

doi: 10.11835/j.issn.1000-582X.2020.202

天气影响下基于风险评估的电动汽车光伏充电站需求响应

颜 勤, 涂晓帆

(长沙理工大学 电气与信息工程学院, 长沙 410114)

摘要:在“碳达峰、碳中和”背景下, 新能源发电逐渐占主导地位, 电动汽车数量增长显著, 电动汽车光伏充电站将在需求响应方面有重要作用。该文提出一种天气影响下基于风险评估的电动汽车光伏充电站的需求响应方案, 根据构建的“预测—预防—响应”三阶段流程图, 结合电网及天气的地理信息系统(geographic information system, GIS)数据进行多层时空数据整合分析, 作出风险地图; 并据此进行天气对用户影响的风险评估, 对装备有光伏发电的电动汽车充电站的运行成本进行建模, 优化充电站资源在日前储备市场的参与方案; 在用户参与下分别进行需求侧管理(demand side management, DSM)和停电应急管理(outage management, OM), 并进行案例研究。该文研究能有效预测天气对电力用户影响并将其可视化, 并验证了带有光伏发电的电动汽车充电站, 有助于减轻天气对电力供应造成负面影响的作用。

关键词:插电式电动汽车; 光伏充电站; 风险评估; 需求响应; 停电应急管理

中图分类号: TM732

文献标志码: A

文章编号: 1000-582X(2023)04-037-09

Demand response of photovoltaic electric vehicle charging stations based on weather-impact risk assessment

YAN Qin, TU Xiaofan

(School of Electrical and Information Engineering, Changsha University of Science and Technology, Changsha 410114, P. R. China)

Abstract: In the context of achieving “carbon peak and carbon neutrality” target in China, renewable energy is gradually taking the dominant role and the number of electric vehicle (EV) is growing significantly. The photovoltaic (PV) EV charging stations will play an important role in demand response of EV. This paper proposes a demand response plan of PV charging stations for EVs under the influence of weather based on risk assessment. According to the “predictive-preventive-corrective” framework, firstly, a risk map is produced by integrating and analyzing the multi-layer spatial-temporal data combing the GIS data of power grid and weather. Next, risk assessment considering the impact of the predicted weather on the customers is performed, the operating cost of PV charging station including the charging/discharging expense is modeled, and the day-ahead reserve market participation strategy of the aggregated resources is optimized. Finally, demand side management

收稿日期: 2022-02-14 网络出版日期: 2022-03-07

基金项目: 卡塔尔国家研究基金资助项目(NPRP 8-241-2-095)。

Supported by the Qatar National Research Fund (NPRP 8-241-2-095).

作者简介: 颜勤(1988—), 女, 博士, 讲师, 主要从事电动汽车及新能源接入电力系统运行优化研究, (E-mail) qin.yan@csust.edu.cn。

and outage management involving PV and charging/discharging of EVs are discussed and case studies are carried out. This paper effectively predicts and visualizes the weather impact on the electricity users, and verifies the roles of PV EV charging stations on mitigating the negative impact of weather on the power supply.

Keywords: plug-in electric vehicle; photovoltaic charging station; risk assessment; demand response; outage management

为缓解与日俱增的环境污染及能源紧缺问题,中国制定了“碳达峰、碳中和”节能减排目标,以构建清洁低碳、安全高效的能源体系,促进能源转型及绿色发展^[1]。可再生能源如光伏因其零边际成本、零碳排放等优势,成为能源转型中大规模替代传统能源的主体^[2]。电动汽车作为汽油车替代品,也是减少碳排放的重要途径。插电式电动汽车(plug-in electric vehicle, PEV)电池作为移动式储能,可通过“电网-车辆”(grid-to-vehicle, G2V)作为“负载”进行充电^[3],也可通过“车辆-电网”(vehicle-to-grid, V2G)作为“发电机”或“备用存储”^[4-5]进行放电,甚至扩展到车辆与外界一切的交互(vehicle-to-everything, V2X)。

中国局部地区系统调峰、弃风、弃光、供暖季电热矛盾等现象日益凸显,需建立电力辅助服务市场机制来缓解^[6]。随着电力需求侧管理(demand side management, DSM)及停电应急管理(outage management, OM)的逐渐成熟,储能技术的高速发展,以及电力体制改革的深入,国家出台了相应政策来鼓励分布式储能设备主动参与电网需求响应、削峰填谷、旋转备用、调频、黑启动等辅助服务,充分利用需求响应资源^[7]。

由全球气候变化引起的恶劣天气因素导致的电力供应的可靠性和可用性正在影响用户^[8-9]。需求响应提供者可以参与辅助服务市场,并以用户响应市场调度计划的能力提供投标。批发市场经营者利用辅助服务来更好地处理可能由天气引起的供需不平衡^[10]甚至停电现象。通过对光伏发电和电动汽车储能的合理控制,用户的用电需求可能会更加灵活^[11-12]。这种需求灵活性使需求响应提供商有更多的能力来响应电力供需变化。

为了保证在选择和调用需求响应能力时的高效部署,配电系统运营商可在正常运行或故障情况下使用户参与DSM和OM方案以确保可靠的能源供应^[13-15]。文献[13]提出的市场架构中,微电网可通过PEV车主和共享私人车位主的交易匹配模型来成功匹配的PEV群进行DSM从而获益。文献[14]为了在停电期间公平分配PEV的可用能量,提出了一种多准则PEV优先排序方案。文献[15]利用BP神经网络预测典型负荷日负荷数据,采用进化策略算法求解,并提出了考虑可中断负荷管理和分布式电源及PEV并网的综合规划方案。

该文研究以集成了光伏(photovoltaic, PV)及PEV电池储能的电动汽车光伏充电站为单位参与DSM及OM的效益,以减轻天气影响下的用户损失风险。根据时间轴提出一个包含风险评估、市场参与及优化调度的三阶段架构,分析整合历史数据、确定风险评估相关指标、改进用户中断成本(customer interruption cost, CIC)^[16-17]指数计算方式,以对天气变化引起的潜在停电及需求波动进行风险评估,根据评估结果并以总运行成本最小为目标整合PEV储能及PV发电能力参与日前应急储备服务(contingency reserve service, CRS)市场,并根据负荷类型及负荷需求等进行DSM和OM的优化调度。

1 “预测—预防—响应”三阶段架构

该文提出的方法按时间轴遵循“预测—预防—响应”的顺序,如图1所示。首先根据特定区域的历史事件、历史天气情况、负荷分布等的数据分析整合以及特定时间段的天气预测对该区域进行负荷损失风险评估,提供潜在天气影响的预测评估结果。根据预测结果,管理光伏充电站的负荷集成商利用聚集的用户资源参与CRS市场,在预测的天气影响下预防性地储备一定的应急能力。最后由负荷集成商来优化调度PV及PEV储能充放电来进行DSM或OM,作为缓解恶劣天气影响的实时响应措施。

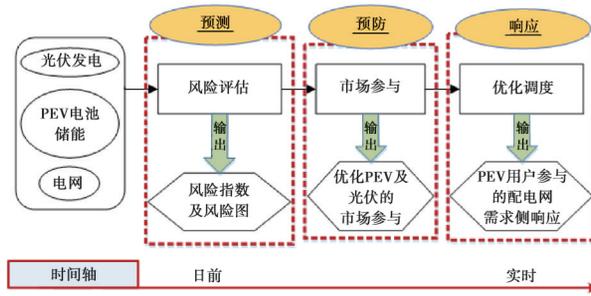


图1 集成光伏及PEV电池储能的预测—预防—响应流程图

Fig. 1 Framework of “predictive-preventive-corrective” method to integrate PV and PEV

2 风险评估

基于文献[17]中评估天气对电力用户影响的风险评估框架,风险指数 R 由危害 $P(T)$ 、易损性 $P(C|T)$ 和价值损失 $u(C)$ 3 个要素来表示:

$$R = P(T) \cdot P(C|T) \cdot u(C) \tag{1}$$

如图2所示,危害为可能导致停电的特定天气情况(威胁天气条件 T)的概率,主要基于天气数据预测的准确性;易损性为发生 T 时造成电网供电不足 C 的条件概率,根据天气导致的历史停电数据判断;价值损失为综合考虑供电不足情况对用户损失的估计,该文研究天气导致的电力需求变化(需要 DSM)和天气导致的供电中断事故(需要 OM)下的用户损失估计,考虑了目标区域的配电网及覆盖用户的基本信息,如人口、用户类型、预期用电量等。

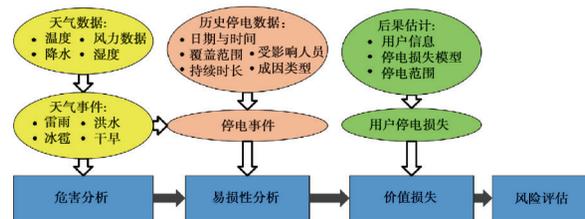


图2 针对天气引起用户损失的风险评估基本框架

Fig. 2 Risk assessment framework for weather-impact customer loss

2.1 天气危害评估

危害评估仅由天气数据决定,其描述了该地区发生特定天气条件的可能性。该文考虑的天气数据分为两类:用于训练模型的历史数据及用于实时决策的预测数据。主要考虑的天气参数有温度、湿度、降水量、风速、暴风雨、闪电、冰雹等。根据所列参数值,天气条件被划分为若干组,然后根据天气预测数据将危害概率分配给每一组。

2.2 易损性评估

易损性评估利用历史停电数据及与之对应的历史天气数据来估计目标预测天气情况下发生停电的概率。可使用支持向量机算法(support vector machine, SVM)用于预测,将训练数据分为天气条件导致停电和非天气条件导致停电 2 种情况。

1)对电力系统资产的直接影响:包括所有恶劣天气条件直接导致设备故障的情况,如雷电击中输电线路或电力设备、风使树木或树枝接触到输电线路等。在故障后分析时,通常将该类停电标记为天气导致的停电。

2)对电力系统资产的间接影响:天气没有直接导致停电却间接造成设备故障的情况,如炎热天气增加负荷需求导致线路过载、设备长期暴露在特定天气条件下导致部件老化等。停电可能发生在影响时间之后。在故障后分析中,这类停电被标记为设备故障。

该文重点考虑天气对电力系统资产的直接影响。因此,在分析停电数据时,只使用标记为天气导致停电的数据。

2.3 用户损失评估

电力供应中断会给用户带来大量的成本,如损坏易腐材料/食品、损坏设备、造成生产损失、收入损失、健康影响和额外费用等。气温大幅度变化、异常湿度、强降水、大风、能见度差等,会加剧恶劣天气条件的影响。一旦超出人类的舒适范围,可导致大量的健康问题,尤其是受伤或生病人群,如极度依赖输液或呼吸器等需电力操作的医疗设备的患者,即使仅数小时的断电也可能是致命的,如加热器、风扇这样简单的电器不工作也可导致健康问题。除个人健康问题,由于街灯和安全系统不运行而增加的抢劫率也可引起安全问题。

天气对不同类别用户的影响程度各不相同。室内住宅用户可能不受风雨影响,但雷雨可能会破坏裸露的庄稼或损坏一些行业的室外设备。恶劣天气造成的交通不便可能让商家失去生意,影响企业的产品运输和医疗中心的病人转移等。评估用户影响通常会考虑财产损失和业务中断这些明显且易于量化的损失,对用户健康的影响虽很难评估却不可忽视。因此设计一种指标计算方法来估计天气因素造成的停电情况下用户可能的财务和健康损失,并将其量化为即将发生的事件风险值,可作为参考以了解即将发生的事件对用户可能造成影响的严重程度及采取缓解措施来避免损失的必要性。

该文在潜在电力中断风险评估中使用的总用户损失模型为:

$$L_i^{(F=k)} = \sum_{x \in F} (C_i^{(F=k)} \{ y_{dr}, d, y_{ct}, p [y_{ct}(x)] \} + E_i^{(F=k)} \{ y_{dr}, d, y_{ct}, p [y_{ct}(x)] \} + H_i^{(F=k)} \{ w, p [y_{ct}(x)] \}), \quad (2)$$

式中: i 为时间指标; F 为馈线区域; x 为所有用户; C 为负荷损失函数,包含负荷损失成本(expected energy not supplied, EENS); E 为由环境因素引起的额外损失函数; H 为用户健康损失函数; y_{dr} 为持续时间; d 为事件发生时的季节、周数及星期数等影响因素; y_{ct} 为用户类型、人数、时间安排、电力相关设备使用等用户特征; w 为温度、湿度、风速、降雨量、风暴类型等天气因素; $y_{ct}(x)$ 为用户类型,设定 $y_{ct}(x)=1$ (医疗设施)、2(工业)、3(学校)、4(商业设施)、5(住宅家庭)等。对于DSM, $p [y_{ct}(x)]$ 为该类型用户因需求变化引起的未供电电量的百分比;对于OM, $p [y_{ct}(x)]$ 为该类型用户因断电引起的未供电电量的百分比。

2.4 时空数据整合

图3展示了风险分析的数据整合步骤。输入数据包括以下地理信息系统(geographic information system, GIS)数据层:电网数据、天气数据、历史停电数据、用户分布数据、人口统计数据等。

预处理时,对所有真实历史数据和静态数据进行分析,利用历史停电数据来选择分析时间模块,并关联该时间模块的历史天气参数,为预测模型提供训练数据集。静态映射(如人口统计、用户分布和用户类型)用于计算历史停电的关联损失。这些数据是随时间变化的,这些变化及数据可用性每几年才出现一次,因此相较于每几分钟到几小时就可能变化一次的天气数据来说可被认为是静态数据。实时预测时,由NDFD(national digital forecast database)获得的天气预报数据每三小时下载一次,然后与电网数据层及用户静态数据层进行叠加。

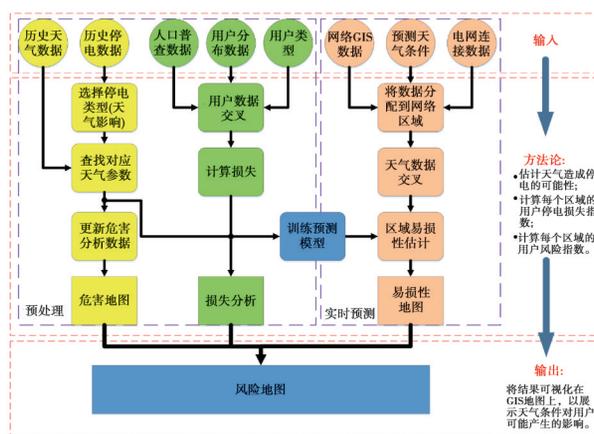


图3 时空数据整合步骤图

Fig. 3 Processing steps of the spatial-temporal data integration

3 市场参与

为预防及缓解潜在的负面天气影响,负荷集成商可安排PEV储能和PV发电的可用容量参与日前CRS市场,提前预留一定的旋转备用容量。采用以下模型对需求响应方的投标策略进行优化。

$$\min \sum_{i \in T} (H_{G,i} + H_{EV,i}^{\text{discharge}} - H_{EV,i}^{\text{charge}} - H_{R,i}^{\text{benefit}} - H_{PV,i}^{\text{benefit}} + H_{EV,i}^{\text{penalty}}), \quad (3)$$

$$\text{其中: 购电成本 } H_{G,i} = r_{G,i}^w p_{G,i}; \quad (4)$$

$$\text{PEV 放电成本 } H_{EV,i}^{\text{discharge}} = \sigma_{EV,i}^w f_{EV,i}^w S_{EV,i}; \quad (5)$$

$$\text{PEV 充电收益 } H_{EV,i}^{\text{charge}} = r_{EV,i}^w p_{EV,i}^w; \quad (6)$$

$$\text{备用电源收益 } H_{R,i}^{\text{benefit}} = r_{R,i}^w S_{EV,i}; \quad (7)$$

$$\text{PV 上网收益 } H_{PV,i}^{\text{benefit}} = \theta_{PV} p_{PV,i}^{g,w}; \quad (8)$$

$$\text{PEV 放电惩罚 } H_{EV,i}^{\text{penalty}} = \lambda f_{EV,i}^w S_{EV,i}; \quad (9)$$

约束条件:

$$L_i^w + p_{EV,i}^w = p_{G,i} + P_{PV,i} - p_{PV,i}^{g,w} + f_{EV,i}^w S_{EV,i}, i \in T, \quad (10)$$

$$p_{PV,i}^{g,w} + p_{PV,i}^{l,w} = P_{PV,i}, i \in T, \quad (11)$$

$$0 \leq p_{PV,i}^{g,w} \leq P_{PV,i}, i \in T, \quad (12)$$

$$0 \leq p_{EV,i}^w \leq p_{EV,i}^{\max}, i \in T, \quad (13)$$

$$0 \leq S_{EV,i} \leq n_{R,EV} p_{EV,i}^{\max}, i \in T, \quad (14)$$

$$0 \leq f_{EV,i}^w \leq 1, i \in T, \quad (15)$$

$$0 \leq p_{EV,i}^w + f_{EV,i}^w \leq p_{EV,i}^{\max}, i \in T, \quad (16)$$

$$p_{EV,i}^w \leq P_{PV,i} - p_{PV,i}^{g,w} \text{ if } p_{PV,i}^{g,w} > 0, i \in T, \quad (17)$$

$$E_{EV,i-1}^w - E_{EV,i}^w = \left(\frac{1}{\eta^-} f_{EV,i}^w S_{EV,i} - \eta^+ p_{EV,i}^w \right) \Delta T, i \in T, \quad (18)$$

$$E_{EV,\text{req}} \leq E_{EV,i}^w \leq E_{EV,\text{max}}, i \in T. \quad (19)$$

式中: w 为天气场景指标; i 为时间指标; T 为目标时间范围; $r_{G,i}^w$ 为电网电价; $p_{G,i}$ 为电网供给功率; $\sigma_{EV,i}^w$ 为PEV单位放电成本; $f_{EV,i}^w$ 为PEV参与系数; $S_{EV,i}$ 为PEV用于辅助服务的功率; $r_{EV,i}^w$ 为PEV单位充电价格; $p_{EV,i}^w$ 为PEV充电功率; $r_{R,i}^w$ 为参与备用市场单位收益; θ_{PV} 为PV发电上网的单位收益; $p_{PV,i}^{g,w}, p_{PV,i}^{l,w}$ 分别为场景 w 下出售给电网侧及用于本地负荷的PV发电功率; λ 为PEV放电惩罚系数; L_i^w 为负荷预测值; $p_{EV,i}^{\max}, p_{EV,i}^{\max}$ 为PEV最大充、放电功率; $n_{R,EV}$ 为PEV允许参与放电功率百分比; $E_{EV,i}^w$ 为PEV电池电量; η^+, η^- 为PEV充、放电效率; ΔT 为调度周期; $E_{EV,\text{req}}$ 为PEV电池的最低电量需求; $E_{EV,\text{max}}$ 为PEV电池的最大容量。

目标函数为式(3),即总成本最小;式(10)为局部能量平衡;式(11)~(12)为PV发电限制条件;式(13)~(16)为PEV的充放电极限;假设PV为除电网外唯一PEV局部充电源,为保障PV优先给内部PEV充电,式(17)为PEV充电上限;式(18)为PEV能量动力学方程;式(19)为PEV电能需求。该模型为PEV光伏电站提供了日前投标策略。

4 DSM与OM的优化调度

4.1 DSM在天气影响下的效益

即使在不影响系统正常运行的情况下,天气变化仍会造成供需不平衡,需实施DSM来减轻需求变化的影响。如果提前预测到天气变化,可根据预测的天气信息和该地区的用户信息,评估潜在需求变化对用户造成影响的风险。根据日前市场中PEV电池和PV发电的参与备用能量,当预测时间内发生电力需求变化时,可协调每个馈线区域FA的PEV和PV发电平衡需求差异,优先顺序根据用户重要性及风险指标来分配。

$$\min_{E_{EV}^{i,F=k}} \sum_{k=1}^N \{ [\sum_{j=1}^{m(k)} (w(y_{ct}=j) \sum_{i \in F=k} D_c^i(y_{ct}(x)=j)) + \tau L_i^{F=k}] \cdot (E^{i,F=k}) \}, k=1,2,\dots,N, \quad (20)$$

约束条件:

$$\sum_{k=1}^N E^{i,F=k} = E_{EV}^{i,total} + E_{PV}^{i,total}, \quad (21)$$

$$\sum_{k=1}^N E_{EV}^{i,F=k} = E_{EV}^{i,total}, \quad (22)$$

$$\sum_{k=1}^N E_{PV}^{i,F=k} = E_{PV}^{i,total}, \quad (23)$$

$$E^{i,F=k} = E_{EV}^{i,F=k} + E_{PV}^{i,F=k}, k=1,2,\dots,N, \quad (24)$$

$$0 \leq E_{PV}^{i,F=k} \leq E_{PVcapacity}^{F=k}, k=1,2,\dots,N, \quad (25)$$

$$0 \leq E_{EV}^{i,F=k} \leq E_{EVcapacity}^{F=k}, k=1,2,\dots,N. \quad (26)$$

式中: N 为馈线区域数; $m(k)$ 为馈线区域 k 的用户类型数量; $w(y_{ct}=j)$ 为每个用户类型 j 的权重; D_c^i 为 i 时刻的预期需求变化; τ 为用户损失的惩罚系数; $E^{i,F=k}$ 为PEV电池电量($E_{EV}^{i,F=k}$)和PV发电量($E_{PV}^{i,F=k}$)的总和,其中 $E_{PV}^{i,F=k}$ 由馈线区域 k 的PV总发电量决定; $E_{EV}^{i,total}$, $E_{PV}^{i,total}$ 分别为参与市场的PEV和PV发电的总电量; $E_{EVcapacity}^{F=k}$, $E_{PVcapacity}^{F=k}$ 分别为馈线区域 k 总PEV储能和PV发电容量。该目标函数式(20)用于调度每个馈线区域的PEV储能,以响应风险评估结果及支持更重要的用户。

在获得每个馈线区域的PEV参与电量后,通过式(27)来优化协调各用户类型的供电:

$$\min_{E_{y_{ct}=j}^{i,F=k}} \sum_{j=1}^{m(k)} L_{y_{ct}=j}^{i,F=k} (E_{y_{ct}=j}^{i,F=k}), k=1,2,\dots,N, \quad (27)$$

约束条件:

$$\sum_{j=1}^{m(k)} E_{y_{ct}=j}^{i,F=k} = E_{EV}^{i,F=k} + E_{PV}^{i,F=k}, k=1,2,\dots,N, \quad (28)$$

$$0 \leq E_{y_{ct}=j}^{i,F=k} \leq (E_{EV}^{i,F=k} + E_{PV}^{i,F=k}), k=1,2,\dots,N, \quad (29)$$

$$0 \leq p[y_{ct}(x)] \leq 1, x \in F=k, \quad (30)$$

$$p[y_{ct}(x)] = \frac{D_c^i[y_{ct}(x)=j] - E_{y_{ct}=j}^{i,F=k}}{D_c^i[y_{ct}(x)=j]}, j=1,2,\dots,m(k), \quad (31)$$

$$\text{if } p(i) > 0 \& i < j, p(j) \neq 0, \quad (32)$$

式中: $p[y_{ct}(x)]$ 在式(2)中用于计算用户损失 $L_{y_{ct}=j}^{i,F=k}$;目标函数式(27)是使每个馈线区域的总用户损失最小化;约束条件式(31)表示 $E_{y_{ct}=j}^{i,F=k}$ 和 $p[y_{ct}(x)]$ 在式(2)中的关系,式(32)体现用户类型的优先级。

4.2 OM在天气影响下的效益

恶劣天气条件造成的电力传输基础设施损坏或设备故障,可导致电力中断,需实施OM来减轻停电的影响并尽快恢复供电。如果提前一天预测到恶劣天气,可评估潜在的电力中断对用户的影响风险。根据备用能源参与辅助市场,可协调每个馈线区域FA的PEV和PV发电提供电力给受影响用户。优化函数与DSM类似,但式(20)中的 $D_c^i[y_{ct}(x)=j]$ 由 $D^i[y_{ct}(x)=j]$ 替代, D^i 是 i 时刻的预期电力需求。

各用户类型协调供电的优化函数类似式(27)~(32),约束条件式(31)替换为

$$p[y_{ct}(x)] = \frac{D^i[y_{ct}(x)=j] - E_{y_{ct}=j}^{i,F=k}}{D^i[y_{ct}(x)=j]}, j=1,2,\dots,m(k). \quad (33)$$

5 案例研究

该文选取一个有20个馈线^[18]和45 000个用户的真实配电网进行研究,如图4所示。共模拟15 000辆PEV和140 MW PV发电容量参与辅助服务。从气象站获得历史天气数据,从NDFD获得天气预测数据,利用ArcGIS软件实现风险评估在时空上的可视化。设置DSM与OM 2个场景进行分析。

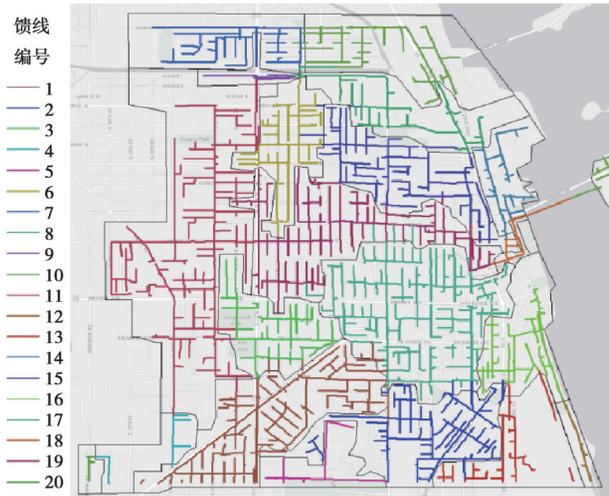


图 4 含 20 个馈线的目标配电网

Fig. 4 A target distribution network with 20 feeders

5.1 场景 1:使用 DSM 缓解天气影响

场景 1 考虑因天气变化而可能导致的负荷高峰供需不平衡。天气变化预测发生在次日 10:00-17:00,需求变化可能导致不平衡的风险严重程度如图 5(a)所示,不同的颜色表示各种风险指数值。结合图 4 来看,在一些地区天气对用户的影响比较大,特别是馈线区域 11 和 17 的风险指数相对较高,因其用电需求可能受到天气变化影响的重要用户数量较高且发生概率较大。

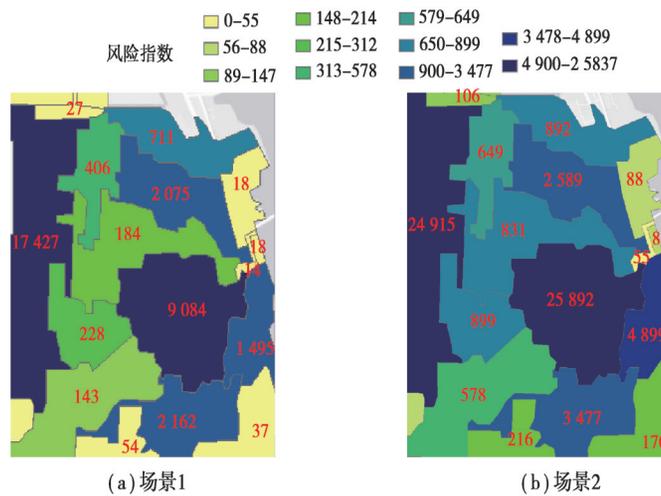


图 5 的预测风险图

Fig. 5 Risk prediction map

比较 2 种案例下天气对用户的影响:案例 1 无 PEV 储能及 PV 发电参与;案例 2 有 PEV 储能及 PV 发电参与,PEV 储能及 PV 发电的市场参与情况如图 6 所示。图中 PV 和 EV 的发电量均在停电或峰值负荷预测时段内达到峰值。

该文提出的投标策略利用负荷的灵活性,在用电非高峰时段从电网购买更多的电能,用于 PEV 电池充电和储存能量,从而在用电高峰时段需购买的电能更少,必要时可从 PEV 电池储能中放电供应电能。因而当预测天气变化发生时,计划购买的电能更少,备用能源更多,灵活性更大。PEV 储能与 PV 发电共同作为备用能源,使 PV 能源在一定程度上得以储存,以应对可能出现的停电和负荷高峰,缓解恶劣天气影响。

当次日确实出现了负荷高峰,就需要根据当时可用资源调用 DSM 来削峰。根据馈线区域覆盖的用户类型的严重程度、参与市场的可用 PV 发电量、需要保留的 PEV 充电电量,分配参与的 PEV 储能向用户供电。图 7 比较了案例 1 和案例 2 中所有馈线区域的用户损失评估结果。结果表明,DSM 整合 PEV 和 PV 所预留的

可用容量,可以帮助降低由于天气影响导致需求变化所造成的用户损失评估值达94%。

5.2 场景2:使用OM缓解天气影响

场景2考虑因天气变化而可能导致的电力中断。预测在次日中午12:00左右将发生恶劣天气,电力中断可能导致的风险严重程度如图5(b)所示。结合图4来看,在一些地区,天气对用户的影响非常严重,与场景1类似,特别是馈线区域11和17的风险指数非常高,因为这些地区有较大比例的人受到影响,或是重要用户的比例高且发生概率大。

同样比较2种案例下的天气对用户的影响:案例3无PEV储能及PV发电参与;案例4有PEV储能及PV发电参与,PEV储能及PV发电的市场参与情况如图6所示。场景2的用户影响更大,在PV发电的容量相对固定的情况下,对PEV储能的市场参与需求更大,因此在预测的停电时段,倾向于提供更多的PEV储能容量作为预防备用。

当次日预测停电发生时,按照与场景1类似的流程,需根据当时可用资源调用OM来分配参与的PEV储能向用户供电。图7比较了案例3和案例4中所有馈线区域的用户损失评估结果。相较于馈线区域7只有住宅用户,17的PEV参与度要高得多,因为该区域有6家医院、5个社区、1家企业和3所学校。值得注意的是,除了风险指数大的馈线区域11、17之外,还出现了类似馈线区域2、15的小高峰,是因为该区域虽然发生停电概率较低,但重要用户较多,一旦发生用户影响较大,仍需预留一定的备用容量。结果表明,OM整合PEV和PV所预留的可用容量,可以帮助降低由于天气影响可能导致停电所造成的用户损失评估值达73%。

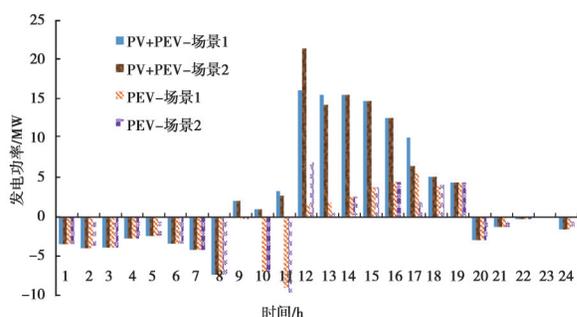


图6 PV及PEV在场景1、2的市场参与情况

Fig. 6 Market participation of PV and PEVs in scenario 1 and 2

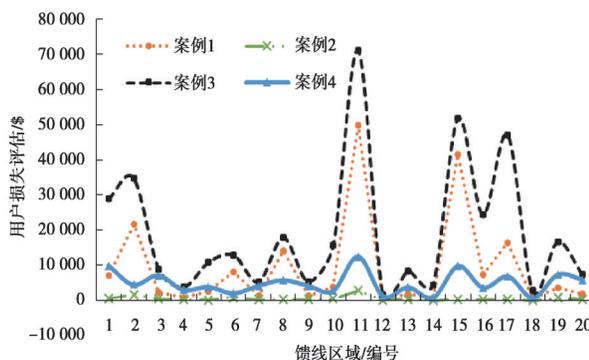


图7 案例1~4的用户损失评估比较

Fig. 7 Estimated customer cost of case 1 to case 4

6 结论

该文构建了天气影响下基于风险评估的电动汽车光伏充电站的“预测—预防—响应”三阶段需求响应方案,总结如下:

- 1)整合分析多层时空数据层,并通过计算改进的用户损失模型,创建可视化 ArcGIS 风险地图,来预测天气对用户电力供应的影响;
- 2)提出预防策略,使管理光伏充电站的负荷集成商能够利用聚集的用户资源,在未来的日前备用市场同时提供其PEV储能和PV发电能源,同时考虑到自身的总运行成本最小化;
- 3)根据需求,实施DSM和OM将各馈线区域的分布式PEV储能和PV发电进行优化调度,同时考虑用户类型、重要性和风险指标;
- 4)通过案例分析验证了PEV储能和PV发电在缓解天气对电力供应的负面影响方面的作用及潜能。

参考文献

[1] 国家发展改革委,国家能源局.关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见[R].2021.

National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Guidance about boosting the integration of source-net-load-storage and development of multi-energy complement[R]. 2021. (in Chinese)

- [2] 卓振宇,张宁,谢小荣,等.高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战[J].电力系统自动化,2021,45(9):171-191.
Zhuo Z Y, Zhang N, Xie X R, et al. Key technologies and developing challenges of power system with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(9): 171-191.(in Chinese)
- [3] 邵成成,李徐亮,钱涛,等.基于交通均衡的电动汽车快速充电负荷模拟[J].中国电机工程学报,2021,41(4):1368-1376,1543.
Shao C C, Li X L, Qian T, et al. Simulation of EV fast charging load based on traffic equilibrium[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(4): 1368-1376, 1543.(in Chinese)
- [4] Li S Q, Gu C H, Li J W, et al. Boosting grid efficiency and resiliency by releasing V2G potentiality through a novel rolling prediction-decision framework and deep-LSTM algorithm[J]. IEEE Systems Journal, 2021, 15(2): 2562-2570.
- [5] 余苏敏,杜洋,史一炜,等.考虑V2B智慧充电桩群的低碳楼宇优化调度[J].电力自动化设备,2021,41(9):95-101.
Yu S M, Du Y, Shi Y W, et al. Optimal scheduling of low-carbon building considering V2B smart charging pile groups[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 95-101.(in Chinese)
- [6] 杨梓俊,荆江平,邓星,等.虚拟电厂参与江苏电网辅助服务市场的探讨[J].电力需求侧管理,2021,23(4):90-95.
Yang Z J, Jing J P, Deng X, et al. Discussion on virtual power plant participating in ancillary service market of Jiangsu power grid[J]. Power Demand Side Management, 2021, 23(4): 90-95.(in Chinese)
- [7] 曹敏,徐杰彦,巨健,等.用户侧储能设备参与电网辅助服务的技术经济性分析[J].电力需求侧管理,2019,21(1):52-55.
Cao M, Xu J Y, Ju J, et al. Technical and economic analysis of user side energy storage equipment participating in power grid ancillary services[J]. Power Demand Side Management, 2019, 21(1): 52-55.(in Chinese)
- [8] Trakas D N, Hatziaargyriou N D. Resilience constrained day-ahead unit commitment under extreme weather events[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(2): 1242-1253.
- [9] 李雪,孙霆锴,侯恺,等.极端天气下电力系统大范围随机设备故障的N-k安全分析及筛选方法[J].中国电机工程学报,2020,40(16):5113-5126.
Li X, Sun T K, Hou K, et al. N-k security assessment and screening for large-scale random equipment faults in bulk power grid under extreme weather[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(16): 5113-5126.(in Chinese)
- [10] 文福拴,林鸿基,胡嘉骅.需求响应的商业机制与市场框架初探[J].电力需求侧管理,2019,21(1):4-9.
Wen F S, Lin H J, Hu J H. A preliminary investigation on commercial mechanism and market framework for demand response [J]. Power Demand Side Management, 2019, 21(1): 4-9.(in Chinese)
- [11] Sun Y Y, Yue H, Zhang J F, et al. Minimization of residential energy cost considering energy storage system and EV with driving usage probabilities[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2019, 10(4): 1752-1763.
- [12] Kikusato H, Fujimoto Y, Hanada S I, et al. Electric vehicle charging management using auction mechanism for reducing PV curtailment in distribution systems[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2019, 11(3): 1394-1403.
- [13] 张森,陈栩杰,康家熙,等.考虑电动汽车与共享私人车位交易的微电网需求侧管理[J].智慧电力,2020,48(5):34-40,46.
Zhang M, Chen X J, Kang J X, et al. Demand side management of microgrid considering the transaction between electric vehicles and shared private parkings[J]. Smart Power, 2020, 48(5): 34-40, 46.(in Chinese)
- [14] Hussain A, Kim H M. EV prioritization and power allocation during outages: a lexicographic method-based multiobjective optimization approach[J]. IEEE Transactions on Transportation Electrification, 2021, 7(4): 2474-2487.
- [15] 姜思坤.考虑电动汽车并网的主动配电网需求侧管理机制综合规划研究[D].青岛:青岛大学,2020.
Jiang S K. Comprehensive planning of the demand side management mechanism considering the grid connection of electric vehicles[D]. Qingdao: Qingdao University, 2020. (in Chinese)
- [16] 周贤正,郭创新,董树锋,等.考虑配电网重构的城市多能源配电/气/热网扩展规划[J].电力系统自动化,2019,43(7):23-33.
Zhou X Z, Guo C X, Dong S F, et al. Expansion planning of urban multi-energy electricity-gas-heating distribution network incorporating electrical reconfiguration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(7): 23-33.(in Chinese)
- [17] Yan Q, Dokic T, Kezunovic M. GIS-based risk assessment for electric power consumers under severe weather conditions[C]//2016 18th Mediterranean Electrotechnical Conference (MELECON). April 18-20, 2016, Lemesos, Cyprus. IEEE, 2016: 1-6.
- [18] Esri. Storm vulnerability assessment[EB/OL]. (2020-01-01)[2021-11-28]. <https://www.esri.com/en-us/arcgis/products/arcgis-solutions/resources>.