

双馈风电场次同步谐振特性及对电力系统的影响分析

针对双馈风电场次同步谐振问题,通过理论计算与现场实测,分析了等效电路模型在计算谐振频率时存在的问题,并且提出了准确计算谐振频率的方法。通过分析不同风电并网规模时振荡电压、电流波形的特点,讨论了系统阻尼与振荡特性之间的关系,提出弱阻尼系统在风机满发下仍会出现振荡幅值较大的现象。结合次同步振荡频率范围以及电压、电流的振荡幅值,讨论了次同步谐振可能造成系统保护误动、风机脱网、发电机轴系损伤和变压器偏磁等问题,为准确分析风电场次同步谐振对系统的影响提供依据。

高长征 刘座铭 袁 野/国网吉林省电力有限公司电力科学研究院

0 引言

双馈风电场次同步谐振(SSR)是双馈风机经含有串补的线路送出时产生的一种振荡现象。自2009年美国一处风电场发生了次同步谐振引发风机脱网事故后,大量学者开展了风电场次同步谐振机理研究工作,指出感应发电机效应(IGE)和次同步控制作用(SSCI)是产生风电场次同步谐振的主要原因。不同于火电机组次同步谐振时的轴系扭振,双馈风电场发生次同步谐振反映为电气振荡的效应,振荡特性与双馈风机电气参数、变频器控制参数以及线路串补度等因素有关^[1-2]。结合我国华北地区某集群式风电场发生的次同步谐振现象,清华大学建立了风电场次同步谐振分析的等效模型,利用特征值法和等效电路模型分析了次同步谐振特性与风速和并网发电机台数的关系,并且研究了风机网侧变频器(RSC)参数对系统阻尼的影响^[3-4]。根据双馈风电场发生次同步谐振的机理,分别提出了切除线路串

补、调整RSC控制参数及在RSC增加阻尼控制策略等方法抑制次同步谐振,并通过仿真验证了各类方法的有效性^[5-7]。

现有研究工作虽然对风电场次同步谐振的机理进行了较为深入的研究,但是在风电场建模过程中,多采用简化模型对谐振频率进行计算。由于大型风电基地内集电线系统布置复杂,同时风机和箱式变压器的参数对谐振频率的计算影响较大,因此当少量风机并网时,由于忽略了集电线的布置方式和箱式变压器的工作状态等因素,采用简化模型会造成谐振频率的计算值与实际值存在较大的误差。此外,基于特征值方法的次同步谐振特性分析虽然能够计算风电场不同运行状态时的系统阻尼,但现有研究均未详细分析系统阻尼不同时对应的次同步谐振特性,同时也缺少次同步谐振对系统保护以及变压器等主要设备影响的分析。

本文在对某大型风电基地次同步谐振特性进行测试的基础上,通过对比建模计算值和现场实测值,分析了简化模型在计算谐振频率时的不足。分析了不同风机并网规模的振荡实测数据,研究了系统阻尼与振荡特性之间的关系,针对现场设备的保护动作行为分析了次同步谐振对系统保护以及电气设备的影响。

1 次同步谐波计算模型

通常进行风电场次同步谐振机理分析和谐振频率计算的简化电路模型如图1所示。



高长征/工程师

关键词/Keywords

次同步谐振 ·
双馈风机 ·
固定串补 ·
偏磁 ·

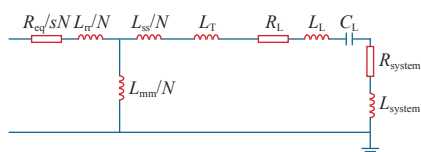


图1 次同步谐振频率计算的简化等效电路

图1中， R_{system} 为系统等效电阻； L_{system} 为系统等效电感； C_l 为线路串补电容； L_l 为各级线路等效电感； R_l 为各级线路等效电阻； L_r 为各级变压器等效电感； L_{ss}/N 为风机定子电感，与风机数量 N 成反比； L_{rr}/N 为风机转子电感，与风机数量 N 成反比； L_{mm}/N 为风机励磁电感，与风机数量 N 成反比； R_{eq}/sN 为风机转子等效电阻，与风机数量 N 成反比； s 为风机转差

$$s = \frac{f_s - f_r}{f_s}$$

式中， f_s 为系统频率； f_r 为转子频率。

由于串补的存在，上述电路存在自然谐振点。在谐振点附近，如果从机端看系统的等效电阻为负，则系统发生发散的次同步振荡，如果等效电阻为正，则为衰减振荡。

含有串补的大型风电基地主要通过500 kV线路接入系统。由于风机以及箱式变压器的阻抗值远大于主变压器以及高压线路参数，由上述等效电路可知，风机及箱式变压器的参数和数量对谐振频率的影响较大。当风电场内并网风机的数量较少时，图1的等效电路无法准确地反映风电场内各集电线路的布置方式，造成谐振频率的计算存在较大偏差。

本文利用图1的等效模型和更为准确的电路模型分别对我国北方某大型风电基地的谐振频率进行计算。风电基地系统示意图如图2所示。接入500 kV风电汇集站的3座风电场总装机容量为

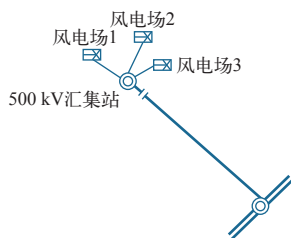


图2 多个双馈风电场汇集的风电基地电气系统示意图

495 MW，305台风机均为双馈风机，单机容量分为1.5 MW和2 MW。500 kV固定串对应500 kV线路的补偿度为33%。等效电路考虑各风电场内220 kV主变压器所带分支线路的投运情况、并网风机所在分支位置以及箱式变压器的工作状态，从而充分考虑设备参数对谐振频率的影响。

利用两种不同的模型，分别计算该风电基地并网风机数量为9台、70台和110台时的谐振频率，不同模型计算得到的计算值与实测值如表1所示。

表1 两种算法的谐振频率计算值

(单位: Hz)

算法 \ 风机数量	风机数量		
	9	70	110
简化模型	3.9	6	6.7
准确模型	5.3	6.4	6.9
实测值	5.4	6.5	7.0

从表1中可以看出，谐振频率的变化规律与次同步谐振的机理一致，随着并网风机数量的增加，谐振频率由5.4 Hz增加到7 Hz。当并网风机数量较少时，由于简化模型忽略了空载电路特别是箱式变压器的影响，计算值与实测值偏差较大，本文所用的准确电路模型计算值更接近实测值。当并网风机数量较多时，两种方法计算值与实测值差别不大。

目前的研究表明，受并网风机规模以及线路串补度等参数的影响，风电场次同步谐振的频率范围在几赫兹至二十几赫兹之间，可能覆盖风机的轴系扭振频率以及大型火电机组的轴系扭振频率。因此，准确计算风电场次同步谐振的频率对于提前预测风电场次同步谐振对周围发电厂的影响十分重要。在进行小规模风机并网的谐振频率计算时，应采用更为准确的电路模型。

2 次同步谐振特性

根据次同步谐振的机理，当系统阻尼为负时，次同步谐振为发散振荡，而随着并网风机数量增加或者转速增加时，风机提供的负阻尼值降低，系统阻尼逐渐增加。系统阻尼为零时，次同步谐振为等幅振荡。但是在已有研究中，仅通过仿真计算给出了发散振荡波形，对于各种振荡特

性未进行深入分析。

本文以实测数据为基础，分析了系统发生不同形式的次同步谐振时的特性。图3为发生等幅振荡时的振荡电压、电流波形。此时并网风机为110台，均处在满发状态时，500 kV汇集站1[#]主变压器220 kV侧电压、电流均呈现出等幅振荡形式，对应统阻尼约为零。振荡频率为7 Hz，相电压低频幅值为1.27 kV，工频幅值为225 kV。相电流低频幅值为22 A，工频幅值为193 A。

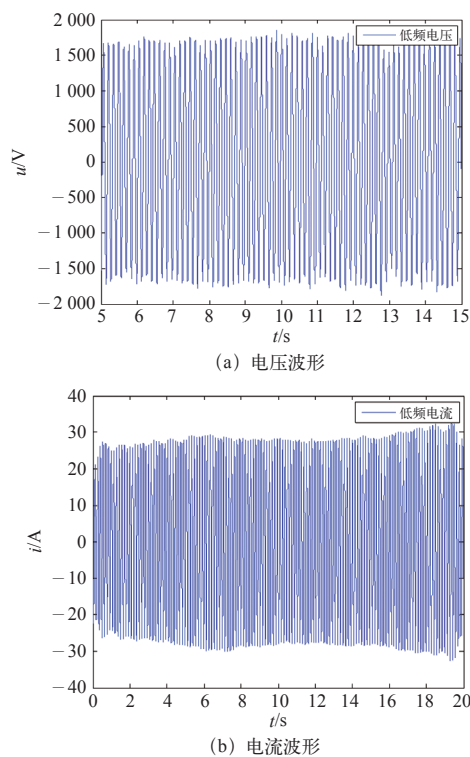


图3 等幅振荡低频分量波形

图4为发生图3所示振荡后25 min，并网风机数量增加到156台时的振荡情况。此时风机同样均处在满发状态，次同步谐振体现为衰减形式，振荡频率为7.3 Hz，相电压低频幅值为3.64 kV，工频幅值为224 kV。相电流低频幅值为72 A，工频幅值为304 A。

表2给出了不同风机数量时，低频电压、电流与工频值的比值。

从表2中可以看出，并网风机数量增加和功率的增大，造成次同步谐振产生低频电压和电流的幅值均有所增大，特别是低频电流与工频电流的比值增加明显，由11.39%增大到了23.68%。对

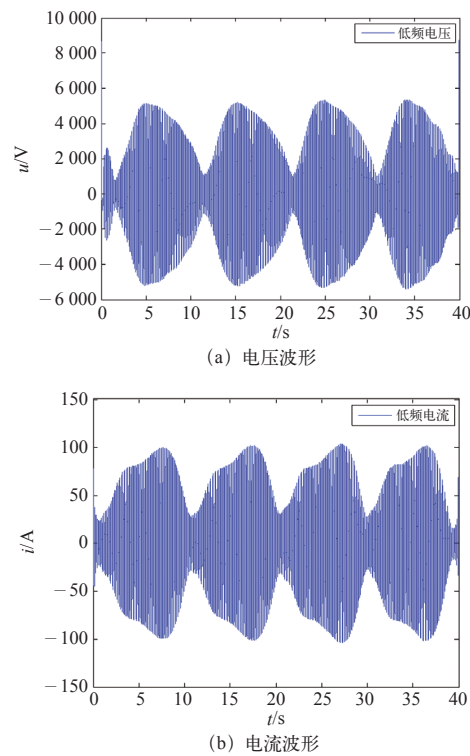


图4 衰减振荡低频分量波形

表2 振荡电压、电流特性统计

风机数量	谐振频率/Hz	低频电压占比(%)	低频电流占比(%)
110	7.0	0.98	11.39
156	7.3	2.83	23.68

上述数据进行分析可以发现，由于该地区系统阻尼较弱，即便是在风电机组满发状态下，风电基地的整体阻尼仍接近于零，会产生较为明显的振荡。此外，根据次同步谐振的机理，当并网风机数量由110台增加到156台时，系统阻尼应为较小的正值，振荡呈现衰减模式。但是由于振荡源总量的增加，振荡的峰值反而比等幅振荡时更大。这就意味着对于阻尼较弱的电网系统，大量风机并网时，即使阻尼为正振荡对系统的影响仍有可能大于系统阻尼为零时的情况。

3 次同步谐振对系统的影响

根据次同步谐振的基本特征以及对实测数据的分析，可以得到次同步谐振对系统产生的以下影响。

(1) 可能造成系统保护装置动作

由风电场汇集站主变压器电压的测量值可

知, 发生次同步谐振时, 系统电压的波动可以达到几千瓦, 已经达到故障录波装置的触发定值, 造成故障录波装置动作, 而幅值更大的振荡有可能造成保护装置的误动。

(2) 造成风机脱网

由于次同步谐振发生时,系统电压、电流均出现明显的振荡,当低频振荡的功率较大时,极易造成风机电磁功率与机械功率的不匹配而触发相应的保护动作而脱网。

(3) 造成风机和火电机组的轴系扭振

目前, 相关研究中计算分析得到的风电场次同步谐振的频率范围在几赫兹至二十几赫兹之间, 较低的谐振频率与风电机组轴系的固有频率较为接近, 可能对风机轴系产生影响。而大型火电机组在30 Hz附近存在扭振固有频率, 极有可能与风电场次同步谐振频率耦合后产生共振, 对火电机组轴系产生严重的损伤。

(4) 造成变压器出现偏磁现象

风电场次同步谐振过程中振荡电流的频率可以低至几赫兹，而幅值达到变压器工频额定电流的20%~30%，相当于在工频电流的每半个周期内，变压器均工作在明显偏磁的状态，从而出现类似直流偏磁的振动、发出噪声等现象，造成变压器损耗增加，发热量增大而危害绝缘。

4 结束语

通过对比大型风电基地发生次同步谐振的建模计算值和现场实测值,分析了简化模型在计算谐振频率时的不足,提出了用于振荡频率分析的准确模型。在分析次同步谐振特性的基础上讨

论了次同步谐振可能造成系统保护误动、风机脱网、发电机轴系损伤和变压器偏磁等问题, 为分析风电场次同步谐振对系统的影响提供了依据。

参考文献

- [1] 张剑, 肖湘宁, 高本峰, 等. 双馈风力发电机的次同步控制相互作用机理与特性研究 [J]. 电工技术学报, 2013, 28 (12) : 142-149.
- [2] 栗然, 卢云, 刘会兰, 等. 双馈风电场经串补并网引起次同步振荡机理研究 [J]. 电网技术, 2013, 37 (11) : 3073-3079.
- [3] 董晓亮, 谢小荣, 杨煜, 等. 双馈风机串补输电系统次同步谐振影响因素及稳定区域分析 [J]. 电网技术, 2015, 39 (1) : 189-193.
- [4] 董晓亮, 谢小荣, 李江, 等. 大型风电场中不同位置风机对次同步谐振特性影响程度的比较分析 [J]. 中国电机工程学报, 2015, 35 (20) : 5173-5180.
- [5] 王亮, 谢小荣, 姜齐荣, 等. 大规模双馈风电场次同步谐振的分析与抑制 [J]. 电力系统自动化, 2014, 38 (22) : 26-31.
- [6] 王波, 卢继平, 龚建原, 等. 含双馈机组转子侧附件控制的风电场次同步振荡抑制方法 [J]. 电网技术, 2013, 37 (9) : 2580-2584.
- [7] Xie H, De Oliveira M M, Mitigation of SSR in presence of wind power and series compensation by SVC [C]. International Conference on Power System Technology, Chengdu, 2014.

(收稿日期: 2016-07-14) **EA**

欢迎订阅 欢迎投稿 欢迎刊登广告