

# 华北—华中—华东特高压联网大区模式下 低频振荡模式的频率特性

高磊, 张文朝, 濮钧, 赵红光, 郭强, 卜广全

(中国电力科学研究院, 北京市 海淀区 100192)

## Study on the Frequency Characteristic of Low-Frequency Oscillation Mode Under Large-Area Mode Formed by Interconnection of North China Power Grid With Central China Power Grid and East China Power Grid

GAO Lei, ZHANG Wenchao, PU Jun, ZHAO Hongguang, GUO Qiang, BU Guangquan  
(China Electric Power Research Institute, Haidian District, Beijing 100192, China)

**ABSTRACT:** Taking the project interconnecting North China Power Grid with Central China Power Grid and East China Power Grid as the research background, the frequency characteristic of low-frequency oscillation mode of the interconnected power grids is studied. Firstly, based on the features of actual networks a equivalent system model of the interconnected power grid is built and the effectiveness and accuracy of this equivalent system are verified by testing data of actual power networks; then based on the built equivalent system, by means of combining theoretical analysis with numerical simulation the frequency characteristic and impacting factors of the dominant oscillatory mode of the interconnected power grids are studied. Study results show that the scale of the interconnected grids and the increasing expansion of the interconnected area are the root cause leading to the decrease of oscillation frequency under dominant mode. The excitation windings, excitation systems of generators and power system stabilizers are important factors causing further decrease of oscillation frequency under the dominant mode.

**KEY WORDS:** dynamic stability; dominant oscillatory mode; frequency characteristic

**摘要:** 以“三华”联网工程为背景, 研究了“三华”互联电网低频振荡模式的频率特性。首先以实际网络特性为基础, 建立了“三华”联网等值系统模型, 并使用实际电网试验数据验证了等值系统的有效性和精度。基于“三华”联网等值系统, 使用理论分析与数值仿真相结合的方法研究了“三华”电网主导振荡模式的频率特性及影响因素。研究结果表明: 系统规模及联网区域的不断发展是导致主导模式振荡频率

下降的根本原因。励磁绕组、发电机励磁系统、电力系统稳定器是使主导模式振荡频率进一步下降的重要因素。

**关键词:** 动态稳定; 主导振荡模式; 频率特性

## 0 引言

随着电网规模的不断扩大, 电网的动态稳定显得日益重要<sup>[1-16]</sup>。2001—2004 年, 我国的电力系统经历了由省(区)间联网到大区域电网间互联的飞速发展, 先后实现了福建—华东、东北—华北、川渝—华中以及东北—华北—华中同步互联。为解决长链形电网结构动态稳定性差等问题, 在 2008 年东北与华北—华中电网实施了高岭背靠背工程。2008 年底, 随着特高压示范工程的建成与顺利投产, 实现了华北电网和华中电网 2 个大区间的特高压交流互联。至 2012 年, 随着锡盟外送工程、淮沪工程以及华东特高压环网工程的建设与投产, 将形成华北—华中—华东(三华)超大区特高压互联系统。

联网工程的研究表明, 随着电网的扩大和送电功率的增加, 动态稳定问题已成为影响互联系统安全稳定运行的最重要的因素之一。

“三华”特高压联网初步研究表明, 三华联网初期系统将可能出现振荡频率低于或接近于 0.1 Hz 的超低频振荡模式, 且该模式是决定系统能否稳定运行的主导振荡模式。本文将使用数理解析与系统等值相结合的方法进行探讨。

## 1 2 区域互联系统低频振荡机制分析

首先建立 2 区域等值互联系统, 验证区域互联

基金项目: “十二五”国家科技支撑计划重大项目(2011BAA01B02)。

Key Project of the National Twelfth-Five Year Research Program of China (2011BAA01B02).

系统产生超低频振荡模式的可能性。2 机等值系统由 2 个独立的区域电网组成，2 电网通过特高压交流线路互联，示意图如图 1 所示。区域电网 1 的发电和负荷分别为  $P_{G1}+jQ_{G1}$  和  $P_{L1}+jQ_{L1}$ ，区域电网 2 的发电和负荷分别为  $P_{G2}+jQ_{G2}$  和  $P_{L2}+jQ_{L2}$ 。



图 1 2 区域互联系统

Fig. 1 Two area interconnected system

2 区域等值发电机的电磁功率可表示为

$$P_{E1} = \frac{E_1^2}{Z_{11}} \sin \alpha_{11} + \frac{E_1 E_2}{Z_{12}} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}) \quad (1)$$

$$P_{E2} = \frac{E_2^2}{Z_{22}} \sin \alpha_{22} - \frac{E_1 E_2}{Z_{12}} \sin(\delta_{12} + \alpha_{12}) \quad (2)$$

式中  $\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2$  为 2 互联区域的等值功角差。

2 区域互联系统的线性化运动方程为

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\delta}_{12} \\ \Delta \dot{\omega}_1 \\ \Delta \dot{\omega}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \omega_0 & \omega_0 \\ -\frac{1}{M_1} \frac{dP_{E1}}{d\delta_{12}} & -\frac{D_1}{M_1} & 0 \\ -\frac{1}{M_2} \frac{dP_{E2}}{d\delta_{12}} & -\frac{D_2}{M_2} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{12} \\ \Delta \omega_1 \\ \Delta \omega_2 \end{bmatrix}$$

式中： $M_1$  和  $M_2$  分别为等值系统 2 区域的发电机等值转动惯量； $D_1$  和  $D_2$  分别为等值系统 2 区域的发电机等值阻尼系数。

上述系统特征方程为

$$\lambda^2 + \left(\frac{D_1}{M_1} - \frac{D_2}{M_2}\right)\lambda + \left(\frac{1}{M_1} \frac{dP_{E1}}{d\delta_{12}} - \frac{1}{M_2} \frac{dP_{E2}}{d\delta_{12}}\right) = 0$$

不考虑阻尼时，系统特征根为

$$\lambda_{1,2} = \pm j \sqrt{\left(\frac{1}{M_1} \frac{dP_{E1}}{d\delta_{12}} - \frac{1}{M_2} \frac{dP_{E2}}{d\delta_{12}}\right)} = \pm j \sqrt{\left(\frac{1}{M_1} + \frac{1}{M_2}\right) \frac{E_1 E_2 \cos(\delta_{12} - \alpha_{12})}{Z_{12}}}$$

则 2 区域互联系统主导振荡模式的振荡频率计算公式为

$$f = \frac{1}{\omega_0} \sqrt{\left(\frac{1}{M_1} + \frac{1}{M_2}\right) \frac{E_1 E_2 \cos(\delta_{12} - \alpha_{12})}{Z_{12}}}$$

式中： $\omega_0$  为角频率基值 314 rad/s； $Z_{12}$ 、 $\alpha_{12}$  分别为 2 系统联系阻抗的幅值与相角。

由上面公式可知：2 区域互联系统的低频振荡模式的频率与系统转动惯量、线路联系电抗强相关。随着机组容量的增长，系统转动惯量不断增大，且随着联网区域的不断扩展，等效电气距离加大，因此联网系统的区间振荡模式的频率不断降低。

综上可知，系统装机容量及联网规模的增长，是导致低频振荡频率不断下降的根本原因。

此外，多区域互联系统中低频振荡模式的振荡频率还与发电机励磁绕组、机组励磁控制系统及 PSS 等有关。下面将根据实际电网信息建立可以反映实际系统动态特性的降阶等值系统，并分析上述模型和参数对主导模式振荡频率的影响。

## 2 “三华”联网等值系统的建立与测试

以实际电网数据为基础，建立“三华”互联电网等值系统，如图 2 所示。

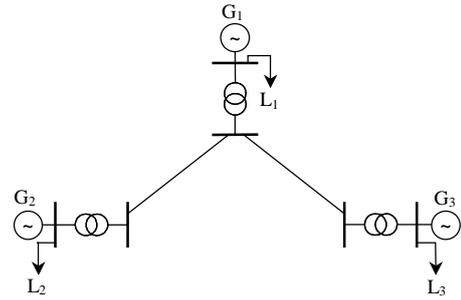


图 2 “三华”互联电网等值系统

Fig. 2 “San-Hua” equivalent system

系统主网架为 1000kV 特高压线路，电网区域间联网形式与实际系统一致，华北-华中电网、华北-华东电网均通过 1000kV 特高压线路交流互联。等值前后，网络结构与实际系统一致，等值系统发电容量和负荷与实际系统相等，各区域均用 1 台等值发电机表示。

系统基准容量取为 100 MVA，华北-华中等值联络线阻抗  $Z_{NC} = j0.031$  pu，华北-华东等值联络线阻抗  $Z_{NE} = j0.023$  pu。

等值发电机参数取为： $x_d = 0.20$  pu， $x_q = 0.195$  pu， $x'_d = 0.025$  pu， $x'_q = 0.06$  pu， $T'_{d0} = 8$  s。发电机励磁系统为自并励系统，并考虑 PSS 作用。

$G_1$  代表华北电网。发电和负荷分别为  $P_{G1}+jQ_{G1} = 171\ 400+j43\ 000$  MVA 和  $P_{L1}+jQ_{L1} = 170\ 400+j42\ 700$  MVA。

$G_2$  代表华中电网。发电和负荷分别为  $P_{G2}+jQ_{G2} = 159\ 200+j40\ 000$  MVA 和  $P_{L2}+jQ_{L2} = 157\ 800+j39\ 600$  MVA。

$G_3$  代表华东电网。发电和负荷分别为  $P_{G3}+jQ_{G3} = 174\ 200+j44\ 000$  MVA 和  $P_{L3}+jQ_{L3} = 176\ 600+j44\ 300$  MVA。

下面通过比较等值系统与实际系统的联络线静稳定极限对等值系统进行测试，分析结果如表 1 所示。

表 1 “三华”互联电网等值系统测试  
Tab. 1 Equivalent system test of  
“San-Hua” synchronization grid

区域联络线	实际系统/MW	等值系统/MW	误差/%
华北-华中联络线	3 200	3 191	0.28
华北-华东联络线	4 300	4 285	0.35

从测试结果不难看出,等值后的系统各主要区域联络线静稳极限与实际系统静稳极限非常接近,两者误差均小于 0.5%,等值系统可以反映原系统的基本电网特性。

随着 2008 年底 1 000 kV 特高压交流试验示范工程的建成投产,华北和华中 2 大区域电网形成了特高压同步电网。在特高压示范工程调试过程中进行了电网扰动试验,试验结果显示华北-华中电网主导振荡模式的振荡频率约 0.17 Hz,且表现为强阻尼特性。实际系统的仿真分析同样验证了该结论,具体结果如表 2 所示。小干扰下特高压互联电网具有良好的动态特性,仿真得到的电网特性与实际电网特性基本吻合。

表 2 “三华”互联电网小干扰动态特性分析结果  
Tab. 2 Dynamic performance analysis results of  
“San-Hua” synchronization grid

分析方法	振荡频率/Hz	阻尼比	说明
频域分析	0.172 4	0.12	强阻尼
时域分析	0.175 4	0.10	强阻尼
电网试验	0.170 0	0.12	强阻尼

使用等值系统模拟电网大扰动试验同样的运行方式进行仿真分析,华北电网与华东电网断开,华北电网与华中电网交换功率为 1 500 MW。此时对等值系统进行小干扰分析可知,华北-华中等值系统的主导振荡频率约 0.17 Hz,同样表现为强阻尼,与实际电网特性一致,再次证明了等值方法和等值系统的可信性和精度。

### 3 基于“三华”等值系统的超低频振荡特性分析

下面使用等值系统对互联电网中的超低频振荡模式进行分析。实际系统的仿真分析显示“三华”联网方式下电网存在频率低于 0.1 Hz 的超低频振荡模式。下面使用等值系统分析小干扰稳定分析,结果如表 3 所示。其中模式 1 为华中电网相对于华东电网的振荡模式,模式 2 为华北电网相对于华东、华中电网的振荡模式,模式 3 为华北电网相对于华中电网的振荡模式。

从表 3 计算结果不难看出,在同样潮流水平和运行方式下,“两华”联网变为“三华”联网后,系

表 3 “三华”特高压联网等值系统主导振荡模式  
Tab. 3 Leading oscillation mode analysis results of  
“San-Hua” equivalent system

主导模式	特征根	振荡频率/Hz	阻尼比
“三华”等值系统,不考虑励磁系统和 PSS	模式 1	-0.138 8+j1.018 2	0.162 1
	模式 2	-0.200 7+j1.532 9	0.244 0
“三华”等值系统,考虑励磁系统,不考虑 PSS	模式 1	0.000 6+j0.779 5	0.124 1
	模式 2	-0.017 1+j1.317 0	0.209 6
“三华”等值系统,考虑励磁系统和 PSS	模式 1	-0.111 1+j0.540 8	0.086 1
	模式 2	-0.207 6+j1.053 2	0.167 6
“两华”等值系统,考虑励磁系统和 PSS	模式 3	-0.146 4+j0.700 4	0.111 5
			0.204 6

统主导振荡模式发生了变化,主导模式个数由 1 个增加为 2 个,最低振荡频率也发生了变化,由 0.11 Hz 下降为 0.086 Hz。这是由于“三华”联网后系统机组总容量增长,系统转动惯量增大,且随着联网区域的不断扩展,等效电气距离加大,这是导致低频振荡频率降低的根本原因,与实际系统的仿真分析结果一致,同时与前面的理论分析结论一致。

需要说明的是,不考虑机组励磁及电力系统稳定器(power system stabilizer, PSS)时,系统最低主导振荡模式振荡频率大于 0.15 Hz。考虑励磁系统作用后,系统主导振荡模式频率有所下降,最低频率降低为 0.12 Hz,下降幅度约 24%。进一步考虑 PSS 作用后,系统主导振荡模式频率进一步下降,最低频率降为 0.086 Hz,下降幅度约 53%,可见励磁系统及 PSS 是影响低频振荡频率的重要因素。电力系统稳定计算中使用实测励磁系统及 PSS 模型与参数是有必要的。下面将使用理论和实际系统相结合的方法详细分析励磁控制系统参数对主导振荡模式频率特性的影响。

系统规模和容量是影响互联系统间主导模式的关键因素。下面基于等值系统分析互联系统容量对系统主导振荡模式频率特性的影响。分析过程中考虑励磁、PSS 的影响,负荷均使用静态负荷模型,忽略小干扰过程中调速系统作用。

表 4 给出了互联系统总容量变化时系统主导振荡模式及振荡频率的变化情况。为了分析方便,区域间交换功率为零,假设“三华”电网的 3 个大区容量等比例增加。

从表 4 不难看出,随着系统容量的不断增长,机组转动惯量不断增大,系统主导振荡模式不断下降。当系统容量达到 500 GW 时,系统出现低于

表 4 系统容量对主导模式频率的影响  
Tab. 4 System capacity impact on frequency characteristic of leading oscillation mode

系统容量/GW	主导模式	特征根	振荡频率/Hz	阻尼比
400	模式 1	-0.152 2+j0.663 7	0.105 6	0.223 5
	模式 2	-0.322 5+j1.208 3	0.192 3	0.257 9
500	模式 1	-0.133 1+j0.581 8	0.092 6	0.223 0
	模式 2	-0.272 4+j1.086 7	0.173 0	0.243 1
600	模式 1	-0.129 2+j0.557 7	0.088 8	0.225 7
	模式 2	-0.254 3+j1.035 2	0.164 8	0.238 6

0.1 Hz 的超低频振荡模式, 且系统容量越大, 振荡频率越低。此外, 区域系统间的容量比也会影响主导模式的振荡频率, 设 2 互联系统容量分别为  $S_1$  和  $S_2$ , 因  $f \sim \sqrt{1/S_1+1/S_2}$ , 由函数极值的概念可知, 当 2 系统容量相等或接近时, 振荡频率最低。

系统联系电抗是影响互联系统间主导模式的重要因素。表 5—6 给出了系统等值电抗对系统主导模式特征根及振荡频率的影响分析结果。表中:  $X_{NC}$  表示华北电网与华中电网的等值电抗;  $X_{NE}$  表示华北电网与华东电网的等值电抗。

表 5 为华北-华中间的等值电抗变化时, 系统主导模式特征根及振荡频率的变化情况。华北-华中等值电抗缩小 1 倍后, 系统主导振荡模式均有明显升高, 升高幅度约 21%; 华北-华中等值电抗升高 1 倍后, 华中-华东的振荡频率下降较大, 振荡频率降低为 0.066 8, 下降幅度约 28%, 华北-华东华中的振荡频率变化较小, 下降幅度约 8%。

表 5 华北-华中系统联系电抗对主导模式频率的影响

Tab. 5 System impedance impact on frequency characteristic of leading oscillation mode for interconnection of North China Power Grid with Central China Power Grid

联系电抗	主导模式	特征根	振荡频率/Hz	阻尼比
$0.5X_{NC}$	模式 1	-0.164 5+j0.703 8	0.112 0	0.227 6
	模式 2	-0.370 1+j1.311 4	0.208 7	0.271 6
$X_{NC}$	模式 1	-0.133 1+j0.581 8	0.092 6	0.223 0
	模式 2	-0.272 4+j1.086 7	0.173 0	0.243 1
$2X_{NC}$	模式 1	-0.080 6+j0.419 6	0.066 8	0.188 7
	模式 2	-0.242 0+j0.995 2	0.158 4	0.236 2

表 6 为华北-华东间的等值电抗变化时, 系统主导模式特征根及振荡频率的变化情况, 华北-华东等值电抗缩小 1 倍后, 对华北-华东华中模式影响较大, 该模式明显升高, 升高幅度约 29%, 华中-华东的振荡频率变化较小, 下降幅度约 11%。华北-华东等值电抗升高 1 倍后, 华中-华东的振荡频率下降较大, 下降幅度约 21%, 华北-华东、华中的振荡频率下降幅度约 15%。

表 6 华北-华东系统联系电抗对主导模式频率的影响  
Tab. 6 System impedance impact on frequency characteristic of leading oscillation mode for interconnection of North China Power Grid with East China Power Grid

联系电抗	主导模式	特征根	振荡频率/Hz	阻尼比
$0.5X_{NE}$	模式 1	-0.149 8+j0.645 9	0.102 8	0.225 9
	模式 2	-0.424 0+j1.406 9	0.223 9	0.288 5
$X_{NE}$	模式 1	-0.133 1+j0.581 8	0.092 6	0.223 0
	模式 2	-0.272 4+j1.086 7	0.173 0	0.243 1
$2X_{NE}$	模式 1	-0.095 3+j0.458 7	0.073 0	0.203 5
	模式 2	-0.220 3+j0.922 1	0.146 8	0.232 3

综上分析, 在电网结构不变的情况下, 随着系统容量不断增加, 系统主导振荡模式的振荡频率将呈现不断下降趋势; 改善电网结构, 加强电网联系则可使系统主导低频振荡的频率升高, 华北-华东华中模式振荡频率对华北与华东间联络线敏感性较大, 华中-华东模式的振荡频率则同时受华北与华东联络线、及华北与华中联络线的影响。

#### 4 励磁系统参数对主导模式频率特性的影响分析

下面以实际系统信息为基础建立 2 机等值系统, 分析发电机励磁绕组、励磁控制系统及 PSS 参数与主导模式及频率特性的关系。

首先考虑励磁绕组的作用, 改变励磁绕组时间常数, 并计算相应系统的特征根, 分析主导模式及频率特性的变化情况。表 7 给出了励磁绕组对主导振荡模式频率特性的影响计算结果。

表 7 励磁绕组对主导振荡频率特性的影响

Tab. 7 Excitation winding impact on frequency characteristic of leading oscillation mode

方案	主导特征根	振荡频率/Hz	阻尼比
无励磁绕组	0.000 0+j1.132 2	0.180 2	0.000 0
$T_{d0}^*=4$ s	-0.364 9+j1.098 1	0.174 8	0.315 4
$T_{d0}^*=6$ s	-0.243 9+j1.117 3	0.177 8	0.213 3
$T_{d0}^*=8$ s	-0.183 1+j1.123 9	0.178 9	0.160 8
$T_{d0}^*=10$ s	-0.146 6+j1.126 9	0.179 4	0.129 0

从表 7 看出, 考虑励磁绕组后, 系统主导模式振荡频率略有下降, 且主导模式的振荡频率随着励磁绕组时间常数的减小而降低, 但下降幅度很小。

励磁系统对电力系统的稳定性起着重要、有时是关键性的作用。下面研究励磁系统参数对模式频率特性的影响, 研究中考虑简化励磁系统模型如图 3 所示。图中:  $T_R$  为调节器滤波器时间常数;  $T_{A1}$  和  $T_{A2}$  为调节器时间常数;  $T_E$  为励磁机时间常数;  $K_V$  为比例积分或纯积分调节选择因子;  $K_A$  为调节器增益;  $U_t$ 、 $U_{ref}$ 、 $U_{pss}$  为调节器相关输入信号;  $U_{EF}$

为调节器输出； $K_A$  为机组励磁调节器增益。 $K_A$  大小直接影响到励磁系统响应速度和电压调节精度，是励磁系统中重要的参数之一。表 8 给出了参数  $K_A$  对主导低频振荡模式影响的计算结果。

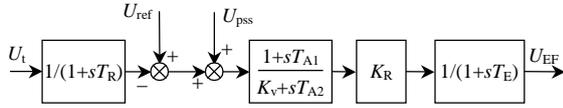


图 3 励磁系统简化模型

Fig. 3 Simplified model of excitation system

表 8 励磁系统参数对主导振荡频率特性的影响

Tab. 8 Excitation system parameter impact on frequency characteristic of leading oscillation mode

方案	特征根	振荡频率/Hz	阻尼比
$K_A=0$	$-0.183 1+j1.123 9$	0.178 9	0.160 8
$K_A=100$	$-0.029 3+j0.870 6$	0.138 6	0.138 6
$K_A=200$	$-0.008 9+j0.920 8$	0.146 5	0.009 7
$K_A=500$	$-0.002 0+j0.951 0$	0.151 4	0.002 1
$K_A=2 000$	$-0.000 3+j0.965 9$	0.153 7	0.000 3

从表 8 不难看出，考虑励磁系统后，系统主导模式振荡频率有所下降，且下降幅度随着励磁系统放大倍数的增加而降低。

作为提高电网动态稳定性的基本措施，PSS 对提高电网的稳定性起着越来越重要的作用<sup>[1-6]</sup>。下面研究 PSS 参数对模式频率特性的影响，研究中考虑简化 PSS 模型如图 4 所示。图中： $T_w$  为 PSS 控制时间常数； $T_1$ 、 $T_2$ 、 $T_3$ 、 $T_4$  为 PSS 调节时间常数； $K_\omega$ 、 $K_P$ 、 $K_V$  为 PSS 控制增益； $\omega$ 、 $P_e$ 、 $U_t$  为 PSS 可选输入； $U_s$  为 PSS 输出； $U_{smax}$ 、 $U_{smin}$  为 PSS 输出限制环节。PSS 放大倍数  $K_{PSS}$  是 PSS 环节重要的参数之一，其大小直接决定了 PSS 作用的强弱。

表 9 给出了参数  $K_{PSS}$  对主导低频振荡模式影响的计算结果。从表 9 不难看出，考虑励磁系统后系统主导模式振荡频率有所下降，且下降幅度随着励磁系统放大倍数的增加而降低。

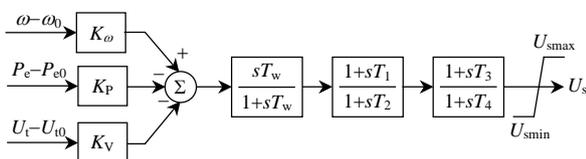


图 4 简化 PSS 传递函数

Fig. 4 Simplified model of power system stabilizer

表 9 PSS 参数对主导振荡频率特性的影响

Tab. 9 Power system stabilizer parameter impact on frequency characteristic of leading oscillation mode

方案	特征根	振荡频率/Hz	阻尼比
$K_{PSS}=0$	$-0.002 0+j0.951 0$	0.151 4	0.002 1
$0.5K_{PSS}$	$-0.097 1+j0.828 7$	0.131 9	0.116 4
$K_{PSS}$	$-0.151 6+j0.706 0$	0.112 4	0.210 0
$2K_{PSS}$	$-0.152 9+j0.502 9$	0.080 0	0.290 8

下面使用同步转矩及阻尼转矩的理论<sup>[2-4]</sup>对上述仿真结果进行理论分析。该理论将励磁绕组及励磁系统的作用分解为与发电机同步转矩同向的分量以及和发电机阻尼转矩同向的分量。发电机本身具有的同步转矩  $K_1\Delta\delta$  与励磁系统提供的同步转矩分量  $K_S\Delta\delta$  共同组成决定机组同步能力的合成同步转矩。发电机本身具有的阻尼转矩  $D\Delta\omega$  与励磁系统提供的阻尼转矩分量  $D_S\Delta\omega$  共同组成决定机组阻尼水平的阻尼转矩，则系统主导模式的振荡频率可表示为

$$f = \sqrt{\frac{K_1 + K_S}{T_J} - \left(\frac{K_D + D}{2T_J}\right)^2}$$

考虑快速励磁系统时，励磁绕组及励磁系统产生的等效同步转矩系数与阻尼转矩系数近似满足

$$\frac{K_S}{K_D} \approx -\frac{K_A K_6}{T'_{d0}}$$

式中： $K_A$  为励磁系统放大倍数； $K_6$  为与网络参数相关的系数； $T'_{d0}$  为机组励磁绕组时间参数。

在励磁绕组时间常数及电网运行方式不变的情况下，励磁系统放大倍数  $K_A$  越大，则励磁系统产生的同步转矩系数就越大，阻尼转矩系数就越小，由振荡频率公式可知，振荡频率越高。

同理，在励磁系统参数及电网运行方式不变的情况下，机组励磁绕组时间参数  $T'_{d0}$  越小，则励磁系统产生的同步转矩系数就越大，阻尼转矩系数就越小，且由振荡频率公式可知，振荡频率越高。

设 PSS 提供理想的阻尼转矩  $K_{PSS}\Delta\omega$ ，即 PSS 传递函数的相位完全抵消掉了励磁系统滞后特性，则 PSS 加入后振荡频率表达式变为

$$f = \sqrt{\frac{K_1 + K_S}{T_J} - \left(\frac{K_D + K_{PSS} + D}{2T_J}\right)^2}$$

增加 PSS 作用后，频率公式中第 2 项增大，因此振荡频率下降，且  $K_{PSS}$  数值越大，第 2 项数值就越大，振荡频率越低。

综上分析，发电机励磁绕组、励磁系统及 PSS 对系统振荡频率的影响是负向的，励磁系统及 PSS 的加入进一步降低了主导模式的振荡频率。

## 5 结论

本文建立了“三华”联网系统等值模型，并使用实际电网试验数据对等值系统的有效性和精度进行了验证。基于“三华”联网等值系统，使用理论分析与数值仿真相结合的方法研究了“三华”电

网主导振荡模式的频率特性及影响因素。研究结果表明: 系统规模及联网区域的不断发展是导致主导模式振荡频率下降的根本原因; 励磁绕组、发电机励磁系统、PSS 是使主导模式振荡频率进一步下降的重要因素。

## 参考文献

- [1] 刘振亚. 特高压电网[M]. 北京: 中国电力出版社, 2005: 2-92.
- [2] Kunder P. 电力系统稳定与控制[M]. 北京: 中国电力出版社, 2002: 465-552.
- [3] 刘取. 电力系统稳定性及发电机励磁控制[M]. 北京: 中国电力出版社, 2007: 59-471.
- [4] 方思立, 朱方. 电力系统稳定器的原理及其应用[M]. 北京: 中国电力出版社, 1996: 2-93.
- [5] 舒印彪, 张文亮, 周孝信, 等. 特高压同步电网安全性评估[J]. 中国电机工程学报, 2007, 27(34): 1-12.  
Shu Yinbiao, Zhang Wenliang, Zhou Xiaoxin, et al. Security evaluation of UHV synchronized power grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2007, 27(34): 1-12(in Chinese).
- [6] 余贻鑫, 李鹏. 大区电网弱互联对互联系统阻尼和动态稳定性的影响[J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(11): 6-11.  
Yu Yixin, Li Peng. The impact of weak interconnection of bulk power grids to damping and dynamic stability of power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2005, 25(11): 6-11(in Chinese).
- [7] 刘取, 倪以信. 电力系统稳定性与控制综述[J]. 中国电机工程学报, 1990, 10(6): 1-12.  
Liu Qu, Ni Yixin. A brief review of power system stability and control[J]. Proceedings of the CSEE, 1990, 10(6): 1-12(in Chinese).
- [8] 李天云, 高磊, 赵妍. 基于 HHT 的电力系统低频振荡分析[J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(14): 24-30.  
Li Tianyun, Gao Lei, Zhao Yan. Analysis of low frequency oscillations using HHT method[J]. Proceedings of the CSEE, 2006, 26(14): 24-30(in Chinese).
- [9] 朱方, 汤涌, 张东霞, 等. 我国交流互联电网动态稳定性的研究及解决策略[J]. 电网技术, 2004, 28(15): 1-5.  
Zhu Fang, Tang Yong, Zhang Dongxia, et al. Study on dynamic stability problems of AC interconnected area power grids in China and their solutions[J]. Power System Technology, 2004, 28(15): 1-5(in Chinese).
- [10] 李鹏, 余贻鑫, 孙强, 等. 基于 Prony 分析的多机系统电磁转矩系数计算[J]. 电网技术, 2006, 30(10): 39-44.  
Li Peng, Yu Yixin, Sun Qiang, et al. Computation of electric torque coefficients in multi-machine power systems based on Prony analysis[J]. Power System Technology, 2006, 30(10): 39-44(in Chinese).
- [11] 刘红超, 雷宪章, 李兴源, 等. 互联电力系统中 PSS 的全局协调优化[J]. 电网技术, 2006, 30(8): 1-6.  
Liu Hongchao, Lei Xianzhang, Li Xingyuan, et al. Global coordinated optimization of PSSs in interconnected power systems[J]. Power System Technology, 2006, 30(8): 1-6(in Chinese).
- [12] 杜正春, 刘伟, 方万良, 等. 小干扰稳定性分析中按阻尼比递增的关键特征值子集计算[J]. 电网技术, 2006, 30(3): 7-12.  
Du Zhengchun, Liu Wei, Fang Wanliang, et al. Calculation of critical eigenvalues with increasing damping ratios in small signal stability analysis[J]. Power System Technology, 2006, 30(3): 7-12(in Chinese).
- [13] 邓集祥, 涂进, 陈武晖. 大干扰下丰导低频振荡模式的鉴别[J]. 电网技术, 2007, 31(7): 36-41.  
Deng Jixiang, Tu Jin, Chen Wuhui. Identification of critical low frequency oscillation mode in large disturbances[J]. Power System Technology, 2007, 31(7): 36-41(in Chinese).
- [14] 李丹, 苏为民, 张晶. “9.1”内蒙古西部电网振荡的仿真研究[J]. 电网技术, 2006, 30(6): 41-47.  
Li Dan, Su Weimin, Zhang Jing. Simulation study on west Inner Mongolia power grid oscillations occurred on September 1st, 2005[J]. Power System Technology, 2006, 30(6): 41-47(in Chinese).
- [15] 李杨楠, 刘文颖, 潘炜. 西北 750 kV 电网动态稳定特性分析和控制策略[J]. 电网技术, 2007, 31(12): 63-68.  
Li Yangnan, Liu Wenyong, Pan Wei. Analysis of dynamic stability characteristics of 750 kV Northwest China Power Grid and research on its control strategy[J]. Power System Technology, 2007, 31(12): 63-68(in Chinese).
- [16] Moussa H A, Yu Yaonan. Dynamic interaction of multi-machine power system and excitation control[J]. IEEE Trans on Power Apparatus and Systems, 1974(4): 1151-1158.



高磊

收稿日期: 2011-01-11.

作者简介:

高磊(1980), 男, 工程师, 从事电力系统建模、电力系统稳定与控制等方面的研究, E-mail: perfect0908@163.com;

张文朝(1978), 男, 高级工程师, 从事电力系统稳定与控制等方面的研究;

濮钧(1971), 男, 高级工程师, 从事电力系统建模、电力系统稳定与控制等方面的研究;

赵红光(1963), 男, 教授级高级工程师, 从事电力系统建模、电力系统稳定与控制、电力系统机网协调等方面的研究。

(责任编辑 王晔)