

一种基于随机扩散过程的配电网光伏系统可靠性评估模型

张斌,李国庆,刘大贵,施惟,肖桂莲

(国网新疆电力有限公司,新疆 乌鲁木齐 830017)

摘要:配电系统的可靠性评估是维持其供电连续性的重要基石,针对现有配电网光伏系统中太阳辐照度建模仅限于其指数自相关的不足,基于光伏发电的准确预测提升其评估可靠性,考虑计及云事件影响的太阳辐照度的自相关正弦波特征,提出了基于随机扩散过程(SDP)的配电网光伏系统可靠性评估模型。首先,利用基于SDP的蒙特卡洛模拟搭建太阳辐照度和温度预测模型;其次,利用集成在SDP中的跳跃扩散过程对云瞬态进行建模;然后,利用失效物理可靠性模型,基于历史数据构建光伏系统组件的可靠性评估模型和光伏发电量预测模型。最后,基于实际配电网验证了所提模型的稳定性与可靠性。实验结果表明,该模型能够准确地应对配电网的不确定性,进而对光伏系统的可靠性进行更有效的评估。

关键词:配电网;随机扩散;蒙特卡罗模拟;可靠性评估

中图分类号:TM615 文献标识码:A DOI:10.19457/j.1001-2095.dqcd26230

A Reliability Assessment Model for Distribution Network Photovoltaic Systems Based on Stochastic Diffusion Processes

ZHANG Bin, LI Guoqing, LIU Dagui, SHI Wei, XIAO Guilian

(State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd., Urumqi 830017, Xinjiang, China)

Abstract: Reliability assessment of distribution systems is a crucial foundation for maintaining their power supply continuity. For existing distribution network photovoltaic systems, solar irradiance modeling was limited to its exponential autocorrelation. To enhance the reliability assessment through accurate prediction of photovoltaic power generation and considering the autocorrelation sinusoidal wave characteristics of solar irradiance influenced by cloud events, a reliability assessment model was proposed for distribution network photovoltaic systems based on stochastic diffusion process (SDP). Firstly, a Monte Carlo simulation based on SDP was used to build solar irradiance and temperature prediction models. Secondly, transient clouds were modeled using jump diffusion processes integrated into SDP. Then, a reliability assessment model for photovoltaic system components and a photovoltaic power generation prediction model were constructed based on failure physics reliability models and historical data. Finally, the stability and reliability of the proposed model were verified on an actual distribution network. Experimental results demonstrate that the model effectively addresses the uncertainties of distribution networks, enabling a more efficient assessment of the reliability of photovoltaic systems.

Key words: distribution network; stochastic diffusion; Monte Carlo simulation(MCS); reliability assessment

随着配电网中分布式能源尤其是光伏渗透率的提升,太阳辐射变化和其他气候因素的影响使得配电网光伏系统的不确定性和随机性不断增加^[1]。针对负荷变化、光伏发电波动等连续型随机扰动,以及恶劣天气事件、网络故障、云事件等离散型随机扰动的建模研究成为配电网光伏

系统可靠性评估的基础^[2]。

近年来,随机微分方程(stochastic differential equations, SDEs)应用于高渗透率分布式能源的连续随机扰动研究受到了广泛关注^[3]。而自回归运动平均和自回归积分滑动平均等离散时间序列分析方法则被用于光伏和风力发电的短期预

基金项目:国网新疆电力有限公司科技项目(5230HQ240003)

作者简介:张斌(1989—),女,硕士,高级工程师,主要研究方向为新能源运行分析及规划,Email:203679207@qq.com

测。文献[4]采用奥恩斯坦-乌伦贝克(Ornstein-Uhlenbeck, OU)过程,根据历史数据对风力发电和需求进行建模。文献[5]将SDEs与概率分布函数Fokker-Planck方程结合模拟风速,为每个概率分布函数推导出SDEs系数。此外,基于SDEs处理风速的指数自相关性以及各种概率分布下的正弦阻尼振荡也已取得应用^[6]。

针对SDEs模拟太阳辐照度的研究,文献[7]使用跳跃SDE对晴空指数进行建模;文献[8]提出了改进的晴空指数模型,利用自回归移动平均模型处理云层移动;文献[9]考虑了测量数据的阶跃抖动,改进了晴空指数模型。上述模型均未考虑太阳辐射的不确定性。对此,文献[10]根据云层影响的特征,在晴空指数建模时考虑了不同类型的云事件,解决了太阳辐射的不确定性。此外,文献[11]使用OU型的SDE对负荷不确定性进行建模,将突变现象描述为跳跃过程;文献[12]使用SDE对潮汐能量波动进行建模。由于光伏系统的可靠性还取决于光伏系统组件的可靠性,文献[13]利用随时间变化的故障率,对组件的可靠性进行了年度建模;文献[14]利用历史太阳辐照、温度和相对湿度数据开发了月度故障率模型。

对于光伏发电的不确定性,前述文献[7-10]均对晴空指数进行了建模研究。然而,所使用方法仅限于指数自相关,太阳辐照度的建模仅与水平辐射相关,对云事件的研究并不深入。而太阳辐照度的自相关性一般遵循正弦波特征并表现出季节性^[15]。因此,有必要开发基于SDE的非指数自相关的太阳辐照度预测模型^[16-17]。

针对上述问题,为了对配电网中光伏发电进行更准确的预测进而准确评估其可靠性,本文采用非指数衰减自相关方法,考虑云瞬变对光伏发电的影响,建立了一种逐时预测太阳辐照度的配电网光伏系统的可靠性评估模型。首先用基于随机扩散过程(stochastic diffusion process, SDP)的蒙特卡洛模拟(Monte Carlo simulation, MCS)搭建太阳辐照度和温度预测模型,并使用集成在SDP中的跳跃扩散过程对云瞬态进行建模;其次,利用失效物理可靠性模型,基于历史运行数据构建光伏系统组件的可靠性评估模型和光伏发电量预测模型。最后,基于实际配电网验证了本文模型的稳定性与可靠性。

全文结构如下:首先,概述了随机扩散过程、

跳跃扩散过程和失效物理可靠性模型的基础方程;其次,深入阐述了本文所提出的可靠性评估模型,其中包括太阳辐照度与温度的预测模型、云瞬态模型、光伏系统的可靠性评估模型以及功率输出的预测模型;再次,将本文模型应用于实际配电系统进行案例研究;最后,对全文研究进行了总结。

1 基础模型及原理

本节概述了随机扩散过程、跳跃扩散过程以及用于电力电子器件建模的失效物理模型,为本文后续可靠性评估模型的构建奠定基础。

随机扩散过程通常通过随机微分方程描述,其通用形式如下^[11]:

$$dX = A(X,t)dt + B(X,t)dW(t) \quad t \in [0, T] \quad (1)$$

式中: X 为随机过程; $W(t)$ 为布朗运动过程; $A(X,t), B(X,t)$ 分别为SDP的漂移系数和扩散系数。

本文采用OU过程模拟太阳辐照度和温度的预测,该过程的漂移系数和扩散系数分别如下式所示:

$$\begin{cases} A(X,t) = \alpha(\mu - X) \\ B(X,t) = \sigma_t \end{cases} \quad (2)$$

式中: α 为均值回归参数; μ 为均值; σ_t 为随机过程的扰动率。

而跳跃扩散过程通常被用于与随机过程相关的离散随机事件建模,其数学表示如下^[16]:

$$dX = A(X,t)dt + B(X,t)dW(t) + \xi dJ(t) \quad (3)$$

式中: ξ 为跳跃幅度; $J(t)$ 为跳跃持续时间。

失效物理模型通常被用于电力电子元器件的时变故障率建模,包括制造工艺、使用过程等不同因素对故障率的影响,其数学描述如下^[18]:

$$\lambda = \lambda_{\text{phy}}^* \Pi_{\text{PM}} \Pi_{\text{Process}} \quad (4)$$

式中: λ_{phy} 为物理因素; Π_{PM} 为制造质量因素; Π_{Process} 为部件使用过程因素。

2 配电网光伏系统可靠性评估模型

本文所构建配电网光伏系统可靠性评估模型流程图如图1所示,其中涉及到太阳辐照度与温度预测、云瞬态、光伏可靠性和功率预测以及时变负荷模型。

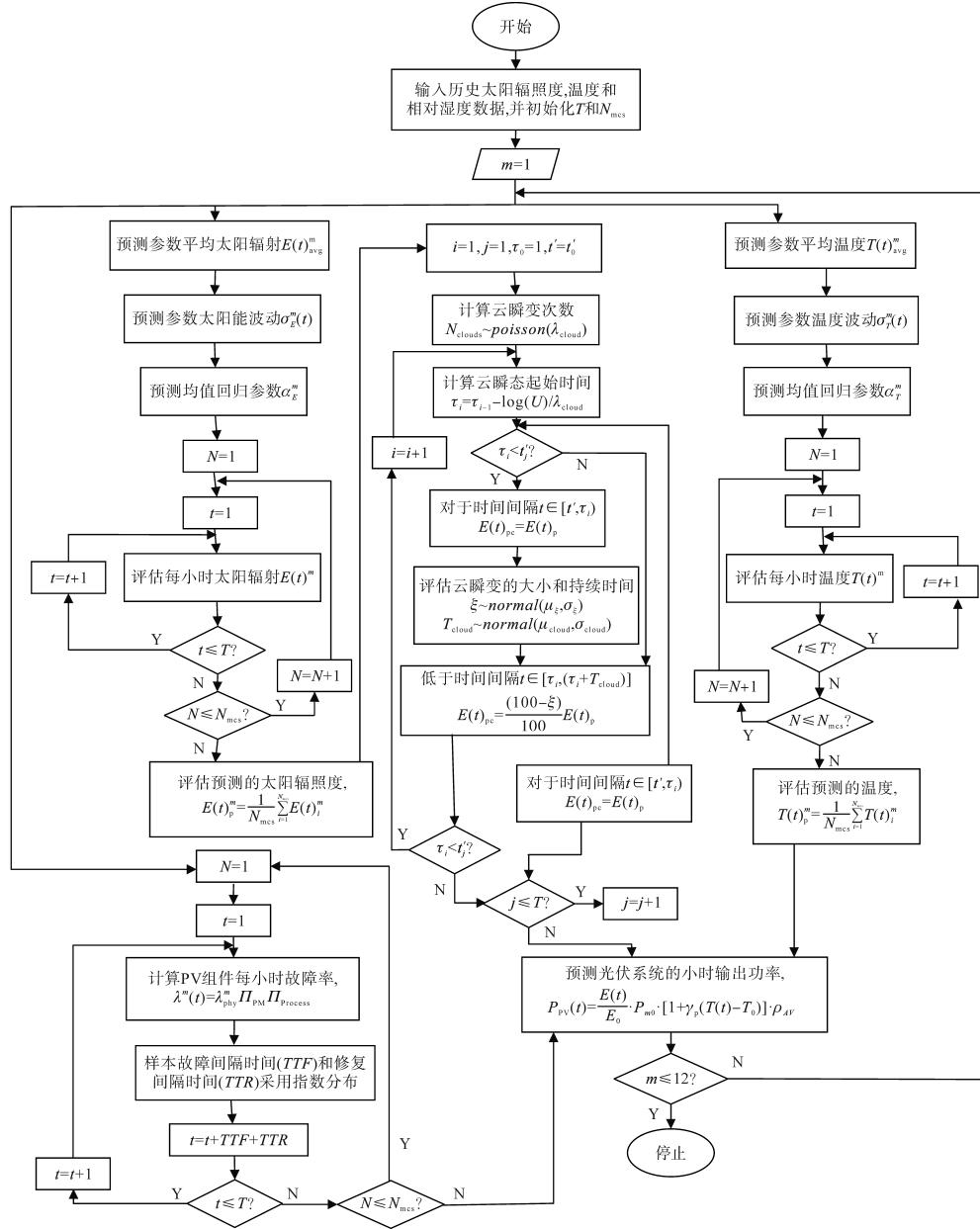


图1 光伏系统预测可靠性模型流程图

Fig.1 Flowchart of photovoltaic system forecasting reliability model

2.1 太阳辐照度预测模型

本文采用OU型SDP模拟太阳辐照度,以更好地概述太阳辐射的季节性波动。假设 $E(t)$ _{avg}^m为m月份第t小时的平均太阳辐照度,则m月份第t小时的太阳辐照度预测值如下:

$$dE(t)^m = \alpha_E^m [E(t)^m_{avg} - E(t)^m] dt + \sigma_E^m(t) dW(t) \quad (5)$$

式中: α_E^m 为回归均值; $\sigma_E^m(t)$ 为m月份第t小时的太阳辐照度波动。

太阳辐照度的扩散方程和漂移方程参数计算方法如下。

2.1.1 光伏扩散方程

太阳辐照度预测扩散系数采用傅里叶级数

建模。式(5)中的m月份第t小时太阳辐照度的波动 $\sigma_E^m(t)$ 计算公式如下:

$$\sigma_E^{m^2}(t) = a_{\sigma_E}^m + \sum_{i=1}^I a_{\sigma_E}^m \cdot \sin\left(\frac{2i\pi t}{T_E}\right) + \sum_{j=1}^J b_{\sigma_E}^m \cdot \cos\left(\frac{2j\pi t}{T_E}\right) \quad (6)$$

式中: $a_{\sigma_E}^m, b_{\sigma_E}^m$ 为用参数估计方法从历史数据中预测得到的傅里叶级数系数; I 为起始日到当前日的天数; J 为起始年到当前年的年数; T_E 为一天中所选取的太阳辐照时间段。

2.1.2 光伏漂移方程

由于太阳辐照度日变化呈现周期性,因此采

用傅里叶级数对日变化进行建模,其中,漂移方程参数的计算过程如下:

1)采用傅里叶级数得到平均太阳辐照度为

$$E(t)_{\text{avg}}^m = a_{E_0}^m + \sum_{i=1}^I a_{E_i}^m \sin\left(\frac{2i\pi t}{T_E}\right) + \sum_{j=1}^J b_{E_j}^m \cos\left(\frac{2j\pi t}{T_E}\right) \quad (7)$$

式中: $a_{E_i}^m, b_{E_j}^m$ 为傅里叶级数系数,均使用参数估计法从历史数据中得到。

2)均值回归参数 α_E^m 计算公式如下:

$$\alpha_E^m = -\log(num_E/den_E) \quad (8)$$

其中

$$\begin{aligned} num_E &= \sum_{i=1}^n \{ [E(i-1)^m - E(i-1)_{\text{avg}}^m] / \\ &\quad \sigma_E^m(i-1) \cdot [E(i)^m - E(i)_{\text{avg}}^m] \} \\ den_E &= \sum_{i=1}^n \{ [E(i-1)^m - E(i-1)_{\text{avg}}^m] / \\ &\quad \sigma_E^m(i-1) \cdot [E(i-1)^m - E(i-1)_{\text{avg}}^m] \} \end{aligned}$$

式中: num_E 为*i*时间步的辐照度波动; den_E 为*i-1*时间步的辐照度波动,均为计算均值回归参数 α_E^m 的中间变量; $\sigma_E^m(i-1)$ 为第*m*月第*i-1*个时间点的太阳辐照度值的标准差。

2.1.3 基于SDP的MCS

基于历史数据对漂移方程和扩散方程进行计算后,预测第*m*月第*t*小时的太阳辐照度公式如下:

$$\begin{aligned} E(t)^m &= E(t)_{\text{avg}}^m + \sigma_E^m(t) dW(t) + \alpha_E^m \cdot \\ &\quad [E(t-1)_{\text{avg}}^m - E(t-1)^m] dt \end{aligned} \quad (9)$$

使用基于SDP的MCS预测每月每小时太阳辐照度算法如下:

1)从历史数据导入每月每小时太阳辐照度数据,记为矩阵 $[E]_{h \times y}^m$,其中*h*为小时,*y*为年。

2)从历史数据中得出每月每小时平均值和方差,分别用矩阵 $[E_{\text{mean}}]_{h \times 1}^m$ 和 $[E_{\text{var}}]_{h \times 1}^m$ 表示。

3)采用参数估计法逐时拟合矩阵 $[E_{\text{mean}}]_{h \times 1}^m$ 的均值,计算 $E(t)_{\text{avg}}^m$ 的参数 $a_{E_0}^m, a_{E_i}^m$ 和 $b_{E_j}^m$ 。

4)采用参数估计法逐时拟合矩阵 $[E_{\text{var}}]_{h \times 1}^m$ 的方差,计算波动率 $\sigma_E^m(t)$ 的参数 $a_{E_0}^m, a_{E_i}^m$ 和 $b_{E_j}^m$ 。

5)分别用式(7)和式(6)计算当月每小时平均太阳辐照度 $E(t)_{\text{avg}}^m$ 和波动率 $\sigma_E^m(t)$ 。

6)利用 $\sigma_E^m(t)$ 和 $E(t)_{\text{avg}}^m$ 与式(8)计算每月的均值回归参数 α_E^m ;设*n_{mcs}*=1, *m*=1。

7)用式(9)预测每小时太阳辐照度 $E(t)_{\text{nmc}_0}^m$

8)重复步骤7),直到*m*=12,即遍历全年。

9)对于指定年数*N_{mcs}*,重复执行步骤7)和步骤8)。

10)最后得到基于MCS的每小时太阳辐照度计算公式如下:

$$E(t)_p^m = \frac{1}{N_{\text{mcs}}} \sum_{i=1}^{N_{\text{mcs}}} E(t)_i^m \quad (10)$$

2.2 温度预测模型

温度预测模型基于OU过程搭建,其中SDP的漂移系数和扩散系数分别反映了温度的随机和季节性特征。由于温度预测模型与太阳辐照度预测模型步骤相似,为了精简篇幅,故此处省略。不同在于温度漂移方程中的平均温度使用正弦函数拟合得到:

$$T(t)_{\text{avg}}^m = a + bt + c \sin[(2\pi t/T_T) + d] \quad (11)$$

式中:*a, b, c, d*为平均温度系数,均采用参数估计法从历史数据中得到;*T_T*为一天中考虑的温度时间段。

最终得到基于MCS的每小时温度计算公式如下:

$$T(t)_p^m = \frac{1}{N_{\text{mcs}}} \sum_{i=1}^{N_{\text{mcs}}} T(t)_i^m \quad (12)$$

式中:*N_{mcs}*为指定的模拟年数;*T(t)_i^m*为指定模拟年中第*i*年*m*月份第*t*小时的温度。

2.3 云瞬态模型

跳跃扩散过程由跳跃幅度、持续时间和研究周期内的跳跃次数驱动。在SDP环境下,云瞬态建模为离散随机事件。将云瞬态集成到SDP中,并将跳跃扩散项记为式(5)中的噪声,则模拟云瞬态的随机跳跃扩散过程(stochastic jump diffusion process, SJDP)如下:

$$\begin{aligned} dE(t) &= \alpha_E \cdot [E(t)_{\text{avg}} - E(t)] \cdot dt + \\ &\quad \sigma_E(t) \cdot dW(t) + \xi \cdot \sum_j^{N_{\text{cloud}}} J_j(t) \end{aligned} \quad (13)$$

式中:*J_j(t)*取值为1或0,在云持续时间*T_{cloud}*期间为1,云瞬态结束为0。

在持续时间*T*内发生的云瞬态数建模为泊松过程,其发生率为 λ_{cloud} :

$$N_{\text{clouds}} \sim \text{poisson}(\lambda_{\text{cloud}}) \quad (14)$$

云瞬态开始时间为

$$\tau_i = \tau_{i-1} - \log(U)/\lambda_{\text{cloud}} \quad (15)$$

云瞬态的量级采用随机数建模,其均值和标准差均为正态分布,如下式所示:

$$\xi \sim \text{normal}(\mu_\xi, \sigma_\xi) \quad (16)$$

云瞬态持续时间采用正态分布,平均云持续时间 μ_{cloud} 和标准差 σ_{cloud} 如下:

$$T_{\text{cloud}} \sim \text{normal}(\mu_{\text{cloud}}, \sigma_{\text{cloud}}) \quad (17)$$

利用基于SJDP的MCS将云瞬态整合于太阳辐照度预测模型中的过程算法如下:

1) 使用太阳辐照度预测模型导入预测的 $E(t)_p$,并设 $i=1, j=1, \tau_0=0, t'=t'_0$ 。

2) 使用式(14)指定的泊松过程对持续时间 T 期间发生的云瞬态数(N_{clouds})进行建模,其发生率为 λ_{cloud} 。

3) 利用式(15)计算云瞬态起始时间 τ_i 。

4) 当 $t \in [t', \tau_i]$ 时,更新太阳辐照度为:
 $E(t)_{\text{pc}} = E(t)_p$;当 $t = \tau_i$ 时,用式(17)计算 T_{cloud} ;当 $t \in [\tau_i, (\tau_i + T_{\text{cloud}})]$ 时,使用式(16)计算云级 ξ ,此时 $E(t)_{\text{pc}} = (100 - \xi) \cdot E(t)_p / 100$ 。设 $i = i + 1$,使用式(15)模拟下一个云瞬态发生的时间 τ_i 。

5) 对于时间间隔 $t \in [t', t'_j]$,更新后的太阳辐照度为: $E(t)_{\text{pc}} = E(t)_p$ 。

6) 设 $j = j + 1, t' = t'_j$,重复步骤4)。

7) 最终,考虑云瞬态的太阳辐照度为 $E(t)_{\text{pc}}$ 。

2.4 光伏可靠性和功率预测模型

本节提出光伏可靠性和功率预测模型,以评估光伏系统组件的时变故障率并预测功率输出。

2.4.1 可靠性评估模型

光伏系统组件在 m 月份的故障率 λ^m 采用物理失效模型建模:

$$\lambda^m = \lambda_{\text{phy}}^m \cdot \Pi_{\text{PM}} \cdot \Pi_{\text{Process}} \quad (18)$$

其中

$$\lambda_{\text{phy}}^m = f[\Omega_w, (\Omega_{\text{Tr}}^{\text{conv}}, \Omega_D^{\text{conv}}, \Omega_C^{\text{conv}}, \Omega_{\text{Tr}}^{\text{inv}}, \Omega_{\text{con}}, \Omega_{\text{fu}}, \Omega_{\text{fcon}})] \quad (19)$$

$$\Omega_w = f(h_L^m, T_{L,\text{avg}}^m, H_{L,\text{avg}}^m, N_L^m, \theta_L^m, \Delta T_L^m, \hat{T}_L^m)$$

$$\Omega_{\text{Tr}}^{\text{conv}} = f(V_{L,\text{conv}}^m, I_{L,\text{conv}}^m, T_{L,\text{Tr},\text{conv}}^m)$$

$$\Omega_D^{\text{conv}} = f(V_{L,\text{conv}}^m, I_{L,\text{conv}}^m, T_{L,D,\text{conv}}^m)$$

$$\Omega_C^{\text{conv}} = f(V_{L,\text{conv}}^m)$$

$$\Omega_{\text{Tr}}^{\text{inv}} = f(E_L^m, I_{L,\text{inv}}^m, T_{L,\text{Tr},\text{inv}}^m)$$

$$\Omega_{\text{con}} \text{ or } \Omega_{\text{fcon}} = f(I_{L,\text{str}}^m)$$

式中: λ_{phy}^m 为每月物理因子; Ω 为天气变量; $\Omega_{\text{Tr}}^{\text{conv}}$, Ω_D^{conv} , Ω_C^{conv} , $\Omega_{\text{Tr}}^{\text{inv}}$, Ω_{con} , Ω_{fu} , Ω_{fcon} 分别为转换器晶体管、转换器二极管、转换电容器、逆变晶体管、光伏连接器、熔断器和熔断器连接器部件的修复率; $V_{L,\text{conv}}^m$, $I_{L,\text{conv}}^m$, $T_{L,\text{Tr},\text{conv}}^m$, $T_{L,D,\text{conv}}^m$, $I_{L,\text{inv}}^m$, $T_{L,\text{Tr},\text{inv}}^m$, $I_{L,\text{str}}^m$ 分别为 m 月份L电平的变换器电压、电流、变换器三极管温度、二极管温度、逆变器电流、逆变器三极管温

度和串电流; h_L^m , $T_{L,\text{avg}}^m$, $H_{L,\text{avg}}^m$, N_L^m , θ_L^m , ΔT_L^m , \hat{T}_L^m 分别为 m 月份L电平的小时数、平均温度、平均湿度、循环次数、平均循环时长、温差和最高温度。

m 月份第 t 小时,组件的故障率表示为 $\lambda^m(t)$,故障率遵循指数分布,则组件故障率概率密度函数和累积分布函数为

$$F_t(T) = \sum_{t=1}^T f(t) \quad (20)$$

对式(20)累积分布函数进行逆变换,利用随机数 U_f 确定组件的失效时间(time to failure, TTF),公式如下:

$$TTF = F_t^{-1}(U_f) \quad (21)$$

组件的修复率 μ 随时间保持恒定,利用随机数 U_r 确定组件的修复时间(time to repair, TTR),公式如下:

$$TTR = -\frac{1}{\mu} \ln(U_r) \quad (22)$$

每个周期 $TTF+TTR$ 结束后,基于时变故障率的新累积分布函数生成新的TTF和TTR,直到获取组件完整状态为止。

2.4.2 光光伏发电功率预测模型

在评估光伏系统组件小时故障率的基础上,采用顺序蒙特卡洛算法(sequential MCS, SMCS)预测每小时太阳能发电量。其中,考虑组件可靠的光伏系统每小时输出功率预测公式如下所示^[19]:

$$P_{\text{PV}}(t) = \frac{E(t)}{E_0} P_{\text{m0}} [1 + \gamma_p (T(t) - T_0)] \rho_{\text{AV}} \quad (23)$$

其中

$$\rho_{\text{AV}} = [1 - (\sum_{i \in \Omega_s} P_{\text{loss},i} + \sum_{j \in \Omega_d} P_{\text{loss},j})]$$

式中: ρ_{AV} 为光伏系统的硬件可用性; E_0 , P_{m0} , T_0 , γ_p 分别为太阳能光伏板在标准测试条件下的辐照度、功率、温度、温度系数。

光伏发电功率预测模型的输出功率取决于光伏系统的故障类型。

2.5 时变负荷模型

本文采用时变负荷模型评估小时负荷曲线,基于日峰值的小时百分比、日峰值占周峰值的百分比以及周峰值占年峰值的百分比形式给出的24 h负荷曲线获得。 $L(t)$ 为一天中 t 时刻某负荷点的负荷水平,计算公式如下^[18]:

$$L(t) = L_{\text{peak}} W_1 D_1 H_1(t) \quad (24)$$

式中: L_{peak} , W_1 , D_1 和 $H_1(t)$ 分别为年、周、日、时高峰

负荷百分比。

3 案例研究及结果

本节将本文所提配电网光伏系统可靠性评估模型应用于38 kV配电系统进行案例研究,图2为该系统的单线图。

3.1 系统数据

本文以西北地区2012—2023年11年间某一特定地点的每小时太阳辐照度、云不透明度、温

度和相对湿度数据为例,根据历史数据,构建了2023年的预测模型。

此外,本文采用IEEE可靠性测试系统(reliability test system, RTS)负荷剖面对时变负荷模型进行建模^[20]。本38 kV配电网光伏测试系统包括3个光伏电站和6个负载。该配电网38 kV地下电缆的故障率和维修时间为0.02 a/km和12 h。220/38 kV变压器的故障率和维修时间为0.02 a/km和24 h。

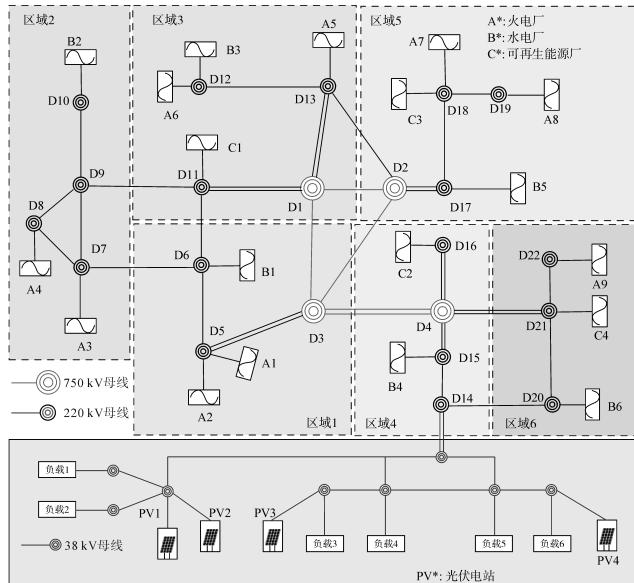


图2 测试系统的拓扑结构

Fig.2 Topology of the test system

3.2 太阳辐射和温度预测

本文基于现实情况忽略夜间太阳辐照度数据,采用上午06:00至下午16:00的太阳辐照度数据进行分析。因此,每年的小时数为4 745, T_E 为13 h。同样,以每年4 745 h的逐时温度数据验证预测模型, T_T 为13 h。

图3和图4为使用基于SDP的MCS方法进行10 000次模拟后,2023年6月无云层瞬变的历史与预测每小时太阳辐照度和温度的对比结果。

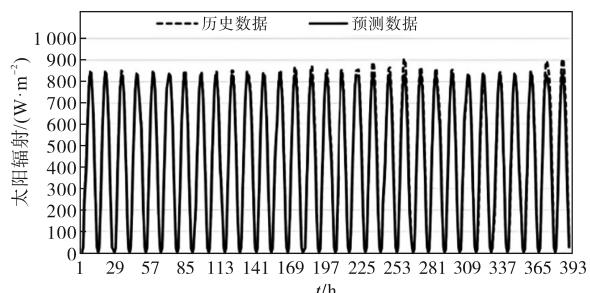


图3 历史太阳辐射与预测太阳辐射的比较

Fig.3 Comparison between historical and predicted solar radiation

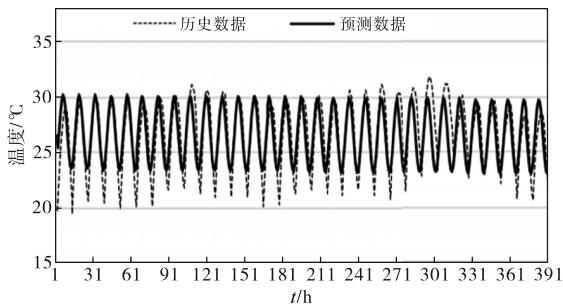


图4 历史温度与预测温度比较

Fig.4 Comparison between historical and predicted temperature

观察发现,预测数据遵循与实测数据相似的周期性和季节性。图5为2023年6月无云瞬态时的光伏发电的实测值和预测值的比较。结果表明,预测的每小时光伏功率与实测功率的趋势和周期性相似。

3.3 云瞬态模型

云瞬态模型参数由2023年地区气象统计的云不透明度数据得到。2023年云瞬态模型的参数如下: $\lambda_{\text{cloud}}=0.055$, $\mu_\xi=41$, $\sigma_\xi=26.999$, $\mu_{\text{cloud}}=12$, $\sigma_{\text{cloud}}=32$ 。

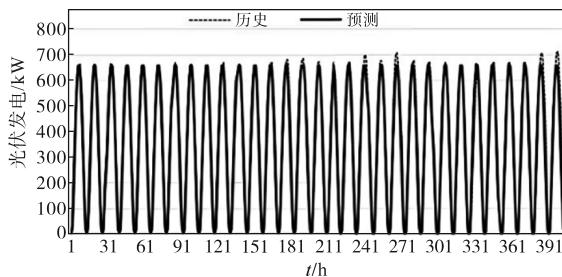


图5 无云情况下光伏发电的历史和预测值

Fig.5 Historical and predicted values of photovoltaic power generation under cloudless conditions

为对云瞬态进行预测,对第2.3节中提出的模型进行了10 000次MCS。图6所示为2023年6月基于SJDP的MCS中,实测云不透明度与预测云不透明度的对比。

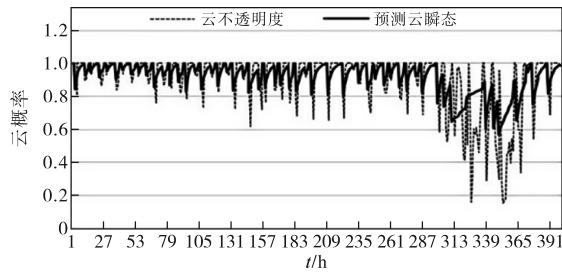


图6 云瞬态模型-测量和预测

Fig.6 Transient cloud model-measurement and prediction

从图6中可以看出,预测的云瞬态的幅度和持续时间与实测数据相似。

图7为考虑云瞬态影响的历史与预测的光伏小时发电量对比。由图7可知,云瞬态将导致每小时光伏功率降低。

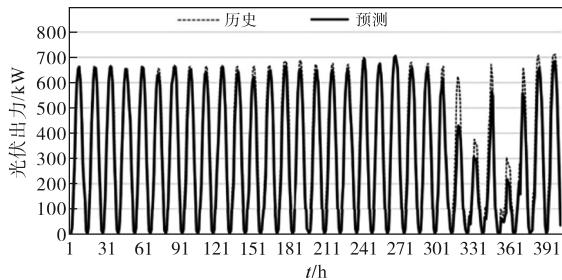


图7 考虑云瞬态的太阳能光伏发电的历史和预测值

Fig.7 Historical and predictive values of solar photovoltaic generation considering transient clouds

3.4 光伏可靠性和功率预测模型

本节深入探讨了光伏组件可靠性对配电网光伏发电系统输出功率的影响,具体以图2中PV2光伏电站为研究对象。光伏系统规模通过其自身功率与系统峰值负荷的百分比来量化。表1详细列出了在不同光伏渗透率下所考虑的光伏系统规模。

表1 不同光伏渗透率的光伏容量选择

Tab.1 Solar photovoltaic generation considering transient clouds-historical and predictive

光伏渗透率/%	20	40	60	80	100
光伏容量/MW	5.59	11.2	16.78	22.38	27.97

图8为使用SMCS算法进行10 000次MCS得到的每小时太阳能可用概率。

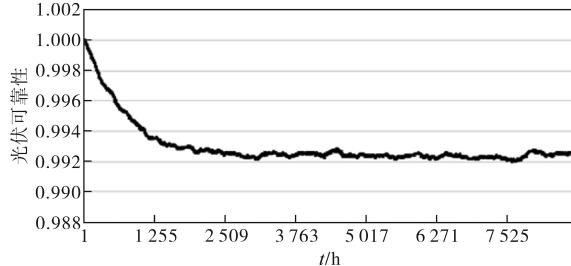


图8 光伏组件可靠性

Fig.8 Reliability of photovoltaic modules

图8表示在一年期间内,光伏发电可用概率随着模拟时间的增大而减小。

3.5 配电网可靠性预测评估

本节为配电系统的可靠性评估,评估光伏系统在系统峰值负荷的20%,40%,60%,80%,100%等不同渗透水平下,在4种情形下光伏发电对系统可靠性的影响,分别为:1)无光伏(基本案例);2)有光伏;3)考虑云瞬态的光伏;4)包括云瞬态和组件可靠性的光伏。

3.5.1 案例1

本案例针对不含光伏发电的配电系统可靠性指标进行评估。表2给出了该变电站经典解析法与SMCS所得的系统平均停电频率指数(system average interruption frequency index, SAIFI)和系统平均停电持续时间指数(system average interruption duration index, SAIDI)的比较。显然,解析法没有考虑不确定性,而SMCS算法考虑了随机性。此外,在这种情况下,两种可靠性指标在可接受的范围内。

表2 经典解析法与SMCS算法的比较

Tab.2 Comparison between the classical analysis method and the SMCS algorithm

	SAIFI	SAIDI
解析法	0.101 35	3.839 36
SMCS	0.101 25	3.891 05
差异百分比/%	-0.10	-1.35

3.5.2 案例2

本案例在不同光伏渗透水平下探讨光伏系统对配电网对影响。表3展示了在100%光伏渗

透水平的情境下,包含光伏与不含光伏的 *SAIFI* 和 *SAIDI* 预测值对比。

可以观察到,随着光伏渗透水平的不断提升,*SAIFI* 和 *SAIDI* 指标均呈现出改善的趋势。表 4 详细对比了在 100% 太阳能渗透水平时,基于历史数据和预测数据的光伏系统的 *SAIFI* 和 *SAIDI* 估计值对比。

结果显示无论是基于历史数据还是预测数据,误差均在范围之内。因此本文所提基于 SDP 的 MCS 方法在配电系统可靠性分析中具有有效性和准确性。

表 3 100% 光伏渗透率下不含/包含光伏的 *SAIFI* 和 *SAIDI*

Tab.3 *SAIFI* and *SAIDI* without/including photovoltaic generation at 100% photovoltaic penetration rate

	<i>SAIFI</i>	<i>SAIDI</i>
不含光伏	0.101 45	3.891 05
基于历史数据的光伏	0.065 94	2.218 01
差异百分比/%	35.00	43.00

表 4 100% 光伏渗透率下历史和预测光伏数据的 *SAIFI* 和 *SAIDI*

Tab.4 *SAIFI* and *SAIDI* for historical and predicted photovoltaic data at 100% photovoltaic penetration rate

	<i>SAIFI</i>	<i>SAIDI</i>
基于历史数据	0.065 94	2.218 01
基于预测数据	0.064 24	2.218 30
差异百分比/%	2.58	-0.01

3.5.3 案例 3

本案例研究包含云瞬态影响的光伏系统,展示了基于 SJDP 的 MCS 将云瞬态整合到太阳辐照度预测模型中,并探讨了云瞬态对配电系统可靠性指标的具体影响。

表 5 对比了在 100% 光伏渗透水平下,未考虑云瞬态与考虑云瞬态时的可靠性指标的差异。

表 5 100% 光伏渗透率下考虑/不考虑云瞬态的 *SAIFI* 和 *SAIDI*

Tab.5 *SAIFI* and *SAIDI* with/without considering cloud transients at 100% photovoltaic penetration rate

	<i>SAIFI</i>	<i>SAIDI</i>
不考虑云瞬态	0.064 24	2.218 30
考虑云瞬态	0.070 73	2.432 15
差异百分比/%	-10.11	-9.64

通过分析可知,云瞬态对配电系统的可靠性指标具有显著影响,且随着光伏系统渗透率的不断提升,这种影响也愈发显著。需要注意的是,忽略云瞬态得到的可靠性评价结果将高于预期。

3.5.4 案例 4

本案例综合考虑光伏的云瞬态与组件可靠

性,探讨了将光伏系统的云瞬态与组件可靠性集成到光伏输出中的输出结果。表 6 给出了 100% 光伏渗透率下,考虑云瞬态与组件可靠性的可靠性指标对比结果。

表 6 100% 光伏渗透率下考虑/不考虑云瞬态和

组件可靠性的 *SAIFI* 和 *SAIDI*

Tab.6 *SAIFI* and *SAIDI* with/without considering cloud transients and component reliability at 100% photovoltaic penetration rate

	<i>SAIFI</i>	<i>SAIDI</i>
不考虑云瞬态和组件可靠性	0.064 24	2.218 30
考虑云瞬态和组件可靠性	0.070 93	2.441 71
差异百分比/%	-10.4	-10.07

研究结果显示,考虑云瞬态和组件可靠性的影响对于可靠性指标具有显著影响,且基于本文所提可靠性模型得到的预测结果更加准确。

3.6 结果和讨论

表 3 表明,在 100% 光伏渗透水平下,变电站的 *SAIFI* 增加了 35.00%,*SAIDI* 增加了 43.00%。表 4 进一步指出,在 100% 渗透水平下,变电站的 *SAIFI* 预测值与历史数据相比存在 2.58% 的偏差,而 *SAIDI* 的偏差仅为 0.01%,均在可接受的误差范围内。

表 5 表明,考虑云瞬态导致变电站的 *SAIFI* 和 *SAIDI* 分别增加 24.89% 和 33.36%,而不考虑云瞬态时分别为 35.00% 和 43.00%。这表明云瞬态对系统可靠性指标有显著影响,忽略云瞬态会导致系统可靠性的过高预测。表 5 显示,光伏系统组件的可用性在 *SAIFI* 值上提高了 24.58%,在 *SAIDI* 值上提高了 32.93%。综上所述,云瞬态以及光伏系统组件的可靠性均对配电系统的可靠性指标产生了显著的影响。

图 9 在不同的太阳能光伏渗透水平下,对变电站的 *SAIFI* 进行了比较评估。

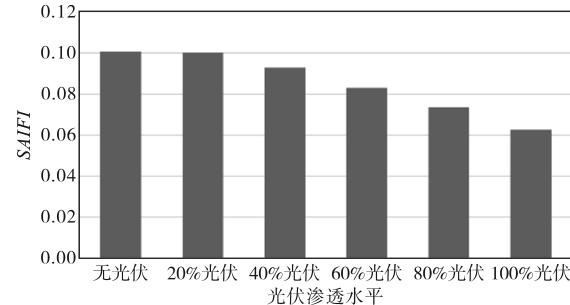


图 9 不同光伏渗透水平下的 *SAIFI*

Fig.9 *SAIFI* at different PV penetration levels

研究结果显示,随着光伏渗透率的增加,变

电站的SAIFI显著降低。

图10在100%光伏渗透水平下,对所有考虑云瞬态和组件可靠性的变电站的SAIFI进行了评估。研究结果显示,考虑云瞬态和组件可靠性对SAIFI有显著影响。图11对变电站的SAIDI进行了评估,并对不同光伏渗透率水平下的预测数据进行比较。

研究发现,随着光伏渗透率的提高,变电站的SAIDI显著降低。图12为100%光伏渗透水平下,考虑云瞬态和组件可靠性时,所有变电站的SAIDI比较结果。结果表明,云瞬态和组件可靠性对SAIDI有显著影响。

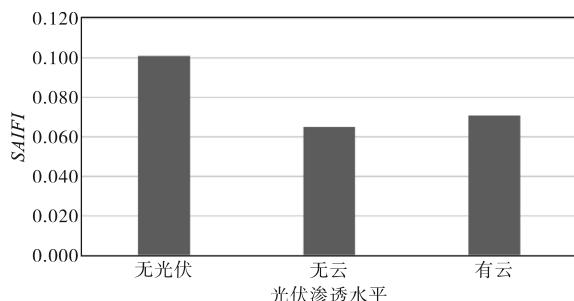


图10 考虑/不考虑云瞬态和可靠性的SAIFI比较

Fig.10 SAIFI comparison without and with clouds & reliability

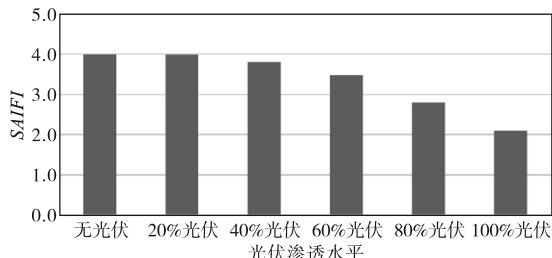


图11 不同光伏渗透水平的SAIDI

Fig.11 SAIDI at different PV penetration levels

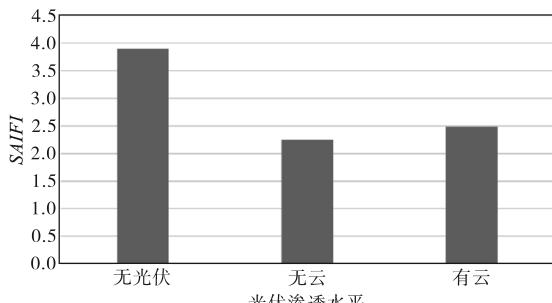


图12 不考虑云瞬态和可靠性与考虑云瞬态和可靠性的SAIDI比较

Fig.12 SAIDI comparison without and with clouds & reliability

4 结论

本文提出了一种基于随机扩散过程的配电网光伏系统可靠性评估模型。首先,采用基于随机扩散过程的蒙特卡罗模拟方法对太阳辐照度

和温度进行预测,使用参数估计法从历史运行数据中获取太阳辐照度和温度模型的漂移方程和扩散方程参数;其次,利用随机跳跃扩散过程将云瞬态模型集成于太阳辐照度预测模型;然后,预测光伏组件月故障率,构建光伏系统可靠性评估模型;最后,在实际配电系统中进行案例研究,评估本文所提模型的可靠性。

实验结果表明,具有合理预测模型的光伏系统可提高配电系统整体可靠性。经与实际数据比较,本文所提太阳辐照度和温度评估的可靠性指数均在合理误差范围内。此外,云瞬态和光伏组件可用性对可靠性指数有显著影响。未来研究将侧重于利用随机扩散过程模拟配网系统中储能和电动汽车等不确定性,进一步验证与扩展本文提出的可靠性评估模型。

参考文献

- [1] 符杨,司马超,田书欣,等.基于 μ PMU的智能配电网预想故障集组合筛选方法[J].电气传动,2023,53(1):59–65,73.
FU Yang, SIMA Chao, TIAN Shuxin, et al. Expected fault combination screening method for smart distribution network based on μ PMU[J]. Electric Drive, 2023, 53(1):59–65, 73.
- [2] 吕征宇,周亮.考虑源荷不确定性的主动配电网两段式电压自动控制方法[J].电气传动,2023,53(11):46–52,59.
LÜ Zhengyu, ZHOU Liang. A two-stage voltage automatic control method for active distribution networks considering source-load uncertainty[J]. Electric Drive, 2023, 53(11):46–52, 59.
- [3] 王冲,王秀丽,鞠平,等.电力系统随机分析方法研究综述[J].电力系统自动化,2022,46(3):184–199.
WANG Chong, WANG Xiuli, JU Ping, et al. Review of research on power system stochastic analysis methods[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(3):184–199.
- [4] VERDEJO H, AWERKIN A, SAAVEDRA E, et al. Stochastic modeling to represent wind power generation and demand in electric power system based on real data[J]. Applied Energy, 2016 (173):283–295.
- [5] ZÁRATE-MIÑANO Rafael, MILANO Federico. Construction of SDE-based wind speed models with exponentially decaying autocorrelation[J]. Renewable Energy, 2016(94):186–196.
- [6] 曹娜,万珂,于群.考虑风速变化的双馈风电机组暂态能量函数及振荡分析[J].电力系统自动化,2022,46(20):92–99.
CAO Na, WAN Ke, YU Qun. Transient energy function and oscillation analysis of doubly-fed wind turbine considering wind speed variations[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(20):92–99.
- [7] 李国庆,李欣彤,边竞,等.基于每时晴空指数的大规模光伏电站出力多维时间序列模拟[J].电网技术,2020,44(9):3254–3262.

- LI Guoqing, LI Xintong, BIAN Jing, et al. Multi-dimensional time series simulation of large-scale photovoltaic power plant output based on hourly clear sky index[J]. Power System Technology, 2020, 44(9):3254–3262.
- [8] 李国庆,李欣彤,边竟,等.计及光伏-负荷预测不确定性的直流跨省互联电网双级调度策略[J].中国电机工程学报,2021,41(14):4763–4776.
- LI Guoqing, LI Xintong, BIAN Jing, et al. Two level scheduling strategy for inter-provincial DC power grid considering the uncertainty of PV-load prediction[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(14):4763–4776.
- [9] 董宏,王怡,刘加平.垂直面太阳散射辐射计算方法研究[J].太阳能学报,2020,41(1):1–6.
- DONG Hong, WANG Yi, LIU Jiaping. Research of calculation method for diffuse solar radiation on vertical surface[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2020, 41(1):1–6.
- [10] ANVARI M, WERTHER B, LOHMANN G, et al. Suppressing power output fluctuations of photovoltaic power plants[J]. Solar Energy, 2017(157):735–743.
- [11] VERDEJO H, AWERKIN A, BECKER C, et al. Statistic linear parametric techniques for residential electric energy demand forecasting: a review and an implementation to Chile[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017 (74):512–521.
- [12] 郁家麟,肖龙海,江明强,等.主动配电网关键技术在光伏高渗透工业新区电网的应用[J].浙江电力,2020,39(5):74–81.
- YU Jialin, XIAO Longhai, JIANG Mingqiang, et al. Application of key technologies of ADN in local power grid with high PV penetration in high-tech industrial zone[J]. Zhejiang Electric Power, 2020, 39(5):74–81.
- [13] 鄢伟安,孔文琪,刘卫东,等.具有初始退化随机特征的光伏组件可靠性评估[J].太阳能学报,2022,43(3):152–157.
- YAN Weian, KONG Wenqi, LIU Weidong, et al. Reliability assessment of photovoltaic modules with initial degradation random characteristics[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2022, 43 (3):152–157.
- [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, 2020, 47(1):1–8,16.
- [15] MELE F M, ZÁRATE-MÍÑANO R, MILANO F. Modeling load stochastic jumps for power systems dynamic analysis[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34 (6):5087–5090.
- [16] JÓNSDÓTTIR G M, MILANO Federico. Stochastic modeling of tidal generation for transient stability analysis: a case study based on the all-island Irish transmission system[J]. Electric Power Systems Research, 2020 (189):106673.
- [17] 吕锴.基于复杂网络理论的光伏发电太阳辐照度超短期预测模型[D].保定:华北电力大学,2020.
- LÜ Kai. Short-term forecasting model of solar irradiance for photovoltaic power generation based on complex network theory [D]. Baoding:North China Electric Power University, 2020.
- [18] MANOHAR P, CHANDRASEKHAR R A. Development of predictive reliability model of solar photovoltaic system using stochastic diffusion process for distribution system[J]. IEEE Journal on Emerging and Selected Topics in Circuits and Systems, 2022 (12):279–289.
- [19] SHOKRANI H, JONSDOTTIR C M, MILANO F. Short-term stochastic modeling of virtual power plants with inclusion of wind, solar and tidal generation and energy storage[C]/2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe), IEEE, 2020.
- [20] BARROWS C, BLOOM A, IKAHEIMO J. The IEEE reliability test system: a proposed 2019 update[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019 (35):119–127.

收稿日期:2024-10-15

修改稿日期:2024-11-16