

面向配电网韧性提升的移动储能预布局与动态调度策略

王月汉¹, 刘文霞¹, 姚 齐¹, 万海洋¹, 何 剑², 熊雪君³

(1. 华北电力大学电气与电子工程学院, 北京市 102206; 2. 中国电力科学研究院有限公司, 北京市 100192;

3. 国网上海市电力公司, 上海市 200122)

摘要: 针对极端灾害导致配电网大面积停电场景, 利用多种分布式资源协同恢复重要负荷。在电网与交通网融合背景下, 提出了一种考虑移动储能预布局与动态调度的两阶段配电网韧性提升策略。在灾前预防阶段, 考虑光伏出力不确定性与网络重构建立两阶段鲁棒优化模型, 采用 Big-M 法和列约束生成算法迭代求解移动储能的配置数量与位置方案。在灾后恢复阶段, 考虑灾害对交通网通行时间的影响, 基于移动储能、电动汽车与柴油发电机的动态调度与时序出力特性, 建立了多源协同恢复的混合整数二阶锥规划模型, 求解最优的负荷削减与电源出力方案。最后, 通过 IEEE 33 节点配电系统算例验证了所提策略提升配电网韧性的有效性。

关键词: 配电网; 韧性; 移动储能; 交通网; 鲁棒优化; 多源协同; 不确定性

0 引言

近年来极端灾害导致电网大停电事故频繁发生^[1], 配电网韧性反映配电系统对灾害的抵御、适应与恢复供电的能力^[2], 受到了广泛关注。此外, 为应对能源枯竭和环境污染的双重危机, 大量分布式电源(DG)、电能替代负荷接入配电网, 为负荷恢复提供了解决方案^[3]。因此, 在灾害前后有效利用各类分布式资源以减少停电损失, 对提升配电网韧性具有重要意义。

目前, 国内外学者对利用分布式资源进行灾后恢复进行了广泛研究, 主要包括孤岛微电网、应急发电机与移动资源等方面^[4]。在孤岛微电网方面, 文献[5]提出一种利用 DG 和远程控制开关恢复重要负荷的微电网形成机制。文献[6]在主网与配电线路故障时, 利用柴油发电机(DEG)、固定式储能与光伏(PV)机组恢复负荷。文献[7]提出一种基于计划微电网的负荷恢复方法, 在主网供电中断时使负荷削减成本最小。文献[8]提出了考虑负荷分布与燃料型 DG 选址定容的恢复策略, 减少了应急电源储备量。上述研究均需要预先配置微电网或大量燃料型电源, 投资成本较高且不利于碳减排。

除考虑静态资源外, 计及移动资源的负荷恢复

也得到关注^[9]。文献[10]在配电网失去主网供电时, 以切负荷最小为目标优化移动储能(MESS)的接入位置。文献[11]在多个计划微电网的基础上, 通过移动储能的多阶段调度使负荷削减成本最小。针对灾后用户满意度问题, 文献[12]提出了考虑应急电源车调度的配电网动态孤岛均衡恢复策略。文献[13]提出一种协调网络重构和移动储能调度的联合恢复方案, 建立了基于时空网络的移动储能调度模型。文献[14]通过协调调度移动储能与线路维修队实现关键负荷快速恢复。上述研究仅关注灾后恢复阶段, 未考虑移动资源在灾前预防阶段的作用。目前, 考虑移动储能灾前预布局的研究较少。文献[15]考虑台风灾害对配电线路的影响, 采用三层鲁棒优化模型给出移动储能的灾前规划方案。文献[16]提出一种灾前两阶段随机规划方法, 利用逐步对冲算法求解移动储能的配置数量与位置。文献[17]在灾前基于负荷需求与优先级进行移动应急车预定位, 在配电网故障后通过调度应急车恢复负荷, 但未考虑应急车数量的预配置, 且在配电网辐射拓扑约束中孤岛数被设定为常数。上述研究利用移动电源独立或与固定资源配合开展负荷恢复, 较少考虑电源出力不确定性以及多源协同运行, 且忽略了灾害场景下交通网络状态对移动储能调度的影响。

针对上述不足, 本文提出一种多源协同的两阶段配电网韧性提升策略。在灾前考虑光伏出力不确定性与网络重构, 以移动储能配置成本与负荷削减风险成本最小为目标对储能的配置数量与位置进行

收稿日期: 2021-12-28; 修回日期: 2022-03-31。

上网日期: 2022-06-14。

国家电网有限公司总部科技项目(5100-202155482A-0-5-ZN)。

预布局;在灾后通过多源协同运行与移动储能的动态调度最小化负荷削减成本,以提升配电网韧性。本文的主要贡献为:1)考虑电网与交通网耦合提出基于移动储能预布局与动态调度的配电网韧性提升策略,在灾前与灾后两阶段保障供电;2)针对光伏出力不确定性,建立灾前预布局鲁棒优化模型,利用列约束生成算法迭代求解预布局方案;3)考虑极端灾害对交通网通行时间的影响,建立灾后恢复的混合整数二阶锥规划模型,通过多源协同实现电能量在时空维度上的最优分配。

1 面向配电网韧性提升的两阶段优化策略

1.1 电网-交通网融合系统结构

考虑配电网内接入了光伏、移动储能、电动汽车充电桩(EVS)与柴油发电机等分布式资源,电网-交通网融合系统示意结构如图1所示。在灾害发生前配电网内负荷由上级主网供电,灾害发生后配电网失去主网供电且出现若干条线路故障,交通网络在灾害负荷恢复期间的实时通行能力受到灾害影响。

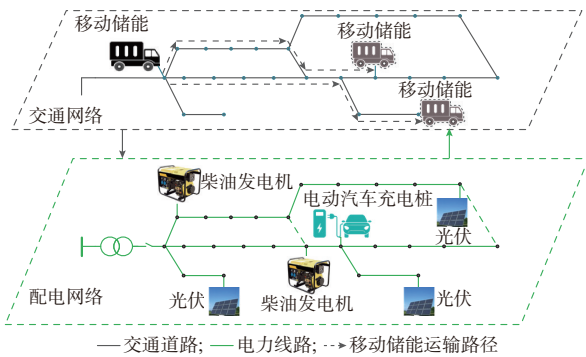


图1 电网-交通网融合系统示意结构

Fig. 1 Schematic structure of integration system of power grid and traffic network

1.2 两阶段配电网韧性提升策略

本文所提出的两阶段韧性提升策略分别对应配电网功能曲线(见附录A图A1)中的灾前预防与灾害恢复阶段,如图A1所示的 $t_0 \sim t_1$ 与 $t_3 \sim t_4$ 时段。

在灾前预防阶段,考虑光伏极端出力场景与网络重构,在灾害发生时刻与持续时间未知的前提下,对移动储能的配置数量与位置进行预布局,确保移动储能能在灾害发生后快速响应并参与负荷恢复;在灾后恢复阶段建立多源协同的灾后恢复优化模型,通过调度移动储能、电动汽车等资源实现电能时空上的优化分配,以最大限度恢复重要负荷供电,提升配电网韧性,如附录A图A1中阴影区域所示。最后,可通过抢修故障设备将系统恢复至正常运行,本文不考虑线路抢修等设施重建措施。

2 灾前预布局鲁棒优化模型

2.1 目标函数

本文以最恶劣光伏出力场景下的移动储能配置成本与负荷削减成本最小为目标,建立两阶段鲁棒优化模型来确定移动储能的配置数量与位置。第一阶段的决策变量为移动储能与节点的连接状态以及线路开关状态,第二阶段的决策变量为负荷削减功率、分布式电源出力、节点电压、支路功率与电流,光伏出力为不确定变量,目标函数如下:

$$\min_{\alpha_{i,0}^{\text{ME}}, \alpha_{ij}} \max_{P_i^{\text{PV}}, P_i^{\text{Lshd}}, Q_i^{\text{Lshd}}, P_i^{\text{DG}}, Q_i^{\text{DG}}, P_{ij}, Q_{ij}, V_{ij}^{\text{sqr}}, I_{ij}^{\text{sqr}}} \min_{P_{ij}, Q_{ij}, V_{ij}^{\text{sqr}}, I_{ij}^{\text{sqr}}} \sum_{i \in \Omega_N} (C^{\text{ME}} \alpha_{i,0}^{\text{ME}} + w_i P_i^{\text{Lshd}}) \quad (1)$$

式中: Ω_N 为负荷节点集合; $\alpha_{i,0}^{\text{ME}}$ 为0-1变量,表示移动储能与节点 i 的连接状态,其值取1表示有且仅有一台移动储能与节点 i 连接,其值取0表示没有移动储能与节点 i 连接; α_{ij} 为支路 ij 的开断状态,其值取1表示线路闭合,其值取0表示断开; P_i^{Lshd} 与 Q_i^{Lshd} 分别为负荷有功、无功削减功率; P_i^{DG} 与 Q_i^{DG} 分别为分布式电源有功、无功出力; P_{ij} 与 Q_{ij} 分别为支路有功、无功功率; V_{ij}^{sqr} 与 I_{ij}^{sqr} 分别为节点电压、支路电流的平方项; C^{ME} 为预配置单位移动储能设备的成本; w_i 为节点 i 的单位负荷削减成本; P_i^{PV} 为光伏出力,由于光伏出力具有实时波动性,本文在光伏预测出力的基础上采用盒式不确定性集合 U 刻画预测误差^[18],如式(2)所示。

$$U = \{(1 - \tau) P_i^{\text{PV}*} \leq P_i^{\text{PV}} \leq P_i^{\text{PV}*}\} \quad (2)$$

式中: $P_i^{\text{PV}*}$ 为光伏预测出力; τ 为不确定度,表示不确定性集合的缩放比例。

2.2 约束条件

2.2.1 第一阶段约束

1)移动储能资源约束。在灾害发生前储备的移动储能资源有限,并且每台移动储能设备参数相同,每个节点最多预先配置一台设备,即

$$\sum_{i \in \Omega_N} \alpha_{i,0}^{\text{ME}} \leq N_{\text{max}}^{\text{ME}} \quad (3)$$

式中: $N_{\text{max}}^{\text{ME}}$ 为预布局阶段的移动储能数量上限。0-1变量 $\alpha_{i,0}^{\text{ME}}$ 的取值限制了各节点最多预先配置一台移动储能设备。

2)配电网辐射拓扑约束。考虑孤岛融合与无电源孤岛的情况,采用改进单商品流法确保恢复过程中配电网满足辐射状拓扑要求^[19],通过引入虚拟源节点标志0-1变量 S_i^{VS} ,将网络重构后的孤岛数量加入优化过程,采用Big-M法对虚拟功率流进行松弛,具体表示如下:

$$\sum_{ij \in \Omega_B} \alpha_{ij} = N_B - \sum_{i \in \Omega_N} S_i^{\text{VS}} \quad (4)$$

$$\sum_{j \in \delta(i)} F_{ij} - \sum_{k \in \gamma(i)} F_{ki} = F_i^{VS} - 1 \quad (5)$$

$$-M_1 S_i^{VS} \leq F_i^{VS} \leq M_1 S_i^{VS} \quad (6)$$

$$-M_1 \alpha_{ij} \leq F_{ij} \leq M_1 \alpha_{ij} \quad (7)$$

式中: Ω_B 为支路集合; N_B 为节点总数; $\delta(i)$ 和 $\gamma(i)$ 分别为节点*i*的子、父节点集合; F_{ij} 为支路虚拟功率流; F_i^{VS} 为节点发出的虚拟功率; M_1 为极大的数。

2.2.2 第二阶段约束

1) 负荷削减约束。设负荷功率因数固定,负荷削减功率约束可表示如下:

$$0 \leq P_i^{Lshd} \leq P_{i,max}^L \quad (8)$$

$$Q_i^{Lshd} = \frac{Q_{i,max}^L}{P_{i,max}^L} P_i^{Lshd} \quad (9)$$

式中: $P_{i,max}^L$ 与 $Q_{i,max}^L$ 分别为负荷有功、无功功率最大值。

2) 分布式电源出力约束。各个节点的分布式电源出力不应超过其出力上限,假设在灾害发生前,移动储能、接入充电桩的电动汽车均处于满电状态,取充放电功率上限作为其出力上限。此外,分布式电源的有功功率、无功功率与功率因数之间存在约束,其中光伏采用定功率因数运行。分布式电源出力约束可表示如下:

$$-\sum_{i \in \{M,E\}} \alpha_i^{DG} P_{i,max}^{DG} \leq P_i^{DG} \leq \sum_{i \in \{M,E,D,P\}} \alpha_i^{DG} P_{i,max}^{DG} \quad (10)$$

$$-\sum_{i \in \{M,E,D,P\}} \alpha_i^{DG} Q_{i,max}^{DG} \leq Q_i^{DG} \leq \sum_{i \in \{M,E,D,P\}} \alpha_i^{DG} Q_{i,max}^{DG} \quad (11)$$

$$\cos \varphi_{i,min}^{DG} \leq \frac{P_i^{DG}}{\sqrt{(P_i^{DG})^2 + (Q_i^{DG})^2}} \leq \cos \varphi_{i,max}^{DG} \quad (12)$$

式中: M 、 E 、 D 、 P 分别为移动储能、电动汽车充电桩、柴油发电机与光伏的节点集合; α_i^{DG} 表示各类分布式电源与节点*i*的连接状态; $P_{i,max}^{DG}$ 和 $Q_{i,max}^{DG}$ 分别为分布式电源有功出力和无功出力上限; $\cos \varphi_{i,max}^{DG}$ 和 $\cos \varphi_{i,min}^{DG}$ 分别为分布式电源功率因数上、下限,光伏的功率因数上、下限相同。

3) 配电网运行约束。对于辐射状配电网,采用DistFlow潮流方程^[20],由于网络拓扑结构随线路开关状态变化,因此,采用Big-M法对电压方程进行松弛。系统运行约束可表示如下:

$$\sum_{j \in \delta(i)} P_{ij} - \sum_{j \in \gamma(i)} (P_{ji} - R_{ji} I_{ji}^{sqr}) = P_i^{DG} - P_{i,max}^L + P_i^{Lshd} \quad (13)$$

$$\sum_{j \in \delta(i)} Q_{ij} - \sum_{j \in \gamma(i)} (Q_{ji} - X_{ji} I_{ji}^{sqr}) = Q_i^{DG} - Q_{i,max}^L + Q_i^{Lshd} \quad (14)$$

$$V_i^{sqr} - V_j^{sqr} - 2(R_{ij} P_{ij} + X_{ij} Q_{ij}) + (R_{ij}^2 + X_{ij}^2) \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{V_i^{sqr}} \leq M_1 (1 - \alpha_{ij}) \quad (15)$$

$$V_i^{sqr} - V_j^{sqr} - 2(R_{ij} P_{ij} + X_{ij} Q_{ij}) + (R_{ij}^2 + X_{ij}^2) \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{V_i^{sqr}} \geq M_1 (\alpha_{ij} - 1) \quad (16)$$

$$V_{i,min}^{sqr} \leq V_i^{sqr} \leq V_{i,max}^{sqr} \quad (17)$$

$$0 \leq I_{ij}^{sqr} \leq \alpha_{ij} I_{ij,max}^{sqr} \quad (18)$$

$$P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \leq V_i^{sqr} I_{ij}^{sqr} \quad (19)$$

式中: R_{ij} 和 X_{ij} 分别为支路电阻与电抗; $V_{i,max}^{sqr}$ 和 $V_{i,min}^{sqr}$ 分别为节点电压平方项的上限与下限; $I_{ij,max}^{sqr}$ 为支路电流平方项的上限。

对于电压、电流和功率之间的非线性约束式(19),通过二阶锥松弛方法将其转化为以下二阶锥约束:

$$\left\| \begin{matrix} 2P_{ij} \\ 2Q_{ij} \\ I_{ij}^{sqr} - V_i^{sqr} \end{matrix} \right\|_2 \leq I_{ij}^{sqr} + V_i^{sqr} \quad (20)$$

通过求解该两阶段优化模型,可以得到在最恶劣光伏出力场景下的移动储能配置数量、位置与网络拓扑方案,确保灾后移动储能迅速参与到负荷恢复过程中。

3 多源协同的灾后恢复优化模型

3.1 目标函数

在灾害发生后,配电网失去主网供电,设故障的持续时间可根据灾害强度和抢修资源数量做出预测。以故障持续时间内负荷削减功率加权值最小为目标,建立多源协同的灾后恢复优化模型,通过动态调度移动储能、电动汽车与柴油发电机,最大限度提升配电网韧性,目标函数如下:

$$\min \sum_{t \in \Omega_T} \sum_{i \in \Omega_N} w_i P_{i,t}^{Lshd} \quad (21)$$

式中: Ω_T 为故障时段的集合; $P_{i,t}^{Lshd}$ 为*t*时刻节点*i*处的负荷有功削减功率。为描述移动储能的时空特性,兼顾灾害情况下的调度时间尺度,将调度间隔设为1 h。

该阶段的决策变量为各时段内移动储能*i*与节点*j*的连接状态 $\alpha_{i,j,t}^{ME}$ 、分布式电源的有功出力 $P_{i,t}^{DG}$ 、无功出力 $Q_{i,t}^{DG}$ 、移动储能容量 $E_{i,t}^{ME}$ 、接入充电桩的电动汽车的储能容量 $E_{i,t}^E$ 以及负荷有功削减功率 $P_{i,t}^{Lshd}$ 、无功削减功率 $Q_{i,t}^{Lshd}$ 。

3.2 约束条件

3.2.1 移动储能的时空动态调度约束

在电网-交通网融合系统中,移动储能的调度状态由其充放电状态和交通运输状态共同决定,具有时空耦合特性。考虑移动储能*i*在节点*j*与节点*k*间的交通通行时间 $T_{i,j,k}^{ME}(t)$ 与安装配置时间 T_0^{ME} ,建立移动储能的时空动态调度模型,设运输过程不消耗

电能,其时空动态调度如图2所示。

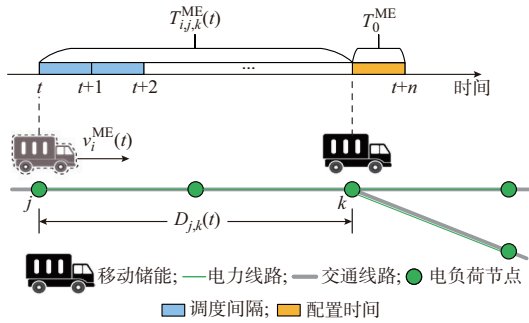


图2 移动储能的时空动态调度
Fig. 2 Spatio-temporal dynamic scheduling of mobile energy storage

由于交通网络容易受到实时路况、突发事件影响,在不同灾害时段与路况影响下移动储能可在相同道路的实际通行时间可能存在差异^[21]。为了保证灾害场景下应急移动储能设备通行的可靠性,本文考虑冰雪等全覆盖型灾害对交通状况的影响,通过交通融合系数来反映移动储能的实际车速与等效通行距离之间的空间调度关系^[17]。移动储能*i*在节点*j*与节点*k*间的通行时间 $T_{i,j,k}^{ME}(t)$ 、等效通行距离 $D_{j,k}(t)$ 与实际车速 $v_i^{ME}(t)$ 可表示为:

$$T_{i,j,k}^{ME}(t) = \frac{D_{j,k}(t)}{v_i^{ME}(t)} \quad (22)$$

$$D_{j,k}(t) = D_{j,k,0} \left(1 + \frac{1}{v_i^{ME}(t)} \right) \quad (23)$$

$$v_i^{ME}(t) = v_{i,0} e^{-1.7c} \quad (24)$$

式中: $D_{j,k,0}$ 为节点*j*与节点*k*间的道路距离; $v_{i,0}$ 为零交通流量条件下的理想车速; c 表示灾害场景下交通网络的拥堵程度,与灾害影响程度和交通流量相关,在灾后可根据交通网络受灾情况预估得到。

移动储能接到调度指令后,若需要由节点*j*转移至节点*k*进行充放电,首先基于灾害下交通网络的拥堵程度选择最优路径,以实现在最短通行时间 $T_{i,j,k}^{ME}(t)$ 下到达节点*k*。在移动储能未到达节点*k*之前,即时间间隔 $\Delta t < T_{i,j,k}^{ME}(t) + T_0^{ME}$ 时,其与节点*k*的连接状态始终为0。此外,还需满足以下约束:1)在任意时刻一个移动储能最多连接一个节点;2)仅当移动储能在某一调度时段内均处于连接状态时,其才可以进行充放电;3)移动储能的充放电功率与荷电状态约束。上述时空动态调度约束可表示为:

$$\sum_{i \in \Omega_{ME}} \alpha_{i,j,t}^{ME} = \alpha_{j,0}^{ME} \quad (25)$$

$$\alpha_{i,j,t}^{ME} + \alpha_{i,k,t+\Delta t}^{ME} \leq 1 \quad \forall \Delta t < T_{i,j,k}^{ME}(t) + T_0^{ME} \quad (26)$$

$$\sum_{j \in \Omega_N} \alpha_{i,j,t}^{ME} \leq 1 \quad (27)$$

$$U_{i,t}^{Mch} + U_{i,t}^{Mdch} \leq \sum_{j \in \Omega_N} \alpha_{i,j,t}^{ME} \alpha_{i,j,t+1}^{ME} \quad (28)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{Mch} \leq U_{i,t}^{Mch} P_{i,max}^{Mch} \quad (29)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{Mdch} \leq U_{i,t}^{Mdch} P_{i,max}^{Mdch} \quad (30)$$

$$0 \leq Q_{i,t}^{Mch} \leq U_{i,t}^{Mch} Q_{i,max}^{Mch} \quad (31)$$

$$0 \leq Q_{i,t}^{Mdch} \leq U_{i,t}^{Mdch} Q_{i,max}^{Mdch} \quad (32)$$

$$E_{i,t+\Delta t}^{ME} = E_{i,t}^{ME} + P_{i,t}^{Mch} \eta_i^{Mch} \Delta t - \frac{P_{i,t}^{Mdch}}{\eta_i^{Mdch}} \Delta t \quad (33)$$

$$E_{i,min}^{ME} \leq E_{i,t}^{ME} \leq E_{i,max}^{ME} \quad (34)$$

式中: Ω_{ME} 为灾前预配置的移动储能集合; t_0 为故障发生时刻; $U_{i,t}^{Mch}$ 与 $U_{i,t}^{Mdch}$ 分别为移动储能的充电、放电标志,其值取1分别表示充电、放电状态; $P_{i,t}^{Mch}$ 和 $P_{i,t}^{Mdch}$ 分别为移动储能的充电、放电有功功率; $Q_{i,t}^{Mch}$ 和 $Q_{i,t}^{Mdch}$ 分别为移动储能的充电、放电无功功率; $P_{i,max}^{Mch}$ 和 $P_{i,max}^{Mdch}$ 分别为移动储能的充电、放电有功功率的上限; $Q_{i,max}^{Mch}$ 和 $Q_{i,max}^{Mdch}$ 分别为移动储能的充电、放电无功功率的上限; η_i^{Mch} 和 η_i^{Mdch} 分别为移动储能的充电、放电效率; $E_{i,max}^{ME}$ 和 $E_{i,min}^{ME}$ 分别为移动储能的储能容量上限与下限。

式(25)表示灾前预布局阶段与灾害恢复阶段的耦合关系,确保灾害发生时刻移动储能位于预布局位置;式(26)表示当时时间间隔小于通行与配置时间之和时,移动储能在节点*k*的连接状态为0;式(27)表示在同一时刻移动储能最多连接一个节点;式(28)表示移动储能充放电状态与空间状态的耦合关系,确保其在连接状态时进行充放电;式(29)与式(30)分别为移动储能的充电和放电有功功率的上下限约束;式(31)与式(32)为移动储能的充放电无功功率的上下限约束;式(33)与式(34)为移动储能的荷电状态约束。由于式(28)中含双线性项,采用线性化方法将式(28)转化为以下线性约束^[22]:

$$\begin{cases} \alpha_{i,j,t}^{MCS} \leq \alpha_{i,j,t}^{ME} \\ \alpha_{i,j,t}^{MCS} \leq \alpha_{i,j,t}^{ME} \\ \alpha_{i,j,t}^{MCS} \geq \alpha_{i,j,t}^{ME} + \alpha_{i,j,t+1}^{ME} - 1 \\ U_{i,t}^{Mch} + U_{i,t}^{Mdch} \leq \sum_{j \in \Omega_N} \alpha_{i,j,t}^{MCS} \end{cases} \quad (35)$$

式中: $\alpha_{i,j,t}^{MCS}$ 为引入的中间变量,表示移动储能*i*与节点*j*在时段 $t \sim (t+1)$ 内的连接状态。

3.2.2 电动汽车充放电约束

假设电动汽车充电桩与电动汽车均满足“车网互动”条件,即可向电网输电。在灾害发生后,接入充电桩的电动汽车可通过电池放电向负荷提供电能,其充放电功率和荷电状态需要满足以下约束:

$$0 \leq P_{i,t}^{Ech} \leq U_{i,t}^{Ech} P_{i,max}^{Ech} \quad (36)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{Edch} \leq U_{i,t}^{Edch} P_{i,max}^{Edch} \quad (37)$$

$$U_{i,t}^{Ech} + U_{i,t}^{Edch} \leq 1 \quad (38)$$

$$E_{i,t+\Delta t}^E = E_{i,t}^E + P_{i,t}^{\text{Ech}} \eta_i^{\text{Ech}} \Delta t - \frac{P_{i,t}^{\text{Edch}}}{\eta_i^{\text{Edch}}} \Delta t \quad (39)$$

$$E_{i,\min}^E \leq E_{i,t}^E \leq E_{i,\max}^E \quad (40)$$

式中: $U_{i,t}^{\text{Ech}}$ 和 $U_{i,t}^{\text{Edch}}$ 分别为电动汽车的充电、放电标志,其值取1分别表示充电、放电状态; $P_{i,t}^{\text{Ech}}$ 和 $P_{i,t}^{\text{Edch}}$ 分别为电动汽车的充电、放电功率; $P_{i,\max}^{\text{Ech}}$ 和 $P_{i,\max}^{\text{Edch}}$ 分别为电动汽车的充电、放电功率上限; η_i^{Ech} 和 η_i^{Edch} 分别为电动汽车的充电、放电效率; $E_{i,\max}^E$ 和 $E_{i,\min}^E$ 分别为电动汽车的储能容量上限与下限。

3.2.3 其他约束

在灾后恢复阶段,各时刻的负荷削减功率、分布式电源出力与配电网运行仍需要满足相应约束,约束条件形式与灾前预布局阶段相同,见式(8)一式(20)。

4 模型求解

在给定电网-交通网融合系统参数条件下,通过求解灾前预布局鲁棒优化模型与多源协同的灾后恢复优化模型,获得最优的负荷削减与电源出力方案。其中,灾后恢复优化模型为混合整数二阶锥规划问题,可利用商业求解器 Gurobi 求解。对于灾前预防阶段的两阶段鲁棒优化模型,采用列约束生成(C&CG)算法求解^[23],原问题的紧凑形式如下:

$$\begin{cases} \min \max_X \min_{u \in U_s} \min_{Y \in \Omega(X, u)} b^T Y \\ \text{s.t.} \quad AX \leq a \\ \Omega(X, u) = \left\{ Y \mid BY \geq CX, DY = u, \right. \\ \left. \|E_m Y\|_2 \leq f_m^T Y, m = 1, 2, \dots, n \right\} \end{cases} \quad (41)$$

式中: X 为第一阶段优化变量; u 和 Y 为第二阶段优化变量; U_s 为不确定性集合; $\Omega(X, u)$ 为变量 Y 的可行域; A, B, C, D, E_m 为常数系数矩阵; a, b 和 f_m 为系数向量; n 为二阶锥约束个数。

然后,将原问题分解为主问题与子问题,其中主问题求解给定光伏出力 u^* 情况下最优的移动储能预布局方案,如式(42)所示,该混合整数二阶锥规划问题可通过商业求解器求解。

$$\begin{cases} \min_{X, Z} Z \\ \text{s.t.} \quad AX \leq a \\ Z \geq b^T Y_l \quad \forall l \leq K \\ BY_l \geq CX \quad \forall l \leq K \\ DY_l = u_l^* \quad \forall l \leq K \\ \|E_m Y_l\|_2 \leq f_m^T Y_l \quad m = 1, 2, \dots, n, \forall l \leq K \end{cases} \quad (42)$$

式中: Z 为辅助变量; K 为最大迭代次数; 下标 l 表示第 l 次迭代得到的变量。

子问题求解给定移动储能预布局方案 X^* 情况下最恶劣的光伏出力,子问题形式为:

$$\max_{u \in U_s} \min_{Y \in \Omega(X^*, u)} b^T Y \quad (43)$$

子问题内层 \min 问题为凸优化问题,根据强对偶理论将其转化为 \max 形式^[24],与外层 \max 问题合并形成如下单层优化问题:

$$\begin{cases} \min_{u, \pi, \varphi, \mu_m, \sigma_m} (CX^*)^T \pi + u^T \varphi \\ \text{s.t.} \quad B^T \pi + D^T \varphi + \sum_{m=1}^n (E_m^T \mu_m + f_m \sigma_m) = b \\ \|\mu_m\|_2 \leq \sigma_m \\ \pi \geq 0 \end{cases} \quad (44)$$

式中: $\pi, \varphi, \mu_m, \sigma_m$ 为式(42)中后3个约束的对偶变量。

由于含非凸的双线性项 $u^T \varphi$, 子问题难以直接求解,不过变量 u 与 φ 相互独立,当问题取得最优值时, u 将取值为集合 U_s 的上下限^[23]。因此,引入0-1变量 ϑ_i 作为光伏出力上下限标志,其值取0时表示光伏出力为下限,其值取1时表示光伏出力为上限。 $u^T \varphi$ 可转化为:

$$u^T \varphi = \sum u_i \varphi_i = \sum [u_{i,\min} \varphi_i + (u_{i,\max} - u_{i,\min}) \vartheta_i \varphi_i] \quad (45)$$

式中: u_i 和 φ_i 分别为 u 和 φ 的元素; $u_{i,\max}$ 和 $u_{i,\min}$ 分别为光伏出力上下限。 $\vartheta_i \varphi_i$ 可以通过 Big-M 法转化为线性约束式(46)。为了避免模型过于保守,添加约束式(47)。

$$\begin{cases} -M_1 \vartheta_i \leq h_i \leq M_1 \vartheta_i \\ -M_1(1 - \vartheta_i) + \varphi_i \leq h_i \leq \varphi_i + M_1(1 - \vartheta_i) \end{cases} \quad (46)$$

$$\sum_{i \in P} \vartheta_i \leq \epsilon \quad (47)$$

式中: h_i 为中间变量; ϵ 为小于光伏节点个数的常数。经过上述转换后,子问题可利用商业求解器求解。两阶段鲁棒优化模型的 C&CG 算法迭代求解流程见附录 A 图 A2。

5 算例分析

5.1 算例说明

本文采用图3所示的改进 IEEE 33 节点配电网进行仿真分析。电源、负荷及系统运行参数分别见附录 B 表 B1、表 B2 与表 B3,表 B2 中负荷削减成本较高的负荷属于重要负荷,其余负荷属于非重要负荷,两类负荷的有功功率预测曲线见图 B1,支路参数参见文献[25],交通网拓扑与电网相同,相邻电

气节点间的道路距离为2 km。灾害发生前光伏预测参数见附录B表B4,假设灾害发生于04:00,导致上级电网与配电线路3-4、7-8、12-22、28-29故障,预计修复时间为10 h,灾前移动储能具有足够时间配置于预布局节点,各移动储能与充电桩内的电动汽车均处于满电状态,灾害发生后交通网络的拥堵程度见附录B图B2,光伏输出的有功功率大小为日前预测出力值,见附录B图B3。

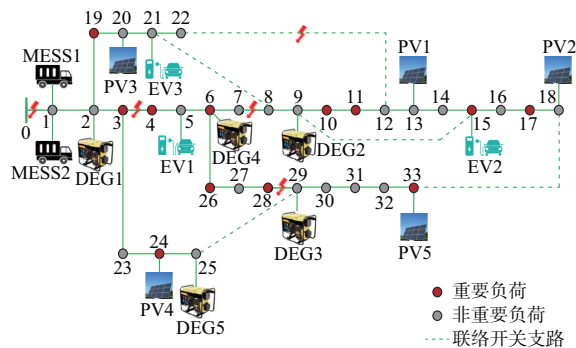


图3 改进的IEEE 33节点配电网结构
Fig. 3 Structure of modified IEEE 33-bus distribution network

5.2 结果分析

5.2.1 灾前预布局结果

在光伏出力不确定度 τ 为0.35、参数 ϵ 为4条件下,灾前预布局方案如表1所示。其中方案1考虑移动储能数量与位置预布局,方案2不进行移动储能位置预布局。

表1 灾前预布局方案对比
Table 1 Comparison of pre-layout schemes before disaster

方案	移动储能数量/个	移动储能位置	断开支路	预布局成本/元
1	2	节点12、24	9-15、19-20、31-32	2 647
2	2	节点1、1	9-15、19-20、31-32	4 452

方案2中移动储能设备均位于根节点1处,虽能减少移动储能位置预配置成本,但需要承担4 452元的负荷削减成本,由于灾前预防阶段故障持续时间未知,该成本属于系统面临的风险成本。相较于方案2,方案1中移动储能分别预先配置于节点12与节点24,降低了40.5%的预布局成本。

5.2.2 灾后恢复结果

灾害发生后,多种分布式资源协同恢复负荷用电,2个移动储能的动态调度结果如表2所示,其输出功率、荷电状态与接入节点位置的关系见附录B图B4、图B5,其中MESS1与MESS2代表预配置的2个移动储能。各时段供电负荷功率与两类负荷的恢复比例如图4所示。

表2 移动储能的动态调度结果
Table 2 Dynamic scheduling results of mobile energy storage

时刻	接入节点位置		充放电有功功率/kW	
	MESS1	MESS2	MESS1	MESS2
04:00	12	24	0	78
05:00		24	0	118
06:00		24	0	106
07:00	4	24	184	52
08:00	4	24	194	0
09:00	4	24	198	0
10:00	4	29	0	-140
11:00	23	29	0	0
12:00	23	26	0	183
13:00	23	26	11	183

注:放电功率表示为正数,充电功率表示为负数。

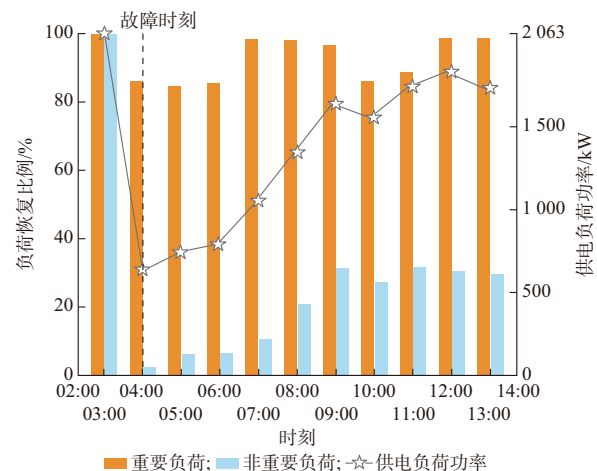


图4 各时段负荷功率与恢复比例
Fig. 4 Load power and restoration ratios in each time period

从表2与图4可以看出,在灾害发生时刻,2个移动储能分别位于节点12与节点24,配电网被划分为3个孤岛。由于节点24处具有420 kW的重要负荷,2个移动储能依次接入该节点所在孤岛进行放电。灾害恢复期间,重要负荷的恢复比例保持在85%以上,最大供电负荷为1 832 kW,各电动汽车充电桩的充放电功率如图5所示,柴油发电机出力与节点电压见附录B图B6和图B7。

在04:00—06:00时段,受灾后交通网络拥堵影响,MESS1尚未到达节点24且光伏出力较小,最低的供电负荷功率为638 kW,由于3个充电桩(EVS1至EVS3)内的电动汽车均处于放电状态,所有柴油发电机以最大有功功率输出电能,重要负荷未被严重削减,其恢复比例仍达86%。07:00—12:00时段,光伏出力逐渐增加,供电负荷功率呈现增长趋

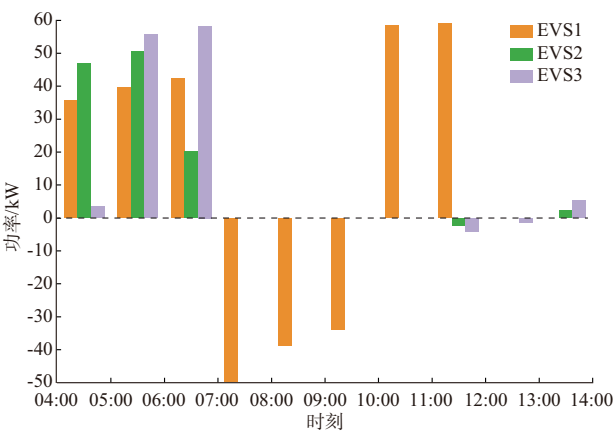


图5 各时段电动汽车充电桩的充放电功率
Fig. 5 Charging and discharging power of electric vehicle charging piles in each period

势。期间MESS2转移至节点29处并以140 kW的充电功率储存电能,EVS1充电桩内的电动汽车也切换为充电状态,除柴油发电机等稳定分布式电源节点外,其他节点电压出现明显波动,但移动储能、柴油发电机等分布式电源具有一定的电压支撑能力,各节点电压仍保持在合理范围内。12:00—14:00时段,光伏出力降低且充电桩内电动汽车的储能耗尽,整体供电负荷功率略有减少,由于MESS2接入重要负荷节点26,此时重要负荷恢复比例达98%,系统韧性提升至较高水平。

5.2.3 不同恢复策略对系统韧性提升效果的影响

为验证所提两阶段配电网韧性提升策略的优势,按照灾前是否采用移动储能位置预布局与灾后移动储能调度方式,设置表3所示4种恢复策略,并分别对表4中3个配电网故障场景进行仿真。其中,策略1中移动储能位置固定于根节点1处,为了便于对比,策略1、2在灾后恢复阶段中移动储能数量与策略3、4相同。策略3中单次调度是指移动储能仅执行一次预布局的位置调度,策略4为本文所提策略。算例参数与5.1节相同,根据各时段恢复的重要负荷功率,得出各策略中重要负荷的恢复比例曲线,如图6所示。不同故障场景下各恢复策略的重要负荷削减成本见表5。

表3 4种恢复策略对比
Table 3 Comparison of four restoration strategies

恢复策略	移动储能位置预布局	移动储能调度
策略1	否	位置固定
策略2	否	动态调度
策略3	是	单次调度
策略4	是	动态调度

表4 故障场景对比
Table 4 Comparison of fault scenarios

场景	故障发生时刻	故障持续时间/h	故障线路
场景1	04:00	10	3-4、7-8、12-22、28-29
场景2	10:00	13	1-2、16-17、24-25
场景3	14:00	8	无线路故障

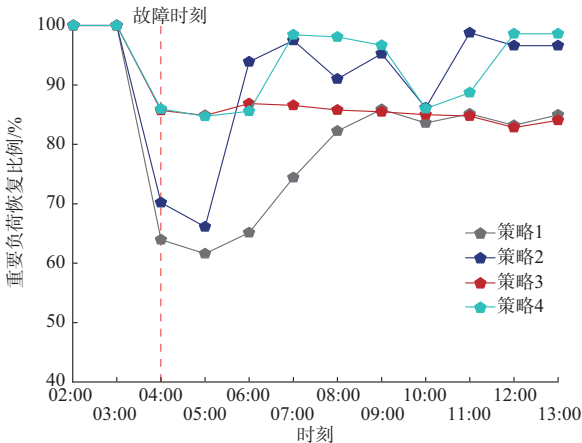


图6 场景1中各策略的重要负荷恢复比例曲线
Fig. 6 Restoration ratio curve of critical load of each strategy in scenario 1

表5 不同故障场景中各策略的负荷削减成本
Table 5 Load shedding cost of each strategy in different fault scenarios

恢复策略	负荷削减成本/元		
	场景1	场景2	场景3
策略1	3 471	50 184	30 118
策略2	2 428	36 571	19 754
策略3	2 912	41 020	21 885
策略4	2 280	34 202	19 168

由表5可以看出,在3个故障场景中,基于移动储能预布局与动态调度恢复策略的负荷削减成本均为最小,在场景1中相较于策略1、2、3分别降低34.3%、6.1%、21.7%。在重要负荷恢复效果方面,由于灾前模型已经考虑了负荷空间分布与分布式电源出力情况,求解出的移动储能的预布局点位于失负荷风险较高的关键节点附近。因此,考虑灾前预布局与灾后恢复相耦合的恢复策略3、4中移动储能可迅速接入关键节点,故障前期的重要负荷削减量能够明显减少,从而提升了配电网的韧性。因算例中根节点1与重要负荷节点24的交通距离较近,策略2中移动储能也可快速到达节点24。因此,故障发生2 h后其重要负荷削减量相较策略1明显减少。由于策略2、4可以动态调度移动储能,能够实现能量在时间与空间维度上的最优分配,充分利用

多种分布式资源,因此,故障后期重要负荷的恢复比例较高,整体达90%以上。

6 结语

针对电网-交通网融合背景下的配电网韧性提升问题,本文提出一种移动储能预布局与动态调度策略,建立了灾前预防-灾后恢复的两阶段优化模型,算例验证了其对于提升配电网韧性的有效性,所得结论如下:

1)针对光伏出力不确定性,本文建立了灾前预防阶段的两阶段鲁棒优化模型,相较于不采用移动储能预布局的恢复策略,利用C&CG算法求解得到的预布局方案能够显著降低系统灾前的运行风险,同时可使移动储能迅速参与灾后负荷恢复,提高资源利用效率。

2)灾后恢复阶段通过动态调度移动储能的充放电状态和交通运输状态,实现电能量在时空维度上的最优分配,充分发挥了多源协同优势,相较于仅利用移动储能预布局或单次调度的恢复策略能够明显减少负荷削减损失,提升重要负荷供电保障能力。

需要指出的是,本文未考虑灾害条件下配电线路故障的不确定性及故障修复措施。如何兼顾故障时空演变特性、故障修复资源与恢复策略的交互影响是下一步的研究方向。

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>),扫英文摘要后二维码可以阅读网络全文。

参考文献

- [1] BABAEI S, JIANG R W, ZHAO C Y. Distributionally robust distribution network configuration under random contingency[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(5): 3332-3341.
- [2] 别朝红,林雁翎,邱爱慈.弹性电网及其恢复力的基本概念与研究展望[J].电力系统自动化,2015,39(22):1-9.
BIE Zhaohong, LIN Yanling, QIU Aici. Concept and research prospects of power system resilience[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(22): 1-9.
- [3] 王守相,刘琪,赵倩宇,等.配电网弹性内涵分析与研究展望[J].电力系统自动化,2021,45(9):1-9.
WANG Shouxiang, LIU Qi, ZHAO Qianyu, et al. Connotation analysis and prospect of distribution network elasticity[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(9): 1-9.
- [4] 倪萌,王蓓蓓,朱红,等.能源互联背景下面向高弹性的多元融合配电网双层分布式优化调度方法研究[J].电工技术学报,2022,37(1):208-219.
NI Meng, WANG Beibei, ZHU Hong, et al. Study of two-layer distributed optimal scheduling strategy for highly elastic multi-resource fusion distribution network in energy interconnection environment[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,
- 2022, 37(1): 208-219.
- [5] CHEN C, WANG J H, QIU F, et al. Resilient distribution system by microgrids formation after natural disasters[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(2): 958-966.
- [6] 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.
- [7] BIAN Y H, BIE Z H. Multi-microgrids for enhancing power system resilience in response to the increasingly frequent natural hazards[J]. IFAC-PapersOnLine, 2018, 51(28): 61-66.
- [8] SHI Q X, LI F X, KURUGANTI T, et al. Resilience-oriented DG siting and sizing considering stochastic scenario reduction[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(4): 3715-3727.
- [9] 俞拙非,刘菲,刘瑞环,等.面向配电网弹性提升的源网荷灵活资源优化研究综述及展望[J].中国电力,2022,55(4):132-144.
YU Zhuofei, LIU Fei, LIU Ruihuan, et al. Resilience-oriented optimization of source-grid-load flexible resources in distribution systems: review and prospect[J]. Electric Power, 2022, 55(4): 132-144.
- [10] 任郡枝,陈健,姜心怡,等.考虑移动式储能与网络重构的弹性配电网灾后恢复策略[J].电力建设,2020,41(3):86-92.
REN Junzhi, CHEN Jian, JIANG Xinyi, et al. Post-disaster recovery strategy of resilient distribution network considering mobile energy storage system and network reconfiguration[J]. Electric Power Construction, 2020, 41(3): 86-92.
- [11] YAO S H, WANG P, LIU X C, et al. Rolling optimization of mobile energy storage fleets for resilient service restoration[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(2): 1030-1043.
- [12] 杨丽君,赵宇,赵优,等.考虑交通路网应急电源车调度的有源配电网故障均衡恢复[J].电力系统自动化,2021,45(21):170-180.
YANG Lijun, ZHAO Yu, ZHAO You, et al. Balanced fault recovery of active distribution network considering emergency power supply vehicle scheduling in traffic network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(21): 170-180.
- [13] YAO S H, WANG P, ZHAO T Y. Transportable energy storage for more resilient distribution systems with multiple microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(3): 3331-3341.
- [14] DING T, WANG Z K, JIA W H, et al. Multiperiod distribution system restoration with routing repair crews, mobile electric vehicles, and soft-open-point networked microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(6): 4795-4808.
- [15] 王钰山,邓晖,王旭,等.考虑台风时空演变的配电网移动储能优化配置与运行策略[J].电力系统自动化,2022,46(9):42-51.
WANG Yushan, DENG Hui, WANG Xu, et al. Optimal configuration and operation strategy of mobile energy storage in distribution network considering spatial-temporal evolution of typhoon[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(9): 42-51.
- [16] ZHANG Q Z, WANG Z Y, MA S S, et al. Stochastic pre-event preparation for enhancing resilience of distribution systems[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2021, 152: 111636.
- [17] LEI S B, CHEN C, ZHOU H, et al. Routing and scheduling

- of mobile power sources for distribution system resilience enhancement[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(5): 5650-5662.
- [18] 陈玮. 新能源背景下的主动配电网故障恢复关键技术研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2020.
- CHEN Wei. Research on service restoration of active distribution networks under the background of renewable energy[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2020.
- [19] 闫涵, 王建华, 范须露, 等. 基于用户停电损失评估的有源配电网灾后供电恢复模型[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(5): 31-42.
- YAN Han, WANG Jianhua, FAN Xulu, et al. Post-disaster power supply restoration model for active distribution network based on customer interruption cost assessment[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(5): 31-42.
- [20] BARAN M, WU F F. Optimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1989, 4(1): 735-743.
- [21] 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): 534-550.
- 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): 534-550.
- [22] 史昭娣, 王伟胜, 黄越辉, 等. 考虑决策相关随机规划的光热电站容量配置[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(23): 7511-7522.
- SHI Zhaodi, WANG Weisheng, HUANG Yuehui, et al. Capacity optimization of concentrating solar power plant based on decision-dependent stochastic programming [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(23): 7511-7522.
- [23] 孙可, 张全明, 王蕾, 等. 考虑安全裕度的微电网两阶段鲁棒规划[J]. 电网技术, 2020, 44(12): 4617-4626.
- SUN Ke, ZHANG Quanming, WANG Lei, et al. Two-stage robust planning for microgrid considering security margin [J]. Power System Technology, 2020, 44(12): 4617-4626.
- [24] 刘一欣, 郭力, 王成山. 微电网两阶段鲁棒优化经济调度方法[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(14): 4013-4022.
- LIU Yixin, GUO Li, WANG Chengshan. Economic dispatch of microgrid based on two stage robust optimization [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(14): 4013-4022.
- [25] BARAN M E, WU F F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing [J]. IEEE Power Engineering Review, 1989, 9(4): 101-102.
- 王月汉(1998—), 男, 硕士研究生, 主要研究方向: 配电网韧性、电力系统优化运行。E-mail: wyh17778194396@163.com
- 刘文霞(1967—), 女, 通信作者, 博士, 教授, 博士生导师, 主要研究方向: 配电网规划与可靠性、信息物理系统等。E-mail: liuwenxia001@163.com
- 姚 齐(1998—), 男, 硕士研究生, 主要研究方向: 电源规划、需求侧响应。E-mail: 1343430538@qq.com

(编辑 蔡静雯)

Pre-layout and Dynamic Scheduling Strategy of Mobile Energy Storage for Resilience Enhancement of Distribution Network

WANG Yuehan¹, LIU Wenxia¹, YAO Qi¹, WAN Haiyang¹, HE Jian², XIONG Xuejun³

(1. School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

2. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China;

3. State Grid Shanghai Municipal Electric Power Company, Shanghai 200122, China)

Abstract: For the scenario of large-scale power outages in the distribution network caused by extreme disasters, multiple distributed resources are used to coordinately restore critical loads. On the background of integration of power grid and traffic network, this paper proposes a two-stage resilience enhancement strategy of distribution network considering the pre-layout and dynamic scheduling of mobile energy storage. At the pre-disaster prevention stage, a two-stage robust optimization model is established considering photovoltaic output uncertainty and network reconstruction, and the Big-M method and the column-and-constraint generation algorithm is used to iteratively solve the configuration quantity and location scheme of mobile energy storage. At the post-disaster restoration stage, considering the impact of disasters on the transit time of traffic network, based on the dynamic scheduling and temporal output characteristics of mobile energy storage, electric vehicles and diesel generators, a mixed-integer second-order cone programming model for multi-source coordination restoration is established to solve the optimal scheme of load shedding and generator output. Finally, the effectiveness of the proposed strategy in enhancing the resilience of the distribution network is verified by an example of the IEEE 33-bus distribution system.

This work is supported by State Grid Corporation of China (No. 5100-202155482A-0-5-ZN).

Key words: distribution network; resilience; mobile energy storage; traffic network; robust optimization; multi-source coordination; uncertainty

