中国科学: 技术科学 2026 年 第 56 卷 第 6 期: 1614 ~ 1625
SCIENTIA SINICA Technologica techcn.scichina.com
《中国科学》杂志社 SCIENCE CHINA PRESS

论 文

计及配微电网协调规划的供电系统可靠性优化

韩润泽, 孔德政, 赵天阳*, 黄玉雄, 李更丰, 别朝红

西安交通大学电气工程学院, 西安 710049
* E-mail: zhaoty@stu.xjtu.edu.cn

收稿日期: 2025-09-01; 接受日期: 2025-12-11; 网络版发表日期: 2026-05-28
智能电网国家科技重大专项(2030)项目(编号: 2024ZD0800700)资助

摘要 配电网与微电网的协调规划是促进分布式电源利用, 提高供电系统运行经济性的重要手段, 但同时也将直接改变供电系统的运行特征与故障恢复过程, 进而影响系统可靠性. 本文通过建立计及配微电网协同恢复的可靠性评估模型, 并基于带混合整数追索的两阶段优化方法, 引入虚拟微电网划分策略, 将该模型与配电系统的规划问题结合, 实现利用配电网环状设计、微电网选址与配微电网协同恢复提升供电系统可靠性. 针对该规划问题的耦合变量特征, 考虑虚拟化管理约束, 提出融合Lagrange、增强Benders dual和部分主割的自适应行生成解耦算法, 实现有限代数内的规划方案的加速生成. 通过算例分析, 验证了上述模型、算法的有效性. 实验结果表明, 计及配微电网协同恢复影响使得配电系统内不同馈线间的负荷转移需求降低, 对于制定合理的配微电网规划方案、提升其可靠性和经济性具有重要的意义.

关键词 供电系统, 配微电网规划, 虚拟微电网, 可靠性评估, 可靠性优化, 解耦算法

1 引言

供电系统是由电力系统高压配电变电站出线母线侧隔离开关至用户端管界点的供电网络, 包含配电网、微电网等配用电力网络[1]. 随着双碳目标的深入实施, 分布式光伏、电动汽车、用户侧储能等分布式资源海量接入配电网, 对供电系统的可靠性提出了更高的要求, 其可靠性优化成为其规划和管理的基本问题[2].

伴随着微电网技术的发展及应用[3], 供电系统由传统的配电网发展至配电网、微电网交互并存的新形态[4]. 随着系统复杂度的提升, 虚拟微电网技术逐渐兴起, 通过逻辑划分实现配电网的分区管理, 为大规模配微电网协调提供了新的技术路径. 配微电网协调交互时, 微电网将分布式资源聚合接入配电网, 利用孤网运行、协同配电网拓扑重构, 提升电源充裕性、拓扑连通性, 缩短用户停电时间、系统停电范围, 实现故障的协同恢复[5]. 以上恢复过程, 可灵活改变电力用户的供电路径, 实现多变故障条件下的源荷平衡, 客观上对微电网的位置、配电网的互联方式等规划要素提出了更高的要求.

供电系统可靠性评估是可靠性优化的基础, 包含故障模式和故障影响两个分析过程, 目前广泛模拟法[6,7]和解析法[8~10]进行实现. 模拟法使用抽样的方法

引用格式: 韩润泽, 孔德政, 赵天阳, 等. 计及配微电网协调规划的供电系统可靠性优化. 中国科学: 技术科学, 2026, 56: 1614–1625
Han R Z, Kong D Z, Zhao T Y, et al. Reliability optimization of power supply systems with coordinated planning of distribution networks and microgrids (in Chinese). Sci Sin Tech, 2026, 56: 1614–1625, doi: 10.1360/SST-2025-0241

© 2026 《中国科学》杂志社

模拟系统故障模式, 采用电力系统稳态、动态、暂态分析模型量化故障影响, 并利用平均、重要抽样方法进行重复抽样至直到系统期望损失电量(expected energy not supplied, EENS)等统计指标收敛. 文献[5]提出了通用停运表以描述分布式电源的出力特征, 进而评估含分布式电源微电网对供电系统可靠性提升的贡献. 文献[7]基于序贯蒙特卡罗模拟方法, 评估微电网、配电网协同恢复对供电系统可靠性的影响.

解析法利用预想事故集及相应概率形成随机故障模式, 即离散概率分布; 进而利用最小路法、最大流、混合整数线性规划(mixed integer linear programming, MILP)[8]、线性规划(linear programming, LP)[9]和线性方程[10]等方法量化故障影响; 文献[10]利用辐射状网络的追索特性, 进一步缩减LP问题为线性方程问题. 对于辐射状配电网, 文献[9]基于虚拟流描述不同负荷点与变电站间的供电路径集合, 利用LP问题识别出最短供电路径, 进而获得不同故障模式下的停电范围. 进一步地, 对于环状配电网, 文献[8]中基于MILP模型描述故障后的拓扑重构对缩小停电范围的贡献. 综合文献可以得出, 基于解析法的故障影响分析模型中未考虑配电网与微电网的系统过程, 难以指导两者协调规划提升可靠性.

基于供电可靠性评估模型, 已有一定的学者开展相关配电网、微电网及两者的协调规划以提升供电系统的可靠性, 此类规划问题一般被构建为优化问题. 文献[11]中通过优化变电站、馈线方法, 计及开关成本、可靠性成本, 构建多阶段混合整数线性规划模型. 基于LP表征的可靠性评估模型[9], 文献[12]构建MILP问题, 优化辐射状配电网的变电站及馈线规划方案. 计及配电网拓扑重构对可靠性的影响[8], 文献[13]中通过优化环状配电网的互联方式以满足可靠性约束. 文献[14]利用两阶段混合整数锥规划模型, 对互联微电网群的微电网及储能规划方案进行优化, 以降低配电系统$N-1$故障下的负荷损失. 基于蒙特卡罗仿真可靠性评估方法, 文献[15]构建了可靠性约束的两阶段随机规划问题, 以优化规划方案.

针对可靠性优化问题决策变量、约束条件及目标函数的数学特征, 启发式算法与运筹优化是目前求解此类问题的通用算法[16]. 文献[17]采用二进制编码的粒子群算法求解以两阶段随机优化问题为表征的可靠性优化问题. 鉴于进化算法对可靠性优化问题内复杂约束处理能力不足的问题, 文献[13]采用分支定界算法求解MILP. 基于可靠性优化问题中, 规划方案与可靠性评估问题的耦合特征, 文献[14]提出双线性Benders解耦算法求解两阶段混合整数锥规划问题. 对于多阶段规划问题的序贯特征, 文献[18]利用随机对偶动态算法求解规划问题.

然而, 面向配微电网协调规划的可靠性评估模型仍存在以下三个问题.

(1) 现有供电系统可靠性评估解析模型中, 未计及故障恢复过程中配电网与微电网的协同过程, 缺乏虚拟化分区管理机制, 无法呈现微电网孤网运行能力对用户停电时间、停电范围的影响, 进而难以呈现微电网对可靠性影响.

(2) 现有基于解析可靠性模型的环状配电网可靠性优化模型中, 未计及联络线、微电网间的协调关系, 多采用集中式建模方式, 无法将微电网的电源属性与配电网的连通性相配合, 难以提升规划方案经济性.

(3) 现有可靠性优化算法, 以进化算法或分支定界算法为基础, 未利用可靠性评估模型与规划方案间的耦合特征, 导致规划方案难以满足约束条件或计算效率低下, 难以满足规划方案生成的客观需求.

因此, 本文提出的创新点如下.

(1) 提出了基于虚拟微电网划分的配微电网协调规划可靠性评估模型, 该模型将拓扑重构、故障修复中的配微电网协同恢复过程构建为混合整数线性规划模型, 通过虚拟化分区管理量化了配微电网协同恢复对系统可靠性的影响.

(2) 提出了考虑虚拟化约束的配微电网协调规划的可靠性优化模型, 该模型将可靠性评估问题内嵌为离散场景下带混合整数追索问题的两阶段优化问题, 实现了规划方案的经济性与可靠性的折衷.

(3) 提出了基于Benders解耦框架的自适应行生成割平面算法, 该算法利用规划方案与可靠性评估问题耦合变量的离散化特征, 融入Lagrange[19]、Parametric[20]、Partial Primal[21]割平面, 实现了有限代数内的配微协调规划方案生成.

2　可靠性评估模型

供电系统的可靠性评估包含故障模式、故障影响分析及指标计算三个环节, 故障影响分析中的拓扑重

构及故障恢复是影响可靠性的关键过程. 本节主要介绍计及配微电网协同恢复的故障分析模型, 为后续可靠性优化提供模型支撑.

2.1 基本定义

定义1: 配电网是由变电站、节点、线路、负荷构成的电力网络, 分别表示为集合$g \in \mathcal{G}$、$i \in \mathcal{N}$、$ij \in \mathcal{L}$、$d \in \mathcal{D}$. 其中, 线路包含分支线$\mathcal{E}$与联络线$\mathcal{T}$两类, 即集合$\mathcal{L} := \mathcal{E} \cup \mathcal{T}$. 线路$ij \in \mathcal{E}$构成的网络$\mathcal{G}$为环状连通图. 配电网的运行状态包含正常、故障及修复三种状态.

定义2: 微电网$m \in \mathcal{M}$是由分布式电源、重要负荷、储能构成的电力网络, 具备并网、离网运行两种状态. 在离网运行时, 具备向特定用户群体提供连续电能的能力.

定义3: 供电系统是由电力系统高压配电变电站出线母线侧隔离开关至用户端管界点的供电网络, 由配电网、微电网互联构成. 示意图如图1.

定义4: 可靠性是指供电系统对用户持续供电的能力, 采用期望损失电量EENS指标度量.

定义5: 虚拟化管理是通过将配电网按照馈线结构进行分区管理的技术手段. 每个分区可视为一个虚拟微电网管理单元, 通过馈线检测算法识别各分区的边界和连接关系, 实现故障影响范围的快速定位和分区协调恢复.

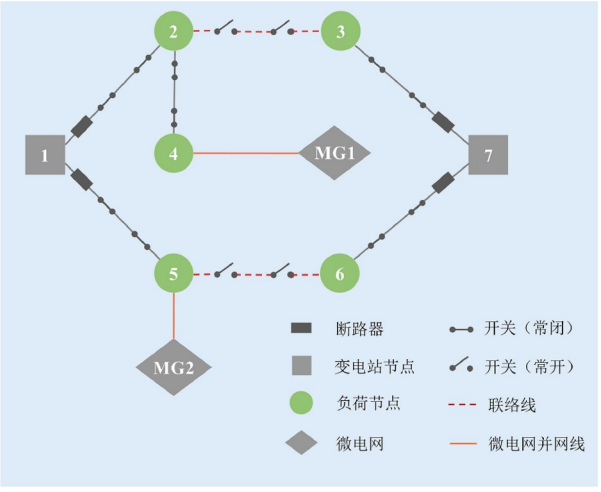

图 1 (网络版彩图)供电系统示意图

Figure 1 (Color online) Schematic diagram of power supply system.

2.2 假设条件

基于供电系统、配电网、微电网运行现状, 为便于分析配微电网协同故障恢复过程, 做如下假设.

(1) 供电系统可靠性内的故障模式仅考虑单一线路故障[9], 即故障集合$\Omega := \{\zeta^s \in \mathbb{B}^{|\mathcal{L}|}, \forall s \in \mathcal{S}\}$, 其中$\zeta_s := \left\{\zeta_{ij}^s, \forall ij \in \mathcal{L}\right\}$, ζ_{ij}^s为二进制变量, 表示线路ij在故障场景s中的状态, 1表示线路处于运行状态, 0表示线路处于故障状态.

(2) 任意线路$ij \in \mathcal{L}$的可靠性由年均故障次数λ_{ij}、倒开关τ_{ij}^{SW}和修复时间τ_{ij}^{RP}决定. 每条线路的两端均配置有开关(假设为高可靠网络). 当线路故障时, 两端开关打开将故障隔离; 经τ_{ij}^{SW}时间后, 拓扑自动重构, 实现负荷转供; 经τ_{ij}^{RP}时间后, 线路故障被修复, 拓扑结构恢复到初始状态[22].

(3) 对于任意节点$d \in \mathcal{D}$, 在无配电网或微电网进行供电时, 全部负荷被切除; 在配电网供电时, 其负荷不可被切除; 在微电网供电时, 负荷可连续切除.

(4) 配微电网协同恢复包含拓扑重构及修复两个过程, 如图2所示. 在拓扑重构过程中, 微电网可向直接相连的负荷节点进行供电; 在修复过程中, 微电网可借助线路向连通图内的节点供电.

(5) 交流配微电网一般为辐射状结构, 故拓扑$ij \in \mathcal{E}$为连通的树状图. 在拓扑重构过程中, 配电网可形成多个不连通的子网络, 每个子网络处于树状结构内仅含有一个电源点, 即变电站或微电网[23].

2.3 故障影响分析模型

为提高大规模配电网故障影响分析的计算效率和管理精度, 本文引入虚拟微电网划分策略. 该策略根据配电网的馈线结构, 将配电网按照馈线进行逻辑分区, 每个分区可视为一个虚拟微电网管理单元. 通过馈线检测算法识别各分区的边界和连接关系, 实现故障影响范围的快速定位和分区协调恢复. 这种方法既保持了配电网的整体性, 又具备了微电网分区管理的灵活性.

基于第2.2节中假设条件, 当$\zeta_{s,ij} = 0$时, 供电系统的恢复过程包含拓扑重构及恢复两个过程. 如图2所示, 用户的负荷损失主要由故障时刻$t_0 \sim t_0 + \tau_{ij}^{\mathrm{SW}}$、

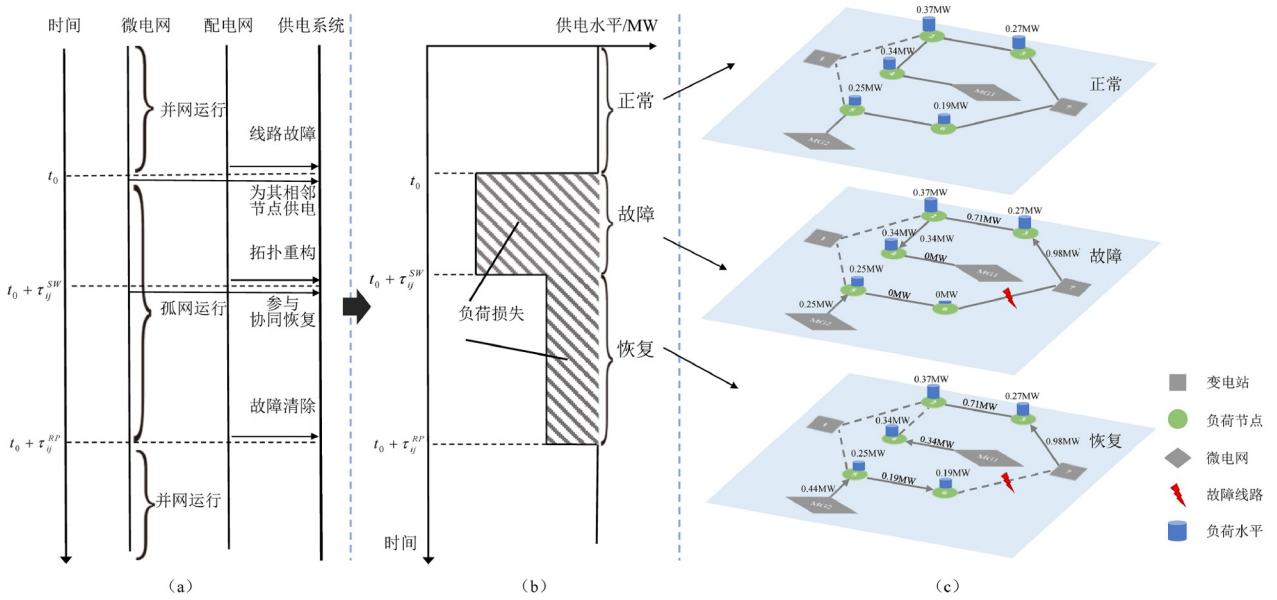

图 2　(网络版彩图)配微电网协同恢复过程示意图. (a) 配电网与微电网协同恢复时序图; (b) 供电系统供电水平时变曲线图; (c) 供电系统状态变化图

Figure 2　(Color online) Schematic diagram of coordinated recovery process between distribution network and microgrid. (a) Timeline of coordinated recovery between distribution network and microgrid; (b) time-varying curve of power supply level in the power supply system; (c) state transition diagram of the power supply system.

$t_0+\tau_{ij}^{\mathrm{SW}} \sim t_0+\tau_{ij}^{\mathrm{RP}}$的供电水平($\sum_{d\in\mathcal{D}} p_d$)决定. 本节对以上两个状态分别建立分析模型, 度量系统供电水平.

2.3.1　$t_0 \sim t_0+\tau_{ij}^{\mathrm{SW}}$供电水平分析模型

在故障发生时刻t_0至拓扑重构前$t_0+\tau_{ij}^{\mathrm{SW}}$, 对于给定的微电网规划方案$\beta_m, \forall m\in\mathcal{M}$、联络线规划方案$\beta_{ij}, \forall ij\in\mathcal{T}$和拓扑结构$\alpha_{ij}, \forall ij\in\mathcal{L}$, 系统的供电水平可用以下线性规划(linear programming, LP)模型进行表征:

$$\min_{\mathbf{y}^{\mathrm{SW},s}} \sum_{d\in\mathcal{D}} p_{\mathrm{ls},d}^{s}, \tag{1}$$

$$\text{s.t. } 0 \leqslant p_m^s \leqslant \beta_m S_m^{\max}, \ \forall m\in\mathcal{M}, \tag{2}$$

$$\mathrm{F2L}_{ij}^{f} \geqslant \omega l_{ij,f}^{s}, \forall ij\in\mathcal{L}, f\in\mathcal{F}, \tag{3}$$

$$\mathrm{F2L}_{ij}^{f} - \zeta_{ij} \leqslant \omega l_{ij,f}^{s} \leqslant 1-\zeta_{ij}, \forall ij\in\mathcal{L}, f\in\mathcal{F}, \tag{4}$$

$$\mathrm{IF}_f^s = \sum_{ij\in\mathcal{L}_f} \omega l_{ij,f}^{s}, \forall f\in\mathcal{F}, \tag{5}$$

$$\omega b_{i,f}^{s} \leqslant \mathrm{F2B}_i^{f}, \forall i\in\mathcal{N}, f\in\mathcal{F}, \tag{6}$$

$$\mathrm{IF}_f^s + \mathrm{F2B}_i^{f} - 1 \leqslant \omega b_{i,f}^{s} \leqslant \mathrm{IF}_f^s, \forall i\in\mathcal{N}, f\in\mathcal{F}, \tag{7}$$

$$\mathrm{IB}_i^s = \sum_{f\in\mathcal{F}} \omega b_{i,f}^{s}, \forall i\in\mathcal{N}, \tag{8}$$

$$\sum_{d\in\mathcal{D}} p_{\mathrm{ls},d}^{s} \geqslant \sum_{d\in\mathcal{D}} \mathrm{IB}_d^s \cdot P_d - \sum_{m\in\mathcal{M}_d} p_m^s, \tag{9}$$

式中, $\mathbf{y}^{\mathrm{SW},s} := \left\{\mathrm{IF}_f^s, \mathrm{IB}_i^s, \omega l_{ij,f}^s, \omega b_{i,f}^s, p_d^s, p_m^s\right\}$表示本阶段的优化变量; IF_f^s、IB_i^s分别表示故障场景s下馈线f、节点i是否属于故障影响范围, 若为1, 则在故障范围内; $\omega l_{ij,f}^s$、$\omega b_{i,f}^s$分别表示故障场景s下线路ij、节点i是否受馈线f的影响, 若为1, 则属于馈线f且受故障影响; P_d表示节点d的总有功负荷; p_m^s表示微电网m的有功水平; $p_{\mathrm{ls},d}^s$表示节点d的有功负荷削减水平; $\mathrm{F2L}_{ij}^f$表示线路ij是否属于馈线f之内, 若为1, 则属于馈线f, 该二元变量的值取决于配电网的正常运行状态, 在故障发生前已经确定.

问题(1)的目标函数是最小化$t_0 \sim t_0+\tau_{ij}^{\mathrm{SW}}$阶段负荷损失; 约束(2)表示微电网$m$供电时的有功出力约束; 约束(3)~(5)表示故障场景s下线路ij与馈线f的故障传

播关系; 约束(6)~(8)表示故障场景s下节点i与馈线f的故障传播关系; 约束(9)表示受影响区域的负荷削减水平, 即系统总负荷削减水平应高于受影响区域的总负荷和微电网有功出力的差值. 与文献[9]中的LP模型相比, 所提出的模型无需考虑整个配电网和复杂的运行约束, 即可刻画出$t_0 \sim t_0+\tau_{ij}^{\mathrm{SW}}$阶段内的停电范围, 还可量化微电网孤网运行对切负荷量的贡献.

2.3.2 $t_0+\tau_{ij}^{\mathrm{SW}} \sim t_0+\tau_{ij}^{\mathrm{RP}}$供电水平分析模型

在拓扑重构后$t_0+\tau_{ij}^{\mathrm{SW}}$至永久性故障被清除$t_0+\tau_{ij}^{\mathrm{RP}}$时段, 系统的供电水平由重构后的拓扑结构、变电站与微电网的供电能力共同决定. 本节构建以下MILP模型以度量该阶段的供电水平:

$$\min_{\mathbf{y}^{\mathrm{RP},s}} \sum_{d\in\mathcal{D}} \overline{p}_{\mathrm{ls},d}^{s}, \tag{10}$$

$$\text{s.t. } -\overline{\alpha}_{ij}^{s}F_{ij}^{\max} \leqslant \overline{F}_{ij}^{s} \leqslant \overline{\alpha}_{ij}^{s}F_{ij}^{\max}, \forall ij \in \mathcal{L}, \tag{11}$$

$$\sum_{ij\in\mathcal{L}} \overline{F}_{ij}^{s} - \sum_{ji\in\mathcal{L}} \overline{F}_{ji}^{s} = \sum_{g\in\mathcal{G}_i} \overline{F}_{g}^{s} + \sum_{m\in\mathcal{M}_i} \overline{F}_{m}^{s} - \sum_{d\in\mathcal{D}_i} F_d, \forall i \in \mathcal{N}, \tag{12}$$

$$\sum_{ij\in\mathcal{L}} \overline{\alpha}_{ij} = |\mathcal{N}| - |\mathcal{G}| - \sum_{m\in\mathcal{M}} \beta_m, \tag{13}$$

$$\overline{\alpha}_{ij} \leqslant \beta_{ij}, \forall ij \in \mathcal{T}, \tag{14}$$

$$\sum_{ij\in\mathcal{L}} \overline{p}_{ij}^{s} - \sum_{ji\in\mathcal{L}} \overline{p}_{ji}^{s} = \sum_{g\in\mathcal{G}_i} \overline{p}_{g}^{s} - \sum_{d\in\mathcal{D}_i} (P_d - \overline{p}_{\mathrm{ls},d}) + \sum_{m\in\mathcal{M}_i} \overline{p}_{m}^{s}, \forall i \in \mathcal{N}, \tag{15}$$

$$\sum_{ij\in\mathcal{L}} \overline{q}_{ij}^{s} - \sum_{ji\in\mathcal{L}} \overline{q}_{ji}^{s} = \sum_{g\in\mathcal{G}_i} \overline{q}_{g}^{s} - \sum_{d\in\mathcal{D}_i} (Q_d - \overline{q}_{\mathrm{ls},d}) + \sum_{m\in\mathcal{M}_i} \overline{q}_{m}^{s}, \forall i \in \mathcal{N}, \tag{16}$$

$$-\overline{\alpha}_{ij}^{s}M \leqslant \overline{v}_i^{s} - \overline{v}_j^{s} - 2(\overline{p}_{ij}^{s}R_{ij} + \overline{q}_{ij}^{s}X_{ij}) \leqslant \overline{\alpha}_{ij}^{s}M, \forall ij \in \mathcal{L}, \tag{17}$$

$$-\overline{\alpha}_{ij}^{s}S_{ij}^{\max} \leqslant \overline{p}_{ij}^{s} \leqslant \overline{\alpha}_{ij}^{s}S_{ij}^{\max}, \forall ij \in \mathcal{L}, \tag{18}$$

$$-\overline{\alpha}_{ij}^{s}S_{ij}^{\max} \leqslant \overline{q}_{ij}^{s} \leqslant \overline{\alpha}_{ij}^{s}S_{ij}^{\max}, \forall ij \in \mathcal{L}, \tag{19}$$

$$-\zeta_{ij}^{s}S_{ij}^{\max} \leqslant \overline{p}_{ij}^{s} \leqslant \zeta_{ij}^{s}S_{ij}^{\max}, \forall ij \in \mathcal{L}, \tag{20}$$

$$-\zeta_{ij}^{s}S_{ij}^{\max} \leqslant \overline{q}_{ij}^{s} \leqslant \zeta_{ij}^{s}S_{ij}^{\max}, \forall ij \in \mathcal{L}, \tag{21}$$

$$-\sqrt{2}\,S_{ij}^{\max} \leqslant \overline{p}_{ij}^{s} \pm \overline{q}_{ij}^{s} \leqslant \sqrt{2}\,S_{ij}^{\max}, \tag{22}$$

$$0 \leqslant \overline{p}_{\mathrm{ls},d}^{s} \leqslant p_{\mathrm{ls},d}^{s}, \forall d \in \mathcal{D}, \tag{23}$$

$$0 \leqslant \overline{q}_{\mathrm{ls},d}^{s} \leqslant q_{\mathrm{ls},d}^{s}, \forall d \in \mathcal{D}, \tag{24}$$

$$\overline{p}_{\mathrm{ls},d} = \frac{P_d}{Q_d}\overline{q}_{\mathrm{ls},d}, \forall d \in \mathcal{D}, \tag{25}$$

$$0 \leqslant \overline{p}_{m}^{s} \leqslant \beta_m S_m^{\max}, \forall m \in \mathcal{M}, \tag{26}$$

$$0 \leqslant \overline{q}_{m}^{s} \leqslant \beta_m S_m^{\max}, \forall m \in \mathcal{M}, \tag{27}$$

$$\overline{p}_{m}^{s} + \overline{q}_{m}^{s} \leqslant \sqrt{2}\,S_m^{\max}, \forall m \in \mathcal{M}, \tag{28}$$

$$\overline{p}_{m}^{s}(\tau_s^{\mathrm{RP}} - \tau_s^{\mathrm{SW}}) + p_m^{s}\tau_s^{\mathrm{SW}} \leqslant E_m, \forall m \in \mathcal{M}, \tag{29}$$

$$0 \leqslant \overline{F}_{m}^{s} \leqslant \beta_m F_m^{\max}, \tag{30}$$

式中, $\mathbf{y}^{\mathrm{RP},s} := \{\overline{F}_{ij}^{s}, \overline{F}_{g}^{s}, \overline{F}_{m}^{s}, \overline{\alpha}_{ij}^{s}, \overline{p}_{\mathrm{ls},d}^{s}, \overline{q}_{\mathrm{ls},d}^{s}, \overline{p}_{ij}^{s}, \overline{q}_{ij}^{s}, \overline{p}_{g}^{s}, \overline{q}_{g}^{s}, \overline{v}_i^{s}, \overline{p}_m, \overline{q}_m\}$表示本阶段的优化变量; $\overline{F}_{ij}^{s}$、$\overline{F}_{g}^{s}$、$\overline{F}_{m}^{s}$和$\overline{F}_{d}^{s}$分别表示线路ij、发电机g、微电网m和负荷d的虚拟功率; $\overline{\alpha}_{ij}^{s}$、$\overline{p}_{\mathrm{ls},d}^{s}$、$\overline{q}_{\mathrm{ls},d}^{s}$、$\overline{p}_{ij}^{s}$、$\overline{q}_{ij}^{s}$、$\overline{p}_{g}^{s}$、$\overline{q}_{g}^{s}$、$\overline{v}_i^{s}$、$\overline{p}_m$和$\overline{q}_m$与问题(1)中的含义一致; $F_{ij}^{\max}$、$F_{g}^{\max}$、$F_{m}^{\max}$表示线路ij、发电机g、微电网m的边界值, $F_{ij}^{\max} = |\mathcal{N}|$, $F_{g}^{\max} = |\mathcal{G}|$; F_d为虚拟负荷d容量, 本文中设为1; R_{ij}、X_{ij}分别为线路ij的电阻、电抗; $S_{ij}^{\max}$、$S_{m}^{\max}$分别为线路ij、微电网m的额定容量.

问题(10)中, 目标函数为$t_0+\tau_{ij}^{\mathrm{SW}} \sim t_0+\tau_{ij}^{\mathrm{RP}}$阶段的负荷损失; 约束(11)~(13)表示拓扑重构时的约束条件; 约束(14)表示拓扑重构方案受制于联络线规划方案; 约束(15)~(22)的含义与问题(1)中的约束条件一致; 约束(23)和(24)表示负荷损失水平处于递减状态; 约束(25)表示负荷损失的功率因数; 约束(26)~(28)表示微电网的功率限制; 约束(29)表示微电网m的能量约束; 约束(30)表示微电网m的供电范围约束.

在满足约束(11)和(12)时, 每个虚拟负荷节点d都至少与一个电源节点相连; 约束(13)表明各子网内不存在环网, 满足第2.2节中的第5条假设条件[22]. 约束(15)和(16)表明微电网的供电范围可由当前节点扩展至所在子网内. 在$t_0+\tau_{ij}^{\mathrm{SW}} \sim t_0+\tau_{ij}^{\mathrm{RP}}$阶段, 在约束(29)触发前, 微电网的能量仍然充足, 可满足所在分区用户的连续供电需求; 在约束(29)被触发时, 微电网所在分区的用户仍会停电, 但可减少停电时间.

2.4　可靠性指标

基于第2.2节中的故障恢复过程, 第2.3节中的故障影响分析模型可知, 任意线路ij故障时, 其损失电量(ENS)为$\tau_{ij}^{\mathrm{SW}}\sum_{d\in\mathcal{D}}p_{\mathrm{ls},d}^{s}+(\tau_{ij}^{\mathrm{RP}}-\tau_{ij}^{\mathrm{SW}})\sum_{d\in\mathcal{D}}\overline{p}_{\mathrm{ls},d}^{s}$. 在遍历所有线路故障后, 供电系统的期望负荷损失(EENS)可表示为

$$\begin{aligned}&\mathrm{EENS}(\alpha_{ij},\forall ij\in\mathcal{L},\mathcal{M};\Omega)\\&=\min_{\mathbf{y}^{\mathrm{SW},s}\times\mathbf{y}^{\mathrm{RP},s},\forall s\in\Omega}\sum_{ij}\lambda_{ij}\frac{\Delta_b}{8760}\Bigg[\tau_{ij}^{\mathrm{SW}}\sum_{d\in\mathcal{D}}\sum_{b\in\mathcal{B}}p_{\mathrm{ls},d,b}^{s}\frac{p_{d,b}}{P_d}\\&\quad+(\tau_{ij}^{\mathrm{RP}}-\tau_{ij}^{\mathrm{SW}})\sum_{d\in\mathcal{D}}\overline{p}_{\mathrm{ls},d}^{s}\frac{p_{d,b}}{P_d}\Bigg],\\&\text{s.t. (2)~(9), (11)~(30),}\end{aligned}\tag{31}$$

式中, Δ_b、p_b、$b\in\mathcal{B}$分别为负荷水平p_b的年持续时间, 且$\tau_{ij}^{\mathrm{RP}}\ll\Delta_b,\forall b\in\mathcal{B}$.

3　可靠性优化模型

基于第2节的可靠性评估模型, 本节利用两阶段规划框架, 第一阶段对配电网内不同馈线间的互联线路、微电网位置进行协调规划, 第二阶段对规划方案进行可靠性评估, 实现经济性与可靠性的平衡.

计及配微协调规划的可靠性优化问题, 可表述为以下两阶段优化问题:

$$\min_{\mathbf{x}\in\mathcal{X}}f(\mathbf{x})+\rho\sum_{s\in\Omega}\mathcal{Q}(\mathbf{x},\xi_s),\tag{32}$$

式中, $\mathbf{x}:=\{\beta_{ij},\forall ij\in\mathcal{T},\beta_m,\forall m\in\mathcal{M},V_i,P_g,F_g,\forall i,g,\alpha_{ij},F_{ij},P_{ij},Q_{ij},\mathrm{F2L}_{ij}^{f},\forall ij\in\mathcal{L},\forall f\in\mathcal{F}\}$; 其中, β_{ij}表示联络线ij是否建设, 1表示线路ij投入建设; β_m表示微电网m是否建设, 1表示微电网m投入建设. ρ为可靠性价格; $\mathcal{X}$为第一阶段规划的可行域, 表示如下:

$$\sum_{ij\in\mathcal{L}}F_{ij}-\sum_{ji\in\mathcal{L}}F_{ji}=\sum_{g\in\mathcal{G}_i}F_g-\sum_{d\in\mathcal{D}_i}F_d,\forall i\in\mathcal{N},\tag{33}$$

$$\sum_{ij\in\mathcal{L}}\alpha_{ij}=|\mathcal{N}|-|\mathcal{G}|,\tag{34}$$

$$-\alpha_{ij}F_{ij}^{\max}\leqslant F_{ij}\leqslant\alpha_{ij}F_{ij}^{\max},\forall ij\in\mathcal{L},\tag{35}$$

$$\alpha_{ij}\leqslant\beta_{ij},\forall ij\in\mathcal{T},\tag{36}$$

$$\sum_{ij\in\mathcal{L}}P_{ij}-\sum_{ji\in\mathcal{L}}P_{ji}=\sum_{g\in\mathcal{G}_i}P_g-\sum_{d\in\mathcal{D}_i}P_d,\forall i\in\mathcal{N},\tag{37}$$

$$\sum_{ij\in\mathcal{L}}Q_{ij}-\sum_{ji\in\mathcal{L}}Q_{ji}=\sum_{g\in\mathcal{G}_i}Q_g-\sum_{d\in\mathcal{D}_i}Q_d,\forall i\in\mathcal{N},\tag{38}$$

$$-\alpha_{ij}M\leqslant V_i-V_j-2(P_{ij}R_{ij}+Q_{ij}X_{ij})\leqslant\alpha_{ij}M,\forall ij\in\mathcal{E},\tag{39}$$

$$-\alpha_{ij}S_{ij}^{\max}\leqslant P_{ij}\leqslant\alpha_{ij}S_{ij}^{\max},\forall ij\in\mathcal{E},\tag{40}$$

$$-\alpha_{ij}S_{ij}^{\max}\leqslant Q_{ij}\leqslant\alpha_{ij}S_{ij}^{\max},\forall ij\in\mathcal{E},\tag{41}$$

$$-\sqrt{2}S_{ij}^{\max}\leqslant P_{ij}\pm Q_{ij}\leqslant\sqrt{2}S_{ij}^{\max},\tag{42}$$

$$\mathrm{F2L}_{ij}^{f}\leqslant\alpha_{ij},\forall ij\in\mathcal{L}_{\mathrm{feeder}},f\in\mathcal{F},\tag{43}$$

$$\mathrm{F2L}_{ij}^{f}\leqslant\mathrm{F2B}_{i}^{f}+(1-\alpha_{ij})\cdot M,\forall ij\in\mathcal{L},f\in\mathcal{F},\tag{44}$$

$$\mathrm{F2L}_{ij}^{f}\geqslant\mathrm{F2B}_{i}^{f}-(1-\alpha_{ij})\cdot M,\forall ij\in\mathcal{L},f\in\mathcal{F},\tag{45}$$

$$\mathrm{F2L}_{ij}^{f}\leqslant\mathrm{F2B}_{j}^{f}+(1-\alpha_{ij})\cdot M,\forall ij\in\mathcal{L},f\in\mathcal{F},\tag{46}$$

$$\mathrm{F2L}_{ij}^{f}\geqslant\mathrm{F2B}_{j}^{f}-(1-\alpha_{ij})\cdot M,\forall ij\in\mathcal{L},f\in\mathcal{F},\tag{47}$$

$$\sum_{f\in\mathcal{F}}\mathrm{F2L}_{ij}^{f}\leqslant 1,\forall ij\in\mathcal{L},\tag{48}$$

$$\sum_{f\in\mathcal{F}}\mathrm{F2B}_{i}^{f}\leqslant 1,\forall i\in\mathcal{N}.\tag{49}$$

问题(32)中, $f(\mathbf{x})$表示联络线和微电网的投资成本:

$$f(\mathbf{x})=\sum_{ij\in\mathcal{T}}c_{ij}\beta_{ij}+\sum_{m\in\mathcal{M}}c_m\beta_m,\tag{50}$$

式中, c_{ij}和c_m表示联络线ij和微电网m的全寿命周期成本, 包含建设、折旧和维护成本.

为便于后续可靠性优化模型构建, 可靠性优化模型可进一步表示为以下紧凑模型:

$$\begin{aligned}&\min_{\mathbf{x},\mathbf{y}^{s},\forall s\in\Omega}\ \mathbf{c}^{\mathrm{T}}\mathbf{x}+\rho\sum_{s\in\Omega}\mathcal{Q}(\mathbf{x},\zeta^{s}),\\&\text{s.t. }\ \mathbf{x}\in\mathcal{X},\end{aligned}\tag{51}$$

$$\begin{aligned}&\mathcal{Q}(\mathbf{x},\zeta^{s})=\min_{\mathbf{y}^{s}\in\mathcal{Y}(\mathbf{x},\zeta^{s})}\mathbf{d}_{\mathrm{B}}^{\mathrm{T}}\mathbf{y}_{\mathrm{B}}^{s}+\mathbf{d}_{\mathrm{C}}^{\mathrm{T}}\mathbf{y}_{\mathrm{C}}^{s},\\&\text{s.t. }\mathcal{Y}(\mathbf{x},\zeta^{s}):=\{\mathbf{T}\mathbf{x}+\mathbf{W}_{\mathrm{B}}\mathbf{y}_{\mathrm{B}}^{s}+\mathbf{W}_{\mathrm{C}}\mathbf{y}_{\mathrm{C}}^{s}\geqslant\mathbf{h}-\mathbf{M}\xi^{s},\\&\mathbf{y}_{\mathrm{B}}^{s}\in\mathbb{I}^{n_{yb}},\mathbf{y}_{\mathrm{C}}^{s}\in\mathbb{R}^{n_{yc}}\},\end{aligned}\tag{52}$$

式中, $\mathcal{Y}(\mathbf{x},\zeta^{s})$表示问题(1)和(10)中的约束条件; n_{yb}和n_{yc}为$\mathbf{y}^{s}$中的连续变量、二进制变量的规模. 同时, 基于问题(1)和(10)中约束条件与$\mathbf{x}$的耦合关系, 即仅与二进制变量α_{ij}、β_m、β_{ij}相关, 因此问题(51)中的

第一、第二阶段耦合变量为二进制. 此外, 在问题(1)和(10)中, 对于$ij \in \mathcal{L}$总存在拓扑结构满足各子网为树状结构[24], 且由于各节点的负荷都可被切除, 则对于任意$\mathbf{x}$和ζ^s, 可靠性评估问题$\mathcal{Q}(\mathbf{x},\zeta^s)$总是可行的, 即其约束集合非空, 问题(51)为完全追索问题; 进一步, 由于$\mathbf{y}^s \in \mathbb{R}^{n_{yc}} \times \mathbb{I}^{n_{yb}}$为混合整数向量, $\mathcal{Q}(\mathbf{x},\zeta^s)$为混合整数完全追索问题.

4 自适应行生成割平面算法

对于任意给定的$\mathbf{x}$, 评估问题$\mathcal{Q}(\mathbf{x},\zeta^s)$可并行求解. 基于问题(32)决策变量的耦合特征, 本节提出基于Benders与Lagrange解耦框架的自适应行生成割平面算法. 所提出的自适应行生成算法伪码如算法1所示.

Algorithm 1: 自适应行生成割平面算法

Data: $\mathcal{X}$, $\mathcal{Y}$, $\mathbf{c}$, $\mathbf{d}$, $\mathbf{T}$, $\mathbf{W}$, $\mathbf{h}$, $\mathbf{M}$, $\zeta^s, \forall s \in \Omega$, $k_{\max}$, ρ, ϵ
Result: $\mathbf{x}$, $\mathbf{y}^s, \forall s \in \Omega$
设置 $LB_0 = -\infty, UB_0 = \infty, \mathcal{B}_0 = \emptyset, \mathcal{L}_0 = \emptyset, k^* = 1$;
$k \leftarrow 1$;
while $k \le k_{\max}$ **do**
  求解主问题 (53);
  if 主问题 (53) 无解 **then**
    算法终止;
  else
    获得主问题解 $\mathbf{x}_k, \eta_k^s$;
    更新问题下界 $LB_k \leftarrow \max\{LB_{k-1}, \mathbf{c}^{\mathrm{T}}\mathbf{x}_k + \rho\sum_{s\in\Omega}\eta_k^s\}$;
    for $s \in \Omega$ **do**
      求解子问题 (54), 获得 $\mathbf{y}_k^s := \mathbf{y}_{\mathrm{B},k}^{*,s} \times \mathbf{y}_{\mathrm{C},k}^{*,s}$;
    end
    *** 增强 *Benders* 割平面生成 ***;
    if 任一子问题 (54) 无解 **then**
      算法终止;
    else
      for $s \in \Omega$ **do**
        求解子问题 (55), 获得 λ_k^s;
      end
    end
    ***Lagrange* 割平面生成 ***;
    for $s \in \Omega$ **do**
      求解子问题 (56), 获得 γ_k^s;
    end
    for $s \in \Omega$ **do**
      求解子问题 (57), 获得 g_k^s;
    end
    更新 $UB_k \leftarrow \min\{UB_{k-1}, \mathbf{c}^{\mathrm{T}}\mathbf{x}_k + \rho\sum_{s\in\Omega}\mathbf{d}^{\mathrm{T}}\mathbf{y}_k^s\}$;
    更新 $gap \leftarrow (UB_k - LB_k)/\max\{UB_k, LB_k\}$;
    if $gap \le \epsilon$ **then**
      返回 $\mathbf{x}_k, \mathbf{y}_k^s$, 算法终止;
    else
      *** 主问题更新 ***;
      $k = k + 1$;
      更新 $\mathcal{B}_k \leftarrow \mathcal{B}_{k-1} \cup \{(\lambda_{k-1}^s)\}$;
      更新 $\mathcal{L}_k \leftarrow \mathcal{L}_{k-1} \cup \{(\gamma_{k-1}^s, g_{k-1}^s)\}$;
      更新 $k^* \leftarrow \{k \in \Omega | \mathcal{Q}(\mathbf{x}_{m-1}, \zeta^{k^*}) = \arg\max\{\mathcal{Q}(\mathbf{x}_{m-1}, \zeta^s), \forall s \in \Omega\}\}$;
      更新主问题 (53);
    end
  end
end

4.1 主问题构建

对于第k次迭代, 利用获得的增强Benders割平面集合$k \in \mathcal{B}_k$、Lagrange割平面集合$k \in \mathcal{L}_k$和子问题序号$k*$, 构建以下主问题:

$$\begin{aligned}
&\min_{\mathbf{x}\in\mathcal{X},\eta_s,\mathbf{z}} f(\mathbf{x}) + \rho\sum_{s\in\Omega}\eta^s,\\
&\text{s.t. } \eta^s \ge \lambda_k^s(\mathbf{h} - \mathbf{M}\xi^s - \mathbf{T}\mathbf{x}), \forall s \in \Omega, k \in \mathcal{B}_k,\\
&\eta^s \ge \gamma_k^{s,\mathrm{T}}\mathbf{x} + g_k^s, \forall s \in \Omega,\\
&k \in \mathcal{L}_k,\\
&\eta^s \ge \mathbf{d}^{\mathrm{T}}\mathbf{z},\\
&\mathbf{z} \in \mathcal{Y}(\mathbf{x}, \zeta^{k*}),
\end{aligned} \tag{53}$$

式中, $k^* = \{k \in \Omega \mid \mathcal{Q}(\mathbf{x}_{m-1}, \zeta^{k*}) = \operatorname{argmax}\{\mathcal{Q}(\mathbf{x}_{m-1}, \zeta^s), s \in \Omega\}\}$.

4.2 子问题求解

4.2.1 增强Benders割平面

对于给定的主问题$\mathbf{x}_k$, 求解以下子问题获得相应的解$\mathbf{y}_{\mathrm{B},k}^{*,s}, \mathbf{y}_{\mathrm{C},k}^{*,s}$:

$$\{\mathbf{y}_{\mathrm{B},k}^{*,s}, \mathbf{y}_{\mathrm{C},k}^{*,s}\} \in \operatorname{argmin}\mathcal{Q}(\mathbf{x}^k, \zeta^s). \tag{54}$$

利用获得的$\mathbf{y}_{\mathrm{B},k}^{*,s}$, 求解问题(54)的对偶问题, 获得$\lambda_k^s$, 如下:

$$\begin{aligned}
&\max_{\lambda_k^s}\left(\mathbf{h} - \mathbf{W}_{\mathrm{B}}^s\mathbf{y}_{\mathrm{B},k}^{*,s} - \mathbf{T}\mathbf{x}_k\right)^{\mathrm{T}}\varpi_\omega,\\
&\text{s.t. } \mathbf{W}_{\mathrm{C}}^{s,\mathrm{T}}\lambda_k^s = \mathbf{d}_{\mathrm{C}}^s,\\
&\lambda_k^s \ge 0.
\end{aligned} \tag{55}$$

4.2.2 Lagrange割平面

对于给定的主问题解$\mathbf{x}_k$及子问题的整数解$\mathbf{y}_{\mathrm{B},k}^{*,s}$, 构建以下LP问题:

$$\begin{aligned}
&\overline{\mathcal{Q}}(\mathbf{x}_k, \zeta^s, \mathbf{y}_{\mathrm{B},k}^s) = \min_{\mathbf{x},\mathbf{y}_{\mathrm{B}}^s,\mathbf{y}_{\mathrm{C}}^s} \mathbf{d}_{\mathrm{B}}^{s,\mathrm{T}}\mathbf{y}_{\mathrm{B}}^s + \mathbf{d}_{\mathrm{C}}^{s,\mathrm{T}}\mathbf{y}_{\mathrm{C}}^s,\\
&\text{s.t. } \mathbf{T}\mathbf{x} + \mathbf{W}_{\mathrm{B}}\mathbf{y}_{\mathrm{B}}^s + \mathbf{W}_{\mathrm{C}}\mathbf{y}_{\mathrm{C}}^s \ge \mathbf{h} - \mathbf{M}\xi^s,\\
&\mathbf{x} = \mathbf{x}_k : (\gamma_k^s),\\
&\mathbf{y}_{\mathrm{B}} = \mathbf{y}_{\mathrm{B},k}^{*,s}.
\end{aligned} \tag{56}$$

求解问题(56)后获得γ_k^s, 求解以下优化问题对值函数g_k^s进行估计:

$$\begin{aligned} &g_k^s = \min_{\mathbf{x},\mathbf{y}^s} -\gamma_k^{s,\mathrm{T}}\mathbf{x} + \mathbf{d}^{\mathrm{T}}\mathbf{y}^s, \\ &\text{s.t. } \mathbf{x} \in \mathcal{X}, \\ &\mathbf{y}^s \in \mathcal{Y}(\mathbf{x}, \xi^s). \end{aligned} \tag{57}$$

4.3　算法收敛性分析

由于第一阶段决策变量$\mathbf{x}$与约束条件$\mathcal{Y}(\mathbf{x},\zeta^s)$通过有限个二进制变量耦合，同时$\mathcal{Y}(\mathbf{x},\zeta^s)$非空，则$\mathcal{X}\times\mathcal{Y}(\mathbf{x},\zeta^s)$具有有限个极点$V$[19]．所提出的增强Benders割平面算法每次迭代至少排除一个极点解，在搜索有限次极点后(次数小于V)，下界与上界收敛至给定误差范围内，故算法1可在有限代数内收敛.

5　算例分析

为验证所提出供电系统可靠性优化模型与算法的有效性，本节以7节点、85节点及417节点为测试算例，开展算例分析.

5.1　算例描述

7节点算例中有2个变电站、5个负荷节点、5条线路、2条待选联络线和2个微电网待选并网点．85节点中有2座变电站、83个负荷节点、83条线路、14条待选联络线和6个微电网待选并网点. 417节点系统内有3座变电站、414个负荷节点、414条线路、12条待选联络线和6个微电网待选并网点.

为验证所提出规划模型(54)的有效性，为验证所提出可靠性优化模型的有效性，设置下述对比案例.

案例1：无拓扑优化、无微电网，即 $\beta_{ij}=\beta_m=0$, $\forall ij\in\mathcal{T}, m\in\mathcal{M}$;

案例2: 无拓扑优化，即$\beta_{ij}=0,\forall ij\in\mathcal{T}$;

案例3: 无微电网，即$\beta_m=0,\forall m\in\mathcal{M}$;

案例4: 同时考虑拓扑优化及微电网配置.

5.2　结果分析

5.2.1　7节点系统

当所有联络线及微电网均建设时，线路6-7故障发生后，配微电网协同恢复作用下的供电系统状态变化过程如图3所示．系统在$t_0\sim t_0+\tau_{ij}^{SW}$时间内的拓扑如图3(a)所示，总切负荷为0.19 MWh．t_0时刻线路6-7故障后，馈线3-7下的节点没有受到故障影响，继续维持故障前的运行状态，不存在切负荷的情况；馈线6-7之下的节点5和6受到影响，无法受到变电站7的供电．由于约束(9)的限制，微电网2只能为与其直接相连的节点供电，无法为节点6供电，因此节点6负荷全部切除．而节点5与微电网直接相连，微电网可以在孤网运行状态时为其供电，使其维持正常运行，提高了系统的可靠性．$t_0+\tau_{ij}^{SW}$时刻进行拓扑重构后，系统拓扑结构及潮流如图3(b)所示，系统在$t_0+\tau_{ij}^{SW}\sim t_0+\tau_{ij}^{RP}$时间内总切负荷为0 MWh．节点6通过联络线5-6与节点5相连，微电网2通过线路5-6传输功率，保障节点4正常供电．这体现了在约束(15)和(16)的作用下，微电网与配电网协

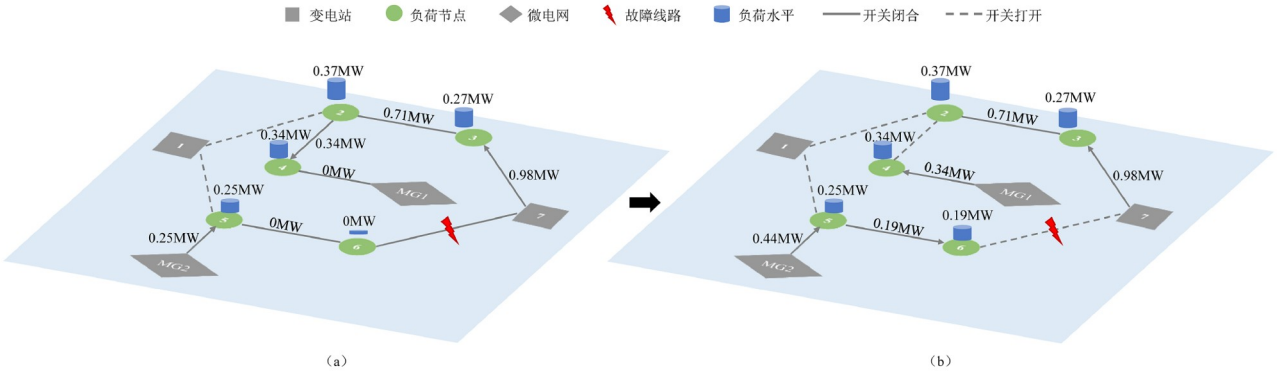

图 3　(网络版彩图) 7节点系统线路6-7故障下恢复过程图. (a) $t_0\sim t_0+\tau_{ij}^{SW}$系统状态图; (b) $t_0+\tau_{ij}^{SW}\sim t_0+\tau_{ij}^{RP}$系统状态图

Figure 3　(Color online) Restoration process diagram for 7-bus system under line 6-7 fault. (a) System state diagram during $t_0\sim t_0+\tau_{ij}^{SW}$; (b) system state diagram during $t_0+\tau_{ij}^{SW}\sim t_0+\tau_{ij}^{RP}$.

同供电, 展现了微电网在恢复过程中的电源属性及联络线与微电网间的协同关系. 所提出的评估模型, 可有效呈现配微协同恢复对可靠性的影响.

不同案例下7节点系统的联络线建设方案、微电网并网点、各阶段期望负荷损失及投资成本如表1所示. 案例1中, 在不进行联络线及微电网接入优化时, 系统的期望负荷损失为0.278 MWh. 案例2中, 在联络线2-3及5-6建设后, 通过优化常闭开关状态, 可以使得$t_0 \sim t_0+\tau_{ij}^{SW}$间的负荷损失减少43.75%, $t_0+\tau_{ij}^{SW} \sim t_0+\tau_{ij}^{RP}$阶段的期望负荷损失减少至0.093 MWh, 减少了59.57%. 案例3中仅通过部署微电网, 实现了故障、恢复状态下期望负荷损失的减少. 案例4中, 通过协调规划联络线和微电网并网点, 减少了线路建设数量, 进而实现在EENS接近案例3的情况下, 实现投资成本降低了24.99%.

5.2.2 85节点系统

不同案例下85节点系统的联络线建设方案、微电网并网点、各阶段期望负荷损失及投资成本如表2所示. 案例1中, 供电系统的EENS为44.02 MWh. 在案例2中, 通过优化不同馈线间的联络线, 即增加6条联络线, 使得系统的EENS降低为8.46 MWh, 减少了80.78%. 在案例3中, 微电网的并网利用, 使得所并网节点及其临近节点在故障状态、恢复状态的期望负荷损失减少了8.92%和24.46%. 案例4中, 通过协调规划联络线和微电网并网点, 减少了线路42-46的建设成本, 进而实现在EENS接近案例2的情况下, 实现投资成本降低了15.28%.

图4展示了案例1与案例4中不同线路故障后, 恢复状态失负荷量. 由于联络线10-22、24-72、46-83、55-64、29-34的部署, 显著增强了相关馈线间的互济能力, 使得$N-1$故障下, 失负荷故障数减少至23种; 同时, 由于微电网在节点40并网, 协调联络线路的部署, 使得其中11种故障的影响进一步降低.

案例4中的目标函数收敛曲线如图5所示. 算法1在384.20 s、22代内实现了算法收敛, 获得最优规划方案. 同时, 上界在第4代时即达到最优值; 利用Lagrange、增强Benders dual割平面, 实现了下界在后续18内到达误差界1%内. 以10000 s为时间约束, 常规的分支定界法获得规划方案成本为1383.79万元, EENS为58.84 MWh, 其投资成本及可靠性水平均劣于算法1所得案例4. 因此, 所提出的自适应行生成割平面算法通过Benders解耦框架、虚拟化管理策略和并行

表 1 7节点系统规划方案

Table 1 Planning schemes for 7-bus system

案例	联络线配置	微电网并网点	负荷损失 $(t_0 \sim t_0+\tau_{ij}^{SW})$	负荷损失 $(t_0+\tau_{ij}^{SW} \sim t_0+\tau_{ij}^{RP})$	投资成本(万元)
1	–	–	0.048	0.23	0.00
2	2-3, 5-6	–	0.027	0.093	13.57
3	–	4	0.022	0.019	27.13
4	5-6	4	0.019	0.034	20.35

表 2 85节点系统规划方案

Table 2 Planning schemes for 85-bus system

案例	联络线配置	微电网并网点	负荷损失 $(t_0 \sim t_0+\tau_{ij}^{SW})$	负荷损失 $(t_0+\tau_{ij}^{SW} \sim t_0+\tau_{ij}^{RP})$	投资成本(万元)
1	–	–	5.38	38.64	0.00
2	10-22, 24-72, 46-83, 55-64, 42-46, 29-34	–	5.04	3.42	488.40
3	–	40, 64, 72, 83	4.90	29.19	27.13
4	10-22, 24-72, 46-83, 55-64, 29-34	40	5.12	3.97	413.78

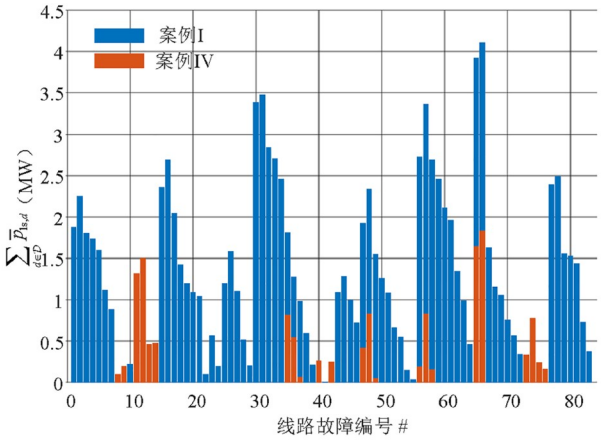

图 4　(网络版彩图) 85节点系统不同故障下恢复状态失负荷量

Figure 4　(Color online) Load shedding in restoration states under different faults in 85-bus system.

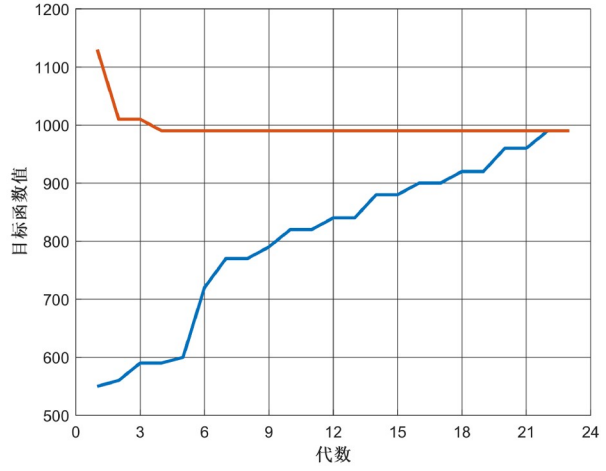

图 5　(网络版彩图) 85节点系统案例4的目标函数收敛曲线

Figure 5　(Color online) Objective function convergence curve of case 4 in 85-bus system.

计算, 将原问题分解为规模较小的主问题和子问题, 可以显著降低计算复杂度, 能够在有限迭代次数内高效求解大规模配微电网协调规划问题.

5.2.3　417节点系统

不同案例下417节点系统的联络线建设方案、微电网并网点、各阶段期望负荷损失及投资成本如表3所示. 如案例1所示, 在未进行供电可靠性优化时, EENS为60.23 MWh. 在案例2中, 通过花费1750.57万元新增6条联络线使得系统EENS降低至21.49 MWh. 在案例4中, 通过联络线与微电网的协调规划, 实现了EENS的最小化, 即17.88 MWh; 同时, 相比案例2、案例3分别减少了3条联络线与4个微电网, 显著减少了投资成本.

6　结论

本文提出了基于混合整数线性规划模型表征的供电系统可靠性评估模型, 量化了配微电网协同在故障及恢复阶段对可靠性的影响; 引入虚拟微电网划分策略, 通过连通性约束实现配电系统的动态分区管理, 进一步提升系统故障恢复能力; 进而该模型以完全混合整数追索的形式, 内嵌入基于两阶段混合整数规划的可靠性优化模型, 通过优化联络线、微电网并网点实现规划经济性与系统可靠性的均衡; 最后, 提出基于Lagrange、增强Benders dual、Partial primal割平面的自适应行生成算法, 实现在有限代数内的规划方案生成.

7节点、85节点和417节点系统的算例结果表明, 所提出的评估模型可以呈现配微协同恢复对可靠性的影响, 可靠性优化算法实现了在可靠性最优下的投资

表 3　417节点系统规划方案

Table 3　Planning schemes for 417-bus system

案例	联络线配置	微电网并网点	负荷损失 $(t_0 \sim t_0+\tau_{ij}^{SW})$	负荷损失 $(t_0+\tau_{ij}^{SW} \sim t_0+\tau_{ij}^{RP})$	投资成本(万元)
1	–	–	7.45	52.78	0.00
2	4-57, 4-395, 4-376, 43-324, 291-328, 57-127, 74-127	–	12.74	8.75	1750.57
3	–	4, 43, 57, 74, 291, 376	7.25	36.46	40.70
4	4-395, 43-331, 57-127, 74-127	291, 376	7.40	10.48	379.86

成本降低. 为适应未来电力电子设备广泛接入配电网潮流控制的影响, 未来将进一步研究交直流混合配电网与微电网的协调规划策略, 通过电力电子装备的功能复用进一步提升供电系统可靠性.

参考文献

1 China Electricity Council. Guides for reliability evaluation indices of customer power supply service (in Chinese). GB/T 43794-2024. Beijing: China Electric Power Press, 2024 [中国电力企业联合会. 用户供电可靠性评价指标导则. GB/T 43794-2024. 北京: 中国电力出版社, 2024]

2 国家发展和改革委员会, 国家能源局. 关于新形势下配电网高质量发展的指导意见. 发改能源〔2024〕187号. 2024-03-01

3 Bie Z H, Li G F, Xie H P. Reliability evaluation of microgrids considering coordinative optimization of loads and storage devices (in Chinese). Trans China Electrotech Soc, 2014, 29: 64–73 [别朝红, 李更丰, 谢海鹏. 计及负荷与储能装置协调优化的微网可靠性评估. 电工技术学报, 2014, 29: 64–73]

4 Wang C S, Wang R, Yu H, et al. Challenges on coordinated planning of smart distribution networks driven by source-network-load evolution (in Chinese). Proc CSEE, 2020, 40: 2385–2395 [王成山, 王瑞, 于浩, 等. 配电网形态演变下的协调规划问题与挑战. 中国电机工程学报, 2020, 40: 2385–2395]

5 Bie Z, Lin Y, Li G, et al. Battling the extreme: A study on the power system resilience. Proc IEEE, 2017, 105: 1253–1266

6 Bie Z, Zhang P, Li G, et al. Reliability evaluation of active distribution systems including microgrids. IEEE Trans Power Syst, 2012, 27: 2342–2350

7 Farzin H, Fotuhi-Firuzabad M, Moeini-Aghtaie M. Role of outage management strategy in reliability performance of multi-microgrid distribution systems. IEEE Trans Power Syst, 2017, 33: 2359–2369

8 Li Z, Wu W, Zhang B, et al. Analytical reliability assessment method for complex distribution networks considering post-fault network reconfiguration. IEEE Trans Power Syst, 2020, 35: 1457–1467

9 Munoz-Delgado G, Contreras J, Arroyo J M. Reliability assessment for distribution optimization models: A non-simulation-based linear programming approach. IEEE Trans Smart Grid, 2018, 9: 3048–3059

10 Tabares A, Munoz-Delgado G, Franco J F, et al. An enhanced algebraic approach for the analytical reliability assessment of distribution systems. IEEE Trans Power Syst, 2019, 34: 2870–2879

11 Tang Y. Power distribution system planning with reliability modeling and optimization. IEEE Trans Power Syst, 1996, 11: 181–189

12 Munoz-Delgado G, Contreras J, Arroyo J M. Distribution network expansion planning with an explicit formulation for reliability assessment. IEEE Trans Power Syst, 2017, 33: 2583–2596

13 Li Z, Wu W, Tai X, et al. A reliability-constrained expansion planning model for mesh distribution networks. IEEE Trans Power Syst, 2021, 36: 948–960

14 Cao X, Wang J, Zeng B. Networked microgrids planning through chance constrained stochastic conic programming. IEEE Trans Smart Grid, 2019, 10: 6619–6628

15 da Costa L C, Thome F S, Garcia J D, et al. Reliability-constrained power system expansion planning: A stochastic risk-averse optimization approach. IEEE Trans Power Syst, 2021, 36: 97–106

16 Liang X, Saaklayen M A, Igder M A, et al. Planning and service restoration through microgrid formation and soft open points for distribution network modernization: A review. IEEE Trans Ind Appl, 2022, 58: 1843–1857

17 Fayyazi S, Azad-Farsani E, Haghighi A A. Resilience-oriented sectionalizing and tie switches sitting in distribution networks with complex topologies. Reliab Eng Syst Saf, 2024, 243: 109919

18 Ding T, Qu M, Huang C, et al. Multi-period active distribution network planning using multi-stage stochastic programming and nested decomposition by SDDIP. IEEE Trans Power Syst, 2020, 36: 2281–2292

19 Chen R, Luedtke J. On generating lagrangian cuts for two-stage stochastic integer programs. Informs J Comput, 2022, 34: 2332–2349

20 Gade D, Küçükyavuz S, Sen S. Decomposition algorithms with parametric Gomory cuts for two-stage stochastic integer programs. Math Program, 2014, 144: 39–64

21 Qi X, Zhao T, Liu X, et al. Three-stage stochastic unit commitment for microgrids toward frequency security via renewable energy deloading. IEEE Trans Smart Grid, 2023, 14: 4256–4267

22 Jooshaki M, Abbaspour A, Fotuhi-Firuzabad M, et al. An enhanced MILP model for multistage reliability-constrained distribution network expansion planning. IEEE Trans Power Syst, 2022, 37: 118–131

23 Lavorato M, Franco J F, Rider M J, et al. Imposing radiality constraints in distribution system optimization problems. IEEE Trans Power Syst, 2011, 27: 172–180

24 Lei S, Chen C, Song Y, et al. Radiality constraints for resilient reconfiguration of distribution systems: Formulation and application to microgrid formation. IEEE Trans Smart Grid, 2020, 11: 3944–3956

Reliability optimization of power supply systems with coordinated planning of distribution networks and microgrids

HAN RunZe, KONG DeZheng, ZHAO TianYang, HUANG YuXiong, LI GengFeng & BIE ZhaoHong

School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China

The coordinated planning of distribution networks and microgrids is essential for promoting distributed energy resource utilization and enhancing the economic operation of power supply systems. However, such planning directly alters operational characteristics and fault recovery processes, thereby impacting system reliability. This paper establishes a reliability assessment model that accounts for the coordinated recovery of distribution networks and microgrids. By employing a two-stage optimization method with mixed-integer recourse and introducing a virtual microgrid partitioning strategy, the model integrates reliability assessment with distribution system planning. This integration enables reliability enhancement through ring network design, microgrid siting, and coordinated recovery strategies. To address the coupling characteristics of planning variables and considering virtualization management constraints, an adaptive row generation decomposition algorithm is proposed. This algorithm incorporates Lagrange cuts, strengthened Benders dual cuts, and partial primal cuts to accelerate the generation of planning schemes within finite iterations. Case studies validate the effectiveness of the proposed model and algorithm. Results demonstrate that incorporating coordinated recovery reduces load transfer requirements among feeders within the distribution system. This finding is significant for developing rational planning schemes for distribution networks and microgrids, thereby improving both reliability and economic efficiency.

power supply systems, distribution and microgrid planning, virtual microgrid, reliability assessment, reliability optimization, decomposition algorithm

doi: 10.1360/SST-2025-0241