

doi: 10.11835/j.issn.1000-582X.2024.205

引用格式:刘国庆,李彦哲,刘源涛,等. 光伏虚拟同步发电机经高压直流输电送出系统稳定性研究[J]. 重庆大学学报, 2025,48(9): 21-36.



# 光伏虚拟同步发电机经高压直流输电送出系统稳定性研究

刘国庆<sup>1</sup>, 李彦哲<sup>1</sup>, 刘源涛<sup>1</sup>, 王 颖<sup>2</sup>

(1. 兰州交通大学 自动化与电气工程学院, 兰州 730070; 2. 平顶山姚孟发电有限责任公司, 河南 平顶山 467031)

**摘要:** 针对光伏虚拟同步发电机 (virtual synchronous generators, VSG) 经高压直流输电 (modular multilevel converter based high voltage direct current, MMC-HVDC) 送出系统所存在的次同步振荡 (subsynchronous oscillation, SSO) 风险, 建立系统线性化数学模型。提出一种改进型虚拟同步控制策略, 利用特征值法分析当功率发生扰动时, 光伏虚拟同步发电系统有功控制环节、无功控制环节、虚拟电感、MMC-HVDC 桥臂电感、电流矢量控制环节对系统 SSO 的阻尼特性和频率特性均会产生影响, 并在 PSCAD/EMTDC 仿真平台进行验证。结果表明: 引入 VSG 控制后, 在外送系统中发生功率扰动的过程中, 存在光伏 VSG 和 MMC-HVDC 共同参与的次同步振荡模式; 在光伏 VSG 侧, 有功调频系数  $K_f$  过大或虚拟电感  $L_v$  过小均会导致系统失稳; MMC-HVDC 侧, 电压环积分系数  $K_{i4}$  增大会导致系统失稳, 而增大桥臂电感  $L_g$  会增强系统稳定性。

**关键词:** 虚拟同步发电机; MMC-HVDC; 次同步振荡; 小信号分析

中图分类号: TM721

文献标志码: A

文章编号: 1000-582X(2025)09-021-16

## Analysis of subsynchronous oscillation characteristics of photovoltaic virtual synchronous generators integrated with MMC-HVDC

LIU Guoqing<sup>1</sup>, LI Yanzhe<sup>1</sup>, LIU Yuantao<sup>1</sup>, WANG Ying<sup>2</sup>

(1. School of Automation & Electrical Engineering, Lanzhou Jiaotong University, Lanzhou 730070, P. R. China;

2. Pingdingshan Yao Meng Power Generation Co., Ltd., Pingdingshan, Henan 467031, P. R. China)

**Abstract:** To address the issue of subsynchronous oscillation (SSO) arising when photovoltaic virtual synchronous generators (VSG\_PV) transmit power through modular multi-level converter-based high-voltage direct current (MMC-HVDC) systems, a linearized mathematical model of the system is developed. An improved virtual synchronous control strategy is proposed. Using the eigenvalue analysis method, the study reveals that, under power disturbances, several factors-including the active and reactive control links, virtual inductance, MMC-HVDC bridge arm inductance, and current vector control loop-significantly affect the damping and frequency characteristics of SSO in the VSG-PV system. These findings are validated through simulation on the PSCAD/EMTDC platform. Results show that the integration of the VSG function introduces a sub-synchronous oscillation mode in which both the photovoltaic VSG and MMC-HVDC participate during power disturbances in the

收稿日期: 2023-09-26 网络出版日期: 2024-05-23

作者简介: 刘国庆 (1999—), 男, 硕士研究生, 主要从事电力系统稳定性研究, (E-mail)18219617712@163.com。

通信作者: 李彦哲, 女, 教授, (E-mail)2524225367@qq.com。

outgoing system. On the VSG side, an excessively large active frequency modulation coefficient  $K_f$  or a too-small virtual inductance  $L_v$  can lead to system instability; on the MMC-HVDC side, increasing the integral coefficient of the voltage loop  $K_{i4}$  may induce system instability, whereas increasing the bridge arm inductance  $L_g$  enhances system stability.

**Keywords:** virtual synchronous generators; MMC-HVDC; subsynchronous oscillation (SSO); small signal analysis

随着光伏电站规模的不断扩大和电网规模的不断增长,光伏电站经高压直流输电(modular multilevel converter based high voltage direct current, MMC-HVDC)技术并网已成为促进清洁能源消纳和电力系统优化的重要途径。然而,MMC-HVDC技术引入到光伏电站并网系统中,也带来了一系列新的问题,其中最重要的是次同步振荡<sup>[1]</sup>。已经有大量文献研究新能源经 MMC-HVDC 并网系统的次同步振荡(subsynchronous oscillation, SSO)问题,其研究对象主要集中在风电,对于光伏电站经 MMC-HVDC 并网系统的次同步振荡特性研究还相对较少。目前,国内外主要针对直驱风场经柔性直流输电并网稳定性进行分析,通过特征值分析法<sup>[2-4]</sup>、复转矩系数法<sup>[5]</sup>、阻抗分析法<sup>[6-7]</sup>分别探究了对并网风机台数<sup>[5]</sup>、接入位置<sup>[6]</sup>、风速<sup>[7]</sup>、串补度和换流器参数<sup>[8]</sup>对 SSO 的影响。邵冰冰等<sup>[9]</sup>指出,直驱式永磁同步发电机(direct-driven permanent magnet synchronous generator, D-PMSG)经电压源换流器型高压直流输电(voltage source converter-high voltage direct current, VSC-HVDC)并网系统中,随着直流侧电容与并网风机台数的增加,会激发 SSO 振荡模式。风力发电与光伏发电尽管在系统拓扑结构和控制参数方面有显著不同,但是两者在次同步振荡问题上都是由于电源与电网之间的相互作用所引起的,对于使用 MMC-HVDC 技术的光伏和风电系统,次同步振荡的机理可能有共同之处。因此,对其中一个系统的次同步振荡机理的研究有助于更好地理解 and 解决另一个系统的振荡问题。

由此可知,目前针对于新能源次同步振荡问题的研究主要集中在双馈风力发电机、直驱风力发电机与系统结构参数、控制器参数(机侧换流器、网侧换流器和整流器)相互作用机理方面<sup>[5-7]</sup>,针对光伏发电系统是否存在次同步振荡问题的研究设计较少,更多的是仅考虑光伏电站自身稳定性,通过建立光伏电站的全系统小信号模型、序阻抗模型,从而分析光伏电站并入交流电网或直流电网的次同步振荡机理。Montero-Cassinello 等<sup>[10]</sup>建立了光伏电池、逆变器及其控制器等环节的小信号模型,指出电压外环积分系数和有功电流内环比例系数是系统 SSO 主要参与因子。李忍<sup>[11]</sup>采用从物理角度分析光伏发电接入对电力系统稳定性的影响,认为串联补偿线路在一定频段范围内会降低系统阻尼。赵书强等<sup>[12]</sup>通过序阻抗分析法,研究了大规模光伏电站并入弱交流电网次同步振荡的机理和参数特性,指出降低比例增益系数可能导致 PV 并网系统稳定性降低,进而诱发 SSO,减小积分增益系数可以增强系统对 SSO 的阻尼。由此可知,光伏并入弱交流电网和经线路换相换流器型高压直流输电(line commutated converter-high voltage direct current, LCC-HVDC)外送存在发生 SSO 的风险,尚未有相关文献分析光伏经 MMC-HVDC 并网是否会发生 SSO 振荡。

为研究光伏虚拟同步发电机(photovoltaic virtual synchronous generators, VSG\_PV)经 MMC-HVDC 外送系统的次同步振荡特性,首先,对系统结构及小信号建模进行了全面分析,包括 VSG\_PV 的有功和无功控制环节、虚拟阻抗环节、滤波电路与 MMC 的小信号模型。其次,根据特征值法分析振荡模式和参与因子,计算得到系统中存在的 SSO 模式。同时,探讨 VSG\_PV 参数及 MMC 控制器参数变化对系统稳定性的影响。

## 1 系统结构及小信号建模

### 1.1 VSG\_PV 经 MMC-HVDC 送出系统拓扑结构

光伏虚拟同步发电系统经 MMC-HVDC 外送系统拓扑结构如图 1 所示。左侧虚线框代表 VSG\_PV 部分,光伏虚拟发电系统由光伏电池、逆变器及变压器组成,光伏逆变器均为构网型逆变器,向系统注入功率。逆变器额定交流电压为 400 V,经逆变器侧变压器升压到 10 kV,汇入光伏站升压变,升压至 220 kV 后接入 MMC-HVDC 系统。右侧虚线框代表 MMC-HVDC 部分,该部分由光伏侧 MMC 换流站、电网侧换流站、换流

变和高压直流输电线路组成。

忽略VSG\_PV直流侧的影响,将其等效为理想直流源<sup>[13]</sup>,光伏电站容量为200 MW,VSG\_PV经过滤波后由升压变压器至10 kV接入MMC-HVDC系统。MMC-HVDC包括换流变压器、送端换流站(sending-end converter, SEC)、直流线路和受端换流站,认为受端交流站运行在对称和稳定状态下,将受端换流站和直流线路采用直流电压源代替。MMC采用定有功功率控制和定无功功率控制,以确保当实现跨区域输电时,保证有功功率的精确传输<sup>[14-15]</sup>。

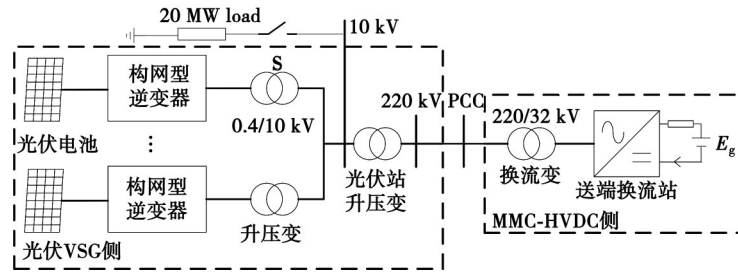


图1 VSG\_PV经MMC-HVDC外送系统结构

Fig. 1 Topology of VSG\_PV integrated with MMC-HVDC

## 1.2 VSG\_PV小信号模型

光伏电站采用VSG技术代替传统的PLL矢量控制,滤波回路采用LCL型滤波器。VSG\_PV控制部分包括有功控制、无功控制、虚拟阻抗控制和电流内环控制,通过采用PWM调制波产生驱动信号,以实现VSG\_PV的控制。VSG\_PV结构图如图2所示。

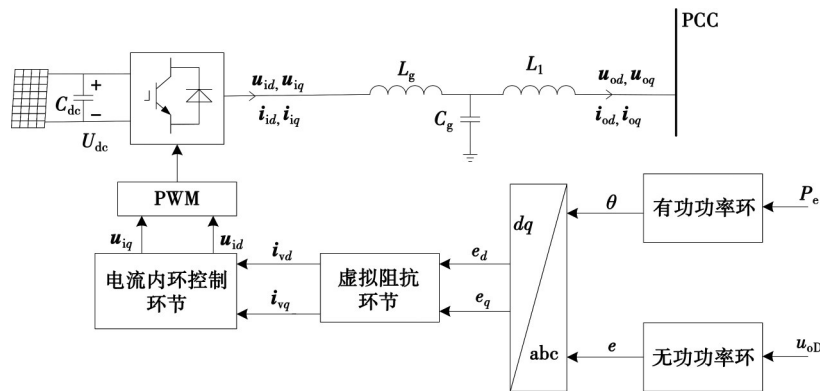


图2 VSG\_PV结构图

Fig. 2 Topology of VSG\_PV

### 1.2.1 有功控制环节

VSG\_PV有功控制环节主要用来模拟同步发电机的惯性和一次调频特性。对于VSG\_PV而言,当电网频率发生扰动时,该环节能够根据电网频率偏差调整有功功率输出,从而实现模拟同步发电机的惯性特性和一次调频特性<sup>[16]</sup>。因此,通过该环节可以代替传统PLL矢量控制。VSG\_PV有功环的控制结构如图3所示。

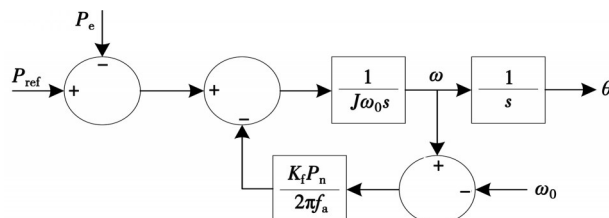


图3 VSG\_PV有功环控制结构

Fig. 3 VSG\_PV active control structure

VSG\_PV有功环动态数学模型为

$$\begin{cases} \frac{d\omega}{dt} = \frac{2\pi f_n}{T_j P_n} \left[ P_{\text{ref}} - P_c - \frac{K_f P_n}{2\pi f_n} (\omega - \omega_0) \right], \\ \frac{d\theta}{dt} = \omega_0. \end{cases} \quad (1)$$

式中: $\omega$ 为代表工频角速度,rad/s; $\omega_0$ 代表虚拟角速度,rad/s; $\theta$ 代表VSG控制环节对应的相角,rad; $T_j$ 为惯性时间常数,s; $P_{\text{ref}}$ 为有功功率参考值,W; $P_c$ 为额定有功功率,W; $K_f$ 为有功调频系数; $f$ 为频率,Hz。

### 1.2.2 无功控制环节

在光伏虚拟同步发电机控制中,无功控制环节通过调整逆变器的输出电压与电流之间的相位角来精确控制无功功率输出,以此实现对电压的控制,即模拟同步发电机的主动调压特性<sup>[17]</sup>。VSG\_PV无功环的控制结构如图4所示。

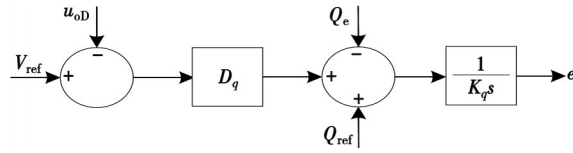


图4 VSG\_PV无功环控制结构

Fig. 4 VSG\_PV reactive control structure

VSG\_PV无功环所对应的动态数学模型为

$$\begin{cases} \frac{de}{dt} = \frac{1}{K_q} [D_q(V_{\text{ref}} - u_{od}) - Q_c + Q_{\text{ref}}], \\ u_{od} = \sqrt{u_{od}^2 + u_{oq}^2}. \end{cases} \quad (2)$$

式中: $e$ 为VSG\_PV内电势,V; $K_q$ 为无功积分系数; $D_q$ 为无功调差系数; $Q$ 为无功功率,Var。

### 1.2.3 虚拟阻抗环节

在传统同步发电机中,定子电阻和同步电抗会对影响其动态行为,特别是对于扰动和变化的响应<sup>[18]</sup>。通过引入虚拟阻抗环节,VSG\_PV可以模拟同步发电机动态效应<sup>[19]</sup>。VSG\_PV虚拟阻抗环的控制结构如图5所示。

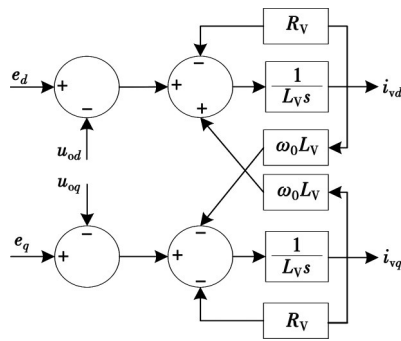


图5 VSG\_PV虚拟阻抗控制环结构

Fig. 5 VSG\_PV virtual impedance loop control structure

虚拟阻抗回路控制部分的动态数学模型为

$$\begin{cases} \frac{di_{vd}}{dt} = \frac{1}{L_v} (e_d - u_{od} + \omega_0 L_v i_{vq} - R_v i_{vd}), \\ \frac{di_{vq}}{dt} = \frac{1}{L_v} (e_q - u_{oq} - \omega_0 L_v i_{vd} - R_v i_{vq}), \end{cases} \quad (3)$$

式中: $L_v$ 是虚拟电感,H; $R_v$ 是虚拟电阻, $\Omega$ 。

### 1.2.4 电流内环控制环节

VSG\_PV 电流内环的控制结构如图 6 所示。

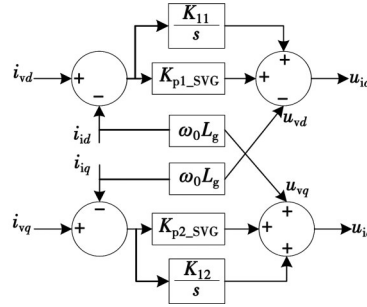


图 6 VSG\_PV 电流内环控制结构

Fig. 6 VSG\_PV current inner loop control structure

VSG\_PV 电流内环动态数学模型为

$$\begin{cases} \frac{du_{vd}}{dt} = K_{11}(i_{vd} - i_{id}), \\ \frac{du_{vq}}{dt} = K_{12}(i_{vq} - i_{iq}), \\ u_{id} = u_{vd} + K_{p1\_SVG}(i_{vd} - i_{id}) - \omega_0 L_g i_{iq}, \\ u_{iq} = u_{vq} + K_{p2\_SVG}(i_{vq} - i_{iq}) + \omega_0 L_g i_{id}, \end{cases} \quad (4)$$

式中:  $K_{11}$ 、 $K_{22}$  分别为有功电流、无功电流内环积分系数;  $K_{p1\_VSG}$ 、 $K_{p2\_VSG}$  分别为有功电流、无功电流内环比例系数。

### 1.2.5 功率测量环节

图 2 中,有功控制环节和无功控制环节需要测量 VSG\_PV 产生的有功功率  $P$  和无功功率  $Q$ ,文中  $P_c$  和  $Q_c$  是经过一阶低通滤波后的测量结果。功率测量环节动态数学模型为

$$\begin{cases} \frac{dP_c}{dt} = \omega(P - P_c), \\ \frac{dQ_c}{dt} = \omega(Q - Q_c), \\ \omega_c = \sqrt{L_g C_g}. \end{cases} \quad (5)$$

## 1.3 滤波电路

滤波电路包括滤波电感  $L_g$ 、电容  $C_g$  和 PCC 点。滤波电路所对应的动态数学模型为

$$\begin{cases} \frac{di_{id}}{dt} = \frac{1}{L_1}(\omega_n L_1 i_{iq} + u_{id} - u_{od}), \\ \frac{di_{iq}}{dt} = \frac{1}{L_1}(-\omega_n L_1 i_{id} + u_{iq} - u_{oq}), \\ \frac{di_{od}}{dt} = \frac{1}{L_2}(\omega_n L_2 i_{oq} + u_{od} - u_{cd}), \\ \frac{di_{oq}}{dt} = \frac{1}{L_2}(\omega_n L_2 i_{od} + u_{oq} - u_{cq}), \\ \frac{du_{cd}}{dt} = \frac{1}{C_g}(\omega C_g u_{cq} + i_{gd} - i_{gd}), \\ \frac{du_{cd}}{dt} = \frac{1}{C_g}(\omega C_g u_{cq} + i_{gd} - i_{gd}). \end{cases} \quad (6)$$

式中:下标  $d$ 、 $q$  分别代表  $d$ 、 $q$  轴分量;下标  $i$  代表逆变器输出电气量;下标  $o$  为 PCC 点电气量。

## 1.4 MMC小信号模型

### 1.4.1 MMC本体小信号模型

文中MMC换流器拓扑结构包括三相换流器拓扑结构和子模块结构,换流器由三相共6个桥臂组成,每个桥臂均由桥臂电感 $L_g$ 和 $N$ 个互联的子模块SM构成<sup>[20]</sup>。其中, $i_g$ 为注入MMC的电流, $U_{ua}^{SM}$ 、 $U_{la}^{SM}$ 分别为a相上、下桥臂子模块电压之和, $u_{mmc\_dc}$ 为直流侧电压, $i_{mmc\_dc}$ 为直流电流, $i_{cira}$ 为a相桥臂二倍频环流。MMC换流器拓扑结构如图7所示。

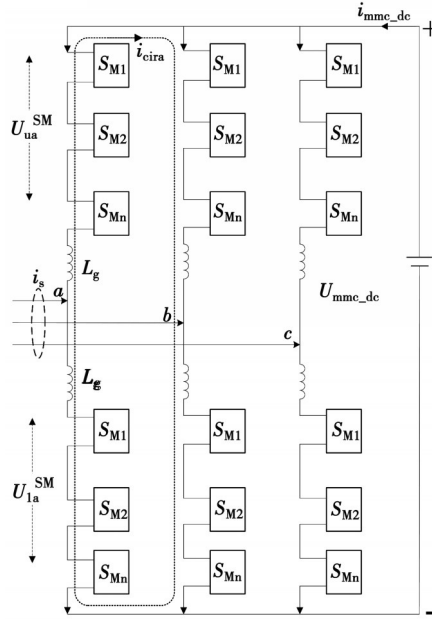


图7 MMC拓扑结构

Fig. 7 Topology of MMC

在MMC正常运行时,MMC本体数学模型通常包括子模块电容电压直流分量、基频分量、二倍频分量、三倍频分量,直流电流分量、交流电流动态分量和二倍频环流分量。文献[20]指出,当三倍频分量相对较小,并且对整体性能影响不大时,在分析和设计时可以忽略。另外,本设计忽略直流线路对次同步振荡的影响。

子模块电容电压直流分量、基波分量、二倍频分量为

$$\begin{cases}
 \frac{d\Delta i_{mmc\_dc}}{dt} = \frac{3\Delta u_{mmc\_dc}}{2L_g} - \frac{3N\Delta u_{mmc\_c}}{2L_g} - \frac{3N\Delta u_{mmc\_cq}u_{ac1q0}}{2L_g\Delta u_{mmc\_dc0}} + \frac{3Nu_{mmc\_cq0}\Delta u_{ac1q}}{2L_g\Delta u_{mmc\_dc0}} + \\
 \frac{3N\Delta u_{mmc\_cd}u_{ac1d0}}{2L_g\Delta u_{mmc\_dc0}} + \frac{3N\Delta u_{mmc\_cd0}\Delta u_{ac1d}}{2L_g\Delta u_{mmc\_dc0}} - \frac{3N\Delta u_{cirq}u_{ac2q0}}{2L_g\Delta u_{mmc\_dc0}} - \frac{3N\Delta u_{cirq0}\Delta u_{ac2q}}{2L_g\Delta u_{mmc\_dc0}} - \\
 \frac{3N\Delta u_{cird}u_{ac2d0}}{2L_g\Delta u_{mmc\_dc0}} - \frac{3N\Delta u_{cird0}\Delta u_{ac2d}}{2L_g\Delta u_{mmc\_dc0}} + \frac{6\Delta u_{mmc\_dc0} - 3N\Delta u_{mmc\_c0}}{2L_g\Delta u_{mmc\_dc0}} \Delta U_{mmc\_dc}, \\
 \frac{d\Delta u_{ac1d}}{dt} = -\omega\Delta u_{ac1q} - \frac{1}{4C_{mmc}}\Delta i_{sd} - \frac{\Delta i_{mmc\_dc}\Delta u_{mmc\_cd}}{3C_{mmc}\Delta u_{mmc\_dc}} - \frac{\Delta i_{cirq}\Delta u_{mmc\_cq}}{2C_{mmc}\Delta u_{mmc\_dc}} - \\
 \frac{i_{cird}\Delta u_{mmc\_cd}}{2C_{mmc}\Delta u_{mmc\_dc}} - \frac{i_{sq}\Delta u_{cirq}}{4C_{mmc}\Delta u_{mmc\_dc}} - \frac{i_{sd}\Delta u_{cird}}{4C_{mmc}\Delta u_{mmc\_dc}}, \\
 \frac{d\Delta u_{ac1q}}{dt} = -\omega\Delta u_{ac1d} - \frac{1}{4C_{mmc}}\Delta i_{sq} - \frac{\Delta i_{mmc\_dc}\Delta u_{mmc\_cq}}{3C_{mmc}\Delta u_{mmc\_dc}} - \frac{\Delta i_{cird}\Delta u_{mmc\_cd}}{2C_{mmc}\Delta u_{mmc\_dc}} + \\
 \frac{\Delta i_{cirq}\Delta u_{mmc\_cq}}{2C_{mmc}\Delta u_{mmc\_dc}} - \frac{i_{sd}\Delta u_{cird}}{4C_{mmc}\Delta u_{mmc\_dc}} + \frac{i_{sq}\Delta u_{cirq}}{4C_{mmc}\Delta u_{mmc\_dc}}, \\
 \frac{d\Delta u_{ac2d}}{dt} = -2\omega\Delta u_{ac2q} + \frac{1}{2C_{mmc}}\Delta i_{cird} + \frac{\Delta i_{mmc\_dc}\Delta u_{cird}}{3C_{mmc}\Delta u_{mmc\_dc}} - \frac{i_{sq}\Delta u_{mmc\_cq}}{4C_{mmc}\Delta u_{mmc\_dc}} + \frac{i_{sd}\Delta u_{mmc\_cd}}{4C_{mmc}\Delta u_{mmc\_dc}}, \\
 \frac{d\Delta u_{ac2q}}{dt} = 2\omega\Delta u_{ac2d} + \frac{1}{2C_{mmc}}\Delta i_{cirq} + \frac{\Delta i_{mmc\_dc}\Delta u_{cirq}}{3C_{mmc}\Delta u_{mmc\_dc}} + \frac{i_{sq}\Delta u_{mmc\_cd}}{4C_{mmc}\Delta u_{mmc\_dc}} + \frac{i_{sd}\Delta u_{mmc\_cq}}{4C_{mmc}\Delta u_{mmc\_dc}}.
 \end{cases} \quad (7)$$



式中:  $N$  为子电平个数;  $L_g$  为桥臂电感, H;  $\omega$  代表工频角速度, rad/s。

子模块电容电压动态数学模型为

$$\frac{du_{mmc\_c}}{dt} = \frac{1}{6C_{mmc}} i_{mmc\_dc} + \frac{u_{mmc\_cq0} i_{sq}}{4C_{mmc} u_{mmc\_dc0}} + \frac{u_{mmc\_cd0} i_{sd}}{4C_{mmc} u_{mmc\_dc0}} + \frac{u_{cirq0} i_{cirq}}{2C_{mmc} u_{mmc\_dc0}} + \frac{u_{cir0} i_{cir0}}{2C_{mmc} u_{mmc\_dc0}}, \quad (8)$$

式中:  $C_{mmc}$  为子模块电容, F;  $u_{mmc\_cd}$ 、 $u_{mmc\_cq}$  分别代表 3 项基频参考电压下的  $d$ 、 $q$  轴分量;  $i_{sd}$ 、 $i_{sq}$  分别代表注入 MMC 的  $d$ 、 $q$  轴电流分量;  $u_{mmc\_cd}$ 、 $u_{mmc\_cq}$  分别代表 3 项基频参考电压的  $d$ 、 $q$  轴分量;  $u_{cir0}$ 、 $u_{cirq}$ 、 $i_{cir0}$ 、 $i_{cirq}$  分别代表环流抑制器二倍频修正量  $d$ 、 $q$  轴分量。

MMC 交流测动态数学模型为

$$\begin{cases} \frac{d\Delta i_{sd}}{dt} = \frac{\Delta u_{sd}}{L_{eq}} + \frac{N\Delta u_{ac1d}}{2L_{eq}} - \omega\Delta i_{mmc\_sq} + N \frac{\Delta u_{ac1q}\Delta u_{cirq} - \Delta u_{ac1d}\Delta u_{cir0}}{2L_{eq}u_{mmc\_dc}} + \\ N \frac{-2\Delta u_{mmc\_c}\Delta u_{mmc\_cd} - \Delta u_{ac2q}\Delta u_{mmc\_cd} + \Delta u_{ac2d}\Delta u_{mmc\_cq}}{2L_{eq}\Delta u_{mmc\_dc}}, \\ \frac{d\Delta i_{sq}}{dt} = \frac{\Delta u_{sq}}{L_{eq}} + \frac{N\Delta u_{ac1q}}{2L_{eq}} + \omega\Delta i_{mmc\_sd} + N \frac{\Delta u_{ac1d}\Delta u_{cir0} - \Delta u_{ac1q}\Delta u_{cirq}}{2L_{eq}\Delta u_{mmc\_dc}} + \\ N \frac{-2\Delta u_{mmc\_c}\Delta u_{mmc\_cq} - \Delta u_{ac2d}\Delta u_{mmc\_cq} + \Delta u_{ac2q}\Delta u_{mmc\_cd}}{2L_{eq}\Delta u_{mmc\_dc}}, \end{cases} \quad (9)$$

式中,  $L_{eq} = L_g + L_t$ ,  $L_t$  为变压器漏感, H。

子模块二倍频环流动态数学模型为

$$\begin{cases} \frac{d\Delta i_{cir0}}{dt} = -2\omega\Delta i_{cirq} - \frac{R_g}{L_g}\Delta i_{cir0} - \frac{\Delta u_{mmc\_c}N}{L_g\Delta u_{mmc\_dc0}}\Delta u_{cir0} - \frac{N}{2L_g}\Delta u_{ac2d} - \frac{N\Delta u_{mmc\_cq}\Delta u_{c1q}}{2L_g\Delta u_{mmc\_dc}} + \frac{N\Delta u_{mmc\_cd}\Delta u_{c1d}}{2L_g\Delta u_{mmc\_dc}}, \\ \frac{d\Delta i_{cirq}}{dt} = -2\omega\Delta i_{cir0} - \frac{R_g}{L_g}\Delta i_{cirq} - \frac{\Delta u_{mmc\_c}N}{L_g\Delta u_{mmc\_dc0}}\Delta u_{cirq} - \frac{N}{2L_g}\Delta u_{ac2q} - \frac{N\Delta u_{mmc\_cd}\Delta u_{c1d}}{2L_g\Delta u_{mmc\_dc}} + \frac{N\Delta u_{mmc\_cq}\Delta u_{c1q}}{2L_g\Delta u_{mmc\_dc}}. \end{cases} \quad (10)$$

#### 1.4.2 MMC 控制部分小信号模型

MMC 控制部分包括电流矢量控制 (vector current control, VCC) 部分和环流抑制 CCSC 两部分。其中 VCC 控制环节包括外环控制和内环控制, 在 VCC 外环控制中包括定有功功率和定直流电压控制 (有功控制), 定无功功率和定交流电压控制 (无功控制), 文中选择采用定有功功率和定无功功率控制方式。环流抑制控制主要用来抑制 MMC 内部的环流。

VCC 部分控制系统结构如图 8 所示。

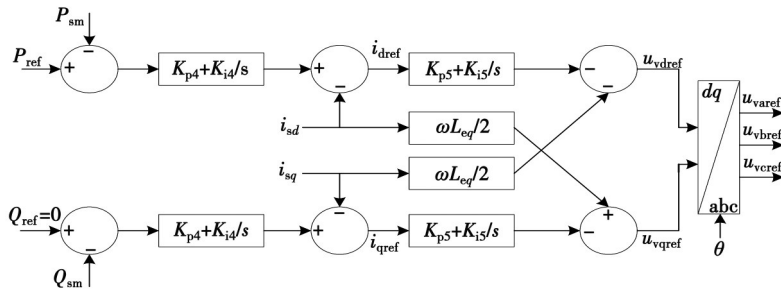


图 8 VCC 控制环结构

Fig. 8 VCC control loop structure

由此, 得到 VCC 控制部分动态数学模型为

$$\begin{cases} \Delta u_{vdref} = -\Delta i_{sq} \omega L_{eq}/2 - K_{p5} \Delta x_3 - K_{i5} \Delta \dot{x}_3, \\ \Delta u_{vqref} = -\Delta i_{sd} \omega L_{eq}/2 + K_{p5} \Delta x_3 - K_{i5} \Delta \dot{x}_4, \\ \frac{d\Delta x_3}{dt} = -\Delta i_{sd} + K_{p4} \Delta x_1 + K_{i4} \Delta \dot{x}_1, \\ \frac{d\Delta x_4}{dt} = -\Delta i_{sq} + K_{p4} \Delta x_1 + K_{i4} \Delta \dot{x}_1, \\ \frac{d\Delta x_1}{dt} = \Delta P_{ref} - \Delta P_{sm}, \\ \frac{d\Delta x_2}{dt} = \Delta Q_{ref} - \Delta Q_{sm} \end{cases} \quad (11)$$

式中： $u_{vdref}$ 、 $u_{vqref}$ 分别为MMC换流器桥臂电压 $d$ 、 $q$ 轴分量参考值； $K_{p4}$ 、 $K_{i4}$ 分别为电压环比例、积分系数； $K_{p5}$ 、 $K_{i5}$ 分别为电流环比例、积分系数。

CCSC环流抑制控制结构如图9所示。

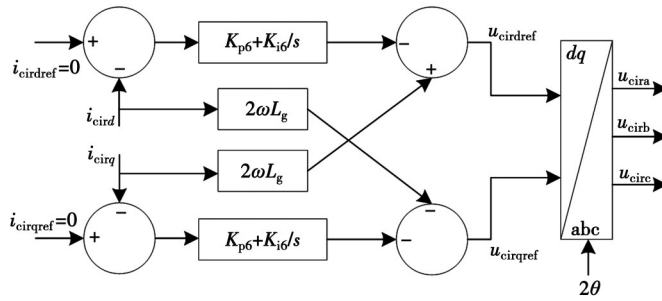


图9 CCSC环流抑制控制结构 CCSC

Fig. 9 CCSC circulation suppression control structure

CCSC环流抑制部分动态数学模型为

$$\begin{cases} \Delta u_{cirdref} = 2\Delta i_{cirq} \omega L_g - K_{p6} \Delta f_1 - K_{i6} \Delta \dot{f}_1, \\ \Delta u_{cirqref} = -2\Delta i_{cird} \omega L_g - K_{p6} \Delta f_2 - K_{i6} \Delta \dot{f}_2, \\ \frac{d\Delta f_1}{dt} = \Delta i_{cirdref} - \Delta i_{cird}, \\ \frac{d\Delta f_2}{dt} = \Delta i_{cirqref} - \Delta i_{cirq} \end{cases} \quad (12)$$

式中： $u_{cirdref}$ 、 $u_{cirqref}$ 分别代表CCSC控制输出电压 $d$ 、 $q$ 轴分量； $i_{cird}$ 、 $i_{cirq}$ 分别代表二倍频环流 $d$ 、 $q$ 轴分量； $K_{p6}$ 、 $K_{i6}$ 分别代表CCSC控制的比例、积分系数。

### 1.5 全系统小信号模型

针对上述VSG\_PV、滤波电路、MMC本体及控制部分小信号模型，得到VSG\_PV经MMC-HVDC外送的全阶小信号模型，对上述数学模型进行线性化得到系统小信号模型形式为

$$\frac{d\Delta x}{dt} = A\Delta x + B\Delta u, \quad (13)$$

式中： $\Delta x = [\Delta\omega \ \Delta\theta \ \Delta e \ \Delta i_{vd} \ \Delta i_{vq} \ \Delta u_{vd} \ \Delta u_{vq} \ \Delta P_e \ \Delta Q_e \ \Delta i_{id} \ \Delta i_{iq} \ \Delta u_{od} \ \Delta u_{oq} \ \Delta u_{mmc\_c} \ \Delta i_{sq} \ \Delta u_{ac1d} \ \Delta u_{ac1q} \ \Delta u_{ac2d} \ \Delta u_{ac2q} \ \Delta i_{sd} \ \Delta i_{cird} \ \Delta i_{cirq} \ \Delta x_1 \ \Delta x_2 \ \Delta x_3 \ \Delta x_4 \ \Delta f_1 \ \Delta f_2]^T$ 为系统状态量； $\Delta u = [\Delta P_{ref} \ \Delta Q_{ref} \ \Delta u_{mmc\_dc} \ \Delta u_{dref} \ \Delta i_{cirqref}]^T$ 为系统控制量。其中 $\Delta x$ 共28项，前9项为VSG\_PV系统状态量；中间4项为滤波线路状态量；最后15项为MMC换流器及其控制系统状态量。

## 2 VSG\_PV经MMC-HVDC并网SSO模式

针对上述所建立的数学模型，采用特征值分析法对光伏VSG经MMC-HVDC输送系统的SSO特性进行分析，确定整个系统的SSO振荡模式后，对参与因子分析，分析由VSG\_PV与MMC-HVDC共同参与的振荡模式。



文中以虚拟同步发电技术代替光伏电站,采用 1 000 台并联光伏逆变器的聚合等值方法。VSG\_PV 初始有功功率  $P_{\text{ref}}$  和无功功率  $Q_{\text{ref}}$  分别为 105 kW 和 0 Var;在大规模光伏电站的聚合等值方法中,功率与容量为并联台数之和,控制参数与单台机组相一致。VSG\_PV 系统结构参数和控制参数如表 1 所示。

表 1 VSG\_PV 系统结构参数及控制参数  
Table 1 Structure and control parameters of VSG\_PV

参数	单台光伏机组	聚合等值模型	参数	单台光伏机组	聚合等值模型
额定功率/MW	0.3	300	无功功率参考值/Var	0	0
额定容量/MVA	0.4	400	有功调频系数	2.5	2.5
额定频率/Hz	50	50	惯性时间常数	0.09	0.09
并网电压/V	400	400	无功积分系数	100	100
滤波电容/F	$100\times10^{-6}$	$10^{-7}$	无功调差系数	10 000	10 000
滤波电感 $L_G$ /H	$600\times10^{-6}$	$600\times10^{-3}$	虚拟阻抗	500 $\mu$ H/0.01 $\Omega$	500 $\mu$ H/0.01 $\Omega$
滤波电感 $L_2$ /H	$225\times10^{-6}$	$225\times10^{-3}$	内环控制	$K_{11}=100$	$K_{p1}=0.9$
有功功率参考值/MW	300	300	外环控制	$K_{22}=100$	$K_{p2}=0.9$

MMC 部分包括主电路、VCC 控制和 CCSC 控制 3 部分,其中 VCC 控制部分采用定有功功率和定无功功率控制,MMC-HVDC 侧结构和控制参数如表 2 所示。

表 2 MMC-HVDC 侧结构和控制参数  
Table 2 Structure and control parameters of MMC-HVDC

结构	参数	数值
MMC 本体部分	额定容量/MVA	600
	额定频率/Hz	50
	最大直流电压/p.u.	1.1
	额定直流电压/kV	640
	子模块电容值/mF	10
	单桥臂子模块个数	100
	桥臂电感/mH	75
	直流线路电阻/p.u.	0.008 8
	直流线路电容/p.u.	2.779 8
	直流线路电感/p.u.	0.793 3
VCC 控制	外环控制	$K_{p4}=1, K_{i4}=10$
	内环控制	$K_{p5}=1, K_{i5}=10$
CCSC 控制	$K_{p6}, K_{i6}$	$K_{p6}=0.8, K_{i6}=0.01$

2.1 振荡模式

根据第 1 节所建立的 VSG\_PV 经 MMC-HVDC 并网系统的小信号模型,对其进行特征值计算,可以得到系统的主要振荡模式,文中仅针对 SSO 振荡进行分析,筛选出次同步振荡范围(2.5~49.5 Hz)内的振荡模式,特征值分析结果如表 3 所示。

表 3 特征值分析结果

Table 3 Eigenvalue Analysis Results

振荡模式	特征值	振荡频率/Hz
TM1( $\lambda_{1,2}$ )	$-7.24+j106.76$	16.99
TM2( $\lambda_{3,4}$ )	$-14.09+j150.72$	23.38
TM3( $\lambda_{5,6}$ )	$-5.914+j169.56$	26.43
TM4( $\lambda_{7,8}$ )	$-2.49+j192.12$	28.71
TM5( $\lambda_{9,10}$ )	$5.54+j219.80$	34.98
TM6( $\lambda_{11,12}$ )	$-8.26+j244.92$	38.55

由表 2 可知,系统存在 5 个次同步振荡模式,由于 TM5 的特征值实部为正,该模式为一对不稳定的 SSO 模式,由此可以判断该模式为系统的主导振荡模式,其振荡频率为 34.98 Hz。

对上述特征值分析结果进行仿真验证,按照图 1 系统结构图在 PSCAD/EMTDC 中搭建仿真模型, $t=2$  s 时打开开关 S,在系统中投入系统容量的 10% 负荷(20 MW),模拟电网中发生的功率扰动事件。VSG 输出有功功率的时域仿真波形如图 10 所示。

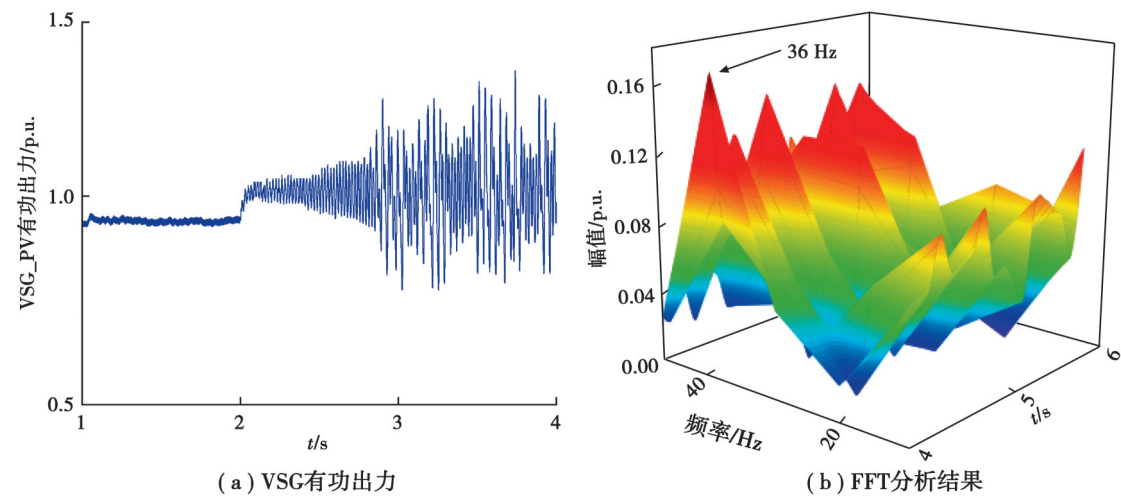


图 10 VSG 有功输出和 FFT 分析结果

Fig. 10 VSG active output and FFT analysis results

由图 10 可知,VSG\_PV 经 MMC-HVDC 外送系统可以稳定运行,在  $t=2.0$  s 时模拟电网功率扰动,系统发生了主导频率为 36 Hz 的 SSO,与上述特征值分析结果一致。由此可以说明,当 VSG\_PV 经 MMC-HVDC 送出时,系统存在次同步振荡风险,验证了特征值分析法在本系统中的准确性。

2.2 参与因子分析

参与因子能够反映系统状态变量与振荡模式之间的关系。在系统发生功率扰动时,对所建立数学模型的 TM1-TM6 主要参与变量进行分析,表 3 中 6 种振荡模式的参与因子分析结果如图 11 所示。

由图可见,送端系统稳定性主要受 VCC 控制部分、MMC 桥臂电感值及 VSG\_PV 影响,得益于环流抑制对 MMC 内部稳定性的提升,外送系统稳定性几乎不受 MMC 内部动态的影响。

与 TM1 相关的参与变量主要来源于 MMC-HVDC 侧,主要来自 MMC 侧的 VCC 控制部分和本体部分,其主要参与变量包括  $x_3$ 、 $x_4$ 、 $i_{sd}$ 、 $i_{sq}$ 、 $f_1$ 、 $f_2$  这 6 部分。TM2-TM5 是由 VSG\_PV 与 MMC-HVDC 共同参与的振荡模

式,与其相关的状态变量为  $i_{vd}$ 、 $i_{vq}$ 、 $\omega$ 、 $\theta$ 、 $e$ 、 $u_{vd}$ 、 $u_{vq}$ 、MMC 换流器桥臂电压  $d$ 、 $q$  轴分量和桥臂电感  $L_g$ 。其中, TM2 中主要影响参数为虚拟电感  $L_v$ 、无功积分系数  $K_q$  和 MMC 侧有 VCC 电压环参数  $K_{i4}$ ; TM3 中主要影响参数为有功调频系数  $K_f$ 、MMC 侧电压环比例/积分系数  $K_{p4}/K_{i4}$ 、电流环比例/积分系数  $K_{p5}/K_{i5}$ ; TM4 中主要影响参数为有功调频系数  $K_f$ 、无功积分系数  $K_q$ 、MMC 侧电压环积分系数  $K_{i4}$  和桥臂电感  $L_g$ , 该模式为不稳定的振荡, 对系统的稳定性影响最大; TM5 中主要影响参数为有功调频系数  $K_f$ 、MMC 侧电压环比例/积分系数  $K_{p4}/K_{i4}$  和桥臂电感  $L_g$ 。与 TM6 相关的参与变量主要来自 VSG\_PV 侧, 是由于光伏电站采用虚拟控制策略所引入的振荡, 该模式仅与 VSG\_PV 侧的状态变量相关, 主要影响参数为无功积分系数  $K_q$ 。

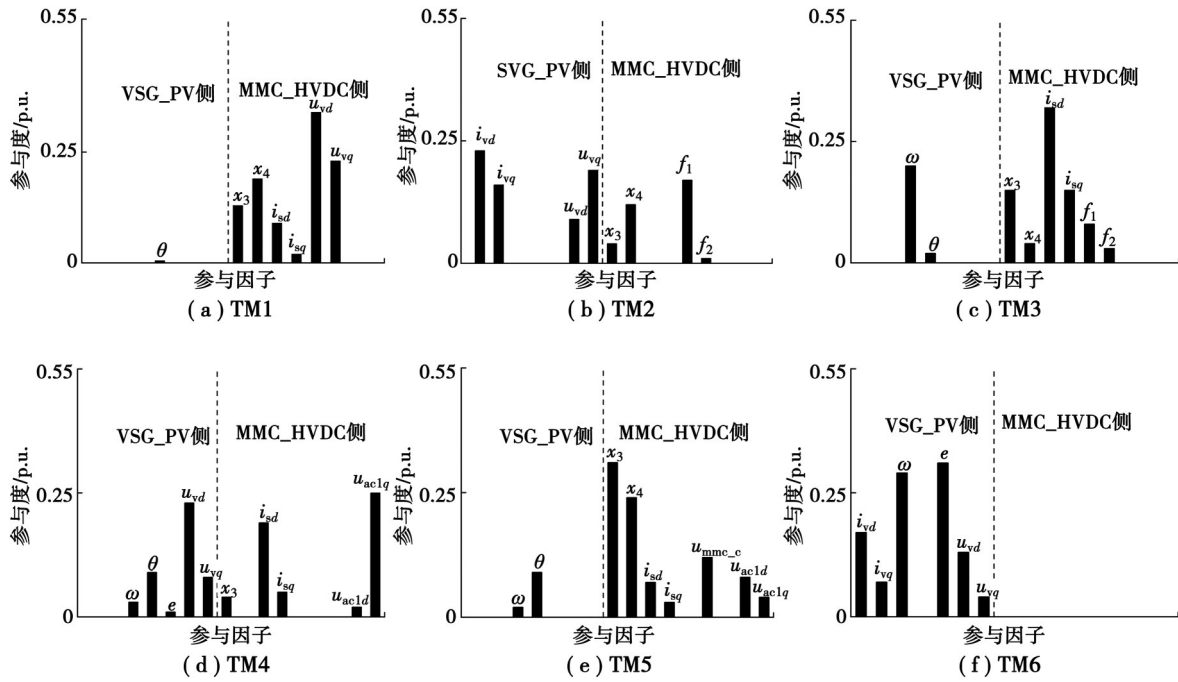


图 11 TM1-TM6 主要参与因子分析

Fig. 11 Analysis of major contributing factors for TM1-TM6

### 3 影响因素分析

由 2.2 节参与因子分析可知, 系统 SSO 模式主要受到 VSG\_PV 有功控制参数、无功控制参数、虚拟电感、MMC-HVDC 整流侧控制器参数和桥臂电感影响。考虑 8 个主要影响参数的变化, 分析 VSG\_PV 经 MMC-HVDC 外送系统的 SSO 特性。

#### 3.1 VSG\_PV 参数变化对系统稳定性影响

对系统小信号模型进行特征值根轨迹分析, 其初始参数与表 1 保持一致。系统保持在稳定状态下运行, 其他参数不变, 调整有功调频系数  $K_f$ 、无功积分系数  $K_q$ 、虚拟电感  $L_v$  改变时, 系统的根轨迹如图所示。图 12 (a)(b)(c) 分别为有功调频系数  $K_f$  由 2.5 增加至 10 时、无功积分系数  $K_q$  由 100 减小至 90 时、虚拟电感由  $0.6L_v$  增加至  $1.3L_v$  时特征值根轨迹曲线。

由图 12(a) 可知, 当  $K_f$  大于 3 时, 系统主导振荡模式特征根  $\lambda_{9,10}$  进入左半平面, 系统由不稳定状态趋于稳定运行; 随着  $K_f$  参数的增加, TM3、TM4 这 2 种振荡模式特征根向左移动, 实部减小, 系统阻尼增加, 稳定性增强; 而 TM1 特征值向右下移动, 系统阻尼减小, 稳定性减弱。图 12(b) 中, 随着无功积分系数  $K_q$  由 100 减小至 90 的过程中, TM2、TM4、TM6 这 3 种振荡模式均向左半平面移动, 系统阻尼增加, 稳定性增强。图 12(c) 中, 随着虚拟阻抗由  $0.6L_v$  增加至  $1.3L_v$  的过程中, 系统模态阻尼会产生 2 种不同的变化结果, 即 1) 虚拟阻抗增加, 系统阻尼增加; 2) 虚拟阻抗增加, VSG 的  $dq$  解耦控制性能恶化, 系统阻尼变小, 导致系统发生失稳。

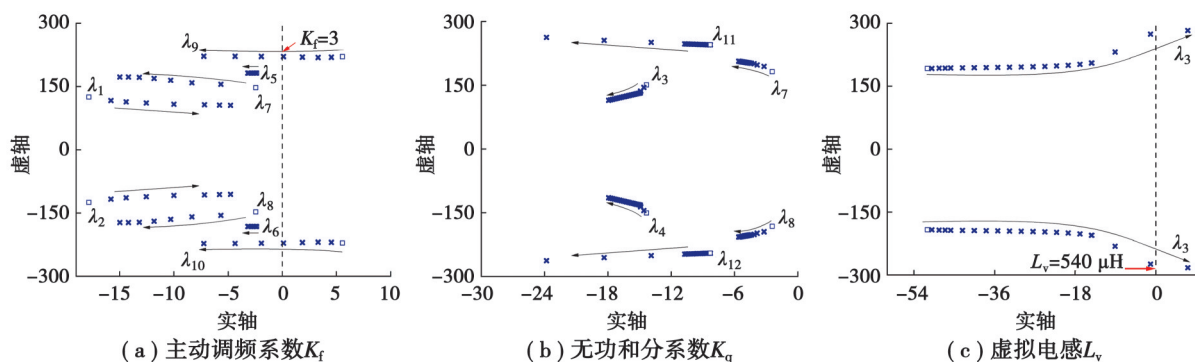


图12 VSG\_PV参数对稳定性影响

Fig. 12 Effects of VSG\_PV parameters on stability

系统失稳的虚拟阻抗临界值为  $L_v=540 \mu\text{H}$ , 可见此时  $L_v$  增大对系统阻尼减小的效果大于阻尼增加的效果, 这主要由于  $dq$  解耦控制失效, 从而进一步影响有功控制环节。在 PSCAD/EMTDC 中对上述分析结果进行时域仿真验证, 在  $t=2 \text{ s}$  时, 打开开关 S, VSG\_PV 控制器参数时域仿真曲线如图 13 所示。

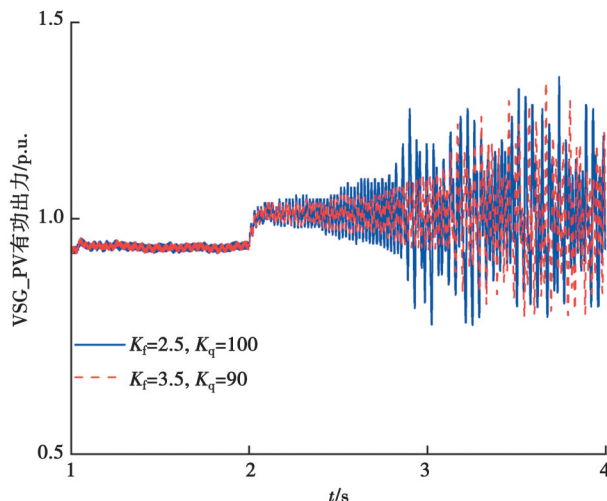


图13 VSG\_PV控制器参数曲线

Fig. 13 Time domain simulation of VSG\_PV controller parameters

图 13 表明: 当有功调频系数的增大和无功积分系数的减小, VSG\_PV 有功出力振荡发散程度减小, 与特征值分析结果相互印证。特征值根轨迹和时域仿真据表明, 有功调频系数  $K_f$  大于 3 时且在一定范围内减小无功积分系数  $K_q$ , 可以增加系统的稳定性, 提高系统阻尼。

### 3.2 MMC 参数变化对系统稳定性影响

保证系统保持在稳定状态下运行, 其他参数不变, 分别调整 VCC 电压环参数  $K_{p4}/K_{i4}$  时、VCC 电流环参数  $K_{p5}/K_{i5}$  时、桥臂电感  $L_g$  时, 系统的根轨迹如图 14 所示。图 14(a)~(d) 为 MMC 电流矢量控制换参数对稳定性的影响, 图 14(e) 为桥臂电感对稳定性的影响。

图 14(a) 中, 随着电压环比例系数  $K_{p4}$  的增加, TM5 先向右半平面移动, 当超过拐点 ( $K_{p4}=1.05$ ) 后开始向虚轴靠近, 当  $K_{p4}=1.6$  时,  $\lambda_{9,10}$  进入左半平面, 系统开始稳定运行。图 14(b) 中, 当电压环积分系数  $K_{i4}$  增加时,  $\lambda_{5,6}$  先向左半平面移动再靠近虚轴移动, 当  $K_{i4}=15.2$  时, 系统进入右半平面, 系统失稳; 而此时  $\lambda_{9,10}$  向右半平面移动, 实部增加, 阻尼减小, 稳定性减弱。图 14(c) 中, 当电流环比例系数  $K_{p5}$  增加时,  $\lambda_{1,2}$  向右半平面移动。图 14(d) 中, 随着有功电流积分系数  $K_{i5}$  增加, TM2 特征值向右移动, 特征值实部增大, 系统频率增加, 系统阻尼减

小,稳定性不断减弱。图14(e)中,随着桥臂电感 $L_g$ 的增加, $\lambda_{9,10}$ 向左半平面移动,当 $L_g$ 大于100 mH时,系统落入左半平面,系统稳定。

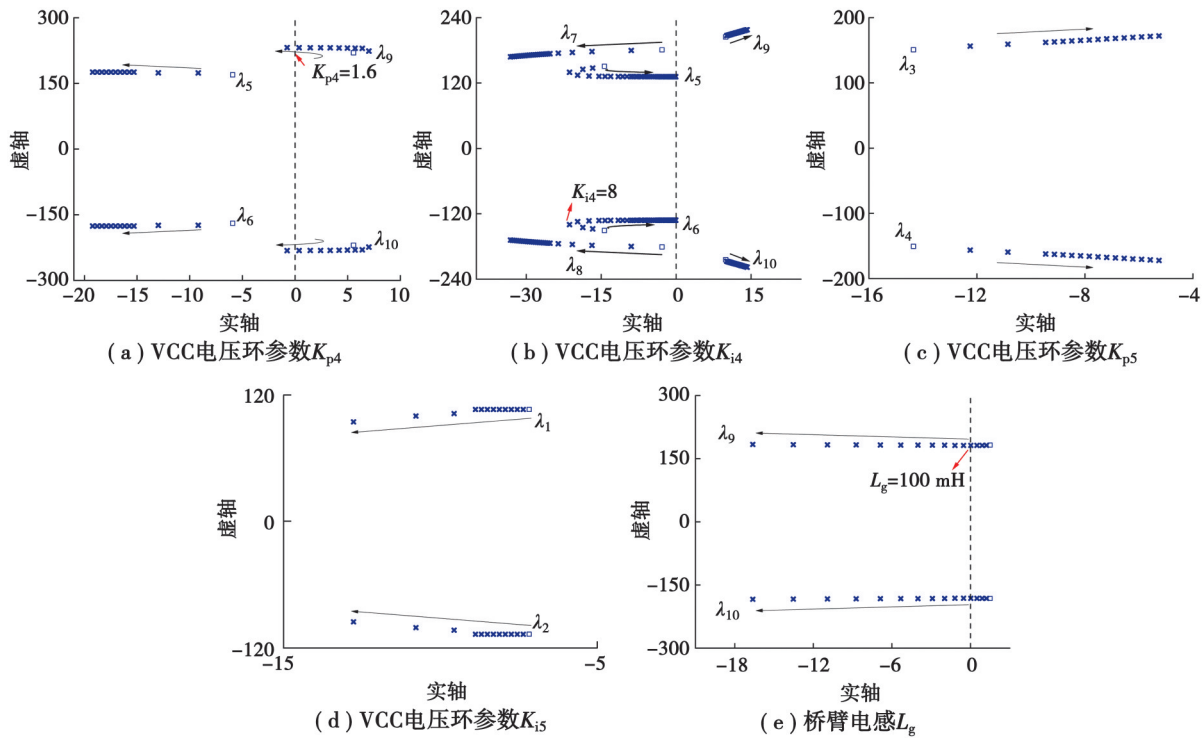


图14 MMC参数变化对稳定性的影响

Fig. 14 Effects of MMC parameter changes on stability

图15为MMC控制参数时域仿真结果。图中表明:随着电压环比例、积分系数和虚拟电感的增大,系统阻尼增大,VSG\_PV有功出力振荡发散程度减小。图16为系统结构参数时域仿真结果。图中表明:当桥臂电感大于540  $\mu$ H时,系统阻尼减小,加剧系统振荡。

通过对上述的分析,调节VSG\_PV控制器参数、MMC电压环参数和系统结构参数时,系统稳定性的变化规律如表4所示。

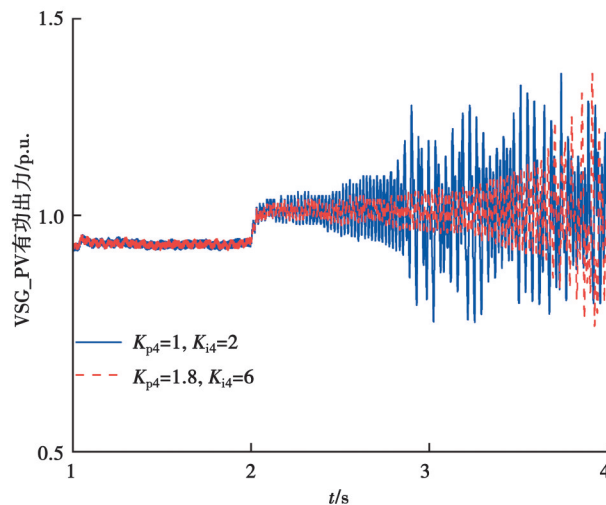


图15 MMC控制器参数曲线

Fig. 15 Time domain simulation of MMC controller parameters



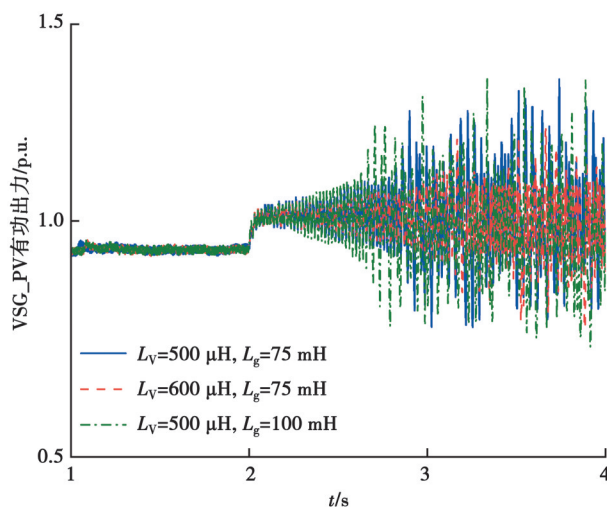


图 16 系统结构参数曲线

Fig. 16 Time domain simulation of system structural parameters

表 4 参数变化范围及系统稳定性

Table 4 Parameter variation range and system stability

参数	变化范围	稳定性	稳定
$K_r$	2.5~10	次同步振荡→稳定	$\geq 3$
$K_q$	0~100	稳定	—
$L_v$	300~650	次同步振荡→稳定	340~540
$K_{p4}$	1~2	次同步振荡→稳定	$\geq 1.6$
$K_{i4}$	1~10	次同步振荡	—
$K_{p5}$	1~2	稳定	—
$K_{i5}$	1~10	稳定	—
$L_g$	75~150	次同步振荡→稳定	100~150

## 4 结 论

为了发现光伏经 MMC-HVDC 输送系统中潜在的 SSO 问题,文中建立光伏 VSG 经 MMC-HVDC 外送系统整体线性化数学模型,采用特征值分析法完成整个外送系统中振荡模式和参与因子的分析,探讨 VSG\_PV 侧与 MMC 侧参与系统 SSO 的因素,以及对系统稳定性造成的影响,并采用时域仿真方法进行验证。探讨系统中光伏 VSG 参数与 MMC 参数变化对系统稳定性的影响。结论如下:

1)在光伏 VSG 经 MMC-HVDC 外送系统中,若功率波动时,则外送系统具有发生 SSO 的风险和因素,存在光伏 VSG 与 MMC-HVDC 共同参与的振荡模式。

2)引入 VSG 控制后,系统在调频能力和特性较好,另外外送系统会出现新的振荡模态,且模态阻尼较弱,若 VSG 参数设计不合理,系统会失稳。

3)增大有功调频系数、减小无功积分系数、增加电压环比例系数、增大桥臂电感,有利于减小功率扰动时外送系统发生 SSO 风险。

4)时域仿真结果验证了外送系统根轨迹分析的正确性,可为 VSG\_PV 经 MMC-HVDC 外送系统的参数设计提供参考。



时域仿真结果与特征值分析结果一致,即证明在VSG经MMC-HVDC外送系统中存在SSO风险。所得到的参数变化范围可以为中国“招远400MW海上光伏项目”设计提供参考。

## 参考文献

- [1] 王新令. 积极应对气候变化,推动清洁低碳转型:《2030年前碳达峰行动方案》解读[J]. 中国电业, 2021(12): 22-25.  
Wang X L. Actively respond to climate change and promote clean and low-carbon transformation: interpretation of peak carbon dioxide emissions action plan to 2030[J]. China Electric Power, 2021(12): 22-25. (in Chinese)
- [2] 董晓亮, 田旭, 张勇, 等. 沽源风电场串补输电系统次同步谐振典型事件及影响因素分析[J]. 高电压技术, 2017, 43(1): 321-328.  
Dong X L, Tian X, Zhang Y, et al. Practical SSR incidence and influencing factor analysis of DFIG-based series-compensated transmission system in Guyuan farms[J]. High Voltage Engineering, 2017, 43(1): 321-328. (in Chinese)
- [3] 王丹. 双馈风电场接入含固定串补系统次同步振荡分析[D]. 吉林: 东北电力大学, 2021.  
Wang D. Subsynchronous oscillation analysis of DFIG based wind farms connected with the series compensated transmission network[D]. Jilin: Northeast Dianli University, 2021. (in Chinese)
- [4] 董晓亮, 谢小荣, 刘辉, 等. 双馈风力发电机串补输电系统全运行区域的次同步特性分析[J]. 电网技术, 2014, 38(9): 2429-2433.  
Dong X L, Xie X R, Liu H, et al. SSR characteristics of a wind farm connected to series-compensated transmission system under all operation region of DFIG[J]. Power System Technology, 2014, 38(9): 2429-2433. (in Chinese)
- [5] 顾志明. 大规模风电场接入对火电机组次同步振荡阻尼特性影响研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2021.  
Gu Z M. Study on the influence of large-scale wind farms connected to the grid on the damping characteristics of the subsynchronous oscillation of thermal power unit[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2021. (in Chinese)
- [6] Sun J. Impedance-based stability criterion for grid-connected inverters[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2011, 26(11): 3075-3078.
- [7] 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 J, Cai X, Zhang Z K, 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. (in Chinese)
- [8] 董晓亮, 谢小荣, 杨煜, 等. 双馈风机串补输电系统次同步谐振影响因素及稳定区域分析[J]. 电网技术, 2015, 39(1): 189-193.  
Dong X L, Xie X R, Yang Y, et al. Impacting factors and stable area analysis of subsynchronous resonance in DFIG based wind farms connected to series-compensated power system[J]. Power System Technology, 2015, 39(1): 189-193. (in Chinese)
- [9] 邵冰冰, 赵峥, 肖琪, 等. 多直驱风机经柔直并网系统相近次同步振荡模式参与因子的弱鲁棒性分析[J]. 电工技术学报, 2023, 38(3): 754-769.  
Shao B B, Zhao Z, Xiao Q, et al. Weak robustness analysis of close subsynchronous oscillation modes' participation factors in multiple direct-drive wind turbines with the VSC-HVDC system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(3): 754-769. (in Chinese)
- [10] Montero-Cassinello J, Cheah-Mane M, Prieto-Araujo E, et al. Small-signal analysis of a fast central control for large scale PV power plants[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022, 141: 108157.
- [11] 李忍. 风光火多源并网系统次同步振荡分析与抑制研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2019.  
Li R. Sub synchronous oscillation analysis and suppression of grid-connected multi-source systems[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2019. (in Chinese)
- [12] 赵书强, 李忍, 高本锋, 等. 光伏并入弱交流电网次同步振荡机理与特性分析[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(24): 7215-7225, 7448.  
Zhao S Q, Li R, Gao B F, et al. Analysis of mechanism and characteristics in sub synchronous oscillation between PV and weak AC networks[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(24): 7215-7225, 7448. (in Chinese)

- [13] 葛景, 都洪基, 赵大伟, 等. 光伏电站接入对多机电力系统低频振荡的影响分析[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(22): 63-70.  
Ge J, Du H J, Zhao D W, et al. Influences of grid-connected photovoltaic power plants on low frequency oscillation of multi-machine power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(22): 63-70. (in Chinese)
- [14] 彭意. MMC系统的高频振荡机理及抑制方法研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2022.  
Peng Y. Research on high-frequency oscillation mechanism and suppression approach of MMC system[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2022. (in Chinese)
- [15] 周昕怡, 成庶, 伍珣, 等. 一种基于VSG控制的光伏电站对多机系统的低频振荡自适应控制策略[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2022, 53(8): 2920-2931.  
Zhou X Y, Cheng S, Wu X, et al. An adaptive low frequency oscillation control strategy of VSG-based photovoltaic power plants to multi-machine power systems[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2022, 53(8): 2920-2931. (in Chinese)
- [16] 王倩. 虚拟同步发电机对系统低频振荡特性的影响研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2021.  
Wang Q. Research on effect of virtual synchronous generator on low frequency oscillation characteristics of system[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2021. (in Chinese)
- [17] 程珊珊, 王海鑫, 杨子豪, 等. 虚拟同步发电机对系统低频振荡的影响及抑制方法综述[J]. 太阳能学报, 2023, 44(8): 119-129.  
Cheng S S, Wang H X, Yang Z H, et al. Overview of effect of virtual synchronous generators on low-frequency oscillation of power system and suppression methods[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2023, 44(8): 119-129. (in Chinese)
- [18] Bevrani H, Ise T, Miura Y. Virtual synchronous generators: a survey and new perspectives[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2014, 54: 244-254.
- [19] Chao W J, Deng C P, Huang J W, et al. A sub-synchronous oscillation suppression strategy based on active disturbance rejection control for renewable energy integration system via MMC-HVDC[J]. Electronics, 2023, 12(13): 2885.
- [20] 程时杰, 曹一家, 江全元. 电力系统次同步振荡的理论与方法[M]. 北京: 科学出版社, 2009.  
Cheng S J, Cao Y J, Jiang Q Y. Electricity power system's theory and method[M]. Beijing: Science Press, 2009. (in Chinese)

(编辑 詹燕平)