

基于电网结构和状态的连锁故障预测与安全防御

潘一飞^① 付金琪 张帆 郭良

(国网冀北电力有限公司工程管理分公司 北京 100038)

摘 要 综合分析电网拓扑结构和运行特性,提出了一种新的预测连锁故障发展的方法。在系统发生 $N-k(k=0,1,2,\dots)$ 级故障后,通过保护措施使具有较高综合脆弱性指标的支路保持安全运行,能够提高电力系统的稳定能力,防御连锁故障发生。利用 IEEE-57 母线系统的实例分析,验证了该方法的合理性及有效性,证明本文方法预测出的连锁模式为系统中高风险的连锁故障序列,对具有较高综合脆弱性指标的支路进行保护,能够有效延缓甚至避免连锁故障的发生和发展。

关键词 电网连锁故障,静态能量函数,潮流熵,综合脆弱性指标,控制措施

0 引言

近年来,随着电网规模的日益扩大、电压等级的不断提高,威胁电网安全的因素不断增多,电网发生大规模停电的灾难性后果的严重度也显著增加^[1]。连锁故障被认为是引发大面积停电的主要原因^[2,3],研究电网的脆弱性环节和导致事故范围扩大的关键线路已经成为预防大面积停电的主要方法^[4,5]。

目前,国内外研究人员普遍认可电力系统是一种典型的复杂网络系统^[6]。利用复杂网络理论研究电网连锁故障方面已经取得了一定的成果。文献[7,8]提出了一种改进的 OPA 模型,利用风险价值和条件风险价值估计电力系统大停电风险。文献[9]认为电力系统的自组织临界状态与电网结构的均匀程度有关,提出平衡电网的均匀程度能够有效降低系统进入自组织临界状态的风险。文献[10]基于保护隐藏故障模式分析的 $N-k$ 故障分析方法,定量评估电网中继电保护装置的隐藏故障对系统可靠性的影响,找出系统的薄弱环节。文献[11]采用直流潮流法对电力系统进行连锁故障风险评估,找出风险指标大的关键线路,提出了减小

系统连锁故障风险的措施。文献[12]提出了支路脆弱性评估指标,通过计算各支路当前输送值偏离初始值的距离,确定系统的脆弱区域。以上研究成果都是从电网结构或运行状态的某一方面进行的研究,并未能将两者结合进行综合分析。在实际电网中,电网的拓扑结构和运行状态都有可能引发电网连锁故障。

本文开展了综合考虑电网拓扑结构和运行特性的电网连锁故障研究,提出了一种新的连锁故障发展的预测方法,并分析了在系统发生初始故障后,通过保护措施使具有较高综合脆弱性指标的支路能够安全运行,提高系统的稳定能力,防御连锁故障发生。最后,利用 IEEE-57 母线系统的实例分析,验证了该方法的合理性及有效性,证明此方法预测出的连锁模式为系统中高风险的连锁故障序列,对具有较高综合脆弱性指标的支路进行保护,能够有效延缓甚至避免连锁故障的发生和发展。

1 系统连锁故障的预测指标

1.1 静态能量函数模型

文献[13]建立节点能量函数模型,本文根据支

^① 男,1990 年生,硕士,工程师;研究方向:从事输变电工程技术和电压稳定研究;联系人,E-mail: panyifei1990@foxmail.com
(收稿日期:2018-03-01)

路传输的有功功率与无功功率建立相应的支路静态能量函数模型,表征支路潮流变化在能量积累的映射。

根据图 1 所示支路模型,根据支路功率传输关系,支路 ij 的潮流表达式为^[13]

$$P_{ij} = V_i^2 G_{ij} - V_i V_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) \quad (1)$$

$$Q_{ij} = -V_i^2 B_{ij} + V_i V_j (B_{ij} \cos \delta_{ij} - G_{ij} \sin \delta_{ij}) \quad (2)$$

式(1)、(2)中, P_{ij} 、 Q_{ij} 、 B_{ij} 、 G_{ij} 分别表示支路 ij 上的有功、无功、电纳和电导。在电力系统中,支路能量是不仅包括支路上的有功功率对应的能量,也包括在相同状态下同一时刻支路上的无功功率对应的能量。电网运行时,支路首末两段的电压相角差决定了有功功率,而首末两段的幅值差则能够决定支路上的无功功率。因此,完整的支路能量函数应对电压相角差和电压幅值差两部分同时进行积分^[14],其表达式如下:

$$\begin{aligned} E_{ij}^{(k)} &= \int_{(\delta_{ij}^k, V_{ij}^k)}^{(\delta_{ij}^c, V_{ij}^c)} [f_{p_{ij}}, f_{q_{ij}}] d \left[\begin{matrix} \delta_{ij} \\ V_{ij} \end{matrix} \right] \\ &= \int_{\delta_{ij}^k}^{\delta_{ij}^c} (P_{ij}^c - P_{ij}^k) d\delta_{ij} + \int_{V_{ij}^k}^{V_{ij}^c} \left(\frac{Q_{ij}^c - Q_{ij}^k}{V_{ij}} \right) dV_{ij} \\ &= \int_{\delta_{ij}^k}^{\delta_{ij}^c} [V_i^2 G_{ij} - V_i V_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) - P_{ij}^k] d\delta_{ij} \\ &\quad + \int_{V_{ij}^k}^{V_{ij}^c} \left[\frac{-V_i^2 B_{ij} + V_i V_j (B_{ij} \cos \delta_{ij} - G_{ij} \sin \delta_{ij}) - Q_{ij}^k}{V_{ij}} \right] dV_{ij} \end{aligned} \quad (3)$$

式(3)中, V_{ij}^k 、 δ_{ij}^k 、 P_{ij}^k 、 Q_{ij}^k 分别为 V_{ij} 、 δ_{ij} 、 P_{ij} 、 Q_{ij} 的初始状态值。 E_{ij} 的定义是:若电网运行状态出现改变时,支路上的功率从初始稳态到当前运行状态所对应的能量积累。式(3)是依据图 1 支路的等值电路模型建造的,也适用于电力系统的大部分线路。

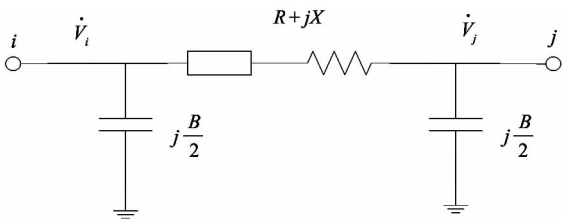


图 1 网络支路等值电路

1.2 电力系统潮流熵

在实际电力系统中,存在着电网结构不发生大

的变化,但其运行状态会根据电源端和负荷端的变化而产生巨大变化,即系统中的平均负载率及潮流分布会根据实际运行状态发生较大变化。支路的潮流与其容量是成正比关系的,容量越大的支路在系统上所承担的潮流就越重,而当支路容量小则其承担的潮流就越轻。当电网处于某种状态运行且系统内全部支路的潮流分布最均匀,则潮流熵应为 0。当电网处于某种状态运行且支路均处于不同的负载率区间时,其最大值为

$$H_{\max} = -\ln 10 \ln \frac{1}{N_l} \quad (4)$$

式(4)中, N_l 为支路数。电网运行时,其潮流分布应该是无序且不均的,则支路负载率也各不相同。由此可得,电网内一定存在某些支路负载较轻而未能被有效利用,而某些支路负载较重容易受到较小的扰动而发生故障。此时电网内潮流将因为这些重载支路故障而发生大规模转移,极易引发电网连锁故障。综上,精确搜索定位那些电网内容易发生故障而造成潮流大规模转移进而引发其他支路发生超载等情况的“重要支路”,对于预防和预测连锁故障模式十分必要。为了衡量支路跳闸对系统其余部分造成的影响,提出支路潮流转移熵模型。当电网处在稳态运行时,系统内支路 mn 的潮流可以表示为 E_{mn}^0 (即在初始状态下支路潮流),当支路 ij 发生故障并退出运行,此时支路 mn 上的潮流可以表示为 E_{mn}^{ij} 。支路 ij 发生故障引发的支路 mn 的潮流改变可表示为

$$\Delta E_{mn}^{(ij)} = E_{mn}^{(ij)} - E_{mn}^0 \quad (5)$$

则电网内发生的潮流转移可表示为

$$\Delta E_{mn}^{(ij)} = \sum_{mn=1}^{N_l} (E_{mn}^{(ij)} - E_{mn}^0) \quad (6)$$

由式(5)、(6)可知,支路 mn 发生的潮流转移量占整个电网转移量之比为

$$\beta_{mn}^{ij} = \frac{\Delta E_{mn}^{ij}}{\Delta E_{ij}^{ij}} \quad (7)$$

由式(7)可得支路 V 发生故障后潮流转移熵为

$$H(ij) = -\sum_{N_{ij}} \beta_{mn}^{ij} \ln \beta_{mn}^{ij} \quad (8)$$

式(8)中, N_{ij} 为支路数, $H_T(ij)$ 表示某些支路退出对电网潮流的影响,当系统内全部支路潮流转移冲击

率相等时,则 $H(ij)$ 达到最大值。支路 ij 发生故障后 $H(ij)$ 越大,则表示其故障后给电网潮流冲击分布更分散,对其他支路的冲击相对较小,对整个系统造成的冲击也就较小。当 $H(ij)$ 值越小时,表示系统因为支路 ij 发生故障后潮流转移集中在某几条线路上,则极易引发这些支路越线而发生故障,则支路 ij 故障对系统造成的冲击也就越大。

支路的静态能量与支路功率传输的关系体现了其本身的运行状态、改变程度和趋势,将静态能量函数模型将支路 ij 上能量 E_{ij} 对支路两端的电压差 V_{ij} 求偏导的值作为支路脆弱性灵敏度指标:

$$\phi_l(ij) = \frac{\partial E_{ij}}{\partial V_{ij}} \tag{9}$$

式(9)中, $\phi_l(ij)$ 能够反映支路 ij 两端节点 i 和节点 j 的电压差的变化趋势。当系统内的电源端和负荷端发生变化时,即系统潮流发生改变后,支路的脆弱程度也随之变化。当支路 ij 两端节点 i 和节点 j 的功率未有其他功率注入时,其值能够反映负荷的变化,所以 $\phi_l(ij)$ 也可以反映支路能量随着负荷变化的趋势和快慢。

1.3 灵敏度修正下的电力系统脆弱性综合指标

由超、特高压线路组成的潮流重负载、高电气介数、潮流转移熵越小的支路,是系统中最为重要的支路,会成为 $N-1$ 或 $N-k$ 故障后,系统潮流转移、冲击的主要线路,这些线路一旦发生初始故障后,极易引发连锁故障的发生。系统内发生 $N-1$ 或 $N-k$ 故障后,对电网的影响主要体现在电网结构和系统状态两方面。本文综合考虑电网结构和系统状态熵两方面影响,分析系统发生初始故障后,系统结构和状态改变对电网的影响,并利用灵敏度指标修正下将上述两方面指标进行结合作为评价支路脆弱性的综合评价指标:

$$H_T(ij) = \ln 10 \sum_{i=1}^n P(i) \ln P(i) \tag{10}$$

$$H_w(ij) = \sum_{j=1}^n \beta_{mn}^{ij} \ln \beta_{mn}^{ij} H_w(ij) \tag{11}$$

$$\delta(ij) = \phi_l(ij) \sqrt{\left| \frac{H_T(ij)}{H_w(ij)} \right|} = \frac{\partial E_{ij}}{\partial V_{ij}} \sqrt{\left| \frac{\ln 10 \sum_{i=1}^n P(i) \ln P(i)}{\sum_{j=1}^n \beta_{mn}^{ij} \ln \beta_{mn}^{ij} H_w(ij)} \right|} \tag{12}$$

式(10)中,电网结构熵 $H_T(i, j)$ 越大表示其支路 ij 在电网拓扑结构上表现越重要,其发生故障对电网结构的影响越严重, $H_T(ij)$ 越小则表现为支路 ij 故障对系统潮流的影响越集中。式(11)为考虑系统能量及潮流转移后电网潮流熵 $H_w(i, j)$, $\delta(ij)$ 综合考虑支路 ij 在系统拓扑结构的重要性和支路故障引发的潮流转移对系统的影响,其值越高则表征系统发生连锁故障的可能性越大。

2 连锁模式预测的综合裕度指标

连锁故障发生后,需要考虑前级故障的累积效应,系统发生第 k 级故障后,第 $k+1$ 级故障线路可以通过式(13)预测得到。

$$\begin{cases} C_{ij}^{(k+1)} = \delta_{ij}^{(k)} + \frac{\delta_{ij}^{(k)} - \delta_{ij}^{(k-1)}}{\delta_{ij}^{(k-1)}} + \frac{\delta_{ij}^{(k)} - \delta_{ij}^{(k-2)}}{\delta_{ij}^{(k-2)}} & (k = 2, 3, 4, \dots) \\ C_{ij}^{(2)} = \delta_{ij}^{(1)} + \frac{\delta_{ij}^{(1)} - \delta_{ij}^{(0)}}{\delta_{ij}^{(0)}} & (k = 2, 3, 4, \dots) \end{cases} \tag{13}$$

式(13)中, $\delta_{ij}^{(k)}$ 表示线路 ij 在发生了 k 级故障后的预测下一级故障综合评价指标, $(\delta_{ij}^{(k)} - \delta_{ij}^{(k-1)}) / \delta_{ij}^{(k-1)}$ 和 $(\delta_{ij}^{(k)} - \delta_{ij}^{(k-2)}) / \delta_{ij}^{(k-2)}$ 分别考虑了系统在发生了第 k 级故障在第 $k-1$ 级和第 $k-2$ 级的基础上支路结构和状态的变化率。 $C_{ij}^{(k+1)}$ 能够反映系统的故障前、故障发生过程中和故障后电网的运行状态和结构的安全指标,此指标预测出来的连锁模式为系统状态较严重的故障模式。则利用上述算法进行连锁故障预测时,程序流程图如图 2 所示。

3 算例仿真

利用 IEEE-57 母线系统(变压器支路 T1 至 T15 未考虑)进行仿真来验证本文方法的性能。

具有较高脆弱性综合评价指标的线路在电网的拓扑结构和实现电能传输中都具有非常关键的作用。图 3 为 IEEE-57 母线系统在正常运行状态下各条线路的综合评价指标,其值越大,说明该支路越重要,此支路故障对系统的影响也就越大。若将图3

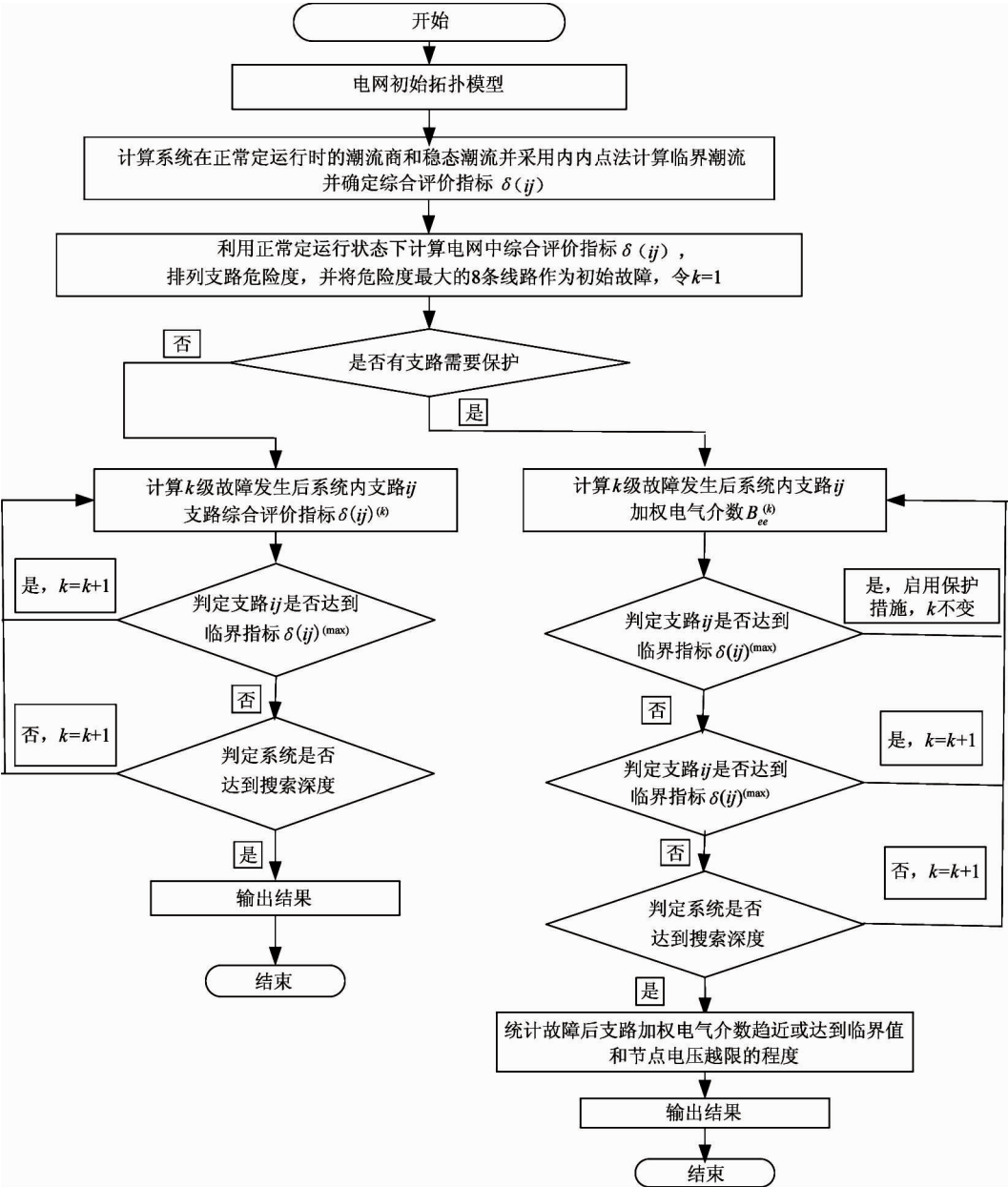


图 2 电网综合脆弱性的连锁故障预测流程框图

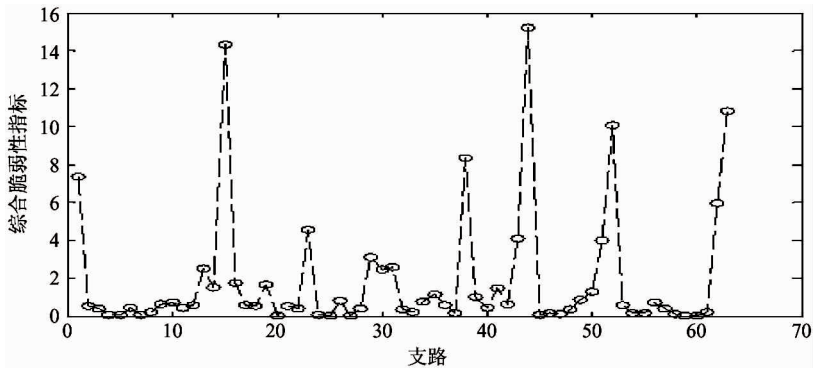


图 3 正常运行状态下支路 ij 综合脆弱性指标

中排在前十位的支路作为初始故障支路且系统未预设保护支路时,得到的后续故障线路如表 1 所示。

表 1 连锁故障后续预测线路(搜索深度设为 4 级)

初始故障	二级故障	三级故障	四级故障
L44	L41	L37	L35
L15	L55	L16	L44
L63	L29	L62	L52
L52	L40	L16	L63
L38	L16	L44	L1
L1	L44	L62	L15
L62	L23	L56	L15
L23	L52	L16	L24

若将图 3 中电气介数最高的 L44 作为初始故障支路且系统内预设保护支路时,得到的系统稳定能力如表 2 所示。

分析表 1、表 2 可以得到。

(1)如表 1 所示,在不同初始故障发生后,电网连锁故障的后续故障线路大多集中在图 3 中具有较高综合脆弱性指标的支路,也就是关键支路。针对这些支路的攻击会使系统更为脆弱,使整个电网趋于临界态,起到了加速系统崩溃的作用,证明本文判据的有效性。

(2)电网中具有较高综合脆弱性指标的支路主要是在电网中承担大功率电能运输的长程连接输电线路,在这些线路发生故障并退出运行后,整个电网

表 2 保护部分支路后系统稳定能力

初始故障	保护支路	故障后支路加权电气介数趋近或达到临界值的程度	节点电压越限(%)	支路潮流越限(%)
L44	不设	绝大多数趋近或达到	39%	33%
L44	L15 L63	63% 的支路趋近或达到	33%	27%
L44	L52 L38	66% 的支路趋近或达到	37%	37%
L44	L15L63L52L38	28.57% 的支路趋近或达到	19%	14%
L44	L15 L63 L52 L38 L1	12.7% 的支路趋近或达到	14%	11%
L44	L15 L63 L52 L38 L1 L62	7.94% 的支路趋近或达到	7%	3%
L44	所有重要支路	无支路趋近或达到	0%	0%

的结构将会被严重破坏,连通性迅速降低,很容易造成系统发生解裂,进而导致负荷损失。

(3)电网中具有较高综合脆弱性指标的支路及连接重要发电机节点和大负荷节点的输电线路。这种线路一旦发生故障会导致电网丢失重要电源、负荷,可能造成电网供电能力大幅降低和负荷损失。

(4)表 2 是对系统内部分具有较高综合脆弱性指标的支路进行保护后的系统稳定能力。在 L44 发生初始故障后,通过对系统采用低压减载等方式的保护措施后,使具有较高综合脆弱性指标的支路安全运行。由于节点电压水平和支路潮流是衡量电力系统稳定的重要标准,当电力系统的节点电压和支路潮流发生越限时,将严重威胁电力系统的安全运行,甚至发生连锁故障。实验结果表明,当对越多的

较高综合脆弱性指标的支路即关键支路进行保护后,将大大降低系统的节点电压和支路潮流越限指标,提高系统的稳定性和安全性。这种安全防御方式能够显著提高电力系统的稳定性,对高综合脆弱性指标的支路进行保护能有效延缓甚至避免连锁故障的发生。即在电力系统发生初始故障后,对具有较高综合脆弱性指标的支路进行保护,可以有效预防连锁故障的蔓延和防止系统的崩溃。

4 结 论

本文通过构建既考虑网络本身的拓扑结构又满足电力系统运行的实际状态的综合脆弱性指标,提出了引发电网连锁故障的关键线路辨识指标和计算方法。利用 IEEE-57 母线系统的实例分析,验证了

该方法的合理性及有效性,证明此方法预测出的连锁模式为系统中高风险的连锁故障序列。实验结果表明综合脆弱性指标能够很好地识别脆弱线路,针对较高综合脆弱性指标的支路的攻击会使电力系统更为脆弱。通过对这些支路进行保护,能够有效延缓甚至避免连锁故障的发生、发展。本文的方法既考虑网络本身的拓扑结构又满足电力系统运行的实际状态,有可能是未来研究复杂电力网络模型发展的趋势。

参考文献

- [1] 易俊,周孝信,肖逾男. 用连锁故障搜索算法判别系统的自组织临界状态[J]. 中国电机工程学报,2007,27(25):1-5
- [2] 孟仲伟,鲁宗相,宋靖雁. 中美电网的小世界拓扑模型比较分析[J]. 电力系统自动化,2004,28(15):21-24
- [3] 刘文颖,杨楠,张建立. 计及恶劣天气因素的复杂电网连锁故障事故链模型[J]. 中国电机工程学报,2012,32(7):53-59
- [4] 崔振,肖先勇,马超. 基于电网剖分与不确定性测度的电网灾难性事件评估[J]. 电力系统保护与控制,2011,39(20):30-37
- [5] 石立宝,史中英,姚良忠. 现代电力系统连锁性大停电事故机理研究综述[J]. 电网技术,2010,34(3):48-54
- [6] 曹一家,刘美君,丁理杰. 大电网安全性评估的系统复杂性理论研究[J]. 电力系统及其自动化学报,2007,19(1):1-8
- [7] 史进,涂光瑜,罗毅. 电力系统复杂网络特性分析与模型改进[J]. 中国电机工程学报,2008,28(25):93-98
- [8] 梅生伟,何飞,张雪敏. 一种改进的 OPA 模型及大停电风险评估[J]. 电力系统自动化,2008,32(13):1-5
- [9] 梁才,刘文颖,温志伟. 电网组织结构对其自组织临界性的影响[J]. 电力系统保护与控制,2010,38(20):6-11
- [10] 许婧,白晓民. 考虑保护隐藏故障的系统 N-k 故障分析[J]. 中国电机工程学报,2012,32(1):108-114
- [11] 杨明玉,田浩,姚万业. 基于继电保护隐性故障的电力系统连锁故障分析[J]. 电力系统保护与控制,2010,28(9):1-5
- [12] 刘群英,刘俊勇,刘起方. 基于支路势能信息的电网脆弱性评估[J]. 电力系统自动化,2008,32(10):6-11
- [13] 曹一家,刘美君,丁理杰. 大电网安全性评估的系统复杂性理论研究[J]. 电力系统及其自动化学报,2007,19(1):1-8

Cascading failure forecasting and security defense to power grid based on the running state and structure

Pan Yifei, Fu Jinqi, Zhang Fan, Guo Liang

(State Grid Jibei Electric Power Company Limited Engineering Management Company, Beijing 100038)

Abstract

A new method of predicting the power system cascading fault is proposed, which is based on the topology and operation characteristics of the grid. The protective measures will ensure the normal operation of some branches of the system which have higher comprehensive vulnerability index after the $N - k$ ($k = 0, 1, 2, \dots$) level fault occurs. Thus the stability of the electric system can be improved and the cascading failure can be prevented. The proposed method is verified through the case study of the Generatrix IEEE-57. The study also proves the forecasted cascading model being a high-risk cascading failure sequence in the system. Moreover, this study points out that the protection for the branches which have higher comprehensive vulnerability index could prevent the cascading failure.

Key words: power grid cascading failures, static energy function, power flow entropy, comprehensive vulnerability indicators, control measures