

[风力发电]

风力发电并网对电力系统电压稳定性的影响分析

文/宁夏大唐国际新能源有限公司 张 鹏

目前，风力发电是新能源发电使用最多的方式之一，目前大量新建的风电场直接接入输电网，而风机是旋转设备，因此其对电力系统稳定运行一定会产生影响。对双馈感应电动机的模型及其控制装置进行了建模，并对其接入电力系统后，对电网的电压稳定性的影响进行了研究。仿真结果显示，风机的特征及控制将对电力系统的电压稳定性产生严重影响。

随着一次能源匮乏及可持续发展的要求，新能源得到了快速的发展，风电由于其自身的优点而得到了快速发展，但是由于风力资源的随机性和不确定性，风电大规模并网会对电网产生大的扰动，因此，风电带来巨大经济和社会效益的同时，其对电网运行的不利影响也越来越受到人们重视。由于风电通常不参与电网的频率和电压控制，一旦系统出现频率波动和电压波动时，通常风电的保护装置会将风电场从电网中快速切除，当系统恢复正常后再并入电网。当风电场规模较小时，这种控制策略对电力系统运行稳定性产生的影响不大，但是随着并网风电容量的快速发展，一旦系统出现功率缺额，使得频率或电压下降，此时风电场根据其保护策略将从系统中大面积切除，会使得系统的故障扩大，使得故障后果越发严重，甚至会使得电力系统失去稳定。

而且风电通常以大功率的风电场的方式接入电网，且其一般直接连接在输电变压器上，会对电网的稳定性产生很大的影响。因此，在研究电力系统动态特性时必须考虑到大规模风电场并网的影响。通常风机采用可直接并网的恒速感应电动机（FSIG），或者采用通过电力电子变换器并网的双馈感应发电机（DFIG）。

恒速感应电动机由一个通过变速箱与风力涡

轮机转子相连的笼型恒速电动机组成，由于转速恒定，意味着其效率在风速较大时会很低，其输出的功率受到限制，这种电动机结构简单、价格便宜，但是其也具有一定的缺点：如对有功功率和无功功率控制不足，机械损耗较大及产生的功率波动较大等。因此，风电机组制造商开始逐步倾向于制造变速电动机。

双馈感应电动机是用变速恒频的控制方式以获取最大的风能，当风速变化时，其通过叶片的转角来控制输出功率，提高了风能的利用率，由于其有功和无功功率均可控，且输出功率平滑等优越的电气性能，而倍受世界各国高度重视。它能够在维持定子输出电压和频率不变的情况下，通过调节转子交流励磁的频率，改变电动机的转速，不但可以调节系统的功率因数，而且可以提高系统运行的稳定性，因而在风力发电系统中得到广泛的应用，也因此越来越受到电网的认可，逐步成为并网风电场的优先选择。

本文通过搭建双馈感应电动机模型及其控制系统的模型，对其数学模型进行了分析和比较，并在分析双馈感应风力发电机组控制系统模型的基础上，建立风电场并网系统仿真模型，研究风电场并网对系统电压稳定性的影响。

风力发电系统模型

双馈感应电动机其定子绕组与电网直联, 转子绕组通过背靠背双PWM变流器馈入电网。通过在转子绕组中加入变频电流, 从而在定子绕组内感应出恒频的电动势, 实现风电机组变速恒频运行。通过变频控制转子电流来实现有功功率和无功功率解耦控制, 通过桨距角控制来实现最大化捕获风能, 提高风能转换效率。风力发电系统主要包括以下几个部分: 风力机、变速齿轮箱、DFIG、变压器和变流器等, 其结构原理图如图1所示。

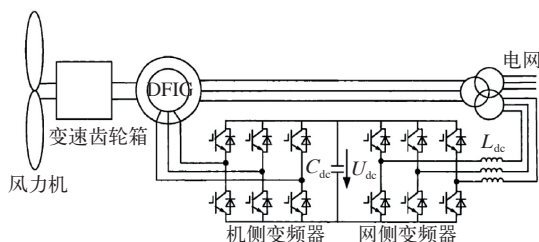


图1 基于DFIG风电系统结构图

1. 风机数学模型

风力发电系统通过风机将风能转换为机械能。它主要是通过风能吹动风机的叶片直接将其转换为机械能, 并驱动发电机运行, 最终转化为电能。风速与空气动力的功率关系如式(1)所示

$$P_w = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p(\beta, \lambda) v_{wq}^3 \quad (1)$$

空气动力转矩如式(2)所示

$$T_w = \left(\frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p(\beta, \lambda) v_{wq}^3 \right) \lambda \quad (2)$$

式中, ρ 为空气密度 (kg/m^3); R 为风力机叶轮半径 (m); λ 为叶尖速比 $\lambda = R \omega_r / v_{wq}$; β 为桨距角 (deg); ω_r 为风力机叶轮转速 (ad/s); C_p 为风力机风能转换效率系数, 是 β 和 λ 的函数; v_{wq} 为等效风速。

对于给定的桨距角 β 和给定的叶尖速比 λ , 风能转换效率系数 C_p 如式(3)、式(4)。

$$C_p(\beta, \lambda) = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5.0 \right) e^{\frac{-12.5}{\lambda_i}} \quad (3)$$

$$\lambda_i = \left(\frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{1 + \beta} \right) \quad (4)$$

2. 轴系模型

并网双馈风电系统的机械传动部分通常由风力机、低速传动轴、变速齿轮箱、高速传动轴以及发电机几个部分组成, 而不是单纯的刚性结构, 具有一定的时滞效应。为简化计算, 本文将风力发电机、传动轴和齿轮箱等效为一个集中质

量块, 采用式(5)所示一阶惯性环节来描述

$$J_d \frac{dP_m}{dt} = P_w - P_m \quad (5)$$

式中, P_m 是风力发电机转子上的机械功率, W; P_w 为风力机的机械功率, W; J_d 为机械传动部分惯性时间常数, s。

2. 桨距角控制系统

双馈风力发电机组的控制系统主要包括两个部分: 发电机组变流器的控制系统和风力机桨距角控制系统。双馈风力发电机组的控制主要是通过通过对桨距角的控制来实现。由于自然风速的不稳定, 桨距角控制系统通过对风力机叶片的角度, 调节风力机捕获的风能。本文采用图2所示的桨距角控制模型。

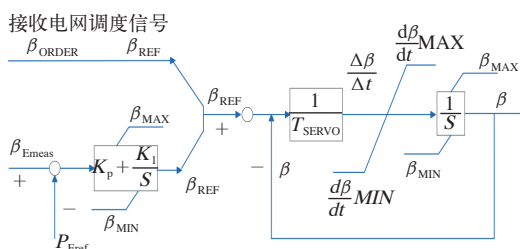


图2 桨距角控制系统结构框图

桨距角控制系统输入端信号分为两类, 一为依据电网的调度信号来改变桨距角, 二为将风机输出有功功率的实测值 P_{Emcas} 与最大功率参考值 P_{Eref} 之差输入到PI控制器中获得的参考值 β_{REF} , 与实际桨距角的偏差作为控制信号, 输入到桨距角控制系统中。

3. 双馈电动机变流器控制器

当风速低于额定风速时, 风力发电系统主要通过变流器控制实现转子励磁电压调节; 当风速高于额定风速时, 主要通过变流器和桨距角共同控制, 提高风能利用效率, 并改善风电的电能质量。本文所采用的双馈风电机组控制系统如图3所示, 分为机侧变流器控制和网侧变流器控制。

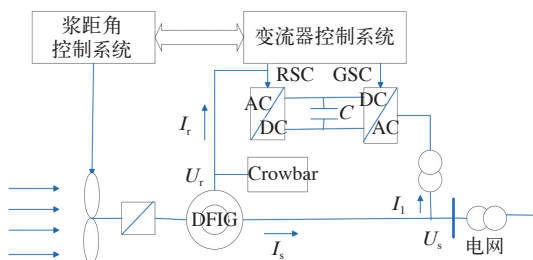


图3 DFIG风电机组控制系统结构框图

(1) 转子侧变流器矢量控制策略

双馈风力发电机组通过转子侧变流器对转子侧绕组进行交流励磁,控制风力发电机组转子的转速和电压,从而实现有功及无功功率的解耦控制。目前比较常用的控制技术是基于定子磁链定向的矢量控制,该控制方法将dq同步旋转坐标系的d轴定义在定子合成磁链上,采用发电机三阶模型,可得到双馈风力发电机组矢量控制系统,如图4所示。

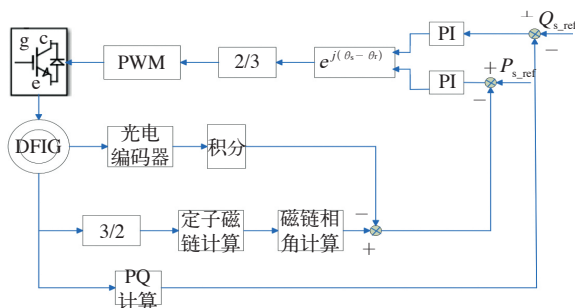


图4 转子侧变流器矢量控制框图

(2) 网侧变流器矢量控制策略

网侧变流器的矢量控制能够达到对电网与风力发电系统网侧变流器之间的有功及无功的解耦。通过调节其有功电流分量的大小,可以确保直流母线上的电压维持在一定值。另外,可以通过调节无功电流分量来改变电网和网侧变流器的无功。

算例分析

并网风电系统电压稳定性是指风电系统维持电压的能力,即风电系统各母线电压在正常以及系统受到扰动后的动态过程中,被控制在允许偏差范围之内的能力,可以将这种允许的偏差称为电压的波动范围。本文通过对风力发电机组动态特性进行研究,以反映系统在风速扰动时机组的动态响应特性,并对并网系统所采用的控制策略的合理性进行验证。

1. 仿真系统介绍

为了验证本文所采用的桨距角控制策略的合理性,设计了并网风电系统图,如图6所示。风电场由双馈风力发电机组组成,风电场正常运行时向并网系统馈入有功功率,从电网吸收无功功率。若从电网侧看,该风电场是一个既能输出有功,又吸收无功的“负荷”。

本文仿真所采用的试验系统由6台同型号的双馈风力发电机组构成的风电系统,单台风力机额

定功率为1.5 MW,将它们等效成一台风力机,用一个仿真模块表示,应用MATLAB/Simulink系统仿真软件搭建仿真模型。其中,风电场额定出口电压为690 V,经升压变压器将电压升高至25 kV,其间经过长为30 km架空线路后再次进行升压,将电压升高至120 kV,最后并入电网。并网风电系统仿真结构图如图5所示。

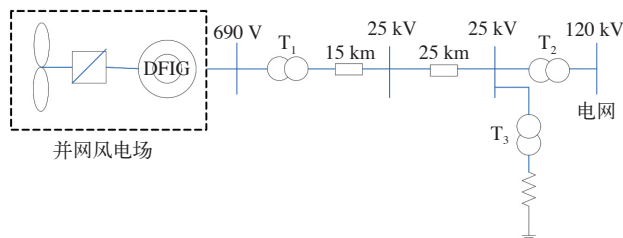


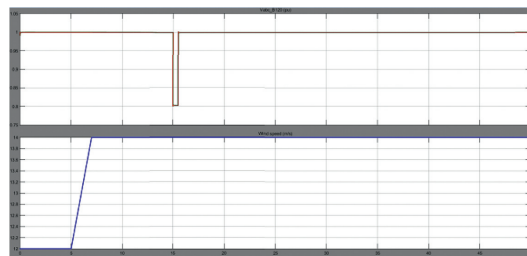
图5 仿真系统结构示意图

2. 并网风电系统电压稳定性仿真分析

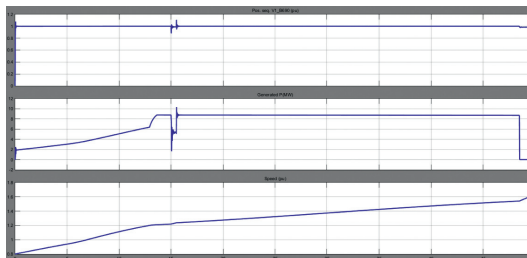
为了研究并网风力发电机组对电力系统电压稳定性的影响,下面分别对120 kV侧发生电压降落与25 kV侧发生单相和两相接地短路故障进行仿真分析。

(1) 120 kV侧发生电压降落

在15 s处120 kV侧发生电压降落,假定为0.2 p.u.,仿真结果如图6所示,图6a由上至下分别为电压图(p.u.)、风速图(km/s),图6b由上至下分别为对应的风电场输出电压(p.u.),风电场输出有功功率 P (MW)和风机转速(p.u.)。



(a) 120 kV出口电压和风速波形



(b) 风电场输出电压、功率和风机转速波形

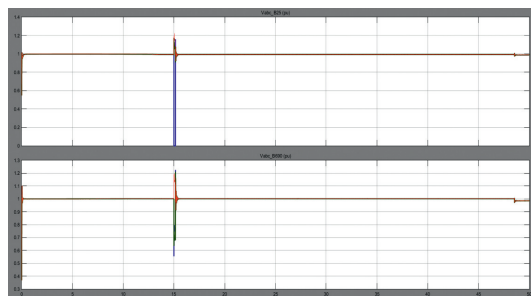
图6 120 kV侧发生电压降落波形图

由图6可见,当系统在15 s发生电压降落时,风电场输出电压随之发生波动,但由于风机桨距

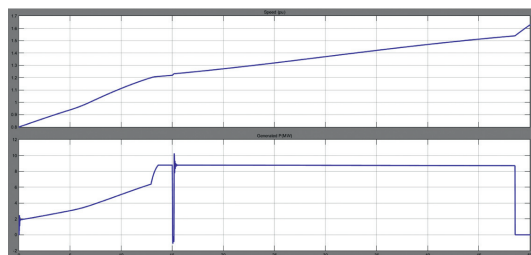
角和变流器控制系统的调节作用,使得系统能够在发生电压降落0.2 p.u.时恢复到稳定状态;但是 $t=48.5$ s,由于风电场速度保护整定为1.5 p.u.,当实际转速超过速度保护动作值时,速度保护动作,使风力机由于超速被切除;此时风电场输出有功功率变为零,即表示风电场已从系统中退出。

(2) 25 kV侧发生单相接地故障

风电场出口电压经过变压器后将电压升高至25 kV,假设在 $t=15$ s时图5中变压器T2的25 kV侧发生A相单相接地故障,0.1 s后故障自动消失。其仿真结果如图7所示,图7a分别为25 kV侧和690 V侧ABC三相电压(p.u.),图7b分别为风机转速(p.u.)和风电场输出功率(MW)。



(a) 25 kV、690 V处出口电压



(b) 风力机转速、风电场输出功率

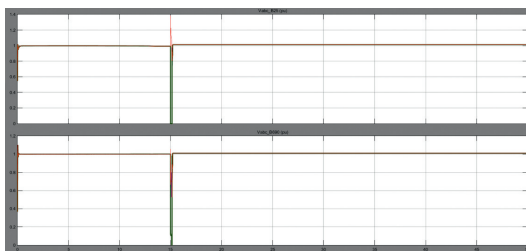
图7 B25 kV处A相单相接地故障波形图

T2变压器25 kV侧处A相发生接地故障,故障点处A相电压立即变为0, B、C两相电压变为1.2 p.u.,此时风电场出口电压也受到影响,电压降至0.55 p.u.,同时,风电场的输出功率也发生波动,但是在0.1 s后故障恢复,并网风电系统依靠自身的调节能力使其继续稳定的工作。从图7b可以看到, $t=48.5$ s时,风力机由于超速保护动作被切除,风电场输出有功立即变为零,即表示此时风电场从系统中退出。

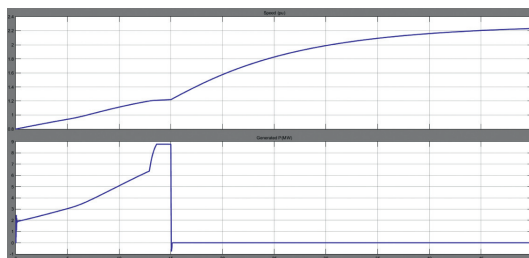
(3) 25 kV侧发生两相接地故障

本文以T2变压器25 kV侧处发生两相接地故障

为例,仿真系统发生两相接地故障,在 $t=15$ s时发生AB两相接地故障,0.1 s后故障消除。其仿真结果如图8所示,图8a分别为25 kV侧和690 V侧ABC三相电压(p.u.),图8b分别为风机转速(p.u.)和风电场输出功率(MW)。



(a) 25 kV、690 V处出口电压



(b) 风力机转速、风电场输出功率

图8 B25 kV处AB两相接地故障波形图

通过对T2变压器25 kV侧处发生两相接地故障仿真结果分析可以得出:T2变压器25 kV侧AB两相发生接地故障,AB两相电压立即变为0, C相电压为1.4 p.u.,此时风电场出口电压也受到影 响,电压降至0.1 p.u.,从图8b可以看到, $t=15.11$ s时,风电场由于低压保护动作被切除,风电场输出有功功率为零,即表示风电场将从系统中退出。

结束语

本文通过搭建双馈感应电动机模型及其控制系统的模型,对其数学模型进行了分析和比较,并在分析双馈感应风力发电机组控制系统模型的基础上,建立风电场并网系统仿真模型,研究风电场并网对系统电压稳定性的影响。基于DFIG风电场不加附加控制的情况下系统稳定性差,在系统受到扰动时很容易被切除,因此,必须对其进行附加控制,以确保其并网后能够在受到扰动的情況下继续稳定地运行。EA

(收稿日期:2015.04.16)

(编辑:白文亭)