

基于改进配电网安全域的规模化电动汽车入网影响分析

赵黄江¹, 向月¹, 刘俊勇¹, 胡帅²

(1. 四川大学电气工程学院, 四川成都 610065; 2. 国网宁夏电力有限公司经济技术研究院, 宁夏银川 750004)

摘要:我国电动汽车的潜在市场规模巨大且增长迅速,部分经济发达城市所在地区已形成规模化充电负荷需求。为评估规模化电动汽车接入给配电网带来的影响,提出了改进配电网安全域评估模型。在配电网-交通网耦合架构下提出一种计及电动汽车时空特性的“混合法”潮流可行域边界模型,从而模拟规模化电动汽车的充电过程。基于传统的配电网安全域的概念,提出计及电动汽车接入的配电网改进安全域模型,并由此给出电动汽车出行潜力指标的定义,从而分析规模化电动汽车接入对配电网的影响。算例分析表明所提方法可求得不同时刻不同节点处的配电网运行范围,通过电动汽车出行潜力指标可引导电动汽车用户的出行,从而为规模化电动汽车入网调度管理等应用提供支撑。

关键词:规模化电动汽车;充电负荷;配电网-交通网;配电网安全域;出行潜力

中图分类号:TM 727;U 469.72

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202105025

0 引言

电动汽车的推广应用能够有效缓解环境污染和燃油短缺问题。当大规模的电动汽车接入配电网时,如果不能对其充电行为进行合理有序的控制,将给电力系统的安全运行带来极大的风险^[1]。研究规模化电动汽车接入对配电网的影响是十分必要的。

电动汽车数量的规模化增长引起的充电峰荷将给局部配电网的供电能力和运行安全性带来挑战^[2]。考虑到电动汽车充电过程实际上是在配电网和交通网之间的耦合行为,现有文献大多从充电控制策略、充电行为特点等方面研究电动汽车充电管理策略和充电负荷分布^[3-4]。文献[5]采用能量状态优先队列的电动汽车集群响应控制策略,基于能量状态对电动汽车进行分群研究,从而达到上层所需控制的目标功率值。这种多层次多目标的控制既可以减小电网的运行负荷,又可以高效地缓解电动汽车充电所造成的电网充电高峰问题。文献[6]基于集群电动汽车充电行为的可预测性,采用滚动优化算法,对未并网的电动汽车负荷模型进行实时预测,得到优化后的实时充电功率。文献[7]基于电动汽车的区域集群响应特性,以负荷峰谷差值最小为目标,建立电动汽车群体充电的概率分布模型,得到电动汽车的充电优化调度方案。上述文献对规模化电动汽车的充电行为进行了研究,但是缺乏规模化电动汽车接入后的影响分析。规模化电动汽车入网充

电会影响城市配电网运行管理。文献[8]基于三相潮流模型分析不同渗透率的电动汽车接入对低压配电系统的影响。文献[9]分析不同渗透率的电动汽车充电负荷接入后,其随机充电对配电网造成的电压偏移、网络损耗和负荷冲击等影响。文献[10]建立不同充放电模式下电动汽车的功率模型,分析电动汽车在不同接入方式下充电对配电网可靠性的影响。在此基础上,文献[11]进一步分析了电动汽车多参数变化对配电网的影响,分别从电动汽车渗透率和充电模式等多方面分析了电动汽车充电负荷对配电网运行的影响。上述文献对于规模化电动汽车与配电网动态交互行为分析较少,电动汽车作为配电网-交通网耦合结构下的重要元件,用户行驶决策行为受城市交通网影响较大,进行分析时其影响应考虑在内。

配电网安全域 DNSR (Distribution Network Security Region) 作为分析配电网最大负荷能力和实际安全运行范围的一种方法^[12],在进行电动汽车入网影响分析时能够量化不同时刻不同节点处的配电网运行范围,但考虑到尚缺乏计及电动汽车接入后安全域的研究,本文提出一种适用于规模化电动汽车入网评估的改进安全域模型。

由此,考虑到安全域对于系统运行状态的有效表征,本文基于配电网-交通网耦合系统模型,提出了计及电动汽车时空特性的“混合法”潮流可行域边界模型来模拟规模化电动汽车的充电过程,进而构建了电动汽车接入配电网后的安全域 EV-DNSR (Electric Vehicle integrated to Distribution Network Security Region) 模型和电动汽车出行潜力 EV-TP (Electric Vehicle Travel Potential) 指标来评估配电网-交通网耦合下规模化电动汽车入网的影响,通过算例仿真分析验证了所提方法的有效性。

收稿日期:2020-09-08;修回日期:2021-03-15

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51807127);四川省科技计划项目(2019YFH0171,2019YFG0152)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51807127) and Sichuan Science and Technology Program(2019YFH0171,2019YFG0152)

1 EV-DNSR 潮流可行域边界模型

1.1 基于“混合法”潮流可行域边界计算

典型系统潮流模型如下^[13]:

$$F(X) - Y = 0 \quad (1)$$

式中: X 为系统内各节点电压的幅值和相角; Y 为系统内各节点输入的有功功率和无功功率。

潮流可行域边界点处,边界条件需满足:

$$\det F(X) = 0 \quad (2)$$

式中: \det 表示求行列式。

式(1)和式(2)为“预测-校正”法的数学模型,可将式(2)简化为式(3)。

$$\begin{cases} \omega^T F(X) = 0 \\ \omega^T \omega = 1 \end{cases} \quad (3)$$

式中: ω 为潮流 Jacobian 矩阵零特征值对应的左特征向量。

将式(1)与式(3)合并可得潮流可行域边界面方程 $\phi(P) = 0$ ^[14]。传统“预测-校正”法和“混合法”示意图如图 1 所示。由图 1(a)可知,步长取 l ,在“预测”环节中,取切向量 ΔP 方向的下一点为 P'_{i+1} ,在“校正”环节中,将平面方程 $(P_i - P'_{i+1})\Delta P = \tau$ 和边界面方程 $\phi(P) = 0$ 联立求解解出交点,此交点即为边界面上的下一点 P_{i+1} ,如此往复迭代即可求出潮流边界面。

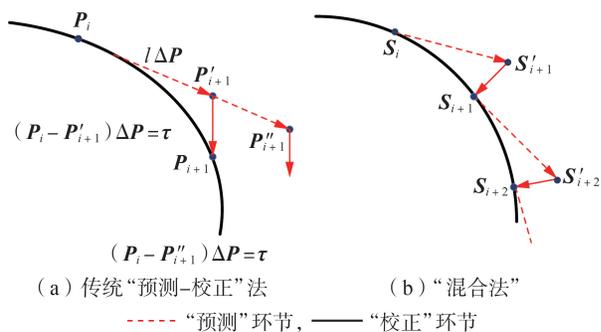


图 1 传统“预测-校正”法和“混合法”示意图

Fig.1 Schematic diagram of traditional “predictor-corrector” method and “hybrid method”

但是“预测-校正”法在计算可行域边界上存在维数扩大问题,并且没有考虑系统内各设备的运行约束。由此,将“校正”环节转换为式(4)所示的低维数优化问题^[13]。

$$\begin{cases} \min \frac{1}{2} (S_{1D} - S^*)^T (S_{1D} - S^*) \\ \text{s.t.} \begin{cases} F_1(X) - S_{1D} = 0 \\ F_2(X) - S_D = 0 \end{cases} \end{cases} \quad (4)$$

式中: S^* 为潮流可行域边界外一点; S_{1D} 为系统各节点的有功和无功负荷; S_D 为根据 S_{1D} 变化的线性函数, $S_D = G(S_{1D})$ 。

用“混合法”计算可行域边界是通过求解式(4)得到边界面上的点 S_i ,取边界法向量为 $S_i - S^*$,在通过该点的切平面上,由切面方程 $(S_i - S^*)^T V = 0$ 得到某个方向上的切向量 V ,根据 $S'_{i+1} = S_i + lV$ 预测得到边界面上的下一点 S'_{i+1} 。将 S'_{i+1} 作为 S^* 代入式(4),此优化求解问题即为对应的“校正”环节。如此不断迭代即可得到一段可行域边界。图 1(b)为改进后“混合法”的示意图。

1.2 电动汽车入网潮流可行域边界的“最远点”计算

求解“最远点”一般采用 L_1 范数的计算方法^[14], L_1 范数通常用于电力系统的总负荷计算。在电动汽车接入配电网的潮流可行域中, L_1 范数下的“最远点”能够表述规模化电动汽车接入配电网时的边界点集合。结合“混合法”中的潮流可行域边界计算,“最远点”求解问题可表示为:

$$\begin{aligned} & \max \sum P_{EVi} \quad (5) \\ & \begin{cases} F(e, f, l^*) = 0 \\ V_{\min} \leq V \leq V_{\max} \\ Q_{G\min} \leq Q_G \leq Q_{G\max} \\ V_{G\min} \leq V_G \leq V_{G\max} \\ T_{\min} \leq T \leq T_{\max} \\ Q_{C\min} \leq Q_C \leq Q_{C\max} \end{cases} \quad (6) \end{aligned}$$

式中: P_{EVi} 为第 i 辆电动汽车的额定充电功率; F 为等式约束条件; e, f 分别为节点电压的实部和虚部; l^* 为引入的负荷连续参数; V, Q_G, V_G, T 和 Q_C 分别为节点电压、发电机的无功出力、发电机电压、有载调压变压器分接头的挡位和并联电容器组投切的无功容量;下标 \min 和 \max 分别为对应变量的最小值和最大值。

上述优化问题的目标函数在电动汽车接入配电网的空间中可视为超平面, $n = [1, 1, \dots, 1]^T$ 为其对应的法线方向。当目标函数取最大值且潮流可行域的边界为凸时,两者存在相切点,此点即为 L_1 范数下的“最远点”。图 2 给出了 L_1 范数下“最远点”算法示意图。

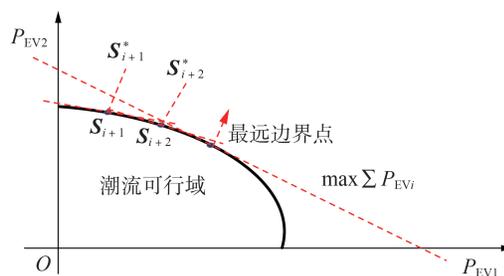


图 2 L_1 范数下潮流可行域边界点算法示意图

Fig.2 Schematic diagram of algorithm for power flow feasibility region boundary point under L_1 definition

根据上述分析,当电动汽车接入配电网时其潮流可行域边界的“最远点”计算流程如附录A图A1所示。

2 配电网-交通网耦合模型

2.1 交通网模型

基于复杂网络理论,取实际交通网中的道路交叉口为节点、实际道路为边,则交通网模型由式(7)表示。

$$C=(A, B) \quad (7)$$

式中: C 为交通网的数学模型; $A=\{n_i|i=1, 2, \dots, k\}$ 为交通网节点所构成的集合, n_i 为交通网节点 i , k 为交通网节点数; $B=\{e_{ij}|i \neq j; i, j \in \{1, 2, \dots, k\}\}$ 为交通网中道路构成的集合, e_{ij} 为交通网节点 i 与节点 j 之间的连接关系。

$e_{ij}(i, j \in \{1, 2, \dots, k\})$ 的计算公式如下:

$$e_{ij} = e_{ji} = \begin{cases} l_{ij} & \text{节点 } i, j \text{ 直接相连} \\ 0 & i = j \\ +\infty & \text{节点 } i, j \text{ 不直接相连} \end{cases} \quad (8)$$

式中: l_{ij} 为节点 i 与节点 j 之间的道路实际长度。

2.2 配电网模型

取配电网的实际节点为网络节点,用实际线路搭建配电网模型,则配电网模型由式(9)表示。

$$\begin{cases} G_c = (N_c, E_c, Z_c, B_c) \\ N_c = \{n_i^c | i = 1, 2, \dots, n\} \\ E_c = \{e_{ij}^c | i \neq j; i, j \in \{1, 2, \dots, n\}\} \\ Z_c = \{(R_i, X_i) | i = 1, 2, \dots, h\} \\ B_c = \{(P_i, Q_i) | i = 1, 2, \dots, n\} \end{cases} \quad (9)$$

式中: G_c 为配电网的数学模型; N_c 为配电网的网络节点集合; n_i^c 为配电网节点 i ; n 为配电网节点数; E_c 为配电网的线路集合; e_{ij}^c 为配电网节点 i 与节点 j 之间的连接关系; Z_c 为配电网线路的电抗和电阻所组成的集合; R_i 为配电网线路 i 的电阻; X_i 为配电网线路 i 的电抗; h 为配电网线路数; B_c 为配电网各节点在不同时刻的有功功率和无功功率所组成的集合; P_i 为配电网节点 i 的有功功率; Q_i 为配电网节点 i 的无功功率。

2.3 配电网-交通网耦合模型

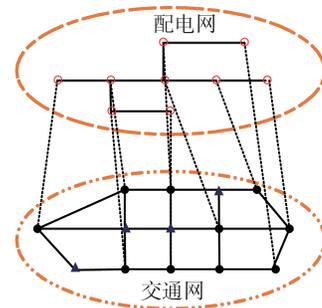
建立配电网-交通网的两网耦合模型^[15],连边集合 ζ 和网络层集合 γ 构成该耦合系统模型。其中,连边集合 ζ 为配电网和交通网的节点间连边集合;网络层集合 γ 为配电网和交通网各自的网络层。本文为简化分析过程,假设电动汽车充电站配置在道路交通网,通过专线或专变连接到归属配电网节点,

电动汽车可在电量不足时就近寻找充电站进行充电,该充电站等效从配电网耦合节点汲取电能^[16],耦合系统结构如图3所示。其两网耦合模型为:

$$\begin{cases} \xi = \{E_{\alpha\beta} \in X_\alpha \times X_\beta | \alpha \neq \beta\} \\ \gamma = \{G_\alpha | \alpha = 1, 2\} \end{cases} \quad (10)$$

$$\alpha_{ij}^{\alpha\beta} = \begin{cases} 1 & \{x_i^\alpha, x_j^\beta\} \in E_{\alpha\beta} \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (11)$$

式中: $E_{\alpha\beta}$ 为两网构成的耦合边集合; $A^{[\alpha,\beta]} = \{\alpha_{ij}^{\alpha\beta}\}$ 和 $E_{\alpha\beta}$ 构成层间连边矩阵; $G_\alpha = \{X_\alpha, E_\alpha\}$, X_α 和 E_α 分别为 α 层的节点和连边集合; G_1 和 G_2 分别为配电网和交通网各自的网络层。



○ 配电网节点, ● 充电站节点, ▲ 交通网节点

图3 配电网-交通网耦合结构

Fig.3 Coupled structure of distribution network-transportation network

若 $\alpha_{ij}^{\alpha\beta} = 1$,表示交通网节点 i 上的充电站与配电网节点 j 相连存在耦合边,即存在耦合关系,反之则无耦合关系。耦合系统的邻接矩阵 A_{gl} 为:

$$A_{gl} = \begin{bmatrix} A^\alpha & A^{[\alpha,\beta]} \\ A^{[\beta,\alpha]} & A^\beta \end{bmatrix} \quad (12)$$

式中: $A^{[\alpha,\beta]}$ 、 $A^{[\beta,\alpha]}$ 为两网之间的耦合边矩阵; A^α 、 A^β 为层内连边矩阵。

2.4 电动汽车出行链模型

电动汽车作为交通网和配电网之间重要的耦合元件,其出行链模型成为关键之处。本文采用出行链模型来分析电动汽车的时空轨迹分布。出行链模型如图4所示。图中, L_o^1 为起点 o 到达目的地1的实际距离; L_{i-1}^i 为 $i-1$ 点到达 i 点的实际距离; L_i^d 为目的地 i 到达终点 d 的实际距离; Δt_o^1 为电动汽车从起点 o 到达目的地1的实际时间; Δt_{i-1}^i 为电动汽车从 $i-1$ 点

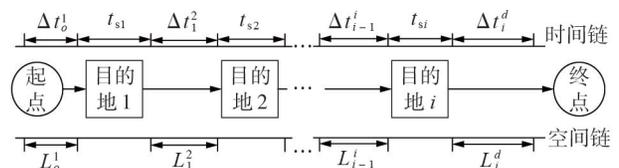


图4 电动汽车出行链模型

Fig.4 Travel chain model of electric vehicles

到达 i 点的实际时间; t_{si} 为电动汽车在 i 点的驻留时间; Δt_i^d 为电动汽车从目的地 i 到达终点 d 的实际时间。

假定将回家(H)、上班(W)和商业区活动(S)作为出行目的,则与“H-W-S-H”出行链对应的电动汽车用户行程为:从家出发—上班—下班后商业区活动—回家。本文将居民区作为行程的始末点,且假定电动汽车用户的日出行时刻、回家时刻均服从正态分布^[17-18]。

采用 Dijkstra 算法作为出行链节点之间的最优路径算法^[18]。不同时刻、不同道路上的电动汽车的实际行驶时间 T_a 的表达式为:

$$T_a = T_{0a} \left[1 + \alpha_T \left(\frac{x_a}{C_a} \right)^{\beta_T} \right] \quad (13)$$

式中: T_{0a} 为道路 a 零车流行驶时间; x_a 为道路 a 实时车流量; C_a 为道路 a 容量; α_T 和 β_T 为模型参数, 本文分别取为 0.15 和 0.4。

2.5 电动汽车充电需求的时空随机性建模

因为电动汽车用户的出行规律是随机的, 所以可将日出行链的出发时间 t_s 视为服从正态分布, 其概率密度函数如下:

$$f(t_s, \mu_s, \sigma_s) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma_s^2}} e^{-\frac{(t_s - \mu_s)^2}{2\sigma_s^2}} \quad (14)$$

式中: μ_s 、 σ_s 分别为电动汽车用户出发时间 t_s 的均值和标准差。

本文设定的电动汽车充电需求为: 电动汽车在日出行链的出行途中, 当荷电状态(SOC)小于警戒值(SOC 最小值 S_{SOCmin}) 时, 选择距离最近的充电站进行充电; 电动汽车到达日出行链的某个目的地, 当 SOC 下降到警戒值 S_{SOCmin} 之下, 电动汽车选择距离目的地最近的充电站充电^[16]。

考虑到电动汽车的随机性受时空两维度要素的影响, 本文采用蒙特卡洛法模拟得到电动汽车充电需求的时空分布特征^[19]。

3 规模化电动汽车与配电网动态交互下的 DNSR 模型

配电网安全域工作点是指配电网安全域内满足 $N-1$ 安全约束的点的集合^[12]。利用 DNSR 边界理论可计算得到满足 $N-1$ 约束的安全边界。安全程度的大小用工作点到安全边界的距离来表现, 当运行的工作点处于边界外时, 表示配电网不能安全运行。通过得到的安全边界分布可根据系统整体运行状态给出评估建议。

3.1 EV-DNSR 模型

将工作点定义为配电网正常运行时某一时刻所有节点负荷功率的向量, 可将其视为负荷进行运算。

由此结合文献[12]定义的配电网安全域模型, 规模化电动汽车接入配电网后的 EV-DNSR 模型具体表示如下:

$$\begin{cases} \mathbf{W}_i = [P_{01}, \dots, P_{0i}, \dots, P_{0n}] \\ P_j = P_{\text{EV}j} \quad j \in N_{\text{EV}} \end{cases} \quad (15)$$

$$\Omega_{\text{EV-DNSR}} = \left\{ \mathbf{W}_i \mid \mathbf{h}(\mathbf{W}_i) = 0, \mathbf{g}(\mathbf{W}_i) \leq 0 \right\} \quad (16)$$

$$\text{s.t.} \quad \begin{cases} \mathbf{h}(\mathbf{W}_i): \text{式(6)} \\ \mathbf{g}(\mathbf{W}_i): \text{式(18)—(23)} \end{cases} \quad (17)$$

式中: \mathbf{W}_i 为系统运行的工作点; $\mathbf{h}(\mathbf{W}_i)$ 、 $\mathbf{g}(\mathbf{W}_i)$ 分别为潮流约束、安全约束; P_{0i} 为配电网节点 i 的初始功率; N_{EV} 为所有电动汽车接入节点的集合。

3.2 模型安全约束条件

1) 电动汽车的充电会使接入处的配电网节点电压下降, 其下降程度与电动汽车的充电功率、充电位置等因素有关, 充电站允许的电压范围约束条件为:

$$U_{\min} \leq U_i \leq U_{\max} \quad (18)$$

式中: U_i 为第 i 座充电站的电压; U_{\min} 、 U_{\max} 分别为充电站接入配电网允许的电压最小值、最大值。

2) 变压器容量约束条件为:

$$\sum_{i=1}^N P_{\text{EV}i} x_i(t) + P(t) \leq \mu S_N \cos \varphi_N \quad (19)$$

式中: $x_i(t) = 0$ 表示第 i 座充电站没有连接电动汽车或电动汽车充满电, $x_i(t) = 1$ 表示第 i 座充电站连接电动汽车且电动汽车未充满电; N 为充电站数量; $P(t)$ 为 t 时段变压器承担的普通负荷功率; S_N 、 $\cos \varphi_N$ 分别为变压器额定容量、额定功率因数, $\cos \varphi_N$ 取值为 0.95; μ 为变压器负载率, 取值范围为 35% ~ 60%。

3) 充电站充电功率变化约束条件为:

$$\left| \sum_{i=1}^N P_{\text{EV}i} x_i(t) - \sum_{i=1}^N P_{\text{EV}i} x_i(t-1) \right| \leq \Delta P_{0\max} \quad (20)$$

式中: $\Delta P_{0\max}$ 为同一充电站在 2 个相邻时间段的充电功率上限值。

4) 电动汽车充电容量约束条件为:

$$\sum_{i=1}^N P_{\text{EV}i} x_i(t) \Delta t = (1 - S_{\text{SOC}i,0}) \omega_i \quad (21)$$

式中: $S_{\text{SOC}i,0}$ 为第 i 辆电动汽车的初始 SOC; Δt 为充电时段长度; ω_i 为第 i 辆电动汽车的电池容量。

5) SOC 连续性约束条件为:

$$S_{\text{SOC}i,t} = S_{\text{SOC}i,t-1} + \frac{P_{\text{EV}i} x_i(t) \Delta t}{\omega_i} \quad (22)$$

式中: $S_{\text{SOC}i,t}$ 为 t 时段第 i 辆电动汽车的 SOC; $S_{\text{SOC}i,t-1}$ 为 $t-1$ 时段第 i 辆电动汽车的 SOC。

6) 电动汽车过充条件约束条件为:

$$P_{\text{EV}i} \Delta t_a > (1 - S_{\text{SOC}i,t}) \omega_i \quad (23)$$

式中: Δt_a 为相邻2次监测的时间段。

3.3 电动汽车出行潜力指标

借助EV-DNSR模型对规模化电动汽车接入后配电网运行状态的评估结果, 本文将不同时刻的EV-DNSR截面面积与电动汽车接入配电网前的安全域平均承受能力截面面积的比值定义为电动汽车出行潜力指标 I_{EV-TP} , 从而为电动汽车用户的出行提供指导。

$$I_{EV-TP} = \frac{S[\Omega_{EV-DNSR}]}{S[\Omega_{DNSR}]} \quad (24)$$

式中: $S[\Omega_{EV-DNSR}]$ 为EV-DNSR截面面积; $S[\Omega_{DNSR}]$ 为电动汽车接入配电网前的安全域平均承受能力截面面积。

图5为本文提出的安全评估的整体流程图。首先基于配电网数据和交通网数据建立计及配电网-交通网耦合结构的电动汽车出行链模型和电动汽车充电需求时空随机性模型, 并采用“混合法”的潮流可行域边界模拟规模化电动汽车的入网过程, 最后利用建立的EV-DNSR模型和EV-TP指标分析规模化电动汽车接入对配电网的影响。

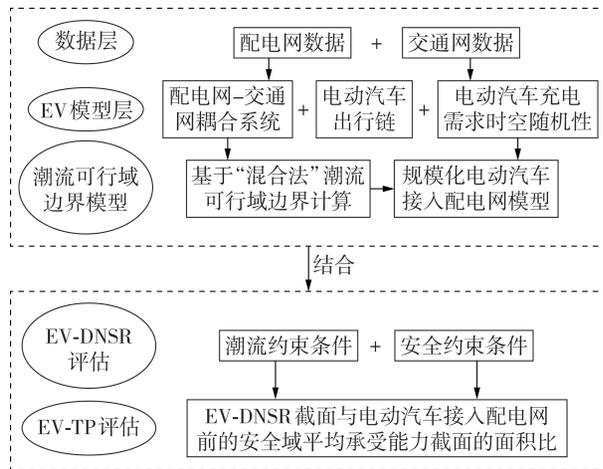


图5 安全评估整体流程图

Fig.5 Overall flowchart of safety assessment

4 算例分析

4.1 基本数据

选取某城市区域交通网与扩展后的IEEE 33节点配电网的耦合系统作为算例系统, 配电网节点与交通网节点的地理耦合关系如附录B表B1所示, 交通网结构如附录B图B1所示。该区域路网包含26个节点和45条道路, 将其分为居民区(含节点1—17)、工作区(含节点18—22)和商业区(含节点23—26)。

算例参数说明如下。

1) 假设该区域共有20000辆电动汽车, 其中有10000辆私家车、5000辆出租车和5000辆商业用车。

2) 该区域在不同时段的道路饱和度参数、各道路的长度数据、电动汽车性能参数分别如附录B表B2—B4所示。初始时刻电动汽车的SOC为刚充完电后的电量水平, 其范围为0.8~0.9^[20]。

3) 电动汽车出行链参数如附录B表B5所示, 出行链行程时间分布参考文献[20], 假定电动汽车沿最优路径匀速行驶。

4.2 电动汽车充电负荷时空分布

选取典型工作日进行研究, 电动汽车在不同时刻的充电需求如附录C图C1所示。由图可知, 在13:00时达到最高峰, 17:00时再次出现一个充电高峰时刻。

附录C图C2为考虑电动汽车充电后各分区的负荷需求。不同区域在不同时段内有着不同的充电需求, 居民区的负荷高峰集中在夜间; 商业区的负荷高峰集中在营业时间; 工作区的负荷高峰集中在上班时间段。

电动汽车渗透率为充电负荷和配电网原始负荷的峰值比, 根据电动汽车充电负荷时空分布模型, 求得不同电动汽车渗透率下的负荷需求, 如图6所示。观察可知, 电动汽车充电负荷和配电网原始负荷早晚期间叠加形成负荷双高峰。随着电动汽车渗透率的提高, 充电负荷峰谷差和总负荷峰谷差也随之增大。

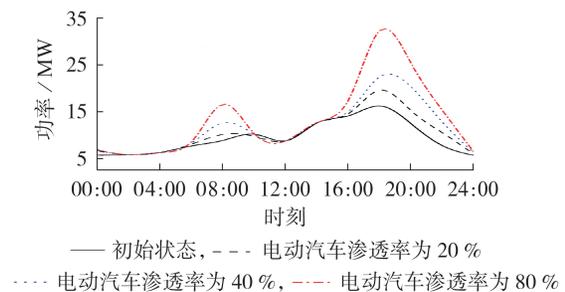


图6 不同电动汽车渗透率下的负荷曲线

Fig.6 Load curves under different penetrations of electric vehicles

分析电动汽车出行链参数的改变对电动汽车充电负荷的影响, 3种不同运行场景下电动汽车的充电功率如图7所示。设置如下3种不同运行场景: 场景1, 一天内电动汽车出行链中简单链和复杂链的比例各占50%; 场景2, 一天内电动汽车出行链中简单链和复杂链的比例分别为40%和60%; 场景3, 一天内电动汽车出行链中简单链和复杂链比例分别为30%和70%。

从图7可以看出, 3种场景下电动汽车最大充电功率分别为1.6533 MW(20:00)、1.8213 MW(20:00)和1.9867 MW(20:00), 一天内总充电功率分别为11.4692、12.1961、13.0454 MW。随着出行链中复杂

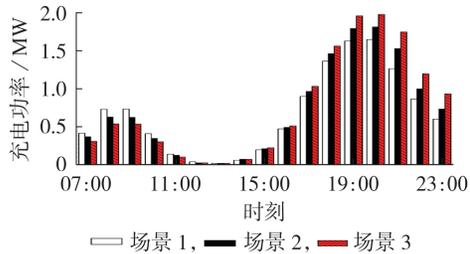


图 7 不同出行链参数下的充电功率

Fig.7 Charging power under different travel chain parameters

链比例的增大,总充电功率也随之增大。在 14:00—23:00 时段,场景 2 和场景 3 的充电需求均大于场景 1,这是因为场景 2 和场景 3 中复杂链比例较高,其商业区活动比场景 1 更为频繁,电动汽车一天内行驶距离更远。

4.3 电动汽车接入对 DNSR 的影响分析

结合规模化电动汽车充电负荷的时空分布特性,测试规模化电动汽车接入配电网后的安全域模型,由此观察规模化电动汽车接入对配电网运行造成的影响,首先分析规模化电动汽车接入后配电网的节点电压,如附录 C 图 C3 所示。由图 C3 可知,规模化电动汽车接入后配电网节点电压的最小值在节点 18,其电压由 0.9674 p.u. 变为 0.9132 p.u.。配电网节点 18 与交通网节点 18 相耦合,其中交通网节点 18 处于工作区和商业区的交汇处。配电网节点 14、15 电压由 0.95461 p.u.、0.95619 p.u. 分别变为 0.91826 p.u.、0.91684 p.u.,配电网节点 14、15 分别与交通网节点 15、16 相耦合,其中交通网节点 15、16 处于居民区和工作区的交汇处。区域交汇处电动汽车流量大,接入配电网数量较多,因此电压波动幅度较大。规模化电动汽车接入后,关键节点处电压水平下降,配电网电压整体呈现不稳定状态。

取具有典型代表性的节点 18 和节点 24 进行 EV-DNSR 可视化观测,分析规模化电动汽车接入对配电网的影响。附录 C 图 C4 和图 C5 为不同观测方向下规模化电动汽车接入配电网后安全域随时间的变化情况。结合图 C4 和图 C5 所示的仿真结果可以看出, EV-DNSR 范围随着时间的不同而变化, 00:00—09:00、12:00—21:00 时段的 EV-DNSR 范围逐渐增大, 09:00—12:00、21:00—24:00 时段 EV-DNSR 范围逐渐减少。这是因为 00:00—09:00、12:00—21:00 时段为电动汽车用户上下班高峰和商业区活动时间段, 09:00—12:00、21:00—24:00 时段主要为电动汽车充电时间段。由此可以看出,电动汽车用户一天之内出行链行程时间分布不同导致交通网在不同时刻的车流量也在不断变化,交通网出行的改变对配电网实际运行结果有着显著的影响,与电动汽车用户的出行链分布密切相关。截取图 C4 中

EV-DNSR 的外围纵截面,观察 EV-DNSR 的变化趋势。附录 C 图 C6 为所截纵截面的 5 条变化轨迹,其变化趋势与图 6 所示的负荷曲线随时间的变化基本相同。

附录 C 图 C7(a)和图 C7(b)分别为图 C4 中 EV-DNSR 的最大纵截面和电动汽车接入配电网前安全域平均承受能力截面。可见 EV-DNSR 的最大纵截面发生在 19:00 时,结合附录 B 表 B2 的道路饱和度参数,此时正值下班高峰时间,道路饱和度处于一天之内的最大值,电动汽车接入配电网的数量最少,对配电网的影响最小,所以 EV-DNSR 截面最大。

通过比较图 C7(a)和图 C7(b)可知,规模化电动汽车接入配电网后安全域面积缩小,与电动汽车接入配电网前的安全域平均承受能力截面相比,其安全域面积缩小 11%~23%。安全域边界越靠近左侧,电动汽车接入配电网后的潮流边界距离将越小,其误差范围也将变大。随着节点 18 接入电动汽车数量的增多,在节点 23 对应的负荷值也将增大,其潮流边界距离也将随之增大。

分析电动汽车出行链参数变化对 EV-DNSR 的影响,附录 C 图 C8(a)—(c)为 3 种场景下 EV-DNSR 的最大纵截面。通过比较图 C8(a)—(c)和图 C7(b)可见,随着出行链中复杂链比例的增大,其安全域截面面积逐渐缩小,说明电动汽车活动范围越广对配电网的影响越大,配电网承受能力越低。

利用 EV-DNSR 推导得到的 EV-TP 指标,分析电动汽车用户的出行规律,各时段 EV-TP 仿真结果如附录 C 图 C9 所示。EV-TP 值在早晚时分出现 2 次低谷, 09:00 时 EV-TP 值为 0.2162, 19:00 时 EV-TP 值为 0.1027,其他时刻的 EV-TP 值见附录 C 表 C1。可见当电动汽车处于停车状态时, EV-TP 值较高;当电动汽车处于行驶状态时, EV-TP 值较低。结合道路交通网特性,随着交通网中车流量的增多, EV-TP 值变小, EV-DNSR 范围变大, EV-TP 值可以反映电动汽车用户的出行规律。由于 EV-TP 指标是由 EV-DNSR 推导而来,所以 EV-DNSR 是在电动汽车和配电网动态交互下建立的。由此可知,在系统结构满足 $N-1$ 安全约束的配电网下接入规模化电动汽车,可通过调控充电位置和数量来缓解配电网的运行压力。

5 结论

本文在配电网-交通网耦合结构下研究规模化电动汽车接入对配电网的影响,提出计及电动汽车时空特性的“混合法”潮流可行域边界模型,构建了 EV-DNSR 模型和 EV-TP 指标,通过算例验证了模型指标的有效性,得到如下的结论。

1) 规模化电动汽车充电行为与交通网实际运行

情况息息相关,具有明显的区域性,在道路饱和度较高的路段、电动汽车渗透率较高的情况下,或者出行链行为复杂时,规模化电动汽车充电负荷会对配电网运行产生较大的冲击,影响配电网的安全运行。

2)EV-DNSR范围受交通网中不同时刻车流量的影响,当电动汽车出行链中复杂链比例增大时,其EV-DNSR范围减小。随着交通网车流量的增多,EV-TP值变小,EV-DNSR范围变大。通过合理分析EV-TP指标可引导电动汽车用户出行,缓解交通系统拥堵,降低能源系统运行风险。

考虑融合规模化电动汽车接入配电网的EV-DNSR模型可以有效反映电动汽车不确定出行与充电行为对配电网运行风险的影响及配电系统实时安全运行状况,在后续研究中将进一步考虑电动汽车入网负荷融入实际电网调度系统安全预警模块,其值本身也为未来集群代理商协同调控中心进行系统安全域约束下的电动汽车充放电灵活需求侧管理提供参考。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] CHEN Tao,ZHANG Bowen,POURBABAK H,et al. Optimal routing and charging of an electric vehicle fleet for high efficiency dynamic transit systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2018,9(4):3563-3572.
- [2] NIKLAS R,MARIJIA I. Optimal charge control of plug-in hybrid electric vehicles in deregulated electricity markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2011,26(3):1021-1029.
- [3] 王毅,陈进,麻秀,等. 采用分群优化的电动汽车与电网互动调度策略[J]. 电力自动化设备,2020,40(5):77-85.
WANG Yi,CHEN Jin,MA Xiu,et al. Interactive scheduling strategy between electric vehicles and power grid based on group optimization[J]. Electric Power Automation Equipment,2020,40(5):77-85.
- [4] 苏粟,刘紫琦,王世丹,等. 基于用户驾驶行为特性的电动汽车有序充电策略[J]. 电力自动化设备,2018,38(3):63-71.
SU Su,LIU Ziqi,WANG Shidan,et al. Ordered charging strategy of electric vehicles based on users' driving behavior[J]. Electric Power Automation Equipment,2018,38(3):63-71.
- [5] 王冉,王丹,贾宏杰,等. 基于参数序列化技术的电动汽车集群响应控制策略[J]. 电力系统自动化,2015,39(20):47-53.
WANG Ran,WANG Dan,JIA Hongjie,et al. A control strategy for electric vehicle cluster response based on parameter-serialization technique[J]. Automation of Electric Power Systems,2015,39(20):47-53.
- [6] 李正烁,郭庆来,孙宏斌,等. 计及电动汽车充电预测的实时充电优化方法[J]. 电力系统自动化,2014,38(9):61-68.
LI Zhengshuo,GUO Qinglai,SUN Hongbin,et al. Real-time charging optimization method considering vehicle charging prediction[J]. Automation of Electric Power Systems,2014,38(9):61-68.
- [7] 陈静鹏,艾芊,肖斐. 基于集群响应的规模化电动汽车充电优化调度[J]. 电力系统自动化,2016,40(22):43-48.
CEHN Jingpeng,AI Qian,XIAO Fei. Optimal charging scheduling for massive electric vehicles based on cluster response [J]. Automation of Electric Power Systems,2016,40(22):43-48.
- [8] RICHARDSON P,FLYNN D,KEANE A. Impact assessment of varying penetrations of electric vehicles on low voltage distribution systems[C]//IEEE PES General Meeting. Minneapolis, MN, USA:IEEE,2010:1-6.
- [9] 陈丽丹,张尧. 电动汽车随机充电对配电网影响的研究[J]. 电力科学与技术学报,2016,31(1):62-69.
CEHN Lidan,ZHANG Yao. Study on the influence of electric vehicles random charging on distribution network[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2016,31(1):62-69.
- [10] 刘晓飞,张千帆,崔淑梅. 电动汽车V2G技术综述[J]. 电工技术学报,2012,27(2):121-127.
LIU Xiaofei,ZHANG Qianfan,CUI Shumei. Review of electric vehicle V2G technology[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2012,27(2):121-127.
- [11] GRAY M K,MORSI W G. Power quality assessment in distribution systems embedded with plug-in hybrid and battery electric vehicles[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2015,30(2):663-671.
- [12] 王博,肖峻,周济,等. 主动配电网中分布式电源和微网的运行域[J]. 电网技术,2017,41(2):25-34.
WANG Bo,XIAO Jun,ZHOU Ji,et al. Dispatchable region of distributed generators and microgrids in distribution systems [J]. Power System Technology,2017,41(2):25-34.
- [13] 余始鑫,李鹏,贾宏杰. 基于混合潮流可行域边界计算[J]. 电力系统自动化,2004,28(13):18-25.
YU Yixing,LI peng,JIA hongjie. Computing the boundary of the power flow feasible region based on the hybrid method [J]. Automation of Electric Power Systems,2004,28(13):18-25.
- [14] 余始鑫,李鹏,孙强,等. 电力系统潮流可行域边界拓扑性质及边界算法[J]. 电力系统自动化,2006,30(10):6-11.
YU Yixing,LI Peng,SUN Qiang,et al. Study on topological properties of boundary of power flow feasibility algorithm for boundary computation[J]. Automation of Electric Power Systems,2006,30(10):6-11.
- [15] 杨昕然,吕林,向月,等. “车-路-网”耦合下电动汽车恶劣充电场景及其对城市配电网电压稳定性影响[J]. 电力自动化设备,2019,39(10):102-106.
YANG Xinran,LÜ Lin,XIANG Yue,et al. Degradation charging scenarios and impacts on voltage stability of urban distribution network under “EV-road-grid” coupling[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(10):102-106.
- [16] 邵尹池,穆云飞,余晓丹,等. “车-路-网”模式下电动汽车充电负荷时空预测及其对配电网潮流的影响[J]. 中国电机工程学报,2017,37(18):5207-5219.
SHAO Yinchi,MU Yunfei,YU Xiaodan,et al. A spatial-temporal charging load forecast and impact analysis method for distribution network using EVs-traffic-distribution model[J]. Proceedings of the CSEE,2017,37(18):5207-5219.
- [17] 张美霞,蔡雅慧,杨秀,等. 考虑用户充电差异性的家用电动汽车充电需求分布分析方法[J]. 电力自动化设备,2020,40(2):154-163.
ZHANG Meixia,CAI Yahui,YANG Xiu,et al. Charging demand distribution analysis method of household electric vehicles considering users' charging difference [J]. Electric Power Automation Equipment,2020,40(2):154-163.
- [18] 赵书强,周靖仁,李志伟,等. 基于出行链理论的电动汽车充电需求分析方法[J]. 电力自动化设备,2017,37(8):105-112.
ZHAO Shuqiang,ZHOU Jingren,LI Zhiwei,et al. EV charging demand analysis based on trip chain theory[J]. Electric

Power Automation Equipment, 2017, 37(8):105-112.

[19] SOARES F J, PEAS L J A, ALMEIDA P M R. A Monte Carlo method to evaluate electric vehicles impacts in distribution networks[C]//IEEE Conference on Innovative Technologies for an Efficient and Reliable Electricity Supply. Waltham, MA, USA:IEEE, 2010:365-372.

[20] 蒋卓臻, 向月, 刘俊勇, 等. 集成电动汽车全轨迹空间的充电负荷建模及对配电网可靠性的影响[J]. 电网技术, 2019, 43(10):3789-3800.

JIANG Zhuozhen, XIANG Yue, LIU Junyong, et al. Charging load modeling integrated with electric vehicle whole trajectory space and its impact on distribution network reliability[J]. Power System Technology, 2019, 43(10):3789-3800.

作者简介:



赵黄江

赵黄江(1995—),男,山西平遥人,硕士研究生,主要研究方向为智能电网与电动汽车交互(E-mail:850877509@qq.com);

向月(1987—),男,重庆人,副教授,博士,通信作者,主要研究方向为智能电网与电动汽车交互(E-mail:xiang@scu.edu.cn);

刘俊勇(1963—),男,四川成都人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为电力市场、电力系统稳定与控制、分布式发电及智能电网(E-mail:liujy@scu.edu.cn)。

(编辑 李玮)

Analysis on impact of large-scale electric vehicles integration based on improved security region of distribution network

ZHAO Huangjiang¹, XIANG Yue¹, LIU Junyong¹, HU Shuai²

(1. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China;

2. State Grid Ningxia Electric Power Eco-Tech Research Institute, Yinchuan 750004, China)

Abstract: The potential market share of electric vehicles in China is huge and growing rapidly, and the demand for large-scale charging load has been noticeable in a few developed cities. To evaluate the impact of large-scale electric vehicles integrated to distribution network, an improved model of security region of distribution network is proposed. Under the distribution network-transportation network coupling architecture, a “hybrid method” power flow feasible region boundary model considering the space-time characteristics of electric vehicles is proposed to simulate the charging process of large-scale electric vehicles. On the basis of the traditional definition of security region of distribution network, an improved security region model of distribution network considering the integration of electric vehicles is proposed. In this model, the definition of electric vehicle travel potential index is illustrated, which is used to analyze the impact of large-scale electric vehicles integrated to distribution network. Numerical results show that the proposed method can accurately measure the operating range of distribution network at different time and different nodes. At the same time, the electric vehicle travel potential index can provide guidance to the travel of electric vehicle users, which further contributes to the scheduling management and other applications of large-scale electric vehicles.

Key words: large-scale electric vehicles; charging load; distribution network-transportation network; security region of distribution network; travel potential

附录 A

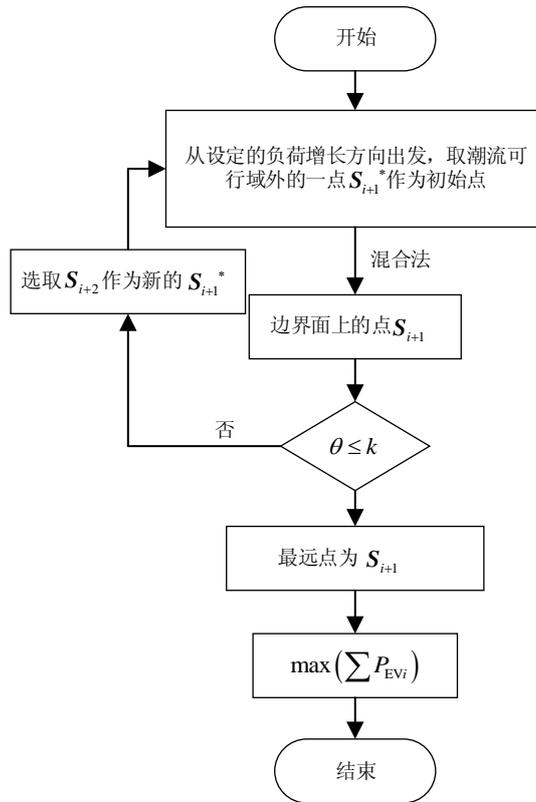


图 A1 “最远点”计算流程图

Fig.A1 Flowchart of “farthest point” calculation

图中， θ 为向量 $\mathbf{n} = [1, 1, \dots, 1]^T$ 和向量 $\mathbf{S}_{i+1}^* - \mathbf{S}_{i+1}$ 的夹角； k 为预先设定的阈值。

附录 B

表 B1 配电网-交通网节点编号对应表
**Table B1 Corresponding node numbers between
distribution network and transportation system**

配电网节点	交通网节点	配电网节点	交通网节点
1	1	18	18
2	2	19	4
3	3	20	9
4	6	21	11
5	24	22	25
6	19	23	26
7	20	24	10
8	21	25	8
9	22	26	7
10	17	27	-
11	12	28	-
12	13	29	-
13	14	30	-
14	15	31	-
15	16	32	-
16	5	33	-
17	23		

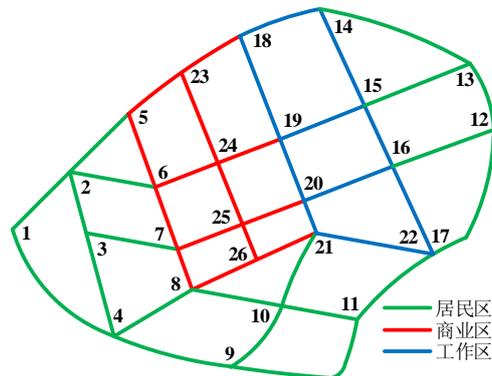


图 B1 算例区域路网图
Fig.B1 Road network in example area

表 B2 道路饱和度参数
Table B2 Parameter of road saturation

时段	饱和度	时段	饱和度
00:00-07:00	0.2	14:00-17:00	0.4
07:00-09:00	0.6	17:00-19:00	0.6
09:00-12:00	0.4	19:00-23:00	0.3
12:00-14:00	0.5	23:00-24:00	0.2

表 B3 道路长度数据

Table B3 Date of road length

路段	道路长度/km	路段	道路长度/km	路段	道路长度/km
{1,2}	10.1	{9,11}	10.2	{19,20}	9.5
{1,4}	10.3	{10,11}	8.9	{19,24}	10.1
{2,3}	10.2	{10,21}	10.2	{20,21}	10.3
{2,5}	10.4	{11,22}	10.5	{20,25}	8.7
{2,6}	10.6	{12,13}	10.3	{21,22}	9.2
{3,4}	10.3	{12,16}	10.6	{21,26}	10.6
{3,7}	10.7	{12,17}	10.7	{23,24}	8.8
{4,8}	10.8	{13,14}	10.4	{24,25}	10.2
{4,9}	9.9	{13,15}	10.6	{25,26}	10.4
{5,6}	10.5	{14,15}	9.4	-	-
{5,23}	10.3	{14,18}	9.8	-	-
{6,7}	9.8	{15,16}	8.4	-	-
{6,24}	9.4	{15,19}	8.7	-	-
{7,8}	10.7	{16,17}	10.6	-	-
{7,25}	9.5	{16,20}	8.8	-	-
{8,10}	10.1	{17,22}	11.1	-	-
{8,26}	9.6	{18,19}	8.8	-	-
{9,10}	9.8	{18,23}	10.4	-	-

表 B4 电动汽车性能参数

Table B4 Performance parameters of EV

每公里耗电量/(kW · h · km ⁻¹)	电池容量/(kW · h)	充电功率/kW
0.2	18	20

表 B5 电动汽车出行链比例

Table B5 Proportion of EV travel chain

出行链名称	出行链类型	所占比例/%
简单链	H-W-H	35
	H-S-H	20
复杂链	H-W-S-H	35
	H-S-W-H	10

附录 C

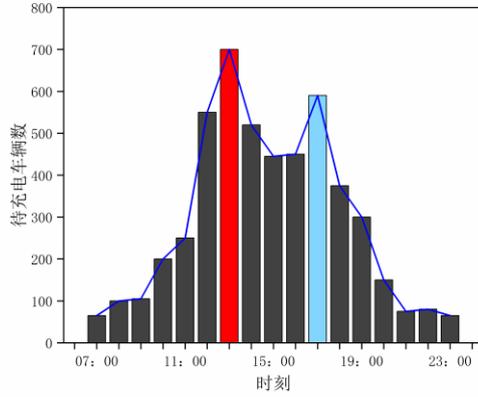


图 C1 电动汽车充电数量
Fig.C1 EV charging quantity

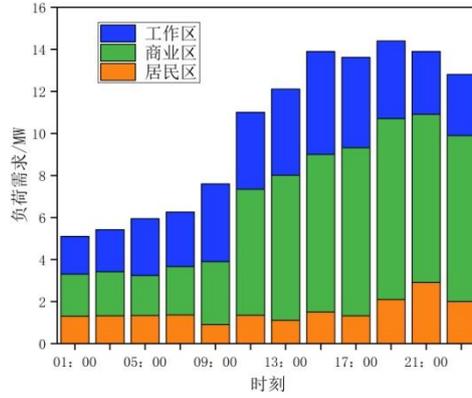


图 C2 考虑电动汽车充电后各分区的负荷需求
Fig.C2 Load demand of each zone after EV charging

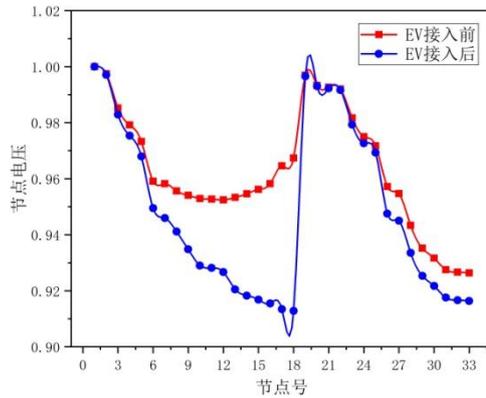


图 C3 配电网节点电压
Fig.C3 Node voltage of distribution network

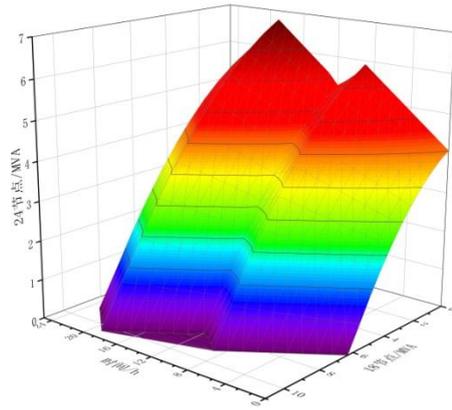


图 C4 规模化电动汽车接入配电网后安全域(方向 1)
Fig.C4 EV-DNSR security region(Direction 1)

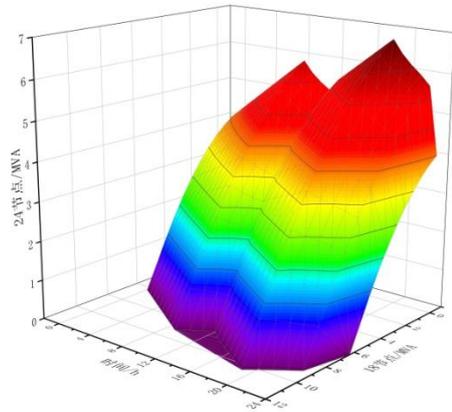


图 C5 规模化电动汽车接入配电网后安全域(方向 2)
Fig.C5 EV-DNSR security region(Direction 2)

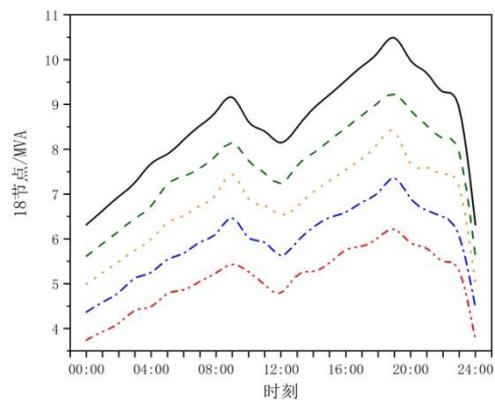
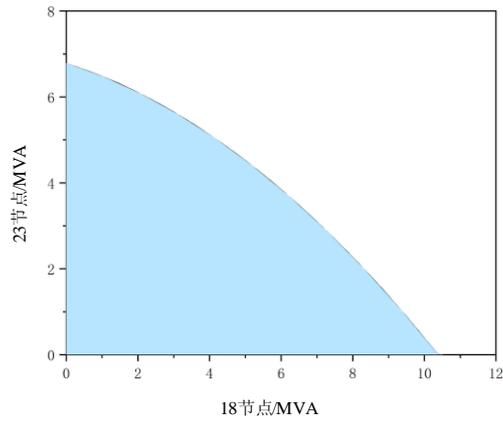
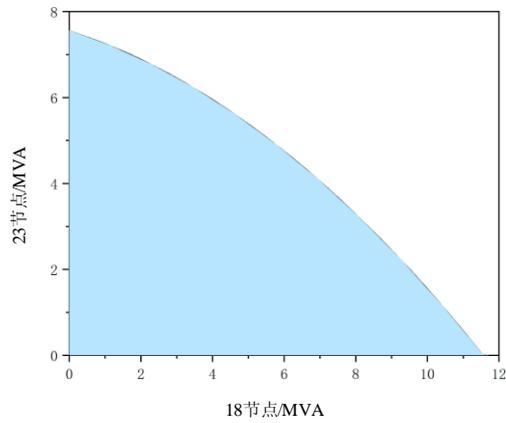


图 C6 规模化电动汽车接入配电网后安全域截面图走势
Fig.C6 EV-DNSR security region section trend

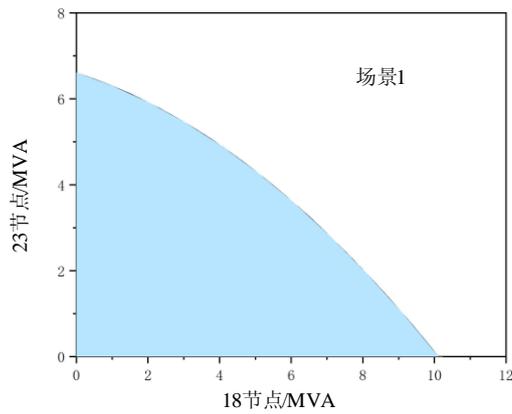


(a) 图 C4 中 EV-DNSR 的最大纵截面

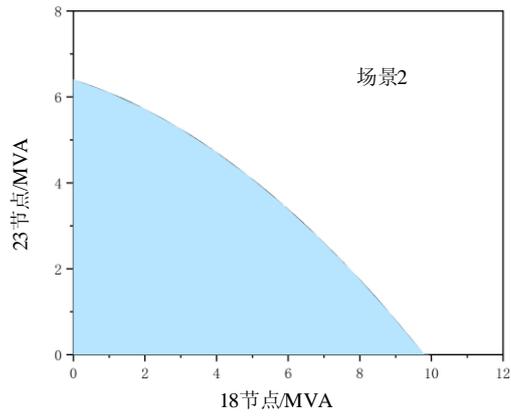


(b) 电动汽车接入配电网前安全域平均承受能力截面
图 C7 电动汽车入网前后的 EV-DSSR 二维安全域截面

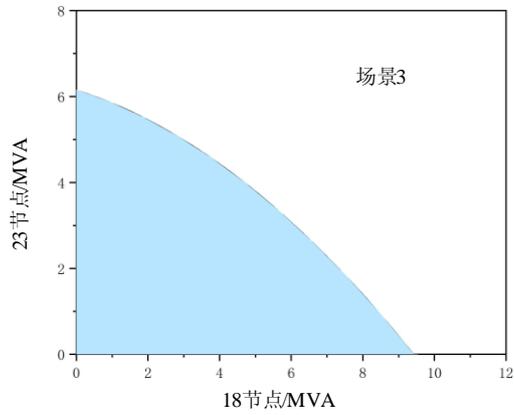
Fig.C7 Two-dimensional security region section of EV-DSSR before and after electric vehicles integrated to network



(a) 场景 1 下 EV-DNSR 的最大纵截面



(b) 场景 2 下 EV-DNSR 的最大纵截面



(c) 场景 3 下 EV-DNSR 的最大纵截面

图 C8 不同出行链参数下的 EV-DSSR 二维安全域截面
Fig.C8 Two-dimensional security region section of EV-DSSR under different travel chain parameters

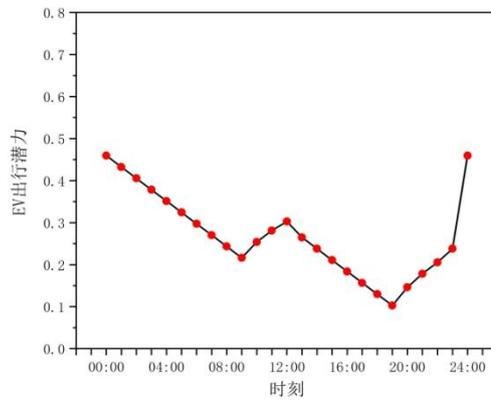


图 C9 EV-TP 仿真结果
Fig.C9 Simulative results of EV-TP

表 C1 EV-TP 指标
Table C1 EV-TP index

时刻	EV-TP	时刻	EV-TP	时刻	EV-TP	时刻	EV-TP
01:00	0.4324	07:00	0.2703	13:00	0.2649	19:00	0.1027
02:00	0.4054	08:00	0.2432	14:00	0.2379	20:00	0.1459
03:00	0.3784	09:00	0.2162	15:00	0.2108	21:00	0.1784
04:00	0.3514	10:00	0.2541	16:00	0.1838	22:00	0.2054
05:00	0.3243	11:00	0.2811	17:00	0.1568	23:00	0.2378
06:00	0.2973	12:00	0.3027	18:00	0.1297	24:00	0.4595