

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2026.07.005

面向高风险线路连锁故障防控的输电网主动分区优化方法

叶涛¹, 张衡², 康海鹏², 苑子俊², 程浩忠²

(1. 上海电力大学电气工程学院, 上海 200090; 2. 上海交通大学(电力传输与功率变换控制教育部重点实验室), 上海 200240)

摘要: 现有输电网分区方法多以电气距离为权重进行谱聚类分区, 较少将连锁故障传播风险融入图模型, 且对灵活性资源紧急支撑潜力的挖掘不足, 易导致分区后子网功率失衡及负荷损失偏高。针对上述问题, 提出一种面向高风险线路连锁故障防控的输电网主动分区优化方法。首先, 基于蒙特卡洛模拟构建线路故障传播交互矩阵, 定义线路故障传播风险指标, 并融合负载率构建综合风险指标; 其次, 采用高斯核函数将风险指标映射为图权重, 应用谱聚类算法生成初始分区方案; 最后, 提出基于源荷平衡约束的割集筛选策略, 并引入启发式边界修正与电动汽车聚合商(electric vehicle aggregator, EVA)紧急支撑保障子网功率平衡。基于 IEEE 39 节点系统对高风险线路故障场景进行仿真, 与连锁故障自然演化相比, 采用文中方法主动分区后, 各子网功率平衡, 负荷损失显著降低。所提方法能够通过多策略协同有效预防连锁故障发生。

关键词: 连锁故障; 电网分区; 风险辨识; 谱聚类算法; 电动汽车聚合商(EVA); 主动解列

中图分类号: TM712

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2026)07-0050-12

0 引言

随着全球极端自然灾害频发, 台风、冰灾等事件对电力系统安全稳定运行构成严峻威胁^[1-4]。此类灾害极易触发初始故障并诱发连锁反应, 导致大面积停电^[5-8]。调整发电机出力等灾中阻断措施有时因滞后于故障传播而难以奏效^[9-11], 亟须在灾害来临前主动预判风险并提前干预, 实现从被动防御向主动预防转变, 阻断连锁故障发生。

基于风险辨识的主动解列是连锁故障防控的重要手段。现有连锁故障风险辨识研究可分为两类: 一类侧重网络拓扑结构分析, 如基于停运概率熵与网架结构熵的综合辨识方法^[12]; 另一类侧重运行状态特征, 如基于潮流转移量构建线路关联网络评估其脆弱性风险^[13]。部分研究还考虑了故障动态传播过程, 文献^[14]将故障传播路径纳入 $N-k$ 安全分析框架; 文献^[15]从功率转移视角揭示了连锁故障的局部与非局部两种传播模式。上述研究从拓扑结构、运行状态及故障传播过程等不同角度进行连锁故障风险辨识, 但尚未从线路交互影响的角度系统辨识连锁故障传播过程中的高风险线路。

在连锁故障防控研究方面, 现有措施主要包括输电网加固规划^[16-17]、跨域主动防御^[18]等, 这些措施多属于事中响应或长期规划, 难以在故障传播前实现快速干预。主动解列作为事前预防策略, 通过

将电网划分为若干功率自平衡的子网以预防连锁故障, 近年来受到广泛关注。电网分区方法主要包括 3 类: 基于发电机机电动态的慢同调法^[19]、基于有序二叉决策图的解列方案枚举方法^[20]以及基于图分割理论的谱聚类算法^[21]。谱聚类算法因其全局最优性与计算效率的优势, 逐渐成为主动解列的主流方法。早期研究主要以电气距离为图模型权重实现网络拓扑分割。随着对分区质量要求的提高, 研究者开始引入更多电气特征改进赋权方式, 如文献^[22]基于改进规范切并结合节点电压与支路潮流进行赋权, 使分区结果更准确地反映电网的电气耦合特征。近年来, 研究者意识到仅依据电气特征分区难以应对极端灾害场景, 如文献^[23]面向台风场景构建线路故障概率动态风险触发机制, 当风险指标超过预设阈值时启动预防性解列策略; 文献^[24]在黑启动阶段构建灵活性资源协同均衡的动态分区模型。综上, 现有主动解列分区方法存在以下不足: 一是图模型权重多基于电气距离构建, 未融入连锁故障传播风险信息, 解列断面未包含高风险线路; 二是分区后的功率平衡多关注常规机组与刚性负荷的匹配, 电动汽车(electric vehicle, EV)等新型资源的可调度潜力尚未应用于输电网主动解列场景下的紧急功率支撑。

针对上述不足, 文中提出面向高风险线路连锁故障防控的输电网主动分区优化方法。将连锁故障传播风险量化并融入谱聚类分区模型, 引导分区算法优先切断高风险传播路径, 并通过多策略协同

收稿日期: 2026-02-10; 修回日期: 2026-05-19

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(U23B6006)

保障各子网功率平衡。创新性体现在:(1) 构建融合线路故障传播与负载率的综合风险指标,并将其经高斯核函数映射为谱聚类图模型的边权重,以更精准地切断高风险传播路径;(2) 建立基于功率平衡约束的割集筛选与启发式边界修正策略,并引入电动汽车聚合商(electric vehicle aggregator, EVA)实现功率支撑,将此类输电网灵活性资源纳入分区决策,有效解决解列后子网功率失衡问题。所提面向极端灾害的输电网主动分区优化方法在连锁故障防御中能够充分兼顾风险阻断与供电保障,对提升新型电力系统防灾抗灾能力具有重要意义。

1 连锁故障风险辨识

1.1 连锁故障演化建模

连锁故障的演化过程本质上是初始故障引发的潮流转移导致系统中其他线路发生过载而断开的级联过程。

1.1.1 线路停运概率模型

在连锁故障传播阶段,输电线路并非过载后就立即切除,其开断概率与线路负载水平关系十分密切。通常采用分段曲线量化线路 l 在承受潮流 P_l 时的停运概率 p_l 。

$$p_l = \begin{cases} p_h & 0 < P_l \leq P_l^{\max} \\ p_h + \frac{1-p_h}{(a-1)P_l^{\max}} (P_l - P_l^{\max}) & P_l^{\max} < P_l \leq aP_l^{\max} \\ 1 & P_l > aP_l^{\max} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_l^{\max}$ 为线路 l 额定容量; a 为极限倍数,表征线路短时过载承受能力上限,参考文献[25-26],取 1.4; p_h 为正常运行状态下线路的基础故障率,参考文献[25],取 0.01。

1.1.2 连锁故障仿真流程

基于上述概率模型,采用蒙特卡洛模拟方法对全网线路进行遍历扫描。连锁故障的演化流程包含初始故障触发、故障演化与解列终止 3 个阶段。

(1) 初始故障触发。

为全面辨识系统中的潜在风险源,初始故障触发采用遍历策略,对全网中每一条线路设置初始故障,即设定其故障发生概率为 1。初始故障发生后,网络拓扑发生改变,基于直流潮流模型计算其余非故障线路的潮流分布。文中采用直流潮流模型主要基于以下考虑:一方面,在连锁故障风险辨识阶段,需要对多条线路分别进行大规模蒙特卡洛模拟,计算规模较大,直流潮流模型的计算效率优势是保障仿真可行性的前提;另一方面,文中侧重于有功功率层面的连锁故障传播分析与主动分区策

略研究,而直流潮流模型能够有效反映线路过载与潮流转移规律。

(2) 故障演化。

初始故障发生后,初始故障线路上的潮流迅速转移到其他非故障线路上,可能导致多条非故障线路进入过载风险区。

为模拟连锁故障演化路径的随机性,采用轮盘赌法确定下一级开断线路,下一级开断线路的故障概率由 1.1.1 节中的分段线性模型计算得到。计算出所有非故障线路的停运概率后,构建候选故障线路集合,计算归一化选择概率:

$$\pi_i = \frac{p_i}{\sum_{j \in \Omega} p_j} \quad (2)$$

式中: p_i 为由式(1)计算得到的线路 i 停运概率; p_j 为当前演化阶段中过载线路 j 的停运概率; Ω 为当前演化阶段中过载线路的集合; π_i 为候选故障线路 i 的归一化选择概率。

依据概率分布随机抽取一条线路作为下一级故障线路。

(3) 解列终止。

断开选中线路后,更新系统导纳矩阵,重新进行潮流计算。重复执行步骤(2),直至满足以下任一终止条件:

① 系统解列成两个及以上子网,连锁故障过程结束。根据各个子网发电机出力与负荷量的差值,计算出连锁故障对系统产生的负荷损失。

② 剩余网络中所有线路的潮流均小于额定容量,即无线路过载,不再引发新的线路故障。

1.2 传播风险辨识与风险指标构建

基于上述构建的连锁故障演化模型,对演化过程进行重复模拟,记录每次导致系统解列的故障链,统计各线路在故障链中的出现频次,构建量化指标以辨识高风险线路。

1.2.1 线路故障传播交互矩阵

为量化单一线路故障对全网的破坏力,定义线路故障传播交互矩阵 $\mathbf{M}$,矩阵中的元素 m_{ij} 表征在线路 i 发生故障的情况下线路 j 发生故障的概率。

$$m_{ij} = \frac{N_{ij}}{N_{sm,i}} \quad (3)$$

式中: $N_{sm,i}$ 为初始故障线路 i 的模拟次数; N_{ij} 为在线路 i 故障引发的连锁故障链中,线路 j 发生故障的次数。矩阵 $\mathbf{M}$ 能反映故障传播的路径偏好,若元素 m_{ij} 较大,则说明线路 i 的故障极易引起线路 j 故障,两条线路具有极高的脆弱关联性。

1.2.2 线路传播风险指标

基于交互矩阵,定义线路传播风险指标 R_i ,用于评估线路 i 作为故障源的危害程度。

$$R_i = \sum_{j=1, j \neq i}^{N_L} m_{ij} \quad (4)$$

式中: N_L 为系统线路总数。 R_i 值越大,表明线路 i 一旦断开,引发后续线路脱网的期望数量越多,导致连锁故障扩散的风险越高。

通过计算所有线路的传播风险指标并进行排序,即可精准辨识出系统中的高风险线路。

1.2.3 综合风险指标

线路传播风险指标 R_i 基于海量连锁故障链统计得出,反映了线路在连锁故障中固有的结构脆弱性,具有普适性但缺乏场景针对性。针对具体初始故障场景,故障后的潮流转移路径有高度的特定性。若仅依赖 R_i ,难以准确确定解列断面。因此引入线路负载率指标,构建综合风险指标 R_i^{total} 。

$$R_i^{\text{total}} = \alpha R_i + \beta R_i^{\text{load}} \quad (5)$$

式中: R_i^{load} 为确定故障场景下初始故障发生后线路 i 的实时负载率; α 、 β 为两个指标的权重系数,且有 $\alpha + \beta = 1$ 。

基于上述分析,负载率指标 R_i^{load} 对确定故障场景下的解列断面更具指导意义,所以文中认为 R_i^{load} 的重要程度高于 R_i 的重要程度。考虑到文中仅涉及两个指标,采用三标度法简化权重确定过程^[27]。根据三标度法计算, α 与 β 分别为 0.25 与 0.75。

2 源网荷储均衡分区算法

2.1 风险加权图模型构建

将电力系统抽象为加权无向图 $G=(V, E, W)$ 。其中, $V=\{v_1, v_2, \dots, v_n\}$ 为全网母线节点集合; E 为输电线路集合,其物理属性由风险指标描述; W 为线路权重矩阵^[28]。

线路权重矩阵 $W=[w_{ij}]_{n \times n}$ 中 w_{ij} 的值影响图切割时边界的选择倾向。考虑到风险指标的量纲差异以及算法对高风险线路的识别要求,文中采用高斯核函数构造邻接权重,使得高风险线路对应较低的连接权重,从而在图切割过程中被优先切断。

定义线路权重 w_{ij} 与风险指标呈负相关关系:

$$w_{ij} = \begin{cases} \exp\left(-\frac{R_{ij}^2}{2\sigma^2}\right) & L_{ij} \in E_1 \\ 0 & L_{ij} \in F_{\text{phy}} \end{cases} \quad (6)$$

式中: R_{ij} 为线路 L_{ij} 的风险指标; σ 为尺度系数,用于调节权重随风险变化的衰减速率,而文中为增强算

法对不同风险分布的适应性,采用自适应尺度参数,将其设定为风险指标的标准差; F_{phy} 为初始故障线路集合; E_1 为除去初始故障线路,其他正常线路的集合。

线路风险指标 R_{ij} 越高,经高斯核函数映射后的权重 w_{ij} 越趋近于 0,这将诱导后续的图切割算法优先选择该线路作为分区边界。

2.2 基于规范化割集的谱聚类分区

2.2.1 规范化割集目标函数

直接最小化子图间的割边权重和易导致分区规模失衡,出现仅包含少数节点的碎片化孤岛。为获得规模相对均衡的分区,文中采用规范化割集作为优化目标。

将图 G 划分为 k 个互不相交的子图 $A_1, A_2, \dots, A_k$, N-cut 目标函数定义为:

$$\min N_{\text{cut}}(A_1, A_2, \dots, A_k) = \sum_{m=1}^k \frac{\text{cut}(A_m, \bar{A}_m)}{\text{vol}(A_m)} \quad (7)$$

$$\text{cut}(A_m, \bar{A}_m) = \sum_{u \in A_m, v \notin A_m} w_{uv} \quad (8)$$

$$\text{vol}(A_m) = \sum_{u \in A_m} d_u \quad (9)$$

$$d_u = \sum_{v \in V} w_{uv} \quad (10)$$

式中: $\text{cut}(A_m, \bar{A}_m)$ 为割边权重,表示子图 A_m 与其补集 $\bar{A}_m$ 之间所有连边的权重之和; w_{uv} 为连接节点 u 与节点 v 的线路权重; $\text{vol}(A_m)$ 为子图 A_m 的容量,表示该子图中所有节点度数之和; d_u 为节点 u 的度数,表示该节点所有邻接边权重的累加。

最小化 N-cut 目标函数在切断子图间连接的同时,保证了各子图的规模均衡性。结合 2.1 节构建的风险加权图,该目标函数将引导算法优先切断高风险、低权重的线路,同时避免产生过小的孤立分区。

2.2.2 谱聚类求解过程

由于 N-cut 问题的离散形式属于 NP 难问题,直接求解计算代价过高,谱聚类算法将其松弛为连续域上的特征值分解问题,从而获得近似解^[29]。具体求解步骤如下。

步骤 1: 根据权重矩阵 W 和度数矩阵 $D=\text{diag}(d_1, d_2, \dots, d_n)$, 构建归一化拉普拉斯矩阵 L_{sym} 。

$$L_{\text{sym}} = I - D^{-1/2} W D^{1/2} \quad (11)$$

式中: I 为单位矩阵。矩阵 L_{sym} 的特征值分布能够反映图的连通性和社团结构。

步骤 2: 对 L_{sym} 进行特征分解,提取前 k 个最小特征值 $\lambda_1 \leq \lambda_2 \leq \dots \leq \lambda_k$ 及其对应的特征向量 u_1 、

$u_2, \dots, u_k$, 组成 $n \times k$ 维特征矩阵 $U = [u_1 \ u_2 \ \dots \ u_k]$ 。

步骤 3: 对矩阵 U 按行归一化, 使每行向量的模长为 1, 以消除不同节点度数带来的影响。

步骤 4: 在 k 维特征空间中运用 K -means++ 算法完成节点聚类^[30]。该算法采用概率采样方式选取初始聚类中心, 尽量拉大各中心点间的距离, 有助于提升聚类结果的稳定性。聚类结束后, 得到初始分区方案 $\Omega_{\text{init}} = \{\Omega_1, \Omega_2, \dots, \Omega_k\}$ 及相应的建议割集 E_{cut} 。为保证分区结果的稳定性与可重现性, 文中对 K -means++ 算法独立运行 200 次, 并选取目标函数最小的结果作为最终分区方案。谱聚类在特征分解阶段已将节点映射至低维特征空间, 在该空间中聚类结构清晰、各簇分离度高, K -means++ 的初始点选取随机性对最终结果的影响极小。

2.3 基于功率平衡约束的割集筛选策略

2.3.1 子网功率平衡判据

为表征源网荷储中的储能灵活性, 文中在负荷节点引入 EVA 模型^[31]。EVA 通过车网互动 (vehicle to grid, V2G) 技术聚合海量分散 EV 形成规模化可调储能, 虽然其物理接入点位于配电网侧, 但其聚合效应可等效为输电网负荷节点的功率调节能力, 从而为输电网层面的功率平衡提供支撑。

假设节点 i 的 EVA 可调度放电功率为 $P_{\text{EV},i}^{\text{max}}$, 其表达式为:

$$P_{\text{EV},i}^{\text{max}} = P_{\text{L},i} r_p r_c \eta_d \quad (12)$$

$$\eta_{\text{EVA}} = r_p r_c \eta_d \quad (13)$$

式中: $P_{\text{L},i}$ 为节点 i 的基础负荷; r_p 为 EV 充电设施额定功率与系统负荷的比值; r_c 为 EV 集群贡献系数, 反映 EV 的空闲时间比、充电调节方式及数量、荷电状态 (state of charge, SOC) 等多重因素的耦合影响; η_d 为 EV 放电效率, 综合电池放电效率与逆变器转换效率; η_{EVA} 为 EVA 功率系数。

EVA 实际注入电网的功率 $P_{\text{EV},i}$ 须满足如下约束:

$$0 \leq P_{\text{EV},i} \leq P_{\text{EV},i}^{\text{max}} \quad (14)$$

随着 EV 数量的快速增长, 其作为灵活性资源参与电网调节的潜力日益显著。在解列终止阶段, 若子网存在功率缺额, 可启用 EVA 紧急支撑, 为子网提供功率支援。

对于分区后的任意子网 Ω_m , 其内部必须满足基本的功率平衡需求。定义子网功率盈余指标 ΔP_m :

$$\Delta P_m = \sum_{i \in \Omega_m} P_{\text{G},i}^{\text{max}} + \sum_{j \in \Omega_m} P_{\text{L},j} \eta_{\text{EVA}} - \sum_{j \in \Omega_m} P_{\text{L},j} \quad (15)$$

式中: $P_{\text{G},i}^{\text{max}}$ 为子网内节点 i 的最大出力; $P_{\text{L},j}$ 为节点 j 的负荷大小。

若 $\Delta P_m \geq 0$, 则子网 Ω_m 具备独立运行能力; 若

$\Delta P_m < 0$, 则子网存在功率缺口, 需要外部功率支援或采取切负荷措施。

2.3.2 割集筛选流程

基于上述判据, 对谱聚类生成的建议割集 $E_{\text{cut}} = \{l_1, l_2, \dots, l_n\}$ 进行逐条筛选。对于割集中的任一联络线 l_i , 计算切断该线路后相邻子网的功率盈余指标。若切断后导致某子网 $\Delta P_m < 0$, 则判定该线路为维持子网功率平衡的关键通道, 将其从建议割集中移除并予以保留。

该策略以牺牲部分风险阻断效率为代价, 在物理层面维持子网间必要的功率传输通道, 从而降低因分区导致的负荷损失^[32]。经筛选后, 实际割集满足切断其中任一线路均不会导致相邻子网出现功率缺额的条件。

2.4 启发式边界修正策略

针对存在功率缺额的子网, 单纯依靠切负荷代价过高。文中参考启发式搜索思想, 提出启发式边界修正策略, 通过将富余子网的边界节点转移至缺额子网, 实现源荷储资源的再分配。

定义迁移代价函数 $\text{cost}(v)$, 综合考虑迁移对割集风险和功率平衡的影响。

$$\min_{v \in V} \text{cost}(v) = \beta_1 \frac{\Delta P_{\text{cut}}(v)}{P_{\text{cut}}^{\text{total}}} - \beta_2 \frac{P_{\text{sp}}(v)}{|P_{\text{df}}|} \quad (16)$$

式中: $\Delta P_{\text{cut}}(v)$ 为迁移节点 v 导致的割集权重增量; $P_{\text{cut}}^{\text{total}}$ 为当前割集的总权重; $P_{\text{sp}}(v)$ 为节点 v 的净供给能力; P_{df} 为目标子网的功率缺额量; β_1 、 β_2 为权重系数。

代价函数越小, 表明该节点迁移后越能够以较小的风险代价换取较大的功率平衡改善。启发式边界修正策略的执行流程为: 统计出 $\Delta P_m < 0$ 的缺额子网, 搜索其邻接的富余子网边界节点, 计算 $\text{cost}(v)$, 选择迁移代价函数值最小的节点进行迁移, 进一步更新子网范围及 ΔP_m , 重复上述流程, 直至所有子网平衡或无更优节点迁移。

2.5 分区策略有效性评估指标

为评估分区方案在阻断故障传播与保障供电能力方面的有效性, 定义 3 个评估指标。

2.5.1 功率不平衡度

功率不平衡度 η_{imb} 反映分区后各子网源荷匹配的的总体水平, 定义为所有子网功率缺额绝对值之和与全网总负荷的比值。

$$\eta_{\text{imb}} = \frac{\sum_{m=1}^k |\Delta P_m|}{P_{\text{D}}^{\text{total}}} \times 100\% \quad (17)$$

式中: $P_{\text{D}}^{\text{total}}$ 为全网总负荷。

2.5.2 风险阻断效率

风险阻断效率 ρ_{risk} 用于衡量解列断面对系统风险的切割比例,定义为实际切断线路的风险指标之和与全网线路风险指标总和的比值。

$$\rho_{\text{risk}} = \frac{\sum_{l \in E'_{\text{cut}}} R_l}{\sum_{l \in E_{\text{sys}}} R_l} \quad (18)$$

式中: R_l 为线路 l 传播风险指标; E'_{cut} 为实际解列断面对面包含的线路集合; E_{sys} 为全网线路集合。

2.5.3 负荷损失降低率

负荷损失降低率 γ_D 直接反映分区策略对系统供电可靠性的提升效果,定义为采取分区策略后减少的切负荷量占自然演化过程中切负荷量的比例。

$$\gamma_D = \frac{P_{\text{shed}}^{\text{NC}} - P_{\text{shed}}^{\text{C}}}{P_{\text{shed}}^{\text{NC}}} \times 100\% \quad (19)$$

式中: $P_{\text{shed}}^{\text{NC}}$ 为自然演化过程中连锁故障导致的系统总切负荷量; $P_{\text{shed}}^{\text{C}}$ 为采用文中分区策略后的总切负荷量。

2.6 求解流程

文中所提方法的求解流程如图1所示。

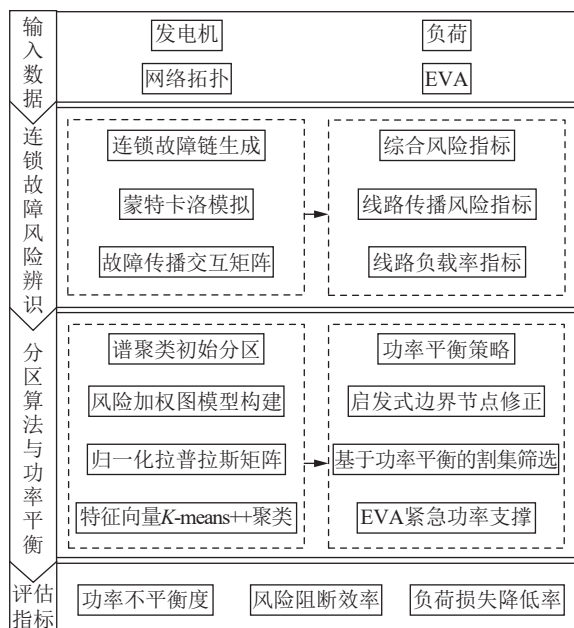


图1 面向高风险线路连锁故障防控的
输电网主动分区优化流程

Fig.1 Flow chart of active transmission network partitioning optimization for high-risk line cascading failure prevention

求解流程主要分3个阶段。第1阶段为连锁故障风险辨识:通过蒙特卡洛模拟构建线路故障传播交互矩阵,得到各线路传播风险指标,并融合负载率得到综合风险指标。第2阶段为分区算法与功率平衡:将综合风险指标经高斯核函数映射为图权

重,构建风险加权图模型;以该图模型为输入,构建归一化拉普拉斯矩阵,对矩阵进行特征分解得到 k 个特征向量,经 K -means++聚类生成初始分区方案;随后对初始分区方案执行启发式边界节点修正、基于功率平衡的割集筛选与EVA紧急支撑,保障各子网功率平衡。第3阶段为分区策略有效性评估:采用功率不平衡度、风险阻断效率和负荷损失降低率指标对分区方案进行量化评估。

3 算例分析

为验证文中所提方法的有效性,文中采用IEEE 39节点系统进行仿真分析。该系统包含10台发电机、39个节点及46条输电线路。

考虑到高比例新能源接入背景下的源荷互动特性,文中对原始系统进行适应性改造,在全部负荷节点引入EVA模型,且各节点EVA的可调度放电功率与该节点负荷成正比。根据国家能源局发布的2026年2月全国EV充电设施数据与2025年全国高峰用电负荷数据,全国充电设施总功率约为342 GW,负荷峰值为1 465 GW,考虑到负荷持续增长,取 r_p 为0.2。综合考虑EV空闲时间比(0.62)^[33]、3种充电调节方式^[34]及其1:1:1的EV数量比例^[35]、保底电量(电池容量的50%),以及起始SOC服从[20%,80%]均匀分布^[36],取EV集群贡献系数 r_c 为0.44。设定EV放电效率 η_d 为0.9,EVA功率系数 η_{EVA} 约为0.08。

连锁故障模拟采用蒙特卡洛方法。初始故障集包含46条输电线路,设定每条线路作为初始故障的模拟次数为10 000。该取值参考文献[37]中的设定,在该模拟规模下故障链网络将不再产生新的故障链,表明抽样已达到饱和。

在进行线路故障传播交互矩阵计算时,蒙特卡洛模拟的各线路相互独立,能够并行化计算;而谱聚类分区、割集筛选与边界修正的总耗时也控制在分钟级。随着电网规模的增大,蒙特卡洛模拟可通过并行计算,谱聚类可采用稀疏矩阵迭代,因此文中所提方法具备向更大规模系统扩展的条件。

3.1 连锁故障风险辨识结果分析

对IEEE 39节点系统所有线路进行连锁故障仿真,进而构建线路故障传播交互矩阵,图2为该矩阵的热力分布。

图2中,色块颜色越深,代表对应线路对 (i,j) 的脆弱关联性越高,即线路 i 故障引发线路 j 继发断开的传播概率越大。图2标出了线路46与线路8之间的典型高关联性,其传播概率趋近于1,表明

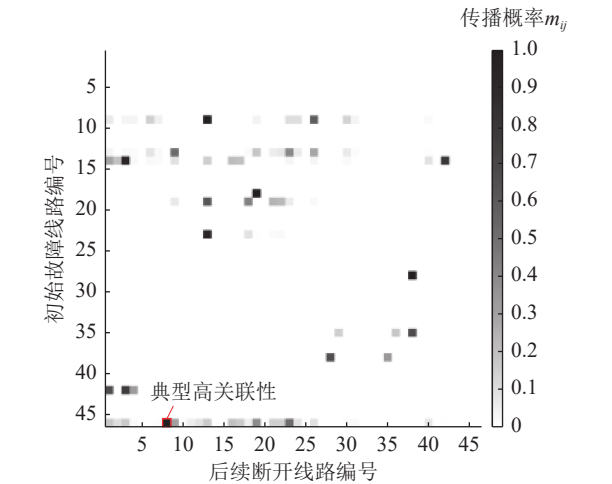


图2 线路故障传播交互矩阵热力图
Fig.2 Line fault propagation interaction matrix heatmap

线路46发生初始故障后,线路8极易随之断开。
基于线路故障传播交互矩阵,计算各条线路的传播风险指标 R_i ,对 R_i 进行排序,即可得到全网高风险线路。表1列出了排名前5的高风险线路。

表1 高风险线路结果 Table 1 High-risk line results				
排名	线路编号	起始节点	终止节点	传播风险指标 R_i
1	46	29	38	4.16
2	14	6	31	3.09
3	9	4	14	2.52
4	13	6	11	1.93
5	42	26	27	1.76

由表1可知,排名前列的高风险线路(如线路46、线路14等)的风险指标显著高于其他线路,说明这些线路在拓扑上处于系统的枢纽输电通道,一旦发生故障,系统将发生大规模的潮流转移,极易导致其他线路过载并引发连锁故障。文中将 R_i 作为谱聚类算法的输入,按照2.6节的算法流程进行计算,得到系统的主动解列分区结果,如图3所示。

由图3可以看出,系统主动解列成3个独立的区域。为验证各子网在解列后的生存能力,表2统计了各分区的功率平衡情况。结果表明,各区域源网荷储较为均衡。

3.2 分区策略对比验证

为验证文中所提方法的有效性,设置5个场景进行对比分析。首先,设定基准场景以展示连锁故障在无干预条件下自然演化对系统的危害程度,并选取表1中传播风险指标值较高的线路模拟初始故障;然后,基于基准场景的分析结果,选取连锁故障传播特征最为典型的线路14作为后续场景的初始故障,以验证各场景下所提方法的有效性;最后,

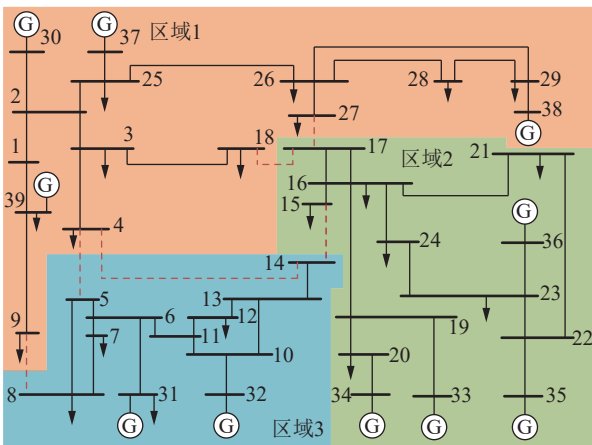


图3 基于线路传播风险指标的分区结果拓扑
Fig.3 Topology of partition results based on line propagation risk index

表2 各分区功率平衡情况统计
Table 2 Statistics on power balance of each partition 单位: MW

区域编号	总负荷	机组出力	EVA支撑能力	功率盈余
1	2 159.1	2 427.3	107.9	376.1
2	3 321.6	3 569.2	166.1	413.7
3	773.5	1 371.5	38.7	636.7

采用基于电气距离的谱聚类分区方法进行对比,验证所提方法在优先切断高风险线路方面的有效性。
3.2.1 基准场景: 连锁故障自然演化

鉴于前期构建线路传播风险指标采用的是无干预条件下的连锁故障自然演化模型,文中拟采用前5条传播风险较高的线路作为初始故障使其自然演化,模拟1 000次,计算出最大负荷损失、最小负荷损失的故障链以及平均负荷损失。计算结果如表3所示。

表3 连锁故障自然演化场景的负荷损失统计
Table 3 Load loss statistics under cascading failure natural evolution scenario

初始故障线路	最大负荷损失/MW	最大负荷损失对应的故障链	最小负荷损失/MW	最小负荷损失对应的故障链	平均负荷损失/MW
46	1 889.5	8, 9, 19, 3, 26, 12, 40	241.6	8, 9, 23, 3, 1	486.9
14	1 843.9	13, 3, 9, 30, 1	100.5	3, 42, 4	1 005.9
9	1 207.1	13, 30, 3, 1	0	13, 26	70.6
13	1 207.1	9, 30, 3, 1	0	19, 21	28.3
42	503.7	3, 1	0	4	344.1

由表3可知,线路46作为初始故障时,其引发的连锁故障对系统造成最大负荷损失为1 889.5 MW,占系统总负荷的30.2%。其原因在于,线路46是连接节点29与发电机节点38的枢纽通

道,节点 38 装机容量为 865 MW,该线路故障将直接导致系统损失 830 MW 的电源供给,即使在最优演化路径下,仍会造成 241.6 MW 的负荷损失。此外,线路 14 同样连接发电机节点 31,其故障引起的连锁故障平均负荷损失高达 1 005.9 MW。高风险线路故障引发的连锁故障对系统造成的后果非常严重。

3.2.2 场景 1: 谱聚类分区与启发式边界修正

由表 1 可知,尽管线路 46 的传播风险指标值最高,但从发电机出力占比来看,节点 38 的发电机出力为 830 MW,占比 95.9%,而节点 31 的发电机出力为 634.23 MW,占比高达 98.2%,表明后者的运行状态更为紧张。线路 14 故障后,占比较高的机组失效引发的潮流转移更为剧烈,由表 3 可见,其平均负荷损失达 1 005.9 MW,显著高于线路 46 的 486.9 MW。由于其故障引发的连锁故障传播特征更为典型,文中选取线路 14 作为初始故障,以验证所提方法的有效性。

场景 1 采用谱聚类算法进行分区,并执行启发式边界修正策略改善各分区功率平衡。各分区的功率平衡结果如表 4 所示。

表 4 场景 1 各分区功率平衡情况统计

Table 4 Statistics on power balance of each partition in scenario 1 单位: MW

区域编号	总负荷	机组出力	EVA支撑能力	功率盈余
1	3 316.4	3 569.0	0	252.6
2	2 600.1	2 427.0	0	-173.1
3	328.5	725.0	0	396.5
4	9.2	646.0	0	636.8

根据综合风险指标值的输入,谱聚类算法辨识出需要切断的线路为: 3、6、9、13、25、42。剩余系统分成 3 个规模大致相当的区域。执行启发式边界修正策略后,由于相邻冗余子网的边界节点迁移代价均较高,未能找到有效的迁移方案,子网 2 仍存在 173.1 MW 的功率缺额。分区拓扑如图 4 所示。

结果表明,在缺乏源荷平衡约束时,仅依靠谱聚类分区与启发式边界修正策略可能会导致部分子网存在功率缺额。

3.2.3 场景 2: 基于功率平衡约束的割集筛选策略

针对场景 1 中分区导致的功率缺额问题,场景 2 在场景 1 的基础上引入 2.3.2 节所提的基于功率平衡约束的割集筛选策略。各分区的功率平衡结果如表 5 所示。

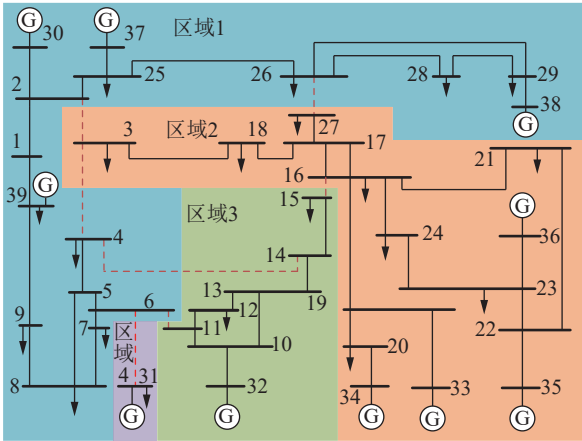


图 4 场景 1 分区结果拓扑

Fig.4 Topology of partition results in scenario 1

表 5 场景 2 各分区功率平衡情况统计

Table 5 Statistics on power balance of each partition in scenario 2 单位: MW

区域编号	总负荷	机组出力	EVA支撑能力	功率盈余
1	6 245.0	6 721.0	0	476.0
2	9.2	646.0	0	636.8

在谱聚类算法识别出所有建议割集后,基于功率平衡约束的割集筛选策略对每条割集线路进行逐一检验,辨识出线路 3、6、25、42 为关键功率支撑通道,一旦切开,会造成子网的功率缺额。因此,最终选择切除线路 9 和 13,使系统分成两个分区。两个分区的源荷量较为均衡,没有负荷损失。虽然未能将剩余区域划分为 3 个分区,但是显著减少了负荷损失。分区拓扑如图 5 所示。

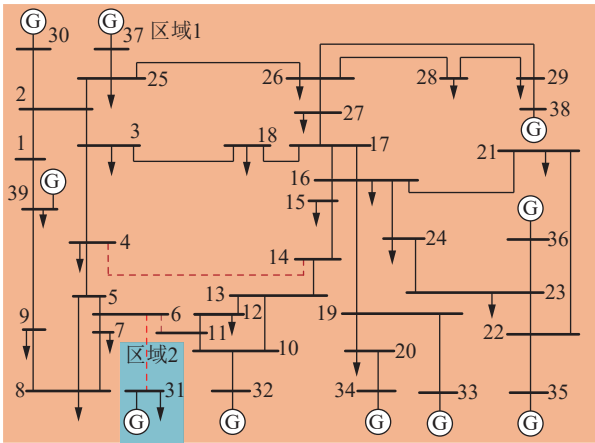


图 5 场景 2 分区结果拓扑

Fig.5 Topology of partition results in scenario 2

3.2.4 场景 3: 启用 EVA 紧急支撑

在前述场景中,EVA 均处于正常充电模式,未参与功率平衡。场景 3 在场景 2 的基础上,启用 EVA 紧急支撑,使 EV 由充电负荷切换为放电源

源,参与子网功率平衡。综合实施各项策略后,各分区功率平衡结果如表 6 所示。

表 6 场景 3 各分区功率平衡情况统计
Table 6 Statistics on power balance of each partition in scenario 3 单位: MW

区域编号	总负荷	机组出力	EVA支撑能力	功率盈余
1	3 316.4	3 569.0	265.3	517.9
2	2 600.1	2 427.0	208.0	34.9
3	328.5	725.0	26.3	422.8
4	9.2	646.0	0.7	637.5

由表 6 的分区结果可以发现,综合考虑文中所提所有策略,发现实际切除线路与场景 1 相同,系统被划分为 4 个独立的子网,其拓扑与图 4 一致。这一变化并非算法失效,而是 EVA 紧急支撑使得各个子网源荷平衡。由于启用了 EVA 紧急支撑,原本存在缺额的子网 2 获得了 208.0 MW 的功率支撑,使子网从缺额状态转变为盈余状态。基于功率平衡约束的割集筛选策略判定子网 2 已具备独立生存能力,无须依赖外部功率支援,因此切断了全部高风险线路,实现了最严格的风险阻断,使剩余系统又一次被划分为 3 个区域。

3.2.5 场景 4: 基于电气距离的传统谱聚类分区

为验证文中所提方法相较于传统分区方法的优势,场景 4 采用基于电气距离的谱聚类分区方法对电网进行分区。电气距离基于节点阻抗矩阵定义,对于线路连接的两个节点 i, j , 其电气距离为 $D_{ij}=Z_{ii}+Z_{jj}-2Z_{ij}$, 其中 $Z_{ii}、Z_{jj}$ 为节点阻抗矩阵的对角元素; Z_{ij} 为非对角元素。采用高斯核函数将电气距离映射为图权重,应用谱聚类算法进行分区。各分区的功率平衡结果如表 7 所示。

表 7 场景 4 各分区功率平衡情况统计
Table 7 Statistics on power balance of each partition in scenario 4 单位: MW

区域编号	总负荷	机组出力	EVA支撑能力	功率盈余
1	1 208.1	1 100.0	0	-108.1
2	4 547.4	4 756.0	0	208.6
3	489.5	865.0	0	375.5
4	9.2	646.0	0	636.8

由表 7 可以看出,基于电气距离的谱聚类分区方法将系统划分为 4 个区域,切断线路 1、16、43、44 共 4 条线路。分区后子网 1 出现 108.1 MW 的功率缺额,功率不平衡度为 1.73%。4 条切断线路的传播风险指标均为 0,风险阻断效率为 0,表明该方

法选取的解列断面完全不能切断高风险的故障传播线路。其原因在于,电气距离仅反映网络拓扑中节点间电气联系的强弱,优先切断的是电气距离较大的弱连接线路,这些线路即使发生故障也极少引发大规模连锁故障,因此其传播风险指标接近于 0,并非连锁故障传播的高风险线路。与场景 3 相比,文中方法在实现各子网功率平衡的同时,风险阻断效率达到 100%,从根本上阻断了高风险线路的故障传播路径。分区结果如图 6 所示。

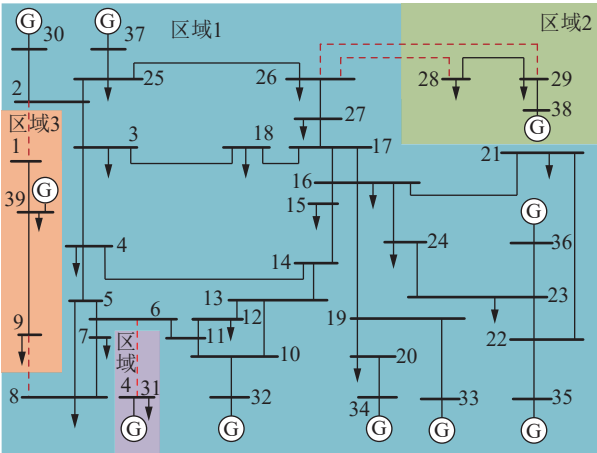


图 6 场景 4 分区结果拓扑
Fig.6 Topology of partition results in scenario 4

3.3 分区策略有效性综合评估
基于 2.5 节定义的评估指标,对 3.2 节中场景 1、场景 2、场景 3、场景 4 的分区结果进行量化对比,结果如表 8 所示。

表 8 各场景分区策略有效性评估指标对比
Table 8 Comparison of partition strategy effectiveness evaluation indexes for each scenario

场景	实际切断线路条数/总条数	风险阻断效率/%	功率缺额总量/MW	功率不平衡度/%	负荷损失降低率/%
1	6/6	100	173.1	2.77	97.2
2	2/6	33.3	0	0	100
3	6/6	100	0	0	100
4	4/4	0	108.1	1.73	89.3

从表 8 可以看出,场景 1 切断了全部高风险线路,风险阻断效率达到 100%。但由于缺乏可迁移的富余节点,导致场景 1 中的子网 2 产生了 173.1 MW 的功率缺额,功率不平衡度为 2.77%。场景 2 保留了部分割集线路,各子网功率平衡,但风险阻断效率下降至 33.3%。场景 3 引入 EVA 紧急支撑后,子网 2 的功率缺额得以弥补,系统在切断全部高风险线路的同时实现了各分区的功率平衡。

3.4 方法有效性验证
为进一步验证文中所提方法的有效性,基于

3.2.1 节中连锁故障自然演化的仿真结果,选取表 1 中风险指标排名前 5 的高风险线路进行对比分析。采用 2.5 节定义的评估指标对文中方法的分区效果进行量化评估,结果如表 9 所示。

表 9 高风险线路分区效果统计
Table 9 Partitioning effectiveness statistics for high-risk lines

初始故障线路	自然演化平均负荷损失/MW	功率不平衡度/%	风险阻断效率/%	负荷损失降低率/%
46	486.9	0	0	100
14	1 005.9	0	26.45	100
9	70.6	0	10.41	100
13	28.3	0	14.68	100
42	344.1	0	7.69	100

由表 9 可以看出,在连锁故障自然演化场景下,高风险线路故障引发的平均负荷损失在 28.3~1 005.9 MW 之间。采用文中方法进行主动分区后,5 个故障场景的功率不平衡度均为 0;负荷损失降低率均达到 100%,有效避免了连锁故障对系统造成的负荷损失。

3.5 权重系数敏感性分析

为验证综合风险指标中权重系数选取的合理性,在场景 3 的基础上,分别取 4 组不同的权重组合进行对比,结果如表 10 所示。

表 10 不同权重系数下的分区效果对比
Table 10 Comparison of partitioning results under different weight coefficients

权重组合(α, β)	切除线路	切除线路数	分区数量	功率不平衡度/%	负荷损失降低率/%
0.50, 0.50	7、9、13、25、42	5	4	0	100
0.25, 0.75	3、6、9、13、25、42	6	4	0	100
0.10, 0.90	3、6、9、13、25、42	6	4	0	100
0.75, 0.25	24	1	2	0	100

由表 10 可以看出,4 组权重组合下功率不平衡度均为 0,负荷损失降低率均达到 100%。其中, $\beta=0.75$ 与 $\beta=0.90$ 的分区结果完全一致,均切除 6 条线路并将系统划分为 4 个区域,说明当负载率权重占主导时分区方案趋于稳定。 $\alpha=0.50$ 、 $\beta=0.50$ 时切除 5 条线路,分区方案略有差异但功率平衡度不受影响。当传播风险权重过大时,谱聚类识别的多条割集线路因功率平衡约束而被保留,最终仅切除 1 条线路,系统被分为 2 个区域,高风险线路的切除不够充分。文中采用三标度法确定 $\alpha=0.25$ 、 $\beta=0.75$,其依据在于:线路传播风险指标反映系统结构层面的固有脆弱性,具有普适性;而负载率指标直接反映特定故障场景下的实时过载状态,对解列断

面的选取更具针对性。

3.6 EVA 参数灵敏度分析

为分析 EVA 支撑能力对分区效果的影响,在场景 3 的基础上设置 4 组对比参数进行灵敏度分析,结果如表 11 所示。

表 11 不同 EVA 参数下的分区效果对比
Table 11 Comparison of partitioning results under different EVA parameters

r_p	r_c	η_{EVA}	切除线路数	分区数量	功率不平衡度/%	风险阻断效率/%	负荷损失降低率/%
0.20	0.33	0.06	2	2	0	33.3	100
0.20	0.44	0.08	6	4	0	100	100
0.20	0.56	0.10	6	4	0	100	100
0.30	0.44	0.12	6	4	0	100	100

由表 11 可以看出,当 EVA 功率系数 $\eta_{EVA} \geq 0.08$ 时,EVA 紧急支撑能够弥补各子网的功率缺额,系统切断 6 条高风险线路,风险阻断效率达到 100%。当 $\eta_{EVA} < 0.08$ 时,EVA 支撑能力不足以覆盖子网功率缺额,割集筛选策略保留了 4 条线路,只切断 2 条高风险线路,分区数由 4 降为 2,风险阻断效率下降至 33.3%。

上述结果表明: r_p 和 r_c 的变化确实影响分区效果,当 EVA 支撑能力不足时,风险阻断效率将下降,系统不能完全切除割集中的高风险线路;当 EVA 支撑能力充足时,系统能切断所有的高风险线路,将系统分成 4 个区域。文中 η_{EVA} 较接近于临界值,随着 EV 的大规模发展, η_{EVA} 值将越来越大,应用文中所提方法能够切断所有高风险线路,将系统划分为功率平衡的多个区域。

4 结论

文中围绕输电网连锁故障防控,提出面向高风险线路连锁故障防控的输电网主动分区优化方法,主要结论如下:

- (1) 单一的线路传播风险指标难以适应不同故障场景,而融合负载率后的综合风险指标能同时反映系统结构脆弱性与实时运行状态,有助于更准确地选取解列断面。
- (2) 针对特定高风险线路故障场景,通过谱聚类分区、启发式边界修正、基于功率平衡约束的割集筛选策略及 EVA 紧急支撑多种策略的配合,系统可被划分为功率平衡的几个区域,有效预防连锁故障的发生。
- (3) 权重系数敏感性分析与 EVA 参数灵敏度分析表明,不同权重组合与 EVA 支撑水平下,各子

网功率平衡可得到保障, 负荷损失降低率均达到100%。EVA支撑能力充足时, 系统可切断全部高风险线路; EVA支撑能力不足时, 割集筛选策略会保留关键功率支撑通道, 以保障子网的功率平衡。

需要指出的是, 文中采用直流潮流模型进行验证, 侧重于有功平衡层面的分析, 无功功率与电压稳定约束方面有待进一步研究。EVA模型聚焦于有功功率平衡, EV集群的功率响应时序特性有待建模。未来工作可将上述因素纳入分区优化框架, 以适应频率与电压稳定等时间尺度下的分区需求。

参考文献:

- [1] 辛保安, 李明节, 贺静波, 等. 新型电力系统安全防御体系探究[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(15): 5723-5731.
XIN Baoan, LI Mingjie, HE Jingbo, et al. Research on security defense system of new power system[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(15): 5723-5731.
- [2] 董昱, 郭强, 葛睿, 等. 近年国外高比例新能源电力系统大停电事故分析及启示[J]. *中国电机工程学报*, 2025, 45(22): 8754-8763.
DONG Yu, GUO Qiang, GE Rui, et al. Analysis and lessons of recent blackout events in high-proportion renewable energy power systems worldwide[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2025, 45(22): 8754-8763.
- [3] 王涉, 梁双, 刘斯伟, 等. 西班牙4·28大停电事故分析及对中国电力发展的启示[J]. *中国电力*, 2025, 58(11): 146-155.
WANG She, LIANG Shuang, LIU Siwei, et al. Analysis of the Spain 4·28 major power blackout and its implications on China's power development[J]. *Electric Power*, 2025, 58(11): 146-155.
- [4] 曹辰, 王增平. 极端天气对新型电力系统的影响及应对措施思考[J]. *南方能源建设*, 2025, 12(1): 43-57.
CAO Chen, WANG Zengping. Reflections on the impact of extreme weather on new power systems and countermeasures[J]. *Southern Energy Construction*, 2025, 12(1): 43-57.
- [5] 张琛, 葛睿, 靳晓凌, 等. 西班牙和葡萄牙4·28大停电关键问题分析及经验启示[J]. *中国电力*, 2025, 58(12): 119-127.
ZHANG Chen, GE Rui, JIN Xiaoling, et al. Analysis of key issues and implications of the April 28 great power blackout in Spain and Portugal[J]. *Electric Power*, 2025, 58(12): 119-127.
- [6] 别朝红, 卞艺衡, 张理寅, 等. 新型电力系统应对极端事件的风险防范与应急管理关键技术[J]. *中国电机工程学报*, 2024, 44(18): 7049-7067.
BIE Zhaohong, BIAN Yiheng, ZHANG Liyin, et al. Key technologies of risk prevention and emergency management against extreme events for new power systems[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(18): 7049-7067.
- [7] 杜洋, 刘家好, 郭灵瑜, 等. 极端事件下电力-天然气耦合系统故障连锁传播仿真分析[J]. *电力建设*, 2024, 45(5): 1-8.
DU Yang, LIU Jiayu, GUO Lingyu, et al. Simulation analysis of fault cascading propagation in power-gas coupling system during extreme events[J]. *Electric Power Construction*, 2024, 45(5): 1-8.
- [8] 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.
XU Yin, WU Xiangyu, WANG Ying. Research and prospect on resilience enhancement technology based on islanded operation of urban partitioned power grids under extreme events[J]. *Distribution & Utilization*, 2024, 41(8): 45-53.
- [9] KANG H P, LI C C. A novel time evolution-based cascading failure model considering auto-reclosers[J]. *IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Express Briefs*, 2023, 70(4): 1570-1574.
- [10] HUANG S C, QI J J. Cascading failure mitigation on cyclic coupled interaction network[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2025, 40(5): 4403-4406.
- [11] 刘雨濛, 刘欢, 顾雪平. 考虑系统可观测性的电力系统连锁故障阻断控制[J]. *电力系统保护与控制*, 2025, 53(7): 52-62.
LIU Yumeng, LIU Huan, GU Xueping. Power system cascading failure blocking control considering system observability[J]. *Power System Protection and Control*, 2025, 53(7): 52-62.
- [12] 潘松, 李长城, 康海鹏, 等. 考虑停运概率熵和网架结构熵的电网关键线路辨识方法[J]. *电力系统自动化*, 2025, 49(1): 139-149.
PAN Song, LI Changcheng, KANG Haipeng, et al. Identification method for key lines of power grid considering outage probability entropy and grid structure entropy[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2025, 49(1): 139-149.
- [13] 范文礼, 叶雨润, 李全优, 等. 基于潮流相关性网络的电网脆弱线路识别[J]. *西南交通大学学报*, 2024, 59(5): 1006-1013.
FAN Wenli, YE Yurun, LI Quanyou, et al. Identification of vulnerable lines in power grid based on power flow correlation network[J]. *Journal of Southwest Jiaotong University*, 2024, 59(5): 1006-1013.
- [14] 蔡晔, 孙溶佐, 王伟宇, 等. 计及连锁故障传播路径的电力系统 $N-k$ 多阶段双层优化及故障场景筛选模型[J]. *中国电机工程学报*, 2025, 45(7): 2540-2553.
CAI Ye, SUN Rongzuo, WANG Weiyu, et al. $N-k$ multi-stage bi-level optimization and fault scenario screening model of power system considering cascading failure propagation path[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2025, 45(7): 2540-2553.
- [15] LI M J, TSE C K, LIU D, et al. Cascading failure propagation and mitigation strategies in power systems[J]. *IEEE Systems Journal*, 2023, 17(2): 3282-3293.
- [16] ZHOU J, ZHANG H, CHENG H Z, et al. Resilience-oriented hardening and expansion planning of transmission system under hurricane impact[J]. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 2024, 10(4): 1746-1760.
- [17] ZHOU J, ZHANG H, CHENG H Z, et al. Resilience-oriented transmission expansion planning under hurricane impact

- considering vulnerable line identification and hardening[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2025, 10(3): 98-113.
- [18] 刘依晗, 王宇飞. 新型电力系统中跨域连锁故障的演化机理与主动防御探索[J]. *中国电力*, 2022, 55(2): 62-72, 81.
LIU Yihan, WANG Yufei. Exploring the evolution mechanism and active defense of cross-domain cascading failures in new type power system[J]. *Electric Power*, 2022, 55(2): 62-72, 81.
- [19] 白珈于, 王婉琳, 王曦, 等. 基于改进慢同调理论的交直流混合电网离线同调机群识别方法[J]. *四川电力技术*, 2025, 48(6): 30-35, 107.
BAI Jiayu, WANG Wanlin, WANG Xi, et al. Offline coherent generators identification method for AC/DC hybrid power grids based on improved slow coherency theory[J]. *Sichuan Electric Power Technology*, 2025, 48(6): 30-35, 107.
- [20] TANG F, GUO Y H, WEI X Q, et al. An intentional controlled islanding strategy considering island frequency stability for power system with wind-power integrated[J]. *Frontiers in Energy Research*, 2023, 11: 1247412.
- [21] 皮俊波, 张树卿, 李杰, 等. 基于脆弱性评估与谱聚类电网分区的关联输电断面辨识方法[J]. *电网与清洁能源*, 2025, 41(12): 1-11.
PI Junbo, ZHANG Shuqing, LI Jie, et al. A correlation transmission section identification method based on vulnerability assessment and spectral clustering power grid zoning[J]. *Power System and Clean Energy*, 2025, 41(12): 1-11.
- [22] 林继良, 刘敏, 刘晓欣. 基于改进规范切与安全风险指标的关键输电断面辨识方法[J]. *南方电网技术*, 2025, 19(8): 20-30.
LIN Jiliang, LIU Min, LIU Xiaoxin. Key transmission section identification method based on improved normalized cut and security risk index[J]. *Southern Power System Technology*, 2025, 19(8): 20-30.
- [23] HUANG Y X, GAO C W, LU H R, et al. Risk-triggered preventive islanding for cascading failure mitigation and resilience enhancement in typhoon-prone power systems[J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2025, 173: 111422.
- [24] 刘艳, 袁可心, 顾雪平, 等. 规模新能源接入场景下计及灵活性资源协同均衡的电力系统黑启动动态分区方法[J]. *中国电机工程学报*, 2025, 45(6): 2084-2096.
LIU Yan, YUAN Kexin, GU Xueping, et al. Black start dynamic partition considering flexible resource cooperative balance under the scenario of large-scale new energy integration[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2025, 45(6): 2084-2096.
- [25] 甘国晓, 耿光超, 高波, 等. 考虑线路停运概率的电力系统连锁故障阻断控制[J]. *电网技术*, 2020, 44(1): 266-272.
GAN Guoxiao, GENG Guangchao, GAO Bo, et al. Blocking control of power system cascading failures considering line outages probability[J]. *Power System Technology*, 2020, 44(1): 266-272.
- [26] 刘雨濛, 顾雪平, 王涛. 计及传播路径的电力系统连锁故障多阶段阻断控制[J]. *电力自动化设备*, 2021, 41(12): 151-157.
LIU Yumeng, GU Xueping, WANG Tao. Multi-stage blocking control of power system cascading failures considering propagation path[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2021, 41(12): 151-157.
- [27] 何玉灵, 王博, 孙凯, 等. 分布式光伏系统电能质量的主客观综合评估[J]. *华南师范大学学报(自然科学版)*, 2024, 56(6): 17-25.
HE Yuling, WANG Bo, SUN Kai, et al. Subjective and objective comprehensive evaluation of power quality of distributed photovoltaic system[J]. *Journal of South China Normal University (Natural Science Edition)*, 2024, 56(6): 17-25.
- [28] 刘海权, 周苏洋, 顾伟, 等. 基于网络故障链接矩阵的电网关键节点辨识及分区方法[J]. *中国电机工程学报*, 2025, 45(12): 4620-4633.
LIU Haiquan, ZHOU Suyang, GU Wei, et al. Key node identification and area division method of power grid based on network fault link matrix[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2025, 45(12): 4620-4633.
- [29] 刘可真, 谭化平, 杨春昊, 等. 考虑系统分区与节点频率动态响应的电力系统区域惯量估计方法[J]. *电力自动化设备*, 2025, 45(5): 200-208.
LIU Kezhen, TAN Huaping, YANG Chunhao, et al. Power system regional inertia estimation method considering system partitioning and dynamic response of node frequency[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2025, 45(5): 200-208.
- [30] GAO Y, LI S Q, XU T H, et al. Distributed model predictive control strategy for multi-energy virtual power plant based on digital twin[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2026, 17(3): 1971-1984.
- [31] 吴仁杰, 江琴, 李保宏, 等. 新能源接入电力系统分区惯量估计及虚拟惯量配置[J]. *电力工程技术*, 2026, 45(1): 3-12.
WU Renjie, JIANG Qin, LI Baohong, et al. Regional inertia estimation and virtual inertia configuration of new energy connected power system[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2026, 45(1): 3-12.
- [32] 汤骏, 陈红坤, 徐维炜, 等. 高比例新能源接入下计及灵活性的电网分区方法[J]. *电力自动化设备*, 2025, 45(6): 191-199.
TANG Jun, CHEN Hongkun, XU Weiwei, et al. Power grid partitioning method considering flexibility under high proportion of new energy[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2025, 45(6): 191-199.
- [33] 王杨洋, 茆美琴, 杨铨, 等. 面向多场景辅助服务的大规模电动汽车聚合可调度容量建模[J]. *电力系统自动化*, 2024, 48(7): 103-115.
WANG Yangyang, MAO Meiqin, YANG Cheng, et al. Aggregated and schedulable capacity modeling of large-scale electric vehicles for multi-scenario auxiliary services[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2024, 48(7): 103-115.
- [34] 李俊, 侯慧, 姚磊, 等. 电动汽车聚合商参与主辅电力市场协同优化[J/OL]. *电力系统自动化*: 1-15[2026-03-16]. <https://>

- link.cnki.net/urlid/32.1180.tp.20260213.1446.006.
- LI Jun, HOU Hui, YAO Lei, et al. Collaborative optimization for electric vehicle aggregators participating in electric energy-reserve markets[J/OL]. *Automation of Electric Power Systems*: 1-15[2026-03-16]. <https://link.cnki.net/urlid/32.1180.tp.20260213.1446.006>.
- [35] 牛晨耕, 余顺江, 王韵楚, 等. 基于可行域聚合投影的输配电网与EVA分层协同优化调度[J]. *电力系统自动化*, 2026, 50(9): 179-190.
- NIU Chengeng, YU Shunjiang, WANG Yunchu, et al. Hierarchical coordinated optimal scheduling of transmission-distribution networks and electric vehicle aggregators based on feasible region aggregation and projection[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2026, 50(9): 179-190.
- [36] 吴巨爱, 褚蕙, 薛禹胜, 等. 预防与紧急协调的电动汽车参与应急备用优化[J]. *电力系统自动化*, 2026, 50(5): 85-97.
- WU Juai, CHU Hui, XUE Yusheng, et al. Optimization of electric vehicles participating in emergency reserve based on prevention and emergency coordination[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2026, 50(5): 85-97.
- [37] 康海鹏, 张衡, 张沈习, 等. 基于源-网-荷-储多类型资源协同的连锁故障阻断方法[J]. *电力系统自动化*, 2026, 50(1): 143-156.
- KANG Haipeng, ZHANG Heng, ZHANG Shenxi, et al. Cascading failure blocking method based on coordination of multiple types of source-grid-load-storage resources[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2026, 50(1): 143-156.

作者简介:



叶涛

叶涛(2000), 男, 硕士在读, 研究方向为电力系统连锁故障分析与防控(E-mail: 13699584850@163.com);

张衡(1991), 男, 博士, 副研究员, 通信作者, 研究方向为弹性电网规划及优化运行;

康海鹏(1997), 男, 博士, 研究方向为弹性电网规划、连锁故障。

Optimization of active transmission network partitioning for high-risk line cascading failure prevention

YE Tao¹, ZHANG Heng², KANG Haipeng², YUAN Zijun², CHENG Haozhong²

(1. College of Electric Power Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China;

2. Shanghai Jiao Tong University (Key Laboratory of Control of Power Transmission and Conversion, Ministry of Education), Shanghai 200240, China)

Abstract: Electrical distance is widely used as edge weights in spectral clustering for transmission network partitioning. However, the propagation risk of cascading failures is seldom embedded into the graph model. The emergency support potential of flexible resources also remains underutilized. As a result, power imbalance and excessive load shedding may occur in sub-networks after partitioning. In this paper, an active partitioning optimization method is proposed for transmission networks to prevent cascading failures in high-risk lines. A line fault propagation interaction matrix is built through Monte Carlo simulation, and a propagation risk index is defined accordingly. The propagation risk index is combined with line loading rate to form a comprehensive risk metric. The comprehensive risk metric is mapped onto graph edge weights via a Gaussian kernel function. An initial partitioning scheme is then generated by spectral clustering. A cut-set screening strategy based on source-load balance constraints is further developed. Heuristic boundary correction and electric vehicle aggregator (EVA) emergency support are introduced to guarantee power equilibrium in each sub-network. The method is tested on the IEEE 39-bus system under high-risk line fault scenarios. Compared with the natural evolution of cascading failures, power balance is achieved in all sub-networks after active partitioning, and load shedding is significantly reduced. Multi-strategy coordination is shown to be effective in preventing cascading failure propagation.

Keywords: cascading failure; power grid partitioning; risk identification; spectral clustering algorithm; electric vehicle aggregator (EVA); intentional islanding

(编辑 陆海霞)