第50卷 第1期 2026年1月10日
DOI：10.7500/AEPS20241009005
电力系统自动化
Automation of Electric Power Systems
Vol. 50 No. 1 Jan. 10，2026

基于源-网-荷-储多类型资源协同的连锁故障阻断方法

康海鹏[1]，张　衡[1]，张沈习[1]，程浩忠[1]，李长城[2]
（1. 电力传输与功率变换控制教育部重点实验室（上海交通大学），上海市 200240；
2. 广西大学电气工程学院，广西壮族自治区南宁市 530004）

摘要：开展连锁故障防御研究对于保障电力系统安全稳定运行具有重要意义。文中提出了基于源-网-荷-储多类型资源协同的连锁故障阻断方法，旨在解决现有阻断策略实施故障阶段选取方法考虑因素片面及多类型资源协同不充分造成的经济成本与停电风险高的问题。首先，考虑故障连锁演化过程中负荷分阶段损失特征，建立了改进的故障链风险评估指标。然后，考虑系统应对故障级联传播的反应能力及不同故障阶段处的风险增大程度，构建了基于时间-风险综合重要度的阻断策略实施阶段选取方法。最后，考虑源、网、荷、储侧资源在连锁故障阻断中的作用机制及互补潜力，提出了融合源侧多类电源出力调节特点、网侧输电网拓扑结构灵活调整能力、荷侧不同重要度负荷分级保供要求以及储能设备快速响应特性的连锁故障协同阻断模型。仿真结果表明，在所选取故障阶段处采用所提阻断方法可有效降低连锁故障引发的停电风险，显著提升阻断策略的经济性与电力系统的安全性。

关键词：连锁故障；阻断策略；源-网-荷-储；拓扑切换；电力保供；电力系统

0　引言

连锁故障是引发电力系统大停电的关键因素[1-2]，表现为元件相继退出的恶性级联效应[3-4]，可能造成严重的经济损失及恶劣的社会影响。因此，评估连锁故障风险并提出合理阻断策略，对建立健全系统安全防御体系与提升系统供电可靠性具有重要意义。

基于复杂网络理论的连锁故障防御研究主要通过增强网络鲁棒性来防止故障级联演化[5-6]。文献[7]研究了电网拓扑结构特性与故障连锁传播速率间的相关性，为采取适当措施来阻止故障恶化提供了参考；文献[8]基于图注意力网络算法，快速准确地辨识了不同运行场景下的关键线路并对其进行监控，以预防连锁故障大停电。文献[5-8]基于网络无向图模型分析连锁故障，而故障间的相互作用需要采用有向图来表征。文献[9]建立随机交互图模型来分析故障传播模式，从而制定有效的缓解策略。上述研究可为系统安全运行能力提升提供参考依据，但未充分结合系统运行状态进行分析，难以有效应用于连锁故障阻断过程。

基于物理运行特性的连锁故障防御研究涉及系统实际工况，通过调节源、荷侧资源改变潮流分布来实现连锁故障阻断。文献[10-11]提出了应对突发事件的预防调度方法，在事故发生前调整发电机组出力、削减负荷以优化网络潮流，降低初始故障的发生概率。考虑到初始故障具有不确定性，连锁故障一旦被触发，事前预防调度措施将不再发挥作用。因此，不少研究致力于连锁故障过程中的阻断。文献[12]提出了考虑线路停运概率的连锁故障阻断控制模型，在降低各故障阶段发生概率的同时，保证了阻断经济性，但故障演化路径可能会发生变化。因此，文献[13]分析了连锁故障传播路径与阻断控制的交互影响，驱动故障按照预测路径级联演化；文献[14-15]按照已预测的故障演化路径，从失负荷风险角度选取最佳故障阶段进行阻断。

上述工作为连锁故障防御研究提供了一定支撑，但在阻断措施及其实施阶段选取方面仍然有待深入研究，具体体现在：

1）研究阻断策略时未综合考虑源-网-荷-储多类型资源对故障连锁传播的协调阻断作用。传统连锁故障阻断方法拘泥于固定的网络拓扑形态，忽视了可通过主动开断电网运行线路与重合过载断开线路

收稿日期：2024-10-09；修回日期：2025-07-07。
上网日期：2025-08-20。
国家自然科学基金资助项目（U23B6006，52307120）。

来实现网络拓扑灵活切换，从而改善源、荷、储间电气连接关系与网络潮流分布的作用，使得系统切负荷过多。因此，协同利用源-网-荷-储侧资源有望进一步降低连锁故障风险。

2)研究故障阶段阻断选取方法时未考虑系统对故障的反应能力。尽管文献[14-15]选择在最大程度抬高停电风险的故障阶段实施阻断策略，以实现良好的阻断效果，但并未考虑下一过载线路跳闸前电力系统是否具有足够的时间及时做出故障反应，可能导致阻断策略实施阶段并非恰当，使得阻断代价过高。

针对上述不足，本文提出基于源-网-荷-储多类型资源协同的输电网连锁故障阻断方法，挖掘各侧资源的协同阻断潜力，实现连锁故障的经济有效阻断，并通过算例分析验证了所提方法的阻断效果及有效性。

1　连锁故障仿真及风险评估模型

连锁故障根据其驱动因素可分为过载主导型、配合主导型及结构主导型。过载主导型连锁故障导致的大停电事故较为常见[15]，例如，2003年北美大停电及意大利大停电、2005年莫斯科大停电。不少典型连锁故障仿真模型，如OPA模型[16]、隐性故障模型[17]及Manchester模型[18]等，均以潮流过载为主要驱动因素对故障级联演化问题展开研究。基于实际情况与研究现状，本文考虑故障连锁发展的时空特性，重点对过载型连锁故障进行研究，并提出相应阻断策略来分析阻断效果。

1.1　线路跳闸时间模型

严重或长时间潮流过载可能产生过多线路热量而损坏电力设备，对电力系统功率传输造成严重影响[19]。线路负载越多，过载持续时间越长，过载程度将越严重，此时，过负荷保护装置会迅速切除过载程度严重的线路来应对潜在危害[20-21]。过负荷累积函数$\Delta O_{ij}(t_s,t_s+\Delta t_s)$如式(1)所示，其反映了线路$ij$在第$s$个故障阶段的$t_s$时刻到$t_s+\Delta t_s$时刻增加的过载程度[22]。其中，$ij\in\Phi_0$，$\Phi_0$为电力系统线路集合；$\Delta t_s$为时间间隔。

$$\Delta O_{ij}(t_s,t_s+\Delta t_s)=\begin{cases}\displaystyle\int_{t_s}^{t_s+\Delta t_s}(F_{ij}(t)-F_{ij}^{\max})\,\mathrm{d}t & F_{ij}(t)>F_{ij}^{\max}\\ 0 & \text{其他}\end{cases}\tag{1}$$

式中：$F_{ij}(t)$为t时刻线路ij的有功潮流；$F_{ij}^{\max}$为线路ij的潮流传输容量。

t_s时刻线路ij的累积过负荷$O_{ij}(t_s)$为：

$$O_{ij}(t_s)=\sum_{f=1}^{s}\Delta O_{ij}(t_f,t_f+\Delta t_f)=\begin{cases}\displaystyle\sum_{f=1}^{s}\int_{t_f}^{t_f+\Delta t_f}(F_{ij}(t)-F_{ij}^{\max})\,\mathrm{d}t & F_{ij}(t)>F_{ij}^{\max}\\ 0 & \text{其他}\end{cases}\tag{2}$$

当累积过负荷O_{ij}达到其累积过负荷临界值$\bar{O}_{ij}$时，保护装置将立即动作。临界值$\bar{O}_{ij}$被定义为：当过载线路ij的潮流为υ倍传输容量时，运行τ时间后的过负荷累积值，如式(3)所示。

$$\bar{O}_{ij}=\int_{t_s}^{t_s+\tau}(\upsilon F_{ij}^{\max}-F_{ij}^{\max})\,\mathrm{d}t=\tau(\upsilon-1)F_{ij}^{\max}\qquad F_{ij}(t)>F_{ij}^{\max},ij\in\Phi_0\tag{3}$$

过负荷保护具有图1所示反时限特性，线路潮流过载越多，O_{ij}达到临界值$\bar{O}_{ij}$所需时间将越短，即线路ij的运行状态将越快进入危险域，从而被保护装置立即切除。

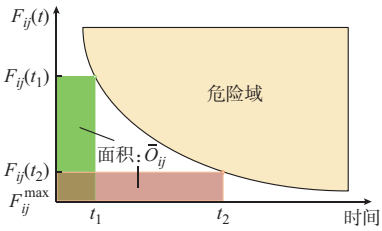

图1　过负荷保护反时限特性

Fig. 1　Inverse time characteristic of overload protection

t_s时刻切除过载线路ij所需的时间$\Delta t_{ij,s}$如式(4)所示。由式(5)确定发生第$s+1$个故障阶段所需的时间Δt_s以及对应的故障线路。

$$\Delta t_{ij,s}=\begin{cases}\dfrac{\bar{O}_{ij}-O_{ij}(t_s)}{F_{ij}(t_{s+1})-F_{ij}^{\max}} & F_{ij}(t_{s+1})>F_{ij}^{\max}\\ \infty & \text{其他}\end{cases}\tag{4}$$

$$\Delta t_s=\min_{ij\in S_s}\{\Delta t_{ij,s}\}\tag{5}$$

式中：S_s为连锁故障演化到第s个故障阶段时系统中的过载线路集合。

1.2　连锁故障仿真流程

通过线路跳闸时间模型判断下一故障线路，并采用基于过负荷保护的线路停运概率模型获得过载线路的故障概率，从而实现连锁故障仿真。仿真结束条件设置为：1)电网中无线路过载现象；2)潮流计算无解，即系统崩溃。仿真流程如图2所示。孤岛功率平衡的具体策略参考文献[23]，线路停运概率模型参考文献[12]。

1.3　连锁故障风险评估模型

由1.2节生成了w条连锁故障链，故障链集合Γ

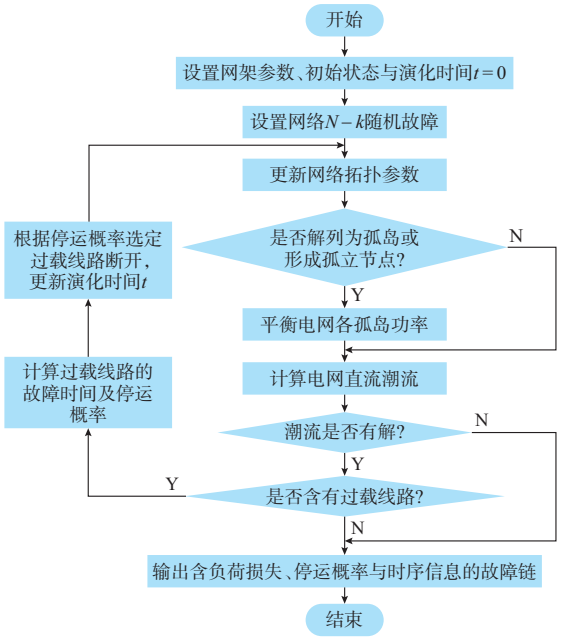

图2　连锁故障仿真流程
Fig. 2　Flow chart of cascading failure simulation

与第x条故障链Γ_x的演化路径可分别表示为：

$$\Gamma=\{\Gamma_1,\Gamma_2,\cdots,\Gamma_w\} \tag{6}$$

$$\Gamma_x=\{\Gamma_{x,1},\Gamma_{x,2},\cdots,\Gamma_{x,y}\} \tag{7}$$

式中：$\Gamma_{x,j}$为故障链Γ_x的第j个故障阶段，即故障阶段j，其中，$x=1,2,\cdots,w$，$j=1,2,\cdots,y$，y为故障阶段总数。

连锁故障是若干个具有时序特性的故障阶段的集合，并且前面所有故障阶段与当前故障阶段具有关联性或因果关系[24]。因此，故障链概率实质上是条件概率，故障链Γ_x发生的概率P_{Γ_x}可表示为：

$$P_{\Gamma_x}=P(\Gamma_{x,1})P(\Gamma_{x,2}|\Gamma_{x,1})\cdots P(\Gamma_{x,y}|\Gamma_{x,1},\cdots,\Gamma_{x,y-1}) \tag{8}$$

式中：$P(\Gamma_{x,1})$表示故障链Γ_x的故障阶段1的发生概率，即故障阶段1处的线路停运概率；$P(\Gamma_{x,2}|\Gamma_{x,1})$表示在故障链$\Gamma_x$的故障阶段1发生的条件下，故障阶段2发生的概率；以此类推，$P(\Gamma_{x,y}|\Gamma_{x,1},\Gamma_{x,2},\cdots,\Gamma_{x,y-1})$表示在故障链$\Gamma_x$前$y-1$个故障阶段发生的条件下，故障阶段$y$发生的概率。

传统停电风险指标R_{Γ_x}表示为故障链概率P_{Γ_x}与最终所致负荷损失ΔL_{Γ_x}的乘积[14-15]，如下所示：

$$R_{\Gamma_x}=P_{\Gamma_x}\Delta L_{\Gamma_x} \tag{9}$$

然而，上述传统评估指标并未考虑连锁故障过程中负荷分阶段损失的特征。实际上，部分故障阶段会导致负荷损失，而其他阶段不会，且故障链的负荷损失是在故障连锁过程中分阶段产生，而不是连锁过程结束后才一次性产生。因此，若采用传统停电风险指标，将会忽视负荷分阶段损失的影响，不利于连锁故障风险评估分析。本文以发展到各故障阶段的概率与各阶段对应负荷损失的乘积之和量化事故的严重度，以确保只要故障连锁发展，风险必然单调不减。对于故障自然演化的连锁故障而言，负荷损失来自于各故障阶段造成的不含发电机的孤立节点与需要平衡功率的孤岛。对于阻断策略参与的连锁故障而言，假定阻断策略在故障阶段$y-1$与故障阶段y之间实施，对于故障阶段m，当$m<y$时，负荷损失来自于各阶段不含发电机的孤立节点与需要平衡功率的孤岛；当$m=y$时，负荷损失为阻断策略造成的切负荷大小。针对上述两种连锁故障，改进的停电风险评估指标为：

$$R_{\Gamma_x}=\sum_{m=1}^{y}P_{\Gamma_{x,m}}\Delta L_{\Gamma_{x,m}} \tag{10}$$

式中：$P_{\Gamma_{x,m}}$为故障链Γ_x演化到故障阶段m的概率；$\Delta L_{\Gamma_{x,m}}$为故障阶段m或阻断策略造成的负荷损失。

假设故障链Γ_1的演化过程如表1所示。若根据式(9)计算，则停电风险为$1\times0.55\times0.86\times0.19\times(0+300+0+200)=44.935$ MW。故障链演化到故障阶段3时的停电风险为141.9 MW。由此可知，整条故障链的停电风险较演化到故障阶段3时将减少100 MW。换言之，由传统停电风险指标可知，尽管故障阶段4可能会发生并造成200 MW的负荷损失，但故障链风险及潜在严重程度反而得到了缓解，这不合理。然而，利用式(10)计算时，整条故障链风险为$1\times0+1\times0.55\times300+1\times0.55\times0.86\times0+1\times0.55\times0.86\times0.19\times200=182.974$ MW。同时，故障阶段1~3的停电风险分别为0、165、165 MW。因此，采用改进的风险评估指标进行计算时，事故潜在严重度将随故障连锁发展而逐渐增大，系统面临风险也逐渐增大，规避了传统指标存在的缺陷。

表1　故障链Γ_1的演化
Table 1　Evolution of fault chain Γ_1

连锁故障演化过程	负荷损失/MW	发生概率
故障阶段1	0	1.00
故障阶段2	300	0.55
故障阶段3	0	0.86
故障阶段4	200	0.19

2　阻断策略实施阶段选取方法

阻断措施针对已预测的故障链，抑制连锁故障的演化过程。连锁故障发展到后期时，可能会出现电压崩溃、频率振荡等现象，严重影响系统安全稳

定。因此，连锁故障发展初期是最佳阻断时机。由于故障链中不同演化阶段的重要程度不一样，本章考虑时空层面故障演化的特性，提出基于时间-风险综合重要度的阻断策略实施阶段选取方法。分别建立时间充裕度指标与风险影响度指标，结合二者建立时间-风险综合重要度指标来评估不同阶段对故障链演化的重要度，选择在连锁故障发展初期重要度最大的故障阶段进行阻断，旨在达到最佳的阻断效果。

1)时间充裕度指标

实施连锁故障阻断时，需要在相邻故障时段内实施阻断措施。调度人员会在预阻断的故障阶段之前完成故障路径预测、模型计算及策略形成、预案调用指令下发等操作，故在实施阻断策略的相邻故障时段内，仅考虑发电机爬坡、切机切负荷及储能充放电等系统响应过程。系统能否在允许时间内，对故障做出反应并发挥出足够应对能力，是连锁故障经济有效阻断的关键。以式(11)所示时间充裕度指标$\alpha_{\Gamma_{x,m}}$表征系统对故障的反应能力。式(12)为故障链演化时间的计算方式。

$$\alpha_{\Gamma_{x,m}}=\frac{t_{\Gamma_{x,m}}-t_{\Gamma_{x,m-1}}}{T_{\Gamma_x}} \tag{11}$$

$$T_{\Gamma_x}=\sum_{s=1}^{y-1}\Delta t_{\Gamma_x,s} \tag{12}$$

式中：T_{Γ_x}为故障链Γ_x演化完毕所耗费的时间；$t_{\Gamma_{x,m}}$为故障链Γ_x中故障阶段m发生的时刻；$\Delta t_{\Gamma_x,s}$为故障链Γ_x第s个故障阶段演化的时间。

$\alpha_{\Gamma_{x,m}}$表征调度部门在故障阶段m处有无充足的时间阻断电网故障连锁演化，该指标越大，调度部门应对事故的时间充裕度也就越大，故障反应能力就越强。

2)风险影响度指标

在风险增大程度最严重的故障阶段前进行阻断，可显著提高阻断效果[14]。因此，建立故障阶段的风险影响度指标$\beta_{\Gamma_{x,m}}$如下：

$$\beta_{\Gamma_{x,m}}=\frac{R_{\Gamma_{x,m}}-R_{\Gamma_{x,m-1}}}{R_{\Gamma_x}} \tag{13}$$

式中：$R_{\Gamma_{x,m}}$为故障链Γ_x中故障阶段m发生时的停电风险。

$\beta_{\Gamma_{x,m}}$表征故障阶段m对故障链Γ_x的影响程度，该指标越大，故障阶段m越能加重故障链Γ_x的停电风险。

3)时间-风险综合重要度指标

基于时间充裕度指标与风险影响度指标，进一步提出时间-风险综合重要度指标$\chi_{\Gamma_{x,m}}$如下：

$$\chi_{\Gamma_{x,m}}=\alpha_{\Gamma_{x,m}}\beta_{\Gamma_{x,m}} \tag{14}$$

$\chi_{\Gamma_{x,m}}$越大，调度部门就具备越强的反应能力，对连锁故障风险影响度较大的阶段进行阻断。因此，在$\chi_{\Gamma_{x,m}}$最大的故障阶段处实施阻断策略，有助于抑制故障级联演化过程，降低连锁事故停电风险。

3　源-网-荷-储协同阻断模型

基于上述所提模型及方法，选取特定故障链示例说明阻断过程，所提源-网-荷-储多类型资源协同的连锁故障阻断框架如图3所示。

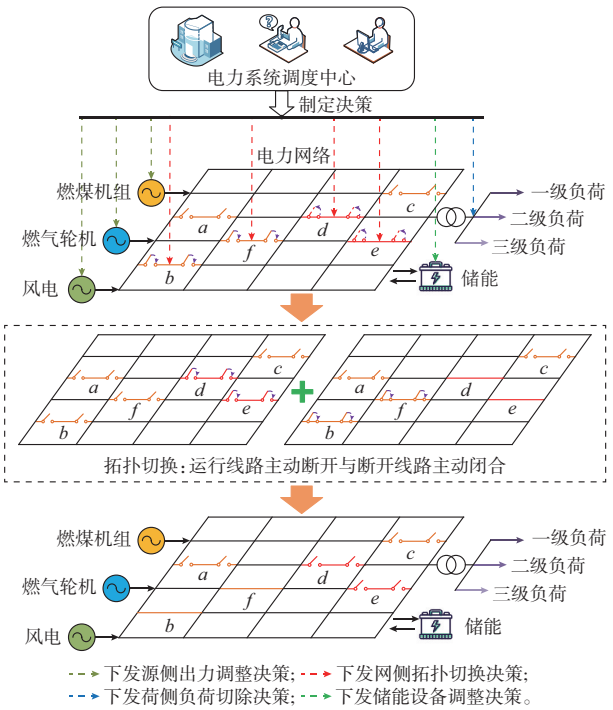

图3　源-网-荷-储协同阻断框架

Fig. 3　Coordinated blocking framework of source-network-load-storage

假设电网线路a、线路b、线路c与线路f相继断开，分别对应故障阶段1～4。此时，为防止运行线路因潮流过载而快速连锁跳闸，须及时消除网络过载现象。假定故障阶段4发生后到下一次故障之间的时段是调度部门实施阻断策略的最佳阶段。首先，通过主动开断网侧的若干运行线路(如图3中线路d与线路e)以及主动重合网侧的若干因过载断开线路(如图3中线路b与线路f)优化网络结构，消除潮流过载、遏制连锁故障发展。当切换网络拓扑难以有效阻断故障连锁传播时，秉承着非必要不切负荷的原则，优先通过调节源侧机组出力、切机以及调节储侧储能出力等操作优化潮流分布、消除过载。当调整机组出力及运行状态、网架拓扑与储能充放电状态仍难以在允许的时间内阻断连锁故障时，只

能配合切负荷操作。负荷据其重要性分为三级：对于一级负荷，需保障其不间断供电；二级负荷与三级负荷中通常具有可中断负荷，可中断负荷是电网侧与负荷侧签订了可中断协议的负荷，可主动参与需求响应，故可将可中断负荷优先列入切负荷范畴。若仍无法有效经济地阻断连锁故障，可考虑削减部分其他负荷，以保障重要度高的负荷持续供电，直至网络过载现象消除。

3.1　目标函数

以源、荷侧最小调整成本最大限度地减少切负荷为目标，如式(15)—式(18)所示，其中，负荷依重要程度由低到高切除。

$$\min \Psi = \Psi_{\mathrm{G,r}} + \Psi_{\mathrm{G,tr}} + \Psi_{\mathrm{D}} \tag{15}$$

$$\Psi_{\mathrm{G,r}} = \sum_{i \in \Omega_{\mathrm{G}}^{\mathrm{b}}} \left[C_{\mathrm{G},i}^{\mathrm{u}} \left(P_{\mathrm{G},i}^{\mathrm{a}} - P_{\mathrm{G},i}^{\mathrm{b}} \right) + C_{\mathrm{G},i}^{\mathrm{d}} \left(P_{\mathrm{G},i}^{\mathrm{a}} - P_{\mathrm{G},i}^{\mathrm{b}} \right) \right] \tag{16}$$

$$\Psi_{\mathrm{G,tr}} = \sum_{i \in \Omega_{\mathrm{G}}^{\mathrm{b}}} C_{\mathrm{G},i}^{\mathrm{tr}} P_{\mathrm{G},i}^{\mathrm{b}} \tag{17}$$

$$\Psi_{\mathrm{D}} = \sum_{i \in \Omega_{\mathrm{D}}^{\mathrm{b}}} \sum_{\xi=1}^{3} \left[C_{i,\xi}^{\mathrm{D,N}} \left(D_{i,\xi}^{\mathrm{a,N}} - D_{i,\xi}^{\mathrm{b,N}} \right) + C_{i,\xi}^{\mathrm{D,I}} \left(D_{i,\xi}^{\mathrm{a,I}} - D_{i,\xi}^{\mathrm{b,I}} \right) \right] \tag{18}$$

式中：Ψ为总阻断成本；$\Psi_{\mathrm{G,r}}$、$\Psi_{\mathrm{G,tr}}$、Ψ_{D}分别为发电机出力调节成本、切机成本、切负荷成本；$C_{\mathrm{G},i}^{\mathrm{u}}$、$C_{\mathrm{G},i}^{\mathrm{d}}$、$C_{\mathrm{G},i}^{\mathrm{tr}}$分别为节点$i$处上调发电机单位有功功率的成本系数、下调发电机单位有功功率的成本系数、发电机切机的成本系数；$C_{i,\xi}^{\mathrm{D,I}}$和$C_{i,\xi}^{\mathrm{D,N}}$分别为节点i处ξ级负荷中削减单位可中断负荷与其他负荷的成本系数，因可中断负荷签订了可中断协议，其停电损失较低，而其他负荷并未签订相关协议，其电力断供为非预期停电，停电损失较高，即$C_{i,\xi}^{\mathrm{D,I}} < C_{i,\xi}^{\mathrm{D,N}}$；$P_{\mathrm{G},i}^{\mathrm{b}}$和$P_{\mathrm{G},i}^{\mathrm{a}}$分别为阻断前与阻断后节点$i$处发电机出力，包含燃煤机组出力与燃气机组出力；$D_{i,\xi}^{\mathrm{b,I}}$和$D_{i,\xi}^{\mathrm{a,I}}$分别为阻断前与阻断后节点$i$处$\xi$级负荷中可中断负荷大小；$D_{i,\xi}^{\mathrm{b,N}}$和$D_{i,\xi}^{\mathrm{a,N}}$分别为阻断前与阻断后节点$i$处$\xi$级负荷中其他负荷大小；$\Omega_{\mathrm{G}}^{\mathrm{b}}$和$\Omega_{\mathrm{D}}^{\mathrm{b}}$分别为阻断前的发电机节点集合和负荷节点集合。

3.2　源侧约束

在源侧，考虑不同类型机组的爬坡特性，以调整燃煤机组、燃气机组与风电出力及切机为阻断手段，改变潮流分布，以达到尽可能在允许时间内消除连锁故障的目的。需满足约束如下：

$$\left[P_{\mathrm{G},i}^{\mathrm{a}} - \left(P_{\mathrm{G},i}^{\mathrm{b}} \pm T_i R_i \right) \right] u_i = 0 \quad i \in \Omega_{\mathrm{G}}^{\mathrm{b}} \tag{19}$$

$$u_i = \{0,1\} \quad i \in \Omega_{\mathrm{G}}^{\mathrm{b}} \tag{20}$$

$$u_i P_{\mathrm{G},i}^{\mathrm{d}} \leqslant P_{\mathrm{G},i}^{\mathrm{a}} \leqslant u_i P_{\mathrm{G},i}^{\mathrm{u}} \tag{21}$$

$$P_{\mathrm{G},i}^{\mathrm{u}} = \min \left\{ P_{\mathrm{G},i}^{\mathrm{b}} + \min_{ij \in S} \left\{ \Delta t_{ij}^{\mathrm{tr}} \right\} R_i, P_{\mathrm{G},i}^{\max} \right\} \tag{22}$$

$$P_{\mathrm{G},i}^{\mathrm{d}} = \max \left\{ P_{\mathrm{G},i}^{\mathrm{b}} - \min_{ij \in S} \left\{ \Delta t_{ij}^{\mathrm{tr}} \right\} R_i, P_{\mathrm{G},i}^{\min} \right\} \tag{23}$$

$$R_i = \begin{cases} R_i^{\mathrm{c}} & i \in \Omega_{\mathrm{c}}^{\mathrm{b}} \\ R_i^{\mathrm{g}} & i \in \Omega_{\mathrm{g}}^{\mathrm{b}} \\ R_i^{\mathrm{w}} & i \in \Omega_{\mathrm{w}}^{\mathrm{b}} \end{cases} \tag{24}$$

$$0 \leqslant T_i \leqslant \min_{ij \in S} \left\{ \Delta t_{ij}^{\mathrm{tr}} \right\} \quad i \in \Omega_{\mathrm{G}}^{\mathrm{b}} \tag{25}$$

式中：T_i、R_i、u_i分别为节点i处发电机的爬坡时间、爬坡速率、运行状态，$u_i = 1$表示发电机正常运行，$u_i = 0$表示发电机停运；$\Delta t_{ij}^{\mathrm{tr}}$为自此刻开始至线路$ij$过载开断所耗的时间；$P_{\mathrm{G},i}^{\mathrm{u}}$和$P_{\mathrm{G},i}^{\mathrm{d}}$分别为节点$i$处发电机出力上、下限，其中，风电出力上限设置为风电当前时刻出力预测值；$P_{\mathrm{G},i}^{\max}$和$P_{\mathrm{G},i}^{\min}$分别为节点i处发电机在允许时间内能达到的上、下限；R_i^{w}、R_i^{g}、R_i^{c}分别为风电场出力下调速率、燃气机组与燃煤机组的爬坡速率；$\Omega_{\mathrm{c}}^{\mathrm{b}}$、$\Omega_{\mathrm{g}}^{\mathrm{b}}$、$\Omega_{\mathrm{w}}^{\mathrm{b}}$分别为阻断前燃煤机组节点集合、燃气机组节点集合、风电场节点集合；S为当前系统过载线路集合。

式(19)为发电机爬坡出力的等式约束；式(20)为发电机状态约束；式(21)—式(23)为发电机爬坡出力的上下限约束；式(24)为不同类型发电机组爬坡速率；式(25)为发电机爬坡时间约束，保障系统在下一故障发生前完成阻断策略。

式(19)可表述为：当节点i处发电机未被切除时，此约束方程严格成立；当节点i处发电机被切除时，此方程将失去约束能力，但由式(21)可知，发电机出力$P_{\mathrm{G},i}^{\mathrm{a}}$只能为0。因式(19)存在整型变量与连续型变量的乘积，采用大M法可将其线性转化为：

$$\left| P_{\mathrm{G},i}^{\mathrm{a}} - \left(P_{\mathrm{G},i}^{\mathrm{b}} \pm T_i R_i \right) \right| \leqslant M(1 - u_i) \quad i \in \Omega_{\mathrm{G}}^{\mathrm{b}} \tag{26}$$

式中：M为足够大的正数。

3.3　网侧约束

在网侧，充分考虑网架拓扑切换的灵活性，通过主动开断若干运行线路与重合若干过载断开线路，改变网络拓扑结构及潮流分布，在应对故障时能够快速调整和适应。需满足约束如下：

$$P_{\mathrm{G},i}^{\mathrm{a}} + P_i^{\mathrm{d,a}} + \sum_{j \in \Lambda_i} F_{ij} = \sum_{\xi=1}^{3} D_{i,\xi}^{\mathrm{a}} + P_i^{\mathrm{c,a}} \tag{27}$$

$$\left[F_{ij} - b_{ij} \left(\theta_i - \theta_j \right) \right] v_{ij} = 0 \quad ij \in \Phi_0 \tag{28}$$

$$v_{ij} \in \{0,1\} \quad ij \in \Phi_0 \tag{29}$$

$$-v_{ij} F_{ij}^{\max} \leqslant F_{ij} \leqslant v_{ij} F_{ij}^{\max} \quad ij \in \Phi_0 \tag{30}$$

$$N - \sum_{ij \in \Phi_{\mathrm{a}}} v_{ij} + \sum_{ij \in \Phi_0} v_{ij} \leqslant \lambda_{\mathrm{d}}^{\max} \tag{31}$$

$$\sum_{ij \in \Phi_0} v_{ij} \leqslant \lambda_{\mathrm{r}}^{\max} \tag{32}$$

$$\theta_i^{\min} \leqslant \theta_i \leqslant \theta_i^{\max} \tag{33}$$

$$\theta_s = \theta_s^0 \tag{34}$$

式中：Λ_i为与节点i相连的节点集合；b_{ij}为线路ij的电纳；$D_{i,\xi}^{a}$为阻断后节点i处ξ级负荷大小，包含可中断负荷与其他负荷；$P_i^{c,a}$和$P_i^{d,a}$分别为阻断后节点i处储能设备的充、放电功率；v_{ij}为线路ij的运行状态，$v_{ij}=1$表示正常运行，$v_{ij}=0$表示开断停运；Φ_a为阻断后的电网线路集合；θ_i为节点i的电压相位角；N、$\lambda_d^{\max}$、$\lambda_r^{\max}$分别为初始电网线路数目、运行线路的开断条数最大允许值与过载断开线路的重合条数最大允许值；$\theta_i^{\max}$和$\theta_i^{\min}$分别为节点i的电压相位角上、下限；θ_s和θ_s^0分别为平衡节点相位角和初始相位角。

式(27)为节点功率平衡约束；式(28)为线路潮流约束；式(29)为线路状态约束；式(30)为线路传输容量约束；为保证系统安全稳定运行，主动开断的线路数目不超过允许的最大值[25]，式(31)为允许开断线路数量约束；式(32)为允许重合线路数量约束；式(33)为节点电压相位角约束；式(34)为平衡节点电压相位角约束。

式(28)为整型变量与连续型变量的乘积，表示系统全体线路(含运行线路与断开线路)的潮流约束，其中，$\Phi_0=\{\Phi_S^+,\Phi_S^-,\Phi_O^+,\Phi_O^-\}$，$\Phi_S^+$为运行线路中的不可开断线路集合，$\Phi_S^-$为运行线路中的可开断线路集合，$\Phi_O^+$为已断开线路中的可重合线路集合，$\Phi_O^-$为已断开线路中的不可重合线路集合。故式(28)可分解如下。

1)Φ_S^+中线路潮流约束

运行线路中不可开断线路ij的状态为$v_{ij}=1$，潮流等式约束为：

$$F_{ij}-b_{ij}(\theta_i-\theta_j)=0 \quad ij\in\Phi_S^+ \tag{35}$$

2)Φ_S^-中线路潮流约束

运行线路中可开断线路ij的状态有两种，即$v_{ij}=\{0,1\}$。因此，采用大M法对式(28)进行线性转化：

$$|F_{ij}-b_{ij}(\theta_i-\theta_j)|\leqslant M(1-v_{ij}) \quad ij\in\Phi_S^- \tag{36}$$

当线路ij未被断开时，$v_{ij}=1$，线路潮流约束方程严格成立；当线路ij被断开时，$v_{ij}=0$，此方程无约束作用，但由式(30)可知，线路ij的潮流为0。

3)Φ_O^+中线路潮流约束

断开线路中可重合线路包含除初始故障线路外的断开线路，即由于潮流过载而断开的线路，这类线路本身未发生损坏，因而调度中心在阻断连锁故障时可选择对其主动闭合，以优化网架拓扑结构。可重合线路ij的状态有两种，即$v_{ij}=\{0,1\}$。因此，采用大M法对式(28)进行线性转化，潮流约束为：

$$|F_{ij}-b_{ij}(\theta_i-\theta_j)|\leqslant M(1-v_{ij}) \quad ij\in\Phi_O^+ \tag{37}$$

当线路ij被重合时，$v_{ij}=1$，线路潮流约束方程严格成立；当线路ij未被重合时，$v_{ij}=0$，此方程无约束作用，但由式(30)可知，线路ij的潮流为0。

4)Φ_O^-中线路潮流约束

断开线路中不可重合线路包含初始故障线路，能诱发连锁故障并导致较大负荷损失的初始故障通常由以下两种因素造成：a)重载线路长时间发热产生较大弧垂，以致接触树木等发生短路[20]，故多数初始故障属于永久性故障，再次重合可能会跳闸，对保护装置造成严重冲击；b)台风、冰雪等极端天气造成，这类线路本身已经受到损坏，无法再次重合进行输送电力，需要维修人员耗费一定时间对其进行修复。因此，本文将初始故障线路划分为不可重合线路，这类线路的潮流约束为：

$$F_{ij}=0 \quad ij\in\Phi_O^- \tag{38}$$

3.4　荷侧约束

在荷侧，考虑负荷分级特性，结合需求侧可中断负荷主动式响应与其他负荷被动式切除措施，在保障重要负荷不间断供电的同时，尽量减少较为重要的负荷断电。按照重要度由低到高梯级削减负荷，各级负荷切除约束如式(39)和式(40)所示。各级负荷的连锁故障停电风险约束如式(41)和式(42)所示。

$$D_{i,1}^{b}=D_{i,1}^{a} \quad i\in\Omega_D^b \tag{39}$$

$$0\leqslant D_{i,\xi}^{b}-D_{i,\xi}^{a}\leqslant\Delta D_{i,\xi}^{\max} \quad \xi=2,3,i\in\Omega_D^b \tag{40}$$

$$\sum_{m=1}^{y}P_{\Gamma_{x,m}}\Delta D_{\Gamma_{x,m}}^{1}=0 \quad i\in\Omega_D^b \tag{41}$$

$$0\leqslant\sum_{m=1}^{y}P_{\Gamma_{x,m}}\Delta D_{\Gamma_{x,m}}^{\xi}\leqslant R_{i,\xi}^{\max} \quad \xi=2,3,i\in\Omega_D^b \tag{42}$$

式中：$D_{i,\xi}^{b}$为阻断前节点i处ξ级负荷大小；$\Delta D_{i,\xi}^{\max}$为节点i处包含可中断负荷与其他负荷的ξ级负荷最大切除额；$\Delta D_{\Gamma_{x,m}}^{1}$为故障阶段$m$或需求侧主动响应及被动切负荷造成的一级负荷损失；$\Delta D_{\Gamma_{x,m}}^{\xi}$为故障阶段$m$或需求侧主动响应及被动切负荷造成的$\xi$级负荷损失；$R_{i,\xi}^{\max}$为系统可承受的$\xi$级负荷停电风险最大值。

3.5　储能约束

随着电力系统发展，储能势必越发重要，在连锁故障阻断过程中有必要考虑储能参与的情况。储能可利用其快速响应特性，配合其他调节速率较慢的电源，对潮流分布在短时间内进行分配，以消除线路过载现象。储能需要满足如下两方面的约束：

1)储能充放电约束

$$[P_e^{c,a}-(P_e^{c,b}\pm T_{E,e}R_e^E)]u_e^c=0 \quad e\in\Omega_E^b \tag{43}$$

$$[P_e^{d,a}-(P_e^{d,b}\pm T_{E,e}R_e^E)]u_e^d=0 \quad e\in\Omega_E^b \tag{44}$$

$$u_e^cP_{e,\min}^c\leqslant P_e^{c,a}\leqslant u_e^cP_{e,\max}^c \quad e\in\Omega_E^b \tag{45}$$

$$u_e^dP_{e,\min}^d\leqslant P_e^{d,a}\leqslant u_e^dP_{e,\max}^d \quad e\in\Omega_E^b \tag{46}$$

$$u_e^c+u_e^d\leqslant 1 \quad e\in\Omega_E^b \tag{47}$$

$$u_e^c,u_e^d\in\{0,1\} \quad e\in\Omega_E^b \tag{48}$$

式中：$P_e^{c,b}$、$P_e^{c,a}$和$P_e^{d,b}$、$P_e^{d,a}$分别为阻断前、后节点i处储能设备的充电和放电功率；u_e^c和u_e^d分别为节点e处储能设备的充电和放电状态；$P_{e,\max}^c$和$P_{e,\min}^c$分别为节点e处储能设备的最大和最小充电功率；$P_{e,\max}^d$和$P_{e,\min}^d$分别为节点e处储能设备的最大和最小放电功率；Ω_E^b为连锁故障阻断前储能设备节点集合；$T_{E,e}$和R_e^E分别为节点e处储能设备的爬坡时间与爬坡速率。

式(43)为储能设备充电约束；式(44)为储能设备放电约束；式(45)为储能设备充电功率上下限约束；式(46)为储能设备放电功率上下限约束；式(47)与式(48)为储能设备充放电状态约束。

式(43)与式(44)均为整型变量与连续型变量的乘积。因此，采用大M法对其进行线性转化：

$$|P_e^{c,a}-(P_e^{c,b}\pm T_{E,e}R_e^E)|\leqslant M(1-u_e^c) \quad e\in\Omega_E^b \tag{49}$$

$$|P_e^{d,a}-(P_e^{d,b}\pm T_{E,e}R_e^E)|\leqslant M(1-u_e^d) \quad e\in\Omega_E^b \tag{50}$$

当储能设备未被切除时，等式(49)和式(50)严格成立；当储能设备被切除时，式(49)与式(50)失去约束作用，但由式(45)与式(46)可知，储能充放电为0。

2)储能能量约束

$$E_e^a=E_e^b+\left(P_e^{c,a}\eta_e^c-\frac{P_e^{d,a}}{\eta_e^d}\right)T_{E,e} \quad e\in\Omega_E^b \tag{51}$$

$$E_e^{\min}\leqslant E_e^a\leqslant E_e^{\max} \quad e\in\Omega_E^b \tag{52}$$

$$0\leqslant T_{E,e}\leqslant\min_{ij\in S}\{\Delta t_{ij}^{tr}\} \quad e\in\Omega_E^b \tag{53}$$

式中：$E_e^{\max}$和$E_e^{\min}$分别为储能设备e的能量上、下限；E_e^b和E_e^a分别为储能设备e在阻断前、后储存的电能；η_e^c和η_e^d分别为储能设备e的充、放电效率。

式(51)为储能设备电量等式约束；式(52)为储能电量储存上下限约束；式(53)为储能爬坡时间约束。

当$T_{E,e}=0$时，式(51)为线性约束；当$T_{E,e}>0$时，式(51)含连续变量与连续变量的乘积，结合式(52)与式(53)对式(51)进行线性化处理。设置式(53)的下限为一个极小正数ε，定义辅助变量ζ_e与ϑ_e，令$\zeta_e=1/T_{E,e}$、$\vartheta_e=E_e^a/T_{E,e}$，则式(51)—式(53)可线性转化为：

$$\vartheta_e=E_e^b\zeta_e+P_e^{c,a}\eta_e^c-\frac{P_e^{d,a}}{\eta_e^d} \quad e\in\Omega_E^b \tag{54}$$

$$\zeta_eE_e^{\min}\leqslant\vartheta_e\leqslant\zeta_eE_e^{\max} \quad e\in\Omega_E^b \tag{55}$$

$$\frac{1}{\min\limits_{ij\in S}\{\Delta t_{ij}^{tr}\}}\leqslant\zeta_e\leqslant\frac{1}{\varepsilon} \quad e\in\Omega_E^b \tag{56}$$

计算出辅助变量ζ与ϑ后，可获得$T_{E,e}$与E_e^a。另外，对$T_{E,e}=0$与$T_{E,e}>0$两种情况进行优化计算，对比得出最优解。

3.6　模型总结

所提基于源-网-荷-储多类型资源协同的阻断模型的目标函数为式(15)—式(18)。该模型的约束包含：1)源侧约束，即式(20)—式(26)；2)网侧约束，即式(27)、式(29)—式(38)；3)荷侧约束，即式(39)—式(42)；4)储能侧约束，即式(45)—式(50)、式(54)—式(56)。该模型属于便于求解的混合整数线性规划问题。

4　算例分析

采用IEEE 39节点测试系统对所提方法进行验证。节点32、35和38处均为燃气机组，节点33处接入风电场，节点15处安装电池储能，其余电源节点处发电机均为燃煤机组。程序编制及运行基于MATLAB仿真软件完成，并采用YALMIP工具包和Gurobi求解器对优化问题进行求解。燃煤机组出力上调、下调及切除成本系数均为5美元/MW。燃气机组出力上调、下调及切除成本系数均为3美元/MW。各节点处一级、二级、三级负荷分别占初始负荷的15%、35%、50%。二级负荷中可中断负荷切除成本系数为800美元/MW，三级负荷中可中断负荷切除成本系数为100美元/MW[12]。燃煤机组爬坡速率参考文献[26]。燃气机组每分钟的爬坡速率为额定容量的8%[27]。针对装机容量大于150 MW的陆上风电场，推荐1 min内有功功率变化最大值为15 MW，故风电场下调速率定为15 MW/min[28]。电池储能参数为100 MW/200 MW·h，电池储能每分钟可调用功率能达到额定功率的100%[27]，故储能设备爬坡速率设置为100 MW/min。计算累积过负荷临界值时取$\upsilon=1.5$、$\tau=5$[22]。

定义系统停电风险减少量指标ΔR_{Γ_x}、切负荷指标ΔD_{Γ_x}与线路负载率ϖ_{ij}如下：

$$\Delta R_{\Gamma_x}=\frac{R_{\Gamma_x}-R_{\Gamma_x}^a}{R_{\Gamma_x}} \tag{58}$$

$$\Delta D_{\Gamma_x}=D^{\mathrm{b}}_{\Gamma_x}-D^{\mathrm{a}}_{\Gamma_x} \tag{59}$$

$$\varpi_{ij}=\frac{F_{ij}}{F^{\max}_{ij}} \tag{60}$$

式中：$R^{\mathrm{a}}_{\Gamma_x}$为阻断后停电风险；$D^{\mathrm{b}}_{\Gamma_x}$和$D^{\mathrm{a}}_{\Gamma_x}$分别为阻断前、后系统总负荷。

利用式(58)与式(59)表征阻断后系统的安全性，停电风险减少量越多，系统安全性提升效果就越好[29]；切负荷越小，系统安全性就越高。式(15)反映了策略经济性，即阻断成本越大，经济性越差。式(60)表征线路利用率，ϖ_{ij}越大，线路ij的利用率越高。

4.1　故障链演化及阻断阶段分析

首先，对连锁故障演化路径及风险进行分析。由于所提阻断策略针对正在发展的连锁故障进行遏制，不考虑初始故障及以前的系统预警状态与相应过负荷控制措施，故在实施阻断时初始故障已知，记初始故障发生概率为1[12,15]、发生时刻为0。实际电力系统通常满足$N-1$安全校验。由于极端灾害或人为破坏会导致多条线路在短时间内几乎同时故障停运，故以线路6-7、线路26-27故障诱发的连锁故障为例进行算例研究。连锁故障传播路径具有随机性，相同初始故障每次触发的故障链可能不同，可能会形成一个故障链网络。调度部门需要提前预测出特定初始故障触发的故障链网络，选取各种故障链的最佳阻断阶段及生成不同的阻断策略预案，通过系统量测装置等实时观测故障发展趋势，自动在最佳阶段投入相应阻断策略。在模拟10 000次由线路6-7与线路26-27故障触发的故障链后，不再有新故障链增加，故障链网络共有18条不同的故障链，以故障链网络中一条故障链为例进行分析[12]，故障沿着其他故障链方向发展时的分析方式与之类似。电网解列会导致系统稳定性受到极大危害，须在解列前对连锁故障进行阻断。图4与表2展示了电网解列前故障链的时空演化信息。

线路6-7与线路26-27在0时刻故障后潮流发生转移，造成线路5-8的潮流超过传输容量，在14.12 s时以0.225的停运概率过载跳闸，但只破坏了电网拓扑结构，未直接造成负荷损失。进而线路17-27的潮流增多，在30.95 s时以0.159的停运概率过载跳闸，导致节点27成为孤立节点，以致故障阶段3处负荷损失为281 MW，停电风险为10.05 MW。故障阶段4处线路1-39以0.576的停运概率在31.99 s时发生过载跳闸，导致系统解列。图4中紫色虚线框所示孤岛与主网功率平衡以及后续连锁故障造成了816.30 MW的负荷损失及16.82 MW的停电风险。因而，未进行阻断时，故障链最终负荷损失为1 097.30 MW(均为三级负荷)、停电风险为26.87 MW。

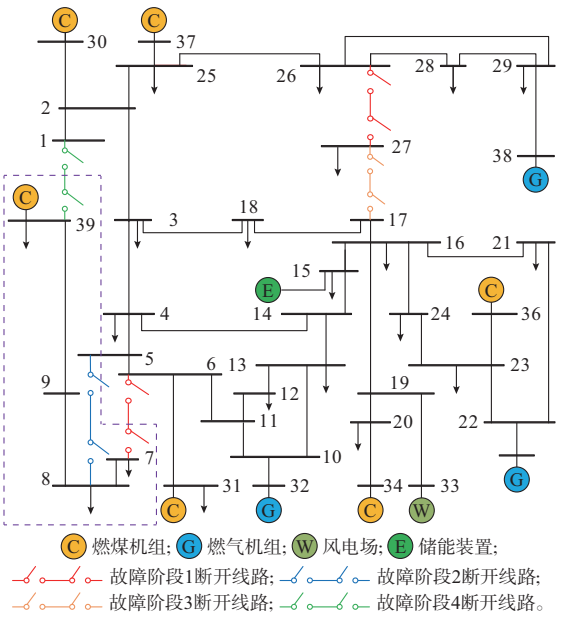

图4　故障链时空演化过程
Fig. 4　Spatiotemporal evolution of fault chain

表2　故障链时空演化信息
Table 2　Spatiotemporal evolution information of fault chain

故障阶段	断开线路	断开时刻/s	负荷损失/MW	停运概率
故障阶段1	6-7、26-27	0	0	1.000
故障阶段2	5-8	14.12	0	0.225
故障阶段3	17-27	30.95	281.00	0.159
故障阶段4	1-39	31.99	816.30	0.576

基于上述故障链，对连锁故障阻断策略的投入位置进行分析。在选取投入位置后，采用式(57)校验是否有解，若无解，则依据式(14)重新选取位置。由于初始故障已经发生，须在后续相邻故障阶段之间进行阻断，以成功消除下一阶段潜在的故障。分别定义相邻故障阶段间的过渡过程为A位置(故障阶段1～2之间)、B位置(故障阶段2～3之间)与C位置(故障阶段3～4之间)。按式(11)—式(14)分别计算出各位置的时间充裕度指标、风险影响度指标、时间-风险综合重要度指标，如表3所示。

表3　不同位置的指标分布
Table 3　Index distribution of different positions

位置	$\alpha_{\Gamma_{x,m}}$分布/%	$\beta_{\Gamma_{x,m}}$分布/%	$\chi_{\Gamma_{x,m}}$分布/%
A位置	44.14	0	0
B位置	52.61	37.36	19.66
C位置	3.25	62.60	2.03

式(57)在A、B、C位置处均有解，均有可行的阻断策略。在A位置与B位置处实施阻断策略所切除的三级负荷均为21 MW，阻断后系统安全性相同。从经济性角度分析，因故障阶段2仅有0.225的概率会发生，若在A位置处实施阻断策略，会有0.775的概率损失2 118.85美元，即有损失2 118.85×0.775＝1 642.11美元的风险。因此，与B位置相比，A位置并非最佳阻断位置。再者，故障阶段1与故障阶段2并未造成直接的负荷损失，且故障阶段2的发生概率不足0.23，在A位置处无须实施阻断策略。表3也表明，A位置处时间-风险综合重要度为0。为探究最佳阻断位置，分别在B位置与C位置处实施阻断策略，阻断效果如表4所示。B位置处实施阻断策略的成本与切负荷均少于C位置的1/10，且停电风险减少了97.21%，而C位置处停电风险仅减少了45.25%。B位置处实施阻断策略的阻断效果远好于C位置。

表4　不同位置阻断效果
Table 4　Blocking effect of different positions

阻断策略投入位置	阻断代价		ΔR_{Γ_s}/%
	Ψ/美元	ΔD_{Γ_s}/MW	
B位置	2 118.85	21.00	97.21
C位置	23 767.33	225.92	45.25

在时间裕度较大的故障阶段之间(B位置)进行阻断时，系统具有更强的故障反应及应对能力，有16.83 s的时间改变当前系统状态下的潮流分布与消除线路17-27及线路1-39的潮流过载，阻断过程中仅切除了21 MW的三级负荷；而在时间裕度较小的故障阶段间(C位置)进行阻断时，系统难以在较短时间即1.04 s内以较低成本改善当前网架潮流、阻断后续故障，只能通过配合切除225.92 MW的三级负荷来阻断连锁故障，势必会造成较为严重的经济损失、负荷损失及停电风险。因此，阻断策略在B位置处的阻断效果好于C位置处。尽管C位置风险影响度较大，但没有较充足的时间进行阻断，故障反应及应对能力较小，以致经济性与安全性不高。综上，在考虑风险影响度提高阻断性价比的同时，选取时间较为充裕的位置实施阻断策略，可充分发挥系统的调节能力，以较小的阻断代价获得最佳的阻断效果。因此，后文将在该故障链的B位置处投入阻断策略并展开阻断效果分析。

此外，为进一步验证所提时间-风险综合重要度指标的合理性，随机选取故障链进行阻断分析。表5为部分故障链不同阻断位置的指标值。其中，故障链Γ_1包含线路4-14、23-36(同时断开)，以及线路22-23、16-24；故障链Γ_2包含线路16-17、20-34(同时断开)，以及线路19-20、15-16；故障链Γ_3包含线路5-8、26-27(同时断开)，以及线路7-8、17-27、19-20。故障链Γ_1至Γ_3的失负荷分别为556.10、680.15、281.00 MW。各故障链在不同阻断位置的阻断效果如表6所示。可以看出，在所提指标最大的位置处实施阻断时阻断效果最佳。

表5　部分故障链及其指标
Table 5　Partial fault chains and their indices

故障链	$\chi_{\Gamma_{s,m}}$指标分布/%		
	A位置	B位置	C位置
Γ_1	68.96	31.04	
Γ_2	2.56	0	
Γ_3	4.15	11.95	0

表6　不同故障链阻断效果
Table 6　Blocking effect of various fault chains

故障链	阻断策略投入位置	阻断代价		ΔR_{Γ_s}/%
		Ψ/美元	ΔD_{Γ_s}/MW	
Γ_1	A位置($\chi_{\Gamma_{s,m}}$最大)	9 574.28	81.03	85.42
	B位置($\chi_{\Gamma_{s,m}}$最小)	28 482.62	269.96	51.45
Γ_2	A位置($\chi_{\Gamma_{s,m}}$最大)	15 791.16	126.18	81.46
	B位置($\chi_{\Gamma_{s,m}}$最小)	38 123.01	380.41	44.12
Γ_3	B位置($\chi_{\Gamma_{s,m}}$最大)	2 126.65	21.02	92.53
	C位置($\chi_{\Gamma_{s,m}}$最小)	29 588.82	295.85	82.63

4.2　与传统源-荷协同阻断策略对比

传统源-荷协同阻断策略[30]不考虑网架拓扑切换的灵活性与储能的快速响应特性。为对比分析本文所提策略相较于传统策略在阻断经济性与系统安全性方面的优势，设置如下两种场景：

1)场景1：源-网-荷-储协同阻断。

2)场景2：传统源-荷协同阻断。

表7为场景1与场景2的阻断结果。场景1中阻断策略成本与切负荷量均不足场景2的4%，场景1中停电风险减少量达到97.21%，比场景2多出了79.49%。场景2中阻断策略切负荷不及大停电失负荷的55%，但减少的停电风险远不如场景1。因此，相比于传统阻断方法，本文所提方法的阻断代价与停电风险较小，在阻断措施经济性与电力系统安全性方面，其阻断效果远好于传统方法。

场景1与场景2发电机总输出电力、网架线路条数、负荷与储能装设备出力对比情况如表8所示。其中，一级负荷与二级负荷均在两种场景下实现了保供，故只展示了三级负荷的情况。

表7　不同协同方式下的阻断结果
Table 7　Blocking results of various coordination modes

场景	阻断代价		ΔR_{Γ_z}/%
	Ψ/美元	ΔD_{Γ_z}/MW	
场景1	2 118.85	21.00	97.21
场景2	63 573.43	603.06	17.72

从表8可以看出，场景1中所保供的三级负荷比场景2多582.06 MW，这是因为场景1中源、网、荷、储多类型资源之间的电气联系得到改善，使得燃煤机组总出力比场景2多632.8 MW，储能设备吸收了14.72 MW的功率，体现出场景1比场景2更能挖掘出源、网、荷、储之间的协同阻断潜力。总之，燃气轮机爬坡快速性、网络拓扑切换特性、负荷分级特性及储能快速响应特性为连锁故障阻断发挥了良好的促进作用。因而，相比于场景2，场景1阻断效果更佳。

4.3　网络拓扑切换特性影响分析

网络拓扑切换可改变电力系统中源、荷、储间电气连接关系，为研究网络拓扑切换特性对输电网连锁故障阻断效果的影响，设置4种考虑不同拓扑切换方式的阻断策略进行对比分析，分别对应下列4种场景：

1）场景3：同时考虑运行线路的主动开断和断开线路的主动重合；该场景下的阻断模型为3.6节中模型。

2）场景4：仅考虑运行线路的主动开断；该场景下的阻断模型为3.6节中模型，且设置线路重合条数最大允许值为0。

3）场景5：仅考虑断开线路的主动重合；该场景下的阻断模型为3.6节中模型，且设置线路开断条数最大允许值为0。

4）场景6：不考虑网络的灵活切换特性；该场景下的阻断模型为3.6节中模型，且设置线路重合条数最大允许值与线路开断条数最大允许值均为0。

场景3～6中各阻断策略下，开断线路与重合线路如表9所示，因场景6中无线路开断或重合，故不在表9中展示。各场景中阻断成本、切负荷与停电风险减少量如图5所示。其中，一级负荷与二级负荷均实现了不间断供电，未被切除。

由图5可知，场景3的阻断成本及切除的三级负荷远小于其他场景，约为场景4与场景5的1/10。场景3的停电风险减少量也显著大于其他场景。而在未考虑灵活网架切换特性的场景6中，阻断成本与切除的三级负荷均远大于其他场景。可知，场景3的阻断效果最佳，场景4与场景5次之，场景6的阻断效果最差。这是由于兼顾运行线路的主动开断与断开线路的主动重合可以在提升低负载率线路载荷的同时，使得潮流分布更加均衡，从而避免因部分线路满载而限制网架整体的功率传输能力。

图6以箱线图的形式展示了场景3～6下网架负载率的分布情况。场景3中箱体的高度，即四分位距（interquartile range，IQR）较短，且均值与中位线靠近箱体中部，因而中间50%电网线路负载率的分布比较集中于均值及中位数附近，只有一条线路的负载率（上须上方离群点）达到1，同时只有一条线路的负载率（下须下方离群点）在0.05附近，说明电网线路潮流分布比较均衡。而对于场景4而言，IQR较大，均值与中位线均靠近箱体底部，说明中间50%的负载率数据离散程度较高，且多数负载率较低。同时，场景4中上须达到了1，还存在3条线路负载率（下须下方离群点）接近0，表明由于网架拓扑复杂性，部分负载率高的线路限制了负载率低的个别线路传输更多电力，网架的功率传输能力较为受限。场景5中的电网线路负载率分布情况与场景4基本相反，但由于多数线路负载率较低，网架的传输能力未得到充分发挥。与场景5类似，场景6箱体较低，很多线路负载率较低，上须上方有离群点，但是上须较长，说明有少数高负载率线路也阻碍了较多低负载率线路传输更多功率，以致电网潮流分布不均匀，系统传输能力受限。综上，场景3的连锁故障阻断效果最佳，能最大限度改善网络潮流分布。

为进一步分析源-网-荷-储协同阻断效果，表10展示了场景3～6下机组总出力、储能出力及机组切除情况。可知，场景3网架功率传输能力最强，无机组切除，且机组总出力最多。而其他场景均有机组切除，场景4与场景5机组总出力次之，场景6由于未进行网架拓扑切换，机组总出力最小。综上所述，同时考虑运行线路主动开断与断开线路主动重合的

表8　不同协同方式下源-网-荷-储调整结果
Table 8　Regulation results of source-network-load-storage under various coordination modes

场景	源侧			线路数目/条	三级负荷/MW	储能出力/MW
	燃煤机组出力/MW	燃气机组出力/MW	风电场出力/MW			
场景1	3 492.23	2 123.72	632	42	3 106.12	−14.72
场景2	2 859.43	2 159.74	632	43	2 524.06	0

表 9　不同阻断策略下的开断与重合线路
Table 9　Tripping and reclosed lines of various blocking strategies

场景	主动开断线路	主动重合线路
场景 3	3-4、5-16	5-8
场景 4	4-14、15-16、16-24	
场景 5		5-8

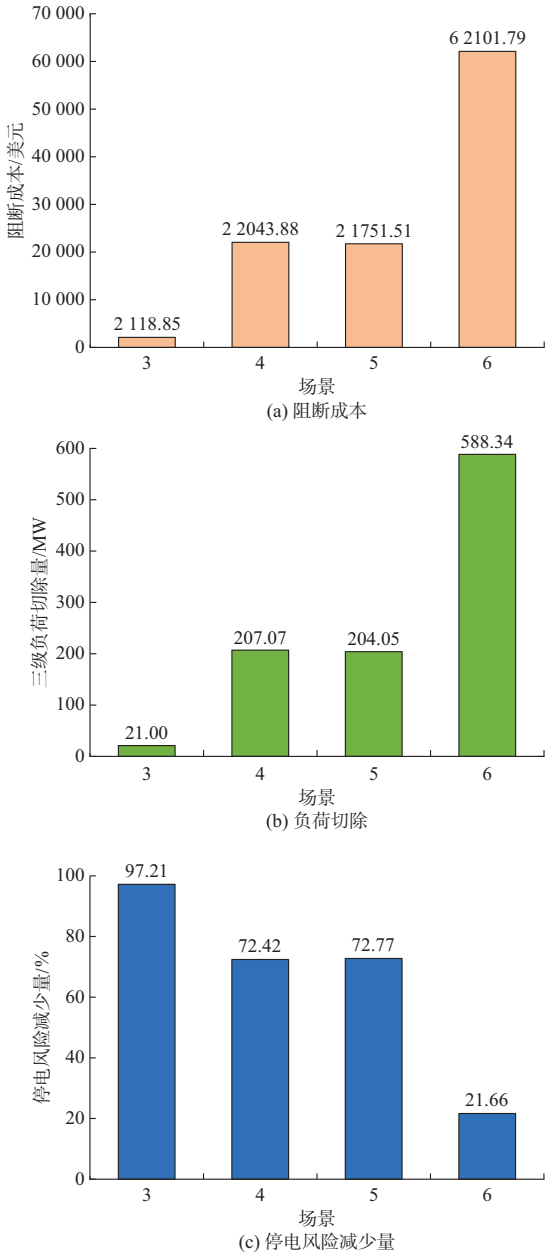

图 5　不同场景下的阻断结果
Fig. 5　Blocking results of various scenarios

阻断策略，能充分发挥网架拓扑切换的灵活性，改善源、荷、储之间的传输关系，使得阻断效果最佳，而其他策略未充分发挥拓扑切换的灵活性，以致连锁故障的阻断效果极为有限。

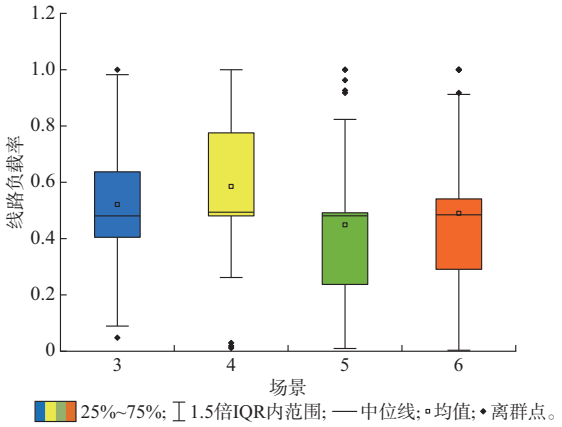

图 6　不同场景下线路负载率分布
Fig. 6　Distribution of line load rate in various scenarios

表 10　机组、储能出力及切除情况
Table 10　Output and trip of units and energy storage

场景	机组总出力/MW	储能出力/MW	机组切除节点
场景 3	6 247.95	−14.72	
场景 4	6 032.44	14.72	30
场景 5	6 035.47	14.72	30
场景 6	5 651.17	14.72	31

4.4　相邻线路故障诱发连锁故障的阻断效果分析

为进一步验证本文所提方法的有效性，以相邻线路 4-5 与线路 4-14 断开诱发的故障链为例，进行连锁故障阻断分析。电网解列前故障链的演化信息如表 11 所示。阻断策略可能在故障阶段 1 与故障阶段 2 之间的 D 位置，以及故障阶段 2 与故障阶段 3 之间的 E 位置处实施，不同位置的指标分布如表 12 所示。

表 11　相邻线路故障诱发的故障链时空演化
Table 11　Spatiotemporal evolution of fault chain triggered by adjacent line faults

演化阶段	故障线路	故障时刻/s	损失负荷/MW	故障概率
故障阶段 1	4-5、4-14	0	0	1.000
故障阶段 2	3-18	4.87	0	1.000
故障阶段 3	2-3	18.36	822	0.385

表 12　各位置的指标分布
Table 12　Distribution of indices at each position

位置	$\alpha_{\Gamma_{s,m}}$ 分布/%	$\beta_{\Gamma_{s,m}}$ 分布/%	$\chi_{\Gamma_{s,m}}$ 分布/%
D 位置	26.53	0	0
E 位置	73.47	100	73.47

由表 12 可知，E 位置处的时间-风险综合重要度指标最大，故在 E 位置处实施阻断策略。设置 4.3 节中的场景 3～6 来分析所提阻断策略的效果。各场景下主动断开的线路与主动重合的线路如表 13 所

示。由于场景5与场景6中无线路主动断开或重合事件，故而不在表13中展示。各场景下阻断成本、切负荷与停电风险减少量如表14所示。其中，一级负荷与二级负荷实现了不间断供电，未被切除。由表14可知，场景3的阻断效果最好，场景4次之，场景3的阻断成本、切除负荷约为场景4的26%，且场景3的停电风险减少量也比场景4多出了14.83%。这是因为场景3兼顾了线路的主动开断与主动重合，充分利用了网络拓扑切换的灵活性，达到了源-网-荷-储最佳协同效果。场景5中未发生线路主动重合的现象，需配合线路主动开断才能达到最佳阻断效果，故而场景5与场景6的阻断效果相同。由此可知，所提阻断策略能够在允许时间内以经济有效的手段阻断连锁故障，验证了所提方法的有效性。

表13　各场景下的开断与重合线路
Table 13　Tripping and reclosed lines of each scenario

研究场景	主动开断线路	主动重合线路
场景3	1-2、22-23、25-26	5-8
场景4	14-15、16-24	

表14　各场景下的阻断效果
Table 14　Blocking effect of each scenario

研究场景	阻断代价		ΔR_{Γ_s}/%
	Ψ/美元	ΔD_{Γ_s}/MW	
场景3	4 810.23	47.30	94.25
场景4	18 344.19	169.17	79.42
场景5	29 492.37	280.63	34.14
场景6	29 492.37	280.63	34.14

5　结语

本文建立了考虑时空演化特性的过载型连锁故障模型及风险评估指标，从负荷损失层面量化系统停电后果；进而，提出了基于时间-风险综合重要度的阻断阶段选取方法，确定故障链中阻断策略实施的最佳故障阶段；在此基础上，提出了基于源-网-荷-储多类型资源协同的连锁故障阻断方法。仿真分析表明：

1）所提时间-风险综合重要度指标可兼顾故障演化时间和故障阶段风险，确定合理的阻断阶段，以较小阻断代价获得最佳阻断效果。

2）所提阻断方法可统筹源-网-荷-储侧多类型资源，并挖掘其协同阻断潜力，大幅提高阻断策略的经济性与系统安全性。本文算例中，所提方法的阻断成本及切负荷分别均远小于传统源-荷协同策略，传统策略的失负荷风险减少量不超过本文所提方法的20%。

3）同时考虑运行线路主动开断与开断线路主动重合可充分发挥网络拓扑结构切换的灵活性，最大限度改善源、荷、储间的电气连接联系与网络潮流分布，保障更多负荷不间断供电，从而显著提升连锁故障阻断效果。

本文旨在对潮流过载主导型连锁故障进行阻断分析，以缓解事故风险，未分析线路主动开断对系统稳定性的影响。在后续研究工作中，将对考虑稳定性约束的阻断策略以及阻断后的系统恢复过程进行深入探索。

附录见本刊网络版，点击 http://www.aeps-info.com/aeps/article/abstract/20241009005，或扫描英文摘要后二维码，可阅读全文。

参 考 文 献

[1] 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.

[2] WU X Y, WU D, MODIANO E. Predicting failure cascades in large scale power systems via the influence model framework[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(5): 4778-4790.

[3] LI L Z, WU H, SONG Y H, et al. A state-failure-network method to identify critical components in power systems[J]. Electric Power Systems Research, 2020, 181: 106192.

[4] SUBRAMANYAM A, ROTH J, LAM A, et al. Failure probability constrained AC optimal power flow[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(6): 4683-4695.

[5] 胡福年，陈灵娟，陈军. 基于交流潮流的连锁故障建模与鲁棒性评估[J]. 电力系统保护与控制，2021，49(18)：35-43.
HU Funian, CHEN Lingjuan, CHEN Jun. Cascading failure modeling and robustness evaluation based on AC power flow[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(18): 35-43.

[6] LIU J, LIANG X L, LEI P F. Capacity allocation strategy against cascading failure of complex network[J]. Journal of Systems Engineering and Electronics, 2024, 35(6): 1507-1515.

[7] DEY P, MEHRA R, KAZI F, et al. Impact of topology on the propagation of cascading failure in power grid[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(4): 1970-1978.

[8] 刘彤，李少岩，顾雪平，等. 基于图注意力网络算法的电网连锁故障关键线路辨识[J]. 中国电机工程学报，2022，42(15)：5448-5459.
LIU Tong, LI Shaoyan, GU Xueping, et al. Critical line identification of cascading failures in power grid based on graph attention network algorithm[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(15): 5448-5459.

[9] GUO Z P, SU X W, SUN K, et al. Analysis and mitigation of cascading failures using a stochastic interaction graph with eigen-analysis[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2025, 40(2): 1675-1685.

[10] AZZOLIN A, DUEÑAS-OSORIO L, CADINI F, et al. Electrical and topological drivers of the cascading failure dynamics in power transmission networks [J]. Reliability Engineering & System Safety, 2018, 175: 196-206.

[11] 任建文，魏俊姣，谷雨峰．基于多目标粒子群优化算法的连锁跳闸预防控制[J]．电力自动化设备，2016，36(7)：53-59.
REN Jianwen, WEI Junjiao, GU Yufeng. Preventive control based on multi-objective particle swarm optimization algorithm for cascading trips[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(7): 53-59.

[12] 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.

[13] 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.

[14] 丁明，钱宇骋，张晶晶，等．基于风险评估的电力系统连锁故障协调控制模型[J]．电力系统自动化，2016，40(7)：1-8.
DING Ming, QIAN Yucheng, ZHANG Jingjing, et al. Coordinated control model of power system cascading failures based on risk assessment[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(7): 1-8.

[15] 黄思琪，李长城，康海鹏．计及输电线路开断时间的连锁故障快速阻断控制策略[J]．电力系统自动化，2023，47(12)：111-120.
HUANG Siqi, LI Changcheng, KANG Haipeng. Fast blocking control strategy against cascading failures considering tripping time of transmission lines[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(12): 111-120.

[16] PARK B, SU X W, SUN K. An enhanced OPA model: incorporating dynamically induced cascading failures[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(6): 4962-4965.

[17] LI L Z, LIU L, WU H, et al. Identification of critical hidden failure line based on state-failure-network [J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2022, 10(1): 40-49.

[18] KIRSCHEN D S, JAYAWEERA D, NEDIC D P, et al. A probabilistic indicator of system stress[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19(3): 1650-1657.

[19] YAN J, TANG Y F, HE H B, et al. Cascading failure analysis with DC power flow model and transient stability analysis[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(1): 285-297.

[20] 刘文霞，张书宁，张艺伟，等．计及系统运行状态转换的含风电电力通信耦合网络连锁故障建模[J]．中国电机工程学报，2025，45(3)：960-973.
LIU Wenxia, ZHANG Shuning, ZHANG Yiwei, et al. Cascading failure modeling of power communication coupled network with wind power considering system operating state transition[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(3): 960-973.

[21] 徐迪，王洪涛．基于随机潮流和风险价值的含大规模风电系统高风险连锁故障评估[J]．电网技术，2019，43(2)：400-409.
XU Di, WANG Hongtao. High risk cascading outage assessment in power systems with large-scale wind power based on stochastic power flow and value at risk[J]. Power System Technology, 2019, 43(2): 400-409.

[22] EPPSTEIN M J, HINES P D H. A "random chemistry" algorithm for identifying collections of multiple contingencies that initiate cascading failure[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(3): 1698-1705.

[23] 张安安，李静，林冬，等．考虑天然气管网极限风险影响的电-气耦合系统连锁故障模型[J]．中国电机工程学报，2021，41(21)：7275-7285.
ZHANG An'an, LI Jing, LIN Dong, et al. A cascading failure model of electricity-gas coupling system considering the influence of limit risk of natural gas pipeline network [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(21): 7275-7285.

[24] 周景，张衡，刘盾盾，等．考虑连锁故障的输电网扩展规划方法[J]．电力自动化设备，2021，41(12)：136-142.
ZHOU Jing, ZHANG Heng, LIU Dundun, et al. Expansion planning method of transmission network considering cascading failures[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(12): 136-142.

[25] 邓步青，文云峰，于琳琳，等．限流器配置与网架结构优化协同的受端电网短路电流抑制策略[J]．电力系统自动化，2024，48(9)：151-161.
DENG Buqing, WEN Yunfeng, YU Linlin, et al. Short-circuit current suppression strategy for receiving-end power grid based on coordination of current limiter configuration and network structure optimization [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(9): 151-161.

[26] 顾雪平，白岩松，李少岩，等．考虑风电不确定性的电力系统恢复全过程两阶段鲁棒优化方法[J]．电工技术学报，2022，37(21)：5462-5477.
GU Xueping, BAI Yansong, LI Shaoyan, et al. Two stage robust optimization method for the whole-process power system restoration considering wind power uncertainty[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(21): 5462-5477.

[27] 余鹏飞，熊小伏，朱继忠，等．基于储能参与的电网连锁跳闸主动防控方法[J]．电力系统自动化，2024，48(1)：119-130.
YU Pengfei, XIONG Xiaofu, ZHU Jizhong, et al. Active prevention and control method against power grid cascading tripping based on participation of energy storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(1): 119-130.

[28] 国家标准化管理委员会．风电场接入电力系统技术规定 第1部分：陆上风电：GB/T 19963.1—2021[S]．北京：中国标准出版社，2021.
Standardization Administration of the People's Republic of China. Technical specification for connecting wind farm to power system: Part 1: on shore wind power: GB/T 19963.1—2021[S]. Beijing: Standards Press of China, 2021.

[29] 张晶晶，杨洋，李小燕，等．考虑安全和经济的电力系统连锁故障协调控制模型[J]．中国电机工程学报，2018，38(16)：4784-4791.

ZHANG Jingjing, YANG Yang, LI Xiaoyan, et al. Coordinated control model of power system cascading failure considering security and economy [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(16): 4784-4791.

[30] BAO Z J, JIANG Z W, WU Lei. Evaluation of bi-directional cascading failure propagation in integrated electricity-natural gas system[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020, 121: 106045.

康海鹏(1997—),男,博士研究生,主要研究方向:弹性电网规划、连锁故障。E-mail:khpzal@163.com

张　衡(1991—),男,通信作者,博士,副研究员,主要研究方向:弹性电网规划及优化运行。E-mail:zhangheng_sjtu@sjtu.edu.cn

张沈习(1988—),男,博士,副研究员,主要研究方向:电力系统规划。E-mail:willzsx@sjtu.edu.cn

(编辑　王梦岩)

Cascading Failure Blocking Method Based on Coordination of Multiple Types of Source-Network-Load-Storage Resources

KANG Haipeng[1], *ZHANG Heng*[1], *ZHANG Shenxi*[1], *CHENG Haozhong*[1], *LI Changcheng*[2]

(1. Key Laboratory of Control of Power Transmission and Conversion, Ministry of Education (Shanghai Jiao Tong University), Shanghai 200240, China; 2. School of Electrical Engineering, Guangxi University, Nanning 530004, China)

Abstract: Conducting research on cascading failure defense is of great significance for ensuring the safe and stable operation of power systems. This paper proposes a cascading failure blocking method based on the coordination of multiple types of source-network-load-storage resources, aiming to address the problems of high economic cost and blackout risk caused by the one-sided consideration of factors in the fault stage selection method for implementing existing blocking strategies and the insufficient coordination of multiple types of resources. First, considering the characteristics of phased load loss during the cascading evolution of faults, an improved fault chain risk assessment index is established. Then, considering the system response capability to fault cascading propagation and the degree of risk increase at different fault stages, a selection method for the implementation stage of blocking strategies based on the time-risk integrated importance is constructed. Finally, considering the mechanism and complementary potential of resources on the source, network, load, and storage sides in cascading failure blocking, a coordinated cascading failure blocking model is proposed that integrates the characteristics of multi-type power output regulation on the source side, the flexible adjustment capability of the transmission network topology on the network side, the graded supply guarantee requirements for loads of different importance on the load side, and the rapid response characteristics of energy storage equipment. Simulation results show that applying the proposed blocking method at the selected fault stages can effectively reduce the blackout risk caused by cascading failures and significantly improve the economy of the blocking strategy and the safety of the power system.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. U23B6006, No. 52307120).

Key words: cascading failure; blocking strategy; source-network-load-storage; topology switching; power supply guarantee; power system

附录A 讨论

审稿意见1：论文用连锁故障中两个连续故障的时间间隔所占比例来定义时间充裕度指标，值得商榷。实际上还需要考虑调度人员反应的绝对时间。另外，所提阻断时间选择也值得商榷，对于实际系统而言，安全性比经济性更重要，如果能够尽早阻断故障，对于电力系统安全更有利。

作者回复：对于已预测故障链的阻断措施实施阶段选取而言，绝对时间与时间间隔占故障链演化时间的比例的含义相同，绝对时间间隔越长，时间间隔所占故障链演化时间的比例也越大。时间充裕度指标值由时间间隔所占比例表示，由于综合重要度指标由时间充裕度指标和风险影响度相乘构成，为消除量纲影响，所以本文采用时间间隔占故障链时间的比例来建立时间充裕度指标，表征系统响应的充裕度或反应能力。若实施阻断策略能够尽早阻断连锁故障，但并不确定后续故障是否一定会发生，若不发生，则实施阻断策略后会存在一定的概率损失。因此，在连锁故障发展初期，鉴于在不同位置处实施阻断策略时系统安全性相同，可以进一步考虑经济性。

审稿意见2：对于论文所提出的时间充裕度指标，其中，故障链演化完毕所耗费的时间，如何求取？对于连锁故障风险评估，故障链演化时间也跟阻断措施有关，二者是耦合的，如何评估？

作者回复：所建立的连锁故障仿真模型考虑了过负荷保护的反时限特性，因此，通过基于反时限过负荷保护的线路跳闸时间模型来计算连锁故障各故障之间的时间间隔，对所有时间间隔进行求和可计算出故障链演化完毕所耗费的时间。对于阻断策略参与的连锁故障过程，连锁故障的风险评估与阻断措施具有耦合关系，即阻断措施产生的切负荷计入故障链所产生的负荷损失中，在此基础上，以概率与损失乘积的形式评估停电风险。

审稿意见3：论文采用失负荷风险指标有待商榷，是否采用失电量指标作为风险指标更合理，即全故障序列的概率乘以累积失电量作为风险指标，毕竟各故障阶段的时间间隔是有所区别的。

作者回复：失负荷是系统连锁故障的直接结果，失负荷可以衡量停电事故的严重程度。例如，国务院印发的第599号令《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（2011年9月实施），依据系统失负荷将电力安全事故划分为四个等级来衡量事故严重程度，分别为特别重大事故、重大事故、较大事故、一般事故，若是区域性电网，则这四类事故的减供负荷分别为：30%以上、10%～30%、7%～10%、4%～7%。失电量与负荷恢复时间密切相关，负荷恢复时间与配电网侧自备电源及应急服务点布局、输配电网抢修队伍的行动路线等多重因素有关，而且电网在恢复后短时间内仍可能面临再次停电等复杂情况。因此，需要基于电网实际恢复情况并结合停电时间与失负荷来建立失电量指标，但本文旨在研究连锁故障阻断策略，不涉及连锁故障阻断后的系统恢复过程，采用失电量指标评估当前系统风险不太合理。综上，本文从失负荷角度提出改进的停电风险指标量化连锁故障的严重程度及系统面临的风险。

审稿意见4：论文所定义过负荷临界值$\overline{Oij}$为线路ij潮流超过其传输容量的50%时、运行5s的过负荷累积值，与中国电网现在普遍采取的过负荷告警而非跳闸的运行策略的适应性如何？

作者回复：对于具有反时限特性的过负荷保护而言，若输电线路的潮流过载量越小，过负荷保护切除该过载线路的时间将越长；反之，过负荷保护切除过载线路的时间将会越短。因此，可采用式(3)计算累积过负荷（EPPSTEIN M J，HINES P D H. A "random chemistry" algorithm for identifying collections of multiple contingencies that initiate cascading failure[J]. IEEE Transactions on Power Systems，2012，27(3)：1698-1705），以确定是否线路跳闸及跳闸时刻。过负荷预警通常在初始故障阶段/停电之前进行（肖峻，孙纲，宋晨辉，等. 基于安全域的区域综合能源系统安全预警方法[J]. 中国电机工程学报，2025，45(10)：3709-3723）。在初始故障发生后，连锁故障可能会迅速发展，在这种紧急状态下，难以通过过负荷预警对连锁故障进行防御，需通过过负荷保护对电网中的过载线路进行切除。

作者回复：根据中关村储能产业技术联盟全球储能数据库（www.esresearch.com.cn）的不完全统计，截至2024年底，我国电力储能累计装机首超百吉瓦，达到137.9GW。2024年中国新型储能新增投运43.7GW/109.8GWh，同比增长103%/136%。2025年新型储能新增装机预计在40.8GW～51.9GW。尽管部分电力系统网侧未配置储能，但随着可再生能源的不断发展和"双碳"战略目标的持续推进，电网侧储能在系统中发挥至关重要的作用。因此，本文考虑到储能在电力系统安全运行及"双碳"目标中的重要性后，将储能作为重要

手段嵌入阻断策略,针对已含有储能或未来可能含有储能的输电网进行连锁故障阻断方法研究,而未探究储能的规划与投资等问题。作者将会在下一步研究电力系统规划或电源优化配置课题时着重分析储能参与提升系统安全运行时的投资成本问题。

审稿意见6:所提策略旨在协同源网荷储各侧资源来阻断连锁故障,但荷侧主要是被动式的切负荷,即在源、网、储各环节未能完成故障阻断的情况下来实施切负荷控制,应考虑需求侧响应作为主动式的调控资源。

作者回复:荷侧不仅需要考虑被动式的切负荷,还需要考虑需求侧响应作为主动式的调控资源,所提模型涵盖了可中断负荷等需求侧响应资源以阻断连锁故障。根据GB/T 15148-2024《电力负荷管理系统技术规范》中的定义,可中断负荷是在电网高峰时段或紧急状况下,电力用户按规定在保证安全运行前提下可以实时切除的负荷。我国电力需求侧响应机制包含可中断负荷等,其签订了可中断协议,可在连锁故障等紧急状况下对电力系统状态进行响应。为此,在连锁故障过程中,若源、网、储各环节未能完成连锁故障阻断,则可首先切除可中断负荷,若仍无法有效经济地阻断连锁故障,可考虑削减部分其他负荷,以保障重要负荷持续供电。本文阻断模型包含了可中断负荷与其他负荷的切除约束。

作者回复:本文所提方法考虑了源、网、荷、储多类型资源之间协同作用,改善了多类型资源间的电气联系,使得燃煤机组总出力比传统策略多,储能也吸收了的功率,以至于负荷切除量也减少,最终导致本文策略的停电风险减少量比传统策略多出了原始失负荷风险(故障链自然演化的失负荷风险)的近80%。