

DOI: 10.7667/PSPC201863

考虑自组织临界条件的区域电网风电极限渗透功率评估方法

张宇童¹, 汪樟焱², 雷怡菲², 吴东韶², 程韧俐¹, 华栋³

(1. 深圳供电局有限公司, 广东 深圳 518001; 2. 湖南大学电气与信息工程学院, 湖南 长沙 410012;
3. 华南理工大学电力学院, 广东 广州 510640)

摘要: 随着电力系统中风电装机容量的不断增长, 如何评估已有区域电网的最大风电极限渗透功率成为了一个重要问题。通过分析复杂电力系统的自组织临界性, 提出了基于区间最优潮流的连锁故障模型来评估系统风电极限接入容量的新方法。该方法将风电出力的波动性建模为区间数, 通过区间连锁故障模型模拟在风电比例不断增长情况下的电网连锁故障概率与连锁故障规模的规律, 获得电网出现自组织临界特性时的风电渗透平均功率, 并以此作为电网的最大风电渗透容量。通过在 IEEE30 节点系统和 IEEE118 节点系统上的仿真实验, 验证了该方法可合理地测量电力系统的极限风电接入容量。

关键词: 风能波动性; 区间潮流; 自组织临界; 连锁故障; 风险评估

An evaluation method for the maximum penetration of wind power of district power grid based on the self-organization criticality

ZHANG Yutong¹, WANG Zhangyao², LEI Yifei², WU Dongshao², CHENG Renli¹, HUA Dong³

(1. Shenzhen Power Supply Bureau Co., Ltd., Shenzhen 518001, China;

2. College of Electrical and Information Engineering, Hunan University, Changsha 410012, China;

3. School of Electric Power Engineering, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

Abstract: With the increase of installation of wind energy in power systems, it has become a great challenge to evaluate the maximum wind energy limit penetration of a given regional power grid. By analyzing the self-organized criticality of complex power systems, a method based on interval Optimal Power Flow (OPF) cascading failure model to evaluate the maximum wind penetration is proposed. This method models the wind power output uncertainty as an interval number to form the interval cascading failure model based on interval OPF of power grids. With the increasing wind power penetration, the rules between the probability and scale of cascading failures can be discovered. The maximum wind power penetration is determined by the average of wind power when the power grid exhibits the self-organized criticality. Simulation experiments on IEEE 30-bus system and IEEE 118-bus system verify that the proposed method is a reasonable quantitative measurement method for assessing the wind power penetration limit of a power system.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51507056).

Key words: wind energy penetration; interval power flow; self-organized criticality; cascading failures; risk metrics

0 引言

风力发电技术是所有可再生能源中最有前景并且发展最迅速的技术之一^[1]。根据 2017 年《BP 世界能源统计年鉴》数据显示, 中国仍然是世界上最大的能源消耗国家。为了解决能源消耗速度过快以及日益恶化的环境问题, 中国政府大力支持风能的

开发与利用以满足持续的负荷增长。然而, 风电厂的出力被天气、位置等因素所限制, 其波动很难准确预测。对于一个接入大量风电的区域电网, 风电出力的不确定性和波动性将对电网的暂态稳定性、电压稳定性以及电网频率带来重要影响^[2], 同时风电比例的上升将对电力系统的规划和运行产生极大的影响^[3-4]。因此, 评估一个给定电力系统的风电极限渗透功率有明显的研究价值。

文献[5]提出一种评估风能吸收能力和风电厂

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51507056)

预期出力的方法,并根据风力发电机和火电厂过滤的电力波动量来确定风电极限渗透功率。文献[6]基于输电系统线路的热力学极限和频率稳定性约束,评估其考虑大量风能发电后的输电能力。文献[7]中研究的是孤立电网的渗透极限,阐述了一些提高独立系统最大风能渗透水平的方法。然而,风能渗透水平的上限和能被电网吸收且不引起大扰动的风能接入量主要是由电力系统本身的性质决定,一个与周围系统有着坚强联系的电力系统有更好地吸收大量风能波动的能力^[8]。例如,丹麦的电网与北欧电网联系紧密,其风能渗透率很高,风能渗透极限在50%左右^[9]。以往的研究大部分针对一个孤立系统,即使考虑大量风能接入电网的情况,也仅限于小的测试系统。本文从一个系统水平的角度,提出了一种利用电力系统的自组织临界性来评估风能渗透极限的新方法。

Bak Tang 与 Wiesenfeld 在 1987 年首次提出了自组织临界(Self-organized Criticality, SOC)理论^[10]。该理论解释了广延耗散动力系统的组织原则,即由大量相互作用成分组成的系统会自然地自组织临界态发展。当系统达到自组织临界态时,即使小的干扰事件也可引起系统发生一系列灾变^[11],同时系统对扰动是稳健的,即系统偏离临界态后将自动回归临界态。一个处于自组织临界态的系统在空间上表现出分形结构,在时间上表现出闪烁噪声^[12],规模和频率满足幂律关系^[13]。现代电网是一个典型的复杂网络系统^[14],它有 4 个特点:极大规模的网络、多样且复杂的组件、电能供需的瞬时平衡以及大量的随机因素。文献[15]对北美停电数据的研究表明,表征大停电规模的故障数据(如大停电的恢复时间、损失负荷电量、损失负荷功率和未能供应的客户数等),在超过一定数值时具有幂律分布特性,电网停电规模与沙堆的雪崩动力学具有完全相似的幂律特征,从而进一步证实了电网是一个自组织临界系统。

电力系统自组织临界特性宏观层面体现为持续的负荷增长,使得系统安全运行的裕度减小,大规模停电的风险增加,必须增加电网建设以提高负荷能力,这两者共同作用下,复杂电网可能运行至临界状态^[16]。电网建设包括发电厂建设、线路建设等,其中风电场的发电比例持续增加,风电的随机性和不确定性将令系统更加容易运行至临界状态。电力系统自组织临界特性微观层面表现为系统在干扰下动态性能恶化甚至发生连锁故障,系统会采取安全措施维持系统稳定,两者共同作用于系统,在一定条件下可能使得系统达到临界态^[17]。而风电的随机性和不确定性使得稳控措施达不到预期效果,

从而系统更容易运行至临界态。因此,电网风电比例的不断增长将对电网宏观和微观层面的自组织临界特性产生重要影响。本文采用模拟电力系统自组织临界特性的方法求解电力系统的极限风电渗透率。

本文提出了基于最优潮流的区间连锁故障模型,该模型综合考虑了电网的区间最优潮流和连锁故障发展过程。将风电出力不确定性表示为区间数,通过区间潮流计算得到的线路传输功率亦为区间数,模型通过比较区间上下边界值与线路传输功率额定值的大小判断线路是否过载,以此来体现风电不确定性给电力系统连锁故障带来的影响。用此模型来模拟风电接入电力系统时的自组织临界特性,最后在模拟连锁故障时改变风电渗透比例,由此寻找电力系统的风电极限渗透功率。算例分析采用了 IEEE30 节点系统和 IEEE118 节点系统,并通过负荷损失概率分布、平均负荷损失和风险评估 3 个指标来验证本文所提方法的有效性。

1 基于区间最优潮流的连锁故障模型

为了模拟电力系统停电事故数据的幂律特性及其蕴含的临界性质,现有文献提出了基于负荷转移的 CASCADE 模型^[18]、分支过程模型^[19]、隐性故障模型^[20]、OPA (ORNL-PSerc-Alaska)模型^[21]、基于减载以及交流潮流计算的曼彻斯特模型^[22]等来模拟电力系统连锁故障和大停电。上述模型中,基于近似直流潮流的隐故障模型和基于直流最优潮流的 OPA 模型的假设前提是节点间的相角差很小。因此不能精确反映电力系统的实际运行情况,且无法模拟无功不足引起的停电事故。风电场一般接在电网末端,由于风力发电机的特性导致风电运行过程中会吸收无功^[23-25],从而影响末端电压。在风力发电厂运行时需要就地补偿无功,若从电网补偿无功,会造成电网各节点功率因数下降,无功损耗增加,甚至造成电压下降^[26],因此在高风能比例情况下必须考虑电压和无功问题。

本文考虑风电出力的不确定性提出了一种基于区间最优潮流的连锁故障模型。风电出力的不确定性将导致电网中潮流分布的不确定性,在高风能渗透的情况下,这种不确定性可能使得电网更容易发生连锁故障。因此,模型中首先将风电出力用区间数来表示,再通过区间最优潮流计算得到线路潮流,线路潮流亦为区间数,反映了风电出力的不确定性对线路潮流的影响。最后,基于 OPA 模型中的快动态过程,综合考虑电网断线概率与孤岛情况,计算电网连锁故障后的负荷损失与对应的发生概率。

考虑风电不确定性的连锁故障机理如图 1 所示。考虑风电接入后基于区间最优潮流的连锁故障模型的具体运行过程如下。

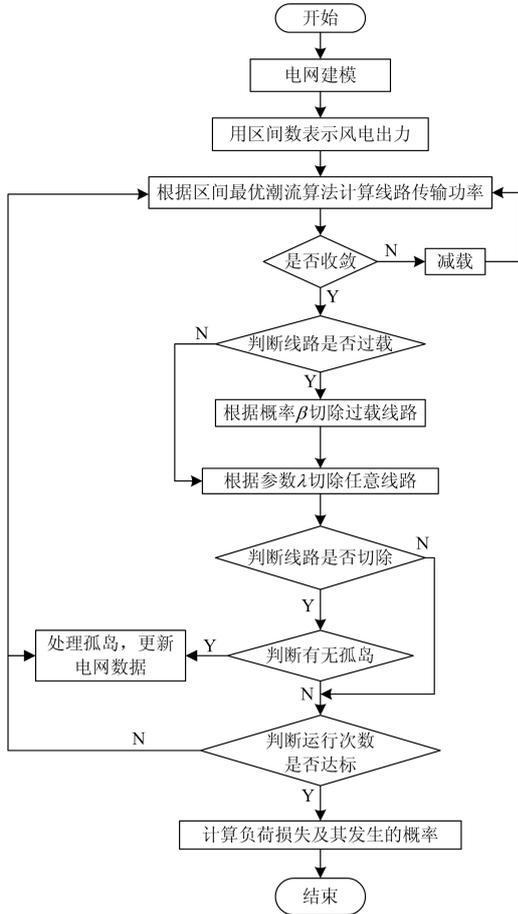


图 1 基于区间 OPF 的连锁故障模型流程图

Fig. 1 Flow chart of the interval OPF-based cascading failure model

第 1 步: 输入电网参数, 包括负荷参数、发电机出力、系统拓扑结构和输电线路参数。

第 2 步: 利用历史数据得到风速瞬时值的最大值和最小值, 由风力发电机的风速功率曲线^[26]得到风机出力的最大值和最小值, 将出力的最大值与最小值区间按照一定步长分为若干个区段, 对每个区段分别进行连锁故障模拟。

第 3 步: 根据区间匹配和区间极值取值原理^[27], 将区间优化问题转化为两个确定性的优化问题, 并采用文献[27]中现代内点法求解区间 OPF 模型, 得到各条线路的区间传输功率。如果区间潮流计算收敛, 则跳转至第 4 步, 否则, 甩负荷并且重复这一步直至潮流收敛, 然后转至第 4 步。

第 4 步: 根据线路过载程度切除线路; 本文设定过载参数 $\alpha=1.1$, 即当线路潮流值大于其额定值

的 α 倍时, 判定为线路过载。根据区间最优潮流计算得到的线路传输功率, 如果某条线路功率区间的上下边界的绝对值大于等于其额定值的 α 倍时, 进行判定此条线路过载, 过载的线路根据概率参数 β 切除, 如果没有线路被切除, 直接跳转至第 5 步。

第 5 步: 根据一个确定的概率切除任意线路, 用于模拟线路因雷击、刮风等自然灾害而某些元件退出运行。本文设定概率 $\lambda=0.001$ 。

第 6 步: 检查整个网络, 寻找是否有线路因过载或者其他故障被切除。如果有线路被切除了, 则更新电网参数, 然后跳转到第 7 步, 如果没有线路被切除, 则跳转到第 8 步。

第 7 步: 根据电网的拓扑参数, 判断电网中是否有孤岛产生。如果有孤岛产生, 则首先解决孤岛问题(在对孤岛的处理当中, 若是孤岛不满足电力电量平衡, 则孤岛甩负荷, 然后再计算最优潮流, 并更新电网数据), 更新电网参数, 然后跳转到第 3 步; 如果没有孤岛产生, 则跳转到第 8 步。

第 8 步: 判断连锁故障的运行次数是否达到设定的次数。如果运行次数满足要求, 则跳转至第 9 步, 如果没有满足要求, 则跳转至第 3 步。

第 9 步: 计算电网在连锁故障过程中的负荷损失与对应的发生概率。

其中, 概率参数 β 设定如下。

$$\beta = \begin{cases} \frac{\max(|P_{ij}^+|, |P_{ij}^-|) - \alpha P_{ij}^{\text{set}}}{\left| |P_{ij}^+| - |P_{ij}^-| \right|} & \text{如果 } \max(|P_{ij}^+|, |P_{ij}^-|) > P_{ij}^{\text{set}} \text{ 且 } P_{ij}^+ \neq P_{ij}^- \\ \frac{|P_{ij}^+|}{P_{ij}^{\text{set}} \times 1.3} & \text{如果 } P_{ij}^+ = P_{ij}^- \end{cases} \quad (1)$$

式中: P_{ij}^{set} 为节点 i 至节点 j 之间的线路额定传输功率; P_{ij}^+ 与 P_{ij}^- 为由区间最优潮流模型所计算得到的线路潮流区间的上边界与下边界。当 $P_{ij}^+ = P_{ij}^-$ 时则为传统的不考虑风电出力不确定性的简化连锁故障模型。由于实际线路潮流在上下边界之内, 仅根据上(下)边界值或区间中值的绝对值来断定线路过载程度, 有可能扩大或缩小过载线路条数, 因此本文使用概率参数 β 根据过载程度切除线路, 并设定当线路传输功率超过了其额定值的 1.3 倍时, 由于负载过重, 无法正常运行, 将导致其被迫退出运行。

本节针对现有连锁故障模型的不足, 建立了区间连锁故障模型。与现有模型相比, 该模型综合考虑了有功潮流和无功潮流, 并在优化过程中考虑了发电机的出力调整作用, 更接近电力系统实际潮流。

该模型还考虑了风电出力不确定性对系统线路潮流的影响,而线路潮流的变化将对系统连锁故障的发生概率及其规模产生重要影响。

2 电力系统大停电的风险评估

一般采用直线方程描述尾部特性时难以保证拟合效果,只能初步断定临界点位置。另外,以往的研究^[28]表明,小规模停电和大规模停电的分布特性不同,两者之间差异显著,用直线拟合的方法难以精确辨识临界点的位置^[29]。因此,本节进一步采用风险价值(Value at Risk, VaR)和条件风险价值(Conditional Value at Risk, CVaR)指标定量评估大停电风险,大停电的分布特性得以定量描述和比较,系统故障的临界性也可以清晰地得到反映,并精确确定临界点位置。本文中 VaR 的含义为:未来一定时期内,在给定的置信度下,系统所面临的潜在最大负荷损失^[29]。VaR 的数学定义为

$$p(\Delta V > VaR_{\sigma}) = 1 - \sigma \quad (2)$$

式中: σ 为置信度; ΔV 为指定时间段内的负荷损失; VaR_{σ} 是置信度 σ 下的 VaR 值; $p(\Delta V > VaR_{\sigma})$ 表示概率。

若已知风险密度函数 $p(x)$, VaR 可由式(3)计算。

$$\sigma = \int_{-\infty}^{VaR_{\sigma}} p(x) dx \quad (3)$$

本文中 CVaR 的含义为:在一定的置信度下,负荷损失超过 VaR 的条件均值,该值刻画了超额负荷损失的水平。CVaR 的数学定义为

$$CVaR = \int_{VaR_{\sigma}}^{\infty} xp(x) dx \quad (4)$$

式中: x 为负荷损失规模; $p(x)$ 为负荷损失规模的密度函数。

计算 VaR 和 CVaR 的关键是如何获取概率密度函数。有两种方法获得相应的概率密度函数:一是基于历史停电数据;二是通过大停电事故模型仿真模拟得到停电数据,再通过统计计算即可得到概率密度函数。对于 IEEE30 节点系统和 IEEE118 节点系统,可以根据第 1 节提出的区间最优潮流的连锁故障模型进行仿真,获得 5 000 组负荷损失规模 x 数据,再通过 Matlab 中的 ksdensity 函数对这组数据进行非参数分布拟合^[28]得到负荷损失规模的密度函数 $p(x)$,进而求得 VaR 和 CVaR 的值。

3 算例研究

3.1 仿真系统

由于模型的随机性,此模型需要运行多次,从而获得负荷损失的概率分布和损失规模的密度函

数,因此本文对于每个给定的风力发电输出区间运行该模型 5 000 次,并且用 IEEE30 节点系统和 IEEE118 节点系统来验证所提出的方法。

对于 IEEE30 节点系统,将一个风电场连接到节点 30,为了传输节点 30 风能转换系统发出的电能,加强了 3 条传输线路(29→30, 27→30, 27→29)。同理,对于 IEEE118 节点系统,节点 35 连接有一个风电场。3 条线路(35→36, 35→37, 34→36)也被加强以传输节点 35 风能转换系统产生的电能。IEEE118 与 IEEE30 节点系统传输线路的数据来自文献[30]。

3.2 结果分析

为了模拟风能渗透率逐渐增加时电力系统的自组织临界性行为,在 IEEE30 节点系统中,逐渐增加风能渗透功率。由于风电功率为区间数,故用区间中值(区间上下边界值的算术平均值)来表示风电功率增长。风电的输出功率的区间中值以每步 5 MW 从 0 MW 逐渐地增加到 100 MW。图 2 表示当风力发电的区间中值分别为 90 MW、95 MW 和 100 MW 时负荷损失的概率分布曲线。

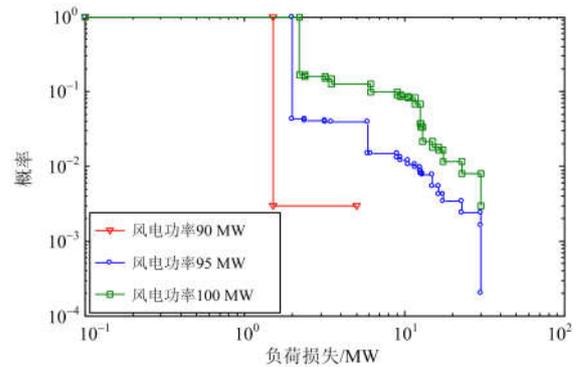


图 2 风力发电区间中值是 90 MW、95 MW 和 100 MW 时,负荷损失的概率分布曲线

Fig. 2 Probability distribution curve of load loss when the interval value of wind power is 90 MW, 95 MW and 100 MW

由图 2 可以看出,当风力发电区间中值为 95 MW 时,曲线的尾部显示出了幂律分布特征。当区间中值为 90 MW 时,曲线尾部没有显示出任何幂律分布特征。当风力渗透功率的区间中值为 100 MW 时,大规模事故发生的概率有一个突然的上升。因此,当风电输出区间中值在 90 MW 以下时,系统被认为处于非临界状态,在这个状态下小扰动的影响相当有限。但是,当风电输出区间中值在 95 MW 时,负荷损失变大的概率大大增加,即系统达到一个临界状态。因此,95 MW 的风力发电可以被认为是风

力渗透极限。由于 IEEE30 节点系统的总负荷为 189.2 MW, 可得风能极限渗透率为 50.21%。

在 IEEE118 节点系统中, 风力发电输出区间中值以 10 MW 为一步, 逐步地从 0 MW 增加到 830 MW。图 3 表示当风力发电区间中值分别是 800 MW、810 MW、820 MW 及 830 MW 时, 系统失负荷的概率分布曲线。

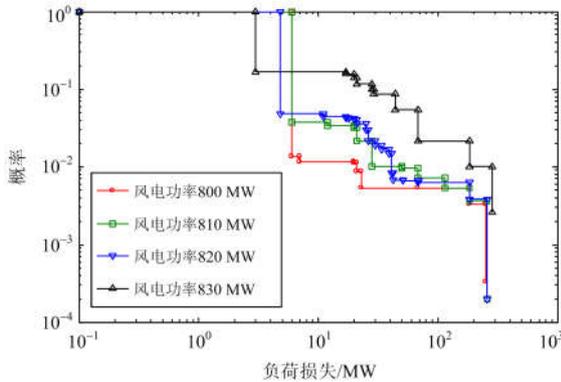


图 3 风力发电区间中值是 800 MW、810 MW、820 MW 及 830 MW 时负荷损失的概率分布曲线

Fig. 3 Probability distribution curve of load loss when the interval value of wind power is 800 MW, 810 MW, 820 MW and 830 MW

图 3 说明, 当风力发电区间中值为 800 MW 时, 负荷损失过大的概率并不会太大。随着风力渗透水平的增加, 当风力渗透功率区间中值为 810 MW 时, 中等规模的事事故概率有所上升。当风力渗透功率区间中值达到 820 MW 时, 大规模故障概率增加, 可以认为是 SOC 概念下的临界状态。如果风力发电区间中值持续增加达到 830 MW, 大规模停电事故的概率更大。上述现象表明, 如果风电输出区间中值在 800 MW 以下, 系统将会保持在非临界状态。一旦风电输出区间中值超过 810 MW, 系统将达到临界状态。因此, 800 MW 的风力发电将被认为是风电渗透的保守极限。由于 IEEE118 节点系统的总负荷为 4 242 MW, 所以风能极限渗透率为 18.86%。

图 4 与图 5 表示 IEEE30 节点和 IEEE118 节点系统在风电输出区间中值逐渐增加时平均负荷损失曲线。图 4 表明, 对于 IEEE30 节点系统, 如果风电输出区间中值在 60 MW 以下, 其平均损失负荷几乎是 0 MW。然而当风电输出区间中值超过 60 MW 后, 随着风电输出区间中值的生长, 平均损失负荷会逐渐增加, 当风力发电区间中值超过 90 MW 时, 平均损失负荷急剧增加, 这表明风力发电输出的临界点是 90 MW 左右。同样地, 图 5 表明, 对于 IEEE118 节点系统, 当风力发电区间中值

小于 760 MW 时, 平均损失负荷保持在 0 MW, 当风电输出区间中值稳定地增加到 810 MW 时, 负荷损失大幅度增加。当风电输出区间中值超过 820 MW 后, 负荷损失急剧增加。

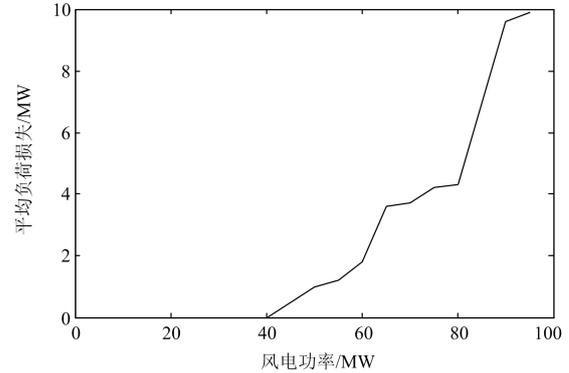


图 4 IEEE30 节点系统平均负荷损失-风电输出区间中值曲线图

Fig. 4 Plots of average system load loss curves against interval value of wind power output for IEEE30-bus power system

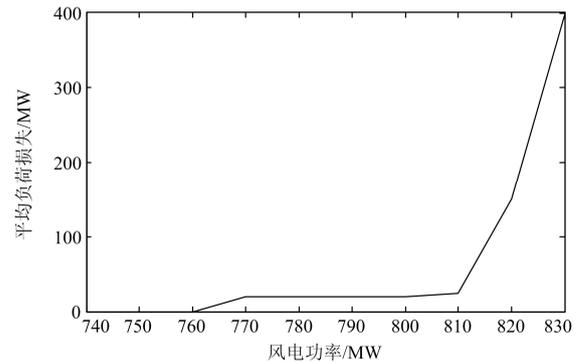


图 5 IEEE118 节点系统平均负荷损失-风电输出区间中值曲线图

Fig. 5 Plots of average system load loss curves against interval value of wind power output for IEEE118-bus power system

图 6 与图 7 表示 IEEE30 节点和 IEEE118 节点系统置信区间在 0.95、0.90、0.85 和 0.80 下的 VaR 和 $CVaR$ 水平。以 IEEE30 节点、风电功率渗透率 100 MW、置信度 0.95 为例, 此时其 VaR 值为 18 MW, $CVaR$ 值为 3 MW。其物理意义: 95% 的停电损失负荷不大于 18 MW; 发生损失负荷大于 18 MW 的停电事故数学期望是 3 MW。对比本文的负荷损失概率分布图, 风电渗透率为 100 MW、发生概率(纵坐标)为 0.05 时, 其负荷损失值(横坐标)为 15 MW。证明 VaR 指标和 $CVaR$ 指标的正确合理, 同理可推得 IEEE118 节点系统中 VaR 指标和 $CVaR$ 指标的正确合理。同样可以看出, VaR 和 $CVaR$ 曲线在不同的置信水平下有着同样的趋势走向, 表明风电渗透率越高, 连锁故障造成的负荷损失越大。

VaR 和 $CVaR$ 曲线都进一步表明了 IEEE30 节点系统风力发电输出的临界区间是 95~100 MW, IEEE118 节点系统的风力发电输出临界区间是 810~820 MW。与模型负荷损失概率分布仿真结果基本相同: IEEE30 节点系统的风电渗透极限为 95 MW, 渗透率为 50.21%; IEEE118 节点系统的风电渗透极限为 800 MW, 渗透率为 18.86%。

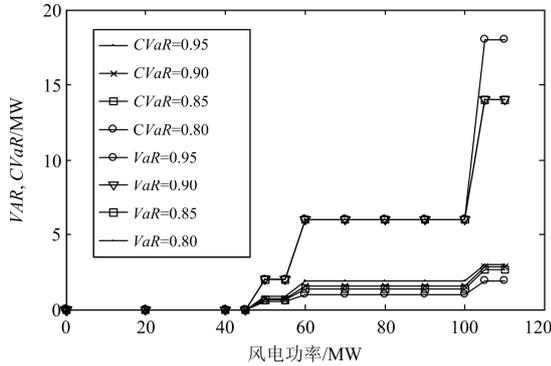


图 6 IEEE30 节点系统 $VaR(CVaR)$ -风能输出区间中值曲线
Fig. 6 Plots of VaR and $CVaR$ curves against interval value of wind power output for IEEE30-bus power system

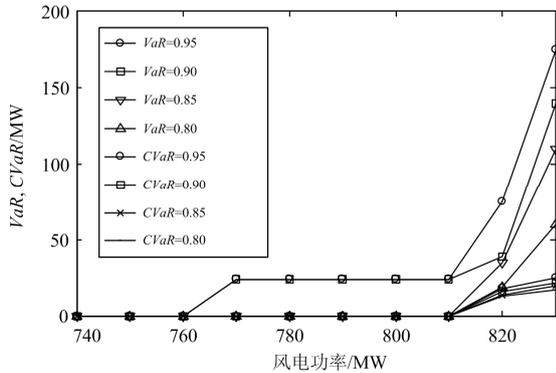


图 7 IEEE118 节点系统 $VaR(CVaR)$ -风能输出区间中值曲线
Fig. 7 Plots of VaR and $CVaR$ curves against interval value of wind power output for IEEE118-bus power system

4 结论

本文利用 SOC 理论来确定一个给定电力系统的风能渗透极限。针对现有连锁故障和大停电模拟方法的不足, 提出了区间最优潮流连锁故障模型。该模型基于区间最优潮流计算并考虑了风电出力的不确定性, 将风电出力不确定性表示为区间数。通过逐步增加风电渗透功率致使电力系统出现自组织临界特性的方法, 最后得到电力系统风电渗透率的极限。

利用该模型在 IEEE30 节点和 IEEE118 节点系统上进行仿真, 负荷损失概率分布、平均负荷损失

和风险评估 3 个指标进一步证明了本文所提方法的正确性。因此, 该方法可以有效评估给定电力系统的风电渗透极限, 为评估区域电网的风电渗透极限提供了新思路、新方法。未来可进一步采用本文的模型以及评估方法对实际系统进行建模仿真, 以实现其在现代电网中的应用。

参考文献

- [1] GONZÁLEZ A, MCKEOGH E, GALLACHÓIR B. The role of hydrogen in high wind energy penetration electricity systems: The Irish case[J]. *Renewable Energy*, 2004, 29(4): 471-489.
- [2] 赵嘉兴, 高伟, 上官明霞, 等. 风电参与电力系统调频综述[J]. *电力系统保护与控制*, 2017, 45(21): 157-169. ZHAO Jiaying, GAO Wei, SHANGGUAN Mingxia, et al. Overview of wind power participation in power system frequency modulation[J]. *Power System Protection and Control*, 2017, 45(21): 157-169.
- [3] 李军徽, 冯喜超, 严干贵, 等. 高风电渗透率下的电力系统调频研究综述[J]. *电力系统保护与控制*, 2018, 46(2): 163-170. LI Junhui, FENG Xichao, YAN Gangui, et al. Summary of power system frequency modulation research under high wind power penetration rate[J]. *Power System Protection and Control*, 2018, 46(2): 163-170.
- [4] LI Zhi, YE Lin, ZHAO Yongning, et al. Short-term wind power prediction based on extreme learning machine with error correction[J]. *Protection and control of Modern Power Systems*, 2016, 1(1): 9-16. DOI: 10.1186/s41601-016-0016-y.
- [5] STAVROS A, NIKOS G. Power limitations and energy yield evaluation for wind farms operating in island systems[J]. *Renewable Energy*, 2006, 31(4): 457-479.
- [6] TSOUCHNIKAS A I, HATZIARGYRIOU N D. Probabilistic analysis of isolated power systems with wind power penetration limitations[C] // 2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, PMAPS, June 11-15, 2006, Stockholm, Sweden: 1-6.
- [7] WEISSER D, GARCIA R S. Instantaneous wind energy penetration in isolated electricity grids: concepts and review[J]. *Renewable Energy*, 2005, 30(8): 1299-1308.
- [8] LUO Changling, FAR H G, BANAKAR H, et al. Estimation of wind penetration as limited by frequency deviation[J]. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2007, 22(3): 783-791.
- [9] VITTAL E, MCCALLEY J D, AJJARAPU V, et al. Wind penetration limited by thermal constraints and frequency stability[C] // 2007 39th North American Power Symposium, September 30- October 2, 2007, Las Cruces, USA: 353-359.

- [10] BAK P, TANG C, WIESENFELD K. Self-organized criticality: an explanation of 1/f noise[J]. *Physical Review Letters*, 1987, 59(4): 381-384.
- [11] BAK P. The science of self-organized criticality[J]. *Physical Review Letters*, 2006, 96(2).
- [12] 巴克·帕. 大自然如何工作: 有关自组织临界性的科学[M]. 武汉: 华中师范大学出版社, 2001.
- [13] BAK P, TANG C, WIESENFELD K. Self-organized criticality[J]. *Physica A Statistical Mechanics & Its Applications*, 1988, 38(1): 364.
- [14] 张富超, 谢成荣, 沈立新, 等. 基于源流路径链和输电介数的电网关键线路辨识[J]. *电力系统保护与控制*, 2015, 43(22): 7-12.
ZHANG Fuchao, XIE Chengrong, SHEN Lixin, et al. Identification of power grid critical lines based on path chains and transmission betweenness[J]. *Power System Protection and Control*, 2015, 43(22): 7-12.
- [15] CARRERAS B A, NEWMAN D E, DOBSON I, et al. Initial evidence for self-organized criticality in electric power system blackouts[C] // *Proceedings of the 33rd Annual Hawaii International Conference on System Sciences*, January 7-7, 2001, Maui, USA: 6pp.
- [16] BAK P. How nature works: the science of self-organized criticality[M]. Dordrecht: Springer Science & Business Media, 2013.
- [17] CHRISTENSEN K, MOLONEY N R. Complexity and criticality[M]. London: Imperial College Press, 2005.
- [18] DOBSON I, CARRERAS B A, NEWMAN D E, et al. A probabilistic loading-dependent model of cascading failure and possible implications for blackouts[C] // *Proceedings of the 36th Annual Hawaii International Conference on System Sciences*, January 6-9, 2003, Big Island, USA: 10pp.
- [19] DOBSON I, CARRERAS B A, NEWMAN D E. Branching process models for the exponentially increasing portions of cascading failure blackouts[C] // *Proceedings of the 38th Annual Hawaii International Conference on System Sciences*, January 6-6, 2005, Big Island, USA: 64a-64a.
- [20] 金波, 肖先勇, 陈晶, 等. 考虑保护失效和电网动态平衡特性的连锁故障风险评估[J]. *电力系统保护与控制*, 2016, 44(8): 1-7.
JIN Bo, XIAO Xianyong, CHEN Jing, et al. A method of risk assessment considering protection failures and dynamic equilibrium of power grid[J]. *Power system Protection and Control*, 2016, 44(8): 1-7.
- [21] 梅生伟, 翁晓峰, 薛安成, 等. 基于最优潮流的停电模型及自组织临界性分析[J]. *电力系统自动化*, 2006, 30(13): 1-5.
MEI Shengwei, WENG Xiaofeng, XUE Ancheng, et al. Blackout model based on OPF and its self-organized criticality[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2006, 30(13): 1-5.
- [22] 赵炜炜, 张建华, 易俊, 等. 改进的 Manchester 连锁故障模型及其应用[J]. *电网技术*, 2009, 33(11): 18-22.
ZHAO Weiwei, ZHANG Jianhua, YI Jun, et al. Research on improved Manchester cascading failure model and its application[J]. *Power System Technology*, 2009, 33(11): 18-22.
- [23] HEIER S. Grid integration of wind energy conversion systems[M]. Chichester: Wiley, 1998.
- [24] LUBOSNY Z. Wind turbine operation in electric power systems: advanced modeling[M]. Heidelberg: Springer, 2003.
- [25] 贾成真, 王灵梅, 孟恩隆, 等. 基于风电场集中储能的风储柔性控制策略研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2018, 46(6): 30-37.
JIA Chengzhen, WANG Lingmei, MENG Enlong, et al. Study on flexible control strategy of wind storage based on concentrated energy storage of wind farms[J]. *Power System Protection and Control*, 2018, 46(6): 30-37.
- [26] 钟显, 樊艳芳, 王一波, 等. 含高密度风电、交直流送端电网直流闭锁故障稳控方案研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2015, 43(13): 130-138.
ZHONG Xian, FAN Yanfang, WANG Yibo, et al. Research of stability control strategies for high density wind power, AC-DC sending grid bipole trip[J]. *Power system Protection and Control*, 2015, 43(13): 130-138.
- [27] 鲍海波, 韦化, 郭小璇. 考虑新能源的交直流系统区间最优潮流[J]. *中国电机工程学报*, 2015, 35(16): 4006-4014.
BAO Haibo, WEI Hua, GUO Xiaoxuan. Interval optimal power flow calculation for AC/DC power system considering renewable energy source[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2015, 35(16): 4006-4014.
- [28] 梅生伟, 薛安成, 张雪敏. 电力系统自组织临界特性与大电网安全[M]. 北京: 清华大学出版社, 2009.
- [29] ROCKAFELLAR R T, URYASEV S. Optimization of conditional value-at-risk[J]. *Journal of Risk*, 2010, 29(1): 1071-1074.
- [30] BLUMSACK S. Network topologies and transmission investment under electric-industry restructuring[M]. ProQuest, 2006.

收稿日期: 2018-06-21

作者简介:

张宇童(1982—), 男, 博士, 工程师, 研究方向为电力市场, 新能源并网, 电力系统稳定, 发电调度优化及安全校核等; E-mail: zhangyt@csg.cn

程韧俐(1972—), 女, 高级工程师, 研究方向为电力系统调度运行分析与控制。E-mail: chengrenli72@163.com

(编辑 许威)