

广域直流阻尼控制中多模式交互影响在线分析

徐泰山¹,朱广飞¹,鲍颜红¹,苏寅生²,徐光虎²,彭慧敏¹

(1. 国网电力科学研究院/南京南瑞集团公司,江苏 南京 210003;

2. 中国南方电网电力调度控制中心,广东 广州 510623)

摘要: 基于暂态能量函数原理分析低频振荡中对应的能量转换过程,推导出抑制低频振荡的直流调制规律是保证调制功率与振荡相位一致。利用该调制规律定性分析直流调制对于其他振荡模式的影响,在此基础上提出采用振荡功率对时间的积分作为能量公式进行定量分析。将机组中针对某一振荡模式的功率调制对于其他模式的振荡能量变化量与该模式下机组自身阻尼消纳的振荡能量进行比较,预测直流调制在抑制某一主导振荡模式时对其他振荡模式的影响,对于多台发电机利用参与因子对能量进行加权处理。在多直流系统协调控制系统主站通过分析各主导振荡模式之间的能量关系判别是否投入直流调制控制系统。仿真算例验证了该方案的有效性和可行性。

关键词: 低频振荡; 直流调制; 能量函数; 广域测量系统; 多模式

中图分类号: TM 721.1; TM 71

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2016.05.008

0 引言

直流附加阻尼控制(直流调制)是指在直流极控系统中加入附加控制器,根据系统实际运行状态,从直流两端的交流系统中提取反映系统振荡的信号来调节直流传输功率,利用高压直流输电系统(HVDC)快速吸收或补偿其所连接交流系统的功率过剩或缺额,从而起到阻尼区域振荡的作用^[1-4]。以相量测量单元(PMU)为基础的广域测量系统(WAMS)可获取区域间的发电机相对转子角和转子角速度等全局信息作为阻尼控制器的反馈信号构成闭环控制,由于对大规模互联电网动态具有良好的可观性,基于广域信息的直流附加阻尼控制能更好地抑制区域低频振荡,更有利于提高互联系统的输电容量^[5]。

南方电网具有超高压远距离大容量输电、多直流集中馈入、交直流混合运行等特点,是典型的强直弱交大电网。截止到 2015 年,南方电网已建成“八交八直”的西电东送输电通道,送电规模达到 3.85×10^7 kW。为了能够发挥多回直流的调制功能及 WAMS 的独特优势,提高交直流并联大电网的阻尼,加强对区域低频振荡的抑制能力,南方电网构建了基于广域信息的多回直流自适应协调控制系统(下文简称“多直流协调控制系统”),该系统协调优化南方电网的高肇、兴安两回直流附加阻尼控制器的参数,利用南方电网的 WAMS 与两回直流共同构建闭环的控制系统^[6]。多直流协调控制系统于 2009 年 10 月正式投入运行,是世界上第一个正式运行的广域

连续阻尼控制工程^[7]。

文献[8]首次指出在南方电网中发现了一种特殊的模式交互影响现象,即随着控制器参数的变化,2 个振荡模式对应的特征值相互靠拢,但在接近到一定距离后,控制参数很小的变化就能导致特征值发生很大的变化,这种现象称为“模式谐振”^[8-10]。若稳定系统的特征值位于虚轴附近,模式谐振则可能恶化系统的稳定性,使原本稳定的系统失稳。经研究认为,南方电网的模式谐振现象是由直流附加阻尼控制器引起的,当控制器调整参数增强云贵振荡模式阻尼的同时,云南—广东振荡模式的阻尼被削弱^[8-9]。为了防止多个模式或者多个控制之间的相互作用产生新的弱阻尼,应该选择模式成分比较单一的反馈信号,并且考虑多直流控制器的协调控制。文献[9]以区域振荡模式的总阻尼最大为目标,基于智能优化算法(遗传算法和模拟退火算法)调节控制器参数以实现多直流阻尼控制器的协调控制,进而同步优化和协调多回直流控制参数。

目前,基于智能优化算法设计的控制器的控制效果通常取决于训练样本及特征输入的质量和数量、学习效率或者控制规则的全面性和准确性,而实际系统中,良好、全面且符合实际的样本是很难获取的;且控制器针对扰动和运行方式的鲁棒性和控制性能对参数的灵敏度还缺乏有效的评估方法,这都不能满足对直流附加控制的安全可靠性要求^[11]。此外,控制器的在线训练和自我完善策略研究也有待深入探讨。

本文基于暂态能量函数原理分析低频振荡,阐述了对应的能量转换过程。通过暂态能量函数原理推导出利用直流调制抑制低频振荡的调制规律是保

收稿日期:2015-05-03;修回日期:2016-02-04

基金项目:南方电网公司科技项目

Project supported by the Science and Technology Program of China Southern Power Grid

证直流调制功率与振荡相位一致。利用该调制规律定性分析直流调制对其他振荡模式的影响,在此基础上提出利用振荡功率对时间的积分作为考察指标定量分析直流调制对其他模式的影响,进而提出了在线预测多模式交互影响方案并通过仿真验证了该方案的有效性和可行性。

1 南方电网广域多直流协调控制系统

目前,南方电网主要存在 3 种区域低频振荡模式^[7,12-13]:第一种是云南机组相对于贵州机组的振荡(简称“云贵振荡模式”),振荡频率在 0.55~0.60 Hz 之间;第二种是云南和贵州机组一同对广东机组的振荡模式(简称“云贵—广东振荡模式”),该模式的振荡频率在 0.40~0.45 Hz 之间;第三种是海南机组相对于广东机组的振荡(简称“海南—广东振荡模式”),振荡频率为 0.70~0.78 Hz,随着电网网架的加强,系统阻尼总体呈逐年增加趋势^[13]。南方电网的直流调制主要是抑制云贵振荡模式及云贵—广东振荡模式^[7,12-14]。

目前,南方电网的多直流协调控制系统已接入高坡—肇庆直流(简称高肇直流)和兴仁—宝安直流(简称兴安直流),楚雄—穗东直流(简称云广直流)的接入工作也已完成 RTDS 仿真实验,并进入现场调试阶段;糯扎渡直流及溪洛渡直流后续也将接入该系统^[7,13]。由于抑制不同的振荡模式对于直流调制控制的相位要求不同,甚至可能是矛盾的。因此,南方电网多直流协调控制系统在设计之初就定下了基本原则:每回直流的控制均主要抑制一个振荡模式,不同的直流之间相互协调,即高肇直流主要抑制云贵振荡模式,并兼有抑制云贵—广东振荡模式;兴安直流主要抑制云贵—广东振荡模式;云广直流主要针对云南—广东模式并兼有抑制云南—贵州模式^[13]。由于云广直流还未正式接入该系统,故本文之后对多直流协调控制系统的阐述将不考虑云广直流。

南方电网多直流协调控制系统架构如图 1 所示

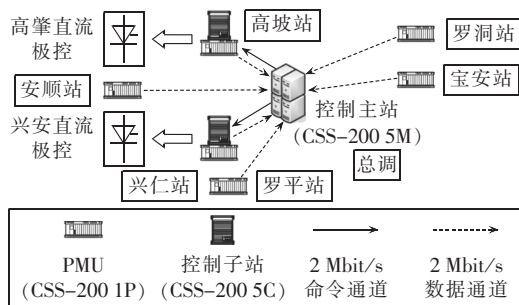


图 1 南方电网广域多直流协调控制系统架构图

Fig.1 Architecture of wide-area multi-DC coordination control system for China Southern Power Grid

示,是一个“6 输入 2 输出”的多输入多输出控制系统。6 个输入点冗余布置,分别位于安顺、高坡、兴仁、罗平、罗洞、宝安的 PMU 设备。2 个输出控制子站分别是高肇直流、兴安直流的整流站,每回直流的调制容量上限为 300 MW^[7]。区域电网之间的频差能够反映这些区域电网中发电机组的转速差,故以频差作为反馈输入信号,其控制器的输出可以直接与阻尼转矩相关联^[14]。

多直流协调控制系统基于比例控制规律进行直流调制,若忽略测量、计算、传输延时和带通滤波器的影响,直流调制功率与区间频差成正比,近似公式如下^[12,15]:

$$P_{\text{mod}1} = 0.5P_{\text{dc}}K[0.5(f_{\text{gz}}+f_{\text{yn}})-f_{\text{gd}}+f_{\text{gz}}-f_{\text{yn}}] \quad (1)$$

$$P_{\text{mod}2} = P_{\text{dc}}K[0.5(f_{\text{gz}}+f_{\text{yn}})-f_{\text{gd}}] \quad (2)$$

其中, P_{dc} 为直流额定功率; K 为控制反馈增益; $P_{\text{mod}1}$ 为高坡子站调制输出; $P_{\text{mod}2}$ 为兴仁子站调制输出; f 为系统频率,下标 gz、yn、gd 分别对应贵州、云南、广东 3 个区域。

2 直流调制的振荡能量函数分析

图 2 所示系统中,区域 A 与 B 通过远距离交流并联传输线互联。

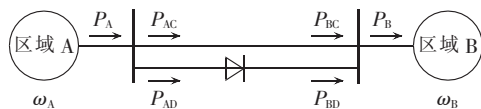


图 2 交直流混合联络线电力系统

Fig.2 Power system with AC and DC tie-lines

假设 ω_{AB} 和 δ_{AB} 分别为区域 A 和 B 两惯性中心(COI)之间的角转速差和角度差。当两惯性中心间发生摇摆引发区域振荡模式时,两区域之间的机电暂态过程可由式(3)、(4)所示的非线性微分方程描述:

$$\dot{\omega}_{\text{AB}} = \frac{1}{M_A}(P_{A0}-P_{AC}-P_{AD0}) - \frac{1}{M_B}(P_{B0}+P_{BC}+P_{BD0}) \quad (3)$$

$$\dot{\delta}_{\text{AB}} = \omega_{\text{AB}} \quad (4)$$

其中, P_{A0} 、 P_{B0} 分别为区域 A 和区域 B 内所有发电机发出的有功功率减去负荷和网损后的有功功率; P_{AC} 、 P_{AD} 、 P_{BC} 及 P_{BD} 分别为图示的交流与直流有功功率; M_A 、 M_B 分别为区域 A 和区域 B 惯性中心的惯性常数;考虑零阻尼情况,假定 $\delta_{\text{AB}} = \delta_{\text{AB0}}$, $\omega_{\text{AB}} = 0$ 对应系统稳定平衡点,式(3)两边乘以 $d\delta_{\text{AB}}$ 并作定积分,可得:

$$\int_{\delta_{\text{AB0}}}^{\delta_{\text{AB}}} \left[\frac{1}{M_A}(P_{A0}-P_{AC}-P_{AD0}) - \frac{1}{M_B}(P_{B0}+P_{BC}+P_{BD0}) \right] d\delta_{\text{AB}} - \frac{1}{2}\omega_{\text{AB}}^2 = C \quad (5)$$

其中, C 为常数。

将式(5)中的左边两项分别定义为振荡动能 V_{KE}

和振荡势能 V_{PE} , V_{KE} 和 V_{PE} 之和即为区域振荡暂态能量函数。

$$\begin{cases} V_{KE} = \frac{1}{2} \omega_{AB}^2 \\ V_{PE} = \int_{\delta_{AB0}}^{\delta_{AB}} - \left[\frac{1}{M_A} (P_{A0} - P_{AC} - P_{ADO}) - \frac{1}{M_B} (P_{B0} + P_{BC} + P_{BDO}) \right] d\delta_{AB} \end{cases} \quad (6)$$

振荡摇摆的往复对应区域间暂态能量中动能与势能分量的消长,但在零阻尼时暂态能量总量保持不变。如能借助控制手段使区域间暂态振荡能量总量单调持续地消减,则区域振荡便会逐渐平息,促使受扰系统稳定下来。

考察一个振荡周期区间 $[t_a, t_e]$, $\omega_{AB}(t_a) = \omega_{AB}(t_e) = 0$, 则 $V_{KE}(t_a) = V_{KE}(t_e) = 0$, 零阻尼情况下有 $V_{PE}(t_a) = V_{PE}(t_e) = C$ 。

令 P_{mod} 为直流调制的可控功率变量, 于是 $P_{AD} = P_{ADO} + P_{mod}$ 。由于 $V_{PE}(t_a)$ 和 $V_{PE}(t_e)$ 反映了 t_a 和 t_e 时刻整个系统的区域间暂态振荡能量, 通过直流功率调制, 系统的暂态振荡能量总量在一个振荡周期中的变化量 ΔV_{PE} 为:

$$\begin{aligned} \Delta V_{PE} = & - \int_{\delta_{AB}(t_a)}^{\delta_{AB}(t_e)} \left(\frac{1}{M_A} P_{mod} + \frac{1}{M_B} P_{mod} \right) d\delta_{AB} = \\ & - \left(\frac{1}{M_A} + \frac{1}{M_B} \right) \int_{\delta_{AB}(t_a)}^{\delta_{AB}(t_e)} P_{mod} d\delta_{AB} \end{aligned} \quad (7)$$

由式(7)可见, 为使系统暂态振荡能量总量单调持续地消减, 一个必要条件是 ΔV_{PE} 为负。事实上只要 P_{mod} 与 $d\delta_{AB}$ 符号保持一致, 即 P_{mod} 与 ω_{AB} 符号保持一致, 就能满足这一必要条件。

3 多模式交互影响分析

直流调制为抑制某主导模式, 其调制功率 P_{mod} 总是与设计频率 ω_0 符号保持一致, 而系统其他主导模式的 ω' 与 ω_0 总是存在差异, 即 P_{mod} 与其他模式的 ω' 并不能总保持符号一致。在直流调制过程中, 当 P_{mod} 与其他模式的 ω' 符号相反时, 此时直流调制会恶化该模式。

假设系统存在 $M_1(f_1, \xi_1)$ 、 $M_2(f_2, \xi_2)$ 2 种振荡模式, 并假定直流调制能有效抑制模式 M_1 。如果直流功率调制能等效成对各参与机组的功率调制, 则直流调制消耗的能量就是模式 M_1 下各参与机组的振荡能量。假设机组 G_i 均参与这 2 种振荡模式, 且参与程度较大, 则机组 G_i 在上述 2 种模式下的振荡功率公式如下:

$$P_{M1}(t) = P_1 e^{-\alpha_1 t} \cos(2\pi f_1 t + \varphi_1) \quad (8)$$

$$P_{M2}(t) = P_2 e^{-\alpha_2 t} \cos(2\pi f_2 t + \varphi_2) \quad (9)$$

假设 $P_1 > P_2$, $P_{M1}(t)$ 、 $P_{M2}(t)$ 的大致波形如图 3 所示。图中 $t_1 \sim t_8$ 时间段是模式 M_1 的一个振荡周期

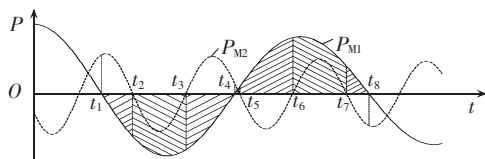


图 3 机组 G_i 的有功功率振荡波形

Fig.3 Active power oscillation waveforms of generator G_i T_1 , 其中 $t_2 \sim t_3$ 、 $t_4 \sim t_5$ 、 $t_6 \sim t_7$ 时间段内 $P_{M1}(t)$ 、 $P_{M2}(t)$ 的振荡方向一致, 在此期间直流调制功率 P_{mod} 不仅与模式 M_1 的角加速度 ω_1 符号保持一致, 还与模式 M_2 的角加速度 ω_2 符号保持一致, 说明在此期间直流调制在消耗模式 M_1 振荡能量的同时也在消耗模式 M_2 的振荡能量。而在 $t_1 \sim t_2$ 、 $t_3 \sim t_4$ 、 $t_5 \sim t_6$ 、 $t_7 \sim t_8$ 时间段内 $P_{M1}(t)$ 、 $P_{M2}(t)$ 的振荡方向相反, 在此期间直流调制功率在消耗模式 M_1 的振荡能量的同时却在增加模式 M_2 的振荡能量, 所以, 在上述时间段内直流调制对模式 M_2 起到恶化作用, 恶化的程度视增加的振荡能量多少而定。

基于上述分析, 可以利用同一周期 T_1 内 $P_{M1}(t)$ 、 $P_{M2}(t)$ 振荡同向与反向时的振荡能量关系来定量分析模式之间的交互影响。直流调制在抑制模式 M_1 时, 设一个周期 T_1 内因直流调制而对模式 M_2 增加的振荡能量为 ΔV_+ , 消纳的振荡能量为 ΔV_- , 并令 ΔV_+ 取正, ΔV_- 取负。如果 $\Delta V_+ + \Delta V_- > 0$, 说明 T_1 内直流调制对模式 M_2 体现出增加振荡能量的作用, 即直流调制会恶化模式 M_2 , 若增加的振荡能量大到机组 G_i 自身阻尼不能消纳时则可能会导致模式 M_2 阻尼为负; 如果 $\Delta V_+ + \Delta V_- < 0$, 说明 T_1 内直流调制对模式 M_2 体现出消耗振荡能量的作用, 即直流调制抑制模式 M_1 的同时还能抑制模式 M_2 。

本文将功率对时间的积分 $\int_{t_1}^{t_2} P_{M1}(t) dt$ 定义为能量计算公式。当系统发生区域间低频振荡时, 通过 WAMS 的低频振荡监测系统可以获得多直流协调控制系统多输入点的频差信号, 由式(1)和(2)即可得到相关调制直流的调制功率 P_{mod} 。将 P_{mod} 与交直流系统联络线振荡功率的比值定义为调制占比 K_{mod} , 即:

$$K_{mod} = P_{mod} / \Delta P_{AC} \quad (10)$$

根据上述分析, 通过积分计算 T_1 内能量的变化量, 设增加能量为正, 消耗能量为负, 则对于图 3 所示机组 G_i 中针对振荡模式 M_1 的功率调制对于模式 M_2 的振荡能量变化量为:

$$\Delta V_i = \begin{cases} K_{mod} \left(\sum \left| \int_{t_n}^{t_{n+1}} P_{M1}(t) dt \right| \right) & P_{M1}(t) P_{M2}(t) < 0 \\ K_{mod} \left[\sum \left(- \left| \int_{t_n}^{t_{n+1}} P_{M1}(t) dt \right| \right) \right] & P_{M1}(t) P_{M2}(t) > 0 \end{cases} \quad (11)$$

模式 M_2 下, 机组 G_i 自身阻尼在 T_1 内能消纳的振荡能量为:

$$\Delta V_{Gi} = \int_{t_1}^{t_1+T} (P_2 e^{-\alpha_2 t_1} - P_2 e^{-\alpha_2 t}) \cos(2 \pi f_2 t + \varphi_2) dt \quad (12)$$

对于 n 台同时参与 2 种振荡模式的机组,由于同一模式下各机组的参与程度,即能量对模式的影响程度不一样,故本文计及机组参与因子^[16],利用参与因子对能量进行加权处理,则有:

$$\Delta V = \sum_{i=1}^n \mu_{Mi} \Delta V_i \quad (13)$$

$$\Delta V_G = \sum_{i=1}^m \Delta V_{Gi} \quad (14)$$

其中, μ_{Mi} 为机组在模式 M_1 下的参与因子; m 为模式 M_2 参与因子较大的机组总数。如果 $\Delta V > \Delta V_G$, 则直流调制可能会导致模式 M_2 阻尼为负。

4 系统实现

南方电网多直流协调控制系统的设计初衷就是利用广域频率信号作为直流附加控制器的反馈输入,进而通过直流调制来抑制南方电网的区域低频振荡现象。南方电网多直流协调控制系统不区分电网波动是因扰动引起的系统波动还是电网发生持续低频振荡,只要电网波动达到一定程度就会输出报警。很显然多直流协调系统并不是完全动作于电网低频振荡,这样也不能准确在线监测电网低频振荡。由于多直流协调控制系统也是采用的 PMU-主站-子站的系统架构,只是中央控制主站主要功能是接收由 PMU 采集的信息,对信息进行处理并计算出连续的功率调制指令发送到各控制子站。本文参考传统的基于 WAMS 的低频振荡监测系统,利用多直流系统协调控制系统本身具备的控制主站,在其逻辑上增加一个控制功能,即当监测到电网发生持续低频振荡时,则投入协调控制系统;若监测到电网只是因扰动引起的系统波动,协调控制系统不动作。基于控制主站的控制能力,当电网发生区域低频振荡时,通过分析各主导振荡模式之间的能量关系,预测直流调制在抑制某一主导振荡模式时对其他振荡模式的影响,进而通过主站判别是否投入多直流协调控制系统。

5 仿真算例

仿真数据采用南方电网某一运行方式数据,扰动设为罗平—马窝 500 kV 线路罗平侧三相瞬时性故障,5 个周期切除故障。对故障后的振荡曲线利用 Prony 方法进行辨识,南方电网中主要存在 2 种区域振荡模式 M_1 与 M_2 ,如表 1 所示。

表 1 南方电网区域振荡模式
Table 1 Areal oscillation modes of China Southern Power Grid

模式	频率/Hz	阻尼/%
1	0.4469	5.3061
2	0.6139	5.8177

表 2 和表 3 列出了模式 M_1 与 M_2 的主要参与机组,可见模式 M_1 是云贵—广东振荡模式,模式 M_2 是云贵振荡模式。其中表 2 仅列出参与因子大于 0.6 的机组(注:贵州机组的参与因子均低于 0.6),表 3 仅列出参与因子大于 0.4 的机组。

表 2 模式 1 主要参与机组

Table 2 Main participating units in Mode 1

机组	参与因子	分区	机组	参与因子	分区
NZD8G	1	云南	WEIX1G	0.725 1	云南
NZD9G	0.9999	云南	HAIM2	-0.6020	广东
NZD7G	0.9993	云南	ZEL2	-0.6048	广东
XIAOW3G	0.9449	云南	ZEL1	-0.6069	广东
XIAOW2G	0.9440	云南	NPSL3	-0.6162	广东
XIAOW6G	0.9395	云南	NPSL4	-0.6197	广东
XIAOW5G	0.9391	云南	NPS2	-0.6200	广东
ZX2G	0.8123	云南	NPS1	-0.6351	广东
ZX1G	0.8067	云南	ZAY1	-0.6834	广东
JAQ1G	0.7915	云南	ZEL4	-0.6844	广东
WEIX2G	0.7354	云南			

表 3 模式 2 主要参与机组

Table 3 Main participating units in Mode 2

机组	参与因子	分区	机组	参与因子	分区
QJ2G	1	云南	FAERG4	-0.4012	贵州
NZD9G	0.4945	云南	FAERG1	-0.4540	贵州
NZD8G	0.4940	云南	FAERG3	-0.4651	贵州
NZD7G	0.4930	云南	4TZg1	-0.5219	贵州
XIAOW5G	0.4477	云南	4GPTg2	-0.8899	贵州
XIAOW2G	0.4466	云南	4GPTg5	-0.8908	贵州
XIAOW3G	0.4459	云南	4GPTg3	-0.8987	贵州
XIAOW6G	0.4454	云南			

以抑制云贵振荡模式为目的,研究直流调制措施对云贵—广东振荡模式的影响。对于云贵振荡模式,按照多直流协调控制系统的设定应采用高肇直流进行调制。首先计算各机组对应的能量变化量及机组自身阻尼能消纳的能量,部分机组模式 M_1 的能量变化量见表 4。

表 4 部分机组模式 1 的能量变化量

Table 4 Energy variation of some units in Mode 1

机组	ΔV_i	ΔV_{Gi}	机组	ΔV_i	ΔV_{Gi}
4GPTg2	8.933490	2.072507	NZD7G	-1.366570	7.964305
4GPTg3	9.142490	2.083357	NZD8G	-1.375160	7.959964
4GPTg5	8.912330	2.088622	NZD9G	-1.378840	7.948683
4TZg1	4.177833	1.432177	XIAOW2G	-1.047750	7.526187
FAERG1	3.518296	1.546550	XIAOW3G	-1.033800	7.528069
FAERG3	3.723540	1.524031	XIAOW5G	-1.047420	7.503579
FAERG4	2.491166	1.441157	XIAOW6G	-1.048120	7.528383
QJ2G	-2.407690	5.747453			

可知,所有参与机组的能量变化量 $\Delta V = \sum \Delta V_i = 41.60749$,自身消纳的能量为 $\Delta V_G = \sum \Delta V_{Gi} = 176.2288$ 。 ΔV 为正,振荡能量在增加,即直流调制抑制云贵振荡模式的同时会恶化云贵—广东振荡模式的阻尼,加剧该模式的振荡。但由于 $\Delta V < \Delta V_G$,故增加的振荡

能量能够被消耗,云广振荡模式的阻尼会减少但不会变为负阻尼。

以下通过在仿真中计及直流调制对上述结论进行验证。以金州—兴仁 500 kV 线路、NZD9G 机组的有功功率作为考察对象,对比高肇直流调制前后振荡情况,见图 4 和图 5。由图 4、图 5 可以发现高肇直流调制后,系统阻尼有恶化趋势。

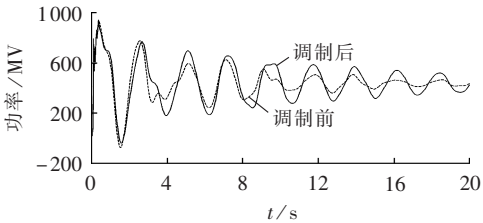


图 4 高肇直流调制前后金州—兴仁线路有功功率
Fig.4 Active power of Jinzhou-Xingren line,with and without Gaozhao HVDC modulation

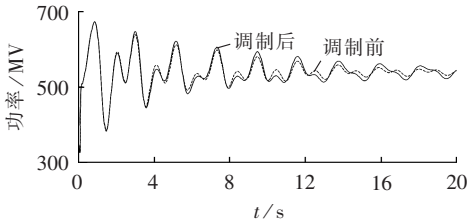


图 5 高肇直流调制前后 NZD9G 有功功率
Fig.5 Active power of NZD9G,with and without Gaozhao HVDC modulation

对调制前后的 NZD9G 机组出力进行 Prony 分析,进一步分析高肇直流调制对系统各振荡模式的影响,结果见表 5。由表 5 可知,NZD9G 机组所参与的云贵振荡模式阻尼提高很大,但是云贵—广东振荡模式的阻尼却被恶化,从而加剧了系统低频振荡,这与之前用振荡能量预测的结果保持一致。

表 5 高肇直流调制前后 NZD9G 出力 Prony 分析
Table 5 Prony analysis for active power of NZD9G, with and without Gaozhao HVDC modulation

模式	调制前		调制后	
	频率/Hz	阻尼/%	频率/Hz	阻尼/%
1	0.4470	5.3050	0.4502	3.0284
3	0.6129	5.9463	0.6316	15.0728

通过以上的仿真分析,验证了本文提出的基于振荡能量预测模式交互影响的准确性。

6 结语

针对互联大电网低频振荡的直流广域阻尼控制问题,本文基于 WAMS 提供的电网实时动态信息,提出利用振荡能量分析多模式的交互影响及其系统实现方案。

本文只是基于振荡能量分析对模式交互影响进行了预测,并没有解决如何减少模式之间交互影响

程度。而反馈信号能直接反映振荡模式相关信息,所以后续研究工作可以考虑当预测到直流调制会恶化其他模式时,通过改变多直流协调控制系统的输入反馈信号,以统筹兼顾多振荡模式为目标进行直流调制,使得各模式的阻尼达到整体最优。

参考文献:

[1] 余耀南. 动态电力系统[M]. 北京:水利电力出版社,1985.

[2] 赵睿,李兴源,刘天琪,等. 抑制次同步和低频振荡的多通道直流附加阻尼控制器设计[J]. 电力自动化设备,2014,34(3):89-93.

ZHAO Rui,LI Xingyuan,LIU Tianqi,et al. Design of multi-channel DC supplementary damping controller for sub synchronous and low-frequency oscillation suppression[J]. Electric Power Automation Equipment,2014,34(3):89-93.

[3] 翁华,徐政,刘昇,等. 基于多工况综合留数及 H_2/H_∞ 的多回直流系统阻尼控制鲁棒设计方法[J]. 电力自动化设备,2014,34(7):70-75.

WENG Hua,XU Zheng,LIU Sheng,et al. Robust design of multi-HVDC system damping control based on synthetic residues of multiple operating conditions and H_2/H_∞ [J]. Electric Power Automation Equipment,2014,34(7):70-75.

[4] 林桥,李兴源,王曦,等. 多直流附加阻尼控制的控制敏感点挖掘[J]. 电力自动化设备,2014,34(7):76-80.

LIN Qiao,LI Xingyuan,WANG Xi,et al. Sensitive point digging for additional damping control in multi-HVDC system[J]. Electric Power Automation Equipment,2014,34(7):76-80.

[5] 胡楠,李兴源,杨毅强,等. 考虑时变时滞影响的直流广域阻尼自适应控制[J]. 电网技术,2014,38(2):281-288.

HU Nan,LI Xingyuan,YANG Yiqiang,et al. Adaptive wide-area damping control for HVDC transmission system considering influence of time-varying delay[J]. Power System Technology, 2014,38(2):281-288.

[6] 李鹏,贺静波,石景海,等. 交直流并联大电网广域阻尼控制技术理论与实践[J]. 南方电网技术,2008,2(4):13-17.

LI Peng,HE Jingbo,SHI Jinghai,et al. The theory and practice of wide-area damping control for bulk HVAC/HVDC hybrid power systems[J]. Southern Power System Technology,2008,2(4):13-17.

[7] 汪娟娟,李鹏,傅闯. 电力系统广域阻尼控制与工程应用[J]. 电网技术,2011,35(10):29-35.

WANG Juanjuan,LI Peng,FU Chuang. Review of research on wide-area damping control and its engineering application [J]. Power System Technology,2011,35(10):29-35.

[8] LI Peng,WU Xiaochen,ZHANG Yao,et al. Analysis of modulation controllers of multi-infeed HVDC for CSG in 2008 [C]//International Conference on Power System Technology (PowerCon). Chongqing,China:IEEE,2006:1-7.

[9] LI Licheng,WU Xiaochen,LI Peng. Coordinated control of multiple HVDC systems for damping interarea oscillations in CSG[C]//Power Engineering Society Conference and Exposition in Africa. Johannesburg,South Africa:IEEE,2007:1-7.

[10] 李鹏,吴小辰,张尧,等. 南方电网多直流调制控制的交互影响与协调[J]. 电力系统自动化,2007,31(21):90-93.

LI Peng,WU Xiaochen,ZHANG Yao,et al. Interaction and coordination of modulation controllers of multi-infeed HVDC in CSG[J]. Automation of Electric Power Systems,2007,31(21):

- 90-93.
- [11] 毛晓明,管霖,张尧,等. 超高压大功率直流输电系统的先进控制技术应用及发展[J]. 电力自动化设备,2004,24(9):91-95.
MAO Xiaoming,GUAN Lin,ZHANG Yao,et al. Application and development of advanced control technologies in HVDC [J]. Electric Power Automation Equipment,2004,24(9):91-95.
- [12] 肖鸣,莫琦,李鹏,等. 南方电网多直流协调控制系统的运行与评估[J]. 南方电网技术,2010,4(3):42-46.
XIAO Ming,MO Qi,LI Peng,et al. Operation and evaluation of the coordinated HVDC damping control system of China Southern Power Grid[J]. Southern Power System Technology,2010,4(3):42-46.
- [13] 涂亮,柳勇军. 糯扎渡直流协调控制系统设计及效果[J]. 南方电网技术,2012,5(6):16-20.
TU Liang,LIU Yongjun. The design and effect of coordinated control system for Nuozhadu DC project [J]. Southern Power System Technology,2012,5(6):16-20.
- [14] 李鹏,吴小辰,李立涅,等. 南方电网广域阻尼控制系统及其运行分析[J]. 电力系统自动化,2009,33(18):52-56.
LI Peng,WU Xiaochen,LI Licheng,et al. Wide-area damping control system in China Southern Power Grid and its operation analysis[J]. Automation of Electric Power Systems,2009,33(18):52-56.
- [15] XIAO Ming,LI Peng,ZHANG Kun,et al. Operation and evaluation of the coordinated HVDC damping control system of China Southern Power Grid [C] // Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT). Weihai,China: IEEE,2011:94-98.
- [16] 徐伟,鲍颜红,徐泰山,等. 电力系统低频振荡实时控制[J]. 电力自动化设备,2012,32(5):98-101.
XU Wei,BAO Yanhong,XU Taishan,et al. Real-time control of power system low-frequency oscillation [J]. Electric Power Automation Equipment,2012,32(5):98-101.

作者简介:



徐泰山

徐泰山(1968—),男,江苏泰州人,研究员级高级工程师,博士研究生导师,博士,主要从事电力系统安全稳定分析与控制方面的研究工作;

朱广飞(1988—),男,江苏连云港人,硕士研究生,主要从事电力系统安全稳定分析与控制方面的研究工作;

鲍颜红(1971—),男,安徽巢湖人,研究员级高级工程师,硕士,主要从事电力系统安全稳定分析与控制方面的研究工作(E-mail:baoyanhong@sgepri.sgcc.com.cn)。

Online analysis of multi-mode interaction in wide-area HVDC damping control

XU Taishan¹,ZHU Guangfei¹,BAO Yanhong¹,SU Yinsheng²,XU Guanghu²,PENG Huimin¹

(1. State Grid Electric Power Research Institute/NARI Group Corporation,Nanjing 210003,China;

2. Electric Power Dispatching and Control Center of China Southern Power Grid,Guangzhou 510623,China)

Abstract: The energy conversion process during low-frequency oscillation is analyzed based on the principle of transient energy function and the law of DC modulation against the low-frequency oscillation is derived to ensure the phase of modulation power consistent with that of oscillation. The influence of DC modulation on other oscillation modes is qualitatively analyzed by the law,based on which,the integral of oscillation power to time is taken as an energy formula for the quantitative analysis. The power modulation for a particular oscillation mode will induce the variation of oscillation energy in another oscillation mode,which is then compared with the oscillation energy consumed by the damping of unit itself in that mode to evaluate the influence of DC modulation of a dominant oscillation mode on other oscillation modes. For multi-unit system, the energy is weighted by the participating factor. The energy relationship among the dominant oscillation modes of a multi-DC system is analyzed by the coordination control system of its master station to determine whether the DC modulation control system could be put into operation. The effectiveness and feasibility of the proposed scheme are verified by case simulation.

Key words: low-frequency oscillation; DC modulation; energy function; wide-area measurement system; multi-mode