

基于潮流转移和追踪的含风电电力系统运行风险评估

马燕峰¹, 杨小款¹, 赵书强¹, 傅钰¹, 王子建¹, 董凌²

(1. 华北电力大学 河北省分布式储能与微网重点实验室, 河北 保定 071003; 2. 国网青海省电力公司, 青海 西宁 810000)

摘要:为实现含风电电力系统运行风险快速评估,提出了一种基于潮流转移和追踪的风险快速评估方法。首先,考虑风电出力波动与时间和风速的相关性,基于Markov理论建立了风速相依的风电出力波动模型;其次,为提高系统状态分析效率,通过推导节点转移分布因子和适用于多支路开断的支路开断分布因子来实现快速潮流计算,避免了潮流迭代计算;然后,建立了基于潮流追踪的负荷削减模型,采用潮流追踪理论筛选出最有效的控制节点集合,将全系统范围内寻优转化为局部范围内寻优,在改进潮流计算算法和负荷削减模型2个方面实现了运行风险快速评估;最后,通过IEEE-RTS79系统的仿真分析,验证了所提模型的准确性和有效性,进一步计算切负荷风险指标和线路越限风险指标以分析不同风速条件对系统运行风险评估的影响,为含风电电力系统运行风险评估提供参考。

关键词:电力系统;运行风险评估;风电出力波动;节点转移分布因子;支路开断分布因子;潮流

中图分类号:TM 614

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202012007

0 引言

风电出力的强波动性使其短时间内跨越多个状态,大规模风电并网造成电力系统弃风、失负荷现象严重,给电力系统的安全稳定运行带来很大的挑战^[1]。另外电力系统结构复杂、规模较大,对运行风险评估的时效性要求较高。因此,准确、快速地评估含风电电力系统的运行风险,对提高电力系统风险防御的能力有着极其重要的意义。

风电并网的关键在于风电出力的不确定性。目前国内外对风电出力不确定性的研究主要有2类。第一类是基于风速服从的概率分布函数并根据风速-功率特性曲线间接求出风电功率。风速主要服从Weibull分布^[2]、Rayleigh分布^[3]、正态分布^[4]等概率模型,但无法反映风速的时间相关性,且在转化为风电功率时存在较大误差。第二类是考虑风电功率预测误差服从正态分布^[5]、柯西分布^[6]及t location-scale分布^[7]等概率模型,在风电预测功率的基础上拟合预测误差,模型精度依赖于风电预测功率,且难以刻画不同时刻下风电功率的特征。故需要建立合理的风电功率模型来表征风电功率的实际波动规律及风电出力波动状态在相邻时刻间的转移变化规律。

为提高复杂电力系统运行风险评估的计算效率,文献[8-9]从提高系统状态抽样效率的角度对蒙特卡洛抽样方法进行改进。但鲜有文献从提高系统

状态分析效率的角度提高电力系统运行风险评估的计算效率。系统状态分析主要包括潮流计算和负荷削减2个方面。在潮流计算方面,风险评估采用的传统潮流计算方法需要进行大量的潮流迭代计算,无法满足运行风险评估的时效性要求。针对上述不足,文献[10]介绍了潮流转移分布熵的定义和计算方法,然后利用该潮流熵估算线路功率;文献[11]根据支路故障时支路潮流的虚拟折返过程推导了潮流转移因子的计算公式,验证了利用该因子快速计算潮流的有效性;文献[12]在计算多支路开断分布因子时,通过虚拟支路模型将开断支路依次等效成两支路开断模型进行求解,计算简单但等效次数较多。上述模型提出的潮流转移因子只适用于单条或2条支路开断时的潮流计算,在计算多支路开断分布因子时较为复杂。在负荷削减方面,文献[13]提出基于线性规划理论的最优负荷削减模型,编程容易实现,但该模型是在整个系统范围内寻优,需调节的节点数目较多,导致计算复杂,耗时严重;文献[14]基于交流潮流的负荷削减模型考虑临近原则,优先削减距离故障元件近的负荷节点,提高了计算速度,但该模型无法反映实际的电气距离,故需建立合理的负荷削减模型以解决求解时精度和速度之间的矛盾。

针对上述问题,本文基于Markov理论建立风速相依的风电出力波动模型预测风电出力波动状态,该模型描述了风电出力在不同时间和风速条件下的波动差异;为提高系统状态分析的效率,通过推导节点转移分布因子和适用于多支路开断的支路开断分布因子来实现快速潮流计算;通过建立基于潮流追踪的负荷削减模型将全局寻优转化为局部寻优,在改进潮流计算算法和负荷削减模型2个方面实现运行风险快速评估。最后,在IEEE-RTS79系统中,验

收稿日期:2020-03-15;修回日期:2020-10-13

基金项目:国家重点研发计划项目(2017YFB0902200);国家电网公司科技项目(5228001700CW)

Project supported by the National Key R&D Program of China(2017YFB0902200) and the Science and Technology Project of State Grid Corporation of China(5228001700CW)

证了所提模型和方法的有效性和准确性,并对比不同风速条件下电力系统的运行风险。

1 风速相依的风电出力波动模型

风电出力波动状态为在不同时间和风速条件下风电功率变化率所处的区间,将风速划分为多个区间表示不同的风速条件,将一天等分为24个时段表示不同的时间条件。本文在文献[15]的基础上,基于Markov理论,计及风电波动与风速相关性,以当前时刻的风电波动状态和下一时刻的预测风速,预测下一时刻的风电波动状态,模型如式(1)所示。

$$\begin{cases} P_w(t+1) = P_w(t) + V_{t+1,j}^n P_N \\ p(P_w(t+1)) = p(V_{t+1,j}^n) \end{cases} \quad (1)$$

其中, $P_w(t)$ 和 $P_w(t+1)$ 分别为当前时刻和下一时刻的风电功率; P_N 为风电场的装机容量; $V_{t+1,j}^n$ 为 $t+1$ 时刻在第 n 个风速条件下第 j 个风电场出力波动状态; $p(V_{t+1,j}^n)$ 为风电功率变化率的概率。

将当前时刻和下一时刻风速和风电功率变化率的历史数据作为样本空间,用置信区间法构建状态空间,求取当前时刻风电功率变化率概率密度函数置信水平为 α 的置信区间 $D=[V_1, V_2]$ 。为保证各区间有足够的样本,对于置信区间内的数据划分较多区间,置信区间外的数据划分较少区间,共划分为 J 个区间,各状态的取值为区间的中点值。假设风电功率变化率在 $[V_{\min}, V_{\max}]$ 内取值,构建的状态空间 I 为:

$$I = \begin{cases} S_1 & V \in [V_{\min}, V_1) \\ S_{j+1} & V \in [V_1 + l(j-1), V_1 + lj) \\ S_J & V \in [V_2, V_{\max}] \end{cases} \quad (2)$$

其中, $j=1, 2, \dots, J-2$; S_{j+1} 为第 $j+1$ 个风电场出力波动状态; l 为区间长度。

根据风电场的风速数据,将风速不等分为 N 个子区间,基于文献[15]所提方法进行统计并计算时间-风速联合条件下的转移概率矩阵,计算过程如下。

在第 n 个风速条件下由 t 时刻的风电出力波动状态 $S_j^n(t)$ 转移到 $t+1$ 时刻的状态 $S_j^n(t+1)$ 的天数 $N_{i,j}^n(t)$ 为:

$$N_{i,j}^n(t) = \sum_{h=1}^H \theta_h \quad (3)$$

$$\theta_h = \begin{cases} 1 & S_h^n(t) = i, S_h^n(t+1) = j \\ 0 & \text{其他} \end{cases}$$

其中, H 为样本数据包含的天数; $S_h^n(t)$ 和 $S_h^n(t+1)$ 分别为第 h 天 t 和 $t+1$ 时刻在第 n 个风速条件下的风电出力波动状态; θ_h 为第 h 天状态转移变量。

状态转移概率矩阵中的元素 $p_{i,j}^n(t)$ 计算公式如下:

$$p_{i,j}^n(t) = N_{i,j}^n(t) / \sum_{j=1}^J N_{i,j}^n(t) \quad (4)$$

其中, $i, j=1, 2, \dots, J$; $p_{i,j}^n(t)$ 为 t 时刻在第 n 个风速条件下由状态 i 转移到状态 j 的概率。

2 运行风险快速评估方法

本文从提高系统状态分析效率的角度,提出了改进的潮流计算算法和基于潮流追踪的负荷削减模型。状态分析流程如图1所示。



图1 状态分析流程图

Fig.1 Flowchart of status analysis

2.1 改进潮流计算算法

2.1.1 节点转移分布因子

节点注入功率 P 、节点相角 θ 和支路潮流 P_l 的关系为:

$$\begin{cases} \theta = XP \\ P_l = B\theta \end{cases} \quad (5)$$

其中, X 为节点阻抗矩阵; B 为节点导纳矩阵。

当节点注入功率变化时,支路 k 的潮流为:

$$P_l^0(k) = P_l(k) + M_k^T X \Delta P / x_k \quad (6)$$

其中, $P_l(k)$ 为第 k 条支路在节点注入功率变化前的潮流; M_k 为节点-支路关联向量; x_k 为第 k 条支路的电抗值; ΔP 为节点注入功率变化值列向量。

因此可得各节点对支路 k 的节点转移分布因子 G_k 如式(7)所示。

$$G_k = M_k^T X / x_k \quad (7)$$

2.1.2 支路开断分布因子

针对多支路开断分布因子计算复杂的问题,本文基于直流潮流和补偿定理推导了一种支路开断分布因子的计算方法,同时适用于单支路开断和多支路开断的情况,其过程如下。

线路故障后,故障线路潮流和非故障线路潮流的关系如式(8)所示。

$$P_l^c(M) = P_l^0(M) + D_{M-O} P_l^0(O) \quad (8)$$

其中, $P_l^0(M)$ 、 $P_l^c(M)$ 分别为非故障线路在线路故障前、后的有功功率列向量; $P_l^0(O)$ 为故障线路的初始有功功率列向量。

节点注入功率和线路功率的关系如下:

$$\begin{cases} P_1^c(M) = X_M^{-1} \Phi^T B_c^{-1} P \\ P_1^0(M) = X_M^{-1} \Phi^T B_0^{-1} P \\ P_1^0(O) = X_O^{-1} \Psi^T B_0^{-1} P \end{cases} \quad (9)$$

其中, X_M 和 X_O 分别为非故障线路和故障线路的电抗值对角阵; Φ 为节点-非故障支路关联矩阵; Ψ 为节点-故障支路关联矩阵; B_0 为初始节点导纳矩阵; B_c 为线路发生故障后的节点导纳矩阵。

由补偿定理得出线路发生故障前后节点导纳矩阵的关系, 如式(10)所示。

$$\begin{aligned} B_c^{-1} &= B_0^{-1} - B_0^{-1} \Psi C \Psi^T B_0^{-1} \\ C &= (-X_O + \Psi^T B_0^{-1} \Psi)^{-1} = -(E - X_O^{-1} \Psi^T B_0^{-1} \Psi)^{-1} X_O^{-1} \end{aligned} \quad (10)$$

其中, E 为单位矩阵。

将式(9)和式(10)代入式(8)得到支路开断分布因子的计算式, 如式(11)所示。

$$\begin{aligned} D_{M-O} &= X_{M-O} (E - X_{O-O})^{-1} \\ X_{M-O} &= X_M^{-1} \Phi^T B_0^{-1} \Psi, \quad X_{O-O} = X_O^{-1} \Psi^T B_0^{-1} \Psi \end{aligned} \quad (11)$$

2.2 基于潮流追踪的负荷削减模型

潮流追踪理论可以确定发电机/负荷与线路之间的功率关系, 以及线路功率的来源和去向^[16]。当发电机停运引起系统发电功率不足时, 采用逆序潮流追踪理论计算相应负荷节点的削减功率:

$$\begin{cases} P'_{Di} = \frac{P_{Di}}{P_i} \sum_{j \in N_G} [A_u^{-1}]_{ij} P'_{Gj} \\ C_u = \sum_{i \in N_D} P'_{Di} \end{cases} \quad (12)$$

$$[A_u]_{ij} = \begin{cases} 1 & j = i \\ -|P_{j-i}|/P_j & j \in \alpha_i^{(u)} \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (13)$$

其中, P_{Di} 为节点 i 的负荷功率; P_i 为节点 i 的注入功率; P'_{Di} 为节点 i 的负荷削减量; P'_{Gj} 为节点 j 的发电机出力减少量; A_u 为逆流分配矩阵; C_u 为系统负荷削减量; P_{j-i} 为线路 $j-i$ 的功率; P_j 为节点 j 的注入功率; $\alpha_i^{(u)}$ 为节点 i 汲取功率的节点集合; N_G 和 N_D 分别为系统发电机节点集合和负荷节点集合。

当线路潮流越限时, 利用潮流追踪理论可以快速确定有效的控制节点集合, 因此建立了基于潮流追踪的负荷削减模型, 基本步骤如下。

(1) 采用顺序潮流追踪计算输电线路对负荷节点的功率分配系数, 采用逆序潮流追踪计算输电线路对发电机节点的功率汲取系数:

$$\begin{cases} K_L = P_{TT}^{-1} A_d^{-1} P_{LL}, \quad K_G = P_{TT}^{-1} A_u^{-1} P_{GG} \\ P_{Li \leftarrow s-t} = K_{Li} P_{s-t}, \quad P_{Gi \rightarrow s-t} = K_{Gi} P_{s-t} \end{cases} \quad (14)$$

$$[A_d]_{st} = \begin{cases} 1 & t = s \\ -|P_{t-s}|/P_t & t \in \alpha_i^{(d)} \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (15)$$

其中, K_L 为功率分配系数矩阵; K_G 为功率汲取系数

矩阵; A_d 为顺流分配矩阵; P_{LL} 为负荷节点功率对角阵; P_{GG} 为发电机节点功率对角阵; P_{TT} 为节点注入功率对角阵; $P_{Gi \rightarrow s-t}$ 为线路 $s-t$ 对发电机 G_i 的汲取功率; $P_{Li \leftarrow s-t}$ 为线路 $s-t$ 对负荷 L_i 的分配功率; K_{Li} 为节点 t 对负荷节点 i 的功率分配系数; K_{Gi} 为节点 s 对发电机节点 i 的功率汲取系数; P_{s-t} 为线路 $s-t$ 的功率; $\alpha_i^{(d)}$ 为节点 i 提供功率的节点集合。

(2) 根据过载支路与各发电机/负荷节点的关联信息, 利用广度优先搜索(BFS)算法确定流入该支路功率的发电机节点以及流出该支路功率的负荷节点集合:

$$\begin{cases} G_l = \{G_{l,1}, G_{l,2}, \dots, G_{l,m_l}\} \\ L_l = \{L_{l,1}, L_{l,2}, \dots, L_{l,n_l}\} \end{cases} \quad (16)$$

其中, m_l 和 n_l 分别为与过载支路 l 相关的发电机和负荷节点数。

(3) 设置阈值 λ , 筛选出汲取系数和分配系数较大的发电机节点和负荷节点集合, 作为有效控制节点集合:

$$\begin{cases} G'_l = \{G'_{l,1}, G'_{l,2}, \dots, G'_{l,m'_l}\} \\ L'_l = \{L'_{l,1}, L'_{l,2}, \dots, L'_{l,n'_l}\} \end{cases} \quad (17)$$

其中, m'_l 和 n'_l 分别为筛选出的发电机和负荷节点数; G'_l 包含平衡节点。

(4) 将筛选出的负荷节点集合作为局部寻优范围, 建立基于潮流追踪的负荷削减模型。目标函数为:

$$C_d = \min \sum_{i \in L'_l} C_i \quad (18)$$

其中, C_d 为系统负荷削减量; C_i 为节点 i 的负荷削减量。

约束条件如式(19)~(22)所示。

① 系统功率平衡约束。

$$\sum_{i \in G'_l} P_{Gi} + \sum_{i \in L'_l} C_i + \sum_{\substack{i \in N_G \\ i \notin G'_l}} P_{Gi} + P_w = \sum_{i \in N_D} P_{Di} \quad (19)$$

② 发电机出力约束。

$$P_G^{\min} \leq P_G \leq P_G^{\max} \quad (20)$$

其中, P_G 为发电机节点有功向量; $P_G^{\max}$ 和 $P_G^{\min}$ 分别为 P_G 的上限和下限。

③ 负荷削减约束。

$$0 \leq C \leq P_D \quad (21)$$

其中, P_D 为负荷节点有功向量; C 为节点切负荷向量。

④ 线路有功功率约束。

$$T(E_k) = A(E_k)(P_G - P_D + C), \quad |T(E_k)| \leq T^{\max} \quad (22)$$

其中, $T(E_k)$ 为在系统状态 E_k 下线路有功向量; $A(E_k)$ 为线路有功和节点注入有功的关系矩阵; $T^{\max}$ 为线路允许通过的最大有功向量。

2种情况下系统总负荷削减量为:

$$C_c = C_u + C_d \quad (23)$$

3 运行风险评估指标与评估流程

3.1 运行风险评估指标

3.1.1 线路有功功率越限风险指标

线路有功功率越限风险指标表征系统状态变化引起线路有功功率超出安全范围的风险值大小^[17], 其计算式为:

$$\begin{cases} R_o = \sum_{j=1}^J p(V_{t+1,j}^n) \left(\sum_{k=1}^K p_W(E_k) p_G(E_k) p_l(E_k) f_{sevo}^j(E_k) \right) \\ f_{sevo}^j(E_k) = \sum_{m=1}^M \left(\frac{\max(P_l^c(m) - P_{l,max}^c(m), 0)}{P_{l,max}^c(m)} \right)^2 \end{cases} \quad (24)$$

其中, R_o 为线路有功功率越限风险; K 为风险评估的抽样次数; $f_{sevo}^j(E_k)$ 为系统状态是 E_k 时的线路越限后果严重度; $p_W(E_k)$ 、 $p_G(E_k)$ 、 $p_l(E_k)$ 分别为系统状态是 E_k 时风电机组、常规发电机组和输电线路的实时停运概率, 其计算式参考文献[18]; $P_l^c(m)$ 为非故障线路 m 的有功功率; $P_{l,max}^c(m)$ 为非故障线路 m 允许的最大有功功率。

3.1.2 切负荷风险

切负荷风险指标表征系统发电功率不足或线路潮流越限时需要切除负荷的风险值大小^[18], 其计算式为:

$$\begin{cases} R_c = \sum_{j=1}^J p(V_{t+1,j}^n) \left(\sum_{k=1}^K p_W(E_k) p_G(E_k) p_l(E_k) f_{sevc}^j(E_k) \right) \\ f_{sevc}^j(E_k) = \frac{C_c(E_k)}{P_L} \times 100\% \end{cases} \quad (25)$$

其中, R_c 为切负荷风险; $f_{sevc}^j(E_k)$ 为切负荷后果严重度; $C_c(E_k)$ 为系统状态是 E_k 时系统切负荷量; P_L 为当前系统负荷。

3.2 运行风险快速评估流程

本文采用非序贯蒙特卡洛模拟法进行状态抽样, 基于风险快速评估方法计算相应的运行风险评估指标, 快速评估流程图如图2所示。

4 算例分析

以 IEEE-RTS79 系统^[19]为例, 风电场接入节点 22, 其装机容量为 300 MW, 切入风速、额定风速、切出风速分别为 3、12、23 m/s, 以 18:00 为当前时刻, 风电功率为 183.95 MW, 此时风电出力波动状态处于第 7 个状态。

4.1 风速相依的风电场出力波动模型的验证

限于篇幅, 以 18:00 时刻为例, 采用 t location-scale 分布拟合该时刻风电功率变化率的概率密度函数, 如图3所示。

设置置信水平 $\alpha=0.9$, 得到风电功率变化率概

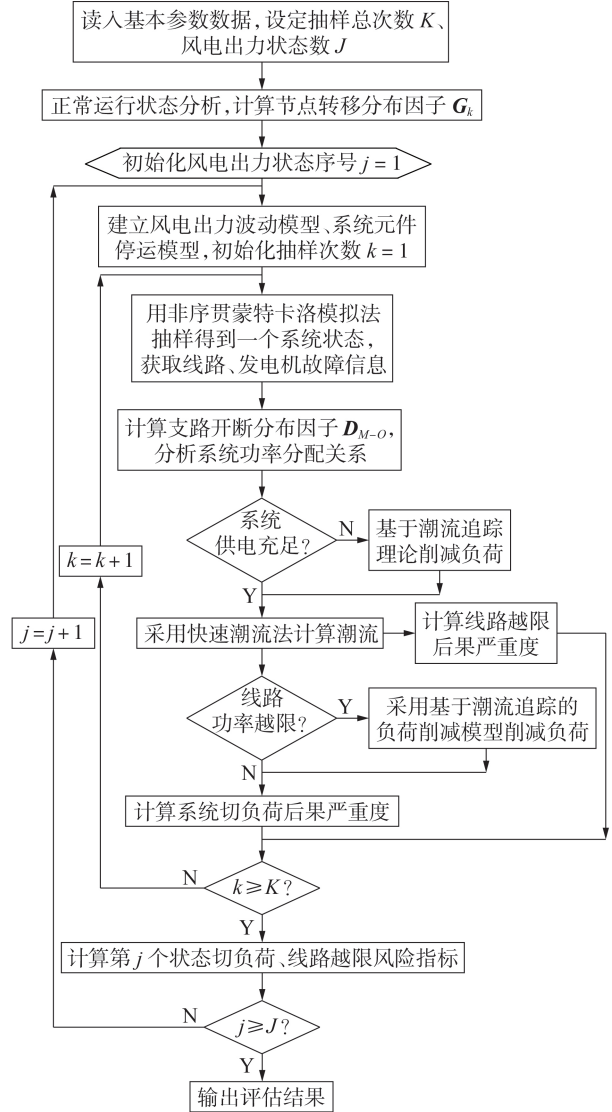


图2 运行风险快速评估流程图

Fig.2 Flowchart of rapid assessment of operation risk

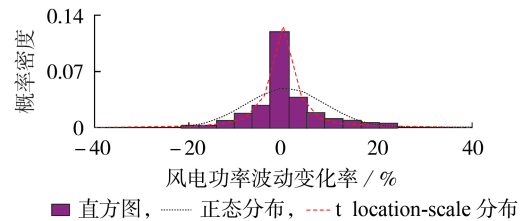


图3 风电功率变化率概率密度函数拟合曲线

Fig.3 Fitting curves of probability distribution function for wind power fluctuation rate

率密度函数的置信区间 $D=[-13.10, 15.50]$, 将风电出力波动状态划分为 12 个区间, 构建的状态空间用百分比形式可表示为:

$$I = \begin{cases} S_1 & V \in [-40, -13.10] \\ S_{j+1} & V \in [-13.10 + 2.86(j-1), -13.10 + 2.86j] \\ S_{12} & V \in [15.50, 40] \end{cases}$$

其中, $j=1, 2, \dots, 10$ 。

根据风电场的风速数据,以切入风速、额定风速和切出风速为分界点,将风速不等分为10个子区间,由上述理论统计并计算时间-风速联合条件下的风电出力波动状态转移概率矩阵,见附录图A1。

其他各时刻的状态转移概率矩阵可类比上述方法求得。对比风电场一天的实测出力、计及风速相关时的预测出力和不计及风速相关时的预测出力,如图4所示。与实测结果的相关系数、均方根误差(RMSE)和平均绝对误差(MAE)如附录表A1所示。

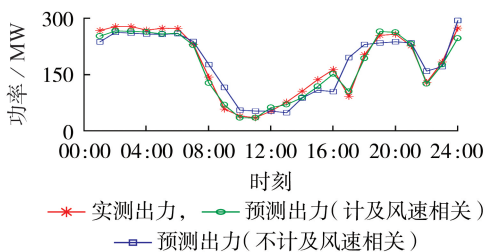


图4 不同情况下的风电出力对比

Fig.4 Comparison of wind power output in different scenarios

由图4和表A1可以看出,计及风速相关时风电预测出力与实际出力相关性较高且误差较小,具有较优的预测结果。

4.2 运行风险快速评估方法的验证

为验证所提模型的有效性和准确性,选取文献[13]中的直流潮流算法和基于直流潮流的最优负荷削减模型作为传统模型,对比各预想故障场景下的计算结果和计算效率。

4.2.1 改进潮流计算算法的验证

设置以下2个故障场景:故障场景1,线路12-13发生故障,发电机12发生故障;故障场景2,线路1-3、12-23、17-18发生故障,发电机21发生故障。

2种方法下的潮流计算结果如附录表A2和表A3所示,计算效率如表1所示。

表1 2个故障场景的计算效率对比

Table 1 Comparison of calculation efficiency between two failure scenarios

场景	计算时间 / s		节省时间百分比 / %
	传统模型	本文模型	
1	0.0335	0.0033	90.15
2	0.0419	0.0043	89.74

由表A2和表A3可知,无论是单条支路还是3条支路发生故障,采用2种方法得到的计算结果均非常接近,误差均不超过2%,验证了改进潮流计算方法适用于单条或多条支路故障时的潮流计算,满足正确性要求。由表1可知,采用改进潮流计算方法避免了潮流迭代计算问题,相对传统模型可以节

省约90%的时间,具有很高的计算效率。

4.2.2 基于潮流追踪的负荷削减模型的验证

设置以下2个故障场景:故障场景3,线路3-9、10-11发生故障,发电机32发生故障;故障场景4,线路9-11、9-12发生故障,发电机4发生故障。

基于潮流追踪理论计算得到的发电机/负荷节点与部分线路之间的功率关系见附录图A2,根据系统功率分配关系设置门槛值 $\lambda=0.2$,采用改进负荷削减模型和传统负荷削减模型计算各故障场景的削减负荷量,计算结果如表2所示,计算效率如表3所示。

表2 负荷削减量对比

Table 2 Calculation of load reduction

场景	本文模型需进行削减的负荷节点	负荷削减量 / MW	
		传统模型	本文模型
3	8、14、19	3.470	3.453
4	3、6、8、9	49.947	49.946

表3 计算效率对比

Table 3 Comparison of calculation efficiency

场景	计算时间 / s		节省时间百分比 / %
	传统模型	本文模型	
3	0.0720	0.0319	55.69
4	0.0898	0.0491	45.32

由表2可知,采用改进负荷削减模型计算得到的负荷削减量和常规模型基于全系统范围内寻优得到的最优解非常接近,这是因为本文模型的负荷削减范围是采用潮流追踪理论筛选出的发电机节点和负荷节点集合,已包含了传统模型最有效的控制节点集合,所以采用改进负荷削减模型满足正确性要求。由表3可知,与传统模型相比,采用改进负荷削减模型计算负荷削减量时,优化的变量数目和需要调节的节点大幅减少,可以节省约45%以上的时间,具有很高的计算效率。

4.3 不同风速条件下系统运行风险评估对比

将下一时刻风速设置为以下4种情况:不考虑风速,风速区间为 $[0, 2]$ m/s,风速区间为 $[6, 8]$ m/s,风速区间为 $[16, 18]$ m/s。基于当前时刻的风电出力波动状态和下一时刻的不同风速条件,可以得到下一时刻不同风速条件下的风电出力波动状态概率分布,如图5所示。然后基于本文提出的运行风险快速评估方法和文献[13]中常规风险评估方法对比上述4种情况下的运行风险评估结果,如图6所示,计算效率如表4所示。

由图5、6和表4可知,用2种模型计算得到的风险评估指标非常接近,相比于常规风险评估模型可以节省约70%的时间,验证了运行风险快速评估模型具有较高的评估精度和较快的评估效率。当风速区间为 $[0, 2]$ m/s时,风电出力集中在负向波动状态,切负荷风险较大;当风速区间为 $[16, 18]$ m/s

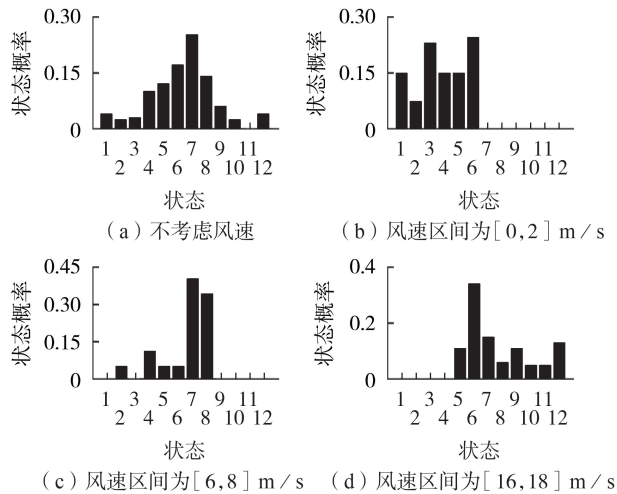


图5 不同风速条件下风电出力波动状态概率分布
Fig.5 Probability distribution of wind power fluctuation under different wind speed conditions

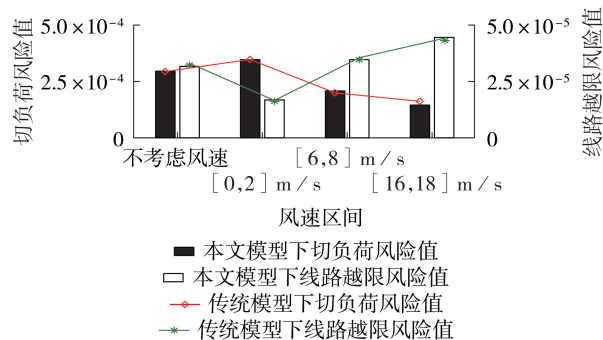


图6 不同风速条件下运行风险评估对比
Fig.6 Comparison of operational risk assessment under different wind speed conditions

表4 计算效率对比

风速区间	计算时间 / s		节省时间百分比 / %
	传统模型	本文模型	
不考虑风速	333.34	102.02	69.39
[0, 2] m/s	326.17	93.02	71.48
[6, 8] m/s	317.99	94.60	70.25
[16, 18] m/s	327.10	103.40	68.39

时,风电出力集中在正向波动状态,切负荷风险相对较小;当风速区间为 $[6, 8]$ m/s时,风电出力基本集中在小波动状态,不会出现极端情况,但不考虑风速时风电出力状态较分散,容易造成风险评估结果不准确。因此,考虑风速相依的风电出力波动模型可以提高含风电电力系统运行风险评估的准确性。

5 结论

本文针对风电出力的不确定性基于Markov理论建立了风速相依的风电出力波动模型;从提高状态分析效率的角度出发,基于改进潮流计算算法和负荷削减模型2个层面实现风险快速评估,采用

IEEE-RTS79系统对所提模型进行仿真验证,得到以下结论:采用节点转移分布因子和多支路开断分布因子的改进潮流计算算法和基于潮流追踪的负荷削减模型实现了运行风险快速评估,从计算精度和计算效率2个方面与传统方法进行对比,验证了本文所提方法的准确性和有效性;风速相依的风电出力波动模型计及风电波动与时间和风速的相关性,提高了含风电电力系统运行风险评估的准确性。

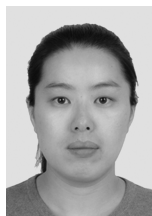
附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 丰颖, 负志皓, 周琼, 等. 考虑风电接入的在线风险评估和预防控制[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(2): 61-68.
FENG Ying, YUN Zhihao, ZHOU Qiong, et al. Online risk assessment and preventive control considering wind-power integration[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(2): 61-68.
- [2] 张里, 刘俊勇, 刘友波, 等. 计及风速相关性的电网静态安全风险[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(4): 84-89.
ZHANG Li, LIU Junyong, LIU Youbo, et al. Static security risk assessment of power system considering wind speed correlation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(4): 84-89.
- [3] HAJIBANDEH N, KHAH M S, TALARI S, et al. Demand response based operation model in electricity markets with high wind power penetration[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2019, 10(2): 918-930.
- [4] 张立波, 程浩忠, 田舒欣, 等. 基于Johnson分布体系的含风电场发电系统可靠性评估[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(10): 46-52.
ZHANG Libo, CHENG Haozhong, TIAN Shuxin, et al. Johnson system based reliability evaluation of generation system with wind farms[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(10): 46-52.
- [5] WANG Zhen, BIAN Qiaoyan, XIN Huanhai, et al. A distributionally robust coordinated reserve scheduling model considering CVaR-based wind power reserve requirements[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016, 7(2): 625-636.
- [6] TEWARI S, GEYER C J, MOHAN N. A statistical model for wind power forecast error and its application to the estimation of penalties in liberalized markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(4): 2031-2039.
- [7] LIN Weixing, WEN Jinyu, CHENG Shijie, et al. An investigation on the active-power variations of wind farms[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2012, 48(3): 1087-1094.
- [8] 徐鹏程, 刘文霞, 陈启, 等. 基于重要抽样与极限学习机的大电网可靠性评估[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(2): 204-210.
XU Pengcheng, LIU Wenxia, CHEN Qi, et al. Reliability evaluation of large power system based on combination of important sampling and extreme learning machine[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(2): 204-210.
- [9] 彭寒梅, 曹一家, 黄小庆, 等. 基于组合抽样的含分布式电源随机潮流计算[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(5): 28-34.
PENG Hanmei, CAO Yijia, HUANG Xiaoqing, et al. Probabilistic load flow calculation based on combination sampling for power system containing distributed generations[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(5): 28-34.
- [10] 栗然, 靳保源. 基于潮流转移分布熵和负荷冲击灵敏度熵的电力系统关键线路识别[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(9):

- 148-154.
LI Ran, JIN Baoyuan. Critical line identification of power grid based on power flow transferring distribution entropy and load impact sensitivity entropy[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(9): 148-154.
- [11] 徐慧明, 毕天姝, 黄少锋, 等. 计及暂态过程的多支路切除潮流转移识别算法研究[J]. 中国电机工程学报, 2007, 27(16): 24-30.
XU Huiming, BI Tianshu, HUANG Shaofeng, et al. Flow transferring identification algorithm for multi-branches removal event with consideration of transient phenomena[J]. Proceedings of the CSEE, 2007, 27(16): 24-30.
- [12] 任建文, 何培成, 李刚. 基于虚拟支路模型与FTIL的多支路开断潮流转移搜索新算法[J]. 电网技术, 2017, 41(1): 194-200.
REN Jianwen, HE Peicheng, LI Gang. A new searching algorithm of power flow transferring for multi-branch removal event based on virtual-branch model and FTIL[J]. Power System Technology, 2017, 40(1): 194-200.
- [13] YONG Pei, ZHAN Ning, KANG Chongqing, et al. MPLP-based fast power system reliability evaluation using transmission line status dictionary[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(2): 1630-1640.
- [14] 张哲, 杨航, 尹项根, 等. 电网运行风险在线评估中基于灵敏度分析的负荷削减模型[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(5): 90-95.
ZHANG Zhe, YANG Hang, YIN Xianggen, et al. Load shedding model based on sensitivity analysis in on-line power system operation risk assessment[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(5): 90-95.
- [15] 孙景文. 风电功率概率特征建模及风险分析应用[D]. 济南: 山东大学, 2016.
SUN Jingwen. Operation risk assessment of wind farm integrated system influenced by weather conditions[D]. Jinan: Shandong University, 2016.
- [16] 王韶, 刘沛铮, 董光德, 等. 基于复杂网络计及校正控制的电力系统连锁故障模型[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(9): 162-168.
WANG Shao, LIU Peizheng, DONG Guangde, et al. Power system cascading failure model based on complex network theory with consideration of corrective control[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(9): 162-168.
- [17] 高忠旭. 风电场入网的可靠性分析及运行风险评估[D]. 北京: 华北电力大学, 2014.
GAO Zhongxu. Reliability analysis and operational risk assessment of bulk system associated with wind farms[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2014.
- [18] 黎静华, 左俊军, 汪赛. 大规模风电并网电力系统运行风险评估与分析[J]. 电网技术, 2016, 40(11): 3503-3510.
LI Jinghua, ZUO Junjun, WANG Sai. Analysis and assessment of operation risk for power system with large-scale wind power integration[J]. Power System Technology, 2016, 40(11): 3503-3510.
- [19] YANG Hejun, WANG Lei, ZHANG Yeyu, et al. Reliability evaluation of power system considering time of use electricity pricing[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(3): 1991-2002.

作者简介:



马燕峰

马燕峰(1978—),女,河北迁西人,副教授,博士,主要研究方向为电力系统分析、运行与控制(E-mail: ma_yanfeng01@163.com);

杨小款(1996—),男,安徽宿州人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统规划与可靠性(E-mail: yang_xiaokuan@163.com)。

(编辑 李玮)

Assessment of operation risk for power system containing wind power based on power flow transferring and tracing

MA Yanfeng¹, YANG Xiaokuan¹, ZHAO Shuqiang¹, FU Yu¹, WANG Zijian¹, DONG Ling²

(1. Key Laboratory of Distributed Energy Storage and Microgrid of Hebei Province, North China Electric Power University, Baoding 071003, China;

2. State Grid Qinghai Electric Power Company, Xining 810000, China)

Abstract: To address the rapid operation risk assessment of power system containing wind power, a risk assessment approach based on power flow transferring and tracing is proposed. Firstly, based on Markov theory, a wind power fluctuation model that is correlative with wind speed is established, in which the correlation between wind power fluctuation and time and wind speed is considered. Secondly, a rapid power flow calculation approach is developed by deriving the nodal transfer distribution factor and branch outage distribution factor suitable for multi-branch outage, which avoids iterative calculation of power flows, so that improving the computational efficiency. Thirdly, a load-shedding model based on power flow tracing theory is established to screen out the most effective set of control nodes. In this way, the system-wide global search can be transferred into local search. Hence, the rapid risk assessment can be achieved in two aspects of improved power flow calculation algorithm and load-shedding model. Finally, the accuracy and effectiveness of the proposed model are verified by simulation analysis of IEEE-RTS79 system. Furthermore, the load-shedding risk and the line over-limit risk indices are calculated to analyze the impact of different wind speeds on the system operation risk. This can provide reference for the operation risk assessment of power system containing wind power.

Key words: electric power systems; assessment of operation risk; wind power fluctuation; nodal transfer distribution factor; branch outage distribution factor; power flow

附录

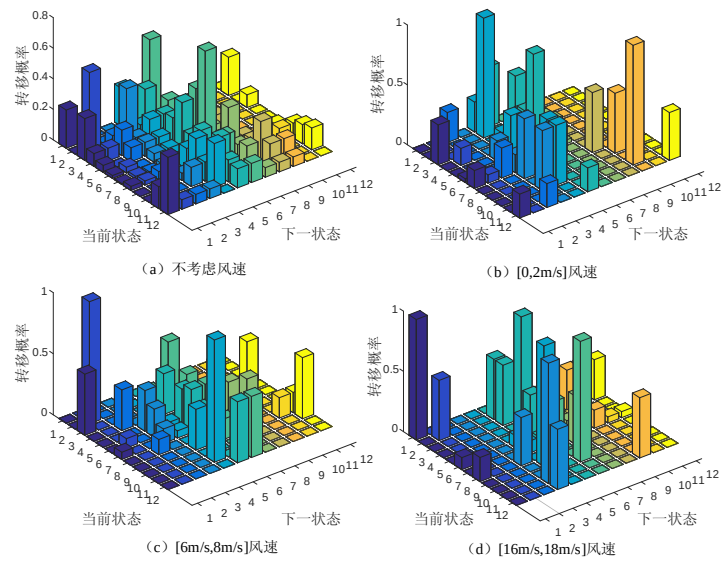


图 A1 不同风速条件下风电出力波动状态转移概率矩阵
Fig.A1 Wind power fluctuation state transition probabilities matrices under different wind speed conditions

表 A1 相关系数、均方根误差和平均绝对误差的对比
Table A1 Comparison of correlation, RMSE and MAE

方法	相关系数	RMSE/%	MAE
计及风速相关	0.9932	3.97	0.0346
不计及风速相关	0.9242	10.91	0.0839

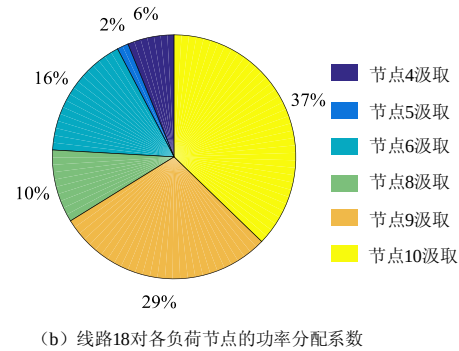
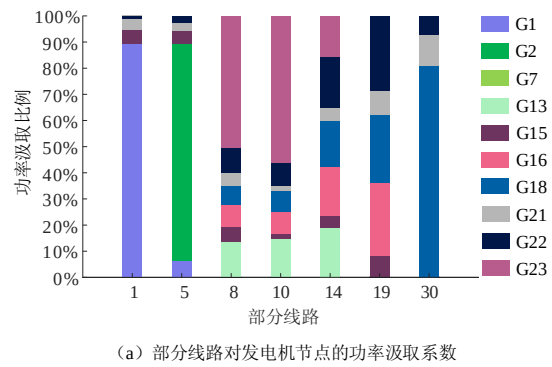


图 A2 发电机/负荷节点与线路之间的功率关系
Fig.A2 Power relationship between generator/load and line

表 A2 故障场景 1 的潮流计算结果对比
Table A2 Comparison of power flow calculation results in failure scenario 1

支路	计算潮流/MW		误差/%
	本文模型	传统模型	
1-2	13.4247	13.3814	0.32
3-9	24.7419	24.4288	1.28
6-10	-89.781	-89.834	0.06
8-10	-24.139	-24.182	0.18
12-23	-34.146	-34.093	0.16
15-24	217.4752	217.2279	0.11
17-18	-186.635	-186.655	0.01
18-21	-60.138	-60.145	0.01
20-23	-97.177	-96.94	0.24
21-22	-156.513	-156.58	0.05

表 A3 故障场景 2 的潮流计算结果对比
Table A3 Comparison of power flow calculation results in failure scenario 2

支路	计算潮流/MW		误差/%
	本文模型	传统模型	
1-2	8.569	8.5167	0.61
3-9	45.8902	45.4146	1.05
6-10	-91.392	-91.729	0.38
8-10	-24.125	-24.138	0.05
12-13	-226.539	-228.523	0.87
15-24	218.7699	213.9707	2.29
17-22	-180.282	-179.512	0.43
18-21	33.1802	33.5	0.95
20-23	-178.048	-179.083	0.58
21-22	-115.27	-116.257	0.85