

双馈风电场高频振荡三子系统阻抗分析方法及机理研究

张昊,陈武晖,张庚午

(太原理工大学 电气与动力工程学院,山西 太原 030024)

摘要:双馈风电场、静止无功发生器(SVG)与交流输电线三子系统交互易引发高频振荡。针对传统阻抗法两子系统判据难以适用于三子系统的问题,比较不同子系统划分方式,提出了一种适用于三子系统的等值阻抗分析方法。基于此,从输电线模型、输电线长度及换流器控制延时三方面揭示高频振荡影响机理。研究表明不恰当的等值方式会误判系统稳定性;输电线 π 型集中参数模型可能遗漏振荡模态,分布恒参数模型会给出偏保守评价;随着输电线长度增加,系统稳定性呈先下降后略有恢复趋势;双馈风机控制延时影响可忽略,而SVG控制延时增大会降低振荡频率并显著降低稳定性。仿真结果验证了上述理论分析的正确性。

关键词:双馈风电场;高频振荡;静止无功发生器;阻抗分析法;阻抗稳定性判据;等值阻抗模型

中图分类号:TM614;TM712

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202604011

0 引言

随着大规模风电机组并网运行,风电场中的宽频振荡问题日益严重^[1-3]。大规模风电场被强制要求配备静止无功发生器(static var generator, SVG)^[4-5],然而SVG与风机换流器均为快速响应电力电子变流装置,SVG、双馈风电场与输电线三者之间的动态耦合作用会导致系统发生高频振荡^[6]。近些年,风电场高频振荡问题频发,严重威胁风电场的安全稳定运行^[7-8],因而亟需研究风电场并网高频建模、振荡机理分析以及抑制措施。

针对风电场高频振荡问题,目前多采用阻抗分析法^[9-10]。然而传统的阻抗分析法要求将整个系统划分为2个独立的子系统,而风电场高频振荡涉及风机、SVG以及电网3个子系统。为此,针对三子系统模型,文献[11]将双馈风电场和SVG并联为一个子系统,电网作为另一个子系统,以分析当SVG和风电场同时并网时系统稳定性。文献[12]则不同,将SVG作为子系统,而将风电场和电网合并为另一个子系统。文献[13]建立含跟网型和构网型换流器的混联系统,将构网型换流器与电网侧合并为1个子系统,跟网型设备为另一个子系统,建立2个子系统的阻抗法。然而上述文献均未对划分合理性进行论证,阻抗法判断系统的稳定条件是2个子系统独立稳定,否则会误判系统稳定性^[14],因此如何在保证稳定性不变的情况下将三子系统等值为2个子系统是应

用阻抗法的关键,至今尚缺乏严格的理论成果。

针对风电场高频振荡影响因素,在输电线角度,文献[15-16]分别指出输电线存在分布特性和频变特性;文献[17-19]采用不同的输电线建模方法,分析输电线阻抗特性对风电场高频振荡的影响,但缺乏不同输电线模型在高频场景下适用性的论证。同时输电线长度增加会导致等效阻抗增大,电网强度降低,影响系统稳定性^[20-22]。然而针对双馈风电场、SVG以及输电线相互作用的三子系统高频振荡问题,目前研究中输电线均采用集中参数模型,未考虑输电线长度对参数的分布与频变特性的影响。进一步,在分布频变参数输电线模型中,输电线长度对高频振荡的影响尚需研究。

在风电场角度,文献[23-24]分别指出风电场内风机台数增多和风速降低会导致风电场高频振荡风险加剧;文献[25-26]建立了直驱风电场和级联H桥SVG的序阻抗模型,SVG控制策略及系统参数均大幅影响系统稳定性,采用不同的SVG控制策略可以有效抑制振荡,但上述文献均忽略了控制延时对系统稳定性影响。针对工程中出现的延时问题,文献[27-28]指出在柔性直流输电系统中换流器延时会引发高频振荡;文献[29-30]进一步指出控制延时会影响仿真结果与振荡抑制策略的可靠性。但上述文献均未涉及双馈风电场、SVG以及输电线相互作用的三子系统高频振荡问题,风机换流器和SVG控制延时如何影响高频振荡仍需明确。

基于上述研究存在的不足,本文面向由双馈风电场、SVG以及输电线组成的系统,针对系统中存在的三子系统高频振荡问题,构建含SVG的双馈风电场并网高频阻抗模型,并提出三子系统等值为两子系统的分析思路,明确不同划分方式对稳定性分析的影响,以解决传统两子系统阻抗法难以直接适用于三子系统场景的分析难题。在此基础上,将该方

收稿日期:2025-12-31;修回日期:2026-04-09

在线出版日期:2026-04-21

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51977098);新疆维吾尔自治区重大科技专项(2022A01007-1)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51977098)and the Major Science and Technology Project of Xinjiang Uygur Autonomous Region(2022A01007-1)

法用于输电线建模、输电线长度及控制延时等关键因素的机理研究,并通过时域仿真对分析方法的的有效性进行验证。

1 双馈风电场并网系统高频阻抗模型

本文所研究的双馈风电场拓扑结构如图1所示。图中: Z_L 、 Y_p 分别为集电电缆等效阻抗、等效导纳; U_s 为交流电网电压; L_s 为SVG出口处滤波电感; V_{dcs} 为SVG电容电压。场内含60台额定容量为2 MW的双馈风机(doubly-fed induction generator, DFIG),经过0.69/38.5 kV的升压变压器,由集电电缆连接至公共连接点(point of common coupling, PCC),SVG与风电场并联。之后,通过38.5/220 kV的升压变压器经长距离输电线连接至电网。场内各设备详细参数见附录A表A1。

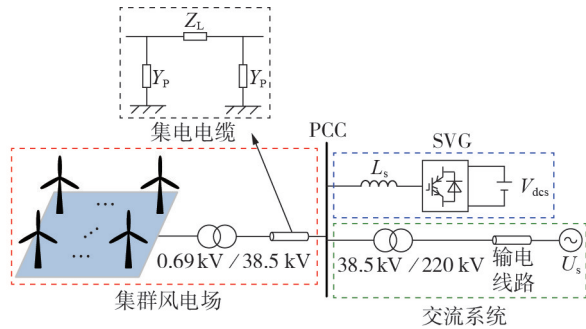


图1 并网风电场拓扑结构

Fig.1 Topology structure of grid-connected wind farm

1.1 风电场及SVG高频阻抗模型

根据图1建立集群双馈风电场高频阻抗模型。由于直流电压的振荡频率很低,一般在10 Hz附近,因此在分析高频振荡时,可将转子侧和网侧两部分看作互相解耦,两部分阻抗看作并联连接。而锁相带宽通常低于100 Hz,其可能引发的次同步振荡与本文所研究高频振荡耦合程度较低^[31]。因此本文所建立的单输入、单输出阻抗模型未计及控制系统可能引入的频率耦合效应。在系统对称稳态运行、且分析频段远高于基频的前提下,将双馈风电场等值为单台DFIG,DFIG拓扑结构图见附录B图B1,其高频阻抗模型见附录B图B2,场内集电电缆等效电路见附录B图B3。DFIG高频阻抗模型推导过程见附录B式(B1)~(B10)。SVG推导过程与DFIG相似,高频阻抗模型见附录B图B4,推导过程见附录B式(B11)、(B12)。

1.2 并网输电线高频阻抗模型

本文所建立的并网输电线模型考虑参数的分布特性以及频变特性。对于输电线分布参数模型,其通常建模方法是把输电线分解为无穷多个微元模型,每个微元模型由电阻、电感、电导、电纳微元组成,其等效的高频阻抗模型如图2所示。图中: u_2 、 i_2

分别为输电线末端的电压、电流; u_p 、 i_p 分别为PCC处电压、电流; L_g 为电网等值电感; dx 为微元量; r_0 、 l_0 、 g_0 和 c_0 分别为单位长度电阻、电感、电导和电纳;虚线框框出部分为1个微元模型。

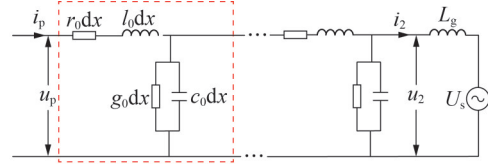


图2 交流输电线等效模型

Fig.2 Equivalent model of alternative current transmission line

对于绝缘条件良好的交流输电线,可以忽略其电导,根据输电线两端边界条件^[32],得到输电线首末端电流、电压关系式如式(1)所示。

$$\begin{bmatrix} u_2 \\ i_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\gamma(\omega)L) & -Z_c(\omega)\sinh(\gamma(\omega)L) \\ -\frac{\sinh(\gamma(\omega)L)}{Z_c(\omega)} & \cosh(\gamma(\omega)L) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_p \\ i_p \end{bmatrix} \quad (1)$$

式中: L 为输电线长度; ω 为角频率; $\gamma(\omega) = \sqrt{Z(\omega)Y(\omega)}$,为传播系数; $Z_c(\omega) = \sqrt{Z(\omega)/Y(\omega)}$,为特征阻抗, $Z(\omega) = r_0 + j\omega l_0$,为单位长度阻抗, $Y(\omega) = j\omega c_0$,为单位长度导纳。

在图2所示输电线末端,存在等式:

$$u_2 = i_2 Z_g + U_s \quad (2)$$

式中: $Z_g = sL_g$,为电网等值阻抗。

结合式(1)和式(2),输电线阻抗 Z_{dist} 为:

$$Z_{dist}(\omega) = \frac{u_p}{i_p} = \frac{Z_g \cosh(\gamma(\omega)L) + Z_c(\omega) \sinh(\gamma(\omega)L)}{\cosh(\gamma(\omega)L) + \frac{Z_g \sinh(\gamma(\omega)L)}{Z_c(\omega)}} \quad (3)$$

由图2可知,式(3)的输电线模型中,单位长度电阻、电感和电容均为恒定值,因此输电线阻抗模型 Z_{dist} 被称为分布恒参数输电线模型。进一步考虑输电线频变效应,对式(3)输电线模型进行修正,修正后的单位长度输电线阻抗 $Z'(\omega) = r(\omega) + j\omega l(\omega) + j\omega l_0$ 。其中: $r(\omega) + j\omega l(\omega) = r_{f_0} \left(1 + \sqrt{j\omega/(\pi f_0)}\right)$, $r(\omega)$ 和 $l(\omega)$ 都是随角频率 ω 变化的量^[33], f_0 为工频,数值为50 Hz, r_{f_0} 为 f_0 下的电阻值。利用修正后的阻抗参数 $Z'(\omega)$ 替换式(3)中的 $Z(\omega)$,即可得到分布频变参数输电线模型,输电线阻抗如式(4)所示。

$$Z_{freq}(\omega) = \frac{Z_g \cosh(\gamma'(\omega)L) + Z'_c(\omega) \sinh(\gamma'(\omega)L)}{\cosh(\gamma'(\omega)L) + \frac{Z_g \sinh(\gamma'(\omega)L)}{Z'_c(\omega)}} \quad (4)$$

式中: Z_{freq} 为输电线分布频变参数模型下的输电线阻抗; $Z'_c(\omega) = \sqrt{Z'(\omega)/Y(\omega)}$, $\gamma'(\omega) = \sqrt{Z'(\omega)Y(\omega)}$,分别为修正后特征阻抗和传播系数。

2 双馈风电场高频振荡阻抗分析方法

2.1 双馈风电场高频振荡等值阻抗模型

对于本文建立的双馈风电场并网系统模型,将其划分为双馈风电场、SVG和输电线接入系统三部分。跟网型换流器在比例积分(proportional integral, PI)控制策略下,换流器以电流注入的形式实现功率调节,外特性表现为电流源^[34],因此将DFIG和SVG等效为理想电流源与阻抗并联的形式;电网侧等效为理想电压源 U_s 与输电线阻抗串联的形式。整个系统等效为如图3所示的三子系统网络。图中: Z_{DFIG} 、 Z_{SVG} 和 Z_{freq} 分别为DFIG、SVG和分布频变参数输电线模型阻抗; I_{DFIG} 、 I_{SVG} 分别为DFIG、SVG的等效电流源; I_1 、 I_2 分别为DFIG、SVG的输出电流。

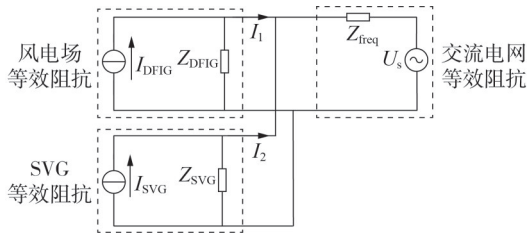


图3 双馈风电场并网系统三子系统阻抗模型

Fig.3 Three-subsystem impedance model of grid-connected doubly-fed wind farm system

2.2 双馈风电场三子系统等值为两子系统保稳条件

图3所示双馈风电场并网系统为三子系统阻抗模型,为了应用阻抗法,需要将三子系统等值为如图4所示的负载子系统和源子系统交互的形式。图4中: I_{load} 、 Z_{load} 分别为负载子系统等效电流源、等效阻抗; U_{source} 、 Z_{source} 分别为源子系统等效电压源、等效阻抗; I 为负载子系统输出电流。

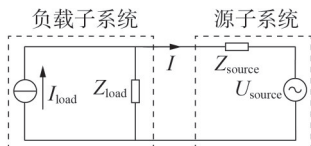


图4 交互系统等效电路图

Fig.4 Equivalent circuit diagram of interacting system

输出电流 I 的表达式为:

$$I = \left(I_{\text{load}} - \frac{U_{\text{source}}}{Z_{\text{load}}} \right) \frac{1}{1 + Z_{\text{source}}/Z_{\text{load}}} \quad (5)$$

式(5)等号右侧可以看作2个传递函数相乘的形式,利用式(5)判断系统稳定性的必要条件是负载子系统和源子系统都能单独稳定运行^[14]。因此,要求在图3所示的三子系统找到2个子系统,他们合并后的单子系统必须是单独稳定的。针对图3所示的三子系统,子系统划分方式共有如下3种。

2.2.1 DFIG与SVG合并子系统

DFIG和SVG划分在同一子系统的必要条件为

SVG单独接入DFIG时,系统保持稳定。为此,建立DFIG串联SVG电路模型,如附录C图C1所示,输出电压表达式如附录C式(C1)所示。

SVG与DFIG相互作用稳定的充要条件为 $Z_{\text{DFIG}}/Z_{\text{SVG}}$ 满足奈奎斯特判据。在 $-3000 \sim 3000$ Hz内,绘制 $Z_{\text{DFIG}}/Z_{\text{SVG}}$ 的奈奎斯特图,如附录C图C2所示。结合奈奎斯特稳定判据可知,此时奈奎斯特曲线包围 $(-1, 0)$,子系统失稳。因此,若将SVG与DFIG划分在同一子系统下,与电网相互作用,会导致阻抗法不能正确判断系统稳定性。

2.2.2 SVG与交流电网合并子系统

与2.2.1节分析方法相同,SVG和交流电网划分在同一子系统的必要条件为SVG单独并网时系统稳定。SVG经输电线单独并网模型如附录C图C3所示,系统输出电流表达式如附录C式(C2)所示。

SVG与交流电网相互作用稳定的充要条件为 $Z_{\text{freq}}/Z_{\text{SVG}}$ 满足奈奎斯特判据。在 $-3000 \sim 3000$ Hz范围内绘制 $Z_{\text{freq}}/Z_{\text{SVG}}$ 的奈奎斯特图,如附录C图C4所示。SVG单独并网时,系统保持系统稳定,可以与交流电网划分在同一子系统下。在此工况下,将SVG与电网子系统等值为1个子系统,与DFIG相互作用分析高频振荡满足阻抗法的约束条件。

为系统评估该等值方法的鲁棒性,调整SVG高频阻抗模型中相关参数以分析SVG不同容量占比下的适用性。以SVG高频阻抗 Z_{SVG} 为基准,将SVG容量分别改变至原本的50%和2.0倍。之后又改变电网等值阻抗 L_g ,分别令 $L_g=0.1$ mH和 $L_g=10$ mH以模拟强电网与弱电网。绘制几种不同工况下SVG与交流电网相互作用的奈奎斯特图 $Z_{\text{freq}}/Z_{\text{SVG}}$,如附录C图C5所示。可以看出在不同工况下SVG单独并网时系统均保持稳定,证明了该划分方法鲁棒性较好。

2.2.3 DFIG与交流电网合并子系统

与2.2.1节分析方法相同,首先分析DFIG单独并网时系统稳定性。DFIG单独并网时,电路模型如附录C图C6所示,输出电流表达式如附录C式(C3)所示。在 $-3000 \sim 3000$ Hz内绘制 $Z_{\text{freq}}/Z_{\text{DFIG}}$ 的奈奎斯特图,如附录C图C7所示。DFIG单独并网时系统稳定,由上文等值划分条件可知,在此工况下可以把DFIG和交流电网划分在同一子系统下,根据划分后子系统与SVG交互分析系统稳定性。

对该子系统等值方法采用与2.2.2节相同的评估策略,改变DFIG容量与电网强度,不同工况下DFIG与交流电网相互作用的奈奎斯特图 $Z_{\text{freq}}/Z_{\text{DFIG}}$ 如附录C图C8所示。

可以看出在DFIG容量不同时,DFIG单独并网系统稳定。然而当电网强度改变至 $L_g=10$ mH时,奈奎斯特图曲线包围点 $(-1, 0)$,因此该等值方法不

适用于弱电网下的稳定性分析。

2.3 双馈风电场两子系统模型稳定性判据

为验证2.2节的理论推导正确性,采用3种不同的等值方法。把DFIG和SVG划分在同一子系统,交流电网单独作为另一个子系统的等值方式称为方法1,子系统为组合子系统1;把SVG和交流电网划分在同一子系统,DFIG单独作为另一个子系统的等值方式称为方法2,子系统为组合子系统2;把DFIG和交流电网划分在同一子系统,SVG单独作为另一个子系统的等值方法称为方法3,子系统为组合子系统3。按照方法1等值后系统电路图如附录D图D1所示。绘制组合子系统1和交流电网波特图如图5所示。

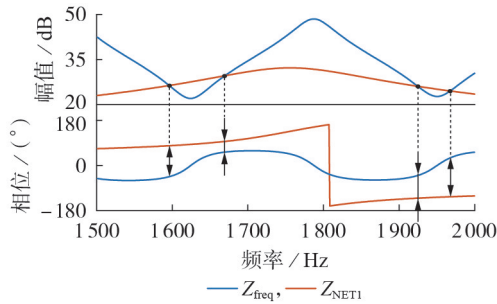


图5 方法1子系统波特图

Fig.5 Bode plot of subsystem under Method 1

图5中: Z_{NET1} 为组合子系统1的等值阻抗,有 $Z_{NET1} = Z_{DFIG} Z_{SVG} / (Z_{DFIG} + Z_{SVG})$ 。此时组合子系统1和交流电网幅频特性在1595 Hz、1669 Hz、1925 Hz和1968 Hz这4处均存在交点,但相位差分别为136.8°、47.1°、100.5°和172.3°,均不满足高频振荡发生条件。因此当采用方法1时,阻抗分析结果显示此时系统稳定,不会发生高频振荡。

而当采用方法2时,并网系统电路模型见附录D图D2。绘制组合子系统2和DFIG波特图如图6所示。

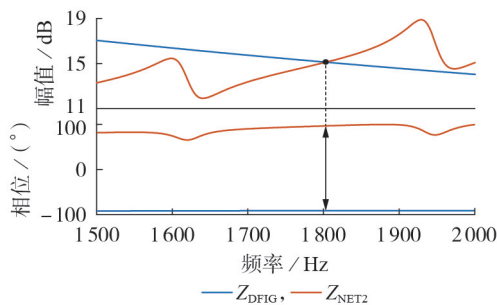


图6 方法2子系统波特图

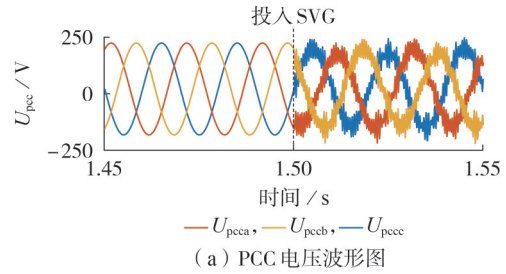
Fig.6 Bode plot of subsystem under Method 2

图6中: Z_{NET2} 为组合子系统2的等值阻抗。由图6可知,当采用方法2时,子系统幅频特性在1803 Hz处存在交点,相位差大于180°,满足高频振荡发生条件。对比图5和图6,2种等值方法在判稳结果上存在明显差异,此时若采用方法1子系统等值,会误判

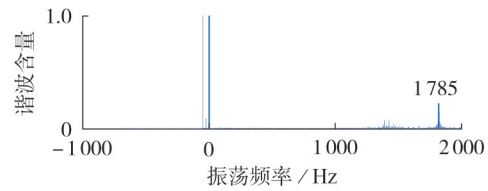
系统稳定性。

采用方法3时,并网系统电路模型如附录D图D3所示。绘制组合子系统3和SVG波特图如附录D图D4所示。方法2和方法3分析结果相同,且子系统之间相位差一致。证明不同且合理的划分方式能够分析出相同的稳定性结论。

为验证上述所提等值方法2和方法3的正确性,在PSCAD中搭建全系统时域仿真模型,初始时刻DFIG通过变压器和输电线连接到无穷大电网,SVG不投入运行,在1.5 s处,SVG接入系统。PCC电压波形图如图7(a)所示。取图7(a)中的a相电压对其进行快速傅里叶变换(fast Fourier transform, FFT),分析结果如图7(b)所示。图7中: U_{pcca} 、 U_{pccb} 、 U_{pccc} 分别为a、b、c三相下的电压值;谐波含量为标么值。



(a) PCC电压波形图



(b) U_{pcca} 波形FFT分析结果

图7 PCC电压波形及FFT分析

Fig.7 PCC voltage waveform and FFT analysis

图7(b)所示FFT分析结果指出接入SVG后,并网系统会出现频率为1785 Hz的振荡,与图6阻抗分析结果一致,从而验证了本文2.2节所提等值方法2和等值方法3的正确性。

3 双馈风电场高频振荡关键影响因素

本章采用方法2的子系统等值,改变输电线模型,长度以及控制延时,对比分析各变量对系统阻抗特性的影响。通过阻抗分析和仿真验证,找出影响双馈风电场并网系统高频振荡的关键因素。为量化本文所建并网系统高频阻抗模型与实际仿真结果的一致性,引入平均绝对百分比误差 δ :

$$\delta = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left| \frac{f_{the,i} - f_{sim,i}}{f_{the,i}} \right| \times 100\% \quad (6)$$

式中: $f_{the,i}$ 为某一案例理论分析下的第*i*个振荡频率; $f_{sim,i}$ 为对应的仿真结果观测到的频率; N 为该案例振荡点的个数。

3.1 输电线模型对高频振荡的影响分析

为证明建立输电线分布频变参数模型的必要性,调整输电线长度 $L=120\text{ km}$,输电线分别采用 π 型集中参数模型^[17]、式(3)所示的分布恒参数模型和式(4)所示的分布频变参数模型。将3种输电线模型代入双馈风电场并网系统阻抗模型,阻抗分析结果如附录E图E1所示。

当输电线采用 π 型集中参数模型时,组合子系统和DFIG在高频段幅频特性只在 1822 Hz 存在1处交点,交点处相位差大于 180° ,系统发生振荡频率为 1822 Hz 的高频振荡;当输电线采用分布恒参数模型时,由于参数分布特性影响,组合子系统阻抗特性波动剧烈,子系统幅频特性存在7个交点,且在 1779 、 1973 、 2316 、 2696 Hz 这4处子系统相位差均大于 180° ,满足系统高频振荡发生条件;当输电线采用分布频变参数模型时,DFIG与组合子系统幅频特性在 1770 Hz 、 1901 Hz 与 1943 Hz 处存在交点,且 1770 Hz 处与 1943 Hz 处子系统相位差大于 180° ,系统存在2处高频振荡。

为验证上述阻抗分析结果,在PSCAD/EMTDC中搭建仿真模型(下文仿真验证均采用此模型),输电线分别采用 π 型集中参数模型、分布恒参数模型和分布频变参数模型,系统参数不变。PCC电压波形图和FFT分析结果如附录E图E2所示。不同输电线模型下理论预测频率与仿真观测频率对比分析结果如表1所示。

表1 不同输电线模型下振荡频率理论值与仿真值对比

Table 1 Numerical value comparison of theoretical and simulated oscillation frequencies under different transmission line models

输电线模型	理论预测 频率 / Hz	仿真观测 频率 / Hz	相对误差 / %
π 型集中参数	1822	1855	1.81
分布恒参数	1779, 1973 2316, 2696	1750, 1955 2260, 2630	1.85
分布频变参数	1770, 1943	1755, 1940	0.50

对比3种输电线模型理论预测频率,并结合仿真验证可知,输电线参数分布特性会使子系统幅频特性交点发生偏移,且会引入新的振荡模态。相较于输电线分布频变参数模型, π 型集中参数模型忽略了参数分布和频变特性,存在遗漏相关振荡模态的风险。同时,输电线参数具有频变特性,其在高频段对组合子系统的阻抗特性波动有一定抑制作用。分布恒参数模型未考虑参数频变特性,相较于分布频变参数模型,阻抗分析存在更多的振荡模态,高频振荡评价结果存在保守性。因此,在下文分析中,输电线均采用分布频变参数模型。

3.2 输电线长度对高频振荡的影响分析

并网输电线长度的增加会显著改变输电线参数

的分布与频变特性,从而影响系统稳定性。对此,保持其余参数不变,在 $20\sim 300\text{ km}$ 改变并网输电线长度 L ,系统阻抗特性变化情况见附录E图E3。

可以看出对于短距离输电线,由于其分布特性不明显,在较长频段内才能表现出周期性,子系统阻抗特性交点相隔较远。且随着 L 增加,组合子系统幅频特性上移,会导致系统振荡模态减少。当 $L=20\text{ km}$ 时,子系统幅频特性在 1729 Hz 与 2334 Hz 处相交,相位差分别为 186.0° 和 185.6° ,满足高频振荡发生条件;而当 L 增大至 40 km 时,在 2267 Hz 与 2294 Hz 处,子系统相位差分别减小至 48.1° 和 168.0° ,破坏了高频振荡发生条件,系统中只在 1795 Hz 处存在振荡,子系统最大相位差由 186.0° 增大至 188.3° ,系统稳定性降低。

随着 L 增大的同时,会导致输电线参数分布和频变特性加剧。参数分布特性使组合子系统幅频特性波动次数增多,同时频变特性又抑制了输电线阻抗特性在高频处的波动,高频段子系统交点消失。当 L 增大至 80 km 时,组合子系统在 1635 Hz 与 1870 Hz 处与DFIG存在交点,相位差分别为 181.1° 和 190.6° ,满足高频振荡发生条件,系统产生新的振荡模态。而当 $L=150\text{ km}$ 时,系统振荡频率转移至 1744 Hz 和 1889 Hz ,子系统相位差分别为 184.4° 和 189.3° ,与 $L=80\text{ km}$ 时相比,子系统最大相位差略微减小。

进一步增大 L ,当 $L=200\text{ km}$ 时,组合子系统与DFIG在 1756 Hz 与 1875 Hz 处交互产生高频振荡,振荡点子系统最大相位差减小至 188.8° ; $L=300\text{ km}$ 时,组合子系统阻抗特性波动次数更多,而波动幅度进一步减小,振荡频率转移至 1774 Hz 与 1861 Hz 处,子系统最大相位差继续减小至 187.5° ,此时输电线距离增加反而会使子系统最大相位差减小,系统稳定性略有上升。

上述阻抗分析结果指出输电线长度的改变会显著影响系统稳定性。为验证该结论,保持其余参数不变,在时域仿真中改变输电线长度 L ,时域仿真结果见附录E图E4。随着输电线长度改变,理论预测频率与仿真观测频率对比分析结果见表2。

表2 不同输电线长度下振荡频率理论值与仿真值对比

Table 2 Numerical value comparison of theoretical and simulated oscillation frequencies under different lengths of transmission lines

L / km	理论预测 频率 / Hz	仿真观测 频率 / Hz	相对误差 / %
20	1729, 2334	1715, 2365	1.06
40	1795	1785	0.56
80	1635, 1870	1645, 1855	0.71
200	1756, 1875	1735, 1845	1.40
300	1774, 1861	1750, 1830	1.51

根据表2对比不同输电线长度下阻抗分析结果,并结合仿真验证,可以看出输电线长度改变使输电线参数分布特性和频变特性变化,组合子系统高频段阻抗特性发生变化,从而影响系统稳定性。当输电线长度较短时,随着输电线长度增加,子系统最大相位差不断增大;而当 L 大于80 km时,由于组合子系统相频特性波动幅度减小,继续增大输电线长度反而会使子系统最大相位差略微减小,系统稳定性略有上升。

3.3 控制延时时对高频振荡的影响分析

3.3.1 DFIG控制延时时对高频振荡影响分析

本节基于DFIG等值阻抗模型,调整DFIG控制环节延时以分析其对DFIG阻抗特性影响。DFIG控制延时通常较小,多集中在100 μs 左右;而由于SVG常含有数字滤波,延时通常略长于DFIG^[35]。

首先为了研究DFIG控制延时时对系统高频振荡的影响,维持SVG换流器控制延时 $T_{\text{ds}}=120 \mu\text{s}$,分别在60~160 μs 内调整DFIG转子侧换流器(rotor side converter, RSC)和网侧换流器(grid side converter, GSC)控制延时 T_{dr} 和 T_{dg} ,步长取20 μs 。系统阻抗特性变化情况如附录E图E5所示。

可以看出 T_{dr} 和 T_{dg} 的变化对DFIG高频处阻抗特性影响很小。为验证该结论,分别取 $T_{\text{dr}}=160 \mu\text{s}$ 和 $T_{\text{dg}}=160 \mu\text{s}$,接入SVG前后PCC电压波形图及FFT分析结果如附录E图E6所示。仿真结果表明无论 T_{dg} 和 T_{dr} 如何变化,系统高频振荡频率都不变,可以证明DFIG换流器控制延时时对系统高频振荡影响可以忽略不计。

3.3.2 SVG控制延时时对高频振荡的影响分析

本节基于SVG阻抗模型,探究 T_{ds} 不同取值对系统高频振荡的影响。首先调整 T_{dr} 和 T_{dg} 均为80 μs 并保持不变,在60~160 μs 内改变 T_{ds} ,在 T_{ds} 不同取值下,系统阻抗特性如附录E图E7所示。

当 $T_{\text{ds}}=60 \mu\text{s}$ 时,组合子系统与DFIG幅频特性在1775、1889和1966 Hz处存在交点,但交点处相位差均不足180°,系统不满足高频振荡发生条件。随着 T_{ds} 增大,相位差逐步增大,当 T_{ds} 取80 μs 时,在幅频特性交点1962 Hz处,子系统相位差为179.7°,系统临界稳定。

进一步增大 T_{ds} 至100~160 μs ,此时系统已经发生高频振荡。当 $T_{\text{ds}}=100 \mu\text{s}$ 时,子系统在1777 Hz和1955 Hz处相位差分别为180.6°和184.5°,满足高频振荡发生条件;而当 T_{ds} 增大至120 μs 时,振荡频率下降至1770 Hz与1943 Hz,且交点处子系统相位差略微升高; $T_{\text{ds}}=140 \mu\text{s}$ 时,系统在1760 Hz与1928 Hz处存在振荡,最大相位差升高至192.4°;当 T_{ds} 增大至160 μs 时,1760 Hz处的振荡频率减小至1747 Hz,子系统相位差继续升高。而原本存在于1909 Hz与

1928 Hz处的子系统幅频交点消失,导致振荡模式减少。

为验证上述阻抗分析结果的正确性,在时域仿真中维持 $T_{\text{dr}}=T_{\text{dg}}=80 \mu\text{s}$,逐步改变 T_{ds} 取值,PCC电压波形图与FFT分析结果如附录E图E8所示。随着 T_{ds} 不断增大,理论预测频率与仿真观测频率对比分析结果如表3所示。

表3 不同SVG控制延时下振荡频率理论值与仿真值对比

Table 3 Numerical value comparison of theoretical and simulated oscillation frequencies under different SVG control delays

$T_{\text{ds}} / \mu\text{s}$	理论预测 频率 / Hz	仿真观测 频率 / Hz	相对误差 / %
100	1777, 1955	1760, 1950	0.62
120	1770, 1943	1755, 1940	0.50
140	1760, 1928	1730, 1925	0.93
160	1747	1710	2.12

根据表3对比 T_{ds} 不同取值下阻抗分析结果,并结合仿真验证可知,随着 T_{ds} 增大,组合子系统幅频和相频特性明显上移,振荡频率降低,子系统相位差明显增大,系统稳定性大幅降低。同时 T_{ds} 增大可能导致子系统幅频特性交点减少,从而降低系统高频振荡模式数量。

4 结论

本文建立了含SVG的双馈风电场并网系统的三子系统高频阻抗模型,针对该模型采用3种不同的子系统划分方式,对比分析3种划分方式对理论分析准确性的影响,从而提出一种适用于DFIG、SVG以及输电线相互作用三子系统的阻抗分析方法。之后采用本文所提方法,从输电线模型、输电线长度以及控制系统延时3个角度分析影响风电场高频振荡稳定性的关键因素,并在PSCAD/EMTDC中通过时域仿真验证子系统阻抗分析结果。本文所得结论如下。

1)不同的子系统划分方式会影响阻抗分析的可靠性,不合适的两子系统等值方法会误判系统稳定性。DFIG和SVG交互产生振荡,两者被聚合为组合子系统时,系统高频振荡稳定性分析的可靠性降低;而DFIG与交流电网合并的等值方式不适用于弱电网条件下的稳定性分析。

2)在高频段,输电线的分布特性和参数频变特性会显著影响其阻抗特性。相较于输电线分布频变参数模型, π 型集中参数模型存在遗漏相关振荡模式的风险;而分布恒参数模型未考虑参数频变特性,高频振荡评价结果存在保守性。

3)输电线长度的改变会影响参数分布和频变特

性,从而改变系统振荡模态。当输电线较短时,随着输电线增长,子系统最大相位差逐渐增大,系统稳定性降低,但当输电线较长时,由于其参数频变特性对组合子系统相频特性波动的抑制,继续增大输电线长度反而会使子系统相位差略微减小,略微增强系统稳定性。

4)DFIG中RSC和GSC控制延时对系统高频振荡影响可以忽略不计,而SVG控制延时的改变会显著影响系统稳定性。随着SVG控制延时增大,系统发生高频振荡,且振荡向低频侧移动。同时子系统最大相位差明显上升,不利于系统稳定运行。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 陈露洁,徐式蕴,孙华东,等. 高比例电力电子电力系统宽频带振荡研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(7): 2297-2309.
Chen Lujie, Xu Shiyun, Sun Huadong, et al. A survey on wide-frequency oscillation for power systems with high penetration of power electronics[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(7): 2297-2309.
- [2] 马宁宁,谢小荣,贺静波,等. 高比例新能源和电力电子设备电力系统的宽频振荡研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(15): 4719-4731.
Ma Ningning, Xie Xiaorong, He Jingbo, et al. Review of wide-band oscillation in renewable and power electronics highly integrated power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(15): 4719-4731.
- [3] 曹炯琼,张达敏,曾汉超,等. 基于改进型LADRC的直驱风机次同步振荡抑制策略[J]. 智慧电力, 2025, 53(4): 62-70.
Cao Jiongqiong, Zhang Damin, Zeng Hanchao, et al. Improved LADRC based sub-synchronous oscillation suppression strategy for direct-drive permanent magnet synchronous generator[J]. Smart Power, 2025, 53(4): 62-70.
- [4] 迟永宁,田新首,汤海雁,等. 双馈风电机组与静止无功发生器交互作用原理及系统振荡特性研究[J]. 电网技术, 2017, 41(2): 486-492.
Chi Yongning, Tian Xinshou, Tang Haiyan, et al. Interactions between DFIGs and SVG and oscillation characteristics of power grid connected wind turbines[J]. Power System Technology, 2017, 41(2): 486-492.
- [5] 汪颖,钟啟明,刘育权,等. 新型电力系统的电能质量扰动治理关键技术综述及展望[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(22): 8670-8691.
Wang Ying, Zhong Qiming, Liu Yuquan, et al. Review and prospects of key technologies for power quality disturbance mitigation in new-type power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(22): 8670-8691.
- [6] 李奇南,孙宝奎,孙华东,等. 柔性直流输电系统中高频振荡研究综述[J]. 电力自动化设备, 2025, 45(1): 156-171.
Li Qinan, Sun Baokui, Sun Huadong, et al. Review of research on medium and high frequency oscillation in VSC-HVDC transmission system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2025, 45(1): 156-171.
- [7] 姜崇学,马秀达,邹强,等. 柔性直流输电系统的高频谐波保护方法与工程实践[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(3): 150-158.
Jiang Chongxue, Ma Xiuda, Zou Qiang, et al. High-frequency harmonic protection methods and engineering practice for flexible DC transmission systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(3): 150-158.
- [8] 甘繁欣,郭春义,程浩,等. 双馈风电场等值阻抗模型在高频振荡研究中的适用性分析与评价[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(19): 7497-7508.
Gan Fanxin, Guo Chunyi, Cheng Hao, et al. Analysis and evaluation of the applicability of doubly-fed wind farm equivalent impedance model in high frequency resonance research[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(19): 7497-7508.
- [9] Song Y P, Blaabjerg F, Wang X F. Analysis and active damping of multiple high frequency resonances in DFIG system[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2017, 32(1): 369-381.
- [10] 年珩,童豪,胡彬,等. 无锁相环直接功率控制下双馈风电与VSC-HVDC互联系统高频振荡抑制技术[J]. 电网技术, 2022, 46(7): 2492-2499.
Nian Heng, Tong Hao, Hu Bin, et al. High frequency resonance suppression of doubly fed induction generator connected to VSC-HVDC system based on direct power control without phase-locked loop[J]. Power System Technology, 2022, 46(7): 2492-2499.
- [11] 熊小玲,罗博晨,刘京波,等. 计及SVG的双馈风电场高频阻抗建模及振荡分析[J]. 电网技术, 2023, 47(7): 2905-2915.
Xiong Xiaoling, Luo Bochen, Liu Jingbo, et al. High frequency impedance modeling and oscillation analysis of DFIG-based station considering SVG[J]. Power System Technology, 2023, 47(7): 2905-2915.
- [12] 程浩,郭春义,杜东治,等. 双馈风电场高频振荡的分区振荡抑制方法[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(22): 8796-8807.
Cheng Hao, Guo Chunyi, Du Dongye, et al. Zoned oscillation suppression method for high-frequency oscillation in doubly fed wind farms[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(22): 8796-8807.
- [13] 雷雨,李光辉,王伟胜,等. 跟网型和构网型新能源并网控制阻抗对比与振荡机理分析[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(1): 150-162.
Lei Yu, Li Guanghui, Wang Weisheng, et al. Comparison of impedance characteristics and oscillation mechanism for grid following and grid forming renewable energy[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(1): 150-162.
- [14] 陈新,王贻程,龚春英,等. 采用阻抗分析方法的并网逆变器稳定性研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(7): 2082-2094.
Chen Xin, Wang Yuncheng, Gong Chunying, et al. Overview of stability research for grid-connected inverters based on impedance analysis method[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(7): 2082-2094.
- [15] 邓伊扬,徐方维,杨永恒,等. 同时计及SVG和长线路分布参数的谐波不稳定源定位研究[J]. 电力系统保护与控制, 2025, 53(6): 140-149.
Deng Yiyang, Xu Fangwei, Yang Yongheng, et al. Research on harmonic instability source localization considering both SVG and long transmission line distributed parameters[J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(6): 140-149.
- [16] 刘俊,郭瑾程,魏占宏,等. 频变输电线路模型中的低阶拟合方法[J]. 电网技术, 2017, 41(4): 1197-1203.
Liu Jun, Guo Jincheng, Wei Zhanhong, et al. Low-order approximation method for frequency-dependent transmission line model[J]. Power System Technology, 2017, 41(4): 1197-1203.
- [17] Song Y P, Ebrahimzadeh E, Blaabjerg F. Analysis of high-frequency resonance in DFIG-based offshore wind farm via long transmission cable[J]. IEEE Transactions on Energy Co-

- nversion, 2018, 33(3): 1036-1046.
- [18] 徐方维, 李鑫玥, 刘桐雨, 等. 计及多电压等级电缆分布参数的海上风电场谐波不稳定灵敏度分析[J]. 电网技术, 2025, 49(12): 5070-5079.
Xu Fangwei, Li Xinyue, Liu Tongyu, et al. Sensitivity analysis of harmonic instability in offshore wind farms considering distribution parameters of multi-voltage cables[J]. Power System Technology, 2025, 49(12): 5070-5079.
- [19] 满九方, 谢小荣, 唐健, 等. 适用于柔直系统高频谐振分析的输电线路模型[J]. 电网技术, 2021, 45(5): 1782-1789.
Man Jiufang, Xie Xiaorong, Tang Jian, et al. Transmission line modeling for high-frequency resonance analysis of MMC-HVDC systems[J]. Power System Technology, 2021, 45(5): 1782-1789.
- [20] 李云丰, 赵文广, 贺之渊, 等. 连接弱交流电网的柔性直流换流站外环控制器参数解析计算及其限制因素分析[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(24): 9682-9695.
Li Yunfeng, Zhao Wenguang, He Zhiyuan, et al. Analytical calculation method of outer loop controller parameters of HVDC converter station connected to weak AC grid and analysis of limiting factors[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(24): 9682-9695.
- [21] 李芷晴, 王学梅, 冯俊杰, 等. 海上风电并网系统中高频阻抗建模与谐振特性分析[J]. 电网技术, 2025, 49(12): 5059-5069.
Li Zhiqing, Wang Xuemei, Feng Junjie, et al. Mid-and high-frequency impedance modeling and resonance characteristics analysis of offshore wind farm[J]. Power System Technology, 2025, 49(12): 5059-5069.
- [22] 彭茂兰, 许洁翊, 严喜林, 等. 大规模光伏经柔直送出系统的近高频耦合振荡机理与特性分析[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(8): 70-76.
Peng Maolan, Xu Jieyi, Yan Xilin, et al. Mechanism and characteristics analysis of near-fundamental frequency coupled oscillations caused by large-scale PV integrated to flexible DC sending system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(8): 70-76.
- [23] 秦垚, 王晗, 庄圣伦, 等. 海上风电场集电网的高频谐振分析[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(14): 5169-5181.
Qin Yao, Wang Han, Zhuang Shenglun, et al. Analysis on high frequency resonance of collector network in offshore wind farm[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(14): 5169-5181.
- [24] 陈继开, 李平, 常旗峰, 等. 含SVG的双馈风场风速变化条件下高频谐振问题分析[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(5): 38-50.
Chen Jikai, Li Ping, Chang Qifeng, et al. Analysis of high frequency resonance problem in doubly-fed wind field systems with SVG with wind speed variation[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(5): 38-50.
- [25] 张旸, 孙龙庭, 陈新, 等. 集成静止无功发生装置的直驱风场序阻抗网络模型与稳定性分析[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(9): 2877-2890.
Zhang Yang, Sun Longting, Chen Xin, et al. Sequence impedance network model and stability analysis for direct-drive wind farm with static var generator[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(9): 2877-2890.
- [26] 张芳, 王赫, 李传栋. 含静止无功发生器的直驱风电并网系统稳定性分析及振荡抑制策略[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(6): 1-8, 17.
Zhang Fang, Wang He, Li Chuandong. Stability analysis and oscillation suppression strategy of direct-drive wind power grid-connected system with static var generator[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(6): 1-8, 17.
- [27] Pang B, Nian H, Xu Y Y. Mechanism analysis and damping method for high frequency resonance between VSC-HVDC and the wind farm[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2021, 36(2): 984-994.
- [28] 马秀达, 文继锋, 严伟, 等. 张北柔性直流工程电压单环控制策略应用分析[J]. 电力系统自动化, 2025, 49(2): 198-207.
Ma Xiuda, Wen Jifeng, Yan Wei, et al. Application analysis of single-loop voltage control strategy in Zhangbei flexible DC project of China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(2): 198-207.
- [29] 纪昊含, 张扬帆, 陈磊, 等. 跟网型与构网型变流器混合系统中扰动功率的分阶段分配[J]. 电力自动化设备, 2025, 45(7): 129-137.
Ji Haoan, Zhang Yangfan, Chen Lei, et al. Staged allocation of disturbance power in hybrid system of grid-following converters and grid-forming converters[J]. Electric Power Automation Equipment, 2025, 45(7): 129-137.
- [30] 史明明, 姜云龙, 史鸿飞, 等. 集成有源阻尼器功能的并网逆变器虚拟电阻补偿控制方法[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(4): 119-126.
Shi Mingming, Jiang Yunlong, Shi Hongfei, et al. Virtual resistance compensation control method for grid-connected inverter integrated with active damper function[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(4): 119-126.
- [31] Zhang Y, Tian M Q, Zhang H, et al. Admittance modeling and stability enhancement of grid-connected inverter considering frequency coupling in weak grids[J]. Electric Power Systems Research, 2022, 209: 108034.
- [32] Peng X H, Yang H G. Stability analysis of multi-paralleled grid-connected inverters including distribution parameter characteristics of transmission lines[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2021, 7(1): 93-104.
- [33] 解润生, 张国荣, 解宝. 考虑长距离输电电缆特性的逆变器并网系统谐波不稳定分析及抑制[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(2): 128-139.
Xie Runsheng, Zhang Guorong, Xie Bao. Analysis and suppression of harmonic instability for grid-connected inverter system considering characteristics of long transmission cable[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(2): 128-139.
- [34] 刘欣, 吴柳颖, 贾焦心, 等. 多变流器并网系统的SISO dq阻抗稳定性判据及闭环极点灵敏度分析[J]. 电工技术学报, 2025, 40(11): 3427-3445.
Liu Xin, Wu Liuying, Jia Jiaoxin, et al. SISO dq impedance stability criterion and closed-loop pole sensitivity analysis of multi-converter grid-connected system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2025, 40(11): 3427-3445.
- [35] Dong C Y, Yang S F, Jia H J, et al. Padé-based stability analysis for a modular multilevel converter considering the time delay in the digital control system[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2019, 66(7): 5242-5253.

作者简介:

张昊(2001—),男,硕士研究生,主要研究方向为电力系统稳定与控制(E-mail: zhanghao_1127@163.com);

陈武晖(1974—),男,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为电力系统稳定与控制等(E-mail: chenwuhui@tyut.edu.cn);

张庚午(1990—),男,讲师,通信作者,主要研究方向为电力系统稳定与控制等(E-mail: zhanggengwu@tyut.edu.cn)。

(编辑 丁欣欣)

(下转第64页 continued on page 64)