

基于聚类-判别分析的风电场概率等值建模研究

朱乾龙¹, 韩平平¹, 丁明¹, 张晓安¹, 石文辉²

(1. 合肥工业大学教育部光伏系统工程研究中心, 安徽省 合肥市 230009;

2. 中国电力科学研究院, 北京市 海淀区 100192)

Probabilistic Equivalent Model for Wind Farms Based on Clustering-discriminant Analysis

ZHU Qianlong¹, HAN Pingping¹, DING Ming¹, ZHANG Xiaolan¹, SHI Wenhui²

(1. Photovoltaic System Research Center of Ministry of Education, Hefei University of Technology,

Hefei 230009, Anhui Province, China; 2. China Electric Power Research Institute, Haidian District, Beijing 100192, China)

ABSTRACT: Based on the coherence influencing factors, a new equivalencing modeling method for squirrel-cage induction generator (SCIG)-based wind farm was proposed. The rotor speed vectors of the wind turbines were sampled in different combinations of operating condition and short-circuit faults. The two-step cluster method was utilised to divide the wind turbines into groups, and the significance between different groups was tested with the Fisher discriminant analysis. Considering annual wind resource statistics of wind farms and the rates of different system fault types, the probabilistic equivalent model for wind farm was established depending on the largest probability group result. The electromechanical transient model of wind farm was simulated on DIgSILENT PowerFactory platform and the results were compared to that of the traditional equivalent model and detailed model. The simulation results reveal that it is reasonable that the speed vector was considered as cluster-dependent index. The probabilistic equivalent model is able to reflect annual external characteristics of wind farm, and has a great value in engineering applications.

KEY WORDS: wind farm; squirrel-cage induction generator; rotor speed vector; two-step cluster; Fisher discriminant analysis; probabilistic equivalent model

摘要: 基于机组同调性的影响因素, 提出一种新的鼠笼型风电场动态等值建模方法。该方法通过采集不同工况和短路故障类型组合下风力发电机的转速向量, 利用 two-step 法对风

电机组聚合分类, 并根据 Fisher 判别分析进行聚类结果的显著性检验。在综合考虑风电场全年风资源统计信息和系统侧不同类型故障发生比例的基础上, 以概率最大的机群划分结果, 建立风电场概率等值模型。使用 DIgSILENT Power Factory 平台进行风电场机电暂态仿真, 并与传统等值模型和详细模型对比。仿真结果表明, 该文提出以转速向量作为分群判据是合理的, 所建立的风电场概率等值模型能较全面表征风电场全年的运行外特性, 具有重要的工程应用价值。

关键词: 风电场; 鼠笼型风电机组; 转速向量; two-step 分类法; Fisher 判别法; 概率等值模型

0 引言

目前, 适用于离线暂态稳定性分析的风电场等值建模大多基于电力系统同调等值思想。传统电力系统动态等值中, 发电单元间的同调性可依据暂态过程中发电机转子摇摆曲线提供的信息进行判别。研究表明, 机组的同调性主要与 3 个因素有关: 1) 故障扰动类型; 2) 发电机组运行工况; 3) 网络拓扑结构^[1]。文献[2]将同一条馈线上的风电机组用一台等值机表征, 但是风电场在实际运行过程中同一馈线上的机组往往存在连锁脱网现象^[3]。文献[4]指出风向变化对机组相关性的影响, 考虑了运行工况对同调性的影响。文献[5]依据机组状态变量对风机聚合分类, 使用的仍然是故障前的稳态初值。文献[6]在基于风电机组暂态电压全都跌落为零的假设条件下, 选取故障切除时刻机组的转速作为分群指标, 难以准确反映风电机组在暂态过程中电压跌落以及动态运行特性的差异。在风电场等值建模研究过程中, 考虑的基本上都是风电场公共节点处发生三相对称短路故障的情况^[7-9], 很少对单相短

基金项目: 国家自然科学基金项目(51207039); 国家电网公司科技项目(NY17201200073); 国家能源应用技术研究工程示范项目(NY20110406-1)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (51207039); Science and Technology Foundation of SGCC (NY17201200073); National Energy Application Technology Research and Engineering Demonstration Projects (NY20110406-1).

路或相间短路情况进行研究，这与实际电力系统运行中故障类型发生的概率大小不符。因此，需要更深入系统地研究风电机组在不同故障类型下的暂态响应特性以及它们之间的差异。

风速的变化具有随机性，电力系统运行过程中，故障类型、扰动大小也属于随机事件。风速和故障扰动类型的随机性共同决定了风电机组的同调性具有概率特征，基于同调等值思想的风电场建模可以借鉴电力系统负荷建模过程中对负荷时变性和随机性^[10]以及电网向量测量单元 (phasor measurement unit, PMU) 布点问题^[11]对机组同调性的处理方法，结合风速状况以及电力系统运行中不同故障类型的统计信息，根据不同风资源条件和短路故障类型组合下风电机组同调性的概率建立风电场概率等值模型。

据此，本文提出一种适用于各类短路故障和全运行工况组合的风电场等值建模方法，采用仿真过程中风电机组的转速向量作为分群指标，使用 two-step 法进行聚合分类，根据 Fisher 判别分析的回判作用对聚类结果进行显著性检验，利用 DigSILENT PowerFactory 软件进行仿真，以验证理论分析的正确性。

1 风电机组分群指标

1.1 分群指标的选取

1.1.1 鼠笼型风力发电机模型

以电动机惯例确定鼠笼型异步发电机的电压、电流正方向，定子电压相量与 d 轴重合 (q 轴超前 d 轴 90°)。由于发电机的定子时间常数比较小，在电力系统机电暂态分析计算中通常忽略发电机定子的暂态过程，则发电机的机电暂态数学模型为

$$\begin{cases} E'_d = -R'_s i_{ds} + X'_s i_{qs} + u_{ds} \\ E'_q = -R'_s i_{qs} - X'_s i_{ds} + u_{qs} \\ \frac{1}{\omega_0} \frac{dE'_d}{dt} = s\omega_s E'_q - \frac{1}{T'_0} [E'_d + (X_s - X'_s) i_{qs}] \\ \frac{1}{\omega_0} \frac{dE'_q}{dt} = -s\omega_s E'_d - \frac{1}{T'_0} [E'_q - (X_s - X'_s) i_{ds}] \end{cases} \quad (1)$$

式中： $E'_d = -\omega_s L_m \psi_{qr} / L_{rr}$ ； $E'_q = \omega_s L_m \psi_{dr} / L_{rr}$ ； $X_s = \omega_s L_{ss}$ ； $X'_s = \omega_s (L_{ss} - L_m^2 / L_{rr})$ ； $T'_0 = L_{rr} / R_r$ ； R_s 、 R_r 为定、转子电阻； L_{ss} 、 L_{rr} 为定、转子全自感； L_m 为定、转子之间的互感； s 为转差率； ω_s 为定子电角频率 (标么值为 1)； ω_0 为基准角频率。

发电机的电磁转矩为

$$T_e = -(E'_d i_{ds} + E'_q i_{qs}) \quad (2)$$

1.1.2 机械传动系统模型

风电机组暂态过程中伴随有轴系能量的释放，因此需要计及机械传动轴系的刚度系数。将叶片和轮毂等效为一个质量块，齿轮箱和发电机转子合并为另一个质量块，得机械传动系统二质块数学模型：

$$\begin{cases} 2H_t \frac{d\omega_t}{dt} = T_w - [K_s \theta_s + D_s (\omega_t - \omega_g)] - D_t \omega_t \\ 2H_g \frac{d\omega_g}{dt} = [K_s \theta_s + D_s (\omega_t - \omega_g)] - D_g \omega_g - T_e \\ \frac{d\theta_s}{dt} = \omega_0 (\omega_t - \omega_g) \end{cases} \quad (3)$$

式中： H_t 、 H_g 为风力机和发电机转子的惯性时间常数； ω_t 、 ω_g 为风力机和发电机的电角速度； ω_0 为基准角频率； T_w 、 T_e 为机械转矩和电磁转矩； θ_s 为风力机相对于发电机转子的角位移； D_s 为互阻尼系数； D_t 、 D_g 为风力机和发电机的自阻尼系数； K_s 为刚度系数。

机电暂态稳定性分析中系统侧发生短路故障，鼠笼型异步发电机端电压的变化将引起电磁转矩的变化，而机械转矩通常认为保持不变。在不平衡转矩作用下，发电机的转速增加，导致发电机等值阻抗减小，功率因数也会下降，因此异步发电机转速可以表征风电机组的运行特性。考虑到同调识别的特征量主要有 3 类：系统模型数据、静态工况数据和瞬间动态数据，并且系统通常在故障切除时刻会发生突变^[12]，本文选取风力发电机在故障初始时刻、故障切除时刻以及故障切除后 0.2 和 0.4 s 时刻的转速，即转速向量 $\{\omega_0, \omega_t, \omega_{t+0.2}, \omega_{t+0.4}\}$ 作为风电机组分群指标。

1.2 分群指标的提取

1.2.1 风资源库和故障类型库

根据风电场全年的实际风资源数据，将 $0^\circ \sim 360^\circ$ 的风向按照 22.5° 间隔均匀分为 16 个风向，在鼠笼型风电机组切入风速 (3 m/s) 和切除风速 (23 m/s) 之间按照 1 m/s 步长把风速分为 21 个风速段，建立风资源数据库。按此方法，某实际风电场全年输入风速大小和风向的统计概率如图 1 所示。

电力系统运行过程中发生的故障大多数是短路故障，常见的短路类型包括三相短路、两相短路、单相接地短路和两相接地短路。运行经验表明，各类短路发生的次数在短路总次数中所占的比例不同，其概率统计如表 1 所示^[13]。

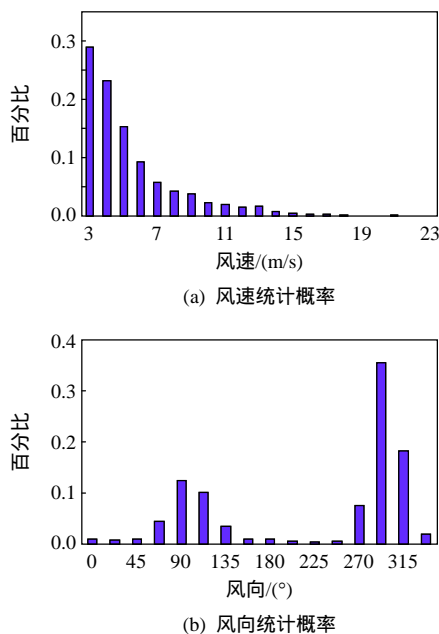


图 1 风资源统计图

Fig. 1 Wind resource statistics

表 1 短路故障概率统计表

Tab. 1 Probability of short-circuit fault

不同短路类型	三相短路	两相短路	单相接地短路	两相接地短路
概率/%	5	4	83	8

系统侧发生短路故障时,采用链式结构连接的风电机组由于集电线路阻抗的影响会产生电压跌落差异,并且短路点越靠近风电场出口处差异越大^[14]。因此,为了充分体现风电场内部实际集电系统线路阻抗对风电机组暂态特性的影响,本文短路故障点选在风电场出口处。

1.2.2 分群指标的采集

针对风电场风资源库和系统故障类型库中的信息,采集不同风电机组运行工况和故障类型组合情况下机组的转速向量,其流程如图 2 所示。

根据图 2 所示的流程,分群指标采集具体包括以下步骤:

1) 基于风电场的网络拓扑结构和参数值,在 DigSILENT PowerFactory 仿真软件下搭建风电场详细模型,风电场公共节点接入 IEEE 14 节点测试系统(外部电网)的 14 号母线上,如图 3 所示。风电机组和集电线路参数见附表 A1。

2) 读取风资源统计库中的风速信息,利用尾流效应^[4]计算推导各单台机组的输入风速,完成动态仿真前模型的潮流初始化。

3) 从电力系统故障库中选取某一电网侧短路故障类型,0.2 s 时图 3 中 A 点处发生短路故障,

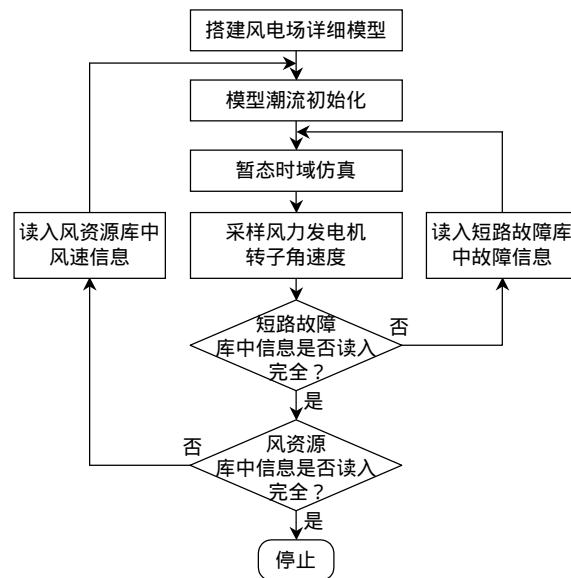


图 2 分群指标采集流程图

Fig. 2 Cluster-dependent index collection flowchart

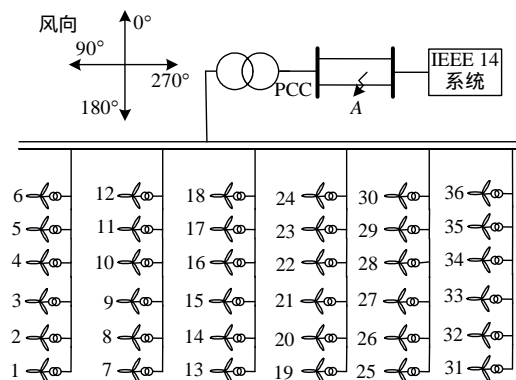


图 3 风电场系统单线图

Fig. 3 Single line diagram of wind farm

150 ms 后故障切除,采集时域仿真过程中单台机组在故障初始时刻、故障切除时刻、故障切除后 0.2 和 0.4 s 时刻上发电机的转子角速度,形成转速向量。

4) 重复上述 1) — 3) 步,完成风资源统计库和故障类型库中所有组合情况下分群指标的采集。

2 风电场动态等值

2.1 聚类分析与判别分析方法

2.1.1 two-step 分类法

聚类算法是一个迭代寻优过程,其目标函数通常以距离作为评价标准,如欧氏距离、相关系数等。依据选取的分群指标,采用聚类算法对机组进行分群,可以使同一机群内的机组具有较高的相似度,不同机群间具有明显的差异。

Two-step 分类法是一种搜索性聚类方法,其第 1 步完成简单数据处理,将原始输入数据压缩为可管理的子聚类集合,第 2 步使用层级聚类方法将子

聚类进一步合并为更大的聚类。相比于传统的 k-means 法^[5], two-step 分类法能够为训练数据自动估计最佳聚类数。

2.1.2 Fisher 判别分析

与聚类分析相比, 判别分析是在已知研究对象分类的基础上, 依据某些准则建立判别函数, 然后用判别函数确定研究对象属于哪一类的方法。其中, Fisher 判别法对总体的分布和方差等都没有特殊要求, 其基本思想是首先逐一提取典型变量, 再用典型变量计算出各类别在低维空间中的重心坐标, 通过建立判别函数来计算各样品的坐标值, 最后用各观测点离重心距离的远近做出样品所属类别的判断^[15]。

Fisher 判别法中线性判别函数的一般形式为

$$y = \alpha_1 x_1 + \alpha_2 x_2 + \cdots + \alpha_k x_k = \boldsymbol{\alpha}^T \mathbf{x} \quad (4)$$

式中: $\boldsymbol{\alpha} = (\alpha_1, \alpha_2, \cdots, \alpha_k)^T$; $\mathbf{x} = (x_1, x_2, \cdots, x_k)^T$; y 为判别值; x_1, x_2, \cdots, x_k 为反映研究对象特征的变量值; $\alpha_1, \alpha_2, \cdots, \alpha_k$ 为相应变量的判别系数; k 为变量个数。

为了使判别函数能很好地区分来自不同总体的样本, 必须使来自不同总体的组间离差相差越大越好, 各组的组内离差越小越好, 即 λ 越大越好:

$$\lambda = \frac{\sum_{i=1}^m n_i (\bar{y}^{(i)} - \bar{y})^2}{\sum_{i=1}^m q_i \delta_i^2} \quad (5)$$

式中: $\bar{y} = \boldsymbol{\alpha}^T \bar{\mathbf{x}}$, $\bar{\mathbf{x}}$ 为总的均值向量; m 为总体个数; n_i 为第 i 个总体的样本数; $\bar{y}^{(i)}$ 、 δ_i^2 分别为判别值在第 i 个总体上的样本均值和样本方差。令 $q_i = n_i - 1$, 则上式可简化为

$$\lambda = \frac{\boldsymbol{\alpha}^T \mathbf{A} \boldsymbol{\alpha}}{\boldsymbol{\alpha}^T \mathbf{E} \boldsymbol{\alpha}} \quad (6)$$

式中: $\mathbf{E} = \sum_{i=1}^m q_i [\sum_j^{n_i} (x_j^{(i)} - \bar{x}_j)(x_j^{(i)} - \bar{x}_j)^T]$ 为组内离差阵; $\mathbf{A} = \sum_{i=1}^m n_i (\bar{\mathbf{x}}^{(i)} - \bar{\mathbf{x}})(\bar{\mathbf{x}}^{(i)} - \bar{\mathbf{x}})^T$ 为总体之间的协差阵。

Fisher 判别分析的准则就是要选取能使式(6)达到最大的系数向量 $\boldsymbol{\alpha}$ 。根据极值存在的必要条件, 令 $\partial \lambda / \partial \boldsymbol{\alpha} = 0$ 可得, $\mathbf{A} \boldsymbol{\alpha} = \lambda \mathbf{E} \boldsymbol{\alpha}$ 。这表明, λ 和 $\boldsymbol{\alpha}$ 恰好正是 \mathbf{A} 、 \mathbf{E} 矩阵的广义特征根及其对应的特征向量。

在判别函数建立的基础上, 可以进一步将原有样本回代到判别函数中, 依据回代正确率检验聚类分析结果的合理性。

2.2 概率等值模型的确定

对 two-step 法聚合分类后的风电机组分群结果进行统计, 总共有 1344 个分群结果, 其中有 108 个不同的组别, 包括不同的机群数或相同机群数下包含有不同的风电机组。依据图 1 和表 1 中的概率统计, 每一种运行工况和故障类型组合条件下对应的机组分群结果概率 f_{wtg}^{ij} 为

$$f_{\text{wtg}}^{ij} = f_{\text{wind}}^i \times f_{\text{fault}}^j \quad (7)$$

式中: 风速的统计概率 f_{wind}^i 为风速大小和风向概率的乘积; f_{fault}^j 为相应故障类型发生的概率。

将相同分群结果的概率加和, 得到 108 个不同组别相应的概率。概率值较大的前 37 个组别涵盖了风电场全年 95.4% 的运行工况和故障类型组合情况, 故本文选取前 37 个组别进行研究, 详见附表 A2。在这 37 个组别中, 部分组别间的分类结果相近, 因此, 可进一步根据 Fisher 判别分析的回判作用检验聚类结果之间的差异性, 并对显著性差异较小的组别进行合并。

根据误差的合成与分配原理, 系统的总误差是由各个环节的分项误差共同决定的。为了保证模型的精度要求, 作为风电场概率等值建模中的一个环节, 本文 Fisher 回判正确率判据指标取为 94.4%, 即最大允许两台风电机组发生误判。具体流程如图 4 所示。

经过 Fisher 回判显著性检验后, 37 个不同组别合并为 8 个组别, 详见附表 A3, 其中组别 1 的概率达到 83.12%。选取基于组别 1 分群结果建立的等值模型为适用于不同运行工况和故障类型组合的风电场概率等值模型。

2.3 等值模型参数计算

2.3.1 风速的等值

基于等值前后机群中风力机总输入风能相等原则计算等效风速, 即:

$$\begin{cases} v_{\text{eq}} = \left(\frac{1}{A c_{\text{p_eq}}} \sum_{i=1}^m A_i c_{\text{pi}} v_i^3 \right)^{\frac{1}{3}} \\ A = \sum_{i=1}^m A_i \\ c_{\text{p_eq}} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m c_{\text{pi}} \end{cases} \quad (8)$$

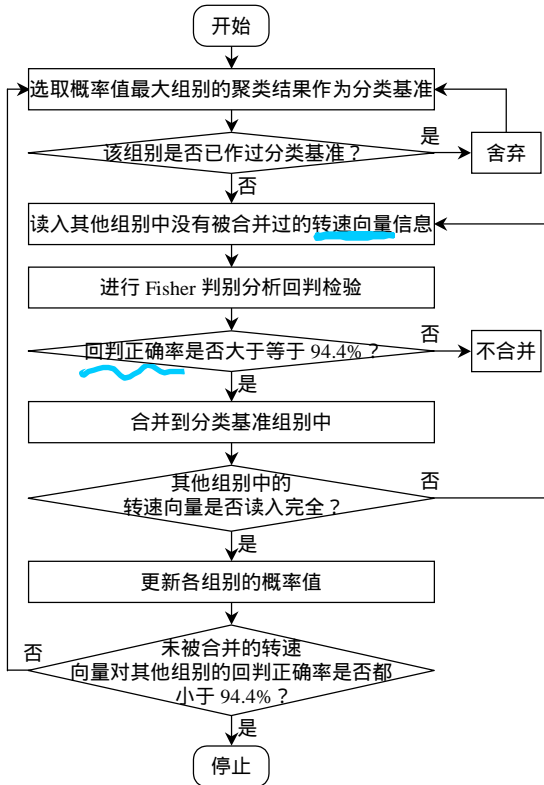


图4 Fisher 回判校验流程图

Fig. 4 Fisher test flowchart

式中: A 为等效风力机的扫风面积; $A_{i\text{、}} c_{pi\text{、}} v_i$ 分别为机群中第 i 台机组的风力机扫风面积、风能利用系数和输入风速; m 为机群中机组数; 下标 eq 表示等值模型的参数。

2.3.2 发电机及变压器参数的等值

该风电场内 36 台机参数型号相同, 并且都接于同一条母线上, 因此, 采用基于容量加权方法计算等值机组参数, 如下所示:

$$\left\{ \begin{array}{l} S_{eq} = \sum_{i=1}^m S_i \\ S_{T_eq} = \sum_{i=1}^m S_{Ti} \\ H_{t_eq} = \sum_{i=1}^m H_{ti} \\ H_{g_eq} = \sum_{i=1}^m H_{gi} \\ K_{eq} = \sum_{i=1}^m K_i \\ D_{eq} = \sum_{i=1}^m D_i \\ Z_{G_eq} = \frac{Z_{Gi}}{m} \\ Z_{T_eq} = \frac{Z_{Ti}}{m} \end{array} \right. \quad (9)$$

式中: S_i 、 Z_{Gi} 、 H_{ti} 、 H_{gi} 、 K_i 和 D_i 分别表示第 i 台机组的额定容量、发电机阻抗、风力机惯性时间常数、发电机转子惯性时间常数、轴系刚度系数和轴系阻尼系数; S_{Ti} 、 Z_{Ti} 为第 i 台机组机端变压器的额定容量和阻抗; m 为机组数。

2.3.3 机端无功补偿电容的等值

由于风电机组吸收的无功功率与有功功率之间存在非线性函数关系^[16], 引入变参数电容来等效由于等值前后风场内机组吸收不同的无功功率而导致的无功补偿差。变参数电容值 C_{eqg} ^[17] 为

$$C_{eqg} = \frac{Q_{eqg} - Q_{eg}}{2\pi f U^2} \quad (10)$$

式中: $Q_{eg} = \sum_{i=1}^m Q_{ei} = \sum_{i=1}^m f(P_{ei})$; $Q_{eqg} = f(\sum_{i=1}^m P_{ei})$;

P_{ei} 为第 i 台机组的有功功率; m 为等值机组数。因此, 最终的补偿电容为

$$C_{eq} = \sum_{i=1}^m C_i + C_{eqg} \quad (11)$$

式中 C_i 为第 i 台机组的机端补偿电容值。

2.3.4 集电系统的等值

根据等值损耗功率法, 集电系统等值阻抗 Z_{eq} ^[18] 为

$$Z_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^m (P_{Zi}^2 Z_{li})}{P_{Zs}^2} \quad (12)$$

式中: Z_{li} 为第 i 台机组支路的线路阻抗; P_{Zi} 为流过阻抗 Z_{li} 的总功率; P_{Zs} 为流过等值阻抗 Z_{eq} 的总功率; m 为等值机组数。

3 算例仿真

3.1 算例介绍

风电场算例由 36 台型号相同的鼠笼型风电机组组成, 机组端电压为 690 V, 经机端变压器升压至 35 kV 后通过架空线路接于同一母线, 再经过风电场主变升压至 230 kV, 通过双回线路接于 IEEE 14 节点系统的 14 号母线上, 如上图 3 所示, 相邻风电机组间以及排与排之间的间隔均为 500 m。

3.2 转速向量分群指标的有效性

在 DIgSILENT PowerFactory 平台中分别搭建风电场详细模型和等值模型, 其中详细模型包括场内 36 台机组的单机模型、机组间集电系统模型、无功补偿电容器模型、机端变压器以及主变压器模

型 模型参数见附表 A1。风电场的输入风速 12 m/s , 风向 225°, 考虑机组间尾流效应的影响后, 风电场详细模型中各台机的输入风速如表 2 所示。设定风电场出口处 A 点在 0.2 s 发生三相短路故障, 150 ms 后故障切除, 采集 36 台风力发电机的转速向量, 如表 3 所示。

表 2 风电机组输入风速表
Tab. 2 Wind speed of wind turbines

机组号	风速/(m/s)	机组号	风速/(m/s)
1	12.00	19	9.12
2	12.00	20	9.12
3	12.00	21	9.12
4	12.00	22	10.09
5	12.00	23	11.05
6	12.00	24	12.00
7	11.05	25	8.24
8	11.05	26	8.24
9	11.05	27	9.12
10	11.05	28	10.09
11	11.05	29	11.05
12	12.00	30	12.00
13	10.09	31	7.42
14	10.09	32	8.24
15	10.09	33	9.12
16	10.09	34	10.09
17	11.05	35	11.05
18	12.00	36	12.00

以风电场详细模型仿真结果作为基准, 定义风电场等值模型的有功功率、无功功率误差评价指标为

$$\delta = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{Y_{fi}(k) - Y_i(k)}{Y_i(k)} \right)^2}$$
 (13)

式中: $Y_i(k)$ 、 $Y_{fi}(k)$ 分别为风电场详细模型、等值模型在风电场出口处的电气量; n 为采样点数。

使用 two-step 分类法, 分别选取转速向量和初始输入风速作为分群判据对风电机组聚合分类, 分群结果如表 4 所示。

图 5、6 为基于以上两种分群结果建立的风电场等值模型在风电场出口处有功功率、无功功率动态响应过程。根据式(13), 表 5 给出了图 5、6 中不同等值模型在 0.01 s 采样步长下的有功功率、无功功率误差指标, 其中第 1 个误差分析的时间范围为 0~10 s, 此时的误差值表征了等值模型在全仿真时段内的总体运行特性; 第 2 个误差分析的时间范围

表 3 风电机组转速向量表
Tab. 3 Rotor speed vectors of wind turbines

机组号	故障初始时刻	故障切除时刻	故障切除后 0.2 s	故障切除后 0.4 s
1	1.008 1	1.072 6	1.033 8	1.013 4
2	1.008 2	1.073 8	1.033 5	1.013 6
3	1.008 2	1.074 6	1.033 3	1.013 8
4	1.008 2	1.075 2	1.033 1	1.013 8
5	1.008 2	1.075 8	1.033 0	1.013 8
6	1.008 2	1.076 3	1.032 9	1.013 8
7	1.008 1	1.072 6	1.033 8	1.013 4
8	1.008 2	1.073 8	1.033 5	1.013 6
9	1.008 2	1.074 6	1.033 3	1.013 8
10	1.008 2	1.075 2	1.033 1	1.013 8
11	1.008 2	1.075 8	1.033 0	1.013 8
12	1.008 2	1.076 3	1.032 9	1.013 8
13	1.008 1	1.072 6	1.033 8	1.013 4
14	1.008 2	1.073 8	1.033 5	1.013 6
15	1.008 2	1.074 6	1.033 3	1.013 8
16	1.008 2	1.075 2	1.033 1	1.013 8
17	1.008 2	1.075 8	1.033 0	1.013 8
18	1.008 2	1.076 3	1.032 9	1.013 8
19	1.005 6	1.053 3	1.031 6	1.004 1
20	1.005 7	1.054 6	1.031 1	1.004 6
21	1.005 7	1.056 5	1.030 0	1.005 1
22	1.008 2	1.074 2	1.033 5	1.013 9
23	1.008 2	1.075 1	1.033 2	1.013 9
24	1.008 2	1.076 0	1.033 0	1.013 9
25	1.004 0	1.042 0	1.029 4	0.997 9
26	1.004 0	1.043 9	1.028 8	0.998 5
27	1.005 7	1.056 1	1.030 4	1.005 0
28	1.008 2	1.073 9	1.033 7	1.013 9
29	1.008 2	1.074 9	1.033 4	1.013 9
30	1.008 2	1.075 9	1.033 1	1.013 9
31	1.002 9	1.033 4	1.028 3	0.993 6
32	1.004 0	1.043 6	1.029 0	0.998 4
33	1.005 7	1.055 9	1.030 5	1.005 0
34	1.008 2	1.073 8	1.033 8	1.014 0
35	1.008 2	1.074 9	1.033 4	1.013 9
36	1.008 2	1.075 9	1.033 1	1.013 9

从故障切除时刻(0.35 s)到有功功率响应达到最大值时刻(0.93 s), 该时段内风电场动态响应最剧烈, 对系统的冲击最为严重, 因此具有重要的研究价值。

由表 5 可知, 基于转速向量分群判据建立的风电场等值模型其功率误差小于基于初始风速分群判据建立的等值模型功率误差, 表明依据转速向量进行机群划分的方法更加准确地表征了风电场的外特性。

表 4 基于 two-step 分类法的分群结果

Tab. 4 Grouping results by two-step cluster method		
分群判据	分群结果	机组号
本文提出的 转速向量	机群 1	1、2、3、4、5、6、7、8、9、10、11、12、13、14、15、 16、17、18、22、23、24、28、29、30、34、35、36
	机群 2	19、20、21、25、26、27、31、32、33
初始风速	机群 1	1、2、3、4、5、6、7、8、9、10、11、12、17、18、23、 24、29、30、35、36
	机群 2	13、14、15、16、19、20、21、22、25、26、27、28、 31、32、33、34

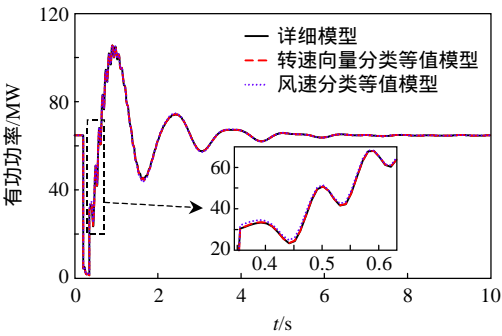


图 5 风电场出口处有功功率变化曲线

Fig. 5 Active power response of wind farm at PCC

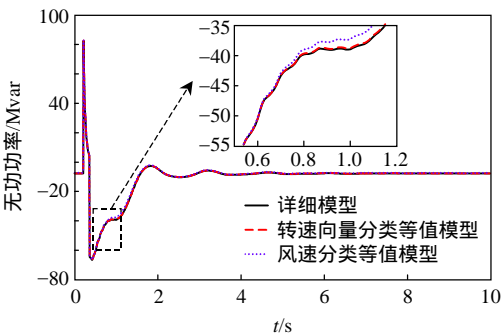


图 6 风电场出口处无功功率变化曲线

Fig. 6 Reactive power response of wind farm at PCC

表 5 2 种等值模型的误差指标

Tab. 5 Error indices of two equivalent modeling method			
时段	分群判据	有功功率误差/%	无功功率误差/%
0~10 s	转速向量	0.14	0.81
	初始风速	0.83	5.11
0.35~0.93 s	转速向量	0.44	0.34
	初始风速	2.70	2.00

3.3 故障类型对同调性的影响

风电场内 36 台机的输入风速均为 4 m/s，风电场出口处 A 点在 0.2 s 分别发生三相短路、两相短路、单相接地短路和两相接地短路，150 ms 后故障切除。Two-step 分类法依据采集得到的风电机组转速向量，分群结果如表 6 所示。

表 6 风速 4 m/s 时不同故障类型条件下机组分群结果

Tab. 6 Grouping results at a wind speed of 4 m/s with different fault types		
故障类型	分群结果	机组号
三相短路	机群 1	1、2、3、4、5、6、7、8、9、10、11、12、13、14、15、 16、17、18、19、20、21、22、23、24、25、26、27、 28、29、30、31、32、33、34、35、36
	机群 2	1、2、7、8、13、14、19、20、25、26、31、32
两相、单相 短路	机群 1	3、4、5、6、9、10、11、12、15、16、17、18、21、22、 23、24、27、28、29、30、33、34、35、36
	机群 2	1、7、13、19、25、31
两相接地 短路	机群 1	2、3、4、5、6、8、9、10、11、12、14、15、16、17、 18、20、21、22、23、24、26、27、28、29、30、32、 33、34、35、36
	机群 2	1、7、13、19、25、31

由表 6 可知，虽然风电机组的初始运行工况相同，但不同类型故障的扰动导致了不同的机群划分结果，说明故障类型对机组间的同调性有影响。同时表明转速向量作为分群判据可以计及故障类型对机组间同调性的影响。

3.4 概率等值模型适用性

风电场输入风速 5 m/s、风向 45° 时，风电场出口处 A 点在 0.2 s 发生单相接地短路，150 ms 后故障切除，基于转速向量的风电机组分群结果为附表 A2 中组别 26。根据 Fisher 回判检验，该转速向量在组别 1 为分类基准情况下的回判正确率为 97.2%，因此可以将此运行工况和故障类型组合条件下的聚类结果合并至组别 1，使用基于组别 1 建立的风电场概率等值模型。

图 7、8 为风电场概率等值模型在风电场出口处有功功率、无功功率动态响应过程。根据式(13)，计算图 7、8 中概率等值模型在 0~10 s 内的有功功率、无功功率误差分别为 3.1%、2.1%，故障切除时刻(0.35 s)到有功功率响应达到最大值时刻(1.02 s)的有功功率、无功功率误差分别为 8.5%、

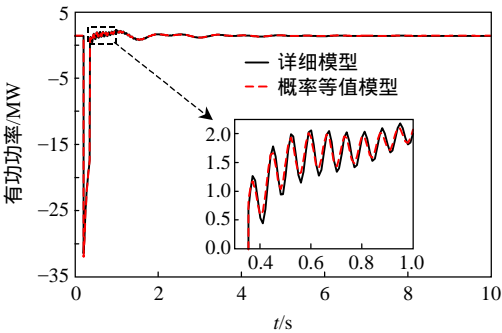


图 7 风电场出口处有功功率变化曲线

Fig. 7 Active power response of wind farm at PCC

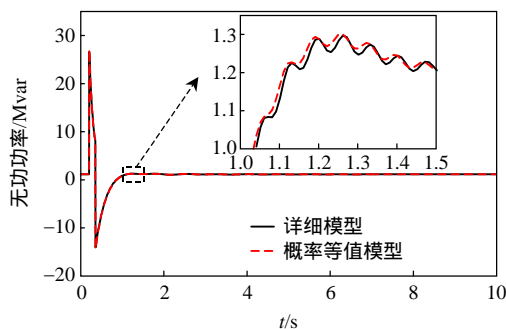


图 8 风电场出口处无功功率变化曲线

Fig. 8 Reactive power response of wind farm at PCC

7.7%。可以看出,即使风速 5 m/s、风向 45° 条件下基于组别 26 建立的等值模型最能表征风电场的外特性,但风电场概率等值模型的误差大小符合工程应用要求,仍然具有较高的模型精度。

4 结论

1) 针对影响机组间同调性的三要素,提出了基于风电机组转速向量的分群指标。从聚合分类结果可知,该分群指标将故障类型对同调性的影响考虑在内,并通过仿真验证了基于该转速向量建立的风电场等值模型在机电暂态过程中更能准确表征风电场的外特性。

2) 在对不同运行工况和故障类型组合条件下分群结果进行概率统计的基础上,所提出的风电场概率等值模型能够较全面反映风电场全年的运行特性,具有重要的工程应用价值。

3) 风电场概率等值建模方法可以解决风速随机性、波动性以及故障类型不可控导致的模型结构不确定性的问题,提高了等值模型的通用性。本文所提出的风电场概率等值建模方法同样适用于双馈、直驱机组风电场。

参考文献

- [1] 许剑冰,薛禹胜,张启平,等.电力系统同调动态等值的述评[J].电力系统自动化,2005,29(14):91-95.
Xu Jianbing, Xue Yusheng, Zhang Qiping, et al. A critical review on coherency-based dynamic equivalences[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(14): 91-95(in Chinese).
- [2] Wei Tao, Harley R G, Venayagamoorthy G K. Dynamic modeling of wind farms with fixed-speed wind turbine generators[C]//Power Engineering Society General Meeting. Tampa, FL: IEEE, 2007: 1-8.
- [3] 穆刚,王键,严干贵,等.双馈型风电机组近满载工况下连锁脱网事故分析[J].电力系统自动化,2011,35(22):35-40.
- [4] 曹娜,于群.风速波动情况下并网风电场内风电机组分组方法[J].电力系统自动化,2012,36(2):42-46.
Cao Na, Yu Qun. A grouping method for wind turbines in a grid-connected wind farm during wind speed fluctuation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(2): 42-46(in Chinese).
- [5] 陈树勇,王聪,申洪,等.基于聚类算法的风电场动态等值[J].中国电机工程学报,2012,32(4):11-19.
Chen Shuyong, Wang Cong, Shen Hong, et al. Dynamic equivalence for wind farms based on clustering algorithm[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(4): 11-19(in Chinese).
- [6] 苏勋文.风电场动态等值建模方法研究[D].北京:华北电力大学,2010.
Su Xunwen. Research on dynamic equivalent modeling of wind farms[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2010(in Chinese).
- [7] 米增强,苏勋文,余洋,等.双馈机组风电场动态等效模型研究[J].电力系统自动化,2010,34(17):72-77.
Mi Zengqiang, Su Xunwen, Yu Yang, et al. Study on dynamic equivalence model of wind farms with wind turbine driven doubly fed induction generator[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(17): 72-77(in Chinese).
- [8] Ali M, Sorinlie I, Milanovic J V, et al. Wind farm model aggregation using probabilistic clustering[J]. IEEE Transaction on Power System, 2013, 28(1): 309-316.
- [9] 张保会,李光辉,王进,等.风电接入对继电保护的影响(一)——鼠笼式风电场电磁暂态等值建模[J].电力自动化设备,2013,33(1):1-6.
Zhang Baohui, Li Guanghui, Wang Jin, et al. Impact of wind farm integration on relay protection(1): electromagnetic transient equivalent model for FSIG-based wind farm[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(1): 1-6(in Chinese).
- [10] 鞠平,马大强.电力系统负荷建模[M].北京:中国电力出版社,2008.
Ju Ping, Ma Daqiang. Power system load modeling[M]. Beijing: China Electric Power Press, 2008(in Chinese).
- [11] 许剑冰,薛禹胜,张启平,等.基于系统同调性的PMU最优布点[J].电力系统自动化,2004,28(19):22-26.
Xu Jianbing, Xue Yusheng, Zhang Qiping, et al. Coherency based optimal placement of PMU with stability observability[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(19): 22-26(in Chinese).

[12] 文俊,刘天琪,李兴源,等.在线识别同调机群的优化支持向量机算法[J].中国电机工程学报,2008,28(25):80-85.
Wen Jun, Liu Tianqi, Li Xingyuan, et al. On-line identification of coherent generator using optimized LS-SVM[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(25): 80-85(in Chinese).

[13] 周荣光.电力系统故障分析[M].北京:清华大学出版社,1988:2-3.
Zhou Rongguang. Power system fault analysis[M]. Beijing: , 1988: 2-3(in Chinese).

[14] Cheng Y, Sahni M, Conto J. Voltage-profile-based approach for developing collection system aggregated models for wind generation resources for grid voltage ride-through studies[J]. IET Renewable Power System, 2011, 5(5): 332-346.

[15] 朱红兵.应用统计与 SPSS 应用[M].北京:电子工业出版社,2011:642-650.
Zhu Hongbing. Applied statistics and SPSS application [M]. Beijing: Publishing House of Electronics Industry, 2011: 642-650(in Chinese).

[16] Feijóo A, Cidrás J. Modeling of wind farms in the load flowanalysis[J]. IEEE Transaction on Power System, 2000, 15(1): 110-115.

[17] Fernández L M, García C A, Saenz J R, et al. Equivalent models of wind farms by using aggregated wind turbinesand equivalent winds[J]. Energy Conversion and Management, 2009, 50(3): 691-704.

[18] Muljadi E, Butterfield C P, Ellis A, et al. Equivalencing

the collector system of a large wind power plant[C]//IEEE Power Engineering Society General Meeting. Montreal, Canada: IEEE, 2006.

[19] Lei Ding, Gonzalez-Longatt F M, Wall P, et al. Two-step spectral clustering controlled islanding algorithm[J]. IEEE Transaction on Power System, 2013, 28(1): 75-84.

附录 A

表 A1 风电场电气参数

Tab. A1 The electrical parameters of wind farm				
发电机 参数	额定功率/MW	2	额定电压/V	690
	额定频率/Hz	50	X_m /pu	3
	R_s /pu	0.01	X_s /pu	0.1
	R_r /pu	0.01	X_r /pu	0.1
风力机 参数	切入风速/(m/s)	3	额定风速/(m/s)	10
	切除风速/(m/s)	23	风轮直径/m	96
	H_f /s	3	H_g /s	0.5
	K /pu	0.3	D /pu	0
机端电压器	S /MVA	5	X_T /%	3
出口变压器	S /MVA	100	X_T /%	10.5
机端无功补 偿电容/ μ F	2000			
集电系统线路参数				
LGI-10/35	r_0 /(Ω /km)	2.925 0	x_0 /(Ω /km)	0.563
LGI-35/35	r_0 /(Ω /km)	0.905 8	x_0 /(Ω /km)	0.498
LGI-70/35	r_0 /(Ω /km)	0.439 0	x_0 /(Ω /km)	0.431
LGI120/35	r_0 /(Ω /km)	0.270 0	x_0 /(Ω /km)	0.400
LGI-185/35	r_0 /(Ω /km)	0.170 0	x_0 /(Ω /km)	0.386

表 A2 37 个组别分群结果统计表(按照概率大小排序)

Tab.A2 Clustering statistical results of 37 groups(sorted by probability)

组别	分群结果	概率
1	机群 1 : 1、7、13、19、25、31	0.405 800
	机群 2 : 2、3、4、5、6、8、9、10、11、12、14、15、16、17、18、20、21、22、23、24、26、27、28、29、30、32、33、34、35、36	
2	机群 1 : 1、2、3、4、5、6、7、8、9、10、11、12、13、19、25、31	0.097 550
	机群 2 : 14、15、16、17、18、20、21、22、23、24、26、27、28、29、30、32、33、34、35、36	
3	机群 1 : 1、2、3、4、5、6、7、8、9、10、11、12、13、14、19、20、25、26、31、32	0.056 900
	机群 2 : 15、16、17、18、21、22、23、24、27、28、29、30、33、34、35、36	
4	机群 1 : 1、2、3、4、5、6、7、8、9、10、11、12、13、14、15、16、17、18、19、20、21、22、23、24、25、26、27、28、29、30、31、32、33、34、35、36	0.055 490
	机群 2 : 31、32、33、34、35、36	
5	机群 1 : 1、2、3、4、5、6、7、8、9、10、11、12、13、14、15、16、17、18、19、20、21、22、23、24、25、26、27、28、29、30	0.051 370
	机群 2 : 31、32、33、34、35、36	
6	机群 1 : 1、2、7、13、19、25、31	0.040 630
	机群 2 : 3、4、5、6、8、9、10、11、12、14、15、16、17、18、20、21、22、23、24、26、27、28、29、30、32、33、34、35、36	
7	机群 1 : 1、2、3、4、5、6	0.031 220
	机群 2 : 7、8、9、10、11、12、13、14、15、16、17、18、19、20、21、22、23、24、25、26、27、28、29、30、31、32、33、34、35、36	
8	机群 1 : 1、2、7、8、13、14、19、20、25、31	0.024 900
	机群 2 : 3、4、5、6、9、10、11、12、15、16、17、18、21、22、23、24、26、27、28、29、30、32、33、34、35、36	
9	机群 1 : 1、2、3、4、5、6、7、8、9、10、11、12、13、14、15、16、17、18、19、20、21、22、23、24	0.024 500
	机群 2 : 25、26、27、28、29、30、31、32、33、34、35、36	

组别	分群结果	概率
10	机群 1 : 1、2、3、4、5、7、8、9、10、11、13、14、15、16、17、19、20、21、22、23 机群 2 : 6、12、18、24、25、26、27、28、29、30、31、32、33、34、35、36	0.020 440
11	机群 1 : 1、2、3、4、5、6、7、12、13、19、25、31 机群 2 : 8、9、10、11、14、15、16、17、18、20、21、22、23、24、26、27、28、29、30、32、33、34、35、36	0.016 810
12	机群 1 : 1、2、3、4、5、6、7、8、9、10、11、12 机群 2 : 13、14、15、16、17、18、19、20、21、22、23、24、25、26、27、28、29、30、31、32、33、34、35、36	0.016 02
13	机群 1 : 1、7、13、19、25、26、27、28、29、30、31、32、33、34、35、36 机群 2 : 2、3、4、5、6、8、9、10、11、12、14、15、16、17、18、20、21、22、23、24	0.011 83
14	机群 1 : 1、7、13、19、25、31 机群 2 : 2、3、4、5、6、8、9、10、11、12 机群 3 : 14、15、16、17、18、20、21、22、23、24、26、27、28、29、30、32、33、34、35、36	0.010 74
15	机群 1 : 1、2、3、4、7、8、9、10、13、14、15、16、19、20、21、22 机群 2 : 5、6、11、12、17、18、23、24、25、26、27、28、29、30、31、32、33、34、35、36	0.010 07
16	机群 1 : 1、2、3、4、5、6、7、13、19、25、31 机群 2 : 8、9、10、11、12、14、15、16、17、18、20、21、22、23、24、26、27、28、29、30、32、33、34、35、36	0.007 371
17	机群 1 : 1、2、3、4、5、6、12 机群 2 : 7、8、9、10、11、13、14、15、16、17、18、19、20、21、22、23、24、25、26、27、28、29、30、31、32、33、34、35、36	0.007 278
18	机群 1 : 1、2、3、4、5、6、7、8、13、14、19、20、25、26、31、32 机群 2 : 9、10、11、12、15、16、17、18、21、22、23、24、27、28、29、30、33、34、35、36	0.005 746
19	机群 1 : 1、2、3、4、5、7、8、9、10、11、15、16、17、21、22、23 机群 2 : 6、12、13、14、18、19、20、24、25、26、27、28、29、30、31、32、33、34、35、36	0.005 280
20	机群 1 : 1、2、7、8、13、14、19、20、25、26、31、32 机群 2 : 3、4、5、6、9、10、11、12、15、16、17、18、21、22、23、24 机群 3 : 27、28、29、30、33、34、35、36	0.005 218
21	机群 1 : 1、2、3、4、5、7、8、9、10、11、13、14、15、16、17、19、20、21、22、23、25、26、27、28、29、31、32、33、34、35 机群 2 : 6、12、18、24、30、36	0.005 003
22	机群 1 : 1、2、3、4、5、7、8、13、14、19、20、25、26、31、32 机群 2 : 6、9、10、11、12、15、16、17、18、21、22、23、24、27、28、29、30、33、34、35、36	0.003 904
23	机群 1 : 1、2、3、7、13、19、25、31 机群 2 : 4、5、6、8、9、10、11、12、14、15、16、17、18、20、21、22、23、24、26、27、28、29、30、32、33、34、35、36	0.003 666
24	机群 1 : 1、2、3、4、5、6、7、8、9、10、11、12、13、14、15、16、17、18 机群 2 : 19、20、21、22、23、24、25、26、27、28、29、30、31、32、33、34、35、36	0.003 664
25	机群 1 : 1、2、3、4、7、8、9、10 机群 2 : 5、6、11、12、13、14、15、16、17、18、19、20、21、22、23、24、25、26、27、28、29、30、31、32、33、34、35、36	0.003 617
26	机群 1 : 1、2、7、8、13、14、19、20、25、26、27、28、29、30、31、32、33、34、35、36 机群 2 : 3、4、5、6、9、10、11、12、15、16、17、18、21、22、23、24	0.003 243
27	机群 1 : 1、2、3、4、5、7、8、9、10、11、13、14、15、16、17、19、20、21、22、23、25、26、27、28、29 机群 2 : 6、12、18、24、30、31、32、33、34、35、36	0.003 222
28	机群 1 : 1、2、3、4、5、6、7、8、9、10、11、12、13、14、15、16、17、18、19、20、21、25、26、27、31、32、33 机群 2 : 22、23、24、28、29、30、34、35、36	0.003 007
29	机群 1 : 1、2、3、4、5、6、7、8、9、10、11、12、13、14、15、16、19、20、21、22、25、26、27、28、31、32、33、34 机群 2 : 17、18、23、24、29、30、35、36	0.002 971
30	机群 1 : 1、2、7、8、13、19、25、31 机群 2 : 3、4、5、6、9、10、11、12 机群 3 : 14、15、16、17、18、20、21、22、23、24、26、27、28、29、30、32、33、34、35、36	0.002 857
31	机群 1 : 1、2、3、4、5、6、7、8、9、10、11、12、13、14、15、16、17、18、19、20、21、22、23、24、25、26、27、28、31、32、33、34 机群 2 : 29、30、35、36	0.002 368
32	机群 1 : 1、7、13、19、25、31、32 机群 2 : 2、3、4、5、6、8、9、10、11、12、14、15、16、17、18、20、21、22、23、24、26、27、28、29、30、33、34、35、36	0.002 255

组别	分群结果	概率
33	机群 1 : 1、7、13、19、25、26 机群 2 : 2、3、4、5、6、8、9、10、11、12、14、15、16、17、18、20、21、22、23、24、27、28、29、30、31、32、33、34、35、36	0.002 109
34	机群 1 : 1、2、7、8、13、14、19、20、25、26、31、32 机群 2 : 3、4、5、6、9、10、11、12、15、16、17、18、21、22、23、24、27、28、29、30、33、34、35、36	0.002 094
35	机群 1 : 1、2、7、8、13、14、19、20、25、26、31、32、33、34、35、36 机群 2 : 3、4、5、6、9、10、11、12、15、16、17、18、21、22、23、24、27、28、29、30	0.002 058
36	机群 1 : 1、7、13、14、19、20、25、26、31、32 机群 2 : 2、3、4、5、6、8、9、10、11、12、15、16、17、18、21、22、23、24、27、28、29、30、33、34、35、36	0.001 815
37	机群 1 : 1、2、7、8、13、19、25、31 机群 2 : 3、4、5、6、9、10、11、12、14、15、16、17、18、20、21、22、23、24、26、27、28、29、30、32、33、34、35、36	0.001 790

表 A3 Fisher 回判检验合并后 8 个组别分群结果统计表
Tab.A3 Clustering statistical results of 8 groups after Fisher discriminant analysis

组别	分群结果	概率
1	机群 1 : 1、7、13、19、25、31 机群 2 : 2、3、4、5、6、8、9、10、11、12、14、15、16、17、18、20、21、22、23、24、26、27、28、29、30、32、33、34、35、36	0.831 2000
2	机群 1 : 1、2、3、4、5、6、7、8、9、10、11、12、13、19、25、31 机群 2 : 14、15、16、17、18、20、21、22、23、24、26、27、28、29、30、32、33、34、35、36	0.069 1600
3	机群 1 : 1、2、3、4、5、6、7、8、9、10、11、12、13、14、15、16、17、18、19、20、21、22、23、24 机群 2 : 25、26、27、28、29、30、31、32、33、34、35、36	0.022 1400
4	机群 1 : 1、2、3、4、5、7、8、9、10、11、13、14、15、16、17、19、20、21、22、23 机群 2 : 6、12、18、24、25、26、27、28、29、30、31、32、33、34、35、36	0.022 1300
5	机群 1 : 1、2、3、4、5、6、7、8、9、10、11、12 机群 2 : 13、14、15、16、17、18、19、20、21、22、23、24、25、26、27、28、29、30、31、32、33、34、35、36	0.010 1200
6	机群 1 : 1、2、3、4、5、6、7、8、9、10、11、12、13、14、15、16、17、18、19、20、21、25、26、27、31、32 机群 2 : 22、23、24、28、29、30、33、34、35、36	0.002 5530
7	机群 1 : 1、2、3、4、5、6、7、8、9、10、11、12、13、14、15、16、17、18、19、20、21、22、23、24、25、26、27、28、31、32、33、34 机群 2 : 29、30、35、36	0.000 2474
8	机群 1 : 1、2、7、8、13、14、19、20、25、26、31、32 机群 2 : 3、4、5、6、9、10、11、12、15、16、17、18、21、22、23、24、27、28、29、30、33、34、35、36	0.000 2427



朱乾龙

收稿日期：2013-10-15。
作者简介：
朱乾龙(1988)，男，博士研究生，研究
方向为新能源利用与分布式发电技术，
zhuqianl19@163.com；
韩平平(1981)，女，博士，副教授，研
究方向为新能源利用与分布式发电技术，
lh021211@163.com。

(责任编辑 吕鲜艳)