

双馈风电场群短路电流计算与故障分析方法

尹 俊,李彦彬,熊军华,闫哲昆

(华北水利水电大学 电力学院,河南 郑州 450045)

摘要: 由于风电场群内各风电场的暂态特性存在较大差异,且各风电场及系统间存在较强的耦合关系,这些因素增加了风电场群接入后电力系统故障分析的复杂度。基于变流器的输入-输出外特性等值了变流器的数学模型,进一步给出了计及变流器控制影响的双馈风电机组暂态模型,分析了低电压穿越控制策略对短路电流的影响机理,并建立了双馈风电机组的短路电流计算模型。分析了故障期间风电场间的相互影响机理,提出了双馈风电场群的短路电流计算方法。采用 RTDS 建立含双馈风电机组实际控制器的物理实验平台,验证了所提出的双馈风电场群短路电流计算方法的准确性。在此基础上对双馈风电场群接入后的电网故障分析方法进行了探讨与分析。

关键词: 双馈风电场群; 风电场; 低电压穿越; 短路电流; 故障分析

中图分类号: TM 761; TM 614

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2017.08.015

0 引言

由于我国风力资源地域分布的特征,风力发电采用集群化开发、集中并网将是我国风电发展的主要形式。目前我国正在规划建设 9 个千万千瓦级风电基地。大量风电场以集群形式接入电网,这给传统电力系统保护带来了巨大的挑战^[1-2]。

现在一些现场数据表明风电场群集中接入的某些地区,风电场提供了较大的故障电流,严重时甚至会超过系统侧提供的短路电流,因此,为满足保护动作特性评估对短路电流计算精度的要求,需要分析风电场群接入的影响,提出相应的短路电流计算方法。

现在已有一些文献关注了大规模风电场并网所带来的问题。文献[3-4]分析了大容量风电场接入后对电网暂态稳定性的影响;文献[5-6]以实例说明了大规模风电场脱网事故对电网造成的危害。上述文献主要关注了大规模风电场并网后对电力系统安全稳定方面造成的影响,还未见有风电场群接入后的短路计算和故障分析方法的研究。

现有研究大多是将风电场群等效为一台等容量的风电机组来考虑^[7-10]。而集中并网的各个风电场按风资源特性分布,实际距离较远,且各风电场运行工况不同,使其在故障后的暂态特性存在较大差异,此外,各风电场及系统间存在较强的耦合关系。因此有必要分析风电场群与系统间的相互影响机理,提出适用于风电场群接入的短路电流计算方法。

此外,我国风电并网标准 GB/T 19963 — 2011《风电场接入电力系统技术规定》中要求,故障期间风机需要输出无功电流为系统电压提供支撑^[11]。为满足这一要求,故障期间双馈风电机组变流器不能简单通过 Crowbar 闭锁,需要通过低电压穿越控制策略调整转子励磁,输出无功电流,此时变流器的控制特性将影响双馈风电机组输出的短路电流。因此在计算风电场群短路电流时,需要分析低电压穿越控制策略和变流器的控制特性对短路电流的影响机理。

本文首先基于变流器的输入-输出外特性等值变流器的数学模型,提出计及低电压穿越控制策略影响的双馈风电机组暂态模型;在此基础上分析低电压穿越控制策略对短路电流的影响机理,建立双馈风电机组的短路电流计算模型;进一步给出风电场短路电流与电网节点电压的耦合关系,分析风电场群内部以及场群与系统间短路电流的相互影响机理,并提出适用于风电场群接入的短路电流计算方法;采用 RTDS 建立含变流器物理控制器的双馈场群实验平台,验证所提出的短路电流计算方法的准确性;在分析双馈风电场等值模型的基础上,提出适用于双馈风电场群接入的电网故障分析方法。

1 计及控制策略影响的双馈风电机组暂态模型

以往研究中认为,在故障发生后 Crowbar 投入,转子变流器闭锁。而我国新的风电并网规定要求,双馈风电机组在故障发生后,需要输出无功电流,为系统电压提供支撑,转子变流器不再闭锁。此时,变流器的输出特性将影响双馈风电机组的电磁暂态特性,因此,分析双馈风电机组的电磁暂态过程,需要首先根据变流器的输入-输出外特性等值其数学模型。

收稿日期:2017-02-24;修回日期:2017-06-12

基金项目:国家重点基础研究发展计划(973 计划)资助项目(2012CB215206);华北水利水电大学高层次人才科研启动项目
Project supported by the National Basic Research Program of China(973 Program)(2012CB215206) and Startup Scientific Research Foundation for Advanced Talent, North China University of Water Resources and Electric Power

现有研究表明可以通过在直流母线加装 Chopper 电路,来平抑机侧变流器与网侧变流器之间的功率不平衡,从而保证故障期间直流母线电压在额定值附近^[12-13]。因此,本文假设直流电压 u_{dc} 在故障前后为定值。直流电压 u_{dc} 经转子侧变流器逆变至励磁电压 u_r , u_r 的大小由转子变流器通过改变调制比进行控制。在考虑半导体器件电压损耗与热损的情况下,转子励磁电压的外特性方程可列写为:

$$u_r = \frac{A}{n} K_{dc} u_{dc} - i_{dc} X_{rsc} - \Delta u_{rsc} \quad (1)$$

其中, A 、 n 、 K_{dc} 分别为转子侧变流器的三相桥式电流逆变系数、定转子变比、转子侧变流器占空比; i_{dc} 、 X_{rsc} 、 Δu_{rsc} 分别为直流母线电流、变流器等效换弧电抗和 IGBT 压降。

在暂态过程中,假设转速不变,忽略磁饱和现象,定、转子采用电动机惯例,同步旋转坐标系下双馈风电机组空间矢量模型为^[13]:

$$\begin{bmatrix} u_s \\ u_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 \\ 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_s \\ i_r \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{d\psi_s}{dt} \\ \frac{d\psi_r}{dt} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} j\omega_s & 0 \\ 0 & j\omega_{s-r} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \psi_s \\ \psi_r \end{bmatrix} \quad (2)$$

$$\begin{bmatrix} \psi_s \\ \psi_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & L_m \\ L_m & L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_s \\ i_r \end{bmatrix} \quad (3)$$

其中, u_s 、 u_r 、 i_s 、 i_r 、 ψ_s 、 ψ_r 分别为折算到定子侧的定子和转子电压、电流和磁链的 d 、 q 轴分量组成的向量; L_s 、 L_r 、 L_m 分别为定子电感、转子电感、励磁电感; R_s 、 R_r 分别为定、转子电阻; ω_s 、 ω_{s-r} 分别为同步频率、转差频率。

当电网发生三相短路故障时,将网侧系统等效为戴维南等值电路。根据式(1)~(3),可得如图 1 所示的故障后双馈风电机组的等效电路。其中, E_g 为网侧等值电势; Z_{IL} 为系统到故障点的等值阻抗; Z_{2L} 为双馈风电机组到故障点的等值阻抗; Z_r 为过渡阻抗; R_g 、 L_g 分别为网侧变流器滤波电阻、电感; L_{sr} 、 L_{rr} 分别为定、转子漏感。

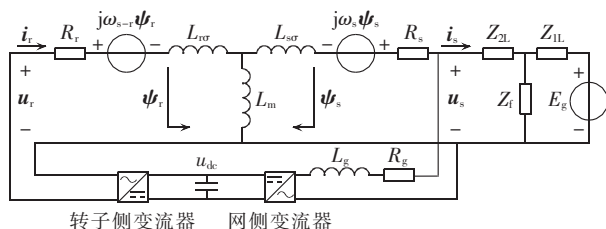


图 1 双馈风电机组故障后等值电路

Fig.1 Equivalent circuit of DFIG wind unit with fault

2 计及控制策略影响的短路电流计算

2.1 计及控制策略影响的短路电流变化机理

如图 1 所示,故障期间双馈风电机组转子变流器

通过调整其输出的转子励磁电压 u_r 来实现低电压穿越。因此,要分析转子励磁电压 u_r 对短路电流变化规律的影响。

由式(3)消去转子电流得到定子磁链 ψ_s ,并将其代入式(2)的转子电压方程,可得:

$$u_r = \frac{L_m}{L_s} \frac{d\psi_s}{dt} + j\omega_{s-r} \frac{L_m}{L_s} \psi_s + \frac{L_r L_s - L_m^2}{L_s} \frac{di_r}{dt} + R_r i_r + j\omega_{s-r} \frac{L_r L_s - L_m^2}{L_s} i_r \quad (4)$$

再转换到转子旋转坐标系下,则式(4)简化为:

$$u_r^r = \frac{L_m}{L_s} \frac{d\psi_s^r}{dt} + R_r i_r^r + \frac{L_r L_s - L_m^2}{L_s} \frac{di_r^r}{dt} \quad (5)$$

其中, u_r^r 、 ψ_s^r 、 i_r^r 分别为转子旋转坐标系下的转子电压、定子磁链和转子电流。

双馈风电机组暂态过程中,短路电流中由定子磁链暂态 $d\psi_s/dt$ 产生的分量为直流衰减分量。因此在分析励磁产生的工频短路电流变化机理时,忽略了定子磁链暂态的影响^[14-15]。同时,由于变流器中的 IGBT 元件本身的时间常数相比励磁绕组时间常数小得多,因此忽略转子侧变流器中 IGBT 的惯性时间,即 K_{dc} 在故障后快速变为对应的调制比。由以上分析可知,故障后机端电压跌落,该阶段持续时间较短,因此,认为转子侧励磁电压根据电压跌落程度迅速调整至穿越控制电压的参考值 u_{r-ref} 。由式(1)、式(5)可知,故障后转子电流为转子励磁电压的阶跃响应。

$$L_r' \frac{di_r^r}{dt} + R_r i_r^r - u_{r-ref} = 0 \quad (6)$$

其中, $L_r' = L_r - L_m^2 L_s^{-1}$ 为转子暂态电抗。

转子励磁电流的时域解可列写为:

$$i_r(t) = (i_{r0}' - i_{r-ref}) e^{-t/\tau_r} + i_{r-ref} \quad (7)$$

其中, i_{r0}' 、 i_{r-ref} 分别为故障初始时刻转子励磁电流、低电压穿越控制策略转子励磁电流的参考值; τ_r 为转子衰减时间常数, $\tau_r = \frac{L_r L_s - L_m^2}{R_r L_s}$ 。

考虑到兆瓦级双馈风电机组参数中 $L_s = L_{sr} + L_m$ 、 $L_r = L_{rr} + L_m$,且 $L_m \geq L_{sr}$ 、 $L_m \geq L_{rr}$,则可按式(3)将定、转子电流表示为:

$$\begin{cases} i_s = \frac{L_r \psi_s - L_m \psi_r}{L_s L_r - L_m^2} \approx \frac{\psi_s - \psi_r}{L_{sr} + L_{rr}} \\ i_r = \frac{-L_m \psi_s + L_s \psi_r}{L_s L_r - L_m^2} \approx \frac{-(\psi_s - \psi_r)}{L_{sr} + L_{rr}} \approx -i_s \end{cases} \quad (8)$$

由式(8)可知,在故障期间定子电流与转子电流具有相同的变化规律。因此,受低电压穿越控制策略影响的定子短路电流在故障期间变化机理可表示为:

$$i_s(t) = (i_{s0}' - i_{s-ref}) e^{-t/\tau_r} + i_{s-ref} \quad (9)$$

其中, i_{s0}' 、 i_{s-ref} 分别为故障初始时刻短路电流、故障稳态时刻低电压穿越控制策略对应的定子短路电流。

由式(9)可知,若要计算短路电流的变化规律,首先应获得定子短路电流的初始值与稳态值。

2.2 故障初始时刻双馈风电机组的短路电流计算

当电网发生三相短路故障时,由式(3)消去转子电流得到定子磁链:

$$\psi_s = L_s i_s + L_m i_r = \frac{L_m}{L_r} \psi_r + \frac{L_s L_r - L_m^2}{L_r} i_s \quad (10)$$

将式(10)代入式(2)的定子电压方程可得:

$$\frac{Z_f E_g}{Z_f + Z_{IL}} = R_s i_s + j\omega_s \frac{L_m}{L_r} \psi_r + j\omega_s \frac{L_s L_r - L_m^2}{L_r} i_s + \frac{d\psi_s}{dt} + i_s \frac{Z_{2L}(Z_f + Z_{IL}) + Z_f Z_{IL}}{Z_f + Z_{IL}} \quad (11)$$

由于磁链在故障前后不突变,可知在故障初始时刻定子磁链 $d\psi_s/dt=0$ 。对式(11)进行化简,可得初始时刻的短路电流为:

$$i'_{s0} = \frac{j\omega_s \frac{L_m}{L_r} \psi_{r0} - \frac{Z_f E_g}{Z_f + Z_{IL}}}{- \left[R_s + X' + \frac{Z_{2L}(Z_f + Z_{IL}) + Z_f Z_{IL}}{Z_f + Z_{IL}} \right]} \quad (12)$$

其中, X' 为定子暂态电抗, $X' = j\omega_s L'_s$, L'_s 为双馈风电机组等效定子暂态电感, $L'_s = L_s - L_m^2 L_r^{-1}$ 。

由式(12)可知,双馈风电机组故障初始时刻短路电流由 ψ_{r0} 、 R_s 、 X' 、 E_g 、 Z_{IL} 、 Z_{2L} 、 Z_f 、 L_r 、 L_m 、 ω_s 决定,其中仅 ψ_{r0} 为未知量。

双馈风电机组的转子磁链在故障瞬间不突变,即可由故障前工况求取转子磁链初始值 ψ_{r0} 。故障前双馈风电机组输出的有功、无功功率为:

$$\begin{cases} P_0 = \frac{3}{2} (u_{sq} i_{sq} + u_{sd} i_{sd}) = \frac{3}{2} u_{sq} i_{sq} = \frac{3}{2} u_s i_{sq} \\ Q_0 = \frac{3}{2} (u_{sq} i_{sd} - u_{sd} i_{sq}) = \frac{3}{2} u_{sq} i_{sd} = \frac{3}{2} u_s i_{sd} \end{cases} \quad (13)$$

其中, i_{sd} 、 i_{sq} 分别为故障前定子电流的 d 、 q 轴分量; u_{sq} 为故障前定子电压的 q 轴分量; P_0 、 Q_0 分别为故障前双馈风电机组输出的有功、无功功率; u_s 为定子电压的数值大小。

由于双馈风电机组转子侧变流器采用定子磁链定向,即 $\psi_{sq}=0$ 、 $\psi_{sd}=\psi_s=u_s/(j\omega_s)$, ψ_s 为定子磁链的数值大小,则式(3)可列写为:

$$\begin{cases} \psi_{sd} = L_s i_{sd} + L_m i_{rd} = \psi_s = \frac{u_s}{j\omega_s} \\ \psi_{sq} = L_s i_{sq} + L_m i_{rq} = 0 \\ \psi_{rd} = L_m i_{sd} + L_r i_{rd} \\ \psi_{rq} = L_m i_{sq} + L_r i_{rq} \end{cases} \quad (14)$$

根据式(13)、式(14),消去定、转子电流,可将初始时刻的转子磁链与故障前双馈风电机组输出的有功、无功功率以及故障前电压的关系表示为:

$$\begin{cases} \psi_{rd0} = \frac{2Q_0}{3u_s} \frac{L_m^2 - L_r L_s}{L_m} + \frac{L_r}{L_m} \frac{u_{s0}}{j\omega_s} \\ \psi_{rq0} = \frac{2P_0}{3u_s} \frac{L_m^2 - L_r L_s}{L_m} \\ \psi_{r0} = \psi_{rd0} + j\psi_{rq0} \end{cases} \quad (15)$$

由于故障前定子电压 u_{s0} 一般在额定值附近,有

功、无功功率由故障前工况决定。由式(15)可知,可由 u_{s0} 、 P_0 、 Q_0 求得故障初始时刻的转子磁链 ψ_{r0} 。最终,将转子磁链 ψ_{r0} 代入式(12)计算初始时刻短路电流 i'_{s0} 。

2.3 故障稳态时刻双馈风电机组的短路电流计算

我国新的风电并网标准 GB/T 19963—2011《风电场接入电力系统技术规定》要求,故障期间双馈风电机组需要通过低电压穿越控制策略调整转子励磁电流,输出无功电流为系统电压提供支撑^[11]。

故障发生后,双馈风电机组检测到机端电压跌落,然后调整转子变流器控制策略,变为低电压穿越控制模式,根据风电并网标准 GB/T 19963—2011 对无功支撑的要求,调整转子励磁电流参考值,输出无功电流为系统电压提供支撑。

当故障达到稳态时 $d\psi_s/dt=0$,由式(2)可得:

$$\frac{Z_f E_g}{Z_f + Z_{IL}} - i_s \frac{Z_{2L}(Z_f + Z_{IL}) + Z_f Z_{IL}}{Z_f + Z_{IL}} = R_s i_s + j\omega_s \psi_s \quad (16)$$

此时,转子变流器励磁电流 i_r 达到低电压穿越控制电流参考值 i_{r_ref} ,定子电流也达到稳态的短路电流 i_{s_ref} ,此时由式(3)和式(16)可得:

$$\frac{Z_f E_g}{Z_f + Z_{IL}} - i_{s_ref} \frac{Z_{2L}(Z_f + Z_{IL}) + Z_f Z_{IL}}{Z_f + Z_{IL}} = R_s i_{s_ref} + j\omega_s (L_s i_{s_ref} + L_m i_{r_ref}) \quad (17)$$

其中, $i_{r_ref} = i_{rd_ref} + j i_{rq_ref}$, i_{rq_ref} 、 i_{rd_ref} 分别为转子有功、无功电流参考值。

则故障稳态时刻双馈风电机组的短路电流可表示为:

$$i_{s_ref} = \frac{-\omega_s L_m i_{rq_ref} + j\omega_s L_m i_{rd_ref} - \frac{Z_f E_g}{Z_f + Z_{IL}}}{- \left[R_s + X + \frac{Z_{2L}(Z_f + Z_{IL}) + Z_f Z_{IL}}{Z_f + Z_{IL}} \right]} \quad (18)$$

其中, X 为定子稳态电抗, $X = j\omega_s L_s$ 。

由式(18)可知,双馈风电机组的稳态时刻短路电流由 i_{rq_ref} 、 i_{rd_ref} 、 R_s 、 X 、 E_g 、 Z_{IL} 、 Z_{2L} 、 Z_f 、 L_m 、 ω_s 决定,其中仅 i_{rq_ref} 、 i_{rd_ref} 为未知量。

我国新的并网标准规定“当电力系统发生故障引起电压跌落时,风电机组在低电压穿越过程中应具备以下无功支撑能力:当并网点电压跌落处于标称电压的 20%~90% 区间内时,风电机组应能够通过无功电流支撑电压恢复,其注入电力系统的无功电流 $I \geq 1.5(0.9 - U_s)I_N$ ”, U_s 和 I_N 分别为风电机组的额定电压、电流。因此,故障后转子励磁电流的控制参考值的 d 轴、 q 轴分量可表示为:

$$\begin{cases} i_{rd_ref} = f(u_s) = i_{rd0} + K_d(0.9 - u_s) i_{rN} & K_d \geq 1.5 \\ i_{rq_ref} = i_{rq0} & 0 \leq i_{rq_ref} \leq \sqrt{i_{rN}^2 - i_{rd_ref}^2} \end{cases} \quad (19)$$

其中, i_{rN} 、 i_{rmax} 分别为转子额定电流和最大限流电流; K_d 为无功电流增益系数。

根据式(13)、式(14),消去定子电流,可将初始时刻的转子电流与故障前双馈风电机组输出的有

功、无功功率以及故障前电压的关系表示为:

$$\begin{cases} i_{rd0} = \frac{u_{s0}}{j\omega_s L_m} - \frac{2L_s Q_0}{3u_{s0} L_m} \\ i_{rq0} = -\frac{2}{3} \frac{L_s P_0}{L_m u_{s0}} \\ i_{r0} = i_{rd0} + j i_{rq0} \end{cases} \quad (20)$$

将式(20)代入式(19)可得:

$$\begin{cases} i_{rd_ref} = f(u_s) = \left(\frac{u_{s0}}{j\omega_s L_m} - \frac{2L_s Q_0}{3u_{s0} L_m} \right) + K_d(0.9 - u_s) i_{rN} \\ K_d \geq 1.5 \\ i_{rq_ref} = -\frac{2}{3} \frac{L_s P_0}{L_m u_{s0}} \quad 0 \leq i_{rq_ref} \leq \sqrt{i_{rmax}^2 - i_{rd_ref}^2} \end{cases} \quad (21)$$

故障发生后,转子侧变流器根据式(21)调节无功电流参考值的大小,进而通过电流 PI 环节调节转子励磁电流。由于故障前有功率 P_0 仅与风机的输入功率有关,在故障前后不变,故按照 P_0 选取故障后有功电流的参考值 i_{rq_ref} 。而无功电流参考值 i_{rd_ref} 仅与机端电压跌落程度有关,因此,故障发生后,转子变流器首先调节无功电流参考值 i_{rd_ref} ,使其满足并网标准中对无功支撑的要求,在不超过逆变器限流电流的条件下,进一步调节有功电流的参考值 i_{rq_ref} 。

由式(21)可知,在系统故障时,双馈风电机组的无功电流与机端电压偏差呈线性关系,图 2 为故障期间无功电流参考值与电压跌落程度间的关系图。图 2 中, u_{sN} 、 Δu_s 分别为额定机端电压、机端电压跌落量; i_{rN} 、 Δi_{rd_ref} 分别为额定转子励磁电流、无功电流参考值变化量;斜虚线区域表示控制死区,控制死区由系统正常运行时所允许的电压偏差决定。在这个区域内,双馈风电机组的励磁电流不需要调整,而控制死区外,励磁电流按照图示曲线进行调整。当低电压穿越控制策略所提供的参考值大于转子变流器限流电流 i_{rmax} 时,按励磁电流参考值为 i_{rmax} 处理。

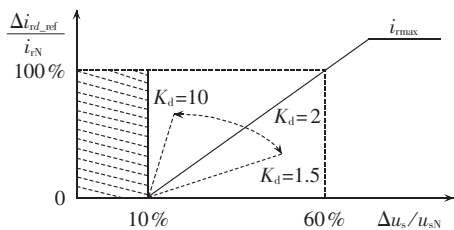


图 2 无功电流参考值与电压跌落程度间的关系

Fig.2 Relationship between voltage drop degree and rotor reactive-current reference

令 $X_m = j\omega_s L_m$, 由式(18)、式(21)知短路稳态电流为:

$$\begin{aligned} i_{s_ref} = & \frac{2}{3} \frac{jX_m L_s P_0}{L_m u_{s0}} - X_m \left(\frac{u_{s0}}{X_m} - \frac{2L_s Q_0}{3u_{s0} L_m} \right) - X_m K_d 0.9 i_{rN} + \frac{Z_f E_g}{Z_f + Z_{IL}} \\ & R_s + X + \frac{Z_{2L}(Z_f + Z_{IL}) + Z_f Z_{IL}}{Z_f + Z_{IL}} (1 + X_m K_d i_{rN}) \end{aligned} \quad (22)$$

由式(22)可知,故障稳态时的短路电流 i_{s_ref} 可由网侧电动势 E_g 、线路中的阻抗参数、初始时刻的电压 u_{s0} 、有功功率 P_0 、无功功率 Q_0 计算得到。将由式(12)、式(22)计算得到的初态、稳态短路电流代入式(9)可计算整个暂态过程中双馈风电机组的短路电流。

3 双馈场群接入的电网短路电流计算方法

目前我国风力发电主要以场群形式接入电网,由于各风电场的容量、运行工况的不同,且风电场间距离较远,使其在故障后的暂态特性存在较大差异,此外,各风电场间存在较强的耦合关系。因此,不能简单按单台双馈风电机组的短路电流计算方法进行研究,有必要分析故障后场群内各风电场间的相互影响机理,进一步提出双馈场群接入后的短路电流计算方法。

为不失一般性,以图 3 所示某地区实际电网为例对双馈场群短路电流进行具体分析。由于该实例中各风电场内风机均为同一型号,且风机间距离较短,故障期间其暂态特性基本一致。本文将各风电场等效为一台等容量双馈风电机组。

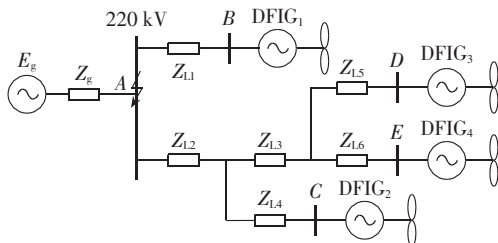


图 3 某地区双馈风电场群接线图

Fig.3 Connection diagram of grid with DFIG wind-farm groups

图 3 中, E_g 为系统等值电势; Z_g 、 Z_{Ln} ($n=1, 2, \dots, 6$) 分别为系统等值阻抗和线路 L_n 的阻抗。设 A 点发生三相短路, I_g 、 I_{DFIGi} ($i=1, 2, 3, 4$) 分别为系统和各双馈风电场提供的短路电流。

将初始时刻式(12)中转子磁链 $j\omega_s L_m L_r^{-1} \psi_{r0}$ 等效为双馈风电场内电势 E'_{DFIGi} , 结合故障等值电路可以计算得到各双馈风电场的初始短路电流 $I^{(0)}$ 。

$$[E_g \ E'_{DFIG1} \ E'_{DFIG2} \ E'_{DFIG3} \ E'_{DFIG4}]^T = Z' I^{(0)} \quad (23)$$

其中, Z' 为电网的阻抗矩阵; $I^{(0)}$ 为系统侧和各双馈风电场输出的初始短路电流, $I^{(0)} = [I_g \ I^{(0)}_{DFIG1} \ I^{(0)}_{DFIG2} \ I^{(0)}_{DFIG3} \ I^{(0)}_{DFIG4}]^T$ 。

所求得的风电场初始短路电流 $I^{(0)}$ 注入电网后,将会影响电网中各节点的电压。由节点电压通过式(22)和式(9)的衰减规律可以求得下一时刻各风电场的短路电流。其注入电网后又将使电网中各节点的电压发生变化,这会使风电场群与电网间产生相互影响。

为精确计算双馈风电场群接入后的短路电流,

本文在分析场群与电网间的耦合关系的基础上,选取步长 Δt 为 0.1 ms,逐时刻计算故障时段的风电场的短路电流,具体计算过程如下。

根据所求的各风电场初始短路电流,与电网阻抗矩阵联立可以求得第一个 Δt 内的电网各节点电压 $U_i^{(1)}$ 。由于计算步长较短,可以认为该时间段内电压不变,将该段电压 $U_i^{(1)}$ 代入式(22)求得 $I_{s_ref}^{(1)}$,进一步根据式(9)的变化规律可求得该步长末端时刻的各双馈风电场短路电流 $I_{DFIGi}^{(1)}$ 。

根据所求的各风电场第一个 Δt 时段末端的短路电流 $I_{DFIGi}^{(1)}$,与电网阻抗矩阵联立可以求得第二个 Δt 内的系统各节点电压 $U_i^{(2)}$ 。代入式(22)求得该步长的 $I_{s_ref}^{(2)}$,进一步根据式(9)求得该步长末端时刻各双馈风电场短路电流 $I_{DFIGi}^{(2)}$ 。

类似地,可根据第 k 个计算步长 Δt 内的节点电压 $U_i^{(k)}$ 代入式(22)和式(9)求取该步长末端时刻的双馈风电场短路电流 $I_{DFIGi}^{(k)}$,并计算下一个 Δt 时间段内的各节点电压 $U_i^{(k+1)}$ 。

当计算时间大于等于故障恢复时间,即 $t \geq t_a$ 时故障分析结束,输出各双馈风电场的短路电流有效值,上述计算过程如图 4 所示。

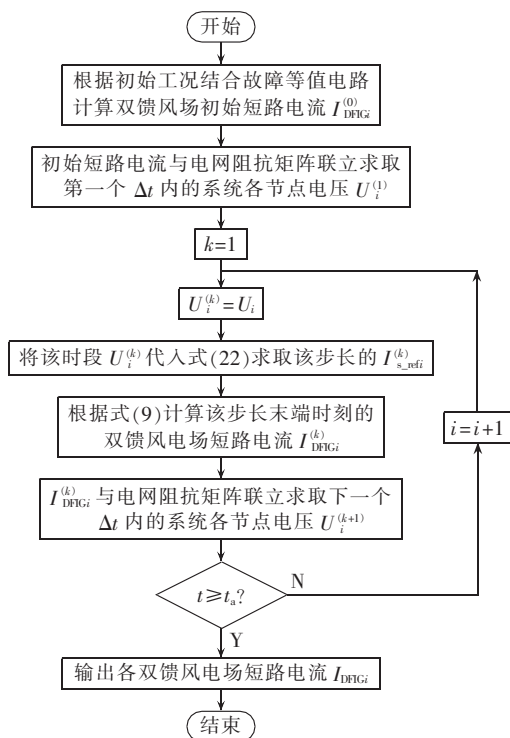


图 4 双馈风电场群接入后的短路电流计算方法

Fig.4 Short circuit current calculation of grid with DFIG wind-farm groups

当系统发生不对称故障时,双馈风电机组变流器可通过锁相环快速、准确地锁定正序电压的相位,并获得正序电压幅值,从而可根据式(21)得到无功电流参考值和相应的有功电流参考值。因此,不对称故

障时,双馈风电机组正序电流的表达式与式(22)相同,符合式(9)的变化规律。

而双馈风电机组的负序电流由系统负序电压所决定,其负序等值电路与异步发电机相同,根据系统电路结构,可建立负序等值电路。进一步结合不对称故障的边界条件,建立复合序网电路,按照上述的计算方法可求解双馈场群的不对称短路电流。

4 双馈风电场群接入电网的故障分析

当双馈风电机组采用低电压穿越控制模式,为系统电压提供支撑时,转子侧变流器不再闭锁,提供持续励磁,可认为双馈风电机组在故障期间由励磁产生持续的工频电势。因此,故障稳态时可与网侧电路联立,建立节点电压方程,进行故障分析。

由以上分析可知,在故障稳态时刻,双馈风电机组的稳态短路电流可以根据式(18)求得。其中令 $-\omega_s L_m i_{rq_ref} + j\omega_s L_m i_{rd_ref}$ 为双馈风电机组的稳态等效电势 E_{DFIGi} ,则故障稳态时双馈风电机组等效电路可表示为 E_{DFIGi} 与稳态阻抗 Z_{DFIGi} 串联的形式。

当系统发生对称故障时,双馈风电机组只存在正序电势。对于不对称故障,锁相环可快速、准确地获得正序电压的幅值、相位,从而可根据式(21)得到无功电流参考值和相应的有功电流参考值。通过调节逆变器电流内环 PI 环节使双馈风电机组转子励磁电流的 d 、 q 轴分量迅速跟踪有功、无功电流参考值,可近似忽略其暂态过程。因此,不对称故障时,双馈风电机组转子电流的表达式与式(21)相同。可以看出,在不对称故障情况下,双馈风电机组仍只存在正序电势。

由上述分析可知,系统发生对称、不对称故障时,双馈风电机组在故障稳态都只存在工频的正序内电势,由式(18)、式(21)可知,双馈风电机组的稳态内电势为:

$$\begin{cases} i_{rd_ref} = f(u_s) = \frac{u_{s0}}{j\omega_s L_m} - \frac{2L_s Q_0}{3u_{s0} L_m} + K_d(0.9 - u_s) i_{rN} \\ K_d \geq 1.5 \\ i_{rq_ref} = -\frac{2}{3} \frac{L_s P_0}{L_m u_{s0}} \quad 0 \leq i_{rq_ref} \leq \sqrt{i_{rmax}^2 - i_{rd_ref}^2} \\ E_{DFIGi} = -\omega_s L_m i_{rq_ref} + j\omega_s L_m i_{rd_ref} \end{cases} \quad (24)$$

由式(24)分析可知,双馈风电机组稳态等效内电势 E_{DFIGi} 为一个受控电压源,其大小由机端电压 u_s 决定。因此,在故障前后,双馈风电机组不能像同步发电机一样,等效为恒压源处理。有必要针对故障稳态时双馈风电机组等效电势的特性,分析双馈场群及系统间的相互影响机理,建立双馈场群接入后的电网故障分析方法。

以图 3 所示双馈场群接入的某地区实际电网为例进行具体分析。设 A 点发生 ab 两相短路,则电网

故障时正序、负序网图如图 5 所示。其中, Z_{DFIGi} 为各双馈风电场的稳态阻抗。

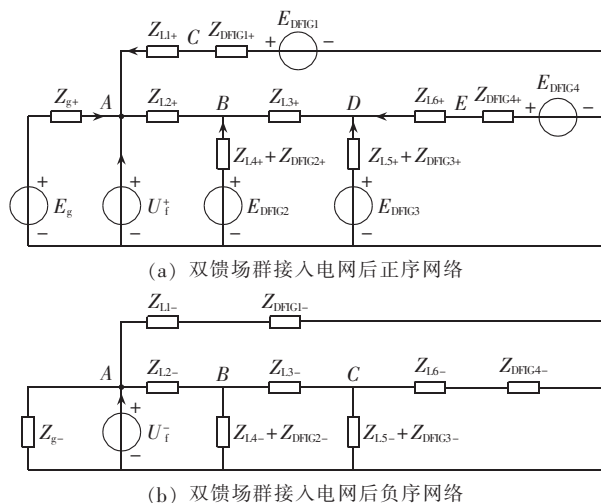


图 5 含双馈风电场群接入的电网复合序网络图

Fig.5 Sequence networks of grid with DFIG wind-farm groups

由于大量双馈风电场接入电网后,系统由单电源供电变为多电源供电。在电网故障后,考虑到风电场间的相互耦合,以及受控制策略影响使得机端电压与等效内电势间存在很强的非线性关系,将使稳态时风电场群故障电流的大小和相位发生变化,其耦合作用关系如图 6 所示,图中 U_f^+ 、 U_f^- 分别为故障点的正、负序电压。

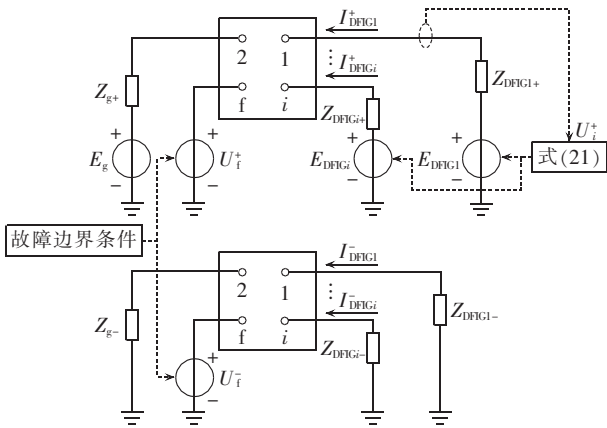


图 6 双馈风电场群短路电流与电网耦合关系

Fig.6 Coupling relation between short circuit current of DFIG wind-farm groups and grid

由图 6 可知,故障稳态时,第 i 个双馈风电场的等效内电势 E_{DFIGi} 及稳态阻抗 Z_{DFIGi} 可由式(24)求得,进一步可得到稳态时刻电网导纳矩阵 Y 为:

$$Y = \begin{bmatrix} Y_A & -Y_{AB} & -Y_{AC} & 0 & 0 \\ -Y_{AB} & Y_B & 0 & -Y_{BD} & 0 \\ -Y_{AC} & 0 & Y_C & 0 & 0 \\ 0 & -Y_{BD} & 0 & Y_D & -Y_{DE} \\ 0 & 0 & 0 & -Y_{DE} & Y_E \end{bmatrix} \quad (25)$$

$$\begin{cases} Y_A = 1/Z_g + 1/Z_{L2} + 1/Z_{L1}, & Y_{AB} = 1/Z_{L2}, & Y_{AC} = 1/Z_{L1} \\ Y_B = 1/(Z_{L4} + Z_{DFIG2}) + 1/Z_{L2} + 1/Z_{L3}, & Y_{BD} = 1/Z_{L3} \\ Y_C = 1/Z_{DFIG1} + 1/Z_{L1}, & Y_D = 1/(Z_{L5} + Z_{DFIG3}) + 1/Z_{L3} + 1/Z_{L6} \\ Y_{DE} = 1/Z_{L6}, & Y_E = 1/Z_{DFIG4} + 1/Z_{L6} \end{cases} \quad (26)$$

其中, Y_{ij} 为各节点间导纳; Y_g 为系统等值导纳; Y_{DFIGi} 为各双馈风电场等值导纳; $i, j \in \{A, B, C, D, E\}$ 。

由式(25)可得各双馈风电场输出的短路电流:

$$\begin{bmatrix} I_g \\ I_{DFIG1} \\ I_{DFIG2} \\ I_{DFIG3} \\ I_{DFIG4} \end{bmatrix} = Y \begin{bmatrix} U_A \\ U_B \\ U_C \\ U_D \\ U_E \end{bmatrix} \quad (27)$$

其中, U_i 为各节点电压; I_g 、 I_{DFIGi} 分别为系统和各双馈风电场提供的短路电流。

由式(18)、式(24)可知,故障稳态时刻第 i 个双馈风电场的短路电流与机端电压的关系可表示为:

$$I_{DFIGi} = \frac{1}{R_s + X} \left[X_m \left(\frac{u_{s0}}{X_m} - \frac{2L_s Q_0}{3u_{s0} L_m} \right) - \frac{2}{3} \frac{jX_m L_s P_0}{L_m u_{s0}} - U_i \right] + \frac{X_m K_d (0.9 - U_i) i_{rN}}{R_s + X} \quad (28)$$

将式(28)代入式(27)进行求解,由于该方程为高阶非线性方程组,无法直接求解,因此本文采用迭代修正方法进行求解,由于节点导纳矩阵 Y 为正定的对称矩阵,故迭代过程一定收敛。因此可选取故障前输出电流为初始值,求解各个节点的电压值以及各双馈风电场的短路电流。同样地,可通过计算获得其他类型故障时电网各节点电压与支路电流。

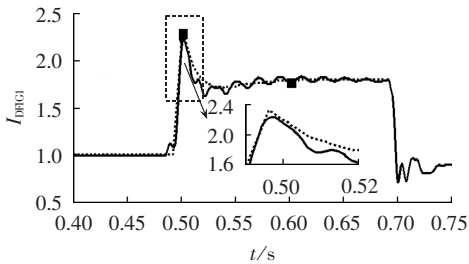
5 实验验证

5.1 双馈场群短路电流计算方法实验验证

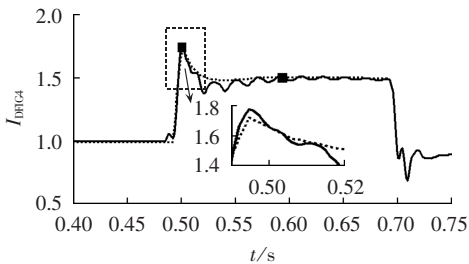
基于电力系统实时仿真设备 RTDS 建立了含双馈风电机组变流器实际控制单元的物理实验平台。采用 RTDS 搭建了双馈场群并网模型,由并行通信接口实现控制单元数据的实时传输,并以 FPGA 芯片为控制内核设计了变流器物理控制单元,实现变流器的实时控制。

以图 3 所示的某地区实际接入电网的双馈风电场群为例进行实验验证。主要相关参数如下:风电场 DFIG₁—DFIG₄ 分别装备额定容量 2 MV·A 的双馈风电机组 11、16、16、22 台,双馈风电机组定子电阻和漏感分别为 0.016 p.u.、0.169 p.u.,转子电阻和漏感分别为 0.009 p.u.、0.153 p.u.,励磁互感为 3.49 p.u.。系统等值阻抗为 j0.5 Ω,线路 L₁、L₂ 阻抗为 (0.194 + j0.487) Ω, L₃、L₆ 阻抗为 (0.117 + j0.292) Ω, L₄、L₅ 阻抗为 (0.019 + j0.049) Ω。

设故障前各双馈风电场工作于额定工况下,以 $t=0.5\text{ s}$ 时 A 点发生三相短路故障并持续 0.2 s 为实验测试条件。图 7 为距离故障点 A 电气距离最近、最远的双馈风电场(DFIG₁、DFIG₄)短路电流实验测试结果与模型计算结果的比较(图中 I_{DFIG1} 、 I_{DFIG4} 为标么值,后同)。



(a) DFIG₁ 短路电流计算值与实测值比较



(b) DFIG₄ 短路电流计算值与实测值比较

—— 实验测试, 模型计算

图 7 A 点三相短路时各风电场短路电流计算值与实验测试值比较

Fig.7 Comparison between calculated and experimental short circuit currents of DFIG farms when three-phase short circuit occurs at bus A

通过实验测得各双馈风电场的短路电流瞬时值,进一步经全周傅氏算法提取了短路电流的有效值,可以获得图 7 中的实测轨迹,利用本文提出的方法计算短路电流有效值,获得了图 7 中的模型计算轨迹。由图 7 可知,在 0.5 s 发生故障时,双馈风电场 DFIG₁、DFIG₄ 短路电流有效值分别突增到额定值的 2.25、1.76 倍,本文提出的方法计算结果分别为 2.31 p.u.、1.72 p.u.,与实验测试的误差分别为 2.7%、2.4%。在故障稳态后,实验测试结果分别为额定值的 1.75、1.47 倍,本文提出的方法计算结果分别为 1.78 p.u.、1.49 p.u.,与实验测试的误差分别为 1.7%、1.4%。在衰减过程中的曲线拟合度极高,且测试值在本文的计算曲线上下波动。由以上分析可知,本文提出的计算方法不仅能够精确地计算短路电流的初值与稳态值,还能准确地描述短路电流衰减过程的变化规律。

分别在不同故障点位置(线路 L₂ 上距 A 点 20%、30%、40%、50%、60%、70% 处,分别对应故障点 1、2、3、4、5、6),进行了多组测试,获得如图 8 所示的短路电流计算结果与实测结果误差图。分别对比了故障后初始时刻、稳态时刻(故障后 100 ms),以及动态

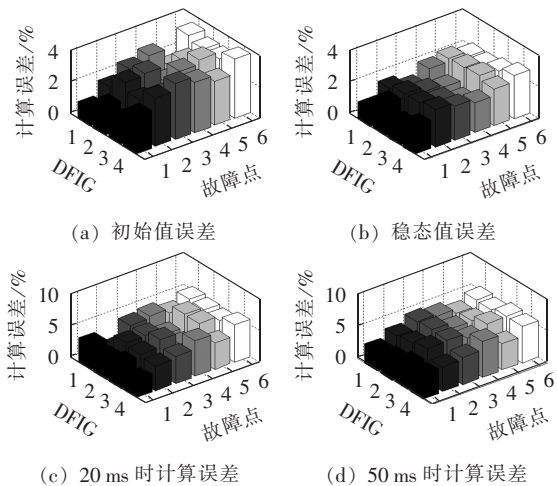


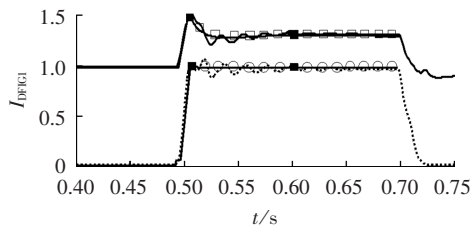
图 8 三相短路时短路电流模型计算结果与实验测试值结果误差

Fig.8 Difference between calculated and experimental three-phase short circuit currents

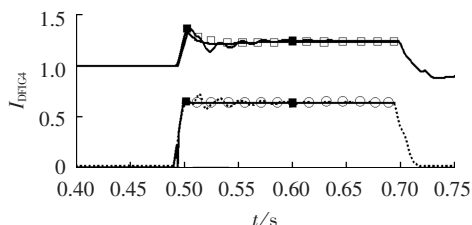
过程中 20 ms、50 ms 时刻的短路电流计算结果与实测结果的误差。由图 8 可知,本文提出的方法对不同故障下短路电流初值的计算误差小于 4%,稳态值的计算误差小于 3%,且在电流衰减过程中的计算误差均小于 6%,验证了本文所提双馈场群短路电流计算方法的准确性。

设故障前各双馈风电场工作于额定工况下,以 $t=0.5\text{ s}$ 时 A 点发生 bc 两相短路故障并持续 0.2 s 为实验测试条件。图 9 为 DFIG₁、DFIG₄ 短路电流的正、负序分量的实验测试与计算结果的比较。

由图 9 可知,故障初始 0.5 s 时双馈风电场 DFIG₁、



(a) DFIG₁ 正、负序短路电流实测与计算结果比较



(b) DFIG₄ 正、负序短路电流实测与计算结果比较

—— 正序实测, —■— 正序计算
..... 负序实测, —○— 负序计算

图 9 A 点两相短路时短路电流实验测试值结果与计算结果比较

Fig.9 Comparison between calculated and experimental short circuit currents of DFIG farms when two-phase short circuit occurs at bus A

DFIG₄ 正序短路电流实测值分别为 1.48 p.u.、1.32 p.u.,而本文所提方法计算结果分别为 1.51 p.u.、1.35 p.u.,与实验测试的误差分别为 2%、2.3%。在故障稳态后,实验测试结果分别为额定值的 1.30、1.21 倍,本文提出的方法计算结果为 1.32 p.u.、1.23 p.u.,与实验测试的误差分别为 1.6%、1.7%。

故障初始 0.5 s 时双馈风电场 DFIG₁、DFIG₄ 负序短路电流实测值分别为 0.96 p.u.、0.66 p.u.,而本文所提方法计算结果分别为 0.98 p.u.、0.65 p.u.,与实验测试的误差分别为 2.1%、1.5%。在故障稳态后,实验测试结果分别为额定值的 95%、63%,本文提出的方法计算结果分别为 0.94 p.u.、0.64 p.u.,与实验测试的误差分别为 1.1%、1.6%。由于双馈风电场负序电流主要由机端负序电压大小决定,故障期间负序电流衰减程度较小。由模型计算曲线与实测曲线的关系可知,本文所提的模型能够准确地描述正、负序短路电流的变化过程,变化过程中误差不超过 5%。由上述分析可知,本文提出的计算方法准确地描述了不对称故障下短路电流的变化机理。

分别在不同故障点位置(线路 L₂ 上距 A 点 20%、30%、40%、50%、60%、70% 处,分别对应故障点 1、2、3、4、5、6),进行了多组测试,获得如图 10 所示的短路电流计算结果与实测结果误差图。分别对比了故障后初始时刻、稳态时刻(故障后 100 ms)的正、负序短路电流计算结果与实测结果的误差。由图 10 可知,本文提出的方法在不同故障下,正、负序短路电流初值的计算误差均小于 3%,正、负序短路电流稳态值的计算误差分别小于 3%、2%,验证了本文所提方法在计算双馈场群不对称短路电流有效值时也具有较高的准确度。

5.2 双馈场群故障分析方法实验验证

构建如图 3 所示的电网模型,对上述双馈场群

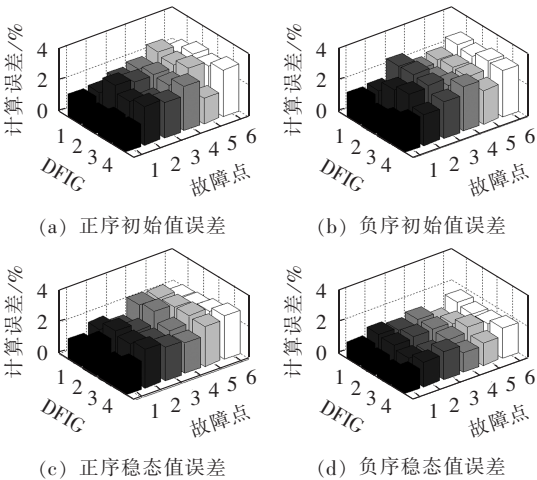


图 10 两相短路时短路电流实验测试值结果与模型计算结果误差

Fig.10 Difference between calculated and experimental two-phase short circuit currents

接入的电网故障分析方法进行验证。表 1 为额定工况下,在 A 点发生三相短路时各双馈风电场所在支路短路电流的实验测试值与模型计算值的对比。表 2 为额定工况下,在 A 点发生 ab 两相短路时各双馈风电场所在支路短路电流正、负序分量的实验测试值与模型计算值的对比。

由表 1、表 2 可知,在对称和不对称短路情况下,本文提出故障分析方法的计算结果与实验测试结果非常接近。其中,三相短路时各支路短路电流幅值最大相对误差为 2.5%,相角最大误差为 10.43°;两相短路时各支路短路正序电流幅值最大相对误差为 3%,相角最大误差为 7.45°,负序电流幅值最大相对误差为 1.8%,相角最大误差为 2.28°。

而等值同步发电机的传统方法计算误差较大。其中三相短路时各支路短路电流幅值计算结果为实测结果的 1.82~2.07 倍,相角最大误差为 15.4°;两相

表 1 三相短路时模型计算值与实验测试值比较

Table 1 Comparison between calculated and experimental three-phase short circuit currents

情形		支路电流 I_{L1}		支路电流 I_{L4}		支路电流 I_{L5}		支路电流 I_{L6}	
		幅值/kA	相角/(°)	幅值/kA	相角/(°)	幅值/kA	相角/(°)	幅值/kA	相角/(°)
三相 短路	正常运行	0.057	23.09	0.084	26.37	0.084	27.96	0.115	18.94
	实验测试	0.091	-28.81	0.126	-24.70	0.117	-22.41	0.202	-31.36
	模型计算	0.093	-34.57	0.129	-28.43	0.120	-25.46	0.207	-41.79
	等值同步机	0.189	-41.31	0.253	-38.23	0.243	-37.81	0.415	-46.59

表 2 ab 两相短路时模型计算值与实验测试值比较

Table 2 Comparison between calculated and experimental phase a-b short circuit currents

情形		支路电流 I_{L1}				支路电流 I_{L4}				支路电流 I_{L5}				支路电流 I_{L6}			
		正序分量		负序分量		正序分量		负序分量		正序分量		负序分量		正序分量		负序分量	
		幅值/ kA	相角/ (°)	幅值/ kA	相角/ (°)	幅值/ kA	相角/ (°)	幅值/ kA	相角/ (°)	幅值/ kA	相角/ (°)	幅值/ kA	相角/ (°)	幅值/ kA	相角/ (°)	幅值/ kA	相角/ (°)
正常运行		0.057	23.09	0	0	0.084	26.37	0	0	0.084	27.96	0	0	0.115	18.940	0	0
ab 两相短路	实验测试	0.073	-21.61	0.042	-23.06	0.104	-17.30	0.057	-23.48	0.101	-15.08	0.051	-23.37	0.155	-24.930	0.107	-23.50
	模型计算	0.075	-26.78	0.041	-23.82	0.106	-24.09	0.056	-24.60	0.104	-22.53	0.049	-21.29	0.160	-28.215	0.105	-25.70
	等值同步机	0.141	-37.96	0.062	-19.42	0.193	-33.42	0.081	-20.26	0.185	-30.69	0.075	-20.85	0.294	-41.250	0.134	-21.41

短路时各支路正序电流幅值计算结果为实测结果的1.85~1.94倍,相角最大误差为 16.35° ,负序电流幅值计算结果为实测结果的1.25~1.47倍,相角最大误差为 3.74° 。该误差证明,传统不考虑双馈风电场暂态特性的故障分析方法已不适用于双馈场群接入后的电网故障分析。上述实验结果验证了本文所提双馈场群故障分析方法能够较准确地计算各支路短路电流的幅值与相位,能够正确地分析双馈场群接入对电网的影响。

6 结论

针对我国在风力发电采用集群化开发、集中并网后,缺少适应风电场群接入的电网故障分析方法这一问题,本文分析了低电压穿越控制策略对短路电流的影响机理,建立了单台双馈风电机组的短路电流计算模型,并在此基础上分析了风电场群间的影响机理,提出了双馈风电场群的短路电流计算方法。基于RTDS的实验平台测试结果表明:

a. 故障期间所采用的低电压穿越控制策略将对双馈风电机组的短路电流特性产生较大的影响,我国新的风电并网标准对故障期间双馈风电机组输出无功支撑电流提出了要求,计算双馈风电机组短路电流时需要计及其影响;

b. 风电场群中各风电场短路电流与电网节点电压存在较强的耦合关系,需要计及风电场群内部以及场群与系统间短路电流的相互影响,才能准确地计算各风电场输出的短路电流。

参考文献:

- [1] 黄涛,陆于平,凌启程,等. 适应于双馈风电场的改进故障序分量选相方法[J]. 电力自动化设备,2016,36(4):123-128.
HUANG Tao,LU Yuping,LING Qicheng,et al. Improved fault-sequence component phase selector applied to DFIG-based wind farm[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(4):123-128.
- [2] 张文娟,马浩森,张国慨,等. 基于转子串联电阻的双馈风力发电机低电压穿越[J]. 电力自动化设备,2015,35(12):28-33.
ZHANG Wenjuan,MA Haomiao,ZHANG Guokai,et al. Low voltage ride through of doubly fed induction generator based on rotor series resistor[J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35(12):28-33.
- [3] ZHOU N,WANG P,WANG,Q,et al. Transient stability study of distributed induction generators using steady-state circuit equivalent method[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2014,29(2):608-616.
- [4] 侯佑华,齐军,王小海,等. 大规模风电场的建模及其在内蒙古电网安全稳定运行的研究[J]. 中国电机工程学报,2010,30(4):71-78.
HOU Youhua,QI Jun,WANG Xiaohai,et al. Modeling of a large-scale wind farm and the studying for its security and stability operation in Inner Mongolia Grid[J]. Proceedings of the CSEE,2010,30(4):71-78.
- [5] 叶希,鲁宗相,乔颖,等. 大规模风电机组连锁脱网事故机理初探[J]. 电力系统自动化,2012,36(8):11-17.
YE Xi,LU Zongxiang,QIAO Ying,et al. A primary analysis on mechanism of large scale cascading trip-off of wind turbine generators[J]. Automation of Electric Power Systems,2012,36(8):11-17.
- [6] LIN Y,TU L,LIU H,et al. Fault analysis of wind turbines in China[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews,2016,55(1):482-490.
- [7] MULJADI E,SAMAAN N,GEVORGIAN V,et al. Different factors affecting short circuit behavior of a wind power plant[J]. IEEE Transactions on Industry Application,2013,49(1):284-292.
- [8] ZUBIA I,OSTOLAZA J X,SUSPERREGUI A,et al. Multi-machine transient modelling of wind farms:an essential approach to the study of fault conditions in the distribution network[J]. Applied Energy,2012,89(1):421-429.
- [9] 周海强,张明山,薛禹胜,等. 基于戴维南电路的双馈风电场动态等值方法[J]. 电力系统自动化,2012,36(23):42-46.
ZHOU Haiqiang,ZHANG Mingshan,XUE Yusheng,et al. A dynamic equivalent method for doubly-fed induction generator wind farm based on Thevenin equivalent circuit[J]. Automation of Electric Power Systems,2012,36(23):42-46.
- [10] 但扬清,刘文颖,朱艳伟,等. 含大规模风电集中接入的电网自组织临界态辨识[J]. 电力自动化设备,2016,36(5):127-133.
DAN Yangqing,LIU Wenyong,ZHU Yanwei,et al. Self organized critical state identification of power grid with centralized integration of larger scale wind power[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(5):127-133.
- [11] 全国电力监管标准化技术委员会. 风电场接入电力系统技术规范:GB/T 19963—2011[S]. 北京:中国标准出版社,2011.
- [12] HAJ-AHMED M A,ILLINDALA M S. The influence of inverter-based DGs and their controllers on distribution network protection[J]. IEEE Transactions on Industry Applications,2014,50(4):2928-2937.
- [13] HU S,LIN X C,KANG Y. An improved low-voltage ride-through control strategy of doubly fed induction generator during grid faults[J]. IEEE Transactions on Power Electronics,2011,26(11):361-366.
- [14] 张保会,张金华,原博,等. 风电接入对继电保护的影响(六)——风电场送出线路距离保护影响分析[J]. 电力自动化设备,2013,33(6):1-6.
ZHANG Baohui,ZHANG Jinhua,YUAN Bo,et al. Impact of wind farm integration on relay protection(6):analysis of distance protection for wind farm transmission line[J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(6):1-6.
- [15] GRAHAM P,DAVID J,ATKINSON B Z. Analytical study of grid-fault response of wind turbine doubly fed induction generator[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion,2010,25(4):1081-1091.

作者简介:



尹俊(1985—),男,河南安阳人,讲师,博士,主要研究方向为风电保护与控制技术(E-mail:yinjun@ncwu.edu.cn)。

Short circuit current calculation and fault analysis method of DFIG wind-farm groups

YIN Jun, LI Yanbin, XIONG Junhua, YAN Zhekun

(School of Electric Power, North China University of Water Resources and Electric Power, Zhengzhou 450045, China)

Abstract: The transient characteristics of different wind farms in wind-farm groups are quite different and the coupling relation between each wind farm and grid is quite strong, which make the failure analysis of the grid with wind-farm groups more complicate. An equivalent inverter model is established based on the external characteristics of its inputs and outputs, a DFIG transient model considering the influence of inverter control is provided, the influence of LVRT control strategy on the short circuit current is analyzed, and a short circuit current calculation model of DFIG wind unit is built. The interaction among wind farms during a fault is analyzed and a method for calculating the short circuit current of DFIG wind-farm groups is proposed. A physical experimental platform with DFIG wind unit controller is established based on RTDS to verify the correctness of the proposed short circuit current calculation method. The fault analysis method of the grid with DFIG wind-farm groups is discussed and analyzed.

Key words: DFIG wind-farm groups; wind farms; low-voltage ride-through; short circuit currents; failure analysis

(上接第 104 页 continued from page 104)

Photovoltaic output fluctuation characteristics research based on variational Bayesian learning

LI Fen¹, LI Chunyang¹, YAN Quanquan², ZHAO Jinbin¹, DUAN Shanxu³

(1. College of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China;

2. Maintenance Company of SMEPC, Shanghai 200063, China; 3. State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Engineering and Technology, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China)

Abstract: The fluctuation of PV (PhotoVoltaic) output influences the stable operation of power system significantly. The ramp rate of PV output is analyzed, its Gaussian mixture model is built, and the variational Bayesian learning method is applied to estimate the model parameters. The test based on the massive measured data of an PV station shows that, the variational Bayesian learning method has better fitting effect than the single distribution method and EM algorithm method in researching the characteristics of PV output fluctuation for different time scales and weather types.

Key words: PV output fluctuation; variational Bayesian learning; Gaussian mixture model; ramp rate