

可变速抽蓄机组与直驱风电机组联合运行系统的小信号稳定分析

王方洲¹, 谭甜源¹, 刘开培¹, 朱蜀¹, 杨洁², 李亚馨², 胡春光³, 秦亮¹

(1. 武汉大学 电气与自动化学院, 湖北 武汉 430072;

2. 国网湖北省电力有限公司经济技术研究院, 湖北 武汉 430077; 3. 中国电力国际发展有限公司, 北京 100080)

摘要:可变速抽蓄机组与直驱风电机组联合运行系统含有大量电力电子装置,将引发系统稳定性问题。对此,基于水泵水轮机刚性管道模型与两电平变流器的平均值模型,在同步旋转 $dq0$ 坐标系下,建立了二者交流并网联合运行系统的详细数学模型,采用特征值法进行系统的小信号稳定分析,并基于参与因子分析得到了影响不同振荡模式的相应参数,并进一步根据系统特征根轨迹,研究了不同工况下系统电气参数、控制器锁相环参数以及控制器比例积分参数变化对系统稳定性的影响规律。结果表明,水泵工况快速转速控制方式系统的稳定性受电气侧参数影响更大;可变速抽蓄机组锁相环阻尼比的减小会增大直驱风电机组锁相环阻尼比的稳定域;可变速抽蓄机组功率控制器积分参数与直驱风电机组直流电压控制器积分参数存在耦合。

关键词:可变速抽蓄机组;直驱风电机组;交流并网;特征值;小信号稳定性

中图分类号:TM 712;TM 614

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202106018

0 引言

由于海面无地形起伏,海上风电的输出功率较陆地波动大,电网稳定性受到较大影响,将储能元件与海上风电相配合能够在一定程度上解决此问题,现有的大功率储能方式包含抽水蓄能、蓄电池储能、飞轮储能和压缩空气储能等方式。根据海上风电的特殊情况,建设海上抽水蓄能电站是较优的方法,海上风电与海上抽水蓄能电站组成联合运行系统能够进行频率和功率的调节,有利于并网系统的稳定运行^[1-2]。

传统抽水蓄能机组由导叶控制功率输出,响应时间长,无法满足大规模海上风电机组并网时的电网稳定性需求,抽水蓄能电站的变速运行可以给电力系统带来额外的灵活性^[2]。采用可变速抽蓄机组可以提高电力系统稳定性,提升电力系统的动态性能,实现大规模新能源并网,产生可调度的功率,平衡电网的功率以及提供日常负载^[3]。可变速抽蓄机组的拓扑结构包含双机、三机和四机式拓扑,本文研究双馈电机(DFIM)与水泵水轮机的双机式可变速抽蓄机组。

文献[4-5]推导了可变速抽蓄机组的数学模型,采用的模型较为简单。文献[6]介绍了可变速抽蓄机组的机电暂态模型,文献[7]运用可变速抽蓄机组的机电暂态模型进行了系统中长期电压稳定分析,

但二者均未建立电磁暂态模型,无法进行小信号稳定分析。文献[8]分析了DFIM接入弱电网的小信号稳定性,文献[9]描述了DFIM转子换流器的简化模型,文献[10]应用特征值法分析了双馈风机系统的小信号稳定性,但文献[8-10]均是对双馈风机进行相应的研究,其应用于可变速抽蓄机组的原动机及控制方式分析将存在一定程度的差别。文献[11]将特征值分析应用于可变速抽蓄机组的稳定性研究,但采用换流器简化模型影响系统稳定性分析的准确性。文献[12]介绍了直驱风电机组的等值建模,论证了等效直驱风电机组建模的可靠性。目前对快速转速控制稳定性的研究较少,文献[5]仅给出快速功率控制稳定性优于快速转速控制的结论。以上文献均为对可变速抽蓄机组与直驱风电机组进行的单独研究,对于可变速抽蓄机组与可再生能源并联稳定分析的研究较少。

本文首先介绍了可变速抽蓄机组与直驱风电机组联合运行系统的拓扑结构,并给出在同步旋转 $dq0$ 坐标系下的详细数学模型。为了保证结论的可靠性,对可变速抽蓄机组的水泵水轮机、DFIM、锁相环(PLL)和控制器等部分进行了完整建模;直驱风电机组采用单台等效直驱风机模型。然后基于特征值法进行联合运行系统的小信号稳定分析,并根据参与因子探究不同结构下各系统状态变量间的相互作用情况。结合系统根轨迹曲线,在不同工况下研究线路参数变化、可变速抽蓄机组与直驱风电机组的PLL参数变化、部分控制器参数变化对联合运行系统稳定性的影响规律,最后通过时域仿真进行了验证。

收稿日期:2020-09-28;**修回日期:**2021-04-26

基金项目:国网湖北省电力有限公司科技项目(52153817000N)

Project supported by the Science and Technology Program of State Grid Hubei Electric Power Co.,Ltd.(52153817000N)

1 联合运行系统拓扑结构

可变速抽蓄机组与直驱风电机组经变压器接入公共耦合点(PCC)母线,然后再经线路与大电网相连,联合运行系统示意图见附录A图A1。

可变速抽蓄机组由DFIM和可逆式水泵水轮机组成,发电工况与水泵工况的切换需要通过换相进行^[9],因此在建模过程中可分别建立水轮机与水泵模型。直驱风电机组采用等效直驱风电机组模型,其原动机、发电机与发电机侧变流器部分等效为可控直流电源,由直驱风电机组的输入功率控制。联合运行系统中所有变流器均为两电平变流器。

2 联合运行系统数学模型

目前基于DFIM的可变速抽蓄机组有如下2种控制方式^[13]:①由DFIM控制功率、水泵水轮机控制转速的快速功率控制;②由水泵水轮机控制功率、DFIM控制转速的快速转速控制。

文献[14-15]提出采用快速功率控制对系统的稳定性影响较快速转速控制小。在发电工况下,可采用快速功率控制,发挥其优势以减小对电网稳定性的影响^[16];在水泵工况下,水泵转速对水泵效率有较大影响,需对转速进行精确控制,控制方式①、②都可被采用。本文对水泵工况下可变速抽蓄机组采用控制方式①、②时对系统稳定性的影响进行分析。

针对可变速抽蓄机组,不同工况下仅水泵水轮机和控制器部分存在差异,本文介绍上述2个部分的数学模型。针对直驱风电机组,本节仅介绍等效直驱风机结构,DFIM、IGBT、PLL和直驱风电机组的部分数学模型较为常见。联合运行系统数学模型见附录A式(A1)~(A5)(式(A1)~(A3)为系统的状态方程组,式(A4)、(A5)为系统的代数方程组)。

2.1 不同工况水泵水轮机数学模型

水泵水轮机系统包括引水管道、水泵水轮机和控制器3个部分^[14]。根据文献[15]中所建立的可变速抽蓄机电暂态模型及对系统长期暂态稳定性的分析结果,本文采用刚性水泵水轮机模型进行系统的暂态稳定性分析。水泵水轮机由1种伺服控制器控制功率(转速)。

发电、水泵工况下水泵水轮机的数学模型分别如式(1)、(2)所示。

$$\begin{cases} \frac{dx_{sor}}{dt} = K_{si}(\omega_r^* - \omega_r^*) \\ \frac{dG_s}{dt} = K_a[K_{sp}(\omega_r^* - \omega_r^*) + x_{sor} - G_s] \\ \frac{dQ_d^*}{dt} = \frac{1}{t_\omega} \left[H_s^* - \left(\frac{Q_d^*}{k_s G_s} \right)^2 \right] \end{cases} \quad (1)$$

$$\begin{cases} \frac{dx_{bor}}{dt} = K_{si}(\omega_r^* - \omega_r^*) \\ \frac{dG_s}{dt} = K_a[K_{sp}(\omega_r^* - \omega_r^*) + x_{bor} - G_s] \\ \frac{dx_{bor}}{dt} = K_{si}(P_m^* - P_{mref}^*) \\ \frac{dG_s}{dt} = K_a[K_{sp}(P_m^* - P_{mref}^*) + x_{bor} - G_s] \\ \frac{dQ_d^*}{dt} = \frac{H_s^* - H_d^* - f_g(Q_d^*)^2}{t_\omega} \\ H_d^* = a_0(\omega_r^*)^2 + a_1\omega_r^*|Q_d^*| + a_2(Q_d^*)^2 \\ f_g = \frac{G_{smax} - G_s}{G_s} \end{cases} \quad \begin{matrix} \text{控制方式①} \\ \text{控制方式②} \end{matrix} \quad (2)$$

其中, x_{sor} 、 x_{bor} 分别为发电、水泵工况下水泵水轮机调速器比例积分控制器对应的状态变量; K_{sp} 、 K_{si} 分别为调速器比例、积分参数; K_a 为伺服电机参数; ω_r^* 、 ω_{rref}^* 分别为转速实际值、参考值的标幺值; t_ω 为水泵水轮机惯性时间常数; G_s 、 G_{smax} 分别为阀门开关参数、阀门最大开启量; $k_s = 1/(G_{smax} - G_{smin})$, G_{smin} 为阀门最小开启量; $P_m^* = H_d^* Q_d^*$ 为水泵水轮机输出功率标幺值, H_d^* 为动态水头标幺值, Q_d^* 为流量 Q_d 标幺值; P_{mref}^* 为 P_m^* 的参考值; H_s^* 为静态水头标幺值; f_g 为阀门处的摩擦系数,与阀门开合程度有关,管道摩擦系数忽略不计; a_0 、 a_1 和 a_2 为水头流量曲线的拟合系数,用于拟合水泵工况下动态水头 H_d 与流量 Q_d 之间的关系曲线。

2.2 不同工况下可变速抽蓄机组控制器数学模型

DFIM变流器采用双环控制,分别由网侧变流器与转子侧变流器进行直流电压与有功功率(转速)、无功功率控制^[15]。网侧变流器的控制器数学模型为:

$$\begin{cases} \frac{dx_{dc}}{dt} = K_{ide}(V_{denom} - u_{dc}) \\ \frac{dx_{dgc}}{dt} = K_{igc}[K_{pdc}(V_{denom} - u_{dc}) + x_{dc} - i_{d12}^*] \\ \frac{dx_{qgc}}{dt} = K_{igc}(0 - i_{q12}^*) \end{cases} \quad (3)$$

$$\begin{cases} u'_{dgc} = K_{pgc}[K_{pdc}(V_{denom} - u_{dc}) + x_{dc} - i_{d12}^*] + x_{dgc}u'_{qgc} = \\ K_{pgc}(0 - i_{d12}^*) + x_{qgc} \\ u'_{dgc} = 2\sqrt{2/3}(u_{ds}^* + \omega L_1 i_{q12}^* - R_1 i_{d12}^* - u'_{dgc})V_{nom}/V_{denom} \\ u'_{qgc} = 2\sqrt{2/3}(u_{qs}^* - \omega L_1 i_{d12}^* - R_1 i_{q12}^* - u'_{qgc})V_{nom}/V_{denom} \end{cases} \quad (4)$$

其中, x_{dc} 和 x_{dgc} 、 x_{qgc} 分别为网侧变流器的直流电压控制器对应的状态变量和网侧变流器的控制器对应的状态变量 d 、 q 轴分量; V_{denom} 和 V_{nom} 分别为可变速抽蓄机组的基准直流电压和基准交流电压; K_{pdc} 、 K_{ide} 和

K_{pgc} 、 K_{igc} 分别为直流电压控制和网侧变流器内环电流控制器的比例、积分参数; u'_{dgc} 、 u'_{qgc} 和 $u'_{dgc\text{ref}}$ 、 $u'_{qgc\text{ref}}$ 分别为网侧变流器的控制器输出的调制电压及其参考值的 d 、 q 轴分量; L_1 、 R_1 分别为网侧变流器与电网间的电感、电阻; i_{d12}^* 、 i_{q12}^* 分别为网侧变流器与电网间线路电流 d 、 q 轴分量标幺值; $\omega=2\pi f$, f 为电网频率; u_{dc} 为直流电压; u_{ds}^* 、 u_{qs}^* 分别为 DFIM 定子侧电压 d 、 q 轴分量的标幺值。

转子变流器的控制器的数学模型见式(5)、(6):

$$\begin{cases} \frac{dx_p}{dt} = K_{ipQ} (P_{\text{ref}}^* - P^*) \\ \frac{dx_{drc}}{dt} = K_{irc} [K_{pPQ} (P_{\text{ref}}^* - P^*) + x_p - i_{dr2}^*] \\ \frac{dx_\omega}{dt} = K_{i\omega} (\omega_r^* - \omega_{\text{ref}}^*) \\ \frac{dx_{drc}}{dt} = K_{irc} [K_{p\omega} (\omega_r^* - \omega_{\text{ref}}^*) + x_\omega - i_{dr2}^*] \\ \frac{dx_Q}{dt} = K_{ipQ} (Q_{\text{ref}}^* - Q^*) \\ \frac{dx_{qrc}}{dt} = K_{irc} [K_{pPQ} (Q_{\text{ref}}^* - Q^*) + x_Q - i_{qr2}^*] \end{cases} \quad \begin{array}{l} \text{控制方式①} \\ \text{控制方式②} \end{array} \quad (5)$$

$$\begin{cases} P = 1.5 [u_{ds} (i_{ds} + i_{d1}) + u_{qs} (i_{qs} + i_{q1})] / P_{\text{nom}} \\ Q = 1.5 [u_{ds} (i_{qs} + i_{q1}) - u_{qs} (i_{ds} + i_{d1})] / P_{\text{nom}} \\ u'_{drc} = \begin{cases} K_{prc} [K_{pPQ} (P_{\text{ref}}^* - P^*) + x_p - i_{dr2}^*] + x_{drc} & \text{控制方式①} \\ K_{prc} [K_{p\omega} (\omega_r^* - \omega_{\text{ref}}^*) + x_\omega - i_{dr2}^*] + x_{drc} & \text{控制方式②} \end{cases} \\ u'_{qrc} = K_{prc} [K_{pPQ} (Q_{\text{ref}}^* - Q^*) + x_Q - i_{qr2}^*] + x_{qrc} \\ u'_{drc\text{ref}} = 2\sqrt{2/3} [u'_{drc} + R_r^* i_{dr2}^* - (\omega^* - \omega_r^*) L_r^* i_{qr2}^* - (\omega^* - \omega_r^*) L_m^* i_{qs2}^*] V_{\text{nom}} / V_{\text{denom}} \\ u'_{qrc\text{ref}} = 2\sqrt{2/3} [u'_{qrc} + R_r^* i_{qr2}^* + (\omega^* - \omega_r^*) L_r^* i_{dr2}^* + (\omega^* - \omega_r^*) L_m^* i_{ds2}^*] V_{\text{nom}} / V_{\text{denom}} \end{cases} \quad (6)$$

其中, x_p 、 x_Q 和 x_{drc} 、 x_{qrc} 分别为转子变流器的有功、无功功率控制器对应的状态变量和转子变流器的控制器对应的状态变量 d 、 q 轴分量; x_ω 为转子变流器转速控制器对应的状态变量; K_{pPQ} 、 K_{ipQ} 和 $K_{p\omega}$ 、 $K_{i\omega}$ 以及 K_{prc} 、 K_{irc} 分别为转子变流器的有功、无功功率控制器和转速控制器以及转子变流器内环电流控制的比例、积分参数; u'_{drc} 、 u'_{qrc} 和 $u'_{drc\text{ref}}$ 、 $u'_{qrc\text{ref}}$ 分别为转子侧控制器输出的调制电压及其参考值的 d 、 q 轴分量; L_r^* 和 R_r^* 分别为 DFIM 转子侧电感 L_r 和电阻 R_r 的标幺值; L_m^* 为定、转子绕组间互感 L_m 的标幺值; i_{dr} 、 i_{qr} 分别为转子侧变流器末端电流的 d 、 q 轴分量; ω^* 为 ω 的标幺值; P 、 Q 分别为可变速抽蓄机组发出的有功、无功功率;

P^* 、 Q^* 和 P_{ref}^* 、 Q_{ref}^* 分别为 P 、 Q 及其参考值的标幺值; P_{nom} 为 P 的基准值; i_{ds} 、 i_{qs} 和 u_{ds} 、 u_{qs} 分别为定子侧电流和电压的 d 、 q 轴分量; i_{ds2}^* 、 i_{qs2}^* 和 i_{dr2}^* 、 i_{qr2}^* 分别为转子变流器电流内环控制器下定子电流和转子电流 d 、 q 轴分量的标幺值; i_{d1} 、 i_{q1} 分别为网侧变流器与电网间线路末端电流的 d 、 q 轴分量。

2.3 等效直驱风机结构

可以采用单机等效直驱风机模型代替风电机组。等效简化直驱风机采用双环控制。变流器控制风机系统的直流电压, 控制器中变量经过 PLL 锁相后进行相位变换, PLL 锁相的参考变量为变压器二次侧电压, 详细结构见图 1。图中, R_{1_wind} 、 L_{1_wind} 分别为等效直驱风机与变压器间电阻、电感; i_{f1} 为等效直驱风机出口处电流; i_{fd} 、 i_{fq} 及 $i_{fd\text{ref}}$ 、 $i_{fq\text{ref}}$ 分别为风机出口电流及其参考值的 d 、 q 轴分量; θ_2 为锁相角; u_{fd} 、 $u_{fd\text{ref}}$ 分别为等效直驱风机直流侧电压及其参考值。

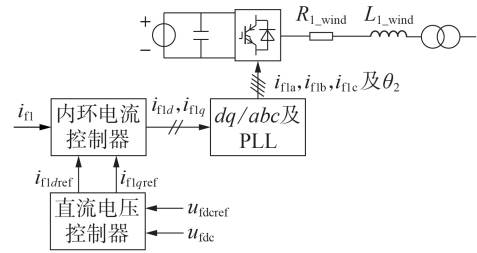


图 1 等效简化直驱风机模型

Fig.1 Equivalent simplified direct drive wind turbine model

2.4 联合运行完整数学模型

在 3 种控制方式下, 联合运行系统均含有 30 个状态变量, 其中可变速抽蓄机组的状态变量为第 1—20 个, 并网线路的状态变量为第 21、22 个, 等效直驱风机为第 23—30 个, 在不同工况下需要进行相应方程的替换, 状态变量编号及含义见附录 B 表 B1。电力系统模型一般可用微分代数方程组描述, 如式(7)所示。

$$\begin{cases} \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \\ 0 = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \end{cases} \quad (7)$$

其中, $\mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{y})$ 为状态方程, $\mathbf{x}$ 、 $\mathbf{y}$ 为状态变量; $\mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{y})$ 为代数方程。

当系统经受小扰动时, 非线性模型可以在平衡点处线性化, 可得增量微分代数方程为^[17]:

$$\begin{bmatrix} \tilde{\mathbf{A}} & \tilde{\mathbf{B}} \\ \tilde{\mathbf{C}} & \tilde{\mathbf{D}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \mathbf{y} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \dot{\mathbf{x}} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (8)$$

其中, $\tilde{\mathbf{A}}$ 、 $\tilde{\mathbf{B}}$ 、 $\tilde{\mathbf{C}}$ 、 $\tilde{\mathbf{D}}$ 为相应函数在平衡点处的系数矩阵; $\Delta \mathbf{x}$ 、 $\Delta \mathbf{y}$ 分别为状态变量、代数变量的小信号值。消去 $\Delta \mathbf{y}$ 可得:

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A} \Delta \mathbf{x} \quad (9)$$

其中, $\mathbf{A} = \tilde{\mathbf{A}} - \tilde{\mathbf{B}} \tilde{\mathbf{D}}^{-1} \tilde{\mathbf{C}}$ 为系统状态矩阵, 矩阵 $\mathbf{A}$ 的特征

值即为联合运行系统的特征值。

3 联合运行系统小信号稳定分析

本节采用特征值法对联合运行系统进行小信号稳定分析,系统的基础参数如附录B表B2所示。设发电工况为工况1,水泵工况下快速功率控制为工况2,水泵工况下快速转速控制为工况3。并网母线电压为35 kV。发电工况下,设风机输出功率为1 p.u.,水泵水轮机输出功率为0.75 p.u.;水泵工况下,设风机输出功率为1 p.u.,水泵水轮机输出功率为-0.9 p.u。工况1—3在标况下短路比(SCR)均约为2.8。

3.1 振荡模态

根据附录A式(A1)—(A5)完整的联合运行系统微分代数方程组,可得在3种工况下均有30个特征值,不同工况下的特征值见附录C图C1。由图可知,3种工况下,工况1、3具有10种振荡模态,工况2仅有9种振荡模态。工况2模态2—9分别与工况1模态3—10对应(振荡频率及参与因子大致相同),工况3模态3—9与工况1模态3—9对应。因此仅对工况1全部模态下特征值、振荡频率与阻尼比进行详细分析,工况2、3中选取与工况1区别较大模态的特征值、振荡频率与阻尼比进行展示,如表1所示。

表1 部分模态特征值分析

Table 1 Analysis of partial modal eigenvalue

工况	模态	特征值	振荡频率/Hz	阻尼比
1	1	$-0.24 \pm j0.77$	0.1225	81.633
	2	$-4.6 \pm j0.054$	0.0086	1163.8
	3	$-16 \pm j7$	1.1141	8.976
	4	$-17 \pm j17$	2.7056	3.696
	5	$-19 \pm j6.9$	1.0982	9.106
	6	$-31 \pm j22$	3.5014	2.856
	7	$-38 \pm j3000$	47.746	0.209
	8	$-70 \pm j11$	1.7507	5.712
	9	$-177 \pm j377$	60.001	0.1667
	10	$-488 \pm j900$	143.240	0.0698
2	1	$-0.74 \pm j0.62$	0.0987	101.317
3	1	$-0.304 \pm j1.45$	0.2308	43.3276
	2	$-0.34 \pm j0.42$	0.0668	149.701

3.2 状态变量间的相互作用分析

本节通过参与因子法研究状态变量之间的相互作用,计算表达式为 $p_{ij} = \phi_{ij} \varphi_{ij}$, p_{ij} 为状态变量 i 对模态 j 的影响水平, ϕ_{ij} 、 φ_{ij} 分别为模态 j 下系统状态矩阵的左、右特征向量中第 i 个状态变量元素^[16]。分析3种工况下的参与因子,工况2下不同状态变量对应参与因子结果见图2,工况1、3下的参与因子结果分别见附录C图C2、C3。

分析参与因子可知,对于联合运行系统整体而言,3种工况下系统的主导模态1的振荡频率较低,参与该模态的状态变量为8—11,这4个状态变量对应水泵水轮机模型,在工况3下,模态1对应的状

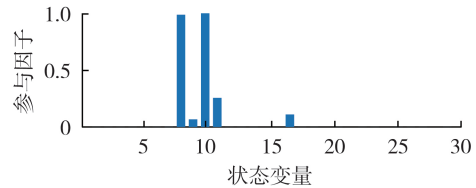


图2 工况2下模态1的参与因子

Fig.2 Participation factor of Modal 1 under Condition 2

态变量中除状态变量8—11外,可变速抽蓄机组转子侧内环电流控制器对应状态变量17参与因子较高,说明其他电气参数改变有可能对该模态产生影响,且工况2较工况3少1组低频振荡模态,综上工况3较工况2有更高的失稳风险。对比工况1、2,在模态1下工况2中状态变量10的参与因子大幅增加,该特征值对应水泵水轮机引水管道模型,说明工况2主要受水泵水轮机参数影响。

对于直驱风电机组与可变速抽蓄机组耦合而言,模态3、6主要由二者PLL状态变量贡献,说明二者PLL参数改变会影响模态3、6进而影响系统稳定性,且二者PLL之间存在一定程度的耦合,由于控制器参数主导的模态之间参与因子较为复杂,虽然在模态4基本由直驱风电机组控制器状态变量主导,可变速抽蓄机组控制器状态变量参与度极低,但可变速抽蓄机组控制器依然可能间接对模态4产生影响。

3.3 影响因素分析

本文所研究的联合运行系统在附录B表B2的参数下可以稳定运行,设表B2的参数值为标况值。为了验证3.2节中系统模态与状态变量间的联系,并探究各参数对系统稳定性的影响,基于3.2节参与因子分析结果,针对不同工况在可变速抽蓄机组、直驱风机的交互影响下,研究SCR、PLL阻尼比与部分控制器参数对系统的稳定性影响。

3.3.1 SCR对系统稳定性影响

SCR表示系统并入电网的强弱,其表达式为^[18]:

$$\sigma = \frac{S_c}{P_{dN}} = \frac{U_N^2}{P_{dN} |Z|} = \frac{1}{|Z|/Z_B} = \frac{1}{|Z_{pu}|} \quad (10)$$

其中, S_c 为系统短路容量; P_{dN} 为系统的基准功率,为额定功率; U_N 为系统基准电压; Z 为接入交流系统的等值阻抗; Z_B 、 Z_{pu} 分别为 Z 的基准值及标么值。

将3种工况进行对比,以线路电阻不变增加线路电感的方式减小 σ ,当 σ 由2.8减小到0.8196时,选取特征值实部最接近0的模态1与线路参数状态变量参与因子最大的模态7进行分析,3种工况模态1、7的变化情况如图3所示。

由图3(b)可得,当联合运行系统的 σ 减小时,线路状态变量参与因子最大的模态7在3种工况下的特征值均向虚轴正方向移动,但由于其实部绝对值较大,在3种工况下该模态均未失稳。但在图3(a)

中可以看出,工况3的模式1在 σ 变化的情况下,特征值实部从负值变为了正值,系统出现了失稳,而工况1与工况2的模式1特征值基本不变,证明了3.2节中的结论,即工况3下系统具有更高的失稳风险。

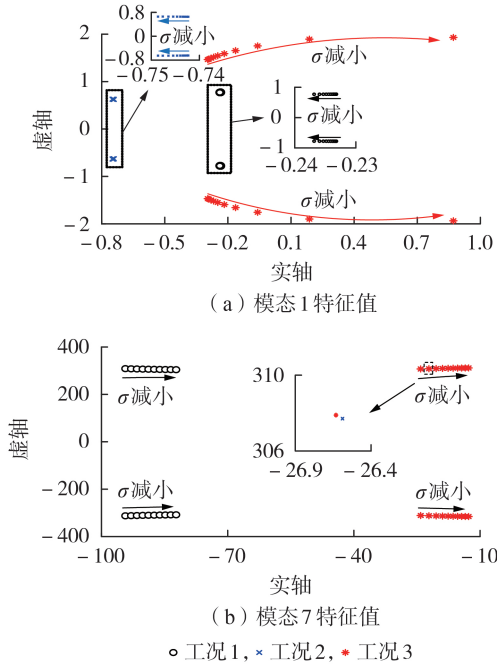


图3 SCR减小时系统特征值变化情况

Fig.3 Situations of system eigenvalue changes when SCR reduces

3.3.2 PLL阻尼比对系统稳定性影响

PLL可以看作一个二阶系统,其传递函数为^[17]:

$$G_{pll}(s) = \frac{K_{p_pll}s + K_{i_pll}}{s^2 + K_{p_pll}s + K_{i_pll}} = \frac{2\zeta\omega_n s + \omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2} \quad (11)$$

其中, K_{p_pll} 、 K_{i_pll} 分别为PLL控制器的比例、积分系数,其表达式见式(12); ζ 、 ω_n 分别为二阶系统的阻尼比、振荡频率。 $G_{pll}(s)$ 的带宽为 $|G_{pll}(j2\pi f_{bw})| = 1/\sqrt{2}$, f_{bw} 为PLL的开环带宽,其表达式见式(12)。

$$\begin{cases} K_{p_pll} = 2\zeta\omega_n \\ K_{i_pll} = \omega_n^2 \\ f_{bw} = \omega_n \sqrt{1 + 2\zeta^2 + \sqrt{2 + 4\zeta^2 + 4\zeta^4}} / (2\pi) \end{cases} \quad (12)$$

根据3.2节分析,联合运行系统模式3、6分别与直驱风电机组和可变速抽蓄机组的PLL参数有关。

在标况下维持PLL的开环带宽为10不变,分别将直驱风电机组和可变速抽蓄机组PLL阻尼比减小到0.01,模式3、6对应特征值的变化情况见图4。由图可知,当直驱风电机组PLL的阻尼比减小到0.01时,系统发生了低频振荡失稳;当可变速抽蓄机组PLL阻尼比减小到0.01时,系统接近失稳,但依然处于稳定状态。这说明直驱风电机组PLL参数变化更容易导致联合运行系统失稳。

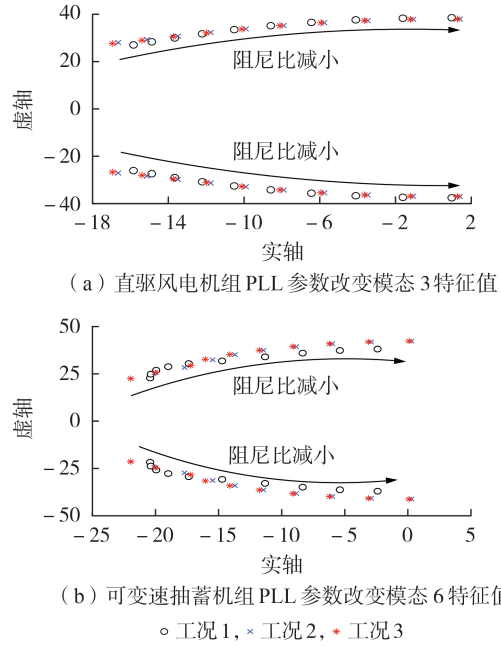


图4 PLL阻尼比减小时系统特征值变化情况

Fig.4 Situations of system eigenvalue changes when PLL damping ratio reduces

根据3.2节对于参与因子的分析结果,在模式3、6中,二者PLL对应状态变量在各自主导的模式均有一定的参与度。根据图4所示结果,3种工况对阻尼比改变的响应大致相同,针对二者PLL间可能存在的耦合,以工况1为例,保持可变速抽蓄机组与直驱风电机组PLL开环带宽为10不变,可变速抽蓄机组PLL阻尼比区间取(0.01,1),直驱风电机组PLL阻尼比区间取(0.01,0.06),绘制二者阻尼比的稳定域,如图5所示。由图可知,当可变速抽蓄机组PLL阻尼比减小时,直驱风电机组PLL阻尼比失稳的临界值会降低,说明二者之间存在耦合,减小其中一种类型机组PLL阻尼比在一定程度上能够增大另一方的稳定域,验证了3.2节中的结论。

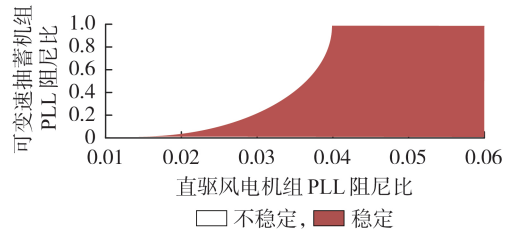


图5 阻尼比稳定域

Fig.5 Damping ratio stability region

3.3.3 主要控制器参数对系统稳定性影响

由3.2节分析可知,由控制器状态变量主导的模式为模式4、8,其中,模式4由直驱风电机组控制器状态变量主导,模式8由可变速抽蓄机组控制器状态变量主导,分析二者的参与因子,二者控制器未出现直接耦合的情况。但由于联合运行系统较复杂,

依然可能存在耦合情况,首先对二者控制器参数影响进行简要分析,分别增大控制器各参数,观察系统稳定情况,如表 2 所示,表中“ Δ ”表示特征值在计算中出现异常。

表 2 控制器参数对稳定性影响
Table 2 Influence of controller parameters on stability

参数	稳定性			参数	稳定性		
	工况 1	工况 2	工况 3		工况 1	工况 2	工况 3
$K_{pPQ}(K_{io})$	Δ	Δ	Δ	K_{irc}	失稳	失稳	稳定
$K_{iPQ}(K_{io})$	失稳	失稳	失稳	K_{pidc}	稳定	稳定	稳定
K_{pdc}	稳定	稳定	稳定	K_{ifdc}	失稳	失稳	失稳
K_{ide}	失稳	失稳	失稳	K_{pfc}	稳定	稳定	稳定
K_{pgc}	Δ	Δ	Δ	K_{ifc}	稳定	稳定	稳定
K_{igc}	稳定	稳定	稳定	K_{sp}	失稳	失稳	失稳
K_{irc}	稳定	稳定	稳定	K_{si}	失稳	失稳	失稳

根据表 2,工况 1、2 下控制器参数对系统稳定性的影响大致相同,工况 3 因控制方式的不同导致结果有一定区别。选取 3 种工况下对系统稳定性的影响相同的控制器参数 K_{ifdc} 、 K_{ide} 与 K_{iPQ} 外环控制积分参数在工况 1 下研究可变速抽蓄机组与直驱风电机组间控制器参数的耦合,并对工况 2、3 下水泵水轮机伺服控制器参数对系统稳定性的影响进行简要分析。

以工况 1 为例,将 σ 调整至 1.559 1, K_{ifdc} 、 K_{ide} 、 K_{iPQ} 分别在标况下扩大 400、45、60 倍,并分别做出 K_{ifdc} 、 K_{iPQ} 及 K_{ifdc} 、 K_{ide} 的稳定域,如附录 C 图 C4 所示。由图可知,可变速抽蓄机组与直驱风电机组的控制器参数之间存在耦合,与 K_{ifdc} 与 K_{iPQ} 之间的关系相比, K_{ifdc} 与 K_{ide} 之间关系较弱,在 K_{ifdc} 与 K_{iPQ} 之间,当 $K_{ifdc}=0.22$ 时 K_{iPQ} 的稳定域减小至最小,系统更容易失稳,因此由 3.2 节分析可知,在联合运行系统中可变速抽蓄机组与直驱风电机组控制器之间依然存在间接耦合。

在水泵水轮机控制器参数中,工况 2、3 下将伺服控制器 K_{sp} 扩大 70 倍,将 K_{si} 参数分别扩大 10 倍与 15 倍,可以得到附录 C 图 C5 所示根轨迹。由图可知,伺服控制器参数对工况 3 下系统稳定性的影响更大。在耦合方面,伺服控制器参数与直驱风电机组的几乎不存在耦合,因此本文不再进行详细分析。

4 仿真验证

为验证上述分析的正确性,本文基于 MATLAB/Simulink 搭建了可变速抽蓄机组与直驱风电机组联合运行的电磁暂态模型,其中变压器采用理想变压器。在 2 s 时将直驱风电机组输入功率减小 10% 并在 2.01 s 恢复。

4.1 SCR 对系统稳定性影响

由 3.3 节分析可知,随着 σ 减小工况 2 下系统稳定,工况 3 下系统将发生低频振荡失稳,频率约为 0.294 Hz。将 σ 调整为 0.8196,工况 2、3 下并网电流

的 d 、 q 轴分量变化情况见图 6。由图可知,工况 3 出现了低频振荡失稳情况,失稳频率为 0.294 1 Hz,与理论分析基本一致。

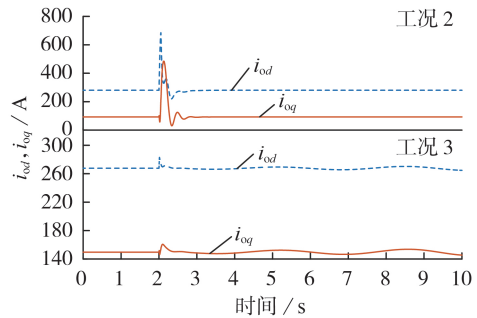


图 6 SCR 变化时并网电流 d 、 q 轴分量

Fig.6 d - and q -axis components of grid-connected current when SCR changes

4.2 PLL 阻尼比对系统稳定性影响

由 3.3 节分析可知,可变速抽蓄机组与直驱风电机组 PLL 控制器存在耦合,选取直驱风电机组 PLL 控制器的阻尼比为 0.035,可变速抽蓄机组 PLL 控制器阻尼比为 0.2 与 0.8。分别对上述工况进行仿真,仿真结果见附录 C 图 C6。根据 3.3 节分析,当可变速抽蓄机组 PLL 控制器阻尼比为 0.8 时,系统失稳频率为 5.9845 Hz,如附录 C 图 C6(b)所示,与理论分析得到的稳定域一致。

4.3 主要控制器参数对系统稳定性影响

由 3.3 节分析可知,工况 1 下在 $K_{ifdc}=0.22$ 时 K_{iPQ} 的稳定域减小至最小,减小 σ 到 1.559 1, $K_{iPQ}=100$, K_{ifdc} 分别设置为 0.005、0.22 和 0.44。仿真可得并网电流如附录 C 图 C7 所示。在 3.3 节中, $K_{ifdc}=0.22$ 时,计算的失稳频率为 15.3677 Hz,仿真与理论分析所得的稳定域一致,验证了理论分析的正确性。

5 结论

本文在同步旋转 $dq0$ 坐标系下建立了可变速抽蓄机组与等效直驱风电机组交流并网系统的数学模型,采用特征值法进行联合运行系统的小信号稳定分析,主要对不同工况下联合运行系统的稳定性差别及可变速抽蓄机组与直驱风电机组并联运行时的耦合问题进行研究,得出以下结论。

(1) 在水泵工况快速转速控制方式下,当电网参数与水泵水轮机伺服控制器参数发生变化时,联合运行系统更容易发生低频振荡失稳,据此在水泵工况下,引入功率转速联合控制方式,可以在一定程度上增强系统稳定性。

(2) 可变速抽蓄机组与直驱风电机组的 PLL 控制器影响二者的耦合运行,可变速抽蓄机组 PLL 控制器阻尼比的减小一定程度上会增大直驱风电机组 PLL 控制器的稳定域,二者 PLL 控制器带宽对稳定

性影响较小。在进行联合运行系统的PLL阻尼比参数整定时,需将二者相互关系考虑在整定条件内,以设计最佳的阻尼比参数。

(3)可变速抽蓄机组与直驱风电机组的电气端控制器也会影响二者的耦合运行,其中可变速抽蓄机组功率控制器的积分参数与直驱风电机组直流电压控制器的积分参数存在使系统稳定域最小的值,系统更容易失稳。

下一步工作将研究结论(3)耦合现象产生的原因,并深入研究其他内环控制器参数对联合运行系统稳定性的影响,也将考虑根据结论(1)设计出一种维持水泵工况快速转速控制下系统稳定性的控制策略。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 崔勇,李鹏,姬德森,等.基于多边收益的风光水能源联合运营策略[J].电力自动化设备,2019,39(4):161-166,173.
CUI Yong, LI Peng, JI Desen, et al. Joint operation strategy of wind power-photovoltaic-pumped storage hydro energy based on multilateral income[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(4): 161-166, 173.
- [2] 梁亮,李普明,刘嘉宁,等.抽水蓄能电站自主调频控制策略研究[J].高电压技术,2015,41(10):3288-3295.
LIANG Liang, LI Puming, LIU Jianing, et al. Study on the control strategy of pumped storage power station for frequency regulation[J]. High Voltage Engineering, 2015, 41(10): 3288-3295.
- [3] 李辉,黄樟坚,刘海涛,等.交流励磁抽水蓄能机组快速功率响应控制策略[J].电力自动化设备,2017,37(11):156-161,175.
LI Hui, HUANG Zhangjian, LIU Haitao, et al. Control strategy of rapid power response for AC excited pump storage unit[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(11): 156-161, 175.
- [4] MULJADI E, SINGH M, GEVORGIAN V, et al. Dynamic modeling of adjustable-speed pumped storage hydropower plant[C]//2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting. Denver, CO, USA: IEEE, 2015: 1-5.
- [5] FELTES J, KORITAROV V, GUZOWSKI L, et al. Modeling adjustable speed pumped storage hydro units employing doubly-fed induction machines[R]. [S.l.]: Office of Scientific and Technical Information, 2013.
- [6] 刘开培,朱蜀,冯欣,等.双馈式变速抽水蓄能电厂的机电暂态建模及模型预测控制[J].高电压技术,2020,46(7):2407-2418.
LIU Kaipei, ZHU Shu, FENG Xin, et al. Electromechanical transient modeling and model predictive control of doubly-fed variable-speed pumped storage power plant[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(7): 2407-2418.
- [7] 王欣竹.可变速抽蓄机组改善系统电压稳定性的应用研究[D].北京:华北电力大学,2019.
WANG Xinzhu. Research of variable speed pumped storage for improving power system voltage stability[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2019.
- [8] 袁辉,宋晓喆,孙福寿,等.弱电网中低电压穿越控制策略导致的双馈风机失稳机理分析[J].电力自动化设备,2020,40(9):50-58.
YUAN Hui, SONG Xiaozhe, SUN Fushou, et al. Analysis of LVRT control strategy-oriented DFIG instability mechanism in weak grid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(9): 50-58.
- [9] PANNATIER Y, KAWKABANI B, NICOLET C, et al. Investigation of control strategies for variable-speed pump-turbine units by using a simplified model of the converters[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2010, 57(9): 3039-3049.
- [10] 秦浩宇,苏勋文,杨福宝,等.双馈风机特征值分析的建模与模态分析[J].分布式能源,2019,4(3):21-27.
QIN Haoyu, SU Xunwen, YANG Fubao, et al. Modeling and modal analysis of eigenvalues analysis of DFIG[J]. Distributed Energy, 2019, 4(3): 21-27.
- [11] HAN M, KAWKABANI B, SIMOND J J. Eigenvalues analysis applied to the stability study of a variable speed pump turbine unit[C]//International Conference on Electrical Machines. Marseille, France: IEEE, 2012: 907-913.
- [12] 夏明,李征,蔡旭,等.基于直驱式永磁同步发电机组的风电场动态建模[J].电网技术,2014,38(6):1439-1445.
XIA Yue, LI Zheng, CAI Xu, et al. Dynamic modeling of wind farm composed of direct-driven permanent magnet synchronous generators[J]. Power System Technology, 2014, 38(6): 1439-1445.
- [13] IEEE PES Working Group. Hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1992, 7(1): 167-179.
- [14] KUWABARA T, SHIBUYA A, FURUTA H, et al. Design and dynamic response characteristics of 400 MW adjustable speed pumped storage unit for Ohkawachi Power Station[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 1996, 11(2): 376-384.
- [15] LIANG J Q, HARLEY R G. Pumped storage hydro-plant models for system transient and long-term dynamic studies[C]//IEEE PES General Meeting. Minneapolis, MN, USA: IEEE, 2010: 1-8.
- [16] DE TOLEDO P F, BERGDAHL B, ASPLUND G. Multiple infeed short circuit ratio-aspects related to multiple HVDC into one AC network[C]//IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific. Dalian, China: IEEE, 2005: 1-6.
- [17] WEN B, BOROYEVICH D, BURGOS R, et al. Analysis of $d-q$ small-signal impedance of grid-tied inverters[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2016, 31(1): 675-687.
- [18] 王康,金宇清,甘德强,等.电力系统小信号稳定分析与控制综述[J].电力自动化设备,2009,29(5):10-19.
WANG Kang, JIN Yuqing, GAN Deqiang, et al. Survey of power system small signal stability and control[J]. Electric Power Automation Equipment, 2009, 29(5): 10-19.

作者简介:



王方洲

王方洲(1997—),男,湖北随州人,硕士研究生,主要从事电力电子化电力系统稳定性分析与控制方面的研究(E-mail: 928146894@qq.com);

谭甜源(1979—),男,湖北武汉人,讲师,博士,通信作者,主要从事电能质量控制和分析技术、配电网理论、线损计算、故障限流器可靠性和经济性评估方面的研究(E-mail: tanyt@foxmail.com)。

(编辑 王欣竹)

Small-signal stability analysis of combined operation system of variable-speed pumped storage unit and direct-drive wind turbine unit

WANG Fangzhou¹, TAN Tianyuan¹, LIU Kaipei¹, ZHU Shu¹, YANG Jie², LI Yaxin²,
HU Chunguang³, QIN Liang¹

(1. School of Electrical Engineering and Automation, Wuhan University, Wuhan 430072, China;

2. Economics & Technology Research Institute of State Grid Hubei Electric Power Co., Ltd., Wuhan 430077, China;

3. China Power International Development Limited, Beijing 100080, China)

Abstract: The combined operation system of variable-speed pumped storage unit and direct-drive wind turbine unit contains a large number of power electronic devices, which will cause certain system stability problems. In this regard, based on the rigid pipeline model of pump turbine and the average value model of two-level converter, in the synchronous rotating $dq0$ coordinate system, a detailed mathematical model for the two parts under AC-grid-connected combined operation system is established, and the eigenvalue method is used for the small-signal stability analysis of system, and based on the participation factor analysis, the corresponding parameters that affect different oscillation modes are obtained. According to the characteristic root locus of the system, the influence law of the electrical parameters of the system, the phase locked loop parameters of the controller and the PI parameters of the controller on the system stability under different working conditions is further studied. The results show that the system stability of the fast speed control mode of the pump working condition is more affected by the electrical side parameters, the decrease of the phase locked loop damping ratio of the variable-speed pumped storage unit will increase the stability range of the phase locked loop damping ratio of the direct-drive wind turbine unit, and there is a coupling between the integral parameters in power controller of variable-speed pumped storage unit and the integral parameters in DC voltage controller of direct-drive wind turbine unit.

Key words: variable-speed pumped storage unit; direct-drive wind turbine unit; AC-grid connection; eigenvalue; small-signal stability

(上接第57页 continued from page 57)

Probability distribution of wind power fluctuation characteristics based on heavy-tailed distribution

DU Gang¹, ZHAO Dongmei¹, LIU Xin², WU Zhiqiang², LI Chao³

(1. School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

2. Changchun Power Supply Company of State Grid Jilin Electric Power Co., Ltd., Changchun 130000, China;

3. Training Center of State Grid Jilin Electric Power Co., Ltd., Changchun 130000, China)

Abstract: The research of wind power fluctuation characteristics is of great significance for improving the accuracy of wind power prediction, promoting the consumption of wind power integration, and restraining the adverse effects of wind power integration on safe operation of power system. Based on the measured data of wind farms, four basic characteristics of wind power fluctuation characteristics of time-varying, heteroscedasticity, fluctuation agglomeration, and “leptokurtosis and fat-tail” are summarized. In order to quantitatively describe the probability distribution of wind power, the normal distribution, mixed Gaussian distribution and t Location-scale distribution, stable distribution and Laplacian distribution in the heavy-tailed distribution are respectively adopted to fit the wind power fluctuation rate under different time and space scales. The relative entropy is introduced as an evaluation index to measure the pros and cons of fitting distributions, and the evaluation results of different fitting distributions are compared and analyzed. The simulative results show that the probability distribution of wind power is more suitable to be described by the heavy-tailed distribution function, in which the t Location-scale distribution function has the best fitting effect.

Key words: wind power; fluctuation characteristics; probability distribution; leptokurtosis and fat-tail; information entropy; relative entropy

附录 A

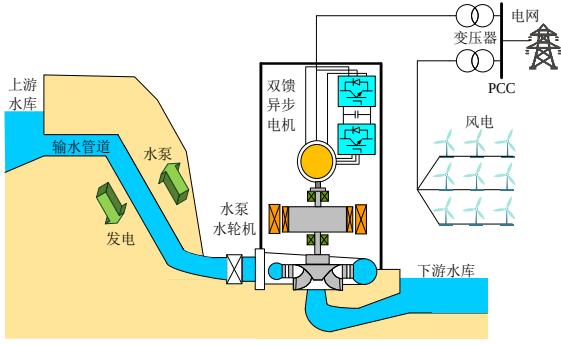


图 A1 联合运行系统示意图

Fig.A1 Schematic diagram of combined operation system

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{d}{dt} x_{sor} = K_{si} (\omega_{ref}^* - \omega_r^*) \\ \frac{d}{dt} G_s = K_a [K_{sp} (\omega_{ref}^* - \omega_r^*) + x_{sor} - G_s] \text{发电工况} \\ \frac{d}{dt} Q_d^* = \left\{ H_s^* - [Q_d^* / (k_s G_s)]^2 \right\} / t_{\omega} \\ \frac{d}{dt} x_{bor} = K_{si} (P^* - P_{ref}^*) \\ \frac{d}{dt} G_s = K_a [K_{sp} (P^* - P_{ref}^*) + x_{bor} - G_s] \text{水泵工况快速转速控制} \\ \frac{d}{dt} Q_d^* = (H_s^* - H_d^* - f_g Q_d^{*2}) / t_{\omega} \\ \frac{d}{dt} x_{bor} = K_{si} (\omega_r^* - \omega_{ref}^*) \\ \frac{d}{dt} G_s = K_a [K_{sp} (\omega_r^* - \omega_{ref}^*) + x_{bor} - G_s] \text{水泵工况快速功率控制} \\ \frac{d}{dt} Q_d^* = (H_s^* - H_d^* - f_g Q_d^{*2}) / t_{\omega} \end{array} \right. \quad (A1)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{d}{dt} x_p = K_{ipQ} (P_{ref}^* - P^*) \\ \frac{d}{dt} x_Q = K_{ipQ} (Q_{ref}^* - Q^*) \\ \frac{d}{dt} x_{drc} = K_{irc} [K_{pPQ} (P_{ref}^* - P^*) + x_p - i_{dr2}^*] \\ \frac{d}{dt} x_{qrc} = K_{irc} [K_{pPQ} (Q_{ref}^* - Q^*) + x_Q - i_{qr2}^*] \\ \frac{d}{dt} x_{\omega} = K_{i\omega} (\omega_r^* - \omega_{ref}^*) \\ \frac{d}{dt} x_Q = K_{ipQ} (Q_{ref}^* - Q^*) \\ \frac{d}{dt} x_{drc} = K_{irc} [K_{p\omega} (\omega_r^* - \omega_{ref}^*) + x_{\omega} - i_{dr2}^*] \\ \frac{d}{dt} x_{qrc} = K_{irc} [K_{pPQ} (Q_{ref}^* - Q^*) + x_Q - i_{qr2}^*] \end{array} \right. \quad \begin{array}{l} \text{快速功率控制} \\ \text{快速转速控制} \end{array} \quad (A2)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{d}{dt} i_{d1} = (u_{ds} - u_{d1} - R_{l1} i_{d1} + \omega L_{l1} i_{q1}) / L_1 \\ \frac{d}{dt} i_{q1} = (u_{qs} - u_{q1} - R_{l1} i_{q1} - \omega L_{l1} i_{d1}) / L_1 \\ \frac{d}{dt} u_{dc} = [1.5(u_{d1} i_{d1} + u_{q1} i_{q1}) - 1.5(u_{dr} i_{qr} + u_{qr} i_{dr})] / C_{DFIM} \\ \frac{d}{dt} \psi_{ds}^* = (R_{ds}^* i_{ds}^* + \omega_1^* \psi_{qs}^* + u_{ds}^*) \omega_{base} \\ \frac{d}{dt} \psi_{qs}^* = (R_{qs}^* i_{qs}^* - \omega_1^* \psi_{ds}^* + u_{qs}^*) \omega_{base} \\ \frac{d}{dt} \psi_{dr}^* = [-R_{dr}^* i_{dr}^* + (\omega_1^* - \omega_r^*) \psi_{qr}^* + u_{dr}^*] \omega_{base} \\ \frac{d}{dt} \psi_{qr}^* = [R_{qr}^* i_{qr}^* + (\omega_1^* - \omega_r^*) \psi_{dr}^* + u_{qr}^*] \omega_{base} \\ \frac{d}{dt} \omega_r^* = (T_e^* - P_m^* / \omega_r^* - f_t \omega_r^*) / (2H) \\ \frac{d}{dt} x_{pll} = [u_{qs} \cos(\theta_1) - u_{ds} \sin(\theta_1)] K_{l_pllDFIM} / (\sqrt{2/3} V_{nom}) \\ \frac{d}{dt} \theta_1 = [u_{qs} \cos(\theta_1) - u_{ds} \sin(\theta_1)] K_{p_pllDFIM} / (\sqrt{2/3} V_{nom}) + x_{pll} \\ \frac{d}{dt} x_{dc} = K_{idc} (V_{dcnom} - u_{dc}) \\ \frac{d}{dt} x_{dgc} = K_{igc} [K_{pdc} (V_{dcnom} - u_{dc}) + x_{dc} - i_{d12}^*] \\ \frac{d}{dt} x_{qgc} = K_{igc} (0 - i_{q12}^*) \\ \frac{d}{dt} i_{od} = (u_{od} \times t_{r1} - u_{bd} - R_{l1} i_{od} + \omega L_{l1} i_{oq}) / L \\ \frac{d}{dt} i_{oq} = (u_{oq} \times t_{r1} - u_{bq} - R_{l1} i_{oq} - \omega L_{l1} i_{od}) / L \\ \frac{d}{dt} i_{fld} = (u_{fld} - u_{fod} - R_g i_{fld} + \omega L_g i_{flq}) / L_g \\ \frac{d}{dt} i_{flq} = (u_{flq} - u_{foq} - R_g i_{flq} - \omega L_g i_{fld}) / L_g \\ \frac{d}{dt} u_{fdc} = [1.5(u_{fld} i_{fld} + u_{flq} i_{flq}) - P_{wind} / u_{fdc}] / C_{wind} \\ \frac{d}{dt} x_{fpll} = [u_{foq} \cos(\theta_2) - u_{fod} \sin(\theta_2)] K_{l_fpllwind} / (\sqrt{2/3} V_{nomwind}) \\ \frac{d}{dt} \theta_2 = [u_{foq} \cos(\theta_2) - u_{fod} \sin(\theta_2)] \times K_{p_fpllwind} / (\sqrt{2/3} V_{nomwind}) + x_{fpll} \\ \frac{d}{dt} x_{fdc} = K_{ifdc} (u_{fdc} - V_{fdcnom}) \\ \frac{d}{dt} x_{dfc} = K_{ifc} [K_{pfdc} (u_{fdc} - V_{fdcnom}) + x_{fdc} - i_{fld}^*] \\ \frac{d}{dt} x_{qfc} = K_{ifc} (0 - i_{flq}^*) \end{array} \right. \quad (A3)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 = -Q_d^* H_d^* / \omega_r^* \text{水泵工况} \\ 0 = [Q_d^* / (k_s G_s)]^2 Q_d^* / \omega_r^* - T_m^* \text{发电工况} \\ 0 = K_{prc} [K_{p\omega} (\omega_r^* - \omega_{ref}^*) + x_{\omega} - i_{dr2}^*] + x_{drc} - u_{drc}^* \text{快速转速控制} \\ 0 = K_{prc} [K_{pPQ} (P_{ref}^* - P^*) + x_p - i_{dr2}^*] + x_{drc} - u_{drc}^* \text{快速功率} \\ \begin{cases} 0 = a_0 \omega_r^{*2} + a_1 \omega_r^* |Q_d^*| + a_2 Q_d^{*2} - H_d^* \\ 0 = (G_{max} - G_s) / G_s - f_g \end{cases} \text{水泵模型} \end{array} \right. \quad (A4)$$

$$\begin{aligned}
& 0 = i_{\text{fld}} / t_{r2} - [i_{\text{fod}} + (i_{ds} + i_{dl})]t_{r1} - u_{\text{fod}} / R_{\text{di}} \\
& 0 = i_{\text{flq}} / t_{r2} - [i_{\text{foq}} + (i_{qs} + i_{ql})]t_{r1} - u_{\text{foq}} / R_{\text{di}} \\
& 0 = 0.5u_{\text{dc}}u_{\text{avgcd}} - u_{\text{dl}} \\
& 0 = 0.5u_{\text{dc}}u_{\text{avgcq}} - u_{\text{ql}} \\
& 0 = 0.5u_{\text{dc}}u_{\text{avrcd}} - u_{\text{dr}} \\
& 0 = 0.5u_{\text{dc}}u_{\text{avrcd}} - u_{\text{qr}} \\
& 0 = u_{ds}^* / (\sqrt{2/3}V_{\text{nom}}) - u_{ds}^* \\
& 0 = u_{qs}^* / (\sqrt{2/3}V_{\text{nom}}) - u_{qs}^* \\
& 0 = u_{dr}^* / (\sqrt{2/3}V_{\text{nom}}) - u_{dr}^* \\
& 0 = u_{qr}^* / (\sqrt{2/3}V_{\text{nom}}) - u_{qr}^* \\
& 0 = L_s^* i_{ds}^* + L_m^* i_{dr}^* - \psi_{ds}^* \\
& 0 = L_s^* i_{qs}^* + L_m^* i_{qr}^* - \psi_{qs}^* \\
& 0 = L_m^* i_{ds}^* + L_r^* i_{dr}^* - \psi_{dr}^* \\
& 0 = L_m^* i_{qs}^* + L_r^* i_{qr}^* - \psi_{qr}^* \\
& 0 = \psi_{ds}^* i_{qs}^* - \psi_{qs}^* i_{ds}^* - T_e^* \\
& 0 = u_{ds}^* \cos(\theta_1) + u_{qs}^* \sin(\theta_1) - u_{ds2}^* \\
& 0 = u_{qs}^* \cos(\theta_1) - u_{ds}^* \sin(\theta_1) - u_{qs2}^* \\
& 0 = i_{ds}^* \cos(\theta_1) + i_{qs}^* \sin(\theta_1) - i_{ds2}^* \\
& 0 = i_{qs}^* \cos(\theta_1) - i_{ds}^* \sin(\theta_1) - i_{qs2}^* \\
& 0 = i_{d1}^* \cos(\theta_1) + i_{q1}^* \sin(\theta_1) - i_{d12}^* \\
& 0 = i_{q1}^* \cos(\theta_1) - i_{d1}^* \sin(\theta_1) - i_{q12}^* \\
& 0 = i_{dr}^* \cos(\theta_1) + i_{qr}^* \sin(\theta_1) - i_{dr2}^* \\
& 0 = i_{qr}^* \cos(\theta_1) - i_{dr}^* \sin(\theta_1) - i_{qr2}^* \\
& 0 = K_{\text{pgc}} [K_{\text{pdc}} (V_{\text{dcnom}} - u_{\text{dc}}) + x_{\text{dc}} - i_{d12}^*] + x_{\text{dgc}} - u_{\text{dgc}}' \\
& 0 = K_{\text{pgc}} (0 - i_{q12}^*) + x_{\text{qgc}} - u_{\text{qgc}}' \\
& 0 = 2\sqrt{2/3}(u_{ds2}^* + \omega L_1 i_{q12}^* - R_1 i_{d12}^* - u_{\text{dgc}}') V_{\text{nom}} / V_{\text{dcnom}} - u_{\text{dgc}}' \\
& 0 = 2\sqrt{2/3}(u_{qs2}^* - \omega L_1 i_{d12}^* - R_1 i_{q12}^* - u_{\text{qgc}}') V_{\text{nom}} / V_{\text{dcnom}} - u_{\text{qgc}}' \\
& 0 = 1.5[u_{ds}(i_{ds} + i_{d1}) + u_{qs}(i_{qs} + i_{q1})] / P_{\text{nom}} - P^* \\
& 0 = 1.5[u_{ds}(i_{qs} + i_{q1}) - u_{qs}(i_{qs} + i_{d1})] / P_{\text{nom}} - Q^* \\
& 0 = K_{\text{prc}} [K_{\text{ppQ}} (Q_{\text{ref}}^* - Q^*) + x_{\text{Q}} - i_{qr2}^*] + x_{\text{qrc}} - u_{\text{qrc}}' \\
& 0 = 2\sqrt{2/3}[u_{\text{drc}}' + R_r^* i_{dr2}^* - (\omega^* - \omega_r^*) L_r^* i_{qr2}^* - (\omega^* - \omega_r^*) L_m^* i_{qs2}^*] V_{\text{nom}} / V_{\text{dcnom}} - u_{\text{drc}}' \\
& 0 = 2\sqrt{2/3}[u_{\text{qrc}}' + R_r^* i_{qr2}^* + (\omega^* - \omega_r^*) L_r^* i_{dr2}^* + (\omega^* - \omega_r^*) L_m^* i_{ds2}^*] V_{\text{nom}} / V_{\text{dcnom}} - u_{\text{qrc}}' \\
& 0 = u_{\text{dgc}}' \cos \theta_1 - u_{\text{qgc}}' \sin \theta_1 - u_{\text{avgcd}} \\
& 0 = u_{\text{qgc}}' \cos \theta_1 + u_{\text{dgc}}' \sin \theta_1 - u_{\text{avgcq}} \\
& 0 = u_{\text{drc}}' \cos \theta_1 - u_{\text{qrc}}' \sin \theta_1 - u_{\text{avrcd}} \\
& 0 = u_{\text{qrc}}' \cos \theta_1 + u_{\text{drc}}' \sin \theta_1 - u_{\text{avrcq}} \\
& 0 = 0.5u_{\text{fldref}} u_{\text{fdc}} - u_{\text{fld}}; 0 = u_{\text{fod}} t_{r1} t_{r2} - u_{ds} \\
& 0 = 0.5u_{\text{flqref}} u_{\text{fdc}} - u_{\text{flq}}; 0 = u_{\text{foq}} t_{r1} t_{r2} - u_{qs} \\
& 0 = \{[i_{\text{fod}} + (i_{ds} + i_{d1})t_{r2}] \cos \theta_2 + [i_{\text{foq}} + (i_{qs} + i_{q1})t_{r2}] \sin \theta_2\} t_{r1} / I_{\text{fnom}} - i_{\text{fld}2}^* \\
& 0 = \{[i_{\text{foq}} + (i_{qs} + i_{q1})t_{r2}] \cos \theta_2 - [i_{\text{fod}} + (i_{qs} + i_{d1})t_{r2}] \sin \theta_2\} t_{r1} / I_{\text{fnom}} - i_{\text{flq}2}^* \\
& 0 = 2\sqrt{2/3}\{K_{\text{pfc}} [K_{\text{pfdc}} (V_{\text{fdcnom}} - u_{\text{fdc}}) + x_{\text{fdc}} - i_{\text{fld}2}^*] + x_{\text{dfc}}\} V_{\text{fnom}} / V_{\text{fdcnom}} - u_{\text{dfc}}' \\
& 0 = 2\sqrt{2/3}(K_{\text{pfc}} (0 - i_{\text{flq}2}^*) + x_{\text{qfc}}) V_{\text{fnom}} / V_{\text{fdcnom}} - u_{\text{qfc}}' \\
& 0 = [u_{\text{dfc}}' \cos \theta_1 - u_{\text{qfc}}' \sin \theta_1] V_{\text{fdcnom}} / V_{\text{fnom}} - u_{\text{fldref}} \\
& 0 = [u_{\text{qfc}}' \cos \theta_1 + u_{\text{dfc}}' \sin \theta_1] V_{\text{fdcnom}} / V_{\text{fnom}} - u_{\text{flqref}}
\end{aligned} \tag{A5}$$

附录 B

表 B1 状态变量即其代表含义

Table B1 State variables and their representative meanings

序号	状态变量	含义	序号	状态变量	含义	序号	状态变量	含义
1	i_{dl}	网侧线路电流	11	Q	流量	21	i_{od}	并网线路上电流
2	i_{ql}		12	x_{pll}	抽蓄锁相环内部积	22	i_{oq}	
3	u_{dc}	抽蓄直流电压	13	θ_1	分变量与角度	23	i_{fld}	风机与并网母线连接
4	ψ_{ds}^*	DFIM 磁链 标么值	14	x_{dc}	网侧外环电压 PI	24	i_{fqa}	线路上电流
5	ψ_{qs}^*		15	x_{dgc}	网侧内环 d 轴 PI	25	u_{fdc}	风机直流电压
6	ψ_{dr}^*		16	x_{qgc}	网侧内环 q 轴 PI	26	x_{ipll}	风机锁相环内部积分
7	ψ_{qr}^*		17	x_p/x_ω	有功/转速控制 PI	27	θ_2	变量与角度
8	ω_r	DFIM 转速	18	x_Q	转子侧外环无功	28	x_{fdc}	风机外环电压 PI
9	x_{serv}/x_{bort}	伺服控制 PI	19	x_{drc}	转子侧内环 PI	29	x_{dfc}	风机内环 PI
10	G_s	阀门开度	20	x_{qrc}		30	x_{qfc}	

表 B2 系统基础参数

Table B2 Basic parameters of system

参数	数值	参数	数值	参数	数值	参数	数值	参数	数值
P_{nom}	20 MW	R_{l_wind}	1.5 Ω	L_m^*	2.9	$K_{p_pllwind}$	43.17	K_{ifdc}	0.004 9
P_{fnom}	30 MW	L_{l_wind}	6.7 $\times 10^{-4}$ H	H	1	$K_{i_pllwind}$	932.08	K_{pfc}	0.4
V_{nom}	10 kV	R_{di}	10 ⁷ Ω	L_l	0.005 6 H	K_{pPQ}	0.05	K_{ifc}	18.036
V_{fnom}	3 kV	C_{DFIM}	0.01 F	R_g	8 $\times 10^{-4}$ Ω	K_{idc}	0.025	Q_{ref}^*	0
V_{dcnom}	25 200 V	C_{wind}	0.022 5 F	K_{ipQ}	5	K_{pgc}	1.25	f_t	0.01
V_{fdcnom}	6 087 V	R_s^*	0.007 06	K_{pdc}	0.001	K_{jgc}	250	K_a	3.33
f_{nom}	50 Hz	R_r^*	0.005	R_p	0.01	K_{prc}	0.15	K_{pco}	0.05
R	3 Ω	L_s^*	3.071	$K_{p_plldfim}$	43.17	K_{irc}	4	K_{io}	5
L	0.022 6 H	L_r^*	3.056	$K_{i_plldfim}$	932.08	K_{pfdc}	0.000 42	t_{r2}	0.285 7
G_{max}	0.975 18	G_{min}	0.01	K_{sp}	1.163	K_{si}	0.105	t_{r1}	11.67

注： u_{ds2}^* 、 u_{qs2}^* 分别为内环电流控制器下 DFIM 定子侧电压 d 、 q 轴分量的标么值； i_{ds}^* 、 i_{qs}^* 为 DFIM 定子电流与内环电流控制器下电流 d 、 q 轴分量的标么值； u_{dr} 、 u_{qr} 与 u_{dr}^* 、 u_{qr}^* 为 DFIM 转子电压 d 、 q 轴分量的实际值与标么值； i_{dr}^* 、 i_{qr}^* 为 i_{dr} 、 i_{qr} 标么值； u_{dl} 、 u_{ql} 与 i_{dl} 、 i_{ql} 为网侧变流器电压与电流的 d 、 q 轴分量； u_{fod} 、 u_{foq} 为 PCC 上电压的 d 、 q 轴分量； u_{fld} 、 u_{flq} 与 u_{fld}^* 、 u_{flq}^* 与 u_{fld2}^* 、 u_{flq2}^* 为等效直驱风机网侧变流器出口电压 d 、 q 轴分量的实际值、标么值与内环电流控制器下电压的 d 、 q 轴分量的标么值； i_{fld}^* 、 i_{flq}^* 与 i_{fld2}^* 、 i_{flq2}^* 为等效直驱风机网侧变流器出口电流与内环电流控制器下电流的 d 、 q 轴分量的标么值； u_{avgcd} 、 u_{avgcq} 与 u_{avrcd} 、 u_{avrcq} 为 DFIM 控制器网侧与转子侧控制量的 d 、 q 轴分量， u_{dref} 、 u_{qref} 为等效直驱风机内环控制器输出调制电压控制量的 d 、 q 轴分量； u_{fldref} 、 u_{flqref} 为 u_{dref} 、 u_{qref} 经相位变换后输出到系统调制电压的 d 、 q 轴分量； H 为电机惯性时间常数； T_e 为电磁转矩； f_t 为电机阻尼系数； C_{DFIM} 为直流线路上电容； P_{wind} 为风机输出功率； C_{wind} 为直流线路上电容； V_{fdcnom} 和 V_{fnom} 分别为等效直驱风机直流电压参考和风机系统基准电压； I_{fnom} 为其基准电流，可通过额定功率与基准电压计算； K_{pfdc} 、 K_{ifdc} 和 K_{pfc} 、 K_{ifc} 分别为直流电压控制与控制器内环电流控制 PI 参数； R 、 L 为系统并大电网的电阻与电感； R_g 、 L_g 为等效直驱风机与电网之间的电阻和电感； R_{di} 为并网母线对地电阻， t_{r1} 、 t_{r2} 为抽蓄到 PCC 变压器变比、PCC 到直驱风机变压器变比； R_s^* 、 L_s^* 、 L_m^* 为 DFIM 定子电阻，定子电感与互感的标么值； $K_{p_plldfim}$ 、 $K_{i_plldfim}$ 与 $K_{p_pllwind}$ 、 $K_{i_pllwind}$ 为可变速抽蓄机组与直驱风电机组 PLL 的比例、积分值； H 为标么值。

附录 C

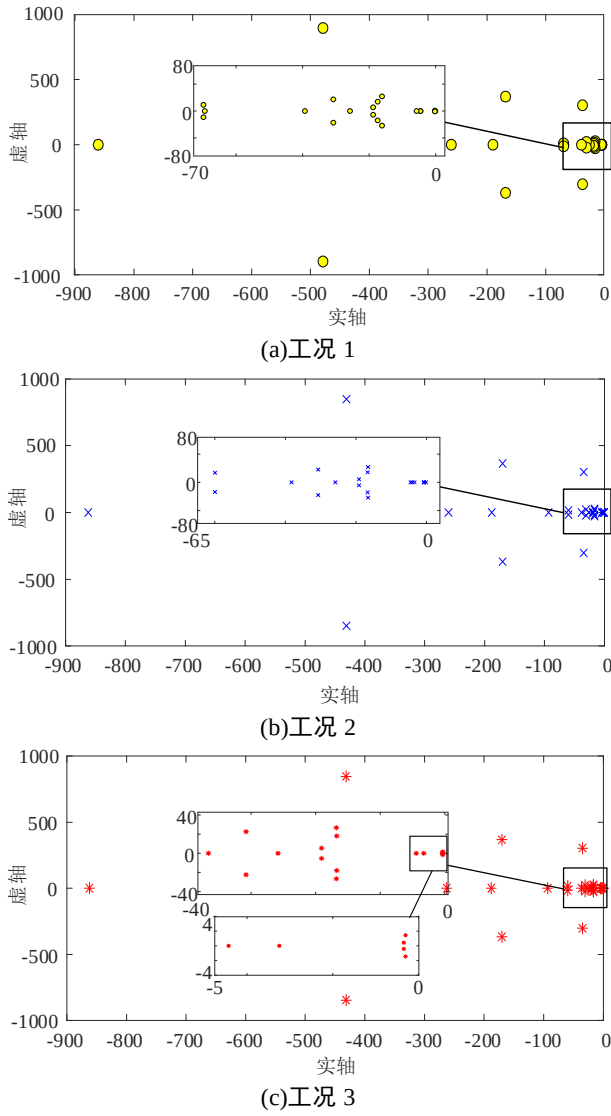


图 C1 不同工况下联合运行系统特征根

Fig.C1 Characteristic roots of combined operation system under different conditions

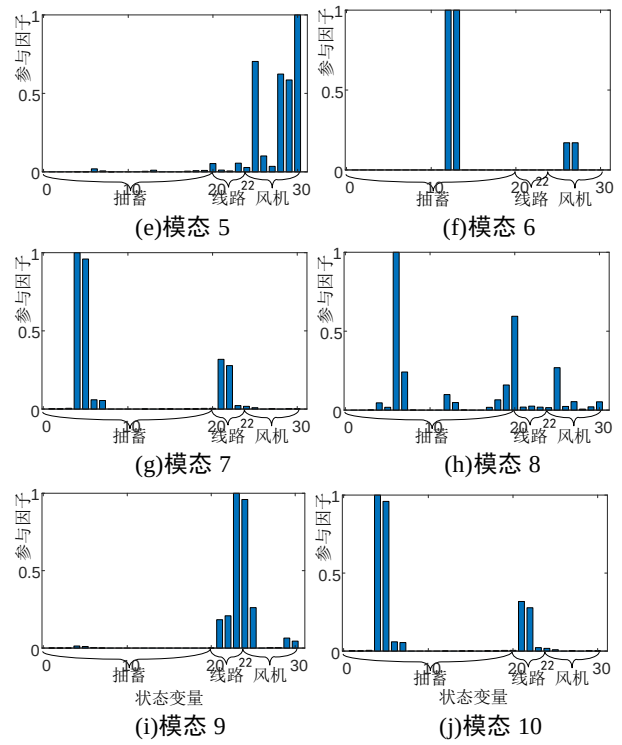
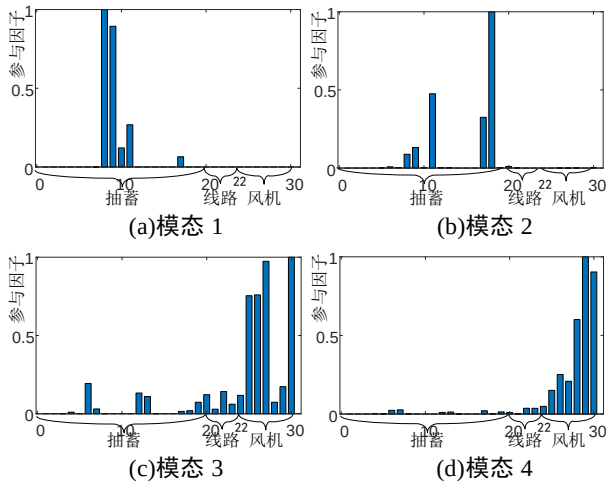


图 C2 工况 1 参与因子

Fig.C2 Participation factor of condition 1

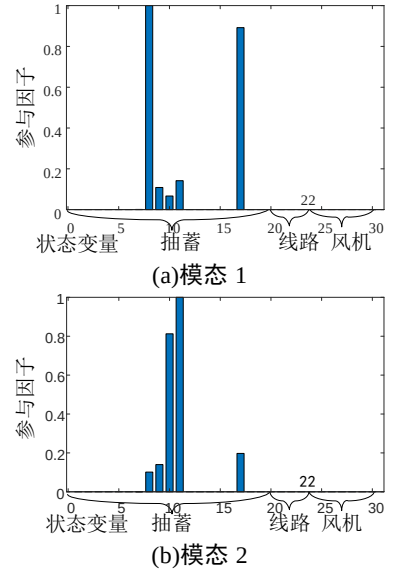
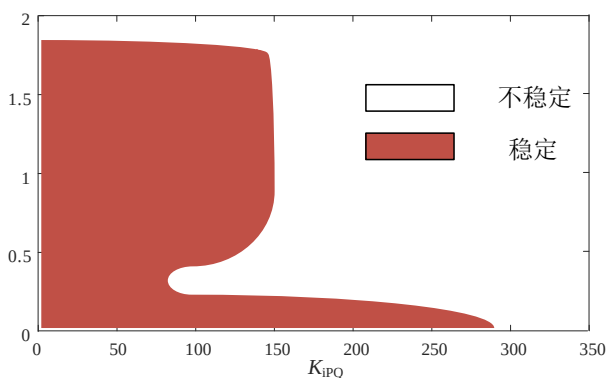
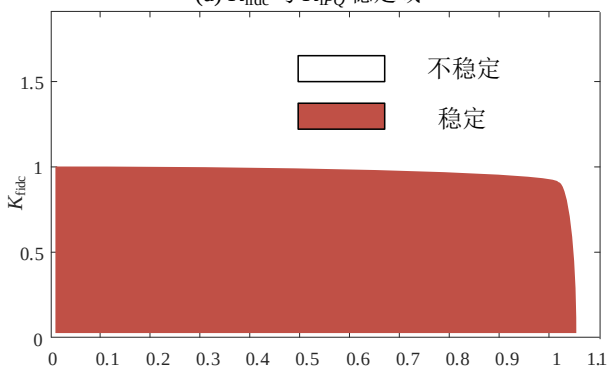


图 C3 工况 3 参与因子

Fig.C3 Participation factor of condition 3



(a) K_{ifdc} 与 K_{ipq} 稳定域



(b) K_{ifdc} 与 K_{idc} 稳定域

图 C4 控制器参数稳定阈

Fig.C4 Stability threshold of controller parameters

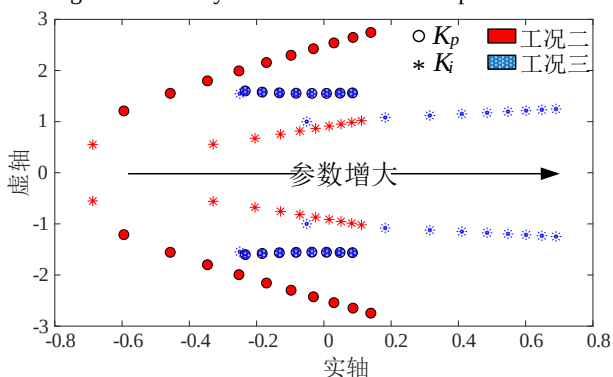
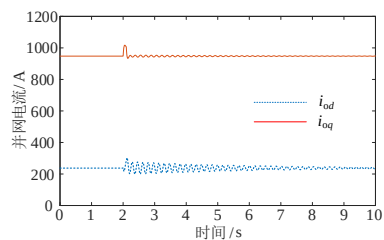
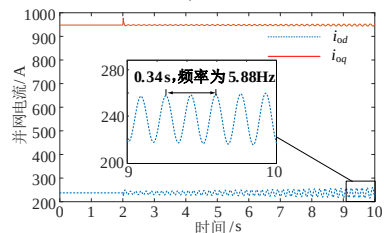


图 C5 伺服控制器参数变化根轨迹

Fig.C5 Root locus of servo controller parameter change

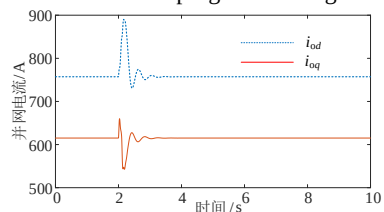


(a) 抽蓄 PLL 阻尼比 0.2, 风机 PLL 阻尼比 0.035

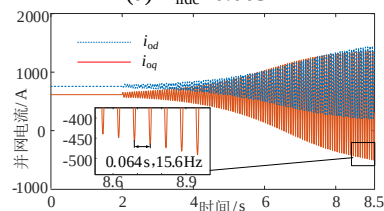


(b) 抽蓄 PLL 阻尼比 0.8, 风机 PLL 阻尼比 0.035

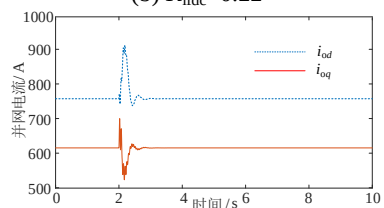
图 C6 PLL 阻尼比改变并网电流 d 、 q 轴分量
Fig.C6 d - and q -axis components of grid-connected current with PLL damping ratio changes



(a) $K_{ifdc}=0.005$



(b) $K_{ifdc}=0.22$



(c) $K_{ifdc}=0.44$

图 C7 控制器参数改变并网电流 d 、 q 轴分量
Fig.C7 d - and q -axis components of grid-connected current with controller parameters change