DOI：10.13234/j.issn.2095-2805.2025.3.318 **中图分类号**：TM28 **文献标志码**：A

基于云边协同含用户侧微网群的配电系统限制风险供电恢复方法

时志雄[1]，张智泉[2]，李振坤[2]，杨 秀[2]，柳劲松[3]
(1.国网上海市电力公司，上海 200437；2.上海电力大学电气工程学院，上海 200090；
3.国网上海市电力公司电力科学研究院，上海 200437)

摘要：随着我国“双碳”目标的稳步推进，越来越多以可再生能源为主的用户侧微网接入配电系统，使得配电系统在运行方式和方法上发生极大变化。特别是配电系统发生故障时，如何高效利用这些微网为配电系统提供有功支撑将是提升新型配电系统区域自治能力和安全可靠运行水平的关键因素之一，然而，现有配电自动化水平无法满足大规模用户侧微网接入后参与实时有功支撑的需求，此外，微网内可再生能源和负载的不确定性给配电系统供电恢复带来了挑战。基于云边协同架构的出现，考虑到边缘计算优势，提出了一种考虑微网群内可再生能源和负载不确定性的限制风险供电恢复方法，其中，风险用条件风险值来建模与表征。首先，提出了基于云边协同技术含微网群配电系统的供电恢复架构，建立了微网支撑功率模型；其次，以中心云供电恢复成本最小和边缘云微网运营商收益最大为目标，建立供电恢复优化模型，其中每个边缘云微网运营商可单独做出供电恢复决策，同时中心云统筹安排以确保满足整个系统的风险限制约束；最后，进行仿真分析。结果表明，所提方法能够以较小的风险指数有效地恢复供电，且最大化地降低供电恢复成本，并能较好地提升微网运营商的收益，此外，还证明了云边协同技术提升了供电恢复的灵活性，并有效减轻计算负担。

关键词：云边协同；供电恢复；微网；配电系统；边缘云；中心云

Restoration Method for Limited Risk Power Supply in Distribution System Based on Cloud-edge Collaboration with User-side Microgrid Group

SHI Zhixiong[1], ZHANG Zhiquan[2], LI Zhenkun[2], YANG Xiu[2], LIU Jinsong[3]
(1. State Grid Shanghai Municipal Electric Power Company, Shanghai 200437, China; 2. College of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China; 3. Electric Power Research Institute, State Grid Shanghai Municipal Electric Power Company, Shanghai 200437, China)

Abstract: With the steady advancement of the Dual-carbon goal in China, more and more user-side microgrids which mainly include renewable energy sources are being connected to the distribution system, which makes the operating modes and methods of distribution system change greatly. In particular, when a distribution system failure occurs, how to efficiently use these microgrids to provide active power support for the distribution system will be one of the key factors that promote the regional autonomy capability and the safe and reliable operation level of a novel distribution system. However, the existing distribution automation level cannot meet the demand of massive user-side grid-connected microgrids which participate in the active power support in real time. In addition, the uncertainties in renewable energy sources and loads in microgrids pose a challenge to the power supply restoration in the distribution system. Based on the emergence of cloud-edge collaboration architecture and taking into account the advantage of edge computing, a limited risk power supply restoration method considering uncertainties in renewable energy sources and

收稿日期：2022-04-25；**修回日期**：2022-07-21；**录用日期**：2022-08-02；**网络首发日期**：2022-12-14
基金项目：国网上海市电力公司科技资助项目(520940200069)
This work is supported by the Science and Technology Project of State Grid Shanghai Municipal Electric Power Company under the grant 520940200069

loads in microgrid group is proposed in this paper, in which the risk is modeled and characterized by conditional value-at-risk. First, the power supply restoration architecture of distribution system with microgrid group based on the cloud-edge collaboration technology is put forward, and a support power model of microgrid is established. Second, with the goal of minimizing the cost of central cloud power supply restoration and maximizing the profit of edge cloud microgrid operator, an optimization model of power supply restoration is established, in which each edge cloud microgrid operator can make power supply restoration decisions independently, and the central cloud makes overall arrangements to ensure that the risk constraints on the whole system are satisfied. Finally, through simulation analysis, results show that the proposed method can effectively restore power at a smaller risk index while maximally reducing the power supply restoration cost, and it can well improve the profit of microgrid operators. Moreover, it is also proved that the cloud-edge collaboration technology can improve the flexibility of power supply restoration and effectively reduce the computational burden.

Keywords: Cloud-edge collaboration; power supply restoration; microgrid; distribution system; edge of cloud; center of cloud

在全球生态环境压力持续加剧、气候危机日趋严峻以及能源消费需求激增的挑战下，中国在 2020 年确立“双碳”战略目标，推动构建以可再生能源为核心的新型电力系统已成为全球能源转型的重要方向。随着“双碳”战略的推进，大量包含可再生能源的微网 MG(microgrid)并入配电网，这些具有灵活接入特性的新型能源单元正在重塑现代配电网架构和运行方式，为能源结构转型提供重要支撑[1-3]。有源和双向潮流特征为新型配电系统的显著特征，而规模化 MG 作为配电系统的灵活支撑资源，可大幅提升配电系统的可靠性和韧性[4-5]。近年来，全球气候环境剧变，地震和台风等极端天气造成全球范围内大量输配电系统发生停电事故，严重影响国民经济发展和人民生活水平。然而，随着用户侧微网的广泛接入，在配电系统发生停电时，这些灵活性分布式资源可在配电系统网架重构无法恢复供电的区域实现功率支撑[6-7]，从而实现重要负载的100%供电恢复，以提升配电系统的弹性能力[8-9]。微网中通常含有大量可再生能源，这些能源出力具有较大不确定性，给配电系统的供电恢复带来极大挑战[10]。

目前，针对含用户侧微网群的配电系统故障后供电恢复策略的研究较少。文献[11]采用鲁棒优化和模型预测控制相关理论，提出了一种含有微网群配电系统的优化运行方法，在最坏场景下，该方法结合恢复状态的耦合特性，最大化提升配电系统的供电恢复能力；考虑到生物免疫系统与配电系统故障恢复具有类似运行机理，文献[12]提出了一种基于生物体免疫机制的智能配电系统故障恢复方法，为供电恢复提供一种新思路；文献[13]以智能配电终端为供电恢复系统核心设备，提出了一种新型分布式供电恢复方法，以解决集中式供电恢复方法存在数据信息维度大、计算处理复杂等问题；文献[14]以用户停电损失为优化目标，提出了一种有源配电系统灾后供电恢复模型，利用分布式电源 DG(distributed generation)和储能，保证重要负载的百分百恢复，以提升配电系统的韧性。

上述方法对供电恢复具有一定的有效性，然而，大多方法都是基于集中优化算法，使得上述研究成果具有 2 个不足之处：①集中调度单元需要收集和处理所有需要的数据，并发送调度命令，因此，存在单点故障的风险，且计算量很大；②由于微网可能属于不同的市场主体，在供电恢复时，它们可能不愿意共享所有的隐私信息，如分布式能源 DERs(distributed energy resources)的调度方案。另外，现有的配电自动化系统无法适应大规模用户侧微网接入配电系统后参与实时供电恢复的需求。

随着智能配电系统的发展，配电系统调度中心通过先进的量测设备和通信网络可以聚合用户侧微网以提供外送功率，实现供电恢复。云边协同技术为解决现有的配电自动化系统无法适应大规模用户侧微网接入配电系统后参与实时供电恢复的需求问题提供了一种有效途径。目前，国内外暂无基于云边协同技术的供电恢复方面的研究，但在电网状态感知及电压调控辅助方法有少量研究。文献[15-20]提出了一种边缘导向式云边协同的

电网状态感知及调控辅助决策方法，利用调控云统一模型数据提供电网运行基础信息，将边缘计算与同步相量测量装置 PMU(phasor measurement unit)相融合，进行拓扑精确辨识及基于控制区内可控资源调控的边缘计算。

基于此，本文针对含用户侧微网群的配电系统，充分考虑微网群内可再生能源和负载不确定性对供电恢复的影响，提出一种基于云边协同的分布式限制风险供电恢复方法。首先，设计基于云边协同技术的含微网群配电系统的供电恢复架构，将条件风险值 CVaR(conditional value-at-risk)作为风险限制指标，在此基础上，考虑可再生能源和负载的不确定性，以中心云供电恢复成本最小和边缘云微网运营商收益最大为目标，将风险限制供电恢复优化问题构建为混合整数非线性规划 MINLP(mixed integer nonlinear programming)模型；然后，利用线性化技术将 MINLP 模型转化为 MILP 模型；随后，采用分布式优化算法迭代求解，实现微网群与配电系统之间的分布式风险限制，每个微网可在不违反整个系统的风险限制约束的情况下单独进行供电恢复决策；最后，通过仿真分析，验证所提方法能够以较小的风险指数有效恢复供电，且最大化地降低供电恢复成本，较好地提升微网运营商的收益，还证明云边协同技术能够提升供电恢复的灵活性，并有效减轻计算负担。

1 基于云边协同的限制风险供电恢复建模

1.1 云边协同下供电恢复架构

用户侧微网接入后配电系统状态更加复杂多样，仅依靠本地或双端信息进行故障判别定位无法保证其可靠性。此外，规模化用户侧微网接入会产生海量数据，使得配电系统发生故障后，传统配电供电恢复架构在故障感知、可靠性通信和海量数据处理方面面临极大挑战。微网群中含有大量波动性可再生能源，精确获取可再生能源实时出力数据并有效实现数据的边缘计算就地控制、云计算的有效协调，是保证含微网群的配电系统故障后供电恢复效果的关键因素。云边协同技术无疑为解决上述问题提供一个有效途径，云边协同是通过在靠近数据终端的网络边缘侧增设边缘云服务器，利用云计算和边缘计算的协同优势，既实现了统一全局优化，又可满足实时快速供电恢复要求。图 1 为云边协同下含微网群配电系统的供电恢复架构。

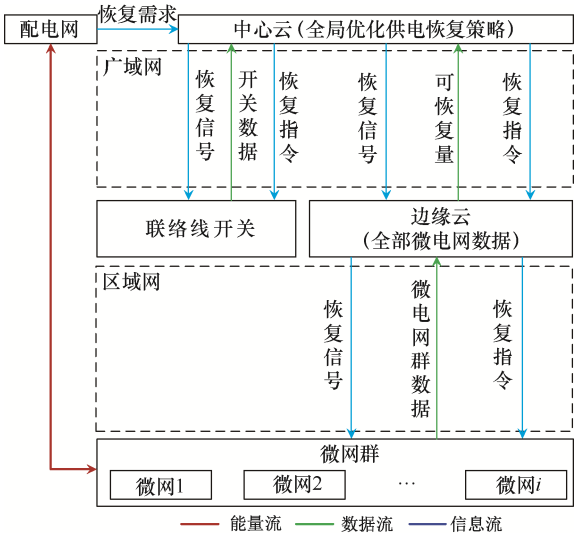


图 1 云边协同下含微网群配电系统的供电恢复架构

Fig. 1 Power supply restoration architecture of distribution system with microgrid group under cloud-edge collaboration

由图 1 可知，配电系统调度中心作为中心云进行统一供电恢复，边缘云服务器可以起到承上启下的作用，既对微网内可调度电源和储能以及联络开关进行控制，又负责向中心云上传本地处理结果。微网参与供电恢复的流程如下。

(1)边缘云与微网签订双边供能合约，中心云获取微网状态信息。当中心云感知到配电系统某处发生故障并引起停电时，通过广域网周期性地将供电恢复信号发送给边缘云。

(2)边缘云向区域网中的微网发送供电恢复信号，微网经基站传感器向边缘云传输任务数据包(风光数据、负载数据、微网相关参数等)。边缘云对微网进行任务卸载分配，最后将区域可恢复量经广域网上传至中心云。

(3)中心云全局优化后，下发恢复指令到各边缘云。

(4)在满足相关约束情况下，边缘云以响应收益最大化为出发点制定恢复策略，对区域网中的微网下发恢复指令。

1.2 供电恢复中的不确定性

本文假定所有的微网均只包含风机 WTs(wind turbines)、微型燃气轮机 MTs(micro-turbines)、光伏 PV(photovoltaic)和储能 ESSs(energy storage systems)。其中：MT 和 ESS 为可调度的 DERs，用于恢复供电；WT 和 PV 为不可调度的 DERs，其有功输出为预测值。假设配电系统因极端事件发生多点故障，且上游输电系统暂时无法提供电能恢复。在停电期间，配电系统利用微网控制其 DERs 和自身常规设备(联络开关)，按一定方式恢复供电；在恢复过程中，频率变化非常关键，需要特别注意。本文基于 CVaR 的方法限制了不确定性导致的频率安全违约风险，假设有足够的资源调节电压，故不考虑电压违约风险。因此，本文重点考虑的是恢复过程中频率的安全风险管理，故考虑了 RES 发电的不确定性和对系统有功功率平衡影响较大的负载的不确定性。

1.3 限制风险供电恢复模型

为了在恢复过程中获取 MG 的动态特性，在模型中引入线性化的频率约束，以保证所得到的恢复策略具有频率稳定性。考虑到规模化用户侧微网接入产生的海量数据，本文提出云边协同架构的目的之一是将计算密集型任务进行合理分配，从而卸载到边缘云和中心云以降低数据处理时间。优化模型的决策变量为可控 DG 的输出功率、ESS 的输出功率和配电系统的联络开关状态，通过优化这些决策变量以实现故障后供电恢复负载量最大化。

1.3.1 中心云全局优化

1)目标函数

当配电系统发生故障后，中心云将故障后供电恢复期分为 k 个时段，对每个时段可恢复微网进行实时优化，进而实现供电恢复负载量最大化。目标函数 F^{DN} 由负载恢复量收益 $\sum_{i\in N^{\mathrm{L}}}\sum_{k\in T}c_i^{\mathrm{DN}}P_i^{\mathrm{DN,R}}(k)$、有功损耗成本 $\sum_{ij\in L}\sum_{k\in T}c_{ij}^{\mathrm{L}}I_{ij}^2(k)r_{ij}^{\mathrm{DN}}(k)$ 和联络开关运行成本 $\sum_{ij\in L^{\mathrm{S}}}\sum_{k\in T}c^{\mathrm{S}}\left|\delta_{i,j}(k)-\delta_{i,j}(k-1)\right|$ 组成，可表示为

$$\max\sum_{i\in N^{\mathrm{L}}}\sum_{k\in T}c_i^{\mathrm{DN}}P_i^{\mathrm{DN,R}}(k)-\sum_{ij\in L}\sum_{k\in T}c_{ij}^{\mathrm{L}}I_{ij}^2(k)r_{ij}^{\mathrm{DN}}(k)-\sum_{ij\in L^{\mathrm{S}}}\sum_{k\in T}c^{\mathrm{S}}\left|\delta_{i,j}(k)-\delta_{i,j}(k-1)\right| \tag{1}$$

式中：T 为供电恢复期所有时段的集合；c_i^{DN}、c_{ij}^{L}、c^{S} 分别为配电系统的恢复负载收益系数、线路损耗成本系数、联络开关成本系数；N^{L} 为配电系统所有节点的集合；L 和 L^{S} 分别为不含联络开关和含联络开关的线路集合；$P_i^{\mathrm{DN,R}}(k)$ 为配电系统中节点 i 在 k 时段的负载有功恢复量；$r_{ij}^{\mathrm{DN}}(k)$ 为线路 ij 在 k 时段的线阻；$I_{ij}(k)$ 为配电系统中线路 ij 在 k 时段的电流幅值；$\delta_{i,j}(k)$ 为连接配电系统节点 i 和节点 j 联络开关在 k 时段的开关状态，是离散变量，“0”为断开状态，“1”为闭合状态。

2)约束条件

(1)恢复负载相关约束为

$$P_i^{\mathrm{DN,R}}(k)=u_i^{\mathrm{DN}}(k)P_i^{\mathrm{DN,R,F}}(k)\quad k=\left\{1,2,\cdots,N_p\right\} \tag{2}$$

$$Q_i^{\mathrm{DN,R}}(k)=u_i^{\mathrm{DN}}(k)Q_i^{\mathrm{DN,R,F}}(k)\quad k=\left\{1,2,\cdots,N_p\right\} \tag{3}$$

式中：$u_i^{\mathrm{DN}}(k)$ 为负载恢复状态，是二进制变量，当负载恢复时 $u_i^{\mathrm{DN}}(k)=1$，否则 $u_i^{\mathrm{DN}}(k)=0$；$P_i^{\mathrm{DN,R,F}}(k)$、$Q_i^{\mathrm{DN,R,F}}(k)$ 分别为期望的负载有功、无功恢复量；$Q_i^{\mathrm{DN,R}}(k)$ 为配电系统中节点 i 在 k 时段的负载无功恢复量；N_p 为第 p 个恢复时段。

(2)线路电流容量约束为

$$I_{ij}\leqslant I_{ij}^{\max} \tag{4}$$

式中，$I_{ij}^{\max}$ 为线路 ij 的最大电流幅值。

(3)潮流约束。本文中线路潮流约束分为连接 MG 的线路和无 MG 线路的潮流约束，表示为

$$\sum_{j:(i,j)\in L}P_{j,i}(k)=P_{i,j}(k)+P_i^{\mathrm{DN,R}}(k)\quad k=\left\{1,2,\cdots,N_p\right\} \tag{5}$$

$$\sum_{j:(i,j)\in L} Q_{j,i}(k)=Q_{i,j}(k)+Q_i^{\mathrm{DN,R}}(k)\ \ k=\{1,2,\cdots,N_p\} \tag{6}$$

$$\sum_{j:(i,j)\in L} P_{j,i}(k)=P_{i,j}(k)+P_i^{\mathrm{DN,R}}(k)-P_i^{\mathrm{MG}}(k)$$
$$k=\{1,2,\cdots,N_p\},\ \text{含MG} \tag{7}$$

$$\sum_{j:(i,j)\in L} Q_{j,i}(k)=Q_{i,j}(k)+Q_i^{\mathrm{DN,R}}(k)-Q_i^{\mathrm{MG}}(k)$$
$$k=\{1,2,\cdots,N_p\},\ \text{含MG} \tag{8}$$

式(5)和式(6)分别表示未连接 MG 的节点有功功率平衡和无功功率平衡；式(7)和式(8)分别表示连接 MG 的节点有功功率平衡和无功功率平衡。式中：下标j:(i,j)$\in L$ 表示配电系统线路 L 的节点 j；$P_{j,i}(k)$ 和 $P_{i,j}(k)$ 分别为节点 j 到节点 i 和节点 i 到节点 j 的在 k 时段的有功功率；$Q_{j,i}(k)$ 和 $Q_{i,j}(k)$ 分别为节点 j 到节点 i 和节点 i 到节点 j 的在 k 时段的有功功率；$P_i^{\mathrm{MG}}(k)$ 和 $Q_i^{\mathrm{MG}}(k)$ 为分别节点 i 在 k 时段微网有功功率和无功功率的消耗量。

(4)配电系统相关运行约束。本文考虑的配电系统属于辐射状结构，假定潮流流向为 $\xi_{i,j}(k)$，故相关运行约束为

$$\begin{cases}0\leqslant P_{i,j}(k)\leqslant M\xi_{i,j}(k)\\ \forall i,j\in N^{\mathrm{L}},k\in\{1,2,\cdots,N_p\}\end{cases} \tag{9}$$

$$\begin{cases}0\leqslant Q_{i,j}(k)\leqslant M\xi_{i,j}(k)\\ \forall i,j\in N^{\mathrm{L}},k\in\{1,2,\cdots,N_p\}\end{cases} \tag{10}$$

$$\xi_{i,j}(k)\geqslant 0\ \ \forall j\in N^{\mathrm{L}}\setminus N^{\mathrm{S}},k\in\{1,2,\cdots,N_p\} \tag{11}$$

$$\xi_{i,j}(k)=0\ \ \forall j\in N^{\mathrm{S}},k\in\{1,2,\cdots,N_p\} \tag{12}$$

$$\begin{cases}\xi_{i,j}(k)+\xi_{j,i}(k)=1\\ (i,j)\in L\setminus\{L^{\mathrm{S}}\cup L^{\mathrm{F}}\},k=\{1,2,\cdots,N_p\}\end{cases} \tag{13}$$

$$\begin{cases}\xi_{i,j}(k)+\xi_{j,i}(k)=y_{i,j}(k)\\ (i,j)\in L^{\mathrm{S}},k\in\{1,2,\cdots,N_p\}\end{cases} \tag{14}$$

$$\begin{cases}\xi_{i,j}(k)+\xi_{j,i}(k)=0\\ (i,j)\in L^{\mathrm{F}},k\in\{1,2,\cdots,N_p\}\end{cases} \tag{15}$$

$$\sum_{j:(i,j)\in L}\xi_{i,j}(k)\leqslant 1\qquad i\in N^{L},k\in\{1,2,\cdots,N_p\} \tag{16}$$

$$\xi_{i,j}(k),y_{i,j}(k)\in\{0,1\}\qquad k\in\{1,2,\cdots,N_p\} \tag{17}$$

式中：M 为一个大数，通常取值为 10^5；N^{S} 为与主网连接的母线集合；$N^{\mathrm{L}}\setminus N^{\mathrm{S}}$ 为集合 N^{L} 中除去 N^{S} 后组成的集合；$L\setminus\{L^{\mathrm{S}}\cup L^{\mathrm{F}}\}$ 表示集合 L 中除去 $L^{\mathrm{S}}\cup L^{\mathrm{F}}$ 后组成的集合；L^{F} 为故障线路集合；$\xi_{i,j}(k)$ 为配电系统中节点 i 与节点 j 在 k 时段的潮流方向，$\xi_{i,j}(k)=1$ 表示潮流方向为节点 i 到 j，$\xi_{i,j}(k)=0$ 表示无潮流。

(5)节点电压约束为

$$V_i(k)-\frac{r_{i,j}P_{i,j}(k)+x_iQ_{i,j}(k)}{V_0}-$$
$$M[1-\xi_{i,j}(k)]\leqslant V_j(k)\ \ k=\{1,2,\cdots,N_p\} \tag{18}$$

$$V_i(k)-\frac{r_{i,j}P_{i,j}(k)+x_iQ_{i,j}(k)}{V_0}+$$
$$M[1-\xi_{i,j}(k)]\geqslant V_j(k)\ \ k=\{1,2,\cdots,N_p\} \tag{19}$$

$$1-\varepsilon\leqslant V_i(k)\leqslant 1+\varepsilon\qquad k=\{1,2,\cdots,N_p\} \tag{20}$$

$$V_i(k)=1\qquad k=\{1,2,\cdots,N_p\} \tag{21}$$

式中：$V_j(k)$ 和 $V_i(k)$ 分别为配电系统节点 j 和节点 i 的电压幅值；V_0 为平衡节点的母线电压；$r_{i,j}$ 和 x_i 分别为线路 L 的线阻和电抗；ε 为松弛变量，本文设定 ε = 0.05。

(6)线路容量约束为

$$[P_{i,j}(k)]^2+[Q_{j,i}(k)]^2\leqslant(S_{i,j}^{\mathrm{L,max}})^2\ \ k=\{1,2,\cdots,N_p\} \tag{22}$$

式中，$S_{i,j}^{\mathrm{L,max}}$ 为线路额定视在功率。

(7)负载恢复约束为

$$u_i^{\mathrm{DN}}(k)\geqslant u_i^{\mathrm{DN}}(k-1)\qquad k=\{1,2,\cdots,N_p\} \tag{23}$$

(8)考虑限制风险的频率响应率 FRR(frequency response rate)约束。FRR 用于表示突然加载后的频率偏差，建模的简化不等式为

$$\sum_{i\in N^{\mathrm{L}}}\sum_{\phi\in\psi}P_i^{\mathrm{DN,R}}(\phi)\leqslant\gamma\sum_{\phi\in\psi}\sum_{i\in N^{\mathrm{MG}}}P_i^{\mathrm{MG}}(\phi) \tag{24}$$

式中：ϕ 为时段；ψ 为所有时段的集合；γ 为频率响应率，取 5%；N^{MG} 为微网集合。

FRR 约束是指在每个时间步长的等效恢复负载量应小于所有 MG 的最大允许量。由于 MG 中包含光伏和风机等不确定性电源，式(24)可用通式表示为

$$\begin{cases}\rho(x^{\mathrm{L}},y)\leqslant\rho_{\mathrm{b}}\\ x^{\mathrm{L}}=u_i^{\mathrm{DN}}(k)\\ y^{\mathrm{u}}=[P_i^{\mathrm{DN,R,F}}(k),P_i^{\mathrm{WT}}(k),P_i^{\mathrm{PV}}(k)]\end{cases}\tag{25}$$

式中：函数 $\rho(x^{\mathrm{L}},y)$ 为计算恢复负载的增量；ρ_{b} 为最大允许量；$P_i^{\mathrm{WT}}(k)$ 和 $P_i^{\mathrm{PV}}(k)$ 分别为配电系统在节点 i 接入的风机和光伏在 k 时段的有功功率；在实际应用中由于预测误差是不可避免的，y 即为不确定变量 y^{u}。因此，需要抑制不确定性引起的 FRR 约束违反风险。本文基于 CVaR，建立了考虑限制风险的 FRR 约束，即

$$\begin{cases}\mathrm{CVaR}(\rho(x^{\mathrm{L}},y^{\mathrm{u}}))\leqslant\rho_{\mathrm{b}}\\ y^{\mathrm{u}}=[P_i^{\mathrm{DN,R,u}}(k),P_i^{\mathrm{WT,u}}(k),P_i^{\mathrm{PV,u}}(k)]\end{cases}\tag{26}$$

式中，$P_i^{\mathrm{DN,R,u}}(k)$、$P_i^{\mathrm{WT,u}}(k)$ 和 $P_i^{\mathrm{PV,u}}(k)$ 分别为不确定下的负载有功输出量、风机有功输出量和光伏有功输出量。约束式(26)表示不确定负载恢复增量 $\rho(x^{\mathrm{L}},y)$ 的 CVaR 应小于 ρ_{b}。风险值(VaR)是使 $\rho(\cdot)$ 不超过给定概率水平 α 下的最小值 ξ，而 CVaR 是 $\rho(\cdot)$ 高于 ξ 值的条件期望值。概率水平 α 下 $\rho(x^{\mathrm{L}},y)$ 的 CVaR 为

$$\mathrm{CVaR}(\rho(x^{\mathrm{L}},y^{\mathrm{u}}))=(1-\alpha)^{-1}\cdot\int_{\rho(x^{\mathrm{L}},y^{\mathrm{u}})\geqslant\xi}\rho(x^{\mathrm{L}},y^{\mathrm{u}})p(y^{\mathrm{u}})\mathrm{d}y^{\mathrm{u}}\tag{27}$$

式中，$p(y^{\mathrm{u}})$ 为 y^{u} 的概率分布。

1.3.2　边缘云分布式优化

考虑到配电系统对微网群不具有调度能力，故各区域边缘云服务器可同时进行优化处理，以自身响应收益最大为目标制定微网外送功率决策，本文将所有微网视为一个整体，统称为微网群运营商。该运营商的响应收益可表示为

$$\max F^{\mathrm{MGC}}=\sum_{j\in N^{\mathrm{MG}}}\sum_{k\in T}[P_j^{\mathrm{MG,real}}(k)c_1-C_j^{\mathrm{MG}}(k)]\tag{28}$$

式中：F^{MGC} 为微网群运营商的响应收益；c_1 为配电系统对微网响应供电恢复调度的奖励系数；$P_j^{\mathrm{MG,real}}(k)$ 为第 j 个边缘云微网在 k 时段内实际外送功率量。假定本文讨论微网具有相同设备容量与拓扑结构，即 1 台 WT、1 台 MT、1 个 PV 和 1 个 ESS，所有设备均接在统一母线上，故 k 时段内外送功率 $P_j^{\mathrm{MG,real}}(k)$ 所对应的运行成本为 $C_j^{\mathrm{MG}}(k)$，可表示为

$$C_j^{\mathrm{MG}}(k)=c_{\mathrm{loss}}^{\mathrm{ESS}}[P_j^{\mathrm{ch,ESS}}(k)\Omega^{\mathrm{ESS}}-P_j^{\mathrm{dis,ESS}}(k)/\Omega^{\mathrm{ESS}}]+c^{\mathrm{MT}}P_j^{\mathrm{MT}}(k)\qquad k=\{1,2,\cdots,N_p\}\tag{29}$$

式中：$c_{\mathrm{loss}}^{\mathrm{ESS}}$、$c^{\mathrm{MT}}$ 分别为 MG 中 ESS 的充放电损耗成本系数和燃气轮机发电成本系数；$P_j^{\mathrm{ch,ESS}}(k)$、$P_j^{\mathrm{dis,ESS}}(k)$ 和 $P_j^{\mathrm{MT}}(k)$ 分别为第 j 个边缘云微网中 ESS 在 k 时段内充、放电功率和 MT 在 k 时段内发出功率量；Ω^{ESS} 为储能系统的效率。本文假设只有 MT 可发出无功功率，则第 j 个微网边缘云服务器在第 k 个恢复时段内外送有功和无功功率分别为

$$P_i^{\mathrm{MG}}(k)=P_i^{\mathrm{MT}}(k)+P_i^{\mathrm{WT}}(k)+P_i^{\mathrm{PV}}(k)+P_i^{\mathrm{ESS}}(k)-P_i^{\mathrm{MG,L}}(k)\qquad k=\{1,2,\cdots,N_p\}\tag{30}$$

$$Q_i^{\mathrm{MG}}(k)=Q_i^{\mathrm{MT}}(k)-Q_i^{\mathrm{MG,L}}(k)\qquad k=\{1,2,\cdots,N_p\}\tag{31}$$

式中，$P_i^{\mathrm{MG,L}}(k)$ 和 $Q_i^{\mathrm{MG,L}}(k)$ 分别为配电系统在节点 i 接入的 MG 内，负载在 k 时段的有功功率和无功功率。

微网的相关运行约束如下。

(1)燃气轮机运行约束为

$$0\leqslant P_j^{\mathrm{MT}}(k)\leqslant P^{\mathrm{MT,max}}\qquad k=\{1,2,\cdots,N_p\}\tag{32}$$

$$[p_i^{\mathrm{MT}}(k)]^2+[q_i^{\mathrm{MT}}(k)]^2\leqslant(S_i^{\mathrm{G,max}})^2\qquad k=\{1,2,\cdots,N_p\}\tag{33}$$

式中，$S_i^{\mathrm{G,max}}$ 为配电系统节点 i 接入微网内 MT 最大发电容量。

(2)ESS 运行约束为

$$0\leqslant P_j^{\mathrm{dis,ESS}}(k)\leqslant P^{\mathrm{dis,ESS,max}}\qquad k=\{1,2,\cdots,N_p\}\tag{34}$$

$$0 \leqslant P_j^{\mathrm{ch,ESS}}(k) \leqslant P^{\mathrm{ch,ESS,max}} \quad k=\{1,2,\cdots,N_p\} \tag{35}$$

$$\mathrm{SOC}_j^{\mathrm{ESS}}(k)=\mathrm{SOC}_j^{\mathrm{ESS}}(k-1)+\Omega^{\mathrm{ESS}}P_j^{\mathrm{ch,ESS}}(k)- P_j^{\mathrm{dis,ESS}}(k)/\Omega^{\mathrm{ESS}} \quad k=\{1,2,\cdots,N_p\} \tag{36}$$

$$\mathrm{SOC}^{\mathrm{ESS,min}} \leqslant \mathrm{SOC}_j^{\mathrm{ESS}} \leqslant \mathrm{SOC}^{\mathrm{ESS,max}} \tag{37}$$

式中：$P^{\mathrm{ch,ESS,max}}$、$P^{\mathrm{dis,ESS,max}}$分别为 ESS 充、放电功率的最大值；$\mathrm{SOC}_j^{\mathrm{ESS}}(k)$、$\mathrm{SOC}^{\mathrm{ESS,max}}$、$\mathrm{SOC}^{\mathrm{ESS,min}}$分别为第 j 个边缘云微网中 ESS 在 k 时段内荷电状态及其上、下限。

2 恢复模型的求解策略

2.1 模型的线性化

为了方便模型求解，需对式(26)进行线性化处理。本文采用文献[21]提出离散线性化方法，将不确定变量 y^{u} 离散化为情景集合 y_j^{u}，则 CVaR 的近似计算公式为

$$\mathrm{CVaR}(\rho(x,y^u))=\xi+(1-\alpha)^{-1}\cdot \sum_{j=1}^{|\vartheta|}\pi_j\left[\rho(x,y_j^u)-\xi\right]^+ \tag{38}$$

式中：ϑ 为情景集合；π_j 为情景 y_j^u 的概率；$[a]^+=\max\{a,0\}$。

随后，引入辅助变量 v_j，将式(26)中的非线性约束替换为线性约束，即

$$\mathrm{CVaR}(\rho(x,y^{\mathrm{u}}))=\xi+(1-\alpha)^{-1}\sum_{j=1}^{|\vartheta|}\pi_j v_j \leqslant \rho_{\mathrm{b}} \tag{39}$$

$$v_j \geqslant \rho(x,y^{\mathrm{u}})-\xi \qquad v_j \geqslant 0 \tag{40}$$

2.2 求解原理

图 2 为所提供电恢复方法的流程。由图 2 可知，该流程由中心云全局优化和边缘云分布式优化 2 个部分组成。在中心云全局优化环节中，以式(1)作为优化目标，决策变量为各区域边缘云的可恢复量和联络开关状态，以式(2)~(27)作为约束条件，通过迭代得到各区域的恢复需求响应量。例如在 k 时段开始前，更新 k+1 至 T 时段的负载预测数据，

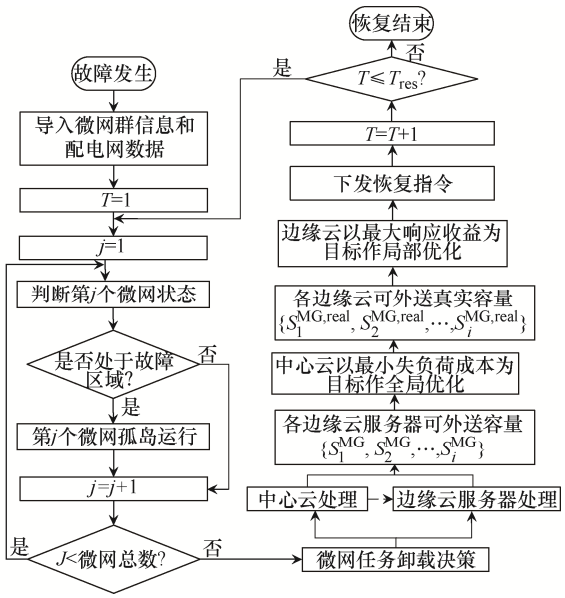


图 2 基于云边协同架构的供电恢复流程

Fig. 2 Flow chart of power supply restoration based on cloud-edge collaboration architecture

并采用微网净负载预测值作为恢复容量预测数据。获取微网的相关参数，以实时净负载数据判断该微网是否具备参与供电恢复的能力，对于不参与供电恢复的微网使其孤岛运行，剩余微网按照所提模型进行边缘云可恢复量的计算。各区域边缘云优化环节为并列关系，优化目标为式(28)，各边缘云的决策变量为微网的可控电源出力，以式(29)~(37)作为约束条件，通过迭代得到各区域微网的最优恢复量。由于中心云优化环节得到的配电系统恢复需求响应量是各边缘云优化环节的约束条件变量之一，因此，两者为递进关系，恢复优化环节须由中心云开始优化，再进行边缘云分布式优化。

3 算例仿真

3.1 测试系统

图 3 为含微网的 IEEE 69 节点配电系统，其相关参数详见文献[22-24]。该配电系统中含有 11 个微网，本文假定所有微网均只包含 1 个 100 kW 的 WT、1 个 250 kW 的 MT、1 个 50 kW 的 PV 和 1 个 250 kW·h 的 ESS，且所有设备均接在一条母线上。本文将负载分为 2 类：节点 1—14、41—56、60—61 为一般

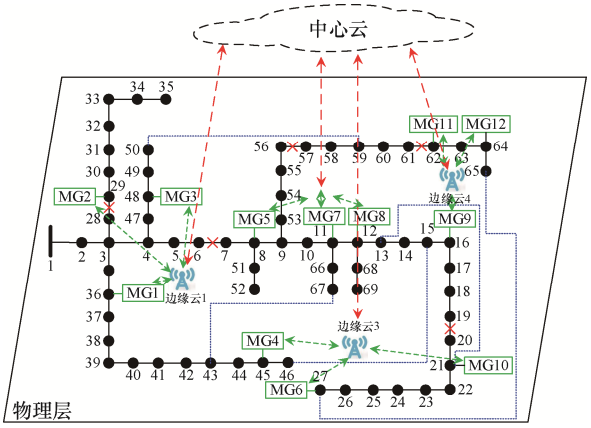


图 3　含用户侧微网群的配电系统测试系统结构

Fig. 3 Structure of test system of distribution network with user-side microgrid group

负载；其余节点为重要负载。假定受极端天气影响，该配电系统发生多处故障，故障发生时段为 16:00—18:00；配电系统中节点电压限制范围为 $U_i \in [0.95, 1.05]$ p.u.；模型求解平台为 MATLAB 中 YALMIP 工具箱，并调用成熟高效的 GUROBI 商业求解器。图 4 为故障期间配电系统负载、风机、光伏的功率变换曲线。

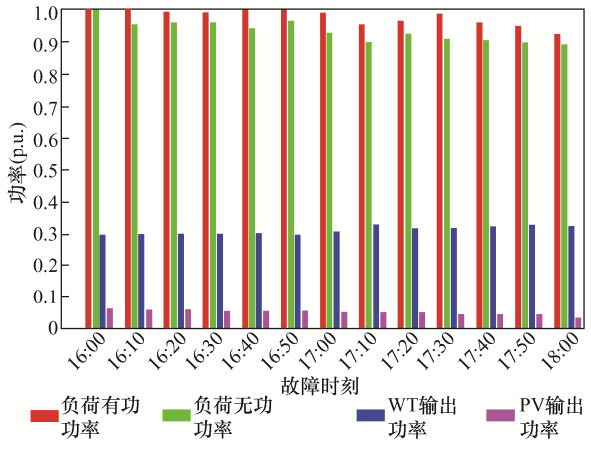


图 4　故障期间配电系统负载、风机光伏的功率变换曲线

Fig. 4 Power curves of load, WT and PV of distribution system under fault

3.2 算例分析

3.2.1 有、无用户侧微网群场景下供电恢复策略效果分析

图 5 和表 1 分别给出了有、无微网群配电系统的供电恢复成本对比和总恢复成本与总恢复负载量的对比。图 6 和图 7 分别为有微网群和无微网群时配电系统供电恢复拓扑。

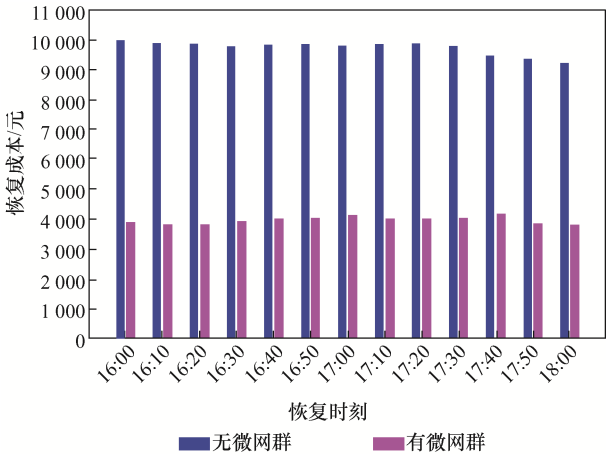


图 5　有、无微网群配电系统的供电恢复成本对比

Fig. 5 Comparison of power supply restoration cost of distribution system with and without microgrid group

表 1　有、无微网群下总恢复成本和总恢复负载量的对比

Tab. 1 Comparison of total restoration cost and load with and without microgrid group

场景	总恢复成本/元	总恢复负载量/kW
有微网群	51 419.4	49 434.9
无微网群	126 461.5	43 427.6

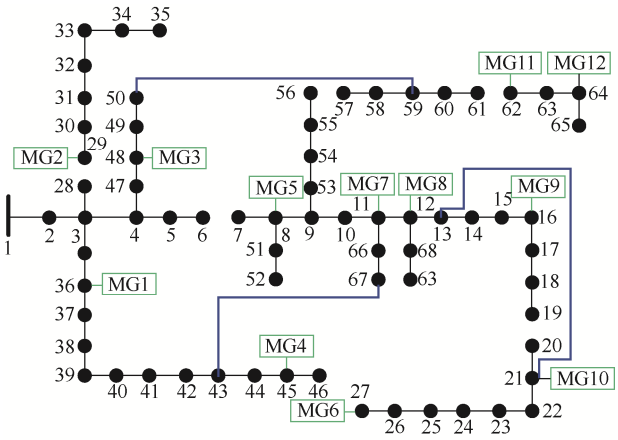


图 6　有微网群时供电恢复拓扑

Fig. 6 Power supply restoration topology with microgrid group

由图 5~图 7 和表 1 可知：有用户侧微网群时总供电恢复成本为 51 419.4 元，明显低于无用户侧微网群场景；有用户侧微网群时总恢复负载量为 49 434.9 kW，高于无用户侧微网群场景，这是因为在有用户侧微网群场景时，配电系统除了可以利用网络重构来实现负载转供，以提升总恢复负载量，

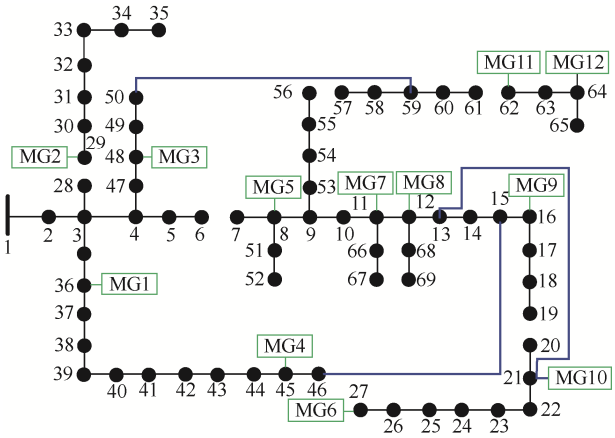


图 7 无微网群时供电恢复拓扑

Fig. 7 Power supply restoration topology without microgrid group

还可以利用用户侧微网对配电系统提供有功支撑。因此，有用户侧微网群的配电系统恢复成本更低，与无用户侧微网群场景比较，本文所提方法的供电恢复效果更好。表 2 为有、无微网群的失负载对比。

表 2 有、无微网群的失负载对比

Tab. 2 Comparison of lost load with and without microgrid group

场景	失负载节点
有微网群	62、65
无微网群	24、26、27、33、34、35、62、64、65

表 3 给出了传统集中方式供电恢复方法与基于云边协同方式供电恢复方法的恢复时间比较。

表 3 传统集中方式和云边协同方式供电恢复时间对比

Tab. 3 Comparison of power supply restoration time between traditional centralized mode and cloud-edge collaboration mode

微网群数量	恢复时间/s	
	传统集中方式	云边协同方式
6	4.8	2.20
10	6.8	2.25
12	12.4	2.28

由表 3 可知，随着微网群数量的增多，2 种方法下供电恢复时间均有增加。其中，传统集中方式下供电恢复时间增大明显，而云边协同方法下恢复时间远远小于前者。这是由于集中方式依赖于调度中心的统一处理，随着微网数量的增多，处理数据成倍增加，使得集中计算与处理的时间也明显增加，而云边协同可以较好地解决这一问题，因此，所提方法的恢复时间增加不明显。

3.2.2 微网规模对供电恢复结果的影响分析

由于可外送功率微网数量的随机性会导致每次供电恢复效果不一致，为更加直观地比较不同规模下微网参与供电恢复后的失负载情况，本文采用理想差百分比 D_{REC} 来衡量实际供电恢复后损失负载水平和可再生能源出力精确预测情况下损失负载水平之间的差距，即

$$D_{\mathrm{REC}}=\frac{D_0-D_i}{D_0}\times 100\% \tag{41}$$

式中：D_0 为理想供电恢复百分比；D_i 为场景 i 下微网参与供电恢复后的实际损失负载百分比(i=1,2,3,4)。场景 1 为中心云处理的传统集中式方式；场景 2 为不考虑微网外送功率随机性的边缘云处理方式；场景 3 为考虑微网外送功率随机性的边缘云处理方式;场景 4 为云边协同处理方式。

通过改变可外送功率微网规模，观察不同场景下供电恢复后理想差百分比和用户侧微网群运营商收益的变化情况，如图 8 所示。

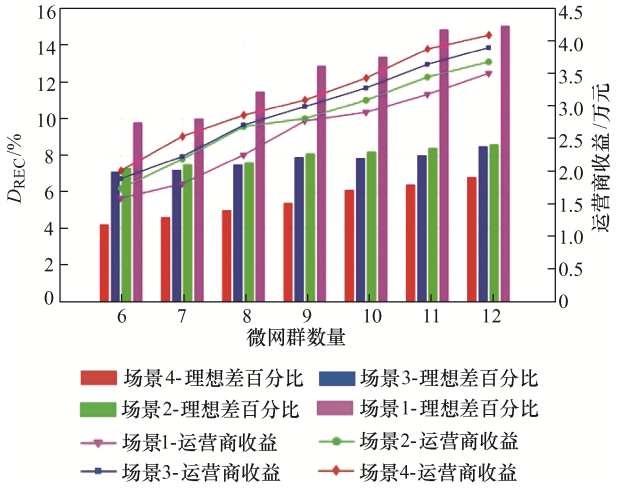


图 8 微网群规模对供电恢复的影响

Fig. 8 Influence of microgrid group size on power supply restoration

由图 8 可知：随着微网数量增加，4 种场景下的 D_{REC} 均增加，这是因为微网数量的增加，任务恢复时间增加，各时段的微网外送功率量相比配

电系统需求恢复负载量减少，进而 D_{REC} 增加；每种场景的 D_{REC} 增幅不一样，其中，场景 4 中的 D_{REC} 增幅随着微网数量增加而减缓，而场景 1 中 D_{REC} 增幅相比其他 3 种场景最快，这是因为微网数量等比例增加导致微网外送功率的响应时间也等比例提高的结果；微网运营商的收益也随着微网数量增加呈现升高趋势，但增长幅度不一致，场景 4 下运营商收益增长幅度最快。

3.2.3　边缘云服务器数量对供电恢复结果的影响分析

为了验证云边协同方式在微网参与供电恢复过程中的有效性，本文比较分析了 1 个中心云下分别含 2、3、4 个边缘云服务器时供电恢复效果和运营商收益情况，比较结果见表 4。

表 4　不同服务器数量下供电恢复效果和运营商收益情况

Tab. 4 Effect of power supply restoration and profits of operators under different numbers of servers

边缘云服务器数量	失负载节点	运营商收益/元
2	24、33、62、65	36 899.5
3	33、62、65	39 112.7
4	62、65	41 010.5
理想情况	0	44 561.3

根据表 4 中供电恢复效果以及运营商收益，比较发现，边缘云服务器的数量会对配电系统供电恢复结果产生一定影响。随着边缘云服务器数量的增加，微网参与供电恢复响应的时间延迟减小，这是因为边缘云服务器数量的增加使得任务排队时延减少，更多的任务得以快速解决，从而配电系统失负载节点减少，运营商收益增加。因此可得，边缘云服务器的增加可减少配电系统失负载节点，并提高微网运营商的收益。

4　结论

为了减小大规模微网内可再生能源出力波动性对供电恢复效果的影响，本文针对含用户侧微网群的配电系统，提出了一种基于云边协同的限制风险供电恢复策略，得到以下结论。

(1)本文所提供电恢复策略在减少微网外送功率响应时延的同时能够有效最小化配电系统的供电恢复成本。与其他方法相比，基于云边协同的恢复方式能够更合理地减少失负载量，且提高用户微网运营商的收益。

(2)微网规模会影响供电恢复的结果，更多的边缘云服务器可有效降低响应时延，并提升微网运营商收益，从而证明了云边协同在处理大规模用户侧微网供电恢复过程中的优越性。

本文采用需求侧响应的方式来设计供电恢复策略，实际上用户响应率不同会影响供电恢复效果，响应率越小，供电恢复效果越差。因此，在开放配电市场环境下，若想得到供电恢复较好的结果，需要采取主从博弈理论进一步提升用户微网的响应积极性，以此改善供电恢复效果。

参考文献：

[1] 李波, 田纯, 倪广魁, 等. 基于 JADE 平台的智能配电网自愈系统设计[J]. 智慧电力, 2020, 48(2): 9-16.
Li Bo, Tian Chun, Ni Guangkui, et al. Design of self-healing system in smart distribution network based on JADE platform [J]. Smart Power, 2020, 48(2): 9-16. (in Chinese)

[2] 赵珍珍, 王维庆, 樊小朝, 等. 基于 NSGA-II-PSO 算法的微电网多目标优化运行模式[J]. 电源学报, 2023, 21(1): 118-125.
Zhao Zhenzhen, Wang Weiqing, Fan Xiaochao, et al. Multi-objective optimization operation model of micro-grid based on NSGA-II-PSO algorithm [J]. Journal of Power Supply, 2023, 21(1): 118-125. (in Chinese)

[3] 徐玉韬, 冯起辉, 谈竹奎, 等. 考虑转供与重构协同的多端柔性互联配电网供电恢复策略[J]. 电工技术学报, 2024, 39(9): 2696-2709.
Xu Yutao, Feng Qihui, Tan Zhukui, et al. Optimal power restoration strategy for multi-terminal flexible interconnected distribution networks based on flexible interconnection device and network reconfiguration [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(9): 2696-2709. (in Chinese)

[4] 董志辉, 林凌雪, 管霖, 等. 基于多代理技术的有源配

电网供电恢复策略[J]. 电力自动化设备，2019，39(5): 22-29.

Dong Zhihui, Lin Lingxue, Guan Lin, et al. Service restoration strategy of active distribution network based on multi-agent technology [J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(5): 22-29. (in Chinese)

[5] 余云雯，袁旭峰，熊炜，等. 含多端 SOP 柔性互联配电网供电恢复方法[J]. 电网与清洁能源，2021，37(10): 75-82, 90.

Yu Yunwen, Yuan Xufeng, Xiong Wei, et al. A power supply restoration method for the flexible interconnected distribution network with multi-terminal soft open point [J]. Power System and Clean Energy, 2021, 37(10): 75-82, 90. (in Chinese)

[6] 丁健，马春雷，陈宣林，等. 计及“源-网-荷”影响的主动配电网可靠性评估[J]. 电网与清洁能源，2020，36(3): 18-26.

Ding Jian, Ma Chunlei, Chen Xuanlin, et al. Reliability evaluation of active distribution network considering “supply-grid-load” [J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(3): 18-26. (in Chinese)

[7] 袁勇，袁旭峰，邵振，等. 含 SNOP 的柔性互联配电网无功优化技术研究评述[J]. 电力电容器与无功补偿，2019，40(3): 114-122.

Yuan Yong, Yuan Xufeng, Shao Zhen, et al. Review on reactive power optimization technology of flexible interconnected distribution network with SNOP [J]. Power Capacitor & Reactive Power Compensation, 2019, 40(3): 114-122. (in Chinese)

[8] 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. (in Chinese)

[9] 原吕泽芮，顾洁，金之俭. 基于云-边-端协同的电力物联网用户侧数据应用框架[J]. 电力建设，2020，41(7): 1-8.

Yuan Lüzerui, Gu Jie, Jin Zhijian. User-side data application framework based on cloud-edge-user collaboration in power internet of things [J]. Electric Power Construction, 2020, 41(7): 1-8. (in Chinese)

[10] 李振坤，周伟杰，王坚敏，等. 基于风光荷功率曲线的有源配电网动态孤岛划分方法[J]. 电力系统自动化，2016，40(14): 58-64, 71.

Li Zhenkun, Zhou Weijie, Wang Jianmin, et al. Dynamic islanding method of active power distribution network based on wind-photovoltaic-load curve [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(14): 58-64, 71. (in Chinese)

[11] 杨丽君，王晨，赵优，等. 基于双层优化模型的电-气耦合综合能源故障恢复策略[J]. 电网技术，2020，44(11): 4264-4273.

Yang Lijun, Wang Chen, Zhao You, et al. Electric-gas coupled integrated energy fault recovery strategy based on bi-level optimization model [J]. Power System Technology, 2020, 44(11): 4264-4273. (in Chinese)

[12] Li Yong, Xiao Juanxia, Chen Chun, et al. Service restoration model with mixed-integer second-order cone programming for distribution network with distributed generations [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(4): 4138-4150.

[13] 李振坤，魏砚军，张智泉，等. 有源配电网黑启动恢复供电辅助服务市场机制研究[J]. 中国电机工程学报，2022，42(18): 6641-6654.

Li Zhenkun, Wei Yanjun, Zhang Zhiquan, et al. Research on market mechanism of black start restoration auxilliary service in distribution network [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(18): 6641-6654. (in Chinese)

[14] Golshani A, Sun Wei, Zhou Qun, et al. Incorporating wind energy in power system restoration planning [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(1): 16-28.

[15] 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. (in Chinese)

[16] Koutsoukis N C, Georgilakis P S, Hatziargyriou N D. Multistage coordinated planning of active distribution networks [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(1): 32-44.

[17] 侯祖锋, 丘冠新, 曹安瑛, 等. 考虑光伏出力时变性的配电网短时供电恢复策略[J]. 电测与仪表, 2024, 61(8): 90-96.
Hou Zufeng, Qiu Guanxin, Cao Anying, et al. Short-term power supply recovery strategy of distribution network considering time-varying photovoltaic output [J]. Electrical Measurement and Instrumentation, 2024, 61(8): 90-96. (in Chinese)

[18] 陈厚合, 丛前, 姜涛, 等. 多能协同的配电网供电恢复策略[J]. 电工技术学报, 2022, 37(3): 610-622, 685.
Chen Houhe, Cong Qian, Jiang Tao, et al. Distribution systems restoration with multi-energy synergy [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(3): 610-622, 685. (in Chinese)

[19] 郝丽丽, 陈从霜, 王川, 等. 基于恢复价值动态评估的配电网恢复控制决策[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(7): 73-80, 96.
Hao Lili, Chen Congshuang, Wang Chuan, et al. Restoration control strategy of distribution network based on dynamic evaluation of restoration value [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(7): 73-80, 96. (in Chinese)

[20] Liu Xindong, Shahidehpour M, Li Zuyi, et al. Microgrids for enhancing the power grid resilience in extreme conditions [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(2): 589-597.

[21] 任志玲, 刘卫东, 杨柳, 等. 基于改进鸽群算法的含分布式电源配电网故障定位[J]. 电源学报, 2022, 20(4): 171-178.
Ren Zhiling, Liu Weidong, Yang Liu, et al. Fault location of distribution network with distributed generations based on improved pigeon-inspired optimization algorithm [J]. Journal of Power Supply, 2022, 20(4): 171-178. (in Chinese)

[22] 李穆寅, 曹志远, 李佳旭, 等. 计及供电−供水系统耦合关系的配电网故障恢复优化决策方法[J]. 电力建设, 2021, 42(3): 54-60.
Li Muyin, Cao Zhiyuan, Li Jiaxu, et al. Optimization decision-making method for distribution system restoration considering the interdependency between power and water distribution systems [J]. Electric Power Construction, 2021, 42(3): 54-60. (in Chinese)

[23] 王辉, 郝丽丽, 黄梅, 等. 基于电压薄弱环节识别的配电网供电恢复策略[J]. 电力电容器与无功补偿, 2020, 41(5): 158-163, 170.
Wang Hui, Hao Lili, Huang Mei, et al. Power supply recovery strategy of distribution network based on weak voltage area identification [J]. Power Capacitor & Reactive Power Compensation, 2020, 41(5): 158-163, 170. (in Chinese)

[24] 刘可, 邓其军, 杨嘉, 等. 行波理论支持下多电源配电网故障定位系统[J]. 电源学报, 2022, 20(4): 163-170.
Liu Ke, Deng Qijun, Yang Jia, et al. Fault location system for multi-power distribution network based on travelling wave theory [J]. Journal of Power Supply, 2022, 20(4): 163-170. (in Chinese)



时志雄

作者简介：

时志雄(1979—)，男，硕士，高级工程师。研究方向：配电系统供电恢复策略。E-mail：2540184375@qq.com。

张智泉(1984—)，男，博士，讲师。研究方向：配电系统优化运行技术。E-mail：zzhiquan@126.com。

李振坤(1982—)，男，通信作者，博士，教授。研究方向：配电系统自愈恢复方法。E-mail：lzk021@163.com。

杨秀(1975—)，男，博士，教授。研究方向：配电系统运行控制技术。E-mail：603933500@qq.com。

柳劲松(1980—)，男，硕士，高级工程师。研究方向：配电系统故障恢复技术。E-mail：liujinsong@163.com。

(责任编辑：陈国珍)