

引用格式:张秀琦,刘鸿清,王立强,等.基于Koopman算子的新能源高占比电网暂态电压失稳识别方法[J].电力科学与技术学报,2025,40(2):10-20.

Citation: ZHANG Xiuqi, LIU Hongqing, WANG Liqing, et al. Transient voltage instability identification based on Koopman operator in power grid with a high proportion of renewables[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2025, 40(2): 10-20.

基于Koopman算子的新能源高占比电网 暂态电压失稳识别方法

张秀琦¹, 刘鸿清¹, 王立强¹, 李勇¹, 高晗²

(1. 内蒙古电力(集团)有限责任公司内蒙古电力科学研究院分公司, 内蒙古自治区 呼和浩特 010020;

2. 哈尔滨理工大学电气与电子工程学院, 黑龙江 哈尔滨 150080)

摘要:暂态电压失稳是威胁电力系统稳定的重要因素之一。新能源高占比电网动态无功储备与支撑能力的大幅降低,且并网新能源控制模型与运行特性复杂多变,常常导致故障发生后系统无功电压快速波动,使电网的电压稳定问题更突出。提出一种基于Koopman算子的暂态电压失稳识别方法,以及时避免电力系统因电压不稳定而造成的停电事故的发生。首先,基于故障后短时广域量测数据,提出Hankel矩阵增强动态模式分解(Hankel enhanced dynamic mode decomposition, HeDMD)的Koopman算子提取方法;其次,定义Koopman算子幅值,并按照降序排列获取主导Koopman模式;再次,基于主导Koopman模式时域预测信号,计算最大李雅普诺夫指数(maximum Lyapunov exponent, MLE)识别暂态电压失稳;最后,对修改后Nordic32测试系统和中国电力科学研究院标准算例这2个新能源高占比电网进行实验仿真,验证了所提方法的有效性。与传统方法相比,所提方法在暂态电压失稳识别的准确性和快速性方面更具优势。仿真实验证明了所提方法在新能源高占比电网中的适应性。

关键词:暂态电压;新能源高占比电网;Koopman算子;最大李雅普诺夫指数

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2025.02.002 **中图分类号:** TM712 **文章编号:** 1673-9140(2025)02-0010-11

Transient voltage instability identification based on Koopman operator in power grid with a high proportion of renewables

ZHANG Xiuqi¹, LIU Hongqing¹, WANG Liqiang¹, LI Yong¹, GAO Han²

(1. Inner Mongolia Power Research Institute Branch, Inner Mongolia Power (Group) Co., Ltd., Hohhot 010020, China;

2. School of Electrical and Electronic Engineering, Harbin University of Science and Technology, Harbin 150080, China)

Abstract: Transient voltage instability is one of the important factors that threaten the stability of power system. The dynamic reactive power reserve and supporting capacity of the power grid with a high proportion of renewables decrease sharply, and the control models and operation characteristics of grid-connected renewables are diverse. Thus, the reactive power voltage of the system often fluctuates rapidly after a fault occurs, which leads to a more prominent voltage stability problem. In response, a transient voltage instability identification method based on the Koopman operator is proposed in this paper to avoid power system outage accidents caused by voltage instability in time. Firstly, the Koopman operator extraction method of Hankel matrix enhanced dynamic mode decomposition (HeDMD) is proposed with short-time wide-area measurement data after fault. Secondly, the amplitude of the Koopman operator is defined, and the dominant Koopman mode is obtained in descending order. Then, based on the time domain prediction signal of the dominant Koopman mode, the maximum Lyapunov exponent (MLE) is calculated to identify transient voltage instability. Finally, the effectiveness of the proposed method is verified using the Nordic32 test system and the standard system of China Electric Power Research Institute. Compared with the traditional method, the proposed method has more advantages in accuracy and rapidity of transient voltage instability identification. The simulation experiments

收稿日期:2023-12-23;修回日期:2024-09-03

基金项目:国家重点研发计划(2023YFB2405905)

通信作者:张秀琦(1992—),女,硕士,高级工程师,主要从事新能源电力系统电磁暂态仿真方面的研究;E-mail:956040087@qq.com

prove its applicability in power grid with a high proportion of renewables.

Key words: transient voltage; power grid with a high proportion of renewables; Koopman operator; maximum Lyapunov exponent

随着现代电网结构及其运行特性日趋复杂,以感应电动机为主要负荷类型的慢恢复特性与扰动后无功需求的急剧增加,系统暂态电压稳定问题愈加突出^[1]。同时,并网新能源设备的不断增加,也导致系统动态无功储备与无功支撑能力急剧下降^[1]。且多类型电力电子设备受扰后的低电压穿越能力有限,这将导致新能源场站因脱网造成系统功率的大幅变化,对电网安全、稳定运行造成巨大威胁^[2-5]。因此,亟待构建更快速、准确的电力系统暂态电压失稳识别方法,以实现电网暂态电压稳定状态的快速判断,辅助后续控制装置做出可靠动作,保障电网安全、稳定运行。

传统的暂态电压稳定分析方法主要是基于系统详细模型的时域仿真法^[6]。该方法通过对系统建模,在系统某特定运行方式下进行仿真计算,获取电压运行轨迹,并遵照系统安全稳定计算分析导则,给出系统能否保持电压稳定的结论,为规划运行人员提供正确的安全管控决策依据。然而,随着电力系统规模的不断扩大,基于系统模型的时域仿真计算面临多类型电力电子设备建模难度增加、仿真计算量巨大等诸多困难,难以满足复杂电网暂态电压稳定快速判别的需求^[7]。

随着广域量测技术(wide area measurement system, WAMS)与相量量测单元(phasor measurement units, PMUs)的发展,以系统量测数据为稳定分析基础的数据驱动分析方法逐渐涌现^[8-10]。文献[11]通过采集扰动后系统关键环节节点电压和电流数据,分析其相互作用关系,建立基于系统关键节点的暂态电压稳定判别指标。文献[12-13]通过分析系统受扰后功率与电流之间的相互作用关系,提出了基于功率电流变化的暂态电压稳定判别指标。文献[14-15]通过分析暂态电压失稳机理,提出可将扰动后电压跌落程度作为暂态电压稳定判别标准。在此基础上,文献[16-17]考虑扰动后系统电压跌落的可接受性与电压恢复能力,进一步提出了适用于工程实际的暂态电压稳定判别规则。文献[18-19]则考虑不同暂态电压失稳表现形式,提出了一种改进的暂态电压稳定量化评估指标。这些方法与指标对于实现暂态电压稳定判别均具有一定的借鉴意义,但对于快速响应的暂态过程,其往往仅能给

出稳定性与稳定程度的判别结果。当工程人员得到计算结果时,系统已经出现了电压失稳。因此,这些方法对预防与控制措施的指导作用有限,较难直接应用于规模化的新能源并网场景中。

当前,基于人工智能的电压稳定判别方法不依赖系统模型,且其实时性较好,已成为电力系统暂态电压稳定分析的主流方法^[20-26]。依托广域量测数据平台支持,建立系统状态变量与暂态电压稳定性的映射关系,可实现暂态电压的稳定预测与实时评估。其中,决策树、支持向量机与神经网络逐渐成为电力系统领域中广泛应用的人工智能模型。

尽管基于人工智能方法在实现暂态电压稳定分析方面具有计算速度快、准确性高等优势,但其对数据的依赖性较强。一般而言,其准确性是建立在大规模典型运行场景数据生成与离线训练的基础上的。这对系统运行工况扫描的全面性与数据本身的可靠性具有较高要求。当前,并网中的高比例新能源具有强随机性与高不确定性,系统运行工况更难以预测,这就导致其所构建的智能判稳模型在实际应用中的准确性下降。另一方面,智能方法缺乏明确的物理机理解释,导致其仍难以广泛应用于工程实际^[27]。

近年来,基于量测数据的李雅普诺夫能量函数法由于其较低的模型依赖性,逐渐引起了许多学者的广泛关注^[28]。文献[29]提出了基于量测数据计算最大李雅普诺夫指数(maximum Lyapunov exponent, MLE),实现了暂态电压稳定判别。该方法根据混沌理论,依托电力系统大扰动暂态电压崩溃与非线性动力系统的混沌特性的强耦合关系,利用MLE数值跳变来实现稳定判别。为减少MLE稳定判别时电压响应的振荡特性对指标准确性的影响,文献[30]提出了一种改进的MLE稳定判别方法,并将其与传统MLE指标进行对比,验证了该方法的优越性。文献[31-32]均进一步提出了基于有限时间序列的优化MLE指标,这些优化MLE指标可实现对暂态电压稳定的实时判别。

然而,当前高占比的新能源并网和电力电子设备的快速切换特性,对系统暂态电压稳定判别的时效性提出了更高的要求。当前研究的MLE的计算速度难以满足高占比的新能源并网的电网中暂态

电压稳定分析与控制要求。因此,亟待研究更快、更准确的暂态电压失稳识别方法,保障高占比的新能源并网电网的安全运行。

Koopman 理论作为处理动力系统非线性的主要理论,现已广泛应用于国内外电力系统稳定分析控制研究中^[33-38]。其中,动态模式分解(dynamic mode decomposition, DMD)方法及其变体为当前提取 Koopman 算子的主流方法。文献[36]采用 DMD 方法对 Koopman 算子进行有限维近似,实现了对电力系统小干扰稳定参数辨识。文献[37]将 Koopman 算子理论内嵌于深度学习方法中,充分提取能反映系统动态特性的时序演化特征,实现了电力系统暂态轨迹预测。文献[38]将 Koopman 理论与迭代学习相结合,实现了对电力系统电压和频率控制。

针对当前暂态电压稳定判别方法面临的时效性问题,本文提出基于 Koopman 算子的暂态电压失稳识别方法。首先,基于 Koopman 算子理论,提出 Hankel 矩阵增强动态模式分解(Hankel enhanced dynamic mode decomposition, HeDMD)方法,提取大扰动后电压量测数据中的主导 Koopman 算子;其次,对主导 Koopman 算子对应的模式进行时域预测,获取足够的电压主导模式信号;再次,计算李雅普诺夫指数以实现暂态电压失稳识别;最后,采用北欧 Nordic32 测试系统与中国电力科学研究院标准算例,验证所提方法的有效性和鲁棒性。

1 基于李雅普诺夫指数的暂态电压稳定判别

在动力系统中,常用李雅普诺夫稳定性(Lyapunov stability, LS)来描述一个动力系统的平衡点稳定性。如果该动力系统在扰动后能够保证其运行轨迹在平衡点附近,那么可以称这个系统具有 LS;反之,若其运行轨迹远离平衡点,则称之为失去 LS^[6]。目前,LS 已经被广泛应用于包括电力系统在内的非线性动力系统稳定情况判断中。电力系统暂态电压失稳一般是系统故障后瞬时失去稳定平衡点,或无法回到平衡点附近所导致的。此外,含规模化新能源电网暂态电压问题是非线性稳定问题,其失稳与崩溃过程发展迅速,各类系统元件与控制装置动态响应导致暂态电压轨迹具有较强的非线性特点。因而,当前已经有研究采用基于 LS 的判别手段对暂态电压稳定性进行判别。其方法基本原理^[31]如下:

对于状态变量 x 的连续动态系统 $\dot{x}=f(x)$,其李雅普诺夫指数可通过求解系统微分方程来获取,定义限定矩阵 $\Lambda(x)$ 为

$$\Lambda(x)=\lim_{t \rightarrow \infty} \left[\frac{\partial \delta(t, x)^T}{\partial x} \frac{\partial \delta(t, x)}{\partial x} \right]^{1/2t} \quad (1)$$

式中, x 为状态变量向量; t 为时间; $\delta(t, x)$ 为系统微分方程的解向量。

则系统李雅普诺夫指数 $\lambda_i(x)$ 可表示为

$$\lambda_i(x)=\ln \Lambda_i(x), i=1, 2, \dots, N \quad (2)$$

式中, $\Lambda_i(x)$ 为限定矩阵 $\Lambda(x)$ 的特征值。

对求得的李雅普诺夫指数由大到小进行排序: $\lambda_1 \geq \lambda_2 \geq \dots \geq \lambda_N$, 称 λ_1 为最大李雅普诺夫指数。

在实际应用中,应先获取系统节点电压幅值的量测数据 V_i , 其中, $t=0, \Delta t, 2\Delta t, \dots, M\Delta t$, Δt 为其时间序列采样间隔, $M\Delta t$ 为最终截止时间。则 MLE 的计算式为

$$\Lambda(k\Delta t)=\frac{1}{Nk\Delta t} \sum_{m=1}^N \ln \frac{\|V_{(k+m)\Delta t} - V_{(k+m-1)\Delta t}\|}{\|V_{m\Delta t} - V_{(m-1)\Delta t}\|} \quad (3)$$

式中, N 为预设初始条件个数; $k(1, 2, \dots, m)$ 为有限时间序列长度, $k > N$; $V_{(k+m)\Delta t}$ 和 $V_{(k+m-1)\Delta t}$ 分别为从 V_m 和 V_{m-1} 初始状态开始演化的系统轨迹量测数据。

由此,可通过式(3)计算结果判别暂态电压稳定:当式(3)的计算结果大于 0 时,认为系统失去电压稳定;否则,若式(3)的计算结果小于等于 0,则认为系统能保证故障后电压稳定。该方法避免了复杂的电网建模与分析,利用 MLE 实现了完全数据驱动的暂态电压稳定判别。

然而,在实际应用中,若采取这种方法进行暂态电压稳定判断,需要持续采集系统节点电压幅值的量测数据。即使发现式(3)的计算结果大于 0,此时电压失稳现象往往已经发生。若再想采取措施、控制失稳态势,则可能导致系统电压崩溃甚至大停电事故的发生。且当前系统中新能源并网占比高,这可能导致暂态后系统动态过程更迅速、复杂。若不能及时判断系统电压稳定性,则很难保证系统安全、稳定运行。

2 基于 Koopman 算子的暂态电压失稳识别

Koopman 算子是一种无限维线性算子,其能将可观测数据在时域上向前推演,为分析和处理非线性系统提供了一个强大的理论基础。文献[33]指

出,Koopman算子的本征函数可有效揭示非线性系统重要的全局几何性质及其动态变化特征。本文将基于Koopman算子理论,充分挖掘系统暂态故障后的动态特性,借助Koopman算子提升暂态电压判稳时效性,实现暂态电压失稳的快速识别。

2.1 Koopman算子理论

通常,Koopman算子可表示为^[33]

$$K\phi = \phi \circ F \quad (4)$$

式中, $F=f(x):\mathcal{M}\rightarrow\mathcal{M}$ 为作用在动力系统状态空间 \mathcal{M} 上的状态方程; ϕ 为作用于系统状态空间的观测函数; K 为Koopman算子,其作用于系统观测函数上; \circ 表示 ϕ 与 F 之间的复合关系。

通常, F 为非线性函数, K 为线性算子。由式(4)可知, F 直接作用于系统状态变量,将系统状态变量在时域上向前推演;而 K 则作用于观测函数,将系统状态从状态空间映射到观测空间后, K 将在观测空间中对系统进行线性推演,该过程如图1所示。因此,Koopman算子理论实际上是基于观测函数创建出的一个新的空间 (\mathcal{F},n,K) , $\phi\in\mathcal{F}$ 为系统观测函数集, n 为空间维数。

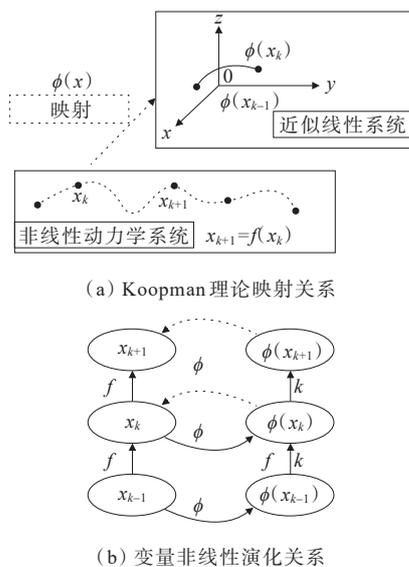


图1 Koopman算子理论示意

Figure 1 Koopman operator theory

本文利用Koopman算子,表征非线性动态线性推演的特性,对电力系统电压动态主导模式的时域进行预测,从而降低李雅普诺夫指数计算过程中对于量测数据的依赖性。

2.2 基于HeDMD的主导Koopman算子提取

通常,无限维Koopman算子的有限维近似可采用数据驱动技术来得到。其中,动态模式分解

(dynamic mode decomposition, DMD)及其变体等方法已被广泛用于电力系统分析与控制领域之中^[33]。鉴于含规模化新能源电网的强非线性特征与电压失稳暂态过程响应的迅速性,本文提出Hankel矩阵增强的动态模式分解(Hankel enhanced dynamic mode decomposition, HeDMD)算法,提升Koopman算子提取的快速性和准确性。其主要计算过程如下:

首先,基于时域仿真或PMU量测,获取故障后电压幅值采样数据矩阵 X_1^k ,即

$$X_1^k = \begin{bmatrix} \overbrace{x_1} & \overbrace{x_2} & \cdots & \overbrace{x_n} \\ x(c_1, t_1) & x(c_1, t_2) & \cdots & x(c_1, t_k) \\ x(c_2, t_1) & x(c_2, t_2) & \cdots & x(c_2, t_k) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x(c_m, t_1) & x(c_m, t_2) & \cdots & x(c_m, t_k) \end{bmatrix} \quad (5)$$

式中, X_1^k 为由 t_1 至 t_k 时刻的采样值构成的数值矩阵; $x(c_m, t_k)$ 为 t_k 时刻在采用点 c_m 处的采样数据。

利用所构建的数值矩阵中的第 m 行中采样向量的数据,形成Hankel矩阵 H_{k-1}^m ,即

$$H_{k-1}^m = \begin{bmatrix} x_m(t_1) & x_m(t_2) & \cdots & x_m(t_q) \\ x_m(t_2) & x_m(t_3) & \cdots & x_m(t_{q+1}) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x_m(t_p) & x_m(t_{p+1}) & \cdots & x_m(t_{k-1}) \end{bmatrix}_{p \times q}^T \quad (6)$$

类似地,利用构建的数值矩阵 X_1^k 中的第 m 行中采样向量的数据,形成另一个Hankel矩阵 H_k^m ,即

$$H_k^m = \begin{bmatrix} x_m(t_2) & x_m(t_3) & \cdots & x_m(t_{q+1}) \\ x_m(t_3) & x_m(t_4) & \cdots & x_m(t_{q+2}) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x_m(t_{p+1}) & x_m(t_{p+2}) & \cdots & x_m(t_k) \end{bmatrix}_{p \times q}^T \quad (7)$$

利用这2个Hankel矩阵,构造比例因子 α_m ,即

$$\alpha_m = \frac{\|\hat{H}_k^m\|}{\|\hat{H}_k^1\|}, m > 1 \quad (8)$$

式中, \hat{H}_k^m 为采样点 m 处形成的Hankel矩阵的最后一列, \hat{H}_k^1 为采样点 m 处形成的Hankel矩阵的第一列, $\|\cdot\|$ 为向量的欧几里得范数。

基于不同采样点处的Hankel矩阵,重新构建数据矩阵,该过程如图2所示。其表达式分别为

$$X' = [H_{k-1}^1 \quad \alpha_2 H_{k-1}^2 \quad \cdots \quad \alpha_m H_{k-1}^m]_{p \times mq} \quad (9)$$

$$Y' = [H_n^1 \quad \alpha_2 H_n^2 \quad \cdots \quad \alpha_m H_n^m]_{p \times mq} \quad (10)$$

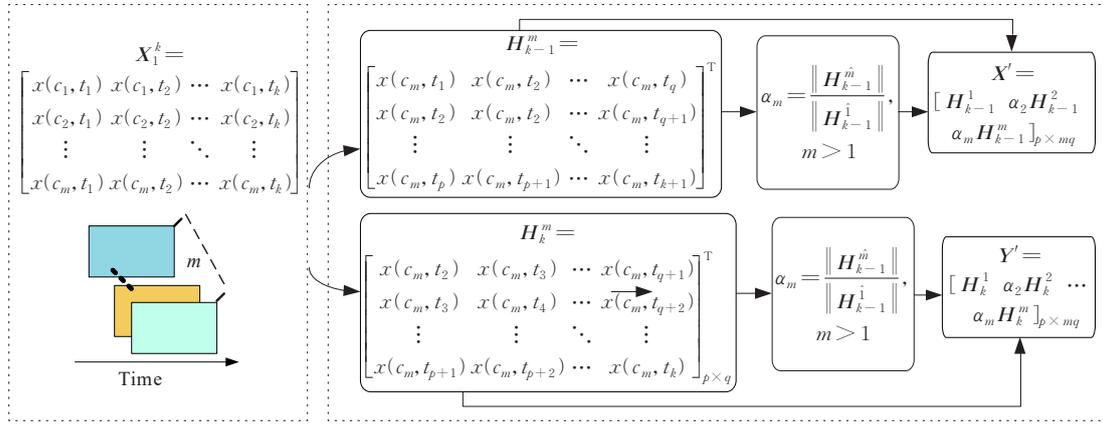


图2 Hankel矩阵构造示意

Figure 2 Construction of Hankel matrix

采用观测函数,将构造的电压量测Hankel矩阵 X' 和 Y' 映射到观测空间,即

$$X_{\text{lift}} = \phi(X') \quad (11)$$

$$Y_{\text{lift}} = \phi(Y') \quad (12)$$

式(11)、(12)中, X_{lift} 与 Y_{lift} 分别为映射后的矩阵 X' 和 Y' 。

依据Koopman算子理论,有

$$Y_{\text{lift}} = KX_{\text{lift}} \quad (13)$$

通过解最小二乘优化问题,得到Koopman算子,即

$$K = Y_{\text{lift}}^\dagger X_{\text{lift}}^\dagger \quad (14)$$

式中, X_{lift}^\dagger 为矩阵 X 的Moore-Penrose伪逆。

对Koopman算子进行特征分解和奇异值分解,获得其特征值为 $\lambda_j, j=1, 2, \dots, n$,右特征向量 $w_j, j=1, 2, \dots, n$,左奇异向量 U ,则第 j 个Koopman算子可以表示为

$$\phi_j = Uw_j \quad (15)$$

2.3 基于主导Koopman算子的暂态电压失稳识别方法

依据式(15)Koopman算子后,可计算各Koopman算子的幅值,即

$$B_j = \phi_j^{-1} x_1 \quad (16)$$

式中, B_j 为定义的Koopman算子幅值矩阵; x_1 为量测数据 X 初值向量。

根据文献[33],Koopman算子幅值可以表征各算子对时域信号的影响程度。因此,可根据Koopman算子幅值确定能反映系统动态特性的主导模式,模拟暂态电压动态过程。

建立电压主导模式的时域预测模型,即

$$\Delta d_j(t) = (\lambda_j)^{t-1} B_j \quad (17)$$

式中, $\Delta d_j(t)$ 为时域预测曲线; $(\lambda_j)^{-1}$ 为特征值 λ_j 的

t 次幂, t 为预测时刻。

将式(17)带入式(3),则最大李雅普诺夫指数可表示为

$$\Lambda(k\Delta t) = \frac{1}{Nk\Delta t} \sum_{m=1}^N \ln \frac{\|\Delta d_{j-(k+m)\Delta t} - \Delta d_{j-(k+m-1)\Delta t}\|}{\|\Delta d_{j-m\Delta t} - \Delta d_{j-(m-1)\Delta t}\|} \quad (18)$$

式中, $\Delta d_{j-(k+m)\Delta t}$ 为根据式(17)在 $(k+m)$ 个时间间隔 Δt 后的预测轨迹。

由此,当根据式(18)计算的最大李雅普诺夫指数大于0时,表明此时系统发生暂态电压失稳。值得注意的是,本文通过预测电压响应主导模式,并基于式(18)计算MLE,与依据式(3)计算所得MLE在数值上可能不一致,但通过能够反映电压动态特性的主导模式获取的MLE与基于实际电压影响获取的MLE在对暂态电压稳定的判断(MLE的正、负值)上是一致的。

所提基于Koopman算子的暂态电压失稳识别方法实施流程如图3所示。其主要步骤可分为3步。

1) 通过广域量测实时获取系统各关键母线电压幅值量测数据作为输入信号,监测系统状态。同时,对输入信号进行低通、带通滤波等数据预处理操作,并进行量测数据再同步,保证获取量测数据的有效性。根据量测数据判断系统是否发生故障,若是,则跳转到步骤2);否则,继续监测系统。

2) 基于所获取的有效量测信号,利用基于Koopman算子的暂态电压失稳识别方法判断电压稳定性。首先,初始化Koopman算子提取数据窗口长度,并提取Koopman算子,确定主导模式。再对提取的主导模式进行时域预测。最后,基于获取预测信号,计算MLE。

3) 对步骤2)中得到的MLE进行统计和分析,

实现新能源高占比电网暂态电压失稳识别,若计算结果始终为负值,则表明系统未发生暂态电压失稳,返回步骤 1),继续监测系统状态;若计算结果为正值,则说明系统在本次故障发生后将会发生暂态电压失稳,应及时采取控制措施保障系统安全运行^[34]。

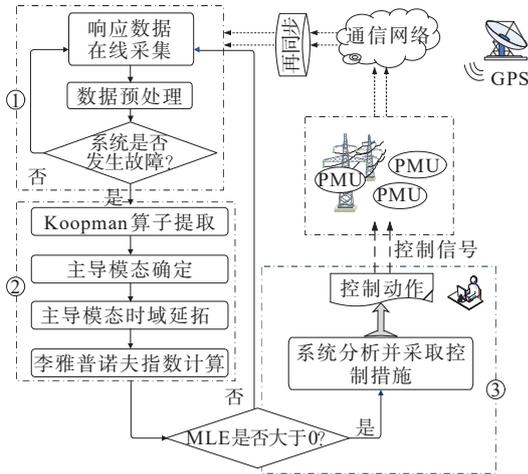


图 3 基于 Koopman 算子的暂态电压失稳识别方法
Figure 3 Transient voltage instability identification method based on Koopman operator

3 算例分析

本节将采用修改后的北欧 Nordic32 系统以及中国电力科学研究院标准算例 CEPRI-VC^[39-40],采用 DIgSILENT/PowerFactory 与 MATLAB 平台进行仿真分析,验证所提出的基于 Koopman 算子的暂态电压失稳识别方法的有效性。在该次仿真分析中,先利用 DIgSILENT/PowerFactory 计算系统在受到大扰动后的时域信号,模拟 PMU 量测的暂态电压幅值与相角的时域轨迹。再在 MATLAB 上对所提方法进行仿真与对比分析。这些测试系统基准功率和额定频率分别为 100 MW 和 50 Hz,仿真步长为 0.01 s,仿真时长为 5.00 s。本文所有仿真与计算均在处理器为 Inter CoreFMi7-9400F,主频为 2 Hz,内存为 16 GB 的台式电脑上完成。

3.1 修改后北欧 Nordic32 测试系统

本文采用的 Nordic32 测试系统的详细参数见文献[41]。为模拟含规模化新能源电网动态特性,在北欧 Nordic32 测试系统母线 1012、1013、1014、4042 和 4047 通过多级升压变压器接入风电场。

分别模拟 2 种运行工况,验证所提方法的暂态电压稳定判别有效性。

1) 工况 1:在负荷母线 1 接入 100% 感应电动机负荷,1 s 时系统线路 1041-1043 近母线 1043 处发生

三相短路故障,故障持续 100 ms 后跳开该线路,清除故障。

2) 工况 2:在负荷母线 1 接入 100% 感应电动机负荷,1 s 时系统线路 1041-1043 近母线 1043 处发生三相短路故障,故障持续 200 ms 后跳开该线路,清除故障。

这两种工况下的关键负荷节点电压时域仿真轨迹如图 4 所示。由系统暂态电压时域仿真轨迹可以看出,在工况 1 下,系统暂态电压保持稳定,而工况 2 发生暂态电压失稳甚至崩溃事故,且事故发展迅速,当电压跌落持续 1 s 后,电压轨迹开始发生大幅度振荡,表明此时系统中的新能源机组已经脱网,对系统功率平衡造成了巨大的挑战,危害系统安全与稳定运行。为了在电压崩溃事故发生前,及时采取控制措施,要求在系统发生三相短路事故后尽快对暂态电压稳定性进行评估。因而,采用所提方法实现暂态电压失稳识别。同时,为了证明所提方法的优越性能,在仿真验证中,在采用传统李雅普诺夫指数计算方法同时,对系统暂态电压失稳识别结果进行对比分析。

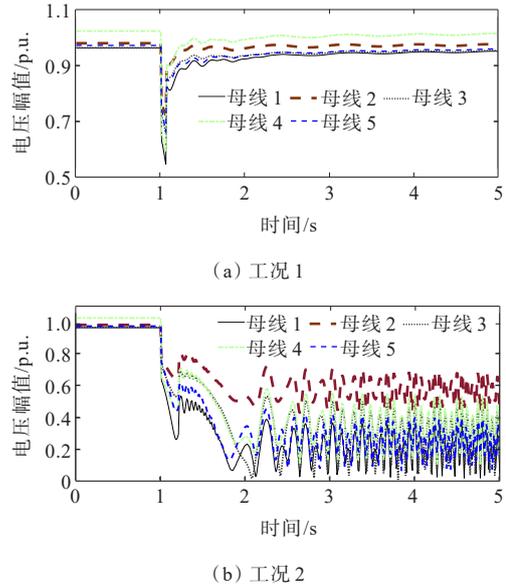
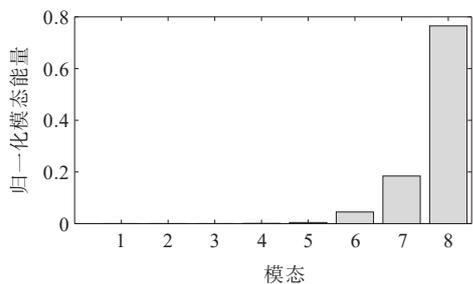
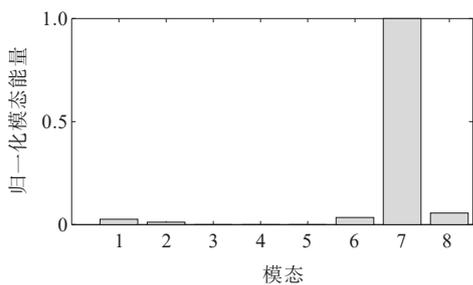


图 4 工况 1 和工况 2 下系统母线电压
Figure 4 Bus voltage of system in scenarios 1 and 2

首先,采集系统故障后各负荷母线电压幅值量测数据以提取 Koopman 算子。在该次仿真验证中,设定分析窗口长度为 0.5 s。因此,以故障后 0.5 s 的电压幅值量测数据作为 HeDMD 算法输入,分别在这 2 种工况下提取系统的 Koopman 算子与各 Koopman 算子对应的 Koopman 模式,根据式(16)计算各 Koopman 算子幅值大小,结果如图 5 所示。



(a) 工况 1



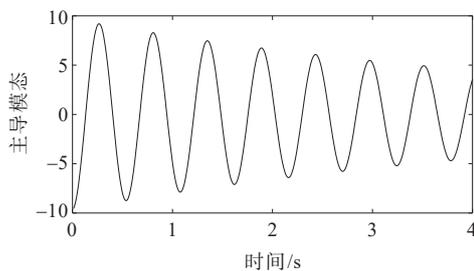
(b) 工况 2

图 5 工况 1 和工况 2 下 Koopman 算子幅值
Figure 5 Amplitude of Koopman operator in scenarios 1 and 2

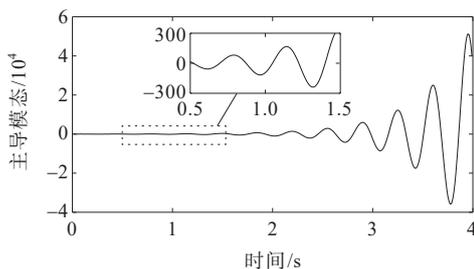
从图 5 可以看出,在这 2 种工况下,通过 HeDMD 方法提取的 Koopman 模式共有 8 种。但在 2 种工况下的 Koopman 算子的幅值并不相同,在工况 1 中,主导模式为模式 8;在工况 2 中则为模式 7。这说明系统在不同运行工况下具有不同的主导模式,从侧面反映其不同的动态特性与系统不同的稳定状态。

进一步地,依据式(17)对工况 1 中的模式 8 和工况 2 中的模式 7 进行时域预测。为保证李雅普诺夫指数计算的准确性,设置模式时域预测的时间为 4 s,其预测结果如图 6 所示。从图 6 中可以看出,这 2 种工况下主导模式的时域预测结果差异明显,这进一步反映出不同主导模式的动态信号对应系统不同稳定状态。进而,将模式预测结果带入式(18)中,计算 MLE。同时,与传统方法得到的李雅普诺夫指数计算结果对比如图 7 所示。

从图 7 可以看出,在工况 1 中(系统暂态电压稳定运行场景下),所提方法计算结果始终小于 0,该值位于在稳定边界以下。据此可以推断:当监测到系统发生大扰动故障后,采用 0.5 s PMU 量测数据作为所提方法输入,通过时域预测的 Koopman 主导模式信号,可迅速判断出此时暂态电压处于稳定状态。而传统方法计算结果在初始时刻位于稳定边界之上,若此时判断系统暂态电压失稳,则会发生误判,导致后续发出错误的控制动作,浪费控制资源。若此时不判断电压失稳,继续监测系统并采集



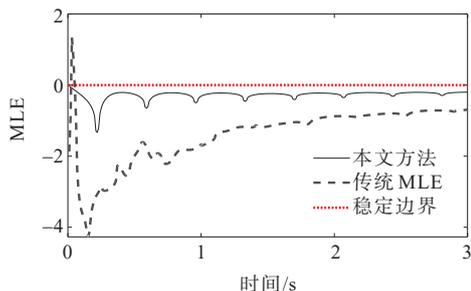
(a) 工况 1



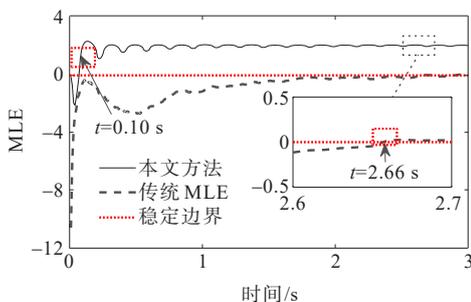
(b) 工况 2

图 6 工况 1 和工况 2 下主导模式预测结果

Figure 6 Prediction of dominant mode in scenarios 1 and 2



(a) 工况 1



(b) 工况 2

图 7 工况 1 和工况 2 下判稳结果

Figure 7 Instability identification results in scenarios 1 and 2
量测信号,在后续计算过程中,也可以准确判断出系统暂态电压稳定。总而言之,传统计算方式需持续对信号进行采集,以期获取准确暂态电压失稳识别结果,稳定判别时效性差,难以保证其在新能源高占比电网中应用适应性。

在工况 2 中,所提方法在 0.1 s 时的计算结果大于 0,该值位于稳定边界之上。这说明通过预测的

主导模式信号可直接判断系统暂态电压失稳。在该工况下,暂态电压稳定判别整体所需计算时间为 0.61 s。相比之下,传统指标持续利用 PMU 采集的量测数据进行计算,需要采集量测信号时长至少 3.0 s,方能获取有效的 MLE,如图 7 所示,在获取的 MLE 结果至 2.66 s 后才曲线才能保持在稳定边界之上。与所提方法相比,传统方法需要更多以及更长时间的量测数据采集,其对数据依赖性更高,其时效性不佳。

在实际应用中,PMU 数据量测以及数据传输环节中易引入随机噪声或量测误差,导致量测数据与系统真实动态过程之间产生一定的数据偏差,影响判稳结果准确性。本节以式(19)模拟不同噪声污染下量测数据,验证所提方法对于量测噪声污染的鲁棒性。其表达式为

$$D_m = D_t(1 + \beta) \quad (19)$$

式中, D_m 为系统量测数据; D_t 为真实动态信号; β 为服从均值为 0,方差为 σ 的高斯分布的白噪声信号。

通过改变方差 σ 的值来实现噪声大小的控制。 σ 越大,噪声污染越强;反之, σ 越小,噪声污染越弱。在这些故障失稳场景下,依据式(19)对仿真数据进行噪声处理,验证在含噪情况下,所提方法暂态电压失稳识别的准确性。当 σ 为 0.03 时,含噪量测数据结果如图 8 所示,传统方法和所提方法的计算结果如图 9 所示。

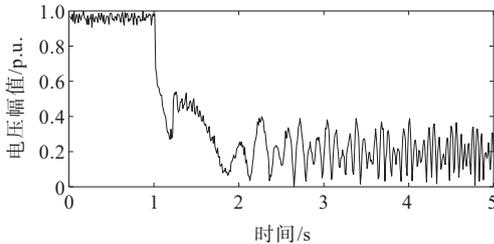


图 8 工况 2 的带噪声量测数据

Figure 8 Data measured in the presence of noise in scenario 2

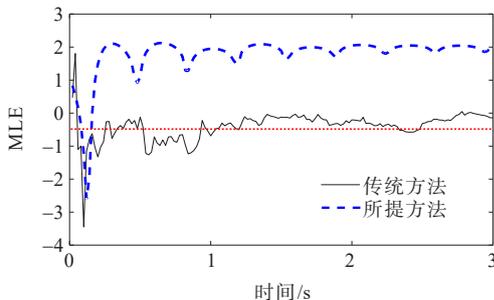


图 9 工况 2

Figure 9 Results in scenario 2

从图 8、9 中可以看出,所提方法具有一定抗噪性。在量测噪声影响下,该方法仍能有效提取 Koopman 算子,噪声的存在并不影响所提方法识别暂态电压失稳情况。这表明所提方法具有一定的噪声鲁棒性。而传统方法由于其仅通过量测数据计算 MLE。噪声导致其计算结果在稳定边界会产生振荡,影响其判断的准确性。

3.2 中国电力科学研究院标准算例计算分析

为进一步验证所提方法在电网中的适用性,本文将所提方法应用到中国电力科学研究院权威发布标准算例 CSEE-VS 中,验证其有效性与鲁棒性。CSEE-VS 详细参数见文献[40]。该系统共 97 个节点,其中 500 kV 主网架含有 45 个节点。在该系统中新能源与常规电源装机比例为 1:2.62。系统内存在一回直流,直流受输送功率 800 MW,其标准算例接线如图 10 所示。由于受端系统为重负荷区域,且存在规模化新能源接入,其暂态电压稳定问题较为突出。

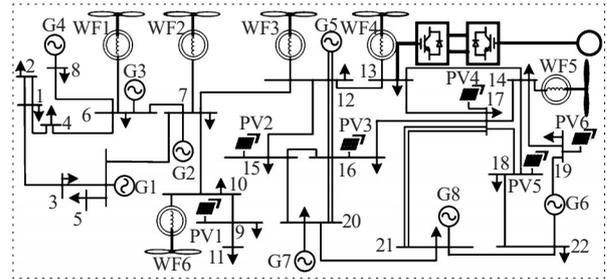


图 10 标准算例接线

Figure 10 Grid structure of the CSEE-VS

为模拟暂态稳定与失稳场景,设定 3 种运行场景进行重点分析。

1) 场景 1: 设置各负荷母线为 50% 感应电动机负荷,50% ZIP 综合负荷模型,1 s 时系统交流线路 12-13 近母线 13 处发生三相短路故障,故障持续 150 ms 后跳开该线路,清除故障。

2) 场景 2: 设置各负荷母线为 50% 感应电动机负荷,50% ZIP 综合负荷模型,1 s 时系统交流线路 12-13 近母线 13 处发生三相短路故障,故障持续 300 ms 后跳开该线路,清除故障。

3) 场景 3: 设置各负荷母线为 50% 感应电动机负荷,50% 综合负荷模型,1 s 时系统交流线路 7-12 近母线 12 处发生三相短路故障,故障持续 150 ms 后跳开该线路,清除故障。

在场景 1、2 下,系统发生暂态电压失稳甚至崩

溃现象;在场景3下,系统暂态电压能够保持稳定。为有效预防电压失稳甚至崩溃事故的发生,需要及时识别系统故障后暂态电压失稳情况,采集这3种场景下故障后暂态电压幅值,设定分析窗口时长为0.5 s,采用所提方法在这3种场景下计算MLE,并利用传统方法进行对比验证,验证结果如图11所示。

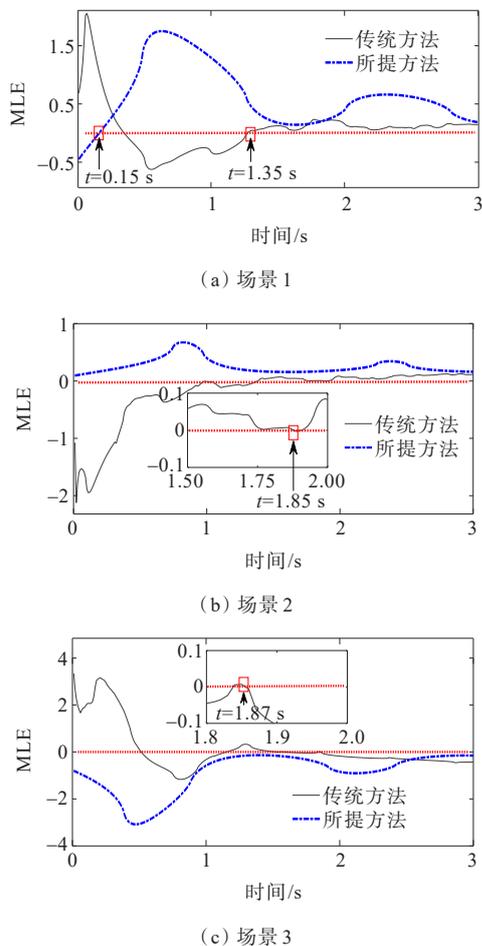


图 11 3种场景下计算结果

Figure 11 Results of calculation in three scenarios

从图11中可以看出,在这3种运行场景下,所提方法与传统方法均能有效识别暂态电压失稳,识别结果与系统实际暂态电压稳定情况保持一致。然而,进一步分析可发现,传统方法虽能识别暂态电压失稳,但所需时间较所提方法的更长。其中,所提方法经主导模式时域预测信号计算可直接给出暂态电压失稳的判定结果,而传统方法则需持续采集3 s量测数据,方能获取有效的MLE。传统方法在场景1、2和3中,分别需要计算1.35、1.85和1.87 s后才能进行判别。相比之下,所提方法经主导模式时域预测信号计算MLE后,可直接判定系统暂态电压失稳。在这3种场景下所提方法稳定判别时间见表1。可见,与传统方法相比,本文所提方

法对于暂态电压失稳识别速度更快,更适用于新能源高占比电网暂态电压稳定分析与控制,保证了系统安全、稳定运行。

表 1 所提方法与传统方法计算时间对比

Table 1 Comparison of calculation time between the proposed method and the traditional method

方法	场景	时间/s			
		分析窗长	HeDMD计算时间	总时间	数据收集 MLE计算
所提方法	a	0.5	0.003	0.503	
	b	0.5	0.003	0.503	
	c	0.5	0.004	0.504	
传统方法	a				3 1.35
	b				3 1.85
	c				3 1.87

4 结语

本文针对目前用于新能源高占比电网暂态电压稳定分析方法时效性较差,对于量测数据依赖较大等问题,提出了基于Koopman算子的暂态电压失稳识别方法以实现暂态电压失稳的快速有效识别。其主要结论如下:

1) 本文所提暂态电压失稳识别方法基于PMU量测数据,避免了系统建模的复杂计算,提高了方法的实际应用效能,为发展迅速且后果严重的系统暂态电压失稳控制提供了有效支撑。

2) 本文所提HeDMD方法是有效实现Koopman算子提取与主导模式时域预测的基础,Hankel矩阵的引入对输入量测信号的扩维是有利的,且其进一步降低了该方法对于量测数据的依赖,保障该方法能更好地适用于发展迅速的暂态电压稳定分析。

3) 仿真结果的分析表明,所提方法对含高比例新能源电网暂态电压识别的有效性,并通过进一步对该方法噪声鲁棒性的研究,证明了所提方法具有一定的实际应用潜力,为暂态电压稳定分技术提供了新的研究方向。

本文方法借助Koopman算子,可以通过较短数据窗口进行暂态电压失稳识别,为新能源高占比电网暂态电压稳定分析与控制提供了新的思路。需要说明的是,对于极端场景下所提方法在线分析速度无法满足系统要求时,该方法亦可作为系统规划阶段与故障后的离线分析。后续研究将考虑数据延时问题对方法在线应用性能的影响,并结合更高效的计算手段,进一步提升暂态电压失稳的在线识别速度。

参考文献:

- [1] Kundur P, Paserba J, Ajjarapu V, et al. Definition and Classification of Power System Stability[J]. IEEE Transactions on Power Systems: A Publication of the Power Engineering Society, 2004(3):19.
- [2] 林顺富,李寅,戴焱敏,等.考虑谐波耦合的多变流器并网系统建模及交直流谐波交互特性分析[J].电力系统保护与控制,2023,51(10):65-77.
LIN Shunfu, LI Yin, DAI Yemin, et al. Modeling of a multiple grid-connected-converter system considering harmonic coupling and analysis of AC/DC harmonic interaction characteristics[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(10):65-77.
- [3] 胡同宇,杨德健,钱敏慧,等.基于惯量同步的构网型永磁直驱风电机组频率支撑及转速恢复策略[J].智慧电力,2024,52(7):72-79.
HUTONG Yu, YANG Dejian, QIAN Minhui, et al. Frequency support and speed recovery strategy of grid-forming PMSGs based on inertia synchronization[J]. Smart Power, 2024, 52(7):72-79.
- [4] 鞠平,张建勇.电力系统建模基本理论研究综述[J].电力科学与技术学报,2011,26(1):4-12.
JU Ping, ZHANG Jianyong. Basic theory reviews of power system modeling[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2011, 26(1):4-12.
- [5] 蒋小亮,李元臣,郝元钊,等.计及新能源虚拟惯量的电力系统等效惯量评估[J].电力科学与技术学报,2023,38(4):169-176.
JIANG Xiaoliang, LI Yuanchen, HAO Yuanzhao, et al. Evaluation of power system equivalent inertia considering new energy virtual inertia[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(4):169-176.
- [6] GLAVIC M, VAN CUTSEM T. Wide-area detection of voltage instability from synchronized phasor measurements. part I: principle[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(3):1408-1416.
- [7] LIU C W, THORP J S, LU J, et al. Detection of transiently chaotic swings in power systems using real-time phasor measurements[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1994, 9(3):1285-1292.
- [8] 张宇宇,赵欣,周前,等.适用于交直流混联受端电网的电压弹性评估方法[J].高压电器,2023,59(4):90-97.
ZHANG Ningyu, ZHAO Xin, ZHOU Qian, et al. Voltage-resilience assessment method for AC/DC hybrid receiving-end power grid[J]. High Voltage Apparatus, 2023, 59(4):90-97.
- [9] KAWABE K, TANAKA K. Analytical method for short-term voltage stability using the stability boundary in the P-V plane[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(6):3041-3047.
- [10] 侯建兰,刘育权,谢小荣,等.一种量化评估暂态电压稳定性的指标与方法[J].电力自动化设备,2015,35(10):151-156.
HOU Jianlan, LIU Yuquan, XIE Xiaorong, et al. Quantitative assessment index and method of transient voltage stability[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(10):151-156.
- [11] 易忠山,李凤婷,尹纯亚,等.直流闭锁下的多馈出直流外送系统无功分布与暂态过电压计算方法[J].电网与清洁能源,2024,40(12):10-17.
YI Zhongshan, LI Fengting, YIN Chunya, et al. Reactive power distribution and transient overvoltage calculation method for the multi-outfeed DC system under DC blocking[J]. Power System and Clean Energy, 2024, 40(12):10-17.
- [12] 徐泰山,薛禹胜,韩祯祥.感应电动机暂态电压失稳的定量分析[J].电力系统自动化,1996,20(6):12-19.
XU Taishan, XUE Yusheng, HAN Zhenxiang. Quantitative analysis for transient voltage instability caused by induction motors[J]. Automation of Electric Power System, 1996, 20(6):12-19.
- [13] 鲁广明,张璐路,马晶,等.基于时序特征选择与改进MSPCA算法的电网暂态稳定态势智能评估[J].电测与仪表,2023,60(6):125-133.
LU Guangming, ZHANG Lulu, MA Jing, et al. Intelligent transient stability situation assessment of powergrid based on time-series feature selection and improved MSPCA algorithm[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(6):125-133.
- [14] 薛禹胜,徐泰山,刘兵,等.暂态电压稳定性及电压跌落可接受性[J].电力系统自动化,1999,23(14):4-8.
XUE Yusheng, XU Taishan, LIU Bing, et al. Quantitative assessments for transient voltage security[J]. Automation of Electric Power Systems, 1999, 23(14):4-8.
- [15] 张起瑞,辛超山,李凤婷,等.多直流协调的新能源送端地区暂态过电压抑制策略[J].电力工程技术,2023,42(1):98-106.
ZHANG Qirui, XIN Chaoshan, LI Fengting, et al. Multi DC coordinated transient overvoltage suppression strategy for high proportion new energy sending terminal area[J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(1):98-106.
- [16] SUN H D, ZHOU X X. A quick criterion on judging short-term large-disturbance voltage stability considering dynamic characteristic of induction motor loads[C]// 2006 International Conference on Power System Technology. Chongqing, China. IEEE, 2006:1-6.
- [17] 潘晓杰,徐友平,解治军,等.堆栈式集成学习驱动的电力系统暂态稳定预防控制优化方法[J].发电技术,2023,44(6):865-874.
PAN Xiaojie, XU Youping, XIE Zhijun, et al. Power

- system transient stability preventive control optimization method driven by stacking ensemble learning[J]. Power Generation Technology,2023,44(6):865-874.
- [18] 王玲,朱远哲,杜婉琳,等.基于空间矢量变换与谱聚类电压暂降事件数据空间聚合方法[J].供用电,2024,41(10):75-83.
WANG Ling, ZHU Yuanzhe, DU Wanlin, et al. Spatial aggregation method for voltage sags event data based on space vector transform and spectral clustering[J]. Distribution & Utilization,2024,41(10):75-83.
- [19] 薛安成,周健,刘瑞煌,等.采用多二元表判据的实用暂态电压稳定裕度指标研究[J].中国电机工程学报,2018,38(14):4117-4125+4317.
XUE Ancheng, ZHOU Jian, LIU Ruihuang, et al. A new practical transient voltage stability margin index based on multiple-two-element notation criterion[J]. Proceedings of the CSEE,2018,38(14):4117-4125+4317.
- [20] GLAVIC M, VAN CUTSEM T. Wide-area detection of voltage instability from synchronized phasor measurements. part I: principle[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2009,24(3):1408-1416.
- [21] 刘建锋,姚晨曦,陈乐乐.基于门控时空图神经网络的电力系统暂态稳定评估[J].电力科学与技术学报,2023,38(2):214-223.
LIU Jianfeng, YAO Chenxi, CHEN Lele. Power system transient stability assessment based on gating spatial temporal graph neural network[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2023,38(2):214-223.
- [22] SUNITHA R, KUMAR R S, MATHEW A T. Online static security assessment module using artificial neural networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2013,28(4):4328-4335.
- [23] XU Y, ZHANG R, ZHAO J H, et al. Assessing short-term voltage stability of electric power systems by a hierarchical intelligent system[J]. IEEE Transactions on Neural Networks and Learning Systems, 2016, 27(8): 1686-1696.
- [24] ZHU L P, LU C, SUN Y Z. Time series shapelet classification based online short-term voltage stability assessment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016,31(2):1430-1439.
- [25] ZHU L P, LU C, DONG Z Y, et al. Imbalance learning machine-based power system short-term voltage stability assessment[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics,2017,13(5):2533-2543.
- [26] 杨维全,朱元振,刘玉田.基于卷积神经网络的暂态电压稳定快速评估[J].电力系统自动化,2019,43(22):46-51+136.
YANG Weiquan, ZHU Yuanzhen, LIU Yutian. Fast assessment of transient voltage stability based on convolutional neural network[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(22):46-51+136.
- [27] 谢小荣,贺静波,毛航银,等.“双高”电力系统稳定性的新问题及分类探讨[J].中国电机工程学报,2021,41(2):461-475.
XIE Xiaorong, HE Jingbo, MAO Hangyin, et al. New issues and classification of power system stability with high shares of renewables and power electronics[J]. Proceedings of the CSEE,2021,41(2):461-475.
- [28] WADDUWAGE D P, WU C Q, ANNACKAGE U D. Power system transient stability analysis via the concept of Lyapunov Exponents[J]. Electric Power Systems Research,2013,104:183-192.
- [29] PINZÓN J D, COLOMÉ D G. PMU-based online monitoring of short-term voltage stability using Lyapunov exponents[J]. IEEE Latin America Transactions,2019,17(10):1578-1587.
- [30] GE H C, GUO Q L, SUN H B, et al. An improved real-time short-term voltage stability monitoring method based on phase rectification[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2018,33(1):1068-1070.
- [31] 王长江,姜涛,陈厚合,等.基于相位校正李雅普诺夫指数的电力系统暂态电压稳定评估[J].电工技术学报,2021,36(15):3221-3236.
WANG Changjiang, JIANG Tao, CHEN Houhe, et al. Transient voltage stability assessment of power systems based on phase correction maximum Lyapunov exponent [J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2021, 36(15):3221-3236.
- [32] HU J W, WANG T, WANG Z P, et al. Switching system's MLE based transient stability assessment of AC/DC hybrid system considering continuous commutation failure[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2021,36(1):757-768.
- [33] BAI Z, KAISER E, PROCTOR J L, et al. Dynamic mode decomposition for compressive system identification[J]. AIAA Journal,2019,58(2):561-574.
- [34] BAROCIO E, PAL B C, THORNHILL N F, et al. A dynamic mode decomposition framework for global power system oscillation analysis[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2015,30(6):2902-2912.
- [35] ALASSAF A, FAN L L. Randomized dynamic mode decomposition for oscillation modal analysis[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2021,36(2):1399-1408.
- [36] ZHOU S Y, YANG D Y, CAI G W, et al. Ambient data-driven online tracking of electromechanical modes using recursive subspace dynamic mode decomposition[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2023,38(6):5257-5266.
- [37] NANDANOORI S P, GUAN S, KUNDU S, et al. Graph neural network and koopman models for learning networked dynamics: a comparative study on power grid transients prediction[J]. IEEE Access,2022,10:32337-32349.

- difference of zero-mode and line-mode[J]. Electric Power Engineering Technology, 2021, 40(2): 114-120.
- [19] 邓志祥,张帆,潘建兵,等.基于零模-线模波速差的配电网单端测距新方法[J].电网与清洁能源,2023,39(1): 78-84.
DENG Zhixiang, ZHANG Fan, PAN Jianbing, et al. A new method of traveling wave ranging in distribution networks based on the difference between zero-and aerial-mode velocities[J]. Power System and Clean Energy, 2023, 39(1): 78-84.
- [20] 张帝,宋兴荣,唐海国,等.基于自适应VMD和WVD的配电网故障行波检测方法[J].电力科学与技术学报, 2024, 39(2): 80-90.
ZHANG Di, SONG Xingrong, TANG Haiguo, et al. Fault traveling wave detection method of distribution network based on adaptive VMD and WVD[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(2): 80-90.
- [21] 池梓斌,夏成军,杨明嘉.基于参数优化VMD和TET的柔直线路单端故障测距方法[J].电力系统保护与控制, 2024, 52(4): 1-11.
CHI Zhibin, XIA Chengjun, YANG Mingjia. Single-end fault location method for MMC-HVDC transmission lines based on parameter-optimized VMD and TET[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(4): 1-11.
- [22] 姜飞,林政阳,王文烨,等.考虑最小平均包络熵负荷分解的最优Bagging集成超短期多元负荷预测[J].中国电机工程学报, 2024, 44(5): 1777-1789.
JIANG Fei, LIN Zhengyang, WANG Wenye, et al. Optimal bagging ensemble ultra short term multi-energy load forecasting considering least average envelope entropy load decomposition[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(5): 1777-1789.
- [23] 陈志刚,姜云龙,王莹莹,等.TKEO和SET在轴承故障诊断中的应用[J].电子测量技术, 2022, 45(10): 155-160.
CHEN Zhigang, JIANG Yunlong, WANG Yingying, et al. Application of TKEO and SET in bearing fault diagnosis [J]. Electronic Measurement Technology, 2022, 45(10): 155-160.
- [24] 马晓锋,安军,高志强,等.基于CEEMDAN和TEO的配电网行波故障定位方法[J].电力科学与技术学报, 2023, 38(6): 87-95.
MA Xiaofeng, AN Jun, GAO Zhiqiang, et al. A traveling-wave fault location method based on CEEMDAN and NTEO for distribution networks[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(6): 87-95.
- [25] 陶彩霞,杜雪,高锋阳,等.基于经验小波变换的混合输电线路单相接地故障测距[J].电力系统保护与控制, 2021, 49(10): 105-112.
TAO Caixia, DU Xue, GAO Fengyang, et al. Single-phase to ground fault location of hybrid transmission lines based on empirical wavelet transform[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(10): 105-112.
- [26] 梁睿,王全金,孔令昌,等.考虑行波波速衰减及波头时间误差的复杂输电网络故障精准定位[J].电网技术, 2022, 46(11): 4512-4524.
LIANG Rui, WANG Quanjin, KONG Lingchang, et al. Precise location of complex power grid faults considering velocity attenuation and time error of traveling waves[J]. Power System Technology, 2022, 46(11): 4512-4524.
- (上接第20页 Continued from page 20)
- [38] GONG X, WANG X Z, JOOS G. An online data-driven method for microgrid secondary voltage and frequency control with ensemble koopman modeling[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2023, 14(1): 68-81.
- [39] YANG D Y, GAO H, CAI G W, et al. Synchronized ambient data-based extraction of interarea modes using Hankel block-enhanced DMD[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2021, 128: 106687.
- [40] 赵兵,徐式蕴,兰天楷,等.新型电力系统标准算例(三):电压稳定 CSEE-VS[J].中国电机工程学报, 2024, 44(21): 8353-8364.
ZHAO Bing, XU Shiyun, LAN Tiankai, et al. Benchmark for AC-DC hybrid system with high penetration of renewables (III): voltage stability benchmark CSEE-VS [J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(21): 8353-8364.
- [41] WANG L X, YANG D Y, CAI G W, et al. Synchronized-ambient-data-driven participation-factor-based generation rescheduling strategy for enhancing the damping level of interconnected power systems[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2023, 146: 108740.