

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2025.01.012

考虑多元灵活性资源协同的配电网韧性提升策略

麻灿皓, 陈丽娟, 吴志

(东南大学电气工程学院, 江苏 南京 210096)

摘要:在台风灾害频发以及新能源发电渗透率日益攀升的双重背景下,文中提出了包含规模化电动汽车(electric vehicle, EV)在内的多元灵活性资源滚动优化调度策略,以提升台风灾害下配电网韧性。首先,根据典型气象特征,通过蒙特卡洛法模拟所在区域的线路和光伏(photovoltaic, PV)的故障场景,并利用系统信息熵进行典型场景筛选,得到线路和PV的时序故障状态。其次,以最小化加权负荷损失率为目标建立多元灵活性资源优化调度模型。基于EV的时空特征对其进行征用调控,并通过网架重构、协调移动应急发电机(mobile emergency generators, MEG)等手段协同互补以最大化利用网内资源。最后,为适应系统故障状态的演化,实时调整调度方案,提出降低问题求解复杂度的两阶段滚动求解方法。以改进后的江苏某地实际供电单元网络为研究对象进行仿真分析,结果表明所提策略可有效降低负荷损失,提升配电网在极端场景下的韧性。

关键词:配电网韧性;台风灾害;系统信息熵;灵活性资源;电动汽车(EV);滚动优化

中图分类号: TM73

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2025)01-0115-11

0 引言

近年来,极端天气事件频发,给电网稳定运行带来了严峻挑战,威胁城市能源安全和社会发展^[1-4]。可再生能源发电设施渗透率持续攀升,进一步加剧了系统运行的不确定性和复杂性^[5-8]。因此提高电网在极端天气场景下的韧性,减少电力供应中断所造成的社会经济损失,已成为电力系统现代化工作的关键任务。台风作为典型极端天气事件,分析其对配电网造成的影响,充分利用电网内灵活性资源进行防御调度具有重要意义。

故障场景的建模及其影响分析是台风灾害下配电网韧性研究的基础。文献[9]利用蒙特卡洛法模拟生成台风场景,并利用脆弱性曲线计算线路故障概率;文献[10]综合考虑台风天气下强风和暴雨对配电网的影响,量化配电网故障概率;文献[11]建立具有时空特性的灾害演变模型,并基于故障概率矩阵确定脆弱线路。台风等极端场景不仅会导致线路故障,也会严重影响分布式发电资源的正常运行。对此,文献[12]进一步考虑了风速对风机出力的影响,并基于台风轨迹集合计算风电场的出力模糊集;文献[13]则根据气象数据建立了灾害下可调度风电资源评估模型及典型元件故障率模型。然而,随着分布式光伏(photovoltaic, PV)渗透率的提升,其出力也会影响电力系统的稳定性,现有研究在进行故障场景建模时往往忽略了极端天气对PV出力的故障概率影响。

目前,针对极端场景下配电网韧性的提升问题,需要综合考虑灵活性资源特性,通过多源协同降低重要负荷停电时间。文献[14]提出了基于用户停电损失评估的供电恢复模型,利用多种分布式电源和储能快速恢复重要负荷;文献[15]综合考虑负荷、区外来电、各类机组、储能等的响应特性,多阶段协同提升配电网韧性;文献[16]计及分布式新能源动态不确定性,建立在线负荷恢复决策框架;文献[17]分析能量型和功率型储能的特点,通过多类型储能协同达到更优的负荷恢复效果。随着电动汽车(electric vehicle, EV)保有量的持续增涨,其并网后具备庞大的可调节能力,能够在应对配电网突发故障中发挥出巨大潜力,已有文献围绕EV资源展开配电网韧性提升策略研究。文献[18]通过各类发电资源和EV之间的能量互济,减少微电网的切负荷量;文献[19]提出通过电动公交车参与交直流混合配电网负荷的恢复,增强配电网韧性;文献[20]制定反向输电激励响应机制,引导充电站内的EV参与供电恢复;文献[21]通过合理协调电动公交车和道路抢修队之间的行动决策,提升负荷恢复效果。

以上研究均通过梳理灵活性资源的特性,对其进行聚合、协调及调度,在配电网韧性提升方面取得了丰硕的成果。但当前文献的研究对象多为可控性较强的电动公交车或充电站内停留的EV集群,对未来大规模EV集群并网参与优化调度的情况考虑不足,并且未基于台风灾害下故障场景的时空演化特征,实现EV与其他灵活性资源协同互补。结合当前研究现状,文中对基于多元灵活性资源协

收稿日期:2024-06-28;修回日期:2024-09-12

基金项目:国家自然科学基金资助项目(52177077)

同的配电网韧性提升策略展开研究,主要工作如下:

(1) 针对故障场景构建问题,首先,对台风的最大风速、移动风速等具体参数进行建模;其次,对台风天气下的线路和分布式 PV 的故障概率进行分析;最后,基于气象参数概率分布,采用蒙特卡洛法模拟故障场景,并利用系统信息熵进行场景筛选,确定线路和 PV 的时序故障状态,为配电网韧性提升策略研究提供场景基础。

(2) 针对配电网韧性提升问题,充分考虑网架内灵活性资源的特点进行协同互补,提升保障供电效果。首先,根据充电站位置信息引导 EV 参与车辆互动(vehicle to grid, V2G),并确定被征用的 EV 入网时间和电量;其次,基于故障场景的时空演化模型,多次进行网架重构、调整移动应急发电机(mobile emergency generators, MEG)接入方案;最后,针对线路、PV 故障状态的时变特性,提出降低问题求解复杂度的两阶段滚动求解方法,兼顾配电网韧性提升效果和模型的求解效率。

1 基于系统信息熵的故障场景建模

1.1 台风天气特征建模

台风会对输电线路的导线和杆塔等物理结构产生较强作用力^[22],造成导线断裂、杆塔倒塌、PV 面板组件毁坏等故障。台风对元件产生作用力的直接来源为风力。目前,一般采用 Batts 模型对风速进行模拟^[23],如式(1)所示。

$$V_t = \begin{cases} V_{R_{\max}} \frac{r_t}{R_{\max}} & r_t \leq R_{\max} \\ V_{R_{\max}} \left(\frac{R_{\max}}{r_t} \right)^{0.7} & r_t > R_{\max} \end{cases} \quad (1)$$

式中: V_t 为台风辐射区域内某位置在 t 时刻的实时风速; R_{\max} 为台风最大风速半径,即台风中心与最大风速带的直线距离; $V_{R_{\max}}$ 为台风最大风速半径处的风速; r_t 为台风辐射区域内某位置在 t 时刻距离台风中心的距离。

台风自然灾害的不确定性主要体现在发生初始时刻、持续时间和强度3个方面,认为三者均服从相应的概率分布模型。发生初始时刻 t_0 服从均匀分布;持续时间 T_{last} 服从正态分布;强度通过最大风速、最大风速半径和移动风速3个参数表征。其中,最大风速服从 Weibull 分布,如式(2)所示。

$$f(V_{R_{\max}}) = \frac{\beta}{\alpha^\beta} V_{R_{\max}}^{\beta-1} e^{-\left(\frac{V_{R_{\max}}}{\alpha}\right)^\beta} \quad (2)$$

式中: α 、 β 分别为 Weibull 分布模型的比例参数、形状参数。

最大风速半径服从对数正态分布^[24]。

移动风速 V_{move} 可表示为:

$$V_{\text{move}} = e^{a+bz} \quad (3)$$

式中: a 、 b 为经验取值,分别取 2.34 和 0.7; z 为符合标准正态分布的随机数字。

1.2 线路故障概率模型

一条架空线路由多条输电导线和多个输电杆塔共同组成,其故障概率取决于所有导线和杆塔的故障概率。因此,架空线路的故障概率可表示为:

$$p_{t,i}^L = 1 - \prod_{j=1}^{n_{1,i}} (1 - p_{t,j,i}^{\text{line}}) \prod_{k=1}^{n_{2,i}} (1 - p_{t,k,i}^{\text{pole}}) \quad (4)$$

式中: $p_{t,i}^L$ 为第 i 条架空线路在 t 时刻的故障概率; $p_{t,j,i}^{\text{line}}$ 、 $p_{t,k,i}^{\text{pole}}$ 分别为第 i 条架空线路上的第 j 条导线和第 k 个杆塔在 t 时刻的故障概率,受风力、降雨等外力产生的载荷与自身强度影响,具体计算公式详见参考文献[10]; $n_{1,i}$ 、 $n_{2,i}$ 分别为第 i 条架空线路上的导线数和杆塔数。

1.3 PV 故障概率模型

高比例的分布式发电资源增加了配电网故障的复杂性和不确定性。因此,需要对分布式发电资源的故障概率进行建模。

PV 设备等间歇性分布式发电资源的自身结构元件被极端自然灾害破坏后便会处于故障状态。考虑到 PV 设备由多个小的 PV 面板串并联而成,只有承受风速超过临界值才可能出现故障^[25],建立 PV 设备受风速影响的故障概率模型如下:

$$p_{t,g}^{\text{PV}} = \begin{cases} p_{\text{norm}}^{\text{PV}} & V_{t,g} < V_f^l \\ p_{\text{norm}}^{\text{PV}} + 0.3317 \sin^3 \theta_{t,g}^{\text{PV}} \frac{V_{t,g}^2 - (V_f^l)^2}{(V_f^l)^2} & V_f^l \leq V_{t,g} \leq V_f^h \\ p_{\text{norm}}^{\text{PV}} + \sin^3 \theta_{t,g}^{\text{PV}} (1 - p_{\text{norm}}^{\text{PV}}) & V_f^h < V_{t,g} \end{cases} \quad (5)$$

式中: $p_{t,g}^{\text{PV}}$ 为第 g 台 PV 在 t 时刻的故障概率; $p_{\text{norm}}^{\text{PV}}$ 为正常情况下 PV 的故障概率; $\theta_{t,g}^{\text{PV}}$ 为第 g 台 PV 与风向在 t 时刻的夹角; $V_{t,g}$ 为第 g 台 PV 所处位置在 t 时刻的风速; V_f^l 、 V_f^h 分别为 PV 发生故障的风速下限和风速上限。

1.4 基于系统信息熵的典型场景选取

计算配电网系统信息熵的分布情况^[26],选取故障场景出现概率最大的熵值对应的典型场景,步骤如下。

(1) 采用蒙特卡洛法抽样,根据线路和 PV 的时变故障概率,分别抽取 N 个可能的初始故障时刻,构建 N 个可能的故障场景,其中,第 y 个场景可

表示为 $X_y = (X_y^L, X_y^{PV})$, $y = 1, 2, \dots, N$ 。 X_y^L 、 X_y^{PV} 分别为第 y 个线路故障场景和 PV 故障场景。

(2) 计算每个可能的故障场景的系统信息熵。

$$H(X_y) = \int \left[\sum_{i=1}^{n_L} -z_{t,y,i}^L \log_2 p_{t,i}^L + \sum_{g=1}^{n_{PV}} (-z_{t,y,g}^{PV} \log_2 p_{t,g}^{PV}) \right] dt \quad (6)$$

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{T_{last}} z_{t,y,i}^L \leq 1 \\ \sum_{g=1}^{T_{last}} z_{t,y,g}^{PV} \leq 1 \end{cases} \quad (7)$$

式中: $H(X_y)$ 为第 y 个故障场景的系统信息熵; n_L 、 n_{PV} 分别为系统中线路、PV 的数量; $z_{t,y,i}^L$ 、 $z_{t,y,g}^{PV}$ 均为 0-1 变量, 分别表示第 y 个故障场景下第 i 条线路、第 g 台 PV 在 t 时刻的故障状态, 为 0 时表示该时刻未发生故障, 为 1 时表示该时刻发生故障。式(7)保证了初始故障时刻的唯一性。

(3) 建立由 N 个系统信息熵值构成的集合 H , 其中 $H = \{H(X_1), H(X_2), \dots, H(X_N)\}$, 拟合得到其概率分布情况, 其中出现概率最大的系统信息熵值代表最可能发生的配电网故障场景, 因此选取该值对应的某一个极端故障场景作为典型的故障场景。

2 多元灵活性资源协同的配电网韧性提升策略

基于新型配电网的末端接有大规模灵活性资源的特点, 考虑多元灵活性资源协同的配电网韧性提升框架如图 1 所示。文中所考虑的灵活性资源包括: 储能系统、EV 集群、PV 以及 MEG。在故障发生时, 先切除配电网发生故障的线路, 再将正常状态线路重构成供电路径, 将配电网内 EV 充电站、PV 等各类资源与负荷连接成为一个尽可能大的供电区域, 优化源荷时序功率, 减少负荷损失。

2.1 优化目标

配电网韧性提升策略以最小化台风灾害场景下的加权负荷损失率 F 为目标, 如下:

$$\min F = \frac{\sum_{t=1}^{T_{last}} \sum_{n=1}^{N_B} \omega_n P_{n,t}^{ls}}{\sum_{t=1}^{T_{last}} \sum_{n=1}^{N_B} \omega_n P_{n,t}^L} \quad (8)$$

式中: N_B 为系统节点总数; ω_n 为节点 n 单位负荷损失成本, 重要负荷的单位损失成本较高; $P_{n,t}^{ls}$ 为节点 n 在 t 时刻损失的有功功率; $P_{n,t}^L$ 为节点 n 在 t 时刻的有功功率需求。

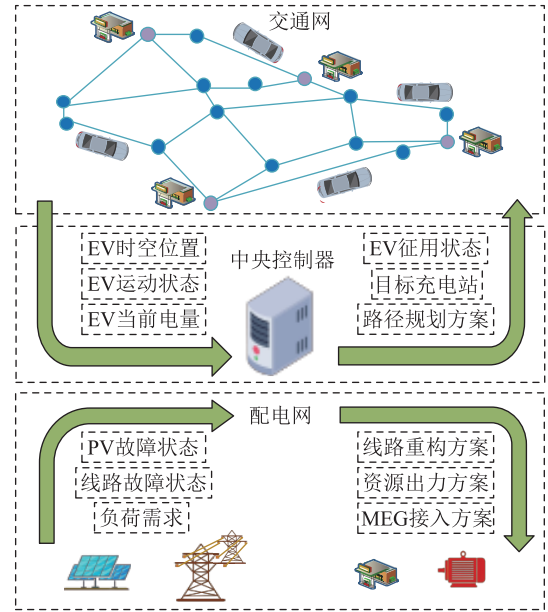


图 1 多元灵活性资源协同的配电网韧性提升框架

Fig.1 Resilience enhancement framework for distribution networks considering multiple flexibility resources collaboration

2.2 系统运行约束

2.2.1 拓扑约束

构建如式(9)所示的保证配电网呈辐射状运行的约束:

$$\begin{cases} \beta_{mn} + \beta_{nm} = z_{mn} \quad \forall m, n \in B \\ \sum_{n \in B(m)} \beta_{mn} = 1 \quad \forall m \in B \setminus \{1\} \\ \beta_{1n} = 0 \quad \forall n \in B \setminus \{1\} \\ \beta_{mn}, \beta_{nm}, z_{mn} \in \{0, 1\} \end{cases} \quad (9)$$

式中: β_{mn} 、 β_{nm} 均为 0-1 变量, 表示节点 m 和节点 n 的父子关系, 当节点 n 为节点 m 的父节点时, $\beta_{mn} = 1$ 且 $\beta_{nm} = 0$, 反之, 则 $\beta_{mn} = 0$ 且 $\beta_{nm} = 1$, 若节点 m 和节点 n 互不相连, 则 $\beta_{mn} = \beta_{nm} = 0$; z_{mn} 为 0-1 变量, 表示线路 mn 故障状态, $z_{mn} = 1$ 表示线路正常运行, $z_{mn} = 0$ 表示线路处于故障状态; B 为配电网中所有节点的集合; $B(m)$ 为节点 m 附近所有节点构成的集合; $B \setminus \{1\}$ 为除节点 1 外的所有节点集合。

2.2.2 潮流约束

经过近似处理后得到的配电网线性潮流模型如下:

$$\begin{cases} \sum_{s \in \delta(n)} P_{ns,t} - \sum_{m \in \pi(n)} P_{mn,t} = P_{n,t}^{sp} + P_{n,t}^{ESS} + P_{n,t}^{EVS} + P_{n,t}^{PV} + P_{n,t}^{MEG} - (P_{n,t}^L - P_{n,t}^{ls}) \\ \sum_{s \in \delta(n)} Q_{ns,t} - \sum_{m \in \pi(n)} Q_{mn,t} = Q_{n,t}^{sp} + Q_{n,t}^{PV} + Q_{n,t}^{MEG} - (Q_{n,t}^L - Q_{n,t}^{ls}) \end{cases} \quad (10)$$

式中: s 为节点; $\delta(n)$ 、 $\pi(n)$ 分别为节点 n 的下游节点集合和上游节点集合; $P_{ns,t}$ 、 $Q_{ns,t}$ 分别为线路 ns 上在 t 时刻流过的实时有功功率和无功功率; $P_{mn,t}$ 、 $Q_{mn,t}$ 分别为线路 mn 上在 t 时刻流过的实时有功功率和无功功率; $P_{n,t}^{sp}$ 、 $Q_{n,t}^{sp}$ 分别为节点 n 处上级电网在 t 时刻注入的有功功率和无功功率; $P_{n,t}^{ESS}$ 为节点 n 处储能在 t 时刻输出的有功功率; $P_{n,t}^{EVS}$ 为节点 n 处 EV 充电站在 t 时刻输出的有功功率; $P_{n,t}^{MEG}$ 、 $Q_{n,t}^{MEG}$ 分别为节点 n 处 MEG 在 t 时刻输出的有功功率和无功功率; $P_{n,t}^{PV}$ 、 $Q_{n,t}^{PV}$ 分别为节点 n 处 PV 在 t 时刻实际上网的有功功率和无功功率; $Q_{n,t}^L$ 为节点 n 在 t 时刻的无功功率需求; $Q_{n,t}^{ls}$ 为节点 n 在 t 时刻损失的无功功率。式(10)表示各节点的有功功率、无功功率平衡约束。

各节点的电压松弛约束如下:

$$\begin{cases} U_{m,t} - U_{n,t} \leq M_1(1 - z_{mn,t}) + \frac{r_{mn}P_{mn,t} + x_{mn}Q_{mn,t}}{U_0} \\ U_{m,t} - U_{n,t} \geq -M_1(1 - z_{mn,t}) + \frac{r_{mn}P_{mn,t} + x_{mn}Q_{mn,t}}{U_0} \end{cases} \quad \forall (mn) \in L \quad (11)$$

式中: $U_{m,t}$ 、 $U_{n,t}$ 分别为节点 m 和节点 n 在 t 时刻的电压值; U_0 为额定电压值; M_1 为一个极大常数; $z_{mn,t}$ 为线路 mn 在 t 时刻的故障状态; r_{mn} 、 x_{mn} 分别为线路 mn 上的电阻和电抗; L 为线路集合。

线路传输功率约束如式(12)所示, 线路断开连接时潮流应为 0。

$$\begin{cases} -z_{mn,t}S_{mn}^{\max} \leq P_{mn,t} \leq z_{mn,t}S_{mn}^{\max} \\ -z_{mn,t}S_{mn}^{\max} \leq Q_{mn,t} \leq z_{mn,t}S_{mn}^{\max} \\ -\sqrt{2}z_{mn,t}S_{mn}^{\max} \leq P_{mn,t} + Q_{mn,t} \leq \sqrt{2}z_{mn,t}S_{mn}^{\max} \\ -\sqrt{2}z_{mn,t}S_{mn}^{\max} \leq P_{mn,t} - Q_{mn,t} \leq \sqrt{2}z_{mn,t}S_{mn}^{\max} \end{cases} \quad \forall (mn) \in L \quad (12)$$

式中: S_{mn}^{\max} 为线路 mn 的最大传输容量。

2.2.3 节点失负荷约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_{n,t}^{ls} \leq P_{n,t}^L \\ 0 \leq Q_{n,t}^{ls} \leq Q_{n,t}^L \end{cases} \quad \forall n \in B \quad (13)$$

2.2.4 节点电压约束

$$U_n^{\min} \leq U_{n,t} \leq U_n^{\max} \quad \forall n \in B \quad (14)$$

式中: U_n^{\max} 、 U_n^{\min} 分别为节点 n 的电压上、下限。

2.2.5 电源注入功率约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_{n,t}^{sp} \leq P_{n,t}^{sp,\max} \\ 0 \leq Q_{n,t}^{sp} \leq Q_{n,t}^{sp,\max} \end{cases} \quad (15)$$

式中: $P_{n,t}^{sp}$ 、 $Q_{n,t}^{sp}$ 分别为节点 n 注入的有功功率和无功功率的最大值。

分布式 PV 的实时上网功率约束:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{n,t}^{PV} \leq P_{n,t}^{PV,\max} \\ 0 \leq Q_{n,t}^{PV} \leq Q_{n,t}^{PV,\max} \end{cases} \quad (16)$$

式中: $P_{n,t}^{PV}$ 、 $Q_{n,t}^{PV}$ 分别为节点 n 处 PV 实际上网有功功率和无功功率最大值。

2.2.6 储能运行约束

$$\begin{cases} E_{n,t}^{ESS} = E_{n,t-1}^{ESS} + \eta_n^{ESS} P_{n,t}^{ESS, ch} \Delta t - \frac{P_{n,t}^{ESS, dis}}{\eta_n^{ESS}} \Delta t \\ E_{n,t_0}^{ESS} = S_{SOC,t_0} E_{inv,n}^{ESS} \\ S_{SOC,\min} E_{inv,n}^{ESS} \leq E_{n,t}^{ESS} \leq S_{SOC,\max} E_{inv,n}^{ESS} \\ 0 \leq P_{n,t}^{ESS, ch} \leq \zeta_{n,t}^{ESS, ch} P_{n,t}^{ESS, ch,\max} \\ 0 \leq P_{n,t}^{ESS, dis} \leq \zeta_{n,t}^{ESS, dis} P_{n,t}^{ESS, dis,\max} \\ \zeta_{n,t}^{ESS, ch} + \zeta_{n,t}^{ESS, dis} \leq 1 \\ P_{n,t}^{ESS} = P_{n,t}^{ESS, dis} - P_{n,t}^{ESS, ch} \end{cases} \quad (17)$$

式中: $E_{n,t}^{ESS}$ 为节点 n 处储能在 t 时刻的电量状态; $P_{n,t}^{ESS, ch}$ 、 $P_{n,t}^{ESS, dis}$ 分别为节点 n 处储能在 t 时刻的充、放电功率; Δt 为分布式储能充放电时长; $P_{n,t}^{ESS, ch,\max}$ 、 $P_{n,t}^{ESS, dis,\max}$ 分别为节点 n 处储能充、放电功率的最大值; η_n^{ESS} 为节点 n 处储能充放电效率; $S_{SOC,\min}$ 、 $S_{SOC,\max}$ 分别为荷电状态的最小值和最大值; $E_{inv,n}^{ESS}$ 为节点 n 处储能的额定容量; E_{n,t_0}^{ESS} 、 S_{SOC,t_0} 分别为储能在节点 n 处的初始时刻 t_0 的电量 and 荷电状态; $\zeta_{n,t}^{ESS, ch}$ 、 $\zeta_{n,t}^{ESS, dis}$ 分别为节点 n 处在 t 时刻储能的充、放电状态, $\zeta_{n,t}^{ESS, ch} = 1$ 时表示储能处于充电状态、 $\zeta_{n,t}^{ESS, ch} = 0$ 时表示储能不处于充电状态、 $\zeta_{n,t}^{ESS, dis} = 1$ 时表示储能处于放电状态、 $\zeta_{n,t}^{ESS, dis} = 0$ 时表示储能不处于放电状态。

2.2.7 EV 充电站约束

在故障时段, 针对签订契约的 EV 集群, 通过出行链模型抽取其空间位置、运动状态、当前电量等信息^[27]。各个充电站会紧急征用停留在本节点的 EV 用于支撑负荷。此外, 引导其他电量满足出行需求的 EV 前往充电站节点, EV 路径规划模型以最短运行里程 f 为目标函数。

$$\min f = \min \sum_{v \in N_{tra}} \sum_{w \in N_{tra}} l_{vw} c_{vw} \quad (18)$$

式中: c_{vw} 为 0-1 变量, $c_{vw} = 1$ 表示 EV 经过节点 v 和 w 之间的交通路段 vw , $c_{vw} = 0$ 表示 EV 未经过交通路段 vw ; l_{vw} 为交通网中连接节点 v 和 w 之间的路段 vw 的距离, 若节点 v 和节点 w 之间不存在直接相连的路段则取 $l_{vw} = \infty$; N_{tra} 为交通网节点集合。

采用整数规划模型来表示路径规划的约束条件, 如式(19)一式(23)所示^[28]。

$$\text{s.t.} \quad \sum_{w \in N_{tra}} c_{vw} - \sum_{v \in N_{tra}} c_{vw} = 0 \quad v \neq o, d \quad (19)$$

$$\begin{cases} \sum_{w \in N_{tra}} c_{vw} \leq 1 \\ \sum_{v \in N_{tra}} c_{wv} \leq 1 \end{cases} \quad (20)$$

$$\begin{cases} \sum_{w \in N_{tra}} c_{ow} = 1 \\ \sum_{w \in N_{tra}} c_{wo} = 0 \end{cases} \quad (21)$$

$$\begin{cases} \sum_{w \in N_{tra}} c_{dw} = 0 \\ \sum_{w \in N_{tra}} c_{wd} = 1 \end{cases} \quad (22)$$

$$c_{vv} = 0 \quad \forall v \in N_{tra} \quad (23)$$

式(19)表示路径中除了起始节点 o 和结束节点 d 以外,所有节点出边和等于入边和;式(20)表示出边和与入边和均小于等于 1;式(21)表示对于起始节点,其出边和为 1,入边和为 0;式(22)表示对于结束节点,其出边和为 0,入边和为 1;式(23)表示 EV 不能从不同节点转移到同一节点。

针对各充电站内的 EV 集群征用约束,引入 0-1 辅助变量 $S_{n,q,t}^{exp}$,当 $S_{n,q,t}^{exp} = 1 (q = 1, 2, \dots, N_{EV})$ 时表示被位于节点 n 的充电站征用, N_{EV} 为 EV 总数。此外, EV 到达充电站的时间不同,通过路径规划结果计算第 q 辆 EV 到达充电站时间为 $t_{q,start}^{exp}$ 。以此为基础,被征用 EV 的充放电功率约束如式(24)所示。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{q,t}^{EV, ch} \leq \zeta_{q,t}^{EV, ch} P_{max}^{EV, ch} \\ 0 \leq P_{q,t}^{EV, dis} \leq \zeta_{q,t}^{EV, dis} P_{max}^{EV, dis} \\ 0 \leq \zeta_{q,t}^{EV, ch} + \zeta_{q,t}^{EV, dis} \leq 1 \\ \forall t \in [t_{q,start}^{exp}, t_d]; q = 1, 2, \dots, N_{EV} \end{cases} \quad (24)$$

式中: $P_{q,t}^{EV, ch}$ 、 $P_{q,t}^{EV, dis}$ 分别为第 q 辆 EV 在 t 时刻的充、放电功率; $P_{max}^{EV, ch}$ 、 $P_{max}^{EV, dis}$ 分别为 EV 最大充、放电功率; $\zeta_{q,t}^{EV, ch}$ 、 $\zeta_{q,t}^{EV, dis}$ 分别为第 q 辆 EV 在 t 时刻的充、放电状态; t_d 为灾害持续时段的最后一个时刻。考虑征用地点约束,充电站功率为所有车辆的功率之和,如式(25)所示。

$$\begin{cases} P_{n,t}^{EVS, ch} = \sum_{q=1}^{N_{EV}} S_{n,q,t}^{exp} P_{q,t}^{EV, ch} \\ P_{n,t}^{EVS, dis} = \sum_{q=1}^{N_{EV}} S_{n,q,t}^{exp} P_{q,t}^{EV, dis} \\ P_{n,t}^{EVS} = P_{n,t}^{EVS, dis} - P_{n,t}^{EVS, ch} \end{cases} \quad (25)$$

式中: $P_{n,t}^{EVS, ch}$ 、 $P_{n,t}^{EVS, dis}$ 分别为节点 n 处 EV 充电站在 t 时刻的充、放电功率。

考虑 EV 电量约束,如式(26)所示。

$$\begin{cases} E_{min}^{EV} \leq E_{q,t}^{EV} \leq E_{max}^{EV} \\ E_{q,t+1}^{EV} = E_{q,t}^{EV} + \eta_q^{EV} P_{q,t}^{EV, ch} \Delta t - \frac{P_{q,t}^{EV, dis}}{\eta_q^{EV}} \Delta t \end{cases} \quad (26)$$

式中: $E_{q,t}^{EV}$ 为第 q 辆 EV 在 t 时刻的电量; η_q^{EV} 为第 q 辆 EV 的充放电效率; E_{max}^{EV} 、 E_{min}^{EV} 分别为 EV 电量上、下限。由于站内充电桩资源数量有限,须对接入的 EV 总数作出约束,如式(27)所示。

$$\sum_{q=1}^{N_{EV}} S_{n,q,t}^{exp} \leq N_Z^{Pile} \quad (27)$$

式中: N_Z^{Pile} 为充电站 Z 内的充电桩数量总和。

2.2.8 MEG 运行约束

在故障时段,为了尽可能地减少经济损失,采用 MEG 为负荷供电^[29]。式(28)表示 MEG 的总数为 N_{MEG} ;式(29)表示 MEG 只能被分配到选定的候选节点;式(30)表示 MEG 的最大功率约束。

$$\sum_{n \in B} M_n^{pre} = N_{MEG} \quad (28)$$

$$\sum_{n \notin B_{MEG}} M_n^{pre} = 0 \quad (29)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{n,t}^{MEG} \leq M_n^{pre} P_{max}^{MEG} \\ 0 \leq Q_{n,t}^{MEG} \leq M_n^{pre} Q_{max}^{MEG} \end{cases} \quad (30)$$

式中: M_n^{pre} 为 0-1 变量, $M_n^{pre} = 1$ 表示 1 台 MEG 被分配到节点 n , $M_n^{pre} = 0$ 表示 MEG 未被分配到节点 n ; B_{MEG} 为接入 MEG 的候选节点集合; P_{max}^{MEG} 、 Q_{max}^{MEG} 分别为 MEG 输出有功功率和无功功率的上限。

3 模型求解方法

为提高配电网韧性提升模型的求解效率,考虑将配电网拓扑约束中的整型变量与模型的其余变量分阶段处理,建立两阶段的求解方法。

在阶段一,对表示线路开关状态的整数变量进行处理,以最大供电路径为目标,得到配电网重构结果,步骤如下。(1) 输入初始配电网网络 $G = (B, L)$, 根据线路特性将其分为 3 类并赋以不同权值,其中,第 1 类为普通线路,第 2 类为联络线路,第 3 类为接有重要负荷或分布式电源的线路。(2) 判断线路运行状态,将故障线路从网络 G 中删除,得到待重构的配电网网络 $G' = (B, L')$, 其中 L' 为剔除故障线路后的线路集合。(3) 将 3 类线路权重值均取相反数后代入 Kruskal 算法,判断当前选择的线路是否和已选择的线路构成环路,如果未构成环路则将其加入树中,否则跳过,从而形成最大生成树,并返回 L'' , 其中 L'' 为最大生成树中的所有线路集合。

在阶段二,经过上述步骤得到配电网重构结果,基于配电网新拓扑,对 MEG 的接入位置以及各个灵活性资源的出力功率进行优化,得到电源出力方案和负荷削减方案。

台风灾害发生期间,由于线路和 PV 等设施的故障状态具有时变特性,为充分适应故障状态变

化,合理调度配电网资源,需要采用滚动优化策略,将配电网韧性提升策略的执行周期设置为 ΔT ,且满足 $\Delta T > \Delta t$ 。 ΔT 、 Δt 和 T_{last} 三者之间的关系见图 2。

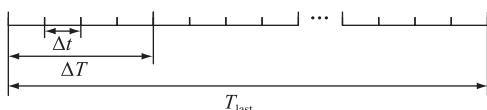


图 2 各时段关系示意

Fig.2 Illustration of the relationship between different periods

故障过程中,在每个 ΔT 内进行网架重构和源荷优化,直至时长达到 T_{last} 。配电网韧性提升策略的滚动优化求解流程如图 3 所示。

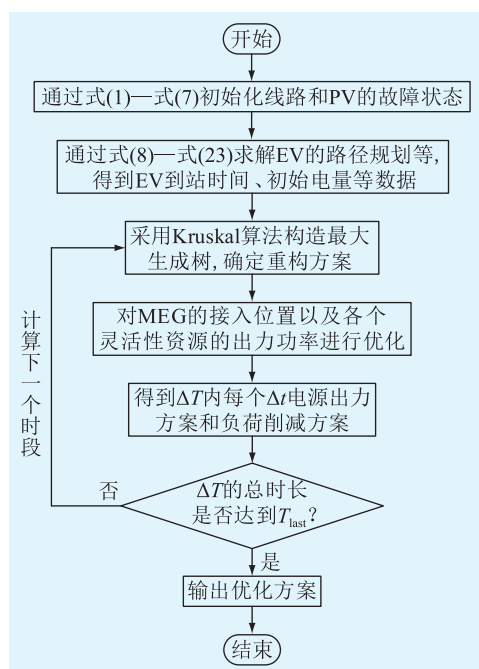


图 3 配电网韧性提升策略滚动优化求解流程

Fig.3 Rolling optimal solution process for resilience of distribution network enhancement strategy

4 算例分析

4.1 算例参数设置

文中以改进后的江苏某地区实际电网中某一供电单元为分析对象,如图 4 所示。该供电单元中含有 1 座 220 kV 变电站、2 座 110 kV 变电站和 4 座 EV 充电站。充电站作为路网与配电网的耦合节点,其耦合位置示意如图 5 所示。图 5 给出了路网节点编号和充电站节点编号。通过出行链模型抽取 EV 的位置信息,并以前往充电站的路径最短为目标选择充电站和进行规划路径。

设定台风灾害持续期间 $\Delta t = 15 \text{ min}$, $\Delta T = 1 \text{ h}$ 。在 Intel © Core™ i7-9700KF@3.6 GHz 处理器、16 GB 内存的计算机上完成算例计算,并采用 MATLAB R2018b 编程,选择 CPLEX 12.8 求解器。

4.2 典型故障场景建立

设定台风登陆坐标 $(x_0, y_0) = (12 \text{ km}, -16 \text{ km})$, 风向 θ_0 为北偏西 30° 。其他的台风参数如表 1 所示。

台风中心的实时坐标位置 (x_t, y_t) 计算如式 (31) 所示,结合既定的配电网节点和线路坐标,可以计算配电网节点和线路距台风中心的实时距离。

$$\begin{cases} x_t = x_0 - V_{move} \cos(\theta_0) \Delta t \\ y_t = y_0 + V_{move} \sin(\theta_0) \Delta t \end{cases} \quad (31)$$

对供电单元内各条线路各个时段内的故障概率进行计算,得到故障概率如图 6 所示。可以看出,根据线路的故障概率变化趋势,大致可以将线路分为 3 类。(1) 第 1 类线路的故障概率呈现单波峰变化趋势,如节点 1—节点 7 之间线路,其原因是线路故障概率主要受到风速影响,风速从最大风速带向台风中心和台风外部均呈下降趋势。因此,对于节点 1—节点 7 之间线路这类始终位于台风外部的线

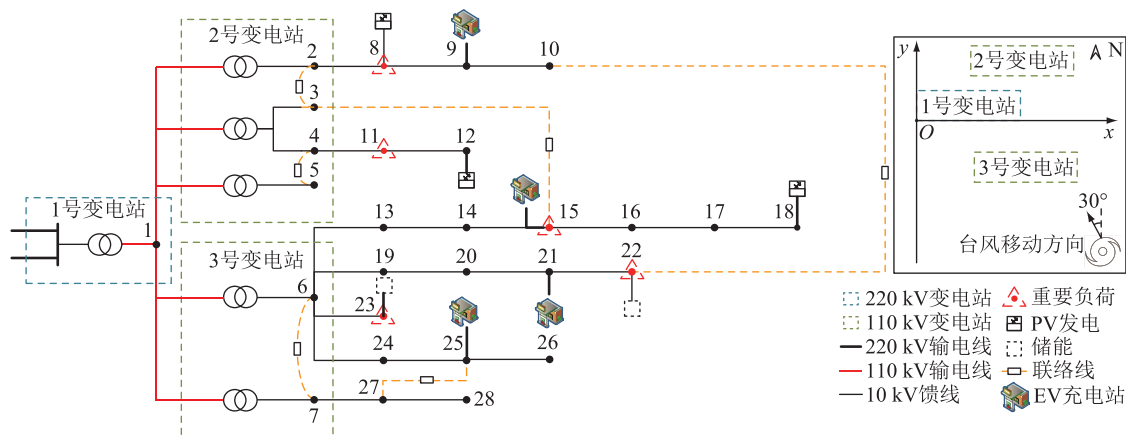


图 4 改进后的实际供电单元示意

Fig.4 Illustration of the improved actual power supply unit

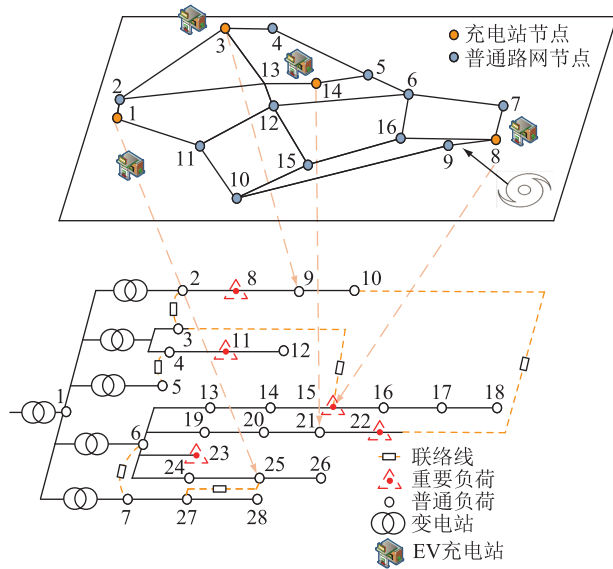


图5 路网结构及耦合位置示意

Fig.5 Illustration of network structure and coupling location

表1 典型台风灾害场景特征参数

Table 1 Characteristic parameters of typical extreme typhoon disaster scenarios

特征参数	数值
发生时刻	12:00
持续时间/h	4
最大风速/($\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$)	32
最大风速半径/km	4
移动速度/($\text{km}\cdot\text{h}^{-1}$)	11

路,其故障概率将只出现1次峰值。(2)第2类线路的故障概率呈现双波峰变化趋势,如节点27—节点28之间线路,这类线路是位于台风过境的全过程中的线路,会逐渐进入台风内部并接近台风中心,当线路处于最大风速半径附近时,故障概率出现第1个波峰,此时受到的风力呈现先增后减趋势;当台风中心经过后,线路开始远离台风中心,线路处的风速又出现先变大再变小的趋势,其故障概率出现2次峰值。(3)第3类线路离台风运动轨迹较远,受台风影响较小,故障概率基本接近0,如节点1—节点2之间线路。

PV发电在各个时段的故障概率如图7所示,图中显示位于节点8、节点12、节点18的3台PV发电的故障概率均出现了2次峰值,其原因与前述类似。

根据线路和PV发电的故障概率,采用蒙特卡洛法抽取生成10 000个故障场景,并计算各场景的系统信息熵。某一个系统信息熵值出现的概率越高,表示在建立的典型极端自然灾害场景下系统故障情况的严重程度越可能达到该值,该值对应的故障场景集越具有代表性。虽然更大的系统信息熵

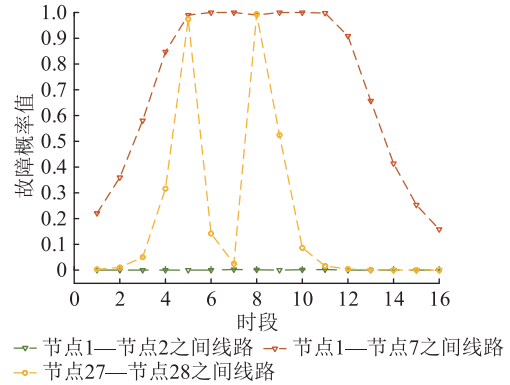


图6 线路时变故障概率曲线

Fig.6 Probability fault curves of time-varying faults in lines

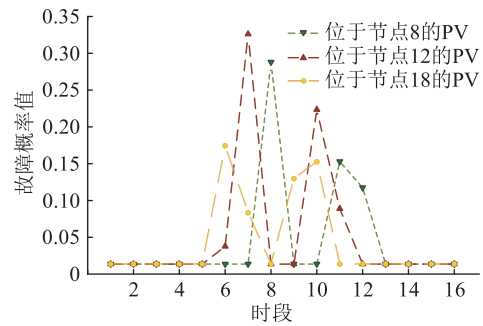


图7 不同PV发电各个时段内的故障概率曲线

Fig.7 Probability fault curves for different PV power generation during each time period

值代表着故障程度更严重,但是由于发生概率极低,在此场景下所建立的优化策略会过于保守,不具有参考价值。因此,综合上述考虑,文中选择出现概率最大的系统信息熵所对应的具体场景作为典型台风灾害场景。在此场景下,位于节点8的PV和位于节点12的PV分别于第7个时段和第8个时段故障,而位于节点18的PV保持始终正常状态。

4.3 配电网韧性提升优化结果

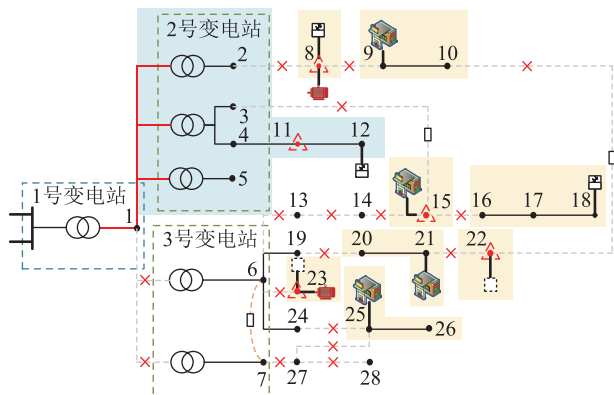
供电单元重构结果如图8所示, ΔT_1 、 ΔT_2 、 ΔT_3 、 ΔT_4 分别对应故障场景持续的 ΔT 、 $2\Delta T$ 、 $3\Delta T$ 、 $4\Delta T$ 。图中蓝色区域内的负荷节点可以从上级电网获得电量,而黄色区域内的节点仅能通过灵活性资源为负荷供电。可以看出随着时间推移,进入故障状态的线路数量逐渐增加。

如图8(a)所示,在 ΔT_1 之初台风位置距离整个供电单元都较远,各条线路的故障概率均接近于0,因此所有线路处于正常运行状态。此时,MEG优先为重要负荷供电,被分配至负荷量较大的节点8和节点11。

如图8(b)所示,在 ΔT_2 之初共有3条线路发生故障,通过2条联络线重构,可以恢复负荷节点27

和重要负荷节点 15 等多个节点的供电,此时除节点 14 以外,其余节点形成了一片较大的供电区域,可以直接从上级电网获得电量。因此,1 台 MEG 被分配至节点 14 供电;另 1 台 MEG 则依旧为重要负荷节点 11 供电。

如图 8(c)所示,在 ΔT_3 内台风中心移动到配电网中心位置,大部分线路都受到了剧烈影响,在重构后,供电单元逐渐被划分为了多个供电孤岛。此时,MEG 接入节点 22 和节点 23。其原因是为了尽可能地降低加权负荷损失率,MEG 将优先为重要负荷供电。在该时段重要负荷节点 8 和节点 11 均可由上级电网供电,重要负荷节点 15 可由 EV 充电站供电,而节点 22 和节点 23 由于无上级电网供电,且



(d) ΔT_4 内配电网重构结果
 □ 220 kV变电站 □ 110 kV变电站 ▲ 重要负荷
 — 220 kV输电线 — 110 kV输电线 ■ MEG
 — 10 kV馈线 □ PV发电 □ 储能 □ 联络线
 ■ EV充电站 × 故障线路

图 8 故障期间供电单元内重构结果

Fig.8 Reconfigured results within the power supply unit during the fault period

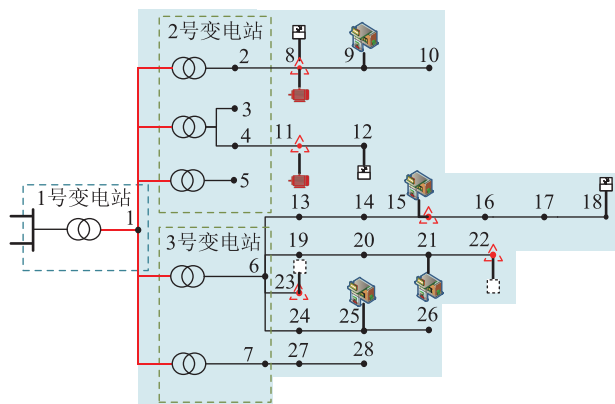
储能电量相较于 EV 充电站不够充裕,因此 MEG 将为节点 22 和节点 23 处的重要负荷供电。

如图 8 (d)所示,在 ΔT_4 内又有少部分线路发生故障,部分电源节点与其他节点断开,导致部分节点完全失电。此时段,MEG 接入节点 23 和节点 8。其原因为由于台风位置移动,连接重要负荷节点 8 的线路遭受损坏,上级电网无法为节点 8 供电,且接入的 PV 也处于故障状态,节点 8 的负荷无法得到供应。由于节点 8 的负荷需求量高于节点 22,因此 MEG 转而为节点 8 供电。

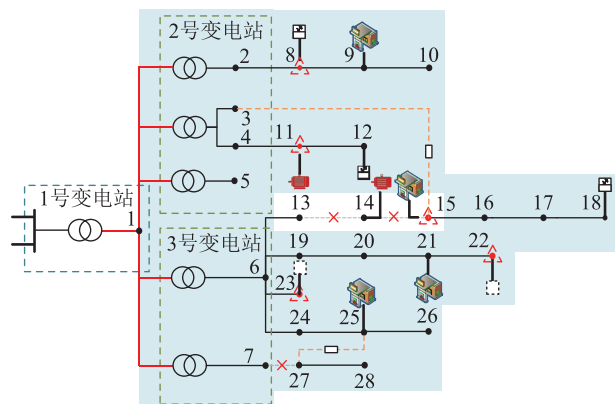
故障期间各个时段的灵活性资源发电量以及负荷总损失情况分别如图 9 和图 10 所示。可知在故障初期,由于此时所有负荷均可从上级电网获得电量,基本无负荷损失,所有 PV 处于正常工作状态,EV 充电站和储能系统存在一定的充电行为以保障充足的电量。当故障线路逐渐增加时,部分节点无电源供电,完全失去负荷,一般负荷的损失上升,且由于位于节点 8 和节点 12 的 PV 分别于第 7 个时段和第 8 个时段先后故障,PV 的出力显著减少,储能系统和 EV 充电站转为放电。随着时间推移,重要负荷开始失电,通过协调 EV 充电站、储能系统和 MEG 等资源尽可能地保障重要负荷供电,减少加权负荷损失率。在整个源荷优化期间,3 台 PV 总放电 2.101 MW·h,2 台 MEG 总放电 2.423 MW·h,4 座 EV 充电站总放电 2.925 MW·h,2 台储能系统总放电 1.178 MW·h。

为验证文中所提策略的有效性,分别进行了以下 3 种场景的配电网韧性提升仿真。

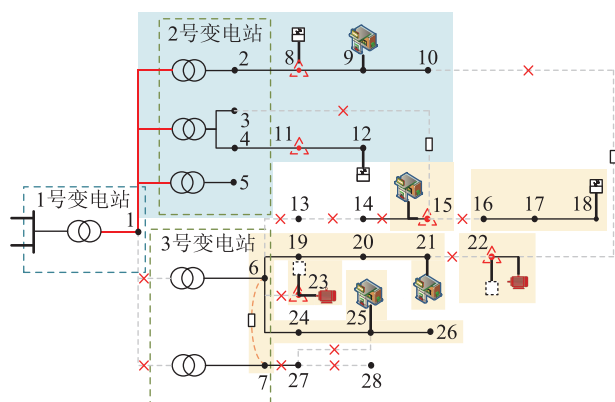
场景 1:采用滚动优化的方法,协调除 EV 充电



(a) ΔT_1 内配电网重构结果



(b) ΔT_2 内配电网重构结果



(c) ΔT_3 内配电网重构结果

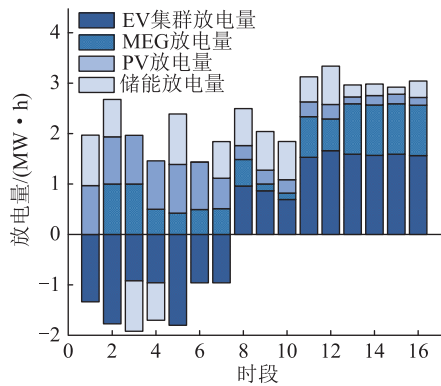


图9 故障期间各灵活性资源发电量

Fig.9 Active discharge capacity of various flexibility resources during the fault period

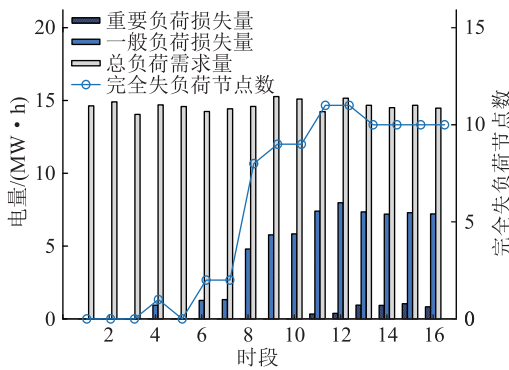


图10 各个时段内的负荷总损失情况

Fig.10 The total load loss in each period

站资源以外的其他资源参与配电网韧性提升;

场景2:不采用滚动优化的方法,协调网内各灵活性资源参与配电网韧性提升;

场景3:采取文中所提策略,采用滚动优化的方法,协调网内各灵活性资源参与配电网韧性提升。

配电网韧性提升效果对比如表2所示,可见采用文中所提策略能够有效降低供电单元在台风灾害场景下的加权负荷损失率和重要负荷最大损失功率,具有最好的配电网韧性提升效果。

表2 配电网韧性提升效果对比

Table 2 Comparison of resilience enhancement effects for distribution networks

场景	加权负荷损失率/%	负荷损失率/%	重要负荷最大损失功率/MW
场景1	14.86	40.26	1.561 8
场景2	15.04	33.21	1.936 6
场景3	7.02	29.39	1.042 2

相比场景1,场景3对EV充电站进行征用,在 ΔT_3 、 ΔT_4 时段内,由于多数供电线路受到影响断开,上级电源不能够充分为负荷供电,此时与负荷位于同一供电孤岛的充电站,通过征用EV为负荷提供

支撑,减少负荷失电损失。相比场景2,场景3采用滚动优化的方法,随线路故障状态的变化,多次进行重构和改变MEG接入位置,尽可能地保障重要负荷的供电,显著降低了重要负荷最大损失功率。

5 结论

针对配电网在台风灾害下的韧性提升问题,文中提出一种包含EV集群的多元灵活性资源协同韧性提升策略,得到如下结论:

(1) 在进行故障场景建模的同时,考虑线路故障概率和间歇性分布式发电设备故障概率,基于系统信息熵对典型场景进行选取,所得场景更符合可再生能源资源渗透率逐年攀升的现实背景,有利于促进配电网内现有灵活性资源合理分配,提高协同优化效率。

(2) 通过联络线重构以及调控EV集群等灵活性资源进行协同优化,可以减少极端场景下的加权负荷损失率,从而提升配电网韧性。针对极端场景下线路、分布式发电设备不断变化的故障状态,采用滚动优化及时调整线路重构方案和MEG的接入位置,可以获得更好的配电网韧性提升效果。

文中在考虑对EV集群的征用调度时,未深入研究EV用户的参与意愿,下一步工作将重点研究EV集群的响应模型和激励策略。

参考文献:

- [1] 高海翔,陈颖,黄少伟,等. 配电网韧性及其相关研究进展[J]. 电力系统自动化,2015,39(23):1-8.
GAO Haixiang, CHEN Ying, HUANG Shaowei, et al. Distribution systems resilience: an overview of research progress [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(23): 1-8.
- [2] 阮前途,梅生伟,黄兴德,等. 低碳城市电网韧性提升挑战与展望[J]. 中国电机工程学报,2022,42(8):2819-2829.
RUAN Qiantu, MEI Shengwei, HUANG Xingde, et al. Challenges and research prospects of resilience enhancement of low-carbon power grid [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2819-2829.
- [3] 陈磊,邓欣怡,陈红坤,等. 电力系统韧性评估与提升研究综述[J]. 电力系统保护与控制,2022,50(13):11-22.
CHEN Lei, DENG Xinyi, CHEN Hongkun, et al. Review of the assessment and improvement of power system resilience [J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(13): 11-22.
- [4] 顾靖达,李伟,赵宇鑫,等. 高温天气下配电网综合韧性评估方法[J]. 电力建设,2024,45(9):123-132.
GU Jingda, LI Wei, ZHAO Yuxin, et al. Research on comprehensive resilience assessment method of distribution network under high temperature weather [J]. Electric Power Construction, 2024, 45(9): 123-132.
- [5] 别朝红,林超凡,李更丰,等. 能源转型下弹性电力系统的发

- 展与展望[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(9): 2735-2744.
- BIE Zhaohong, LIN Chaofan, LI Gengfeng, et al. Development and prospect of resilient power system in the context of energy transition[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(9): 2735-2744.
- [6] 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): 6773-6783.
- RUAN Qiantu, XIE Wei, XU Yin, et al. Concept and key features of resilient power grids[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(21): 6773-6783.
- [7] 王建, 熊张恣, 南东亮, 等. 灾害天气下计及一二次设备耦合故障的电网短时风险评估[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(9): 16-26.
- WANG Jian, XIONG Zhangmin, NAN Dongliang, et al. Short-time risk assessment of a power grid in weather disasters considering the coupled faults of primary and secondary equipment[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(9): 16-26.
- [8] 陈亦平, 刘育成, 夏成军, 等. 极端天气下爱尔兰新能源高渗透场景调度经验及启示[J]. 电力建设, 2024, 45(9): 26-38.
- CHEN Yiping, LIU Yucheng, XIA Chengjun, et al. Irish experience and insights on dispatching in high renewable penetration scenarios during extreme weather periods[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(9): 26-38.
- [9] MORADI-SEPAHVAND M, AMRAEE T, GOUGHERI S S. Deep learning based hurricane resilient coplanning of transmission lines, battery energy storages, and wind farms[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2022, 18(3): 2120-2131.
- [10] 王振浩, 罗剑潇, 成龙, 等. 面向台风天气下主动配电网韧性提升的改进分级减载策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(22): 34-48.
- WANG Zhenhao, LUO Jianxiao, CHENG Long, et al. Improved graded load reduction strategy for resilience enhancement of an active distribution network in a typhoon[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(22): 34-48.
- [11] 何俊, 张博凯, 甘德树, 等. 计及台风的含高渗透率风电大电网多时间尺度防御调度策略[J]. 高电压技术, 2023, 49(4): 1724-1734.
- HE Jun, ZHANG Bokai, GAN Deshu, et al. Multi-time scale defensive scheduling strategy for high wind power penetration grids under typhoon[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(4): 1724-1734.
- [12] 郭俊, 刘升伟, 赵天阳. 含海上风储联合发电系统的韧性调度策略[J]. 电力建设, 2023, 44(2): 92-100.
- GUO Jun, LIU Shengwei, ZHAO Tianyang. Resilience scheduling strategy for offshore combined wind-storage power generation system[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(2): 92-100.
- [13] 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.
- [14] 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): 31-39.
- 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): 31-39.
- [15] 焦嘉凝, 柳璐, 张天宇, 等. 台风灾害下多阶段协同的受端电网弹性提升策略[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(12): 9-18.
- JIAO Jianing, LIU Lu, ZHANG Tianyu, et al. Resilience enhancement strategy with multi-stage collaboration for receiving-end grid under typhoon disaster[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(12): 9-18.
- [16] 刘菲, 林超凡, 陈晨, 等. 考虑分布式新能源动态不确定性的配电网灾后时序负荷恢复方法[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(7): 159-167.
- LIU Fei, LIN Chaofan, CHEN Chen, et al. Post-disaster time-series load restoration method for distribution network considering dynamic uncertainty of distributed renewable energy[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(7): 159-167.
- [17] 王颖, 祝士焱, 许寅, 等. 考虑多类型储能协同的重要负荷恢复方法[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(1): 72-78.
- WANG Ying, ZHU Shiyan, XU Yin, et al. Critical load restoration method considering coordination of multiple types of energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(1): 72-78.
- [18] 孙科, 陈文钢, 陈佳佳, 等. 基于电动汽车的极端场景多微电网韧性提升策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(24): 53-65.
- SUN Ke, CHEN Wengang, CHEN Jiajia, et al. A resilience enhancement strategy for multi-microgrid in extreme scenarios based on electric vehicles[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(24): 53-65.
- [19] ZHANG L, ZHANG B, TANG W, et al. A coordinated restoration method of hybrid AC-DC distribution network with electric buses considering transportation system influence[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2022, 18(11): 8236-8246.
- [20] 杨祺铭, 李更丰, 别朝红, 等. 台风灾害下基于V2G的城市配电网弹性提升策略[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(12): 130-139.
- YANG Qiming, LI Gengfeng, BIE Zhaohong, et al. Vehicle-to-grid based resilience promotion strategy for urban distribution network under typhoon disaster[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(12): 130-139.
- [21] 苏粟, 韦存昊, 陈奇芳, 等. 考虑道路抢修和负荷恢复的电动汽车分层调度策略[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(12): 140-150.

- SU Su, WEI Cunhao, CHEN Qifang, et al. Hierarchical scheduling strategy for electric vehicle considering road repair and load restoration [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(12): 140-150.
- [22] 杜诗嘉, 郭创新, 俞啸玲, 等. 台风灾害下的弹性配电网研究综述与展望 [J]. *电力自动化设备*, 2022, 42(2): 176-186, 209.
- DU Shijia, GUO Chuangxin, YU Xiaoling, et al. Review and prospect of resilient distribution network under typhoon disaster [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2022, 42(2): 176-186, 209.
- [23] BATTIS M E, SIMIU E, RUSSELL L R. Hurricane wind speeds in the United States [J]. *Journal of the Structural Division*, 1980, 106(10): 2001-2016.
- [24] VICKERY P J, TWISDALE L A. Prediction of hurricane wind speeds in the United States [J]. *Journal of Structural Engineering*, 1995, 121(11): 1691-1699.
- [25] 李振坤, 王法顺, 郭维一, 等. 极端天气下智能配电网的弹性评估 [J]. *电力系统自动化*, 2020, 44(9): 60-68.
- LI Zhenkun, WANG Fashun, GUO Weiyi, et al. Resilience evaluation of smart distribution network in extreme weather [J]. *Automation of Electric of Power systems*, 2020, 44(9): 60-68.
- [26] 周晓敏, 葛少云, 李腾, 等. 极端天气条件下的配电网韧性分析方法及提升措施研究 [J]. *中国电机工程学报*, 2018, 38(2): 505-513, 681.
- ZHOU Xiaomin, GE Shaoyun, LI Teng, et al. Assessing and boosting resilience of distribution system under extreme weather [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2018, 38(2): 505-513, 681.
- [27] ARIAS M B, KIM M, BAE S. Prediction of electric vehicle charging-power demand in realistic urban traffic networks [J]. *Applied Energy*, 2017, 195: 738-753.
- [28] SU S, WEI C H, LI Z N, et al. Critical load restoration in coupled power distribution and traffic networks considering spatio-temporal scheduling of electric vehicles [J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2022, 141: 108180.
- [29] ZENG Y K, QIN C, LIU J C, et al. Coordinating multiple resources for enhancing distribution system resilience against extreme weather events considering multi-stage coupling [J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2022, 138: 107901.

作者简介:



麻灿皓

麻灿皓(1999),男,硕士在读,研究方向为电动汽车优化调度(E-mail: 220222745@seu.edu.cn);

陈丽娟(1982),女,博士,副教授,研究方向为新能源发电与储能运行控制、电动汽车、需求侧管理;

吴志(1987),男,博士,副教授,研究方向为输电网及配电网运行与规划、分布式发电、综合能源系统。

Resilience enhancement strategy for distribution networks considering multiple flexibility resources collaboration

MA Canhao, CHEN Lijuan, WU Zhi

(School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China)

Abstract: Against the dual background of frequent occurrence of typhoon disaster and increasing penetration of new energy generation, a rolling optimal scheduling strategy of multiple flexibility resources including scaled electric vehicle (EV) is proposed to enhance the resilience of the distribution networks under typhoon disaster. Firstly, the fault scenarios of lines and photovoltaic (PV) in the region are simulated by Monte Carlo method based on typical meteorological characteristics, and the typical scenarios are screened by using system information entropy to get the temporal fault states of lines and PV. Secondly, a multiple flexibility resources optimization regulated model is established with the objective of minimizing the weighted load loss rate. Based on the spatio-temporal characteristics of EVs, they are expropriated and regulated, and the network is reconfigured and coordinated with mobile emergency generators (MEG) to maximize the use of resources in the network. Finally, in order to adapt to the evolution of the system fault state and adjust the regulated scheme in real time, a two-stage rolling solution method is proposed to reduce the problem solving complexity. A simulation analysis is conducted on an improved actual power supply unit network in a certain area of Jiangsu province, and the results show that the proposed strategy can effectively reduce load losses and enhance the resilience of the distribution networks in extreme scenarios.

Keywords: resilience of distribution network; typhoon disaster; system information entropy; flexibility resources; electric vehicle (EV); rolling optimal

(编辑 吴昊)