基于连续小波变换的电力系统动态稳定综合评估

刘春晓¹,姜 涛²,李 雪²,李 鹏¹,张建新¹,李智勇¹,杨欢欢¹ (1. 南方电网电力调度控制中心,广东 广州 510623;2. 东北电力大学 电气工程学院,吉林 吉林 132012)

摘要:提出一种基于连续小波变换的电力系统主导振荡模式、振荡模态、参与因子及同调机群的综合评估方法。首先,借助小波变换实现电力系统多通道广域量测信息的时频域分解,获取各量测通道对应的小波系数 矩阵;针对各小波系数矩阵,通过小波功率谱甄别与系统主导振荡模式强相关的关键小波系数向量;然后,利 用关键小波系数向量估计系统主导振荡模式的振荡频率和阻尼比;在此基础上,借助交叉小波变换,估计各 主导振荡模式下系统的振荡模态;进一步地,根据估计得到的振荡模态,估计系统各量测通道的参与因子和 同调机群构成,实现基于连续小波变换的电力系统动态稳定综合评估。利用所提方法对16机68节点测试系 统的仿真数据和实际电网的广域实测数据进行分析,结果验证了所提方法的有效性和可行性。

关键词:广域量测信息;连续小波变换;主导振荡模式;振荡模态;参与因子;同调机群;动态稳定;电力系统
 中图分类号:TM 712
 文献标志码:A
 DOI:10.16081/j.epae.202011025

0 引言

区域电网互联规模不断扩大、大容量远距离交 直流输电系统不断增加、可再生能源大规模接入,使 得区域间低频振荡已成为限制互联电网输电能力、 威胁电网安全稳定运行的重要因素之一^[1-3]。因此, 研究全国联网、可再生能源大规模并网背景下的电 力系统动态稳定性具有十分重要的意义^[47]。

近年来,随着相量测量单元(PMU)装置在电网 中大规模配置、电力通信网络不断完善、广域量测系 统在区域互联电网中不断建设和应用,基于广域量 测信息的电力系统动态稳定分析与评估方法越来越 受到工业界和学术界的关注^[8-14]。基于广域量测信 息的动态稳定分析方法是一种借鉴模式识别的相 关理论,从系统辨识角度出发分析电力系统动态稳 定性的方法。该方法最初由美国 BPA (Bonneville Power Administration)的J. F. Hauer博士提出^[11],其 开创性地借助实测信号来评估系统的动态稳定性。 由于该方法完全基于电力系统的实测信息,不受电 力系统元件模型和参数精度的影响,可快速、准确地 跟踪电力系统运行方式的变化,从而实时评估和监 测电力系统的动态稳定性,因此在电力系统的在线 预警、广域协调控制中得到了广泛的应用^[11-15]。

根据电力系统中实测信号类型的不同,基于广 域量测信息的电力系统动态稳定分析方法又分为基 于测试信号的动态稳定分析方法、基于故障信号的

收稿日期:2020-06-22;修回日期:2020-09-20

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51607034);南方电网 有限责任公司科技项目(ZDKJXM20180151)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51607034) and the Science and Technology Program of China Southern Power Grid Co., Ltd. (ZDKJXM20180151) 动态稳定分析方法、基于类噪声信号的动态稳定分 析方法这3种^[12-13]。测试信号通常是通过向电力系 统中注入随机噪声激励,从而获得的输入激励信号 和系统输出响应信号;故障信号是电力系统发生故 障时的系统响应信号,如短路故障、高压直流闭锁、 发电机脱网等;类噪声信号是在电力系统稳态运行 过程中,负荷的随机波动和发电机出力变化等微小 参数变动所引起的系统响应信号。

基于测试信号的动态稳定分析方法主要通过 向电力系统中注入随机噪声激励,获取输入激励数 据和系统输出响应数据,估计系统的动态传递函数 矩阵或状态矩阵,从而识别系统的主导振荡模式。 常用于测试信号的辨识算法包括随机子空间辨 识 N4SID (Numerical algorithms for Subspace State Space System IDentification)方法^[14]和预测误差法 PEM(Prediction Error Method)^[15]。基于故障信号的 动态稳定分析方法主要是从电力系统的故障信号 中估计系统的传递函数矩阵、状态矩阵或多振荡 模式信号拟合来辨识系统的主导振荡模式,常用算 法有 Prony 算法^[11,16]、随机子空间辨识算法^[13]、希尔 伯特谱分析 HSA(Hilbert Spectral Analysis)方法^[17]、 最小特征实现算法 ERA (Eigensystem Realization Algorithm)^[18]、总体最小二乘旋转不变法^[19]、连续小 波变换 CWT (Continuous Wavelet Transform)^[20-21]。 基于类噪声信号的动态稳定分析方法主要从系统的 类噪声信号中估计系统的传递函数矩阵或状态矩阵 来辨识系统的主导振荡模式,常用的算法有随机子 空间辨识算法^[13]、Yule-Walker算法^[22]等。

上述方法均聚焦于电力系统的主导振荡模式辨 识。除了主导振荡模式外,主导振荡模态、参与因子 及同调机群也是电力系统动态稳定评估的重要内 容,其评估结果可为电网运行调度人员提供丰富的

145

信息,改善系统的动态稳定性。而目前基于广域量 测信息的电力系统动态稳定评估主要侧重于主导振 荡模式的辨识,尚未有在同一框架下同时实现对主 导振荡模式、模态、参与因子及同调机群进行综合评 估的相关研究。针对该问题,本文在文献[6]借助 CWT辨识系统主导振荡模式及其振荡模态的基础 上,提出一种基于CWT的电力系统动态稳定综合评 估方法,以实现主导振荡模式、模态、参与因子及同 调机群的综合评估,为电网运行人员提供更为丰富 的电网运行状态信息以改善系统的动态稳定性。最 后,通过分析16机68节点测试系统的仿真数据和南 方电网的实测数据对所提方法的正确性、有效性进 行验证。

基于电力系统数学模型的动态稳定分析 1

在电力系统的稳定性分析中,电力系统的数学 模型可用式(1)所示微分代数方程描述[23]。

$$\begin{cases} \dot{\mathbf{x}} = f(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \\ 0 = g(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \end{cases}$$
(1)

其中, $x \in \mathbb{R}^{n \times 1}$ 为系统的状态变量向量,n为系统中状 态变量的数量; $y \in \mathbb{R}^{m \times 1}$ 为系统的代数变量向量,m 为系统中代数变量的数量; f(x, y) 为电力系统的状 态方程;g(x, y)为电力系统的代数方程。

在系统平衡点 (x_0, y_0) 处对式(1)进行线性化处 理,可得:



其中,Δx和Δy分别为状态变量微增量向量和代数 变量微增量向量。

式(2)的矩阵形式为:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{x} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f(x, y)}{\partial x} & \frac{\partial f(x, y)}{\partial y} \\ \frac{\partial g(x, y)}{\partial x} & \frac{\partial g(x, y)}{\partial y} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta y \end{bmatrix}$$
(3)

消除式(3)中的代数变量
$$\Delta y$$
,则有:

$$\Delta \dot{\boldsymbol{x}} = \boldsymbol{A} \Delta \boldsymbol{x} \tag{4}$$

$$A = \left(\frac{\partial f(x, y)}{\partial x}\right)^{-1} - \frac{\partial f(x, y)}{\partial y} \left(\frac{\partial g(x, y)}{\partial y}\right)^{-1} \frac{\partial g(x, y)}{\partial x} (5)$$

状态矩阵 A 的特征值向量 λ 为:

忿矩阵
$$A$$
的符征值问重 A D :

$$\boldsymbol{\lambda} = [\lambda_1, \lambda_2, \cdots, \lambda_n] \tag{6}$$

根据式(7),由矩阵A可进一步计算得到特征值 $\lambda_k(k=1,2,\dots,n)$ 所对应的左、右特征向量。

$$\begin{cases} \boldsymbol{\varphi}_{k} \boldsymbol{A} = \boldsymbol{\varphi}_{k} \boldsymbol{\lambda}_{k} \\ \boldsymbol{A} \boldsymbol{\phi}_{k} = \boldsymbol{\lambda}_{k} \boldsymbol{\phi}_{k} \end{cases}$$
(7)

其中, φ_k , ϕ_k 分别为特征值 λ_k 的左、右特征向量。

若特征值 λ_{μ} 为系统的主导振荡模式,则 λ_{μ} 的右 特征向量 ϕ_k 为系统在振荡模式 λ_k 下的振荡模态。 通过振荡模态 **d**₄ 中各元素的相位可揭示系统在振 荡模式λ,下各机组之间的同调性和相对振荡特性。

根据特征值 λ_k 的左特征向量 φ_k 和右特征向量 ϕ_k ,进一步定义式(1)中状态变量 x_i (*i*=1,2,...,*n*)对 振荡模式 λ_k 的参与因子 $p_{k,i}$ 为^[23]:

$$p_{k,i} = \frac{\varphi_{k,i} \phi_{k,i}}{\varphi_k \phi_k} \tag{8}$$

其中, φ_{ki} , ϕ_{ki} 分别为振荡模式 λ_k 左特征向量 φ_k 、右 特征向量 $\boldsymbol{\phi}_i$ 的第*i*个元素。

虽然由 ϕ_i 可得在机电振荡模式 λ_i 下系统中机 群的同调性,但当系统发生振荡时,系统中各机组间 的同调性是由多个振荡模式共同作用的结果,因此 仅依据φ_i很难确定系统中各机组在振荡过程中整 体所体现的同调特性。为此,文献[23]根据式(9)计 算式(1)中发电机*i*与发电机*i*转子角之间的方向余 弦d_i,来确定系统中的同调机群。

$$d_{i,j} = \frac{\sum_{k=1}^{n} \phi_{k,i} \phi_{k,j}}{\sqrt{\sum_{k=1}^{n} \phi_{k,i}^{2} \sum_{k=1}^{n} \phi_{k,j}^{2}}}$$
(9)

方向余弦d_{i,i}与发电机之间的同调性可由图1描 述。当2台发电机完全同调时,其转子角之差为0°, 对应的方向余弦为1;当2台发电机之间完全不同 调时,其转子角之差为180°,对应的方向余弦为-1; 在其他的情况下,2台发电机之间的方向余弦将在 (-1,1)之间变化。可见,采用方向余弦d;可评估任 意2台发电机之间的同调性。



图1 转子角之差与方向余弦之间的关系

Fig.1 Relationship between rotor angle difference and direction cosine

2 基于CWT的电力系统振荡模式辨识

虽然基于模型的电力系统动态稳定评估方法可 从原理上全面、系统地评估电力系统的动态稳定性, 但在实际应用中仍存在建模精确性、数据准确性、计 算规模大、计算耗时、计算结果实时性等方面瓶颈。 广域量测信息的大规模应用为弥补基于模型的电力 系统动态稳定评估方法在数据准确性、计算耗时、计 算结果实时性等方面的不足提供了有力的补充。本 文将CWT应用到电力系统的动态稳定综合评估中。

小波变换是近年来发展起来的一种成功的时频 分析方法,其继承和发展了短时傅里叶变换的局部 化思想的同时,又克服了短时傅里叶变换所存在的 窗口大小不随频率变化的不足,具有时域、频域同时 定位的能力,是进行信号时频分析和处理的理想工 具,适用于处理时变、非平稳信号。基于复 Morlet 母 小波,对电力系统广域量测信号 y(t)进行小波变换, 得到 y(t)的小波系数矩阵 W(a, b)为^[20]:

$$\boldsymbol{W}(\boldsymbol{a}, \boldsymbol{b}) = \begin{bmatrix} \boldsymbol{W}(a_1, \boldsymbol{b}) \\ \boldsymbol{W}(a_2, \boldsymbol{b}) \\ \vdots \\ \boldsymbol{W}(a_p, \boldsymbol{b}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} W(a_1, b_1) \ W(a_1, b_2) \ \cdots \ W(a_1, b_l) \\ W(a_2, b_1) \ W(a_2, b_2) \ \cdots \ W(a_2, b_l) \\ \vdots \ \vdots \ \vdots \ \vdots \\ W(a_p, b_1) \ W(a_p, b_2) \ \cdots \ W(a_p, b_l) \end{bmatrix} (10)$$
$$\boldsymbol{W}(a_k, \boldsymbol{b}) = \frac{\sqrt{a_k}}{2} A_k e^{-s_k \omega_{\alpha k} \boldsymbol{b} + \theta_k}$$
(11)

其中, $a = [a_k]$ 为小波变换的伸缩因子向量, $k = 1, 2, \dots, p, p$ 为伸缩因子向量的长度; $b = [b_g]$ 为小波 变换的时间因子向量, $g = 1, 2, \dots, l, l$ 为时间因子向 量的长度; $W(a_k, b)$ 为y(t)在伸缩因子 a_k 处的小波系 数向量; $W(a_k, b_g)$ 为y(t)在伸缩因子 a_k 、时间因子 b_g 处的小波系数; A_k 为振荡模式 λ_k 的幅值; $\omega_{0k}, \omega_k, S_k$ 、 θ_k 分别为振荡模式 λ_k 的无阻尼振荡角速度、有阻尼 振荡角速度、振荡阻尼比、初始相位。

分别计算式(11)中向量 $W(a_k, b)$ 的幅值对数 ln $| W(a_k, b) |$ 和相位 $\angle W(a_k, b)$ 对时间因子b的一阶 导数,可得:

$$\begin{cases} \frac{\mathrm{d}\ln\left|\boldsymbol{W}(a_{k},\boldsymbol{b})\right|}{\mathrm{d}\boldsymbol{b}} = -\varsigma_{k}\omega_{0k} \\ \frac{\mathrm{d}\boldsymbol{\angle}\boldsymbol{W}(a_{k},\boldsymbol{b})}{\mathrm{d}\boldsymbol{b}} = \omega_{k} = \omega_{0k}\sqrt{1-\varsigma_{k}^{2}} \end{cases}$$
(12)

由式(12)可得与伸缩因子 a_k 对应的电力系统振荡模式 λ_k 的振荡频率 f_k 和阻尼比 ζ_k 为:

$$\begin{cases} f_{k} = \frac{\sqrt{\left(\frac{\mathrm{d}\ln\left|\boldsymbol{W}\left(a_{k},\boldsymbol{b}\right)\right|}{\mathrm{d}\boldsymbol{b}}\right)^{2}} + \left(\frac{\mathrm{d}\angle\boldsymbol{W}\left(a_{k},\boldsymbol{b}\right)}{\mathrm{d}\boldsymbol{b}}\right)^{2}}{2\pi} \\ \zeta_{k} = -\frac{\mathrm{d}\ln\left|\boldsymbol{W}\left(a_{k},\boldsymbol{b}\right)\right|}{\mathrm{d}\boldsymbol{b}}/(2\pi f_{k}) \end{cases}$$
(13)

3 基于CWT的电力系统动态稳定综合评估

第2节实现了基于CWT的电力系统主导振荡模 式辨识,但在电力系统的动态稳定评估中,除了主导 振荡模式外,主导振荡模态、参与因子及同调机群也 对电力系统的动态稳定评估和控制具有十分重要的 意义,而目前基于广域量测的电力系统动态稳定评 估方法通常将上述动态稳定信息分割开来进行独立 评估,尚未对主导振荡模式、主导振荡模态、参与因 子及同调机群信息的综合评估进行深入研究。为 此,本节在第2节的基础上,提出一种基于CWT的电 力系统主导振荡模式、主导振荡模态、参与因子及同 调机群的综合评估方法。

3.1 基于CWT的主导振荡模式甄别

采用 CWT 估计电力系统主导振荡模式的前提 是:如何有效甄别与主导振荡模式强相关的关键伸 缩因子 a。为此,本文参考文献[20]采用小波功率 谱 WPS(Wavelet Power Spectrum)估计主导振荡模 式所对应的关键小波伸缩因子 a_k 。根据各个小波伸 缩因子 a_k 对应的 WPS 大小,可有效甄别出与主导振 荡模式相对应的伸缩因子,进而借助该伸缩因子的 小波系数向量 $W(a_k, b)$,根据式(13)估计得到主导 振荡模式的振荡频率和阻尼比。

采用 CWT 虽然可从电力系统的广域量测信息 中辨识得到系统的主导振荡模式,但 CWT 是单通道 辨识方法,而对于多通道的电力系统广域量测信息 而言,由于受主导振荡模式可观性和量测噪声的影 响,在各量测通道上辨识所得同一振荡模式的结果 将在某一区间内波动,使电网运行人员无法整体、直 观地判断系统在该振荡模式下的动态稳定性。为 此,本节基于 CWT 从多通道量测信息中辨识所得同 一主导振荡模式的振荡频率和阻尼比的均值来整体 评估系统动态稳定的阻尼特性。系统主导振荡模式 λ_i 的振荡频率 \bar{f}_i 和阻尼比 $\bar{\zeta}_i$ 如式(14)所示。

$$\overline{f}_{k} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^{m} f_{i,k}$$

$$\overline{\zeta}_{k} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^{m} \zeta_{i,k}$$
(14)

其中, $f_{i,k}$ 、 $\zeta_{i,k}$ 分别为CWT从第i个量测通道辨识所 得主导振荡模式 λ_k 的振荡频率、阻尼比;m为量测通 道的数量。

进一步地,采用式(15)所示振荡频率和阻尼比 的方差,评估采用式(14)所示计算结果表征系统振 荡频率和阻尼比的准确性。显然,方差越小,则式 (14)所示结果越能准确表征系统的振荡频率和阻 尼比。

$$\begin{cases} C_{f_k} = \frac{1}{m-1} \sum_{i=1}^{m} (f_{i,k} - \bar{f}_k)^2 \\ C_{\zeta_k} = \frac{1}{m-1} \sum_{i=1}^{m} (\zeta_{i,k} - \bar{\zeta}_k)^2 \end{cases}$$
(15)

其中, C_{f_k} 、 C_{ζ_k} 分别为主导振荡模式 λ_k 振荡频率、阻尼比的方差。

3.2 振荡模态辨识

在辨识得到系统主导振荡模式的基础上,进一步借助交叉小波变换XWT(Cross Wavelet Transform)估计各主导振荡模式所对应的振荡模态^[21],以揭示在各主导振荡模式下机组或节点间的相对运动特性。根据XWT得到第i个量测通道在主导振荡模式 λ_k 下的振荡模态 $u_{i,k}$ 为:

$$u_{i,k} = \frac{\boldsymbol{W}_{i,k}}{\boldsymbol{W}_{r,k}} = \boldsymbol{W}_{i,k} \otimes \left\{ \boldsymbol{W}_{r,k} \otimes \left[(\boldsymbol{W}_{r,k}^{\mathrm{T}} \boldsymbol{W}_{r,k})^{-1} \boldsymbol{W}_{r,k}^{\mathrm{T}} \right]^{\mathrm{T}} \right\}$$
(16)

其中, \otimes 表示叉乘运算; $W_{i,k}$ 为第i个量测通道在主导振荡模式 λ_k 下的关键小波系数向量; $W_{r,k}$ 为所选参考量测通道在主导振荡模式 λ_k 下的关键小波系数向量。

主导振荡模式 λ_k 对应的振荡模态向量 u_k 为:

$$\boldsymbol{u}_{k} = [u_{1,k}, u_{2,k}, \cdots, u_{m,k}]^{\mathrm{T}}$$
 (17)

根据**u**_k便可揭示系统中各发电机或节点在主导 振荡模式λ_k下的相对振荡特性,为后续电力系统的 运行控制提供一定的参考。

3.3 参与因子辨识

由式(7)可知,振荡模式 λ_k 的振荡模态 u_k 为特征值 λ_k 的右特征向量。根据左、右特征向量之间关系,可得 λ_k 的左特征向量为^[23]:

$$\boldsymbol{v}_{k} = \boldsymbol{u}_{k}^{-1} = \boldsymbol{u}_{k} \otimes [(\boldsymbol{u}_{k}^{\mathrm{T}} \boldsymbol{u}_{k})^{-1} \boldsymbol{u}_{k}^{\mathrm{T}}]^{\mathrm{T}}$$
(18)

进一步,根据估计所得特征值 λ_k 的左、右特征向量,由式(8)可得第*i*个量测通道与振荡模式 λ_k 之间的参与因子 $p_{i,k}$ 为:

$$p_{i,k} = \frac{v_{i,k} u_{i,k}}{v_k u_k} \tag{19}$$

参与因子*p_{i,k}*是一个综合指标,反映了第*i*个量 测通道中的量测信息对振荡模式λ_k的强可观性及 可控性。通过参与因子可帮助电网运行人员选择合 适的控制装置(如电力系统静态稳定器(PSS))的装 设地点,以抑制特定的主导振荡模式。

3.4 同调机群划分

借助估计所得的与主导振荡模式相关联的振荡 模态,构建主导振荡模态矩阵 u 如式(20)所示。

$$\boldsymbol{u} = [\boldsymbol{u}_{1}, \boldsymbol{u}_{2}, \cdots, \boldsymbol{u}_{n}] = \begin{bmatrix} u_{1,1} & u_{1,2} & \cdots & u_{1,n} \\ u_{2,1} & u_{2,2} & \cdots & u_{2,n} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ u_{m,1} & u_{m,2} & \cdots & u_{m,n} \end{bmatrix}$$
(20)

基于所构建的振荡模态矩阵u,根据式(9)计算

量测通道*i*与量测通道*j*之间的方向余弦,如式(21) 所示。

$$d_{i,j} = \frac{\sum_{k=1}^{n} u_{i,k} u_{j,k}}{\sqrt{\sum_{k=1}^{n} u_{i,k}^{2} \sum_{k=1}^{n} u_{j,k}^{2}}}$$
(21)

根据式(21)计算系统中任意2个量测通道之间 的方向余弦*d_{i,j}*,最终得到含*m*个量测通道的系统的 方向余弦矩阵*d* 如式(22)所示。

$$\boldsymbol{d} = \begin{bmatrix} d_{1,1} & d_{1,2} & \cdots & d_{1,m} \\ d_{2,1} & d_{2,2} & \cdots & d_{2,m} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ d_{m,1} & d_{m,2} & \cdots & d_{m,m} \end{bmatrix}$$
(22)

根据图1中方向余弦 $d_{i,j}$ 与发电机转子角之差间 的关系,参考文献[21,23],选取合理的方向余弦阈 值 d_0 ,然后根据方向余弦矩阵d中元素值与 d_0 的大 小关系来划分系统的同调机群。

3.5 求解流程

综上所述,本文所提基于CWT的电力系统动态 稳定综合评估方法的求解流程如图2所示。根据图 2的计算流程,本文最终可实现基于CWT的电力系 统主导振荡模式、振荡模态、参与因子及同调机群的 综合评估。

4 算例分析

本节分别以16机68节点测试系统和南方电网 为例分析、验证所提方法的准确性和有效性。

4.1 16机68节点系统算例

典型16机68节点测试系统的参数见文献[23]。 在时域仿真过程中,在支路46-49上设置发生三相 永久性故障,故障持续时间为0.1 s,0.1 s后故障线路 被切除。以发电机G₁为参考机组,系统受扰后各发 电机的转子角摇摆曲线如图3所示。

以图 3 中 20~50 s时间范围内的发电机转子角 作为本文所提方法的输入,分别对各量测通道发电 机转子角信息进行小波变换,计算对应的小波系数 矩阵 W_i ,根据所得 W_i 计算各小波伸缩因子a所对应 的WPS。发电机G₃、G₁₁、G₁₅和G₁₆转子角量测信息的 小波伸缩因子对应的WPS见附录中图A1。综合图 A1 中WPS计算结果的峰值,可得系统中主要存在3 种振荡模式,对应的关键小波伸缩因子 a_k 分别为 44、55、172。

分别以各发电机转子角量测信息所对应的关键 小波系数向量 $W_{i,44}$ 、 $W_{i,55}$ 和 $W_{i,172}$ 为输入,根据式 (13)分别计算各发电机转子角在小波关键伸缩因子 为44、55、172处的主导振荡模式的振荡频率 $f_{i,k}$ 和阻 尼比 $\zeta_{i,k}$,然后根据式(14)和式(15)计算系统主导振



图2 所提电力系统动态稳定综合评估的求解流程

Fig.2 Solving process of proposed comprehensive assessment for power system dynamic stability





fault occurs in Branch 46-49

荡模式的振荡频率 \bar{f}_{i} 和阻尼比 $\bar{\zeta}_{k}$ 及其方差 $C_{f_{i}}$ 和 $C_{\bar{\zeta}_{i}}$, 结果如表1所示。由表1可知,采用本文所提WPS 确定的3个关键伸缩因子所对应的系统振荡模式分 别为:当伸缩因子为44时,主导振荡模式1的振荡频 率为1.1550 Hz,阻尼比为0.0347;当伸缩因子为55 时,主导振荡模式2的振荡频率为0.9134 Hz,阻尼 比为0.0445;当伸缩因子为172时,主导振荡模式3 的振荡频率为0.2977 Hz,阻尼比为0.1948。上述3 种主导振荡模式的振荡频率方差均小于0.03 Hz²,阻 尼比方差均小于0.03,可见表1所示辨识结果可正 确表征主导振荡模式的振荡频率和阻尼比。

表1 主导振荡模式的振荡频率和阻尼比

Table 1 Oscillation frequency and damping ratio of

dominant oscillation modes

主导振荡	振荡	频率	阻尼比		
模式	均值 / Hz	方差 / Hz ²	均值	方差	
1	1.1550	0.0112	0.0347	0.0012	
2	0.9134	0.0259	0.0445	0.0069	
3	0.2977	0.0002	0.1948	0.0014	

为了验证本文所提方法辨识结果的正确性,表 2进一步给出了采用特征值分析 EA(Eigenvalue Analysis)方法、受控自回归滑动平均模型(ARMAX) 方法、ERA 和N4SID算法估计所得系统的主导振荡 模式。由表2可知,本文所提方法可准确辨识系统 的主导振荡模式,验证了本文所提方法辨识系统主 导振荡模式的正确性。

进一步,借助各发电机转子角量测信息的关键 小波系数向量 $W_{i,44}$ 、 $W_{i,55}$ 和 $W_{i,172}$,以 G_2 的转子角量 测信息的关键小波系数向量 $W_{2,44}$ 、 $W_{2,55}$ 和 $W_{2,172}$ 为参 考,根据式(16)和式(17)计算系统中各发电机在上 述3种主导振荡模式下的振荡模态 u_{44} 、 u_{55} 和 u_{172} ,结 果如附录中图A2所示。为了验证本文所提方法对

表2 不同方法的辨识结果对比

Table 2 Comparison of estimated results among

七计	振	荡频率 /	Hz	阻尼比			
刀伝	模式1	模式2	模式3	模式1	模式2	模式3	
本文方法	0.2977	0.9134	1.1550	0.1948	0.0445	0.0347	
EA方法	0.2949	0.9376	1.1391	0.1948	0.0433	0.0351	
ARMAX方法	0.3056	0.9233	1.1322	0.2057	0.0418	0.0364	
ERA	0.2810	0.9157	1.1408	0.1858	0.0427	0.0213	
N4SID方法	0.3270	0.9496	1.1387	0.1534	0.0419	0.0261	

系统各发电机振荡模态估计的正确性,图A2进一步 对比了采用EA方法估计所得系统振荡模态。由 图 A2(a)—(c)可知,采用本文所提方法估计所得振 荡模态揭示了振荡模式1的主要表现为位于区域1 的G₈和位于区域2的G₁₀、G₁₁与位于区域1-5中的 $G_2 - G_7 G_3 G_1 - G_{16}$ 相对振荡;揭示了振荡模式2的 主要表现为位于区域1中的G2、G3与位于同一区域 内的G₄—G₆相对振荡;揭示了振荡模式3的主要表 现为位于区域1中的G2-G2与位于区域2-5中的 G₁₀一G₁₆相对振荡。由图A2(d)一(f)可知,揭示振 荡模式1的主要表现为位于区域1的G₈和位于区域 2的G10、G11与位于区域1-5中的G2-G7、G9、G12-G₁₆相对振荡;揭示振荡模式2的主要表现为位于区 域1中的 G_{3} 、 G_{3} 与位于同一区域内的 G_{4} 一 G_{0} 相对振 荡;揭示振荡模式3的主要表现为位于区域1中的 G2-G9与位于区域2-5中的G10-G16相对振荡。 对比图A2中本文所提方法和EA方法估计所得振荡 模态结果可知,采用本文所提方法可准确揭示各发 电机在不同振荡模式下的振荡模态。

根据估计所得各振荡模式下发电机的振荡模 态,进一步根据式(19)计算各振荡模式下系统各发 电机的参与因子_{p_ik},结果如图4所示。为了验证本 文所提方法估计所得参与因子的正确性,图4中进一 步给出了采用EA方法计算所得的参与因子。由图 4可知,采用本文所提方法计算所得对振荡模式1具 有较高参与度且排名前三的发电机为G₃、G₁₀和G₁₂; 对振荡模式2具有较高参与度且排名前三的发电机 为G₂、G₃和G₅;对振荡模式3具有较高参与度且排名 前三的发电机为G₁₄—G₁₆。而对比图中采用EA方 法计算所得的对这3种振荡模式具有较高参与度的 前3台发电机发现:采用本文所提方法估计得到的 对上述3种振荡模式具有较高参与度的机组与EA 方法所估计的结果完全一致,验证了采用本文所提 方法估计振荡模式参与因子的正确性和有效性。

进一步,构建上述3种主导振荡模式所对应的 振荡模态矩阵 **u** = [**u**₄₄, **u**₅₅, **u**₁₇₂],根据式(21)计算系 统在支路46-49发生故障时系统中各发电机转子角 间的方向余弦 *d*_{i,j},进而估计系统中的主导同调机 群。根据式(21)计算得到方向余弦矩阵 *d*,结果如



图 4 本文方法和EA方法计算所得参与因子结果对比 Fig.4 Calculative result comparison of participation factor between proposed method and EA method

附录中表A1所示。类似文献[10]中的同调机群划 分方法,本文选取方向余弦阈值 d_0 =0.8,由表A1中 各发电机方向余弦值可知: G_2 和 G_3 同调而构成同调 机群1, G_4 — G_7 、 G_9 、 G_{13} 同调而构成同调机群2, G_{14} — G_{16} 同调而构成同调机群2, G_{10} 和 G_{11} 同调而构成同调 机群4, G_8 、 G_{12} 各自相对运动,分别构成同调机群5和 同调机群6,即当系统支路46-49发生故障扰动时, 采用本文所提方法最终划分出6个同调机群。附录 中表A2进一步给出了采用EA方法计算所得各发电 机转子角间的方向余弦。由表中结果可得: G_2 和 G_3 同调而构成同调机群1, G_4 — G_7 、 G_{11} 同调而构成同调 机群2, G_9 、 G_{13} — G_{16} 同调而构成同调机群3, G_8 与 G_{10} 同调而构成同调机群4, G_{12} 构成同调机群5。

对比表A1和表A2中划分所得同调机群可以看出,虽然采用本文所提方法和EA方法所划分的同调机组数量略有不同,但关键同调机群中的发电机构成基本相同,如同调机群中1—3的发电机构成基本一致。上述对比结果验证了采用本文所提方法划分所得同调机群与采用EA方法划分所得的同调机群结果基本一致。

4.2 南方电网算例

本节进一步以南方电网异步联网之前的系统为 例,验证本文所提方法在实际电网中应用的有效性。 南方电网异步联网之前的长期运行经验表明:南方 电网存在以云广振荡模式和云贵振荡模式为主的区 域间振荡模式,上述2种区域间振荡模式严重影响了 南方电网的安全稳定运行。2013年某次故障下,南 方电网FR₁、FR₂、TS₁、TS₂、LP、LD这6座500kV变电 站的PMU所记录的各母线频率实测信息见附录中 图A3。由于PMU量测的相位均为绝对相位,缺乏参 考相位,为了避免参考相位选取对辨识结果的影响, 本节以图A3中的实测频率作为本文所提方法的输 入,整体评估南方电网在此次故障下的动态稳定性。

将图A3中实测频率等分为03:17:00-03:18:00、 03:18:00-03:19:00_03:19:00-03:20:00_03:20:00-03:21:00这4个时段,对这4个时段的实测频率进行 小波变换,计算各实测频率小波变换矩阵中各小波 伸缩因子的WPS,进而确定该实测频率中存在2种 主导振荡模式,分别位于实测频率小波变换的伸缩 因子130和79附近。分别将伸缩因子为130和79所 对应的实测频率小波系数向量 Willia 和 Willia 作为式 (13)的输入,估计各量测通道实测频率中上述2个 关键伸缩因子所对应的振荡模式的振荡频率fik和 阻尼比ζ_{ik},进一步根据式(14)计算系统在上述2种 主导振荡模式下的振荡频率 f_i 和阻尼比 $\overline{\zeta}_i$,结果如 附录中图A4所示。由图A4可知,该次故障激发了 云广和云贵2种区域间振荡模式,其中云广振荡模 式的振荡频率在0.28~0.35 Hz范围内波动,阻尼比 在0.020~0.035之间波动;而云贵振荡模式的振荡频 率在0.4~0.48 Hz范围内波动,阻尼比在0.045~0.055 之间波动。

进一步,根据关键小波伸缩因子为130和79所 对应的图A3中实测频率小波系数向量 $W_{i,130}$ 和 $W_{i,79}$,以FR₁为参考通道,根据式(16)分别估计上述 6座变电站在云广和云贵振荡模式下的振荡模态 u_{130} 和 u_{79} ,结果分别如附录中图A5和图A6所示。显 然,由图中结果可见:虽然各变电站母线振荡模态的 幅值和相位随时间动态变化,但云广振荡模式所对 应的振荡模态均揭示了位于云南和贵州电网的TS₁、 TS₂、LP、FR₁、FR₂同调,而与位于广东电网的LD相对 振荡;云贵振荡模式所对应的振荡模态揭示了位于 贵州电网的FR₁和FR₂相对位于云南电网和广东电 网的TS₁、TS₂、LP、LD振荡,且母线LP和LD在云广振 荡模式中表现出极高的参与度,而LP和FR₂在云贵 振荡模式上表现出极高的参与度。

根据所求得的振荡模态及 EA 中左、右特征向量 之间的关系,由式(18)可得云广、云贵振荡模式的左 特征向量。根据所求得的左、右特征向量,进一步由 式(19)可得上述 2 种区域间振荡模式下,500 kV 变 电站 FR_1 、 FR_2 、 TS_1 、 TS_2 、LP 和 LD 分别在 03:17:00 — 03:18:00、03:18:00 — 03:19:00、03:19:00 — 03:20:00、 03:20:00 — 03:21:00 这4 个时段内的参与因子,结果 如附录中图 A7 所示。由图中结果可知:虽然上述4 个时段内各节点在云广和云贵振荡模式下的参与度 排序随时间动态变化,但在云广振荡模式下,位于云 南电网的LP和位于广东电网的LD具有较高的参与 度;在云贵振荡模式模式下,位于云南电网的LP和 位于贵州电网的FR₂具有较高的参与度。若需采取 措施改善系统在云广、云贵振荡模式下的阻尼特性, 可优先考虑在LP采取相关的控制措施来实现。

在估计得到系统振荡模式、振荡模态和参与因子的基础上,本文进一步估计了此次故障下系统各节点的同调分群结果。以估计所得振荡模态矩阵 *u*=[*u*₁₃₀,*u*₇₉]为基础,根据式(21)计算各节点间的方向余弦*d*_{i,j},结果如附录中表A3—A6所示。根据表中结果明显可知:系统中的同调机群随时间而动态变化,在03:17:00—03:18:00时段内,上述6座变电站构成了4组同调机群,分别为TS₁、TS₂和LP构成同调机群1,FR₂及LD各自同调;而其他3个时段内,虽然上述6座变电站的方向余弦值各不相同,但最终均构成了3组同调机群,分别为FR₁、TS₁、TS₂和LP构成的同调机群1,FR₂和LD各自同调。上述结果表明,虽然随着时间不断推移,系统中同调机群会随着各量测通道之间方向余弦值的变化而发生变化,但上述6座变电站最终构成了3组同调机群。

5 结论

本文提出了一种基于CWT的电力系统主导振 荡模式、振荡模态、参与因子及同调机群的动态稳定 综合评估方法。通过16机68节点测试系统的仿真 数据和南方电网的广域实测数据对所提方法进行分 析验证,所得相关结论如下:

(1)本文所提方法计算简单、易于实现,可直接 通过电力系统的广域实测数据实现电力系统主导振 荡模式、振荡模态、参与因子及同调机群的综合评 估,避免了基于电力系统数学模型的动态系统评估 方法结果受元件模型和参数精度等因素的影响;

(2)本文所提方法完善和扩展了基于广域量测 信息的电力系统动态评估的方向和内容,实现了完 全基于数据的电力系统动态稳定评估;

(3)研究成果对广域量测环境系统下电力系统的安全稳定分析与运行控制具有一定的参考意义。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

参考文献:

- 李鹏,徐光虎,刘春晓,等.从时频角度重新审视南方电网的区间功率振荡[J].电力系统自动化,2010,34(22):18-23.
 LI Peng,XU Guanghu,LIU Chunxiao, et al. A review of interarea oscillations in China Southern Grid in a time-frequency perspective[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(22):18-23.
- [2]姜涛.基于广域量测信息的电力大系统安全性分析与协调控

制[D]. 天津:天津大学,2015.

JIANG Tao. Wide area security assessment and control for bulk power system with WAMS data[D]. Tianjin: Tianjin University, 2015.

- [3] 李国庆,王丹,姜涛,等. 基于递归连续小波变换的电力系统振 荡模式辨识[J]. 电力自动化设备,2016,36(9):8-16. LI Guoqing, WANG Dan, JIANG Tao, et al. Power system oscillation mode identification based on recursive continuous wavelet transform[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016,36(9):8-16.
- [4] 陈磊,路晓敏,陈亦平,等.利用暂态能量流的超低频振荡在 线分析与紧急控制方法[J]. 电力系统自动化,2017,41(17): 9-14

CHEN Lei, LU Xiaomin, CHEN Yiping, et al. Online analysis and emergency control of ultra-low-frequency oscillations using transient energy flow[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(17): 9-14.

- [5] 马静,彭明法,王彤,等. 故障系统低频振荡特征值分析方法 [J]. 电力自动化设备,2014,34(4):13-19. MA Jing, PENG Mingfa, WANG Tong, et al. Analysis methods for low-frequency oscillation eigenvalue of faulty system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(4):13-19.
- 「6]姜涛,刘方正,陈厚合,等. 基于多通道快速傅里叶小波变换的 电力系统主导振荡模式及模态协同辨识方法研究[J]. 电力自 动化设备,2019,39(7):125-132. JIANG Tao, LIU Fangzheng, CHEN Houhe, et al. Cooperated identification method of dominant oscillation modes and mode shapes for power system based on multi-channel fast Fourier

transform based continuous wavelet transform [J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(7): 125-132. [7]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 internection of bulk power grids to damping and dynamic stability of power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2005, 25(11):6-11.
- [8] 姜涛,张明宇,李雪,等. 基于正交子空间投影的电力系统同调 机群辨识[J]. 电工技术学报,2018,33(9):2077-2088. JIANG Tao, ZHANG Mingyu, LI Xue, et al. Estimating coherent generators from measurement responses in power systems using orthogonal subspace projection[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(9): 2077-2088.
- [9] 王义,孙永辉,钟永洁,等. 计及模型不确定性的发电机动态状 态估计方法[J]. 电力系统自动化,2018,42(21):77-83. WANG Yi, SUN Yonghui, ZHONG Yongjie, et al. Dynamic state estimation method for generators considering model uncertainties[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42 (21):77-83.
- [10] 姜涛,贾宏杰,李国庆,等. 基于广域量测信息相关性的电力系 统同调辨识[J]. 电工技术学报,2017,32(1):1-11. JIANG Tao, JIA Hongjie, LI Guoqing, et al. Cross-correlation coefficient-based coherency identification in bulk power system using wide-area measurements[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(1):1-11.
- [11] HAUER J F, DEMEURE C J, SCHARF L L. Initial results in Prony analysis of power system response signals [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1990, 5(1):80-89.
- [12] JIANG T, MU Y F, JIA H J, et al. A novel dominant mode estimation method for analyzing inter-area oscillation in China Southern Power Grid[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016,7(5):2549-2560.
- [13] JIANG T, YUAN H Y, JIA H J, et al. Stochastic subspace identification-based approach for tracking inter-area oscillatory

modes in bulk power system utilizing synchrophasor measurements[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2015, 9 $(15) \cdot 2409 - 2418$

- [14] PIERRE J W, ZHOU N, TUFFNER F K, et al. Probing signal design for power system identification[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2010, 25(2):835-843.
- [15] ZHOU N, PIERRE J W, HAUER J F. Initial results in power system identification from injected probing signals using a subspace method[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006,21(3):1296-1302.
- [16] 张俊峰,杨婷,陈珉,等. 基于Prony 滑动平均窗算法的电力系 统低频振荡特征分析[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(10): 178-183.

ZHANG Junfeng, YANG Ting, CHEN Min, et al. Power system low-frequency oscillation characteristic analysis based on Prony moving average window algorithm[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(10): 178-183.

- [17] MESSINA A R, VITTAL V. Nonlinear, non-stationary analysis of interarea oscillations via Hilbert spectral analysis[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(3): 1234-1241.
- [18] JIANG T, BAI L Q, LI F X, et al. Synchrophasor measurement-based correlation approach for dominant mode identification in bulk power systems[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2016, 10(11): 2710-2719.
- [19] 王祥超,张鹏,甄威,等. 基于自然激励技术和 TLS-ESPRIT 方 法的低频振荡模式辨识[J]. 电力系统自动化,2015,39(10): 75-80,130. WANG Xiangchao, ZHANG Peng, ZHEN Wei, et al. Identification of low frequency oscillation modes based on NExT and TLS-ESPRIT algorithm[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(10): 75-80, 130.
- [20] JIANG T, BAI L Q, LI G Q, et al. Estimating inter-area dominant oscillation mode in bulk power grid using multichannel continuous wavelet transform[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2016, 4(3): 394-405.
- [21] LI X, CUI H T, JIANG T, et al. Multichannel continuous wavelet transform approach to estimate electromechanical oscillation modes, mode shapes and coherent groups from synchrophasors in bulk power grids[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2018, 96: 222-237.
- [22] PIERRE J W, TRUDNOWSKI D J, DONNELLY M K. Initial results in electromechanical mode identification from ambient data[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1997, 12(3): 1245-1251.
- [23] ROGERS G. Power systems oscillations[M]. Norwell, MA, USA: Kluwer, 2000: 3-4.

作者简介:



刘春晓(1985-),女,四川成都人,高 级工程师,硕士,研究方向为电力系统安全 性与稳定性(E-mail:liucx@csg.cn);

姜 涛(1983-),男,湖北随州人,教 授,博士研究生导师,博士,研究方向为电力 系统安全性与稳定性、可再生能源集成、综 合能源系统(E-mail:t.jiang@aliyun.com);

刘春晓

李 雪(1986-),女,陕西西安人,副 教授,博士,研究方向为电力系统高性能计 算以及电力市场(E-mail:xli@neepu.edu.cn);

李 鹏(1977-),男,湖南常德人,教授级高级工程 师,博士,研究方向为电力系统安全性与稳定性(E-mail: li.peng@csg.cn)。

Comprehensive assessment of power system dynamic stability based on continuous wavelet transform

LIU Chunxiao¹, JIANG Tao², LI Xue², LI Peng¹, ZHANG Jianxin¹, LI Zhiyong¹, YANG Huanhuan¹

(1. Power Dispatching and Control Center, China Southern Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510623, China;

2. School of Electrical Engineering, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China)

Abstract: A comprehensive assessment method of dominant oscillation modes, oscillation mode shapes, participation factors and coherent generator groups for power system is proposed based on CWT (Continuous Wavelet Transform). Firstly, the time-frequency domain decomposition of multi-channel wide area measurement information in power system is realized by using wavelet transform, and the wavelet coefficient matrix corresponding to each measurement channel is obtained. For each wavelet coefficient matrix, the key wavelet coefficient vectors strongly related to the dominant oscillation modes of system are identified by wavelet power spectrum. Then, the oscillation frequency and damping ratio of dominant oscillation modes are assessed based on the key wavelet coefficient vectors. On this basis, the system's oscillation mode under each dominant oscillation mode are assessed by means of the cross wavelet transform. Furthermore, according to the obtained oscillation modes, the participation factor and coherent generator group of each measurement channel are assessed, and then the comprehensive assessment of power system dynamic stability is realized based on CWT. The proposed method is used to analyze the simulation data of 16-machine 68-bus test system and the wide area measured data of an actual power grid, and the results verify the effectiveness and feasibility of the proposed method.

Key words: wide area measurement information; continuous wavelet transform; dominant oscillation modes; oscillation mode shapes; participation factors; coherent generator groups; dynamic stability; electric power systems

(上接第143页 continued from page 143)

Power system transient stability assessment method based on XGBoost-EE

WU Chunming^{1,2}, REN Jihong²

(1. Key Laboratory of Modern Power System Simulation and Control & Renewable Energy Technology,

Ministry of Education, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China;

2. School of Electrical Engineering, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China)

Abstract: Deep learning plays an increasingly important role in transient stability evaluation. However, the increase of power system scale generally results in dimension disasters. In this case, an efficient and tractable computation model is highly desirable. Currently, the construction of transient stability features generally relies on the experience of power system operators, which is more or less subjective. However, the deep learning approach is generally time-consuming and labor-intensive in aspects of design and training. Based on the above two points, a transient stability assessment method of power system based on XGBoost-EE is developed by combining XGBoost (eXtreme Gradient Boosting) algorithm and EE (Entity Embedding) network. Firstly, the path rules of the tree are extracted and the category features are generated by XGBoost algorithm. In this way, the original features are dimensionally reduced. Then, the EE network is used to classify the new features, which provides a fast and accurate assessment. The proposed method, hence, takes full advantage of the fast processing speed of machine learning algorithms and the high accuracy of neural network evaluation. Simulative results based on IEEE New England 10-machine 39-bus system and IEEE 50-machine 145-bus system show that the proposed method exhibits higher prediction accuracy and better anti-noise performance than other approaches. Additionally, the proposed method is not easy to become over-fit during the training process.

Key words: XGBoost algorithm; entity embedding; transient stability assessment; deep learning; big data



Fig.A2 Comparison of oscillation mode results between proposed method and EA method

	表 A1	基于本文方法计算所得各发电机间的方向余弦值
Table A1	Direction	cosine values between generators calculated by proposed method

华山和							, 大	「向余弦							
反电机	G ₂	G3	G4	G5	G ₆	G7	G8	G9	G10	G11	G12	G13	G14	G15	G16
G ₂	1.0000	0.8590	-0.4448	-0.5000	-0.3876	-0.3884	-0.4464	-0.3676	-0.0529	0.2874	0.2990	-0.0371	0.6009	0.6869	0.7223
G ₃	0.8590	1.0000	0.3113	0.2557	0.3658	0.3677	-0.7875	0.4041	-0.7802	-0.4725	0.8829	0.5991	0.8377	0.8276	0.8373
G ₄	-0.4448	0.3113	1.0000	0.9980	0.9953	0.9957	-0.5077	0.9329	-0.7522	-0.9557	0.7093	0.8531	0.3657	0.2449	0.1992
G5	-0.5000	0.2557	0.9980	1.0000	0.9900	0.9904	-0.4626	0.9305	-0.7256	-0.9427	0.6649	0.8302	0.3142	0.1914	0.1447
G_6	-0.3876	0.3658	0.9953	0.9900	1.0000	1.0000	-0.5815	0.9546	-0.7854	-0.9444	0.7450	0.8991	0.4429	0.3256	0.2808
G ₇	-0.3884	0.3677	0.9957	0.9904	1.0000	1.0000	-0.5782	0.9548	-0.7883	-0.9466	0.7462	0.8972	0.4398	0.3223	0.2777
G_8	-0.4464	-0.7875	-0.5077	-0.4626	-0.5815	-0.5782	1.0000	-0.6097	0.6958	0.4965	-0.8370	-0.8665	-0.9835	-0.9552	-0.9392
G9	-0.3676	0.4041	0.9329	0.9305	0.9546	0.9548	-0.6097	1.0000	-0.8547	-0.8571	0.7145	0.9163	0.4705	0.3601	0.3220
G10	-0.0529	-0.7802	-0.7522	-0.7256	-0.7854	-0.7883	0.6958	-0.8547	1.0000	0.8159	-0.8996	-0.8369	-0.6329	-0.5522	-0.5374
G11	0.2874	-0.4725	-0.9557	-0.9427	-0.9444	-0.9466	0.4965	-0.8571	0.8159	1.0000	-0.8120	-0.7927	-0.3886	-0.2746	-0.2379
G12	0.2990	0.8829	0.7093	0.6649	0.7450	0.7462	-0.8370	0.7145	-0.8996	-0.8120	1.0000	0.8468	0.8104	0.7467	0.7303
G13	-0.0371	0.5991	0.8531	0.8302	0.8991	0.8972	-0.8665	0.9163	-0.8369	-0.7927	0.8468	1.0000	0.7670	0.6818	0.6467
G ₁₄	0.6009	0.8377	0.3657	0.3142	0.4429	0.4398	-0.9835	0.4705	-0.6329	-0.3886	0.8104	0.7670	1.0000	0.9919	0.9846
G15	0.6869	0.8276	0.2449	0.1914	0.3256	0.3223	-0.9552	0.3601	-0.5522	-0.2746	0.7467	0.6818	0.9919	1.0000	0.9984
G16	0.7223	0.8373	0.1992 0	.1447 0.23	808 0.2	777 -0.9	0392 0.3	220 -0.5	374 -0.2	.379 0.7	303 0.6	467 0.9	846 0.9	984	1.0000

表 A2 基于 EA 方法计算所得各发电机间的方向余弦值 Table A2 Direction cosine values between generators calculated by EA method

华山和								方向余弦							
反电机	G ₂	G ₃	G ₄	G ₅	G ₆	G ₇	G ₈	G9	G ₁₀	G11	G ₁₂	G ₁₃	G ₁₄	G15	G16
G ₂	1.0000	0.9879	-0.9479	-0.9621	-0.8902	-0.8905	-0.4583	0.1890	-0.6336	-0.8463	0.4258	-0.2098	-0.2906	-0.3103	-0.3212
G ₃	0.9879	1.0000	-0.8885	-0.9092	-0.8100	-0.8105	-0.5905	0.3381	-0.7459	-0.7592	0.5594	-0.0597	-0.1390	-0.1593	-0.1706
G_4	-0.9479	-0.8885	1.0000	0.9988	0.9887	0.9889	0.1630	0.1304	0.3611	0.9403	-0.1375	0.4767	0.5663	0.5848	0.5957
G ₅	-0.9621	-0.9092	0.9988	1.0000	0.9806	0.9808	0.2065	0.0842	0.4031	0.9352	-0.1790	0.4436	0.5309	0.5496	0.5604
G_6	-0.8902	-0.8100	0.9887	0.9806	1.0000	1.0000	0.0140	0.2774	0.2174	0.9583	0.0095	0.5946	0.6812	0.6980	0.7081
G7	-0.8905	-0.8105	0.9889	0.9808	1.0000	1.0000	0.0151	0.2765	0.2184	0.9578	0.0083	0.5933	0.6802	0.6971	0.7072
G_8	-0.4583	-0.5905	0.1630	0.2065	0.0140	0.0151	1.0000	-0.9504	0.9771	-0.0596	-0.9935	-0.7577	-0.7172	-0.7027	-0.6942
G9	0.1890	0.3381	0.1304	0.0842	0.2774	0.2765	-0.9504	1.0000	-0.8761	0.3050	0.9403	0.8702	0.8728	0.8657	0.8626
G10	-0.6336	-0.7459	0.3611	0.4031	0.2174	0.2184	0.9771	-0.8761	1.0000	0.1540	-0.9603	-0.6027	-0.5545	-0.5380	-0.5288
G11	-0.8463	-0.7592	0.9403	0.9352	0.9583	0.9578	-0.0596	0.3050	0.1540	1.0000	0.1078	0.6910	0.7302	0.7407	0.7446
G ₁₂	0.4258	0.5594	-0.1375	-0.1790	0.0095	0.0083	-0.9935	0.9403	-0.9603	0.1078	1.0000	0.7856	0.7367	0.7215	0.7118
G ₁₃	-0.2098	-0.0597	0.4767	0.4436	0.5946	0.5933	-0.7577	0.8702	-0.6027	0.6910	0.7856	1.0000	0.9829	0.9777	0.9726
G ₁₄	-0.2906	-0.1390	0.5663	0.5309	0.6812	0.6802	-0.7172	0.8728	-0.5545	0.7302	0.7367	0.9829	1.0000	0.9996	0.9987
G15	-0.3103	-0.1593	0.5848	0.5496	0.6980	0.6971	-0.7027	0.8657	-0.5380	0.7407	0.7215	0.9777	0.9996	1.0000	0.9997
G16	-0.3212	-0.1706	0.5957	0.5604	0.7081	0.7072	-0.6942	0.8626	-0.5288	0.7446	0.7118	0.9726	0.9987	0.9997	1.0000













图 A7 基于实测数据估计所得的参与因子

Fig.A7 Estimated results of participation factor based on measured data

表 A3	[03:17:00, 0	3:18:00]时段内本文所提方法计算所得各节点间的方向余弦值
	Table A3	Direction cosine values between nodes calculated by
	pı	roposed method in period [03:17:00,03:18:00]

节点 -	方向余弦								
	FR_1	FR_2	TS_1	TS_2	LP	LD			
FR_1	1.0000	-0.7954	0.8517	0.7656	0.5449	-0.2703			
FR ₂	-0.7954	1.0000	-0.9951	-0.9989	-0.9416	0.7985			
TS_1	0.8517	-0.9951	1.0000	0.9892	0.9035	-0.7348			
TS_2	0.7656	-0.9989	0.9892	1.0000	0.9566	-0.8263			
LP	0.5449	-0.9416	0.9035	0.9566	1.0000	-0.9546			
LD	-0.2703	0.7985	-0.7348	-0.8263	-0.9546	1.0000			

表 A4 [03:18:00, 03:19:00]时段内本文所提方法所得各节点间的方向余弦值 Table A4 Direction cosine values between nodes calculated by proposed method in period [03:18:00,03:19:00]

节点	方向余弦							
	FR_1	FR ₂	TS_1	TS_2	LP	LD		
FR_1	1.0000	-0.7502	0.9717	0.9358	0.8624	-0.9133		
FR_2	-0.7502	1.0000	-0.5729	-0.9351	-0.9817	0.4157		
TS_1	0.9717	-0.5729	1.0000	0.8262	0.8185	-0.9836		
TS_2	0.9358	-0.9351	0.8262	1.0000	0.9855	-0.7111		
LP	0.8624	-0.9817	0.8185	0.9855	1.0000	-0.5814		
LD	-0.9133	0.4157	-0.9836	-0.7111	-0.5814	1.0000		

	piop	Josed metho	u ili periou [05.17.00,05.	20.00]				
	方向余弦								
黒미	FR_1	FR ₂	TS_1	TS_2	LP	LD			
FR_1	1.0000	0.3429	1.0000	0.9905	0.9982	-0.5250			
FR ₂	0.3429	1.0000	0.3451	0.2103	0.2867	-0.9795			
TS_1	1.0000	0.3451	1.0000	0.9902	0.9981	-0.5269			
TS_2	0.9905	0.2103	0.9902	1.0000	0.9969	-0.4027			
LP	0.9982	0.2867	0.9981	0.9969	1.0000	-0.4736			
LD	-0.5250	-0.9795	-0.5269	-0.4027	-0.4736	1.0000			

表 A5 [03:19:00,03:20:00]时段内本文所提方法所得各节点间的方向余弦值 Table A5 Direction cosine values between nodes calculated by proposed method in period [03:19:00,03:20:00]



-#: E	方向余弦									
从미	FR ₁	FR ₂	TS_1	TS_2	LP	LD				
FR ₁	1.0000	-0.6434	0.9973	0.9248	0.9057	-0.9905				
FR ₂	-0.6434	1.0000	-0.5854	-0.3039	-0.2584	0.7426				
TS_1	0.9973	-0.5854	1.0000	0.9503	0.9345	-0.9777				
TS_2	0.9248	-0.3039	0.9503	1.0000	0.9989	-0.8637				
LP	0.9057	-0.2584	0.9345	0.9989	1.0000	-0.8388				
LD	-0.9905	0.7426	-0.9777	-0.8637	-0.8388	1.0000				