

考虑初始风速与机端故障稳态电压跌落程度的直驱风机故障响应特性分类及其判别方法研究

李东晟¹, 沈沉^{1*}, 吴林林², 程雪坤², 杨艳晨²

(1. 清华大学电机工程与应用电子技术系, 北京市 海淀区 100084;

2. 国网冀北电力科学研究所, 北京市 西城区 100045)

Study on Fault Response Characteristics Classification and Discriminant Method of PMSG Considering Initial Wind Speed and Drop Degree of Terminal Fault Steady-state Voltage

LI Dongsheng¹, SHEN Chen^{1*}, WU Linlin², CHENG Xuekun², YANG Yanchen²

(1. Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Haidian District, Beijing 100084, China;

2. State Grid Jibei Electric Power Research Institute, Xicheng District, Beijing 100045, China)

ABSTRACT: Security analysis of power systems often requires simulation of various expected scenarios. With massive integration of wind power, it is important to put forward an equivalent modeling method suitable for the anticipated fault for wind farms. Meanwhile, grouping wind turbines by their dynamic response characteristics is the basis of equivalent modeling. The dynamic response characteristics of each wind turbine after a fault are not only affected by the control mode, but also by the operating wind speed and the severity of the fault. In general, the control of wind turbines can work rapidly and run to fault steady state during the fault. For the above reasons, this paper proposes a classification and discrimination method for the fault response characteristics of wind turbines considering the initial wind speed and terminal fault steady-state voltage drop degree. First, for the control strategy of reactive power priority control during fault process and active power ramp recovery during fault recovery, all possible characteristics of wind turbines and the critical condition of all clusters can be found. Then, based on the anticipated fault, a fault steady-state voltage calculation method for each wind turbine in a wind farm is proposed. Further, a clustering method adapted to anticipated fault is proposed. Finally, the simulation analysis of a detailed wind farm model proves the correctness of the proposed method.

KEY WORDS: direct-driven permanent magnet synchronous

generator; active power response; ramp recovery; anticipated fault; clustering method

摘要: 对电力系统进行安全分析时, 往往需要对各种预想场景进行仿真。随着风电的大量接入, 对风电场提出适用于预想故障分析的等值建模方法变得十分重要, 而根据风机故障后的动态特性对其进行分群则是等值建模的基础。各风机在故障后的动态响应特性不仅受其控制方式的影响, 还受到运行风速和故障严重程度的影响, 而一般情况下风机控制的响应速度较快, 可以认为在故障持续期间风机能够运行至故障稳态。基于此, 提出考虑初始风速及机端故障稳态电压跌落程度的风电机组故障响应特性分类及判别方法, 以此作为风机分群的依据。首先针对永磁直驱风机(direct-driven permanent magnet synchronous generator, PMSG)故障过程中无功优先控制、故障恢复期间有功斜坡恢复的控制策略, 分析其不同风速条件下故障后所有可能的响应特性, 将初始风速与故障稳态电压作为分类指标, 从机理上找到直驱风机进入各类响应特性的边界条件; 然后, 提出利用预想故障信息的风机机端故障稳态电压计算方法, 在此基础上提出适用于预想故障的直驱风机分群方法; 最后, 通过对风电场进行详细建模仿真, 验证所提分群方法的正确性。

关键词: 永磁直驱风机; 有功响应; 斜坡恢复; 预想故障; 分群方法

0 引言

风能凭借其安全、清洁、高效率、低成本等优势, 在电力系统中得到了广泛应用^[1]。然而, 由于风能具有很强的随机性和波动性, 大规模的风电并网会对电力系统的安全稳定运行带来影响。为了维持电力系统的供电可靠性, 需要利用仿真对含大规

基金项目: 国家电网公司科技项目“接入弱电网的风电机组暂态电压优化控制技术研究”(4000-202214067A-1-1-ZN)。

Science and Technology Project of State Grid Corporation of China “Research on transient voltage optimization control technology of wind turbine connected to weak power grid”(4000-202214067A-1-1-ZN).

模风电接入的电力系统进行安全分析。但是,在仿真中若对每台风电机组都进行详细建模,会大大增加计算复杂度,降低仿真效率,甚至出现“维数灾”问题^[2];此外,在对电力系统进行安全分析时,需要对预想场景进行仿真,以便提前制定措施保证系统在发生预想故障时仍然是安全的^[3],因此,建立适用于预想场景的风电场动态等值模型具有重要意义。

现有的动态等值方法主要分为单机等值法和多机等值法。单机等值法又分为完全单机等值法和部分单机等值法。完全单机等值法将风电场等值为一台风力机和一台发电机,利用平均风速^[4]或功率曲线^[5]计算等值机的等效输入风速,单机模型的其他参数利用容量加权法求得,文献[6]利用单纯形法等优化算法计算等值机的控制参数,使得单机模型的动态响应更接近实际。部分单机等值法将风电场等值为一台发电机和多台风力机,叠加各风力机的机械转矩作为等值发电机的输入^[7-8]。

单机等值法适用于风电场内机组风速差异不大的情况,然而随着风电场规模的不断增大,风电场内风电机组的运行风速差异较大,单机等值法难以准确描述风电场的外特性,此时就需要利用多机等值法以反映机组间运行状态的差异。在多机等值法中,通常选择能够表征风电机组运行状态的一个或一组特征量作为分群指标,这些指标有时用到了故障发生后的信息,例如以卸荷电路动作情况^[9]、风电场出口处无功功率^[10]、短路电流^[11]等信息作为分群指标,这些方法仅适用于故障发生后的故障反演,而难以用于对预想故障的分析。也有多机等值法仅利用故障发生前的信息进行分群,例如基于风速^[12-14]、桨距角^[15]、机端初始电压跌落^[16]等信息作为分群指标对风电场进行分群等值,这些方法适用于对预想故障的分析。然而,文献[12-15]仅依据故障发生前风机的运行状态进行分群,这类方法仅在风机故障过程中不输出有功功率、故障清除后有功瞬间恢复的控制策略下才是适用的。实际上,风机在故障过程中虽然常采用无功优先控制,但仍会尽量输出有功来维持直流侧电容电压的稳定,而故障持续期间风机输出的有功功率不仅与故障前的运行工况有关,还与故障严重程度有关。因此,上述方法难以在不同故障下对风机进行正确分群。文献[16]考虑故障对风机分群的影响,假设故障瞬间风机机端初始电压跌落值在故障期间保持不变,根

据机端初始电压跌落分析直流侧电容电压动态,进而对风机进行分群。然而风机在故障期间提供的无功会引起机端电压的上升,该假设难以成立,而且对于有斜坡恢复控制策略的直驱风机,该方法难以通过直流电容电压的动态判断直驱风机是否存在斜坡恢复过程,因此,该方法同样难以对风机的响应特性进行准确分群。

综上所述,目前仍难以找到一种既能够考虑故障前风机运行状态,又能考虑故障严重程度对风机动态响应特性影响且适用于预想故障分析的分群方法。鉴于此,本文研究了风机初始风速以及机端故障稳态电压与直驱风机故障响应特性之间的关系,并以此为依据提出直驱风机分群方法。由于计算简单快捷,该分群方法甚至可以满足风电场在线分群的需要。本文的主要工作如下:首先,对于故障过程中实施无功优先控制且具备有功斜率恢复特性的PMSG,认为其控制响应较快,在故障过程中能够达到故障稳态,在此前提下推导了风电机组所有可能的动态响应特性及对应的边界条件,并提出了基于风速及故障稳态电压的风电机组分群方法;然后,提出基于预想故障信息的风电机组故障稳态电压计算方法,利用该方法,本文所提分群方法可适用于任意预想场景。最后,通过对单台风机以及风电场的仿真,验证所提分类方法及边界条件的正确性。结果表明,本文方法能够仅通过风速及故障情况地简单计算对风电场内直驱风机故障特性进行分类,为预想场景提供快速分群方法。

1 变流器结构及控制策略

本文所采用的PMSG机侧变流器由不可控整流桥和Boost升压斩波电路组成;网侧变流器由绝缘栅双极晶体管构成的可控逆变桥组成,下文将对变流器结构及控制策略进行介绍。PMSG其他部分如风力机、传动系统以及同步机模型建模方法均与常规方法一致,具体可参考文献[17],限于篇幅不在此处赘述。

1.1 机侧变流器结构及控制策略

目前,机侧变流器最常用的结构有两种,一种是全控整流电路,另一种由不控整流桥和Boost升压斩波电路组成^[18]。

在全控整流电路中,机侧变流器采用转速外环、电流内环的双闭环控制方式,以达到最大功率跟踪及单位功率因数控制的目的;而在第二种结构

中，通过调节 Boost 环节的占空比来控制直流侧的电流，进而控制电磁转矩以及发电机的转速，从而达到最大功率跟踪的目的。两种控制结构均实现了最大功率跟踪控制，对本文的结论基本没有影响。因此，本文以“不可控整流器+Boost 升压斩波电路”组成的机侧变流器为例进行研究，所得结论对两种典型结构均适用。

在本文所用结构中，通过改变 Boost 电路的驱动信号，控制机端电流从而改变同步发电机转子转速，使风力机运行在最优叶尖速比的状态，最大功率跟踪部分的控制框图如图 1 所示。

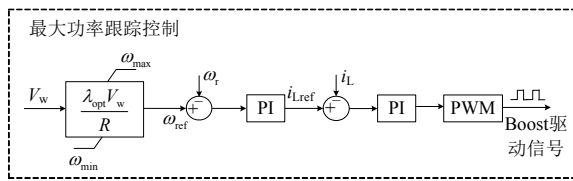


图 1 最大功率跟踪控制

Fig. 1 Maximum power point tracking control

1.2 网侧变流器结构及控制策略

网侧变流器由绝缘栅双极晶体管构成的可控逆变桥组成。其主要作用是维持直流侧电容电压的稳定，并根据无功参考值输出给定的无功。目前对于网侧变流器一般采用网侧电压定向的矢量控制技术，将同步旋转坐标系的 d 轴与电网 A 相电压重合，此时，电网电压在 q 轴上的投影为 0，即：

$$\begin{cases} u_{gd} = e_g \\ u_{gq} = 0 \end{cases} \quad (1)$$

式中： u_{gd} 、 u_{gq} 为电网电压 d 、 q 轴分量； e_g 为电网电压合成矢量。

此时，网侧变流器与电网交换的有功功率和无功功率可以表示为

$$\begin{cases} P_g = \frac{3}{2}(u_{gd}i_{gd} + u_{gq}i_{gq}) = \frac{3}{2}e_g i_{gd} \\ Q_g = \frac{3}{2}(u_{gq}i_{gd} - u_{gd}i_{gq}) = -\frac{3}{2}e_g i_{gq} \end{cases} \quad (2)$$

式中： P_g 、 Q_g 分别为网侧变流器输出的有功功率和无功功率； i_{gd} 、 i_{gq} 为网侧 d 、 q 轴电流。

由式(2)可以看出，通过控制网侧电流在 d 轴和 q 轴的投影即可独立的控制输出的有功功率和无功功率。因此， d 轴电流也可称为有功电流， q 轴电流也可称为无功电流。

1.2.1 正常运行期间的控制策略

在正常运行时，网侧变流器为保持直流侧电容

电压稳定，通过定直流侧电压控制来确定 d 轴电流的参考值 i_{gdref} 。另外，为实现风电机组的单位功率因数运行，通常将无功参考值设置为 0，此时 q 轴电流的参考值 i_{gqref} 为 0。

1.2.2 故障及故障恢复期间的控制策略

故障期间有功功率的控制策略仍保持为定直流侧电压控制，网侧电压的突然跌落导致网侧变流器无法将有功功率正常送出，有功功率在直流侧电容上累积使其电压升高，当电压达到所设置的阈值后，与其并联的卸荷电路动作，消耗多余的有功使直流侧电压不再继续上升。但由于电容电压在故障发生后始终高于参考值，网侧变流器会不断增大有功电流参考值。同时，风电机组在故障期间需要发出无功来支撑电网电压，根据并网标准，低电压穿越期间风电机组输出无功电流^[19]的要求为

$$I_{gqref} \geq 1.5 \times (0.9 - U_T) I_N, 0.2 \leq U_T \leq 0.9 \quad (3)$$

式中： I_{gqref} 为风电机组输出无功电流参考值； U_T 为机端电压标幺值； I_N 为风电机组额定电流。

在本文风机模型中，取无功电流参考值为

$$I_{gqref} = 1.5 \times (0.9 - U_T) I_N, 0.2 \leq U_T \leq 0.9 \quad (4)$$

故障期间风电机组采用无功优先控制的策略，即在变流器容量约束的前提下，优先满足无功电流控制，再确定有功电流参考值。因此，有功电流的上限值为

$$I_{dmax} = \sqrt{I_{max}^2 - I_{gqref}^2} \quad (5)$$

式中： I_{dmax} 为有功电流上限值； I_{max} 为变流器允许通过电流上限值。

在上述限制下，有功电流参考值可以表示为

$$I_{gdref} = \min\{I_{gd1}, I_{dmax}\} \quad (6)$$

式中： I_{gdref} 为有功电流参考值； I_{gd1} 为故障期间定直流侧电压控制得到的有功电流参考值。

当故障消除后，若有功未恢复至正常运行时的功率，应控制有功电流按指定斜率恢复至正常值^[20-21]。这种使有功电流按斜率恢复的控制方式可降低电压恢复期间有功功率突变对机组的冲击^[22]。

1.2.3 电压控制

网侧变流器在 d - q 旋转坐标系下的数学模型为

$$\begin{cases} u_d = -R_g i_{gd} - L_g \frac{di_{gd}}{dt} + \omega_g L_g i_{gq} + e_g \\ u_q = -R_g i_{gq} - L_g \frac{di_{gq}}{dt} - \omega_g L_g i_{gd} \end{cases} \quad (7)$$

式中: u_d 、 u_q 为网侧变流器输出端电压 d 、 q 轴分量; R_g 、 L_g 分别为网侧电阻及电感; ω_g 为电网同步电角速度。

由式(7)可知, 在对 d 、 q 轴电流进行闭环 PI 控制后, 需要加上交叉耦合项 Δu_d 和 Δu_q 才能得到最终

的电压控制量, Δu_d 和 Δu_q 可表示为

$$\begin{cases} \Delta u_d = \omega_g L_g i_{gq} + e_g - R_g i_{gd} \\ \Delta u_q = -\omega_g L_g i_{gd} - R_g i_{gq} \end{cases} \quad (8)$$

永磁直驱风电机组的整体控制如图 2 所示。

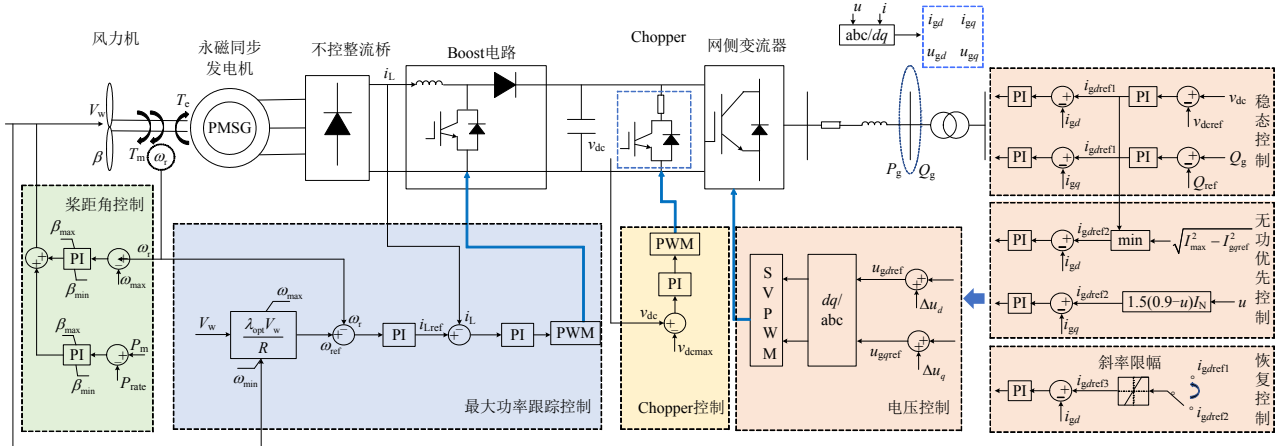


图 2 PMSG 控制结构

Fig. 2 PMSG control structure

2 PMSG 有功响应分类及判别方法

2.1 PMSG 有功暂态响应特性分类

风电场发生外部故障时, 可以认为风机的控制响应较快, 能在故障持续期间达到控制的稳态, 因此整个故障过程可以分为 3 个阶段, 分别为故障瞬间动态过程、故障稳态过程以及故障恢复过程^[23], 风电场外部发生三相短路故障示意图如图 3 所示, 其并网点电压曲线示意图如图 4 所示。

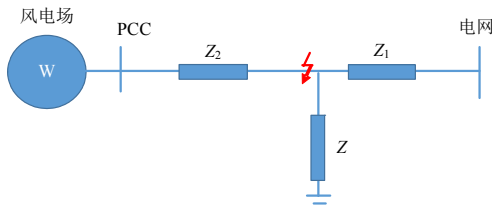


图 3 风电场外部故障示意图

Fig. 3 External fault of wind farm

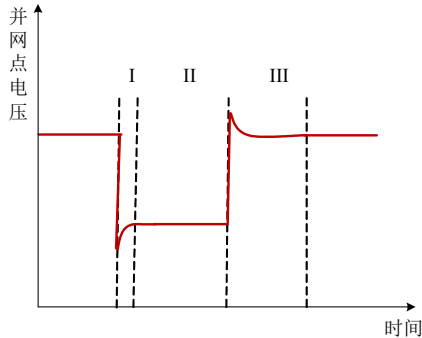


图 4 风电场并网点电压曲线

Fig. 4 Voltage of point of common coupling

故障后风电机组的有功暂态特性可分为故障过

程中特性以及恢复特性 2 个部分, 下面基于单台风机分别对 2 个部分的有功暂态响应特性进行分类。

2.1.1 故障持续期间有功功率暂态响应特性

本文所用风机的风功率曲线如图 5 所示, 风机的风功率曲线一般由厂家给出。

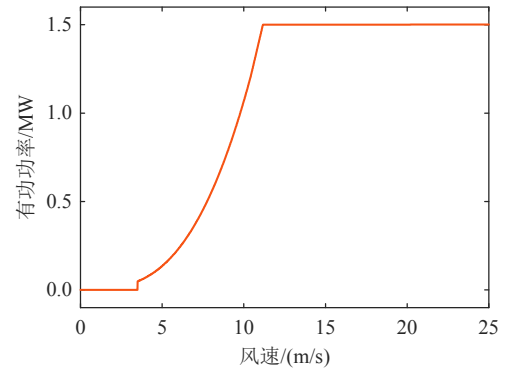


图 5 风机输出功率曲线

Fig. 5 Power output curve of wind turbine

当风机机端故障稳态电压跌落至 α pu 时, 网侧变流器的输出功率瞬间降低为 αP_g , 为维持直流电压稳定, 由定直流电压控制输出的 d 轴电流参考值 I_{gd1} 的故障稳态值应满足:

$$\begin{cases} I_{gd1} = \frac{I_{d0}}{\alpha} \\ I_{d0} = \frac{2f(V_w)}{3e_g} = \frac{2P_0}{3e_g} \end{cases} \quad (9)$$

式中: I_{d0} 为故障前网侧 d 轴电流; f 为风功率曲线的函数; P_0 为风机故障前输出的有功功率。

由式(6)、(9)可知,故障稳态 d 轴电流参考值可以表示为

$$I_{gdref} = \min\left\{\frac{I_{d0}}{\alpha}, I_{dmax}\right\} \quad (10)$$

当 $I_{d0}/\alpha \leq I_{dmax}$ 时, $I_{gdref}=I_{d0}/\alpha$, 说明故障期间网侧变流器可以通过增大 d 轴电流来稳定直流侧电压, 故障稳态时风机输出的有功功率与故障前相等; 当 $I_{d0}/\alpha > I_{dmax}$ 时, $I_{gdref}=I_{dmax}$, 网侧 d 轴电流被变流器容量限制, 故障稳态期间风机输出功率低于故障前的有功, 直流侧电压不能被稳定在参考值。

2.1.2 故障恢复期间有功功率暂态响应特性

各风机在故障恢复期间的有功功率暂态响应特性主要区别在于是否存在有功斜坡恢复的部分。由于直驱风机在故障恢复过程中限制了 d 轴电流的恢复速率, 是否存在有功斜坡恢复的动态特性取决于故障恢复瞬间 d 轴电流是否恢复到故障前的正常值。因此, 比较 I_{dmax} 与 I_{d0} 的大小即可判断风机是否存在有功斜坡恢复的动态特性。

当 $I_{dmax} \geq I_{d0}$ 时, 故障稳态期间 d 轴电流能达到故障发生前的 d 轴电流, 故障恢复后有功功率上升到了正常值以上, 不存在斜坡恢复过程, 而是经过短暂的振荡恢复至正常值; 当 $I_{dmax} < I_{d0}$ 时, 故障稳态期间 d 轴电流小于故障前 d 轴电流, 故障恢复瞬间有功功率仍在正常值以下, 由于限制了 d 轴电流的恢复速率, 有功功率会有斜坡恢复的过程。

2.1.3 完整故障过程有功功率暂态响应特性分类

综合考虑直驱风机故障及恢复期间的有功暂态响应特性, 可以将其分为以下 3 类, 各类有功暂态响应曲线如图 6 所示。

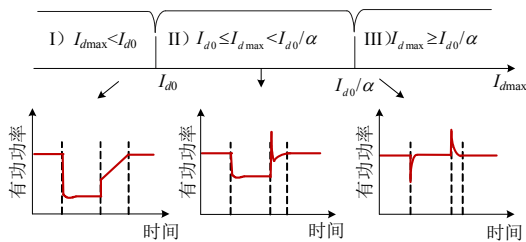


图 6 3 类有功响应特性示意图

Fig. 6 Schematic curve of three types of active power response characteristics

1) 当 $I_{dmax} < I_{d0}$ 时, 风电机组故障稳态期间输出有功低于故障前的正常值, 且在故障恢复后存在斜坡恢复过程。

2) 当 $I_{d0} \leq I_{dmax} \leq I_{d0}/\alpha$ 时, 风电机组故障稳态期间输出有功仍低于故障前的正常值, 但在故障恢复瞬间有功功率也恢复到正常值以上, 再经过短时的

振荡即恢复至正常值。

3) 当 $I_{dmax} \geq I_{d0}/\alpha$ 时, 风电机组故障稳态期间输出有功已恢复至正常值, 可以维持直流侧电容电压稳定, 在故障恢复后同样经过短时的振荡即恢复至正常值。

2.2 有功响应特性分类方法

风电机组正常工作时, 由于采用网侧电压定向控制, 网侧 d 轴电流与输出的有功功率及网侧电压的关系为:

$$I_{d0} = \frac{2P_0}{3e_g} \quad (11)$$

结合式(4)、(5)可以求得故障期间由于变流器容量限制的 d 轴电流上限值为

$$I_{dmax} = \sqrt{I_{max}^2 - 2.25 \times (0.9 - \alpha)^2 I_N^2} \quad (12)$$

根据 2.1 节中的分类方法, 当 $I_{dmax}=I_{d0}$ 时, 故障前有功功率满足

$$P_{cri1} = \frac{3}{2} e_g \sqrt{I_{max}^2 - 2.25(0.9 - \alpha)^2 I_N^2} \quad (13)$$

当 $I_{dmax}=I_{d0}/\alpha$ 时, 故障前有功功率为

$$P_{cri2} = \alpha P_{cri1} \quad (14)$$

计算得到各分类的临界功率 P_{cri1} 及 P_{cri2} 后, 与风电机组故障前输出的有功功率 P_0 进行比较, 即可判断该风电机组的有功暂态响应特性类别。

当 $P_0 > P_{cri1}$ 时, 风电机组有功功率暂态响应特性属于图 6 中第 1 类; 当 $P_{cri2} < P_0 \leq P_{cri1}$ 时, 风电机组有功功率暂态响应特性属于图 6 中第 2 类; 当 $P_0 < P_{cri2}$ 时, 风电机组有功功率暂态响应特性属于图 6 中第 3 类。

当风机型号确定后, 风机变流器的电流限制 I_{max} 及额定电流 I_N 均为已知量, 网侧电压 e_g 近似为 1, 由式(13)、(14)可知, 各分类的临界功率仅与机端故障稳态电压有关, 当已知故障稳态电压跌落值 α 时, 计算可得各分类的临界功率 P_{cri1} 、 P_{cri2} , 并基于风功率曲线得到临界风速为

$$\begin{cases} V_{cri1} = f^{-1}(P_{cri1}) \\ V_{cri2} = f^{-1}(P_{cri2}) \end{cases} \quad (15)$$

式中 f^{-1} 为风功率函数的反函数。

在不同故障稳态电压跌落下根据式(13)一(15)求得各响应特性分类的风速边界条件如图 7 所示。

图 7 中 3 个区域分别对应图 6 中的 3 类响应特性, 此处的分类边界只计算了风速从切入风速

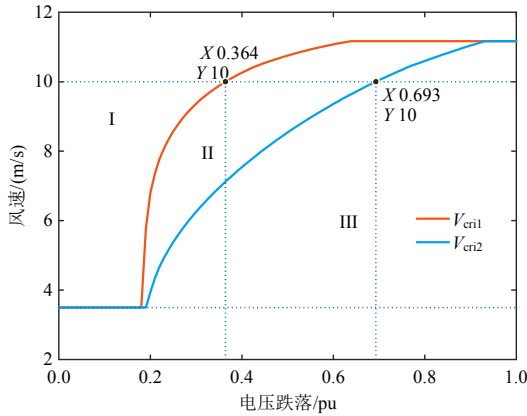


图7 各响应特性分类边界

Fig. 7 Classification boundary of response characteristics

3.5 m/s 至额定风速 11.1 m/s 的部分, 当风速在切入风速以下时, 风机输出功率为 0; 当风速在额定风速以上时, 由于桨距角控制, 风机初始输出功率与额定风速时相同, 结论与额定风速的情况相同, 此处不需另外分类。

当风电场发生外部故障时, 若已知各风机机端故障稳态电压及初始风速, 即可利用上述分类边界判断风机的响应特性并进行分群。

3 风电场内部故障稳态电压计算方法

为使第2节所提分类方法适用于预想场景下的直驱风机分群, 本节介绍风电场外部发生短路故障时并网点故障稳态电压计算方法, 在此基础上, 提出风电场内各风机机端故障稳态电压计算方法, 与第2节所提分类方法相结合, 最终形成适用于预想场景的直驱风机分群方法。

3.1 风电场并网点故障稳态电压计算方法

故障过程中风电场相当于一个较大的分压阻抗, 因此, 故障瞬间风电场并网点电压幅值可由式(16)计算^[23], 后续计算中各变量均用标幺值表示:

$$U_{\min} = \left| \frac{Z}{Z + Z_1} \right| E \quad (16)$$

式中: $U_{\min}$ 为故障瞬间并网点电压幅值; Z 为故障阻抗; Z_1 为系统阻抗; E 为无穷大电网电压幅值, 其标幺值可取为 1。

故障稳态期间风电场并网点电压可用叠加原理求得, 即

$$U_{\text{st}} = U_{\min} + \Delta U \quad (17)$$

式中: U_{st} 为风电场并网点故障稳态电压; ΔU 为风电场故障期间输出无功引起的并网点电压升。

故障稳态期间, 忽略电压跌落横分量及线路电

阻, 由图3拓扑可推得 ΔU 表达式为

$$\Delta U = \frac{\Delta Q \left(\frac{ZZ_1}{Z_1 + Z} + Z_2 \right)}{U_{\text{st}}} \quad (18)$$

式中: ΔQ 为故障期间风电场提供的无功; Z_2 为风电场到短路点的阻抗。

由式(4)可知, 风机输出的无功电流与其机端电压相关, 为快速计算并网点电压, 可以将风电场看作单机倍乘模型^[23], 并忽略场内线路, 此时风电场内风机机端电压相等, 基于式(2)可得风电场在故障稳态期间提供的无功功率为

$$\begin{cases} \Delta Q = \frac{3}{2} N I_q U_{\text{st}}, & 0.2 \leq U_{\text{st}} \leq 0.9 \\ I_q = 1.5 \times (0.9 - U_{\text{st}}) I_N \end{cases} \quad (19)$$

式中: N 为风电场风机台数; I_q 为风电场内单台风机提供的 q 轴电流。

当故障情况以及风机参数均已知时, 式(16)~(19)中仅有 ΔQ 及 U_{st} 两个未知数, 联立后求解可得并网点故障稳态电压为

$$\begin{cases} U_{\text{st}} = \frac{81 N I_N Z_3 + 40 U_{\min}}{90 N I_N Z_3 + 4} \\ Z_3 = \frac{ZZ_1}{Z_1 + Z} + Z_2 \end{cases} \quad (20)$$

依据式(20)可快速计算并网点故障稳态电压。

3.2 风机机端故障稳态电压计算方法

在风电场并网点故障稳态电压已知的情况下继续分析各风机机端故障稳态电压的计算方法。本文以某一实际风电场拓扑为例进行分析, 该风电场拓扑如图8所示。

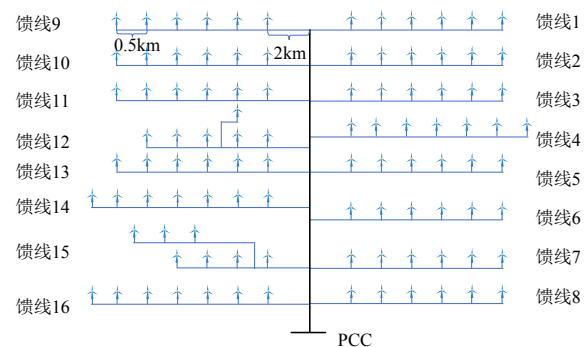


图8 某实际风电场拓扑

Fig. 8 Topology of an actual wind farm

当利用 3.1 节方法求得并网点故障稳态电压后, 风电场内各条馈线上故障稳态电压计算方法类似于链式网络的潮流计算, 可利用前推回代法实现^[24], 下面以馈线15为例进行简单介绍。

结合式(4)–(6)，馈线上各风机在故障稳态期间输出的有功功率和无功功率分别为

$$\begin{cases} P_i = \frac{3}{2} I_{\text{gdref}} |\dot{U}_i| \\ \Delta Q_i = \frac{3}{2} I_{\text{gqref}} |\dot{U}_i|, (0.2 \leq |\dot{U}_i| \leq 0.9) \end{cases} \quad (21)$$

式中： $\dot{U}_i$ 为第*i*台风机机端故障稳态电压相量； P_i 、 ΔQ_i 分别为第*i*台风机故障稳态下输出的有功功率和无功功率。

则由风机*i*注入的电流为

$$\dot{I}_{bi} = \left(\frac{P_i + j\Delta Q_i}{\sqrt{3}\dot{U}_i} \right)^* \quad (22)$$

为进一步计算馈线 15 上各支路电流，需要建立支路节点矩阵，该矩阵的行代表支路，列代表节点，若*i*号节点的注入电流流过了第*j*条支路，则矩阵第*j*行，第*i*列的值为 1，否则为 0。馈线 15 的节点及支路编号如图 9 所示。

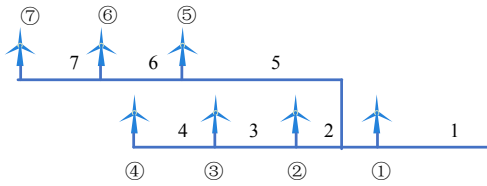


图 9 馈线 15 节点及支路编号

Fig. 9 Bus and branch number of feeder 15
其支路节点矩阵及支路电流为

$$\begin{cases} C_{15} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \\ \dot{I}_z = C_{15} \dot{I}_b \end{cases} \quad (23)$$

式中： $\dot{I}_b$ 是由 $\dot{I}_{bi}$ 构成的节点注入电流列向量； $\dot{I}_z$ 为支路电流列向量。

进一步，基于支路电流可以求得各支路压降，并可利用支路节点矩阵 C_{15} 计算节点压降：

$$\Delta \dot{U}_z = \sqrt{3} \mathbf{Z}_i \dot{I}_z \quad (24)$$

$$\Delta \dot{U}_b = C_{15}^T \Delta \dot{U}_z \quad (25)$$

式中： $\Delta \dot{U}_z$ 为支路压降列向量； $\mathbf{Z}_i$ 为支路阻抗矩阵，仅对角元上为支路阻抗，其余位置均为 0； $\Delta \dot{U}_b$ 为节点压降列向量。

最后可得到馈线上各节点电压为

$$\dot{U}'_i = \dot{U}_0 + \Delta \dot{U}_b \quad (26)$$

式中： $\dot{U}_0$ 为根节点电压，在本文中即为风电场并网点故障稳态电压； $\dot{U}'_i$ 为修正后的各风机机端故障稳态电压列向量。

结合上述推导，各风机机端故障稳态电压计算步骤如下：

- 1) 输入风电场拓扑数据，对各条馈线形成支路阻抗矩阵及支路节点矩阵，并将场内所有风机机端电压 $\dot{U}_i$ 设置为风电场并网点故障稳态电压 U_{st} 。
- 2) 利用式(21)–(26)计算修正后各风机机端故障稳态电压 $\dot{U}'_i$ 。
- 3) 比较 $\dot{U}_i$ 与 $\dot{U}'_i$ ，判断电压差值是否满足收敛精度，若不收敛，将 $\dot{U}'_i$ 值赋给 $\dot{U}_i$ ，转到步骤 2)；若收敛，则转到步骤 4)。
- 4) 计算结束，输出 $\dot{U}'_i$ 。

综合 2、3 所提方法，本文所提基于初始风速与机端故障稳态电压跌落的直驱风机响应特性分类方法总体流程如图 10 所示。

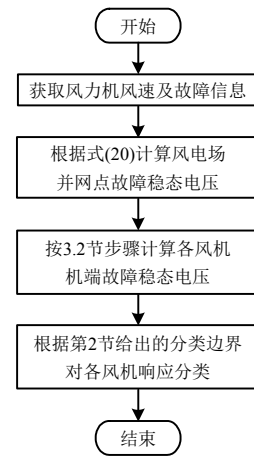


图 10 分类方法流程

Fig. 10 Flow chart of classification method

由上述流程可知，当风电场发生外部故障时，若已知外部故障情况及各风机运行风速，即可判断各风机有功功率暂态响应特性，并基于此进行分群，该分群方法适用于预想场景的仿真。另外，由于该方法计算简单且分群指标可以离线获得，同样也适用于风电场的在线分群。

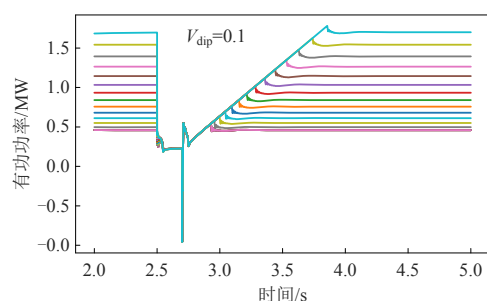
4 仿真分析与验证

本节利用仿真验证上文所提方法的正确性。首先在单机无穷大系统下，验证 2 节提出的分类指标的正确性，再基于某实际风电场拓扑验证第 3 节故

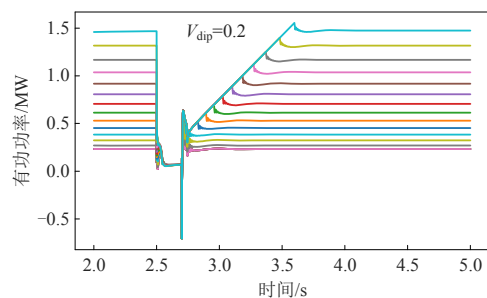
障稳态电压计算方法的正确性,以及第2节分类方法在风电场层面的适用性。

4.1 风机暂态响应特性验证

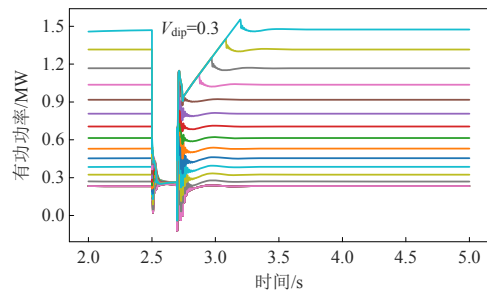
将直驱风机与无穷大电网相连,在2.5s时电网电压发生跌落,在2.7s时恢复。设置运行风速从切入风速3.5 m/s,以0.4 m/s为间隔增加至额定风速11.1 m/s,当风速在额定风速以上时,桨距角控制使稳态时的有功保持在额定值,有功曲线与额定风速下响应一致。机端电压跌落从0.1 pu以0.1 pu为间隔增加至0.9 pu,在不同运行风速及不同网侧电压跌落的情况下,对风电机组的有功响应特性进行仿真分析,有功响应曲线如图11所示,图中每一条曲线对应一种风速及电压跌落下的仿真结果。



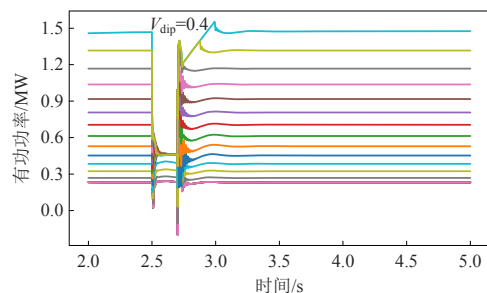
(a) 电压跌落至0.1 pu



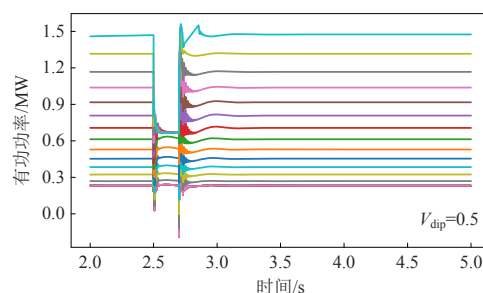
(b) 电压跌落至0.2 pu



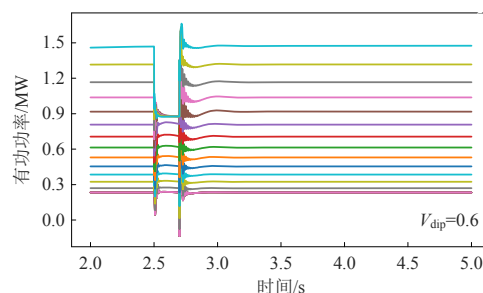
(c) 电压跌落至0.3 pu



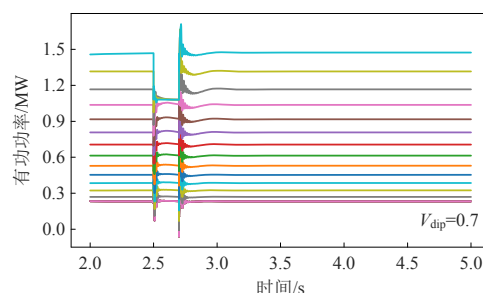
(d) 电压跌落至0.4 pu



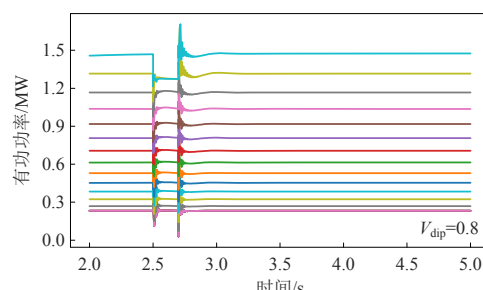
(e) 电压跌落至0.5 pu



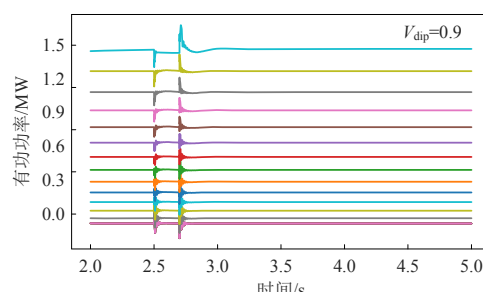
(f) 电压跌落至0.6 pu



(g) 电压跌落至0.7 pu



(h) 电压跌落至0.8 pu



(i) 电压跌落至0.9 pu

图11 风电机组在不同工况下有功暂态响应曲线

Fig. 11 Active power transient response curves under different working conditions

由图11可知,风机有功功率响应特性与运行风速及机端电压跌落程度均有关。当电压跌落至较低水平时,以图11(a)、(b)为例,此时风电机组需要

向电网提供大量无功支撑,由于网侧变流器容量优先用于输出无功,导致其在故障期间输出的有功功率较低,故障结束后有功需要经历一段时间的斜坡恢复过程;而在图 11(f)中,风电机组在故障期间有一定的有功功率输出能力,在故障结束后有功可以恢复到故障之前的正常值,不需要经历斜坡恢复过程;当电压跌落不深时,以图 11(i)为例,风机在故障过程中就能够将网侧输出的有功功率恢复到正常值,能够维持直流侧电容电压的稳定。这 3 类情况与 2 节的分析结果一致,验证了其正确性。

对于无功功率,工作在不同风速下的风电机组在同一电压跌落水平下其无功控制相同,响应也非常相似,因此不需要再对无功响应特性进行分类。以电压跌落至 0.5 pu 为例,如图 12 所示,工作于不同风速的风电机组无功暂态响应特性曲线基本一致。在其他电压跌落情况下可以得到相同结论,此处不再赘述。

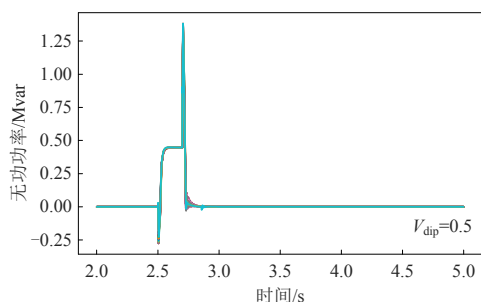


图 12 电压跌落至 0.5 pu 时各风速下无功暂态响应曲线

Fig. 12 Reactive power transient response curve at various wind speeds when voltage drops to 0.5 pu

4.2 风机暂态响应特性分类指标验证

本节仍将风机与无穷大电网相连,在机端电压跌落时利用 2.2 节方法计算不同有功响应类别中风机的临界初始风速,仿真输出临界风速下风电机组的有功功率及 d 轴电流,以验证临界指标的正确性。

2.2 节已推导了各分类临界有功功率的计算方法,计算公式为式(13)、(14)。风机参数已知时,其中 U_N 、 I_N 、 $I_{\max}$ 均为已知量,当机端电压跌落至 0.5 pu 时,将 $\alpha=0.5$ 及 U_N 、 I_N 、 $I_{\max}$ 等参数代入式(13)、(14)计算可得各分类的临界功率为 $P_{\text{cri1}}=1.336 \text{ MW}$, $P_{\text{cri2}}=0.668 \text{ MW}$,再由式(15)可得临界风速为 $V_{\text{cri1}}=10.75 \text{ m/s}$ 和 $V_{\text{cri2}}=8.54 \text{ m/s}$,在两种临界风速下风电机组的有功功率及 d 轴电流如图 13、14 所示。

利用式(4)、(5)计算可得 $I_{d\max}=2488 \text{ A}$ 。从图 14 可以看出,当风速 $V_m=10.75 \text{ m/s}$ 时,风电机组有功功率在故障恢复瞬间就上升到了故障前的正常值,

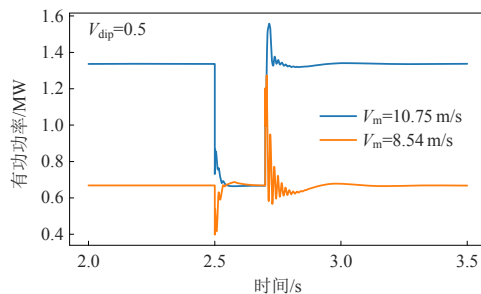


图 13 临界风速下有功响应

Fig. 13 Power response at critical wind speed

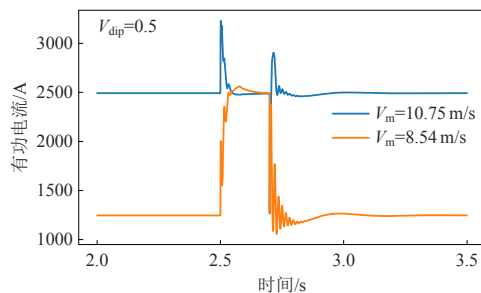


图 14 临界风速下 d 轴电流

Fig. 14 d axis current at critical wind speed

d 轴电流在故障期间也恰好被限制在与故障前相同的值,说明该风速为临界风速。当 $V_m=8.54 \text{ m/s}$ 时,有功功率在故障稳态期间就恢复到了故障前的正常值,且 d 轴电流同样被限制在 $I_{d\max}$,两条临界曲线都与理论推导一致,说明 2.2 节分类方法适用于单机系统。

4.3 风电场内故障稳态电压计算仿真验证

本文所用风电场拓扑如图 8 所示,该风电场包括 100 台额定容量为 1.5 MW 的直驱风机,场内 35 kV 线路电阻参数为 $0.12 \Omega/\text{km}$,感抗参数为 $0.33 \Omega/\text{km}$ 。风电场内同一条馈线上两台风机之间的距离为 0.5 km,馈线与并网点之间的距离为 2 km。2.5 s 时在风电场外部设置三相短路故障,持续时间为 0.2 s,系统结构如图 3 所示,设置短路阻抗使其满足 $U_{\min}=0.3$,此时风电场并网点初始电压跌落为 0.3 pu。

风电场并网点电压的仿真结果如图 15 所示。

利用式(20)计算风电场并网点故障稳态电压,与仿真结果对比,结果如表 1 所示,误差较小,证明了所提并网点电压计算方法的正确性。

利用 3.2 节所提方法对风电场内各风机机端故障稳态电压进行计算,并与仿真结果进行对比,结果如图 16 所示。

计算得到的各节点故障稳态电压与详细风电场仿真结果相比误差最大为 0.028%,误差较小,验证了 3.2 节风机故障稳态电压计算方法的正确性。

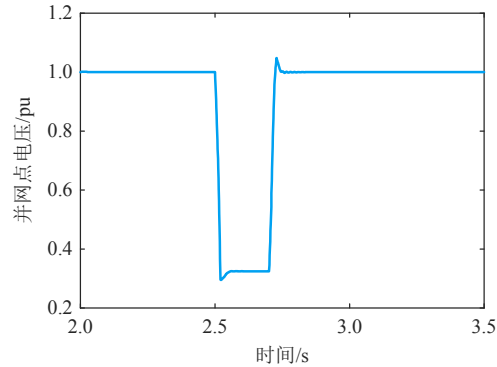


图 15 并网点电压

Fig. 15 Voltage of point of common coupling

表 1 并网点电压仿真及计算结果

Table 1 Simulation and calculation results of the voltage of point of common coupling

并网点故障稳态电压	计算值/pu	仿真值/pu	误差/%
数值	0.323 6	0.324 1	0.15

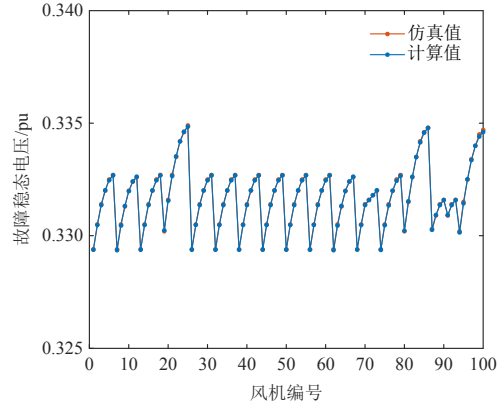


图 16 各风机故障稳态电压

Fig. 16 Fault steady-state voltage of each wind turbine

4.4 风电场内各风机响应特性分类指标验证

本节基于所提暂态响应分类方法对风电场内各风机进行分群，并将同群风机有功功率进行比较，以验证所提分类指标对风电场的适用性。算例中各风电机组采用 Jensen 风速模型，并认为各馈线之间距离较远，风速不会相互影响，各馈线初始输入风速为 9~11 m/s 之间的均匀随机分布，推力系数为 0.2，尾流衰减系数取 0.04，各风机风速如图 17 所示。

根据风机运行风速及 4.3 节中计算得到的机端故障稳态电压，可利用 2.2 节方法对风机进行分群，当 $U_{\min}=0.3$ 时，各风机分群结果如表 2 所示，该风电场内风机编号从馈线 1 距离并网最近的节点开始，直到馈线 16 最远处风机编号结束。

各个分群的风机有功响应特性如图 18 所示，图中每一条曲线都代表该分群内一台风机的有功响应特性。

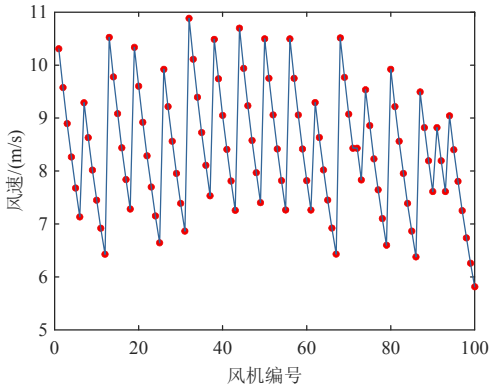


图 17 各风机风速

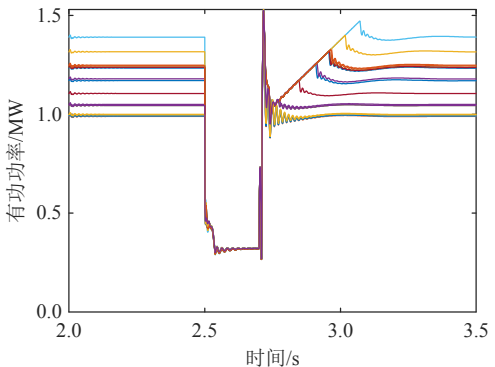
Fig. 17 Wind speed of each wind turbine

表 2 $U_{\min}=0.3$ 时风机分群结果

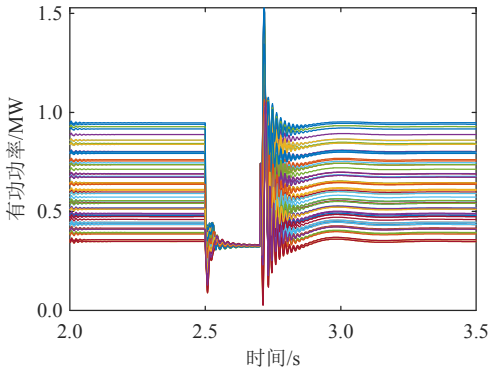
Table 2 Grouping results of PMSG when $U_{\min}=0.3$

分群结果	风机编号
分群 I	1、13、14、19、26、32、33、38、39、44、45、50、51、56、57、68、69、80
分群 II	2、3、4、5、6、7、8、9、10、11、15、16、17、18、20、21、22、23、24、27、28、29、30、31、34、35、36、37、40、41、42、43、46、47、48、49、52、53、54、55、58、59、60、61、62、63、64、65、66、70、71、72、73、74、75、76、77、78、81、82、83、84、85、87、88、89、90、91、92、93、94、95、96、97
分群 III	12、25、67、79、86、98、99、100

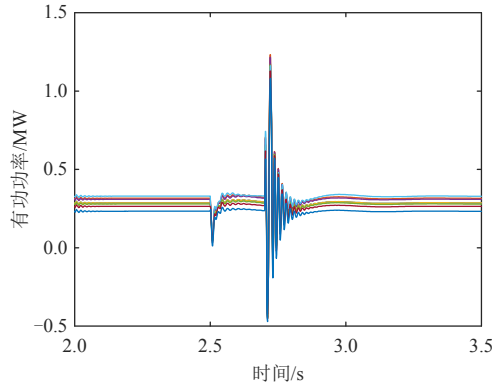
图 18(a)中风机有功功率响应均具有斜坡恢复特性，图 18(b)中所有风机在故障稳态时 d 轴电流均达到了最大值，输出有功基本相同；18(c)中所有



(a) 分群I风机有功功率



(b) 分群II风机有功功率



(c) 分群III风机有功功率

图 18 各分群风机有功响应

Fig. 18 Active power response of various clusters of wind turbines

曲线在故障稳态时都能输出与故障前相同的有功功率。上图 3 个分群的有功功率输出特性均与理论推导一致，证明了本文所提分类指标对风电场的适用性。

进一步设置短路阻抗使其满足 $U_{\min}=0.6$ ，此时风电场并网点初始电压跌落为 0.6 pu，同样基于所提方法对各风机进行分群，分群结果如表 3 所示。

表 3 $U_{\min}=0.6$ 时风机分群结果

Table 3 Grouping results of PMSG when $U_{\min}=0.6$

分群结果	风机编号
分群 I	—
分群 II	1、2、13、14、19、20、26、32、33、38、39、44、45、50、51、56、57、68、69、74、80
分群 III	3、4、5、6、7、8、9、10、11、12、15、16、17、18、21、22、23、24、25、27、28、29、30、31、34、35、36、37、40、41、42、43、46、47、48、49、52、53、54、55、58、59、60、61、62、63、64、65、66、67、70、71、72、73、75、76、77、78、79、81、82、83、84、85、86、87、88、89、90、91、92、93、94、95、96、97、98、99、100

当 $U_{\min}=0.6$ 时，由于电压跌落较浅，风电场内没有具有斜坡恢复特性的风机，所有风机均属于分群 II 和分群 III，对比表 2 与表 3 的结果可知，风电场外部故障的严重程度对各风机的有功响应特性有较大影响，仅利用风速对风机进行分群的方法难以适应不同故障，而本文所提方法考虑了故障严重程度对风机响应特性的影响，对不同故障均有较好的适应性。

5 结论

本文针对直驱风机在故障过程中无功优先及恢复过程有功按斜坡恢复的控制策略，通过分析风电机组在不同初始风速及电压跌落下的有功暂态响应特性，提出利用初始风速及故障稳态电压对直

驱风机有功响应特性进行分类的方法。基于该分类指标以及所提风机机端故障稳态电压计算方法，提出适用于预想场景的直驱风机分群方法，并在单机无穷大系统和实际风电场中进行了仿真验证。该分群方法考虑了故障严重程度对风机响应特性的影响，仅需故障情况以及各风机风速即可快速地对风电场内各风机进行分群，适用于预想场景的仿真，并且由于计算简单，也适用于在线分析，为将来风电场的在线等值建模提供了快速分群方法。

本文假设在故障持续过程中风电机组的控制能够运行至故障稳态，该假设在一般情况下是成立的^[23]。但当故障持续时间非常短时，风电机组可能还没有进入故障稳态故障就已消除，对此，后续还需要进一步研究。另外，本文仅针对三相对称故障进行研究，关注了故障严重程度对风机响应特性的影响，但未考虑不对称故障下风机动态响应的区别，该部分同样需要进一步研究。

参考文献

[1] MAHELA O P, SHAIK A G. Comprehensive overview of grid interfaced wind energy generation systems [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016, 57: 260-281.

[2] ZOU Jianxiao, PENG Chao, YAN Yan, et al. A survey of dynamic equivalent modeling for wind farm [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014, 40: 956-963.

[3] 白雪峰, 倪以信. 电力系统动态安全分析综述[J]. 电网技术, 2004, 28(16): 14-20.

BAI Xuefeng, NI Yixin. Survey on dynamic security assessment of power systems[J]. Power System Technology, 2004, 28(16): 14-20(in Chinese).

[4] 陆飞. 双馈风电模型分析及机群聚合等值技术研究[D]. 北京: 华北电力大学(北京), 2016.

LU Fei, Model analysis of doubly fed induction generator and research of equivalent aggregation technology for wind farm clusters[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2016(in Chinese)

[5] 夏玥, 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(in Chinese).
- [6] 刘力卿, 余洋, 王哲, 等. 变速恒频双馈风电机组的动态等值方法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2012, 24(2): 63-66, 71.
- LIU Liqing, YU Yang, WANG Zhe, et al. Dynamic equivalence method of variable speed wind turbine with doubly-fed induction generators[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2012, 24(2): 63-66, 71(in Chinese).
- [7] MERCADO-VARGAS M J, GÓMEZ-LORENTE D, RABAZA O, et al. Aggregated models of permanent magnet synchronous generators wind farms[J]. Renewable Energy, 2015, 83: 1287-1298.
- [8] FERNÁNDEZ L M, JURADO F, SAENZ J R. Aggregated dynamic model for wind farms with doubly fed induction generator wind turbines[J]. Renewable Energy, 2008, 33(1): 129-140.
- [9] 王磊, 盖春阳, 王恒. 基于改进 D-K 聚类算法的直驱型风电场动态等值建模[J]. 太阳能学报, 2021, 42(3): 48-55.
- WANG Lei, GAI Chunyang, WANG Heng. Dynamic equivalence method of PMSG wind farms based on improved d-k clustering algorithm[J]. Acta Energiac Solaris Sinica, 2021, 42(3): 48-55(in Chinese).
- [10] 王增平, 杨国生, 汤涌, 等. 基于特征影响因子和改进 BP 算法的直驱风机风电场建模方法[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(9): 2604-2614.
- WANG Zengping, YANG Guosheng, TANG Yong, et al. Modeling method of direct-driven wind generators wind farm based on feature influence factors and improved BP algorithm[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(9): 2604-2614(in Chinese).
- [11] ZOU Jianxiao, PENG Chao, XU Hongbing, et al. A fuzzy clustering algorithm-based dynamic equivalent modeling method for wind farm with DFIG[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2015, 30(4): 1329-1337.
- [12] 孟昭军, 王海潮, 许晓彤. 直驱式风电场并网动态等值研究[J]. 电网与清洁能源, 2015, 31(1): 86-91, 96.
- MENG Zhaojun, WANG Haichao, XU Xiaotong. Dynamic equivalence studies for direct-drive wind farms[J]. Power System and Clean Energy, 2015, 31(1): 86-91, 96(in Chinese).
- [13] HAN M, ZHAO H, CHENG J, et al. Real time equivalent modeling method for wind farms based on wind speed forecast[C]//The 10th Renewable Power Generation Conference. IEEE, 2021: 1193-1202.
- [14] 晁璞璞, 李卫星, 金小明, 等. 基于有功响应的双馈型风电场实用化等值方法[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(6): 1639-1646.
- CHAO Pupu, LI Weixing, JIN Xiaoming, et al. An active power response based practical equivalent method for DFIG wind farms[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(6): 1639-1646(in Chinese).
- [15] 肖南秋. 面向大型风电场的等值建模与自适应控制研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2015.
- XIAO Nanqiu, Research on dynamic modeling and adaptive control technology in large wind farm [D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2015(in Chinese).
- [16] DING Ming, ZHU Qianlong. Equivalent modeling of PMSG-based wind power plants considering LVRT capabilities: electromechanical transients in power systems[J]. SpringerPlus, 2016, 5(1): 2037.
- [17] 盖春阳. 基于低电压穿越控制的直驱风电场等值建模研究[D]. 合肥: 合肥工业大学, 2019.
- GAO Chunyang. Research on PMSG wind farm equivalent modeling based on low voltage ride through control [D]. Hefei: Hefei University of Technology, 2019(in Chinese).
- [18] ZHANG Qiufang, HE Jinghan, XU Yin, et al. Average-value modeling of direct-driven PMSG-based wind energy conversion systems[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2022, 37(1): 264-273.
- [19] 周临原, 刘进军, 周思展. 对称电网故障下双馈式风力发电系统去磁控制[J]. 电网技术, 2014, 38(12): 3424-3430.
- ZHOU Linyuan, LIU Jinjun, ZHOU Sizhan. Demagnetization control for doubly-fed induction generator under balanced grid fault [J]. Power System Technology, 2014, 38(12): 3424-3430(in Chinese).
- [20] 齐金玲, 李卫星, 晁璞璞, 等. 直驱风机故障穿越全过程的通用电磁暂态建模方法[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(4): 1428-1442.
- QI Jinling, LI Weixing, CHAO Pupu, et al. Generic electromagnetic transient modeling method for complete fault ride-through processes of direct-driven wind turbine generators[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(4): 1428-1442(in Chinese).
- [21] 孙大卫, 吴林林, 刘辉, 等. 弱电网直驱风机低电压穿越特性及其对机端暂态电压的影响[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(14): 4777-4786.

SUN Dawei, WU Linlin, LIU Hui, et al. Effect of the low voltage ride through characteristics on PMSG terminal transient voltage in weakly-synchronized grid [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(14): 4777-4786(in Chinese).

- [22] 齐金玲. 永磁直驱风电机组模型简化与风电场模型等效研究[D]. 哈尔滨: 哈尔滨工业大学, 2016.

QI Jinling. Research on simplified model of direct-drive permanent magnet synchronous generator wind turbines and equivalent model of wind farms[D]. Harbin: Harbin Institute of Technology, 2016(in Chinese).

- [23] 孙华东, 李佳豪, 李文锋, 等大规模电力系统仿真用新能源场站模型结构及建模方法研究(二):机电暂态模型[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(6): 2190-2201.

SUN Huadong, LI Jiahao, LI Wenfeng, et al. Research on model structures and modeling methods of renewable energy station for large-scale power system simulation(2) electromechanical transient model[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(6): 2190-2201 (in Chinese).

- [24] 孙进. 含分布式电源配电网潮流计算方法的研究[D].

太原: 太原科技大学, 2016.

SUN Jin. Research on power flow calculation method for distribution network with distributed generation [D].

Taiyuan: Taiyuan University of Science and Technology, 2016(in Chinese).



李东晟

在线出版日期: 2023-01-13。

收稿日期: 2022-10-07。

作者简介:

李东晟(1997), 男, 博士研究生, 主要从事风电场等值建模方面的研究工作, lids19@mails.tsinghua.edu.cn;

*通信作者: 沈沉(1970), 博士, 教授, 主要从事电力系统分析与控制、电力系统分布式计算理论和方法等方面的研究工作, shenchen@tsinghua.edu.cn。

(责任编辑 马晓华, 邱丽萍)

Study on Fault Response Characteristics Classification and Discriminant Method of PMSG Considering Initial Wind Speed and Drop Degree of Terminal Fault Steady-state Voltage

LI Dongsheng¹, SHEN Chen^{1*}, WU Linlin², CHENG Xuekun², YANG Yanchen²

(1. Tsinghua University; 2. State Grid Jibei Electric Power Research Institute)

KEY WORDS: direct-driven permanent magnet synchronous generator; active power response; ramp recovery; anticipated fault; clustering method

Security analysis of power systems often requires simulation of various expected scenarios. With massive integration of wind power, it is important to put forward an equivalent modeling method suitable for the anticipated fault for wind farms. Meanwhile, grouping wind turbines by their dynamic response characteristics is the basis of equivalent modeling. Thus, it is necessary to propose a clustering method adapted to the anticipated fault.

This paper proposes a classification and discrimination method for the active power fault response characteristics of direct-driven permanent magnet synchronous generator (PMSG). For the control strategy of reactive power priority control and active power ramp recovery, all possible characteristics of wind turbines and the critical condition of all clusters are analyzed. Under the control strategy of reactive power priority, the reference value of q -axis current is:

$$I_{gqref} = 1.5 \times (0.9 - U_T) I_N, \quad 0.2 \leq U_T \leq 0.9 \quad (1)$$

where I_{gqref} is the reference value of q -axis current, U_T is the terminal voltage of PMSG, I_N is the rated current of PMSG.

And the reference value of d -axis current can be derived by:

$$\begin{cases} I_{dmax} = \sqrt{I_{max}^2 - I_{gqref}^2} \\ I_{gdref} = \min\{I_{gd1}, I_{dmax}\} \end{cases} \quad (2)$$

where I_{dmax} is the maximum value of d -axis current, I_{max} is the maximum current allowed through the converter, I_{gd1} is obtained by the constant dc-link voltage control, I_{gdref} is the reference value of d -axis current.

Assuming that the terminal voltage of PMSG drops to α due to an external fault and the pre-fault d -axis current of PMSG is I_{d0} , the active power response characteristics can be divided into three categories by comparing I_{d0} and I_{d0}/α with I_{dmax} , as shown in Fig. 1. Based on the clustering method mentioned above, the critical wind speed can be derived according to the critical

pre-fault d -axis current and the wind power curve of PMSG. The classification boundary of active power response characteristics is shown in Fig. 2, which can be derived offline.

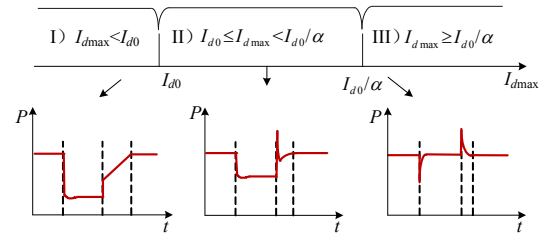


Fig. 1 Schematic curve of three types of active power response characteristics

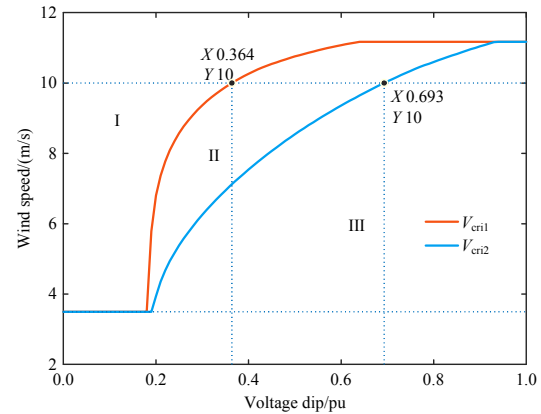


Fig. 2 Classification boundary of response characteristics

Further, a fault steady state terminal voltage calculation method based on the fault information and operating wind speeds is proposed. Thus, PMSGs can be divided into three groups when their operating wind speeds and the fault information are known, which is adapted to the anticipated fault. Eventually, the active power responses of a single PMSG under different wind speeds and voltage dips are analyzed, which proves the correctness of the classification boundary. Moreover, a simulation analysis of a detailed wind farm model is conducted. The results show that the PMSGs in the same group have the same active power response characteristics, which proves the correctness of the clustering method.