

# 兴安直流工程交直流系统谐振影响因素分析及其抑制措施

吴健颖, 彭茂兰, 武霁阳, 冯 雷

(中国南方电网有限责任公司超高压输电公司 检修试验中心, 广东 广州 510663)

**摘要:**针对兴安直流工程出现的谐振放大问题,研究了谐振抑制机理。基于同时考虑送、受端交流系统和直流系统的阻抗等值网络,通过频率扫描法研究等值网络的阻抗特性和谐振抑制稳定性,结果证实兴安直流工程交直流系统在特定频率附近存在谐振风险,与暂态仿真结果和现场振荡现象一致。对直流振荡特性的影响因素进行了仿真分析,提出改造直流侧网络阻抗的谐振抑制方法。仿真结果验证了所提策略对谐振抑制的有效性。最后,将所提策略应用于兴安直流工程,典型运行方式下未再出现谐振现象。

**关键词:**常规直流输电;稳定性分析;阻抗扫描;谐振抑制

**中图分类号:**TM 721.1

**文献标志码:**A

**DOI:**10.16081/j.epae.202207011

## 0 引言

随着中国西电东送战略的推进,大容量、远距离高压直流输电得到广泛应用,对中国西部能源外送发挥着越来越重要的作用<sup>[1]</sup>。但直流输电中的换流器为非线性元件,在运行过程中相当于谐波源,会产生大量的谐波;换流变压器铁芯饱和使得谐波通过换流器在交直流系统间相互调制后,可能会导致谐波放大;系统中的发电机、换流器、直流输电线路由于其阻抗频率特性,在运行过程中容易发生交流互联系统的振荡或引起系统的不稳定问题<sup>[2-5]</sup>。

因此,交直流网络之间存在着动态复杂的谐波相互作用,当交流网络结构、直流运行工况、换流器运行条件、负荷水平在一定条件下产生谐波交叉调制和放大作用时,谐波电流会对电力系统和设备造成危害,引起谐波电压畸变并导致直流输电系统运行不稳定甚至直流闭锁。文献[6]介绍了直流输电谐波不稳定机理,指出谐波不稳定的主要原因是:系统受扰后产生的小谐波通过交直流系统的互补谐振和饱和换流变压器的作用被逐渐放大。文献[7]根据换流器调制原理和开关函数法对系统的阻抗频率特性进行深入分析,通过建立关联矩阵和矩阵特征值得到一类谐振判据。然而该判据没有考虑变压器铁芯饱和因素的影响,具有一定的局限性。文献[8]根据换流器触发角、换流变参数、交流侧二次阻抗、直流基波阻抗等参数建立了二端口网络,计算谐波衰减因子来评估混合谐振型谐波不稳定风险。但其中的二端口网络仅考虑了单站换流器的作用,忽略了直流线路和受端交流系统对整个系统谐波不稳定性的影响。文献[9]建立了直流输电系统的全系统谐波计算模型,推导了基于2次谐波及同时考虑了计及变压器铁芯饱和的谐波不稳定判据。该判据虽

然考虑了送受端交流系统、变压器铁芯饱和以及谐波在线路上的传输放大情况,但没有考虑直流控制系统的作用。

在兴安直流系统运行过程中,直流线路遭受雷击故障后出现了125 Hz谐波振荡,针对这一现象,本文将研究现场谐波振荡机理,提出同时考虑送、受端交流系统与直流系统间交互影响的基于阻抗等值网络的谐振稳定性分析方法,采用实际直流控制保护的RTDS仿真系统进行了计算分析,并提出相应的抑制措施。

## 1 兴安直流工程交直流系统振荡现象

2020年5月25日,兴安直流极1线路距离兴仁站284 km处发生雷击,因线路保护未动作,双极直流的直流电压和直流电流中均出现125 Hz谐波逐渐发散放大的现象。现场波形如附录A图A1所示,现场振荡主要特征如下:

1) 两极直流电压先后出现振荡放大,振荡频率分别为70 Hz与125 Hz,之后70 Hz的谐波分量逐渐衰减,125 Hz的谐波分量逐渐振荡发散,导致极1因直流电压振荡过压而跳闸;

2) 直流电流中的谐波分量大部分流入直流滤波器,超过电容器两桥臂支路电流互感器的传变能力,互感器饱和特性不一致导致极2因直流滤波器电容器出现振荡差流而跳闸;

3) 兴仁站交流侧电压也发生了明显畸变,主要为175 Hz和75 Hz的谐波分量,且175 Hz谐波分量幅值明显大于75 Hz谐波分量。

以上分析符合交直流系统的谐波传递理论。

## 2 谐波振荡机理研究

### 2.1 换流器对谐波的调制作用

根据现场交直流侧谐波分析情况,兴安直流的直流侧发生了振荡频率接近 $f_1$ 的低阻抗谐振,交流

侧同时发生了频率接近  $f_1 \pm f_0$  ( $f_0$  为基频) 的振荡。这种交直流侧谐振频率互补现象的本质是直流换流器对谐波的调制作用,通常采用开关函数法来分析换流器调制的开关特性<sup>[10-11]</sup>。

基于电网换相换流器(line commutated converter, LCC)在基频下的开关作用,其交直流侧的电压、电流关系可以描述为:

$$\begin{cases} u_{dc} = u_a S_{ua} + u_b S_{ub} + u_c S_{uc} \\ i_a = i_{dc} S_{ia} \\ i_b = i_{dc} S_{ib} \\ i_c = i_{dc} S_{ic} \end{cases} \quad (1)$$

式中:  $u_{dc}$  为直流电压;  $i_{dc}$  为直流电流;  $u_x, i_x$  ( $x=a, b, c$ ) 分别为换流器阀侧的  $x$  相换相电压、电流;  $S_{ux}, S_{ix}$  分别为直流电压和  $x$  相交流电压之间以及  $x$  相交流电流与直流电流之间的开关函数。设换相角为  $\mu$ , 考虑换相过程后  $x$  相相关函数的傅里叶展开式如式(2)所示。

$$\begin{cases} S_{\lambda a} = \sum_{n=1}^{\infty} A_{\lambda n} \cos(n\omega t) \\ S_{\lambda b} = \sum_{n=1}^{\infty} A_{\lambda n} \cos\left[n\left(\omega t - \frac{2}{3}\pi\right)\right] \\ S_{\lambda c} = \sum_{n=1}^{\infty} A_{\lambda n} \cos\left[n\left(\omega t + \frac{2}{3}\pi\right)\right] \end{cases} \quad \lambda = u, i \quad (2)$$

式中:  $\omega$  为角频率;  $A_{un}, A_{in}$  分别为换流器电压、电流开关函数傅里叶系数,其表达式如式(3)所示<sup>[12]</sup>。

$$\begin{cases} A_{un} = \frac{4}{n\pi} \sin \frac{n\pi}{2} \cos \frac{n\pi}{6} \cos \frac{n\mu}{2} \\ A_{in} = \frac{4}{n\pi} \sin \frac{n\pi}{2} \cos \frac{n\pi}{6} \cos \frac{n\mu}{2} \frac{\sin \frac{n\mu}{2}}{\frac{n\mu}{2}} \end{cases} \quad (3)$$

设直流电流上叠加的谐波分量  $i_d$  为:

$$i_d = I_{dm} \cos(\omega_d t + \phi_d) \quad (4)$$

式中:  $I_{dm}, \omega_d, \phi_d$  分别为  $i_d$  的幅值、角频率和相角。则将式(2)~(4)代入式(1)中,计算谐波电流从直流侧变换到交流侧的过程,交流侧经换流器调制产生的谐波电流为:

$$\begin{cases} i_a = I_{dm} \cos(\omega_d t + \phi_d) \sum_{n=1}^{\infty} \frac{4}{n\pi} \sin \frac{n\pi}{2} \cos \frac{n\pi}{6} \times \\ \cos \frac{n\mu}{2} \frac{\sin(n\mu/2)}{n\mu/2} \cos(n\omega t) \\ i_b = I_{dm} \cos\left(\omega_d t + \phi_d - \frac{2}{3}\pi\right) \sum_{n=1}^{\infty} \frac{4}{n\pi} \sin \frac{n\pi}{2} \cos \frac{n\pi}{6} \times \\ \cos \frac{n\mu}{2} \frac{\sin(n\mu/2)}{n\mu/2} \cos(n\omega t) \\ i_c = I_{dm} \cos\left(\omega_d t + \phi_d + \frac{2}{3}\pi\right) \sum_{n=1}^{\infty} \frac{4}{n\pi} \sin \frac{n\pi}{2} \cos \frac{n\pi}{6} \times \\ \cos \frac{n\mu}{2} \frac{\sin(n\mu/2)}{n\mu/2} \cos(n\omega t) \end{cases} \quad (5)$$

则直流侧的谐波电流  $i_d$  变换到交流侧形成谐波换相电流  $i_x$ , 考虑交流系统为对称三相系统,各相阻抗参数相等,则交流侧产生的谐波换相电压  $u_x$  为:

$$\begin{cases} u_a = i_a Z_g \\ u_b = i_b Z_g \\ u_c = i_c Z_g \end{cases} \quad (6)$$

式中:  $Z_g$  为交流侧网络阻抗。代入式(1)后可得到直流侧的谐波电压  $u_d$ , 并在直流侧网络结构中产生相应的谐波电流  $i_{ds}$ , 其表达式为:

$$i_{ds} = u_d / Z_d = (i_a Z_g S_{ua} + i_b Z_g S_{ub} + i_c Z_g S_{uc}) / Z_d = F(I_{dm}, \omega_d, \mu, Z_g, Z_d) \quad (7)$$

式中:  $Z_d$  为直流侧网络阻抗。根据上述分析,交直流系统相互作用的振荡特性与直流控制系统、交流侧网络阻抗、直流侧网络阻抗特性密切相关。

## 2.2 阻抗等值网络及稳定性判据

图1为兴安直流工程交直流系统示意图。正常运行工况下,兴安直流系统的整流站采用定电流控制,逆变站采用定电压控制,可在换流器直流出口侧将直流系统分解为2个部分。图中:  $Z_p$  为兴仁站整流侧等效阻抗(包含兴仁站交流系统、整流站和控制系统阻抗等);  $Z_{dc}$  为兴仁站直流线路侧等效阻抗(包含平波电抗器、直流线路、逆变站、控制系统和交流系统阻抗等)。

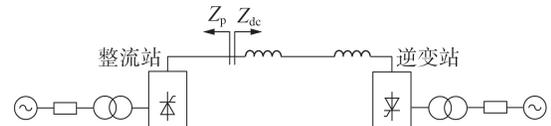


图1 兴安直流工程交直流系统示意图

Fig.1 Schematic diagram of AC/DC system of Xing'an DC project

相应的简化等值谐波阻抗模型如图2所示。整流站可由诺顿定理等效为1个谐波电流源  $I_p$  和整流侧等效阻抗  $Z_p$  并联;逆变站可由戴维南定理等效为1个谐波电压源  $V_{dc}$  和直流线路侧等效阻抗  $Z_{dc}$  串联<sup>[13]</sup>。因此,等效阻抗网络包含了整流侧交流系统、整流器、控制系统和逆变器及逆变侧交流系统的作用,能够反映整个直流系统的综合性效果。

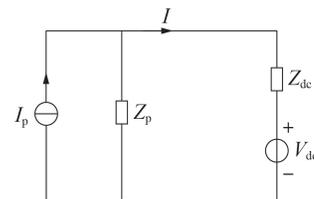


图2 简化等效阻抗网络模型

Fig.2 Simplified equivalent impedance network model

回路中电流  $I$  的频域表达式为:

$$I(s) = \frac{AV_{dc}(s) - BI_p(s)}{1 + Z_p(s)/Z_{dc}(s)} \quad (8)$$

式中:  $A$ 、 $B$  为简化系数。则系统开环传递函数为  $Z_p(s)/Z_{dc}(s)$ , 根据线性控制理论, 通过分析开环传递函数是否满足 Nyquist 稳定判据可判断系统是否稳定。频域下 Nyquist 稳定判据的充分条件为: ①幅值条件, 即全频段内  $|Z_p| < |Z_{dc}|$ ; ②相角条件, 即  $Z_p$  与  $Z_{dc}$  之间的相角差小于  $180^\circ$ 。二者满足其一即可保证系统稳定。从上述判据中可以看出, 若某频率下的  $Z_p$  幅值与  $Z_{dc}$  幅值相等、二者相角差等于  $180^\circ$ , 则系统在该谐振点将发生振荡。

### 3 交直流系统稳定性分析

#### 3.1 系统稳定性分析方法有效性验证

基于带实际控制保护的 RTDS 仿真试验平台, 进行交直流系统网络阻抗扫描和系统稳定性分析。交直流网络阻抗采用频率扫描法进行分析计算, 通过 1 个小信号谐波电压源将 1 组连续变化的频率分量注入待测定的系统端口, 并检测由此产生的相应的谐波电压或电流, 从而计算得到从该端口看入的阻抗频率特性。考虑常规直流在低频段下互补频率分量之间存在耦合效应<sup>[14-15]</sup>, 结合参数误差等因素的影响, Nyquist 稳定判据中的相角条件需进行适当修正, 工程经验一般要求 Nyquist 稳定判据中的相角条件为相角裕度不低于  $30^\circ$ <sup>[13]</sup>。

根据现场故障发生时的直流系统运行工况以及交流系统等值数据开展频率扫描, 扫描结果如图 3 所示。由图可知: 在  $[50, 250]$  Hz 频段内, 某些频率点相角裕度较小, 在 121 Hz 频率点附近,  $Z_{dc}$  与  $Z_p$  幅值相等, 相角差约为  $169^\circ$ ; 在 71 Hz 频率点附近,  $Z_{dc}$  与  $Z_p$  幅值相等, 相角差约为  $160^\circ$ 。这 2 个频率点所对应的相角裕度分别为  $11^\circ$  和  $20^\circ$ , 均小于稳定裕度, 故系统阻尼特性较差, 发生扰动时可能出现持续振荡。

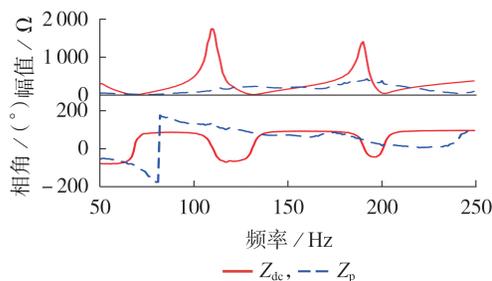


图 3  $[50, 250]$  Hz 阻抗扫描结果

Fig.3 Impedance scan results during frequency range from 50 to 250 Hz

在直流线路上模拟短时雷击故障, 故障波形如附录 A 图 A2 所示, 直流电压、电流波形中出现明显

的 121、70 Hz 谐波分量并持续振荡, 其中 121 Hz 谐波分量含量较大, 该频率点下的阻尼特性更差。基于 RTDS 仿真试验平台的小干扰阻抗扫描方法和故障暂态仿真结果基本一致, 验证了阻抗模型分析直流稳定性方法的正确性。

#### 3.2 系统稳定性影响因素分析

由式(7)可知, 交直流系统相互作用的振荡特性与交流侧网络阻抗特性、直流侧网络阻抗特性以及直流控制系统密切相关, 因此重点分析兴安直流谐振与交流系统阻抗、功率水平与控制链路延时的影响。

##### 3.2.1 交流系统阻抗幅值对系统稳定性影响

以兴安直流现场当天运行方式计算的等效阻抗为基础(兴仁站等效阻抗为  $9.16 \angle 86.5^\circ \Omega$ ), 保持交流系统阻抗相角不变, 对比开展 3 组不同交流系统阻抗幅值下的兴安直流交直流网络阻抗频率扫描, 扫描结果如图 4 所示。图中:  $Z_{ps}$ 、 $Z_{pw}$  分别为减少和增大交流系统阻抗幅值后扫描得到的交流网络阻抗。不同交流阻抗幅值下的谐振频率、谐振阻抗幅值及系统  $Z_p$  与  $Z_{dc}$  之间的相角差见附录 B 表 B1。测试结果表明: 改变交流系统阻抗幅值对直流线路侧等效阻抗影响较小, 对换流器侧等效阻抗影响较大; 交流系统阻抗幅值越小(即系统越强), 在 125 Hz 附近的谐振点相角裕度越小, 交直流系统振荡风险增大, 在 70 Hz 谐振点附近的的分析同理。

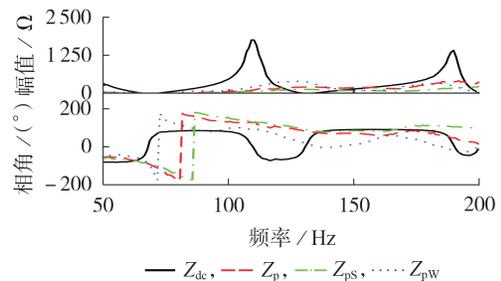


图 4 不同交流系统阻抗幅值下的阻抗扫描结果

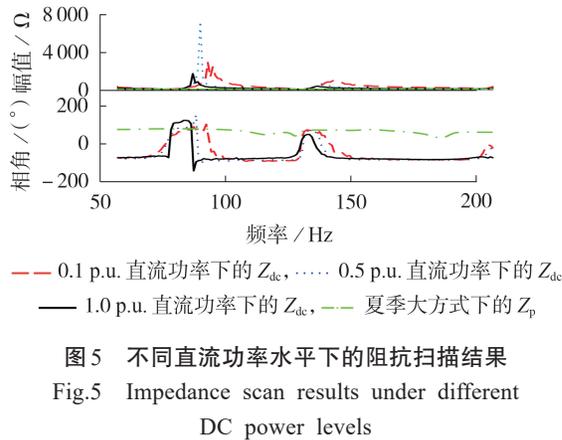
Fig.4 Impedance scan results under different impedance amplitudes of AC system

##### 3.2.2 功率水平对系统稳定性影响

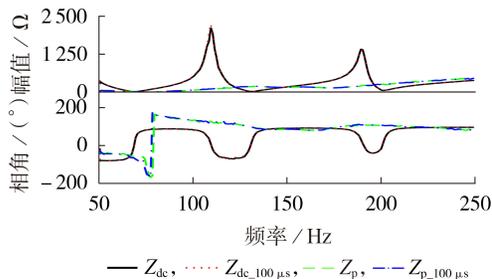
在夏季大方式下, 进行不同直流功率水平下的兴安直流交直流网络阻抗扫描, 扫描结果如图 5 所示, 不同功率水平下的谐振点及相角差见附录 B 表 B2。测试结果表明: 直流侧功率变化对直流侧网络阻抗幅值影响较小, 对相角影响较大; 功率变化对不同谐振点的振荡风险影响不同, 随着功率水平的提高, 125 Hz 附近交直流网络阻抗幅值相等的谐振点相角裕度增大, 70 Hz 附近其相角裕度减小。

##### 3.2.3 控制链路延时的对系统稳定性影响

二次系统的阻尼主要由控制策略与二次链路延



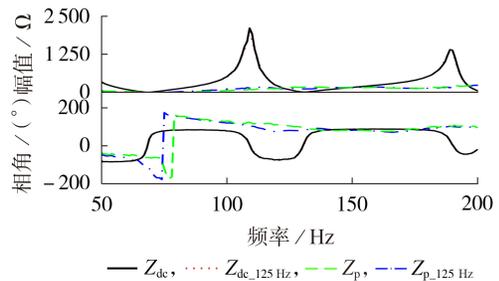
时产生,直流侧谐振风险与二次链路延时关系密切。在原有控制链路延时和增加  $100 \mu\text{s}$  直流电流测量延时2种情况下,进行兴安直流工程交直流系统阻抗扫描。双极直流功率为  $1000 \text{ MW}$ ,扫描结果如图6所示。图中: $Z_{dc,100\mu\text{s}}$ 、 $Z_{p,100\mu\text{s}}$  分别为增加  $100 \mu\text{s}$  控制链路延时后的直流线路侧阻抗和整流侧阻抗。不同链路延时下的谐振点及相角差见附录B表B3。测试结果表明:增加控制链路延时对直流线路侧等效阻抗幅值影响较小,对相角影响较大;在  $120 \text{ Hz}$  谐振点附近,控制链路延时增加对阻抗基本无影响;在  $70 \text{ Hz}$  谐振点附近,谐振点的阻抗相角裕度约减小  $13^\circ$ ;若继续增加控制链路延时,则将引起相角裕度继续减小问题,进而增加系统失稳的风险。



#### 4 优化措施研究及仿真验证

经过上述理论分析和仿真试验,通过频率扫描法对交直流网路阻抗进行计算,能够分析直流工程交直流系统相互作用下的稳定性。对换流站所连交流系统  $N-1$ 、 $N-2$  等不同网络结构和不同直流运行工况进行组合扫描,评估存在较大谐振风险的交流系统运行方式发现,当系统运行于  $0.5 \text{ p.u.}$  功率以下的双极大地回线方式以及夏季大方式全接线、冬季大方式兴仁—金州  $N-2$  等交流系统运行方式时,直流系统在  $125 \text{ Hz}$  附近存在较大谐振风险,需要研究抑制措施来防范直流谐振问题。

由3.2节系统稳定性影响因素分析结果,改变控制系统和直流侧网络阻抗特性都能够影响直流振荡特性,文献[16]中提出在直流控制系统中增加直流极母线电流测量值的  $125 \text{ Hz}$  带阻滤波环节,特定工况下能够优化直流系统在  $125 \text{ Hz}$  附近频段的阻抗特性。而仿真试验结果表明,控制系统中增加带阻滤波环节后虽然能够抑制直流系统在  $125 \text{ Hz}$  附近频率点的振荡,但会减小  $70 \text{ Hz}$  附近谐振点的相角裕度。图7为投退  $125 \text{ Hz}$  带阻滤波情况下的阻抗扫描结果。图中: $Z_{dc,125 \text{ Hz}}$ 、 $Z_{p,125 \text{ Hz}}$  分别为增加  $125 \text{ Hz}$  带阻滤波环节后的直流线路侧阻抗和整流侧阻抗。由图可知,在双极  $1000 \text{ MW}$  运行方式下,  $125 \text{ Hz}$  附近谐振点的相角裕度约增大  $30^\circ$ ,但在  $70 \text{ Hz}$  附近谐振点的相角裕度约减少  $56^\circ$ ,对应的相角差约为  $150^\circ$ ,因此增加带阻滤波环节在其他工况下可能会减小  $70 \text{ Hz}$  附近谐振点的相角裕度,考虑功率提升后相角裕度将进一步减少,极易引起  $70 \text{ Hz}$  附近谐振点处的谐振放大。因此本文主要从优化直流侧网络阻抗特性方面提出优化措施建议。



兴安直流每条直流极母线上均接入2组三调谐无源直流滤波器,改变直流滤波器投入组数将直接影响直流回路阻抗特性。参照现场振荡时的运行方式,对比了每极退1组滤波器、某极退1组滤波器和每极退2组滤波器这3种情况下的抑制效果,对比情况如附录C表C1所示,阻抗扫描结果如附录C图C1所示。测试结果表明:直流滤波器投入组数变化对  $71 \text{ Hz}$  附近谐振点基本无影响,对  $125 \text{ Hz}$  附近谐振点阻抗的幅值和相位影响较大;滤波器退出运行后对  $125 \text{ Hz}$  附近谐振点均具有较好的抑制效果,对  $71 \text{ Hz}$  附近谐振点影响不大。根据阻抗扫描结果,某极退出1组滤波器情况下,谐振点的相角裕度较大,因此建议采用某极退出1组滤波器的措施,且某极退出1组滤波器后的在运直流滤波器谐波应力相对较小,因此建议采取兴仁站单极退出1组滤波器的抑制措施。进一步分析可得兴安直流采取退出1组滤波器可抑制  $125 \text{ Hz}$  附近谐振,且不会带来新增谐振风险。

在RTDS仿真试验平台进行多个工况下的雷击故障试验,试验波形如附录C图C2所示。由图可知:直流侧谐波很快衰减,不再产生振荡。这表明测试结果与稳定性分析结果一致。单极退出1组滤波器方案优化策略已在兴安直流工程现场进行实施,应用后交直流系统在各典型运行方式下未再出现谐振现象,证明了所提策略具有良好的适用性。

## 5 结论

本文针对兴安工程现场实际发生的谐振问题,研究了交直流系统之间的调制关系和振荡机理,分析了交直流系统谐振问题的产生途径:①直流控制系统、交流侧网络阻抗、直流侧网络阻抗特性的交互作用;②固定频率点下的交直流两侧等效谐波阻抗相角裕度较小。

基于带实际控制保护的交直流网络阻抗扫描方法进一步分析了兴安直流的谐振风险影响因素,结果表明:兴仁站交流系统越强、控制链路延时越长,越容易发生振荡,功率水平调整对不同谐振点作用效果相反。

最后本文提出的单极退出1组直流滤波器的优化策略能够改善直流系统的阻抗特性,达到抑制交直流系统谐振的目的,仿真试验和工程现场应用中在各典型运行方式下未再出现谐振现象。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

## 参考文献:

- [1] 刘振亚,张启平,董存,等. 通过特高压直流实现大型能源基地风、光、火电力大规模高效率安全外送研究[J]. 中国电机工程学报,2014,34(16):2513-2522.  
LIU Zhenya,ZHANG Qiping,DONG Cun,et al. Efficient and security transmission of wind,photovoltaic and thermal power of large-scale energy resource bases through UHVDC projects[J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(16):2513-2522.
- [2] 黄银龙,乐健,毛涛,等. 基于谐波电流变化率的高压直流输电系统直流侧滤波器参数的在线辨识[J]. 电工技术学报,2016,31(6):162-170.  
HUANG Yinlong,LE Jian,MAO Tao,et al. The online parameters identification of the DC-side filter of high-voltage direct current system based on harmonic current change ratio[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2016,31(6):162-170.
- [3] 尹聪琦,谢小荣,刘辉,等. 柔性直流输电系统振荡现象分析与控制方法综述[J]. 电网技术,2018,42(4):1117-1123.  
YIN Congqi,XIE Xiaorong,LIU Hui,et al. Analysis and control of the oscillation phenomenon in VSC-HVDC transmission system[J]. Power System Technology,2018,42(4):1117-1123.
- [4] 郭贤珊,刘斌,梅红明,等. 渝鄂直流背靠背联网工程交直流系统谐振分析与抑制[J]. 电力系统自动化,2020,44(20):157-164.  
GUO Xianshan,LIU Bin,MEI Hongming,et al. Analysis and suppression of resonance between AC and DC systems in Chongqing-Hubei back-to-back HVDC project of China[J].

- Automation of Electric Power Systems,2020,44(20):157-164.
- [5] 张浩,彭克,刘盈杞,等. 基于MMC的柔性直流配电系统低频振荡机理分析[J]. 电力自动化设备,2021,41(5):22-28.  
ZHANG Hao,PENG Ke,LIU Yingqi,et al. Low-frequency oscillation mechanism analysis of flexible DC distribution system based on MMC[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(5):22-28.
- [6] 陈相,刘天琪,王顺亮,等. 多桥换流器高压直流输电送端谐波不稳定分析与抑制[J]. 电力系统自动化,2017,41(18):46-52.  
CHEN Xiang,LIU Tianqi,WANG Shunliang,et al. Analysis and suppression of harmonic instability for multi-bridge converter based HVDC system[J]. Automation of Electric Power Systems,2017,41(18):46-52.
- [7] 刘亚梅,惠锦,杨洪耕,等. 电力系统真实谐波存在判据研究[J]. 中国电机工程学报,2012,32(28):76-82.  
LIU Yamei,HUI Jin,YANG Honggeng,et al. Research on the criterion of the existence of genuine power system interharmonics[J]. Proceedings of the CSEE,2012,32(28):76-82.
- [8] 余瑜,刘开培,陈俊,等. 基于调制理论的高压直流输电系统混合谐振型谐波不稳定判据[J]. 高电压技术,2014,40(5):1582-1589.  
YU Yu,LIU Kaipei,CHEN Jun,et al. Modulation theory based criterion on composite resonant harmonic instability in HVDC transmission system[J]. High Voltage Engineering,2014,40(5):1582-1589.
- [9] 刘对,李晓华,蔡泽祥,等. 计及变压器铁芯饱和的LCC-HVDC输电系统谐波不稳定评估与应用[J]. 电力自动化设备,2021,41(3):85-91.  
LIU Dui,LI Xiaohua,CAI Zexiang,et al. Harmonic instability evaluation of LCC-HVDC transmission system considering transformer core saturation and its application[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(3):85-91.
- [10] 卢智雪,刘天琪,陈相,等. 考虑两端换流器影响的直流输电系统谐波不稳定风险评估[J]. 电力系统自动化,2018,42(19):83-89.  
LU Zhixue,LIU Tianqi,CHEN Xiang,et al. Risk assessment of harmonic instability in HVDC transmission systems considering effect of two-terminal converters[J]. Automation of Electric Power Systems,2018,42(19):83-89.
- [11] HU L,YACAMINI R. Harmonic transfer through converters and HVDC links[J]. IEEE Transactions on Power Electronics,1992,7(3):514-525.
- [12] 樊丽娟,穆子龙,金小明,等. 高压直流输电系统送端谐波不稳定问题的判据[J]. 电力系统自动化,2012,36(4):62-68.  
FAN Lijuan,MU Zilong,JIN Xiaoming,et al. Criterion of harmonic instability at sending end of HVDC power transmission system[J]. Automation of Electric Power Systems,2012,36(4):62-68.
- [13] AMIN M,MOLINAS M. Small-signal stability assessment of power electronics based power systems:a discussion of impedance- and eigenvalue-based methods[J]. IEEE Transactions on Industry Applications,2017,53(5):5014-5030.
- [14] 刘威,谢小荣,黄金魁,等. 并网变流器的频率耦合阻抗模型及其稳定性分析[J]. 电力系统自动化,2019,43(3):138-146.  
LIU Wei,XIE Xiaorong,HUANG Jinkui,et al. Frequency-coupled impedance model and stability analysis of grid-connected converter[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(3):138-146.
- [15] 赵晓斌,谢小荣,李岩,等. 高压直流与含串补交流系统次/超同步铁磁谐振机理与解决措施[J]. 电力自动化设备,2021,41

(7):160-166.

ZHAO Xiaobin, XIE Xiaorong, LI Yan, et al. Mechanism and counter-measure of sub-/super-synchronous ferromagnetic resonance between HVDC and AC system with series compensation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(7):160-166.

[16] 郭琦, 罗超, 林雪华, 等. 雷击引发常规直流谐波振荡的机理与措施研究[J]. 电网技术, 2020, 44(11):4071-4076.

GUO Qi, LUO Chao, LIN Xuehua, et al. Mechanism and counter-measure of the harmonic oscillation induced by lightning strikes in LCC-HVDC system[J]. Power System Technology, 2020, 44(11):4071-4076.

作者简介:



吴健颖

吴健颖(1992—),女,工程师,硕士,主要研究方向为直流控制保护策略(E-mail:wujaneyee92@163.com);

彭茂兰(1991—),女,工程师,硕士,主要研究方向为直流控制保护策略(E-mail:pengmaolan@im.ehv.csg);

武霁阳(1987—),男,高级工程师,博士,研究方向为直流控制保护仿真技术(E-mail:wujiyang@im.ehv.csg)。

(编辑 王欣竹)

## Analysis on influencing factors and its countermeasure of resonance of AC/DC system in Xing'an DC project

WU Jianying, PENG Maolan, WU Jiyang, FENG Lei

(Maintenance & Test Center, EHV Power Transmission Company of China Southern Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510663, China)

**Abstract:** Aiming at the problem of resonance amplification in Xing'an direct current (DC) project, the mechanism of resonance suppression is studied. Based on simultaneously considering the impedance equivalent network of sending-end and receiving-end alternating current (AC) systems and DC system, the impedance characteristics and resonance suppression stability of the equivalent network are studied by frequency scanning method. The results show that there is resonance risk nearby a specific frequency in the AC/DC system of Xing'an DC project, which is consistent with the transient simulative results and resonance suppression phenomena of the testing ground. The influencing factors of the DC oscillation characteristics are simulated and analyzed, and a resonance suppression countermeasure of changing DC-side network impedance is proposed. Simulative results verify the effectiveness of the proposed strategy for resonance suppression. Finally, the strategy is applied in the Xing'an DC project, and the resonance phenomenon does not appear in typical operation modes.

**Key words:** LCC-HVDC; stability analysis; impedance scan; resonance suppression

(上接第196页 continued from page 196)

## Fault current suppression method of multi-point hybrid cascaded DC system based on virtual impedance

WU Haiyan<sup>1</sup>, JIANG Qin<sup>1</sup>, LI Baohong<sup>1</sup>, LIU Tianqi<sup>1</sup>, ZHANG Min<sup>2</sup>, WANG Tengxin<sup>2</sup>

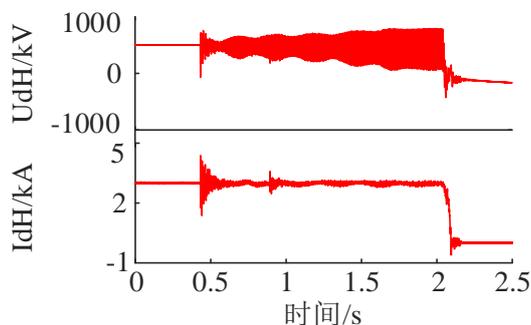
(1. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China;

2. Electric Power Research Institute of State Grid Shanxi Electric Power Co., Ltd., Taiyuan 030012, China)

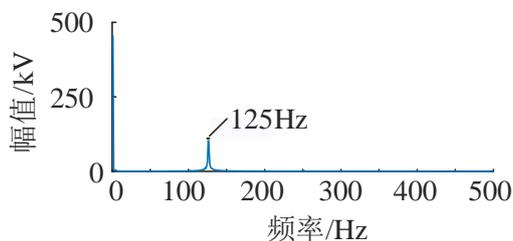
**Abstract:** There is a unique power surplus problem of modular multilevel converter (MMC) in multi-point hybrid cascaded DC system. When a short circuit fault occurs in the receiving end AC system, the MMC overcurrent and overvoltage will cause the MMC valve blocked, which may further cause system power interrupted. The rectifier-side of multi-point hybrid cascaded DC system adopts the line commutated converter (LCC), and the inverter-side adopts the cascade connection of LCC and multiple MMCs. A fault current suppression method suitable for fault occurred at receiving end AC system is proposed. The fault current is reduced by introducing a virtual impedance in the MMC control at inverter side without additional equipment. The control introduction, calculation and input realization process of virtual impedance are elaborated in detail, and a model is built in PSCAD/EMTDC for simulation analysis. The results show that the designed virtual impedance controller can realize the fault current suppression effectively and prevent power reversal, so as to achieve the successful ride-through of AC faults and reliable power transmission of hybrid cascaded DC system.

**Key words:** multi-point hybrid cascaded DC system; coordinated control strategy; fault ride-through; current limiting measurements; virtual impedance

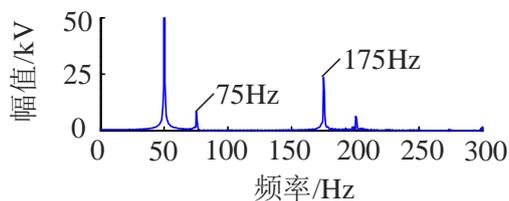
### 附录 A



(a) 现场兴仁站直流电压电流波形



(b) 直流电压谐波分析

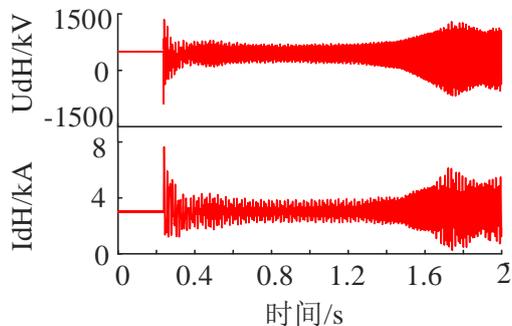


(c) 交流电压谐波分析

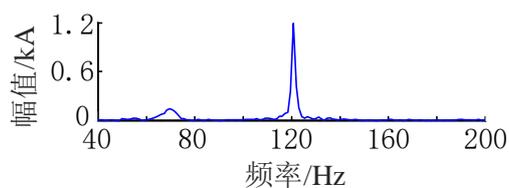
注:  $U_{dH}$ 、 $I_{dH}$  分别为双极直流电压和直流电流。

图 A1 兴仁站现场波形分析

Fig.A1 Analysis of waveforms in Xingren Station



(a) 直流电压电流仿真波形



(b) 直流电流谐波分析

图 A2 模拟雷击故障波形

Fig.A2 Simulative waveforms of lightning fault

## 附录 B

表 B1 不同交流系统阻抗幅值下的谐振点及相角差

Table B1 Resonance point and phase angle difference under different impedance amplitudes of AC system

交流系统阻抗幅值		谐振点 1	谐振点 2
18.32 Ω	频率/Hz	69	118
	阻值/Ω	15.6	350.0
	相角差/ (°)	126.0	132.0
9.16 Ω	频率/Hz	71	121
	阻值/Ω	28.7	233.0
	相角差/ (°)	157.4	169.8
4.58 Ω	频率/Hz	71	123
	阻值/Ω	35.4	158.3
	相角差/ (°)	160.2	174.4

表 B2 不同直流功率水平下的谐振点及相角差

Table B2 Resonance point and phase angle difference under different DC power levels

直流功率		谐振点 1	谐振点 2
0.1 p.u.	频率/Hz	/	123
	阻值/Ω	/	19.5
	相角差/ (°)	/	133.9
0.5 p.u.	频率/Hz	69	123
	阻值/Ω	22.0	21.0
	相角差/ (°)	111.4	128.5
1.0 p.u.	频率/Hz	69	123
	阻值/Ω	29.0	19.5
	相角差/ (°)	143.2	86.6

表 B3 不同控制链路延时下的谐振点及相角差

Table B3 Resonance point and phase angle difference under different control link delays

链路延时		谐振点 1	谐振点 2
原延时	频率/Hz	69	122
	阻值/Ω	16	157.2
	相角差/ (°)	100.1	179.2
增加 100 μs	频率/Hz	69	122
	阻值/Ω	16	157.2
	相角差/ (°)	113.1	176.1

## 附录 C

表 C1 不同滤波器投入组数抑制效果对比

Table C1 Comparison of compression effect of different number of operating DC filters

抑制措施	125 Hz 附近谐振点		抑制效果
措施 1: 兴仁站每极退 1 组滤波器	频率/Hz	129	121 Hz 附近相角裕度增大 (未退出相角差约 169°, 退出后约 150°), 71 Hz 附近相角裕度变化不大
	阻值/Ω	250.4	
	相角差/ (°)	149.5	
措施 2: 兴仁站某极退 1 组滤波器	频率/Hz	123	121 Hz 附近相角裕度增大 (未退出相角差约 169°, 退出后约 125°), 71 Hz 附近相角裕度变化不大
	阻值/Ω	170.9	
	相角差/ (°)	123.2	
措施 3: 兴仁站每极退 2 组滤波器	频率/Hz	137	121Hz 附近相角裕度增大 (未退出相角差约 169°, 退出后约 130°), 71Hz 附近相角裕度变化不大
	阻值/Ω	220.7	
	相角差/ (°)	132.1	

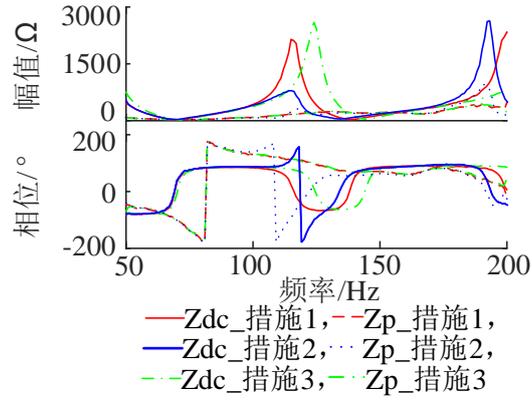


图 C1 改变兴仁站直流滤波器投入组数阻抗扫描结果

Fig.C1 Impedance scan results changing number of operating DC filters in Xingren station

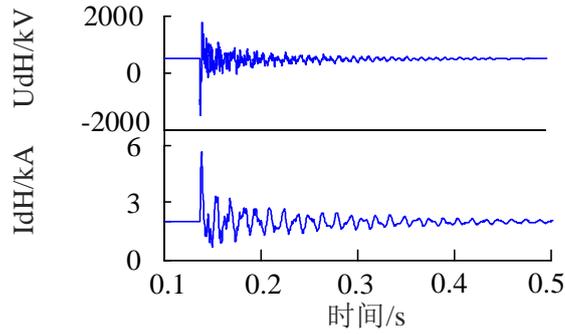


图 C2 模拟雷击故障波形

Fig.C2 Simulative waveforms of lightning fault