

虚拟同步直驱风电场经MMC-HVDC并网的 低频振荡特性分析

李永刚, 褚文从, 刘华志

(华北电力大学 新能源电力系统国家重点实验室, 河北 保定 071003)

摘要:虚拟同步直驱风电场经功率同步环与模块化多电平换流器柔性直流(MMC-HVDC)输电互联,将存在低频振荡风险。考虑MMC-HVDC和直驱风机网侧换流器以及转子侧换流器内部的动态过程,首先建立虚拟同步直驱风电场经MMC-HVDC并网的小信号模型,并通过精细化电磁暂态仿真验证其准确性。随后,利用根轨迹方法,分析风电功率波动和交流系统强度变化对互联系统稳定性的影响,设计功率变化时虚拟同步直驱风电场的参数整定方法。结果表明,由于功率外环和MMC-HVDC送端整流站电压环作用,在风电场输出功率增大和交流系统强度降低的过程中,互联系统存在低频振荡现象。通过合理调整锁相环、虚拟同步机(VSG)有功环和MMC-HVDC送端整流站电压环的控制器参数、改变VSG阻尼项形式,可以抑制振荡并实现稳定运行。

关键词:虚拟同步直驱风电场;模块化多电平换流器;低频振荡;特征根分析;锁相环;阻尼项

中图分类号:TM721.1;TM614

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202212010

0 引言

截至2021年底,我国风电并网总装机容量超340 GW,其中海上风电累计装机容量达到25.35 GW,位居世界第一^[1]。模块化多电平换流器柔性直流(modular multilevel converter based high voltage direct current, MMC-HVDC)输电具有输电距离远、谐波特性好、开关频率低等优势,成为海上风电并网的首选方案。风电场与MMC-HVDC均包含大量的电力电子装置和控制器,其构成互联系统后的不稳定和振荡现象是制约规模化风电消纳能力的主要原因之一,近年来得到国内外学者的高度重视和广泛研究。

阻抗分析法和状态空间法是目前研究风电场接入柔性直流输电(后文简称柔直)稳定性的主要分析方法。采用阻抗分析法,文献[2-3]对风电场经MMC-HVDC并网系统建立阻抗模型,分析了环流抑制、功率传输水平和控制器参数对系统次同步振荡特性的影响。采用状态空间的特征根分析法,文献[4-5]建立了风电场经MMC-HVDC并网的线性化模型,发现风电场侧柔直的控制参数对系统稳定性影响较大,通过调整控制器参数或加入附加阻尼策略实现了互联系统的稳定运行。文献[6-7]利用解析传递函数的分析法,建立了风电场与柔直互联系统单输入单输出传递函数模型,分析了风电场锁相环

(phase locked loop, PLL)与柔直定电压控制的交互作用机理。

近年来,一些文献将虚拟同步机(virtual synchronous generator, VSG)控制引入风电场柔直互联系统中,并设计了不同的控制策略。相比于传统的风电场柔直互联系统,引入VSG控制后的互联系统可以主动地响应系统频率变化并具有良好的暂态特性。文献[8]提出了虚拟同步柔直系统的概念,将VSG控制从两电平并网逆变器推广应用至多电平的MMC-HVDC系统中,实现柔直系统在逆变器处模拟同步发电机运行。文献[9-10]针对风电场经虚拟同步柔直系统送出的拓扑结构,设计了互联系统的电网故障穿越和频率响应协调控制策略。文献[11]采用含PLL的阻尼项形式,利用阻尼转矩法分析了虚拟同步柔直系统中PLL带宽对并网稳定性的影响。文献[12]提出一种虚拟同步直驱风电场(VSG of permanent magnet synchronous generator, VSG-PMSG)经VSC-HVDC并网的拓扑结构,用于解决互联系统的故障穿越问题,而对所提拓扑下互联系统的小信号稳定性未做进一步研究。由于VSG-PMSG具有良好的自同步和惯量阻尼特性,将其应用到MMC-HVDC互联系统中是未来的发展趋势。因此,需要建立VSG-PMSG的小信号模型,并分析其与MMC-HVDC交互时的稳定性问题。

目前关于风机型VSG的建模和稳定性分析研究较少,主要针对逆变器型VSG进行研究^[13-15]。文献[13]对单台VSG并网系统的功率外环、滤波环节、虚拟阻抗环节和电压电流内环进行了详细的建模,得到系统的状态空间小信号模型。文献[14-15]

收稿日期:2022-07-09;修回日期:2022-11-12

在线出版日期:2022-12-12

基金项目:河北省自然科学基金资助项目(E2018502108)

Project supported by the Natural Science Foundation of Hebei Province(E2018502108)

建立了VSG的阻抗模型,利用频域稳定判据分析了电流环、电压环带宽和电网强度对系统稳定性的影响。文献[16]从直驱永磁同步发电机(permanent magnet synchronous generator, PMSG)的直流动态出发,采用阻抗建模的方法,推导出量化直流动态对VSG控制系统影响的传递函数,但未计及风机最大功率跟踪运行时转子转速与网侧功率的耦合关系。文献[17-18]建立了VSG-PMSG的线性化模型,分析了源端特性和电网强度对系统稳定性的影响。由于VSG-PMSG中风机会直接或间接影响到其直流侧能量供给,进一步影响整个风电场柔直互联系统稳定性,为使模型更加精确,本文在推导VSG-PMSG经MMC-HVDC并网系统小信号模型时计及风机和转子侧换流器(rotor-side converter, RSC)的动态特性。

为研究VSG-PMSG经MMC-HVDC送出系统的低频振荡特性,本文首先建立了互联系统整体的小信号模型。然后,利用参与因子法找出导致系统失稳的主要状态变量及控制环节,并通过参量根轨迹得到参数变化对稳定性的影响规律,据此对控制器参数进行优化调节,以期达到抑制系统低频振荡的目的。最后,对VSG控制中阻尼项形式的影响进行分析,并通过时域仿真进行验证。

1 VSG-PMSG经MMC-HVDC并网系统

传统风电场经柔直提供电压支撑,将产生的电能送至远距离外的负荷中心,消纳能力得到进一步提高。但传统风电场对柔直送端体现为受控电流源的性质,不会主动响应电网频率变化,使得互联系统难以向受端电网提供惯量和频率支撑。随着无惯量的风电场柔直互联系统大量接入,受端电网的惯量水平将不断降低,不利于系统的频率稳定。因此,传统风电场和柔直互联系统难以作为主导电源,支撑新型电力系统的安全稳定运行^[9]。VSG技术是解决新能源电网惯量缺失问题的有效技术方案,将其应用到风电场中可以使风电场具有自发响应系统频率变化的能力,并可与柔直系统配合共同实现互联系统的调频控制。随着VSG技术的推广和海上风电的发展,将VSG应用到风电场柔直互联系统中具有良好的发展前景^[12]。

基于此,本文的研究场景如图1所示。图中: c_r 和 L_r 分别为风电滤波电容和电感; v_o 和 i_o 分别为风电出口处电压和电流; u_s 和 i_s 分别为风电场PCC处电压和电流; Z_L 为线路阻抗; U_{dc} 为直流电压源等效电压;GSC表示风电场网侧换流器。风电场采用VSG控制代替传统的PLL矢量控制,经过升压后接入MMC-HVDC。MMC-HVDC包括送端整流站(rectifier, REC)、直流线路和受端逆变站,当受端交

流电网较强且逆变站直流电压带宽较小时,可以忽略直流线路和逆变站对送端的影响,故将REC直流侧用直流电压源模拟。由于REC传输的有功功率由VSG-PMSG的功率外环调节,REC不再对传输功率进行控制,而是采用定交流电压控制,维持并网点(point of common coupling, PCC)电压的幅值和频率稳定,为风电场提供同步电源。

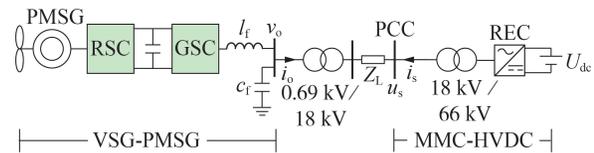


图1 VSG-PMSG经MMC-HVDC并网系统结构
Fig.1 Structure of grid-connected VSG-PMSG via MMC-HVDC system

REC内部谐波动态特性较复杂,当风电场经MMC-HVDC并网时可能出现不稳定和振荡现象,如我国某MMC-HVDC风电场在调试中,随风电出力增大,互联系统出现了次同步振荡现象并导致整个系统停运^[19],文献[4-5]对风电场柔直互联系统的研究也表明系统在风电出力增大时存在振荡失稳的风险。

VSG-PMSG采用功率同步环代替传统风电场中的PLL后,运行特性也会随之变化。为研究有功功率对VSG-PMSG与MMC-HVDC互联系统振荡特性的影响,在MATLAB/Simulink中搭建如图1所示互联系统的电磁暂态仿真模型。初始时刻设置风电场风速为 8 m/s , 2 s 时风速阶跃升高至 12 m/s ,风电场输出有功功率和无功功率如图2所示。图中: P 、 Q 分别为互联系统中风电输出的有功、无功功率; P_{vsg} 、 Q_{vsg} 分别为风电场互联前(即接入大电网时)输出的有功、无功功率; P_{mmc} 、 Q_{mmc} 分别为MMC-HVDC互联前(即接纳理想电流源时)吸收的有功、无功功率。所有功率均为标么值。

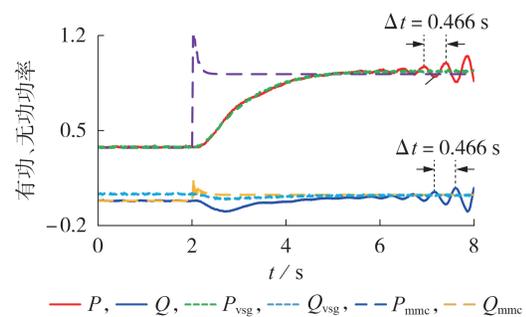


图2 风速扰动下风电场有功和无功功率输出
Fig.2 Active and reactive power output of wind farm under wind speed disturbance

由图2可知:互联系统中风电场输送有功功率为 0.37 p.u. 时系统可以稳定运行,而当风电场输出

有功功率超过0.9 p.u.时,系统出现了周期为0.466 s的低频振荡,振荡频率约为2.15 Hz。相比之下,采用同样参数设计的MMC-HVDC和风电场在互联前,受相同扰动时均能保持自身稳定,这说明VSG-PMSG与MMC-HVDC的互联也会造成大功率下系统的振荡失稳现象。

为使互联系统中的VSG-PMSG可在额定功率下稳定运行,需要探寻互联系统低频振荡的主导因素及抑制方法,因而有必要建立互联系统的数学模型并进行稳定性分析。

2 VSG-PMSG的动态模型

VSG-PMSG采用PMSG的聚合场模型构成,本章建立了VSG-PMSG的动态模型,包括GSC、RSC、风电场直流电容、PMSG和风力机5个部分。

GSC的功率外环采用VSG控制,主要包含有功环、无功环2个环节,下面以VSG控制有功环为例介绍其控制结构及动态模型。图3给出了VSG控制有功环的控制结构。图中: P_{fr}^* 为一次调频参考功率; P^* 为风机最大功率跟踪运行的参考功率; P_d 为阻尼功率; ω_r 为风机转速; ω_{pll} 为PLL测得的 v_o 角频率; ω 为工频角频率; ω_{vsg} 为虚拟角速度; θ_{vsg} 为虚拟相角; k_w 、 k_d 分别为有功下垂系数、虚拟阻尼系数; T_a 为虚拟惯量。值得注意的是,图中虚线框内的PLL仅用于计算 P_d (模拟同步发电机的阻尼绕组)^[12-13,20],GSC的内环控制并不依赖于PLL,当设置 k_d 为0或用工频角频率代替 ω_{pll} 时可完全消除PLL的影响。

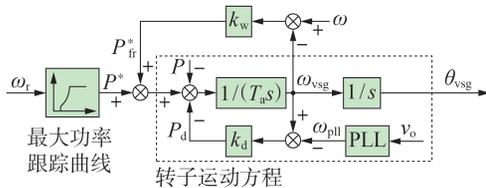


图3 VSG控制的有功环控制结构

Fig.3 Structure of active power loop of VSG control

VSG控制有功外环的动态模型为:

$$\begin{cases} T_a \frac{d\omega_{vsg}}{dt} = P^* + k_w(\omega - \omega_{vsg}) - P - k_d(\omega_{vsg} - \omega_{pll}) \\ \frac{d\theta_{vsg}}{dt} = \omega_{vsg} \end{cases} \quad (1)$$

GSC中VSG控制的无功环和有功环中PLL的结构图分别如附录A图A1、A2所示,具体表达式详见附录A式(A1)~(A3)。GSC中电压电流环的作用是通过自身的动态调节过程,使输出电压迅速跟随功率外环的给定值,实现GSC的VSG控制并保证风机的最大功率跟踪运行。GSC电压电流环的动态模型见附录A式(A4)、(A5),其控制框图见附录A图A3。RSC主要实现转子磁链定向控制和维持风电场直流母线电压恒定。RSC的动态模型如附录A

式(A6)所示,其控制结构图如附录A图A4所示。

风电场直流电容在VSG-PMSG中起连接GSC和RSC、缓冲传输功率波动的作用。其动态模型如附录A式(A7)所示。PMSG将风力机输入的机械功率转化为电磁功率并送入RSC交流侧。其动态模型如附录A式(A8)、(A9)所示。在高比例风机并网系统中,风速将显著影响系统的稳定性,为了提高模型的准确性,需进一步考虑风力机的数学模型。风力机的数学模型见附录A式(A10)。

3 MMC-HVDC的动态模型

为了对VSG-PMSG经MMC-HVDC并网系统进行稳定性分析,本章建立了MMC-HVDC动态模型,包括REC主电路和REC控制系统2个部分。

3.1 REC主电路的动态模型

REC内部受子模块电容电压波动的影响含有较多谐波分量,本文采用考虑谐波动态特性的桥臂电流建模方法^[21],并利用互联系统代数方程消除REC主电路中电流微分项,得到10阶的REC主电路模型(详见附录A式(A11))。

3.2 REC控制系统的动态模型

REC采用定交流电压幅值和频率的V-F控制,为风电场提供稳定的并网电压。此外,REC正常运行时桥臂中存在二倍频环流,需要引入环流抑制控制器(circulating current suppression controller, CCSC)进行抑制。附录A图A5、A6分别给出了V-F控制和CCSC控制的结构图,其动态方程如附录A式(A12)~(A15)所示。

4 全系统小信号模型的建立及验证

4.1 互联系统接口模型

为便于模型推导,本文将互联系统电压等级折算至MMC-HVDC交流侧(66 kV),折算后系统的等效电路图如图4所示。图中: R_{eq} 、 L_{eq} 、 C_f 分别为折算至66 kV电压等级下输电线路的电阻、电感和滤波电容; v_{od}^{eq} 、 v_{oq}^{eq} 和 i_{cvd}^{eq} 、 i_{cvq}^{eq} 分别为折算至66 kV电压等级下风电场出口电压和电流的d、q轴分量; u_{sd} 、 u_{sq} 和 i_{sd} 、 i_{sq} 分别为PCC处电压和电流的d、q轴分量。

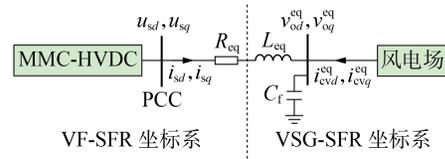


图4 系统等效电路图

Fig.4 Equivalent circuit diagram of system

由图4可知,输电线路数学模型中既涉及MMC-HVDC侧变量 u_{sd} 、 u_{sq} 和 i_{sd} 、 i_{sq} ,又涉及风电场侧变量 v_{od}^{eq} 、 v_{oq}^{eq} 和 i_{cvd}^{eq} 、 i_{cvq}^{eq} ,是连接2个子模型的接口。同时,风

电场和MMC-HVDC的模型是基于2个不同的 dq 坐标系推导的,在建立输电线路数学模型时,需要将这些边界量变换到1个 dq 坐标系中。将风电场中以虚拟相角 θ_{vsg} 建立的同步旋转坐标系称为VSG-SFR坐标系,而将MMC-HVDC中以工频相角 θ_1 建立的同步旋转坐标系称为VF-SFR坐标系。2个坐标系在空间中的位置如附录A图A7所示。

在风电场的VSG-SFR中输电线路的动态模型为:

$$\begin{cases} L_{\text{eq}} \frac{di_{sd}^w}{dt} = u_{sd}^w - R_{\text{eq}} i_{sd}^w + \omega_{\text{vsg}} L_{\text{eq}} i_{sq}^w - v_{od}^{\text{eq}} \\ L_{\text{eq}} \frac{di_{sq}^w}{dt} = u_{sq}^w - R_{\text{eq}} i_{sq}^w - \omega_{\text{vsg}} L_{\text{eq}} i_{sd}^w - v_{oq}^{\text{eq}} \\ C_f \frac{dv_{od}^{\text{eq}}}{dt} = i_{sd}^w + i_{cvd}^{\text{eq}} + \omega_{\text{vsg}} C_f v_{oq}^{\text{eq}} \\ C_f \frac{dv_{oq}^{\text{eq}}}{dt} = i_{sq}^w + i_{cvq}^{\text{eq}} - \omega_{\text{vsg}} C_f v_{od}^{\text{eq}} \end{cases} \quad (2)$$

式中: u_{sd}^w, u_{sq}^w 分别为变换到VSG-SFR坐标系中PCC处电压的 d, q 轴分量; i_{sd}^w, i_{sq}^w 分别为变换到VSG-SFR坐标系中PCC处电流的 d, q 轴分量。

图4中 u_{sd}, u_{sq} 为MMC-HVDC模型的输出量,为求出式(2)中的状态变量,需要先将其变换到VSG-SFR坐标系中。根据附录A图A7可得,所用坐标变换关系为:

$$\begin{bmatrix} u_{sd}^w \\ u_{sq}^w \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \sigma & -\sin \sigma \\ \sin \sigma & \cos \sigma \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{sd} \\ u_{sq} \end{bmatrix} \quad (3)$$

式中: $\sigma = \theta_L - \Delta\theta_{\text{vsg}}$, θ_L 为风电场出口至PCC之间电气距离导致的相角差, $\Delta\theta_{\text{vsg}}$ 为 θ_{vsg} 相对 θ_2 的偏移量。

将式(3)代入式(2)中可求解得到 i_{sd}^w, i_{sq}^w 和 $v_{od}^{\text{eq}}, v_{oq}^{\text{eq}}$,由于这些状态变量又为MMC-HVDC模型的输入量,还需将其变换到VF-SFR坐标系中,所用坐标变换关系为:

$$\begin{bmatrix} i_{sd}^{\text{eq}}(v_{odm}^{\text{eq}}) \\ i_{sq}^{\text{eq}}(v_{oqm}^{\text{eq}}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \sigma & \sin \sigma \\ -\sin \sigma & \cos \sigma \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sd}^w(v_{od}^{\text{eq}}) \\ i_{sq}^w(v_{oq}^{\text{eq}}) \end{bmatrix} \quad (4)$$

式中: $v_{odm}^{\text{eq}}, v_{oqm}^{\text{eq}}$ 分别为VF-SFR坐标系风电场出口电压的 d, q 轴分量。

式(2)~(4)将2个子系统的边界量联系起来,从而可以联立求解出整个互联系统的数学模型。

4.2 VSG-PMSG经MMC-HVDC并网系统的小信号模型

根据上述各子系统的动态模型,可以得到VSG-PMSG经MMC-HVDC并网系统完整的动态模型。对并网系统的动态模型在某一平衡点进行线性化,可得全系统的小信号模型为:

$$\Delta \dot{x} = A \Delta x + B \Delta u \quad (5)$$

式中: A 和 B 分别为系统矩阵和控制矩阵; Δx 为线性化后的状态变量; Δu 为输入变量。各变量详见附录B式(B1)~(B3),各变量的物理含义如附录B表B1、B2所示。

4.3 小信号模型验证

为验证所建立VSG-PMSG经MMC-HVDC并网系统小信号模型的正确性,设置系统运行工况如下:初始时刻风电场风速 8 m/s , 2 s 时风速由 8 m/s 阶跃至 9 m/s , 7 s 时风速恢复 8 m/s 。互联系统主要参数设计如下:风电场由140台额定功率为 1.5 MW 的同型号PMSG组成,出口母线电压 0.69 kV ,经两级升压变压器升压至 66 kV 后并入REC;REC直流侧额定电压 135 kV ,桥臂子模块数50个,其他参数详见附录B表B3、B4。

附录B图B1给出了风速扰动下风电场定子 d, q 轴电流以及风机转速和直流电压的波形,附录B图B2为同一扰动下MMC-HVDC侧 d, q 轴电流以及输送有功功率和子模块电容电压 u_c 的波形(除 U_{dc} 和 u_c 外,其余变量已转换为标么值)。两图中电磁暂态曲线和线性化模型的曲线基本吻合,验证了所建立小信号模型的正确性。

5 系统振荡特性分析

5.1 风电场输出功率变化对稳定性的影响

风电场输出功率主要受风速影响,附录B图B3为风速由 8 m/s 增大至额定风速 12 m/s 过程中系统的特征根变化轨迹。随着风速增加,有1对共轭复根不断向虚轴靠近。当风速为 10.6 m/s 时,该共轭复根穿越虚轴成为不稳定模式。继续增加风速,当风速为 12 m/s 时,该共轭复根的特征值变为 $1.6 \pm j13.53$,振荡发散速度加快,频率约为 2.15 Hz ,与图2中的振荡失稳频率相符。由此可得,VSG-PMSG与MMC-HVDC互联系统,在输送有功功率增加到额定功率的过程中存在运行不稳定的风险。

5.2 主要参与变量分析

当风速为 12 m/s 时,计算互联系统线性化模型的矩阵 A 特征根,可得系统的主要振荡模式如表1所示。由表可知,互联系统存在5种主要振荡模式,包括4种低频振荡模式(对应特征根分别为 $\lambda_{1,2}$ 、 $\lambda_{3,4}$ 、 $\lambda_{5,6}$ 和 $\lambda_{7,8}$)和1种次同步振荡模式(对应特征根为 $\lambda_{9,10}$)。其中,特征根 $\lambda_{5,6}$ 对应的振荡模式阻尼比为负,判断其是导致 12 m/s 风速下系统低频振荡的主导模式。

表1 12 m/s 风速下系统主要振荡模式

Table 1 System main oscillation modes in 12 m/s wind speed

振荡模式特征根	特征值	振荡频率/Hz	阻尼比
$\lambda_{1,2}$	$-1.49 \pm j4.90$	0.78	0.292
$\lambda_{3,4}$	$-1.02 \pm j0.60$	0.10	0.863
$\lambda_{5,6}$	$1.60 \pm j13.53$	2.15	-0.118
$\lambda_{7,8}$	$-4.79 \pm j0.54$	0.09	0.994
$\lambda_{9,10}$	$-8.02 \pm j44.36$	7.06	0.178

采用参与因子法对系统主导失稳模式 $\lambda_{5,6}$ 的主要参与变量进行分析,可以得到表 2 所示结果。由表可知,有功功率增大时互联系统不稳定振荡模式受 PLL、虚拟相角和 REC 电压环控制影响最大,可通过调节相关环节的控制器参数改善系统稳定性。

表 2 模式 $\lambda_{5,6}$ 的主要参与变量Table 2 Main participation variations of Mode $\lambda_{5,6}$

状态变量	物理意义	对应环节	参与度
$\Delta\theta_{\text{pll}}$	PLL 相角的偏差量	PLL	0.45
$\Delta\theta_{\text{vsg}}$	虚拟相角的偏差量	VSG 有功环	0.41
ε_{pll}	PLL q 轴电压积分值	PLL	0.06
x_{uq}	V-F q 轴电压控制量	REC 电压环	0.06

5.3 交流系统强度变化对稳定性的影响

在风电场柔直互联系统中,REC 负责维持 PCC 处电压的幅值和频率恒定,对风电场相当于电压源,而风电场与 REC 之间的线路阻抗则等效为系统阻抗。10 m/s 风速下,保持其他参数不变,计算在短路比(short circuit ratio, SCR)由 2.8 变化到 1 时系统的根轨迹,如图 5(a) 所示。由图可知,随着 SCR 逐渐降低,模式 $\lambda_{5,6}$ 向右移动,系统稳定性逐渐降低直至失稳。这是由于图 3 中 VSG 的阻尼控制引入了 PLL,而 PLL 在弱电网下跟踪性能较差,从而加剧了系统的不稳定性。

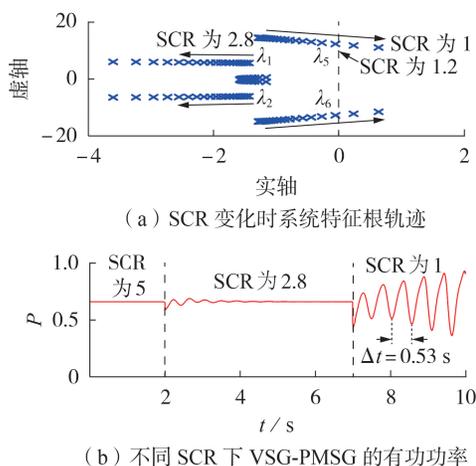


图 5 SCR 变化对系统稳定性的影响

Fig.5 Influence of SCR changes on system stability

通过电磁暂态仿真对特征根分析结果进行验证,保持其他参数不变,在 $t = 2$ s 和 7 s 时分别将 SCR 变为 2.8 和 1,得到不同 SCR 下 VSG-PMSG 的有功功率波形,如图 5(b) 所示。由图可知,随着 SCR 降低,互联系统稳定性逐渐降低,出现了不稳定振荡现象,仿真结果与特征根分析结果相符。

6 参数优化调节的振荡抑制方法

6.1 关键环节控制器参数分析及整定

由于本文主要研究风电场输出有功功率增大时

振荡的抑制方法,所以在参数优化过程中设置交流系统强度为中等水平(SCR 为 2.8)。根据 5.2 节的分析,研究 PLL、VSG 有功环和 REC 电压环控制器参数对系统运行稳定性的影响。图 6 给出了系统的根轨迹,其中风电场风速为 12 m/s。图 6(a)、(b) 分别为 PLL 比例参数 $k_{p,\text{pll}}$ 、积分参数 $k_{i,\text{pll}}$ 对稳定性的影响;图 6(c)~(g) 分别为 VSG 有功环参数对稳定性的影响;图 6(h)、(i) 分别为 REC 电压环控制器参数对稳定性的影响。

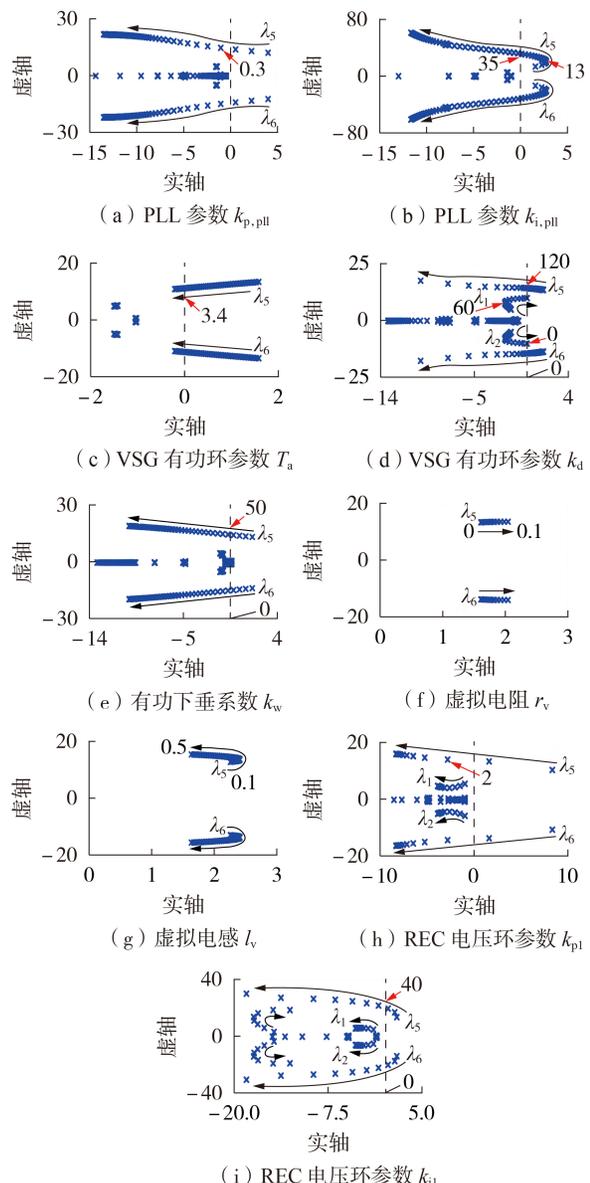


图 6 控制器参数对稳定性的影响

Fig.6 Influence of controller parameters on stability

图 6(a) 中,当 PLL 比例系数 $k_{p,\text{pll}}$ 小于或等于 0.3 时系统在 12 m/s 风速下无法稳定运行,当 $k_{p,\text{pll}}$ 大于 0.3 时不稳定特征根 $\lambda_{5,6}$ 进入左半平面,系统可以稳定运行。图 6(b) 中,PLL 积分系数 $k_{i,\text{pll}}$ 由 0 增大至 100,随着 $k_{i,\text{pll}}$ 的增加,主导模式 $\lambda_{5,6}$ 首先向右半平面

移动,当超过拐点($k_{i,pll}=13$)后又开始向虚轴靠近,直至 $k_{i,pll}=35$ 时 $\lambda_{5,6}$ 进入左半平面,此时模式的振荡频率为5.1 Hz。表明随着 $k_{i,pll}$ 的增加,互联系经历了低频振荡状态→次同步振荡状态→稳定状态变化,可以通过取较大的 $k_{i,pll}$ 来抑制互联系系统的振荡。

VSG有功环和REC电压环参数对系统运行稳定性影响的分析过程(对应图6(c)一(i))与PLL参数的分析过程类似,详见附录C。通过上述分析,调节PLL、VSG有功环和REC电压环参数时,系统稳定性的变化规律如表3所示。

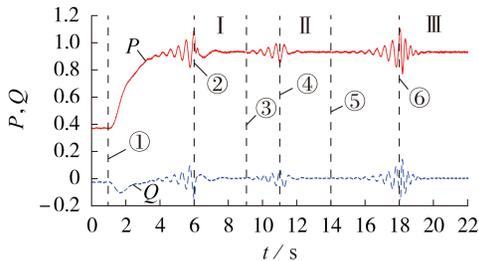
表3 参数变化范围及系统稳定性变化规律

Table 3 Parameter variation range and system stability variable principle

参数	变化范围	系统稳定特性变化规律	稳定范围
$k_{p,pll}$	[0, 10]	低频振荡→稳定	≥ 0.3
$k_{i,pll}$	[0, 100]	低频振荡→次同步振荡→稳定	≥ 35
T_a	[0.2, 4]	低频振荡→稳定	≥ 3.4
k_d	[0, 400]	低频振荡→稳定→低频振荡	$0 < k_d \leq 120$
k_w	[20, 400]	低频振荡→稳定	$k_w \geq 50$
r_v	[0, 0.1]	低频振荡	
l_v	[0.1, 0.5]	低频振荡	
k_{p1}	[0, 10]	低频振荡→稳定	≥ 2
k_{i1}	[10, 100]	低频振荡→稳定	≥ 40

6.2 控制参数优化调节方法的验证

根据表3中参数对系统稳定性的影响规律,可以对PLL、VSG有功环和REC电压环的控制器参数进行优化调整。图7给出了单独调节3个环节控制器参数后,互联系系统中风电场在额定风速下输出有功、无功功率的电磁暂态仿真波形。



- ① 风速增大至12 m/s, ② 调节PLL参数 $k_{p,pll}=1, k_{i,pll}=40$
- ③ 退出调节, ④ 调节VSG有功环参数 $T_a=3.4, k_d=60$
- ⑤ 退出调节, ⑥ 调节REC电压环参数 $k_{p1}=2, k_{i1}=2$

图7 有功功率增大时参数设计有效性验证

Fig.7 Verification of effectiveness of parameter design when active power increases

由图7可知,未调节控制器参数时,互联系系统中风电场在12 m/s风速下无法稳定运行,输出的有功、无功功率出现了低频振荡现象。参照表3分别对PLL、VSG有功环和REC电压环的控制器参数进行调整:调节PLL参数时取 $k_{p,pll}=1, k_{i,pll}=40$;调节VSG有功环参数时,取 $T_a=3.4, k_d=60$;调节REC电压

环参数时取 $k_{p1}=2, k_{i1}=40$ 。调整后风电场输出有功、无功功率的波形对应图7中第I、II、III段,可以看出风电场输出功率的低频振荡得到有效抑制,验证了参数优化调节的合理性。

7 阻尼项形式对稳定性的影响

本文在VSG有功环控制中引入PLL来测量电网的角频率,其目的是使VSG控制中的阻尼项可以模拟同步机阻尼绕组的作用而有别于下垂控制^[22]。但由5.2节和5.3节分析可知,PLL是导致系统低频振荡的主要环节。为抑制系统振荡,也可以从消除PLL影响的角度出发对阻尼项形式进行改变。

VSG控制中另一种常用的阻尼项形式为 $k_d(\omega_{vsg}-\omega)$,即认为电网角频率等于工频角频率,从而避免PLL的使用。附录D图D1给出了采用无PLL阻尼项时VSG有功环的控制框图,由图可知改变阻尼项后虚拟阻尼系数 k_d 和有功下垂系数 k_w 等同,可合并为一个等效下垂系数。

7.1 对有功功率增大时的稳定性影响

为验证改变阻尼项对有功功率增大时系统稳定性的影响,附录D图D2为采用改变后的阻尼项,在8 m/s至12 m/s风速扰动下风电场输出有功和无功功率的仿真波形。由图可知,改变阻尼项后,风电场输出的有功和无功功率在12 m/s风速下均保持稳定,说明改变阻尼项形式消除PLL的影响可有效抑制高风速下互联系系统的低频振荡。

7.2 对交流系统强度变化时的稳定性影响

为研究改变阻尼项后系统在交流强度变化时的稳定性,10 m/s风速下,保持其他参数不变,计算在SCR由2.8变化到5时系统的根轨迹,如图8(a)所示。由图可知,随着SCR逐渐升高,有1对振荡模式特征根向右移动,系统稳定性逐渐降低直至失稳。由此可知,改变阻尼项后VSG-PMSG在弱电网下有较好的稳定性,当互联系中交流强度降低时可以通过改变阻尼项来提高系统稳定性。

通过电磁暂态仿真对特征根分析结果进行验证,保持其他参数不变,在 $t=2$ s和 $t=12$ s时分别将SCR变为2.8和5,得到不同SCR下VSG-PMSG的有功功率波形,如图8(b)所示。由图可知,随着SCR的升高,互联系系统的稳定性逐渐降低,出现了不稳定振荡现象,仿真结果与特征根分析结果相符。

当采用无PLL阻尼项后,VSG难以模拟传统同步发电机的阻尼效应,并且系统频率变化时,VSG的有功功率可能表现出不期望的频率下垂特性,不利于系统稳定。因此,在采用改变阻尼项的方法提高大功率工况以及弱电网条件下互联系系统稳定性时,还需权衡互联系系统在扰动下阻尼需求。

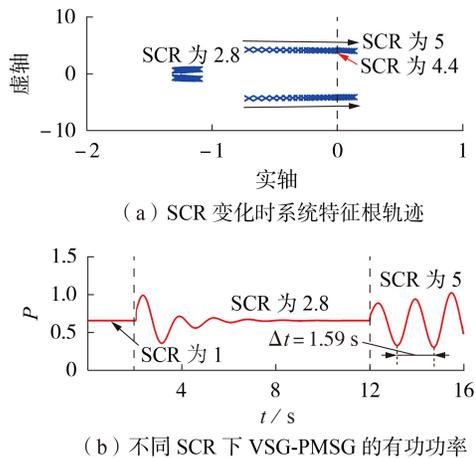


图8 改变阻尼项后SCR变化对系统稳定性的影响
Fig.8 Influence of SCR changes on system stability after changing damping loop

8 结论

本文针对VSG-PMSG与MMC-HVDC互联系统建立整体线性化数学模型,分析了互联系统低频振荡的相关主导状态变量和参与因子,研究主导环节参数变化对系统稳定性的影响,据此提出抑制系统低频振荡的参数整定方法,得到如下结论。

1)在柔直互联系统中,当VSG-PMSG传输功率增大至额定功率时,系统存在低频振荡风险;主导控制环节是VSG有功环和REC电压外环,尤其是VSG有功环中用于构成阻尼项的PLL;降低虚拟阻尼系数,适当增大虚拟惯量、REC电压环以及PLL控制器参数,有利于减小有功功率增大时互联系统低频振荡风险。

2)尽管VSG控制中PLL不直接用来和电网保持同步,它仍是有功功率增大和电网强度降低时导致系统不稳定的主要因素;通过更改阻尼项形式可避免PLL的使用并提升系统稳定性。

3)电磁暂态仿真结果验证了风电场柔直互联系统小信号模型、根轨迹分析和参数优化的正确性,可为VSG-PMSG经MMC-HVDC并网系统的参数设计提供参考。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 中国可再生能源学会风能专业委员会. 2021年中国风电吊装容量统计简报[R]. 北京:中国可再生能源学会风能专业委员会,2022.
- [2] 李浩志,李景一,杨建军,等. 抑制风电-柔直外送系统次同步振荡的并联VSC型次同步阻尼控制器[J]. 电力自动化设备, 2022,42(8):133-139.
LI Haozhi, LI Jingyi, YANG Jianjun, et al. Shunt-VSC subsynchronous damping controller to suppress SSO in wind power connected by flexible DC sending system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(8): 133-139.

- [3] 李云丰,赵文广,孔明,等. 直驱风电场经柔直并网的虚拟并网阻抗抗次同步振荡抑制策略[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(17):6326-6338.
LI Yunfeng, ZHAO Wenguang, KONG Ming, et al. Virtual paralleled-impedance control strategy of flexible HVDC connecting to the PMSG-based wind farm for sub-synchronous oscillation suppression[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(17): 6326-6338.
- [4] 王一凡,赵成勇,郭春义. 双馈风电场孤岛经模块化多电平换流器直流输电并网系统小信号稳定性分析与振荡抑制方法[J]. 电工技术学报, 2019, 34(10):2116-2129.
WANG Yifan, ZHAO Chengyong, GUO Chunyi. Small signal stability and oscillation suppression method for islanded double fed induction generator-based wind farm integrated by modular multilevel converter based HVDC system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(10):2116-2129.
- [5] 郭贤珊,李云丰,谢欣涛,等. 直驱风电场经柔直并网诱发的次同步振荡特性[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(4):1149-1160,1407.
GUO Xianshan, LI Yunfeng, XIE Xintao, et al. Sub-synchronous oscillation characteristics caused by PMSG-based wind plant farm integrated via flexible HVDC system[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(4):1149-1160, 1407.
- [6] 尹睿,孙媛媛,王姗姗,等. 直驱风机经柔直送出系统多控制环节间交互机理研究[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(10):3627-3642.
YIN Rui, SUN Yuanyuan, WANG Shanshan, et al. The interaction mechanism analysis among the different control loops of the direct-drive wind turbine connected VSC-HVDC systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(10):3627-3642.
- [7] 王一凡,赵成勇,郭春义. 直驱风电场与柔直互联系统的传递函数模型及其低频振荡稳定性分析[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(5):1485-1498.
WANG Yifan, ZHAO Chengyong, GUO Chunyi. Transfer function model and low-frequency stability analysis for PMSG-based wind farm interconnected with flexible-HVDC system[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(5):1485-1498.
- [8] LI Chengyu, XU Jianzhong, ZHAO Chengyong. A coherency-based equivalence method for MMC inverters using virtual synchronous generator control[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2016, 31(3):1369-1378.
- [9] 杨仁妍,张琛,蔡旭,等. 海上风电-柔直并网系统自同步电压源控制与电网故障穿越[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(13):4823-4835.
YANG Renxin, ZHANG Chen, CAI Xu, et al. Voltage source control and fault ride-through of VSC-HVDC systems with offshore wind farm integration[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(13):4823-4835.
- [10] ZHANG H, YANG D, MU Y, et al. A combination control strategy of VSC-HVDC with wind farms based on virtual synchronous generator of voltage drop method[C]//2018 China International Conference on Electricity Distribution. Tianjin, China:IEEE, 2018:1604-1610.
- [11] HUANG Linbin, XIN Huanhai, WANG Zhen. Damping low-frequency oscillations through VSC-HVDC stations operated as virtual synchronous machines[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2019, 34(6):5803-5818.
- [12] YAZDI S S H, MILIMONFARED J, FATHI S H, et al. A comprehensive VSG-based onshore FRT control strategy for OWFs with VSC-MT-HVDC transmission[J]. IEEE Access, 2019, 9:155788-155804.

- [13] D'ARCO S, SUUL J A, FOSSO O B. A virtual synchronous machine implementation for distributed control of power converters in SmartGrids[J]. *Electric Power Systems Research*, 2015, 122(6):180-197.
- [14] QU Z S, PENG J C H, YANG H, et al. Modeling and analysis of inner controls effects on damping and synchronizing torque components in VSG-controlled converter[J]. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2021, 36(1):488-499.
- [15] LI Chang, YANG Yaqian, CAO Yijia, et al. Frequency and voltage stability analysis of grid-forming virtual synchronous generator attached to weak grid[J]. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 2022, 10(3):2662-2671.
- [16] XU Yunyang, NIAN Heng, HU Bin, et al. Impedance modeling and stability analysis of VSG controlled type-IV wind turbine system[J]. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2021, 36(4):3438-3448.
- [17] 褚文从, 刘静利, 李永刚, 等. 考虑源端特性的虚拟同步直驱风机小信号建模与稳定性分析[J]. *电力自动化设备*, 2022, 42(8):3-10.
CHU Wencong, LIU Jingli, LI Yonggang, et al. Small-signal modeling and stability analysis of virtual synchronous PMSC considering source characteristics[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2022, 42(8):3-10.
- [18] DU Wenjuan, DONG Wenkai, WANG Yang, et al. Small-disturbance stability of a wind farm with virtual synchronous generators under the condition of weak grid connection[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2021, 36(6):5500-5511.
- [19] 吕敬, 蔡旭, 张占奎, 等. 海上风电场经MMC-HVDC并网的阻抗建模及稳定性分析[J]. *中国电机工程学报*, 2016, 36(14):3771-3781.
LÜ Jing, CAI Xu, ZHANG Zhankui, et al. Impedance modeling and stability analysis of MMC-based HVDC for offshore wind farms[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2016, 36(14):3771-3781.
- [20] LIU Jia, MIURA Y, ISE T. Comparison of dynamic characteristics between virtual synchronous generator and droop control in inverter-based distributed generators[J]. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2016, 31(5):3600-3611.
- [21] 李探, GOLE A M, 赵成勇. 考虑内部动态特性的模块化多电平换流器小信号模型[J]. *中国电机工程学报*, 2016, 36(11):2890-2899.
LI Tan, GOLE A M, ZHAO Chengyong. Small-signal model of the modular multilevel converter considering the internal dynamics[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2016, 36(11):2890-2899.
- [22] 兰征, 龙阳, 曾进辉, 等. 考虑超调的虚拟同步发电机暂态功率振荡抑制策略[J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(11):131-141.
LAN Zheng, LONG Yang, ZENG Jinhui, et al. Transient power oscillation suppression strategy of virtual synchronous generator considering overshoot[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(11):131-141.

作者简介:

李永刚(1967—),男,教授,博士,主要研究方向为大型电机故障诊断、新能源电力系统控制(E-mail:lygzxm0@163.com);

褚文从(1998—),男,硕士研究生,主要研究方向为风电并网稳定性分析及控制(E-mail:chuwencong@foxmail.com);

刘华志(1995—),男,博士研究生,主要研究方向为新能源并网稳定性分析及控制(E-mail:lhzncepu2018@outlook.com)。

(编辑 王欣竹)

Low-frequency oscillation characteristic analysis of grid-connected VSG-PMSG via MMC-HVDC system

LI Yonggang, CHU Wencong, LIU Huazhi

(State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

Abstract: The virtual synchronous generator of permanent magnet synchronous generator (VSG-PMSG) is interconnected with the modular multilevel converter based high voltage direct current (MMC-HVDC) through the power synchronization loop, and there will be a risk of low-frequency oscillation. Considering the inner dynamic process of the MMC-HVDC and the rotor-side converter and grid-side converter of direct-drive wind turbine, the small-signal model of grid-connected VSG-PMSG via MMC-HVDC system is firstly established, and its accuracy is verified by the refined electromagnetic transient simulation. Then, using the root locus method, by analyzing the influence of wind power fluctuation and AC system strength variation on the stability of the interconnected system, a parameter tuning method for VSG-PMSG with power variation is designed. The results show that due to the power outer loop and the voltage loop of MMC-HVDC sending-end rectifier, the interconnected system has low-frequency oscillation during the process of wind farm output power increasing and AC system strength decreasing. By adjusting the controller parameters of the phase locked loop, the VSG active power loop and the voltage loop of MMC-HVDC sending-end rectifier, and changing the form of VSG damping loop, the oscillation can be suppressed and the stable operation can be achieved.

Key words: VSG-PMSG; modular multilevel converter; low-frequency oscillation; eigenvalue analysis; phase locked loops; damping loop

$$\begin{cases} c_{dc} u_{dc} \frac{du_{dc}}{dt} = P_s - P \\ P = \frac{3}{2} (v_{o,d} i_{o,d} + v_{o,q} i_{o,q}) \end{cases} \quad (A7)$$

式中： c_{dc} 为直流电容； u_{dc} 为直流电容电压； P_s 为定子侧发出的有功功率。

1.6 PMSG 的动态模型

PMSG 内部的电流和电压关系采用交流源加串联阻抗的结构表达，对应的数学表达式为：

$$\begin{cases} l_{sd} \frac{di_{psd}}{dt} = u_{psd} - r_s i_{psd} + \omega_e l_{sq} i_{psq} \\ l_{sq} \frac{di_{psq}}{dt} = u_{psq} - r_s i_{psq} - \omega_e l_{sd} i_{psd} - \omega_e \Phi_f \end{cases} \quad (A8)$$

式中： u_{psd} 、 u_{psq} 为定子电压的 d 、 q 轴分量； l_{sd} 和 l_{sq} 为定子电感的 d 、 q 轴分量； ω_e 为转子侧换流器电角频率， $\omega_e = n_p \omega_r$ ， n_p 为极对数； r_s 为定子电阻。

采用单质块模型的 PMSG 转矩方程为：

$$T_w \frac{d\omega_r}{dt} = T_m - T_e \quad (A9)$$

式中： T_w 为 PMSG 的惯性时间常数； T_m 为风力机的机械转矩； T_e 为发电机电磁转矩， $T_e = -1.5n_p \Phi_f i_{psq}$ 。

1.7 风力机的数学模型

风力机将叶片捕获的风能转化为机械能，其输入的机械功率及转矩可表示为：

$$\begin{cases} P_m = 0.5 \rho \pi R^2 C_p v^3 \\ T_m = P_m / \omega_r \end{cases} \quad (A10)$$

式中： P_m 为风力机输入机械功率； T_m 为风力机的机械转矩； ρ 为空气密度； R 为叶片半径； C_p 为风能利用系数； v 为风速。

2 MMC-HVDC 系统的动态模型

2.1 REC 主电路的动态模型

$$\begin{cases} \frac{d\bar{u}_c}{dt} = \frac{1}{6C} I_{dc} - \frac{u_{cq} i_{sq}}{4CU_{dc}} - \frac{u_{cd} i_{sd}}{4CU_{dc}} + \frac{u_{cirq} i_{cir2,q}}{2CU_{dc}} + \frac{u_{cir2,d} i_{cir2,d}}{2CU_{dc}} \\ \frac{du_{c,1d}}{dt} = \omega u_{c,1q} + \frac{1}{4C} i_{sd} - \frac{I_{dc} u_{cd}}{3CU_{dc}} - \frac{u_{cirq} i_{sq}}{4CU_{dc}} + \frac{u_{cir2,d} i_{sd}}{4CU_{dc}} + \frac{u_{cq} i_{cir2,q}}{2CU_{dc}} - \frac{u_{cd} i_{cir2,d}}{2CU_{dc}} \\ \frac{du_{c,1q}}{dt} = -\omega u_{c,1d} + \frac{1}{4C} i_{sq} - \frac{I_{dc} u_{cq}}{3CU_{dc}} - \frac{u_{cir2,d} i_{sq}}{4CU_{dc}} - \frac{u_{cirq} i_{sd}}{4CU_{dc}} + \frac{u_{cq} i_{cir2,q}}{2CU_{dc}} + \frac{u_{cd} i_{cir2,d}}{2CU_{dc}} \\ \frac{du_{c,2d}}{dt} = -2\omega u_{c,2q} + \frac{I_{dc}}{3CU_{dc}} u_{cir2,d} + \frac{1}{2C} i_{cir2,d} + \frac{u_{cq} i_{sq}}{4CU_{dc}} - \frac{u_{cd} i_{sd}}{4CU_{dc}} \\ \frac{du_{c,2q}}{dt} = 2\omega u_{c,2d} + \frac{I_{dc}}{3CU_{dc}} u_{cir2,q} + \frac{1}{2C} i_{cir2,q} + \frac{u_{cd} i_{sd}}{4CU_{dc}} + \frac{u_{cq} i_{sd}}{4CU_{dc}} \\ \frac{du_{c,3x}}{dt} = 3\omega u_{c,3y} - \frac{u_{cir2,d} i_{sq}}{4CU_{dc}} + \frac{u_{cirq} i_{sd}}{4CU_{dc}} + \frac{u_{cq} i_{cir2,d}}{2CU_{dc}} - \frac{u_{cd} i_{cir2,q}}{2CU_{dc}} \\ \frac{du_{c,3y}}{dt} = -3\omega u_{c,3x} + \frac{u_{cir2,d} i_{sd}}{4CU_{dc}} + \frac{u_{cirq} i_{sq}}{4CU_{dc}} - \frac{u_{cq} i_{cir2,q}}{2CU_{dc}} - \frac{u_{cd} i_{cir2,d}}{2CU_{dc}} \\ \frac{dI_{dc}}{dt} = \frac{3U_{dc}}{2L_0} - \frac{R_0}{L_0} I_{dc} - \frac{3N}{2L_0} \bar{u}_c + \frac{3Nu_{cq} u_{c,1q}}{2L_0 U_{dc}} + \frac{3Nu_{cd} u_{c,1d}}{2L_0 U_{dc}} - \frac{3Nu_{cirq} u_{c,2q}}{2L_0 U_{dc}} - \frac{3Nu_{cir2,d} u_{c,2d}}{2L_0 U_{dc}} \\ \frac{di_{cir2,d}}{dt} = -2\omega i_{cir2,q} - \frac{R_0}{L_0} i_{cir2,d} - \frac{\bar{u}_c N}{L_0 U_{dc}} u_{cir2,d} - \frac{N}{2L_0} u_{c,2d} - \frac{Nu_{cq} u_{c,1q}}{2L_0 U_{dc}} + \frac{Nu_{cd} u_{c,1d}}{2L_0 U_{dc}} - \frac{u_{cq} Nu_{c,3x}}{2L_0 U_{dc}} + \frac{u_{cd} Nu_{c,3y}}{2L_0 U_{dc}} \\ \frac{di_{cir2,q}}{dt} = 2\omega i_{cir2,d} - \frac{R_0}{L_0} i_{cir2,q} - \frac{\bar{u}_c N}{L_0 U_{dc}} u_{cir2,q} - \frac{1}{2L_0} Nu_{c,2q} - \frac{Nu_{cd} u_{c,1q}}{2L_0 U_{dc}} - \frac{Nu_{cq} u_{c,1d}}{2L_0 U_{dc}} + \frac{u_{cd} Nu_{c,3x}}{2L_0 U_{dc}} + \frac{u_{cq} Nu_{c,3y}}{2L_0 U_{dc}} \end{cases} \quad (A11)$$

式中： \bar{u}_c 为子模块电容电压的直流分量； $u_{c,1d}$ 、 $u_{c,1q}$ 为子模块电容电压基频分量的 d 、 q 轴分量； $u_{c,2d}$ 、 $u_{c,2q}$ 为子模块电容电压二倍频分量的 d 、 q 轴分量； $u_{c,3x}$ 、 $u_{c,3y}$ 为子模块电容电压三倍频分量； I_{dc} 为桥臂直流电流； $i_{cir2,d}$ 、 $i_{cir2,q}$ 为桥臂二倍频环流的 d 、 q 轴分量； u_{cd} 、 u_{cq} 为 V-F 控制的输出量； $u_{cir2,d}$ 、 $u_{cir2,q}$ 为环流抑制控制增加的二倍频修正量； i_{sd} 、 i_{sq} 为 REC 交流侧电流的 d 、 q 轴分量； U_{dc} 为 REC 直流母线电压； ω 为电网工频角频率； C 、 L_0 、 R_0 分别为 REC 中子模块电容、桥臂电感、桥臂电阻； N 为桥臂所含子模块个数。

2.2 REC 控制系统的动态模型

图 A5 为 V-F 控制的结构图，其中 u_{sd}^* 和 u_{sq}^* 为 PCC 处电压 d 、 q 轴分量的参考值； ω 为工频角频率； u_{diff}^* 为 V-F 控制生成的 j 相基波电压参考值。

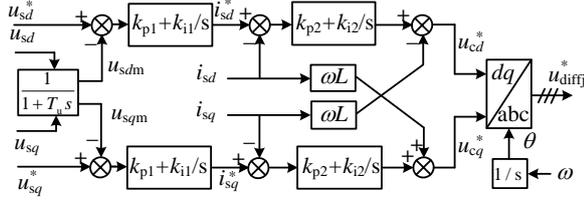


图 A5 V-F 控制结构图

Fig A5 Structural diagram of V-F control

由图 A5 可得, V-F 控制系统的动态模型为:

$$\begin{cases} \frac{du_{sdm}}{dt} = \frac{u_{sd}^* - u_{sdm}}{T_u} \\ \frac{du_{sqm}}{dt} = \frac{u_{sq}^* - u_{sqm}}{T_u} \end{cases} \quad (A12)$$

$$\begin{cases} i_{sd}^* = (k_{p1} + \frac{k_{i1}}{s})(u_{sd}^* - u_{sdm}) \\ i_{sq}^* = (k_{p1} + \frac{k_{i1}}{s})(u_{sq}^* - u_{sqm}) \end{cases} \quad (A13)$$

$$\begin{cases} u_{cd}^* = (k_{p2} + \frac{k_{i2}}{s})(i_{sd}^* - i_{sd}) - L\omega i_{sq} \\ u_{cq}^* = (k_{p2} + \frac{k_{i2}}{s})(i_{sq}^* - i_{sq}) + L\omega i_{sd} \end{cases} \quad (A14)$$

式中: u_{sd}^* 、 u_{sq}^* 和 u_{sdm} 、 u_{sqm} 分别为滤波前后 PCC 处电压的 d 、 q 轴分量; i_{sd} 、 i_{sq} 为 REC 交流侧电流的 d 、 q 轴分量; u_{cd}^* 、 u_{cq}^* 为 V-F 控制的输出量; $L = L_{ac} + L_0/2$, L_{ac} 为升压变 2 的电感, L_0 为 REC 桥臂电感; k_{p1} 、 k_{i1} 为 V-F 控制电压环的比例和积分系数; k_{p2} 、 k_{i2} 为 V-F 控制电流环的比例和积分系数; T_u 为电压低通滤波时间常数。

CCSC 的控制结构如图 A6 所示, 图中 u_{comj}^* 为 j 相二倍频电压参考值。CCSC 的动态模型为:

$$\begin{cases} u_{cir2,d}^* = (k_{p3} + \frac{k_{i3}}{s})(i_{cir2,d}^* - i_{cir2,d}) - 2L_0\omega i_{cir2,q} \\ u_{cir2,q}^* = (k_{p3} + \frac{k_{i3}}{s})(i_{cir2,q}^* - i_{cir2,q}) - 2L_0\omega i_{cir2,d} \end{cases} \quad (A15)$$

式中: $u_{cir2,d}^*$ 、 $u_{cir2,q}^*$ 为 CCSC 控制的输出量; $i_{cir2,d}^*$ 、 $i_{cir2,q}^*$ 和 $i_{cir2,d}$ 、 $i_{cir2,q}$ 为二倍频环流 d 、 q 轴分量的参考值和实际值; k_{p3} 、 k_{i3} 为 CCSC 控制的比例和积分系数。

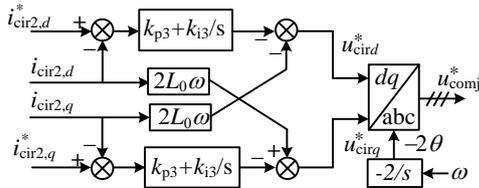
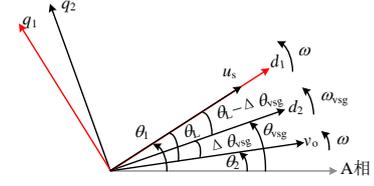


图 A6 CCSC 控制结构图

Fig A6 Structural diagram of CCSC control



注: θ_2 表示风电场出口电压相角。

图 A7 风电场与 MMC-HVDC 旋转坐标系位置关系

Fig A7 Position relationship between rotating coordinate system of VSG-PMSG and MMC-HVDC

附录 B

1 互联系统小信号模型的状态变量

$\mathbf{x} = [\mathbf{x}_m \quad \mathbf{x}_w]^T$, 其中, \mathbf{x}_m 为 MMC-HVDC 状态变量, \mathbf{x}_w 为风电场状态变量。

$$\mathbf{x}_m = [\bar{u}_c, u_{c,1d}, u_{c,1q}, u_{c,2d}, u_{c,2q}, u_{c3x}, u_{c3y}, I_{dc}, i_{cir2,d}, i_{cir2,q}, u_{sdm}, u_{sqm}]^T \quad (B1)$$

$$\mathbf{x}_w = [i_{sd}^w, i_{sq}^w, v_{o,d}^{eq}, v_{o,q}^{eq}, i_{cv,d}, i_{cv,q}, \xi_d, \xi_q, \gamma_d, \gamma_q, \varepsilon_{pll}, \Delta\theta_{pll}, \Delta\omega_{vsg}, Q_m, \Delta\theta_{vsg}, i_{psd}, i_{psq}, \omega_r, \sigma_d, \sigma_q, \tau, u_{dc}]^T \quad (B2)$$

各状态变量的物理含义如表 B1、B2 所示。

2 互联系统小信号模型的输入变量

$$\mathbf{u} = [U_{dc}, \omega, u_{sd}^*, u_{sq}^*, i_{cir2,d}^*, i_{cir2,q}^*, p_c, Q^*, \hat{v}^*, \omega_{vsg}^*, v, i_{psd}^*, u_{dc}^*]^T \quad (B3)$$

式中: 上标 “*” 代表相应物理量的参考值; U_{dc} 为理想直流电压源电压; ω 为工频角频率; u_{sd}^* 、 u_{sq}^* 为 V-F 控制电压参考值的 d 、 q 轴分量; $i_{cir2,d}^*$ 、 $i_{cir2,q}^*$ 为二倍频环流控制的参考值; p_c 为风机功率跟踪曲线系数; Q^* 为无功功率参考值; \hat{v}^* 为虚拟励磁器参考电压; ω_{vsg}^* 为虚拟角频率参考值; v 为风电场平均风速; i_{psd}^* 为 PMSG 的 d 轴电流分量参考值; u_{dc}^* 为风电场直流电压参考值。

表 B1 MMC-HVDC 状态变量及其物理意义

Table B1 State variables and its physical meanings of MMC-HVDC

MMC-HVDC 系统	状态变量及物理意义
	子模块直流电压分量 \bar{u}_c
	子模块基频电压分量 $u_{c,1d}$ 、 $u_{c,1q}$
	子模块二倍频电压分量 $u_{c,2d}$ 、 $u_{c,2q}$
	子模块三倍频电压分量 u_{c3x} 、 u_{c3y}
REC 主电路	桥臂直流电流 I_{dc}
	桥臂二倍频换流分量 $i_{cir2,d}$ 、 $i_{cir2,q}$
	PCC 处滤波后电压的 d 、 q 轴分量 u_{sdm} 、 u_{sqm}
V-F 控制器	内环的 d 、 q 轴控制 x_{id} 、 x_{iq}
	外环的 d 、 q 轴控制 x_{ud} 、 x_{uq}
CCSC 控制器	d 、 q 轴控制 $x_{cir2,d}$ 、 $x_{cir2,q}$

表 B2 风电场状态变量及其物理意义

Table B2 State variables and its physical meanings of wind farm

wind farm	
风电场	状态变量及其物理意义
轴系	风机转速 ω_r
PMSG 发电机	定子 d 、 q 轴电流 i_{psd} 、 i_{psq}
直流电容	直流电压 u_{dc}
转子侧换流器	直流电压控制 τ
	电流环 d 、 q 轴控制 σ_d 、 σ_q
VSG 功率外环	虚拟角频率相对工频角频率的偏差量 $\Delta\omega_{vsg}$
	虚拟相角相对电网相角的偏差量 $\Delta\theta_{vsg}$
	经过低通滤波的无功功率 Q_m
网侧换流器	内环的 d 、 q 轴控制 γ_d 、 γ_q
	外环的 d 、 q 轴控制 ξ_d 、 ξ_q
PLL	PLL 控制 ε_{pll}
	PLL 相角相对电网相角的偏差量 $\Delta\theta_{pll}$
滤波电感	滤波电感 d 、 q 轴电流 $i_{cv,d}$ 、 $i_{cv,q}$
滤波电容	风电场出口电压 d 、 q 轴分量 $v_{o,d}^{eq}$ 、 $v_{o,q}^{eq}$
输电线路	风电场并网线路的 d 、 q 轴电流 i_{sd}^w 、 i_{sq}^w

表 B3 单台 VSG-PMSG 参数

Table B3 Parameters of single VSG-PMSG

参数	数值
风轮半径 R/m	35
空气密度 $\rho/(kg/m^3)$	1.225
额定转速 $\omega_{rN}/(rad/s)$	1.75
极对数 n_p	38
转子磁链 Φ_f/Wb	9.25
惯性时间常数 T_w/s	4
定子电感/mH	$l_{sd}=1.4, l_{sq}=1.4$
直流电容(F)	0.1
滤波电感 $l_f/\mu H$	80.8
滤波电容 $c_f/\mu F$	742
转子侧换流器控制参数	
$i_{psd}^*/p.u.$	0
$u_{dc}^*/p.u.$	2.13
内环控制	$k_{pis}=20, k_{iis}=100$
外环控制	$k_{pdc}=0.59, k_{idc}=73.6$
VSG 控制	
频率下垂系数 k_w	20
虚拟惯量 T_w/s	0.16
阻尼系数 k_d	400
无功下垂系数 k_q	0.2
虚拟阻抗/p.u.	$r_v=0, l_v=0.2$
无功参考 $Q^*/p.u.$	0
网侧换流器控制参数	
内环控制	$k_{pc}=1.27, k_{ic}=50$
外环控制	$k_{pv}=3, k_{iv}=20$
PLL 控制参数	$k_{p,pll}=0.14, k_{i,pll}=3$

表 B4 MMC-HVDC 参数

Table B4 Parameters of MMC-HVDC

参数	数值
额定直流电压/kV	135
额定阀侧交流电压/kV	66
PCC 电压/kV	18
单桥臂子模块个数/个	50
REC 主电路子模块电容值/mF	10.48
桥臂电感/mH	50
桥臂电阻/ Ω	1
变压器 2 变比/(kV/kV)	18/66
变压器 2 阻抗/p.u.	$r_{l2}=0.002, l_{l2}=0.08$
工频电角频率/(rad/s)	$\omega=100\pi$
电压参考值/p.u.	$u_{sd}^{pu*}=1.05, u_{sq}^{pu*}=0$
外环控制	$k_{p1}=1, k_{i1}=10$
V-F 控制内环控制	$k_{p2}=2, k_{i2}=100$
低通滤波时间常数 T_u/ms	0.1
电压前馈项系数	$k_{qk}=0$
CCSC 控制	k_{p3}, k_{i3}
	$k_{p3}=1, k_{i3}=5$

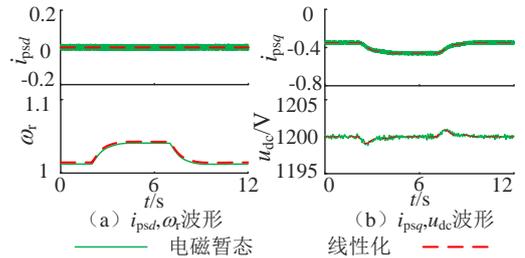


图 B1 风电场侧关键变量动态特性验证

Fig.B1 Verification of dynamic characteristic of key variables at wind farm side

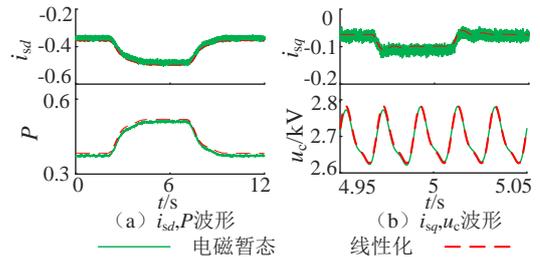


图 B2 MMC-HVDC 侧关键变量动态特性验证

Fig.B2 Verification of dynamic characteristic of key variables at MMC-HVDC side

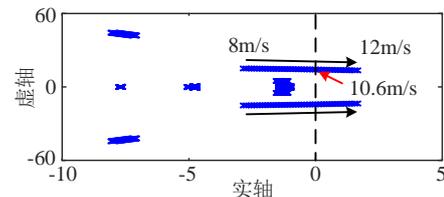


图 B3 有功功率(风速)变化时系统特征根轨迹

Fig.B3 Loci of eigenvalues of system during active power(wind speed) changing

附录 C

正文图 6(c)至图 6(i)的分析过程如下。图 6(c)中，VSG 有功环的虚拟惯量 T_a 从 0.2 变化至 4，当 T_a 较小时特征根 $\lambda_{5,6}$ 位于右半平面，即系统振荡失稳。随着 T_a 增大， $\lambda_{5,6}$ 向左半平面移动，当 T_a 大于 3.4 时 $\lambda_{5,6}$ 向进入左半平面，说明增大 T_a 系统稳定性提高。图 6(d)中，当 k_d 由 400 减小至 0 时， $\lambda_{5,6}$ 逐步从右半平面向左半平面移动， $k_d=120$ 时 $\lambda_{5,6}$ 穿越虚轴进入左半平面，变为稳定模式。而随着 k_d 的减小，特征根 $\lambda_{1,2}$ 先向左移动，在经过拐点($k_d=60$)后又靠近虚轴向右运动，并在 $k_d=0$ 时进入右半平面，使系统不能稳定运行。综合上述分析， $k_d=60$ 应为合理的取值结果，既能使所有特征根于左半平面，又可保证 $\lambda_{1,2}$ 有较大稳定裕度。图 6(e)中，随着有功下垂系数 k_w 的增大，主导模式 $\lambda_{5,6}$ 向左移动，系统稳定性逐渐增强，同时振荡频率升高。由图 6(f)和(g)可知，增大虚拟电阻 r_v 和虚拟电感 l_v ，不稳定振荡模式 $\lambda_{5,6}$ 的运动轨迹仍位于右半平面，表明通过调节虚拟阻抗参数来抑制高风速下系统的低频振荡效果不明显。

图 6(h)中，REC 电压环比例系数 k_{p1} 小于 2 时系统无法稳定运行，当 k_{p1} 大于 2 时特征根 $\lambda_{5,6}$ 的实部变负，系统可稳定运行。图 6(i)中，REC 电压环积分系数 k_{i1} 从 10 变化到 100，当 k_{i1} 小于 40 时系统存在一对正实部的共轭复根 $\lambda_{5,6}$ ，失稳特性表现为发散振荡。随着 k_{i1} 增大， $\lambda_{5,6}$ 变为具有负实部的共轭复根，系统可以稳定运行。

附录 D

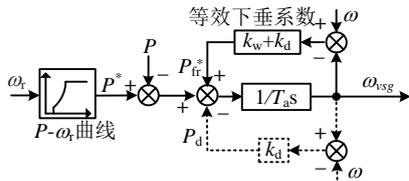


图 D1 改变阻尼项的 VSG 控制框图

Fig.D1 Control block diagram of VSG with changed damping loop

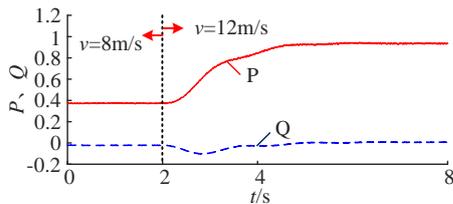


图 D2 改变阻尼项后有功功率仿真波形

Fig.D2 Simulative waveforms of active power after changing damping loop