

并联永磁同步风电机组小干扰稳定性分析

孙士奇¹, 单俊豪¹, 仇志华^{1*}, 时振堂²

[1. 中国石油大学 新能源学院, 山东 青岛 266580;

2. 中国石化(大连)石油化工研究院有限公司, 辽宁 大连 116045]

Small Signal Stability Analysis of Parallel Permanent Magnet Synchronous Wind Turbine

SUN Shiqi¹, SHAN Junhao¹, ZHANG Zhihua^{1*}, SHI Zhentang²

(1. School of New Energy, China University of Petroleum, Qingdao 266580, China;

2. SINOPEC Dalian Research Institute of Petroleum and Petrochemicals Co., Ltd., Dalian 116045, China)

Abstract: The use of average flux orientation control of multiple permanent magnet synchronous wind turbines and thus the construction of fractional frequency wind spower systems, is one of the potential future options for onshore and offshore wind power. Nonetheless, the study of the stability among multiple wind turbines in this mode is rarely covered in the literature. To address this problem, the stability of small disturbances among permanent magnet synchronous wind turbines with average flux orientation control is investigated based on the eigenvalue analysis method. Firstly, based on the topology of the crossover collector system of high-voltage and large-capacity direct-drive permanent magnet synchronous wind turbines, a mathematical model of the wind power system applicable to the analysis of small disturbances stability is established. Secondly, the primary factors affecting system oscillations are determined by identifying the oscillatory modes and analyzing the modal participation factors, and the impact of parameter variations on the oscillatory of the system is examined by plotting the trajectories of the roots. It is concluded that the system oscillations are most affected by the generator inductance, resistance, and direct current capacitance parameters. Finally, the correctness of the findings is verified by time domain simulations.

Key words: offshore wind power; permanent magnet synchronous wind turbine; average flux orientation control; small signal stability; eigenvalue analysis

摘 要: 采用平均磁链定向控制多台永磁同步风电机组

进而构造分频发电系统是未来陆上尤其是海上风电的汇集方案之一,但对该模式下多台风电机组间稳定性的研究鲜有文献涉及。针对此问题,基于特征值分析法,研究了平均磁链定向控制的永磁同步风电机组之间的小干扰稳定性。首先,基于高压大容量直驱式永磁同步风电机组的分频集电系统拓扑结构,建立了适用于小干扰稳定性分析的风电系统的数学模型;其次,通过辨识振荡模态并分析模态参与因子确定了影响系统振荡的主控因素,通过绘制根轨迹分析了主控因素参数变化对系统振荡的影响,并发现系统振荡受发电机电感、电阻和直流电容参数的影响最大;最后,通过时域仿真验证了研究结论的正确性。

关键词: 海上风电; 永磁同步风电机组; 平均磁链定向控制; 小干扰稳定; 特征值分析

0 引言

随着化石能源枯竭和环境污染问题的日益严峻,风力发电作为最具发展潜力的清洁能源之一,在世界范围内受到了广泛重视和大规模开发利用。2022 年我国新增风电并网装机容量 3 763 万千瓦,据国家能源局估计,到 2025 年,我国风电发电量将在 2020 年的基础上翻一倍^[1]。相比于陆上风电,海上风力发电具有不占用陆地资源、视觉和噪声污染小以及风速高且稳定等优势^[2]。我国海岸线辽阔,海上风能资源十分丰富,随着陆上风电的开发不断趋于饱和,海上风电将成为未来清洁能源新增装机容量的重要增长点^[3]。目前采用一台变频器控制多台风机的分频海上风电送出策略成为中远距离海上风电传输最具经济性的选择^[4]。

保证小干扰稳定是系统运行的必要条件。国

基金项目: 国家自然科学基金面上项目(51977220)

General Program of National Natural Science Foundation of China (51977220)

内外学者对永磁直驱海上风电系统的小干扰稳定性进行了深入研究。研究主要分为两大类: 风电系统与外部电网动态交互的小干扰稳定性分析^[5-6]和风电系统内部小干扰稳定性分析^[7-9]。

目前, 针对风电系统小干扰稳定性分析的主流方法有特征值分析法、开环模式分析法、复转矩系数分析法和阻抗分析法^[10]。文献[11]通过特征值分析法, 分析了弱电网连接下单台永磁直驱风电机组在低电压穿越期间的小干扰稳定性, 发现电压跌落程度加深、锁相环和电流环带宽增大将会降低系统的小干扰稳定性。文献[12]建立了风电场等效子系统模型, 通过特征值分析法得出风电场内集电网络整体电气距离增加、风电机组输出稳态功率增加以及风电机组锁相环积分系数增大, 均会造成锁相环动态主导的并网直驱风电场振荡稳定性降低的结论。文献[13]分别建立了两台和三台直驱风机经柔性直流输电并网系统的动态模型, 通过模态分析指出多直驱风机经柔性直流输电并网系统同时存在场内次同步振荡模态和场网次同步振荡模态, 并且场内振荡模态与场网振荡模态对风机参数变化的阻尼耦合是趋同的, 因此可以通过改变风机参数来同时抑制两种振荡模态。文献[14]分析了基于虚拟同步控制的电压源型风电机组的低频振荡问题, 发现电压源型机组适用于低短路比的系统, 其用于较高短路比的系统时容易出现低频振荡。文献[15]采用阻抗分析法对低频海上风电系统进行了稳定性分析, 并提出了利用多输入多输出 (Multi-Input Multi-Output, MIMO) 系统阻抗矩阵 $\infty-1$ 范数的稳定性判据。文献[16]对直驱并网风电系统中由锁相环引起次同步振荡的开环模式谐振机理进行分析, 研究了永磁同步发电机和同步机间交互作用对系统次同步振荡的影响, 基于开环子系统的残差指标, 提出了一种评估开环模式谐振对系统稳定性影响的方法。以上文献研究了风机参数、变流器的控制策略等对系统稳定性的影响, 但研究多集中于由一台变流器控制一台风力发电机的系统, 而对于由一台变流器控制多台风力发电机的海上永磁直驱风电系统的小干扰稳定分析, 目前还鲜有研究涉及。

基于此, 本文采用特征值分析法, 对平均磁链定向控制的永磁同步风电机组之间的小干扰稳定

性展开了研究。首先建立了高压大容量直驱式永磁同步风电机组的分频风电系统的小干扰模型; 然后通过辨识振荡模态并分析模态参与因子确定了系统振荡的主控因素, 进一步研究了主控因素对系统稳定性的影响并获得了相关结论; 最后通过时域仿真对所得结论进行了验证。

1 风力发电系统建模

分频海上风电系统的结构如图 1 所示, 由发电机组、全功率变流器及并网设备组成。其特点是通过一台变流器控制多台永磁同步风机, 减少了海上风电设备的数量^[17]。

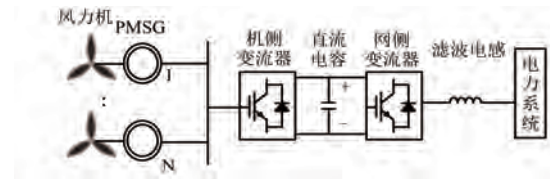


图 1 分频海上风电系统拓扑结构图

Fig. 1 Topological structure diagram of fractional frequency offshore wind power system

1.1 并联永磁同步发电机组建模

两机永磁直驱风电系统采用两台型号相同的永磁同步发电机, 由一台变流器实现集中控制。在施加小扰动时桨距角控制的响应时间为数秒^[18], 为简化计算, 假设风机在额定风速以下运行。全系统采用电动机惯例进行建模, 风电机组的运动方程为

$$\begin{cases} \frac{d\omega_{e1}}{dt} = \frac{P}{J}(T_{e1} - T_{m1}) \\ \frac{d\omega_{e2}}{dt} = \frac{P}{J}(T_{e2} - T_{m2}) \end{cases} \quad (1)$$

式中: P 为极对数; J 为轴系的转动惯量; ω_{e1} 和 ω_{e2} 为两台发电机转子的电角速度; T_{e1} 、 T_{e2} 、 T_{m1} 、 T_{m2} 分别为两台发电机的电磁转矩、负载转矩。

风电机组的电压方程为

$$\begin{cases} u_{ds1} = Ri_{ds1} + L_{ds} \frac{di_{ds1}}{dt} - \omega_{e1} L_{qs} i_{qs1} \\ u_{qs1} = Ri_{qs1} + L_{qs} \frac{di_{qs1}}{dt} + \omega_{e1} L_{ds} i_{ds1} + \omega_{e1} \psi_f \\ u_{ds2} = Ri_{ds2} + L_{ds} \frac{di_{ds2}}{dt} - \omega_{e2} L_{qs} i_{qs2} \\ u_{qs2} = Ri_{qs2} + L_{qs} \frac{di_{qs2}}{dt} + \omega_{e2} L_{ds} i_{ds2} + \omega_{e2} \psi_f \end{cases} \quad (2)$$

式中: R 为定子电阻; L_{ds} 、 L_{qs} 分别为定子 d 、 q 轴电感; u_{ds1} 、 u_{qs1} 、 u_{ds2} 、 u_{qs2} 分别为两台发电机的 d 、 q 轴电压; i_{ds1} 、 i_{qs1} 、 i_{ds2} 、 i_{qs2} 分别为两台发电机的 d 、 q 轴电流; ψ_f 为转子磁链。

1.2 变流器建模

永磁同步机组通过机侧变流器、直流电容以及网侧变流器与电网相连。直流环节的电容充电放电过程用一阶环节描述为^[19]

$$\frac{du_{dc}}{dt} = \frac{3}{2Cu_{dc}}(u_{dg}i_{dg} + u_{qg}i_{qg} - u_{ds}i_{ds} - u_{qs}i_{qs}) \quad (3)$$

式中: C 为直流电容; u_{dc} 为直流电压; u_{dg} 、 u_{qg} 分别为网侧变流器 d 、 q 轴电压; u_{ds} 、 u_{qs} 分别为机侧变流器 d 、 q 轴电压; i_{dg} 、 i_{qg} 分别为网侧变流器 d 、 q 轴电流; i_{ds} 、 i_{qs} 分别为机侧变流器 d 、 q 轴电流。

本文采用基于转子平均磁链定向的变流器统一控制器^[20]。机侧采用转子平均磁链定向的矢量控制策略,如图2所示。其控制方式是以转子平均磁链方向为 d - q 变换的参考 d 轴,通过控制转子平均磁链的大小实现各台发电机的同步运行。该控制方式的关键环节为转子平均位置的测量以及平均磁链大小的求解与反馈。

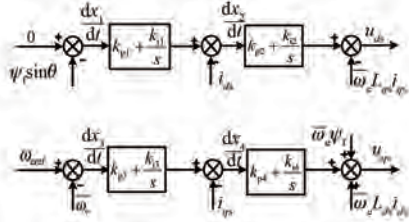


图2 机侧变流器控制策略

Fig. 2 Control strategy of generator side converter

在平均磁链定向的控制系统中两台发电机的转子位置均可测量。转子平均磁链为各转子磁链矢量的平均值。当发电机同步运行时,转子平均磁链在参考轴系的 q 轴分量为0。对于本文研究的两机系统,转子平均位置位于两台电机转子位置的角平分线上。假设第一台发电机的转子位置超前,定义第一台电机超前转子平均位置的夹角为 θ 。为了便于系统模型的线性化,在磁链环中以转子平均磁链在参考 q 轴的分量进行反馈,给定值为0。

机侧变流器控制器的数学模型为

$$\begin{cases} \frac{dx_1}{dt} = \psi_f \sin \theta \\ \frac{dx_2}{dt} = k_{p1} \psi_f \sin \theta + k_{i1} x_1 - i_{ds} \\ \frac{dx_3}{dt} = \omega_{eref} - \bar{\omega}_e \\ \frac{dx_4}{dt} = k_{p3}(\omega_{eref} - \bar{\omega}_e) + k_{i3} x_3 - i_{qs} \end{cases} \quad (4)$$

$$u_{ds} = k_{p1} k_{p2} \psi_f \sin \theta + k_{p2} k_{i1} x_1 - k_{p2} i_{ds} + k_{i2} x_2 - \bar{\omega}_e L_{qs} i_{qs} \quad (5)$$

$$u_{qs} = k_{p3} k_{p4}(\omega_{eref} - \bar{\omega}_e) + k_{p4} k_{i3} x_3 - k_{p4} i_{qs} + k_{i4} x_4 + \bar{\omega}_e L_{ds} i_{ds} + \bar{\omega}_e \psi_f \sin \theta \quad (6)$$

式中: x_1 、 x_2 、 x_3 、 x_4 为机侧变流器状态变量; ω_{eref} 、 $\bar{\omega}_e$ 分别为发电机的电角速度参考值、测量值; k_{p1} 、 k_{p2} 、 k_{p3} 、 k_{p4} 和 k_{i1} 、 k_{i2} 、 k_{i3} 、 k_{i4} 分别为 PI 控制器的比例和积分系数。

网侧采用电网电压定向的矢量控制策略^[21],如图3所示。该策略控制直轴电流为零,使变流器以高功率因数向电网输出功率。

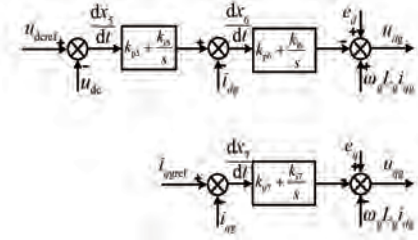


图3 网侧变流器控制策略

Fig. 3 Control strategy of grid side converter

网侧变流器控制器的数学模型为

$$\begin{cases} \frac{dx_5}{dt} = u_{dcref} - u_{dc} \\ \frac{dx_6}{dt} = k_{p5}(u_{dcref} - u_{dc}) + k_{i5} x_5 - i_{dg} \\ \frac{dx_7}{dt} = i_{qgref} - i_{qg} \end{cases} \quad (7)$$

$$u_{dg} = -k_{p5} k_{p6}(u_{dcref} - u_{dc}) - k_{p6} k_{i5} x_4 + k_{p6} i_{dg} - k_{i6} x_6 + \omega_g L_g i_{qg} + e_d \quad (8)$$

$$u_{qg} = -k_{p7}(i_{qgref} - i_{qg}) - k_{i7} x_7 - \omega_g L_g i_{dg} + e_q \quad (9)$$

式中: x_5 、 x_6 、 x_7 为网侧变流器状态变量; u_{dcref} 和 u_{dc} 分别为电压参考值和测量值; i_{dcref} 和 i_{qcref} 分别为网侧 d 轴和 q 轴电流的参考值; ω_g 为电网频

率; L_g 为滤波电感值; e_d 和 e_q 分别为网侧 d 轴和 q 轴电压; k_{p5} 、 k_{p6} 、 k_{p7} 和 k_{i5} 、 k_{i6} 、 k_{i7} 分别为 PI 控制器的比例和积分系数。

1.3 不同参考轴系电气量的变换关系

发电机与变流器采用的 d - q 参考轴系不同, 发电机 d 轴方向为转子磁链所在方向, 而变流器 d 轴方向为转子平均磁链所在方向。随着发电机运行状态发生变化, 转子平均磁链也随之变化。因此首先需要得到各电气量在不同坐标系下的换算关系。转子磁链位置的运动方程为

$$\frac{d\theta}{dt} = \frac{1}{2}(\omega_{e1} - \omega_{e2}) \quad (10)$$

式中: θ 为两台电机转子电角度之差。

电压关系式为

$$\begin{cases} u_{ds1} = u_{ds} \cos\theta + u_{qs} \sin\theta \\ u_{qs1} = -u_{ds} \sin\theta + u_{qs} \cos\theta \\ u_{ds2} = u_{ds} \cos\theta - u_{qs} \sin\theta \\ u_{qs2} = u_{ds} \sin\theta + u_{qs} \cos\theta \end{cases} \quad (11)$$

控制系统中变流器的电流大小定义为实际流通电流的一半, 电流关系式为

$$\begin{cases} i_{ds} = \frac{1}{2}(i_{ds1} \cos\theta - i_{qs1} \sin\theta + \\ i_{ds2} \cos\theta + i_{qs2} \sin\theta) \\ i_{qs} = \frac{1}{2}(i_{ds1} \sin\theta + i_{qs1} \cos\theta - \\ i_{ds2} \sin\theta + i_{qs2} \cos\theta) \end{cases} \quad (12)$$

2 系统小干扰稳定分析

在小干扰作用下, 电力系统的结构一般不会发生变化, 其运行状态只在初始工作点附近小幅振荡^[22]。根据李雅普诺夫稳定性分析理论, 非线性系统可以根据经过线性化处理后系统的稳定性来间接得到在其稳态运行点附近的局部稳定性^[23]。

2.1 系统小干扰建模

系统状态方程由式(1)~式(4)、式(7)及式(10)构成。选择含微分项的变量为状态变量, 状态变量矢量记作 $\mathbf{x}$ 。选择式(5)~式(9)所示的电压量为输入变量, 输入变量矢量记为 $\mathbf{u}$ 。采用泰勒级数法对系统模型的某一稳定运行点处进行小干扰线性化^[24], 增量形式的状态变量矢量和输入

变量矢量记作 $\Delta\mathbf{x}$ 、 $\Delta\mathbf{u}$ 。线性化的系统状态方程可表示为

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

式中: $\mathbf{A}$ 为状态矩阵; $\mathbf{B}$ 为输入矩阵。

在控制器的作用下, 系统输入变量矢量与状态变量矢量之间存在的代数关系可表示为

$$\mathbf{0} = \mathbf{C}\Delta\mathbf{x} + \mathbf{D}\Delta\mathbf{u} \quad (14)$$

式中: $\mathbf{C}$ 、 $\mathbf{D}$ 为输入变量与输出变量关系的系数矩阵。

联立式(10)与式(11)得到不含输入变量矢量的系统线性增量表达式为

$$\frac{d\Delta\mathbf{x}}{dt} = (\mathbf{A} - \mathbf{B}\mathbf{D}^{-1}\mathbf{C})\Delta\mathbf{x} = \mathbf{A}_s\Delta\mathbf{x} \quad (15)$$

式中: $\mathbf{A}_s$ 为系统线性化状态方程的状态矩阵。

2.2 系统小干扰分析

在发电机额定状态下, 求解稳态运行点初始值, 并将系统参数和稳态运行点初始值代入计算式求得状态矩阵 $\mathbf{A}_s$ 。永磁直驱风力发电机参数如表 1 所示。

表 1 永磁直驱风力发电机参数

Tab. 1 Parameters of permanent magnet direct drive wind turbine

参数名称	参数值
额定功率/MW	10
额定电压/kV	10
额定频率/Hz	15
额定转速/(r·min ⁻¹)	20
额定风速/(m·s ⁻¹)	12
极对数	45

进一步求解 $\mathbf{A}_s$ 的特征根, 矩阵特征根实部全部为负, 共有 3 对共轭根, 对应 3 组振荡模态, 计算结果如表 2 所示。

表 2 特征根计算结果

Tab. 2 Eigenvalue calculation results

模态	特征根	振荡频率/Hz	阻尼比
λ_1	-322.86+j544.83	86.71	0.51
λ_2	-322.86-j544.83	86.71	0.51
λ_3	-92.91+j121.15	19.28	0.61
λ_4	-92.91-j121.15	19.28	0.61
λ_5	-7.35+j65.50	10.42	0.11
λ_6	-7.35-j65.50	10.42	0.11

计算各振荡模态与状态变量之间的参与因子, 结果如表 3 所示。可知, 振荡模态 $\lambda_{1,2}$ 与直流

母线电压、网侧变流器状态变量以及网侧变流器 d 轴电流相关性最大,因此 $\lambda_{1,2}$ 为网侧振荡模态;振荡模态 $\lambda_{3,4}$ 、 $\lambda_{5,6}$ 与发电机转子位置电角度差、发电机电角速度以及发电机 d 轴和 q 轴电流相关性最大,因此 $\lambda_{3,4}$ 、 $\lambda_{5,6}$ 为机侧振荡模态。

表 3 模态参与因子

Tab. 3 Participation factor of modes

状态变量	振荡模态					
	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	λ_6
θ	—	—	0.13	0.13	0.56	0.56
ω_{e1}	—	—	0.1	0.1	0.22	0.22
ω_{e2}	—	—	0.1	0.1	0.22	0.22
i_{ds1}	—	—	0.16	0.16	0.11	0.11
i_{qs1}	—	—	0.28	0.28	0.1	0.1
i_{ds2}	—	—	0.18	0.18	0.09	0.09
i_{qs2}	—	—	0.28	0.29	0.1	0.1
u_{dc}	0.5	0.5	—	—	—	—
x_6	0.1	0.1	—	—	—	—
i_{dg}	0.5	0.5	—	—	—	—

综上可知,两组机侧振荡模态与电机参数关联性最强。分别改变两台永磁同步发电机的定子电阻 R 和定子电感 L_{ds} 、 L_{qs} (由于 $L_{ds}=L_{qs}$,下文以 L 表示两台发电机的定子电感) 的大小,绘制共轭根在电机参数变化时的根轨迹。

保持发电机定子电感 L 为 0.002 H 不变,设置两台发电机定子电阻由 0.1 Ω 增大至 0.8 Ω ,且每次增大 0.1 Ω ,每次改变电阻值后重新计算系统稳态运行的初始值参数,并绘制根轨迹,如图 4 所示。由于机侧参数变化后,对网侧的振荡模态影响较小,特征根 $\lambda_{1,2}$ 的位置基本不发生变化,故在图中只展示 $\lambda_{3,4}$ 和 $\lambda_{5,6}$ 两个机侧振荡模态的特征根轨迹。特征根 $\lambda_{3,4}$ 随 R 的增大一直向左移动,实部不断减小,虚部绝对值逐渐减小,对应的振荡频率有所降低,振荡模态阻尼比逐渐增大,系统稳定性增强。特征根 $\lambda_{5,6}$ 随 R 的增大实部先

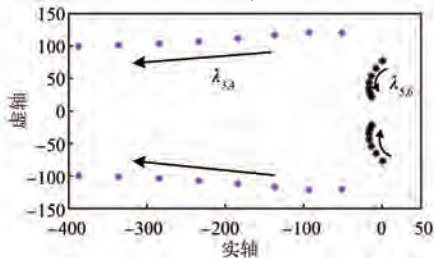


图 4 发电机定子电阻增大时的根轨迹变化

Fig. 4 Variation of root locus with increasing generator stator resistance

减小后增大,在 R 取 0.1 Ω 时实部为正,此时系统小干扰不稳定;在 R 取 0.5 Ω 时实部达到最小值,此时系统稳定性最高;随着 R 的继续增大,特征根 $\lambda_{5,6}$ 趋向于虚轴,系统稳定性下降。综上所述,在 0.1 Ω ~0.5 Ω 范围内, $\lambda_{3,4}$ 和 $\lambda_{5,6}$ 根轨迹随电阻增大的变化趋势趋同,即增大电阻 R 可以提高系统稳定性;但是超过 0.5 Ω 后,两者的变化趋势相反,这是因为 $\lambda_{5,6}$ 的阻尼比更小,是系统的主导特征根,因此系统稳定性的变化主要受 $\lambda_{5,6}$ 影响,继续增大电阻将会降低系统稳定性。

保持发电机定子电阻 R 为 0.2 Ω 不变,设置两台发电机定子电感 L 由 0.001 H 增大至 0.01 H,且每次增大 0.001 H,每次改变电感值后重新计算系统稳态运行的初始值参数,并绘制根轨迹,如图 5 所示。同理,由于特征根 $\lambda_{1,2}$ 的位置基本不发生变化,在图中只展示 $\lambda_{3,4}$ 和 $\lambda_{5,6}$ 两个机侧振荡模态的特征根轨迹。随 L 的增大,特征根 $\lambda_{3,4}$ 逐渐向右移动,实部不断增大,系统稳定性降低。随 L 的增大,特征根 $\lambda_{5,6}$ 实部先增大后减小,当 L 大于等于 0.003 H 时, $\lambda_{5,6}$ 实部由负变正,此时系统小干扰不稳定;当 L 增大到 0.005 H 时 $\lambda_{5,6}$ 实部达到最大,此时系统稳定性最差;随着 L 的继续增大,特征根 $\lambda_{5,6}$ 实部逐渐减小,阻尼比增大,对应的振荡模态的稳定性增强。综上所述,当 L 在 0.001 H~0.005 H 区间增大时,系统稳定性逐渐降低;当 L 由 0.005 H 继续增大至 0.01 H 时,系统稳定性逐渐增强,这是因为 $\lambda_{5,6}$ 阻尼比更小,是系统主导特征根,系统小干扰稳定性受 $\lambda_{5,6}$ 影响更大。

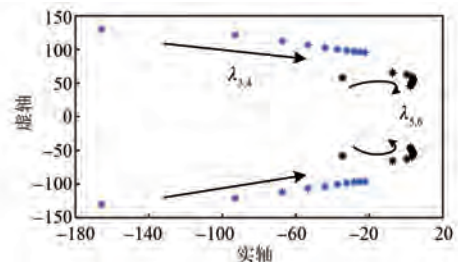


图 5 发电机定子电感增大时的根轨迹变化

Fig. 5 Variation of root locus with increasing generator stator inductance

由参与因子分析可知,网侧振荡模态 $\lambda_{1,2}$ 主要受直流母线电压 u_{dc} 和网侧变流器 d 轴电流 i_{dg} 的影响。改变直流母线电容的大小,绘制共轭根

的根轨迹变化,在此过程中两组机侧振荡模态在复平面的位置基本不变,因此重点绘制与分析网侧振荡模态的根轨迹。

改变直流母线电容 C 的大小,设置 C 由 0.01 F 增大到 0.05 F,且每次增大 0.01 F,并绘制网侧振荡模态 $\lambda_{1,2}$ 的根轨迹,结果如图 6 所示。由图可知,随 C 的增大,特征根 $\lambda_{1,2}$ 在复平面向右移动,实部逐渐增大,但始终位于左半平面且距虚轴较远,因此系统能够保持稳定,振荡频率不断下降,振荡模态的阻尼比逐渐增大。

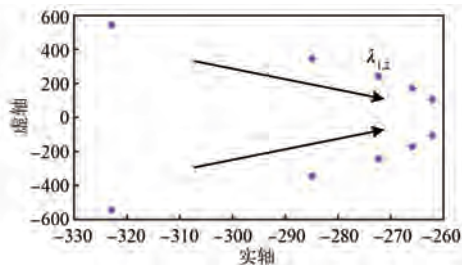


图 6 直流母线电容增大时的根轨迹变化

Fig. 6 Variation of root locus with increasing direct current bus capacitance

3 仿真验证

为了验证系统小干扰稳定理论分析的正确性,在 Matlab/Simulink 中搭建基于变流器统一控制的两机永磁直驱风力集电系统的仿真模型。观察在两台发电机定子电阻 R 、定子 d 、 q 轴电感 L 以及直流母线电容 C 改变时系统稳定性的变化。

设置两台发电机参数为 $R=0.2 \Omega$ 、 $L=0.002 \text{ H}$ 、 $C=0.01 \text{ F}$ (与计算特征根时的参数相同)。在 1 s 时对第二台风机施加风速小干扰,由 12 m/s 突变为 11 m/s,然后恢复到 12 m/s,得到两台发电机之间的转子角位置差如图 7 所示。由图 7 可知,在风速发生突变后,电机转子角位置差经振荡后恢复零值,系统能够回到稳定状态,与表 1 中特征根实部全为负的计算结果相符;系统存在周期性衰减振荡,振荡周期为 92.6 ms(振荡频率 10.8 Hz),对应振荡模态 $\lambda_{5,6}$ 、 $\lambda_{5,6}$ 阻尼比最小,是系统的主导振荡模态。

为了验证发电机定子电阻变化对系统小干扰稳定性的影响,保持定子电感等其他参数不变,分别设置两台发电机定子电阻的大小为 0.1 Ω 、0.2 Ω 和 0.3 Ω ,在 1 s 时对第二台风机施加风速小

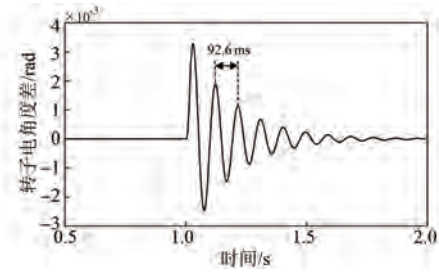


图 7 风速发生突变时两台发电机转子角位置差变化图
Fig. 7 Diagram of difference in rotor position between two generators during sudden changes in wind speed

干扰,得到两台发电机的转速变化,结果如图 8 所示。由图 8 可知,在小干扰的作用下,当 $R=0.1 \Omega$ 时,发电机转速增量随时间不断增大,系统失稳;当 $R=0.2 \Omega$ 和 0.3 Ω 时,系统小干扰稳定,且 $R=0.3 \Omega$ 时发电机转速恢复到稳定状态的速度更快,系统的稳定性更好,与图 4 所示的根轨迹随电阻的增大而变化的趋势一致。

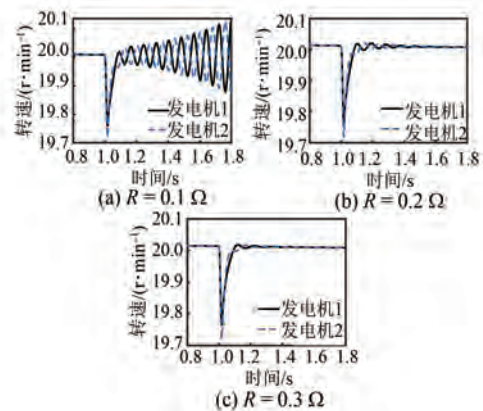


图 8 不同定子电阻下的发电机转速图

Fig. 8 Diagram of generator speed with different stator resistance

为验证发电机定子电感变化对系统小干扰稳定性的影响,保持定子电阻等其他参数不变,分别设置两台发电机定子电感的大小为 0.001 H、0.002 H 和 0.005 H,在 1 s 时对第二台风机施加风速小干扰,得到两台发电机的转速变化,结果如图 9 所示。由图 9 可知,在小干扰的作用下,当 $L=0.001 \text{ H}$ 和 0.002 H 时,系统是稳定的,且 $L=0.001 \text{ H}$ 时发电机转速恢复到稳定状态的速度更快,系统的稳定性更好;当 $L=0.005 \text{ H}$ 时,发电机转速发生增幅振荡,系统失稳,与图 5 所示的根轨迹随电感的增大而变化的趋势一致。

为了验证直流母线电容变化对系统小干扰稳

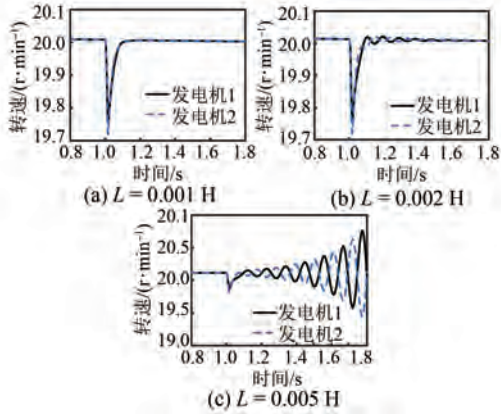


图9 不同定子电感下的发电机转速图

Fig. 9 Diagram of generator speed with different stator inductance

定性的影响,保持发电机定子电阻为 0.2Ω 、定子电感为 0.002 H ,分别设置直流母线电容大小为 0.01 F 、 0.03 F 和 0.05 F ,在 1 s 时对第二台风机施加风速小干扰,得到直流母线电压变化,结果由图 10 所示。增大电容后,振荡模态 $\lambda_{3,4}$ 阻尼比增大,对于仿真中选取的三个电容值,对应的阻尼比分别为 0.51 、 0.75 和 0.93 。当特征根实部小于 0 时,阻尼比的取值范围为 $(0, 1)$ 。当阻尼比在区间 $(0, 0.707)$ 时,系统处于欠阻尼状态,该状态下的特点是调节速度快,但超调量大;当阻尼比在区间 $(0.707, 1)$ 时,系统处于过阻尼状态,该状态下的特点是超调量较小,但响应速度较慢^[25]。因此,当 $C=0.01 \text{ F}$ 时,系统处于欠阻尼状态,当 $C=0.03 \text{ F}$ 和 0.05 F 时,系统处于过阻尼状态。由图 10 可知,随着电容增大,在小干扰作用下,直流母线电压超调量逐渐减小,系统响应速度变慢,恢复稳定所需的时间增长,与图 6 所示的根轨迹随电容的增大而变化的趋势一致。

4 多台永磁同步发电机并联时的仿真分析

为验证本文所用方法和所得结论在多台永磁同步发电机并联运行场景下的适用性,对五台永磁同步发电机并联系统进行仿真。仿真中,设置各台风机所受转矩不同,并且对不同风机在不同时刻设置冲激性质的转矩扰动。

保持定子电阻为 0.2Ω ,分别设置发电机定子电感的大小为 0.001 H 、 0.002 H 和 0.005 H ,并

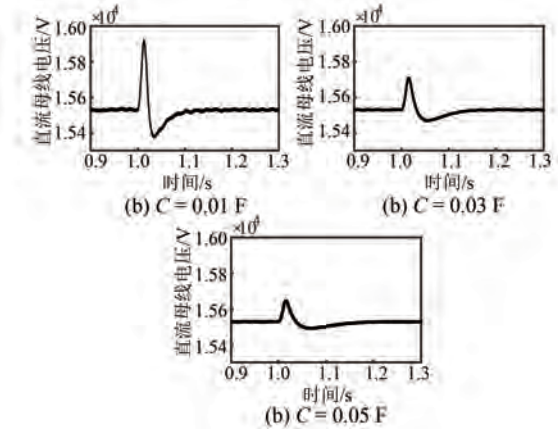


图10 不同直流母线电容下的直流电压波形图

Fig. 10 Diagram of direct current voltage waveform plot with different direct current bus capacitances

在 0.5 s 时对发电机 1、 0.6 s 时对发电机 2 设置冲激性质的转矩扰动,仿真结果如图 11 所示。结果表明,随定子电感的增大,五机系统稳定性降低,且其变化趋势和振荡模式与两机系统一致。

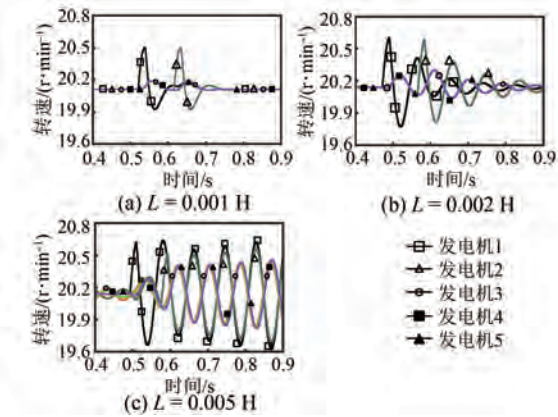


图11 五机系统不同定子电感下的发电机转速图

Fig. 11 Diagram of generator speed with different stator inductance of five-machine parallel system

保持定子电感为 0.002 H ,分别设置发电机定子电阻的大小为 0.1Ω 、 0.2Ω 和 0.3Ω ,并在 0.5 s 时对发电机 1、 0.6 s 时对发电机 2 设置冲激性质的负载扰动,仿真结果如图 12 所示。结果表明,随定子电阻的增大,系统的稳定性增强,其变化趋势和振荡模式与两机系统一致。

保持发电机定子电阻为 0.2Ω 、定子电感为 0.002 H ,分别设置直流母线电容大小为 0.01 F 和 0.05 F ,并在 0.5 s 时对发电机 1、 0.6 s 时对发电机 2 设置冲激性质的负载扰动,直流母线电压波形如图 13 所示。结果表明,随着直流电容的增大,

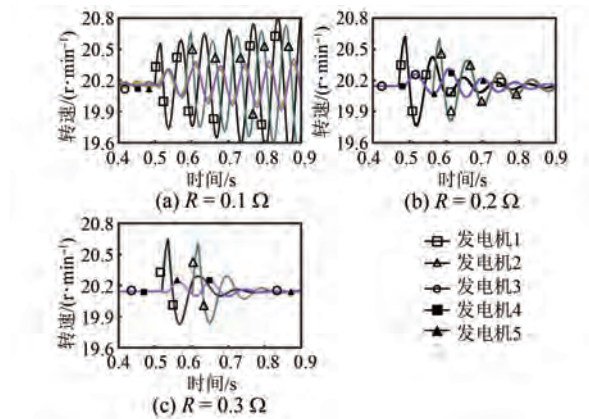


图 12 五机系统不同定子电阻下的发电机转速图
Fig. 12 Diagram of generator speed with different stator resistance of five-machine parallel system

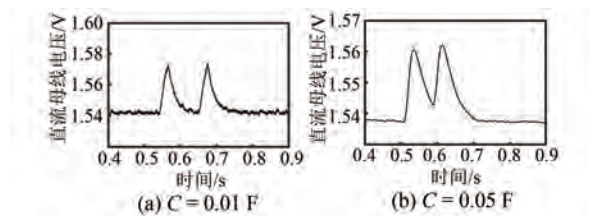


图 13 五机系统不同直流母线电容下的直流电压波形图
Fig. 13 Diagram of direct current voltage waveform plot with different direct current bus capacitances of five-machine parallel system

系统的阻尼增大,发生扰动后的恢复时间增加,系统响应变慢,其变化趋势与两机系统一致。

由上述仿真结果可知,本文以两台永磁同步发电机并联为例,所采用的建模方法和特征值分析法,在对多台永磁同步发电机并联系统的振荡模式进行分析时同样适用,并且所获得结论具有代表性。

5 结语

分析了采用高压永磁直驱风电机组的两机永磁直驱海上风电系统的小干扰稳定性。通过建立系统数学模型,并使用特征值分析方法,辨别出系统存在的振荡模式。通过模态参与因子分析确定了影响系统振荡的主要因素,并对主要因素引起的振荡程度进行了分析,同时通过时域仿真验证了小信号分析结果的正确性。结果表明,发电机定子电感、电阻和直流母线电容对系统振荡影响最大。通过对五台永磁同步发电机并联运行的系统进行仿真,验证了本文所提方法和所得结论在多台永磁同

步发电机并联运行场景下的适用性。

本文通过小信号模型对分频海上风电系统的稳定性进行了分析,揭示了稳定性影响因素及其变化趋势,为进一步优化控制策略提供参考。但小信号模型仅考虑运行点附近的线性变化,面对大幅扰动可能存在差异。未来值得深入研究非线性影响,并结合实际工程试验进行验证。

参考文献

- [1] 夏云峰. 部分国家 2022 年风电开发与利用概况[J]. 风能, 2023, 156(2): 42-45.
XIA Y F. Overview of wind power development and utilization in selected countries in 2022 [J]. Wind Energy, 2023, 156(2): 42-45.
- [2] 胡丹梅, 曾理, 纪胜强. 我国海上风电机组的现状与发展趋势[J]. 上海电力大学学报, 2022, 38(5): 471-477.
HU D M, ZENG L, JI S Q. Current situation and development trend of offshore wind turbines in China [J]. Journal of Shanghai University of Electric Power, 2022, 38(5): 471-477.
- [3] 李志川, 胡鹏, 马佳星, 等. 中国海上风电发展现状分析及展望[J]. 中国海上油气, 2022, 34(5): 229-236.
LI Z C, HU P, MA J X, et al. Analysis and prospect of offshore wind power development in China [J]. China Offshore Oil and Gas, 2022, 34(5): 229-236.
- [4] 陶伟龙, 王锡凡, 宋卓彦, 等. 基于定子电压定向的分频风电系统多机控制[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(31): 5477-5484.
TAO W L, WANG X F, SONG Z Y, et al. A novel FFAC multi-turbine control scheme based on stator voltage orientation [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(31): 5477-5484.
- [5] 汪林光, 谢小荣, 贺静波, 等. 采用多元线性回归方法分析短路比对风电并网系统小干扰稳定性的影响[J]. 电力建设, 2023, 44(4): 113-118.
WANG L G, XIE X R, HE J B, et al. Multiple-linear-regression-based analysis of the impact of short circuit ratio on small-disturbance stability of wind power grid-connection systems [J]. Electric Power Construction, 2023, 44(4): 113-118.
- [6] YIN M H, XU Y, SHEN C, et al. Turbine stability-constrained available wind power of variable speed

- wind turbines for active power control [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(3): 2487-2488.
- [7] 薛涛, 吕敬, 王凯, 等. 海上全功率风电机组精细化阻抗建模及机网侧耦合分析[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(12): 4303-4319.
- XUE T, LV J, WANG K, et al. Accurate impedance modeling of an offshore full-power wind turbine system and analysis of the coupling characteristics between machine- and grid-side systems [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(12): 4303-4319.
- [8] 姜惠兰, 肖瑞, 周照清, 等. 提高系统暂态稳定性的风电直流协调控制策略[J]. 电力系统及其自动化学报, 2021, 33(10): 145-150.
- JIANG H L, XIAO R, ZHOU Z Q, et al. Coordinated control strategy for wind power and HVDC to improve the transient stability of power system [J]. Proceedings of the CSU-EPSS, 2021, 33(10): 145-150.
- [9] 桑顺, 张琛, 蔡旭, 等. 全功率变换风电机组的电压源控制(一): 控制架构与弱电网运行稳定性分析[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(16): 5604-5616.
- SANG S, ZHANG C, CAI X, et al. Voltage source control of wind turbines with full-scale converters (Part 1): Control architecture and stability analysis under weak grid conditions [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(16): 5604-5616.
- [10] 王一珩, 杜文娟, 王海风. 大规模风电汇集系统小干扰稳定性研究综述[J]. 电网技术, 2022, 46(5): 1934-1946.
- WANG Y J, DU W J, WANG H F. Review on small signal stability analysis of large-scale wind power collection system [J]. Power System Technology, 2022, 46(5): 1934-1946.
- [11] 王雪微. 弱电网故障下永磁直驱风电系统的稳定性分析与控制[D]. 重庆: 重庆大学, 2019.
- WANG X W. Stability analysis and control for PMSG-based wind power generation system during fault in a weak AC grid [D]. Chongqing: Chongqing University, 2019.
- [12] 董文凯. 风电汇集电网小干扰动态等值与振荡稳定性分析[D]. 北京: 华北电力大学, 2021.
- DONG W K. Small-signal dynamic equivalence and oscillation stability analysis of a wind power collecting network [D]. Beijing: North China Electric Power University, 2021.
- [13] 邵冰冰, 赵书强, 高本锋, 等. 多直驱风机经VSC-HVDC并网系统场内/场网次同步振荡特性分析[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(12): 3835-3847.
- SHAO B B, ZHAO S Q, GAO B F, et al. Inside-wind-farm/wind-farm-grid sub-synchronous oscillation characteristics analysis in multiple D-PMSGs interfaced with VSC-HVDC system [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(12): 3835-3847.
- [14] 王东泽, 孙海顺, 黄碧月, 等. 基于虚拟同步控制的电压源型直驱风电机组并网稳定性分析[J]. 高电压技术, 2022, 48(8): 3282-3294.
- WANG D Z, SUN H S, HUANG B Y, et al. Analysis of grid-connected stability of voltage-source-type PMSG-based wind turbine based on virtual synchronous control [J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(8): 3282-3294.
- [15] 宁联辉, 吴再驰, 王锡凡, 等. 基于模块化多电平矩阵式换流器的分频输电系统低频侧阻抗建模及稳定性判别[J]. 电网技术, 2022, 46(10): 3720-3730.
- NING L H, WU Z C, WANG X F, et al. Low-frequency side impedance modeling and stability discrimination of fractional frequency transmission system based on modular multilevel matrix converter [J]. Power System Technology, 2022, 46(10): 3720-3730.
- [16] 王旭斌, 杜文娟, 王海风. 直驱风电并网系统中锁相环引起次同步振荡的开环模式谐振机理分析[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(7): 1935-1950+2209.
- WANG X B, DU W J, WANG H F. Mechanism analysis of open-loop modal resonance on sub-synchronous oscillations caused by PLL in power systems with integrated PMSGs [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(7): 1935-1950+2209.
- [17] ORIOL G B, ADRIA J F, ANDREAS S, et al. Control of a wind farm based on synchronous generators with a central HVDC-VSC converter [J]. IEEE Trans on Power Systems, 2011, 26(3): 1632-1640.
- [18] VLADISLAV A, ARNE H N, OLE N, et al. Variable-speed wind turbines with multi-pole synchronous permanent magnet generators Part I:

- Modelling in dynamic simulation tools [J]. Wind Engineering, 2003, 27(6): 531-548.
- [19] 谭瑾, 王晓茹, 陈哲. 并网永磁直驱式风电系统的模态分析[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(17): 49-55.
- TAN J, WANG X R, CHEN Z. Modal analysis of a grid-connected direct-drive permanent magnet synchronous generator wind turbine system [J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(17): 49-55.
- [20] 宋卓彦, 王锡凡, 陶伟龙, 等. 基于永磁直驱同步风电机组的分频海上风电系统控制策略[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(11): 27-33.
- SONG Z Y, WANG X F, TAO W L, et al. Control strategy for PMSG based wind turbines in fractional frequency offshore wind power system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(11): 27-33.
- [21] CHINCHILLA M, ARNALTES S, BURGOS J C. Control of permanent-magnet generators applied to variable-speed wind-energy systems connected to the grid [J]. IEEE Trans on Energy Conversion, 2006, 21(1): 130-135.
- [22] 肖湘宁, 郭春林, 高本峰, 等. 电力系统次同步振荡及其抑制方法[M]. 北京: 机械工业出版社, 2014.
- XIAO X N, GUO C L, GAO B F, et al. Power System Sub-Synchronous Oscillation and Suppression [M]. Beijing: China Machine Press, 2014.
- [23] 关宏亮. 大规模风电场接入电力系统的小干扰稳定性研究[D]. 保定: 华北电力大学, 2008.
- GUAN H L. Studies on small signal stability of electric power system in respect of large wind farm connection [D]. Baoding: North China Electric Power University, 2008.
- [24] 姜宇成, 解大, 冯俊淇, 等. 基于三质量块模型的失速型风机小信号建模和模态分析[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(8): 124-130.
- LOU Y C, XIE D, FENG J Q, et al. Small-signal modeling and modal analysis based on three-mass shaft model for stall wind turbine [J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(8): 124-130.
- [25] 赵一龙. 交直流混合点状网络统一控制策略及其稳定性分析[D]. 青岛: 中国石油大学, 2021.
- ZHAO Y L. United control strategy and stability analysis of AC/DC hybrid spot network [D]. Qingdao: China University of Petroleum, 2021.
-
- 收稿日期:2023-08-31
收到修改稿日期:2023-12-25
作者简介:
孙士奇(1998-),男,硕士研究生,研究方向为永磁同步电机控制系统及其稳定性分析,1175700734@qq.com;
*通信作者:仇志华(1977-),男,博士,教授,研究方向为智能配电网保护与控制,zzh-upc@163.com。

Small Signal Stability Analysis of Parallel Permanent Magnet Synchronous Wind Turbine

SUN Shiqi¹, SHAN Junhao¹, ZHANG Zhihua^{1*}, SHI Zhentang²

(1. School of New Energy, China University of Petroleum, Qingdao 266580, China;

2. SINOPEC Dalian Research Institute of Petroleum and Petrochemicals Co., Ltd., Dalian 116045, China)

Key words: offshore wind power; permanent magnet synchronous wind turbine; average flux oriented control; small signal stability; eigenvalue analysis

With the increasingly severe depletion of fossil fuels and environmental pollution, wind power, as one of the most promising clean energy sources, has received extensive attention and large-scale development and utilisation around the world. Compared with onshore wind power, offshore wind power offers has the advantages of less pollution and stable consistent wind speeds in wind farms, making it an important source of new installed capacity for future wind power. The fractional-frequency wind power systems with average flux control are considered as one of the potential options for future onshore and offshore wind power generation. Nonetheless, there is limited research conducted on the stability of multiple wind turbines under this mode.

In order to investigate the stability of fractional frequency offshore wind systems, the small disturbance stability is analyzed using the eigenvalue analysis method. A wind power system model suitable for analyzing small disturbance stability, is established based on the topology of the crossover collector system of high-voltage and large-capacity direct-drive permanent magnet synchronous wind turbines. The topology of the fractional-frequency offshore wind system is shown in Fig.1.

By identifying the modes and analyzing the modal participation factors, the primary factors affecting system are determined. The calculation results of the system's vibration modes are shown in Tab.1. And the calculations of the modal participation factors are shown in Tab.2.

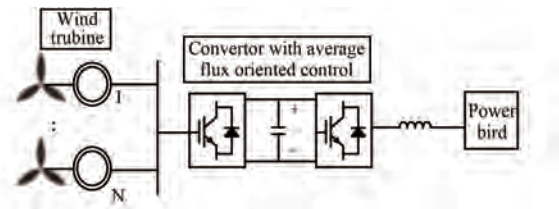


Fig. 1 Topological structure diagram of offshore wind power collection system

The impact of parameter variations on the oscillatory behavior of the system is examined by plotting the trajectories of the roots. The results show that the inductance, resistance, and direct current capacitance parameters of the generator have the most significant influence on system oscillations. The correctness of the findings is verified by the time domain simulation method.

Tab. 1 Eigenvalue analysis results

Oscillatory mode	Characteristic roots	Frequency/Hz	Damping ratio
λ_{12}	$-322.86 \pm j544.83$	86.71	0.51
λ_{34}	$-92.91 \pm j121.15$	19.28	0.61
λ_{56}	$-7.35 \pm j65.50$	10.42	0.11

Tab. 2 Participation factor of modes

State variable	Oscillatory mode					
	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	λ_6
θ	—	—	0.13	0.13	0.56	0.56
ω_{e1}	—	—	0.1	0.1	0.22	0.22
ω_{e2}	—	—	0.1	0.1	0.22	0.22
i_{ds1}	—	—	0.16	0.16	0.11	0.11
i_{qs1}	—	—	0.28	0.28	0.1	0.1
i_{ds2}	—	—	0.18	0.18	0.09	0.09
i_{qs2}	—	—	0.28	0.29	0.1	0.1
u_{dc}	0.5	0.5	—	—	—	—
x_6	0.1	0.1	—	—	—	—
i_{dg}	0.5	0.5	—	—	—	—