

DOI: 10.7667/PSPC180677

## 计及风电功率预测误差的备用容量计算新方法

肖逸<sup>1</sup>, 谢俊<sup>2</sup>, 刘若平<sup>1</sup>, 李银红<sup>1</sup>

(1. 强电磁工程与新技术国家重点实验室(华中科技大学), 湖北 武汉 430074;

2. 国家电网公司华中分部, 湖北 武汉 430077)

**摘要:** 风电出力的不确定性对于备用容量的配置具有重要影响。基于此, 提出了一种计及风电功率预测误差的备用容量计算新方法。针对拉普拉斯分布形状调整不够灵活的问题, 提出了一种改进拉普拉斯分布。并以此为基础, 提出了一种发电机备用容量计算新方法。该方法首先以最小化发电成本为目标的最优潮流模型, 对系统各机组的运行基准点进行求解; 再按照鲁棒优化思想并结合发电机自动发电控制(AGC)的仿射模型建立鲁棒最优潮流模型求解各 AGC 机组参与因子; 最后结合等概率转换原则求解系统的备用容量。算例分析表明, 所提改进拉普拉斯分布模型拟合效果较好, 且所提备用容量计算新方法能够综合考虑系统安全性和经济性的需求。

**关键词:** 预测误差; 改进拉普拉斯分布; 备用容量; 仿射模型; 鲁棒最优潮流

### A new calculation method of reserve capacity considering wind power forecasting error

XIAO Yi<sup>1</sup>, XIE Jun<sup>2</sup>, LIU Ruoping<sup>1</sup>, LI Yinhong<sup>1</sup>

(1. State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Engineering and Technology (Huazhong University of Science and Technology), Wuhan 430074, China; 2. Central China Branch of State Grid Corporation, Wuhan 430077, China)

**Abstract:** The uncertainty of wind power has great influence to spare capacity. On this basis, a new calculation method of spare capacity considering wind power forecasting error is proposed. Firstly, considering the inflexible problem of Laplace distribution, an improved Laplace distribution is proposed. Secondly, a new method is proposed to calculate the spinning reserve capacity. First, taking minimum cost as objective function, the based operation point can be gotten by solving the optimal power flow. Then, it builds robust optimal power flow model by considering robust optimization and affine model of Automatic Generation Control (AGC) to solve the participation factors of AGC generators. The spare capacity can be solved combining equal probability conversion principle. From the simulation, the proposed forecasting error model is of high accuracy and the calculation satisfies the requirements of safety and economy.

This work is supported by National Key Research and Development Program of China (No. 2016YFB0900100).

**Key words:** forecasting error; improved Laplace distribution; spare capacity; affine model; robust optimal power flow

## 0 引言

风电出力所具有的不确定性给系统备用容量的计算带来了巨大挑战<sup>[1]</sup>, 在备用容量求解中如何计及风电的影响已成为当前研究的热点。文献[2]在经济调度中考虑了自动发电控制(Automatic Generation Control, AGC)及事故备用容量以提高风电波动时系统安全性; 文献[3-4]提出利用鲁棒优化的思想求解计及风电注入的备用容量; 文献[5]在模型中建立了计及风电及光伏影响的备用容量模型并利用智能算

法对模型进行求解。备用容量的精确计算依赖于风电功率的准确预测。尽管国内外学者针对风电功率预测展开了大量研究<sup>[6-7]</sup>, 但仍然无法完全消除预测误差<sup>[8]</sup>。因此, 建立恰当的风电功率预测误差模型, 并在备用容量计算中考虑该模型, 是改善备用容量鲁棒性和经济性的有效措施。

在风电功率预测误差建模方面, 正态分布模型是一种应用较为广泛的风电功率预测误差模型<sup>[9-10]</sup>, 适用于集群风电场及较大的风电功率预测尺度。而针对误差分布相对集中的单一风电场, 拉普拉斯分布模型可以取得更好的拟合效果<sup>[11]</sup>, 并可通过分段措施增加分布模型的灵活性<sup>[12]</sup>。但是在某些特定情

基金项目: 国家重点研发计划支持项目(2016YFB0900100)

况下,误差分布概率密度曲线尖峰性较为突出,采用单一正态模型、拉普拉斯模型或者分段模型均无法很好地描述这一特点。

在计及风电功率预测误差的备用容量计算方法中,文献[13]用聚类分析技术对风电功率预测数据进行筛选,建立风电功率预测误差与备用需求变化间的关联模型,以求解备用容量;文献[14-15]均提出利用 AGC 机组仿射模型实现计及风电不确定性的系统备用容量分配;文献[16-17]采用引入松弛变量的方法来处理计及风电预测误差的备用容量模型,但需要大量随机模拟过程,计算量较大。此外,这些研究工作仅采用正态分布描述风电功率预测误差,对风电功率预测误差不满足正态分布的场景,备用容量计算方法需进一步改善,计算效率也有待进一步提高。

针对计及风电功率预测误差的备用容量计算方法所存在的问题,本文提出了一种计及风电功率预测误差的备用容量计算新方法。首先在拉普拉斯分布模型的基础上做出改进,提出了一种改进分布以更精确地拟合风电功率预测误差分布;在改进分布模型的基础上,结合 AGC 机组仿射模型及等概率转换原则,提出了一种直接求解备用容量的计算方法。该备用容量能够在下一时刻风电功率真实值揭示时,迅速补充或消纳出力偏差。通过仿真,验证了改进分布的准确性。本文所提方法求得的备用容量能够综合考虑系统的鲁棒性及经济性需求,且计算效率较高。

## 1 风电功率预测误差改进分布模型

准确的风电功率预测误差分布模型是求解备用容量的前提,因此首先需要对风电功率预测误差分布进行建模。

### 1.1 风电功率预测误差特性

图 1 给出了美国 California 州某地区风电场的风电功率数据进行提前 1 h 预测的预测误差分布概率密度直方图。由图 1 可得,对该风电场数据进行预测时所得误差存在以下几个特点。

1) 尖峰性。基于历史数据外推的风电功率预测存在滞后性,当风电功率波动缓慢时,该区段内的预测误差较小且误差波动也会较小,反映在概率密度分布上,即表现为尖峰的形状。而正态分布及拉普拉斯分布在期望值附近不能很好地描述该特性。本文主要针对该特性对拉普拉斯模型进行改进。

2) 重尾性。当风电功率波动剧烈时,会产生较大的预测误差,反映在概率密度分布上,预测误差较大区段衰减缓慢,即为重尾性。

3) 无偏性。通过统计分析,预测误差总和的期望在零点附近,且误差分布近似关于 y 轴对称。

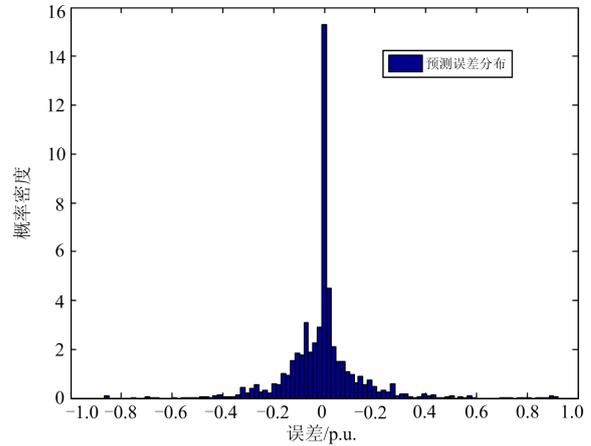


图 1 风电功率预测误差分布

Fig. 1 Wind power forecasting error distribution

### 1.2 改进拉普拉斯分布

拉普拉斯分布的概率密度函数(Probability Density Function, PDF)如式(1)所示。

$$f(x|\mu,b) = \frac{1}{2b} \exp\left(-\frac{|x-\mu|}{b}\right), x \in R \quad (1)$$

式中:  $\mu \in R$  为位置参数;  $b > 0$  为尺度参数。

针对预测误差分布的尖峰性拟合问题,本文提出一种基于拉普拉斯分布的组合分布 PDF。组合 PDF 可由式(2)表示。

$$y(x) = \omega_1 f(x) + \omega_2 g(x) \quad (2)$$

式中:  $y(x)$  为组合 PDF;  $f(x)$  为拉普拉斯 PDF;  $g(x)$  为用于描述误差分布在 0 附近的 PDF;  $\omega_1$ 、 $\omega_2$  为两组合函数的权值,用于调整各 PDF 所占比例。

由于闸门函数可以实现对连续波形上任意一段进行截取,且其形状大小改变较灵活,因此  $g(x)$  采用闸门函数的形式,表达式如式(3)所示。

$$g(x) = \varepsilon(x+t_1) - \varepsilon(x-t_2) \quad (3)$$

式中:  $\varepsilon(x)$  为单位阶跃函数;  $t_1$ 、 $t_2$  为闸门函数的时延参数。由预测误差的无偏性,其组合误差分布近似为对称分布,因此可令  $t_1$ 、 $t_2$  均等于参数  $a$ , 即

$$t_1 = t_2 = a \quad (4)$$

则改进拉普拉斯分布 PDF 可表示为

$$y(x) = \omega_1 \frac{1}{2b} \exp\left(-\frac{|x-\mu|}{b}\right) + \omega_2 [\varepsilon(x+a) - \varepsilon(x-a)] \quad (5)$$

组合分布的累积概率密度(Cumulative Distribution Function, CDF)为

$$F(x) = \int_{-\infty}^{+\infty} y(x) dx = 1 \quad (6)$$

$$\text{且} \quad \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{1}{2b} \exp\left(-\frac{|x-\mu|}{b}\right) dx = 1 \quad (7)$$

将式(5)、式(7)代入式(6)可消去参数  $\omega_1$ ，即

$$\begin{aligned} F(x) &= \int_{-\infty}^{+\infty} y(x) dx = \\ &\omega_1 \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{1}{2b} \exp\left(-\frac{|x-\mu|}{b}\right) dx + \\ &\omega_2 \int_{-\infty}^{+\infty} \varepsilon(x+a) - \varepsilon(x-a) dx = \\ &\omega_1 + 2\omega_2 a = 1 \end{aligned} \quad (8)$$

$$\text{则} \quad \omega_1 = 1 - 2a\omega_2 \quad (9)$$

改进分布 PDF 表达式如式(10)所示。

$$\begin{aligned} y(x) &= (1 - 2a\omega_2) \frac{1}{2b} \exp\left(-\frac{|x-\mu|}{b}\right) + \\ &\omega_2 [\varepsilon(x+a) - \varepsilon(x-a)] \end{aligned} \quad (10)$$

改进拉普拉斯分布巧妙地利用了闸门函数的灵活性。新模型与传统模型相比，多引入了两个参数  $a$ 、 $\omega_2$ ，以灵活调整概率密度分布的峰度。

### 1.3 误差分布参数估计

在非中间区域，仍然采用拉普拉斯分布的形式，因此可将  $\mu$ 、 $b$  按表达式(11)进行近似估计。

$$\begin{cases} \mu = \sum_{i=1}^n e_i \\ b = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |e_i - \mu| \end{cases} \quad (11)$$

式中： $n$  为样本个数； $e_i$  为第  $i$  个样本的预测误差。对于  $a$  与  $\omega_2$ ，其极大似然函数的形式较为复杂，很难用解析的方法进行求解，因此可以考虑利用优化算法对其进行参数估计。本文采用的优化算法为灰狼算法，其原理可参考文献[18]。 $a$  与  $\omega_2$  的参数估计思路为：将  $a$  与  $\omega_2$  设为搜索种群的坐标，做出预测误差的频率分布直方图；以各区间内频率与  $y(x)$  的均方根误差为目标函数，进行迭代求解。

## 2 系统基准运行点确定

求解备用容量之前，需要计算整个系统的基准运行状态。本文采取最优潮流模型求解该状态，所采用的最优潮流模型在 2.1 节与 2.2 节中详细介绍。

### 2.1 目标函数

为便于分析，在调度时段内，仅对发电机有功进行调整。模型的目标函数考虑发电机发电成本，表达式如式(12)所示。

$$C = \min \sum_{i \in S_G} c_{2i} P_{Gi}^2 + c_{1i} P_{Gi} + c_{0i} \quad (12)$$

式中： $S_G$  为 AGC 机组集合； $P_{Gi}$  为发电机组预测时刻基准运行点发出的功率； $c_{2i}$ 、 $c_{1i}$  及  $c_{0i}$  为发电机成本系数。

### 2.2 约束条件

在含有风电接入的系统中，需要实时满足以下各约束条件。

1) AGC 基准点运行潮流方程约束如式(13)、式(14)所示。

$$V_i \sum_{j \in S_B} V_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) - \quad (13)$$

$$P_{Gi} - P_{Wi} + P_{Di} = 0, \quad i \in S_B$$

$$V_i \sum_{j \in S_B} V_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) - \quad (14)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Wi} - Q_{Di} = 0, \quad i \in S_B$$

式中： $S_B$ 、 $S_L$  分别代表系统节点集合与系统支路集合； $V_i$  和  $\delta_i$  分别代表节点  $i$  的电压幅值和相角， $\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$ ； $G_{ij}$  和  $B_{ij}$  分别为系统节点导纳矩阵中第  $i$  行第  $j$  列元素的实部和虚部； $P_{Di}$  和  $Q_{Di}$  分别为节点  $i$  的有功负荷和无功负荷； $P_{Gi}$  和  $P_{Wi}$  分别为常规发电机和风电场的有功出力。

2) 除了满足潮流方程，节点电压、支路传输功率、发电机输出功率的大小需要在规定范围之内，即满足控制变量约束，如式(15)~式(17)所示。

$$P_{Gi,\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi,\max}, \quad i \in S_G \quad (15)$$

$$V_{i,\min} \leq V_i \leq V_{i,\max}, \quad i \in S_G \quad (16)$$

$$S_{ij,\min} \leq S_{ij} \leq S_{ij,\max}, \quad ij \in S_L \quad (17)$$

式中： $P_{Gi,\max}$ 、 $P_{Gi,\min}$  分别为发电机  $i$  出力上下限； $V_{i,\max}$ 、 $V_{i,\min}$  分别为节点  $i$  电压幅值上下限； $S_{ij,\max}$ 、 $S_{ij,\min}$  分别为支路  $ij$  流过视在功率上下限。

3) 风电功率具有波动性，在相邻时刻之间，发电机输出功率变化不能太大，即需满足发电机爬坡约束，如式(18)所示。

$$-R_{\text{down}} \leq P_{Gi,t} - P_{Gi,t-1} \leq R_{\text{up}}, \quad i \in S_G \quad (18)$$

式中， $R_{\text{up}}$ 、 $R_{\text{down}}$  分别为向上、向下爬坡程度限值。

## 3 备用容量计算

得到系统运行基准点后，备用容量求解可分为两个阶段。第一阶段建立以 AGC 机组参与因子为待求变量的鲁棒最优潮流模型，即确定备用容量在机组间的分配系数；第二阶段由等概率转换原则进一步求取各 AGC 机组的备用容量。

### 3.1 确定 AGC 机组备用容量分配系数

#### 1) 仿射模型

在忽略线路损耗的情况下，风电功率预测带来

的有功变化全由 AGC 机组进行调节。发电机仿射模型即：实现预测误差在 AGC 机组间的合理分配，满足系统的有功平衡。仿射模型表达式如式(19)所示<sup>[19]</sup>。

$$\Delta P_{Gi} = \beta_i \sum_{j \in S_W} \xi_j, \quad i \in S_G \quad (19)$$

则发电机输出功率可用式(20)描述。

$$P'_{Gi} = P_{Gi} + \beta_i \sum_{j \in S_W} \xi_j, \quad i \in S_G \quad (20)$$

忽略线路损耗，由系统的有功平衡可得

$$\sum_{k \in S_B} P_{Dk} - \sum_{j \in S_W} P_{Wj} - \sum_{i \in S_G} P_{Gi} = 0 \quad (21)$$

当计及风电预测误差时，将式(20)代入式(21)可得式(22)。

$$\begin{aligned} \sum_{k \in S_B} P_{Dk} - \sum_{j \in S_W} (P_{Wj} - \xi_j) - \sum_{i \in S_G} P'_{Gi} &= \sum_{k \in S_B} P_{Dk} - \\ \sum_{j \in S_W} (P_{Wj} - \xi_j) - \sum_{i \in S_G} (P_{Gi} + \beta_i \sum_{j \in S_W} \xi_j) &= \\ (1 - \sum_{i \in S_G} \beta_i) \sum_{j \in S_W} \xi_j & \end{aligned} \quad (22)$$

式中： $\beta_i$  表示第  $i$  台 AGC 发电机的参与因子； $\xi_j$  表示第  $j$  个风电场的预测误差； $S_W$  表示风电场集合； $P'_{Gi}$  表示考虑备用容量补偿功率预测误差后的 AGC 机组出力； $P_{Dk}$  表示第  $k$  个负荷有功。由式(22)可得，当  $\sum_{i \in S_G} \beta_i = 1$  时，即可满足系统的有功平衡。

## 2) 目标函数及约束条件

目标函数在考虑发电机成本的同时，考虑备用容量成本，其表达式如式(23)所示。

$$C' = C + \sum_{i \in S_G} (\hat{c}_i \Delta \bar{P}_{Gi} + \check{c}_i \Delta \bar{P}_{Gi}) \quad (23)$$

式中： $\hat{c}_i$ 、 $\check{c}_i$  分别为发电机上调、下调备用容量成本系数； $\Delta \bar{P}_{Gi}$ 、 $\Delta \bar{P}_{Gi}$  分别为最大上调、下调备用容量。

将式(19)代入式(23)可得

$$C' = C + \sum_{i \in S_G} (\hat{c}_i \beta_i \sum_{j \in S_W} \xi_j + \check{c}_i \beta_i \sum_{j \in S_W} \xi_j) \quad (24)$$

再由鲁棒优化模型<sup>[20]</sup>可得鲁棒最优潮流模型目标函数为

$$C'(\beta^*, (\sum_{j \in S_W} \xi_j)^*) = \min_{\beta} \max_{\sum_{j \in S_W} \xi_j} C'(\beta, \sum_{j \in S_W} \xi_j) \quad (25)$$

式中： $\beta^*$ 、 $(\sum_{j \in S_W} \xi_j)^*$  分别代表各 AGC 机组参与因子及风电功率预测误差总和的最优解；式(25)表示，在充分考虑系统安全性即预测误差总和尽量大的情况下，如何分配  $\beta$  的值，能够使目标函数  $C'$  最小。进而系统备用容量按  $\beta$  进行分配。鲁棒最优潮流约束条件与式(13)一式(18)类似，在此不再赘述。

因此在充分考虑系统安全性的情况下，确定系统各 AGC 发电机的参与因子时，应取满足指定置信度下预测误差最大的情况。鲁棒最优潮流约束条件与式(13)一式(18)类似，在此不再赘述。

## 3.2 备用容量求解方法

若备用容量需要完全抵御风电预测误差的极端情况，则需要考虑最大预测误差来对备用容量进行设置，成本较高。从概率角度出发，风电功率预测误差出现较大的情况较少。因此，为了综合考虑系统经济性与鲁棒性，可对备用容量采取机会约束的形式进行描述。备用容量约束可用式(26)表示。

$$\Pr(\Delta P_{i \min} \leq \Delta P_{Gi} \leq \Delta P_{i \max}) \geq \alpha, \quad i \in S_G \quad (26)$$

节点  $i$  的有功出力边界可由式(27)表示。

$$\begin{cases} \bar{P}_{Gi} = P_{Gi} + \Delta P_{i \max} \\ \bar{P}_{Gi} = P_{Gi} + \Delta P_{i \min} \end{cases} \quad (27)$$

式中： $\alpha$  为置信度； $\Delta P_{i \min}$ 、 $\Delta P_{i \max}$  分别为下调、上调备用容量； $\bar{P}_{Gi}$ 、 $\bar{P}_{Gi}$  分别为发电机最大、最小技术出力，即节点  $i$  的有功出力边界。

处理机会约束的方法有两种：一种是引入松弛变量，需要多次求解，计算量较大；另一种是将机会约束转化为确定约束<sup>[15]</sup>。在已知风电功率误差概率分布的情况下，采用第二种方式能够大大减少计算量。本文采取第二种方式，依据等概率转换原则，可对机会约束备用容量进行求解，方法简单，计算量小。现介绍具体方法。

式(26)可等效为式(28)。

$$F_{\Delta P_{Gi}}(\Delta P_{i \max}) - F_{\Delta P_{Gi}}(\Delta P_{i \min}) \geq \alpha, \quad i \in S_G \quad (28)$$

式中： $F_{\Delta P_{Gi}}(\bullet)$  为  $\Delta P_{Gi}$  的 CDF。由式(19)，依据等概率转换原则，可得式(29)。

$$F_{\Delta P_{Gi}}(\Delta P_{Gi}) = F \sum_{j \in S_W} \xi_j \left( \frac{\Delta P_{Gi}}{\beta_i} \right) \quad (29)$$

则式(28)可转换为

$$F \sum_{j \in S_W} \xi_j \left( \frac{\Delta P_{i \max}}{\beta_i} \right) - F \sum_{j \in S_W} \xi_j \left( \frac{\Delta P_{i \min}}{\beta_i} \right) \geq \alpha, \quad i \in S_G \quad (30)$$

式中， $F \sum_{j \in S_W} \xi_j (\bullet)$  表示风电功率预测误差值和的 CDF。

若求得  $F \sum_{j \in S_W} \xi_j (\bullet)$ ，便可将机会约束转化为确定约束。

在忽略风电功率预测误差之间的相关性时，系统中所有风电场的误差联合 PDF 可用式(31)表示。

$$y(\xi_1, \xi_2, \dots, \xi_n) = y(\xi_1) \cdot y(\xi_2) \cdot \dots \cdot y(\xi_n) \quad (31)$$

则预测误差之和的 PDF 与 CDF 为

$$y \sum_{i \in S_W} \xi_i (z) = y(\xi_1) \otimes y(\xi_2) \otimes \dots \otimes y(\xi_n) \quad (32)$$

$$F_{\sum_{i \in S_W} \xi_i}(x) = \int_{-\infty}^x y_{\sum_{i \in S_W} \xi_i}(z) dz \quad (33)$$

式中,  $\otimes$  表示卷积运算。因此可利用式(32)、式(33)求解  $F_{\sum_{j \in S_W} \xi_j}(\bullet)$ , 即可将机会约束转变为确定约束形式。

#### 4 计及风电功率预测误差的备用容量计算过程

本文所提方法的计算过程分为三步, 包括: 确定改进拉普拉斯的分布; 确定系统各发电机的运行基准点; 计及风电功率预测误差, 确定各 AGC 机组参与因子的组合并进一步求解备用容量。

1) 将改进分布模型参数  $a$  与  $\omega_2$  作为自变量, 利用灰狼算法寻优确定  $a$  与  $\omega_2$  的取值。

2) 将风电功率注入到系统中, 求解式(12)一式(18)描述的最优潮流模型, 确定系统运行基准点。

3) 以 AGC 机组参与因子为变量, 求解鲁棒最优潮流模型, 确定各 AGC 机组参与因子的最优组合。利用等概率转换原则, 利用式(30)计算满足指定置信度下的各 AGC 机组  $\Delta P_{i_{min}}$ 、 $\Delta P_{i_{max}}$ 。

具体流程如图 2 所示。

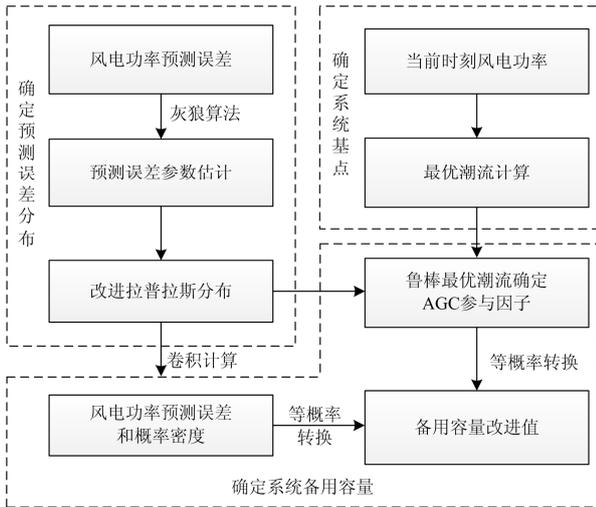


图 2 备用容量计算流程

Fig. 2 Calculation flow of spare capacity

### 5 算例分析

#### 5.1 算例说明

本文选取的风电场数据额定功率为 50 MW, 利用最小二乘支持向量机对其进行提前 1 h 的预测, 在改进的 IEEE-14 节点系统及改进的 IEEE-118 节点系统上进行备用容量计算验证。

#### 5.2 风电功率预测误差分布验证

本文采用平均绝对误差(Mean Absolute Error,

MAE)和均方根误差(Root Mean Squared Error, RMSE)作为评价指标, 两者的表达式分别如式(34)、式(35)所示。

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |x_i - x'_i| \quad (34)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (x_i - x'_i)^2}{N}} \quad (35)$$

式中:  $x_i$ 、 $x'_i$  分别为第  $i$  个统计区间内误差的概率密度真实值与拟合值;  $N$  为统计区间个数。

本算例中, 样本个数为 1 500, 统计区间个数为 100, 样本均值(位置系数)  $\mu = -0.005$ , 方差  $\sigma^2 = 0.085$ , 尺度系数  $b = 0.0973$ , 灰狼算法寻优后得到的改进分布两参数值分别为:  $a = 0.005$ 、 $\omega_2 = 10.97$ 。三种曲线的拟合结果如图 3 所示, 各方法的拟合结果评价指标如表 1 所示。

由图 3 及表 1 可以看出, 本文所提的改进拉普拉斯分布相较于常见的正态分布及拉普拉斯分布具有明显的优势。

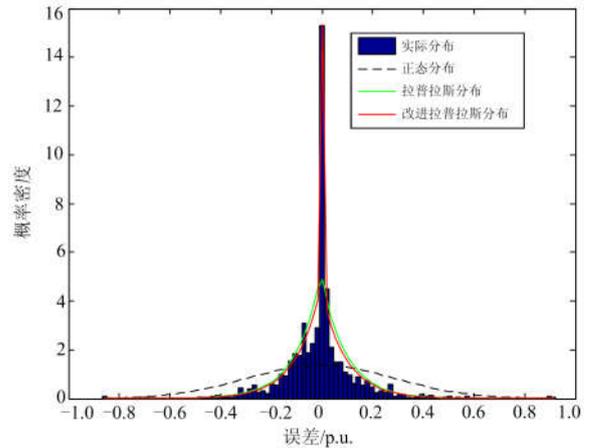


图 3 误差分布拟合曲线

Fig. 3 Error distribution fitting curve

表 1 三种曲线的评价指标

Table 1 Evaluation index of three curves

拟合分布	MAE	RMSE
正态分布	0.485 4	1.492 4
拉普拉斯分布	0.277 3	1.108 2
改进拉普拉斯分布	0.146 6	0.294 4

#### 5.3 IEEE-14 节点系统算例

在 IEEE-14 节点系统的母线 10、11 上分别接入装机容量为 50 MW 的风电场, 如图 4 所示, 两风电场均采用恒功率因数控制, 功率因数设为 0.9。分别对两风电场的风电功率预测误差进行拟合, 得到各自改进分布的参数。可以计算得到此时的系统运

行基准点, AGC 机组运行状态如表 2 所示。

在得到各 AGC 机组运行基准点后, 可根据改进分布计算得到满足指定置信度(97%)下单一风电场最大预测误差为 12.95 MW。将单一最大预测误差(12.95 MW)分别加入到各风电场中, 利用二阶锥规划法(Second-Order Cone Programming, SOCP)求解鲁棒最优潮流模型求解极端情况下各 AGC 机组的上、下参与因子, 计算结果如表 3 所示。

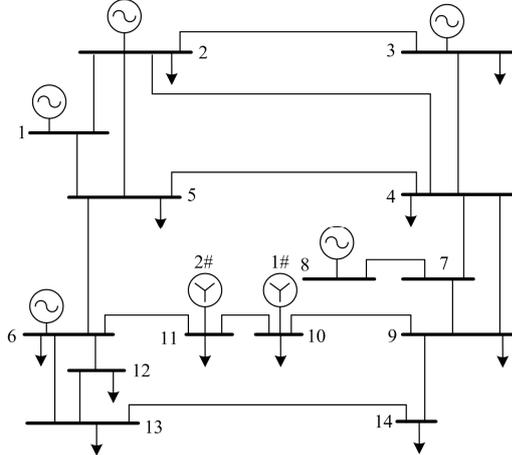


图 4 改进的 IEEE-14 节点系统图

Fig. 4 Improved IEEE-14 bus system

表 2 AGC 机组运行状态及成本参数

Table 2 Operating condition of the AGC generators and cost parameters

机组所在 母线编号	有功功率/ MW	系数 $c_2$	系数 $c_1$	系数 $c_0$	备用 成本
1	114.822 1	0.043	20.0	0.0	20.0
2	21.497 20	0.250	20.0	0.0	20.0
3	75.502 10	0.010	30.0	0.0	30.0
6	64.453 40	0.010	30.0	0.0	30.0
8	78.144 10	0.010	30.0	0.0	30.0

表 3 AGC 机组参与因子

Table 3 Participation factors of the AGC generators

机组所在 母线编号	上参与因子	下参与因子
1	0.680 0	0.0
2	0.053 5	0.0
3	0.016 7	0.441 7
6	0.246 8	0.012 2
8	0.003 0	0.546 1

接着, 利用式(19)求取在最大预测误差注入下, 系统的备用容量极限值。可根据 3.2 节所提方法对备用容量上下限进行求解, 得到综合考虑系统鲁棒性及经济性的改进值, 所得结果如表 4 所示。

由表 4 可以看出, 备用容量上下限通过数值计算可以得到大大的简化。可由式(23)分别计算得在预测时刻备用容量改进前后的成本为: 11 415 \$、

1 0643 \$。

在得到改进后的备用容量限值后, 需要进一步校验该备用容量的安全性。因此, 本文采用蒙特卡洛法对满足改进拉普拉斯分布的风电功率预测误差进行 10 000 次抽样, 由两风电场分别注入到系统中对各 AGC 机组备用容量进行计算, 记录各机组备用容量符合所得限值内的概率, 如表 5 所示。

表 4 AGC 机组备用容量改进结果

Table 4 Improved spare capacity of AGC generators

机组所在 母线编号	上调备用容量/MW		下调备用容量/MW	
	极限值	改进值	极限值	改进值
1	17.612	7.643 6	0.0	0.0
2	1.385 7	0.601 4	0.0	0.0
3	0.432 5	0.187 7	11.44 0	4.965 0
6	6.392 1	2.774 2	0.316 0	0.137 1
8	0.077 7	0.033 4	14.144	6.138 5

注: 在改进备用容量时, 风电功率预测误差和分布的置信度取为 97%。

表 5 AGC 机组备用容量安全性验证

Table 5 Improved spare capacity of the AGC generators

机组所在 母线编号	上调备用不越界概率/%		下调备用不越界概率/%	
	极限值	改进值	极限值	改进值
1	99.6	96.8	100	100
2	99.6	96.8	100	100
3	99.6	96.8	99.7	94.3
6	99.6	96.8	99.7	94.3
8	99.6	96.8	99.7	94.3

由表 5 可以看出, 备用容量改进后的 AGC 机组能以 96.8%、94.3% 的概率涵盖两风电场预测误差, 安全性也较高, 且其成本比改进前降低了 6.76%, 提高了经济性。之外, 还可进一步探讨误差置信度与越界概率以及成本之间的关系, 如图 5 及表 6 所示。

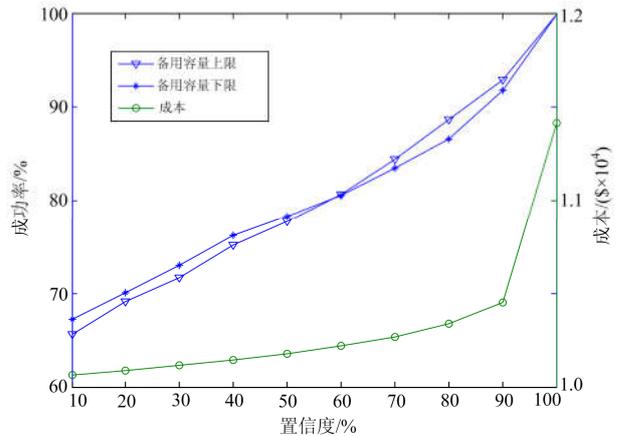


图 5 和误差置信度与鲁棒性及成本关系图

Fig. 5 Relationship between total error confidence level and robustness and cost

由此可得,随着置信度的提高,系统总成本会逐渐增加,越界概率逐渐减少,鲁棒性增强。在置信度为 90%~100%时,成本变化较大,而备用容量越界概率却一直低于 10%。因此,可以考虑将和误差置信度设置在 90%~100%之间,这样既保证了系统的经济性,又不失鲁棒性。

表 6 和误差置信度与鲁棒性及成本关系表

Table 6 Relationship between total error confidence level and robustness and cost

置信度/%	上调备用不越界 概率/%	下调备用不越界 概率/%	成本/ ( $\$ \times 10^4$ )
100	100	100	1.141 5
90	93.0	91.8	1.045 2
80	88.7	86.6	1.033 9
70	84.4	83.5	1.026 9
60	80.7	80.6	1.021 9
50	77.7	78.3	1.017 8
40	75.2	76.2	1.014 4
30	71.7	73.0	1.011 4
20	69.1	70.1	1.008 7
10	65.6	67.2	1.006 2

### 5.4 IEEE-118 节点系统算例

在 IEEE-118 节点系统中含有发电机 54 台。本文算例中,将 5 台装机容量为 50 MW 的风电机组分别接入到节点 20、节点 30、节点 35、节点 38 以及节点 115,并取 20 台发电机为 AGC 机组参与平衡风电误差。依然取单一风电场最大预测误差为 12.95 MW(置信度为 97%),和误差为 64.75 MW。各置信度下 AGC 备用容量改进后结果成功率及对应的成本如图 6 及表 7 所示。

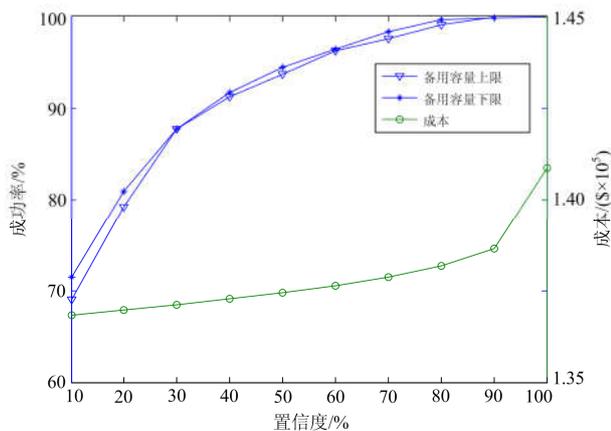


图 6 和误差置信度与鲁棒性及成本关系图

Fig. 6 Relationship between total error confidence level and robustness and cost

由图 6 及表 7 可以看出,与 IEEE-14 节点算例一致,越界概率随预测误差置信度的增加而降低,系统鲁棒性增强;而系统成本随误差置信度的增加

而增加。为权衡鲁棒性与经济性,将置信度设置为 80%~90%较为合理。此外,与 IEEE-14 节点相比,在各预测误差置信度下,备用容量约束越界概率相对较小,其原因在于:当存在多个风电场输入时,误差相互累加后会相互抵消,总的预测误差分布更加集中,更加趋近于零,因此越界概率减小。此外,系统基准点的确定、备用容量的求解与优化,耗时均在 10 s 之内,求解备用容量效率高。

表 7 和误差置信度与鲁棒性及成本关系表

Table 7 Relationship between total error confidence level and robustness and cost

置信度/%	上调备用不越界 概率/%	下调备用不越界 概率/%	成本/ ( $\$ \times 10^5$ )
100	100	100	1.408 7
90	100	99.9	1.386 5
80	99.1	99.7	1.381 7
70	97.6	98.3	1.378 7
60	96.3	96.5	1.376 3
50	93.7	94.5	1.374 4
40	91.3	91.7	1.372 7
30	87.8	87.8	1.371 2
20	79.2	80.9	1.369 7
10	69.0	71.5	1.368 3

## 6 结论

本文针对计及风电功率预测误差与备用容量计算方法展开研究,得出了如下结论:

1) 本文在拉普拉斯分布模型基础上,加入了闸门函数,所得到的组合分布能够很好地拟合预测误差分布的尖峰性。

2) 在预测误差模型基础上,本文提出了一种 AGC 备用容量计算方法,能够直接计算出备用容量的上下限,兼顾了系统的鲁棒性与经济性,且计算时间短、效率高。

3) 本文对风电功率预测误差置信度、系统成本以及备用容量越界概率之间的关系进行了定性分析。随着预测误差置信度增加,系统成本会逐渐增加,备用容量越界概率减小,系统鲁棒性增强。实际运行中可利用大量实验,使图 6 所示置信度、成功率、成本三者之间的曲线更加精确,并根据对成功率或成本的要求,确定出置信度的取值。

## 参考文献

- [1] LI Jinghua, WANG Sai, YE Liu, et al. A coordinated dispatch method with pumped-storage and battery-storage for compensating the variation of wind power[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2018, 3(3): 21-34. DOI: 10.1186/s41601-017-0074-9.
- [2] 罗超, 杨军, 孙元章, 等. 考虑备用容量优化分配的含风电电力系统动态经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(34): 6109-6118.

- LUO Chao, YANG Jun, SUN Yuanzhang, et al. Dynamic economic dispatch of wind integrated power system considering optimal scheduling of reserve capacity[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(34): 6109-6118.
- [3] 魏韡, 刘锋, 梅生伟. 电力系统鲁棒经济调度(一)理论基础[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(17): 37-43.  
WEI Wei, LIU Feng, MEI Shengwei. Robust and economical scheduling methodology for power system part one theoretical foundations[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(17): 37-43.
- [4] 魏韡, 刘锋, 梅生伟. 电力系统鲁棒经济调度(二)应用实例[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(18): 60-67.  
WEI Wei, LIU Feng, MEI Shengwei. Robust and economical scheduling methodology for power system part two application examples[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(18): 60-67.
- [5] 吕智林, 孙顺吉, 汤泽琦, 等. 基于序列运算理论的微电网正负旋转备用容量优化[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(20): 100-109.  
LÜ Zhilin, SUN Shunji, TANG Zeqi, et al. Optimal scheduling of plus and minus spinning reserve in microgrid based on sequence operation theory[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(20): 100-109.
- [6] 张颖超, 王雅晨, 邓华, 等. 基于IAFSA-BPNN的短期风电功率预测[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(7): 58-63.  
ZHANG Yingchao, WANG Yachen, DENG Hua, et al. IAFSA-BPNN for wind power probabilistic forecasting[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(7): 58-63.
- [7] 杨杰, 霍志红, 何永生, 等. 基于小波与最小资源分配网络的超短期风电功率预测研究[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(9): 55-61.  
YANG Jie, HUO Zhihong, HE Yongsheng, et al. Ultra-short-term wind power prediction based on wavelet and minimum resource allocation network[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(9): 55-61.
- [8] 刘德伟, 郭剑波, 黄越辉, 等. 基于风电功率概率预测和运行风险约束的含风电场电力系统动态经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(16): 9-15.  
LIU Dewei, GUO Jianbo, HUANG Yuehui, et al. Dynamic economic dispatch of wind integrated power system based on wind power probabilistic forecasting and operation risk constraints[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(16): 9-15.
- [9] 刘燕华, 李伟花, 刘冲, 等. 短期风电功率预测误差的混合偏态分布模型[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(10): 2375-2382.  
LIU Yanhua, LI Weihua, LIU Chong, et al. Mixed skew distribution model of short-term wind power prediction error[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(10): 2375-2382.
- [10] 刘斌, 周京阳, 周海明, 等. 一种改进的风电功率预测误差分布模型[J]. 华东电力, 2012, 40(2): 286-291.  
LIU Bin, ZHOU Jingyang, ZHOU Haiming, et al. An improved model for wind power forecast error distribution[J]. East China Electric Power, 2012, 40(2): 286-291.
- [11] 吴俊利. 计及充裕性风险的含大规模风电电力系统经济调度问题研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2015.  
WU Junli. Research on economic dispatch of large-scale wind power integrated system with consideration of adequacy risk[D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2015.
- [12] 刘芳, 潘毅, 刘辉, 等. 风电功率预测误差分段指数分布模型[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(18): 14-19.  
LIU Fang, PAN Yi, LIU Hui, et al. Piecewise exponential distribution model of wind power forecasting error[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(18): 14-19.
- [13] 王丹平, 陈之栩, 涂孟夫, 等. 考虑大规模风电接入的备用容量计算[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(21): 24-28.  
WANG Danping, CHEN Zhixu, TU Mengfu, et al. Reserve capacity calculation considering large-scale wind power integration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(21): 24-28.
- [14] RABILH A J. Adjustable robust OPF with renewable energy sources[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(4): 4742-4751.
- [15] BAI Xiaoqing, QU Liyan, QIAO Wei. Robust AC optimal power flow for power networks with wind power generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(5): 4163-4164.
- [16] 郭永明, 李仲昌, 尤小虎, 等. 计及备用容量优化配置的风火联合随机经济调度模型[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(24): 31-36.  
GUO Yongming, LI Zhongchang, YOU Xiaohu, et al. Stochastic economic dispatch model for joint delivery of wind power and thermal power generation system considering optimal scheduling of reserve capacity[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(24): 31-36.
- [17] 兑潇玮, 朱桂萍, 刘艳章. 考虑预测误差的风电场储能配置优化方法[J]. 电网技术, 2017, 41(2): 434-439.  
DUI Xiaowei, ZHU Guiping, LIU Yanzhang. Research on battery storage sizing for wind farm considering forecast error[J]. Power System Technology, 2017, 41(2): 434-439.
- [18] MIRJALIL S, MIRJALIL S M, LEWIS A. Grey wolf optimizer[J]. Advances in Engineering Software, 2014, 69: 46-61.
- [19] WOOD A J, WOLLENBERG B F. Power generation operation and control[M]. New York: Wiley, 1996.
- [20] 梅生伟, 郭文涛, 王莹莹, 等. 一类电力系统鲁棒优化问题的博弈模型及应用实例[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(19): 47-56.  
MEI Shengwei, GUO Wentao, WANG Yingying, et al. A game model for robust optimization of power systems and its application[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(19): 47-56.

收稿日期: 2018-06-04; 修回日期: 2018-07-29

作者简介:

肖逸(1992—), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为新能源发电预测及并网; E-mail: xzlcqxy@163.com

谢俊(1980—), 男, 博士, 正高级高工, 主要研究方向为电力系统交直流继电保护及潮流计算;

刘若平(1995—), 女, 硕士研究生, 主要研究方向为高压直流输电系统保护与控制及可再生能源。

(编辑 张爱琴)