

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.181028

考虑分布式光伏和电动汽车接入的配电网空间负荷预测方法

靳现林¹, 赵迎春², 吴刚³

(1. 国华能源投资有限公司, 北京 100007; 2. 中国民航大学, 天津 300300;
3. 国网吉林省电力有限公司, 吉林 长春 130021)

摘要: 针对大规模分布式光伏和电动汽车接入配电网对空间负荷预测影响的问题, 提出一种考虑远景年屋顶分布式光伏饱和安装、大规模电动汽车参与 V2G 的城市配电网空间负荷预测方法。区分不同小区, 依据相应的容积率 and 可利用率系数计算屋顶光伏饱和安装面积, 结合历史辐射值数据计算光伏出力。基于改进型停车生成率模型预测停车需求, 结合日行驶里程、停车特性和充放电策略, 建立电动汽车 V2G 负荷预测模型, 利用蒙特卡罗仿真得出 V2G 负荷时空分布情况。采用改进型负荷密度指标法, 实现对考虑时序的配电网传统日负荷的预测。以某规划区为例, 预测结果表明: 屋顶分布式光伏和电动汽车 V2G 对配电网空间负荷预测结果影响较大, 且对不同小区负荷影响的程度不同。

关键词: 空间负荷预测; 分布式光伏; 电动汽车与电网互动; 蒙特卡罗仿真; 负荷密度指标

Space load forecasting of distribution network considering distributed PV and electric vehicle access

JIN Xianlin¹, ZHAO Yingchun², WU Gang³

(1. Guohua Energy Investment Co., Ltd., Beijing 100007, China; 2. Civil Aviation University of China, Tianjin 300300, China; 3. State Grid Jilin Electric Power Supply Company, Changchun 130021, China)

Abstract: Aiming at the problem of large-scale distributed photovoltaic and electric vehicle access distribution network impacting spatial load forecasting, this paper proposes a spatial load forecasting method for urban distribution network with large-scale electric vehicles participating in V2G considering the long-term roof distributed photovoltaic saturation installation and large-scale electric vehicles. It differentiates different communities, calculates the saturated installation area of the roof photovoltaic according to the corresponding floor area ratio and availability coefficient, and calculates the output of the photovoltaic by combining the historical radiation value data. Based on the improved parking generation rate model to predict the parking demand, and combined with the daily driving mileage, parking characteristics and charging and discharging strategy, the V2G load forecasting model of electric vehicle is established, and the Monte Carlo simulation is used to obtain the spatial and temporal distribution of V2G load. The improved load density index method is used to predict the traditional daily load of the distribution network considering the timing. Taking a planning area as an example, the prediction results show that the roof distributed PV and electric vehicle V2G have a great influence on the spatial load forecasting results of the distribution network, and the degree of impact on the load of different communities is different.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51577058).

Key words: spatial load forecasting; distributed photovoltaic; V2G; Monte Carlo simulation; load density index

0 引言

空间负荷预测又称小区负荷预测, 其概念最早是在 20 世纪 80 年代由美国的 H.L.Willis 提出并完善的^[1], 可以实现对规划区内负荷分布的地理位置

和数值的大小进行预测, 是城市电网规划的基础^[2]。目前, 空间负荷预测主要方法中, 由于趋势法和多变量法预测的精度较低, 已经逐渐被淘汰; 而负荷密度指标法和用地仿真法能实现对规划区内传统用电负荷进行较为精确的预测。文献[2-6]采用了用地仿真法, 实现了空间负荷预测, 文献[7-11]采用了负荷密度指标法来实现空间负荷预测, 但这些方法均

未考虑分布式电源和大规模电动汽车充放电对空间负荷预测的影响。

应用前景比较广泛的分布式电源主要包括光伏发电系统、小型风机发电系统和微型燃气轮机发电系统。在一定的充放电价格引导下, 电动汽车的放电过程可视为一种分布式电源。考虑到城市空间和投资、运营成本的限制, 小型风机和微型燃气轮机发电系统的建设难以在城市里大规模普及。

当下分布式光伏发电技术不断成熟, 城市屋顶空间发展分布式光伏发电系统潜力巨大。2014年国务院印发的《能源发展战略行动计划(2014—2020年)》一文中明确指出, 要加快建设分布式光伏发电应用示范区, 鼓励大型公共建筑、公用设施及工业园区等建设屋顶分布式光伏发电, 到2020年光伏装机容量达到1亿kW左右^[12]。在强化低碳情景下, 到2050年光伏装机容量预计将达到4.9亿kW左右, 约占全国电力总装机容量的20.5%^[13]。

近年来在电动汽车充电时间不断缩短、续航不断提升以及充电设施不断完善的有利背景下, 电动汽车在城市的保有量不断提升。2016年中国汽车工程学会在对外发布的《节能与新能源汽车技术路线图》中预测, 2020年中国新能源汽车(纯电动汽车和插电式混合动力汽车)保有量将大于500万辆, 占当年汽车总销量的7%~10%; 2030年中国新能源汽车(纯电动汽车和插电式混合动力汽车)保有量将大于8000万辆, 占当年汽车总销量的40%~50%^[14]。

随着分布式光伏发电系统和电动汽车以V2G(vehicle-to-grid)的形式大规模接入城市配电网, 配电网中分布式电源比例将大幅度提高。分布式电源具有随机性、波动性和分散性等特点, 现有的以供方主导、单项辐射状供电为主的配电网架构, 将难以满足分布式电源大规模接入后, 用户对供电可靠性和电能质量的要求^[15]。今后的空间负荷预测中, 如果继续简单地采用忽略分布式电源影响的传统预测方法, 将极大降低空间负荷预测的精度, 进而对城市配电网规划造成不利影响。

针对上述问题, 结合中国城市未来分布式电源发展以屋顶分布式光伏和电动汽车为主的情况, 构建了一种计及上述两种分布式电源的空间负荷预测模型, 并以某城区的用电负荷为例, 验证了该模型的可行性和有效性。

1 考虑时空分布的配电网负荷预测思路

屋顶分布式光伏出力、电动汽车参与V2G负荷及配电网其他负荷在时空分布上具有一定的独立性, 因此在考虑综合负荷的时空分布时, 可分别建模进行预测。结合预测得到的结果, 即可确定出在

考虑屋顶分布式光伏饱和安装及大规模电动汽车参与V2G情况下, 当地的综合负荷的时空分布情况。本文的整体思路如图1所示。

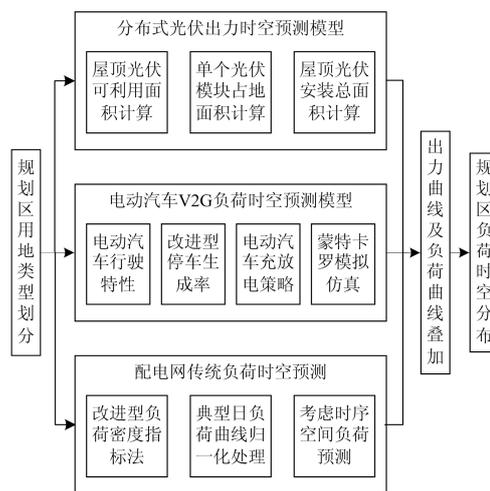


图1 考虑时空分布的配电网负荷预测思路

Fig. 1 Distribution network load forecasting considering the spatial and temporal distribution

2 屋顶分布式光伏出力时空预测

屋顶分布式光伏出力预测模型主要通过通过对规划区内各用地类型土地面积的统计, 依据各用地类型建筑的特点得出建筑屋顶面积, 由各类型建筑分布式光伏具体的设计安装特性, 计算出远景年分布式光伏的饱和可安装面积, 结合当地的时刻太阳辐射值得到分布式光伏出力的时空分布情况^[16]。屋顶分布式光伏时刻出力模型为

$$P_{pv}(t) = \eta \times S_{pv} \times R(t) \quad (1)$$

式中: $P_{pv}(t)$ 为分布式光伏发电系统时刻输出功率; η 为分布式光伏发电系统总效率; S_{pv} 为分布式光伏安装面积, 包括倾斜屋顶可安装面积 $S_{pvv,i}$ 和水平屋顶可安装面积 $S_{pww,i}$; $R(t)$ 为规划区范围内时刻太阳辐射值。

式(1)中, 分布式光伏发电系统总效率可由系统参数确定, 规划区范围内时刻太阳辐射值可由当地气象数据确定。因此, 屋顶分布式光伏输出功率的求取关键在于确定分布式光伏的安装面积。

2.1 屋顶分布式光伏安装的可利用面积计算

确定规划区远景年屋顶分布式光伏饱和安装面积, 需要对屋顶分布式光伏安装可利用面积进行评估^[17]。规划区内的用地类型一般可分为住宅、商业、行政和工业用地, 每种用地类型上建筑的特征是不同的, 其屋顶分布式光伏安装可利用面积的比率也就不同, 对于可利用面积的评估需分开计算。

城市建筑屋顶一般有水平和倾斜两种，建筑朝向大多为南北朝向^[18]。带南/北坡的倾斜屋顶建筑只适合在屋顶两倾斜面中的一面安装光伏，考虑到屋顶其他用途因素的影响，假定可用于安装分布式光伏的面积为屋顶面积的30%^[19]。带东/北坡的倾斜屋顶建筑不适于安装屋顶光伏面板^[20]。本文模型中，假定同一功能区内建筑屋顶样式相同。

1) 倾斜屋顶分布式光伏安装可利用面积为

$$S_{v,i} = \frac{S_{a,i} \times r_i}{M_i} \times 30\% \quad (2)$$

式中： $S_{v,i}$ 为某用功能区内倾斜屋顶建筑分布式光伏安装可利用面积； $S_{a,i}$ 为该功能区内建筑的土地使用面积； r_i 为该功能区的容积率； M_i 为该功能区内建筑的平均楼层。后两个系数都可以在土地规划方案中直接得到。

2) 水平屋顶分布式光伏安装可利用面积为

$$S_{w,i} = \frac{S_{b,i} \times r_i}{M_i} \times \lambda_i \quad (3)$$

式中： $S_{w,i}$ 为某用功能区内水平屋顶建筑分布式光伏安装可利用面积； $S_{b,i}$ 为该功能区内建筑的土地使用面积； λ_i 为该类型建筑屋顶光伏安装可利用率，即屋顶分布式光伏可安装面积与屋顶总面积的比值^[21]。

屋顶光伏安装可利用率主要考虑屋顶边缘宽度、光线遮挡和其他功能区，如电梯房、管道、空调等占用面积，是确定屋顶分布式光伏安装可利用面积的关键系数。考虑到其求取的繁杂性，实际应用中一般借鉴其他文献中的统计数据。表1总结了其他文献中统计的屋顶光伏安装可利用率系数。结合这些数据，本文模型中采用的屋顶光伏安装可利用率系数如表2所示。

表1 屋顶光伏安装可利用率系数统计

Table 1 Roof PV availability factor statistics

地区	建筑类型	可利用率	参考
西班牙	城区范围内所有建筑	0.34	Izquierdo等(2008)
		0.95	Scartezini等(2002)
瑞士	三大城市基地	0.73	Montavon等(2004)
		0.49	
印度	住宅、医院、宾馆、养老院	0.30	Pillai and Banerjee(2007)
		0.30	
		0.23	
新西兰	五大居住区	0.30	Ghosh and Vale(2006)
		0.22	
		0.47	

表2 屋顶分布式光伏安装可利用系数

Table 2 Available roof-mounted PV installation factor

建筑类型	住宅	商业	行政	工业
可利用率	0.35	0.30	0.41	0.50

若求得的屋顶可利用面积小于分布式光伏最小规模安装面积，应剔除。最小规模安装面积由安装技术标准来确定。

2.2 屋顶分布式光伏安装面积计算

前文1.1节中已确定了屋顶分布式光伏安装可利用面积，只要确定出单个光伏模块的占地面积，就能确定出某一屋顶光伏面板的安装数量，该数值取整，结合光伏面板的尺寸，即可计算出屋顶分布式光伏的安装面积。取单块光伏面板的尺寸为

$$S_0 = l \times w \quad (4)$$

式中： S_0 为单块光伏面板的面积； l 为光伏面板的长度； w 为光伏面板的宽度。

1) 倾斜屋顶分布式光伏可安装面积

倾斜屋顶光伏面板的典型安装形式是平行于屋顶倾斜面安装^[20]，则某功能区倾斜屋顶分布式光伏可安装面积为

$$S_{pVv,i} = \left[\frac{S_{v,i}}{S_0} \right] \times S_0 \quad (5)$$

式中， $[x]$ 表示不大于 x 的最大整数。

2) 水平屋顶分布式光伏可安装面积

水平屋顶光伏面板安装一般采用优化倾角的安装方式^[20]，单个光伏模块由两块面板组成，阵列式排布。考虑到光伏阵列之间存在阴影遮挡，参考文献[22]得到阵列间的距离最小应为

$$D_1 = l \times \sin \theta \times \frac{0.707 \tan \varphi + 0.4338}{0.707 - 0.4338 \tan \varphi} \quad (6)$$

式中： φ 为规划区地理中心所在纬度； θ 为光伏面板的最佳倾角，可由规划区中心地理坐标所在经纬度查询相关规范得到。

将单个光伏模块安装实际占地面积和阴影遮挡面积之和，视为单个光伏模块的占地面积，该占地面积可表示为

$$S_e = (D_1 + 2l \cos \theta) \times w \quad (7)$$

优化倾角安装方式下，水平屋顶光伏面板可安装面积为

$$S_{pVw,i} = 2 \left[\frac{S_{w,i}}{S_e} \right] \times S_0 \quad (8)$$

式中， $[x]$ 表示不大于 x 的最大整数。

2.3 屋顶分布式光伏出力计算总体流程

1) 对规划区内的土地进行分区，确保每一个分

区内只有一种土地使用性质。

2) 判断建筑结构和性质是否适合安装分布式光伏发电系统。

3) 查询土地规划方案, 确定各个功能区的土地使用面积和容积率, 对各类型建筑取平均楼层, 计算建筑屋顶面积。

4) 考虑建筑用途、建筑结构、屋顶样式、光线遮挡、其他功能区占用等因素, 确定屋顶光伏安装可利用率, 计算屋顶光伏安装可利用面积, 剔除其中小于分布式光伏最小规模安装面积部分。

5) 依据光伏面板的安装形式, 计算单个光伏模块的占地面积, 结合屋顶光伏安装可利用面积和光伏面板规格, 确定光伏面板安装面积。

6) 查询规划区当地太阳辐射值, 结合光伏面板参数, 计算分布式光伏发电系统输出功率。

规划区内屋顶分布式光伏发电系统时刻输出功率计算流程图如图 2 所示。

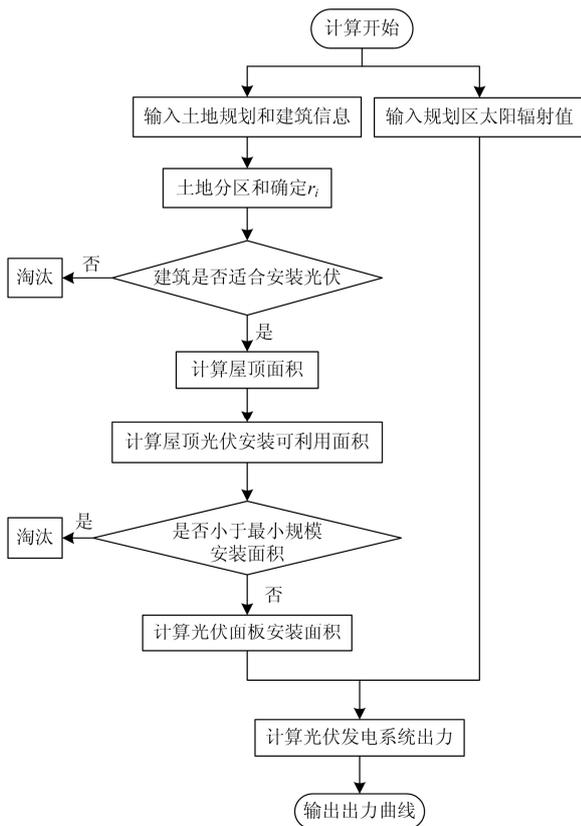


图 2 屋顶分布式光伏出力计算流程图

Fig. 2 Flow chart of the calculation of the roof-top PV output power

3 电动汽车 V2G 负荷时空预测

电动汽车 V2G 负荷的预测模型主要通过对其

划区内用地类型进行划分, 结合电动汽车停车特性, 由电动汽车停车需求时空分布模型, 得到各小区停车需求的时空分布情况。结合电动汽车的行驶特性和充放电容量计算模型, 采用蒙特卡罗仿真的方法对各小区电动汽车的行为和 V2G 过程进行预测, 进而得到各小区电动汽车 V2G 容量的时空分布情况。

3.1 日行驶里程预测

考虑到目前电动汽车保有量较少, 日行驶里程相关统计数据缺乏, 一般从传统燃油车相关统计数据入手, 分析电动汽车的行驶特性。汽车日行驶里程数据可采用 GPS 定位^[23]或出行数据调研获取^[24]。受成本的限制, GPS 定位获取的样本数据少, 代表性较差^[25]; 而汽车出行数据经过多年的调研与积累已经比较完善, 其中最具代表性的数据来自 2009 年美国国家出行调研(NHTS)^[26]。

文献[27]分析了 NHTS 数据, 得到汽车日行驶里程 x 满足对数正态分布, 其概率密度函数为

$$f_D(x) = \frac{1}{x\sigma_D\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(\ln x - \mu_D)^2}{2\sigma_D^2}\right) \quad (9)$$

式中: $\mu_D = 3.70$; $\sigma_D = 0.92$; x 的单位为 km。

3.2 停车需求时空分布预测

传统的停车生成率模型是预测停车需求的有效方法, 该模型通过将小区的停车生成率与建筑面积相乘, 可求出小区高峰时段的停车需求, 但该模型无法反映停车需求的时间分布情况。假设某小区停车需求随时间变化的标么值曲线为 $G_i^*(t)$, 结合传统的停车生成率模型, 便可得到电动汽车停车需求时空分布模型, 其表达式如式(10)所示。

$$G_i(t) = \delta \times G_i^*(t) \times R_i \times S_{a,i} \times r_i \quad (10)$$

式中: δ 为机动车中电动汽车所占比例; R_i 为某小区的停车生成率, 在没有掌握该小区详细的停车生成率调研数据的情况下, 可使用当地建设用地泊位配建标准进行估计。

电动汽车在不同类型用地上的停车特性是不一样的, 根据用地类型的不同可大致分为两类: ① 住宅区; ② 非住宅区, 包括商业区、行政区和工业区。非住宅区内各类型用地具有相似的停车特性^[28]。本文在停车需求分析中只考虑工作日的情况。

1) 典型住宅区日停车需求

住宅区的电动汽车一般上午外出, 下午或晚上才回到住宅区, 白天停车需求较少, 晚上是停车需求高峰期^[29]。日停车需求标么值曲线呈现 U 字形。式(11)是文献[25]依据调研数据拟合得到的典型住宅区日停车需求标么值曲线表达式。

$$G_r^*(t) = 1 - 0.54 \exp\left(-\left(\frac{t-15.07}{5.84}\right)^2\right) - 0.24 \exp\left(-\left(\frac{t-9.68}{2.46}\right)^2\right) \quad (11)$$

住宅区停车多为住户返回住所的停车行为, 停车时间一般在 10 h 以上, 期间可在用电负荷晚高峰时向电网放电, 在深夜用电低谷时进行充电, 实现对用电负荷“削峰填谷”^[30]。

2) 典型非住宅区日停车需求

非住宅区上午将驶入来自住宅区的电动汽车, 下午或晚上驶离, 在白天形成停车需求高峰。其日停车需求标幺值曲线恰与住宅区成互补关系, 呈现 n 字形。式(12)是文献[25]依据调研数据拟合得到的典型非住宅区日停车需求标幺值曲线表达式。

$$G_c^*(t) = 0.30 + 0.72 \exp\left(-\left(\frac{t-13.52}{5.09}\right)^2\right) \quad (12)$$

非住宅区停车多为通勤车, 停放时间一般在 8 h 左右。在考虑返程和备用容量的前提下, 电动汽车可在白天用电高峰时向电网放电, 并尽量减少在白天充电。

3.3 V2G 负荷计算模型

电动汽车电池的电荷状态(SOC)是决定 V2G 容量大小的关键因素, SOC 计算的表达式为

$$SOC(t) = SOC(t_0) + \int_{t_0}^t \frac{P_{ch} \alpha_{ch} state(t)}{E_{bat}} dt \quad (13)$$

式中: t_0 为电动汽车到达停车地点的时间; t 为离开停车地点的时间; P_{ch} 为充放电功率; α_{ch} 为充放电效率; E_{bat} 为电池标称容量; $state(t)$ 为充放电状态函数, $state(t) = (1, 0, -1)$, 1 表示充电, 0 表示不充电也不放电, -1 表示放电。

1) 充电负荷计算

当电动汽车停车后 SOC_k 低于充电阈值 $SOC_{L,k}$ 时(k 表示第 k 辆车), 用户会选择进行充电。充电阈值根据用户需求进行设定, 设定值大小一般与有充电需求的时刻有关, 白天及前夜电价较高, 充电阈值会设定得较低; 半夜电价较低, 充电阈值会设定得较高。第 i 小区电动汽车充电负荷为

$$P_{in,i}(t) = \alpha_{ch} \sum_{k=1}^{G_i(t)} state_k(t) P_{ch,k}, \quad state_k(t) = \begin{cases} 1 & SOC_k(t) < SOC_{L,k} \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (14)$$

式中, $G_i(t)$ 为第 i 小区 t 时刻电动汽车停车数量。

2) 放电负荷计算

电动汽车电池容量一般可分为三部分^[31]: 日常

行驶所需容量 E_d 、备用行驶所需容量 E_r 和 V2G 放电可用容量 E_v 。日常行驶和备用行驶所需容量与用户的行驶特性有关, 在电池容量一定的情况下, 用户的行驶特性将决定 E_v 的大小, 其值可表示为

$$E_{v,k} = (E_{bat,k} - E_{d,k} - E_{r,k}) \times \alpha_{ch} \quad (15)$$

日常行驶和备用行驶所需电池容量是保证用户正常使用电动汽车的基本条件, 由式(15)可知, 电动汽车 V2G 放电容量不能大于 E_v , 第 i 个小区电动汽车参与 V2G 放电的负荷为

$$P_{out,i}(t) = \alpha_{ch} \sum_{k=1}^{G_i(t)} state_k(t) P_{ch,k}, \quad state_k(t) = \begin{cases} -1 & \int_{t'}^t P_{ch,k} dt < E_{v,k} \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (16)$$

式中, t' 为起始放电时刻。

3.4 基于蒙特卡罗仿真的 V2G 负荷预测流程

在进行蒙特卡罗仿真前, 需要先获取规划区当地远景年的土地建设情况和泊位配建标准(用以替代停车生产率)及电动汽车所占比例, 结合电动汽车的日行驶特性, 预测规划区内日停车数量的时空分布情况; 之后按概率分布抽取各小区相应参数进行蒙特卡罗仿真; 进而得到规划区内电动汽车 V2G 负荷的时空分布情况。

本文仿真过程每隔 10 min 更新一次数据, 其流程图如图 3 所示(所涉及车辆均为电动汽车)。

4 配电网传统负荷时空预测

空间负荷预测需要根据用户的用电特性将规划区分为不同的用地类型, 可按前文 1.1 节中分为住宅、商业、行政和工业四种用地类型。近年来我国城市用地规划日渐规范化, 远景年规划区内用地类型基本可以确定, 采用负荷密度指标法进行空间负荷预测更加具有实用性^[32]。

4.1 改进型负荷密度指标法

负荷密度指标法是一种从规划区内各类型用地单位面积的负荷大小出发进行的预测, 一般根据在规划区远景年的用地性质类比预测用电负荷密度, 进而求取各小区用电负荷^[33]。考虑到同类小区间发展水平不同, 建筑容积率存在差异, 本文以建筑面积代替用地面积, 改进传统负荷密度指标法, 避免在同一用地类型发展水平不同的情况下, 简单采用同一负荷密度指标所带来的误差, 其表达式为

$$P_i = p_j \times S_{a,i} \times r_i \quad (17)$$

式中: P_i 为某类型建筑的负荷密度指标, 即该类型建筑单位面积用电负荷密度; $j = (1, 2, 3, 4)$, 1 表示

住宅建筑, 2 表示商业建筑, 3 表示行政建筑, 4 表示工业建筑。

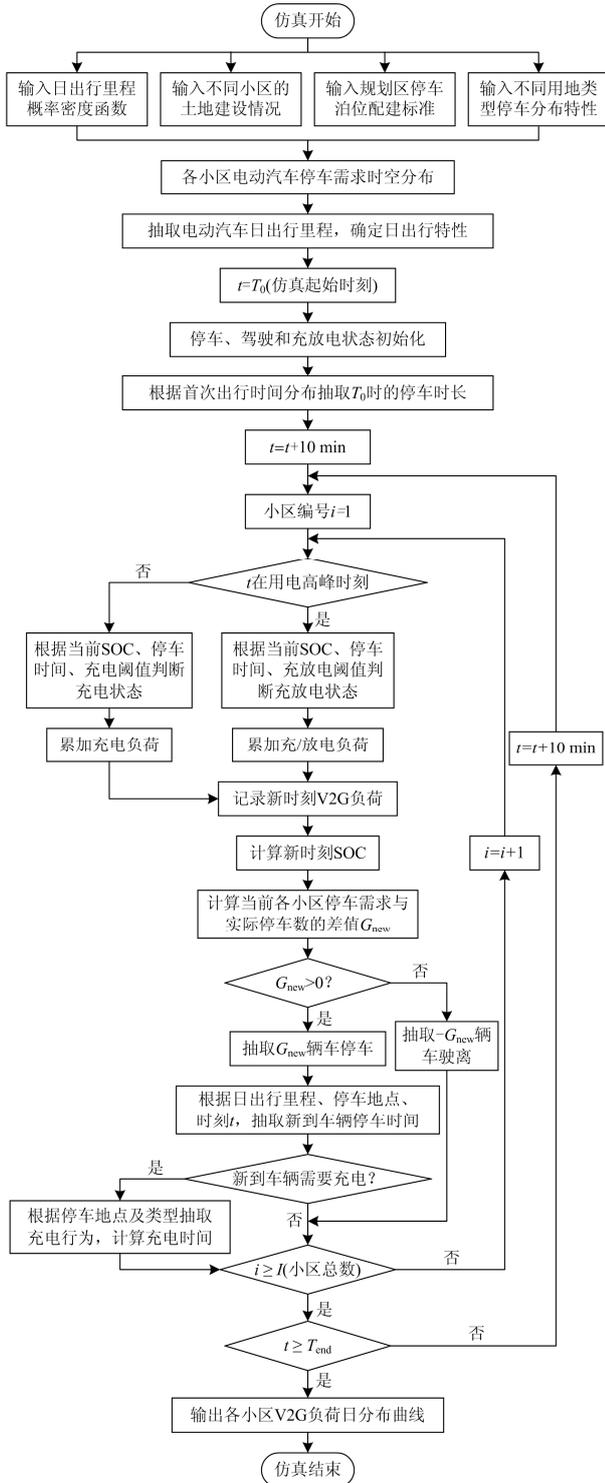


图 3 基于蒙特卡罗仿真的电动汽车 V2G 负荷时空分布预测流程图

Fig. 3 Flow chart of spatial and temporal distribution prediction of EV V2G load based on Monte Carlo simulation

由式(17)可知, 确定 p_j 是采用负荷密度指标法进行空间负荷预测的关键。近年来我国加强了对用户需求侧的管理, 可以通过 SCADA(Supervisory Control and Data Acquisition)系统收集到各类型用户的负荷数据, 采用线性回归法、指数平滑法、组合预测法等可以预测出远景年各类型用户的负荷增长总量^[34], 结合历史指标即可求出远景年的负荷密度指标为

$$p_j = \frac{\Delta P_j}{S_{b,j}} + p'_j \quad (18)$$

式中: ΔP_j 为某类型建筑用户的用电负荷增长总量; $S_{b,j}$ 为该类型建筑远景年总建筑面积; p'_j 为该类型建筑历史负荷密度指标。

4.2 考虑时序的空间负荷预测

空间电力负荷预测一般只能得出特定时间段内负荷的最大值^[35], 无法得到负荷随时间变化的情况^[36]。本文为了便于分析饱和和分布式光伏和大规模电动汽车接入对城市配电网空间负荷预测的影响, 基于不同用地类型典型日负荷曲线, 提出一种考虑时序的空间负荷预测方法。

取典型日负荷曲线为 $P_{c,j}(t)$, 以曲线最大值为基准进行归一化处理, 得到典型日负荷标么值曲线 $P_{c,j}^*(t)$, 结合空间日负荷预测值 P_i , 可得到日负荷曲线为

$$P_i(t) = P_{c,j}^*(t) \times P_i \quad (19)$$

式中: i 是小区编号; j 表示不同的用地类型。

5 算例分析

本文以某规划城区的部分小区(R6、C4、U3、D9)为例, 在远景年用地类型已知, 考虑屋顶分布式光伏饱和和安装及大规模电动汽车参与 V2G 的情况下, 对其 2025 年夏季工作日的电力负荷进行时空预测。

5.1 规划区的基本情况

该城区现有的光伏阵列安装倾角为 35° , 发电系统总效率在 11%左右。考虑技术的发展, 本算例中系统总效率取 12%。近 5 年 7 月平均每日太阳时刻辐射值统计如图 4 所示。由于无法获取该地区 2025 年的太阳辐射值, 本文以已有的统计数据为依据, 并假设所有光伏面板尺寸为 $1640 \text{ mm} \times 990 \text{ mm} \times 50 \text{ mm}$ 预测光伏出力时空分布。

依据该城区总体规划, 所选取 4 个小区建筑在 2025 年的基本情况如表 3 所示, 所有建筑屋顶均适合安装分布式光伏发电系统。

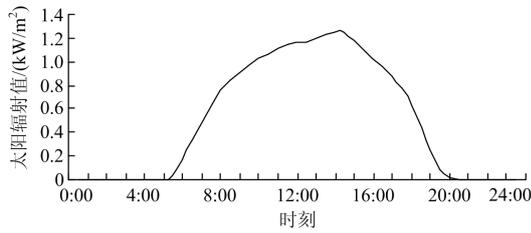


图 4 近 5 年 7 月平均每日太阳时刻辐射值

Fig. 4 Average daily solar radiation value in July of last 5 years

表 3 小区基本情况

Table 3 Basic situation of the community

小区	用地面积/km ²	容积率	屋顶样式	平均楼层/层	泊位配建标准/(位·m ²)
R6/住宅	7.50	1.8	水平	8.0	0.009
C4/商业	9.80	2.4	水平	4.0	0.015
U3/市政	8.06	1.0	水平	5.0	0.010
D9/工业	15.75	1.2	倾斜	1.5	0.005

假定 2025 年该地区汽车保有量为 9 000 辆，其中电动汽车占比为 45%；在一定电价策略引导下，所有电动汽车均参与 V2G；电池容量均为 85 kW·h，备用容量为 20%，不考虑电池损耗；每百千米电耗均为 24 kW·h；每天第一次出行时，电池均为充满状态。

考虑电动汽车充电技术的发展，住宅小区采用 15 kW 充电功率，其他小区采用 30 kW 充电功率；选择在用电高峰期充电 SOC 阈值为 25%，其他期间充电阈值为 35%；为了达到调峰的目的，假定放电只在用电高峰期间进行，充放电功率视为一致；充放电效率均为 90%。基于夏日典型负荷的各用地类型用电高峰时间段划定如表 4 所示。

表 4 用电高峰期

Table 4 Electricity peak period

小区	住宅	商业	市政	工业
时段	18:00—21:00	10:00—21:00	09:00—18:00	08:00—17:00

假定大部分车在 07:00 左右开始出行，在 02:00 停放的车停放时间符合正态分布 $N(5,3^2)$ ；白天居民区平均停车时间为 2 h，非居民区通勤车平均停车时间为 8 h，非通勤车平均停放时间为 1.5 h，通勤车占比 90%；夜晚 17:00—22:00 期间，停在居民区的车属于最后一次停车的概率随时间持续增加，从 17:00 的 10%线性增加到 22:00 的 100%，22:00 后到达的车都为最后一次停车；夜晚 20:00—24:00 期间，停在非居民区的车属于最后一次停车的概率同样随时间持续增加，从 20:00 的 10%线性增加到 24:00 的 100%，24:00 后到达的车都为最后一次停车。

以该城区现有电力负荷历史数据，统计得到已

发展的各类小区用电负荷密度指标如表 5 所示。在同一地区经济发展水平相近的情况下，这些指标可作为 2025 年已发展的 R6、C4、U3、D9 小区空间电力负荷预测的参考指标。

表 5 已发展的各类型小区负荷密度指标

Table 5 Load density indicators for various types

of developed communities				
小区	住宅	商业	市政	工业
指标/(W·m ²)	12.46	18.75	12.09	45.61

5.2 空间电力日负荷预测结果

基于上述各负荷预测模型及该城区的基本情况，预测得到各小区(R6、C4、U3、D9)在 2025 年夏季工作日负荷随时间的变化情况，如图 5 所示。

由图 4 可看出，屋顶分布式光伏发电系统出力大小主要与屋顶面积有关，工业区屋顶面积较大，光伏出力也较大；受限于光照的时间特性，屋顶分布式光伏发电系统只能在白天出力，夏日午后出力达到最大，这对于负荷高峰在白天的的小区，如轻工工业小区，能起到很好的“削峰”作用。

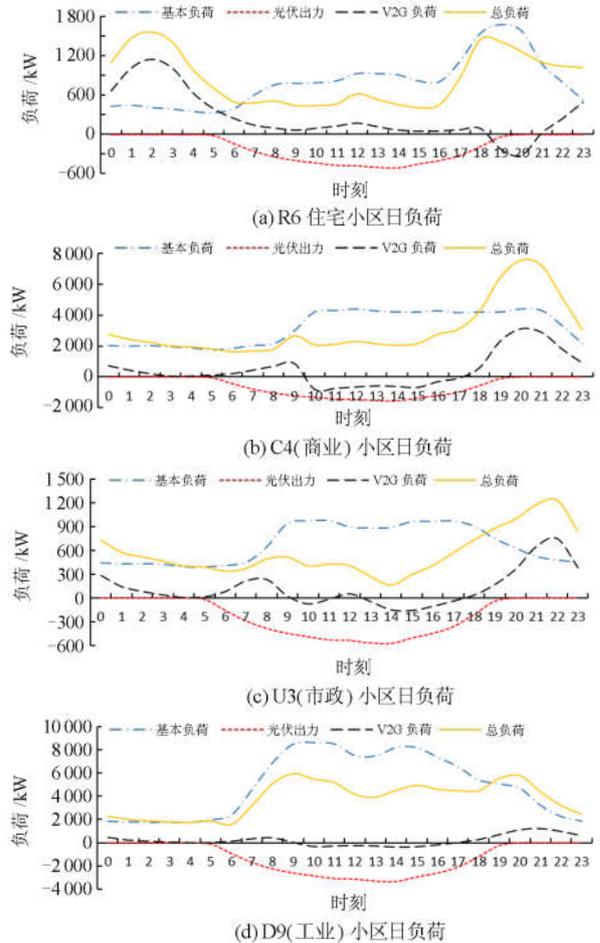


图 5 不同小区日负荷预测结果

Fig. 5 Daily load forecast results for different communities

由图 4 可看出,不同小区电动汽车的 V2G 行为表现出一定的差异性。就放电行为而言,住宅小区集中出现在前半夜,非住宅小区大致分布在白天工作时间;就充电负荷高峰而言,住宅小区出现在后半夜,而非住宅小区出现在前半夜。由于考虑到电动汽车的备用和日行驶里程需要,白天充放电负荷都较小,对配网负荷影响较小;在结束一天的驾驶后,一般 SOC 已低于阈值必须进行充电,而大规模的集中充电可能提高小区整体用电负荷。如商业小区充电负荷与其他用电负荷出现了“峰加峰”的情况,加剧了小区整体负荷的峰谷差。

从预测的总体结果来看,在考虑屋顶分布式光伏饱和及大规模电动汽车参与 V2G 的情况下,各小区日负荷变化与传统负荷有着较大的不同,主要表现在负荷波动增加,除轻工业小区外,各小区负荷的峰谷差加大。若继续采用现有的空间负荷预测方法,不考虑光伏和 V2G 对配电网负荷的影响,将不仅影响空间负荷预测的精度,且影响未来配电网规划造的合理性,进而不利于城市配电网安全稳定的运行。

6 结语

本文通过建立光伏出力和 V2G 负荷预测模型,结合改进型负荷密度指标法,提出一种考虑远景年屋顶分布式光伏饱和及大规模电动汽车参与 V2G 的城市配电网空间负荷预测方法。

针对城市不同用地类型的特点,采用不同的利用率系数、不同的停车生产率模型以及不同的负荷密度指标,综合考虑光伏和 V2G 对配电网负荷的影响,进一步提高了空间负荷预测的可靠性。通过实例验证了该方法的有效性,并说明了城市配电网空间负荷预测时,考虑光伏和 V2G 影响的必要性。预测结果对城区未来配电网规划具有一定的参考价值。

文中光伏出力预测模型考虑的影响因素较为单一,电动汽车充放电策略较为理想化,未来可进一步考虑多方面因素对光伏出力的影响,采用更加合理的电动汽车充放电策略,以提高空间负荷预测结果的精度,对于配电网规划更具有参考意义。

参考文献

- [1] LEE WILLIS H, NORTHCOTE-GREEN J E D. Spatial electric load forecasting: a tutorial review[J]. Proceedings of the IEEE, 1983, 71(2): 232-253.
- [2] 刘自发, 庞铖铖, 王泽黎, 等. 基于云理论和元胞自动机理论的城市配电网空间负荷预测[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(10): 98-105.
- [3] 周淙, 邓景云, 任海军, 等. 基于蚁群算法的配电网空间负荷预测方法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(24): 99-104.
- [4] 李金超, 牛东晓, 李金颖, 等. 基于负荷细分与 SVM 技术的电力负荷空间分布预测[J]. 电工电能新技术, 2008, 27(1): 40-43.
- [5] 钟庆, 吴捷, 伍力, 等. 基于系统动力学的分区负荷预测[J]. 电网技术, 2001, 25(3): 51-55.
- [6] 于容. 采用非均匀区域法的空间负荷预测[J]. 国际电力, 2001, 5(2): 40-42.
- [7] 刘自发, 庞铖铖, 魏建炜, 等. 基于 IAHP 和 TOPSIS 方法的负荷密度指标计算[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(13): 56-60.
- [8] 刘自发, 陈艳旭, 张杰超. 基于 AHP 和 TOPSIS 法的空间负荷预测[J]. 电力科学与技术学报, 2009, 24(4): 44-48, 53.
- [9] 符杨, 曹家麟, 谢楠, 等. 基于模糊综合评判的负荷密度指标选取新方法[J]. 电网技术, 2007, 31(18): 19-22.

LIU Zifa, PANG Chengcheng, WANG Zeli, et al. Spatial load forecasting for distribution network based on cloud theory and cellular automata[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(10): 98-105.

ZHOU Quan, DENG Jingyun, REN Haijun, et al. Research on spatial load forecast of distribution networks based on ant colony algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2010, 38(24): 99-104.

LI Jinchao, NIU Dongxiao, LI Jinying, et al. Spatial load forecasting based on load decomposition and support vector machine[J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy, 2008, 27(1): 40-43.

ZHONG Qing, WU Jie, WU Li, et al. Subarea load forecasting based on system dynamics[J]. Power System Technology, 2001, 25(3): 51-55.

YU Rong. Spatial load forecasting using non-uniform areas[J]. International Electric Power for China, 2001, 5(2): 40-42.

LIU Zifa, PANG Chengcheng, WEI Jianwei, et al. Index calculation of load density based on IAHP and TOPSIS methods[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(13): 56-60.

LIU Zifa, CHEN Yanxu, ZHANG Jiechao. AHP and TOPSIS method based spatial electric load forecasting[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2009, 24(4): 44-48, 53.

FU Yang, CAO Jialin, XIE Nan, et al. A novel fuzzy comprehensive evaluation based method to select load density and index[J]. Power System Technology, 2007, 31(18): 19-22.

- [10] 李滨, 覃芳璐, 吴茵, 等. 基于模糊信息粒化与多策略灵敏度的短期日负荷曲线预测[J]. 电工技术学报, 2017, 32(9): 149-159.
LI Bin, QIN Fanglu, WU Yin, et al. Short-term daily load curve forecasting based on fuzzy information granulation and multi-strategy sensitivity[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(9): 149-159.
- [11] 陶文斌, 张粒子, 潘弘, 等. 基于双层贝叶斯分类的空间负荷预测[J]. 中国电机工程学报, 2007, 27(7): 13-17.
TAO Wenbin, ZHANG Lizi, PAN Hong, et al. Electric load forecasting based on double-level Bayesian classification[J]. Proceedings of the CSEE, 2007, 27(7): 13-17.
- [12] 国务院《能源发展战略行动计划(2014-2020年)》[EB/OL].[2014-12-03].http://www.nea.gov.cn/2014-12/03/c_133830458.htm. State Council "Energy Development Strategic Action Plan (2014-2020)".
- [13] 赵勇强. 2050年我国高比例可再生能源情景的初步思考[J]. 中国能源, 2013, 35(5): 5-11.
ZHAO Yongqiang. Preliminary thinking about high proportion of renewable energy scenario in China in 2050[J]. Energy of China, 2013, 35(5): 5-11.
- [14] 徐晨曦. 新能源汽车: 从130万辆到8000万辆60倍增长, 15年完成[J]. 中国战略新兴产业, 2016(25): 64-68.
XU Chenxi. 60 times increase from 1.3 million to 80 million, completed in 15 years[J]. China Strategic Emerging Industry, 2016(25): 64-68.
- [15] 马钊, 周孝信, 尚宇炜, 等. 未来配电系统形态及发展趋势[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(6): 1289-1298.
MA Zhao, ZHOU Xiaoxin, SHANG Yuwei, et al. Form and development trend of future distribution system[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(6): 1289-1298.
- [16] 杨秋霞, 刘同心, 高辰, 等. 计及光伏电站功率预测的电力系统优化分析[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(2): 117-123.
YANG Qiuxia, LIU Tongxin, GAO Chen, et al. Power system optimization analysis considering power prediction of PV power station[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(2): 117-123.
- [17] 张晨彧, 丁明, 张晶晶. 基于交通出行矩阵的私家车充电负荷时空分布预测[J]. 电工技术学报, 2017, 32(1): 78-87.
ZHANG Chenyu, DING Ming, ZHANG Jingjing. A temporal and spatial distribution forecasting of private car charging load based on origin-destination matrix[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(1): 78-87.
- [18] 黄伟, 高怡芳, 张勇军, 等. 计及不确定性的分布式光伏接入配电网极限容量评估[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(14): 9-16.
HUANG Wei, GAO Yifang, ZHANG Yongjun, et al. Evaluation of ultimate capacity for distributed photovoltaic access distribution network considering uncertainty[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(14): 9-16.
- [19] VILLAVICENCIO J, MELO J D, FELTRIN A P. Estimation of photovoltaic potential on residential rooftops using empirical Bayesian estimator[C] // 2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM), October 5-7, 2015, Montevideo, Uruguay: 242-247.
- [20] 王雨, 谢炜. 谈屋顶光伏设计及安装[J]. 山西建筑, 2017, 43(2): 196-198.
WANG Yu, XIE Wei. Discussion on photovoltaic design and installation of the roof[J]. Shanxi Architecture, 2017, 43(2): 196-198.
- [21] CHARABI Y, RHOUMA M B H, GASTLI A. GIS-based estimation of roof-PV capacity & energy production for the Seeb region in Oman[C] // 2010 IEEE International Energy Conference and Exhibition, December 18-22, Manama, Bahrain: 41-44.
- [22] 徐福圆. 基于遥感图像的屋顶面积识别及屋顶光伏容量估计[D]. 杭州: 杭州电子科技大学, 2016.
XU Fuyuan. Roof area recognition and PV capacity estimation based on remote sensing image[D]. Hangzhou: Hangzhou Dianzi University, 2016.
- [23] ASHTARI A, BIBEAU E, SHAHIDINEJAD S, et al. PEV charging profile prediction and analysis based on vehicle usage data[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2012, 3(1): 341-350.
- [24] DARABI Z, FERDOWSI M. Plug-in hybrid electric vehicles: charging load profile extraction based on transportation data[C] // 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, July 24-29, 2011, San Diego, CA, USA: 1-8.
- [25] 张洪财, 胡泽春, 宋永华, 等. 考虑时空分布的电动汽车充电负荷预测方法[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(1): 13-20.
ZHANG Hongcai, HU Zechun, SONG Yonghua, et al. A prediction method for electric vehicle charging load considering spatial and temporal distribution[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(1): 13-20.
- [26] SANTOS A, MCGUCKIN N, NAKAMOTO H Y, et al. Summary of travel trends: 2009 national household travel survey[J]. Demographics, 2011.
- [27] 田立亭, 史双龙, 贾卓. 电动汽车充电功率需求的统

- 计学建模方法[J]. 电网技术, 2010, 34(11): 126-130.
- TIAN Liting, SHI Shuanglong, JIA Zhuo. A statistical model for charging power demand of electric vehicles[J]. Power System Technology, 2010, 34(11): 126-130.
- [28] 潘驰, 赵胜川, 姚荣涵. 基于出行目的停车行为差异性分析[J]. 交通信息与安全, 2012, 30(1): 39-42, 57.
- PAN Chi, ZHAO Shengchuan, YAO Ronghan. Variation analysis of parking behaviors with different travel purposes[J]. Computer and Communications, 2012, 30(1): 39-42, 57.
- [29] 严俊, 严凤. 峰谷分时电价背景下的居民电动汽车有序充电策略[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(15): 127-134.
- YAN Jun, YAN Feng. 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.
- [30] 闫志杰, 张蕊萍, 董海鹰, 等. 基于需求响应的电动汽车充放电电价与时段研究[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(15): 16-22.
- YAN Zhijie, ZHANG Ruiping, DONG Haiying, et al. Price and period research of electric vehicles charging and discharging based on demand response[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(15): 16-22.
- [31] BAE S, KWASINSKI A. Spatial and temporal model of electric vehicle charging demand[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2012, 3(1): 394-403.
- [32] 吴润泽, 包正睿, 王文韬, 等. Hadoop 架构下基于模式匹配的短期电力负荷预测方法[J]. 电工技术学报, 2018, 33(7): 1542-1551.
- WU Runze, BAO Zhengrui, WANG Wentao, et al. Short-term power load forecasting method based on pattern matching in hadoop framework[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(7): 1542-1551.
- [33] 周淦, 李健, 孙才新, 等. 基于粗糙集和元胞自动机的配电网空间负荷预测[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(25): 68-73.
- ZHOU Quan, LI Jian, SUN Caixin, et al. Spatial load forecasting for distribution networks based on rough sets and cellular automata[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(25): 68-73.
- [34] 林芳, 林焱, 吕宪龙, 等. 基于均衡 KNN 算法的电力负荷短期并行预测[J]. 中国电力, 2018, 51(10): 88-94, 102.
- LIN Fang, LIN Yan, LÜ Xianlong, et al. Short-term parallel power load forecasting based on balanced KNN[J]. Electric Power, 2018, 51(10): 88-94, 102.
- [35] 陈蓉珺, 何永秀, 陈奋开, 等. 基于系统动力学和蒙特卡洛模拟的电动汽车日负荷远期预测[J]. 中国电力, 2018, 51(9): 126-134.
- CHEN Rongjun, HE Yongxiu, CHEN Fenkai, et al. Long-term daily load forecast of electric vehicle based on system dynamics and monte carlo simulation[J]. Electric Power, 2018, 51(9): 126-134.
- [36] 于群, 张铮, 屈玉清, 等. 基于 ARMA-GABP 组合模型的电网大停电事故损失负荷预测[J]. 中国电力, 2018, 51(11): 38-44.
- YU Qun, ZHANG Zheng, QU Yuqing, et al. Power loss prediction of large blackouts in power grid based on ARMA-GABP combined model[J]. Electric Power, 2018, 51(11): 38-44.

收稿日期: 2018-08-12; 修回日期: 2018-09-26

作者简介:

靳现林(1974—), 男, 通信作者, 硕士, 高级工程师, 研究方向为新能源发电技术; E-mail: jxl1974@sina.com

赵迎春(1975—), 女, 硕士, 讲师, 研究方向为电力系统自动化技术; Email: zycchina@aliyun.com

吴刚(1976—), 男, 高级工程师, 研究方向为电网运行技术。

(编辑 许威)