考虑不确定性的高速公路光储充电站选址定容

赵 峰,李建霞,高锋阳

(兰州交通大学 自动化与电气工程学院,甘肃 兰州 730070)

摘要:针对高速公路并网光储充电站选址定容中存在的不确定性,提出了一种基于数据驱动的分布式鲁棒优化的两阶段选址定容方法。阶段1基于蒙特卡洛模拟方法得到充电点的位置,利用整数规划模型确定充电站的位置;阶段2兼顾充电站利益及用户满意度,建立基于数据驱动的分布式鲁棒优化定容模型,通过KL (Kullback-Leibler)散度构建以经验概率分布为中心的概率分布模糊集合描述不确定量,利用风险理论将分 布式鲁棒优化模型转化为混合整数线性规划问题,进而对充电站内的充电桩数量及光储容量进行优化。最 后,通过环形路网对所提方法进行验证并进行敏感度分析。结果表明:所提方法可行、有效;配置光储设备能 降低年均寿命成本;通过控制KL散度公差、样本数量、续航里程、充电功率等能有效平衡系统的经济性与鲁 棒性。

关键词:光储充电站;高速路网;分布式鲁棒优化;选址定容;不确定性 中图分类号:U469.72 文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202105007

0 引言

可再生能源的利用和电动汽车 EV(Electric Vehicle)的普及是减少环境污染和实现可持续发展的 有效措施^[1]。高速公路作为城际出行的基础,与城 市内部相比具有足够的空间布置光伏设施,而充足 的充电设施是保证 EV 发展的关键,因此合理规划高 速公路光储充电站是解决环境和交通问题的重要 举措。

国内外有关高速公路充电站规划的研究大多基 于传统电网或升级改造传统电网进行[2-6]。文献[2] 基于共享最近邻聚类算法,结合交通数据利用蒙特 卡洛模拟方法建立了EV 充电站的选址定容模型;文 献[3]提出了基于动态交通仿真的高速公路EV充电 站规划方法:文献[4]基于排队论建立定容模型,基 于共享型最近邻居聚类算法建立选址模型,提出了 以配电网潮流为约束的高速公路快速充电站规划的 校正方法;文献[5]考虑充电站距离高速公路出入口 的距离和续航里程,采用两阶段方法确定了最优建 站位置和容量;文献[6]考虑充电功率在充电站规划 中的影响,基于排队论对充电站容量进行了优化。 然而,不可控的快速充电功率可能会造成严重的电 网冲击。考虑到升级配电系统的成本很高,而公路 沿线有足够的空间,所以安装廉价的分布式可再生 能源发电系统以满足快速增长的EV负荷是延缓配

收稿日期:2020-11-24;修回日期:2021-03-04

基金项目:甘肃省重点研发计划项目(18YF1FA058);兰州交 通大学"天佑创新团队"项目(TY202010)

Project supported by the Key R&D Program of Gansu Province(18YF1FA058) and "Tianyou Innovation Team" Program of Lanzhou Jiaotong University(TY202010) 电网升级的有效措施^[7]。文献[8]以可再生能源利 用率最大和投资运行成本最小为目标对光伏充电站 内的光储容量进行优化。文献[9]以用户和光储充 电站双方利益最大化为目标,优化了光储充电站内 充电桩的数量和光储容量。然而,上述文献均未考 虑光伏出力和负荷需求以及因其导致的电网售电量 和上网电量的不确定性问题。

目前相关研究大多采用随机优化及鲁棒优化的 方法处理不确定性。文献[7]考虑光伏和负荷随机 性,建立了两阶段随机规划模型对充电站进行规划; 文献[10]采用三维马尔可夫链模型描述光伏出力的 不确定性,提出了一种离网状态下EV 充电站的容量 优化方法;文献[11]针对负荷不确定性,利用鲁棒优 化方法求解选址模型。然而,随机规划基于假定的 概率分布模型进行建模,不够准确且计算复杂;鲁棒 优化因考虑最恶劣场景下的规划方案,使得到的解 过于保守。分布式鲁棒优化DRO(Distributional Robust Optimization)结合了随机规划和鲁棒优化的优 点,相比随机优化更容易求解,相比鲁棒优化更符合 实际,传统的DRO方法采用矩信息表征概率分布的 不确定性,求解过程复杂^[12]。而基于数据驱动的 DRO利用随机变量的统计信息,基于数据建立概率 分布的模糊集,消除了随机优化对不确定因素建模 不准确的问题,降低了鲁棒优化的保守性,并对模糊 集中的概率分布进行决策以保障鲁棒性[13],已被应 用于输配电规划^[14]、充电站规划^[15]等方面。因此, 将基于数据驱动的DRO方法引入高速公路光储充 电站规划具有重要的研究与应用价值。

基于上述分析,为了促进可再生能源整合、减缓 配电网升级改造、应对高速公路光储充电站规划中 存在的不确定性问题,本文提出了一种在并网状态 下光储充电站的两阶段规划方法,阶段1基于蒙特 卡洛模拟方法和混合整数线性规划 MILP(Mixed Integer Linear Program)模型对充电站的位置进行规 划,阶段2以年平均寿命周期成本最小为目标,以充 电设施服务率和平均等待时间等为约束建立基于数 据驱动的 DRO 模型,利用 KL(Kullback-Leibler)散度 构建以经验概率分布为中心的概率分布模糊集描述 不确定因素,利用风险理论将其转化为 MILP 问题用 于优化光储充电站的容量。

1 EV 时空分布模型

1.1 EV 模型

不同类型 EV(重型四轮车(L)、载客车辆(M)、 轻型载货车辆(N1)和商用载货车辆(N2))的续航能 力不同,其最大容量 E_{Cap} 的概率密度函数^[2]如式(1) 和式(2)所示。

$$f(E_{\rm Cap}, \mu_1, \delta_1) = \frac{1}{\delta_1 \sqrt{2\pi}} e^{-(E_{\rm Cap} - \mu_1)/(2\delta_1^2)}$$
(1)

$$g(E_{Cap}, \mu_2, \delta_2) = \frac{1}{\delta_2^{\mu_2} \Gamma(\mu_2)} E_{Cap}^{\mu_2^{-1}} e^{-E_{Cap}/\delta_2}$$
(2)

其中, $f(E_{Cap}, \mu_1, \delta_1)$ 和 $g(E_{Cap}, \mu_2, \delta_2)$ 分别为L、M型和 N1、N2型EV最大容量的概率密度函数; $\Gamma(\cdot)$ 为伽马 函数; μ_1, δ_1 和 μ_2, δ_2 分别为正态分布和伽马分布的 参数。

设 EV 最大行驶里程 S_m 与其最大容量 E_{Cap} 正相 关,则有:

$$S_1 = \eta_t (S_{\text{soc, o}} - S_{\text{soc, c}}) S_m$$
(3)

$$S_0 = \eta_{\rm t} S_{\rm soc, c} S_{\rm m} \tag{4}$$

其中, S_1 、 S_0 分别为EV从进入高速路入口开始到电量达到需要充电的阈值时的行驶路程、电量达到需要充电的阈值后的可行驶路程; $S_{soc,o}$ 为EV进入高速路入口时电池的荷电状态; $S_{soc,c}$ 为EV电池电量达到需要充电的阈值时的荷电状态; η_1 为能量转化效率。则可得充电时长 T_c 为:

$$T_c = S_1 W_1 / (P_c \eta_c) \tag{5}$$

其中, P_{e} 为充电功率,单位为kW; W_{1} 为EV单位行驶 里程的耗电量,单位为kW·h/km; η_{e} 为充电效率, 一般取值为0.9。

1.2 交通模型

高速公路上的车辆一般选择最短行驶路径,在 正常情况下,相比于城区道路,高速公路发生堵塞的 情况较少。本文假设EV以平均速度v行驶,采用起 讫点(OD)矩阵描述EV从高速公路入口到出口的流 动情况,矩阵中的元素表示从入口o进入、从出口d 驶出的EV数量。

2 光储充电站规划模型

光储充电站的选址与定容存在内在的相关性,

使得规划问题较为复杂,而在工程实践中选址和定容的侧重点不同,选址规划的目的是尽可能覆盖充电点,而定容规划的目的是使指定地点的容量能满足充电需求。基于工程实际,本文建立了选址和定容的两阶段规划模型,阶段1考虑EV模型和交通需求数据的随机性,采用蒙特卡洛模拟方法对EV充电需求进行模拟,输出充电点的空间分布,在确保EV电池电量消耗完之前至少到达一座充电站的情况下,以MILP模型确定充电站的位置;阶段2根据充电负荷的时空分布,兼顾用户和光储充电站的利益,建立基于数据驱动的DRO模型以确定光储充电站的容量。

2.1 选址规划模型

采用蒙特卡洛模拟方法模拟EV的时空分布,具体步骤如下:

1)通过蒙特卡洛过程生成每辆进入高速公路的 EV 电池的参数并确定 S_1 ;

2)根据 OD 矩阵和出行时刻分布模拟产生起 点、终点和出行时间,计算实际的行驶距离 D_{ad};

3)假设EV电池电量到达 $S_{soc,e}$ 就充电,充电后的 荷电状态为 $S_{soc,e}$;

4) EV 按平均速度v行驶,计算行驶过程中充电 点的时空坐标,充电点数量为 $[D_{od}/S_1]$ ([]表示向下 取整)。

大量重复上述步骤可得到EV的时空分布。

本文基于最大限度覆盖充电点的原则进行选址 规划。设充电点 $i \in I(I$ 为充电点集合),候选站址 $j' \in J(J$ 为候选站址集合)。定义 $Z_i \in \{0,1\}$,如果产 生充电点i的 EV 能够利用剩余电量到达候选站址 j',表明候选站址j'能够覆盖充电点i,则 $Z_i = 1$;否则, $Z_i = 0$ 。定义 $X_{j'} \in \{0,1\}$,如果候选站址j'建设充电 站,则 $X_{j'} = 1$;否则 $X_{j'} = 0$ 。设充电点i的充电需求量 为 h_i ,待建充电站的数量为N,则选址规划问题可用 式(6)—(10)表示,其中式(6)为目标函数,式(7)— (10)为约束条件。

$$Z = \max\left\{\sum_{i \in I} h_i Z_i\right\}$$
(6)

$$\sum_{i' \in I} X_{j'} \le N \tag{7}$$

$$\sum_{i'\in I} X_{i'} \ge Z_i \tag{8}$$

$$Z_i \in \{0, 1\} \quad \forall i \in I \tag{9}$$

$$X_{j'} \in \{0, 1\} \quad \forall j' \in J \tag{10}$$

2.2 定容规划模型

在能量管理的基础上,本文以年平均寿命周期 成本最小为目标,以充电设施服务率和平均等待时 间等为约束,建立确定性定容规划模型。考虑光伏 出力及负荷等的不确定性,基于KL散度将确定性模 型转化为基于数据驱动的DRO模型。为了便于求解,再将其转化为基于风险价值(VaR)和抽样平均近似的MILP模型,进而对光储容量、充电桩数量进行优化。

2.2.1 M/M/X排队论模型

EV进入充电站服从先进先出、多服务窗的排队 等待机制,服务平台的服务时间满足参数为 μ 的指 数分布,各EV的充电行为相互独立且到达规律满足 参数为 λ 的泊松分布^[2],充电站内的充电桩数量为 x,用户数为 κ ,则充电设施服务率 ρ 和EV的平均等 待时间T^{vait}分别如式(11)和式(12)所示。

$$\rho = \lambda / (x\mu) \tag{11}$$

$$T^{\text{wait}} = \frac{(x\rho)^{x}\rho}{x!(1-\rho)^{2}\lambda} \left[\sum_{\kappa=0}^{x-1} \frac{(x\rho)^{\kappa}}{\kappa!} + \frac{1}{x!} \frac{(x\rho)^{x}}{1-\rho} \right]^{-1}$$
(12)

2.2.2 目标函数及约束条件

基于优先消纳光伏以减少传输损耗和高电价时段不向电网购电的原则,提出如下能量交换策略: ①在峰时段,优先消纳光伏发电,然后由储能放电, 最后向电网购电;②在谷时段,一般光伏出力为0, 由电网为EV供电同时为储能充电;③在平时段,优 先消纳光伏发电,然后由储能放电,最后向电网购 电。光储充电站的能量流关系如图1所示。图中, $P_1(t) - P_3(t)$ 分别为t时段光伏、储能、电网传输给负 荷的功率; $P_4(t) - P_6(t)$ 分别为t时段光伏传输给储 能的功率、电网传输给储能的功率、光伏传输到电网 的功率;箭头方向表示功率的流动方向。



图1 光储充电站的能量流关系

Fig.1 Energy flow relationship of photovoltaic-storage charging station

1)目标函数。

以年平均寿命周期成本最小为目标优化光储容 量及充电桩数量,如式(13)所示。

$$F = \min \gamma \sum_{j=1}^{N} C_j / s \tag{13}$$

$$C_{j} = C_{j}^{\text{chg}} + C_{j}^{\text{pv}} + C_{j}^{\text{b}} + C_{j}^{\text{grid}} - C_{j}^{\text{pv-grid}} = C_{\text{chg}} x_{j}^{\text{chg}} + C_{\text{pv}} x_{j}^{\text{pv}} + C_{\text{b}} x_{j}^{\text{b}} + C_{\text{grid}} x_{j}^{\text{grid}} - C_{\text{pv-grid}} x_{j}^{\text{pv-grid}}$$
(14)

$$\gamma = \frac{r(1+r)^{s}}{(1+r)^{s} - 1} \tag{15}$$

其中,F为最小年平均寿命周期成本;C_j为充电站 j 的总成本;C^{chg}、C^{pv}、C^b_j、C^{grid}、C^{pvegrid}分别为充电站 j 内 充电桩总成本、光伏模块总成本、储能设备总成本、 电网总购电费用、光伏上网总补偿费用;C_{chg}、C_p、C_b、 C_{grid} 、 $C_{pv-grid}$ 分别为单个充电桩成本、光伏设备的单位 容量成本、储能设备的单位容量成本、单位功率电网 购电成本、单位光伏功率上网补偿价格; x_j^{chg} 、 x_j^{pv} 、 x_j^{b} 、、 x_j^{grid} 、 $x_j^{pv-grid}$ 分别为充电站 j的充电桩数量、光伏设备 装机容量、储能设备装机容量、电网购电量、光伏上 网电量,为了方便书写,后文省略下标 j;s为运行寿 命周期; γ 为资金回收系数,表示已知的成本现值和 s个等年值之间的等效关系^[5];r为折现率。

2)约束条件。

定容规划模型需满足的约束条件如下:

$$x^{\rm pv} \ge 0, \ x^{\rm b} \ge 0, \ x^{\rm chg} \ge 0 \tag{16}$$

$$\xi_{\rm D}(t) \le P_1(t) + P_2(t) + P_3(t) \tag{17}$$

$$\xi_{\rm pv}(t) x^{\rm pv} \ge P_1(t) + P_4(t) + P_6(t) \tag{18}$$

$$M_1 \ge \xi_{\text{grid}}(t) x^{\text{grid}} \ge P_3(t) + P_5(t)$$

$$\xi_{\text{grid}}(t) x^{\text{pv-grid}} \le M$$
(19)

$$\sum_{p_1 \text{-grid}} (t) x \leq m_2 \tag{20}$$

$$\begin{array}{c} \chi_{\rm chg,min} \leq \chi \leq \chi_{\rm chg,max} \end{array}$$

$$E_{\rm b}(t) = ax_{\rm b} + \sum_{i=1}^{1} \left(\eta_1 P_4(i) + \eta_1 P_5(i) + \frac{P_2(i)}{\eta_2} \right) \Delta t \quad (22)$$

$$E_{\text{b.min}} \leq E_{\text{b}}(t) \leq E_{\text{b.max}}$$
(23)

$$\frac{\int_{0}^{t} (P_{1}(\tau) + P_{4}(\tau)) \mathrm{d}\tau}{\int_{0}^{t} (P_{1}(\tau) + P_{2}(\tau) + P_{3}(\tau)) \mathrm{d}\tau} \ge R \qquad (24)$$

$$0 \le T^{\text{wait}} \le T_i^{\text{wait.avg}} \tag{25}$$

$$\rho_j \ge \rho_j^{\min} \tag{26}$$

其中, $\xi_{\text{D}}(t)$ 为t时段的充电需求; $\xi_{\text{pv}}(t)$ 、 $\xi_{\text{grid}}(t)$ 、 $\xi_{\text{pv-grid}}(t) \in [0,1]$ 为不确定量, $\xi_{\text{pv}}(t)x^{\text{pv}}$ 、 $\xi_{\text{grid}}(t)x^{\text{grid}}$ 、 $\xi_{\text{pv-grid}}(t)x^{\text{pv-grid}}$ 分别为t时段光伏的实际发电量、电网购电量、光伏上网电量; M_1 、 M_2 分别为电网允许接入的最大负荷、最大光伏上网电量; $x_{\text{chg.max}}$ 、 $x_{\text{chg.min}}$ 分别为 充电站内充电桩数量的上、下限; $E_{\text{b}}(t)$ 为t时段储能的存储容量;a为储能的初始荷电量; η_1 、 η_2 分别为 储能的充、放电效率; Δt 为单位时段间隔; $E_{\text{b.max}}$ 、 $E_{\text{b.min}}$ 分别为储能容量上、下限;R为新能源供电的最小比例; T_j^{vailavg} 为充电站j平均等待时间的最大限值; ρ_j 为 充电站j的充电设施服务率; ρ_j^{\min} 为充电站j充电桩的最小利用率。

2.2.3 基于数据驱动的DRO规划模型

2.2.2节中所述模型为确定性模型,光伏出力及 负荷需求采用的是预测的确定量。为了应对光储充 电站规划中光伏出力及负荷需求等的不确定性,本 节建立了基于数据驱动的DRO模型。首先由蒙特 卡洛模拟方法和HOMER软件得到不确定性因素经 验分布的概率密度函数,然后通过KL散度来衡量经 验分布概率密度函数与实际概率密度函数之间的距 离,从而构造得到模糊集合来描述不确定量。

1)计算基于概率距离的不确定集合。 构建概率分布的模糊集合是求解DRO问题的 前提,通常有基于矩信息和基于概率距离的不确定 集合,其中基于矩信息不确定集合的DRO问题的处 理一般较困难且计算复杂。故本文采用基于概率距 离的不确定集合,从历史数据中得到不确定因素的 经验分布概率密度函数 f₀,利用 KL 散度^[16]衡量 f₀ 到 实际的概率密度函数 f 的距离,如式(27)所示。

$$K_{\rm KL}\left(f \left\| f_0\right) = \int f(\xi) \ln \frac{f(\xi)}{f_0(\xi)} \,\mathrm{d}\xi \tag{27}$$

其中, $\xi \in \mathbf{R}$ 为随机变量。基于上述KL散度的分析,可得模糊集合D为:

$$D = \left\{ F_f \middle| K_{\rm KL} \left(f \middle\| f_0 \right) \le d_{\rm KL}, f = \frac{\mathrm{d}F_f}{\mathrm{d}\xi} \right\}$$
(28)

其中, F_f 为函数f的分布函数; d_{KL} 为散度公差,用于限定 $f = f_0$ 之间的最大偏差。

2)建立基于数据驱动的DRO规划模型。

首先,定义向量 $x = [x^{chg}, x^{pv}, x^{b}, x^{grid}, x^{pv-grid}]^{T}, \xi = [\xi_{chg}; \xi_{pv}; \xi_{D}; \xi_{grid}; \xi_{pv-grid}], \xi_{chg} = [\xi_{chg}(1), \xi_{chg}(2), \dots, \xi_{chg}(T)]^{T}, \xi_{pv} = [\xi_{pv}(1), \xi_{pv}(2), \dots, \xi_{pv}(T)]^{T}, \xi_{D} = [\xi_{D}(1), \xi_{D}(2), \dots, \xi_{pv-grid}(T)]^{T}, \xi_{D}(T)]^{T}, \xi_{pv-grid} = [\xi_{pv-grid}(1), \xi_{pv-grid}(2), \dots, \xi_{pv-grid}(T)]^{T}, P = [P_{1}; P_{2}; \dots; P_{6}], P_{i} = [P_{i}(1), P_{i}(2), \dots, P_{i}(T)]^{T} (i=1,2,\dots,6); \text{且} \exists P$ 满足约束条件式(17)—(26), 使得对于给定的x, 在 ξ 的可行域内有 $H(x) = \xi(H(x))$ 为将确定性规划转化为基于数据驱动的DRO模型的重要函数)。

为了提高光伏渗透率,减少高电价时段向电网购电的概率,本文定义故障状态,即光伏和储能在高电价时段内未能满足充电需求,需向电网购电(P₃(t)>0)的状态,将这种状态出现的概率称为故障率。光伏输出、充电需求等是不确定的,因此考虑故障状态的发生概率如下:

$$p[\boldsymbol{\xi} \notin \boldsymbol{H}(\boldsymbol{x})] < \alpha \tag{29}$$

其中,α为故障状态容许发生的概率。从鲁棒优化的角度来看,服务可靠性需要始终不小于1-α,即:

$$\inf_{\boldsymbol{p}\in\boldsymbol{D}}\left\{p\left[\boldsymbol{\xi}\in\boldsymbol{H}(\boldsymbol{x})\right]\right\}\geq1-\alpha\tag{30}$$

如果集合D由KL散度构造,则式(30)等价于传统的机会约束,即:

$$p_0[\boldsymbol{\xi} \in H(\boldsymbol{x})] \ge 1 - \alpha_0 \tag{31}$$

其中, p_0 为经验分布概率密度函数 f_0 下的概率; $\alpha_0 = \max \{ \alpha'_0, 0 \}$ 为可靠性修正系数,表示等价后的风险 水平, $\alpha'_0 = 1 - \inf \{ (e^{-d_{xL}}y^{1-\alpha} - 1)/(y-1) \}, y 为 (0, 1) 范$ 围内的任意数^[17]。

综上所述,充电站容量规划问题的DRO模型的目标函数见式(32),约束条件为式(33)和式(34)。

$$F = \min \, \gamma \sum_{j \in J} \frac{C_j}{s} \tag{32}$$

$$x^{\mathrm{pv}} \ge 0, \ x^{\mathrm{b}} \ge 0, \ x^{\mathrm{chg}} \ge 0 \tag{33}$$

$$p_0[\boldsymbol{\xi} \in \boldsymbol{H}(\boldsymbol{x})] \ge 1 - \alpha_0 \tag{34}$$

3)基于数据驱动的DRO模型转化。

显然,计算上述模型仍较困难,为了方便计算, 将上述基于数据驱动的DRO模型转化为基于VaR (用于描述在一定置信度下的最大故障率)和抽样平 均近似的MILP模型,具体步骤如下。

(1)定义损失函数。为了用给定的容量规划策略x量化场景 (下不满足约束条件的 P,定义损失函数g(x, ξ)如式(35)所示。

$$g(\mathbf{x}, \boldsymbol{\xi}) = \min g \tag{35}$$

$$AP \leq b(\xi) - B(\xi)x \tag{36}$$

$$F_{\rm D}(t) - P_1(t) - P_2(t) - P_3(t) \le g$$
 (37)

其中,**A**、**B**、**b**为系数矩阵;g为现有系统不能满足的 充电需求。约束条件式(36)与式(18)—(26)对应, 式(37)与式(17)对应。

根据损失函数的定义,失效事件(即处于故障状态的事件)等价于 $g(x, \xi) > 0$,约束式(31)可以写成: $p_0[g(x, \xi) \le 0] \ge 1 - \alpha_0$ (38)

(3)实现模型的转化,具体步骤见附录B。

根据上述分析,基于 VaR 和抽样平均近似的 MILP模型见式(39)—(43),其中式(39)为目标函 数,式(40)—(43)为约束条件。

$$F = \min \gamma \sum_{i=1}^{\infty} \frac{C_i}{s}$$
(39)

$$x^{\mathrm{pv}} \ge 0, \ x^{\mathrm{b}} \ge 0, \ x^{\mathrm{chg}} \ge 0 \tag{40}$$

$$AP^{k} \leq b(\xi^{k}) - B(\xi^{k})x \qquad (41)$$

$$\xi_{\rm D}^{\rm k}(t) - P_{\rm 1}^{\rm k}(t) - P_{\rm 2}^{\rm k}(t) - P_{\rm 3}^{\rm k}(t) \le M z_{\rm c}(k) \qquad (42)$$

$$\sum_{k=1}^{\gamma} z_{c}(k) \leq q \alpha_{0} \quad z_{c}(k) \in \{0, 1\}$$
(43)

其中,k为可能的故障场景,M为 $\xi_{\rm D}(t)$ 的上确界, $z_{\rm c}(k)$ 为故障状态变量,q为样本数量,具体说明见附录B。

3 算例分析

3.1 算例参数

高速公路路网拓扑见附录C图C1,该路网内有 5个高速公路出入口(节点N₁—N₅)、4个交叉口(节 点N₆—N₉),路段编号为L₁—L₉,路网总长465 km。 高速公路上的EV一般以最短路径行驶,因此各OD 之间的路径唯一。高速公路典型日的交通流量特性 和典型日OD矩阵分别见附录C图C2和表C1^[3],4种 类型EV的容量分布见附录C表C2,太阳能辐射度 数据见附录C图C3,其他仿真参数见附录C表C3。

3.2 算例结果与分析

按照一定的间隔确定充电站候选站址,间隔越 小,则站址确定得越准确,但同时计算量也越大。本 文假设高速公路每隔10km设置候选充电站,根据 用户满意度进行划分^[18],设为"一般满意及以上",即 *T_j*^{vaitavs}最大值为20min,EV渗透率为20%。选址和 定容模型为整数线性规划问题,在MATLAB环境下 采用Yalmip工具箱调用CPLEX优化工具箱进行求 解。站址规划结果见图2,容量规划结果见表1。



● 底云面山八口, ● 文文口, • 九屯站 医远站立 • 充电站规划建站点

图2 站址规划结果

Fig.2 Planning results of station site

表1 容量规划结果

Table 1 Planning results of capacity

规划 建站点	充电桩 数量	光伏 容量 / kW	储能 容量 / (kW·h)	规划 建站点	充电桩 数量	光伏 容量 / kW	储能 容量 / (kW·h)
1	16	3750	4000	11	9	2000	2400
2	17	3 500	3450	12	9	2350	2700
3	17	3 7 0 0	4 2 0 0	13	10	1 2 5 0	1370
4	17	3 600	3825	14	9	2580	2600
5	10	2100	2000	15	9	2450	2500
6	9	2850	2800	16	8	1348	1600
7	17	3725	3 500	17	13	3750	4000
8	17	3 5 5 0	4120	18	14	3 5 5 0	4120
9	9	2650	2735	19	13	3 500	3880
10	8	1 500	1480	20	12	3 3 0 0	4010

结合图2和表1可以看出,同一高速路段入口及 节点处附近光储充电站的容量较大,这是因为大规模 EV有出行需求时,部分EV的初始出行需要补充电 量,导致光储充电站的容量较大,因而需要配置较多 的充电桩。相比于文献[3],本文方法配置的充电桩数 量明显减少,光储充电站的设备利用率如图3所示。



图3 光储充电站的设备利用率

Fig.3 Equipment utilization rate of photovoltaic-storage charging stations

由图3可以看出,优化配置后的设备利用率在 45.6%~72.5%之间,由此可知,对光储充电站的容 量进行优化配置不仅能满足排队等待时间,同时兼 顾了光储充电站的设备利用率。

无光储^[3]和有光储时的年平均投资成本及年平 均寿命周期成本比较如表2所示。由表可知,相较 于文献[3]无光储的情况,本文配置了光伏和储能, 导致投资成本增加(文献[3]未考虑电网最大允许接 入电量,也未进行电网升级改造计算,可能导致电网 负载率过大或超载),但由于配置光储可由光伏供给 一部分充电需求而减少了购电费用,且在光伏发电 量大于充电需求时,余电上网能增加充电站的收益, 所以有光储情况的年平均寿命周期成本得到降低。

表2 有、无光储时的年平均投资成本和 寿命周期成本比较

 Table 2
 Comparison of annual average investment

 costs and lifetime costs between with and

 una	meen		00000	oetneen		unu	
wi	thout	ph	otovol	taic-storage	ge		

	1	。 单位:万元
有无光储	年平均投资成本	年平均寿命周期成本
无	2024.11	3 547.01
有	3479.45	2583.45

3.3 敏感性分析

1) 散度公差 d_{KL}。

年平均寿命周期成本和故障率随散度公差的变 化关系曲线见图4(a)。当d_{KL}=0时,为传统的机会 约束,故障率较高,但年平均寿命周期成本较低,随 着d_{KL}的增大,年平均寿命周期成本因规划结果趋于 保守而增大,故障率降低;当d_{KL}=1时,为传统的鲁 棒优化,由图中曲线的变化趋势可以看出年平均寿 命周期成本会继续增大,故障率继续降低。可见,在 实际规划中应选择合适的d_{KL}值,确保规划结果兼顾 经济性和可靠性。

2)样本数量。

年平均寿命周期成本和故障率随样本数量的变 化关系曲线见图4(b)。由图可知,随着样本数量的 增大,故障率呈单调递减趋势,而年平均寿命周期成 本在样本数量为100时略低,使得整条曲线呈凸状, 这是因为当样本数量为100时,样本数量过小不足 以反映真实数据(与真实数据的*d*_{KL}大于设定值)。 当样本数量大于200时,年平均寿命周期成本呈递 减趋势。可见,在选择样本数量时应考虑与真实数 据的*d*_{KL}符合设定值,同时要兼顾计算时长,若样本 数量选取过大,会导致计算量过大。

3)续航里程。

年平均寿命周期成本和故障率随续航里程的变 化关系曲线见图4(c)。假设EV驶入路段之前和驶 出路段之后均需行驶50km,由图可看出,年平均寿 命周期成本和故障率随着续航里程的增大而减小, 当续航里程为500 km时,附录C图C1所示算例路网 理论上可以不规划充电站。

4)充电功率。

年平均寿命周期成本和故障率随充电功率的变 化关系曲线图4(d)。以高速公路上常见的直流充 电桩功率(30~120 kW)进行模拟,由图可以看出,年 平均寿命周期成本和故障率随充电功率的增大而 减小。



图 4 敏感性分析结果 Fig.4 Results of sensitivity analysis

4 结论

针对高速公路光储充电站规划中存在的问题, 基于工程实际考虑,建立了基于KL散度的DRO模型,利用风险理论将分布鲁棒约束转化为MILP问题 进行求解。所提方法既考虑了经济性,也考虑了可 靠性。算例结果表明,高速公路光储充电站具有降 低社会成本、促进可再生能源整合、减缓配电网升级 改造等多重效益,所得结论具体如下:

1)所提方法以数据驱动的方式,结合了随机优 化和鲁棒优化的优点,无需不确定因素的精确概率 分布,可有效解决高速公路光储充电站规划中光伏 出力及负荷需求等的不确定性问题;

2)以年平均寿命周期成本最小为容量优化目标,降低了高速公路光储充电站的年平均寿命周期成本,同时考虑了用户充电时间,兼顾了用户和充电站的利益,可为高速公路光储充电站规划提供参考;

3)分析散度公差、样本数量、续航里程、充电功 率等对规划结果的影响,敏感性分析结果表明应选 择合适的散度公差以平衡可靠性和成本,年平均寿 命周期成本和故障率随样本数量、续航里程、充电功 率的增大而减小。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

参考文献:

- [1]中华人民共和国国务院.节能与新能源汽车产业发展规划 (2012-2020年)[EB/OL]. (2012-06-28)[2020-07-07]. http:// www.gov.cn/govweb/gongbao/content/2012/content_2182749. htm.
- [2] DONG X H, MU Y F, JIA H J, et al. Planning of fast EV charging stations on a round freeway[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016,7(4):1452-1461.
- [3] 葛少云,朱林伟,刘洪,等. 基于动态交通仿真的高速公路电动 汽车充电站规划[J]. 电工技术学报,2018,33(13):2991-3001.
 GE Shaoyun,ZHU Linwei,LIU Hong, et al. Optimal deployment of electric vehicle charging stations on the highway based on dynamic traffic simulation[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2018,33(13):2991-3001.
- [4] 董晓红,穆云飞,于力,等.考虑配网潮流约束的高速公路快速充电站校正规划方法[J].电力自动化设备,2017,37(6): 124-131.
 DONG Xiaohong, MU Yunfei, YU Li, et al. Freeway FCS plan-

ning and correction considering power-flow constraints of distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017,37(6):124-131.

- [5] 贾龙,胡泽春,宋永华,等.高速路网上电动汽车充电站布点优化[J].电力系统自动化,2015,39(15):82-89,102.
 JIA Long,HU Zechun,SONG Yonghua, et al. Planning of electric vehicle charging stations in highway network[J]. Automation of Electric Power Systems,2015,39(15):82-89,102.
- [6] 孟旭瑶,张维戈,鲍谚,等.考虑充电功率的电动汽车快充站充 电设施优化配置[J].电力自动化设备,2018,38(7):28-34.
 MENG Xuyao,ZHANG Weige, BAO Yan, et al. Optimal configuration of charging facility for electric vehicle fast charging station considering charging power[J]. Electric Power Automation Equipment,2018,38(7):28-34.
- [7] ZHANG H C, MOURA S J, HU Z C, et al. Joint PEV charging network and distributed PV generation planning based on accelerated generalized benders decomposition [J]. IEEE Transactions on Transportation Electrification, 2018, 4(3):789-803.
- [8]陈征,肖湘宁,路欣怡,等.含光伏发电系统的电动汽车充电站多目标容量优化配置方法[J].电工技术学报,2013,28(6):238-248.
 CHEN Zheng,XIAO Xiangning,LU Xinyi, et al. Multi-objective optimization for capacity configuration of PV-based electric vehicle charging stations[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2013,28(6):238-248.
- [9]杨健维,李爱,廖凯. 城际高速路网中光储充电站的定容规划
 [J]. 电网技术,2020,44(3):934-943.
 YANG Jianwei, LI Ai, LIAO Kai. Capacity planning of light storage charging station for intercity highways based on charging guidance[J]. Power System Technology,2020,44(3): 934-943.
- UGIRUMURERA J, HAAS Z J. Optimal capacity sizing for completely green charging systems for electric vehicles[J].
 IEEE Transactions on Transportation Electrification, 2017, 3(3): 565-577.
- [11] 赵雪.基于鲁棒优化的城区电动汽车充电设施选址研究[D]. 北京:华北电力大学,2018.
 ZHAO Xue. Research on the location of electric vehicle charging facilities in urban areas with robust optimization [D]. Beijing:North China Electric Power University,2018.
- [12] 周任军,任青青,闵雄帮,等.基于改进矩不确定分布鲁棒优化 算法的多机调频比例决策[J].电力自动化设备,2019,39(6): 130-137.

ZHOU Renjun, REN Qingqing, MIN Xiongbang, et al. Frequency

regulation ratio decision-making of multi-generator based on modified distributional robust optimization under moment uncertainty[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39 (6):130-137.

[13] 鲁卓欣,徐潇源,严正,等.不确定性环境下数据驱动的电力系统优化调度方法综述[J].电力系统自动化,2020,44(21): 172-183.

LU Zhuoxin,XU Xiaoyuan,YAN Zheng,et al. Overview on datadriven optimal scheduling methods of power system in uncertain environment [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020,44(21):172-183.

- [14] BAGHERI A, WANG J H, ZHAO C Y. Data-driven stochastic transmission expansion planning[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(5): 3461-3470.
- [15] ZHOU B, CHEN G, HUANG T W, et al. Planning PEV fastcharging stations using data-driven distributionally robust optimization approach based on φ-divergence[J]. IEEE Transactions on Transportation Electrification, 2020, 6(1):170-180.
- [16] LI Z H, WU W C, ZHANG B M, et al. Kullback-Leibler divergence-based distributionally robust optimisation model for heat pump day-ahead operational schedule to improve PV integration[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2018, 12(13): 3136-3144.

- [17] JIANG R W,GUAN Y P. Data-driven chance constrained stochastic program[J]. Mathematical Programming, 2016, 158(1/2): 291-327.
- [18] 陈立兴,黄学良.高速公路充电站电动汽车有序充电策略[J]. 电力自动化设备,2019,39(1):112-117,126.
 CHEN Lixing, HUANG Xueliang. Ordered charging strategy of electric vehicles at charging station on highway [J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(1):112-117,126.

作者简介:



赵 峰(1966—)男,上海人,教授,研 究方向为光伏充电站规划及优化调度、 新能源并网、主动配电网优化等(E-mail: 572712585@qq.com);

李建霞(1993—),女,甘肃天水人,硕 士研究生,研究方向为光伏充电站规划 及优化调度、新能源并网及应用(E-mail: 1462922290@qq.com);

高锋阳(1970—),男,甘肃白银人,教授级高级工程师,博士,研究方向为大功率电源与新能源发 电系统。

(编辑 陆丹)

Siting and sizing of photovoltaic-storage charging stations on highway considering uncertainties

ZHAO Feng, LI Jianxia, GAO Fengyang

(School of Automation and Electrical Engineering, Lanzhou Jiaotong University, Lanzhou 730070, China)

Abstract: Aiming at the uncertainties in the siting and sizing of integrated photovoltaic-storage charging station on highway, a two-stage siting and sizing method based on data-driven DRO (Distributional Robust Optimization) is proposed. In the first stage, the location of charging point is obtained based on Monte Carlo simulation method, and the location of charging station is determined by using integer programming model. In the second stage, considering the profit of charging stations and the satisfaction of users, the sizing model based on data-driven DRO is established. A probability distribution fuzzy set centered on empirical probability distribution is constructed by KL(Kullback-Leibler) divergence, which is used to describe uncertainties. The DRO model is transformed into a mixed integer linear programming problem using risk theory, and then the number of charging piles in charging station and the capacity of photovoltaic-storage charging station are optimized. Finally, the proposed method is validated by a ring road network and its sensitivity is analyzed. The results show that the proposed method is feasible and effective, the average life cost can be reduced by configuring photovoltaic-storage equipment, and the economy and robustness of the system can be effectively balanced by controlling the KL divergence tolerance, sample number, endurance mileage, charging power, and so on.

Key words: photovoltaic-storage charging station; highway network; distributional robust optimization; siting and sizing; uncertainties

附录 A

定义机会约束 VaR 的步骤如下。

对于给定的概率阈值 β 和策略 x, 概率密度为 $f(\xi)$ 时的损失函数为 $g(x,\xi)$, 定义 β – VaR 为:

$$V_{\beta-\text{VaR}}(\boldsymbol{x}, f, g) = \min\left\{ c \in \mathbf{R} \left| \int_{g(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{\xi}) \le c} f(\boldsymbol{\xi}) \mathrm{d}\boldsymbol{\xi} \ge \beta \right\}$$
(A1)

所以,式(38)的等价表达式为:

$$V_{(1-\alpha_0)-\mathrm{VaR}}(\boldsymbol{x},f,g) \le 0 \tag{A2}$$

即,可能导致 $g(x,\xi) > 0$ 的不确定数据比例不应超过 α_0 。

附录 B

实现模型转化的具体步骤如下。

基于以上分析,将 DRO 模型转化为 MILP 问题。设 $\xi_1, \xi_2, ..., \xi_q$ 为随机变量 ξ 的q个样本, $z_c(1), z_c(2), ..., z_c(k)$ 为可能的故障,其中 $k \le q$, $z_c(k) = 1$ 表示发生故障, $z_c(k) = 0$ 表示不发生故障。若 $M = \text{Sup}\{\xi_D(t)\}$,则 $g(x,\xi) \le M$ 始终成立。显然 $\begin{cases} z_c(k) = 1, g(x,\xi_k) \le M z_c(k) = M \\ z_c(k) = 0, g(x,\xi_k) \le M z_c(k) = 0 \end{cases}$ 成立。失效概率为 $\sum_{k=1}^{q} z_c(k)$ 。





图 C2 高速公路典型日交通流量特性 Fig.C2 Characteristics of typical daily traffic flow for highways network

Table CT Typical daily OD matrix for highways network						
起始占			终止点			
起如尽	1	2	3	4	5	
1	0	15683	6467	14657	5279	
2	15432	0	5462	14981	6184	
3	5562	6592	0	6942	3651	
4	14345	14398	6764	0	6573	
5	3542	5394	3122	5496	0	

表 C1 高速公路典型日 OD 矩阵 Table C1 Typical daily OD matrix for highways network

表 C2 EV 容量分布信息 Table C2 Distribution of EV capacity

	Table C2 Distribution of E v capacity					
EV 类型	数量占比/%	服从的分布	分布参数	最大值/(kW·h)	最小值/(kW·h)	
L	10	Gamma	α=10.8, μ=0.8	15.0	5.0	
М	80	Gamma	α=4.5, μ=6.3	72.0	10.0	
N1	5	Normal	α=23.0, μ=9.5	40.0	9.6	
N2	5	Normal	α=85.3, μ=28.1	120.0	51.2	



图 C3 该地区年光照强度数据 Fig.C3 Annual illumination intensity data

表 C3 仿真参数
Table C3 Parameters of simulation

参数	取值	参数	取值			
v/(km⋅h ⁻¹)	U(90,120)	S _{soc,c}	U(0.15,0.3)			
$S_{ m soc,o}$	U(0.6,0.9)	$C_{ m pv-grid}/ar{\pi}$	0.7			
$oldsymbol{ ho}_j^{\min}$	0.4	r	0.06			
s/a	20	α/%	5			
$d_{_{ m KL}}$	0.05		峰: 1.087(10:00—15:00, 18:00—21:00)			
P/kW	120	$C_{\rm grid}$ / π	平: 0.7329(07:00—10:00, 15:00—18:00, 21:00—23:00) 谷: 0.3789(23:00 至次日 07:00)			