风速相关性对概率潮流计算的影响分析

范荣奇[1]，陈金富[1]，段献忠[1]，李慧杰[2]，姚美齐[2]

(1. 华中科技大学电力安全与高效湖北省重点实验室，湖北省武汉市 430074；
2. AREVA 阿海珐输配电技术中心(中国)有限公司，上海市 201114)

摘要： 地理位置邻近的多个风电场之间，风速会具有较强的相关性。文中采用一种基于自回归滑动平均(ARMA)模型和时移技术的方法，研究了风速相关性对概率潮流计算结果的影响，并对其相关影响因素进行了分析，重点研究了风速相关性对节点电压概率密度分布、满足一定电压质量要求的最大允许风电装机容量和最小无功补偿量这 3 方面的影响。研究结果表明，考虑风速相关性可以更合理地评估风电场对电网静态电压运行特性的影响，有利于更好地进行电网规划和确定电网的运行方式。

关键词： 概率潮流；风速相关性；自回归滑动平均模型；时移技术；风力发电

0 引言

近年来，风力发电由于其自身的优势在中国乃至世界得到了长足发展。针对风电出力具有间歇性和波动性的特点，概率潮流计算被认为是一种可以有效考虑各种随机因素，全面分析系统状态的有效工具[1]。为加快计算速度，一些概率潮流计算方法往往假设各节点的注入功率相互独立[2]。而事实上，在一些风力资源非常丰富的地区，多个风电场之间地理位置比较靠近，基本处于同一风带，其风速具有较强的相关性，从而使各风电场的出力也具有较强的相关性[3]。

现有文献中对风速相关性的研究主要侧重于对含多个风电场系统的功率预测[4]和发电可靠性评估[5]，而很少分析风速相关性对概率潮流计算的影响。风电场间风速的相关性表征了各风电场在同一时刻的出力特性，当相关性较强时，各风电场的出力将同时较大或较小，如果不考虑这种相关性，可能会导致对系统潮流变化的估计不足，从而造成对系统运行风险的低估[6]。

本文旨在分析风速相关性对概率潮流计算结果及相应规划决策的影响，如何能方便、有效地计及风速的相关性并获得准确度高的计算结果是本文最为关心的问题，而对于计算速度的要求则处于次要地位。因而本文选用模拟法计算含多个风电场系统的概率潮流，利用一种基于自回归滑动平均(ARMA)模型和时移技术的方法来处理各风电场之间风速的相关性[7]，通过对比仿真定量分析了风速相关性对节点电压概率密度分布、最大允许风电装机容量及风电场无功补偿的影响。

1 风速相关性的建模

1.1 ARMA 模型

风电场的风速具有时变性，可以将其视为一个时间序列。ARMA 模型是研究时间序列的重要方法，其利用大量的历史观测数据，经过模型识别、参数估计和模型检验建立研究对象的数学模型。目前该模型已被成功应用于风速及风电功率预测方面的研究[8]。

ARMA 模型由自回归(AR)模型和滑动平均(MA)模型混合构成。其中 AR 模型认为当前时刻的观测值可由过去几个历史时刻的观测值和一个当前时刻的随机干扰来表示；MA 模型认为当前时刻的观测值可由称为随机干扰的白噪声序列的线性组合来表示。(m,n)阶 ARMA 模型的基本形式如下式所示：

$$x_t = \sum_{i=1}^{m} \alpha_i x_{t-i} + \varepsilon_t - \sum_{j=1}^{n} \beta_j \varepsilon_{t-j} \tag{1}$$

式中：x_t 为时刻 t 时间序列的值；α_i 和 β_j 分别为 AR 模型和 MA 模型的参数；ε_t 为正态白噪声序列。

建立风速时间序列的 ARMA 模型需要大量的历史观测数据，鉴于此，本文直接采用文献[7]中建立的一个风速 ARMA 模型，该模型基于加拿大某地区 1996 年到 2003 年间的风速测量数据建立起来，如下式所示：

收稿日期：2010-09-06；修回日期：2010-11-15。
国家重点基础研究发展计划(973 计划)资助项目(2009CB219701)；国家自然科学基金重点项目(50937002)；AREVA 公司资助项目(CTC-HUST-002)。

$$x_t = 1.504\,7x_{t-1} - 0.663\,5x_{t-2} + 0.115\,0x_{t-3} + \varepsilon_t - 0.826\,3\varepsilon_{t-1} + 0.225\,0\varepsilon_{t-2} \quad (2)$$

式中:$\varepsilon_t \in \mathrm{NID}(0, 0.447\,423^2)$,NID 表示独立正态分布。

值得注意的是,x_t 是均值为 0 的时间序列,并不能表示实际的风速时间序列。风速时间序列 v_t 可经由下式求出:

$$v_t = u_t + \sigma_t x_t \quad (3)$$

式中:u_t 为风速测量值的平均值;σ_t 为风速测量值的标准差。

1.2 时移技术

在建立了风速的 ARMA 模型基础上,利用时移技术可以产生多个具备指定相关系数的时间序列。图 1 为风速时间序列 v_t 的自相关函数曲线,可以看出将时间序列 v_t 进行适当的时移 t,可以产生一个与原序列具有任意相关系数 R 的新序列:

$$v_{T+i}' = (1 - t_0)v_i + t_0 v_{i+1} \quad (4)$$

式中:T 为不超过 t 的最大整数,$t_0 = t - T$;当式中的下标超出时间序列的维数 n 时,则将其减去 n 后代替原来的下标。

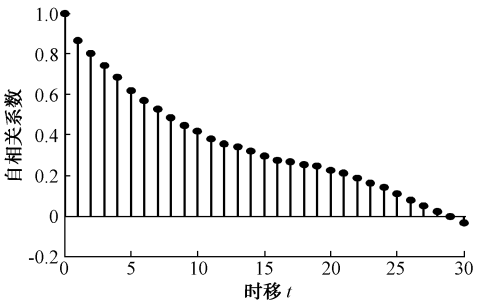

图 1 风速时间序列的自相关函数曲线
Fig. 1 Auto-correlation function of wind speed time series

Billinton 对于相关系数 R 给定时如何求取最优时移 t 的问题进行了相关研究,提出利用二分搜索法[7]来解决这个问题。为简单起见,本文采用一种近似的方法,即利用图 1 所示的曲线直接进行 Lagrange 插值求解。

当几个风电场彼此靠近时,其风速会具有一定相关性,这种相关性体现为相似的统计特征和时序特征。此时可选取其中一个风电场为参考风电场,建立其风速的 ARMA 模型,利用时移技术获得其余风电场的风速序列。图 2 所示为高度相关、中度相关和低度相关时 4 个风电场处风速的仿真序列。

2 算例系统说明

为了分析风速相关性对概率潮流计算结果及相应规划决策的影响,采用改进 IEEE 30 节点系统进行仿真分析。现将该系统在原有 189.2 MW 负荷水平的基础上新增加 200 MW 的有功负荷,并按照比例分配到各负荷节点上。在节点 25,26,29,30 处通过输电线路各接入一个风电场,如图 3 所示,分别在 4 个风电场的风速高度相关、中度相关和低度相关 3 种情况下进行对比仿真。现假设 4 个风电场有 2 种型号的风力发电机可供选择:Ⅰ型风力发电机(FL1000)和Ⅱ型风力发电机(FL250)。其中,Ⅰ型风力发电机的单机容量为 1 MW,切入、额定和切出风速分别为 3 m/s,12 m/s 和 20 m/s;Ⅱ型风力发电机的单机容量为 0.25 MW,切入、额定和切出风速分别为 2.5 m/s,16 m/s 和 25 m/s。

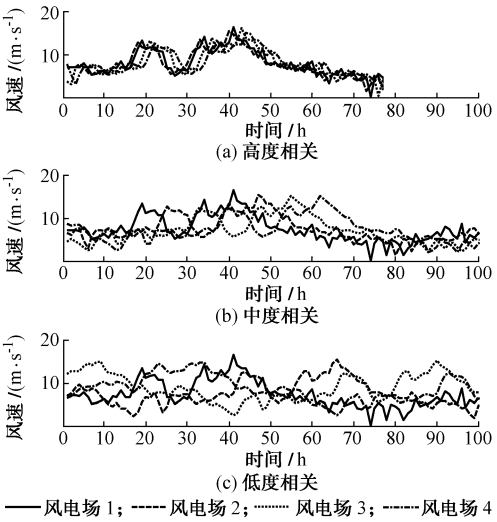

图 2 不同相关系数的风速仿真序列
Fig. 2 Wind speeds time series with different correlation coefficients

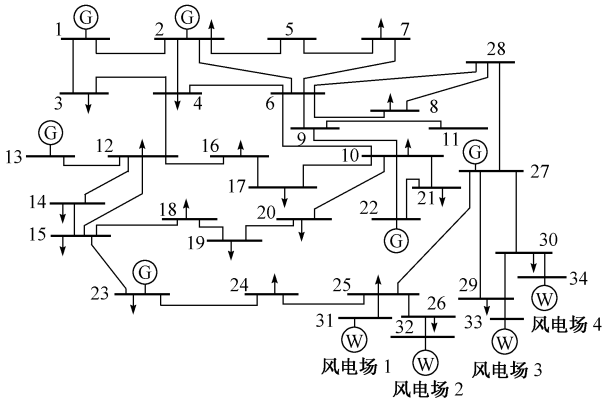

图 3 算例系统结构示意图
Fig. 3 Single-line diagram of the studied case network

图 4 所示为风电场风速的概率密度分布曲线与 2 种型号风力发电机的功率输出曲线。从图中可以看出,根据给定的风况,Ⅰ型风力发电机工作范围较

广，涵盖了线性上升工作区域和额定工作区域，并且处于额定工作状态的概率较大；Ⅱ型风力发电机则主要工作于切入风速和额定风速之间的线性上升工作区域。系统的基准容量为 100 MW。

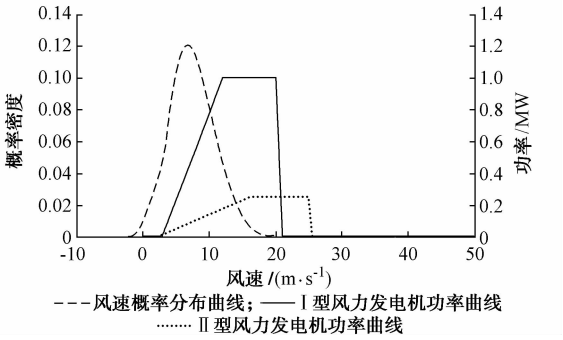

图 4　风速的概率分布与 2 种风力发电机的功率输出曲线

Fig. 4　Wind speed probability distribution and power output curves of two kinds of wind generators

3　风速相关性对节点电压概率密度分布的影响

风电场的出力具有波动性，其大量并网会引起节点电压的波动，利用概率潮流计算出节点电压的概率密度分布是直观显示节点电压波动情况的有效手段，文献[9]对此进行了相关研究，但没有考虑风电场间风速的相关性，而是假设各风电场的风速相互独立。

为了分析风电场之间风速相关性对节点电压概率密度的影响，分别在风速高度相关、中度相关和低度相关情况下对上述算例系统进行概率潮流计算，其中 4 个风电场的装机容量均为 70 MW。图 5 所示为 4 个风电场均采用Ⅰ型风力发电机时在不同风速相关水平下节点 26 的电压概率密度曲线和累积概率曲线。图 6 所示为 4 个风电场均采用Ⅱ型风力发电机时在不同风速相关水平下节点 26 的电压概率密度曲线和累积概率曲线。表 1 所示为几种情况下节点 26 的电压的各种统计量。

仿真结果表明，当采用Ⅰ型风力发电机时，风速的相关性对概率潮流的计算结果将有较大影响，考虑风速相关性时，节点电压的波动范围明显较大，出现电压越限的概率也较大。从图 5 中可以清楚地发现，风速相关性对节点电压概率分布的影响主要体现在曲线的中低压段，而这段曲线对于作出准确的电力运行和规划决策具有重要意义。另外，当风速高度相关时，节点 26 的电压处于最低值0.858 4(标幺值)的概率较大，体现为图 5(a)中曲线的波峰和图 5(b)中曲线的垂直段，这是因为最低电压对应于风电场的最高出力状态，当风速的相关性较高时，采用Ⅰ型风力发电机的各个风电场同时处于满发状态的概率较大。可见，此时如果没有考虑风电场间风速的相关性，将会使概率潮流的计算结果偏于乐观，从而降低了对电力系统运行和规划的参考价值。

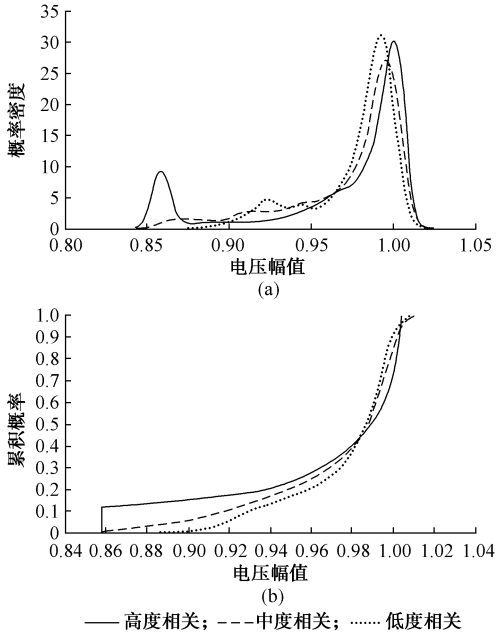

图 5　采用Ⅰ型风力发电机时节点 26 的电压概率和电压累积分布

Fig. 5　Probability distribution and cumulative distribution of voltage at node 26 using type Ⅰ wind generator

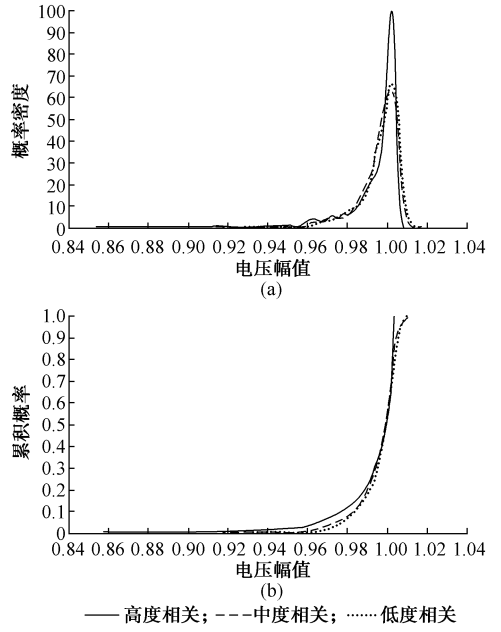

图 6　采用Ⅱ型风力发电机时节点 26 的电压概率和电压累积分布

Fig. 6　Probability distribution and cumulative distribution of voltage at node 26 using type Ⅱ wind generator

表 1 不同条件下节点 26 电压的波动情况
Tab. 1 Voltage fluctuations at node 26 under different conditions

条件		最低电压	最高电压	均值	标准差	P	
						$U<0.90$	$U<0.95$
高度相关	Ⅰ型	0.858 4	1.003 6	0.966 3	0.048 6	0.153	0.231
	Ⅱ型	0.858 4	1.003 6	0.993 8	0.015 4	0.004	0.021
中度相关	Ⅰ型	0.858 4	1.010 8	0.973 6	0.034 5	0.058	0.202
	Ⅱ型	0.917 9	1.011 9	0.995 9	0.010 8	0	0.007
低度相关	Ⅰ型	0.886 9	1.010 5	0.976 8	0.026 1	0.009	0.171
	Ⅱ型	0.932 2	1.010 8	0.996 8	0.009 6	0	0.003

注:P 为累积概率。

当采用Ⅱ型风力发电机时,风速的相关性因素对概率潮流的计算结果影响不明显。虽然随着风速相关水平的提高,节点电压的波动和越限概率的确有所增加,但不足以对电力运行和规划决策产生影响,这是由于Ⅱ型风力发电机主要工作于切入风速和额定风速之间的线性上升区域,即使风速相关性较高时也不会对电压概率分布曲线的低压段产生太大影响。

4 风速相关性对风电场最大允许装机容量的影响

限制风电场最大装机容量的因素有很多[10],如系统的网络结构、系统调峰能力及无功补偿状况等,其中风电场接入点的电压质量要求是限制风电场最大允许装机容量的一个重要因素。一般风电场接入点电压的合理范围是 0.95～1.05,风电场装机容量的增加,会引起风电场接入点电压的降低,以至发生电压越限。欧洲标准 EN 50160 以概率的形式对电压质量进行了规定,即要求电压越限的概率小于规定的值[11],该标准虽然不是为应对大量可再生能源接入电网而制定,但仍有一定借鉴价值。为了分析风速相关性对风电场最大允许装机容量的影响,仍采用上述算例系统,风电场均采用Ⅰ型风力发电机,分别在不同风速相关水平下计算满足一定电压质量要求的最大允许风电装机容量。该问题可以视为一个非线性整数规划问题来求解,目标函数及约束条件如下式所示:

$$\begin{cases}\max(n_1+n_2+n_3+n_4)\\ \text{s.t. } \boldsymbol{W}=\boldsymbol{f}(\boldsymbol{X})\\ \qquad P(U_i<0.95 \cup U_i>1.05)<5\%\end{cases} \tag{5}$$

式中:n_1,n_2,n_3,n_4 分别为各风电场安装的风力发电机台数;U_i 为节点 i 的电压幅值,$i=25,26,29\sim34$;$\boldsymbol{W}=\boldsymbol{f}(\boldsymbol{X})$为潮流方程约束。

应用遗传算法对式(5)进行求解,可得出在风速高度相关、中度相关、低度相关等相关水平下保证风电场及风电场接入点电压越限概率小于 5%时,系统允许的最大风电装机容量分别为 208 MW,225 MW,242 MW。遗传算法所采用的计算参数为:群体规模 20,最大迭代次数 100,交叉概率 0.5,变异概率0.01。

可以看出,若 4 个风电场的风速高度相关,则计算出的实际最大风电装机容量为 208 MW,若在规划风电场容量时没有考虑风速的这种相关性,而是假设风速相互独立,则计算出的最大允许风电装机容量为 242 MW,比系统实际能接受的最大风电装机容量多了 34 MW。系统若按 242 MW 容量的风电进行规划,势必会使系统某些节点电压的实际越限概率大于 5%,如表 2 所示。可见,是否考虑风速相关性对于风电场的定容有较大的影响。

表 2 系统接 242 MW 风电时各节点电压的实际越限概率
Tab. 2 Probabilities of voltage magnitude lower than 0.95 of several nodes with 242 MW wind power

节点号	25	26	33	34
$P(U<0.95)$	0.187	0.136	0.188	0.139

5 风速相关性对风电场无功补偿的影响

风电场并网运行时会从电网吸收无功,对系统的电压质量产生消极影响,充足的无功补偿可以有效克服风电场并网导致的电压波动。文献[12]基于概率潮流计算,使用灰色遗传算法研究了考虑风电场的无功优化和控制问题,通过对发电机机端电压、变压器分接头和无功补偿装置等调压手段的控制,使系统电压特性满足运行要求,但该文没有考虑风电场间风速的相关性因素。为了分析风速相关性对无功补偿量的确定的影响,采用上述算例系统,4 个风电场装机容量均为 65 MW,采用Ⅰ型风力发电机,分别在不同风速相关水平下计算满足一定电压质量要求的最小无功补偿量。该问题也是一个非线性规划问题,目标函数及约束条件如下式所示:

$$\begin{cases}\min(C_1+C_2+C_3+C_4)\\ \text{s.t. } \boldsymbol{W}=\boldsymbol{f}(\boldsymbol{X})\\ \qquad P(U_i<0.95 \cup U_i>1.05)<5\%\end{cases} \tag{6}$$

式中:C_1,C_2,C_3,C_4 分别为各风电场投入的补偿电容器组数,假设每组电容器的无功补偿量为 0.5 Mvar;$i=25,26,29\sim34$。

应用遗传算法对式(6)进行求解,可得出在风速高度相关、中度相关、低度相关等相关水平下为保证风电场及风电场接入点电压越限的概率小于 5%时,风电场需要安装的最小无功补偿量分别为 22.5 Mvar,13 Mvar,6 Mvar。遗传算法所采用的计算参数为:群体规模 20,最大迭代次数 100,交叉

概率 0.5,变异概率 0.01。

可以看出,当风速高度相关时,为保证系统各节点的电压质量满足要求,需要的最小无功补偿量为 22.5 Mvar,而若不考虑风速的相关性,计算出的最小无功补偿量仅为 6 Mvar,比实际需求减少了 16.5 Mvar。当系统仅安装 6 Mvar 的无功补偿量时,可能无法使各节点电压的波动平抑在规定范围内,具体如表 3 所示。可见,是否考虑风速相关性对于风电场的无功规划有较大的影响。

表 3　系统安装 6 Mvar 无功补偿时各节点电压的实际越限概率

Tab. 3　Probabilities of voltage magnitude lower than 0.95 of several nodes with 6 Mvar reactive power compensation

节点号	25	26	33	34
$P(U<0.95)$	0.195	0.138	0.187	0.136

6　结论

随着中国几个千万千瓦级风电基地的相继建成,越来越多的风电场接入电网中,而由于地理位置的邻近,这些风电场处的风速会具有较强的相关性,从而使各风电场的出力具有较强的相关性。本文采用一种基于 ARMA 模型和时移技术的方法分析了风速相关性对概率潮流计算结果的影响,重点研究了风速相关性对节点电压概率密度分布、风电场最大允许装机容量和最小无功补偿量的确定的影响。主要结论包括:

1)考虑风速的相关性,会使风电场接入点的电压波动性增强,系统出现电压越限的概率增大,从而对概率潮流计算的结果产生影响。

2)风速相关性对概率潮流计算结果的影响大小,除了与风速的相关水平高低有关外,还取决于风速和风力发电机功率曲线的匹配情况。当风速分布主要位于风力发电机的线性上升工作区域时,风速相关性对概率潮流计算结果的影响不大,而当风速分布涵盖了风力发电机整个工作区域并以较大概率工作于额定状态时,则必须考虑风速的相关性。

3)考虑风速的相关性,会对风电场的容量和无功补偿量的确定产生影响,从而对电力系统的规划决策产生影响。

参 考 文 献

[1] ALLAN R N, AL-SHAKARCHI M R G. Probabilistic techniques in AC load flow analysis[J]. Proceedings of IEE, 1977, 124(2): 154-160.

[2] 王成山,郑海峰,谢莹华,等.计及分布式发电的配电网系统随机潮流计算[J].电力系统自动化,2005,29(24):39-44.
WANG Chengshan, ZHENG Haifeng, XIE Yinghua, et al. Probabilistic power flow containing distributed generation in distribution system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(24): 39-44.

[3] WAN Y H, MILLIGAN M, PARSONS B. Output power correlation between adjacent wind power plants[J]. Journal of Solar Energy Engineering, 2003, 125(4): 551-555.

[4] ALEXIADIS M C, DOKOPOULOS P S, SAHSAMANOGLOU H S. Wind speed and power forecasting based on spatial correlation models[J]. IEEE Trans on Energy Conversion, 1999, 14(3): 836-842.

[5] 陈树勇,戴慧珠,白晓民,等.风电场的发电可靠性模型及其应用[J].中国电机工程学报,2000,20(3):26-29.
CHEN Shuyong, DAI Huizhu, BAI Xiaomin, et al. Reliability model of wind power plants and its application[J]. Proceedings of the CSEE, 2000, 20(3): 26-29.

[6] PAPAEFTHYMIOU G, SCHAVEMAKER P H, van der SLUIS L, et al. Integration of stochastic generation in power systems[J]. Electrical Power and Energy Systems, 2006, 28(9): 655-667.

[7] XIE Kaigui, BILLINTON R. Considering wind speed correlation of WECS in reliability evaluation using the time-shifting technique[J]. Electric Power Systems Research, 2009, 79(4): 687-693.

[8] 杨秀媛,肖洋,陈树勇.风电场风速和发电功率预测研究[J].中国电机工程学报,2005,25(11):1-5.
YANG Xiuyuan, XIAO Yang, CHEN Shuyong. Wind speed and generated power forecasting in wind farm[J]. Proceedings of the CSEE, 2005, 25(11): 1-5.

[9] MASTERS C L, MUTALE J, STRBAC G, et al. Statistical evaluation of voltages in distribution systems with embedded wind generation[J]. Proceedings of IEE, 2000, 147(4): 207-212.

[10] WIIK J, GJERDE J O, GJENGEDAL T, et al. Steady state power system issues when planning large wind farms[C]// Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference, January 27-31, 2002, New York, NY, USA: 366-371.

[11] VILLAFAFILA R, GALCERAN S, BAKJENSEN B. Probabilistic assessment of wind power production on voltage profile in distribution networks[C]// Proceedings of the 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, October 9-11, 2007, Barcelona, Spain: 394-398.

[12] HONG Yingyi, LUO Yifeng. Optimal VAR control considering wind farms using probabilistic load-flow and gray-based genetic algorithms[J]. IEEE Trans on Power Delivery, 2009, 24(3): 1441-1449.

范荣奇(1985—),男,通信作者,硕士研究生,主要研究方向:分布式发电技术、微网与大电网相互影响分析。E-mail: fanrongqi1@163.com

陈金富(1972—),男,副教授,主要研究方向:电力系统规划、运行以及 FACTS 应用技术。

段献忠(1964—),男,教授,博士生导师,主要研究方向:电力系统分析、电力系统自动化。

(下转第 76 页　continued on page 76)

（上接第 22 页　continued from page 22）

Impact of Wind Speed Correlation on Probabilistic Load Flow

FAN Rongqi[1], *CHEN Jinfu*[1], *DUAN Xianzhong*[1], *LI Huijie*[2], *YAO Meiqi*[2]

(1. Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China;

2. AREVA T&D Technology Center (China) Co. Ltd., Shanghai 201114, China)

Abstract: Wind speeds at different wind farms with close geographical location have a strong correlation. The impact of wind speed correlation on probabilistic load flow (PLF) is studied by using a hybrid method of auto-regressive and moving average (ARMA) model and time-shifting technique. The factors with different influencing degrees are analyzed. The research focuses on three aspects of influence including probability density distribution of node voltage, wind farm maximum capacity and minimum reactive power compensation in order to meet certain requirements on voltage quality. The research results reveal that it can help to assess the impact of multiple wind farms on network voltage profile more reasonably and select better network planning scheme and operating modes if wind speed correlation is considered.

This work is jointly supported by Special Fund of the National Basic Research Program of China (No. 2009CB219701), National Natural Science Foundation of China (No. 50937002) and AREVA T&D Technology Center (China) Co. Ltd. (No. CTC-HUST-002).

Key words: probabilistic load flow (PLF); wind speed correlation; auto-regressive and moving average (ARMA) model; time-shifting technique; wind power generation