

# 含风力发电的配网电流保护运行风险评估

王增平, 戴志辉

(华北电力大学 电气与电子工程学院, 北京 102206)

**摘要:** 在含分布式电源(DG)的复杂配网继电保护研究中引入可靠性和运行风险评估,有助于克服由于 DG 介入可能出现的保护拒动和误动。结合 DG 的随机性特点,从复杂配网电流保护的特点入手,在对其进行失效分析的基础上,将保护可靠性分析与脆弱性评估方法相结合,将保护风险评估与其在电力系统中的动作行为和配合关系相结合,从运行风险的角度分析 DG 对配网保护的影响及进一步提高配网保护运行管理水平的新途径。算例分析验证了方法的有效性。

**关键词:** 风电; 配电网; 继电保护; 电流保护; 风险评估; 概率模型; 可靠性

**中图分类号:** TM 711.2; TM 773+1

**文献标识码:** A

**DOI:** 10.3969/j.issn.1006-6047.2013.06.002

## 0 引言

常规配电网为了保证供电可靠性,往往是环网建设、开环运行,一般不允许长期多电源环网供电。因此其正常运行时主要呈辐射状结构,线路潮流单向流动。分布式电源(DG)接入后,配网结构发生了变化,并产生了一系列亟待解决的保护问题<sup>[1-4]</sup>,例如双向潮流、保护灵敏度的降低或保护范围的缩小和扩大、保护的误动和拒动、线路故障但 DG 未跳开时可能产生的非同期重合闸问题。系统故障时迅速切除 DG 机组的措施虽可避免非同期重合闸和常规保护的协调问题,但可能造成 DG 不必要的切除,对配电网的可靠性带来不利影响。对此,目前多数文献从定值整定的优化校验、保护原理或逻辑的改进、增加保护的协调配合策略、增加 DG 控制手段等方面进行了大量分析。确定性方法一般考虑最可信、最严重的情况,对于之前未予考虑的情形,这样的原则往往会表现出一些不足。尤其在复杂配网中,随着 DG 的接入,电流保护需要考虑的可能情况增加,确定性分析方法的劣势难以发挥,甚至可能顾此失彼。

风险评估是对风险事件的发生概率及其造成的影响和损失进行量化分析的工作,是确定性分析方法和概率分析方法的延伸。其主要任务包括识别风险、评估风险概率和可能带来的负面影响、确定对象承受风险的能力等<sup>[5]</sup>。电力系统风险评估已经取得很多成果<sup>[6-7]</sup>,部分研究也考虑了继电保护因素,但保护可靠性模型还较粗糙。而专门针对继电保护可靠性的研究主要集中在系统软硬件、保护系统最优检修周期<sup>[8-10]</sup>,以及与电网运行方式相关性较大的保护

原理、配置方案及离线整定的定值引起的失效、隐性故障及其对电网安全的影响等方面<sup>[11-13]</sup>。目前,专门针对继电保护风险评估的研究<sup>[14-15]</sup>还较少。究其原因,一是输电系统中继电保护的高可靠性及保护系统可靠性问题本身的复杂性;二是保护系统风险评估中,如何准确衡量失效后果,如保护系统对一次系统的影响还缺乏共识。此外,传统可靠性评估中使用的设备状态概率是通过长期的历史数据统计得到的期望值,是平稳状态概率。而运行风险更多地需要面向调度,它的时间尺度短,应具有一定的时效性,考虑设备的实时变化及系统运行工况的影响。

在 DG 引入配电网后,常规电流保护已非十分“可靠”,而风险评估的多数特点正适合于分析 DG 引入配网后给继电保护系统带来的影响。本文结合风力发电等 DG 的随机性特点,从概率和 risk 的角度出发,通过利用非确定性方法分析既有电流保护的可靠运行能力,对改善复杂配网的保护系统进行有益尝试。

## 1 风险定义及保护系统风险评估构成

电力系统风险评估中,广泛使用的风险定义如下所示:

$$R(X_{i,t}) = \sum_i P(E_i) \left( \sum_j P(X_{i,j}|X_{i,t}) \times S(E_i, X_{i,j}) \right) \quad (1)$$

其中,  $X_{i,t}$  为  $t$  时刻系统的运行状态,可通过最近一次状态估计的结果及状态估计时刻到  $t$  时刻系统状态的变化情况进行分析和预测,其受诸多因素影响,如系统规模、拓扑结构、电源和负荷的分布情况、保护与控制策略、天气及环境等;  $X_{i,j}$  为第  $j$  种可能的系统状态;  $E_i$  为第  $i$  个事件,其发生的概率表示为  $P(E_i)$ ;  $S(E_i, X_{i,j})$  表示在第  $j$  种系统状态下发生第  $i$  个事件的后果,可由过负荷、低电压等表征。

不难看出以下 2 点:

a. 建立风险评估模型时需要考虑的因素很多,

收稿日期:2012-11-13;修回日期:2013-04-23

基金项目:国家自然科学基金重点资助项目(50837002);中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(11MG38)

Project supported by the Key Program of National Natural Science Foundation of China(50837002) and the Fundamental Research Funds for the Central Universities(11MG38)

如系统参数、元件失效和恢复过程、负荷的随机性、气候条件的影响等,但对于继电保护的运行风险分析,将这些因素全部考虑在一个模型中既不现实、也无必要;

**b.** 运行风险评估是从现在时刻的电网和保护系统运行状态出发,预测最近时段内遭遇失效的可能性及其严重程度,因此,对当前时刻电网运行状态的掌握和理解是提高评估结果准确性的基本要求和重要保障,对于含 DG 的配电网而言,随着 DG 的接入,网络结构更加复杂、元件更多、运行或故障中呈现的状态更难确定,及时、准确、同步地采集复杂配网运行状态信息对后续分析至关重要。

综上所述,本文首先给出配网保护运行风险评估的框架,包含以下 4 个环节:保护系统可靠性模型及相关概率的求解;不同失效的后果及其严重程度的评估;风险指标及其计算;合理的风险评估流程。具体构成如图 1 所示。

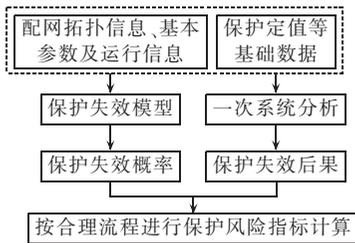


图 1 电流保护系统风险评估构成框图

Fig.1 Block diagram of risk assessment composition for current protection system

## 2 电流保护失效概率模型

本节综合考虑保护特性、保护定值及一次系统运行状况,采用非确定性分析方法建立电流保护元件的瞬时失效概率模型,定量反映保护动作特性与特定故障或运行状态的匹配程度<sup>[16]</sup>,为风险评估提供概率信息。

### 2.1 电流保护的瞬时不启动概率

继电保护系统通过采集电压、电流等模拟量及少数开关量信息进行故障区域或不正常运行状态的判别,为了对其失效的可能性进行定量分析,应尽可能地贴近保护实际,加之更关注其运行风险,因此风险评估的数据来源也是实时测量到的电压、电流量(对于电流保护而言是电流量),而风电接入对于电流保护的影响,最终也应反映在接入保护系统的电流模拟量及其蕴含的方向等信息中。

以电流保护特性曲线为参考边界,根据定值和实测的电流特征量,可计算保护元件的运行失效概率。由于三段式电流保护的判据一般采用幅值比较,因此,选取保护测量电流的大小和由保护定值确定的最小、最大及边界启动概率参照点,结合保护特性

确定其瞬时不启动概率。

具体地,其 I 段瞬时不启动概率  $p_{\text{ref}}^I$  按如下原则计算。

**a.** 当保护测量的全电流  $I_m(t)$  满足  $I_m(t) > I_{\text{max}}^I$  时,不启动概率最小,记为  $P_{J,\text{min}}^I$ ,其值可取为 0。  $I_{\text{max}}^I$  称为 I 段上限电流,其值可取 1.3 倍的电流保护 I 段定值  $I_{\text{set}}^I$ 。

**b.** 当  $I_m(t) < I_{\text{min}}^I$  时,不启动概率最大,记为  $P_{J,\text{max}}^I$ ,其值可取 1。  $I_{\text{min}}^I$  为最大运行方式下本线路末端发生各种短路时流过保护的最大电流,称为下限电流。

**c.** 当  $I_m(t) = I_{\text{set}}^I$  时,不启动概率记为  $P_{J,\text{mid}}^I$ ,可取值 0.5。

I 段不启动概率可按式(2)计算,其不启动的概率分布如图 2 所示。

$$p_{\text{ref}}^I = \begin{cases} P_{J,\text{max}}^I & 0 < I_m(t) \leq I_{\text{min}}^I \\ P_{J,\text{mid}}^I + (P_{J,\text{max}}^I - P_{J,\text{mid}}^I) \times \frac{I_{\text{set}}^I - I_m(t)}{I_{\text{set}}^I - I_{\text{min}}^I} & I_{\text{min}}^I < I_m(t) \leq I_{\text{set}}^I \\ (P_{J,\text{mid}}^I - P_{J,\text{min}}^I) \frac{I_{\text{max}}^I - I_m(t)}{I_{\text{max}}^I - I_{\text{set}}^I} & I_{\text{set}}^I < I_m(t) \leq I_{\text{max}}^I \\ P_{J,\text{min}}^I & I_m(t) > I_{\text{max}}^I \end{cases} \quad (2)$$

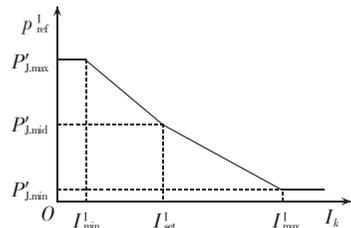


图 2 I 段运行不启动概率分布

Fig.2 Probability distribution of fail-to-operate of zone I

II 段、III 段瞬时不启动概率  $p_{\text{ref}}^{\text{II}}$ 、 $p_{\text{ref}}^{\text{III}}$  的计算思路同 I 段。电流保护 II 段的瞬时不启动概率对应的边界确定:下限电流取最大运行方式下相邻下级线路 I 段保护范围末端发生各种短路时流过保护的最大电流;上限电流取 1.3 倍的 II 段定值。III 段的瞬时不启动概率对应的上限电流和下限电流分别按最大负荷电流或 III 段定值的 1.3 倍、70% 选取。

### 2.2 电流保护的瞬时误动概率

误动概率是指区内无故障时保护动作的概率,或相邻设备故障且其保护未拒动的情况下,本设备保护动作的概率。它表征了在某一系统运行状态和保护定值情况下,保护误动的可能性<sup>[16]</sup>。对于三段式电流保护,每段也各有一个对应的误动概率:  $p_w^{\text{I}}(j)$ 、 $p_w^{\text{II}}(j)$  和  $p_w^{\text{III}}(j)$ 。各误动概率求解如下。

I 段:电流保护 I 段在被保护线路的第  $j$  条相邻(不考虑方向元件;若有方向元件则为相邻下一级)线路短路且其电流保护未拒动情况下动作属于误动,其概率如式(3)所示。

$$p_w^I(j) = (1 - p_{ref,j}^I p_{ref,j}^{II} p_{ref,j}^{III}) \times (1 - p_{ref,i}^I) \quad (3)$$

其中,  $p_{ref,j}^I$ 、 $p_{ref,j}^{II}$ 、 $p_{ref,j}^{III}$  为第  $j$  条相邻线路保护各段的不启动概率;  $p_{ref,i}^I$  表示本保护(保护  $i$ ) I 段的不启动概率。

II 段:其动作时间大于被保护线路及其第  $j$  条相邻线路 I 段的动作时间,只有在后 2 段保护拒动的情况下启动才能动作于跳闸,且只有当第  $j$  条相邻线路的 II、III 段不同时拒动,被保护线路的电流保护 II 段动作才为误动,其概率如式(4)所示。

$$p_w^{II}(j) = (1 - p_{ref,i}^{II}) p_{ref,i}^I p_{ref,j}^I (1 - p_{ref,j}^{II} p_{ref,j}^{III}) \quad (4)$$

III 段:考虑系统无故障情况下由于风力电源等因素导致的误动或 III 段时间定值低的邻线故障时本保护 III 段的误动,误动概率按式(5)计算。

$$p_w^{III}(j) = \begin{cases} 0 & I_m \leq 0.8I_{set}^{III} \\ \left( \frac{2.5I_m}{I_{set}^{III}} - 2 \right) p_{ref,ij}^{III} (2 - p_{ref,j}^{II} p_{ref,j}^{III}) & 0.8I_{set}^{III} < I_m < 1.2I_{set}^{III} \\ 1 \times p_{ref,ij}^{III} (2 - p_{ref,j}^{II} p_{ref,j}^{III}) & I_m \geq 1.2I_{set}^{III} \end{cases} \quad (5)$$

其中,  $p_{ref,ij}^{III} = p_{ref,j}^I p_{ref,j}^{II} p_{ref,j}^{III} p_{ref,i}^I p_{ref,i}^{II}$  为本保护(保护  $i$ ) II 段的不启动概率;  $I_m$  为当前保护的电流测量值;  $I_{set}^{III}$  为保护 III 段定值。当本保护无相邻线或相邻线测量电流为 0 的时候,取消不启动概率相关的限制项,即  $p_{ref,ij}^{III} (2 - p_{ref,j}^{II} p_{ref,j}^{III})$ 。

### 3 风险评估指标

有了概率信息,在确定风险指标之前还需确定能反映保护失效后果的严重程度度量。

目前电力系统风险评估中的后果函数一般同时反映事故和负荷条件,应用的指标体系主要有适用于系统充裕性评估的指标及适用于系统安全性评估的指标,如电量不足期望值(EENS)、负荷切除期望值(ELC)、平均稳定运行时间(MTIS)等。这些指标可在一定程度上反映系统或者元件的运行状况,但它们面向的是一次系统,多是对其所所有故障行为的一种综合统计,常用于规划,并不完全适合于从运行的角度评估系统运行风险,更不完全适合作为保护失效后果的度量。针对电力系统安全性问题,还有一些其他的风险评估指标。如 EPRI 提出的 PRI (Probabilistic Reliability Index) 评价指标,其定义为事故概率与受损程度的乘积,受损程度分别采用过负荷、电压越界、电压稳定性及甩负荷表征,并形成相应的评价指标。目前电力系统连锁故障风险评估中,一般采用上述几种指标,或进一步考虑频率异常等,它们重点考虑事故对一次系统所有可能的影响,因此务必全面。但面向保护系统的风险评估中,其失效后果的度量应结合保护失效的特点,尽可能避免引入非直接源于保护失效的受损,以降低风险评估的复杂度和误差。

因此,本文从负荷孤立、电源孤立、电网解列 3 个方面出发,从负荷损失的角度描述保护系统失效造成的后果。并由此定义了电流保护风险评估的 2 个指标,以综合衡量保护失效的可能性和后果。

a. 绝对风险指标 ARI (Absolute Risk Index)。

$$R_{ARI,m} = \sum_{i \in I_1} (P_i \times S_i) \quad (6)$$

其中,  $I_1$  为第  $m$  个电流保护系统的失效模式(拒动和误动)集合;  $P_i$  和  $S_i$  分别为第  $i$  种失效模式的发生概率与相应的损失负荷量。

绝对风险指标反映了一个电流保护系统失效造成负荷损失的期望值,单位与功率单位一致。负荷损失主要包括由于保护动作使得进线开断导致被孤立的负荷;由于出线开断导致被孤立的电源;由于系统解列并形成孤岛运行状态、DG 由其防孤岛保护跳开而损失的负荷。

b. 风险重要度指标 RII (Risk Importance Index)。

$$R_{RII,m} = \frac{R_{ARI,m}}{\sum_{m \in I_2} R_{ARI,m}} \quad (7)$$

其中,  $I_2$  为待评估电流保护系统的集合。

该归一化指标反映的是待评估保护风险的相对严重程度,可直接用于各保护风险的对比和排序。

### 4 继电保护运行风险评估流程

电流保护风险评估系统可根据需要进行手动启动、定时启动、采用电流突变量等启动元件启动或特征信息启动,如开关变位信息、跳闸信号、DG 的接入/退出信息、主电源供电中断信息等。

评估流程上,本文将保护失效计算和相关一次系统计算相结合,分别在不同模块中实现。在每个计算周期内对运行数据进行采样,遍历待评估保护系统集合,重复风险指标的计算过程,即得所有保护的风险指标。

对于任一评估对象,其风险指标计算过程如图 3 所示。根据失效概率模型求得待评估保护的失效概率后,分误动和拒动分别进行风险评估;待评估保护以一定概率误动后切除其所在线路进行  $N-1$  分析,确定由此造成的负荷损失,可求得误动风险;保护以一定概率拒动后,由其远后备保护切除故障虽属远后备正确动作,但扩大了事故范围,故计算远后备动作概率及其动作后损失的负荷。最后,综合误动风险和拒动风险即得该保护的运行风险。

在评估结果的利用方面,风险指标能反映各电流保护运行风险的相对严重程度,较之只关注概率值不会忽视那些发生概率低但后果严重的事件;对于具有相同风险指标的事件,为了区别高概率-低损失事件和低概率-高损失事件之间的相对重要性,遵循不仅看风险而且看后果的原则。例如,在风险评估

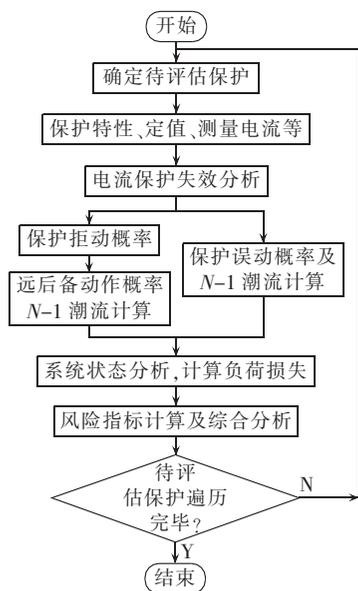


图 3 保护系统风险评估流程

Fig.3 Flowchart of risk assessment for protection system

中,一个发生概率为 0.001、失负荷量为 100 MW 的事件与一个概率为 0.01、失负荷量为 10 MW 的事件具有相同的风险值,但是从风险压力的角度来看,显然前者更易受到重视。

## 5 算例分析

采用图 4 所示某 10 kV 配电网为例验证算法的有效性。其中,架空线路型号为 LGJ-120,长度分别为  $l_{AB}=15$  km,  $l_{AC}=10$  km,  $l_{BD}=10$  km,  $l_{CE}=12$  km,  $l_{EF}=8$  km;系统 A 最大、最小运行方式下等值阻抗分别为  $Z_{A,\min}=0.09 \angle 80^\circ \Omega$  和  $Z_{A,\max}=0.13 \angle 80^\circ \Omega$ ;各线路最大负荷电流为 200 A, BD 线路的负荷为 5 MW, EF 线路的负荷为 4 MW。系统基准容量为 100 MV·A。

双馈风电机组额定功率 3 MW,通过专线接入 10 kV 母线。风力机惯性时间常数为 4.54 s,额定运行风速为 11 m/s。基准值下发电机定、转子电阻为 0.11 p.u.,定、转子电抗为 1.48 p.u.,发电机惯性常数为 0.5 s,极对数为 3。

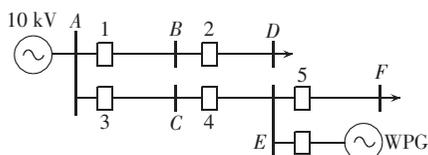


图 4 系统拓扑

Fig.4 System topology

各线路电流保护各段定值分别按如下原则整定。I 段:躲本线路末端三相短路最大电流,可靠系数取 1.3。II 段:与相邻线路保护的速动段/延时段配合;保证线路末端故障灵敏度不小于 1.3。III 段:躲本线路最大负荷电流,返回系数 0.9;相邻线路末端故

障灵敏度 1.3。其中线路 BD 和 EF 只配置过电流保护。各电流保护定值:  $I_{1,\text{set}}^I=1219.6$  A,  $I_{3,\text{set}}^I=1815.2$  A,  $I_{4,\text{set}}^I=834.6$  A;  $I_{1,\text{set}}^{II}=625$  A,  $I_{3,\text{set}}^{II}=930.2$  A;  $I_{1,\text{set}}^{III}=236$  A,  $I_{3,\text{set}}^{III}=260$  A,  $I_{4,\text{set}}^{III}=223$  A,  $I_{2,\text{set}}^{III}=I_{5,\text{set}}^{III}=266.7$  A。

配网故障时,若考虑风电机组满足条件(机组失稳、低压穿越能力等)后脱网,则脱网时间越小,对常规保护产生的影响可能越低。例如脱网时间小于保护 III 段时间则对保护 III 段的影响较低。为分析全面,后续假设脱网时间大于电流保护 III 段时间定值。暂不考虑重合闸作用,进行如下分析。

(1) 风电机组退出或投入、系统正常运行、保护定值不变的情况下,求得该系统中电流保护的运行风险为 0。

(2) EF 线路中点发生金属性相间故障,各电流保护的测量电流及运行风险指标如表 1 所示。其中, EF 线路只配置了过流保护 5,根据概率模型求得风险为 0,与其能正确切除故障相符合。保护 3、4 的误动概率均为 0,它们的 III 段除在系统 A 处于大方式下的不启动概率为 0.875 外,其他情况各段不启动概率均为 1,但远后备保护动作的概率为 0,故风险指标为 0。保护 1、2 的风险指标也为 0。

表 1 EF 线路中点故障时各保护测量电流及运行风险

Tab.1 Current measurements and operational risk of protections when fault occurs in middle of line EF

保护	系统 A 大方式		系统 A 小方式	
	测量电流/A	$R_{\text{RBI}}/\text{MW}$	测量电流/A	$R_{\text{RBI}}/\text{MW}$
3	207.30	0	181.80	0
4	207.30	0	181.80	0
5	1812.25	0	1808.22	0

系统 A 为最小运行方式下,当 EF 线路中点经  $5 \Omega$  过渡电阻发生相间故障时, AC、CE 线路电流降为 116.9 A, EF 线路电流 1162.9 A,仍能保证其保护可靠动作。各保护的运行风险值同表 1。

(3) 其他 2 种不同地点、不同故障类型对应的各保护测量电流及运行风险如表 2 所示。其中, BD 线路中点发生金属性相间故障时,保护 2 的运行风险为 0。根据式(5)求得保护 1 的 III 段误动概率为 0;保护 1 的 II 段(若配置)在系统 A 为大方式(小方

表 2 不同故障时各保护测量电流及运行风险

Tab.2 Current measurements and operational risk of protections for different faults

保护	AB 线路出口金属性三相短路(系统 A 为小方式)		BD 线路中点两相金属性故障	
	测量电流/A	$R_{\text{RBI}}/\text{MW}$	测量电流/A	$R_{\text{RBI}}/\text{MW}$
1	—	—	495.4/448.7	0.76/0.135
2	—	—	495.4/448.7	0
3	566.7	0	113.3/150.3	0
4	566.7	4	113.3/150.3	0

注:“/”前后数据对应系统 A 大方式/小方式。

式)下不启动概率为0.849(0.973),Ⅱ段存在以极小概率误动的可能,结合式(4)、式(6)求得保护1的绝对风险指标为0.76(0.135)MW。将风电机组退出,重新计算上述指标,结果接近相等,故该保护失效的风险来源并非风电机组的接入,但风电机组可能影响部分保护的保护区和灵敏度,且不全是消极的。若保护1的Ⅱ段时间定值较保护2的过流保护时间定值长(保护2只配过流保护),则保护1的运行风险为0。保护3、4的风险指标计算结果均为0,即无需方向元件它们也不会误动。

当BD线路中点发生经 $25\Omega$ 过渡电阻的相间故障时,系统A大方式(小方式)下,流经AB、BD线路的短路电流为258.8(248.9)A,流经AC、CE线路的电流为58(82)A。各保护的误动概率为0。但是,保护2的拒动概率为0.56(0.62),保护1作为远后备会以概率0.65(0.61)切除此故障,虽然是远后备保护的正确动作,但扩大了停电范围,因此计算保护2的拒动风险为1.82(1.89)MW。

另外不难发现,由于DG的接入,不同短路点故障时,系统A最大运行方式下,有些保护的测量电流未必大于其在系统A处于最小运行方式下的测量电流,与辐射状网络拓扑时特征不一致,也是保护优化时不能忽略的因素。

(4)系统A为最小运行方式下,当AB线路A侧出口发生三相短路时,流经AC、CE线路的电流为566.7A,若Ⅲ段时间定值以保护5为起点按照阶梯原则配合,取消不启动概率相关的限制项按式(5)求得保护4的过流保护误动概率为1,绝对风险指标为4MW,风电机组导致过电流保护误动是风险的主要来源。按式(5)求得保护3的误动概率为0。这种情况体现了时间定值对运行风险的影响,本例中其他条件接近的情况下,动作时间小的过流保护具有更高的误动风险。

由上述分析可知:

**a.** 系统故障会加剧DG对配网电流保护的影响,系统运行方式、故障位置、故障类型、过渡电阻及过流保护的定值都可能成为影响因素,科学的保护配置、定值整定校验和协调策略对于复杂配网意义重大;

**b.** 分析表明靠近故障点的保护一般具有更高的运行风险,可靠的方向元件对于降低DG对电流保护的影响具有一定的积极意义;

**c.** DG容量和系统容量的相对大小(包括从保护的角度权衡限制DG接入容量的利弊)、DG并网模式等也应作为优化保护时要考虑的因素。

对于配网管理人员而言,保护运行风险指标具有以下参考意义:

**a.** 风险指标能间接反映系统运行方式、系统故障时DG对电流保护的影响等因素,是保护原理与

特定故障或系统运行状态匹配程度的定量表示,可以利用其发现一些常规系统难以反映的问题;

**b.** 风险指标为保护系统的监控、分析提供冗余信息,风险指标数值高的保护需要重点监测并采取相应措施保证其可靠运行,指标亦可作为保护定值在线校验系统的冗余信息或启动信息之一。

## 6 结论

电流保护受系统运行方式等因素的影响较大,实际运行过程中,存在以一定概率误动或拒动的可能。随着配电网中风力发电等DG形式的介入,这种随机性特征更加明显。电流保护的运行风险评估模型体现了保护特性、保护定值及包含DG的配网运行状况,可定量计算短期内电流保护的拒动和误动风险,也可作为监测保护运行的参考手段,帮助找出既有保护可能存在的问题,为评估和提高含DG的配电网继电保护系统可靠运行能力提供参考信息。

## 参考文献:

- [1] 赵上林,吴在军,胡敏强,等. 分布式发电对重合器模式馈线自动化的影响[J]. 电力自动化设备,2009,29(10):55-58.  
ZHAO Shanglin,WU Zaijun,HU Minqiang,et al. Effect of distributed generation on feeder automation of recloser mode[J]. Electric Power Automation Equipment,2009,29(10):55-58.
- [2] PRADHAN A K,ROUTRAY A,MADHAN G S. Fault direction estimation in radial distribution system using phase change in sequence current[J]. IEEE Transactions on Power Delivery,2007,22(4):2065-2071.
- [3] 李红伟,王敬章,张安安. 一种含分布式发电系统的三相配电网潮流直接算法[J]. 电力自动化设备,2012,32(1):67-70.  
LI Hongwei,WANG Jingzhang,ZHANG Anan. Direct algorithm of three-phase power flow for radial distribution network with DGs[J]. Electric Power Automation Equipment,2012,32(1):67-70.
- [4] 林霞,陆于平,吴新佳. 分布式发电系统对继电保护灵敏度影响规律[J]. 电力自动化设备,2009,29(1):54-59,64.  
LIN Xia,LU Yuping,WU Xinjia. Influence law of distributed generation on relay protection sensitivity[J]. Electric Power Automation Equipment,2009,29(1):54-59,64.
- [5] NI M,MCCALLEY J D,VITTAL V,et al. Software implementation of online risk-based security assessment[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2003,18(3):1165-1172.
- [6] 汪隆君,李博,王钢,等. 计及电网变化过程的地区电网运行风险评估[J]. 电力系统自动化,2011,35(1):18-22.  
WANG Longjun,LI Bo,WANG Gang,et al. Operational risk assessment of regional power grid considering developing process[J]. Automation of Electric Power Systems,2011,35(1):18-22.
- [7] 鲁刚,文福拴,钟志勇,等. 电力市场环境计及风险的发电公司中期运行规划[J]. 电力自动化设备,2008,28(7):1-6.  
LU Gang,WEN Fushuan,ZHONG Zhiyong,et al. Mid-term operation planning with risk management of generation company in electricity market environment[J]. Electric Power Automation Equipment,2008,28(7):1-6.
- [8] 戴志辉,王增平,焦彦军. 基于动态故障树与蒙特卡罗仿真的保护系统动态可靠性评估[J]. 中国电机工程学报,2011,31(19):105-113.

- DAI Zhihui, WANG Zengping, JIAO Yanjun. Dynamic reliability assessment of protection system based on dynamic fault tree and Monte Carlo simulation[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(19): 105-113.
- [9] BILLINTON R, FOTUHI-FIRUZABAD M, SIDHU T S. Determination of the optimum routine test and self-checking intervals in protective relaying using a reliability model[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2002, 17(3): 663-669.
- [10] DAI Zhihui, WANG Zengping. Protection dynamic reliability analysis system based on 3RF technique[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(3): 1137-1144.
- [11] 熊小伏, 欧阳前方, 周家启, 等. 继电保护系统正确切除故障的概率模型[J]. 电力系统自动化, 2007, 31(7): 12-15.  
XIONG Xiaofu, OUYANG Qianfang, ZHOU Jiaqi, et al. Probabilistic model for the relay protection system's correct failure removal[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(7): 12-15.
- [12] 吴文传, 吕颖, 张伯明. 继电保护隐患的运行风险在线评估[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(7): 78-83.  
WU Wenchuan, LÜ Ying, ZHANG Bomng. On-line operating risk assessment of hidden failures in protection system[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(7): 78-83.
- [13] THORP J S, BAE K. An importance sampling application: 179 bus WSCC system under voltage based hidden failures and relay misoperation[C]//Proceeding of the 31st Hawaii International Conference on System Science. Hawaii, USA: IEEE Computer Society, 1998: 39-46.
- [14] 沈智健, 卢继平, 赵渊, 等. 阶段式电流保护运行风险评估模型[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(13): 70-77.  
SHEN Zhijian, LU Jiping, ZHAO Yuan, et al. Operational risk evaluation model of stepped current protection[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(13): 70-77.
- [15] FU W H, ZHAO Y, MECALLEY J D. Risk assessment for special protection systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2002, 17(1): 63-70.
- [16] 戴志辉, 王增平, 焦彦军, 等. 继电保护原理性运行失效概率模型[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(23): 16-20.  
DAI Zhihui, WANG Zengping, JIAO Yanjun, et al. An operation failure probability model for power system protection[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(23): 16-20.

#### 作者简介:

王增平(1964-), 男, 河北石家庄人, 教授, 博士研究生导师, 主要研究方向为电力系统保护与控制;

戴志辉(1980-), 男, 宁夏固原人, 讲师, 博士, 主要研究方向为电力系统保护与控制(E-mail: daihuadian@163.com)。

## Operation risk assessment for current protection of distribution network with wind farm

WANG Zengping, DAI Zhihui

(School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

**Abstract:** The introduction of the reliability and operational risk assessment to the research of protections for distribution network with DGs is helpful for the decrease of protection failures. With the current protection for complex distribution network as a start, based on its failure analysis and according to the randomness of DG, the effect of DG on the protections of distribution network and the new measures to further enhance the management level of distribution protection is explored from the respect of operational risk, which combines the reliability analysis of protection with the vulnerability assessment and the risk assessment of protection with its behavior and coordination in power system. Case study shows the effectiveness of the proposed method.

**Key words:** wind power; distribution network; relay protection; current protection; risk assessment; probabilistic model; reliability

### 虹科 PicoScope® 5000 系列产品介绍

Pico 技术首次将可重新配置 ADC 技术应用于示波器中, 一台产品分辨率可从 8 位到 16 位切换。

广州虹科电子科技有限公司所提供的新型 PicoScope® 5000 系列示波器具有显著不同的架构, 在不同的串行和并行组合时, 输入通道可容纳多个高分辨率 ADC, 从而提高采样速率或分辨率。在串行模式, 交错使用 ADC 可使采样速率在 8 位分辨率达 1 GS/s。交错降低了 ADC 的性能, 但所得结果仍优于交错 8 位 ADC 示波器。该模式在 12 位分辨率下的采样速率可达 500 MS/s。在并行模式, 多个 ADC 在每条通道内进行同相采样, 从而提高分辨率和动态性能。在采样速率为 125 MS/s 时, 每条通道 (70 dB SFDR) 内的分辨率提高至 14 位。

若仅需 2 条通道, 分辨率能提高至 15 位, 在单通道模式, 所有 ADC 相互结合, 可在采样率为 62.5 MS/s 时提供 16 位分辨率。

更多详细信息, 请登录 [www.hkaco.com](http://www.hkaco.com)。

电话: 400-999-3848

邮箱: [sales@hkaco.com](mailto:sales@hkaco.com)



(广州虹科电子科技有限公司)