

台风天气下含大规模海上风电的电力系统运行风险评估

符 杨¹,赵家卿²,刘璐洁¹,苏向敬¹

(1. 海上风电技术教育部工程研究中心(上海电力大学),上海 200090;

2. 上海电力大学 电气工程学部,上海 200090)

摘要:台风的强随机性易引发海上风电出力波动剧烈,给大规模海上风电接入下的电力系统运行风险评估带来了新挑战。为此,提出一种台风天气下含大规模海上风电的电力系统运行风险评估方法。考虑多家台风预报机构的预报效果,构建基于多误差分布深度卷积生成对抗网络(MED-C-DCGAN)的风电出力场景生成模型,通过引入正则项约束,反映不同预报时效下的出力误差统计特性和时序特性,提升出力场景的生成精度。构建含大规模海上风电交直流电力系统模型,提出基于区间约束高斯混合模型(IC-GMM)的交直流系统概率潮流算法,通过对协方差矩阵对角元素的区间约束,避免台风期间出力剧烈波动导致的概率潮流计算结果偏差。以反映电压越限、线路过载的综合风险指标量化系统风险,提升风险评估结果的准确性。通过算例仿真验证了所提模型和方法的有效性。

关键词:风电出力不确定性;生成对抗网络;海上风电;概率潮流;运行风险评估

中图分类号:TM712;TK81

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202604017

0 引言

海上风电是推动我国稳步迈向“双碳”目标、成功构建新型能源体系的重要驱动力。截至2024年底,我国海上风电累计装机 4.127×10^7 kW,当年新增装机约 4.04×10^6 kW,占全球新增装机的51%,连续四年全球排名第一^[1-3]。我国海上风电的大规模、集群式开发区域^[4-7]与台风频发区域高度重叠。极端气候事件频发已成为当前气候环境的显著特征,并持续威胁电力系统安全稳定运行。准确评估极端天气影响下含大规模海上风电的电力系统运行风险,降低台风等极端天气事件对电网运行的不确定性影响,提高系统应对极端天气的能力,对海上风电的大规模开发、新型电力系统的安全稳定运行具有重要意义。

含大规模海上风电的电力系统运行受台风天气事件的不确定性影响更为显著,主要体现在以下2个方面。一方面,台风通过风速、风向、路径等气象参数变化影响海上风电场出力,而由于在其生成到发展的不同阶段,气象参数变化间存在复杂的相互作用,台风预报本身在不同预报时效、不同预报模式下的误差较大。台风强度、路径预报在24 h预报时效内误差较小,更长预报时效能力整体偏弱。且预报参数的空间尺度为50~200 km,远大于风电场级空间尺度,直接采用气象预报信息将导致风电场出力

的准确性和精度下降^[8]。另一方面,在不确定的台风天气过程影响下,不确定、不完备的风电场出力及设备状态信息给准确评估电力系统运行风险带来了严峻挑战。“乐观”的评估结果由于低估了实际风险,可能导致设备过载、连锁故障、备用容量失衡等后果;反之,“悲观”的评估结果,又可能导致风电场电量损失、电网投资决策错配、应急资源浪费。

目前,台风天气下电力系统运行风险评估已得到了国内外学术界和产业界的广泛关注,相关研究主要围绕台风天气不确定性对电力系统运行的影响以及含风电电力系统风险评估方法两方面展开。

在台风天气不确定性对电力系统影响的量化方面,现有文献多基于数据驱动或概率框架等方法,运用核密度估计、蒙特卡罗采样等技术手段量化台风路径、气象参数等的不确定性,进而评估其对电力系统停电风险、线路故障概率及系统弹性的影响。文献[9]提出的数据驱动方法借助核密度估计模拟台风路径不确定性,以此评估其对海上风电场停电风险的作用。文献[10]通过构建混合数据-模型驱动框架并结合Batts风场模型与随机森林算法,来解决台风路径不确定性给输电线路累积故障概率带来的影响问题。文献[11]通过设计概率框架来评估区域台风下的电力系统弹性,重点考量台风路径不确定性对系统恢复的影响,整合多场景模拟,凸显不确定性在恢复时间、负载损失等弹性指标中的作用。文献[12]采用蒙特卡罗采样处理台风气象预报不确定性,如误差概率圈等,再通过影响增量方法与深度优先遍历算法快速评估电力系统弹性并识别脆弱线路。上述研究在建模台风不确定性对电力系统的影响方面取得了诸多阶段性成果,为后续相关研究奠

收稿日期:2025-12-04;修回日期:2026-03-16

在线出版日期:2026-04-27

基金项目:国家重点研发计划项目(2023YFB2406904)

Project supported by the National Key R&D Program of China(2023YFB2406904)

定了重要基础。随着国内外台风路径预报方法不断增加,以及台风强度突变、路径转折的特异性,各类预报方法展现出了不同的台风路径预报特点,对应的台风路径预报性能差异也非常大^[13]。因此,如何考虑台风真实信息与多家预报机构的历史预报信息的影响,融合多误差以提升台风天气下含大规模海上风电的电力系统运行风险评估的准确性尚需进一步研究。

对于含风电电力系统风险评估,现有研究采用确定性潮流并已形成多种适用于含风电电力系统的风险评估方法^[14-15],为系统安全分析提供支撑。然而,随着风电渗透率的快速提升,其固有的强随机性为电力系统带来了显著的不确定性,极易引发线路过载等运行风险。面对这一挑战,概率潮流能够有效计及风电出力的随机波动,因而逐渐发展为进行电力系统运行风险评估的关键工具。文献[16]构建了电-热互联综合能源系统潮流模型,采用高斯混合模型(Gaussian mixture model, GMM)建立风电出力不确定性场景,基于概率潮流对系统风险进行评估。文献[17]提出基于改进三阶多项式正态估计过程的Nataf变换方法,结合半不变量和Cornish-Fisher级数展开,实现分布式光伏出力相关性条件下的概率潮流计算,采用电压越限和线路重过载指标计算电力系统运行风险。文献[18]使用多项式混沌展开代理模型快速计算概率潮流,对故障样本建立拓扑重构模型进行优化潮流计算,以准确捕获拓扑变化下的系统风险。然而,风电场输出功率的概率分布常呈现复杂特性,难以用某一特定解析分布进行精确刻画。这使得常规概率潮流算法在捕捉其强随机性与不确定性时存在局限性,进而影响含大规模海上风电的电力系统运行风险评估的准确性。

针对上述问题,本文考虑台风天气事件不确定性影响,提出一种含大规模海上风电的电力系统运行风险评估方法,主要贡献如下:①建立了基于多误差分布深度卷积生成对抗网络(multiple error distribution-condition-deep convolution generative adversarial network, MED-C-DCGAN)的风电出力场景生成模型框架,综合多家台风预报机构预报效果,采用降尺度风速分布及风电出力的误差分布,量化台风预报及出力的不确定性,通过增加正则项约束降低海上风电出力场景的误差;②提出基于区间约束高斯混合模型(interval constraint-Gaussian mixture model, IC-GMM)的概率交直流潮流算法的含海上风电电力系统运行风险评估方法,以生成场景样本的经验分位数作为约束边界,通过在协方差矩阵中引入区间约束项,避免方差分散导致风险评估结果的偏差,提升台风天气不确定影响下风险评估结果的准确性。本文通过算例仿真,验证了所提模型与方

法的有效性。

1 台风影响下融合多种预报信息的海上风电出力场景生成

目前,虽已积累了大量台风历史真实信息与多家预报机构的预报数据,但受台风强度突变、路径转折的强随机性与特异性影响,能够精准反映不同台风活动特征及风电场出力响应规律的典型样本依然稀缺。鉴于生成对抗网络在小样本数据场景下具备强大的分布学习与数据生成能力,本文提出基于MED-C-DCGAN的风电出力场景生成模型,以提升场景生成的准确性与可靠性。

1.1 考虑多家台风路径预报信息的风速预报误差及风电场出力误差分布

考虑台风预报尺度(数十千米或数百千米级)与风电场尺度(千米级)的空间差异,首先将风电场全域网格化,结合Batts风场模型获得所有子网格的平均风速;然后,基于WAsP(wind atlas analysis and application program)^[19]降尺度方法将气象尺度台风路径预报信息下的平均风速转化为风电场级降尺度的风速预测值,再考虑多家预报机构的预报误差,进而获得更贴近实际的风电出力误差分布;最后,由集成核密度估计(ensemble-kernel density estimation, E-KDE)融合风速与风电场出力误差分布,作为海上风电出力场景生成模型的输入条件。

采用Batts模型^[20]构建台风风速场,为了反映实际台风行进过程中最大风速半径的变化,基于风电场距离台风中心的相对位置,动态调整台风最大风速半径 $R_{\max}$,则风场模型如式(1)所示。

$$v(t) = \begin{cases} v_{R_{\max}}(t)d(t)/R_{\max}(t) & d(t) < R_{\max} \\ v_{R_{\max}}(t)[R_{\max}(t)/d(t)]^\alpha & d(t) \geq R_{\max} \end{cases} \quad (1)$$

$$R_{\max, \text{local}} = R_{\max} \frac{d_{\text{field}}}{d_{\text{storm}}} \quad (2)$$

式中: $v(t)$ 为风电场所在位置风速; $R_{\max}(t)$ 为多家台风预报机构下的台风最大风速半径; $v_{R_{\max}}(t)$ 为最大风速半径处的风速; $d(t)$ 为台风中心位置与风电场之间的距离,可根据多家台风路径预报的中心经纬度坐标与风电场所在坐标求得; α 为经验系数,取0.7^[20]; d_{field} 为风电场空间尺度,采用Welzl几何算法获得覆盖风电场所有风机的最小包围圆,该圆形区域的半径即为 d_{field} ;选取48 h警戒线后每个时刻 t 的台风十级风圈半径作为台风风圈空间尺度 d_{storm} 。式(1)及下文中的 t 均表征时效。

以风电场地理边界为约束,将全域划分为若干个面积为1 km²、形状贴合边界的子网格。在风电场区域内,计算所有子网格的平均风速 v_{ref} 。

基于WAsP降尺度方法将气象尺度的台风路径预报信息转化为风电场级降尺度的风速。结合子网

格平均风速 v_{ref} 及风电场所在海域粗糙度 z_0 可以得到 t 时刻风电场级风速 $v_{\text{local},t}$, 如式(3)所示。

$$v_{\text{local},t}(z) = v_{\text{ref},t} \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_{\text{ref}}/z_0)} \quad (3)$$

式中: z 为风机轮毂高度; z_{ref} 为 Batts 模型中的参考高度(一般为 10 m)。

为保证高度数据在风速场垂直方向上的一致性, WAsP 通过对数廓线将高度垂直外推, 进而获得风电场区域内所有子网格的轮毂高度风速。由于海上风电场下垫面相对均匀, 采用 Charnock 关系动态计算海平面粗糙度 z_0 , 如式(4)所示。

$$z_0 = \alpha' (v_{\text{ref}}^2 / g) \quad (4)$$

式中: α' 为 Charnock 常数, 在无近岸地形影响的开放海域通常取 0.0144; g 为重力加速度。

结合降尺度的风电场级风速 $v_{\text{local},t}$, 根据功率曲线, 获得预报机构 l 对应的预测出力 $P_{l,t}$, 如式(5)所示。

$$P_{l,t} = f(v_{\text{local},t}, \theta_{\text{local},t}) \quad (5)$$

式中: $\theta_{\text{local},t}$ 为 t 时刻风电场轮毂高度处的风向角; $f(\cdot)$ 表示考虑风向影响的风机功率曲线模型。

考虑不同预报机构的预报准确性, 基于历史风速预报及风电场出力信息, 得到各预报机构在不同时刻 t 的风电场级风速平均误差 $\mu_{l,t}^v$ 、风电出力平均误差 $\mu_{l,t}^p$, 以及风速误差方差 $\sigma_{l,t}^{v^2}$ 、风电出力误差方差 $\sigma_{l,t}^{p^2}$, 分别记为 $\mu_{l,t} = \{\mu_{l,t}^v, \mu_{l,t}^p\}$ 以及 $\sigma_{l,t}^2 = \{\sigma_{l,t}^{v^2}, \sigma_{l,t}^{p^2}\}$ 。

$$\mu_{l,t} = \frac{1}{M'} \sum_{m'=1}^{M'} \epsilon_{l,t,m'} \quad (6)$$

$$\sigma_{l,t}^2 = \frac{1}{M'} \sum_{m'=1}^{M'} (\epsilon_{l,t,m'} - \mu_{l,t})^2 \quad (7)$$

$$\epsilon_{l,t} = e_{l,t} - e_{\text{actual},t} \quad (8)$$

式中: $\epsilon_{l,t}$ 为 t 时刻的风电出力误差和风速误差; M' 为误差样本总数; $\epsilon_{l,t,m'}$ 为预报机构 l 在时刻 t 的第 m' 个风电出力误差和风速误差; $e_{l,t} = \{v_{l,t}, P_{l,t}\}$, $v_{l,t}$ 、 $P_{l,t}$ 分别为预报机构 l 在时刻 t 的降尺度风速和风电场出力; $e_{\text{actual},t} = \{v_{\text{actual},t}, P_{\text{actual},t}\}$, $v_{\text{actual},t}$ 、 $P_{\text{actual},t}$ 分别为台风期间时刻 t 的风速真实值和风电场出力真实值。

基于统计误差和权重, 采用 E-KDE 生成每个时刻 t 的误差分布 $f(\epsilon_{l,t}) = \{f^v(\epsilon_{l,t}), f^p(\epsilon_{l,t})\}$, 包括出力误差分布 $f^p(\epsilon_{l,t})$ 与风速误差分布 $f^v(\epsilon_{l,t})$, 如式(9)所示。

$$f(\epsilon_{l,t}) = \sum_{i=1}^{L'} w_i(t) \frac{1}{N_i h_i(t)} \sum_{m'=1}^{N_i} \phi\left(\frac{\epsilon_{l,t} - \epsilon_{l,t,m'}}{h_i(t)}\right) \quad (9)$$

$$\phi(u) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{u^2}{2}\right) \quad (10)$$

$$h_i(t) = 1.06 \sigma_{l,t} N_i^{-1/5} \quad (11)$$

$$w_i(t) = \frac{(\mu_{l,t} + \sigma_{l,t})^{-1}}{\sum_l (\mu_{l,t} + \sigma_{l,t})^{-1}} \quad (12)$$

式中: L' 为预报机构总数; $\phi(\cdot)$ 表示高斯核函数; N_i 为预报机构 l 的历史误差样本数; $h_i(t)$ 为预报机构 l 在时刻 t 下的带宽, 采用自适应带宽^[21]计算; $w_i(t) = \{w_i^v(t), w_i^p(t)\}$ 为预报机构 l 的预报权重, 反映不同预报机构在时刻 t 的风速预测及出力预测效果, 误差越小、方差越低的预报机构权重越高。

1.2 基于 MED-C-DCGAN 的海上风电出力场景生成方法

根据多家预报机构的台风预报信息, 获得风电场级降尺度风速误差分布、风电场出力误差分布。将风速误差分布与气象条件(风向、气压)作为条件向量 c , 并与噪声 z 相连接, 形成生成器 G 的联合输入 $G(z, c)$ 。海上风电场在台风期间的出力作为判别器 D 的真实样本。风电出力场景生成模型框架如图 1 所示。噪声 z 的设置方法见附录 A 的 A1 部分。

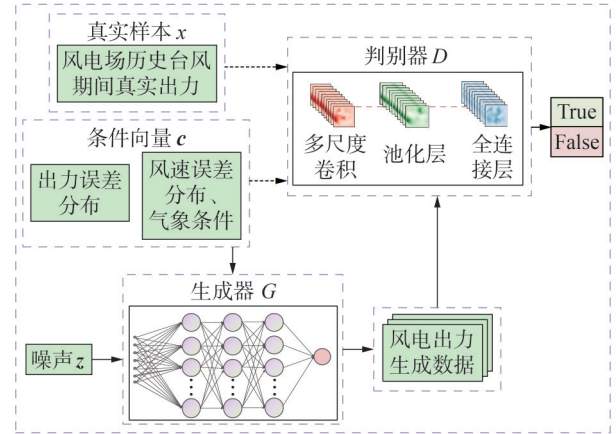


图 1 基于 MED-C-DCGAN 的风电出力场景生成模型框架

Fig.1 Wind power output scenario generation model framework based on MED-C-DCGAN

为适配多误差分布引入后条件向量 c 的复杂性, 解决原始判别器在处理多误差分布条件时难以准确区分真实样本与生成样本的问题, 需在判别器 D 中增加卷积层和全连接层进行处理。判别器 D 结构如附录 A 的 A2 部分所示。

然而, 判别器 D 增加了卷积层和全连接层后, 生成器 G 无法与之相匹配, 造成判别器 D 在同时学习条件向量 c 与真实样本 x_t 之间的条件分布时, 其判别能力过强, 导致过度区分了真实样本 x_t 与生成样本 $G(z, c_t)$, 即高度认为生成样本为假。生成对抗网络 (generative adversarial network, GAN) 训练通过 D 和 G 的博弈达到纳什均衡, 若 D 过强, 则 G 的损失趋于 0, 梯度信号消失, G 无法从 D 获得有效反馈, 只能随机调整, 收敛到局部最优。此外, 为了反映条件向量 c 所含变量之间的非线性关系及相关性, 生成器 G 需同时学习这些变量对出力场景的联合影响, 这在小样本数据下挑战极大, 生成器无法有效分析这些变

量的贡献,倾向于简化问题,聚焦于能够快速满足判别器 D 要求的输出模式,导致生成器 G 倾向于生成有限的出力模式,未能充分覆盖多模态分布,致使生成的场景缺乏多样性。

为了解决上述问题,同时使生成场景中出力分布的统计特性与E-KDE融合的出力误差分布保持一致,避免出现系统性偏差,对生成器 G 和判别器 D 的原始损失函数分别添加正则化项,且无须增加训练数据或者改变网络结构,通过约束模型参数或输出行为防止模型过拟合,以实现风电出力场景生成质量的提高。

在判别器 D 的损失函数中,增加正则化项 $\beta \times (\cdot)$,用来约束生成分布的统计特性与E-KDE一致,将生成样本推向E-KDE均值,并按方差要求扩散/收缩。其中 β 为权重,以0.3为初始值,若训练中生成本方偏差偏离核密度估计方差,则动态增大或减小 β ,直至分布特性一致,确保模型泛化而非过拟合。为了确保梯度范数接近1,保证其有效约束高维时间序列的分布一致,增加梯度惩罚项 $\lambda_{\text{gp}} E_{\hat{x} \sim p_i}[\cdot]$,如式(13)所示。

$$L_D = E_{x_i \sim p_{\text{data}}} [D(x_i, c_i)] - E_{z \sim p_z, c_i \sim p_c} [D(G(z, c_i), c_i)] + \beta \times \left(\left\| \mu_{\text{gen}} - \mu_{\text{E-KDE}} \right\|^2 + \left\| \sigma_{\text{gen}}^2 - \sigma_{\text{E-KDE}}^2 \right\|^2 \right) + \lambda_{\text{gp}} E_{\hat{x} \sim p_i} \left[\left(\left\| \nabla_{\hat{x}} D(\hat{x}, c_i) \right\|_2 - 1 \right)^2 \right] \quad (13)$$

式中: $E_{x_i \sim p_{\text{data}}}[\cdot]$ 表示真实数据 x_i (历史出力时间序列)在条件 c 下的期望判别器输出,反映 D 对真实样本的判别能力; p_{data} 表示训练数据中真实风电出力误差样本的分布; $E_{z \sim p_z, c_i \sim p_c}[\cdot]$ 表示生成样本 $G(z, c_i)$ 在条件 c 下的期望判别器输出; p_z 表示生成器输入噪声的先验分布; $\mu_{\text{gen}}、\sigma_{\text{gen}}^2$ 分别为生成出力分布的均值和方差向量; $\mu_{\text{E-KDE}}、\sigma_{\text{E-KDE}}^2$ 分别为E-KDE融合下的均值和方差向量; $\hat{x}$ 为真实和生成样本的线性组合; p_i 表示插值样本的概率分布; $\nabla_{\hat{x}}$ 表示对 $\hat{x}$ 求梯度算子; λ_{gp} 为惩罚系数,按照 $\lambda_{\text{gp}} = 1/\sqrt{dL_y}$ 进行计算, d 为输入数据维度, L_y 为判别器卷积层与全连接层总数。

在生成器 G 的损失函数中,增加KL散度正则项 $\lambda_{\text{KL}} \cdot \text{KL}(p_{\text{gen}} \| p_{\text{E-KDE}})$,描述生成分布的经验分布 p_{gen} 与E-KDE分布 $p_{\text{E-KDE}}$ 之间的差异。其中: λ_{KL} 为权重,使用网格搜索调优^[22],选择使生成样本覆盖E-KDE所有特性的值; $\text{KL}(\cdot)$ 表示KL散度。为了使生成序列保持与真实数据相似的时序特性,增加时序一致性损失 $\gamma E_t[\cdot]$ 。其中: γ 为权重,通过随机搜索在验证集上迭代; $E_t[\cdot]$ 为时间期望算子。总损失 L 结合判别器损失 L_D 和生成器损失 L_G ,通过权重参数平衡各目标,具体如式(14)、(15)所示。

$$L_G = E_{z \sim p_z, c_i \sim p_c} [-D(G(z, c_i), c_i)] + \lambda_{\text{KL}} \cdot \text{KL}(p_{\text{gen}} \| p_{\text{E-KDE}}) + \gamma E_t [\|(G(z, c_i) - G(z, c_{i-1})) - (x_i - x_{i-1})\|^2] \quad (14)$$

$$L = L_D + L_G \quad (15)$$

式中: $E_{z \sim p_z, c_i \sim p_c} [-D(G(z, c_i), c_i)]$ 为负判别器输出,鼓励 G 生成更具欺骗性的样本。

综上所述,可获得由出力场景的时间序列构成的矩阵 $W=[W_1, W_2, \dots, W_t]$,其中 $W_i=[P_i^1, P_i^2, \dots, P_i^{n'}]^T$ ($i=1, 2, \dots, t; P_i^1 \sim P_i^{n'}$ 表示同一时刻下存在 n' 种出力值),每个序列表示台风影响期间不同时刻下风电场的出力变化情况,出力场景包含多个随机生成的序列,组成生成的风电出力区间,反映不同预报误差组合下的可能出力情况。

2 含海上风电的电力系统运行风险评估

2.1 交直流混联系统的潮流模型

当前我国海上风电正加速向深远海规模化发展,直流输电凭借长距离输送损耗低、无容升效应等特点,在深远海风电的高效送出方面优势明显。针对海上风电经直流接入的系统,其潮流计算需在交流方程的基础上引入直流变量并增加描述直流系统的非线性方程。本文采用统一迭代法^[23],基于极坐标下的牛顿法,对交流系统状态量和直流系统状态量进行统一求解。交直流潮流计算模型的具体构建过程见附录A的A3部分式(A1)~(A10)。

2.2 基于IC-GMM的交直流概率潮流计算方法

海上风电出力多峰分布、样本分布不均,蒙特卡罗模拟法、半不变量法等交直流概率潮流计算方法在处理复杂分布时拟合精度有限,难以精准刻画风电出力的强随机性与不确定性,存在计算效率低、极端样本覆盖不足的问题。GMM凭借多高斯分量的叠加,可精准捕捉交直流混联系统中随机变量的概率特性。考虑到台风导致的风电出力强随机性、剧烈波动性,本文提出基于IC-GMM的概率潮流计算方法。该方法通过在协方差矩阵更新过程中引入区间约束正则项,以场景生成样本的经验分位数为约束边界,避免方差过度分散导致概率潮流计算结果出现偏差,进而影响风险评估结果的准确性。

风电场出力的概率密度函数(probability density function, PDF) $f(W_i)$,由 M 个高斯子成分的PDF $N_m(W_i)$ ($m=1, 2, \dots, M$)组成,具体如式(16)、(17)所示。

$$f(W_i) = \sum_{m=1}^M \gamma_m N_m(W_i), \sum_{m=1}^M \gamma_m = 1 \quad (16)$$

$$N_m(W_i) = \frac{1}{(2\pi)^{w/2} \det(\Sigma_m)^{1/2}} e^{-\frac{1}{2}(W_i - \mu_m)^T \Sigma_m^{-1} (W_i - \mu_m)} \quad (17)$$

式中: W_i 为 w 个风电出力组成的向量; $\gamma_m、\mu_m、\Sigma_m$ 分

别为第 m 个子成分的权重、均值向量、协方差矩阵,通过构建风功率样本的似然函数(如式(18)所示),采用最大期望算法(expectation maximization algorithm, EM)求解。

$$\ln L(\mathbf{W}_1, \mathbf{W}_2, \dots, \mathbf{W}_N) = \sum_{i=1}^N \ln \sum_{m=1}^M \gamma_m N_m(\mathbf{W}_i) \quad (18)$$

式中: N 为风电出力样本总数。

计算每个样本属于第 m 个高斯子成分的后验概率,基于得到的后验概率,更新 IC-GMM 的参数,使对数似然函数最大化,不断迭代直至似然函数收敛到极大值,获得 $\gamma_m, \mu_m, \Sigma_m$ 的估计值。更新协方差矩阵 Σ_m 的公式如下:

$$\Sigma_m = \frac{1}{N_m^s} \sum_{i=1}^N \gamma_{i,m} (\mathbf{W}_i - \mu_m)(\mathbf{W}_i - \mu_m)^T \quad (19)$$

$$N_m^s = \sum_{i=1}^N \gamma_{i,m} \quad (20)$$

$$\gamma_{i,m} = \frac{\gamma_m N_m(\mathbf{W}_i)}{\sum_{k=1}^M \gamma_k N_k(\mathbf{W}_i)} \quad i=1, 2, \dots, N; m=1, 2, \dots, M \quad (21)$$

式中: N_m^s 为第 m 个子成分的样本数,由期望步(E步)中后验概率 $\gamma_{i,m}$ 求和得到, $\gamma_{i,m}$ 为第 i 个样本由第 m 个高斯子成分生成的概率。

由于台风期间风电出力样本的波动性增强,个别极端样本会显著影响 $(\mathbf{W}_i - \mu_m)(\mathbf{W}_i - \mu_m)^T$ 项的值,导致式(19)中分子项偏大,放大了协方差矩阵。协方差矩阵的对角元素代表第 m 个高斯子成分在时刻 t 的出力方差 σ_m^2 , 直接决定该时刻出力的波动范围。为了避免其分布过度分散,影响后续概率交直流潮流计算与风险评估,在协方差矩阵的参数更新过程中添加区间约束正则项,不依赖外部系统固有上下界约束,以基于场景生成样本计算的经验分位数^[24]作为约束区间,目标是限制协方差矩阵的对角元素(即各时间步出力的方差 σ_m^2)不超过生成场景计算的经验分位数对应的方差阈值,如式(22)~(25)所示。

$$q_p = P_{[o],t} + (o - [o])(P_{[o],t} - P_{[o],t}) \quad (22)$$

$$k = (N-1)p + 1 \quad (23)$$

$$\mathcal{L}_{\text{IC-GMM}} = \sum_{i=1}^N \ln \left(\sum_{m=1}^M \gamma_m N_m(\mathbf{W}_i) \right) - \lambda \sum_{m=1}^M \sum_{t=1}^T \mathcal{R}(\Sigma_m^t) \quad (24)$$

$$\mathcal{R}(\Sigma_m^t) = \max \left(0, \sigma_m^2 - \frac{(P_{\max,t} - P_{\min,t})^2}{4} \right) \quad (25)$$

式中: T 为时间序列的总时间步长; o 表示计算出的分位数位置; $[\cdot]$ 表示向下取整, $\lceil \cdot \rceil$ 表示向上取整; $P_{i,t}$ 为第 i 个序列第 t 个时间点的出力, $i = [o], \lceil o \rceil$; 取百分比 p 为 p_1 和 p_2 , 以覆盖 $p_2 - p_1 = 1 - \delta$ 的生成数据, 其中 δ 为置信水平修正系数, 用于控制覆盖数据的比例; $P_{\min,t} = q_{p_1}, P_{\max,t} = q_{p_2}, (P_{\max,t} - P_{\min,t})^2/4$ 是基于分位数范围的方差上限; $\mathcal{L}_{\text{IC-GMM}}$ 为 IC-GMM 目标函数; λ 为正

则化参数, 用于控制约束强度(初始值为 0.01, 动态调整); $\mathcal{R}(\Sigma_m^t)$ 为区间约束正则项。对目标函数 $\mathcal{L}_{\text{IC-GMM}}$ 关于 Σ_m^t 求导并令导数为 0, 得到 t 时刻协方差矩阵 Σ_m^t 的更新公式为:

$$\Sigma_m^t = \frac{\sum_{i=1}^N \gamma_{i,m} (\mathbf{W}_i - \mu_m^t)(\mathbf{W}_i - \mu_m^t)^T}{\sum_{i=1}^N \gamma_{i,m}} - \frac{\lambda \times \nabla_{\Sigma_m^t} \mathcal{R}(\Sigma_m^t)}{\sum_{i=1}^N \gamma_{i,m}} \quad (26)$$

式中: $\nabla_{\Sigma_m^t} \mathcal{R}(\Sigma_m^t)$ 为正则项对 Σ_m^t 的梯度。

结合 $\gamma_m, \mu_m, \Sigma_m^t$, 利用线性变换传递概率特性, 为便于下文叙述, 将式(A10)表示为式(27)。

$$\begin{bmatrix} \Delta S \\ \Delta d \end{bmatrix} = J_D \begin{bmatrix} \Delta X \\ \Delta D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J & A \\ C & F \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta X \\ \Delta D \end{bmatrix} \quad (27)$$

式中: ΔS 为节点注入有功与无功功率偏差列向量; ΔX 为由电压相角与幅值构成的节点状态偏差列向量; Δd 为直流方程残差偏差; ΔD 为直流参数偏差, $D = [U_{dk}, I_{dk}, K_{Tk}, \cos \theta_d, \varphi_k]^T$ 为直流侧参数, 具体说明见附录 A 的 A3 部分; 系统的总雅可比矩阵 J_D 由基础交流雅可比矩阵 J 拓展而来, 其增广部分 A, C, F 对应于新增的直流变量。

建立线路传输功率与节点注入功率之间的数学关系, 其表达式为:

$$\mathbf{Z} = \mathbf{Z}_0 + \Delta \mathbf{Z} = \mathbf{Z}_0 + (\partial \mathbf{Z} / \partial \mathbf{X}) \Big|_{\mathbf{X}=\mathbf{X}_0} \mathbf{J}_D^{-1} \Delta \mathbf{S} \quad (28)$$

式中: $\mathbf{Z}$ 为由线路有功与无功功率组成的潮流列向量; $\mathbf{Z}_0$ 为其在基准运行点处的值; $\Delta \mathbf{Z}$ 为偏差量。

式(27)、(28)分别建立了节点电压(幅值与相角)、线路功率与节点注入功率之间的关系。为简化后续表述, 现将二者统一表示为以下通用形式:

$$\mathbf{Y} = \mathbf{K}_1 \mathbf{S} + \mathbf{B}_1 \quad (29)$$

式中: $\mathbf{Y}$ 为节点状态或线路潮流变量集(共 y 个变量); $\mathbf{K}_1$ 和 $\mathbf{B}_1$ 为系数矩阵; $\mathbf{S}$ 中风电出力由多个均值为 μ_m 、方差为 Σ_m 的高斯分布的加权和。根据高斯分布在线性变换下的不变性, 由式(29)可得 $\mathbf{Y}$ 的每个高斯子成分同样服从高斯分布, 其均值与方差经变换后分别为 $\mu_{Y,m} = \mathbf{K}_1 \mu_m + \mathbf{B}_1, \Sigma_{Y,m} = \mathbf{K}_1 \Sigma_m \mathbf{K}_1^T$, 相应的 PDF 可表示为:

$$N_m(\mathbf{Y}) = \frac{\exp \left[-\frac{1}{2} (\mathbf{Y} - \mu_{Y,m})^T \Sigma_{Y,m}^{-1} (\mathbf{Y} - \mu_{Y,m}) \right]}{(2\pi)^{y/2} \det(\Sigma_{Y,m})^{1/2}} \quad (30)$$

变量 $\mathbf{Y}$ 各高斯子成分的累积分布函数(cumulative distribution function, CDF)由其 PDF(即式(30))进行积分得到, 如式(31)所示。

$$F_m(\mathbf{Y}) =$$

$$\int \dots \int_{-\infty}^{\mathbf{Y}} \frac{\exp \left[-\frac{1}{2} (\mathbf{Y} - \mu_{Y,m})^T \Sigma_{Y,m}^{-1} (\mathbf{Y} - \mu_{Y,m}) \right]}{(2\pi)^{y/2} \det(\Sigma_{Y,m})^{1/2}} dY_1 \dots dY_y \quad (31)$$

根据全概率公式, $\mathbf{Y}$ 的整体 CDF $F(\mathbf{Y})$ 是各高斯

子成分CDF的加权和,公式为:

$$F(Y) = \sum_{m=1}^M \gamma_m F_m(Y) \quad (32)$$

2.3 风险评估指标

根据线路潮流与节点电压的概率分布,结合系统电压越限严重度和线路过载严重度,构建评价指标,综合衡量台风天气影响下含海上风电电力系统的运行风险。电压越限严重度 U_{sevi} 、线路过载严重度 L_{sevi} 分别如式(33)、(34)所示。

$$U_{sevi} = \begin{cases} (U_i^{\min} - U_i) / U_i^{\min} & U_i < U_i^{\min} \\ 0 & U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max} \\ (U_i - U_i^{\max}) / U_i^{\max} & U_i > U_i^{\max} \end{cases} \quad (33)$$

$$L_{sevi} = (P_{ij} - P_{ij, \max}) / P_{ij, \max} \quad (34)$$

式中: $U_i^{\max}$ 、 $U_i^{\min}$ 分别为节点 i 的电压幅值上、下限, U_i 为风电出力波动期间该节点电压幅值的极端最大值; $P_{ij, \max}$ 为节点 i 与节点 j 之间线路的传输功率限值, P_{ij} 为风电出力波动下该线路出现的功率峰值; U_i 与 P_{ij} 均通过概率潮流计算获取。据此可得系统电压越限风险 R_{VV} 与线路过载风险 R_{LO} , 分别如式(35)、(36)所示。

$$R_{VV} = \sum_{i=1}^{n_1} P(U_i) \times U_{sevi} \quad (35)$$

$$R_{LO} = \sum_{i=1}^{n_2} P(L_i) \times L_{sevi} \quad (36)$$

式中: n_1 与 n_2 分别为系统节点总数与系统正常运行线路数量; $P(U_i)$ 与 $P(L_i)$ 分别为节点电压越限与线路过载事件的发生概率。

为了消除原始指标数值范围差异带来的评估偏差,可采用线性归一化方法对 R_{VV} 、 R_{LO} 进行归一化处理,从而构建综合风险指标 R_c , 如式(37)所示。

$$R_c = a \bar{R}_{VV} + (1-a) \bar{R}_{LO} \quad \bar{R}_{VV}, \bar{R}_{LO} \in [0, 1] \quad (37)$$

式中: $\bar{R}_{VV}$ 、 $\bar{R}_{LO}$ 分别为经归一化处理后的 R_{VV} 、 R_{LO} ; a 为权重。

3 算例分析

选用西北太平洋历史 2413 号台风(贝碧嘉)验证所提方案的有效性。本文采用 IEEE-RTS 24 节点测试系统对所提策略进行仿真验证,系统结构如附录 B 图 B1 所示,常规机组、线路参数见文献[25],母线 13 处接入某海上风电场 f1,容量为 800 MW。风电场的切入、切出风速分别为 3、25 m/s。风电场的位置为 122°1'E, 30°45'N,空间规模为 10 km × 10 km。图 B1 中,用虚线标注了 2413 号台风的路径轨迹。

3.1 海上风电出力场景生成分析

台风历史路径预报数据来自 5 家不同的预报机构^[26],分别为中国气象局国家气象中心(简称 CMA)、美国联合台风警报中心(简称 JTWC)、香港

天文台(简称 HKO)、韩国气象厅(简称 KMA)、日本气象厅(简称 JMA),分别取其对应 2413 号台风强度从台风级别到热带风暴级别期间的路径预报数据(即 2024 年 9 月 14 日 18:00 至 9 月 17 日 08:00),数据时间步长为 1 h。

通过前述模型以及功率曲线,得出每家预报机构对风电场 f1 的预测出力。2413 号台风登陆期间,各家预报机构的预测出力与 f1 风场实际出力之间的误差值热力图如附录 B 图 B2 所示。由图可见:在台风登陆早期, CMA 的出力预测准确度要优于其他 4 家机构,对应权重分配中 CMA 权重占优;而在台风直击风场的时段(2024 年 9 月 16 日的 00:00—08:00), JTWC 的出力预测则展现出更高的准确度,此时权重会动态向 JTWC 倾斜。不同时刻下各预报机构权重占比如附录 B 表 B1 所示,即权重随预报时效动态更新,避免了固定权重可能导致的偏向性,同时适配了不同时效下各机构预报性能的差异。

为验证本文所提风电场出力场景生成方法的有效性,对比分析以下 4 种方法。

1) 方法 1: 基于单家机构(CMA)预报信息及气象尺度风速预报信息,采用深度卷积生成对抗网络(deep convolution generative adversarial network, DCGAN)场景生成模型。

2) 方法 2: 基于单家机构(CMA)预报信息及降尺度风场模型,采用 DCGAN 场景生成模型。

3) 方法 3: 基于多家机构预报信息及降尺度风场模型,采用 DCGAN 场景生成模型。

4) 方法 4: 基于多家机构预报信息及降尺度风场模型,采用 MED-C-DCGAN 场景生成模型。

方法 1—4 生成的出力结果如图 2 所示。图中:红色实线为 f1 风电场实际出力;红色阴影部分代表方法 1—4 基于各自台风路径预报数据下的误差分布生成的风电出力区间; t_1 — t_5 分别为 2024 年 9 月 14 日的 17:50、19:10、20:30、21:50、23:10; t_6 — t_{10} 分别为 2024 年 9 月 15 日的 00:30、01:50、03:10、04:30、05:50。

为量化验证本文所提 MED-C-DCGAN 场景生成方法的有效性,对图 2 中 4 种方法的出力区间特性进行定量评估,采用平均区间宽度(average interval width, AIW)、真实值覆盖率(true value coverage rate, TR)、平均边界偏差(average boundary deviation, ABD)这 3 个指标评价评估结果,3 个指标的计算公式如附录 B 式(B1)—(B3)所示。方法 1—4 出力场景生成效果的定量评估对比如附录 B 表 B2 所示。

分析图 2、表 B2 可知:与方法 1 相比,方法 2 将气象尺度的台风路径预报风速转化为风电场级降尺度风速,出力场景的 AIW 变小,降低了 23.40%,出力区间宽度变窄;方法 3 融合多家预报机构信息,与方

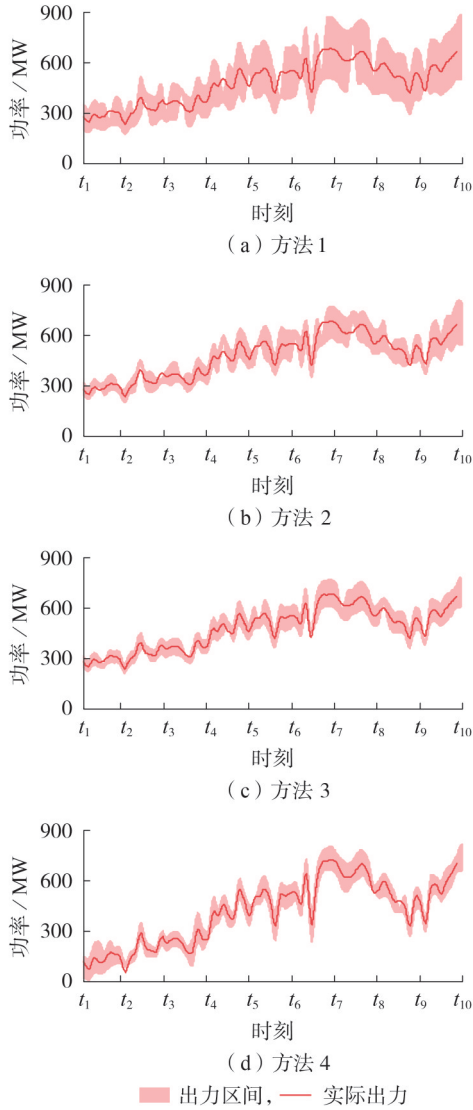


图2 各方法生成场景出力结果

Fig.2 Generate scene output results by various methods

法 2 相比,其出力区间贴近实际出力的效果明显,ABD 降低 25.93%;在方法 3 的基础上,方法 4 考虑多误差分布,对真实出力覆盖能力的提升效果较强,TR 提高了 13.14%,覆盖率显著上升。由此可说明,本文所提 MED-C-DCGAN 场景生成方法,可生成区间更紧凑、覆盖更全面、更贴近实际出力的风电出力场景,为后续准确评估系统风险提供有效支撑。

3.2 风险评估

以 2413 号台风登陆期间系统的真实风险指标结果为基准,对以下 2 种方案进行对比分析。

1) 方案 1: 基于传统 GMM 方法的风险评估。

2) 方案 2: 基于 IC-GMM 方法的风险评估。

采用 IC-GMM 对台风影响下风电出力的随机波动特性建模,结合拉丁超立方抽样(Latin hypercube sampling, LHS)抽样^[27]覆盖全区间,通过潮流方程线性化建立节点电压、线路有功功率与风电出力的线

性关系,求解得到两者的 PDF 与 CDF。风电接入点邻近区域的状态变量潮流波动幅度最突出,对评估结果影响最大,故本文以节点 12、线路 L13-11 为例进行展示。节点 12 电压幅值的 PDF、CDF 分别如附录 B 图 B3、B4 所示,线路 L13-11 传输有功功率的 PDF、CDF 分别如附录 B 图 B5、B6 所示。图中:黑线对应台风期间节点 12 / 线路 L13-11 对应的系统真实运行状态,蓝线对应采用 GMM 方法的仿真结果(方案 1),红线对应采用 IC-GMM 方法的仿真结果(方案 2)。

由图 B3 可见:本文方法的节点电压幅值 PDF 更贴近实际。系统节点的电压幅值上、下限分别为 0.975 p.u. 和 1.075 p.u.,超出 2 条边界即认为节点处于越限状态^[18]。由图 B4 可见:节点 12 电压越上限概率真实值为 0.093,采用本文方法后的越上限概率为 0.096,与真实越上限概率极为相近,而采用 GMM 方法后的越上限概率为 0.396,与实际情况偏差较大;节点 12 电压越下限概率真实值为 0.421,采用本文方法后的越下限概率为 0.417,采用 GMM 方法后的越下限概率为 0.374,三者数值上相差较小。

为从电压越限风险指标层面衡量 2 种方案的准确性,根据国家标准 GB / T 40585 — 2021《电网运行风险监测、评估及可视化技术规范》^[28],节点 12 电压的高、低风险阈值分别为 $R_{VV}^{\max}=0.047$, $R_{VV}^{\min}=0.017$,超过高风险阈值即认为此时节点电压处于高风险状态,低于低风险阈值即认为此时节点电压处于低风险状态。结合式(33)、(35)计算其电压越上限风险值为 $R_{VV}^{\text{real}}=0.014$ 、 $R_{VV}^{\text{IC-GMM}}=0.016$ 、 $R_{VV}^{\text{GMM}}=0.064$,电压越下限风险值为 $R_{VV}^{\text{real}}=0.025$ 、 $R_{VV}^{\text{IC-GMM}}=0.021$ 、 $R_{VV}^{\text{GMM}}=0.012$,其中上标 real 和 IC-GMM、GMM 分别表示真实风险值和 IC-GMM、GMM 方法所得风险值,后同。采用传统 GMM 方法时,节点 12 电压越上限风险值远大于真实风险值并超出高风险阈值,存在风险过评估现象,而即使其电压越下限概率的数值与真实概率相差不大,但其电压越下限风险值低于风险阈值,仍存在风险欠评估的问题。

图 B5、B6 中,线路 L13-11 的传输有功功率上限值为 1.45 p.u.^[25]。由图 B6 可见:传统 GMM 所得 CDF 结果与实际值 0.055 相差较大,其越限概率为 0.404,远大于采用本文方法时的越限概率 0.056。同样地,结合式(34)、(36)计算其线路有功功率越限风险值为 $R_{LO}^{\text{real}}=0.0013$ 、 $R_{LO}^{\text{IC-GMM}}=0.0016$ 、 $R_{LO}^{\text{GMM}}=0.0056$ 。与前文类似,可计算得到线路 L13-11 传输有功功率高风险阈值 $R_{LO}^{\max}=0.0038$ 。当有功功率大小超出极限值时,采用 GMM 方法后线路过载风险值高于高风险阈值,存在线路过载风险过评估现象,而本文方法的评估结果更加符合实际功率波动情况。

方案 1、2 的 R 如图 3 所示。图中: t'_i 为 2024 年 9

月14日的20:00; $t'_2 - t'_5$ 分别为2024年9月15日的02:00、08:00、14:00、20:00; $t'_6 - t'_9$ 分别为2024年9月16日的02:00、08:00、14:00、20:00; t'_{10} 为2024年9月17日的02:00。通过前文所提规范对电网风险判别标准进行划分,式(37)中的权重 a 取0.5,经计算可得高、低综合风险阈值分别为 $R_c^{\max}=0.783$ 、 $R_c^{\min}=0.157$,即将电网划分为3个风险类别:高风险($R_c \geq R_c^{\max}$),中风险($R_c^{\min} < R_c < R_c^{\max}$),低风险($R_c \leq R_c^{\min}$)。本文将台风过24 h警戒线到其强度减弱到强热带风暴时的阶段定义为系统风险较高时段,即高风险频发阶段。

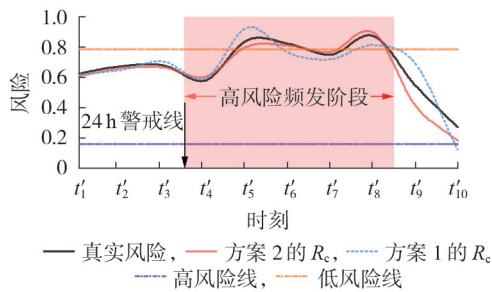


图3 方案1、2的综合风险对比

Fig.3 Comparison of comprehensive risk between Scheme1 and Scheme 2

由图3可见:方案1与方案2得到的 R_c 在总体变化趋势上均与真实风险吻合;但在高风险频发阶段,由于风电出力波动剧烈,方案1的风险评估准确度为75.31%;与方案1相比,方案2的风险评估准确度提升了13.95%,从而提高了台风影响期间风险评估的准确性。

为量化相同台风影响下不同海上风电场接入容量对电力系统综合风险的影响,本文基于前述仿真场景,在海上风电容量占比 r_{owp} 分别为10%、15%、20%、30%、35%的情况下,分析综合风险指标 R_c ,结果如图4所示。

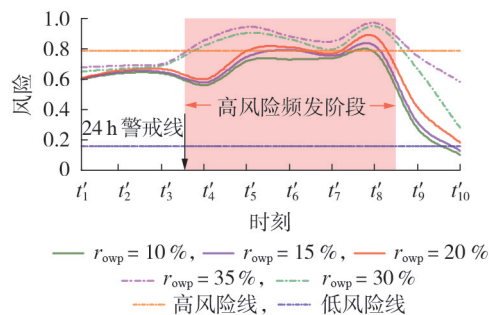


图4 不同海上风电容量占比下的系统综合风险变化

Fig.4 System comprehensive risk under different capacity ratios of offshore wind power

由图4可见:在24 h警戒线之后,海上风电接入容量对 R_c 的影响显著;当海上风电容量占比为30%、35%时, R_c 骤增,在整个高风险频发阶段系统

综合风险指标均在高风险水平线之上,与海上风电容量占比为20%时相比,这2种容量占比下的高风险持续时间分别增长了57.89%和78.95%,且35%容量占比下,系统的 R_c 会提前9 h达到高风险水平。因此,当海上风电容量占比达到30%及以上时,系统的 R_c 会较早达到高风险水平,且其高风险时段会显著延长,此时需要提前采取管控措施,例如加装储能、限制风电出力等。

4 结论

本文基于MED-C-DCGAN的海上风电出力场景生成模型,提出台风天气下含大规模海上风电的电力系统运行风险评估模型及方法,以降低台风天气对电网运行风险评估的不确定性影响。通过算例仿真得到以下结论。

1)本文所提MED-C-DCGAN模型能够在充分考虑多家预报机构下台风路径预报误差的同时,有效降低海上风电出力场景的误差,准确获取台风登陆期间海上风电出力变化情况。

2)传统GMM因待估参数过度分散,易导致风险评估准确性不足。本文提出的IC-GMM概率交直流潮流计算方法,可有效约束极端样本干扰,精准量化系统电压越限与线路过载概率,提升了风险评估结果的准确性。

3)本文结合灵敏度分析明确了风电接入容量占比与系统风险的关联规律,为含大规模海上风电的电力系统安全稳定运行提供了实用参考。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] Global Wind Energy Council. Global wind report 2025[R/OL]. 2025-06-20. <https://www.gwec.net/reports/globalwindreport/2025>.
- [2] 魏书荣,胡徐曾,符杨,等. 基于VAE-ECAAtt-BiLSTM模型的海上风电机组复合故障预警[J]. 电力自动化设备, 2025, 45(12): 235-244.
Wei Shurong, Hu Xuzeng, Fu Yang, et al. Early warning of composite faults in offshore wind turbine based on VAE-ECAAtt-BiLSTM modeling[J]. Electric Power Automation Equipment, 2025, 45(12): 235-244.
- [3] 符杨,周钰,田书欣,等. 基于费马模糊的海上风电交流送出系统谐振分析与抑制[J]. 电力自动化设备, 2025, 45(12): 109-117, 162.
Fu Yang, Zhou Yu, Tian Shuxin, et al. Resonance analysis and suppression of AC transmission system of offshore wind power based on Fermatean fuzzy set[J]. Electric Power Automation Equipment, 2025, 45(12): 109-117, 162.
- [4] 李振坤,魏星源,朱尧靓,等. 基于自适应动态分配的海上风电场多目标无功优化[J]. 电力自动化设备, 2025, 45(12): 74-81.
Li Zhenkun, Wei Xingyuan, Zhu Yaoliang, et al. Multi-objective reactive power optimization of offshore wind farm based on adaptive dynamic allocation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2025, 45(12): 74-81.

- [5] 叶柏贤,王学梅,刘航,等. 海上风电-柔直与常规直流混合馈入系统谐振稳定性分析及优化[J]. 电力系统自动化,2025,49(17):68-80.
Ye Baixian,Wang Xuemei,Liu Hang,et al. Analysis and optimization of resonance stability for MMC-HVDC and LCC-HVDC hybrid infeed system of offshore wind power[J]. Automation of Electric Power Systems,2025,49(17):68-80.
- [6] 邹明,王焱,许建中,等. 大规模海上风电场电磁暂态受控源解耦加速模型[J]. 电力系统自动化,2024,48(2):1-8.
Zou Ming,Wang Yan,Xu Jianzhong,et al. Electromagnetic transient controlled source based decoupling acceleration model for large-scale offshore wind farm[J]. Automation of Electric Power Systems,2024,48(2):1-8.
- [7] 余宙,袁智勇,宋强,等. 面向大规模海上风电基地低频交流送出的功率集线器[J]. 电力系统自动化,2024,48(21):16-27.
Yu Zhou,Yuan Zhiyong,Song Qiang,et al. Power hub for low-frequency AC transmission for large-scale offshore wind power base[J]. Automation of Electric Power Systems,2024,48(21):16-27.
- [8] 梁志峰,朱立轩,李彪,等. 台风天气下风电功率预测偏差超短期预警与误差修正方法[J]. 电力自动化设备,2025,45(12):66-73.
Liang Zhifeng,Zhu Lixuan,Li Biao,et al. Ultra-short-term warning and error correction method for wind power forecasting deviation during typhoon[J]. Electric Power Automation Equipment,2025,45(12):66-73.
- [9] Liu Y Q,Hui H X,Zhang H C,et al. Risk assessment of offshore wind farm outages under typhoon conditions[C]//2022 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), July 17-21,2022,Denver. New York:IEEE,2022:1-5.
- [10] Li Y. Enhancing resilience of power systems against typhoon threats:a hybrid data-model driven approach[PP/OL]. arXiv (2024-06-13)[2025-12-04]. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2406.10298>.
- [11] Li Y R,Ma L Y,Zhai C H,et al. A probabilistic framework for assessing and enhancing the resilience of power systems to typhoon hazards[J]. Reliability Engineering & System Safety,2026,265:111607.
- [12] Ma W Q,Xiong X F,Wang J. Rapid resilience assessment and weak link analysis of power systems considering uncertainties of typhoon[J]. Energies,2025,18(7):1731.
- [13] 陈国民. 西北太平洋台风路径预报性能研究[D]. 南京:南京信息工程大学,2023:3-9.
- [14] 马燕峰,杨小款,王子建,等. 基于风险价值的大规模风电并网电力系统运行风险评估[J]. 电网技术,2021,45(3):849-854.
Ma Yanfeng,Yang Xiaokuan,Wang Zijian,et al. Operation risk assessment for power system with large-scale wind power integration based on value at risk[J]. Power System Technology,2021,45(3):849-854.
- [15] 马燕峰,杨小款,赵书强,等. 基于潮流转移和追踪的含风电电力系统运行风险评估[J]. 电力自动化设备,2021,41(1):77-83.
Ma Yanfeng,Yang Xiaokuan,Zhao Shuqiang,et al. Assessment of operation risk for power system containing wind power based on power flow transferring and tracing[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(1):77-83.
- [16] 卫志农,廖星星,薛漠枫,等. 计及相关性及改进交叉熵法的电-热互联综合能源系统风险评估[J]. 电网技术,2021,45(4):1295-1303.
Wei Zhinong,Liao Xingxing,Xue Mingfeng,et al. Risk assessment of integrated electricity-heat energy system with improved correlation cross entropy method[J]. Power System Technology,2021,45(4):1295-1303.
- [17] 廖家齐,于若英,刘瑜俊,等. 基于自适应高斯混合模型的含高渗透率分布式光伏电力系统风险评估[J]. 电力系统保护与控制,2024,52(19):144-156.
Liao Jiaqi,Yu Ruoying,Liu Yujun,et al. Risk assessment of a power system with a high penetration of distributed photovoltaic based on self-adaptive Gaussian mixture model[J]. Power System Protection and Control,2024,52(19):144-156.
- [18] 黄煜,李忠行,王卫民,等. 基于拓扑重构及PCE代理模型的配电网概率风险评估[J]. 电力系统保护与控制,2025,53(16):74-85.
Huang Yu,Li Zhongxing,Wang Weimin,et al. Probabilistic risk assessment of distribution networks based on topological reconfiguration and PCE surrogate model[J]. Power System Protection and Control,2025,53(16):74-85.
- [19] Dayal K K,Cater J E,Bellon G,et al. Evaluation of the mesoscale-microscale (WRF-WAsP) coupling methodology for wind resource parameters in Fiji[J]. Energy Exploration & Exploitation,2024,42(4):1201-1217.
- [20] 卢睿,熊小伏,陈红州. 考虑台风时空特性的海上风电场群协同紧急防御策略[J]. 电力系统保护与控制,2024,52(12):13-24.
Lu Rui,Xiong Xiaofu,Chen Hongzhou. Collaborative emergency defense strategy for offshore wind farm clusters considering the spatial-temporal characteristics of a typhoon[J]. Power System Protection and Control,2024,52(12):13-24.
- [21] 魏莱,谭毅恺,钟保强,等. 基于云计算的VMware虚拟化平台动态自适应迁移方法[J]. 自动化与仪器仪表,2023,(11):91-94.
Wei Lai,Tan Yikai,Zhong Baoqiang,et al. Dynamic adaptive migration method of VMware virtualization platform based on cloud computing[J]. Automation and Instrumentation,2023,(11):91-94.
- [22] 寇海霞,赵海波,魏孔元,等. 基于网格搜索法的风电叶片主梁帽铺层优化[J]. 太阳能学报,2025,46(9):84-90.
Kou Haixia,Zhao Haibo,Wei Kongyuan,et al. Optimization of wind turbine blade beam cap layup based on grid search method[J]. Acta Energiae Solaris Sinica,2025,46(9):84-90.
- [23] 王锡凡. 现代电力系统分析[M]. 北京:科学出版社,2011:443-467.
- [24] 唐松乔,李康强,李翔,等. 基于经验似然方法对分位数相关系数的区间估计[J]. 高校应用数学学报A辑,2024,39(1):1-12.
Tang Songqiao,Li Kangqiang,Li Xiang,et al. Empirical likelihood based interval estimation of quantile correlation[J]. Applied Mathematics A Journal of Chinese Universities (Ser A),2024,39(1):1-12.
- [25] Grigg C,Wong P,Albrecht P,et al. The IEEE reliability test system-1996. A report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee[J]. IEEE Transactions on Power Systems,1999,14(3):1010-1020.
- [26] 杨梦琪,陈国民,张喜平,等. 2022年西北太平洋和南海台风预报精度评定[J]. 气象,2024,50(5):630-641.
Yang Mengqi,Chen Guomin,Zhang Xiping,et al. Verification on typhoon forecasts over the Western North Pacific and the South China Sea in 2022[J]. Meteorological Monthly,2024,50(5):630-641.
- [27] Xu Q S,Yang Y,Liu Y J,et al. An improved Latin hypercube sampling method to enhance numerical stability considering the correlation of input variables[J]. IEEE Access,2017,5:15197-15205.
- [28] GB/T 40585—2021 电网运行风险监测、评估及可视化技术规范[S].

GB/T 40585-2021 Technical specifications for monitoring, assessment and visualization of power grid operational risk[S].

作者简介:

符 杨(1968—),男,教授,博士研究生导师,主要从事电力系统分析、风力发电并网技术及海上风电优化设计等方

面的研究工作(**E-mail**:mfudong@126.com);

赵家卿(2001—),男,硕士研究生,主要研究方向为海上风电并网运行风险评估(**E-mail**:1713700734@qq.com);

刘璐洁(1983—),女,副教授,博士,通信作者,主要研究方向为海上风电场运行维护(**E-mail**:susiellj@163.com)。

(编辑 任思思)

Operational risk assessment of power system with large-scale offshore wind power under typhoon weather

Fu Yang¹, Zhao Jiaqing², Liu Lujie¹, Su Xiangjing¹

(1. Engineering Research Center of Offshore Wind Technology, Ministry of Education

(Shanghai University of Electric Power), Shanghai 200090, China;

2. Department of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China)

Abstract: The strong randomness of typhoon is easy to cause violent fluctuation of offshore wind power output, which brings new challenges to the operational risk assessment of power system under large-scale offshore wind power integration. Therefore, an operational risk assessment of power system with large-scale offshore wind power under typhoon weather is proposed. Considering the prediction effect of several typhoon prediction agencies, a generation model of wind power output scenarios based on multiple error distribution-condition-deep convolution generative adversarial network (MED-C-DCGAN) is constructed. By introducing the regular term constraints, the statistical characteristics and time series characteristics of output errors under different prediction timeliness are reflected, and the generation accuracy of output scenarios is improved. The AC/DC power system model with large-scale offshore wind power is constructed, and the probabilistic power flow algorithm of AC/DC system based on interval constrained Gaussian mixture model (IC-GMM) is proposed. By interval constraints on the diagonal elements of the covariance matrix, the deviation of probabilistic power flow calculation results caused by the violent fluctuation of output during typhoon is avoided. The system risk is quantified by the comprehensive risk indicators reflecting voltage out of limit and line overload to improve the accuracy of risk assessment results. The effectiveness of the proposed model and method is verified by case study simulations.

Key words: uncertainty in wind power output; generative adversarial network; offshore wind power; probabilistic power flow; operational risk assessment