

DOI: 10.7667/PSPC162105

基于电气距离的低频振荡关联区域和模式类型识别

徐伟¹, 夏小琴², 赵静波¹, 鲍颜红²

(1. 国网江苏省电力公司电力科学研究院, 江苏 南京 211103; 2. 南瑞集团公司, 江苏 南京 211106)

摘要: 对于低频振荡在线分析得到的若干个振荡模式, 调度运行人员需要掌握典型振荡模式的阻尼水平, 在紧急状态下根据振荡模式的类型和关联区域采取控制策略。提出了一种基于电网运行分区间电气距离的关联区域和模式类型识别方法, 自动识别参与振荡两群机组的关联区域, 区分局部振荡模式和区域间振荡模式。通过拓扑分析确定电网的运行分区, 选取电压等级最高的母线作为每个运行分区的代表母线。将振荡模式两群关联机组所属的运行分区作为各群的关联运行分区, 通过多端口网络等值计算各运行分区代表母线间的电气距离。将同一群中电气距离较近的运行分区进行聚合得到振荡模式两群的关联区域, 根据两群关联区域间的电气距离区分局部振荡模式和区域间振荡模式。通过对实际电网在线数据的案例分析验证了该方法的有效性。

关键词: 低频振荡; 振荡模式; 运行分区; 电气距离; 关联区域; 局部振荡; 区域间振荡

Relevant zone and mode type identification based on electrical distance for low frequency oscillation

XU Wei¹, XIA Xiaoqin², ZHAO Jingbo¹, BAO Yanhong²

(1. State Grid Jiangsu Electric Power Company Research Institute, Nanjing 211103, China;

2. NARI Group Corporation, Nanjing 211106, China)

Abstract: Low frequency oscillation online analysis will obtain a number of oscillation modes. Dispatching operators need to distinguish typical oscillation modes and take actions to improve mode damping in emergency state based on mode type and relevant zone. A method based on electrical distance between operating districts is proposed to identify relevant zone and mode type, operating districts of power grid are determined through topological analysis, representative bus with highest voltage level is selected for each operating district. Buses with higher participation factor are chosen as strong correlative buses and divided into two clusters according to the angle of mode shape. Each cluster will be associated with the operating districts corresponding to strong correlative buses. Electrical distance of representative buses is calculated by multi-port equivalence. Relevant zones of two clusters are obtained by aggravating operating districts with smaller electrical distance. Local oscillation mode and inter-area oscillation mode can be discriminated based on electrical distance between operating districts with buses of largest participation factor in each cluster. The effectiveness of the method has been verified by the cases of actual power grid.

This work is supported by China Postdoctoral Science Foundation (No. 2016M591738) and Postdoctoral Science and Research Program of Jiangsu Province (No. 1601160C).

Key words: low frequency oscillation; oscillation mode; operating district; electrical distance; relevant zone; local oscillation; inter-area oscillation

0 引言

低频振荡在线分析是智能电网调度控制系统中的一项重要应用功能, 包括小干扰稳定分析和大扰

动动态稳定分析^[1-3]。小干扰稳定分析采用部分特征值算法求解低频振荡频率范围内所有的振荡模式^[4]。大扰动动态稳定分析从机电暂态仿真得到的时域仿真曲线中提取主导振荡模式信息, 针对每一个预想故障会得到一个主导振荡模式^[5-6]。对于低频振荡在线分析得到的若干个振荡模式, 调度运行人员需要掌握与本级调度机构关联的典型振荡模式及其阻尼水平。在系统中出现弱阻尼振荡模式的紧急

基金项目: 中国博士后科学基金(2016M591738); 江苏省博士后科研资助计划项目(1601160C); 国网江苏公司科技项目“特高压直流故障处置后期负荷恢复策略研究”

状态下,需要区分局部振荡模式和区域间振荡模式,根据区域间振荡模式的关联区域采用降低联络线功率或提高送端区域电压水平等措施来提高系统动态稳定水平^[7-9]。

对于在线应用,调度运行人员不可能通过依次查看各个振荡模式关联机组的参与因子和模态分布来确定电网中的典型振荡模式。对于关联机组较多和影响范围较大的区域间振荡模式,调度运行人员很难在较短的时间内凭经验识别低频振荡的关联区域。因此,需要自动识别振荡模式的关联区域和模式类型。文献[10]通过振荡模式的频率区分局部振荡模式和区域间振荡模式,根据机组的参与因子确定振荡模式的强相关机组,通过预先设置的相位差将强相关机组分为两群。文献[11]根据频率和强相关机组的分群情况识别典型振荡模式并确定振荡两群的关联区域,从而避免人工查阅模态图,该方法不适用于运行工况变化较大以及非典型振荡模式的关联区域识别。文献[12]根据强相关机组的调度区域属性确定两群的关联调度区域,将关联调度区域不同的振荡模式确认为区域间振荡模式。但是随着特高压同步电网建设和高压主干网架加强工程的不断推进,地理上相隔较远的机组间的电气距离不断减小,振荡模式的模态分布日趋复杂。对于区域间振荡模式,若同一调度区域的机组分布在相对振荡的两群中,有可能将该模式误判为局部振荡模式;对于局部振荡模式,若振荡两群的关联机组属于不同的调度区域,有可能将该模式误判为区域间振荡模式。

为了正确区分局部振荡模式和区域间振荡模式,需要综合考虑机组的参与因子、模态分布和分区属性,并根据系统的网架结构做出判断。在电网分层分区的运行条件下,若参与振荡的两群机组属于同一运行分区,则可以直接判断为局部振荡模式;否则,振荡两群关联运行分区间的电气距离可以反映振荡模式的类型和涉及范围的大小。因此,本文提出了一种基于电网运行分区间电气距离的低频振荡关联区域和模式类型识别方法,并通过在实际电网在线数据的案例分析验证了该方法的有效性。

1 振荡模式类型与振荡频率

当采用单机无穷大(OMIB)系统分析低频振荡的阻尼和频率特性时,随着等值系统转动惯量或互联系统阻抗的变化,振荡模式的频率会发生较大的变化。由于局部振荡模式下参与振荡的机组较少,振荡机组间的电气连接较为紧密,一般认为局部振荡模式的频率要高于区域间振荡模式,例如,文献

[10, 13]分别将 0.7~2.0 Hz 和 0.1~0.7 Hz 作为局部振荡模式和区域间振荡模式的频率分布范围。

显然,振荡频率是转动惯量和互联系统阻抗综合作用的结果。在采用 2 机等值系统分析低频振荡的阻尼和频率特性时,振荡频率还与转动惯量在等值发电机之间的分布有关^[14-15]。设 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,则振荡模式的频率与 $\sqrt{M_1^{-1} + M_2^{-1}}$ 成正比。 M_1 和 M_2 相差越大,振荡频率越高(对应于局部振荡模式);两者越接近,振荡频率越低(对应于全局振荡模式)。当参与振荡电厂装机容量较大,与主网的联系又比较薄弱时,局部振荡模式的振荡频率有可能较低;当两群参与振荡机组的转动惯量相差较大时,区域间振荡模式的频率有可能较高。因此,局部振荡模式和区域间振荡模式的频率分布范围可能存在交叠,特别是频率在 0.5~1.0 Hz 的振荡模式^[16-17]。文献[12]将关联调度区域不同的振荡模式确认为区域间振荡模式。但是,地理位置相隔较远的两个区域之间如果有较多联络线则电气连接较为紧密,有可能将局部振荡模式误判为区域间振荡模式。

低频振荡是发电机组转子动能与电网势能之间持久的机电振荡,在机械上表现为相对振荡机群转子相对角的长期摆动,在电气上则表现为相对振荡机群定子之间的功率振荡。对于同一群内动态参数和出力水平完全一致的两台关联机组,如果通过同一母线接入电网(对应于电气距离为 0 的情况),则低频振荡过程中两者的动态响应完全一致。因此,电气距离较近且属于同一区域内的机组在振荡过程一般具有较好的同调性。

区域间振荡模式和局部振荡模式的主要区别在于扰动激发对应模式后引起的功率波动范围和幅度不同。节点 i 、 j 之间等值阻抗的物理意义为:从节点 i 注入单位电流后节点 i 、 j 之间的电压 U_{ij} 。在相同扰动大小的情况下,节点间等值阻抗越大,扰动造成的功率振荡幅度越大。因此,电气距离反映了相同大小扰动下振荡模式对电网的影响程度。

2 运行分区间电气距离

随着高一级电压电网的建设,下级电压电网逐步实现分区运行,相邻分区之间互为备用,以避免和消除严重影响电网安全稳定运行的电磁环网,并有效限制短路电流和简化继电保护配置。因此,分层分区运行是电网发展的必然趋势^[18-19]。

分区内部的接线方式比较复杂,发电机母线之间的等值阻抗难以反映振荡两群机组间的电气距离。因此,本文在自动识别机组所属运行分区的基础

基础上, 对各运行分区包含的最高电压等级母线进行多端口网络等值, 计算各运行分区间的电气距离。

2.1 电网运行分区自动识别

为了确保供电可靠性, 各运行分区间设有多个备用联络通道。在实际运行中, 分区电网结构调整日益频繁。比如在主变检修以及机组检修等特殊运行方式下, 需要与相邻分区合环运行; 当分区电网主变过载时, 需要通过分区间负荷转移或分区间合环支援来解决主变过载问题。因此, 需要根据电网的网络拓扑自动识别运行分区, 步骤如下:

1) 根据电网主网架的电压等级(500 kV 或者 330 kV), 筛选出高于或与属于此电压等级的交流线路, 形成集合 L_S ;

2) 将集合 L_S 中的交流线路从网络中剔除, 形成用于拓扑分析的电网运行数据;

3) 以厂站作为节点, 交流线路作为支路, 通过拓扑搜索对各厂站进行拓扑着色, 有连接关系的厂站拓扑着色一致, 确定网络中的拓扑岛;

4) 处于相同拓扑岛的厂站形成一个运行分区, 选取电压等级最高的母线作为每个运行分区的代表母线, 建立机组同所属运行分区代表母线的索引表。

2.2 电气距离

将电网看成如图 1 所示的二端口, 节点 i 与节点 j 之间的电气距离是从节点 i 、 j 看进去的网络等值阻抗。

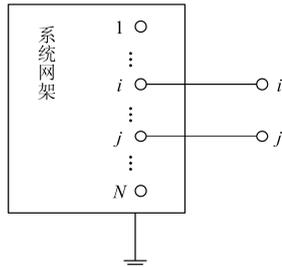


图 1 电力系统二端口示意图

Fig. 1 Two-port illustration of power system

节点 i 、 j 之间的电气距离可表示为

$$Z_{eq} = \mathbf{M}_{ij}^T \mathbf{Z} \mathbf{M}_{ij} = Z_{ii} + Z_{jj} - 2Z_{ij} \quad (1)$$

式中: Z_{ii} 、 Z_{ij} 、 Z_{jj} 分别为电网阻抗矩阵 \mathbf{Z} 中的对应元素; 设阻抗矩阵 \mathbf{Z} 的阶数为 n , 则节点-端口关联矢量 \mathbf{M}_{ij} 是一个 n 维列向量, 在 i 、 j 位置分别取 1 和 -1, 其余位置取 0。

2.3 多端口网络等值

对于区域间振荡模式, 振荡两群机组会属于多个运行分区, 两两计算各个运行分区间的等值阻抗会导致计算量的增加。为了提高计算速度, 可以形

成两群机组关联运行分区的代表母线集合 B_S , 通过多端口网络等值计算各代表母线之间的等值阻抗。设集合 B_S 的元素个数为 m , 将所有节点-端口关联矢量排在一起, 则可以形成 $n \times m$ 维的节点-端口关联矩阵 \mathbf{M}_L 。多端口等值网络的 $m \times m$ 阶等值阻抗矩阵为

$$\mathbf{Z}_{eq} = \mathbf{M}_L^T \mathbf{Z} \mathbf{M}_L \quad (2)$$

实际应用中, 通常不存储节点阻抗矩阵 \mathbf{Z} , 而只存储节点导纳矩阵 \mathbf{Y} 及其因子表。这时可以利用节点-端口关联矩阵的高度稀疏性, 采用 \mathbf{Y} 的因子表及稀疏矢量技术来快速求取 \mathbf{Z} 中要用到的元素, 从而形成维数较低的 \mathbf{Z}_{eq} 矩阵。

3 关联区域和模式类型识别

机组所属运行分区间的电气距离可以有效地识别同一地理区域内分属于不同调管范围的机组。因此, 可以根据电气距离对机组关联的运行分区进行聚合, 确定振荡两群的关联区域。在此基础上, 根据振荡两群关联区域间的电气距离来区分局部振荡模式和区域间振荡模式。

3.1 关联机组筛选及分群

参与因子反映了状态变量与特征值之间的关联程度, 可以根据参与因子来筛选振荡模式的强相关机组(以下简称为关联机组)。选取所有机组中参与因子最大值为基准, 其他机组参与因子除以基准值, 可得到归一化的参与因子。针对待分析振荡模式集合中的每个振荡模式, 筛选出参与因子大于指定门槛值 p_g (p_g 为自定义参数)的机组集合 G , 作为该振荡模式的关联机组。

对于某一特征值 $\lambda_i = \sigma_i + j\omega_i$, 其模态(右特征向量)为 \mathbf{u}_i 、 \mathbf{u}_i 中元素的模值可以反映在状态变量 x_k 和 x_l 上观察 λ_i 的振幅比值, 相角可以反映在状态变量 x_k 和 x_l 上观察 λ_i 的相位差。因此, 可以根据模态的相角将振荡模式的关联机组划分为两群^[20]。将参与因子最大机组的模态相角设为参考角并置为 0° , 将模态相角在 $[-90^\circ, 90^\circ]$ 的机组称为 S 群, 其余的机组称为 A 群。

3.2 关联区域识别

根据关联机组对应运行分区间的电气距离识别关联区域, 步骤如下(以 S 群为例):

1) 选取参与因子最大机组对应的运行分区作为关联区域的电气中心, 加入运行分区集合 D_S ;

2) 筛选出与 D_S 中元素间电气距离小于电气距离门槛值 Z_g 的运行分区, 加入 D_S ;

3) 重复步骤 2), 直至不存在与 D_S 中元素间电

气距离小于 Z_g 的运行分区;

4) 将集合 D_S 中的运行分区作为 S 群的关联区域。

对不属于集合 D_S 的运行分区重复上述过程, 确定 S 群的其他关联区域。将各关联区域中参与因子最大机组对应的运行分区称为该关联区域的电气中心, 将各群中参与因子最大机组对应的运行分区称为该群的代表分区。

根据发电机所属的调度区域, 可以确定对应运行分区所属的调度区域。对于区域间振荡模式, 若除去国调或者分中心管辖的运行分区, D_S 中的各运行分区均属于某省级电网, 则可以将该省级电网作为关联区域。

3.3 振荡模式类型识别

为计及外部电网对动态稳定性的影响, 需要采用包括外部电网的数据进行低频振荡在线分析, 计算结果不仅包括内网模式还包括外网模式。若集合 G 中包含有本级调度机构的机组, 则确认该模式为内网模式, 否则确认为外网模式。

振荡模式类型包括局部振荡和区域间振荡^[13]。局部振荡模式可能是一个电厂内的发电机相对于系统其他部分的振荡, 即电厂振荡模式; 也可能是临近电厂内的发电机之间的振荡, 即厂站间振荡模式。区域间振荡模式可能是一个区域里的一组发电机相对另一区域的一组发电机发生的振荡, 也可能是涉及系统中所有发电机和频率非常低的两群振荡模式。振荡模式类型的包含关系如图 2 所示。

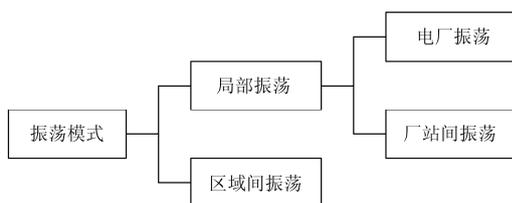


图 2 振荡模式类型包含关系图

Fig. 2 Relationship of oscillation mode types

当振荡模式的频率在 1.0 Hz 以上或者关联机组属于同一厂站时, 可以直接判定为电厂振荡模式。厂站间振荡模式与区域间振荡模式的区别在于只涉及局部区域内几个电厂之间的振荡。因此, 当两群的关联区域一致时, 可以直接判定为厂站间振荡模式。对于余下的振荡模式, 若两群代表运行分区间的电气距离小于 Z_g , 则判定该振荡模式是厂站间振荡模式, 否则判定为区域间振荡模式。

4 低频振荡在线分析流程

特征值计算结果包括各振荡模式的频率、阻尼、

机电相关比以及各振荡模式下机组的参与因子与模态。在此基础上, 低频振荡在线分析还应给出各振荡模式的关联区域和模式类型。

对于大扰动动态稳定分析, 需要对机组的有功曲线进行 Prony 分析才能够计算主导模式下机组的参与因子和相位。为了提高计算速度, 可以仅对有功曲线的振幅大于指定阈值值的机组提取主导模式信息, 并根据主导模式的频率对时域仿真曲线进行采样。

4.1 分析流程

低频振荡在线分析的流程如图 3 所示, 步骤如下。

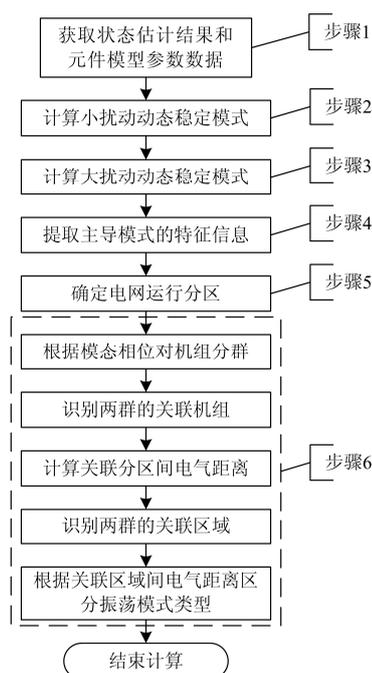


图 3 低频振荡在线分析流程图

Fig. 3 Flow chart of low-frequency oscillation online analysis

- 1) 在线获取状态估计结果和元件模型参数数据。
- 2) 通过特征值计算得到电力系统的小扰动动态稳定模式信息, 包括振荡模式的频率、阻尼、参与因子和模态。
- 3) 分别对各待考查的故障进行时域仿真计算, 对监视的联络线有功曲线或基于 EEAC 方法得到的等值功角曲线进行 Prony 分析, 得到大扰动动态稳定主导模式的阻尼比和频率^[21]。
- 4) 针对大扰动动态稳定分析得到的各故障下的主导模式, 采用 Prony 算法分析机组的有功曲线, 计算主导模式下机组的参与因子和相位。
- 5) 根据电网的网络拓扑识别运行分区, 建立机组同所属运行分区代表母线的索引表。

6) 将小干扰动态稳定分析得到的各模式和大扰动动态稳定分析得到的各故障下的主导模式加入到待分析模式集合, 针对待分析模式集合中的各个模式依次识别关联区域和模式类型。

4.2 主导模式下机组的参与因子和相位计算

为了减少需要进行 Prony 分析的有功曲线数目, 采用如下步骤计算大扰动动态稳定模式下机组参与因子和相位。

1) 通过分别计算每台机组有功曲线中最大值和最小值的差值, 确定差值大于预先设置的有功波动门檻值的机组集合 G_P 。

2) 对集合 G_P 中机组的有功曲线按主导模式频率的 2 倍进行采样。

3) 对采样后的机组有功曲线进行 Prony 分析, 确定各机组在主导模式下的振幅和相位。

4) 以机组的振幅与惯性常数的比值的最大者为基准值, 将机组的振幅与惯性常数的比值进行归一化处理, 作为机组的参与因子, 其中, 机组的惯性常数为额定转速时的储能与额定容量的比值^[5]。

4.3 关联区域和模式类型识别

在图 3 的步骤 6) 中依次识别各模式的关联区域和模式类型, 具体过程如下。

1) 振荡模式的关联机组筛选及分群。将参与因子大于 p_g 的机组作为振荡模式的关联机组; 根据模态相角将关联机组划分为两群。

2) 多端口网络等值。针对关联机组对应运行分区的代表母线集合 B_S , 通过多端口网络等值计算各代表母线之间的等值阻抗。

3) 关联区域识别。分别根据两群关联机组对应运行分区间的电气距离, 确定振荡两群机组的所有关联区域。

4) 振荡模式类型识别。若该振荡模式满足电厂振荡模式或厂站间振荡模式的判据, 则为局部振荡模式; 否则为区域间振荡模式。

5 计算实例

分别采用西北、华北和华东区域电网的小干扰稳定在线分析结果, 验证本文提出的振荡模式关联区域和振荡类型识别方法的有效性。电气距离门檻值 Z_g 设置为 1.0, 参与因子门檻值 p_g 设置为 0.1。

5.1 电厂振荡模式

新疆南部电网呈长链型网架结构, 系统之间电气联系相对薄弱。喀什发电厂位于新疆南部电网的末端近区, 为该电网的主力电厂之一。其中, 5 号和 6 号机组容量为 350 MW, 而其他机组的容量不超过 50 MW。与喀什发电厂 5 号和 6 号机组对应的

电厂振荡模式频率为 0.326 Hz, 阻尼比为 7.262%。由于参与振荡电厂装机容量较大且与主网的联系又比较薄弱, 导致该局部振荡模式的频率较低。此时, 若仅根据振荡模式的频率区分振荡模式类型, 则会误判为区域间振荡模式。

参与因子较大机组的所属调度机构、参与因子、模态相角和运行分区如表 1 所示。

表 1 电厂振荡模式的关联机组

Table 1 Relevant generators of plant oscillation mode				
机组	机构	参与因子	模态相角/(°)	运行分区
新喀发 5 号	新疆	1.000	0.000	喀什
新喀发 6 号	新疆	0.977	-0.095	喀什
新盛源 1 号	新疆	0.054	-13.714	阿克苏
新波波 1 号	新疆	0.050	-8.277	和田

由表 1 可知, “新喀发 5 号”和“新喀发 6 号”为该振荡模式的关联机组, 均处于 S 群中, A 群中机组的参与因子均小于 p_g 。由于 S 群的关联机组均属于喀什发电厂, 该振荡模式为电厂振荡模式。

5.2 站间振荡模式

内蒙古岱海电厂通过“岱海”500 kV 变电站入网, 经“岱海—万全”、“万全—顺义”、“顺义—昌平”和“昌平—门头沟”500 kV 线路向北京电网供电。“北京门海昌”分区由“昌平”、“门头沟”500 kV 变电站供电。局部电网的地理接线如图 4 所示。

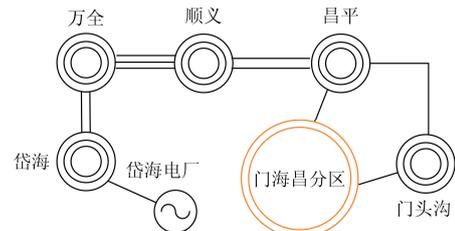


图 4 局部电网地理接线图

Fig. 4 Schematic diagram of local grid structure

“内蒙古岱海电厂”对“北京新高井电厂”的站间振荡模式频率为 0.971, 阻尼比为 5.812%。振荡两群关联机组的所属调度机构、参与因子、模态相角和运行分区如表 2 所示。

由表 2 可知, S 群关联的运行分区为“北京门海昌”, A 群关联的运行分区为“内蒙岱海”。两个运行分区间的电气距离为 0.0291, 远小于设定的电气距离门檻值 Z_g 。因此, 根据运行分区间的电气距离可以判定该振荡模式为站间振荡模式。由于该模式的振荡频率小于 1.0 Hz, 根据关联机组的调度分区属性, 则会将该振荡误判为区域间振荡。

表2 厂站间振荡模式的关联机组

Table 2 Relevant generators of plant oscillation mode

机组	机构	参与因子	模态相角/(°)	运行分区
京新高4号	北京	1.000	0.000	门昌海
蒙岱海1号	内蒙	0.424	147.588	岱海
蒙岱海2号	内蒙	0.242	157.644	岱海
蒙岱海3号	内蒙	0.241	160.188	岱海
蒙岱海4号	内蒙	0.240	159.680	岱海
京新高1号	北京	0.134	-24.125	门昌海
京新高2号	北京	0.131	-41.182	门昌海
京新高3号	北京	0.131	-35.703	门昌海

5.3 区域间振荡模式

以浙江对华东的区域间振荡模式为例, 频率0.788, 阻尼比12.816%。如果采用文献[10,13]中的判据, 由于振荡频率大于0.7 Hz, 则会将该振荡模式误判为局部振荡模式。

该振荡模式的关联机组共有45台, S群关联机组有20台, A群关联机组有25台。S群机组有两个关联区域, 包括以“江苏张家港”为电气中心的苏南机组(机组最大参与因子为1.000)和以“福建晋江”为电气中心的福建电网中临近浙江的机组(机组最大参与因子为0.319); A群机组有1个关联区域, 以“浙江苍南”为电气中心(机组最大参与因子为0.327)。各电气中心间的电气距离如表3所示。

表3 电气中心间的电气距离

Table 3 Electrical distances between electrical centers

	江苏张家港	福建晋江	浙江苍南
江苏张家港		25.977	95.386
福建晋江	25.977		0.403
浙江苍南	95.386	0.403	

由表3可知, 由于“江苏张家港”和“浙江苍南”间的电气距离远大于设定的电气距离门槛值 Z_g , 因此该振荡模式为区域间振荡模式。以“浙江苍南”为电气中心的关联区域内除了国调和分中心管辖的机组, 其他机组均处于浙江电网, 则可以用“浙江”来代表该振荡模式的关联区域; 进一步, 选取参与因子最大的关联区域来代表该振荡模式, 则可以表示为“浙江”对“江苏”的振荡模式, 从而有利于调度运行人员掌握振荡模式的特征。

6 结论

振荡模式关联区域和模式类型的识别需要同时考虑机组的参与因子、模态相位和分区属性, 并结合电网的网架结构才能够做出正确的判断。对于在线应用的场合, 调度人员很难在较短的时间内掌握低频振荡的特征, 这就需要提供一种根据低频振荡

在线分析结果自动识别振荡模式关联区域和模式类型的工具。

局部振荡模式包括电厂振荡模式和厂站间振荡模式。电厂振荡模式的判据为振荡模式的关联机组处于同一电厂。厂站间振荡模式的判据包括: 振荡模式两群的关联区域一致或者两群代表运行分区间的电气距离小于预设值。

对于区域间振荡模式, 有可能存在同一调度区域的机组分布在振荡两群或者同一振荡机群中包含多个调度区域机组的情况。因此, 基于电气距离对运行分区进行聚合得到两群的关联区域, 从而为制定低频振荡抑制策略提供依据。

参考文献

- [1] 仲悟之, 宋新立, 汤涌, 等. 特高压交直流电网的小干扰稳定性分析[J]. 电网技术, 2010, 34(3): 1-4. ZHONG Wuzhi, SONG Xinli, TANG Yong, et al. Small signal stability analysis for UHV AC/DC power grids[J]. Power System Technology, 2010, 34(3): 1-4.
- [2] 顾丽鸿, 周孝信, 严剑峰, 等. 特高压联网区域实时小干扰稳定分析策略[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(13): 1-7. GU Lihong, ZHOU Xiaoxin, YAN Jianfeng, et al. Real time small signal stability analysis of power systems interconnected by ultra high voltage transmission line[J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(13): 1-7.
- [3] 宋墩文, 温渤婴, 杨学涛, 等. 基于多信息源的大电网低频振荡预警及防控决策系统[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(21): 54-60. SONG Dunwen, WEN Boying, YANG Xuetao, et al. A multiple information sources based early warning and preventive control system for low-frequency oscillation in large-scale power system[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(21): 54-60.
- [4] 王永昆, 鲍颜红, 方勇杰, 等. 基于IRAM的大型电力系统特征值在线并行计算策略[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(5): 144-148. WANG Yongkun, BAO Yanhong, FANG Yongjie, et al. Parallel computing strategy of online eigenvalue calculation based on IRAM method for large-scale power system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(5): 144-148.
- [5] 郑伟, 鲍颜红, 彭慧敏, 等. 基于受扰轨迹模式分析的动态稳定辅助决策[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(4): 79-83. ZHENG Wei, BAO Yanhong, PENG Huimin, et al. Dynamic stability auxiliary decision-making based on mode shape analysis of disturbed trajectory[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(4): 79-83.
- [6] 赵妍, 李志民, 李天云. 低频振荡模态参数辨识的共振稀疏分解 SSI 分析方法[J]. 电工技术学报, 2016, 31(2): 136-144.

- ZHAO Yan, LI Zhimin, LI Tianyun. Low frequency oscillation modal parameter identification using resonance-based sparse signal decomposition and SSI method[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(2): 136-144.
- [7] 杨海涛, 丁茂生, 宋新立, 等. 电力系统动态稳定机理和稳定措施分析[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(14): 35-39.
- YANG Haitao, DING Maosheng, SONG Xinli, et al. Analysis on power system dynamic stability mechanisms and stabilizing measures[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(14): 35-39.
- [8] 鲍颜红, 王永昆, 方勇杰, 等. 基于广域测量信息和直流功率支援的低频振荡抑制方法[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(21): 118-122.
- BAO Yanhong, WANG Yongkun, FANG Yongjie, et al. DC power support for damping low frequency oscillations based on WAMS[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(21): 118-122.
- [9] 项丽, 鲍颜红, 耿天翔, 等. 基于广域信息的发电机电压控制抑制区间低频振荡方法[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(18): 18-22.
- XIANG Li, BAO Yanhong, GENG Tianxiang, et al. Damping inter-area low frequency oscillations method for generator voltage control based on wide-area information[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(18): 18-22.
- [10] 闫常友, 周孝信, 田芳, 等. 电力系统在线小干扰主导特征模式识别及强相关机组选择方法[J]. 电网技术, 2009, 33(13): 42-47.
- YAN Changyou, ZHOU Xiaoxin, TIAN Fang, et al. Online identification of dominant characteristic modes of small signal disturbance and selection of strong correlative units[J]. Power System Technology, 2009, 33(13): 42-47.
- [11] 史东宇, 鲁广明, 顾丽鸿, 等. 基于数据聚类的电力系统在线小干扰稳定机组分群算法[J]. 华东电力, 2013, 41(11): 2223-2228.
- SHI Dongyu, LU Guangming, GU Lihong, et al. Online small signal stability generator group-dividing algorithm for power system based on data clustering[J]. East China Electric Power, 2013, 41(11): 2223-2228.
- [12] 徐伟, 庞晓艳, 徐泰山, 等. 电网振荡模式类型及关联调度区域的在线自动识别方法: 中国, CN201410006207.X[P]. 2014-01-07.
- [13] KUNDUR P. 电力系统稳定与控制[M]. 北京: 中国电力出版社, 2002.
- [14] 李红军, 陆超. 互联系统机电振荡的频率与阻尼特性[J]. 清华大学学报(自然科学版), 2008, 48(7): 1089-1092.
- LI Hongjun, LU Chao. Frequency and damping characteristics of electromechanical oscillations in interconnected power systems[J]. Journal of Tsinghua University (Science and Technology), 2008, 48(7): 1089-1092.
- [15] 高磊, 张文朝, 濮钧, 等. 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[J]. 电网技术, 2011, 35(5): 15-20.
- GAO Lei, ZHANG Wenchao, PU Jun, et al. 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[J]. Power System Technology, 2011, 35(5): 15-20.
- [16] 倪以信, 陈寿孙, 张宝霖. 动态电力系统的理论和分析[M]. 北京: 清华大学出版社, 2001.
- [17] 朱方, 赵红光, 刘增煌, 等. 大区电网互联对电力系统动态稳定性的影响[J]. 中国电机工程学报, 2007, 27(1): 1-7.
- ZHU Fang, ZHAO Hongguang, LIU Zenghuang, et al. The influence of large power grid interconnected on power system dynamic stability[J]. Proceedings of the CSEE, 2007, 27(1): 1-7.
- [18] 何肇. 关于改善华东电网结构、降低短路容量方案的探讨[J]. 电网技术, 2004, 28(2): 28-31.
- HE Zhao. A discussion on scheme of improving structure of East China power grid to reduce short circuit capability[J]. Power System Technology, 2004, 28(2): 28-31.
- [19] 郝文斌, 夏春, 王彪, 等. 一种基于图论搜索的限制短路电流分区方法[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(17): 38-44.
- HAO Wenbin, XIA Chun, WANG Biao, et al. A short-circuit current limiting partitioning method based on graph theory search[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(17): 38-44.
- [20] 鲍颜红, 徐伟, 徐泰山, 等. 基于机组出力调整的小干扰稳定辅助决策计算[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(3): 88-91.
- BAO Yanhong, XU Wei, XU Taishan, et al. Small-signal stability auxiliary decision-making calculation based on power generation adjustment[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(3): 88-91.
- [21] 郝思鹏, 薛禹胜, 张晓明, 等. 基于 EEAC 理论分析低频振荡[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(4): 11-15.
- HAO Sipeng, XUE Yusheng, ZHANG Xiaoming, et al. Low-frequency oscillation analysis based on EEAC theory[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(4): 11-15.

收稿日期: 2016-12-26

作者简介:

徐伟(1982—), 男, 通信作者, 博士, 高级工程师, 研究方向为电力系统稳定分析与控制; E-mail: 125481905@qq.com

夏小琴(1988—), 女, 硕士, 工程师, 研究方向为电力系统稳定分析与控制。

(编辑 葛艳娜)