

考虑不确定性因素影响的配电网防灾资源规划

卢国文¹, 吕晓杰^{1*}, 吴亚雄¹, 刘树楷¹, 唐惠玲², 吴杰康³

¹中国南方电网有限责任公司, 广东 广州

²广东工业大学物理与光电工程学院, 广东 广州

³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

极端灾害对配电网安全运行构成严峻威胁, 其不确定性(灾害强度、负荷波动、电源出力)显著增加了防灾资源规划的难度。本文提出一种考虑多重不确定性的配电网防灾资源规划方法。首先, 建立设备故障概率模型(线路绝缘子闪络、杆塔倒塌及变压器水淹)、负荷动态修正模型以及分布式电源(光伏、风电)时变出力模型, 量化灾害全过程的源-荷不确定性。其次, 构建以最小化负荷损失成本为目标的两阶段优化模型: 灾前阶段优化风储与光储联合系统的部署位置及抢修路径, 灾中/灾后阶段协调储能放电与分布式电源出力, 满足负荷分级恢复、功率平衡及资源数量等约束。采用混合整数线性规划求解。在39节点系统上的多场景仿真表明, 所提方法可根据灾害强度动态调整资源策略, 部署联合系统后负荷损失成本降幅达51.8%~83.2%, 验证了模型在提升配电网抗灾经济性与适应性方面的有效性和鲁棒性。

关键词

配电网, 极端灾害, 防灾, 资源规划, 不确定性因素

Disaster Prevention Resource Planning for Distribution Networks Considering the Impact of Uncertainty Factors

Guowen Lu¹, Xiaojie Lv^{1*}, Yaxiong Wu¹, Shukai Liu¹, Huiling Tang², Jiekang Wu³

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

²School of Physics & Optoelectronic Engineering, Guangdong University of Technology, Guangzhou Guangdong

³School of Automation, Guangdong University of Technology, Guangzhou Guangdong

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

*通讯作者。

文章引用: 卢国文, 吕晓杰, 吴亚雄, 刘树楷, 唐惠玲, 吴杰康. 考虑不确定性因素影响的配电网防灾资源规划[J]. 智能电网, 2026, 16(5): 171-184. DOI: 10.12677/sg.2026.165019

Abstract

Extreme disasters pose severe threats to the secure operation of distribution networks, and their uncertainties—including disaster intensity, load fluctuations, and distributed generation output—significantly increase the difficulty of disaster prevention resource planning. This paper proposes a planning method that accounts for multiple uncertainties. First, equipment failure probability models (covering insulator flashover, pole/tower collapse, and transformer flooding), a dynamic load correction model, and time-varying output models for distributed generators (photovoltaic and wind power) are established to quantify the source-load uncertainties throughout the disaster process. Second, a two-stage optimization model is constructed to minimize the load loss cost: the pre-disaster stage optimizes the siting of wind-storage and PV-storage combined systems as well as repair routing, while the in-disaster/post-disaster stage coordinates storage discharge and distributed generation output, subject to constraints on load-class restoration, power balance, and resource availability. The model is solved via mixed-integer linear programming. Multi-scenario simulations on a 39-node system demonstrate that the proposed method can dynamically adjust resource strategies according to disaster intensity, achieving a reduction in load loss cost of 51.8%~83.2% after deploying the combined systems, thereby verifying its effectiveness and robustness in enhancing the economic resilience and adaptability of distribution networks against disasters.

Keywords

Distribution Network, Extreme Disasters, Disaster Prevention, Resource Planning, Uncertainty Factors

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

台风、洪涝等极端天气事件严重威胁配电网安全运行。台风伴随强风暴雨，可致线路断裂、杆塔倒塌及设备损坏，引发大面积停电[1]；沿海地区台风登陆时架空线路故障率显著上升。洪涝灾害则因积水淹没变电站、配电室，造成电气短路或绝缘失效，且其影响具有空间异质性与时间动态性[2]。全球气候变化使极端事件频率与强度上升，灾害风险加剧。台风路径及风力的不确定性使防灾难度加大，其损失涵盖停电损失(用户经济与社会影响)与投资成本(加固、分布式电源等)[1]；洪涝影响则与降雨量、地形等因素密切相关[2]。灾害对配电网的影响兼具设备直接破坏与系统连锁反应的多维复杂性。

科学规划防灾资源是提升配电网抗灾与恢复能力、减少灾害损失的关键。优化配置可确保灾前将有限资源优先投向高风险区或重要负荷，降低停电风险[3]，并为灾后抢修提供支撑，缩短停电时间[3]。规划的经济性体现在减少停电导致的工业停滞与生活影响[1]；社会层面则保障公共安全与供电信任度[4]。此外，规划需兼顾多种灾害叠加场景，以提升整体韧性[5]。因此，该规划不仅是技术问题，更是经济、社会与环境多维度综合课题。

国内外已围绕韧性提升、资源配置优化及多目标综合规划取得丰富成果。韧性方面，提出三维评估指标体系(状态、架构、时间)[2]，及计及储能应急响应的双层规划模型[4]；资源配置方面，应用贝叶斯网络计算停运风险[6]，台风差异化加固方法模拟全过程风况[5]。然而，现有研究仍存不足：多未充分建

模不确定性,难以反映灾害动态性[6];多目标协调机制不完善,经济性与可靠性平衡困难[5];成果在大规模工程中适用性待验证[4]。总体看,研究正从单目标向多目标、确定性向不确定性发展,但需深化理论并加强实践验证[4][5]。

早期依赖经验性人工规划,基于历史灾害数据与专家经验制定加固策略,以定性评估为主,辅以简单统计[7]。例如台风区增加杆塔基础或更换导线。此方法主观性强,依赖历史数据,难以适应新型极端事件;缺乏系统量化工具,方案或保守或不足,忽视经济-可靠性平衡,适用性受限[7][8]。随着数学建模与计算机技术发展,方法转向数据驱动与模型驱动结合。引入线性/非线性/整数规划等模型[9],如蒙特卡罗仿真优化模型评估加固策略[10];地理信息系统(GIS)及仿真软件辅助灾害模拟。同时关注多目标优化,权衡加固费用、失负荷成本与分布式能源效率[10]。但此类方法对数据与计算能力要求高,处理高维不确定性仍不足[9]。智能化方法(机器学习、深度学习、智能优化)显著进展。如径向基函数神经网络(RBF)映射气象地理信息与故障率,引入信息扰动系数提升预测准确性[11];遗传算法、粒子群等多目标求解效率提高[12];随机优化与信息间隙决策理论结合增强鲁棒性[11]。挑战在于灾害数据获取难,模型泛化弱[12],计算复杂度高,可解释性不足[11]。但潜力巨大,需持续改进。

线性规划求解效率高、保证全局最优,但难以处理非线性关系[7];非线性规划更贴合复杂映射,但计算成本高[9];混合整数规划处理离散决策变量(如加固类型、选址定容),三阶段鲁棒模型采用混合整数规划确定加固与分布式电源配置[1]。方法选择需权衡问题复杂性、资源与精度。遗传算法(GA)全局搜索力强,避免局部最优,但收敛慢、参数敏感[1];粒子群(PSO)速度快、易实现,局部搜索较弱[8];蚁群算法(ACO)信息素引导搜索,但易陷入局部最优且计算量大[12];模拟退火(SA)以概率接受劣解,适合多目标[11]。实际中需结合问题特点选用或改进,以平衡效率与精度。

本文在识别灾害时间、强度及负荷不确定性并明确其影响基础上,采用随机规划量化不确定性并构建优化模型;利用多目标优化平衡经济性、可靠性与韧性;借助智能算法高效求解复杂优化问题,最终生成符合实际需求的规划方案。

2. 设备-负荷多重不确定性建模

2.1. 设备故障概率模型

2.1.1. 线路故障模型

由于配电线路长期暴露在自然条件下,极端灾害极易导致其发生故障,因此需建立相应的线路故障概率模型[13]。在风灾下,强风会导致线路上的绝缘子发生偏转,导致空气间隙减小,引发电气间隙击穿。绝缘子故障概率计算方法由式(1)~(5)给出。风荷载的计算式为:

$$F_w = 0.5\rho U(x,y,t)^2 \cdot A \cdot C_d \quad (1)$$

式中: ρ 为空气密度; $U(x,y,t)$ 为风场模型的实时风速; A 为导线或杆塔的迎风面积; C_d 为风阻系数。

风偏角是影响绝缘子偏转程度的关键因素,其计算式为:

$$\theta(F_w) = \arctan\left(\frac{F_w}{G}\right) \quad (2)$$

式中: θ 为绝缘子风偏角; F_w 为风荷载; G 为绝缘子自重荷载。

风偏角的改变会影响绝缘子之间的有效空气间隙,进而影响线路的安全性。有效空气间隙可以通过以下式子计算:

$$D_e = D_i - L \cdot \sin(\theta) \quad (3)$$

式中：\$D_e\$ 为有效空气间隙；\$D_i\$ 为初始设计空气间隙；\$L\$ 为绝缘子串长度；\$\theta\$ 为绝缘子风偏角。

在绝缘子闪络概率模型中，临界风速与有效空气间隙的函数关系如下：

$$U_{50} = U_{base} \cdot \frac{D_e}{D_i} \quad (4)$$

式中：\$U_{50}\$ 为绝缘子在有效空气间隙下的临界风速；\$U_{base}\$ 为基准临界风速，即在初始设计空间间隙下，绝缘子不发生闪络的临界风速；\$D_e\$ 为有效空气间隙；\$D_i\$ 为初始设计空气间隙。

绝缘子闪络概率模型通常采用基于高斯分布的 Probit 模型进行计算，其模型式为：

$$P_{flashover} = \phi\left(\frac{U - U_{50}}{\sigma}\right) \quad (5)$$

式中：\$\phi(\cdot)\$ 为标准正态分布的累积分布函数；\$U\$ 为实时风速；\$U_{50}\$ 为绝缘子闪络临界风速；\$\sigma\$ 为绝缘子闪络临界风速的样本标准差，单位为 m/s。

在风灾下，还会造成线路杆塔倒塌，其故障概率可按下式计算：

$$P_{line} = \frac{1}{1 + \exp(-\alpha \cdot (U - U_{50}))} \quad (6)$$

式中：\$\alpha\$ 为曲线陡度参数，表示不确定性；\$U\$ 为实时风速；\$U_{50}\$ 为绝缘子闪络临界风速。

2.1.2. 配电设备故障模型

淹没引起的故障是配电变压器在洪涝灾害中最主要的失效模式，一旦积水超过其防护等级，水浸入会导致设备短路[14]。故障概率的式为：

$$P_s = \gamma_{geo} \cdot \gamma_{flood} \cdot \left[\frac{1}{1 + \exp(-\beta \cdot (F - F_c))} \right] \quad (7)$$

式中：\$F\$ 为变压器所在地点的积水深度；\$F_c\$ 为临界淹没深度；\$\gamma_{geo}\$ 为地理环境修正因子；\$\gamma_{flood}\$ 为防洪措施修正因子。

其中地理环境修正因子和防洪措施修正因子的计算式子如下所示。

$$\gamma_{geo} = 1 + \eta \cdot \exp(-k \cdot (Z_{ref} - Z)) \quad (8)$$

$$\gamma_{flood} = \begin{cases} 1, & F < F_{barrier} \\ \kappa, & F \geq F_{barrier} \end{cases} \quad (9)$$

式中：\$Z\$ 为变压器安装点的海拔高度；\$Z_{ref}\$ 为区域参考海拔高度；\$\eta\$、\$k\$ 为拟合参数；\$F\$ 为变压器所在地点的积水深度；\$F_{barrier}\$ 防洪措施的有效高度；\$\kappa\$ 为极小的衰减量。

2.2. 灾害下的负荷不确定性模型

在灾害环境下，负荷不再是简单的基准线，其功率需求会随着灾害的时空演变而剧烈波动。通过引入负荷动态修正系数来描述灾害过程的负荷功率波动。负荷节点 \$i\$ 在时间 \$t\$ 实际有功功率 \$P_i(t)\$ 可表示为：

$$P_i(t) = P_{i,base}(t) \cdot K_i(t) \quad (10)$$

式中：\$P_{i,base}(t)\$ 为正常天气下的基线负荷功率；\$K_i(t)\$ 为负荷动态修正系数。

由于负荷在不同区域受到的影响不同，负荷动态修正系数的计算方式也会因区域类型而异。其不确定性主要来源于积水深度对负荷的影响。

工业区,生产活动对灾害极为敏感,一旦超过强度超过临界值,负荷会快速平滑地下降至一个很低的水平。工业区负荷修正系数可按式计算:

$$K_{\text{ind}} = K_{\text{min}} - \frac{K_{\text{max}} - K_{\text{min}}}{1 + e^{(-k_{\text{ind}}(H - H_{\text{c,ind}}))}} \quad (11)$$

式中: K_{max} 为无灾害时的正常负荷水平,工业区通常取值为 1; K_{min} 为灾害极强时,仅维持保安用电、消防、关键监控等的最低负荷水平,工业区通常取值为 0.15; $H_{\text{c,ind}}$ 为工业区的临界积水深度,通常取值为 0.5 米; k_{ind} 为陡度参数,在工业区下通常取值为 4; H 为经过地形修正的有效积水深度。

商业区(如商场、写字楼)对灾害也较敏感,但其响应可能略慢于工业区,下降过程稍缓。商业区负荷修正系数可按式计算:

$$K_{\text{com}} = K_{\text{min}} - \frac{K_{\text{max}} - K_{\text{min}}}{1 + e^{(-k_{\text{com}}(H - H_{\text{c,com}}))}} \quad (12)$$

式中: K_{max} 为无灾害时的正常负荷水平,商业区通常取值为 1; K_{min} 为灾害极强时,灾害极强时,维持应急照明、消防系统等的基本负荷水平,商业区通常取值为 0.1; $H_{\text{c,com}}$ 为商业区的临界积水深度,通常取值为 0.4 米; k_{com} 为陡度参数,在商业区下通常取值为 3; H 为经过地形修正的有效积水深度。

居民负荷行为复杂,通常呈现先微升后降的非对称特性,因此采用分段组合函数描述负荷修正系数。

$$K_{\text{res}} = \begin{cases} K_{\text{max}} + \chi H, & H < H_{\text{peak}} \\ K_{\text{min}} + \frac{H_{\text{peak}} - K_{\text{min}}}{1 + e^{(-k_{\text{res}}(H - H_{\text{c,res}}))}}, & H \geq H_{\text{peak}} \end{cases} \quad (13)$$

式中: K_{max} 为无灾害时正常负荷水平,居民区通常取值为 1; χ 为负荷增长系数,取值为 0.4; H_{peak} 为负荷峰值对应的积水深度; $H_{\text{c,res}}$ 为临界积水深度; k_{res} 为陡度参数; H 为经过地形修正的有效积水深度。

2.3. 分布式电源时空出力不确定性模型

2.3.1. 光伏系统出力模型

灾害天气会导致光伏系统出力明显下降,这主要是由云层遮挡(暴雨)、面板积灰(风雨)以及面板物理损坏(强风或冰雹)等因素造成的。光伏单元瞬时最大出力可按式计算:

$$P_{\text{PV,max}} = P_{\text{stc}} \cdot \frac{G(t)}{G_{\text{stc}}} \cdot [1 - \gamma_{\text{temp}} \cdot (T_{\text{cell}} - T_{\text{stc}})] \quad (14)$$

式中: P_{stc} 为光伏系统最大理论出力; $G(t)$ 为光伏板所在位置的地表太阳总辐射度; G_{stc} 为标准测试条件定义的参考辐射度; γ_{temp} 为功率温度系数; T_{cell} 为光伏电池片的实际工作温度; T_{stc} 为标准测试条件定义的参考温度。

灾害下的综合效率衰减系数:

$$\eta_{\text{PV,d}} = \eta_{\text{cloud}} \cdot \eta_{\text{soiling}} \cdot \eta_{\text{damage}} \quad (15)$$

式中: η_{cloud} 为云层遮挡导致的效率衰减系数; η_{soiling} 为面板表面污染导致的效率衰减系数; η_{damage} 为物理损坏导致的效率衰减系数。

综上,灾害下光伏系统的实际出力模型为:

$$P_{\text{pv}}(t) = P_{\text{pv,max}} \cdot \eta_{\text{pv,d}} + \varepsilon_{\text{pv}}(t) \quad (16)$$

式中: $P_{\text{pv,max}}$ 为光伏单元瞬时最大出力; $\eta_{\text{pv,d}}$ 为综合效率衰减系数; $\varepsilon_{\text{pv}}(t)$ 为随机误差项。

2.3.2. 风力发电机组出力模型

风力发电机组的出力与风速密切相关，在灾害天气下，还会受到湍流等因素的影响。风力发电机组的出力模型如下式所示：

$$P_{wt}(t) = P_{wt,normal}(t) \cdot \eta_{wt} \quad (17)$$

式中：\$P_{wt,normal}(t)\$ 为正常天气下的风电出力；\$\eta_{wt}\$ 为风力发电机组在灾害天气下的衰减系数。

2.3.3. 储能模型

储能系统在极端灾害至关重要，能够主动参与系统调度、实现能源时空平移，并提供关键支撑。储能系统的荷电状态与充放电功率有关，其式子如下所示：

$$SOC(t+1) = SOC(t) + [\eta_{ch} \cdot P_{ch}(t) \cdot \Delta t - \eta_{dis} \cdot P_{dis}(t) \cdot \Delta t] \quad (18)$$

式中：\$SOC(t)\$ 为 \$t\$ 时刻储能的荷电状态；\$P_{ch}(t)\$ 为 \$t\$ 时刻储能的充电功率；\$P_{dis}(t)\$ 为 \$t\$ 时刻储能的放电功率；\$\eta_{ch}\$ 为充电效率；\$\eta_{dis}\$ 为放电效率。

3. 防灾资源规划的优化模型

3.1. 目标函数

防灾资源规划的目标是总负荷损失成本最小化。

$$\min f_1 = \sum_{i \in \Omega_{load}} c_{loss,l} \cdot P_{i,l}^{loss}(t) \quad (19)$$

式中：\$c_{loss,l}\$ 为 \$l\$ 级负荷的单位停电损失价值，一级负荷取 100 元/kW，二级负荷取 50 元/kW，三级负荷取 10 元/kW；\$P_{i,l}^{loss}(t)\$ 为 \$t\$ 时刻节点 \$i\$ 上 \$l\$ 级负荷的功率缺额。

3.2. 约束条件

3.2.1. 联合系统资源部署数量约束

在整个配电系统中，规定了最多可以部署的联合系统的总数，以及规定在任何一个单一的节点上最多部署一个联合系统。式子如式(23)~(24)所示。

$$\sum_{i \in \Omega_{bus}} y_i \leq N_{max} \quad (20)$$

$$y_i \leq 1 \quad (21)$$

式中：\$\Omega_{bus}\$ 为系统中所有节点的集合；\$y_i\$ 为二进制决策变量，若 \$y_i = 1\$ 表示在节点 \$i\$ 部署一个联合系统，反之则不部署；\$N_{max}\$ 为联合系统最大数量上限。

3.2.2. 负荷重要性加权部署约束

优先在负荷重要性高的节点部署风储和光储联合系统，确保关键负荷在灾害中优先被恢复。

$$w_i \cdot y_i \geq W_{min} \quad (22)$$

式中：\$w_i\$ 为节点 \$i\$ 上负荷的重要性权重，工业区取 100，商业区取 10，居民区取 1；\$y_i\$ 为二进制决策变量，若 \$y_i = 1\$ 表示在节点 \$i\$ 部署一个联合系统，反之则不部署；\$W_{min}\$ 为供电保障的最低阈值，为给定常数。

3.2.3. 资源不足约束

在冰灾故障复电过程中，分布式电源出力波动和储能容量限制是主要的资源不足问题。为了合理分配有限的资源，需要建立相应的约束条件。分布式电源的出力受到自然因素的影响，其出力波动范围可

以通过以下式子进行约束：

$$\underline{P}_{DG}^k \leq P_{DG}^k \leq \bar{P}_{DG}^k \quad (23)$$

式中， $\underline{P}_{DG}^k$ 和 $\bar{P}_{DG}^k$ 分别表示分布式电源 k 的最小和最大出力值。

储能设备的容量和充放电功率也存在限制，需要对其进行严格约束。储能设备 m 的容量约束条件：

$$\underline{E}_{ES}^m \leq E_{ES}^m \leq \bar{E}_{ES}^m \quad (24)$$

式中， $\underline{E}_{ES}^m$ 和 $\bar{E}_{ES}^m$ 分别表示储能设备 m 的最小和最大容量。

储能设备的充放电功率约束可以表示为：

$$\underline{P}_{ESm}^{ch} \leq P_{ESm}^{ch} \leq \bar{P}_{ESm}^{ch} \quad (25)$$

$$\underline{P}_{ESm}^{disc} \leq P_{ESm}^{disc} \leq \bar{P}_{ESm}^{disc} \quad (26)$$

式中， P_{ESm}^{ch} 和 P_{ESm}^{disc} 分别表示储能设备 m 的充电和放电功率； $\underline{P}_{ESm}^{ch}$ 、 $\bar{P}_{ESm}^{ch}$ 、 $\underline{P}_{ESm}^{disc}$ 和 $\bar{P}_{ESm}^{disc}$ 分别表示储能设备 m 的最小和最大充放电功率。

3.2.4. 不确定性约束

冰灾故障具有显著的不确定性，包括故障发生时间、影响范围以及持续时间等。为了应对这些不确定性，可以采用概率模型或鲁棒优化方法建立相应的约束条件。针对故障发生时间的不确定性，可以通过概率分布函数对其进行描述。假设故障发生时间 t_f 服从某一概率分布 $f(t_f)$ ，则故障发生时间的期望值可以表示为：

$$E(t_f) = \int_{t_f^{\min}}^{t_f^{\max}} t_f f(t_f) dt_f \quad (27)$$

式中， $t_f^{\min}$ 和 $t_f^{\max}$ 分别表示故障发生时间的最小和最大值。

针对故障影响范围的不确定性，可以采用场景分析法生成多个可能的故障场景，并对每个场景进行优化。假设共有 N 个可能的故障场景，每个场景的发生概率为 p_n ($\sum_{n=1}^N p_n = 1$)，则故障影响范围的期望值 $E(F)$ 可以表示为：

$$E(F) = \sum_{n=1}^N p_n F_n \quad (28)$$

式中， F_n 表示第 n 个故障场景的影响范围。

针对故障持续时间的不确定性，可以采用鲁棒优化方法建立保守性约束条件。假设故障持续时间 Δt_i 的最大可能值为 $\Delta t_i^{\max}$ ，则在优化模型中可以增加以下约束条件：

$$\sum_{i \in N} P_i^{\text{rec}} \geq \sum_{i \in N} L_i \Delta t_i^{\max} \quad (29)$$

3.2.5. 其他约束

除了资源不足和不确定性约束外，还需要考虑电网安全运行约束和设备运行状态约束等其他常规约束条件。电网安全运行约束主要包括电压和电流的限制。对于任意线路 ij ，其电流不得超过线路的最大承载能力，即：

$$I_{ij} \leq \bar{I}_{ij} \quad (30)$$

式中， I_{ij} 表示线路 ij 的电流； $\bar{I}_{ij}$ 表示线路 ij 的最大承载电流。

节点电压也需要保持在允许的范围内，即：

$$\underline{V}_i \leq V_i \leq \bar{V}_i \quad (31)$$

式中, V_i 表示节点 i 的电压; $\underline{V}_i$ 和 $\bar{V}_i$ 分别表示节点 i 的最小和最大允许电压。

设备运行状态约束主要包括发电设备和储能设备的运行状态。发电设备 k 的输出功率需要在其额定功率范围内, 即:

$$\underline{P}_{\text{gen}}^k \leq P_{\text{gen}}^k \leq \bar{P}_{\text{gen}}^k \quad (32)$$

式中, P_{gen}^k 表示发电设备 k 的输出功率; $\underline{P}_{\text{gen}}^k$ 和 $\bar{P}_{\text{gen}}^k$ 分别表示发电设备 k 的最小和最大输出功率。

储能设备 m 的运行状态则需要考虑其荷电状态(SOC), 即:

$$\underline{E}_{\text{ES}m}^{\text{SOC}} \leq E_{\text{ES}m}^{\text{SOC}} \leq \bar{E}_{\text{ES}m}^{\text{SOC}} \quad (33)$$

式中, $E_{\text{ES}m}^{\text{SOC}}$ 表示储能设备 m 的荷电状态; $\underline{E}_{\text{ES}m}^{\text{SOC}}$ 和 $\bar{E}_{\text{ES}m}^{\text{SOC}}$ 分别表示储能设备 m 的最小和最大荷电状态。通过上述约束条件, 可确保设备在冰灾故障复电过程中的正常运行, 避免因过载或欠载导致的设备损坏。

4. 算例计算与分析

4.1. 数据来源与参数设置

构建了以某地 39 节点配电网为算例, 如图 1 所示。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; 绝缘子与变压器参数如表 2 与表 3 所示; 负荷类型设置如表 4 所示。

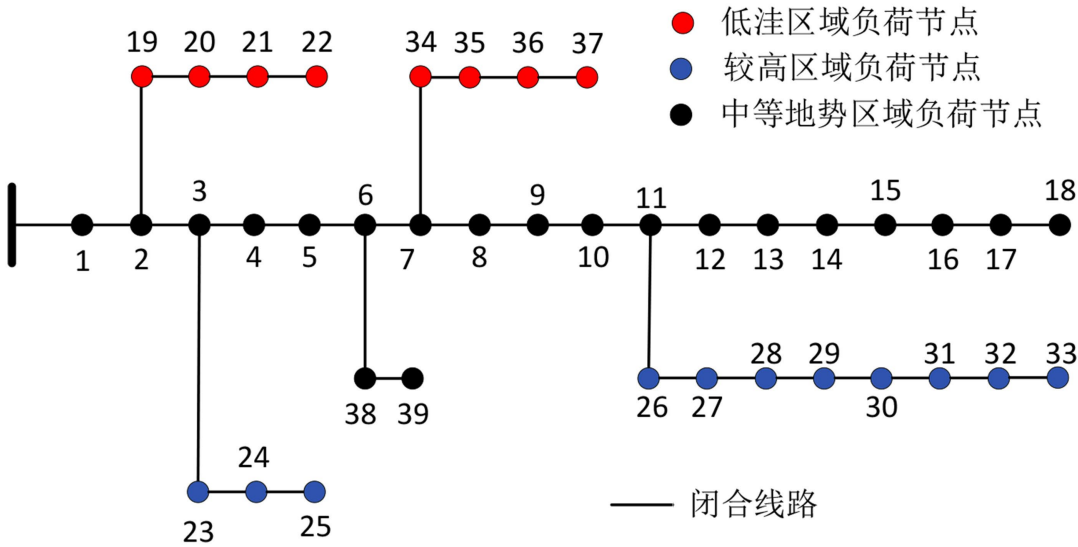


Figure 1. Distribution network with 39-nodes
图 1. 39 节点配电网

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. The parameters of insulators
表 2. 绝缘子参数

模型参数	数据
绝缘子自重	1.255 (kg/m ³)
迎风面积	200 (m ²)
设计空气间隙	0.3 (m)
绝缘子闪络临界风速	30 (m/s)
绝缘子串长度	0.5 (m)

Table 3. The parameters of transformers
表 3. 变压器参数

模型参数	数据
临界淹没深度	0.5 (m)
曲线陡度参数	4
区域参考海拔高度	100 (m)
防洪措施的有效高度	0.3 (m)

Table 4. Load type
表 4. 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

4.2. 灾中电源和负荷不确定性分析

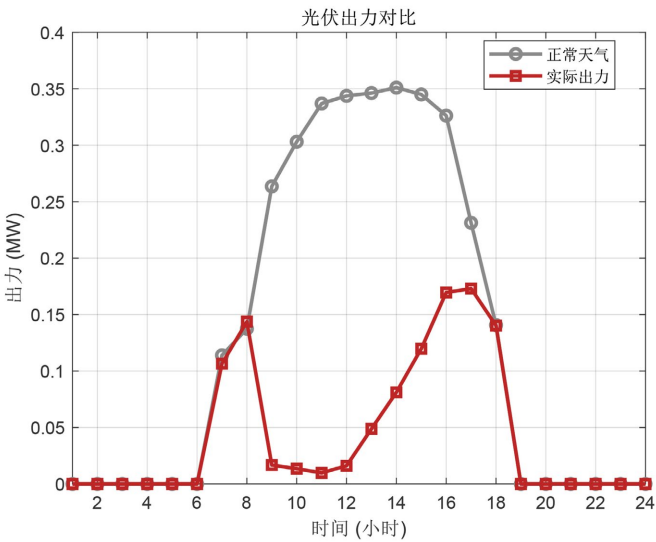


Figure 2. Characteristic diagram of output power of photovoltaic system
图 2. 光伏系统输出功率的特性图

光伏系统、风电机组输出功率的特性图如图 2 和图 3 所示。由图 2 与图 3 表明：在台风与强降雨共同作用的灾中阶段(9:00~12:00)，电源出力明显降低。在灾后恢复阶段(13:00~18:00)，随着天气好转，电源出力逐渐恢复：光伏系统随光照条件改善，出力水平逐步回升；风电机组也在风速回落至正常运行范围后重新投运，发电能力随之恢复。

区域积水深度数据如图 4 所示。引入反映地形因子的权重系数(较高区域取 0.3，中等地势取 0.5，低洼区域取 1)，结合所建立的负荷需求模型，计算得到灾害过程中各类负荷的变化情况，结果如图 5 所示。由图 5 可知，在灾害过程中，不同区域和类型的负荷表现出不同的变化趋势。在低洼区域，工业与商业负荷需求较其他区域下降更为显著，且整体均低于正常水平。相比之下，居民负荷虽在低洼区域需求最低，但受其用电特性影响，各区域负荷水平普遍略低于正常值，波动幅度相对平缓。

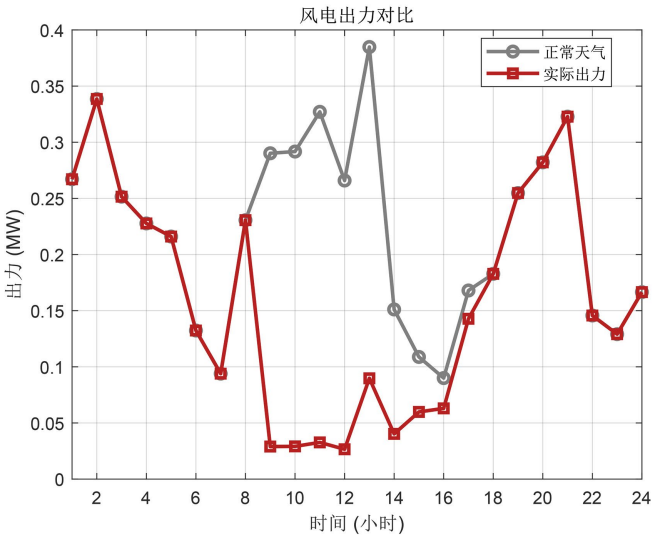


Figure 3. Characteristic diagram of output power of wind driven generators
图 3. 风电机组输出功率的特性图

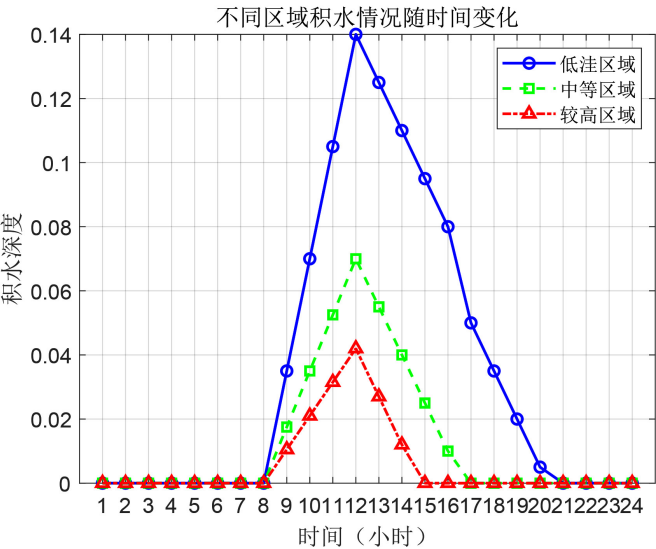


Figure 4. Water accumulation in different regions
图 4. 不同区域积水情况

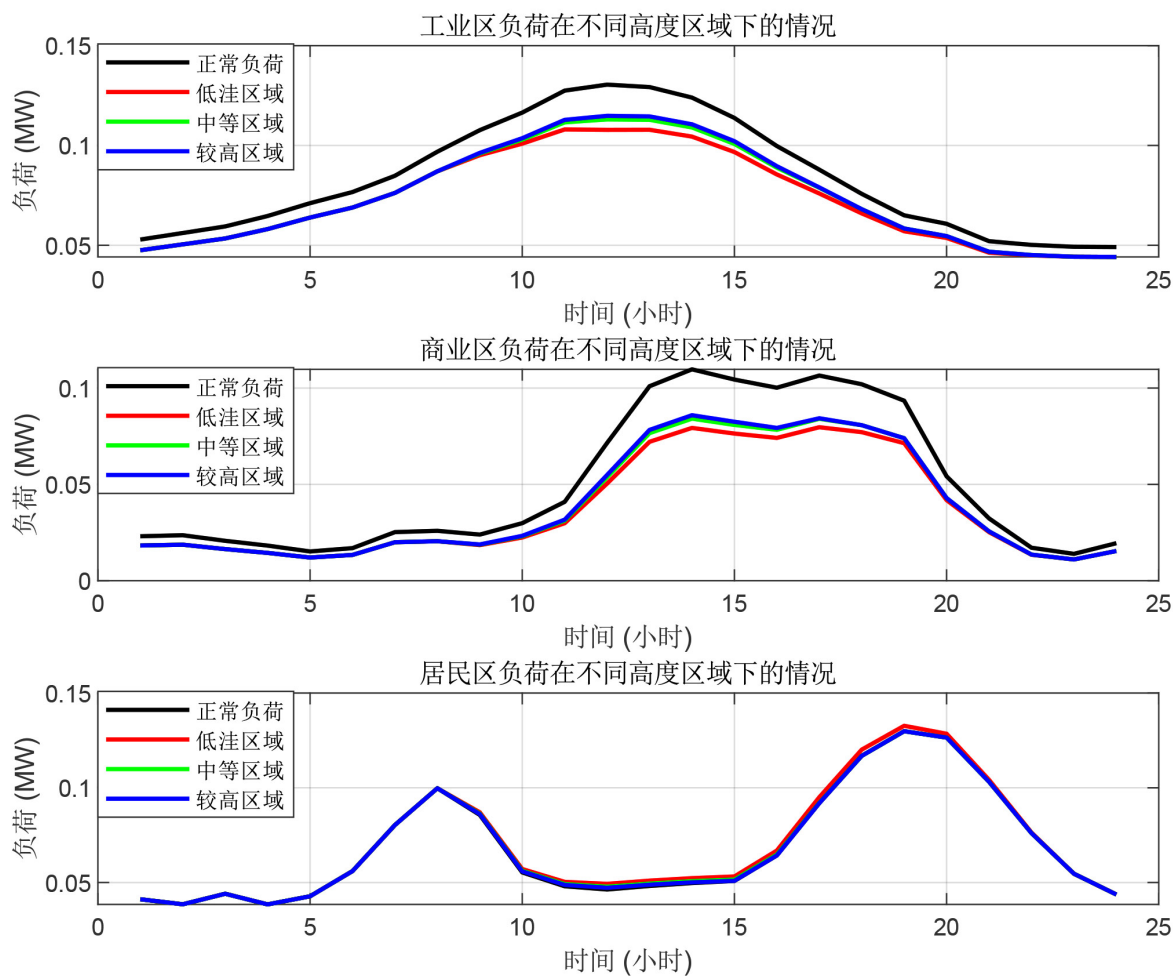


Figure 5. Load power variation in different regions

图 5. 不同区域下负荷功率变化图

4.3. 不确定性场景算例结果分析

为验证本文所提方法在面对不同灾害强度和资源约束时的适应性，本节设置如表 5 所示的多个对比场景，并从联合系统运行特性与负荷损失成本两个维度进行分析。由于台风的方向不变，各场景下故障场景分布和线路恢复时间与基准模型相同。在不同灾害强度场景下，将光储和风储联合系统部署至负荷损失金额最大的几个节点处。不同场景部署方案如表 6 所示。

Table 5. Multi-scenario parameter comparison

表 5. 多场景参数对比

场景	风速(m/s)	降雨(mm/h)	光储数量	风储数量	抢修车
基准	35	50	2	2	2
场景 1	40	55	2	2	2
场景 2	35	50	1	1	2
场景 3	30	45	1	2	2

Table 6. Deployment of the integrated system across different scenarios
表 6. 不同场景下联合系统部署情况

场景	光储部署节点	风储部署节点
场景 1	35, 38	9, 15
场景 2	9	15
场景 3	38	9, 15

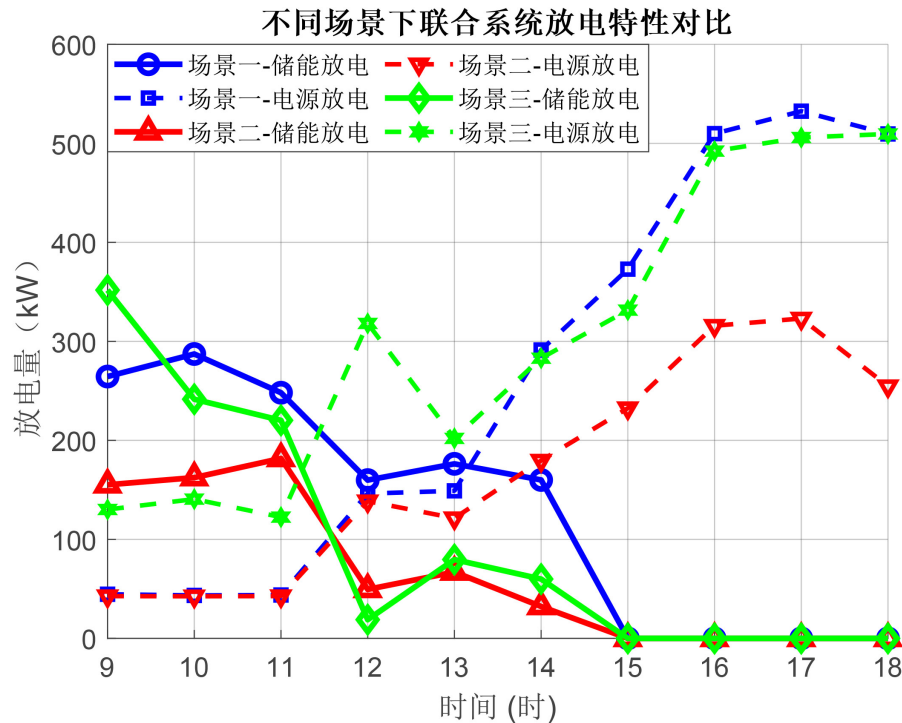


Figure 6. Discharge characteristics of joint systems in different scenarios
图 6. 不同场景下联合系统放电特性

各场景下风储、光储联合系统的放电特性对比如图 6 所示。通过对曲线的分析，可以清晰看出不同场景下的储能与分布式电源的协同运行规律。在灾害影响期间(9:00~12:00)，所有场景下的联合系统均以储能放电作为主要功率支撑。储能系统承担了孤岛内绝大部分的供电任务。

在灾后恢复阶段(13:00~17:00)，随着灾害影响削弱，分布式电源出力逐步恢复，联合系统得到运行策略发生变化。在场景 1~3 下，储能由于在灾中阶段大量放电，其荷电状态在后期处于较低水平，放电功率逐步下降。随着天气逐步好转，分布式电源快速接替储能成为主要供电来源。

基于联合系统放电情况，各场景下的负荷损失成本对比如表 7 所示。从经济角度量化了所提方法的有效性。在所有部署了联合系统的场景中，负荷损失成本均低于未部署联合系统的情况。

综上所述，本文构建的两阶段协同恢复方法能够适应不同的不确定性场景。在第一阶段，灾前优化部署风储、光储联合系统，并考虑灾后抢修恢复时间；第二阶段通过优化联合系统中的储能与分布式电源放电策略，在灾中阶段优先利用储能保障供电，在灾后阶段过渡至以分布式电源为主导。该方法在不同强度的扰动下均能实现可靠的负荷恢复，并显著降低停电经济损失。

Table 7. Load loss costs in various disaster scenarios at 9:00~12:00
表 7. 9:00~12:00 不同场景下负荷损失成本

场景	未部署联合系统负荷损失成本	部署联合系统负荷损失成本
场景 1	241106.31 元	138912.72 元
场景 2	241106.31 元	176363.43 元
场景 3	241106.31 元	116241.46 元

5. 结论

(1) 提出的设备 - 负荷 - 电源多重不确定性模型能够准确刻画极端灾害下线路故障、负荷时变及分布式电源出力衰减的动态特征, 为防灾资源规划提供了更贴近实际的数据基础。

(2) 两阶段协同优化策略(灾前联合系统部署与抢修路径规划, 灾后储能 - 分布式电源协调放电)可在不同灾害场景下灵活调配资源, 实现源 - 网 - 储的有机配合, 有效提升孤岛供电持续性与恢复效率。

(3) 多场景对比结果表明, 相较于不部署分布式电源与储能的方案, 所提方法在各灾害强度下均显著降低负荷损失成本(降幅超 50%), 且能根据资源数量与灾害强度自适应调整部署策略, 具有良好的经济性和工程实用性。

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] 邹波, 孙可, 胡成鹏, 戴攀, 朱小军, 叶承晋. 台风天气下配电系统韧性提升策略[J]. 电力系统及其自动化学报, 2021, 33(7): 135-142.
- [2] 田甜, 张骏, 叶樊, 刘超, 黎涛, 陶安琪, 王健, 杨龙杰, 王强钢. 洪涝灾害下配电网三维韧性指标评估体系[J]. 电工电能新技术, 2022, 41(7): 80-88.
- [3] 方健, 王红斌, 刘育权, 何嘉兴, 田妍, 张行. 配电网灾后动态抢修滚动优化决策方法[J]. 南方电网技术, 2021, 15(5): 122-128.
- [4] 陈碧云, 金洋, 徐旗, 王一雯, 张勇军, 赵卓立, 梁志坚, 郭小璇. 计及灾后恢复全过程储能应急响应能力的配电网韧性规划[J]. 电网技术, 2024, 48(5): 1855-1862.
- [5] 郭明鑫, 李少岩, 顾雪平. 计及台风灾害全过程模拟的配电网差异化加固规划韧性提升方法[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(3): 62-73.
- [6] 方健, 王红斌, 刘育权, 何嘉兴, 田妍, 张行, 林浩博, 陈文炜, 郑欣. 基于贝叶斯网络的配电网防灾资源优化调配方法[J]. 南方电网技术, 2021, 15(4): 59-65.
- [7] 高鑫, 唐飞, 张童彦, 李宇. 配电网防风抗灾加固措施优化决策方法[J]. 发电技术, 2021, 42(1): 78-85.
- [8] 董厚琦, 曾博, 吴晨, 周吟雨, 方伟, 曾鸣. 利用需求侧资源降低配电网脆弱性的优化方法研究[J]. 太阳能学报, 2022, 43(2): 120-126.
- [9] 陶然, 赵冬梅, 王浩翔. 基于信息间隙决策理论的配电网韧性提升规划方法[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(9): 32-41.
- [10] 马丽叶, 王海锋, 卢志刚, 郑聃杰. 计及相关性影响的增强台风灾害下配电网韧性灵活性资源规划[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(7): 60-68.
- [11] 黄四亮, 孟湛博, 邢晓敏, 姜林, 周荣. 考虑灾前预防和灾时响应状态下的弹性配电网提升策略研究[J]. 东北电力大学学报, 2023, 43(4): 82-89.
- [12] 唐雅洁, 李俊豪, 林达, 喻希, 龚迪阳, 涂春鸣. 考虑分布式光伏高效消纳与负荷损失最小的区域配电网应急资源协同配置策略[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(7): 78-85.

- [13] 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.
- [14] 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.