现代电力
MODERN ELECTRIC POWER
■ 中国高校优秀科技期刊 ■ 全国中文核心期刊
■ 中国科技核心期刊 ■ 中国知网收录期刊
■ 万方数据收录期刊 ■ 《CAJ-CD规范》执行优秀期刊

均衡不同主体利益的电动汽车充电站选址定容

潘含芝 于艾清 王育飞 金彪

Site Selection and Capacity Determination of EV Charging Station to Balance Interests of Different Entities

PAN Hanzhi, YU Aiqing, WANG Yufei, JIN Biao

引用本文:
潘含芝, 于艾清, 王育飞, 等. 均衡不同主体利益的电动汽车充电站选址定容[J]. 现代电力, 2023, 40(6): 995-1004. DOI: 10.19725/j.cnki.1007-2322.2022.0114
PAN Hanzhi, YU Aiqing, WANG Yufei, et al. Site Selection and Capacity Determination of EV Charging Station to Balance Interests of Different Entities[J]. Modern Electric Power, 2023, 40(6): 995-1004. DOI: 10.19725/j.cnki.1007-2322.2022.0114

在线阅读 View online: https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2022.0114

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

考虑V2G模式的电动汽车充电站规划

Planning of Electric Vehicle Charging Station Considering V2G Model

现代电力. 2019, 36(1): 71-78 http://xddl.ncepujournal.com/article/Y2019/I1/71

考虑充电站需求特性的电动汽车充电站与配电网联合规划方法

Joint Planning of Distribution Network with Electric Vehicle Charging Station Considering the Demand Characteristics of Charging Stations

现代电力. 2020, 37(5): 491-500 https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2020.0063

考虑负荷优化的电动汽车光伏充电站储能容量配置

Energy Storage Capacity Configuration of PV-integrated EV Charging Station Considering Load Optimization

现代电力. 2019, 36(5): 76-81 http://xddl.ncepujournal.com/article/Y2019/I5/76

基于SAE-ELM的电动汽车充电站负荷预测模型

Model of Load Forecasting of Electric Vehicle Charging Station Based on SAE-ELM

现代电力. 2019, 36(6): 9-15 http://xddl.ncepujournal.com/article/Y2019/I6/9

基于交互能源机制的电动汽车充电站日前能量优化管理

A Day-ahead Energy Optimization Management Method for Electric Vehicle Charging Station Based on Interactive Energy Mechanism

现代电力. 2022, 39(5): 570-578 https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2021.0188

飞轮储能式电动汽车充电站的分布式协同控制策略

Research of Distributed Cooperative Control Strategy for Fast Charging Stations with Flywheel Energy Storage System

现代电力. 2020, 37(5): 526-531 https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2020.0120

第 40 卷 第 6 期
2023 年 12 月

现 代 电 力
Modern Electric Power

Vol.40 No.6
Dec. 2023

文章编号：1007-2322(2023)06-0995-10 文献标志码：A 中图分类号：TM73

均衡不同主体利益的电动汽车充电站选址定容

潘含芝，于艾清，王育飞，金彪
（上海电力大学 电气工程学院, 上海市 杨浦区 200090）

Site Selection and Capacity Determination of EV Charging Station to Balance Interests of Different Entities

PAN Hanzhi，YU Aiqing，WANG Yufei，JIN Biao
（Electric Power Engineering, Shanghai University of Electric Power, Yangpu District, Shanghai 200090, China）

摘要：针对电动汽车充电站选址定容问题，提出了一种多场景下计及配电网、充电站和用户多主体经济利益模型。首先通过对比配电网在正常运行环境和极端天气条件下的运行经济性与负荷损失成本，对电动汽车充电站进行预选址；其次以充电站预选方案以及节假日、工作日交通流量分布差异为基础，综合考虑充电站与用户端经济性对充电站站址容量进行优化；采用粒子群算法以及 Voronoi 图联合增加局部寻优效果，进一步优化电动汽车充电站选址定容结果。最后利用某地区的实际算例进行仿真分析，结果验证了所提电动汽车充电站规划方案的可行性和有效性。

关键词：电动汽车充电站；恢复力；多场景；选址定容；加权 Voronoi 图

Abstract：In allusion to the site selection and capacity determination of the electric vehicle (abbr. EV) charging station, a multi-agent economic benefit model for distribution network, charging station and users under multi-scenarios was proposed. Firstly, by means of comparing the operation economy and load loss cost of distribution network under normal operating environment and under extreme weather conditions, the site pre-selection of the site for EV charging station was performed. Secondly, taking the preselected scheme of the charging station and the traffic flow distribution difference on holidays and working days as the basis and overall considering the economy of the charging station and the economy at the user side, the site and the capacity of the charging station were optimized. The local optimization effect was enhanced by joint utilizing particle swarm optimization and Voronoi diagram, so the result of site selection and capacity determination of EV charging station were further optimized. Finally, based on an actual computing example of a certain region the simulation analysis was conducted. Simulation results show that the proposed planning scheme of EV charging station is feasible and effective.

Keywords： electric vehicle charging station；resilience；multi-scenario；site selection and capacity determination；weighed Voronoi diagram

DOI：10.19725/j.cnki.1007-2322.2022.0114

0 引言

近年来，随着台风、地震等自然灾害的频繁发生，如何维持灾害后配电网的稳定性，保证其正常供电成为目前最严峻的挑战。配电网是直接服务于用户的关键性环节，颇受关注的是应对极端灾害的能力，由此相关学者引入配电网恢复力的概念[1]。充电站的合理选址很大程度上提升了极端天气下重要负荷的恢复能力，缩短停电时间，达到提升配电网恢复力，提高经济性的效果。同时，电动汽车 (electric vehicle，EV) 作为可灵活调配的供电资源，在灾害天气下紧急调度 EV 为关键负荷供电也是重要的负荷恢复手段[2-3]。

针对 EV 充电站选址定容，已有相关学者从不同角度展开建模。文献 [4-5] 建立考虑用户主动参与互动的电价模型，同时以最大运营收益为目标对充电站进行选址定容。文献 [6] 建立基于 EV 用户驾驶特性和充电行为对交通网和电网的影响建立选址定容模型，不足点在于未考虑到 EV 具有随机性与不确定性。文献 [7] 分析 EV 随机充电行为、路况与电网运行状态三者交互影响关系，提出路–电耦合模型，但忽视了充电站方利益。文献 [8] 综合考虑充电站与用户双重利益，上层目标顾及充电站投资运营成本，下层目标以用户充电满意度作为主要量度，合理兼顾多方利

基金项目：上海市科技创新行动计划项目（22010501400）
Project Supported by Shanghai Science and Technology Innovation Action Plan(22010501400).

益。以上相关研究为充电站规划提供了新思路，但是仍存在以下问题：其一，未将配电网、充电站、用户三者的牵制关系纳入分析；其二，考虑到不同功率充电桩所应用的场景不同，因此充电站的规划要从整体考虑；其三，节假日与工作日不同区域车流量存在明显差异，很大程度上影响模型准确度。综上由于充电站选址对充电站、用户、电网三方的利益都会产生一定的影响，因此需要综合考虑这三者的牵制关系。

常规求解充电站选址定容模型的智能优化算法有遗传算法、粒子群算法等，各有其优势但仍存在局部搜索能力差、区域划分不合理等情况。国内外学者根据以上问题提出不同解决方案，如文献 [9] 采用改进粒子群算法，一定程度上提高多样性以及寻优能力。文献 [10] 运用分层规划与A*算法相结合来实现问题的降维，也能够达到预期效果。此外，也有学者采用其他启发式算法来解决充电站规划问题，例如典型的鲸鱼算法[11]以及降雨算法[12]。以上研究有一定可行性，但对服务范围划分不算明确，对用户充电桩的选择会造成影响，进而影响用户满意度。

鉴此，本文首先提出一种最大化提升恢复力的配电网成本最优的 EV 充电站预选址模型，在满足用户充电需求基础上进一步提高配电网在极端情况下的恢复能力；其次综合考虑充电站成本与用户经济损失两部分，采用排队模型对用户排队时间损耗分析，将其与路程电量损耗折算为用户经济损失，进而提升模型准确性；针对节假日与工作日两种场景可调度类 EV 运营特性与友好型私家车主占比建立多场景下电动汽车充电站规划模型；最后采用粒子群算法与 Voronoi 图结合进一步优化 EV 充电站选址定容结果。

1 充电站选址定容模型

1.1 充电站规划流程

充电站选址定容的流程如图 1 所示。图中：N为充电站数量，将$N_{\max}$定义为拟建设最大充电站数；$N_{\min}$定义为规划区内拟建最小充电站数量；a表示容许误差值。

1.2 充电站预选址模型

1.2.1 目标函数

恢复力指电网功能遭破坏后，快速恢复到原来运行状态的能力。引入配电网经济性指标来对

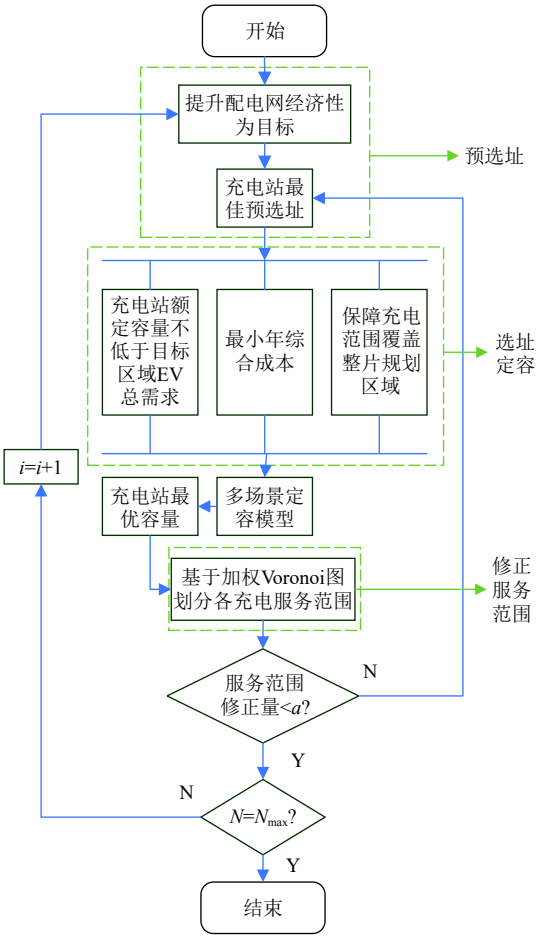


图 1 基于加权 Voronoi 图的充电站规划流程

Fig. 1 Planning process of charging station planning based on weighted Voronoi diagram

比负荷恢复前后经济损失，进而反映配电网恢复力的强弱，建立式 (1) 考虑配电网恢复力的售、购电经济性目标函数：

$$\max G=\begin{cases}\sum_{t=1}^{T}P_{\text{sell}}^{k}(t)C_{\text{buy}}(t)-\sum_{t=1}^{T}P_{\text{rec}}^{k}(t)C_{\text{rec}}(t), P_{\text{rec}}^{k}>0\\ \sum_{t=1}^{T}P_{\text{sell}}^{k}(t)C_{\text{buy}}(t), P_{\text{rec}}^{k}=0\end{cases} \tag{1}$$

式中：$P_{\text{sell}}^{k}(t)$表示时段t电网向充电站售出电量负荷；$P_{\text{rec}}^{k}(t)$为时段t电网所需恢复负荷量；$C_{\text{rec}}(t)$表示时段t电网向充电站购电价格；$C_{\text{buy}}(t)$为时段t充电站向电网购电价格。

1.2.2 约束条件

上述模型需要顾及的相关约束条件包括充电站最大数量约束、潮流约束、电压约束、规划区内功率约束以及拓扑约束等，分别表述如下。

1）充电站最大数目约束。

$$N_{\min} \leqslant N \leqslant N_{\max} \tag{2}$$

2）潮流约束。

$$\sum_{k:k\to i} \Lambda_{ki}^{s} + s_i^{s} = \sum_{j:i\to j} \Lambda_{ij}^{s}, \forall i \in N, \forall s \in S \tag{3}$$

$$s_i^s = \gamma_i^s s_{\mathrm{load},i} \ \forall i \in N/K, \forall s \in S \tag{4}$$

$$\mathrm{sum}\left(s_i^s + \gamma_i^s s_{\mathrm{load},i}\right) = s_{\mathrm{VS},i}^s, \forall i \in K, \forall s \in S \tag{5}$$

上述潮流约束在忽略线路损耗基础上参考三相不对称潮流模型[13]。其中，式 (3) 表示节点功率平衡约束；式 (4) 中节点i为充电站候选节点；式 (5) 表示节点i不在候选点注入功率；$s_{\mathrm{load},i}$为节点i功率需求构成的复数向量。

3）电压约束。

$$\begin{gathered} V_{i,\min} \leqslant V_i^{\phi,s} \leqslant V_{i,\max} \\ \forall i \in N, \forall \phi \in \alpha_i, \forall s \in S \end{gathered} \tag{6}$$

式 (6) 限制了电压幅值维持在特定范围 [0.95,1.05] 内；$V_i^{\phi,s}$为矩阵变量V_i^s的对角线元素。

4）规划区域功率约束。

在规划区域中建设多个 EV 充电站时，为避免充电站充电功率过大进而造成电能质量下降，必须限制充电负荷功率，确保其不超过变电站总功率，如式 (7) 所示：

$$0 \leqslant s_{\mathrm{VS},i}^s \leqslant N_i s_{\mathrm{VS},i,\max}^s, \forall i \in K, \forall s \in S \tag{7}$$

$$\sum_{i\in K} s_{\mathrm{VS},i}^s \leqslant s_{\mathrm{VS},\max}^s, \forall s \in S \tag{8}$$

式中：$s_{\mathrm{VS},i,\max}^s$表示候选节点i向电网注入功率最大值；$s_{\mathrm{VS},\max}^s$表示充电站向电网传输最大功率之和。

5）辐射状拓扑约束。

$$\beta_{ij}^s + \beta_{ji}^s = a_{ij}^s, \forall i \to j \in E, \forall s \in S \tag{9}$$

$$\sum_{j\in\Omega(i)} \beta_{ij}^s = 1, \forall i \in N/r, \forall s \in S \tag{10}$$

$$\beta_{rj}^s = 0, \forall r \to j \in E, \forall s \in S \tag{11}$$

式中：$\Omega(i)$表示与节点i相连的节点所构成的集合；β_{ij}^s是辅助变量，判定节点j与节点i是否为父节点关系，如果是则取值为 1，否则为 0；a_{ij}^s表示线路$i \to j$是否已经恢复正常；r定义为节点编号。式 (9)—(11) 均基于图论展开研究来确保网络为辐射状[14]。

由上述模型得到考虑配电网恢复力的充电站预选址方案后，下一步将综合考虑各类经济性指标，均衡不同主体利益以确定最终规划方案。

1.3　基于充电站–用户经济性充电站选址定容模型

充电站的建设不仅要考虑投资成本，还要兼顾用户满意度，包括用户行驶时间损失、排队时间损失等，在这种情况下，运营商与用户之间利益需要相互妥协。且均衡充电站与用户利益，考虑工作日与节假日的车流量只会影响到用户的经济损失，现建立以总经济成本最小为目标的规划模型，如式 (12) 所示：

$$\min C = C_1 + (k_1\eta_1 + k_2\eta_2)C_2 \tag{12}$$

$$\eta_1 = (1-\chi)\sum_{i=1}^{N} F_i Y_i \tag{13}$$

$$\eta_2 = (1-\chi)\sum_{i=1}^{N} F_i Y_i \tag{14}$$

式中：C为考虑了工作日与节假日不同车流量前提的总经济成本；C_1为充电站年化总经济成本；C_2为用户年化经济损失；k_1、k_2的取值忽略了法定节假日，仅考虑双休，因此k_1/k_2设置为 5/2，本文k_1取 0.714，k_2取 0.286[15]；其中η_1、η_2表示工作日、节假日交通满意度；χ定义为折中系数，取值范围为（0,1），本文取 0.5；F_i表示节点i上的交通流量；$Y_i = 1$表示在节点i处安装充电站，否则取值为 0。

1.3.1　充电站运行经济性模型

充电站年化总经济成本C_1由充电站建设成本 (C_{11})、充电桩购买成本 (C_{12})、运维成本 (C_{13}) 三部分组成，各部分具体表述如下。

1）充电站建设成本如式 (15) 所示：

$$C_{11} = \frac{r_0(1+r_0)^m}{(1+r_0)^m - 1}\sum_{i=1}^{N}\left(C_i^B + M_i C_i^L\right) \tag{15}$$

式中：r_0为平均折旧率；m为最高使用年限；M_i、C_i^L分别表示充电站i的征地面积及其单价；C_i^B为充电站i的其他固定成本。

2）充电桩的类型、数量决定了购买成本，因此充电桩购买费用如式 (16) 所示：

$$C_{12} = \sum\nolimits_{i=1}^{N}(C_h N_{hi} + C_l N_{li}) \tag{16}$$

式中：C_h、C_l分别表示高、低功率充电桩的单价，N_{hi}、N_{li}分别表示第i个充电站高、低功率充电桩的数目。

3）假设充电站的容量越大，充电站运维成本越大，同时维护费用又与设备折旧费、检修维

护有关，由于各项费用都具有随机性，近似确定运维费用的方案是按照初期投资成本占比，比例因子设为β，得到第i个充电站运行维护费用，综上两种因素得到充电站运维成本如式 (17) 所示：

$$C_{13}=(a+b)C_{\mathrm{cap},i}+\beta C_{11} \tag{17}$$

其中

$$C_{\mathrm{cap},i}=T_d\cdot[p_{hp}N_{hi}+p_{lp}N_{li}]\cdot T_{\mathrm{year}} \tag{18}$$

式中：$C_{\mathrm{cap},i}$为第i个充电站一年的运行容量；a、b分别表示人工费用与并网成本的比例系数；T_d为充电桩运行的平均时间；p_{hp}为高功率充电桩的功率；p_{lp}为低功率充电桩的功率；T_{year}定义为一年天数。

1.3.2 用户经济性模型

用户年化经济损失C_2主要涉及用户前往充电站耗电量损失与排队时间损耗两个方面，以下分别采用路径最短模型与 M/G/k 排队模型对C_2展开讨论。

1）C_2以路径最短为基本模型，如式 (19) 所示：

$$C_2=A_j\sum_{j=1}^{M}\sum_{k=1}^{m}Z_{jk}d_{jk}+B_j\sum_{j=1}^{M}\sum_{k=1}^{m}Z_{jk}t_{jk} \tag{19}$$

式中：A_j表示第j辆 EV 单位距离消耗的费用；B_j为第j辆 EV 单位等待时间等效费用；Z_{jk}为充电决策变量，当第j辆 EV 在第k个充电桩充电取值为 1，否则为 0；d_{jk}为第j辆 EV 到第k个充电桩的加权距离；t_{jk}为第j辆 EV 在第k个充电桩充电等待时间。

2）充电站属于 M/G/k 排队模型，特点为单一队列、多充电桩并列服务。众多学者对 M/G/k 排队模型平均等待时间等指标做了大量研究[16]。研究表明 M/G/k 模型中顾客到达充电站过程服从参数为λ的泊松分布，期望为E_{T},方差为V_{T}。因此基于 M/G/k 排队论模型，改进C_2后可得模型如式 (20) 所示：

$$C_2=A_j\sum_{j=1}^{M}\sum_{k=1}^{m}Z_{jk}d_{jk}+L_q{}^{G}\sum_{j=1}^{M}B_j \tag{20}$$

其中

$$L_q{}^{G}=\frac{\lambda V_{\mathrm{T}}+\lambda E_{\mathrm{T}}{}^2}{2E_{\mathrm{T}}(k-\sigma')}[1+\sum_{j=0}^{M-1}\frac{(k-1)!(k-\sigma')}{j!\sigma'^{M-j}}]^{-1} \tag{21}$$

式中：$\sigma'=\lambda E_{\mathrm{T}}$，$k$为充电桩个数，上述两式成立的条件是$k>\sigma'$。

1.3.3 约束条件

考虑到道路交通流量，设置本模型需求约束以及覆盖区域约束。

1）需求约束。

保证充电站提供电量能够满足用户的需求，本文约束总需求量不高于额定容量，具体关系如式 (22) 所示：

$$\sum_{i=1}^{N}T_d\cdot\left(P_{hp}N_{hi}+P_{lp}N_{li}\right)\geqslant R \tag{22}$$

其中

$$R=V_{\mathrm{all}}C_{\mathrm{cap},c}(S_{\mathrm{Ref}}-S_c)(1+\alpha) \tag{23}$$

式中：R表示每日充电需求；$C_{\mathrm{cap},c}$表示额定容量平均值；S_{Ref}表示充电阈值；S_c表示剩余电量平均值；α表示充电平均损耗率；V_{all}表示每日充电流量总和。

2）覆盖区域约束。

保证用户充电便利性，本文设置相邻充电站距离不大于服务半径的 3 倍，具体关系如式 (24) 所示：

$$R_s\leqslant s(D_i,D_{i+1})\leqslant 3R_s \tag{24}$$

式中：R_s表示充电站的服务范围；$s(D_i,D_{i+1})$表示相邻节点的实际距离。

1.4 兼顾不同主体利益的 EV 选址定容模型

充电站高投入和用户分散双重属性以及配电网、交通网、用户经济性指标存在数量级差异且互斥，采用转换加权法，采用正弦转换函数将分目标优化函数f转换为无量纲目标函数$\hat{f}$，分目标函数和加权因子ω_{P}(p=1、2) 构成新的目标函数，如式 (25) 所示：

$$\min\hat{f}=\omega_1\hat{G}+\omega_2\hat{C} \tag{25}$$

式中：ω_P为多目标优化权重系数，其中ω_1表示配电网经济性所占比重，体现了考虑恢复力对配电网经济性的影响；ω_2为运营商与用户经济性所占比重。

1.5 加权 Voronoi 图划分充电站服务区域

充电负荷、备选站址存在高度离散性，粒子群算法具有早期全局搜索能力强的优势，同时利用加权 Voronoi 图划分充电服务范围，使服务半径可控来弥补粒子群算法前期局部搜索能力差的问题[17]。Voronoi 图生成方法见附录 A 图 A1。

假设$Q=\{q_1,q_2,q_3,...,q_n\}$ $(3\leqslant n\leqslant\infty)$是平面上的集合，任意点定义如式 (26) 所示：

$$\mathrm{V}(q_m,p_m)=\{x\in V(q_m,p_m)|\frac{d(x,q_m)}{p_m}\leqslant\frac{d(x,q_l)}{p_l},l=1,2,...,n,l\neq m\} \tag{26}$$

式中：$d(x,q_m)$和$d(x,q_l)$分别表示平面上任意一点x与q_m和q_l之间的欧式距离，并且其中p_m为q_m的权

重。每个顶点都以各自的权重p_m为平均速度向外匀速扩张，同时每个顶点的权重表示服务半径差异对范围划分的影响，受此启发加权 Voronoi 图法划分充电服务范围的具体步骤如下。

1）确定初始权重：首先计算各区的负荷W_i，再根据充电站的额定容量S_i确定权重，如式 (27) 所示

$$\lambda_i = \sqrt{\frac{W_i}{S_i}} \tag{27}$$

2）计算负载率：根据初始权重构造加权 Voronoi 图，确定服务范围以及各区域负荷W_i^t，最后计算充电站负载率，如式 (28) 所示

$$r^t_i = \sqrt{\frac{W_i^t}{S_i}} \tag{28}$$

3）权重调节原则：如表 1 所示，x 表示负载率的上限值，y表示负载率的下限值，Δ表示调整量，W_i^t为第i个充电站经过第t次迭代之后的调节权重。

表 1　权重调节原则

Table 1　Adjustment principle of weight

r_i^t	$>x$	$<y$	$>y$且$<(x+y)/2$	$>x$且$>(x+y)/2$
W_i^{t+1}	$W_i^t+\Delta$	$W_i^t-\Delta$	$W_i^t-\Delta/2$	$W_i^t+\Delta/2$

4）跳转至步骤 3），至负载率满足要求。

2　案例分析

2.1　案例介绍

本文以某地区道路信息及拓扑结构作为研究对象，采用 21 节点交通路网和 33 节点配电网相耦合算例验证本文所提模型，交通网 21 个节点均被看作是候选节点，如图 2 所示，其中图 2(b) 中不同区域内的负荷用不同颜色进行区别。配电网结构见附录 A 图 A2 [18]，关键负荷在图中标注，具体线路、负荷参数详见文献 [19]，网络节点耦合关系见表 2。

2.2　基础数据

本文对选址定容参数、交通流量参数、性能参数以及参与放电意愿等必要参数进行合理假设。

2.2.1　充电站选址定容参数

充电站选址定容模型参数如表 3。

2.2.2　分场景车辆运行情况

不在运营期间的公交车、功能用车能够在极端情况下为配电网关键负荷进行供电。交通网线路情况见表 4 [20]。

将一天 24 h 分成 4 个时间段，分别对比公交车、功能用车、友好型私家车（必要时愿意向充电站放电的私家车）在不同时间段内的运营情况，如表 5，在不同场景下 EV 能提供的容量不同。

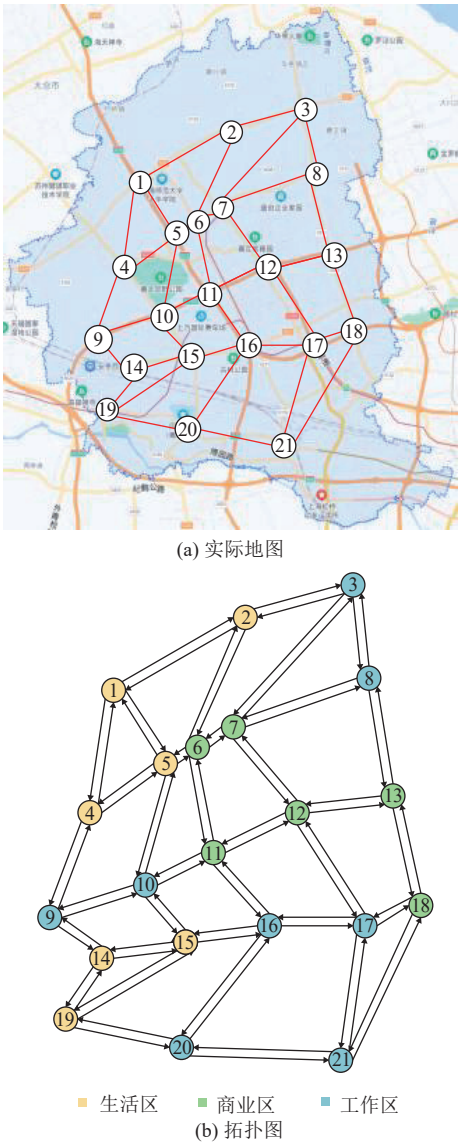


图 2　某地区交通网络

Fig. 2　Transportation network of a certain region

2.2.3　不同场景交通流量分析

为了更加直观地展示不同场景下交通道路车流量存在差异，针对节假日、工作日车流量差异比较分析。节假日用户以郊区旅游与商业圈娱乐为主，商业区流量明显增加；相反工作日用户会出现在市中心交通枢纽，因此在早、晚高峰交通流量会上升。参考相关文献交通流量数据并经过处理后得到工作日以及节假日各节点的交通流量权重如表 6、7 所示 [21]，权重数值的大小反映了该节点交通流量的大小。

表 2 交通—配网节点耦合

Table 2 Traffic network node coupled with traffic network node

交通节点	配电网节点	交通节点	配电网节点
1	4	12	14
2	6	13	13
3	10	14	18
4	1	15	19
5	2	16	20
6	7	17	21
7	8	18	22
8	12	19	27
9	17	20	28
10	16	21	30
11	15		

表 3 充电站选址定容参数

Table 3 Parameters for site selection and capacity determination for charging station

参数	值	参数	值
r_o	3%	m	10年
C_h	0.5万元	C_l	0.5万元
P_{hp}	80kW	P_{lp}	40kW
a	0.01	b	0.007
β	25%	S_{OCRef}	0.9
S_{OCc}	0.3	α	0.01
R_s	1.5km	A	1.8元/kW·h
B	20h		

表 4 交通线路情况

Table 4 Situation of traffic lines

编号	起点	终点	次数	编号	起点	终点	次数
1	1	19	20	9	12	19	8
2	2	20	20	10	10	20	6
3	3	21	30	11	11	20	6
4	4	8	30	12	12	20	6
5	9	13	35	13	10	21	7
6	14	18	35	14	11	21	7
7	10	19	8	15	12	21	8
8	11	19	8				

3 优化结果分析

3.1 负荷恢复对配电网经济性影响

假设在极端天气下，任意地区的故障发生概率均相同，因此配电网中会出现 n 个不同的故障场景，以下采用聚类方法对所有场景进行分类[22]，进一步分析各类故障场景下负荷恢复情况，考虑负荷恢复对配电网经济性影响的充电站预选址方案如图 3 所示。

表 5 不同场景车辆运行情况

Table 5 Running condition of the vehicle in different scenarios

场景	时间段	运行、闲置车辆数		友好型私家车占比/%
		公交车	功能用车	
A	7:00—10:00	53、21	18、8	20
B	10:00—15:00	60、14	2、24	20
C	15:00—19:00	64、10	16、10	30
D	19:00—23:00	44、30	8、18	10

表 6 工作日车流量权重

Table 6 Weight of vehicle flow on weekdays

节点	交通流量	节点	交通流量	节点	交通流量
1	0.34	8	0.8	15	0.54
2	0.05	9	0.8	16	0.95
3	0.54	10	0.94	17	0.8
4	0.54	11	0.21	18	0.54
5	0.06	12	0.80	19	0.34
6	0.21	13	0.08	20	0.8
7	0.08	14	0.74	21	0.54

表 7 节假日车流量权重

Table 7 Weight of vehicle flow on holidays

节点	交通流量	节点	交通流量	节点	交通流量
1	0.54	8	0.27	15	0.27
2	0.15	9	0.15	16	0.34
3	0.15	10	0.27	17	0.27
4	0.54	11	0.95	18	0.74
5	0.15	12	0.54	19	0.27
6	0.8	13	0.74	20	0.15
7	0.74	14	0.54	21	0.15

下面以某具体故障场景作为算例进行进一步分析，假设在极端天气情况下配电网线路“2-7”以及“20-21”发生了故障，此时故障场景如图 4 所示，假设故障发生的时间为一天中 10:00—15:00 时间段，并且在一天此时间段内图中虚线区域的负荷均处于断电状态。

在该故障场景下进行负荷恢复，调度所有闲置车辆，基于重要负荷优先的原则，就近前往充电站供电，调度情况如图 5 所示，选取了部分充电站以展示 EV 移动方向。

表 8 中给出了在 A-D 场景下故障发生后负荷恢复率，显然，闲置 EV 数量不同导致为充电站

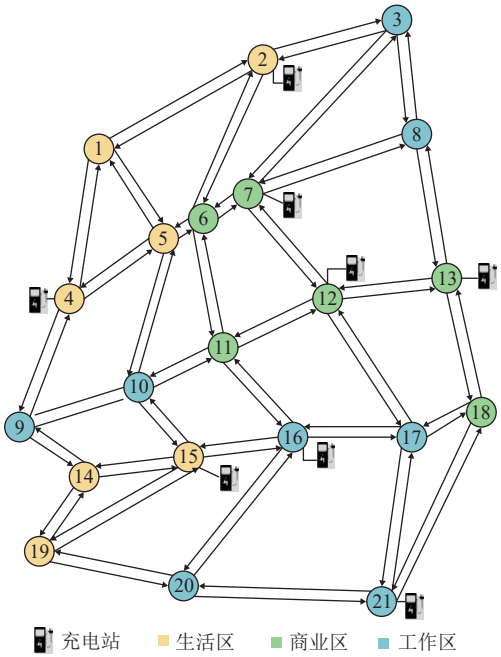


图 3　考虑配电网经济性的充电站预选址

Fig. 3　Site pre-selection of charging stations considering the economy of distribution network

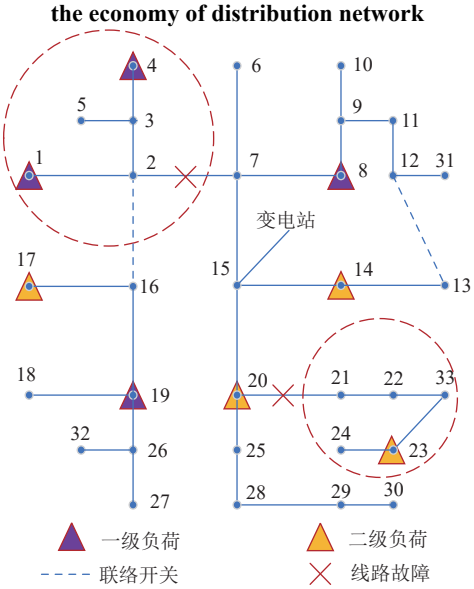


图 4　配电网故障场景

Fig. 4　Distribution network fault scenarios

提供的容量不同，因此负荷恢复率与负荷损失成本有差异。

由上述算例可知，对应类别故障场景下充电站选址可以聚集 EV 给断电负荷反向供电，重要负荷实现 100% 恢复供电的同时普通负荷也能达到高恢复率，同时考虑配电网负荷恢复时负荷损失大大降低，使配电网经济性升高。因此充电站预选址方案能计及以上所有约束，实现极端天气下配电网损失成本最低，进而达到配电网经济性

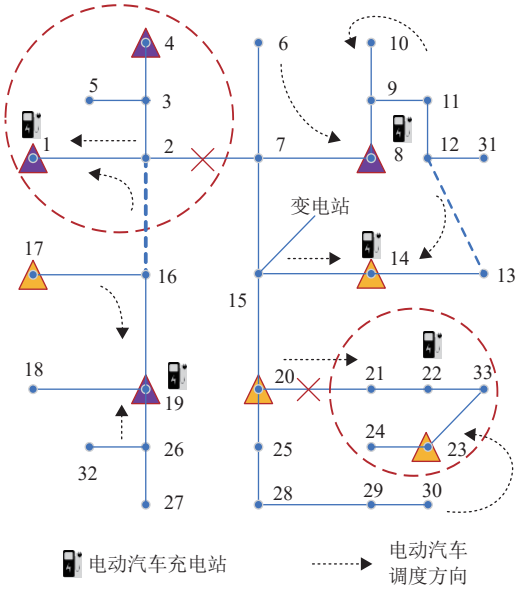


图 5　EV 参与负荷恢复过程

Fig. 5　Load recovery process with participation of EV

表 8　极端条件下 A-D 场景负荷恢复情况

Table 8　Load restoration under extreme conditions from scene A to scene D

场景	负荷恢复率/%	重要负荷恢复率/%	负荷损失成本/万元	
			恢复前	恢复后
A	72.31	100	29.32	6.33
B	77.36			4.14
C	61.51			7.64
D	81.39			2.91

最优的目的。

3.2　考虑用户经济性的影响

3.2.1　考虑排队时长对用户经济性的影响

以某时段交通路网上需要充电 EV 为例，基于排队论改善模型对充电站 EV 排队数量进行优化，减少用户因排队时间造成的经济损失。

设置如下 2 种情景验证所建模型有效性。

1）情景 1：用户选择本文所提排队论改善模型进行充电。

2）情景 2：EV 基于路径最短原则选择最近充电站进行充电。

EV 排队数以及经济性对比如图 6，考虑排队时长对用户经济性影响如表 9 所示。

结合图 6 和表 9 可知，场景 1 中用户总经济损失远小于场景 2。

1）场景 1 路途经济损失略高于场景 2，原因在于考虑到要使排队时间最短，部分 EV 用户充电不会完全依据路径最短原则，因此路途中经济

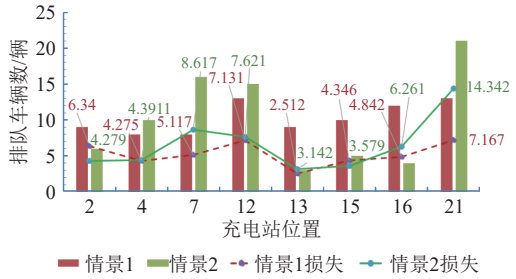


图 6 不同情景下排队数目和经济性对比

Fig. 6 Comparison of queue number and economy under different scenarios

表 9 排队时长对用户经济性影响对比

Table 9 Comparison of the impact of queuing duration on economy for users

场景	路途经济损失/万元	用户排队时间等效损失/万元	用户总经济损失/万元
1	20.37	20.39	40.76
2	17.81	36.62	53.42

损失些许上升。

2）场景 1 用户排队时间等效损失明显降低，可见 M/G/k 排队论模型有效缓解排队压力，填补空闲充电站的充电负荷。

因此本文所提排队论改善模型能够有效降低排队时间，进而减少用户总经济损失。

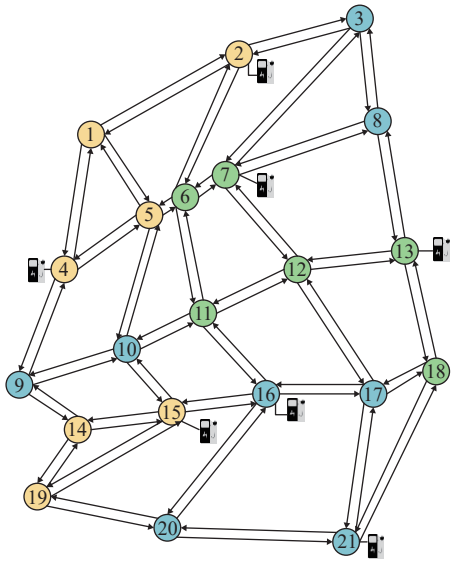
3.2.2 综合选址方案

公交车和功能用车充电时间与位置选择服从统一安排，以下考虑关于用户经济损失只针对私家车。分析用户经济损失对总成本影响，展示优化结果对比。考虑、不考虑用户经济损失的充电站布点方案分别如图 7(a)、(b) 所示。

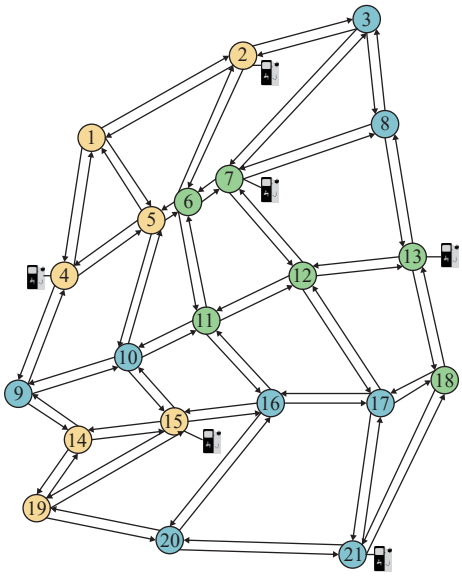
由图 7(a) 可以看出，充电需求大的道路附近均有安装充电站，有效降低用户经济损失，图 7(b) 中仅追求降低成本，导致充电站距离部分充电需求大的道路较远（如 16 节点），影响用户满意度。具体成本对比结果如表 10 所示。

表 10 数据对比知：充电站总成本提升主要原因是充电站数量增多导致充电站内建设成本增高，增幅为 4.15%。方案中站内总容量相近导致运维成本相近，途中耗电损失和用户排队等效损耗明显降低，用户经济损失大幅降低，全局成本由 397.91 万元降为 378.46 万元，降低 4.89%。

通过以上成本结果对比证明本文所提考虑用户经济损失的方案不仅对充电站成本进行优化，同时也提高 EV 用户充电满意度。



(a) 考虑用户经济损失



(b) 不考虑用户经济损失

图 7 充电站选址方案

Fig. 7 Site-selection scheme of charging station

3.3 分场景交通流量对站址影响对比

由表 10 可知，当结合考虑节假日与工作日交通流量差异等因素进行选址时，建设充电站数量为 7 个，年最小综合成本为 378.46 万元，以下展示分别考虑工作日、节假日与综合考虑两者时用户满意度与总经济对比，如表 11 所示。

分析表 11 可知，工作日与节假日的交通流量差异对充电站站址的选择有很大影响，当仅考虑工作日车流量时，在总经济成本稍许下降的情况

表 10　考虑/不考虑用户经济损失的成本结果
Table 10　Results of cost considering/not considering the economic loss of customers

类别	考虑用户经济损失	不考虑用户经济损失
全局经济成本/万元	378.46	397.91
充电站数量/个	7	6
充电站总成本/万元	337.86	323.83
充电站建设成本/万元	179.54	165.71
充电桩安装成本/万元	25	25
站内运维成本/万元	133.32	135.12
用户总经济损失/万元	40.60	74.08
用户路途损耗经济损失/万元	25.19	48.72
用户排队时间等效损失/万元	15.47	25.36

表 11　分场景交通流量对站址影响结果对比
Table 11　Comparison of the impact of traffic flow on the site of charging station in different scenarios

评价指标	工作日	节假日	综合
满意度η	1.503	1.852	1.891
站址选择	2、6、8、10、17、20	2、6、11、13、14、18、19	2、4、7、13、15、16、21
总经济	359.98	389.66	378.46

下其满意度仅为 1.503，并且充电站的分布明显呈现电量分布不均，引起 EV 集聚造成交通拥堵，从而进一步影响充电站的俘获车流量以及用户满意度；当仅考虑节假日车流量时，用户满意度未提高的同时，反而又增加了总经济成本，造成充电资源浪费。反观本文分场景考虑节假日与工作日车流量差异的充电站选址方案，不仅提升了经济性而且在提高用户满意度的同时也俘获满意的车流量。

4　结论

本文首先利用调度类电动汽车作为移动电源，在极端天气情况下通过充电站为配电网关键负荷恢复供电的特点，提出一种最大化提升配电网恢复力的充电站预选址模型，基于重要负荷优先的原则，就近调度闲置电动汽车前往充电站进行供电。在此基础上基于工作日与节假日车流量差异综合考虑用户经济损失与充电站的投资成本，得到最佳选址定容方案，最后提出利用加权 Voronoi 图划分充电站服务范围，运用粒子群算法对目标区域充电站数量、位置、站内充电桩类型的分配以及全局经济性进行求解对比，结果表明所提模型具有一定实用价值。由于数据获取困难，选取不同时间段车流量取平均值存在一定的误差，后续可以对此展开科学研究，提升模型优化精度。

（本刊附录请见网络版，印刷版略）

参考文献

[1] 阮前途, 谢伟, 许寅, 等. 韧性电网的概念与关键特征[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(21): 6773−6784.
RUAN Qiantu, XIE Wei, XU Yin, *et al*. Concept and key features of resilience power grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(21): 6773−6784(in Chinese).

[2] 苏粟, 韦存昊, 陈奇芳, 等. 城市道路抢修辅助重要负荷恢复的电动汽车能量时空分层调度[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(12): 140−150.
SU Li, WEI Cunhao, CHEN Qifang, *et al*. Spatio-temporal hierarchical scheduling for electric vehicle energy considering the assistance of urban road repair to critical loads restoration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(12): 140−150(in Chinese).

[3] 周健, 杨凌辉, 时珊珊, 等. 计及改进加权潮流熵的城市负荷恢复研究[J]. 现代电力, 2021, 38(05): 573−582.
ZHOU Jian, YANG Linghui, SHI Shanshan, *et al*. Research on the recovery of urban load based on the improved weighted power flow entropy[J]. Modern Electric Power, 2021, 38(05): 573−582(in Chinese).

[4] 张齐东, 黄学良, 陈中, 等. 电动汽车电池更换站集群充电控制策略研究[J]. 电工技术学报, 2015, 30(12): 447−453.
ZHANG Qidong, HUANG Xueliang, CHEN Zhong, *et al*. Research on control strategy for uniform charging of electric vehicle battery swapping station[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(12): 447−453(in Chinese).

[5] RAHMAN I, VASANT P M, SINGH B S M, *et al*. Review of recent trends in optimization techniques for plug-in hybrid, and electric vehicle charging infrastructures[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016, 58: 1039−1047.

[6] 邢强, 陈中, 冷钊莹, 等. 基于实时交通信息的电动汽车路径规划和充电导航策略[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(2): 534−549.
XING Qiang, CHEN Zhong, LENG Zhaoying, *et al*. Route planning and charging navigation strategy for electric vehicles based on real-time traffic information[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(2): 534−549(in Chinese).

[7] 袁泉, 汤奕. 基于路–电耦合网络的电动汽车需求响应技术[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(05): 1627−1637.
YUAN Quan, TANG Yi. Electric vehicle demand response technology based on traffic-grid coupling networks[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(05): 1627−1637(in Chinese).

[8] 徐方维, 谭洋洋, 杨洪耕, 等. 兼顾不同角色利益的集中型

充电站优化布局[J]. 高电压技术, 2017, 43(4): 1256−1262.
XU Fangwei, TAN Yangyang, YANG Honggeng, *et al*. Optimal planning of centralized charging stations considering benefits for different roles[J]. High Voltage Engineering, 2017, 43(4): 1256−1262(in Chinese).

[9] 刘自发, 张伟, 王泽黎. 基于量子粒子群优化算法的城市电动汽车充电站优化布局[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(22): 39−45.
LIU Zifa, ZHANG Wei, WANG Zeli. Optimal planning of charging station for electric vehicle based on quantum PSO algorithm[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(22): 39−45(in Chinese).

[10] 葛晓琳, 何鉉博, 符杨, 等. 融合分层规划和 A*算法的共享电动汽车换车与充电路径规划[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(22): 7668−7681.
GE Xiaolin, HE Hongbo, FU Yang, *et al*. Interchange and charging path planning of shared electric vehicles based on A* algorithm combined with hierarchical programming[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(22): 7668−7681(in Chinese).

[11] ZHANG H, TANG L, YANG C, *et al*. Locating electric vehicle charging stations with service capacity using the improved whale optimization algorithm[J]. Advanced Engineering Informatics, 2019: 41.

[12] HR S, ABOLI A, SELVARAJ J, *et al*. Rain-fall optimization algorithm A population based algorithm for solving constrained optimization problems[J]. Journal of Computational Science, 2017, 19: 31−42.

[13] GAN L, STEVEN H. Low Conwex relaxations and linear approximation for optimal power flow in multiphase radial networks[C]//Power Systems Computation Conference (PSCC), Wroclaw, Poland, 2014.

[14] WANG Y, XU Y, HE J H, *et al*. Coordinating multiple sources for service restoration to enhance resilience of distribution systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(5): 5781−5793.

[15] 李逸欣, 林勇, 杨军. 基于改进加权Voronoi图的多场景电动汽车充电网络规划方法[J]. 广东电力, 2019, 32(8): 44−50.
LI Yixin, LIN Yong, YANG Jun. Research on multi-scenario planning method for EV charging network based on improved weighted Voronoi diagram[J]. Guangdong Electric Power, 2019, 32(8): 44−50(in Chinese).

[16] 张维戈, 陈连福, 黄彧, 等. M/G/k排队模型在电动出租汽车充电站排队系统中的应用[J]. 电网技术, 2015, 39(3): 724−729.
ZHANG Weige, CHEN Lianfu, HUANG Yu, *et al*. Application of M/G/k queuing model in queuing system of electric taxi charging station[J]. Power System Technology, 2015, 39(3): 724−729(in Chinese).

[17] 曹昉, 孟琦斌, 苗培青, 等. 基于改进加权 Voronoi 图和遗传算法的 变电站规划[J]. 电网技术, 2015, 39(2): 511−516.
CAO Fang, MENG Qibin, MIAO Peiqing, *et al*. Optimal substation planning based on improved weighted voronoi diagram and genetic algorithm[J]. Power System Technology, 2015, 39(2): 511−516(in Chinese).

[18] 刘晋源, 吕林, 高红均, 等. 计及分布式电源和电动汽车特性的主动配电网规划[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(12): 154−160.
LIU Jinyuan, LÜ Lin, GAO Hongjun, *et al*. Planning of active distribution network considering characteristics of distributed generator and electric vehicle[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(12): 154−160(in Chinese).

[19] XU Y, WANG Y, HE J H, *et al*. Resilience-oriented distribution system restoration considering mobile emergency resource dispatch in transportation system[J]. IEEE Access, 2019, 7: 73899−73912.

[20] WEI W, MEI S W, WU L, *et al*. Robust operation of distribution networks coupled with urban transportation infrastructures[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(3): 2118−2130.

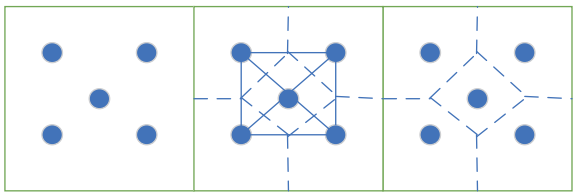
[21] 苏明玉, 许寅, 王颖, 等. 考虑配电网韧性与充电便利性的电动汽车充电站布点方法[J]. 全球能源互联网, 2019, 2(4): 341−348.
SUN Mingyu, XU Yin, WANG Ying, *et al*. Placement of charging stations for electric vehicles considering distribution system resilience and charging convenience[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2019, 2(4): 341−348(in Chinese).

[22] 张文昕, 栗然, 臧向迪, 等. 基于强化学习的电动汽车换电站实时调度策略优化[J]. 电力自动化设备, 2022, 2(4): 41−49.
ZHANG Wenxin, LI Ran, ZANG Xiangdi, *et al*. Real-time scheduling strategy optimization for electric vehicle battery swapping station based on reinforcement learning[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 2(4): 41−49(in Chinese).

收稿日期：2022−04−08

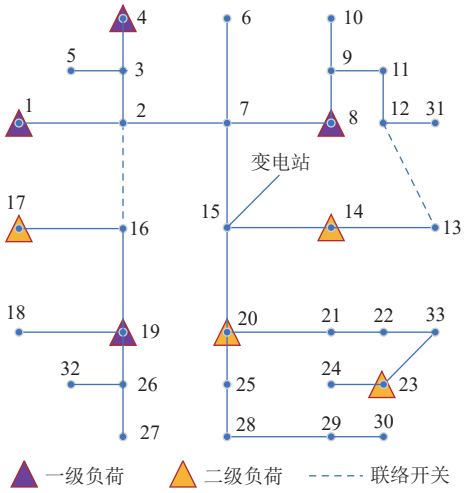
作者简介：
潘含芝 (1997)，女，硕士研究生，研究方向为电动汽车充电站规划，E-mail：1228513049@qq.com；
于艾清 (1981)，女，博士，副教授，研究方向为新型电力系统规划、智能算法，E-mail：yuaiqing@shiep.edu.cn；
王育飞 (1974)，男，博士，教授，研究方向为电动汽车有序充电、电力储能应用，E-mail：wangyufei@shiep.edu.cn；
金彪 (1996)，男，硕士研究生，研究方向为韧性电网、储能规划，E-mail：1299081905@qq.com。

附录 A



附图 A1　Voronoi 图生成方法 A1

Fig. A1　Generation method of Voronoi diagram



附图 A2　配电网线路图 A2

Fig. A2　Distribution network wiring