

含 EV 充电站的园区微电网 孤岛运行可靠性评估

陈龙超¹, 范宏¹, 郭翔², 梁纪峰³

(1. 上海电力大学电气工程学院, 上海 200090; 2. 贵州电网有限责任公司电力调度控制中心, 贵州 贵阳 550002;
3. 国网河北省电力有限公司电力科学研究院, 河北 石家庄 050021)

摘要:以园区微电网为研究对象, 将充电站内电动汽车分为私家电动车和电动班车 2 种主要类型, 进行孤岛运行可靠性评估。首先, 通过分析不同类型电动汽车的行驶时间特性, 提出电动汽车充电站联合储能设备与微电网电力系统间的功率互动策略以及互动功率计算模型。随后, 以开关为边界对微电网馈线区域进行分级, 提出不同故障隔离操作方法。并在传统评估指标的基础上, 提出电动汽车充电站平均充电、放电、负荷削减深度等评估指标。最后, 采用序贯蒙特卡罗智能算法, 以 IEEE 配电系统可靠性评估测试系统 RTBS Bus6 的 F4 馈线区域为基础而修改的配电网为算例, 进行仿真计算。计算结果表明: 当响应 V2G 技术的电动汽车充电站接入微电网后, 合理的功率互动策略可有效提高微电网孤岛运行状态下的可靠性。

关键词:EV 充电站; 行驶时间特性; 园区微电网; 互动策略; 可靠性评估

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2021.04.013 中图分类号:TM732 文章编号:1673-9140(2021)04-0100-09

Reliability evaluation of park microgrid with EV charging station running in islanding state

CHEN Longchao¹, FAN Hong¹, GUO Xiang², LIANG Jifeng³

(1. Electric Power Engineering of Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China; 2. Power Dispatching Control Center, Guizhou Power Grid Co., Ltd., Guiyang 550002, China; 3. Electric Power Science Research Institute, State Grid Hebei Electric Power Co., Ltd., Shijiazhuang 050021, China)

Abstract: This paper takes the park micro-grid as the research object, and the electric vehicles in the charging station are divided into two main types: private electric vehicles and electric buses. Firstly, the travel time characteristics of different types of electric vehicles are analysed in this paper. The power interaction strategy between the combined energy storage equipment of electric vehicle charging station and the micro-grid power system, the interactive power calculation model are constructed. Then, grading the micro-grid feeder area with the switch as the boundary, the isolation operation methods for different faults are proposed. Based on the traditional evaluation indicators, the evaluation indexes of average charging depth, average discharge depth and average load reduction depth of electric vehicle charging stations are proposed. Finally, Sequential Monte Carlo intelligent algorithm is adopted for simulation. The power distribution network modified based on the F4 feeder area of the reliability evaluation test system of IEEE distribu-

收稿日期:2018-10-02; 修回日期:2018-11-26

基金项目:国家重点研发计划(2016YFB0900100)

通信作者:范宏(1978-),女,博士,副教授,主要从事电力系统优化运行、电力系统仿真计算及电网规划等研究;E-mail:327387456@qq.com

tion system RTBS Bus 6 is used as an example to carry out simulation calculation. The calculation results show that after the electric vehicle charging station responding to the V2G technology is connected to the micro-grid, a reasonable power interaction strategy can effectively improve the reliability of the micro-grid under island operation.

Key words: EV charging station; travel time characteristics; park micro-grid; interactive strategy; reliability evaluation

随着国家发展改革委、国家能源局发布《推进并网型微电网建设试行办法》,多项微电网示范项目得到推进,园区微电网也作为一种新形态的电网技术得到逐步发展,其运行模式主要有并网与孤岛 2 种^[1]。孤岛状态下运行的高可靠性将有助于提高电网局部以及整体的可靠性^[2],但孤岛状态下的微电网缺少主网的支撑,内部可再生能源发电出力的随机性、波动性将增大其安全稳定运行的风险^[3]。因此,对微电网孤岛状态下运行可靠性的评估将显得尤为重要。

目前,国内外针对微电网孤岛状态下可靠运行评估方面进行了一定的研究。文献[4]中微电网内的分布式供电(distributed generation, DG)是集中式接入,没有考虑电源分散式接入后微电网孤岛运行的状况;文献[5]计及了保护装置动作的不确定性以及微电网不同的接线方式对保护装置动作概率的影响。以上文献虽然从不同角度对孤岛运行状态下的微电网运行可靠性进行了分析,但对近几年发展迅速的电动汽车元素考虑较少。

随着近几年电动汽车(electric vehicle, EV)的迅猛发展,大量的 EV 充电设备接入配电网。同时, EV 充电设备也已成为微电网内部的新入元素。考虑到 EV 与电网间功率互动(vehicle-to-grid, V2G)技术的发展,微电网的运行状况也变得更为复杂^[6-7]。由于 EV 动力电池可看作为一种移动式储能,因此,既要考虑 EV 作为交通工具的第一属性,对车辆的行驶时间特性进行分析,也要考虑车辆动力电池的储能特性。在对 EV 行驶特性分析的基础上,考虑动力电池的荷电状态(state of charge, SOC)、额定容量、充放电功率等因素来分析电动汽车参与互动响应的力度^[7]。同时,也要考虑不同类型的 EV 行驶特性的差异^[8]。

在考虑 EV 运行时间特性的条件下,该文主要是对含有 EV 充电站和储能设备的园区微电网孤岛

运行状态进行可靠性评估。

1 园区微电网内部组织运行特性

1.1 内部组织

根据对微电网清洁特性的定义,其内部的分布式电源一般以风力、光伏等可再生能源为主,并配备一定容量的储能设备来平滑分布式电源的出力。由于电动汽车行业的飞速发展, EV 充电站也已成为微电网内新的组成元素。因此,园区微电网内部组织主要包括供电系统、储能系统、用电负荷、EV 充电站以及能量管理系统。

1.2 运行特性

微电网主要有并网和孤岛 2 种运行模式。当微电网并网运行时,网内负荷由外电网和微电网内的分布式电源联合供电^[4,9],此时,分布式电源出力的波动性对负荷的影响不大。

在孤岛运行时,对于含 EV 充电站的微电网,当网内可再生能源大于负荷需求时, EV 充电站作为负荷吸收富裕电量,增大可再生能源的利用率;若可再生能源出力小于负荷需求,则 EV 充电站将联合储能系统进行放电操作,确保对常规用电负荷的供电可靠性^[8]。然而, EV 充电站参与功率互动的力度也受到站内 EV 数量、各 EV 的荷电状态(SOC)以及 EV 用户后续行驶需求等因素的影响。

2 微电网运行状况分析

2.1 微网内 EV 车辆行驶时间特性

园区微电网内 EV 主要分为私家 EV 和公司的电动班车 2 种类型。根据园区内 EV 用户的工作时间特性,对不同类型 EV 的行驶特性进行分析。2 种类型 EV 在工作日不同时间段的行驶状态如图 1 所示, N_1, N_2, N_3, N_4 (n_1, n_2, n_3, n_4) 表示电动班车

(私家 EV)在工作日的 4 个运行状态时段。

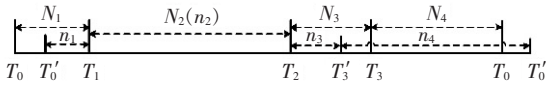


图 1 2 种类型 EV 在工作日不同时段行驶状态

Figure 1 The driving status of the two types of EVs at different time periods on the working day

1) N_1 为电动班车早上从园区出发,在固定站点接上员工后返回园区的时间段; n_1 为员工早上乘私家 EV 从家到园区的时间段。 T_0 、 T'_0 分别为班车和私家 EV 早上的出发时间点, $T_0 < T'_0$ 。

2) $N_2(n_2)$ 为电动班车(私家 EV)停在园区内充电站的时间段。该时段 2 种 EV 均可通过站内充电桩与微电网电力系统连接,参与系统的 V2G 响应。 T_1 、 T_2 分别为接入(上班)和离开(下班)的时间点。

3) N_3 为班车下午送员工到固定站点并返回园区的时间段, T_3 为班车返回园区后停在充电站的时间点; n_3 为员工乘私家 EV 从园区到家的时间段, T'_3 为私家 EV 到家的时间点。

4) N_4 为班车停在园区充电站的时间段,此时段内班车需完成充电任务; n_4 为私家 EV 停在员工家里时间,此时段内 EV 的充电任务由员工住所所在区域的配电网来完成。

2.2 约束条件

为满足电动汽车用户的用车需求,各时间点动力电池的荷电量需满足的最低约束为

$$\begin{cases} C_{EV}(T_0/T'_0) \geq \frac{S_1 \cdot W}{W_{ed}} \times 100\% + C_{EV \cdot \min} \\ C_{EV}(T_1) = C_{EV}(T_0/T'_0) - \frac{S_1 \cdot W}{W_{ed}} \times 100\% \\ C_{EV}(T_2) \geq \frac{S_2 \cdot W}{W_{ed}} \times 100\% + C_{EV \cdot \min} \\ C_{EV}(T_3/T'_3) \geq C_{EV \cdot \min} \end{cases} \quad (1)$$

式中 $C_{EV}(T_0/T'_0)$ 、 $C_{EV}(T_1)$ 、 $C_{EV}(T_2)$ 、 $C_{EV}(T_3/T'_3)$ 为在 T_0 或 T'_0 、 T_1 、 T_2 、 T_3 或 T'_3 时间点各 EV 车辆的荷电量; S_1 、 S_2 分别为班车(私家 EV)在 $N_1(n_1)$ 、 $N_3(n_3)$ 时段行驶路程, km; W 为 EV 的每公里耗电量, $\text{kW} \cdot \text{h}$; W_{ed} 为 EV 动力电池的额定电量, $\text{kW} \cdot \text{h}$; $C_{EV \cdot \min}$ 为保证动力电池一定

的使用寿命而设定的最低荷电量阈值(该文取 0.2)。

2.3 EV 充电站联合储能与微电网间的功率互动策略

在园区微电网孤岛运行情况下,对 EV 电站充放电的调度依赖于网内源、荷间的功率平衡以及 EV 站内车辆的接入状况。同时,应以尽可能保证微电网对常规负荷供电可靠性为前提,来决定 EV 充电站与储能系统的充放电优先次序^[10-12]。储能设备联合 EV 充电站的功率互动策略如图 2 所示,具体调度策略如下。

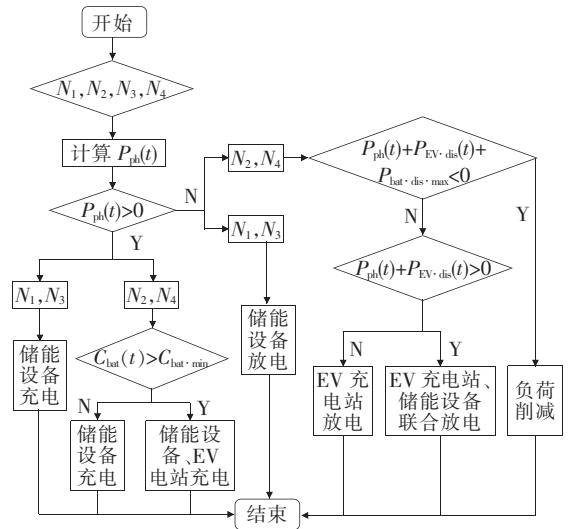


图 2 储能设备联合 EV 充电站的功率互动策略

Figure 2 Power interaction strategy of energy storage equipment combined with EV charging station

1) 判定微电网运行时段,即 N_1 、 N_2 、 N_3 、 N_4 。

2) 计算网内源、荷间功率平衡,即

$$P_{ph}(t) = \sum_{i=1}^{N_{WT}} P_{WT}^i(v) + \sum_{j=1}^{N_{PV}} P_{PV}^j(t) - P_L(t) \quad (2)$$

式中 $P_L(t)$ 为微电网内的实时负荷功率; N_{WT} 、 N_{PV} 分别为风电和光伏机组的机组数; $P_{WT}^i(v)$ 为第 i 组风机的发电功率; $P_{PV}^j(t)$ 为第 j 组光伏发电机 t 时刻的发电功率。其中,风、光发电出力以及负荷功率采用文献[5-6]中的模型进行计算,在此不再赘述。

3) $P_{ph}(t) > 0$ 。在 N_1 、 N_3 时段,无 EV 接入,微电网将仅对储能设备进行充电;在 N_2 、 N_4 时段,为使在无电动汽车接入时需要储能设备来维持系统

运行的稳定,其荷电量应保有一定限制 $C_{\text{bat}\cdot\text{min}}$, 然后再对 EV 充电站内的电动汽车进行充电^[13]。

4) $P_{\text{ph}}(t) < 0$ 。在 N_1 、 N_3 时段,仅储能设备进行放电;在 N_2 、 N_4 时段,首先安排电动汽车进行放电,当 $P_{\text{ph}}(t) + P_{\text{EV}\cdot\text{dis}}(t) < 0$ 时,储能设备再参与放电。若储能设备、EV 充电站以及可再生能源联合出力都无法满足负荷需求,即 $P_{\text{ph}}(t) + P_{\text{EV}\cdot\text{dis}}(t) + P_{\text{bat}\cdot\text{dis}\cdot\text{max}} < 0$ 时,需根据网内负荷的重要级别来进行负荷削减^[14]。其中, $P_{\text{EV}\cdot\text{dis}}(t)$ 为 t 时刻充电站的放电功率, $P_{\text{bat}\cdot\text{dis}\cdot\text{max}}$ 为储能的放电功率。

2.4 储能设备互动响应功率计算模型

基于上述功率互动策略,储能设备在不同时段的充、放电功率计算模型为

$$P_{\text{bat}\cdot\text{ch}}(t) = \begin{cases} 0, & P_{\text{ph}}(t) \leq 0 \\ \{ P_{\text{ph}}(t), 0 < P_{\text{ph}}(t) < P_{\text{bat}\cdot\text{ch}\cdot\text{max}} \\ [P_{\text{bat}\cdot\text{ch}\cdot\text{max}}, P_{\text{ph}}(t) \geq P_{\text{bat}\cdot\text{ch}\cdot\text{max}} \end{cases} \quad (3)$$

$$P_{\text{bat}\cdot\text{dis}}(t) = \begin{cases} 0, & P_{\text{ph}}(t) \geq 0 \\ \{ |P_{\text{ph}}(t)|, 0 > P_{\text{ph}}(t) > -P_{\text{bat}\cdot\text{dis}\cdot\text{max}} \\ [P_{\text{bat}\cdot\text{dis}\cdot\text{max}}, P_{\text{ph}}(t) \leq -P_{\text{bat}\cdot\text{dis}\cdot\text{max}} \end{cases} \quad (4)$$

$$P_{\text{bat}\cdot\text{ch}}(t) = \begin{cases} 0, & P_{\text{ph}}(t) \leq 0, \text{ or} \\ & C_{\text{bat}}(t) \geq C_{\text{bat}\cdot\text{min}} \\ \{ P_{\text{ph}}(t), 0 < P_{\text{ph}}(t) < P_{\text{bat}\cdot\text{ch}\cdot\text{max}} \& \\ & C_{\text{bat}}(t) < C_{\text{bat}\cdot\text{min}} \end{cases} \quad (5)$$

$$P_{\text{bat}\cdot\text{dis}}(t) = \begin{cases} 0, & |P_{\text{ph}}(t)| \leq P_{\text{EV}\cdot\text{dis}}(t) \\ \{ |P_{\text{ph}}(t)| - P_{\text{bat}\cdot\text{dis}\cdot\text{max}} < P_{\text{ph}}(t) < \\ P_{\text{EV}\cdot\text{dis}}(t), & -P_{\text{EV}\cdot\text{dis}}(t) \\ [P_{\text{bat}\cdot\text{dis}\cdot\text{max}}, -P_{\text{bat}\cdot\text{dis}\cdot\text{max}} \geq P_{\text{ph}}(t) \end{cases} \quad (6)$$

式(3)~(6)中 $P_{\text{bat}\cdot\text{ch}}(t)$ 、 $P_{\text{bat}\cdot\text{dis}}(t)$ 分别为储能装置的充、放电功率; $P_{\text{bat}\cdot\text{ch}\cdot\text{max}}$ 、 $P_{\text{bat}\cdot\text{dis}\cdot\text{max}}$ 为储能装置的最大充、放电功率; $C_{\text{bat}}(t)$ 为储能设备的荷

电量; $C_{\text{bat}\cdot\text{min}}$ 为储能在 EV 电站无电动汽车时为维持后续系统稳定所要保持的最低荷电量。式(3)、(4)和式(5)、(6)分别为 N_1 、 N_3 和 N_2 、 N_4 时段的充、放电功率计算模型。

2.5 EV 充电站的互动响应功率计算模型

由于 N_1 、 N_2 时段 EV 充电站内的电动汽车数量基本为零,故只考虑 N_2 、 N_4 时段 EV 电站与微电网间的互动功率情况。

1) 当 $P_{\text{ph}}(t) > 0$ 时, EV 站充电功率:

$$P_{\text{EV}\cdot\text{ch}}(t) = \begin{cases} 0, & C_{\text{bat}}(t) < C_{\text{bat}\cdot\text{min}} \& \\ & P_{\text{ph}}(t) \leq P_{\text{bat}\cdot\text{ch}\cdot\text{max}} \\ P_{\text{ph}}(t) - P_{\text{bat}\cdot\text{ch}\cdot\text{max}}, & C_{\text{bat}}(t) < C_{\text{bat}\cdot\text{min}} \& \\ & P_{\text{ph}}(t) > P_{\text{bat}\cdot\text{ch}\cdot\text{max}} \\ P_{\text{ph}}(t), & C_{\text{bat}}(t) \geq C_{\text{bat}\cdot\text{min}} \& \\ & P_{\text{ph}}(t) \leq P_{\text{EV}\cdot\text{max}} \\ P_{\text{EV}\cdot\text{max}}, & C_{\text{bat}}(t) \geq C_{\text{bat}\cdot\text{min}} \& \\ & P_{\text{ph}}(t) > P_{\text{EV}\cdot\text{max}} \end{cases} \quad (7)$$

2) 当 $P_{\text{ph}}(t) < 0$ 时, EV 站放电功率:

$$P_{\text{EV}\cdot\text{dis}}(t) = \begin{cases} P_{\text{EV}\cdot\text{dis}\cdot\text{max}}(t), & |P_{\text{ph}}(t)| > P_{\text{EV}\cdot\text{dis}\cdot\text{max}}(t) \& \\ & P_{\text{EV}\cdot\text{max}} > P_{\text{EV}\cdot\text{dis}\cdot\text{max}}(t) \\ |P_{\text{ph}}(t)|, & |P_{\text{ph}}(t)| \leq P_{\text{EV}\cdot\text{max}} \& \\ & |P_{\text{ph}}(t)| \leq P_{\text{EV}\cdot\text{dis}\cdot\text{max}}(t) \\ P_{\text{EV}\cdot\text{max}}, & |P_{\text{ph}}(t)| > P_{\text{EV}\cdot\text{max}} \& \\ & P_{\text{EV}\cdot\text{max}} < P_{\text{EV}\cdot\text{dis}\cdot\text{max}}(t) \end{cases} \quad (8)$$

$$P_{\text{EV}\cdot\text{dis}\cdot\text{max}}(t) = N_{\text{car}}(t) \cdot P_{\text{car}\cdot\text{dis}} + N_{\text{bus}}(t) \cdot P_{\text{bus}\cdot\text{dis}} \quad (9)$$

式(7)~(9)中 $P_{\text{EV}\cdot\text{max}}$ 为充电站与微电网连接的主线路最大允许流动功率,受线路参数约束; $P_{\text{EV}\cdot\text{dis}\cdot\text{max}}(t)$ 为充电站在 t 时刻的最大可送出功率,受该时刻站内可参与放电的各类 EV 数量 $N_{\text{car}}(t)$ 、 $N_{\text{bus}}(t)$ 和单辆 EV 放电功率 $P_{\text{car}\cdot\text{dis}}$ 、 $P_{\text{bus}\cdot\text{dis}}$ 的约束;在 N_4 时段只计及班车的接入情况。

充电操作时优先对荷电状态较低的 EV 进行充电^[15]。放电操作时要考虑 EV 用户后续的用车需求来确定车辆的最大参与力度。

3 微电网故障隔离策略

该文以可再生能源分散式接入微电网的网络结构为基础来加以分析。

3.1 微电网馈线分区

馈线区域可以依据开关在网络中的位置以及不同类型开关开断特性进行划分^[9],如图3所示。

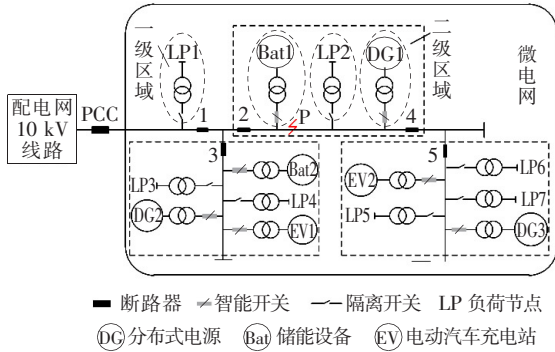


图3 微电网馈线分区

Figure 3 Schematic diagram of micro-grid feeders

一级区域:内部不再有任何类型开关装置的区域。以隔离开关为边界负荷区域、智能开关为边界的分布式电源系统以及以智能开关为边界的储能设备和EV充电站区域。

二级区域:以断路器为边界,区域内不再含有断路器的区域。一般由多个一级区域组合而成的同一支路区域。

其中,储能设备和EV充电站通过智能开关接入微电网。当设备故障时,智能开关具有断路器的特性开断故障;当储能或EV电站作为电源特性供电时,供电区域内发生故障,智能开关动作,阻断储能设备或EV充电站的放电操作。

3.2 故障隔离

在微电网内发生故障后,根据故障点所在区域的不同,开关动作步骤如图4所示。其中,当以隔离开关为边界的负荷区域内发生故障时,对于其他二级区域不造成影响,而使故障点所在二级区域内的其他一级区域负荷和电力设备停电,停电时间为隔离开关开断时间。当以断路器为边界的二级区域主线路故障时,故障点所在二级区域的负荷全部停电,设备停止运行,停电时间为故障修复时间。故障发

生后可将故障点所在二级区域与其他二级区域隔离,有效地限制了故障的影响范围。

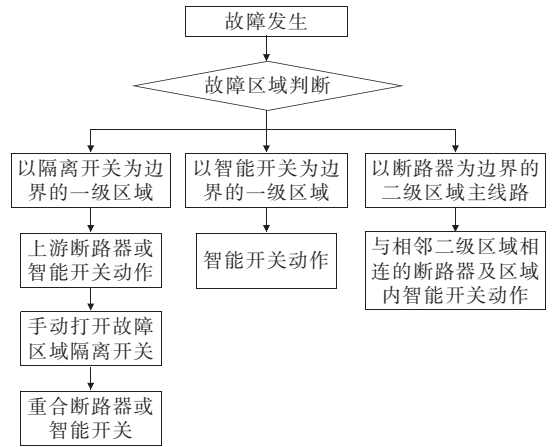


图4 故障后开关动作步骤

Figure 4 Switch action steps after the fault

4 微电网可靠性评估

4.1 可靠性评估指标

微电网孤岛状态下的供电可靠性可以引用传统配电网可靠性指标对其进行评估,如:系统平均停电频率指标(system average interruption frequency index, SAIFI)、系统平均停电持续时间(system average interruption duration index, SAIDI)、平均供电可用率指标(average service availability index, ASAI)等^[15]。同时,考虑EV充电站接入后与微电网系统间的功率互动状况,该文在传统指标的基础上,提出其他指标来分析EV充电站接入后对微电网运行可靠性的影响。

1)通过统计EV充电站在仿真周期中的充电次数 T_{ch} 、放电次数 T_{dis} 以及充电站的平均充电深度 D_{ch} 、放电深度 D_{dis} 等参数分析EV充电站与微电网间的亲密度。

$$D_{ch} = \frac{1}{T_{ch}} \sum_{i=1}^{T_{ch}} P_{ch}^i \cdot t_i \quad (10)$$

$$D_{dis} = \frac{1}{T_{dis}} \sum_{j=1}^{T_{dis}} P_{dis}^j \cdot t_j \quad (11)$$

式(10)、(11)中 P_{ch}^i 、 P_{dis}^j 分别为EV充电站第*i*次充电和第*j*次放电的平均功率; t_i 、 t_j 分别为EV充电站参与第*i*次充电和第*j*次放电的时间。

2)通过统计微电网周期内负荷削减次数的总次数 T_{cut} 计算周期内平均负荷削减深度 P_{cut} ,分析 EV 充电桩接入与不接入微电网这 2 种不同运行条件下微电网内负荷用电可靠性的差异,进一步分析与评估 EV 充电桩接入后对微电网供电可靠性的影响。

$$P_{\text{cut}} = \frac{1}{T_{\text{cut}}} \sum_{z=1}^{T_{\text{cut}}} P_z \quad (12)$$

式中 P_z 为第 z 次削减的负荷功率。

4.2 评估流程

该文采用序贯蒙特卡洛模拟法^[16-18]对含 EV 充电桩的微电网在孤岛状态下的运行可靠性进行评估。具体评估流程如下。

1)读取原始数据,设定模拟时钟的初始值 $T=0$,假定所有元件初始为正常工作状态。

2)根据式(13)、(14)分别计算网络中各元件的无故障工作时间和故障修复时间^[16],得出时间序列列表。

$$T_{\text{TTF}}^i = -(1/\lambda_i) \cdot \ln u \quad (13)$$

$$T_{\text{TR}}^i = -(1/\mu_i) \cdot \ln \delta \quad (14)$$

式(13)、(14)中 λ_i 、 μ_i 分别为元件 i 的故障率和故障修复率; u 、 δ 均为(0,1)之间服从均匀分布的随机数。为简化分析,该文对元件的修复时间均采用理想状态计算,不考虑多次修复带来的损耗而导致修复时间增长的情况。

3)枚举故障。选取序列列表中最小值所对应的元件为故障元件。

4)分析仿真时间 T 到 $T + T_{\text{TTF}}^i$ 时间段系统在 EV 站接入与否的不同时段内的运行状况,累加仿真时间 $T = T + T_{\text{TTF}}^i$ 。

5)判断故障类型及位置,确定故障影响区域。

6)利用该文所提的故障后微电网运行分析方法、故障隔离策略进行故障隔离。

7)在故障节点恢复正常运行前,利用该文所述的 EV 站接入方式及文 2.3 中的功率互动策略,对隔离故障后区域的运行状况进行分析。确定是否需进行负荷削减。若是,则累计被削减负荷的停电时间以及被削减的负荷功率,并累计仿真时间 $T = T + T_{\text{TR}}^i$ 。其中,负荷削减策略参考文献[5]。

8)计算受影响的负荷节点的停电时间。

9)判断仿真时间是否达到规定仿真时限,若否,则返回步骤 2;若是,则继续下一步。

10)计算系统和负荷节点的可靠性评估指标。

5 算例分析

5.1 系统与参数设计

该文以 IEEE 配电系统可靠性评估测试系统 RTBS Bus6 的网络结构为基础,如图 5 所示,将负荷节点 LP13~LP23 所在区域作为微电网,接入线路电压等级设为 10 kV。微电网内分布式电源的接入容量为 3 台 0.8 MW 的风电机组、1.5 MW 的光伏装机容量,储能系统为 500 kW,且微电网区域内配电线均采用电缆,各负荷节点的功率以及线路长度等参数均参考文献[19]。

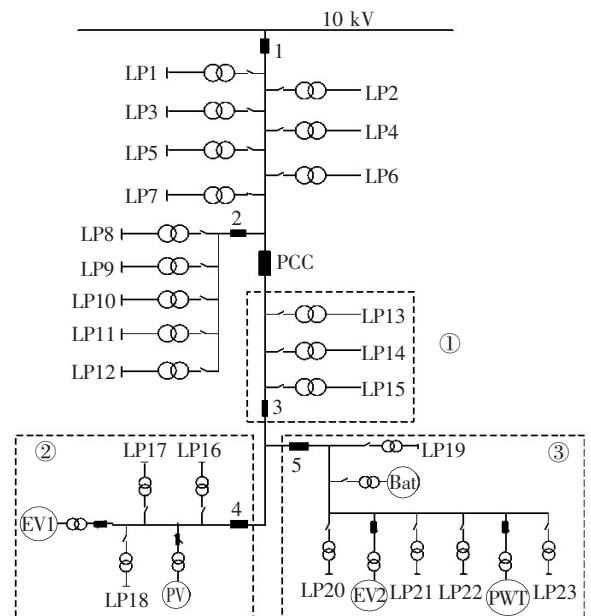


图 5 园区微电网系统仿真馈线系统

Figure 5 Park micro-grid system simulation feeder system

在进行系统故障分析时,将各类一级区域视为故障最小单元,对该区域进行可靠性等价。一级区域内主要为元件故障,线路故障主要为二级区域的支线路故障。各类型区域的可靠性参数如表 1 所示。

表 1 各类型区域的可靠性参数

Table 1 Reliability parameters for each type of area

区域类型	故障率	修复时间/h
一级区域	LP	0.015
	PV	0.065
	WT	0.065
二级区域电缆主线路	0.040	15

注:一、二级区域的故障率单位分别为次/a、次/(a·km)

对于 EV1、EV2 充电站,分别设有 50 个私家电动汽车充电桩和 5 个电动班车充电桩,假设私家 EV 统一为比亚迪 E5 车型,电动班车为宇通 E8 车型,2 种类型电动车的配置参数如表 2 所示。

表 2 电动汽车参数

Table 2 Electric Vehicle Parameters

车型	额定容量/ (kW·h)	充/放电 功率/kW	每公里耗电量/ (kW·h)
私家 EV	43	3.5	0.15
电动班车	142	12.0	0.68

5.2 评估计算结果

基于该文所提出的运行策略,该算例对计及 EV 充电站接入与否 2 种状况分别进行相关可靠性指标的计算,结果如表 3 所示。其中,该算例设定负荷节点 LP13、LP17、LP19 的重要级别较低,可优先进行削减,后续相应负荷的削减则由负荷点与电源节点间的电气距离决定,距离由远到近,依次削减^[4]。

表 3 评估指标计算结果

Table 3 Reliability evaluation index calculated results

充电站	SAIFI	SAIDI	ASAI	ACD	ADD	ALRD
不含 EV	2.449	14.298	0.998 34	—	—	0.384 2
含 EV	2.212	12.103	0.998 60	0.206 2	0.198 3	0.276 3

注:SAIFI、SAIDI 单位分别为次/(户·a)、h/(户·a);ACD、ADD、ALRD 单位均为 kW/次。

从表 3 可以看出,在含有电动汽车充电站的微电网孤岛运行状态下,考虑电动汽车充电站与微电网间的功率互动情况,微电网系统的平均停电时间、平均停电次数以及负荷平均削减深度明显降低,有效提升了微电网在孤岛运行状态下对负荷的供电质量。电动汽车的充电深度指标也反映出,充分利用

电动汽车充电站的 V2G 技术,在满足电动汽车充电需求的同时,也增大了系统对分布式可再生能源的消纳能力。同时,在微电网内发电出力大于常规负荷需求时,电动汽车的充电负荷特性有效吸收了系统的富裕电量,降低了系统内的弃风、弃光率。

当网内供电不足时,不同负荷点供电优先级的设定决定了不同负荷区域用电可靠性的不同。如图 6 所示,由于设定负荷节点 LP13、LP17、LP19 的重要级别较低,故需要进行负荷削减时优先对其进行削减。因此,与其对应的停电时间比其他负荷节点的停电时间要长一些。

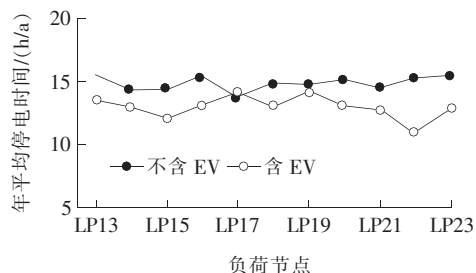
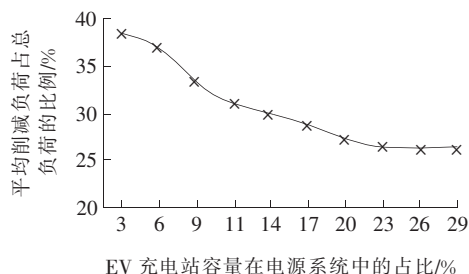


图 6 各负荷节点对应的用户平均停电时间

Figure 6 Customer average interruption duration index (CAIDI) of users corresponding to each load node

在微电网内发电装机容量一定的情况下,充电站建设规模的不同对微电网供电可靠性也有着不同的影响。如图 7 所示,随着 EV 充电站容量在电源系统中占比的增大,系统进行负荷削减的深度会逐渐减小。同时,考虑电动汽车行驶需求和电源出力,电动汽车接入微电网系统的时间存在间断性。并且在接入情况下,不是每次故障均有充足的电力与微电网进行功率互动。因此,当 EV 充电站达到一定规模时,系统负荷的削减深度将不再有明显的变化。

图 7 平均削减负荷随 EV 充电站输出功率大小的变化
Figure 7 The average load reduction varies with the output power of the EV charging station

6 结语

该文根据园区内电动汽车用户的工作性质,对不同类型电动汽车的行驶特性进行了分析。并基于该行驶特性,提出了园区微电网在孤岛运行时, EV 充电站联合网内的储能系统与微电网系统间的功率互动策略,并通过算例验证了响应 V2G 技术的电动汽车充电站接入微电网后对微电网孤岛运行可靠性的有利影响。

但该文仅考虑了 EV 充电站作为微电网的组成部分对其孤岛运行时的可靠性进行的评估。而对于含 EV 充电站的微电网并网运行时对配电网可靠性的影响,以及并网状态下 EV 充电站参与功率互动的策略,后续需做进一步的研究。

参考文献:

[1] 刘敦楠,徐尔丰,许小峰. 面向园区微网的“源—网—荷—储”一体化运营模式[J]. 电网技术, 2018, 42(3): 681-689.

LIU Dunnan, XU Erfeng, XU Xiaofeng. “Source-network-load-storage” integrated operation model for microgrid in park[J]. Power System Technology, 2018, 42(3):681-689.

[2] 王成山,武震,李鹏. 微电网关键技术研究[J]. 电工技术学报, 2014, 29(2):1-12.

WANG Chengshan, WU Zhen, LI Peng. Research on key technologies of microgrid[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(2):1-12.

[3] 李颖杰,温启良. 含风—光—储的微网接入对配电网供电可靠性的影响[J]. 电测与仪表, 2020, 57(13): 98-103.

LI Yingjie, WEN Qiliang. Effect of micro-grid access with wind-light-storage on power supply reliability of distribution network[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2020, 57(13): 98-103.

[4] 王杨,万凌云,胡博,等. 基于孤岛运行特性的微电网可靠性分析[J]. 电网技术, 2014, 38(9):2379-2385.

WANG Yang, WAN Lingyun, HU Bo, et al. Isolated island operating characteristics based analysis on reliability of microgrid[J]. Power System Technology,

2014, 38(9):2379-2385.

[5] 黄小庆,杨宵,陈长青,等. 计及保护装置动作不确定性的微电网可靠性评估[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(13):3498-3510+3369.

HUANG Xiaoqing, YANG Xiao, CHEN Changqing, et al. Reliability assessment of microgrid considering protective devices action probability[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(13):3498-3510+3369.

[6] 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.

[7] 白浩,苗世洪,钱甜甜,等. 联合发电系统用于含电动汽车的配电网可靠性评估研究[J]. 电工技术学报, 2015, 30(11):127-137.

BAI Hao, MIAO Shihong, QIAN Tiantian, et al. Reliability assessment based on combined power generation system for distribution system with electric vehicle[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(11):127-137.

[8] 周天沛,孙伟. 基于微网的电动汽车与电网互动技术[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(3):98-104+117.

ZHOU Tianpei, SUN Wei. Electric vehicle-to-grid technology based on microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(3):98-104+117.

[9] 罗奕,王钢,汪隆君. 微网可靠性评估指标研究[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(5):9-14.

LUO Yi, WANG Gang, WANG Longjun. Reliability evaluation indices for microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(5):9-14.

[10] 翁国庆,张有兵,戚军,等. 多类型电动汽车电池集群参与微网储能的 V2G 可用容量评估[J]. 电工技术学报, 2014, 29(8):36-45.

WONG Guoqing, ZHANG Youbing, QI Jun, et al. Evaluation for V2G available capacity of battery groups of electric vehicles as energy storage elements in microgrid[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(8):36-45.

[11] 张颖达,刘念,张建华,等. 含电动汽车充电站的风光互补系统容量优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(15):126-134.

ZHANG Yingda, LIU Nian, ZHANG Jianhua, et al.

- Optimum sizing of a stand-alone hybrid PV/wind generation system integrated with electric vehicle charging stations[J]. *Power System Protection and Control*, 2013, 41(15):126-134.
- [12] 于会群,尹申,张浩,等. 考虑电动汽车用户满意度的微网分层优化调度策略[J]. *中国电力*, 2020, 53(12):83-91.
- YU Huiqun, YIN Shen, ZHANG Hao, et al. Optimization strategy of microgrid hierarchical scheduling considering electric vehicles user satisfaction degree[J]. *Electric Power*, 2020, 53(12):83-91.
- [13] 杨晓东,张有兵,任帅杰,等. 含高渗透率光伏发电并网型微网中的电动汽车优化调度方法[J]. *电力系统自动化*, 2016, 40(18):15-23.
- YANG Xiaodong, ZHANG Youbing, REN Shuaijie, et al. Optimal scheduling scheme of electric vehicles in grid-connected microgrid with high penetration photovoltaic power[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2016, 40(18):15-23.
- [14] 陈明强,高健飞,畅国刚,等. V2G模式下微网电动汽车有序充电策略研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(8):141-148.
- CHEN Mingqiang, GAO Jianfei, CHANG Guogang, et al. Research on orderly charging strategy of microgrid electric vehicles in V2G mode[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(8):141-148.
- [15] 许翔泰,张仰飞,陈光宇,等. 计及光伏发电的电动汽车充电优化调度研究[J]. *智慧电力*, 2019, 47(10):44-50.
- XU Xiangtai, ZHANG Yangfei, CHEN Guangyu, et al. Optimal scheduling of charging for electric vehicle considering photovoltaic power generation[J]. *Smart Power*, 2019, 47(10):44-50.
- [16] 梁惠施,程林,刘思革. 基于蒙特卡罗模拟的含微网配电网可靠性评估[J]. *电网技术*, 2011, 35(10):76-81.
- LIANG Huishi, CHENG Lin, LIU Sige. Monte Carlo simulation based reliability evaluation of distribution system containing microgrids[J]. *Power System Technology*, 2011, 35(10):76-81.
- [17] 管永高,许文超,汤奕,等. 基于有向图和序贯蒙特卡罗法的含电动汽车配电网可靠性评估[J]. *电网与清洁能源*, 2019, 35(3):49-57.
- GUAN Yonggao, XU Wenchao, TANG Yi, et al. Reliability evaluation of distribution network with electric vehicles based on digraph and sequential Monte Carlo method[J]. *Power System and Clean Energy*, 2019, 35(3):49-57.
- [18] 常小强,宋政湘,王建华. 基于蒙特卡罗算法的电动汽车充电负荷预测及系统开发[J]. *高压电器*, 2020, 56(8):1-5.
- CHANG Xiaoqiang, SONG Zhengxiang, WANG Jianhua. Electric vehicle charging load prediction and system development based on Monte Carlo algorithm[J]. *High Voltage Apparatus*, 2020, 56(8):1-5.
- [19] Billinton R, Johnnavithula S. A test system for teaching overall power system reliability assessment[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1996, 11(4):1670-1676.