

集群风电场出力统计指标建模与应用

卞海红¹, 郑维高^{2,3}, 林章岁⁴, 徐青山², 张 乐⁵

(1. 南京工程学院 电力工程学院, 江苏 南京 211167; 2. 东南大学 电气工程学院, 江苏 南京 210096;

3. 国网江苏省电力公司检修分公司南京分部, 江苏 南京 211102;

4. 国网福建省电力有限公司经济技术研究院, 福建 福州 350003;

5. 国网江苏省电力公司南通供电公司, 江苏 南通 226006)

摘要: 基于概率统计理论, 建立单个风电场与集群风电场出力的中心矩关系模型。从风电出力概率分布特性的角度, 引入描述风电出力“分布形状”的 2 个统计学指标——偏度和峰度。基于集群风电出力均值、标准差、偏度和峰度 4 个统计性指标, 构建表征集群风电出力概率分布的皮尔逊族模型, 模拟集群风电场出力时序数据, 进而得到集群风电场出力曲线。基于对区域典型风电集群历史出力数据的分析, 根据经验建立风电场间相关系数与风电场间距离的指数关系模型, 并给出区域风电场各阶标准差与平均出力之间的近似多项式关系模型, 降低了计算核心指标所需数据维度。对福建省集群风电场进行实例应用分析, 结果验证了所提集群风电场模型的准确性和实用性。

关键词: 风电; 风电场; 风电场波动; 偏度; 峰度; 皮尔逊分布族; 持续曲线; 模型

中图分类号: TM 614

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2015.12.003

0 引言

由于受到自然特性、地理环境、风电场自身条件等因素影响, 风电出力表现出随机波动性。随着大规模风电并网, 风电集群的波动特性研究对于电力系统运行和规划意义重大, 引起了广泛的关注和研究兴趣, 国内外针对风电出力特性^[1]、调峰特性^[2]、并网影响性^[3-4]、随优化调度^[5]等方面进行了大量研究, 并取得了丰硕的成果。同时, 风电规划、并网评估、电力市场等相关问题的研究对风电出力数据信息的需求越来越大, 尤其是未来集群风电场景出力信息。然而, 通过单个风电场出力简单倍乘的方式来获取任意容量集群风电出力容易忽略平滑效应^[6]。如何快速准确地构建适应集群风电规模发展的出力概率模型, 并通过建立的概率模型模拟生成风电出力数据是一个基础研究环节, 具有重要的研究实用价值^[7]。

不同时间尺度下的集群风电场出力概率分布特性会存在一定差异性^[8], 只有在理想的地理空间分布情况下集群风电场出力才近似呈现正态分布, 但是在大多数风电场景中运用 β 分布拟合集群风电场出力概率分布要比正态分布更加准确^[9], 本文在此基础上引入偏度、峰度^[10]这 2 个表征风电波动特性曲线分布形状的统计学指标, 提出基于均值、标

准差、偏度和峰度这 4 个统计性指标的皮尔逊族分布建模, 涵盖典型常见概率分布模型, 如正态分布、 β 分布、 γ 分布等 I 型至 VII 型 7 种分布模型。基于指标的皮尔逊族建模可以有效模拟未来风电集群实际出力场景, 生成风电出力随机数据, 得到风电出力持续曲线, 为风电集群运行规划、波动性分析等提供有效分析手段, 同时也丰富了风电统计指标体系^[11], 为定量分析风电出力的波动特性提供了指标基础。

集群风电场出力波动平滑性与风电场间相关系数密切相关, 当风电场地理比较靠近、基本处于同一风带时, 风电场的出力相关性较强; 当风电场地理位置相距较远时, 风电场的出力相关性变弱, 风电场出力之间波动性相互抵消, 使得该区域集群出力波动性减弱^[12], 随着集群区域规模的扩大和风电场数量的增加, 平滑效应表现越显著^[13-14]。文献[15]重点分析了北欧风电集群相关性和地理分散表现出的平滑性, 指出了风电场间相关系数与场间距成指数级衰减, 进一步说明了不同时间尺度衰减特性存在差异, 并给出根据年出力时间序列计算风电场间相关性的方法。文献[16]提出了平滑效应简单量化分析方法, 引入了皮尔逊相关系数进行计算, 但是只局限于风电场间相关系数计算, 未能对相关性进行建模研究。因此本文建立了单个风电场和集群风电场出力的中心矩关系, 引入定量分析平滑效应的中心距因子, 并依据典型风电场集群历史风电出力数据分析挖掘经验, 建立风电场间相关系数与风电场间距离的指数关系方程, 给出区域风电场各阶标准差与年平均出力之间的函数关系方程, 建立了指标参数估算模型,

收稿日期: 2015-07-02; 修回日期: 2015-11-08

基金项目: 国家科技支撑计划项目(2013BAA01B02); 江苏省自然科学基金资助项目(BK20130742); 南京工程学院校级科研基金资助项目(YKJ201316)

Project supported by the National Key Technology R&D Program (2013BAA01B02), the Natural Science Foundation of Jiangsu Province(BK20130742) and the Scientific Research Foundation of Nanjing Institute of Technology(YKJ201316)

在保证一定精度的情况下简化了风电场集群区域内风电场间相关系数和各阶标准差的计算。

本文最后根据福建省风电场集群 2013 年全年出力时间序列数据计算风电场均值、标准差、偏度和峰度 4 个指标,然后基于 4 个统计性指标,利用 MATLAB 的 `pearsrnd` 函数实现皮尔逊族分布函数建模,模拟生成风电出力随机数据,并从风电出力累积概率曲线和持续曲线 2 个角度对比分析皮尔逊族建模的准确性和实用性;通过福建省 2010—2012 年年度风电历史出力时间序列数据和其典型风电集群地理特征信息的分析计算,应用最小二乘法确定所有待定参数,建立具体估算模型,分别用建模法和直接法计算出标准差、偏度、峰度 3 个波动性指标,然后对比分析得到的模拟值和测量值结果,验证了指标参数估算模型的准确性。

1 基本原理和数学模型

1.1 高阶中心矩和中心矩因子

风电出力的波动性,可以用波动量均值、相对波动量、波动量标准差等指标来表征,其中波动量均值是描述风电出力时间序列集中趋势的指标,相对波动量、波动量标准差等是描述其离散程度的指标。为了引入描述其分布形状的指标——偏度和峰度,本节给出区域集群风电场与单个风电场出力的二阶中心矩、三阶中心矩、四阶中心矩数学关系表达式^[17]。

将区域风电场集群各个风电场出力时间序列看作是彼此相关的随机变量,首先介绍衡量单个风电场出力波动性的标准差,即:

$$\sigma = \frac{1}{C} \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (P_i - \mu)^2} \quad (1)$$

其中, C 为风电场的额定安装容量; N 为采样时刻总数; P_i 为 t 时刻的采样功率值; μ 为风电场出力采样均值。

然后给出区域风电场集群出力相对值 P 与单个风电场出力相对值 P_i 的函数关系式:

$$P = \frac{P_{\text{abs}}}{P_s} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{i,\text{abs}}}{\sum_{i=1}^n C_i} = \frac{\sum_{i=1}^n C_i P_i}{\sum_{i=1}^n C_i} \quad (2)$$

其中, P_s 为区域风电场集群额定安装容量; P_{abs} 为区域风电场集群出力绝对值; $P_{i,\text{abs}}$ 为单个风电场出力绝对值; C_i 为区域单个风电场额定安装容量; n 为区域风电集群包含的单个风电场数量。

如果区域单个风电场额定安装容量相同,式(2)可简化为:

$$P = \frac{\sum_{i=1}^n P_i}{n} \quad (3)$$

式(2)和(3)同样适用于利用单个风电场出力均值计算区域风电场集群出力均值。

为了建立区域集群风电场与单个风电场出力的高阶中心矩关系模型,需要确定各风电场间相关系数,以 2 个风电场出力时间序列分别作为随机变量 X, Y , 给出皮尔逊相关系数计算公式^[18]:

$$r_{x,y} = \frac{n \sum_{i=1}^n (x_i y_i) - \sum_{i=1}^n x_i \sum_{i=1}^n y_i}{\sqrt{n \sum_{i=1}^n x_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n x_i \right)^2} \sqrt{n \sum_{i=1}^n y_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n y_i \right)^2}} \quad (4)$$

然后定义区域风电场集群出力的二阶中心矩数学表达式:

$$m_2 = \frac{m_2^{P_{\text{abs}}}}{\left(\sum_{i=1}^n C_i \right)^2} = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n C_i C_j \sigma_i \sigma_j r_{ij}}{\left(\sum_{i=1}^n C_i \right)^2} \quad (5)$$

为了便于解耦标准差与相关系数,假设区域风电场集群内各个风电场额定安装容量均相等,标准差均为 σ , 上式可简化为:

$$m_2 = n^{-2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n E(P_i^c P_j^c) = \sigma^2 F_2 \quad (6)$$

$$P_i^c = P_i - E(P_i)$$

$$F_2 = n^{-2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n r_{ij}$$

其中, r_{ij} 为风电场 i 和风电场 j 间的互相关系数; P_i^c 为单个风电场出力中心化变量; F_2 为二阶中心矩因子。当已知标准差 σ 和 F_2 时,可以求出二阶中心矩 m_2 , 这样就得到了区域风电集群波动相对波动值。

同理给出区域风电场集群出力的三阶中心矩和四阶中心矩数学表达式:

$$m_3 = \frac{m_3^{P_{\text{abs}}}}{\left(\sum_{i=1}^n C_i \right)^3} = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^n C_i C_j C_k \sigma_i \sigma_j \sigma_k r_{ijk}}{\left(\sum_{i=1}^n C_i \right)^3} \quad (7)$$

$$m_4 = \frac{m_4^{P_{\text{abs}}}}{\left(\sum_{i=1}^n C_i \right)^4} = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^n \sum_{l=1}^n C_i C_j C_k C_l \sigma_i \sigma_j \sigma_k \sigma_l r_{ijkl}}{\left(\sum_{i=1}^n C_i \right)^4} \quad (8)$$

其中, σ_i 为第 i 个风电场出力的标准差。

同理假设,式(7)、(8)可分别简化为:

$$m_3 = n^{-3} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^n E(P_i^c P_j^c P_k^c) = \sigma^3 F_3$$

$$m_4 = n^{-4} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^n \sum_{l=1}^n E(P_i^c P_j^c P_k^c P_l^c) = \sigma^4 F_4 \quad (9)$$

$$F_3 = n^{-3} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^n r_{ijk}$$

$$F_4 = n^{-4} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^n \sum_{l=1}^n r_{ijkl}$$

其中, F_3, F_4 分别为三阶中心矩因子和四阶中心矩因子; r_{ijk} 为 3 次互相关系数, r_{ijkl} 为 4 次互相关系数^[19], 这些高阶互相关系数均可以通过相关性分析工具计

算得到,进而可以求得中心矩; σ_3, σ_4 与标准差 σ 类似,称为“高阶标准差”,但是具体定义存在差异。

$$\begin{aligned}\sigma_i &= \sqrt{E[(P_i^c)^2]} \\ \sigma_{3i} &= \sqrt[3]{E[(P_i^c)^3]} \\ \sigma_{4i} &= \sqrt[4]{E[(P_i^c)^4]}\end{aligned}\quad (10)$$

其中, σ_{3i} 和 σ_{4i} 为第 i 个风电场出力的高阶标准差。

进一步变换式(6)和式(9)可得:

$$\begin{aligned}F_2 &= \frac{m_2}{\sigma^2} \\ F_3 &= \frac{m_3}{\sigma^3} \\ F_4 &= \frac{m_4}{\sigma^4}\end{aligned}\quad (11)$$

通过式(11)易知,高阶中心矩因子可以作为量化集群风电出力波动性的有效指标。当 $F_2 < 1$ 时,表征单个风电场集群化后波动性变弱,表现出风电集群的平滑效应,高阶中心矩因子数值越小,说明风电集群波动的平滑效应越强。

1.2 波动性统计指标

根据区域风电场集群的中心矩因子和各阶标准差,可以求出二阶中心矩 m_2 、三阶中心矩 m_3 和四阶中心矩 m_4 ,式(12)给出了区域风电集群出力波动性统计指标——标准差 α_{std} 、偏度 α_{skew} 和峰度 α_{kurt} 的定义表达式:

$$\begin{aligned}\alpha_{std} &= \sqrt{m_2} \\ \alpha_{skew} &= \frac{m_3}{\alpha_{std}^3} \\ \alpha_{kurt} &= \frac{m_4}{\alpha_{std}^4}\end{aligned}\quad (12)$$

标准差是表征集群风电场出力平稳性的重要指标,标准差越小表示风电出力越平稳、波动越小,这意味着风电并网对电力系统造成的影响越小。偏度表征集群风电出力波动分布的偏斜度,若其偏度为正,则表示相比标准正态分布,其峰度偏向较小数值方向;偏度为负,则表示相比标准正态分布,其峰度偏向较大数值方向。峰度表征总体离群数据的离群程度,若其峰度值大于3,则表示出力波动分布曲线为尖峰分布;若其峰度值小于3,则表示出力波动分布曲线为平峰分布。偏度和峰度是表征集群风电场出力波动分布的重要指标。

1.3 皮尔逊分布族模型

皮尔逊微分方程依据 a, c_0, c_1 和 c_2 不同参数取值可以求解得到不同的概率密度函数,进而构成皮尔逊分布族,具体皮尔逊微分方程表达式为^[19]:

$$\frac{1}{p} \frac{dp}{dx} = -\frac{a+bx}{c_0+c_1x+c_2x^2}\quad (13)$$

由皮尔逊微分方程建立的分布族包括 I 型至 VII

型的 7 种基本分布,涵盖任意给定均值、标准差、偏度和峰度,共同构成了四参数分布族,包含了常见的基本分布,如正态分布、Student's t 分布、 γ 分布和 β 分布,其中 β 分布属于 I 型分布, γ 分布属于 III 型分布,正态分布和 t 分布属于 VII 型分布。皮尔逊分布族能够拟合各种基于一阶、二阶、三阶和四阶刻画的分佈形状。具体给出上述 3 种类型概率分布函数表达式^[20]。

I 型概率分布函数为:

$$f(x) = k \left(1 + \frac{x}{a_1}\right)^l \left(1 - \frac{x}{a_2}\right)^m \quad -a_1 < x < a_2; l, m > 0 \quad (14)$$

III 型概率分布函数为:

$$f(x) = k \left(1 + \frac{x}{a}\right)^\mu \exp(-\mu x) \quad -a < x < +\infty; \mu, a > -1 \quad (15)$$

VII 型概率分布函数为:

$$f(x) = k \left(1 + \frac{x^2}{a^2}\right)^{-m} \quad -\infty < x < +\infty; m > \frac{1}{2} \quad (16)$$

基于均值、标准差、偏度和峰度 4 个指标参数,可以构建表征集群风电场出力分布的皮尔逊族分布模型,进而能够有效模拟未来风电集群场景出力随机数据,评估区域风电集群发电量。

2 指标参数估算建模

2.1 相关系数与场间距关系建模

第 1 节给出了区域风电场集群标准差、偏度、峰度定义表达式和皮尔逊分布族模型,为了得出这 3 个典型指标,根据式(6)、(9)和(12),易知需要求解出中心矩 m_2, m_3 和 m_4 ,因此求取中间参数中心矩因子 F_2, F_3 和 F_4 是关键,所以需要得到区域风电场集群各个风电场自相关系数和互相关系数值。由于区域风电场集群各个风电场风电出力数据存在缺失性和不易获取,以及利用 SPSS Statistics 20 相关性分析工具计算 n^2 个相关系数的计算量大,为了简化相关系数计算,且不影响计算精度,需要建立相关系数的估算模型。

文献[21]定量分析了风电场地理空间分散的经济性,指出 Ontario 区域集群风电场间出力相关系数与距离成反比,但仍保持正相关性,并分别应用皮尔逊和 Spearman rho 相关系数法拟合建立了指数函数关系模型。本文依据典型风电场集群历史出力数据,计算风电场间的互相关系数,作出风电场间互相关系数与场间距(2 个风电场间的中心距离)的散布图,利用 Sigmaplot 13.0 非线性回归对离散点作函数曲线拟合,如图 1 所示。其中关于相关系数计算所用风电场出力数据为各个风电场年平均出力时间序列,计算出的相关系数具有代表性,满足了计算精度要求,减少了不同时间尺度风电出力时序数据计算得到的相关系数的差异性。

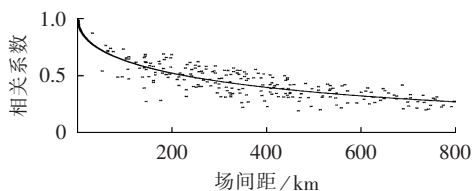


图 1 相关系数与风电场间距关系散点图

Fig.1 Scatter plot of correlation coefficient vs. distance between wind farms

通过非线性回归拟合关系,分析发现典型风电场集群出力相关系数与场间距离成指数衰减关系,因而经验建立了指数函数关系表达式:

$$r_{ij} = \frac{E(P_i^c P_j^c)}{\sigma_i \sigma_j} = e^{-\tau d_{i,j}^b} \quad (17)$$

其中,自变量 $d_{i,j}$ 为风电场 i 与风电场 j 的场间距; τ 为指数函数表达式的衰减常数, b 为指数函数表达式的拉伸指数,这 2 个参数均可通过最小二乘法求得。

同理可得:

$$r_{ijk} = \frac{E(P_i^c P_j^c P_k^c)}{\sigma_{3i} \sigma_{3j} \sigma_{3k}} = k e^{-\tau d_{i,j}^b} e^{-\tau d_{j,k}^b} e^{-\tau d_{i,k}^b} \quad (18)$$

$$r_{ijkl} = \frac{E(P_i^c P_j^c P_k^c P_l^c)}{\sigma_{4i} \sigma_{4j} \sigma_{4k} \sigma_{4l}} = e^{-\tau d_{i,j}^b} e^{-\tau d_{j,k}^b} e^{-\tau d_{i,k}^b} e^{-\tau d_{j,l}^b} e^{-\tau d_{i,l}^b} e^{-\tau d_{k,l}^b} \quad (19)$$

当场间距为 0 时,互相关系数为 1,即互相关系数变为自相关系数;当场间距趋向于无穷大时,互相关系数趋向于 0。由于 σ_3 定义时取得绝对值,所以当所有场间距均为 0 时, r_{ijk} 不等于 1,而等于系数 k ($0 < k < 1$)。

通过经验建立的相关系数与场间距指数关系模型,若已知风电场间距离,可以估算得到相关系数,将所有相关系数求和得到中心矩因子。相比通过风电场出力时间序列数据运用相关性分析工具求解相关系数法,简化了计算量和复杂性,同时满足要求的计算准确度。

2.2 各阶标准差与风电场年出力均值关系建模

根据式(6)和(9),接着需要求出各阶标准差 σ^2 、 σ_3^3 和 σ_4^4 ,表达式(10)定义给出了各阶标准差的计算方法,但考虑到计算复杂性以及计算量较大,因而为了简化各阶标准差计算,而又不影响计算精度,建立各阶标准差的估算模型。根据典型风电场集群出力时间序列数据分析,作出各阶标准差与风电场年出力均值(标么值,采用的基准值为风电场额定装机容量)的散点图,利用 Sigmaplot 13.0 作非线性回归的函数曲线拟合,年平均出力如图 2 所示。

通过非线性回归拟合,分析发现区域风电场集群出力时间序列的各阶标准差与年平均出力近似成多项式关系,经验给出两者多项式函数关系表达式:

$$\begin{aligned} \sigma^2 &= k_1 V_m + k_2 V_m^2 \\ \sigma_3^3 &= k_3 V_m + k_4 V_m^2 \\ \sigma_4^4 &= k_5 V_m + k_6 V_m^2 \end{aligned} \quad (20)$$

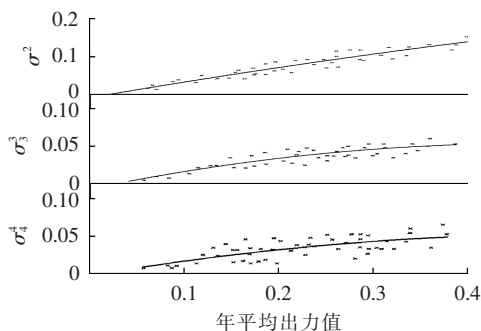


图 2 各阶标准差与年平均出力关系散点图

Fig.2 Scatter plot of standard deviation vs. annual average output for different orders

其中, k_i ($i=1,2,\dots,6$) 为多项式系数, V_m 为年平均出力(折算为各自额定容量的标么值), k_i 和 V_m 均通过最小二乘法求得。经验建立各阶标准差与年平均出力关系的多项式模型大幅简化了各阶标准差的计算,当已知区域典型风电场集群的年平均出力值时就可以估算出各阶标准差,年平均出力值近似可由区域风电场年平均利用小时数估算得到。

3 风电场集群指标建模与算例分析

3.1 典型区域风电场集群介绍

研究对象是以福建省 20 个非理想均匀地理分布的风电场作为区域典型风电场集群进行研究,选取由福建省经济研究院提供的 2010—2013 这 4 个年度的集群风电场出力时序数据和风电场位置、场面积等相关地理特征信息。此外,由于福建省地处低纬度,气候受太阳辐射、台湾海峡及两侧山地地形影响和季风环流的制约,同时受海洋的调节,具有典型的亚热带海洋性季风气候特征,所以典型区域内风资源具有相似性,集群内各个风电场出力具有正相关性。其中区域风电集群中有 13 个风电场分布在福州、泉州、莆田等沿海地区,其相关性相比 7 个近内陆风电场较为显著。

3.2 区域风电场集群指标建模分析

首先通过福建省风电场集群 2013 年全年出力时间序列数据计算风电场均值、标准差、偏度和峰度 4 个指标,然后基于 4 个统计性指标,利用 MATLAB 的 `pearsrnd` 函数实现皮尔逊族分布函数建模,模拟生成风电出力随机数据,并从风电出力累积概率曲线和持续曲线 2 个角度对比分析皮尔逊族建模的准确性和实用性,直观展现了单个-集群风电场出力波动特性。

然后根据 2010—2012 年典型福建省风电场集群风电历史出力时间序列数据和地理特征信息的分析计算,应用最小二乘法确定所有待定参数,建立具体估算模型,然后将建立的估算模型用于分析典型福建省风电场集群 2013 年全年出力时间序列,计算

得到区域风电场集群 3 个指标结果,称为建模结果值(简称建模值);然后通过直接法(定义法)对典型福建省风电场集群出力时间序列进行定义计算,得到区域风电集群 3 个指标结果,称为测量结果值(简称测量值);最后将 2 种不同方法得到的 2 组指标值进行对比分析,比较分析估算结果,验证指标参数估算模型的准确性。

根据区域风电场间距离和年平均出力(给定区域额定安装容量和总发电量),综上给出基于简化估算指标的集群风电场出力建模分析流程图,如图 3 所示。

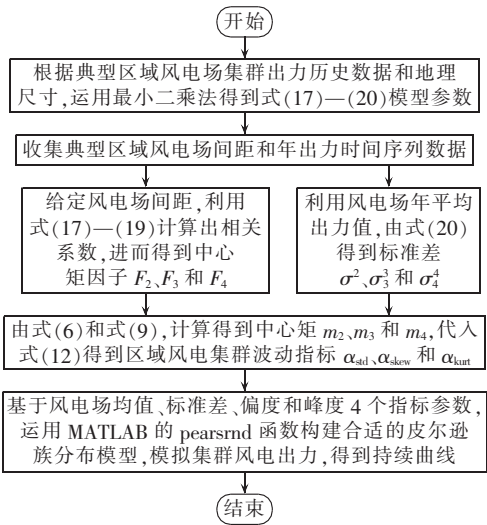


图 3 典型风电场集群指标建模流程

Fig.3 Flowchart of typical wind cluster index modeling

3.2.1 基于指标的皮尔逊族建模应用分析

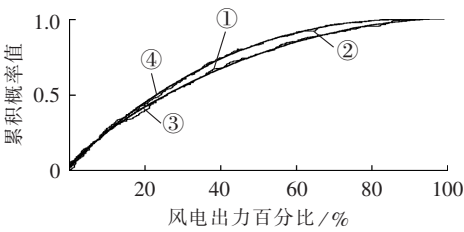
为了效验基于均值、标准差、偏度和峰度 4 个指标构建的皮尔逊族分布模型的准确性和实用性,依托 2013 年度单个-集群风电场出力时间序列进行 4 个统计性指标计算,并基于得到的 4 个指标建模,建立了皮尔逊族 I 型分布—— β 分布,具体皮尔逊微分方程参数如表 1 所示。

表 1 皮尔逊族微分方程建模参数
Table 1 Modeling parameters of Pearson family differential equations

类型	参数			
	a	c_0	c_1	c_2
单个风电场	5.46	5.46	2.25	-1.49
集群风电场	3.26	3.26	1.44	-0.75

为了进一步探究所建模型在模拟生成满足对应概率随机数据时的准确性,本文从单个风电与集群风电、实测与建模 2 组角度分别给出了单个-集群风电出力累积概率分布曲线和出力持续曲线,具体分别如图 4 和图 5 所示。

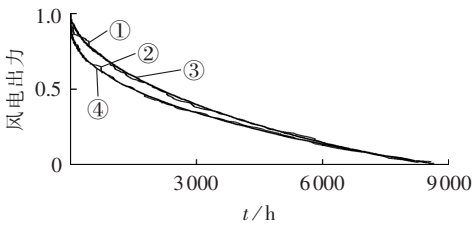
观察图 4、5 可知,无论是单个风电场还是集群风电场,基于指标建立的皮尔逊族分布模型均能较



① 单个风电场实测曲线, ② 集群风电场实测曲线
③ 单个风电场皮尔逊建模模拟曲线
④ 集群风电场皮尔逊建模模拟曲线

图 4 单个-集群风电出力累积概率分布曲线

Fig.4 Cumulative probability distribution curves of single wind farm output and wind farm cluster output



① 单个风电场实测曲线, ② 集群风电场实测曲线
③ 单个风电场皮尔逊建模模拟曲线
④ 集群风电场皮尔逊建模模拟曲线

图 5 单个-集群风电出力曲线

Fig.5 Curves of power output vs. duration for single wind farm and wind farm cluster

好地模拟实际风电场出力概率分布特性和出力持续曲线,并且一定程度上对比表征了单个风电和集群风电出力波动性的强弱^[14]。

3.2.2 估算指标结果准确性分析

依据典型福建省风电场集群 2010—2012 这 3 年风电出力时间序列数据分析和地理特征信息,应用最小二乘法,计算得到模型的相关待定系数,如表 2 所示。

表 2 模型方程的待定系数
Table 2 Calculated data for undetermined coefficients of model equations

函数	参数			
	a	b	k_i	k_j
r_{ij}	0.0213	0.6049	—	—
r_{jk}	0.0389	0.4574	0.7093	—
r_{jkl}	0.0212	0.4991	—	—
σ^2	—	—	0.4203	-0.1412
σ^3	—	—	0.2548	-0.2734
σ^4	—	—	0.1895	-0.1988

通过上述建立的具体波动性模型方程,分析福建省 2013 全年风电出力时间序列,得到福建集群风电场的 3 个波动性指标标准差、偏度、峰度的建模值,同时运用直接法求解得到这 3 个波动性指标测量值,如表 3 所示。表中,误差=|测量值-建模值|÷测量值×100%,偏度值是样本偏度值,峰度值是样本峰度值。

将 2 组指标计算结果进行对比发现,标准差建

表 3 2 种方法对典型福建省风电集群的计算结果

Table 3 Calculative results by two methods for typical Fujian wind farm cluster

指标	建模值	测量值	误差/%
标准差	0.1650	0.1590	3.78
偏度	0.6536	0.5745	13.77
峰度	2.2872	2.7029	15.38

模值和测量值近似相等,误差仅为测量值的 3.78%,表明指标估算法在估算集群风电场出力标准差时具有较高的准确度。但是对于偏度和峰度指标,估算准确度相对较低,误差分别为测量值的 13.77% 和 15.38%,此时指标参数估算模型可以为估算未来风电集群出力场景的偏度和峰度指标提供指导性依据。

4 结论

本文首先基于概率统计理论,建立单个风电场与集群风电场出力的高阶中心矩关系模型,给出 2 个描述风电出力“分布形状”的统计学指标——偏度和峰度。然后依托集群风电出力均值、标准差、偏度和峰度 4 个指标,构建表征集群风电出力概率分布的皮尔逊族模型,模拟生成集群风电场出力随机数据。根据 2013 年度典型区域的单个-集群风电场出力时间序列数据,进行 4 个统计性指标计算,并基于得到的 4 个指标建模,建立了皮尔逊族 I 型分布,接着从单个风电与集群风电、实测与建模 2 个角度分别给出了单个-集群风电出力累积概率分布曲线和出力持续曲线验证,对比分析表明基于指标的皮尔逊族分布建模具有较高准确性和实用性。

然后考虑历史出力数据获取的困难性,为适应未来场景的集群风电出力评估,依据典型风电场集群历史数据分析,经验建立风电场间相关系数与风电场间距的指数关系模型,并给出区域风电场各阶标准差与年平均出力之间的多项式关系模型,接着通过典型福建省风电场集群实例,对比分析了建模法和直接法得到指标计算结果,发现估算模型对于标准差的计算具有较高准确度。通过基于均值、标准差、偏度和峰度 4 个指标的皮尔逊族分布建模有利于模拟生成集群风电场出力数据,构建风电出力持续曲线,以及定量分析集群风电出力的波动性,为电网的风电运行规划、并网评估等提供有力支撑。

参考文献:

[1] 李湃,管晓宏,吴江,等. 基于天气分类的风电场群总体出力特性分析[J]. 电网技术,2015,39(7):1866-1872.
LI Pai, GUAN Xiaohong, WU Jiang, et al. Analyzing characteristics of aggregated wind power generation based on weather regime classification[J]. Power System Technology, 2015, 39(7): 1866-1872.
[2] 候婷婷,姜素华,吴耀武,等. 含大型风电场的电力系统调峰运行特性分析[J]. 电工技术学报,2013,28(5):105-111.

HOU Tingting, LOU Suhua, WU Yaowu, et al. Analysis on peak load regulation operation characteristics of power system integrated with large-scale wind power[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(5): 105-111.
[3] 张丽英,叶廷路,辛耀中,等. 大规模风电接入电网的相关问题及措施[J]. 中国电机工程学报,2010,30(25):1-9.
ZHANG Liying, YE Tinglu, XIN Yaozhong, et al. Problems and measures of power grid accommodating large scale wind power[J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(25): 1-9.
[4] 张保会,李光辉,王进,等. 风电接入电力系统故障电流的影响因素分析及对继电保护的影响[J]. 电力自动化设备,2012,32(2):1-8.
ZHANG Baohui, LI Guanghui, WANG Jin, et al. Affecting factors of grid-connected wind power on fault current and impact on protection relay[J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(2): 1-8.
[5] 杨洪明,王爽,易德鑫,等. 考虑多风电场出力相关性的电力系统随机优化调度[J]. 电力自动化设备,2013,33(1):114-120.
YANG Hongming, WANG Shuang, YI Dexin, et al. Stochastic optimal dispatch of power system considering multi-wind power correlation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(1): 114-120.
[6] WAN Y H. Wind power plant behaviors analyses of long-term wind power data[R]. [S.l.]: National Renewable Energy Lab, Golden, CO(US), 2004.
[7] 凌武能,杭乃善,李如琦. 基于云支持向量机模型的短期风电功率预测[J]. 电力自动化设备,2013,33(7):34-38.
LING Wuneng, HANG Naishan, LI Ruqi. Short-term wind power forecasting based on cloud SVM model[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(7): 34-38.
[8] 吕晓禄,梁军,负志皓,等. 风电场出力的纵向时刻概率分布特性[J]. 电力自动化设备,2014,34(5):40-45.
LÜ Xiaolu, LIANG Jun, YUN Zhihao, et al. Longitudinal instant probability distribution of wind farm output power[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(5): 40-45.
[9] LOUIE H. Characterizing and modeling aggregate wind plant power output in large systems[C]//Power and Energy Society General Meeting. [S.l.]: IEEE, 2010: 1-9.
[10] 陈昊,张建忠,王玉荣. 基于 SV 模型的风速时间序列峰度分析[J]. 中国电力,2011,44(1):90-93.
CHEN Hao, ZHANG Jianzhong, WANG Yurong. Kurtosis analysis of wind speed time series based on SV model[J]. Electric Power, 2011, 44(1): 90-93.
[11] 李剑楠,乔颖,鲁宗相,等. 多时空尺度风电统计特征评价指标体系及其应用[J]. 中国电机工程学报,2013,33(13):53-61.
LI Jiannan, QIAO Ying, LU Zongxiang, et al. An evaluation index system for wind power statistical characteristics in multiple spatial and temporal scales and its application[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(13): 53-61.
[12] NEGRA N B, HOLMSTROM O, BAK-JENSEN B, et al. Aspects of relevance in offshore wind farm reliability aspects of relevance in offshore wind farm reliability assessment[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2007, 22(1): 159-166.
[13] ASARI M, NANAHAHA T, MAEJIMA T, et al. A study on smoothing effect on output fluctuation of distributed wind power generation[C]//Transmission and Distribution Conference

- and Exhibition. [S.L.]:IEEE/PES,2002:938-943.
- [14] 崔杨,穆钢,刘玉,等. 风电功率波动的时空分布特性[J]. 电网技术,2011,35(2):110-114.
- CUI Yang,MU Gang,LIU Yu,et al. Spatiotemporal distribution characteristic of wind power fluctuation[J]. Power System Technology,2011,35(2):110-114.
- [15] GIEBEL G. Equalizing effects of the wind energy production in Northern Europe determined from reanalysis data[M]. [S.L.]: Riso National Laboratory,2000.
- [16] 刘燕华,田茹,张东英,等. 风电出力平滑效应的分析与应用[J]. 电网技术,2013,37(4):987-991.
- LIU Yanhua,TIAN Ru,ZHANG Dongying,et al. Analysis and application of wind farm output smoothing effect[J]. Power System Technology,2013,37(4):987-991.
- [17] WACKERLY D D,MENDENHALL W,SCHEAFFER R L. Statistics with applications[M]. 7th ed. Belmont,USA:Thomson Higher Education,2008.
- [18] 盛骤,谢式千,潘承,等. 概率论与数理统计[M]. 4版. 北京:高等教育出版社,2008:106-112.
- [19] JOHNSON N L,KOTZ S,BALAKRISHNAN N. Continuous univariate distributions[M]. New York,USA:John Wiley & Sons,1994:15-25.

- [20] LAHCENE B. On pearson families of distributions and its applications[J]. African Journal of Mathematics and Computer Science Research,2013,6(5):108-117.
- [21] ADAMS T,CADIEUX F. Wind power in Ontario:quantifying the benefits of geographic diversity[C]//2nd Climate Change Technology Conference. [S.L.]:Engineering Institute of Canada,2009:1-12.

作者简介:



卞海红

卞海红(1979—),女,江苏盐城人,讲师,博士,研究方向为新能源发电及其规划技术;

郑维高(1987—),男,安徽天长人,硕士,研究方向为新能源发电(E-mail:zwg19870824@163.com);

林章岁(1964—),男,福建福州人,高级工程师,硕士,研究方向为电网规划设计及管理;

徐青山(1979—),男,江苏泰州人,教授,博士研究生导师,博士,研究方向为智能配电网、新能源发电、分布式发电运行与规划等。

Modeling and application of statistical indicators for wind farm cluster

BIAN Haihong¹,ZHENG Weigao^{2,3},LIN Zhangsui⁴,XU Qingshan²,ZHANG Le⁵

(1. School of Electric Power Engineering,Nanjing Institute of Technology,Nanjing 211167,China;

2. Southeast University,Nanjing 210096,China;3. Nanjing Department of State Grid Jiangsu Electric Power Company's

Maintenance Branch,Nanjing 211102,China;4. Economic Research Institute of State Grid Fujian

Electric Power Company,Fuzhou 350003,China;

5. State Grid Nantong Power Supply Company,Nantong 226006,China)

Abstract: The model of central moment relationship between the outputs of single wind farm and wind farm cluster is established based on the probability theory. According to the probability distribution characteristic of wind power output,two statistical indicators are introduced to describe the wind power distribution shape;skewness and kurtosis. Based on four statistical indicators,i.e. mean,standard deviation,skewness and kurtosis,a Pearson family model is established to represent the power output of wind farm cluster,and the sequential data of its power output are simulated to obtain its output curve. The historical data of typical regional wind farm cluster are analyzed,the model of exponential relation between the distance and the correlation coefficient among wind farms is empirically established,and the model of approximate polynomial relation between the standard deviations of different orders and the average output of regional wind farms is established to reduce the data dimension of core index calculation. A wind farm cluster of Fujian province is analyzed as a case and the results show the proposed model is correct and practical.

Key words: wind power; wind farms; wind farm fluctuation; skewness; kurtosis; Pearson family; duration curve; models