

# 基于实测数据的风电场风速-功率特性仿射建模方法

邵振国, 刘懿萱, 张 嫣

(福州大学 电气工程与自动化学院, 福建 福州 350116)

**摘要:**提出基于实测数据的风电场风速-功率曲线仿射建模方法。以预报误差、地形差异以及尾流效应影响因素作为噪声元,建立输入风速的仿射模型;将风电场功率实测数据划分为多个所属风速区间,求取各个风速区间的中心值,拟合仿射中心值曲线,进而辨识风速-功率仿射模型中的噪声元系数。实测数据验证了所提方法的有效性。

**关键词:**风电场;仿射模型;风速-功率曲线;建模;噪声元

**中图分类号:**TM 614

**文献标志码:**A

**DOI:**10.16081/j.issn.1006-6047.2019.06.014

## 0 引言

风速具有较强的时空分布不确定性,这使得风电机组几乎时刻遭受着较大程度的扰动。风电场所处地形地貌复杂,机组数目众多,且机组排列之间存在尾流效应的影响,因而风电场输出功率呈现显著的不确定性特征<sup>[1]</sup>,并造成机组的实际风速-功率曲线与厂家给定的标准功率曲线存在较大差异。为了充分消纳风电并减小对电网的影响,需要建立准确的风速-功率曲线模型用于含风电的电网潮流计算,进而寻求最优运行控制措施<sup>[2]</sup>。

风电功率曲线建模是当前热点研究问题之一<sup>[3]</sup>。文献[4-5]分别采用插值多项式和S形曲线从实测数据拟合风机功率曲线。文献[6]针对地形、机组排列造成的风电场风速差异性,对风电机组进行聚类拟合得到各类风速-功率模型。文献[7]提出单机最优功率曲线迭代拟合算法,并以贡献率为迭代终止条件剔除测量环节引入的不确定性因素。文献[8]采用一种非参数区间估计方法建立各个风速等级的功率概率密度函数,求取风电功率曲线的不确定估计区间。

与传统的确定性模型相比,概率型、区间型风电功率模型在评估风电波动性、随机性对电网的影响方面更有优势。其中采用仿射数学进行区间潮流计算可以减少区间潮流的保守性,同时分析不同因素的影响结果<sup>[9]</sup>。文献[10-11]采用噪声元合并、构建复仿射多边形等措施提出复仿射迭代形式的Ybus高斯区间潮流算法,并将其应用于有源配电网多目标无功优化中<sup>[11]</sup>。受建模工作的进展制约,文献[10-11]仅简单地将风电功率的监测区间转为含单个噪声元的仿射,而没有建立风速-功率曲线的仿射模型,因而未能分析多个不确定性因素的不同影响

及其相关性。

本文提出一种基于实测数据的风电场风速-功率曲线的仿射建模方法。以预报误差、地形差异以及尾流效应作为输入风速仿射模型的噪声元,从风速实测数据的统计分析得到噪声元系数,然后拟合风电功率的仿射中心值曲线,以泰勒展开推导风电功率和风速之间的仿射函数,从而得到风电功率曲线的仿射模型。以具体风电场的实测数据为例,通过对比验证了本文所提方法的有效性,并分析了不同因素对风速-功率曲线的影响程度。

## 1 风电功率及其影响因素

### 1.1 风电机组的功率特性

风机机械功率如式(1)所示。

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p \quad (1)$$

其中, $\rho$ 为空气密度,单位为 $\text{kg}/\text{m}^3$ ;A为风力机的扫掠面积,单位为 $\text{m}^2$ ;V为风速,单位为 $\text{m}/\text{s}$ ;C<sub>p</sub>为风力机的风能利用系数,其与叶尖速比 $\lambda$ 、叶片桨距角 $\beta$ 有关。

当风速 $v$ 位于切入风速 $v_{in}$ 和切除风速 $v_{out}$ 之间时,风机的理论风速-功率特性关系如式(2)所示。

$$P = \begin{cases} 0 & v < v_{in}, v \geq v_{out} \\ \frac{v^n - v_{in}^n}{v_N^n - v_{in}^n} P_N & v_{in} \leq v < v_N \\ P_N & v_N \leq v < v_{out} \end{cases} \quad (2)$$

其中, $v_N$ 为风机的额定风速; $P_N$ 为风机额定功率; $n$ 为风速-功率系数。

### 1.2 影响风电功率的不确定因素

在采用预报风速计算风电功率时,风速误差、风速-功率特性的偏移都会造成实际风电功率与计算值的偏差,且使其具有不确定性。

受预报误差、地形差异以及尾流效应的影响,机组的实际输入风速与气象预报的风速之间存在较大

收稿日期:2018-09-08;修回日期:2019-03-19

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51777035)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51777035)

偏差,预报准确性是影响风电功率预测精度的首要因素。同时,计算风电机组输入风速时也需要考虑涡流、粘性和地面摩擦等地形差异方面的因素。当上游风电机组的风吹向下游风机时会形成强烈湍流,造成下游风机的输入风速比上游的低,因而计算下游风机的输入风速时要考虑其上游所有风机的尾流效应。

此外,机组自身固有特性对风电功率也有一定影响,例如风剪切、塔影效应会使功率波动<sup>[12]</sup>,风电机组老化磨损会造成风速-功率特性的变化等。

## 2 风电功率的仿射模型

### 2.1 仿射及其运算

在仿射算术<sup>[13]</sup>中,不确定量  $x$  表示为一些噪声元的线性组合,即  $\hat{x} = x_0 + x_1\varepsilon_1 + \dots + x_i\varepsilon_i + \dots$ ,其中  $x_0$  为中心值;噪声元  $\varepsilon_i$  表示  $x$  的不确定性的一个来源,如输入数据的不确定性、公式的截断误差或运算中的四舍五入误差<sup>[14]</sup>等,其取值范围为  $[-1, 1]$ ;系数  $x_i$  决定了噪声元  $\varepsilon_i$  的影响大小和符号。

给定 2 个仿射形式:

$$\begin{cases} \hat{x} = x_0 + x_1\varepsilon_1 + \dots + x_k\varepsilon_k \\ \hat{y} = y_0 + y_1\varepsilon_1 + \dots + y_k\varepsilon_k \end{cases} \quad (3)$$

相应的运算如下:

$$\hat{x} \pm \hat{y} = (x_0 \pm y_0) + (x_1 \pm y_1)\varepsilon_1 + \dots + (x_k \pm y_k)\varepsilon_k \quad (4)$$

假设  $\alpha$  为实常数,令:

$$\begin{cases} \hat{x} \pm \alpha = (x_0 \pm \alpha) + x_1\varepsilon_1 + \dots + x_k\varepsilon_k \\ \alpha \hat{x} = (\alpha x_0) + (\alpha x_1)\varepsilon_1 + \dots + (\alpha x_k)\varepsilon_k \end{cases} \quad (5)$$

仿射的乘积产生关于噪声元  $\varepsilon_i$  的二次多项式:

$$\hat{x}\hat{y} = \left( x_0 + \sum_{i=1}^k x_i\varepsilon_i \right) \left( y_0 + \sum_{i=1}^k y_i\varepsilon_i \right) \quad (6)$$

将式(6)展开得:

$$\hat{x}\hat{y} = x_0y_0 + \sum_{i=1}^k (x_iy_0 + x_0y_i)\varepsilon_i + \left( \sum_{i=1}^k x_i\varepsilon_i \right) \left( \sum_{i=1}^k y_i\varepsilon_i \right) \quad (7)$$

式(7)中关于  $\varepsilon_i$  的二次项可用一个新的噪声元代替,从而将仿射的乘积转化成一个新的仿射。

### 2.2 输入风速的仿射模型

本文计及预报误差、地形差异和尾流效应对实际风速的影响,建立输入风速的仿射模型:

$$\hat{v} = v_0 + x_1\varepsilon_1 + x_2\varepsilon_2 + x_3\varepsilon_3 \quad (8)$$

其中,  $v_0$  为气象台预报风速;  $\varepsilon_1 - \varepsilon_3$  分别为预报误差、地形差异及尾流效应引入的噪声元;  $x_1 - x_3$  为相应的噪声元系数,反映相应噪声元使得输入风速偏离预报风速的程度。

### 2.3 风电功率仿射函数

风电功率可以表示为输入风速的仿射函数:

$$\hat{P}(\hat{v}) = f(v_0 + x_1\varepsilon_1 + x_2\varepsilon_2 + x_3\varepsilon_3) \quad (9)$$

式(9)所示的风速-功率仿射模型参与不确定性潮流的迭代计算时需要满足 2 个条件才能收敛到可行的潮流解:一是要保证结果区间能够完全覆盖实际解区间,即满足完备性要求;二是结果区间不能超过实际解区间太多,即保守性要满足工程需要,过于保守的结果并没有实用价值。

将式(9)在  $v_0$  处展开为噪声元的多项式,并新增噪声元  $\varepsilon_4$ ,表示影响风速计算误差的其他因素以及式(9)中原有的噪声元高次项。

$$\hat{P}(\hat{v}) = f(v_0) + f'(v_0) \sum_{i=1}^3 x_i\varepsilon_i + x_4\varepsilon_4 \quad (10)$$

式(10)中仿射功率的中心值  $f(v_0)$  即为式(2)中当输入风速为  $v_0$  时的理论风电功率。

## 3 仿射模型参数辨识

### 3.1 输入风速仿射模型的噪声元系数求解

概率统计中通常使用标准差来度量样本的离散程度。机组输入风速在不确定性因素作用下围绕预报风速变化,可采用如式(11)所示的标准差作为预报误差的度量。

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^{N-1} (v_{mi} - v_{pi})^2} \quad (11)$$

其中,  $N$  为风速样本数;  $v_{mi}$  为测量风速;  $v_{pi}$  为预报风速。

此外,在噪声元系数求解过程中,应尽可能降低噪声元相关性的影响,选取的样本要保证噪声元的相对独立性。

首先统计气象台预报风速和测风塔实测风速样本,计算两者之间的标准差,将其作为对应预报误差的噪声元系数。测风塔一般架设在风电场中的开阔平坦处,因而可以忽略地形和风机尾流对测风塔实测风速的影响。

其次,采用文献[15]方法得到各台风机的尾流效应折减率,计算对应的折减风速,按式(12)求解折减风速的标准差作为尾流效应对应的仿射噪声元系数。该计算过程与预报精度、地形差异无关,可以实现尾流效应噪声元与预报误差噪声元、地形差异噪声元的解耦。

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{M-1} \sum_{i=1}^{M-1} (v_i - \bar{v})^2} \quad (12)$$

其中,  $M$  为风电场风机数量;  $v_i$  为折减风速值;  $\bar{v}$  为折减风速的平均值。

将各台风机实测风速加上折减风速得到原始风

速,消除尾流效应的影响,可以认为原始风速只与地形因素有关。仍然按式(12)求解原始风速的标准差作为地形差异对应的噪声元系数,此时, $v_i$ 表示原始风速, $\bar{v}$ 表示原始风速的平均值。

### 3.2 仿射模型参数辨识

在风速仿射的噪声元系数确定之后,式(10)的风电功率仿射只与中心值 $f(v_0)$ 及其一次导数有关。当输入风速变化时,风电功率中心值 $f(v_0)$ 也随之变化,可以拟合得到中心值曲线,并求导得到噪声元系数。

以图1所示的实测风速-功率数据为例,按0.5 m/s的间隔将风速分成若干个区间,求出各区间的功率、功率平均值,其坐标如图中黑点所示。

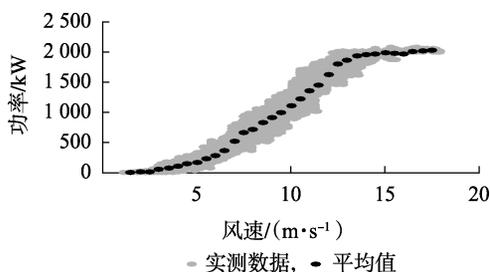


图1 0.5 m/s 间隔下风速-功率平均值散点图

Fig.1 Scatter diagram of average wind speed-power when interval is 0.5 m/s

分别用3次、5次、7次多项式拟合各风速区间的功率中心值,结果如图2所示。拟合效果指标如表1所示,其中误差平方和(SSE)越接近于0、确定系数(R-square)越接近1、均方根误差(RMSE)越接近于0,表示总体拟合效果越好。

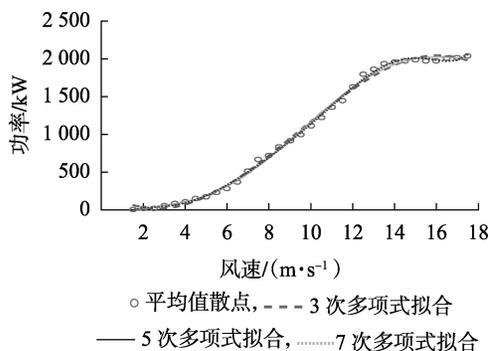


图2 中心值的多项式拟合结果

Fig.2 Polynomial fitting result of central value

表1 拟合效果对比

Table 1 Comparison of fitting effects

拟合次数	SSE	R-square	RMSE
3	154 700	0.993 3	68.46
5	54 880	0.997 6	42.08
7	50 690	0.997 8	41.81

从表1可以看出,3次多项式拟合误差相对较大。虽然理论功率曲线是3次多项式,但当拟合样本含有明显的不确定性特征时,采用5次、7次多项

式的拟合效果更好。从图2也可以看出,当风速小于12 m/s时,3次多项式拟合效果与5次、7次多项式拟合效果相差不大,然而当风速超过12 m/s时,其拟合效果明显变差。为了减小后续非线性仿射的计算量,本文选择5次多项式拟合风速-功率中心值曲线。

### 3.3 算法流程

算法步骤如下:

- 取得风速预报数据、风速测量数据和风电功率测量数据;
- 按式(11)、(12)计算风速仿射模型噪声元系数;
- 拟合风速-功率实测数据的中心值曲线;
- 按式(10)求解功率仿射模型的噪声元系数。

## 4 工程建模分析

以福建某风电场为例,该风电场有24台额定功率为2 MW的风电机组。风电机组的切入风速为3 m/s,额定风速为15 m/s,切出风速为25 m/s。风电场风速采集时间间隔为10 min,采集时间为2015年2月1日00:00至2015年7月31日24:00。风速统计数据见表2。

表2 机组风速统计表

Table 2 Statistical table of wind speed of wind turbines

机组编号	海拔/m	平均风速/ (m·s⁻¹)	尾流效应 折减率/%
1	1 254	5.60	0.30
2	1 356	6.39	1.20
3	1 383	6.59	3.50
4	1 329	6.01	3.90
5	1 304	5.89	4.10
6	1 284	5.77	3.70
7	1 302	6.00	4.60
8	1 288	5.95	4.10
9	1 253	5.68	3.20
10	1 316	6.34	1.50
11	1 243	5.73	1.80
12	1 403	6.17	5.90
13	1 453	6.27	7.20
14	1 391	6.17	3.90
15	1 445	6.36	7.50
16	1 465	6.40	3.80
17	1 482	6.30	5.00
18	1 430	6.55	1.40
19	1 525	7.05	0.80
20	1 413	6.57	1.80
21	1 417	6.64	0.80
22	1 407	6.45	2.00
23	1 414	6.74	2.70
24	1 364	6.67	1.60
平均值	1 372	6.26	3.18

由式(11)计算得到预测风速与实测风速的标准差为0.724。由式(12)计算得到地形差异造成

的风速标准差为 0.367,尾流效应导致的风速标准差为 0.119。因此,风电场输入风速的仿射模型为:

$$\hat{v} = v_0 + 0.724\varepsilon_1 + 0.367\varepsilon_2 + 0.119\varepsilon_3 \quad (13)$$

为了验证以上输入风速仿射建模方法的有效性,将风速仿射模型转换为区间形式,将风速区间范围与实际风速进行对比。式(13)对应的区间形式为 $[v_0 - 1.209, v_0 + 1.209]$ ,选取风电场中 1 号、5 号风机的 140 h 实测风速,采样间隔为 1 h,对比结果如图 3 所示。

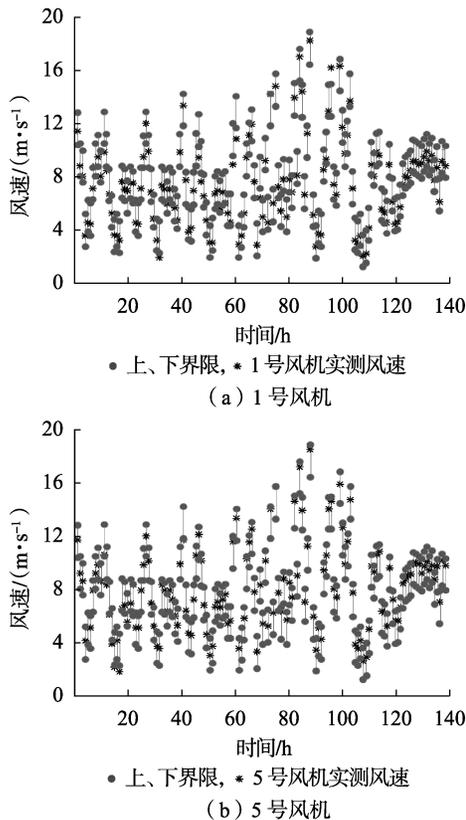


图 3 1 号、5 号风机实测风速与输入风速仿射区间

Fig.3 Affine interval of measured and input wind speed for No.1 and No.5 wind turbines

采用实测风速样本位于仿射区间内部的占比来衡量模型的完备性。从图 3 可以看出,1 号、5 号风机的 140 h 实测风速全部位于仿射区间内部,这说明此时仿射模型的完备性达到 100%。

然后从实测风电功率测试数据拟合得到风速-功率仿射模型的中心值曲线如式(14)和图 4 所示。

$$f(v_0) = 0.01688v_0^5 - 0.8329v_0^4 + 13.47v_0^3 - 76.13v_0^2 + 216.1v_0 - 206 \quad (14)$$

式(14)的一阶导数和二阶导数分别为:

$$f'(v_0) = 0.0844v_0^4 - 3.3316v_0^3 + 40.41v_0^2 - 152.26v_0 + 216.1$$

$$f''(v_0) = 0.3376v_0^3 - 9.9948v_0^2 + 80.82v_0 - 152.26 \quad (15)$$

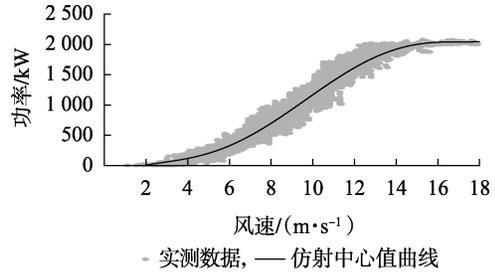


图 4 风速-功率仿射中心值曲线

Fig.4 Curve of wind speed-power affine center value

由式(10)得到风电功率仿射模型的中心值及各噪声元系数分别为:

$$\begin{cases} P(v_0) = f(v_0) + 0.365f''(v_0) \\ x_1 = 0.724f'(v_0) \\ x_2 = 0.366f'(v_0) \\ x_3 = 0.119f'(v_0) \\ x_4 = 0.365f''(v_0) \end{cases} \quad (16)$$

式(16)的风电功率仿射模型覆盖区域与实测数据的分布见图 5。经验证,功率仿射模型覆盖了 99.81%的实测功率数据,能够满足完备性要求。

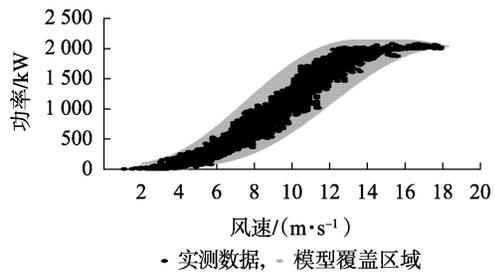


图 5 风电功率实测数据与其仿射模型覆盖区域

Fig.5 Measured wind power and overlay area of its affine model

将文献[8]所述方法用于本文数据,置信区间分别取为 90%和 99%,求解风电功率区间的上下包络曲线,结果见图 6。从图 6 可以看出,当增加置信区间到 99%时,功率上下包络曲线可以覆盖 92.63%

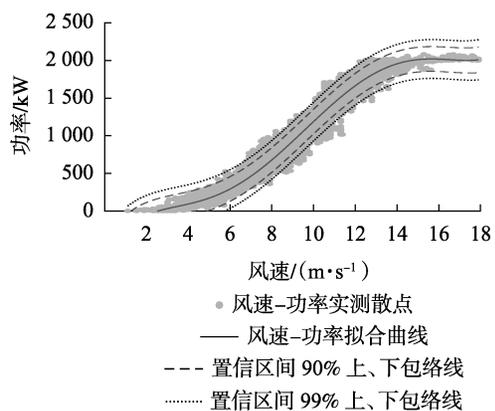


图 6 置信区间为 90%和 99%时的风电功率曲线

Fig.6 Wind power curves when confidence interval is 90% and 99%

的实测数据,但同时也极大地增加了功率包络曲线的边缘覆盖范围。本文风速-功率仿射模型的功率覆盖区间随风速变化而变化,因而模型的保守性更小。

为了分析输入风速预报误差、地形差异、尾流效应各自对风电场输出功率的不确定性影响,在风电场风速-功率仿射模型中依次仅保留 1 个噪声元,得到 3 个噪声元单独作用下的风电场功率覆盖区域,与实测风速-功率数据比较如图 7 所示。从图 7 可以看出,不同噪声元对于风力发电机组功率曲线的影响不同,风速预报误差对功率曲线的影响最大,尾流效应对功率曲线的影响最小。

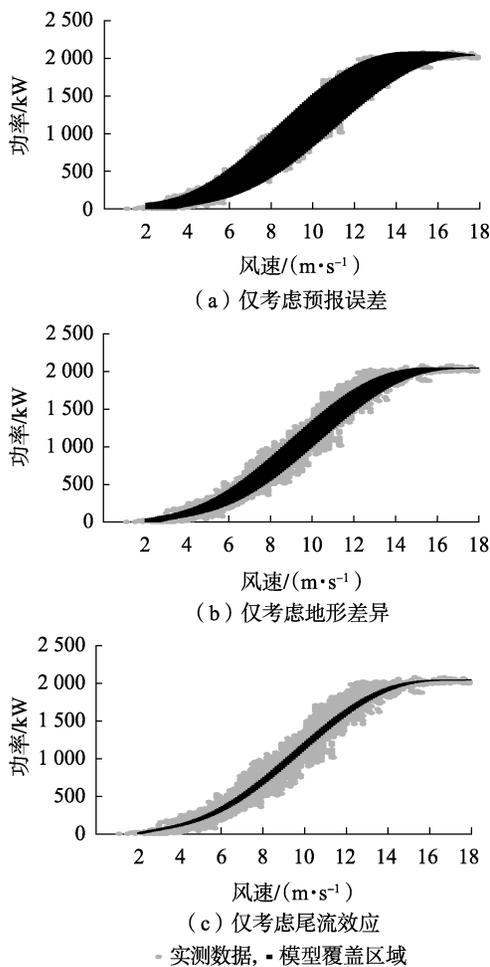


图 7 3 个噪声元单独作用的功率仿射模型覆盖区域  
Fig.7 Overlay area of power affine model respectively with three noise elements

## 5 结论

简单有效的不确定性潮流计算手段和不确定性因素的量化分析手段是寻求高渗透率新能源电网优化运行的必备基础。本文提出的风速-功率仿射建模方法,是基于仿射算术的不确定性潮流分析体系的重要组成部分。

本文建立的风速-功率模型以仿射形式描述功

率曲线的不确定波动范围,相比现有方法具有更优的完备性和保守性。此外,风速-功率仿射模型能够在潮流计算过程中保留影响风电功率的原始噪声元,最终得到电网状态量与不确定性因素的数量关系,实现电网运行不确定性的量化分析。

此外,本文方法也适用于光伏等其他波动能源的功率特性建模。

## 参考文献:

- [1] 薛禹胜,雷兴,薛峰,等. 关于风电不确定性对电力系统影响的评述[J]. 中国电机工程学报,2014,34(29):5029-5040.  
XUE Yusheng, LEI Xing, XUE Feng, et al. A review on impacts of wind power uncertainties on power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(29): 5029-5040.
- [2] 王勃,冯双磊,刘纯. 考虑预报风速与功率曲线因素的风电功率预测不确定性估计[J]. 电网技术,2014,38(2):463-468.  
WANG Bo, FENG Shuanglei, LIU Chun. Uncertainty evaluation of wind power prediction considering impacts of power curve and predicted wind speed[J]. Power System Technology, 2014, 38(2): 463-468.
- [3] 杨茂,杨琼琼. 风电机组风速功率特性曲线建模研究综述[J]. 电力自动化设备,2018,38(2):34-43.  
YANG Mao, YANG Qionqiong. Review of modeling of wind speed-power characteristic curve for wind turbine[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(2): 34-43.
- [4] WU B, SONG M, CHEN K, et al. Wind power prediction system for wind farm based on auto regressive statistical model and physical model[J]. Journal of Renewable & Sustainable Energy, 2014, 6(1):3192-3198.
- [5] SHOKRZADEH S, JOZANI M J, BIBEAU E. Wind turbine power curve modeling using advanced parametric and non-parametric methods[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2014, 5(4): 1262-1269.
- [6] 王铃,潘险,陈迎,等. 基于实测数据的风电场风速-功率模型的研究[J]. 电力系统保护与控制,2014,42(2):23-27.  
WANG Qian, PAN Xianxian, CHEN Ying, et al. Study of wind speed-active power model for wind farm based on measured data[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(2): 23-27.
- [7] 崔嘉,杨俊友,邢作霞,等. 基于单机最优功率曲线拟合的多场景风电功率预测方法[J]. 电力系统自动化,2015,39(16):23-28,42.  
CUI Jia, YANG Junyou, XING Zuoxia, et al. Multi-scenario wind power forecasting method based on single turbine optimal power curve fitting[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(16): 23-28, 42.
- [8] 林鹏,赵书强,谢宇琪,等. 基于实测数据的风电功率曲线建模及不确定估计[J]. 电力自动化设备,2015,35(4):90-95.  
LIN Peng, ZHAO Shuqiang, XIE Yuqi, et al. Wind power curve modeling based on measured data and uncertainty estimation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(4): 90-95.
- [9] 王守相,韩亮. DG 出力不确定性对配电网影响力分析的复仿射数学方法[J]. 中国电机工程学报,2014,34(31):5507-5515.  
WANG Shouxiang, HAN Liang. Complex affine arithmetic based method for the analyses of DG's uncertainty influence on distribution network[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(31): 5507-5515.
- [10] 王树洪,邵振国. 考虑 DG 运行不确定性的复仿射 Ybus 高斯迭

- 代区间潮流算法[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(3): 38-44.  
WANG Shuhong, SHAO Zhenguo. Interval power-flow algorithm based on complex affine Ybus-Gaussian iteration considering uncertainty of DG operation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(3): 38-44.
- [11] 邵振国, 王树洪. 一种采用复仿射区间潮流的有源配电网多目标无功优化方法[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(17): 4956-4965.  
SHAO Zhenguo, WANG Shuhong. Multi-objective reactive power optimization method of distribution network with DGs base on complex affine power flow algorithm[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(17): 4956-4965.
- [12] 刘璇, 贾彦, 任哲, 等. 基于风特性和小型风力机的组合风速模型建立[J]. 工程热物理学报, 2014, 35(11): 2178-2181.  
LIU Xuan, JIA Yan, REN Zhe, et al. Models of combined wind speed based on wind characteristics and small wind turbine[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2014, 35(11): 2178-2181.
- [13] COMBA J, STOLFI J. Affine arithmetic and its applications to computer graphics[M]. Rio de Janeiro, Brazil: Brazilian Symposium on Computer Graphics and Image, 1993: 9-18.
- [14] 寿华好, 王国瑾, 沈杰. 区间算术和仿射算术的研究与应用[J]. 中国图象图形学报, 2006, 11(10): 1351-1358.  
SHOU Huahao, WANG Guojin, SHEN Jie. A survey on research and applications of interval arithmetic and affine arithmetic[J]. Journal of Image and Graphics, 2006, 11(10): 1351-1358.
- [15] 曹娜, 于群, 王伟胜, 等. 风电场尾流效应模型研究[J]. 太阳能学报, 2016, 37(1): 222-229.  
CAO Na, YU Qun, WANG Weisheng, et al. Research on wake effect model of wind farm[J]. Acta Energaie Solaris Sinica, 2016, 37(1): 222-229.

#### 作者简介:



邵振国

邵振国(1970—),男,江苏南通人,教授,博士,主要研究方向为高渗透率新能源发电优化、电力系统稳定与控制及电能质量分析等(E-mail: shao.zg@fzu.edu.cn);

刘懿莹(1990—),女,山东莱州人,硕士,主要研究方向为风电场运行分析(E-mail: 957869249@qq.com)。

## Affine modelling method of wind speed-power characteristics in wind farm based on measured data

SHAO Zhenguo, LIU Yixuan, ZHANG Yan

(College of Electrical Engineering and Automation, Fuzhou University, Fuzhou 350116, China)

**Abstract:** An affine modelling method of wind speed-power curve in wind farm is proposed based on measured data. An affine model of input wind speed is built taking the influence factors of forecast error, topographic difference and wake effect as noise elements. The measured wind power data is divided into multiple wind speed intervals, the center values of each interval are obtained and the affine center value curves are fitted, thus the noise element coefficients in the wind speed-power affine model are identified. The validity of the proposed method is verified by the measured data.

**Key words:** wind farms; affine model; wind speed-power curve; modelling; noise element