

考虑系统运行状况的电网连锁故障风险性评估

顾雪平¹, 张硕², 梁海平¹, 贾京华³, 王勇³

(1. 华北电力大学电气与电子工程学院, 河北 保定 071003; 2. 河南省电力勘测设计院, 河南 郑州 450007;
3. 河北省电力调度通信中心, 河北 石家庄 050021)

摘要: 在大规模电网中, 由简单故障触发的系统连锁跳闸可能会导致大停电事故。建立了一种新的电网连锁故障仿真模型, 对故障在电网中的传播方式、故障关键元件的识别、系统发生连锁故障的风险和损失评估进行了研究。考虑了系统负荷状况、天气条件、继电保护隐藏故障等因素, 可以得到某种运行状态下的连锁故障风险指标, 并识别不同情况下引发连锁故障的关键线路, 通过 IEBE-RTS 系统和 IEBE57 节点系统的计算结果对本方法进行了验证。

关键词: 连锁故障; 继电器隐藏故障; 大停电; 系统仿真; 电力系统

Risk assessment of power grid cascading failure considering system operation conditions

GU Xue-ping¹, ZHANG Shuo², LIANG Hai-ping¹, JIA Jing-hua³, WANG Yong³

(1. School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China;
2. Henan Electric Power Survey and Design Institute, Zhengzhou 450007, China;
3. Hebei Electric Power Dispatch and Communication Center, Shijiazhuang 050021, China)

Abstract: In bulk power systems, cascading failures initiated by common events often lead to blackouts. In this paper, a new simulation model of cascading failure is established to investigate the law that the faults spread in power grids, to estimate the outage risk and loss of cascading failures and to recognize the key elements which initiate the cascading faults. The system load conditions, weather conditions, hidden failures of the protective relays are considered in this model. The proposed method can be used to identify the key lines triggering cascading faults in different situations, and get the risk indices of cascading failure in a certain operating state. The application results on the IEBE-RTS and IEBE-57 bus system validate the effectiveness of the proposed method.

Key words: cascading failure; hidden failures of protective relay; black-out; system simulation; power systems

中图分类号: TM732 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2010)24-0124-07

0 引言

随着电力系统容量和规模的增大, 多重故障、灾害天气引起的事故风险增大, 大停电事故已成为现代电力系统必须面对的严重威胁^[1]。因此, 掌握由偶然故障演变为灾难事故的规律和机理, 建立合适的大停电仿真模型即连锁故障模型, 对电网的大停电风险进行评估, 并针对各个演化阶段的特点, 优化并统筹各阶段的对策, 对防御大停电具有重要的意义。

目前对连锁故障的研究主要从复杂系统理论和电力系统分析两方面进行。文献[2-3]分析了北美电力系统若干年发生的事故, 得出了大停电规模的统计数据(如大停电的恢复时间、损失负荷电量、损失负荷功率和未能供应的客户等)具有幂率分布的

特性, 表明了北美电力系统具有自组织临界特性(SOC)。此外, Watts 提出了小世界模型并验证了美国电网是个小世界网络^[4], 对我国电网也有类似的分析^[5]。文献[6]提出的基于复杂网络的相隔中心模型, 试图通过网络中的连锁反应来研究网络结构对电力系统连锁故障的影响。总体来看, 目前基于复杂网络的研究还处于初级阶段, 与实际应用还有很大的差距。

从系统分析的角度出发, 各国学者也进行了大量的研究, 并提出了一些模型: 如基于元件可靠性的模型^[7]、描述不同初始状态及扰动作用下的连锁故障表现以及停电规模和发生概率之间数学关系的 Cascade 模型^[8]和分支模型(Branching Model)^[9]、从宏观(空间)和长期(时间)的角度描述连锁故障的 OPA 模型^[10]及 OPF 模型^[11]、基于潮流求解和

负荷切除的 Manchester 模型^[12],以上模型的基本原理都是通过不断的潮流计算得到并切除潮流越限的线路来模拟连锁故障的发展过程。文献[13]提出的隐性故障模型考虑了继电保护装置的误动。这些模型对解释连锁故障的演变机理具有一定的帮助,但在连锁故障传播的阶段(即线路切除)只单一考虑过负荷或者隐性故障等部分影响因素,如何根据系统运行的条件,综合考虑各种影响因素,建立合适的连锁故障模型进而评估系统发生大停电的风险尚待深入的研究。

本文从系统分析的角度建立连锁故障仿真模型:首先基于元件可靠性采用蒙特卡罗模拟法确定引发大停电的初始故障,然后采用 AHP 和灰色关联度的方法确定后续切除线路,同时考虑发电机的过励磁跳闸,从而建立了考虑系统运行状况的连锁故障模型,同时还定义了连锁故障风险指标,并用 IEEE-RTS 系统和 IEEE57 节点系统进行了分析和验证。

1 初始故障元件的确定

基于元件可靠性,采用蒙特卡罗模拟法确定引发大停电的初始故障。输电线路故障可分为瞬时故障和永久性故障。线路发生瞬时故障时,可以通过自动重合闸快速恢复故障线路,对系统带来的影响较小。因此,本文在对大停电仿真的时候只考虑永久性故障。如果知道永久性故障的故障率 λ (次/年)和故障持续时间 D (h/次),则可以计算线路强迫停运率 p 为:

$$p = \frac{\lambda D}{8760} \quad (1)$$

式中:8760 是一年的平均小时数; p 用于计算输电线路发生故障的概率。

采用蒙特卡罗抽样技术来确定元件初始故障,假设 R_1 是一个服从[0,1]区间均匀分布的随机数,用均匀分布伪随机数发生器对 R_1 进行抽样,若 $R_1 \leq p$,则认为线路发生永久性故障。

2 后续切除元件的确定

2.1 基于 AHP 和灰色关联度确定切除线路

本文考虑影响线路切除的三方面因素:(1)输电线路和变压器的过负荷;(2)继电保护的隐藏故障;(3)设备的历史统计故障率。根据这三方面的因素形成三个评价指标作为确定元件断开的依据。

各个因素对故障传播的影响是不同的。如输电网络一次电气设备相对比较坚强,线路对过负荷的承受能力相对较强,隐藏故障的发生对故障的传播

起主导的作用;而在一次输电设备相对比较脆弱的网络,线路的过负荷切除则对故障的传播起到重要的推动作用;电网运行环境条件恶劣时,影响故障传播的主要因素为线路意外断开等不可控的因素。

AHP 是一种定性分析与定量分析相结合的多目标决策分析方法,它在解决多层多因素的评价问题中能较好地给出各因素的权重。灰色关联分析它能够很好地定量确定因素对系统主行为的影响程度。本文采用文献[14]提出的基于 AHP 和灰色关联度的方法,选择故障可能性最大的线路作为被切除元件。

2.2 发电机的过励磁切除

发电机切除的原因有很多,本文只考虑了发电机过励磁切除。利用增广潮流计算系统的频率和发电机的机端电压^[15],通过计算过励磁倍数如式(2)来判断,过励磁保护反时限的保护原理保护启动值为1.05~1.1^[16],保护启动值由式(2)确定。

$$n = \frac{U_*}{f_*} \quad (2)$$

式中: U_* 为机端电压标幺值; f_* 为系统频率标幺值。

2.3 系统存在故障线路的判据

文献[17]基于美国大停电的历史数据,提出了确定电力元件发生故障的概率如式(3)。

$$p_i(x_1, x_2) = \frac{1}{1 + e^{14.09 - 6.98x_1 - 11.26x_2}} \quad (3)$$

$$x_1 = \frac{|F_i|}{F_{i\max}} \quad (4)$$

$$x_2 = \frac{|F_i - F_i'|}{F_{i\max}} \quad (5)$$

式中: $F_{i\max}$ 为支路 i 极限传输功率; F_i' 和 F_i 分别为故障元件切除前和切除后支路 i 传输的功率。

系统存在故障元件的判据为:(1)系统存在过负荷线路;(2)当系统不存在过负荷元件时,假设 R_2 是一个服从[0,1]区间均匀分布的随机数,用均匀分布伪随机数发生器对 R_2 进行抽样,若 $R_2 \leq p_i(x_1, x_2)$,则存在故障元件。

当确定系统存在故障元件后,为综合考虑影响元件跳闸的三方面因素,采用 AHP 和灰色关联度的方法选择可能性最大的元件作为切除元件。

3 连锁故障的规模指标

以连锁故障中损失的总负荷量作为衡量连锁故障规模的指标,仿真结束的判据为:系统没有后续

故障线路。根据这一原则，某一个连锁故障过程最终损失的总负荷可能包括三种类型。

第一种类型：线路的连续开断导致所有给某个（或某几个）负荷供电的线路都断开。

第二种类型：系统解列后，为保持各电气孤岛有功平衡，需要切负荷的总量。对负荷量的计算首先计算各个孤岛的负荷和发电机容量大小，对于负荷最大的孤岛，通过最优潮流计算孤岛内被切除的负荷；对于其他较小的孤岛，如发电容量大于负荷，则认为孤岛能够就地平衡，如发电容量小于负荷，则根据负荷和发电容量近似被切除的负荷。

第三种类型：当潮流计算无可行解时，一般情况下，可近似地认为系统失去稳定，需要通过调整系统有功输入输出来找到新的运行点，可能需要切除一部分负荷。

第一种类型损失的负荷即是断开的负荷，后两种类型需要切负荷的数值可以通过最优潮流的方法求解，目标函数为切负荷最小，此时目标函数应定义为：

$$\min \sum (P_{Li0} - P_{Li}) \quad (6)$$

等式约束条件：

$$\mathbf{P} = \mathbf{B}\boldsymbol{\theta} \quad (7)$$

不等式约束条件：

$$\begin{aligned} 0 &\leq P_{Gi} \leq P_{Gi \max} \\ 0 &\leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi \max} \\ 0 &\leq P_{Li} \leq P_{Li0} \\ -F_{i \max} &\leq F_{i \text{new}} \leq F_{i \max} \end{aligned} \quad (8)$$

式中： P_{Li0} 、 P_{Li} 为第*i*个负荷节点调整前后负荷量； \mathbf{P} 为节点有功注入向量； \mathbf{B} 为电纳矩阵； $\boldsymbol{\theta}$ 为母线电压相角向量； P_{Gi} 、 Q_{Gi} 为发电机调整后节点注入功率； $P_{Gi \max}$ 、 $Q_{Gi \max}$ 为发电机节点注入功率极限值； $F_{i \text{new}}$ 为第*i*条线路调整后输送功率值。此时切负荷量为：

$$D = \sum (P_{Li0} - P_{Li}) \quad (9)$$

4 连锁故障仿真模型

连锁故障算法流程如图1。首先采用蒙特卡罗模拟法选择引发大停电的初始故障，然后采用AHP和灰色关联度的方法选择故障可能性最大的线路作为切除线路，同时考虑发电机的过励磁跳闸，仿真结束判据为系统没有后续故障线路的出现。

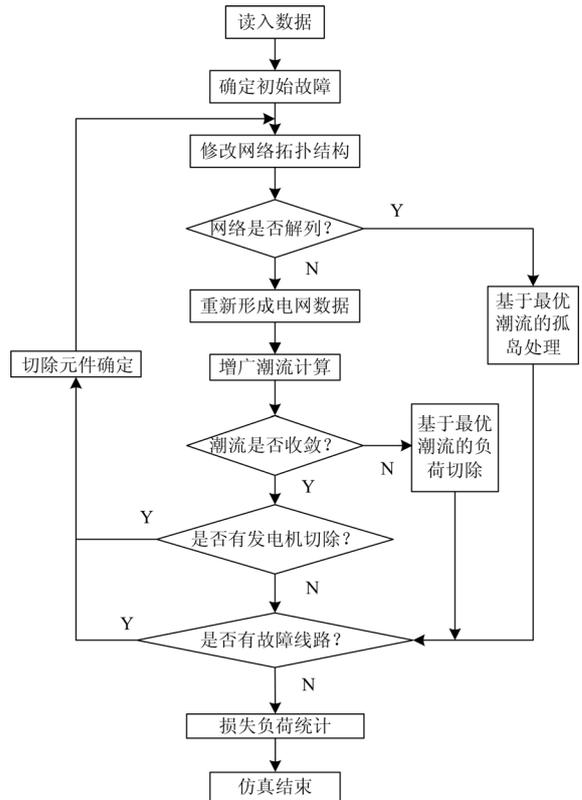


图1 连锁故障算法流程

Fig.1 Flow chart of cascading fault calculation

5 连锁故障的风险指标

定义电网连锁故障风险程度指标为：

$$\varepsilon = \sum D_i \rho_i \quad (10)$$

式中： D_i 为电网第*i*种连锁故障模式损失的负荷量； ρ_i 为第*i*种连锁故障模式发生的概率。

可以看出，风险程度指标 ε 即为电网连锁故障损失负荷的期望值。采用蒙特卡罗抽样法可以方便地计算得到上述指标，设重复计算的次数为*N*，第*i*种连锁故障模式发生的次数为*K*，则 $\rho_i = K/N$ 。

6 算例与结果分析

本文采用IEEE-RTS和IEEE-57节点系统用本文的方法进行仿真计算。采用Visual Studio2005编程环境下，C++语言编制仿真程序。

6.1 算例分析

首先以IEEE-RTS^[18]为算例对所提的算法进行验证，为描述系统运行状态，定义系统负载率、线路平均负载率、线路负载波动系数为：

$$\eta_l = \frac{P_{L \text{now}}}{P_{L \text{max}}} \quad (11)$$

$$\eta_2 = \frac{\sum_{i \in I_1} F_{i0}}{\sum_{i \in I_1} F_{i \max}} \quad (12)$$

$$\eta_3 = \sqrt{\sum_{i \in I_1} \left(\frac{F_{i0}}{F_{i \max}} - \eta_2 \right)^2} \quad (13)$$

式中: $P_{L_{\text{now}}}$ 为系统当前有功负荷; $P_{L_{\text{max}}}$ 为系统历史统计有功负荷最大值(算例系统取值为 2 850 MW); F_{i0} 为支路 i 初始传输的功率; I_1 为线路集合。

假设此时天气条件为晴朗的天气, 系统的一次系统较弱, 二次系统较强, 则判断矩阵可设定为:

$$\begin{array}{l} \text{过负荷} \\ \text{负荷波动} \\ \text{突发事件} \end{array} \begin{bmatrix} \text{过负荷} & \text{负荷波动} & \text{突发事件} \\ 1 & 3 & 9 \\ 0.333 & 1 & 3 \\ 0.111 & 0.333 & 1 \end{bmatrix}$$

此时过负荷、负荷波动、突发事件指标的权重分别为 0.692 308, 0.230 769, 0.076 923 1, 线路过负荷对故障传播起主导作用。

假设此时天气条件为晴朗的天气, 系统的一次系统较强, 二次系统弱, 则判断矩阵可设定为:

$$\begin{array}{l} \text{过负荷} \\ \text{负荷波动} \\ \text{突发事件} \end{array} \begin{bmatrix} \text{过负荷} & \text{负荷波动} & \text{突发事件} \\ 1 & 0.333 & 3 \\ 3 & 1 & 9 \\ 0.333 & 0.111 & 1 \end{bmatrix}$$

此时过负荷、负荷波动、突发事件指标的权重分别为: 0.230 768, 0.692 309, 0.076 923, 隐性故障对故障传播起主导作用。

假设系统所处天气条件为暴风雨, 系统的二次系统较弱, 一次系统较强, 则判断矩阵可设定为:

$$\begin{array}{l} \text{过负荷} \\ \text{负荷波动} \\ \text{突发事件} \end{array} \begin{bmatrix} \text{过负荷} & \text{负荷波动} & \text{突发事件} \\ 1 & 0.333 & 0.111 \\ 3 & 1 & 0.333 \\ 9 & 3 & 1 \end{bmatrix}$$

此时过负荷、负荷波动、突发事件指标的权重分别为 0.076 923 1, 0.237 69, 0.692 308, 突发事件对故障传播起主导作用。

根据系统所处的不同负荷状况, 分别采用三种不同判断矩阵, 可计算出系统发生连锁故障的风险值见表 1。各判断矩阵可由系统运行人员根据系统结构和运行状况进行调整。

由表 1 给出的结果可知:

(1) 电力系统连锁故障风险与系统负载率大小、线路平均负载率的大小、线路负载率波动系数有关:

表 1 连锁故障负荷损失期望值

Tab.1 Expected loss of load in cascading failures

系统 总负 荷/ MW	系统 负载 率	线路 平均 负载 率	线路 负载 波动 系数	损失负荷期望值/MW		
				过负 荷主 导	隐性 故障 主导	灾害 天气 主导
1070	0.375	0.259	1.132	0.2384	0.0787	0.0001
1330	0.467	0.237	0.9709	0.1579	0.0201	0.0137
1496	0.525	0.232	1.4775	0.296	2.7159	1.9685
1761	0.617	0.236	1.2631	0.5435	0.6402	0.932
1965	0.689	0.246	1.3751	0.8876	0.8923	1.026
2245	0.787	0.319	1.4478	0.899	0.7995	1.33
2506	0.879	0.39	1.6387	8.382	7.878	9.759
2736	0.96	0.436	1.427	21.496	18.74	21.07
2850	1	0.33	1.238	3.8166	1.866	0.816
2850	1	0.282	1.1898	0.256	0.2296	0.3247
3050	1.07	0.305	0.9611	0.5917	0.481	0.5714
3310	1.161	0.39	1.2582	4.64	4.357	5.862

在系统负载率比较低的时候, 例如系统负载率为 0.375、0.467 的时候, 系统发生连锁故障的风险值是很小的; 随着系统负载率增大, 线路平均负载率、线路负载率波动系数将是决定连锁故障发展的重要影响因素。当线路平均负载率、线路负载率波动系数比较小的时候, 例如系统负载率为 0.617、0.689、0.787 等情况的时候, 连锁故障风险值较小; 反之, 如系统负载率为 0.525、0.879、0.96 等情况下, 由于线路平均负载率、线路负载波动系数较大, 连锁故障风险值较大; 在系统负载率差别不大的情况下, 例如当系统负载率为 0.96、1 的时候, 线路的平均负载率分别为 0.436、0.282, 线路负载率波动系数分别为 1.427、1.189 8, 前者的系统负载率稍微低于后者, 然而由于前者的线路平均负载率、线路负载率波动系数大于后者, 前者的连锁故障的风险值远远大于后者; 在系统负载率、线路负载率差别不大的时候, 例如系统负载率为 0.617、0.689, 线路平均负载率为 0.236、0.246, 线路负载波动系数为 1.263 1、1.375 1 时, 由于前者的线路负载率波动系数小于后者, 其连锁故障的风险值小于后者。在系统负载率都为 1 的时候, 线路平均负载率为 0.33、0.282, 线路负载率波动系数为 1.238、1.189 8, 由于线路平均负载率、线路波动系数的前者大于后者, 从而使前者的连锁故障风险值大于后者。由此可知: 系统负荷分布越均匀, 系统发生连锁故障的风险越小, 系统规划、设计人员在规划、设计电网时, 系统运行人员在运行电网时, 尽量使负荷分布

均匀, 可有效减小大停电发生的风险。

(2) 系统处于不同运行情况下, 不同因素带来的连锁故障风险是不完全一样的。在系统负载率比较低的时候, 例如系统负载率为 0.375、0.467 时, 一般过负荷主导的连锁故障风险值最大, 其次为隐性故障, 最后为灾害天气; 随着系统负载率的增加, 例如系统负载率为 0.525、0.617、0.689, 一般灾害天气主导的连锁故障风险值最大, 其次为隐性故障, 最后为过负荷; 当系统负载率继续增加的时候, 例如系统负载率为 0.787、0.96、1.16 等时, 一般灾害天气主导的连锁故障风险值最大, 其次为过负荷, 最后为隐性故障; 而在系统负载率比较高而线路波动系数比较高的特殊情况下, 例如线路负载波动系数为 1.189 8、1.237 5, 过负荷主导的连锁故障风险值最大。由此, 系统运行人员可以根据系统处于不同的状况, 选择合适的运行方式对指导系统运行具有一定的意义; 系统设计人员可以根据系统的实际情况, 有目的加强、改造系统的一次、二次设备。

图 2、3 为 IEEE-RTS 系统在负荷率为 0.689、0.879 时大停电规模-大停电发生概率分布的双对数(常用对数), 曲线为根据实验数据给出的趋势曲线。由图中可以看出:

(1) 随着大停电负荷损失规模的增大, 其事件发生的概率是降低的。

(2) 在系统负载率较低如 0.689 6 时如图 2, 系统的连锁故障规模分布整体有类似阶梯分布的特征, 在发生同等规模的大停电时, 由灾害天气引发大停电的概率要远远大于其他两种情况。

(3) 系统负载率较高如 0.879 时如图 3。在同一负荷率下, 不同因素在连锁故障传播起主导作用

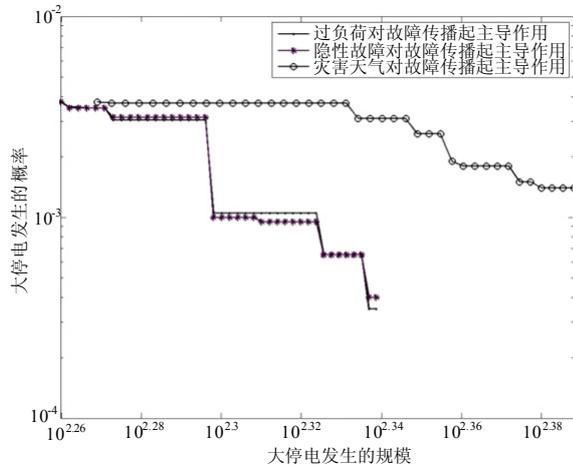


图 2 IEE-RTS 系统负荷率为 0. 689 时故障规模双对数图
Fig.2 Plot of scale index when IEEE-RTS system loadings rate is 0.689

的不同情况下, 引发同等规模的大停电事故, 其发生的概率基本一致; 系统连锁故障规模分布图尾部存在跳跃点。其大停电发生规模-大停电发生概率分布图如图 4 分析。系统的连锁故障发展到一定规模后, 将发生全网崩溃, 这是由系统的网络规模和结构决定的。对于 IEEE-RTS 系统, 某些线路的断开将导致互联的两个子系统内部线路及其输电断面断开, 导致网络发生大面积崩溃。

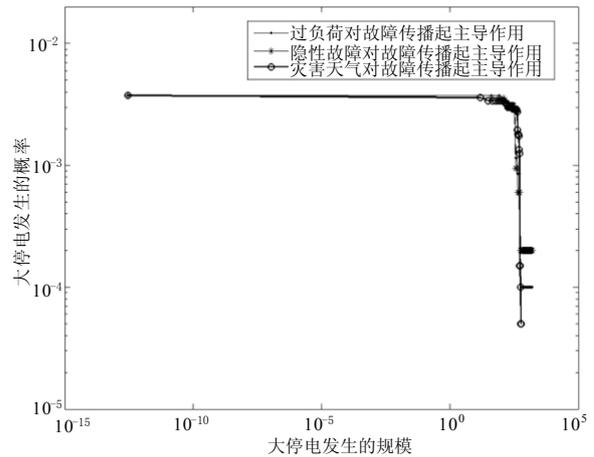


图 3 IEE-RTS 系统负荷率为 0. 879 时故障规模双对数图
Fig.3 Plot of scale index when IEEE-RTS system loadings rate is 0.879

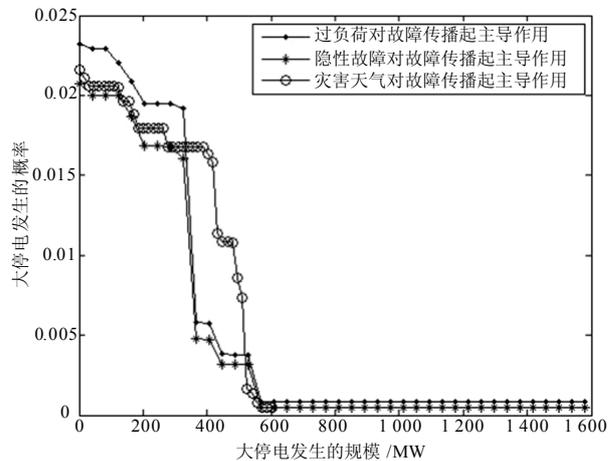


图 4 IEE-RTS 系统负荷率为 0. 879 时故障规模图
Fig.4 Plot of scale index when IEEE-RTS system loadings rate is 0.879

6.2 进一步分析

表 2 列出了 IEEE-RTS 系统负荷率为 0.96 时, 系统处于不同运行状况下, 搜索 20 000 次连锁故障模式后, 得到各线路在搜索到的故障模式中的开断次数(因篇幅所限, 列出断开次数前 10 位的线路), 由此可以得到系统中与连锁故障的发生强相关的一

些线路。

通过表 2 的结果可以分析得到: 互联两个子系统的输电断面容易引发大停电事故; 不同因素在连锁故障传播起主导作用的不同情况下, 其开断次数最多的线路略有不同。因此, 运行人员可以根据系统运行的情况, 得出系统在此运行状况下容易发生连锁故障的线路。系统规划、设计人员可以根据容易发生连锁故障的线路采取相应的措施, 从而减小大停电发生的可能性。

表 2 开断次数最多的线路及其开断次数

Tab.2 Lines with the most disconnection time and its corresponding disconnection times

过负荷起主导		隐性故障起主导		灾害天气起主导	
线路号	断开次数	线路号	断开次数	线路号	断开次数
10—12	237	10—11	233	10—12	252
10—11	220	10—12	189	10—11	246
3—24	128	3—24	110	3—24	126
9—11	64	4—9	86	9—11	87
9—12	47	6—10	77	9—12	37
4—9	39	5—10	76	6—10	20
1—2	29	9—11	55	21—22	19
1—3	20	9—12	34	1—3	16
12—13	17	13—23	18	8—10	15
5—10	16	17—22	17	14—16	15

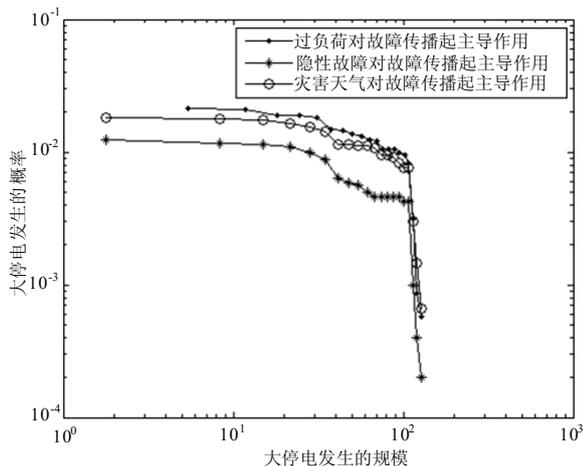


图 5 IEEE-57 节点系统负荷率为 0.438 5 时
故障规模双对数图

Fig.5 Plot of scale index when IEEE-57 bus system loadings rate is 0.438 5

为了进一步分析本文方法在更大系统的应用情况, 通过 IEEE-57 节点系统 (元件永久故障率设定为 0.2 次/年, 故障持续时间为 10 h/次) 大停电发生

规模-大停电发生概率分布的双对数如图 5 所示。从图中可知: 在网络规模较大时, 大停电发生规模的分布分段具有近似指数分布的特性。从本文的结果可知: 在系统网络规模较小的时候, 元件停运带来负荷切除占总负荷比例较大, 出现不连续化的负荷切除量, 呈阶梯分布的特性, 在网络规模比较大的时候, 大停电规模分段具有近似指数分布的特性。

7 结论

本文在分析连锁故障特征的基础上, 从连锁故障过程的计算模拟出发, 提出了一种考虑系统状况的连锁故障风险评估方法。该方法可以有效地考虑影响故障传播的多种因素, 并可以根据系统运行的条件, 调整各影响因素的权重, 快速地计算某种运行状态下的连锁故障风险指标、关键线路。本文方法对系统设计或运行人员分析大停电风险具有一定的指导作用。

参考文献

- [1] 甘德强, 胡江溢, 韩祯祥. 2003 年国际若干停电事故思考[J]. 电力系统自动化, 2004, 28 (3): 1-4, 9. GAN De-qiang, HU Jiang-yi, HAN Zhen-xiang. Thought on the 2003 blackouts across several continents[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28 (3): 1-4, 9.
- [2] Carreras B A, Newman D E, Dobson L, et al. Evidence for self-organized criticality in electric power system blackouts[C]. //Hawaii International Conference on System Sciences, Maui(Hawaii): 2001.
- [3] Dobson I, Thorp J, Chen J S, Carreras B A, et al. Examining criticality of blackouts in power system models with cascading events[C]. //Proceeding of the 36th Hawaii International Conference on System Sciences. 2002.
- [4] Watts D J. Small worlds: the dynamics of between order and randomness[J]. The American Mathematical Monthly, 2000, 107 (7): 664-668.
- [5] 孟仲伟, 鲁宗相, 宋靖燕. 中美电网的小世界模型比较分析[J]. 电力系统自动化, 2004, 28 (15): 21-29. MENG Zhong-wei, LU Zong-xiang, SONG Jing-yan. Comparison analysis of the small world topological model of Chinese and American power grids[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28 (15): 21-29.
- [6] Holme P, Lim B J. Vertex overload breakdown in evolving networks[J]. Physical Review E, 2002, 65 (1).
- [7] Bie Z H, Wang X F. Evaluation of power system cascading outages[C]. //International Conference on Power System Technology. Kunming(China): 2002, 1: 415-419.
- [8] Ian Dobson, Benjamin A Carreras, David E Newman. A

probabilistic loading-dependent model of cascading failures and possible implication for blackouts[C].// Proceeding of the 36th Hawaii International Conference on System Science. 2002.

[9] Ian Dobson, Benjamin A Carreras, David E Newman. A branching process approximation to cascading load-dependent system failure[C]. //Proceedings of the 37th Hawaii International Conference on System Sciences. 2004.

[10] Dobson I, Carreras B A, Lynch V E, et al. An initial model for dynamicals in electrical power system blackouts[C]. //Proceedings of the 34th Hawaii International Conference on System Science. 2001.

[11] 梅生伟, 翁晓峰, 薛安成, 等. 基于最优潮流的停电模型及自组织临界性分析[J]. 电力系统自动化, 2006, 30 (13): 1-5, 32.
MEI Sheng-wei, WENG Xiao-feng, XUE An-cheng, et al. Blackout model based on OPF and its self-organized criticality[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30 (13): 1-5, 32.

[12] Daniel S Kirschen, Dilan Jayaweera, Djusko P Nedic. A probabilistic indicator of system stress[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19(3).

[13] 易俊, 周孝信. 考虑系统频率特性以及保护隐藏故障的电网连锁故障模型[J]. 电力系统自动化, 2006, 30 (14): 5-9.
YI Jun, ZHOU Xiao-xin. Cascading failure model of power grids considering frequency response characteristic and hidden failures[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30 (14): 5-9.

[14] 张硕, 顾雪平. 电力系统大停电事故仿真的故障序列选择[J]. 电力系统自动化, 2009, 33 (14): 16-20.
ZHANG shuo, GU Xue-ping. Determination of the fault series in cascading fault simulation of power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33 (14): 16-20.

[15] 燕萍. 计及频率变化的电力系统仿真潮流程序[J]. 华东电力, 1994, (7): 13-16.

[16] 王维俭. 电气主设备继电保护原理与应用[M]. 二版. 北京: 中国电力出版社, 2002.

[17] ZHANG Jian-feng, Fernando L Alvarado. A heuristic model of cascadeing line trips[C]. //8th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Iowa State University. Ames(Iowa): 2004.

[18] Reliability Test System Task Force. IEEE reliability test system[J]. IEEE Trans on Power Apparatus and Systems, 1979, 96 (6): 2047-2054.

收稿日期: 2009-12-23; 修回日期: 2010-03-29

作者简介:

顾雪平(1964-), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 主要研究方向为电力系统安全稳定评估与控制、电力系统安全防护和系统恢复、智能技术在电力系统中的应用;

张硕(1984-), 男, 硕士, 工程师, 研究方向为电力系统规划与设计、电力系统安全防护和系统恢复; E-mail: fight618@163.com

梁海平(1979-), 男, 博士研究生, 研究方向为电力系统安全防护和系统恢复。

(上接第 114 页 continued from page 114)

[9] 殷波, 陈允平, 邓恒, 等. α - β 坐标系下瞬时无功功率理论与传统功率理论的统一数学描述及物理意义[J]. 电工技术学报, 2003, 18 (5): 42-45.
YIN Bo, CHEN Yun-ping, DENG Heng, et al. The mathematical description and physical meaning of Instantaneous reactive power theory and conventional power theory under α - β coordinates[J]. Electrotechnical Journal, 2003, 18 (5): 42-45.

[10] 杨君, 王兆安, 邱关源. 不对称三相电路谐波及基波负序电流实时检测方法研究[J]. 西安交通大学学报, 1996, 30 (3): 94-100.
YANG Jun, WANG Zhao-an, QIU Guan-yuan. Asymmetric three-phase circuit harmonic and fundamental negative sequence current detection[J]. Journal of Xi'an Jiaotong University, 1996, 30 (3): 94-100.

[11] 刘兆燊, 李建林, 韩珏, 等. 瞬时无功及谐波电流的闭环检测电路[J]. 电力系统及其自动化学报, 2005, 17 (1): 45-47.
LIU Zhao-shen, LI Jian-lin, HAN Jue, et al. Closed-loop detecting circuit for instantaneous reactive and harmonic current[J]. Proceedings of the CSU-EPSCA, 2005, 17 (1): 45-47.

[12] Akagi H. Trends in active power line conditioners[J]. IEEE on Trans on Power Electron, 1994, 9(3): 263-268.

[13] 王兆安, 杨君. 谐波抑制和无功功率补偿[M]. 北京: 机械工业出版社, 1998.
WANG Zhao-an, YANG Jun. Harmonic suppression and reactive power compensation[M]. Beijing: China Machine Press, 1998.

收稿日期: 2009-12-19; 修回日期: 2010-06-08

作者简介:

蔡阳(1984-), 男, 研究生, 主要研究方向为电力系统谐波及补偿技术, 电力系统控制; E-mail: caiyang84@126.com

韦钢(1958-), 男, 教授, 主要研究方向为电力系统谐波及补偿技术、电力系统运行分析、电力系统规划等。E-mail: wg5815@sohu.com