

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.211076

基于改进蒙特卡洛混合抽样的含风光电力系统风险评估

马燕峰¹, 骆泽榕¹, 赵书强¹, 王子建¹, 谢家荣¹, 曾四鸣²

(1. 河北省分布式储能与微网重点实验室(华北电力大学), 河北 保定 071003;

2. 国网河北省电力有限公司电力科学研究院, 河北 石家庄 050021)

摘要: 强随机性和不确定性风电、光伏的接入使得电力系统运行变得更加复杂, 全面高效评估含风光电力系统运行风险尤为必要。首先, 针对传统蒙特卡洛方法在电力系统风险评估中计算效率较低的问题, 结合全概率抽样、等分散抽样和自适应重要抽样的思想, 提出一种基于改进蒙特卡洛混合抽样的风险评估方法。然后, 计算系统的失负荷风险、电压越限风险、支路越限风险和稳态频率越限风险, 并采用三层评估指标体系评估系统的运行风险。最后, 以改进IEEE-RTS79系统和西北某省实际系统为例, 验证了所提方法的有效性和准确性。并分析风光不同的接入位置、接入容量、接入比例下的系统风险情况, 其结果可为电力系统运行及规划提供参考信息。

关键词: 风险评估; 蒙特卡洛; 混合抽样; 风光; 电力系统

Risk assessment of a power system containing wind power and photovoltaic based on improved Monte Carlo mixed sampling

MA Yanfeng¹, LUO Zerong¹, ZHAO Shuqiang¹, WANG Zijian¹, XIE Jiarong¹, ZENG Siming²

(1. Key Laboratory of Distributed Energy Storage and Microgrid of Hebei Province, North China Electric Power University, Baoding 071003, China; 2. State Grid Hebei Electric Power Co., Ltd. Research Institute, Shijiazhuang 050021, China)

Abstract: The access of wind power and photovoltaic with strong randomness and uncertainty makes the operation of a power system more complicated, and in particular it is necessary to comprehensively and efficiently evaluate the operational risk of a power system containing wind power and photovoltaic. First, there is low computational efficiency of the traditional Monte Carlo method in power system risk assessment. Thus a version based on improved Monte Carlo mixed sampling is proposed, one which is combined with the ideas of full probability, equal dispersion and adaptive importance sampling to offer a risk assessment method. Secondly, the system's load loss, voltage over-limit, branch over-limit, and steady-state frequency over-limit risks are calculated, and a three-tier evaluation index system is used to evaluate the operational risk of the system. Finally, the improved IEEE-RTS79 system and the actual system in a northwestern province are used as examples to verify the effectiveness and accuracy of the proposed method. And the system risks of wind power and photovoltaic in different access locations, access capacities and access ratios are analyzed. The results can provide reference information for power system operation and planning.

This work is supported by the National Key Research & Development Program of China (No. 2017YFB0902200).

Key words: risk assessment; Monte Carlo; mixed sampling; wind power and photovoltaic; power system

0 引言

全球能源和环境问题的日益突出促进了可再生能源的快速发展。为在 2030 年前实现碳达峰和 2060 年前实现碳中和的目标, 以风电、光伏为代表的可再生能源会更广泛地接入大电网^[1]。然而风电、

光伏发电的随机波动性和间歇性增大了电力系统的复杂性和不确定性, 给电力系统的安全运行带来了更严峻的挑战^[2-4]。因此, 全面快速评估含风光电力系统的运行风险具有十分重要的意义。

电力系统风险评估方法主要有解析法和模拟法, 解析法计算复杂, 因而一般采用非序贯蒙特卡洛模拟法。但是, 随着电力系统规模的增大, 系统复杂性增强, 传统非序贯蒙特卡洛法抽样效率低,

基金项目: 国家重点研发项目资助(2017YFB0902200)

尤其当计算精度要求很高时需要进行大量抽样和长时间模拟计算。为了减少抽样次数,降低系统方差,国内外学者开展了很多研究。其中,常用的有重要抽样法、等分散抽样法、分层抽样法、全概率抽样法和拉丁超立方抽样法等。全概率抽样^[5]方法本质上属于混合抽样,在蒙特卡洛法中引入解析法,通过选取系统中故障概率高且对系统可靠性影响较大的元件进行解析处理,以达到减小方差的目的,但是解析元件数较多的话会增大计算量,且剩余未解析元件仍然采用非序贯法。因此,全概率抽样法可与其他方法结合,进一步提高其评估效率。文献[6-7]采用分层抽样的思想,通过算法最优分配各重故障抽样次数,按故障重数抽样,避免零阶故障的抽样,但抽样过程相对复杂。文献[8]采用等分散抽样法,将区间[0,1]分段,充分发挥随机数的利用效率,一次抽样模拟出多个系统状态,虽能提高故障状态的抽样概率,但分段数过大会增加计算量。文献[9]将重要抽样与拉丁超立方抽样相结合来减少系统正常状态的抽样,但拉丁超立方抽样需要提前确定抽样次数,且本质上属于均匀抽样。文献[10]将交叉熵重要抽样和极限学习机相结合,从系统状态抽样和状态分析两方面进行优化,在允许误差范围内提高了评估效率。上述方法虽然可以提高效率,但是抽样过程较为繁复。文献[11]提出了一种自适应重要抽样方法,通过迭代不断更新状态抽样密度函数,使得系统在对可靠性指标影响较大的重要区域多抽样,最大程度上减小抽样方差,提高收敛速度。

在含新能源电力系统风险评估中,风电、光伏出力模型有概率模型和时序性出力模型。文献[12]基于威布尔分布和风机出力特性,建立了风电场出力模型,对含风电电力系统进行可靠性评估。文献[13]通过正态分布刻画太阳能辐照度概率分布,进行含光伏电站的电力系统风险评估。文献[14]首先分别采用 Beta 分布和正态分布描述风电出力和光伏出力,然后采用 Frank-Copula 函数表示风光联合概率分布,评估了计及风电、光伏并网系统运行风险。上述文献均通过概率分布模拟风电、光伏出力,计算结果不能反映一天中各个时刻的风险及其变化情况,无法应用于时序场合。而在多类新能源并网的情况下,其出力存在时间上的相关性,用时序性出力模型更符合实际情况^[15-16]。

基于以上分析,本文综合全概率抽样、等分散抽样及自适应重要抽样三者各自的优势,提出一种基于改进蒙特卡洛混合抽样的风险评估方法,以减少抽样次数,提高有效状态的抽样,更进一步缩短

计算时间,提高评估效率。并在时序的风电、光伏和负荷预测出力基础上,计算各时刻系统的失负荷风险、电压越限风险、支路越限风险和稳态频率越限风险,采用三层评估指标体系以全面评估系统的运行风险。以改进 IEEE-RTS79 系统和西北某省实际系统为例,验证所提方法的有效性,进而分析不同风光接入方式对电力系统运行风险的影响。

1 改进蒙特卡洛混合抽样方法及评估流程

1.1 非序贯蒙特卡洛法原理

假设系统各元件之间相互独立,每个元件有故障和正常 2 个状态。 x_i 表示元件 i 的状态,则元件的概率分布为

$$f(x_i) = \begin{cases} f_{i1}, & x_i = 0(\text{故障}) \\ f_{i2}, & x_i = 1(\text{正常}) \end{cases} \quad (1)$$

式中, f_{i1} 、 f_{i2} 分别为元件 i 处于故障和正常状态概率。

设元件 i 的抽样密度函数为

$$p(x_i) = \begin{cases} p_{i1}, & x_i = 0(\text{故障}) \\ p_{i2}, & x_i = 1(\text{正常}) \end{cases} \quad (2)$$

式中, p_{i1} 、 p_{i2} 分别为元件 i 在故障和正常状态时的抽样密度函数。常规蒙特卡洛抽样的抽样密度函数值均为 1。

元件 i 新的概率分布为

$$f^*(x_i) = \begin{cases} f'_{i1}, & x_i = 0(\text{故障}) \\ f'_{i2}, & x_i = 1(\text{正常}) \end{cases} \quad (3)$$

$$\begin{cases} f'_{i1} = f_{i1} \cdot p_{i1} \\ f'_{i2} = 1 - f'_{i1} \end{cases} \quad (4)$$

采用非序贯蒙特卡洛模拟时,设包含 n 个元件的电力系统的状态变量为 $\mathbf{X} = (x_1, x_2, \dots, x_k, \dots, x_n)$ 。

$$x_k = \begin{cases} 1(\text{正常状态}) & r \geq f'_{k1} \\ 0(\text{故障状态}) & 0 \leq r < f'_{k1} \end{cases} \quad (5)$$

式中, r 为 [0,1] 之间的随机数。

系统状态函数的期望和方差的计算公式分别为

$$\hat{E}(F) = \frac{1}{N_s} \sum_{i=1}^{N_s} F_i(\mathbf{X}) \quad (6)$$

$$\hat{V}(F) = \frac{1}{N_s} \sum_{i=1}^{N_s} (F_i(\mathbf{X}) - \hat{E}(F))^2 \quad (7)$$

式中: N_s 为总抽样次数; $F_i(\mathbf{X})$ 为第 i 次系统抽样下的系统状态函数。

蒙特卡洛法一般用方差系数 β 作为收敛判据,以反映计算精度^[17]。

$$\beta = \frac{1}{\hat{E}(F)} \sqrt{\frac{\hat{V}(F)}{N_s}} \quad (8)$$

1.2 改进蒙特卡洛混合抽样法原理及评估流程

全概率抽样方法本质上是在蒙特卡洛法中引入解析法, 通过选取系统中故障概率高且对评估指标影响较大的元件进行解析处理, 以达到减小方差的目的。等分散抽样将区间[0,1]分段, 能有效克服截尾现象, 并且充分发挥了随机数的利用效率, 一次抽样能模拟出多个系统状态, 以较少的抽样次数获取较高的模拟精度。自适应重要抽样法在保证评估指标数学期望不变的条件下, 通过反复迭代不断修正抽样密度函数, 改变原来系统状态空间的概率分布, 使其在模拟过程中更多体现“重要状态”, 在对评估指标影响较大的子空间多抽样, 最大程度上减小抽样方差, 提高收敛速度。

为进一步提高评估效率, 将该三种方法相结合, 提出一种改进蒙特卡洛混合抽样方法。其原理为: 由全概率抽样提前选择部分元件解析处理, 对剩余元件根据其状态空间概率分布进行等分散抽样。每隔一定抽样次数, 通过自适应重要抽样更新剩余元件的抽样密度函数, 构建剩余元件新的状态空间概率分布。

根据全概率抽样选取对评估指标影响较大的元件的原则, 预先选取 m 个元件, 枚举其各个组合状态 $\mathbf{Y}_j (j=1,2,\dots,2^m)$ 并计算其概率 $P(\mathbf{Y}_j)$, 实际应用中, 输电线路故障率一般很小, 故通常选取故障率大、容量大的机组进行全概率处理。

$$P(\mathbf{Y}_j) = \prod_{l \in D_1} f_{l1} \prod_{k \in D_2} (1 - f_{k1}), \quad j=1,2,\dots,2^m \quad (9)$$

式中: D_1 为故障元件集合; D_2 为正常元件集合; $P(\mathbf{Y}_j)$ 为 m 个元件的第 j 个组合状态概率。

由等分散抽样将[0,1]区间等分为 h 段, 根据剩余元件的状态空间概率分布 $f^*(x_i)$ 对其抽样, 抽样一次随机数在每一分区间都能得到剩余元件的一个状态, 再与全概率抽样得到的 2^m 个组合状态结合, 得到 2^m 个系统状态 $\mathbf{X}_j (j=1,2,\dots,2^m)$, 对每个系统状态进行分析, 由全概率公式计算各区间的状态函数值。

$$F_i(\mathbf{X}^{(k)}) = \sum_{j=1}^{2^m} F_i(\mathbf{X}_j^{(k)}) P(\mathbf{Y}_j), \quad N=2^m \quad (10)$$

式中: $F_i(\mathbf{X}_j^{(k)})$ 为第 i 次抽样下第 k 区间内的第 j 个组合状态下的系统状态函数; $F_i(\mathbf{X}^{(k)})$ 为第 i 次抽样下第 k 个区间的系统状态函数。

在每个分区间状态分析完成后, 还需计算自适

应重要抽样修正抽样密度所需的变量数据 R_{ij} 。

$$R_{ij} = f_{ij} \frac{1}{N_{ij}} \sum_{r=1}^{N_{ij}} \left[\frac{F_r(\mathbf{X})}{\prod_{l=1, l \neq i}^n p(x_l)} \right]^2 \quad (11)$$

式中: N_{ij} 为模拟过程中元件 i 处于状态 j 的次数; $F_r(\mathbf{X})$ 为第 r 次抽样元件 i 处于状态 j 时的系统状态函数。

计算该次抽样下的系统状态函数值。

$$F_i(\mathbf{X}) = \sum_{k=1}^h F_i(\mathbf{X}^{(k)}) / h \quad (12)$$

式中, $F_i(\mathbf{X})$ 为第 i 次抽样下的系统状态函数。

每隔一定抽样次数, 则修正抽样密度 p_{ij} 。

$$p_{ij} = \frac{\sqrt{R_{ij}}}{\sum_{k=1}^2 \sqrt{R_{ik}} f_{ik}} \frac{1}{\sqrt{f_{ij}}} \quad (13)$$

由式(3)和式(4)计算各剩余元件新的概率分布 $f^*(x_i)$, 并由式(6)和式(7)计算系统状态函数的期望及方差系数, 当方差系数和抽样次数满足给定要求时停止评估, 不满足则继续重复迭代计算。

具体评估流程如下:

(1) 输入系统数据、最大抽样次数 N_{smax} 、方差系数 β_{max} 、抽样密度修正间隔次数 d 、区间[0,1]等分散的段数 h 。

(2) 预先选取 m 个元件, 枚举其各个组合状态并计算其概率 $p(\mathbf{Y}_j)$ 。

(3) 剩余元件抽样密度值 p_{ij} 均初始化为 1, 初始化抽样次数 $N_s = 1$ 。

(4) 由元件的概率分布抽样随机数, 在每个分区间内, 判别剩余元件状态, 分别与预先选取元件的各个组合状态结合, 得到 2^m 个系统状态。

(5) 对每个系统状态进行状态分析, 采用广度优先搜索算法^[18]对每个系统状态进行拓扑分析, 判断系统是否解列。若否, 则进行潮流计算、切负荷计算等; 若是, 则对各子系统进行潮流计算、切负荷计算。

(6) 先由全概率公式计算各区间的状态函数值, 再计算该次抽样下的系统状态函数值。

(7) 统计抽样密度 p_{ij} 所需的变量数据 R_{ij} 。若 N_s 为 d 的整数倍, 则修正抽样密度 p_{ij} , 并计算各元件新的概率分布 $f^*(x_i)$ 。

(8) 计算系统状态函数的期望及方差系数, 判断方差系数和抽样次数是否满足 β_{max} 和 N_{smax} 的要求。若满足, 则停止评估, 输出相关数据; 若不满足, 则 N_s 加 1, 转到第(4)步。

2 评估指标

为全面描述电力系统未来一段时间内的运行风险,沿用文献[19]的思想,采用具有递进关系的三层评估指标体系。

选取失负荷风险 R_C 、电压越限风险 R_V 、支路越限风险 R_S 和稳态频率越限风险 R_F 作为第一层指标,以反映评估周期内各时段的系统越限和充裕性情况,其计算公式分别为

$$\begin{cases} R_C = \sum_{k=1}^K P(E_k) \cdot S_C(E_k) \\ S_C(E_k) = \sum_{i=1}^{ND} P_{ci} \end{cases} \quad (14)$$

$$\begin{cases} R_V = \sum_{k=1}^K P(E_k) \cdot S_V(E_k) \\ S_V(E_k) = \sum_{i=1}^{NI} \frac{e^{\max(V_i - 1.05, 0.95 - V_i, 0)} - 1}{e - 1} \end{cases} \quad (15)$$

$$\begin{cases} R_S = \sum_{k=1}^K P(E_k) \cdot S_S(E_k) \\ S_S(E_k) = \sum_{i=1}^{NL} \frac{e^{\max(P_{Li} - P_{Li\max}, 0)} - 1}{e - 1} \end{cases} \quad (16)$$

$$\begin{cases} R_F = \sum_{k=1}^K P(E_k) \cdot S_F(E_k) \\ S_F(E_k) = \frac{e^{\max(\Delta f_{\infty} - \Delta f_{\max}, 0)} - 1}{e - 1} \end{cases} \quad (17)$$

式中: K 为模拟状态数; $P(E_k)$ 为系统状态 E_k 的概率; $S_C(E_k)$ 为系统状态 E_k 下的失负荷后果严重度; $S_V(E_k)$ 为系统状态 E_k 下的电压越限后果严重度; $S_S(E_k)$ 为系统状态 E_k 下的支路越限后果严重度; $S_F(E_k)$ 为系统状态 E_k 下的稳态频率越限后果严重度; NI 为系统节点数; NL 为支路数; ND 为负荷节点数; P_{ci} 为负荷节点 i 处的切负荷量; V_i 为节点 i 的电压; P_{Li} 为流过支路 i 的有功功率; $P_{Li\max}$ 为支路 i 允许流过的最大有功功率; Δf_{∞} 为系统稳态频率偏差; Δf_{\max} 为系统允许的最大稳态频率偏差。

在第一层指标基础上,采用式(18)一式(21)所示的整体失负荷风险 \bar{R}_C 、整体电压越限风险 \bar{R}_V 、整体支路越限风险 \bar{R}_S 和整体稳态频率越限风险 \bar{R}_F 作为第二层评估指标。

$$\bar{R}_C = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T R_C(t) \quad (18)$$

$$\bar{R}_V = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T R_V(t) \quad (19)$$

$$\bar{R}_S = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T R_S(t) \quad (20)$$

$$\bar{R}_F = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T R_F(t) \quad (21)$$

式中: T 为评估周期内总的时段数; $R_V(t)$ 、 $R_S(t)$ 、 $R_C(t)$ 、 $R_F(t)$ 分别为 t 时段下的切负荷风险、电压越限风险、支路越限风险和稳态频率越限风险。

层次分析法^[20-21]作为一种经典的主观赋权法,可基于专家经验有效地对定性问题进行定量化处理,已广泛应用于电力系统的决策分析中。层次分析法确定权重系数的主要步骤包括: 1) 根据各指标之间相对重要程度基于九标度法建立判断矩阵; 2) 由特征值法对判断矩阵进行一致性检验; 3) 采用方根法计算确定各指标权重系数。

结合层次分析法确定的权重对第二层指标进行加权计算,得到系统综合风险指标 \bar{R} 作为第三层指标。

$$\bar{R} = w_1 \bar{R}_C + w_2 \bar{R}_V + w_3 \bar{R}_S + w_4 \bar{R}_F \quad (22)$$

式中, w_1 、 w_2 、 w_3 、 w_4 为权重系数。

3 算例分析

为验证所提方法的有效性,以 IEEE-RTS79 系统和西部实际电力系统为例,将常规非序贯法(方法 1)、全概率抽样法(方法 2)、等分散抽样法(方法 3)、自适应重要抽样法(方法 4)和本文方法(方法 5)进行对比分析。

3.1 改进 IEEE-RTS79 系统

IEEE-RTS79 系统电源总装机为 3 405 MW,总负荷为 2 850 MW,其具体参数见文献[22]。将系统中各支路最大允许功率乘以 0.8,并接入一定容量风光,计算过程中采用交流潮流模型,并取失负荷方差系数 β_C 作为系统的收敛判据。表 1 为采用不同方法的对比结果。

本文方法中,将[0,1]区间等分散为 2 段,并枚举节点 18 和节点 21 处 400 MW 机组的组合状态进行全概率处理^[23]。自适应重要抽样法的抽样密度修正间隔次数一般为 2 000 次^[24],考虑到本文方法引入了两个元件的全概率处理和 2 段等分散处理,抽样一次需要计算 8 次系统状态,故本文方法中设置一等效抽样密度修正间隔次数,每隔 250 次抽样修正一次抽样密度。

表 1 中: R_{Ci} 为失负荷风险值;以方法 1 为基准, $\text{delt}_{R_{Ci}}$ 为失负荷风险偏差占比; k_s 为抽样次数。

表 1 IEEE-RTS79 系统不同方法对比结果
Table 1 Comparison results of different methods of IEEE-RTS79 system

| β_c | 方法 | R_{Cl}/MW | $delt_R_{Cl}/\%$ | k_s | 时间/s |
|-----------|----|-------------|-------------------|--------|-------|
| 0.05 | 1 | 7.609 0 | 0 | 12 691 | 474 |
| | 2 | 7.271 7 | 4.43 | 1 634 | 264 |
| | 3 | 7.446 8 | 2.13 | 6 036 | 431 |
| | 4 | 7.678 3 | 0.91 | 5 276 | 218 |
| | 5 | 7.571 0 | 0.50 | 449 | 153 |
| 0.03 | 1 | 7.518 3 | 0 | 35 556 | 1 363 |
| | 2 | 7.705 2 | 2.49 | 5 594 | 911 |
| | 3 | 7.415 0 | 1.37 | 17 677 | 1 276 |
| | 4 | 7.723 6 | 2.73 | 12 414 | 552 |
| | 5 | 7.532 9 | 0.19 | 1 160 | 440 |
| 0.02 | 1 | 7.538 0 | 0 | 79 918 | 2 985 |
| | 2 | 7.481 9 | 0.75 | 11 379 | 1 843 |
| | 3 | 7.569 5 | 0.42 | 38 534 | 2 836 |
| | 4 | 7.865 6 | 4.35 | 21 485 | 947 |
| | 5 | 7.673 8 | 1.80 | 1 968 | 754 |

由表 1 可知, 相比于方法 1, 各改进方法的评估指标计算偏差都在允许范围内, 验证了改进方法的准确性, 但是各方法的计算效率不同。其中, 方法 2 和方法 4 的提升效果比较明显, 计算时间有明显缩短; 方法 3 的效果相比于方法 2 和方法 4 稍差, 但是还是有所改善; 而方法 5 的效果在所有对比方法中最好。当 $\beta_c = 0.02$ 时, 方法 5 的抽样次数仅约为方法 1 的 2.49%, 计算时间约为方法 1 的 25.26%, 失负荷风险计算偏差约为方法 1 的 1.80%。这充分表明本文所提方法能在保持一定模拟精度的前提下, 大幅减少抽样次数, 加快方差收敛速度, 提高计算效率, 证明了本文所提改进蒙特卡洛混合抽样方法的有效性和准确性。

为评估未来一天的系统运行风险, 应用所提方法计算一天各个时刻的风险值, 以反映系统风险随时间的变化情况, 并采用三层评估指标体系对系统风险进行全面评估。由层次分析法确定的权重 w_1 、 w_2 、 w_3 、 w_4 分别为 0.09、0.31、0.48、0.12。因原 RTS79 系统的电源过于充足, 故本文将电源总装机作降低 7% 处理。风电、光伏和负荷的 24 h 预测出力基于历史出力数据通过马尔科夫链预测方法^[25-26]预测得到, 分析过程不考虑弃风弃光, 如图 1 所示。

为比较风光集中接入不同节点时的系统风险情况, 将 400 MW 风光按比例 1:1 分别接入节点 1、2、15、16、18、21、22, 计算结果如表 2 所示。

由表 2 可知, 风光接入不同节点时, 系统的风险情况各不相同。风光接入节点 15、16、18、21、22 时, 系统整体支路越限风险和整体电压越限风险明显大于接入节点 1、2 时, 这是因为节点 1、2 处

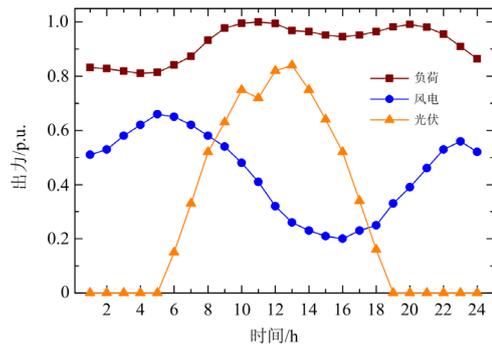


图 1 风电、光伏和负荷时序出力

Fig. 1 Time series output of wind power, photovoltaic and load

表 2 不同节点处接入风光的系统风险
Table 2 System risk of accessing wind power and photovoltaic at different nodes

| 接入节点号 | 风险类型 | | | | |
|-------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| | \bar{R}_c | \bar{R}_v | \bar{R}_s | \bar{R}_f | \bar{R} |
| 1 | 3.27×10^{-3} | 1.82×10^{-5} | 4.59×10^{-6} | 1.92×10^{-4} | 3.26×10^{-4} |
| 2 | 3.31×10^{-3} | 1.82×10^{-5} | 2.27×10^{-6} | 1.91×10^{-4} | 3.27×10^{-4} |
| 15 | 3.14×10^{-3} | 1.88×10^{-5} | 4.46×10^{-5} | 2.00×10^{-4} | 3.34×10^{-4} |
| 16 | 3.20×10^{-3} | 1.87×10^{-5} | 5.41×10^{-5} | 1.95×10^{-4} | 3.44×10^{-4} |
| 18 | 3.29×10^{-3} | 1.86×10^{-5} | 6.37×10^{-5} | 1.90×10^{-4} | 3.56×10^{-4} |
| 21 | 3.18×10^{-3} | 1.87×10^{-5} | 4.57×10^{-5} | 1.97×10^{-4} | 3.38×10^{-4} |
| 22 | 3.28×10^{-3} | 1.86×10^{-5} | 5.11×10^{-5} | 1.91×10^{-4} | 3.49×10^{-4} |

于系统 138 kV 低压侧, 低压侧电源装机和负荷较少, 线路还有较大的剩余输送容量。而节点 15、16、18、21、22 处于系统 230 kV 高压侧, 高压侧集中了系统大部分负荷和电源装机, 因此高压侧的线路负载率较高, 线路剩余输送容量较小, 当继续接入风光时, 线路容易出现功率越限情况, 系统的支路越限风险增大, 而电压越限风险受支路功率越限引起的潮流分布变化影响也会相应增大。另外, 当风光接入节点 15、21 时, 其整体失负荷风险均小于接入其他节点时, 这是由于相较于其他节点, 节点 15、21 处于与负荷联系紧密的位置, 直接给负荷供电, 从而减小了切负荷风险。但风光接入节点 15、21 时的系统整体稳态频率越限风险也较大。对比表中系统综合风险数据可知, 当风光接入低压侧时的综合风险小于接入高压侧时的综合风险。

各时刻的失负荷风险、电压越限风险、支路越限风险和稳态频率越限风险分别如图 2 所示。

为获得风光接入比例一定时系统各节点接入不同容量风光的系统风险情况, 本文以节点 15、16、21 为代表, 分别接入总装机 200、300、400、500、600 MW 的风光, 风光比例取 1:1, 计算结果如图 3。

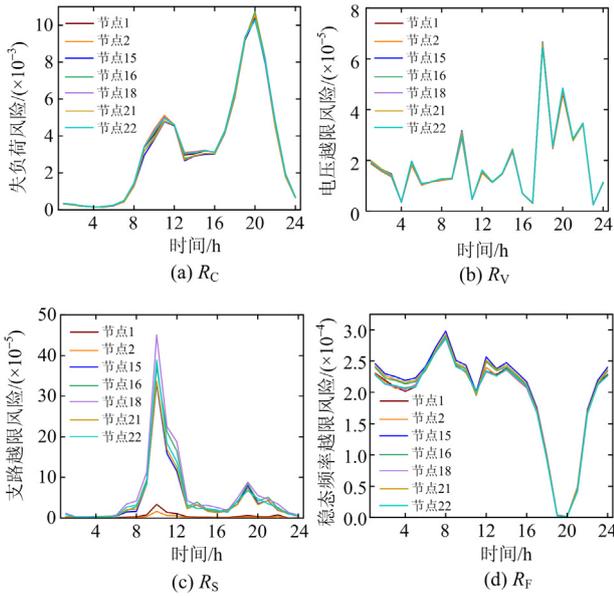


图2 不同节点处系统各风险随时间变化情况

Fig. 2 Changes in system risk over time at different nodes

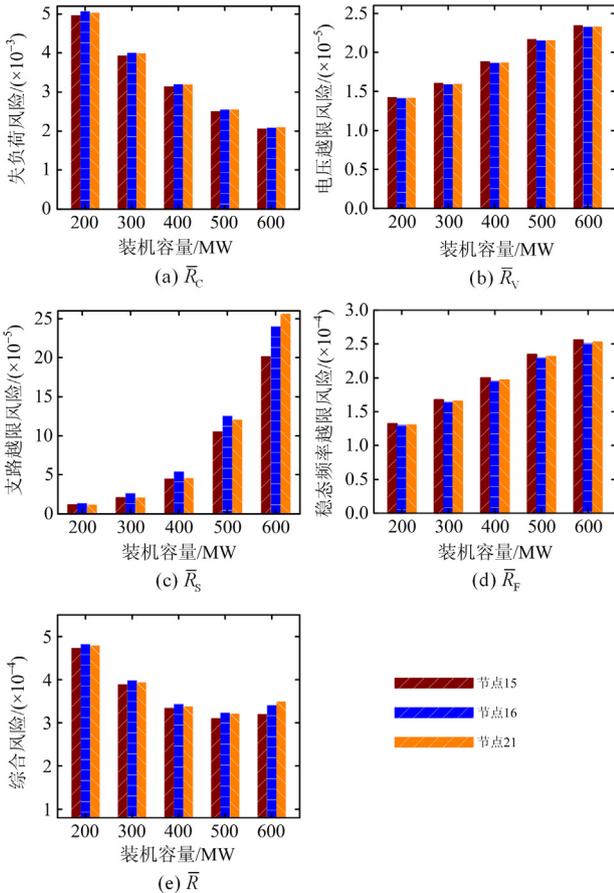


图3 不同节点接入不同容量风光的系统风险

Fig. 3 System risk of accessing different capacity wind power and photovoltaic at different nodes

由图3可知,随着风光接入容量的增加,系统的整体电压越限风险、支路越限风险和稳态频率越限风险逐渐增加,但失负荷风险逐渐减小。而系统的综合风险呈现先减小后增加的规律,节点15、16、21处均在风光接入容量为500 MW时系统综合风险最小。

同一地区的风光出力往往具有一定的互补性,不同比例的风光一定程度上会体现不同的互补性。为分析风光以不同比例接入系统时的风险水平,以节点1、18、22为代表,分别以风光比为1:5、1:2、1:1、2:1、5:1接入总容量为400 MW的风光,计算系统的风险情况,如图4所示。

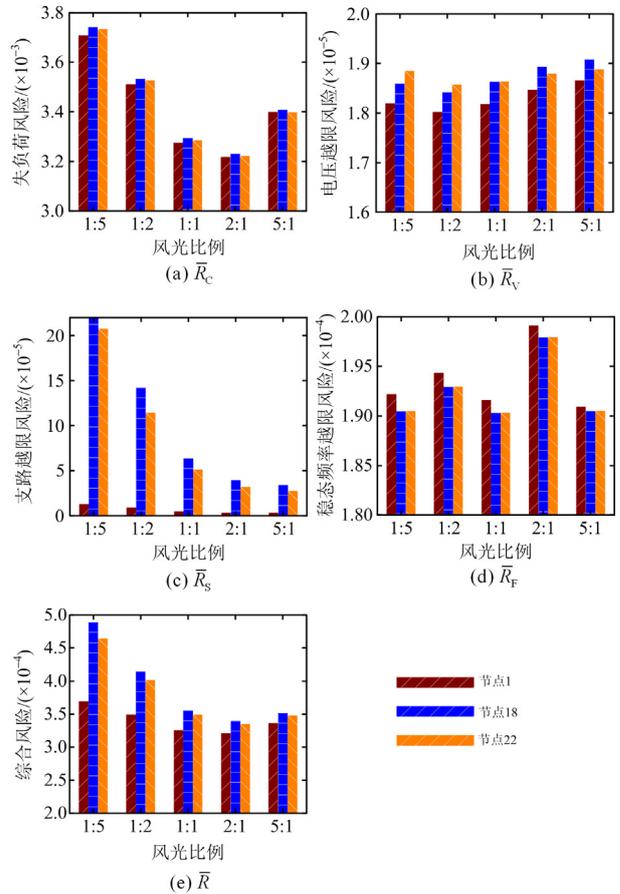


图4 不同节点接入不同比例风光的系统风险

Fig. 4 System risk of accessing different proportions of wind power and photovoltaic at different nodes

由图4可知,风光总装机容量一定时,随着风占比的增加,系统的整体失负荷风险和电压越限风险均先减小后增加。其中:失负荷风险在风光接入比为2:1时最小;电压越限风险在风光接入比为1:2时最小。而系统的整体支路越限风险随风占比的增加一直减小,稳态频率越限风险则无明显规律。而

作为系统运行风险的统一度量指标, 系统综合风险呈现先减小后增大的规律, 在风光比为 2:1 时系统综合风险最小, 此时系统运行最安全。由上述分析可知, 当风光接入容量一定时, 存在一个最佳接入比例使得系统运行的综合风险达到最小。

3.2 西北某省实际系统

西北某省电网等值系统结构如图 5 所示。系统常规电源总装机 7 880 MW, 风电总装机 1 900 MW, 光伏总装机 4 400 MW, 基础负荷 8 861 MW, 另有 3 个联络节点与外部系统交换功率。

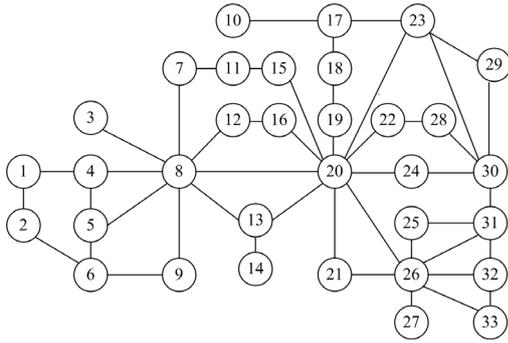


图 5 实际系统结构图

Fig. 5 Actual system structure diagram

五种方法在实际系统中的对比分析结果如表 3 所示。可以看出, 本文方法在实际系统中依然效果很好, 较大程度上缩短了计算时间, 提高了评估效率, 验证了本文方法的有效性和准确性。

表 3 实际系统不同方法对比结果

Table 3 Comparison results of different methods in the actual system

| β_c | 方法 | R_{CI}/MW | $delt_R_{CI}/\%$ | k_s | 时间/s |
|-----------|----|-------------|-------------------|--------|-------|
| 0.05 | 1 | 17.326 5 | 0 | 13 732 | 513 |
| | 2 | 17.891 3 | 3.26 | 1 753 | 281 |
| | 3 | 17.052 7 | 1.58 | 6 549 | 467 |
| | 4 | 18.031 7 | 4.07 | 5 993 | 247 |
| | 5 | 17.822 0 | 2.86 | 516 | 172 |
| 0.03 | 1 | 17.679 1 | 0 | 38 507 | 1 476 |
| | 2 | 17.509 4 | 0.96 | 5 733 | 930 |
| | 3 | 17.300 8 | 2.14 | 19 162 | 1 383 |
| | 4 | 17.960 2 | 1.59 | 14 087 | 626 |
| | 5 | 17.471 2 | 1.18 | 1 329 | 495 |
| 0.02 | 1 | 17.585 7 | 0 | 86 711 | 3 239 |
| | 2 | 17.334 2 | 1.43 | 12 198 | 1 976 |
| | 3 | 17.729 6 | 0.82 | 41 655 | 3 065 |
| | 4 | 17.981 4 | 2.25 | 24 428 | 1 076 |
| | 5 | 17.394 0 | 1.09 | 2 213 | 841 |

在实际系统中以不同比例接入总装机 800 MW 风光, 系统整体风险和各时刻风险变化情况如表 4

和图 6 所示。由层次分析法确定的权重 w_1 、 w_2 、 w_3 、 w_4 分别为 0.11、0.47、0.28、0.14。风电、光伏和负荷的时序出力也采取图 1 中数据。

表 4 实际系统接入不同比例风光的系统风险

Table 4 System risk of connecting different proportions of wind power and photovoltaic in the actual system

| 风光比例 | 风险类型 | | | | |
|------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| | \bar{R}_C | \bar{R}_V | \bar{R}_S | \bar{R}_F | \bar{R} |
| 1:5 | 2.900×10^{-3} | 1.152×10^{-4} | 8.037×10^{-4} | 4.101×10^{-4} | 6.557×10^{-4} |
| 1:2 | 2.568×10^{-3} | 1.154×10^{-4} | 8.325×10^{-4} | 4.419×10^{-4} | 6.316×10^{-4} |
| 1:1 | 2.425×10^{-3} | 1.156×10^{-4} | 8.620×10^{-4} | 4.616×10^{-4} | 6.271×10^{-4} |
| 2:1 | 2.292×10^{-3} | 1.150×10^{-4} | 8.843×10^{-4} | 4.762×10^{-4} | 6.204×10^{-4} |
| 5:1 | 2.380×10^{-3} | 1.155×10^{-4} | 9.208×10^{-4} | 4.773×10^{-4} | 6.407×10^{-4} |

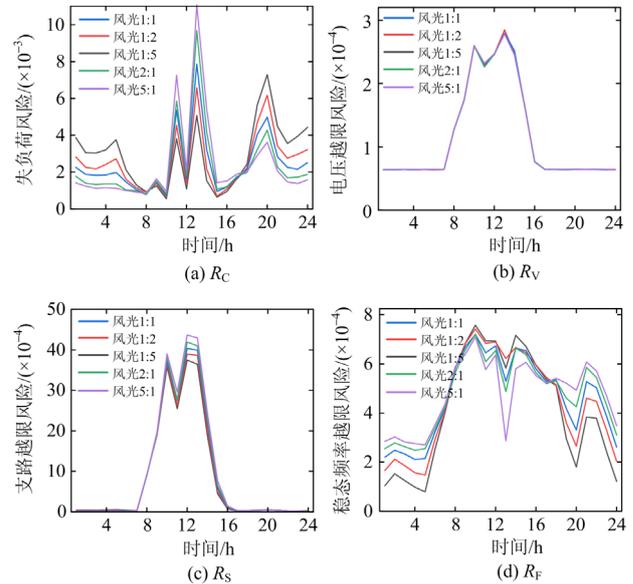


图 6 实际系统不同比例下系统风险随时间变化情况

Fig. 6 Changes in system risk over time under different proportions of the actual system

由图 6 可知, 当风光总装机容量一定时, 接入实际系统的风光比例不同, 系统的失负荷风险、电压越限风险、支路越限风险和稳态频率越限风险随时间变化情况也不同, 但变化趋势基本一致。由表 4 数据可知, 随着风占比的增加, 系统整体失负荷风险先减小后增加, 整体支路越限风险和稳态频率越限风险逐渐增加, 整体电压越限风险则无明显变化规律, 系统综合风险呈现先减小后增大的规律, 在风光比为 2:1 时系统综合风险最小, 此时风光互补性最好。当然, 风光的最佳接入比例也与风光的资源特性有关。上述分析可为实际系统的运行和规划提供一些参考信息。

4 结论

本文提出了一种基于改进蒙特卡洛混合抽样的风险评估方法,结合风电、光伏和负荷时序出力,采用三层评估指标体系对含风光电力系统进行运行风险评估。以改进 IEEE-RTS79 系统和西北某省实际系统为例进行仿真验证,主要结论如下:

(1) 所提改进蒙特卡洛混合抽样方法能在保证计算精度的前提下大幅减小抽样次数,降低系统方差,提高评估效率。

(2) 风光接入不同节点时,系统的风险水平不同。当风光接入比例一定时,随着总接入容量的增加,系统综合风险先减小后增大,存在某一最佳接入容量。

(3) 系统的运行风险也与风光接入的比例有关,风光接入容量一定时,存在一个最佳接入比例使得系统综合风险最小。

(4) 所提方法在实际系统风险评估中依然适用,评估效率高,评估结果可为含新能源的电力系统运行和规划提供指导,具有一定的工程应用价值。

参考文献

[1] 卓振宇, 张宁, 谢小荣, 等. 高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(9): 171-191.
ZHUO Zhenyu, ZHANG Ning, XIE Xiaorong, et al. Key technologies and developing challenges of power system with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(9): 171-191.

[2] 刘德顺, 董海鹰, 汪宁渤, 等. 基于多时空尺度协调的多源互补发电场群优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(12): 73-83.
LIU Deshun, DONG Haiying, WANG Ningbo, et al. Optimization scheduling for multi-source complementary power plants group based on multiple temporal and spatial scales coordination[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(12): 73-83.

[3] 田坤鹏, 孙伟卿, 韩冬, 等. 基于两阶段鲁棒优化的可再生能源 DNE 极限评估[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(19): 73-80.
TIAN Kunpeng, SUN Weiqing, HAN Dong, et al. DNE limit assessment of renewable energy based on two-stage robust optimization[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(19): 73-80.

[4] 王嘉阳, 周保荣, 王彤, 等. 含高比例可再生能源的电网规划决策支持软件设计与实现[J]. 广东电力, 2021, 34(3): 50-59.
WANG Jiayang, ZHOU Baorong, WANG Tong, et al.

Design and implementation of planning decision-making support software for power grid with high proportion of renewable energy[J]. Guangdong Electric Power, 2021, 34(3): 50-59.

[5] 王晶, 王昉, 潘杰, 等. 全概率公式在发电系统可靠性评估中的应用[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(19): 69-72, 76.
WANG Jing, WANG Fang, PAN Jie, et al. Application of total probability formula in power generation system reliability evaluation[J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(19): 69-72, 76.

[6] 黄江宁, 郭瑞鹏, 赵舫, 等. 基于故障集分类的电力系统可靠性评估方法[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(16): 112-121, 11.
WANG Jiangning, GUO Ruipeng, ZHAO Fang, et al. Fault set classification method for power system reliability evaluation[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(16): 112-121, 11.

[7] 黄超, 李孝全, 刘帅. 基于改进 SSP 抽样技术的发输电系统可靠性评估[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(21): 48-53.
HUANG Chao, LI Xiaoquan, LIU Shuai. Transmission system reliability evaluation based on the improvement of state space partition method of sampling technology[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(21): 48-53.

[8] 何国锋, 谭震宇. 采用等分散抽样法的电力系统概率仿真[J]. 电力自动化设备, 2004, 24(7): 57-59, 64.
HE Guofeng, TAN Zhenyu. Power system probabilistic simulation using average and scattered sampling[J]. Electric Power Automation Equipment, 2004, 24(7): 57-59, 64.

[9] 张巍峰, 车延博, 刘阳升. 电力系统可靠性评估中的改进拉丁超立方抽样方法[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(4): 52-57.
ZHANG Weifeng, CHE Yanbo, LIU Yangsheng. Improved Latin hypercube sampling method for evaluation of power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(4): 52-57.

[10] 许鹏程, 刘文霞, 陈启, 等. 基于重要抽样与极限学习机的大电网可靠性评估[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(2): 204-210.
XU Pengcheng, LIU Wenxia, CHEN Qi, et al. Reliability evaluation of large power system based on combination of important sampling and extreme learning machine[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(2): 204-210.

[11] HUANG J, XUE Y, DONG Z Y, et al. An adaptive importance sampling method for probabilistic optimal power flow[C] // 2011 IEEE Power and Energy Society

- General Meeting, July 24-28, 2011, Detroit, MI, USA: 1-6.
- [12] 黄海煜, 于文娟. 考虑风电出力概率分布的电力系统可靠性评估[J]. 电网技术, 2013, 37(9): 2585-2591.
HUANG Haiyu, YU Wenjuan. Power grid reliability assessment considering probability distribution of wind farm power output[J]. Power System Technology, 2013, 37(9): 2585-2591.
- [13] 徐乾宸. 含光伏电站的电力系统风险评估[D]. 南京: 南京师范大学, 2017.
XU Qianchen. Risk assessment of power system including photovoltaic power station[D]. Nanjing: Nanjing Normal University, 2017.
- [14] 商皓钰, 刘天琪, 卜涛, 等. 计及风电与光伏并网的电力系统运行风险评估[J]. 现代电力, 2020, 37(4): 358-367.
SHANG Haoyu, LIU Tianqi, BU Tao, et al. Operational risk assessment of power system considering wind power and photovoltaic grid connection[J]. Modern Electric Power, 2020, 37(4): 358-367.
- [15] 张永会, 鹿丽, 潘超, 等. 计及风-光-荷时序特性的主动配电网源-储规划策略[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(20): 48-56.
ZHANG Yonghui, LU Li, PAN Chao, et al. Planning strategies of source-storage considering wind-photovoltaic-load time characteristics[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(20): 48-56.
- [16] 田鑫, 张健, 李雪亮, 等. 基于时序运行模拟的山东电网光伏发电消纳能力评估[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(8): 34-43.
TIAN Xin, ZHANG Jian, LI Xueliang, et al. Evaluating photovoltaic accommodation ability for the Shandong power system based on sequential operation simulation[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(8): 34-43.
- [17] 李文沅. 电力系统风险评估[M]. 北京: 科学出版社, 2006.
- [18] ALINJAK T, PAVIĆ I, STOJKOV M. Improvement of backward/forward sweep power flow method by using modified breadth-first search strategy[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2017, 11(1): 102-109.
- [19] 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): 849-855.
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): 849-855.
- [20] 潘险险, 余梦泽, 隋宇, 等. 计及多关联因素的电力行业碳排放权分配方案[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(1): 35-42.
PAN Xianxian, YU Mengze, SUI Yu, et al. Allocation scheme of carbon emission rights for power industry considering multiple correlated factors[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(1): 35-42.
- [21] 颜湘武, 赵帅帅, 董清, 等. 电动汽车充电机性能综合评估[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(1): 164-171.
YAN Xiangwu, ZHAO Shuaishuai, DONG Qing, et al. Comprehensive evaluation of electric vehicle charger performance[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(1): 164-171.
- [22] The reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee. IEEE reliability test system[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and System, 1979, 98(6): 2047-2054.
- [23] 胡博, 周家浩, 王蕾报, 等. 考虑削负荷责任分摊的电力系统可靠性跟踪方法[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(23): 64-71.
HU Bo, ZHOU Jiahao, WANG Leibao, et al. Reliability tracing method for power system considering responsibility allocation of load shedding[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(23): 64-71.
- [24] 谢绍宇, 王秀丽, 王锡凡, 等. 自适应重要抽样技术在发输电系统可靠性评估中的应用[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(5): 13-17, 52.
XIE Shaoyu, WANG Xiuli, WANG Xifan, et al. Application of adaptive importance sampling technique in reliability evaluation of composite generation and transmission systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(5): 13-17, 52.
- [25] 朱晨曦, 张焰, 严正, 等. 采用改进马尔科夫链蒙特卡洛法的风电功率序列建模[J]. 电工技术学报, 2020, 35(3): 577-589.
ZHU Chenxi, ZHANG Yan, YAN Zheng, et al. A wind power time series modeling method based on the improved Markov chain Monte Carlo method[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2020, 35(3): 577-589.
- [26] 丁明, 鲍玉莹, 毕锐. 应用改进马尔科夫链的光伏出力时间序列模拟[J]. 电网技术, 2016, 40(2): 459-464.
DING Ming, BAO Yuying, BI Rui. Simulation of PV output time series used improved Markov chain[J]. Power System Technology, 2016, 40(2): 459-464.

收稿日期: 2021-08-12; 修回日期: 2021-11-11

作者简介:

马燕峰(1978—), 女, 博士, 副教授, 研究生导师, 研究方向为电力系统分析、运行与控制; E-mail: ma_yanfeng01@163.com

骆泽榕(1995—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为电力系统风险评估. E-mail: 1535053496@qq.com

(编辑 魏小丽)