

极端灾害复电调度优化模型

吕晓杰^{1*}, 吴亚雄¹, 刘树楷¹, 杨金铎², 唐惠玲³, 吴杰康⁴

¹中国南方电网有限责任公司, 广东 广州

²贵州电网有限责任公司, 贵州 贵阳

³广东工业大学物理与光电工程学院, 广东 广州

⁴广东工业大学自动化学院, 广东 广州

收稿日期: 2026年9月22日; 录用日期: 2026年10月13日; 发布日期: 2026年10月23日

摘要

极端灾害给配电网带来多重不确定性, 严重影响供电恢复。本文提出一种两阶段协同恢复方法: 首先构建多不确定性模型, 涵盖设备故障、负荷波动与分布式电源出力, 建立关键设备故障概率模型及负荷动态响应模型; 其次分析极端场景下配电网多模态运行特性与韧性瓶颈, 构建灾前预防、灾中应急与灾后恢复的两阶段协同优化模型, 目标为最小化负荷损失成本、最大化恢复节点数及最小化系统恢复时间, 并考虑资源部署、功率平衡及抢修调度等约束。采用混合整数线性规划求解。在39节点系统上的仿真实验验证了该方法在提升复电效率与降低经济损失方面的有效性。

关键词

配电网, 极端灾害, 复电调度, 优化模型

Optimization Model for Power Restoration Scheduling in Extreme Disasters

Xiaojie Lv^{1*}, Yaxiong Wu¹, Shukai Liu¹, Jinduo Yang², Huiling Tang³, Jiekang Wu⁴

¹China Southern Power Grid Co., Ltd., Guangzhou Guangdong

²Guizhou Power Grid Co., Ltd., Guiyang Guizhou

³School of Physics & Optoelectronic Engineering, Guangdong University of Technology, Guangzhou Guangdong

⁴School of Automation, Guangdong University of Technology, Guangzhou Guangdong

Received: September 22, 2026; accepted: October 13, 2026; published: October 23, 2026

Abstract

Extreme disasters impose multiple uncertainties upon distribution networks. This paper proposes

*通讯作者。

文章引用: 吕晓杰, 吴亚雄, 刘树楷, 杨金铎, 唐惠玲, 吴杰康. 极端灾害复电调度优化模型[J]. 智能电网, 2026, 16(5): 147-162. DOI: 10.12677/sg.2026.165017

a two-stage collaborative restoration approach. Firstly, a multi-uncertainty model is constructed, encompassing equipment failures, load fluctuations, and distributed generation output. Probability models for critical equipment failures—such as lines and transformers—under disaster conditions are established, alongside dynamic response models for industrial, commercial, and residential loads. Secondly, the multi-modal operational characteristics and resilience bottlenecks of distribution networks under extreme scenarios are analysed, identifying critical issues during faults, supply-demand imbalances, and islanded operation states. Building upon this, a two-stage collaborative optimisation model is proposed, encompassing pre-disaster prevention, in-disaster emergency response, and post-disaster recovery. The model's objectives are to minimise load loss costs, maximise the number of restored supply nodes, and minimise system restoration time, whilst accounting for constraints including resource deployment, power balancing, and repair scheduling. Finally, a solution method based on mixed-integer linear programming was designed. Its effectiveness in power restoration was demonstrated through simulation validation on a 39-node distribution network.

Keywords

Distribution Network, Extreme Disasters, Power Restoration Scheduling, Optimization Models

Copyright © 2026 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

近年来, 台风、暴雨等极端天气事件日益频发, 严重威胁电力系统的稳定运行[1]。例如, 2024 年超强台风“摩羯”袭击海南, 导致该省电网中 10 kV 线路累计停运达 139 条, 造成了重大经济损失[2]。极端灾害导致配电网线路故障率上升, 分布式电源出力波动, 负荷特性发生变化, 严重影响电力系统供电恢复能力。因此, 有必要在灾前预防、灾中响应与灾后恢复全过程中统筹考虑多重不确定性因素, 构建源-网-荷-储协同的恢复优化方法[3]-[5]。

在故障不确定性建模方面, 已有研究提出了多种方法。文献[6]基于暴雨强度公式, 计算区域积水深度, 建立了配电设备故障概率与积水深度的量化关系。文献[7]针对台风天气场景, 采用指数函数模拟绝缘子闪络与杆塔断线故障概率。文献[8]基于信息熵理论, 构建了线路故障概率与状态信息的不确定集, 以刻画台风与故障的双重不确定性。文献[9]提出涵盖最严重、最可能与连锁故障的多类型故障概率分布不确定集, 用于模拟灾害入侵配电网的场景。文献[10]则基于收集的历史数据, 结合机器学习方法构建杆塔受损评估模型。

在故障恢复和协同恢复方面。文献[11][12]在配电网灾后故障场景下, 通过构建孤岛微网有效利用分布式资源, 从而最大限度地恢复负荷。文献[13][14]在灾前阶段优化配置储能系统与抢修资源, 为灾后实现多资源协同恢复构建基础, 从而显著增强了配电网的快速恢复能力。文献[15]针对故障后的供电恢复, 采用以分布式电源孤岛运行为核心, 应急发电车为补充的方法, 优先保障重要负荷的电力供应。文献[16][17]在灾后恢复中, 将交通网络约束下的抢修队伍调度、网架重构和孤岛划分进行协同优化, 从而提高负荷的恢复效率。文献[18][19]计及源-荷双侧不确定性对配电网的影响, 在量化分析其波动特性的基础上, 构建了协同优化模型。

尽管现有研究取得一定进展, 仍存在以下不足: 一是对灾中至灾后阶段源-荷动态演化规律的刻画不够充分; 二是尚未实现源、网、荷多资源在多时间尺度上的有效协同。因此, 亟需一种能够精确刻画

源-荷动态演化规律、并在此基础之上实现灾前-灾中-灾后多阶段、多资源协同的恢复框架。

针对上述问题,本文构建了一种应对多重不确定性的配电网两阶段协同恢复策略。构建了一个精细化的不确定性模型,涵盖设备故障、负荷波动和分布式电源出力,以为后续分析奠定基础。实施了两阶段的恢复策略:第一阶段为灾前的预部署,第二阶段则为灾中和灾后的协同恢复。设计了一种混合整数线性规划的组合求解策略。通过对 39 节点配电网的仿真,验证了所提出方法的有效性。

2. 极端场景下配电网多模态运行特性

2.1. 故障情况下系统运行特性

在极端灾害条件下,配电网可能同时出现多条线路故障[20]-[22]。本节通过分析关键电源与主干线路发生故障后,识别系统薄弱环节,为制定运行调整策略提供依据。

在故障下,配电网线路结构发生变化,导致部分重要节点与主网解列。故采用期望缺供电量评估了灾害对配电网的影响情况,公式如下所示:

$$W_{\text{ENSS}} = \int_{t_0}^{t_0 + \Delta t} P_{\text{ns}}(t) dt \quad (1)$$

式中: $P_{\text{ns}}(t)$ 为 t 时刻系统未能供应的总功率; t_0 为灾害对配电网造成故障初始时刻; Δt 为从故障发生到完全恢复所需时间。

2.2. 供需双端变化场景下运行特性

极端灾害对配电网的影响:一方面,会造成大面积负荷因停电而损失;另一方面,灾害会显著削弱系统的供电能力[23]。

在灾害场景下,系统的净负荷变化量需要限制在当前可用发电资源的调节裕度之内,系统功率平衡约束如下式所示。

$$\sum_{i \in \Omega_{\text{load}}} \Delta P_i \leq \sum_{j \in \Omega_{\text{gen}}} P_{\text{g},j} - \sum_{i \in \Omega_{\text{load}}} P_{\text{d},i} \quad (2)$$

式中: Ω_{load} 为所有负荷节点的集合; Ω_{gen} 为所有电源节点的集合; ΔP_i 为节点 i 的负荷有功变化量; $P_{\text{g},j}$ 为电源 j 的最大可用有功出力; $P_{\text{d},i}$ 为节点 i 的初始有功负荷。

2.3. 多重故障下的孤岛形成能力

极端灾害导致电网结构瓦解后,分布式电源可形成孤岛维持局部供电[24]。孤岛的稳定运行依赖于其功率平衡能力,本文采用功率平衡指数衡量该能力,计算公式如下:

$$\lambda_k = \frac{\sum_{j \in \Omega_{k,\text{gen}}^1} P_{\text{gen},j} + \sum_{b \in \Omega_{k,\text{ESS}}^1} P_{\text{ESS},b}}{\sum_{i \in \Omega_{k,\text{load}}^1} P_{\text{d},i}} \quad (3)$$

式中: $\Omega_{k,\text{gen}}^1$ 为孤岛 k 内部所有电源集合; $\Omega_{k,\text{ESS}}^1$ 为孤岛 k 内部所有储能集合; $\Omega_{k,\text{load}}^1$ 为孤岛 k 内部所有负荷节点集合; $P_{\text{gen},j}$ 为电源 j 的可用出力; $P_{\text{ESS},b}$ 为储能系统 b 的最大放电功率; $P_{\text{d},i}$ 为负荷 i 的有功功率需求。

当 $\lambda_k \geq 1$ 时,可认为该孤岛能够通过内部资源满足全部负荷的需求,反之则依赖切负荷或者外部应急电源的援助才能保障孤岛内所有负荷的有功需求。

3. 复电调度优化模型

3.1. 目标函数

第二阶段(灾中与灾后恢复阶段)的核心任务是快速扩大供电范围,并优先恢复重要负荷供电,同时满足非重要负荷最低用电需求。因此,在灾中与灾后阶段考虑以下三个目标函数。

(1) 在保障三级负荷最低需求,实现最大化恢复系统节点数。目标函数如下所示:

$$\max f_2 = \sum_{i \in \Omega_{\text{load}}} y_i^{\text{load}} \quad (4)$$

式中: Ω_{load} 为系统中所有负荷节点集合; y_i^{load} 为判断是否恢复供电的二进制决策变量, $y_i^{\text{load}} = 1$ 表示节点 i 被恢复供电,反之表示节点 i 失电。

(2) 加权恢复负荷量最大化

在恢复阶段在保证重要负荷恢复的情况下,最大化加权恢复负荷量。

$$\max f_3 = \sum_{i \in \Omega_{\text{load}}} w_i P_i^{\text{restored}} \quad (5)$$

式中: w_i 为负荷节点 i 的重要权重; P_i^{restored} 为负荷节点 i 的恢复功率。

(3) 系统恢复时间最小化

$$\min f_4 = T_{\text{restore}} - T_0 \quad (6)$$

式中: T_{restore} 为系统恢复至正常状态时刻; T_0 为系统故障发生的时刻。

3.2. 约束条件

3.2.1. 负荷分级恢复比例约束

不同重要等级的负荷都必须达到最低恢复比例,确保每一个负荷节点都能获得电量供应。

$$\frac{P_i^{\text{RE}}}{P_{i,\text{actual}}} \geq \gamma_c \quad (7)$$

式中: P_i^{RE} 为负荷节点 i 恢复的有功功率; $P_{i,\text{actual}}$ 为负荷节点 i 预测的实际有功功率; γ_c 为第 C 类负荷要求的最低恢复比例。

3.2.2. 孤岛功率平衡约束

每个形成的孤岛都必须保证功率平衡。

$$P_{\text{g,all}}^{\text{avail}} = \sum_{i \in \Omega_{k,\text{load}}^{\text{I}}} P_{\text{d},i} \quad (8)$$

式中: $P_{\text{g,all}}^{\text{avail}}$ 为孤岛内所有电源总的可用有功功率; $P_{\text{d},i}$ 为负荷 i 的有功功率; $\Omega_{k,\text{load}}^{\text{I}}$ 为孤岛 k 内部所有负荷节点集合。

3.2.3. 连通性约束

配电网孤岛必须呈辐射状运行,孤岛内的所有节点都是连通的。

$$\sum_{(i,j) \in E} x_{ij} = \sum_{i \in V} z_i - K \quad (9)$$

式中: z_i 表示节点 i 是否被纳入孤岛; K 为孤岛中电源的数量,对于单个 DG 形成的孤岛 $K=1$; x_{ij} 表示支路 $i-j$ 的状态, $x_{ij}=1$ 表示闭合(纳入孤岛), $x_{ij}=0$ 表示断开。

3.2.4. 功率平衡约束

系统运行过程中，必须确保功率平衡，使负荷需求与电源出力始终保持匹配状态。

$$P_{wt}(t) + P_{pv}(t) + P_{grid}(t) + P_{dis}(t) = \sum_{i \in \Omega_{load}} P_i(t) + P_{ch}(t) \quad (10)$$

式中：\$P_{wt}(t)\$ 为 \$t\$ 时刻风电出力；\$P_{pv}(t)\$ 为 \$t\$ 时刻光伏出力；\$P_{grid}(t)\$ 为 \$t\$ 时刻主网出力；\$P_{dis}(t)\$ 为 \$t\$ 时刻储能的放电功率；\$P_{ch}(t)\$ 为 \$t\$ 时刻储能的充电功率；\$P_i(t)\$ 为 \$t\$ 时刻负荷节点 \$i\$ 的功率需求。

3.2.5. 潮流约束

潮流约束采用二阶锥松弛后的潮流方程。

$$\left\| \begin{matrix} 2P_{ij} \\ 2Q_{ij} \\ l_{ij} - v_i \end{matrix} \right\|_2 \leq l_{ij} + v_i \quad (11)$$

式中：\$P_{ij}\$ 为从节点 \$i\$ 流向节点 \$j\$ 的有功功率；\$Q_{ij}\$ 为从节点 \$i\$ 流向节点 \$j\$ 的无功功率；\$l_{ij}\$ 为支路 \$i-j\$ 电流幅值的平方；\$v_i\$ 为节点 \$i\$ 的电压幅值的平方。

3.2.6. 电压和电流幅值约束

电力系统运行时，电压和电流不超过规定范围的最大和最小值。

$$U_{i,min}^2 \leq U_{i,t}^2 \leq U_{i,max}^2 \quad (12)$$

$$I_{ij,min}^2 \leq I_{ij,t}^2 \leq I_{ij,max}^2 \quad (13)$$

式中：\$U_{i,t}^2\$ 为 \$t\$ 时段节点 \$i\$ 的电压幅值；\$U_{i,min}^2\$ 为电压幅值最小值；\$U_{i,max}^2\$ 为电压幅值最大值；\$I_{ij,t}^2\$ 为 \$t\$ 时段支路 \$i-j\$ 电流幅值；\$I_{ij,min}^2\$ 为支路 \$i-j\$ 电流幅值最小值；\$I_{ij,max}^2\$ 为支路 \$i-j\$ 电流幅值最大值。

3.2.7. 储能约束

储能系统的运行需要满足以下约束：在充放电功率不得超过其额定限制，并且在充放电操作不能同时进行；在能量方面，储能容量需维持在运行范围内，避免过放对电池造成损坏。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{ch} \leq P_{ch,max} \cdot u(t) \\ 0 \leq P_{dis} \leq P_{dis,max} \cdot (1 - u(t)) \end{cases} \quad (14)$$

$$u_t \in \{0, 1\} \quad (15)$$

$$E_{min} \leq SOC(t) \quad (16)$$

式中：\$P_{dis,max}\$ 为储能的最高放电功率；\$P_{ch,max}\$ 为储能的最高充电功率；\$u_t\$ 为二进制变量，确保储能不能同时充电和放电，\$u_t = 1\$ 时表示充电状态，反之表示放电状态；\$E_{min}\$ 为储能系统最小容量，通常为储能系统最大容量的 10%；\$SOC(t)\$ 为 \$t\$ 时刻储能的荷电状态。

3.2.8. 抢修资源约束

抢修调度需基于电网-道路耦合模型规划路径，确定抢修队伍的抵达与故障修复时间，并确保任一故障只能被一支抢修队伍负责，以避免作业冲突，保障恢复效率。

$$F_j = s_j + T_j \quad (17)$$

$$T_{restore} \geq F_j \quad (18)$$

$$\sum_{m \in M} z_{jm} \leq 1 \quad \forall j \in J \quad (19)$$

$$s_j \geq \delta_{0,j} \cdot z_{jm} \quad (20)$$

$$\sum_{j \in J} y_{jt} \leq M \quad (21)$$

式中： F_j 为故障点 j 的修复完成时间； s_j 为故障点 j 的开始修复时间； T_j 为故障点 j 的修复所需时间； T^{restore} 为系统修复完成时间； z_{jm} 为二进制变量，表示队伍 m 被分配修复故障点 j ； $\delta_{0,j}$ 为到达故障点 j 的移动时间； y_{jt} 为二进制变量，表示故障点 j 在时间 t 正在被修复； M 为抢修队伍总数。

4. 求解方法

为求解面向多重不确定性极端灾害的配电网两阶段协同恢复模型，本文构建了一种两阶段规划求解框架，其求解流程如图 1 所示。

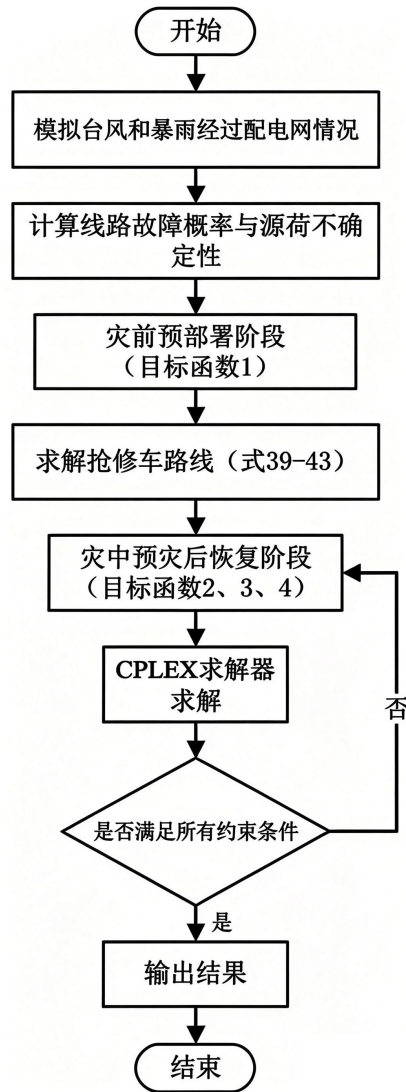


Figure 1. Flowchart for problem solving

图 1. 求解流程图

模拟极端灾害对配电网的影响，并基于计算线路故障概率，并选取故障概率最高的线路作为故障集合，从而生成典型灾害场景。开展第一阶段(灾前预部署阶段)的优化，该阶段主要包括两方面内容：一是以最小化负荷损失成本为目标，综合考虑节点负荷重要性与资源部署数量约束，确定风储与光储联合系统的优化配置方案；二是基于迪杰斯特拉(Dijkstra)算法规划抢修路径，预估各故障线路的最短恢复时间。资源配置与抢修路径结果将作为第二阶段源-网-荷-储协同调度的关键输入。

第二阶段(灾中与灾后恢复阶段)在已知电源部署和线路的恢复情况，建立以恢复系统节点数最大、加权恢复负荷量最大和系统恢复时间最小为目标函数的优化模型，并考虑功率平衡、孤岛划分等约束条件。该阶段所建模型为混合整数线性规划模型(MILP)，并调用 CPLEX 求解器求解，最终得出协同优化方案。

5. 算例计算与分析

5.1. 数据来源与参数设置

为验证本文所提模型与方法的有效性，构建了如图 2 所示的某地 39 节点配电网仿真系统。该系统节点 1 处与主网相连，并包含 38 条闭合线路。本文设定该配电网最多只能配置 2 个光储联合系统、2 个风储联合系统及 2 辆抢修车。系统参数设置如下：光储联合系统中光伏发电系统和风储联合系统中风力发电机组的容量均为 500 kW；联合系统中储能装置的设备参数如表 1 所示；负荷类型设置如表 2 所示。

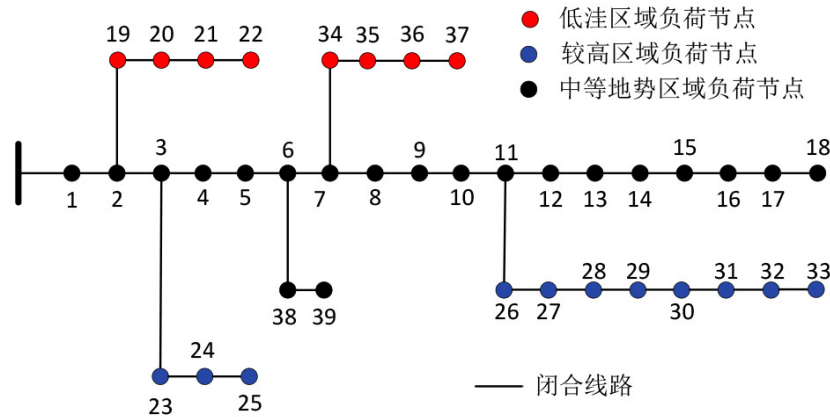


Figure 2. Distribution network with 39-nodes
图 2. 39 节点配电网

Table 1. The parameters of energy storages
表 1. 储能参数

储能编号	容量	最大充放电功率	充放电效率
ESS1	400 kWh	180 kW	0.9

Table 2. Load type
表 2. 负荷类型

负荷类型	负荷编号	权重
工业区	4, 9, 15, 19, 25, 35, 38	100
商业区	1, 3, 7, 11, 17, 22, 34, 39	10
居民区	2, 5, 6, 8, 10, 12, 13, 14, 16, 18, 20, 21, 23, 24, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 36, 37	1

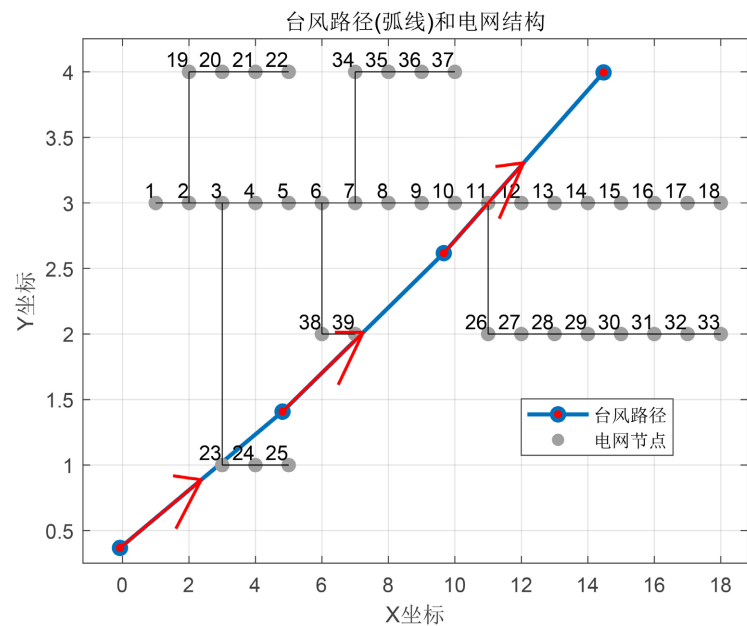


Figure 3. Process diagram of typhoon invading
图 3. 台风入侵过程图

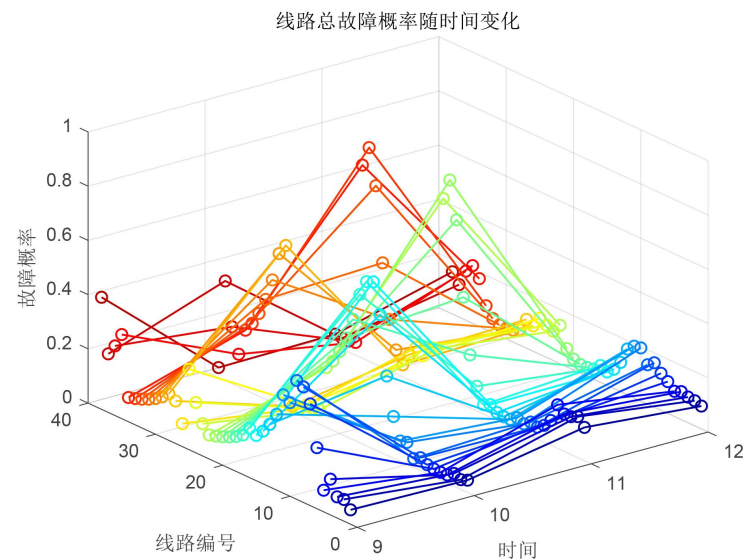


Figure 4. Probability of line failure during a disaster
图 4. 灾时线路故障概率

基于上述参数,进行线路故障率、负荷波动和电源出力等场景模拟分析。灾害模型基于文献[25]提出的 Batts 台风模型,具体参数为:最大风速 35 m/s,降雨强度 50 mm/h,排水能力 10 mm/h,下渗率 5 mm/h。同时,为进一步评估灾害对不同地势影响,将负荷节点依据所在地势海拔高度划分为低洼、中等与较高三类区域(图 2),这一划分为分析不同地势区域的淹没风险提供了参考依据。

本次模拟的台风自西南向东北方向移动,于 9:00 开始影响配电网,至 12:00 结束,持续时长为 4 小时,其具体移动路径如图 3 所示。基于第建立的故障概率模型与图 3 所示的台风入侵配电网的过程图,仿真得到灾害期间元件的时变故障概率。故障概率仿真结果如图 4 所示,展示了灾时 4 个时段线路的故

障概率变化。在灾中和灾后阶段的协同恢复需要在故障情况下进行模拟,故需要设置故障场景。由图 4 所示的线路时变故障概率,将各时段中故障概率最高的线路定义为最可能发生故障典型场景。不同时段故障概率最高线路如下: 9:00 为线路 6-7 与 6-38; 10:00 为线路 11-12 与 11-26; 11:00 为线路 16-17 与 31-32; 12:00 为线路 34-35。根据不同时段选取的故障线路,形成典型故障场景,如表 3 所示。

Table 3. Fault line situation during the disaster

表 3. 灾中故障线路情况

时间	故障线路
9:00	6-7, 6-38
10:00	6-7, 6-38, 11-12, 11-26
11:00	6-7, 6-38, 11-12, 11-26, 16-17, 31-32
12:00	6-7, 6-38, 11-12, 11-26, 16-17, 31-32, 34-35

5.2. 优化结果分析

5.2.1. 第一阶段结果分析

为评估极端灾害下配电网的停电损失,首先对其缺电情况展开分析。由图 4 可知,线路 6-7、11-12 等在灾害高峰期故障概率显著上升,这些关键线路一旦中断,将引发大范围停电,致使期望缺供电量急剧攀升至 4.79 MWh。图 5 显示了灾害期间(9:00~12:00)系统总缺电功率始终高于 1 MW。基于上述分析,本文识别出两个关键恢复问题:灾前资源的合理部署,以及灾后线路连通性的快速恢复。

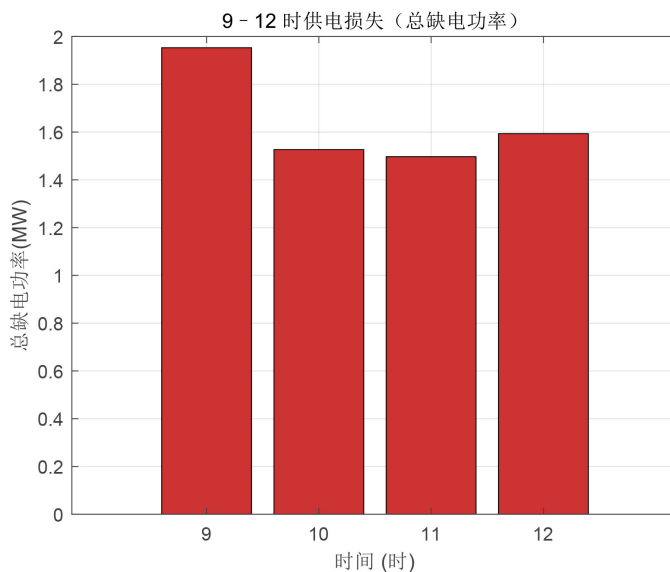


Figure 5. Total power shortage during the disaster

图 5. 灾时总缺电功率

关键问题一:灾前资源优化部署。通过求解两阶段规划模型的第一阶段,以最小化期望负荷损失成本为目标,求解风储联合系统和光储联合系统的优化部署方案。由图 6 所示,节点 9、15、35、38 的负荷损失成本最高,均为工业区负荷。因此,本文将风储联合系统与光储联合系统优先部署上述节点处,具体方案如表 4 所示。

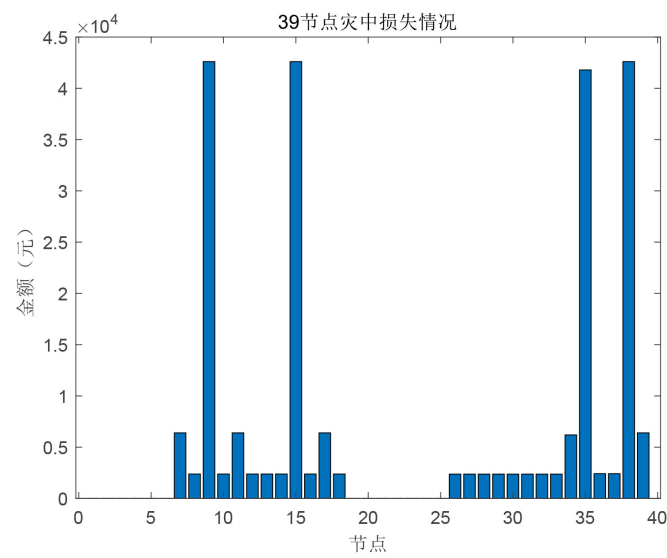


Figure 6. Loss costs at each load node (9:00~12:00)
图 6. 负荷节点的损失成本(9:00~12:00)

Table 4. Deployment status of combined photovoltaic-storage and wind-storage system
表 4. 光储与风储联合系统部署情况

设备	部署节点
光储联合系统	35, 38
风储联合系统	9, 15

关键问题二：灾后恢复路径规划。为实现灾后恢复过程的准确模拟，需确定故障线路恢复时间。本文建立了抢修路径规划模型，并将线路映射为道路图中的节点(图 7)，从而构建完整的道路网络。模型参数设置如下：各故障线路现场修复时间统一设为 30 分钟；不同等级道路的通行时间分别为快速路 20 分钟、主干路 30 分钟、次干路 25 分钟、支路 13.5 分钟。在此基础上，采用迪杰斯特拉算法，以抢修总时间最短为目标，对抢修路径进行规划。

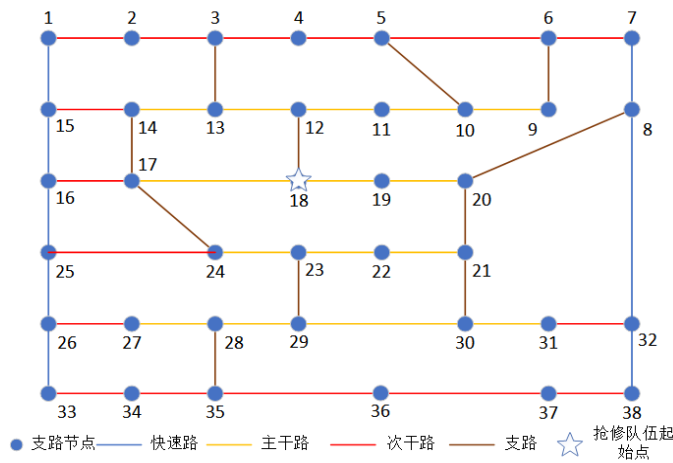


Figure 7. Road topology diagram
图 7. 道路拓扑图

根据上述路径优化模型,求解得出两辆抢修车的最优任务分配方案:抢修车一负责修复线路 11-12 (道路节点 15)、11-26 (节点 16)、31-32 (节点 33)和 34-35 (节点 35);抢修车二负责线路 6-7 (节点 8)、6-38 (节点 9)及 16-17 (节点 21)的修复工作。模拟结果显示,所有故障线路在 18 时前完成修复,线路具体恢复时间如表 5 所示,配电网重新恢复至无故障运行状态。

Table 5. Repair time for each fault point

表 5. 各故障点修复时间

线路	修复完成时间
11-12	103.5 min
16-17	103.5 min
11-26	153.5 min
6-7	160.5 min
31-32	243.5 min
6-38	249 min
34-35	323.5 min

5.2.2. 第二阶段结果分析

在完成第一阶段关键的基础上,本阶段对灾中与灾后(9:00~17:00)的协同恢复过程进行分析。如图 5、图 6 与图 8 所示,灾中分布式电源出力大幅下降,负荷需求也因内涝而变动,多重不确定性显著增加了系统恢复的复杂度。为应对此局面,本文所提方法依据不同时段线路故障情况(表 5)动态实施灵活孤岛划分策略,并充分发挥储能的支撑作用。利用灾前部署阶段已充满电的储能,使其在灾中和灾后能够直接放电,以弥补分布式电源的出力缺口。

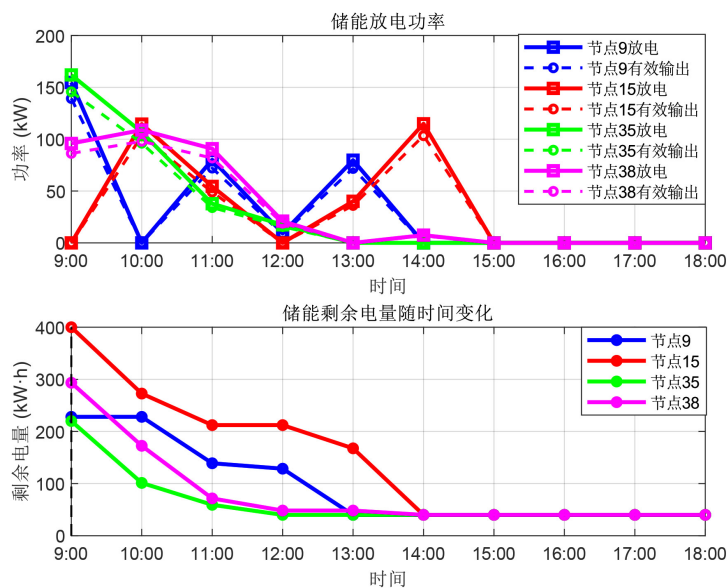


Figure 8. Operation of energy storage

图 8. 储能运行情况

由图 8 和图 9 可知,在灾中阶段(9:00~12:00)储能开始放电操作,有效维持了孤岛内的功率平衡。如图 9 所示,在 9:00~12:00 时段,通过调整控制策略使储能合理放电,满足本文要求的最大化恢复系统负

荷节点和负荷分级恢复比例约束。在 9:00 时，与主网断开连接的节点都能够与联合系统连通，此时联合系统中储能进行放电操作。在 10:00 与 11:00 时，节点 9 和节点 35 的联合系统形成一个孤岛运行(蓝色虚线框)。为了最大化利用储能的电量，其节点 9 与节点 35 处的储能根据孤岛需求进行放电。在 12:00 时，由于大部分节点与联合系统失去连接，储能转为小功率放电，以提供必要的功率支撑。

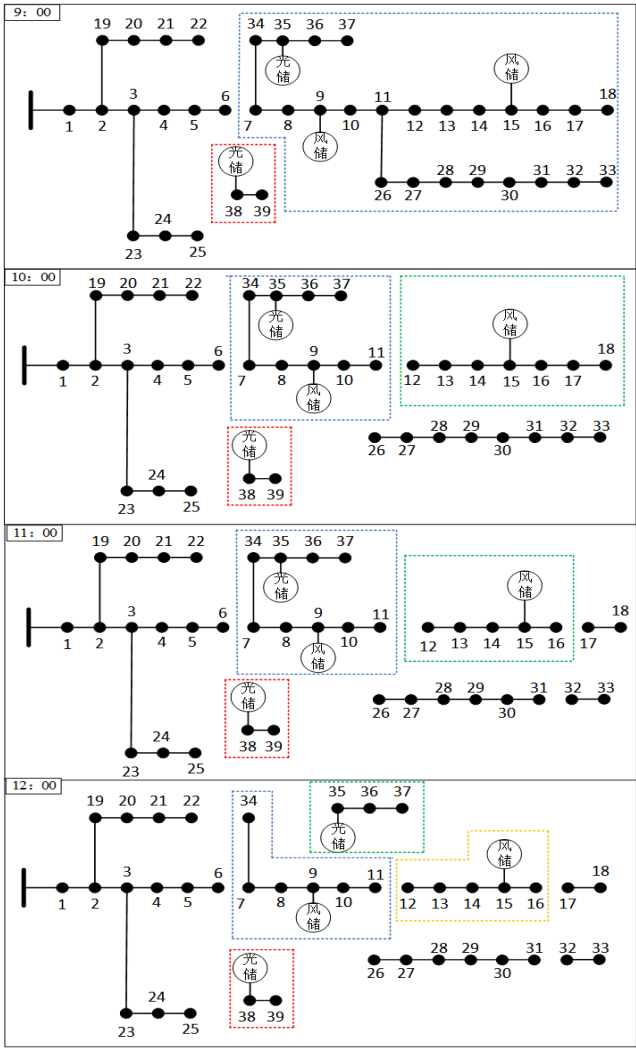


Figure 9. Island division results at 9:00~12:00
图 9. 9:00~12:00 孤岛划分结果

由图 10 和图 11 孤岛划分结果所示，在灾后阶段(13:00~17:00)，分布式电源出力逐步恢复正常及故障线路相继恢复，本文根据孤岛划分结果将灾后阶段分成 4 个连续时间段进行分析。在 13:00 时，节点 9、15 和 38 处的储能进行放电操作，继续维持孤岛的运行。在此次放电操作后，节点 9 处储能达到最低容量限度，后续不再参与放电。在 14:00 时，节点 15 和 38 放电至最低容量限度。部署至节点 38 处光储联合系统，光伏在灾中因天气条件出力受限，直至灾后方才逐步恢复。在此期间，储能通过有序降低其放电功率，实现了与光伏出力的协同配合。部署至节点 15 处的储能则考虑到因线路恢复而孤岛融合的情况，在此时则将剩余电量全部放出维持工业区负荷的需求。在 15:00~16:00 时，随着大部分节点与主网恢复连接，该电力系统仅剩节点 35 与 38 处光储联合系统仍维持孤岛运行。该孤岛内负荷节点依靠光伏出

力实现供需平衡。在 17:00 时, 根据线路修复情况, 仅剩 34-35 线路未被修复。此时, 系统仅剩节点 35 处光储联合系统继续保持孤岛运行状态。

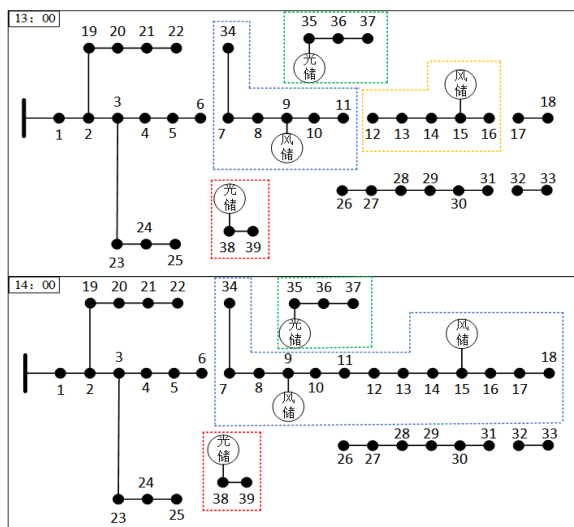


Figure 10. Island division results at 13:00~14:00

图 10. 13:00~14:00 孤岛划分结果

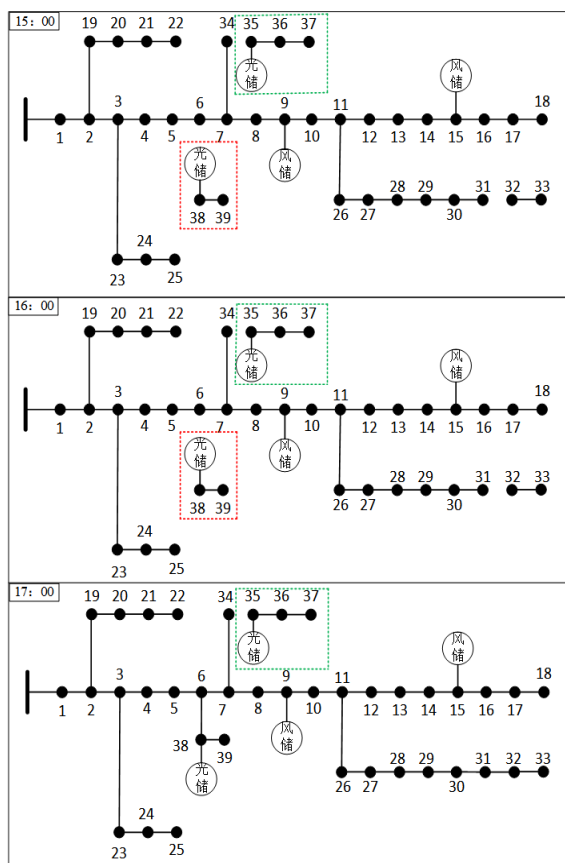


Figure 11. Island division results at 15:00~17:00

图 11. 15:00~17:00 孤岛划分结果

通过上述两阶段协同优化，系统能够根据线路恢复情况进行灵活孤岛切换。储能系统依据各时段的孤岛划分状况，以及电源出力、负荷需求的实时变化，动态优化其放电策略，以实现源-网-荷-储的高效协同。

由图 12 结果可知，各等级负荷的恢复情况如下：一级负荷(工业)在 15:00 时内完全恢复(达 100%)，二级负荷(商业)和三级负荷(居民)在同一时刻分别恢复至 97%和 89%，均满足预设的最低恢复比例要求。表 6 对比了不同场景下的负荷损失成本：若不配置分布式电源与储能，灾害期间的负荷损失成本高达 241106.31 元；而采用本文所提协同恢复方法，损失成本降至 110318.55 元，降幅达 54.2%。

上述分析表明，本文所提出的两阶段协同恢复方法不仅在技术上实现了快速供电恢复，还能显著减少灾害导致的经济损失，体现了其在应对多重不确定性极端灾害方面的综合优势。

Table 6. Load loss cost during the disaster
表 6. 灾中负荷损失成本

部署情况	负荷损失成本
未部署风储/光储联合系统	241106.31 元
部署风储/光储联合系统	110318.55 元

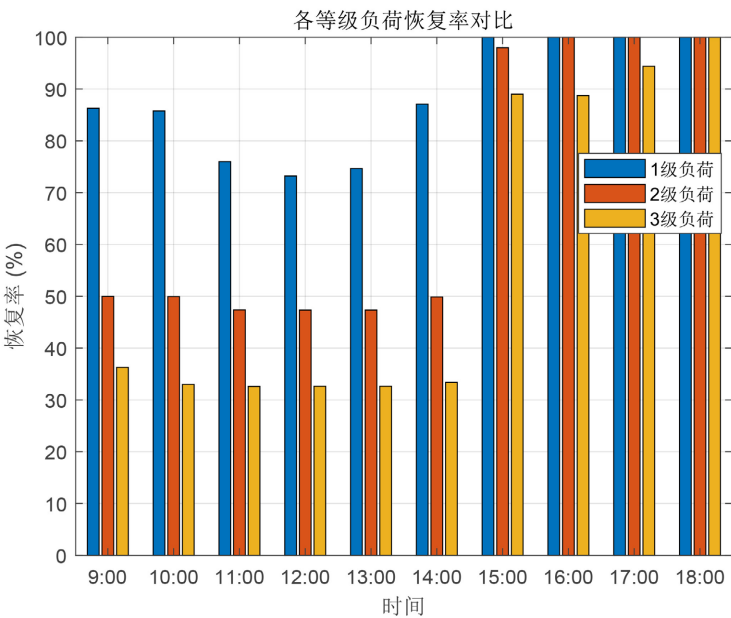


Figure 12. Load restoration rates for each level
图 12. 各等级负荷恢复率

6. 结论

本文针对极端灾害下配电网面临的多重不确定性挑战，提出了一种两阶段协同恢复与韧性提升方法。主要工作与结论如下：

- (1) 本文提出的多不确定性模型能够有效刻画极端灾害下线路故障、负荷波动及分布式电源出力的时变特征，为复电调度提供了更准确的输入条件。
- (2) 两阶段协同优化策略(灾前风储/光储联合系统部署与抢修路径规划，灾中/灾后源-网-荷-储动态协调)可实现多时间尺度资源的有机配合，显著提升孤岛划分与供电恢复的灵活性。

(3) 算例结果表明, 与不配置分布式电源和储能的方案相比, 所提方法使负荷损失成本降低 54.2%, 且各等级负荷恢复比例均满足最低要求, 验证了模型在提升配电网抗灾韧性及经济性方面的实用价值。

本文所提两阶段协同恢复模型基于 39 节点配电网算例验证了其有效性, 但实际电网在拓扑结构、规模尺度及灾害类型上差异显著, 有必要对其通用性及潜在调整方向展开讨论。

(1) 不同拓扑结构的适用性

本文模型的核心约束(如辐射状连通性、孤岛功率平衡、二阶锥潮流)并不依赖于特定网架形式, 因此可推广至辐射状、环状乃至多端互联的配电网。对于环网或含多路联络开关的复杂拓扑, 仅需在连通性约束中补充联络支路的二进制变量, 并调整孤岛划分的生成规则, 即可保留模型框架。然而, 对于含大量 T 接分支或复杂开关状态的网络, 整数变量规模可能急剧增加, 此时需引入分支定界启发式或 Benders 分解以提高求解效率。

(2) 不同电网规模的可扩展性

随着节点数增加(如 100 节点以上), MILP 模型的求解时间将成为主要瓶颈。本文采用 CPLEX 直接求解适用于中等规模系统; 对于大规模系统, 可采取以下措施: ① 在灾前部署阶段引入聚类算法, 对负荷节点按地理位置和重要性进行聚合降维; ② 在灾中恢复阶段采用滚动时域优化, 仅对未来有限时段进行决策, 减少变量维度; ③ 利用并行计算或分布式优化框架分解子问题。因此, 模型具备向大规模系统扩展的理论基础, 但工程实现时需平衡精度与计算负担。

(3) 不同类型灾害的适应性

本文以台风暴雨灾害为背景建立了设备故障概率模型和负荷波动模型, 但模型框架对地震、洪水、冰灾等灾害同样具有适应性, 关键在于替换故障概率输入模块。例如: 地震灾害可采用基于峰值加速度(PGA)的杆塔失效模型; 洪水灾害可采用水深-流速联合淹没模型; 冰灾可采用覆冰厚度-弧垂模型。负荷波动模型也需根据灾害特征调整——台风中负荷下降主要由停电引起, 而高温灾害中制冷负荷可能剧增, 此时需修改负荷预测模块, 但不影响整体两阶段优化结构。此外, 不同类型灾害的时间尺度不同(台风持续数小时, 地震瞬时), 需调整离散时段步长和抢修资源到达时间计算方法。

(4) 对数据与参数的敏感性

模型依赖灾害参数(风速、降雨量等)和设备参数(绝缘子闪络临界风速、变压器淹没深度等), 这些参数通常具有区域差异性。实际应用时, 建议结合当地历史灾害统计数据和设备运维记录进行参数校核, 必要时引入区间鲁棒优化来处理参数认知不确定性, 以增强模型在不同地区的稳健性。

基金项目

南方电网有限责任公司科技计划项目(20970800JSFWF20260900011)。

参考文献

- [1] 张信哲, 秦文萍, 朱志龙, 等. 台风扰动下计及线路老化与连锁故障的输电网韧性评估[J]. 电网技术, 2024, 48(10): 4094-4108.
- [2] 张海锋, 张懿夫, 张家郡. 面向极端灾害的配电网和通信网联合故障抢修恢复策略优化方法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2025, 37(5): 149-158.
- [3] 潘凯岩, 刘宏达, 赵瑞峰. 极端自然灾害下新型配电系统韧性提升技术综述与展望[J]. 电力系统自动化, 2026, 50(6): 1-15.
- [4] 薛宇晴, 杨镜非, 许家乐. 风灾影响下考虑移动氢储能的配电网滚动恢复策略[J]. 电力系统及其自动化学报, 2026, 38(3): 114-123, 131.
- [5] 张瑞, 田佳, 李璐璐, 等. 计及源/网不确定性的区域电网有功不平衡度评估[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(32):

- 13854-13860.
- [6] 杨廷天, 林星辛, 曾柯寒, 等. 暴雨灾害下计及移动应急电源优化的电网负荷恢复策略[J]. 中国电力, 2026, 59(2): 90-103.
- [7] 唐文虎, 杨毅豪, 李雅晶, 等. 极端气象灾害下输电系统的弹性评估及其提升措施研究[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(7): 2244-2254, 2403.
- [8] 苑子俊, 张衡, 时珊珊, 等. 考虑台风特征与线路故障双重不确定性的源-网-储协同规划[J]. 电力系统自动化, 2025, 49(24): 75-86.
- [9] 袁杨, 张衡, 程浩忠, 等. 台风灾害下考虑多类型故障不确定性的源网荷协同弹性提升模型[J]. 电网技术, 2024, 48(6): 2541-2549.
- [10] 侯慧, 俞菊芳, 谢宇风, 等. 数据驱动的台风灾害下配网 10kV 杆塔受损空间分布预测[J]. 电网技术, 2021, 45(9): 3681-3692.
- [11] 黄婧杰, 聂焕, 张荐, 等. 主动配电网灾后韧性提升的孤岛划分与故障抢修协同方法[J]. 电力自动化设备, 2025, 45(10): 128-134.
- [12] 吴振华, 边晓燕, 周波, 等. 计及信息-能量耦合节点重要度的主动配电网灾后孤岛划分方法[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(2): 74-81.
- [13] 杨澳萌. 台风灾害下配电网考虑应急资源灾前配置的应急抢修策略研究[D]: [硕士学位论文]. 南京: 南京理工大学, 2024.
- [14] 马静, 李杰, 查裕成, 等. 基于受灾强度预测的灾前-灾中联合应急调度策略[J/OL]. 电网技术: 1-13. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2025.0965>, 2025-11-14.
- [15] 杨丽君, 吕雪姣, 李丹, 等. 含分布式电源的配电网多故障抢修与恢复协调优化策略[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(20): 13-19.
- [16] 祝昊, 付炜, 谢海鹏, 等. 考虑元件故障位置不确定性的维修队预调度与灾后派遣方法[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(6): 161-168.
- [17] 郁琛, 李尚轩, 谢云云, 等. 考虑交通网与配电网信息融合的台风后配电网抢修策略优化[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(4): 15-24.
- [18] 卢建刚, 赵瑞锋, 余志文, 等. 一种计及源荷不确定性的有源配电网动态故障恢复方法[J]. 自动化与仪器仪表, 2025(4): 289-293.
- [19] 王红君, 陈智晴, 赵辉, 等. 考虑风光荷不确定性的配电网故障恢复策略[J]. 电网技术, 2022, 46(11): 4356-4364.
- [20] 陈仕龙, 孙建华, 王健, 等. 台风灾害下考虑差异化动态调度的配电网综合韧性提升方法[J]. 电力自动化设备, 2025, 45(10): 3-11, 21.
- [21] 梁振锋, 闫俊杰, 李江锋, 等. 极端暴雨灾害下城市配电网风险评估方法[J]. 电网技术, 2023, 47(10): 4180-4190.
- [22] 曾振锋. 考虑柔性负荷和 N-1 故障的配电网规划方法[D]: [硕士学位论文]. 南昌: 南昌大学, 2024.
- [23] 加鹤萍, 吴昌蔚, 刘敦楠, 等. 极端天气下含灵活资源的新型电力系统韧性研究综述[J]. 电力建设, 2026, 47(1): 90-111.
- [24] 许寅, 吴翔宇, 王颖. 极端事件下基于城市分区电网孤岛运行的韧性提升技术研究及展望[J]. 供用电, 2024, 41(8): 45-53.
- [25] 张晓, 毛艺静, 许彦, 等. 台风灾害下考虑调节特性的多元资源紧急协调调度[J]. 电力系统自动化, 2025, 49(24): 63-74.