

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2023.06.014

考虑气象影响的电力系统运行可靠性评估

陈凡^{1,2}, 徐浪^{1,3}, 赵美莲^{1,2}, 刘海涛^{1,2}, 张继聪¹

(1. 南京工程学院电力工程学院, 江苏 南京 211167;

2. 智能电网保护和运行控制国家重点实验室, 江苏 南京 211106;

3. 广东电网有限责任公司珠海供电局, 广东 珠海 519075)

摘要:气象因素会对线路运行温度产生影响,而线路运行温度与线路的阻抗以及故障停运率等参数密切相关,现有研究在进行系统运行可靠性评估时未充分考虑气象因素对线路多参数的影响。为此,文中首先以气象相依的输电线路热平衡方程为基础,研究考虑气象因素的线路温度计算方法和气象条件相依的输电线路实时容量模型,在此基础上建立导线温度相依的线路阻抗参数模型和线路实时停运模型。然后,提出一种基于蒙特卡洛模拟的考虑气象因素的电力系统运行可靠性评估方法。最后,以 IEEE 14 和 IEEE RTS96 节点修改系统为例,分析气象因素对输电线路实时参数容量、温度、阻抗、故障率等以及电力系统运行可靠性指标的影响,算例结果验证了所提出的考虑气象因素的线路运行可靠性模型和系统运行可靠性评估方法的正确性。

关键词:运行可靠性;气象因素;线路温度;线路阻抗;线路故障率;可靠性评估

中图分类号: TM76

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2023)06-0130-11

0 引言

输电线路的阻抗参数、故障率是影响电力系统运行可靠性的重要因素^[1-3],而线路阻抗参数、故障率均与气象因素(例如环境温度、风速等)密切相关,因此有必要对考虑气象因素的电力系统运行可靠性建模方法开展研究。

传统可靠性评估使用固定的元件停运模型,而运行可靠性评估则需要特别考虑运行条件、外部环境等因素对元件实时停运的影响^[4-5]。关于外部气象条件的影响,已有文献分别从气象因素对线路容量^[6-9]、线路阻抗参数^[10-13]和线路故障率^[14-17]等方面的影响开展了研究。从线路容量角度,文献[6-9]考虑了气象因素对线路容量的影响,并进一步分析了气象对电力系统可靠性的影响,但未考虑气象条件对线路阻抗、线路实时故障率的影响;从线路阻抗参数角度,文献[10-11]通过对气象与地理因素进行分析,构建了考虑气象与地理因素的电热耦合潮流模型,研究了气象因素对线路阻抗参数的影响;文献[12-13]以线路温度与线路参数为纽带,建立了考虑气象因素的系统潮流模型,通过潮流模型计算稳态的系统阻抗参数,但文献[10-13]未考虑气象条件对线路容量、线路实时故障率的影响。从线路故障率角度,文献[14]提出了一种考虑气象因素的时变故障率模型,使用气象因子对电力系统线路

故障率进行了修正;文献[15-16]考虑了气象条件对配电网系统中线路故障率的影响,综合考虑长期影响因素与短期影响因素对线路故障率的修正作用^[17],提出一种考虑元件非恒定故障率的可靠性指标计算方法,但文献[14-17]未考虑气象因素对于线路容量、线路阻抗参数的影响。

针对现有文献未全面考虑气象因素对线路容量、线路阻抗与线路故障率等参数的影响,难以准确反映实时气象条件下系统运行可靠性水平的问题,文中提出了一种综合考虑气象因素对线路容量、线路阻抗和线路实时停运影响的系统运行可靠性评估方法。该方法首先建立了气象条件相依的线路温度和容量模型;然后建立了导线温度相依的线路阻抗参数和线路故障率模型;最后结合所建立的线路运行可靠性模型,采用蒙特卡洛方法抽取系统状态并进行系统可靠性指标计算。文中以 IEEE 14 和 IEEE RTS96 节点修改系统为例,定量分析了气象因素对系统运行可靠性的影响。

1 气象相依的输电线路温度和容量模型

1.1 气象相依的输电线路热平衡方程

线路温度受到环境温度、风速、风向、日照以及线路材料等多因素的影响,可通过线路热平衡方程进行计算。电流流过线路时会发热,其产生的热量一方面使得线路自身温度增加;另一方面会通过对流散热、辐射散热挥发到周围空气中。若忽略线路蒸发散热、电晕损耗等对热平衡方程的微小影响,

收稿日期:2023-06-26;修回日期:2023-09-06

基金项目:国家自然科学基金资助项目(52107098)

热平衡方程为^[18]:

$$I^2 R(T_c) + Q_s = Q_r + Q_f \quad (1)$$

式中: I 为线路电流; $R(T_c)$ 、 Q_s 、 Q_r 、 Q_f 如式(2)所示。

$$\begin{cases} R(T_c) = (1+k)R_{20}[1+\varphi_{20}(T_c-20)] \\ Q_s = \alpha_s J_s D \\ Q_r = \pi D E_1 S_1 [(T_c+273)^4 - (T_a+273)^4] \\ Q_f = 0.57\pi \lambda_f (T_c - T_a) Re^{0.485} \end{cases} \quad (2)$$

式中: T_c 为线路温度; $R(T_c)$ 为线路温度在 T_c 时的电阻值; k 为线路集肤系数; R_{20} 为线路温度在 20 °C 时的电阻值; φ_{20} 为线路温度在 20 °C 时的材料系数; Q_s 为日照吸热功率; α_s 为线路日照辐射系数; J_s 为日照强度; D 为输电线路直径; Q_r 为辐射散热功率; E_1 为线路散热系数; S_1 为包尔茨曼常数, 通常取 5.67×10^{-8} ; T_a 为线路周围的环境温度; Q_f 为对流散热功率; λ_f 为线路传热系数; Re 为雷诺数。 λ_f 、 Re ^[19] 如式(3)所示。

$$\begin{cases} \lambda_f = 2.42 \times 10^{-2} + 3.5(T_a + T_c) \times 10^{-5} \\ Re = \nu D / \eta \end{cases} \quad (3)$$

式中: ν 为线路周围环境风速; η 为线路空气层粘度^[20], 如式(4)所示。

$$\eta = 1.32 \times 10^{-5} + 4.8(T_a + T_c) \times 10^{-8} \quad (4)$$

通过文献[21]确定线路自身参数(直径、阻值、集肤系数等), 再结合线路周围气象数据(环境温度、风速等), 计算得到输电线路日照吸热、辐射散热和对流散热 3 个功率参数, 将其代入式(1)中, 即可求出线路的电流大小。

1.2 输电线路温度的迭代计算

在得到输电线路的电流后, 可以通过热平衡方程迭代求解得到输电线路的温度, 具体步骤为:

(1) 参数初始化。设定环境温度、风速等气象因素, 节点 i 和节点 j 之间线路编号为 ij , 给定线路初始温度、迭代次数 $n=1$ 、节点参数、线路阻抗参数, 设定 ΔQ_0 为功率不平衡值, 若 $-0.1 < \Delta Q_0 < 0.1$, 则线路温度收敛。

(2) 形成系统节点导纳矩阵。

(3) 潮流计算获取线路潮流。

(4) 计算热平衡方程中的功率参数。通过线路潮流计算各线路电流, 并将给定的环境温度、风速等气象因素代入式(2)中, 计算出日照吸热功率参数和以线路温度为未知量的线路辐射散热、对流散热功率。

(5) 计算线路温度。首先计算 $\Delta Q_0 = Q_r + Q_f -$

$Q_s - I^2 R(T_c)$, 若其在收敛区间内(即 $-0.1 < \Delta Q_0 < 0.1$), 则使用此时的线路温度 T_c 组成线路温度矩阵 T_n 。

(6) 判断各条线路温度是否达到稳态。令 $\Delta T = T_n - T_{n-1}$ ($n \geq 1$), 若 $|\Delta T| < 0.1$ 均成立, 则转到步骤(9); 否则迭代次数加 1, 转入步骤(7)。

(7) 修正线路阻抗矩阵。在获得各条线路温度后, 使用线路阻抗修正公式对线路阻抗参数进行修正^[12]。

$$\begin{cases} r_{ij}(T_c) = r_{ij}(T_0)[1 + \alpha(T_c - T_0)] \\ x_{ij}(T_c) = x_{ij}(T_0)[1 + \alpha(T_c - T_0)] \end{cases} \quad (5)$$

式中: T_0 为初始环境温度, 取 20 °C^[13]; $r_{ij}(T_0)$ 、 $x_{ij}(T_0)$ 分别为温度 T_0 时线路 ij 的电阻和电抗; α 为线路电阻的温度系数, 主要和线路的材质有关。

(8) 根据修正后的阻抗参数重新形成节点导纳矩阵, 转入步骤(3)。

(9) 输出线路稳态温度。

1.3 气象条件相依的输电线路实时容量模型

输电线路容量和线路所处的气象条件密切相关, 例如线路周围的环境温度、风速、风向角度等。输电线路实时容量的计算主要依托于线路的热平衡方程。在得到线路气象条件后, 通过式(1)可以得到线路的载流限值, 修正线路的容量^[7], 如式(6)所示。

$$S' = (I_{DTR} / I_{STR}) S \quad (6)$$

式中: S' 为调整后的线路额定视在容量; I_{DTR} 为考虑实际气象因素得出的线路载流量极限, 气象因素取实际气象; I_{STR} 为基于基准环境得出的静态线路载流量极限, 气象因素取环境温度 40 °C、风速 0.5 m/s、风向角度 90°; S 为线路额定视在容量。

2 导线温度相依的线路阻抗和故障率模型

2.1 导线温度相依的线路阻抗参数模型

假设线路的始末节点分别为 i 、 j , 若忽略对地电纳, 那么此条线路的有功潮流、无功潮流^[12], 如式(7)所示。

$$\begin{cases} P_{ij} = \\ U_i^2 g_{ij}(T_c) - U_i U_j (g_{ij}(T_c) \cos \theta_{ij} + b_{ij}(T_c) \sin \theta_{ij}) \\ Q_{ij} = \\ -U_i^2 b_{ij}(T_c) + U_i U_j (b_{ij}(T_c) \cos \theta_{ij} - g_{ij}(T_c) \sin \theta_{ij}) \end{cases} \quad (7)$$

式中: P_{ij} 、 Q_{ij} 分别为线路 ij 上的有功潮流、无功潮流; U_i 、 U_j 分别为节点 i 、 j 上的电压幅值; θ_{ij} 为 θ_i 、 θ_j 之差, θ_i 、 θ_j 分别为节点 i 、 j 的相角; $g_{ij}(T_c)$ 、

$b_{ij}(T_c)$ 分别为此条线路处在温度为 T_c 时的串联阻抗等效电导、电纳, 其值与线路的温度有关, 如式 (8) 所示。

$$\begin{cases} g_{ij}(T_c) = \frac{r_{ij}(T_c)}{x_{ij}^2(T_c) + r_{ij}^2(T_c)} \\ b_{ij}(T_c) = -\frac{x_{ij}(T_c)}{x_{ij}^2(T_c) + r_{ij}^2(T_c)} \end{cases} \quad (8)$$

式中: x_{ij} 、 r_{ij} 分别为线路 ij 上的电抗和电阻。实际应用中, 线路的电阻和电抗数据可以通过电力产品手册查到, 但其一般是线路温度为 $20\text{ }^\circ\text{C}$ 时的参数数据, 在实际生产运行中, 线路的温度不是一成不变的, 线路的阻抗和其温度存在线性函数关系, 因此在实际应用中可以按照式 (5) 修正线路的电阻、电抗值。

2.2 导线温度相依的线路故障率模型

输电线路故障率与运行时的温度密切相关, 当运行温度超过临界安全温度 ($70\text{ }^\circ\text{C}$) 时, 线路故障率会比平时大很多。虽然线路运行温度越界情况出现的概率较低且持续时间较短, 但在这个时间段内, 线路的故障率却大大增加。因此可以通过判断线路温度是否超过临界温度, 将线路故障率分为温度正常时的故障率和温度越限时的故障率 2 种情况^[22]。

温度正常时的线路故障率计算式为:

$$\lambda_a = \frac{N_a}{T_a} \quad (9)$$

式中: N_a 为统计时间内温度正常时的线路故障次数; T_a 为温度正常持续时间。

温度越限时的线路故障率计算式为:

$$\lambda_b = \frac{N_b}{T_b} \quad (10)$$

式中: N_b 为统计时间内在温度越限时间内的线路故障次数; T_b 为温度越限持续时间。

线路的统计故障率为温度正常时线路故障率与温度越限时线路故障率的加权平均值, 其中权重系数的选择是一个较为复杂的问题。文献 [23] 在分析多种实时监测变量对线路故障率影响的过程中, 对于实时监测变量的权重采用了降半梯形量化评分模型。当变量上限低于最低阈值时, 评分为 100, 即代表设备正常; 当变量下限高于最高阈值时, 评分为 0, 即代表设备超出了规范值; 在两者之间, 则呈现线性关系。文中所需选取的线路在温度正常与温度越限情况下的故障率权重系数问题与之类似, 因此文中采用文献 [23] 中的权重分配模型选择线路故障率权重系数 F 。

$$F = \begin{cases} 1 & T_{ij,max} \leq 70 \\ \frac{70 - T_{ij,min}}{T_{ij,max} - T_{ij,min}} & T_{ij,min} < 70 < T_{ij,max} \\ 0 & T_{ij,min} \geq 70 \end{cases} \quad (11)$$

式中: $T_{ij,max}$ 、 $T_{ij,min}$ 分别为迭代计算过程中线路 ij 上的温度最大值与最小值。

例如, 假定线路的温度变化区间为 $[68, 78]\text{ }^\circ\text{C}$, 则温度正常时线路故障率权重为 $F = (70 - 68) / (78 - 68) = 0.2$ 。根据所得到的线路故障率权重系数 F , 得到统计期间内线路故障率的平均值 λ_{avg} 为:

$$\lambda_{avg} = F\lambda_a + (1 - F)\lambda_b \quad (12)$$

3 考虑气象因素的电力系统运行可靠性评估方法

在建立气象相依的线路容量和温度模型、导线温度相依的线路阻抗参数及故障率模型的基础上, 文中进一步提出了考虑气象因素的电力系统运行可靠性评估方法, 方法流程如图 1 所示。

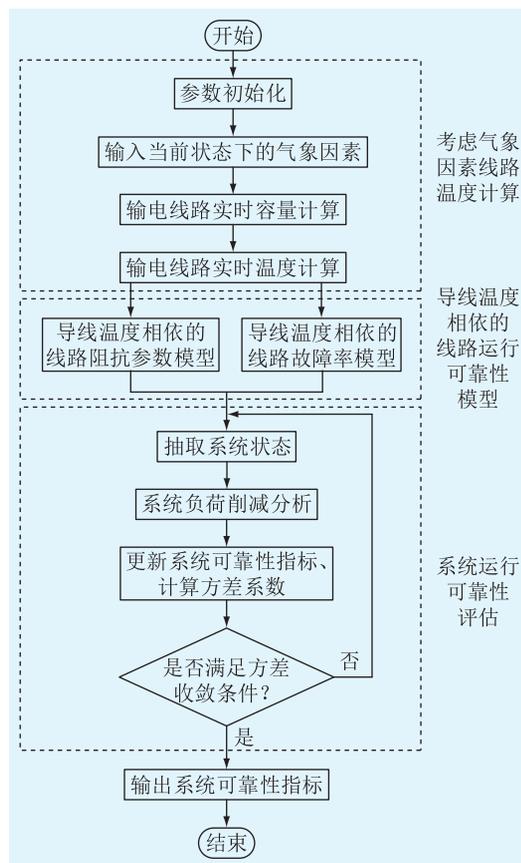


图 1 考虑气象因素的电力系统运行可靠性评估流程

Fig.1 Flow chart of the operation reliability evaluation of power systems considering meteorological factors

具体步骤包括:

(1) 参数初始化。初始化系统节点数据、线路阻抗参数、线路静态容量、线路初始温度、热平衡方

程参数、方差收敛最大系数 β_s ,且 $\beta_s = 5\%$ 。

(2) 输入实时气象因素,气象因素包括环境温度、风速、风向等数据。

(3) 计算输电线路实时容量。在得到线路气象条件后,通过式(1)可以得到线路的载流限值,通过式(6)计算线路的实时容量。

(4) 计算输电线路实时温度。根据 1.2 节步骤计算得到稳态线路温度。

(5) 建立导线温度相依的线路实时阻抗和故障率参数模型。分别根据 2.1 节和 2.2 节步骤计算线路实时阻抗和实时故障率参数。

(6) 抽取系统状态。基于步骤(5)得到的线路实时阻抗和故障率参数,随机抽取系统运行状态。

(7) 系统负荷削减分析。采用最优负荷削减模型对系统进行负荷削减,其模型目标函数为^[7]:

$$Z = \min \sum_{m \in N_D} Z_m \quad (13)$$

式中: Z 为母线削负荷最小量; Z_m 为母线 m 的削负荷; N_D 为系统中负荷母线的集合。

负荷削减等式约束条件为:

$$P_m(V, \delta) - P_{G_g} + P_{D_g} - Z_m = 0 \quad m \in N_D; g \in N_G \quad (14)$$

$$Q_m(V, \delta) - Q_{G_g} - Q_{C_i} + Q_{D_m} + Z_m(Q_{D_m}/P_{D_m}) = 0 \quad i \in N \quad (15)$$

式中: P_m 、 Q_m 分别为母线 m 的有功注入和无功注入; P_{G_g} 、 Q_{G_g} 分别为发电机 g 有功出力和无功出力; P_{D_g} 为发电机 g 上有功负荷; Q_{C_i} 为节点 i 补偿无功容量; V 、 δ 分别为母线电压幅值和相角矢量; P_{D_m} 、 Q_{D_m} 分别为母线 m 上的有功负荷和无功负荷; N_G 为发电母线的集合; N 为系统中节点的集合。

负荷削减不等式约束条件为:

$$P_{G_g, \min} \leq P_{G_g} \leq P_{G_g, \max} \quad g \in N_G \quad (16)$$

$$Q_{G_g, \min} \leq Q_{G_g} \leq Q_{G_g, \max} \quad g \in N_G \quad (17)$$

$$0 \leq Z_m \leq P_{D_m} \quad (18)$$

$$S_{ij}(V, \delta) \leq S_{ij, \max} \quad ij \in L \quad (19)$$

$$U_{i, \min} \leq U_i \leq U_{i, \max} \quad (20)$$

式中: $P_{G_g, \min}$ 、 $P_{G_g, \max}$ 分别为发电机 g 有功注入下限和上限; $Q_{G_g, \min}$ 、 $Q_{G_g, \max}$ 分别为发电机 g 无功注入下限和上限; S_{ij} 为线路 ij 上的潮流; $S_{ij, \max}$ 为线路 ij 的最大容量; L 为所有支路集合; $U_{i, \min}$ 、 $U_{i, \max}$ 分别节点 i 电压最小值和最大值; P_{ij} 、 Q_{ij} 、 S_{ij} 如式(21)一式(23)所示。

$$P_{ij}(V, \delta) = U_i \sum_{j \rightarrow i} U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (21)$$

$$Q_{ij}(V, \delta) = U_i \sum_{j \rightarrow i} U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (22)$$

$$S_{ij}(V, \delta) = \sqrt{P_{ij}^2(V, \delta) + Q_{ij}^2(V, \delta)} \quad (23)$$

式中: $j \rightarrow i$ 为节点 j 与节点 i 直接相连的母线; G_{ij} 、 B_{ij} 分别为导纳矩阵的实部、虚部。

(8) 更新系统可靠性指标和方差系数。

(9) 判断是否满足收敛条件。若方差系数满足收敛条件即 $\beta \leq \beta_s$ 时,转到步骤(10);否则,转到步骤(6)。

(10) 输出系统可靠性指标。

4 算例分析

为了便于研究气象因素对线路停运的影响,文中对 IEEE 14^[24]和 IEEE RTS96^[25]节点系统中的线路停运参数进行了修改,即将原系统中各线路的故障持续时间增加为原来故障持续时间的 2 倍。以 IEEE 14 和 IEEE RTS96 节点修改系统为例进行算例验证,分析了气象条件对线路参数和系统运行可靠性指标的影响。算例分析中相关参数设置如下:输电线路采用铝绞线,型号为 LGJ-400/50,直径 D 为 27.63 mm,线路横截面积为 399.73 mm²,线路长期允许温度为 70 ℃;线路日照辐射系数 α_s 和线路散热系数 E_1 为 0.5;日照强度 J_s 为 1 000 W/m²。对比影响线路温度与载流量的主要因素环境温度和风速,风向角度影响会小很多,同时由于线路周围的风向角度存在极强的不确定因素,因此采用文献[26]中将风向角度设为定值的方法,选用静态传输容量风向角度 90°;线路的电抗和电阻温度系数均设置为 0.003 9 ℃⁻¹;线路集肤效应系数 k 为 0.002 5;铝绞线在 20 ℃时的材料温度系数为 0.004 03 ℃⁻¹。

4.1 IEEE 14 节点修改系统算例验证

4.1.1 气象条件对 IEEE 14 节点修改系统线路参数的影响

(1) 气象条件对线路容量的影响。文中针对 3 种不同的气象环境迭代计算线路温度,其中气象 B 为国标静态容量的气象环境^[21],选取气象 A、C 与其进行对比。

气象 A:线路周围环境温度为 20 ℃、环境风速为 0.5 m/s。

气象 B:线路周围环境温度为 40 ℃、环境风速为 0.5 m/s。

气象 C:线路周围环境温度为 40 ℃、环境风速为 0.3 m/s。

随着输电线路气象环境的改变,输电线路的容量须进行修正,以便贴合系统的实际运行情况。在得到输电线路气象环境后,先通过式(1)一式(4)计

算输电线路动态载流限值,再使用式(6)对原输电线路容量进行修正,线路容量调整系数结果见表1。

表1 不同气象条件下的线路载流限值及调整系数

Table 1 Line current carrying limits and adjustment coefficients under different meteorological conditions

气象条件	线路载流限值/A	调整系数 I_{DTR}/I_{STR}
气象 A	824	1.378
气象 B	598	1.000
气象 C	521	0.871

由表1可知,气象B为传统静态容量气象条件,因此其线路容量调整系数 I_{DTR}/I_{STR} 为1;当输电线路处在气象A情况下时,其线路容量调整系数为1.378,这是由于相比于气象B,气象A的环境温度低于气象B,根据式(1)可以得出,当输电线路周围温度下降、其他气象因素未改变时,输电线路的对流散热与辐射散热功率增加,此时,线路的动态载流上限 I_{DTR} 会增大,因此线路容量调整系数会大于1,应根据式(6)对输电线路容量进行调整;当输电线路处在气象C情况下时,其线路容量调整系数为0.871,这是由于相比于气象B,气象C的风速低于气象B,根据式(1)可以得出,当输电线路周围风速下降、其他气象因素未改变时,输电线路的对流散热功率降低,此时,线路的动态载流上限 I_{DTR} 减小,因此线路容量调整系数会小于1,应根据式(6)对输电线路容量进行调整。

(2) 气象条件对线路温度的影响。经过热平衡方程和潮流方程联合迭代6次后,线路温度达到稳态平衡。IEEE 14节点修改系统共有20条线路,选取线路7~16,将其编号为1~10。以线路1~10为例,线路温度随3种气象条件的变化情况见图2。

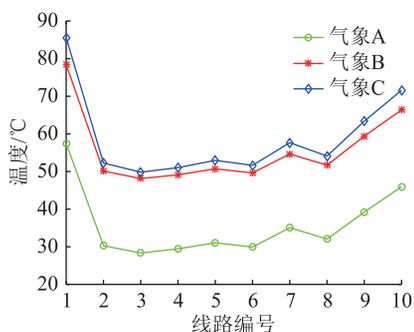


图2 IEEE 14节点修改系统中不同气象因素下的线路稳态温度

Fig.2 Steady-state temperature of the line under different meteorological factors in IEEE 14-bus modified system

由图2可知,线路1~10在气象C情况下的线路温度普遍大于气象B情况下的线路温度,这是因

为环境风速会影响线路温度,风速越高(气象B风速高于气象C)则式(2)中的对流散热功率越大,因此有利于降低线路温度;气象B情况下的线路温度普遍大于气象A,这是因为环境温度会影响线路温度,环境温度越低(气象A环境温度低于气象B)则式(2)中的对流散热与辐射散热功率增大,因此有利于降低线路温度。

(3) 线路温度对线路阻抗参数的影响。随着线路温度的改变,线路电阻、电抗参数也会随之发生改变。以气象A条件下的电阻和电抗为基准值,分析气象B和C条件下线路电阻和电抗的变化,分别如图3、图4所示。

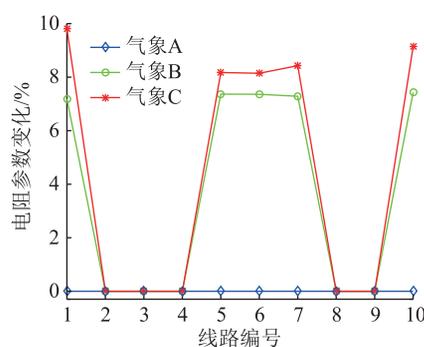


图3 IEEE 14节点修改系统中不同气象因素下的线路电阻参数

Fig.3 Line resistance parameters under different meteorological factors in IEEE 14-bus modified system

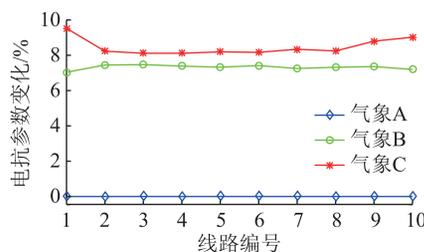


图4 IEEE 14节点修改系统中不同气象因素下的线路电抗参数

Fig.4 Line reactance parameters under different meteorological factors in IEEE 14-bus modified system

由图3、图4可见,线路1~10中气象C阻抗参数增大的幅度高于气象B条件下的阻抗参数,这是因为气象C下的线路温度大于气象B,由式(5)可知温度增加时线路阻抗也会随之增加;线路1~10中气象B阻抗参数增大的幅度高于气象A条件下的阻抗参数,这是因为气象B下的线路温度普遍大于气象A。特别说明的是,部分线路(例如线路2)中电阻的变化数值为0,这是因为这些线路中只存在电抗值。

(4) 线路温度对线路故障率的影响。不同线路温度下的线路故障率如表2所示。

表 2 不同线路温度下的 IEEE 14 节点修改系统部分线路故障率

Table 2 Failure rate of some lines under different line temperatures in IEEE 14-bus modified system

线路编号	气象 A			气象 B			气象 C		
	$T_{ij,max}/^{\circ}\text{C}$	$T_{ij,min}/^{\circ}\text{C}$	线路故障率/ (次·a ⁻¹)	$T_{ij,max}/^{\circ}\text{C}$	$T_{ij,min}/^{\circ}\text{C}$	线路故障率/ (次·a ⁻¹)	$T_{ij,max}/^{\circ}\text{C}$	$T_{ij,min}/^{\circ}\text{C}$	线路故障率/ (次·a ⁻¹)
1	64.65	55.99	0.02	85.43	77.04	1.25	95.36	83.35	1.25
2	30.27	30.28	0.36	50.11	50.12	0.36	52.24	52.25	0.36
3	28.36	28.36	0.34	48.11	48.12	0.34	49.82	49.83	0.34
4	29.51	29.44	0.33	49.31	49.11	0.33	51.28	51.02	0.33
5	31.19	31.05	0.30	51.06	50.71	0.30	53.40	52.94	0.30
6	30.00	29.92	0.44	49.82	49.62	0.44	51.89	51.63	0.44
7	35.63	35.04	0.44	55.66	54.59	0.44	59.00	57.57	0.44
8	32.28	32.05	0.02	52.19	51.67	0.02	54.77	54.10	0.02
9	40.03	39.16	0.02	60.22	59.34	0.02	64.55	63.27	0.02
10	48.33	45.69	0.02	68.76	66.10	0.02	74.98	71.14	1.75

由表 2 可见,线路 1 故障率在气象 A 条件下为 0.02 次/a,而在气象 B 和 C 条件下,故障率增长到了 1.25 次/a,故障率大大增加。这是由于线路 1 在气象 A 条件下的线路温度最大值未超过 70 °C,由式(11)可知,线路故障率权重系数为 1,故线路故障率较小;而当线路 1 处在气象 B 和 C 条件下时,线路最小温度超过 70 °C,线路故障率权重系数为 0,所以故障率会大大增加。线路 10 故障率在气象 A 和 B 条件下均为 0.02 次/a,而在气象 C 条件下,线路故障率增长到了 1.75 次/a。这是因为线路 10 在气象 A 和 B 条件下的最大温度未超过 70 °C,由式(11)可知,线路故障率权重系数为 1,故线路故障率较小;而当线路 10 处在气象 C 条件下时,线路最小温度大于 70 °C,线路故障率权重系数为 0,因此线路故障率会大大增加。线路 2~9 故障率在气象 A、B 和 C 条件下均相同,这是因为线路中的最大温度均未超过 70 °C,所以线路故障率权重系数均为 1,线路故障率不发生变化。

4.1.2 气象条件对 IEEE 14 节点修改系统运行可靠性的影响

对 3 种气象条件下的系统期望缺供电量(expected energy not supplied, EENS)和失负荷概率(loss of load probability, LOLP)指标^[27]进行比较分析。为了避免随机数波动对结果的影响,文中采用固定随机数种子抽取发电机和线路状态。在 IEEE 14 节点修改系统中不同气象因素、不同线路影响下的 EENS、LOLP 指标分别如图 5、图 6 所示。

由图 5 可知:(1) 气象因素对系统可靠性有较大影响,当考虑的影响因素相同时,线路处于气象 A 时的系统可靠性指标均最小、处于气象 C 时的可靠性指标均最大。

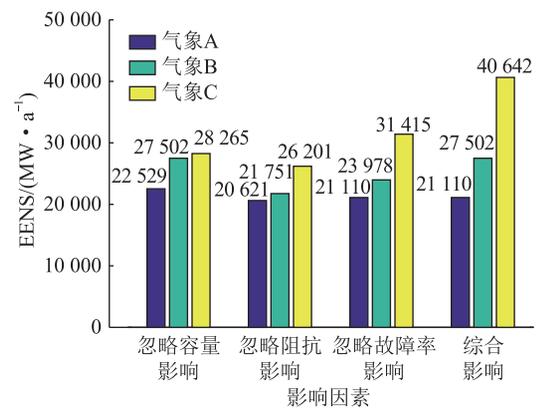


图 5 IEEE 14 节点修改系统 EENS 随气象条件和线路影响因素的变化

Fig.5 The change of EENS with meteorological factors and influencing factors of the line in IEEE 14-bus modified system

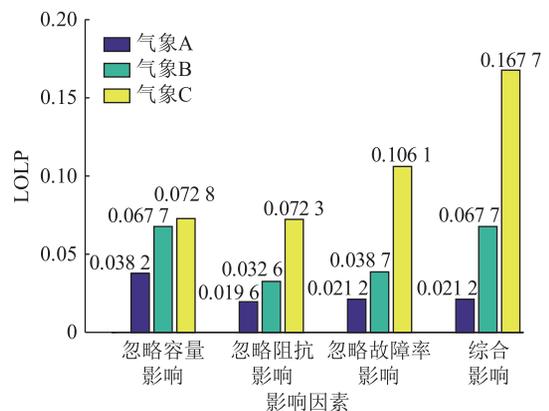


图 6 IEEE 14 节点修改系统 LOLP 随气象条件和线路影响因素的变化

Fig.6 The change of LOLP with meteorological factors and influencing factors of the line in IEEE 14-bus modified system

(2) 线路处于气象 A 条件时,忽略容量影响的系统 EENS 与考虑综合影响的系统 EENS 差异较

大,这是因为气象 A 条件下导线发热不大(环境温度为 20 ℃)、散热条件好(环境风速为 0.5 m/s),因此线路实时容量较大;忽略阻抗影响的系统 EENS 与考虑综合影响时的系统 EENS 差异较小,这是因为气象 A 条件下线路发热不大、散热条件较好,因此温度相依的线路实时阻抗变化不大;忽略故障率影响的 EENS 与考虑综合影响时的系统 EENS 无差异,这是因为气象 A 条件下线路温度均在正常温度范围内(如表 2 所示,均小于 70 ℃),因此线路的实时故障率无变化。

(3) 线路处于气象 B 条件下时,忽略容量影响不影响系统的 EENS,这是因为气象 B 为选定的静态容量气象条件;忽略线路阻抗和故障率的 EENS 与考虑综合影响的系统 EENS 差异较大,这是因为气象 B 条件下线路运行温度较高,线路 1 的实时故障率变大,如表 2 所示。

(4) 线路处于气象 C 条件下时,忽略容量、阻抗、故障率的影响,得到的系统 EENS 与考虑综合影响的系统 EENS 差异均较大,这是因为气象 C 条件下线路发热严重、散热差,线路实时容量降低、温度相依的线路实时阻抗和实时故障率变大,见表 2。

图 6 给出了不同气象下、不同影响因素下的系统 LOLP 指标,其反映的规律与图 5 一致。

4.2 IEEE RTS96 节点修改系统算例验证

4.2.1 气象条件对 IEEE RTS96 节点修改系统线路参数的影响

IEEE RTS96 节点修改系统算例中线路容量调整系数与 IEEE 14 节点系统相同,见表 1。以线路 1~10 为例,线路温度随 3 种气象条件的变化情况如图 7 所示。以气象 A 条件下的电阻和电抗为基准值,分析气象 B 和 C 条件下线路电阻和电抗参数的变化,分别如图 8、图 9 所示。随着线路温度的改变,线路的故障率参数也随之发生改变,线路故障率修正结果如表 3 所示。

由表 3 可知,线路 1 故障率在气象 A 条件下为 0.32 次/a,在气象 B 条件下为 1.35 次/a,而在气象 C 条件下,故障率增加到了 2.12 次/a,故障率大大增加。这是由于线路 1 在气象 A 条件下的线路温度最大值未超过 70 ℃,由式(11)可知,线路故障率权重系数为 1,所以线路故障率较小;当线路 1 处在气象 B 条件下时,线路最小温度小于 70 ℃、线路最大温度超过 70 ℃,线路故障率权重系数不为 0,所以故障率会在一定程度上增加;而当线路 1 处在气象 C 条件下时,线路最小温度超过 70 ℃,线路故障率权重系数为 0,所以故障率会大大增加。

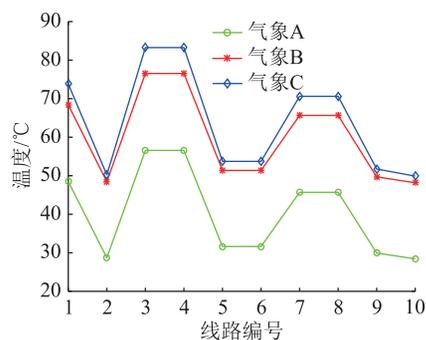


图 7 IEEE RTS96 节点修改系统中不同气象因素下的线路稳态温度

Fig.7 Steady-state temperature of the line under different meteorological factors in IEEE RTS96-bus modified system

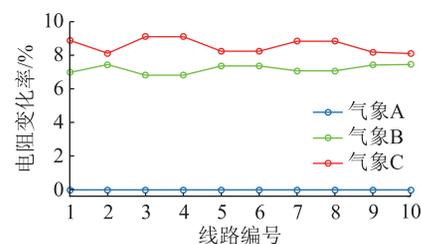


图 8 IEEE RTS96 节点修改系统中不同气象因素下的线路电阻参数

Fig.8 Line resistance parameters under different meteorological factors in IEEE RTS96-bus modified system

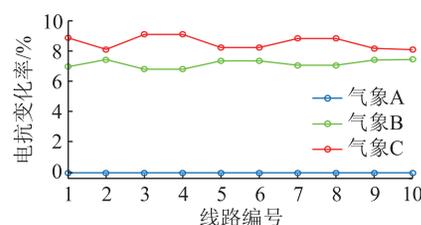


图 9 IEEE RTS96 节点修改系统中不同气象因素下的线路电抗参数

Fig.9 Line reactance parameters under different meteorological factors in IEEE RTS96-bus modified system

线路 3、4 故障率在气象 A 条件下为 0.35 次/a,而在气象 B 和 C 条件下,故障率增加到了 2.32 次/a,故障率大大增加。这是由于线路 1 在气象 A 条件下的线路温度最大值未超过 70 ℃,由式(11)可知,线路故障率权重系数为 1,所以线路故障率较小;而当线路 1 处在气象 B 和 C 条件下时,线路最小温度超过 70 ℃,线路故障率权重系数为 0,所以故障率会大大增加。

线路 7、8 故障率在气象 A 和 B 时均为 0.34 次/a,而在气象 C 时,线路故障率增加到了 2.26 次/a。这是因为线路 7、8 在气象 A 和 B 条件下的最大温度未超过 70 ℃,由式(11)可知,线路故障率

表 3 不同线路温度下的 IEEE RTS96 节点修改系统部分线路故障率

Table 3 Failure rate of some lines under different line temperatures in IEEE RTS96-bus modified system

线路编号	气象 A			气象 B			气象 C		
	$T_{ij,max}/^{\circ}\text{C}$	$T_{ij,min}/^{\circ}\text{C}$	线路故障率/ (次·a ⁻¹)	$T_{ij,max}/^{\circ}\text{C}$	$T_{ij,min}/^{\circ}\text{C}$	线路故障率/ (次·a ⁻¹)	$T_{ij,max}/^{\circ}\text{C}$	$T_{ij,min}/^{\circ}\text{C}$	线路故障率/ (次·a ⁻¹)
1	52.40	47.92	0.32	72.93	67.76	1.35	80.09	72.83	2.12
2	28.72	28.71	0.54	48.49	48.46	0.54	50.28	50.24	0.54
3	63.96	55.17	0.35	84.73	75.09	2.32	94.51	81.01	2.32
4	63.96	55.17	0.35	84.73	75.09	2.32	94.51	81.01	2.32
5	31.91	31.62	0.38	51.81	51.36	0.38	54.31	53.69	0.38
6	31.91	31.62	0.38	51.81	51.36	0.38	54.31	53.69	0.38
7	48.71	45.27	0.34	69.15	65.20	0.34	75.46	69.89	2.26
8	48.71	45.27	0.34	69.15	65.20	0.34	75.46	69.89	2.26
9	29.96	29.93	0.45	49.78	49.70	0.45	51.85	51.74	0.45
10	28.43	28.43	0.46	48.19	48.17	0.46	49.92	49.89	0.46

权重系数为 1,所以线路故障率较小;而当线路 10 处在气象 C 条件下时,线路最小温度大于 70 °C,线路故障率权重系数为 0,故线路故障率会大大增加。

线路 2、5、6、9、10 故障率在气象 A、B 和 C 条件下均相同,这是因为线路中的最大温度均未超过 70 °C,所以线路故障率权重系数均为 1,因此线路故障率不会发生变化。

4.2.2 气象条件对 IEEE RTS96 节点修改系统运行可靠性的影响

为了避免随机数波动对结果的影响,同样采用了固定随机数种子抽取发电机和线路状态。在 IEEE RTS96 节点修改系统中不同气象因素、不同线路影响下的 EENS、LOLP 指标分别如图 10、图 11 所示。

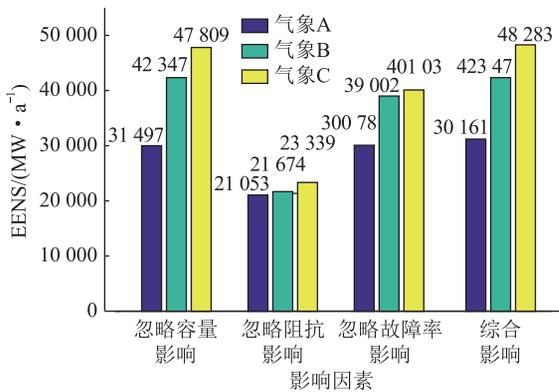


图 10 IEEE RTS96 节点修改系统 EENS 随气象条件和线路影响因素变化

Fig.10 The change of EENS with meteorological factors and influencing factors of the line in IEEE RTS96-bus modified system

(1) 气象因素对系统可靠性有较大影响,当考虑的影响因素相同时,线路处于气象 A 时的系统可

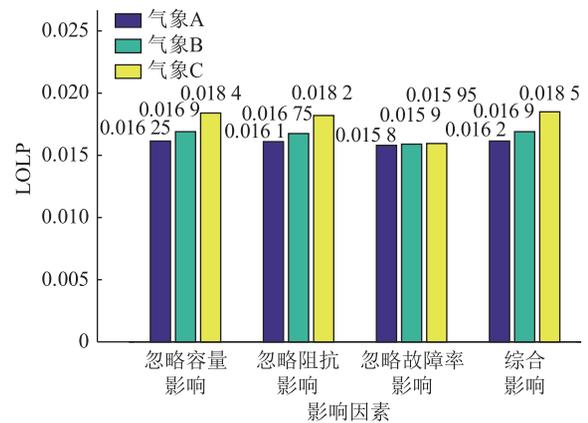


图 11 IEEE RTS96 节点修改系统 LOLP 随气象条件和线路影响因素变化

Fig.11 The change of LOLP with meteorological factors and influencing factors of the line in IEEE RTS96-bus modified system

靠性指标均最小、处于气象 C 时的可靠性指标均最大。

(2) 线路处于气象 A 条件下时,忽略阻抗影响的系统 EENS 与考虑综合影响的系统 EENS 差异较大,这是因为 IEE RTS96 节点系统线路数较多,阻抗参数对于可靠性的影响较大;忽略容量影响的 EENS 与考虑综合影响时的系统 EENS 差异较小,这是因为 IEEE RTS96 节点基础容量的数值较大,线路越限几率较低,因此线路实时容量影响较小;忽略故障率影响的 EENS 与考虑综合影响时的系统 EENS 差异较小,这是因为气象 A 条件下线路温度越限数较少,线路故障率增加较小,因此线路的实时故障率变化较小。

(3) 线路处于气象 B 条件下时,忽略容量影响对系统 EENS 并无影响,这是气象 B 为选定的静态

容量气象条件;忽略阻抗和故障率的 EENS 与考虑综合影响时的系统 EENS 差异较大,这是因为气象 B 条件下线路运行温度较高,线路 1 的实时故障率变大。

(4) 线路处于气象 C 条件下时,忽略容量、阻抗、故障率的影响得到的系统 EENS 与考虑综合影响的系统 EENS 差异均较大,这是因为气象 C 条件下线路发热严重、散热差,因此线路实时容量降低、温度相依的线路实时阻抗和实时故障率变大。

图 11 给出了不同气象下、不同影响因素下的系统 LOLP 指标,其反映的规律与图 10 一致。综上所述,对比 IEEE RTS96 节点系统所做出的算例分析与文中 IEEE 14 节点系统,发现系统指标变化趋势一致。

5 结语

为综合计及气象因素对线路容量、线路阻抗以及线路故障率等多参数的影响,准确反映系统的实时运行风险,文中首先通过热平衡方程式建立了气象相依的输电线路温度和容量模型;然后进一步建立了导线温度相依的线路阻抗参数与故障率模型;最后在建立计及气象条件影响的线路综合模型的基础上提出了考虑气象因素的电力系统运行可靠性评估方法。以 IEEE 14 节点和 IEEE RTS96 节点修改系统为例进行算例分析,验证了所建立的气象相依的线路实时参数模型的正确性,算例结果表明输电线路所处的气象条件会对线路容量、线路阻抗参数、线路故障率等参数产生较大影响,忽略气象条件对任一线路参数的影响,均有可能影响系统运行可靠性指标的准确性。

电力系统输电线路经常跨越多气象区域,文中研究主要集中于单一气象区域下的输电线路建模及系统运行可靠性评估,因此未来有必要针对跨多气象区域的线路模型及系统运行可靠性开展研究。

参考文献:

- [1] 侯宇,王伟,韦微,等. 输电线路动态增容技术研究及应用[J]. 电力系统自动化,2021,45(17):189-198.
HOU Yu,WANG Wei,WEI Zheng,et al. Research and application of dynamic rating technology of transmission lines[J]. Automation of Electric Power Systems,2021,45(17):189-198.
- [2] 王建,姚江宁,刘泽青,等. 恶劣天气下配电网故障统计分析及其概率分布拟合[J]. 电力系统保护与控制,2022,50(17):143-153.
WANG Jian,YAO Jiangning,LIU Zeqing,et al. Fault statistical analysis and probability distribution fitting for a power distribution network in adverse weather conditions[J]. Power System Protection and Control,2022,50(17):143-153.
- [3] 刘阳,王英英. 基于大数据的输电线路阻抗参数预测方法[J]. 机械与电子,2021,39(10):15-18,22.
LIU Yang,WANG Yingying. Big data-based method for predicting transmission line impedance parameters[J]. Machinery & Electronics,2021,39(10):15-18,22.
- [4] 张文秀,韩肖清,宋述勇,等. 计及源-网-荷不确定性因素的马尔科夫链风电并网系统运行可靠性评估[J]. 电网技术,2018,42(3):762-771.
ZHANG Wenxiu,HAN Xiaoqing,SONG Shuyong,et al. Operational reliability evaluation of wind integrated power systems based on Markov chain considering uncertainty factors of source-grid-load[J]. Power System Technology,2018,42(3):762-771.
- [5] 程林,万宇翔,齐宁,等. 含多种分布式资源的配用电系统运行可靠性研究评述及展望[J]. 电力系统自动化,2021,45(22):191-207.
CHENG Lin,WAN Yuxiang,QI Ning,et al. Review and prospect of research on operation reliability of power distribution and consumption system considering various distributed energy resources[J]. Automation of Electric Power Systems,2021,45(22):191-207.
- [6] KARIMI S,MUSILEK P,KNIGHT A M. Dynamic thermal rating of transmission lines;a review[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews,2018,91:600-612.
- [7] LI W Y. Risk assessment of power systems:models,methods,and applications[M]. 2nd ed. New Jersey:Wiley-IEEE Press,2014.
- [8] TEH J,LAI C M. Reliability impacts of the dynamic thermal rating and battery energy storage systems on wind-integrated power networks[J]. Sustainable Energy,Grids and Networks,2019,20:100268.
- [9] TEH J,COTTON I. Reliability impact of dynamic thermal rating system in wind power integrated network[J]. IEEE Transactions on Reliability,2016,65(2):1081-1089.
- [10] 贾学勇,董晓明,孙宏文,等. 考虑气象和地理因素的电网传输特性计算及灵敏度分析[J]. 电力系统自动化,2022,46(21):106-115.
JIA Xueyong,DONG Xiaoming,SUN Hongwen,et al. Calculation of power grid transmission characteristics and sensitivity analysis considering meteorological and geographic factors[J]. Automation of Electric Power Systems,2022,46(21):106-115.
- [11] 汤波,郑宇鹏,余光正,等. 电气-环境耦合作用下的引流线可靠性评估方法[J]. 电力系统保护与控制,2022,50(10):84-93.
TANG Bo,ZHENG Yupeng,YU Guangzheng,et al. Reliability assessment method of drainage lines under electrical environmental coupling[J]. Power System Protection and Control,2022,50(10):84-93.
- [12] 王艳玲,莫洋,韩学山,等. 考虑气象时空分布特性的输电线路模型和分析方法[J]. 电工技术学报,2020,35(3):636-645.
WANG Yanling,MO Yang,HAN Xueshan,et al. Transmission

- line model and analysis method considering the time and space distribution characteristics of meteorology [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2020, 35(3): 636-645.
- [13] 祖玮, 应展烽, 徐冰, 等. 计及线路气象随机性的电网电热协调潮流模型[J]. 科学技术与工程, 2021, 21(5): 1849-1856.
ZU Wei, YING Zhanfeng, XU Bing, et al. Power flow model considering electro-thermal coupling under random weather conditions on the line [J]. Science Technology and Engineering, 2021, 21(5): 1849-1856.
- [14] 赵书强, 王皓, 张辉, 等. 基于条件云的时变故障率模型及其在可靠性评估中的应用[J]. 华北电力大学学报(自然科学版), 2020, 47(1): 1-8, 16.
ZHAO Shuqiang, WANG Hao, ZHANG Hui, et al. Time-varying failure rate model based on cloud theory and its application in reliability assessment [J]. Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition), 2020, 47(1): 1-8, 16.
- [15] 马丽叶, 王海锋, 卢志刚. 计及故障率影响含电动汽车的分布式电源选址定容双层协调规划[J]. 电网技术, 2021, 45(12): 4749-4760.
MA Liye, WANG Haifeng, LU Zhigang. Double-layer coordinated planning for location and capacity of distributed power supply with electric vehicles considering failure rate [J]. Power System Technology, 2021, 45(12): 4749-4760.
- [16] 赵洪山, 赵航宇. 考虑元件故障率变化的配电网可靠性评估[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(11): 56-62.
ZHAO Hongshan, ZHAO Hangyu. Distribution system reliability analysis considering the elements failure rate changes [J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(11): 56-62.
- [17] 叶远波, 谢民, 陈晓东, 等. 基于故障率分析的继电保护系统状态检修策略[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(7): 167-173.
YE Yuanbo, XIE Min, CHEN Xiaodong, et al. A condition-based maintenance strategy for a relay protection system based on failure probability analysis [J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(7): 167-173.
- [18] DABBAGHJAMANESH M, KAVOUSI-FARD A, MEHRAEEN S. Effective scheduling of reconfigurable microgrids with dynamic thermal line rating [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2019, 66(2): 1552-1564.
- [19] JIN X, WANG M X, CUI M J, et al. Joint probability density prediction for multiperiod thermal ratings of overhead conductors [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2021, 36(5): 3022-3032.
- [20] METWALY M K, TEH J. Probabilistic peak demand matching by battery energy storage alongside dynamic thermal ratings and demand response for enhanced network reliability [J]. IEEE Access, 2020, 8: 181547-181559.
- [21] 彭向阳, 彭瑞东, 王锐, 等. 架空输电线路动态增容等效散热暂态测量模型[J]. 高电压技术, 2022, 48(10): 3975-3986.
PENG Xiangyang, PENG Ruidong, WANG Rui, et al. Equivalent heat transfer transient measurement model for dynamic capacity increase of overhead transmission lines [J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(10): 3975-3986.
- [22] 熊小伏, 王建, 袁峻, 等. 时空环境相依的电网故障模型及在电网可靠性评估中的应用[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(15): 28-35.
XIONG Xiaofu, WANG Jian, YUAN Jun, et al. Temporal and spatial environments dependent power grid failure method and its application in power grid reliability assessment [J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(15): 28-35.
- [23] 段涛, 罗毅, 施琳, 等. 计及气象因素的输电线路故障概率的实时评估模型[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(15): 59-67.
DUAN Tao, LUO Yi, SHI Lin, et al. A real-time fault probability evaluation model of transmission line considering meteorological factors [J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(15): 59-67.
- [24] 陈凡, 史杰, 刘海涛, 等. 考虑负荷重分配攻击和脆弱线路防御的发电输电系统可靠性评估[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(2): 65-72.
CHEN Fan, SHI Jie, LIU Haitao, et al. Reliability evaluation of power generation and transmission system considering load redistribution attack and defense of vulnerable line [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(2): 65-72.
- [25] BILLINTON R, JONNAVITHULA S. A test system for teaching overall power system reliability assessment [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1996, 11(4): 1670-1676.
- [26] 王艳玲, 严志杰, 梁立凯, 等. 气象数据驱动的架空线路载流动态定值分析[J]. 电网技术, 2018, 42(1): 315-321.
WANG Yanling, YAN Zhijie, LIANG Likai, et al. Dynamic analysis of overhead line load ability driven by meteorological data [J]. Power System Technology, 2018, 42(1): 315-321.
- [27] 陈凡, 张乐涛, 张强, 等. LR攻击和TCSC接入对电力系统可靠性的影响分析[J]. 电力系统及其自动化学报, 2021, 33(10): 51-57, 65.
CHEN Fan, ZHANG Letao, ZHANG Qiang, et al. Analysis of impacts of LR attack and TCSC access on power system reliability [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2021, 33(10): 51-57, 65.

作者简介:



陈凡

陈凡(1981),女,博士,教授,研究方向为电力系统规划与可靠性、新能源接入等(E-mail: fanchen_nj@163.com);

徐浪(1997),男,硕士在读,研究方向为电力系统运行分析;

赵美莲(1976),女,硕士,教授,研究方向为电力系统运行与控制。

Operational reliability evaluation of power system considering meteorological impacts

CHEN Fan^{1,2}, XU Lang^{1,3}, ZHAO Meilian^{1,2}, LIU Haitao^{1,2}, ZHANG Jicong¹

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

2. State Key Laboratory of Smart Grid Protection and Operation Control, Nanjing 211106, China;

3. Zhuhai Power Supply Company, Guangdong Power Co., Ltd., Zhuhai 519075, China)

Abstract: Meteorological factors have an impact on the operating temperature of line, and the operating temperature of line is closely related to line impedance and fault outage rate. The influence of meteorological factors on the multiple parameters of line is not fully considered when evaluating the reliability of power systems. In this context, based on weather-dependent heat balance equation of transmission line, the calculation method of line temperature considering meteorological factors and the real-time capacity model of transmission line dependent on meteorological conditions are firstly studied. And then, the impedance parameter model and the real-time outage rate model of transmission line are established, which are dependent on the line temperature. Next, a power system operation reliability evaluation method considering meteorological factors is proposed based on Monte Carlo simulation. Finally, taking the IEEE 14-bus and IEEE RTS96-bus modified systems as examples, the influence of meteorological factors on the real time parameters of transmission lines including capacity, temperature, impedance, failure rate, and on the operation reliability indices of power systems are analyzed. Case results verify the correctness of the proposed operation reliability model of transmission line and the operation reliability evaluation method of power systems considering meteorological factors.

Keywords: operation reliability; meteorological factors; line temperature; line impedance; line failure rate; reliability evaluation

(编辑 吴昊)

(上接第 41 页)

Static voltage stability of photovoltaic grid-connected system based on eigenvalue index

YAO Jingzhou¹, FU Qiang¹, DU Wenjuan¹, YANG Jia²

(1. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China;

2. NARI Group Corporation (State Grid Electric Power Research Institute), Nanjing 211106, China)

Abstract: With the continuous development of renewable energy, photovoltaic power stations show a trend of large-scale grid connection, but the disorderly development of photovoltaic grid connection induces the static voltage instability in photovoltaic grid-connected system. Firstly, an equivalent model of photovoltaic large-scale grid-connected system using the equivalent admittance of photovoltaics is constructed in this paper, and the impact of photovoltaic grid-connected system on static voltage stability is quantified as the impact of photovoltaic equivalent admittance on the eigenvalue of the admittance matrix. It is concluded that the decrease of the minimum eigenvalue of the admittance matrix reduces the static voltage stability of photovoltaic grid-connected system. Further an evaluation index for static voltage stability of photovoltaic grid-connected system based on eigenvalue-active power sensitivity is proposed. Considering the strong correlation between the admittance matrix and the network topology of photovoltaic grid-connected system, the influence of the network topology on static voltage stability is analyzed. Photovoltaic grid-connected schemes which can improve the static voltage stability are proposed from AC and DC perspectives, and it is concluded that changing the topology of the transmission network reasonably can improve the static voltage stability of photovoltaic grid-connected system. Finally, based on a IEEE 14-node system example, the eigenvalue index and the photovoltaic grid-connected scheme proposed in this paper is validated to ensure the static voltage stability of large-scale photovoltaic grid-connected systems and promote orderly grid connection of photovoltaic system.

Keywords: large-scale photovoltaic; static voltage stability; similarity transformation; model analysis; eigenvalue-sensitivity; photovoltaic grid-connected scheme

(编辑 陆海霞)