

doi: 10.11835/j.issn.1000-582X.2022.211

含分布式电源和电动汽车的配电网可靠性评估

王 辉^{a,b}, 李旭阳^a, 王宝全^a, 王一凡^a, 方 航^a, 金子蓉^a

(三峡大学 a. 电气与新能源学院; b. 湖北省微电网工程技术研究中心, 湖北 宜昌 443002)

摘要: 针对目前大规模分布式电源和电动汽车接入配电网后, 给配电网可靠性带来一定影响的问题, 提出了一种含有分布式电源和电动汽车的新型配电网的可靠性评估方法。首先, 考虑到风光出力的不确定性和相关性, 选择拟合性最优的 Frank-Copula 函数, 建立了风光联合出力概率模型。其次, 分析了电动汽车用户行为特征, 提出了基于动态分时电价的电动汽车有序充放电控制策略。最后, 基于改进 IEEE-RBTS Bus6 测试系统的主馈线 F4, 对系统的可靠性指标进行计算分析, 结果表明所提的风光联合出力模型和有序充放电控制策略可以有效降低对配电网可靠性的影响。

关键词: 分布式电源; 风光联合出力; 电动汽车; 有序充放电; 配电网; 可靠性评估

中图分类号: TM732

文献标志码: A

文章编号: 1000-582X(2024)01-115-12

Reliability evaluation of distribution network with distributed generation and electric vehicle

WANG Hui^{a,b}, LI Xuyang^a, WANG Baoquan^a, WANG Yifan^a, FANG Hang^a, JIN Zirong^a

(a. College of Electrical Engineering & New Energy; b. Hubei Provincial Engineering Technology

Research Center for Microgrid, China Three Gorges University, Yichang, Hubei 443002, P. R. China)

Abstract: The integration of large-scale distributed generation and electric vehicles into the distribution network can have an impact on its reliability. To address this issue, a reliability evaluation method for a new distribution network containing distributed generation and electric vehicles was proposed. Firstly, with considering the uncertainty and correlation of wind and power output, the best fitting Frank-Copula function was selected and a joint probability model of wind and solar power was established. Secondly, the behavior characteristics of electric vehicle users were analyzed, and an orderly charge and discharge control strategy of electric vehicle was proposed based on dynamic time-of-use pricing. Finally, using the main feeder F4 of the improved IEEE-RBTS Bus6 test system, the reliability index of the system was calculated and analyzed. The results show that the proposed wind solar joint output model and orderly charge-discharge control strategy can effectively reduce the impact on the reliability of the distribution network.

Keywords: distributed generation; wind-solar joint power output; electric vehicle; orderly charging and discharging; distribution network; reliability evaluation

收稿日期: 2022-04-10 网络出版日期: 2022-06-06

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(52107107)。

Supported by the National Natural Science Foundation of China (52107107).

作者简介: 王辉(1969—), 男, 教授, 主要从事综合能源系统、智能配电网研究, (E-mail) wanghui@ctgu.edu.cn。

在“碳达峰”和“碳中和”的目标驱动下,以风力、光伏发电为主的分布式电源(distributed generation, DG)在全球范围内得到大力发展,根据国际可再生能源署(International Renewable Energy Agency, IRENA)发布的《2022年可再生能源发电量统计报告》,全球风力、光伏发电装机分别达到825 GW、849 GW。电动汽车(electric vehicle, EV)作为一种具有广阔发展前景的绿色交通工具,也是实现“双碳”目标的重要途径之一,得到了大力发展。但是,风电、光伏机组的出力受到光照强度、温度、风速等自然条件的影响,具有较强的随机性、间歇性及波动性, EV无序充电行为在时空上具有较强的随机性,其充电负荷会改变日负荷变化趋势,进而影响配电网的可靠性。大规模的DG和EV接入配电网,势必会给配电网的可靠性带来影响,因此,需要对含DG和EV的配电网的可靠性进行评估。

目前关于DG接入配电网的研究主要在DG出力模型的建立、优化配置、选址定容等方面^[1-7]。相较于传统配电网可靠性评估,胡美玉等^[4]针对DG和负荷的相关性,基于秩相关系数矩阵理论,并采用拉丁超立方抽样方法,提出了一种考虑DG和负荷相关性模型。针对DG出力和负荷功率的不确定性,李蕊等^[6]提出了一种基于威布尔-马尔科夫(Weibull-Markov)模型,能够更准确地模拟DG的多运行状态。丁明等^[7]以高渗透率可再生能源接入配电网为背景,分析了分布式电源的渗透率对所接入系统的供电模式和可靠性的影响。但上述文献在进行可靠性计算时,仅考虑了风光出力的不确定性,没有考虑其相关性。

现阶段,对于EV接入配电网的研究主要集中在充电负荷预测、优化调度、充电站规划等方面^[8-14]。针对在建立EV充电负荷预测模型时存在模型与参数设置、用户行为特征不匹配的问题,王浩林等^[10]通过对充电负荷预测影响因素的分析,提出了基于时刻充电概率的负荷预测模型。林铭蓉等^[11]通过建立计及需求响应和路-电耦合特性的配电网可靠性评估模型,准确预测EV时空分布负荷。针对配电网所能承受的最大负荷不满足大规模EV充电功率的问题,俞子聪等^[12]考虑EV充放电接入退出的随机性,提出了EV有序充放电控制策略。针对EV采用传统分时电价的充电方式时,会产生新的负荷尖峰的问题,程杉等^[13-14]提出基于动态电价的EV充电站有序充放电控制策略。现有关于EV接入配电网后可靠性评估方面的研究较少,虽然殷自力等^[15]从EV的类型、数量和接入位置3方面进行可靠性分析,但是在EV采取不同有序充放电控制策略时未考虑对配电网可靠性带来的影响。

针对上述问题,文中对含DG和EV的配电网进行了可靠性计算。首先,考虑风光出力的不确定性和相关性,利用Frank-Copula函数建立了风光联合出力模型。然后,分析EV用户行为特征,并在此基础上提出了基于动态分时电价的EV有序充放电控制策略。最后,采用蒙特卡洛模拟进行算例分析,分别从分布式电源的类型、电动汽车的接入数量和有序充电方式3个方面入手,对配电网的可靠性指标进行计算分析。

1 系统概率模型

1.1 系统概率模型

1.1.1 元件和负荷的可靠性模型

配电网中主要电气设备如变压器、线路、断路器等均为可修复元件。通过蒙特卡洛对元件的状态进行抽样,再根据式(1)得到元件的正常工作持续时间(time to fault, TTF)和故障修复时间(time to repair, TTR)。

$$\begin{cases} T_{\text{TTF}} = -(1/\lambda) \cdot \ln \sigma_1, \\ T_{\text{TTR}} = -(1/\mu) \cdot \ln \sigma_2, \end{cases} \quad (1)$$

式中: λ 、 μ 分别为故障率和修复率; σ_1 、 σ_2 为 $[0, 1]$ 均匀分布的随机数。

时序负荷模型可以很好地反映出负荷实时变化的特点,负荷点*i*每小时负荷值为

$$P_{L,i}(t) = L_{p,i} \cdot P_{w,i} \cdot P_{d,i} \cdot P_{h,i}(t), \quad (2)$$

式中: $L_{p,i}$ 为负荷点*i*年负荷峰值; $P_{w,i}$ 、 $P_{d,i}$ 、 $P_{h,i}(t)$ 分别为负荷点*i*周-年、日-周、小时-日的负荷峰值的比值。

1.1.2 风光联合出力概率模型

为了获取在可靠性计算中所需要的DG功率,需要构建DG的出力模型,文中DG的出力模型采用的是风光联合出力模型。风速、光照具有极强的随机性,因此风力发电机和光伏发电机的出力也具有较强的随机性,其输出功率的数学表达式分别为

$$P_w = \begin{cases} 0, & v \leq v_{ci} \text{ 或 } v > v_{co}; \\ (A + BV + CV^2), & v_{ci} < v \leq v_r; \\ P_r, & v_r \leq v \leq v_{co}. \end{cases} \quad (3)$$

式中: v_{ci} 为切入风速; v_{co} 为切出风速; v_r 为额定风速; P_r 为风力发电机的额定输出功率; A 、 B 、 C 的值取决于 v_{ci} 和 v_r 的大小^[16]。

$$P_v = A \times \eta \times r, \quad (4)$$

式中: A 为光伏发电机电板板的总面积; η 为光电之间的转换效率; r 为光照强度。

虽然风速、光照具有极强的随机性,但是它们的概率分布具有一定的规律性,分别服从 Weibull 和 Beta 分布,其概率密度函数分别为

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right), \quad (5)$$

$$f(r) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} \times \left(\frac{r}{r_m}\right)^{\alpha-1} \times \left(1 - \frac{r}{r_m}\right)^{\beta-1}, \quad (6)$$

式中: k 和 c 分别为形状参数和尺度参数; r_m 为最大光照强度; α 、 β 为形状参数。

根据风力发电出力特性及风速的概率密度函数可得出风电出力的分布函数 $F(P_w)$,同样根据光伏发电出力特性及光照强度的概率密度函数可得出光伏出力的分布函数 $F(P_v)$ 。

考虑到一定的范围内,风速、光照之间具有一定的相关性^[17-20],而 Copula 函数^[18]可以很好地描绘这一特性。为了选择对风电、光伏出力特性拟合最优的 Copula 函数,引入 Spearman 秩相关系数、Kendall 秩相关系数及欧式距离等指标,并计算风光出力的 Empirical-Copula 函数^[19]。若所选的 Copula 函数秩相关系数越大、越接近 Empirical-Copula 函数的秩相关系数,且与其欧式距离越小,则拟合性更优。

利用 Homer 软件获取中国东南沿海地区(东经 118°7',北纬 24°48')逐时风速和光照强度的历史数据。文中选取一年(8 760 h)风机与光伏数据,分别用 Normal-Copula、Frank-Copula、Clayton-Copula 函数拟合风光出力并计算风光出力的 Empirical-Copula 函数,求得其秩相关系数及 Empirical-Copula 函数的欧式距离如表 1 所示。

表 1 秩相关系数和欧氏距离

Table 1 Rank correlation coefficient and Euclidean distance

Copula 函数	秩相关系数		欧氏距离
	Spearman	Kendall	
Normal-Copula	0.201 2	0.134 9	0.691 60
Frank-Copula	0.244 3	0.164 5	0.086 41
Clayton-Copula	0.189 8	0.096 3	0.442 31
Empirical-Copula	0.232 4	0.166 2	

由表 1 可知, Frank-Copula 函数的秩相关系数最大、最接近 Empirical-Copula 函数的秩相关系数,且与其欧式距离最小,因此文中选择 Frank-Copula 函数作为风光联合出力模型的连接函数^[20]。

利用所建立的风、光出力的分布函数 $F(P_w)$ 和 $F(P_v)$,结合 Frank-Copula 函数,可得到风光联合出力分布函数为

$$F(P_w, P_v) = -\frac{1}{\theta} \ln \left[1 + \frac{(\exp(-\theta F(P_w)) - 1)(\exp(-\theta F(P_v)))}{e^{-\theta} - 1} \right], \quad (7)$$

式中: θ 为 $F(P_w)$ 和 $F(P_v)$ 之间的相关系数,若 $\theta > 0$,则风光出力呈正相关;若 $\theta < 0$,则风光出力呈负相关;若 $\theta \rightarrow 0$,则风光之间趋于相互独立。

为了分析风光出力的相关性,根据风电和光伏的相关模型,分别绘制了如图 1(a)所示的风光联合出力频率直方图及如图 1(b)所示的风光联合出力概率密度分布图,可以看出风光出力之间呈负相关,而 Frank-

Copula函数能够描绘这一特性,因此,所建的模型可以很好地反映出风光出力之间的相关性。

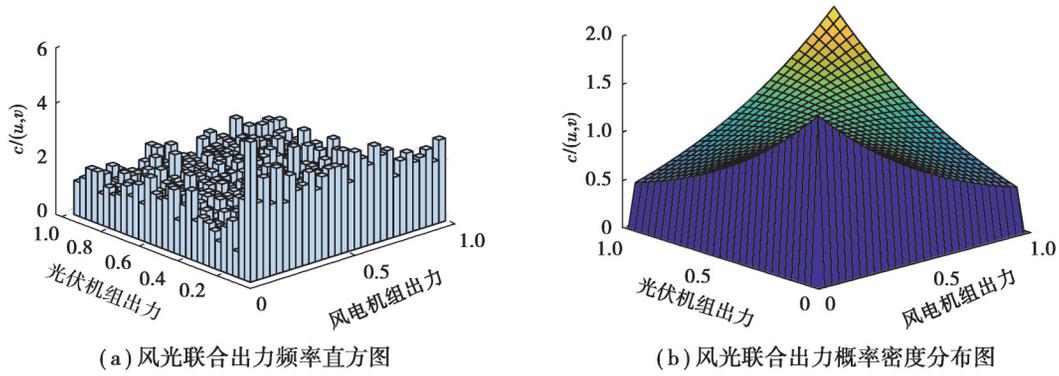


图1 风光联合出力频率直方图及概率密度图

Fig. 1 Frequency histogram and probability density diagram of wind-solar joint output

1.2 电动汽车用户行为特征概率模型

大规模EV接入配电网后,充电负荷与高峰时电力负荷叠加,会导致局部地区出现负荷紧张的情况。而对EV充电负荷造成影响的因素除了有电动汽车的类型、数量和充电方式等客观因素之外,还有更为关键的用户的行为特征因素。行为特征具有较强的随机性,包括EV的日行驶里程、开始充电时刻、离家时间等。

通过将NHTS统计数据经过极大似然估计处理分析^[21],然后对这些数据进行拟合后发现日行驶里程近似服从参数为 (μ, σ^2) 的对数正态分布,概率分布函数为

$$f_D(x) = \frac{1}{x\sigma_x\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(\ln x - \mu_x)^2}{2\sigma_x^2}\right], \quad (8)$$

式中: x 为单辆电动汽车日行驶里程,km; μ_x 为期望值,取3.20; σ_x 为标准差,取0.88。

由日行驶里程可得出SOC为

$$E_{in} = E_{out} - \frac{x \cdot W_{100}}{B}, \quad (9)$$

式中: E_{in} 为电动汽车充电时的SOC; E_{out} 为电动汽车前一日充完电联网时的SOC; W_{100} 表示EV百公里耗电量; B 为EV电池容量。

用户的车辆返回时刻即为电动汽车开始充电时刻,满足正态分布,其概率密度函数为

$$f_r(t_{ch}) = \begin{cases} \frac{1}{\sigma_{ch}\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(t_{ch} - \mu_{ch})^2}{2\sigma_{ch}^2}\right], & (\mu_{ch} - 12) < t_{ch} \leq 24; \\ \frac{1}{\sigma_{ch}\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(t_{ch} + 24 - \mu_{ch})^2}{2\sigma_{ch}^2}\right], & 0 < t_{ch} \leq (\mu_{ch} - 12)。 \end{cases} \quad (10)$$

式中: t_{ch} 为电动汽车开始充电时刻; μ_{ch} 为期望,取17.47; σ_{ch} 为标准差,取3.4。

离家时刻即为电动汽车离开家的时刻,也满足正态分布,其概率密度函数为

$$f_i(t_d) = \begin{cases} \frac{1}{\sigma_d\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(t_d - \mu_d)^2}{2\sigma_d^2}\right], & 0 < t_d \leq \mu_d + 12; \\ \frac{1}{\sigma_d\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(t_d - 24 - \mu_d)^2}{2\sigma_d^2}\right], & \mu_d + 12 < t_d \leq 24。 \end{cases} \quad (11)$$

式中: t_d 为电动汽车首次离家时间; μ_d 为期望值,取7.70; σ_d 为标准差,取3.27。

2 基于动态分时电价的EV有序充放电

通过对EV开始充电时刻概率模型的分析,大规模的EV会同时在用电高峰期(18:00—21:00)进行充电,这种无序充电的方式会导致负荷“峰上加峰”,影响配电网的可靠性。因此,从配电网可靠性角度而言,需要对EV的充电行为加以控制或引导,在不影响用户出行的前提下,通过有效控制策略引导EV进行有序充放电,使其避开负荷用电高峰期。目前,引导EV进行有序充放电的手段主要是通过电价的形式。常见的电价形式分为3类:固定电价、分时电价、实时电价。考虑到EV无序充放电对配电网的影响,提出了EV有序充放电控制策略,构建以经济最优和交互功率波动最小为目标函数,以EV充放电功率、荷电状态和电价等为约束条件的EV有序充放电模型。

2.1 目标函数

在可靠性评估中获取EV的充放电功率,需要构建目标函数以获取各个时刻EV的充放电功率。对于充电站而言,不仅要考虑到其收益最大,而且要考虑和配电网之间交互功率的波动最小,因此目标函数的数学表达式为

$$\max \left[\sum_{t=1}^T (P_t^{\text{dis}} C_t^{\text{S}} - P_t^{\text{ch}} C_t^{\text{B}}) - \lambda \sum_{t=2}^T |P_t^{\text{in}} - P_{t-1}^{\text{in}}| \right], \quad (12)$$

式中: P_t^{ch} 、 P_t^{dis} 分别为某一时刻EV的充电和放电功率; C_t^{S} 、 C_t^{B} 分别为充电站某一时刻的售电和购电价格; λ 为调节因子^[22]; P_t^{in} 为某一时刻充电站和配电网间的交互功率。

2.2 约束条件

1) 充放电功率约束。

$$-P_{\max}^{\text{EV}} \leq P_m^{\text{dis}} \leq 0 \leq P_m^{\text{ch}} \leq P_{\max}^{\text{EV}}, \quad (13)$$

式中: P_m^{ch} 、 P_m^{dis} 分别为同一时刻第 m 辆电动汽车充放电功率; P_{\max}^{EV} 为电动汽车最大充电功率,一般认为电动汽车的最大充放电功率相等。

2) 功率约束。

配电网所能承受的最大负荷 P_{\max}^{net} 必须满足网内基础负荷 P_1^{net} 与EV充放电功率 P_s^{EV} 之和,即:

$$P_{\max}^{\text{net}} \geq P_1^{\text{net}} + P_s^{\text{EV}}. \quad (14)$$

3) 离网时SOC约束。

为了满足用户需求,电动汽车离网时需满足:

$$E'_{\text{out}} \geq E_{\text{in}} + \frac{x \cdot W_{100}}{B}, \quad (15)$$

式中, E'_{out} 为电动汽车离网时的SOC。

4) 电动汽车充放电状态约束。

$$\begin{cases} H_{\text{ch}} = \begin{cases} 0 \text{ 或 } 1, & t \in [t_{\text{arr}}, t_{\text{dep}}]; \\ 0, & \text{其他。} \end{cases} \\ H_{\text{dis}} = \begin{cases} 0 \text{ 或 } 1, & t \in [t_{\text{arr}}, t_{\text{dep}}]; \\ 0, & \text{其他。} \end{cases} \end{cases} \quad (16)$$

式中: t_{arr} 、 t_{dep} 为EV与电网连接时刻。

5) 电价上下限约束。

考虑到充电站的运营成本和用户的消费水平,故充放电动态电价的上下限为

$$C_{\min} \leq C_t^{\text{S}} \leq C_{\max}, \quad (17)$$

式中, C_{\min} 、 C_{\max} 分别为充放电电价的上下限。

2.3 算法流程

对于求解模型中含有多变量、高维优化问题,可以采用粒子群优化(particle swarm optimization, PSO)算法。粒子 i 在进行迭代过程中,通过追踪其个体最优解 p_{bi}^k 和全局最优解 g_{bi}^k 来更新自己的位置和速度

$$\begin{cases} v_{i,d}^{k+1} = \omega v_{i,d}^k + c_1 r_1 (p_{bi,d}^k - x_{i,d}^k) + c_2 r_2 (g_{bi,d}^k - x_{i,d}^k), \\ x_{i,d}^{k+1} = x_{i,d}^k + v_{i,d}^{k+1}, \end{cases} \quad (18)$$

式中: k 为当前的迭代次数; $v_{i,d}^k$ 、 $x_{i,d}^k$ 分别为寻优过程中粒子 i 在 d 维的速度和位置; ω 为惯性权重; c_1 、 c_2 为学习因子; r_1 、 r_2 为 $[0,1]$ 之间均匀分布的随机数。

以1h为电价的时间尺度,具体的算法流程如图2所示。

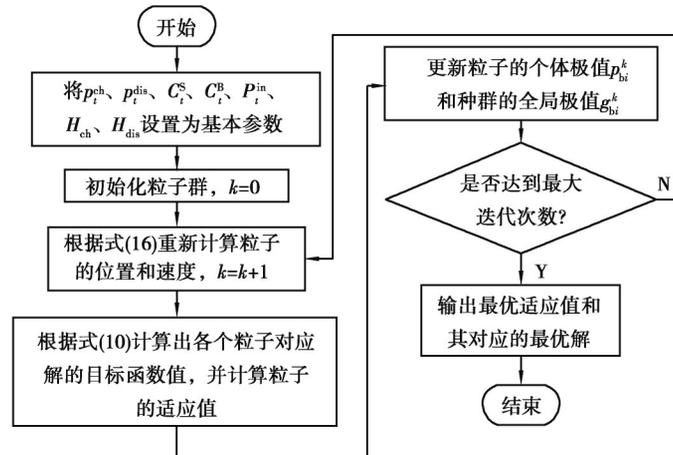


图2 PSO优化算法流程图

Fig. 2 Flowchart of particle swarm optimization

图2中 P_i^{ch} 、 P_i^{dis} 、 C_i^{S} 、 C_i^{B} 、 P_i^{in} 、 H_{ch} 、 H_{dis} 为决策变量,通过PSO优化算法可以得到采用有序充放电控制策略时EV各个时刻的充放电功率。

3 基于序贯蒙特卡洛模拟的含DG和EV的配电网可靠性评估

基于蒙特卡洛模拟的含DG和EV的配电网可靠性评估算法总体思路为:1)采用序贯蒙特卡洛模拟进行抽样,得到元件的故障状态序列,并进行孤岛划分,将受故障影响的负荷进行分类。2)抽样得到风光联合出力功率,根据文中的有序充放电控制策略计算EV充放电功率,判断孤岛内功率是否平衡。3)对统计出的各个负荷点的可靠性指标进行计算,可得到整个系统的可靠性指标,再对上述方法进行多年模拟,即可得到系统平均可靠性指标:平均断电频率(system average interruption frequency index, SAIFI)、平均断电时间(system average interruption duration index, SAIDI)、供电可用率(average service availability index, ASAI)和电量不足期望(energy not supplied, EENS)等。图3为算法流程图。

步骤1:设置仿真年限 N ,输入配电网各项参数,初始化数据及仿真时间 $T=0$;

步骤2:对各元件进行编号,通过蒙特卡洛抽样,得到系统各个元件运行状态的序列。计算各个元件的 T_{TTF} 和 T_{TTR} 。

步骤3:在各个元件的TTF中找出最小值,记对应元件的编号为 i ,该元件即为故障元件,并将故障时间进行累加 $T = T + T_{\text{TTF}_{\text{min}}}$ 。

步骤4:找到故障元件 i 的位置,判断故障元件是否位于孤岛范围内。根据就近和尽量多带负荷的原则对孤岛进行划分,并对负荷进行分类:不受影响的负荷(I类负荷)、故障元件经过替换或者修复后仍可恢复正常工作状态的负荷(II类负荷)以及孤岛内负荷(III类负荷)。最后,对各个负荷的故障次数以及故障时间进行统计,对于I类负荷,因不受故障元件的影响,总的停电次数和停电时间不变。对于II类负荷,将此次停运时间累加到总停电时间,总停电次数加1。

步骤5:对于III类负荷进行如下处理,设定一个在 $(0, 1)$ 间服从均匀分布的随机数 μ_m ,判断 μ_m 和孤岛切换成功概率 P_m 的大小。如果 $\mu_m > P_m$,则认为此次孤岛切换成功,进行下一步操作;否则认为孤岛切换失败,孤岛内负荷点全部停电,并统计停电情况。

步骤 6:利用文中所建立的风光联合出力模型抽样得到 DG 的功率 P_{DG} ,根据文中 EV 的有序充放电控制策略,计算 EV 的充、放电功率 P_{cha} 、 P_{dis} ,将充电负荷与孤岛内原负荷叠加,得到总负荷 P_L 。

步骤 7:将孤岛范围内 DG 的出力 P_{DG} 和 EV 放电功率 P_{dis} 之和与总负荷 P_L 的大小进行比较,若有差额时,进行切负荷操作,并将其相应的故障时间和故障次数进行累加;否则,进行下一步。

步骤 8:判断是否达到仿真年限,若是结束模拟过程,继续下一步;否则返回至步骤 2。

步骤 9:计算系统可靠性指标 SAIFI、ASAI、SAIDI、EENS。

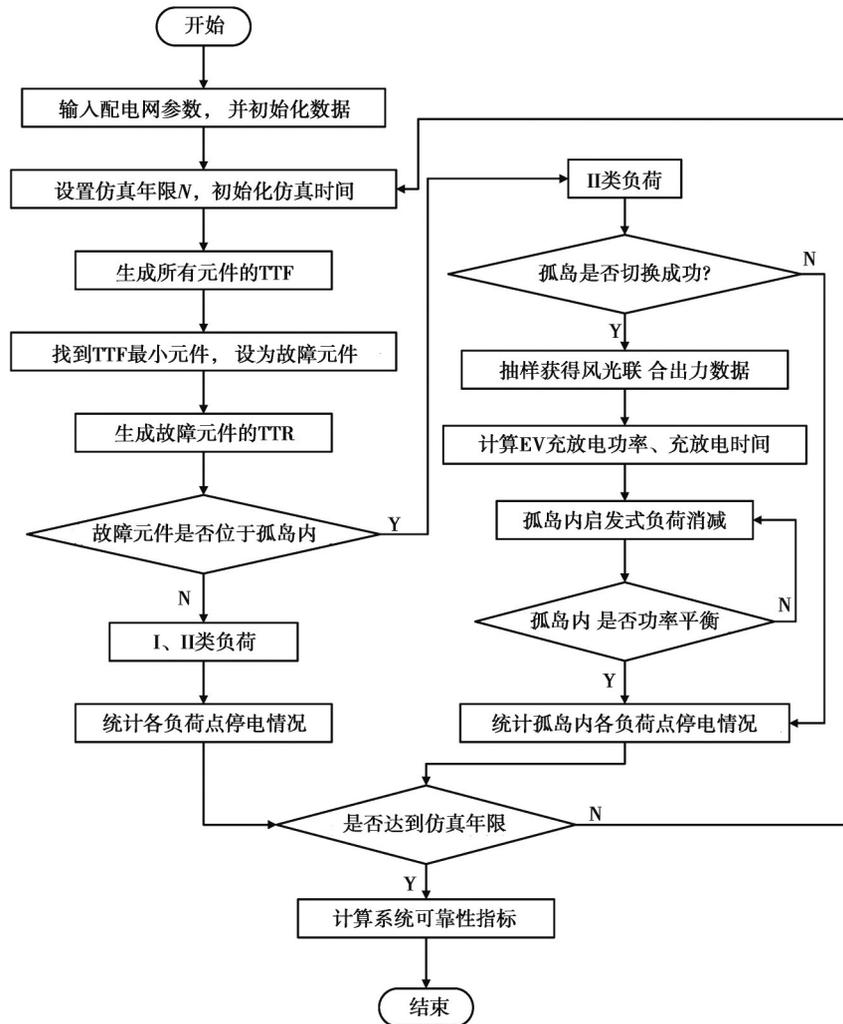


图 3 含 DG 和 EV 的配电网可靠性评估流程

Fig. 3 Reliability evaluation flowchart of distribution network with DG and EV

4 算例分析

为了验证文中所提的含风光联合出力模型和有序充放电的电动汽车配电网可靠性评估的有效性,文中的算例通过采用改进 IEEE-RBTS Bus6 测试系统下的 F4 馈线进行验证,系统结构如图 4 所示。在节点 1 和节点 2 的位置分别接入不同类型的 DG,在节点 3 的位置分别接入不同数量和不同充放电方式的 EV,系统中各个元件的可靠性参数参考文献[23]。

4.1 不同类型 DG 对配电网可靠性影响

为研究不同类型的 DG 对配电网可靠性有何影响,设计了 4 种方案。

方案 1:不加 DG。

方案 2:分别在节点 1 和 2 处接入额定功率为 1.5 MW 的风力发电机,共计 3.0 MW。

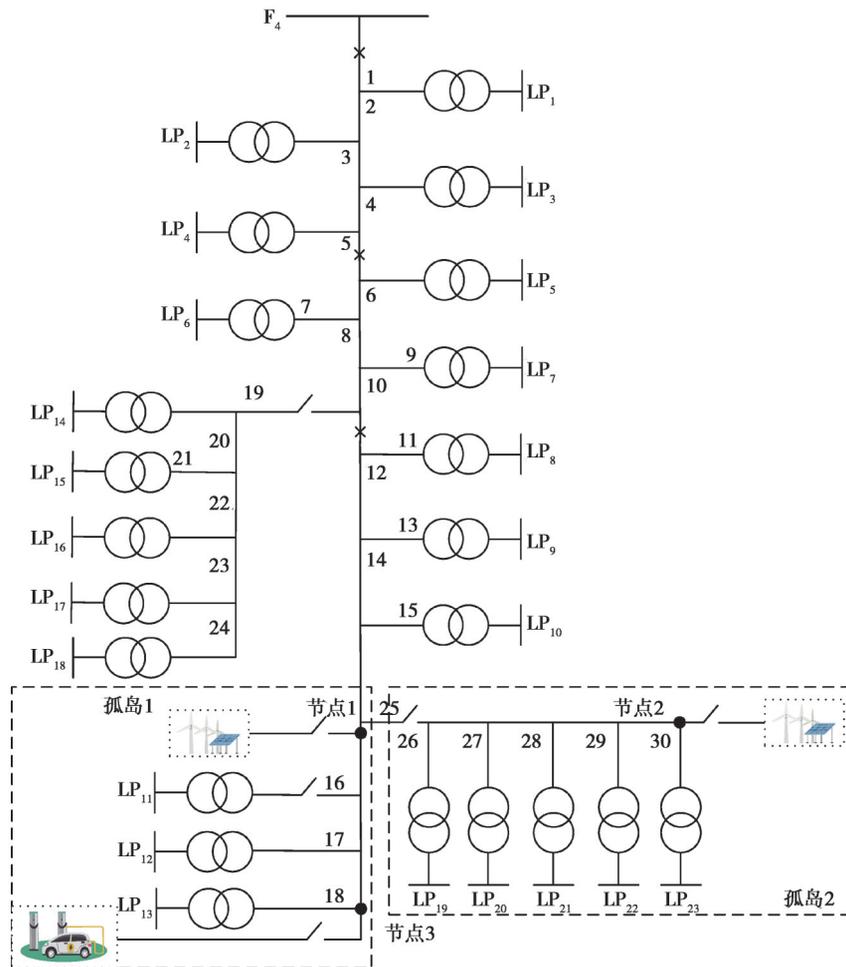


图4 改进 IEEE-RBTS Bus6 测试系统的 F4 馈线

Fig. 4 F4 feeder of the improved IEEE-RBTS BUS6 test system

方案3:分别在节点1和2处接入额定功率为1.5 MW的光伏发电机,共计3 MW。

方案4:分别在节点1和2处接入额定功率为1.5 MW的风光联合发电系统,且风力与光伏发电机容量比为1:1。

不同DG类型接入配电网后各个负荷点的可靠性指标如图5所示,不同DG类型接入时的可靠性指标如表2所示。计划孤岛范围内的负荷点包括LP11~LP13和LP19~23,由图中的结果显示,DG接入配电网后,对于孤岛范围之外的负荷点可靠性指标没有影响。而对于孤岛范围内的负荷点,可以明显看到这些负荷点的平均故障率和平均停电时间均有所降低,这是因为当系统元件发生故障时,DG可以为孤岛范围内的负荷点进行供电,因此供电可靠性得到了提升。其中,越靠近DG接入点的负荷点的供电可靠性要比远离DG的负荷点的供电可靠性要高。

对比方案1、2和3发现,系统的平均供电可用率ASAI由99.82%提高到99.83%,而SAIFI、SAIDI、EENS指标均下降,这是因为DG接入后,元件出现故障时可以形成孤岛运行,DG可以向孤岛内负荷点进行供电,从而可以有效地提高系统的可靠性。将方案3和方案2对比发现,平均断电频率SAIFI由2.7914次降至2.7586次,平均断电持续时间SAIDI由15.0939h降至14.6790h,这是由于风机、光伏出力受到自然条件影响,风机较光伏停运时间短、运行时间长、波动小,所以风机较光伏发电对可靠性的改善效果好。采用文中所建立的风光互补发电系统与方案1、2和3进行对比,此时系统的供电可用率达到最高为99.84%,SAIFI、SAIDI指标均略有下降,其中电量不足期望EENS较其他方案下降最为明显,这是因为文中的风光互补发电系统不仅考虑到风光出力的随机性,还考虑到其互补性。由此可见,与单独的风力、光伏发电相比,采用文中所建立的风光联合发电系统的供电可靠性最高。

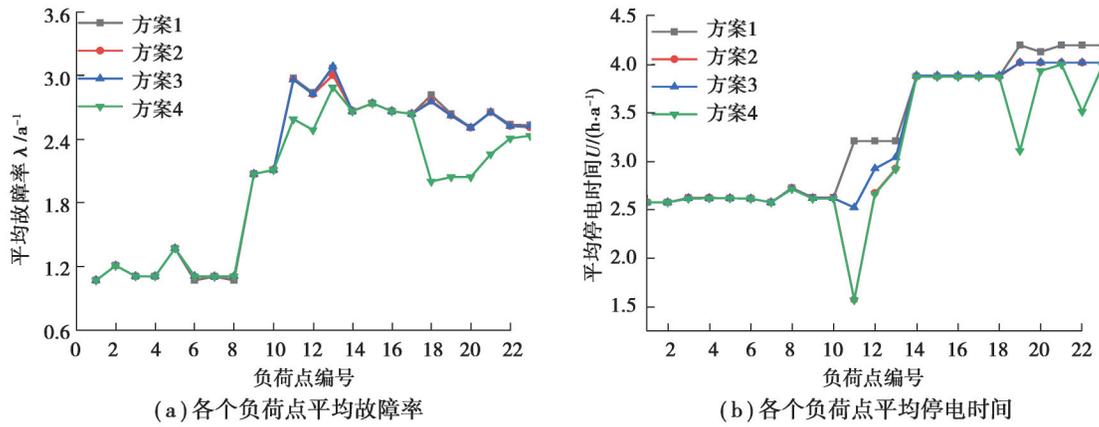


图 5 各个负荷点可靠性指标

Fig. 5 Reliability index of each load point

表 2 不同分布式电源接入时的可靠性指标

Table 2 Reliability index of different DG access examples

方案	SAIFI/a ⁻¹	SAIDI/(h·a ⁻¹)	ASAI	EENS/(MW·h·a ⁻¹)
方案 1	2.929 4	15.600 2	0.998 2	79.172 2
方案 2	2.758 6	14.679 0	0.998 3	76.690 8
方案 3	2.791 4	15.093 9	0.998 3	77.649 5
方案 4	2.744 5	14.078 6	0.998 4	75.030 7

4.2 不同数量 EV 采用无序充电方式对配电网可靠性影响

在节点 1 的位置接入容量配置为 1.5 MW 的风光联合发电系统,并在节点 3 的位置分别接入 200、400、800、1 000 辆电动汽车并采用无序充放电。图 6 为不同数量的 EV 采用无序充电的日负荷曲线图,表 3 为不同数量 EV 接入配电网后的可靠性指标。

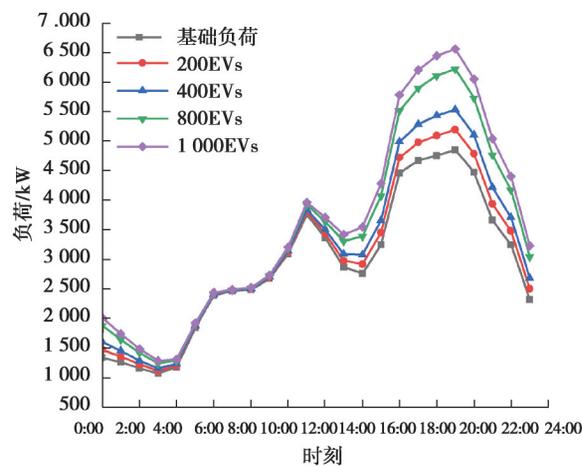


图 6 不同数量电动汽车日负荷曲线

Fig. 6 Daily load curve of different numbers of Evs

由图 6 可以看出,在 18:00—21:00 的用电高峰时间段内, EV 采用无序充电的方式时充电负荷与基础负荷叠加,加剧了负荷的峰谷差,造成“峰上加峰”的现象。随着 EV 规模的不断增加,其高峰负荷进一步加剧。因此随着无序充电的 EV 规模的不断扩大,对配电网的可靠性有何影响,需要通过可靠性指标计算进行评估。

由表 3 可知,当接入 200 辆电动汽车后,SAIFI、SAIDI 由原来的 2.774 5 次、14.078 6 h 分别增加到 2.931 7 次、14.964 0 h,变化比较明显,说明 EV 接入配电网后降低了配电网的可靠性。随着 EV 接入数量的增加,可

可靠性指标 SAIFI、SAIDI 略有增长, ASAI 也由 99.84% 降到 99.83%, 这是因为这些指标与元件的故障率有关。但系统的电量不足指标变化比较明显, 由原来的 75.030 7 MW 增长到 78.324 6 MW, 随着数量的增加 EENS 变化明显, 这是因为 EV 充电时与负荷峰值时刻叠加, 加大了负荷的峰谷差, 导致系统停电负荷增加。因此, EV 接入配电网后降低了配电网的可靠性, 随着的电动汽车数量的增加, 可靠性指标越差。

表3 接入不同数量电动汽车时的可靠性指标

Table 3 Reliability index when connecting different numbers of Evs

电动汽车数量	SAIFI/a ⁻¹	SAIDI/(h·a ⁻¹)	ASAI	EENS/(MW·h·a ⁻¹)
0	2.744 5	14.078 6	0.998 4	75.030 7
200	2.931 7	14.964 0	0.998 4	77.423 3
400	2.935 2	14.999 0	0.998 4	77.666 2
800	2.941 6	15.019 2	0.998 3	78.083 9
1 000	2.943 6	15.155 8	0.998 3	78.324 6

4.3 不同有序充放电控制策略对配电网可靠性影响

在节点 1 的位置接入容量配置为 1.5 MW 的风光联合发电系统, 并在节点 3 的位置接入 200 辆电动汽车, 分别采用不同的充放电方式。表 4 是分时电价参数^[24], 为 EV 充电站所采用的售电和购电价格。采用文中的动态分时电价时, 式(12)中 λ 取 0.8。

表4 分时电价参数

Table 4 Parameters of time-of-use electricity price

时段	C ^S /(元·(kW·h) ⁻¹)	C ^B /(元·(kW·h) ⁻¹)
00:00—08:00	0.4	0.365
08:00—12:00, 17:00—21:00	2.0	0.869
12:00—15:00, 21:00—24:00	1.2	0.687
15:00—17:00	2.0	0.687

图 7 为 EV 采用不同充电方式的日负荷曲线图。由图可知采用分时电价的充放电方式时, 峰值负荷明显降低, 而采用文中的动态电价的有序充放电方式时效果更为明显。与无序充电相比, 虽然这 2 种有序充电的方式都起到了“削峰填谷”的效果, 但是对于配电网的规划建设者而言, 更关心的是如何减少对配电网的影响。通过对 EV 采用不同的有序充放电控制策略时的可靠性指标进行比较, 可以为含 EV 的新型配电网的规划提供参考依据。

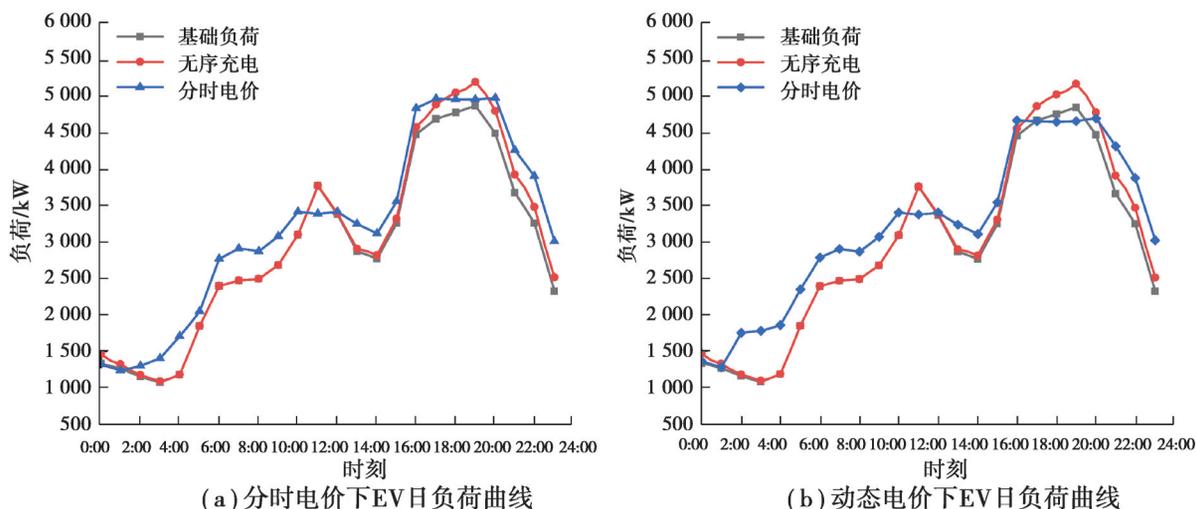


图7 不同有序充放电控制策略时EV日负荷曲线

Fig. 7 Daily load curve of the electric vehicle under different sequential charge-discharge control strategies

可靠性计算结果如表 5 所示,为了与文中所采用的动态电价的有序充放电方式作对比,将算例分析 4.2 节中 200 辆 EV 采用无序充电方式时的可靠性计算结果见表 5 所示。从表中可以看出,与无序充放电相比,采用分时电价和动态电价的充放电方式后 SAIFI、SAIDI 均变小了,系统的电量不足指标也由 77.423 3 MW 分别降至 76.398 3 MW、75.755 6 MW,这是因为采用这两种方式可以对 EV 充电行为进行管理,能够有效地平抑负荷波动,减小配电网的峰谷差,从而降低对配电网可靠性的影响。由于精度问题,2 种有序充放电方式的 ASAI 一样为 99.84%,实际仿真计算的结果后者略大于前者。因此,虽然经过对比,采用分时电价和文中的动态电价的有序充放电方式都起到了“削峰填谷”的效果,并且二者均可以有效地降低对配电网的影响,但是采用文中的动态电价的方式比分时电价对配电网的可靠性影响更小。

表 5 不同有序充放电控制策略时的可靠性指标

Table 5 Reliability index of different sequential charge-discharge control strategies

充电方式	SAIFI/a ⁻¹	SAIDI/(h·a ⁻¹)	ASAI	EENS/(MW·h·a ⁻¹)
无序充电	2.931 7	14.964 0	0.998 4	77.423 3
分时电价	2.929 9	14.729 6	0.998 4	76.398 3
动态电价	2.909 7	14.111 8	0.998 4	75.766 4

5 结束语

通过对含风光联合发电系统和电动汽车的配电网的可靠性计算,最后得出以下结论:

1)从 DG 的类型进行可靠性评估,与无 DG 接入的情况相比,接入 DG 后可以有效地提高配电网的可靠性,单独接入风电比单独接入光伏发电机的可靠性要高,而接入风光互补发电系统比单独接入风电、光伏后的可靠性更高。

2)对接入无序充电的 EV 进行可靠性计算,结果表明电动汽车的接入不仅会增加系统的负荷峰值,还大大降低了配电网的可靠性,随着数量的增加,可靠性恶化程度加剧。

3)对 EV 采用不同的有序充放电方式后进行可靠性评估,结果表明采用分时电价和动态电价的有序充放电方式比无序充电的方式的可靠性要高,采用文中的动态分时电价的充放电方式对配电网可靠性影响最小。

参考文献

- [1] Liu A B, Li W Y. Reliability evaluation of distribution network with distributed generation based on Latin hypercube sequential sampling[C]//2020 3rd International Conference on Electron Device and Mechanical Engineering (ICEDME). IEEE, 2020: 97-99.
- [2] 马钰, 韦钢, 李扬, 等. 考虑孤岛源-荷不确定性的直流配电网可靠性评估[J]. 电工技术学报, 2021, 36(22): 4726-4738.
Ma Y, Wei G, Li Y, et al. Reliability evaluation of DC distribution network considering islanding source-load uncertainty[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(22): 4726-4738.(in Chinese)
- [3] Bie Z H, Zhang P, Li G F, et al. Reliability evaluation of active distribution systems including microgrids[C]//2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting. IEEE, 2013: 1.
- [4] 胡美玉, 胡志坚, 胡梦月. 计及相关性的含分布式电源配电系统可靠性评估[J]. 电力建设, 2016, 37(9): 108-114.
Hu M Y, Hu Z J, Hu M Y. Reliability evaluation of distribution network with distributed generation considering correlations[J]. Electric Power Construction, 2016, 37(9): 108-114.(in Chinese)
- [5] Makandar M, Atla C S R, Velamuri S. Reliability assessment of distribution system with renewable Distributed Generation[C]//2016 Biennial International Conference on Power and Energy Systems: Towards Sustainable Energy (PESTSE). IEEE, 2016: 1-5.
- [6] 李蕊, 李跃, 郭威, 等. 分布式电源接入对配电网可靠性影响的仿真分析[J]. 电网技术, 2016, 40(7): 2016-2021.
Li R, Li Y, Guo W, et al. Simulation analysis of the influence of distributed generation on the reliability of distribution network [J]. Power System Technology, 2016, 40(7): 2016-2021.(in Chinese)
- [7] 丁明, 胡迪, 毕锐, 等. 含高渗透率可再生能源的配电网可靠性分析[J]. 太阳能学报, 2020, 41(2): 194-202.
Ding M, Hu D, Bi R, et al. Reliability analysis of distribution system containing high penetration renewable energy[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2020, 41(2): 194-202.(in Chinese)

- [8] Li S M, Huang T C. Optimization control for orderly charge and discharge control strategy of electric vehicles based on reliable index of charging[C]//2020 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC). IEEE, 2020: 2200-2205.
- [9] Xu K, Wang S Z, Zhao J B, et al. Research on microgrid dispatch considering the charge and discharge strategy of electric vehicles[C]//2020 12th IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC). IEEE, 2020: 1-5.
- [10] 王浩林, 张勇军, 毛海鹏. 基于时刻充电概率的电动汽车充电负荷预测方法[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(3): 207-213.
Wang H L, Zhang Y J, Mao H P. Charging load forecasting method based on instantaneous charging probability for electric vehicles[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(3): 207-213.(in Chinese)
- [11] 林铭蓉, 胡志坚, 高明鑫, 等. 考虑需求响应和电动汽车负荷路-电耦合特性的配电网可靠性评估[J]. 电力建设, 2021, 42(6): 86-95.
Lin M R, Hu Z J, Gao M X, et al. Reliability evaluation of distribution network considering demand response and road-electricity coupling characteristics of electric vehicle load[J]. Electric Power Construction, 2021, 42(6): 86-95.(in Chinese)
- [12] 俞子聪, 龚萍, 王植, 等. 居民区电动汽车有序充放电控制策略[J]. 科学技术与工程, 2021, 21(1): 380-386.
Yu Z C, Gong P, Wang Z, et al. An orderly charging/discharging control strategy for electric vehicles in residential areas[J]. Science Technology and Engineering, 2021, 21(1): 380-386.(in Chinese)
- [13] 程杉, 陈梓铭, 徐康仪, 等. 基于合作博弈与动态分时电价的电动汽车有序充放电方法[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(21): 15-21.
Cheng S, Chen Z M, Xu K Y, et al. An orderly charging and discharging method for electric vehicles based on a cooperative game and dynamic time-of-use price[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(21): 15-21.(in Chinese)
- [14] 程杉, 赵孟雨, 魏昭彬. 计及动态电价的电动汽车充放电优化调度[J]. 电力系统及其自动化学报, 2021, 33(10): 31-36, 42.
Cheng S, Zhao M Y, Wei Z B. Optimal scheduling of electric vehicle charging and discharging with dynamic electricity price [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2021, 33(10): 31-36, 42.(in Chinese)
- [15] 殷自力, 郑佩祥, 陈宇星, 等. 含电动汽车和分布式电源的配电网的可靠性评估[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(24): 77-83.
Yin Z L, Zheng P X, Chen Y X, et al. Reliability evaluation for distribution network with electric vehicle and distributed generation[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(24): 77-83.(in Chinese)
- [16] Yang F W, Sun Q, Han Q L, et al. Cooperative model predictive control for distributed photovoltaic power generation systems [J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2016, 4(2): 414-420.
- [17] Rajabalizadeh S, Tafreshi S M M. A practicable copula-based approach for power forecasting of small-scale photovoltaic systems[J]. IEEE Systems Journal, 2020, 14(4): 4911-4918.
- [18] 汪惟源, 窦飞, 程锦闽, 等. 一种风光联合出力概率模型建模方法[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(10): 22-29.
Wang W Y, Dou F, Cheng J M, et al. A modeling method for a wind and photovoltaic joint power probability model[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(10): 22-29.(in Chinese)
- [19] Yang M Y, Liu W Y, Yin X, et al. A two-stage scenario generation method for wind- solar joint power output considering temporal and spatial correlations[C]//2021 6th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE). IEEE, 2021: 415-423.
- [20] 张盼盼, 熊炜. 基于Copula方法的风光互补发电系统相关性模型研究[J]. 电测与仪表, 2014, 51(17): 93-98, 116.
Zhang P P, Xiong W. Correlation model research on copula function based wind/solar complementary generation system[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2014, 51(17): 93-98, 116.(in Chinese)
- [21] 苗世洪, 徐浩, 钱甜甜, 等. 扩展时间尺度下的电动汽车有序充电策略[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(23): 5959-5967.
Miao S H, Xu H, Qian T T, et al. An ordered charging strategy for electric vehicles under an extended time scale[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(23): 5959-5967.(in Chinese)
- [22] Jiang H Y, Ning S Y, Ge Q B. Multi-objective optimal dispatching of microgrid with large-scale electric vehicles[J]. IEEE Access, 2019, 7: 145880-145888.
- [23] 欧阳森, 刘丽媛. 配电网用电可靠性指标体系及综合评估方法[J]. 电网技术, 2017, 41(1): 215-222.
Ouyang S, Liu L Y. Reliability index system of distribution network for power consumer and its comprehensive assessment method[J]. Power System Technology, 2017, 41(1): 215-222.(in Chinese)
- [24] 严俊, 严凤. 峰谷分时电价背景下的居民电动汽车有序充放电策略[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(15): 127-134.
Yan J, Yan F. An orderly charging and discharging strategy for residential electric vehicles based on peak-valley electricity tariffs[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(15): 127-134.(in Chinese)