

基于宽频测量数据和电压振幅比的 强迫振荡源定位

陈玉林 张杰 杨利民 王坤

(南京南瑞继保电气有限公司, 南京 211102)

摘要 现代电力系统可能发生非典型强迫宽频振荡, 传统的强迫振荡源识别方法难以适用。本文利用宽频测量系统提供的宽频测量数据, 提出基于电压振幅比(VOR)的强迫振荡源定位方法。电压振幅比为电压振荡量与电压稳态量的比值, 可有效反映强迫振荡源处振荡电压相对幅度最大的物理规律, 适用于低频振荡、次同步振荡和超同步振荡判别。该方法适用于不同电压等级, 可减少互感器和宽频测量装置测量误差的影响。通过仿真案例和现场案例验证了该方法的有效性。

关键词: 电力系统; 强迫振荡; 振荡源定位; 宽频测量; 电压振幅比(VOR)

Forced oscillation source identification based on wide-frequency measurement and voltage oscillation ratio

CHEN Yulin ZHANG Jie YANG Limin WANG Kun

(NR Electric Co., Ltd, Nanjing 211102)

Abstract Modern power systems may experience untypical forced wideband oscillations, and traditional methods are difficult to identify the source of such forced oscillations. This paper proposes a universal identification method for forced oscillation sources based on voltage oscillation ratio (VOR), using wide-frequency measurement data provided by the broadband measurement system. The VOR is the ratio of the oscillation voltage amplitude relative to the steady-state voltage amplitude, which can effectively reflect the physical characteristics that the forced oscillation source has the maximum relative amplitude of oscillation voltage. This method is suitable for identification of low-frequency oscillation and sub/super-synchronous oscillation. This method is applicable in different voltage levels and can reduce the impact of measurement errors of transformers and broadband measurement devices. The effectiveness of this proposed method is verified through simulation cases and on-site cases.

Keywords: power system; forced oscillation; oscillation source identification; wide-frequency measurement; voltage oscillation ratio (VOR)

0 引言

高比例新能源和高比例电力电子设备的“双高”电力系统发生宽频振荡的风险日益增大, 其中大容量电力电子设备引发的强迫振荡是重要原因之一^[1]。低频振荡(0.1~2.5Hz)是电力系统的常见问题, 以前多为电网网架薄弱引起的负阻尼振荡, 当前多为由控制参数错误或控制模块缺陷引发的强迫振荡^[2-4]。随着新能源及电力电子设备的大量应用, 电力系统强迫振荡的频率范围从低频振荡延伸至次

同步振荡和超同步振荡(2.5~2500Hz), 呈现宽频强迫振荡态势^[5]。为解决宽频强迫振荡问题, 需先实现强迫振荡的监测和定位。目前, 国内开始广泛配置宽频测量装置和宽频测量主站, 调度主站可获得基波、谐波、间谐波、主导振荡信号等宽频测量信息, 但基于宽频测量数据进行振荡源定位的研究尚不充分^[6-7]。强迫振荡源的识别主要有三类: 第一类方法比较测点振荡幅度的大小, 包括电压振幅或功率振幅^[8-9]; 第二类方法分析电气量之间的相位关系, 例如频率与有功功率之间的相位, 或电压与电

流之间的相位^[10-12]；第三类方法从能量角度定义和识别振荡源，即认为提供振荡能量的子系统为振荡源^[13-17]。第一类方法原理简单，但易受测量绝对误差影响，且在跨电压等级情况下难以应用。第二类和第三类方法依赖多种信号的精确测量，包括电压、电流、功率、频率的波动幅值和波动相位。实际工程中，振荡信号一般幅值较小，振荡信号的测量误差很可能导致错误的分析结果。此外，由于以往没有测量数据支撑，以上方法在实际工程中的应用较少，其工程实用性未能得到实际数据的检验。

鉴于此，本文利用可获得的宽频测量数据，提出一种基于电压振幅比（voltage oscillation ratio, VOR）的单强迫振荡源定位方法。该方法通过标幺化的电压振幅比判断振荡源方向，可消除不同电压等级变比的影响，同时可消除电压互感器或测量装置固有误差的影响。该方法可应用于全网数据的分析，也可应用于单厂站数据的分析。

1 强迫振荡时电压分布特点

1.1 单机联网系统等效电路

本文考虑单强迫振荡源识别问题，振荡源位于厂站端或大电网，因此采用如图1所示的单机联网系统作为分析模型。

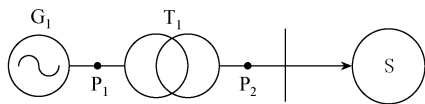


图1 单机联网系统示意图

图1中，单机 G_1 可能是常规水电、火电机组，也可能是风电、光伏、储能等新型电源， S 为厂站变压器 T_1 以外电网的等效， P_1 和 P_2 为变压器两侧的电压测点。为便于分析，将电压和阻抗统一归算到变压器高压侧，得到单机联网系统等效电路如图2所示。

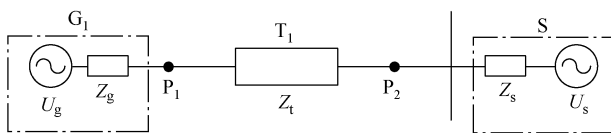


图2 单机联网系统等效电路

图2中， U_g 和 Z_g 分别为机组的电压和等效阻抗， U_s 和 Z_s 分别为电网的电压和等效阻抗（ Z_s 包含输电线路的阻抗）， Z_t 为变压器的等效阻抗。

1.2 强迫振荡电路分解

电力系统发生强迫振荡时，振荡源可等效为串

联电压源或并联电流源。为表述方便，本文将其等效为电压源。根据叠加原理，振荡时的电路可以分解为只包含正常工频电源的电路和只包含强迫振荡源的电路。

只包含正常工频电源的等效电路如图3所示，其中 U_{g0} 和 U_{s0} 分别为机组和系统的工频电压。变压器两侧电压已进行转角变换。 Z_{g0} 、 Z_{t0} 、 Z_{s0} 分别为机组、变压器、系统在工频信号下的阻抗。

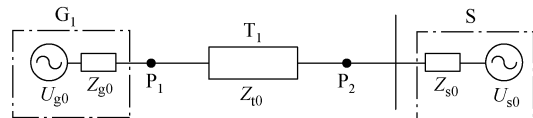


图3 只包含工频电源的等效电路

振荡源可能位于机组侧，也可能位于电网侧。当强迫振荡源位于机组侧时，只包含强迫振荡源的等效电路如图4所示，其中 U_{os} 为强迫振荡源电压。

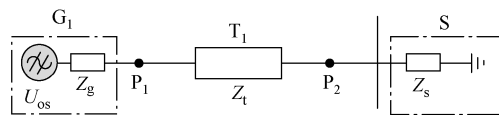


图4 强迫振荡源位于机组侧的等效电路

当强迫振荡源位于电网侧时，只包含强迫振荡源的等效电路如图5所示。

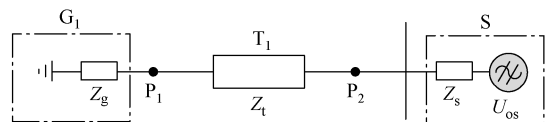


图5 强迫振荡源位于电网侧的等效电路

图4和图5中， Z_g 、 Z_t 、 Z_s 分别为机组、变压器、系统在主导振荡信号下的阻抗。

1.3 强迫振荡时电压分布

对于图3所示的稳态工频电路，由于实际等效电网中一般存在支撑电源，因此机组 G_1 与电网 S 的稳态电压标幺值相差不大，通常偏差不超过5%~15%。而对于图4或图5所示的振荡等效电路，振荡源处的振荡电压最高，其他各处的振荡电压依次减小。以图4所示情况为例，振荡源位于机组侧，系统强迫振荡时的电压分布如图6所示。

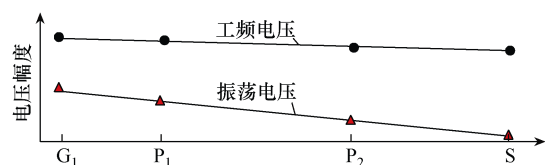


图6 强迫振荡时的电压分布

基于图6所示电压分布特点,可根据全网信息进行强迫振荡源判断。对于含有变压器的单个电厂,也可根据厂站就地信息,通过对比变压器两侧电压分布情况判别强迫振荡源方向。

需要指出的是,本文所述振荡电压均为统一归算到变压器同一侧的电压,需要解决的问题是如何表征振荡电压的幅度,以及如何准确进行电压等级归算。

2 基于宽频测量数据和电压振幅比的振荡源定位

2.1 宽频测量数据简介

为实现对电力系统宽频振荡的监测,国内已逐步在新能源厂站、换流站、重要厂站广泛配置宽频测量装置。宽频测量装置的采样率不低于10kHz,可准确监测2500Hz以内的电气量信号,包括基波、谐波、间谐波、低频振荡、次同步振荡、中高频振荡。

对于低频振荡(0.1~2.5Hz),宽频测量装置可输出基波电压、电流相量、功率、频率。

对于次同步振荡(5~45Hz)及中高频振荡(55~2500Hz),宽频测量装置可输出谐波、间谐波电压、电流的相量和频率,以及功率振荡幅度较大的振荡幅值和振荡频率。

以上宽频测量数据即振荡监测和振荡源定位的数据基础。

2.2 电压振幅比定义和计算

设电网发生振荡时,电压幅值曲线为 $U(k)$,稳态电压幅值为 U_0 ,主导振荡电压幅值为 U_{os} 。定义主导振荡电压幅值 U_{os} 与稳态电压 U_0 的比值为电压振幅比 K_U ,即

$$K_U = \frac{U_{os}}{U_0} \quad (1)$$

电网低频振荡时,电压幅值表现为周期性振荡,取 n 个振荡周期作为计算时间窗,计算电压幅值的平均值,得到稳态电压的测量幅值,如式(2)所示。

$$U_0 = \frac{1}{nT/\Delta T} \sum_{k=1}^{nT/\Delta T} U(k) \quad (2)$$

式中: T 为低频振荡周期; n 为周期个数; ΔT 为数据间隔; k 为测量值序号。

将总电压幅值曲线减去 U_0 ,可得到一个均值为零的幅值曲线,取该曲线的最大值作为振荡电压幅

值 U_{os} ,即

$$U_{os} = \max(U(k) - U_0) \quad (3)$$

需要指出的是,对于低频振荡,取最大值的方式比计算波动量有效值的方式适用性更好,因为实际工程数据表明,某些强迫低频振荡情况下的电压幅值并非正弦波动。

当电网发生次同步或中高频振荡时,首先选择振幅最大的功率振荡模式作为主导振荡模式,设其频率为 f_p 。然后,根据主导振荡模式选择需关注的电压谐波或间谐波。记基波频率为 f_0 ,则主导功率振荡相关的电压(间)谐波频点为 $|f_p \pm f_0|$,取其中幅值大的电压(间)谐波作为振荡源定位依据,记其宽频测量值为 U_{os} 。取基波电压测量值作为稳态电压 U_0 ,根据式(1)即可计算次同步或中高频振荡时的电压振幅比。

2.3 电压振幅比理论分析

由于电压振幅比为振荡电压与稳态电压的比值,因此该方法对互感器和测量装置存在的固有系统测量误差敏感。例如,若固有系统测量误差为 $\Delta\varepsilon$,即含误差的振荡分量测量值为 $U_{os}(1+\Delta\varepsilon)$,含误差的基波测量值为 $U_0(1+\Delta\varepsilon)$,则电压振幅比的计算结果为 $K_U = U_{os}/U_0$,对比式(1)可知,电压振幅比未受系统测量误差 $\Delta\varepsilon$ 影响。

下面分析电网不同测点的电压振幅比差异。以图4为例,振荡源位于机组侧,设机组稳态电压相量为 \dot{U}_{g0} ,系统稳态电压相量为 \dot{U}_{s0} ,机组侧的振荡电压相量为 \dot{U}_{os} ,则可计算得到 P_1 和 P_2 测点的电压振幅比为

$$\begin{cases} K_{UP1} = \frac{(Z_t + Z_s)\dot{U}_{os}}{Z_{g0}\dot{U}_{s0} + Z_{t0}\dot{U}_{g0} + Z_{s0}\dot{U}_{g0}} \\ K_{UP2} = \frac{Z_s\dot{U}_{os}}{Z_{g0}\dot{U}_{s0} + Z_{t0}\dot{U}_{s0} + Z_{s0}\dot{U}_{g0}} \end{cases} \quad (4)$$

从式(4)可以看出, K_{UP1} 与 K_{UP2} 的分母只是中间项存在差异。当机组稳态电压 \dot{U}_{g0} 和系统稳态电压 \dot{U}_{s0} 差异不大(标幺值偏差通常不超过5%~15%)时, K_{UP1} 与 K_{UP2} 的分母近似相等,因此 K_{UP1} 与 K_{UP2} 的比值约为 $(Z_t + Z_s)/Z_s$,因此变压器两侧的电压振幅比差异显著。依此类推可知,在单强迫振荡源情况下,两个测点间的等效阻抗越大,则这两点的电

压振幅比差异越大。两点间的阻抗元件可以是变压器或输电线路。

需要指出的是,基于电压计算振幅比是充分利用了全网基波电压基本维持在额定值的特点,若基于电流或功率进行类似的振幅比计算,则不能获得与电压振幅比相似的效果。例如,对于一条输电线路,在电容电流可忽略的情况下,线路两侧的电流量相同、功率相近,电流或功率振幅比无法区分振荡源方向。对于电网中基波功率很小的节点,按电流或功率振幅比判断时,该点很容易被误判为强迫振荡源。

电压振幅比方法具有以下优点:①电压振幅比是标幺化值,可以跨电压等级比较;②可大幅降低电压互感器和测量装置存在的固有测量误差的影响;③由于只采用电压幅值信息,故不受相位测量误差的影响(高次谐波或间谐波的典型相位测量误差极限为 5° ,因此相位比较类方法在工程中容易失效或出错);④能适应非正弦形式的低频振荡波形,无需计算频率或功率的振荡相位(该相位一般无法准确获得)。

3 算法验证

3.1 仿真算例

考虑双机电厂通过单个线路联网的场景,建立如图7所示的双机电厂联网仿真模型,在电厂侧(G_1, G_2)和系统侧(S)分别设置强迫振荡源,验证电压振幅比方法判别强迫振荡源的效果。

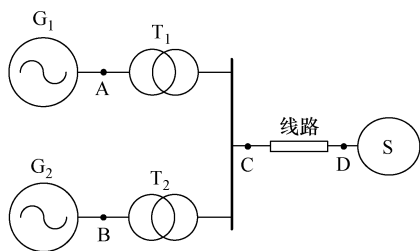


图7 双机电厂联网仿真模型

图7中,机组电压为22kV,单台机组容量为670MV·A,额定功率为600MW,机组暂态电抗为0.24p.u.,次暂态电抗为0.21p.u.。变压器电压比为22kV/525kV,容量为75万kV·A,阻抗为0.1396p.u.。输电线路阻抗为0.000548p.u.(折算至100MV·A)。系统侧电压为500kV,电抗为0.0003p.u.(折算至100MV·A)。机组相位超前系统相位 30° 。

在图7中A、B、D处分别施加强迫振荡源,振荡源幅度为稳态工频电压的0.5%,与基波电压串

联。仿真得到各点的稳态工频电压和振荡电压幅值,并计算振幅比。低频振荡、次同步和中高频振荡的仿真结果类似(分别施加振荡源),其中低频振荡(1Hz)的仿真分析结果见表1。

表1 双机联网系统强迫低频振荡的电压振幅比

振荡位置	电压振幅比 K_U				判别结果
	A点	B点	C点	D点	
A点	0.346	0.117	0.117	0.044	A
B点	0.117	0.346	0.117	0.044	B
D点	0.045	0.045	0.117	0.341	D

从表1可以看出,强迫振荡源所在位置的电压振幅比明显最大,因此根据电压振幅比的大小可准确定位振荡源。

3.2 低频振荡现场案例

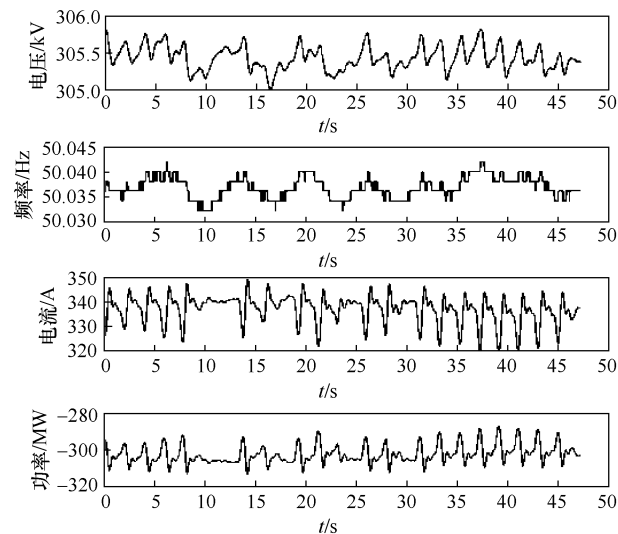
下面给出3个电厂强迫低频振荡案例,其振荡波形各有特点。这3个电厂的拓扑均与图7一致。

1) GJ电厂低频振荡

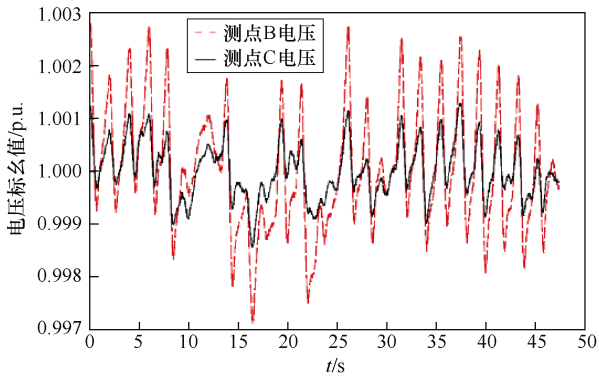
2021年5月6日,GJ电厂 G_2 发生不规则的功率振荡, G_1 处于停运状态,电厂拓扑如图7所示,相关波形如图8所示。

从图8(a)可以看出,低频振荡时,电压、电流和功率均存在波动,但波形都不规则。对于这种不规则振荡,传统方法均难以适用。

图8(b)为图7中B点和C点电压以基波电压为基准得到的电压标幺值,其波动幅度即电压振幅比。从图8(b)可以看出,在稳定振荡时段,B、C点的电压振幅比分别为0.26%、0.14%,机组 G_2 (B点)的电压振荡幅度显著高于并网点(C点),据此



(a) 变压器 T_2 高压侧波形



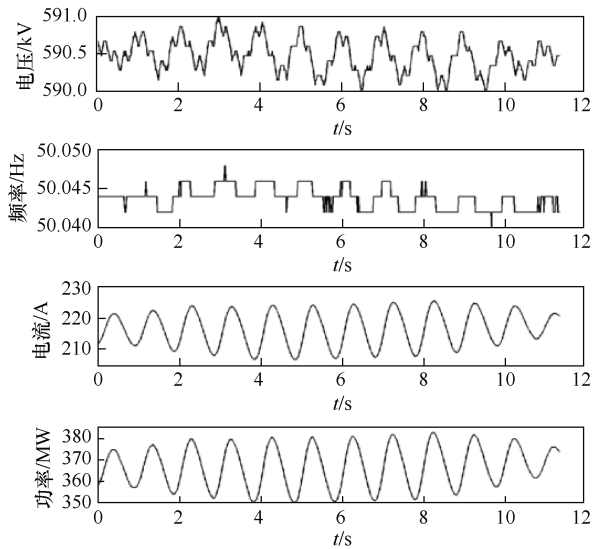
(b) 测点B、C的电压标么值

图8 案例1 GJ 电厂强迫振荡波形

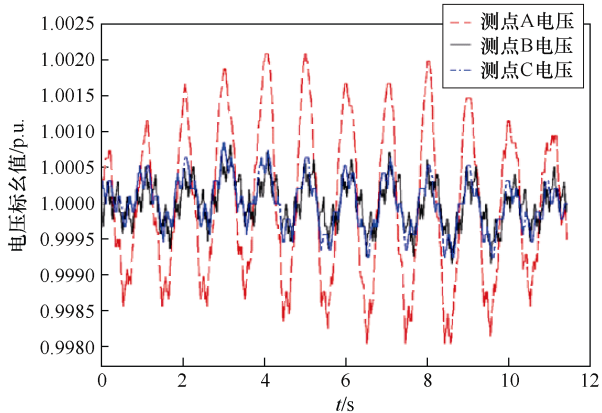
判断 G₂ 为强迫振荡源，与现场排查情况一致。

2) ZSP 电厂低频振荡

2021年4月，ZSP 电厂机组 G₁ 由于励磁系统工作异常，发生频率为 1Hz 的低频振荡。电厂拓扑如图 7 所示，相关波形如图 9 所示。



(a) 变压器 T₁ 高压侧波形



(b) 测点A、B、C的电压标么值

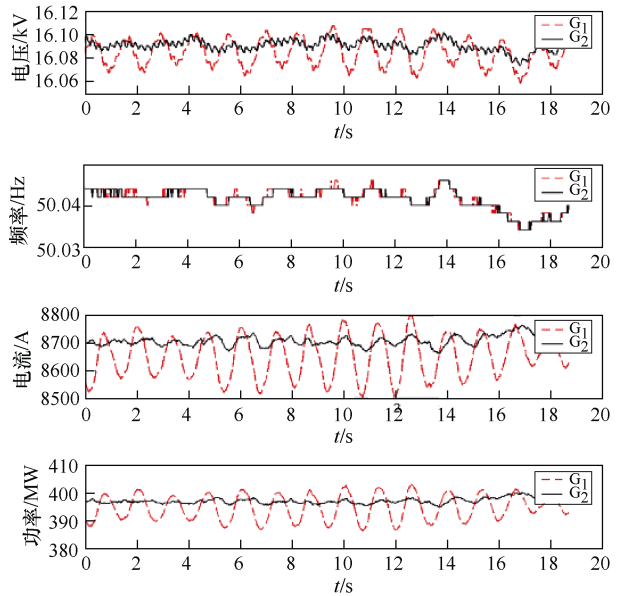
图9 案例2 ZSP 电厂强迫振荡波形

从图 9 (a) 可以看出，低频振荡时，电流和功率呈现出典型的正弦波动趋势，波动频率约为 1Hz，频率波动幅度较小。

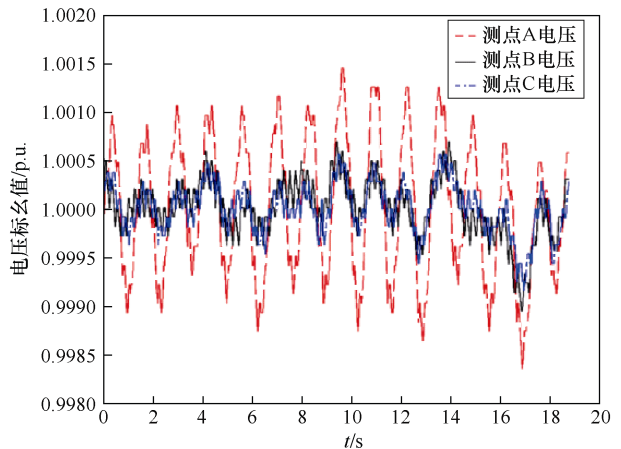
从图 9 (b) 可以看出，机组 G₁ 的电压振幅比最大，且显著高于机组 G₂ 和并网点，据此判断 G₁ 为强迫振荡源，该判断结果与实际情况一致。

3) SH 电厂

2021年10月12日，SH 电厂 G₂ 发生频率为 0.71Hz 的功率振荡，电厂拓扑如图 7 所示，相关波形如图 10 所示。



(a) 机组 G₁、G₂ 的波形



(b) 测点A、B、C的电压标么值

图10 案例3 SH 电厂强迫振荡波形

从图 10 (a) 可以看出，低频振荡时，机组 G₁ 电流和功率呈近似正弦波动趋势，而机组频率的波动趋势很不明显。

从图 10 (b) 可以看出, 机组 G_1 的电压振幅比最大, 且显著高于机组 G_2 和并网点, 据此判断 G_1 为强迫振荡源, 与实际情况一致。

从以上 3 个低频振荡实际案例可以看出, 测点的电压波动幅度较小 (0.1%~0.3%), 与同步相量测量单元 (phasor measurement unit, PMU) 或宽频测量装置的精度极限相当, 因此基于绝对值比较的方法 (第一类方法) 易受测量误差影响。此外, 可以看出频率波动幅度小且分辨率有限 (约 0.002Hz), 而且电气量并非呈现理想的正弦波动曲线, 在此情况下难以有效应用第二类、第三类方法。

3.3 次/超同步振荡现场案例

2015 年, MHG 风电汇集站频繁监测到强迫次同步振荡, 图 11 为其中一次振荡的 220kV 间隔录波曲线。

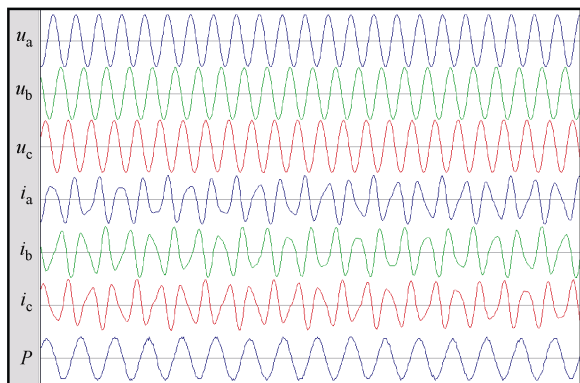


图 11 案例 4 MHG 风电厂强迫次同步振荡波形

对录波的频谱分析表明, 次同步振荡的功率波动频率为 33.6Hz, 存在显著的 83.6Hz 电压、电流间谐波, 但无 50Hz 以下的对称分量。变压器 35kV/110kV/220kV 各侧的电压见表 2。

表 2 MHG 风电汇集站变压器各侧电压

项目	U_a (基波) /kV	U_a (间谐波) /kV	电压振幅比/%
35kV 侧	20.535	0.693	1.99
110kV 侧	68.460	1.099	1.00
220kV 侧	138.469	1.902	0.86

从表 2 可以看出, 变压器 35kV 侧的电压振幅比最大, 显著高于 110kV 侧和 220kV 侧, 因此可以判定振荡源位于 35kV 侧的风电场。事后分析表明, 次同步振荡产生的原因为 35kV 风电场风机控制模式存在缺陷, 优化风机控制模式后, 该风电场频繁发生次同步振荡的问题得以解决。该案例表明, 本文所提电压振幅比方法适用于次同步振荡源的定

位。对于超同步振荡, 判断过程类似, 但目前尚无实际案例。

4 结论

新型电力系统中可能发生非典型强迫振荡, 传统的强迫振荡源识别方法难以适用。本文利用电力系统宽频测量数据, 提出了基于电压振幅比的强迫振荡源定位方法, 采用电压振荡量与电压稳态量计算比值, 可有效反映强迫振荡的电压分布规律, 减少互感器和测量装置测量误差的影响, 可跨电压等级应用于电网或单个厂站, 适用于低频振荡、次同步振荡和超同步振荡判别。通过仿真算例和现场案例进行了验证。现场案例表明, 本文所提方法能适应典型和非典型的强迫振荡波形, 其工程适用性优于传统方法。当电压畸变率很小时, 该方法可能存在灵敏度不足的情况, 此类工况有待进一步研究。

参考文献

- [1] 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): 4720-4732.
- [2] 王铁强, 贺仁睦, 王卫国, 等. 电力系统低频振荡机理的研究[J]. 中国电机工程学报, 2002, 22(2): 22-26.
- [3] 张剑云, 李明节, 周济, 等. 三峡巨型电站异常功率波动仿真与试验研究[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(16): 122-129.
- [4] 刘辉, 杨寅平, 田云峰, 等. 电力系统强迫功率振荡实例及机理分析[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(10): 113-117.
- [5] 张路, 陈军, 赵启, 等. 新疆电网次同步振荡控制系统及其测试方法研究[J]. 电气技术, 2022, 23(12): 31-37.
- [6] 王志华, 郑涛, 窦仁辉, 等. 电力系统宽频测量技术方案与展望[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(11): 218-224.
- [7] 张放, 李佳欣, 史静舒. 基于基波同步相量的次/超同步振荡参数辨识探究: 频谱特性和关键问题[J]. 电工技术学报, 2024, 39(19): 6018-6038.
- [8] 徐衍会, 成蕴丹, 刘慧, 等. 基于瞬时功率的次同步振荡频率提取及振荡源识别方法[J]. 电工技术学报, 2023, 38(11): 2894-2907.
- [9] 董清, 王莹. 发电厂内强迫共振型低频振荡源的定位方法[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(7): 110-114, 129.

(下转第 80 页)