

DOI:10.13296/j.1001-1609.hva.2019.03.031

风电汇集地区次同步振荡控制系统的研究

张陵¹, 李君芝², 杨金成², 李自明³, 徐晓宾⁴

(1. 国网新疆电力公司, 乌鲁木齐 830000; 2. 国网新疆电力公司电力科学研究院, 乌鲁木齐 830011; 3. 国网浙江桐乡市供电公司, 浙江 桐乡 314500; 4. 国网宁夏电力有限公司检修公司, 银川 750011)

摘要: 电力电子设备的广泛应用使得电力电子化系统的振荡问题凸显, 电网安全运行控制面临着更加严峻的挑战。文中基于风电汇集地区出现的次同步振荡问题, 通过对新疆哈密风电运行情况以及次同步振荡产生机理进行分析, 提出了次同步振荡控制系统的三道防线, 并将该控制策略应用到哈密望洋台地区进行现场试验。实验结果表明: 次同步振荡系统能够准确的切除风电场振荡线路, 初步判断出振荡源, 从而保证了控制系统的灵敏度和可靠性。

关键词: 风电场; 次同步振荡控制系统; 功率振荡; 安全控制装置

Research on Subsynchronous Oscillation Control System for Wind Power Integration Areas

ZHANG Ling¹, LI Junzhi², YANG Jincheng², LI Ziming³, XU Xiaobin⁴

(1. State Grid Xinjiang Electric Power Corporation, Urumqi 830000, China; 2. State Grid Xinjiang Electric Power Research Institute, Urumqi 830011, China; 3. State Grid Fujian Jinjiang County Electric Power Supply Co., Ltd., Zhejiang Tongxiang 314500, China; 4. Maintenance Filiale of State Grid Ningxia Power Co., Ltd., Yinchuan 750011, China)

Abstract: Extensive applications of power electronic equipment bring more significant oscillation to power electronic systems, resulting in serious challenges to security operation of power grid. In this study, according to the subsynchronous oscillation problem emerged in wind power integration areas, the wind power operation and the mechanism of subsynchronous oscillation in Hami, Xinjiang were analyzed, three lines of defense of subsynchronous oscillation control system were established, and the control strategy was tested in the certain wind power area in Wangyangtai, Hami. Experimental results show that the subsynchronous oscillation control system can accurately remove the oscillating circuit of wind farm, preliminarily determine the source of oscillation, and ensure the sensitivity and reliability of the control system.

Key words: wind farm; subsynchronous oscillation control system; power oscillation; safety control device

0 引言

截至2015年底, 中国风电机组的装机总量达到1.29亿千瓦, 预计到2030年, 国内风电装机将超过4亿千瓦。新疆风区总面积达15.45万平方公里, 疆内电源装机规模为7 109万千瓦, 其中风电1691万千瓦, 已占到全网总装机容量的23.8%。随着电网电源和网架结构日趋复杂^[1-4], 加之发、输、配、用电系统正日益电力电子化, 电力系统的特性发生了巨

大变化, 诸如风力发电等惯性小、电力电子设备短路容量减小、变频器大量应用使动负荷特性变化显著等^[5-6], 从而可能在电网信号中引入次同步谐波, 若谐波频率与发电机轴系自然振荡频率互补, 将进一步引起机组的次同步振荡。2015年7月至今, 新疆大规模风电汇集区域共发生100多次无规律的次同步振荡现象, 频率分布在20、30、40、60、70、80 Hz附近, 频带宽, 且与基波接近。电力电子设备造成电气量时域瞬变多, 不同频率成分的信号

收稿日期: 2018-10-20; 修回日期: 2018-12-22

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(51667020)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China(51667020).

幅值相差范围大。

文[7-8]以特高压外送系统为例,提出大电源集中外送系统低频振荡网侧控制方法,即静止无功补偿器(SVC)、晶闸管控制串联电容器补偿器(TCSC)和静止同步补偿器(STATCOM),以同时提高外送系统小干扰稳定水平与暂态稳定水平;文[9]从理论上分析负阻尼低频振荡和强迫功率振荡的频谱特征,提炼出振荡性质判据,但未综合考虑非线性因素对低频振荡的影响;文[10]建立了两台双馈风机串补输电系统的等值模型,然后对整个系统进行线性化,通过振荡模式分析确定了风机与串补系统的次同步振荡模式;文[11]采用时域仿真方法验证 HVDC 电流更替规律和逆变侧换相失败时 HVDC 交、直流系统等值回路产生次同步振荡暂态扰动的机理,并仿真再现了实际系统中发生的由 HVDC 引起的次同步振荡暂态扰动现象;文[12]在分析 DFIG 换流器输出特性的基础上,建立其基于交流受控电压源和直流受控电流源的等效仿真模型,避免了开关器件的高次谐波对 DFIG 电气阻尼计算结果的影响。

由上述文献可知,电力电子设备的广泛应用使得电网安全运行控制面临着更加严峻的挑战,诸如电力系统的低频振荡以及现行风电场广为关注的次同步振荡现象。文中通过对新疆哈密地区风电场次同步振荡分布以及与之产生相关联因素进行分析,接着对电力电子化系统的振荡机理进行分析。结果表明:电力系统平衡点附近线性化后系统的特征根,若实部全为负,则衰减振荡包含弱阻尼振荡;若有实部为正的共扼复根,则为增幅振荡;若为实部为零的虚根,则为等幅振荡。最后,构建了风电场次同步振荡控制系统,并将其应用到哈密望阳台地区风电场进行现场实验,以验证该控制系统的动作正确性。

1 新疆哈密风电运行情况

1.1 哈密风电场次同步振荡分布

目前新疆电网由 ± 800 kV 天中直流、750 kV 双通道(4回路)形成了“一直两交”的疆电外送联络网架和“一环网三延伸”的疆内 750 kV 骨干网架。电网以 750 kV 变电站为枢纽,建成了覆盖全疆各地区的 220 kV 环状和链式网络。哈密电网又位于新疆电网与西北电网联网的交界点,同时处于天中直流送端及风电大规模集中接入地区,电网错综复杂。哈密地区风电装机规模最大,达到了 924 万千瓦(占新疆风电总装机容量的 54.6%)。主要分布在三塘湖、烟墩、十三间房、淖毛湖 4 个片区,接入形式多以

35、110 kV 系统串供接入,再以星型辐射方式汇集接入 220 kV 风电汇集站,最后通过 750 kV 变电站汇集送出。哈密次同步振荡分布区域见图 1。

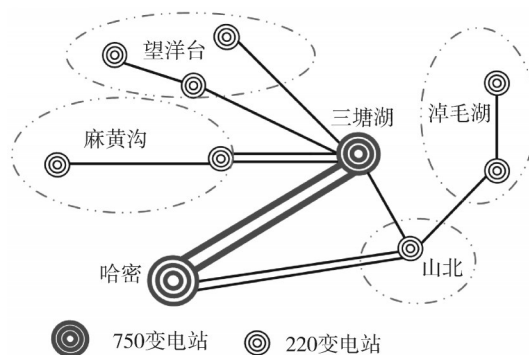


图1 哈密次同步振荡分布区域

Fig. 1 Distribution region of subsynchronous oscillation in Hami

由图 1 可知,振荡区域主要集中分布在哈密三塘湖附近的麻黄沟地区、山北地区、望阳台和淖毛湖地区,振荡频率范围较宽,在 7~85 Hz 次同步和超同步之间多个频段范围,且振荡频率呈动态漂移的趋势。在 2015 年 7 月 1 日,麻黄沟地区出现次同步振荡,有功功率振荡频率为 30 Hz 左右;2016 年 1 月 22 日,哈密三塘湖变电站投运,没有出现次同步振荡问题;2016 年 2 月 29 日,望阳台地区风机增加到一定数量后,系统中出现次同步振荡,有功功率振荡频率为 26~27 Hz;2016 年 4 月 30 日,东环网投入运行,系统中仍然出现次同步振荡,有功功率振荡频率为 24~27 Hz。

1.2 次同步振荡产生相关因素分析

次同步振荡源可能不止一个,系统多种扰动^[13-15]可能激发次同步振荡。电网网架结构与风机接入容量,风机类型、风机控制模式以及风机接入方式, SVC、SVG 装置类型及控制模式和网源运行方式等。风电大发、小发、正常发电均可能出现振荡,出力大,振荡频率低,出力小,振荡频率高。

1.2.1 网架结构与风机接入系统方式及规模

哈密地区风电装机规模较大,网架结构相对薄弱,风电场串供经长距离接入电网,风电汇集点的短路容量较小,风电上网汇集点短路比(短路容量/风电装机容量)仅为 2.8(小于 3)属于薄弱电网,不利于风电上网稳定运行。750 kV 三塘湖变投运前,220 kV 麻黄沟东、西风电汇集站送出线路振荡幅值较大。750 kV 三塘湖变投运后,麻黄沟东、西的振荡幅值有明显的减小趋势,望阳台风场与系统的阻抗仍较大,随着风电装机容量的增加,也会出现风电次同步振荡,对比前期麻黄沟地区的风电次同步

振荡, 振荡频率降低; 东环网投入运行后, 对系统短路阻抗影响不大, 系统中仍会发生风电次同步振荡。同时也为昌吉东部风电次同步振荡提供了传播路径。

1.2.2 风机类型、风机控制模式

哈密地区风机类型有直驱和双馈两种机型, 共 52 家风场, 两类型的风机配比见表 1。

表 1 风电场风机配比

Table 1 Fan ratio of wind farm

厂家数目	风机类型	风机数/台	占比/%
38	直驱	1 752	73.7
14	双馈	626	26.3

目前直驱、双馈风机控制仿真模型和系统分析模型与次同步振荡分析研究不完全适应的情况下, 通过试验数据和现场运行数据分析, 次同步振荡的谐波与风机类型、风机控制模式及控制参数有一定的关联关系, 但需要进一步验证。在直驱风机次同步谐波影响的分析与仿真工作中深入开展了参数优化仿真及风机发无功的能力测试, 减少对 SVC (SVG) 的依赖程度, 减少 SVC/ SVG 调整无功的波动, 但双馈风机次同步振荡问题还在进一步的对比分析中。

1.2.3 SVC、SVG 装置类型及控制模式

经多次对 SVC、SVG 进行现场和仿真试验后发现, 次同步谐波与 SVC、SVG 的装置类型、控制模式及控制参数均有一定关联关系, 具体关联因素如下: SVC、SVG 装置厂家繁多、控制策略复杂、安装位置分散, 造成 SVC 性能差异大、协调控制难度大; 不同 SVC 间缺乏统一协调控制, 易引发动态调压过程中的冲突导致电压不稳定问题; SVC 恒电压控制模式对系统电压的敏感性引发频繁调压导致的电压波动问题。

仿真通过改变 SVC、SVG 比例系数与积分时间常数对并网点电压的影响见图 2。不同控制参数下, 调压响应特性不同, 比例系数越大, 越容易引发电压波动。

1.2.4 网源运行方式

经多次现场试验后发现, 在交、直流系统不同运行方式、直流配套电源不同开机方式及不同出力情况下, 均存在发生次同步振荡的风险。表明多次次同步振荡存在一定的不确定和偶然性因素, 但也表明火电厂机组出力、开机方式与次同步谐波有一定关系。电厂机组出力调整会带来一定扰动, 在一

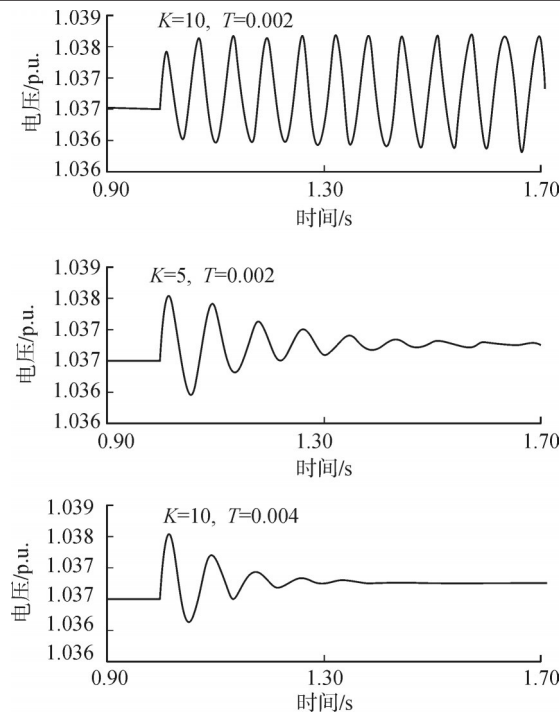


图 2 并网点母线电压

Fig. 2 Bus voltage for the point of common coupling

定条件下, 可能激发次同步谐波, 速降出力比升出力易激发振荡。也易引发哈密山北地区风电次同步振荡。

在一定条件下(如风电低功率时), 电厂机组出力调整、SVG/SVC 投退均可激发系统次同步振荡现象。分析各次次同步振荡谐波幅值发现, 谐波幅值最大的地点不唯一, 随机分布于系统中。系统中始终存在不同频率的间谐波, 其频宽覆盖范围较广(至少涵盖 15~30 Hz), 谐波电流在电网中沿一定路径分布, 且在不同工况下其路径分布不同。

2 次同步振荡原理

电力电子化系统的振荡问题凸显, 电力电子装置在无串联电阻时易发生振荡, 风电场 STATCOM 运行中的谐波放大问题^[16-17], 河北沽源、吉林瞻榆风电场通过串联补偿电容线路输电引起次同步谐振, 还有上海洋山港四象限变频提升机引起功率振荡, 多 APF、STATCOM 并联运行的振荡, 补偿电压源型非线性负荷的并联振荡问题^[18]以及新疆哈密三塘湖电网多次发生振荡。电力电子系统与传统系统之间的振荡数学模型:

$$\frac{d\bar{x}(t)}{dt} = \bar{f}(\bar{x}(t), \bar{y}(t))$$

(1)

$$\bar{g}(\bar{x}(t), \bar{y}(t)) = 0$$

(2)

式(1)为动态特性元件的微分方程(如发电机、电力电子装置等); 式(2)为动态元件的代数方程。

非线性自治的动力学系统,若存在

$$(x_e(t), y_e(t))$$

同时满足式(1)、(2),则称之为式(1)、(2)的解。若 $(x_e(t), y_e(t))$ 为以 T 为周期的函数,则为振荡解。

非线性自治系统的周期解为:

$$\dot{x} = -y - x(x^2 + y^2 - 1) + \lambda x_1 \quad (3)$$

$$\dot{y} = x - y(x^2 + y^2 - 1) + \lambda y_1 \quad (4)$$

当 $0 < \lambda < 1$ 时,有两个极限环: $x^2 + y^2 = 1 \pm \sqrt{\lambda}$,即假定 $r_1^2 = 1 + \sqrt{\lambda}$, $r_2^2 = 1 - \sqrt{\lambda}$,则方程有3个特解如下:

$$a = \begin{cases} x = 0 \\ y = 0 \end{cases}; b = \begin{cases} x = r_1 \cos t \\ y = r_1 \sin t \end{cases}; c = \begin{cases} x = r_2 \cos t \\ y = r_2 \sin t \end{cases}$$

解为 a ,系统运行在该点时,即使有小扰动也是稳定的;若解 b 、 c 为振荡解。若系统运行解 a ,受到较大的扰动后可能处于解 b 或 c 的振荡状态。

非线性自治系统的非周期振荡解即混沌解,但实践中难以识别,以为是周期振荡。在式(1)、(2)中,若电力系统的平衡状态 $(\bar{x}_e, \bar{y}_e)$

满足 $\begin{cases} \bar{f}(\bar{x}_e, \bar{y}_e) = 0 \\ \bar{g}(\bar{x}_e, \bar{y}_e) = 0 \end{cases}$,则电力系统的平衡状态即

一种稳态可行的潮流状态。

电力系统平衡点附近线性化后系统的特征根,若实部全为负,则衰减振荡包含弱阻尼振荡;若有实部为正的共扼复根,则为增幅振荡;若为实部为零的虚根,则为等幅振荡。电力电子装置的大量应用以及电力系统电子化趋势的日渐明朗,加之电力系统时间步长不断缩小,电磁振荡及其引起的机电振荡问题日益突出,需深入研究并制定标准抑制技术手段。

3 次同步振荡控制系统的研究与应用

3.1 次同步振荡监控系统的工作原理

针对山北地区在多种因素作用下导致发生次同步振荡的现象,为确保大规模风电基地送出电网的安全稳定运行,需要建设次同步振荡监控系统,当电网发生次同步振荡时能及时发现并采取相应的控制措施,确保电网的安全稳定运行。文中构建了由山北次同步振荡监测 PCS987 装置与检测 PCS993 装置以及麻黄沟东振荡监测 PCS993 装置,麻黄沟东/西以及淖毛湖变现有稳控装置,220 kV 的三塘湖以及与其邻近的望洋台地区和红星变经 2M 光纤通信共同构成的次同步振荡监控系统,文中采

用基于启动判据(即功率判据)与计数判据相结合的策略来建设次同步振荡监控系统,其构成简图见图3。在该系统中,麻黄沟东功率振荡检测装置与山北变功率振荡检测装置监视本站的 220 kV 线路是否发生功率振荡,若发生功率振荡则根据振荡的幅度与振荡的周期次数采取控制措施,将控制命令发给麻黄沟东的稳控装置,切麻黄沟地区风电的命令由麻黄沟东在当地执行,切麻黄沟西地区风电的命令由麻黄沟东稳控装置将转发到麻黄沟西变电站执行,切淖毛湖地区风电的命令由麻黄沟东稳控装置将转发到淖毛湖变电站执行,切除三塘湖及望洋台地区风电与前面切除命令相同。

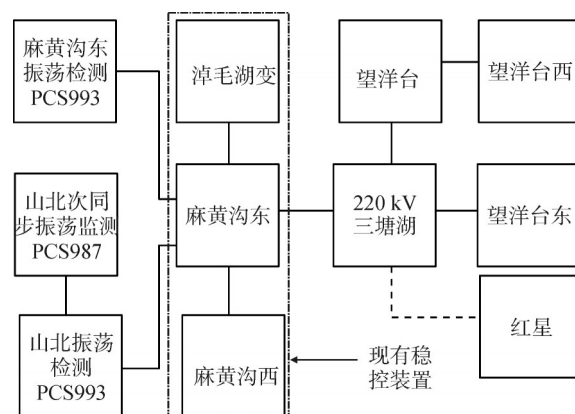


图3 次同步振荡监控框图

Fig. 3 The monitoring system for subsynchronous oscillation

次同步振荡监测装置 PCS987 监测所有线路电流,若任一条线路的次同步振荡频率在发电机组扭振保护的8个模态(39.45、34.62、31.75、31.45、24.73、19.24、18.55、18.25、10.55 Hz)之内,次同步监测装置的触发门槛值为特征电流的幅值,并且振荡电流幅值大于门槛约 10 A(一次峰值),则稳控装置发出次同步振荡触发信号。其中触发信号包括振荡告警信号和稳控动作信号且两者的阈值灵活可调,任意频率谐波电流含量或总谐波含量超过门槛值,并且持续时间超过 2 s,则触发告警信号;稳控动作轮次以谐波电流超过阈值的持续时间为判据,5、10、15 s。稳控动作判据也由 PCS987 次同步监测装置实现,若满足判据后直接向功率振荡监测装置 PCS993 发出稳控动作信号。功率振荡监测装置 PCS993 监测所有线路功率且稳控动作判据以功率振荡累计次数为判定条件,收到次同步触发信号后,开始累积线路功率振荡次数,在累计功率振荡次数达到 900, 1 000, 1 100 时分别进行第一、二、三轮的装置切除。其次同步振荡控制流程见图4。

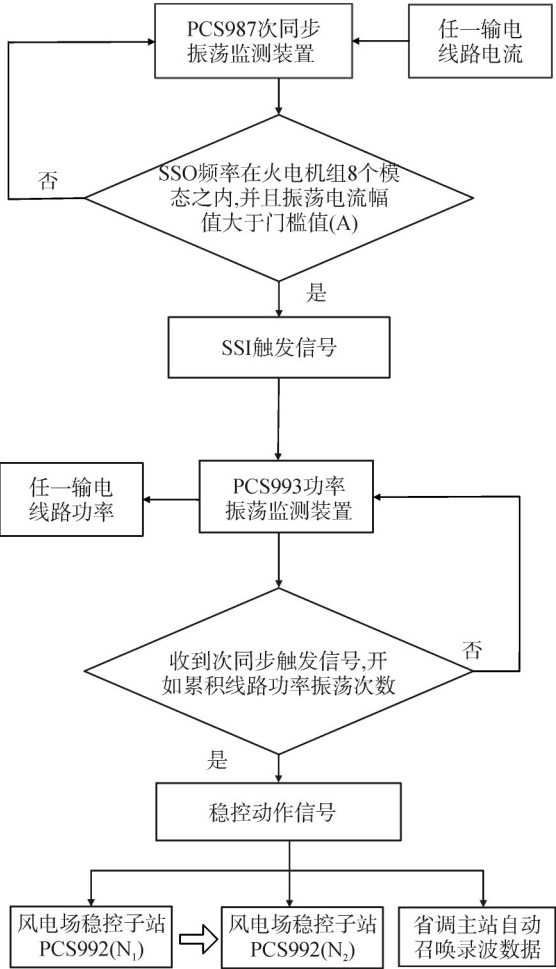


图4 次同步振荡控制系统流程
Fig. 4 Flow chart of control system for synchronous oscillation

系统采用PCS-993C型次同步振荡检测装置作为电力系统次同步振荡事故时的检测与控制装置,当电力系统发生次同步振荡时,迅速进行启动和判断,发出报警,并可采取解列、切机等控制措施,以消除次同步振荡事故。该装置基于检测功率振荡波形原理进行次同步振荡判别,正常运行时,装置始终监视联络线输送的有功功率,当发生次同步振荡时,装置能根据联络线功率的变化情况迅速进入启动状态。

3.2 次同步振荡三道防线的构建

结合风机与SVG、SVC控制模式调整控制、功率振荡、次同步振荡的判别,实现结合双判据的判据稳控切风机的主动防控以及风电场区域次同步控制系统的建设。三道防线分别为风机发电模式及风电场SVC/SVG的控制、功率振荡控制和次同步振荡功率控制。

3.2.1 风机发电模式及风电场SVC/SVG的控制

次同步振荡控制系统的第一道防线是风机发电模式及风电场SVC/SVG的控制。SVG附加阻尼

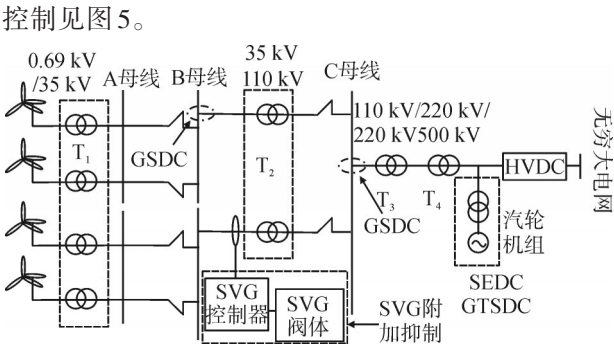


图5 SVG附加阻尼控制
Fig. 5 SVG additional damping control

图1所示该系统是一个复杂的电力外送系统,包括含风电场、火电厂和一条高压直流输电线路,其中风电场含 n 台型号相同的1.5MW直驱永磁风电机组(D-PMSG),通过(0.69 kV/35 kV)升压变压器 T_1 汇集到35 kV汇流站母线A,经带有断路器输电线路汇集到母线B,此处常安装有风电馈线侧和风电汇集站的专用抑制装置GSDC,以及基于SVG附加次同步/超同步抑制装置。之后经升压变压器 T_2 (35 kV/110 kV)升压后接入母线C,最后由升压变 T_3 (110 kV/220 kV)以及 T_4 (220 kV/500 kV)升压后接入经HVDC输电线路送至大电网。风电场近常有汽轮发电机组一道构成风火打捆直流外送通道,汽轮机组侧安装有火电厂侧附加励磁阻尼抑制SEDC,机端阻尼控制装置GTSDC,以控制火电厂侧次同步电流的输出。经现场试验验证,基于SVG的附件抑制方案,可用容量小,不大于25%。以10 Mvar的SVG为例,基波以及主要次同步谐波幅值见表2。

表2 次同步谐波幅值	
Table 2 The amplitude for subsynchronous harmonic	
频率/Hz	链节直压波动740~1 045 V时电流/A
50	577
16	160
20	150
25	140

由表2可知,当链节直压波动保持在740~1 045 V时,可用于16 Hz次同步谐波抑制的电流10 kV侧最大仅为160 A。

次同步振荡控制系统的第一道防线主要通过以下4个措施进行控制。

1)调整哈密山北地区省地电压控制曲线,优化哈密山北地区SVG的投运方式,将荣信公司具有抑制功能的3套SVG投入自动方式,其余SVC、SVG均投入固定(电容器、电抗器)补偿模式。

2)针对风机出力较小时引起误判误调整对次同步谐波的放大问题,优化哈密山北地区风电场及风电汇集站的SVG动态无功控制策略,增加SVC、SVG的延时闭锁功能。

3)调整动态无功补偿设备反馈模式。针对风电场及汇集站SVG的控制参数灵敏度过大和响应性过快问题,缩小放大倍数。针对动态无功补偿设备反馈信号抗波动性弱的问题,增加电流反馈采集回路,调整SVG的控制母线,由高压母线改为低压母线,降低SVG的频繁响应。

4)联合金风公司开展风机无功调节能力测试试验,针对风机自身无功调节引起的波动问题,将哈密山北地区所有风电场风机功率因数均设置为恒功率因数1的模式,保证风机在运行过程中机端无功出力恒为零,避免由于风机在有功波动过程中造成风机无功出力的波动,从而引发风电场次同步振荡。

3.2.2 结合机组轴系扭振特征频率的控制防线

次同步振荡控制系统的第二道防线是结合机组轴系扭振特征频率的控制防线。即当监测到的次同步频率满足直流配套火电机组扭振保护启动频率判据后,通过功率振荡幅值和振荡次数判据,分轮实现对各相关振荡风电场的切除功能。

若次同步振荡功率的特征频率与电网火电机组的轴系扭振特征频率吻合时,结合低动作门槛快速动作,尽可能快速平息电网次同步振荡,避免火电机组的扭振保护动作,保证电网稳定;其逻辑图见图6。图6中: f_{osc} 为装置计算出的次同步振荡功率的特征频率; f_{set-n} 为第 n 个火电机组的轴系扭振特征频率定值; $P_{op-set-low}$ 为低动作门槛。

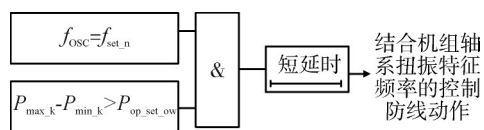


图6 结合机组轴系扭振特征频率的控制防线逻辑图

Fig. 6 Logic diagram of the control line with the characteristic frequency of crankshaft torsional

结合机组轴系扭振特征频率的控制防线流程图见图7。采样数据经过筛选后经PRONY分析计算出其特征频率,若特征频率与机组轴系扭振频率吻合,结合功率的低动作门槛值,若满足动作判据,则经短延时出口,尽可能快速平息电网的次同步振荡,避免火电机组扭振启动,保证了控制防线的灵敏性。

3.2.3 防止频率漏监的控制防线

次同步振荡控制系统的第三道防线是防止频率漏监的控制防线。即为防范次同步振荡频率的漏监,以及非花园电厂扭振保护模态的次同步分量

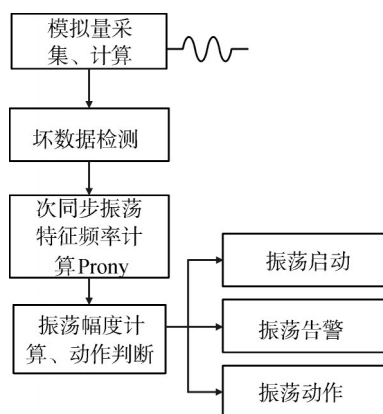


图7 结合机组轴系扭振特征频率的控制防线流程图

Fig. 7 Flow chart of the control line with the characteristic frequency of crankshaft torsional

对系统的影响,当监测到的联络线功率满足启动判据后,通过振荡幅值和振荡次数判据,分轮实现对各相关振荡风电场的切除功能。

为防止次同步振荡的频率漏监,提出不结合机组轴系扭振特征频率的次同步控制防线。当出现频率漏监时,通过振荡幅度和振荡次数判据整定值的配合,不结合机组轴系扭振特征频率的次同步控制策略将动作。其逻辑图见图8。图8中 $P_{op-set-hi}$ 为高动作门槛。

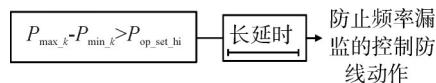


图8 防止频率漏监的控制防线逻辑图

Fig. 8 Logic diagram of the control line with the frequency to prevent leakage monitoring

其计算流程同图7,采样数据经筛选后,若满足功率振幅判据及振荡次数判据,则出口。不考虑机组轴系扭振频率,结合功率的高动作门槛值,若满足动作判据,则经长延时出口,保证了控制防线的可靠性。

3.3 次同步振荡控制系统的工程应用

3.3.1 次同步振荡安全控制装置部署情况

目前,在哈密地区220 kV山北变、麻东风电汇集站、麻西风电汇集站、望洋台风电汇集站、望洋台西风电汇集站、望洋台东风电汇集站、老君庙风电汇集站、北塔山风电汇集站、红星风电汇集站、小草湖风电汇集站部署有次同步监测及控制装置,风电汇集地区次同步振荡控制装置部署见图9。

山北变:部署次同步振荡检测装置PCS-987T及CSC-853以及功率振荡检测装置PCS-993,并接入哈密山北地区现有稳控系统。

麻黄沟东风电汇集站:通过增加板卡的方式,将PCS-987T装置与原有功率振荡检测装置PCS-993进行了融合。麻黄沟西、望洋台、望洋台西、望

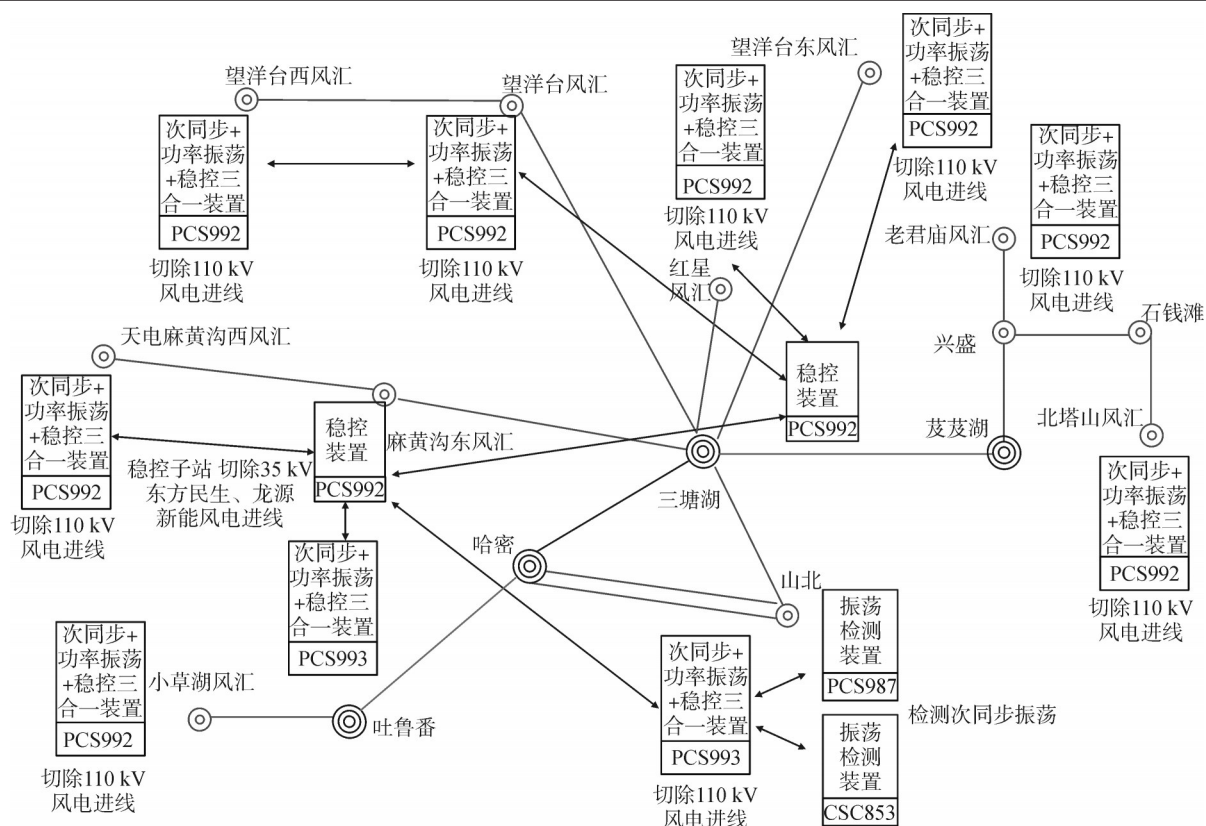


图9 风电汇集地区次同步振荡控制装置部署

Fig. 9 Deployment of subsynchronous oscillation control unit in wind power integration areas

洋台东、老君庙、北塔山、红星、小草湖风电汇集站：通过增加板卡的方式，将PCS-993、PCS-987T装置融合进现有稳控装置PCS-992。

图9中山北振荡检测装置检测到哈山双线发生次同步振荡，若哈山双线任一线路的次同步振荡频率在八个频率范围内，则分4轮全切本地风电，第一轮切麻黄沟西，第二轮切麻黄沟东，第三轮切淖毛湖，第四轮切山北。目前一、二、四轮均通过定值封死，仅切除淖毛湖风电。

望洋台西、望洋台东振荡检测装置检测到线路发生次同步振荡，若任一线路的次同步振荡频率在八个频率范围内，则分2轮切除风电，第一轮选切本站110 kV线路，第二轮全切本地风电。

望洋台振荡检测装置检测到线路发生次同步振荡，若任一电流的次同步振荡频率在八个频率范围内，则分3轮切除风电，第一轮选切本站110 kV线路，第二、三轮根据望塘线、望西线振荡幅度与平均功率的比值大小向稳控装置发切麻望洋台本地或望洋台西电源的命令，望塘线振荡幅度比值大则切望洋台本地电源，否则切望洋台西电源。

切除方式：望洋台、望洋台西、望洋台东下属风电场均通过所在汇集站稳控装置切除110 kV进线。

3.3.2 望洋台地区案例分析

4月21日20时31分望洋台东风电汇集站具备次同步及功率振荡检测功能的稳控装置PCS992振荡第一轮动作，切除广望东风一线，损失风电出力50 MW，切除后望洋台地区振荡平息，其中建望东风1、2线振荡波形见图10。20时30分，花园电厂1、3号机组扭振保护模式2启动。本次事故发生前，天中直流的功率刚由400万千瓦降至320万千瓦。PCS992录波波形见图10。

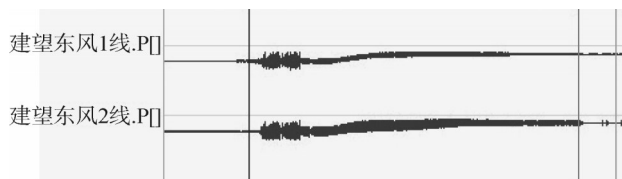


图10 PCS992录波波形

Fig. 10 Waveform recorded of PCS992

动作前，220 kV塘望东线功率振幅及110 kV广望东风一线的功率振幅均达到动作定值，其余风电线路达到告警定值或在动作定值附近。由于110 kV振荡次数定值较小，广望东风一线最先达到定值，故振荡第一轮切除了广望东风一线。

3.3.3 次同步分析结果

对相关厂站长录波数据进行频谱分析,发现电网电流中存在24.2、76 Hz左右的间谐波分量。220 kV线路电流间谐波含量数据见表3,中电建望洋台东风电场线路电流间谐波含量数据见表4。

表3 220 kV线路电流间谐波含量

Table 3 Current interharmonic content of 220 kV line

线路名	24.2 Hz 分量	76 Hz 分量	50 Hz 基波	24.2 Hz 占比/%	76 Hz 占比/%
建望东一线	5.00	5.50	164.600	3.04	3.34
建望东二线	31.80	34.80	159.000	20.00	21.89
1号主变 110侧	5.00	5.50	164.500	3.04	3.34
2号主变 110侧	31.80	34.80	158.900	20.01	21.90
1号主变 35侧	15.00	17.00	524.900	2.86	3.24
2号主变 35侧	101.20	1.09	505.900	20.00	21.55
建风一线	7.80	8.20	248.900	3.13	3.29
建风二线	0.96	0.33	4.700	20.43	7.02
建风三线	8.10	9.40	289.400	2.80	3.25
建风四线	8.20	8.30	254.700	3.22	3.26
建风五线	18.30	21.00	230.300	7.95	9.12
建风六线	18.80	20.00	237.800	7.91	8.41
建风七线	1.42	0.91	7.412	19.15	12.28
建风八线	1.80	1.90	259.000	6.95	7.34
1号SVG	0.07	0.05	0.215	32.56	23.26
2号SVG	11.80	1.37	221.100	53.37	61.96

表4 中电建望洋台东风电场线路电流间谐波含量

Table 4 Current interharmonic content of Zhong Dianjian Wangyangtai Dongfeng wind farm line

线路名	24.2 Hz 分量	76 Hz 分量	50 Hz 基波	24.2 Hz 占比/%	76 Hz 占比/%
塘望东线	41.80	41.30	793.8	5.27	5.20
塘望线	7.00	9.00	586.2	1.19	1.54
塘黄线	1.00	1.00	1 504.9	0.07	0.07
哈山一线	2.70	3.00	147.6	1.83	2.03
哈山二线	2.70	3.20	151.7	1.78	2.11
哈疆一线	1.20	1.55	146.5	0.82	1.06
哈疆二线	1.20	1.60	149.2	0.80	1.07
哈光线	2.10	1.50	164.7	1.28	0.91
哈岭线	3.15	3.80	135.3	2.33	2.81
烟疆一线	0.10	1.60	223.3	0.04	0.72
烟疆二线	0.10	1.60	231.2	0.04	0.69
烟润线	4.10	7.20	200.0	2.05	3.60
烟庄线	2.40	2.10	116.1	2.07	1.80

上述分析可以看出:

1)电网电流中含有24.2、76.0 Hz左右的间谐波,该频率与花园机组的模态2频率(25.27 Hz,对应于电网中电流的频率为24.73(1±1.5) Hz和75.27 (1±1.5) Hz)相符。

2)220 kV线路中,塘望东线的间谐波绝对量最大,是其他220 kV风电线路的几十倍,初步判断是本次振荡的振荡源。

4 结论

文中基于大规模新能源并网系统的次同步振荡稳定问题,通过对新疆哈密风电运行情况以及次同步振荡产生机理进行分析,构建了风电汇集地区次同步振荡控制系统三道防线,并将其应用到哈密望洋台地区,结论如下:

1)由振荡机理分析表明,电力系统平衡点附近线性化后系统的特征根,若实部全为负,则衰减振荡包含弱阻尼振荡;若有实部为正的共扼复根,则为增幅振荡;若为实部为零的虚根,则为等幅振荡。

2)由风电汇集地区次同步振荡控制系统的工程应用可知,该系统能够准确的切除风电场振荡线路,初步判断出本次振荡的振荡源,从而保证了控制系统的灵敏度和可靠性。

参考文献:

- [1] 陈国平,李明节,许涛,等.关于新能源发展的技术瓶颈研究[J].中国电机工程学报,2017,37(1):20-26.
CHEN Guoping, LI Mingjie, XU Tao, et al. Study on technical bottleneck of new energy development[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 20-26.
- [2] 徐政.交直流电力系统动态行为分析[M].北京:机械工业出版社,2004.
XU Zheng. Dynamic behavior analysis of AC/DC power system[M]. Beijing: China Machine Press, 2004.
- [3] 彭章刚,周步祥,冯超.基于PMSG-PSS的高风电渗透率电网低频振荡分析[J].高压电器,2016,52(6):147-152.
PENG Zhanggang, ZHOU Buxiang, FENG Chao. Analysis of low frequency oscillation for power system with large wind power integration based on PMSG - PSS[J]. High Voltage Apparatus, 2016, 52(6): 147-152.
- [4] 李自明,姚秀萍,王海云,等.计及风电场静态电压稳定性的VMP系统无功电压控制策略研究[J].电力系统保护与控制,2016,44(21):77-83.
LI Ziming, YAO Xiuping, WANG Haiyun, et al. Study on reactive power and voltage control strategy of VMP system considering static voltage stability of wind farm[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(21): 77-83.

- [5] 时伯年, 李树鹏, 梅红明, 等. 含常规直流和柔性直流的交直流混合系统次同步振荡抑制研究[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(20): 113-118.
SHI Bonian, LI Shupeng, MEI Hongming, et al. Research on the SSO restraining of hybrid system containing LCC_HVDC and VSC_HVDC[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(20): 113-118.
- [6] LIVERMORE L, UGALDE - LOO C E, MU Q, et al. Damping of subsynchronous resonance using a voltage source converter-based high-voltage direct-current link in a series-compensated great britain transmission network[J]. IET Generation Transmission & Distribution, 2014, 8(3): 542-551.
- [7] 董恒锋, 徐政, 黄弘扬, 等. 大电源特高压集中外送系统低频振荡的网侧控制技术[J]. 高电压技术, 2016, 35(2): 571-580.
DONG Huanfeng, XU Zheng, HUANG Hongyang, et al. Grid side damping control technologies of low frequency oscillation of ultra high voltage transmission systems for large - scale energy bases[J]. High Voltage Technology, 2016, 35(2): 571-580.
- [8] MEMBER A R S, MEMBER G F, MEMBER T F, et al. Effects of virtual resistor in power electronic converter on subsynchronous oscillation damping[J]. IEEE Transactions on Electrical & Electronic Engineering, 2011, 6(6): 540-546.
- [9] 冯双, 蒋平, 吴熙, 等. 电力系统低频振荡性质频域判别方法[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(9): 2357-2365.
FENG Shuang, JIANG Ping, WU Xi, et al. Frequency-domain method for identifying the property of low frequency oscillations[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(9): 2357-2365.
- [10] 董晓亮, 谢小荣, 李江, 等. 大型风电场中不同位置的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.
DONG Xiaoliang, XIE Xiaorong, LI Jiang, et al. Comparative study of the impact on subsynchronous resonance characteristics from the different location of wind generators in a large wind farm[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(20): 5173-5180.
- [11] 张鹏, 毕天姝. HVDC 引起次同步振荡暂态扰动风险的机理分析[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(4): 961-968.
ZHANG Peng, BI Tianshu. Mechanism analysis of large disturbance risk of subsynchronous oscillation caused by HVDC[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(4): 961-968.
- [12] BOOPATHI V P, MUZAMIL AHAMED R, KUMUDINI DEVI R P, et al. Analysis and mitigation of subsynchronous oscillations in a radially - connected wind farm[C]//Power and Energy Systems Conference: Towards Sustainable Energy. [S.l.]: [s.n.], 2014: 1-7.
- [13] 高本锋, 李忍, 杨大业, 等. 双馈风电机组次同步振荡阻尼特性与抑制策略[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(12): 11-20.
GAO Benfen, LI Ren, YANG Daye, et al. Damping characteristics and countermeasure of DFIG sub synchronous oscillation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(12): 11-20.
- [14] LEON A E, MAURICIO J M, SOLSONA J A. Subsynchronous resonance mitigation using variable speed wind energy conversion systems[J]. IET Generation Transmission & Distribution, 2013, 7(7): 511-525.
- [15] 邹红波, 王飞. 经 IWO 优化的原子分解算法辨识次同步振荡模态[J]. 电力系统及其自动化学报, 2016, 28(4): 62-67.
ZOU Hongbo, WANG Fei. Modal identification of sub synchronous oscillation based on atomic decomposition optimized by IWO[J]. Proceedings of the CSU - EPSA, 2016, 28(4): 62-67.
- [16] 吴克昌. 电力系统谐波[M]. 北京: 中国电力出版社, 1988.
WU Jingchang. Power system harmonics[M]. Beijing: China Power Press, 1988.
- [17] 王茂海, 齐霞. 电力系统次同步振荡分量的快速在线检测算法[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(18): 149-154.
WANG Maohai, QI Xia. Fast online detection method for power system sub-synchronous oscillation components [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(18): 149-154.
- [18] 国家调度电力通信中心. 电力系统实时动态监测系统技术规范: Q/GDW 131—2006[S]. 北京: 国家电网公司, 2006.
State Dispatching Power Communication Center. Technical specification for real-time dynamic monitoring system of power system: Q/GDW 131—2006[S]. Beijing: State Grid Corporation, 2006.
- 张陵(1969—), 男, 硕士研究生, 研究方向为输、变、配电设备运维与故障诊断。
李君芝(1973—), 女, 工学学士, 研究方向为电气设备在线监测与故障诊断。
杨金成(1990—), 男, 工学学士, 研究方向为电测量技术。
李自明(1989—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电网控制与运行。
徐晓宾(1990—), 男, 硕士研究生, 研究方向为变电运维与检修。