

DOI: 10.7667/PSPC171072

# 计及不确定性的分布式光伏接入配电网极限容量评估

黄伟<sup>1,2</sup>, 高怡芳<sup>1,3</sup>, 张勇军<sup>1</sup>, 陈伯达<sup>1</sup>, 周俊煌<sup>1</sup>

(1. 华南理工大学电力学院, 广东 广州 510640; 2. 广东电网有限责任公司佛山供电局, 广东 佛山 528000;  
3. 广州市奔流电力科技有限公司, 广东 广州 510000)

**摘要:** 针对分布式光伏大量并网导致的配电网电压越限风险增加的问题, 分析了不同天气类型下光伏出力特性, 提出了基于光伏出力波动特性的广义天气类型聚类划分方法和基于净空理论的光伏出力时间序列模型构建方法。所构建的模型能反映实际光伏出力的时序性和波动性, 建立了基于各时段节点电压越限概率与严重度函数的系统电压越限风险评估指标, 据此提出采用混合逼近法求解配电网中分布式光伏的极限接入容量。最后, 以典型 IEEE33 节点配电系统和南方电网某地区实际线路为例, 分析了不同负荷特性、负荷水平和线路类型下的系统电压越限风险, 从这三方面分别对分布式光伏接入配电网的极限容量进行评估。

**关键词:** 分布式光伏; 不确定性; 概率评估指标; 极限容量评估

## Evaluation of ultimate capacity for distributed photovoltaic access distribution network considering uncertainty

HUANG Wei<sup>1,2</sup>, GAO Yifang<sup>1,3</sup>, ZHANG Yongjun<sup>1</sup>, CHEN Boda<sup>1</sup>, ZHOU Junhuang<sup>1</sup>

(1. School of Electrical Power, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China;  
2. Foshan Power Supply Bureau, Guangdong Power Grid Company, Foshan 528000, China;  
3. Guangzhou Power Electrical Engineering Technology Co., Ltd., Guangzhou 510000, China)

**Abstract:** Aiming at the problem of the increasing voltage over limit risk by a large number of distributed PV access network, this paper analyses the PV output characteristics under different weather types, presents a generalized weather type clustering method based on photovoltaic output fluctuation characteristics, and builds a method of PV output time series based on clearance theory. The model can reflect time series characteristics and volatility of actual PV output, the risk assessment index of system voltage exceeding the limits based on the probability and severity of node voltage at each time interval is established. On this basis, using hybrid approximation to solve the ultimate capacity of distributed PV access network is proposed. Finally, a typical IEEE 33-node power distribution system and an actual line of a region of China Southern Power Grid are taken as examples to analyze the risk of system voltage under different load characteristics, load levels and line types. From these three aspects, the limit capacity of distributed PV access network is evaluated.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51377060).

**Key words:** distributed photovoltaic; uncertainty; probability assessment indicator; limit capacity evaluation

## 0 引言

大量分布式光伏(Distributed Photovoltaic, DPV)的接入, 使得原来的单一电源辐射配电网变成有源配电网络, 改变配电网的潮流和电压分布的同时也提高了电压越限的风险<sup>[1-4]</sup>。但由于光伏出力的不确定性以及负荷之间的时序相关性, 基于确定潮流的评估方法难以准确衡量其对配电网电压的影响程度, 而该影响程度主要与光伏接入位置以及接入容

量相关, 因此如何评估光伏接入导致的配电网电压越限风险, 并确定光伏的极限接入容量将是一个亟待解决的问题。

目前已有大量文献关于 DPV 接入对配电网电压的影响进行了研究<sup>[5-8]</sup>, 文献[5]提出利用 DG 的戴维南等效模型接入方法, 分析 DG 接入对系统电压稳定性的影响。文献[6]提出利用灵敏度分析法分析了分布式电源的出力、接入位置对系统电压的影响。文献[7]通过建立基于太阳辐射度 Beta 分布的 DPV 发电系统概率模型, 分析了光伏并网后对配电网稳态电压分布和电压幅值波动的影响规律。文献[8]提出

基金项目: 国家自然科学基金重点项目资助(51377060)

了解决含 DPV 电源配电网电压越限问题的光伏电源有功/无功综合控制方案。上述文献均从稳态潮流的角度分析了光伏接入对配电网电压的影响,但实际上由于光伏出力具有一定的不确定性和时序性,即在一天中不同时段内因光伏出力波动而产生的系统电压越限风险也不相同,因此本文在评估光伏接入配电网所造成的电压越限风险时,同时考虑负荷和光伏出力的不确定性和时序性,模型更贴合实际。

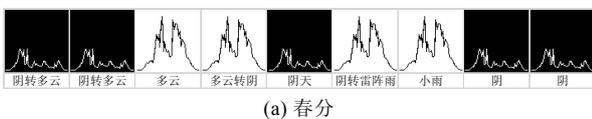
由于 DPV 一般需根据光照资源的分布情况进行选点,而且就近接入当地配电网,因此在光伏接入点无法选择的情况下,为了避免光伏接入引起较大的电压越限风险,对其允许接入的极限容量进行评估则显得尤为重要。文献[9]针对不同的典型接线形式,以电能质量为约束计算了配电网中 DPV 的最大接入容量。文献[10]针对 DPV 以不同位置接入且在稳态电压偏差和谐波约束下的最大渗透率进行了研究,并分析了线路调压器及光伏接入点短路容量与光伏渗透率之间的关系。文献[11]对过电压限制下 DPV 电源最大允许接入峰值容量进行了计算。但上述文献对光伏接入极限容量的评估中只考虑了电压越限的约束,并未针对不同的电压越限程度进行不同的风险量化,也没有同时考虑不同负荷特性、负荷水平、线路长度以及线路类型对光伏极限接入容量的影响。

基于此,本文在分析光伏出力特性的基础上,建立基于净空模型的光伏出力时间序列模型,提出考虑光伏出力不确定性和时序性的配电网电压越限风险评估指标,以及 DPV 接入配电网极限容量评估方法,并以 IEEE33 节点标准配电系统和南方电网某地区某实际配电线路为例,分别从负荷特性、负荷水平和线路类型三个方面对 DPV 接入的极限容量进行分析评估。

## 1 光伏出力时间序列建模

### 1.1 光伏出力特性分析

光伏电池能在不同的光照强度下将太阳能转化为电能,在工程简化计算中,参考文献[12]光伏出力的模型可知,光伏出力和太阳辐照度有很强的正相关性,但是由于不同的天气类型、季节的光照强度差异很大,因而光伏的出力表现出明显的日特性和季节特性。为了体现不同天气类型下因太阳辐照度差异而导致的光伏出力特性的不同,分别统计了春分、夏至、秋分和冬至附近连续 9 天不同天气情况下对应的光伏出力曲线,如图 1 所示。



(a) 春分

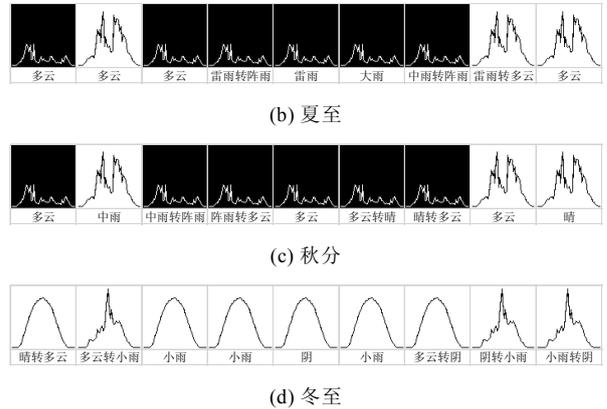


图 1 一年内四大节气附近不同天气类型下的光伏出力  
Fig. 1 Photovoltaic output in different weather types under the four solar terms in a year

从统计结果可以看出天气类型多样,不同天气类型下光伏出力曲线各异,即使是同种天气类型下,光伏发电的平均出力和波动性也相差较大,因此对于光伏出力时序建模而言,没有必要划分过多的天气类型。所以下文不以实际的天气类型作为划分基准,而是根据描述光伏平均出力和波动性的指标来构造特征向量,通过聚类分析的方法来划分广义天气类型。

本文选取了 4 个能反映光伏出力大小和波动特性的物理量组成特征向量  $\vec{d}$ , 如式(1)所示。

$$\vec{d} = [d_1, d_2, d_3, d_4]$$

$$\begin{cases} d_1 = \frac{1}{(t_3 - t_2)/\Delta T_C + 1} \sum_{t=t_2}^{t_3} P_t & t_2 \leq t \leq t_3 \\ d_2 = \max(P_{t+1} - P_t) & t = 1, 2, \dots, N_C - 1 \\ d_3 = \min(P_{t+1} - P_t) & t = 1, 2, \dots, N_C - 1 \\ d_4 = \frac{1}{N_C} \sum_{t=1}^{N_C-1} |P_{t+1} - P_t| \end{cases} \quad (1)$$

式中:  $d_1$  为光伏电站各天日中时段出力的平均值,反映天气的整体出力水平;  $d_2$  为各天出力序列一阶差分量的最大值,  $d_3$  为各天出力序列一阶差分量的最小值,  $d_4$  为各天出力序列一阶差分量的平均值,  $d_2$ 、 $d_3$  和  $d_4$  共同反映了天气波动情况;  $t_2$  和  $t_3$  则表示日中时段的起止时刻,一般  $t_2$  取 9 点,  $t_3$  取 17 点;  $P_t$  为各天  $t$  时刻实际光伏出力;  $N_C$  为 1 天内光伏出力数据的采样点数。

通过对目标地区光伏出力进行采样,并以特征向量  $\vec{d}$ , 设定聚类数为  $N$ , 采用模糊 C 聚类算法,对每日光伏出力曲线进行聚类分析,并可得到光伏出力曲线的  $N$  类分类结果,其中每一类曲线对应一种广义上的天气类型。

## 1.2 基于净空理论的光伏出力时间序列建模

光伏电站的有功出力特性主要与光照特性相关, 且根据 1.1 节研究可知: 不同天气类型下的光照波动特性区别较大, 难以用同一种序列模型反映不同天气类型下光伏出力特性。基于此, 根据不同天气类型分别建立光伏出力的时间序列模型。

由于光伏出力中同时包含确定性和不确定性成分, 其中确定性主要体现了因太阳日出日落而产生的光伏出力的时序特性, 而不确定性则主要体现了因云层变化而产生的光伏出力的波动特性。本文为了更好地剥离出光伏出力的不确定性成分, 并对其进行建模分析, 参考文献[13]的做法, 首先定义了基于净空模型的相对出力  $P_N(i, t)$ , 其表达式为

$$P_N(i, t) = \frac{P(i, t)}{P_{DCI}(i, t)} \quad (2)$$

式中:  $P(i, t)$  第  $i$  天  $t$  时刻的实际出力;  $P_{DCI}(i, t)$  为第  $i$  天  $t$  时刻的净空理论出力。

光伏净空出力能在一定程度上反映光伏出力的季节特性与日特性, 属于光伏出力的确定性部分, 即一年中任意时刻光伏的实际出力均不会超过该时刻所对应的净空出力值。由式(2)可知, 某时刻光伏的相对出力值为该时刻光伏实际出力值与此刻光伏净空出力值之比, 其值体现了当前时刻光伏的实际出力水平与理论上的最大出力水平的差距, 因此该值的大小准确地体现了云层的遮挡程度, 其值越大则说明此时云层遮挡程度越小, 反之则云层遮挡程度越大。

然后, 对各时刻的相对出力进行拆解得到该日的基准出力和各时刻的波动系数, 如式(3)所示。

$$P_N(i, t) = P_S(i, t) + \Delta P_N(i, t) \quad (3)$$

式中:  $P_S(i, t)$  为第  $i$  天采样时刻  $t$  光伏出力的基准值, 反映该日光伏出力的整体水平;  $\Delta P_N(i, t)$  为第  $i$  天采样时刻  $t$  光伏出力的波动系数, 反映不同天气类型下光伏出力的波动程度。

最后, 对不同天气类型下光伏出力的基准值数据和波动系数, 利用最小二乘法进行拟合得到不同天气类型下的光伏出力基准值和波动系数的概率分布函数, 其中拟合函数为

$$f(x) = \sum_{i=1}^n \alpha_i \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_i} e^{-\frac{1}{2\sigma_i^2}(x-\mu_i)^2} \quad (4)$$

式中:  $\alpha_i$ 、 $\sigma_i$  和  $\mu_i$  均为拟合参数, 其数值与天气类型和拟合变量的类型相关, 为出力基准值或波动系数的取值。

因此, 通过采集目标地区足够天数的光伏出力

样本, 便可以分天气类型建立光伏出力时间序列模型, 该模型能体现目标地区在不同天气类型下光伏出力的确定性和随机性特点, 为后文对光伏接入配电网所引起的电压越限风险评估提供依据。

## 2 配电网电压越限风险评估指标

考虑到 DPV 出力的不确定性和时序性特点, 本文为了准确评估其对配电网电压分布的影响, 提出在计及配网负荷及光伏出力概率模型的基础上, 通过采用基于半不变量的概率潮流计算方法, 计算不同光伏渗透率下配电网电压全天最大越限风险, 实现对配电网电压越限风险的定量评估。

### 2.1 负荷和光伏出力概率模型

#### 2.1.1 负荷概率模型

配电网中负荷特性一般与人们的作息习惯和生产安排相关, 具有较强的日特性, 即每日负荷曲线的变化趋势相同, 因此可以用一条典型日负荷曲线表示不同时刻负荷期望值的变化情况, 但由于负荷也具备一定的随机性, 即不同日中同一时刻的实际负荷大小会在期望值附近随机波动, 本文假定该波动呈正态分布, 即如果有功负荷和无功负荷在时刻  $t$  的期望值分别为  $u_{P_t}$  和  $u_{Q_t}$ , 其波动方差分别为  $\sigma_{P_t}$  和  $\sigma_{Q_t}$ , 则实际负荷在时刻  $t$  的有功功率和无功功率的概率密度函数分别为

$$f(P_t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_{P_t}} \exp\left(-\frac{(P_t - \mu_{P_t})^2}{2\sigma_{P_t}^2}\right) \quad (5)$$

$$f(Q_t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_{Q_t}} \exp\left(-\frac{(Q_t - \mu_{Q_t})^2}{2\sigma_{Q_t}^2}\right) \quad (6)$$

#### 2.1.2 光伏出力概率模型

根据前文的分析可知, 光伏出力特性主要与天气情况有关, 可通过采集目标地区多日的光伏出力样本, 建立不同天气类型下的光伏出力概率模型。

考虑到光伏接入一般会抬升配电网电压, 使其产生越上限的风险, 而光伏在晴天天气下的出力一般较大, 导致配电网电压越限的风险将会更高, 因此下文的分析均以晴天下光伏出力的概率模型为例, 分析光伏接入的极限渗透率(极限容量)。本文中提到的光伏渗透率为配电网中分布式电源的装机总容量与所接入馈线的最大供电能力之比, 其中, 馈线最大供电能力是指在满足  $N-1$  和线路不过载原则下该馈线所能接入的最大负荷。

### 2.2 电压越限风险评估指标

风险指标既要考虑系统中故障发生的可能性, 也要考虑故障发生的严重程度。本文采用此概念以电压的概率分布模型量化可能性, 利用效用理论采

用风险偏好型效用函数建立严重度函数量化后果, 基于各时段内各节点电压概率分布与严重度函数建立系统电压越限风险评估指标<sup>[14]</sup>。

考虑到 DPV 出力和负荷的不确定性和时序性特点, 单节点或单时间断面的配电网电压越限概率分布均无法准确反映光伏接入后造成的系统电压越限风险, 更无法依据此确定光伏允许接入的极限渗透率。因此, 本文所定义系统电压越限风险评估指标  $R_{vs\_max}$  反映系统中所有节点电压在运行周期(一般为 24 h)内的最大电压越限风险, 即

$$R_{vs\_max} = \max \{R_{vs}(1), R_{vs}(2), \dots, R_{vs}(t), \dots, R_{vs}(24)\} \quad (7)$$

式中,  $R_{vs}(t)$  为时段  $t$  内所有节点的电压越限风险之和, 其计算方法为

$$R_{vs}(t) = \sum_i \int_0^{V_{min}'} f(V_i') U_{dl}(V_i') dV_i' + \sum_i \int_{V_{max}'}^{\infty} f(V_i') U_{ul}(V_i') dV_i' \quad (8)$$

式中:  $V_{max}$ 、 $V_{min}$  分别是节点电压上、下限值;  $f(V_i')$  为时段  $t$  内节点  $i$  电压的概率密度函数;  $U(V_i')$  为电压越限的严重度函数, 具体为

$$U_{dl}(V_i') = \frac{e^{V_{min}' - V_i'} - 1}{e - 1} \quad (9)$$

$$U_{ul}(V_i') = \frac{e^{V_i' - V_{max}'} - 1}{e - 1} \quad (10)$$

### 2.3 评估指标计算

本文采用基于半不变量<sup>[15-16]</sup>的概率潮流计算方法计算  $R_{vs}$ , 其中, 概率潮流模式采用线性化<sup>[17-18]</sup>的交流潮流模型, 并以极坐标形式的牛顿-拉夫逊法作为潮流计算方法。

根据指标的定义以及单时间断面电压越限概率的计算方法, 得到系统电压越限风险评估指标  $R_{vs\_max}$  的计算流程如图 2 所示。

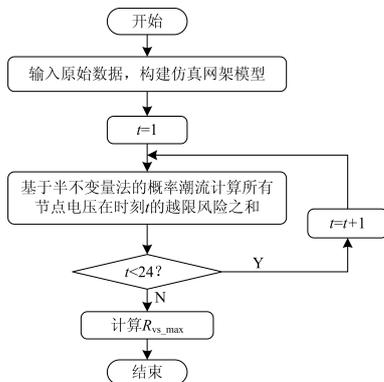


图 2 系统电压越限风险评估指标计算流程

Fig. 2 Calculation flow for system voltage over limit risk index

### 3 DPV 接入配电网极限容量评估

为了保证电网安全运行, 提高用户的用电质量, 在实际运行中若给定配电网电压越限风险的限值  $R_{vs\_limit}$ , 并采用混合逼近法求取 DPV 接入配电网的极限渗透率  $H_{limit}$ 。主要步骤如下:

① 输入原始数据, 构建仿真网络模型;

② 采集目标地区光伏出力和负荷历史数据, 构建负荷和光伏出力概率模型;

③ 给定初始光伏渗透率  $H$ ;

④ 计算  $R_{vs\_max}$ : 根据 2.3 节节点电压越限风险评估指标的计算方法, 计算在给定光伏渗透率下配电网电压越限风险评估指标;

⑤ 判断  $R_{vs}$  是否大于  $R_{vs\_limit}$ , 若不满足, 则令  $H=H \times (k+1)$ , 其中  $k$  为渗透率调整系数且  $0 < k < 1$ , 并返回④; 若满足, 则转至⑥;

⑥ 减小渗透率  $H$  和渗透率调整系数  $k$ , 令  $H=H \times (1-k)$  且  $k=k/2$ ;

⑦ 判断  $k$  是否小于精度  $e$ , 若满足则返回④; 若不满足, 则输出光伏接入极限渗透率  $H_{limit}$ 。

其流程如图 3 所示。

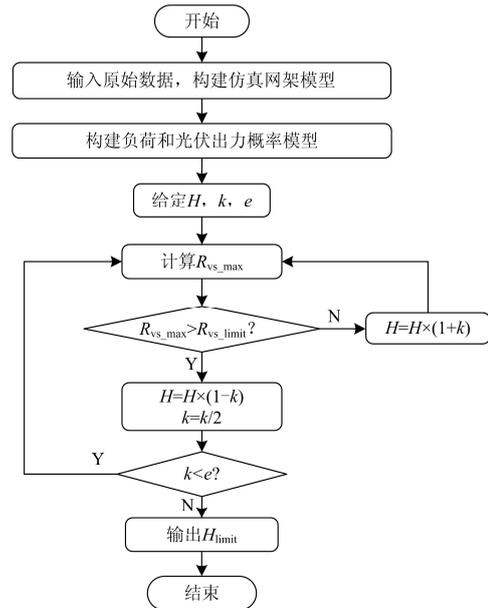


图 3 极限渗透率评估流程

Fig. 3 Evaluation process for limit penetration

### 4 算例分析

#### 4.1 算例 1—IEEE33 节点标准系统

##### 4.1.1 仿真网络参数

仿真网络选取 IEEE33 节点配电系统, 其改进网络模型如图 4 所示, 其中 2-19 节点作为主干线路, 选取目前国内常用的 10 kV 线型 LGJ-240, 节点 1

为平衡节点, 电压设为 1.05 p.u., 系统等值电抗  $X_s$  为  $0.32 \Omega$ , 假设 DPV 等效集中接入系统末端 19 节点处, 该处 DPV 以 10 kV 光伏电站并网和 0.4 kV 屋顶光伏并网两种形式接入, 且以多个中低压并网节点馈入, 仿真所用的主干和枝干线路参数具体参见附录表 1。

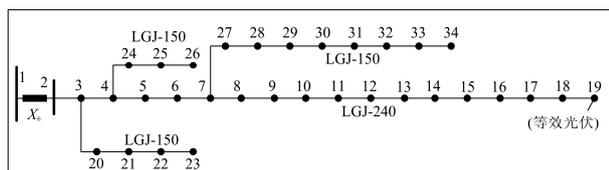


图 4 DPV 接入配电网架结构

Fig. 4 Structure of DPV access distribution grid

主要仿真的主干线型号是 LGJ-240, 根据载流量得到其最大供电能力  $P_{Lmax}$  为 9.509 MW, 由于其为单辐射接线方式, 因此只需保证主干线不过载的安全约束下光伏接入的渗透率上限为 100%。

从运行角度而言, 含 DPV 接入的配电网中节点电压全天各时段的越限风险主要与天气、日负荷水平和负荷功率因数相关; 从规划角度而言, 为了将电压越限风险控制在允许范围内, 则需在考虑上述因素的基础上, 根据不同线路长度和类型评估光伏所能接入的极限渗透率  $H_{limit}$ , 即极限容量。

#### 4.1.2 不同负荷特性下光伏接入极限渗透率

不同负荷类型的负荷特性不同, 各负荷类型的日负荷曲线如附录图 8 所示。

为研究不同渗透率下光伏接入对电压水平的影响, 现基于图 4 的配网结构, 假设所有节点负荷类型均为工业负荷时, 若设定总负荷峰值为 3.715 MW, 即最大线路负载率为 39.07%, 计算在不同线路长度和不同光伏渗透下配电网电压越限风险评估指标  $R_{vs\_max}$ , 如图 5 所示。再分别设置节点负荷类型为农业负荷、商业负荷和居民负荷, 研究不同负荷类型在不同线路长度和不同光伏渗透下系统节点电压水平的最大越限风险, 从而得到在  $R_{vs\_limit}=0.005$  时, 不同主干线长度下可接入的光伏极限渗透率, 如图 6(a)所示。

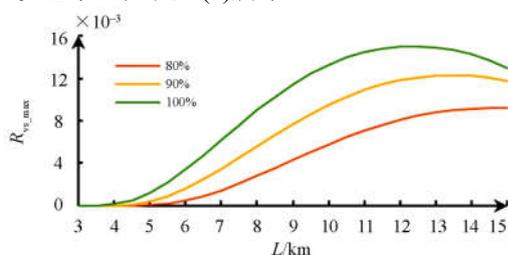
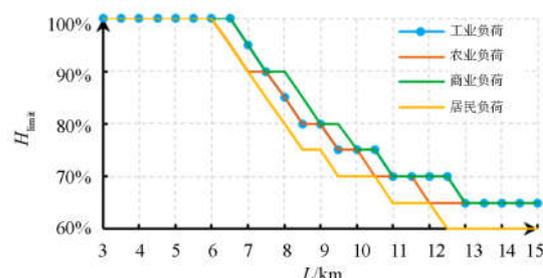
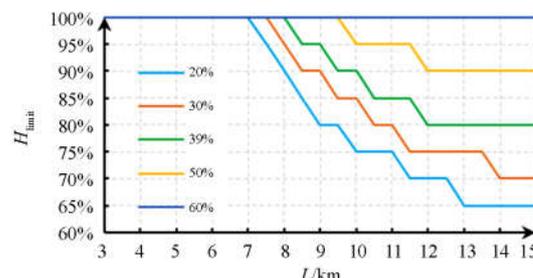


图 5 电压越限风险曲线

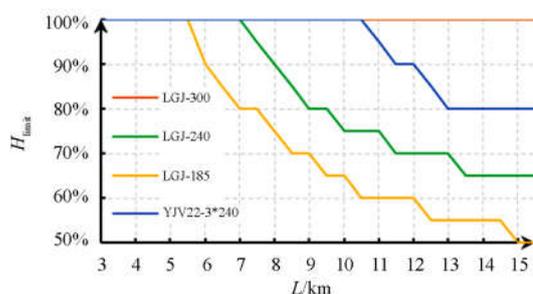
Fig. 5 Curves of voltage over limit risk



(a) 不同负荷特性且  $R_{vs\_limit}=0.005$



(b) 不同负荷水平且  $R_{vs\_limit}=0.01$



(c) 不同线路类型且  $R_{vs\_limit}=0.005$

图 6 不同条件下  $H_{limit}$  与  $L$  的关系

Fig. 6 Relationship between  $H_{limit}$  and  $L$  under different conditions

由图 5 和图 6(a)可知: (1) 当渗透率小于 80% 时, 配电网电压越限风险会随着光伏渗透率和主干线路长度的增大而增大。而当渗透率大于 80% 时, 如果架空线路长度过长, 其线路无功损耗的增加, 在线路中有功无功潮流方向相反的前提下, 会导致线路前段部分节点的电压较短线路而言会显著降低, 极端情况下末端节点即并网点电压也会随之降低。因此在光伏渗透率较大的情况下, 电压越上限风险会随着主干线路长度的增大而稍有减小; (2) 当线路长度不超过 6 km 时, 光伏接入极限渗透率主要受线路载流量限制, 其极限渗透率均为 100%; (3) 当线路长度大于 6 km 时, 不同负荷类型下, 当  $R_{vs\_limit}=0.005$  时, 居民负荷特性为主的配电网中可接入的光伏容量最小, 这主要是居民负荷曲线与光伏出力曲线不匹配程度最大, 导致同渗透率下电压越限风险最大, 当  $R_{vs\_limit}=0.01$  时, 最大越限概率

约束放宽，一定长度下可接入的光伏极限渗透率有所提高，但总体趋势不变。

### 4.1.3 不同负荷水平下光伏接入极限渗透率

基于图 4 接线图和线路参数，假设所有节点均为工业负荷类型，分别设置其峰值负荷为 1.9 MW、2.9 MW、3.7 MW、4.8 MW 和 5.7 MW，即对应的线路最大负载率分别为 20%、30%、39%、50%和 60%，研究在不同线路长度和不同光伏渗透下系统节点电压水平的最大越限风险，从而得到在  $R_{vs\_limit}=0.01$  时，不同主干线长度下可接入的光伏极限渗透率，结果见图 6(b)。

可见：1) 当线路长度不超过 7 km 时，光伏接入极限渗透率主要受线路安全电流限制，其极限渗透率均为 100%，当线路长度大于 7 km 而不超过 15 km 时，此时光伏接入的极限渗透率受电压越限风险限制的影响，且基本保持在 60%以上；2) 同一线路长度下，光伏接入极限渗透率随着线路负载率的增加而增加。

### 4.1.4 不同线路类型下光伏接入极限渗透率

基于图 4 接线图，假设所有节点均为工业负荷且其总负荷峰值为 3.7 MW，研究不同线路类型下(线路类型参数见附录表 2)，不同线路长度和不同光伏渗透下系统节点电压水平的最大越限风险，从而得到在  $R_{vs\_limit}=0.005$  时，不同线路类型下光伏接入的极限渗透率，结果见图 6(c)。

可见：1) 对于线路长度在 5.5~15 km 的架空线路，光伏可接入极限渗透率随着线路的线径增大而增大；2) 同等线路长度下同等线径的电缆线路与架空线路相比，光伏可接入的极限渗透率更大。

## 4.2 算例 2—实际馈线系统

为了更好地结合实际应用，以南方某 110 kV 变电站的某 10 kV 线路作为实际算例 2 进行验证，其网架结构如附录图 9 所示，等效 DG 同样接入主干线路末端 16 节点处，采用前面所提的方法以及统一的仿真参数进行评估，评估结果如图 7 所示。

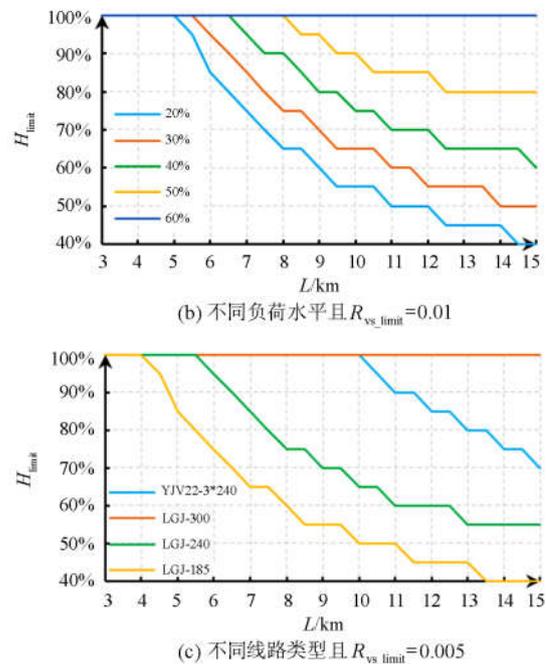
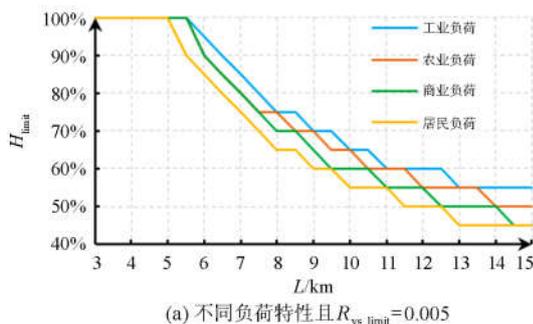


图 7 不同条件下  $H_{limit}$  与  $L$  的关系

Fig. 7 Relationship between  $H_{limit}$  and  $L$  under different conditions

由图 7 可知，光伏接入不同负荷特性、不同负荷水平和不同线路类型下，其结论与算例 1 的基本相同，规律相似，但也存在细小差异，其中最主要的差别体现在不同网架下线路长度临界点和极限渗透率下限值两方面，这是由于算例 1 的负荷较分散，而算例 2 的负荷较集中造成的。可见，在相同主干线路型号和相同负荷水平下，负荷较集中的算例 2 其电压越限风险较负荷分散的算例 1 要大，因此相同条件下，前者的光伏极限接入容量较后者要小。

## 5 结论

本文建立了光伏出力的时间序列模型，提出了基于配电网电压越限风险评估指标的 DPV 接入极限容量的评估方法，仿真分析表明：

(1) 光伏接入对配电电压的影响程度与配网中的负荷类型相关，当其他条件相同时，工业类型负荷居多的配网对光伏的接纳能力最高，而居民类型负荷居多的配网对光伏的接纳能力最小，因此在工厂屋顶装设 DPV 并实现就地消纳是合理的选择；

(2) 在线路长度、负荷类型相同时，光伏接入极限渗透率随着线路负载水平的增加而增加，因此 DPV 宜优先考虑接入到负载较重的中压馈线；

(3) 在线路中载条件下，等长度的电缆线路或截面积较大的架空线路对 DPV 的消纳能力更大；一般

地, 当中压线路长度不超过 5 km 时, 光伏接入的极限渗透率可达到 100%, 而当线路长度大于 5 km 而小于 15 km 时, 光伏接入的极限渗透率至少可达到 50%左右。

另外, 需要指出的是: 在中压配电网中不同网架和负荷分布下, 负荷越集中电压越限风险将越大, 因此相关结论存在细微的误差, 但不影响工程应用。后续将进一步考虑在不同电压等级和负荷分布下, 对不同类型分布式电源接入配电网的极限容量进行深入研究。

附录 A IEEE33 节点系统参数设置及仿真结果

表 1 线路参数

Table 1 Line parameters

架空线型号	支路序号	$r/(\Omega/\text{km})$	$x/(\Omega/\text{km})$	$0.5 \times b/(\text{S} \times 10^{-6}/\text{km})$
LGJ-240	2-19	0.132	0.378	1.51
	3-23			
LGJ-150	4-26	0.21	0.394	1.45
	7-34			

表 2 不同线路类型参数

Table 2 Different line type parameters

主干线路型号	$r/(\Omega/\text{km})$	$x/(\Omega/\text{km})$	$b/(\text{S}/\text{km})$	载流量/A
LGJ-300	0.107	0.371	$2.86 \times 10^{-6}$	710
LGJ-240	0.132	0.378	$3.02 \times 10^{-6}$	610
LGJ-185	0.170	0.386	$2.96 \times 10^{-6}$	515
YJV22-3*240	0.082	0.129	$1.82 \times 10^{-4}$	440

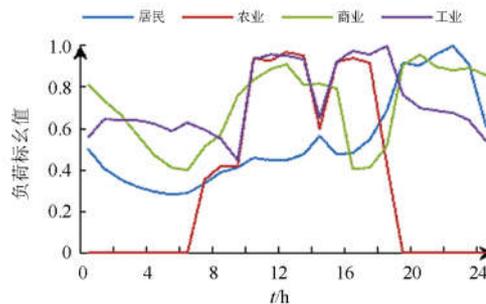


图 8 不同负荷类型日负荷曲线

Fig. 8 Load model for different load types

附录 B 南方某 110 kV 变电站某 10 kV 线路实例

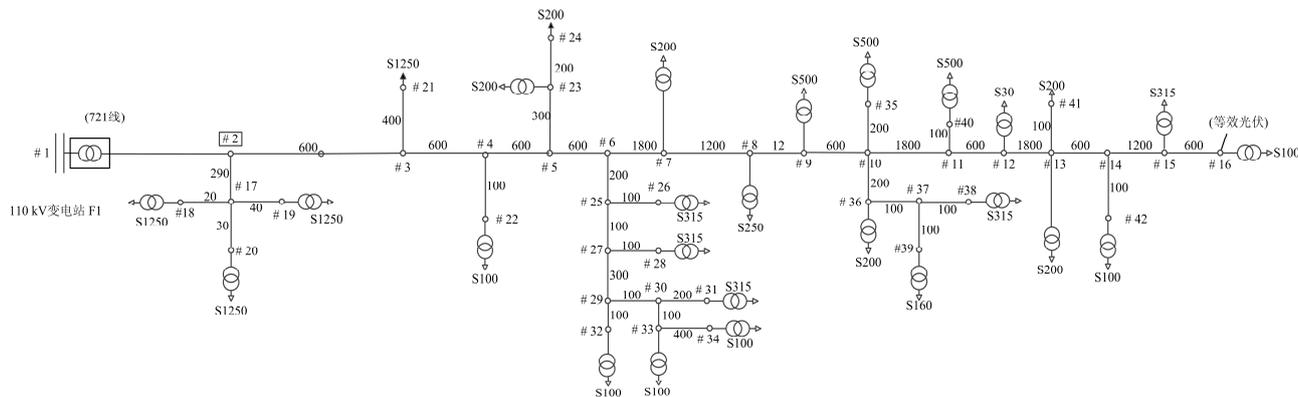


图 9 10 kV 线路实际算例网架结构

Fig. 9 Grid structure of a case

参考文献

[1] 丁明, 王伟胜, 王秀丽, 等. 大规模光伏发电对电力系统影响综述[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(1): 1-14.  
DING Ming, WANG Weisheng, WANG Xiuli, et al. A review on the effect of large-scale PV generation on power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(1): 1-14.

[2] 陈继明, 祁丽志, 孙名好, 等. 多场景下含风电机组的配电网无功优化的研究[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(9): 129-134.  
CHEN Jiming, QI Lizhi, SUN Mingyu, et al. Reactive power optimization for distribution network with multi-scenario wind power generator[J]. Power System

Protection and Control, 2016, 44(9): 129-134.

[3] 张曦, 张宁, 龙飞, 等. 分布式电源接入配网对其静态电压稳定性影响多角度研究[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(6): 120-125.  
ZHANG Xi, ZHANG Ning, LONG Fei, et al. Research of the impacts on static voltage stability of distribution networks with distributed generation from different aspects[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(6): 120-125.

[4] CHEN Qixin, ZHAO Xiangyu, GAN Dahua. Active-reactive scheduling of active distribution system considering interactive load and battery storage[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2017,

- 2(2): 320-330. DOI: 10.1186/s41601-017-0060-2.
- [5] 马超, 李春兰, 陈颖颖, 等. 分布式电源戴维南等效及并网对系统电压影响[J]. 可再生能源, 2014, 32(4): 424-428.  
MA Chao, LI Chunlan, CHEN Yingying, et al. Thevenin model of DG and DG integration into grid effect on system voltage[J]. Renewable Energy Resources, 2014, 32(4): 424-428.
- [6] 李斌, 刘天琪, 李兴源. 分布式电源接入对系统电压稳定性的影响[J]. 电网技术, 2009, 33(3): 84-88.  
LI Bin, LIU Tianqi, LI Xingyuan. Impact of distributed generation on power system voltage stability[J]. Power System Technology, 2009, 33(3): 84-88.
- [7] 陈旭, 杨雨瑶, 张勇军, 等. 光伏光照概率性对配电网电压的影响[J]. 华南理工大学学报(自然科学版), 2015, 43(4): 112-118.  
CHEN Xu, YANG Yuyao, ZHANG Yongjun, et al. Influence of illumination probability of photovoltaic system on voltage[J]. Journal of South China University of Technology (Natural Science Edition), 2015, 43(4): 112-118.
- [8] 李清然, 张建成. 含分布式光伏电源的配电网电压越限解决方案[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(22): 117-123.  
LI Qingran, ZHANG Jiancheng. Solutions of voltage beyond limits in distribution network with distributed photovoltaic generators[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(22): 117-123.
- [9] 秦鹏, 崔国柱, 郭昌林, 等. 光伏接入对配电网电能质量的影响及最大接入容量分析[J]. 电网与清洁能源, 2016, 32(11): 145-150.  
QIN Peng, CUI Guozhu, GUO Changlin, et al. Impact of distributed photovoltaic generation on power quality in distribution network and analysis of maximum integration capacity[J]. Power System and Clean Energy, 2016, 32(11): 145-150.
- [10] 黄巍, 吴俊勇, 鲁思棋, 等. 电压偏差和谐波约束下配电网光伏最大渗透率评估[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(6): 49-55.  
HUANG Wei, WU Junyong, LU Siqi, et al. Maximum photovoltaic penetration considering voltage deviation and harmonic constraints[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(6): 49-55.
- [11] 范元亮, 赵波, 江全元, 等. 过电压限制下分布式光伏电源最大允许接入峰值容量的计算[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(17): 40-44.  
FAN Yuanliang, ZHAO Bo, JIANG Quanyuan, et al. Peak capacity calculation of distributed photovoltaic source with constraint of over-voltage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(17): 40-44.
- [12] 罗建春, 晁勤, 罗洪, 等. 基于 LVQ-GA-BP 神经网络光伏电站出力短期预测[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(13): 89-94.  
LUO Jianchun, CHAO Qin, LUO Hong, et al. PV short-term output forecasting based on LVQ-GA-BP neural network[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(13): 89-94.
- [13] 李驰. 基于波动特性的新能源出力时间序列建模方法研究[D]. 北京: 中国电力科学研究院, 2015.  
LI Chi. Study on the modeling method of new energy power time series based on fluctuation characteristics[D]. Beijing: China Electric Power Research Institute, 2015.
- [14] 熊飞, 董蓓蓓, 李更丰. 含间歇性分布式电源的配电系统风险评估[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(12): 62-67.  
XIONG Fei, DONG Beibei, LI Gengfeng. Risk evaluation of distribution system with stochastic distributed generator[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(12): 62-67.
- [15] ZHANG P, LEE S T. Probabilistic Load flow computation using the method of combined cumulants and Gram-Charlier expansion[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19(1): 676-682.
- [16] WU W, WANG K, LI G, et al. Probabilistic load flow calculation using cumulants and multiple integrals[J]. IET Generation Transmission & Distribution, 2016, 10(7): 1703-1709.
- [17] 石东源, 蔡德福, 陈金富, 等. 计及输入变量相关性的半不变量法概率潮流计算[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(28): 104-113.  
SHI Dongyuan, CAI Defu, CHEN Jinfu, et al. Probabilistic load flow calculation based on cumulant method considering correlation between input variables[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(28): 104-113.
- [18] ALLAN R, AL-SHAKARCHI M. Probabilistic techniques in AC load-flow analysis[J]. Proceedings of the IEE, 1977, 124(2): 154-160.

收稿日期: 2017-07-18; 修回日期: 2017-10-09

作者简介:

黄伟(1979—), 男, 工学硕士, 高级工程师, 研究方向为电网规划与电力系统分析; E-mail: norchy@163.com

高怡芳(1992—), 女, 通信作者, 工学学士, 助理工程师, 研究方向为电力系统运行分析与控制; E-mail: gao.yf@foxmail.com

张勇军(1973—), 男, 博士, 教授, 研究方向为电力系统无功优化和电压稳定等。E-mail: epyzhang@scut.edu.cn

(编辑 许威)