = (Z)^{-1}(E - U_s) \quad (3)$$

式中: I_s 为变流器的并网输出电流值; $I_{s, XL}$ 为电流指令值的相量形式; Z 为跟网型变流器与构网型变流器对外端口等效的阻抗值。根据建立的 x 、 y 坐标系,得到并网电压的幅值 U_s 为

$$U_s = \sqrt{x_U^2 + y_U^2} \quad (4)$$

式中, x_U 、 y_U 分别为并网电压 U_s 的末端 C 点的横、纵坐标。

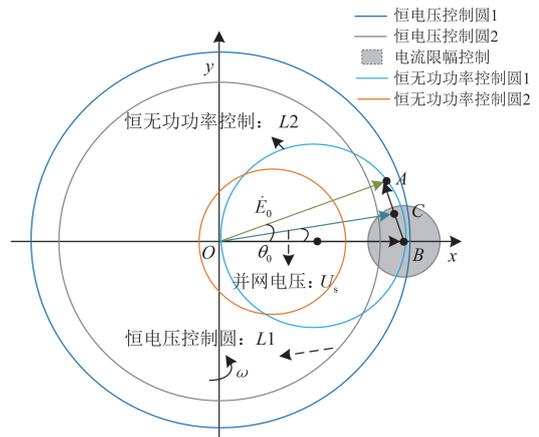


图 1 基于相量的变流器控制等效关系

Fig. 1 Phasor-based equivalence relations for converter control

如图 2 所示,将跟网型与构网型的相关控制映射到上述构建的相量空间平面中。在相量空间平面中刻画了电路中各变量所对应相量间位置的相对关系。由 U_s 构成的并网电压曲线的等值线是以原点 O 为圆心、以 U_s 的幅值为半径的并网电压圆。此时,

跟网型与构网型变流器的并网电压末端端点可分别由 C_1 和 C_2 表示。因此, 如果变流器采用恒电压控制, 变流器的并网电压的末端将保持在并网电压圆的等值线上, 满足并网电压的幅值等于并网电压的参考值。

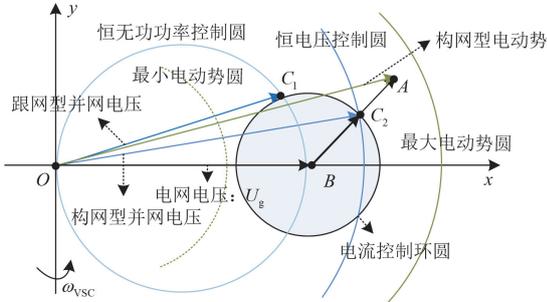


图2 基于相量拓扑图的跟网型与构网型变流器控制与运行状态表征

Fig. 2 Characterization of control and operation states of grid-following and grid-forming converters based on phasor topology maps

因此, 可根据并网电压圆的约束关系计算变流器并网点的无功功率, 如式(5)所示。

$$Q_s = \frac{U_s^2}{X_g} - \frac{U_s U_g \cos \delta_U}{X_g} = \frac{x_U^2 + y_U^2}{X_g} - \frac{U_g x_U}{X_g} \quad (5)$$

式中, X_g 为电网侧的等效电抗值。

$$\left(x_U - \frac{U_g}{2} \right) + y_U^2 = X_g Q_s + \frac{U_g^2}{4} \quad (6)$$

无功功率与变流器的输出电压类似, 均以等值圆的形式围绕原点。如果采用恒无功功率控制, 那么并网末端将保持在无功等值线上, 满足 $Q_s = Q_{ref}$ 。如图2所示, 相量图中对应的恒无功功率控制圆为以 U_g 相量的中点为圆心、以 $r = \sqrt{Q_s X_g + \frac{U_g^2}{4}}$ 为半径的圆, 其位置会随着 U_g 相量的变化而变化。

当变流器处于稳定状态或经历暂态变化过程重新恢复至稳定状态时, 有 $\frac{dE_c}{dt} = 0$ 。因此式(6)中的跟/构网型变流器无功-电压控制的表征函数在稳态情况时满足式(7)。

$$k_q(Q_{ref} - Q_s) + k_u(U_{ref} - U_s) = 0 \quad (7)$$

根据控制框图, 并网点的无功和电压在稳态时满足如下关系: 当变流器采用无功功率-电压下垂控制时, 设置无功-电压控制的表征函数 $UQ(x, y, K_{qu}) = 0$, 其表达式为

$$UQ(x, y, K_{qu}) =$$

$$\left(\frac{1}{1 - \frac{1}{K_{qu}}} \right) (Q_{ref} - Q_s) + \left(\frac{1}{1 - K_{qu}} \right) (U_{ref} - U_s) = \quad (8)$$

$$\frac{k_q}{k_q + k_u} (Q_{ref} - Q_s) + \frac{k_u}{k_q + k_u} (U_{ref} - U_s)$$

式中, $K_{qu} = \frac{\Delta Q}{\Delta U} = -\frac{k_q}{k_u}$ 为无功电压下垂的比例系数, ΔQ 、 ΔU 分别为变流器并网无功功率与电压的变化量。

当 $K_{qu} = 0$ 时, $UQ(x, y, K_{qu}) = U_{ref} - U_s = 0$ 表示采用电压外环控制的等值线 L_1 ; 当 $K_{qu} = 1$ 时, $UQ(x, y, K_{qu}) = Q_{ref} - Q_s = 0$ 表示无功等值曲线 L_2 。因此随着 K_{qu} 的变化, 变流器无功-电压控制的表征函数可以表征不同的无功电压下垂控制对应相量图中的等值曲线, 从而可以定义几何曲线与代数方程之间的对应关系。

随着 K_{qu} 值的逐渐变化, 所得等值曲线满足同伦关系, 曲线将从 L_1 连续变化至 L_2 。该曲线随着 K_{qu} 变化而变化, 逐渐由 L_1 向 L_2 靠近。并网点的无功与电压在稳态下满足如下关系: 当 $k_q = 0$ 时为恒电压幅值控制; 当 $k_u = 0$ 时为恒无功功率控制; 当 $k_q \neq 0$, $k_u \neq 0$ 时为无功下垂控制。因此, 不同的等值曲线能够表征在不同无功电压下垂比例系数条件下的无功电压控制特性。基于上述无功电压表征方法, 进一步分析电网频率与电压的动态变化过程, 以及下垂系数变化对跟网型变流器和构网型变流器动态支撑特性的影响机理, 如下文所述。

在实际工程中, 必须采取电流限幅环节以防止暂态过电流。因此, 电流限幅环节会对变流器的控制动态产生影响。在该过程中, 电流限幅器对 d 轴和 q 轴电流进行等比例限制。因此, 考虑电流限幅后, 变流器内环电流控制中的 dq 轴电流参考值为

$$i_{dqref} = \min \left\{ 1, I_{lim} / \|i_{sdqN}\| \right\} \cdot i_{sdqN} \quad (9)$$

式中: I_{lim} 为电流限幅值; i_{sdqN} 为风机 dq 轴输出电流幅值; $\|\cdot\|$ 表示 dq 轴对应的向量幅值。

可见, 电流限幅器在控制器运行中实际上是一个可变增益, 当电流指令幅值小于最大电流幅值限制时, 对应限值系数为 1; 当电流指令幅值大于最大电流幅值限制时, 电流限幅器将电流指令值

的幅值缩小 $I_{lim} / \|i_{sdqN}\|$, 使电流参考值的幅值最终等于电流限幅值 I_{lim} 。如图 2 所示, 在稳态运行情况下变流器的并网点电压 U_s 的相量末端 C , 始终不超过以电网电压 U_g 相量末端点为圆心、以 $Z_g I_{lim}$ 为半径的电流限幅圆的范围。其中, Z_g 代表并网侧的网络阻抗大小。

因此, 根据并网电压圆计算变流器并网点的有功功率, 表达式为

$$P_s = \frac{U_s U_g \sin \delta_U}{X_g} = \frac{U_g y_U}{X_g} \Rightarrow y_U = \frac{P_s X_g}{U_g} \quad (10)$$

有功功率的等值曲线与无功功率的等值曲线存在显著差异。当并网电压 U_g 和 X_g 保持不变时, 并网点的有功功率的等值曲线为一条垂直于 y 轴的直线, 且满足条件 $P_s = P_{ref}$ 。由此可见, 变流器并网电压末端端点的纵坐标取决于输出有功功率的大小。

经过上述跟/构网风机控制的相量等效后, 可将控制特性、相量约束和轨迹圆联系起来, 并可实现对变流器端口的有功功率与无功功率的输出定量表达, 进而可对不同约束下频率电压的动态变化进行刻画, 以便于后续对跟/构网型风电机组频率电压控制的耦合机理进行分析。

2 弱电网下跟网型与构网型风电机组频率电压动态耦合特性机理分析

2.1 功率耦合与电网强度的影响机理分析

风电机组的交流系统并网强度的大小会对有功功率与无功功率的耦合关系造成影响, 尤其在弱电网场景下的功率耦合问题更加突出。短路比的特性可以通过电流圆的半径来表征。随着并网阻抗的增大, 电流圆的半径也会相应增大。在此情况下, 系统的稳态运行点需要与电流圆相交。如图 3 所示,

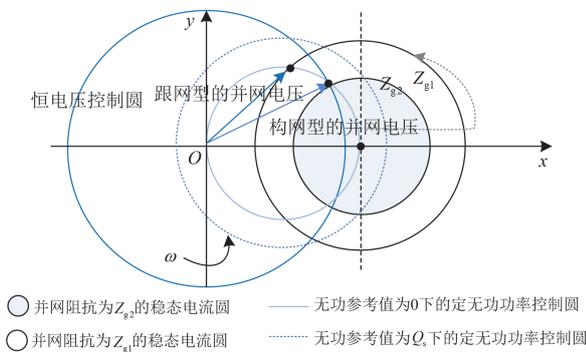


图 3 弱电网对风电有功与无功耦合的影响机理

Fig. 3 Influence mechanism of weak grid on the coupling effect of active and reactive power of wind energy

Z_{g1} 、 Z_{g2} 代表不同的并网阻抗。当并网的短路比逐渐减小, 即电流限幅圆半径扩大时, 对应的有功功率调整下的无功功率耦合量会随着短路比的减小而增大。因此功率耦合量与 Z_g 呈正比例关系, 即 Z_g 越大对应的功率耦合量越大。

2.2 跟网型风电机组的功率耦合作用机理

如图 4 所示, GFL-WT 在进行频率调节时, 有功输出参考值由 P_{ref0} 变化至 P_{ref1} , 电压相量末端将沿着定无功功率圆逐渐增大输出有功功率。对应功角逐渐由 δ_0 变化至 δ_1 。但伴随着有功功率的输出增大, 风电机组的并网电压相量的幅值从初始值 U_0 开始逐渐减小。并网电压的变化量定义为 ΔU , 进一步地, 当达到最大输出有功功率时, 可计算出有功功率圆交点坐标, 如式(11)所示。

$$\begin{cases} x_{U_GFL} = -\frac{(X_g I_c)^2}{U_g} + \frac{X_g Q_s}{U_g} + U_g \\ y_{U_GFL} = \sqrt{(X_g I_c)^2 - \left(-\frac{(X_g I_c)^2}{U_g} + \frac{X_g Q_s}{U_g}\right)^2} \end{cases} \quad (11)$$

式中: x_{U_GFL} 、 y_{U_GFL} 分别为跟网型控制下最大交点的横、纵坐标; I_c 为风机端口的输出电流值。

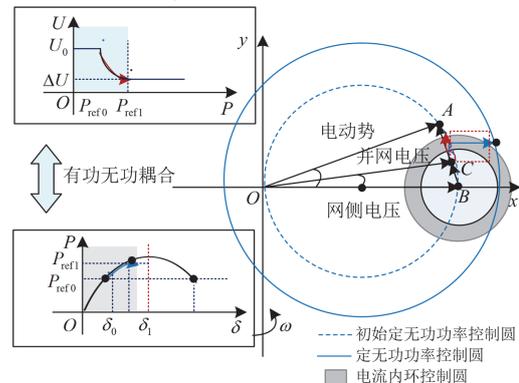


图 4 弱电网下 GFL-WT 有功与无功功率耦合作用机理

Fig. 4 Mechanism of active and reactive coupling action of GFL-WT in a weak grid

进一步得到准稳态条件下的 GFL-WT 有功功率调节下电压耦合变化的最大值, 如式(12)所示。

$$\Delta U_{GFL} = \sqrt{x_{U_GFL}^2 + y_{U_GFL}^2} - U_{GFL0} \quad (12)$$

式中: ΔU_{GFL} 为跟网型控制的电压耦合变化的最大值; U_{GFL0} 为初始跟网型控制的并网电压。

当 GFL-WT 参与电压调节时, 其采用定无功功率输出圆的半径会随着无功功率的输出而变化。当 U_{ref} 大于并网点的电压 U_g 时才会形成电压变化量, 实现对并网点电压的支撑。GFL-WT 通过增大输出

的无功功率,使其端口电压升高,进而带动并网点电压的上升。当 GFL-WT 的无功功率输出满足式(13)时,可实现与 GFM-WT 相近的电压支撑效果。

$$Q_{\text{ref_GFL}} = -\frac{k_u}{k_q}(U_{\text{ref}} - U_s) = -K_{\text{qu}}(U_{\text{ref}} - U_s) \quad (13)$$

式中, $Q_{\text{ref_GFL}}$ 为跟网型控制的无功功率参考值。

并网点电压支撑同样会造成有功功率的耦合。因为无功功率的增大导致稳态有功功率的最大输出减小。对应的无功功率调整下的有功功率耦合量会随着短路比的减小而增大。耦合量会与 Z_g 呈正比例关系, Z_g 越大对应功率耦合量越大。这将导致 GFL-WT 在频率/电压主动支撑过程中出现控制耦合问题,难以完全解耦并独立实现各自的控制功能。

2.3 构网型风电机组的功率耦合作用机理

如图 5 所示,在 GFM-WT 进行频率调节时,有功输出参考值由 $P_{\text{ref}0}$ 变化至 $P_{\text{ref}1}$,其电压相量末端会沿着恒电压控制圆逐渐增大输出有功功率。然而,随着有功功率输出的不断增加,风电机组的并网电压相量的幅值从初始值 U_0 开始逐渐减小。并网电压的变化量为 ΔU ,当达到最大输出有功功率时,同样可计算出有功功率圆交点坐标,如式(14)所示。

$$\begin{cases} x_{U_GFM} = \frac{U_g^2 + U_{\text{ref}}^2 - (X_g I_c)^2}{2U_g} \\ y_{U_GFM} = \sqrt{U_{\text{ref}}^2 - \left(\frac{U_g^2 + U_{\text{ref}}^2 - (X_g I_c)^2}{2U_g} \right)^2} \end{cases} \quad (14)$$

式中, x_{U_GFM} 、 y_{U_GFM} 分别为构网型控制下最大交点的横、纵坐标。

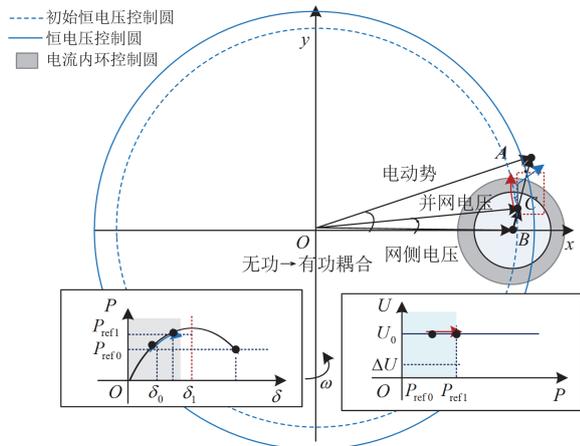


图 5 弱电网下 GFM-WT 有功与无功耦合作用机理

Fig. 5 Mechanism of active and reactive coupling action of GFM-WT in a weak grid

得到准稳态条件下的 GFM-WT 有功功率调节下电压耦合变化的最大值 ΔU_{GFM} , 如式(15)所示。

$$\Delta U_{\text{GFM}} = \sqrt{x_{U_GFM}^2 + y_{U_GFM}^2} - U_{\text{ref}0} \quad (15)$$

式中, $U_{\text{ref}0}$ 为构网型控制的初始电压参考值。

与 GFL-WT 不同, GFM-WT 在弱电网条件下的有功-电压耦合特性相对较弱,有功功率的变化对其并网电压稳定性的影响较小。这是因为在恒电压控制策略下, GFM-WT 的并网电压能够保持稳定。当无功功率增大时, GFM-WT 在恒电压控制圆的作用下,通过电压外环的调节来支撑并网点电压。然而,电压外环的动作会引入额外的有功功率输出耦合,这种耦合会间接导致有功功率输出的升高。因此,相较于 GFL-WT, GFM-WT 在弱电网环境中表现出更弱的功率耦合效应。

3 混合风电场分布式自适应解耦策略

3.1 跟/构网型混合场站频率电压支撑控制

根据前述讨论,在弱电网下混合风电场需要在保证稳定的基础上独立地实现频率电压协同支撑控制。为满足上述需求,在混合风电场协同方面,场站采用分布式控制方法;在保证系统稳定方面,风机单元采用自适应控制以按照自身调节能力参与调节;在频率电压独立控制方面,风机单元采用解耦补偿控制以减少控制间的交互影响。

跟/构网型混合场站频率电压支撑的具体流程如图 6 所示。该控制由风机间分布式控制和单元级频率电压解耦自适应控制的两个控制层级构成。当电网侧发生频率电压变化时,系统检测电压实时值与频率实时值。其中, U , f 分别代表并网的电压与频率实际值,判断混合风电场是否启动主动支撑过程。混合风电场获取场站内部各风机的实时运行状态与场站的并网状态,从而自适应地计算各个风电机组主动支撑的控制参数。首先,启动 HWF 风机间层级的分布式协同控制,确定 GFL-WT 的主导风机,并得到各 GFL-WT 的一致性因子。各 GFL-WT 将按照一致性因子协同控制输出有功功率与无功功率。GFM-WT 采用有功无功调整二次控制环的分布式控制,实现调频调压过程中的功率分配。其次,启动风机内部的自适应控制。在分布式控制的基础上,从跟/构网型风机内部层级考虑混合风电场各风机的转子转速运行状态与风机的并网状态来调节参数的自适应变化。进一步地,为了实现混合风电场频率支撑与电压支撑的独立控制,在上述两种控制方案的基础上,从风机内部层级对跟/构网型风机进行有功功率无功功率前馈解耦,抑制频率电压支撑

过程中控制间的交互影响。

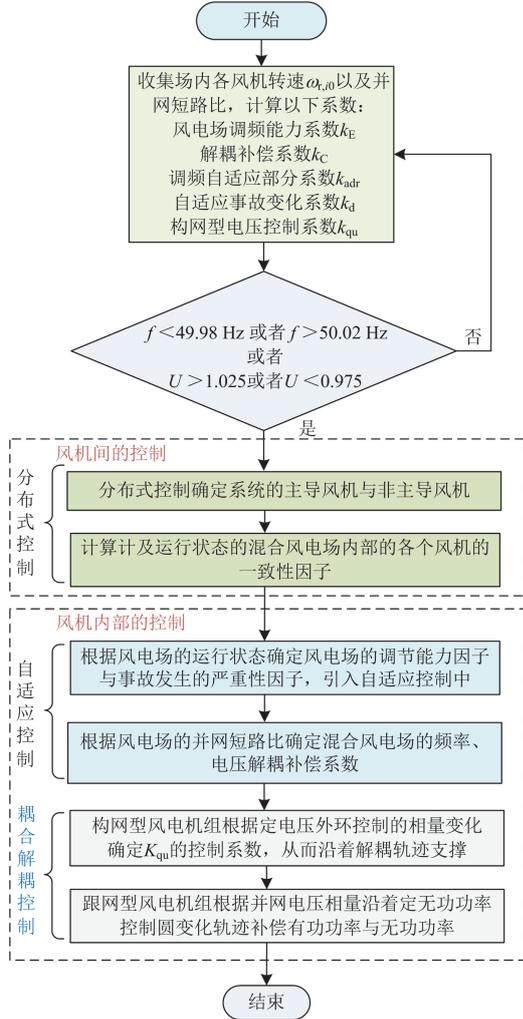


图 6 跟/构网混合场站频率电压支撑流程关系图

Fig. 6 GFL/GFM hybrid field station frequency and voltage support process relationship diagram

3.2 跟/构网型风机间的分布式协同控制策略

GFL-WT 采用有领导式的控制，其中一台主导机组主动响应，其他机组采用一致性跟随。同时，采用一致性算法，风机仅需要与邻近风机交换状态信息。通过一致性算法实现频率支撑功率的合理分配，使得风电机组其余风机跟随主导风机调频动作，实现风机之间的实时协调^[27]。

首先，将 GFL-WT 的转速设定为一致性因子，其计算方法为

$$x_{u,i} = \frac{\omega_{r,i0}^2 - \omega_{r,i}^2}{\omega_{r,i0}^2 - \omega_{r,\min}^2} \Leftrightarrow x_{d,i} = \frac{\omega_{r,i}^2 - \omega_{r,i0}^2}{\omega_{r,\max}^2 - \omega_{r,i0}^2} \quad (16)$$

式中： $\omega_{r,i0}$ 表示跟网型的初始转速； $\omega_{r,i}$ 表示跟网型风机的实时转速； $\omega_{r,\max}$ 和 $\omega_{r,\min}$ 分别表示跟网型转

子转速的最大和最小值。当主导风机接受到的频率偏差为正偏差时，风机的一致性因子采用 $x_{d,i}$ ，否则使用 $x_{u,i}$ 。

根据基于转速的一致性因子，可进一步计算主导 GFL-WT 的有功功率参考值 P_{ref_lead} ，如式(17)所示。

$$P_{ref_lead} = P_{MPPT} + (K_{dr} + K_{in}s)(f_0 - f) + k_{pp_i} \sum_{j=i-1}^{i+1} (x_j - x_i) + k_{ip_i} \int \sum_{j=i-1}^{i+1} (x_j - x_i) \quad (17)$$

式中： P_{MPPT} 为输入风机最大功率跟踪的有功功率； x_i 、 x_j 为风机的一致性因子； K_{dr} 、 K_{in} 分别为风机虚拟惯性综合控制的下垂系数与积分系数； k_{pp_i} 与 k_{ip_i} 为一致性控制的控制参数； f_0 为并网频率的稳态初始值。

其他 GFL-WTs 的有功功率的参考值可按照式(18)计算。

$$P_{ref} = P_{MPPT} + k_{pp_i} \sum_{j=i-1}^{i+1} (x_j - x_i) + k_{ip_i} \int \sum_{j=i-1}^{i+1} (x_j - x_i) \quad (18)$$

对 GFM-WT 同样采用分布式控制的控制方案，在 GFM-WT 控制环的外层加入二次控制环，实现 GFM-WT 频率偏差的恢复，在此基础上保证并联装置之间的功率分配，削弱暂态过程中的振荡。在一次控制中引入二次控制的功率输出结果 P_i 、 Q_i ，得到 GFM-WT 的动态方程为

$$\begin{cases} J_i \frac{d\omega_i}{dt} = P_i - P_{o_i} - D_i(\omega_i - \omega_0) \\ P_{GFMi} = - \sum_{j \in N_i} \left[a_{ij} \left(\frac{P_i}{d_{P_i}} - \frac{P_j}{d_{P_j}} \right) - (P_i - P_{o_i}) \right] \\ Q_{GFMi} = - \sum_{j \in N_i} \left[b_{ij} \left(\frac{Q_i}{d_{Q_i}} - \frac{Q_j}{d_{Q_j}} \right) - (Q_i - Q_{o_i}) \right] \end{cases} \quad (19)$$

式中： J_i 为 GFM-WT 的惯性系数； ω_i 为各个构网型控制中虚拟同步控制的同步角频率； D_i 为各构网型控制虚拟同步控制的阻尼系数； P_{GFMi} 、 Q_{GFMi} 分别为各 GFM-WT 一致性控制的有功和无功功率值； a_{ij} 、 b_{ij} 分别为有功、无功功率一致性系数； P_{o_i} 、 Q_{o_i} 分别为第一个 GFM-WT 输出的有功与无功功率； P_i 、 Q_i 分别为引入二次控制后 GFM-WT 输出的有功与无功功率值； N_i 为 GFM-WT 的个数， i 、 j 分别代表场站中不同的 GFM-WT 编号； d_{P_i} 与 d_{P_j} 、 d_{Q_i} 与 d_{Q_j} 分别为不同 GFM-WT 有功、无功功率的分布比例因子。

基于 $P_i = P_{o,i}$, 稳态下 GFM-WT 的输出功率关系式得以确定, 实现了有功输出的比例分配。通过加入二次调频控制, 依据频率偏差对 GFM-WT 的功率分配比例进行修正, 减小了 GFM-WT 对系统稳定性的影响, 提高了系统的整体稳定性。

3.3 跟/构网型风机内部频率电压解耦自适应控制

跟网型/构网型内部层级的自适应控制分别为 GFL-WT 的调频能力水平自适应控制与 GFM-WT 的并网电压自适应控制。

其中, 在 GFL-WT 中, 通过调整频率一致性因子至最大转速, 实现转速的一致性设置, 并使转速恢复到设定值。在一致性控制的基础上引入自适应控制机制, 定义风电场调频能力水平系数 k_E 如式 (20) 所示。

$$k_E = \frac{\sum_{i=1}^q \omega_{r,i0}^2 - \omega_{r,\min}^2}{\sum_{i=1}^q \omega_{\text{ref},i0}^2 - \omega_{r,\min}^2} = \frac{\Delta E}{\Delta E_0} \quad (20)$$

式中: q 为风电场中跟网型风机的个数; $\omega_{\text{ref},i0}$ 为预设风电场状态中各风机转速; ΔE 为跟网型风电场调频能力指标; ΔE_0 为跟网型风电场初始调频能力指标。

该调频能力水平参数可附加修正虚拟惯性综合控制的参数, 使得风电场具备响应调频的能力, 因此自适应控制得到的下垂系数最终表达形式为

$$\begin{cases} k_{\text{wdr},i} = (k_{\text{fdr}} + k_d/k_L) + (k_{\text{adr}} - k_d/k_L) \times (1 - x_i) \\ k_{\text{fdr}} = k_{\text{fdr}0} k_E \\ k_d = k_{d0} k_E \\ k_{\text{adr}} = k_{\text{fdr}0} + k_{\text{adr}0} - k_{\text{fdr}} \end{cases} \quad (21)$$

式中: $k_{\text{wdr},i}$ 表示下垂系数; k_{fdr} 和 k_{adr} 分别表示预设风电场状态的下垂系数和自适应系数值; k_L 表示事故严重水平系数; k_d 表示自适应事故变化系数; k_{d0} 表示自适应事故系数初始值; $k_{\text{fdr}0}$ 和 $k_{\text{adr}0}$ 分别表示下垂系数的固定部分和自适应部分系数。

GFM-WT 采用了恒电压控制策略, 因此能够在电压发生轻微波动时, 将并网点电压维持在额定值^[27]。然而, 在电压出现较大变化时, GFM-WT 会自发地输出最大电流, 以尽可能地支撑并网点电压水平。因此, 在电压大幅跌落或显著升高时, 需要对构网型的无功电压控制进行补充设计。具体而言, 在电压轻微变化时, 采用恒电压控制; 而在电压变化较大时, 则采用修正 K_{qu} 后的控制策略, 从而调整恒电压控制圆的轨迹, 以实现更有效的电压

支撑, 从而修正恒电压圆的轨迹, 使其更好地支撑电压。

$$K_{\text{qu_GFM}}(U_s) = \begin{cases} K_{\text{qu}0}, 0.9 \leq U_s \leq 1.1 \\ K_{\text{qu_U}} = \frac{K_{\text{qu}0}}{|U_s - 1| \cdot K_{0_GFM}}, U_s < 0.9 \text{ 或 } U_s > 1.1 \end{cases} \quad (22)$$

式中: $K_{\text{qu_GFM}}$ 为电压调节过程中的无功电压系数; $K_{\text{qu}0}$ 为初始的无功电压系数; $K_{\text{qu_U}}$ 为高、低电压下的无功电压系数; K_{0_GFM} 为自适应调节初始系数。

此时对应的有功功率输出极限对应为

$$P_{\text{max_GFM}} = \begin{cases} 1, 0.9 \leq U_s \leq 1.1 \\ \sqrt{(U_s I_{\text{lim}})^2 - Q_{s_GFM}^2}, U_s < 0.9 \text{ 或 } U_s > 1.1 \end{cases} \quad (23)$$

式中: $P_{\text{max_GFM}}$ 为有功功率输出值的最大值; Q_{s_GFM} 为 GFM-WT 的无功功率输出值。

在准稳态条件下, GFM-WT 的恒电压控制功能确保了其在主动提供有功-频率支持时, 电网电压保持不变, 因此, 不存在有功-无功耦合通路。但当 GFM-WT 在主动无功-电压支撑时, 由于电压外环的动作, 会导致产生额外的有功功率输出耦合, 该耦合会间接导致输出的有功功率增大。

如图 7 所示, 在主动无功-电压支撑过程中对有功功率补偿解耦。其中: ΔQ_{GFM} 代表构网型的并网输出无功功率变化量; θ_{GFM} 代表构网型的同步相角。保证无功电压支撑过程中, 有功功率的变化轨迹如图中蓝色曲线所示, 这样可以避免产生额外的有功功率耦合现象。

$$P_{\text{ref_GFM}} = P_{\text{MPPT}} + P_{\text{sup}} + K_c \Delta Q_{\text{ad}} G_{\text{QP}}(s) \quad (24)$$

式中: $P_{\text{ref_GFM}}$ 为构网型主动支撑过程中的有功功率参考值; P_{sup} 为有功主动支撑附加值; K_c 为耦合补偿系数; ΔQ_{ad} 为无功功率支撑变化值; $G_{\text{QP}}(s)$ 为无功-有功耦合传递函数。

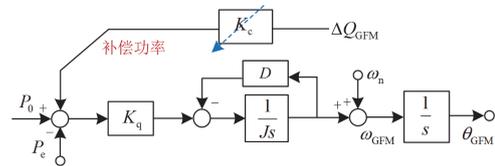


图 7 GFM-WT 的功率耦合解耦方法

Fig. 7 Power coupling and decoupling method for GFM-WT

由于 GFL-WT 存在有功-无功耦合、无功-有功耦合两种耦合情况, 因此需要对两种耦合进行补偿解耦控制, 如图 8 所示。其中 ΔP_{GFL} 与 ΔQ_{GFL} 分别为

跟网型的并网输出有功与无功功率变化量； I_{dref} 、 I_{qref} 分别为跟网型输出 dq 轴电流的参考值； I_{dmax} 、 I_{qmax} 分别为跟网型输出 dq 轴电流的最大值； K_q 为功率环控制系数。其中在有功-无功耦合方面，主要通过补偿无功功率使无功功率圆接近恒电压控制圆，从而减少有功-无功耦合。

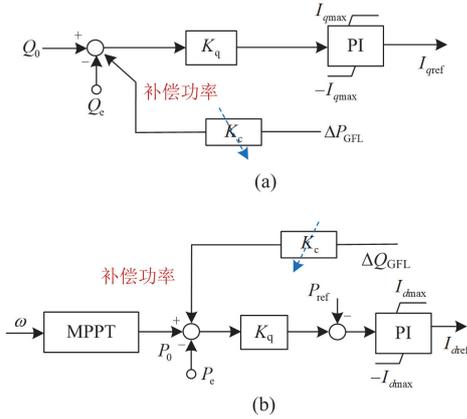


图 8 GFL-WT 的功率耦合解耦方法

Fig. 8 Power coupling and decoupling method for GFL-WT

在无功耦合方面，为防止有功耦合功率的增加，可对有功功率的参考值进行前馈补偿，从而实现有功耦合功率的抑制。

$$\begin{cases} P_{ref_GFL} = P_{MPPT} + P_{sup} + K_c \Delta Q_{ad} G_{QP}(s) \\ Q_{ref_GFL} = Q_0 + \Delta Q = Q_0 + K_c \Delta P_{ad} G_{PQ}(s) \end{cases} \quad (25)$$

式中： P_{ref_GFL} 、 Q_{ref_GFL} 分别为跟网型主动支撑过程中的有功、无功功率参考值； Q_0 为无功功率的初始值； ΔQ 为跟网型风机无功功率的解耦补偿值； ΔP_{ad} 为有功功率支撑变化值； $G_{PQ}(s)$ 为有功-无功耦合传递函数。

根据前述分析可知，跟/构网型控制在弱电网下具有较为严重的功率耦合效应，设计跟/构网型风机内部的前馈解耦控制，该前馈控制的引入可有效减少因有功与无功功率调整导致的功率耦合影响。

4 算例验证

4.1 仿真系统及参数设置

为验证本文所提控制策略的有效性，基于 Matlab/Simulink 平台搭建了如图 9 所示含跟/构网型混合风电场的四机两区域系统模型，风电场共 6 台等值风机模型，双馈风机采用忽略定子暂态的三阶模型^[28-29]，选定主导风机为风机 1。系统参数详见表 1。其中系统基准容量设定为 100 MVA。在新能源场站面临不同的有功和无功功率缺额时，采用不同的控制策略进行主动支撑，并对比验证所提出策略的有效性。

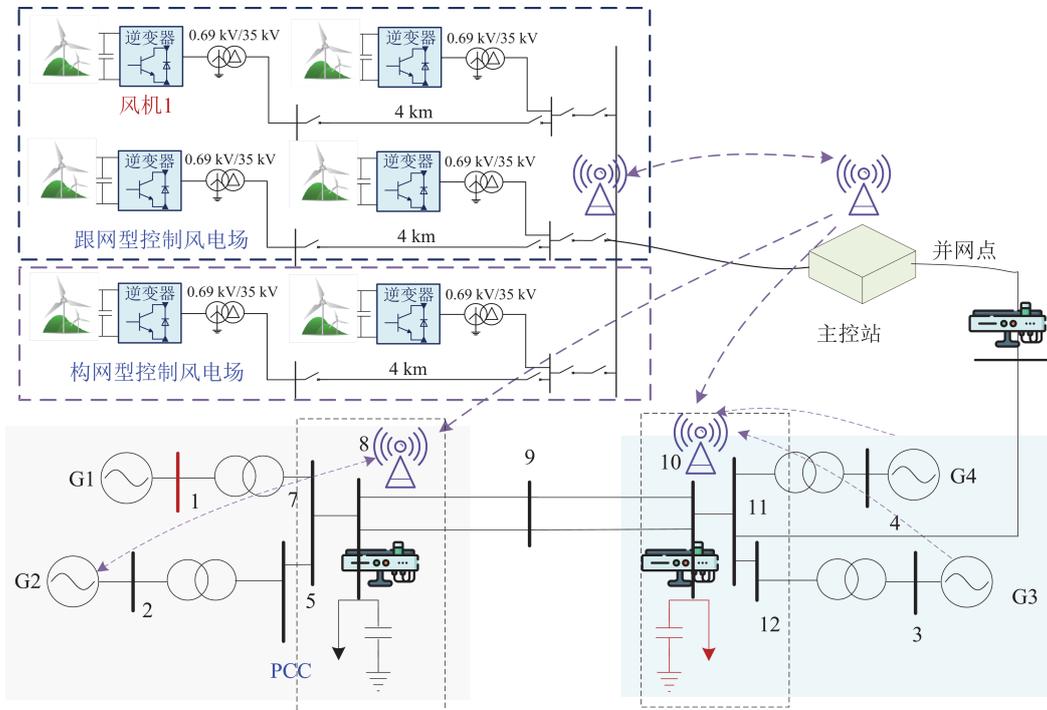


图 9 混合风电场接入四机两区域系统的并网结构

Fig. 9 Grid-connected structure of a hybrid wind farm connected to a four-machine two-area system

表 1 各风电场状况下的系统参数

Table 1 System parameters of different wind farm states

参数	符号	数值
跟网型风电场数目	$N_{\text{GFL-WT}}$	15
构网型风电场数目	$N_{\text{GFM-WT}}$	5
转子转速的下限值	$\omega_{r,\min}$	0.7
电压的基准值	U_{base}	220 kV
容量的基准值	S_{base}	100 MVA
7号、9号节点有功负荷	$P_{\text{Load7}}, P_{\text{Load9}}$	769 MW, 1769 MW
7号、9号节点无功负荷	$Q_{\text{Load7}}, Q_{\text{Load9}}$	-100 Mvar, -250 Mvar
风机的风速	$v_{i,\text{WT}}$	[8.5, 13.88] m/s
频率基准值	f_{base}	50 Hz

4.2 功率耦合及交互影响验证

为验证本文所提功率耦合现象与频率电压的交互过程, 在 HWF 的并网系统中分别设置有功功率负荷突增 500 MW、并网点电压跌落到 0.83 p.u.,

验证电压支撑与频率支撑过程中的频率耦合现象。

图 10 中: P_{GFL1} 、 P_{GFL2} 、 P_{GFL3} 分别为 1 号、2 号与 3 号跟网型机组输出的有功功率; P_{GFM} 为构网型机组输出的总有功功率; U_{GFL1} 、 U_{GFL2} 、 U_{GFL3} 分别为 1 号、2 号与 3 号跟网型机组的并网电压幅值; U_{GFM} 代表构网型机组的并网电压幅值。当并网侧有功功率负荷突增 500 MW 时, 因有功功率的缺额, 系统频率会下降。此时风电机组检测到频率变化, 启动主动频率支撑控制过程。如图 10(a) 所示, 有功功率在控制作用下输出增加。由于跟网型的无功功率圆相量的约束, 其并网的电压会随着有功功率的增大而减小, 此时对应的并网点电压下降至 0.94 p.u., GFM-WT 的并网点电压如图 10(c) 的 U_{GFM} 所示。由于采用恒电压控制, 其并网点电压基本保持稳定, 故在有功功率主动支撑过程中, 构网型的解耦特性优于跟网型。

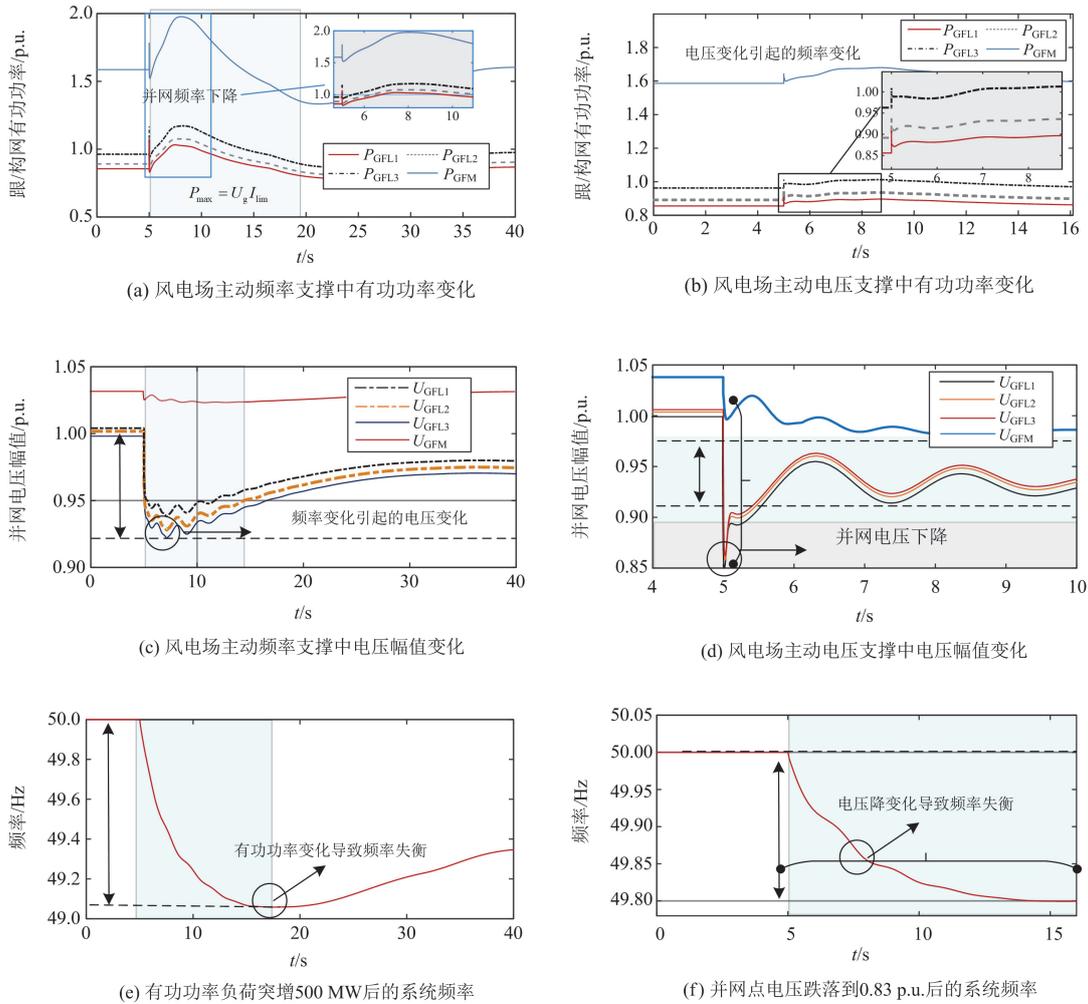


图 10 混合风电场功率耦合交互影响验证

Fig. 10 Validation of power coupling interaction effects in hybrid wind farm

如图 10(b)、图 10(d)、图 10(f)所示, 当并网点电压跌落到 0.83 p.u.时, HWF 中的跟网型、GFM-WT 的并网点电压会启动电压主动支撑控制, 主动电压控制启动会将并网点电压支撑到 0.95 p.u.。由于并网点电压的下降, 风电场输出有功功率的能力减弱, 这会造成系统频率微弱下降, 如图 10(f)所示。但由于无功-有功的耦合效应会造成有功功率增大, 如图 10(b)所示。在整个主动频率支撑与电压支撑过程中未发生过电流现象, 这是由于在变流器加入了电流内环限幅控制, 用于限制变流器在主动支撑过程中的输出越限。当电流达到电流内环的约束上限时, 保证变流器输出电流维持在电流限幅值。功率最大值为 $P_{\max} = U_g I_{\lim}$ 。如图 10(d)所示, 当并网点电压跌落较大时, 双馈风机进入低电压穿越状态, 会出现毫秒级别的电磁暂态变化过程, 这是由于负荷突变过程中, 双馈风机尚未启动主动支撑过程导致的无功功率缺额造成的, 随后启动的主动支撑过程弥补无功功率缺额, 使得系统的电压逐步恢复。该电磁暂态过程在全过程的时间尺度下过程很短, 这是

由瞬时功率缺额造成的。

4.3 混合风电场频率电压主动支撑效果验证

下面分析有功与无功功率同时缺额下的效果。设置母线 7 在 $t=5$ s 时发生 600 MW 的有功功率负荷突增与 400 Mvar 的无功功率负荷突增事故。

由图 11(b)、图 11(c)、图 11(d)可知, 采用本文提出的控制方法可保证 GFL-WT 与 GFM-WT 分别一致性输出有功与无功功率。图中: P_{GFM1} 与 P_{GFM2} 分别为 1 号与 2 号构网型机组的输出有功功率; Q_{GFM1} 与 Q_{GFM2} 分别为 1 号与 2 号构网型机组输出的无功功率。由图 11(a)可知, 相对于跟网型场站的分布式控制与跟/构网场站的分布式自适应控制, 该频率最低点为 49.1 Hz, 其余两种方法分别为 48.4 Hz、48.7 Hz, 频率支撑能力提升 0.3~0.7 Hz。如图 11(b)所示, 该方案下的并网 PCC 点的电压短时下降为 0.96 p.u.后逐渐恢复到稳态电压。而采用跟/构网场站的分布式自适应控制并网电压会跌落到 0.85 p.u., 与之对比, 本文方法电压的最低点得到了提升。

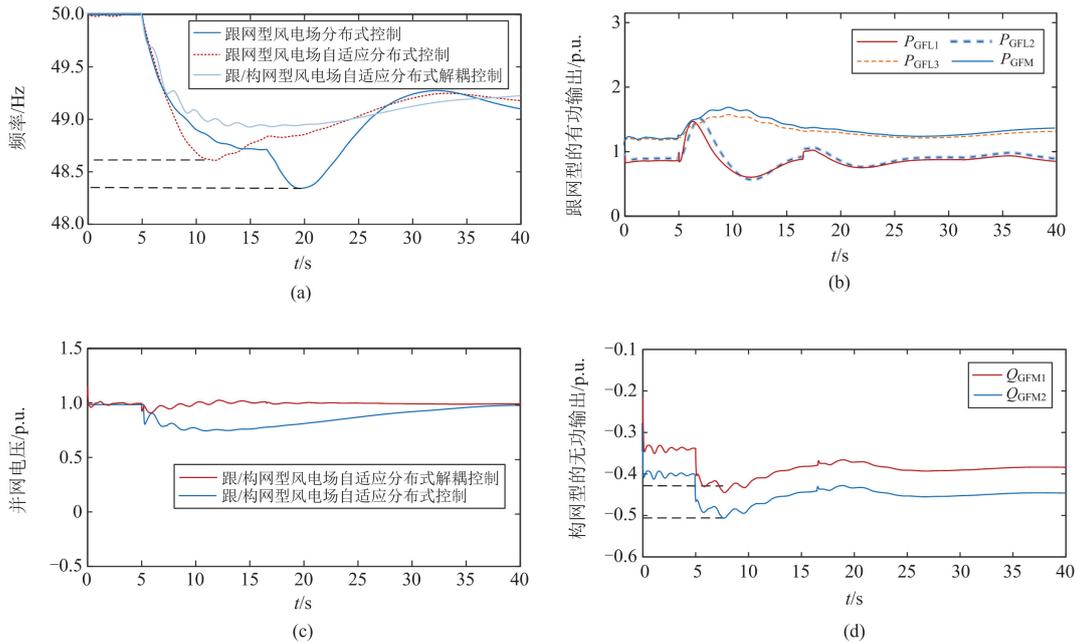


图 11 混合风电场频率电压主动支撑效果验证

Fig. 11 Verification of frequency-voltage active support effect in hybrid wind farms

为验证本文所提控制对混合风电场主动支撑过程中有功、无功功率的解耦效果, 设置 600 MW 的有功功率突变和 400 Mvar 的无功功率突变、且 GFM-WT 与 GFL-WT 的初始风速不同。观察其对 HWF 主动支撑过程的解耦效果的影响。得到的结果如图 12 所示。

当无功功率突然增加时, GFL-WT 与 GFM-WT 的初始有功功率与无功功率的数值不同, 且相对于

初始的有功功率输出, 其主动输出有功功率上限得到了提升, 这是由于在低电压下无功功率控制的耦合功率得到了限制。这表明混合风电场的主动输出能力提高, 如图 12 左下角所示。GFM-WT 的有功功率可调节上限从 1.24 p.u.增加到 1.33 p.u., 提高了 0.09 p.u.。跟网型控制的有功功率调节上限从 1.09 p.u.增加到 1.13 p.u., 提高了 0.04 p.u.。在无功功率输出方面, 由于 GFL-WT 未进入低电压穿越阶段,

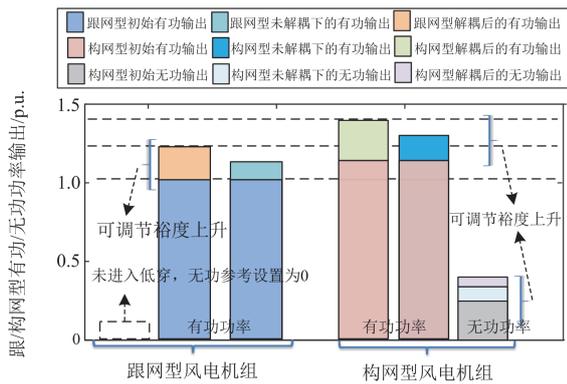


图 12 跟网型与构网型风电机组的有功与无功耦合解耦效果对比

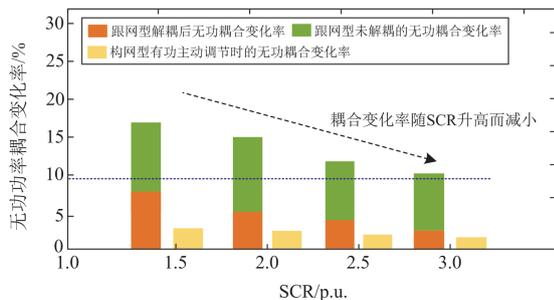
Fig. 12 Active and reactive coupling and decoupling effect of GFL and GFM wind turbines

其无功功率参考设置为 0。GFM-WT 的无功功率输出上限由 0.4 p.u. 提高到 0.45 p.u., 提升了 GFM-WT 无功功率输出范围。仿真表明解耦控制可避免控制的交互影响, 进而提升跟网型和构网型风机在有功和无功功率输出方面的能力上限。

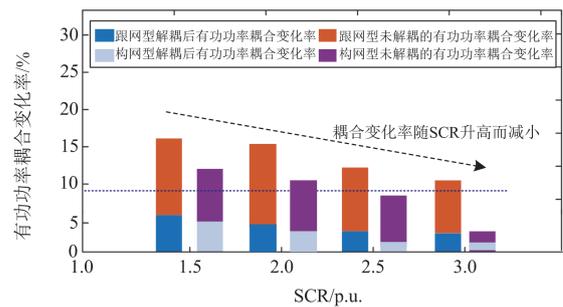
4.4 不同电网强度下有功与无功解耦效果验证

仿真分别设置母线 7 在 $t = 5$ s 时发生 150 MW 的有功功率负荷突增与 150 Mvar 的无功功率负荷突增事故。通过对比解耦前后无功功率的耦合变化率, 验证本文所提解耦控制的有效性。

耦合变化率的含义为耦合值相比于有功或无功功率主动变化值的比值, 该比值用百分比表示。耦合率越小代表频率控制与电压控制的交互耦合越小, 频率电压受到彼此控制的影响越弱。耦合率越小代表对应的频率控制与电压控制可按照各自的控制目标实现对控制对象的独立控制。图 13(a) 为有功功率主动变化后对应无功功率与并网电压的波动响应情况。未采用解耦控制时, GFL-WT 的耦合变化率最大达到 16%, 但采用控制后跟网型的耦合变化率会大幅下降, 变化率均小于 10%。与此同时, GFM-WT 在准稳态下几乎不存在有功-无功耦合问题, 其耦合变化率很小, 甚至仅有微小的波动。由图 13(b)



(a) 有功功率调节阶段的无功功率耦合变化率



(b) 无功功率调节阶段的有功功率耦合变化率

图 13 不同 SCR 下跟网型与构网型风电机组有功与无功的耦合变化

Fig. 13 Coupling rate of active and reactive power for GFL and GFM wind turbines under different SCRs

所示, 在无功功率主动变化后, 解耦后的变化率低于 6%; 未采用解耦控制时, 跟网型控制风机的耦合变化率最大达到 16%。GFM-WT 的耦合变化率为 13%。当采用解耦控制后, GFL-WT 与 GFM-WT 的耦合变化率降低至 7% 以下, 且随着并网短路比的逐渐增大, 耦合变化率逐渐减小。采用本文所提控制后, 可有效减少因有功与无功功率调整导致的功率耦合影响。

5 结论

为了解决由跟网型风机和构网型风机构成的混合风电场中存在的频率和电压控制相互影响的问题, 并应对其难以实现协同支撑的挑战, 本文在采用相量法分析了跟/构网型变流器的频率电压动态耦合特性机理的基础上, 提出了一种适用于混合风电场频率电压支撑的分布式自适应解耦控制。该控制策略由风机间分布式协同控制和风机内部单元级频率电压解耦自适应控制两个控制层级构成。

在 Matlab/Simulink 仿真平台上搭建了混合风电场接入四机两区域系统的模型。仿真结果验证了跟网型与构网型风电机组的功率耦合特性。具体而言, 跟网型风电机组存在有功-无功耦合和无功-有功耦合两种耦合问题; 而构网型风电机组由于采用恒电压控制, 仅存在无功-有功耦合问题。在混合风电场接入弱电网的场景下, 功率耦合率最高可达 16%。随着并网强度的增加, 功率耦合现象逐渐减弱。这表明, 在弱电网条件下, 混合风电场的频率和电压控制存在显著的交互耦合影响, 这种耦合效应会降低有功和无功功率的支撑能力, 进而影响频率和电压支撑的效果。在严重功率缺额情况下, 功率耦合甚至可能导致系统频率和电压失稳, 进一步加剧系统事故的恶化。

针对上述问题, 本文提出的混合风电场分布式自适应解耦策略能够有效减少有功与无功功率调整引起的功率耦合影响。具体而言, 该策略可将有功输出上限提升 0.04~0.09 p.u., 无功输出上限提升 0.05 p.u., 并将功率耦合率从最高 16%降低至 6%以下。这显著提升了混合风电场的功率调节能力。在此基础上, 当混合风电场并网系统面临较大的频率和电压扰动时, 该策略能够实现频率和电压的协同主动支撑, 确保系统频率和电压的稳定运行, 避免事故的进一步恶化。

参考文献

- [1] 刘巨, 姚伟, 文劲宇, 等. 大规模风电参与系统频率调节的技术展望[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.
- [2] 乔左江, 杜欣慧, 薛晴. 大规模风电参与系统调频研究综述[J]. 电测与仪表, 2023, 60(7): 1-12.
QIAO Zuojiang, DU Xinhui, XUE Qing. Review of large-scale wind power participating in system frequency regulation[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(7): 1-12.
- [3] 姚伟, 熊永新, 姚雅涵, 等. 海上风电柔直并网系统调频控制综述[J]. 高电压技术, 2021, 47(10): 3397-3413.
YAO Wei, XIONG Yongxin, YAO Yahan, et al. Review of voltage source converter-based high voltage direct current integrated offshore wind farm on providing frequency support control[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(10): 3397-3413.
- [4] 罗澍忻, 韩应生, 余浩, 等. 构网型控制在提升高比例新能源并网系统振荡稳定性中的应用[J]. 南方电网技术, 2023, 17(5): 39-48.
LUO Shuxin, HAN Yingsheng, YU Hao, et al. Application of grid-forming control in improving the oscillation stability of power systems with high proportion renewable energy integration[J]. Southern Power System Technology, 2023, 17(5): 39-48.
- [5] 郭佳俊, 陈俊儒, 刘雨姗, 等. 构网型新能源电网支撑性能测试评估[J]. 智慧电力, 2023, 51(12): 23-29.
GUO Jiajun, CHEN Junru, LIU Yushan, et al. Support performance test and evaluation of grid-forming renewable energy systems[J]. Smart Power, 2023, 51(12): 23-29.
- [6] 樊肖杰, 迟永宁, 马士聪, 等. 大规模海上风电接入电网关键技术与技术标准的研究及应用[J]. 电网技术, 2022, 46(8): 2859-2870.
FAN Xiaojie, CHI Yongning, MA Shicong, et al. Research and application of key technologies and technical standards for large-scale offshore wind farms connecting to power grid[J]. Power System Technology, 2022, 46(8): 2859-2870.
- [7] 周孝信, 陈树勇, 鲁宗相, 等. 能源转型中我国新一代电力系统的技术特征[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(7): 1893-1904, 2205.
ZHOU Xiaoxin, CHEN Shuyong, LU Zongxiang, et al. Technology features of the new generation power system in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(7): 1893-1904, 2205.
- [8] ZHAO Haiyu, ZHOU Hongyu, YAO Wei, et al. Multi-stage sequential network energy control for offshore AC asymmetric fault ride-through of MMC-HVDC system integrated offshore wind farms[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2023, 151.
- [9] GONG Zhen, LIU Chengxi, SHANG Lei, et al. Power decoupling strategy for voltage modulated direct power control of voltage source inverters connected to weak grids[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2023, 14(1): 152-167.
- [10] ZHAO Haiyu, ZHOU Hongyu, YAO Wei, et al. Dynamic analysis of uniformity and difference for grid-following and grid-forming voltage source converters using phasor and topological homology methods[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2025, 13(1): 3-14.
- [11] 王新宝, 葛景, 韩连山, 等. 构网型储能支撑新型电力系统建设的思考与实践[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(5): 172-179.
WANG Xinbao, GE Jing, HAN Lianshan, et al. Theory and practice of grid-forming BESS supporting the construction of a new type of power system[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(5): 172-179.
- [12] KIRAKOSYAN A, MOURSI M S E, KHADKIKAR V. Fault ride through and grid support topology for the VSC-HVDC connected offshore wind farms[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2017, 32(3): 1592-1604.
- [13] FAN Bo, WANG Xiongfei. Equivalent circuit model of grid-forming converters with circular current limiter for transient stability analysis[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(4): 3141-3144.
- [14] 张剑云, 李明节. 新能源高渗透的电力系统频率特性分析[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(11): 3498-3506.
ZHANG Jianyun, LI Mingjie. Analysis of the frequency characteristic of the power systems highly penetrated by new energy generation[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(11): 3498-3506.
- [15] 国家电网公司. 风电场接入电网技术规定: Q/GDW 1392—2015[S]. 北京: 国家电网公司, 2016.
State Grid Corporation of China. Technical rule for connecting wind farm into power grid: Q/GDW 1392—2015[S]. Beijing: State Grid Corporation of China, 2016.
- [16] 姚雅涵, 姚伟, 熊永新, 等. 经多端直流并网的海上风电场调频协同控制和风机转速恢复策略[J]. 高电压技术, 2021, 47(10): 3537-3548.
YAO Yahan, YAO Wei, XIONG Yongxin, et al. Coordinated

- frequency support and wind turbine preset restoration scheme of VSC-MTDC integrated offshore wind farm[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(10): 3537-3548.
- [17] ZHAO Haiyu, ZONG Qihang, ZHOU Hongyu, et al. Frequency-voltage active support strategy for hybrid wind farms based on grid-following and grid-forming hierarchical subgroup control[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2025, 11(1): 65-77.
- [18] 姚雅涵, 熊永新, 姚伟, 等. 面向电网频率快速支撑的风电场自适应分布式协调控制[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(2): 561-573.
YAO Yahan, XIONG Yongxin, YAO Wei, et al. Adaptive distributed cooperative control of wind farms for grid frequency support[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(2): 561-573.
- [19] 黄伟, 翟苏巍, 路学刚, 等. 电压控制对构网型变换器频率响应特性影响分析[J]. 南方电网技术, 2024, 18(5): 102-111.
HUANG Wei, ZHAI Suwei, LU Xuegang, et al. Analysis of the impact of voltage control on the frequency response characteristics of grid-forming converter[J]. Southern Power System Technology, 2024, 18(5): 102-111.
- [20] 江世明, 唐杰. 基于暂态阻尼增强的改进 VSG 控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(19): 144-154.
JIANG Shiming, TANG Jie. Improved VSG control strategy based on transient damping enhancement[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(19): 144-154.
- [21] 王烁哲, 韩民晓, 范溢文, 等. 基于改进自律分散控制的换流器型电网频率/电压调整与功率分配策略[J/OL]. 中国电机工程学报: 1-13[2024-06-25]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.TM.20240422.0930.002.html>.
WANG Shuozhe, HAN Minxiao, FAN Yiwen, et al. Frequency/voltage regulation and power sharing strategy of converter-based grid with improved autonomous decentralized control[J/OL]. Proceedings of the CSEE: 1-13[2024-05-25]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.TM.20240422.0930.002.html>.
- [22] 郭博恒, 王程, 邹祖冰, 等. 基于局域电气量态势感知的新能源场站频率-电压协同支撑控制[J/OL]. 中国电机工程学报: 1-14[2024-07-25] <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.231490>.
GUO Boheng, WANG Cheng, ZOU Zubing, et al. Frequency-voltage cooperative support control for renewable energy station based on situational awareness of local electrical quantities[J/OL]. Proceedings of the CSEE: 1-14[2024-07-25]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.231490>.
- [23] 曹帅, 向往, 左文平, 等. 风电经柔性直流电网外送系统的交流故障诊断与穿越控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(4): 1295-1306.
CAO Shuai, XIANG Wang, ZUO Wenping, et al. AC fault diagnosis and ride-through control strategy for the wind power delivery system via HVDC grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(4): 1295-1306.
- [24] 梁海峰, 丁政, 李鹏. 基于改进一致性算法的孤岛直流微电网储能系统分布式控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(16): 59-71.
LIANG Haifeng, DING Zheng, LI Peng. Distributed control strategy of an energy storage system in an isolated DC microgrid based on an improved consensus algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(16): 59-71.
- [25] 石荣亮, 兰才华, 王国斌, 等. 基于有功前馈补偿的储能 VSG 并网有功振荡抑制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(14): 118-126.
SHI Rongliang, LAN Caihua, WANG Guobin, et al. Grid-connected active power oscillation suppression strategy of an energy storage VSG based on active power feed-forward compensation[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(14): 118-126.
- [26] SHI Qiaoming, WANG Gang, MA Weiming, et al. Coordinated virtual inertia control strategy for D-PMSG considering frequency regulation ability[J]. Journal of Electrical Engineering & Technology, 2016, 11(6): 1556-1570.
- [27] WANG Haijiao, CHEN Zhe, JIANG Quanyuan. Optimal control method for wind farm to support temporary primary frequency control with minimised wind energy cost[J]. IET Renewable Power Generation, 2015, 9(4): 350-359.
- [28] ZHOU Hongyu, YAO Wei, SUN Kangyi, et al. Dynamic reactive current optimization based onshore AC fault ride-through strategy for MMC-HVDC integrated offshore wind farms[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2024, 15(2): 735-746.
- [29] CAMACHO A, CASTILLA M, MIRET J, et al. Positive and negative sequence control strategies to maximize the voltage support in resistive-inductive grids during grid faults[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2017, 33(6): 5362-5373.

收稿日期: 2024-05-29; 修回日期: 2025-02-01

作者简介:

田晓煜(1995—), 男, 硕士, 工程师, 研究方向为电力供需互动、电网调度运行控制; E-mail: 462509302@qq.com

赵海宇(2000—), 男, 通信作者, 博士研究生, 研究方向为高比例新能源电力系统稳定分析与控制; E-mail: zhaohaiyu2021@163.com

姚伟(1983—), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为高比例新能源电网稳定分析与控制、新一代电力能源人工智能技术及应用、交直流混联电网稳定分析与控制。E-mail: w.yao@hust.edu.cn

(编辑 周金梅)